



t m m o b
m a k i n a
m ü h e n d i s l e r i
o d a s ı

Türkiye'nin Enerji Görünümü 2016



oda raporu

Yayın No: MMO/659



tmmob
makina mühendisleri odası

ODA RAPORU

TÜRKİYE’NİN ENERJİ GÖRÜNÜMÜ 2016

Nisan 2016, Ankara

Yayın No: MMO/659

tmmob
makina mühendisleri odası

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

YAYIN NO: MMO/659
ISBN: 978-605-01-0876-7

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

Nisan 2016, Ankara

Baskı:
Ankamat Matbaacılık San. Ltd. Şti.
Tel: (0312) 394 54 94 - 95

SUNUŞ

Enerjiden yararlanmak modern çağın gereği ve temel bir insan hakkıdır. Bu nedenle, enerjinin tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve güvenilir bir şekilde sunulması, temel bir enerji politikası olmak zorundadır. Elektrik enerjisi; insan yaşamının zorunlu bir ihtiyacı, ortak bir gereksinim olarak toplumsal yapının vazgeçilmez bir ögesidir. Sosyal devlet anlayışında enerjinin tedarik ve sunumu kamusal bir hizmeti gerekli kılmaktadır. Elektrik enerjisinde üretim, iletim ve dağıtım faaliyetleri arasında organik bir bağ söz konusudur. Bu nedendir ki, bu üç faaliyet alanının eş zamanlı ve merkezî bir planlama anlayışı içinde yürütülmesi zorunludur. Elektrik enerjisi faaliyetleri toplum çıkarının gözetilmesi gereken bir kamu hizmetidir.

Türkiye bugüne kadar enerji ihtiyacını esas olarak yeni enerji arzıyla karşılamaya çalışan bir politika izlemiştir. İletim ve dağıtımdaki kayıplar ve nihai sektörlerde yer yer %50'nin üzerine çıkabilen enerji tasarrufu imkânları göz ardı edilmiştir. Enerji ihtiyacını karşılamak üzere genelde ithal enerji kaynağı kullanılmış ve fosil kaynaklı ithalata dayalı yüksek maliyetli yatırımlar yapılmış, dışa bağımlılık Türkiye için ciddi boyutlara ulaşmıştır.

Diğer yanda, iklim değişikliğinin olumsuz sonuçlarının sınırlanabilmesi için enerji üretiminde öncelik ve ağırlık, fosil yakıtlara değil, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına verilmesi gerekmektedir.

Toplum çıkarını gözeterek demokratik bir enerji planı ve programı için, sektörde bütünleşik kaynak planlaması zorunludur. Toplum yararını gözetecek olan bu planlama; enerji üretiminin dayanacağı kaynakların seçimi, yenilenebilir enerji kaynaklarına öncelik ve ağırlık verilmesi, enerji tüketim eğilimlerinin incelenmesi, talep tarafı yönetim uygulamalarının üzerinde yoğunlaşma, enerjinin daha verimli kullanımı, çevreye verilen zararın asgari düzeyde olması, iklim değişikliğine olumsuz etkilerin sınırlanması, yatırımın yapılacağı yörelerde yaşayan insanların hak ve çıkarlarının korunması vb. ölçütleri gözetilerek demokratik katılım mekanizmalarını kapsamalıdır.

Planlama çalışmalarına; kültür ve tabiat varlıklarını koruyan, çevresel ve sosyal etkileri itibarıyla sorunsuz, bireysel ve toplumsal haklara karşı saygılı, nükleer macera peşinde koşmayan, özelleştirme, taşeronlaşdırma ve iş güvencesinden yoksun çalışma koşullarından arınmış, toplumsal yararı gözeterek yeniden etkin kamu varlığını öngören bir anlayış egemen olmalıdır.

Türkiye enerji sektörünü böyle bir bakış açısıyla irdelemek amacıyla, Odamız tarafından 2010 yılından bu yana her iki yılda bir yayımlanan Türkiye Enerji Görünümü Raporları, enerji sektörü için önemli bir bilgi kaynağı olmuştur. Türkiye Enerji Görünümü 2016 Raporu, Odamızın, Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği'nin, Elektrik Mühendisleri Odası'nın, Petrol Mühendisleri Odası'nın, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve ilgili kuruluşlarının (TEİAŞ, EÜAŞ, BOTAŞ, EPDK, TKİ), sektördeki derneklerin (PETFORM, GAZBİR, TUREB), ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu'nun ve sektörde faaliyet gösteren birçok uzmanın, enerji alanındaki çalışmalarının sonuçlarından hareketle hazırlanmıştır.

Raporda; ülkemiz enerji sektörünün durumu ayrıntılı bir şekilde irdelenmekte, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarında mevcut durum ve değerlendirmeyi bekleyen potansiyel vurgulanmakta, Türkiye'nin enerji görünümü detaylı bir şekilde ve güncel verilerle anlatılmakta, enerji sektöründe toplum çıkarlarını gözeterek enerji politikalarının uygulanabilmesi için, planlı ve programlı bir yaklaşımla hazırlanan kapsamlı önerilerde bulunmaktadır.

Enerjiye ilgi duyan, bilgiye ihtiyacı olan herkesin Odamızın web sitesinden indirerek başvurabileceği bu Raporun, sektör çalışanlarının, üniversite ve tüm yüksek öğretim kurumlarındaki öğretim üyeleri ve öğrenciler için ciddi bir başvuru kaynağı olmasını bekliyoruz.

- Raporun hazırlık çalışmalarının yöneticiliğini ve editörlüğünü üstlenen ve bazı bölümlerini hazırlayan MMO Enerji Çalışma Grubu Başkanı Oğuz TÜRKYILMAZ ve TMMOB Makina Mühendisleri Odası Yönetim Kurulu ve Enerji Çalışma Grubu üyesi Şayende YILMAZ'a,
- Raporun redaksiyonu için yoğun emek harcayan MMO Enerji Çalışma Grubu Danışmanı, ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu üyesi maden mühendisi Mehmet KAYADELEN'e,
- Raporun "Türkiye Enerji Talebindeki Gelişmeler" bölümü için çalışmalarından yararlandığımız Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi'nin 2011-2014 dönemi Yönetim Kurulu Başkanı Süreyya Yücel ÖZDEN ve Denetim Kurulu üyesi Çetin KOÇAK'a,
- Raporun "Elektrik Üretimi" bölümünü Oğuz TÜRKYILMAZ ile birlikte hazırlayan, ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu üyesi matematikçi Yusuf BAYRAK'a; bu bölümde yer alan, "Elektrik Özelleştirmeleri ve Getirdikleri" başlıklı TMMOB Enerji Sempozyumu bildirisini bizimle paylaşan elektrik mühendisi, TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası Enerji Çalışmaları koordinatörü Olgun SAKARYA'ya; bu bölümde yer alan, "Yatırım Döngüsü ve Arz-Talep Dengeleri Konusunda Bir Değerlendirme" başlıklı makalesini bizimle paylaşan, elektrik yüksek mühendisi, emekli Enerji İşleri Genel Müdürü, ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu üyesi Budak DİLLİ'ye,
- Raporun "Doğal Gaz" bölümünü hazırlayan elektrik mühendisi ve ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu Başkanı Erdinç ÖZEN'e, bu bölümde yer alan, "Uluslararası Boru Hatları Siyaseti ve Türkiye" başlıklı makalesini bizimle paylaşan EPPEN (Enerji Piyasaları ve Politikaları Enstitüsü) Başkanı Dr. Volkan ÖZDEMİR'e,
- Raporun "Petrol" bölümünü hazırlayan Yöneylem Araştırmacısı-İstatistikçi Ülker AYDIN'a ve kimya yüksek mühendisi Hülya PEKER'E; bu bölümde yer alan, "Türkiye'de Petrol Sektörü ve Özelleştirmeler" başlıklı TMMOB Enerji Sempozyumu bildirisini bizimle paylaşan TMMOB Petrol Mühendisleri Odası Enerji Politikaları Çalışma Grubu Başkanı petrol mühendisi Necdet PAMİR'e,
- Raporun "Kömür" bölümünü hazırlayan maden yüksek mühendisi, Dr. Nejat Tamzok'a,
- Raporun "Nükleer Santral Projeleri" bölümünü hazırlayan nükleer yüksek mühendis Dr. Benan BAŞOĞLU'na,
- Raporun "Hidroelektrik" bölümü için çalışmalarından yararlandığımız Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi'nin 2011-2014 dönemi Yönetim Kurulu üyesi inşaat mühendisi Ayla TUTUŞ'a,
- Raporun "Rüzgar" ve "Yenilenebilir Enerji Teşvikleri" bölümlerini hazırlayan, elektrik mühendisi, kamu yönetimi uzmanı MMO Enerji Çalışma Grubu danışmanı Zerrin Tac ALTUNTAŞOĞLU'na,
- Raporun "Jeotermal" bölümünü hazırlayan petrol mühendisi, ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu üyesi Tefrik KAYA'ya,
- Raporun "Güneş Enerjisi" bölümünü hazırlayan endüstri yüksek mühendisi, MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi Şenol TUNÇ'a,
- Raporun "Biyoyakıtlar" bölümünü hazırlayan kimya yüksek mühendisi, Temiz Enerji Vakfı Koordinatörü Dr. Figen AR'a,
- Raporun "Enerji Verimliliği" bölümünü hazırlayan makina mühendisi, Temiz Enerji Vakfı Yönetim Kurulu Başkanı ve MMO Enerji Çalışma Grubu üyesi Tülin KESKİN'e,

- Raporun "İklim Değişikliği" bölümünü hazırlayan maden yüksek mühendisi Dr. Çağatay DİK-MEN'e,
- Raporunda yer alan, "Enerjide Toplum Yararı" başlıklı TMMOB Enerji Sempozyumu bildirilerini bizimle paylaşan, MMO Enerji Çalışma Grubu Danışmanı, ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu üyesi maden mühendisi Mehmet KAYADELEN'e, Prof. Aziz KONUKMAN'a, MMO Enerji Çalışma Grubu Başkanı Oğuz TÜRKYILMAZ'a,
- Raporunda yer alan görüş ve önerilerin geliştirilmesi ve zenginleştirilmesine yönelik tartışmaları ve katkıları için ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu'na,
- Kısıtlı bir sürede yoğun ve özverili bir çalışmayla Raporu yayına hazırlayan MMO Yayın Birimi yönetici ve çalışanlarına teşekkür ederiz.

Nisan 2016

**TMMOB Makina Mühendisleri Odası
Yönetim Kurulu**

İÇİNDEKİLER

1. TÜRKİYE’NİN ENERJİ TALEBİNDEKİ GELİŞMELER.....	1
1.1 Türkiye Toplam Birincil Enerji Arzı ve Talep Tahminleri	1
1.2 Türkiye Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Göre İrdelenmesi	3
1.3 Türkiye Birincil Enerji Üretimi.....	5
1.4 Türkiye Enerji Ticareti.....	7
1.5 Sonuç	8
2. ELEKTRİK ÜRETİMİ: MEVZUAT VE UYGULAMALAR.....	11
2.1 Mevcut Durum.....	11
2.2 Elektrik Üretimi Hedefler	17
2.3 Elektrik Arzının ve Tüketiminin Gelişimi	21
2.4 Elektrik Talep Tahmini ve Üretim Kapasite Projeksiyonları	24
2.5 Elektrik Üretiminin Kaynakları	26
2.6 Türkiye Elektrik Üretiminin Kuruluşlara Göre Dağılımı	34
2.7 Elektrik Özelleştirmeleri ve Getirdikleri	37
2.8 Yatırım Döngüsü ve Arz-Talep Dengeleri Konusunda Bir Değerlendirme	51
3. DOĞAL GAZ SEKTÖR GÖRÜNÜMÜ.....	55
3.1 2014 Yılına İlişkin İthalat ve Tüketim Verilerinin İrdelenmesi.....	55
3.2 Doğal Gaz Sektöründe 2015'te Piyasa Faaliyetleri ile İlgili Gelişmeler, Değerlendirmeler.....	59
3.3 Mevzuat Değişiklikleri	74
3.4 Türkiye’nin Enerji Terminali Olma Vizyonu	75
3.5 Uluslararası Projeler.....	77
3.6 Uluslararası Boru Hatları Siyaseti ve Türkiye.....	82
4. PETROL	87
4.1 Üretim ve Arama Faaliyetleri	87
4.2 Rafinaj	97
4.3 Petrokimya.....	103
4.4 Petrol Fiyatlarına Genel Bakış	103
4.5 Türkiye Petrol İthalatınının Faturası	106
4.6 Petrolün Tüketim Alanları	106
4.7 Petrol Sektörü ile İlgili Tespitler	107
4.8 Türkiye'de Petrol Sektörü ve Özelleştirmeler	108

5.	DÜNYADA VE TÜRKİYEDE KÖMÜR	117
	5.1 Dünyada Sektörün Görünümü	117
	5.2 Türkiye’de Sektörün Görünümü.....	140
6.	NÜKLEER SANTRAL PROJELERİ	187
	6.1 Ülkemizde Yapılması Planlanan ve Uluslararası Anlaşmaları Yapılan Projeler	187
	6.2 Türkiye’deki Nükleer Enerji Santral Projeleri Üzerine Notlar, Gözlemler ve Yanıt Bekleyen Sorular.....	188
	6.3 Sonuç.....	196
7.	TÜRKİYE HİDROELEKTRİK POTANSİYELİ VE GELİŞME DURUMU	203
	7.1 Türkiye Su ve Hidroelektrik Potansiyeli ve Gelişme Durumu.....	203
	7.2 Hükümetlerarası İkili İşbirliği Kapsamındaki Projelerin Bugünkü Durumu	217
	7.3 Proje İlerleme Durumları	222
	7.4 Su Yapılarının Denetimi	224
8.	TÜRKİYE’DE RÜZGÂR ENERJİSİ	227
	8.1 Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli.....	227
	8.2 Türkiye Rüzgâr Enerjisinin Gelişimi	228
	8.3 Rüzgâr Enerjisine Uygulanan Teşvikler.....	237
	8.4 Rüzgârdan Üretilen Elektrığın Ticareti	240
	8.5 Yeni Başvurular İçin İzlenecek Adımlar.....	245
9.	JEOTERMAL ENERJİ	247
	9.1 Türkiye’de Jeotermal Enerjinin Doğrudan Kullanımı.....	247
10.	TÜRKİYE’DE GÜNEŞ ENERJİSİ	255
	10.1 Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli.....	255
	10.2 Türkiye’de Güneş Enerjisinin Kullanımı.....	257
	10.3 Güneş Enerjisine Uygulanan Teşvikler	262
	10.4 Güneş Enerjisine Uygulanacak Mevzuat	263
11.	ÜLKEMİZDE BİYOKÜTLE ve BİYOYAKIT SEKTÖRÜ (Biyodizel-Biyoetanol-Biyogaz).....	267
	11.1 Genel	267
	11.2 Biyogaz	268
	11.3 Biyodizel	269
	11.4 Biyoetanol	270
	11.5 Sonuç ve Öneri	270

12. YEK DESTEKLERİ	273
13. ENERJİ VERİMLİLİĞİ	281
13.1 Genel.....	281
13.2 Enerji Verimliliğinde Türkiye'deki Durumun Değerlendirilmesi.....	283
13.3 Enerji Verimliliği Politika Belgeleri	286
14. İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ.....	291
14.1 Uluslararası Süreç ve Türkiye'nin Pozisyonu	295
14.2 Türkiye'nin İklim Değişikliğine Katkısı	297
14.3 İklim Değişikliğinin Türkiye'ye Etkisi.....	302
14.4 Türkiye'nin İklim Hedefleri	303
15. ÖNERİLER	313
15.1 Genel Politikalar	313
15.2 Doğal Gaz	318
15.3 Kömür ve Kömür Yakıtlı Santraller	322
15.4 Hidroelektrik	324
15.5 Rüzgâr Enerjisi	327
15.6 Jeotermal Enerji	329
15.7 Güneş Enerjisi.....	331
15.8. Biyoyakıtlar	334
15.9 Yerel Yönetimler.....	336
15.10 İklim Değişikliği	337
15.11 Politikalar ve Enerji Ekipmanlarının Yerli Üretimi.....	339
16. ENERJİDE TOPLUM YARARI	341
16.1 Giriş.....	341
16.2 Kamu Hizmeti ve Doğal Kaynaklar Bağlamında Devletin Sorumlulukları	342
16.3 Kamu/Toplum Yararı Kavramı Ne İfade Eder? Bu Kavram Hangi Faaliyetlerde ve Nasıl Gözetilebilir?	343
16.4 Enerjide Toplum Yararının Gözetilmesi Açısından Mevzuat ve Uygulama	346
16.5 Sonuç ve Öneriler	355

1. TÜRKİYE'NİN ENERJİ TALEBİNDEKİ GELİŞMELER

Şayende Yılmaz

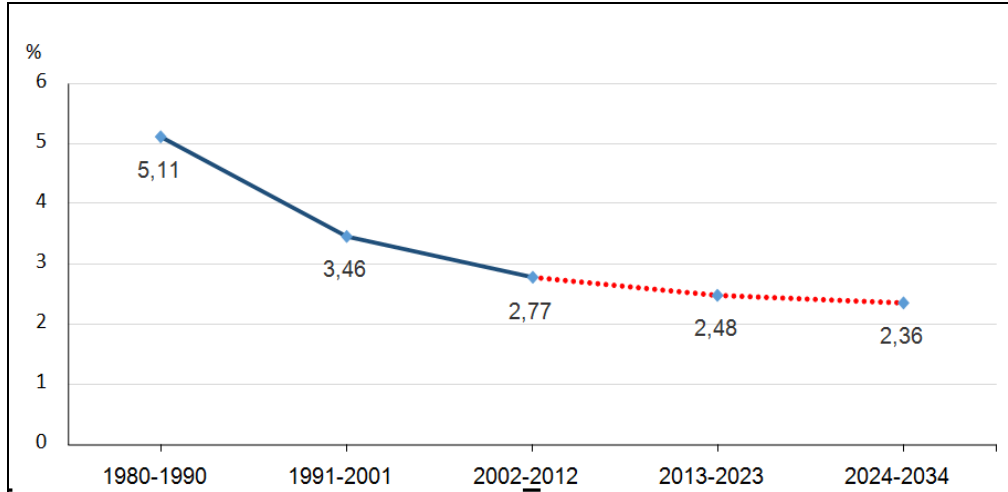
TMMOB Makina Mühendisleri Odası Yönetim Kurulu Üyesi
Enerji Çalışma Grubu Üyesi

Türkiye birincil enerji talebi ve üretimi ile ilgili çözümlenmeler, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayımlanan veriler üzerinden yapılmaktadır.

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi 2011-2014 dönemi Yönetim Kurulu Başkanı Süreyya Yücel Özden ve Denetim Kurulu Üyesi Çetin Koçak'ın hazırladığı ve yıllık enerji raporlarında bu verileri esas alan ve DEK-TMK 2013 Enerji Raporu'nda bulunan Türkiye Birincil Enerji Üretimi başlıklı bölümü, 2014 yılında yayımlanan Oda Raporumuzda da yer almıştı. Konu hakkında kayda değer bilgi ve değerlendirmeler içeren bu çalışmaların metodolojisi ve içeriğinden geniş ölçüde yararlanılmış ve erişilebilen güncel veriler ile yeni bilgiler eklenerek, bu bölüm TMMOB Makina Mühendisleri Odası Yönetim Kurulu ve Enerji Çalışma Grubu Üyesi Şayende Yılmaz tarafından hazırlanmıştır.

1.1 Türkiye Toplam Birincil Enerji Arzı ve Talep Tahminleri

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

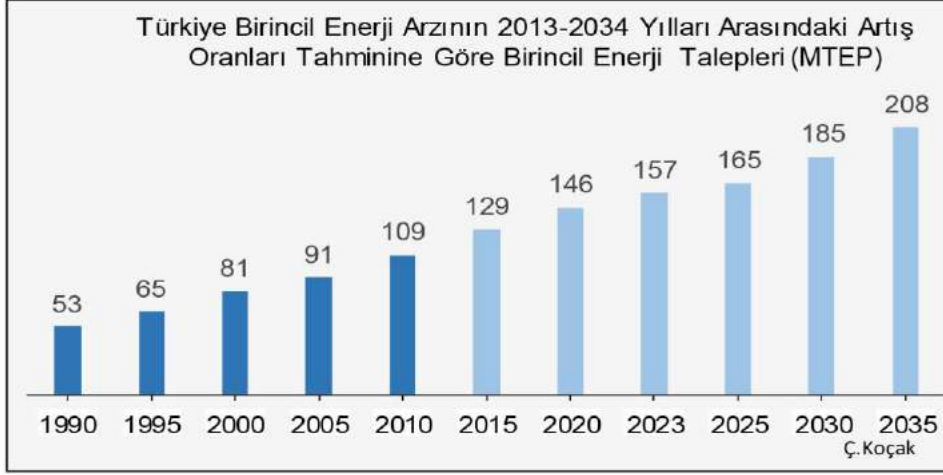


Şekil 1.1 Türkiye Birincil Enerji Arzının 1980-2012 Yılları Arasındaki 11 Yıllık Artış Ortalamalarının Eğilimine Göre 2013-2034 Yılları Arasındaki Artış Oranı Tahmini (%)

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

Hazırlayan: Ç. Koçak

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



Şekil 1.2 2015-2035 Yılları Türkiye Birincil Enerji Talep Tahminleri

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

Daha sonra bu artış oranları esas alınarak, gelecek yıllardaki Türkiye'nin toplam birincil enerji talepleri hesaplanmıştır. Böylelikle, toplam birincil enerji talebinin 2015 yılında 129, 2020 yılında 146, 2023 yılında 157, 2025 yılında 165, 2030 yılında 185, 2035 yılında ise 208 milyon TEP olacağı tahmin edilmiştir (Şekil 1.2). 2012 yılı Genel Enerji Denge Tablosu'nda birincil enerji arz değeri, linyit üretim miktarının gözden geçirilmesi sonucu 121 yerine 120 milyon TEP alınmıştır.

Tablo 1.1 Türkiye Birincil Enerji Talep Tahmini, Gerçekleşme ve Sapmalar

1998-2020 B.E.A.Talep Tahminleri ve Sapmalar			
	Tahmin	Gerçekleşme	Sapma Oranı
Yıllar	MTEP	MTEP	%
2000	91	81	11
2005	125	91	27
2010	175	109	38
2011	184	115	38
2012	194	120	38
2014	**	**	**

** Bilgi bulunamadı.

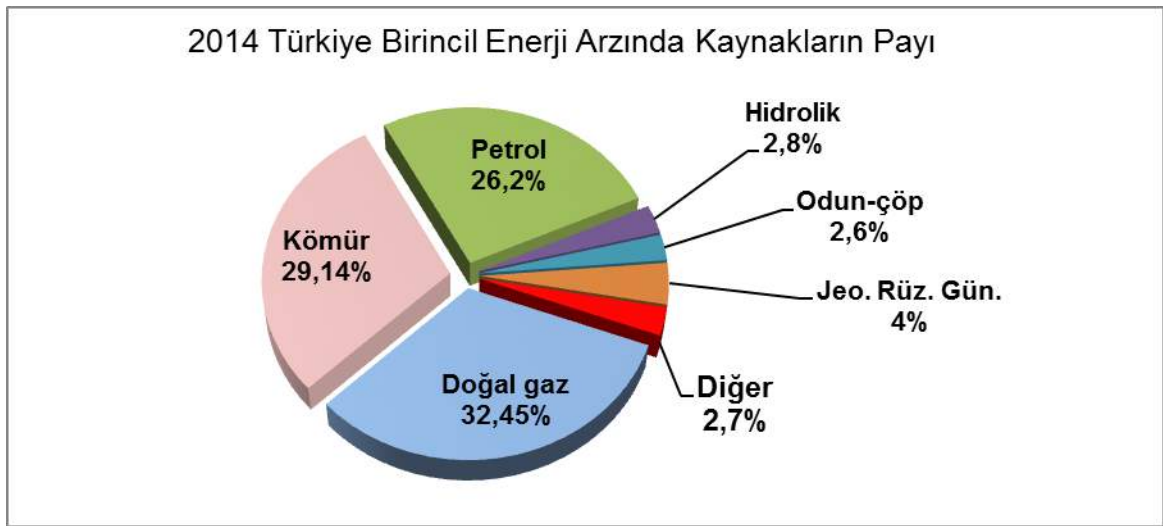
Kaynak: ETKB, EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

Kuşkusuz, talep tahminlerinde makul büyüklükteki sapmalar normal karşılanır. Ancak geçmiş yıllarda yapılan elektrik ve birincil enerji talep tahminlerinde % 30'u aşan büyük sapmalar olmuştur. Örne-

ğın,1998-2020 dönemi için ETKB tarafından MAED modeli kullanılarak yapılan talep tahminlerinde büyük sapmalar olmuştur (Tablo 1.1).

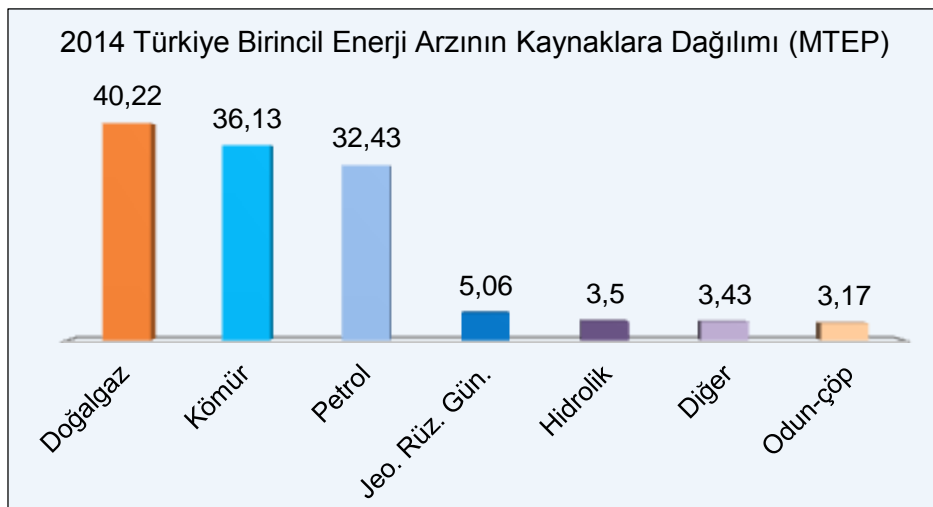
1.2 Türkiye Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Göre İrdelenmesi

Türkiye'nin 2014 yılındaki toplam birincil enerji arzı 124 milyon TEP'dir. Bu arzın kaynaklara dağılımında, ilk sırayı 40,2 milyon TEP ve toplam arzın % 32,5'i ile doğalgaz almıştır. Doğalgazı, 36,13 milyon TEP ve % 29,14 ile kömür, 32,43 milyon TEP ve % 26,2 ile petrol, 3,52 milyon TEP ve % 2,8 ile jeotermal, 3,5 milyon TEP ve % 2,8 ile hidrolik, 3,17 milyon TEP ve % 2,6 ile odun-çöp, 1,54 milyon TEP ve % 1,24 oranı ile rüzgâr-güneş ve 3,44 milyon TEP ile diğer kaynaklar izlemiştir. (Şekil 1.3, Şekil 1.4).



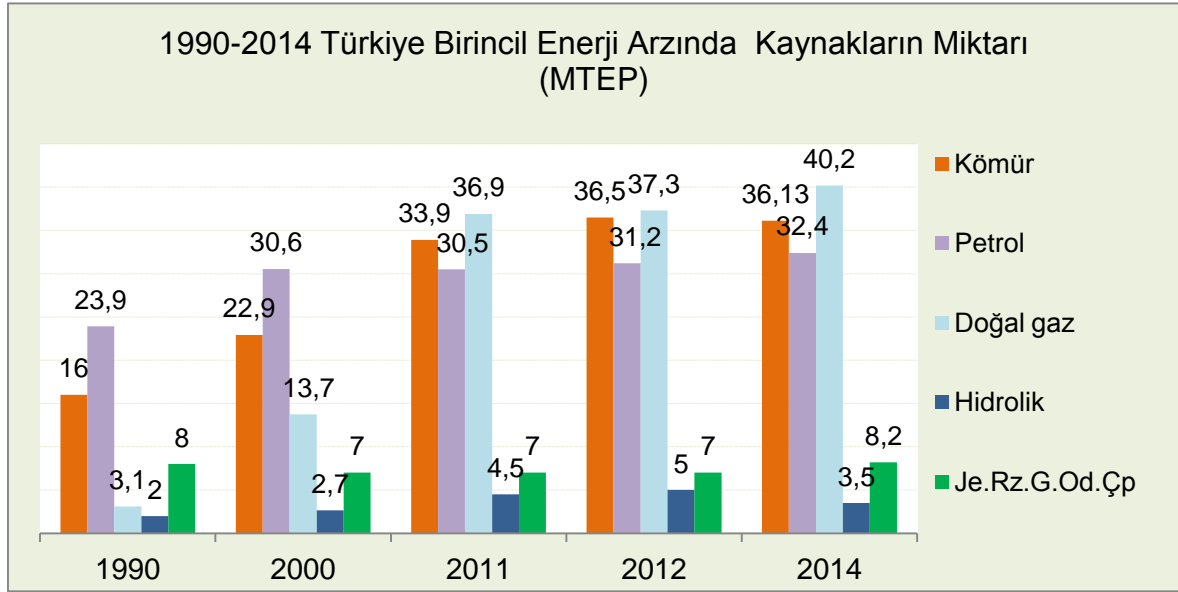
Şekil 1.3 2014 Yılı Türkiye Birincil Enerji Arzında Kaynakların Payı

Kaynak: EİGM/ETKB 2014 Genel Enerji Denge Tablosu



Şekil 1.4 2014 Yılı Türkiye Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Dağılımı (MTEP)

Kaynak: EİGM/ETKB 2014 Genel Enerji Denge Tablosu



Şekil 1.5 1990- 2014 Yılları Türkiye Birincil Enerji Arzında Kaynakların Miktarı

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

Tablo 1.2 Türkiye Toplam Birincil Enerji Arzı İçinde Kaynakların Miktar ve Payları

Yıllar		1990	2000	2011	2012	2014
Kömür	Bin TEP	16.110	22.928	33.879	36.495	36.126
	%	30	29	30	30,4	29,14
Petrol	Bin TEP	23.901	32.297	30.499	31.205	32.428
	%	45	40	27	26	26,16
Doğalgaz	Bin TEP	3.110	13.729	36.909	37.373	40.219
	%	6	17	32	31	32,45
Hidrolik	Bin TEP	1.991	2.656	4.501	4.976	3.495
	%	4	3	4	4	2,8
Odun, çöp v.b.	Bin TEP	7.208	6.457	3.537	3.465	3.169
	%	14	8	3	3	2,6
Jeotermal, Güneş, Rüzgar	Bin TEP	461	978	3.096	3.508	5.060
	%	1	1	3	3	4
Diğer	Bin TEP	206	1.456	2.071	3.070	3.439
	%	1	2	2	2,5	2,8
T. BİRİNCİL ENERJİ ARZI	Bin TEP	52.987	80.500	114.490	120.093	123.937
	%	100	100	100	100	100

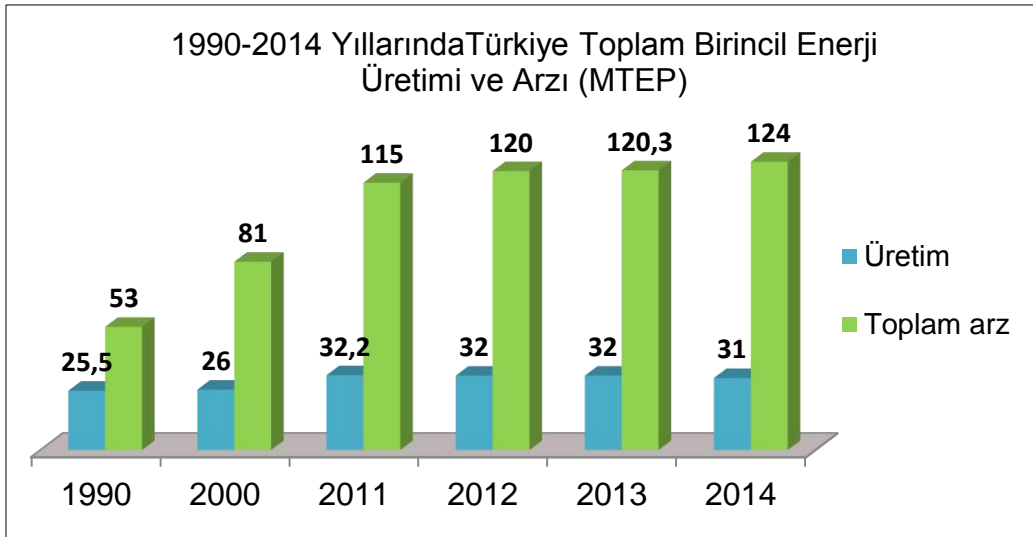
Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

1990-2014 döneminde, Türkiye toplam birincil enerji arzı içinde kaynakların paylarıyla ilgili açıklamalar aşağıda özetlenmiştir.

- **Kömür:** 1990 yılına göre % 124,2 oranında 20.016 bin TEP artarak 2014 yılında 36.126 bin TEP olmuştur. 2014 yılında, 2000 yılına göre % 57,5 artarken, 2012 yılına göre % 1 azalmıştır. 1990-2014 döneminde Türkiye toplam birincil enerji arzı içinde kömürün payı % 30'dan % 29,14'e düşmüştür.
- **Petrol:** 1990'da % 45'ten 2014'te % 26'ya gerilemiş olsa da geçen yirmi dört yılda miktar bakımından 1990 yılına göre 8.527 bin TEP artarak 2014 yılında 32.428 bin TEP olmuştur. 2014 yılında, 2012 yılına göre % 4 artış olurken, 2000 yılına göre sadece % 0,4 artış olmuştur.
- **Doğalgaz:** 1990'da % 6'dan 2014'te % 32,45'e yükselmiş olup miktar olarak 1990 yılına göre 37.109 bin TEP ile 12 kat artmıştır. 2014 yılında, 2012 yılına göre % 7,6 artış olurken, 2000 yılına göre 1,9 kat artmıştır.
- **Hidrolik:** Toplam birincil enerji arzı içindeki payı 1990'da % 4, 2014'te ise % 2,8 olurken, miktar olarak 1990 yılına göre 1.504 bin TEP ile 0,75 kat artmıştır. 2014 yılında, 2012 yılına göre 1.481 bin TEP'lik azalma olurken, 2000 yılına göre 0,32 kat artış olmuştur.
- **Odun, çöp, hayvan atığı v.b.:** 1990'da % 14'ten 2014'te % 2,6'ya gerilerken azalma miktar bazında 4.039 bin TEP ve oran olarak da % 56,4 olmuştur. 2014 yılında, 2012 yılına göre % 8,6 azalma olurken, 2000 yılına göre % 50,9 azalmıştır.
- **Rüzgâr, jeotermal, güneş gibi yenilenebilir enerji arzının toplamı:** 1990'da % 1'den 2014 yılında % 4'e yükselerek miktar olarak 1990 yılına göre 10 kat artmıştır. 2014 yılında, 2000 yılının 4,2 katı olurken, 2012 yılına göre % 44,24 artış olmuştur.

1.3 Türkiye Birincil Enerji Üretimi

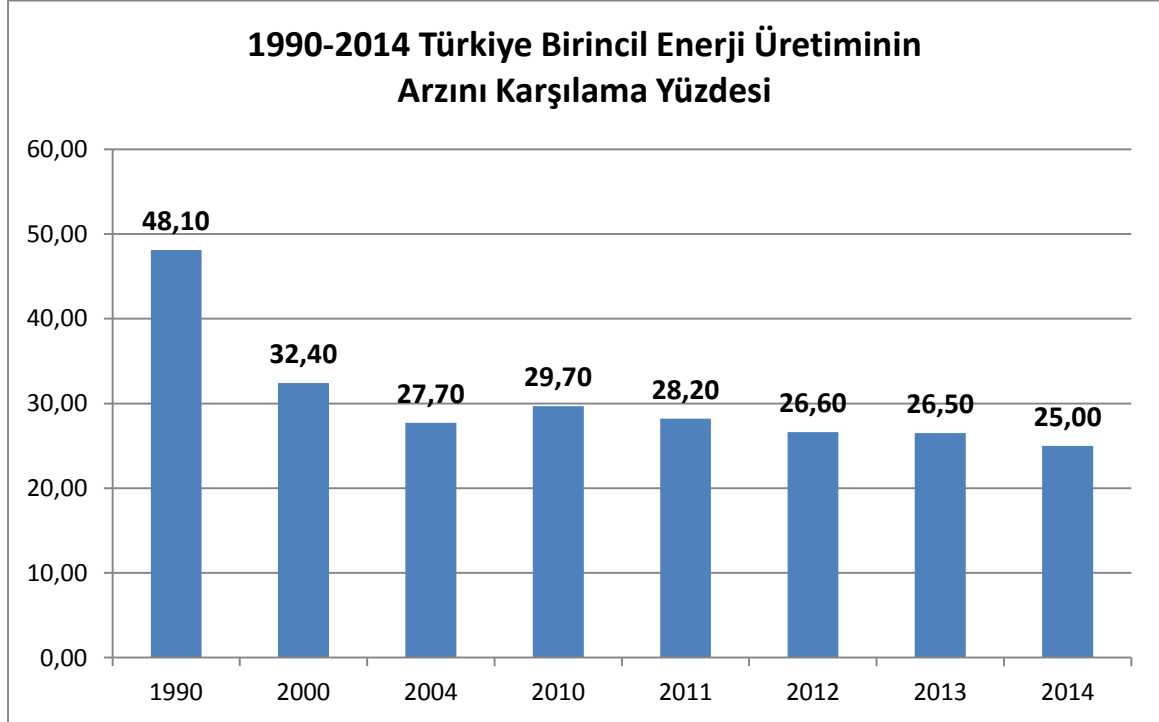
1990-2014 yılları arasındaki yirmi dört yılda toplam birincil enerji üretimi % 21,6 oranında artarak, 25.478 bin TEP' ten 31.049 bin TEP düzeyine yükselmiştir. Bu dönemdeki toplam birincil enerji arzı ise % 134 artmıştır (Şekil 1.6).



Şekil 1.6 1990-2014 Yıllarında Türkiye Toplam Birincil Enerji Üretimi ve Arzı

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

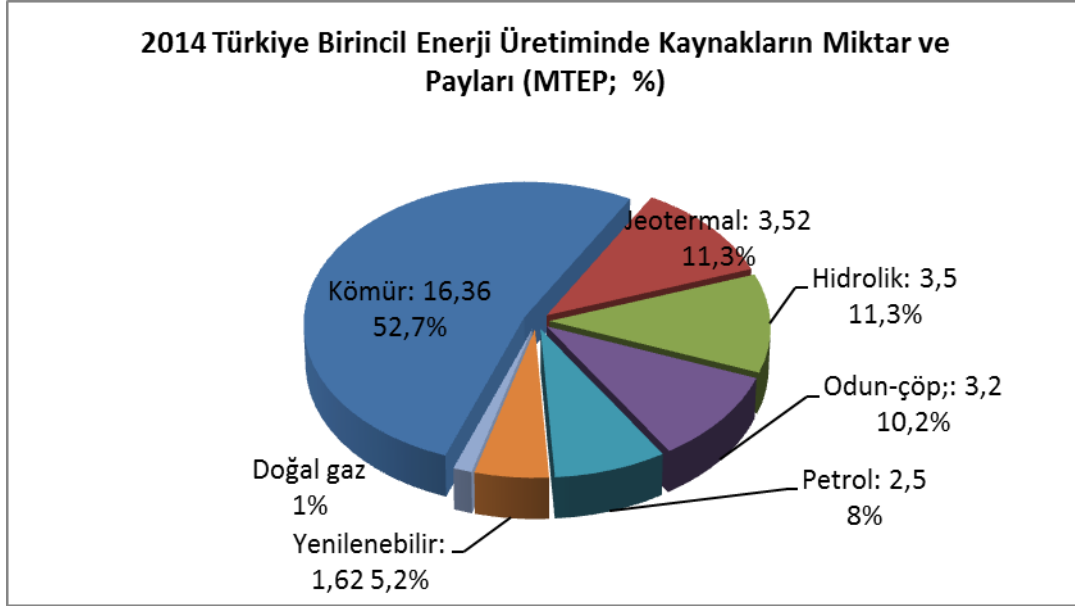
Üretimin toplam birincil enerji arzındaki payı ise 1990 yılında % 48 iken, 2000 yılında % 32, 2012 yılında % 26,6 ve 2014 yılında % 25 olmuştur (Şekil 1.7).



Şekil 1.7 1990-2014 Türkiye Birincil Enerji Üretiminin Arzdaki Payları (%)

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

2012 yılında toplam Türkiye birincil enerji üretimi 31,96 milyon TEP iken, 2013 yılında 20 bin TEP azalarak 31,94 milyon TEP, 2014 yılında 2013'e göre % 2,8 azalarak 31,05 milyon TEP olmuştur. 2014 yılındaki toplam üretimin 16,36 milyon TEP ve % 52,7 ile yarıdan fazlasını, yüzde doksan dördü linyit olan kömür üretimi oluşturmuştur. Kömürü, 3,52 milyon TEP ve % 11,3 oranı ile jeotermal, 3,5 milyon TEP ve % 11,3 payı ile hidrolik, 3,17 milyon TEP ve % 10,2 ile odun, çöp, hayvan atıkları, 2,47 milyon TEP ile petrol, 1,62 milyon TEP ile rüzgâr-güneş-biyoyakıt, 0,41 milyon TEP ile doğal gaz izlemiştir (Şekil 1.8).

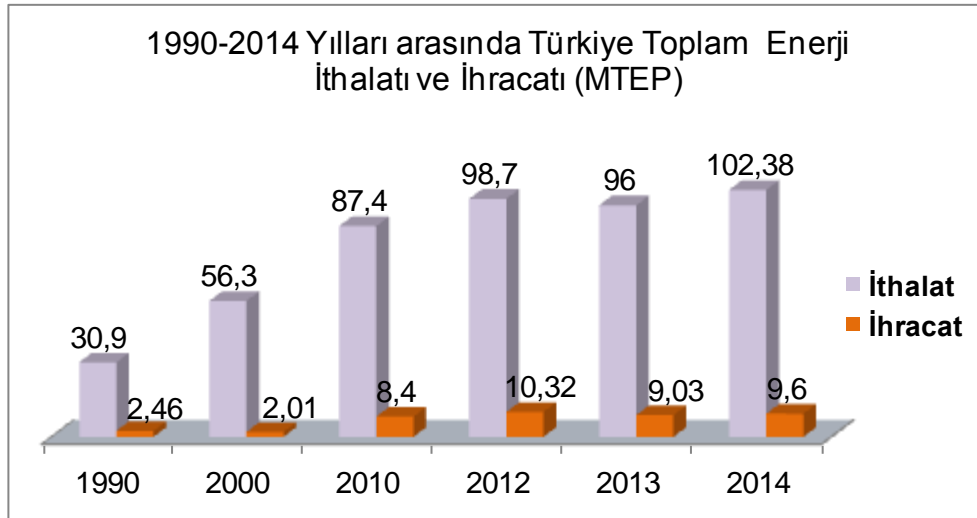


Şekil 1.8 2014 Yılı Türkiye Birincil Enerji Üretiminde Kaynaklarının Payı

Kaynak: EİGM/ETKB 2014 Genel Enerji Denge Tablosu

1.4 Türkiye Enerji Ticareti

Türkiye enerji ihracatı 1990 yılında 2,46 MTEP iken 2012 yılında 3,2 kat artarak 10,32 MTEP olmuştur. 2013 yılındaki toplam enerji ihracatı 9,03 MTEP, 2014'te ise 9,6 MTEP'tir (Şekil 1.9). Büyük bölümü petrolden oluşan birincil enerji ihracatıyla ilgili değerlere, ihrakiye¹ de dahil edilmiştir.

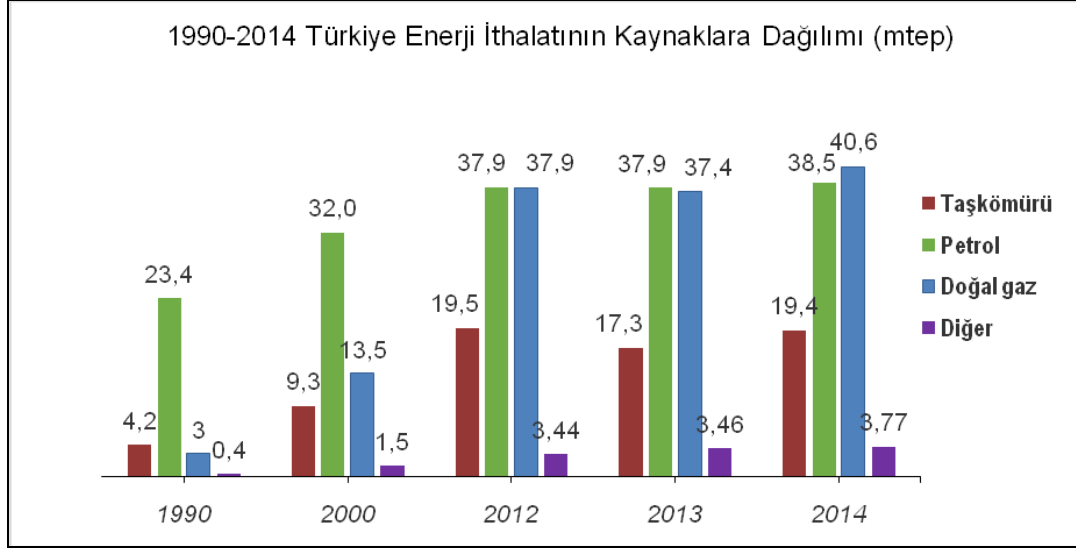


Şekil 1.9 1990-2014 yılları arasında Türkiye Toplam Enerji Ticareti

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

¹ Ihrakiye: Liman ve havaalanlarındaki taşıtlara ücret karşılığı sağlanan akaryakıt (TDK Güncel Sözlük).

Türkiye enerji ithalatı 1990 yılında 31 MTEP iken 2014 yılında 3,3 kat artarak 102,38 MTEP'e ulaşmıştır. 2013 yılındaki toplam enerji ithalatı 2012 yılına göre 2,7 MTEP azalarak 96 MTEP olmuştur (Şekil 1.9).



Şekil 1.10 1990-2014 Türkiye Enerji İthalatında Kaynakların Miktarları

Kaynak: EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

1990-2014 yılları arasında giderek artan Türkiye enerji ithalatının kaynaklar bazında gelişimi incelendiğinde; doğalgazın geçen yirmi dört yılda 12,5 kat artarak 40,6 MTEP'e yükseldiği görülür. Petrol ve doğal gazın 2012-2013 yıllarındaki ithalatları TEP olarak birbirine yakın iken, 2014 yılında doğalgazın petrolü yaklaşık 2 MTEP geçtiği görülmektedir. 2014 yılında petrol ithalatı, 1990 yılına göre % 64,5 oranında artarak 38,5 MTEP olmuştur. Taşkömürü ithalatı ise 1990'da 4,2 MTEP iken 2014 yılında 3,63 kat artarak 19,44 MTEP düzeyine yükselmiştir. İthalatta Diğer başlığı altında petrokok ve elektrik bulunmakta olup, petrokok tamamına yakını oluşturmaktadır. Petrokokun ithalatı, 1990'da 350 bin TEP iken 2014 yılında 3.771 bin TEP düzeyine yükselerek son 24 yılda 10,8 katına varmıştır (Şekil 1.10).

1.5 Sonuç

- Sonuç olarak, toplam birincil enerji arzındaki gelişmeler bakımından, diğer ülkelerle kıyaslandığında Türkiye'nin olumlu bir durumu bulunmaktadır. Türkiye, 1990-2014 yılları arasında geçen 24 yılda görülen ekonomik krizlerin olumsuz etkisine rağmen, birincil enerji artış oranı bakımından Çin ve Hindistan'dan sonra gelmiştir. Diğer taraftan gelişmiş ve gelişmekte olan ülke kavramını birincil enerji arzlarının büyüme oranlarında da görmek mümkündür. ABD, Japonya gibi gelişmiş ülkelerin geçen 24 yılda enerji tüketimindeki büyüme oranlarına bakıldığında, gelişmekte olan ülkelerle kıyaslanamayacak kadar düşük düzeyde kaldığı görülmektedir. Gelecekle ilgili senaryolarda da, bu durum bariz olarak görülmektedir. En ilginç örnek Japonya'dır. Bu ülkede birincil enerji arzı 2014 ile 2035 yılında aynıdır. Oysa aynı yıllarda örneğin Hindistan'da iki kat fazla bir büyüklük öngörülmektedir. Diğer taraftan gelişmekte olan ülkelere, özellikle yüksek enerji arzına sahip büyük ülkeler incelendiğinde, enerji üretimlerinde dünyada önde gelen ülkeler olduğu görülmektedir. Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığının, en kısa sürede mümkün olduğu kadar azaltılması gerekmektedir. Bunu sağlamak için yenilenebilir enerji kaynaklarına yö-

nelik yatırımlara hız verilerek enerji arzında ithalatın payı azaltılmalıdır. 1990-2014 arasında geçen 24 yıl incelendiğinde, Türkiye'nin birincil enerji arzındaki net ithalat oranının % 58,32'den % 82,6'ya yükselmiş olması, önemli bir risk oluşturmaktadır.

Tablo 1.3 Türkiye'nin Genel Enerji Dengesi (1990 – 2014)

	1990	2014	Değişim
Toplam Enerji Talebi (milyon TEP)	52,9	123,94	↑ % 134 ↑
Toplam Yerli Üretim (milyon TEP)	25,6	31,05	↑ % 21 ↑
Toplam Enerji İthalatı (milyon TEP)	30,9	102,37	↑ % 231 ↑
Yerli Üretim Talebi Karşılama Oranı	% 48	% 25	↓ - % 48 ↓

ETKB verilerinden hareketle hazırlanan tabloda, 1990–2014 arasındaki yirmi dört yıllık dönemde, toplam enerji talebinin % 134, enerji girdileri ithalatının % 231 arttığı, yerli üretimdeki artışın ise % 21 ile sınırlı kaldığı, yerli üretimin enerji talebini karşılama oranının ise % 48 azaldığı görülmektedir.

Türkiye artan enerji talebini yerli kaynaklarla karşılamada başarılı olamamaktadır. Aşağıdaki tablo ilave bir yoruma ihtiyaç bırakmayacak şekilde durumun vahametini ortaya koymaktadır. Türkiye'nin 2012 yılında enerji ham maddeleri ithalatına ödediği rakam, tüm ithalat tutarının % 23,1'üne ve 60,1 milyar dolara ulaşmıştır. 2013 ve 2014 yıllarında ekonomideki durgunluğun etkisiyle, enerji girdileri ithalatı biraz gerilemiş ve 2014 yılında 54,9 milyar dolarla, ithalatın % 22,7'sini oluşturmuştur.

Petrol fiyatlarındaki düşüşün etkisi ile enerji ithalatı 2015'te 37,8 milyar dolar olarak gerçekleşmiştir.

Tablo 1.4 Türkiye'nin Toplam İthalatında Enerjinin Payı, 2009 – 2014 (Milyar USD)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ham Petrol ve Petrol Ürünleri	14,9	20,6	29,2	31,5	*	*
Doğal Gaz	11,6	14,1	20,2	23,2	*	*
Taş kömürü	3,1	3,3	4,1	4,6	3,5	3,2
Toplam Enerji Girdileri İthalatı	29,9	38,5	54,1	60,1	55,9	54,9
Türkiye Toplam İthalatı	140,9	185,5	240,8	236,5	251,7	242,2
Petrol ve Gaz İthalatının Toplam İthalat İçindeki Payı	%18,8	%18,7	% 20,5	% 23,1	% 20,8	% 21,3

Kaynak: PETFORM

*2013-2014 döneminde, ham petrol ve petrol ürünleri ile doğal gaz ithalat tutarları resmi kurumlarca açıklanmamıştır.

İthal kömür ve doğal gaz gibi fosil yakıtların bu denli yüksek kullanımı, önümüzdeki yıllarda karbon salımlarına yönelik gündeme gelebilecek cezai ekonomik yaptırımlara da yol açabilecektir.

2009-2014 döneminde toplam enerji girdileri ithalatı faturalarının % 84 artma nedenlerinin başında; 1980'lerden bu yana kamusal planlama, üretim ve denetim faaliyetlerinin zayıflaması, enerjinin kamusal bir hizmet olarak görülmemiş, basit bir piyasa faaliyetine dönüştürme plan ve uygulamaları nedeniyle ülkenin yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı potansiyelinin değerlendirilmemesi gelmektedir. Özellikle 2000'li yılların başından itibaren elektrik enerjisi ve doğal gazla ilgili Dünya Bankası, IMF, OECD, AB vb. kuruluşların talepleri doğrultusunda enerji sektörünün piyasalaştırılması amacıyla uygulamaya konan mevzuat, ETKB ve EPDK'nın bu doğrultudaki çalışmaları, 4628 sayılı Yasa'nın kamu teşebbüslerine elektrik enerjisi üretimi için yatırım yapmada engel teşkil etmesi ve enerji alanında dayatılan özelleştirmelerle yeni yatırımlara yönlendirmek yerine, özel sektöre kamu enerji üretim tesislerinin altın tepsi içinde sunulmasıdır.

Kaynakça

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

2. ELEKTRİK ÜRETİMİ: MEVZUAT VE UYGULAMALAR

Oğuz Türkyılmaz

Endüstri Mühendisi
TMMOB Makina Mühendisleri Odası
Enerji Çalışma Grubu Başkanı

Yusuf Bayrak

Matematikçi
ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu Üyesi

2.1 Mevcut Durum

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

Üretim yatırımlarının gerçekleştirilmesi süreci EPK'da tanımlanmış olup Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından yönetilmektedir. Üretim yatırımı yapmak isteyen bir yatırımcı, EPDK'ya ilk başvurusunu yaptıktan sonra; elektrik iletim sistemine bağlantı yapılması için Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) görüşü alınmaktadır. Mevzuat iyi incelendiğinde, TEİAŞ'ın bir bağlantı başvurusunu kabul etmeme durumu olmadığı anlaşılabilmektedir. İletim sistemine bağlantı görüşü alındıktan sonra, başvuru sahibi yatırımcıya EPDK tarafından lisans verilmektedir.

Lisans verme sürecinde, bu üretim yatırımının yeri, zamanlaması, kapasitesinin ihtiyaca yönelik olup olmadığı, kaynağın verimli kullanılıp kullanılmadığı ve maliyet açısından uygun olup olmadığı gözlemlenmemekte, toplumsal fayda ve maliyet analizi gibi hususlar istenmemektedir. EPDK, yalnızca verilen lisansların sayısını ve kurulması hedeflenen kapasiteleri önemsemekte ve özel sektör yatırımcılarının lisans alan projelerini hayata geçirmesini beklemektedir.

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

Ayrıca, elektrik üretim tesislerinin kurulmasında yerli kaynakların kullanılması yönünde de bir politika bulunmamaktadır. Her ne kadar ETKB tarafından elektrik üretiminde kaynak çeşitlendirmesi yapılacağı, yerli ve yenilenebilir kaynakların mümkün olduğunca fazla ve öncelikle kullanılacağı, dışa bağımlı kaynaklardan doğal gazın elektrik üretimindeki payının % 30 seviyesinin altına düşürüleceği yönünde hedefler açıklansa da; bu hedeflere ulaşmak için stratejiler, yol haritaları belirlenmemiş, eylem planları hazırlanmamıştır.

Yasal olarak uzun dönem elektrik enerjisi üretim planlama çalışması yapma zorunluluğu olduğu halde, 2004 yılından bu yana böyle bir çalışma yayımlanmamıştır. Dolayısı ile ileriye yönelik olarak yerli kaynakların kullanılması yönündeki politikalar ne yatırımcılar tarafından ne de kamuoyu tarafından bilinmemektedir.

2.1.1 Elektrik Üretim Amaçlı Projelerin Durumu, Proje Stoku Üzerine Sorular ve Yorumlar

Tablo 2.1 EPDK'dan Lisans Alan Enerji Yatırımları (Temmuz 2015)

Yakıt/Kaynak Türü	Toplam Lisans Kurulu Gücü (MWe)	Toplam İnşa Halindeki Kapasite (MWe)	Lisans Alıp Yatırıma Geçmeyen Projeler (MWe)	Lisans Alıp Yatırıma Geçmeyen Projelerin Payı (%)
Asfaltit	540,00	270,00	270,00	50,00
Biyokütle	92,97	48,88	44,09	47,42
Doğal Gaz	17.616,62	16.263,83	1.352,79	7,68
Fuel Oil	297,67	188,00	109,67	36,84
Hidrolik	8.505,84	8.485,63	20,22	0,24
Jeotermal	325,72	224,49	101,23	31,08
Kömür (Yerli)	1.375,00	1.375,00	0,00	0,00
Kömür (İthal)	3.445,50	3.445,50	0,00	0,00
Kömür	2.916,41	1.504,41	1.412,00	48,42
Rüzgâr	7.068,40	5.741,95	1.326,45	18,77
Diğer	1.161,24	1.161,24	0,00	0,00
Genel Toplam	43.345,37	38.708,93	4.636,44	

Lisans Alan Projelerin % 10,6'sı Yatırıma Geçmemiş

EPDK verilerinin çözümlenmesiyle hazırlanan yukarıdaki tabloda yer alan rakamlara göre, Temmuz 2015 itibarıyla, lisans alan elektrik üretim projelerinin kurulu gücü toplamı 43.345,37 MW iken, bu projelerden yatırım sürecini başlatanların kurulu gücü toplamı 38.708,93 MW'tır. Lisans almış olmalarına karşın 4.636,44 MW kurulu güçteki, başka bir ifade ile lisans alan projelerin % 10,7'si, Ekim 2015 sonu Türkiye kurulu gücünün % 6,4'ü kadar kapasitedeki projeler, yatırıma geçmemiştir.

Tablo 2.2 EPDK'dan Lisans Alan Enerji Yatırımlarının İlerleme/Gerçekleştirme Oranları (İÖ) Kurulu Güçler: MW (Temmuz 2015)

Yakıt/Kaynak Türü	İÖ Bilgisi Yok *	0>İÖ<10	10<İÖ<35	35<İÖ<70	İÖ>70	Genel Toplam	Payı %
Asfaltit		135,0			135,0	270,00	0,70
Biyokütle	22,29	9,30		7,39	9,90	48,88	0,13
Doğal Gaz	456,73	7.390,66	4.513,69	2.241,24	1.661,51	16.263,83	42,02
Fuel Oil	67,64				120,36	188,00	0,49
Hidrolik	849,53	2.982,98	1.814,26	1.423,61	1.415,25	8.485,63	21,92
Jeotermal	24,00		38,00	27,42	135,07	224,49	0,58
Linyit (Yerli)		500,00	135,00		740,00	1.375,00	3,55
Kömür (İthal)	3.445,50					3.445,50	8,90
Kömür	100,00			1.400,00	4,41	1.504,41	3,89
Rüzgâr	245,70	3.352,40	1.226,15	245,75	671,95	5.741,95	14,83
Diğer	44,10	1.100,00			17,14	1.161,24	3,00
Genel Toplam	5.255,49	15.470,34	7.727,10	5.345,41	4.910,59	38.708,93	100,00
Oran, %	13,58	39,97	19,96	13,81	12,69	100,00	100,00

Kaynak: EPDK

Hazırlayan : Can Özgiresun, TMMOB, Makina Mühendisleri Odası

Lisans Alan Projelerden Yatırıma Başlayanların da Çoğu Yerinde Sayıyor

Lisans alıp yatırımı başlatan 38.708,93 MW kurulu güçteki projelerde ise, yatırım gerçekleşme oranı % 35'in üzerinde olanların toplam kurulu gücü 10.256 MW olup, yatırım aşamasındaki tüm santraller içindeki payı % 26,50 ile dörtte bir düzeyindedir. Öte yandan, gerçekleşme oranı %10'un altında olan santraller, tüm projelerin % 39,97'sini oluşturmaktadır. Projelerin % 13,58'i ise yatırımların gerçekleşme düzeyi hakkında EPDK'ya bilgi dahi vermemektedir. Bilgi vermeyenlerle birlikte, lisans alan enerji santral yatırımlarının % 53,55'inin, henüz yatırıma başlamadığı söylenebilir. Bu oran, tüm lisanslı santral yatırımları içinde sahip olduğu payın büyüklüğü sırasına göre, doğal gaz santrallerinde % 48,25, ithal kömür yakan santrallerde % 100, RES'lerde % 62,66, HES'lerde % 45,16 düzeyindedir.

Bu veriler, bu kadar çok projeye ihtiyaç olup olmadığının, lisans almalarına karşın binlerce MW kapasitede projenin yatırımına neden başlanmadığının, yatırımına başlanan projelerde ise, gelişmelerin neden bu denli düşük düzeyde olduğunun irdelenmesi gerektiğini ortaya koymaktadır. Sağlıklı bir planlama yapabilmek için, yatırıma başlanmamış, ÇED olumlu belgesi alamamış, toplumsal maliyetleri faydalarından daha fazla olan ve bölge halkının istemediği tüm projeler iptal edilmelidir.

Tablo 2.3 18.11.2015 İtibarıyla Lisans Sürecindeki Elektrik Üretim Projelerinin Sayı ve Kapasiteleri

Yakıt Türü	Başvuru Aşamasında		İnceleme Değerlendirmede		Uygun Bulundu		Toplam	
	Adet	Kurulu Güç (MWe)	Adet	Kurulu Güç (MWe)	Adet	Kurulu Güç (MWe)	Adet	Kurulu Güç (MWe)
Hidrolik	94	10.427	86	1.599	153	3.357	333	15.383
Rüzgar	85	2.617	1.027	40.385	8	544	1.120	43.546
Jeotermal	1	7	5	81			6	88
Biyokütle	2	3	7	29			9	32
Güneş	486	7.799					486	7.799
İthal Kömür	5	4.270	10	9.838			15	14.108
Doğal Gaz	5	2.498	4	948			9	3.446
Yerli Kömür			3	234			3	234
Proses Atık Isısı			1	3			1	3
Diğerleri			3	3.000	1	5	4	3.005
Toplam	678	27.621	1.146	56.116	162	3.905	1.986	87.642

Kaynak: EPDK

EPDK'nın Önünde Lisans Bekleyen Projeler

Yukarıdaki Tablo, 18.11.2015 itibarıyla EPDK'da;

- Uygun bulunan 3.905 MW kurulu güçte 162 adet,
- İnceleme-değerlendirme sürecinde olan 56.116 MW kurulu güçte 1.146 adet,
- Başvuru aşamasında olan 27.621 MW kurulu güçte 678 adet

olmak üzere toplam 87.642 MW kurulu güçte 1.986 adet santral projesinin bulunduğunu göstermektedir.

2015 sonu kurulu güç rakamları ve yukarıdaki tablolarda yer alan EPDK verileri esas alınarak, ileride sonuçları verilen bir proje stoku tahmin çalışması yapılmıştır. Bu çözümlemede, abartıdan kaçınılarak gerçekçi davranılmaya çalışılmış ve EPDK'ya lisans başvurusunda bulunan, ancak henüz başvuruların inceleme ve değerlendirilmesine başlanmayan toplam 27.621 MW kapasitedeki 678 proje dikkate alınmamıştır.

Çünkü:

- Başvuru aşamasında olan 5 adet 2.498 MW kapasitedeki doğal gaz santralinin, doğal gaz santrallerine tanınan teşviklerin sona erdiği ve yeni doğal gaz temin anlaşmalarının yapılmadığı dikkate alındığında, gerçekleştirmeleri çok güç, nerede ise imkansızdır.
- Devrede olan HES'lerin kurulu gücü Kasım 2015 itibarıyla, 25.653,20 MW'dır. Yatırım aşamasında olanların kurulu gücü 8.485,63 MW, başvuruları uygun bulunup lisans alma sürecinde olanların kurulu gücü ise 3.357 MW'tır. Bu üç grubun kurulu güç toplamı, 37.495,83 MW'ye ulaşmaktadır. İnceleme-değerlendirme aşamasındaki 1.599 MW kapasitedeki projelerin de uygun bulunması halinde, HES proje stoku 39.094,83 MW'ye varacaktır. Bu rakam bi-

le, Türkiye'nin HES potansiyeline yakındır. Lisans almış olan bir çok projenin de; yapılabilir ve sürdürülebilir olmadığı ve bu projelerden bir çoğunun bile gerçekleşmeyebileceği dikkate alındığında, mevcut proje stokuna ek olarak, lisans başvuru sürecinde olan 94 adet 10.427 MW kapasitedeki yeni HES projelerinin fizibilite kadar, gerçekleşme olasılıkları da çok tartışmalıdır.

Başvuru aşamasındaki 486 adet GES'in toplam kurulu gücü 7.799 MW olmakla birlikte, bu başvurulardan, yalnızca toplam 600 MW kapasitedeki projeye EPDK'nın yarışma ile lisans vereceği dikkate alınmalıdır.

Benzer bir sorgulama, ithal kömür santralleri için de yapılabilir. Mevcut kurulu güç 6.064,20 MW'tır. Gerçekleşme oranı bile bilinmeyen yatırım aşamasındaki tek projenin kapasitesi ise, 3 445,50 MW'tır. İnceleme değerlendirme aşamasındaki 10 adet projenin kurulu güç toplamı 9.838 MW, başvuru aşamasındaki 5 projenin kurulu güç toplamı ise 4.270 MW'tır. Bu denli yüksek kapasitede ithal kömür santraline ihtiyaç olmamasına ek olarak, bir çok projenin aynı dar sahil şeritlerinde (Zonguldak, Çanakkale, İskenderun Körfezi) kurulmak istenmesinin yaratacağı sorunlar, bölge halkı ve kuruluşlarının tepkileri ve projeler aleyhine açtıkları davalar, idari yargının tekil çevresel etki çalışmalarını yeterli görmeyip, yakın bölgede kurulmak istenen tüm santrallerin kümülatif çevresel etki çalışmalarını talep etmeye yönelmesi vb. etkenler, projelerin olabilirliğini tartışmalı hale getirmektedir.

Bu kabullerde, başvuru aşamasındaki projelerin tamamı dikkate alınmamış ve proje stokunda ciddi bir azaltma öngörülmüştür.

İnceleme-değerlendirme aşamasındaki 40.385 MW rüzgâr santrali projesinden yalnızca 3.000 MW'ye lisans verileceği göz önüne alınarak, 37.385 MW kurulu güç, proje stokundan düşülmüştür.

Bu varsayımlara rağmen, mevcut proje stokunun (134.000 MW), 2023 yılı için siyasi iktidarın öngördüğü kurulu güç hedefi olan 125.000 MW'ı, sekiz sene önceden, yani 2015 itibarıyla, aşması, herhangi bir planlama olmadığı çok açık biçimde ortaya koymaktadır.

Tablo 2.4 Mevcut, Yatırım ve Lisans alma Sürecindeki Projelerin Kurulu Güçleri ve Toplam Proje Stoku

TANIM	KURULU GÜÇ (MW)
2015 ARALIK SONU TOPLAM KURULU GÜÇ	73.147,60
2015 TEMMUZ İTİBARIYLA LİSANS ALMIŞ OLAN YATIRIM SÜRECİNDEKİ PROJELER	43.345,37
MEVCUT TESİSLER+YATIRIM SÜRECİNDE OLAN PROJELER	116.492,97
18.11.2015 İTİBARIYLA LİSANS ALMASI UYGUN BULUNAN PROJELER	3.906,00
4.11.2014 İTİBARIYLA BAŞVURU AŞAMASINDAKİ PROJELER	27.621,00
4.11.2014 İTİBARIYLA İNCELEME DEĞERLENDİRME AŞAMASINDA OLAN PROJELER (56.116-37.385=)	18.731
MEVCUT TESİSLER+YATIRIM SÜRECİNDE OLAN PROJELER+LİSANS ALIP YATIRIMA GEÇMEYİ ÖNGÖREN PROJELER	139.128,97
2015 SONU İTİBARIYLA TOPLAM PROJE STOKU	139.128,97 MW
2023 HEDEFİ	125.000 MW

Diğer taraftan, finansman imkanlarında dünya ölçeğindeki daralmanın yanı sıra, kamu yönetiminin enerji sektöründe şeffaf, kayırmacılık yapmadan, kamunun denetleyici -karar verici rolünü ve kapasitesini geliştirerek hareket etmemesi, sorunları daha da artıracaktır. Sadece hedefler koymakla yetinmeyip, bu hedeflere hangi politikalarla ulaşılabileceğini, hangi modelin "mı" gibi yapmadan uygulanacağını da sorgulamak gerekir.

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

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

Yukarıda da değinildiği gibi elektrik enerjisi üretim tesisi yatırımları, uzun vadede karara bağlanabilen, uzun bir süreçte gerçekleştirilebilen ve maliyeti oldukça yüksek yatırımlardır. Akşam ihtiyaç hissedilip sabaha sonlandırılabilen yatırımlar değildir. Elektrik enerjisi arz güvenliğinin sağlanmasında bir tehlike olduğu ancak birkaç yıl öncesinden tespit edilebilir. Dolayısıyla gerekli yatırımların kararı çok önceden verilmelidir. Mevcut uygulamalarda ise, üretim tesisi yatırımı yapmak üzere başvuru olmaması değil, tam tersine gerekenin çok üstünde başvuru olduğu halde bazı yatırımların zamanında tamamlanamamış olması büyük risk taşımaktadır. Üretim tesisi yatırımı yapmak üzere mevcut durumda oldukça büyük miktarda kapasite bulunmakta olup, bu kapasitelerin önemli bir kısmı lisans da almıştır. Bunlara ilişkin miktarlar yukarıdaki tabloda gösterilmiştir. Başvurular ve alınan lisanslar göz önüne alındığında, görünür bir zaman içinde elektrik enerjisi kapasite açığı beklenmemektedir. Ancak bu başvurular ve lisansların gecikmesi veya öngörülen zamanda gerçekleşmemesi, arz güvenliğinde sıkıntıya neden olursa bunun önleminin alınması çok kolay olmayabilecektir. Yani örneğin akşam saatlerinde ortaya çıkan arz sıkıntısının sabaha giderilmesi mümkün olmayacaktır. Arz güvenliğindeki tehlike ortaya çıkmadan stratejik olarak yatırım çözümlerinin belirlenmiş olması gerekmektedir. Bu da ancak, sağlıklı bir planlama çalışması ve bu planların uygulanması yoluyla olacaktır. Bugünkü durumda olduğu gibi, her üretim tesisi yatırım başvurusuna lisans verilmesi ve bu lisansların gerçekleştirme belirsizliğinin sürmesiyle arz güvenliğinin tehlikeye girdiğinin anlaşılması halinde, çözüm için çok geç kalınmış olur.

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

2.2 Elektrik Üretimi Hedefler

ETKB'nın 2015-2019 dönemini içeren "*Stratejik Plan*"ında, Türkiye enerji sektörü için sekiz tematik başlık altında, on altı amaç yer almaktadır. Özetle, anılan Stratejik Plan'da;

- "*Güçlü ve güvenilir enerji altyapısı*"
- "*Optimum kaynak çeşitliliği*"
- "*Etkin talep yönetimi*"
- "*Enerjisini verimli kullanan Türkiye*"
- "*Enerji verimliliğine ve tasarrufuna yönelik gelişmiş kapasite*"
- "*Kurumsal kapasitesi güçlü, bilgi teknolojilerini etkin kullanan bir Bakanlık*"
- "*Bölgesel enerji piyasalarına entegre bir Türkiye, uluslararası arenada güçlü bir aktör*"
- "*Enerji ve doğal kaynaklarda yerli teknoloji, sonuç odaklı Ar-Ge Yaklaşımı*"
- "*Rekabetçi ve şeffaf piyasalar, iyileştirilmiş piyasa süreçleri*"
- "*Enerji dışı hammadde güvenliği ve verimli ve etkin kullanımı*"

amaçları tanımlanmakta, bu amaçlar doğrultusunda hedefler ve bu hedeflere ulaşmak için uygulanacak stratejiler yer almaktadır.

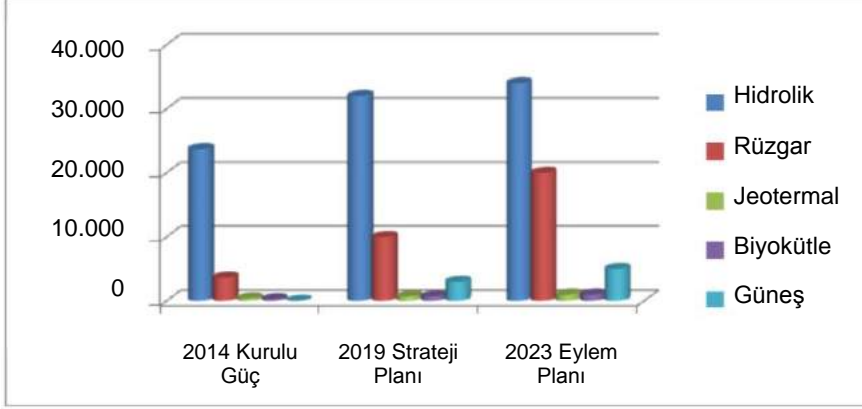
Stratejik Plan'da, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesiyle ilgili olarak aşağıdaki 2019 hedefleri bulunmaktadır:

- "*Yerli kömüre dayalı elektrik üretiminin 60 milyar kWh'a çıkarılması*"
- "*HES'lerin kurulu gücünün 32.000 MW'a çıkarılması*"
- "*RES'lerin kurulu gücünün 10.000 MW'a çıkarılması*"
- "*JES'lerin kurulu gücünün 700 MW'a çıkarılması*"
- "*GES'lerin kurulu gücünün 3.000 MW'a çıkarılması*"
- "*Biyokütleyle dayalı kurulu gücün 700 MW'a çıkarılması*"

Ayrıca Akkuyu NGS'nin test üretimine başlaması, Sinop NGS'nin inşaatına başlanması, üçüncü NGS hazırlıklarının sonuçlandırılması hedefleri de vardır.

Tablo 2.5 ETKB 2019 Strateji Belgesi ve 2023 Ulusal Yenilenebilir Eylem Planında Öngörülen Kapasiteler (MW)

	HİDROLİK	RÜZGAR	JEOTERMAL	BİYOKÜTLE	GÜNEŞ	TOPLAM
2014	23.691	3.630	405	288	45	28.059
2019 S.B.	32.000	10.000	700	700	3.000	46.400
2023 E.P.	34.000	20.000	1.000	1.000	5.000	61.000



Hazırlayan : Şayende Yılmaz, MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi

ETKB Strateji Planı ve Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı'nda öngörülen yenilenebilir enerji kurulu güçlerine ulaşabilmek için; 2014 yılı sonundaki kurulu güç değerlerine göre 2019 yılında % 65,4, 2023 yılında ise % 117,4 oranında artış gerekmektedir. Bu plana göre, 2023'te Türkiye kurulu gücünün % 49'unu yenilenebilir enerji kaynakları oluşturacaktır. Ancak EPDK'nın lisans verdiği ve yatırım sürecinde olan projelerin durumu ve lisanslama aşamasındaki santrallerin kaynak dağılımı da göz önüne alındığında, bu öngörüler çok gerçekçi değildir.

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

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

Bir yatırımcıya verilmiş olan üretim lisansı, bu yatırımcıya elektrik üretimi yapma hakkı kazandırırken aynı zamanda lisans hükümlerine göre belirlenmiş kapasiteyi yerine getirme sorumluluğunu da vermektedir. Eğer bir lisans kapsamındaki üretim tesisi zamanında bitirilemez ve bu nedenle yatırımcı

şirket sistemde açık oluşmasına neden olursa, bu sorumluluğun kim tarafından yerine getirileceğinin tanımı şu an itibarıyla bulunmamaktadır. Neden olduğu sorunun sorumluluğu şirketin kendisi tarafından yerine getirmeli, gereken cezai yaptırım uygulanmalıdır. Elektrik enerjisinin kendine özgü olan anlık ihtiyaca göre üretilmesi gerekliliği, kapasite açığının katlanılamaz olması demektir. Dolayısıyla bu konuda hata yapılmasının veya hataya neden olunmasının önüne geçmek için, yasal düzenlemeler ve gereken uygulamalar sağlıklı bir şekilde belirlenmeli ve bu konudaki süreç iyi yönetilmelidir.

Biz, toplum yararını gözeten alternatif kalkınma ve sanayileşme politikalarını demokratik katılım mekanizmalarıyla tartışarak geliştirmek gerektiğini öneriyoruz. Bunun için öncelikle;

1. Büyüme politikalarının gözden geçirilmesini, döviz üreten-yaratan sektörleri ihmal eden paradigmalardan vazgeçilmesini,
2. Büyümede enerji kullanımını azaltan, enerjiyi verimli kullanan, enerjiyi yerli ve yenilenebilir kaynaklarla, yurt içinde üretilen ekipmanlarla temin eden bir paradigmaya geçiş sağlanmasını,
3. Artan elektrik ihtiyacını karşılamada bugüne kadar akla ilk gelen yol olan, çok sayıda yeni elektrik tesisi kurmak yöntemi yerine; talebi yöneterek, enerjiyi daha verimli kullanıp, sağlanan tasarrufla yeni tesis ihtiyacını azaltmaya yönelik politika ve uygulamaların hayata geçirilmesini,
4. Sanayileşme strateji ve politikalarında, yarattığı katma değeri görece düşük, yoğun enerji tüketen, eski teknolojili, çevre kirliliği yaratabilen sanayi sektörleri (çimento, seramik, ark ocak esaslı demir-çelik, tekstil vb.) yerine enerji tüketimi düşük, ithalata değil yerli üretime dayalı, ileri teknolojili sanayi dallarının, örneğin, elektronik, bilgisayar donanım ve yazılım, robotik, aviyonik, lazer, telekomünikasyon, gen mühendisliği, nano-teknolojiler vb. gelişimine ağırlık veren tercih, politika ve uygulamaların ülke ve toplum çıkarlarına uygunluğunun tartışılması, sanayileşmede bu sektörlerin dikkate alınması gerektiğini düşünüyor ve
5. Enerji politikalarının da, bu makro yönelimlere göre toplum çıkarlarını gözeten, kamusal hizmet anlayışına uygun olarak, kamusal planlama ilkeleri dahilinde yeniden düzenlenmesini savunuyoruz.

Bugün, yeni elektrik üretim tesisi yatırımlarının yapılabilmesi için, var olduğu iddia edilen planlara karşın, bir yatırımcı nerede ise özellikle fosil yakıtlarla;

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

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

Lisans verme sürecinde, bu üretim yatırımının yeri, zamanlaması, kapasitesinin enerji planlarına uygunluğu, ülkenin ve toplumun ihtiyacına yönelik olup olmadığı, kaynağın verimli kullanılıp kullanılmadığı, seçilen teknolojinin niteliği, ülke koşullarına uygunluğu ve maliyet açısından uygun olup olmadığı gibi hususlar irdelenmemektedir.

Oysa, planlamayı yeniden düşünmek ve uygulamak, ülke, bölge ve il ölçeğinde kaynakları sağlıklı bir şekilde belirlemek, enerji yatırımlarında ithalat faturasını artıran, dışa bağımlılığı yoğunlaştıran doğal gaz ve ithal kömür yerine, stratejik ve kurumsal öncelik ve destekleri yenilenebilir kaynaklara vermek; yerli ve yenilenebilir kaynakları azami biçimde değerlendirmek gerekmektedir.

İlgili kamu kurumlarının; elektrik üretim tesislerine lisans, doğal kaynakların aranmasına ve işletilmesine ruhsat/izin verme ve bunların işletilmesi süreçlerinde, toplum yararını da gözetmesi; bu tür tesislerin topluma faydalarının maliyetlerinden fazla olduğundan emin olması neden şart koşulmamaktadır? Alternatif projeler arasında, topluma faydası, maliyetlerinden daha fazla olanlara öncelik verilmesi daha uygun olmaz mı? Mevzuatımıza göre, kamu yatırım projelerinin ve yeni yürürlüğe girecek hukuksal düzenlemelerin ekonomiye ve topluma etkilerini belirlemek amacıyla ekonomik, sosyal ve bölgesel analizlerin yapılması gerekiyor. Ancak özel sektör projeleri için bu tür analizlerin yapılmasını emreden düzenleme bulunmamaktadır. Kamu idareleri, bu izin, ruhsat ve lisansları özel sermayeli kuruluşlara verirken, yalnızca ülkenin enerji ihtiyacının karşılanmasını dikkate almaktadır. Yalnızca bu ölçüte göre ayrıcalık vermek, kabul edilebilir mi? İlgili kurumların, bu tür ayrıcalıkları birilerine verirken, toplum yararını da gözetmesi neden söz konusu değildir?

Dolayısıyla ilgili kurumların lisans/ruhsat/izin verme vb. süreçleri ile ilgili mevzuatlarına, bu tür analizlerin yapılması için hükümler eklenmesi gerekmez mi? Biliyoruz ki, pek çok ülkede, kamu kaynaklarının tahsis edileceği projelere ve yasal düzenlemelere dair kararlar, bu tür analiz sonuçlarına dayanılmaktadır.

Bugüne kadarki uygulamalarda, Bakanlık tarafından yetkilendirilmiş kuruluşlarca hazırlanan ÇED raporu ve projelerin, büyük çoğunluğu, yalnızca yatırımcının hak ve çıkarlarını korumaya yönelik olmuştur. Bakanlığın yetkilendirdiği kuruluşlar, yatırımın olası etkilerini gerçekten sorgulayan ve olası risklerin kabul edilebilir limitlerde olup olmadığını ya da risklerin nasıl giderilebileceğini araştırır nitelikte raporlar hazırlamamaktadır.

Yeni Yönetmelik'te de ÇED süreci olsun ya da olmasın, yatırımın sadece çevresel etkileri incelenmektedir. Her ne kadar "halktan gelen görüşlerin" dikkate alınacağı belirtilmiş olsa da, "toplumsal etkilerin değerlendirileceği" bir çalışma, yönetmelik kapsamına yine alınmamıştır. Bu durumda halkı ÇED süreci konusunda görüş vermeye, aktif bir katılımcı olmaya yöneltecek süreç ve mekanizmalar eksik kalmaktadır. Toplumsal etkilerin değerlendirmeye alınmadığı bu durumda, enerji tesisi gibi büyük projelerin, en önemli paydaşı olan yöre halkı üzerinde; yatırımın neden olacağı olumlu ya da olumsuz etkiler gerçek anlamda değerlendirmeye alınmamaktadır.

Ülkemizde artık elektrik yokluğuna katlanmak durumu ile karşılaşılmalıdır. Her zaman kendi kârını kamu yararının üstünde tutma hakkı elde etmiş özel sektör, piyasada anlık enerji fiyatı düştüğünde kâr edemeyeceği için enerji üretmemeye ve tüm ülkenin enerji sistemini çökertme ve buna da bir bedel ödemeye lüksüne sahip olmamalıdır. Elektrik enerjisinin toplum açısından önemi göz önüne alınarak kamu hizmeti yükümlülüğü sürdürülmelidir. Gerek mevcut elektrik iletim ve dağıtım şebekelerinin yenilenmesi ve geliştirilmesi ve gerekse artan talebi karşılamak üzere yeni yapılması gereken üretim tesislerinin kaynaklarının, teknolojilerinin, zamanlamasının ve bölgesel konumlarının belirlenmesinde; siyasi otoritenin hem yetkili hem de sorumlu olması gerekir. *Bu konudaki sorumluluğu taşıyacak siyasi otoritenin, toplum çıkarlarını gözeterek, maliyet olarak düşük, çevre ile uyumlu ve toplumda her*

kesimin kolaylıkla ulaşabileceği, sürdürülebilir elektrik enerjisi arzını, "görünmez eliyle" serbest piyasadan beklemek yerine, toplum çıkarlarını gözeterek bir plan dahilinde ve kamu kuruluşları eliyle gerçekleştirilmesini sağlaması gerekmektedir.

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

2.3 Elektrik Arzının ve Tüketiminin Gelişimi

Türkiye elektrik iletim sisteminin yönetimi bilindiği üzere bir devlet kuruluşu olan TEİAŞ tarafından gerçekleştirilmektedir. Sektörde faaliyet gösteren kuruluşlar doğal olarak elektrik sisteminin gelişmesine ve görünür zamandaki geleceğine ilişkin verilere ulaşmak isteyeceklerdir. Ancak son zamanlarda istatistiksel bilgilerin derlenip yayımlanmasında ve elektrik sistemine ilişkin güncel gelişmelerin açıklanmasında büyük eksiklikler olması dikkat çekmektedir. Daha önceden yayımlanan bilgilerin bir kısmı da şimdi yayımlanmamaktadır. Oysa, yürürlükte olan mevzuat gereği elektrik sistemiyle ilgili oldukça ayrıntılı bilgilerin kamuoyuna ve sektör katılımcılarına açıklanması zorunludur. Bu hususta en çarpıcı örnek, Şebeke Yönetmeliği'nde kesin hüküm olarak yer almasına karşın, Elektrik İletim Sistemi On Yıllık Gelişim Planı ve Elektrik Dağıtım Bölgelerinde On Yıllık Talep Tahmini'nin şimdiye kadar hiç yayımlanmamış olmasıdır. Oysa her iki çalışmaya hem sektör kuruluşları, hem de kamuoyu tarafından ihtiyaç duyulmaktadır.

Tablo 2.6 Türkiye Elektrik Üretimi ve Tüketimi (1995-2015)

	Brüt Üretim (Milyon kWh)	Önceki Yıla Göre Artış (%)	Dış Alım (Milyon kWh)	Dış Satış (Milyon kWh)	Brüt Tüketim (Milyon kWh)	Önceki Yıla Göre Artış (%)
1984	30.613,5	-	2.653,0		33.266,5	-
1985	34.218,9	11,8	2.142,4		36.361,3	11,8
1986	39.694,8	16,0	776,6		40.471,4	11,3
1987	44.352,9	11,7	572,1		44.925,0	11,0
1988	48.048,8	8,3	381,2		48.430,0	7,8
1989	52.043,2	8,3	558,5		52.601,7	8,61
1990	57.5430	10,6	175,5	906,8	56.811,7	8,0
1991	60.246,3	4,7	759,4	506,4	60.499,3	6,5
1992	67.342,2	11,8	188,8	314,2	67.216,8	11,1
1993	73.807,5	9,6	212,9	588,7	73.431,7	9,2
1994	78.321,7	6,1	31,4	570,1	77.783,0	5,9
1995	86.247,4	10,1	0,0	695,9	85.551,5	10,0
1996	94.861,7	10,0	270,1	343,1	94.788,7	10,8
1997	103.295,8	8,9	2.492,3	271,0	105.517,1	11,3
1998	111.022,4	7,5	3.298,5	298,2	114.022,7	8,1

1999	116.439,9	4,9	2.330,3	285,3	118.484,9	3,9
2000	124.921,6	7,3	3.791,3	437,3	128.275,6	8,3
2001	122.724,7	-1,8	4.579,4	432,8	126.871,3	-1,1
2002	129.399,5	5,4	3.588,2	435,1	132.552,6	4,5
2003	140.580,5	8,6	1.158,0	587,6	141.150,9	6,5
2004	150.698,3	7,2	463,5	1.144,3	150.017,5	6,3
2005	161.956,2	7,5	635,9	1.798,1	160.794,0	7,2
2006	176.299,8	8,9	573,2	2.235,7	174.637,3	8,6
2007	191.558,1	8,7	864,3	2.422,2	190.000,2	8,8
2008	198.418,0	3,6	789,4	1.122,2	198.085,2	4,3
2009	194.812,9	-1,8	812,0	1.545,8	194.079,1	-2,0
2010	211207,7	8,4	1.143,8	1.917,6	210.433,9	8,4
2011	229.395,1	8,6	4.555,8	3.644,6	230.306,3	9,4
2012	239.496,8	4,4	5.826,7	2.953,6	242.369,9	5,2
2013	239.293,3	-0,1	7.425,0	1.234,6	245.687,2	1,4
2014	251.962,8	5,3	7.953,3	2.696,0	257.220,1	4,7
2015	259.611,5	3,0	7.411,4	3.195,0	263.828,0	2,6

Kaynak : TEİAŞ

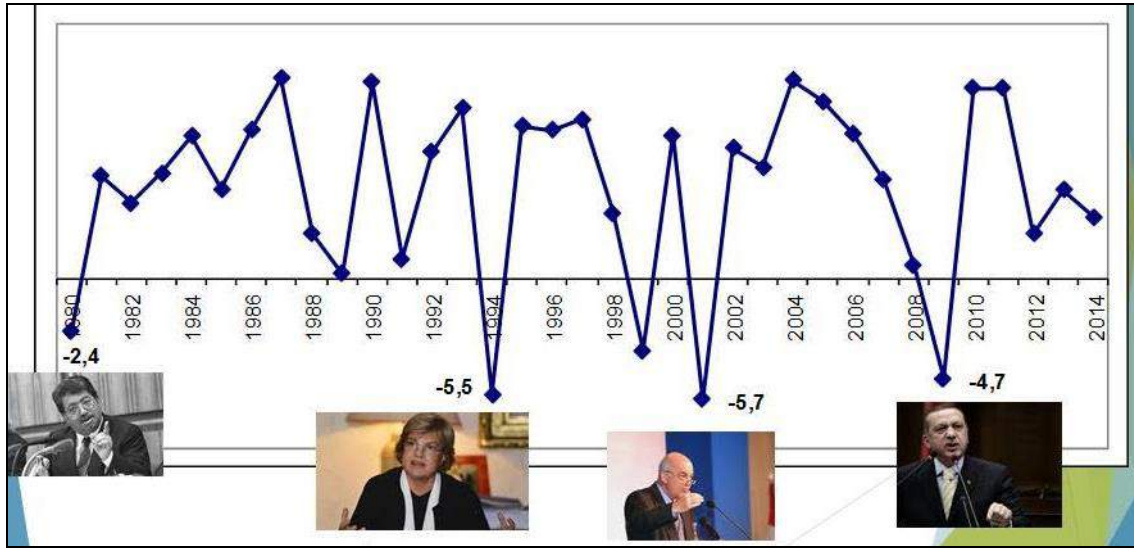
2001 ve 2009 yıllarındaki büyük ekonomik krizlerin elektrik tüketimine çok etkin bir şekilde yansdığı, yukarıdaki Tablo 2.6 ve aşağıdaki Şekil 2.3 incelendiğinde açıkça görülmektedir. Her iki kriz yılında bir önceki yıla göre elektrik tüketiminde azalma olmuştur. Genellikle ekonomik krizden hemen sonra kısa süreli de olsa hızlı büyüme görülmesi olağandır. Nitekim, 2001 yılından sonra elektrik tüketiminde yavaş bir gelişme görülmüş ve bu gelişme bir sonraki ekonomik kriz yılına kadar artış göstermiştir. Ancak 2009 yılından sonra durum daha farklıdır. 2009 yılındaki ekonomik kriz etkisiyle gerileyen elektrik tüketimi, krizi izleyen iki yılda oldukça hızlı artmış ancak sonra artış hızı çok yavaşlamıştır. Özellikle 2012 yılından sonra elektrik tüketimindeki artış oranları hedeflenen değerlerin çok altında seyretmiştir. Ekonomik kriz sonrasındaki yıllarda ekonomik büyüme ve bununla ilişkili olan elektrik tüketimindeki değişim ayrıca incelemeye değer bulunmaktadır.

Yukarıdaki Tablo 2.6'da yer alan bir diğer önemli ayrıntı da, elektrik ithalat miktarındaki artıştır. Özellikle 2011 yılından sonra, daha önceki yıllara göre kayda değer miktarda fazla elektrik ithalatı gerçekleşmiştir. Bu durum, Türkiye'deki elektrik üretim maliyetleri ve tüketici fiyatları ile komşu ülkelerdeki elektrik fiyatları arasındaki ilişkinin incelemeye değer olduğuna işaret etmektedir.

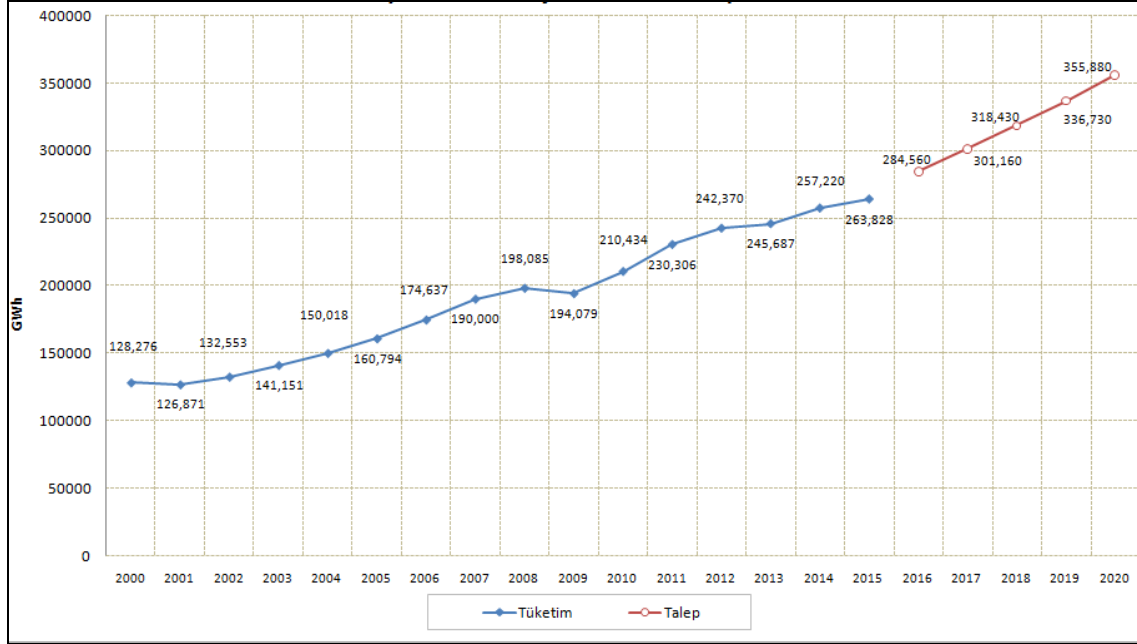
Aşağıda Şekil 2.2'de 2000 yılından bu yana gerçekleşen yıllık elektrik tüketimi ile önümüzdeki 5 yıl için ETKB tarafından öngörülen talep değerleri gösterilmiştir. Son yıllarda yıllık elektrik tüketim artışı oranı gittikçe azalmakta ve % 5'in altında gerçekleşmekte iken, önümüzdeki 5 yıl için yıllık % 5,7 oranında artış öngörülmektedir.

2013'te elektrik tüketiminde öngörülen artış % 5,40 iken, gerçekleşme yalnızca %2.43 olmuş, üretim ise % 0,1 oranında azalmıştır. 2014 için talepte % 5,5 artış öngörülürken, gerçekleşme 255,5 milyar kWh ile % 3,71 olmuştur. Yani, gerçekleşen tüketim artışı, tahmin edilenin üçte biri oranında gerisin-

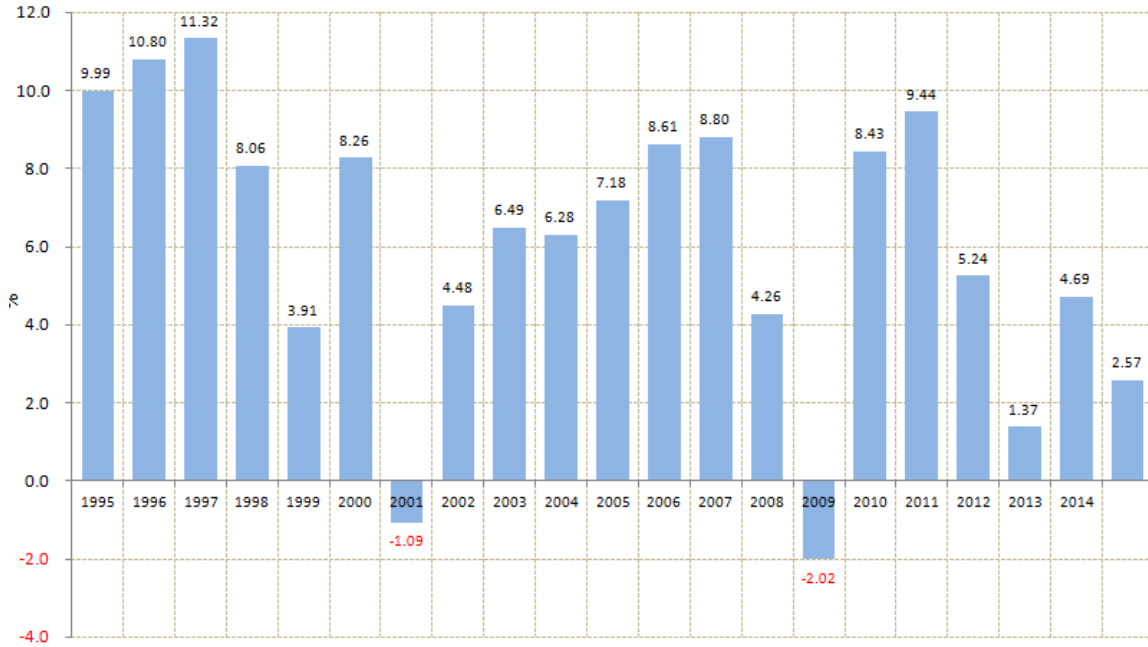
de kalmıştır. Geçici verilere göre aynı yıldaki üretim de % 4,26 artışla 250,4 milyar kWh olmuştur. 2015 için % 6,2'lik bir artışla 271,4 milyar kWh tüketim hedefi konulmuş olmasına karşın, gerçekleşme, hedeften nerede ise % 60 saparak % 2,57 olmuş; üretim ise % 3,04 oranında artmıştır. Tüketim tahminlerinde, Türkiye'nin, her yedi-sekiz yılda bir ciddi bir ekonomik krizle karşı karşıya kaldığı (1994, 1999, 2001, 2008-2009) dikkate alınmalıdır. Ülke ekonomisindeki gelişmelerle bağlantılı olarak, elektrik talep artış hızı yavaşlamaktadır. Geçtiğimiz dönemlerde elektrik talep artışı, milli gelir artış hızından fazla gerçekleşiyordu. Elektrik tüketim kompozisyonunun değişmesiyle birlikte, bu ilişkide de değişiklik olmaktadır. Elektrik tüketim artışı milli gelir artış oranına yaklaşmaktadır. Bu tabloya rağmen, son yıllardaki düşük artış oranlarını dikkate almayan yüksek talep artış tahminlerinin gerçekçiliği tartışmalıdır. Talep artış tahminleri ile ekonomik büyüme, sanayileşme hedefleri, nüfus artış beklentileri ve tüketim eğilimleri arasındaki ilişkiler dikkatlice irdelenmelidir.



Şekil 2.1 Yıllara Göre Büyüme (%) ve Krizler, 1980-2014 (Kriz Yıllarında Yüzde 3 İla 6 Arası Küçülmeler)



Şekil 2.2 Yıllar İtibarıyla Elektrik Enerjisi Tüketimi ve Talep Tahmini



Şekil 2.3 Türkiye Elektrik Tüketiminin Bir Önceki Yıla Göre Değişimi (1995–2015, %)

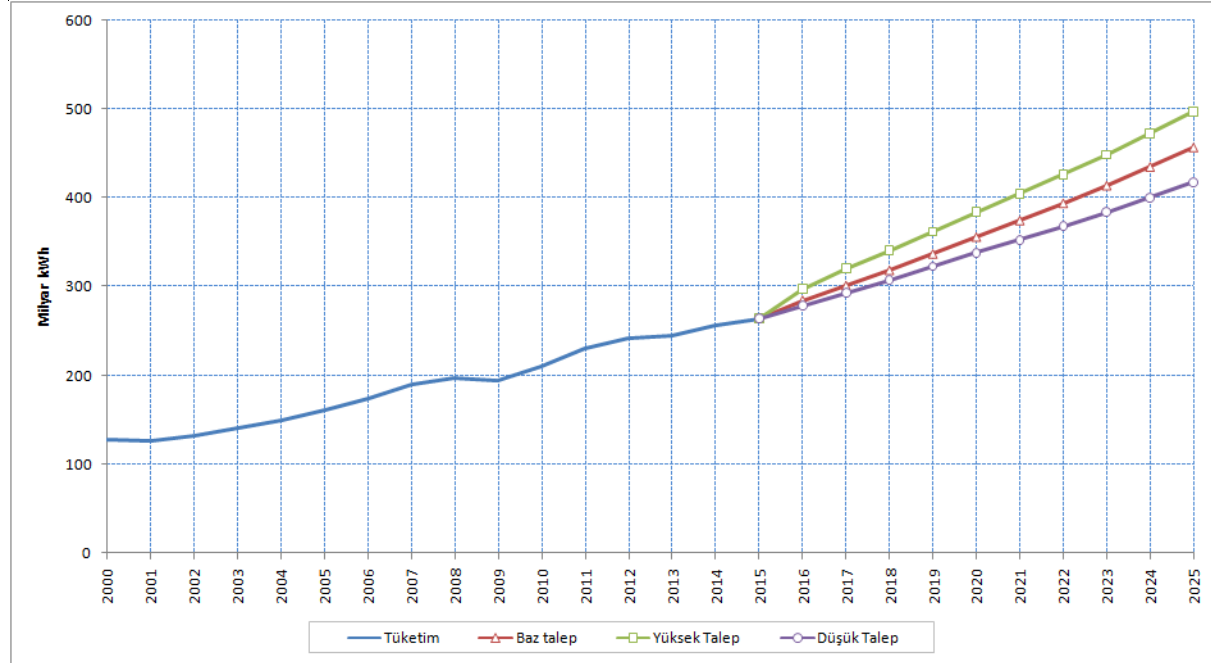
2.4 Elektrik Talep Tahmini ve Üretim Kapasite Projeksiyonları

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

Elektrik enerjisi talep tahmini çalışmaları yasa gereği ETKB tarafından yapılmaktadır. En son yapılan çalışma Baz, Yüksek ve Düşük Talep Serileri olarak yayımlanmıştır. Bu üç seride beklenen talep ve artış oranları aşağıda Şekil 2.4'te gösterilmiştir. Baz olarak açıklanan serinin son yıllarda gerçekleşen artış eğilimine göre çok iyimser olduğu görülmektedir.

Tablo 2.7 Elektrik Enerjisi Talep Serileri

Yıllar	Baz Talep (TWh)	Baz Talep Artışı (%)	Yüksek Talep (TWh)	Yüksek Talep Artışı (%)	Düşük Talep (TWh)	Düşük Talep Artışı (%)
2014	257,22	-	257,22	-	257,22	-
2015	263,83	2,6	263,83	2,6	263,83	2,6
2016	284,56	7,9	297,01	12,6	278,16	5,4
2017	301,16	5,8	320,47	7,9	293,15	5,4
2018	318,43	5,7	340,58	6,3	307,72	5,0
2019	336,73	5,7	361,81	6,2	322,62	4,8
2020	355,88	5,7	384,22	6,2	338,06	4,8
2021	374,57	5,3	404,92	5,4	352,95	4,4
2022	393,91	5,2	426,61	5,4	368,2	4,3
2023	413,98	5,1	449,32	5,3	383,94	4,3
2024	435,01	5,1	473,1	5,3	400,65	4,4
2025	456,88	5,0	498,01	5,3	417,96	4,3



Şekil 2.4 Gerçekleşen Elektrik Tüketimi ve Talep Serileri

Kaynak : ETKB

TEİAŞ tarafından her yıl yayımlanmakta olan 5 Yıllık Elektrik Enerjisi Üretim Kapasite Projeksiyonu çalışmalarında bazı ayrıntılı bilgilerin yer alması olumlu bir gelişmedir. Gelecekteki 5 yıllık dönem içinde işletmeye girmesi beklenen kapasitenin mevcut sisteme eklenmesi ve dönem içinde yıllara göre üretim-tüketim dengesini gösteren bu çalışmanın 2015 yılında yayımlanan sayısında, birincil kaynaklara göre Emre Amade Kapasite Bölümü'nün yer alması, olumlu bir gelişmedir. Diğer taraftan bu

çalışma her yıl yenilenmekte ancak yayımlanması neredeyse yılın son günlerini bulmaktadır. Yayımlandığı zaman bazı bilgiler güncelliğini kaybetmiş olmaktadır. Bu çalışmanın her yılın ilk çeyreği içinde yayımlanması sağlanmalıdır.

2.5 Elektrik Üretim Kaynakları

1984-2013 döneminde elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı incelendiğinde, termik kaynaklar payının % 56,1'den % 68,5 seviyesine yükseldiği, buna karşılık toplam yenilenebilir kaynak payının % 43,9'dan % 31,5 seviyesine düştüğü görülmektedir. Bu değişimde en çarpıcı gelişme, doğal gaz payının çok hızlı artması, hidrolik payının ise belirgin olarak azalmasıdır. Kömürden elektrik üretiminin payı ise toplam elektrik üretimi içinde azalma göstermiştir. Aslında ithal kömürün payı artış göstermesine karşın yerli linyit ve taş kömürüne bağlı elektrik üretim miktarı artmadığı, dolayısı ile oran olarak azaldığı için, kömürün toplam elektrik üretimi içindeki payı gerilemiştir. Diğer kaynaklar miktar olarak çok küçük olduğu için toplam elektrik üretimi içinde düşük pay almaktadır, ancak her bir kaynak kendi içinde değerlendirildiğinde, son yıllarda özellikle rüzgara dayalı elektrik üretiminde önemli artış gerçekleşmiştir. 2014 yılı itibarıyla güneş enerjisi santralleri (GES) de kurulmaya başlanmıştır. Bu santrallerin bir çoğu çok küçük ölçeklidir ve kurulu güçleri 1 MW'ın altında olduğu için lisans almadan kurulmaktadırlar. 2015 yılında bu yatırımlar oldukça fazla miktarda artmaya başlamıştır. Şimdilik elektrik sistemi üzerinde etkileri hissedilmese de, gözlemlenen artış eğilimi ile yakın zamanda büyük miktara ulaşabileceği ve elektrik sisteminde etkileri görülmeye başlanacağı söylenebilir. TEİAŞ tarafından, yıllık olarak bölgelere göre sisteme bağlantısı yapılabilecek kapasitenin hesaplanıp yatırımcılara duyurulması, ETKB tarafından da bu yöndeki politikaların hayata geçirilmesi gerekmektedir.

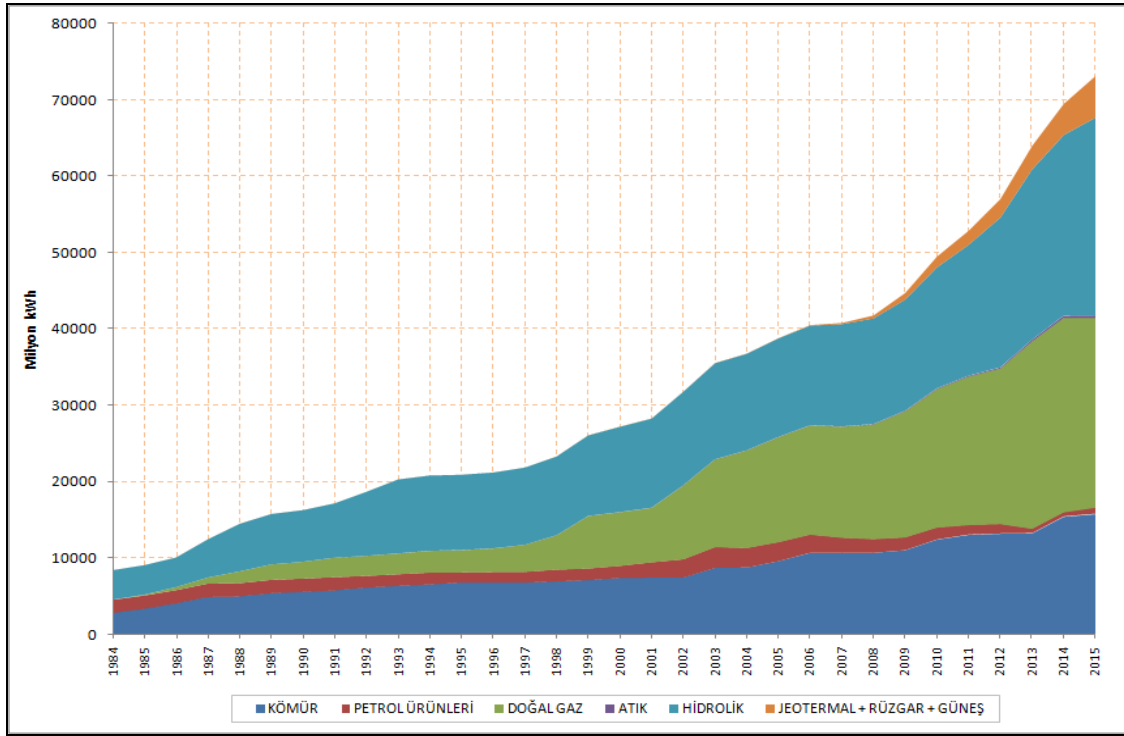
Zaman zaman TEİAŞ bölgelere göre bağlantı yapılabilecek trafo kapasitelerini yayımlamakla birlikte, Kanun'da öngörüldüğü halde 10 Yıllık İletim Gelişim Planı'nı yayımlamıyor. Üretim Kapasite Projesiyonu'na bağlı olarak, EPDK tarafından lisans verilmiş kapasitelerden işletmeye girmesi beklenenlerin sisteme bağlanması durumunda, bölgesel kapasite gelişimi ve sistem ihtiyacına göre ileride bölgesel olarak bağlanabilecek kapasite miktarları, dolayısıyla da elektrik iletim sistemi gelişimini gösteren verilerin de yayımlanması gerekmektedir.

2015 yılı sonuna göre Türkiye toplam kurulu gücü 73.148 MW seviyesine ulaşmıştır. 1984 yılından bu yana kurulu gücün kaynaklara göre gelişimi aşağıdaki tablo ve şekillerde gösterilmiştir.

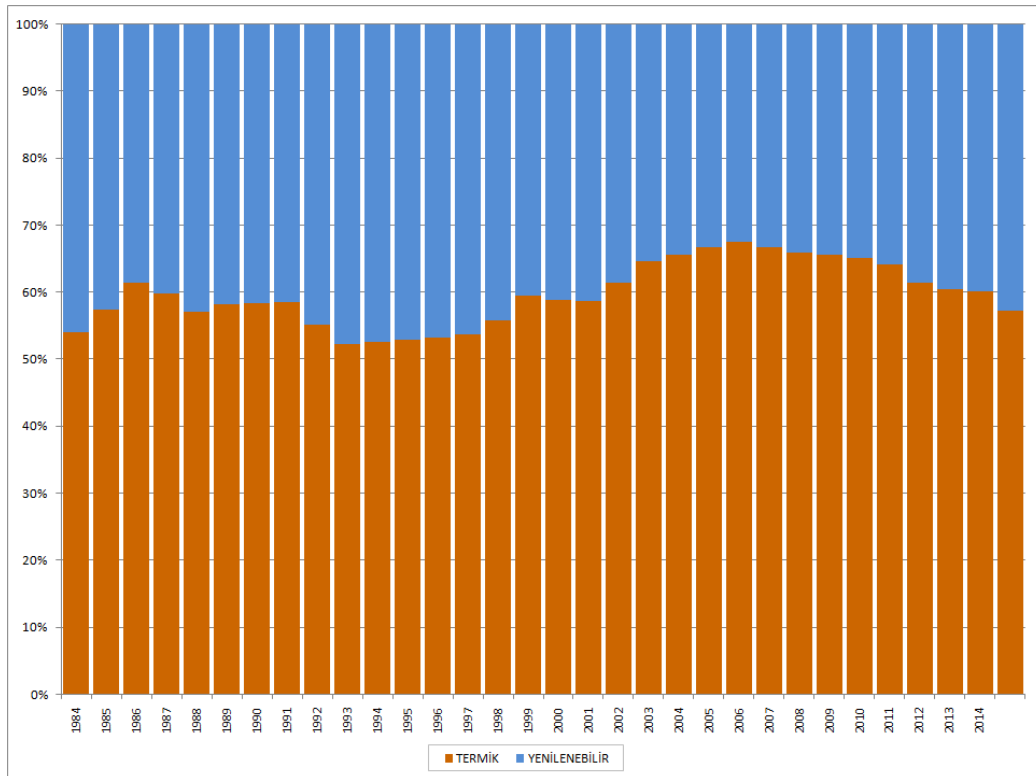
Tablo 2.8 Türkiye Toplam Kurulu Gücünün Kaynaklara Göre Yıllık Gelişimi

	KÖMÜR		PETROL ÜRÜNLERİ		DOĞAL GAZ		ATIK		TERMİK		HİDROLİK		JEOTERMAL + RÜZGAR + GÜNEŞ		YENİLENEBİLİR		TOPLAM
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
1984	2841.5	33.6	1727.8	20.4	0.0		0.0		4569.3	54.0	3874.8	45.8	17.5	0.2	3892.3	46.0	8461.6
1985	3401.5	37.3	1727.8	18.9	100.0	1.1	0.0		5229.3	57.3	3874.8	42.5	17.5	0.2	3892.3	42.7	9121.6
1986	4094.3	40.5	1725.9	17.1	400.0	4.0	0.0		6220.2	61.5	3877.5	38.3	17.5	0.2	3895.0	38.5	10115.2
1987	4933.2	39.5	1741.1	13.9	800.0	6.4	0.0		7474.3	59.8	5003.3	40.0	17.5	0.1	5020.8	40.2	12495.1
1988	4988.2	34.4	1741.4	12.0	1555.2	10.7	0.0		8284.8	57.1	6218.3	42.8	17.5	0.1	6235.8	42.9	14520.6
1989	5417.6	34.3	1740.0	11.0	2035.8	12.9	0.0		9193.4	58.2	6597.3	41.7	17.5	0.1	6614.8	41.8	15808.2
1990	5578.0	34.2	1747.8	10.7	2210.0	13.5	0.0		9535.8	58.4	6764.3	41.5	17.5	0.1	6781.8	41.6	16317.6
1991	5775.4	33.6	1737.0	10.1	2555.4	14.8	10.0	0.1	10077.8	58.6	7113.8	41.3	17.5	0.1	7131.3	41.4	17209.1
1992	6150.3	32.9	1529.8	8.2	2626.0	14.0	13.8	0.1	10319.9	55.1	8378.7	44.8	17.5	0.1	8396.2	44.9	18716.1
1993	6354.0	31.2	1535.8	7.6	2734.8	13.4	13.8	0.1	10638.4	52.3	9681.7	47.6	17.5	0.1	9699.2	47.7	20337.6
1994	6564.0	31.5	1541.7	7.4	2858.2	13.7	13.8	0.1	10977.7	52.6	9864.6	47.3	17.5	0.1	9882.1	47.4	20859.8
1995	6782.6	32.4	1353.1	6.5	2924.5	14.0	13.8	0.1	11074.0	52.8	9862.8	47.1	17.5	0.1	9880.3	47.2	20954.3
1996	6797.6	32.0	1387.6	6.5	3098.1	14.6	13.8	0.1	11297.1	53.2	9934.8	46.8	17.5	0.1	9952.3	46.8	21249.4
1997	6796.2	31.0	1409.4	6.4	3552.4	16.2	13.8	0.1	11771.8	53.8	10102.6	46.1	17.5	0.1	10120.1	46.2	21891.9
1998	6962.2	29.8	1532.0	6.6	4504.7	19.3	22.4	0.1	13021.3	55.8	10306.5	44.1	26.2	0.1	10332.7	44.2	23354.0
1999	7097.1	27.2	1542.1	5.9	6892.9	26.4	23.8	0.1	15555.9	59.6	10537.2	40.3	26.2	0.1	10563.4	40.4	26119.3
2000	7399.1	27.1	1585.6	5.8	7044.0	25.8	23.8	0.1	16052.5	58.9	11175.2	41.0	36.4	0.1	11211.6	41.1	27264.1
2001	7446.4	26.3	1999.6	7.1	7153.5	25.2	23.6	0.1	16623.1	58.7	11672.9	41.2	36.4	0.1	11709.3	41.3	28332.4
2002	7438.6	23.4	2400.2	7.5	9702.1	30.5	27.6	0.1	19568.5	61.4	12240.9	38.4	36.4	0.1	12277.3	38.6	31845.8
2003	8704.0	24.5	2733.2	7.7	11509.6	32.3	27.6	0.1	22974.4	64.6	12578.7	35.3	33.9	0.1	12612.6	35.4	35587.0
2004	8749.5	23.8	2569.2	7.0	12798.4	34.8	27.6	0.1	24144.7	65.6	12645.4	34.3	33.9	0.1	12679.3	34.4	36824.0
2005	9571.8	24.6	2505.7	6.5	13789.5	35.5	35.3	0.1	25902.3	66.7	12906.1	33.2	35.1	0.1	12941.2	33.3	38843.5
2006	10667.8	26.3	2396.5	5.9	14314.6	35.3	41.3	0.1	27420.2	67.6	13062.7	32.2	81.9	0.2	13144.6	32.4	40564.8
2007	10668.4	26.1	2000.2	4.9	14560.4	35.7	42.7	0.1	27271.7	66.8	13394.9	32.8	169.2	0.4	13564.1	33.2	40835.8
2008	10662.0	25.5	1818.6	4.3	15054.8	36.0	59.7	0.1	27595.0	66.0	13828.7	33.1	393.5	0.9	14222.2	34.0	41817.2
2009	11006.0	24.6	1699.1	3.8	16547.5	37.0	86.5	0.2	29339.1	65.5	14553.3	32.5	868.8	1.9	15422.1	34.5	44761.2
2010	12403.0	25.0	1593.3	3.2	18175.0	36.7	107.2	0.2	32278.5	65.2	15831.2	32.0	1414.4	2.9	17245.6	34.8	49524.1
2011	13027.9	24.6	1300.4	2.5	19477.1	36.8	125.7	0.2	33931.1	64.1	17137.1	32.4	1842.9	3.5	18980.0	35.9	52911.1
2012	13174.3	23.1	1285.5	2.3	20398.6	35.7	168.8	0.3	35027.2	61.4	19609.4	34.4	2422.8	4.2	22032.2	38.6	57059.4
2013	13218.0	20.7	616.3	1.0	24578.7	38.4	235.0	0.4	38648.0	60.4	22289.0	34.8	3070.5	4.8	25369.5	39.6	64007.5
2014	15399.7	22.2	594.9	0.9	25508.1	36.7	299.1	0.4	41801.8	60.1	23643.2	34.0	4074.8	5.9	27718.0	39.9	69519.8
2015	15740.5	21.5	866.2	1.2	24896.0	34.0	344.7	0.5	41847.4	57.2	25867.8	35.4	5432.4	7.4	31300.3	42.8	73147.6

Kurulu gücün kaynaklara göre gelişimi incelendiğinde son yıllarda petrol ürünlerine bağlı kurulu güçte azalma, diğer kaynakların hepsinde ise artış olduğu görülmektedir.



Şekil 2.5 Türkiye Elektrik Üretim Santralleri Toplam Kurulu Gücünün Kaynaklara Göre Yıllık Gelişimi



Şekil 2.6 Türkiye Elektrik Üretim Santralleri Toplam Kurulu Gücünün Termik ve Yenilenebilir Olarak Yıllık Gelişimi

Kurulu gücün termik santraller ve yenilenebilir kaynaklara göre yıllık dağılımına bakıldığında, özellikle 2001 yılından sonra doğal gaz yakıtlı kapasitenin daha fazla artmasından dolayı, toplam kurulu güç içinde termik santrallerin payı oldukça yükselmiş, 2011 yılından sonra ise, yenilenebilir kaynakların payında önemli artış olmuştur. 2001 yılından sonra doğal gaz yakıt fiyatlarının ucuzlaması ayrıca doğal gaz santrallerinin daha kolay ve kısa sürede tesis edilebiliyor olması, doğal gaza bağlı kapasitenin hızlı artmasına neden olmuştur. Ancak, 2011 yılından sonra hem doğal gaz fiyatlarının artması hem de rüzgar türbini teknolojilerinde gelişme ve birim güç yatırımlarının ucuzlaması, ayrıca küçük hidrolik santraller için önemli teşviklerin verilmiş olması, rüzgar ve hidrolik kapasiteye daha fazla yönelme sonucunu getirmiştir. Bu nedenle, 2011 yılından sonra toplam kurulu güç içinde yenilenebilir kaynakların payı önemli ölçüde artmıştır.

2015 yılı üretiminin kaynaklara dağılımı ve bir önceki yıla göre değişimi incelendiğinde;

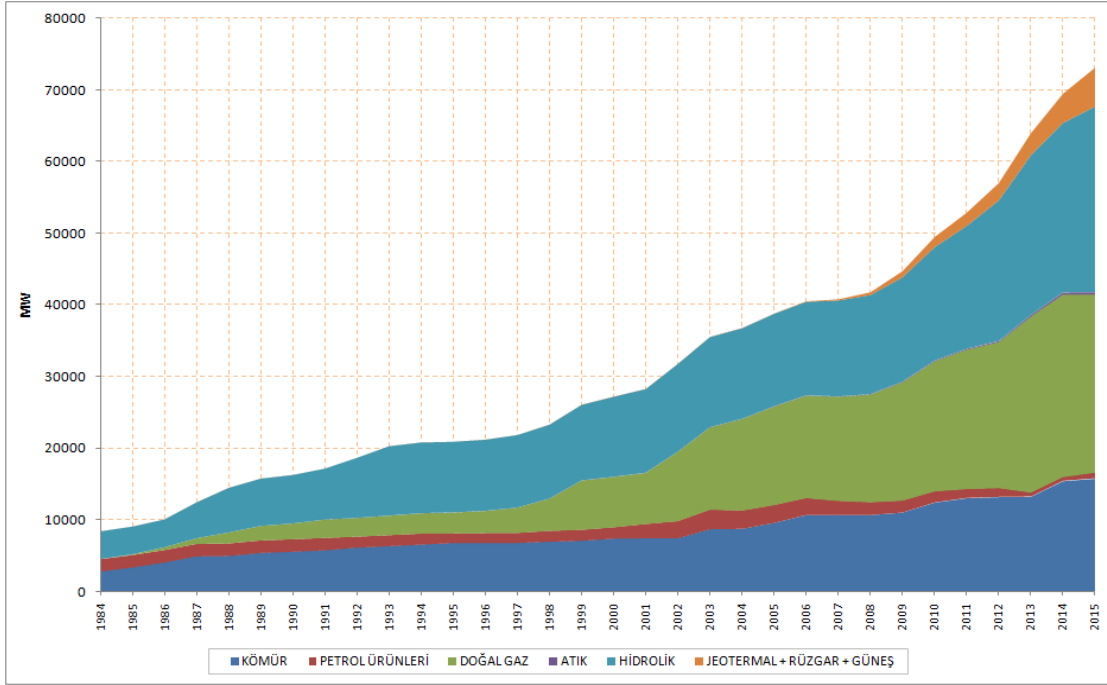
- kömür kaynaklı elektrik üretiminde çok önemli bir değişiklik olmadığı, miktar olarak biraz azaldığı;
- doğal gaz kaynaklı elektrik üretiminde belirgin bir düşme olduğu;
- hidrolik kaynaklardan üretimde çok önemli bir artış olduğu;
- rüzgar, güneş ve jeotermal kaynaklardan üretimlerin önemli miktarda arttığı

görülmektedir.

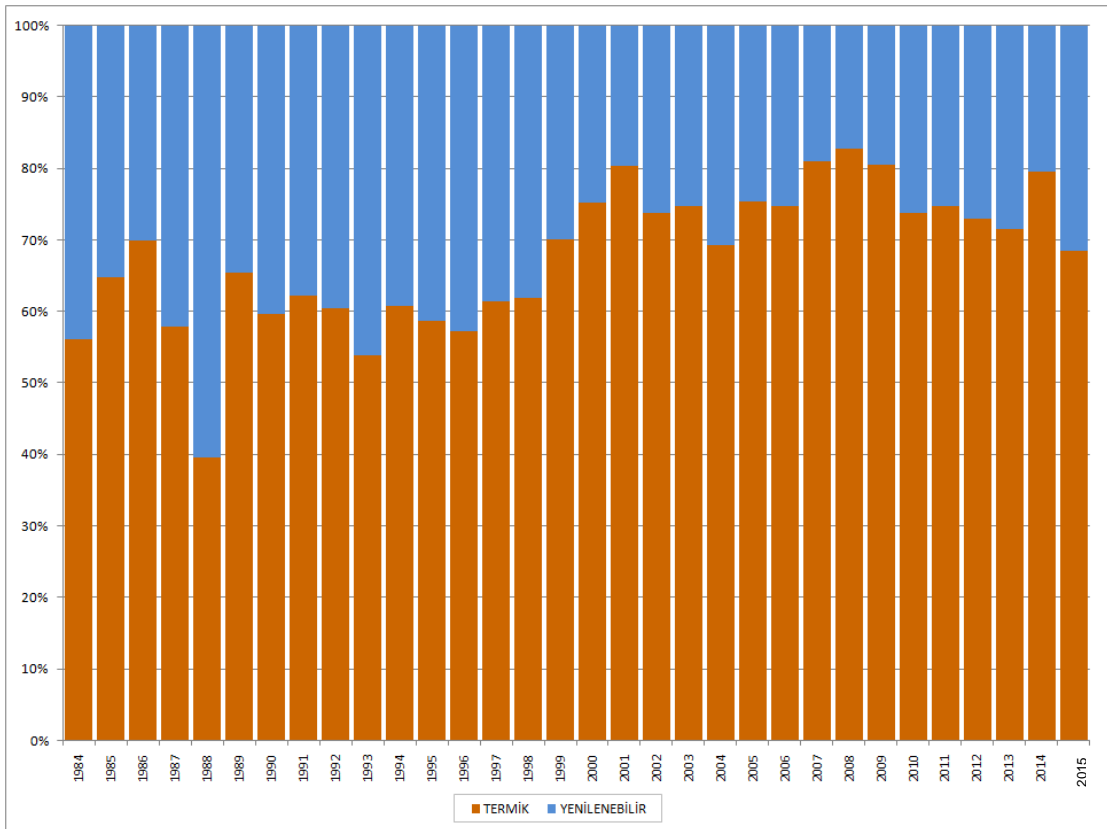
2015 yılında rüzgar enerjisine dayalı kapasitenin artması, önceki kışın tersine 2014-2015 kış mevsiminin ortalamanın üzerinde yağışlı geçmiş olması ve doğal gaz fiyatlarının oldukça yüksek seyretmesi, yukarıdaki değişimlerin ana nedenleri olarak gösterilebilir.

Tablo 2.9 Elektrik Enerjisi Üretiminin Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı (1984-2015)

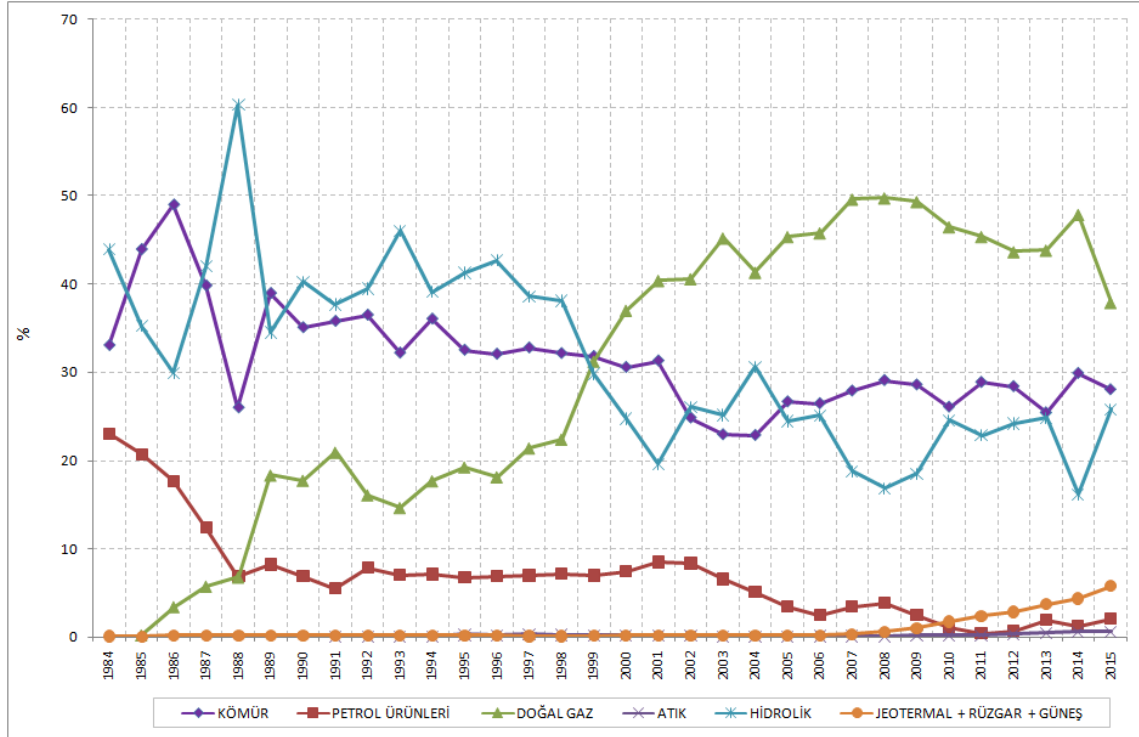
	KÖMÜR		PETROL ÜRÜNLERİ		DOĞAL GAZ		ATIK		TERMİK		HİDROLİK		JEOTERMAL + RÜZGAR + GÜNEŞ		YENİLENEBİLİR		TOPLAM
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
1984	10118.3	33.1	7046.8	23.0					17165.1	56.1	13426.3	43.9	22.1	0.1	13448.4	43.9	30613.5
1985	15027.8	43.9	7082.0	20.7		58.2	0.2		22168.0	64.8	12044.9	35.2	6.0	0.0	12050.9	35.2	34218.9
1986	19437.3	49.0	7000.6	17.6	1340.7	3.4			27778.6	70.0	11872.6	29.9	43.6	0.1	11916.2	30.0	39694.8
1987	17653.5	39.8	5495.6	12.4	2528.1	5.7			25677.2	57.9	18617.8	42.0	57.9	0.1	18675.7	42.1	44352.9
1988	12486.6	26.0	3304.7	6.9	3239.5	6.7			19030.8	39.6	28949.6	60.3	68.4	0.1	29018.0	60.4	48048.8
1989	20269.5	38.9	4247.5	8.2	9524.0	18.3			34041.0	65.4	17939.6	34.5	62.6	0.1	18002.2	34.6	52043.2
1990	20181.3	35.1	3941.7	6.9	10192.3	17.7			34315.3	59.6	23147.6	40.2	80.1	0.1	23227.7	40.4	57543.0
1991	21561.5	35.8	3293.2	5.5	12588.6	20.9	38.4	0.1	37481.7	62.2	22683.3	37.7	81.3	0.1	22764.6	37.8	60246.3
1992	24570.8	36.5	5273.0	7.8	10813.7	16.1	47.1	0.1	40704.6	60.4	26568.0	39.5	69.6	0.1	26637.6	39.6	67342.2
1993	23759.9	32.2	5174.5	7.0	10788.2	14.6	56.4	0.1	39779.0	53.9	33950.9	46.0	77.6	0.1	34028.5	46.1	73807.5
1994	28234.7	36.0	5548.8	7.1	13822.3	17.6	50.9	0.1	47656.7	60.8	30585.9	39.1	79.1	0.1	30665.0	39.2	78321.7
1995	28046.9	32.5	5772.0	6.7	16579.3	19.2	222.3	0.3	50620.5	58.7	35540.9	41.2	86.0	0.1	35626.9	41.3	86247.4
1996	30413.6	32.1	6539.6	6.9	17174.2	18.1	175.4	0.2	54302.8	57.2	40475.2	42.7	83.7	0.1	40558.9	42.8	94861.7
1997	33860.0	32.8	7157.3	6.9	22085.6	21.4	294.0	0.3	63396.9	61.4	39816.1	38.5	82.8	0.1	39898.9	38.6	103295.8
1998	35687.5	32.1	7923.3	7.1	24837.5	22.4	254.6	0.2	68702.9	61.9	42229.0	38.0	90.5	0.1	42319.5	38.1	111022.4
1999	37030.9	31.8	8079.5	6.9	36345.9	31.2	204.7	0.2	81661.0	70.1	34677.5	29.8	101.4	0.1	34778.9	29.9	116439.9
2000	38186.3	30.6	9310.8	7.5	46216.9	37.0	220.2	0.2	93934.2	75.2	30878.5	24.7	108.9	0.1	30987.4	24.8	124921.6
2001	38417.5	31.3	10366.2	8.4	49549.2	40.4	229.9	0.2	98562.8	80.3	24009.9	19.6	152.0	0.1	24161.9	19.7	122724.7
2002	32149.1	24.8	10743.8	8.3	52496.5	40.6	173.7	0.1	95563.1	73.9	33683.8	26.0	152.6	0.1	33836.4	26.1	129399.5
2003	32252.9	22.9	9196.2	6.5	63536.0	45.2	115.9	0.1	105101.0	74.8	35329.5	25.1	150.0	0.1	35479.5	25.2	140580.5
2004	34447.6	22.9	7670.3	5.1	62241.8	41.3	104.0	0.1	104463.7	69.3	46083.7	30.6	150.9	0.1	46234.6	30.7	150698.3
2005	43192.5	26.7	5482.5	3.4	73444.9	45.3	122.4	0.1	122242.3	75.5	39560.5	24.4	153.4	0.1	39713.9	24.5	161956.2
2006	46649.5	26.5	4340.4	2.5	80691.2	45.8	154.0	0.1	131835.1	74.8	44244.2	25.1	220.5	0.1	44464.7	25.2	176299.8
2007	53430.9	27.9	6526.8	3.4	95024.8	49.6	213.7	0.1	155196.2	81.0	35850.8	18.7	511.1	0.3	36361.9	19.0	191558.1
2008	57715.6	29.1	7518.5	3.8	98685.3	49.7	219.9	0.1	164139.3	82.7	33269.8	16.8	1008.9	0.5	34278.7	17.3	198418.0
2009	55685.1	28.6	4803.5	2.5	96094.7	49.3	340.1	0.2	156923.4	80.6	35958.4	18.5	1931.1	1.0	37889.5	19.4	194812.9
2010	55046.4	26.1	2180.0	1.0	98143.7	46.5	457.5	0.2	155827.6	73.8	51795.5	24.5	3584.6	1.7	55380.1	26.2	211207.7
2011	66217.9	28.9	903.6	0.4	104047.6	45.4	469.2	0.2	171638.3	74.8	52338.6	22.8	5418.2	2.4	57756.8	25.2	229395.1
2012	68013.1	28.4	1638.7	0.7	104499.2	43.6	720.7	0.3	174871.7	73.0	57865.0	24.2	6760.1	2.8	64625.1	27.0	239496.8
2013	60844.1	25.4	4522.4	1.9	104835.0	43.8	1054.5	0.4	171256.0	71.6	59245.8	24.8	8791.5	3.7	68037.3	28.4	239293.3
2014	75308.5	29.9	3099.5	1.2	120576.0	47.9	1432.6	0.6	200416.6	79.5	40644.7	16.1	10901.5	4.3	51546.2	20.5	251962.8
2015	72791.9	28.0	5265.0	2.0	98326.0	37.9	1469.3	0.6	177852.2	68.5	66897.9	25.8	14861.5	5.7	81759.4	31.5	259611.5



Şekil 2.7 Toplam Elektrik Üretimine Kaynaklara Göre Gelişimi



Şekil 2.8 Toplam Elektrik Üretiminde Termik ve Yenilenebilir Kaynakların Payları

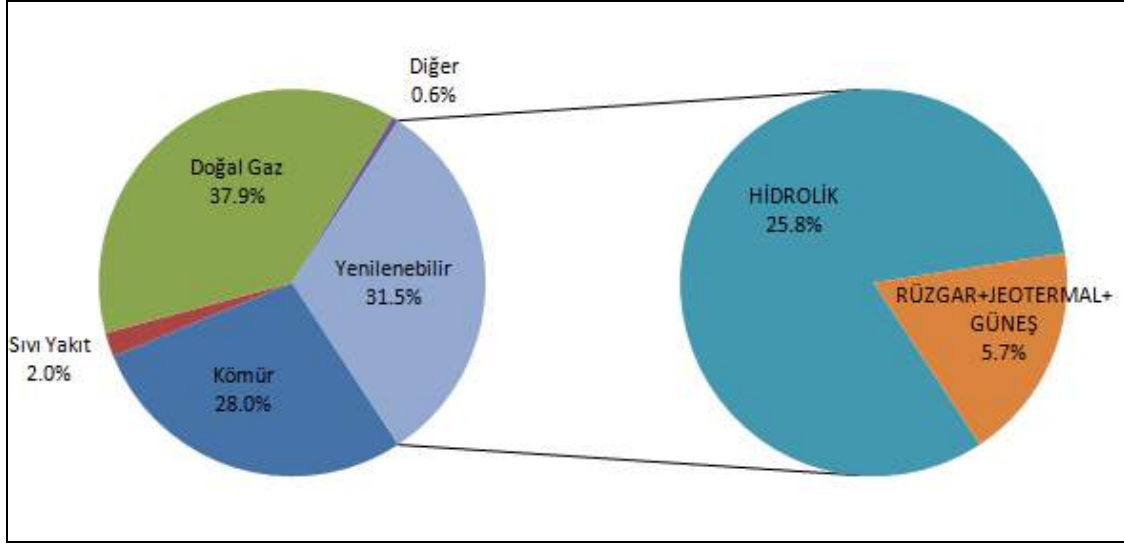


Şekil 2.9 Toplam Elektrik Üretiminde Kaynak Paylarının Gelişimi

2015 elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı da Tablo 2.10 ve Şekil 2.10'da verilmektedir.

Tablo 2.10 Türkiye 2015 Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı (Geçici)

Kaynak	2015 Yılı Elektrik Üretimi (GWh)	Toplamdaki Pay (%)
Kömür	72.791,9	28,0
Sıvı Yakıt	5.265,0	2,0
Doğal Gaz	98.326,0	37,9
Diğer	1.469,3	0,6
TERMİK TOPLAM	177.852,2	68,5
HİDROLİK	66.897,9	25,8
RÜZGAR+JEOTERMAL+GÜNEŞ	14.861,5	5,7
YENİLENEBİLİR TOPLAM	81.759,4	31,5
TÜRKİYE TOPLAM ÜRETİMİ	259.611,5	100,0



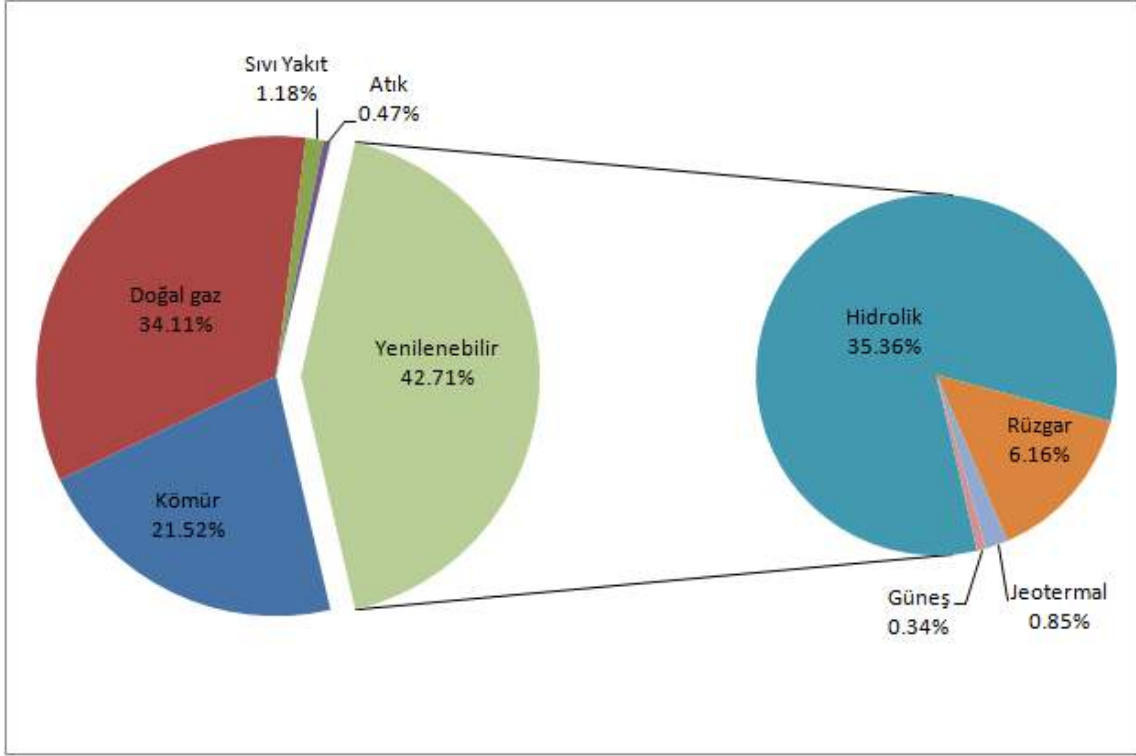
Şekil 2.10 Türkiye 2015 Yılı Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı (Geçici)

2015 yılı toplam elektrik üretiminde, doğal gaz % 37,9'luk payla ilk sırada yer almış, hidroelektriğin payı % 25,8 olmuş, rüzgar, jeotermal ve güneşin toplam payı ise % 5,7 seviyesine yükselmiştir. Doğal gazdan elektrik üretimi 2014 yılında 120.576 GWh iken 2015 yılında 98.326 GWh seviyesine gerilemiştir.

2015 yılı sonuna göre toplam kurulu gücün kaynaklara dağılımı aşağıdaki tablo ve şekilde gösterilmiştir.

Tablo 2.11 Kaynaklara Göre Kurulu Güç Tablosu (2015)

BİRİNCİL KAYNAK	KURULU GÜÇ	
	(MW)	(%)
FUEL-OİL+ASFALTİT+NAFTA+MOTORİN	866.2	1,18
TAŞ KÖMÜRÜ+LİNYİT	9.023.4	12,34
İTHAL KÖMÜR	6.064.2	8,29
DOĞALGAZ+LNG	21.222.1	29,01
ÇOK YAKITLILAR KATI+SIVI	653.0	0,89
ÇOK YAKITLILAR KATI+SIVI+D. GAZ	3.673.9	5,02
YENİLENEBİLİR+ATIK	344.7	0,47
TERMİK (LİSANSSIZ)	56.5	0,08
TERMİK	41.903,9	57,29
JEOTERMAL	623.9	0,85
HİDROLİK BARAJLI	19.077.2	26,08
HİDROLİK AKARSU	6.790.6	9,28
RÜZGAR	4.498.4	6,15
RÜZGAR (LİSANSSIZ)	4.8	0,01
GÜNEŞ (LİSANSSIZ)	248.8	0,34
YENİLENEBİLİR	31.243,7	42,71
TOPLAM	73.147,6	100,00



Şekil 2.11 Kaynaklara Göre Kurulu Güç (2015)

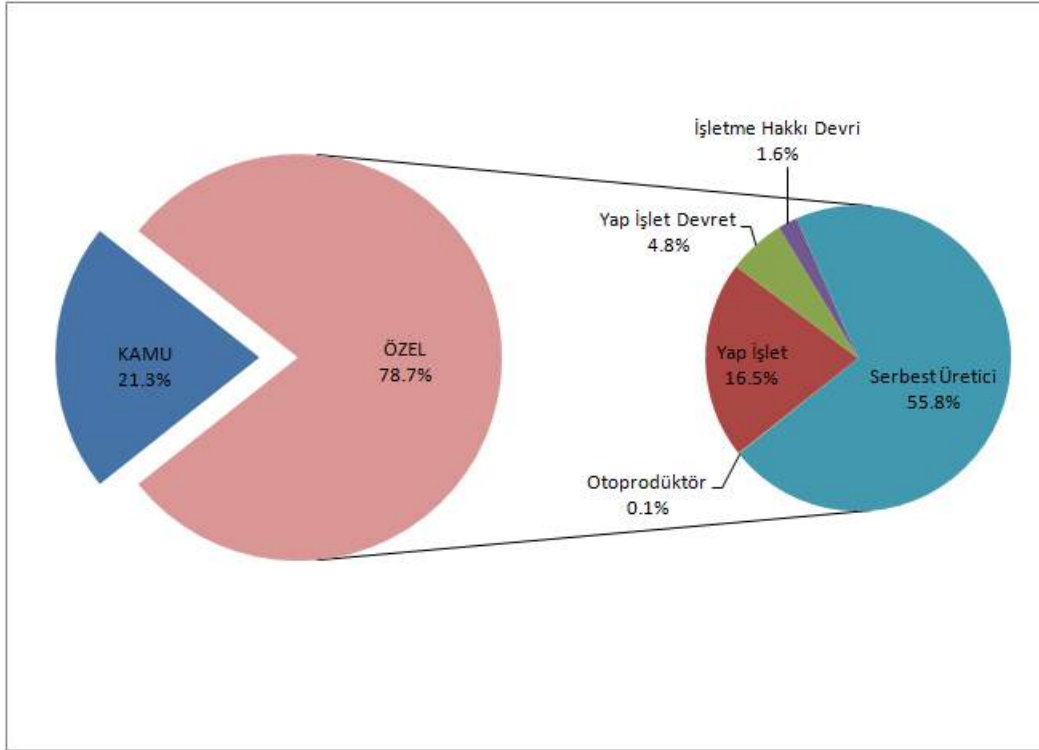
Kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı incelendiğinde hidrolik kaynağın % 35,4'lük payla birinci sırayı aldığını, ikinci sırada % 34,1'lik payla doğal gazın geldiğini, % 21,5'lik payla kömürün üçüncü sırada olduğunu görebiliriz. 2015 yılı itibarıyla doğal gaza dayalı kurulu gücün toplam kurulu güç içindeki payı yeniden hidrolik kaynak payının altında kalmıştır.

2.6 Türkiye Elektrik Üretimini Kuruluşlara Göre Dağılımı

Türkiye'de 2015 yılı elektrik üretiminin kuruluşlara ve kaynaklara göre dağılımını gösteren aşağıdaki tablo ve grafikler fazlaca yoruma ihtiyacı bırakmamaktadır.

Tablo 2.12 Türkiye 2015 Elektrik Üretimini Kuruluşlara Göre Dağılımı (Geçici Veriler)

Kuruluş	2015 Yılı Elektrik Üretimi (GWh)	Toplamdaki Payı (%)
EÜAŞ	55.3423	21,32
KAMU TOPLAMI	55.342,3	21,32
Yap İşlet	42.770,3	16,47
İşletme Hakkı Devri	4.238,9	1,63
Serbest Üretici	144.765,8	55,76
Otoprodüktör	143,7	0,06
ÖZEL SEKTÖR TOPLAM	204.269,2	78,7
TOPLAM	259.611,5	100,00



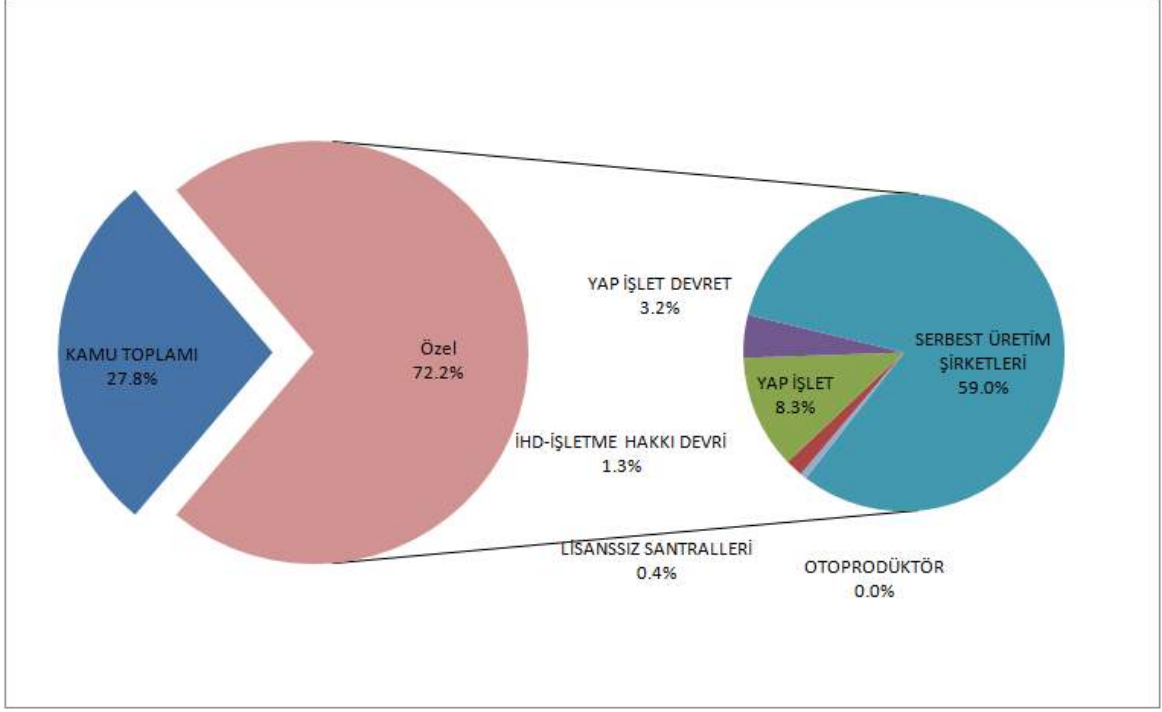
Şekil 2.12 Türkiye 2015 Elektrik Üretimini Kuruluşlara Göre Dağılımı (Geçici Veriler)

Tablo ve grafikte görüleceği üzere, 2015 yılı elektrik üretiminin % 78,7'si özel sektör tarafından sağlanmış, kamunun payı % 21,3'te kalmıştır.

2015 yılı sonu itibarıyla Türkiye toplam kurulu gücünün kuruluşlara dağılımı aşağıdaki tablo ve grafikte gösterilmiştir.

Tablo 2.13 Türkiye Toplam Kurulu Gücünün Kuruluşlara Dağılımı (2015)

KURULUŞ	KURULU GÜÇ (MW)	Toplamdaki Payı (%)
EÜAŞ	20.322,6	27,8
KAMU TOPLAMI	20.322,6	27,8
İHD-İşletme Hakkı Devri	946,2	1,3
Yİ-Yap İşlet	6.1018	8,3
YİD-Yap İşlet Devret	2.309,3	3,2
Serbest Üretim Şirketleri	43.130,7	59,0
Otoprodüktör	26,4	0,0
Lisanssız Santralleri	310,7	0,4
Özel Sektör Toplamı	52.825,1	72,2
TOPLAM	73.147,6	100,0



Şekil 2.13 Türkiye Toplam Kurulu Gücün Kuruluşlara Dağılımı (2015)

Kurulu gücün kuruluşların niteliğine göre dağılımı incelendiğinde EÜAŞ payının % 27,8'e gerilediği görülmektedir. Özel kuruluşlar içinde serbest üretim şirketlerinin payı artarak % 59 seviyesine yükselmiştir.

Türkiye, elektrik enerjisi alanında sancılı bir dönem yaşamaktadır. İthal kaynak olan doğal gazın payı toplam kurulu güç içinde % 34,1 ve 2015 yılı toplam üretimi içinde % 37,9 olarak gerçekleşmiştir. 2015 yılında kurulu güç ve üretim kapasitesi açısından bakıldığında hem toplam tüketim hem de anlık en yüksek tüketim olan puant talebin karşılanmasında bir sıkıntı görülmemesine karşın, havaların soğuması ile birlikte doğal gaz arzında yaşanan sıkıntılar elektrik üretimini de doğrudan etkilemiş ve zaman zaman kısıntılar uygulandığı basına da yansımıştır. Ocak 2016 itibarıyla % 30 seviyesinde olan yerli kaynakların elektrik üretimindeki payının görünür vadede çok fazla değişmeyeceği ve bugüne değin izlenen politikaların sürdürülmesi halinde, ülkemizin enerji alanında dışa bağımlılığının artarak süreceği söylenebilir.

2.7 Elektrik Özelleştirmeleri ve Getirdikleri

Olgun Sakarya

Elektrik Mühendisi

TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası

Enerji Birimi Koordinatörü

Giriş

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesi ile birlikte yaşanan serbestleştirme ve özelleştirme uygulamaları ile birlikte elektrik sektörünün üretim ve dağıtım alanlarında önemli değişiklikler yaşanmıştır.

17.03.2004 tarih ve 2004/3 sayılı Yüksek Planlama Kurulu (YPK) Kararı ile yayımlanan "Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi" ile özelleştirme uygulamalarına dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesiyle başlanmış ve bu süreç, son dağıtım bölgesinin 30.09.2013 tarihinde özel sektöre devri ile tamamlanmıştır.

Elektrik dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesi ile birlikte elektrik üretim tesislerinin de özelleştirilmesi çalışmaları sürdürülmüş ve ilk etapta bazı küçük ölçekli HES'lerin özelleştirilmesi gerçekleştirilerek özel sektöre devirleri yapılmıştır. 18.05.2009 tarih ve 299/11 sayılı YPK kararı ile, "Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi"nde yer alan gerekçeler ile üretim özelleştirme işlemleri hızlandırılmış ve fosil yakıtlı büyük güçteki üretim tesislerinin özelleştirilmesi tamamlanmıştır. Üretim tesislerinin özelleştirme işlemlerine halen devam edilmektedir.

Bu çalışmada; elektrik dağıtım bölgelerinin özel sektöre devri ile yaşanan gelişmeler, dağıtım özelleştirmeleri için öne sürülen gerekçelerde elde edilen sonuçlar, üretim özelleştirmelerinin kronolojik serüveni ve sektör üzerindeki etkileri ile serbestleştirme ve özelleştirmeler sonunda ortaya çıkan uygulamaların tarifeler üzerinden tüketicilere ve kamuya yansımalarına kısaca değinilmeye çalışılmıştır.

4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu İle Başlayan Elektrik Özelleştirmeleri

2001 yılında 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun yürürlüğe girmesiyle birlikte ülkemiz elektrik sektöründe önemli değişiklikler yaşanmaya başlamıştır. Elektrik Piyasası Kanunu ile birlikte Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu oluşturulmuş ve ikincil mevzuat düzenlemeleri peş peşe yayımlanarak piyasa yapısı kurulmaya çalışılmıştır. 1993 yılında çıkarılan bir Bakanlar Kurulu Kararı ile ikiye bölünmüş olan Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) Elektrik Piyasası Kanunu'nu içeriği doğrultusunda faaliyetlerin ayrıştırılması doğrultusunda Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi (TEAŞ); üretim, iletim ve ticaret faaliyetleri ayrı ayrı yürütülmek üzere üçe bölünmüştür.

Elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve ticaretinin ayrıştırılması ile birlikte piyasanın serbestleştirilmesi çalışmaları hızlandırılmış ve çıkarılan ikincil mevzuatlarla serbestleştirmenin yasal dayanağı kurulmaya çalışılmıştır. Böylelikle elektrik enerjisinin; bireyin temel bir ihtiyacı, toplumun ortak gereksinimi olduğu gerçeği ve kamusal-toplumsal mülkiyet alanı içinde değerlendirilmesi anlayışı terk edilerek serbest piyasa kurallarına teslim edilen bir meta haline dönüştürülmesi doğrultusunda yeni adımlar atılmıştır.

Elektrik dağıtım şebekelerinin ve üretim tesislerinin kamu mülkiyetinde olması serbestleştirmenin önünde engel olarak görülmüş ve elektrik özelleştirmelerinin bir an önce gerçekleştirilmesi için çaba harcanmıştır.

Elektrik dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesi

Serbestleştirmenin hızlandırılması amacıyla 17.03.2004 tarih ve 2004/3 sayılı Yüksek Planlama Kurulu Kararı ile “ELEKTRİK ENERJİSİ REFORMU VE ÖZELLEŞTİRME STRATEJİ BELGESİ” yayımlanmıştır. Strateji Belgesi'nin amaç bölümünde yer alan “*Elektrik enerjisi üretim ve dağıtım varlıklarının zamanında ve başarılı bir şekilde özelleştirilmesi, serbestleştirmenin sağlanması açısından büyük önem taşımaktadır*” ifadesi, özelleştirmeler ile serbestleştirme arasında kurulan ilişki açısından önemlidir.

Söz konusu belgede yer aldığı şekli ile “*coğrafi yapı, işletme koşulları, enerji bilançosu, teknik/mali özellikler ve mevcut sözleşmelerin varlığı ile mevcut hukuki süreç*” dikkate alınarak Türkiye genelinde 21 elektrik dağıtım bölgesi oluşturulmuştur.

Strateji Belgesi'ne göre özelleştirmelerin;

- Özelleştirme İdaresi Başkanlığı (ÖİB) tarafından 4046 sayılı Kanun çerçevesinde yapılması,
- Özelleştirme uygulamalarında sadece gelire odaklı bir yaklaşım sergilenmeyeceği,
- Özelleştirmeler sonrasında elektrik enerjisi fiyatlarında kalıcı artışlara yol açılmamasına dikkat edilmesi,
- Özelleştirmelere, serbest bir elektrik piyasası amaç ve hedeflerini gerçekleştirme kabiliyetine sahip ve mali açıdan güçlü şirketlerin katılımlarının özendirileceği,
- Özelleştirme uygulamalarında, mevcut kamu yükümlülüklerinin dikkate alındığı ve devlet garantilerinin gerekmediği bir sistem oluşturulacağı,

gibi ilkeler doğrultusunda yapılması ve elektrik dağıtım bölgelerinin 31/12/2006 tarihine kadar özelleştirilmesi hedeflenmiştir.

Bu doğrultuda hazırlanan ihale dokümanlarında yer aldığı üzere;

- o *Varlıkların verimli işletilmesi, maliyetlerin düşürülmesi,*
- o *Elektrik enerjisi arz güvenliğinin sağlanması ve arz kalitesinin artırılması,*
- o *Kayıp/kaçak'ta azaltma sağlanması,*
- o *Yenileme ve genişleme yatırımlarının özel sektör tarafından yapılması,*
- o *Rekabet sonucu sağlanan faydaların tüketicilere yansıtılması*

amaçları gözetilerek özelleştirme işlemlerine başlanmış ve Özelleştirme İdaresi Başkanlığınca (ÖİB) ilana çıkılan Başkent, Sakarya ve İstanbul Anadolu Yakası Elektrik Dağıtım Bölgeleri için 04/10/2006 tarihinde ön yeterlilik başvuruları alınmıştır. Başvuruları alınan bu bölgelerin ihale işlemleri ise anlaşılabilir bir şekilde ÖİB tarafından 2007 yılının hemen başında ertelenmiştir.

21 elektrik dağıtım bölgesinden biri olan Menderes EDAŞ'ın 2008 yılında 3096 sayılı Kanun kapsamında özel bir şirkete devri ile başlayan süreç 4046 sayılı Kanun kapsamındaki özelleştirmelerle devam etmiş ve bu çerçevede ilk olarak Başkent EDAŞ bölgesi 09.01.2009 tarihinde özel sektöre devredilmiştir. Elektrik dağıtım bölgelerinin tarih sırasına göre özel sektöre devirlerini gösteren Tablo 2.14 aşağıda verilmektedir.

Tablo 2.14 Elektrik Dağıtım Bölgelerinin Özel Sektöre Devrinin Tarihleri ve Bedelleri

DAĞITIM ŞİRKETLERİ	DEVİR TARİHİ	DEVİR ALAN FİRMA	DEVİR BEDELİ (Milyon \$)
ADM (MENDERES)	15/08/2008	Aydem Güneybatı And. Ener.AŞ	110,00
BAŞKENT	28/01/2009	HÖSabancı+Verbund+Enerjisa OGG	1.225,00
SAKARYA	11/02/2009	Akcez OGG (Akenerji+CEZ)	600,00
KCETAŞ	15/07/2009	Kayseri ve Civarı Elk.TAŞ	0,00
MERAM	30/10/2009	Alsim Alarko AŞ. (Alarko+Cengiz)	440,00
OSMANGAZİ	31/05/2010	Eti Gümüş AŞ.	485,00
ULUDAĞ	31/08/2010	Limak İnş.AŞ. (Limak+Kolin+Cengiz)	940,00
ÇAMLİBEL	31/08/2010	Kolin İnş.AŞ (Kolin+Limak+Cengiz)	258,50
ÇORUH	30/09/2010	Aksa Elk.Perakende Satış AŞ	227,00
YEŞİLIRMAK	29/12/2010	Çalık Enerji San.Tic.AŞ.	441,50
AKEDAŞ (GÖKSU)	31/12/2010	AKEDAŞ Elk.Dağ.AŞ	60,00
FIRAT	31/12/2010	Aksa Elk.Perakende Satış AŞ	230,25
TRAKYA	30/12/2011	İC İçtaş İnş.San.Tic. A.Ş.	575,00
BOĞAZIÇI	28/05/2013	Cengiz-Kolin-Limak OGG	1.960,00
AKDENİZ	28/05/2013	Cengiz-Kolin-Limak OGG	546,00
GEDİZ	29/05/2013	Elsan-Tümaş-Karaçay OGG	1.231,00
DİCLE	28/06/2013	İşkaya Doğu OGG	387,00
ARAS	28/06/2013	Kiler Alış Veriş Hizmet. Gıda AŞ (Kiler+Çalık)	128,50
VANGÖLÜ	26/07/2013	Türkerler İnş.Tur. Maden.Enj. Üret. Tic.ve San.A.Ş.	118,00
AYEDAŞ	31/07/2013	Enerjisa Elektrik Dağıtım A.Ş.	1.227,00
TOROSLAR	30/09/2013	Enerjisa Elektrik Dağıtım A.Ş.	1.725,00
TOPLAM			12.914,75

Elektrik Üretim Tesislerinin Özelleştirilmesi

Bir taraftan elektrik dağıtım bölgelerinin özelleştirme işlemleri devam ederken diğer taraftan elektrik üretim özelleştirmelerinin yapılması hedeflenmiştir. Üretim tesislerinin özelleştirilme amaçları 18/05/2009 tarih ve 2009/11 sayılı YPK kararı ile yayımlanan “ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASASI VE ARZ GÜVENLİĞİ STRATEJİ BELGESİ”nin 4.2. maddesinde “Üretim tesislerinin özelleştirilmesindeki amaçlar; elektrik üretim kapasitesinin geliştirilmesi, mevcut üretim tesislerinin emre amadeliklerinin artırılması ve kapasite kullanım faktörlerinin yükseltilmesi ve sektördeki rekabetin artırılması için özel sektör kaynaklarının harekete geçirilmesidir” şeklinde yer almıştır.

Bu çerçevede başlatılan elektrik üretim özelleştirmeleri, küçük güçteki hidrolik akarsu santrallerinin işletme hakkının devri ile 2007 yılında başlamıştır. Hidrolik santrallerin özelleştirilmesi ile başlayan süreç takip eden yıllarda da devam etmiş ve büyük güçteki termik (kömür ve doğalgaz) santrallerinin de özelleştirilmesi ile halen devam etmektedir. Termik ve hidrolik santrallerde üretim özelleştirmelerini içeren Tablo 2.15 aşağıda verilmektedir.

Tablo 2.15 Elektrik Üretim Tesislerinin Özelleştirme Süreci ve Özel Sektöre Devir Edilen Santraller

KAYNAK TÜRÜ	SANTRAL	Devir Tarihi N.Teklif Tarihi İhale Tarihi	KURULU GÜÇ (MW)	AÇIKLAMA Devir Alan Firma Nihai Teklif Veren Firma	Bedeli	Para Birimi
Fuel-Oil	Ambarlı		330,0			
Fuel-Oil	Hopa	Özel.Kap.Pr.	50,0			
Motorin	Aliağa+Çevrim	29.01.2016	180,0			
Motorin	Çukurca (Hakkari)		1,0			
Motorin	Engil Gaz	01.09.2008	15,0	Zorlu Enerji A.Ş.*	510.000.000	\$
Taşkömür	Çatalağzı	22.12.2014	300,0	Elsan Elektrik Gereçleri San.ve Tic.A.Ş.	350.000.000	\$
Linyit	Çan		320,0			
Linyit	Elbistan-A		1.355,0			
Linyit	Elbistan-B		1.440,0			
Linyit	Kangal	14.08.2013	457,0	Konya Şeker San.ve Tic.A.Ş.-Siyahkalem Mühendislik İnş.San.ve Tic.Şti. OGG	985.000.000	\$
Linyit	Orhaneli	22.06.2015	210,0	Çelikler Taahhüt İnşaat ve Sanayi A.Ş.*	521.000.000	\$
Linyit	Tunçbilek	22.06.2015	365,0	Çelikler Taahhüt İnşaat ve Sanayi A.Ş.*		
Linyit	Seyitömer	17.06.2013	600,0	Çelikler Taahhüt İnşaat ve Sanayi A.Ş.	2.248.000.000	\$
Linyit	Soma-A		44,0			
Linyit	Soma-B	22.06.2015	990,0	Konya Şeker San. ve Tic.A.Ş.*	685.500.000	\$
Linyit	Kemerköy	23.12.2014	630,0	İC İttaş Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.*	2.671.000.000	\$
Linyit	Yeniköy	23.12.2014	420,0	İC İttaş Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.*		
Linyit	Yatağan	01.12.2014	630,0	Elsan Elektrik Gereçleri San.ve Tic.A.Ş.	1.091.000.000	\$
Doğalgaz	Aliağa+Çevrim	29.01.2016	180,0			
Doğalgaz	Ambarlı		2.167,9			
Doğalgaz	Bursa	12.02.2016	1.432,0			
Doğalgaz	Hamitabat	01.08.2013	1.120,0	Limak Doğalgaz Elektrik Üretim A.Ş.	105.000.000	\$
Jeotermal	Jeotermal Denizli	01.09.2008	15,0	Zorlu Enerji A.Ş.*	510.000.000	\$
Barajlı HES	Adıgüzel	Özel.Kap.Pr.	62,0			
Barajlı HES	Akköprü (Dalaman)		115,0			
Barajlı HES	Almus	Özel.Kap.Pr.	27,0			
Barajlı HES	Alpaslan-I		160,0			
Barajlı HES	Altınkaya		702,6			
Barajlı HES	Aslantaş		138,0			
Barajlı HES	Atatürk		2.405,0			
Barajlı HES	Batman		198,5			
Barajlı HES	Berke		510,0			
Barajlı HES	Borçka		300,6			
Barajlı HES	Çamlıgöze	Özel.Kap.Pr.	32,0			
Barajlı HES	Çatalan		168,9			
Barajlı HES	Çine		46,3			
Barajlı HES	Demirköprü		69,0			
Barajlı HES	Derbent	Özel.Kap.Pr.	56,4			
Barajlı HES	Deriner		669,6			
Barajlı HES	Dicle		110,0			
Barajlı HES	Ermenek		302,4			
Barajlı HES	Gezende		159,4			
Barajlı HES	Gökçekaya		278,4			
Barajlı HES	Hasan Uğurlu		500,0			
Barajlı HES	Hirfanlı		128,0			
Barajlı HES	Kapulukaya		54,0			
Barajlı HES	Karacaören-I	09.11.2015	32,0	GAMA Enerji A.Ş.*	515.000.000	TL
Barajlı HES	Karacaören-II	09.11.2015	46,4	GAMA Enerji A.Ş.*	515.000.000	TL
Barajlı HES	Karakaya		1.800,0			
Barajlı HES	Karkamış		189,0			
Barajlı HES	Keban		1.330,0			
Barajlı HES	Kemer	Özel.Kap.Pr.	48,0			
Barajlı HES	Kesikköprü	Özel.Kap.Pr.	76,0			
Barajlı HES	Kilavuzlu	Özel.Kap.Pr.	54,0			
Barajlı HES	Kılıçkaya		120,0			
Barajlı HES	Koçköprü	06.05.2013	8,8	Mostar Elektrik Üretim A.Ş.	12.000.000	\$
Barajlı HES	Köklüce	Özel.Kap.Pr.	90,0			
Barajlı HES	Kralkızı		94,5			
Barajlı HES	Kürtün	20.11.2015	85,0			

Barajlı HES	Manavgat	23.10.2015	48,0	Kibar Holding A.Ş.	370.000.000	TL
Barajlı HES	Manyas		20,3			
Barajlı HES	Menzelet	Özel.Kap.Pr.	124,0			
Barajlı HES	Muratlı		115,0			
Barajlı HES	Obruk		210,8			
Barajlı HES	Özlüce		170,0			
Barajlı HES	Sarıyar		160,0			
Barajlı HES	Seyhan-I	Özel.Kap.Pr.	60,0			
Barajlı HES	Seyhan-II	Özel.Kap.Pr.	0,0			
Barajlı HES	Sır		283,5			
Barajlı HES	Suat Uğurlu		69,0			
Barajlı HES	Torul	20.11.2015	103,2			
Barajlı HES	Yenice	Özel.Kap.Pr.	37,9			
Barajlı HES	Zernek (Hoşap)	04.06.2013	3,5	Haliç Elektrik Üretim A.Ş.*	11.050.000	\$
Barajlı HES	Ataköy	01.09.2008	5,5	Zorlu Enerji A.Ş.*	510.000.000	\$
Barajlı HES	Beyköy	01.09.2008	16,8	Zorlu Enerji A.Ş.*		
Barajlı HES	Kuzgun	01.09.2008	20,9	Zorlu Enerji A.Ş.*		
Barajlı HES	Tercan	01.09.2008	15,0	Zorlu Enerji A.Ş.*		
Akarsu HES	Adilcevaz	28.02.2011	0,4	Mostar Enerji Elektrik Üretim Ltd.Şti.*	6.350.000	\$
Akarsu HES	Ahlat	28.02.2011	1,1	Mostar Enerji Elektrik Üretim Ltd.Şti.*	6.350.000	\$
Akarsu HES	Akyazı (Pazarköy)	24.06.2013	0,2	Fasel Elektrik Üretim Dağıtım Satış Sanayi Ticaret Ltd.Şti.*	710.000	\$
Akarsu HES	Anamur	13.08.2014	0,8	Cem Veb Ofset San. ve Tic. Ltd.Şti.*	8.850.000	\$
Akarsu HES	Arpaçay (Telek)	22.03.2013	0,1	Metek Hidro Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.*	3.010.000	\$
Akarsu HES	Bayburt	03.01.2011	0,4	Boydak Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.*	29.050.000	\$
Akarsu HES	Berdan	01.04.2013	10,2	Tayfurlar Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	47.000.000	\$
Akarsu HES	Besni	05.04.2011	0,3	Kayseri ve Cıvan Elektrik T.A.Ş.**	13.800.000	\$
Akarsu HES	Botan		1,6			
Akarsu HES	Bozkır	30.04.2013	0,1	Özbey Yatırım Araştırma Geliştirme Madencilik İnşaat ve Elektrik Üretim A.Ş.*	1.990.000	\$
Akarsu HES	Bozüyük	24.06.2013	0,4	Fasel Elektrik Üretim Dağıtım Satış Sanayi Ticaret Ltd.Şti.*	710.000	\$
Akarsu HES	Bozyazı	13.08.2014	0,4	Cem Veb Ofset San. ve Tic. Ltd.Şti.*	8.850.000	\$
Akarsu HES	Bünyan	17.01.2011	1,4	Kayseri ve Cıvan Elektrik T.A.Ş.*	69.700.000	\$
Akarsu HES	Ceyhan		3,6			
Akarsu HES	Çağ-Çağ	02.03.2011	14,4	Nas Enerji A.Ş.*	40.800.000	\$
Akarsu HES	Çamardı	17.01.2011	0,1	Kayseri ve Cıvan Elektrik T.A.Ş.*	69.700.000	\$
Akarsu HES	Çamlıca I	Özel.Kap.Pr.	84,0			
Akarsu HES	Çemişgezek	03.01.2011	0,1	Boydak Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.*	29.050.000	\$
Akarsu HES	D.Dere (Kadirli)	02.03.2011	0,5	Ka-Fnih Enerji Üretim San. ve Tic. Ltd. Şti.*	7.020.000	\$
Akarsu HES	Dere	29.12.2014	0,6	Ülke Yatırım Araştırma Geliştirme Madencilik İnşaat ve Elektrik Üretim A.Ş.*	2.300.000	\$
Akarsu HES	SB Malatya (Derme)	05.04.2011	4,5	Kayseri ve Cıvan Elektrik T.A.Ş.**	13.800.000	\$
Akarsu HES	Doğankent	20.11.2015	74,5			
Akarsu HES	Dört Yol (Kuzuculu)	02.03.2011	0,3	Ka-Fnih Enerji Üretim San. ve Tic. Ltd. Şti.*	7.020.000	\$
Akarsu HES	Durucasu	22.03.2013	0,8	Met Duru Enerji Üretim A.Ş.*	2.760.000	\$
Akarsu HES	Engil	04.06.2013	4,6	Haliç Elektrik Üretim A.Ş.*	11.050.000	\$
Akarsu HES	Erciş	04.06.2013	0,8	Haliç Elektrik Üretim A.Ş.*	11.050.000	\$
Akarsu HES	Erik		6,5			
Akarsu HES	Erkenek	05.04.2011	0,3	Kayseri ve Cıvan Elektrik T.A.Ş.**	13.800.000	\$
Akarsu HES	Ermenek	30.04.2013	1,1	Özbey Yatırım Araştırma Geliştirme Madencilik İnşaat ve Elektrik Üretim A.Ş.*	1.990.000	\$
Akarsu HES	Esental	10.11.2014	0,3	Metek Hidro Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.*	1.850.000	\$
Akarsu HES	Fethiye	19.10.2015	16,5	Eti Alüminyum A.Ş.	128.025.000	TL
Akarsu HES	Girlevik	03.01.2011	3,0	Boydak Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.*	29.050.000	\$
Akarsu HES	Göksu	22.03.2013	10,8	Nurul Göksu Elektrik Üretim A.Ş.	57.500.000	\$
Akarsu HES	Gülнар (Zeyne)	13.08.2014	0,3	Cem Veb Ofset San. ve Tic. Ltd.Şti.*	8.850.000	\$
Akarsu HES	Hakkari (Otluca)	02.03.2011	1,3	Nas Enerji A.Ş.*	40.800.000	\$

Akarsu HES	Haraklı (Hendek)	24.06.2013	0,3	Fasel Elektrik Üretim Dağıtım Satış Sanayi Ticaret Ltd.Şti.*	710.000	\$
Akarsu HES	Hasanlar	01.03.2013	9,4	Batıçim Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	30.850.000	\$
Akarsu HES	Işıklar (Vizera)	10.11.2014	1,0	Metek Hidro Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.*	1.850.000	\$
Akarsu HES	İnegöl (Cerrah)	25.01.2011	0,3	Kent Solar Elektrik Üretim San.Tic.Ltd.Şti.*	6.600.000	\$
Akarsu HES	İvriz (Konya)	29.12.2014	1,0	Ülke Yatırım Araştırma Geliştirme Madencilik İnşaat ve Elektrik Üretim A.Ş.*	2.300.000	\$
Akarsu HES	İznik (Dereköy)	25.01.2011	0,2	Kent Solar Elektrik Üretim San.Tic.Ltd.Şti.*	6.600.000	\$
Akarsu HES	Kadıncık-I	16.11.2015	70,0	İC İttaş Hidroelektrik ve Termik Enerji Üretim Ticaret A.Ş.*	864.100.000	TL
Akarsu HES	Kadıncık-II	16.11.2015	56,0	İC İttaş Hidroelektrik ve Termik Enerji Üretim Ticaret A.Ş.*	864.100.000	TL
Akarsu HES	Kars (Dereçiçi)		0,4			
Akarsu HES	Kayadibi (Bartın)	29.04.2011	0,5	İvme Elektromekanik Endüstriyel Otomasyon Sis.San.ve Tic.Ltd.Şti	7.644.000	\$
Akarsu HES	Kayaköy	03.11.2014	2,6	Veysi Madencilik İnşaat Nakliyat Petrol Temizlik Sanayi ve Ticaret Ltd. Şti.	10.300.000	\$
Akarsu HES	Kepez-I	14.10.2015	32,4			
Akarsu HES	Kepez-II	14.10.2015	0,0			
Akarsu HES	Kernek	05.04.2011	0,8	Kayseri ve Cıvanı Elektrik T.A.Ş.**	13.800.000	\$
Akarsu HES	Kısıkk	03.04.2013	9,3	Kılıç Enerji Üretim A.Ş.	27.150.000	\$
Akarsu HES	Kiti	22.03.2013	2,8	Metek Hidro Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.*	3.010.000	\$
Akarsu HES	Kovada-I	07.12.2011	8,3	Aksu Enerji ve Ticaret A.Ş.*	56.080.000	\$
Akarsu HES	Kovada-II	07.12.2011	51,2	Aksu Enerji ve Ticaret A.Ş.*		
Akarsu HES	Koyulhisar		0,2			
Akarsu HES	Ladik	22.03.2013	0,4	Met Duru Enerji Üretim A.Ş.*	2.760.000	\$
Akarsu HES	M.Kemalpaşa	25.01.2011	0,5	Kent Solar Elektrik Üretim San.Tic.Ltd.Şti.*	6.600.000	\$
Akarsu HES	Malazgirt	28.02.2011	1,2	Mostar Enerji Elektrik Üretim Ltd.Şti.*	6.350.000	\$
Akarsu HES	Mut (Derinçay)	13.08.2014	0,9	Cem Veb Ofset San. ve Tic. Ltd.Şti.*	8.850.000	\$
Akarsu HES	Osmaniye (Karaçay)	02.03.2011	0,4	Ka-Fnih Enerji Üretim San. ve Tic. Ltd. Şti.*	7.020.000	\$
Akarsu HES	Pınarbaşı	17.01.2011	0,1	Kayseri ve Cıvanı Elektrik T.A.Ş.*	69.700.000	\$
Akarsu HES	Silifke	13.08.2014	0,4	Cem Veb Ofset San. ve Tic. Ltd.Şti.*	8.850.000	\$
Akarsu HES	Sızır	17.01.2011	6,8	Kayseri ve Cıvanı Elektrik T.A.Ş.*	69.700.000	\$
Akarsu HES	Şanlıurfa	Özel.Kap.Pr.	51,8			
Akarsu HES	Tortum	Özel.Kap.Pr.	26,2			
Akarsu HES	Turuçova (Finike)	08.03.2011	0,6	Fides Reklam Enerji Hizmet Lojistik Turizm San. Tic. A.Ş.	2.760.000	\$
Akarsu HES	Uludere	02.03.2011	0,6	Nas Enerji A.Ş.*	40.800.000	\$
Akarsu HES	Varto	28.02.2011	0,3	Mostar Enerji Elektrik Üretim Ltd.Şti.*	6.350.000	\$
Akarsu HES	Yüreğir	Özel.Kap.Pr.	6,0			
Akarsu HES	Çıldır	01.09.2008	15,4	Zorlu Enerji A.Ş.*		
Akarsu HES	İkizdere	01.09.2008	18,6	Zorlu Enerji A.Ş.*	510.000.000	\$
Akarsu HES	Mercan	01.09.2008	19,1	Zorlu Enerji A.Ş.*		

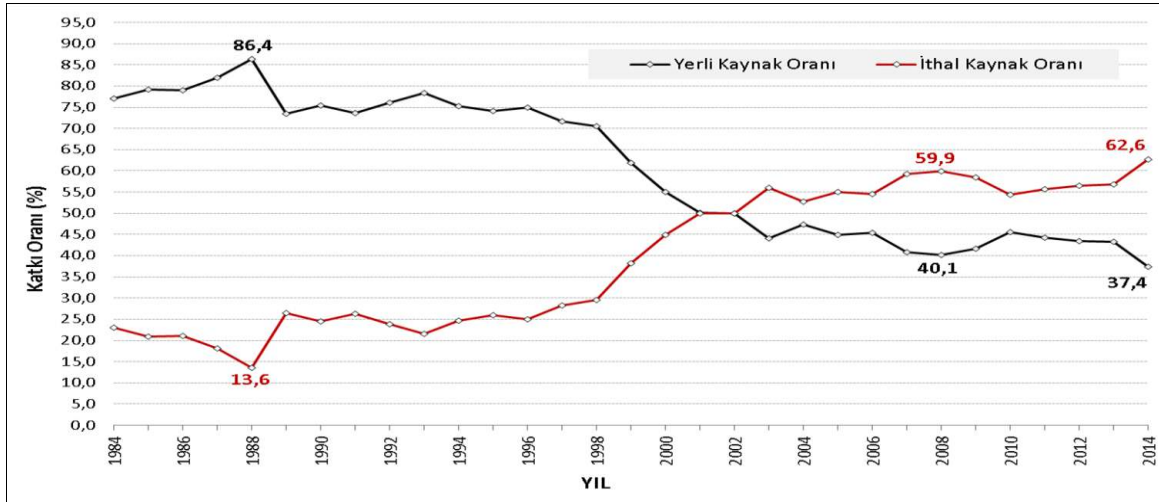
Elektrik dağıtım bölgelerinin tamamının, termik kaynaklı elektrik üretim tesislerinin de büyük bir bölümünün özel sektöre devrinden sonra sektördeki gelişmelere bakıldığında özelleştirmelerde beklenen hedeflere ulaşamadığı görülmektedir.

Elektrik piyasasında şeffaflık sağlanamamış, elektrik kesintilerinden yakınan kullanıcı şikâyetleri giderilememiş, elektrik enerjisi kullanıcıları sorunlarını iletebilecekleri muhatap bulamamış, son ödeme tarihi geçti diye mevzuata karşın abonelerin ertesi gün elektriği kesilmiş, serbest tüketicilerin tedarikçilerini seçme hakkı bilfiil dağıtım şirketleri tarafından engellenmeye çalışılmıştır. Rekabet sonucu tüketiciler için sağlanacağı ifade edilen faydalar ise sadece belgelerde yazılı ifade olarak kalmıştır.

Elektrik Özelleştirmelerinin Getirdikleri

a) Elektrik Üretiminde Birincil Kaynak Kullanımı

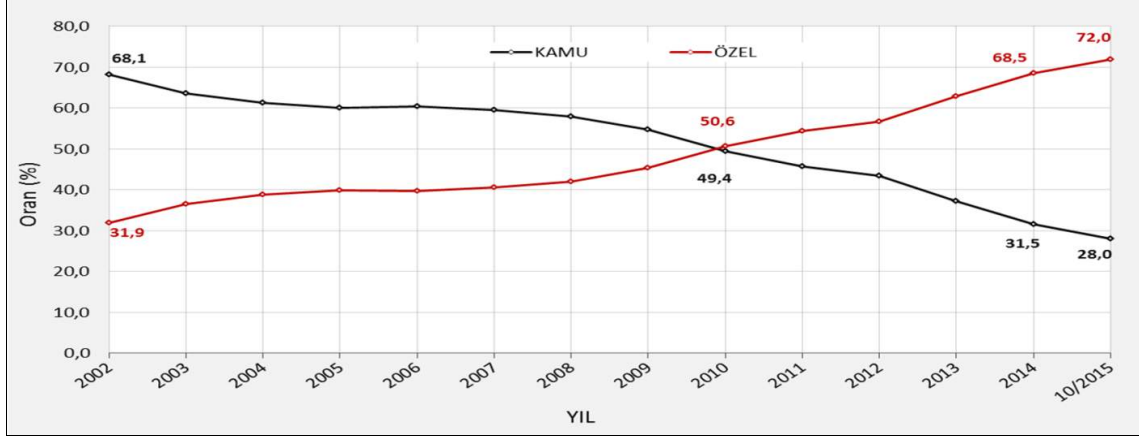
Elektrik sektöründe 4628 sayılı Yasa ile başlayan serbestleştirme ve özelleştirmelerle birlikte kamu üretim yatırımlarından çekilmiş, sektör özel şirket yatırımlarına açılmıştır. İkincil mevzuatın çıkarılması ile 2002 yılından sonra başlayan kısırdanma, ağırlıklı olarak doğalgaz kaynaklı üretim tesislerine yönelimle devam etmiştir. Doğalgaz kaynaklı elektrik üretim tesislerinin gerek kurulu güç gerekse elektrik üretimi içindeki paylarının yıllar itibarıyla artması sonucu ithal kaynağa bağımlı bir üretim yapısı ortaya çıkmıştır. Aşağıda yer alan Grafik 2.1'de de görüleceği üzere 2014 yılı sonu itibarıyla elektrik üretiminde ithal kaynak payı yüzde 62,6 olarak gerçekleşmiştir. İthal kaynak içinde doğalgazın payı da yüzde 47,9 olarak gerçekleşmiştir.



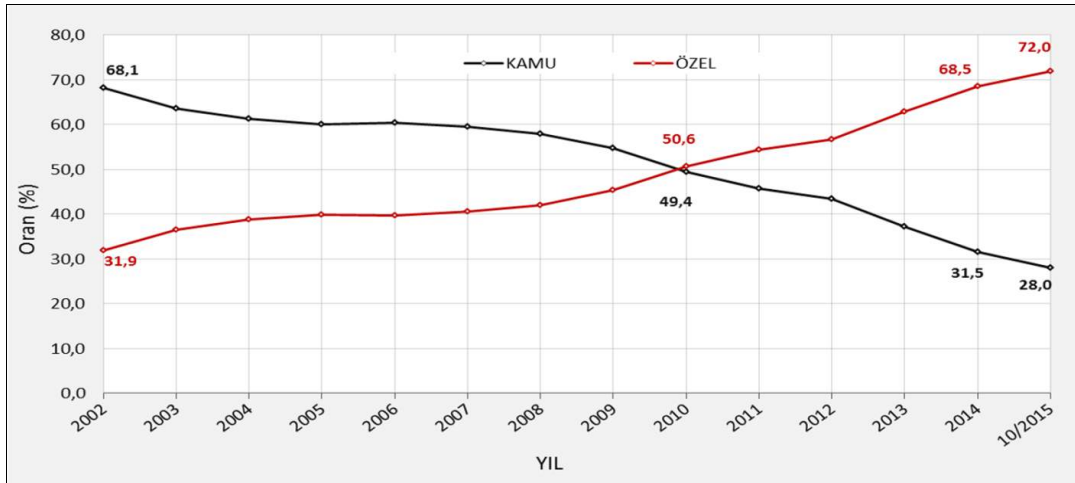
Grafik 2.1 Elektrik Üretimine Yerli-İthal Kaynak Katkısı

b) Elektrik Enerjisi Kurulu Gücü ve Üretimine Kamu ve Özel Sektör Katkısı

4628 sayılı Yasa ile kamunun elektrik üretim yatırımlarından arındırılması ve özel sektör yatırımlarının önünün açılması ile birlikte yıllar içinde gerek elektrik enerjisi kurulu gücünde gerekse elektrik üretiminde özel sektör lehine ciddi değişimler yaşanmıştır. Yıllar itibarıyla kurulu güçteki değişimi gösteren Grafik.2 ve elektrik üretimindeki değişimi gösteren Grafik.3 aşağıda verilmiştir. Grafiklerde de görüleceği üzere 2014 yılı sonu itibarıyla kurulu güçte yüzde 28'e karşılık yüzde 72 oranında özel sektör lehine bir değişim yaşanmıştır. Benzer bir değişim elektrik üretiminde de yaşanmış ve 2014 yılı sonu itibarıyla kamunun üretimdeki yüzde 21,7 payına karşılık özel sektör payı yüzde 78,3 olarak gerçekleşmiştir.



Grafik 2.2 Elektrik Enerjisi Kurulu Gücünde (MW) Kamu ve Özel Sektör Payı (%)



Grafik 2.3 Elektrik Enerjisi Üretiminde Kamu ve Özel Sektör Payı (%)

c) Elektrik dağıtım bölgelerinin kayıp/kaçak hedeflerindeki gerçekleştirmeler ve değişimler

Elektrik dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesi gerekçelerinin en önemli nedenlerinden biri olan “kayıp ve kaçak kullanımın azaltılması” aradan yıllar geçmesine karşın bir türlü sağlanamamıştır. Dağıtım bölgelerinde kayıp/kaçak kullanımın azaltılmasına yönelik olarak EPDK tarafından birinci uygulama (geçiş) dönemi ve ikinci uygulama dönemi için belirlenen Kayıp/Kaçak Hedef Oranları (KKHO) bir türlü beklenen seviyelere düşmemiş, buna karşılık bazı dağıtım bölgelerine ait KKHO aynı EPDK tarafından özel şirketler lehine bir veya iki kez, geriye dönük olarak da revize edilebilmiştir. KKHO’da dağıtım şirketleri lehine yapılan revizelerin bazıları yayınlanırken, bazıları ise anlaşılabilir bir şekilde kamuoyundan gizli tutulmuştur. Toroslar elektrik dağıtım bölgesi için 2015 yılında 2013 ve 2014 yılları için geriye dönük olarak yapılan revizeler için yazılı basında çıkan haberler üzerine EPDK’nın yapmış olduğu basın açıklaması, söz konusu değişikliğin de teyidi olmuştur. Açıklamada her ne kadar “Söz konusu revizyon elektrik fiyatlarında artışa yol açacak büyüklükte olmayıp,” ifadesi yer alsada 2013 yılı (13,8 milyar kWh) değerleri göz önüne alındığında ilgili dağıtım şirketine iki yıl için yaklaşık 280 milyon kWh’lik bir kazanım sağlandığı görülmektedir. Dağıtım bölgeleri için

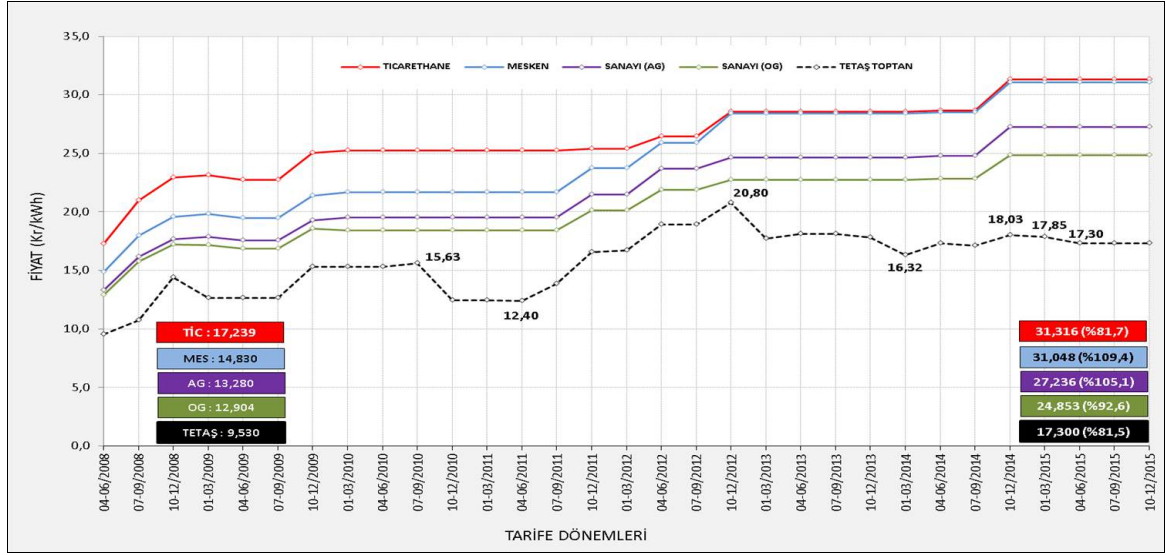
EPDK tarafından belirlenmiş KKHO ile revize edilmiş değerleri ve gerçekleşmiş kayıp/kaçak oranları Tablo 2.16'da verilmektedir.

Tablo 2.16. Dağıtım bölgelerinin Kayıp/Kaçak Hedef Oranları, Revize Değerleri ve Gerçekleşmeleri

ELEKTRİK DAĞITIM ŞİRKETİ	KKHO (%)		DAĞITIM ŞİRKETLERİ İÇİN BELİRLENEN KAYIP/KAÇAK HEDEF ORANLARI (%)															
	2010		2011		2012		2013			2014				2015				
	Hedef	Gerçek	Hedef	Gerçek	Hedef	Gerçek	Hedef	Revize-1	Revize-2	Gerçek	Hedef	Revize-1	Revize-2	Gerçek	Hedef	Revize-1	Revize-2	Gerçek
DICLE	36,83	65,25	60,96	71,37	50,63	70,70	42,06	71,07		75,03	34,93	59,03	71,07	74,15	29,01	49,03		
VANGÖLÜ	35,45	57,15	46,15	52,10	38,33	53,24	31,84	52,10		64,27	26,45	43,27	52,10	61,02	21,97	35,94	59,68	
ARAS	17,95	25,62	22,92	26,42	19,04	28,33	17,62	25,70		36,01	16,30	21,35		26,21	15,08	17,73		
ÇORUH	11,70	11,96	10,90	11,42	10,39	11,43	10,15			9,43	10,15			9,05	10,15			
FIRAT	10,95	12,58	12,59	11,45	11,65	11,40	11,11			9,54	10,59			9,51	10,09			
ÇAMLIBEL	8,74	7,01	7,72	9,39	7,36	8,11	7,02			7,58	6,92			7,73	6,92			
TOROSLAR	9,06	7,90	9,38	11,18	8,94	10,67	8,52	11,80	12,80	15,24	8,12	11,25	12,25	13,20	7,74	10,72		
MERAM	8,43	9,50	8,59	9,50	8,28	9,82	8,28			7,14	8,28			7,33	8,28			
BAŞKENT	8,23	8,22	8,46	10,26	8,07	9,78	7,88			7,90	7,88			7,68	7,88			
AKDENİZ	7,84	9,94	8,86	11,00	8,45	12,27	8,05			11,32	8,02			8,50	8,02			
GEDİZ	7,80	7,49	8,48	8,10	8,08	7,75	7,70			9,74	7,34			8,38	7,00			
ULUDAĞ	6,10	6,39	6,96	9,61	6,90	8,54	6,90			7,06	6,90			6,86	6,90			
TRAKYA	6,24	6,85	7,70	8,38	7,70	6,64	7,70			5,30	7,70			6,33	7,70			
AYEDAŞ	6,57	6,92	7,12	8,30	6,79	8,28	6,61			7,59	6,61			7,20	6,61			
SAKARYA	6,54	6,81	7,66	8,69	7,31	6,75	6,96			6,63	6,64			6,76	6,33			
OSMANGAZİ	6,48	6,92	7,21	6,93	7,21	8,07	7,21			7,86	7,21			7,81	7,21			
BOĞAZİÇİ	10,57	10,89	9,12	12,90	8,69	13,25	8,28	10,76		9,89	7,90	10,26		9,16	7,57	9,78		
İKETAŞ	10,05	7,04	10,01	7,14	10,01	6,29	10,01			6,85	10,01			6,92	10,01			
ADM (MENDERES)	7,49	8,65	9,80	9,52	9,34	9,14	8,90			7,61	8,49			7,92	8,09			
AKEDAŞ (GÖKSU)	11,76	7,31	10,03	7,42	10,03	6,96	10,03			6,71	10,03			6,79	10,03			
YEŞİLIRMAK	10,59	13,54	10,35	7,78	9,87	7,46	9,41			7,79	8,97			8,27	8,78			
TÜRKİYE TOPLAMI	10,88	15,68	15,00	18,01	13,00	18,03	12,00			17,91	11,00			10,00				
	Birinci (2006-2010) Uygulama Dönemi		İkinci (2011-2015) Uygulama Dönemi															

d) Düzenlemeye tabi elektrik tarifeleri

Maliyet bazlı fiyatlandırmanın uygulanmaya başladığı tarihten başlamak üzere günümüze kadar geçen zamanı içeren ve yılda dört kez üçer aylık dönemler halinde EPDK tarafından onaylanarak yayımlanan düzenlemeye tabi elektrik enerjisi tarifeleri Grafik 2.4'te verilmektedir. Grafikte, dağıtım şirketlerine Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ) tarafından temin edilen elektrik enerjisinin toptan satış fiyatları kesik çizgi ile yer almaktadır. TETAŞ tarafından dağıtım/perakende şirketlerine yapılan toptan satışlarda yapılan indirimlerin dağıtım/perakende satış şirketleri tarafından abonelere satışı yapılan elektrik enerjisi birim fiyatına yansıtılmadığı grafikte de açık olarak görülmektedir. 2013 yılı verileri göz önüne alındığında, dağıtım sisteminde kullanıma sunulan yaklaşık 175 milyar kWh elektrik enerjisinin 125 milyar kWh'nin kamu toptan satış şirketi olan TETAŞ tarafından temin edildiği bilinmektedir. TETAŞ'ın kuruş bazında yaptığı indirimler sonunda, bir yıllık bir dönemde şirketlerin (dağıtım/perakende satış) sadece toptan enerji alımından kaynaklı olarak elde ettikleri kazancının boyutu da ortaya çıkmaktadır.



Grafik 2.4 Tarifelerin Dönemsel Değişimi

2013 yılı verileri dikkate alındığında düzenlemeye tabi tarifelerde TETAŞ'ın toptan satış fiyatındaki 1 (bir) kuruşluk indiriminin dağıtım şirketlerinin yıllık enerji maliyetlerinde yaklaşık 1,25 Milyar TL'ye karşılık geldiği unutulmamalıdır.

e) Genel aydınlatma tarifeleri (*)

27.07.2013 tarih 28720 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren Genel Aydınlatma Yönetmeliği, genel aydınlatmayı "Otoyollar ve özelleştirilmiş erişme kontrollü karayolları hariç, kamunun genel kullanımına yönelik bulvar, cadde, sokak, alt-üst geçit, köprü, meydan ve yaya geçidi gibi yerler ile halkın ücretsiz kullanımına açık ve kamuya ait park, bahçe, tarihî ve ören yerlerinin aydınlatılması ile trafik sinyalizasyonunu" şeklinde, diğer aydınlatmayı da "genel aydınlatma kapsamında bulunmayan ışıklı reklam veya ilan panosu, dekoratif aydınlatma ve benzeri yerlerin tüketimler" şeklinde tanımlamaktadır.

EPDK tarafından onaylanan düzenlemeye tabi tarife tablolarında da bu yönde değişiklik yapılmış ve 2013 yılının Temmuz ayından itibaren uygulanan tarife tablolarında aydınlatma tarifeleri iki ayrı grup altında fiyatlandırılmıştır. Her iki aydınlatma grubu içinde yer alan tarifelerin bileşenlerine göz atıldığında ilk zamanlarda kamuya ait olan genel aydınlatma tarifesi içinde PSH (Perakende Satış Hizmeti) bedeli yer almamasına karşılık bu bedelin enerji bedeline eklenerek nihai tarifelerin aynı seviyede tutulduğu, süreç içinde bu durumun düzeltildiği ancak bunun 2015 yılının Temmuz ayından itibaren uygulanan tarife tablolarında bozulduğu görülmektedir. Dönemler itibarıyla aydınlatma tarifelerinin yer aldığı Tablo 2.17'de de görüleceği üzere Temmuz/2015 itibarıyla yürürlüğe giren tarifelerde her nedense kamuya ait genel aydınlatma tarifesindeki enerji bedeli (her ne kadar nihai bedel düşük kalsa bile) dağıtım şirketleri lehine daha yüksek tutulmuştur. Böylelikle, genel aydınlatma faturasını ödemek durumunda kalan başta ETKB olmak üzere Maliye Bakanlığı ve belediyeler üzerinden dağıtım şirketlerine kaynak aktarımına neden olunmuştur. Bu husus, nihai bedeli oluşturan bileşenlerden biri olan enerji bedeli ile sınırlı kalmamış ve Ekim 2015 tarihinde uygulamaya konulan tarife tablolarında nihai bedelin de yüksek tutulduğu görülmüştür.

Aynı direktten ve aynı hattan, aynı enerjiden beslenen biri dekoratif amaçlı aydınlatma diğeri de kamunun kullanımına açık cadde-sokak aydınlatması olan genel aydınlatma fiyatlarındaki bu çelişkinin açıklanması mümkün değildir. Ancak genel aydınlatma giderlerinin sıcak para olarak ETKB, Maliye Bakanlığı ve belediyeler (veya İller Bankası) tarafından sağlandığı göz önüne alındığında bunun dağıtım şirketlerine özel bir kaynak aktarımı olduğunu ifade etmek yanlış olmayacaktır. 2013 yılı verileri ile yıllık aydınlatma tüketiminin yaklaşık 3,84 milyar kWh olduğu dikkate alındığında genel aydınlatma tarifesi üzerinden yapılan kaynak aktarımının yıllık bazda yaklaşık 35-40 milyon TL olduğu görülmektedir.

Tablo 2.17 Dönemler İtibarıyla Aydınlatma Tarifeleri

DÖNEMİ	AYDINLATMA (FONSUZ NİHAİ) TARİFESİ						GENEL AYDINLATMA TARİFESİ					
	Enerji Bedeli (krş / kWh)	K/K (krş / kWh)	Dağıtım (krş / kWh)	PSH (krş / kWh)	İletim (krş / kWh)	Fonsuz Tarife (krş / kWh)	Enerji Bedeli (krş / kWh)	K/K (krş / kWh)	Dağıtım (krş / kWh)	PSH (krş / kWh)	İletim (krş / kWh)	Fonsuz Tarife (krş / kWh)
01-03/2012	13,2736	3,9713	4,1898	0,3876	0,8362	22,6585						
04-06/2012	15,1077	4,3655	3,9894	0,4006	0,8658	24,7290						
07/09-2012	15,1077	4,3655	3,9894	0,4006	0,8658	24,7290						
10-12/2012	16,3100	4,7577	3,9694	0,3940	0,8509	26,2820						
01-03/2013	16,3100	4,7577	3,9694	0,3940	0,8509	26,2820						
04-06/2013	16,8300	6,0571	2,2804	0,4454	0,6691	26,2820						
07/09-2013	18,2762	4,3731	2,4633	0,4489	0,7205	26,2820	18,7251	4,3731	2,4633	0,0000	0,7205	26,2820
10-12/2013	17,9824	4,7584	2,3919	0,4388	0,7205	26,2920	18,4212	4,7584	2,3919	0,0000	0,7205	26,2920
01-03/2014	18,2115	3,6701	2,9746	0,5690	0,8668	26,2920	16,8896	3,6701	2,9746	0,0000	0,8668	24,4011
04-06/2014	17,9670	3,8030	2,9929	0,7585	0,8706	26,3920	17,9245	3,8030	2,9929	0,0000	0,8706	25,5910
07/09-2014	18,1923	3,6405	3,0572	0,6075	0,8945	26,3920	17,7175	3,6405	3,0572	0,0000	0,8945	25,3097
10-12/2014	19,1016	5,0878	3,0320	0,8377	0,8903	28,9494	18,6592	5,0878	3,0320	0,0000	0,8903	27,6693
01-03/2015	18,9707	4,4339	3,9303	0,7397	0,8748	28,9494	18,4730	4,4339	3,9303	0,0000	0,8748	27,7120
04-06/2015	18,7619	4,3319	3,9656	0,9952	0,8949	28,9495	17,9038	4,3319	3,9656	0,0000	0,8949	27,0962
07/09-2015	17,2801	6,0417	4,0369	0,6916	0,8992	28,9495	17,9038	6,0417	4,0369	0,0000	0,8992	28,8816
10-12/2015	16,9948	6,0388	4,2425	0,7233	0,9501	28,9495	17,9038	6,0388	4,2425	0,0000	0,9501	29,1352

f) Dağıtım ve perakende faaliyetlerinin ayrıştırılması (**)

Elektrik dağıtım şirketlerinin II. Uygulama (2011-2015 yılları) Dönemindeki gelir tavanının belirlenmesine de etken olan dağıtım ve perakende satış faaliyetleri için ihtiyaç duyulan düzenlemeye esas net yatırım harcamaları, EPDK tarafından onaylanarak 31.12.2010 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanmıştır. 2011-2015 yılları için belirlenen harcama tutarı miktarlarında doğal olarak küçük sapmalar olmakta ve EPDK bu değişiklikleri de revize ederek söz konusu faaliyetlerin sürdürülmesini sağlamaktadır.

EPDK’nın 27.09.2012 tarih 28424 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanan 12.09.2012 tarih 4019 sayılı Kurul Kararı ile, “dağıtım ve perakende satış faaliyetlerinin dağıtım şirketleri tarafından 01/01/2013 tarihinden itibaren ayrı tüzel kişilikler altında yürütülmesi” kararlaştırılmıştır.

Dağıtım şirketleri de bu karar doğrultusunda 01.01.2013 tarihinden itibaren perakende satış şirketlerini ayrıştırarak faaliyetlerini iki ayrı şirket bünyesinde yürütmeye başlamışlardır. Perakende satış şirketleri de, EPDK tarafından onaylanarak 31.12.2010 tarihinde yayımlanan düzenlemeye esas net yatırım harcamaları kapsamında faaliyetlerini sürdürmüşlerdir. Bazı perakende satış şirketlerinin söz konusu yatırım harcamalarına ilişkin değişiklikleri 2014 yılının sonunda revize edilerek Resmi Gazete’de yayımlanmıştır. 2014 yılı sonunda yapılan revizelere karşın bazı perakende satış şirketlerinin düzenlemeye esas yatırım harcamalarının 2015 yılı sonunda da revize edildiği görülmüştür. Bazı perakende

satış şirketleri için 2015 yılı içinde tekrar revize edilen söz konusu değişiklikler Tablo 2.18'de de görülmektedir.

Tablo 2.18 Perakende Satış Hizmeti Faaliyetine İlişkin Düzenlemeye Esas Net Yatırım Harcaması

DAĞITIM ŞİRKETİ	RESMİ GAZETE TARİHİ	KURUL KARARI TARİHİ	KURUL KARARI SAYI	2011	2012	2013	2014	2015	TOPLAM HARCAMA (TL)	(+/-) FARK (TL)
ÇAMLIBEL	09.11.2015	05.11.2015	5854-1	1.970.617	1.970.617	370.617	1.141.048	7.663.339	13.116.238	6.418.605
	13.12.2014	04.12.2014	5337-6	1.970.617	1.970.617	370.617	1.141.048	1.244.734	6.697.633	
	31.12.2010	28.12.2010	2988	1.970.617	1.970.617	1.970.617	1.970.617	1.970.617	9.853.085	
ULUDAĞ	09.11.2015	05.11.2015	5838-6	6.391.864	6.391.864	2.736.864	2.736.864	10.099.655	28.357.111	6.962.791
	13.12.2014	04.12.2014	5337-7	6.391.864	6.391.864	2.736.864	2.736.864	3.136.864	21.394.320	
	31.12.2010	28.12.2010	2983	6.391.864	6.391.864	6.391.864	6.391.864	6.391.864	31.959.320	
CLK BOĞAZIÇI	09.11.2015	05.11.2015	5854-4	10.541.905	10.541.905	5.270.952	5.270.952	23.994.525	55.620.239	18.723.573
	13.12.2014	04.12.2014	5337-1	10.541.905	10.541.905	5.270.952	5.270.952	5.270.952	36.896.666	
	31.12.2010	28.12.2010	2992	10.541.905	10.541.905	10.541.905	10.541.905	10.541.905	52.709.525	
AKDENİZ	23.10.2015	15.10.2015	5825-4	4.223.081	4.223.081	3.223.081	3.223.081	10.534.708	25.427.032	7.311.627
	25.12.2014	18.12.2014	5365-1	4.223.081	4.223.081	3.223.081	3.223.081	3.223.081	18.115.405	
	31.12.2010	28.12.2010	2977	4.223.081	4.223.081	4.223.081	4.223.081	4.223.081	21.115.405	
YEŞİLİRMAK	09.11.2015	05.11.2015	5854-2	4.041.400	4.041.400	4.041.400	4.041.400	12.918.560	29.084.160	8.877.160
	20.12.2014	10.12.2014	5353-3	4.041.400	4.041.400	4.041.400	4.041.400	4.041.400	20.207.000	
	31.12.2010	28.12.2010	2991	4.041.400	4.041.400	4.041.400	4.041.400	4.041.400	20.207.000	
KCETAŞ	09.11.2015	05.11.2015	5838-5	1.447.509	1.447.509	947.509	1.397.509	4.771.252	10.011.288	3.323.743
	31.12.2010	28.12.2010	2987	1.447.509	1.447.509	1.447.509	1.447.509	1.447.509	7.237.545	

2015 yılının sonuna çok kısa bir süre kalmışken ve yıllık harcamasının çok üzerinde bir harcamayı içerecek şekilde yapılan bu değişiklikleri anlamak mümkün değildir. Bu kadar kısa sürede ve böylesine yüksek harcamalarla yapılacak yatırımın ne olduğu da belli değildir. Benzer yatırım ihtiyacı diğer perakende satış şirketlerinde de var mıdır? Yoksa neden ortaya çıkmamıştır. Bu soruların yanıtları belirsizdir. 6 şirket için yapılan söz konusu değişikliğin toplam maliyeti olan 51.617.499 TL'nin de tarifeler üzerinden kullanıcılara yansıtılacağını hatırlatmak yerinde olacaktır.

Yazılı basında son zamanlarda yer alan haberlerde yer aldığı üzere, elektrik dağıtım şirketlerinin ortak sesi olan ELDER (Elektrik Dağıtım Hizmetleri Derneği) Başkanının tarifelere zam isteyen açıklamaları da, 2016 yılının zam ile açılacağını habercisi olmaktadır.

g) Elektrik ve İklim Değişikliği Vergisi

Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü tarafından Temmuz/2015 ayında kamuoyunun görüşüne açılan Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı Taslağı'nda yer aldığı üzere ve taslak her hangi bir değişiklik yapılmadığı sürece elektrik enerjisi kullanıcılarına "Elektrik Vergisi" ile "İklim Değişikliği Vergisi" adı altında yeni vergilerin getirilmesinin planlandığı anlaşılmaktadır.

Elektrik vergisi "Tüm elektrik tüketicilerine" olmak üzere, son tüketiciye sunulan elektrik miktarı üzerinden ve ticari amaçlı kullanım için Megavat Saat (MWh) başına 1,5 ABD \$, ticari olmayan kullanım için de MWh başına 3 ABD \$ olması öngörülmektedir. Dolayısı ile bu verginin MWh başına mesken abonelerine 3 ABD \$ olarak, mesken dışı abonelere de 1,5 ABD \$ olarak uygulanması söz konusu olacaktır.

Bu vergi ile enerji fiyatına yapılacak bir zam enerji tüketiminin gelişmesi üzerinde olumsuz bir etkiye sahip olacak ve enerji fiyatında yapılacak bir birimlik artışın enerji tüketimi üzerinde yüzde 0,729 oranında azaltıcı etkiye sahip olacağı hesap edilmektedir.

Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı Taslağı'nda öngörülen diğer bir vergi türü ise iklim değişikliği vergisidir. Mesken abonelerinin, ticari olmayan amaçlarla ihtiyaç duyan vakıflar ve hayır kurumları ile çok az miktarda enerji tüketen ticari abonelerin kapsam dışında tutulduğu, "sanayi ve hizmetler" sektöründe yer alan elektrik enerjisi kullanıcılarına uygulanması düşünülen iklim değişikliği vergisinin MWh başına 8 ABD \$ olarak uygulanması öngörülmektedir.

Uluslararası danışmanlık firmalarının oluşturduğu konsorsiyum tarafından Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'nün işbirliği ile hazırlanan "Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı Taslağı" uygulanabilir haliyle yayımlandığı ve söz konusu vergileri de içinde barındırdığı taktirde, yeni vergilerle abonelerin elektrik faturalarında yeni bir artış kaçınılmaz olacaktır.

Sonuç

Elektrik enerjisi; insan yaşamının zorunlu bir ihtiyacı, ortak bir gereksinim olarak toplumsal yapının vazgeçilmez bir ögesidir. Sosyal devlet anlayışında tedarik ve sunumu, kamusal bir hizmeti gerekli kılar.

Elektrik enerjisinde üretim, iletim ve dağıtım faaliyetleri arasında organik bir bağ söz konusudur. Bu nedenledir ki, bu üç faaliyet alanının eş zamanlı ve merkezi bir planlama anlayışı içinde yürütülmesi zorunludur.

Elektrik enerjisi ile ilgili faaliyet alanlarında;

- ✓ *Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretimi de olsa Çevresel ve sosyal etkileri itibarıyla sorunsuz,*
- ✓ *Kültür ve tabiat varlıklarını koruyan,*
- ✓ *Bireysel ve toplumsal haklara karşı saygılı,*
- ✓ *Nükleer macera peşinde koşmayan,*
- ✓ *Özelleştirme, taşeronlaştırma ve İş güvencesinden yoksun çalışma koşullarından arınmış,*
- ✓ *Toplumsal yararı ve yeniden kamusalılığı,*

esas alan politikalar hedeflenmelidir.

Son Not:

(*) Genel aydınlatma tarifeleri için yukarıda anlatılmaya çalışılan çelişki ve uygulamalar, EPDK'nın 2016 yılının birinci çeyreği (01.01.2016-31.03.2016) tarifelerinde ortadan kaldırılmış ve anlaşılabilir bir duruma getirilmiştir.

(**) Dağıtım ve perakende satış faaliyetleri için altı perakende şirketine kaynak temini anlamına gelen EPDK kararları sempozyumun yapıldığı tarihi takip eden günlerde de devam etmiş ve benzer kararlar iki perakende şirketi (15.12.2015 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanan karar ile AKEDAŞ ve 25.12.2015 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanan karar ile ARAS için de alınmıştır.

Perakende satış hizmeti faaliyetine ilişkin düzenlemeye esas net yatırım harcamaları bu şekilde artırılan 8 (sekiz) şirketin yatırım harcamaları; Kayseri ve Civarı Elektrik T.A.Ş. için 18.12.2015 tarihli

EPDK Kararı ile, diğer 7 (yedi) şirket için de 31.12.2015 tarihli 3. Mükerrer Resmi Gazete'de yayımlanan EPDK Kararları ile daha önceki normal seviyelerine çekilmiştir.

EPDK'nın kısa süre içinde böylesine çelişkili kararlar almasının arkasında hangi gerekçeler vardır bilinemez fakat sorunlu bir uygulama yaratacak yanıştan dönülmüş olması sevindiricidir. Umulan odur ki söz konusu anlamsız yatırım harcamalarına 2016 yılı tarifelerinde yer verilmemiştir.

Kaynakça

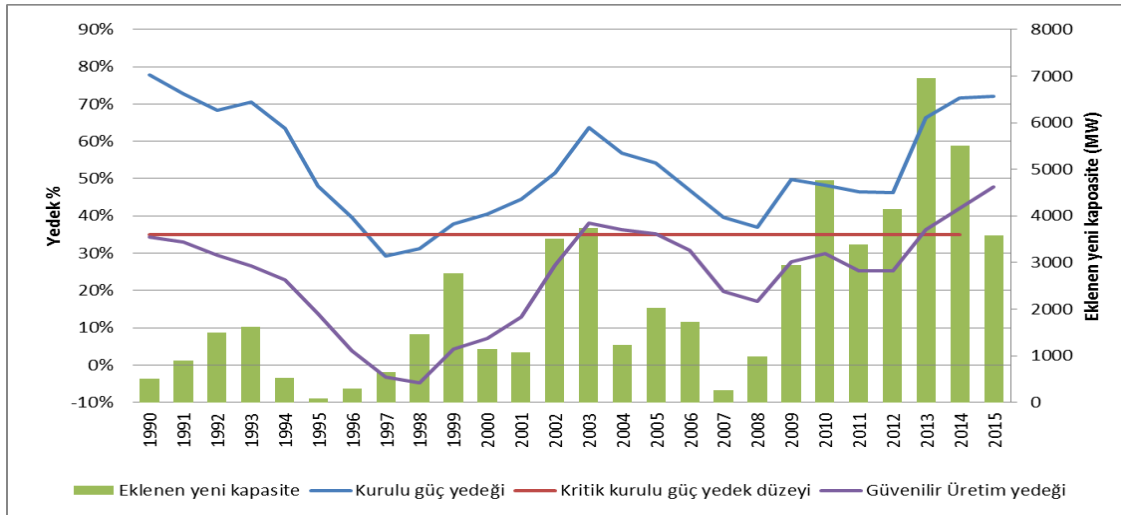
- 1) www.epdk.gov.tr (Kararlar-Tarifeler).
- 2) www.eigm.gov.tr.
- 3) www.teias.gov.tr (Yük Tevzi Raporları).
- 4) www.euas.gov.tr (Yıllık Faaliyet Raporları).
- 5) TEDAŞ – Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri – 2013.
- 6) www.tetas.gov.tr (Yıllık Faaliyet Raporları).

2.8 Yatırım Döngüsü ve Arz-Talep Dengeleri Konusunda Bir Değerlendirme

Budak Dilli

Elektrik Y. Mühendisi
Emekli Enerji İşleri Genel Müdürü
ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu Üyesi

Aşağıdaki şekilde 1990 yılından bu yana sisteme her yıl eklenen yeni kapasite (sağ eksen) ile kurulu güç ve güvenilir üretim yedeği gösterilmektedir. Kurulu güç yedeği, kurulu güçle puant güç talebi arasındaki oranı; güvenilir üretim yedeği ise, enerji talebi ile kurulu güçten elde edilebilir güvenilir üretim düzeyi arasındaki oranı göstermektedir. Güvenilir üretim kapasite değerleri TEİAŞ istatistiklerinden alınmış olup, doğal gazda kesinti yaşanmayacağı ve iletim kısıtı olmayacağı varsayımına dayanmaktadır. Her ne kadar, sistem güvenilirliğini belirlemek için “emre amade kapasite ile puant talep arasındaki oran”, daha gerçekçi bir sonuç verse dahi; kapasite yedeği ile güvenilir üretim değerleri de, sistem güvenilirliği ve arz güvenliği hakkında yeterli bilgi vermektedir.



Şekil 2.14 Sisteme Eklenen Yeni Kapasite ile Kurulu Güç ve Güvenilir Üretim Yedeği

Geçmiş deneyimler, kurulu güç yedek oranının $[(\text{Kurulu güç} - \text{puant})/\text{puant}] \%$ 35'in altına düştüğü dönemlerde arz güvenliği sorunu yaşandığını göstermektedir. Bunun nedeni yetersiz emre amade kapasite ve bunun yanı sıra kurulu güç içerisinde hidroelektrik payının oldukça yüksek olması ve ülkemizde hidroelektrik santrallerin kapasite kullanım faktörlerinin kararsız hidrolojik koşullara bağlı olmasıdır. Kurulu güç içerisinde kararsız yenilenebilir kaynakların payı arttıkça, kurulu güç yedeğinin kritik düzeyin üzerinde kalması şartı daha da önem arz etmektedir.

Yukarıdaki grafik, enerji politikaları belirlenirken planlamanın ve gerçekçi tahmin yapılarak zamanında ve yeterli yatırım yapılmasının önemini göstermektedir. Enerji üretim projelerinin hayata geçirilmesi, yatırım türüne göre 3 ila 6 yıl arasında bir süreyi gerektirmektedir. Politikaların bu süreleri dikkate alarak belirlenmesinin ve doğru olarak uygulanmasının önemi yukarıdaki grafikten açıkça gözlemlenir.

1990'lardan Bugüne Elektrik Arz Artışı İçin Yapılanlar

1. Dönem: 1990-1997

1990'ların başlarından itibaren, özel sektörün elektrik enerjisi üretim ve dağıtım faaliyetlerine katılması için yürürlüğe konulan YİD modeline bel bağlanarak kamu yatırımları kısılmış, YİD modelinden beklenen sonuç alınamaması nedeniyle yeterli yatırım yapılamamış, "kapasite marjini" hızla küçülmüştür. Yani 90'ların başında alınan kararların etkisi 5-6 yıl sonra kendini göstermiştir. O dönemde YİD modelinin başarısız olmasının nedenleri ayrıca tartışılabilir; ancak bu olumsuz sonuç, hangi model uygulanırsa uygulansın, etkilerinin çok daha önceden hesaplanması, bel bağlanan modelin başarılı olması için yasal ve idari düzenlemelerin yeterli olması, uzak görüşlü ve planlamaya dayalı bir politika belirlenip izlenmesinin gerekli olduğunu göstermektedir.

2. Dönem: 1997-2003

Yetersiz yatırım nedeniyle 90'ların sonuna doğru arz krizi yaşanabileceği belli olduktan sonra hızla yasal düzenlemeler yapılmaya çalışılmış, Yİ modelinin uygulamasına başlanmıştır. Ancak, kalan sınırlı sürede en hızlı yapılabilecek ve devreye girebilecek üretim yatırımının doğal gaz çevrim santralleri olması nedeniyle, bu tür projelere öncelik verilmiştir. Bu politika sonucunda elektrik üretiminde doğal gazın payı gereğinden fazla artmıştır. Ayrıca Yİ santralleri 2002-2003 yıllarında devreye girebilmiş, bu aradaki sıkışık dönemi atlatabilmek üzere "mobil santral" gibi ekonomik olmayan çözüm yollarına başvurmak zorunda kalmıştır.

3. Dönem: 2003-2007

DSİ haricinde, zorunlu olmayınca, kamu üretim yatırımına izin verilmeyen bu dönemde beklenti özel sektörün piyasa koşulları altında yatırım yapması idi. Ancak bu dönemde eskiden yapılmaya başlanmış Yİ santralleri, otoproduktör santraller ile 2004 yılında çıkartılan ve hidrolik kaynakların özel sektör tarafından kullanılabilmesini sağlayan yönetmeliğe dayanılarak yapılan yatırımlar hariç, yeterli yatırım yapılamamıştır ve arz güvenliği sorunu tekrar ortaya çıkmıştır. Piyasayı gözeten bir bakış açısıyla değerlendirildiğinde, bunun nedenleri arasında, piyasa düzenlemelerinin hazırlanması ve uygulanması için geçen zamanın yanında, elektrik ticaretini sağlayacak mekanizmaların da oluşturulamaması (Dengeleme- Uzlaştırma uygulaması 2006 sonlarında başlayabildi), daha da önemlisi 2005-2007 arasında tüketici fiyatlarının sabit ve maliyetlerin altında tutulması, bunun da yatırımcılara olumsuz fiyat sinyali vermesi ve dolayısıyla çekici bir yatırım ortamının oluşturulamaması sayılabilir. Bu dönem, piyasa modelinin sadece kâğıt üzerinde kurulmasının yetmediği, uygulama ve mekanizmaların yeterli ve güvenilir olmaması halinde, piyasaların arz güvenliğini sağlayamayacağını göstermiştir.

4. Dönem: 2008 sonrası ve gelecek

Maliyet esaslı tarife uygulaması, gün öncesi ve dengeleme piyasalarının işletilmeye başlaması sonrasında, yenilenebilir enerjiye verilen desteklerin etkisiyle de piyasa yeterli yatırım çekebilmiş ve kapasite yedeği yeterli seviyelere çıkmıştır. TEİAŞ kapasite projeksiyonu önümüzdeki yıllarda (doğal gaz arzında olumsuzluk yaşanmaması ve aynı zamanda aşırı kuraklık olmaması halinde) 2019-20 yıllarına

kadar arz güvenliği sorunu yaşanmayacağını göstermektedir. Ancak, talep artış hızı azalsa da talebin artmaya devam edeceği, dolayısıyla 2019-20'lerde ve daha sonra devreye girmesi gereken üretim yatırımlarının yapım ve planlama süresi de göz önüne alınarak, bugünlerde kararlaştırılması gerekmektedir. Nükleer santrallerin –eğer gerçekleşirse– 2023'lerden sonraya kalacağı kuvvetle muhtemeldir. Yenilenebilir enerji kaynaklarına ve özellikle güneş enerjisine yönelik yatırımların artarak devam edeceği beklenebilir. Ancak yine de baz yük santrallerine ihtiyaç olacaktır. Geçmiş 7-8 yıllık dönemde;

- Uluslararası ve yerli finansman koşullarının bugüne göre çok daha uygun olduğu,
- O dönemde arz-talep dengelerinin yatırımcıyı cesaretlendirdiği,
- Piyasa risklerinin özellikle yerli yatırımcılar tarafından dikkate alınmadığı,
- Hukuki düzenleyici ve çerçeveye güvenin daha fazla olduğu,
- Ekonomik göstergelerin daha olumlu olduğu ve bunun da yatırımcıyı cezbediği

ve bütün bunların yatırımları artırdığı bir gerçektir. Ancak 2014 sonrasında durumun değiştiğini ve özellikle TL'deki değer kaybı ve düşen kâr marjları nedeniyle sıkıntılar yaşandığı göz önüne alındığında; yeni dönemde yatırım kararlarının eskisi kadar kolay alınmayacağı da bir gerçektir. Özellikle yenilenebilir santrallerdeki beklenen artışın toptan satış piyasa fiyatlarını ve termik santrallerin kapasite faktörlerini düşürecek dikkate alındığında baz yük santral yatırımlarının cazibesini kaybedeceği dikkate alınarak, yeni önlemler gereklidir. Her ne kadar yenilenebilir kaynaklardan enerji üretimi, toptan satış piyasa fiyatlarını düşürecek etki yapsa dahi, tüketiciler tarafından, piyasa dışında ödenen destek nedeniyle toptan satış piyasa fiyatlarındaki düşme tüketicilere yansımamakta, fakat yatırımcı açısından termik santral yatırımının cazibesini düşürmektedir.

Eğer, piyasa modelinin uygulanmasına devam edilecek ise, şeffaflık, özerklik ve kamu kuruluşlarında -yönetimin iyileştirilmesi gibi güven artırıcı yapısal önlemler yanında; kararsız yenilenebilir kaynaklardan üretimin dengelenmesini sağlamak üzere mevcut termik santrallerin gerektiğinde çalışmasını ve yeni baz yük santralleri yatırımını cezbedecek kapasite oluşturma mekanizmaları gibi yeni tedbirlere ihtiyaç duyulmaktadır.

3. DOĞAL GAZ SEKTÖR GÖRÜNÜMÜ

Erdinç Özen

Elektrik Yüksek Mühendisi
ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu Başkanı

2015'te ülkemizde toplam tüketilen gaz miktarının 47,5 milyar m³ civarında gerçekleşmiş olduğu tahmin edilmekte olup, 2014'te 48,7 milyar m³ olan tüketim yaklaşık % 2 oranında azalmıştır. Doğal gaz kullanan evsel tüketici sayısında yaklaşık 1 milyon eşdeğer konut abonesi artış olmasına rağmen, tüketimin öngörülen düzeyin (2015 için bu miktar EPDK tarafından 50,86 milyar m³ olarak tahmin edilmişti) altında kalmasının başlıca nedeni, aşağıda detaylı olarak irdeleneceği üzere elektrik üretiminde doğal gaz payının geçmiş yıllara göre, çok düşük düzeyde kalmış olmasıdır. Diğer taraftan sanayi üretiminde yaşanan durağanlık da, doğal gaz kullanımında tahmin edilen artışın gerçekleşmemesinde etken olmuştur.

İthalat yaklaşık 48 milyar m³ düzeyinde gerçekleşmiş; yerli üretim ise yaklaşık 450 milyon m³ düzeyinde kalmıştır. Böylelikle yerli üretimin talebi karşılama oranı, geçmiş yıllardaki gibi, % 1 seviyesinin altında kalmıştır.

2015 yılı doğal gaz piyasası ithalat, üretim ve tüketim detaylarına ilişkin veriler, bu verilerin tümünün toplandığı tek merci olan EPDK tarafından her yıl yayımlanan sektör raporlarında kamuoyu ile paylaşılmaktadır. Ancak 2015 yılına dair EPDK Doğal Gaz Sektör Raporu henüz yayımlanmadığı için, bu çalışmamızda bir önceki yıla ait veriler irdelenmektedir.

3.1 2014 Yılına İlişkin İthalat ve Tüketim Verilerinin İrdelenmesi

2005-2014 yılları arasındaki dönemde doğal gaz ithalatına dair kaynak ve miktarların yer aldığı tablo aşağıda verilmektedir.

Tablo 3.1 Ülkelere Göre Doğal Gaz İthalat Miktarları, Milyon m³

	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir	Nijerya	Diğer*	Toplam
2005	17.524	4.248	0	3.786	1.013	0	26.571
2006	19.316	5.594	0	4.132	1.100	79	30.221
2007	22.762	6.054	1.258	4.205	1.396	167	35.842
2008	23.159	4.113	4.580	4.148	1.017	333	37.350
2009	19.473	5.252	4.960	4.487	903	781	35.856
2010	17.576	7.765	4.521	3.906	1.189	3.079	38.036
2011	25.406	8.190	3.806	4.156	1.248	1.069	43.874
2012	26.491	8.215	3.354	4.076	1.322	2.464	45.922
2013	26.212	8.730	4.245	3.917	1.274	892	45.269
2014	26.975	8.932	6.074	4.179	1.414	1.689	49.262

* Spot LNG ithalatının yapıldığı ülkeleri temsil etmektedir.

Kaynak: EPDK 2014 Yılı Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu

2014 yılında gerçekleşen ithalattaki en büyük ağırlık, yaklaşık %80 oran ile BOTAS'ın olmuştur. Özel sektör ithalatçılarının ağırlığı, 2012 yılının sonunda BOTAS'ın Rusya Batı Hattı kontratlarından 4 milyar m³'lük kontratı devralmalarıyla, 2013 yılından itibaren yükselmiştir.

Tablo 3.2 İthalatçı Şirketlerin 2014'te Aylara Göre Doğal Gaz İthalatları ve Toplam İthalat İçindeki Payları, Milyon m³

Şirket Unvanı	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Genel Toplam	% Payı
AKFEL GAZ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	202,30	185,32	189,68	146,25	227,60	131,66	215,76	169,68	158,66	144,16	136,49	251,37	2.158,92	4,38
AVRASYA GAZ ANONİM ŞİRKETİ	44,91	40,14	40,77	32,83	51,14	29,27	49,27	38,67	35,22	31,91	30,33	50,42	474,87	0,96
BATI HATTI DOĞALGAZ TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	76,05	67,97	82,59	78,35	99,46	50,94	106,06	75,63	78,35	69,80	60,66	100,46	946,31	1,92
BORU HATLARI İLE PETROL TAŞIMA ANONİM ŞİRKETİ	3.892,29	3.398,09	3.673,14	3.167,71	2.797,05	2.709,99	2.682,69	2.939,89	3.130,96	2.804,07	3.954,39	4.147,61	39.297,88	79,77
BOSPHORUS GAZ CORPORATION ANONİM ŞİRKETİ	230,46	226,08	222,08	392,23	335,77	154,66	331,86	244,33	229,23	173,02	149,32	59,10	2.748,13	5,58
EGE GAZ ANONİM ŞİRKETİ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	90,59	0,00	0,00	0,00	0,00	90,59	0,18
ENERCO ENERJİ SANAYİ VE TİCARET ANONİM ŞİRKETİ	238,76	202,71	211,67	191,00	258,98	152,12	201,21	182,76	169,65	135,74	151,65	268,98	2.365,23	4,80
KİBAR ENERJİ ANONİM ŞİRKETİ	84,41	78,79	92,53	84,41	89,35	57,09	80,55	74,46	74,78	65,14	60,66	92,42	934,59	1,90
SHELL ENERJİ ANONİM ŞİRKETİ	22,68	20,61	23,00	22,13	22,58	15,54	22,35	12,65	17,20	18,19	15,17	33,67	245,77	0,50
Genel Toplam	4.791,87	4.219,70	4.535,44	4.114,91	3.881,93	3.301,27	3.689,75	3.828,66	3.894,04	3.442,02	4.558,66	5.004,02	49.262,28	100

Kaynak: EPDK 2014 Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu

Tablo 3.3 Yıllara Göre Doğal Gaz İthalatı, Milyon m³

Yıl	BOTAŞ İthalatı	Toplam İthalat	İthalatta Botaş Payı
2009	33.619	35.856	%94
2010	32.466	38.037	%85
2011	39.723	43.874	%90
2012	42.363	45.922	%92
2013	35.484	45.269	%78
2014	39.298	49.262	%80

Kaynak: EPDK 2014 Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu

Doğal gazın birçok farklı alanda ortaya çıkan tüketimleri üç ana grup altında toplandığında, aşağıdaki şekilde bir tablo elde edilebilir.

Tablo 3.4 Doğal Gaz Sektörel Tüketimleri

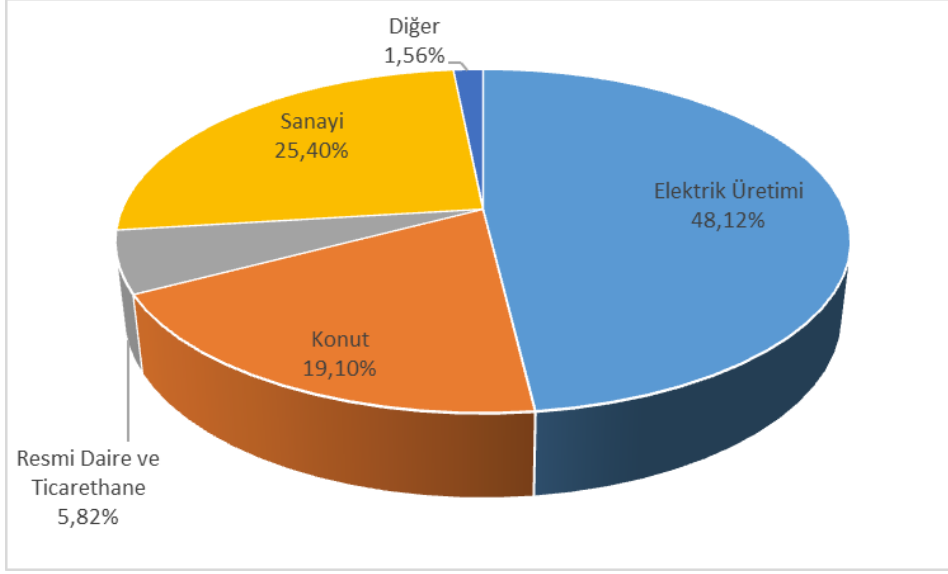
	Elektrik (milyon m ³)	Sanayi (milyon m ³)	Isınma Amaçlı ve Diğer (milyon m ³)	Toplam (milyon m ³)
2010	19.698 (% 52,60)	10.159 (% 27,13)	7.591 (% 20,27)	37.447
2011	21.142 (% 47,89)	11.682 (% 26,46)	11.321 (% 25,65)	44.145
2012	21.636 (% 47,82)	11.594 (% 25,68)	11.971 (% 26,50)	45.242
2013	21.053 (% 45,8)	11.528 (% 25,1)	13.333 (% 29)	45.918
2014	23.442 (% 48,1)	12.374 (% 25,4)	12.901 (% 26,5)	48.717

Kaynak: EPDK Sektör Raporları

2014 yılı için, doğal gazın elektrik sektöründe santral yakıtı olarak kullanımı, yaklaşık % 48 oran ile yine açık ara en önde yer almıştır. Ülkemizde giderek artan ithal kömür ile yenilenebilir enerji kaynakları kullanan santral kapasitelerindeki artışa ve elektrik tüketiminin beklentilerin altında kalmasına rağmen, kuraklık nedeniyle baraj su gelirleri son derece düşük düzeyde olmuştur. Elektrik üretiminde hidrolik kaynaklarda yaşanan bu eksikliğin telafisi için, 2014 yılında elektrik üretiminde doğal gazın yine yüksek düzeyde kullanılmıştır.

Yıllık bazda değerlendirildiğinde, düşük bir oran teşkil eden evsel tüketim (% 19), çok soğuk kış günlerinde, aşağıda Arz Talep Dengesi'ne ilişkin bölümde de detaylı olarak irdeleneceği üzere, günlük arz kapasitesinin % 60'ını aşmaktadır. Yukarıdaki tabloda dikkat çekici bir nokta ise, ılıman bir kışın yaşandığı 2012 yılında ısınma amaçlı doğal gaz kullanımının, artan abone sayısına rağmen bir önceki yıla göre düşüş kaydetmesidir.

Doğal gazın sanayideki tüketim miktarında ve bunun toplam tüketime oranında ise 2012, 2013 ve 2014 yıllarında büyük bir değişiklik göze çarpmamaktadır.



Şekil 3.1 Doğal Gaz Tüketiminin Sektörel Bazda Dağılımı

Kaynak: EPDK Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu 2014

Doğal gaz alt yapısının ulaşmadığı yerlerde kullanılan dökme LNG'nin miktarı, 2011 yılında kaydedilen 1.093 milyon m³ düzeyinden sonra, yıllar içinde düşüş yaşamış ve 2014 yılında 667 milyon m³ seviyesine gerilemiştir.

Araç yakıtı olarak ağırlıklı bir biçimde toplu taşıma araçlarında kullanılan CNG'nin tüketim miktarı ise, 2011 yılındaki 55,5 milyon m³ seviyesinden 2014 yılında 120 milyon m³ seviyesine yükselmiştir.

2008 yılında en yüksek üretimin gerçekleştiği 969 milyon m³ seviyesinden sonra başlayan yerli üretimdeki azalma eğilimi devam etmiş ve 2014 yılında 479 milyon m³ seviyesine düşmüştür.

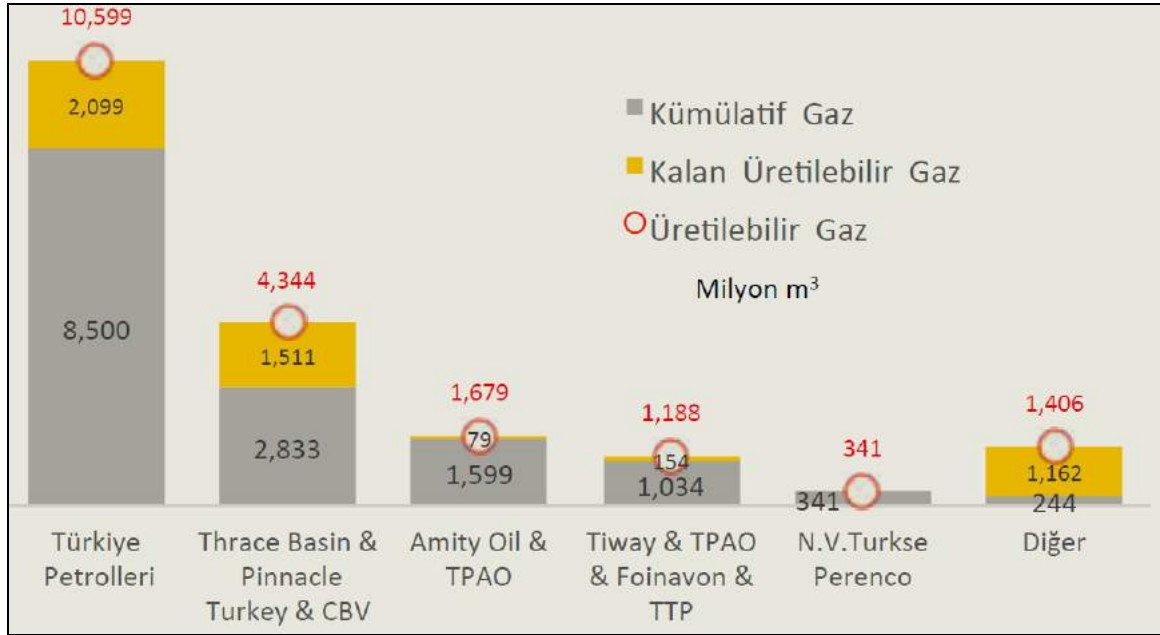
Tablo 3.5 2007 – 2014 Yılları Arasında Yerli Doğal Gaz Üretim Miktarları (Milyon m³)

Yıllar	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Miktar	874	969	684	682	759	632	537	479

Kaynak: EPDK 2014 Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu

2015 yılı için yerli doğal gaz üretim miktarının ise (resmi olarak henüz yayımlanmamakla birlikte) 50 milyon m³ civarında gerçekleşeceği tahmin edilmektedir.

Konvansiyonel olmayan doğal gaz (kaya gazı gibi) için arama çalışmaları TPAO ile işbirliği çerçevesinde Shell firması tarafından Güneydoğu Anadolu (Dadaş 1 formasyonu) ve Trakya (Hamitabat formasyonu) bölgelerinde gerçekleştirilmiş olmakla birlikte, henüz kamuoyu ile paylaşılan olumlu bir sonuç elde edilememiştir. Yine aynı birliktelik çerçevesinde Akdeniz ve Karadeniz'de derin deniz arama faaliyetleri devam ettirilmektedir.



Şekil 3.2 2014 Yılı Şirketlere Göre Türkiye Doğal Gaz Rezervleri

Kaynak: PİGM ve TPAO 2014 Ham Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu

3.2 Doğal Gaz Sektöründe 2015'te Piyasa Faaliyetleri ile İlgili Gelişmeler, Değerlendirmeler

2015 yılı sonu itibarıyla doğal gaz piyasasında faaliyet gösteren, EPDK tarafından lisans verilmiş kuruluşlara ilişkin aşağıdaki tablo verileri incelendiğinde, şirket sayısı giderek artan doğal gaz sektörünün oldukça dinamik bir görünüm arz ettiği söylenebilir. Tablo verileri içinde dikkat çekici olan, spot LNG lisansına sahip firma sayısının 38'e ulaşmış olmasıdır. Her ne kadar, cazip koşullarda spot LNG kargosu temin etmek gaz ticaretinde aktif yer alan şirketlerin ortak beklentisi olsa da, İthalat veya Spot LNG Lisansına haiz şirketler de, ayrıca Toptan Satış Lisansı alma yükümlülüğü olmadan, toptan satış faaliyeti gerçekleştirebilmektedir. Nitekim, aşağıda üzerinde durulacağı üzere, doğal gaz ticareti açısından en önemli hareketlilik toptan satış alanında gerçekleştirilmektedir.

Tablo 3.6 2015 yılı Ekim Ayı Sonu İtibarıyla EPDK Tarafından Verilen Lisanslar

Lisans Türü	Lisans sayısı	Rapora Konu Dönemde Faaliyeti Olan Lisans Sayısı
İthalat Lisansı (Uzun Dönemli)	17	15
İthalat Lisansı (Spot LNG)	38	11
İhracat Lisansı	9	1
Depolama Lisansı (LNG)	3	2
Depolama Lisansı (Yer altı)	5	1
İletim Lisansı (LNG)	19	10
Toptan Satış Lisansı	36	22
Toptan Satış Lisansı (Üretim)	9	9
Dağıtım Lisansı	69	69
CNG Lisansı (İletim-Dağıtım)	39	22
CNG Lisansı (Satış)	73	40
Toplam	317	202

Kaynak: EPDK Ekim 2015 Aylık Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu

Doğal gaz sektöründe yaşanan gelişmeler faaliyet bazında aşağıda incelenmiştir.

3.2.1 İthalat

Rusya'dan Batı Hattı ile ithal edilen doğal gaza ilişkin 2012 yılı sonunda gerçekleşen kontrat devrinde sonra, BOTAŞ yeni bir kontrat devri gerçekleştirilmemiştir. Böylece BOTAŞ'ın geçmişte GAZPROM ile yapmış olduğu 14 milyar m³'lük kontratın 10 milyar m³'lük kısmı özel sektöre devredilmiş olup, 2009 yılında sonuçlanan ilk kontrat devri sürecinde sisteme girenlerle birlikte Rusya gazı için Batı Hattı'ndan (Malkoçlar Ülke Giriş ve Ölçüm İstasyonundan) gaz girişi yapan özel sektör ithalatçıları ve kontrat miktarları aşağıdaki şekildedir.

Tablo 3.7 Aralık 2015 İtibarıyla Rus Batı Hattı Kontratını Devralan Özel Sektör İthalatçıları

Lisans Sahibi	Kontrat Miktarı (Milyon m ³)
Batı Hattı AŞ	983
Kibar Enerji AŞ	983
BosphorusGas Corporation AŞ	2470
Akfel Enerji San. ve Tic. AŞ	2211
Enerco	2500
Shell	250
Avrasya Gaz	500

Kaynak: EPDK

Doğal gaz ithalatına ilişkin 2015 yılında önemli bir değişiklik yaşanmamış olup, kaynak ülkeler bazında ithalat verilerinin 2014 yılındakilerle benzerlik göstereceği düşünülmektedir. Aşağıdaki tablo verileri dikkate alındığında, geçtiğimiz 10 yıllık süreçte, en büyük tedarikçi konumundaki Rusya'ya olan bağımlılık % 66 seviyesinden % 55 seviyesine gerilemekle beraber, yüksek seviyesini korumuştur.

Tablo 3.8 2005-2014 Yılları Ülkeler İtibarıyla Doğal Gaz İthalat Miktarları (Milyon Sm³)

	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir	Nijerya	Diğer*	Toplam
2005	17.524	4.248	0	3.786	1.013	0	26.571
2006	19.316	5.594	0	4.132	1.100	79	30.221
2007	22.762	6.054	1.258	4.205	1.396	167	35.842
2008	23.159	4.113	4.580	4.148	1.017	333	37.350
2009	19.473	5.252	4.960	4.487	903	781	35.856
2010	17.576	7.765	4.521	3.906	1.189	3.079	38.036
2011	25.406	8.190	3.806	4.156	1.248	1.069	43.874
2012	26.491	8.215	3.354	4.076	1.322	2.464	45.922
2013	26.212	8.730	4.245	3.917	1.274	892	45.269
2014	26.975	8.932	6.074	4.179	1.414	1.689	49.262

* Spot LNG ithalatının yapıldığı ülkeleri temsil etmektedir.

2015 yılı Kasım ayı sonlarında Rusya ile yaşanan uçak kriziyle gerilen ilişkiler, Rusya'ya özellikle doğal gaz temini konusundaki yüksek bağımlılığı, ana gündem konularından biri haline getirmiştir. Gerek Rusya'ya yüksek orandaki bağımlılığın azaltılması, gerekse yakın gelecekte sona erecek olan uzun dönem alım anlaşmalarının ikamesi amacıyla; TANAP'ın öngörülen takvimden daha önce tamamlanması, İsrail'in Doğu Akdeniz'deki (Leviathan) üretim potansiyelinin 10 milyar m³'lük kısmının Türkiye'ye yönlendirilmesi ve Kuzey Irak'taki doğal gaz potansiyelinin 10 milyar m³'lük kısmının Türkiye'ye transferi gibi, alternatifler konuşulmaya başlanmıştır.

Tablo 3.9 BOTAŞ'ın Gaz Alım Anlaşmaları

DOĞAL GAZ ALIM ANLAŞMALARI				
Mevcut Anlaşmalar	Miktar (Plato) (Milyar m ³ /yıl) (9000Kcal/m ³ e baz)	İmzalanma Yılı	Durumu	Bitiş Zamanı
Cezair (LNG)	4,4	1988	Devrede	Ekim 2024
Nijerya (LNG)	1,3	1995	Devrede	Ekim 2021
İran	9,6	1996	Devrede	Temmuz 2026
Rus. Fed. (Karadeniz)	16	1997	Devrede	2025 Sonu
Rus. Fed. (Batı)	4	1998	Devrede	2021 Sonu
Türkmenistan	15,6	1999	-	-
Azerbaycan (Faz-I)	6,6	2001	Devrede	Nisan 2021
Azerbaycan (Faz-II)	6	2011	2017/2018	2032/2033
Azerbaycan (BIL)	0,15	2011	Devrede	2046

Kaynak: BOTAŞ Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu

BOTAŞ'ın alım anlaşmalarının bitiş tarihleri ve talep artışı dikkate alındığında, 2020'li yılların başından itibaren yeni ithalat anlaşmalarının işlerlik kazanması, gerek arz güvenliği, gerekse mevcut anlaşmaların daha iyi koşullarla uzatılabilmesi açısından büyük önem taşımaktadır.

LNG ithalatı büyük ölçüde BOTAŞ'ın Cezayir ve Nijerya ile devam eden uzun dönemli kontratları dahilinde yapılmış, spot LNG ithalatının da neredeyse tümü yine BOTAŞ tarafından gerçekleştirilmiştir. Spot LNG İthalat Lisansı bulunan 38 şirket olduğu halde, boru hattı ile temin edilen doğal gaz fiyatlarının, petrol fiyatlarına paralel olarak gerilemesi karşısında, spot LNG ithalatına ilişkin kayda değer bir gelişme kaydedilmemiştir.

BOTAŞ'ın Cezayir ile 4 milyar m³/yıl hacimli ve 2014 yılında imzalanmış uzun dönemli LNG alım anlaşması, Sonatrach firması ile yapılan görüşmeler sonucunda 2024 yılı Ekim ayına kadar uzatılmıştır.

Irak'tan doğal gaz ithalatına ilişkin Siyah Kalem firmasına EPDK tarafından 12.09.2013 tarihinde verilmiş olan İthalat Lisansı, ithalatın 2017 yılında başlamasını öngörmektedir. Ancak Bölgedeki gelişmeler dikkate alındığında, söz konusu ithalatın 2019-2020 yıllarından önce gerçekleşmeyebileceği düşünülmektedir.

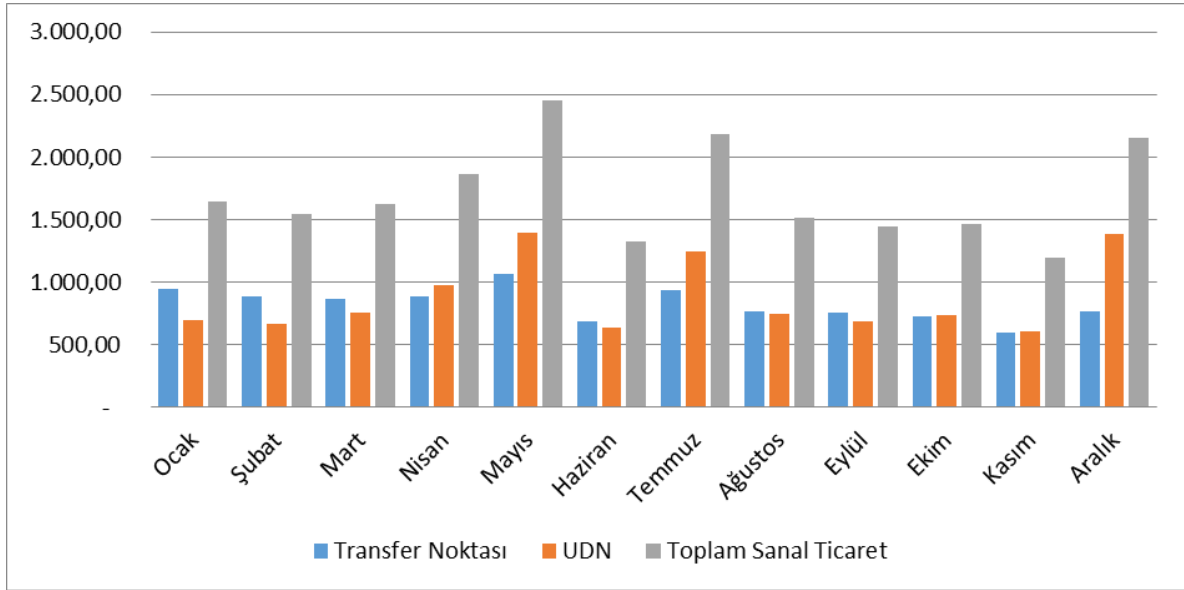
3.2.2 Toptan Satış

Her ne kadar EPDK tarafından her yıl yayımlanan bir Toptan Satış Tarifesi bulunmakta ise de, bu alanda fiyat düzenlemesi, BOTAŞ'ın piyasadaki fiili tekelinin kalkmasından itibaren uygulanmamaktadır. 2007 yılından bu yana BOTAŞ'ın kontrat devirleri sonucunda yeni ithalatçı şirketler ile birlikte spot LNG ithalat faaliyetini gerçekleştirmek isteyen şirketlerin bir hayli artması ve bazı yerli üretim sahalarında üretilen doğal gazın üretici firmalar tarafından dönemsel ihaleler yöntemiyle toptan satış şirketlerine satışı ile, bu alandaki faaliyetler yoğunlaşmıştır.

Şebeke İşleyiş Düzenlemeleri (ŞİD) hükümlerine göre 2008 yılında yapılan sanal ortamda miktar devri ile toptan satış faaliyeti kapsamında lisans sahibi şirketler arasında gaz alış-verişine imkan sağlayan revizyonlar, bu faaliyetlerin çok daha hareketlenmesine ortam hazırlamıştır. Ulusal Dengeleme Noktası (UDN) ile Transfer Giriş/Çıkış Noktaları adlarıyla tanımlanan sanal noktalarda gerçekleşen ticaret hacimleri önemli miktarlara ulaşmış, gazın nihai tüketiciye teslim edilmesine değin birkaç kez mülkiyetinin el değiştirmesi, giderek ivme kazanan bir piyasa dinamiği haline gelmiştir. Sanal noktada gaz ticaretinin esası gazın mülkiyetinin fiziki bir noktada değil sanal noktada el değiştirmesidir. Bu yöntemle, gaz fiziki olarak son kullanıcıya teslim edilene kadar Toptan Satış Lisanslı şirketler arasında birçok kez alınıp satılmakta ve el değiştirebilmektedir. Tabii ki fiziki noktadaki teslimatın muhatabı, Son Kullanıcı ile satış sözleşmesi olan lisans sahibi olmaktadır.

2014 yılında 20,4 milyar m³ düzeyine ulaşan bu sanal nokta ticaret hacminin 2015 yılında da artış eğilimini sürdüreceği tahmin edilmektedir.

2014 yılındaki sanal ticaretin yaklaşık % 88,41'i özel sektör ve % 11,59'u BOTAŞ tarafından gerçekleştirilmiştir. Şekil 3.3'te, 2014 yılında UDN ve transfer noktalarında gerçekleşen sanal ticaret hacminin aylar itibarıyla dağılımı görülmektedir.



Şekil 3.3 2014 Yılında Gerçekleşen Sanal Ticaretin Aylar İtibarıyla Dağılımı (Milyon Sm³)

Kaynak: EPDK 2014 Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu

İthal edilen doğal gazın büyük bölümü, diğer lisans sahibi şirketlere toptan satış şeklinde pazarlanmakta, son kullanıcılara doğrudan satış daha az miktarda gerçekleşmektedir. Boru gazı olarak yapılan toplam toptan satışların % 44,67'si nihai kullanıcılara yapılan satışlardan, % 55,33'ü lisanslı şirketlere yapılan satışlardan oluşmaktadır. Aşağıdaki tabloda görüldüğü üzere, kimi ithalatçı şirketler son kullanıcılar ile doğrudan satış ilişkisine girmemişlerdir.

Tablo 3.10 2014 Yılında Doğal Gaz Piyasasında Faaliyet Gösteren Lisans Sahiplerine En Fazla Doğal Gaz Satan 10 Şirketin Satış Payları (Milyon Sm³)

Şirket Unvanı	Satış Miktarı	Pay (%)
Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi	15.326,97	37,99
Akfel Gaz Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi	2.957,43	7,33
Enerco Enerji Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi	2.866,56	7,10
Bosphorus Gaz Corporation Anonim Şirketi	2.779,47	6,89
Doğal Enerji İthalat Anonim Şirketi	2.452,84	6,08
Gastrans Enerji Sanayi ve Ticaret Aş	1.795,18	4,45
Ewe Enerji Anonim Şirketi	1.464,19	3,63
Shell Enerji Anonim Şirketi	1.193,04	2,96
Socar & Turcas Petrokimya Anonim Şirketi	1.142,92	2,83
Batı Hattı Doğalgaz Ticaret Anonim Şirketi	1.017,24	2,52

Kaynak: EPDK 2014 Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu

Tablo 3.11 2014 Yılında Doğal Gaz Piyasasında Faaliyet Gösteren Lisans Sahiplerinden En Fazla Doğal Gaz Satın Alan Doğal Gaz Lisansı Sahibi 10 Şirketin Alış Payları (Milyon Sm³)

Şirket Unvanı	Alış Miktarı	Pay (%)
İgdaş İstanbul Gaz Dağıtım Sanayi Ve Ticaret Anonim Şirketi	4.943,89	12,33
Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi	3.335,81	8,32
Doğal Enerji İthalat Anonim Şirketi	2.449,24	6,11
Başkent Doğalgaz Dağıtım Anonim Şirketi	2.148,71	5,36
Gastrans Enerji Sanayi Ve Ticaret Aş	1.794,94	4,48
Ewe Enerji Anonim Şirketi	1.679,79	4,19
Zorlu Doğal Gaz İthalat İhracat Ve Toptan Ticaret Anonim Şirketi	1.419,68	3,54
Shell Enerji Anonim Şirketi	1.409,15	3,52
Omv Enerji Ticaret Limited Şirketi	1.378,57	3,44
Socar Gaz Ticareti Anonim Şirketi	1.267,27	3,16

Kaynak: EPDK 2014 Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu

Dağıtım şirketlerinin satın aldıkları doğal gazın en fazla yüzde ellisini aynı tedarikçiden temin edebileceklerine dair uygulama 18.11.2015 tarihli Kurul Kararı ile değiştirilmiş, bu konudaki sınırlama kaldırılmıştır. Dağıtım şirketlerinin doğal gazı en ekonomik kaynaktan temin ettiklerini belgeleme yükümlülükleri dikkate alındığında, evsel tüketimlere BOTAS'ın tedarik miktarının daha da artacağı öngörülebilir. Bu gelişmenin ise, aynı çatı altındaki dağıtım şirketlerine gaz satışı gerçekleştiren Top-tan Satış şirketlerinin ticaret hacimlerini daraltacağı veya bu ticareti yapmalarını zorlaştıracacağı düşünülebilir.

BOTAS, 2015 yılında doğal gaz satış fiyatlarını sabit tutmuştur. Doğal gaz alım maliyetlerinin 2015 yılında oldukça düşüş kaydetmiş olmasına karşın, TL'nin döviz karşısında değer yitirmesi, fiyatlarda indirime gidilmemesinin gerekçesi olarak ortaya konmuştur.

3.2.3 LNG Terminalleri

Türkiye'deki mevcut 2 LNG terminalinden biri BOTAS'ın (Marmara Ereğlisi LNG Terminali), diğeri ise (Aliağa LNG Terminali) bir özel sektör kuruluşu olan EGEGAZ'ın mülkiyetindedir. Gazlaştırma yoluyla iletim şebekesine sevkiyatın dışında, terminallerden kara tankerleriyle gaz şebekesinin ulaşmadığı yörelere LNG sevkiyatı da gerçekleşmektedir. 2014 yılında gazlaştırılarak iletim şebekesine sevk edilen LNG miktarı 6,881 milyar Sm³, kara tankerleriyle taşınması gerçekleştirilen LNG miktarı ise 533 milyon Sm³ eşdeğeri olmuştur.

2015 yılında yeni LNG terminalleri yapımına ilişkin önemli gelişmeler yaşanmamıştır. Kolin Grubu, Aliağa LNG Terminal Projesi için lisans almış olmakla birlikte, yatırımın gerçekleşip gerçekleşmeyeceği belirsizdir. Ege Yıldızı şirketi de, Çandarlı'da kurmayı planladığı LNG Terminali için henüz lisans almamış olup, bu projenin geleceği de belirsizliğini korumaktadır.

BOTAŞ Marmara Ereğlisi LNG Terminali

Terminal 1994 yılından bu yana faaliyette olup, her biri 85.000 m³ LNG depolama kapasiteli 3 depolama tankını içermektedir. Terminalin yıllık maksimum gazlaştırma kapasitesi 8,2 milyar m³ olup, iletim şebekesine günlük azami 22,05 milyon m³ gazlaştırılmış LNG gönderilebilmektedir. BOTAŞ'ın LNG temini konusunda, Cezayir (Sonatrach) ve Nijerya (Shell) firmalarıyla uzun dönemli alım kontratları olup, BOTAŞ, LNG'yi Marmara Ereğlisi Terminali'nde teslim almaktadır. Terminal, kurulduğundan bu yana uzun dönemli kontratlar; taahhüde bağlanan miktarlar doğrultusunda bir arz kaynağı olarak işlev görmektedir. Cezayir ile yıllık 4 milyar m³ eşdeğeri LNG kontratı, 2024 yılında, Nijerya ile yıllık 1,2 milyar m³'lik kontratı ise 2021 yılında sona erecektir.

Terminalin depolama ve gazlaştırma kapasitesini artırmak üzere 4. depolama tankının ilave edilmesi ve gerekli revizyonların yapılması, uzun süredir gündemde olan bir proje olup, mühendislik çalışması Belçikalı Tractebel firmasına yaptırılmıştır. Bu proje kapsamında ilave edilecek 4. tankın depolama kapasitesi 160.000 m³ olup, tankın devreye girmesiyle, günlük gazlaştırma kapasitesi 27 milyon m³'e çıkacaktır. Projenin 2019 yılı sonunda tamamlanması hedeflenmektedir.

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

EGEGAZ Aliğa LNG Terminali

EGEGAZ'ın Aliğa LNG Terminali 2003 yılında inşa edilmiş olup, her biri 140.000 m³ LNG depolama kapasiteli 2 depolama tankını içermektedir. Terminalin yıllık maksimum gazlaştırma kapasitesi 6 milyar m³ olup, günde 14 milyon m³ gazlaştırılmış LNG, İletim Şebekesine sevk edilebilmektedir. Günde, azami 50 kara tankerine LNG dolumu yapılabilmektedir.

Terminal 2015 yılında BOTAŞ ve EGEGAZ tarafından spot LNG alımlarına yönelik kullanılmış olup, büyük ağırlık BOTAŞ'ın kargolarında olmuştur. EGEGAZ'ın LNG ithalatına dair uzun dönemli alım kontratı bulunmamaktadır.

3.2.4 Yeraltı Depolama Tesisleri

Türkiye'de faal durumdaki tek yeraltı depolama tesisi olan TPAO'ya ait Silivri Yeraltı Doğal Gaz Depolama Tesisinin şu anda depolama kapasitesi 2,661 milyar m³ olup, bunun 2,1 milyar m³'ü BOTAŞ tarafından rezerve edilmiş ve kalan yaklaşık 0,5 milyar m³'ü özel sektör ithalatçılarının kullanımına açılmıştır. Tesise halen günlük maksimum 14 milyon m³ gaz enjeksiyonu yapılabilmekte; depoda kalan gazın miktar ve basıncına bağlı olarak, günlük maksimum 20 milyon m³ gaz, iletim şebekesine sevk edilebilmektedir.

Tedarikçilerin ve dağıtım şirketlerinin depolama olanaklarından faydalanmaları mevzuattan gelen bir zorunluluktur. 4646 Sayılı Kanun uyarınca doğal gaz toptan satışı gerçekleştiren tedarikçiler, faaliyetlerine başladıktan sonraki 5 yıl içinde, yıllık olarak öngördükleri (son kullanıcılara) satış hacimlerinin %c 10'u nispetinde bir depolama hizmeti almakla mükelleftirler. Mevcut yegane yeraltı depolama tesisi durumundaki TPAO Silivri ve Kuzey Marmara Yeraltı Depolama Tesisleri'ne dair Temel Kullanım Usul ve Esasları, 2012 yılı Nisan ayında yürürlüğe girmiştir. Yaklaşık 2,661 milyar m³ depolama hacmi sunan tesisin yaklaşık 560 milyon m³'lük kısmı; anılan usul ve esaslar çerçevesinde BOTAŞ

dışındaki tedarikçilerin kullanımına açılmıştı. İlk yıl talep düşük düzeyde olmasına karşın, mevzuattan kaynaklanan depolama zorunluluğu çerçevesinde 2014-2015 sezonunda özel sektör tarafından 428 milyon m³'lük bir kapasite rezervasyonu gerçekleştirilmiştir.

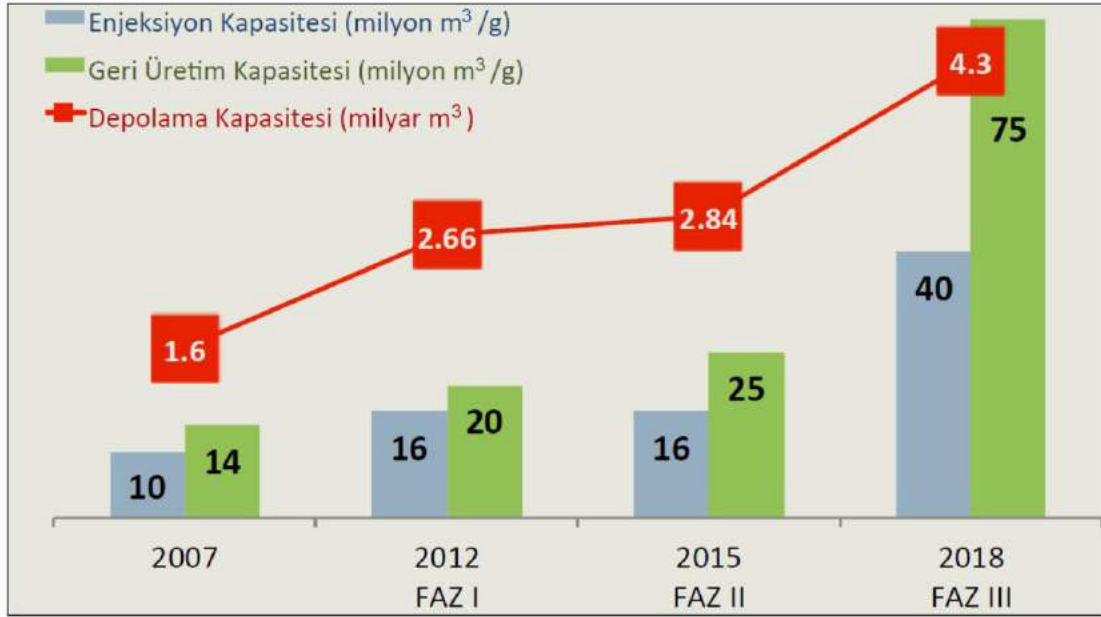
Tesisin kullanımı, 1 Nisan-16 Ekim olarak belirlenen enjeksiyon dönemi, 1 Kasım-24 Mart olarak belirlenen geri üretim dönemi şeklinde iki operasyon modu çerçevesinde gerçekleştirilmektedir.

Yeni Depolama Tesis Yatırımları

BOTAŞ'ın uzun yıllardır gündeminde olan Tuz Gölü Yeraltı Depolama Tesisi için ihale süreci 2012 yılında sonuçlandırılmıştır. Yapım çalışmaları süren tesisin öngörülen tamamlanma zamanı, ilk faz için 2016 yılı, ikinci faz için 2018 yılı olmakla birlikte, her bir fazın tamamlanmasında en az bir yıllık gecikme olacağı düşünülmektedir. Projenin tamamlanmasıyla 1 milyar m³ depolama kapasitesi sağlanacak olup, tesisten günlük geri üretim miktarının 40 milyon m³ olması hedeflenmiştir.

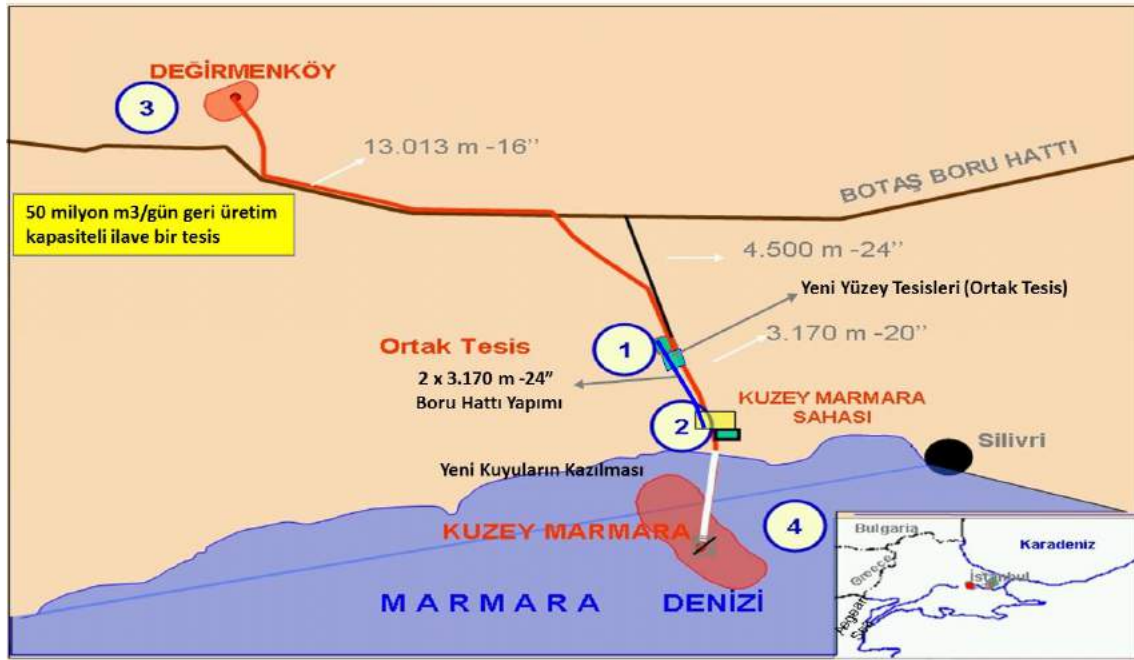
Avusturya kökenli OMV firması, Rus Gazprom ve Alman EWE firmaları, geçmiş yıllarda Tarsus civarındaki soda yataklarında araştırmalar gerçekleştirmiştir. Ancak, bu yabancı firmalar tarafından anılan bölgede yeraltı depolama tesisleri kurmaya yönelik bir proje henüz geliştirilmemiştir. Tarsus bölgesinde depolamaya ilişkin potansiyel yatırımcılar olarak Türk şirketleri ortaya çıkmış olup, bunlar arasında Gaz Depo ve Madencilik AŞ ve Toren Doğal Gaz Depolama ve Madencilik AŞ, ÇED süreçlerini tamamlamış ve 2044 yılına kadar geçerli olan Depolama Lisanslarını almışlardır. Anılan şirketlerden ilkinin projesi 3,5 milyar TL tutarında yatırım ve 1 milyar m³'lük depolama hacmi öngörmekte, diğer şirketin projesi ise 7 milyar TL tutarında yatırım ve 3 milyar m³'lük depolama hacmi öngörmektedir. Her iki proje de tüm yatırım bedeli için yatırım teşviki almış durumdadır.

TPAO tarafından mevcut Silivri Depolama Tesisi'nin depolama kapasitesi ile günlük geri üretim kapasitesinin artırımına yönelik projelerin ilk fazı tamamlanmış, 2. ve 3. faz çalışmaları devam etmektedir. 2018 yılında tamamlanması planlanan projeye göre, günlük geri üretim kapasitesi 75 milyon metreküp, depolama kapasitesi ise 4,3 milyar m³ olacaktır. Tamamlanmasıyla bu proje, özellikle soğuk kış günlerinde karşı karşıya kalınan arz talep dengesizliği problemini gidermede en önemli unsur olacaktır.



Şekil 3.4 TPAO Depolama Tesisi Kapasite Artırım Projeleri

Kaynak: TPAO 2014 Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu



Şekil 3.5 TPAO Silivri Doğal Gaz Depolama Tesisleri

3.2.5 İletim Şebekesi

2015 yılında doğal gaz iletim şebekesinde tamamlanan başlıca iki yatırımdan söz edilebilir. Bunlardan birincisi Çorlu (Önerler) ile Keşan arasında 36 inç loop hattının tamamlanarak devreye alınmasıdır. Batı Hattı'nın devamı niteliğindeki ana iletim hattı parçasıyla, Yunanistan'a gaz ihracının gerçekleşti-

rıldığı hattı birbirine bağlayan loop hattı, gerek Trakya bölgesinin arz güvenliğine katkısı gerekse Yunanistan üzerinden ihracat bağlantısında sağlayacağı yararlar ile, arz güvenliği bağlamında önemli bir gelişmedir. Diğer yatırım ise, Eskişehir’de mevcut kompresör istasyonu yerine daha yüksek kapasiteli yeni bir kompresör istasyonunun devreye alınmış olmasıdır. TANAP’ın tamamlanması sonrasında temin edilecek ilave gazın iletimi açısından kritik öneme sahip bu yatırım da, arz güvenliği için önemli katkı sağlayacaktır.

Önümüzdeki dönemde gerçekleştirilecek olan başlıca iletim hattı yatırımı, Kuzey Irak’tan gaz teminine yönelik Silopi ile Bismil arasında 40 inç’lik iletim hattı yapımıdır. Söz konusu proje 185 km uzunluğunda boru hattı yapımını kapsamakta olup, çıkılan ihale kapsamındaki teklifler 2016 yılı Şubat ayında alınacaktır. Tamamlanma süresi yer tesliminden itibaren 720 gün olarak belirlenmiştir.

BOTAŞ’ın iletim şebekesindeki yüksek basınçlı hatların toplam uzunluğu yaklaşık 13.000 km’ye ulaşmıştır. Ana İletim Şebekesi’ne 4 adet yurt dışı iletim şebekesi, 2 adet LNG Terminali, 1 adet Yeraltı Depolama Tesisi, 2 adet yerli üretim sahasından gaz girişi; şebekeye doğrudan bağlı durumda olan yaklaşık 450 adet Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonundan da çıkış yapılmaktadır. BOTAŞ’ın Yüksek Basınçlı İletim Hatlarıyla birlikte Kompresör İstasyonlarını gösteren harita aşağıda yer almaktadır.



Şekil 3.6 BOTAŞ Doğal Gaz İletim Sistemi

Kaynak: BOTAŞ

İletim Şebekesine gaz girişinin sağlandığı noktalar aşağıdaki tabloda belirtilmektedir.

Tablo 3.12 BOTAŞ Gaz Giriş Noktaları

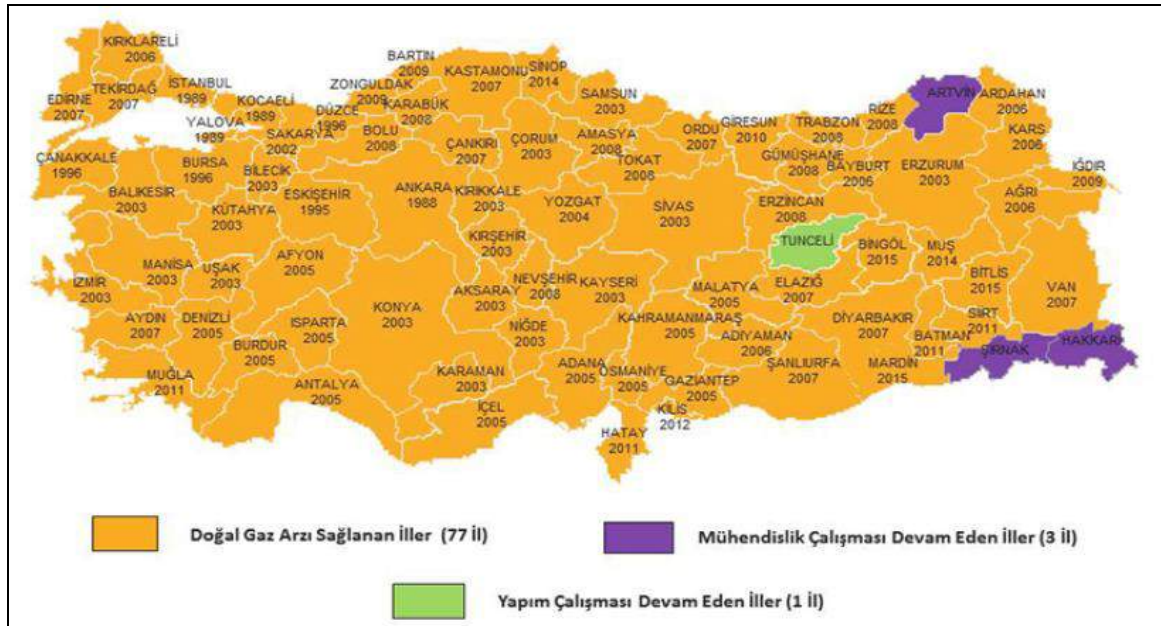
Boru Hattı İle İthalat	LNG Terminali	Yerli Üretim	Yeraltı Deposu
Malkoçlar	Marmara Ereğlisi	TPAO Akçakoca	TPAO Silivri
Durusu (Mavi Akım)	EGEGAZ - Aliağa	TEMİ-Kırklareli	
Türkçözü (Azeri)			
Bazergan (İran)			

İthalat kontratlarında yer alan taahhütler, LNG terminallerinin gazlaştırma kapasiteleri ve TPAO Yeraltı Depolama Tesisinden çekilebilen azami geri üretim miktarı dikkate alındığında, iletim şebekesinin arz miktarı günlük 195 milyon m³ civarında olabilmektedir. Şebekenin teknik anlamda günlük arz kapasitesinin bu miktarın üzerinde olduğu bilinmekte olup, 2015 yılı 8 Ocak günü tüketim miktarı 223 milyon m³ ile rekor bir değere ulaşmıştır. Ancak bu miktarın 30 milyon m³'lük kısmı iletim hattı stokundan karşılanmış olup, mevcut durumda sürdürülebilir bir arz kapasitesi değildir.

2015 yılı itibarıyla BOTAŞ ile Standart Taşıma Sözleşmesi yaparak iletim şebekesi üzerinden gaz sevkiyatı yapan lisans sahibi firma sayısı 33 olmuştur.

3.2.6 Dağıtım

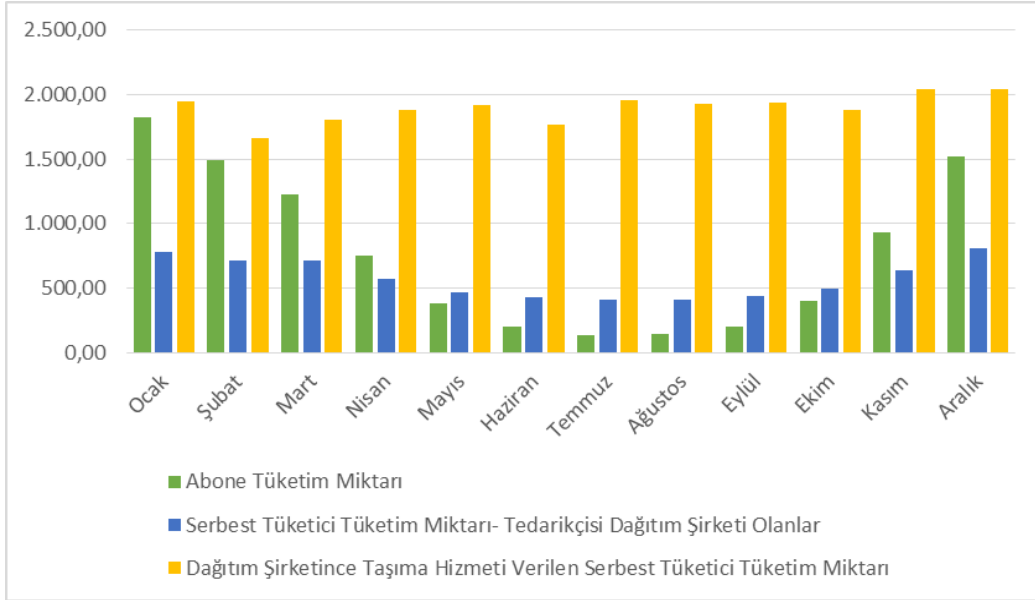
2015 sonu itibarıyla doğal gaz dağıtım alt yapısının oluşturulmasında il bazında ulaşılan sayı 77 olmuş, aşağıdaki haritadan da görüleceği üzere, iletim şebekesinin henüz ulaşmadığı illerimiz olarak sadece Artvin, Şırnak ve Hakkari kalmıştır.

**Şekil 3.7** 2015 Ekim Ayı İtibarıyla Doğal Gaz Arzı Sağlanan İller

Kaynak: BOTAŞ Web Sitesi

Dağıtım faaliyetleri, 69 adet dağıtım şirketi tarafından kendi lisans bölgelerinde yürütülmektedir. Şehir içi konutlara gaz dağıtım faaliyetinin henüz başlamadığı illerimiz, Ağrı, Artvin, Sinop, Tunceli, Bingöl, Bitlis, Muş, Mardin, Şırnak ve Hakkari'dir.

2015 yılı Ekim ayı sonu itibarıyla Türkiye genelinde abone sayısı 11.387.774 (eşdeğer abone bazında), Serbest Tüketici sayısı ise 469.056 olarak tespit edilmiştir.



Şekil 3.8 2014 Yılı Doğal Gaz Dağıtım Şirketlerinin Toplam Doğal Gaz Satış Miktarları (Milyon Sm³)

Doğal gaz dağıtım şirketleri için "Tarife Hesaplama Usul ve Esasları", 22.12.2011 tarih ve 3580 sayılı EPDK Kurul Kararı ile belirlenmiş, 31.12.2011 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiş ve bu şekilde normal tarife dönemi uygulamasının çerçevesi belirlenmiştir. Bu yeni dönemde dağıtım şirketlerinin tarife önerileri ve bunlar karşısında Kurul Kararları, tüm dağıtım şirketlerinin faaliyetlerini önemli ölçüde etkilemektedir. Dağıtım bölgesindeki taşıma bedelleri, daha önce dağıtım lisans ihalelerinde istekliler tarafından teklif edilmiş ve 8 yıl sabit şekilde geçerli olacak "Birim Hizmet ve Amortisman Bedeli" adı altında tanımlanmış; bu 8 yıllık dönem sonunda normal tarife yapısına geçilmesiyle birlikte "Sistem Kullanım Bedeli" olarak, EPDK tarafından yeniden adlandırılmıştır. Dağıtım bölgesindeki taşıma bedelleri, gaz maliyetinin önemli unsurlarından biridir. Sistem Kullanım Bedeli ile ilgili farklı tüketim miktarları için farklı birim bedel kategorileri görülmektedir. En basit mantıkla, yüksek tüketimin olduğu, EPDK tarife onayının geçerli olduğu dağıtım bölgelerinde birim "Sistem Kullanım Bedeli", düşük tüketimin olduğu bölgelere göre daha düşük olacaktır. Keza aynı dağıtım bölgesi içinde yer alan serbest tüketiciler, yıllık kullanım miktarları doğrultusunda farklı "Sistem Kullanım Bedeli" ödemekte, yüksek tüketimi olanlar daha düşük birim bedele tabi tutulmaktadır. Dağıtım sektöründe, mülkiyeti ve yönetimi kamuda kalan tek dağıtım şirketi olan İstanbul Büyükşehir Belediyesi şirketi İGDAŞ'ın özelleştirilmesi gündemdedir.

3.2.7 Arz – Talep Dengesi

Yürürlükte olan doğal gaz mevzuatı, arz güvenliği çalışmalarının ne şekilde yapılacağı konusuna eğilmemiş olup, talep projeksiyonu ile birlikte doğal gaz arzına ilişkin kısa, orta ve uzun vadeli öngörüler, hedefler ve alt yapı planlama çalışmalarının yapılmasına dair kurumsal bir görevlendirme de ortaya koymamıştır. Elektrik sektöründe TEİAŞ tarafından hazırlanan Üretim Kapasite Projeksiyon

Raporu gibi kamuoyu ile paylaşılan raporların benzerleri gaz sektöründe henüz yer almamıştır. Doğal gaz talep projeksiyonuna yönelik, elektrik üretiminde doğal gaz payının 10 yıl içinde % 20 seviyesine düşeceğini öngören, iklim koşullarının 2014 yılındaki duruma benzer oldukça ılıman bir görünüm arz edeceğini varsayan; “Düşük Senaryo” olarak nitelenebilecek bir arz talep senaryo kurgusu aşağıda yer almaktadır.

Konutlardaki (ısınma amaçlı) Tüketimin Gelişimi

Bu kategoride evsel aboneler ile resmi daireler ve ticarethanelerde talep artışı irdelenmektedir. Evsel aboneler ile birlikte ısınma amaçlı doğal gaz tüketiminde ilk 4 yıl için her yıl 1 milyon, takip eden 3 yıl için 800.000 ve kalan dönem için de 600.000 evsel abone eşdeğeri artış göstereceği varsayılmıştır. Hesaplamalarda, abone başına yıllık tüketim ise, 2014 verileri doğrultusunda, 864 m³ olarak kullanılacaktır.

Sanayide Doğal Gaz Tüketimi

Sanayide doğal gaz tüketiminde, ekonomik büyümeye paralel olarak sürekli bir artışın olacağı, bu artışın her yıl % 3 oranında olacağı varsayımı esas alınmıştır.

Elektrik Sektöründe Doğal Gaz Tüketimi

Doğal gaz talep tahmin çalışmaları açısından doğal gazın elektrik üretiminde ne oranda kullanılacağı en önemli unsur olmakla birlikte, bu tahminin yapılabilmesindeki ana zorluk birçok faktörün önceden öngörülebilmesidir. Baz yük paylaşımında, hidrolik, yenilenebilir enerji ve kömür yakıtlı santraller doğal gazlı santrallerden önce gelmekte ve Enerji Bakanlığının Stratejik Plan hedeflerinde elektrik enerjisi üretiminde doğal gaz oranının % 30 seviyelerine düşürülmesi yer almaktadır. Nitekim yerli linyit yataklarının elektrik üretiminde değerlendirilmesi giderek ağırlık kazanan bir söylem halini alırken, bu amaca yönelik teşvikler yoğunlaşmıştır.

Ülkedeki yağışlara bağlı olarak hidroelektrik santrallerindeki su seviyesi, rüzgar durumu ve kömür santrallerinin emre amadelik durumu, doğal gaz yakıtlı elektrik üretimine ne ölçüde ihtiyaç olduğunu ortaya koymaktadır. Geçmiş yıllarda BOTAS'ın “al ya da öde” mahiyetindeki ithalat kontratlarında taahhüt edilen asgari alım miktarlarının tutturulabilmesi için, özellikle yaz dönemlerinde EÜAŞ santralleri ile birlikte TETAŞ tarafından alım garantili Yap-İşlet (BO) ve Yap-İşlet-Devret (BOT) statüsündeki doğal gaz santrallerinde gaz kullanımı, gerçekte ihtiyaç duyulan seviyelerin üzerinde gerçekleşmişti. Ancak, artan doğal gaz tüketimiyle birlikte, BOTAS'ın bu problemi ortadan kalkmıştır. Diğer taraftan BO ve BOT santralleri ile alım garantili sözleşmelerin önümüzdeki yıllarda bitiyor olması, doğal gaz yakıtlı elektrik üretiminin piyasa koşullarında belirlenmesi sonucunu doğuracaktır. Doğal gaz yakıtlı santrallerin kurulu gücünün önemli bir kısmına yılın birkaç günü hariç ihtiyaç duyulmaması, bu üreticiler arasında zorlu bir rekabet yaratacak gibi görünmektedir. Bu rekabet sonucunda ise, yüksek verimli santrallere sahip olanlar ile avantajlı gaz tedarik sözleşmeleri olanlar ayakta kalma şansı bulacak olup, özellikle küçük güçteki ve düşük verimli santrallerin giderek devre dışı kalacağı öngörülebilir. Karşı karşıya kalınan rekabet koşulları, elektrik sektöründeki şirketlerin gaz sektörünün tedarik kesitinde de aktif olarak yer almaları yönünde zorlayıcı olacaktır.

2015 yılında 259,6 milyar kilovat saate (kWh) ulaşan elektrik üretimi içinde kaynaklar yönünden % 37,9'luk payla doğal gaz ilk sırada yer almakla birlikte, bu oran geçtiğimiz yıllara göre önemli bir azalış göstermiştir. Kurulu güç açısından ise 2015 sonu itibarıyla doğal gaz santralleri, 21.222,1 megavat (MW) kapasite ile toplam 73.177,6 MW kurulu kapasite içinde, hidroelektrik santrallerinden

sonra ikinci sırada gelmektedir. Halen var olan doğal gazla dayalı santral proje stokunun ancak bir kısmının hayata geçeceği; kayda değer bir bölümünün ise finansman bulamama vb. nedenle iptal edileceği anlaşılmaktadır. Bu bağlamda finansman ihtiyacı çözülmüş ve yatırımı kesinleşmiş yeni doğal gaz santral kapasitesi 3.700 MW civarındadır. Mevcut durumda zaten kurulu gücün önemli bir kısmı 2015 yılında atıl durumda kalmış, birçok doğal gaz yakıtlı üretim santrali faaliyetini durdurmuştur. Ne düzeyde bir doğal gaz santralinin önümüzdeki yıllarda emre amade sıcak yedek olarak tutulacağına ilişkin bir Bakanlık politikası ortaya konmadığı için, birçok orta ve küçük güçteki doğal gaz santralini sökülerek, düşük fiyatlarla Orta Doğu ve Afrika ülkelerinde değerlendirilmesi gündeme gelmiştir.

Bir önceki raporumuzda, elektrik üretiminde doğal gaz payının % 30 seviyelerine indirilmesinin kolay ulaşılabilir bir hedef olmadığı değerlendirilmiştir. Ancak gelinen noktada, elektrik talebinin öngörülerin altında artış göstereceğini, kömürün ve yenilenebilir enerjinin giderek artan payı dikkate alınarak, kimi tahminlere göre, bu oranın 10 yıl içinde % 20'ler seviyesine düşebileceğini söylemek mümkündür..

Elektrik üretiminde kullanılacak doğal gaz ile ilgili senaryomuz, elektrik talebinde yıllık en fazla % 4 artış olacağı (2015'de üretim artışı % 3,04 olmuştur), buna karşılık elektrik üretiminde doğal gaz payının her yıl % 2 seviyesinde azalacağı şeklinde olacaktır. Bu senaryoda 1 m³ doğal gazdan 5,25 kWh elektrik üretimi sağlanabileceği kabul edilmiştir.

Tüm bu veriler ve varsayımlar dahilinde doğal gazla ilgili 2016–2025 yılları arasındaki tüketim tahmini, sektörel bazda aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

Tablo 3.13 Sektörel Bazda Doğal gaz 2016–2025 Yılları Talep Tahmini (Milyon m³)

Yıl	Konut, ticarethane, resmi daire	Sanayi	Elektrik	Toplam
2016	15.990	12.745	18.810	47.545
2017	16.854	13.128	18.476	48.458
2018	17.718	13.521	18.057	49.296
2019	18.582	13.927	17.613	50.122
2020	19.273	14.345	17.077	50.695
2021	19.964	14.775	16.500	51.239
2022	20.655	15.218	15.823	51.696
2023	21.173	15.675	15.090	51.938
2024	21.692	16.145	14.288	52.125
2025	22.210	16.630	13.372	52.212

Bu veriler çerçevesinde, düşük senaryo olarak nitelenebilecek koşullarda, mevcut kontratların aynen sürmesi ve yeni Irak gazı ve Şah Deniz Faz II gazı girişleriyle, arz talep dengesine dair tablo aşağıdaki gibi ortaya çıkmaktadır.

Tablo 3.14 Doğal Gaz 2016 – 2025 Dönemi Arz Talep Tahmini (Milyar m³)

	RUSYA	AZERBAYCAN	İRAN	KONTRAT LNG	İRAK	AZERBAYCAN EK*	YERLİ ÜRETİM	TOPLAM ARZ KAPASİTESİ	TALEP	SPOT LNG**
2016	30,0	6,6	9,6	5,7	-	-	0,5	52,4	47,54	0,4
2017	30,0	6,6	9,6	5,7	-	-	0,5	52,4	48,46	0,9
2018	30,0	6,6	9,6	5,7	-	1,0	0,5	53,4	49,30	0,8
2019	30,0	6,6	9,6	5,7	1,0	2,0	0,5	55,4	50,12	0,3
2020	30,0	6,6	9,6	5,7	2,0	4,0	0,5	58,4	50,70	-
2021	30,0	6,6	9,6	5,7	3,0	6,0	0,5	61,4	51,24	-
2022	30,0	6,6	9,6	5,7	5,0	6,0	0,5	63,4	51,70	-
2023	30,0	6,6	9,6	5,7	6,0	6,0	0,5	64,4	51,94	-
2024	30,0	6,6	9,6	5,7	8,0	8,0	0,5	68,4	52,12	-
2025	30,0	6,6	9,6	5,7	10,0	8,0	0,5	70,4	52,21	-

*Şah Deniz Faz II kapsamında TANAP üzerinden sağlanacak miktar.

**Gaz Alım Kontrat değerlerinin % 90 oranında çekilebilmesi durumunda, talebin karşılanması için ihtiyaç duyulacak ilave spot LNG miktarını göstermektedir.

Düşük senaryo olarak nitelenebilecek bu çalışma sonucuna bağlı olarak, mevcut ithalat kontratlarının uzatılması durumunda 10 yıllık bir dönem için arz kapasitesinin, talebin üzerine çıkacağı görülmektedir. Olası yeni başka gaz girişleri olarak gündemde olan Doğu Akdeniz kaynakları ile Katar vb. kaynaklı spot LNG'nin durumu irdelendiğinde bu kaynakların, ancak rekabetçi fiyatlarla sunulmaları halinde pazar payı bulabileceği yorumu yapılabilir. Diğer taraftan, BOTAŞ'ın 2021 yılında Rusya Batı Hattı'nda sona erecek olan 4 milyar m³'lük ithalat kontratının uzatılmaması durumunda dahi yeni bir arz kaynağına ihtiyaç görülmemektedir.

Bu senaryoda, kömürün elektrik üretiminde giderek yükselen bir oranda yer bulacağı varsayımı, doğal gaz talebi açısından belirleyici olmaktadır. Ancak 2015 yılı sonunda Paris'te gerçekleştirilen İklim Değişikliği Konferansı sonuçlarına bağlı olarak, karbon emisyonları ile ilgili ülkelerde daha zorlayıcı politikaların hayat bulması ve/veya yerli kömüre dayalı yeni elektrik santral projelerinin gerçekleşmemesi durumunda, bu senaryoda sapmalar olabilecektir.

Ancak arz/talep dengesi açısından asıl çalışılması gereken senaryo, günlük bazda olanıdır. Nitekim, 2015 yılı dikkate alındığında, Nisan, Mayıs gibi belli aylarda 90 milyon m³ seviyesine düşen günlük talep, çok soğuk kış günlerinde 260 milyon m³ seviyesine yükselmiştir. İthalat kontratlarında ise, tahhüt edilen günlük miktarlar yıllık miktara bağlı günlük ortalama değerlerin biraz üzerinde olmakta ve böyle bir esnekliğe cevap vermemektedir. Bu çerçevede, günümüz şartlarında gaz arzı günlük en fazla

(boru hattı stokundan çekilebilecek miktar hariç) 200 milyon m³ olabilmektedir. Aradaki dengesizliği gidermenin en makul çaresi ise, yeraltı depolama olanaklarının gerek hacimsel bazda, gerekse günlük geri üretim kapasitesi bazında artırılmasıdır. Bu anlamda, BOTAŞ'ın yeni Tuz Gölü Yeraltı Depolama Tesisi ve TPAO'nun mevcut Silivri Depolama Tesisi kapasitelerini artırma projeleri büyük önem taşımaktadır. Söz konusu iki projenin tamamlanması durumunda, günlük arz kapasitesi günümüz seviyesine göre 85 milyon m³ daha artacaktır. 2020 yılında bu projelerin tamamlanmış olacağı varsayımına göre, 2020 yılı için günlük doğal gaz arz kapasitesi 310 milyon m³ civarında olacaktır. Bu manada, günlük arz-talep dengesinin sağlanmasında yaşanan problem giderilmiş olacaktır.

3.3 Mevzuat Değişiklikleri

2008 yılından bu yana gündemde olan 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nu değiştirmeyi hedefleyen, doğal gaz piyasasının tabi olacağı yeni kanun taslağı 2012 yılı Eylül ayında Enerji Bakanlığı tarafından kamuoyu ile paylaşılmış ve görüşlere açılmıştı. Gelen görüşler doğrultusunda ve interaktif bir süreçle taslağa son şeklinin verilmesi istenmiş ancak bu süreç devam etmemiş, 2012 yılındaki Kanun Taslağı Enerji Bakanlığı tarafından revize edilerek 2013 yılında Bakanlar Kurulu onayına sunulmuştur.

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

- Lisanslama süreçlerinde EPDK tarafından Enerji Bakanlığının da görüşüne başvurulması, dolayısı ile Bakanlığın piyasa faaliyetlerinde etkisinin artması,
- Kontrat devirlerinin yapılamaması durumunda miktar devirlerinin Bakanlık tarafından yayımlanacak bir yönetmelikte yer alacak usul ve esaslar çerçevesinde gerçekleştirilmesi,
- Sektör bileşenleri arasında tüm ilişkilerin yazılı sözleşmelerle gerçekleştirilmesi, bu sözleşmelerin bir kopyalarının EPDK'ya gönderilmesi,
- BOTAŞ'ın mevcut kontratı olan taraflarla ithalat anlaşması yapılabilmesinin belli şartlara bağlanması,
- Belli tüketici gruplarının gaz alım fiyatları konusunda sübvansiyon edilmesine karar verilirse, bunun piyasadaki kuruluşların fiyat uygulamaları dışında, ilgili bakanlıkların koordinasyonunda mekanizmalarla gerçekleştirilmesi,
- Yeni kurulacak LNG terminalleri ve yeraltı depolama tesisleri için tesis sahiplerine kapasite kullanımı konusunda belli bir dönem boyunca serbesti tanınması, kapasitelerini üçüncü tarafların kullanımına açmama yetkisi verilmesi.

Yukarıda da değinildiği üzere 2013 yılı Aralık ayında Bakanlar Kurulu imzasına açılan son Taslak kamuoyu ile paylaşılmamıştır. Ancak; belli tüketici grupları için sübvansiyon, yeni LNG terminalleri ve depolama tesislerinde kapasite kullanımına dair muafiyet ve ithalat ile ilgili 2012 yılındaki Taslakta yer alan hükümlerin son Taslakta yer almadığı dile getirilmekteydi.

2014 yılından bu yana, seçim atmosferine girilmiş olmanın muhtemel etkisiyle, yeni Kanun Taslağı Meclis gündeminde yerini almamıştır. Önümüzdeki süreçte ne zaman gündeme geleceği ise belirsizliğini korumaktadır.

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

“Kanun değişikliğinden beklentiler konusunda farklı piyasa aktörleri farklı tutumlar sergilemekle birlikte, üzerinde görüş birliği sağlanan hususlar arasında, ithalatın serbest rekabet koşulları altında gerçekleştirilebilmesi ve kısıtlayıcı hükümlerin kalkması ile birlikte BOTAS’ın çapraz sübvansiyon uygulamasına son verilerek, piyasada günlük referans fiyat oluşumuna ilişkin mekanizmaların hayata geçirilmesi de vardır. Dar gelirli tüketim gruplarının yüksek doğal gaz fiyatlarına maruz bırakılmaması, siyasi tutum olarak kaçınılmaz görülse de, piyasa aktörlerinin beklentisi, bu korumacı uygulamaların piyasada rekabet dinamiklerine müdahale edilmeden uygulanmasıdır. Diğer taraftan dikkate alınması gerekli bir diğer husus da, doğal gaz yakıtlı Yap İşlet ve Yap İşlet Devret Santralleri ile ilgili kontratların 2018 yılından itibaren sona eriyor olmasıdır. Bu meyanda, BOTAS’ın yıllardan bu yana sürdürmüş olduğu çapraz sübvansiyon mekanizması sona erecek ve BOTAS’ın alım maliyetlerinin altında gaz satış fiyatı belirleme şansı kalmayacaktır. Yukarıda da irdelendiği üzere, 2020’li yıllara gelindiğinde, ihtiyacın üzerinde bir kurulu kapasitenin söz konusu olduğu doğal gaz yakıtlı santraller arasında, uygun şartlarda doğal gaz tedarik koşulları açısından yoğun bir rekabet yaşanacağı öngörülebilmektedir.”

3.4 Türkiye'nin Enerji Terminali Olma Vizyonu

“Türkiye Orta Doğu ve Hazar bölgesinin zengin petrol ve doğal gaz kaynakları ile batı arasında bir enerji köprüsüdür.” Bu söylem, enerji politikalarımızın bir unsuru olarak sık sık dile getirilir. Keza enerji politikalarına dair çalışmalar yapan kişi veya kurumların söylemlerinde mutlaka yerini alır. Örneğin Dışişleri Bakanlığı web sitesi incelendiğinde, Türkiye'nin Enerji Stratejisi başlığı altında şu ifade yer almaktadır:

“Türkiye, geniş Hazar Havzası ve Ortadoğu'nun hidrokarbon kaynaklarının Türkiye ve Türkiye üzerinden Avrupa'ya güvenilir ve kesintisiz şekilde sevkiyatının gerçekleştirilebilmesini hedeflemektedir.”

Konuya dair Enerji Bakanlığının 2010-2014 Stratejik Planı'nda amaçlar arasında şu başlık yer almaktadır:

“Jeostratejik konumumuzu etkin kullanarak enerji alanında bölgesel işbirliği süreçleri çerçevesinde ülkemizi enerji koridoru ve terminali haline getirmek.”

Bu hedefler ve amaçların özellikle neyi ifade ettiği veya edebileceği hususunda detaya girildiğinde, dünyanın en büyük ekonomik güç odaklarından olan Avrupa Birliği'nin hidrokarbon kaynaklarının kısıtlılığı ve büyük oranda ithalat bağımlılığı ve Avrupa'ya enerji transferi konusunda Türkiye'nin kazanabileceği konum karşımıza çıkmaktadır. Enerji ilişkileri konusunda AB'nin Türkiye'den beklentileri ve bu beklentiler karşısında Türkiye'nin küresel enerji arenasında söz sahibi bir ülke olabilme gibi hedefleri açısından, genel olarak hidrokarbon kaynaklarla, özel olarak doğal gazla ilgili geliştirilecek politikalar, ilişkiler önemlidir. Yerli doğal gaz üretimi, ihtiyacının ancak yüzde birini karşılayabildiği bir durumda; Türkiye'nin böylesine önemli konuma nasıl gelebileceği sorusunun cevabı,

küresel doğal gaz ticaretinde boru hatlarının öneminde ve söz konusu hatlar için Türkiye'nin çok avantajlı jeostratejik konumunda yatmaktadır.

Aslında doğal gaz ile tanışması ve evliliği hayli geç bir zamanda gerçekleşen (1988 yılı) Türkiye için bu durum, çok kez dile getirildiği üzere olmaması gereken düzeylere ulaşan tüketim miktarı ile neden olduğu ithalat bağımlılığı ve cari açık, istenmeyen bir evreye mi gelmiştir, yoksa ülkemiz için büyük fırsatlar mı sunmaktadır?

Konuya dair değerlendirmelere girmeden önce ülkemizde gaz transit taşımacılığına dair hukuksal çerçeve konusuna da bir göz atmak gerekir.

Transit ile İlgili Hususlar

Sınırdan sınıra doğal gazın taşınması olarak tanımlanabilecek transit faaliyeti, doğal gazla ilgili mevzuatta bir piyasa faaliyeti olarak yer almamakta olup, 4586 Sayılı Petrolün Transit Boru Hatları İle Geçişine Dair Kanun'un düzenlemesi altındadır. Bu haliyle, AB'de uygulandığı durumdan farklı olmak üzere, düzenleyici kurum durumundaki EPDK'nın yetkisi ve denetimi altında yürütülen bir faaliyet değildir. Transit faaliyet ile ilgili ikincil mevzuat da, henüz hazırlanarak yürürlüğe konulmamıştır. Transit projeleri Bakanlar Kurulu kararına tabi olup, ilgili ülkelerle Hükümetlerarası Anlaşma ve takip eden Ev Sahibi Ülke Anlaşması hükümleri çerçevesinde ele alınmaktadır. AB'de ise, ülkeler transit faaliyeti için ayrımcılık yapmamakla mükellef olup, ülke içi doğal gaz taşımacılığı ile transit doğal gaz taşımacılığı aynı mevzuat hükümlerine tabidir.

Alternatif Değerlendirmeler, Sorular

Diğer fosil yakıt türlerinin sektörleri ile karşılaştırıldığında, doğal gaz sektöründe uluslararası ölçekte alım-satım ilişkilerinin kurulması çok daha karmaşık süreçleri gerektirmektedir. Özellikle boru hatları üzerinden gerçekleştirilen doğal gaz ticareti, kaynak ve tüketici ülkelerin/şirketlerin kendi menfaatlerini koruyabilmek ve çoğu kez stratejik hedefleri gözetmek amacıyla geliştirdikleri politikalarını yansıtmaya çalıştıkları, uzun yıllar gerektiren müzakere süreçleri sonucunda gerçekleşebilmektedir. Bu bilgiler ve değerlendirmeler ışığı altında Türkiye'nin bir doğal gaz enerji terminali olması hedeflendiğinde, düşünülmesi ve tartışılması gerekli seçenekler ve sorular aşağıda yer almaktadır.

- Bulduğumuz coğrafyada istikrarsızlık ve önceden öngörülemeyen siyasi gelişmelerle potansiyel arz kaynaklarının hızla değişebildiği bir ortamda, Türkiye'nin devlet politikası niteliğinde uzun dönemli bir doğal gaz stratejisi nasıl olmalıdır?
- Henüz bir örneği yaşanmamış olmasından hareketle, doğal gaz ile ilişkili bir strateji belgesi hazırlanmasında ilgili devlet kuruluşlarının yanı sıra akademik ve bilimsel kuruluşlar, mühendis odaları, uzmanlık dernekleri, TOBB vb. ilgili sivil toplum örgütleri, düşünce kuruluşlarının katkısı nasıl sağlanmalıdır?
- BOTAŞ'a konuya ilişkin özel bir misyon yüklenip, bir milli şampiyon hüviyeti ile uluslararası arenada güçlü bir oyuncu olmasının önü yapısal reformlarla açılmalı mıdır? Bu misyonu BOTAŞ ile sınırlamayıp, doğal gaz sektöründe önemli deneyim yaşamış olan Türkiye özel sektörüne de destek olunmalı mıdır?
- Transit gaz taşımacılığı konusunda devletin kararları ve seçiciliği mi esas olmalı, yoksa bu alanda sınırlamalar kaldırılıp tüm yatırımcılar için şeffaf bir hukuksal çerçeve altında serbest rekabet mi öngörülmelidir?

- Ülkemizi boydan boya kat edecek birçok transit boru hattı senaryosu için herhangi bir kısıtlama olmalı mıdır? Güzergah edinimi başta olmak üzere çevresel faktörler de dikkate alınarak, belirli sayıda transit boru hattı için planlama ve hazırlıklar yapılmalı mıdır?
- Elektrik enerjisine ilişkin strateji belgelerinde yer aldığı üzere, doğal gazın 2014'te % 48, 2015'te % 38 civarında gerçekleşen elektrik üretimindeki payını % 30 seviyelerine indirme hedefleri vardır. Petrol ve dolayısı ile doğal gaz fiyatlarının bugünkü çok düşük düzeyleri, diğer taraftan karbon salımlarına ilişkin orta vadede Türkiye'nin de uymakla mükellef olacağı uluslararası kısıtlamalar da dikkate alınarak, elektrik üretiminde fosil kaynaklar arasında (yerli kömür dahil) tercihler doğal gaz lehine gözden geçirilmeli midir?
- Türkiye'nin doğal gaz pazarı olarak, yeni projeler açısından çekim merkezi olma niteliği sürecektir midir?
- Türkiye'de ilk aşamada fiziki bir gaz merkezi, sonraki aşamada bir ticari gaz merkezi oluşturma hedefi için gerekli hukuksal çerçeveye dair hazırlıklar var mıdır? Güven verecek bir hukuki çerçevenin tesisi için, uyuşmazlıkların kısa sürede, adilane ve etkin yöntemlerle halledilmesine yönelik yeni düzenlemeler yapılabilir mi? Ülkeler arasında doğal gaz boru hatları tesis edilmesinin, ekonomik beklentilerin yanı sıra, bir yanda ülkeler arasında istikrarlı ilişkilerin kurulmasında sağladığı katkılar varken, öte yanda boru hatlarının yaratabileceği veya öznesi olabileceği ekonomik, siyasi gerginlik yansımalarının çok önemli olduğu ortadadır. Bu meyanda bu projeler, sadece yalın ekonomik çıkarlar açısından ele alınmamalı, sağlayacakları istikrar ve işbirliği gibi katkılar kadar, doğurabileceği riskler de, değerlendirmenin asli unsuru olarak yer almalıdır.

3.5 Uluslararası Projeler

Küresel ölçekte doğal gaz ticaretinin gerçekleştirilmesini sağlayan iki ana unsur bulunmaktadır. İlki, doğal gazın sıvılaştırılarak büyük LNG kargo gemileriyle sevkiyatı, diğeri ise ülkeler arasında inşa edilen ve çoğu kez, birçok ülkeyi kat eden boru hatları ile gerçekleştirilen sevkiyattır.

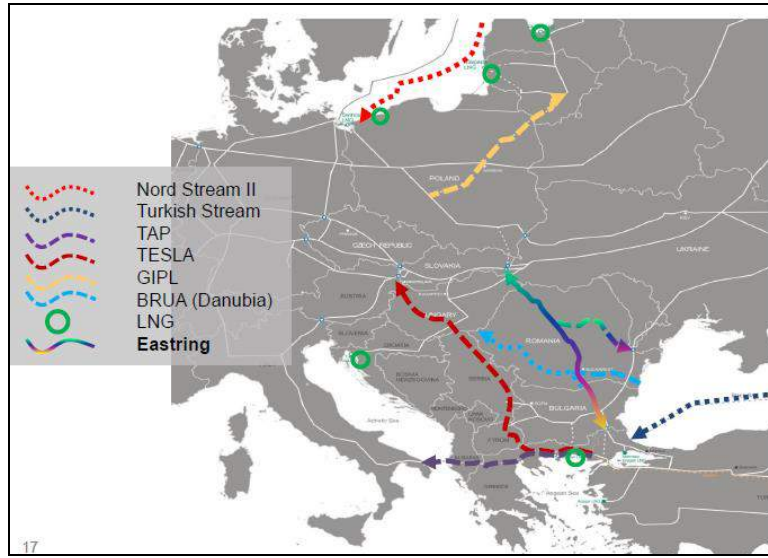
Konvansiyonel doğal gaz kaynakları açısından dünyadaki belli başlı üretici ülkeler ile Avrupa arasında bir köprü konumunda olan Türkiye üzerinden Avrupa'ya doğal gaz taşınmasına yönelik birçok proje geçmişte gündeme gelmiş; özellikle Hazar Bölgesi, İran ve Irak potansiyel kaynaklar olarak görülmüştür. Geçtiğimiz birkaç yıllık süreç içinde bu kaynakları hedef alan NABUCCO Projesi 2011 yılına kadar en ağırlıklı yeri tutmakla birlikte, rakip projeler olarak TAP ve ITGI projeleri de gündemdeki yerlerini korumuşlardır.

Sah Deniz Faz II – TANAP Projesi

2011 yılı Ekim ayında Türk ve Azeri hükümetleri arasında yapılan bir Hükümetlerarası Anlaşma ve onun altında BOTAŞ ve Şahdeniz ortakları arasında imzalanan anlaşmalarla, Şahdeniz Faz II gazının 6 milyar m³'lük kısmının Türkiye'ye satılması, 10 milyar m³'lük kısmının ise Yunanistan ve Bulgaristan'a transit olarak taşınması, altyapı olarak BOTAŞ'ın mevcut İletim Şebekesinin (yatırımlarla kapasitesi artırılarak) kullanılması kararları alınmakla birlikte, Türkiye kısmı için münhasır bir boru hattı yapılabilmesi opsiyonu da ortaya konulmuştu. Nitekim daha sonra Türk ve Azeri hükümetleri "Trans Anatolia Pipeline Project - TANAP" olarak adlandırılan münhasır boru hattı yapımı konusunda mutabakata varmışlar ve konuya dair Hükümetlerarası Anlaşma ile Ev Sahibi Ülke Anlaşması'nı 2012 yılı Haziran ayında imzalamışlardır. Bu gelişmelerin ardından, Şahdeniz Konsorsiyumu, Avrupa tarafında taşıma hizmeti için revize edilen NABUCCO (NABUCCO West) ile TAP projelerini iki aday proje olarak belirlemiş, nihai süreçte ise 2013 yılı Haziran ayı sonunda güzergah olarak Yunanistan-

Arnavutluk-İtalya'yı belirleyen TAP projesini seçmiştir. 2013 yılı Aralık ayında ilgili tüm tarafların yatırım kararı alması ile Şah Deniz Faz II gaz üretimi ile Türkiye ve Avrupa arasında değer zinciri oluşturulmasına dair çalışmalar son evresine girmişti.

2015 yılı sonu itibarıyla TANAP Projesinde tüm kritik ihale süreçleri tamamlanmış olup sahada boru dizgi ve kaynak çalışmaları hızla devam etmektedir. Gürcistan sınırından Eskişehir'e kadar (yaklaşık 1330 km) 56 inç; Eskişehir'den Yunanistan sınırına kadar da (yaklaşık 500 km) 48 inç olarak inşa edilecek boru hattının 56 inç'lik kesiminde kaynak edilen boru uzunluğu 200 km'yi aşmıştır. Rusya ile yaşanan kriz sonrası, Eskişehir'de BOTAS Şebekesi'ne 2018 yılı Haziran sonu olarak belirlenen ilk gaz arzı tarihinin, daha öne alınabilmesi için çabalar sürdürülmektedir. Avrupa'ya gaz arzının ise 2020'de başlaması öngörülmektedir.



Şekil 3.9. Türk Akımı ve Avrupa'daki Gaz Transit Projeleri

Kaynak: Black sea Oil and Gas Summit-İstanbul 2015, Presentation Eustream

İran-Türkiye-Avrupa (ITE) Projesi

Konvansiyonel doğal gaz yatakları açısından Rusya'dan sonra en zengin ülke durumunda olan İran, ABD yaptırımları nedeniyle NABUCCO projesinde kaynak ülke konumundan çıkarılmış ve Türkiye geçişli boru hattı projelerinde, en büyük potansiyel kaynak olmakla birlikte dikkate alınmayan bir konuma düşmüştü. Ancak 2008 yılında İran doğal gazının Türkiye üzerinden Avrupa'ya, nihai ülke olarak Almanya'ya, transit taşınmasını hedef alan bir proje (ITE – Iran – Turkey – Europe) gündeme gelmiş ve Türkiye kısmının yapımı konusunda TURANG Transit Taşımacılık AŞ, 2008 yılında yürürlükte olan 6326 sayılı Petrol Kanunu doğrultusunda Bakanlar Kurulunun onay vermesi sonucu Petrol İşleri Genel Müdürlüğünden 2010 yılında “Doğal Gaz Boru Hattı Belgesi” almıştı. İran'ın uluslararası arenadaki mevcut konumu karşısında anılan projenin hayata geçirilip geçirilemeyeceği tartışılır olmakla birlikte, 35 milyar m³ kapasite hedefleyen projenin Türkiye kısmı için ÇED Raporu hazırlanmış ve 2013 yılı Temmuz ayında Bakanlar Kurulu Acil Kamulaştırma Kararı almıştı.

Geçen süre içinde güzergah belirlemeyle birlikte bazı temel mühendislik çalışmalarının da yürütüldüğü projenin önümüzdeki yıllarda hayata geçip geçmeyeceğine ilişkin durum belirsizliğini korumaktadır.

Kuzey Irak Gazı

Kuzey Irak doğal gaz potansiyelinin Türkiye bağlantısı gerçekleştirilerek değerlendirilmesine yönelik çalışmalar, Siyah Kalem firmasının konuya dair 2009 yılında müracaatı ile gündeme gelmişti. Geçen süre içinde, ekonomik olarak büyük avantajlar sağlayabilecek bu potansiyelin değerlendirilmesine yönelik olarak TPAO iştiraki olan TPIC'in bölgede aktif olması gerekliliği vurgulanmaktaydı. Ancak TPIC'in bağlı olduğu TPAO'ya Irak Merkezi Hükümeti tarafından gösterilen bazı olumsuz tavırlar sonrasında, TPIC'in TPAO'dan ayrılarak BOTAS'a bağlanması kararı oldukça çarpıcı bir gelişme olmuştu. Diğer taraftan Siyah Kalem firmasının da Irak'tan gaz ithali için yıllık azami 3,2 milyar m³ hacimle EPDK'dan, 2013'te 26 yıl süreli lisans alması, konuya dair somut gelişmeler içinde yer almıştı.

Bölgede en aktif konumda şirketlerden olan Genel Enerjinin açıklamalarına göre kuyu başı fiyatı 100–140 USD olan doğal gazın Türkiye'ye iletimi için Irak tarafında 200-300 km uzunlukta boru hattı bağlantısı gerekecektir. Yine aynı şirketten yapılan açıklamalara göre Kuzey Irak'ta kısa vadede 10 milyar m³, orta vadede ise 20 milyar m³ doğal gaz üretimi mümkün görünmektedir. Türkiye tarafında, Silopi–Bismil arasında yeni 300 km. uzunlukta bağlantı boru hattı ile gerekli altyapının sağlanması hedeflenmektedir. Taşınacak hacme bağlı olarak yerleri ve güçleri saptanacak yeni kompresör istasyonları, Türkiye tarafında gerekli olan diğer çalışmalardır. Söz konusu iletim hattı projesi 185 km uzunluğunda 40 inç çapında boru hattı yapımını kapsamakta olup, çıkılan ihale kapsamındaki teklifler 2016 yılı Şubat ayında alınacaktır. Tamamlanma süresi yer tesliminden itibaren 720 gün olarak belirlenmiştir. Bu gelişmeler dikkate alındığında, Kuzey Irak kökenli doğal gazın Türkiye'ye en erken 2019 yılında transfer edilebileceği söylenebilmektedir.

Doğu Akdeniz Bölgesi Doğal Gaz Yatakları

Özellikle İsrail ve Kıbrıs açıklarındaki bulgular başta olmak üzere, Doğu Akdeniz'in derin sularındaki doğal gaz potansiyelinin keşfi, son yılların çarpıcı gelişmeleri içinde yer almıştır. İsrail, geçtiğimiz 2013 yılı içinde Tamar üretim sahasından karaya gaz sevkiyatına başlamıştır. 2015 yılında Leviathan üretim sahasının da faal olmasıyla birlikte, İsrail açısından doğal gaz üretiminin kendi tüketim ihtiyacının oldukça üstünde gerçekleşeceği saptaması ile, bu fazla üretimin uluslararası düzeyde pazarlanması yönünde seçenekler üzerinde çalışmaları sürmektedir.

Bu seçenekler arasında resmi düzlemde Güney Kıbrıs ile işbirliği ön planda görülmektedir. Güney Kıbrıs'ta doğal gaz sıvılaştırma tesisi kurma planları ile ilgili olarak Güney Kıbrıs Rum Yönetimi (GKRY), ABD-İsrail ortaklığının (Noble, Derek) Kıbrıs'ta 10 milyar dolar tahmini yatırımla söz konusu tesisi kurmasını onaylamış ve GKRY ile İsraili firmalar arasında mutabakat zaptı imzalanmıştır. Benzer şekilde Mısır'ın artan doğal gaz ihtiyacı karşısında, İsrail ve Mısır arasında görüşmeler oldukça yoğun gerçekleşmiştir. 2015 yılında Doğu Akdeniz doğal gaz aramalarına ilişkin en çarpıcı gelişme, Mısır'a ait Zohr münhasır bölgesinde tahmini 1 trilyon m³ kapasiteli doğal gaz sahasının keşfi olup, bu gelişme bulguyu gerçekleştiren İtalyan ENI tarafından Ağustos sonunda açıklanmıştır. Anılan kapasite İsrail'e ait Leviathan sahasındaki üretilebilir doğal gaz hacminden % 30 fazla bir hacmi ifade etmekte olup, çok daha sığ bir deniz bölgesinde yer alması, üretim maliyetinin daha düşük olacağını ortaya koymaktadır. Bu bulguya rağmen Mısır, İsrail'den doğal gaz ithal etme yönündeki niyetinden vazgeçmemiş ve görüşmeler sürmüştür. Ancak iki ülke arasında elektrik ticaretine ilişkin Cenevre'de yürütülen bir tahkim sürecinin Mısır şirketi aleyhine 1,8 milyar dolar ödemeyle sonuçlanması sonrasında, Mısır tek taraflı olarak doğal gaz görüşmelerinden çekildiğini bildirmiştir.

2015 yılı sonunda, İsrail doğal gazının Türkiye üzerinden değerlendirilmesi tekrar gündemdeki yerini almıştır. Özellikle düşen petrol ve doğal gaz fiyatları dikkate alındığında, büyük yatırım maliyetleri gerektirmekte olan Kıbrıs'ta bir sıvılaştırma terminali kurulması veya Doğu Akdeniz gazının Yunanistan üzerinden Avrupa'ya iletilmesi gibi seçenekler devre dışı kalmış, Mısır opsiyonunun da belirsizliğe girmesi nedeniyle yüksek tüketimiyle Türkiye ve Türkiye üzerinden Avrupa'ya transit aktarım alternatifi gündeme gelmiştir. Nitekim yılın son döneminde, iki ülke arasında Mavi Marmara olayı sonrası ilişkilerde oluşan krizin sona erdirilmesi için yoğun bir görüşme trafiği sürdürülmüştür. 2015 yılı Kasım ayında yaşanan uçak düşürme olayı sonrasında Rusya ile ilişkilerin gerçek bir kriz halini alması, doğal gaz temininde Rusya'ya çok bağımlı durumda olan Türkiye'nin bu bağımlılığı azaltacak arayışlara girmesi ve Türkiye'nin Orta Doğu Bölgesinde, Suudi Arabistan ve Katar'la yeni güç birliği arayışları da, şüphesiz ki, İsrail ile ilişkilerin geliştirilmesinde etkin olmuştur.

Türk Akımı Projesi

Geçtiğimiz yıllarda Avrupa'ya doğal gaz temini konusunda yeni boru hattı inşa projeleri içinde, Türkiye üzerinden geçişli projeler için en önemli alternatif veya rakip proje olarak nitelendirilebilecek olan Güney Akım Projesi, gündemdeki yerini hep korumuştur. Proje, Rusya kıyılarından Bulgaristan kıyılarına Karadeniz'in altında 2.000 m. derinlikte inşa edilecek 900 km'lik bir deniz geçişi ile, kara kısmında Bulgaristan-Sırbistan-Macaristan-Avusturya güzergahı boyunca inşa edilecek bir ana boru hattı ve Hırvatistan gibi kimi ülkelere gerçekleştirilecek yan bağlantıların inşasını içermektedir. Yıllık taşıma kapasitesi 63 milyar m³ olan projenin maliyetinin, Rusya içindeki üretim sahaları ve toplama hatları için gereken yatırımlar da dikkate alındığında, toplamda 50 milyar ABD dolarını aşacağı tahmin edilmekteydi. 2019 yılı sonunda tamamlanması hedeflenen projenin, deniz geçişi için boru tedarikçileri ve yapım müteahhidi seçimi gibi aşamalarının gerçekleştirildiği şirket tarafından medyaya yansıtılmış; Türkiye de Aralık 2011 tarihinde, deniz geçişinin bir kısmında Türk Münhasır Ekonomik Zonu'nun kullanımına izin veren bir mutabakat zaptını Rusya ile imzalamıştı.

Güney Akım Projesi'nin hayata geçirilebilmesi amacıyla Rusya ile AB Komisyonu arasında yürütülen müzakere süreci, özellikle Avrupa pazarını hedef alan büyük gaz transit projelerinin yatırım maliyeti büyüklüğünün yanı sıra, hukuksal çerçevesinin oluşturulmasında yaşanabilecek güçlükler açısından da önemli bir örnek teşkil etmişti. AB Komisyonu daha önceki süreçte, transit hat güzergahındaki ülkelerin ikili olarak Rusya ile imzalamış oldukları Hükümetlerarası Anlaşmaların, AB'nin enerji müktesebatına aykırı olmaları nedeniyle geçersiz olduklarını beyan etmişti. AB'ye üye tüm ülkeleri bağlayan doğal gaz sektörüne dair müktesebatın ve beraberinde rekabetin korunmasına dair kuralların sonucu olarak ortaya çıkan Güney Akım Boru Hattı'nın mülkiyeti ve kapasitesinin kullanımı ile ilgili unsurların, Rusya tarafından kabul edilebilir bulunmaması nedeniyle, Avrupa Komisyonu ile Rusya'nın Gazprom şirketi arasındaki müzakere süreci dondurulmuştu.

01.12.2014 günü Rusya Devlet Başkanı Putin tarafından, Rusya'nın Güney Akımı projesi yerine geçecek proje olarak takdim edilen Türk Akımı Projesi ile Rusya'nın Avrupa'ya sevk etmeyi planladığı yıllık 60 milyar m³'lük gaz ihracat altyapısının Türkiye üzerinden geçirilmesinin planlandığı haberi, 2014 yılında küresel doğal gaz ticareti açısından en önemli gelişme olarak gündeme yerleşmişti. Türkiye açısından büyük fırsat yaratabileceği iddialarıyla takdim edilen bu gelişme kamuoyunda büyük heyecan yaratmış, Türkiye'nin yıllardır hedeflediği Enerji Terminali olma vizyonu için en önemli basamağı oluşturabileceği iddia edilmişti.

Yaklaşık 16 milyar m³'ü Türkiye'de kalıp, kalan kısmının Yunanistan üzerinden Avrupa'ya transferini öngören, yıllık 63 milyar m³ kapasiteli Proje, küresel ölçekte merak ve heyecan uyandırmış, değer zincirinin Yunanistan'dan itibaren nasıl oluşturulacağı, gaz ticaretinin hangi koşullarda gerçekleştirileceği gibi belirsizliğini koruyan unsurlar hep merak ve tartışma konusu olmuştu. AB'nin projeye yaklaşımının ise oldukça ihtiyatlı ve Güney Akım için gösterdiği yaklaşımdan farklı olmadığı; hatta Ukrayna üzerinden mevcut güzergahın kullanılması yerine, bu ülkenin, Rusya'nın kendi politik yaklaşımı doğrultusunda by pass edilebilmesi için milyarlarca dolar tutarındaki bu tür yeni yatırımlarına soğuk baktığı dile getirilmişti.

Türk ve Rus taraflarının ilk etapta proje konusunda oldukça istekli bir tutum izledikleri görülmüş, Türkiye tarafının beklenmedik bu gelişme sonrasında kendi menfaatlerini sağlama adına, Rusya tarafından mevcut gaz kontratlarındaki fiyatlarda belli bir indirim talep edildiği şeklinde medyaya yansımalar olmuştu. Hatta Gazprom CEO'su Alexey Miller tarafından Haziran ayında, 2019'dan itibaren Ukrayna üzerinden sevkiyatı sona erdirecekleri, tüm alıcı tarafların Türk Akımı ile oluşturulacak yeni güzergaha göre hazırlıklarını yapmaları gerektiği şeklinde bir demeç verilmişti. Türk ve Rus tarafları arasındaki görüşmeler bu atmosferde devam etmiş, Rusya tarafının taslak Hükümetlerarası Anlaşmayı Türkiye tarafına Temmuz ayında iletmişti, Türkiye tarafının ise kendi taslağını karşı tarafa Ağustos ayında gönderdiği haberleri medyada yer almıştı. Eylül ayına gelindiğinde ise, Rusya tarafı önemli bir tavır değişikliği içine girmiş olup, Türk Akımı ile öngörülen hacmin yarısının halen işletmede olan Kuzey Akım (North Stream) boru hattı üzerinden gerçekleştirilmesinin hedeflendiği ve buna ilişkin "Nordstream II" adıyla proje çalışmalarına başlanacağı beyan edilmiştir. Rusya'nın bu kararının ne ölçüde Türkiye'nin taleplerinden veya AB ve ABD'nin Türk Akımı projesine gösterdikleri olumsuz tavırdan kaynaklandığı bilinmemekle birlikte, zaten Türk Akımı Projesi, Kasım ayı içinde bir Rus uçağının Suriye sınırında Türk jetleri tarafından düşürülmesi sonrasında iki ülke arasındaki ilişkilerin girdiği kriz ile tamamen belirsiz bir evreye girmiştir.

3.6 Uluslararası Boru Hatları Siyaseti ve Türkiye

Dr. Volkan Özdemir

Enerji Piyasaları ve Politikaları Enstitüsü (EPPEN)

Başkanı

Enerji güvenliği kavramıyla doğrudan ilintili ve enerji politikalarını anlamak için daha geniş bir çalışma ufku sunan jeopolitik-jeoekonomik yaklaşımlar; enerji nakli alanına da önemli katkı yapmıştır. Enerji taşımacılığı ve bunun jeopolitik boyutları tartışılırken ilgili emtialar (petrol-gaz) konusunda ilk akla gelmesi gereken nesnel gerçeklik şudur: Hidrokarbonların uluslararası ticareti söz konusu olduğunda ağırlıklı olarak denizler üzerinden tankerlerle taşınan petrolün aksine, doğal gaz hala % 70'lik gibi büyük bir oranla karasal alanda boru hatlarıyla piyasalara ulaştırılmaktadır. Bu nedenle, doğalgaz değer zincirinin önemli bir halkasını oluşturan taşımacılıkta; boru hattı projeleri ve bunların siyasi/jeopolitik boyutu önem kazanmaktadır. Ayrıca bu meselenin güvenlikle ilgili boyutu kapsamında, son zamanlarda önemi artan bir diğer kavramın “Kritik Enerji Altyapısı” olduğu vurgulanmalıdır.

Türkiye'nin de içinde yer aldığı geniş Avrasya enerji piyasalarında ise, boru hatlarının değer zincirindeki ağırlığı dünyadaki diğer bölgesel piyasalara nazaran daha fazladır. Asya-Pasifik ve Amerika doğal gaz/petrol piyasalarından farklı olarak sınır ötesi boru hatları; bu coğrafyada enerji güvenliğinin en önemli bileşeni olarak değerlendirilmektedir. Birbiriyle rekabet halinde olan boru hattı projelerinin, salt iktisadi bir işleyiş mekanizması nedeniyle belirli bölgeleri hedeflemediği; boru hatlarının, üzerinden geçtiği ülkelerde siyasi etkileri olan; daha geniş bir stratejik amaca da hizmet edecek bir araç olduğu açıktır. Farklı coğrafyalardaki kritik enerji altyapısının kontrolünü elinde tutacak olan aktörlerin, yine ilgili ülkeler üzerinde ciddi bir siyasi etkinlik alanı kurmak istemesi de; bu rekabetin doğasını kızıştıran en önemli unsurdur. Zira boru hatları siyasetinde güzergâh seçimi, meselenin en önemli boyutunu oluşturmaktadır. Çünkü boru hatları jeopolitiğini önemli kılan temel kural, kaynak akışını kontrol edenin aslında enerji kaynağının kendisini de kontrol ederek, transit güzergâhları aracılığıyla siyasi nüfuz alanını da arttırmasıdır.¹

Türkiye'nin iktisaden bir tarafta serbest, bir tarafta oligopolistik pazar yapılarıyla, enerjide bir yanda tüketici, bir yanda üretici ülkelerle ve siyaseten bir yanda demokratik, öte yanda otoriter rejimlerle çevrili olarak ‘iki dünya arasında’ yer alması; özgün bir konum edinmesine yol açmış ve bu durum, geniş çerçevede enerji tedariki/nakli konularına yansımıştır. Türkiye, kendi bünyesinde iki dünyaya da ait özelliklere sahip doğal bir geçiş ülkesi görünümü arz etmektedir. Bakü-Tiflis-Ceyhan ham petrol, Bakü-Erzurum, Mavi Akım, Türkiye-Yunanistan, İran-Türkiye doğal gaz boru hatlarının gerçekleşmesi Türkiye'nin bu konumunun doğal sonucuyken; sıradaki/gündemdeki yeni projelerle birlikte, Türkiye'nin enerji sahasında çok daha etkin bir oyuncu olma konumuna yükselmesi beklenmektedir.

¹ Xuetang, G. (2006), “The Energy Security in Central Eurasia: the Geopolitical Implications to China's Energy Strategy”, *The China and Eurasia Forum Quarterly*, 4 (4).

Enerjide farklı aktörlerin farklı çıkarları ve buna mütenasip geliştirmiş oldukları farklı politikaları vardır. Bu oyuncular arasında yer almaya çalışan Türkiye, Avrupa'nın Rusya'ya olan ağır gaz bağımlılığını azaltma politikası ekseninde; kendisini Rusya dışında geliştirilen Avrupa merkezli projelerde alternatif bir güzergâh olarak konumlandırmaktadır. Rusya ise, Avrupa piyasalarında hâlihazırdaki hâkim durumunu, alternatif olarak geliştirdiği kendi yeni boru hattı projeleriyle sağlamlaştırma ve mevcut transit risklerden kaçınma politikasını izlemektedir. Bu bağlamda, Rus stratejisinde gaz boru hattı projeleri özelindeki ana hedef *güzergâh çeşitliliği* iken; Türkiye için bu amacın, AB örneğinde olduğu gibi *kaynak çeşitliliği* olarak belirlendiğini tespit etmek mümkündür. Bu yaklaşımın temel nedeni ise Rusya gibi üretici ülkeler için enerji güvenliği denilince gaz 'talep güvenliği'; Türkiye ve AB gibi ithalatçı ülkeler için ise gaz 'arz güvenliği' kavramlarının öncelik taşımasıdır. Bütün bunların yanında, enerji güvenliği kavramının son zamanlarda giderek daha fazla önem kazanan 'transit güvenliği' boyutuyla üçayaklı bir yapıya büründüğü dikkate alındığında, bu son boyutun bilhassa Türkiye açısından daha ön planda olduğu değerlendirilmektedir.

Türkiye'nin, Rusya, Norveç ve Cezayir'den sonra Avrupa'nın dördüncü gaz arteri olma stratejisinin; AB'nin Güney Koridoru projesiyle çakışmasının Türkiye'ye AB enerji güvenliğinin sağlanmasında salt bir koridor rolü değil, bunun daha ötesinde 'hub' (merkez) olma fırsatı da sunma potansiyeli olduğu görülecektir. Nitekim Ankara, söylem bazında kendi enerji ithal kaynaklarını çeşitlendirmenin yanı sıra, üstleneceği daha büyük rolle enerjide sözü dinlenen bir aktör olma iddiasındadır. Ancak uygulamada attığı adımlar, nihayetinde bu hedeften hayli uzaklaştığı sonucunu göstermektedir. AB tarafından bakıldığında ise, Türkiye'nin AB enerji güvenliği içindeki rolünün koridor/transitten 'hub'a doğru kayması da; Birliğin menfaatleriyle uyuşur görünmemektedir. İki taraf arasındaki bu yaklaşım farklılığı ortak çıkarların oluşumu ve uygulanmasına da uzun müddet engel oluşturmuş ve nitekim yıllarca en çok konuşulan uluslararası proje olmasına rağmen; Nabucco projesi günün sonunda tarih olmuştur. Kısacası Türkiye, AB için salt koridor bir ülke olarak daha düşük statüde konumlanmak istememekte, Gazprom'dan kurtulmayı düşleyen AB ise, kapısında enerji ticaret merkezi olacak ikinci bir Rusya benzeri ülkeyle muhatap olmayı arzu etmemektedir. Moskova da, Ankara'ya koridor ötesi bir rol verip yeni bir Ukrayna transit problemi oluşturmak istememiş, Türkiye de, Rusya ile olan enerji ilişkilerinde ortağına hiç bir zaman tam güven duymamıştır. Farklı çıkarları bulunan Türkiye-AB-Rusya üçlüsü arasındaki enerji oyunu nihayetinde AB'nin isteğine göre şekillenmiş olup; Rusya merkezli projelerin gerçekleşmesinde sıkıntı yaşamış; Türkiye ise iştirak ettiği uluslararası projelerde nesnel çıkarları ve söylemi tersini iddia etse de, AB'ye koridor olmaktan öte bir konum kazanamamıştır.

Ülkemizde yıllardır konuşulan fakat kavramların tam olarak yerli yerine oturtulmadığı bir konu olarak, Türkiye'nin uluslararası enerji politikaları ve özelinde gaz denklemindeki yeri önemlidir. Ciddi bir kafa karışıklığının yaşandığı bu alanda kavramları doğru bir şekilde kullanmak ve doğru kavramlar çerçevesinde Türkiye'nin bu alandaki yerini belirlemek gerekmektedir. Coğrafi olarak birbiriyle yarışan çeşitli boru hattı projelerinin odağındaki topraklarımız; "Doğu-Batı" ve "Kuzey-Güney" olmak üzere iki ana enerji ekseninin kesişim noktasında yer almakta ve bu iki enerji eksenindeki Türkiye, piyasalarda haliyle geçiş ülkesi olarak addedilmektedir. Yalnız burada şunun altını çizmekte fayda vardır: Türkiye'yi içine alan veya ülkenin etrafından dolanan enerji projelerinin hiçbirinin fikir babası aslında Ankara değildir. Doğu-Batı eksenli enerji projelerinin fikir sahibi ABD'dir ve amacı, 90'lardan itibaren başta Rusya'yı 'by-pass' ederek, Avrupa'nın "kaynak çeşitliliğine" katkıda bulunmaktır. Fikir sahibi Rusya olan Kuzey-Güney eksenli enerji projelerindeki amaç ise; Moskova'nın Avrupa'daki

hakim durumunu koruyarak transit risklerden kaçınmak isteyen Rusya'nın "güzergah çeşitliliğine" hizmet etmektir. Bu çerçevede, birincisinin geliştirdiği konsept "Güney Gaz-Petrol Koridoru", ikincisinin ki ise "Güney Gaz-Petrol Ringi" olarak özetlenebilecektir. Farklı iki enerji eksenine ait bu konseptin altındaki başarılı-başarısız alakalı tüm enerji projeleri de birbiriyle kıyasıya rekabet etmektedir. İlk konseptte BTC ham petrol ile Güney Kafkasya/Türkiye-Yunanistan/Nabucco/TAP/TANAP doğal gaz boru hattı gibi projeler dahilken; ikinci konseptte ise Samsun-Ceyhan petrol ile Mavi Akım, Güney Akım ve nihayet kamuoyunda yanlış bir biçimde Türk Akımı diye bilinen doğal gaz boru hattı projeleri yer almaktadır.

Türkiye, maalesef uluslararası enerji oyununda bu iki merkez eksen arasındaki rekabetin tali unsuru olarak görülmektedir. Çünkü, bu zamana kadar konuşulan projelerde, Türkiye her zaman aslında 'başkalarının' kendisine biçtiği enerji rolünü oynamaktadır. Dolayısıyla, Türk enerji dış politikasını, Batı-Rusya eksenleri arasında ikilem rolü olarak değerlendirmek şart olmaktadır. Bu rolün tam olarak ne olduğu ise, bu kadar kafa karışıklığı arasında; öncelikle enerjide koridor, transit, merkez (hub) gibi temel kavramları ve bunların birbirinden farkını doğru tanımlamayı zorunlu kılmaktadır. Analitik bir değerlendirmeye geçmeden önce, bu kavramları yerli yerine oturtmak ve Türkiye gibi coğrafi geçiş ülkeleri için enerji taşımacılığındaki başlıca üç kategoriyi saptamak gerekmektedir. Bunlar:

1) Koridor: Enerji fiyatları alıcı-satıcı tarafından belirlenirken, geçiş ülke coğrafyasının bunlar arasında salt köprü olarak kullanılması ve taşımacılığın yapıldığı iletim sistemi mülkiyetinin o ülkenin tasarrufunda olmaması. Örnek: Bakü-Tiflis-Ceyhan petrol boru hattı (TPAO'nun payı sadece % 6,75).

2) Transit: Enerji fiyatları yine alıcı-satıcı tarafından belirlenirken bunlar arasında yer alan coğrafyada taşımacılığın geçiş ülkesine ait şebeke üzerinden yapılması. Böylece vananın kontrolü ilgili ülkenin elinde bulunuyor ve üçüncü aktörler taşıttıkları gaz/petrolün bedelini geçiş ülkesi şirketine ödüyor. Örnek: Ukrayna.

3) Merkez (hub): Alıcıyla satıcı arasında aktarıcı rolü üstlenilmeksizin farklı enerji kaynaklarının dengelenmesiyle çok sayıda piyasa oyuncusunun bir araya geldiği, bununla alakalı yeterli altyapı ve hizmetlerin mevcut olduğu bir fiziki/sanal ticaret merkezinin ilgili ülkede kurulması. Enerji fiyatları bu merkezde arz/talep dengesine göre belirlenirken, gelişmiş ülke örneklerinde enerji merkezi o ülkenin finansal piyasalarına entegre oluyor ve bunun işletimi ilgili ülkenin şirketlerince yapılıyor. Örnek: ABD-Henry Hub veya Avrupa: NBP, TTF.

Görüldüğü gibi bu üç kategori, aslında birbirinden tamamen farklı jeopolitik anlayış ve ekonomik işleyiş mekanizmasına sahiptir. Dahası bir ülkenin enerji denkleminde bulunduğu pozisyon, onu üç kategoriden birine koyarken, bu aynı zamanda bir fırsat maliyetini de beraberinde getirmektedir. Koridor olanlar merkez olma iddiasını kaybettiği gibi, transitten merkeze geçiş de pek kolay olmamaktadır. Koridorda geçiş ülkesinin konumu ve rolü 'başkaları' tarafından belirlenirken, transitte fiyatlar yine başkalarınca belirlense de; koridora nazaran geçiş ülkesinin eli daha güçlü bir haldedir. Enerji merkezi (hub) olmak ise, her şeyden önce işlek bir piyasa yapısı, depolama dahil gelişmiş altyapı ve yeterli insan kaynağı talep eden sofistike bir ticaret mekanizması anlamını taşımaktadır. Yoksa ülkemizde sanıldığı aksine, altımızdan ne kadar çok boru hattı geçerse o denli enerji merkezi olunamayacaktır. Zaten olunsaydı, Türkiye'yle kıyaslanamayacak kadar çok boru hattı ve depolama kapasitesine sahip Ukrayna; yukarıda anlatılan transit durumuna düşmez ve kendiliğinden 'hub' olurdu.

Bir tarafta üretici ülkeler, diğer tarafta büyük tüketim pazarları, bir yanda tekel diğer yanda rekabetçi piyasalar ve bir tarafta otokratik diğer tarafta demokratik rejimlerle çevrili Türkiye; bu iki farklı dünya arasında sıkışmaktadır. Kontrolü Türkiye'nin elinde olmayan bu tür projeler bizi baştaki kategorilerden hangisine oturtmaktadır? Gaz fiyatı ülkemizde belirlenmeyecekken, TANAP Türkiye'yi enerjide merkez mi, transit mi, yoksa koridor mu yapıyor konusunda ayrıntılı düşünmek zorundayız. TANAP'ın Yunanistan'da TAP'a bağlanması ve Türkiye yerine Yunan-Bulgar İnterkonnektörünün bitimiyle Yunanistan'dan diğer Balkan ülkelerine gaz dağıtımının yapılacak olması hasebiyle; Türkiye'nin koridor, Yunanistan'ın ise fiziki dağıtım merkezi olması, enerji dış politikamızın bir başka handikabı olmuştur. Aslında temel sıkıntı, gündelik gelişmelere odaklı ve uzun vadeli bakış açısından yoksun dış enerji politikalarının dar vizyonudur. Enerji sektörünün önemini yeterince kavrayamamış olan Türkiye'de; boru hatlarının salt çelik borular olmadığı, bunun ötesinde çok ciddi ekonomik ve jeopolitik sonuçları da beraberinde getirdiği anlaşılamamıştır. Yoksa Ankara, Doğu-Batı ve Kuzey-Güney eksenli enerji projeleri arasındaki rekabeti coğrafi konumuyla avantaja dönüştürüp, birbirine oynatarak düşük üretimine rağmen çoktan bir enerji merkezi haline gelebilecekken; bu mümkün olmamıştır. Türkiye, kendi planıyla kendi konumunu merkez olarak belirlemek yerine; başkalarının planlarında, başkalarının belirlediği sınırlarda üzerinden basıp geçilen bir enerji koridoru olmaya yönlendirilmektedir. TANAP bunun somutlaşmış halidir. Üstelik Hükümetlerarası anlaşmalarla belirlenen yüksek tarifeler nedeniyle; buradan alınacak 6 bcm gaz Türkiye'nin gaz ithalat faturasına da ek külfet getirecektir. Fiyatının Rus gazına indirimli olarak endekslediği iddia edilen Şah Deniz 2 gazı, TANAP taşıma tarifeleri eklenince Eskişehir çıkışında; ülkemizin en pahalı gaz ithal ettiği İran fiyatı seviyesine çıkacaktır. Sorun sadece TANAP'ta değildir, güncel bir proje örneği olduğu için üzerinde durulmuştur. Bu durum diğer projelerde de gözlemlenmektedir. Mavi Akım'la birlikte Türkiye büyük bir pazara dönüştürülerek gaza bağımlı kılınmıştır. Ya da Ceyhan petrol terminali olacak söylemi varken, peki eylemde ne olmuştur? Asrın projesi denilen Bakü-Tiflis-Ceyhan'da da koridor konumuna düşen Türkiye, petrol endüstrisi için kazançlı olan değer zincirindeki rafineri-işleme yatırımlarını yapamamış, katma değer yaratamamıştır. Farklı kaynaklı (Azerbaycan, Irak, Kazakistan, Rusya, Türkmenistan) petrolü Ceyhan'a akıtıp, buradan uluslararası petrol ticaretinde geçerliliği olacak Ceyhan 'benchmark'ını uygun potansiyelimize rağmen ortaya çıkaramayan Türkiye için Samsun-Ceyhan ham petrol boru hattı da artık söylemde kalmıştır. İşte bu nedenlerle, ülkemiz, enerjide arzu ettiği yere gelememektedir. 90'lı yıllarda imzalanan ve Batı ile Rusya eksenleri rekabetinden kaynaklanan BTC petrol ile Mavi Akım gaz anlaşmalarını ele aldığımızda; ikisinin de proje sahipleri için hayati önemde olduğu ve günün sonunda gerçekleştiğini görüyoruz. Ancak bunlar ne pahasına olmuştur? Bu projeler arkalarında bir sürü şaibe ve tartışma bırakırken birinden zarar edilmiş (yakın zamana kadar BIL'in BTC hat işletim gideri gelirini karşılamıyordu), diğerinden Rus gazına orantısız bağımlılıkla çıkılmıştır.

Dünya enerji denkleminin bu iki merkez ekseninin geliştirdiği projeler birbiriyle yarışırken; sonunda biri karşılığı diğeri olsun diye özetleyebileceğimiz zımnî anlaşma ve ortasında da işlerin uluslararası sistemin denge işleyişinde 'halledildiği' bir koridor ülke konumunda olmaya zorlandığımız gerçeğini görmemiz gerekmektedir. Yıllar geçip iktidarlar değişse de, durum şimdi de farklı değildir: Türkiye uluslararası enerji denkleminde söylem bazında merkez, eylemde ise daha transit (Ukrayna) dahi olamayan bir koridordur. Bu mevcut durumu tersine çevirecek politikalar bir an önce devreye konulup, Türkiye'nin enerji naklinde koridor değil gerçek anlamıyla merkez olması gerekmektedir.

4. PETROL

Ülker Aydın

Yöneylem Araştırmacısı, İstatistikçi

Hülya Peker

Kimya Yüksek Mühendisi

4.1 Üretim ve Arama Faaliyetleri

4.1.1 Genel

Doğal gazın ikame edici etkisi nedeniyle, ülkemizde son yıllarda petrol tüketimi kayda değer bir artış göstermemektedir. Günümüzde petrolde % 90, doğal gazda % 99 olan dışa bağımlılık oranının önümüzdeki yıllarda da süreceği tahmin edilmektedir.

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

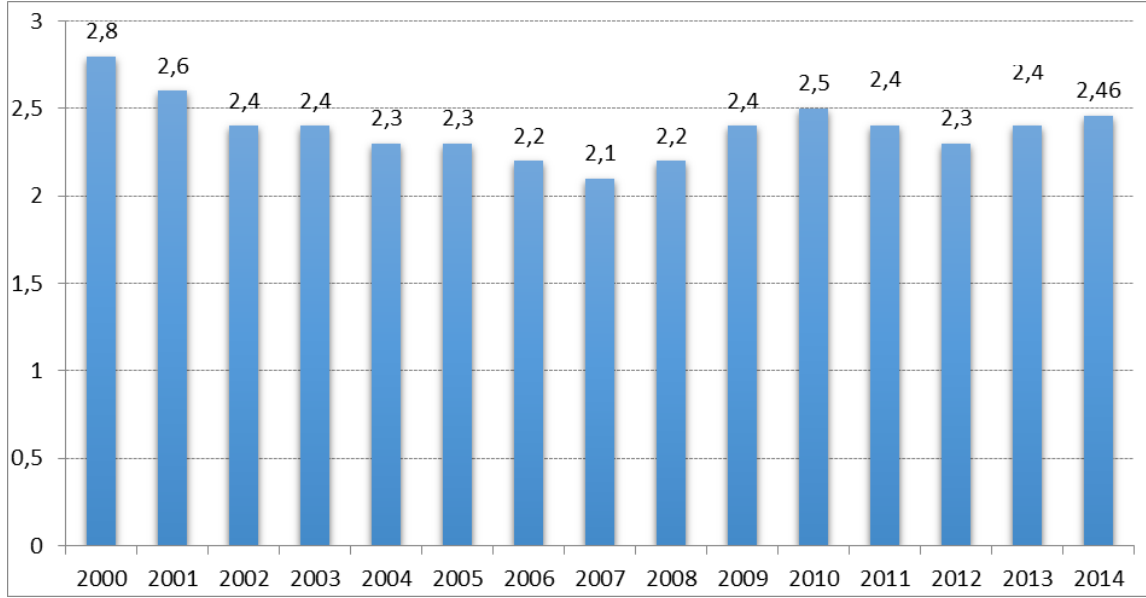
2009 yılında yaşanan küresel ekonomik kriz nedeniyle ülkemizde petrol tüketiminde 2008 yılına göre yaklaşık % 17 civarında azalma olmuştur. 2000 yılında toplam enerji tüketimi içinde petrolün payı % 40,6 civarında iken 2014 yılında bu oran % 26'ya düşmüş olup 32,4 milyon ton olarak gerçekleşmiştir.

ETKB tarafından yapılan tahminlere göre 2023 yılı için toplam enerji talebinin 2011'e göre % 90 artarak 115 milyon TEP'den 218 milyon TEP'e çıkması beklenmektedir. Petrol talebinin ise 2023 yılında, 2011'e göre % 80 artmasının öngörülmesine karşın, toplam enerji tüketimi içindeki payının değişmeyeceği, doğal gaz payının ise kömür kullanımındaki artış ve % 4 oranında nükleer enerji kullanımının devreye girmesiyle % 32'den % 23'e düşeceği tahmin edilmektedir. Yenilenebilir ve diğer enerji kaynaklar payının ise % 6 olması öngörülmektedir.

4.1.2 Üretim

2002–2014 döneminde yıllar itibarıyla Türkiye'de üretilen ham petrol miktarları, aşağıdaki grafikte görülmektedir.

2000-2014 Dönemi Ham Petrol Üretimi



Şekil 4.1 Türkiye’de Ham Petrol Üretimi: 2000-2014 Dönemi (Milyon Ton)

Kaynak: PİGM

Türkiye’de 2014 yılında 2.455.893 ton (17.191.251 varil) ham petrol ve 502.108.992 m³ doğal gaz üretimi gerçekleştirilmiştir. Türkiye’de bugüne kadar yaklaşık 145 milyon ton petrol ve 14,6 milyar m³ doğal gaz üretimi yapılmıştır.

Türkiye petrol üretiminde 2000-2007 yılları arasında ortalama yıllık % 4 oranında düşüş gözlenmiştir. Yeni petrol sahalarının keşfedilmesi ve ikincil üretim yöntemlerinin geliştirilmesi ile üretimin düşüş hızı kısmen engellenmiştir.

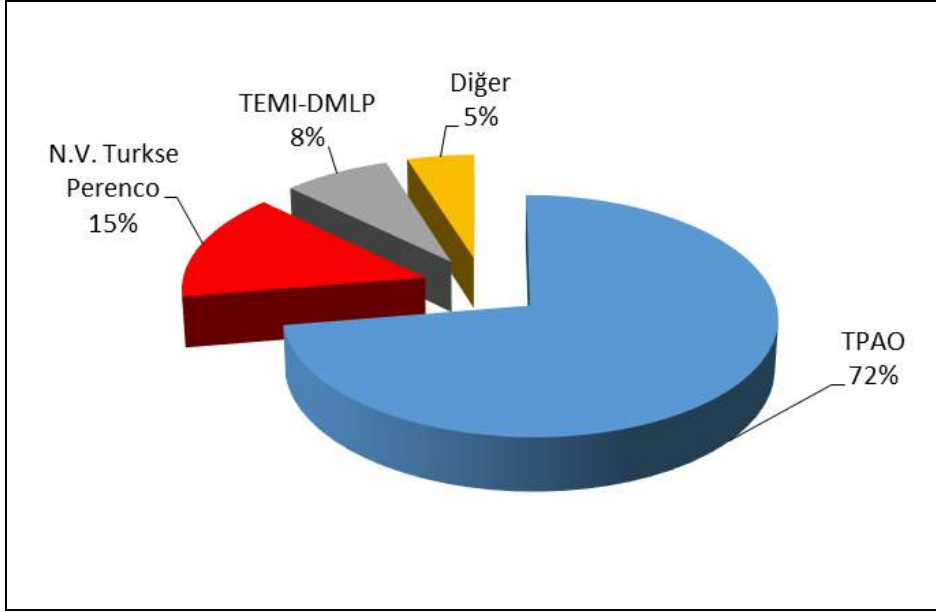
2003-2009 yılları arasında Türkiye ham petrol üretimi yıllık 2-2,5 milyon ton civarında seyretmiştir. 2014 yılında ise 2013 yılına göre, üretimde % 5 artış gerçekleşmiştir.

Tablo 4.1 Yıllar İtibarıyla Türkiye'nin Ham Petrol Üretimi (Ton)

Yıllar	T.P.A.O.	Özel Sektör	TOPLAM
1995	2.488.116	1.027.666	3.515.782
1996	2.557.785	941.850	3.499.635
1997	2.447.824	1.009.142	3.456.966
1998	2.283.355	940.267	3.223.622
1999	2.016.841	923.055	2.939.896
2000	1.826.006	923.099	2.749.105
2001	1.648.547	902.920	2.551.467
2002	1.574.284	867.250	2.441.534
2003	1.500.043	875.001	2.375.044
2004	1.440.900	834.630	2.275.530
2005	1.485.522	795.609	2.281.131
2006	1.448.320	727.348	2.175.668
2007	1.428.617	705.558	2.134.175
2008	1.425.976	734.091	2.160.067
2009	1.647.200	750.507	2.397.707
2010	1.872.085	624.028	2.496.113
2011	1.775.438	591.812	2.367.554
2012	1.709.947	627.607	2.337.554
2013	1.809.198	589.256	2.398.454
2014	1.778.782	677.111	2.455.893

Kaynak: TPAO

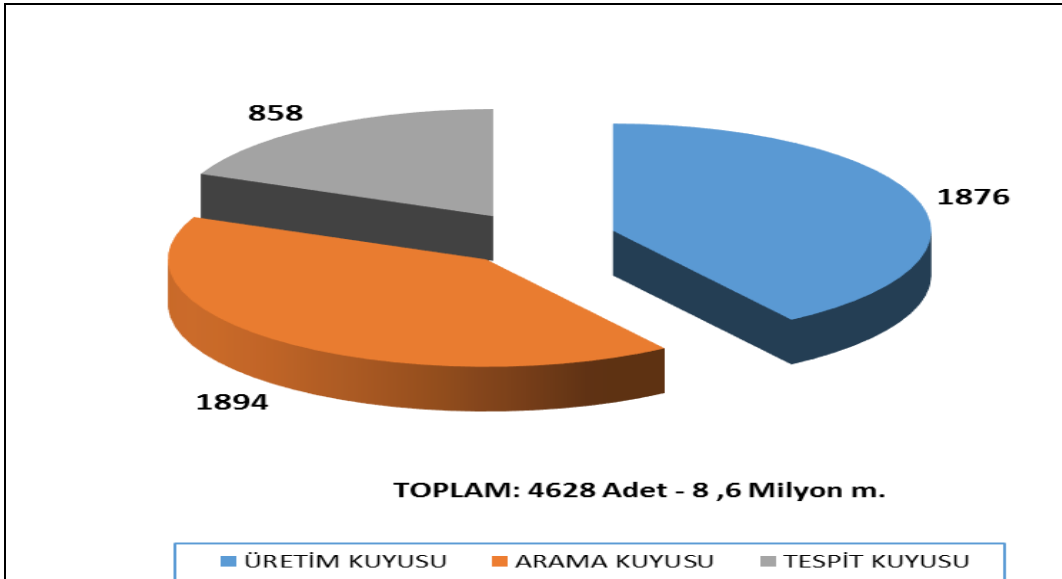
2014 yıl sonu itibarıyla ham petrol üretimimiz 2,46 milyon ton olup, üretimin tüketimi karşılama oranı % 10'dur. 2014 yılında gerçekleşen ortalama günlük üretim miktarı 46 bin varildir. 2015 yılı ham petrol üretimimiz, yaklaşık 2,4 milyon ton olarak açıklanmıştır.



Şekil 4.2 Türkiye’de Ham Petrol Üretiminin Şirketler Bazında Dağılımı: 2014 Yılı
Kaynak: TPAO

4.1.3 Sondaj

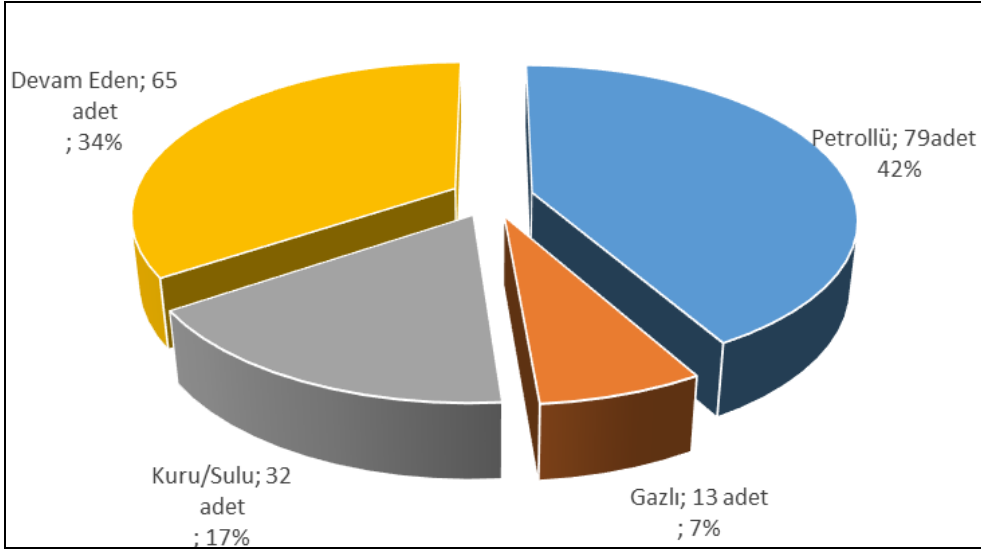
Türkiye’de 1934–2014 döneminde, toplam 4.628 adet kuyu açılmış olup, yaklaşık 7,9 milyon metre sondaj yapılmıştır. Bu kuyuların, % 70’i Güney Doğu Anadolu, % 21’i Trakya, % 7’si diğer bölgelerde yer almaktadır. Bugüne kadar denizlerimizde açılan toplam 70 adet kuyuda ise 155 bin m. sondaj yapılmıştır.



Şekil 4.3 1934-2014 Sonu İtibarıyla Türkiye’de Açılan Petrol ve Doğal Gaz Kuyuları, Sayı ve Metrajı
Kaynak: PİGM

Türkiye’de 2014 yılında “petrol hakkı sahibi şirketler” tarafından 89 adet arama ve tespit (195 bin m.) ve 100 adet üretim (184 bin m.) kuyusu sondajı olmak üzere toplam 189 adet sondaj gerçekleştirilmiş olup, bu kuyularda toplam 379 bin metre sondaj yapılmıştır.

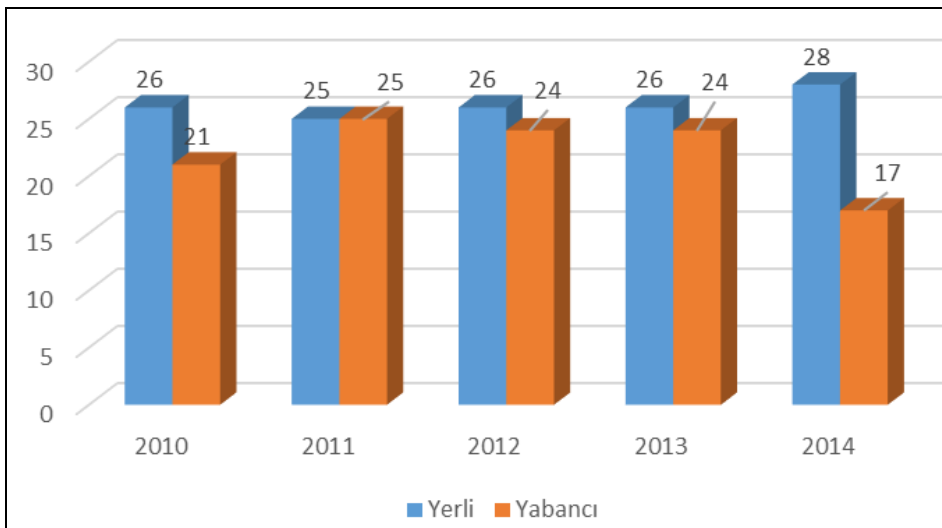
Açılan toplam 189 adet kuyudan 79 adedi petrolü, 13 adedi gazlı ve 32 adedi kuru/sulu kuyu olarak tamamlanmış olup, 65 adet kuyudaki çalışmalar ise 31.12.2014 tarihi itibarıyla devam etmektedir.



Şekil 4.4 Türkiye’de 2014 Yılında Açılan Kuyuların Sonuçları

Kaynak: PİGM

2014 yılı sonu itibarıyla Türkiye’de 28 adet yerli ve 17 adet yabancı olmak üzere toplam 45 adet şirket arama ve/veya üretim faaliyetinde bulunmuştur.

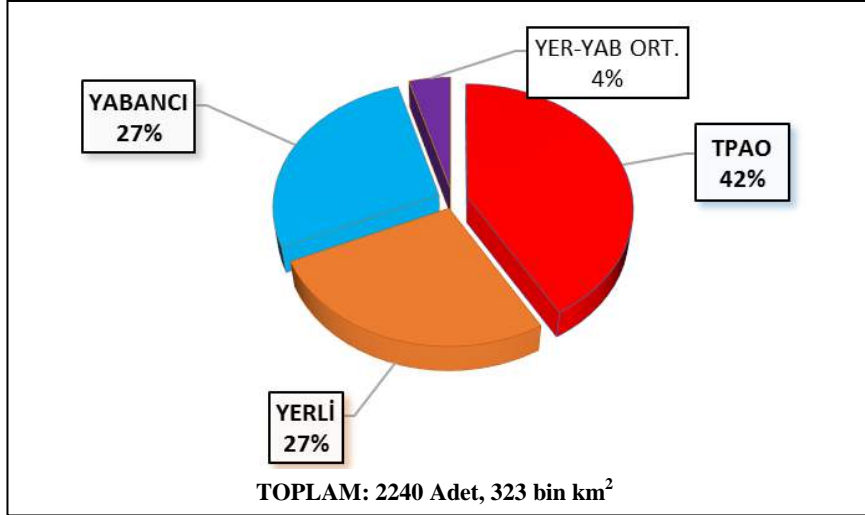


Şekil 4.5 Türkiye’de Petrol Arama ve Üretim Şirketleri

Kaynak: PİGM

4.1.4 Ruhsatlar, Sondajlar, Sonuçlar

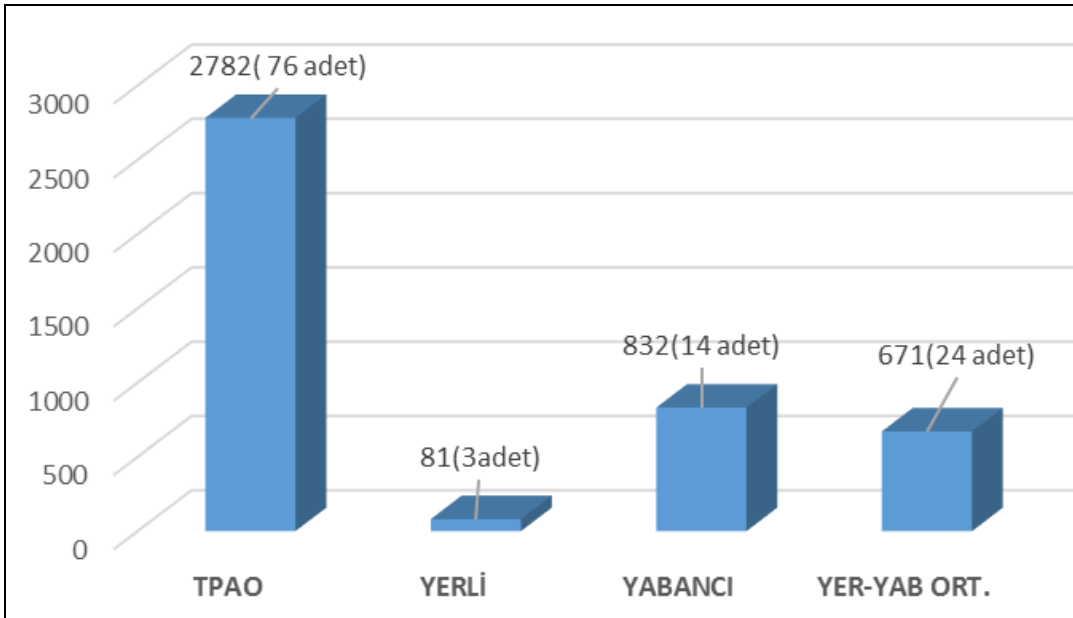
Toplam 224 adet deniz+kara ruhsatlarının alansal büyüklüğü 323 bin km²'dir. Deniz ruhsatlarının 65 adedi (% 97) TPAO'ya aittir. Kara ruhsatlarının 28 adedi (%18) TPAO'ya aittir. Toplam ruhsatın % 42'sini oluşturan 93 adedi TPAO'ya, % 58'ini oluşturan 131 adedi ise diğer şirketlere aittir.



Şekil 4.6 Türkiye'de 2014 Yıl Sonu Arama Ruhsatları Dağılımı

Kaynak: PİGM

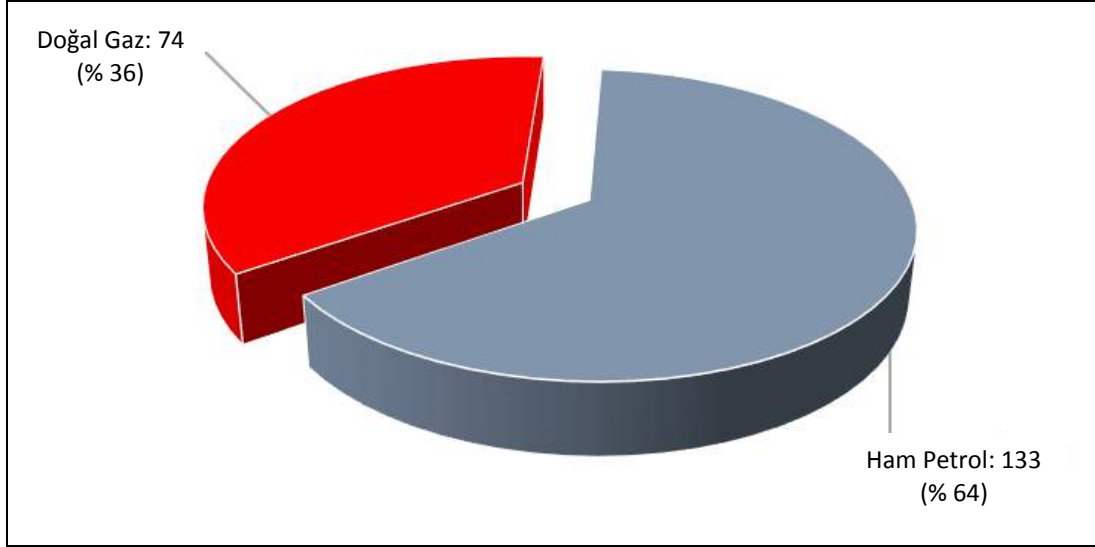
Toplam 117 adet işletme ruhsatının 28 adedi 2014 yılında verilmiş olup, toplam işletme ruhsat alanı 4.366 km²'dir.



Şekil 4.7 Türkiye'de 2014 Yıl Sonu İşletme Ruhsatları Dağılımı (km²)

Kaynak: PİGM

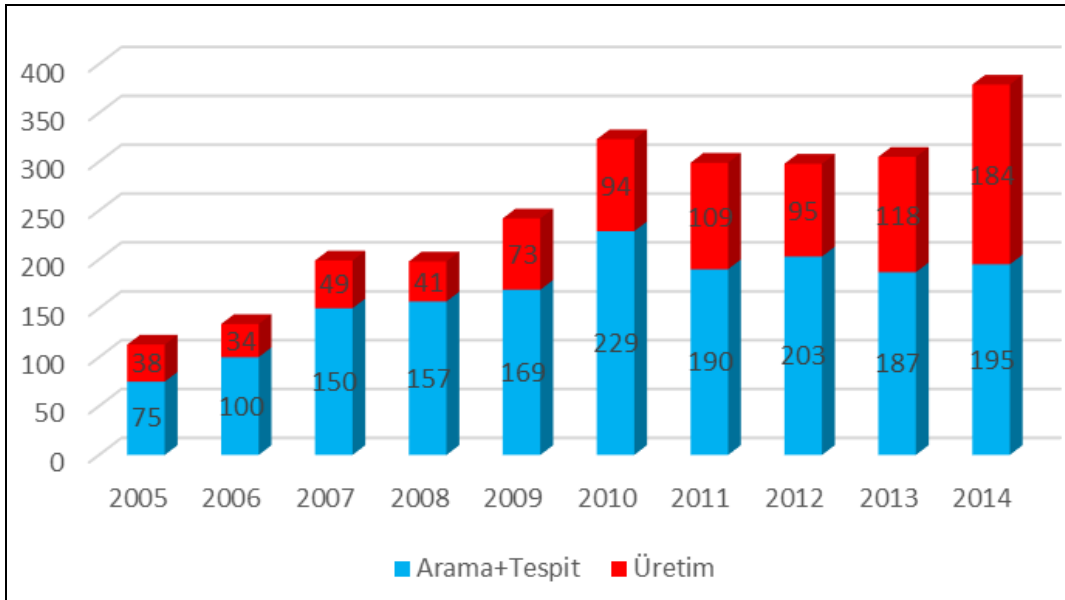
1945 yılından itibaren 133 ham petrol, 74 doğal gaz olmak üzere toplam 207 adet saha keşfedilmiştir.



Şekil 4.8 1934-2014 Yılları Arasında Yapılan Keşifler

Kaynak: PİGM

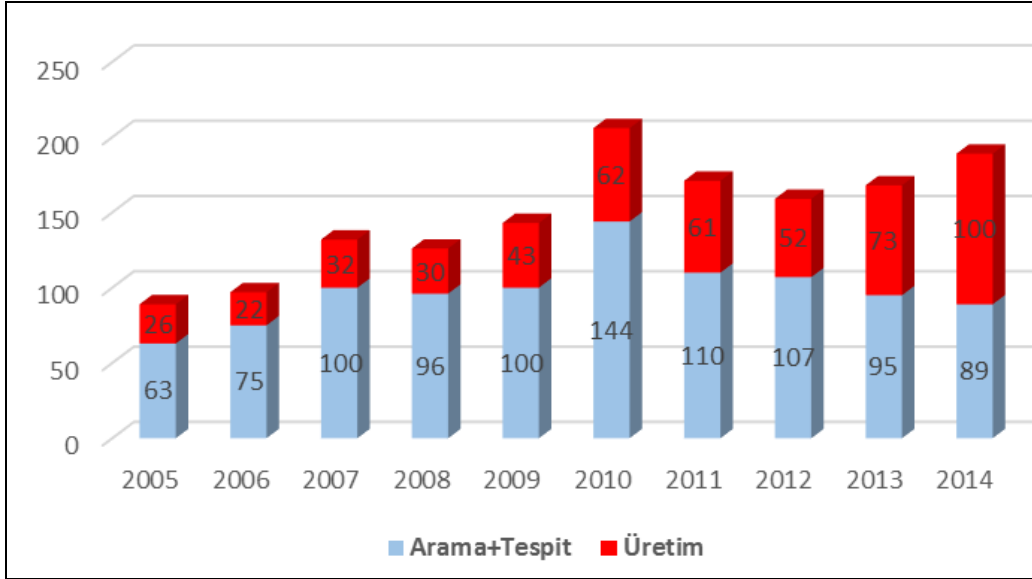
Türkiye’de son on yılda yapılan sondajların yıllar itibarıyla (metraj olarak) yarısından fazlası % 53-% 63'lük bölümü, TPAO tarafından gerçekleştirilmiştir.



Şekil 4.9 2005-2014 Yılları Arasında Yapılan Sondajlar (Bin Metre)

Kaynak: PİGM

2014 yılında açılan toplam 189 kuyunun % 68'ini oluşturan 129 adedi TPAO tarafından gerçekleştirilmiştir.



Şekil 4.10 2005-2014 Yılları Arasında Yapılan Sondajlar (Adet)

Kaynak: PİGM

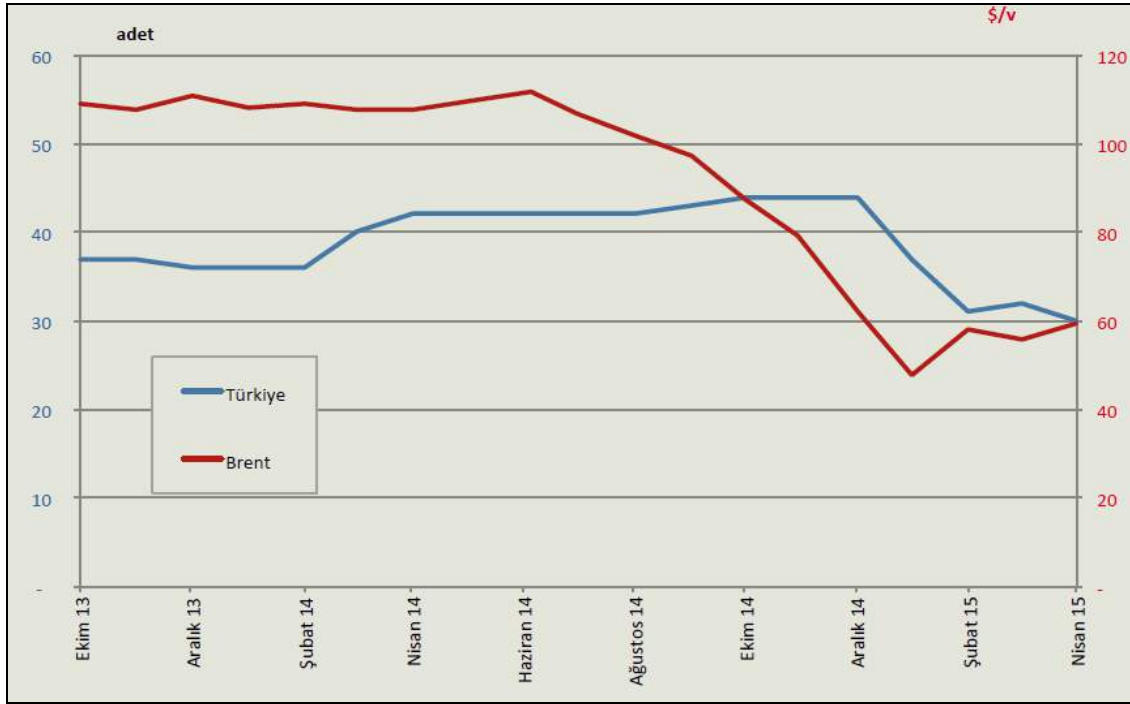
KONUMU		Ortalama Sondaj Derinliği (Metre)	Maliyet (ABD Doları)
 Karalar	}	2500 - 3000	3 - 5 Milyon
		 Denizler	1500 - 1750
Orta Derinlikte (80 - 500 m)	1750 - 2500		30 Milyon
Derin Denizlerde (500 m - üzeri)	2500 - 3500		200 Milyon

Şekil 4.11 Ortalama Sondaj Maliyetleri

Kaynak: PİGM

Türkiye’de Arama-Üretim Sektörü ve Aktif Kule Sayısı

Petrol fiyatlarındaki düşüşün, Türkiye’deki aktif kule sayılarını etkilediği görülmektedir. 2014 yılı ortalarında 40’lara çıkan kule sayısı, Nisan 2015 itibarıyla 30’a düşmüştür.



Şekil 4.12 Türkiye’de Aktif Kule Sayısı ve Petrol Fiyatları

Kaynak: Baker Hughes ve EIA

Ülkemizde bugüne kadar karaların % 20’si, denizlerin ise % 1’i sondajlı olarak aranabilmiştir. Bu aramaların % 75’i Güneydoğu Anadolu’da, % 17’si Trakya’da, % 8’i ise diğer bölgelerde gerçekleştirilmiştir.

Son yıllarda deniz sondaj teknolojisindeki gelişmeler sonucunda, su derinliklerinin (1.000–2.000 m) olduğu alanlarda arama ve üretim imkânlarının ortaya çıkması ile denizlerimizde hidrokarbon arama-cılığı hızla oluşturulmuştur. TPAO’nun Karadeniz, Akdeniz ve Ege’de arama faaliyetleri 2004 yılından itibaren sürdürülmektedir. Halen,TPAO’nun Akdeniz ve Karadeniz’deki sondaj faaliyetleri de devam etmektedir.

Enerjisinin yaklaşık olarak % 75’ini ithal eden Türkiye’de her zaman olduğu gibi son yıllarda da, enerji konusunda farklı stratejiler geliştirilmektedir. Bu stratejiler içerisinde kaya gazı, kaya petrolü gibi atılımlar da yer almaktadır. US Energy Information Administration (EIA) tarafından Nisan 2011’de yayımlanan World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States isimli raporda Türkiye’de yaklaşık olarak 424 milyar m³ kaya gazı rezervi bulunduğu tahmin edilmiştir. Ülkemizde Trakya bölgesinde TPAO ve ABD’li Halliburton, Güneydoğu Anadolu Bölgesinde ise TPAO ve Shell şirketleri ortaklığında çeşitli arama çalışmaları başlatılmıştır.

Ülkemizde yapılan kaya gazı/petrol arama çalışmaları; Ergani-Abdulaziz Dağı arasında, içinde organik maddece zengin ana kaya niteliğinde şeyller (Dadaş formasyonu) bulunduğunu göstermiştir. Bu şeyller 1560 km² lik bir alana yayılmıştır. Jeokimyasal olarak ana kayanın içinden en fazla % 15-20 oranında petrol göç edebilir. Bu yaklaşımla halen ana kaya içinde % 80-85 arasında petrol veya ona eş değer gaz olabileceği hesaplanmaktadır. Bu alandaki saha ve sondaj çalışmaları henüz başlangıç aşamasındadır.

4.1.5 Türkiye'de Petrol Rezervleri

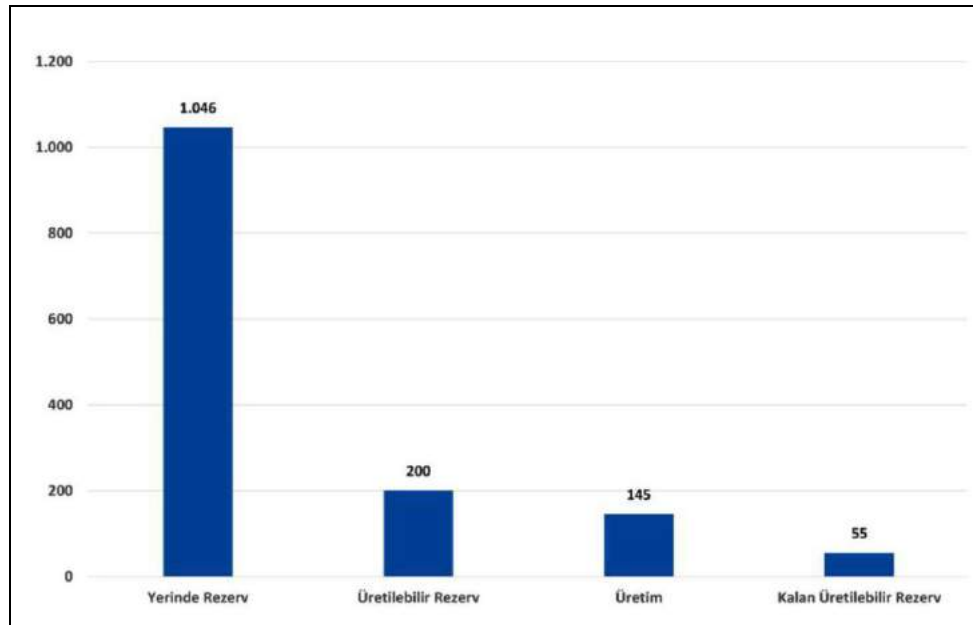
2014 yılı yurtiçi üretilebilir petrol rezervi 312,4 milyon varil (45,7 milyon ton) olarak hesaplanmakta olup, yeni keşifler yapılmadığı takdirde, bugünkü üretim seviyesi ile yurtiçi toplam ham petrol rezervinin 18,3 yıllık bir ömrü bulunmaktadır.

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

Tablo 4.2 2014 Yıl Sonu İtibarıyla Türkiye Ham Petrol Rezervleri (Milyon Varil)

ŞİRKETLER	Rezervardaki Petrol	Üretilebilir Petrol	Kümülatif Üretilen Petrol	Kalan Üretilebilir Petrol
TPAO	5.005,49	802,70	557,40	245,30
N.V. Turkse Perenco	1.255,95	348,70	323,86	25,00
Transatlantic E.M.İ&DMLP Ltd.	539,00	94,00	88,59	5,41
TPAO& Tiway Oil	50,83	22,60	19,24	3,36
TPOA&N.V.TurksePerenco	119,67	32,94	19,63	13,31
GY+Aladd.ME.+Madis.+Talon+Sonar	108,08	23,30	11,58	11,72
TEM	5,23	1,02	0,26	0,76
İPEK	3,30	0,99	0,09	0,90
Arar	12,40	2,90	0,08	2,82
TAT+TEM	2,02	0,46	0,32	0,14
TPIC	20,57	4,68	1,06	3,62
TPAO&Amity Oil	0,15	0,15	0,14	0,01
Diğer	0,08	0,07	0,01	0,080
TOPLAM	7.122,77	1.334,50	1.022,26	312,42

Kaynak: PİGM



Şekil 4.13 2014 Yılı Türkiye Ham Petrol Rezervleri (Milyon Ton)

* İspatlanmış muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

Kaynak: PİGM

2014 yıl sonu itibarıyla kalan üretilbilir petrol rezervlerinin yaklaşık % 79'u TPAO'ya aittir.

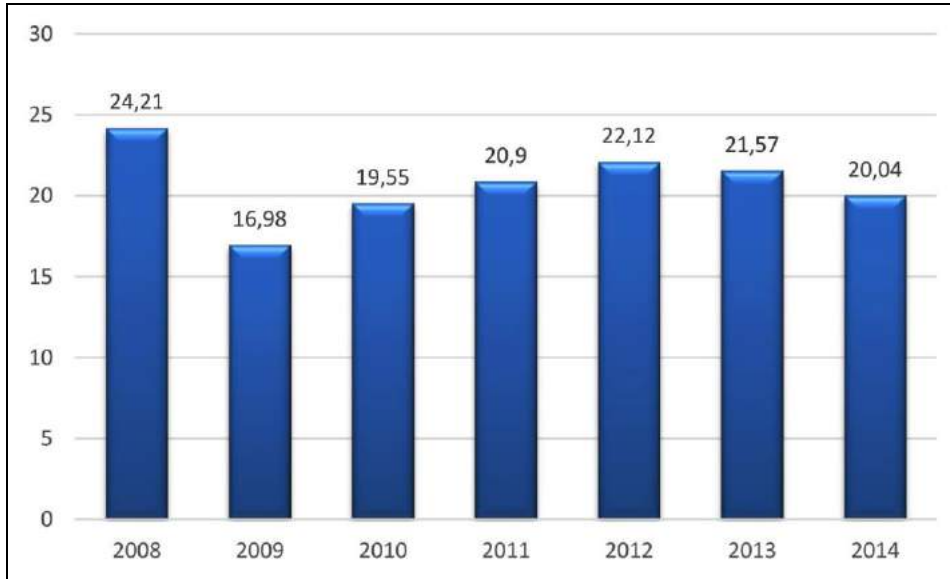
4.2 Rafinaj

4.2.1 Genel

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

2007 yılında Doğu Akdeniz Petrokimya ve Rafineri Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi'ne 15 milyon ton/yıl kapasiteli Ceyhan/Adana'da, 2010 yılında ise Socar & Turcas Rafineri Anonim Şirketi'ne 10 milyon ton/yıl kapasiteli Aliğa/İzmir'de rafineri kurulması için lisans verilmiştir. Ceyhan Rafineri Projesinde bir hareketlilik bulunmamaktadır. Temeli 25 Ekim 2011 tarihinde atılan 5 milyar dolar yatırım tutarındaki Aliğa Star Rafinerisi'nin ve yapım çalışmaları hızlı bir şekilde sürmektedir. Star Rafinerisi devreye girdiğinde, LPG ve nafta üretiminin Petkim için; dizel ve jet yakıt üretiminin ise yurt içi piyasalar için hizmete sunulması planlanmaktadır.

4.2.2 Rafinerilerde İşlenen Ham Petrol, Üretim ve Kapasite Kullanım Oranları



Şekil 4.14 2008-2014 Yılları Türkiye'de İşlenen Ham Petrol Miktarı (Milyon Ton)

Kaynak: EPDK

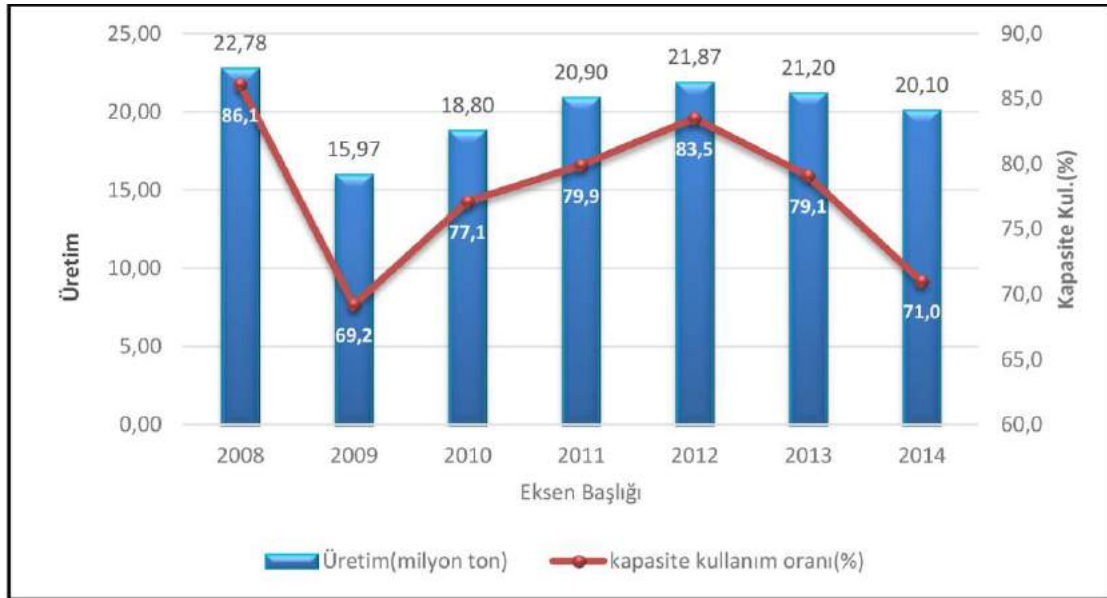
2009'da yaşanan küresel krizle birlikte işlenen ham petrol miktarında düşüş yaşanmıştır. 2008 yılında 24,21 milyon ton seviyesinde olan işlenen ham petrol miktarı, 2009 yılında yaklaşık % 30 oranında azalarak 16,98 milyon tona gerilemiştir. 2012 yılına kadar olan süreçte işlenen ham petrol miktarı

artarken, son iki yılda tekrar azalmış ve 2014'te 20,04 milyon ton olmuştur. Hâlâ rafine edilen ham petrol miktarı kriz öncesi seviyelerine ulaşamamıştır.

Tablo 4.3 Rafinaj Sektöründe Kurulu Kapasite ve Kapasite Kullanım Oranları

Rafineri	Kapasite ve KKO* (Mton/yıl ve %)	Yıllar			
		2011	2012	2013	2014
İzmit	Kapasite	11,0	11,0	11,0	11,0
	KKO	82,1	86,9	85,2	82,3
İzmir	Kapasite	11,0	11,0	11,0	11,0
	KKO	73,3	77,7	77,1	75,1
Kırıkkale	Kapasite	5,0	5,0	5,0	5,0
	KKO	59,1	60,8	67,4	66,5
Batman	Kapasite	1,1	1,1	1,1	1,1
	KKO	86,0	88,7	92,1	37,2
TOPLAM	Kapasite	28,1	28,1	28,1	28,1
	KKO	74,7	78,7	79,1	71,0

* KKO: Kapasite Kullanım Oranı. *Kaynak: EPDK*



Şekil 4.15 2008-2014 Yılları Türkiye Rafineri Üretimi ve Kapasite Kullanım Oranları

Kaynak: EPDK

İşlenen ham petrol miktarına paralel olarak üretim miktarı ve kapasite kullanım oranlarında gerileme yaşanmıştır. Gerek yılın ilk çeyreğinde yapılan bakım onarım çalışmaları gerekse ihracattaki düşüşün; başta benzin ve nafta üretimini azaltması sebebiyle, 2014 yılında toplam üretim 2013 yılına göre % 6

oranında azalarak 20,10 milyon tona, kapasite kullanım oranı ise % 79,1'den % 71,0 seviyesine gerilemiştir

4.2.3 İthalat, İhracat ve Satışlar

Tablo 4.4 Rafinaj Sektöründe Üretim, İthalat ve İhracat (Ton)

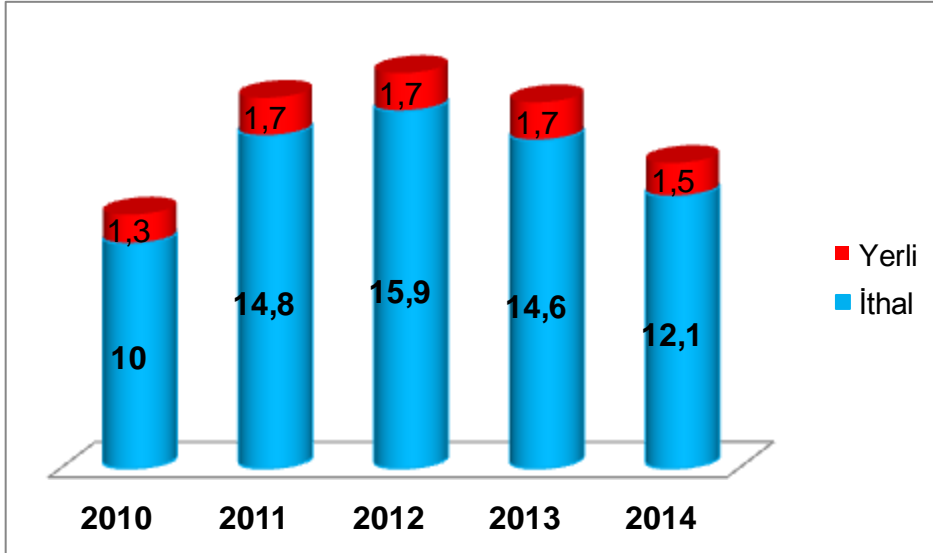
Ürünler	Rafineri Üretimi	Rafineri İthalatı	Dağıtıcı İthalatı	Toplam İthalat	İthalat % Payı		Rafineri İhracatı	Dağıtıcı İhracatı
					Rafineri	Dağıtıcı		
Benzin Türleri	3.948.274	0	200	200	0	100	2.086.705	
Motorin Türleri	6.077.434	475.713	11.344.779	11.820.492	4	96	51.687	4.018
Fuel Oil Türleri	1.063.868	664.711	189.621	854.332	78	22	1.148.263	
Denizcilik Yakıtları	2.858.092	0	0	0	0	0	1.469.575	933.072
Havacılık Yakıtları	3.548.481	359.829	423.532	783.361	46	54	28.276	3.065.985
Diğerleri	2.592.869		66.591	66.591	0	100	205.487	
Toplam	20.089.018	1.500.253	12.024.723	13.524.976	11	89	4.989.993	4.003.075

Tablo 4.5 2012-2014 Yıllarında Rafinerici Lisans Sahiplerinin Ham Petrol İthalatı (Bin Ton)

ÜLKE	Miktar			Pay (%)		
	2012	2013	2014	2012	2013	2014
İran	7.561	5.256	5.195	39	28	30
Rusya	2.113	1.462	607	11	8	3
S.Arabistan	2.823	2.754	2.014	14	15	12
Irak	3.739	6.000	5.483	19	32	31
Kazakistan	1.414	1.545	1.525	7	8	9
Kolombiya			553	0	0	3
İtalya	258	264	177	1	1	1
Azerbeycan	161	121		1	1	0
Libya	1.019	674	76	5	4	0
Nijerya	397	478	1.719	2	3	10
Mısır			107	0	0	1
Yemen			23	0	0	0
Toplam	19.485	18.554	17.479	100	100	100

Kaynak: EPDK

Ham petrolün % 94'lük bölümü sadece altı ülkeden ithal edilmektedir. 2012-2014 yıllarında ithalat yapılan ülkelerin sıralaması değişmekle birlikte İran, Irak ve S. Arabistan'ın hep ilk üç sırada yer aldığı görülmektedir.



Şekil 4.16 2010-2014 Yılları Türkiye Rafineri Ham Petrol Temin Kaynakları (Milyar Dolar)

Kaynak: TÜPRAŞ

Dünyada ham petrol fiyatlarındaki düşüğe paralel olarak, 2012 yılından itibaren Türkiye'nin ham petrole ödediği döviz miktarı da düşmüştür.

Tablo 4.6 Rafinerici Lisansı Sahiplerinin Petrol Ürünleri Üretim Miktarları (Ton)

Ürünler	2012	2013	2014	Değişim(%)	
				2012-2013	2013-2014
Benzin Türleri	4.368.690	4.307.303	3.948.274	-1	-8
Motorin Türleri	7.795.214	7.636.794	6.077.434	-2	12
Fuel Oil Türleri	1.156.936	954.647	1.063.868	-17	11
Diğer Ürünler	8.794.774	8.649.575	8.999.442	-2	4
Toplam	22.115.614	21.548.319	20.089.018	-3	-7

Kaynak: TÜPRAŞ

Tablo 4.7'de petrol ürünleri üretim miktarlarında bir düşüş olduğu görülmektedir.

Tablo 4.7 Rafinerici Lisansı Sahiplerinin Petrol Ürünleri İthalat Miktarları (Ton)

Ürünler	2012	2013	2014	Değişim (%)	
				2012-2014	2013-2014
Motorin	789.873	405.000	475.713	-49	17
Fuel Oil Türleri	701.046	606.080	664.711	-14	10
Jet Yakıtı	150.110	132.783	359.829	-12	171
Toplam	1.641.029	1.143.863	1.500.253	-30	31

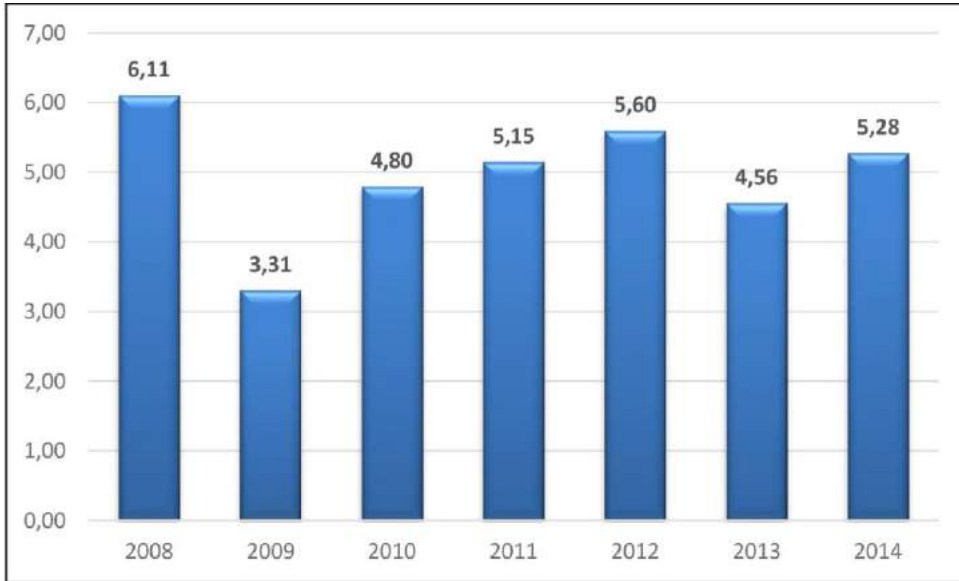
Kaynak: TÜPRAŞ

Tablo 4.8'de rafinerici lisansı sahiplerinin petrol ürünleri ithalat miktarlarında, 2012 yılına göre 2013 yılında ciddi bir düşüş olduğu, ancak 2014 yılında tekrar bir artış olduğu görülmektedir. Petrol fiyatlarının düştüğü 2015'te artış eğiliminin sürdüğü tahmin edilmektedir.

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

Ürünler	2012	2013	2014	Değişim (%)	
				2012-2014	2011-2012
Benzin Türleri	2.627.413	2.505.037	2.086.705	-5	-17
Motorin Türleri	140.677	83.517	51.687	-41	-38
Fuel Oil Türleri	1.204.463	938.818	1.204.463	-22	28
Havacılık Yakıtları	118.529	127.096	28.276	7	-78
Denizcilik Yakıtları	1.306.714	786.041	1.469.575	-40	87
Diğerleri	205.487	114.508	442.226	-44	286
Toplam	5.603.283	4.555.017	5.282.932	-19	16

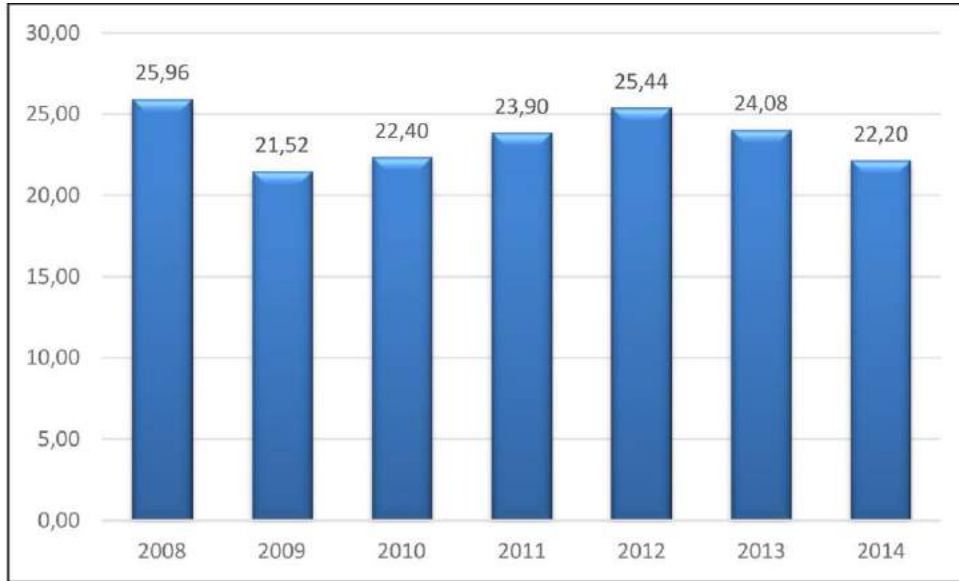
Kaynak:EPDK



Şekil 4.17 2008-2014 Yılları Türkiye Rafineri İhracatı (Milyar Ton)

Kaynak: TÜPRAŞ

İhracat tarafına bakıldığında, Avrupa'da yaşanan zayıf talep koşullarının etkisi net olarak görülmektedir. 2012 yılında 5,60 milyon ton rafinaj ürünü ihraç edilirken, 2013 yılında bu miktar % 19 azalarak 4,56 milyona gerilemiş, 2014 yılında ise % 15 artışla 5,28 milyona çıkmıştır.



Şekil 4.18 2008-2014 Yılları Türkiye Rafineri Ürün Satış Miktarı (Milyar Ton)

Kaynak: TÜPRAŞ

TÜPRAŞ 2014 yılında yurtiçine 16,86 milyon ton, yurtdışına 5,33 milyon ton olmak üzere toplamda 22,20 milyon tonluk satış hacmine ulaşmıştır. Ürün ve satış optimizasyonuna paralel olarak jet yakıt

üretimine ağırlık veren TÜPRAŞ'ın toplam yurtiçi satış miktarı % 13 oranında azalırken, jet yakıt satışı 2014 yılında % 7 oranında artışla 3,8 milyon tona ulaşmıştır.

4.3 Petrokimya

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

Petrokimya sektörünün dünya ekonomisinde çok önemli bir rolü vardır. Bugünlerde kimya sanayi hacmi 3,5 trilyon dolarlık seviyeye ulaşırken, bunun % 35'lik bölümü petrokimya sektörüne aittir. Petrokimya sanayisi, Türkiye'ye 1960'lı yıllarda gelmiş ve kısa sürede hızlı bir gelişim göstermiştir. 1965 yılında, ülkede petrokimya sanayinin geliştirilmesi amacıyla PETKİM kurulmuş ve 1970 yılında İzmit-Yarımca Kompleksi devreye alınmıştır. Komplekste yer alan ünitelerin büyük bir kısmı zaman içinde yenilenmiş ve hızla artan yurt içi talebini karşılamak amacıyla PETKİM'in ikinci kompleksi, 1985 yılında Aliğa'da devreye alınmıştır. Aliğa Kompleksi Fabrikaları o günlerin optimum kapasiteleri ve oldukça ileri teknolojileriyle kurulmuştur.

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

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

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

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

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

4.4 Petrol Fiyatlarına Genel Bakış

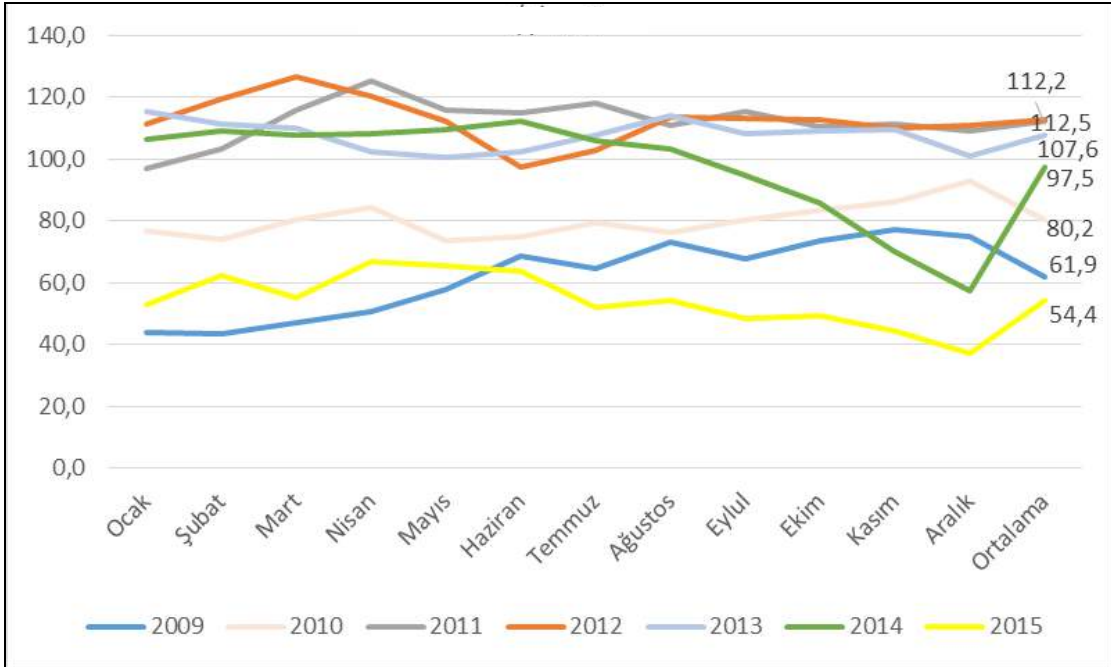
Petrolün günümüzde hala önde gelen enerji kaynaklarından biri olması, birçok sektörde girdi olarak kullanılması ve lojistikteki önemi nedeni ile fiyatındaki değişimler dünya ekonomisi açısından oldukça önemlidir.

OPEC sepet fiyatı ile çarptığımız zaman, 2014 yılı dünya ham petrol toplam üretim değerinin 2.844,811 trilyon dolar olduğunu görmekteyiz. Sadece rafine edilmemiş petrol değerinin bu kadar büyük olduğu bir ortam, petrolü, şirketler ve ülkeler politikalarının temeline oturtmaktadır.

Petrol, Türkiye'nin cari açığında etken olan enerji ithalatında da, önemli yere sahiptir. Örneğin, petrolün varil başına 1 dolar artması ya da azalması cari açıkta yaklaşık 200 milyon dolar artma ya da azalmaya neden olmaktadır. Kısa vadede, dünya petrol talebinin, fiyatlara göre değişim gösterdiğini görmekteyiz. Uzun vadede ise, sabit ve sürekli artan bir talebe rağmen, petrol fiyatlarının istikrarlı olmadığını görmekteyiz. Bunun temelinde petrol üreticisi olan ülkeler ile petrol üreticisi olmayan ya da olmaya çalışan ülkeler arasındaki iktisadi ve politik savaşlar olduğunu söyleyebiliriz.

1974-2015 arasındaki 40 yıllık periyotta varil başına petrol fiyatı ortalamasının, petrolün çeşidine göre 35 dolar ile 40 dolar arasında değiştiğini görmekteyiz. Bu dönem içerisinde petrol fiyatları 1999 yılında 11 dolar seviyesine inmiş ve sadece sonraki 10 yıl içinde 140 dolar seviyelerini görmüştür. Bu seviyelerdeki fiyat değişikliklerinin; petrol üretiminin büyük bir çoğunluğuna sahip olan OPEC üyesi ülkelerin ekonomilerinin sağlığı ve istikrarı üzerindeki etkisi büyüktür. Diğer taraftan, birçok enerji ithalatçısı ülkenin ekonomisi de petrol fiyatlarındaki yükselişten olumsuz etkilenmektedir.

Petrol fiyatlarındaki azalmanın sürekli olması, petrol ithal eden ülkelerde kısa dönemde girdi maliyetlerinin düşmesi anlamına geleceğinden, enflasyon üzerinde olumlu etkiler yaratması beklenebilir. Aynı zamanda bu ülkeler petrole daha az döviz ödemek durumunda olacaklarından, petrol fiyatlarının azalması dış ticaret dengeleri ve büyümeleri üzerinde pozitif bir etki yaratacaktır. Orta vadeli etkilere bakıldığında ise petrol ihraç eden ülkelerdeki petrol ihracat gelirlerinin azalması nedeniyle talep daralması, bu ülkelerle ticaret yapan ülkelerin ihracatını azaltacağından olumsuz etkilere yol açabilir. Bu açıdan petrol konusunda net ithalatçı konumunda olan Türkiye'nin petrol fiyatlarının düşüşünden kısa dönemde olumlu bir etkiye, orta ve uzun dönemde olumsuz bir etkiye maruz kalması ihtimal dâhilindedir. Petrol ihraç eden ülkeler açısından ise fiyatlardaki gerileme sıkıntılı bir durumun habercisidir. Düşük fiyatların sürekliliği OPEC ülkeleri ve ihracat gelirleri içinde petrole bağımlılığı yüksek düzeyde olan Ortadoğu ekonomileri açısından büyük riskler taşımaktadır.



Şekil 4.19 2009-2015 Yıllarında Petrol Fiyatlarının Seyri (Dolar/Varil)

Kaynak: BP-2014 Raporu

2008-2009 yıllarındaki global mali krizin ardından bir süre durulan petrol fiyatları, 2010 yılının son çeyreğinden itibaren artmaya başlamış, 2011 yılı başındaki Arap Baharı süreciyle birlikte artış hızlanmıştır. Arap Baharı'nın yarattığı etki 2012 yılında dikkat çekmektedir. Arap Baharı ile birlikte fiyatlar üç yıl içerisinde tekrar 110 dolar seviyesini aşmıştır. Brent petrol fiyatı 2013 yılında ortalama 108,66 dolar/varil olup 2012 yılının ortalaması olan 111,67 dolar/varil'in altında gerçekleşmiştir.

Petrol fiyatları açısından 2013 yılı, önceki 4 yıla benzer bir yıl olmuştur. Özellikle bu dönemde yaşanan siyasi çalkantılar, petrol fiyatlarının yukarı seviyelerde tutunmasına neden olmuştur. Suriye ve Irak'ta yaşanan çatışmalar, Libya petrolünün küresel piyasalara arzında yaşanan sıkıntılar, İran petrolünün küresel piyasalara yeteri kadar entegre olamaması, arz yönlü sıkıntıların başlıca unsurları olmuştur.

2014 yılının ilk 6 ayında 109 USD/varil olan Brent petrolü, Haziran ayının ortalarında 115 USD/varil ile 2014 yılının en yüksek seviyesine ulaşmış olup, Haziran-Aralık 2014 döneminde %50'nin üzerinde düşüş göstererek yıl sonunda 56 USD/varil seviyesine kadar gerilemiştir. 2014 yılında ortalama 97,5 USD/varil olmuştur.

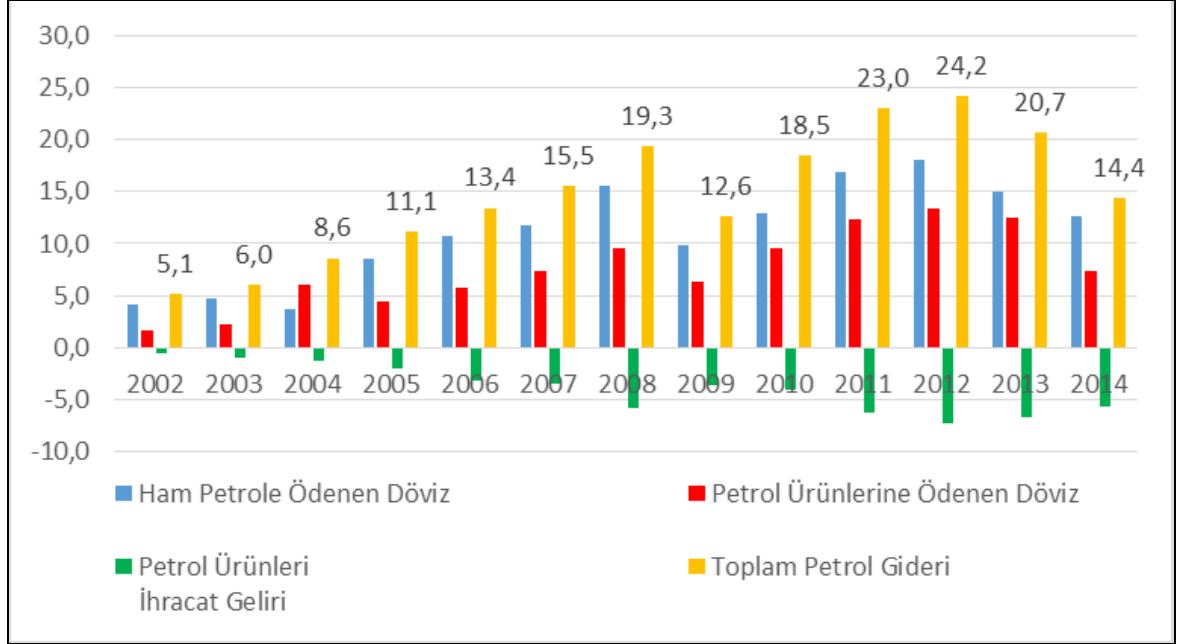
Petrol fiyatlarında gözlenen bu keskin düşüşte rol oynayan faktörlerden en önemlisi, ABD'de yeni geliştirilen teknolojilere bağlı olarak maliyetlerin düşmesinin etkisiyle kaya petrolü üretiminde gözlenen hızlı artıştır. Ayrıca, 2014 yılı boyunca devam eden çatışmalara bağlı olarak Irak ve Libya'da petrol üretiminin sektöre uğraması beklenirken, her iki ülkede de üretimin artması, fiyatlardaki düşüşte etkili olan arz yönlü gelişmelerden bir diğeri olmuştur. Son olarak, Kasım 2014'teki toplantısında Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü'nün (OPEC) üretim kotasını azaltmama kararı alması, yılın son ayında petrol fiyatlarındaki düşüşü hızlandırmıştır.

2015 yılının ilk haftaları itibarıyla varil başına petrol fiyatı 50 dolar seviyesine inmişti. Petrolde yaşanan bu düşüş, başta Uluslararası Enerji Ajansı olmak üzere neredeyse hiçbir otorite tarafından beklenmemekteydi. Bazı yorumcular, bu düşüşün petrol gelirine bağlı Rusya'yı cezalandırmak amacıyla batılı güçler tarafından kasti olarak sağlandığını iddia etmektedir. Brent petrolün varil fiyatı, dolardaki güçlenme ve küresel büyümeye ilişkin endişelerin artmasıyla düşüşünü sürdürerek günümüzde (Ocak 2016) 30 dolar sınırına kadar geriledi. Suudi Arabistan-İran gerginliği ile artan jeopolitik risklerle yükselmeye çalışsa da, Çin ekonomisindeki daralmanın dünya ölçeğindeki etkileriyle petrol fiyatının 20 dolarlar seviyesine düşme ihtimalinden de, söz edilmektedir.

Analistler, OECD tarafından açıklanan öncü gösterge endekslerinin, küresel ekonomik görünümde toparlanmanın istenilen seviyede olmadığına işaret ettiğini ve önemli yatırım kuruluşlarının 2016 petrol fiyatı hedeflerini aşağı yönlü revize ettiklerini, bu durumun da petrol piyasası üzerinde satış baskısı oluşturduğunu ifade etmekte.

Dünyanın en büyük petrol ihracatçısı Suudi Arabistan, düşen petrol fiyatları yüzünden, iç piyasada petrol ürünleri fiyatlarına yüzde 50 ve üzerinde zam yapacağını açıklamıştır (Ocak 2016). Bakanlar Konseyinin aldığı yüzde 40'luk zam kararı, ülke bütçesinin, petrol fiyatlarındaki düşüş nedeniyle 2015 yılında 98 milyar dolar açık vermesinin ardından gelmiştir.

4.5 Türkiye Petrol İthalatının Faturası



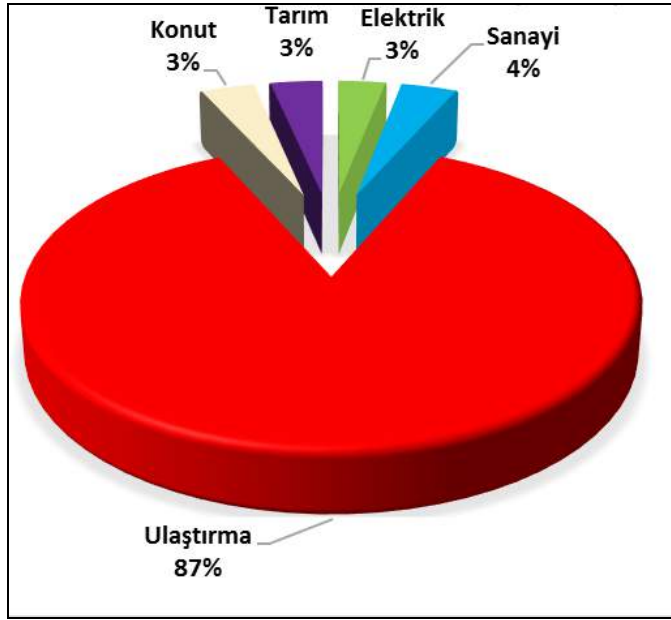
Şekil 4.20 2002-2014 Yılları Türkiye Petrol Faturası (Milyar Dolar)

Kaynak: TÜİK

Ülkemizin 2002-2014 dönemi petrol faturalarına baktığımızda, artan ham petrol fiyatlarına paralel olarak ham petrole ödenen döviz miktarının arttığı görülmektedir. 2012 yılında ham petrole ve petrol ürünlerine ödenen ithalat tutarı 24,2 milyar dolara ulaşmıştır. 2013 ve özellikle 2014 yılının ikinci yarısından itibaren petrol fiyatlarındaki hızlı düşüş ülkemizin petrol faturasına yansımış ve bu yıllarda petrole ödenen tutar, sırasıyla 20,7 milyar dolar ve 14,4 milyar dolar olmuştur.

4.6 Petrolün Tüketim Alanları

Ülkemizde 2014 yılı sektörel petrol tüketimine baktığımızda, petrolün % 87 ile en çok ulaşım sektöründe kullanıldığını görmekteyiz. Sanayideki kullanım oranı % 4, elektrik üretiminde, konutlarda ve tarımda ise petrol kullanım oranı % 3 olmuştur.



Şekil 4.21 2014 Yılı Türkiye Sektörel Petrol Tüketimi

4.7 Petrol Sektörü ile İlgili Tespitler

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

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

Kaynakça

1. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.
2. Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, Faaliyet Raporları, <http://www.pigm.gov.tr>.
3. <http://www.tpa.gov.tr>.
4. TPAO Faaliyet Raporu, 2014.
5. EPDK, <http://www.epdk.gov.tr>.
6. World Energy Outlook 2012, International Energy Agency, Special Report.
7. International Energy Outlook, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, 2011.

4.8 Türkiye'de Petrol Sektörü ve Özelleştirmeler¹

Necdet Pamir

Petrol Mühendisi

TMMOB Petrol Mühendisleri Odası

Enerji Politikaları Çalışma Grubu Başkanı

Sayın Başkan, kendimizi tanıtarak, sunuma daha sonra geçmemizi istedi. Ben, izninizle uzun uzun özgeçmişimi paylaşmadan; en çok onur duyduğum sıfatla, TMMOB Petrol Mühendisleri Odası Enerji Politikaları Çalışma Grubu Başkanı olarak sizlere hitap edeceğim.

Benden görüşlerimi paylaşmam istenen konu, “Petrol sektöründeki özelleştirmelerin değerlendirilmesi” ve öneriler getirilmesi... Petrol sektörü, aslında bir alt sektör... “Alt sektör” sözcüğünü seçmemin nedeni şu: Enerji sektör, diğerleri ise (petrol, doğal gaz, kömür, vb.) alt sektörleridir. Bu arada petrolü ve doğalgazı, birlikte irdelememiz lazım. Ben hızlıca (bizim Enerji Bakanlığı biraz geç çalışır, biliyorsunuz), geçen hafta yayımladıkları Genel Enerji Dengesi verileri çerçevesinde, Türkiye'de enerji tüketiminin konumunu, kaynaklara göre dağılımını bir hatırlatayım. Yani neyin üzerine konuşuyoruz, onu hatırlatayım. Petrolün Türkiye için, dünya için önemini uzun uzun anlatmaya gerek yok. Ulaştırma sektörünün vazgeçilmez kaynağıdır petrol ve uzun süre de bu konumunu koruyacaktır.

Ülkemizde enerji tüketiminin içinde payı hızla artan kaynağımız, yüzde 32,5’la doğalgaz; petrolün ağırlığı ise yüzde 26,2. Petrol, ulaştırma sektörünün olmazsa olmaz girdisi. Günümüzde yaşamakta olduğumuz doğalgaza dayalı kriz de bir kez daha bu sektörün stratejik önemini vurguluyor. Bilindiği gibi, doğal gazın tamamına yakını ithalata karşılıyor ve bunun da % 55’ini Rusya’dan yapıyoruz. Rusya ile yaşanmakta olan siyasi kriz, her an bu ülke kaynaklı gazın kesilebileceği algısı ve korkusunu yaratmış durumda.

Yine verilere hızlıca bakalım. Türkiye, enerji tüketiminde, 1990’larda neredeyse yerli üretimiyle, bu tüketimi yarı yarıya karşılayabilen bir ülke konumundayken; bugün enerji tüketiminin ancak yüzde 75’ini ithalata karşılayan bir ülke konumuna gerilemiştir.

İktidarın sürekli olarak, “Yaptıklarımız, yapacaklarımızın teminatıdır; enerjide dışa bağımlılığı azalttık” sözleri, burada ve resmi verilerden de çok somut olarak gördüğünüz üzere, yine her zamanki gibi gerçek-

¹ 3-4-5 Aralık 2015 tarihlerinde TMMOB adına Elektrik Mühendisleri Odası tarafından düzenlenen TMMOB 10. Enerji Sempozyumu’nda sunulan bildiri metnidir.

lerden uzaktır. İktidarı devraldıkları sırada ithalata bağımlılığımız yüzde 67 iken, bugün yüzde 75'e çıkmış. "Yaptıkları, yapacaklarının teminatıysa", demek ki 2020'lere doğru daha da karanlık ve çok daha dışa bağımlı bir tabloyla karşı karşıya geleceğiz. Bunun sadece ekonomik faturası -ki çok daha farklı alanlarda da büyük faturaları olabilir- 2002'de 9,2 milyar dolarken (enerji ithalat faturamız), 2014'te toplam ithalatımızın dörtte biri olarak, 55 milyar dolara ulaştı. Bu arada biliyorsunuz, son yıllarda "gizli veri" diye bir şey çıkardılar. TÜİK'te, özellikle doğalgaz ticaretine yönelik alım-satımları, İran vesaire gibi ülkelerle, bu Babek Sancani veyahut Rıza Zarraf olayında da şahit olduğunuz gibi, resmi ticaret rakamlarını gizlemeye çalışıyorlar. Ama yaklaşık bir tahminde bulunacak olursak; bu ithalatın 30 milyar dolarının petrol ve petrol ürünleri, 20 milyar dolar civarının doğalgaz, LPG, 4-5 milyar dolarının da başımızın yeni derdi olan ithal kömür olduğunu görüyoruz.

Sektörel dağılıma baktığımızda, petrolü en çok kullandığımız alan, ulaştırma sektörü. Doğalgaz ise, geçen yılki veriler itibarıyla, en çok elektrik tüketiminde kullanılmış. Elektrik tüketimimizin de yüzde 48,7'sini doğalgazla karşılamışız. Yani doğalgaza yaşayacağımız her kriz, anında elektrik sektöründe de bize yol-su-elektrik olarak olumsuz girdi yapacak.

"Hangi ülkelerden ithalat yapıyoruz?" dersiniz; petrolde ithalatımız Irak ve İran ağırlıklı. Her ne kadar Rusya'dan ham petrol ithalatımız sadece yüzde 3,5 gibi görünse de, Rusya'ya petroldeki bağımlılığımız, petrol ürünleri de dikkate alınırsa % 16 gibi bir rakama ulaşıyor.

Başta da belirttiğim gibi Rusya, özellikle doğalgaz ithalatımızda yüzde 55'lik payıyla son derece önemli bir aktör konumunda. Eğer yaşanmakta olan bu güncel kriz üzerine o tür bir soru olursa, onu da öğlen vakti konuşuruz... Yani Erdoğan bir dizi gaz üreticisi ülkeye peş peşe geziler yaptı; sanki Rus gazına kısa vadede çözüm bulmuşlar gibi... Yarın Rus gazı bir biçimde kesilecek olsa, bu "ziyaretlerle" Katar'dan Azerbaycan'dan ya da Türkmenistan'dan çözüm buluyor muyuz? Bunun nasıl olanaksız olduğunu ve kısa hatta orta vadede çözüm olamayacağını ve tamamen iç siyasete dönük cilalı imaj kampanyası olduğunu somut verilerle ve elimden geldiğince anlatmaya çalışırım.

Aslında dünyada petrol sektörüne baktığımızda, hemen bütün ülkelerde, ister sosyalist sistemi benimsemiş olsun, ister kapitalist sistem olsun, yapısı gereği, pahalı ve riskli arama yatırımlarının gereksinim duyduğu risk sermayesini yaratabilmek için; entegre petrol şirketleri, sadece arama ve üretim alt sektörlerinde değil, aynı zamanda taşıma rafinaj ve rafinaj sonrası dağıtım, pazarlama, depolama, bütün bu alt sektörlerde faaliyet gösterecek biçimde yapılanmışlardır. Katma değeri yüksek ürünlerin dağıtım ve pazarlanmasıyla elde edilen kârın önemli bir kısmı, riskli arama yatırımlarına aktarılır. Onun için, dikey bütünleşik (entegre) yapı, ister BP'ye bakın, ister Gazprom'a bakın, ister Rosneft'e bakın, ister Norveç'in State Oil'ine bakın, hepsinde temel yapıdır.

Ama 1954 yılında dikey bütünleşik yapıda kurulmuş olan TPAO çatısı altındaki petrol alt sektörü, 80'li yıllardan itibaren, Dünya Bankası üzerinden Türkiye'ye dayatılan özelleştirme dalgalarıyla paramparça edilmiştir. Türkiye Petrolleri, bütün bu fonksiyonlarından uzaklaştırılmış; BOTAŞ ana yapıdan ayrılmış, TÜPRAŞ ayrılmış, Petrol Ofisi, DİTAŞ, İGSAŞ, PETKİM özelleştirme amacıyla ayrılmıştır. Bir kere, her şeyden önce şu işlevini gereğince yerine getiremez hale gelmiştir: Gerek yurtdışındaki, gerek yurtiçindeki aramalarında, TPAO'nun kolu kanadı kırılmıştır. Bu "kırılma", hem bilgi birikimi açısından hem de finansal yapısının zayıflaması bakımından yaşanmıştır. Örneğin, rafinajı bilmeyen, taşımayı bilmeyen, dağıtım-pazarlamayı bilmeyen bir Türkiye Petrollerinin, uluslararası planda zaten başarılı olma olanağı yok edilmiş-

tir. Mücadele ettiği dev ve dikey bütünleşik şirketler karşısında, alternatif geliştiremeyen, kendi çıkarını bile tanımlayamayan bir şirket konumuna düşmüştür TPAO... Özelleştirmenin her şeyden önce bu anlamda çok büyük zararı olmuştur bu stratejik sektöre. Ayrıca, bir sondaj kuyusu maliyetinin karada birkaç milyon dolar, denizlerde yüzlerce milyon dolar olduğu bir alt sektörde; rafinerisini, dağıtım ve pazarlama şirketlerini, yani kârlı yapısını kaybeden ve her yıl DPT'den bütçe onayı bekleyen TPAO'nun, elle tutulur yatırım yapabilme olanağı da yok edilmiştir.

Diğer yandan vurgulanması gereken bir önemli husus, enerji sektörünün ve ona bağlı olarak da petrol ve doğalgaz alt sektörlerinin, son derece stratejik sektörler olduğu gerçeğidir.

Hepimizin bildiği gibi, sıcak ve soğuk savaşların temelinde, Ortadoğu'da, Afrika'da olan bütün işgallerin, sivil katliamlarının ardında, tek değilse de, en önemli motivasyon (olumsuz anlamda) bu kaynakların ele geçirilmesi, ticaretinin kontrolü, yollarının kontrolü mücadeleleridir. Zira Ortadoğu, dünya ispatlanmış petrol rezervlerinin %48'ini, doğal gaz rezervlerinin %44'ünü barındırdığı sürece, petrol ve gaz uğruna akıtılan kan dinmeyecektir. Üstelik bu coğrafya, söz konusu kaynakların, dünyanın diğer bölgelerine oranla çok daha ucuza elde edildiği bir coğrafya olma konumunu ve talihsizliğini sürdürecektir.

Türkiye ise mevcut konumu itibarıyla, petrolde yüzde 93, doğalgazda yüzde 99 dışa bağımlı durumdadır. Doğalgazda bu oran sürekli artıyor, geçen sene yüzde 98'di. Türkiye'nin petrol ve gaz potansiyelinin bilimsel ve nesnel biçimde ortaya konulabilmesinin ön koşulu, ulusal kuruluş TPAO'nun yeniden dikey bütünleşik biçimde yapılandırılmasından ve gerçek anlamda özerk olmasından geçmektedir. Ancak bu yapıdaki ve milli konumunu koruyan bir TPAO öncülüğünde, ülkemizin hidrokarbon potansiyeli gerçekçi biçimde saptanabilir. Özelleştirmeler ise bu sürecin tam aksini ifade etmektedir; bu yaşamsal alt sektörü paramparça etmiştir ve bu nedenle derhal durdurulmalıdır.

Yapılan özelleştirmelerden birkaç örnekle konuyu somutlayabiliriz. Özellikle bu alandaki en önemli sendika olan Petrol-İş Sendikası'nın bazı çalışmalarından yararlanarak, sizlere bazı bilgileri aktarmaya çalışacağım ve özelleştirmenin yarattığı olumsuzlukları vurgulamaya çalışacağım. Bu arada, hem Petrol-İş Sendikası'na, hem de özellikle sevgili Aşkın Süzük kardeşime teşekkürü borç biliyorum. Çünkü bu sunumu çok dar zamanda hazırlama imkanımız oldu ve onların desteği olmaksızın bu sunum gerçekleşmezdi.

Biliyorsunuz, **POAŞ**'in (**Petrol Ofisi A. Ş.**) önce yüzde 51'lik kamu payı, blok satış yöntemiyle özelleştirildi ve 1 milyar 260 milyon dolarlık bir bedel karşılığında İş-Doğan Petrol Yatırım A.Ş.'ye devredildi. Bu satışla da kamu payı yüzde 42,3'e düştü. Süreç içinde, gerek Doğan Grubu, Hükümet'le olan "itiş kakışı", gerekse diğer birçok nedenle, iktidar tarafından baskı gördü. Yani zamanında araları çok iyiyken, deyimi hoş görün, "cicim ayları bittikten sonra", baskı altında kalan Doğan Grubu Petrol Ofisini devretmek durumunda kaldı. Ama Doğan Grubu, Petrol Ofisini devredene kadar da önce zararda olan bir şirketle birleştirdi; zarar gösterdi. Dolayısıyla kamu, gelir vergisi kanalıyla en fazla gelir elde ettiği bir kaynaktan yoksun bırakıldı. Bunun ardından da bu kurum, maalesef, tamamen yabancı bir kuruluş olan OMV'ye devredildi. Bugün Petrol Ofisi, adı Petrol Ofisi olarak duruyor; ama şu anda OMV'ye, Avusturya'nın kamu ağırlıklı bir şirketine devredilmiştir.

Buradaki bir çarpıklık da şu: "Özelleştirme"yi göklere çıkaran insanların savundukları en önemli tezleri, bu sayede, sermayenin tabana yayılacağı, tekelin kırılacağı hususudur. Ne var ki, genelde bu alt sektörlerde, Petrol Ofisi, PETKİM ya da TÜPRAŞ örneğinde gördüğümüz gibi, ya bir özel sektör tekeli yaratıyorsunuz

ya da yabancı devletlerin kamu ağırlıklı, PETKİM'i alan SOCAR gibi yahut Petrol Ofisini alan OMV gibi şirketlerin tekeline bırakıyorsunuz. Yani kamu tekeli kırıp, yabancı ya da yerli özel sektör tekeli yaratıyorsunuz!

Özelleştirilene kadar, dediğim gibi, akaryakıt dağıtım sektöründe yüzde 60 payla en büyük şirket olan POAŞ'ın özelleştirilmesi sonucunda, yabancıların önü açıldı; yabancı petrol şirketleri, satın alma ve ortaklıklarla tamamen bu stratejik sektörde egemen hale geldiler.

Baktığınız zaman, Petrol Ofisinin web sayfasını taradığınız zaman görürsünüz, bugün hisse dağılımı yüzde 100 OMV'ye aktarılmış durumdadır.

TÜPRAŞ, bu alt sektördeki diğer çok önemli bir örnektir. Rafinerilerimizin tümünü temsil ediyor. Bu arada bir de Star Rafinerisinin inşası sürüyor. Bunu da SOCAR, yani Azerbaycan Milli Petrol Şirketi yapıyor; 10 milyon tonluk yeni bir rafineri inşa ediyor.

TÜPRAŞ'ın, biliyorsunuz, önce yüzde 65,76 oranındaki kamu payı blok olarak, 2004 yılında, 1,3 milyar dolar bedelle, Efremov Kautschuk GMBH diye bir şirkete devredildi; bir Rus şirketine... Bununla ilgili olarak basında ve kamuoyunda bir sürü ciddi tepkiler, meslek odalarının tepkileri söz konusu oldu ve daha sonra Petrol-İş bir dava açtı. Bu davanın sonucunda söz konusu işlem, "kamu yararına aykırı bulunarak" iptal edildi. Çok karanlık bir şirketti, hissedarları belli değildi; ya da belliydi de üstü örtülüyordu.

Bunun ardından 2005 yılında, TÜPRAŞ'ın yüzde 14,76'lık hissesi, borsaya bildirilmeden ve içeriden bilgi aktarımı yapıldığı iddiası ile, İsraili işadamı Sami Ofer'e devredildi. SPK mevzuatına aykırı yapılan bu işlemle, aleniyet ilkesi ihlal edildi. Petrol-İş Sendikası bu konuda da dava açtı. "Halka arz işlemi usulsüzlük saptandı"; ancak iktidar, İdarenin kararlarını uygulamadığı için, buna da bir müdahale söz konusu olmadı.

Daha sonra TÜPRAŞ'ın yüzde 51'lik kamu payı, en yüksek teklifi veren Koç ve Shell Konsorsiyumuna 4,1 milyar dolara aktarıldı. Daha evvelki devir gerçekleşmiş olsaydı; burada iyi/olumlu bir iş yapıldı anlamında söylemiyorum ama, 1,3 milyar dolara devredilmiş olacaktı.

Bu ihale şartnamesinin yürütmesi durdurulmasına rağmen, Özelleştirme İdaresi ve Hükümet, bu kararı da uygulamadı.

Böylece, doğal tekel olan TÜPRAŞ, özel sektöre devredildi. Bugün rafinerilerde tamamen özel sektör tekeli var Türkiye'de. Bu piyasada, kamunun bu alandan çekilmesiyle; rant tamamen, biraz da üstü örtülerek, belli kesimlere aktarıldı. Söz konusu şirket(ler), ayrıca OPET'in % 40 oranındaki hissesini alarak, akaryakıt dağıtım sektörüne girmiştir.

TÜPRAŞ'ın özelleştirilmesiyle; kamu mülkiyetindeyken parçalanıp kamuya yasaklanan entegre yapı, (rafineri-dağıtım-pazarlama-depolama), özel sektör eliyle yaratılmıştır.

Böylece serbestleştirilen piyasada, kamunun bu alandan çekilerek, kendi eliyle teslim ettiği "tekelci rant"ın hangi veya nasıl bir rekabet ortamında oluştuğu sorusu yanıtız bırakılmıştır. Özelleştirme öncesinde 4.345 olan işçi sayısı % 19 düşerek 3.639 olmuştur.

1965'de TPAO'ya bağlı olarak kurulan **PETKİM**'in % 88,9 oranındaki kamu payının özelleştirilmesi için 13 Ocak 2003 tarihinde yapılan ihaleyi, 605 milyon dolar olan en yüksek teklifi veren Standart Kimya A.Ş. (Uzan) kazanmıştır. Ancak, hükümet, bu gruba yönelik yaptığı operasyonla mal varlıklarına el koymuştur. İhale yükümlülüklerini yerine getiremeyen bu sermaye grubuna hisselerin devri işlemi iptal edilmiştir.

15 Nisan 2005 tarihinde halka arz yöntemiyle yapılan ihaleyle, PETKİM'in % 34,5'lik kamu payı, bu defa da 269 milyon dolara satılmıştır.

Bu satışla PETKİM'in toplam sermayesinin % 24,6'sı yabancı yatırımcılara geçmiştir. ÖİB ve hükümet yetkilileri, 22 Temmuz Genel Seçimleri dolayısıyla bekleddikleri bu işlemde vazgeçerek; ihaleyi, 2 milyar 40 milyon dolarlık teklif veren Socar-Turcas-Injaz Ortak Girişim Grubu'na verdiklerini açıklamışlardır. Ülkemizin tek petrokimya tesisi olan PETKİM, % 100 kamu payına sahip olan Azerbaycan petrol şirketi SOCAR'ın hakimiyetine bırakılmış oldu.

Bir diğer kamu şirketi olan **PETLAS**, 06 Mayıs 1997 tarihinde 35,7 milyon dolar bedelle Kombassan Holding A.Ş.'ye devredilmiştir. 3,6 milyon dolar peşin ödeme yapılmış ve geriye kalan kısmının 3 taksit halinde 2002 yılına kadar ödenmesi hükmüne rağmen, alıcının borcu 2006 yılına kadar ertelenmiştir.

Ayrıca 30 milyon dolar tutarındaki yatırım taahhüdü yerine getirilmeyerek kamu zarara uğratılmıştır. Sürekli zarar gösterilerek kamu, vergi gelirlerinden mahrum edilmiştir.

Özelleştirme öncesinde 1.030 olan çalışan sayısı 458'e düşmüştür. Oysa kamuoyu özelleştirmenin; kamu giderlerini azaltacağı, yatırımları, verimliliği, kârlılığı ve istihdamı artıracığı söylemleriyle "ikna edilmişti".

BOTAŞ'a bağlı şirketler olan Bursa Gaz ve Esgaz, 2004 yılında özelleştirildiler. Sendikalı işçiler işten atılarak taşeronlaştırma yapılmıştır. Doğal gaz dağıtım şirketlerinde taşeronlaştırma sonrasında, iş sağlığı ve güvenliği ilkeleri ikinci plana atıldı. Hem çalışan işçiler, hem de Bursa ve Eskişehir halkı ciddi bir risk altına sokuldu.

TÜGSAŞ'a bağlı Elazığ Gübre Sanayi A.Ş., 18 Nisan 2000 tarih ve 2000/8 Sayılı ÖYK kararı ile kapatıldı. Türkiye'nin tek üre üreten gübre fabrikası İGSAŞ, 2004 yılında 90,4 milyon dolar bedel karşılığında özelleştirildi. Kereste üreticisi olan alıcı firma, 2006'da üretimi durdurdu. Özelleştirmeden önce sayısı 600 olan sendika üyesinin tamamının iş akitleri, yeni sahipleri tarafından sona erdirildi.

Petrol Alt Sektöründeki Özelleştirmelerin Sonuçları

Türkiye'nin 21 yıllık özelleştirme uygulamalarının sonuçları ve toplumsal maliyetleri gerek sektörümüz gerek de ülkemiz için değerlendirildiğinde;

Türkiye ekonomisinin ve sanayisinin can damarları olan TÜPRAŞ, TELEKOM, ERDEMİR, POAŞ, TÜGSAŞ, TEKEL, THY, Eti Seydişehir Alüminyum İşletmesi vb. gibi kârlı ve verimli kuruluşlar özelleştirildi. Ancak, iddia edildiği gibi devletin gelirleri artmadı.

Tersine, bu kuruluşlar özelleştirildikten sonra yeni sahipleri, zarar göstererek ya vergi ödemedi ya da gelirlerini düşük göstererek, devletin gelirlerinin azalmasına siyasilerle birlikte sebep oldular.

Bu kurumların hepsi, 1980 öncesinde, ulusal kuruluşumuz Türkiye Petrollerinin çatısı altında dikey entegre bir yapıdaydı. Bu yapı tamamen bozuldu. Şimdi de TPAO ve BOTAŞ özelleştirme sürecinde. Elde kalan bir tek onlar. Maalesef, çok yakın bir gelecekte onların da özelleştirilmesini, BOTAŞ'ın üçe bölünmesini bekliyoruz.

Sonuç olarak, Türkiye'nin 21 yıllık özelleştirme serüveni, toplumsal maliyetleri, sektörümüz için ve ülkemiz için son derece sıkıntılı bir sürü alt başlık yarattı. Ekonominin ve sanayinin can damarları olan TÜRPAŞ, TELEKOM, ERDEMİR, POAŞ, TÜGSAŞ, TEKEL, Türk Hava Yolları, Eti Seydişehir Alüminyum gibi kârlı ve verimli kuruluşlar özelleştirildi. Ama devletin gelirleri artmadı. Bir tane örneği, söylediğim gibi, POAŞ. Gelir vergisi de ödenmedi, zarar gösterilip.

Bunun yanı sıra, özel sektör, özelleştirmelere para ayırarak, yeni yatırımlara yönelmediğinden, istihdama katkı sağlamadıkları gibi, özelleştirilen kuruluşlarda % 70-80 oranında istihdam daralmasına giderek, işsizliğin katlanarak artmasına neden oldular. Devletin borcu azalmadığı gibi katlanarak arttı. Sermaye tabana yayılmadı. Borsa manipülasyonlarıyla küçük yatırımcılar ezilip, yok edildi. Piyasaya yerli ve/veya yabancı tekeller hakim oldu.

“Özelleştirme sonucunda oluşacak rekabet sayesinde düşeceği” iddia edilen petrol ve enerji fiyatları düşüşü gerçekleşmedi.

Bunun yanı sıra, vurgulanmasında yarar var, transit boru hatlarının hissedarlıklarına baktığımızda; kendi ülkemizden geçen, büyük bir kısmı geçen Bakü-Tiflis-Ceyhan, Bakü-Tiflis-Erzurum doğalgaz boru hattı gibi hatlardaki aidiyetlere bakın, topu topu yüzde 6.

Bakü-Tiflis-Erzurum gaz boru hattında, topu topu yüzde 19'luk bir hakkınız var. Kendi ülkenizde bunların hissedarı değilsiniz. Önümüzdeki yıllarda işletmeye alınması beklenen TANAP'ın da yüzde 70'i yine Azerbaycan kamu şirketi SOCAR'a ait.

Özelleştirme ve istihdamı uzun uzun anlatmaya gerek yok; görüldüğü gibi. Birkaç örnek vereceğim. Sevgili Mustafa Sönmez'in geçtiğimiz sene yaptığı bir sunumda kullandığı verileri paylaşacağım. Bu çalışma genel; sadece petrol alt sektörünü değil, tüm enerji sektörünü kapsıyor.

1985 – 2013 yılları arasında gerçekleştirilen özelleştirmeler sonucunda; KİT'lerin devlete sağladığı katma değer, yüzde 6'dan yüzde 1'e geriledi. Devlette yaşanan küçülmeye baktığımızda ise gene yaklaşık 30 yıllık süre içinde, 533 bin istihdam düşüşü yaşandı.

Bu arada, Petrol-İş Sendikasının hazırladığı ve hemen özelleştirmelerin ardından yaptığı bir çalışma var. Şirketlerde önceki işçi sayısı, sonraki işçi sayısı, istihdam daralması diye baktığımızda; bunların bir kısmında sendikal örgütlenmeler sonlandı. POAŞ'a baktığımızda, Esgaz'a baktığımızda, yahut Bursagaz, Kütahya Gübre, İGSAŞ, Samsunggaz gibi kurumlarda sendikal örgütlenmeler tamamen yok edildi. İstihdam daralmasına baktığımızda; PETLAS'ta yüzde 39, POAŞ'ta yüzde 78, Esgaz, Bursagaz'da yüzde 100 gibi, toplamda yüzde 39'luk bir istihdam daralması var.

Sonuç olarak, “devlete yük olduğu iddia edilen kuruluşlar”, özel sektöre devredildi. Bunların önemli bir kısmında üretimler de durduruldu.

Bu arada bir diğer önemli konu var pek üzerine gidilmeyen: Sizler ya da ben eleştirebiliriz, “kamu kurumları verimsiz çalışıyor, iyi çalışmıyor” diye; ama ne 14 senedir iktidar olanlar, ne ondan öncekilerin, böyle bir şikayette bulunma hakları yok. Ama enteresandır, gelmiş geçmiş ya da “henüz geçmemiş” (!) iktidarlar, “kamunun iyi çalışmadığından” söz ederler. Orayı yöneten de, atamaları yapan da sizlersiniz; şimdiki son Enerji Bakanı'nda gördüğümüz gibi. Dolayısıyla bu iddialar, trajikomiktir. Kabul edilebilir bir hâdise değildir “kamunun verimsiz çalışması” iddiası. Yeniden kamusalılık işte bu nedenle de gereklidir.

Şeffaflık, hesap verilebilirlik, denetim sağlanacağı öne sürülüyordu. Sayıştay denetimleri dahil, her türlü denetim kaldırıldı; teftiş kurulları ortadan kaldırıldı. Siyaset-bürokrat-işadamı ilişkisine dayalı yolsuzluklar ayyuka çıktı, onların üstü örtüldü. Anayasa, yasalar, yönetmelikler; bunların hepsi ihlal edildi, mahkeme kararları uygulanmadı.

Özelleşti de güzelleşti mi?

2002 – 2014 döneminde, Türkiye'nin Enerji Endeksi, % 229 artarken; elektrik fiyatları % 149 zamlanmıştır. Elektrik Mühendisleri Odasının (değerli kardeşimiz Kahraman Yapıcı'nın hazırladığı) raporuna göre; OECD 2014 enerji endeksindeki verilere bakıldığında Türkiye'nin, 137,8 değeri ile OECD'nin en pahalı ülkesi durumuna geldiği görülmektedir. Bu değer ile Türkiye, 118,9 endeks değerine sahip olan OECD ortalamasını % 13,7; 119,6 endeks değerine sahip OECD Avrupa ortalamasından ise % 13,2 daha pahalı elektrik kullanan ülke olmuştur. AKP döneminde Türkiye'nin % 228,9 artış ile (2014 yılında) enerji zamları açısından OECD şampiyonu olduğu görülmektedir.

Petrol fiyatları, daha doğrusu benzin fiyatları açısından baktığımızda,, Uluslararası Enerji Ajansı'na göre Türkiye , açık ara ile şampiyon. Bunda da en önemli unsur, biliyorsunuz, vergiler. Düşünün ki, rafineri çıkışı dahil, yani ham petrolü alıyorsunuz, rafine ediyorsunuz, litresini 1,5 liraya mal ediyorsunuz, ama onun üstüne eklediğiniz KDV ve ÖTV'nin toplamı 2,93. Yani iki katı kadar siz vergi ekliyorsunuz. Ondan sonra da ürettiğiniz bu benzinin yarısı elinizde kalıyor, fiyatlar yüksek olduğu için; o benzini de yurtdışına 1,5 liraya satıyorsunuz, iç piyasaya 5 liraya sattığımız benzini.

Tabii, bundan kim mutlu? “Durmak yok, özelleştirmeye devam” diyenler! Görüldüğü gibi, yerli ve yabancı tekellerin dışında, herkes mutsuz.

“Devam ediyorlar”: Örneğin, Türkiye Petrolleri'nin “Petrol Dağıtım” şirketi kanalıyla bir sürü istasyon satın aldılar. İddia o ki, “2 liralık istasyona 5 lira verip, arada birilerini zengin ettiler”. 1-2 sene geçti/geçmedi; şimdi bunları yeniden satıyorlar. Niye satın aldınız, niye satıyorsunuz? Bir yandan da sanki dikey entegrasyon yönünde gidiyorlarmış gibi bir numarayla yapılan iş, yine Ali'nin külahı Veli'ye, Veli'in külahı Ali'ye, arada birilerinin rant elde etmesi. En azından bu yönde ciddi iddialar var; Sayıştay raporlarına da yansımış durumda...

Bakın, bizim ısrarlı iddialarımıza karşın, dönemin Bakanı Taner Yıldız “Türkiye Petrolleri özelleştirilmeyecek” diye açıklamalar yapıyordu. Tarih, 2 Kasım 2012. Çok geçmeden ve 12 Mart 2013 tarihinde yine aynı Bakan, TBMM'de Enerji Komisyonunda yaptığı açıklamada “TPAO özelleştirilebilir” diyor! Üstüne üstlük “THY modelindeki gibi” diye de detaylandırıyor! THY'nin nasıl yönetildiği, sürekli ve milyarlarca dolarlık zarar açıkladığına ise hiç değinmiyor! Bir taraftan da aynı TBMM komisyon toplantısında; diyor

ki, “Dünyanın büyük petrol şirketlerinin çoğunda kamu payı yok.” Olacak şey değil. ABD Enerji Bakanlığı verilerine bakın... Ben, öğrencilerime, bu olay olmadan, 1 hafta-10 gün önce de tesadüfen anlatmışım. Amerikan Enerji Bakanlığının web sayfasına girin, bulursunuz: “Dünya petrol rezervleri kimin kontrolünde?” dersiniz; rezervin milli şirketlerde olduğu ve sınırlı yabancı erişim olan petrol rezervlerinin payı yüzde 37. Petrol rezervlerinin milli şirketlerde olduğu ve yabancı erişime hiç açık olmayan rezervlerin payı ise yüzde 47. Etti mi toplam % 84. Buna rağmen, kalkmış Bakan Yıldız, “dünyanın büyük petrol şirketlerinin çoğunda KAMU PAYI OLMADIĞINI” iddia edebiliyor! Pes doğrusu...

Haberde “Shell’i örnek veren Bakan Yıldız, şirketin tamamının halka açık olduğunu ve ABD ve Avrupa borsalarında işlem gördüğünü belirtti” diyor. Shell’in üretimi, dünya petrol üretiminin sadece % 2’si kadar üstelik... Yani hayatları böyle... Her konuşuklarının arkası boş ve gerçek olmayan şeyler.

Bu arada, TPAO’nun özelleştirilmesi süreci devam ediyor. Barbaros Hayrettin Paşa sismik gemisini satın aldılar. Ben bunu, evlilik öncesi çeyiz olarak görüyorum. Yani birine TPAO’yu en kârlı kısmıyla devrederken, bunu da çeyiz olarak değerlendirdiler diye düşünüyorum. Çünkü Türkiye Petrolleri kârlı bir kuruluşken, “Bu petrol fiyatlarının düşmüş olduğu ortamda bile, zarar mı ediyor da satıyorsunuz ya da özelleştiriyorsunuz?” deseniz; web sayfasına bakın, görürsünüz. Kurulduğu 54 yılından bu yana her yıl kâr eden TPAO, 2008 yılından sonra, 2010 yılında yine Türkiye'nin en fazla kâr eden kuruluşu olmuş. Ama bir taraftan diyorlar ki, “Zarar ettiği için, verimli çalışmadığı için satıyoruz.” Bunun gibi birçok olumlu örnek var. KİT’lerin en kârlısı Türkiye Petrolleri.

; D-iyorlar ki, “TPAO’yu Türk Hava Yolları *modeli tarzı* özelleştireceğiz.” Ne demekse “TPAO’yu Türk Hava Yolları modeli tarzı”? Türk Hava Yollarını da şöyle kısaca söyleyelim. Yani cümle çok düşük ve komik bir tabir, onun için söylüyorum. “THY tarihi zarar açıkladı.” 2011 yılına ilişkin kâr-zarar bilançosunda, 1 milyar zarar açıklıyor. Altta da, Hamdi Topçu: “Zarar planlıydı, final olacak” diyor. Yani dönüşleri muhteşem olacakmış. Bu ne zaman? 2011 yılı. 2014 yılına geliyoruz, planlı zarar devam ediyor. Sürekli olarak Türk Hava Yolları zarar ediyor. Sadece zarar kısmını söylüyorum.

Petrol ve gaz şirketlerinin olmazsa olmazı, dikey bütünleşik yapıdır. Dünyanın en büyük petrol-gaz şirketleri, istisnasız, dikey bütünleşik yapılanmışlardır. Aramacılığın gereksinim duyduğu risk sermayesi böyle yaratılır. Yani yapı şöyle olmalıdır, başta da vurgulamaya çalıştığım gibi: Arama, üretim, taşıma, rafinaj, dağıtım, pazarlama, depolama; bunların tümü tek bir şemsiye altında toplanmalıdır. Risk sermayesi böylece oluşur dünyada. State Oil bunun bir örneğidir. Kamu ağırlıklıdır. Hisseleri halka arz edildi, ama hisselerin yüzde 82’si devlet adına Petrol ve Enerji Bakanlığındadır. Dikey bütünleşik bir şirkettir. İtalyanların ENI şirketi yine öyledir. Dolayısıyla, nereye baksanız, bu böyle.

Son olarak da şuna vurgu yapalım: Eski Petrol Kanunu’nda, 6326 sayılı Kanun’da ki bu kanun geçtiğimiz sene değiştirildi, biliyorsunuz (ve yerine “Türk Petrol Kanunu” diye bir şey çıkardılar); “Petrolle ilgili, müsaade, arama, ruhsatname, işletme ruhsatnamesi alma hakkı devlet adına Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığına aittir” diye belirtiliyordu. Bir gün kalktı, bu madde yok. Şu an ne deve, ne kuş; ortada, devlet adına, kamu adına hareket etme olanakları kırılmış bir Türkiye Petrolleri var.

İyi haberlerimiz de var: O da şu: “Satacak bir şeyimiz kalmadı” diyor Bakan Mehmet Şimşek ve bu nedenle “Özelleştirme İdaresi Başkanlığı kapanıyor” diye muştuluyor!

Bizim Oda'nın girişinde, Mustafa Kemal Atatürk'ün şu önemli ifadesi asılıdır. "Petrol meselesi, yalnız bir milli ekonomi meselesi değildir; aynı zamanda bir milli müdafaa meselesidir." Kaç sene önce söylenmiş. Bu özelleştirmelerin bir an önce durdurulması ve sektörün dikey bütünleşik bir yapıda yeniden organize edilmesi lazım. Sırada BOTAŞ da var.

Tüm enerji sektöründe olduğu gibi, petrol alt sektöründe de özelleştirmeler durdurulmalıdır. Daha önce yapılan özelleştirmelerin hukuki, ahlaki ve usul yönünden değerlendirilmesi sonrasında, saptanan hukuksuzluk söz konusu olursa, bunların tümü iptal edilmelidir.

Petrol sektöründe, dikey bütünleşik yapıda ve TPAO şemsiyesi altında gerçekten özerk bir yapı oluşturulmalıdır.

Petrol Kanunu'nda değişiklik yapılarak, bu TPAO'nun devlet adına yeniden faaliyet hak ve sorumluluğu sağlanmalıdır.

Sabrınız için teşekkür ediyorum.

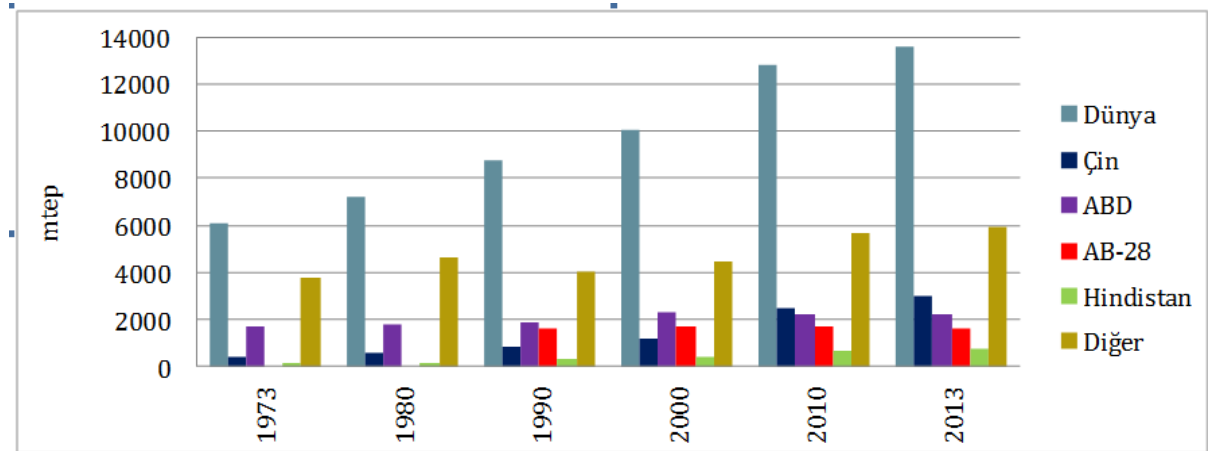
5. DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE KÖMÜR

Dr. Nejat Tamzok
Maden Yüksek Mühendisi

5.1 Dünyada Sektörün Görünümü

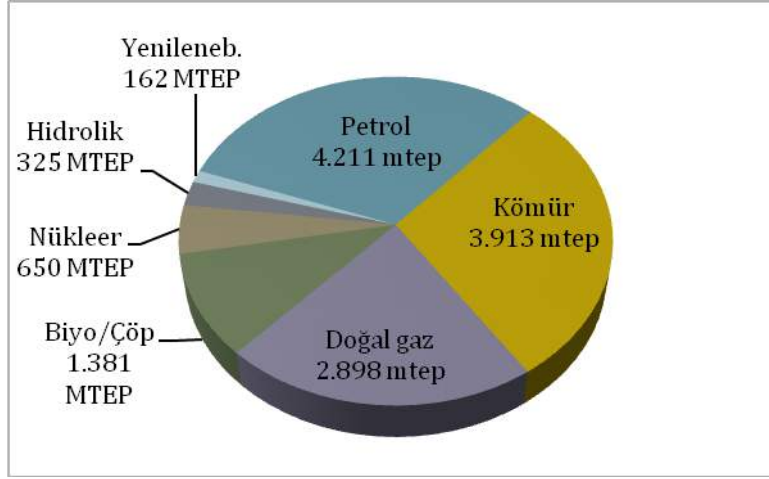
5.1.1 Birincil Enerji Arzı ve Kömürün Payı

Dünya birincil enerji arzı 1973 ve 2013 yılları arasındaki 40 yılda iki kattan fazla artarak 2013 yılı itibarıyla 13.541 MTEP (milyon ton eşdeğer petrol) düzeyine ulaşmıştır. 2013 yılındaki artış oranı bir önceki yıla göre % 1,3 düzeyindedir (IEA 2014a, s.6; IEA 2015a, s.6). Enerji arzı yeni yüzyılın ilk 12 yılında % 35 oranında büyürken, artışın yaklaşık dörtte üçü Asya kıtasından kaynaklanmıştır. Söz konusu 12 yılda, enerji arzı Çin'de % 159 ve Hindistan'da ise % 76 oranında büyümüş, buna karşılık Avrupa Birliği'nde (AB28) % 4 ve ABD'de ise % 2,9 oranında azalmıştır (Şekil 5.1) (IEA 2015b, s.III.20; IEA 2015c, s.III.48-III.50).



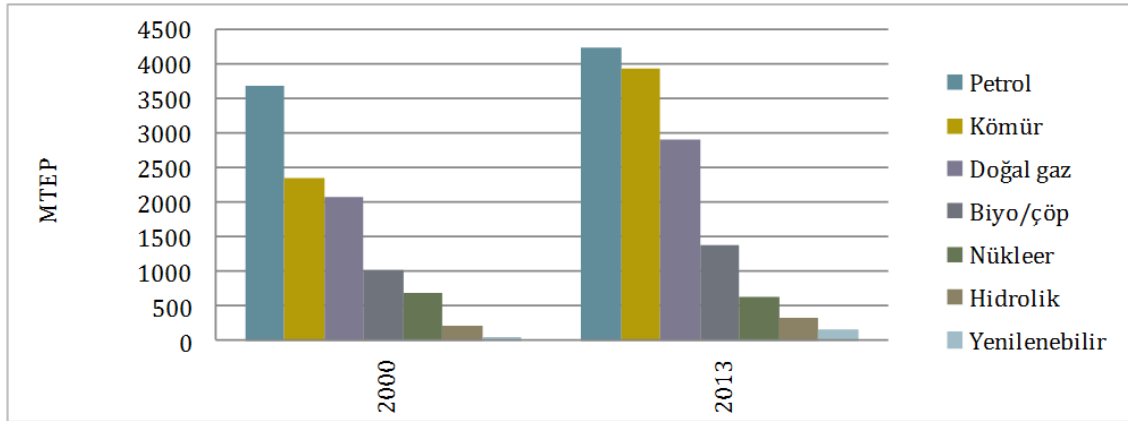
Şekil 5.1 Birincil Enerji Arzındaki Gelişim

1973-2013 yılları arasındaki dönemde; dünyada petrolün payı % 46,2'den % 31,1'e düşerken, doğal gazın payı % 16'dan % 21,4'e, nükleer enerjinin payı % 0,9'dan % 4,8'e ve hidrolik dâhil yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının payı ise % 1,9'dan % 3,6'ya yükselmiştir (IEA 2015a, s.6). Aynı dönemde kömürün payı 4,4 puan artışla % 24,5'dan % 28,9 düzeyine ulaşmıştır (Şekil 5.2).



Şekil 5.2 Dünya Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Göre Dağılımı: 2013

Yeni yüzyılın ilk 13 yılındaki en dikkat çekici gelişme ise kömürün toplam enerji arzı içerisindeki payına ilişkindir. Söz konusu 13 yılda petrolün payı % 36,5'ten % 31,1'e, nükleerin payı % 6,7'den % 4,8'e düşerken, doğal gazın payı sadece 0,9 puanlık artışla % 20,5'ten % 21,4'e yükselmiş, buna karşılık kömürün toplam içindeki payı 5,7 puan artışla % 23,3'ten % 29 düzeyine artmıştır (Şekil 5.3) (IEA 2015d, s.57).



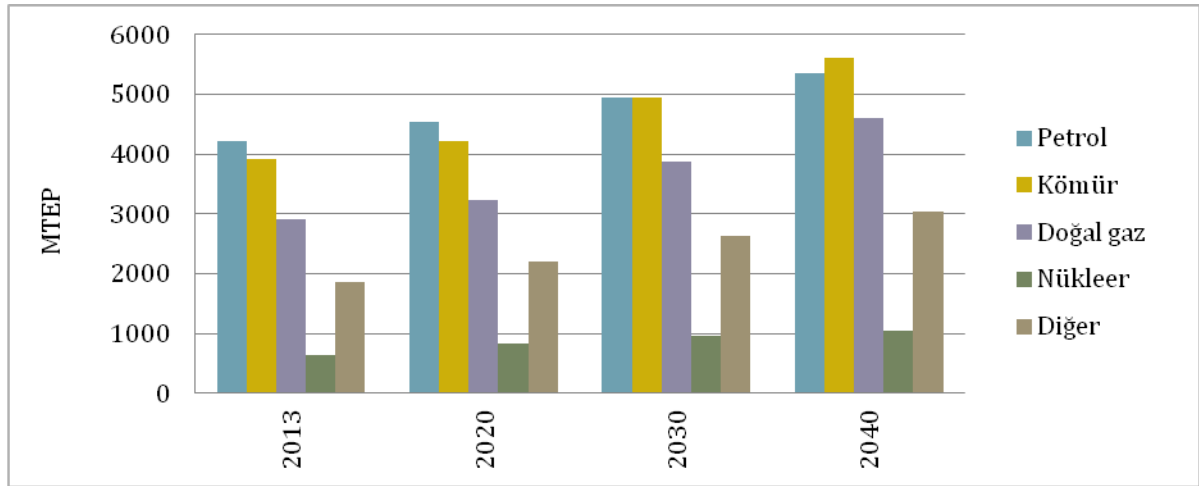
Şekil 5.3 Son 13 Yılda Kaynaklara Göre Birincil Enerji Arzı

Dolayısıyla, fosil kaynak payının % 80'den % 81'e yükseldiği ve küresel CO₂ emisyonlarının 23,3 Gt seviyesinden yaklaşık % 38 artışla 32,2 Gt düzeyine arttığı (IEA 2015e, s.II.4) son 13 yıllık dönemin net kazananı kömür olmuştur. Son yıllardaki tüketim artış hızıyla, kömürün, birkaç yıl içerisinde petrolün tahtını ele geçirmesi oldukça muhtemeldir.

Uluslararası Enerji Ajansı tarafından, günümüzde mevcut enerji politikalarının gelecekte de çok fazla değişmeden sürdürüleceği varsayımına göre yapılan tahminlerde; dünya birincil enerji talebinin 2013 yılına göre yaklaşık % 45 oranında artış göstererek 2040 yılında 19.643 MTEP seviyesine yükseleceği, bu miktarın kaynaklara dağılımında önemli farklılıkların olmayacağı, bununla beraber 2030 yılından sonra petrolün birinciliği kaybedeceği öngörülmektedir. Buna göre; 2040 yılında en büyük pay %

29 ile kömürün olacaktır. Kömürü % 27 ile petrol ve % 23 ile doğal gaz izleyecektir. Söz konusu yılda; nükleer enerjinin payı % 5 ve diğer kaynakların¹ payı ise % 16 olacaktır (IEA 2015d, s.585) (Şekil 5.4).

Uluslararası Enerji Ajansı'nın; yenilenebilir ya da alternatif yakıtların kullanımlarının artacağı ve enerji verimliliğine ya da karbon emisyonlarının azaltılmasına yönelik çabaların geliştirileceği öngörülerine dayalı olan daha iyimser “Yeni Politikalar Senaryosu”nda dahi, kömürün 2040 yılındaki küresel enerji talebi içerisindeki payı % 25'in altına düşmemektedir (IEA 2015d, s.584).



Şekil 5.4 Dünya Birincil Enerji Arzının Gelişimi, IEA Projeksiyonu, Mevcut Politikalar Senaryosu

Dolayısıyla, Uluslararası Enerji Ajansı, mevcut enerji politikalarının gelecekte de fazla değişmeden sürdürüleceği varsayıldığında, kömürün, dünya enerji bileşimi içerisindeki belirleyici konumunu en azından önümüzdeki 25 yıl içerisinde de artırarak sürdüreceğini öngörmektedir. Buna göre, Uluslararası Enerji Ajansı'nın “Mevcut Politikalar Senaryosu”nda; 2013-2040 döneminde enerji kaynakları için artış oranları; kömürde % 43, doğal gazda % 58,9, petrolde % 26,8, nükleerde % 60,4 ve diğerlerinde ise % 62,6 olacaktır (Tablo 5.1).

Tablo 5.1 Dünya Birincil Enerji Arzında Kaynakların Artış Oranları (%)

Dönem	Petrol	Kömür	Doğal gaz	Nükleer	Diğer
2013-2020	7,6	7,6	11,4	28,0	18,8
2020-2030	8,9	16,9	20,0	15,0	18,6
2030-2040	8,2	13,7	18,9	8,0	15,4
2013-2040	26,8	43,0	58,9	60,4	62,6

¹ Hidrolik, yeni/yenilenebilir, biyoenerji.

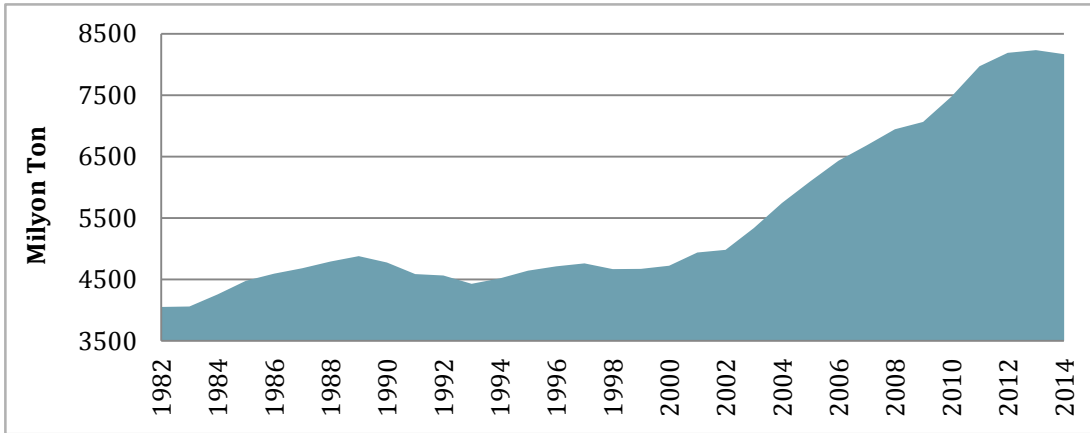
ABD Enerji Bakanlığının gelecek projeksiyonu da Uluslararası Enerji Ajansı'ndan çok farklı değildir. Buna göre; mevcut enerji politikalarının önemli ölçüde değişmeyeceğini varsayan “Referans Senaryo”da 2040 yılı küresel enerji arzında kömürün payı % 26,8, petrolün payı % 28,4, doğal gazın payı % 23,3, nükleerin payı % 5 ve diğer kaynakların payı ise % 14,5 olacaktır (EIA 2013, s.181-182).

5.1.2 Dünya Kömür Üretimi

Dünya kömür üretimi son otuz yılda yaklaşık iki kat artmıştır. Kömür üretimindeki artış, büyük ölçüde başta Çin olmak üzere Asya kıtasındaki elektrik enerjisi talebinden kaynaklanmaktadır. Bu ülkenin elektrik enerjisi üretimi son on yılda 2,6 kat artarak 2014 yılında 5.650 TWh düzeyine yükselmiş (BP 2015) ve söz konusu üretimin % 81'i kömüre dayalı termik santrallerden elde edilmiştir (WCA 2014, s.2). Son on yılda Asya-Pasifik Bölgesi'nin toplamındaki elektrik enerjisi üretim artışı ise yaklaşık 2 kat olup elektrik üretiminde en yoğun olarak kullanılan kaynak kömür olmuştur.

Kömür tüketiminin, gelişmekte olan ülkelerde gelişmiş ülkelere göre daha fazla artmakta oluşunun nedenleri arasında; yüksek ekonomik büyüme oranları ve artan elektrifikasyon ihtiyacı nedeniyle gelişmekte olan ülkelerin daha kolay ve daha ucuz ulaşabilecekleri kömürü tercih ederken, başta Avrupa Birliği olmak üzere gelişmiş ülkelerin özellikle çevresel duyarlılıklar nedeniyle elektrik üretiminde giderek daha fazla doğal gazı ve yenilenebilir kaynakları tercih etmeleri gelmektedir.

1999 yılından itibaren 14 yıl boyunca kesintisiz artan küresel kömür üretimi ilk defa 2014 yılında² bir önceki yıla göre % 0,7 oranında azalarak 8.023 milyon ton olarak gerçekleşmiştir (IEA 2015f, s.II.4). 2000-2014 yılları arasındaki üretim artış oranı % 73 düzeyindedir. Aynı dönemde buhar kömürü üretimindeki artış oranı % 85,4 ve koklaşabilir kömür üretimindeki artış oranı ise % 77,7 düzeyinde olmuştur. Bu dönemde linyit üretimi ise % 4 oranında düşmüştür (Şekil 5.5) (IEA 2015f, s.III.5-III.13).



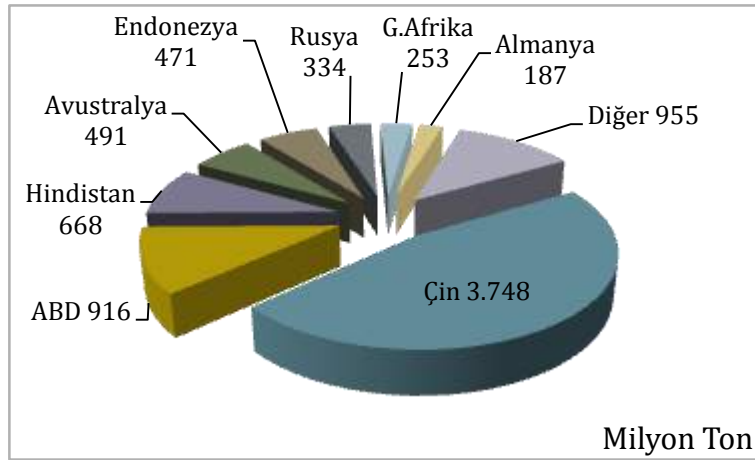
Şekil 5.5 Dünya Kömür Üretimleri

2014 yılında koklaşabilir kömür üretimi bir önceki yıla göre % 2,6 oranında artarak 1.064 milyon ton düzeyine yükselmiş, buhar kömürü üretimi ise % 0,9 oranında azalarak 6.147 milyon ton düzeyine gerilemiştir. 2014 yılı linyit üretimi de % 2,9 oranında düşerek 810 milyon ton olarak gerçekleşmiştir.

² 2015 yılına ilişkin uluslararası veriler, bu raporun hazırlandığı tarih itibarıyla henüz yayımlanmamıştır.

(IEA 2015f, s.III.5-III.13). Toplam üretimin yaklaşık % 90'ı taşkömürü ve % 10'u ise linyit³ kategorisindedir.

2014 yılı dünya kömür üretiminin % 46,7'sini (3.748 milyon ton) tek başına Çin gerçekleştirmiştir. ABD'nin payı % 11,4 (916 milyon ton), Hindistan'ın payı % 8,3 (668 milyon ton) ve Avustralya'nın payı ise % 6,1 (491 milyon ton) oranındadır. Bu ülkeleri; Endonezya (471 milyon ton), Rusya Federasyonu (334 milyon ton), Güney Afrika Cumhuriyeti (253 milyon ton) ve Almanya (187 milyon ton) izlemektedir (Şekil 5.6). Bu sekiz ülkenin küresel kömür üretimi içindeki toplam payları % 88 düzeyindedir.



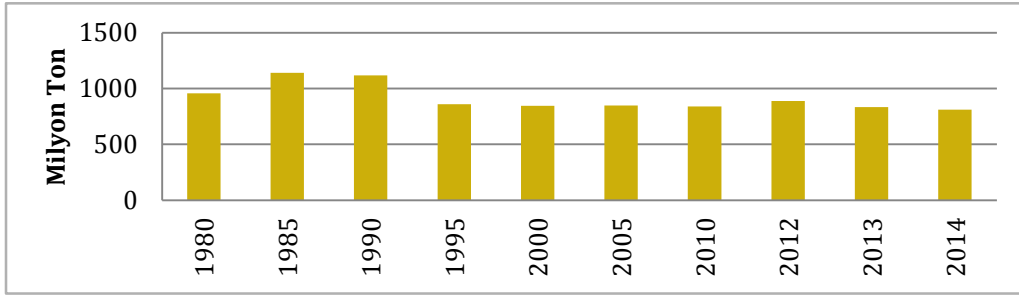
Şekil 5.6 Ülkelere Göre 2014 Yılı Kömür Üretimleri

Genel olarak, kömür üretimleri gelişmekte olan ülkelerde gelişmiş ülkelere göre çok daha yüksek oranda artış göstermektedir. Dünya kömür üretiminde, 2000-2014 döneminde en yüksek artış oranı % 495 ile Endonezya'ya aittir ve 2000 yılında 79,4 milyon ton olan kömür üretimini 2014 yılında 471 milyon ton düzeyine çıkarabilmiştir. Aynı dönemde kömür üretim artışları; Vietnam'da % 208, Çin'de % 177, Kolombiya'da % 132 ve Hindistan'da ise % 99 olmuştur (IEA 2015f, s.III.5-III.6). Buna karşılık; ABD, Kanada, Çek Cumhuriyeti, Almanya, Yunanistan, Polonya, İspanya ve İngiltere gibi ülkelerde ciddi üretim düşüşleri yaşanmıştır.

Bununla beraber, Asya-Pasifik Bölgesi'nin toplamında önceki yıllarda oldukça yüksek seyreden yıllık kömür üretim artışları son üç yıldır yavaşlamıştır. Bu bölgede, 2000 yılından bu yana yıllık ortalama % 8,1 düzeyinde büyüyen kömür üretimi 2013 yılında % 2,1 düzeyine düşmüş, 2014 yılında ise % 0,7 oranında gerilemiştir. Kesin veriler henüz ortaya çıkmamakla beraber, gelen bilgiler, 2015 yılında da gerilemenin artarak devam ettiğini göstermektedir. Söz konusu gelişmede Çin'in kömür üretimi etkili olmuştur. 2000 yılından bu yana yıllık ortalama % 9,2 düzeyinde artış gösteren Çin'in yıllık kömür üretimi 2013 yılında sadece % 0,7 oranında artmış ve 2014 yılında ise % 2,5 gerilemiştir (BP 2015).

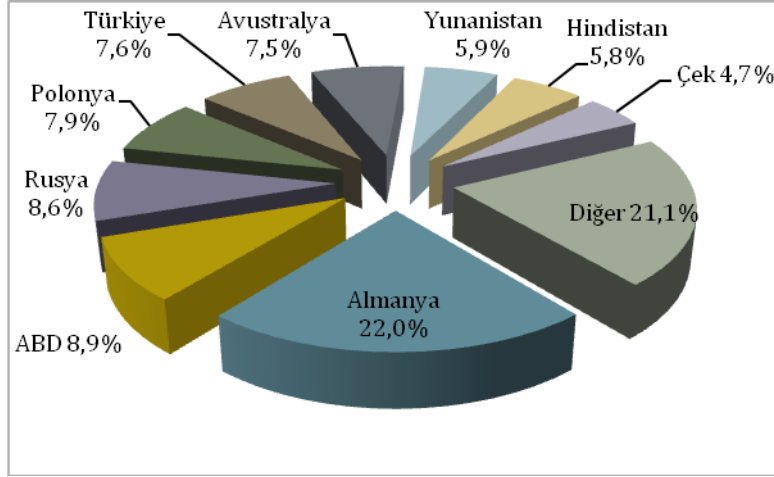
³ Uluslararası literatürde, 5.700 kcal/kg altındaki tüm kömürler (alt bitümlü ve linyit) için "kahverengi kömür" terimi kullanılmaktadır. Bununla beraber, söz konusu terimin ülkemizde yaygın kullanımının bulunmaması nedeniyle, bu çalışmada kahverengi kömür yerine linyit terimi 4.165 kcal/kg altındaki alt ısıl değere sahip linyitlerle birlikte 4.165 kcal/kg-5.700 kcal/kg aralığındaki alt bitümlü kömürleri de kapsayacak şekilde kullanılmıştır.

Dünya linyit üretimi 2014 yılında bir önceki yıla göre % 2,9 oranında azalarak 2014 yılında 810 milyon ton olmuştur (IEA 2015f, s.III.12-III.13) (Şekil 5.7). Bu sınıftaki kömürlerin üretimi 1980'li yıllar boyunca önemli oranda artış göstermekle beraber, neredeyse 20 yılı aşkın bir süredir yaklaşık aynı düzeyde kalmıştır. 2013 ve 2014 yıllarında ise hemen her ülkede linyit üretimleri gerilemiştir. Son 2 yıldaki gerileme oranları; Romanya'da % 30,5, Yunanistan'da % 23,7, Sırp Cumhuriyeti'nde % 21,7, Avustralya'da % 15, Çek Cumhuriyeti'nde % 12,3, Rusya'da % 10, Türkiye'de % 9,7 ve Almanya'da % 3,9 düzeyindedir. Dünya linyit üretimindeki gerilemenin önümüzdeki yıllarda da hızlanarak devam etmesi son derece muhtemeldir.



Şekil 5.7. Dünya Linyit Üretimleri

2014 yılı dünya linyit üretiminde en büyük pay Almanya'nın olmuştur. Bu yılda Almanya'nın linyit üretimi 178 milyon ton (% 22) düzeyindedir. Almanya'yı 72 milyon ton ile ABD, 69,6 milyon ton ile Rusya Federasyonu, 70 milyon ton ile Polonya, 61,5 milyon ton ile Türkiye, 60,7 milyon ton ile Avustralya ve 48 milyon ton ile Yunanistan izlemektedir. 2014 yılı dünya linyit üretiminde ülkemiz beşinci büyük üretici konumundadır. Hindistan, Çek Cumhuriyeti ve Sırbistan da önemli linyit üreticileri arasındadır (IEA 2015f, s.III.12-III.13) (Şekil 5.8).

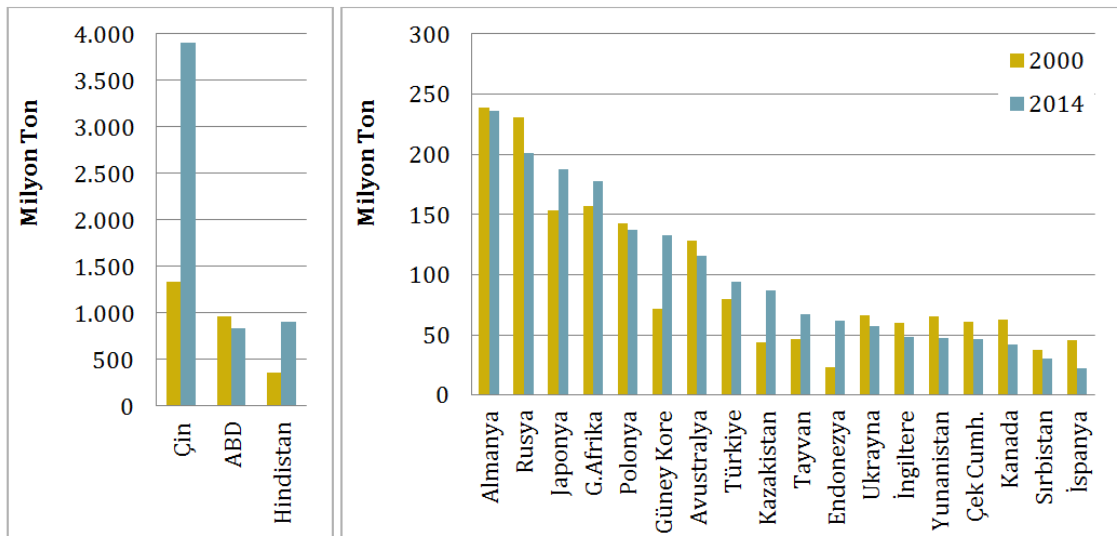


Şekil 5.8 Ülkelere Göre 2014 Yılı Linyit Üretim Payları

5.1.3 Dünya Kömür Tüketimi

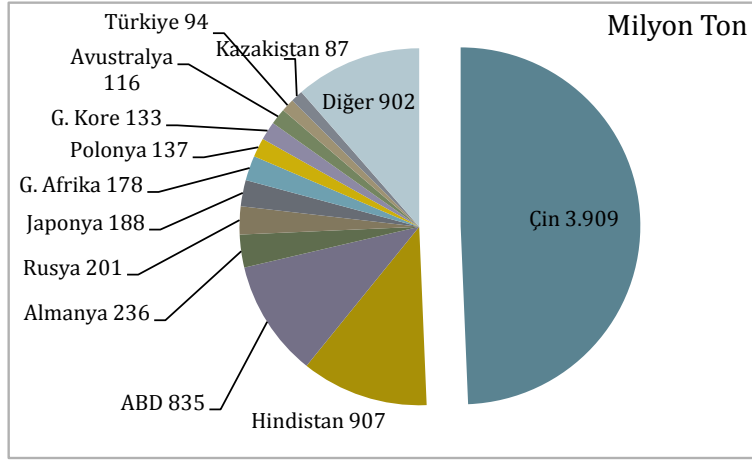
Dünya kömür tüketimi, son otuz yılda 1,8 kat artarak 2014 yılında 7.923 milyon ton düzeyine kadar yükselmiştir. Bununla beraber, 2014 yılı kömür tüketimi bir önceki yıla göre % 0,9 oranında gerilemiştir. 2000 yılı sonrasında, küresel kömür tüketim artışı çok büyük ölçüde Çin'in talebinden kaynaklanmıştır. Bu ülkenin 2000-2014 dönemindeki kömür tüketim artışı % 192 oranındadır. Aynı dönemde Endonezya'nın tüketimi % 172, Hindistan'ın tüketimi % 154, Kazakistan'ın tüketimi % 97 ve Güney Kore'nin tüketimi ise % 85 oranında artış göstermiştir (IEA 2015f, s.III.19-III.21).

Bununla beraber, aynı dönemde bazı gelişmiş ülkelerin kömür tüketimlerinde ise ciddi gerilemeler söz konusudur. Örneğin, 2000-2014 yılları arasında İspanya'nın kömür tüketimi % 51; Kanada'nın % 33; ABD'nin % 14, Rusya Federasyonu'nun % 13 ve Ukrayna'nın % 15 oranında azalmıştır (Şekil 5.9).



Şekil 5.9 2000'den 2014'e Kömür Tüketimlerinde Değişim

2014 yılı dünya kömür⁴ tüketiminin yaklaşık yarısı Çin tarafından gerçekleştirilmiştir. Söz konusu yılda Çin'in kömür tüketimi 3.909 milyon ton olmuştur. 2014 yılında ikinciliği Hindistan ABD'den devralmıştır. Sıralama; Hindistan (% 11,4), ABD (% 10,5), Almanya (% 3), Rusya (% 2,5), Japonya (% 2,4), Güney Afrika Cumhuriyeti (% 2,2), Polonya (% 1,7), Güney Kore (% 1,7) ve Avustralya (% 1,5) şeklindedir (Şekil 5.10) (IEA 2015f, s.III.19-III.21). Bu 10 ülkenin küresel kömür tüketimindeki toplam payı % 86 oranındadır. Türkiye'nin, 2014 yılı dünya kömür tüketimi içindeki payı ise 93,8 milyon ton ile % 1,2 düzeyindedir.

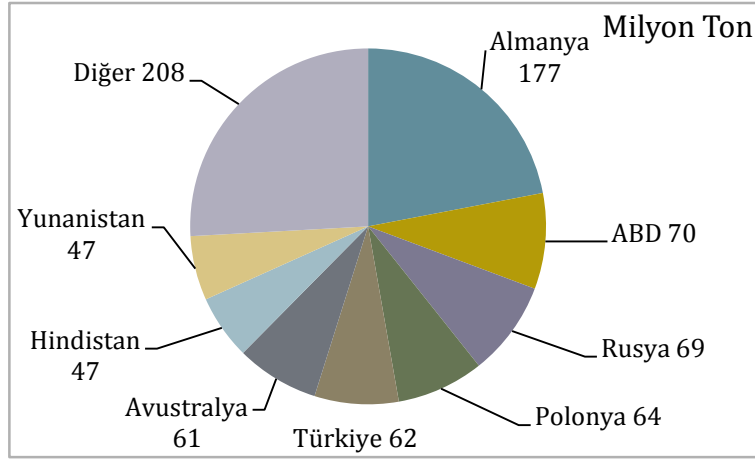


Şekil 5.10 Ülkelere Göre 2014 Yılı Kömür Tüketimleri

Çin'in kömür tüketimi, özellikle 2000 yılı sonrasında önemli ölçüde artmakla birlikte, yıllık artış oranları giderek düşmektedir. 2001-2006 arasında % 14,5 ve 2006-2011 arasında % 5,6 olan ortalama yıllık tüketim artış oranı 2011-2014 yılları arasında % 1,2 düzeyine kadar gerilemiştir. 2014 yılında ise bir önceki yıla göre % 2,9 oranında bir düşüş söz konusudur. Çin'deki tüketim artışının önümüzdeki yıllarda daha da gerileyeceğine ilişkin ciddi göstergeler bulunmaktadır. 2014 yılında kömür tüketimi; aralarında Japonya, Almanya, Avustralya, ABD, Rusya, Polonya ve İngiltere'nin de bulunduğu pek çok ülkede gerilemiştir. Buna karşılık, tüketim, Hindistan, Endonezya ve Türkiye'de artış göstermiştir.

2014 yılı dünya kömür tüketiminin 1.032 milyon tonu koklaşabilir kömür ve 6.086 milyon tonu ise buhar kömürüdür. Linyit tüketimi ise toplam 805 milyon ton olmuştur (IEA 2015f, s.II.13-II.18). 2014 yılı linyit tüketiminde ilk sıra, uzun yıllardır olduğu gibi yine Almanya'nındır. Söz konusu yılda Almanya'nın linyit tüketimi 177 milyon ton olmuştur. 2014 yılı linyit tüketiminde Almanya'yı 70,1 milyon ton ile ABD, 69,3 milyon ton ile Rusya Federasyonu ve 63,8 milyon ton ile Polonya izlemektedir. Türkiye, 2014 yılında, 61,5 milyon ton linyit tüketimi ile dünyada beşinci sıradadır (Şekil 5.11).

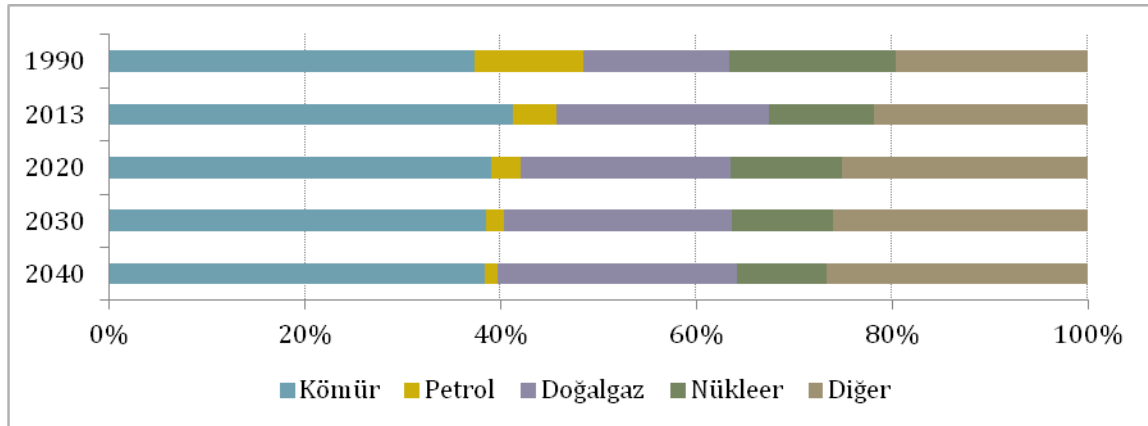
⁴ Antrasitten linyite tüm kömür çeşitleri.



Şekil 5.11 Ülkelere Göre 2014 Yılı Linyit Tüketimi

Günümüzde, dünya kömür üretiminin yaklaşık % 69'u elektrik ve ticari ısı üretimi amacıyla kullanılmakta, % 13'ü demir-çelik endüstrisinde, % 15'i diğer sanayi sektörlerinde ve geriye kalan % 3'lük kısım ise ısınma amaçlı olarak tüketilmektedir (IEA 2015f, s.III.68).

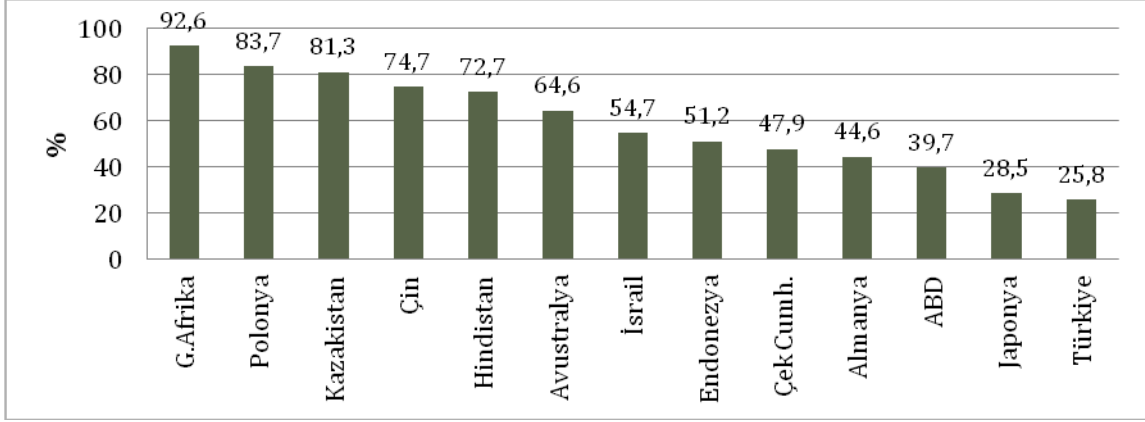
Kömür, elektrik üretimi amacıyla kullanılan yakıtlar arasında en yaygın olanıdır. Kömürün elektrik üretiminde en yüksek oranda kullanılan yakıt olma niteliğinin öngörülebilir bir gelecekte de değişmeyeceği tahmin edilmektedir. 1990 yılında dünya toplam elektrik üretiminde % 37,4 oranında kullanılan kömür 2013 yılı itibarıyla % 41,2 oranında kullanılmıştır. Uluslararası Enerji Ajansı tarafından, mevcut politikaların gelecekte de değişmeden devam edeceği varsayımıyla yapılan tahminlere göre kömürün elektrik üretimindeki kullanım payı 2040 yılında da yaklaşık aynı düzeyde kalacaktır (IEA 2015d, s.586-587) (Şekil 5.12). Uluslararası Enerji Ajansı'nın "Yeni Politikalar Senaryosu"nda dahi, bu alanda ne doğal gazın ne de nükleer enerjinin kömürün yanına yaklaşabilmesi mümkün görünmemektedir.



Şekil 5.12 Dünya Elektrik Üretiminde Kaynakların Dağılımı, IEA Mevcut Politikalar Senaryosu

Elektrik üretiminde kömürü yüksek oranda kullanan çok sayıda ülke bulunmaktadır. Bunlar arasında, 2013 yılı itibarıyla; Güney Afrika Cumhuriyeti (% 92,6), Polonya (% 83,7), Kazakistan (% 81,3), Çin (% 74,7), Hindistan (% 72,7), Avustralya (% 64,6), İsrail (% 54,7), Endonezya (% 51,2), Çek Cumhu-

riyeti (% 47,9), Almanya (% 44,6), ABD (% 39,7) ve Japonya (% 28,5) kömürü en yüksek oranda kullanan ülkelerdir (IEA 2015g, s.III.8-III.15) (Şekil 5.13).



Şekil 5.13 Çeşitli Ülkelerde Elektrik Üretiminde Kömürün Payı, 2014.

KUTU 1. Yeni Kömür Çağı

Dr. Nejat Tamzok

Her ne kadar binlerce yıldır insanoğlu tarafından bilinse de, kömürün yoğun şekilde kullanımı on dokuzuncu yüzyıl boyunca ortaya çıktı. Yirminci yüzyıla girilirken, dünyada tüketilen tüm enerjinin yüzde 60'ı kömürden sağlanmaktaydı. Kısa sürede ulaştırma ve demir-çelik başta olmak üzere, pek çok endüstrinin vazgeçilmez girdisi haline geldi. Giderek, ısınmada çok daha fazla kullanılmaya başlandı. Günümüzün gelişmiş ülkelerinin ekonomileri, petrolün devreye girişine kadar, neredeyse sadece kömüre bağımlı oldu.

Petrolün keşfi, başlangıçta kömürün krallığını fazlaca sarsmadı. Ancak, 1920'li yıllarda Texas ve Orta Doğu'da yeni petrol yataklarının bulunması ve özellikle ulaştırma sektöründe petrol kullanımının hızla artış göstermesi, kömürün tahtını sallayacak sürecin ilk işaretleri oldular. İki fosil yakıtın kıyasıya rekabeti sonucunda kazanan petrol oldu. Kömür, 1960'lı yılların ortalarından itibaren birincilik kürsüsünü petrole bıraktı. Kömüre ikinci darbe, yine 1960'lı yıllardan itibaren doğal gazdan geldi. Aynı yıllarda yükselmeye başlayan çevreci hareketlerin kömür tüketiminin sınırlandırılmasını talep eden propagandası ise kömürün nefesini iyice kesti.

Söz konusu gelişmeler sonucunda, kömürün toplam küresel enerji tüketimi içindeki payı 1970'li yıllarda yüzde 25'ler civarına düştü ve 1990'lı yıllara kadar da yüzde 24-26 bandında seyretti. Geçtiğimiz yüzyılın sonuna gelindiğinde, kömürün payı yüzde 22'ye kadar gerilemişti. O yıllardan bakıldığında, gelecekteki küresel enerji denkleminde kömürün payının giderek artacağını öngörebilmek kolay değildi. Yapılan tahminler, küresel kömür tüketiminde sürekli bir gerilemeyi işaret etmekteydi.

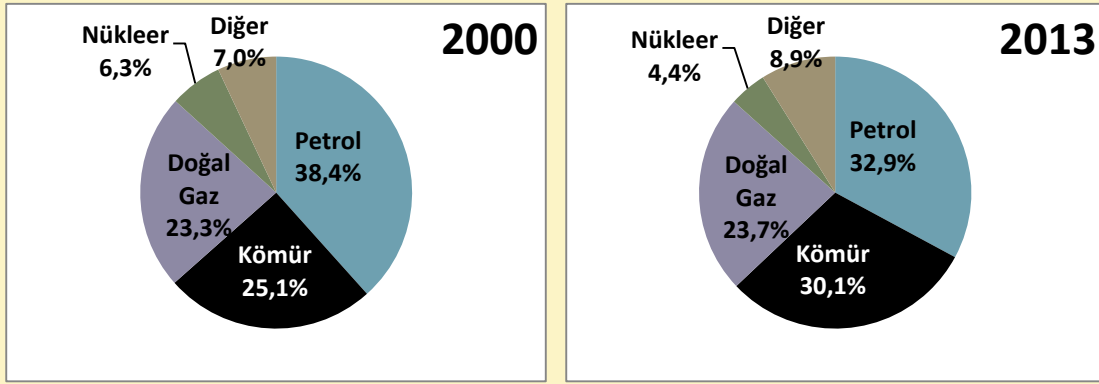
Bununla beraber, kömüre ilişkin sonraki gelişmeler beklentilerin tam tersi yönde oldu. Küresel kömür tüketiminin gerileme dönemine girdiğine dair tüm öngörüler, yirmi birinci yüzyıla birlikte çöktü. Kömür üretim ve tüketiminde patlama yaşandı. Yeni gelen çağ, başlangıcından bugüne kadar, neredeyse tam bir "Kömür Çağı" oldu.

1980'li yıllardan beri 4,0-4,8 milyar ton arasında seyreden ve geçtiğimiz yüzyılın sonunda yaklaşık 4,7 milyar ton olan yıllık küresel kömür üretimi 2000 yılından itibaren on dört yıl boyunca kesintisiz her yıl arttı. 2003 yılında 5 milyar tonu, iki yıl sonra 6 milyar tonu aştı ve 2013 yılında 8 milyar ton düzeyine kadar yükseldi.

Yeni yüzyılın ilk 13 yılında küresel enerji tüketimi yüzde 36 oranında artarken kömür tüketimindeki artış yüzde 63 ile çok daha yüksek bir düzeyde gerçekleşti. Aynı dönemde, kömürün rakiplerinin performansı ise çok daha gerilerdeydi. Küresel petrol tüketimindeki artış sadece yüzde 17 ve doğal gaz tüketimindeki artış ise yüzde 39 düzeyinde oldu.

Yirmi birinci yüzyılın bu ilk döneminde, yoğun çevre koruma hareketlerine ve bütün iklim değişikliği tartışmalarına karşın, küresel enerji savaşlarındaki rekabet geçtiğimiz yüzyılda olduğu gibi yine fosil yakıtlar arasında geçti. Küresel enerji tüketimi içerisindeki fosil yakıt payı, yüzyılın başındaki yüzde 87 oranını 2013 yılında da muhafaza etti. Son yıllarda, hidrolik enerji dışındaki yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımında önemli mesafeler alınmaya başlanmakla beraber, söz konusu kaynakların toplam içindeki payı yüzyılın başında yüzde 0,5 düzeyindeyken günümüzde ancak yüzde 2,2 seviyesine kadar artırılabilirdi.

Fosil yakıtlar arasındaki yarışta ise kömürün performansı ezeli rakipleri petrol ve doğal gaz karşısında çok daha yüksekti. Kömür, birincilik kürsüsünü yeniden ele geçirme şansını ciddi şekilde yakaladı. Yüzyılın başında 1,8 puan olan küresel kömür tüketimiyle doğal gaz tüketimi arasındaki fark 2013 yılında 6,4 puana kadar yükseldi. Bu süreçte, doğal gazın toplam tüketim içindeki payı yerinde saydı. Küresel enerji tüketimi içerisinde petrolün payı ise yeni yüzyılın bu ilk bölümünde kararlı ve hızlı bir şekilde düştü. 2000 yılında 13,3 puan olan petrol tüketimi ile kömür tüketimi arasındaki fark hızla kapandı ve 2013 yılında 2,8 puana kadar geriledi. Bu arada, kömür tüketiminin birkaç yıl içerisinde petrol tüketimini geçeceği yönündeki analizlerin sayısı ise her geçen yıl biraz daha arttı.



Küresel enerji tüketiminde enerji kaynaklarının payları

Kömür tüketimindeki patlama, başta Çin olmak üzere büyük ölçüde Asya kıtasındaki enerji talebinden kaynaklandı. Çin'in kömür tüketimi 2000-2013 yılları arasındaki dönemde yüzde 185 oranında artış gösterdi. Aynı dönemde Asya-Pasifik Bölgesi'ndeki toplam tüketim artışı ise yüzde 145 düzeyinde oldu. Yüzyılın başında dünyada üretilen tüm kömürün yaklaşık yarısı Asya-Pasifik Bölgesi'nde tüketilirken, bugün bu oran yüzde 70'lere kadar yükseldi. Çin ise, günümüzde, tüm kömürün yaklaşık yarısını tek başına tüketmekte.

ABD'nin kömür tüketimi ise aynı dönemde ciddi oranda düştü. Özellikle 2008 yılı sonrasında ortaya çıkan "kaya gazı" devrimi, ABD kömür tüketimindeki görece yavaş gerilemeyi ciddi ölçüde hızlandırdı. Yüzyılın başında küresel kömür üretiminin yaklaşık dörtte birini tüketen ABD, 2013 yılında onda birini ancak tüketebildi.

Avrupa ülkelerinin kömür tüketimi de 2000-2013 arası dönemde -İtalya, Hollanda ve Türkiye dışında- önemli ölçüde azaldı. Söz konusu dönemde Avrupa Birliği'ne üye ülkelerin kömür tüketimi toplamda yüzde 11 oranında geriledi. Söz konusu ülkelerin enerji piyasalarındaki özelleştirme ve serbestleştirme uygulamaları kömür tüketiminin azalması yönünde etkili oldu. Ancak, sürecin sonunda, Avrupa ülkelerinde Rusya doğal gazına bağımlı olmaktan kaynaklanan ciddi arz güvenliği sorunları ortaya çıktı. Bir taraftan söz konusu arz güvenliği sorunlarına çözüm çabaları diğer taraftan aynı süreçte ABD'deki "shale gaz" üretim patlamasının etkisiyle düşen kömür fiyatları, Avrupa'nın kömür tüketimindeki gerilemesini durdurdu. Son üç yılda ise özellikle Almanya, İspanya, Portekiz ve İngiltere'nin kömür tüketimlerinde önemli artışlar kaydedildi.

Bu dönemde, Türkiye kömür tüketimi ise kendi iç dinamiklerinden kaynaklanan nedenlerin de etkisiyle dalgalı bir

seyir izledi. Yüzyılın başında 80 milyon ton civarında olan kömür tüketimimiz 2003 yılında 64 milyon tona kadar düştü, ancak daha sonra hızla yükselerek 2011 yılında 100 milyon tonun üzerine çıktı.

Dolayısıyla, yirmi birinci yüzyıl, ilk 13 yılı itibarıyla bir "Kömür Çağı" özelliği gösterdi. Bu dönemde, gerek toplam enerji tüketimindeki yeriyse gerekse rakip kaynaklarla karşılaştırıldığında, küresel kömür tüketimi çok daha hızlı gelişti. Şimdi merak edilen husus ise yüzyılın geri kalan bölümünde küresel enerji denkleminin nasıl şekilleneceğidir. Acaba kömürün yükselişi aynı hızda sürecek midir? Fosil kaynaklar arasındaki rekabette kazanan hangisi olacaktır? Ve en önemlisi, alternatif ya da temiz enerji kaynaklarının fosil yakıtlar karşısındaki rekabet şansları ne düzeyde olacaktır?

Dünyamızın geleceği bakımından son derece yaşamsal olan bu sorulara, çeşitli uluslararası kuruluşlar tarafından da cevaplar bulunmaya çalışılmaktadır. Örneğin, Uluslararası Enerji Ajansı ya da ABD Enerji Bakanlığı tarafından her yıl tekrarlanan tahmin çalışmaları, bu konuda en fazla kabul gören çalışmalardır. Söz konusu kuruluşlar tarafından yapılan tahminlerde ise küresel enerji denkleminin en azından yüzyılın ortalarına kadar çok fazla değişeceğini gösteren net işaretlere rastlayabilmek mümkün değildir. Örneğin, Uluslararası Enerji Ajansı'nın referans senaryosuna göre 2035 yılına kadar fosil kaynakların payı yüzde 79'un ve tek başına kömürün payı ise yüzde 29'un altına inmeyecek. Kömür tüketimi petrol tüketimini geçerek Dünyada en fazla tüketilen enerji kaynağı olma unvanını yaklaşık 70 yıl sonra tekrar eline geçirecek. Hidrolik dışındaki yenilenebilir kaynakların payı ise 2035 yılında dahi yüzde 3'ü geçmeyecek.

ABD Enerji Bakanlığı tarafından yapılan 2013 tarihli tahmin çalışmasında ise, -referans senaryoda- en azından 2040 yılına kadar fosil kaynak talebinin yüzde 78'in altına ve küresel kömür talebinin ise yüzde 28'in altına düşmeyeceği öngörülmekte. ABD Enerji Bakanlığının yenilenebilir kaynaklara ilişkin tahminleri de Uluslararası Enerji Ajansı ile benzerlik göstermektedir.

Söz konusu çalışmalara biraz daha yakından bakıldığında ise, tahminlerin her yıl kömür lehine yeniden güncellendiği dikkati çekmekte. Bu kuruluşlar tarafından yüzyılın başında yapılan -referans senaryo-çalışmalarında, kömür tüketiminin 2030 yılında yaklaşık yüzde 20 düzeylerinde olabileceği tahmin edilirken, yakın tarihli çalışmalarda söz konusu orana ilişkin tahminler yüzde 30'lar düzeyine yaklaşmıştır.

Yukarıda bahsedilen iki kuruluşun tahminleri dikkate alındığında, yirmi birinci yüzyılın, en azından ortalarına kadar "Kömür Çağı" özelliğini devam ettireceği anlaşılmakta. Bununla beraber, yukarıda değinilen tahminler, söz konusu kuruluşların referans senaryo tahminleridir. Mevcut enerji denklemini değiştirebilecek politik, çevresel ya da teknolojik gelişmelerin yaşanması her zaman olasılık dâhilindedir. Bu bakımdan çevre faktörü son derece önemlidir. Netice olarak fosil yakıt kullanımının bir bedeli olacağı açıktır. Eski çağın son 13 yılında yüzde 19 artış gösteren küresel karbondioksit emisyonu, kömür tüketiminin zirve yaptığı yirmi birinci yüzyılın ilk 13 yılında, bunun iki katı düzeyinde artmıştır.

Çevresel faktörlerin dışında, denklem üzerinde etkili olabilecek başka unsurlar da bulunmaktadır. Özellikle son yıllarda, küresel kömür üretiminin ciddi ölçülerde artması, aynı zamanda ekonomik olarak işletilebilecek kömür rezervlerinin de hızla azalmasına neden olmaktadır. Yakın bir geçmişe kadar, bol, yaygın, ucuz ve güvenilir bir enerji kaynağı olarak nitelenen kömür, son yıllardaki hızlı tüketim sürecinden sonra artık bu niteliklerini önemli oranda kaybetmiş görünmektedir. Rezerv ömürleri azalmakta ve maliyetler artmaktadır. Kömür, giderek daha değerli ve daha stratejik bir hammadde niteliğini kazanmaktadır.

Teknolojik gelişmelerin hızı ve yönü de enerji savaşlarında etkili olacaktır. İklim değişikliği tartışmalarının odak noktasında bulunan kömür endüstrisi, geleceğini, büyük ölçüde gazlaştırma ya da karbon tutma-depolama teknolojilerinin gelişimine bağlamıştır. Genel olarak, söz konusu teknolojilerin ticari ölçekte kullanılabilirliğinin mümkün olabileceği, ancak bunun oldukça uzun bir zaman alabileceği konusunda, teknoloji dünyasında genel bir uzlaşma olduğu söylenebilir. Bununla beraber, söz konusu sürenin, kömüre rakip diğer enerji kaynaklarına ilişkin teknolojilerin geliştirilebilmesi için de geçerli olacağı ve bu bakımdan finalde ipi göğüsleyecek olanın bugünden öngörülebilmemesinin güç olduğu da söylenmelidir.

Kömür, yaklaşık iki asırlık bir süredir, dünyanın en temel enerji kaynaklarından biri olma özelliğini sürdürmektedir. Bu süreçte, pek çok yeni enerji kaynağı da ortaya çıkmış olmasına ve son yıllarda özellikle çevreye olan etkileri nede-

niyle yoğun şekilde tartışılmasına rağmen, insanoğlunun, kömür kullanımından kolay vazgeçemeyecek olması gerçeği açık bir şekilde karşımızda durmaktadır. Bir yandan Avrupa'da enerji arz güvenliği sorunlarının artmasıyla gözlenen kömüre geri dönüş sinyalleri, diğer taraftan Çin ve Hindistan başta olmak üzere yüksek büyümeden vazgeçmeye niyeti olmayan Güneydoğu Asya ülkelerinin bitmek tükenmek bilmeyen kömür açıkları, söz konusu enerji kaynağının giderek daha fazla kullanılmasına neden olacaktır.

Kömürün gelecekteki yönünün, birçok parametre yanında, kendisine rakip enerji kaynaklarıyla ilgili yaşanacak gelişmelere de bağlı olacağı açıktır. Bununla beraber, bugünden bakıldığında, kömürün geleceğini belirleyecek asıl unsurlar, kömür endüstrisinin kendi iç dinamiklerinden kaynaklanacak gibi görünmektedir. Bu çerçevede, yaklaşık iki yüz yıldır dünya ekonomileri üzerinde belirleyici rol oynayan kömürün geleceğine ilişkin bir çözümlemenin, birbirinden ayrı, ancak sebep-sonuç ilişkileriyle sürekli etkileşim halinde olan ve genel olarak jeopolitik, çevre ve teknoloji başlıkları altında toplanabilecek bir dizi parametrenin incelenmesi yoluyla yapılabilmesi mümkündür.

Ankara/Ağustos 2014

Not: Bu yazı, 14 Ağustos 2014 tarihinde Enerji Günlüğü isimli internet sitesinde yayımlanmıştır.

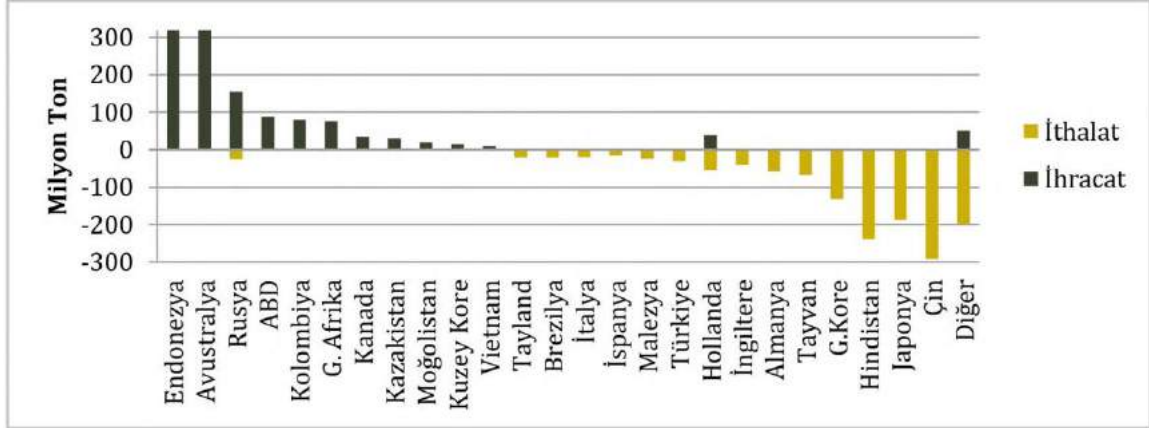
5.1.4 Dünya Kömür Ticareti

Dünya kömür ticaretinin neredeyse tamamı taşkömürüne ilişkindir. Linyit kömürünün ülkeler arasında taşınması ya da ticareti günümüzde ekonomik olmamaktadır. Küresel ölçekte ticareti yapılan taşkömürünün iki ana kullanım amacı bulunmaktadır: Elektrik üretimi (buhar kömürü) ve demir çelik endüstrisinin kullanımı için kok üretimi (koklaşabilir kömür).

Dünya kömür ticaret hacmi bir önceki yıla göre % 0,7 oranında artarak 2014 yılında 1.384 milyon ton düzeyine ulaşmıştır. Söz konusu ticaretin 1.054 milyon tonluk kısmı (% 76,2) buhar kömürü, 322 milyon tonluk kısmı (% 23,3) kok kömürü ve 8 milyon tonluk kısmı ise linyite ilişkindir (IEA 2015f, s.II.7).

2014 yılı dünya kömür ihracatında ilk sıra, 2011 yılından beri olduğu gibi Endonezya'nındır. Bu ülkenin 2014 yılı ihracatı bir önceki yıla göre % 4 oranında azalarak 411 milyon ton düzeyinde gerçekleşmiştir. Avustralya, 375 milyon ton ile ikinci sıradadır. Diğer önemli kömür ihracatçıları arasında, sırasıyla; Rusya (155,5 milyon ton), ABD (88,3 milyon ton), Kolombiya (80,3 milyon ton) ve Güney Afrika Cumhuriyeti (76,4 milyon ton) bulunmaktadır (IEA 2015f, s.II.8). Elektrik üretiminde kömür kullanımına ilişkin olarak Obama yönetiminin son dönemlerde getirmiş olduğu ciddi kısıtlamalar nedeniyle ABD'nin kömür ihracatı 2012-2015 arasında % 22,6 oranında gerilemiştir.

2014 yılı kömür ithalatının lideri, son yıllarda olduğu gibi Çin'dir. Bu ülkenin ithalatı, bir önceki yıla göre % 11 oranında azalarak 2014 yılında 292 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. 2014 yılında Hindistan ikinci sırayı Japonya'dan devralmıştır. Hindistan'ın ithalatı 239 milyon ton düzeyinde olmuştur. Diğer önemli ithalatçı ülkeler, sırasıyla; Japonya (187,7 milyon ton), Güney Kore (130,9 milyon ton), Tayvan (67,1 milyon ton) ve Almanya (575 milyon ton) şeklindedir (IEA 2015f, s.II.9) (Şekil 5.14).



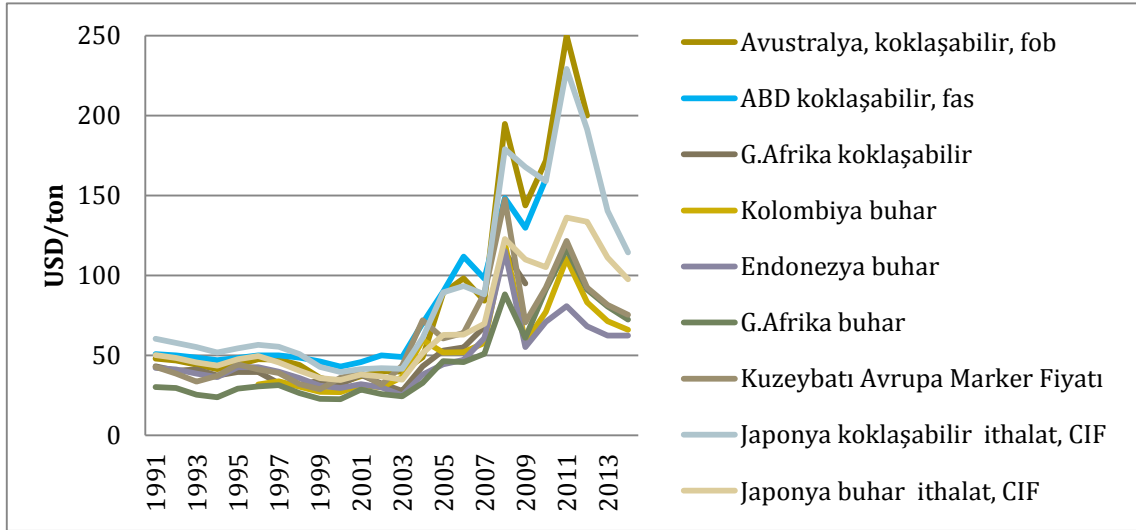
Şekil 5.14 Dünya Kömür Ticareti: 2014.

Dünya buhar kömürü ihracatı 2014 yılında % 1,7 oranında gerilemiş ve 1.054 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Buhar kömüründe en büyük ihracatçı 408,2 milyon ton ile Endonezya yapmıştır. Bu ülkeyi, sırasıyla; Avustralya, Rusya Federasyonu, Kolombiya ve Güney Afrika Cumhuriyeti izlemektedir. Buhar kömürünün en büyük alıcısı ise 229,1 milyon ton ile Çin'dir. Bu ülkeyi, sırasıyla; Hindistan, Japonya, Güney Kore, Tayvan ve Almanya izlemektedir (IEA, 2015f, s.II.9-II.10).

Koklaşabilir kömür ticareti ise 2014 yılında bir önceki yıla göre % 8,8 oranında artarak 321,8 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Koklaşabilir kömürün en büyük ihracatçısı Avustralya'dır. 2014 yılında yapılan toplam koklaşabilir kömür ihracatının % 56,1'ini (180,5 milyon ton) Avustralya yapmıştır. Bu ülkeyi ABD, Kanada, Rusya Federasyonu ve Moğolistan izlemektedir. Koklaşabilir kömür ihracatının % 93,2'sini bu beş ülke gerçekleştirmiştir. Bu sınıftaki kömürün en büyük alıcısı 2014 yılında da Çin olmuştur. Bu ülkenin koklaşabilir kömür ithalatı 2014 yılında 62,4 milyon tondur. Çin'i; Hindistan, Japonya ve Güney Kore izlemektedir (IEA 2015f, s.II.10-II.11).

5.1.5 Fiyatlar

Dünya kömür fiyatları, özellikle 2003 sonrası tırmanışa geçmiştir. 2011 yılı itibarıyla koklaşabilir kömür fiyatları ton başına 200 doların ve buhar kömürü fiyatları ise 120 doların üzerine çıkmıştır. 2003-2012 yılları arasındaki artış oranı; buhar kömüründe % 300'leri ve koklaşabilir kömürde ise % 450'leri bulmaktadır (IEA 2015f, s.III.53-III.58) (Şekil 5.15).

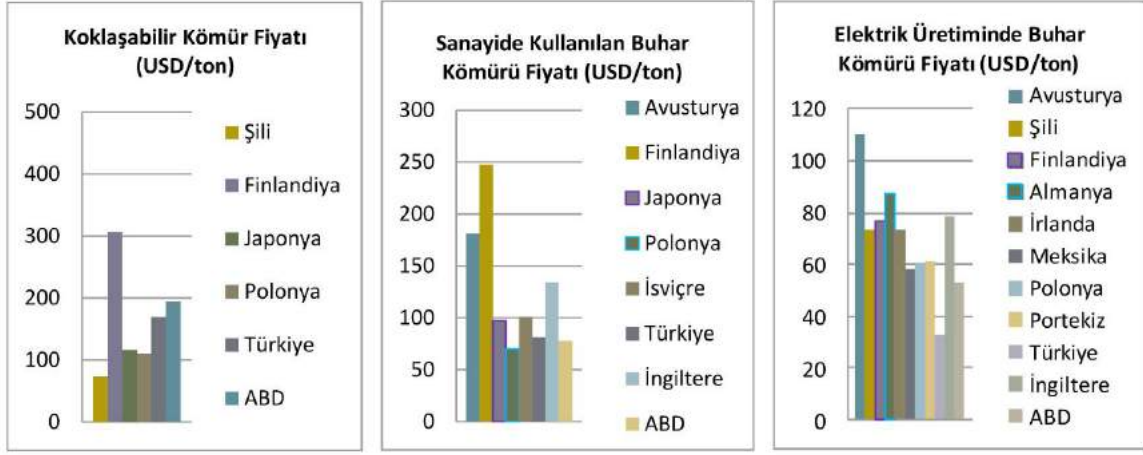


Şekil 5.15 Kömür İthalat Maliyetleri.

Bununla beraber, kömür fiyatları 2011 yılı sonundan itibaren düşme eğilimine girmiştir. ABD “Kaya Gazı” üretimindeki artış doğal gaz fiyatlarını önemli ölçüde düşürmüştür ve bu ülkenin elektrik üretiminde kömürden doğal gaza dönüşüm sürecini hızlandırmıştır. Bunun üzerine, ABD kömür üreticilerinin yeni pazar arayışları sonucunda Avrupa kömür fiyatları 2011 Mart ayındaki 130 USD/ton seviyesinden 2012 Mayıs ayında 85 USD/ton düzeylerine kadar gerilemiştir. Bu gelişme, Avrupa’da ABD’dekinin tam ters yönde bir sonuç doğurmuş ve Avrupa elektrik üreticileri ABD’den gelen bu bol ve ucuz kömür nedeniyle elektrik üretiminde doğal gazdan kömüre dönüşümü tercih etmişlerdir.

2013 yılı başında 85-90 USD/ton aralığında seyreden uluslararası buhar kömürü fiyatları 2013 yılı boyunca 70-90 USD/ton aralığında hareket görmüştür. 2016 yılı Ocak ayı itibarıyla 6.000 kcal/kg ısı değeri buhar kömürünün fiyatları 50 USD/ton altına doğru gerilemiştir. Metalürjik kömür fiyatları ise 2011 yılında 330 USD/ton düzeyine kadar yükselmiş, ancak 2012 yılında tekrar 200 USD/ton seviyelerine gerilemiştir. 2013 yılında 150 USD/ton seviyesinin altını gören metalürjik kömür fiyatları 2016 yılı Ocak ayı itibarıyla 100 USD/ton sınırının altına doğru gevşeme eğilimindedir.

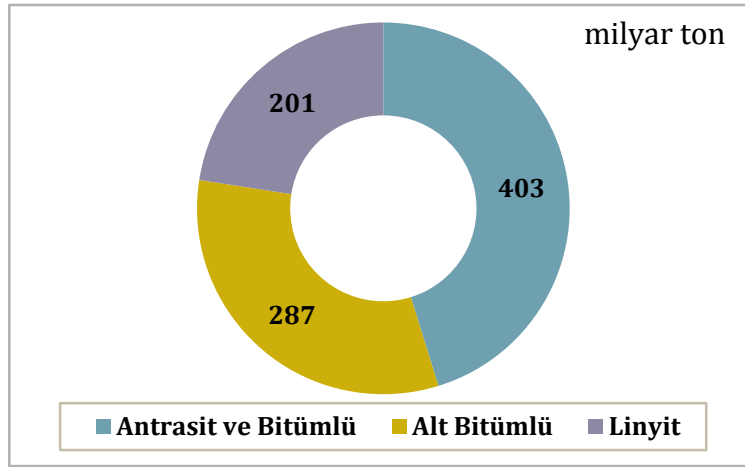
Bazı ülkelerde 2015 yılı ikinci çeyreği itibarıyla koklaşabilir kömür fiyatları ile sanayide ve termik santrallerde kullanılan buhar kömürünün fiyatları Şekil 5.16’da verilmektedir (IEA 2015h, s.340-342).



Şekil 5.16 Bazı Ülkelerde Sektörlere Göre Kömür Fiyatları: 2015 Yılı İkinci Çeyrek.

5.1.6 Dünya Kömür Rezervleri

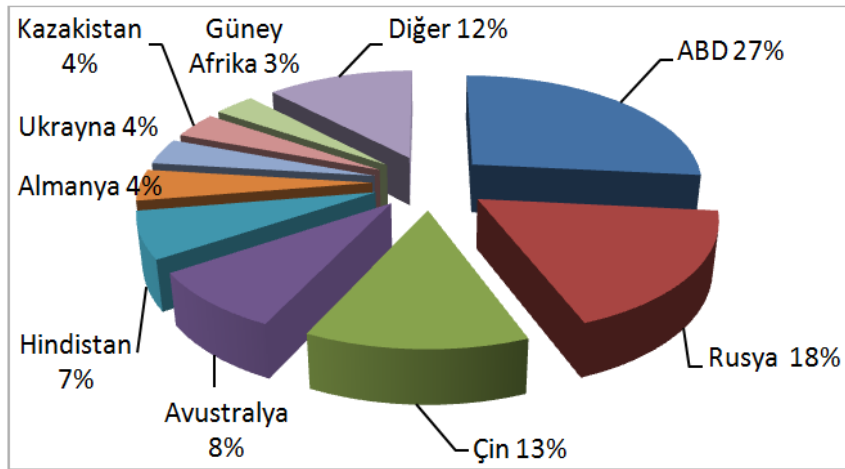
Dünya Enerji Konseyi'nin araştırmalarına göre; 2011 yılı sonu itibarıyla dünya kanıtlanmış işletilebilir kömür rezervi toplam 892 milyar ton büyüklüğündedir. Söz konusu rezervin; 403 milyar tonu antrasit ve bitümlü kömür, 287 milyar tonu alt bitümlü kömür ve 201 milyar tonu ise linyit kategorisindedir (WEC 2013, s.1.9-1.10) (Şekil 5.17).⁵



Şekil 5.17 Dünya Kömür Rezervlerinin Kömür Kategorilerine Göre Dağılımı.

⁵ Uluslararası Genel Kömür Sınıflaması'na göre; ıslak ve külsüz bazda alt ısıl değerleri 5.700 kcal/kg'dan yüksek kömürler antrasit ve bitümlü kömür, 4.165 kcal/kg-5.700 kcal/kg arasında alt ısıl değere sahip olanlar alt bitümlü kömür ve 4.165 kcal/kg'ın altında olanlar ise linyit kömürü şeklinde sınıflandırılmaktadır. Veri adreslerinde, tanımlamalarda, metodolojide, terminolojide ya da değişik zaman dilimlerinde ortaya çıkan farklılıklar nedeniyle, kömüre ilişkin küresel bilgilere farklı kaynaklarda farklı şekillerde rastlayabilmek mümkündür. Örneğin, Dünya Enerji Konseyi tarafından kullanılan "kanıtlanmış işletilebilir rezerv" (proved recoverable reserve) tanımı, aralarında Türkiye'nin de bulunduğu bazı ülkelerde kullanılmamaktadır. Bununla beraber, ülkemizde kömür rezervleri için halen kullanılmakta olan görünür, muhtemel ve mümkün rezerv kavramları ise tek başlarına uluslararası karşılaştırmalar yapabilmek bakımından yeterli olmamaktadır. Dolayısıyla, ülkemiz kömür sektöründe, uluslararası standartlara uygun yeni bir rezerv sınıflama sisteminin kullanılmasına yönelik bir çalışmanın yapılması ihtiyacı bulunmaktadır.

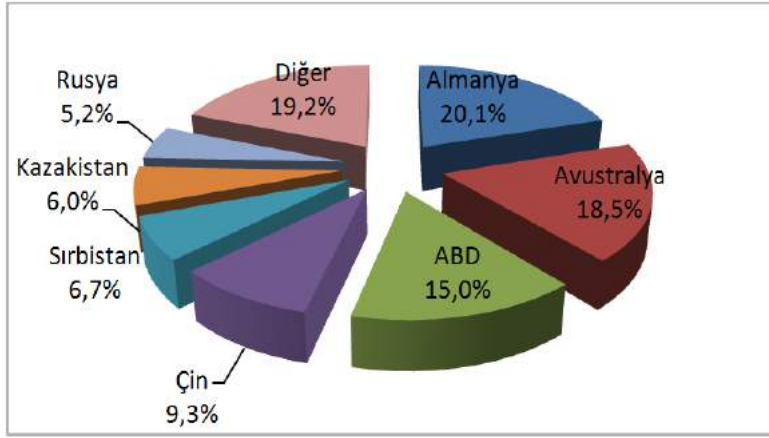
Dünya Enerji Konseyi tarafından 80 civarında ülkede bulunduğu raporlanan dünya kömür rezervlerinin en büyük kısmı (237,3 milyar ton) ABD'de yer almaktadır (Şekil 5.18). ABD'yi 157 milyar ton ile Rusya Federasyonu ve 114,5 milyar ton ile Çin izlemektedir. Diğer kömür zengini ülkeler arasında; Avustralya (76,4 milyar ton), Hindistan (60,6 milyar ton), Almanya (40,5 milyar ton), Ukrayna (33,9 milyar ton), Kazakistan (33,6 milyar ton) ve Güney Afrika Cumhuriyeti (30,2 milyar ton) bulunmaktadır. Dolayısıyla, dünya kömür rezervlerinin % 90'a yakını bu 9 ülkenin elindedir (WEC 2013, s.1.9-1.10).



Şekil 5.18 Dünya Kömür Rezervlerinde Ülkelerin Payları.

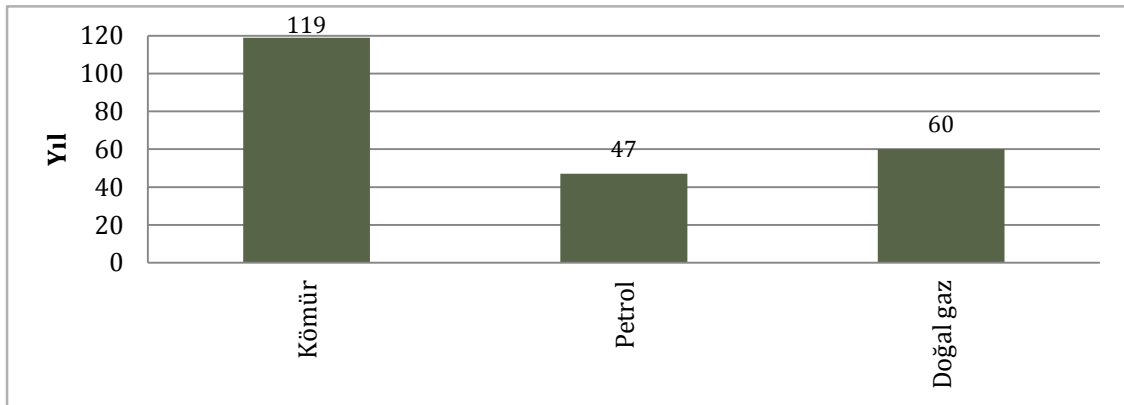
Toplam 201 milyar ton büyüklüğündeki dünya linyit rezervlerinin en büyük bölümü 40,5 milyar ton ile Almanya'da bulunmaktadır (Şekil 5.19). Bu ülkeyi 37,2 milyar ton ile Avustralya ve 30,2 milyar ton ile ABD izlemektedir. Çin (18,6 milyar ton), Sırbistan (13,4 milyar ton), Kazakistan (12,1 milyar ton) ve Rusya (10,5 milyar ton), geniş linyit rezervlerine sahip diğer ülkeler arasındadır (WEC 2013, s.1.9-1.10). Her ne kadar 2015 yılı itibarıyla ülkemiz linyit rezervi 14,2 milyar ton olarak hesaplanmaktaysa da, 2011 yılı sonu bilgisini vermesi bakımından Dünya Enerji Konseyi istatistiklerinde Türkiye'nin kanıtlanmış işletilebilir linyit rezervi 8,4 milyar ton olarak yer almaktadır.⁶

⁶ Son yıllarda yürütülen ciddi kömür arama faaliyetleri sonucunda ülkemiz linyit rezervi önemli ölçüde arttırılabilmektedir. Bununla beraber, söz konusu rezervin uluslararası standartlara göre sınıflandırılmasına ve ekonomik olarak işletilebilir rezervlerimizin belirlenmesine yönelik bir çalışmanın ilgili kuruluşların da katılımıyla gerçekleştirilmesinde büyük yarar bulunmaktadır.



Şekil 5.19. Dünya Linyit Rezervlerinde Ülkelerin Payları.

Dünya 2011 yılı toplam kömür üretimi dikkate alındığında, küresel kömür rezervlerinin yaklaşık 119 yıl ömrü bulunduğu hesaplanmaktadır (Şekil 5.20). Aynı şekilde, ısı değeri yaklaşık 4.000 kcal/kg'dan düşük linyit rezervlerinin kalan ömürleri ise, 2012 yılı küresel linyit üretimi dikkate alındığında 222 yıldır. Bununla beraber, kömür rezervlerinin kalan ömrünün hesaplanmasında, günümüz koşullarında teknik ve ekonomik bakımdan kazanılabilir olan toplam 861 milyar ton büyüğündeki kömür rezervi temel olarak alınmaktadır. Almanya Federal Yer Bilimleri ve Doğal Kaynaklar Enstitüsü'ne göre, günümüz koşullarında henüz teknik ya da ekonomik bakımdan kazanılabilir olmayan 17 trilyon ton taşkömürü ile 4,2 trilyon ton linyit, "kaynak" olarak yerkürede kullanılabileceği zamanı beklemektedir (Federal Institute for Geosciences and Natural Resources 2009, s.56-59).



Şekil 5.20 Fosil Kaynakların Kalan Ömürleri.

5.1.7 Çevre ve Teknoloji

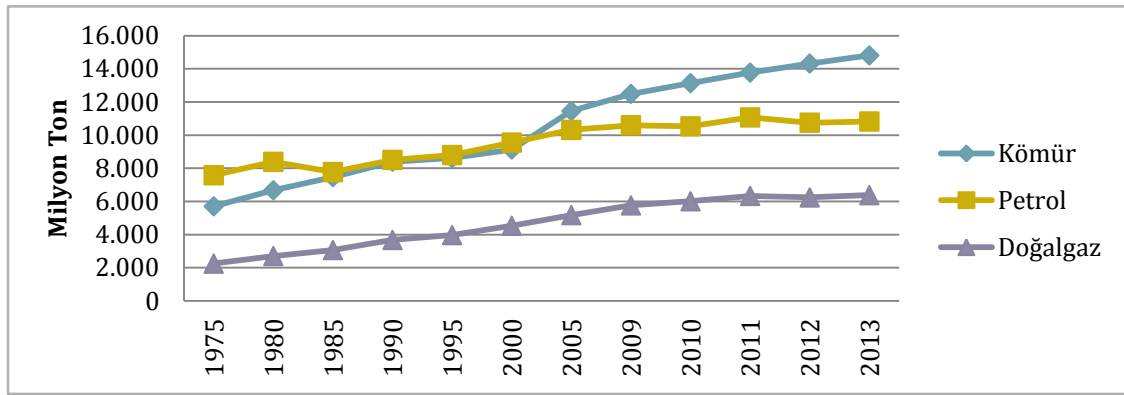
Kömür madenciliği ve kömür kullanımı, her aşaması çevre üzerinde etkili ve belirli düzeylerde çevre kirliliğine neden olan faaliyetler bütünüdür. Özellikle son 20-25 yıl içerisinde, kömürün çevreye etkileri konusunda gerek teknoloji gerekse mevzuat bakımından olumlu gelişmeler elde edilmiştir. Kömürün yakılması sonucunda ortaya çıkan ve küresel ısınmaya neden olan CO₂ emisyonları ise, son yıllar-

da kömürden kaynaklanan çevresel sorunlar arasında ilk sırada yer almaktadır. Kömürün küresel ısınmaya yol açan etkilerinin ne şekilde giderilebileceği konusu ve bu kapsamda temiz kömür teknolojilerinin bugünü ve geleceği tüm dünyada ciddi şekilde tartışılmaktadır.

Temiz kömür teknolojileri; kömür yıkamadan sıvılaştırmaya, gazlaştırmadan karbon tutma ve depolamaya kadar çok geniş bir yelpazeyi tanımlamakla beraber, günümüz kömür endüstrisinin, kömüre dayalı elektrik santrallerinin veriminin artırılması ve söz konusu santrallerden CO₂ emisyonlarının azaltılmasıyla sınırlı bir alanda özellikle yoğunlaştığı görülmektedir (Tamzok, 2011).

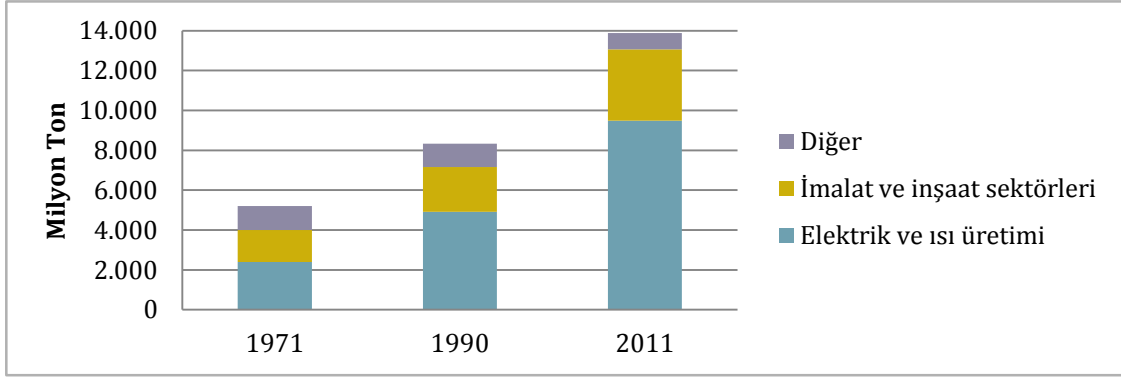
5.1.7.1 CO₂ Emisyonları

Fosil yakıt kaynaklı dünya CO₂ emisyonu 2000 yılından bu yana % 38 artarak 2013 yılında 32,2 milyar ton düzeyine ulaşmıştır. Aynı dönemde kömürden kaynaklanan CO₂ emisyonundaki artış oranı ise % 62 düzeyindedir ve 2013 yılında 14,8 milyar ton olmuştur (Şekil 5.21). Kömür kaynaklı CO₂ emisyonunun toplam emisyon içerisindeki payı 2013 yılı itibarıyla % 46 düzeyindedir (IEA 2015e, s. II.4-II.9).



Şekil 5.21 Fosil Yakıtlardan CO₂ Emisyonu.

2011 yılı itibarıyla kömür tüketiminden kaynaklanan dünya CO₂ emisyonunun % 69'u elektrik ve ısı üretimi amaçlıdır. İmalat sanayi ve inşaat sektöründe kullanılan kömürün emisyon payı % 26 ve ısınma, ulaşım, ziraat ve diğer amaçlı kömür kullanımının payı ise % 6 düzeyindedir (IEA 2014b, s.II.19) (Şekil 5. 22).



Şekil 5.22 Dünya Kömür Kaynaklı CO₂ Emisyonu.

5.1.7.2 Temiz Kömür Teknolojileri

“Temiz kömür teknolojileri” kavramı, genel olarak, kömür üretimi, hazırlanması ve kullanımı süreçlerinde verimlilik ve çevre boyutlarını bir arada kapsayan bir tanımlamaya işaret etmektedir. Söz konusu teknolojiler; bir taraftan emisyon ve atıkların azaltılmasını, diğer taraftan birim kömürden elde edilecek enerjinin artırılmasını hedeflemektedir. Küresel bazda kömür endüstrisinin son yıllarda odaklandığı temel alanlar ise; kömüre dayalı termik santrallerin veriminin artırılması ve bu santrallerden CO₂ emisyonlarının azaltılmasıdır. Bu çerçevede özellikle sanayileşmiş Batı ülkeleri tarafından benimsenen genel yol haritası; öncelikle mevcut ya da yeni tesis edilecek kömür santrallerinde en son teknolojilerin kullanımının sağlanması, daha sonra termik santral teknolojilerinde daha ileri gelişmelerin elde edilmesi ve son olarak CO₂ tutma ve depolama (CCS) teknolojilerinin –ticari olarak- devreye alınmasıdır. Söz konusu yol haritası aşağıda özetlenmektedir (Tamzok, 2011):

- Mevcut ya da yeni tesis edilecek kömür santrallerinde, sahip olunan en son teknolojilerin (süperkritik, ultra-süperkritik) kullanımının sağlanması ile % 44-45 verimlilik düzeyine ulaşılması ve CO₂ emisyonunun 1/3 oranında düşürülmesi,
- Termik santral teknolojilerinde daha ileri gelişmelerin elde edilerek % 50-55 verimlilik düzeyine ulaşılması ve CO₂ emisyonunun –bu aşamada da- 1/3 oranında düşürülmesi,
- CO₂ tutma ve depolama (CCS) teknolojilerinin devreye alınması ile % 52-55 verimlilik düzeyine ulaşılması ve CO₂ emisyonunun sıfırlanması.

Söz konusu yol haritasının ilk aşamasında, yeni teknolojilerin devreye girmesi ile yüksek verim artışı ve CO₂ emisyonlarının azaltılması hedefleri bakımından önemli gelişmeler kaydedilebilmiştir. Bununla beraber, gerek yeni teknolojilerin gerekse CO₂ tutma ve depolama teknolojilerinin ticari yapılabilirlikleri bakımından henüz pek çok soru işareti ortada durmaktadır (Tamzok, 2011).

KUTU 2. 2015 sonrası: Kömürün sonu nihayet geldi mi?**Dr. Nejat Tamzok**

Geçtiğimiz iki yıllık zaman dilimi, yeni yüzyılın ilk bölümünde üretim rekorları kıran küresel kömür endüstrisi için son derece kritik bir süreç oldu.

Çin'in büyüme hızındaki yavaşlama, fiyatlardaki aşırı gerileme, Obama'nın kömüre karşı açtığı topyekûn savaşın giderek şiddetlenmesi ve nihayet Paris İklim Değişikliği Konferansı.

Neredeyse her gelişme, kömürün aleyhine çalıştı.

Son iki yıldır esen rüzgârlara bakınca, kömürün sonunun neredeyse gelmiş olduğuna rahatlıkla inanabiliriz.

Gerçekten böyle mi? Bu en nefret edilen yakıtın sonu nihayet geldi mi?

Çin'le başlayalım...

Bu ülke, son beş yıldır küresel kömür üretiminin yarısını tek başına tüketmekte. Bu nedenle, endüstrinin nefesini tutarak izleyeceği ülke, bundan sonraki yıllarda da yine Çin olacak.

Çin ne kadar büyür ve enerji ihtiyacı ne kadar artarsa kömürçüler için o kadar iyi.

Bununla beraber, 2002-2012 yılları arasındaki on yılda büyüme hızı yüzde 9'un altına düşmeyen, hatta bir ara yüzde 14'leri gören Çin ekonomisi, son dört yıldır aynı oranları yakalayamıyor.¹

2014 yılında yüzde 7,3 düzeyine kadar gerileyen büyüme hızının, 2015 yılında ise yüzde 7'nin de altına düştüğü tahmin ediliyor.

Enerjisinin yaklaşık yüzde 70'ini, elektriğinin ise dörtte üçünü kömürden karşılayan² Çin ekonomisindeki bu yavaşlamayla birlikte, küresel kömür pazarları için tehlike çanlarının çalmaya başlaması son derece doğal.

Dahası, büyüme hızının dışında Çin'in kömür tüketimini etkileyecek iki önemli gelişme daha söz konusu.

Bunlardan ilki, Çin yönetiminin ekonomiyi farklı bir düzleme taşıma niyeti. Mart ayında onaylanacak olan On Üçüncü Beş Yıllık Plan ile birlikte daha yenilikçi (innovative), tüketici odaklı ve verimliliği esas alan yeni bir Çin ekonomisi hedeflenmekte. Bu yeni ekonomiden en fazla etkilenecek sektörlerin başında ise verimsiz ve hantal kamu kuruluşlarının çok sayıda bulunduğu kömür sektörü var.

Bu tür kuruluşların kapatılması ya da küçültülmesine zaten şimdiden başlanmış durumda. Bu nedenle, Çin'in, kömür sayesinde ayakları üzerinde durabilen bir kısım yerleşim yerleri yavaş yavaş birer hayalet kente dönüşmekte.³

Çin Ulusal Enerji Kurumu'nun yakın zamanda aldığı karara göre; 2016 yılı için 1.000'den fazla kömür ocağının kapatılması ve ayrıca gelecek üç yıl boyunca yeni bir kömür ocağına da izin verilmemesi söz konusu.⁴

Diğer gelişme ise, Çin'in büyük şehirlerinde kronik hale gelen hava kirliliği. Isınma ve sanayide çok büyük miktarlarda kömür kullanımı nedeniyle, artık dayanılmaz ölçülere varan kirliliğin önüne geçebilmek için kömürün büyük şehirlerde yakılması giderek daha fazla sınırlandırılmakta.

Bütün bu gelişmelerin sonucunda, son yıllarda rekor üstüne rekor kıran Çin'in kömür üretim ve tüketimi, yıllar sonra ilk defa 2014 yılında geriledi. Aynı yıl kömür ithalatı yüzde ise 10 oranında düştü.⁵ Henüz kesin veriler ortaya çıkmamakla beraber, ilk gelen bilgiler, gerilemenin 2015 yılında da devam ettiği yönünde.

Çin'in kömür ithalatı gibi, küresel kömür fiyatları da hızla düşmekte.

2011 yılı başında 140 doların üzerine çıkan buhar kömürü fiyatları 2015 yılı sonunda 50 doların da altına indi. Sadece 2015 yılında, fiyatlardaki gerileme yüzde 17 düzeyinde.⁶ Benzer bir fiyat hareketi, metalürjik kömürler için de söz konusu.

Fiyatların 2016 yılında da düşmeye devam etmesi ve bunun da ötesinde önümüzdeki yıllarda 2004 yılı öncesine benzer düzeylerde – yani; buhar kömürü için 20-40 \$/ton ve kok kömürü için 35-60 \$/ton bandında⁷ – seyretmesi, bana

göre şaşırtıcı olmaz.

Kömür üretim maliyetleri giderek artarken fiyatların düşmesi, bir taraftan yeni yatırımlar için gereken sermayenin kömür endüstrisine girişini engellerken, diğer taraftan endüstriden hızlı bir sermaye kaçışına da neden olmaktadır. Bunun en son örneği ise Anglo American oldu. Küresel kömür endüstrisinin en büyüklerinden olan Anglo American, aralarında önemli kömür ocaklarının da bulunduğu varlıklarının yüzde 60'ını satışa çıkardığını geçtiğimiz günlerde açıkladı.⁸

Kömürden kaçışın bir başka nedeni ise Obama'nın kömüre karşı açtığı savaş.

Obama, 2013 yılında duyurduğu "İklim Eylem Planı"nın bir parçası olan kömüre dayalı termik santrallerin sınırlandırılması hedefini adım adım gerçekleştirmekte.⁹

Beyaz Saray yönetiminin elektrik santrallerinin karbondioksit emisyonlarını sınırlamaya yönelik anti-karbon politikası, kömürçülerin büyük tepkisini çekmekte. Karardan ciddi ölçülerde etkilenen ABD kömür endüstrisi, bu politikayı doğrudan kendisine bir saldırı olarak algılamakta.

Bu plan nedeniyle, ABD'de kömüre dayalı eski teknoloji santraller hızla kapanmakta ve genellikle de yerlerini doğal gaz santrallerine bırakmakta.

Obama'nın başkanlığı döneminde ABD'nin kömür tüketimi yüzde 20 geriledi. Üretim ise yüzde 15 oranında gerileyerek son 30 yılın en düşük düzeyine geldi.¹⁰ Aynı dönemde kömürün genel enerji tüketimi içerisindeki payı yüzde 24'den yüzde 20'nin altına, elektrik üretimi içindeki payı ise yüzde 49'dan yüzde 40'a geriledi.¹¹

2015 yılı Nisan ayında, ABD tarihinde ilk defa olarak, doğal gazdan elektrik üretimi aylık bazda kömürden elektrik üretimini geçti. ABD Enerji Bakanlığı'nın verilerine göre; 2015 yılında, ABD'de elektrik üretimi amacıyla tüketilen kömür miktarı 1988 yılından beri en düşük seviyesini gördü.¹²

Dolayısıyla, ABD kömür endüstrisi son dönemde tarihi bir dönüşüm yaşamakta. Kömür üretim ve tüketimleri ile fiyatlar hızla düşmekte. Gerileyen fiyatların ve kaya gazı devriminin baskısı altındaki ABD kömür endüstrisi, her an bir iflas dalgasının gelmesinden endişelenmekte.

Ancak, Obama'nın savaşı sadece ABD enerji sektörünü değil, küresel enerji piyasalarını da ciddi ölçülerde etkilemektedir.

Ve nihayet Paris İklim Değişikliği Anlaşması...

Geçtiğimiz ay Paris'te tamamlanan Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Konferansı'nın sonunda imzalanan anlaşmanın kendisi olmasa da, konferans öncesindeki rüzgârlar küresel kömür endüstrisini epey rahatsız etti.

Konferans'tan, kömür rezervlerini neredeyse tamamen yerin altında tutmayı başarabilecek bir sonuç çıkması beklenirken, ortaya çıkan anlaşmanın kömürçüler için öyle çok da korkulacak bir nitelikte olmadığı çok geçmeden anlaşıldı.

Yine de, zaten son birkaç yıldır yeterince sıkılmış olan kömürçülerin, Paris süreciyle birlikte kafalarının iyice karıştığını söylemek mümkün.

Dolayısıyla, kömür üretim ve tüketiminde patlama yaşanan yeniçağın ilk 15 yılından sonra, kömürün kaderi büyük oranda bu dört alandaki gelişmelere bağlı olacak gibi görünüyor.

Gelirlerini arttırabilmek için neredeyse son 20 yıldır tamamen kömüre bel bağlayan Çin ya da Hindistan gibi ülkeler, acaba kömürü dışlayıp enerjide çok daha farklı çözümlere yönelebilecekler mi?

Gerçekten de hammadde fiyatlarındaki "süper dönem" sona erdi mi? Zaten yerlerde olan küresel kömür fiyatları iyice çakılıp kömür yatırımlarını iyice imkânsız hale getirir mi?

Amerikan seçimlerinin sonucu ne olur? Cumhuriyetçiler kazanırsa kömür için yeni bir bahar havası başlar mı?

Son olarak, Paris Anlaşması, kömür tüketimini sınırlandırmaya yönelik olarak ne düzeyde etkili olabilir?

Son 3 yılda, belirli bir büyüklüğe sahip olan ekonomiler içerisinde Hindistan, Endonezya, Türkiye ve Japonya dışında kömür tüketimini arttırmış olan başka bir ülke yok.

Dolayısıyla, küresel kömür endüstrisinin krizde olduğunu rahatlıkla söyleyebiliriz.

Dahası, söz konusu endüstri için belirsizlikler de çok fazla. Bu nedenle de kömür endüstrisi için gerekli olan sermaye girişi ciddi ölçülerde azalmış durumda.

Kömür, bugüne kadar çok badire atlattı...

Mezarı, defalarca yeniden kazıldı...

Her seferinde de enerji sahnesinde yeniden karşımıza çıktı. Hatta bazen daha da güçlenerek.

Artık son demlerini mi yaşıyor...

Önümüzdeki birkaç yılda bunu anlayacağız.

Ankara/Ocak 2016

Not: Bu yazı, Enerji Günlüğü isimli internet sitesinde yayımlanmıştır.

Kaynaklar:

- ¹ The World Bank, "GDP growth at market prices based on constant local currency", <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG?page=2>, Erişim tarihi: 10 Ocak 2016.
- ² International Energy Agency, Energy Balances of Non-OECD Countries 2015, Paris, 2015, II.74-II.76.
- ³ The Sydney Morning Herald, "Coal mining town Hegang on its knees as China economy shifts", <http://www.smh.com.au/business/china/coal-mining-town-on-its-knees-as-china-economy-shifts-20151218-qlr500.html>, 2 Ocak 2016.
- ⁴ Boomer.com, "China to Halt New Coal Mine Approvals Amid Pollution Fight", <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-12-30/china-to-suspend-new-coal-mine-approvals-amid-pollution-fight>, 30 Aralık 2015.
- ⁵ International Energy Agency, Coal Information 2015, Paris, 2015, s.II.4, II.9, II.16.
- ⁶ Indexmundi.com, "Australian thermal coal monthly price", Erişim tarihi: 10 Ocak 2016.
- ⁷ Nejat Tamzok, "Kömür Fiyatlarında Son On Yıl ve Sonrası", http://www.academia.edu/5005600/K%C3%B6m%C3%BCr_Fiyatlar%C4%B1nda_Son_On_Y%C4%B1_Ve_Sonras%C4%B1, 6 Kasım 2013.
- ⁸ Nikkei Asian Review, "Coal prices seen weakening further", <http://asia.nikkei.com/Markets/Commodities/Coal-prices-seen-weakening-further>, 26 Aralık 2015.
- ⁹ Nejat Tamzok, "Obama'nın ısrarı enerjide dengeleri değiştirebilir", https://www.academia.edu/4761127/Obaman%C4%B1n_%C4%B1srar%C4%B1_enerjide_dengeleri_de%C4%9Fi%C5%9Ftirebilir, 12 Kasım 2013.
- ¹⁰ British Petroleum, BP Statistical Review of World Energy, Haziran 2015.
- ¹¹ International Energy Agency, Energy Balances of OECD Countries 2011, Paris, 2011, s.II.166; International Energy Agency, Energy Balances of OECD Countries 2015, Paris, 2015, s.II.158; International Energy Agency, Electricity Information 2010, Paris, 2010, s.IV.637; International Energy Agency, Electricity Information 2015, Paris, 2015, s.IV.719.
- ¹² US Energy Information Administration, "Coal production and prices decline in 2015", <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=24472>, 8 Ocak 2016.

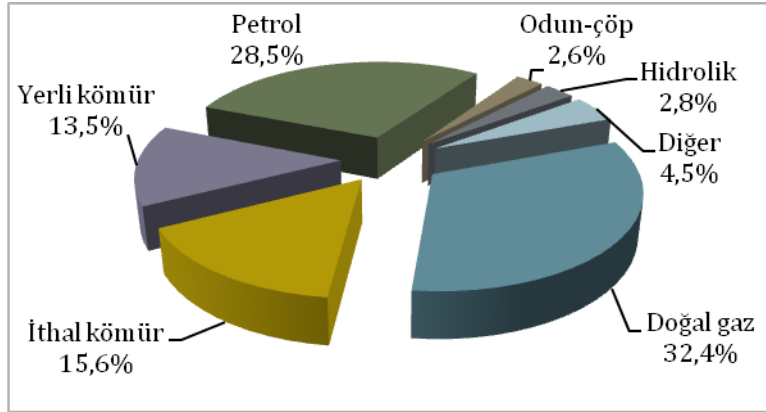
5.2 Türkiye'de Sektörün Görünümü

5.2.1 Birincil Enerji Arzı ve Kömürün Payı

Ülkemiz birincil enerji tüketiminde ortalama yıllık artış oranı son on yılda % 3,6 ve son yirmi yılda ise % 3,8 düzeyindedir. Birincil enerji arzı 2014 yılında⁷ bir önceki yıla göre % 3 artış göstererek 124 MTEP olmuştur. Bu arzın kaynaklara dağılımında ilk sırayı 40,2 MTEP ile doğal gaz almaktadır. Doğal gazı sırasıyla; 36,1 MTEP ile kömür, 35,4 MTEP ile petrol ve petrol koku, 5,6 MTEP ile jeotermal, rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir kaynaklar, 3,5 MTEP ile hidrolik ve 3,2 MTEP ile odun, hayvan ve bitki artıkları izlemektedir (ETKB/EİGM 2016b).

Yerli kömür arzı; 15,3 MTEP linyit, 1,1 MTEP taşkömürü ve 0,4 MTEP asfaltit olmak üzere toplam 16,8 MTEP ve ithal kömür arzı ise 19,2 MTEP taşkömürü ve 0,2 MTEP kok olmak üzere toplam 19,4 MTEP düzeyindedir. 2014 yılında yerli kömür arzındaki yıllık artış % 15,1 ve ithal kömür arzındaki artış ise % 12,8 düzeyinde olmuştur.

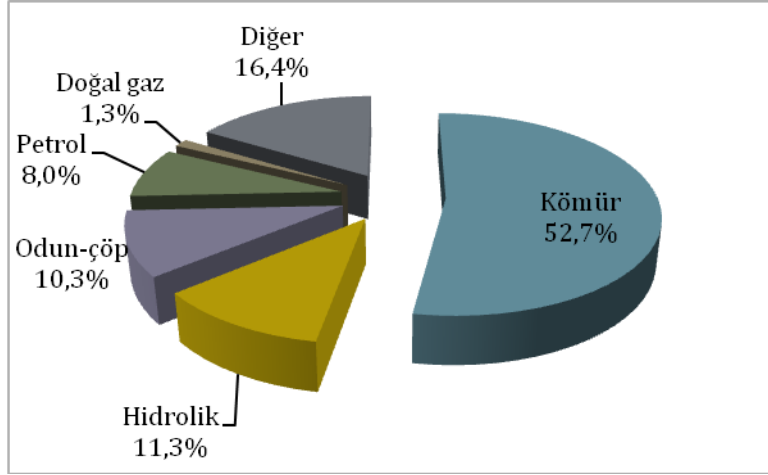
Birincil enerji arzının kaynaklara dağılımında yıllar içerisinde önemli değişiklikler söz konusudur. 1971 yılında arzın % 46,5'i petrol, % 29'u odun ve hayvan-bitki artıkları ve % 23,5'i yerli kömürden (liniyit, taşkömürü ve asfaltit) karşılanırken 2014 yılına gelindiğinde en büyük pay % 32,4 ile 1980'li yılların ortalarından itibaren ithalatına başlanan doğal gazın olmuş, petrol ve petrol koku % 28,5, yerli kömür % 13,5 ve odun ve hayvan-bitki artıkları % 2,6 düzeyine gerilemiş, ithal kömür (taşkömürü ve kok) ise % 15,6 seviyesine yükselmiştir (Şekil 5.23).



Şekil 5.23 Türkiye Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Dağılımı: 2014 Yılı.

2014 sonu itibarıyla Türkiye'nin birincil enerji üretimi bir önceki yıla göre % 2,8 oranında gerilemiş ve 31 MTEP şeklinde gerçekleşmiştir. Söz konusu yerli üretimin kaynaklara dağılımında, 16,4 MTEP ile kömür ilk sırayı alırken, bunu 5,1 MTEP ile jeotermal, rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları, 3,5 MTEP ile hidrolik, 3,2 MTEP ile odun, hayvan ve bitki artıkları, 2,5 MTEP ile petrol ve 0,4 MTEP ile doğal gaz izlemektedir (Şekil 5.24). Yerli kömür üretimi; 14,8 MTEP linyit, 1,1 MTEP taşkömürü ve 0,4 MTEP asfaltit şeklindedir (ETKB/EİGM 2016b).

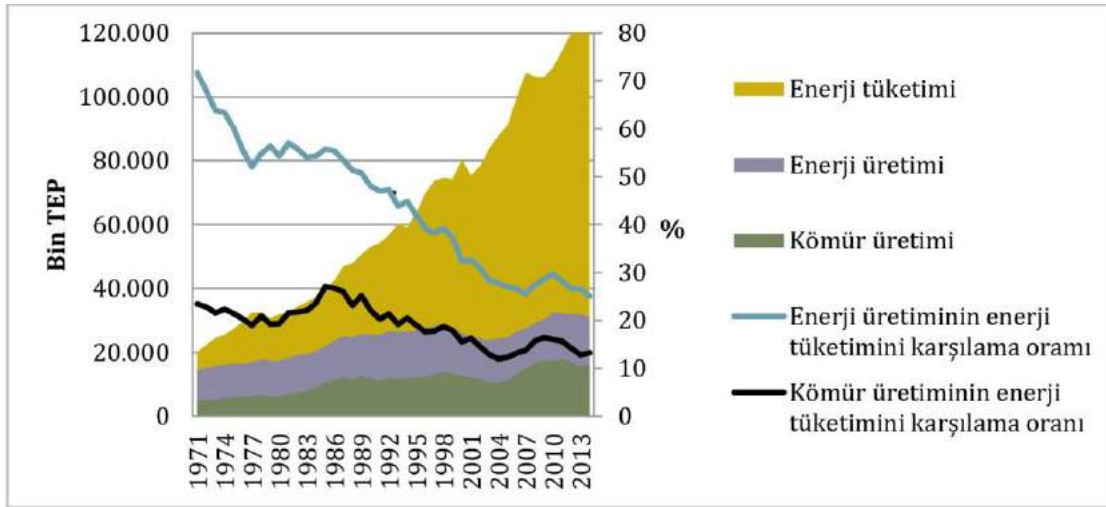
⁷ 2015 yılına ilişkin resmi veriler, bu raporun hazırlandığı tarihte henüz yayımlanmamıştır. 2014 yılına ilişkin veriler ise çok kısa bir süre önce tamamlanabilmiştir. Enerji alanındaki yıllık resmi veriler, genellikle bir yıldan önce hazırlanamamaktadır. Bununla beraber, söz konusu sürenin kısaltılmasında, bu alanda yapılacak çalışmaların kalitesi bakımından büyük yarar bulunmaktadır.



Şekil 5.24 Türkiye Birincil Enerji Üretimine Kaynaklara Dağılımı: 2014 Yılı

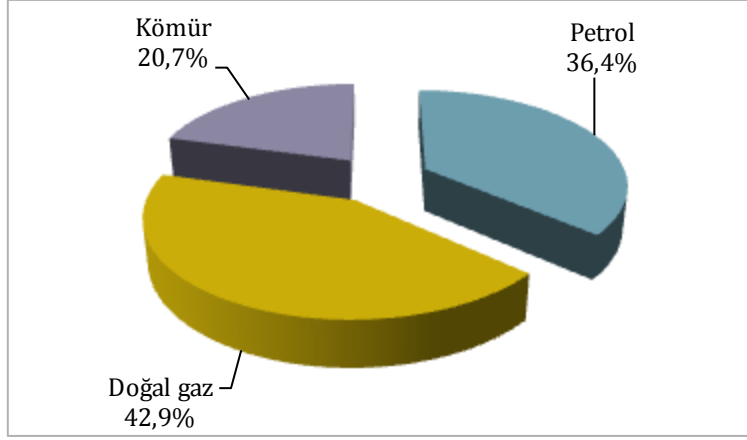
Ülkemiz enerji tüketimi son on yılda % 41,1 artış gösterirken, enerji üretimimiz ise % 27,6 arttırılabilmektedir. Dolayısıyla, enerji üretimimizdeki artış enerji tüketimindeki artış hızının önemli ölçüde gerisindedir. Bu nedenle, yerli üretimin tüketimi karşılama oranı on yıl önce % 27,7 düzeyindeyken 2014 yılı itibarıyla % 25'e düşmüştür.

Eşdeğer petrol bazında kömür üretimindeki artış ise son on yıllık dönemde % 55,3 olmuştur. Yerli kömür üretiminin enerji tüketimini karşılama oranı 2004 yılında % 12 düzeyindeyken 2014 yılında % 13,2 şeklinde gerçekleşmiştir (Şekil 5.25).



Şekil 5.25 Türkiye Enerji Tüketimi ve Toplam Enerji Üretimi ile Kömür Üretimine Payları

Yerli enerji üretiminin tüketimi giderek daha az oranda karşılayabilmesi sonucunda enerji ithalatının da hızla artması kaçınılmaz olmuştur. 2014 yılı itibarıyla ülkemizdeki enerji tüketiminin % 25,1'i yerli enerji kaynaklarından elde edilirken, % 74,9 gibi önemli bir kısmı ise ithal kaynaklardan sağlanmıştır. Net enerji ithalatının kaynaklara dağılımı; 40,1 TEP doğal gaz, 34 TEP petrol ve 19,4 TEP kömür şeklindedir (ETKB/EİGM 2016b) (Şekil 5.26).



Şekil 5.26 Net Birincil Enerji İthalatının Kaynaklara Dağılımı: 2014

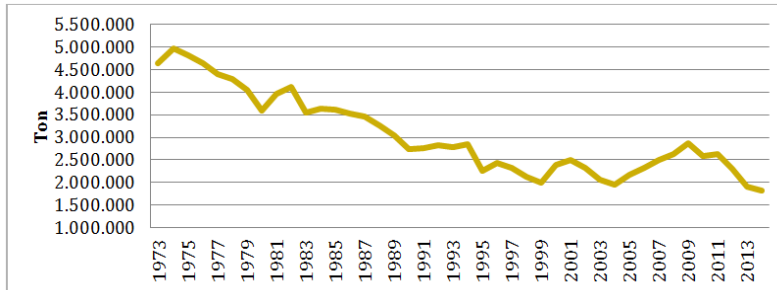
5.2.2 Kömür Üretimi

Ülkemiz 2014 yılı satılabilir kömür üretimi; 62,6 milyon ton linyit, 1,8 milyon ton taşkömürü ve 0,8 milyon ton asfaltit olmak üzere bir önceki yıla göre % 8 artarak toplam 65,2 milyon ton olarak gerçekleşmiştir (ETKB/EİGM 2016a).

1980'li yıllardan itibaren sürekli bir düşme eğilimine giren taşkömürü üretimleri 2004 yılında 1,9 milyon tona kadar gerilemiştir. Bu tarihten sonra tekrar hareketlenen satılabilir taşkömürü üretimi 2012 yılında 2,3 milyon ton düzeyinde olmuştur. 2013 yılında 1,9 milyon ton ve 2014 yılında ise bir önceki yıla göre % 5 oranında gerileyerek 1,8 milyon ton olarak gerçekleşmiştir (TTK 2015) (Şekil 5.27).

Böylelikle, Zonguldak Havzası'nın, Türkiye enerji talebine olan katkısı 2014 yılı itibarıyla binde 9 düzeyine kadar gerilemiştir. Havza'da, zaten ciddi bir maliyet baskısı altında olan ve ithal kömür rekabeti karşısında bıçak sırtında çalışan işletmelerin maliyetleri, son yasal düzenlemeler neticesinde sürdürülebilir olmaktan tamamen çıkmıştır. Henüz resmi veriler açıklanmamakla birlikte, artan maliyetler nedeniyle taşkömürü üretiminin 2015 yılında da gerilemeye devam ettiği anlaşılmaktadır.

Zonguldak Havzası'ndaki taşkömürlerin ruhsatı TTK'ya aittir. TTK tarafından redevans karşılığı özel firmalara kömür ürettirme uygulaması, 2004 yılında yasal dayanağa kavuşturulmuş olsa da, 1989 yılında başlamıştır. 2014 yılında özel sektör tarafından üretilen taşkömürü toplam üretimin yaklaşık % 28,6'sı oranındadır (TTK 2015).



Şekil 5.27 Türkiye Taşkömürü Üretimleri

KUTU 3. Zonguldak'ta umutlar tükenirken...

Dr. Nejat Tamzok

Bir zamanlar Türkiye'nin en parlak şehirlerinden biri olan Zonguldak'ta, artık geleceğe ilişkin ciddi bir umutsuzluk var. Peki, bu duygunun haklı nedenleri var mı?

Buna siz karar verin.

İşte size 166 yıllık kömür kenti Zonguldak'ın geleceği adına umutsuz olmak için on neden:

1. Bir zamanlar 5 milyon tonlar düzeyinde olan havzadaki satılabilir kömür üretimi, 2013 yılında toplam 1,9 milyon tonla son yetmiş iki yılın en düşük düzeyine indi. Böylelikle, havzanın, Türkiye enerji talebine katkısı 2000 yılında yüzde 1,3 düzeyindeyken 2013 yılında binde 8 düzeyine kadar geriledi.

2. Üstelik bu miktarın sadece 1,3 milyon tonluk kısmı Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) tarafından üretilebildi. TTK'nın satışları son 5 yılda yüzde 30 oranında gerilerken, kurumun yıllık zararı aynı dönemde yüzde 45 oranında artarak yaklaşık 560 milyon TL düzeyine yükseldi.

3. Bir taraftan TTK'nın zararı hızla artarken diğer taraftan istihdama katkısı ise aynı hızda azaldı. 2000 yılında neredeyse 20 bin olan işçi sayısı, hızla 10 binin altına indi.

4. Havzada, özel sektörün de yatırım yapabileceği umuduyla yaklaşık 10 yıl önce Maden Kanunu'nda değişiklik yapılmış, TTK ruhsatındaki kömürlerin özel firmalar tarafından üretilebilmesinin yolu açılmıştı. Bu sayede havzadaki üretimin artacağı düşünülmüş, hatta üretimin 10 milyon ton düzeyine çıkarılacağı öngörüsünde bulunulmuştu. Ancak, bu öngörüler tutmadı. Özel sektör üretimi beklenenin yüzde onuna dahi ulaşamadı. 2013 yılında özel sektör tarafından gerçekleştirilen üretim, ancak 500 bin ton civarındaydı. Böyle olunca, özel sektör istihdamı da istenilen seviyeye gelemedi.

5. Havzada, zaten ciddi bir maliyet baskısı altında olan ve ithal kömür rekabeti karşısında bıçak sırtında çalışan özel sektör firmalarının maliyetleri, TBMM'den geçen son "Torba Yasa" düzenlemelerinden sonra sürdürülebilir olmaktan iyice çıktı.

Yeni yasaya göre; kömür çıkarılan işyerlerinde yeraltında çalışan işçilere ödenecek ücret asgari ücretin iki katından az olamayacak. Çalışma süresi haftada 45 saatten 36 saate inecek ve günlük çalışma süresi 6 saati geçemeyecek. Emeklilik yaşı 55'ten 50'ye düşürülecek ve yeraltı işlerinde bir gün dahi çalışanlar kıdem tazminatından yararlanabilecek.

Havzada, sermaye yapıları güçsüz olan ve işçiyi düşük ücretlerle uzun çalışma saatlerinde çalıştırmayı alışkanlık haline getirmiş çoğu firma için piyasada ayakta kalabilmek, bundan sonra çok daha güç olacak.

6. Başta TTK olmak üzere havza kömür üreticileri için, yurt içindeki olumsuz koşullarla eşzamanlı gelişen bir diğer sorun ise uluslararası kömür fiyatları. Küresel pek çok parametrenin, ithal kömür fiyatlarının daha da düşebileceği yönünde sinyaller veriyor olması, havza için son derece olumsuz koşullar yaratmakta. İthal kömür fiyatlarının mevcut seviyelerinden daha da gerilemesiyle, havzadaki kömür üreticilerinin işi çok daha fazla zorlaşacak.

7. Havza'da üretilen kömürlerin kullanıldığı tek termik santral olan 300 MW gücündeki Çatalağzı Termik Santrali geçtiğimiz günlerde özelleştirildi. Devir sözleşmesinde yerli kömür kullanım şartının bulunmaması nedeniyle, santrali devralacak olan firmanın mevcut fiyat-maliyet dengelerini dikkate alarak ithal kömüre yönelmesi olasılığı son derece güçlü. Santrali alan firma, TTK'dan aldığı kömürün yaklaşık iki katı ısı değere sahip kömürleri yüzde kırk civarında daha düşük fiyatlarla uluslararası piyasalardan rahatlıkla bulacak ve yurt içinden temin edeceği kömürlerle paçalamak suretiyle maliyeti çok daha düşük seviyelere indirebilecektir.

TTK kömür satışlarının yaklaşık yüzde 60 oranındaki kısmının Çatalağzı Termik Santrali'ne yapıldığı dikkate alındı-

ğında, santralin ithal kömüre yönelmesi ile kurum satışlarının 500 bin tonlara gerilemesi son derece muhtemeldir. Zaten devletten yüklü bir destek almakta olan TTK'nın, bu düzeyde bir satış büyüklüğüyle ayakta kalabilmesi ise uzun dönemde pek mümkün görünmüyor.

Çatalağzı Termik Santrali'nin, Havza'dan üretilen kömürler yerine ithal kömür yakması, muhtemelen Zonguldak Havzası'na vurulmuş en ciddi darbe olacak.

8. Havzada; Çatalağzı Termik Santrali'nin dışında özel sektöre ait 1.690 MW gücünde bir ithal kömür santrali daha bulunmakta. Ayrıca, üretim lisansı almış ve tamamlanması beklenen 3.300 MW büyüklüğünde santral kurulu gücü ve 2.750 MW büyüklüğünde inceleme-değerlendirme safhasında ithal kömüre dayalı termik santral projeleri söz konusu.

Bununla beraber, ithal kömür santrallerinin havza ekonomisine ya da istihdama olan katkısının yerli kömüre dayalı santrallerden çok daha az olduğu giderek daha fazla ortaya çıkmakta.

9. Havza üretimi hızla gerilerken, diğer taraftan soruna ilişkin somut bir plan ya da gelişme veya arama ya da üretime yönelik ciddi bir proje de ortaya konulamadı. Ne TTK ne de havzanın geneline ilişkin her hangi bir stratejik plan oluşturulamadı. Havzada, uzun yıllardır devam etmekte olan bazı kömür üretim projelerinde ise sonuç alınabileceğine ilişkin ciddi şüpheler belirmeye başladı.

10. Dahası, üst politika belgelerinde de havzadaki kömüre ilişkin somut bir gelecek öngörüsü bulunmamakta. Onuncu Kalkınma Planı'nda ve Orta Vadeli Program'da yerli linyit kaynaklarına ilişkin somut hedefler konulurken, yerli taş kömürlerine yer verilmemekte.

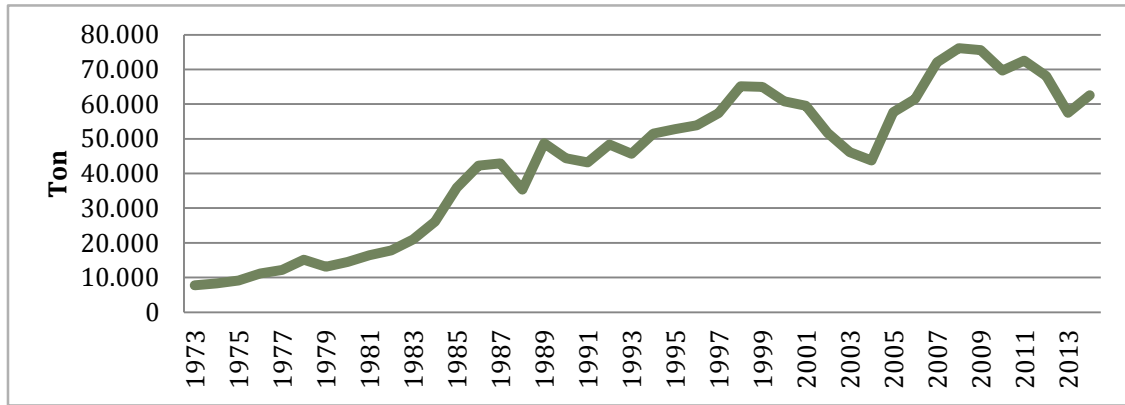
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 2015-2019 Stratejik Planı'nda ise yerli taş kömürü üretiminin artırılması konusu bir strateji olarak belirtilmekte, ancak bunun gerçekleştirilmesine ilişkin somut hedeflere değinilmemekte.

Sonuç olarak, Zonguldak Havzası'ndaki kömür üretimlerinin önümüzdeki yıllarda hızla gerilemesi son derece muhtemel. Böylesi bir gelişme sonucunda, havza kömür madenciliğinde çalışmakta olan yaklaşık 18 bin kişinin doğrudan ve havzanın tüm bir ekonomisinin ise dolaylı olarak etkilenmesi, bunun sonucunda ise çeşitli sosyal sorunların ortaya çıkması kaçınılmaz görünüyor.

Ankara/Ocak 2015

Not: Bu yazı, 4 Ocak 2015 tarihinde Enerji Günlüğü isimli internet sitesinde yayımlanmıştır.

Linyit üretimleri ise, özellikle 1970'li yılların başlarından itibaren, petrol krizlerine bağlı olarak elektrik üretimine yönelik linyit işletmeleri yatırımlarının başlaması ile hızlanmıştır. 1970 yılında 5,8 milyon ton olan linyit üretimi 1998 yılında yaklaşık 65 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Ancak, bu tarihten itibaren, özellikle doğal gaz alım anlaşmaları nedeniyle linyit üretimi sürekli azalmış, 2004 yılında 43,7 milyon ton ile en düşük seviyesini görmüştür. Bu tarihten sonra tekrar yükselen linyit üretimleri 2008 yılında 76 milyon tonu görmüş, ancak daha sonra tekrar gerileyerek 2013 yılında 57,5 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. 2014 yılı linyit üretimi ise bir önceki yıla göre % 8,9 artarak 62,6 milyon ton olmuştur. (ETKB/EİGM 2016a) (Şekil 5.28).



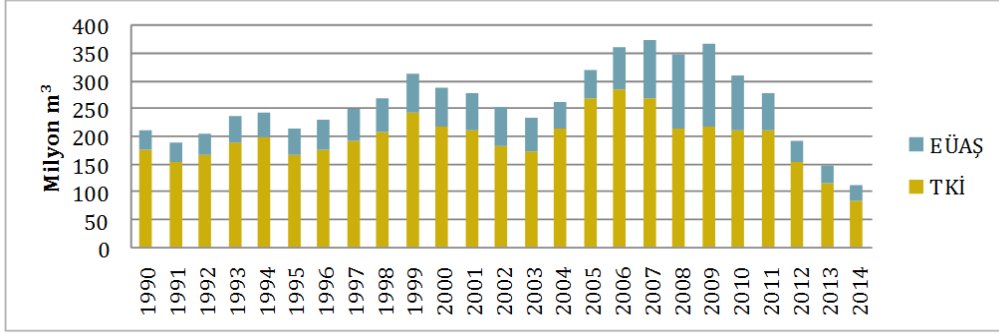
Şekil 5.28 Türkiye Linyit Üretimleri

2014 yılı satılabilir linyit üretimlerinin kuruluşlara dağılımı ise; TKİ 14,9 milyon ton, EÜAŞ ve bağlı ortaklıkları 19 milyon ton ve özel sektör 28,7 milyon ton şeklindedir (TKİ 2015; EÜAŞ 2015). Böylelikle özel sektörün linyit üretimindeki payı % 45,8 düzeyine yükselmiştir.

Henüz resmileşmemiş kayıtlara göre; 2015 yılında TKİ'nin satılabilir linyit üretimi 13,2 milyon ton ve EÜAŞ'ın satılabilir üretimi ise 10,9 milyon ton olmuştur. Özel sektör üretimlerine ilişkin veriler bu rapor hazırlandığı tarihte henüz çıkarılmadığından 2015 yılı toplam Türkiye linyit üretimini kesin olarak verebilmek mümkün değildir. Bununla beraber, 2015 yılı linyit üretimlerinin 2014 yılına göre büyük ölçüde gerilediğini söyleyebilmek mümkündür.

Ülkemiz linyit üretimlerinin 2008 yılı sonrası gerileme eğilimine girdiği anlaşılmaktadır. Söz konusu gerilemenin nedenleri arasında; Afşin-Elbistan Linyit Havzası'nda işletilmekte olan Çöllolar Açık Kömür Ocağı'nda Şubat 2011 tarihinde meydana gelen heyelanlar nedeniyle söz konusu ocakta üretimin durdurulmak zorunda kalınması ve sektörde yeni yatırımların gerek kamu gerekse özel sektör tarafından yeterince yapılamaması öne çıkmaktadır.

Linyit sektöründe üretimler kadar, üretim yapabilmek amacıyla kömürün üzerinden kaldırılan örtü miktarı da önemli görülmektedir. 2014 yılında TKİ tarafından 84 milyon m³ ve EÜAŞ tarafından 28 milyon m³ olmak üzere toplam 112 milyon m³ dekapaj gerçekleştirilmiştir olup (TKİ 2015; EÜAŞ 2015) bu miktar bir önceki yıla göre % 24 oranında bir gerilemeye karşılık gelmektedir (Şekil 5.29).



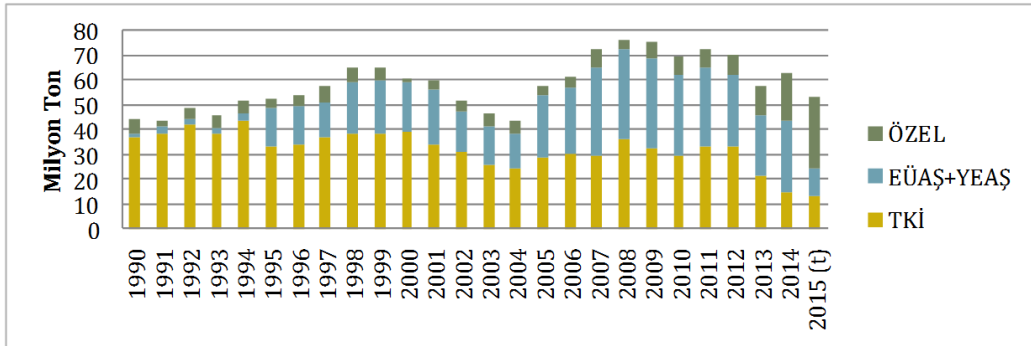
Şekil 5.29 Yıllar İtibarıyla Yapılan Dekapajın Kuruluşlara Dağılımı

5.2.3 Sektörün Yapısı

Ülkemiz linyit üretiminin % 90'a yakın kısmı yakın zamana kadar iki kamu kuruluşu (TKİ ve EÜAŞ) tarafından –kendi makine parkları ya da dışarıdan hizmet alma yoluyla- gerçekleştirilmekteydi. Bununla beraber, özellikle son yıllarda kömüre dayalı termik santrallerin kömür sahalarıyla birlikte özelleştirilmesi süreci hız kazanmış ve böylelikle özel sektörün üretimdeki payı da artmaya başlamıştır.

TKİ'nin toplam linyit üretimindeki payı 20 yıl önce % 85 civarındayken 2015 yılı itibarıyla % 25 civarına kadar gerilemiştir. Kömür sektörüne 1989 yılında giren EÜAŞ'ın payı ise bir ara % 50'ler düzeyine kadar yükselmişken; son yıllardaki özelleştirmeler ve üretim aksamaları nedeniyle, 2015 yılında % 20'lere kadar düşmüştür (Şekil 5.30).

EÜAŞ'ın kömür sektöründe yükselmesi, linyit üretim işletmelerinin TKİ'den EÜAŞ'ye devredilmesi yoluyla gerçekleşmiştir. Bu kapsamda; 1989 yılında Sivas-Kangal Linyitleri işletmesi, 1995 yılında Afşin–Elbistan Linyitleri İşletmesi, 2000 yılında Çayırhan'daki Orta Anadolu Linyitleri İşletmesi TKİ'den alınarak EÜAŞ'ye devredilmiştir. Son özelleştirme sürecinde ise TKİ'nin Milas, Yatağan ve Orhaneli'ndeki linyit sahaları özelleştirilmek amacıyla EÜAŞ'ın bağlı ortaklıkları YEAS, KEAS ve SEAS'a transfer edilmiştir.



Şekil 5.30 Yıllar İtibarıyla Linyit Üretimlerinin Kuruluşlara Dağılımı (2015 yılı tahmindir)

Aynı dönemde (1990-2012) özel sektör linyit üretimi genellikle 4-8 milyon ton arasında değişmekle beraber, son yıllarda gerçekleşen özelleştirmeler sonrası 2015 yılı itibarıyla özel sektörün payı % 50'lerine üzerine çıkmıştır. Özelleştirmeler kapsamında; Sivas-Kangal Havzası ile Seyitömer Havzası

kömürleri 2013 yılında ve Kemerköy, Yeniköy ve Yatağan Termik Santrallerini besleyen kömür sahaları 2014 yılı sonunda ve Orhaneli sahası ise 2015 yılında özel sektöre devredilmiştir.

Linyit üretimleri, özellikle Ege, Trakya ve İç Anadolu Bölgeleri'nde yoğunlaşmıştır. TKİ üretimleri; Manisa (Soma Havzası), Kütahya (Tunçbilek Havzası) ve Çanakkale illerinde yapılırken, EÜAŞ üretimleri 2015 yılı itibarıyla Kahraman Maraş (Afşin-Elbistan Havzası) ve Ankara (Çayırhan) illerinde sürdürülmektedir (Şekil 5.31).



Şekil 5.31 Kömür Üretimi Yapılan Başlıca İller

Sektörde kömür, açık işletmecilik ve yeraltı işletmeciliği olmak üzere iki temel yöntemle üretilmektedir. Yüzeğe yakın kömür oluşumları ekonomik nedenlerle açık işletmecilik yöntemi ile üretilmekte, derin kömür damarları ise yeraltı işletmeciliği yöntemi ile çıkartılmaktadır. TKİ Kurumunda; açık işletmecilik yöntemi ile üretilen kömür oluşumlarında dragline, büyük kapasiteli kazıcılar, yükleyiciler ve kamyonlar kullanılmakta, yeraltı işletmecilik yöntemi ile üretilen kömür oluşumlarında, kazılan boşluğu göçmeden tutabilecek hidrolik tahkimatlar, kömür kazıcılar ve konveyörler kullanılmaktadır. EÜAŞ'ın ruhsatındaki sahalarından Çayırhan'da yeraltı mekanize üretim sistemi ve Elbistan'da ise döner kepçeli ekskavatör-bant konveyör-dökücüden oluşan sürekli açık ocak madencilik sistemi kullanılmaktadır.

Linyit sektörünün en eski kuruluşu, bir iktisadi devlet teşekkülü olan TKİ'dir. TKİ, uhdesindeki linyit rezervlerinden kendi makine parkı ve dışarıdan hizmet alımı yoluyla üretim yapmaktadır. Bir diğer iktisadi devlet teşekkülü olan EÜAŞ 1989 yılında sektöre girmiş olup, Afşin-Elbistan ve Ankara-Çayırhan'ın yanında 2012 yılında uhdesine aldığı Tekirdağ, Çatalca ve Karapınar sahaları ile birlikte toplam 5 adet kömür sahasına sahiptir. Söz konusu sahalarından Afşin/Elbistan Kışlaköy sahası EÜAŞ tarafından işletilmektedir. Afşin/Elbistan Çöllolar Sahası'ndaki üretim ise 2011 yılı Şubat ayında meydana gelen ve 11 çalışanın toprak altında kaldığı kaza sonrasında durmuştur.

Sektörde istihdamın belirlenmesine yönelik kapsamlı bir araştırma bulunmamasıyla beraber, doğrudan istihdamın taşkömüründe 18.500 ve linyitte 37.000 olmak üzere toplam 55.500 kişi civarında olduğu tahmin edilmektedir.

KUTU 4. Dönüşümün Eşiğinde: Türkiye Kömür Sektörü

Dr. Nejat Tamzok

Türkiye kömür sektörü yapısının kamu işletmeciliği temelinde tasarlanması 1935 yılına dayanır.

O yıl; Maden Tetkik Arama Enstitüsü, Elektrik İşleri Etüt İdaresi ve Etibank birbirlerine bağlı olarak kuruldu. Etibank'ın kuruluş amaçları arasında, kömür ocaklarını ve kömüre dayalı santralleri kurup işletmek de bulunmaktaydı. Böylelikle, daha önce mevcut olmayan merkezi kurumsal yapı “enerji işleri” için olduğu gibi “kömür işleri” için de ortaya çıktı.

Çok kısa bir sürede Zonguldak Havzası'ndaki kömür ocakları ile Seyitömer ve Tunçbilek gibi linyit ocakları devletleştirilerek Etibank'a devredildi. İkinci Dünya Savaşı bittiğinde taşkömürü üretiminin tamamı ve linyit üretiminin yaklaşık % 80'i kamu kuruluşları tarafından yapılmaktaydı.

1957 yılında Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) kuruldu ve Etibank'a bağlı tüm kömür sahaları bu kuruma bağlandı. 1970'li yıllardaki petrol krizlerinin etkisiyle kömüre dayalı termik santral projeleri gündeme geldi ve 1978 yılında “Devletçe İşletilecek Madenler Hakkında Kanun” yayımlanarak özel sektöre ait çok sayıda linyit sahası elektrik üretiminde kullanılmak üzere TKİ'ye devredildi.

Bu düzenlemeler sonrasında; Seyitömer, Tunçbilek B, Soma B, Yatağan, Yeniköy, Kemerköy, Afşin-Elbistan A, Çayırhan, Kangal ve Orhaneli gibi linyite dayalı büyük ölçekli termik santraller için gerekli olan yakıtı sağlayacak kömür üretim projeleri TKİ tarafından hızla devreye sokuldu. 1970 yılında yaklaşık 6 milyon ton olan linyit üretimi 1990'lı yıllarda 60 milyon tonların üzerine çıktı.

1983 yılında Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) kuruldu ve Zonguldak Kömür Havzası'ndaki kömür ocakları TKİ bünyesinden alınarak bu kuruma bağlandı.

1989 yılında Sivas-Kangal, 1995 yılında Afşin-Elbistan ve 2000 yılında Çayırhan kömür işletmeleri, o zamanki adıyla Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) şimdiki adıyla Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ)'ne devredildi. Böylelikle, Türkiye kömür sektörüne, 1989 yılından itibaren üçüncü bir kamu kuruluşu daha katılmış oldu.

Tüm bu gelişmeler yaşanırken, kömür sektörünün kamu ağırlıklı yapısı 2013 yılına kadar pek fazla değişmedi. Taşkömürü üretiminin tamamı TTK ve linyit üretiminin ise % 90'ı TKİ ve EÜAŞ tarafından yapılmaktaydı.

Zaman içerisinde, sektördeki kamu kuruluşları, üretim ya da dekapaj faaliyetlerinde kendi makine parkları yerine giderek % 6-60-70'lere varan oranlarda özel sektörden hizmet alma yolunu tercih ettiler. Ancak, kömür sahalarının devri ya da satışı yoluyla özelleştirilmeleri pek fazla gündeme gelmedi.

Bununla beraber, Türkiye kömür sektörünün yaklaşık 80 yıl süren kamu ağırlıklı yapısının çok yakın bir gelecekte ortadan kalkması, konuyla ilgili pek çok kimse için artık şaşırtıcı olmayacak. Son dönemde bu yöndeki çalışmaların hız kazandığı dikkate alındığında, kamu işletmelerinin yerlerini kısa sürede özel sektöre bırakmaları son derece muhtemel.

Bu bakımdan en çarpıcı gelişmeler, elektrik sektörünün yeniden yapılandırılması kapsamında sürdürülmekte olan elektrik santrallerinin özelleştirilmesi sürecinde yaşanmakta. Özelleştirme İdaresi Başkanlığı ile Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından sürdürülmekte olan söz konusu sürecin hızlanmasıyla kömür sahalarının özel sektöre devrine ilişkin net sonuçlar da ortaya çıkmaya başladı.

Burada ilk sonuç 2013 Haziran ayında Seyitömer'de alındı. TKİ'nin ruhsatındaki Seyitömer kömür sahaları Seyitömer Termik Santrali ile birlikte işletme hakkı devir sözleşmesi çerçevesinde Çelikler Seyitömer Elektrik Üretim Anonim Şirketi'ne devredildi.

Aynı yılın Ağustos ayında, bu defa daha önce EÜAŞ adına özel sektör tarafından işletilmekte olan Sivas-Kangal kömür sahaları Kangal Termik Santrali ile birlikte aynı yöntemle Konya Şeker-Siyahkalem Ortak Girişim Grubu'na devredildi.

Türkiye Taşkömürü Kurumu tarafından üretilen kömürlerden beslenen Çatalağzı Santrali 2013 Mart ayında ve TKİ'nin Muğla ilindeki kömür işletmelerine ait sahalar ise besledikleri Kemerköy, Yeniköy ve Yatağan Santralleri ile birlikte 2013 Ağustos ayında özelleştirme programına alındı.¹

Küresel ya da yerel piyasalarda çok ciddi engellerin ortaya çıkmaması halinde; Soma Havzası, Çanakkale Çan, Orhaneli ve Tunçbilek kömür işletmelerinin de beslemekte oldukları termik santrallerle birlikte çok kısa bir zamanda özel sektöre devredilmeleri sürpriz olmayacak.²

Yaklaşık 5,5 milyar ton ile linyit kaynaklarımızın en önemli kısmına sahip olan Afşin-Elbistan Linyit Havzası'nda ise

yukarıda aktarılanlardan çok daha farklı bir özelleştirme formülasyonu arayışının olduğu görülmekte. Burada daha önce denenmiş bir dizi başarısız girişimin ardından, daha çok milletlerarası işbirliklerini de içeren bir kamu-özel ortaklığı modeli üzerinde ısrar edildiği anlaşılmakta.

Bu çerçevede, havzadaki kömür rezervini de kapsayan ve 8.000 MW kapasiteli santral yapımı, işletilmesi, rehabilitasyonu, modernizasyonu ve yeni kömür sahalarının geliştirilmesini de içeren hükümetler arası bir anlaşma, geçtiğimiz dönemde EÜAŞ ile Abu Dhabi menşeli TAQA arasında imzalandı. Ancak, girişim başarılı olmadı ve TAQA Firması'nın erteleme kararı almasıyla son buldu. Bununla beraber, Afşin-Elbistan Havzası için benzeri girişimlerin farklı ülkelerle sürdürülmekte olduğuna dair haberler sıkça duyulmakta.

Kömür ocaklarının, besledikleri santrallerle birlikte özelleştirilmelerine ilişkin faaliyetler devam ederken, daha farklı bir kulvarda TKİ'ye ait kömür sahalarının rodövans yöntemiyle özel sektöre devrine ilişkin çalışmalar da sürdürülmekte. Geliştirilen modelde, kömürden üretilen birim elektrik enerjisinden kamuya belirli bir pay almak şeklinde özetlenebilecek bir yöntemle, kömürlü sahalar, termik santral kurma şartıyla özel sektöre devredilmekte.

Söz konusu model kapsamında; 2003 yılında Şırnak-Silopi Asfaltit Sahası Park Grubu'na, 2006 yılında Bolu-Göynük Sahası AKSA Göynük Enerji'ye, 2007 yılında Eskişehir-Mihalıççık Sahası Adularya Enerji'ye, 2012 yılında Adana-Tufanbeyli Sahası TEYO Yatırım AŞ'ye, Manisa-Soma Havzası'nda bazı sahalar Hidro-Gen (KOLİN İnşaat) Enerji'ye, Bursa-Keles Harmanalanı ve Davutlar Sahaları Çelikler Firması'na, 2013 yılında Kütahya-Domaniç Sahası Çelikler Firması'na ve Bingöl-Karlıova Sahası ise Flamingo Biyoyakıt Firması'na devredildi. Devredilen sahalarından sözleşme gereği beslenecek termik santrallerin toplam kurulu güçleri 3.000 MW'ı aşmakta.

Zonguldak'ta Amasra B Taşkömürü Sahası ise benzer bir yöntemle 2005 yılında TTK tarafından Hema Endüstri Firması'na devredildi.

Kömür sektörünün özelleştirilmesi kapsamında bir diğer faaliyet alanı ise 2005-2012 yılları arasında geliştirilen yeni linyit sahalarıyla ilgili. Bunlardan, yaklaşık 1,8 milyar ton kömür rezervine sahip Konya Karapınar Sahası'nda mevcut kömürlerden elektrik üretmek için Slovak HBP, Istroenergo ile Taylandlı Singh Ortak Girişim Grubu EÜAŞ ile bir ön anlaşma imzalandı. Son dönemde geliştirilen ve ciddi kömür rezervi olduğu düşünülen Eskişehir-Alpu, Afyon-Dinar ve Trakya Çerkezköy sahalarının da yerli ya da yabancı yatırımcıların ilgisini çektiği gözlenmektedir.

Görüldüğü gibi, kömür sektörünün özelleştirilmesi alanı son derece hareketli. Gelişmeleri aktarmaya sayfalar yetmez. Ama tüm bu hareketlilikten bugüne kadar ortaya somut ne çıktı diye sorarsanız, cevabı şimdilik iki satırı geçmiyor.

Bununla beraber, bu çalışmaların etkilerini şimdiden gözleyebilmek mümkün. Sektörün lokomotif kuruluşu TKİ'nin üretim kapasitesi, Seyitömer ve Muğla'daki sahaların ayrılmasıyla yarı yarıya küçülmüş durumda. Özelleştirme İdaresi Başkanlığı tarafından öncelikli olarak özelleştirilecek santraller arasına alınan Soma A ve B santralleriyle birlikte kömür sahalarının da özelleştirilmesi durumunda, söz konusu kurumun kendisine yeni bir yön çizmesi gerekecek.

Benzeri bir durum EÜAŞ için de söz konusu. İşletme hakkı devir sözleşmesi kapsamında Park Grubu tarafından işletilen Çayırhan Sahası'ndan sonra Sivas-Kangal Sahası da özel sektöre devredildi. Afşin-Elbistan Sahası'nın da özelleştirilmesi durumunda EÜAŞ, 25 yıl önce girdiği kömür sektöründen tamamen çekilmiş olacak.

TTK'nın konumunun ise diğer iki kuruluştan biraz daha farklı olduğu söylenebilir. Çatalağzı Santrali'nin özelleştirilmesi kararı içerisinde, diğerlerinden farklı olarak kömür sahaları bulunmuyor. Bununla beraber, Zonguldak'ın kaygısı, üretiminin neredeyse % 60'ını alan Çatalağzı Santrali'nin özelleştirme sonrası alıma devam edip etmeyeceği noktasında. Son dönemlerde üretimi sürekli düşen TTK'nın en önemli müşterisini kaybetmesi muhtemelen bunun başlangıcı anlamına gelebilecektir.

Tüm bu gelişmelere bakıldığında, Türkiye kömür sektörü, önemli bir dönüşümün eşliğinde gibi görünmektedir.

Ankara/Kasım 2013

Notlar:

¹ Çatalağzı Santrali, 22 Aralık 2014 tarihinde Bereket Enerji/Elsan Elektrik Firması'na, Muğla Yatağan Termik Santrali ve Kömür İletmesi 1 Aralık 2014 tarihinde Bereket Enerji/Elsan Elektrik Firması'na ve Muğla Kemerköy ve Yeniköy Santralleri ile Kömür İşletmesi ve Kemerköy Liman Sahası 23 Aralık 2014 tarihinde IC İÇtaş Firması'na satıldı.

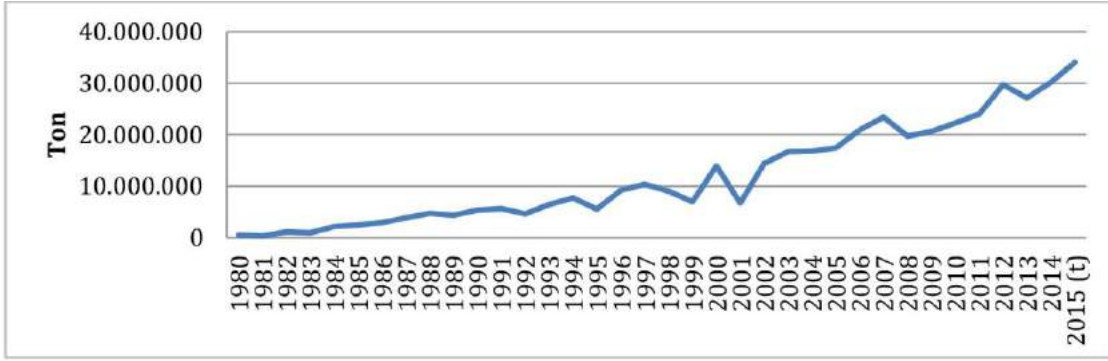
² Kütahya Tunçbilek ve Bursa Orhaneli Termik Santralleri ile Orhaneli Kömür İşletmesi 23 Mart 2015 tarihinde Çelikler Firması'na ve Soma Termik Santrali 23 Mart 2015 tarihinde Konya Şeker Firması'na satıldı.

Not: Bu yazı, 20 Kasım 2013 tarihinde Enerji Günlüğü isimli internet sitesinde yayımlanmıştır.

5.2.4 Kömür İthalatı

Ülkemizde 1980'li yıllardan önce son derece düşük miktarlarda başlayan kömür ithalatı, 1990'lı yıllarda 10 milyon tonun ve 2000'li yıllarda ise 20 milyon tonun üzerine çıkmıştır. Kömür ithalatındaki artış oranı 2004-2014 arasındaki on yılda % 79 ve son yirmi yılda ise % 291 oranındadır. 2012 yılında kömür ithalatımız bir önceki yıla göre yaklaşık % 23 artış göstererek 29,6 milyon ton düzeyine yükselmiş, 2013 yılında ise bir önceki yıla göre % 8,4 azalarak 27,2 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. 2014 yılı kömür ithalatı % 11 artışla 30,2 milyon ton olmuştur. Henüz kesinleşmemiş verilere göre 2015 yılı kömür ithalatı ise yaklaşık 34 milyon ton düzeyindedir (TÜİK 2016).

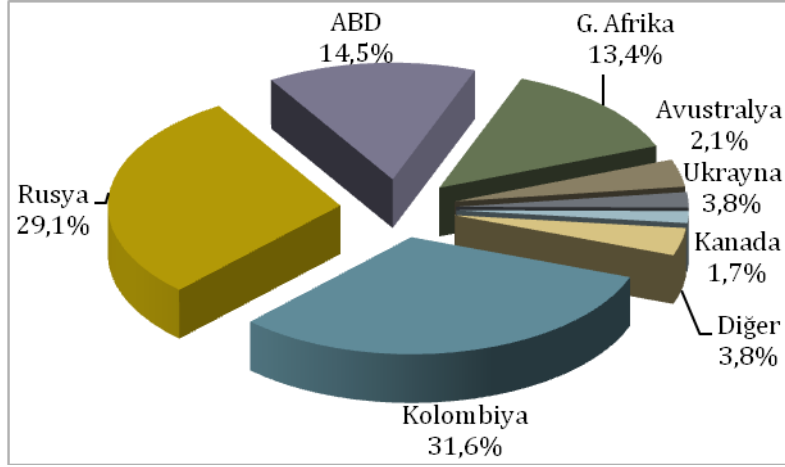
Son yıllarda kömür ithalatındaki artışın en önemli nedeni, elektrik üretimi amaçlı kullanılacak buhar kömürlerine olan talepteki ciddi artıştır. Söz konusu eğilim dikkate alındığında, ithalatın önümüzdeki yıllarda da artarak süreceği ve kömür ithalat faturasının doğal gaz faturasına yakın düzeylere yükselbileceği anlaşılmaktadır (Şekil 5.32).



Şekil 5.32 Türkiye Kömür İthalatı

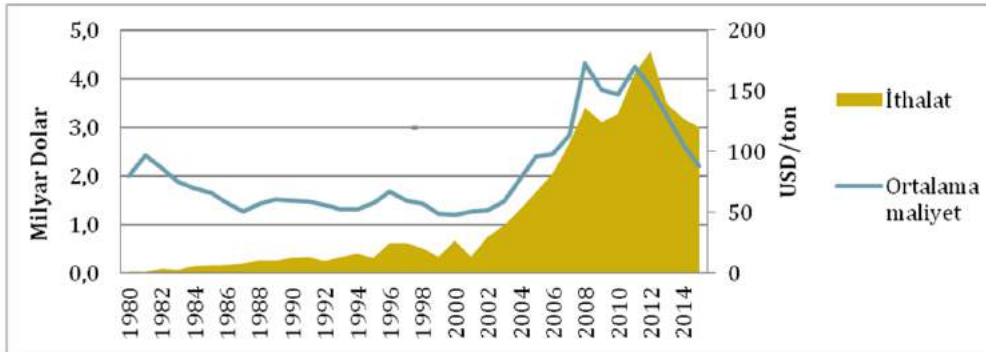
2014 yılında kömür ithalatındaki liderlik ilk defa Rusya Federasyonu'ndan Kolombiya'ya geçti. Kolombiya'dan yapılan kömür ithalatı 9,4 milyon ton olarak gerçekleştirilirken Rusya Federasyonu'ndan yapılan ithalat 2013 yılında da olduğu gibi 8,7 milyon ton oldu. Bu iki ülkeyi 4,3 milyon ton ile ABD, 4 milyon ton ile Güney Afrika Cumhuriyeti, 2 milyon ton ile Ukrayna ve 632 bin ton ile Avustralya izledi (TÜİK, 2015). 2013 yılında söz konusu 6 ülkeden yapılan kömür ithalatı toplam ithalatın yüzde 94'ü düzeyindeyken 2014 yılında bu oran % 96'ya yükseldi (Şekil 5.33).

2015 yılında da bir önceki yıla benzer bir tablonun oluştuğu, henüz kesinleşmemiş bilgilerden anlaşılmaktadır. 2014 yılında olduğu gibi 2015 yılında da Kolombiya, Türkiye'nin en fazla miktarda kömür ithalatı yaptığı ülkedir. Kolombiya'yı Rusya izlemektedir. Üçüncü sırada ise bu defa ABD yerine Güney Afrika Cumhuriyeti bulunmaktadır.



Şekil 5.33 Kömür İthalatında Ülke Payları, 2014

Kömür ithalat miktarlarının artmasıyla ithalat faturamız da giderek yükselmektedir. İlk defa 2004 yılında 1 milyar dolar eşiğini geçen kömür ithalatı 2006 yılında 2 milyar dolar, 2008 yılında 3 milyar dolar ve 2011 yılında ise 4 milyar dolar seviyesini geçmiştir. 2012 yılı kömür ithalat faturamız yaklaşık 4,6 milyar dolar olarak gerçekleşmiş, ancak daha sonra uluslararası piyasalarda kömür fiyatlarının gerilemesiyle 2013 yılı faturası 3,5 milyar dolar ve 2014 yılı faturası ise 3,2 milyar dolar olarak tahakkuk etmiştir (TÜİK 2016). 2015 yılı faturasının ise 3 milyar dolar civarında olacağı tahmin edilmektedir. Yıllar itibarıyla ithalata ödenen döviz ile yıllık ortalama ithalat maliyetleri Şekil 5.34'te verilmektedir.



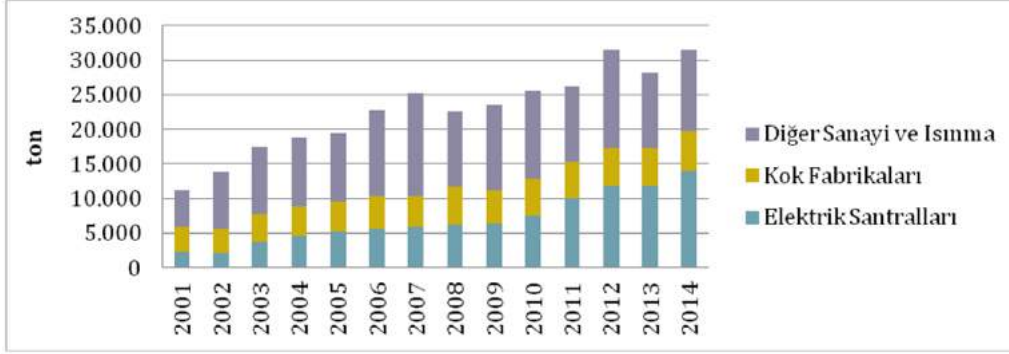
Şekil 5.34 Yıllar İtibarıyla Kömür İthalatına Ödenen Döviz ve Ortalama İthalat Maliyetleri

5.2.5 Kömür Tüketimi

Ülkemizde 2014 yılında tüketilen kömür 31,5 milyon tonu yerli ya da ithal taşkömürü ve 65,4 milyon tonu ise linyit ve asfaltit olmak üzere toplam 96,9 milyon ton olmuştur. Dolayısıyla, bir önceki yıla göre 2014 yılında taşkömürü tüketimi % 11,7 ve linyit (asfaltit dâhil) tüketimi ise % 16,9 artmıştır. Toplam kömür tüketimindeki artış ise % 15,1 düzeyindedir.

2014 yılı taşkömürü arzının % 44,6 oranındaki en büyük kısmı elektrik üretiminde ve % 17,8 oranındaki kısmı ise ısınma amaçlı olarak tüketilmiştir. Kok fabrikalarının payı % 18,2 ve diğer sanayinin payı ise % 16,9 düzeyindedir (ETKB/EİGM 2016a). Taşkömürü tüketiminde elektrik santrallerinin

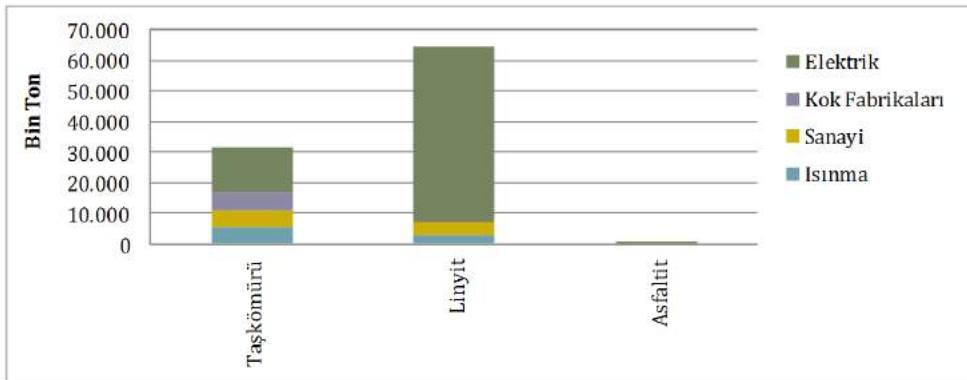
payı giderek artmaktadır. On yıl önce % 20 düzeyinde olan söz konusu pay 2014 yılı itibarıyla % 45 düzeyine yaklaşmaktadır (Şekil 5.35).



Şekil 5.35 Kullanım Yerlerine Göre Ülkemiz Taşkömürü Tüketimi

Ülkemizde üretilen linyit kömürleri; elektrik üretimi amacıyla termik santrallerde, sanayi sektörlerinde ve ısınma amaçlı olarak konut ve işyerlerinde tüketilmektedir. Linyitin elektrik üretimi amaçlı tüketim payı, 1970'li yılların başında ısı değer bazında % 20'ler düzeyindeyken bu tarihten itibaren artmaya başlamış ve 2001 yılında % 80 ile en yüksek seviyeyi görmüştür. Söz konusu gelişmeye paralel olarak, aynı dönemde konut ve hizmetlerin payı % 42'den % 7'ye ve sanayi sektörlerinin payı ise % 36'dan % 13'e gerilemiştir. 2001 yılı sonrasında ise süreç tersine dönmüş ve elektrik üretiminde kullanım payı gence düşerken sanayi sektörleri ile konut ve hizmetlerde kullanım payı tekrar artmıştır.

2014 yılında 64,7 milyon ton olan toplam linyit arzının miktar olarak % 88,8'i elektrik üretimi amacıyla termik santrallerde tüketilmiştir. Sanayi sektörlerinde kullanım payı % 6,3 ve konut-işyerlerinde kullanım payı ise % 4,7 düzeyindedir. Bununla beraber, elektrik üretiminde kullanılan linyitlerin ısı değerleri sanayi ya da ısınmada kullanılan kömürlere nazaran çok daha düşüktür. Toplam ısı değer bazında hesaplama yapıldığında; 2014 yılında arz edilen linyit enerjisinin % 79,9'u elektrik üretiminde, % 11,3'ü sanayi sektörlerinde ve % 8,5'i ise konut ve işyerlerinde tüketilmiştir. Aynı yılda; 771 bin ton asfaltit arzının % 59,4'ü elektrik üretimi, % 20,4'ü sanayi ve % 20,2'si ısınma amaçlı tüketilmiştir (ETKB/EİGM 2016a) (Şekil 5.36).



Şekil 5.36 Kömür Arzının Sektörlere Göre Tüketim Dağılımı: 2014 Yılı

KUTU 5. 2015 sonrası: Yerli kömürler Türkiye için kurtarıcı olur mu?

Dr. Nejat Tamzok

60'lı yılların başında, enerji arz güvenliği kavramı henüz Türkiye'nin gündeminde yoktur. Ülkenin enerji ihtiyacı, çok büyük ölçüde memleketin kömürüyle suyundan karşılanmaktadır.

O tarihlerde daha ne doğal gaz ne de ithal kömürün adı geçer.

Buna karşılık, petrol ithalatı hızla artmaktadır.

70'li yıllarla birlikte, ülkenin toplam enerji ihtiyacının neredeyse yarısı, ithal petrolden karşılanır olmuştur. Daha on yıl öncesinde, elektrik üretiminin petrolden elde edilen kısmı yüzde 10'un altındayken, 70'li yılların başında fuel-oil ve motordan elektrik üretimi yüzde 50'ler seviyesine kadar yükselir.

İthal petrole olan bu ölçüsüz bağımlılık, çok kısa bir zaman diliminde Türkiye'yi savunmasız hale getirmiştir.

Ve tehlike de kapıdadır.

Çok geçmeden fırtına patlar.

Orta Doğu ve İran'daki siyasi gelişmeler petrol krizlerine yol açmıştır.

Elektrik üretiminde petrole olan yüksek bağımlılık, 1973 sonrası petrol fiyatlarında ortaya çıkan aşırı artışlarla birleşince, ülkede ağır bir enerji bunalımı ortaya çıkar. Söz konusu bunalım, ülkemizin, 70'li yılların ikinci yarısından itibaren yaşadığı politik ve toplumsal krizlerin de nedenlerinden biri olacaktır.

Türkiye, o dönem enerji krizini memleketin kömürüyle aştı. Tüm imkânsızlıklara rağmen, o dönemdeki enerji yönetimleri yerli kömür rezervlerini seferber edebildiler.

Soma, Tunçbilek, Seyitömer, Muğla, Afşin-Elbistan, Çayırhan, Bursa-Orhaneli ve Sivas-Kangal'daki önemli kömür sahalarının, "genel havza planlaması"na dayalı bir disiplin içerisinde değerlendirilerek, büyük ölçüde elektrik üretimi amacıyla kullanımları sağlanabildi.

1977-1987 yılları arasındaki 10 yılda kömüre dayalı olarak yaratılan elektrik üretim kapasitesi, 1987 yılındaki toplam kurulu gücün yaklaşık üçte birine karşılık geliyordu.

Dolayısıyla, petrole olan yüksek düzeydeki bağımlılık, yerli kömür kaynaklarının geliştirilmesi yönündeki kamusal tercih ve siyasi kararlılık sayesinde 80'li yılların ortalarından itibaren yüzde 20'ler seviyesine kadar düşürülebildi. İthal kaynak bağımlılığındaki bu rahatlama ise 90'lı yılların sonuna kadar Türkiye ekonomisi üzerine olumlu etki yaptı.

Ancak, 90'lı yılların sonlarından itibaren enerjide ithal kaynağı önceleyen politikalar yeniden gündeme geldi. Bu defa da ithal doğal gaz ve ithal kömürün, plansız ve ölçüsüz bir şekilde ülkeye girişinin önü açıldı.

Yerli kömürün enerji talebine katkısı yüzde 10'lara doğru gerilerken, Türkiye'nin ithal kaynak bağımlılığı hızla artarak yüzde 75'ler düzeyine tırmandı.

Tehlike bu defa da kapıdaydı.

Kuzey komşumuz Rusya Federasyonu ile uçak krizi çıktığında, Türkiye, Dünya'da ithal enerji bağımlılığı en yüksek olan ilk birkaç ülke arasına girmenin nelere mâl olabileceği konusunu tekrar düşünmeye başladı.

Bu arada, söz konusu bağımlılığı azaltmada yerli kaynaklardan ne ölçüde yararlanılabileceği sorusu bir kez daha gündeme geldi. Yerli kömür defteri yeniden açıldı.

Acaba, 70'li yılların kurtarıcısı olan yerli kömürler, bu defa da imdadımıza yetişir mi?

Kömürlerimiz yeniden seferber edilir ve bu da bizi yüksek ithalat bağımlılığından kurtarır mı?

En başından söyleyelim: Bu defa biraz zor.

Ama yine de yapılabilecek şeyler var.

Önce mevcut duruma bakalım...

Türkiye'nin 2014 yılı kömür üretimi toplam 64 milyon ton. Bunun sadece yüzde 3 kadarı yüksek kaliteli taşkömürü ve

geri kalanı ise çok düşük kaliteli linyit.

Üretilen bu miktar, Türkiye'nin toplam enerji talebinin ancak yüzde 13 kadarını karşılayabilmekte.

Yerli kömürün elektrik üretimine katkısı da yaklaşık bu kadar. Yani yüzde 13.

Üstelik söz konusu katkı, her yıl biraz daha düşmekte.

Düşük kaliteli kömürlerimizin en uygun kullanım alanı elektrik üretimi. Bununla beraber, bu kömürlerin elektrik enerjisine dönüştürülmesinden uzun zamandır vazgeçildi. 2000 yılından sonra geçen 15 yıl içerisinde, yerli kömüre dayalı olarak kurulan elektrik santrallerinin kapasitesi, toplam kurulu gücün sadece yüzde 3'ü düzeyinde oldu.

Peki, yerli kömürlerimizin ithalat bağımlılığımızı azaltmadaki katkısı ne olabilir?

Türkiye'nin enerji talebinin son 10 yılda olduğu gibi gelecek 10 yılda da yüzde 40 oranında artacağını varsaydığımızda, bugünden yapacağımız yatırımlarla yerli kömürün katkısı yüzde 13 seviyesinden 10 yıl sonra yüzde 20'ye çıkarmak istersek, kömür üretimimizi bugün olduğundan 2 kat daha fazla arttırmamız gerekir.

Bunu yeterli bulmaz da, enerji talebinin hiç olmazsa yüzde 30'unu yerli kömürlerden karşılayalım dersiniz, o zaman da üretimi 3 katından fazla artırıp, yılda 200 milyon ton seviyesinin üzerine çıkmalısınız.

Öyleyse, şimdi soru şu: Acaba yerli kömür üretimimizi nereye kadar arttırabiliriz ve Türkiye'nin enerji talebinin en fazla ne kadarını bu kömürlerle karşılayabiliriz?

Aslında, 70'li yıllarda olduğu gibi bugün de atıl bekleyen önemli kömür havzalarımız bulunmakta.

Bunlar arasında; Afşin-Elbistan, Konya-Karapınar, Trakya, Eskişehir-Alpu, Afyon-Dinar ve Adana-Tufanbeyli Havzaları ilk akla gelenler.

Bu kaynakların süratle projelendirilerek 10 yıl içerisinde yerli kömürlerin Türkiye enerji talebine katkısı –teorik olarak - önemli ölçüde artırılabilir.

Bununla beraber, üretimin önünde aşılması son derece güç engeller bulunmakta.

İlk engel, rezervlere ilişkin...

Son yıllarda yürütülen kömür arama ve rezerv geliştirme çalışmaları sonucunda önemli bir kaynak artışı sağlanabildi.

Ancak, söz konusu kaynak miktarı, aslında brüt kömür varlığına işaret etmekte. Bu miktar, önemli ölçüde kanıtlanmış ve işletilebilir rezervi de içermekle beraber, tamamı işletilebilir nitelikte değildir.

Bir kısmı, ekonomik olarak işletilemeyecek kadar derindedir. Bir kısım kaynağın, üzerinde yerleşim yerleri ya da alt yapı tesisleri bulunduğundan işletilebilmesi son derece zordur. Bir bölümü içinse, yerelde ciddi çevresel sınırlamalar söz konusudur.

Kömür kaynaklarımızın ne kadarının teknik, ekonomik, politik ve çevresel olarak üretilebilir olduğu ise maalesef detay mühendislik çalışmalarıyla ve uluslararası kabul gören akreditasyon kuralları çerçevesinde tam olarak ortaya konulmuş değil.

Kömüre dayalı santral projeleri, termik santral işletmeciliği ile kömür işletmeciliğinin bir arada bulunduğu bütünleşik projelerdir ve kömür işletmeciliği boyutu söz konusu projelerin en kritik ve riskli bölümünü oluşturur. Bu nedenle, mühendislik çalışmalarının varlığı, yüksek risk alacak olan kömür yatırımcısı için son derece önemlidir. Arama çalışmalarının, jeomekanik, hidrojeolojik etüt gibi mühendislik çalışmalarının, laboratuvar testlerinin gereği gibi yapılarak tamamlanmadan kömür sahalarında yatırıma girişilmesi, işletme döneminde ciddi sorunlara yol açmaktadır.

Son yıllarda yapılan önemli hatalardan biri de budur. Kamunun elindeki kömür sahaları yeterince ve tüm yönleriyle araştırılmadan özel sektöre ihale edilmekte, ancak ihale sonrası yapılan çalışmalarda yatırımcının karşısına rezerv sahalarıyla ilgili pek çok sorun çıkmakta, bu nedenle projeler gerçekleştirilememektedir.

Kömür yatırımlarının önündeki ikinci önemli engel ise sermaye sorunudur.

Yerli kömür potansiyelinin harekete geçirilmesi ve 10 yıl sonra elektrik üretebilecek noktaya getirilebilmesi için yaklaşık 30-35 milyar Dolar, yani yılda 3-3,5 milyar Dolar yatırım ihtiyacı bulunmakta.

70'li yıllardaki yatırımlar kamu tarafından finanse edilebilmişti. Ancak bugün, kamunun bu alanda yatırım yapmasına imkân tanınmamakta ve yatırımların özel sektör tarafından gerçekleştirilmesi beklenmekte.

Ancak, özel sermaye, -içerdiği büyük ölçekli riskler nedeniyle- yerli kömüre yatırım yapma konusunda son derece çekingen davranmakta. Mevcut işletmelerin özelleştirilmesi ya da redevans yöntemiyle kamu adına kömür üretimi söz konusu olduğunda çok daha atak olan yerli sermaye, iş yeni yatırım gerektiren projelere sermaye koymaya geldiğinde, kömür madenciliğinin risklerini göze almaya yanaşmamakta.

Yabancı sermaye ise bu alana hiç girmemekte.

Dünya Bankası, Avrupa Yatırım Bankası ya da Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası gibi pek çok kuruluşun, istisnai durumlar dışında kömür yakıtlı enerji santral yatırımlarına finansman sağlamayacaklarını duyurdukları da dikkate alındığında, özel bankaların da bunları izleyeceklerini ve kömür projelerinin finansman maliyetlerinin daha da yükseleceğini öngörmek hiç de zor değil.

Dolayısıyla, Türkiye, yerli kömüre dayalı santral yatırımlarına yurt dışından finansman bulabilme konusunda uzun zamandır zorlanmakta. Küresel piyasalarda bol para döneminin kapanmakta olduğu da dikkate alındığında, finansman maliyetlerinin kömür projelerini yapılabılır olmaktan tamamen çıkarma riski son derece büyük.

Bir diğer önemli engel ise çevresel sorunlar.

Kömür, hiçbir zaman temiz bir yakıt olmadı. Halen de değil.

Yereldeki etkileri çeşitli yöntemlerle en aza indirilebilse dâhi, yakma sonucunda ortaya çıkan ve küresel ısınmaya neden olan karbondioksit emisyonlarına henüz bir çözüm bulunamadı.

Dolayısıyla, kömür projeleri, bir taraftan hem yerel hem de küresel düzeyde ciddi tepki görürken, diğer taraftan yasa yapıcılar ya da idare tarafından da pek çok sınırlamaya tabi tutulmakta.

Bununla beraber, Türkiye’de, yerli kömür yatırımlarının yapılamayacak olmasının çevre bakımından bir avantaj olacağı düşünmek önemli bir yanığı olacaktır. Çünkü yerli kömürün yerine gelen yenilenebilir kaynaklar değildir.

Yerli kömürün boşluğunu, - özellikle ithal kömür fiyatlarındaki astronomik gerilemenin de etkisiyle -giderek artan bir hızda ithal kömür yatırımları doldurmaktadır. Üstelik bu sefer, çevre etkilerinin yanında bir de ithalat faturasıyla birlikte.

Ve son olarak idari/kurumsal yapılanmaya değinmeliyiz.

Türkiye’de, kömür sektöründe söz sahibi tek bir otoritenin oluşturulmamış olması, bu sektördeki en büyük sorun alanlarından biridir.

Bu alanda son derece karmaşık bir yapı söz konusu. Çok sayıda kamu birimi, büyük ölçüde birbirinden kopuk bir şekilde sektöre müdahale etmekte.

Üretimdeki üç ayrı kamu kuruluşu, ülkenin kömür kaynaklarını yatırıma dönüştürme konusunda birbirinden çok farklı modeller üzerinde durmakta. Ancak, söz konusu modellerden ortaya bir başarı hikâyesi çıktığını söyleyebilmek son derece güç.

Dolayısıyla, kömür endüstrisini bütünsel olarak kavrayıp yönetebilecek, sektördeki proje stokunu geliştirebilecek ve yine 70’li yıllarda olduğu gibi “genel havza planlaması” temelinde¹ kömür sahalarını geliştirebilecek idari bir yapının oluşturulması pek çok sorunun çözümü bakımından son derece önemlidir.

Türkiye, enerjide dışa bağımlılığını bir ölçüde olsun azaltabilmek amacıyla yerli kömürlerinden daha fazla yararlanabilme imkânlarını, yeni bir idari yapılanma ve planlama anlayışıyla bulabilir.

Böylelikle, yerli kömürler, belki Türkiye’nin ithal enerji bağımlılığı için artık tam bir kurtarıcı olamaz, ama en azından zor günlerimizde önemli bir alternatif olabilir.

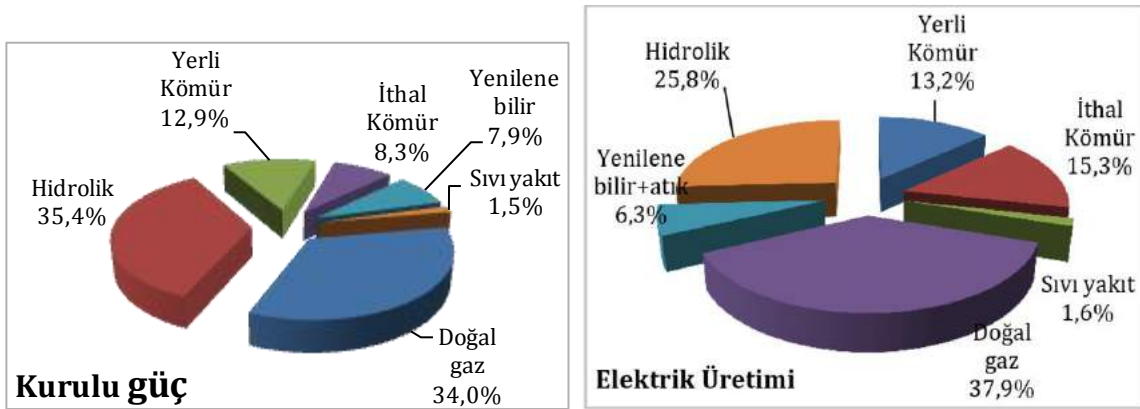
Ankara/Şubat 2016

¹ Kömür havzalarının; elektrik üretim tesisleri, kömür madenleri, yöre sanayisi, tarımı, ormanları, su kaynakları, toplumsal-ekonomik durumu, çevresel ve politik koşulları bir arada dikkate alınarak bir bütün olarak projelendirilip işlenmesi.

Not: Bu yazı, Şubat 2016 tarihinde Enerji Günlüğü isimli internet sitesinde yayımlanmıştır.

5.2.6 Elektrik Üretimi Amaçlı Kömür Kullanımı

Ülkemizin 2015 sonu itibarıyla kömüre dayalı santral kurulu gücü bir önceki yıla göre 722 MW artarak 15.493 MW düzeyine yükselmiş olup toplam kurulu gücün % 21,2'sine karşılık gelmektedir (TEİAŞ 2016a). Toplam kurulu güç içerisinde yerli kömüre⁸ dayalı kurulu güç 9.428 MW (% 12,9) ve ithal kömüre dayalı kurulu güç ise 6.064 MW (% 8,3) şeklindedir (Şekil 5.37). 2015 yılında kömüre dayalı (asfaltit dâhil) santrallerden 73,9 TWh elektrik üretilmiş olup toplam üretim içerisindeki payı % 28,5 düzeyindedir (TEİAŞ 2016b). Bu miktarın 34,3 TWh kısmı yerli kömüre (asfaltit dâhil) aittir. Yerli kömürün toplam brüt elektrik üretimi içindeki payı 2015 yılında % 13,2 olmuştur. İthal kömüre dayalı santrallerin elektrik üretimindeki payı ise 39,6 TWh ile % 15,3 oranındadır.

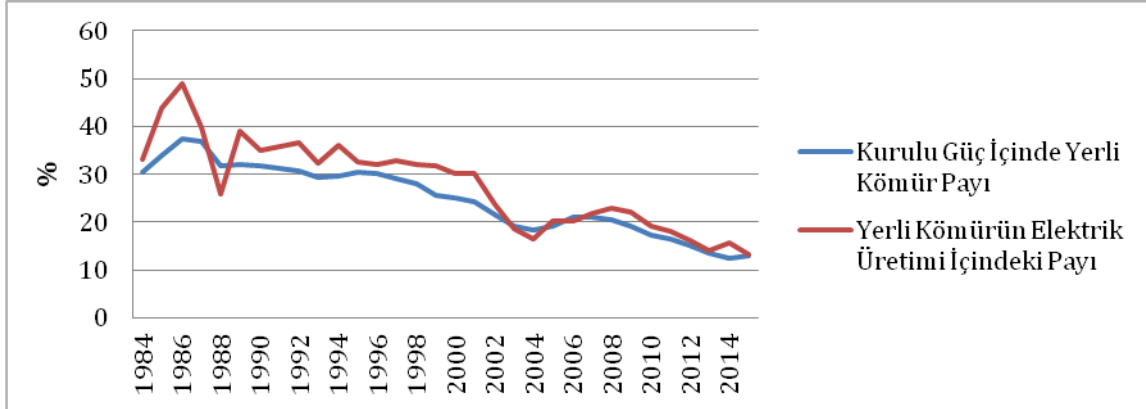


Şekil 5.37 Kurulu Güç ve Brüt Elektrik Üretimi İçinde Kaynakların Payı: 2015 Sonu

Yerli kömürün ülkemiz elektrik kurulu gücü ve brüt elektrik üretimi içindeki payı hızla düşmektedir. 1986 yılında % 37,3 düzeyine kadar yükselen kurulu güç içindeki pay 2004 yılında % 18,4 düzeyine kadar gerilemiştir. 2005 ve 2006 yıllarında devreye alınan Çanakkale-Çan ve Afşin-Elbistan B santralleri ile % 21 seviyesine kadar yükseltilebilmişse de; daha sonra bu alanda yeni bir yatırımın devreye girmemesi nedeniyle 2013 yılında yerli kömürün kurulu güç içindeki payı % 13,5 ve 2014 yılında ise % 12,5 olarak gerçekleşmiştir. 2015 yılında ise Adana ve Bolu'da devreye alınan iki yeni termik santral ile yerli kömüre dayalı santrallerin toplam kurulu güç içerisindeki payı % 12,9 düzeyine yükseltilmiştir.

Brüt elektrik üretimi içindeki yerli kömür payı da doğal olarak benzer bir gelişim izlemiştir (Şekil 5.38).

⁸ 8.688 MW Linyit, 335 MW taşkömürü ve 405 MW asfaltit.



Şekil 5.38 Yerli Kömürün Kurulu Güç ve Brüt Elektrik Üretimi İçindeki Payı

Ülkemizde yerli kömür kullanan 51 adet elektrik santrali işletmededir. Bunlardan 16 adedinin kurulu kapasitesi 100 MW'ın üzerinde olup, diğerleri küçük kapasiteli otoprodüktör santrallerdir. 1 adet taş-kömürü ve 1 adet asfaltit santralinin dışındakilerinin tamamı linyite dayalı santrallerdir (Tablo 5.2).

Tablo 5.2 Türkiye'de Yerli Kömüre Dayalı Büyük Ölçekli Termik Santraller

Santralin Adı	Mülkiyeti	Kömür Sahası	Yakıt	Kurulu Güç (MW)
Çanakkale Çan	EÜAŞ	TKİ	Linyit	320
Orhaneli*	Çelikler	Çelikler (İHD)	Linyit	210
Soma*	Kolin	TKİ	Linyit	990
Seyitömer	Çelikler	Çelikler (İHD)	Linyit	600
Tunçbilek B*	Çelikler	TKİ	Linyit	300
Yatağan	Bereket Elsan	Bereket Elsan (İHD)	Linyit	630
Yeniköy	İC İçtaş	İC İçtaş (İHD)	Linyit	420
Kemerköy	İC İçtaş	İC İçtaş (İHD)	Linyit	630
Afşin-Elbistan A	EÜAŞ	EÜAŞ	Linyit	1.355
Afşin-Elbistan B	EÜAŞ	EÜAŞ	Linyit	1.440
Kangal	Konya Şeker	Konya Şeker (İHD)	Linyit	457
Çayırhan	Park (İHD)	EÜAŞ	Linyit	620
Bolu Göynük	AKSA	TKİ	Linyit	135
Adana Tufanbeyli	Enerjisa	Enerjisa	Linyit	300
Çatalağzı	Bereket Elsan	TTK	Taşkömürü	300
Silopi	Park	TKİ	Asfaltit	135

Yerli kömüre dayalı santral kapasitesinin yaklaşık yarısı 1980-1990 yılları arasında tesis edilmiş olup, küçük ölçekli bazı otoprodüktör santraller dışında bu santrallerin hemen tamamı 2013 yılına kadar kamunun mülkiyetinde idi. 2013 yılından itibaren gerçekleştirilen özelleştirmeler sonucunda; Seyitömer, Kangal, Yatağan, Yeniköy, Kemerköy, Soma, Tunçbilek ve Çatalağzı Santralleri “varlık satışı” yoluyla özel sektöre devredilmiştir.

2015 yılına kadar, yerli kömüre dayalı olarak işletmeye giren son termik santraller; 2005 ve 2006 yıllarında devreye alınan 320 MW kapasiteli Çanakkale-Çan ve 1440 MW kapasiteli Afşin-Elbistan B santralleri ile 2009 yılında devreye giren Ciner Grubu'na ait 135 MW gücündeki Silopi Santrali'dir. Son yıllarda, çeşitli girişimlerde bulunulmasına karşın yerli kömüre dayalı termik santral yatırımları konusunda önemli bir gelişme sağlanamamıştır.

Bununla beraber, 2015 yılında iki önemli yerli kömür santrali devreye alınabilmiştir. Bunlardan ilki, Enerjisa tarafından Adana-Tufanbeyli linyit sahası üzerinde tesis edilen 450 MW gücündeki Tufanbeyli Termik Santrali'dir. Söz konusu santralin 300 MW büyüklüğündeki 2 ünitesi devreye alınmıştır. Diğeri ise 270 MW büyüklüğündeki Bolu Göynük Termik Santrali'dir. TKİ'nin ruhsatındaki kömürleri yakacak olan bu santralin 135 MW büyüklüğündeki ilk ünitesi AKSA tarafından devreye alınmıştır.

Elektrik üretiminde dışa bağımlılığın azaltılması amacıyla, "Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi"nde "*Elektrik enerjisi üretiminde yerli kaynakların payının artırılması öncelikli hedefdir*" denilmekte ve yerli kömüre ilişkin 2023 hedefi konulmaktadır (YPK 2009). Söz konusu belgede; "*Bilinen linyit kaynakları ve taşkömürü kaynakları 2023 yılına kadar elektrik enerjisi üretimi amacıyla değerlendirilmiş olacaktır. Bu amaçla elektrik üretimine uygun yerli linyit ve taşkömürü sahalarının, elektrik üretimi amaçlı projelerle değerlendirilmesi uygulaması sürdürülecektir*" ifadesine yer verilmektedir. Enerji ithalatının azaltılması ve başta kömür olmak üzere yerli kaynakların payının artırılması gereğine vurgu yapan ifadelerin benzerlerini; Kalkınma Planlarında, Orta Vadeli ya da Yıllık Programlarda, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu Stratejik Planlarında ve KİT Komisyonu kayıtlarında da izleyebilmek mümkündür.

Ancak, yerli kömürlerin elektrik üretiminde kullanımının artırılması hususunda istenilen mesafe alınamamıştır. Son 10 yıldır yerli kömüre dayalı olarak devreye alınan santral kapasitesi toplam kurulu gücümüzün % 1'i düzeyine bile yaklaşmamaktadır. Bunun sonucu olarak, yerli kömürlerimizin toplam elektrik üretimindeki payı % 13'lere kadar gerilemiştir. Bununla beraber, ülkemizde elektrik üretimi amaçlı kullanılabilecek önemli kömür rezervleri bulunmaktadır. Söz konusu rezervlerden en yüksek ekonomik yararın elde edilmesini sağlamak amacıyla, kömür üretim faaliyetleri devam etmekte olan sahalarda mevcut proje ve planlamaların güncellenerek geliştirilmesi, henüz herhangi bir işletme projesi bulunmayan sahalarda işletme proje ve planlamalarının ortaya konulması, havza niteliği taşıyan bölgelerde ise havza madenciliğinin gerektirdiği orta ve uzun dönem planlamaları içeren master planların hazırlanması uygun olacaktır. Bu kapsamda, ülkemizde 20.000 MW'ın üzerinde kurulu güç yaratabilecek bir linyit/asfaltit potansiyeli bulunmaktadır. Tablo 5.3'te elektrik üretimi amaçlı olarak hızla değerlendirilmesi gereken rezervler listelenmektedir.

Tablo 5.3 Elektrik Üretimi Amaçlı Kullanılabilecek Başlıca Kömür Sahaları

Saha	Toplam Rezerv (Bin Ton)	Ruhsat Sahibi
Afşin-Elbistan Havzası	4.831.902	EÜAŞ
Çayırhan Havzası	425.896	EÜAŞ
Kütahya Seyitömer	160.000	Özel sektör
Konya Karapınar	1.833.000	EÜAŞ
Afyon Dinar	941.000	MTA
Eskişehir Alpu	1.453.000	TKİ
Adana Tufanbeyli	323.329	TKİ
Bingöl Karlıova	103.662	TKİ
Bolu Göynük	37.875	TKİ
Manisa Soma	688.000	TKİ
Kütahya Tunçbilek	253.000	TKİ
Tekirdağ Saray	283.000	TKİ
Şırnak Asfaltit	71.000	TKİ
Konya Ilgın	143.000	Özel
Çankırı Orta	94.390	Özel
Adıyaman Gölbaşı	32.000	Özel

EPDK verilerine göre, 2015 yılı Mayıs ayı itibarıyla yerli kömüre dayalı toplam 58 adet üretim lisansı yürürlükte olup bunların toplamı 12.055 MW'ı bulmaktadır (Tablo 5.4). Ayrıca, yürürlükte olan 9 adet (2.641 MW) önlisans ve değerlendirme aşamasında olan 3 adet (2.405 MW) önlisans başvurusu bulunmaktadır. İnşa halinde olan yerli kömür yakıtlı santral sayısı 10 olup toplam gücü 2.835 MW düzeyindedir (EPDK 2016).

Tablo 5.4 Kömür Yakıtlı Santral Projeleri

Yakıt	Değerlendirmede Olan Ön Lisanslar		Yürürlükte Olan Ön Lisanslar		Yürürlükte Olan Lisanslar		İnşa Halinde Olan Santraller		İşletmede Olan Santraller	
	#	MW	#	MW	#	MW	#	MW	#	MW
Yerli kömür	3	2.405	9	2.641	58	12.055	10	2.835	51	9.220
İthal kömür	14	14.025	5	4.860	17	14.748	10	8.685	9	6.063
Asfaltit	-	-	-	-	2	540	1	135	1	405
Toplam	17	16.430	14	7.501	77	27.343	21	11.656	61	15.687

Yerli kömüre dayalı santral yatırımları konusunda beklenen gelişme sağlanamamakla beraber, ithal kömüre dayalı santral kapasitesi giderek artmaktadır. 2000 yılına kadar elektrik sistemimizde ithal kömür santrali bulunmazken 2015 sonu itibarıyla söz konusu santrallerin kurulu güç kapasitesi 6.063 MW düzeyine ulaşmıştır. Bu büyüklük, 2014 yılı sonu itibarıyla toplam santral kurulu gücümüzün % 8,3'üne karşılık gelmektedir. Mevcut gelişmeler, ithal kömür santral yatırımlarının önümüzdeki yıllarda da artarak süreceğini göstermektedir.

Ülkemizde işletmede olan 9 adet ithal kömür santrali bulunmaktadır. Toplam kurulu gücü 6.063 MW olan bu santrallerin 2 adedi Çanakkale-Biga'da, diğerleri Adana-Yumurtalık, Kahraman Maraş, Kocaeli-Gebze, İzmir-Aliağa, Hatay-İskenderun ve Zonguldak-Çatalağzı'nda kuruludur (EPDK 2016) (Tablo 5.5).

Tablo 5.5 İşletmedeki Büyük Kapasiteli İthal Kömüre Dayalı Santraller

Santral Mülkiyeti	Yeri	Kurulu Gücü (MWe)	Açıklama
İsken Sugözü Enerji Santrali	Adana-Yumurtalık	1.320	İşletmede
İçdaş Çelik Enerji Ters. ve Ulaş. San. AŞ	Biga – ÇANAKKALE	405	İşletmede
İçdaş Elektrik Enerjisi Ürt. ve Yat. AŞ	Biga – ÇANAKKALE	1.200	İşletmede
Çolakoğlu Metalurji AŞ	Gebze – KOCAELİ	190	İşletmede
Eren Enerji Elektrik Üretim AŞ	Çatalağzı - ZONGULDAK	2.790	1390 MW'ı işletmede
İzdemir Enerji Termik Santrali	Aliağa-İZMİR	350	İşletmede
Atlas Termik Santrali	Hatay-İSKENDERUN	1.200	İşletmede

İthal kömür yakıtlı elektrik üretim tesislerine ilişkin olarak; 14.748 MW gücünde 17 adet üretim lisansı ile 4.860 MW gücünde yürürlükte olan 5 adet ve 14.025 MW gücünde değerlendirmede olan 14 adet önlisans bulunmaktadır. EPDK verilerine göre, inşaat halindeki ithal kömüre dayalı santral toplam gücü 8.685 MW düzeyindedir (EPDK 2016).

5.2.7 Rezervler

Ülkemizde, doğal gaz ve petrol rezervleri oldukça sınırlı olmasına karşın, 506 milyon tonu görünür olmak üzere, yaklaşık 1,3 milyar ton taşkömürü ve 13,9 milyar tonu görünür rezerv niteliğinde toplam 14,2 milyar ton linyit rezervi bulunmaktadır (TKİ 2015; TTK 2015). Bu miktar dünya kanıtlanmış işletilebilir kömür rezervlerinin % 1,7'sini oluşturmaktadır. Linyit rezervlerimiz ise dünya linyit rezervlerinin % 7,1'i büyüklüğündedir.

Son yıllarda yürütülen arama ve rezerv geliştirme çalışmaları sonucunda linyitte ciddi bir rezerv artışı sağlanmıştır. Yeni sahaların bulunmasına ve rezerv artışına yönelik çalışmalar MTA tarafından sürdürülmektedir.

Taşkömürü rezervlerimizin tamamı Türkiye Taşkömürü Kurumu'nun (TTK) ruhsatında bulunmaktadır (Tablo 5.6). Havzada bugüne kadar yapılan rezerv arama çalışmalarında, -1200 m derinliğe kadar tespit edilmiş toplam jeolojik rezerv 1,31 milyar ton olup, bunun % 39'u (yaklaşık 510 Milyon ton) görünür rezerv olarak kabul edilmektedir (TTK 2015, s.20).

Tablo 5.6 Türkiye Taşkömürü Kurumu Ruhsatlı Kömür Sahalarına Ait Rezervler (Bin Ton, 2015 Mayıs)

Müessese	Hazır	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam
Armutçuk	1.764	6.875	15.860	7.883	32.382
Kozlu	3.147	64.347	40.539	47.975	156.008
Üzülmöz	521	134.785	94.342	74.020	303.668
Karadon	2.825	131.194	159.162	117.034	410.215
Amasra	400	169.268	115.052	121.535	406.255
TOPLAM	8.657	506.469	424.955	368.447	1.308.528

Havzada koklaşabilir rezervler Kozlu, Üzülmöz ve Karadon bölgelerinde yer almaktadır. Koklaşabilir taşkömürü rezervlerinin toplam rezervler içerisindeki payı yaklaşık % 67'dir. Armutçuk bölgesinde yer alan rezervler; yarı-koklaşma özelliği, yüksek ısıl değer ve düşük bünye külü içeriği ile hem koklaşabilir kömürlerle harmanlanarak hem de pulverize enjeksiyon (PCI) kömürü olarak demir-çelik fabrikalarında kullanıma uygun niteliktedir. Amasra bölgesi kömürlerinin koklaşma özelliği bulunmamakla birlikte, belirli oranlarda metalürjik kömürler ile harmanlandığında koklaşma özelliğini bozmamaktadır. Havza kömürlerinin alt ısıl değeri 6.200–7.250 kcal/kg arasında değişmektedir (TTK 2015, s.21).

2005 yılına kadar 8,3 milyar ton olarak hesaplanan linyit rezervlerimizin çoğunluğu 1976–1990 yılları arasında bulunmuş, bu dönemden sonra kapsamlı rezerv geliştirme etüt ve sondajları yapılamamıştır. 2005 yılında, TKİ koordinatörlüğünde, MTA'nın sorumluluğunda ve ETİ Maden, TPAO, EÜAŞ, TTK ve DSİ'nin de katılımıyla başlatılan "Linyit Rezervlerimizin Geliştirilmesi ve Yeni Sahalarda Linyit Aranması Projesi" kapsamında yapılan çalışmalar neticesinde; 2005-2012 yıllarını kapsayan dönem içinde önemli rezerv artışları sağlanmıştır.

Daha sonra kapsamı genişletilen ve MTA Genel Müdürlüğü koordinatörlüğüne verilerek başlığı "Türkiye Maden ve Jeotermal Kaynak Rezervlerinin Geliştirilmesi ve Yeni Sahaların Bulunması Projesi" olarak değiştirilen çalışma kapsamında; Trakya, Manisa-Soma-Eynez, Eskişehir-Alpu, Afşin-Elbistan ve Konya-Karapınar'da ilave linyit rezervleri tespit edilmiştir. Böylelikle; uzun yıllardır 8,3 milyar ton olarak bilinen linyit rezervlerimiz 2014 yıl sonu itibarıyla toplam 14,2 milyar tona ulaşmıştır.

Bununla beraber, ülkemiz linyit rezervlerinin ısıl değerleri oldukça düşüktür. Genel olarak 1.000 kcal/kg ile 4.200 kcal/kg arasında değişiklik göstermekle birlikte yaklaşık % 90'ının alt ısıl değeri 3.000 kcal/kg'ın altındadır.

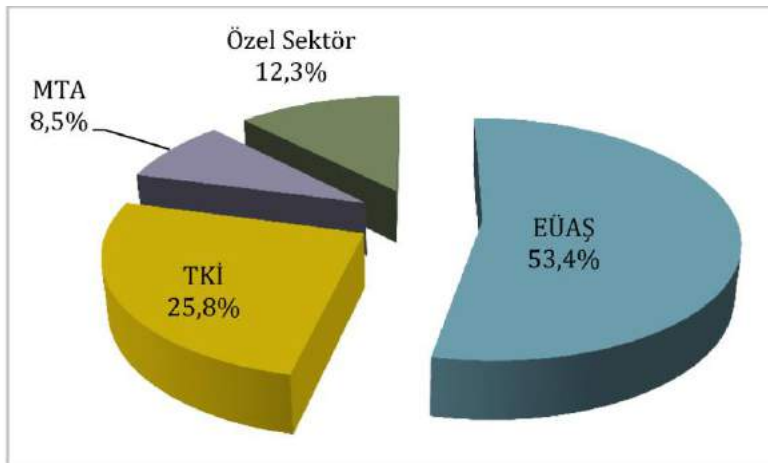
Linyit rezervimizin % 87,7'si Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ), Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) ve Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü (MTA)⁹ olmak üzere üç kamu kuruluşunda, geriye kalan % 12,3'ü özel sektör ruhsat sınırları içinde bulunmaktadır (Tablo 5.7). Ülkemiz linyit rezervlerinin % 53,4 ile en büyük kısmı EÜAŞ'ın ruhsatındadır. Bu kurumu % 25,8 ile TKİ, % 12,3 ile özel sektör ve % 8,5 ile MTA izlemektedir (Şekil 5.39).

Tablo 5.7 Kurumlara Ait Linyit Rezervleri (Ton, 2014 Yılı Sonu)

Kurumlar	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam
EÜAŞ	7.448.657.000	133.706.000	2.964.000	7.585.327.000
TKİ	3.445.177.000	211.727.000	8.139.000	3.665.043.000
MTA	1.207.484.000	5.629.000	-	1.213.113.000
Özel Sektör (2013 sonu)	1.749.921.000	v.y.	v.y.	1.749.921.000
TOPLAM	13.851.239.000	351.062.000	11.103.000	14.213.404.000

- TKİ rezerv miktarları içerisinde; 18,5 milyon ton bitümlü şeyl rezervi ile 70 milyon ton asfaltit rezervi de bulunmaktadır.
- v.y.: veri yok
- Beyan usulüne göre kaydı tutulan özel sektör rezervlerinin güvenilirlik derecesi düşüktür.
- MTA'nın elindeki rezervler; Afyon-Dinar, Isparta-Şarkikaraağaç, Denizli-Çivril ve Denizli-Çardak'ta bulunmaktadır.

Türkiye linyit rezervleri toplamının % 12,3'üne sahip olan özel sektörün uhdesinde 400 civarında ruhsat bulunmaktadır. Ancak, söz konusu sahaların sadece 31 adedinde kömür rezervi 10 milyon tonun üzerindedir.



Şekil 5.39 Türkiye Linyit Rezervlerinin Dağılımı

⁹ MTA'nın elindeki rezervler MTA ruhsatında bulunmayıp, henüz Maden İşleri Genel Müdürlüğü ya da diğer bir kuruluşa aktarılmayan rezervlere karşılık gelmektedir.

KUTU 6. Türkiye'nin kömür rezervi gerçekte ne büyüklükte?

Dr. Nejat Tamzok

Türkiye'nin enerji bağımlılığı her geçen yıl biraz daha artıyor.

Bu bağımlılığı azaltmak üzere yerli enerji üretimine ağırlık verilmesi, Türkiye ekonomisinin en temel öncelikleri arasında.

Ancak, Türkiye, enerji kaynakları bakımından çok da şanslı bir ülke değil. Petrol ve doğal gaz kaynakları son derece sınırlı.

Bununla beraber, önemli sayılabilecek kömür kaynakları bulunmakta.

Söz konusu kaynakların harekete geçirilmesi, enerji bağımlılığına bir ölçüde çare olabilir mi? Bu soruya cevap verebilmek için, öncelikle kömür rezervlerimizin ne büyüklükte olduğunu bilmemiz gerekir.

Türkiye'nin kömür rezervi, birkaç yıl öncesine kadar yaklaşık 9,6 milyar ton olarak hesaplanmaktaydı. Bu miktarın 1,3 milyar tonu Zonguldak Kömür Havzası'ndaki taşkömürlerinden ve 8,3 milyar tonu ise ülkenin farklı bölgelerine dağılmış olan daha düşük ısı değere sahip linyitlerden oluşmaktaydı.

Son yıllarda yürütülen arama ve rezerv geliştirme çalışmaları sonucunda önemli bir rezerv artışı sağlandı. Taşkömürü rezervlerimizde bir değişiklik olmadı, ama Konya-Karapınar, Trakya, Afşin-Elbistan, Eskişehir-Alpu, Afyon-Dinar ve Manisa-Soma kömür havzalarında yapılan aramalar sonunda linyit rezervimiz 13,9 milyar ton düzeyine yükseldi.

Böylece, toplam kömür rezervimiz 15,2 milyar ton olarak kayıtlara geçti.

Bununla beraber, bizdeki kayıtlarla Dünya kömür rezervleriyle ilgili araştırmalar yayınlayan uluslararası kuruluşların kayıtları arasında farklılıklar bulunmakta.

Örneğin, Dünya enerji kaynaklarının rezervleri konusunda en güvenilir kuruluşlardan biri, Türkiye'nin de üye olduğu Dünya Enerji Konseyi. Bu kuruluş, 2013 tarihli en son araştırmasında, Türkiye'nin 2012 yılı başındaki kömür rezervlerini 322 milyon ton taşkömürü ve 8,4 milyar ton linyit olmak üzere toplam 8,7 milyar ton olarak yayınlamakta.¹

Rezervler konusunda bir diğer otorite, Almanya Federal Yer Bilimleri ve Doğal Kaynaklar Enstitüsü. Türkiye'nin de üye olduğu Uluslararası Enerji Ajansı, yayınlarında bu enstitünün araştırmalarını kullanmakta.² Söz konusu kuruluş, Türkiye'nin kömür varlığını 1,2 milyar ton taşkömürü ve 11,8 milyar ton linyit olmak üzere toplam 13 milyar ton olarak yayınlamakta.³ Ama bu miktarın, sadece 2,5 milyar tonluk kısmını rezerv olarak kabul etmekte ve bunun 386 milyon tonunu taşkömürü, 2,1 milyar tonunu ise linyit rezervi olarak kayda almakta.

Kömür rezervleriyle ilgili olarak ABD Enerji Bakanlığı kayıtları da tüm Dünyada araştırmacılar tarafından takip edilmekte. Bu kuruma göre; Türkiye'nin 2008 yılı kömür rezervleri; 583 milyon tonu taşkömürü ve 2 milyar tonu linyit olmak üzere yaklaşık 2,6 milyar ton düzeyinde.⁴

Öyleyse, tüm bu farklılıklar nereden kaynaklanmakta?

Türkiye'nin 15,2 milyar ton olarak ifade edilen kömür rezervi ne anlama gelmekte?

Çeşitli ülkeler ya da kuruluşlar, kömür rezervlerine ilişkin farklı tanımlamalar ya da farklı rezerv hesaplama yöntemleri kullanabilmekte.

Bununla beraber, iki temel tanım önemlidir.

Bunlardan ilki toplam kömür kaynağıdır. Bu kaynağın belirlenmesinde, üretilebilir olup olmadığına bakılmaksızın

yerin yüzlerce metre altındaki en ince kömür damarı dahi hesaplama dâhil edilir. Miktarın kesin olarak kanıtlanmış olması da beklenmez. Bu kaynak, olası bir varlık toplamı olarak kayıtlara geçer.

İkinci tanım ise kanıtlanmış ve üretilebilir olan kömür rezervidir. Bu miktar, önceki paragrafta tanımlanan toplam kömür kaynağının yüksek kesinlikte belirlenmiş ve üretilebilir olan kısmına işaret eder.

Örneğin, Almanya Federal Yer Bilimleri ve Doğal Kaynaklar Enstitüsüne göre 2011 yılı itibarıyla Dünya toplam kömür kaynağı 22,3 trilyon ton, ama üretilebilir kömür rezervi sadece yaklaşık 1 trilyon ton büyüklüğündedir.

Kömürün üretilebilir olup olmadığı, sadece teknik ve ekonomik parametreler dikkate alınmak suretiyle belirlenmez. Günümüzde, bunların yanında; politik, çevresel, toplumsal, yasal ve benzeri pek çok faktör üretilebilir kömür rezervinin belirlenmesinde dikkate alınır.

Dolayısıyla, kanıtlanmış ve üretilebilir rezerv; örneğin kömür üretim maliyetleri ve kömürün satış fiyatı ile doğrudan ilişkilidir: Maliyetler yükseldiğinde ve/veya kömür satış fiyatı düştüğünde üretilebilir rezerv kategorisine giren kömür miktarı azalacaktır. Ya da üretim teknolojilerindeki gelişim üretilebilir rezervin de farklılaşmasına neden olacaktır.

Bu bakımdan, rezerv kavramı aslında sabit değil, ama sürekli değişmekte olan bir kavramdır.

Gelelim Türkiye kömür rezervine.

Toplam 15,2 milyar ton büyüklüğündeki kömür rezervi, gerçekte Türkiye'nin brüt kömür varlığıdır.

Bu miktar, önemli ölçüde kanıtlanmış ve üretilebilir rezervi de içermekle beraber, tamamı bu nitelikte değildir.

Söz konusu rezervlere ilişkin bir diğer gerçek de, bu rezervlerin uluslararası kabul gören akreditasyon kuralları çerçevesinde belirlenmemiş olmasıdır.

Dolayısıyla, daha kapsamlı ve detay çalışmaları gerçekleştirmeden, söz konusu kaynağı oluşturan kömür sahalarına ait mevcut rezerv miktarlarından hareketle proje geliştirmek, önemli sorunlara yol açabilir.

Bu bakımdan, ülkemizdeki kömür rezervlerinin uluslararası standartlarda belirlenmesine yönelik gereken çalışmaların yapılması, ülkenin enerji sektörüne ciddi yararlar sağlayacaktır.

Ankara/Aralık 2013

Not: Bu yazı, 28 Aralık 2013 tarihinde Enerji Günlüğü isimli internet sitesinde yayımlanmıştır.

Kaynaklar:

¹ World Energy Council, World Energy Resources - 2013 Survey, 2013, s. 1.10.

² OECD/International Energy Agency, Coal Information 2013, s. II.7.

³ The Federal Institute for Geosciences and Natural Resources (BGR), Energy Study 2012 - Reserves, Resources and Availability of Energy Resources, 2012, s. 60-68,

⁴ US Department of Energy / Energy Information Administration (DOE/EIA), Turkey Report, 2013.

5.2.8 Arama Faaliyetleri

MTA Genel Müdürlüğü tarafından ülkemizde kömür arama çalışmalarına 1938 yılında başlanılmış olup günümüzde de bu çalışmalar yoğun olarak devam etmektedir. 1939-1984 yılları arasında MTA tarafından 40.000 km² alanın detay etüdü yapılmış ve toplam 1.459.000 metre sondaj yapılarak 117 adet linyit sahası saptanmıştır. Bu çalışmalar sonucunda 8,3 milyar ton linyit rezervi tespit edilmiştir.

Enerjide yerli kaynakların kullanımını artırma politikası çerçevesinde 2005 yılında başlatılan yoğun kömür arama çalışmaları sonucunda MTA tarafından 2014 yılı sonu itibarıyla 1.490.686 metre sondaj yapılarak; 3 adedi büyük rezervli (Karapınar-Ayrancı, Eskişehir-Alpu, Afyon-Dinar) olmak üzere toplam 7,21 milyar ton yeni linyit rezervi tespit edilmiştir. 2005-2014 yılları arasında keşfedilen ya da rezerv artışı gerçekleştirilen sahalar Tablo 5.8'de sıralanmaktadır (MTA 2015).

Tablo 5.8 MTA Tarafından 2005-2014 Yılları Arasında Bulunan Linyit Rezerv Miktarları

Sahalar
• Konya-Karapınar Sahası'nda 1,8 milyar ton
• Tekirdağ Çerkezköy Havzası'nda 495 milyon ton
• Elbistan MTA Sahası'nda 515 milyon ton
• Eskişehir-Alpu Sahası'nda 1,5 milyar ton
• Afyon-Dinar Sahası'nda 942 milyon ton
• Malatya-Yazıhan Sahası'nda 17 milyon ton
• Pınarhisar-Vize Sahası'nda 140 milyon ton
• Amasya-Merzifon Sahasında 9 milyon ton
• Konya-Ilgın sahasında 31 milyon ton
• Afşin-Elbistan (EÜAŞ) Sahası'nda 1,3 milyar ton
• Manisa Soma (TKİ) Sahası'nda 205 milyon ton
• Denizli Çardak Sahası'nda 25 milyon ton
• Denizli Çivril Sahası'nda 8 milyon ton
• Isparta'da 240 milyon ton

5.2.9 Kömür Sektöründe Kazalar

Son yıllarda, Türkiye kömür sektörü facialarla anılır olmuştur. Özellikle 2014 yılı, Türkiye kömür sektörü için son derece talihsiz bir yıldır. Söz konusu yılda iki önemli kaza söz konusudur. Bunlardan ilki 13 Mayıs'ta Soma'da ve diğeri ise 28 Ekim'de Ermenek'te meydana gelmiştir. Her ikisi de yeraltı kömür işletmesi olarak çalışan ocaklardan ilkinde 301 ve ikincisinde ise 18 çalışan yaşamını yitirmiştir.

Henüz resmileşmemiş istatistiklere göre, 2014 yılında tüm kömür ocaklarında meydana gelen can kaybı ise 348'dir. Buna göre 2014 yılında Türkiye kömür sektöründe çalışan her 10 bin kişiden 63'ü yaşamını yitirmiştir. Dolayısıyla, her 10 milyon ton kömür üretimine karşılık 59 can kaybı söz konusudur. Verilen bu rakamlar diğer pek çok ülkeyle karşılaştırıldığında son derece yüksek olup, ülkemiz kömür sektöründe iş güvenliği alanında kapsamlı iyileştirmelere ihtiyaç olduğunu göstermektedir.

KUTU 7. Soma: Bir Facianın Tarihçesi

Dr. Nejat Tamzok

2014 yılı Mayıs ayının on üçüncü günü öğleden sonra saat üçü on geçe Soma'da zaman bir an durdu.

O anın sonrasında kıyamet vardı. O anın sonrasında Dünya madencilik tarihinin en acı sayfaları arasında yer alacak bir olay yaşandı. Yeraltı kömür ocağındaki faciada 301 maden emekçisi yaşamını yitirdi. Ülke yasa boğuldu.

Ya öncesi? O anın öncesinde, 150 yıllık bir geçmiş vardır.

Madencilik endüstrisindeki kazalar hiçbir zaman kader değildir ve her madencilik kazasının arka planında hatalarla örülmüş bir geçmiş bulunur. Yaşananların nedenlerini ve sorumluların izlerini, o geçmişte bir yerlerde bulabilmek her zaman mümkündür.

I. Vazgeçilemeyen enerji

Aslında, kömür madenciliğinin geçmişi acılarla doludur. Ölüm hiç eksik olmamıştır.

Buna rağmen, Dünya, kömürden vazgeçememiş, kömür kullanımı her yıl biraz daha artmıştır. Öyle ki, bugün, Dünya'da tüketilen enerjinin üçte birine yakın kısmı kömürden elde edilir.

Elbette bu hep böyle değildi. Gerçekte, kömürün yoğun kullanımı, yaklaşık 200 bin yıllık insanlık tarihinin son 150 yıllık diliminde söz konusu oldu. Dünyanın kömüre olan talebindeki ani sıçrama, on dokuzuncu yüzyıl boyunca ortaya çıktı. Sıçramanın arkasındaki temel dinamik, on sekizinci ve on dokuzuncu yüzyıllarda ortaya çıkan Sanayi Devrimi'ydi. 1700'lerin sonlarına doğru icat edilen ve kömürle çalışan buhar makinaları ise talep patlamasının arkasındaki en önemli keşiflerden biri oldu.

İnsanoğlu, seçimini sanayileşmeden yana yapmıştı ve kömür kullanmaktan başka çaresi yoktu.

Kömürün, Dünyada tüketilen enerji kaynakları içerisindeki payı hızla arttı ve on dokuzuncu yüzyılın ortalarına kadar yüzde 20'nin altındayken yirminci yüzyılın başlarında yüzde 60'lar düzeyine kadar tırmandı. Ulaştırma ve demir-çelik başta olmak üzere pek çok endüstrinin vazgeçilmez girdisi haline geldi. Giderek, ısınmada çok daha yoğun olarak kullanılmaya başlandı.

Pek çok tarihçi tarafından Sanayi Devrimi'nin merkezine yerleştirilen kömür, özellikle on dokuzuncu yüzyılın başlarından itibaren dünya ekonomisi üzerinde belirleyici bir rol oynadı ve günümüzün gelişmiş ülkelerinin yükselişleri, petrolün devreye girişine kadar, neredeyse sadece kömüre bağımlı oldu.

II. Osmanlı'nın kömürü

Bir tarım toplumu olan ve gelişmiş bir sanayisi bulunmayan Osmanlı İmparatorluğu'nun kömüre olan talebi ise, on dokuzuncu yüzyılın ilk yarısında yelkenden buhara geçmekte olan donanmasının ve Tophane, Darphane, Tersane gibi tesislerinin ihtiyacından kaynaklandı.

Söz konusu ihtiyaç, büyük oranda yurt dışından yapılan ithalat suretiyle karşılanıyordu ve bu da Osmanlı Hazinesi üzerinde ciddi bir yük oluşturmaktaydı. Söz konusu yükün azaltılması için çareler arayan "Tersane Ümerası", Osmanlı Devleti sınırları içerisinde maden kömürünün aranıp bulunması maksadıyla, o dönemde her tarafa haberler gönderdi.

Sonunda, imparatorluğun ilk kömürleri; Sultan I. Mahmud zamanında Fransız asıllı Humbaracı Ahmet Paşa tarafından 1731 yılında Saraybosna'da, daha sonra Sultan III. Mustafa zamanında, yine Fransız kökenli Baron François de Tott tarafından 1774 yılında İstanbul civarında Yedikumlar mevkiinde bulundu.¹ Bulunan her iki oluşum da linyit kömürüydü.

İlk önemli taşkömürü rezervleri ise 1829 yılında Zonguldak Havzası'nda bulundu. Bulunan kömür, 1848'den itibaren işletilmeye başlandı.

III. Soma'nın keşfi

Yıllar sonra yeni rezervlerin bulunmasıyla Türkiye'nin en büyük kömür havzalarından biri haline gelecek olan Soma'da kömürün keşfi ise Zonguldak'tan yaklaşık 35 yıl sonra, 1863-1864 yıllarına rastlar. Osmanlı Hükümeti, o yıllarda yörede bulunan madeni incelemek üzere Soma'ya bir araştırma grubu gönderir.² İnceleme sonucunda, yüzeyde bulunan kömürün "maden kömürü" değil, ısı değeri düşük bir "linyit türü" olduğu ve derinlere inildiğinde daha kaliteli kömürlerin bulunabileceği tespiti yapılır.

O tarihlerde, Osmanlı Hükümeti, daha yüksek ısı değere sahip olan taşkömürlerinin peşindedir. Bu nedenle, Soma linyiti, yöredeki pamuk fabrikalarında kullanılmak üzere açık artırmayla bir yıllığına fabrika sahiplerine verilir. Kısa bir süre devlet tarafından da işletilen Soma kömürü, daha sonra geçici olarak Yanako Efendi'ye, sonrasında 1890 yılında İzmirli ailelerden Hacı Raşid ve Mehmet Nuri Efendilere ihale edilir.

Soma'nın Tarhala (Darkale) Köyü'nde keşfedilen linyitin imtiyazı ise, 1914 tarihli bir fermanla 99 yıllığına Osman Efendi ve ortaklarına verilir. Osman Efendi, kendisinden önce yüzeyden toplanılan kömürü, savaşlar nedeniyle erkek nüfus kıtlığında kadınların çoğunluğunu oluşturduğu 20-25 kadar işçisiyle kuyu inerek çıkarır.³ Kömürün en ilkel yöntemlerle üretildiği o tarihlerde, gaz ölçümlerini de serçe ya da kanarya gibi kuşları kullanarak yaparlar. Birinci Dünya Savaşı sırasında çıkarılan kömürün büyük bölümü ordunun ihtiyaçları için develer ve katırlarla istasyona taşınır ve trenlerle nakledilir.

O dönemde, kömür madenlerindeki çalışma koşulları insanlık dışıdır. Zonguldak Havzası'nda olduğu gibi Soma'da da madenciler son derece düşük ücretlerle en az 10-12 saat ve bazı durumlarda daha uzun sürelerde çalıştırılırlar. Zorla çalıştırma ve çocuk işçiliği⁴ son derece yaygındır. Güvenlik önlemleri ve teçhizatı yetersizdir. Soma kömür ocaklarında, ölümler hiç eksik olmaz.

Osmanlı Dönemi'ndeki madencilerin çalışma koşullarıyla ilgili önemli eserler veren Donald Quataert'e göre; "*Osmanlı işçilerinin işle ilgili yaralanma ve ölüm riski Batı Avrupa'daki ya da ABD'deki muadillerinden beş ila yirmi beş kat daha fazladır.*"⁵ Buna karşın, iş güvenliği denetimleri ise neredeyse yoktur.

O tarihlerde Soma'daki kömür işçileri, ocak sahibinin derme çatma baraka ya da toplu yatakhanelerinde sağlıksız koşullarda barınırlar ve yiyeceklerini de köylerinden getirirler. Madencilikte "kesenecilik" denilen ve Soma'daki olayın sonrasında tarım ya da ormancılık sektörüne özgü "dayıbaşılık" terimiyle gündeme gelen iş yaptırma yöntemi, Zonguldak'ta olduğu gibi Soma'da da son derece yaygındır. Ahmet Naim, "keseneciliği", on dokuzuncu yüzyıl sonlarında Zonguldak kömür havzasında çalışmaya başlayan madenci Ethem Çavuş'un hatıralarından aktarır⁶: "*(Ereğli) Şirketi, bir müddet sonra "kesenecilik" ya da "götürücülük" diye bir usul ortaya attı. Bu usulü çıkarına uygun bulan şirket işçiyeye dedi ki: "Verdiğim işi yap bitir ve gündeliğini hak et!" Verilen iş, normal bir iş gününde verebileceğinin çok üstünde hesap ediliyordu. Mesela kaya gibi sert bir kömür damarında çalışan üç kişilik ekibe; "Bugün 20 araba vereceksiniz" deniliyordu. Oysa o damardan üç kişinin bir günde 20 araba vermesi imkânsızdı. Buna rağmen işçi canını dişine takıyor; ne yapıp ediyor, yevmiyeyi makaslatmıyordu. Makaslatmıyordu ama aşırı çalışmaktan işgücü kısa müddet içinde tükeniyor, çoğu hasta ve yarı deli bir durumda ocağı terk ediyordu. İşe talep fazla olduğu için işçinin kısa bir müddet çalışıp iş göremez hale gelmesi kumpanyanın hoşuna gidiyordu...*

İşçi bu arada "hile" yapmasını da öğrenmişti. Ama nasıl hile! Verilen işi zamanında çıkaramayanlar, bu defa çok tehlikeli yerlerden kömür çıkarmaya başlamışlardı. Kardın başka bir şey düşünmeyen şirketin bile kömür alınmasına müsaade etmediği yerlerden gizlice kömür kazılıyor, gündelikler "hak" edilmeye çalışılıyordu. Şirket, gitgide işine öyle geldiği için buna göz yumdu. Ve çoğu zaman karşılığını canlarıyla ödeyen işçiler, bu defa şirketin emriyle tehlikeli yerlerden kömür çıkarmaya başladılar."

"Kesenecilik" ya da "dayıbaşılık" sistemi, Soma olayı ile tekrar gündeme geldi. İddiaya göre; ocaktaki işçiler ekipler halinde dayıbaşı denilen kişiler tarafından işe alınmışlar, ocakta o kişinin emrinde çalışmışlar ve ücretlerini de ondan almışlar. İşçiler ne kadar çok çalışırlarsa, bu dayıbaşılar da işverenden o kadar çok prim kazanmışlar. Bu iddianın doğruluğu, elbette araştırılacaktır. Bununla beraber, yüz yıl önceki vahşi çalışma yöntemlerinin yirmi birinci yüzyıl Türkiye'sinde hala uygulanmakta olduğu şüphesi bile yeterince rahatsız edicidir.

IV. Milli Mücadele yıllarında kömür işi

Birinci Dünya Savaşı'ndan önce 40 bin tonun altında olan Osmanlı'nın linyit üretimi, savaş sırasında 500 bin tonlara

kadar yükselir. Üretim önemli bir kısmı Soma ocaklarından yapılır. Mütareke yıllarında ise, linyit üretimi büyük ölçüde durur ve Soma'daki kömür ocakları da aniden olduğu gibi bırakılır.

Milli mücadele Anadolu'da tüm şiddetiyle sürmektedir. Maden ocaklarındaki işçilerin kabul edilemez çalışma koşulları, o yıllarda dahi Ankara Hükümeti tarafından göz ardı edilmez. Ankara Hükümeti, daha Cumhuriyet ilan edilmeden önce, 1921 yılı sonlarında işçilerin durumlarının düzeltilmesi amacıyla incelemeler yapmak üzere Celal Bayar'ı Zonguldak'a gönderir. Aynı yıl, incelemeler sonunda, o zamana kadar vahşice sömürülen maden işçileri lehine önemli değişiklikler getiren "Havza-i Fahmiye Amele Kanunu" çıkarılır.

Bu kanunda; çalışma saatinin günde sekiz saat ile sınırlandırılması, asgari ücretin belirlenmesi, fazla mesaiye iki kat ücret ödenmesi, on sekiz yaşından küçük işçi çalıştırılmaması, iş kazalarında ücretsiz tedavi, işçi yatakhaneleri ve hamam yaptırılması, genç maden işçileri için gece okulları açılması gibi, o dönem için oldukça ileri sayılabilecek hususlar yer alır. İşçinin, yeraltında çalışacağı bölüme gidip geliş sürelerinin sekiz saatlik mesai süresine dâhil olduğuna ilişkin düzenleme dahi, bu kanunda yer almaktadır: "*Tahtezzemîn mesafede nüzul ve suut için geçen müddet sekiz saate dâhildir.*" Yaklaşık yüz yıl önce çıkarılan bu kanuna göre, işçi, yirmi birinci yüzyıl Soma'sında vaki olduğu iddia edildiği gibi, mesai değişimini yeraltındaki çalışma yerlerinde yapmayacaktır.

Sadece Zonguldak Havzası ile sınırlı tutulmayıp tüm ülke madenciliği için geçerli olan bu düzenlemeler, Cumhuriyeti kuracak olan kadroların çalışma hayatına bakışını yansıtmaları bakımından önemlidir.⁷

Cumhuriyet Hükümeti, madencilik eğitimi alanını da boş bırakmaz ve 1924 yılında yerli eleman ve eğitim ihtiyacını karşılamak üzere Zonguldak'ta Yüksek Maadin ve Sanayi Mühendis Mektebi'ni kurar.

1925 yılına kadar kesintiye uğrayan Soma'daki linyit üretimi, bu tarihten itibaren özel sektör tarafından yeniden başlatılır ve o yıllarda yaşanmakta olan ekonomik kriz nedeniyle kömür ithalatı yapılamayan İzmir'in ihtiyacı Soma'dan karşılanır. Aynı tarihlerde Amasya-Çelteki, Tavşanlı, Değirmisaz, Yerköy ve Gerenez'de de linyit üretimi yapılır. Ancak, üretim, Cumhuriyetin ilk yılında 10 bin tonu nadiren geçer.⁸

V. Kömürde Etibank Dönemi

Genç Cumhuriyet ayaklarının üzerinde durmaya çabalamaktadır. Cumhuriyet'in ilk on yılında, pek çok alanda olduğu gibi linyit madenciliğinde de özel girişimcilik desteklenir. Ancak, bir taraftan sermaye birikiminin istenilen hızda gerçekleştirilememesi, diğer taraftan 1920'lerin sonlarında gelişmiş ülkelerde ortaya çıkan ekonomik bunalım, madencilik alanında devletçilik uygulamalarına zemin hazırlar.

Kamu maliyesinin sıkı denetimi ve denk bütçe, o yıllarda son derece önemlidir. Dış ticaret açığının kontrol edilmesi, yerli kaynak üretiminin hızla artırılması gerekmektedir. Ekonomi Bakanı Celal Bayar, 1935 yılı sonundaki Tasarruf ve Yerli Malı Haftası'nda yaptığı radyo konuşmasında linyit üretimine vurgu yapar: "*... Anadolu'muzun hemen her köşesinde, hiç değilse mahalli ihtiyacı karşılayacak linyitlerimiz vardır. Bunların mahalli ehemmiyette olanlarının istismarı, hususi müteşebbislerin eline geçebilecekse de, geniş servet arzedenleri, devlet eliyle araştırılmakta ve müsbet neticelere varılınca memleketin enerji, mayii mahruk, sun'i gübre işlerini birden halledecek sanayie mevzu teşkil etmesi derpiş olunmaktadır.*"⁹

Ekonomi Bakanı, aynı konuşmasında, memleketin önemli linyit tezahürlerinin birer birer ele alınarak enerji kaynaklarının metodik envanterinin yapılacağını, linyit kömürü yakacak bazı santrallerin de ilk hesaplarının yapılmakta olduğunu belirtir.

1935 yılında, maden arama faaliyetlerinin pahalı ve riskli bir iş olduğu, bu nedenle özel sermayenin çekingen davrandığı, ancak, memlekette yeni maden yataklarının aranıp bulunma zarureti olduğu gerekçesiyle Maden Tetkik Arama Enstitüsü ve bu kurumun bulacağı madenleri işletmek üzere Etibank kurulur. Böylece, devlet, madencilik alanına yatırımcı ve işletmecisi olarak girer.

15 Ekim 1940 tarihinde, Zonguldak Havzası'ndaki bütün kömür ocakları devletleştirilerek Etibank'a devredilir. Yunus Nadi Şirketi tarafından işletilmekte olan Soma'daki linyit ocaklarının imtiyazları da 23 Eylül 1939 tarihinde Etibank tarafından satın alınarak linyit üretimine başlanır.

Aynı dönemde; Değirmisaz, Seyitömer ve Tavşanlı-Tunçbilek linyit sahaları da Etibank tarafından satın alınmıştır.¹⁰

Değirmisaz, Tunçbilek ve Soma'daki linyit işletmeleri birleştirilerek 1 Ocak 1940 tarihinde Etibank'a bağlı Garp Linyitleri İşletmesi Müessesesi (GLİ) kurulur. Ülkemizin ilk linyit müessesesi olan GLİ'nin başlangıçta Balıkesir olan merkezi bir yıl sonra Tavşanlı'ya taşınır.

Devletin, işletmeci olarak linyit madenciliğine girmesiyle birlikte linyit üretimleri hızla artar. O dönemde, ekonomi yönetiminin, yerli kaynak üretimini artırma düşüncesiyle taşkömürü dışındaki daha düşük ısı değerindeki linyitlere de yönelmesi, söz konusu üretim artışı üzerinde etkili olur. 1937 yılına kadar 100 bin tonun altında seyreden linyit üretimi, on yıl sonra 1948 yılında 1 milyon ton düzeyini geçer. Bunun yaklaşık 240 bin tonu Soma'dan üretilir. Etibank'ın kuruluşuna kadar ancak zorunlu durumlarda linyit üretimi yapan devletin üretimdeki payı 1939 yılında yüzde 69'a ve 1945 yılında ise yüzde 81'e yükselir.¹¹

O yıllarda, linyit işletmelerindeki hâkim üretim yöntemi yeraltı madenciliğidir. 1954 yılına kadar, linyitin yüzde 80'den fazlası bu yöntemle elde edilir. Kömürün üzerindeki örtü tabakasının yüzeyden kaldırılması suretiyle yapılan açık ocak işletmeciliği ise 1950'li yılların ortalarından itibaren hız kazanacaktır. Bu gelişmede, Marshall Planı kapsamında alınan krediler önemli bir rol oynamıştır. Yine Marshall Planı kapsamında, Soma'ya, "300 adet personel evi, 30yataklı hastane, kütüphane, sinema, gazino, 24 odalı misafirhane, spor sahaları ve ilkokul inşa ettirilmiştir."¹²

Etibank'ın linyit üretimine girişiyle, diğer linyit sahalarında olduğu gibi Soma'daki üretim faaliyetlerinde de belirli bir disiplin sağlanır. Yüksek üretim artışlarına ve iş güvenliği bakımından çok daha riskli olan yeraltı madencilik yönteminin yoğun kullanımına karşın, iş kazaları bakımından ciddi sorunlarla karşılaşmaz. Örneğin, Türkiye'nin linyit madenlerindeki 1947 yılına ait ölümlü kaza istatistikleri Almanya, Kanada ve ABD gibi ülkelerden daha iyi durumdadır.¹³

VI. Kömürün yeni sahibi: Türkiye Kömür İşletmeleri

İkinci Dünya Savaşı sonrasında, Etibank belirli bir kurumsallaşma düzeyine erişir ve 1945 yılından itibaren yatırımların büyük ağırlığını Zonguldak Kömür Havzası ile linyit ocaklarına verir.

Aynı yıllarda, kamu ekonomik girişimlerinin zaman içerisinde özel sektöre devri düşüncesi de giderek gelişmektedir. Bununla beraber; iç ve dış ticarete serbestleşme, özel girişimciliğin desteklenmesi ve geliştirilmesi gibi ekonomi politikalarını uygulamak üzere yola çıkan Menderes Hükümeti, tam tersine iktidarı boyunca kamu yatırımlarını daha da genişletir.

1954 yılında 6309 sayılı Maden Kanunu yasalâşır. Söz konusu kanun ile madenlerin devlet eliyle geliştirilmesi esası terk edilir, özel ve kamu girişimlerinin eşit haklara sahip olacakları hükmü getirilir. Bu arada, linyit madenlerinin üretiminde özel kesimin payı da yükselir.

1957 yılında, kömür sektöründe söz sahibi olacak bir kamu iktisadi teşebbüsü, Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu (TKİ) kurulur. Kömür işletmeciliği Etibank'dan alınarak bu kuruluşa verilir. Soma'daki kömür işletmeleri de bu yeni kuruma devredilir.

TKİ'ye devredildiği 1957 yılında Soma'daki tüvenan kömür üretimi, yüzde 91'i yeraltı madenciliği yöntemiyle yapmak üzere toplam 685 bin ton düzeyindedir. Bu yıllarda, Soma'daki yeraltı kömür üretimi "göçertmeli uzun ayak" yöntemiyle yapılır. "(Kömür) damarları çok kalın ve meyilli olduğundan, dikey uzunluğu 30 metre olan ana katlara, her ana kat ayrıca yine dikey uzunluğu 5 metre olan horizontal tali katlara ayrılır. Bu 5 metrelik tali katların 2 metresi uzun ayaklar vasıtasıyla alınır; geri kalan ve tavan vazifesini gören 3 metrelik kısım tahkimat gerisinden (göçükten) alınır. Bu sistemle de tavanda bırakılan kömürün yüzde 70'e yakın bir kısmı alınmaktadır."¹⁴

"Üretimde, tavan taşının kömüre karışmasını önlemek ve aynı zamanda yangına mani olmak için tabana, suni tavan tabir edilen, tel hasır döşenir. Yangınlı kısımlarda, sulu ramble yapılarak yangının ilerlemesine mani olunur."¹⁵

Soma'da, kömür ocaklarının TKİ'ye devredildiği tarihte, Soma kömürünü yakarak elektrik üretecek olan 2x22 MW gücünde Soma A Termik Santrali'nin ilk ünitesi de devreye girer. İkinci ünite ise bir yıl sonra işletmeye alınacaktır. Söz konusu santralin de işletmeye başlamasıyla, Soma'nın kömür üretimi on yıl sonra 1966 yılında 1 milyon ton düzeyine ulaşır. Bu arada, Soma'daki madencilik yöntemi de değişmektedir. Yeraltı madencilik yönteminden açık ocak madenciliğine doğru hızlı bir dönüşüm yaşanır.

TKİ'nin açık ocak işletme yöntemini tercih etmesi sonucunda, Soma'daki ölümlü iş kazaları da önemli ölçüde azalır. TKİ'nin devralmasından önceki on yılda (1947-1956) Soma'da 45 çalışan hayatını kaybederken, üretim miktarı önemli ölçüde artmasına rağmen sonraki on yılda (1957-1966) bu sayı 19'a düşer.

VII. TKİ'nin ilk döneminde çalışanların koşulları

Üretimin ilk defa 1 milyon tonu geçtiği 1966 yılından itibaren 1982 yılına kadar Soma'daki linyit üretimi 1 milyon ton ile 2 milyon ton arasında seyrederek. Bu 16 yılda, Soma'nın kömür üretiminde önemli bir artış olmaz, ancak üretim yönteminde açık ocak işletmeciliğinin ağırlığı daha da artar. TKİ'nin devraldığı 1957 yılında linyitin yüzde 91'i yeraltı madencilik yöntemiyle üretilirken, TKİ'nin yönetimindeki Soma'da üretim giderek daha fazla oranda açık ocak madencilik sistemiyle yapılır. Kaza riskine daha açık olan yeraltı madencilik yönteminin payı, 1982 yılında yüzde 36'ya kadar düşer.¹⁶

Bu yıllarda, açık ocaklardaki üretim, ekskavatör (kazıcı) ve kamyon sistemi uygulanarak yapılmaktadır. Kömürün üzerindeki örtü tabakası patlayıcı madde kullanılarak gevşetilir, örtü malzemesi daha sonra ekskavatörler tarafından alınarak kamyonlara yüklenir ve döküm sahasına taşınır. "Açık ocaklarda, istihsal sistemi, kömür damarının yatımına uyularak tatbik edilen basamaklı (graden) işletme usulüdür. Basamak yükseklikleri 7-10 m.dir. Kömür damarı üzerindeki örtü tabakası, lağım atılmak suretiyle önceden gevşetildikten sonra, 4-5 yd³ kepçe kapasitesi olan ve diesel veya elektrikle çalışan ekskavatörlerle, kömürü alınmış veya boş sahalara taşınır.

*Bu şekilde meydana çıkarılmış olan kömür damarı, 1-4,5 yd³ kepçe kapasiteleri olan ekskavatörlerle 10-25-27 tonluk kamyonlara yüklenerek, lāvvarlara nakledilir."*¹⁷

TKİ'nin Soma ocaklarında, kömür üretimi ya da dekapajda¹⁸ rodövans ya da başka biçimlerde dışarıdan hizmet alımı 1978 yılına kadar yoktur.¹⁹ O yıllarda, kurumun asli işi olan kömür üretimi ve dekapaj, kurum tarafından istihdam edilen daimi işçilerce yapılır.

Soma'da, Zonguldak Havzası'ndaki gibi, -bir ay ocaklarda çalışan ve sonraki ay köyünde istirahat eden- münavebeli işçi de bulunmamaktadır. Sadece daimi işçiler istihdam edilir. Daimi işçilerin önemli bir bölümü işletmelerin ocakları civarında veya yakınlarında, kendi evlerinde, kira evlerinde veya müessesenin evlerinde aileleri ile oturup yılın her günü düzenli çalışırlar. Diğer bir bölüm işçi ise genellikle uzak illerden gelip işletmelerin bekâr pavyonlarında konaklayan işçilerdir. Havzadaki çalışma temposu, o yıllarda da günümüzdeki gibi günde 8 saatlik üç vardiya halindedir.

Daimi işçiler; ücretleri dışında; fazla mesai ücreti, çocuk primi, yıllık ücretli izin, ücretsiz 2-3 öğün yemek, ücretsiz giyim eşyası, koruma malzemesi ve ilave ikramiyeler alırlar. İşe alınan bir işçi, önce sağlık muayenesinden geçirilir ve bu işlem TKİ'nin koruyucu hekimleri tarafından her 6 ayda bir tekrar edilir. İşçilerin eğitimi için işyerlerinde sürekli kurslar açılır. Bu kurslarda okuma yazmadan iş güvenliğine kadar çok sayıda eğitim verilir. O yıllarda, işçi ve memur çocuklarının eğitimleri için işletmelerde "özel" ilk ve ortaokullar da bulunur. 1962 yılında, Soma işletmesinin bağlı olduğu GLİ Müessesesi'nde 4 adet özel ilkokul ve 1 adet özel ortaokul bulunmaktadır. Bu imkânlar, günümüzde, özel kömür işletmelerinde çalışan işçiler tarafından hayal dahi edilememektedir.

İşletmelerde, ayrıca, işçi ve memurlar için sinema, spor sahaları, lokal gibi tesisler ve ailelerin birçok temel ihtiyaçlarını karşıladığı Ekonomalar adı verilen işletme marketleri vardır. "Ekonomalar, kaybolan devlet eliyle sanayileşme kültürünün en önemli parçalarından birisidir. Birçok sanayi kuruluşunda işçinin, memurun, mühendisin her türlü ihtiyacını Ekonomalar karşılamıştır. 1930'lardan kalma bir Etibank- Sümerbank geleneğidir. TKİ-ELİ'deki (Soma) adı ELİMKO (olan bu işletmeler) maden işletmelerinde çalışanların yeme-içme, giyim-kuşam ihtiyaçlarını karşıladı. Ayrıca birçok sanayi kuruluşunda işçi ve memur yemekhanesi, sinema binası, okuma ve oturma yerleri, mühendis ve memur lokalleri, işçi pavyonu ve hatta lojmanlar, yaz kampları, dinlenme ve sosyal tesislerin işletmesini Ekonomalar yaparlardı."²⁰ Kamu işletmelerindeki bu tesisler, 1990'lı yıllarla birlikte yavaş yavaş ortadan kalkar ya da özel işletmecilere devredilirler.

O yıllarda iş güvenliği konusuna da özel bir önem verilir. Soma'da çalışan her işçi, mutlaka iş güvenliği eğitimine tabi tutulur. Güvenlik önlemlerine uygun çalışmak, üretimle ilgili her çalışanın birinci görevi olarak kabul edilir. İşçiler ya da güvenlik işleriyle özel olarak görevlendirilenler için sürekli emniyet ve tahlisiye kursları açılır. Bugün, neredeyse bütün ocak girişlerinde rastlanılan "Evvela Emniyet" sloganı, o yıllardan kalmadır.

O tarihlerde, Soma'daki işletmenin bir emniyet başmühendisi ve başmühendise bağlı emniyet mühendisleri bulunur. Emniyet mühendislerinin emrinde ise emniyet nezaretçileri vardır. İş güvenliğini artırmak amacıyla; sorumlu oldukları işyerlerinde belirli bir süre iş kazası olmadığı takdirde nezaretçilere teşvik primi verilir; benzer şekilde, kaza olan işyerleri nezaretçilerinden ise üretim primleri kesilir. Soma'da, ayrıca, tam teşkilatlı bir Tahlisiye İstasyonu da sürekli görevi başında tutulur.

1966 yılından TKİ üretiminin ilk defa 2 milyon tonu geçtiği 1982 yılına kadar olan 15 yıllık dönemde, iş kazalarında

yaşamını yitirenlerin sayısı 29'dur.

VIII. Soma'nın kaderi değişiyor

Yılda 2 milyon tonun altında, mütevazı sayılabilecek bir tüvenan kömür üretimi yaparak 1980'li yıllara kadar gelen Soma Havzası'nın kaderi bu yıllardan itibaren önemli ölçüde değişir. Bir önceki on yılda petrol krizleriyle gündeme gelen enerji arz güvenliği sorunu, Soma Havzası'nın geleceğinde önemli bir rol oynar.

“1960'lı yılların Türkiye'sinde, enerji arz güvenliği kavramı henüz gündemde değildir. Ama ithal petrolün elektrik üretimindeki kullanımı, o dönemde giderek artmaktadır. 1970'lerin başında petrole dayalı elektrik kurulu gücü yüzde 40'ı geçer. Yerli kaynağa dayalı kurulu güç ise hızla düşmektedir.

Çok geçmeden fırtına patlar: Orta Doğu ve İran'daki siyasi gelişmeler petrol krizlerine yol açmıştır. Elektrik üretiminde petrole olan yüksek bağımlılık, 1973 sonrası petrol fiyatlarında ortaya çıkan aşırı artışlarla birleşince, ülkede ağır bir enerji bunalımı ortaya çıkar.

Türkiye, o dönem enerji krizini memleketin kömürüyle aştı: Tüm imkânsızlıklara rağmen, o dönemki enerji yönetimleri yerli kömür rezervlerini seferber ettiler.”²¹

Seferber edilen kömür rezervlerinin yer aldığı havzalardan biri de Soma Kömür Havzası'dır. O dönemde, enerji bağımsızlığının sağlanmasına yönelik çabalar içerisinde bu havzanın rolü son derece önemlidir.

Ortaya çıkan enerji bunalımını çözmek amacıyla kömür yakıtlı termik santral projeleri gündeme gelir. Ancak, o tarihlerde, bilinen linyit rezervlerinin önemli bir kısmı özel sektörün ruhsatındadır. Buna karşın, özel sektörün linyit üretimindeki payı ise sadece yüzde 30 düzeyindedir.²² Çözüm, yeni bir yasayla gelir. 1978 yılında “2172 Sayılı Devletçe İşletilecek Madenler Hakkında Kanun” yayımlanarak özel sektöre ait çok sayıda linyit sahası elektrik üretiminde kullanılmak üzere TKİ'ye devredilir.

Söz konusu yasayla, işletmesi özel sektörden alınarak devlete devredilen linyit sahası 79 adettir.²³ Bu arada, Soma'daki özel firmaların ruhsatında bulunan hemen hemen tüm kömür rezervleri de TKİ'ye devredilir. Devredilen rezervlerin bir kısmı, facianın yaşandığı Eynez bölgesinde bulunmaktadır. Bu bölgede kömür üretimi ilk defa 1946 yılında Şevket Çamlıca tarafından yapılmış, 1947 yılından sonra ise buradaki ocaklar Nadir Hakkı Önen tarafından işletilmiştir. Buradaki kömürlerin TKİ'ye devredilme tarihi 17 Mayıs 1979'dur.

TKİ'nin faaliyetleri, 2172 Sayılı Kanun'la birlikte hız kazanır. Bu düzenleme sonrasında, kömür havzalarında detaylı havza planlamaları yapılırak; Soma, Tunçbilek, Orhaneli, Muğla, Seyitömer, Sivas-Kangal, Beypazarı-Çayırhan ve Afşin-Elbistan gibi önemli kömür üretim projeleri, termik santrallara kömür temin etmek üzere TKİ tarafından hızla devreye sokulur.

Bu arada, Üçüncü Beş Yıllık (1973-1977) Kalkınma Planı'na “elektrik enerjisi üretimine dönük olarak Soma ... linyit işletmesinin tevsi edilmesi” hedefi de konulmuştur. Soma Havzası'nın kömürünü yakacak olan 4x165 MW gücündeki Soma B Termik Santralı'nın yapımına 1972 yılında başlanır.²⁴ Santralın ilk ünitesi 1981 ve ikinci ünitesi ise 1982 yılında devreye alınır. Üçüncü ünitenin işletmeye girişi 1985 ve dördüncü ünitenin ise 1986 yılıdır. Santrala, daha sonraki yıllarda iki ünitenin daha ilave edilmesine karar verilir ve bu üniteler de 1992 yılında çalışmaya başlar.

Yılda toplam 6,7 milyar kWh elektrik enerjisi üretecek olan Soma B Termik Santralı'nın yıllık kömür ihtiyacı 8,2 milyon ton olacaktır. Soma Kömür Havzası, bir taraftan santralın kömür ihtiyacını karşılayacak, diğer taraftan ülkenin hızla artmakta olan enerji ihtiyacı nedeniyle ısınma ya da sanayi amaçlı kömürleri de üretecektir. Dolayısıyla, yılda 2 milyon tonun altında mütevazı bir üretim yapılan Soma Havzası, yılda 12-13 milyon tonluk üretim seviyelerine çıkma durumuyla karşı karşıya kalır.

Soma Kömür Havzası'nın “Genel Havza Planlaması” TKİ tarafından hızla yapılır. Havzada; Soma Merkez, Deniz ve Eynez olmak üzere üç üretim bölgesi planlanır. Soma Merkez ve Eynez'de yeraltı ve açık ocak madencilik yöntemleri uygulanacak, Deniz'de ise sadece açık ocak madenciliği yapılacaktır.

Detaylı kömür üretim projeleri yerli mühendisler eliyle hazırlanır. Krediler bulunur. Hazırlıklar hızla tamamlanır. Yılda 2 milyon ton üretim kapasiteli Işıklar açık ocak ve 500 bin ton kapasiteli Işıklar yeraltı projeleri 1982 yılında, 700 bin ton yıllık kapasiteli Önen-Eynez yeraltı projesi 1983 yılında, 525 bin ton yıllık kapasiteli Darkale yeraltı projesi ile 1,5 milyon ton yıllık kapasiteli Deniz-I açık ocak projesi 1985 yılında, 3,3 milyon ton yıllık kapasiteli Deniz-II açık ocak

projesi 1987 yılında, 1,5 milyon ton yıllık kapasiteli Soma-Eynez mekanizasyon projesi 1996 yılında devreye alınır. Bu arada, 2,5 milyon ton yıllık kapasiteli Eynez açık ocak projesi –kazanın yaşandığı yeraltı ocağını da kapsayacak şekilde- 2000 yılında hazırlanır. Ancak, yeraltı işletmeciliği tercihi yapılıncaya, bu proje gerçekleşmez.

Projeler için seçilen makine-ekipman, o günlerde Türkiye madencilik sektöründe kullanılanlarla karşılaştırıldığında son derece modern ve oldukça büyük kapasitelidir. Açık ocaklarda; üst örtü dekapajında 17-20 yd³ kapasiteli elektrikli ya da hidrolik ekskavatörler ve 85 short tonluk kamyonlar, kömür üretiminde ise 10 yd³ kapasiteli ekskavatörler ve yine 85 short tonluk kamyonlar kullanılacaktır.

Bu arada, bu yeni dönemde Soma için uygun idari düzenlemeler de yapılır. Soma üretim bölgesi, 1979 yılında GLİ'den ayrılarak yeni kurulan Ege Linyitleri İşletmesi Müessesesi'ne (ELİ) bağlanır.

Projelerin öngördüğü kömür üretimine geçilir. Üretim hızla artar. 1982 yılı öncesinde 2 milyon tonun altında olan tüvenan kömür üretimi on yıl sonra 1993 yılında ilk defa 10 milyon ton düzeyini geçer. Bu dönemde en fazla üretim, yaklaşık 13 milyon tonla 1999 yılında yapılır.

Bu arada, havzadaki kömür üretiminde açık ocak madencilik yönteminin payı da hızla artmıştır. TKİ'nin işletmeciliğe başladığı 1957 yılında yüzde 9 olan açık ocak payı 1970 yılında yüzde 55'e, 1980 yılında yüzde 70'e, 1990 yılında yüzde 87'ye ve kömür üretiminin tepe yaptığı 1999 yılında ise yüzde 97'ye yükselir.

Yeni projelerin devreye alınmaya başlandığı 1982 yılından itibaren özel sektörden yeraltı madencilik yöntemiyle yoğun hizmet alımlarının devreye gireceği 2004 yılına kadar geçen 22 yılda TKİ üretimi, yaklaşık 2 milyon ton düzeyinden 12-13 milyon ton seviyelerine kadar yükselmiştir. Buna karşın, aynı dönemde TKİ ocaklarında yaşamını yitirenlerin sayısı sadece 26'dır.

Bu yıllarda, Soma'daki TKİ ocaklarındaki kaza oranlarının düşmesinde, yeraltı madenciliklerine göre kaza riski çok daha az olan açık ocak madenciliklerinin daha yoğun uygulanıyor olmasının yanında, işletmelerde daha az emek yoğun teknolojilerin uygulanmış olması da önemli rol oynamıştır.

Bu dönemde, "TKİ Kurumu Ana Statüsü" 1984 yılında düzenlenmiş ve TKİ'nin kömür madenlerini işleteceği hususunun yanına "işletirme" hükmü de konulmuştur. Böylelikle, bir taraftan elektrik santrallerine yakıt temin etmek üzere kömür üretim projeleri devam ederken, diğer taraftan 1984 yılından itibaren yoğun bir şekilde rödövan²⁵ ihalelerine de başlanmış ve TKİ'ye ait atıl kömür sahaları bu yöntemle ihale edilmiştir.

IX. Serbestleştirme-özelleştirme rüzgârları

TKİ, 1990'lı yıllarda Soma'da kömür üretim rekorları kırarken, ekonomide serbestleşme rüzgârları da tüm hızıyla esmeye devam etmektedir.

1970'li yılların sonlarından itibaren yoğun şekilde tartışılan ve kamu açıklarının temel nedeninin kamu işletmelerinin verimsizliği olduğunu vurgulayarak bu işletmelerin özelleştirilmesi gerektiğini savunan düşünce hızla gelişir ve özellikle 1990'lı yıllarda yaygınlaşır. İlk uygulamaları İngiltere'deki kamuya ait kömür işletmelerinin kapatılması ya da özelleştirilmesi olan bu düşüncenin, sonraki yıllarda da en fazla etkilediği sektörlerden biri madencilik sektörü olur.

Bu gelişmelerin Türkiye madencilik sektörüne yansımaları, özellikle 1990'lardan itibaren hız kazanır. Bu süreçte, Türkiye madencilik sektöründe öne çıkan söylem "kamu madencilik kuruluşlarının özelleştirilmesi" olur. Bu yıllarda, TKİ'ye ait kömür işletmelerinin, besledikleri termik santraller ile birlikte özelleştirilmesi gündeme gelir. Bununla ilgili ilk denemeler 1990'lı yıllarda yapılır. Soma kömürlerinden beslenen Soma B Termik Santrali 1995 yılında özelleştirme kapsamına alınır ve daha sonra özelleştirme ihalesine çıkarılır. Ancak, bu girişim sonuçsuz kalır.

Bununla beraber, söz konusu süreçte pek çok kamu kuruluşu gibi TKİ'nin yatırımları da büyük ölçüde sınırlanır. Yeni üretim kapasiteleri yaratmak amacıyla yeterli yatırım bütçesi tahsis edilmeyen, dış kredi bulmasına imkân tanınmayan ve yeni personel istihdamına da izin verilmeyen TKİ, mevcut makine parkını da yenileyemez. Dolayısıyla, üretim maliyetleri hızla artar.

Bu arada; özelleştirme ve yeniden yapılandırma konularındaki belirsiz söylem ve uygulamalar dönem boyunca sürmüş, bunların, kamu kurumunda çalışan personel üzerinde ciddi olumsuz etkileri olmuş, çalışanların motivasyonları önemli ölçüde düşmüştür. Kurumsal uzmanlaşma giderek aşınmış ve sektörde yaşamsal önemde olduğu kabul edilen usta-çırak

ilişkisi de zayıflamıştır.

Aynı dönemde; bir taraftan siyasetçinin ve sendikacının işyerlerine olan aşırı müdahaleleri, diğer taraftan işçiyle yönetici arasında işçiden yana ciddi ölçüde bozulan ücret/maaş dengesi sonucunda personel yönetimi güçleşmiş, işgücünü iş yerlerinde çalıştırabilmek neredeyse imkânsız hale gelmiştir.

Dolayısıyla, TKİ, sürecin sonunda asli işlerini dahi dışarıdan hizmet alımı yoluyla yaptırmak zorunda kalır. Böylelikle, 2000'li yılların başında, Soma'daki dekapajın neredeyse yüzde 60'a yakını özel sektöre yaptırılır.

Bu arada, 2001 yılında, TKİ tarafından Soma'nın genel amenajman planı hazırlanır. Buna göre; Soma'nın yılda üretmesi gereken satılabilir kömür miktarı 10,6 milyon ton olarak belirlenir.

Ancak, yaklaşık yüzde 95 oranında açık ocak işletmeciliği yöntemiyle üretim yapılan Soma Havzası'nda, bu yöntemle üretilmeye uygun kömür rezervleri giderek azalmaktadır. Dolayısıyla, yeraltı yöntemiyle yapılan üretimin artırılması gerekmektedir. Buna göre yapılan genel planlamada; o tarihte 10,5 milyon ton olan açık ocak üretiminin 2013 yılından itibaren 7,5 milyon ton civarına düşürülmesi öngörülmüştür. Buna karşın, 2001 yılında 580 bin ton olan yeraltı üretimi ise 2013 yılında 2,8 milyon ton ve 2014 yılından itibaren 3,2 milyon ton düzeyine çıkarılacaktır.

Buna göre; yüzde 95 / yüzde 5 olan açık ocak/yeraltı dengesinin 2013 yılından itibaren yüzde 70 / yüzde 30 olarak teşkil edilmesi ve 2020 yılına kadar bu şekilde sürdürülmesi planlanır. Söz konusu plan, havzanın genel durumunu da gözetenek, yeraltı-yerüstü üretim bileşiminin dengeli bir değişimini işaret etmektedir.

Ancak, gerçekleşme böyle olmayacaktır.

X. Kamudan özele doğru

TKİ'nin, Soma'daki kömür üretim işini özel sektöre yaptırması 2004 yılında başlar. Soma Kömür Havzası'nın kaderi, 2004 yılında bir kere daha değişir.

Ülke ekonomisi büyümekte, enerji ihtiyacı hızla artmaktadır. İthal enerji son derece pahalıdır ve ülkede kömürün dışında dışa dokunur bir yerli enerji kaynağı bulunmamaktadır. Kömür üretiminin sürdürülmesi, hatta artırılması gerekmektedir.

Bununla beraber, iyice benimsenen serbest piyasa ekonomisi kamu işletmelerinin üretim için yeni yatırım yapmasına ve yeni personel istihdamına izin vermemektedir. İşletmecilik, özel sektör tarafından yapılacaktır. Ancak, özel sektörün de kömür üretimine ciddi yatırımlar yapmaya niyeti yoktur.

Sonuçta, kömür üretiminin, kamu tarafından özel sektöre yaptırılması tek çare olarak görülür. TKİ, 2004 yılında aldığı kararla Soma'daki ruhsatlı kömür sahalarını rodövans ya da hizmet alımı yöntemiyle özel firmalara ihale eder.

Soma'dan, TKİ'nin kendi imkânlarıyla yaptığı kömür üretimi 2004 yılındaki 8,5 milyon ton düzeyinden 2013 yılında 2,9 milyon ton seviyesine kadar düşer.²⁶ Özel firmaların üretimi ise aynı dönemde 58 bin tondan 11,7 milyon tona yükselir.

Yeraltı üretimi hızla artar. 2004 yılında sadece 300 bin ton olan ve TKİ tarafından yapılan Soma'daki yeraltı üretimi bir yıl sonra, özel firmalar eliyle 2 milyon tonu geçer. 2006 yılında 4 milyon tonu, 2009 yılında 7 milyon tonu ve 2012 yılında 10 milyon tonu aşar. 2013 yılında, Soma'da, yeraltından 11,7 milyon ton kömür üretimi gerçekleşir. Üretimin tamamı özel firmalar tarafından yapılmaktadır.

Özel firmalar, yeraltında, daha az bir yatırımla ve büyük oranda emek yoğun bir üretim biçimini tercih ederler. TKİ'ye göre oldukça düşük ücretlerle, büyük kısmı yöreden olmak üzere çok sayıda işçi istihdam edilir. TKİ, 2000 yılında, toplam 4.000 civarında çalışanla yaklaşık 13 milyon ton tüvenan kömür üretimi yapmışken, TKİ adına çalışan özel firmalar, 2013 yılında 15.000 civarında çalışanla 12 milyon ton üretim yapabildiği görülmüştür.

Yeraltı üretimi, 9 yılda 300 bin tondan yaklaşık 12 milyon ton düzeyine yükselir. Açık ocak üretimi ise aynı dönemde 8,3 milyon ton düzeyinden 3 milyon ton düzeyine geriler. Yeraltı üretimi, 2001 yılı planlamasına göre 8,9 milyon ton daha fazla ve açık ocak üretimi ise 4,5 milyon ton daha az gerçekleşmiştir.

Facianın yaşandığı Eyzeh sahasıyla ilgili tüm hazırlıklar ve başlangıç yatırımları TKİ tarafından yapılır ve daha sonra bu saha, tüm hazırlıklar, makine-ekipman ve teçhizatıyla birlikte, "hizmet alım sözleşmesi" kapsamında özel bir firmaya verilir.²⁷ Sahayı alan firma; 2006 yılında 50 bin ton, 2007 yılında 270 bin ton, 2008 yılında 230 bin ton ve 2009

yılında 300 bin ton üretir. Ancak, bu saha, daha sonra TKİ'nin onayı ile ve aynı şartlarda Soma Kömür İşletmeleri AŞ'ye devredilir. Söz konusu firma; 2009 yılında 232 bin ton, 2010 yılında 2,6 milyon ton, 2011 yılında 2,6 milyon ton, 2012 yılında 3,8 milyon ton ve 2013 yılında 3,6 milyon ton üretim yapar.

XI. Ve facia gelir

Ve facia gelir.

Yazımızın başında söyledik: Kömür madenciliğinde ölüm hiç eksik olmamıştır.

Kömür madenciliğinin geçmişinde benzer facialar çoktur:

Aralık 1866'da İngiltere'nin Barnsley kömür ocağındaki patlamada ölen işçilerin sayısı 361'dir.

Mart 1906'da Fransa'nın Courrieres kömür ocağındaki toz patlamasında yaşamını yitirenlerin sayısı 1099'dur.

Aralık 1907'de ABD'nin West Virginia eyaletindeki kömür ocağında 361 işçi yaşamını kaybetmiştir.

Aralık 1914'de Japonya'nın Kyushu kömür ocağında 687, Kasım 1913'de Galler'deki Senghenydd kömür ocağında 438, Nisan 1942'de İkinci Dünya Savaşı sırasında Japonlar tarafından işletilen ve Çinli mahkûmların çalıştırıldığı Çin'in Honkeiko kömür ocağında yaşanan kömür tozu patlamasında 1549 kişi ölmüştür.

Ocak 1960'da Güney Afrika'nın Coalbrook kentinde 437, Kasım 1963'de Japonya'nın Omuta kentindeki kömür ocağındaki patlamada 447, Mayıs 1965'de Dhanbad-Hindistan'daki kömür işletmesindeki ocak yangınında 375, Haziran 1972'de Wankie-Rodezya'daki kömür ocağındaki patlamada 427 ve Aralık 1975'de Hindistan'ın Chasnala kömür ocağında 372 madenci yaşamını yitirmiştir.

Liste uzar gider.

Ama tüm bunlar, kömür madenciliğinde, üretimin büyük ölçüde emek yoğun yapıldığı uzak bir geçmişin örnekleridir.

Günümüzde, madencilik teknolojilerinin, iş güvenliği ve çalışma standartlarının ulaştığı düzey dikkate alındığında, böylesi faciaların, ancak insan yaşamına hiçbir değerin verilmediği, para kazanma uğruna tüm kuralların göz ardı edilebildiği ülkelerde ortaya çıkması mümkündür.

Madencilik endüstrisindeki kazalar; insanlığın on yıllarca süren çabaları sonunda ciddi oranda azaltılabilmektedir. Bugün, beş veya daha fazla kişinin ölümüyle sonuçlanan maden kazalarına, artık neredeyse hiç rastlanılmamaktadır. 301 kişinin yaşamını yitirdiği bir kazaya ise, neredeyse başka bir evrenin vukuatı gibi bakılmaktadır.

XII. Dünya rekorlarının yeni sahibi

Soma'da, TKİ Kurumu'nun çalıştığı sahalarda meydana gelen kazalarda yaşamını yitirenlerin sayılarına, bu yazının çeşitli kısımlarında zaman zaman yer verildi. Buna göre; kurulduğu yıldan bugüne kadar geçen 57 yılda (1957-2014), TKİ'nin Soma'daki kömür ocaklarında yaşamını yitirenlerin toplam sayısı 79 olmuştur. Söz konusu dönemde, yılda ortalama 1,4 çalışan hayatını kaybetmiştir.

Ancak, aynı bölgede, özel firmalar tarafından üretim yapılan yerlerdeki resmi istatistiklere ulaşmak, maalesef mümkün olmadı. Ulaşabildiğimiz resmi olmayan istatistiklere göre ise; 2008-2013 arasındaki 6 yılda, buradaki özel firma ocaklarında toplam 21 kişi yaşamını yitirmiş. Gerçek sayının daha yüksek olması muhtemeldir.

Son olaydaki sayılar ise tüm istatistikleri altüst etti.

Yazımızın başında, Soma'da yaşanan olayın Dünya madencilik tarihinin en acı sayfaları arasında yer alacağını yazdık. Benzer bir cümleyi, daha 2,5 yıl önce Kahraman Maraş-Elbistan'daki bir kömür ocağında meydana gelen ve özellikle nedenleri bakımından Soma faciasına çok benzeyen bir olayla ilgili kurmuştuk: "*Dünya madencilik tarihinde örneğine kolay rastlayamayacağımız boyutta bir olaya Şubat ayının ilk günlerinde ülkemizde şahit olduk. Afşin-Elbistan Linyit Havzası'nda, yaklaşık üç yıldır kamu adına özel bir firma tarafından işletilmekte olan Çöllolar Açık Kömür Ocağı'nda, ilki 6 Şubat ve diğeri 10 Şubat 2011 tarihlerinde arka arkaya devasa boyutlarda iki heyelan meydana geldi... İki işçi heyelandan ölü olarak çıkarıldı, ikisi mühendis 9 kişi ise halen heyelan malzemesi altında çıkarılmayı beklemekte.*"²⁸

Maalesef, son yıllarda Türkiye, maden kazalarıyla sürekli dünyanın gündemine gelmekte. Ülkemiz, madencilikteki iş güvenliği alanında en kötü Dünya rekorlarına her geçen yıl bir yenisini eklemekte. Dünya madencilik çevreleri, giderek daha fazla Türkiye'yi tartışmaktalar.

Bugün, internet arama motorlarına “maden kazaları” ifadesini hangi dilde yazsanız, karşınıza ilk çıkan ülke Türkiye olmakta. Soma kazası, buralarda, 21. Yüzyılın en kötü maden kazası şeklinde nitelenmekte. Ülkemiz madencilik sektörünün bu şekilde anılması ve böylesi nitelendirmelerle Dünya gündemine gelmesi, bu sektöre yıllarını veren madenciler için son derece üzüntü vericidir.

XIII. Faciannın nedenleri

Peki, Soma faciasının nedenleri nelerdir?

Faciannın nedenleri, bilimsel yöntemler kullanılarak elde edilecek somut ve önyargısız verilerin yine bilimsel ilkeler çerçevesinde analizi sonucunda elde edilebilir. Bunun dışındaki yöntemlerle üretilecek her türlü bilgi, bir taraftan büyük haksızlıklara yol açabilecek diğer taraftan gelecekte böylesi olayları önlemeye yönelik tedbirlerin geliştirilmesine engel olacaktır.

Kazanın oluş şeklinin, bilimsel ve teknik nedenlerinin bu konuda uzman kişiler tarafından araştırılıp belirlenmesi son derece önemlidir. Yangın nerede, ne zaman ve neden başlamıştır, ocağın projesi, tasarımı doğru mudur, havalandırma sistemi yeterli midir? Bunların hepsinin en doğru şekilde cevaplandırılması gerekmektedir.

Ancak, bu faciannın nedenlerini ortaya koymada sadece teknik bir analiz yeterli olacak mıdır?

Faciannın yaşandığı anın öncesine ilişkin sorumluluklar, kimlere ve hangi kurumlara ne ölçüde düşmektedir?

Faciada, kamu adına görev yapan kurumların sorumlulukları nedir? Kaynakların ülke menfaatlerine en uygun şekilde ve en yüksek iş sağlığı ve iş güvenliği standartlarında üretilmesinden sorumlu kamu kuruluşlarının, görevlerini, toplumun kendilerinden beklediği ölçülerde yerine getirip getirmediği sorgulanmalıdır.

Üretim fonksiyonlarını özel sektöre devrettiklerinde mühendislik işlev ve yetenekleri de giderek aşınan, böylelikle iş güvenliği konusundaki yetkinlikleri de zayıflayan kamu kuruluşlarının mevcut yapıları yeniden gözden geçirilmelidir. Kömür üretimi gibi son derece özel bir alanda dışarıdan hizmet alan kuruluşlardaki mühendislik yeteneklerinin, iş yaptırılan firmalara göre çok daha mükemmel olması gerektiği asla unutulmamalıdır.

Kömür üretiminin, ciddi birikim ve deneyime sahip kurumların elinden alınarak, teknik ve alt yapı olarak yetersiz, deneyim ve uzmanlaşmanın olmadığı özel firmalara bırakılmasının, faciaların giderek artmasındaki rolü araştırılmalıdır.

Özelleştirme veya rodövans yöntemleriyle ülkemiz kömür sektörüne işletmeci olarak giren özel firmalarının kurumsallaşma düzeylerinin son derece zayıf olduğu, kurumsal kültürlerinin ya hiç bulunmadığı ya da düşük düzeylerde olduğu bilinmektedir. Ciddi ölçekte kömür üretimi gerçekleştirmeye kalkışan çoğu firmanın sermaye yapıları yetersizdir. Dolayısıyla; insan kaynağına, aramaya, araştırma-geliştirmeye, iş güvenliğine ve çevreye yatırımlar, bu firmalar tarafından son derece sınırlı ölçülerde yapılabilmektedir. Bu tür harcamalar, genellikle maliyet artırıcı unsurlar olarak görülmektedir. Çoğu firmanın; mühendislik kalitesi, etüt-proje deneyimi ve yetenekleri son derece sınırlıdır. Teknolojiye ve mekanizasyona yatırım yapmamaları ve kar artışlarını verimlilikte değil, sadece emek yoğun sistemlerde aramaları önemli bir sorundur.

Küçük ölçekli üretim yapan ve eski teknoloji ile emek yoğun/verimsiz çalışan işletmelerin geliştirilmesine ya da kapatılmasına yönelik politikaların iş kazalarının önlenmesinde etkili olacağı açıktır.

Ya sendikalar? Böylesi bir faciada sendikaların rolünün olmadığı söylenebilir mi? Bırakın sadece kendi üyelerini, madendeki tüm çalışanların çalışma koşulları, güvenlikleri ve aslında tümünün insanlık onurları, bu sendikaların sorumluluğunda değil midir?

İş Sağlığı ve Güvenliği mevzuatının, kömür madenciliği alanında yetersiz kaldığına ilişkin ciddi eleştiriler söz konusudur. En tehlikeli iş kolları arasında bulunan kömür madenciliğinin kendisine özgü koşulları bulunmaktadır. Bu nedenle, kömür madenciliğine özel bir mevzuatın geliştirilmesi ciddi olarak düşünülmelidir.

Esnek ve kurlsuz çalışmayı, işçiyi başka işverene kiralamayı, taşeronlaştırmayı yasal hale getiren, kaçak işçiliği özen-

diren düzenlemeler yerine, uluslararası sözleşme, standart ve normları dikkate alan bir “İş Mevzuatı” geliştirilmelidir.

Kömür madencilikindeki denetleme mekanizmalarının; hem iç hem de bağımsız dış denetimi kapsayacak biçimde yeniden kurgulanması son derece önemlidir. Ücretini doğrudan işverenden alan denetim elemanlarının iş güvenliği konusunda etkili olamayacakları hususu, neredeyse tüm uzman kişi ve kuruluşlar tarafından yıllardır dile getirilmesine karşın, bu konuda bir düzenlemenin hala yapılmamış olması dikkat çekicidir.

Ülkemizde, kömür madencilikliği bilim ve teknolojinin bulunduğu durum sorgulanmalıdır. Bu alandaki mühendislik kalitesi ve her düzeyde çalışan mühendisin yetkinliği ölçülmelidir.

1990'lı yılların sonlarından itibaren ülkemizde uygulanan politikaların sonucunda, kömür havzalarının “Genel Havza Planlaması”na dayanan bir disiplin içerisinde değerlendirilebilmesi imkânı büyük ölçüde ortadan kaldırılmış, böylelikle büyük kömür havzalarındaki facialara davetiye çıkarılmıştır. Kömür havzalarında kaynak kayıplarına, verimsizlik ve iş güvenliği sorunlarına yol açılmıştır.

Kömür havzalarının; elektrik üretim tesisleri, kömür madenleri, yöre sanayisi, tarımı, ormanları, su kaynakları, toplumsal-ekonomik durumu bir arada dikkate alınarak bir bütün olarak projelendirilip işletilmesi gerekir. Bunun yerine, havza içerisindeki sahaların yapay olarak yaratılmış parçalar halinde taşeron firmalara işlettilme düşüncesi, telafisi mümkün olmayan sonuçlara yol açabilir. Kömür rezervlerinin, küçük parçalara bölünerek farklı firmalar tarafından işletilmesi, sürdürülebilir doğal kaynak yönetimine aykırıdır.²⁹ Büyük kömür havzalarının 5-10 yıllık ticari ömrü olan küçük sahalarla bölünerek, özelleştirilmesiyle, küçük ölçekli sahaları alan firmalar ilk yatırım maliyeti yüksek projelerden kaçınmakta ya da bu yatırımları karşılayamamakta, işçi sağlığı ve iş güvenliğine yönelik önlemler başta olmak üzere eksik yatırımlar yapmaktadırlar.

Özellikle son yıllarda, gerek madencilik üretimi gerekse iş sağlığı ve güvenliği alanında yasal, yönetsel ve teknolojik gelişmelerin tüm Dünya’da hız kazandığı, bu gelişmelere koşut olarak kaza istatistiklerinin de pek çok ülkede olumlu yönde geliştiği dikkate alındığında, ülkemiz madencilik endüstrisinde iş güvenliği alanında hala ciddi bir yol alınamamış olması ve bu konuda uzman tüm kişi ya da kuruluşların uyarılarına karşın faciaların hız kesmemesi dikkat çekicidir.

XIV. Kazaların arkasındaki dinamik: Kömür endüstrisinde dönüşüm

Soma faciası gibi, ülkemiz kömür sektöründe son yıllarda yaşanan pek çok kazanın nedenlerini, geçmiş karar ya da uygulamaların arasında bulabilmek mümkündür. Ancak, bu olayların arkasındaki en önemli dinamiğin, özellikle 1990'lı yıllardan itibaren ülkemiz kömür sektöründe yaşanan dönüşüm süreci olduğu söylenmelidir.

Söz konusu dönüşüm, Türkiye kömür sektöründe kamu ağırlıklı bir yapıdan özel firmaların kömür işletmeciliği yaptığı bir endüstriye doğru geçişi işaret etmektedir.

Geçiş süreci doğru yönetilememiştir.

Bu süreçte, kamu, kömür işletmeciliğinden vazgeçmiştir. Ancak, kamunun yerine konulan özel firmalar, kömür madencilikliği gibi özel bir alanda maalesef başarılı olamamışlardır.

Kömür endüstrisinde “kurumsal kültür”, diğer pek çok endüstriden farklı olarak son derece belirleyici bir unsur durumundadır. Kömür madencilikliği, uzun birikim ve deneyime, güçlü finansal yapıya sahip büyük ölçekli kuruluşları gerektirmektedir. Bu endüstrinin doğası; etkin, verimli ve güvenli madencilik faaliyetlerinin, uzun kurumsal geçmişe sahip kuruluşlar tarafından yapılabilmesi sonucunu doğurmaktadır. Bu gerçek, özellikle madencilik endüstrisi bakımından gelişmiş ülkelerde kolaylıkla izlenebilmektedir.

Kurumsal kültürün en fazla etkilediği alanlardan biri de iş sağlığı ve güvenliğine ilişkindir. Endüstrinin kaza istatistikleri incelendiğinde, köklü madencilik kuruluşlarında meydana gelen iş kazalarının endüstri ortalamalarının son derece altında seyrettiği görülmektedir. Bununla beraber, küçük ölçekli kurumsallaşmamış işletmelerde ya da taşeron denilen ve asıl işletmeci adına geçici iş yapan firmalarda ise ölüm ya da yaralanma ile sonuçlanan kazaların her yıl giderek arttığı görülmektedir.

Gerçekte, sorun hala orada durmaktadır. Ülkemizin pek çok yerinde, Soma Faciası'nın yaşandığı maden ocağından dahi çok daha kötü koşullardaki çok sayıda işletme çalışmaya devam etmekte ve her biri kendi facialarını beklemektedirler.

Bununla beraber, dönüşüm süreci devam etmektedir. Kömür sahalarının özel sektöre devri hızla sürmektedir. Muhte-

melen 2 yıl içerisinde ülkemiz kömür sektörü tamamen özel firmalar tarafından işletiliyor olacaktır. Dolayısıyla, gerekli önlemlerin hızla alınmaması durumunda, son yıllarda ardi ardına yaşadığımız facialara yenilerinin eklenmesi, hiç de şaşırtıcı olmayacaktır.

XV. Sektörde radikal değişim şart

Ülkemiz kömür endüstrisinin yakın tarihinde meydana gelen kazalardan bazılarını untabilmek mümkün değildir:

Ağustos 2003'de Erzurum-Aşkale'deki kömür ocağında 8, Kasım 2003'de Karaman-Ermenek'deki kömür ocağında 10, Eylül 2004'de Kastamonu-Küre'deki bakır ocağında 19, Nisan 2005'de Kütahya-Gediz'deki kömür ocağında 18, Haziran 2006'da Balıkesir-Dursunbey'deki kömür ocağında 17, Aralık 2009'da Bursa-Mustafakemalpaşa'daki kömür ocağında 19, Şubat 2010'da Balıkesir-Dursunbey'deki kömür ocağında 13, Mayıs 2010'da Zonguldak-Karadon'daki kömür ocağında 30, Şubat 2011'de Afşin-Elbistan'daki kömür açık ocağında 11 çalışan yaşamını yitirdi.

Ve şimdi de Soma.

Böylesi facialar, bırakınız gelişmiş ülkeleri, Dünyada hiçbir ülke için kabul edilebilir değildir ve olmamalıdır da.

Siyaset kurumu, kamu kurumları, özel sektör, üniversiteler, sendikalar, meslek kuruluşları. Ortaya çıkan bu tabloda tüm bu unsurların sorumluluğu bulunmaktadır. Ve bu tablonun değişmesi, tüm bu unsurların sorumluluk üstlenerek; nerede hata yaptıklarını düşünmeye ve doğru yönde değişmeye başlamalarıyla mümkün olacaktır.

Ankara/Haziran 2014

Not: Bu yazı, Dünya Gazetesi ve Enerji Günlüğü isimli internet sitesinde 30 Haziran–5 Temmuz 2014 tarihleri arasında yayımlanmıştır.

Kaynaklar:

¹ Enver Z. Karal, 1995. *Osmanlı Tarihi*, Cilt VI, 5. baskı, Ankara, Türk Tarih Kurumu, s. 244-245.

² Şerife Yorulmaz, 1998. Türkiye'de Kömürün Keşfi ve Kömür İşletme İmtiyazları (1829-1937). *Türkiye 11. Kömür Kongresi Bildiriler Kitabı*, 10-12 Haziran 1998, Bartın-Amasra, s. 283-298.

³ Mustafa Küçükayapalı, 1999. Osman Ağa Diye Biri. *Maden Mühendisleri Odası Madencilik Bülteni*, Nisan-Mayıs 1999, Sayı: 57.

⁴ 1921 yılına kadar yürürlükte kalan 1867 Nizamnamesi 13 yaşındaki erkek çocukların yeraltı işlerinde çalıştırılmasına izin veriyordu.

⁵ Donald Quataert, 2006. *Osmanlı İmparatorluğu'nda Madenciler ve Devlet: Zonguldak Kömür Havzası 1822-1920*. İstanbul, s. 255.

⁶ Ahmet Naim, 1934. *Zonguldak Havzası (Uzun Mehmet'ten Bugüne Kadar)*. İstanbul, s. 21-131.

⁷ Nejat Tamzok, (2008). Osmanlı İmparatorluğu'nun Son Döneminden Çok Partili Döneme Madencilik Politikaları, 1861-1948. *Ankara Üniversitesi SBF Dergisi*, LXIII/4, s. 179-204.

⁸ Türkiye'nin 2012 yılı toplam linyit üretimi 68 milyon ton düzeyindedir.

⁹ Bilsay Kuruç, 1993. *Belgelerle Türkiye İktisat Politikası, 2. Cilt, (1933 - 1935)*. Ankara Üniversitesi Siyasal Bilgiler Fakültesi Yayınları, No: 580, Ankara, s.599-602.

¹⁰ Etibank'ın kurulduğu dönemlerde 25 kadar linyit işletmesinin (Seyitömer, Tavşanlı, Değirmisaz, Soma, Ağaçlı, Çiftalan, Balkaya, Çeltek, Beyşehir, Çiçekdağ-Arabinköy, Nazilli, Söke, Gemerek, Uzunköprü, Göynük) özel firmalarca işletildiği ve bu bölgelerin dışında daha az rezervli 35 kadar linyit yatağının olduğu bilinmektedir.

¹¹ Murat Turan, 1983. Madencilüğümüzün Tarihsel Gelişimi. *Cumhuriyet Dönemi Türkiye Ansiklopedisi*, Ankara, s. 1332-1338.

¹² Nadir Avşaroğlu, 2008. *Marshall Planı, Amerikan Dış Kredileri ve Türkiye Madencilik Sektörüne Etkileri*. Basılma-

miş rapor, s. 38-39.

¹³ Behzat Firuz, İffet Yalabık ve Sevil Orpen. 1962. *Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu*. Ankara, s. 176.

¹⁴ Behzat Firuz, İffet Yalabık ve Sevil Orpen. 1962. *Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu*. Ankara, s. 102-103.

¹⁵ B. Firuz, A. Günver, İ. Yalabık, S. Calp, İ. Savaşkan, F. Tamzok, Ö. Ünver, H. Hazneci, D. Kolağasıoğlu, F. Akbal. eds. 1973. *Cumhuriyet'in 50. Yılında Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu*. Ankara, Çam Matbaa, s. 85.

¹⁶ Yeraltı madencilik yönteminin payı 1982 sonrasında da düşmeye devam eder ve 2004 yılında yüzde 3 düzeyine kadar geriler.

¹⁷ Behzat Firuz, İffet Yalabık ve Sevil Orpen. 1962. *Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu*. Ankara, s. 103.

¹⁸ Kömür üzerindeki örtü tabakasının kaldırılması işi.

¹⁹ Rodövans ya da hizmet alımları; dekapajda 1978, üretimde ise 1984 yılından itibaren başlayacaktır.

²⁰ Nadir Avşaroğlu, 2012. *Mühendislik Mimarlık Öyküleri V*. TMMOB, Ankara, s. 121-128.

²¹ Nejat Tamzok, 2011. "Kaza"nın Ardından: Afşin-Elbistan Linyit Havzası'nın Kısa ve Hazin Tarihi. *Cumhuriyet Enerji Dergisi*, Sayı:22, s. 10-11.

²² Turan Dünder, 1980. 2172 Sayılı Devletçe İşletilecek Madenler Hakkında Kanun ve Uygulamalar. *Türkiye 2. Kömür Kongresi Bildiriler Kitabı*, TMMOB Maden Mühendisleri Odası, s. 6.

²³ Murat Turan, 1983. Madencilüğümüzün Tarihsel Gelişimi. *Cumhuriyet Dönemi Türkiye Ansiklopedisi*, Ankara, s.1332-1338.

²⁴ Aynı tarihlerde, Soma B Termik Santrali'nin yanında; Seyitömer, Tunçbilek B, Yatağan, Yeniköy, Kemerköy, Afşin-Elbistan A, Çayırhan, Kangal ve Orhaneli gibi linyite dayalı büyük ölçekli termik santraller de planlanmış, yapımlarına başlanmış ve daha sonra devreye sokulmuşlardır. Bu şekilde, 1970 yılında yaklaşık 6 milyon ton olan linyit üretimi 1990'lı yıllarda 60 milyon tonların üzerine çıkmıştır.

²⁵ Rodövans sözleşmesinde, ruhsat sahibi olan madenci işletme iznini devretmekte ve bunun karşılığında rodövans bedeli denilen payı almaktadır.

²⁶ Üretimleri düşen TKİ'nin kömür sahalarında yaşamını yitirenlerin sayısı 2004-2013 dönemindeki on yılda sadece 5 olmuştur.

²⁷ Buradaki özel firma maliyetlerinin kamu kuruluşunun maliyetleriyle karşılaştırılmasında; bir taraftan özel firmadaki işçilik ücretlerinin kamuya göre oldukça düşük olduğu, diğer taraftan söz konusu ocaktaki ana hazırlıklar ile makine-ekipman ve teçhizat yatırımlarının kamu kuruluşu tarafından yapılarak firmaya devredildiği gözden uzak tutulmamalıdır.

²⁸ Nejat Tamzok, 2011. "Kaza"nın Ardından: Afşin-Elbistan Linyit Havzası'nın Kısa ve Hazin Tarihi. *Cumhuriyet Enerji Dergisi*, Sayı:22, s. 10-11.

²⁹ Şebnem Düzgün, 2014. *13 Mayıs 2014 Tarihli Soma Eynez Yeraltı Kömür Ocağında Meydana Gelen Facia İle İlgili Değerlendirmeler*. Basılmamış rapor, 23 Mayıs 2014, Ankara.

KUTU 8. Üç ülke üç "fitrat"

Dr. Nejat Tamzok

Geçtiğimiz hafta, ABD madencilik endüstrisinin 2014 yılına ait ölümlü kaza istatistikleri yayınlandı.

ABD Çalışma Bakanlığına bağlı Maden Güvenlik ve Sağlık İdaresi (MSHA) tarafından yayınlanan verilere göre; 2014 yılında ABD'deki maden ocaklarında meydana gelen kazalarda toplam 40 madenci yaşamını yitirdi.

Söz konusu rakam, ABD madencilik endüstrisinin tarihi boyunca bir yılda görülen en düşük can kaybına karşılık geliyor.

Bunların içerisinde 16'sı ise kömür endüstrisinde yaşanan kayıplar. Aynı şekilde, ABD kömür endüstrisinde de bugüne kadar görülen en düşük sayıda can kaybına 2014 yılında ulaşılmış oldu.

Bununla beraber, ABD Çalışma Bakanlığı durumdan hala memnun değil. Bakanlıktan yapılan açıklamada şöyle denilmekte: *“Maden kazaları önlenabilir kazalardır. 2014 yılında meydana gelen kazalar da böyledir. Bu kazalar, madencilerimizi korumak için daha fazla çalışmamız gerektiğini açık şekilde ortaya koymaktadır. Bu alandaki ilerleme ise madencilik endüstrisinin tüm taraflarının işbirliğini gerektirir.”*

Geçen hafta aynı konuda yayınlanan bir diğer rapor ise Avustralya madencilik sektörüne ait.

Avustralya Hükümeti'ne bağlı “Safe Work Australia” Ajansı tarafından yayınlanan verilere göre; bu ülkede 2014 yılında meydana gelen tüm iş kazalarında toplam 185 çalışan yaşamını yitirmiş.

Kayıpların sadece on beşi madencilik endüstrisine ait. Üstelik ABD'den farklı olarak Avustralya'da, petrol ve gaz üretim sektörleri de madencilik endüstrisinin içinde değerlendirilmekte.

Ancak, “sıfır kaza” peşindeki Avustralyalılar bu verilerden pek memnun değiller. Çünkü can kaybı rakamları 2008 yılından bu yana 10 kişiyi aşmamaktaydı.

Avustralya kömür endüstrisinin 2014 yılındaki can kaybı ise –henüz resmileşmemiş olmakla birlikte– 10 kişinin altındadır.

Gelelim Türkiye'ye...

Bu konuda 2014 yılına ait resmi istatistikleri bugünden bulabilmek son derece zor.

Bununla beraber, bir işçi sendikası tarafından yakın zamanda yapılan titiz bir çalışmada yer alan verilere göre; Türkiye'deki maden ocaklarında yaşamını yitirenlerin toplam sayısı 2014 yılında 370 olmuş.

Sadece kömür ocaklarında meydana gelen can kaybı ise 348.

Demek ki, ülkemiz kömür ocaklarında 2014 yılında yaşamını yitirenlerin sayısı ABD'den 22 kat ve Avustralya'dan ise en az 35 kat daha fazla.

Kömür endüstrisinde çalışanların yaklaşık sayısı ABD'de 90 bin, Avustralya'da 58 bin ve Türkiye'de ise 55 bin.

Demek ki, 2014 yılında ABD ve Avustralya'da her 10 bin kömür madencisi içerisinde yaşamını yitirenlerin sayısı 2'yi bulmamış.

Ancak, Türkiye kömür sektöründe çalışan her 10 bin kişiden 63'ü yaşamını yitirmiş.

2014 yılı yaklaşık kömür üretimleri ABD'de 1 milyar, Avustralya'da 450 milyon ve Türkiye'de ise 55 milyon ton seviyesinde.

Demek ki, 2014 yılında her 100 milyon ton kömür üretimi için ABD'de 1,6 ve Avustralya'da 2,2 kişi yaşamını yitirmiş.

Türkiye'de ise -100 milyon değil- sadece 10 milyon ton kömürün bedeli 59 can olmuş.

Sayılar, çıplak gerçeği yoruma gerek bırakmayacak şekilde ortaya koymakta.

Türkiye madencilik sektöründeki iş güvenliği karnesinin olumsuzluğu, bu iki ülkeyle karşılaştırıldığında çok daha çarpıcı bir şekilde ortaya çıkmakta.

Ancak, zannetmeyin ki diğer ülkelerle karşılaştırma yapıldığında daha iyi sonuçlar elde edilebilecek.

Maalesef, son yıllarda Türkiye, maden kazalarıyla sürekli Dünyanın gündemine gelmekte. Ülkemiz, madencilikteki iş güvenliği alanında en kötü Dünya rekorlarına her geçen yıl bir yenisini eklemekte. Dünya madencilik çevreleri, giderek daha fazla Türkiye'yi tartışmakta.

Türkiye'de ise madencilikten tamamen vazgeçmemiz gerektiğine kadar giden tartışmalar gündeme gelmekte.

Bununla beraber, ABD ve Avustralya'nın elde ettiği rakamlar, madencilik faaliyetlerinin "sıfır kaza" hedeflenerek yapılabileceğini açıkça göstermekte.

Öyleyse, Türkiye, iş güvenliği alanında bu ülkelerin elde ettiği standartlara nasıl ulaşabilecek? Elbette, öncelikle bu ülkelerle aramızdaki uçurumun nedenlerinin doğru belirlenmesi gerekecektir.

Tablonun değişmesi, öncelikle problemlerin doğru tespit edilmesi ve sonrasında Türkiye madencilik endüstrisindeki tüm unsurların sorumluluk üstlenerek; nerede hata yaptıklarını düşünmeye ve doğru yönde değişmeye başlamalarıyla mümkün olacaktır.

Bu yönde bir çabanın varlığından söz edebilir miyiz? Son derece zor!

Sorun hala ortada durmakta. Ülkemizin pek çok yerinde, Soma Faciası'nın yaşandığı maden ocağından dahi çok daha kötü koşullardaki çok sayıda işletme çalışmaya devam etmekte ve her biri kendi facialarını beklemekte.

Ankara/Ocak 2015

Not: Bu yazı, 8 Ocak 2015 tarihinde Enerji Günlüğü isimli internet sitesinde yayımlanmıştır.

KUTU 9. Ermenek Faciası ve Maden İşleri Genel Müdürlüğü

Dr. Nejat Tamzok

Türkiye, 2014 yılı Ekim ayının yirmi sekizinci günü öğle vakti saat on ikiyi çeyrek geçte yeni bir madencilik faciasıyla daha karşı karşıya kaldı.

Facia, bu defa Karaman ilinin Ermenek ilçesinde işletilmekte olan bir yeraltı kömür ocağında meydana geldi. On sekiz işçi, ocağı basan suyun altında kaldı.

Bu makale yazıldığı sırada kurtarma çalışmaları hala sürdürülmekte. Ama ümitler de giderek tükenmekte.

Bundan çok kısa bir süre önce 301 çalışanın yaşamını yitirdiği Soma faciası ile sarsılan Türkiye, bu yeni olay karşısında tam bir çaresizlik yaşamakta.

Neredeyse tüm ülke, kadere razı olmuş, sessizce beklemekte. Acaba yeni bir facia ne zaman ve nerede ortaya çıkacak?

Ve daha facianın üzerinden üç gün geçmeden Bartın ve Zonguldak'taki ocaklardan da peş peşe ölüm haberleri geldi. Amasra'daki kömür ocağında iki ve Zonguldak Kilimli'deki kömür ocağında bir işçi daha yaşamını yitirdi.

Soma ile Ermenek arasında geçen kısa zaman diliminde ise otuzun üzerinde maden işçisi hayatını kaybetmiş, toplu değil de birer ikişer gittikleri için kamuoyunda yankı bulamamışlardı.

Pek çok ülkenin kömür endüstrisinde ölümlü iş kazalarının sayısı hızla düşerken, ülkemiz kömür ocaklarında, neredeyse kitlesel denilebilecek ölümlerin ölü bir türlü alınmıyor.

Neden?

Acaba, ülkemiz kömür üretiminde son yıllarda hızlı bir artış mı söz konusu?

Hayır.

Taşkömürü üretimimiz beş yıl öncesine göre yüzde otuz dört oranında geriledi. 2013 yılında, Zonguldak ve Bartın illerini kapsayan Zonguldak Kömür Havzası'ndan yapılan taşkömürü üretimimiz son 72 yılın en düşük seviyesinde gerçekleşti. Taşkömürü üretimi, 2014 yılında muhtemelen daha da gerileyecek.

Linyit üretimimiz ise özellikle 2001 ekonomik krizi sonrasında bir artış yaşadı ve 2003 ile 2009 yılları arasında 46

milyon tondan 76 milyon ton düzeyine sıçradı. Ancak, bundan sonra tekrar bir gerileme eğilimine girdi. 2013 yılındaki linyit üretimi 60 milyon ton civarında oldu. Bu üretim düzeyi, beş yıl öncesine göre yaklaşık yüzde yirmi oranında bir gerilemeye karşılık gelmekte.

Özetle, toplam kömür üretimimiz 2000 yılındaki üretimle yaklaşık aynı düzeydedir ve 2008 yılına göre ise yaklaşık yüzde otuz daha düşüktür.

Ermenek olayına ilişkin yapılan tartışmalarda sıklıkla tam tersi dile getirilmesine karşın, aslında kömür üretimimiz artmıyor. Dolayısıyla, son yıllarda sayısı giderek artan faciaları kömürdeki üretim artışıyla açıklamak mümkün değil.

Öyleyse ne?

Kömür üretimimizde artış yönünde bir değişiklik yok. Ama endüstride ciddi bir yapısal dönüşüm söz konusu.

Endüstrinin kamu ağırlıklı bir yapıdan özel sektör ağırlıklı yapıya dönüşmesine yönelik özelleştirme/serbestleştirme faaliyetleri son yıllarda büyük bir hız kazanmış durumda.

Bu süreçte, bir taraftan işletme hakkı devirleri diğer taraftan redevans ya da hizmet alımı yöntemleriyle kömür üretimi giderek daha fazla oranlarda özel firmalar tarafından yapılmakta.

Bu sürecin en sorunlu alanlarından birini oluşturan redevans uygulaması Zonguldak Kömür Havzası'nda 2004 yılından itibaren başlatıldı. Havza'da yapılan kömür üretiminin tamamı bir kamu işletmesi olan Türkiye Taşkömürü Kurumu tarafından yapılırken, 2011 yılında redevans yöntemiyle kamu adına özel sektöre yaptırılan üretimin payı yüzde kırklar düzeyine kadar yükseldi. Benzer bir durum, bir diğer kamu işletmesi olan Türkiye Kömür İşletmeleri için de söz konusu. Kamu işletmelerinin üretim için yeni yatırım yapmasına ve yeni personel istihdamına izin verilmeyen bir ortamda, söz konusu kurumun kömür üretiminin yüzde otuzdan fazlası redevans ya da diğer yöntemlerle özel firmalara yaptırılmakta.

Dolayısıyla, ülkemiz kömür endüstrisi bir geçiş sürecini yaşamakta.

Ancak, geçiş süreci doğru yönetilememekte.

Kamu, kömür işletmeciliğinden vaz geçmekte, ancak kamunun yerine konulan firmalar ise kömür madenciliği gibi özel bir alanda başarılı olamamakta.

Bununla beraber, söz konusu başarısızlığın son derece belirgin ve anlaşılabilir nedenleri vardır.

Öncelikle, özelleştirme ya da redevans yöntemleriyle kömür sektörüne işletmeci olarak giren özel firmaların kurumsallaşma düzeyleri son derece zayıftır. Firmaların önemli bir kısmı, sermaye bakımından güçsüz, küçük aile kuruluşlarıdır. Kurumsal kültürlerinin ya hiç bulunmadığı ya da çok düşük düzeylerde olduğu bilinmektedir.

Ciddi ölçekte kömür üretimi gerçekleştirmeye kalkışan bu firmaların sermaye yapıları yetersizdir. Dolayısıyla; insan kaynağına, aramaya, araştırma-geliştirmeye, iş güvenliğine ve çevreye yatırımlar, bu firmalar tarafından son derece sınırlı ölçülerde yapılabilmektedir. Bu tür harcamalar, genellikle maliyet artırıcı unsurlar olarak görülmektedir.

Çoğu firmanın; mühendislik kalitesi, etüt-proje deneyimi ve yetenekleri gelişmiş değildir. Teknolojiye ve mekanizasyona yatırım yapmamaları ve kar artışlarını verimlilikte değil, sadece emek yoğun sistemlerde aramaları önemli bir sorundur.

Bununla beraber, kömür endüstrisinde "kurumsal kültür", diğer pek çok endüstriden farklı olarak son derece belirleyici bir unsur durumundadır. Kömür madenciliği; uzun birikim ve deneyime, güçlü finansal yapılara sahip büyük ölçekli kuruluşları gerektirmektedir. Bu endüstrinin doğası; etkin, verimli ve güvenli madencilik faaliyetlerinin, uzun kurumsal geçmişe sahip kuruluşlar tarafından yapılabilmesi sonucunu doğurmaktadır. Bu gerçek, özellikle madencilik endüstrisi bakımından gelişmiş ülkelerde kolaylıkla izlenebilmektedir.

Kurumsal kültürün en fazla etkilediği alanlardan biri de iş sağlığı ve güvenliğine ilişkindir. Endüstrinin kaza istatistikleri incelendiğinde, köklü madencilik kuruluşlarında meydana gelen iş kazalarının endüstri ortalamalarının son derece altında seyrettiği görülmektedir. Bununla beraber, küçük ölçekli kurumsallaşmamış işletmelerde ya da taşeron denilen

ve asil işletmeci adına geçici iş yapan firmalarda ise ölüm ya da yaralanma ile sonuçlanan kazaların her yıl giderek arttığı görülmektedir.

Maden kazalarına ilişkin sorumluluklar, kimlere ve hangi kurumlara ne ölçüde düşmektedir?

Alt işveren, üst işveren, Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı, eğitim kurumları, sendikalar, iş müfettişleri, teknik nezaretçiler, iş güvenliği uzmanları, mühendisler, işçiler...

Liste uzatılabilir.

Ama bir kurum var ki maden kazalarında en önemli sorumluluk ona düşmektedir: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. Daha doğrusu, bu bakanlığa bağlı Maden İşleri Genel Müdürlüğü.

Bunun aksi düşünülebilir mi?

Madencilik faaliyetlerinin her aşamasındaki sorumluluk, bu kuruluşa yasalarla verilmiştir.

Madencilik faaliyetlerini düzenleyen kanunun uygulanması ile görevlendirilmiş olan Maden İşleri Genel Müdürlüğü'nün görevleri arasında sayılan üç husus önemlidir:

- a) Madenlerin ülke yararına ve çevre/kaynak koruma ilkelerinin gözetilerek değerlendirilmesini sağlamak,
- b) Madencilik faaliyetlerinin iş güvenliği ve işçi sağlığı ilkelerine uygun yürütülmesini takip etmek,
- c) Madencilik politikalarına ilişkin esasları belirlemek.

Özetle, maden kaynaklarının ülke menfaatlerine en uygun şekilde ve en yüksek iş güvenliği standartlarında üretilmesinden sorumlu kamu kuruluşu Maden İşleri Genel Müdürlüğü'dür.

Maden İşleri Genel Müdürlüğü'nün, görev ve sorumluluklarını, toplumun ve yasaların kendisinden beklediği ölçülerde yerine getirip getirmediği ciddi olarak sorgulanmalıdır.

Bu kuruluşun, kurulduğundan bu yana, ülkemiz madencilik endüstrisi gibi son derece karmaşık ve dinamik bir alana cevap verebilecek ölçülerde yapılandırılmadığı, gerek yönetsel yapı gerekse çalışan kalitesi bakımından olması gereken düzeye getirilemediği, aslında bu endüstrinin içerisindeki kişiler tarafından son derece iyi bilinmektedir.

Geçici görevli olanlar da dahil toplam personel sayısı 375 olan söz konusu kuruluşun örgütlenme yapısı, neredeyse sadece madenlere ruhsat vermek üzerine kuruludur. Bu nedenle dosyalar arasında boğulmuştur. Örneğin, sevk fişinin ya da devlet hakkının takibi gibi, aslında Maliye Bakanlığı tarafından yapılması gereken bürokratik işlemlerle uğraşmaktadır.

Dolayısıyla, mevcut yapının, madencilik endüstrisini bir bütün olarak kavrayabilmesi, politika üretme, planlama, karar alma ve denetleme gibi hususlarda etkili olabilmesi mümkün değildir.

Madencilik endüstrisinde toplam ruhsat sayısının yirmi üç binin üzerinde ve sadece işletme izni olan ruhsat sayısının ise dokuz bin civarında olduğu, ayrıca, kamu kurum ve kuruluşlarına verilen hammadde üretim izni sayısının ise üç bine yakın olduğu dikkate alındığında, söz konusu kuruluşun mevcut personeli ile ciddi bir denetleme yapabilmesinin mümkün olamayacağı görülecektir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2013 yılı Faaliyet Raporu'nda; yıl boyunca her biri en az üç kişi olmak üzere 2.300 heyet oluşturulduğu ve bu heyetlerin yedi bine yakın sahayı denetledikleri ifadesi çarpıcıdır. Sadece bu rakamlar bile bu kuruluşun içinde bulunduğu sorunları görebilmek için yeterlidir.

Denetim için sürekli sahada dolaşan, ama yine de etkili bir denetime yetişemeyen bu kuruluşun; politika/strateji üretmeye, planlama yapmaya ya da endüstrinin sorunlarına çözüm aramaya zaman bulamayacağı ortadadır.

Bir diğer önemli husus da Maden İşleri Genel Müdürlüğü'nün çalışan kalitesidir.

Kendisine; madencilik endüstrisine ilişkin politika üretme, planlama, denetim gibi son derece önemli görev ve sorumlulukların yüklendiği bir kuruluşun bünyesinde çalışanların, bu sektörün en iyileri olması beklenmez mi? Madencilik endüstrisinin en iyi eğitilmiş, en birikimli ve donanımlı mühendislerinin, idarecilerinin, hukukçularının bu özellikli kuruluşta olması gerekmez mi?

Bunun böyle olmadığı, ülkemiz madencilik endüstrisi çalışanlarının bilgisi dahilindedir.

Öyleyse, bu kuruluştan, örneğin kömür havzalarındaki faciaları büyük ölçüde önleyecek olan havza planlamalarını yapabilmesi ya da cevherde kaynak kayıplarına yol açan plansız ve verimsiz işletmeciliğin önüne geçebilmesi beklenebilir mi? Tüm madenciler tarafından kendisine düzenli olarak sağlanmakta olan madencilik faaliyetlerine ilişkin bilgileri gelişmiş bir veri bankasında toplayarak, işletme projelerinde yararlanmak üzere endüstrinin erişimine sunabilmesi düşünülebilir mi?

Maden İşleri Genel Müdürlüğü'nün, bu yapısıyla; mühendislik, projecilik, işletmecilik, iş güvenliği ve benzeri konularda endüstriye yol göstericilik yapabilmesi, ya da kömür endüstrisindeki dönüşüm sürecini doğru yönetebilmesi mümkün olur mu?

Ülkemizin pek çok yerinde, Soma ya da Ermenek facialarının yaşandığı kömür ocaklarından dahi çok daha kötü koşullarda çok sayıda işletme çalışmaya devam etmekte ve her biri kendi facialarını beklemekte.

Bununla beraber, kömür endüstrisinde dönüşüm süreci de devam etmekte. Kömür sahalarının özel sektöre devri hızla sürmekte. Muhtemelen 2 yıl içerisinde ülkemiz kömür sektörü tamamen özel firmalar tarafından işletiliyor olacak. Dolayısıyla, gerekli önlemlerin hızla alınmaması durumunda, son yıllarda ardı ardına yaşadığımız facialara yenilerinin eklenmesi, hiç de şaşırtıcı olmayacak.

Maden İşleri Genel Müdürlüğü'nün, kendisinden beklenen sorumlulukları yerine getirebilmesi amacıyla yeniden tasarımlanarak çağdaş bir yapıya kavuşturulması, faciaları önleme yolunda atılacak adımların en önemlilerinden biri olacaktır.

Ankara, Kasım 2014

Bu yazı, 5 Kasım 2014 tarihinde Enerji Günlüğü isimli internet sitesinde yayımlanmıştır.

Kaynakça

1. BP (British Petroleum), 2015. *Statistical Review of World Energy*, June 2015.
2. EIA (United States Energy Information Administration), 2013, *International Energy Outlook 2013*, Washington.
3. EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu), 2016, *Elektrik Piyasası Lisansları*, EPDK Web Sitesi: <<http://www3.epdk.org.tr/index.php/elektrik-piyasasi/lisans>>, son erişim tarihi: 22 Ocak 2016.
4. ETKB/EİGM (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı/Enerji İşleri Genel Müdürlüğü), 2016a, *2014 Yılı Genel Enerji Dengesi – Orijinal Birimler*, ETKB/EİGM Web Sitesi: <<http://www.eigm.gov.tr/tr-TR/Denge-Tablolari/Denge-Tablolari>>, son erişim tarihi: 15 Ocak 2016.
5. ETKB/EİGM (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı/Enerji İşleri Genel Müdürlüğü), 2016b, *2014 Yılı Genel Enerji Dengesi – Bin TEP*, ETKB/EİGM Web Sitesi: <<http://www.eigm.gov.tr/tr-TR/Denge-Tablolari/Denge-Tablolari>>, son erişim tarihi: 15 Ocak 2016.
6. EÜAŞ (Elektrik Üretim Anonim Şirketi), 2015, *Yıllık Rapor 2014*, Ankara.
7. Federal Institute for Geosciences and Natural Resources, 2009, *Reserves, Resources and Availability of Energy Resources 2010*, Hanover.
8. IEA (International Energy Agency), 2014a, *Key World Energy Statistics 2014*, Paris.
9. IEA (International Energy Agency), 2014b, *Coal Information 2014*, Paris.
10. IEA (International Energy Agency), 2015a, *Key World Energy Statistics 2015*, Paris.
11. IEA (International Energy Agency), 2015b, *Energy Balances of OECD Countries 2015*, Paris.
12. IEA (International Energy Agency), 2015c, *Energy Balances of non-OECD Countries 2015*, Paris.
13. IEA (International Energy Agency), 2015d, *World Energy Outlook 2015*, Paris.
14. IEA (International Energy Agency), 2015e, *CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2015*, Paris.
15. IEA (International Energy Agency), 2015f, *Coal Information 2015*, Paris.
16. IEA (International Energy Agency), 2015g, *Electricity Information 2015*, Paris.
17. IEA (International Energy Agency), 2015h, *Energy Prices and Taxes - Quarterly Statistics - Third Quarter 2015*, Paris.
18. MTA (Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü), 2015, *MTA 2014 Yılı Faaliyet Raporu*, Ankara.
19. Tamzok, N, 2011, *Kömürün Geleceği*, TMMOB 8. Enerji Sempozyumu Bildiriler Kitabı, 2. Cilt, İstanbul, 17-19 Kasım 2011, s. 247-292.

20. TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi), 2016a, *Yük Tevzii Raporları: Türkiye Elektrik Enerjisi - Kuruluş ve Yakıt Cinslerine Göre Kurulu Güç*, TEİAŞ Web Sitesi: <<http://www.teias.gov.tr/>>, son erişim tarihi: 19 Ocak 2016.
21. TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi), 2016b, *Türkiye Elektrik Üretimi Günlük Rapor – 31 Aralık 2015*, TEİAŞ Web Sitesi: <<http://www.teias.gov.tr/>>, son erişim tarihi: 19 Ocak 2016.
22. TKİ (Türkiye Kömür İşletmeleri), 2015, *TKİ 2014 Yılı Faaliyet Raporu*, Ankara.
23. TKİ (Türkiye Kömür İşletmeleri), 2015, *Kömür (Linyit) Sektör Raporu - 2014*, Ankara, Mayıs 2015.
24. TTK (Türkiye Taşkömürü Kurumu), 2015, *Taşkömürü Sektör Raporu 2014*, Mayıs 2015.
25. TTK (Türkiye Taşkömürü Kurumu), 2015, *TTK İstatistik Yıllığı 2014*, TTK Web Sitesi: <<http://www.taskomuru.gov.tr/>>. son erişim tarihi: 27 Mayıs 2015.
26. TÜİK (Türkiye İstatistik Kurumu), 2016, *Kömür Dış Ticaret İstatistikleri*, <<http://www.tuik.gov.tr/>>. Erişim tarihi: 19 Ocak 2016.
27. WCA (World Coal Association), 2014, *Coal Facts 2014*, <<http://www.worldcoal.org/>>, son erişim tarihi: Mayıs 2015.
28. WEC (World Energy Council), 2013, *World Energy Resources – 2013 Survey*, London.
29. YPK (Yüksek Planlama Kurulu), 2009, *Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi*, Mayıs 2009.

6. NÜKLEER SANTRAL PROJELERİ

Dr. Benan Başoğlu
Nükleer Y. Mühendisi

6.1 Ülkemizde Yapılması Planlanan ve Uluslararası Anlaşmaları Yapılan Projeler

6.1.1 Akkuyu Nükleer Santrali

Rusya Federasyonu Hükümeti ile Türkiye Cumhuriyeti Hükümeti Arasında Türkiye Cumhuriyeti'nde 'Akkuyu Sahası'nda Bir Nükleer Güç Santralin Tesisine ve İşletimine Dair İşbirliği Anlaşması, 12.05.2010 tarihinde imzalanmıştır. "Hükümetlerarası Anlaşma'nın Uygun Bulunduğuna Dair Kanun" da, 21.07.2010 tarih 27648 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. 2011 Mayıs ayında nükleer güç santralının inşası için ayrılan saha, AKKUYU NGS ELEKTRİK ÜRETİM A.Ş.'ye bedelsiz olarak tahsis edilmiştir. Anlaşmada santralde üretilecek elektriğin yüzde 50'sinin, 15 yıl boyunca TETAŞ tarafından KDV hariç 12,35 ABD senti/kWh ortalama fiyattan satın alınması hükmü de yer almaktadır.

Hazırlık çalışmaları ve inşaat aşaması 2010 yılından 2023 yılına kadar süren dönemi kapsamaktadır. Birinci güç ünitesinin işletmeye alınması, 2020 yılında olacak şekilde planlanmıştır. Mersin ilinin Gülnar ilçesinde bulunan Büyükeceli Kasabasının Akkuyu mevkiinde inşa edilecek olan nükleer enerji santrali inşasının tamamlanması halinde Türkiye'nin ilk nükleer enerji santrali olacaktır.

Akkuyu NGS, 4 üniteden oluşmaktadır. Her bir ünitenin gücü 1200 MWe olacaktır. Projenin teknik referans santrali, Rusya'da inşaatı devam eden AES-2006 projeli Novovoronejskaya-2 Nükleer Santrali'dir. İşletme ömrü 60 yıl olacaktır. Yaklaşık maliyeti 20 milyar dolardır.

6.1.2 Sinop Nükleer Santrali

Sinop Nükleer Santrali (Sinop NS), **Sinop** ili İnceburun Yarımadası'nın deniz kenarında kurulması planlanan, Türkiye'nin **Akkuyu Nükleer Enerji Santrali**'nden sonra projelendirilen ikinci nükleer santralidir.

Sinop NGS, 4 üniteden oluşmaktadır. Her bir ünitenin gücü 1120 MW dır. Reaktör tipi ATMEA-1 olup, işletme ömrü 60 yıl olacaktır. Japonya ile imzalanan devletlerarası anlaşma sonucunda santralin 22 milyar dolarlık bir yatırım olarak, 2017 yılında inşasına başlanması kararlaştırılmıştır. Anlaşma uyarınca, santrali işletecek konsorsiyum Japonya, Fransa ve Türkiye'den oluşacak; Türkiye'den kamu adına Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) % 49, iki Japon şirketi toplam % 30 ve Fransız ortak %

21 hisse sahibi olacaklardır. Uluslararası anlaşmaya göre devlet, Sinop NS'ndan elde edilecek elektrik enerjisinin tamamını 20 yıl boyunca kilovat saati yakıt hariç 10,83 sent bedelle almayı garanti etmektedir.

6.2 Türkiye'deki Nükleer Enerji Santral Projeleri Üzerine Notlar, Gözlemler ve Yanıt Bekleyen Sorular

Türkiye'nin nükleer enerji santrali (NES) projeleri ile ilgili olarak; aşağıda anlatılan notları düşmenin, gözlemleri paylaşmanın ve yanıtlanmasını beklediğimiz bir dizi soru yöneltmenin; anlamlı, önemli ve kayda değer bir çaba olduğu düşüncesindeyiz.

6.2.1 Nükleer Elektrik Santralleri, Salt Bir Elektrik Santrali midir?

Bir ülkede ilk kez yapılacak olan nükleer santral projelerine, salt "bir elektrik santral projesi" gözüyle bakılmaması gerekmektedir. Bir ülkenin ilk nükleer santral projeleri, elektrik üretim tesisi inşası projesinden çok daha ayrıntılı, kapsamlı, iyi planlanmış ve tasarlanmış; altyapı geliştirme projeleri olarak ele alınmalıdır. Bu tür yatırımlar, altyapı geliştirmeye yönelik birçok projeyi içerdiğinden, "Nükleer Enerji Programı" olarak adlandırılır ve çok kapsamlıdır.

Nükleer enerji programlarını başarılı bir şekilde yürütmekte olan ülkelerden elde edilen tecrübeler ışığında; nükleer santral projelerinin etkin bir şekilde planlanabilmesi, lisanslanabilmesi, inşası ve işletilebilmesi için; önem taşıyan ve ekte listelenen **19 altyapı alanı** [1] bulunduğu belirlenmiştir. Oysa ilk kez nükleer santral inşa etmek isteyen ülkelerde, bu altyapı bileşenlerinden birçoğu bulunmamaktadır. Mevcut olmayan veya yetersiz bulunan altyapı bileşenlerinden ötürü, ilk nükleer santral projeleri "özel sektör" için oldukça riskli projelerdir. Yetersiz altyapı bileşenlerinin projelerde gecikmelere ve maliyet artışlarına neden olması ve daha önceden öngörülemeyen sayısız proje risklerini tetiklemesi ve oluşturması, neredeyse kaçınılmazdır. Dolayısıyla, ilk nükleer santral projeleri, genellikle kamu projesi olarak kamu kuruluşları eliyle gerçekleştirilir ve bu projelerle beraber ülkenin nükleer enerji altyapısı da tesis edilir.

Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı, nükleer enerjiye ilk kez yönelmekte olan ülkelere, "Kilometre Taşı" yaklaşımı adını verdiği bir yöntemi tavsiye etmektedir. Bu yöntem gereği, nükleer enerjinin bir ülkeye girişi sırasında üç fazlı bir altyapı geliştirme çalışmasının yapılması gerekmektedir.

Birinci fazda (Faz 1), 19 altyapı bileşeni ile ilgili kıyaslama, mevcut durum değerlendirilmesi ve eksiklik analizi gerçekleştirilmekte, eksiklikler projelendirilmekte ve program bütçesi hükümet onayına sunulmaktadır.

İkinci fazda (Faz 2), onaylanmış program bütçesi kullanılarak, birinci fazda saptanan eksikliklerin tamamlanmasına yönelik altyapı projeleri gerçekleştirilmektedir.

Nükleer santral inşasına başlanması ise ancak üçüncü fazda (Faz 3) olmaktadır.

Rusya Federasyonu (RF), ülkemizde nükleer enerjiye yönelik sağlıklı bir altyapı olmadığını bildiği halde, Türkiye'deki ilk nükleer santralin inşa edilmesi, santral sahipliği ve işletilmesi işine girişmiş bulunmaktadır. Ticari ve proje risklerinin ciddiye alınmaması ve önemsenmemesi, Akkuyu projesinin,

RF için ticari yatırımdan çok stratejik bir önem taşıdığına işaret etmektedir. RF'nin, altyapı eksiklikleri olan bir ülkede, bütün proje risklerini adeta göz ardı ederek, ilk nükleer santral projesine talip olması, Türkiye'deki kamu yönetiminde nükleer çalışmalar ile ilgili temelsiz bir özgüven oluşturmuş ve altyapı ile ilgili çalışmalara yeterince önem verilmemiştir.

Altyapı ile ilgili sorun öbekleri aşağıda özetlenmeye çalışılmıştır.

6.2.2 Stratejik Yaklaşım Yoksunluğu

Türkiye, RF'ye doğal gaz, petrol ve taş kömürü temini açısından, büyük oranda bağımlı bulunmaktadır. Genel olarak doğal gazı, özel olarak RF'den ithal edilen doğal gazı bağımlılığı azaltacağı öne sürülen nükleer enerjideki lisanslı tek sahasının; RF'nin bir kamu şirketine, bir dizi ayrıcalıkla, altın tepsi içinde sunulmasının, enerji yönetiminde olması gereken akılcılık ve mantık yönünden, hiçbir açıklanabilir tarafı bulunmamaktadır. Türkiye'nin Akkuyu'da muhatap aldığı kuruluşun, bir RF kamu şirketi olması, RF tarafının, Akkuyu Projesini, salt ticari açıdan bakmanın ötesinde, RF devletinin stratejik hedefleri açısından da değerlendirebileceğini düşündürmektedir. Uluslararası alanda enerjiyi “dış politika silahı” olarak kullandığı bilinen RF'ye, hükümetler arası ikili anlaşma ile Akkuyu Projesinin nerede ise kayıtsız-şartsız teslim edilmesinin büyük bir stratejik hata olduğu aşikârdır. Akkuyu nükleer santralının Rus Devleti sahipliğinde yapılmasının ne kadar hatalı olduğu, Rus askeri uçağının düşürülmesinin ardından iki ülke arasında karşılıklı yaşanan restleşmeler sonrasında, daha da net bir şekilde ortaya çıkmıştır.

Yüzölçümünün yaklaşık % 42'si, 81 ilinin 55'i, sanayinin ve barajların büyük kısmı birinci derece deprem bölgesinde bulunan ülkemiz, dünyadaki önemli deprem ülkeleri arasında gösterilmektedir. Türkiye gibi ülkelerde, uygun sahaların sayısının oldukça az olması nedeniyle nükleer santral sahası bulmak zordur. Diğer yandan, deprem ülkelerinde bu sahaların geliştirilmesi de nispeten daha pahalıdır. Bu durum, Türkiye gibi ülkelerdeki nükleer santral yapımına uygun sahaları stratejik açıdan çok daha önemli hale getirmektedir. Stratejik açıdan önem taşıyan bir sahayı, enerji kaynakları açısından bağımlı bulunan başka bir devletin kontrolüne bırakmak, bu nitelikteki nadir sahaları stratejik açıdan iyi değerlendirememek anlamına gelmektedir. Bu uygulama ile, uzun vadede, öyle bir tercih yapılması halinde, yerli nükleer santral programının geliştirilmesinde kullanılabilecek bir saha, enerji açısından bağımlı bulunan başka bir ülkeye, en az 50-60 yıl süreyle tahsis edilmektedir.

Sahip oldukları 500 MW kapasiteli bir doğal gaz santralının yanı sıra, yeni santraller satın alarak elektrik sektöründe daha faal olmayı öngören RF, Akkuyu NES projesiyle tesis edilecek 4.800 MWe'lık kurulu güç ve elektrik üretim sektöründe faal olmayı öngören RF şirketleri eliyle, uzun vadede Türkiye'deki elektrik fiyatlarını etkileme ve yönlendirme imkânını da elde etmiş olacaktır. Yabancı bir devlete, hem doğal gaz açısından hem de nükleer enerji açısından bağımlı olunması ve hem de elektrik fiyatlarını; doğal gaz fiyatları ve nükleer elektrik üretimiyle etkileme olanağının verilmesi, siyasal iktidarın, iddia ettiğinin aksine, enerjide hiçbir “stratejik derinliği” olmadığını ortaya koymaktadır.

6.2.2.1 Nükleer Enerjinin Geliştirilmesinde Strateji Yoksunluğu

Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı'nın, nükleer enerjiye girmek isteyen ülkeler için tavsiye ettiği Kilometre Taşı yaklaşımında “Faz 1” diye ifade ettiği faaliyetler (altyapı ile ilgili bir kıyaslama, mevcut durum değerlendirmesi ve eksiklik analizi, eksikliklerin projelendirilmesi ve altyapı eksiklik

projelerinin tek bir program altında bütünleştirilmesi, program bütçesinin hükümetin onayına sunulması vb. çalışmalar) **gerçekleştirilmemiştir**. Hali hazırda, ülkemizin "Faz 2" aşamasının sonlarında ve inşaata başlamaya hazır halde olduğu varsayılmaktadır. Oysa Türkiye'nin nükleer enerji altyapısının geliştirilmesine yönelik bütünleşmiş bir programı, planı ve bu programa yönelik hükümet onayından geçmiş bir altyapı geliştirme bütçesi bulunmamaktadır. Siyasi iktidarın nükleer enerji alanındaki çalışmaları, "kervan yolda düzülür" gibi bilim ve teknik dışı bir yaklaşım ile yürütülmektedir. Altyapı ile ilgili mevcut stratejik yetersizlik, önümüzdeki günlerde gündemdeki NES projelerinde büyük sıkıntıların ortaya çıkmasına sebep olacaktır. Hatta bu sıkıntılar daha santral inşasına başlanmadığı bu günlerde bile gündeme gelmeye başlamıştır. ÇED süreci tamamlanmadan, adeta yangından mal kaçırmışçasına yapılan inşaat çalışmaları, deniz yapıları temel atma törenleri vb. yanlış uygulamalar, ileride daha başka sorunlara da neden olabilecektir.

6.2.2.2 Bu Acele Niye?

Nükleer enerji ve NES yatırımlarının gerçekleştirilmesi konularında faaliyet gösteren kuruluşların yönetim kademelerine, yeterli etüt ve çalışma yapmadan, aceleci şekilde hareket etme, hızlı ve çabuk sonuç alınan yöntemleri tercih etme ve bu yönde geri dönüşü olmayan adımlar atma anlayışının egemen olduğu gözlemlenmektedir. Oysa nükleer enerji, altyapının çok önemli olduğu, yavaş, bilinçli ve planlı adımların atılması gereken bir alandır. Bu alanda, "en büyük hataların başta yapıldığı" bilinmektedir. Nükleerde hızlı ve kestirme adımlar, teknolojinin doğası gereği riskli kabul edilmektedir. Örneğin, Rusya ile karşılıklı yaşanan son olaylar, nükleer santrallerde dünyada Türkiye tarafından ilk kez denenilen yabancı sahipliğinin ne kadar yanlış olabileceğini ortaya çıkartmıştır. Üzerinde detaylı bir şekilde düşünülmeden, çalışılmadan acele bir şekilde atılan adımlar, ileride telafisi olmayan olumsuz sonuçlara yol açacaktır.

6.2.3 Çalışmaların İçerik ve Yöntemindeki Sorunlar

Nükleer enerji faaliyetlerine katılan bütün kurum ve kuruluşlarda, doğru bir "liderlik ve güvenlik kültürü" temeline dayalı etkin ve işlevsel bir yönetim anlayışı, işleyişi ve sisteminin oluşturulması gerekmektedir. Oysa bugün nükleer enerji faaliyetlerine katılan kurum ve kuruluşların birçoğunda, en temel anlamda ISO 9001 gibi yaygın kalite yönetim sistemleri bile bulunmamaktadır. Liyakate dikkat edilmezken, bilgili ve deneyimli uzman kadrolar işlevsizleştirilirken, insan kaynaklarının yeni mezun gençlerden veya uzmanlık alanları enerji olmayan sektör dışından atanan kişilerden oluşturulduğu gözlenmektedir.

Normalde, nükleer santral yapmak isteyen ülkelerin, ilk atması gereken adımlardan bir tanesi, dünyadaki mevcut reaktör teknolojileri üzerine bir "teknoloji değerlendirmesi" gerçekleştirmektir. Bu amaçla nükleer santral tedarikçilerine soru formları gönderilip, tedarikçilerden alınacak yanıtlara göre, ülke için en iyi olacak reaktör teknolojilerinin belirlenmesi ve ihale süreci öncesinde, şartnameler ve sözleşme görüşmelerine esas metinlerin, bu bilgiler ışığında hazırlanması gerekmektedir. Önemli hususlardan bir tanesi, nükleer santral kurmayı öngören ülkenin, çalışmaların daha ilk aşamalarda, kuracağı reaktörler için "ülke gerekleri ve şartnameleri" belgesinin hazırlanmasıdır. Bu belge, santral sahası ile ilgili bilgiler, lisanslama otoritesinin gerekleri, işletici kuruluşun talepleri ve yeni teknoloji ile ilgili hususlardan oluşmakta, ülkede kurulması istenen santralin sahip olması gereken özellikler listelenmektedir. Bunun için, EPRI [2], EUR [3] gibi santral işleten kuruluşların oluşturduğu birliklerin hazırladığı gereklerden ve şartnamelerden faydalanılması tavsiye edilmektedir. Türkiye'de böyle bir belge hazırlanmadığı gibi, nükleer santrallerin 4-5 sayfalık kısa anlaşmalar ile yaptırılmaya çalışılması,

nükleer enerji işinin siyasi iktidar, ETKB ve ilgili diğer kurumlar tarafından, ne kadar basite indirildiğini ve ne kadar gayr-i ciddi bir şekilde ele alındığını açıkça göstermektedir.

Ülkemizde son nükleer santral çalışmalarında herhangi bir ihale süreci söz konusu olmamıştır. Bir rekabet ortamında karar verilmediğinden dolayı, santraller için fiyat olarak; en ekonomik alternatifin, en yüksek, en güvenli teknolojinin ve yerlileştirmeye en uygun tasarımın seçilip seçilmediği kafalarda hep soru işareti olarak kalacak ve bugüne değin yanıtlanmamış olan bu hususlar, sürekli olarak sorgulanacaktır. Türkiye’de nükleer santral inşa etme “modeli”nin, yabancı santral sahipliğine dayanması ve tüm sorumluluk ve karar verme erkinin yatırımcı yabancı şirkete devredilmesi nedeniyle; inşa edilecek santrallerin nükleer ada, türbin jeneratör, elektrik sistemleri, ölçü-kontrol, nükleer güvenlik, kimyasal sistemler, inşaat işleri gibi alt konu başlıklarında ve bu başlıklarla ihale değerlendirmeleri, sözleşme görüşmeleri, tasarım onayları vb. çoğaltılabilecek birçok noktada, ilgili yerli uzman gruplarının değerlendirmelerini içermeyecektir. Rusya’dan nükleer santral satın almış ve zorunlu ön çalışmaları yapmış olan, Finlandiya ve Çin gibi ülkelerin, tesis tasarımlarına güvenle ilgili sebeplerden ötürü müdahale ettiği ve tasarımlarda değişiklik talep ettiği bilinmektedir. Oysa Türkiye’nin izlediği yanlış yöntemle, yatırımcı taraf ne yaparsa kabul edilmesi ile sonuçlanacak, lisanslama dışındaki mühendislik süreçlerinden hiç birisi Türk tarafının kontrolünde bulunmayacaktır. Diğer yandan, lisanslama sürecinde de yabancı danışmanların etkin olması söz konusudur.

6.2.4 Nükleer Güvenlikle İlgili Yanıt Bekleyen Sorular

Akkuyu nükleer santral sahiplik modeli nedeniyle, santralin ömrü boyunca, Türkiye’nin nükleer güvenliğinin Rus şirketinin/devletinin eline bırakılması ve kendi nükleer güvenliği ile ilgili Rus tarafına isteklerde bulunmak zorunda kalması/kalacak olması kabul edilebilir mi?

Lisanslama otoritesinin karşısında bir özel sektör şirketinden çok, özellikle doğal gaz açısından, birincil düzeyde bağımlı bulunulan RF bulunmaktadır. Doğal gaz açısından bağımlı olunan bir devletin sahip olduğu nükleer santrale, Türkiye’nin nükleer lisanslama kuruluşunun nükleer güvenlikle ilgili lisans yaptırımlarında bulunması zor olmayacak mıdır? Lisans sahibinin enerjide bağımlı olduğumuz bir devlet olması, nükleer lisanslama ve denetlemenin sağlıklı bir şekilde yürütülmesini zorlaştırmayacak mıdır?

“Milli enerji”, “dışa bağımlılığı azaltacak” gibi yanlış olan ve seçim propagandasını andıran reklam temaları, siyasi iktidarın temsilcilerince sık sık tekrarlanan 2023 nükleer santral hedefleri; lisanslama otoritesi personelinin, inşaat ve işletme lisansı değerlendirmeleri sırasında nükleer güvenlikle ilgili bilimsel ve teknik kaygılarını özgürce dile getirmelerine engel olmayacak mıdır?

Nükleer santral programına katılan kuruluşların birçoğunda, tecrübeli nükleer güvenlik uzmanlarının bulunmadığı görülmektedir. Ayrıca nükleer güvenlikle ilgili kaygılarını dile getirenlerin dışlandığı da belirlenmiştir. “Nükleer güvenlik” gibi yaşamsal öneme sahip bir uzmanlık alanına, projeleri “engellemeye” çalışan bir olgu olarak bakılması, çok sakıncalı ve ülke güvenliği açısından yanlış bir anlayış ve uygulama değil midir?

Nükleer santralin hem sahibi hem de tedarikçisi RF olduğundan, nükleer santral yatırımlarında, santral sahibi tarafından gerçekleştirilmesi gereken “tasarımın gözden geçirilmesini” de Rus tarafı kendi içinde gerçekleştirecektir. Tasarımın, bağımsız yerli uzmanlarca gözden geçirilmesi söz konusu

olmayacağından, lisanslama kuruluşu personelinin üzerine bu açıdan da çok büyük yük binecektir. Diğer yandan, “tasarımın gözden geçirilmesinin”, Türkiye lisanslama otoritesinin görevi olmamasının yanı sıra, bu kuruluşun, bu konuda tecrübesi bulunmadığı da bilinmektedir. Örneğin Finlandiya’da son inşa edilmekte olan EPR reaktörü için (Olkiluoto 3) Fin lisanslama otoritesinin (STUK) “tasarım gözden geçirme” çalışmasını yapması gerekmiştir. Yapımcı şirket AREVA, STUK’un bunu 7 ayda tamamlayabileceğini öngörmüş; fakat STUK’un bunu tamamlaması tam 20 ay sürmüştür. Bu proje’nin hâlihazırda 8 yıla yakın gecikeceği, maliyetinin de yaklaşık bir buçuk kat artacağı tahmin edilmektedir [4].

RF’ye daha önce nükleer santral siparişi vermiş Finlandiya ve Çin gibi ülkeler, satın aldıkları tasarıma büyük ölçüde müdahale etmiştir. Örneğin Finlandiya, 1977’lerde inşa ettiği iki adet VVER440 model (Loviisa 1 ve 2) nükleer santral ünitesini satın alırken, tasarımı Finlandiya gereklerine uydurabilmek amacıyla reaktördeki bazı Rus teknolojilerini Westinghouse ve Siemens tasarımları ile değiştirmiş, sonuçta, ortaya espri olsun diye “Eastinghouse” tasarımı olarak adlandırılan Sovyet-Batı tasarımı karışımı yepyeni bir model çıkmıştır [5]. Aynı şekilde Çin, Rusya’dan Tianwan nükleer santralini satın alırken, bazı Rus teknolojilerini istememiş, santralin kontrol odası, güvenlik, koruma sistemleri tasarımını Siemens liderliğindeki uluslararası bir konsorsiyuma yaptırmıştır [6]. Türkiye, santrali satın almadığı ve santralin ömrü boyunca sahibi RF olacağından, böyle müdahaleler yapması da mümkün olamayacaktır.

Rus şirketin basına yaptığı açıklamalarda, kurulacak tesisin 9 şiddetindeki depreme dayanıklı olacağı temasının sürekli olarak işlenmekte olduğu görülmektedir. Diğer yandan, standart VVER1200 tasarımının 0,25 g (maksimum yer ivmesi) değerine göre hazırlanmış olduğu bilinmektedir [7]. Bazı tanınmış deprem uzmanları tarafından Akkuyu sahası için tasarım g-değerinin 0,4 g olabileceği açıklanmıştır. 0,3 g’nin üzerinde yer ivmesi tasarımıyla, nükleer santral yapma tecrübesine dünyada sadece Japon’ların sahip bulunduğu da ifade edilmektedir. Bu durumda, VVER1200 için tasarımın 0,4 g değerine göre yeniden yapılması, güvenlikle ilgili sistem ve bileşenlerin, bu düzeydeki yer ivmesi deprem şartlarına dayanımı sağlayacak özelliklerin planlanması, tasarlanması ve uygulanması zorunlu değil midir? Deprem tasarımı açısından bu vasıfta bir deneyimi bulunmayan RF tarafının, 0,4 g civarı yer ivmesi için tasarımı sağlıklı bir şekilde nasıl gerçekleştireceği, Türk tarafınca da bu tasarımların nasıl denetlenip onaylanacağı belirli midir? Deprem esnasında hasar gören bir santral yapısındaki/bileşenindeki hasarın, santralin diğer bileşenleri üzerindeki olası etkilerini saptamaya yönelik herhangi bir çalışma yapılmış mıdır? Tesis inşaatı için en önemli ölçüt olmayan, deprem şiddeti ölçütü sürekli gündemde tutulurken, deprem tasarımı açısından hayati önemi olan g-değeri (maksimum yer ivmesi) neden gündeme getirilmemekte, neden dikkate alınmamaktadır?

6.2.4.1 Yakıt Çevrimi

VVER-1200 reaktörlere dünyada sadece Rus TVEL şirketi yakıt sağlayabilmektedir. Bu da yakıt kaynağında çeşitlilik amacı ile uyumsuzdur ve Rusya’ya, ilave bir bağımlılık getirecektir. Örneğin 2007 yılından itibaren 3 Baltık ülkesi, İgnalina sahasına yakın bir konuma yeni bir nükleer santral yapmaya karar vermiştir. Bu sahada geçtiğimiz yıllarda Rus yapımı RBMK türü eski bir reaktör modeli bulunmakta idi. Litvanya, yeni inşa edilecek nükleer santrali Ruslardan almak istememiş, sebep olarak da Rus reaktörlerinin yakıtının sadece tek bir firma tarafından (TVEL) sağlanabiliyor olmasını ve bu durumun da Litvanya’nın milli politikasında yer alan “yakıt kaynaklarının çeşitlendirilmesi” ilkesine aykırı olmasını göstermiştir [8].

Rus tarafı yakıt teknolojisini çok iyi saklamıştır. Hatta ortak bir tarihi olan yakın komşusu Ukrayna'ya 19 adet Rus yapımı nükleer reaktör kurmuş olmasına karşın, yakıt teknolojisini sağlamamıştır. Ukrayna, Rusya'nın tepkilerini göğüsleyerek, bağımlılığı kırmak için Westinghouse ile ortak yakıt imalat çalışmaları yapmak zorunda kalmıştır [9].

6.2.4.2 Emniyet

ABD gibi bazı ülkeler, kendi ülkelerinde yabancılara nükleer santral lisansı verilmesini yasaklamıştır [10]. Bunun sebebi, nükleer santrallerin normal işletmesi sırasında tonlarca yüksek seviyeli nükleer radyoaktif madde içermesidir. Bu tehlikeli maddelerin ülke sınırları içinde **yabancı bir ülkenin** denetiminde olması, tesisin bulunduğu konumda bir ulusal güvenlik açığının doğmasına neden olmaktadır. Ülkemizde de tahıl ambarı olan Konya ovasının hemen güneyinde, turizm merkezi Akdeniz'in tam ortasında, yüksek seviyeli radyoaktif atıkların, bir başka devletin sahip olduğu bir şirketin kontrolüne bırakılması, uzun vadeli bir ulusal güvenlik açığı doğmasına neden olacaktır.

6.2.4.3 Finansman ve Mali destek

Tesis yapımı için herhangi bir ön finansman çalışması gerçekleştirilmemiştir. Tek bilinen şey, Akkuyu projesinde bütün finansmanın RF tarafından sağlanacak olmasıdır. Rus tarafının Akkuyu'nun finansmanının bir kısmını Batı kaynaklarından arayacağı söylenmiştir. RF'nin Kırım'ı ilhak etmesinin ardından, ABD ve AB'nin RF'ye uygulamakta olduğu ambargo, Akkuyu projesinin finansman imkanlarını nasıl etkileyecektir? Diğer yandan, bazı RF imalatı reaktörlerde kullanılmakta olan Batı sistemleri, örneğin VVER1200 santrallerinden Siemens'in bazı sistemlerinin kullanılması gibi, Akkuyu santralinde de kullanılacak mıdır ve son ambargolar ışığında Batı kaynaklı bu sistemlerin temin edilmesinde sıkıntılar ortaya çıkacak mıdır?

Mevcut sahiplik modeli, ülkenin en önemli problemleri arasında yer alan dış ticaret açığına çözümsüz bir öge daha ekleyecektir. Yerli halka elektrik satarak büyük miktarlarda para kazanacak olan yabancı şirketler, santralin işletmede kaldığı süre boyunca (en az 60 yıl) elde ettiği kârları ya ülkesine taşıyacak ya da kendi açısından önem taşıyan stratejik diğer yatırımlara yönlendirecektir. Örneğin yüksek alım fiyatları ve alım garantileri nedeniyle, Rus tarafının santralin işletmede kaldığı süre boyunca; büyük miktarlarda net kâr elde edebileceği kabul edilirse, hâlihazırda Rusya ile Türkiye arasındaki dış ticarete Rusya lehine bulunan dengesizliğin, daha da artacağı dikkate alınmakta mıdır? Nükleer santraller için dünyada ilk kez denenmeye çalışılan yabancı sahipliği modeli nedeniyle, ülkemizin genel olarak dış ticaret açığı ve cari açık problemleri daha da artmayacak mıdır? Ayrıca, santral sahibi olacak ülkeler ile Türkiye arasındaki dış ticaret dengesi santral sahibi ülke lehine daha da bozulmayacak mıdır?

6.2.4.4 Lisanslama ve Yasal Altyapısı

Ülkemizde nükleer santrallerin güvenli bir şekilde inşa edilmesini ve işletilmesini temin etmeye yönelik denetimlerin ve analizlerin yapılması ile sorumlu bulunan kuruluş, Türkiye Atom Enerjisi Kurumu'dur (TAEK). Bu kurumun "nükleer güvenlik" için, her şeyin üzerinde olacak şekilde kararlar üretmesi önem taşımaktadır. Bunun sağlanabilmesi için TAEK'in bağımsız bir yapıya sahip olması gerekmektedir. Oysa TAEK, nükleer santral projeleri reklamını da kendisine vazife gören, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı teşkilat yapısı içinde, "İlgili Kuruluş" olarak görev yapmaktadır [11]. Bu durum, lisanslama kuruluşunun bağımsızlığı ilkesi ile çelişmektedir. TAEK, bu örgütsel şartlar altında

nükleer güvenlikle ilgili bağımsız kararlar üretebilecek yetiye sahip bulunmakta mıdır? Bu durum, Türkiye'nin taraf olduğu Uluslararası Nükleer Güvenlik Konvansiyonu'na da aykırı değil midir [12]? Ülkedeki yasal altyapıyı, nükleer santral inşaat ve işletmesine uygun hale getirmek üzere gerçekleştirilmesi düşünülen bir **yasal altyapı geliştirme programı** bulunmamaktadır. Çıkarılması gereken yasa ve yönetmeliklere yönelik bir planlama ve hazırlık bulunmamakta, yumurta kapıya geldiği anda, düzenlemeye acil ihtiyaç duyulduğu zamandan itibaren düşünölmeye başlandığı görölmektedir. Normalde, nükleer enerjiye yönelen bir öлке, inşa edilecek ilk nükleer santrali tedarik eden ölkenin lisanslama kod, standart ve yönetmeliklerini kendisine uyarlamaktadır. Aslında bu uyarlama süreci ve çalışmalarına, bir anlamda, nükleer santral lisanslama ve denetleme altyapı teknolojisinin transferi gözüyle bakmak mümkündür. Bugün ölkemizde, her santral sahasına tamamen farklı ölkelerden tasarımlar yaptırılmaya çalışılmaktadır. Bu da her tedarikçi ölkeden ayrı ayrı kod ve standartların ölkemize taşınması anlamı taşımaktadır. Bu standartlar ölkeler arasında farklılıklar gözetmektedir. Bazı ölkelerin gerekleri çok daha sıkı olabilmekte ve hatta farklı ölkelerin kod, standart ve yönetmeliklerinin, bazı durumlarda çeliştiği de bilinmektedir. Nükleer enerjiye ilk girişte zaten yetersiz ve tecrübesiz insan kaynaklarına sahip bir ölkenin, farklı farklı lisanslama altyapılarını kendisine entegre etmeye çalışması hem büyük çelişkiler hem de gereksiz yükler ve kafa karışıklıkları oluşturmayacak mıdır?

6.2.4.5 Endüstriyel Katılım

Akkuyu'ya Rus VVER1200, Sinop'a Japon ATMEA, belirsiz başka bir sahaya da Çin AP1000 ve CAP1600 veya işletme halinde örneği bulunmayan 3-4 farklı prototip reaktör, yabancı şirket sahipliğinde yaptırılmaya çalışılmaktadır. Oysa bu işe yeni giren ölkelerin ilk nükleer santral projelerinde; daha önce inşa edilmiş bir ünitenin benzerini yapmaları ve seçilen tasarımın olgunlaşmış ve lisanslama sorunlarının çözülmüş olması tavsiye edilmektedir. Ölkemizin, Fukushima kazası sonrası reaktör tasarımcılarının satamadıkları tasarımlarını denemek istedikleri bir "denek" öлке haline getirilmeye çalışılması, kaygı verici değil midir?

Yabancı şirket sahipliğinde nükleer santral yapılmasına yönelik olarak izlenmekte olan yöntem, teknoloji transferine de uygun değildir. Bunun sebebi, nükleer teknolojinin normalde dünyada paylaşılmak istenmeyen ve çok iyi saklanan stratejik bir teknoloji olmasıdır. Teknolojiyi transfer etmiş ölkeler, santral satın alımı sırasında; sözleşmeye ekledikleri öлке çıkarlarını gözetten maddeler, teknoloji transferi ve oluşturdukları kaliteli örgütsel yapılar sayesinde başarılı olmuştur. Yabancı şirketlerin, kendilerinin yapıp işlettikleri nükleer santralde teknoloji transferi ve yerli katkı da çok sınırlı kalacaktır.

Ölkemizde, teknoloji transferi deyince kablo, vana, pompa, vs. "hard" teknoloji öğeleri imalatı akla gelmektedir. Oysa teknoloji transferi ve yerlileştirmenin kalbi; proje yönetimi, program yönetimi, tasarım mühendisliği, vs. gibi "soft" teknolojilere dâhil olmaktır. Ölkemizin bu açılardan çok zayıf olduğu bilinmektedir. Yerlileştirme çalışmalarıyla ilgili olarak, üst yöneticilerin "hard" teknoloji odaklı yanlış yönlendirilmeleri de "soft" teknolojiler konusunda ölkemizin atması gereken adımları engellemektedir. Örneğin yabancı sahipliği üzerine kurulu santral inşa etme modelinde, "Soft Technology" sınıfına giren "nükleer santral proje yönetiminin" (işlerin yapılış sırası, kullanılacak kaynaklar, neyin nereden alınacağı, maliyetler vs.), yerli kaynaklarca öğrenilmesi neredeyse mümkün değildir.

Başarılı nükleer santral uygulamasına sahip ülkelerin standart tasarıma gittikleri, belirli bir tasarımı yerleştirerek, yerli imkânlarla sürekli geliştirdikleri, aynı standart tasarımı çok sayıda projede uyguladıkları ve bu standart tasarımla dünya pazarına açıldıkları görülmektedir (Almanya, Fransa, Güney Kore, Çin, vs.). Dolayısıyla yerli katkıya başarı için farklı farklı modeller inşa etmeye çalışmak yerine, Türkiye şartlarına ve yerli katkıya en uygun bir tasarım belirleyip, bunun standart bir tasarım olarak yerleştirilmeye çalışılması gerekmektedir. Ayrıca yerleştirme programlarının, bütün enerji sektörünü kapsayacak şekilde öngörülmesi gerekmektedir. Çünkü kömür, doğal gaz ve nükleer santrallerin ortak bileşenleri bulunmaktadır. Ayrıca daha karmaşık teknolojilerin yerleştirilmesi, daha basit teknolojilerin yerleştirilmesi tecrübesi ile yakından ilgilidir.

Ticarileştirme sağlam bir “standardizasyon” kültürü gerektirmektedir. Diğer yandan, ülkemizdeki elektrik sektöründe standardizasyon kültürünün oldukça zayıf olduğu görülmektedir. Örneğin Türkiye’de işletme halindeki santrallerin ana ekipmanları, farklı farklı tedarikçilerden temin edilmiştir. Bunlar arasında Siemens, Alstom, Skoda ve Mitsubishi tasarımları bulunmaktadır. Hatta geçmiş yıllarda inşa ettirilen bir santralin kazan kısmının Batı, türbin kısmının ise Doğu (Sovyet) teknolojisi içerdiği görülmüştür. Her seferinde ihtiyaç duyulan ekipmanların, en ucuzu temin edilmeye çalışılırken, işletilmesi zor ve pahalı bir üretim portföyü oluşturulmuştur. Aynı şey hidrolik santraller için de geçerli bulunmakta ve aynı hata bugünlerde özel sektör tarafından da tekrarlatılmaktadır. Bugün nükleer enerjide de 3-4 farklı projede, yabancı sahipliğinde tasarım yaptırılmaya çalışıldığı görülmektedir. Akkuyu’ya Rus VVER1200, Sinop’a Japon ATMEA, belirsiz başka bir sahaya da Çin AP1000, bir başka sahaya da CAP1600 tasarımlarının adı geçmektedir. Dolayısıyla nükleer enerjide bir “standardizasyon” ile ilgili tedbirlerin alınmaması, yerleştirmeyi olumsuz etkilemeyecek midir? Bir adım sonrasında, ülkemizin tedarikçilerin yeni tasarımlarını denedikleri bir nükleer teknoloji çöplüğü haline gelmesi söz konusu olmayacak mıdır?

Nükleer santral teknolojisini yerleştirmede başarı sağlamış ülkelerde, hidrolik santraller, kömür santralleri gibi daha basit enerji üretim teknolojilerinin yerleştirmesi sırasında edinilen tecrübeler, nükleer santral çalışmalarında da kullanılmıştır. Örneğin termik santrallerin türbin adası ile nükleer santrallerin türbin adası, birçok açıdan birbirine benzemektedir. Termik santrallerde türbin adası kısmının yerleştirme çalışmalarında başarılı olmuş bir ülke, nükleer santral çalışmalarına yönelik yolun önemli bir kısmını kat etmiş olmaktadır. Ülkemizde termik ve hidrolik santrallerin yerleştirilmesine önem verilmediği veya bu konuda gerçekleştirilen sınırlı sayıda çalışmada da çeşitli sebepler yüzünden bir başarı elde edilemediği görülmektedir. Dolayısıyla bu durumun nükleer santrallerin yerleştirme çalışmalarını olumsuz etkilemesi de kaçınılmazdır. Yerli firmaların ilgilerinin hafriyat, inşaat vb. kalemlerde yoğunlaştığı gözlemlenmektedir.

Güney Kore’de inşa edilecek bütün termik, hidrolik, nükleer ve rüzgâr santralleri imalatının DOOSAN’a yaptırılması zorunludur. Bu açıdan hükümet tarafından koruma programı uygulanmaktadır. Enerji sektöründeki bütün alım ve imalatlar bir huniden geçirilmektedir. G. Kore’de devlet, santral ekipmanlarının yerli imalatı için Changwon’da Korea Heavy Industries adı altında dev bir ağır sanayi tesisi kurmuştur. Devletin teknoloji transferi politikası çerçevesinde geliştirilen bu tesisler, 2000 yılında yerli bir ağır sanayi ve inşaat kuruluşuna eklenmiş ve “Doosan Heavy Industries & Construction” adını almıştır (KHI ismi Doosan olarak değişmiştir). Doosan 1962 yılından bu yana, ağır sanayi ve inşaat alanlarında faaliyet göstermektedir. Ülkemizde sözleşme bedeli 10 milyon ABD

doları ve üzeri olan savunma harcamaları, Savunma Sanayi Müsteşarlığının uyguladığı OFFSET mekanizmasına tabii tutulmaktadır ^[13]. Bu yolla savunma sanayinde birçok teknolojinin yerleştirilmesi ve yerli sanayi firmalarının imkân ve kabiliyetlerinin kullanılması mümkün olmuştur. Benzer bir yapının enerji sektörü için de oluşturulması, ülkedeki enerji sektörü ile ilgili maliyeti belirli bir değerin üzerindeki bütün dış alımların, ülkenin dış ticaret dengesi ve teknoloji edinimi bakış açısı ile tek bir hüniden geçirilmesinde fayda vardır.

Rus tarafı, VVER tipi santrallerde tek imalatçı olması nedeniyle, altyapı ile ilgili hususlarda Türk tarafının önüne sürekli yeni sözleşmeler getirebilecektir.

6.2.4.6 İnsan-Kaynakları

Türkiye’de nükleer enerjiye ilk girişi organize etmesi gereken kamu sektöründe insan kaynakları, maalesef bilimsel yöntemler ışığında yönetilmemektedir. Yazboz tahtası gibi kadrolar oluşturulup dağıtılmakta, kadrolara kaliteli ve ehliyetli personelin istihdamı personel yönetmeliklerinin yanı sıra, siyasi engellere takılmakta, etkin insan kaynakları planlaması bir türlü yapılamamaktadır. Nükleer sektörde nitelikli insan gücünün yetişmesi ve tecrübe kazanması yıllar süren bir süreçtir. Hâlbuki ülkemizde kadrolar anlık kararlarla ehliyete bakılmazsızın oluşturulmakta, daha sonra da yine anlık kararlarla dağıtılabilmektedir. Dolayısıyla ehliyetli, tecrübeli ve kaliteli kadrolar oluşturulamamakta, yüksek teknolojiye yönelik uzun soluklu çalışmalar organize edilememektedir.

Türkiye’nin nükleer enerjiye yönelik insan kaynakları yetiştirme programı, Rus devletinin Akkuyu’nun işletmesi için yetiştirdiği işletme personeline indirgenmiş olduğu görülmektedir. Diğer yandan, ülke gençlerinin, gelecekte Türkiye toprakları içinde çalışma dili Rusça olacak bir tesiste, Rus devletine yaklaşık 10-15 yıl hizmet edecekleri bir mecburi hizmet anlaşması imzalamalarına aracılık edilmesi ne kadar sağlıklı bir politikadır? Bu sağlıksız politikanın olumsuz etkileri daha şimdiden ortaya çıkmaya başlamıştır. Son yaşanan krizden sonra Rusya’da eğitim görmekte olan birçok öğrencinin sıkıntı yaşadığı, bazılarının sosyal medya paylaşımları nedeniyle sınır dışı edildikleri görülmektedir.

6.2.4.7 Satın-Alma

Nükleer santral proje yönetimi çok karmaşık ve uzun süren bir süreçtir. Genellikle 5–20 yıl arasındaki bir süreyi kapsamakta ve çok karmaşık müşteri-tedarikçi yönetimine ihtiyaç duymaktadır. Santrallerimizin yabancıların sahipliğinde yapılması, nükleer santraller konusunda satın-alma tecrübesine sahip yerli uzmanların yetişmesini de engelleyecektir.

6.3 Sonuç

Nükleer enerji santral projeleri ile ilgili olarak yukarıda verilen bilgiler, yapılan değerlendirmeler ve yanıtlanmaları için yöneltilen sorular ortada dururken, ülkemizin nükleer enerji gibi stratejik bir konuda deneme sınama alanı yapılması kabul edilemez. Siyasi iktidarın nükleer santral yatırımlarında ısrar etmesi yanlış bir politikadır. Türkiye’ye göre çok daha ileri bir teknolojik altyapıya sahip Japonya’da, son yaşanan afetler sonrasında nükleer santrallerde yaşanan kazalar karşısında çaresiz kalındığını görmezden gelip, “bize bir şey olmaz demek” bir cehalet örneğidir. Bu konuyu, “Biz

Rusya'ya söyledik santrali daha güvenli yapacaklar, tek korkumuz göktaşı” vb. gayri ciddi ifadelerle geçiştirmek mümkün değildir. Olası büyük bir deprem ve onu izleyebilecek dev dalgalar santrali hasara uğratabilecek ve ülkemizde de nükleer bir kazaya sebep olabilecektir.

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

Çernobil kazasının trajik sonuçları yalnızca kazanın olduğu yeri, bölgeyi, ülkeyi değil, tüm dünyayı olumsuz yönde etkilemiştir. Şimdi Japonya'daki NES kazalarının olumsuz sonuçlarının dünya ölçeğinde zincirleme ağır sorunlar yaratması söz konusudur. İnsanlığın bugün ulaştığı teknolojik düzeyde, NES'lerdeki kaza risklerinin ortadan kaldırılmadığı ve kazalara karşı tam olarak tedbir alınmadığını, Japonya'daki son kaza göstermiştir. Güvenlik sorununun yanı sıra atık sorununun da çözülmediği NES'lerde, bugün ısrar etmek yanlıştır. NES savunucularının süreci ve doğurabileceği yıkıcı sonuçları olduğundan küçük göstermek çabaları nafiledir. Tüm dünyada NES'ler mercek altına alınmak, yeni güncel ciddi güvenlik analiz ve testlerinden geçmek zorundadır. Çalışmalarında sorun doğabilecek tüm NES'ler devre dışı bırakılmalıdır. Bu kapsamda komşu ülkelerde (Bulgaristan, Ermenistan vb.) bulunan ve buldukları ülkenin yanı sıra, tüm bölge için risk oluşturabilecek geri nitelikteki NES'lerin de çalışmaları durdurulmalıdır.

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

Kaynakça

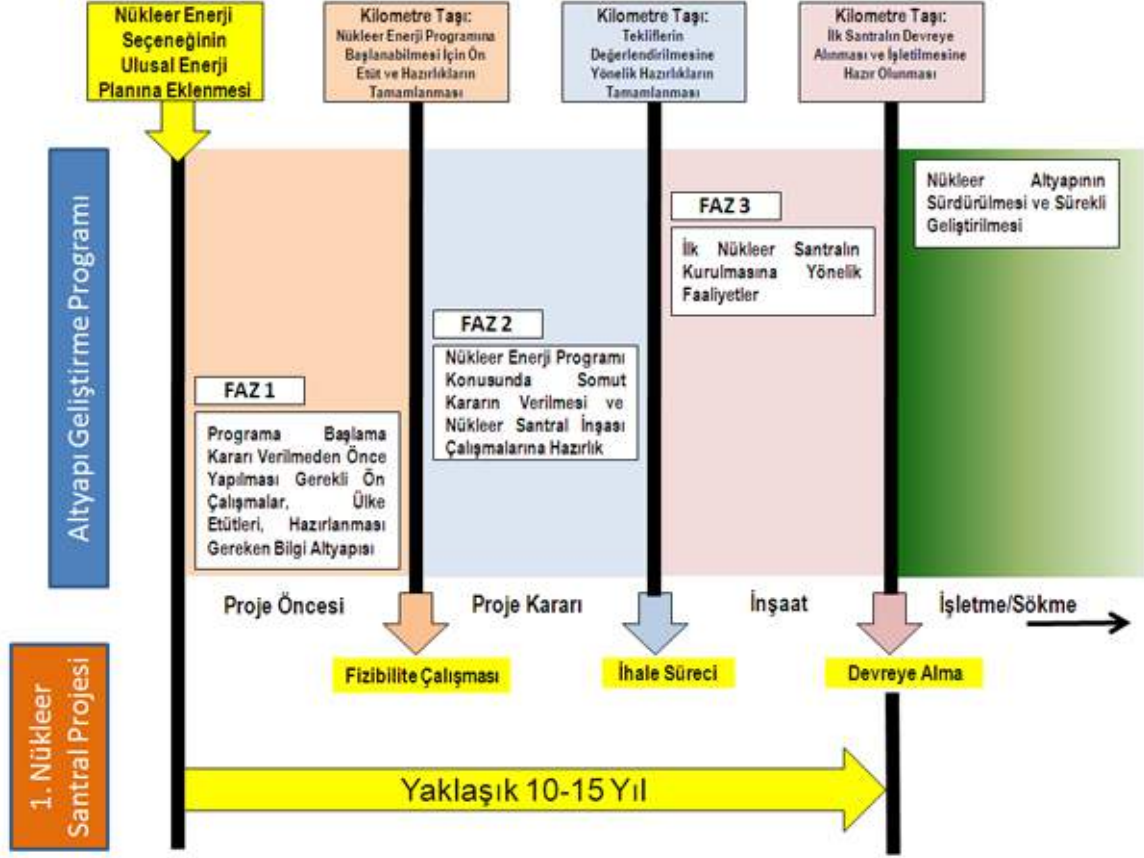
1. “Milestones in the Development of a National Infrastructure for Nuclear Power” (IAEA Nuclear Energy Series NG-G-3.1), VIENNA, 2007. (http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1305_web.pdf).
2. “Advanced Nuclear Technology: Advanced Light Water Reactor Utility Requirements Document, Revision 13”, EPRI 05-Dec-2014. (<http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000000001018397>).
3. “European Utility Requirements (EUR) for LWR Nuclear Power Plants”, (2012). (<http://www.europeanutilityrequirements.org/Documentation/EURdocument.aspx>)
4. “Olkiluoto Nuclear Power Plant”, Wikipedia (2.6.2015) (http://en.wikipedia.org/wiki/Olkiluoto_Nuclear_Power_Plant).
5. “Loviisa Nuclear Power Plant”, Wikipedia (2.6.2015). (http://en.wikipedia.org/wiki/Loviisa_Nuclear_Power_Plant).
6. “Tianwan Nuclear Power Plant”, Wikipedia, (2.6.2015). (http://en.wikipedia.org/wiki/Tianwan_Nuclear_Power_Plant).

7. “AES-2006: Design of Modern NPP with VVER-1200 Reactor”, State Atomic Energy Corporation “ROSATOM”, Sayfa 30.
(http://www.atomeks.ru/mediafiles/u/files/Asia_2014/materials/01_Sergey_Svetlov_AES_2006_Design_of_Modern_NPP_with_VVER_1200_Reactor.pdf).
8. “Lithuania Adopts Law on New Nuclear Power Plant”, Reuters, 28.6.2007. (<http://www.reuters.com/article/2007/06/28/lithuania-nuclear-idUSL2870020520070628>).
9. “Nuclear Power in Ukraine”, World Nuclear Association, (21.5.2015) (<http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-T-Z/Ukraine/>).
10. “Foreign Ownership, Control, or Domination (FOCD) of Commercial Nuclear Power Plants”, Amerikan Nükleer Lisanslama Otoritesi, (2015). (<http://www.nrc.gov/reactors/focd.html>).
11. “Bağlı, İlgili ve İlişkili Kuruluşlar”, T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı WEB Sitesi. (<http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Bagli-Ilgili-ve-Iliskili-Kuruluslar>).
12. “Convention on Nuclear Safety”, INFCIRC/449.
(<https://www.iaea.org/publications/documents/infcircs/convention-nuclear-safety>)
13. “Savunma Sanayii Müsteşarlığının (SSM) Tedarik Faaliyetleri ve Hukuki Çerçeve”, Dış Denetim, Ekim - Kasım - Aralık 2010. (<http://www.sayder.org.tr/e-dergi-savunma-sanayii-mustesarliginin-ssm-tedarik-faaliyetleri-ve-hukuki-cerceve-9-14.pdf>).

RAPORDA GEÇEN KISALTMALAR

BYKP	: Beş Yıllık Kalkınma Planı
EBRD	: Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
ETKBSB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Strateji Belgesi
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
EVSB	: Enerji Verimliliği Strateji Belgesi
EVGPEP	: Enerji Verimliliğinin Geliştirilmesi Programı Eylem Planı
GEPA	: Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası
KP	: Kalkınma Planı
KP YKDEÜPEP	: Kalkınma Planı Yerli Kaynaklara Dayalı Enerji Üretim Programı Eylem Planı
REPA	: Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası
TAEK	: Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TAQA	: Abu Dhabi National Energy Company
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
UAEK	: Uluslararası Atom Enerjisi Kurumu
UYEPEP	: Ulusal Yenilenebilir Enerji Eylem Planı

EK: KİLOMETRE-TAŞI YAKLAŞIMI VE 19 ALTYAPI ALANI



1. Faz: Potansiyel bir nükleer enerji programı hakkında karar vermeden önce yapılacak hazırlık çalışmaları, ülke etütleri

2. Faz: Nükleer santral inşasına başlayabilecek ve inşaat çalışmaları yönetip, gözetleyip denetleyebilecek yeterlilik düzeyinde bir nükleer enerji altyapısının geliştirilmesi/kurulması

3. Faz: Nükleer santralin inşası ve işletme lisansının verilmesi

1. Ulusal Konum
2. Nükleer Güvenlik
3. Yönetim
4. Finansman ve Mali Destek
5. Yasama Altyapısı
6. Nükleer Silahsızlanma
7. Düzenleyici Altyapı
8. Radyasyondan Korunma
9. Elektrik Şebekesi
10. İnsan Kaynakları
11. Paydaşların Katılımı

12. Saha ve Yardımcı Tesisler
13. Çevresel Koruma
14. Acil Durum Planlaması
15. Emniyet Altyapısı
16. Nükleer Yakıt Çevrimi
17. Radyoaktif Atıklar
18. Endüstriyel Katılım
19. Satın-Alma

7. TÜRKİYE HİDROELEKTRİK POTANSİYELİ VE GELİŞME DURUMU

Şayende Yılmaz

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Yönetim Kurulu Üyesi
Enerji Çalışma Grubu Üyesi

Türkiye'nin hidroelektrik potansiyeli ve gelişme durumuna ilişkin bu bölümde yer alan bilgilerin çıkış noktası, inşaat mühendisi ve DEK-TMK 2011-2014 dönemi Yönetim Kurulu Üyesi Ayla Tutuş'un, DEK-TMK 2013 Enerji Raporu için hazırladığı ve Türkiye'nin Enerji Görünümü 2014 isimli Oda Raporumuzda yer alan çalışma olmuştur. Konu hakkında kayda değer bilgi ve değerlendirmeler içeren bu çalışmanın metodolojisi ve içeriğinden geniş ölçüde yararlanılmış ve erişebilen güncel veriler ve yeni bilgiler eklenerek, bu bölüm Şayende Yılmaz tarafından hazırlanmıştır.

7.1 Türkiye Su ve Hidroelektrik Potansiyeli ve Gelişme Durumu

7.1.1 Türkiye'nin Su Potansiyeli

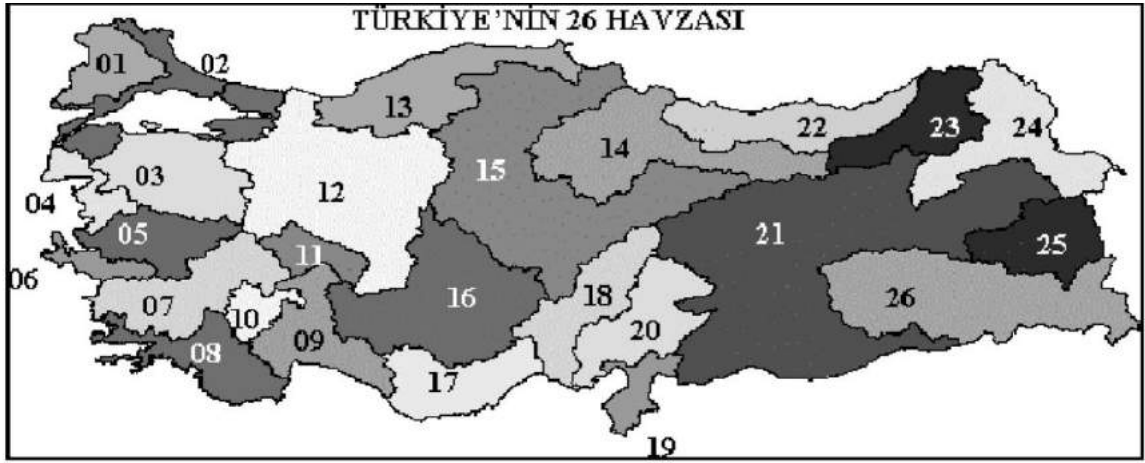


Şekil 7.1 Türkiye'nin Su Potansiyeli

Türkiye'de yıllık yağış yüksekliği mevsimlere ve bölgelere göre çok büyük farklılıklar göstermektedir. Doğu Karadeniz Bölgesinde 2500-3000 mm iken İç Anadolu'da 250-300 mm arasındadır. Ortalama yağış 643 mm olup, yılda ortalama 501 milyar m³ suya tekabül etmektedir. Bu suyun 274 milyar m³'ü toprak ve su yüzeyleri ile bitkilerden olan buharlaşmalar yoluyla atmosfere geri dönmekte, 69 milyar m³'lük kısmı yeraltı suyunu beslemekte, 158 milyar m³'lük kısmı ise akışa geçerek çeşitli büyüklükte-

ki akarsular vasıtasıyla denizlere ve kapalı havzalardaki göllere boşalmaktadır. Yeraltı suyunu besleyen 69 milyar m³'lük suyun 28 milyar m³'ü pınarlar vasıtasıyla yerüstü suyuna tekrar katılmaktadır. Ayrıca, komşu ülkelerden ülkemize gelen yılda ortalama 7 milyar m³ su ile brüt yerüstü suyu potansiyeli 193 (158+28+7) milyar m³'e ulaşmaktadır. Yeraltı suyunu besleyen 41 milyar m³ de dikkate alındığında, ülkemizin toplam yenilenebilir su potansiyeli brüt 234 milyar m³ olarak hesaplanmıştır. Ancak, teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilecek potansiyel, yurt içindeki akarsulardan 95 milyar m³, komşu ülkelerden yurdumuza gelen akarsulardan 3 milyar m³ olmak üzere yılda ortalama toplam 98 milyar m³, yeraltı suyu potansiyeli ise yapılmış olan etütlere göre 12 milyar m³ olarak hesaplanmıştır. Böylece günümüz teknik ve ekonomik şartları çerçevesinde ülkemizin tüketilebilir yerüstü ve yeraltı suyu potansiyeli yılda ortalama toplam 110 milyar m³ olmaktadır.

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



Şekil 7.2 Türkiye'nin 26 Drenaj Havzasını Gösteren Harita

Türkiye'de su kaynakları en yoğun olarak sulama amaçlı kullanılmaktadır. DSİ verilerine göre Türkiye'de suyun % 11'i sanayi, % 16'sı evsel ve % 73'ü ise tarımsal amaçlı kullanılmaktadır. 2014 DSİ verilerine göre sulama için yılda 32 milyar m³, içme-kullanım için 7 milyar m³ ve sanayi için 5 milyar m³ su kullanılmıştır. Toplamda 44 milyar m³ olan su tüketimi Türkiye'nin toplam su potansiyelinin yüzde 41,1'ine karşılık gelmektedir. Türkiye'de kişi başına düşen yıllık kullanılabilir su miktarı 1519 m³ civarındadır.

Su varlığına göre ülkeler aşağıdaki şekilde sınıflandırılmaktadır:

Su Fakirliği: Yılda kişi başına düşen kullanılabilir su miktarı 1.000 m³'ten daha az.

Su Azlığı: Yılda kişi başına düşen kullanılabilir su miktarı 2.000 m³'ten daha az.

Su Zenginliği: Yılda kişi başına düşen kullanılabilir su miktarı 8.000-10.000 m³'ten daha fazla.

Türkiye “su azlığı” sınıfında olan bir ülkedir. Nüfusumuzun hızla arttığı, su kaynaklarımızın hızla tahrip edildiği ve iklim değişikliğinin kuraklıklara neden olduğu göz önüne alındığında, Türkiye'nin gelecek nesillere sağlıklı ve yeterli su bırakabilmesi için kaynakların çok iyi korunup, akılcı kullanılması gerekmektedir.

Tablo 7.1 Türkiye Teorik HES Potansiyelinin Havzalara Göre Dağılımı

	Havza Adı	Ort. Akım	Havza akımı/ Σ Akım	Teorik HES Potansiyeli	Havza HES Potansiyeli/ Σ Potansiyel
		Milyar m ³ / Yıl	%	GWh/Yıl	%
1	Fırat	31,61	17,0	84,11	19,5
2	Dicle	21,33	11,5	48,71	11,3
3	D. Karadeniz	14,90	8,0	48,48	11,2
4	D. Akdeniz	11,07	6,0	27,45	6,4
5	Antalya	10,06	5,4	23,08	5,3
6	B. Karadeniz	9,93	5,3	17,91	4,2
7	B. Akdeniz	8,93	4,8	13,60	3,2
8	Marmara	8,33	4,5	5,18	1,2
9	Seyhan	8,01	4,3	20,88	4,8
10	Ceyhan	7,18	3,9	22,16	5,1
11	Kızılırmak	6,48	3,5	19,55	4,5
12	Sakarya	6,40	3,4	11,34	2,6
13	Çoruh	6,30	3,4	22,60	5,2
14	Yeşilirmak	5,80	3,1	18,69	4,3
15	Susurluk	5,43	2,9	10,57	2,4
16	Aras	4,63	2,5	13,11	3,0
17	Konya Kapalı	4,52	2,4	1,22	0,3
18	B. Menderes	3,03	1,6	6,26	1,4
19	Kuzey Ege	2,90	1,6	2,88	0,7
20	Van Göl. Kap.	2,39	1,3	2,60	0,6
21	Gediz	1,95	1,1	3,92	0,9
22	Meriç Ergene	1,33	0,7	1,00	0,2
23	K. Menderes	1,19	0,6	1,38	0,3
24	Asi	1,17	0,6	4,90	1,1
25	Burdur GölleHESB.	0,50	0,3	0,89	0,2
26	Akarçay	0,49	0,3	0,54	0,1
	Türkiye Toplamı	186.06	100	432,98	100

7.1.2 Türkiye'nin HES Potansiyeli

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

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



Şekil 7.3 Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyel Haritası

Kaynak: Goenergy, web adresi

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

Birçok kaynakta Türkiye ekonomik hidroelektrik potansiyeli 140.000G Wh/yıl olarak belirtilse de son yıllarda yenilenebilir enerji kaynaklarına verilen teşvikler nedeniyle, daha önceleri ekonomik bulunmayan projeler de, ekonomik olarak varsayılmış ve özel sektörden ilgi görmüştür. Aralık-2015 itibarıyla 25.653 MW işletmede, 8.506 MW lisans almış ve inşaatına başlanmış ve 15.383 MW da (333

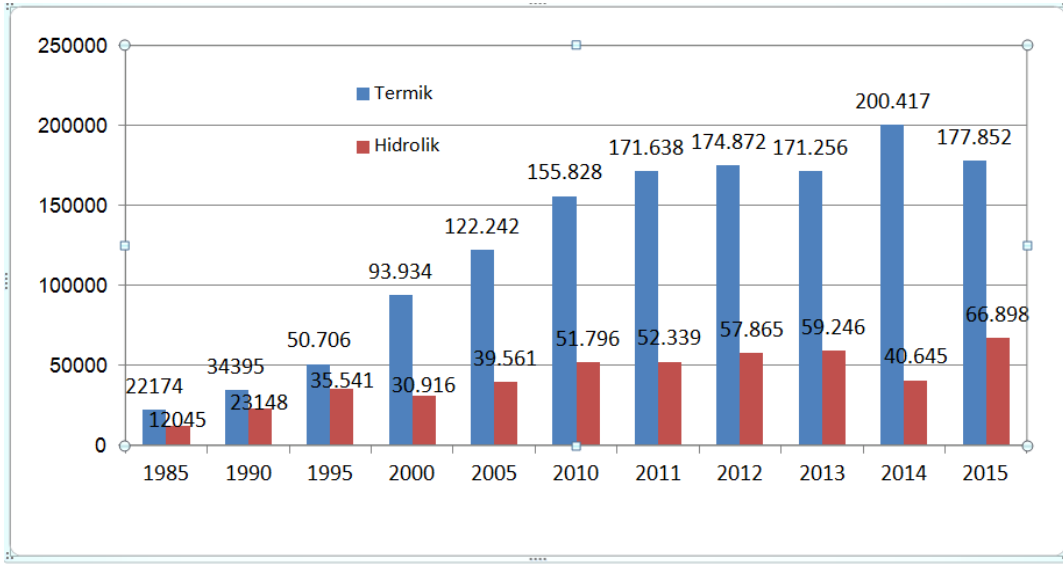
adet) inceleme/değerlendirme ve uygun bulunma aşamasında olan projelerin kurulu güçleri toplamı 49.542 MW'tır. Bu kadar çok proje ve kurulu güç gerçekçi değildir. Ekonomik, teknik, çevresel ve sosyal nedenlerden dolayı birçok projenin gerçekleştirilmesi mümkün olmayabilecektir

Türkiye elektrik üretimi içerisinde hidroelektrik üretimin payı, 1980'lerde % 60'lar civarında iken, 90'lı yıllardan itibaren doğal gazın elektrik üretim amacıyla kullanılmaya başlanması ve yanlış politikalar sonucunda herhangi bir planlama olmadan yapımına izin verilen ve teşvik edilen doğal gaz santrallerinin devreye girmesiyle birlikte 2014'de % 16'lara kadar düşürülmüştür (Tablo 7.2).

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

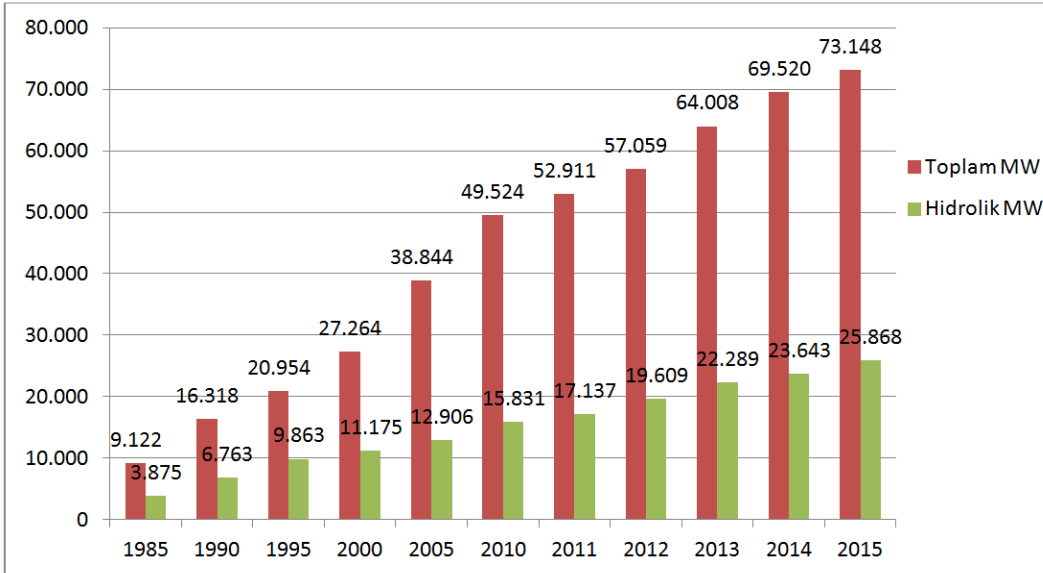
Tablo 7.2 Türkiye Elektrik Enerjisi Kurulu Güç ve Üretiminin 1985-2015 Arası Gelişimi

KURULU GÜÇ (MW)						ÜRETİM (GWh)				
	Termik	Hidrolik	Diğer	Toplam	H/E	Termik	Hidrolik	Diğer	Toplam	H/E
Yıl	T	H	D	E	%	T	H	D	E	%
1985	5.229,3	3.874,8	17,5	9.121,6	42,5	22.168,0	12.044,9	6,0	34.218,9	35,2
1990	9.535,8	6.764,3	17,5	16.317,6	41,5	34.315,3	23.147,6	80,1	57.543,0	40,2
1995	11074,0	9.862,8	17,5	20.954,3	47,1	50.620,5	35.540,9	86,0	86.247,4	41,2
2000	16.052,5	11.175,2	36,4	27.264,0	41,0	93.934,2	30.878,5	108,9	124.921,6	24,7
2005	25902,3	12.906,1	35,1	38.843,5	33,2	122.242,3	39.560,5	153,4	161.956,2	24,4
2010	32.278,5	15.831,2	1.414,4	49.524,1	32,0	155.827,6	51.795,5	3.584,6	211.207,7	24,5
2011	33931,1	17.137,1	1.842,9	52.911,1	32,4	171.638,3	52.338,6	5.418,2	229.395,1	22,8
2012	35.027,2	19.609,4	2.422,8	57.059,4	34,4	174.871,7	57.865,0	6.760,1	239.496,8	24,2
2013	38.648,0	22.289,0	3.070,5	64.007,5	34,8	171.256,0	59.245,8	8.791,5	239.293,3	24,8
2014	41.801,8	23.643,2	4.074,8	69.519,8	34,0	200.416,6	40.644,7	10.901,5	251.962,8	16,1
2015	41.847,4	25.867,8	5.432,4	73.147,6	35,4	177.852,2	66.897,9	14.861,5	259.611,5	25,8

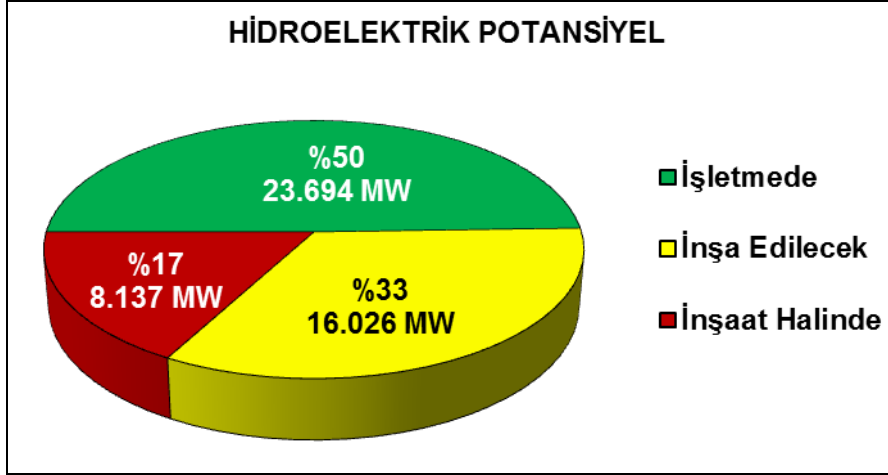


Şekil 7.4 1985-2015 Yılları Arasında Türkiye Termik-Hidrolik Santrallerinde Elektrik Üretiminin Gelişimi (GWh)

Son 30 yıllık santral üretimleri incelendiğinde; termik santrallerin üretiminin toplam üretim içindeki payının % 55'in altına hiç düşmediği, son 30 yıllık ortalamasının % 67,8 olduğu görülmektedir. Hatta 2001, 2007, 2008 ve 2009 yıllarında toplam elektrik üretiminin % 80'den fazlası termik santrallerden karşılanmıştır. Toplam üretim içinde hidrolik santral üretimleri ise % 40 ila % 16 arasında olup 30 yıllık ortalama % 31'dir.



Şekil 7.5 1985-2015 Yılları Arasında Türkiye Toplam Kurulu Gücü ile Hidrolik Kurulu Güç



Şekil 7.6 2014 Yılı sonunda Hidrolik Potansiyel

Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü

DSİ Genel Müdürlüğü 2014 yılı Faaliyet Raporu'ndaki verilere göre; Türkiye'de 2014 sonu itibarıyla, toplam 23.694 MW kurulu güçte 503 adet hidroelektrik santral işletmede, toplam 8.137 MW kurulu güçte 143 adet tesisin inşaatı devam etmekte, toplam 16.026 MW kurulu güçte 841 adet tesis ise planlama aşamasında olup işlemleri devam eden toplam proje sayısı 1.487, kurulu güçleri toplamı ise 47.857 MW'dır. Bu projelerden toplam kapasitesi 29.635 MW olan 1.260 proje özel sektöre ait olup, bunların 8.994 MW'lık 362 adedi işletmede, 6.197 MW'lık 139 adedi ise inşa halindedir.

Tablo 7.3 Hidroelektrik Potansiyelin Proje Aşamalarına Göre Dağılımı (2014 Sonu)

HES Aşaması	HES Adedi	Toplam Kurulu Kapasite (MW)	Ortalama Yıllık Üretim (GWh/yıl)	Toplamdaki Payı (%)
İşletmede	503	23.694	83.046	51
İnşa Halinde	143	8.137	24.779	15
İnş. Henüz Başlanmayan	841	16.026	56.065	34
Toplam	1.487	47.857	163.890	100

Tablo 7.4 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Çerçevesince Özel Sektörde Geliştirilecek Projeler

HES Aşaması	HES Adedi	Toplam Kurulu Kapasite (MW)	Özel Sektöre Ait HES'lerin Toplam Gücü (MW)	Ortalama Toplam Yıllık Üretim Potansiyeli (GWh/yıl)	Toplamdaki Payı (%)
İşletmede	362	23.694	8.994	31.225	29
İnşa Halinde	139	8.137	6.197	18.618	20
Plan ve Proje Aşamasında	759	16.026	14.444	50.642	51
Toplam	1.260	47.857	29.635	100.485	100

Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü

Özellikle 1950-1990 yılları arasında ülke politikası gereği havzalardaki çok amaçlı olan büyük ve verimli projelere öncelik tanınmış ve bir program çerçevesinde bu projelerin önemli bir bölümü devlet eliyle hayata geçirilmiştir. Yerli özel sektör firmaları, 80'li yıllarda daha çok küçük ölçekli projeleri tercih etmiş, 5346 Sayılı Yasa kapsamında 2005 yılından sonra getirilen teşvikler ve yabancı firmalarla işbirliği olanaklarının oluşması üzerine büyük ölçekli projelerle daha fazla ilgilenmeye başlamışlardır.

Tablo 7.5 Türkiye Geneli İl Bazında İnşa Edilen Hidroelektrik Santraller

İli	DSİ Tarafından İnşa Edilen Hidroelektrik Santraller (1956-2014)			Özel Sektör Tarafından İnşa Edilen Hidroelektrik Santraller (1924-2014)		
	HES Adedi	Toplam Kurulu Gücü (MW)	Ortalama Enerji Üretimi (GWh/Yıl)	HES Adedi	Toplam Kurulu Gücü (MW)	Ortalama Enerji Üretimi (GWh/Yıl)
	65	12.396,447	43.294,550	454	10.808,557	37.835,229
İstanbul						
Tekirdağ						
Edirne						
Kırklareli						
Balıkesir	1	20,250	59	2	14,200	67,66
Çanakkale						
İzmir						
Aydın	2	94,260	261	4	44,020	163,35
Denizli	1	62,000	280	10	77,107	256,664
Muğla	1	117,000	343	12	186,983	774,49
Manisa	1	69,120	193			
Afyonkarahisar				1	3,000	22,3
Kütahya				2	4,480	18
Uşak						
Bursa				12	179,724	643,52
Eskişehir	3	330,645	771	1	16,800	87,2
Bilecik				3	21,877	122,11
Kocaeli				1	0,380	1,44
Sakarya				5	49,584	284,34
Düzce				6	84,734	291,37
Bolu				6	107,745	316,17
Yalova						
Ankara	1	87,200	250	2	27,309	171

Konya				4	12,515	73,4
Karaman	1	308,880	1187	6	175,643	595,53
Antalya	1	540,000	1620	16	695,753	2150,871
Isparta	1	51,200	222	7	102,120	393,09
Burdur	1	31,460	142			
Adana	3	224,790	967	17	1.140,796	3929,289
Mersin	3	160,615	533,65	12	228,116	814,2
Hatay				2	14,072	50,67
Kahramanmaraş	3	357,840	1267	29	743,160	2026,57
Osmaniye	1	134,400	569	13	151,598	506,04
Kırıkkale	1	52,800	190	1	16,700	90
Aksaray						
Niğde				1	0,069	0,6
Nevşehir				5	86,260	376,64
Kırşehir	1	147,200	400			
Kayseri				10	245,117	1119,73
Sivas	2	153,520	434	18	214,732	922,555
Yozgat						
Zonguldak				1	33,000	141
Karabük				3	71,336	250,43
Bartın				2	7,314	24
Kastamonu				4	25,002	70,6
Çankırı				1	1,060	5
Sinop				4	536,130	1560,03
Samsun	4	1.351,830	3451	4	34,710	169,968
Tokat	3	126,725	695	4	155,870	833,9
Çorum	1	212,400	473	3	36,049	211,2
Amasya	1	0,800	3	11	134,068	486,567
Trabzon				32	434,196	1560,813
Ordu				9	243,939	769,555
Giresun	1	73,300	314	27	631,959	2074,973
Rize				14	337,844	1330,83
Artvin	3	1.085,400	3601	13	230,586	687,828
Gümüşhane	2	181,480	520	9	468,597	1611,57
Erzurum	1	21,250	36	20	580,796	1896,65
Erzincan	2	17,065	69	12	143,868	489,89
Bayburt				3	25,703	94,55

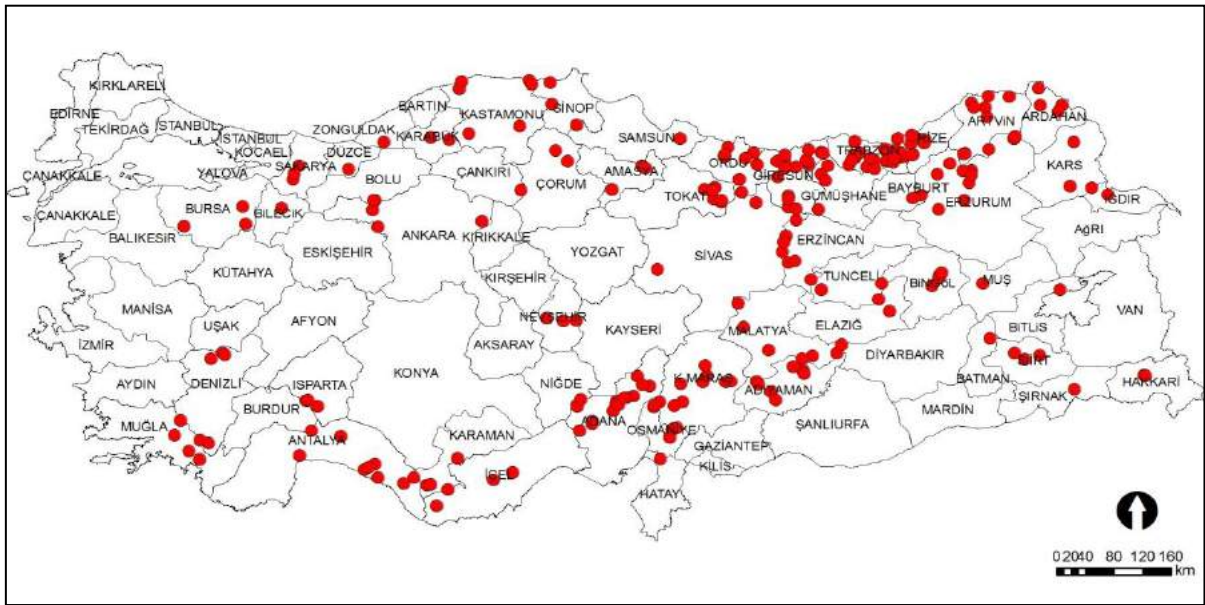
Ağrı						
Kars	1	15,360	30	9	159,581	560,981
Iğdır	1	2,760	12	1	2,760	12
Ardahan				2	17,287	62,32
Malatya	1	0,832	2,2	9	53,576	247,095
Elazığ	1	1.330,000	6000	4	92,335	252,68
Bingöl	1	170,000	413	2	41,435	127
Tunceli	1	19,125	78	5	233,980	781,002
Van	4	18,400	72,5	6	63,054	252,7
Muş	1	162,000	488	3	5,258	14,93
Bitlis				2	1,464	2,065
Hakkari				3	47,712	160,418
Gaziantep				2	2,250	11,52
Adıyaman				12	186,700	783,98
Kilis						
Şanlıurfa	2	2.450,525	9024	1	672,000	2516
Diyarbakır	3	2.000,500	7798	3	47,153	150,095
Mardin	1	14,400	42	1	14,400	42
Batman	1	198,475	483	1	47,450	210
Şırnak	1	0,640	1,2	1	0,640	1,2
Siirt				3	342,900	1109,09

Kaynak: <http://www.dsi.gov.tr/dsi-resmi-istatistikler/2014-yili-verileri>



Şekil 7.7 İşletmedeki HES Projelerinin Türkiye'deki Dağılımı (2014)

Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü



Şekil 7.8 İnşaatı Devam Eden HES Projelerinin Yerleri (2014)

Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü

7.1.3 Kuruluşlara, Yatırım Modeline ve Proje Durumlarına Göre HES Projelerinin Mevcut Durumu

Türkiye elektrik piyasasında faaliyet gösterebilmek için, elektrik üretim santralleri 6446 Sayılı Kanun kapsamında EPDK'dan lisans almak zorundadır. Bunun tek istisnası Yap İşlet Devret (YİD) modeli

kapsamında inşa edilerek işletmeye alınmış olan projelerdir. 3096 Sayılı Kanun kapsamında geliştirilmiş olan bu projelerin geçmişten gelen sözleşmeleri nedeniyle, sözleşme süresi sonuna kadar (15-20 yıl) ürettikleri elektrik enerjisinin, belirlenmiş olan birim fiyat üzerinden, devlete satılması zorunludur. Cumhuriyetten günümüze kadar olan süreçte geliştirilen projeler hakkında ayrıntılar başlıklar halinde aşağıda verilmektedir.

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

DSİ Tarafından Tamamlanarak İşletilmek Üzere EÜAŞ'a Devredilmiş Olan Projeler

Kuruluşundan bugüne DSİ Genel Müdürlüğü tarafından toplam 12.995 MW Kurulu güçte 49 adet HES projesi tamamlanarak işletilmek üzere Elektrik Üretim AŞ'ye (EÜAŞ) devredilmiştir. EÜAŞ tarafından işletilmekte olan bu santraller yeni piyasa yapısı içerisinde lisanslı olarak üretim faaliyetini sürdürmektedir.

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

Tablo 7.6 EÜAŞ Hidroelektrik Santrallerinin Kurulu Güç ve Ortalama Yıllık Üretimleri

SANTRALİN ADI	YERİ	KURULU GÜCÜ (MW)	ORTALAMA ÜRETİMİ (kWh/Yıl)
ADIGÜZEL	Denizli	62,000	117.593.240
AKKÖPRÜ	Muğla	115,000	199.956.000
ALMUS	Tokat	27,000	36.291.540
ALPASLAN-I	Muş	160,000	214.557.720
ALTINKAYA	Samsun	702,550	577.253.220
ASLANTAŞ	Osmaniye	138,000	323.830.360
ATATÜRK	Şanlıurfa	2.405,000	4.835.271.022
BATMAN	Diyarbakır	198,475	103.780.830
BERKE	Osmaniye	510,000	804.265.000
BORÇKA	Artvin	300,600	624.806.020
ÇAMLIGÖZE	Sivas	32,000	27.966.048
CATALAN	Adana	168,900	260.965.590
ÇİNE	Aydın	46,260	28.166.920
DEMİRKÖPRÜ	Manisa	69,000	96.555.090
DERBENT	Samsun	56,400	119.765.620
DERİNER	Artvin	669,600	1.136.751.585
DİCLE	Diyarbakır	110,000	101.146.586
ERMENEK	Karaman	302,400	481.147.063

GEZENDE	Mersin	159,375	226.871.240
GÖKÇEKAYA	Eskişehir	278,400	258.665.841
HASAN UĞURLU	Samsun	500,000	335.429.440
HİRFANLI	Kırşehir	128,000	210.163.480
KADINCIK-I	Mersin	70,000	231.188.950
KADINCIK-II	Mersin	56,000	171.781.090
KAPULUKAYA	Kırıkkale	54,000	118.997.750
KARACAÖREN-I	Burdur	32,000	70.794.650
KARACAÖREN-II	Burdur	46,400	116.081.024
KARAKAYA	Diyarbakır	1.800,000	4.410.178.200
KARKAMIŞ	Gaziantep	189,000	359.680.515
KEBAN	Elazığ	1.330,000	3.296.328.930
KEMER	Aydın	48,000	75.703.570
KESİKKÖPRÜ	Ankara	76,000	124.791.700
KILAVUZLU	Kahramanmaraş	54,000	134.042.330
KILIÇKAYA	Sivas	120,000	95.347.550
KÖKLÜCE	Tokat	90,000	2.622.250
KRALKIZI	Diyarbakır	94,500	47.111.213
KÜRTÜN	Gümüşhane	85,000	84.247.590
MANAVGAT	Antalya	48,000	116.600.000
MANYAS	Balıkesir	20,250	13.062.747
MENZELET	Kahramanmaraş	124,000	266.744.684
MURATLI	Artvin	115,000	307.109.920
OBRUK	Çorum	210,800	255.459.839
ÖZLÜCE	Elazığ	170,000	127.802.460
SARIYAR H. P.	Ankara	160,000	203.284.980
SEYHAN-I	Adana	60,000	134.771.480
SIR	Kahramanmaraş	283,500	314.111.720
SUAT UĞURLU	Samsun	69,000	96.595.160
TORUL	Gümüşhane	103,200	109.337.760
YENİCE	Ankara	37,890	70.195.020
BARAJLI SANTRALLER TOPLAMI		12.685,500	22.475.172.537
DOĞAL GÖL VE AKARSU SANTRALLER TOPLAMI		309,636	624.906.695
TOPLAM		12.995,136	23.100.079.232

Kaynak: www.euas.gov.tr

DSİ Genel Müdürlüğü Tarafından Geliştirilmesine Karar Verilen Projeler

1992 yılında Hükümetlerarası İkili İşbirliği Protokolü kapsamında kredili olarak yapılmasına karar verilmiş olan projelerden 1200 MW kurulu gücünde Ilısu Barajı ve HES ile 540 MW kurulu gücünde Yusufeli Barajı ve HES projeleri için defalarca sözleşmeler imzalanmış ancak ulusal ve uluslararası tepkiler nedeniyle ülkeler projelerden çekilmiş ve bu projeler yıllarca sürüncemede kalmıştır. 6446 sayılı Kanun kapsamında her ne kadar devlet arz güvenilirliği tehdidi olmadığı müddetçe üretim tesisi yatırımı yapamayacak olsa da bu iki proje başvuruya açılmayarak DSİ Genel Müdürlüğü tarafından yapılmasına karar verilmiştir. Şu anda Tablo 7.7'de verilen 4 adet projenin inşaatı DSİ Genel Müdürlüğü tarafından yürütülmektedir.

Tablo 7.7 DSİ Tarafından İnşaatı Devam Ettirilen Santraller

		K. GÜÇ MW	Enerji Üretimi GWh/yıl	Başlama Yılı
1	Kayraktepe	290,00	798	
2	Ilısu	1.200,00	3.833	2010
3	Kığı	140,00	423	1998
4	Yusufeli	540,00	1.075	2012
TOPLAM		2.170,00	6.129	

7.1.3.2 3096 Sayılı Kanun Kapsamında Yapılmış Olan HES'ler ve Son Durum

4.12.1984 tarih ve 3096 Sayılı Yasa'yla özel sektöre, elektrik üretim, iletim, dağıtım ve ticaretiyle ilgili yatırım yapma ve bu konularda faaliyette bulunma olanağı tanınmıştır. Ancak büyük rezervuarları olan baraj inşaatlarına gerek kamulaştırma sorunları, gerek maliyet büyüklüğü, gerek inşaat süresi uzunluğu ve gerekse baraj gövde inşaatı güvenliğinin hayati öneme haiz olması ve bu projelere tek başına girebilecek finansal güçlerinin olmaması gibi nedenlerle özel teşebbüs ilgi göstermemiştir. Küçük ve yapımı nispeten daha kolay olan projeler tercih edilmiş, 14 yıl boyunca yürürlükte olan 3096 Sayılı Kanun kapsamında sadece 2'si depolamalı olmak üzere 18 adet HES projesi gerçekleştirilmiştir (Tablo 7.8). Bunlardan 3 adet projenin işletme süreleri dolduğu için EÜAŞ'a devredilmiş ve 2012 yılında özelleştirme idaresi tarafından açılan ihalede 49 yıllığına başka firmalara devredilmiştir. Aynı kapsamdaki 3 projenin daha işletme süreleri 2013 yılında dolmuştur.

Tablo 7.8 Yap İşlet Devret (YİD) Kapsamında İşletmede Olan HES'ler

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

7.2 Hükümetlerarası İkili İşbirliği Kapsamındaki Projelerin Bugünkü Durumu

Bu projelerle ilgili son durum Tablo 7.9'da verilmektedir.

Söz konusu bu projelerden toplam 1.583 MW kurulu güçteki ilk 5 proje tamamlanarak işletilmek üzere EÜAŞ'a devredilmiştir. Tablo 7.9.b DSİ tarafından yürütülmektedir. Tablo 7.9.c'deki projeler ise ya çeşitli nedenlerle protokolü iptal edilmiş ya da firmaların haklarından feragat etmeleri sonucunda başvuruya açılmıştır.

Tablo 7.9.d'deki projelerin sözleşmelerinde yer alan firmalara da, özel bir düzenleme ile 6446 sayılı Kanun kapsamında devam etme hakkı tanınmıştır.

Tablo 7.9 1992-2003 Arasında DSI Tarafından Hükümetlerarası İkili İşbirliği Kapsamında Yürütülen Projeler

	Hidroelektrik Santral Adı	Tesisin Kurulu Gücü (MW)	Ort. Yıllık Üretim (GWh)	İkili İşbirliği Protokolü İmzalanan Ülke
a-) Bu Kapsamda Tamamlanarak İşletmeye Alınmış Olanlar				
1	Karkamış	189	652	Avusturya
2	Deriner	670	2.118	Rusya
3	Borçka	300	1.039	Avusturya
4	Muratlı	115	444	Avusturya
5	Ermenek	309	1.187	Avusturya
	Toplam	1.583	5.440	
b-) DSI Tarafından Yapılmasına Karar Verilenler				
1	İlisu	1.200	3.833	İsviçre
2	Yusufeli	540	1.705	Fransa
	Toplam	1.740	5.538	
c-) 4664 Sayılı Yasa Kapsamında Devam Hakkı Verilenler				
1	Kargı	214	281	ABD
2	Artvin	332	1.026	Fransa
3	Alpaslan II	200	714	ABD
4	Konaktepe I-II	138	579	ABD
5	Pervari	192	635	ABD
6	Eriç	170	703	ABD
7	Durak	120	347	ABD
8	Doğanlı	462	1.327	Avusturya
9	Çukurca	245	796	Avusturya
10	Beyhanı	300	1.435	Avusturya
11	Kaleköy	293	1.293	Avusturya
	Toplam	2.666	9.136	
d-) 4664 Sayılı Yasa Kapsamında Yeniden Başvuruya Açılanlar				
1	Gürsöğüt	279	322	ABD
2	Cizre	240	1.208	Kanada
3	Hakkari	208	625	ABD
4	Laleli	99	245	Kanada
5	Bayram	81	265	Rusya
6	Bağlık	67	238	Rusya
7	Mut	91	270	ABD
8	Dereköy-Demirkapı	105	366	Kanada
9	Çetin	350	1.237	Kanada
10	Büyükdüz	60	174	Kanada
11	Fındıklı-Arhavi	150	579	Norveç
	Toplam	1.730	5.529	
	Genel Toplam	7.719	25.643	

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

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

Tablo 7.10 İkili İşbirliği Kapsamındaki Projelerden (Tablo 9-c) Başvuruya Açılmayarak 5625/2 md. İle Düzenlenenlerinde Son Durum

Sıra No	HES Adı	Mevcut Durum	Firma Adı	İli	K. Güç, MW	Üretim (GWh/yıl)
1	Alpaslan II Brj. ve HES	İnşa (% 38)	Enerjisa	Muş	280	862
2	Artvin Brj. ve HES	İnşa (% 93)	Doğuş	Artvin	332	1.026
3	Beyhanı I Brj. ve HES	İşletmede	Özaltın- Cengiz	Elazığ	582	1294
	Beyhanı II Brj. ve HES	İnşa (% 5,7)	Özaltın-Cengiz	Elazığ	227	550
4	Y.Kaleköy Brj. ve HES	İnşa (%51)	Özaltın-Cengiz	Bingöl	600	1.417
	A. Kaleköy Brj. ve HES	İnşa (% 5,3)	Özaltın-Cengiz	Bingöl	454	1039
	Gözeler Reg. ve HES	İnşaat Öncesi	Özaltın-Cengiz	Bingöl	60	265
5	Çukurca Brj. ve HES	Lisans işlemleri	Rönesans	Hakkari	245	796
6	Doğanlı Brj. ve HES	Lisans işlemleri	Rönesans	Hakkari	462	1327
7	Eriç Brj.ve HES	İnşaat Öncesi	Palmet	Erzincan	283	814
8	Pervari Brj. ve HES	İnşaat (%10,8)	Enerjisa	Siirt	400	890
9	Kargı Brj. ve HES	İnşaat Öncesi	Limak	Eskişehir	100	281
10	Durak Brj. ve HES	Vazgeçildi	Taşyapı	Rize	120	347
11	Konaktepe Brj. ve HES	Danıştay İptal*	Soyak	Tunceli	201	579
	TOPLAM				4.346	11.487

*EPDK'da işlemler yeniden devam ediyor.

Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü

Tablo 7.11'de Hükümetlerarası ikili işbirliği protokolü kapsamında yer alan projelerden sözleşmesi iptal edilerek 6446 Sayılı Kanun kapsamında başvuruya açılmış olan projeler yer almaktadır. Söz konusu projelere yoğun ilgi olmuş, katkı payı toplantılarında çok yüksek katkı payları teklif edilmiş; bu nedenle projelerin yapılabilirlikleri imkânsız hale gelmiştir. Üzerlerinden 4-6 yıl geçmesine rağmen bu projelerden sadece Taşova ve Elmalı Barajları ve Büyükdüz HES tamamlanarak işletmeye alınmış,

Çetin Barajı ve HES inşaatına ise 2012 yılında başlanmış fakat ciddi bir ilerleme kaydedilmemiştir. Bağlık, Mut, Başköy, Çamlıca, Bayram, Demirkapı HES'ler katkı paylarının yüksekliği nedeniyle yapılamayarak ya firmaları tarafından vazgeçilmiş ya da ÇED problemleri gerekçe gösterilerek iptal edilmiştir. Bağlık HES yeniden başvuruya açılmış, Gürsöğüt Barajı ve HES ise başvuruya açık olup henüz başvuru yapılmamıştır.

Tablo 7.11 İkili İşbirliği Kapsamındaki Projelerden (Tablo 7.9-d) Başvuruya Açılan Projelerde Son Durum

Sıra No	Proje Adı	Mevcut Durumu	Firma	İli	K. Güç (MW)	Üretim (GWh/yıl)	Katkı Payı	Sözleşme Yılı
1	Taşova ve Elmalı Brj. Büyükdüz HES	İşletmede	Ayen En. A.Ş.	Gümüşhane	69	192	0,20	2007
2	Çetin Brj. ve HES	İnşa Halinde	Çetin En. (Statkraft)	Siirt	517	1460	3,52	2007
3	Laleli Brj. ve HES	Lisans Başvurusu Yok	Laleli En. (Akfen)	Erzurum	102	245	0,43	2007
4	Hakkari Brj. ve HES	Lisans Öncesi	HCZ Enerji	Hakkari	242	625	3,37	2011
5	Bağlık Brj. ve HES	Tekrar Başvuruya Açıldı	KRD Elektrik	Artvin	67	238	8,97	2009
6	Cizre Brj. ve HES	Lisans Reddedildi	Aydınlı Enerji	Şırnak	240	1208	6,77	2008
7	Gürsöğüt Brj. ve HES	Başvuruya Açık		Eskişehir	100	322		
8	Mut Brj. ve HES	Lisans Reddedildi	Pelinsu Enerji (Türkerler)	Mersin	91	270	1,97	2009
9	Başköy HES	Lisans İptali	Yalınkaya Enerji	Rize	15	60	6,53	2007
10	Çamlıca Brj. VE HES	ÇED Nedeniyle İptal	Başkent Üretim	Artvin	81	410	6,21	2007
11	Bayram Brj. ve HES	Firma Vazgeçti	LNS Enerji (LİMAK)	Artvin	92	300	5,62	2009
12	Dereköy Brj. ve Demirkapı HES	15.05.2008 Tarihinde Alınan ÇED Kararı Mahkeme Sonucu İptal Edilmiştir	BESS Elektrik	Rize	105	366	6,32	2007
TOPLAM					1.721	5.696		

Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü

7.2.1 6446 ve 5346 Sayılı Kanunlar Kapsamında Başvuruya Açılmış Olan Projeler

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

2001 tarihinde yayımlanarak yürürlüğe giren mülga 4628 sayılı Kanun kapsamında çıkartılan "Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına

İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik” 26 Haziran 2003 tarih ve 25150 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

- Ağustos 2003 tarihinde ise DSİ tarafından hidroelektrik santral projeleri geliştirip işletilmek amacıyla özel sektör başvurularına açılmıştır. Bu kapsamda DSİ Genel Müdürlüğü’nün www.dsi.gov.tr/faaliyetler/hessu-kullanım-anlaşmaları adresinde 7 adet tablo oluşturulmuştur. Projeler; buldukları konum itibarıyla hukuki sorun yaratmaması için aşağıda açıklanan farklı tablolarda başvuruya açılmıştır. Bunlar; DSİ/EİE tarafından geliştirilerek başvuruya açılmış projeler
- Tüzel kişilerin geliştirmek üzere başvuru yaptığı projeler
- DSİ’nin inşaatını yapmakta olduğu ve başvuruya açılan projeler
- İkili işbirliği kapsamında çıkartılarak başvuruya açılan projeler
- YİD kapsamında çıkartılarak başvuruya açılan projeler
- Gruplandırılarak başvuruya açılan DSİ/EİE projeleri

Tablo-2

Tablo-3

Tablo-4

Tablo-5

Tablo-6

Tablo-7

DEK-TMK’nın 2012 yılında yayımlanmış olduğu Enerji Raporu’nda da verilmiş olan bu tabloda çok büyük bir değişiklik olmamıştır. Bunun nedeni DSİ Genel Müdürlüğü’nün 15.10.2007 tarihi itibarıyla Tablo 12 kapsamındaki tüzel kişiler tarafından geliştirilen yeni proje başvurularını durdurmuş olmasıdır.

Tablo 7.12 6446 Kapsamında Özel Sektörce Geliştirilecek Projeler

Tablo Adı	Toplam HES Adedi	Toplam Başvurulan HES Adedi	Toplam K. Güç (MW)	Toplam Başvurulan K. Güç (MW)
Tablo-2	362 (DSİ 180-EİE 182)	263 (DSİ 127-EİE 136)	10.784 (DSİ 6425- EİE 4359)	9.180
Tablo-3	1.195	805	12.000	9.361
Tablo-4	14	13	432	430
Tablo-5	12	6	1.737	1.229
Tablo-6	1	1	93	93
Tablo-7	17	14	950	798
Başvuruya Açılan Proje Toplamı	1.601	1.102	25.996	21.091
3096’ya Binaen SKHA İmzalanan	38	38	1926	1.926
İkili Anlaşma	14	13	4546	4.430
TOPLAM	1.653	1.153	32.468	27.447

Kaynak: DSİ 2014 Faaliyet Raporu

Tablo 7.13 Kapsamında DSİ Tarafından Geliştirilen ve Su Kullanım Anlaşması Yapmak Üzere Şirketler Tarafından Müracaat Edilebilecek Hidroelektrik Enerji Projeleri, 2014

Müracaat Edilen ve Edilebilecek HES Projeleri (DSİ/EİE Projeleri)	HES Adedi	Başvurulan HES Adedi	Kurulu Güç (MW)	Başvurulan K. Güç (MW)
Kati Proj. Hazır Olan HES	4	2	52	11
Planlama Rap. Hazır Olan HES	65	42	3.197	2.929
Mast.Plan Rap. Hazır Olan HES	69	57	3.757	3.423
Ön İnc. Raporu Hazır Olan HES	65	46	1.564	1.184
İlk Etüdü Hazır Olan HES	159	116	2.214	1.633
TOPLAM	362	263	10.784	9.180

2014 sonu itibarıyla toplam 25.996 MW kurulu güçte 1.601 adet projeye DSİ Genel Müdürlüğü tarafından başvuru yapılması uygun bulunmuştur. Bu projelerden toplam 21.091 MW kurulu güçte 1.102 adedine özel sektör tarafından başvuruda bulunularak ilgili kurum ve kuruluşlarca değerlendirme ve incelemeye alınmıştır.

7.3 Proje İlerleme Durumları

Tablo 7.14 EPDK'dan Lisans Alan Hidrolik Enerji Yatırımları (Temmuz 2015).

Yakıt/Kaynak Türü	Toplam Lisans Kurulu Gücü (MWe)	Toplam İnşa Halindeki Kapasite (MWe)	Lisans Alıp Yatırıma Geçmeyen Projeler (MWe)	Lisans Alıp Yatırıma Geçmeyen Projeler (%)
Hidrolik	8.505,84	8.485,63	20,22	0,24
Genel Toplam	43.345,37	38.708,93	4.636,44	
Hidrolik Payı (%)	19,62	21,92	0,44	

Temmuz 2015 itibarıyla EPDK, toplam 43.345 MWe'lik elektrik üretim yatırımına lisans vermiş olup, bunların % 19,62'si (8.506 MWe) hidrolik santrallerdir. Lisans alıp inşaatına başlanmış olan hidrolik kapasite 8.486 MWe, lisans alıp yatırıma geçmeyen projelerin oranı ise % 0,24'tür.

Tablo 7.15 EPDK'dan Lisans Alan Hidrolik Enerji Yatırımlarının İlerleme/Gerçekleşme Oranları (İÖ)

(Temmuz 2015, Kurulu Güçler: MW)

Yakıt/Kaynak Türü	İÖ Bilgisi Yok *	0>İÖ<10	10<İÖ<35	35<İÖ<70	İÖ>70	Genel Toplam	Payı (%)
Hidrolik	849,53	2.982,98	1.814,26	1.423,61	1.415,25	8.485,63	21,93
Hidrolik Payı, %	10,02	35,15	21,38	16,77	16,68	100,00	100,00

Lisans alıp yatırımı başlatılan 8.486 MW kurulu güçteki projelerde, yatırım gerçekleşme oranı % 35'in üzerinde olan santral yatırımlarının toplam kurulu gücü 2.839 MW olup, yatırım aşamasındaki tüm santraller içindeki payı % 33,45 ile üçte bir düzeyindedir. Bu projelerin 4 yıl içinde tamamlanması durumunda kurulu güç, ancak 28.492 MW'a ulaşacaktır. Oysa Bakanlığın Strateji Belgesi'nde 2019 yılı için 32.000 MW kurulu güç hedeflenmiştir.

Yatırımına başlananların % 10'luk kısmı ilerlemeleriyle ilgili olarak EPDK'ya bilgi bile vermezken, % 35,15'lik kısmının ilerleme oranları % 10'un altındadır.

Tablo 7.16 Kaynaklara Göre Lisans Durumu Raporu (18 Kasım 2015)

	Başvuru Aşamasında		İnceleme Değerlendirmede		Uygun Bulundu		Toplam	
	Adet	Kurulu Güç (MWe)	Adet	Kurulu Güç (MWe)	Adet	Kurulu Güç (MWe)	Adet	Kurulu Güç (MWe)
Hidrolik	94	10.427	86	1.599	153	3.357	333	15.383
Toplam	678	27.621	1.146	56.116	162	3.905	1.986	87.642
Hidrolik Payı (%)	13,86	37,75	7,50	2,85	94,44	85,96	16,76	17,55

Bu tablo, EPDK'nın elinde uygun bulunan 3.357 MW kurulu güçte 153 adet, inceleme-değerlendirme sürecinde 1.599 MW, kurulu güçte 86 adet, başvuru aşamasında 10.427 MW kurulu güçte 94 adet olmak üzere toplam 15.383 MW kurulu güçte 333 adet santral projesinin bulunduğunu göstermektedir.

Aralık-2015 itibarıyla 25.653 MW işletmede, 8.506 MW lisans almış/inşaatına başlanmış ve 15.383 MW'lık 333 adet başvuru, inceleme/değerlendirme ve uygun bulunma aşamasındadır. Tüm bu projelerin toplamı 49.542 MW olup, Türkiye'nin yaklaşık hidrolik potansiyeline eşittir. Mevcut kurulu kapasitenin % 60'ına varan proje stokunun olması, projelerin değerlendirilmesi aşamasında herhangi bir planlama olmadığını çok açık biçimde ortaya koymaktadır.

Sağlıklı bir planlama yapabilmek için, yatırıma başlamamış, ÇED uygun belgesi alamamış, toplumsal maliyetleri faydalarından daha fazla olan ve bölge halkının istemediği tüm projeler iptal edilmelidir.

7.4 Su Yapılarının Denetimi

Geçmişte, hidroelektrik enerji potansiyelinin geliştirilmesi amaçlı yatırımlar tamamen devlet eliyle yapılmakta iken, “Mülga 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu” ile başlayan ve 30/03/2013 tarih ve 28603 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe giren “6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu” ile devam eden süreçte, özel sektör HES projelerinin geliştirilmesi ve inşasına yönlendirilmiştir.

Lisans sahibi yatırımcılar tarafından inşa edilen HES projeleri, mülga 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun Geçici 14'üncü maddesinin (f) bendine eklenen “20/2/2001 tarihli ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Su Kullanım Hakkı Anlaşması çerçevesinde elektrik enerjisi üretmek maksadıyla yapılacak olan üretim tesislerinin su yapısıyla ilgili kısımları ile gerçek ve tüzel kişiler tarafından inşa edilecek suyla ilgili yapıların inşasının inceleme ve denetimi, masrafları ilgililerine ait olmak üzere DSİ tarafından yapılır veya gerektiğinde yetkilendirilecek denetim şirketlerine yaptırılması sağlanır. Denetim şirketleri ile ilgili uygulamaya ilişkin usul ve esaslar, ilgili bakanlıkların görüşü alınmak kaydıyla DSİ tarafından çıkarılacak yönetmelikle düzenlenir” hükmüne istinaden "Su Yapıları Denetim Hizmetleri Yönetmeliği"ni ilk olarak 15.08.2009'da, 6200 sayılı Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğünün Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun'un 2. maddesine dayanarak çıkarılmıştır. DSİ Genel Müdürlüğü, bu yönetmelikle bütün su yapılarının denetimini özel şirketlere devredebilecekti. Ancak TMMOB Danıştay'a başvurarak yönetmeliğin yürütülmesinin durdurulmasını talep etmiş, Danıştay 10. Dairesi, 28.02.2011'de yönetmeliğin yürütülmesini durdurmuştur.

DSİ Genel Müdürlüğü, bu defa hem 6200 Sayılı Kanun'un 2. maddesine, hem de 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun geçici 14. maddesinin birinci fıkrasına, 13.02.2011 günlü, 6111 sayılı Kanun'un 204. maddesi ile eklenen (f) bendine dayanarak 13.05.2011'de yeni bir SYDHY çıkardı. Yönetmeliğin yürütülmesinin durdurulması ve iptali için TMMOB tarafından Danıştay'da yeni bir dava açılmış, Danıştay 10. Dairesi de, 31.10.2011'de yürütmenin durdurulmasına karar vermiştir.

Yönetmeliğin yürütmesini durduran Danıştay 13. Dairesi, Su Yapılarının Denetim Hizmetleri Yönetmeliği'nin yeni dayanağı olarak gösterilen Yasa'nın ilgili maddesinin iptali ve yürürlüğünün durdurulması için de, Anayasa Mahkemesi'ne başvurulmasını kararlaştırmıştır. Anayasa Mahkemesi, 27.09.2012'de Danıştay 13. Dairesinin başvurusunu haklı bularak bahsi geçen maddeyi iptal etmiştir. DSİ Genel Müdürlüğü, 16.04.2013 tarihinde, Yönetmelik artık anlamsızlaşmıştır, diyerek uygulamadan vazgeçtiğini açıklamıştır..

Hukuka karşı hile uygulaması sürdürülmüş ve Yönetmeliğin dayandırıldığı ve Anayasa Mahkemesi'nin iptal ettiği madde, bu defa 10.09.2014 tarihinde 6200 sayılı Kanun'a (Ek Madde 6- (Ek: 10/9/2014-6552/88 md.)) olarak eklenmiştir. Siyasi iktidarın, Anayasa Mahkemesi'nin iptal ettiği yasa maddesini başka bir yasaya yerleştirmesinden sonra, DSİ Genel Müdürlüğü, Su Yapılarının Denetim Hizmetleri Yönetmeliği'ni 12.05.2015 tarihinde tekrar çıkarmıştır.

Bu Yönetmelikle sular ve su yapıları üzerinde kamusal denetim işlevsizleştirilmekte ve ortadan kaldırılmakta, nerede ise yatırımcı özel sektör kuruluşlarının insafına terk edilmektedir.

Kaynakça

- 1-DEK-TMK 2012 Enerji Raporu
2. DEK-TMK 2013 Enerji Raporu
- 3- www.epdk.org.tr
- 4- www.dsi.gov.tr
- 5- www.euas.gov.tr
- 6-2010 World Atlas & *Industry Guide*

8. TÜRKİYE'DE RÜZGÂR ENERJİSİ

Zerrin Taç Altuntaşoğlu

Elektrik Mühendisi

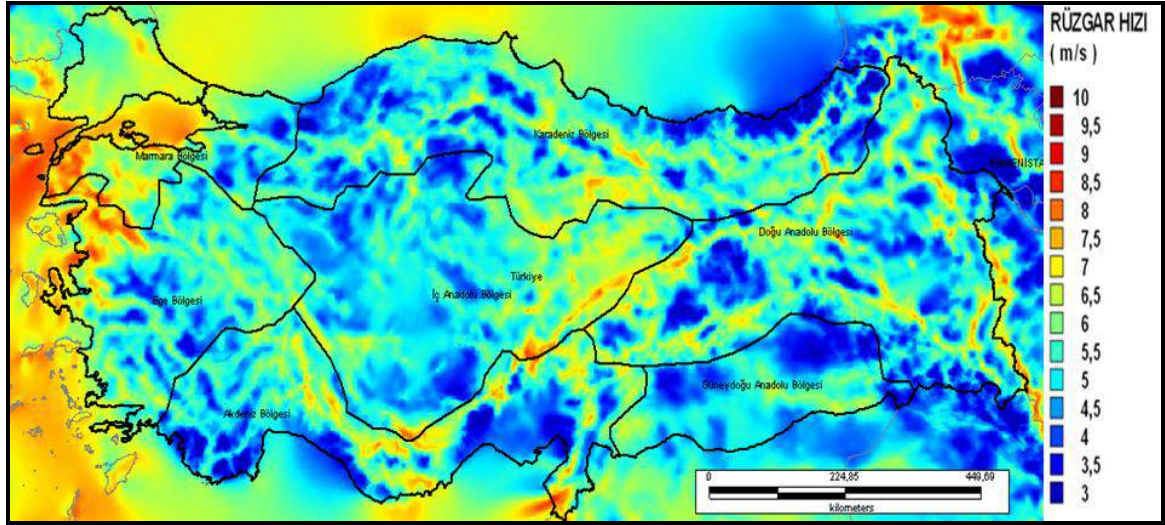
Kamu Yönetimi Yüksek Lisans

TMMOB Makina Mühendisleri Odası

Enerji Çalışma Grubu Danışmanı

8.1 Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli

Türkiye, Avrupa'da rüzgâr enerjisi potansiyeli bakımından zengin ülkelerden birisidir. Üç tarafı denizlerle çevrili olan ve yaklaşık 3.500 km kıyı şeridi olan Türkiye'de, özellikle Marmara kıyı şeridi ve Ege kıyı şeridi sürekli ve düzenli rüzgâr almaktadır. Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA), Türkiye rüzgâr kaynaklarının karakteristiklerini ve dağılımını belirlemek amacıyla YEGM (eski EİE) tarafından 2006 yılında üretilmiştir (Şekil 8.1). Atlasta verilen detaylı rüzgâr kaynağı haritaları ve diğer bilgiler, rüzgâr enerjisinden elektrik üretimine aday bölgelerin belirlenmesinde kullanılabilir bir alt yapı sağlamaktadır. Yıllık ortalama değerler esas alındığında, Türkiye'nin en iyi rüzgâr kaynağı alanları kıyı şeritleri, yüksek bayırlar ve dağların tepesinde ya da açık alanların yakınında bulunmaktadır. Açık alan yakınlarındaki en şiddetli yıllık ortalama rüzgâr hızları; Türkiye'nin batı kıyıları boyunca, Marmara Denizi çevresinde ve Antakya yakınında küçük bir bölgede meydana gelmektedir. Orta şiddetteki rüzgâr hızına sahip geniş bölgeler ve rüzgâr gücü yoğunluğu, Türkiye'nin orta kesimleri boyunca mevcuttur.



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

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

Rüzgâr Kaynak Derecesi	Rüzgâr Sınıfı	50 m Yükseklikte Rüzgâr Gücü Yoğ. (W/m ²)	50 m Yükseklikte Rüzgâr Hızı (m/s)	Toplam Alan (km ²)	Rüzgârlı Arazi Yüzdesi	Toplam Kurulu Güç Potansiyeli (MW)
Orta	3	300 – 400	6,5 – 7,0	16 781,39	2,27	83.906
İyi	4	400 – 500	7,0 – 7,5	5 851,87	0,79	29.259,36
Harika	5	500 – 600	7,5 – 8,0	2 598,86	0,35	12.994,32
Mükemmel	6	600 – 800	8,0 – 9,0	1 079,98	0,15	5.399,92
Sıradışı	7	> 800	> 9,0	39,17	0,01	195,84
Toplam				26.351,28	3,57	131.756,40

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

8.2 Türkiye Rüzgâr Enerjisinin Gelişimi

Türkiye'de şebekeye bağlı lisanslı rüzgâr enerjisi ile elektrik üretimi kurulu gücü, 2015 yılı Aralık sonu itibarıyla, toplam 113 adet rüzgâr santralinde 4.498,4 MW'a ulaşmıştır. Bu santrallerden 2015 yılında üretilen enerji ise 11.543.050 MWh olarak gerçekleşmiştir (Şekil 8.2).

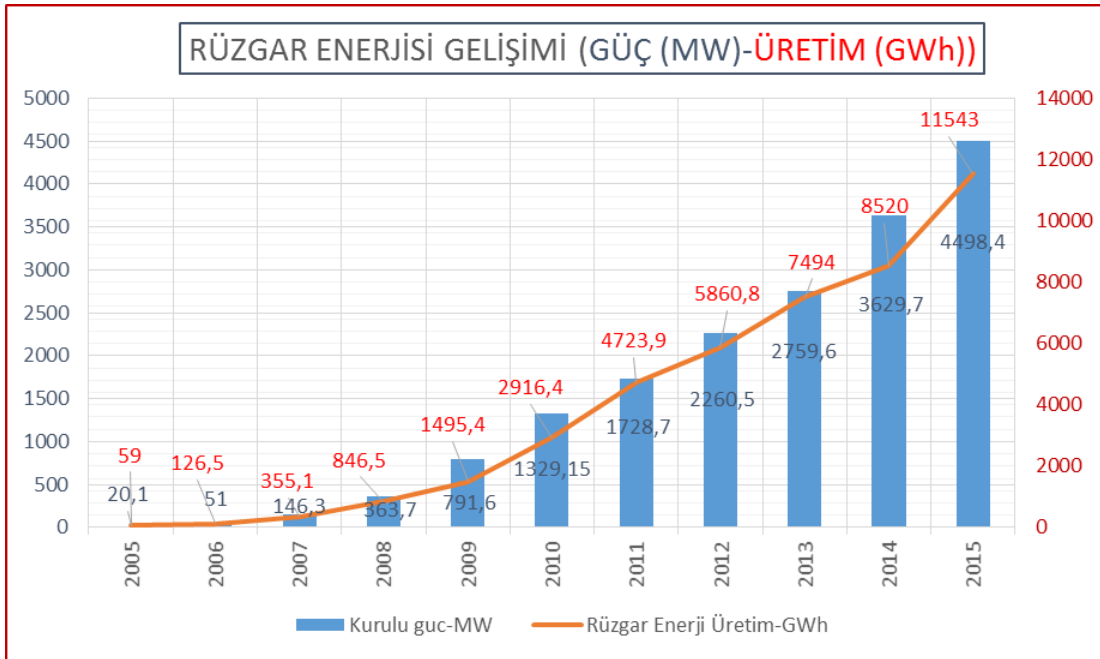
Tablo 8.2 Türkiye Rüzgâr Enerjisi Kurulu Gücü ve Enerji Üretimi (2015 Yılı Sonu)

RES Santrali 2015 sonu	Kurulu Güç (MW)	Santral Sayısı Adet	Toplam Kurulu Güçteki Payı (%)	Yıllık Üretim (MWh)	Toplam Yıllık Üretimdeki Payı (%)
Lisanslı	4.498,4	113	6,1	11.543.059	4,45

Bu kurulu güç ve elektrik üretimi, sırası ile Türkiye toplam kurulu gücünün % 6,1'i ve Türkiye toplam yıllık elektrik üretiminin % 4,45'ini oluşturmuştur.

8.2.1 Lisanslı Rüzgâr Enerjisinin Gelişimi

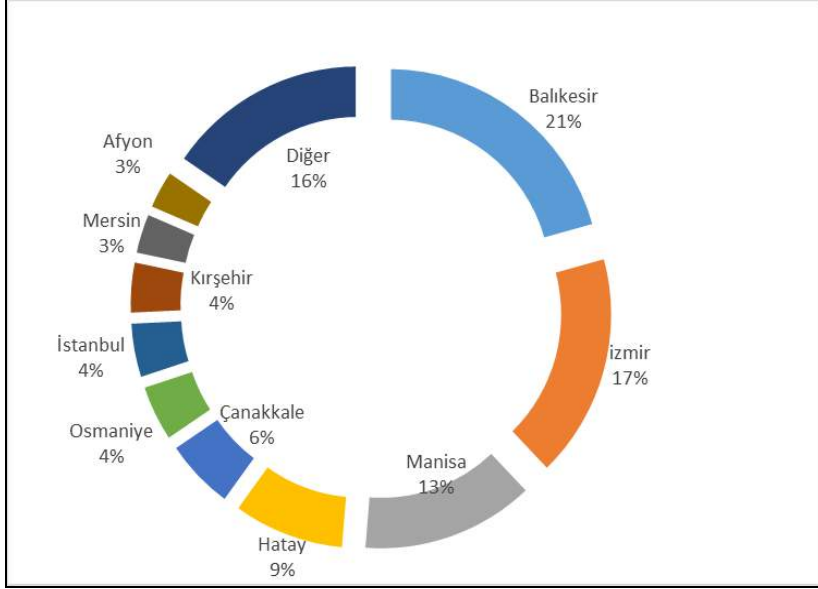
Türkiye'de lisanslı RES'lerin yıllara göre gelişimi Şekil 8.2'de görülmektedir.



Şekil 8.2 Türkiye Rüzgâr Kurulu Gücünün Yıllara Göre Gelişimi¹

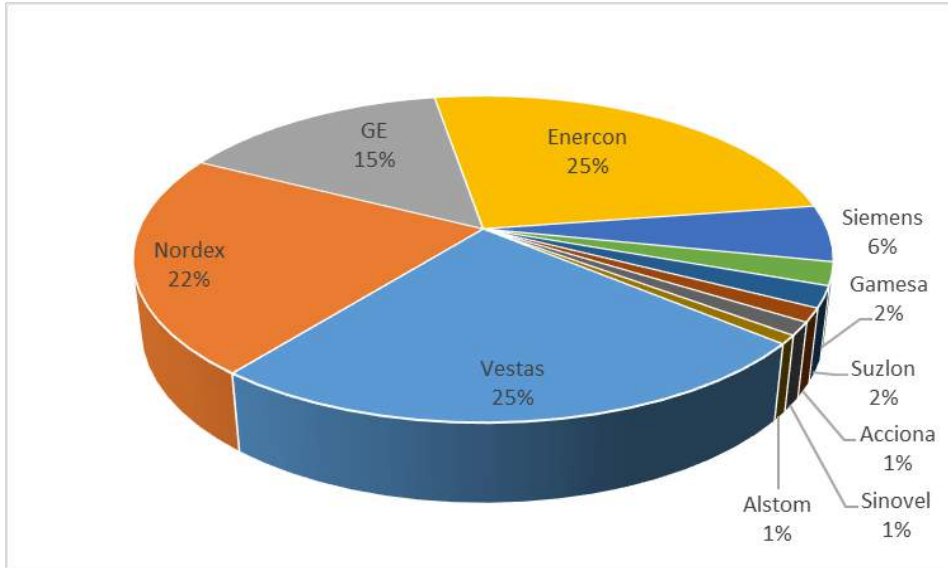
Balıkesir, İzmir, Manisa, Hatay, Çanakkale, rüzgâr santrallerinin yoğun olarak yer aldığı illerdir. Rüzgâr santrallerinin yoğun olarak kurulduğu iller REPA'da gösterilen potansiyelle uyumludur. (Şekil 8.3).

¹ Kaynak: 2015 yılı Türkiye Elektrik Kurulu Gücü ve Üretim Kaynaklarına Göre Dağılımı, www.teias.gov.tr.



Şekil 8.3 Türkiye Lisanslı Rüzgâr Enerjisi Kurulu Gücünün İllere Göre Dağılımı²

İşletmedeki rüzgâr santrallerinde kullanılan türbinler dünya piyasasına hâkim türbin markalarıdır (Şekil 8.4). İşletmedeki santrallerde kullanılan Vestas, Enercon, Nordex ve GE türbinlerinin payları, toplam kurulu gücün % 87'sini oluşturmaktadır. Siemens, Gamesa, Suzlon, Sinovel ve Alstom türbinlerinin payları ise % 6 – % 1 arasında değişmektedir. Santrallerde, ilk yıllarda 500-900 kW arası g c lerdeki türbinler tercih edilirken, son yıllarda tercihin 2- 3 MW arasında yoğunlaştığı görülmektedir.

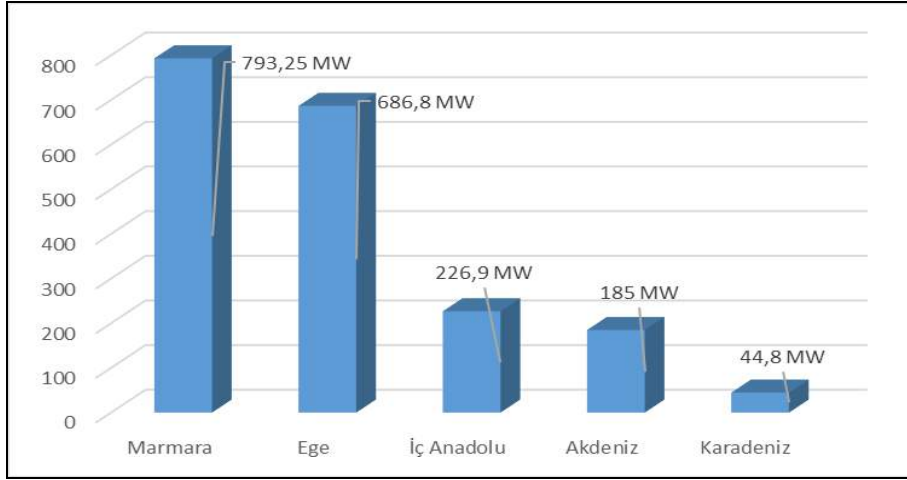


Şekil 8.4 Rüzgâr Santrallerindeki Türbinlerin  reticilere Göre Dağılımı³

² TUREB İstatistik Raporu, Temmuz 2015.

³ TUREB İstatistik Raporu, Temmuz 2015.

Halen, toplam 1936,75 MW gücündeki rüzgâr santralinin inşaatı sürmektedir. Bu santrallerin bölgelere göre dağılımı Şekil 8.5'te verilmektedir. Marmara ve Ege Bölgesi RES inşaatlarının yoğun olarak sürdüğü bölgelerdir.



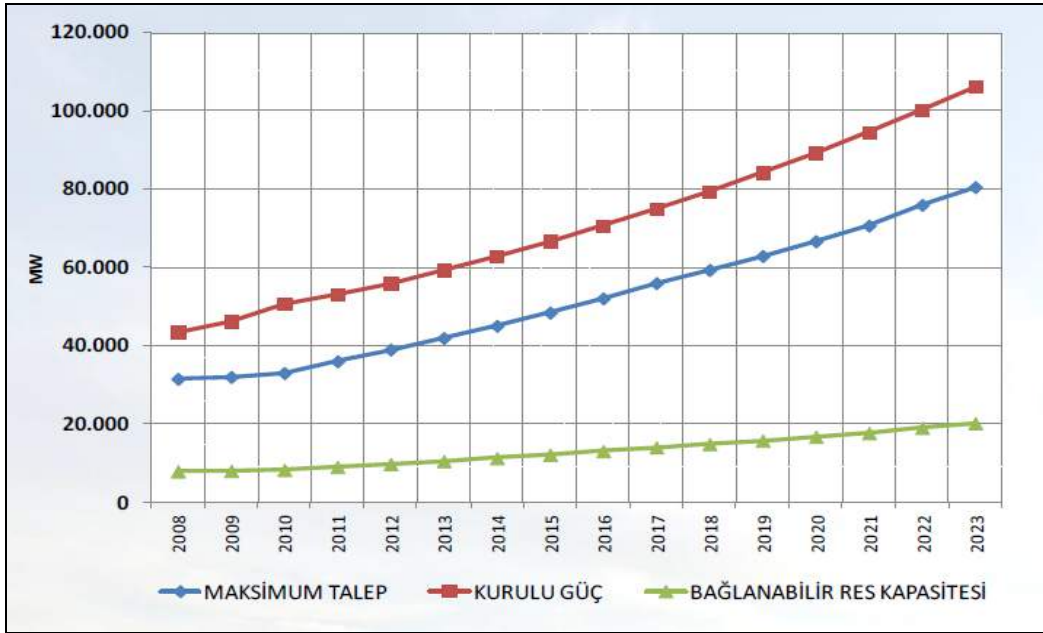
Şekil 8.5 İnşa Halindeki Rüzgâr Santrallerinin Bölgelere Göre Dağılımı

Bunların yanı sıra EPDK tarafından lisans verilmiş olan toplam kurulu gücü 3.371,60 MW olan 98 proje ile ilgili gerekli izinlerin tamamlanması vb işlemleri, yatırımcı firmalar tarafından yürütülmektedir.

8.2.2 Lisanslı Rüzgâr Santralleri Şebeke Bağlantısı ve Nisan 2015 Başvuruları

Rüzgâr santrallerine kapasite tahsisi, TEİAŞ'ın Beş Yıllık Kapasite Projeksiyonu'nda öngörülen sistem puantı, puant talebin % 25'i oranında bağlanabilir RES kapasitesi varsayımı ile mevcut halde işletmede olan lisanslı ve olumlu görüşle lisanslanma süreci devam eden toplam RES kapasiteleri göz önüne alınarak belirlenmektedir.

TEİAŞ'ın 2014 yılında yayımlanan 5 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu'nda, 2020 yılı sistem puantının (maksimum talep) yaklaşık 60.680 MW olacağı öngörülmüştür (Şekil 8.6). Puant talebin % 25'i oranında bağlanabilir kapasite kabulü ile 2020 yılı sonunda toplam RES bağlanabilir kapasitesi yaklaşık 15.000 MW olarak tespit edilmiştir.



Şekil 8.6 TEİAŞ'ın Yıllara Göre RES Bağlanabilir Kapasite Projeksiyonu⁴

TEİAŞ, kapasite tahsisi gerçekleştirilen; işletmede, lisanslı ve olumlu görüş verilerek lisanslandırma süreci devam eden toplam yaklaşık 11.600 MW RES projesi olduğunu göz önüne alarak, 2015 yılında alınacak RES başvuruları için 3.000 MW'lık bağlanabilir kapasiteyi 2013 yılında açıklamıştır. Bu kapasitenin illere göre dağılımı Şekil 8.7'de verilmektedir.



Şekil 8.7 Bölgesel Bazda Sisteme Bağlanabilecek Rüzgâr Enerjisine Dayalı Elektrik Üretim Tesisi Kapasiteleri⁵

⁴ İbrahim BALUNİYE, Türkiye İletim Sisteminde Rüzgâr Santralleri ve Sistem Bağlantıları, ICCI 2014, İstanbul.

⁵ www.teias.gov.tr/duyurular, son erişim tarihi: 29.11.2013.

2014 yılı içerisinde 1 yıllık rüzgâr ölçümleri yapılan önlisans başvuruları, EPDK tarafından 24, 27, 28, 29, 30 Nisan 2015 tarihlerinde alınmıştır.

Nisan 2015 RES başvuruları kapsamında EPDK'ya toplam gücü 42.273,65 MW olmak üzere 1.096 adet önlisans başvurusu yapılmıştır. Tahsis edilecek olan toplam kapasitenin 3.000 MW olduğu dikkate alındığında, bu kapasitenin yaklaşık 14 katı kadar başvuru olduğu görülmektedir. Yani ayrılan her 1 MW'lık kapasite için 14 MW'lık başvuru yapılmıştır. Önlisans başvurularının illere göre sayısı ve gücü Tablo 8.3'te verilmektedir.

Tablo 8.3 2015 Yılında EPDK'ya Yapılan Lisanslı Rüzgâr Santrali Başvuruları

BÖLGE ADI	BAŞVURU SAYISI	TOPLAM BAŞVURU GÜCÜ (MW)
01/Adana	20	663,90
02/Adıyaman	10	271,80
03/Afyonkarahisar	11	264,40
04/Ağrı - Iğdır	2	70,00
05/Aksaray, Kırşehir, Nevşehir	22	895,90
06/Amasya, Samsun	33	1.191,30
07/Ankara, Kırıkkale, Çankırı	17	562,60
08/Antalya	27	1.015,80
09/Ardahan - Kars	2	60,00
10/Artvin - Rize - Trabzon	2	60,00
11/Aydın - Muğla	32	1.072,80
12/Balıkesir	102	4.669,15
13/Bartın - Zonguldak - Karabük	4	106,00
14/Batman - Mardin - Diyarbakır - Şanlıurfa	9	398,50
15/Bayburt - Gümüşhane - Giresun	4	110,60
16/Bilecik - Eskişehir - Kütahya	32	982,00
17/Bingöl - Tunceli	1	49,50
18/Bitlis - Muş	3	79,00
19/Bolu - Düzce - Sakarya	8	184,40
20/Burdur - Denizli - Uşak	21	728,00
21/Bursa	32	1.280,60
22/Çanakkale	115	5.488,70
23/Çorum - Kastamonu - Sinop	27	860,50
24/Edirne	35	1.023,80
25/Elazığ	6	220,00
26/Erzincan	8	316,50
27/Erzurum	2	99,90

28/Gaziantep - Kilis	11	383,60
29/Hatay	9	245,00
30/Isparta	23	860,00
31/İstanbul	6	236,90
32/İzmir	47	1.575,65
33/Kahramanmaraş - Osmaniye	31	545,60
34/Karaman - Mersin	80	5.050,00
35/Kayseri - Niğde	32	1.117,50
36/Kırklareli	38	1.569,45
37/Kocaeli - Yalova	11	269,10
38/Konya	21	769,60
39/Malatya	21	897,70
40/Manisa	30	789,10
41/Ordu	20	662,40
42/Siirt - Şırnak - Hakkari	-	-
43/Sivas	33	1.442,20
44/Tekirdağ	40	1.411,70
45/Tokat	28	747,50
46/Van	2	99,90
47/Yozgat	26	875,10
GENEL TOPLAM	1.096	42.273,65

Başvurular incelendiğinde şunlar görülebilmektedir:

- Başvuruların toplam kurulu gücü, *REPA'da rüzgâr kaynak derecesi iyi, harika, mükemmel olarak tanımlanan alanlarda öngörülen toplam kurulu güç potansiyeli olan 48.000 MW'ın yaklaşık % 90'ına karşılık gelmektedir.*
- *Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'nde, rüzgâr enerjisine dayalı kurulu gücün 2023 yılında en az 20.000 MW olması hedeflenmiştir.* Bu durumda, yapılan başvuruların toplam gücü, hedefin iki katından fazladır.
- TEİAŞ tarafından yaklaşık olarak RES bağlanabilir kapasitesinin % 33'lük kısmı olan 1000 MW kapasitenin tahsis edildiği *Çanakkale, Karaman-Mersin, Balıkesir, Adana, Bursa, Antalya illerini kapsayan 6 bölgeye toplam başvurunun % 43'ü kadar başvuru yapılmıştır.*
- Başvuru başına en büyük ortalama kurulu güçte; birinciliği 63 MW/başvuru ile Karaman-Mersin, ikinciliği 50 MW/başvuru ile Erzurum, Van, Bingöl-Tunceli, üçüncülüğü ise 48 MW/başvuru ile Çanakkale almıştır
- İzmir, Balıkesir, Manisa illeri tahsis edilen kapasitelerinin, sırasıyla yaklaşık 32, 29 ve 26 katı gücünde başvuru ile ilk üç sırayı almıştır. Marmara Bölgesindeki Edirne, Tekirdağ ve Kırklareli ise ortalama kapasitenin 22 katı gücünde başvuru almıştır.
- Siirt – Şırnak – Hakkâri illerinin yer aldığı bölgeye hiç başvuru yapılmamıştır. Bingöl – Tunceli illerinin bulunduğu bölgeye ise tek başvuru yapılmıştır.

Yönetmelik hükümlerine göre yapılan başvurular EPDK tarafından incelenerek, toplam kurulu gücü yaklaşık 39.801,883 MW olan 1018 başvuru değerlendirmeye alınmış⁶ ve teknik değerlendirme için Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü'ne gönderilmiştir. Başvuruların *Rüzgâr Kaynağına Dayalı Elektrik Üretimi Başvurularının Teknik Değerlendirmesi Hakkında Yönetmeliğe*⁷ göre YEGM tarafından teknik değerlendirmesi sürmektedir.

Teknik değerlendirme sonucunda olumlu bulunan başvurular, bağlantı görüşlerinin oluşturulması için TEİAŞ'a gönderilecek ve aynı bölge veya sahaya başvuru yapan şirketler TEİAŞ tarafından yapılan yarışma sonucuna göre kapasite tahsisine hak kazanacaktır. Bölgesinde tek olan başvurulara ise ilgili mevzuat çerçevesinde önlisans verilecektir.

2020 yılına kadar sisteme bağlanabilecek RES kapasitesi TEİAŞ tarafından 2.000 MW olarak açıklanmıştır. Bunun sonucunda EPDK, bu kapasitenin tamamının 2016 yılında kullanılmasına, bu amaçla da RES önlisans başvurularının **3, 4, 5, 6, 7 Ekim 2016 tarihlerinde, 09:00-18:00 saatleri** arasında alınmasına karar vermiştir⁸.

İlgili mevzuata göre, bu tarihlerde rüzgâr enerjisine dayalı önlisans başvurusu yapacak şirketlerin **7 Ekim 2013 ile 7 Ekim 2016 tarihleri arasında bir tam yıl süreli** ölçüm verisi bulundurması gerekmektedir.

8.2.3 Lisanssız RES Projelerinin Durumu

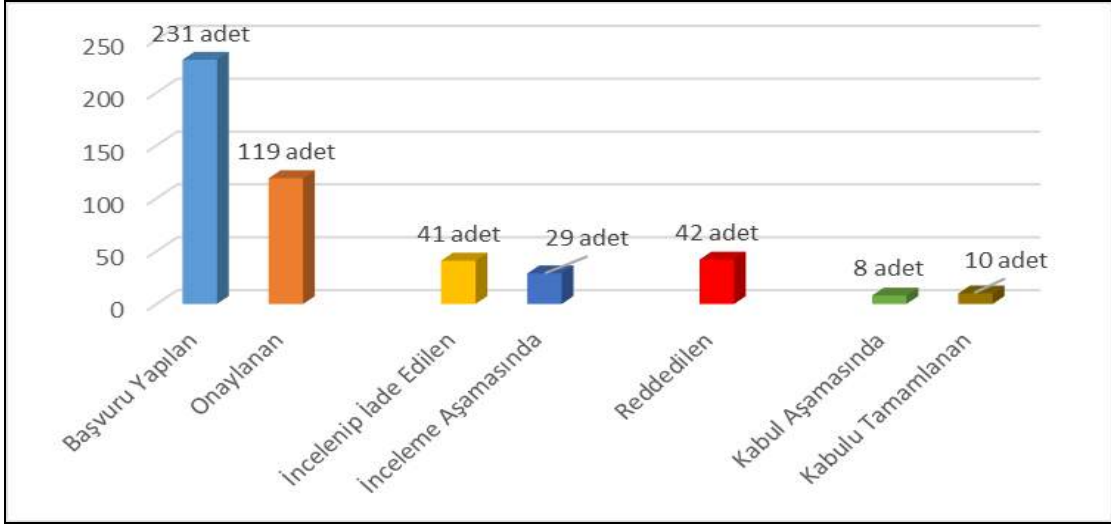
Lisanssız RES elektrik tesislerinin *Proje Onay, Kabul ve Tutanak Onay* işlemleri 30.12.2014 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanan Elektrik Tesisleri Proje Yönetmeliği ve 7.01.2016 tarihli Makam Olur'u gereğince TEDAŞ tarafından yapılmaktadır⁹. ETKB verilerine göre, TEDAŞ'ın 1.1-2012-18.1.2016 tarihleri arasında işlem yaptığı lisanssız projelerin işlem durumları Şekil 8.8'de verilmektedir.

⁶ C Can TUTAŞI, 3.000 MW'lık RES Kapasitesi ve Başvuruların Değerlendirilmesi, 23072015.

⁷ 20 Ekim 2015 tarihli Resmi Gazete.

⁸ Rüzgâr Enerjisine Dayalı Önlisans Başvuruları'na ilişkin 30/07/2015 tarihli ve 5709 sayılı Kurul Kararı.

⁹ ETKB, Enerji İşleri Genel Müdürlüğü'nün, 11379310-200-E Sayılı Elektrik Tesislerinin Proje, Onay ve Kabul yetkilendirmeleri, ETKB, Enerji İşleri Genel Müdürlüğü yazısı, www.tedas.gov.tr.



Şekil 8.8 TEDAŞ'ın Lisanssız Projeler için İşlem Durumları (1.1-2012-18.1.2016)¹⁰

TEDAŞ tarafından kabulü yapılan lisanssız RES kurulu gücü, 14 Ocak 2016 tarihi itibarıyla 7.300 kW'a ulaşmıştır. TEDAŞ tarafından kabulü yapılan lisanssız RES projelerinin listesi ise Tablo 8.4'te verilmektedir.

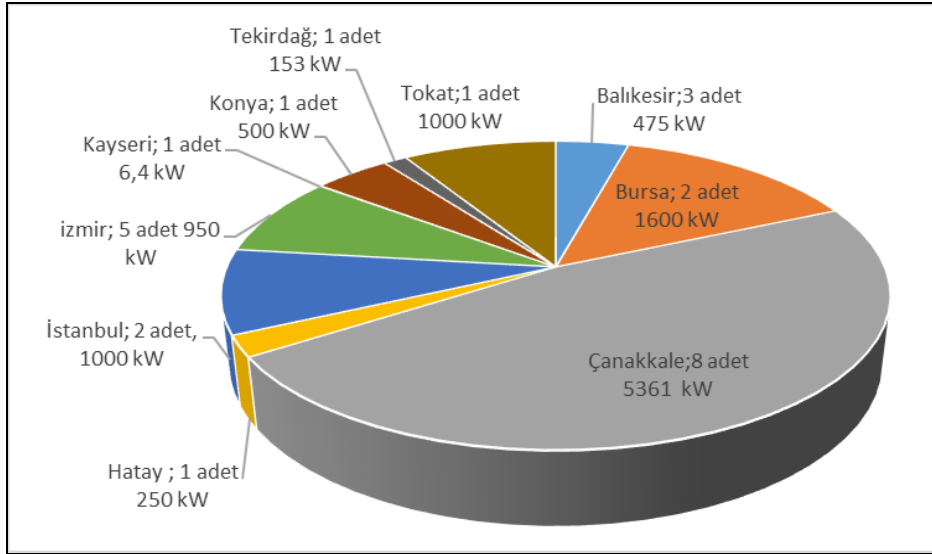
Tablo 8.4 TEDAŞ tarafından Kabulü Yapılan Lisanssız RES Projeleri (14 Ocak 2016 tarihi itibarıyla)

Lisanssız RES Proje Adı	Dağıtım Şirket Adı	İl Adı	İlçe Adı	Kurulu Güç (kW)
GARANTİ İPLİK RES	TRAKYA EDAŞ	TEKİRDAĞ	ÇORLU	2500
Boğaziçi Üniversitesi Kilyos Sarıtepe Kampüsü	BOĞAZICI EDAŞ	İSTANBUL	SARIYER	900
Ayyıldız Enerji Ltd. Şti.	BOĞAZICI EDAŞ	İSTANBUL	BÜYÜKÇEKMECE	500
YETİŞEN RES	TOROSLAR EDAŞ	HATAY	YAYLADAĞI	750
DERBY RES	TRAKYA EDAŞ	TEKİRDAĞ	ÇERKEZKÖY	800
Karel Demir RES	GEDİZ EDAŞ	İZMİR	ALİAĞA	1000
YÜCEL ÇELTİK RES	BANDIRMA OSB	BALIKESİR	GÖNEN	250
Yalçın RES	TOKAT OSB	TOKAT	ZİLE	100
Bereket Çiftliği	TOROSLAR EDAŞ	HATAY	BELEN	250
SER METAL SAN. VE TİC. A.Ş.	ULUDAĞ EDAŞ	BALIKESİR	GÖNEN	250
TOPLAM-10 adet				7300

Kabulü yapılan projelerin 2 adedi OSB bölgelerinde yer almakta olup, geriye kalan 8 adedi elektrik dağıtım şirketleri faaliyet alanı içerisindedir.

¹⁰ www.tedas.gov.tr/#!tedas_lisanssielektrikuretimi.

14 Ocak 2016 tarihi itibarıyla TEDAŞ'ın onayladığı RES projesi sayısı ise 25 olup, bu projelerin toplam gücü 11.295,4 kW'a ulaşmıştır. Onaylanan projelerin illere göre dağılımı Şekil 8.9'da verilmektedir.



Şekil 8.9 TEDAŞ Tarafından Onaylanan Lisanssız RES Projelerinin İllere Göre Dağılımı

8.3 Rüzgâr Enerjisine Uygulanan Teşvikler

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

- 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu
- 5346 Sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun” (YEK-e Kanunu) ve adı geçen kanunlarla ilgili ikincil mevzuat kapsamında teşvik edilmektedir. Bu mevzuat ve uygulandıkları alanlar aşağıda özetlenmektedir:

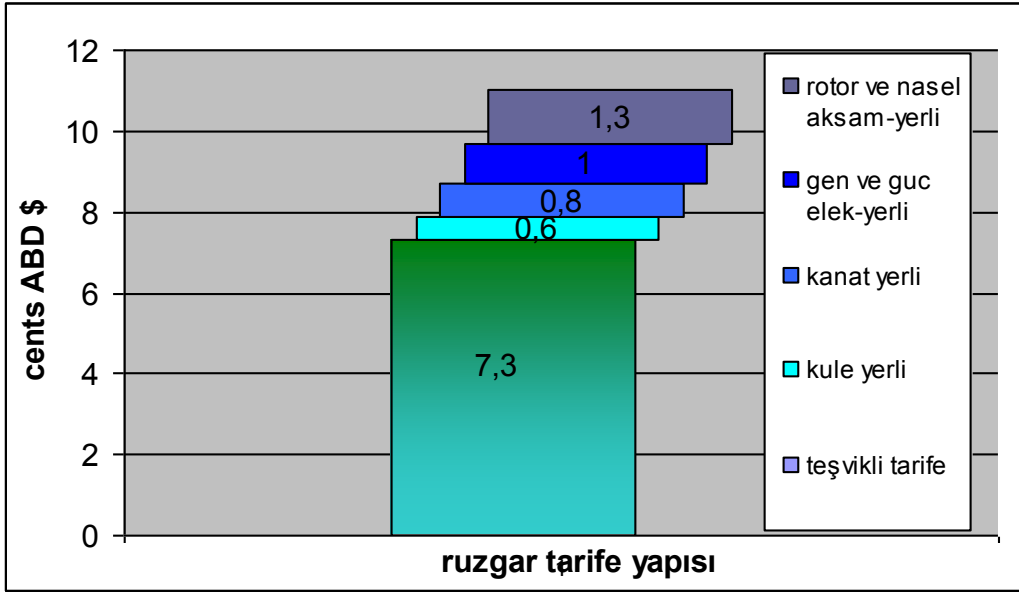
- | | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Sabit fiyat ve alım garantisi (YEKDEM) • Kaynak bazında farklı destek fiyatları (I sayılı Cetvel) • Yerli aksam için destekleme fiyatı (II sayılı Cetvel) • Arazi tahsisine yönelik ayrıcalıklar | <p>5346 Sayılı Kanun
6446 Sayılı Kanun</p> |
| <ul style="list-style-type: none"> • Lisans alma bedeli (muafiyet %90) • Yıllık lisans bedeli (Muafiyet – ilk 8 işletme yılında) • Sisteme bağlantı önceliği • Dengeleme birimi olmaktan muafiyet • Vergi kolaylıkları | |

Ülkemizde yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimine uygulanmakta olan destek sistemi, **teşvikli sabit fiyat mekanizmasıdır (YEKDEM)**.

Rüzgâr enerjisinden üretilen elektriğin teşvikli alım fiyatı kilovat saat başına 7,3 cent ABD\$'dır (Cetvel-1). Tarife geçerlilik süresi 1.1.2016 tarihinden 2020 yılı sonuna kadar devreye girme koşuluyla 10 yıldır.¹¹

1.1.2016 tarihinden 2020 yılı sonuna kadar, yerli üretimi teşvik etmek amacıyla da bu tesislerde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamının en az ilgili Yönetmelikte tanımlı miktar kadarının yerli üretim olması halinde, üretilen elektrik enerjisi için 5 yıl süreyle ilave fiyat uygulanmaktadır¹² (Cetvel-2).

5346 sayılı Kanun'a ekli 1 ve 2 sayılı cetvellere göre bir rüzgâr santralinden üretilen elektriğin tarifesi ve bu santralde yerli üretim ekipmanı kullanılması halinde (RES-e), kullanılan yerli ekipmanın miktarına göre mevcut tarife ek olarak uygulanacak fiyatlar (Cetvel-2) Şekil 8.10'da gösterilmektedir¹³.



Şekil 8.10 RES-e Tarife ve Yerli Üretim Katkısına Göre Eklenecek Bedeller (YEKDEM)

Rüzgâr enerjisinden üretilen enerjinin tarifesine eklenecek yerli katkı bedeli; “*aksam tanımları*” tablosundaki yerli aksam oranının (Tablo 8.5), Kanun’un 2 sayılı Cetveli’nde belirtilen fiyat ile çarpımı sonucunda elde edilir. Tesisin herhangi bir ünitesinde kullanılan herhangi bir aksam için yerli aksam oranı, tesiste kullanılan tüm üniteler için aynı olmak zorundadır. Yerli aksam oranı aynı olmaması durumunda yerli ilave katkı fiyatı hesaplanmaz.

¹¹ 2013/5625 Bakanlar Kurulu Kararı (5 Aralık 2013 tarihli RG).

¹² Yenilenebilir Enerji kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Aksamın Yurt İçinde İmalatı Hakkında Yönetmelik.

¹³ Zerrin T. ALTUNTAŞOĞLU, Rüzgâr Enerjisinden Elektrik Üretimine Sağlanan Teşvikler, MMO İzmir Şubesi Rüzgâr Sempozyumu ve Sergisi, 23-24 Aralık 2011, İzmir.

Tablo 8.5 Rüzgâr Enerjisine Dayalı Üretim Tesislerinde Kullanılan Yurt İçinde İmal Edilen Aksam Tanımları ve Yerli Aksam Oranları

Yurt İçinde İmal Edilen Aksam	Bütünleştirici Parçalar	Yerli Aksam Oranı %
1.Kanat	Kanat ve rotor göbeği bağlantı elemanları	100
2. Jeneratör ve Güç Elektronikleri	Jeneratör: Rotor milinden alınan mekanik enerjiyi stator ve rotor ekipmanları yardımıyla elektrik enerjisine dönüştüren donanım.	55
	Güç elektronikleri: Jeneratörlerden üretilen elektrik enerjisinin; izlenmesi, kontrol edilmesi ve bağlantı noktasının elektriksel karakteristikleri ile uyumlu hale getirilmesinde kullanılan yazılım ve donanım.	45
3. Türbin kulesi	1- Rotor ve Nasel gruplarındaki mekanik aksamı taşıyan kule	80
	2- Kule-Nasel ve Kule-Zemin bağlantı elemanları	20
4. Rotor ve Nasel Gruplarındaki Mekanik Aksamın Tamamı (Kanat grubu ile jeneratör ve güç elektronikleri için yapılan ödemeler hariç)	1. Rotor göbeği	20
	2. Nasel kabini	5
	3. Kanat yönlendirme mekanizması (motor, motor freni, dişli sistemi ve yatakları)	10
	4. Nasel yönlendirme mekanizması (motor, motor freni, dişli sistemi ve yatakları)	10
	5. Rotor ana mili	10
	6. Rotor ana mil yatağı ve yatak bloğu ile kavrama elemanları	10
	7. Nasel grubundaki mekanik ve elektro-mekanik aksamı taşıyan sistem (şase)	5
	8. Mekanik ve aerodinamik fren diskleri ve hidrolik kontrol sistemleri	5
	9. Dişli kutulu veya dişli kutusuz hız dönüştürücüsü elemanları	25

Ayrıca 31/12/2020 tarihine kadar ilk defa işletmeye girecek üretim lisansı sahibi tüzel kişilere:¹⁴

- Üretim tesislerinin, işletmeye giriş tarihlerinden itibaren 5 yıl süreyle iletim sistemi sistem kullanım bedellerinden % 50 indirim yapılır.
- Üretim tesislerinin yatırım döneminde, üretim tesisleriyle ilgili yapılan işlemler harçtan ve düzenlenen kâğıtlar damga vergisinden muaf tutulur.
- YEK üretim tesisleri için yatırım ve işletme dönemlerinin ilk 10 yılında izin, kira, irtifak hakkı ve kullanma izni bedellerine % 85 oranında indirim uygulanır. Orman Köylüleri Kalkındırma Geliri, Ağaçlandırma ve Erozyon Kontrolü Geliri alınmaz.

¹⁴ 2015/8317 sayılı BKK, 24.12.2015 tarihli RG,

Diğer yandan rüzgâr enerjisine dayalı kurulu gücü *azami 1 Megavatlık üretim tesisi* kuran gerçek ve tüzel kişiler, *lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaftır*. Bu tesislerde lisanssız üretim yapan gerçek ve tüzel kişilerin *dağıtım sistemine verdiği ihtiyaç fazlası elektrik enerjisi YEKDEM kapsamında rüzgâr enerjisine uygulanan tarifeden satın alınmaktadır (1 Sayılı Cetvel)*. Bu tesislerde *yerli ekipmanlar* kullanılarak elektrik üretilmesi halinde *beş yıl süreyle* mevcut tarife ek olarak yerli aksama uygulanan fiyatlardan yararlanma olanağı da vardır (*2 sayılı Cetvel*). Ancak ilgili mevzuat kapsamında kurulacak elektrik *üretim tesisi ve bağlantı ekipmanlarında kullanılan malzemelerin ilgili standartlara göre imal edilmiş, garanti kapsamında ve son beş yıl içerisinde üretilmiş olması gerekmektedir*.

Bunların yanı sıra *Bakanlar Kurulunun 19 Kasım 2015¹⁵ tarihinde aldığı kararla; tüm Türkiye’de yenilenebilir enerji sektöründe 1 milyon TL üzerinde yatırım yapan türbin, jeneratör imalatı ile rüzgar enerjisi üretiminde kullanılan kanat imalatı yapan imalatçılar Ekonomi Bakanlığının teşvik sistemine göre 5. Bölge desteklerinden yararlanabilecektir*. Buna göre, yapılacak yatırımlarda KDV istisnasından gümrük vergisi muafiyetine, kurumlar vergisi indiriminden sigorta primi işveren hissesi desteğine, yatırım yeri tahsisinden faiz desteğine kadar birçok konuda yatırımcılara destekler sağlanacaktır. Söz konusu karara göre örneğin 3. Teşvik Bölgesinde yer alan Balıkesir ya da 2. Teşvik Bölgesindeki Çanakkale’de yapılacak türbin, jeneratör ve kanat imalatı yatırımları için, 5. Bölge teşvikleri geçerli olacaktır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarına sağlanan teşvikler ile yatırımlarda devlet yardımları kapsamında sağlanan diğer teşvikler, Raporun “YEK TEŞVİKLERİ” bölümünde ayrıntılı olarak verilmektedir.

8.4 Rüzgârdan Üretilen Elektriğin Ticareti

Bir rüzgâr enerji santralinde üretilen elektrik enerjisinin ticareti iki farklı şekilde yapılabilir:

1. YEK Destekleme Mekanizması (YEKDEM) kapsamında Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezine (PMUM, Şekil 8.11);
2. Serbest Piyasada.

YEKDEM başvuruları 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu, YEK Kanunu, YEKDEM Yönetmeliği¹⁶ ve elektrik piyasası mevzuatı hükümleri çerçevesinde yapılmaktadır. 2005 yılı ve sonrasında işletmeye girmiş, başvuru tarihi itibarıyla geçici kabulü yapılarak tamamen ya da kısmen işletmeye alınmış olan üretim tesisinin lisans sahipleri, YEK Destekleme Mekanizması’ndan yararlanabilir. YEKDEM destekleri yıllık bazda verilmekte olup bu kapsama girmek isteyen santraller *bir sonraki yıl için 31 Ekim* mesai saati bitimine kadar gerekli evraklarla birlikte başvurularını yapmak zorundadır.

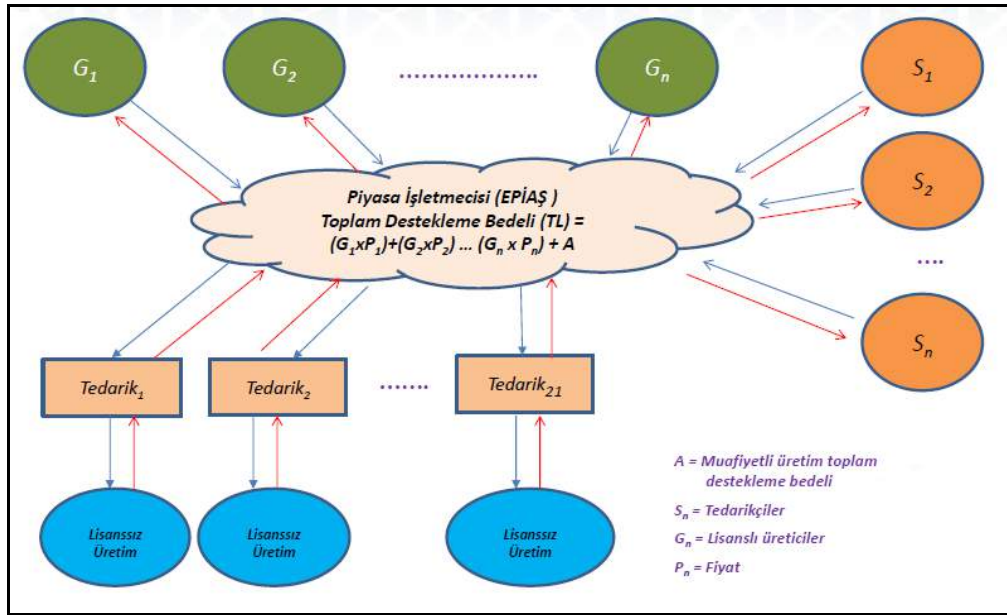
Başvurulardan tam ve eksiksiz olduğu tespit edilenler değerlendirmeye alınmakta ve Yönetmelikte öngörülen bilgileri içeren *Ön YEK Listesi, Kasım ayının ilk 10 günü içinde* Kurum internet sayfasında ilan edilmektedir. Ön YEK Listesine yapılacak itirazlar ile eksiklikler *Kasım ayının 25. günü* itibarıyla sonuçlandırılmaktadır. Başvurusu değerlendirmeye alınan tüzel kişilerden bir sonraki takvim yılında

¹⁵ Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Kararda Değişiklik Yapılmasına Dair Karar, 2015/8216 sayılı, 19 Kasım 2015.

¹⁶ 01/10/2013 tarihli Resmi Gazete.

YEKDEM'den yararlanabilecek olanları içeren *Nihai YEK Listesi*, 30 Kasım'a kadar sonuçlandırılarak EPDK internet sayfasında duyurulmakta ve Piyasa İşletmecisine bildirilmektedir.

YEKDEM'e esas üretim dönemi, her takvim yılının birinci günü başlamakta ve aynı yılın son günü itibarıyla sona ermektedir. YEKDEM'de yer alan üretimler ikili anlaşma veya serbest piyasaya satış şeklinde kullanılamaz. Bu üretimler dengeden sorumlu gruba dâhil olamaz, YEK üretimi nedeniyle dengesizliğe düşmezler, Piyasa İşletim Ücreti ödemezler.

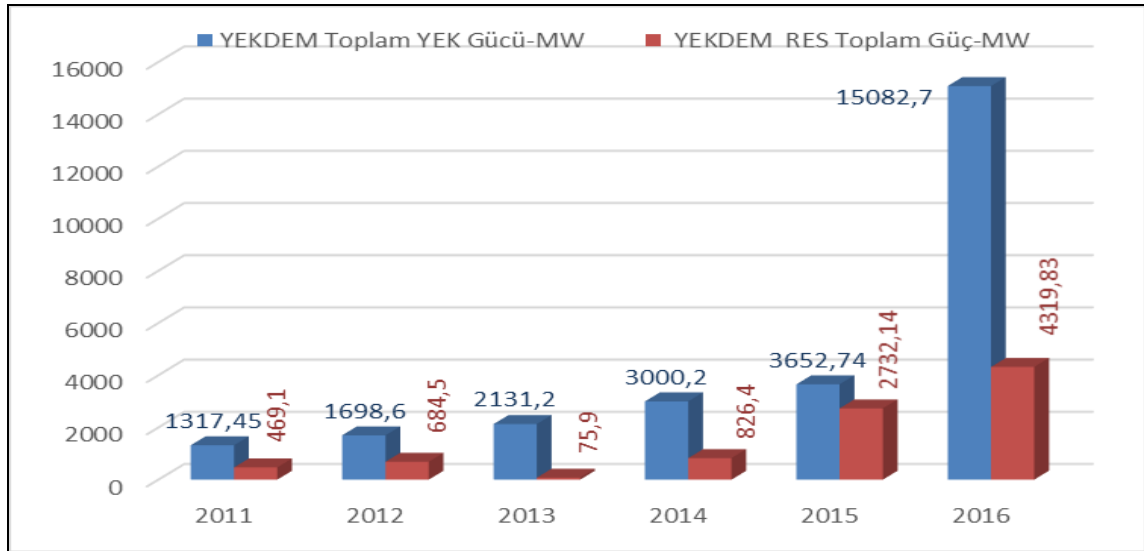


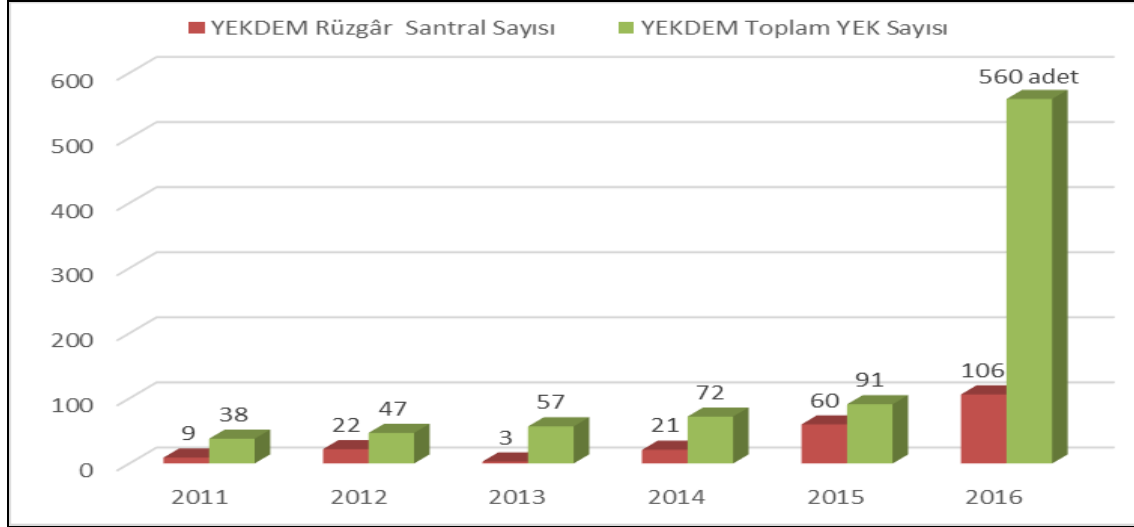
Şekil 8.11 YEKDEM Temel İşleyişi

2011-2016 yılları arasında YEKDEM'e dâhil olan rüzgâr santrallerinin sayısı Tablo 8.6 ve Şekil-8.12'de verilmektedir. Yıllara göre YEKDEM'e tabi olan santral sayısı ve gücü artmaktadır.

Tablo 8.6 Yıllara Göre YEKDEM Mekanizmasına Dâhil Olan Rüzgâr Santralleri¹⁷

Yıl	YEKDEM Toplam YEK Gücü	YEKDEM Toplam YEK Sayısı	YEKDEM RES Sayısı	YEKDEM RES Toplam Gücü (MW)	YEKDEM RES'in Toplam RES Kurulu Gücüne Oranı (%)	RES Teşvikli Fiyat+Yerli Katkıdan Yararlanma Durumu
2011	1317,45	38	9	469,1	16,08	Sadece RES teşvikli fiyattan yararlanma + Yerli katkı yok.
2012	1698,6	47	22	684,5	14,47	Sadece RES teşvikli fiyattan yararlanma + Yerli katkı yok,
2013	2131,2	57	3	75,9	1,29	Sadece RES teşvikli fiyattan yararlanma + Yerli katkı yok.
2014	3000,2	72	21	826,4	11,02	RES teşvikli fiyat + yerli katkıdan yararlanan var
2015	3652,74	91	60	2732,14	75,27	RES teşvikli fiyat + yerli katkıdan yararlanan var.
2016	15082,7	560	106	4319,83	92,02	RES teşvikli fiyat + yerli katkıdan yararlanan var.

¹⁷ www.epdk.org.tr.



Şekil 8.12 Yıllara Göre YEKDEM Sistemine Dâhil Olan Rüzgâr Santrallerinin Gücü ve Sayıları

2016 yılında YEKDEM sistemine dâhil olmak için başvuran rüzgâr santrali sayısı 106'dır. YEKDEM kapsamında santrallerin yararlanacakları tarifeler (**tarife+ yerli üretim katkıları**) Tablo 8.7'de verilmektedir.

Tablo 8.7 YEKDEM Sistemine Dâhil Olan RES Nihai Listesi

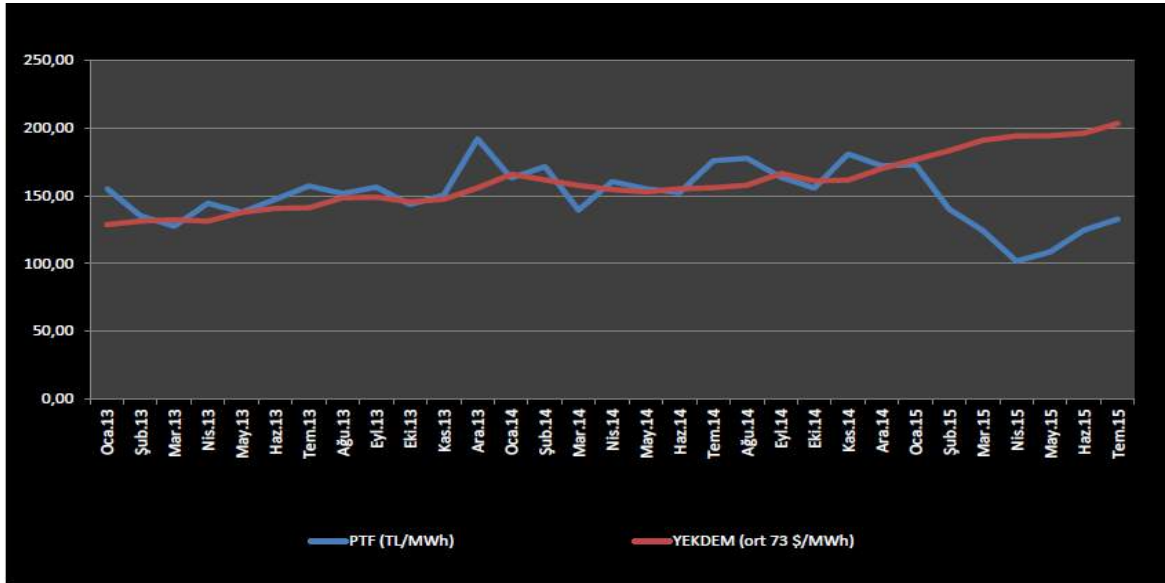
2016 YEKDEM Teşvik Kapsamı	YEKDEM+ Yerli Katkı RES Sayısı	YEKDEM + Yerli Katkı Yararlanan RES Toplam Kurulu Gücü-MW	Toplam Teşvikli Fiyat (ABD Dolar-cents/ kWh)
Sadece tarife,-yerli katkı yok	55	2276,934	7,3
Tarife+kule yerli üretim	4	97,7	0,6 +7,3=7,9
Tarife+kule yerli üretim (kısmi-% 80)	26	1111,05	0,48+7,3=7,78
Tarife+kanat yerli üretim (% 100)	3	45	0,8+7,3= 8,1
Tarife+kanat+kule yerli üretim (% 80)	5	494	0,8+0,48+7,3= 8,58
Tarife+kanat+kule yerli üretim-(% 100)	13	265,15	0,8+0,6+7,3=8,7
2016 YEKDEM RES	106	4319,834	7,3-8,7

2016 yılında yerli ekipman desteğinden de yararlanarak şebekeye rüzgâr enerjisi teşvikli tarifesinin (7,3 cent) üzerindeki fiyattan elektrik satacak olan RES sayısı 51'dir. İlave destek talep eden RES'lerin enerji satış tarifesi 7,3-8,7 cent aralığında, kullanılan yerli aksam türü ve oranına göre değişiklik göstermektedir.

Rüzgâr santrali işleticileri, ürettikleri enerjiyi *serbest piyasada*; *Gün Öncesi* ve *Gün İçi* Piyasası Katılım Anlaşması kapsamında piyasaya veya *ikili anlaşmalar* kapsamında nihai tüketicilere satabilmektedir.

- *Gün Öncesi Piyasası: Elektriğin teslimat gününden bir gün öncesinde, elektrik ticareti ve dengeleme faaliyetleri için kullanılan, Piyasa İşletmecisi tarafından işletilen, organize bir piyasadır.*
- *Gün İçi Piyasası: GÖP ve DGP ile eş zamanlı olarak çalışan, dengesizliği azaltma amacı taşıyan, fiziksel teslimat zorunluluğu olan, "Sürekli Ticaret" in yapıldığı bir piyasadır. Zorunlu bir piyasa değildir. Gün içi piyasası ile üretim tahminlerinde meydana gelen sapmalardan kaynaklanan dengesizlik süreleri kısalarak üretim tahminlerinin daha sağlıklı yapılması sağlanmaktadır.*
- *İkili Anlaşmalar: Elektrik Piyasası Mevzuatında gerek Elektrik Piyasası Kanunu'nda gerekse ikincil mevzuatta Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunun onayına tabi olmayan, özel hukuk hükümlerine tabi anlaşmalar*

YEKDEM ve serbest piyasa takas fiyatlarının 2013 Ocak ile 2015 Temmuz arasındaki değişimi Şekil-8.13'te görülmektedir.



Şekil 8.13 YEKDEM RES Fiyatı ile Serbest Piyasa Takas Fiyatının Son Yıllardaki Seyri (TL/MWh)¹⁸

2013 Ocak ile 2015 Ocak arasında (2014 Mart-Nisan ayları hariç) PTF, YEKDEM RES fiyatları üzerinde seyretmiştir. 2015 yılından itibaren ise YEKDEM fiyatı yükselen dolar kuru ile PTF ortalamasının üzerine çıkmıştır. Bu da rüzgâr santrallerinin büyük oranda YEKDEM'e katılmasına neden olmuştur.

¹⁸ RES'lerde Elektrik Satışı ve YEKDEM, Uğur Can YOLDAŞ, TÜREK, Kasım 2015, İstanbul.

8.5 Yeni Başvurular İçin İzlenecek Adımlar

8.5.1 Lisanslı üretim

6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Lisans Yönetmeliği¹⁹ ile lisanslama süreci önlisans ve lisans olmak üzere iki aşamalı hale getirilmiştir:

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

Rüzgâr enerjisine dayalı önlisans başvuruları her yıl Nisan ayının ilk beş iş gününde (ancak 2016²⁰ yılı için 3, 4, 5, 6, 7 Ekim günlerinde), söz konusu yıl için bir önceki yıl açıklanan kapasite çerçevesinde, EPDK tarafından alınacaktır.

Önlisans başvurularında, başvurulacak yer için, yapılmış, Yönetmelik'te ve ilgili diğer mevzuatta belirtildiği şekilde *son üç yıl içinde elde edilmiş en az bir yıl süreli rüzgâr ölçümlerinin de bulunması zorunluluğu* vardır.

Başvuruların ön inceleme ve değerlendirilmesi EPDK tarafından yapılmaktadır. *Teknik değerlendirme* ilgili mevzuat çerçevesinde *Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, bağlantı görüşlerinin değerlendirilmesi* ise *TEİAŞ ve/veya dağıtım lisansı sahibi tüzel kişi tarafından* yapılmaktadır. Aynı bağlantı noktasına ve/veya aynı bağlantı bölgesine bağlanmak için birden fazla başvuru olması halinde, sisteme bağlanacak olanın seçimi TEİAŞ tarafından yarışma ile yapılır.

Önlisans süresi içerisinde; Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği ilgili maddeleri gereğince söz konusu sahanın tahsis işlemi, imar planlarının onaylanması, ön proje onayının alınması, bağlantı ve sistem kullanım anlaşmaları için TEİAŞ veya ilgili dağıtım şirketine başvurunun yapılması, gerekli görüşlerin ve onayların alınması, Teknik Etkileşim İzininin alınması²¹, *Çevresel Etki Değerlendirme Yönetmeliği kapsamında*²² *gerekli olan kararın alınması*, üretim tesisine ilişkin yapı ruhsatının veya onun yerine geçecek belgenin alınması, *TEİAŞ ile imzalanmış RES Katkı Payı Anlaşmasının yapılmış olması* gerekmektedir.

Önlisans kapsamında öngörülen yükümlülüklerin süresi içerisinde tamamlanması halinde, söz konusu Yönetmelikte belirtilen hükümlerinin yerine getirilmesi sonrasında, Kurul Kararı ile üretim lisansı verilir.

8.5.2 Lisanssız üretim

Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesislerinde lisanssız üretim yapmak isteyen gerçek veya tüzel kişilerin başvuruları ise *Lisanssız Üretim Yönetmeliği ve Tebliği* hükümlerine göre yapılır. Lisanssız

¹⁹ www.epdk.org.tr, Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği (23 Aralık 2015 RG değişiklikler dâhil).

²⁰ Rüzgâr Enerjisine Dayalı Önlisans Başvuruları'na ilişkin 30/07/2015 tarihli ve 5709 sayılı Kurul Kararı.

²¹ Önlisans alma tarihinden itibaren *yüz seksen gün* içerisinde ilgili kuruma başvuru yapılmalıdır.

²² 25 Ekim 2014 RG, Önlisans alma tarihinden itibaren *doksan gün içerisinde* ilgili kuruma başvuru yapılmalıdır.

üretim yapmak isteyen gerçek veya tüzel kişiler bağlantı ve sistem kullanımı için *Lisanssız Üretim Bağlantı Başvuru Formu* ile ekinde, ilgili *Yönetmelikte*²³ belirtilen bilgi ve belgelerle doğrudan ilgili şebeke işletmecisine başvurur.

İlgili şebeke işletmecisi yapılan başvuruları;

- *takip eden ayın ilk yirmi günü içinde* toplu olarak değerlendirerek sonuçlandırır.
- bağlantı noktası uygun bulunan ile alternatif bağlantı önerilen rüzgâr enerjisi başvuruları *Teknik Değerlendirme Raporu* hazırlanması için, Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğüne gönderir. YEGM tarafından teknik değerlendirme otuz gün içerisinde sonuçlandırılır.
- değerlendirilen başvurulara ilişkin gerekçeli değerlendirme sonucunu ve bağlantı noktası uygun bulunmayan başvurular için varsa alternatif bağlantı önerisini kendi internet sayfasından bir ay süreyle ilan eder.
- uygun bulunan başvurulara bağlantı anlaşması çağrı mektubu gönderir. İlgili gerçek/tüzel kişinin, bağlantı anlaşması çağrı mektubunu aldıktan sonra;
 - *ilk 90 gün içerisinde üretim tesisi ve varsa irtibat hattı projesini* ilgili tüzel kişilerin onayına sunması gerekir. Aksi halde bağlantı başvurusu geçersiz sayılır
 - *180 günlük süre içinde Proje Onayı ve RES Etkileşim İznini*, şebeke işletmecisine sunması gerekir.

Yönetmelikte belirtilen belgelerin 180 günlük süre içerisinde eksiksiz olarak sunulması halinde, *otuz gün içerisinde* bağlantı anlaşması imzalanır.

Yönetmelik hükümlerine göre şebekeye bağlanacak RES tesislerinin geçici kabul işlemlerinin, *bağlantı anlaşmasının imza tarihinden itibaren bir yıl* içerisinde tamamlanması zorunludur. Mücbir sebepler dışında, bu sürelerin sonunda üretim tesisinin tamamlanmaması halinde bağlantı anlaşması ile su kullanım haklarına ilişkin izin belgeleri kendiliğinden hükümsüz hale gelir.

²³ Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik ve Yönetmeliğin Uygulanmasına Dair Tebliğ (2 Ekim 2013 RG).

9. JEOTERMAL ENERJİ

Tevfik Kaya

Petrol Yüksek Mühendisi

ODTÜ Mezunları Derneği Enerji Komisyonu Üyesi

9.1 Türkiye’de Jeotermal Enerjinin Doğrudan Kullanımı

Jeotermal enerji, Türkiye’nin yoğun tektonik hareketliliği nedeniyle önemli bir yerli ve yenilenebilir enerji kaynağımızdır. Yurdumuzun jeotermal enerji potansiyelinin belirlenmesi için gerekli araştırmalar ve incelemeler; Maden Tetkik ve Arama (MTA) Genel Müdürlüğü tarafından 1962 yılında başlatılmıştır. Günümüze kadar MTA tarafından 227 jeotermal alan tespit edilmiş ve 1962 yılından günümüze kadar, doğrudan kullanım ve elektrik üretim amaçlı, yaklaşık 550 tanesi MTA tarafından olmak üzere; toplamda 1.100 civarında jeotermal sondaj kuyusu açılmıştır. Özellikle elektrik üretimi için, 2007-Ocak 2016 arasında açılan jeotermal sondaj sayısı yaklaşık 450’dir.



Şekil 9.1 Türkiye’de Jeotermal Kaynakların Dağılımı

Bu sondajlarla, 186 adet jeotermal sahası keşfedilmiştir. Keşfedilen jeotermal sahalar (Şekil 9.1) daha çok Batı Anadolu'da yer almaktadır (Örneğin, Afyon, Aydın, Balıkesir, Bursa, Çanakkale, Denizli, İzmir, Kütahya, Manisa, Muğla, Sakarya, Uşak, Yalova). Jeotermal sahaların % 95'i orta ve düşük entalpili sahalar olup, doğrudan kullanıma, yani bölgesel konut ısıtılması, seracılık ve kaplıca turizmine uygundur. MTA tarafından en düşük 35°C kuyu başı sıcaklığına göre ispatlanmış jeotermal ısı kapasite toplamı 5046 MW_t düzeyindedir. MTA tarafından ülkemizin (31.500 MW_t, 2010) olarak tahmin edilen jeotermal ısıl gücünün 5 milyon eşdeğer konutun ısıtılmasına yeteceği ifade edilmekte idi. Özellikle yeni jeotermal saha çalışmaları ve değerlendirmelerle, 31.500 MW_t olarak tahmin edilen ısıl güç kapasitesi, 60.000 MW_t olarak revize edilmiştir (Yılmaz-2009, Satman -2009, TJD-2012).

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

- Kaplıca, bölgesel konut ısıtılması, sera ısıtılması, tarımsal kurutma, ısı pompası ve endüstriyel uygulamalar, jeotermal enerjinin doğrudan kullanımı kapsamındadır.
- 2010 yılı itibarıyla dünyada 78 ülkenin jeotermal enerjiyi doğrudan kullanım kapasite toplamı 70.329 MW_t'dir. İlk sekiz ülke Çin (17.787 MW_t), ABD (17.415 MW_t), İsveç (5.600 MW_t), Türkiye (2.886 MW_t), Fransa (2.346 MW_t), Almanya (2.485 MW_t), Japonya (2.1869 MW_t) ve İzlanda (2.040 MWe)'dir.

Türkiye'nin Jeotermal Enerji Potansiyeli

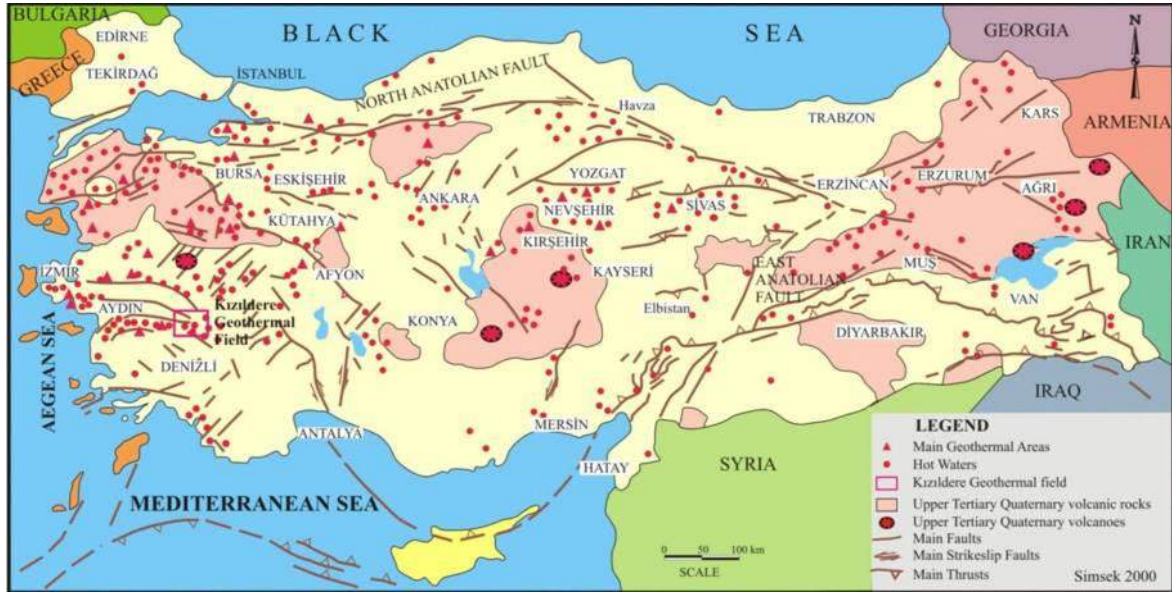
- Türkiye dünyanın 7. büyük jeotermal enerji potansiyeline sahiptir.
- Türkiye'nin teorik jeotermal enerji potansiyeli 31.500-60.000 MW_t tahmin edilmekte, fiili kullanılabilir teknik kapasitesi 4.809 MW_t olarak hesaplanmaktadır. Teknik kapasitenin, 2.880 MW_t'lık kısmı ispatlanmış olup, 805 MW_t'i konut ısıtılmasında, 612 MW_t'i sera ısıtılmasında, 380 MW_t'i termal tesis ısıtılmasında, 1.005 MW_t'i kaplıca kullanımında, 1,5 MW_t'i meyve kurutmasında ve 42,8 MW_t'i ısı pompası uygulamasında kullanılmaktadır. Elektrik üretim teknik potansiyeli, yakın zamana kadar 600 MWe olarak kabul edilmekteydi. Mevcut teknoloji ve gelişmeler göz önüne alınarak 1.000 MWe (6,7 milyar kWh/yıl) olarak revize edilen potansiyelin, yeni keşifler ile 1500-2000 MWe aralığına çıkması beklenmektedir. İTÜ Enerji Enstitüsü, yapılacak yeni saha araştırma ve sondaj çalışmalarıyla, bu rakamın 2000 MWe'ye yükseltilebileceğini öngörmektedir. Devredeki santrallerin kurulu gücü toplamı 611,6 MWe'ye ulaşmıştır. Öte yandan, yaklaşık 300 MWe kapasitede proje için de arama ve saha çalışmaları devam etmektedir.
- Rezervuar sıcaklığı 120°C üzerinde olup elektrik üretimi projeleri çalışılan ve yeni santral tesisi planlanan jeotermal sahalar aşağıdaki tabloda belirtilmiştir.

Tablo 9.1 Elektrik Üretimini Olduğu Jeotermal Sahaların Sıcaklıkları (Aralık 2015)

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

Tablo 9.2 Jeotermal Enerji ile Bölgesel Isıtma Yapılan Yerler

Isıtma Yapılan Bölge	Isıtılan Eşdeğer Konut Sayısı	İşletmeye Alınış Yılı	Jeotermal Akışkan Sıcaklığı (°C)
Balıkesir-Gönen	3400	1987	80
Kütahya- Simav	5000	1991	137
Kırşehir	1900	1994	57
Ankara-Kızılcahamam	2500	1995	70
İzmir-Balçova	35000	1996	137
Afyon	4600	1996	95
Nevşehir-Kozaklı	1300/3500	1996	90
İzmir-Narlıdere	1500	1998	125
Afyon-Sandıklı	6000/12000	1998	75
Ağrı-Diyadin	570 / 2000	1999	70
Manisa-Salihli	7290/ 24000	2002	94
Denizli-Sarayköy	2200/ 5000	2002	95
Balıkesir -Edremit	4881/ 7500	2003	60
Balıkesir-Bigadiç	1950 /3000	2005	96
Yozgat-Sarıkaya	600/2000	2007	60
Yozgat-Sorgun	1500	2008	80
Yozgat-Yerköy	500/3000	2009	65
İzmir-Bergama	450/10000	2009	60



Şekil 8.2 Türkiye’de Aktif Tektonik Hatlar ve Sıcak Su Kaynaklarının Dağılımı

- Ülkemizde sıcaklıkları 20-242°C arasında değişen 1500 adet sıcak ve mineralli su kaynağı mevcuttur.
- Şu an Türkiye’de
 - 90.000 konut eşdeğeri bina
 - 3.000,000 m² sera
 - 400 spa tesisi

jeotermal enerjiyle ısınmaktadır.

TEİAŞ-YEKDEM verilerine göre Türkiye’de 31 Aralık 2015 itibarıyla mevcut olup, aşağıdaki Tablo- da listelenen 28 jeotermal elektrik santralının toplam kurulu gücü 611.6 MWe’dir.

Tablo 9.3 Devrede Olan Jeotermal Elektrik Üretim Santralleri

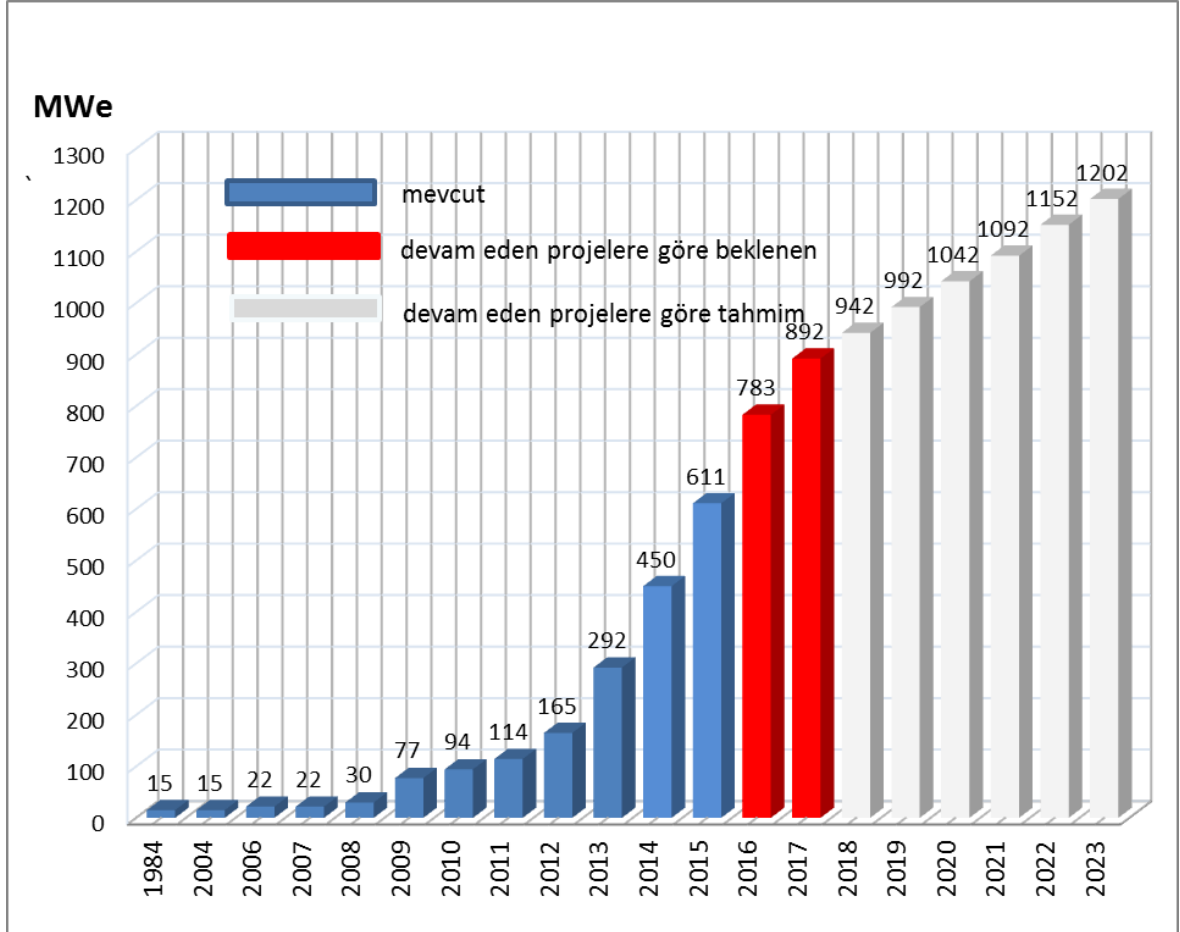
İşletmecisi Firma	Kuru Gücü (MWe)	Santral Tipi	Turbin Firması	İşlemeye Alınma Yılı
Zorlu Enerji	15	Flash	Ansaldo	1984
Mege (Dora 1)	8.2	Binary	Ormat	2006
Mege (Dora 2)	11.5	Binary	Ormat	2010
Gürmat-1	47.4	Flash	Mitsubishi	2009
Bereket	6.85	Binary	Ormat	2008
Enda (TJEAS)	7.5	Binary	Ormat	2010
Maren Enerji-Irem	22	Binary	Ormat	2011
Maren Enerji-Sinem	22.5	Binary	Ormat	2012
Maren Enerji-Deniz	24	Binary	Ormat	2012

Degirmenci	0.84	Binary	PrattWhitney	2012
Mege(Dora 3a)	21	Binary	Ormat	2013
BM	9.4	Binary	Ormat	2013
Çelikler	22.5	Binary	Atlas Copco	2013
Çelikler	22.5	Binary	Atlas Copco	2013
Zorlu Enerji	80	Flash/Binary	Fuji+TAS	2013
Binary Gurmat-Efe 2	22.5	Binary	Ormat	2014
Mege (Dora 3b)	20	Binary	Ormat	2014
Türkerler	24	Binary	Ormat	2014
Maren Enerji-Kerem	24	Binary	Ormat	2014
Binary Gurmat-Efe 3	22.5	Binary	Ormat	2015
Akça Enerji	4	Binary	Exergy	2015
Çelikler	22.5	Binary	Atlas Copco	2015
Gurmat Efe-4	22.5	Binary	Ormat	2015
Gurmat Efe-1	47.4	Flash	Mitsubishi	2015
Zorlu	45	Flash+Binary	Toshiba+TAS	2015
MTN	8.5	Binary	Atlas Copco	2015
Çelikler	22.5	Binary	Atlas Copco	2015
Karadeniz (12x2)	2,8 (12)	Binary	Exergy	2015

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

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

Ayrıca toplam yaklaşık 300 MWe kurulu gücünde 13 jeotermal santral fizibilite ve/veya proje aşamasındadır. Halen devam eden projelere göre mevcut ve beklenen jeotermal kurulu güç kapasitelerine ait bilgi ve tahminler Şekil 9.3'de verilmiştir. 30'un üzerinde firma, jeotermal projeleri için etüt arama ve sondaj çalışmalarına devam etmektedir. Bu kuruluşlar ve proje geliştirmeye çalıştıkları yerlere ait bilgiler Tablo 9.4.'te listelenmiştir.



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

Aralık 2015

Hazırlayan: Tefik Kaya, Petrol Y. Mühendisi

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

Yer	İşletici Firma	Hedeflenen Kurulu Güç (Mwe)
Denizli Kızıldere	Zorlu	60
Aydın Germencik	Gürmat	70
Aydın Sultanhisar	Çelikler	22.5
Aydın Germencik	Maren	20
Aydın Hıdırbeyli	Karadeniz	20
Aydın Pamukören	Çelikler	22.5
Manisa Alaşehir	Türkerler	24
Manisa Alaşehir	Maspo	15
Manisa Alaşehir	Soyak	15
Manisa Alaşehir	Akça	20
Manisa Alaşehir	Zorlu	15
Aydın Nazilli	Kipaş	20
Denizli Tekkehamam	Greeneco	20
Denizli Babdağ	Jeoden	2.5
Manisa Alaşehir	Deltom	
Aydın Kuyucak	BM-Turcas	
Manisa Alaşehir	Özmen	-
Manisa Salihli	Sanko	-
Manisa Salihli	Aytemiz	-
Kütahya Gediz	Orya	-
Kütahya Gediz	Güral-Summa	-
Kütahya Simav	Kayen	-
Aydın Gümüşköy	Turcas	-
Aydın Moralı	Karizma	-
Aydın Çiftlikköy	Sanko	-
Aydın Ortaklar	Agni	-
Çanakkale Tuzla	Transmak	-
Manisa Alaşehir	Enel	-
Manisa Alaşehir	SDS	-
Manisa Alaşehir	Ecolog	-

10. TÜRKİYE'DE GÜNEŞ ENERJİSİ

Şenol Tunç

Endüstri Y. Mühendisi
TMMOB Makina Mühendisleri Odası
Enerji Çalışma Grubu Üyesi

10.1 Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli

“36-42” derece kuzey enlemleri arasında yer alan ülkemiz güneş enerjisi potansiyeli açısından şanslı konumdadır. YEGM verilerine göre ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi **metrekarede 2.640 saat** (günlük ortalama 7,2 saat) olup, ortalama toplam ışıyım şiddeti **metrekarede yılda 1311 kWh** (günlük ortalama 3,6 kWh) olduğu hesaplanmıştır (Tablo 10.1). Türkiye'nin yıllık ortalama güneş ışıyımını ve güneşlenme süresi değerlerinin bölgesel dağılımı ise aşağıdaki tabloda görülmektedir (Tablo 10.2). En fazla güneş enerjisi alan bölge Güneydoğu Anadolu olup, bunu Akdeniz Bölgesi takip etmektedir.

Tablo 10.1 Türkiye'nin Aylık Ortalama Güneş Enerjisi Potansiyeli¹

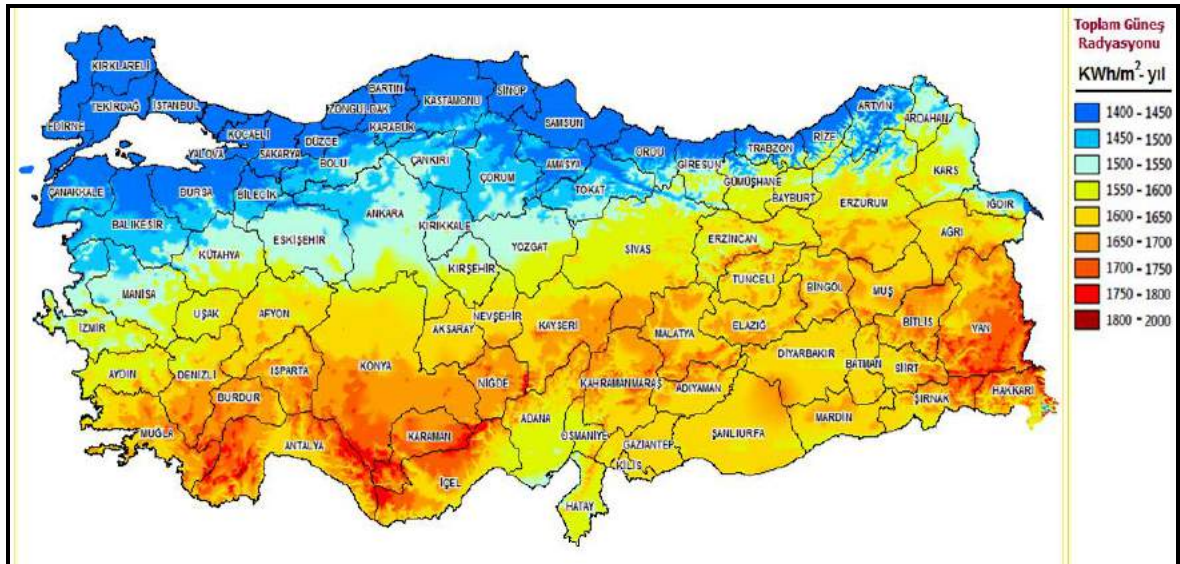
Aylar	Aylık Toplam Güneş Enerjisi (kcal/cm ² -ay) (kWh/m ² -ay)	Güneşlenme Süresi (Saat/ay)
Ocak	4,45	51,75
Şubat	5,44	63,27
Mart	8,31	96,65
Nisan	10,51	122,23
Mayıs	13,23	153,86
Haziran	14,51	168,75
Temmuz	15,08	175,38
Ağustos	13,62	158,40
Eylül	10,60	123,28
Ekim	7,73	89,90
Kasım	5,23	60,82
Aralık	4,03	46,87
Toplam	112,74	1.311
Ortalama	308 kcal/cm²-gün	3,6 kWh/m²-gün

¹ F. Birsen Alaçakır, Türkiye'de Güneş Enerjisi Potansiyeli ve EİİE'deki Çalışmalar, www.nukte.org.

Tablo 10.2 Türkiye'nin Güneş Enerjisi Potansiyelinin Bölgelere Göre Dağılımı²

Bölge	Toplam Güneş Enerjisi (kWh/m ² -Yıl)	Güneşlenme Süresi (Saat/Yıl)
Güneydoğu Anadolu	1.460	2.993
Akdeniz	1.390	2.956
Doğu Anadolu	1.365	2.664
İç Anadolu	1.314	2.628
Ege	1.304	2.738
Marmara	1.168	2.409
Karadeniz	1.120	1.971

Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası (GEPA), Türkiye güneş enerjisi kaynaklarının karakteristiklerini ve dağılımını belirlemek amacıyla mülga EİE Genel Müdürlüğü tarafından 2008 yılında üretilmiştir. Bu atlasla verilen güneş kaynağı haritaları ve diğer bilgiler; güneş enerjisinden elektrik üretimine aday bölgelerin belirlenmesinde kullanılabilecek bir alt yapı sağlamaktadır (Şekil 10.1). Türkiye'nin, eğimi üç dereceden düşük ve yıllık güneşlenme süresi metrekarede 1.650 kWh'den yüksek ve santral kurulabilmeye uygun alanları (4.600 km²) göz önüne alınarak, termik güneş enerjisi potansiyeli EİE tarafından yılda 380 Milyar kWh olarak hesaplanmıştır.”

**Şekil 10.1** EİE Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası (GEPA)³

GEPA hazırlığında, faaliyetleri 2006 yılında sona eren mekanik güneş ölçüm sensörlerinin verilerinin faydalanılmıştır. 2013 yılında yapılan GES lisans başvurularında kullanılan hassas ölçüm verileri-

² Kaynak: EİE (2006)

³ www.eie.gov.tr

ne göre, GEPA değerlerinin genel olarak olması gerekenden yaklaşık % 10 civarında daha düşük olduğu anlaşılmaktadır.

10.2 Türkiye’de Güneş Enerjisinin Kullanımı

Güneş enerjisi teknolojileri yöntem, malzeme ve teknolojik düzey açısından çok çeşitlilik göstermekle birlikte iki ana gruba ayrılabilir:

- Isıl Güneş Teknolojileri: Bu sistemlerde öncelikle güneş enerjisinden ısı elde edilir. Bu ısı doğrudan kullanılabilen gibi elektrik üretiminde de kullanılabilir.
- Güneş Pilleri: Fotovoltaik piller de denen yarı iletken malzemeler güneş ışığını doğrudan elektrığe çevirirler.

10.2.1 Güneş Enerjisinin Sıcak Su Üretiminde Kullanımı

Güneş enerjisi uygulamaları içinde en yaygın olanı sıcak su elde etme uygulamasıdır. Türkiye’de bu sistemlerin kullanımı ve üretimi 1970’li yılların sonunda başlamış ve gittikçe artan oranda gelişmiştir. 2000’li yıllara gelindiğinde, Türkiye su ısıtmada kullanılan güneş kolektörlerinin üretiminde dünyada üçüncü büyük üretici, kullanımında ise dördüncü büyük pazar durumuna gelmiştir. Türkiye’de güneş enerjili su ısıtma sistemlerinin üretimi ve kullanımındaki gelişme, yıllar içinde genel olarak dalgalı bir seyir izlemiştir. Bu sistemlerin üretim ve kullanım miktarlarının dalgalı seyir izlemesinin sebepleri olarak⁴;

- Fosil yakıt fiyatlarındaki değişimler,
- Döviz kurlarındaki değişimler,
- Güneş enerjisi sistemlerinin ve bu sistemlerin imalatında kullanılan hammaddelerin fiyatlarında meydana gelen değişimler (alüminyum, bakır, çelik vb.),
- Fosil yakıt fiyatlarının içinde yer alan ÖTV, KDV vb. vergilerde hükümetlerin yaptıkları değişiklikler

sayılabilir.

2001 ekonomik krizinden önce, devlet sübvansiyonu sayesinde piyasa fiyatının altında satılan LPG’deki sübvansiyonun da kaldırılarak dünya fiyatlarında satılmaya başlanmasından sonra, enerji kaynaklarında alternatif arayışları, ısıl uygulamalarda güneş enerjisini ön plana çıkartmıştır. Bu süreçte, Türkiye’de güneş kolektörü üretiminde ve yurt içi satışlarda büyük artışlar olmuştur. Günümüzde, Avrupalı firmaların Türkiye pazarındaki satışları birkaç bin adetle sınırlı olmakla birlikte, Uzak Doğudan (Çin) ithal edilen güneş kolektörleri Türkiye pazarının yaklaşık olarak % 15-20’sine hakim olma boyutlarına gelmiştir⁴. Güneş enerjisinden sıcak su üretimi (2010 yılında 12 milyon m² civarında düzlemsel güneş kolektörü) çoğunluğu Akdeniz ve Ege bölgesinde olmak üzere yaygın olarak kullanılmaktadır.

Türkiye’de, 1970’li yılların sonlarından itibaren faaliyet gösteren ve dünya çapında önemli bir büyüklüğe ve kapasiteye ulaşmış olan güneş enerjisi sistemlerini üreten bir sanayi mevcuttur. İç Anadolu, Akdeniz, Ege bölgelerinde yoğunlaşmış olan irili ufaklı 150 civarında üretici firma bulunmaktadır. Üretilen güneş kolektörlerinin tamamına yakını düzlemsel güneş kolektörüdür. Türkiye’de üretilen

⁴ Prof Dr. Necdet ALTUNTOP, Araştırma Görevlisi Doğan ERDEMİR, Türkiye’de Güneş Enerjisi Isıl Sistemlerinin Mevcut Pazarı ve Gelişiminin İncelenmesi, 5. Güneş Enerjisi Sistemleri Sempozyumu ve Sergisi, MMO Mersin Şubesi, 7-8 Ekim 2011 Mersin.

düzlemsel güneş kolektörünün her yıl % 10'luk kısmı yurt dışına ihraç edilmekte ve 3.000–4.000 adet civarında düzlemsel güneş kolektörü ithal edilmektedir. Son yıllarda, kısmen yerli vakum tüplü güneş kolektörü üretimi de başlamıştır. Bu ürünler, yakın bir tarihte tümüyle yerli olarak üretilebilecektir.⁴

10.2.2 Güneş enerjisinden elektrik üretimi:

Güneş enerjisinden elektrik üretimi;

- Şebekeden bağımsız sistemler (pv + akü)
- ≤ 1000 kW olan şebeke bağlantılı küçük sistemler (lisanssız pv sistemleri)
- Şebeke bağlantılı lisanslı büyük ölçekli güneş santralleri (pv santralleri, termal güneş elektrik santralleri (parabolik oluk, parabolik çanak, merkezi alıcılar vb.))

ile yapılabilir.

PV güç sistemleri, küçük güçte ve modüler olarak kurulabilme özellikleri nedeniyle; uzun yıllardır elektrik şebekesi olmayan ücre yerlerde veya şebekeye ihtiyaç kalmadan kendi ihtiyacını karşılayabilecek konumdaki tüketim yerlerinde enerji ihtiyacının karşılanmasında, şebekeden bağımsız küçük güç birimleri olarak kullanılmalarının yanı sıra; şebekeye bağlı enerji santrali olarak da kullanılmaktadır. Halen telekom istasyonları, deniz fenerleri, otoyol ve park aydınlatmaları, trafik ikaz sistemleri, su pompalama ve bazı ev ve iş yerleri vb. otonom sistemlerde kullanılmaktadır.

01.07.2010–31.12.2015 tarihleri arasında Türkiye’de lisanssız GES projelerinin durumu Tablo 9.3’te sunulmaktadır.

Tablo 10.3 Lisanssız GES Projelerinin Durumu (31.12.2015)

Süreç	Adet	MWe
Başvurusu Yapılan	4.352	3.642,51
Onaylanan	2.716	2.319,96
İncelenip İade Edilen	688	--
İnceleme Aşamasında	635	--
Tadilat-İnceleme Aşamasında	77	--
Reddedilen	189	--
Tesisten Vazgeçildi (İptal edildi)	27	--
Kabul Aşamasında	88	73,88
Kabulü Reddedilen	5	1,66
Kabulü Tamamlanan	371	254,64

2015 sonu itibarıyla Türkiye genelinde toplam kurulu gücü 3.642 MW olan 4.352 adet lisanssız GES başvurusu yapılmış ve bunlardan toplam 255 MW kurulu güce ulaşan 371 adedinin kabulü yapılmıştır.

1 MW kurulu güce kadar kapasitede izin verilen lisanssız GES tesisine yönelik yoğun bir ilgi olmakla birlikte, yapılan başvuru adedine göre hayata geçebilen lisanssız GES oranının oldukça düşük kaldığı gözlenmektedir.

Daha büyük ölçeklerdeki lisanslı GES’ler için tahsis edilmiş olan toplam 600 MW bağlantı kapasitesi ise 2013 yılında yapılan önlisans başvurularının yarışmaları 2015 yılında tamamlanmış olup, henüz işletmeye alınan lisanslı GES bulunmamaktadır.

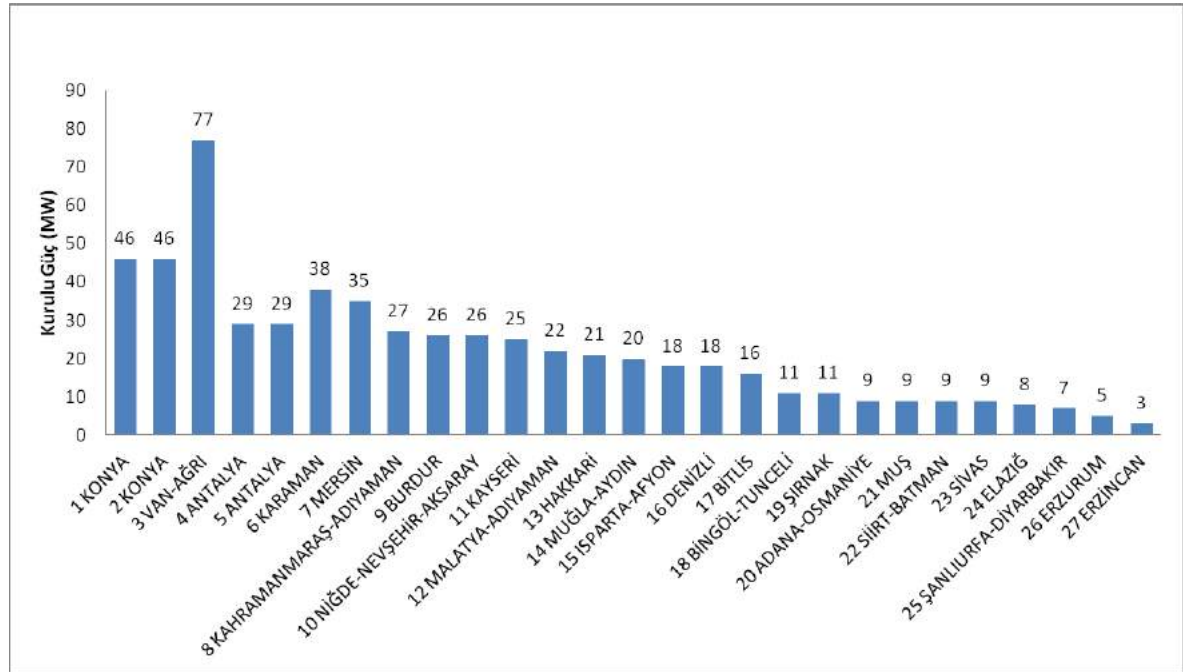
Güneş enerjisi önemli bir yerli kaynaktır. Bilindiği gibi güney ve batı kıyılarımızdaki turistik alanlarda elektrik talebi, özellikle yaz aylarında klima kullanımına ve artan nüfusa bağlı olarak yükselmektedir. Geçmiş yıllarda en yüksek yıllık puant Kasım/Aralık aylarında görülürken, son birkaç yıldır Temmuz/Ağustos aylarında da, o değerlere yakın puant ölçüldüğü belirtilmektedir. Turistik bölgelere yakın alanlara kurulacak güneş enerji santralleri; oluşan bu dönemsel talebin karşılanmasında da önemli katkı sağlayabilecektir. Güney ve batı sahillerimizde talebin daha yüksek olduğu yaz aylarında, güneş enerjisi verimi de aynı şekilde yüksektir.

10.2.3 Güneş Enerjisi Şebeke Bağlantısı

5346 Sayılı Kanun'da;

- 31.12.2015'e kadar güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinin bağlanabileceği trafo merkezi (TM) ve bağlantı kapasiteleri EİE İdaresi ve TEİAŞ'ın görüşü alınarak, ilki Kanun'un yürürlüğe girmesinden itibaren 6 ay içerisinde olmak üzere, her yıl Bakanlık tarafından belirleneceği,
- Güneş enerjisine dayalı bir üretim tesisi azami kurulu gücünün 50 MW'la sınırlandırıldığı,
- 31.12.2013 tarihine kadar iletim sistemine bağlanacak YEK belgeli güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri toplam kurulu gücünün 600 MW'tan fazla olamayacağı yer almıştır.

GES'lere ilk lisans başvurularında verilecek bağlantı kapasiteleri 11 Ağustos 2011 tarihinde trafo merkezi grupları bazında ETKB tarafından yayımlanmıştır. 27 bölgede (her bölge bir veya daha fazla il içermektedir) güneş enerjisi bağlanmasına izin verilecek TM sayısı toplam 121 adettir. Bu TM'lere bağlanabilir toplam kapasite 600 MW'tır (Şekil 10.2).



Şekil 10.2 Bölgelerin Belirlenmiş Güneş Enerjisi 2013 Yılı Bağlantı Kapasiteleri⁵

⁵ Ercüment Özdemirci, TEİAŞ, Türkiye Elektrik İletim Sistemi ve Güneş Santralleri Bağlantısı, YEK Mevzuatı Güncel Bilgilendirme ve Değerlendirme Toplantısı, Ulusal PV Teknoloji Platformu, 27 Ekim 2011, Antalya.

Toplam 600 MW kapasitedeki ilk lisanslı GES başvurularını takiben, 2 Kasım 2013 tarih ve 28809 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'nde ise 1 ay içerisinde 2014 yılı için lisanslı GES kapasitelerinin TEİAŞ tarafından yayımlanacağı belirtilmekle birlikte, bu husus gerçekleşmemiştir..

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu bünyesinde yapılan analizler aşağıdaki hususlara işaret etmektedir.

“Potansiyelin ne kadarını kullanabiliriz? (2010 yılı itibarıyla)

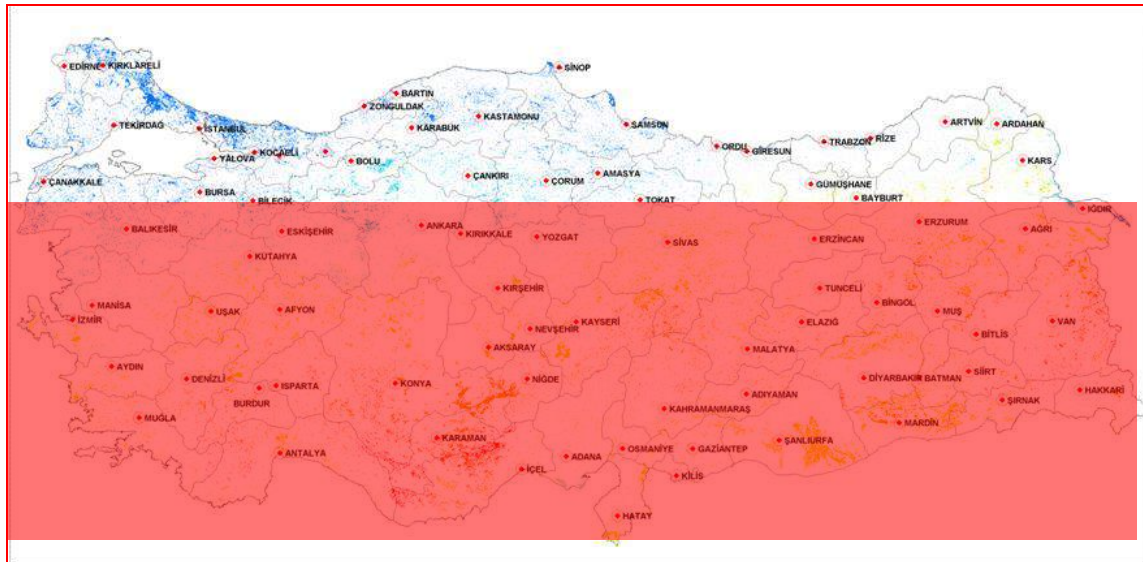
Tablo 10.4 Toplam Saha Büyüklüğü

1 MW için 20 dönüm Kurulu Güç (MW)	Dönüm (1 dönüm = 1000 m ²)	Saha Adedi	Toplam Saha Büyüklüğü (Dönüm)
<10	<150	28.467	1.281.128
10-50	150-750	5.077	1.606.095
50-100	750-1500	847	883.769
100-200	1500-3000	445	937.045
>200	>3000	493	6.643.312
TOPLAM		35.329	11.351.349

(11.351 km²)

2.000'den fazla yerinde mülkiyet ve fiziksel koşul incelemesinde $\pm 1/3$ 'e kadar yanılma payı gözlenmiştir.

Mevcut Uygun Sahalar (Tüm Türkiye 38,5 derece paralel ve altı, toplam yaklaşık 11.000 km² alan)

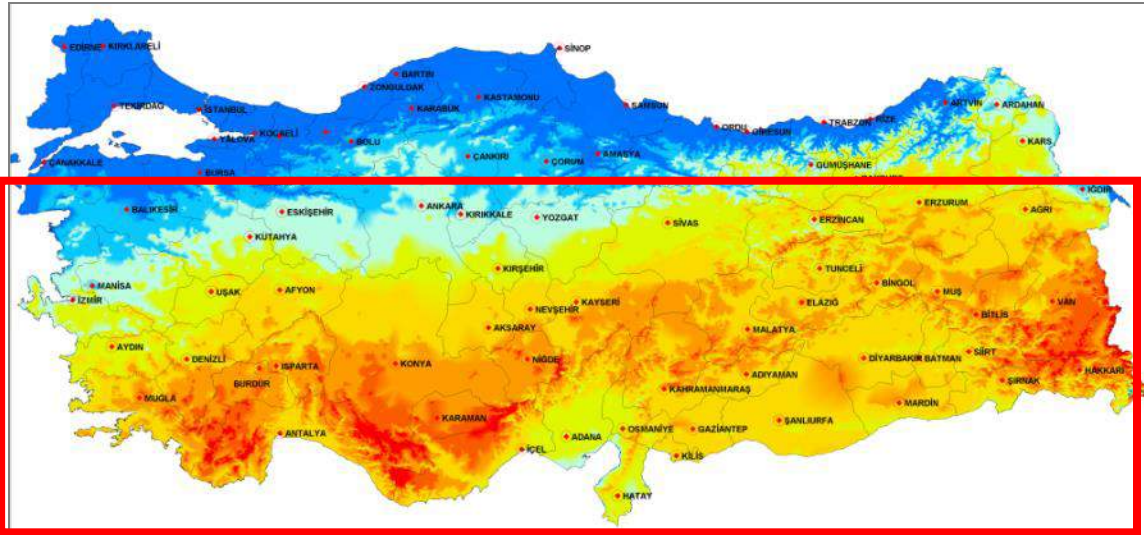


Şekil 10.3 Uygun Sahalar

GES kurulumuna uygun potansiyel araziler dikkate alındığında, 1 MWe GES için 20 dönüm arazi gereksinimi varsayarsak Türkiye'nin güney alt yarısında 567 bin MW kurulu güçte GES kapasitesi bulunmaktadır. En düşük beklentili varsayımlarla;

- Bu arazilerin sadece yarısının kullanıldığı,
 - Bu arazi yüzeylerinin sadece % 40'ına yere paralel PV paneller yerleştirildiği,
 - PV panel yüzeylerine gelen güneş enerjisinin sadece % 10'unun GES sayacından elektrik enerjisi olarak çıktığı,
 - Yıllık global güneş enerjisi girdisinin 1.600 kWh/m²-yıl olduğu
- esas alınsa bile, bu sahalarda toplam 287.500 MW GES kurulabilir ve yılda en az 363 TWh elektrik enerjisi üretilebilir.

Yine Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyeli açısından daha zengin olan güney bölgelerinde (38,5 paralel ve güneyi) güneş enerjisi santrali yapılabilir alanlar göz önüne alınarak (Şekil 10.4) yapılan hesaplama göre⁶ şebeke olanakları, tahmini TM bağlantı kapasitelerine - göre kurulabilecek GES'ler ve elektrik üretim potansiyelleri aşağıda sunulmaktadır.



Şekil 10.4 Türkiye'de Güneş Enerjisinden Yararlanmaya Uygun Alan (38,5 K. Paralel Altı)

Tablo 10.5 Belirlenen Alandaki Mevcut TM'lerdeki Ges Bağlanabilir Kapasitesi⁶

TM kapasitesi-38,5 Kuzey Paraleli ve Altı	GES'e Uygun TM Adedi	Mevcut YG GES Bağlantı Kapasitesi-MW	Mevcut OG GES Bağlantı Kapasitesi-MW
	287	~ 16.520	~ 2.820
İzin Verilen (TEİAŞ)	121	600	

Belirlenen bağlantı kapasiteleri, TM'lerin 2009 minimum yüklerine göre kısa devre kapasitelerinin ~% 5'i dikkate alınarak ve bu TM'lere tahsis edilen lisans değerleri düşülerek hesaplanan değerlerdir⁶.

⁶ S. Şenol Tunç, Türkiye'de Güneş Enerjisi, TMMOB 8. Enerji Sempozyumu, 17-19 Kasım 2011, İstanbul.

Tablo 10.6 Yapılabilecek En az GES Kurulu Gücü

TM Kısıtsız Türkiye Güneş Kapasitesi	Saha Adedi	Toplam Büyüklük (1 Dekar-1000 m ²)	Yapılabilecek En az GES Kurulu Gücü (1 MW = 30 Dekar Varsayımı ile)
Toplam	~ 35.000	11.500 km ²	383.333 MW

Bölgede mevcut 287 TM'de bağlantı kısıtları en yakın TM'ye en fazla 30 km hatla bağlantı varsayımı ile söz konusu alanda yapılabilecek güneş santrali kapasitesi ise aşağıda sunulmaktadır⁶:

Tablo 10.7 Yapılabilecek Güneş Santrali Kapasitesi

Mevcut 287 TM Bağlantı Kısıtı ile (max. 30 km)	Saha Adedi	Toplam Büyüklük (1 Dekar- 1000 m ²)	Karşılık GES Kurulu Gücü (1 MW = 30 Dekar Varsayımı ile)
Toplam	~ 4.684	5.992.500 d	199.750 MW

Buna göre 2011 yılında yayımlanan 5346 Sayılı Kanun'la GES'lere tahsis edilen 600 MW'lık bağlantı kapasitesinin son derece düşük bir değer olduğu görülmektedir. Kısacası, ülkenin zengin güneş kapasitesi, değerlendirilmeyi beklemeye devam etmektedir.

10.3 Güneş Enerjisine Uygulanan Teşvikler

10.3.1 Güneş enerjisinden sıcak su üretimiyle ilgili teşvikler

5346 sayılı Kanun'un 7. madde 3. fıkrasında “Yeterli jeotermal kaynakların bulunduğu bölgelerdeki valilik ve belediyelerin sınırları içinde kalan yerleşim birimlerinin ısı enerjisi ihtiyaçlarını, öncelikle jeotermal ve **güneş termal kaynaklarından** karşılamaları esastır” ifadesi yer almaktadır.

Bu madde çerçevesinde, Gıda Tarım ve Hayvancılık Bakanlığı, TOKİ, Adalet Bakanlığı, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı, Orman ve Su İşleri Bakanlığı gibi birçok resmi kurum ve kuruluş, kendi birimlerinde güneş enerjisi uygulamalarını öncelikle kullanırlar hale gelmişlerdir⁷.

Ayrıca Binalarda Enerji Performans Yönetmeliği'nin 22. maddesinde, herhangi bir destek olmamakla birlikte, bu tesislerin yaygınlaşmasını sağlamak üzere bir hüküm yer almaktadır. Bu hususta, “Yeni yapılacak olan ve yapı ruhsatına esas kullanım alanı yirmi bin metrekarenin üzerinde olan binalarda ısıtma, soğutma, havalandırma, sıhhi sıcak su, elektrik ve aydınlatma enerjisi ihtiyaçlarının tamamen veya kısmen karşılanması amacıyla, yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı, hava, toprak veya su kaynaklı ısı pompası, kojenerasyon ve mikrokojenerasyon gibi sistem çözümleri, tasarımcılar tarafından projelendirme aşamasında analiz edilir. Bu uygulamalardan biri veya birkaçı, Bakanlık tarafından yayımlanan birim fiyatlar esas alınmak suretiyle hesaplanan, binanın toplam maliyetinin en az yüzde onuna karşılık gelecek şekilde yapılır” denilmektedir.

10.3.2 Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi kapsamında teşvikler

Güneş enerjisinden elektrik üretimi;

- 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu

⁷ Prof Dr. Necdet Altıntop, Güneş Enerjisi Sistemlerinin Mevzuatı, Teşvikler, Uygulamalar ve Gereklilikler, 5. Güneş Enerjisi Sistemleri Sempozyumu ve Sergisi, MMO Mersin Şubesi, 7-8 Ekim 2011 Mersin.

- 5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun (YEK Kanunu) ve adı geçen kanunlarla ilgili ikincil mevzuat kapsamında teşvik edilmektedir.

Geçerli teşvikler Raporun 12. Bölümünde anlatılmıştır.

10.4 Güneş Enerjisine Uygulanacak Mevzuat

Güneş enerji tesislerinin kurulumu konusunda ilgili mevzuatta yer alan ana hususlar aşağıdadır:

10.4.1 Lisans kapsamındaki güneş enerjisi tesisleri

1. Lisans başvuruları kapsamında sunulacak olan standardına uygun ölçümlerde, yatay yüzeye gelen toplam güneş radyasyonu değerinin 1.620 kWh/m².yıl'a eşit veya yüksek olması zorunludur.
2. Güneş enerjisine dayalı her bir üretim tesisi başvurusunun azami kurulu gücü 50 MW'la sınırlandırılmıştır.
3. 31.12.2013 yılına kadar iletim sistemine bağlanacak YEK belgeli güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinin toplam kurulu gücü azami 600 MW'tır. Bu süre daha sonra 2015 yılına uzatılmıştır.
4. Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi başvuruları ancak EPDK tarafından kurum internet sayfası ve Resmi Gazete'de ilan edilen tarihte yapılabilecektir. Tahsis edilen ve edilecek kapasitelerin dışında bu yasa dışında (herhangi bir alım garantisi ve yarışmaya dayalı elektrik fiyatı alım garantisi kapsamı dışında) GES lisans başvuruları kabul edilmemektedir.
5. Güneş enerjisi lisans başvurularının en yakın trafo merkezine göre yapılması gerekmektedir.
6. Tesis sahasında sahanın sahibinin lisans başvurusunda bulunması durumunda aynı sahaya başka başvuru kabul edilmemektedir.
7. Güneş enerjisi başvurularında yasa, ilgili MGM yönetmeliği ve Lisans Yönetmeliği'nde belirtilen sürede, sahada en az 6 ay ölçüm yapılması zorunludur.
8. Aynı bölge ve/veya aynı trafo merkezi için yapılmış lisans başvurularında, lisans almak için gerekli koşulları sağlayan birden fazla başvurunun bulunması halinde, sisteme bağlanabilecek olanı belirlemek için TEİAŞ tarafından Kanun tarafından belirlenen 10 yıl süreyle uygulanmak üzere kurulu güç bazında MW başına teklif edilecek bir **katkı payı yarışması yapılmaktadır**.
9. EPDK tarafından lisans alınmasının uygun bulunması kararının alınmasından sonra şirketin Lisans Yönetmeliği'nde tanımlanan işlemleri tamamlaması, gerekli teminatları yatırması, TEİAŞ ile imzalanmış GES Katkı Payı Anlaşması ile ÇED Yönetmeliği kapsamında alınan "ÇED gerekli değildir" veya "ÇED olumlu" kararının ibraz edilmesi halinde lisans verilecektir (ÇED Yönetmeliği'ne göre; kurulu gücü 75 MW üzerinde olan güneş enerjisine dayalı santraller "ÇED'e" tabi ve kurulu gücü 10 MW ve üzeri olan güneş enerjisine dayalı santraller ise "Seçme ve Eleme Kriterlerine" tabidir).
10. Lisanslı üretim tesislerinin bir sonraki yıl destekleme sisteminden (YEKDEM) yararlanabilmesi için YEK belgesi almış olması ve 31 Ekim tarihine kadar EPDK'ya başvurması gerekmektedir

10.4.2 Yalnız kendi ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla azami 1000 kilovata kadar olan güneş enerjisinden elektrik üretim tesisleri

1. Bu tesisleri kuran gerçek ve tüzel kişiler lisans alma ve şirket kurmadan muafır.
2. Her bir elektrik tüketim tesisi aboneliği için bir GES kurulabilir. Ancak dağıtım sisteminde yeterli kapasite bulunması halinde bir tüketim tesisinde birden fazla YEK tesisi kurulmasına izin verilebilir.
3. Üretim tesisi ile tüketim tesisi aynı dağıtım bölgesinde olmak zorundadır.
4. Yönetmelik kapsamına giren üretim tesisleri dağıtım sistemine bağlanır.
5. Bağlantı ve sistem kullanım anlaşması yapılmasından sonra YG'den bağlanacak tesislerin 2 yıl, AG'den bağlanacak tesislerin 1 yıl içinde tamamlanması zorunludur. Süre uzatımı yoktur.
6. Güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinden sisteme verilen ihtiyaç fazlası enerji YEKDEM kapsamında "1 Sayılı Cetvel'deki fiyattan" 10 yıl süreyle yararlanabilir (13,3 ABD dolar cent / kWh).
7. Üretim tesislerinde kullanılan aksamın tanımlanan yerli üretim girdilerinden oluştuğunun belgelenmesi halinde üreticiden satın alınan ihtiyaç fazlası elektriğe ayrıca aksam bazında ilave (Cetvel-2) fiyatlar uygulanır. Ancak kurulacak üretim tesislerinde kullanılan mekanik ve/veya elektro mekanik aksamdan her birinin ithalat tarihi baz alınarak en fazla beş önceki takvim yılında üretilmiş olması zorunludur.
8. Ekonomi Bakanlığının, 19.12.2015 tarihinde yürürlüğe giren İthalatta Gözetim Uygulanmasına İlişkin Tebliği (No: 2015/9) ile 19 gözetim belgesi bulunmayan ithal PV panel ekipmanlarına kilogram başına 35 dolar üzerinden yüzde 18 vergi getirilmiştir. Tebliğ'de ithal edilecek PV panellerine belli bir kalite çıtası getirilmesi ve yerli PV panel imalatının özendirilmesi hedeflenmiş olsa da, bunlar tartışma konusu olmuştur.
9. Muafiyetli üretim miktarını satın almakla yükümlü olan perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketleri bölgelerindeki muafiyetli üretim miktarı için 31 Ekim tarihine kadar YEKDEM'e tabi olmak için EPDK'ya başvurmak zorundadır.
10. Birden fazla gerçek/tüzel kişi, uhdelerindeki tesislerde tüketilen elektrik enerjisi için, tüketimlerini birleştirerek Yönetmelik kapsamında üretim tesisi/tesisleri kurabilirler.
11. Bu kapsamdaki tesislerden ikili anlaşmayla elektrik satışı yapılamaz, DUY kapsamında uygulamalara katılamaz.
12. Bu tesisler için kurum tarafından kamulaştırma yapılmaz. İlgili kurum ve kuruluşlardan izin almak kaydıyla kamu/hazine arazisi üzerinde ihale usulüyle üretim tesisi kurulabilir.
13. Sisteme YG'den bağlı olan ve yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yapanlara emisyon ticareti yapılabilmesi amacıyla önceki yıl içinde üreterek sisteme verdikleri enerji miktarını gösteren üretim kaynak belgesi, dağıtım şirketince bir yıl süreli olarak verilir.

2015 yılında EPDK'nın görüşe açtığı ve henüz yayımlanmamış olan bir dizi yönetmelik tadilleri ile, bir trafo merkezi ile direkt veya dolaylı ticari ilişkisi bulunan gerçek veya tüzel kişiliklerin 1 MW'tan fazla lisanssız GES başvuru yapamaması, lisanssız GES başvurusu olan bir firmanın geçici kabule kadar şirket devrinin yapılması durumunda projenin iptal edilecek olması, elektrik dağıtım şirketlerini doğrudan veya dolaylı lisanssız GES yatırımlarının yasaklanması söz konusudur.

Güneş Enerjisi Konusundaki Hedefler

Elektrik Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'nde⁸ güneş enerjisi için 2023 yılında ulaşılabilecek spesifik bir hedef belirlenmemiştir. Belgede, “**hedef güneş enerjisinin elektrik üretiminde uygulanmasını yaygınlaştırmak, ülke potansiyelinin azami ölçüde değerlendirilmesini sağlamak olarak**” ifade edilmekte ve “**Güneş enerjisinin elektrik üretiminde kullanılması konusunda teknolojik gelişmeler yakından takip edilecek ve uygulanacaktır. Güneş enerjisinden elektrik enerjisi elde edilmesini özendirme üzere 2009 yılı içerisinde 5346 sayılı Kanun'da gerekli değişiklikler yapılacaktır**” denilmektedir.

5346 sayılı Kanun'daki değişiklik 2010 yılı sonunda yapılmıştır. Güneş enerjisinden üretilen elektrik enerjisine uygulanacak teşvikli fiyatlar açıklanmış ve Kanun'da **31/12/2013 tarihine kadar iletim sistemine bağlanacak YEK belgeli güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinin toplam kurulu gücünün 600 MW fazla olamayacağı hükme bağlanmıştır**. Bu tarih daha sonra 31.12.2015'e uzatılmıştır. Diğer yandan Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 1 Kasım 2011 tarihinde yayımladığı “*Türkiye Enerji Politikalarımız*”^{9, 10} başlıklı raporunda, **2023** yılına kadar tamamlanması öngörülen enerji hedefleri açıklanmıştır. Bu kapsamda toplam enerji üretiminde **güneş enerjisi hedefi 2023 yılında 3.000 MW** olarak belirtilmektedir. Bu bilgiler ışığında güneş enerjisi hedefleri özetle:

31.12 2013	600 MW
2023	3.000 MW 'dir.

⁸ Yüksek Planlama Kurulu karar No 2009/11, 18 Mayıs 2009.

⁹ Taner Yıldız, ETKB Enerji Bakanı, Türkiye Enerji Politikalarımız, 1 Kasım 2011.

¹⁰ S. Şenol Tunç, Türkiye'de Güneş Enerjisi, TMMOB 8. Enerji Sempozyumu, 2011.

11. ÜLKEMİZDE BİYOKÜTLE ve BİYOYAKIT SEKTÖRÜ (Biyodizel-Biyoetanol-Biyogaz)

Dr. Figen Ar

Kimya Y. Mühendisi

Temiz Enerji Vakfı Genel Koordinatörü

11.1 Genel

Biyokütle enerjisi, dünyanın artan nüfusu ve sanayileşmesi ile giderek artan enerji gereksinimini, çevreyi kirletmeden ve sürdürülebilir olarak sağlayabilecek enerji kaynaklarının en önemlisidir. Hammaddeleri genellikle bitkiler ve organik atıklardır. Bitki yetiştirilmesi, güneş enerjisi var olduğu sürece devam edeceğinden, bitkisel biyokütle tükenmez bir enerji kaynağıdır. Bitkilerin ve canlı organizmaların yapı taşı olan biyokütle, güneş enerjisinin fotosentez yoluyla depolanması sonucu oluşmaktadır.

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. Biyoyakıtlar gaz, sıvı ve katı olarak sınıflandırılabilirler. Günümüzün ticari gaz biyoyakıtları biyogaz, syngaz, katı biyoyakıtları; odun kömürü, biyokömür, biyopelet, biyobriket; sıvı biyoyakıtları ise; biyoetanol ve biyodizel olarak anılmaktadır.

Ülkemizdeki biyodizel ve biyoetanol çalışmalarının başlangıcı 2000'li yılların başlarına rastlamaktadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından yürütülen Biyoenerji Projesiyle yatırımcılar 2000'li yılların başlarında sıvı biyoyakıtlarla tanışmış ve yatırımcıların konuya ilgisi büyük olmuştur.

Bununla birlikte, biyoyakıtlar kamuoyunda hep tartışılan konu olmuş, petrol piyasasındaki oyuncuların da tepkisini çekmiştir. Amerika ve AB'de kırsal kalkınma politikalarıyla birlikte değerlendirilen biyoyakıt politikalarının aksine ülkemizde konu, son birkaç yıla kadar hep geri plana atılmıştır. Bununla birlikte TSE tarafından AB standartları uyumlaştırılmış, EPDK ve TAPDK tarafından çeşitli piyasa düzenlemeleri yapılmış, küçük oranlarda uygulansa da ÖTV muafiyetleri ve kullanım zorunlulukları getirilmiştir. Her bir biyoyakıt türünde farklı olan bu düzenlemeler aşağıda ayrıntıları ile verilmiştir.

Bunların yanı sıra 30 Aralık 2011 tarihinde Gıda, Tarım ve Hayvancılık Bakanlığı'na bağlı olan Karadeniz Araştırma Merkezi bünyesinde Enerji Tarımı Araştırma Merkezi kurulmuştur. Merkezin öncelikli çalışma konuları gıda dışı ham maddelerden üretilen ileri kuşak biyoyakıt teknolojileri olarak belirlenmiştir.

Diğer yandan Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü tarafından Biyokütle Enerjisi Potansiyel Atlası (BEPA) hazırlanmıştır. BEPA'ya göre ülkemizin biyokütle potansiyeli 8,6 MTEP, tahmini elektrik üretimi 100.018 GWh, kurulu güç 20.000 MW olarak belirlenmiştir. Biyogaz potansiyeli ise 2 MTEP, tahmini elektrik üretimi 23.260 GWh, kurulu güç 4.500 GW olarak kayıtlara geçmiştir.

EPDK verilerine göre hâlihazırda işletmede olan 43 biyokütle tesisi olmakla birlikte kısmi işletmede olan 10 tesis, henüz işletmeye alınmamış 7 tesis bulunmaktadır. Bunlardan 42 tesis YEKDEM'e tabidir. 16 tesisin hammaddesi tarımsal atık içeriklidir. Biyokütle tesislerinin toplam kapasitesi 288,583 MW_e'dir.

Ülkemizdeki mevzuat gereğince 1 MW'ın altındaki biyokütle tesisleri lisanssız üretim yapabilmektedir. Ülkemizde 17 adet lisanssız biyokütle tesisi vardır ve toplam kurulu güç kapasitesi 20,375 MW'tır.

11.2 Biyogaz

Yukarıda sözü edilen bazı tesisler biyogaz tesisi olmakla birlikte biyogaz konusunda ülkemizdeki profesyonel çalışmalar 1980 yılında Tarım Bakanlığı bünyesinde başlamıştır. Ancak işletme güçlüğü nedeniyle çalışmalar sürdürülememiştir. Vizyon 2023'e göre, modern biyokütle alanında 2005 itibarıyla başlaması planlanan çalışmalar çerçevesinde, 2010 yılına kadar biyokütle gazlaştırma araştırmalarının yapılması ve pilot tesislerin kurulması, 2018 yılında küçük (1-3 MW) ve orta (5-10 MW) ölçekli biyokütle gazlaştıran kojenerasyon tesislerinin kurulması öngörülmüştür.

Yine Vizyon 2023'e göre, 2009 yılında organik atıkların bertaraf edilmesi amacıyla evler için 20 m³ metan/ton organik madde kapasiteli anaerobik çürütme reaktörlerinin tasarlanması, 2012'de, gazı ısı enerjisine dönüştüren reaktörlerin tasarlanması, 2014'te ise elde edilen gazı elektrik enerjisine dönüştüren reaktörlerin tasarlanması öngörülmüştür. 2016 yılında ise gazın temizlenerek hidrojen gazı elde edilmesi ve 2018 yılından sonra biyokütleden de elde edilebilen hidrojen teknolojisinin taşıtlarda uygulanması beklenmektedir.

Her ne kadar öngörüler ve hedefler konulsa da bir strateji çizilmediği ve eylem planları hazırlanmadığı için, 2016'ya adım attığımız şu günlerde beklenen gelişmeler kaydedilememiştir. Bununla birlikte, geçtiğimiz yıllarda biyogaz sektörünün dünyadaki gelişimine paralel olarak ülkemizde de çalışmalar yeniden başlamıştır. Bu süre zarfında gündemde olan "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Yasa" 2011 yılının Ocak ayında yürürlüğe girmiştir. Yasaya göre biyokütleden elde edilen elektrik 10 yıl süreyle 13,3 dolar centten alım garantisine sahiptir. 31 Aralık 2016 tarihine kadar işletmeye girmiş ya da girecek Yenilenebilir Enerji Kanunu (YEK) destekleme mekanizmasına tabi üretim lisansı sahipleri için bu fiyatlar, 10 yıl süreyle uygulanacaktır. Bununla birlikte, belirlenen teşvik değeri yatırımcının beklentisinden az olduğu için, aslında patlama noktasında olan sektörde beklenen büyüme ne yazık ki gerçekleşmemiştir. Ancak 29 Aralık 2010 tarihinde TBMM'de kabul edilerek yürürlüğe giren yasa ve ilgili yönetmeliği Haziran 2011'de yayımlanarak uygulanmaya başlanan "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Aksamın Yurt İçinde İmalatı Hakkında Yönetmelik" gereğince, yerli kaynaklarla kurulan tesisler için beş yıllığına verilen teşvikler bir nebze olsun kurtarıcı olmuştur. Yönetmelikte, enerji üretiminde kullanılan tesislerde yerli üretim aksam ve teçhizat kullanımı durumunda ek destekler uygulanması öngörülmektedir. Biyogazın da içerisinde bulunduğu biyokütle tesislerinde yerli aksam ve teçhizatın kullanılmasıyla teşvik miktarı maksimum 18,9 dolar cent/litre olarak uygulanmaktadır. Yerli üretim teşvikli tesisin işletmeye alınmasını takip eden 5 yıl için uygulanmaktadır.

21 Temmuz 2011 tarihinde çıkartılan yönetmelik ile 500 KW'a kadar olan tesislere lisanssız üretim ve kendi elektriğini kendi üretebilme hakkı verilmiş, yapılan düzenlemeler ile hukuki altyapı 26 Haziran 2012'de tamamlanmıştır. 30/03/2013 tarihli ve 28603 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile, lisanssız üretim kapasitesi 1 MW'a çıkartılmıştır. Kanun'un "Lisanssız yürütülebilecek faaliyetler" başlıklı 14'üncü maddesinin birinci fıkrasında lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf üretim tesisleri;

- a) İmdat grupları ve iletim ya da dağıtım sistemiyle bağlantı tesis etmeyen üretim tesisi
- b) Kurulu gücü azami bir megavatlık yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisi
- c) Belediyelerin katı atık tesisleri ile arıtma tesisi çamurlarının bertarafında kullanılmak üzere kurulan elektrik üretim tesisi
- ç) Mikrokojenasyon tesisleri ile Bakanlıkça belirlenecek verimlilik değerini sağlayan kojenasyon tesislerinden Kurulca belirlenecek olan kategoride olanları
- d) Ürettiği enerjinin tamamını iletim veya dağıtım sistemine vermeden kullanan, üretimi ve tüketimi aynı ölçüm noktasında olan, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisi”

şeklinde düzenlenmiştir. Aynı maddenin beşinci fıkrasında, “*Sermayesinin yarısından fazlası belediyeye ait olan tüzel kişilerce, belediyeler tarafından işletilen su isale hatları ile atık su isale hatları üzerinde teknik imkânın olması ve DSİ tarafından uygun bulunması hâlinde enerji üretim tesisi kurulabilir*” hükmü bulunmaktadır.

Ülkemizde biyogaz sektörü; başta Ankara, İstanbul, Bursa, Kayseri, Gaziantep, Samsun gibi bazı şehirlerimiz olmak üzere, çöpten biyogaz üretimi, bazı sanayi tesisleri ve belediyelerin atık su tesislerinden biyogaz üretimi, Orman ve Su İşleri Bakanlığı tarafından Anadolu'nun farklı yörelerinde yürütülen gazifikasyon, demonstrasyon projeleri ile özel sektörde yürütülmekte olan sayıları az da olsa nitelikli biyogaz projelerinden oluşmaktadır. Toplam 22,6 MW'lık elektrik üretim kapasitesine sahip olan Ankara-Mamak çöplüğünden elde edilen elektriğin yanı sıra oluşan atık ısı, çöplük arazisinde kurulan seralarda kullanılmaktadır. Ayrıca toplamda 2.000 m²'ye tamamlanacak havuzlarda verimli bir biyoyakıt ham maddesi olan algler (su yosunu) yetiştirilmektedir. TÜBİTAK-MAM tarafından İzmit Belediyesi ortaklığıyla kurulan, küçük ve büyük baş hayvan atıklarıyla park ve bahçe atıklarından üretim yapan 330 kW'lık biyogaz tesisi 2011 yılında hizmete alınmıştır.

Yapılan düzenlemelerle özel sektörün biyogaz çalışmalarında da artışlar kaydedilmektedir.

11.3 Biyodizel

2000'li yılların başında ETKB bünyesinde başlatılan Biyoenerji Projesi kapsamında pek çok biyodizel tesisi kurulmuş, hatta bazı kimya fabrikaları biyodizel tesislerine dönüştürülmüştür. Tesislerin sayısı kısa sürede 200'ü geçmiş, kurulu kapasite 1,5 milyon ton civarına ulaşmıştır. EPDK tarafından yapılan düzenleme ile sadece işleme lisansına sahip tesislerin biyodizel üretmesine izin verilmesiyle birlikte, yasal üretim yapan biyodizel tesislerinin sayısı 56 olarak kayıtlara geçmiştir. Bununla birlikte, hammadde problemi nedeniyle ülkemizdeki işleme lisanslı biyodizel üretim tesislerinin sayısı her yıl azalmıştır. Biyodizel işleme lisansına sahip tesis sayısı 2010 yılında 45 iken, 29 Ocak 2016 tarihi itibarıyla 24'tür. 2014 yılında 32.240 ton biyodizel üretilmiştir.

EPDK tarafından hazırlanan “Petrol Piyasası Yıllık Raporu 2014” dokümanına göre, 2014 yılında 1 işleme (biodizel) lisansı sahibi tarafından 17.729 ton oto biyodizel üretimi yapılmış ve dağıtıcı lisansı sahiplerine 18.366 ton satılmıştır. Anılan yıl içerisinde biyodizel ithalatı ve ihracatı yapılmamış olup, üretime göre yapılan fazla satış üreticinin stoklarından karşılanmıştır. Diğer yandan 2012 yılında 24.637 ton biyodizel içeren motorin ithal edilmiştir. Biyodizel içeren motorinin 24.620 tonu OVM Petrol Ofisi tarafından İtalya'dan, 17 tonu Petline Petrol tarafından İngiltere'den ithal edilmiştir. Şu unutulmamalıdır ki, ithal edilen her litre biyodizel ithal edilen ülkenin tarımını ve çiftçisini desteklemektedir.

Ülkemizde yerli hammaddeyle üretilen biyodizelin motorinle harmanlanan %2'lik dilimi 2006 yılından beri ÖTV'den muaftır. Bununla birlikte atık bitkisel yağlardan elde edilen biyodizel 31 Aralık 2013 tarihine kadar ÖTV'ye tabi olarak pazarda yer almıştır. Aralık 2013 tarihi itibarıyla motorine uygulanan 1,5945 TL/litre tutarındaki ÖTV, atık yağdan üretilen biyodizele 1,1209 TL/litre olarak

uygulanmıştır. 31.12.2013 tarihinde yayımlanan 29 No'lu Tebliğ ile ülke içinde toplanan atık bitkisel yağlardan elde edilen biyodizelin de yerli tarım ürünlerinden elde edilen biyodizele uygulandığı gibi, motorine harmanlanan % 2'lik dilimi ÖTV'den muaftır.

Atık yağlardan üretilen biyodizel, 27.09.2011 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren EPDK Kararı gereğince, piyasaya akaryakıt olarak arz edilen motorin türlerinin, yerli tarım ürünlerinden üretilmiş biyodizel (yağ asidi metil esteri-YAME) içeriğinin 1 Ocak 2014 tarihi itibarıyla en az yüzde 1, 1 Ocak 2015 tarihi itibarıyla en az yüzde 2, 1 Ocak 2016 tarihi itibarıyla en az yüzde 3 olması zorunluluğu getirilmiştir. Gıda Tarım ve Hayvancılık Bakanlığı, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve ilgili kurum ve kuruluşların olumlu görüşleriyle alınan bu karar, yaklaşık 1 yıl sonra Gıda Tarım ve Hayvancılık Bakanlığı tarafından bozulmasıyla uygulamaya geçememiştir.

01/01/2007 tarihi itibarıyla, benzin ve motorinle birlikte biodizel türlerine de; yurt içi piyasaya giriş noktaları olan rafineri çıkışında, gümrük girişinde veya ilk defa ticari faaliyete konu edileceği diğer tesislerde olmak üzere, rafinerici, dağıtıcı ve ihrakiye teslim lisansı sahipleri tarafından Kurumca belirlenen 8 ppm (0,008 Litre Marker/1000 Litre) oranında ulusal marker eklenmektedir.

11.4 Biyoetanol

Biyoetanol pazarında ise daha istikrarlı bir süreç işlemiştir. Biyodizele benzer şekilde 2000'li yılların başında başlayan biyoetanol akımı istikrarlı yapılanmayla günümüze kadar gelse de, 2013 yılına kadar kullanım zorunluluğu olmaması nedeniyle, sektörde bir canlılık sağlanamamıştır.

Hukuki düzenlemeleri Tütün ve Alkol Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından yapılan biyoetanol sektöründe, mevcut durumda üç üretim tesisi bulunmaktadır. Bununla birlikte, Eskişehir Şeker Fabrikası Alkol Üretim Tesisinde de yakıt alkolü üretimine dönük yatırım yapıp üretim lisansı alınmış olsa da, 2013 yılında üretim lisansı iptal edilmiştir. Türkiye'de kurulu biyoetanol üretim kapasitesi 149,5 milyon litredir. Bunun %56'lık kısmı, 84 milyon litre ile bir çiftçi kuruluşu olan Pankobirlik çatısı altında yer alan Konya Şeker Sanayi ve Ticaret AŞ'ye aittir. Hammadde olarak şeker pancarı ve şeker prosesinin artığı olan melas kullanılmaktadır. Diğer iki tesis Bursa (Kemalpaşa) ve Adana'da kurulu olup mısır ve buğdaydan üretim yapılmaktadır.

Ülkemizde biyodizelde olduğu gibi biyoetanolda de, yerli hammaddeyle üretilen biyoetanolün benzine harmanlanan % 2'lik dilimi, 2006 yılından bu yana ÖTV'den muaftır. EPDK tarafından yapılan düzenleme ile piyasaya akaryakıt olarak arz edilen benzin türlerine, 1 Ocak 2013 tarihinden itibaren yüzde 2, 1 Ocak 2014 tarihinden itibaren de en az %3 oranında yerli tarım ürünlerinden üretilmiş yakıt etanolü (biyoetanol) ilave edilmesi zorunlu kılınmıştır. Halen benzine % 3 oranında biyoetanol harmanlama zorunluluğu vardır. EPDK verilerine göre 2014 yılında 68.643 ton biyoetanol üretimi gerçekleşmiştir.

11.5 Sonuç ve Öneri

Pek çok ülkede, biyoyakıt politikaları kırsal kalkınma politikaları ile birlikte değerlendirilmektedir. Çünkü biyoyakıt üretimiyle, tarım sektöründe canlılık sağlanmakta, tohumdan gübreye, tarımsal alet ekipmandan tarımsal ilaca kadar, diğer yandan ulaştırma sektöründen bankacılık sigortacılık sektörüne kadar, pek çok sektörde iş hacmi genişlemekte, yeni vergi imkânları doğmaktadır.

Dolayısıyla yerli tarım ürünlerinden elde edilen biyoyakıt, ülke ekonomisinin ve kırsal kesimin gelişmesinde önemli paya sahiptir.

Bunun yanı sıra ithal edilen biyoyakıta ödenen para, ithalatın yapıldığı ülkedeki tarımın ve çiftçinin desteklenmesi anlamını taşımaktadır.

Ülkemizde 2012 yılında 24.637 ton biyodizel içeren motorin ithal edildiği halde, 2014 yılında 68.901 ton biyodizel içeren motorin ithal edilmiştir. 2 yılda ithalat artışı yaklaşık % 180'dir. İthal edilen her litre biyodizel ve/veya biyodizel içeren motorin, ithalat yapılan ülkenin tarımını ve çiftçisini desteklemektedir. Ayrıca, motorine göre daha düşük enerji değerine sahip olan biyodizelin motorin fiyatına satılmasıyla halkımız da mağdur edilmektedir.

Atıklar hariç yerli tarım ürünlerinden üretilmeyen ve/veya ithal edilen biyoyakıtlar, ülkemizin ekonomisine hiçbir katma değer yaratmamaktadır. Biyoetanol, benzin/biyoetanol, biyodizel, motorin/biyodizel karışımlarının ithalatına izin verilmemelidir. Biyoyakıtlar yerli hammadde ile üretildiğinde ülke ekonomisine katkı sağlar. İthal hammadde ile üretilen veya ithal edilen biyoyakıtın veya biyoyakıt karışımı akaryakıtın ülke ekonomisine hiç bir faydası yoktur.

12. YEK DESTEKLERİ

Zerrin Taç Altuntaşoğlu

Elektrik Mühendisi

Kamu Yönetim Uzmanı

TMMOB Makina Mühendisleri Odası

Enerji Çalışma Grubu Danışmanı

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarına Uygulanan Destekler													
<p>5346 sayılı Kanun</p> <p>YEK'ten Elektrik Üretimi</p> <p>Teşvikli Fiyatlar</p> <p>1 Sayılı Cetvel</p> <p>2013/5625 Sayılı BKK (5 Aralık 2013 tarihli RG)</p>	<p>- 1/1/2016 tarihinden 31/12/2020 tarihine kadar işletmeye girecek olan YEK Destekleme Mekanizmasına (YEKDEM) tabi <i>YEK Belgeli üretim lisansı sahiplerine Kanuna ekli I sayılı Cetvel'de yer alan fiyatlar, 10 yıl süre ile uygulanır.</i></p> <p>1 Sayılı Cetvel :</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>YEK'e Dayalı Üretim Tesis Tipi</th> <th>Uygulanacak Tarife (ABD\$ cents/kWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Hidrolik üretim tesisi</td> <td>7.3</td> </tr> <tr> <td>Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi</td> <td>7.3</td> </tr> <tr> <td>Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi</td> <td>10.5</td> </tr> <tr> <td>Biyokütle enerjisine dayalı üretim tesisi</td> <td>13.3</td> </tr> <tr> <td>Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi</td> <td>13.3</td> </tr> </tbody> </table> <p>- <i>YEKDEM'e bir sonraki takvim yılında tabi olmak isteyenler YEK Belgesi almak ve 31 Ekim tarihine kadar EPDK'ya başvurmak zorundadır.</i></p> <p>- <i>YEKDEM'e tabi olanlar, uygulamaya dâhil oldukları yıl içerisinde uygulamanın dışına çıkamaz.</i></p> <p>- <i>YEKDEM'de öngörülen süreler; tesislerden işletmedekiler için işletmeye girdiği tarihten, henüz işletmeye girmemiş olanlar için işletmeye girecekleri tarihten itibaren başlar .</i></p> <p>- <i>YEKDEM kapsamında üreticilere eksik/fazla üretimleriyle ilgili ceza uygulanması yok. Minimum teminat ödeme yükümlülüğü de bulunmamakta.</i></p>	YEK'e Dayalı Üretim Tesis Tipi	Uygulanacak Tarife (ABD\$ cents/kWh)	Hidrolik üretim tesisi	7.3	Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	7.3	Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	10.5	Biyokütle enerjisine dayalı üretim tesisi	13.3	Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	13.3
YEK'e Dayalı Üretim Tesis Tipi	Uygulanacak Tarife (ABD\$ cents/kWh)												
Hidrolik üretim tesisi	7.3												
Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	7.3												
Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	10.5												
Biyokütle enerjisine dayalı üretim tesisi	13.3												
Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	13.3												
<p>Yerli Üretim Teşviki</p> <p>2 Sayılı Cetvel</p>	<p>- <i>1/1/2016 tarihinden 31/12/2020 tarihine kadar işletmeye girecek YEK Belgeli üretim tesislerinde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamın <i>İlgili Yönetmeliğin EK-1 Tablosundaki yerli aksam oranının Kanun'un 2 sayılı cetvelinde belirtilen fiyat ile (bütünleştirici parçalarının yerli aksam oranları bazında en az %55'inin yurt içi katma değerle imal edilmiş olması halinde) çarpımı sonucu elde edilen rakam, I sayılı Cetvelde belirtilen fiyatlara ilave edilir.</i></i></p> <p>- <i>Yerli üretim teşviki tesisinin işletmeye giriş tarihinden itibaren 5 yıl süreyle uygulanır.</i></p>												

2013/5625 Sayılı
BKK (5 Aralık 2013
tarihli RG)

- Tesisin herhangi bir ünitesinde kullanılan yerli aksam oranı tesiste kullanılan tüm üniteler için aynı olmak zorundadır.

II sayılı Cetvel:

Tesis Tipi	Yurt İçinde Gerçekleşen İmalat	Yerli Katkı İlavesi (ABD Doları cent/kWh)
A- Hidroelektrik üretim tesisi	1- Türbin	1,3
	2- Jeneratör ve güç elektroniği	1,0
B- Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi	1- Kanat	0,8
	2- Jeneratör ve güç elektroniği	1,0
	3- Türbin kulesi	0,6
	4- Rotor ve nasele gruplarındaki mekanik aksamın tamamı (Kanat grubu ile jeneratör ve güç elektroniği için yapılan ödemeler hariç.)	1,3
C- Fotovoltaik güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	1- PV panel entegrasyonu ve güneş yapısal mekaniği imalatı	0,8
	2- PV modülleri	1,3
	3- PV modülünü oluşturan hücreler	3,5
	4- İnvörtör	0,6
	5- PV modülü üzerine güneş ışınını odaklayan malzeme	0,5
D- Yoğunlaştırılmış güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	1- Radyasyon toplama tüpü	2,4
	2- Yansıtıcı yüzey levhası	0,6
	3- Güneş takip sistemi	0,6
	4- Isı enerjisi depolama sisteminin mekanik aksamı	1,3
	5- Kulede güneş ışınını toplayarak buhar üretim sisteminin mekanik aksamı	2,4
	6- Stirling motoru	1,3
	7- Panel entegrasyonu ve güneş paneli yapısal mekaniği	0,6
E- Biyokütle enerjisine dayalı üretim tesisi	1- Akışkan yataklı buhar kazanı	0,8
	2- Sıvı veya gaz yakıtlı buhar kazanı	0,4
	3- Gazlaştırma ve gaz temizleme grubu	0,6
	4- Buhar veya gaz türbini	2,0
	5- İçten yanmalı motor veya stirling motoru	0,9
	6- Jeneratör ve güç elektroniği	0,5
	7- Kojenerasyon sistemi	0,4
F- Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	1- Buhar veya gaz türbini	1,3
	2- Jeneratör ve güç elektroniği	0,7
	3- Buhar enjektörü veya vakum kompresörü	0,7

Alım Zorunluluğu	Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezinin (PMUM) her bir fatura dönemi için belirleyip ilan edeceği <i>YEK toplam bedeline göre her bir tedarikçinin YEK'ten üretilen enerjiyi alma ve ödeme yapma yükümlülüğü vardır.</i>
Serbest Piyasada Satış Olanığı	YEK-e üreten ve <i>YEKDEM kapsamında satış yapmak istemeyen</i> tüzel kişiler, <i>gün öncesi piyasası, gün içi piyasası ve ikili anlaşmalar</i> kapsamında serbest piyasada satış yapabilir.
Arazi Kullanım Desteği 2015/8317 sayılı BKK (24 Aralık 2015 tarihli RG)	<i>31/12/2020 tarihine kadar ilk defa işletmeye girecek 5346 sayılı Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinden, ulaşım yollarından ve lisanslarında belirtilen sisteme bağlantı noktasına kadarki TEİAŞ ve dağıtım şirketlerine devredilecek olanlar da dâhil enerji nakil hatlarından yatırım ve işletme dönemlerinin ilk on yılında izin, kira, irtifak hakkı ve kullanma izni bedellerine % 85 indirim uygulanır. Orman Köylüleri Kalkındırma Geliri, Ağaçlandırma ve Erozyon Kontrolü Geliri alınmaz</i> Milli Park, Tabiat Parkı, Tabiat Anıtı ile Tabiatı Koruma Alanlarında, Muhafaza Ormanlarında, Yaban Hayatı Geliştirme Sahalarında, Özel Çevre Koruma Bölgelerinde ilgili Bakanlığın, Doğal Sit Alanlarında ise <i>ilgili koruma bölge kurulunun olumlu görüşü alınmak kaydıyla YEK'e dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulmasına izin verilir.</i>
İletim Sistemi Kullanım Bedellerinde İndirim 2015/8317 sayılı BKK (24 Aralık 2015 tarihli RG)	<i>31.12.2020 tarihine kadar ilk defa işletmeye girecek üretim lisansı sahibi tüzel kişilere; üretim tesislerinin işletmeye giriş tarihlerinden itibaren 5 yıl süre ile iletim sistemi kullanım bedellerinden %50 indirim yapılır</i>
Damga Vergisi ve Harç Muafiyeti 2015/8317 sayılı BKK (24 Aralık 2015 tarihli RG)	<i>31.12.2020 tarihine kadar ilk defa işletmeye girecek üretim lisansı sahibi tüzel kişilere; üretim tesislerinin yatırım döneminde, üretim tesisleriyle ilgili yapılan işlemler harçtan ve düzenlenen kâğıtlar damga vergisinden muaf tutulur.</i>
6446 Sayılı Kanun Lisans Bedelleri Muafiyeti	Ön lisans/Lisans başvurusunda <i>lisans başvuru bedelinde %90 muafiyet</i> (bedelin sadece % 10'unu ödeme) YEK üretim tesislerinden ilgili lisanslarda belirtilen <i>tesis tamamlama tarihini izleyen ilk sekiz yıl süresince yıllık lisans bedeli alınmaz.</i>
Lisanssız Üretim Kapsamında YEK'ten Üretilen İhtiyaç Fazlası Enerjinin Teşvikli Fiyatla Satın Alınması	<i>YEK'e dayalı kurulu gücü azami 1 MW'lık üretim tesisi ile Elektrik enerjisine dayalı kurulu gücü azami 100 kW olan mikro kojenerasyon tesisi kuran gerçek ve tüzel kişiler, lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaftır.</i> Lisans alma yükümlülüğünden muaf olan yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üreten kişilerin ihtiyacının üzerinde ürettiği elektrik enerjisinin sisteme verilmesi hâlinde bu enerji son kaynak tedarik şirketince, 5346 sayılı Kanun'da kaynak türü bazında belirlenen fiyatlardan (1 sayılı Cetvel) alınır.

<p>2 Ekim 2013 RG</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Kurulu gücü azami 1 MW'lık YEK'e dayalı üretim tesisinden üretilen <i>ihtiyaç fazlası enerji için geçerlidir.</i> - YEK'ten <i>lisanssız üretim yapan gerçek ve tüzel kişilerin dağıtım sistemine verdikleri ihtiyaç fazlası enerji 10 yıl süreyle 1 sayılı Cetvel'deki fiyatlardan satın alınır.</i> - Lisanssız üretim kapsamında YEK'ten enerji üreten kişilerin ihtiyacının üzerinde ürettiği elektrik enerjisinin sisteme verilmesi hâlinde bu enerjinin <i>son kaynak tedarik şirketince 1 sayılı Cetvel'e göre ilgili kaynak bazında satın alınması zorunludur.</i> İlgili şirketlerin bu madde gereğince satın aldıkları elektrik enerjisi, söz konusu tedarik şirketlerince YEKDEM kapsamında üretilmiş ve sisteme verilmiş kabul edilir. - Lisanssız üretim kapsamındaki <i>ihtiyaç fazlası elektriğin</i> üretildiği tesiste kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik en az %55'inin <i>yurt içi katma değerle imal edilmiş olması halinde bu tesislerde üretilen ihtiyaç fazlası elektrik de II sayılı Cetvel'deki yerli üretim katkı payından 5 yıl süreyle yararlanabilir.</i> <p>Lisanssız üretim kapsamında tesis edilecek <i>elektrik üretim tesisi ve bağlantı ekipmanlarında kullanılan malzemelerin</i> ilgili standartlara göre imal edilmesi ve <i>son beş yıl içerisinde üretilmiş olması gereklidir.</i></p>
<p>AR-GE Faaliyetleri</p>	<p>Araştırma ve geliştirme faaliyetleri yapmak isteyen tüzel kişilere Ar-Ge Faaliyetlerinin Desteklenmesi Kanunu kapsamında yapılacak tesisin bağlantı görüşünün TEİAŞ ve/veya dağıtım lisansı sahibi ilgili tüzel kişi tarafından olumlu bulunması ve bu tesisten üretilen elektrik <i>ticarete konu olmaması ve 10 MW kurulu gücü geçmemesi kaydıyla Kurul Kararıyla lisanssız elektrik üretimi yapabilmeye olanağı sağlanır.</i></p> <p>Kanunla kurulmuş araştırma kurumları ile 28/3/1983 tarihli ve 2809 sayılı Yükseköğretim Kurumları Teşkilatı Kanunu'nda düzenlenen yüksek öğretim kurumlarının, bilimsel araştırma geliştirme ve eğitim faaliyetleri kapsamında <i>aynı dağıtım bölgesinde olmak, kendi ihtiyaçlarını karşılamak ve azami 10 MW kurulu gücü geçmemek kaydıyla yerleşkelerinde nükleer, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesisi kurmak amacıyla</i> uhdelerindeki anonim ya da limited şirketleri vasıtasıyla yapacakları lisans başvurularında Lisans Yönetmeliği 12. maddesinin yedinci fıkrasının (b) ve (c) bendi hükümleri (rüzgar ve güneş için ön lisans başvurusu zamanı ve ölçüm zorunluluğu) uygulanmaz. Üniversitelerin bünyesinde 4691 sayılı Teknoloji Geliştirme Bölgeleri Kanunu kapsamında kurulan Teknoloji Geliştirme Bölgelerinin elektrik enerjisi tüketimi kendi ihtiyacı sayılır.”</p>
<p>5346 sayılı Kanun Jeotermal ve Güneş Termal Isı kullanımı</p>	<p>Yeterli jeotermal kaynakların bulunduğu bölgelerdeki valilik ve belediyelerin sınırları içinde kalan yerleşim birimlerinin ısı enerjisi ihtiyaçlarını öncelikle jeotermal ve güneş termal kaynaklardan karşılamaları zorunludur.</p>
<p>Kırsal Kalkınma Yatırımlarının Desteklenmesi Programı Tarıma Dayalı Eko-</p>	<p>Ekonomik yatırımlar destekleme programı kapsamında;</p> <p>ç) Alternatif enerji kaynakları kullanan yeni seraların yapımı,</p> <p>d) Tebliğ kapsamında bulunan konularla ilgili tarımsal faaliyetlere yönelik yapı-</p>

<p>nomik Yatırımların Desteklenmesi</p> <p>Tebliğ 2015/16(30 Nisan 2015 RG)</p>	<p>mış tesisler ile bu Tebliğ kapsamında yapılacak tesislerde, ayrıca 3 dekardan küçük olmaması şartıyla örtü altı kayıt sistemine kayıtlı mevcut modern seralarda kullanılmak üzere; alternatif enerji kaynaklarından jeotermal ve biyogazdan ısı ve/veya elektrik üreten tesisler ile güneş ve rüzgar enerjisinden elektrik üreten tesislerin yapımı hibe desteği kapsamındadır.</p> <p>Destekleme oranı alternatif enerji kaynakları kullanan yeni seraların yapımına yönelik yatırımlara 3.000.000 Türk Lirası, Tebliğ kapsamında bulunan konularla ilgili tarımsal faaliyetlere yönelik yapılmış tesislerde kullanılmak üzere; alternatif enerji kaynaklarından jeotermal ve biyogazdan ısı ve/veya elektrik üreten tesisler ile güneş ve rüzgar enerjisinden elektrik üreten tesislerin yapımına yönelik yatırımlara 3.000.000 Türk Lirası'dır.</p> <p>Proje tutarının %50'sine hibe yoluyla destek verilir. Diğer %50'si oranındaki tutarı başvuru sahipleri kendi kaynaklarından temin etmekle yükümlüdür.</p> <p>Yatırım projelerinin tamamlanma tarihi 1/12/2015'tir.</p>
<p>ORKÖY-Güneş Enerjisi Su Isıtma Kredisi-2015 yılı Uygulama Talimatı</p>	<p>ORKÖY Genel Müdürlüğü tarafından orman köylülerine güneş enerjisi su ısıtma sistemi için üç yıl vadeli faizsiz kredi verilmektedir.</p>
<p>Benzin Türlerine Etanol Harmanlaması Zorunluluğu ve ÖTV Muafiyeti</p> <p>EPDK Tebliğ (22.06.2014 tarih, 29038 sayılı değişiklikler dahil-7 Temmuz 2012 RG)</p> <p>ÖTV Tebliği (28 Şubat 2015)</p>	<p>(1) Rafinerici lisansı sahipleri tarafından kara tankeri dolumu üniteleri vasıtasıyla teslim edilen benzin türlerinin,</p> <p>a) 1/1/2013 tarihinden itibaren en az %2 (V/V),</p> <p>b) 1/1/2014 tarihinden itibaren en az %3 (V/V),</p> <p>oranında yerli tarım ürünlerinden üretilmiş etanol içermesi zorunludur.</p> <p>(2) Dağıtıcı lisansı sahipleri tarafından bayilerine bir takvim yılı içerisinde teslim edilen benzin türlerinin toplamının,</p> <p>a) 1/1/2013 tarihinden itibaren en az %2 (V/V),</p> <p>b) 1/1/2014 tarihinden itibaren en az %3 (V/V),</p> <p>oranında yerli tarım ürünlerinden üretilmiş etanol içermesi zorunludur.</p> <p>Yerli tarım ürünlerinden elde edilen ve benzinle türlerine harmanlanan biyo-etanolün %2'lik kısmı ÖTV'den muafdir.</p>
<p>5627 sayılı Kanun</p> <p>Kullanım alanı > 20000 m² olan binalarda YEK kullanımı</p>	<p>Yeni yapılacak olan ve yapı ruhsatına esas kullanım alanı yirmi bin metrekarenin üzerinde olan binalarda ısıtma, soğutma, havalandırma, sıhhi sıcak su, elektrik ve aydınlatma enerjisi ihtiyaçlarının tamamen veya kısmen karşılanması amacıyla, yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı, hava, toprak veya su kaynaklı ısı pompası, kojenerasyon ve mikro-kojenerasyon gibi sistem çözümleri tasarımcılar tarafından projelendirme aşamasında analiz edilir. Bu uygulamalardan biri veya birkaçı, Bakanlık tarafından yayımlanan birim fiyatlar esas alınmak suretiyle hesaplanan, binanın toplam maliyetinin en az yüzde onuna karşılık gelecek şekilde yapılır.</p>
<p>Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Karar Kapsamında Sağlanan Destekler</p> <p>15.06.2012 tarih ve 2012/3305 Sayılı BKK</p>	<p>Yeni teşvik sistemi 4 farklı uygulamadan oluşmaktadır:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1- Genel Teşvik Uygulamaları 2- Bölgesel Teşvik Uygulamaları 3- Büyük Ölçekli Yatırımların Teşviki 4- Stratejik Yatırımların Teşviki

ve 2015/8216 sayılı
BKK (19 Kasım
2015 RG)

Teşvik uygulamaları için Türkiye gelişmişlik açısından 6 farklı bölgeye ayrılmıştır.

Teşvik uygulamaları açısından illerin bölgelere göre dağılımı



Teşvik uygulamalarına göre sağlanacak destek unsurları:

Destek Unsurları	Genel Teşvik Uygulamaları	Bölgesel Teşvik Uygulamaları	Büyük Ölçekli Yatırımların Teşviki	Stratejileri
KDV İstisnası	+	+	+	
Gümrük Vergisi Muafiyeti	+	+	+	
Vergi İndirimi		+	+	
Sigorta Primi İşveren Hissesi Desteği		+	+	
Gelir Vergisi Stopajı Desteği*	+	+	+	
Sigorta Primi Desteği*		+	+	
Faiz Desteği **		+		
Yatırım Yeri Tahsisi		+	+	
KDV İadesi***				

* Yatırımın 6. bölgede gerçekleştirilmesi halinde sağlanır.

** Bölgesel teşvik uygulamalarında, yatırımın 3., 4., 5. veya 6. bölgelerde gerçekleştirilmesi halinde sağlanır.

	<p>*** Sabit yatırım tutarı 500 milyon TL üzerinde olan stratejik yatırımlara sağlanır.</p> <p><i>Genel Teşvik Sistemi'nde asgari sabit yatırım tutarı:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 1 ve 2. bölgelerde 1 milyon TL ▪ 3, 4, 5 ve 6. bölgelerde 500 bin TL'dir. <p><i>Bölgesel Teşvik Uygulamaları için asgari sabit yatırım tutarı 1. ve 2. bölgelerde 1 milyon TL'den, diğer bölgelerde ise 500 bin TL'den başlamak üzere desteklenen her bir sektör ve her bir il için ayrı ayrı belirlenmiştir.</i></p> <p><i>Büyük ölçekli yatırımlar için asgari sabit yatırım tutarı 50 milyon TL'den başlamak üzere sektörüne göre farklı büyüklüklerle tanımlanmıştır.</i></p> <p><i>Stratejik yatırımlar için asgari sabit yatırım tutarı 50 milyon TL'dir.</i></p>
	<p>Sağlanan destekler:</p> <p><i>Katma Değer Vergisi İstisnası:</i> Teşvik belgesi kapsamında yurt içinden ve yurt dışından temin edilecek yatırım malı makine ve teçhizat için katma değer vergisinin ödenmemesi şeklinde uygulanır.</p> <p><i>Gümrük Vergisi Muafiyeti:</i> Teşvik belgesi kapsamında yurt dışından temin edilecek yatırım malı makine ve teçhizat için gümrük vergisinin ödenmemesi şeklinde uygulanır.</p> <p><i>Vergi İndirimi:</i> Gelir veya kurumlar vergisinin, yatırım için öngörülen katkı tutarına ulaşınca kadar, indirimli olarak uygulanmasıdır.</p> <p><i>Sigorta Primi İşveren Hissesi Desteği:</i> Teşvik belgesi kapsamı yatırımla sağlanan ilave istihdam için ödenmesi gereken sigorta primi işveren hissesinin asgari ücrete tekabül eden kısmının Bakanlıkça karşılanmasıdır.</p> <p><i>Gelir Vergisi Stopajı Desteği:</i> Teşvik belgesi kapsamı yatırımla sağlanan ilave istihdam için belirlenen gelir vergisi stopajının terkin edilmesidir. Sadece 6. bölgede gerçekleştirilecek yatırımlar için düzenlenen teşvik belgelerinde öngörülür.</p> <p><i>Sigorta Primi Desteği:</i> Teşvik belgesi kapsamı yatırımla sağlanan ilave istihdam için ödenmesi gereken sigorta primi işçi hissesinin asgari ücrete tekabül eden kısmının Bakanlıkça karşılanmasıdır. Sadece 6. bölgede gerçekleştirilecek bölgesel, büyük ölçekli ve stratejik yatırımlar için düzenlenen teşvik belgelerinde öngörülür.</p> <p><i>Faiz Desteği:</i> Faiz Desteği, teşvik belgesi kapsamında kullanılan en az bir yıl vadeli yatırım kredileri için sağlanan bir finansman desteği olup, teşvik belgesinde kayıtlı sabit yatırım tutarının %70'ine kadar kullanılan krediye ilişkin ödenecek faizin veya kâr payının belli bir kısmının Bakanlıkça karşılanmasıdır.</p> <p><i>Yatırım Yeri Tahsisi:</i> Teşvik Belgesi düzenlenmiş yatırımlar için Maliye Bakanlığınca belirlenen usul ve esaslar çerçevesinde yatırım yeri tahsis edilmesidir.</p> <p><i>Katma Değer Vergisi İadesi:</i> Sabit yatırım tutarı 500 milyon Türk Lirasının üzerindeki stratejik yatırımlar kapsamında gerçekleştirilen bina-inşaat harcamaları için tahsil edilen KDV'nin iade edilmesidir.</p>
	<p><i>Öncelikli Yatırım Konuları: 17. maddede yer alan öncelikli yatırım konularına yek yatırımları da eklenmiştir. Bu yatırım konuları 5. Bölgede uygulanan yatırım desteklerinden yararlanabilir.</i></p> <p>(ö) (Ek: RG -19/11/2015-29537) Yenilenebilir enerji üretimine yönelik türbin ve jeneratör imalatı ile rüzgar enerjisi üretiminde kullanılan kanat imalatı yatırımlar</p>

13. ENERJİ VERİMLİLİĞİ

Tülin Keskin

Makina Mühendisi

TMMOB Makina Mühendisleri Odası

Enerji Çalışma Grubu Üyesi

Temiz Enerji Vakfı Başkanı

13.1 Genel

Son yıllarda enerji verimliliği konusunda bazı hedefler belirlenmişse de, geçmişten günümüze Türkiye'nin enerji politikası, talebin öncelikle, enerji verimliliğinin getireceği kazançlarla değil, yeni üretim tesislerinin yaratacağı ilave arz ile karşılanması üzerine inşa edilmektedir. Bakanlık raporları, bakanların konuşmaları, hep üretime yeni giren tesislerin istatistiki bilgileri üzerindedir. Bugüne kadar Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının kurumsal olarak veya her hangi bir bakanın, bakan sıfatıyla yaptığı, "enerji talebimizi enerji tasarrufu ile şu kadar azalttık" vb. bir açıklaması olmamıştır. Sadece krizle birlikte azalan enerji tüketimi ve enerji girdileri fiyatlarındaki düşüşten ötürü azalan enerji ithalatı rakamsal olarak ifade edilmekte, hatta bu bir övünç kaynağı olabilmektedir. En az % 25 enerji tasarrufu potansiyeli olmasına rağmen, bu potansiyeli değerlendirecek politika ve programlar uygulanmadığı için, enerji ithalatına fazladan döviz ödenmektedir.

Avrupa ülkelerinde genellikle, enerji bağımlılığının azaltılması, enerji verimliliğine ağırlık verilmesi, sera gazlarının azaltılması, milli hasılanın artırılması ve yeni istihdam olanaklarının yaratılması gibi amaçlar bir bütün olarak ele alınarak hedefler net olarak belirlenmektedir.

Enerji verimliliği yatırımları, tüm ekonomiye gayri safi milli hasıla artışı, istihdam artışı ve dış ticaret açığı azaltma faktörleri ile ölçülebilen doğrudan veya dolaylı birçok katkı sağlamaktadır. Kapsamlı enerji verimliliği politikaları ile gayri safi milli hasılda yıllık % 0,25- 1,1 arasında artış sağlanırken her 1 milyon avro enerji verimliliği yatırımının 8 ila 27 yeni iş yaratma potansiyeli olduğu belirtilmektedir.

Enerji verimliliği hedeflerini çok sıkı takip eden ve enerji ihtiyacının % 70'ni ithalatla karşılayan Almanya'nın 2012 yılında 102 milyar avro olan enerji ithalatı, tüm ithalatının % 11'ine karşılık gelmektedir. Almanya, bu ithalatı, iddialı bir enerji verimliliği stratejisi ile 2020'de % 6 azaltarak ithalat faturasından 4,3 milyar avro tasarruf etmeyi planlamıştır. Tasarruf edilen elektrik ile sera gazı emisyonlarını azaltmanın yanı sıra, elektrik fiyatlarının da düşeceği öngörülmektedir. Bu kurguyla, 2035 yılında elekt-

rik talebinin % 10-35 arasında azalacağı ve elektrik üretim maliyetinin 10-20 milyar avro gerileyeceği tahmin edilmektedir.¹

Uluslararası Enerji Ajansı, enerji verimliliğini uzun yıllar “görünmeyen enerji kaynağı” olarak kabul etmiştir. Ajansa üye ülkelerde ve özellikle gelişmiş ülkelerde yapılan çalışmalar ve Avrupa Birliği'nin uyguladığı etkin strateji ve direktifler ile, 1974-2010 yılları arasında yapılan yatırımlar sonucunda; enerji verimliliği, geçmiş enerji tüketim eğilimleri ile kıyaslandığında; petrol, doğal gaz ve kömürden daha fazla bir payla “birinci enerji kaynağı” haline gelmiştir. 2011 yılında Ajans üyesi ülkelerde yapılan birikimli enerji verimliliği yatırımlarının 300 milyar ABD dolara ulaştığı hesaplanmaktadır. Makroekonomik değerlendirmelerde, ekonomik enerji tasarrufu potansiyeli için yapılacak yatırımların, 2035 yılı itibarıyla küresel ekonomiye kümülatif olarak 18 trilyon ABD doları katkı sağlayacağı belirtilmektedir. Bu değer toplam olarak Amerika, Kanada ve Meksika'nın ekonomisinden daha büyüktür.

Birçok ülkede kamu harcamaları, fayda-maliyet ve etki analizleri yapılarak değerlendirilir. Ekonomiye canlandırmak için bazen kamu harcamaları bir araç olarak da kullanılır. Yapılan bu tür kamu harcamalarının, genellikle iki-üç misli olumlu ekonomik etki yarattığı hesaplanmaktadır. Yeni bir inisiyatif kapsamında, Avrupa kamu binalarında yapılacak 30-40 milyar avro tutarındaki yatırımın, kamu bütçesine, işsizlik ödemelerinde azalma ve vergi gelirlerinde artış şeklinde 67-128 milyar avro karşılığında bir değerle geri döneceği hesaplanmaktadır. Ayrıca uzun dönemde, enerji tüketimindeki azalmanın sağlayacağı yararların da bu miktara eklenmesi gereklidir.

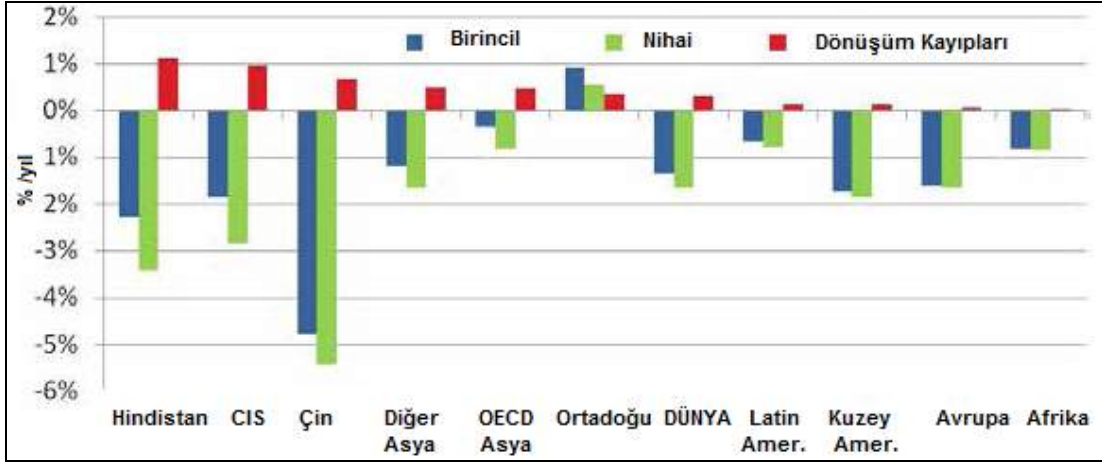
Diğer yandan, Paris Anlaşması ile tekrar önem kazanan iklim değişikliğinin olumsuz etkilerini azaltmak ve CO₂ emisyonunu düşürmek için de, enerji verimliliği önemli bir önlem haline gelmiştir.

Yakın geçmişte küresel boyutta enerji verimliliğinde önemli kazanımlar elde edilmiştir.1990 yılındaki enerji yoğunluğu etkenleri (1990 yılındaki teknolojiler ve ekonomik yapı) aynen kalsa idi, 2011 yılındaki dünya enerji tüketimi 4,2 GTEP daha yüksek olacaktı. Bir başka deyişle, 1990-2011 yılları arasında enerji verimliliği sayesinde küresel olarak sağlanan 4 GTEP tasarruf ile, birincil enerji tüketimi yaklaşık %32 azaltılmış ve bu sayede 9,6 Gt CO₂'nin ortaya çıkması da engellenmiştir. Birçok etkenin bileşiminden oluşan enerji yoğunluğundaki düşüş (Ortadoğu hariç) her bölgede farklı nedenlerle, farklı gelişmelerle, farklı seviyelerde oluşmuştur.

Nihai enerji yoğunluğu esas olarak, GSYİH birimi başına, enerji üretiminde enerji dönüşüm kayıpları ve enerji-dışı kullanımları hariç, nihai olarak tüketilen enerjiye karşılık gelmektedir. Küresel nihai enerji yoğunluğu bu dönemde birincil enerji yoğunluğundan daha hızlı (**yıllık % 1,3'e karşılık yıllık % 1,6**) iyileşmiştir. Bu şekilde % 20 daha fazla iyileşen nihai enerji yoğunluğu, enerji üretiminde artan dönüşüm kayıplarını karşılamıştır. Bu kayıplar güç üretimindeki verimsizlikten değil, bu dönemde refah artışı ile birlikte, küresel nihai tüketim içinde elektrik talebi oranının % 13'ten % 18'e çıkmasından (özellikle de Asya Bölgesinde) kaynaklanmıştır. Avrupa ve Kuzey Amerika'da ise; yenilenebilir enerjinin artan payı (ağırlıklı olarak rüzgar ve güneş), gaz kombine çevrim santralleri ve kojenerasyon nedeniyle enerji dönüşüm kayıpları stabilize edilmiş ve birincil ve nihai enerji yoğunlukları aynı seviyede azalmıştır.²

¹ Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency, IEA

² World Energy Perspective, Energy efficiency policies , What works and what does not, World Energy Council 2013.



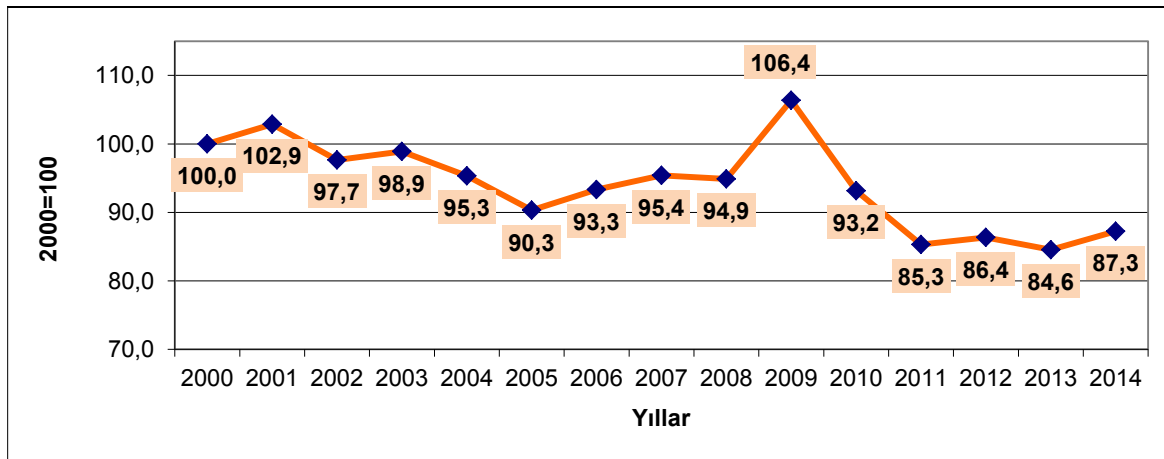
Şekil 13.1 Enerjinin Birincil ve Nihai Yoğunluklarındaki Değişimler (1990-2011)

Kaynak: Enerdata

13.2 Enerji Verimliliğinde Türkiye'deki Durumun Değerlendirilmesi

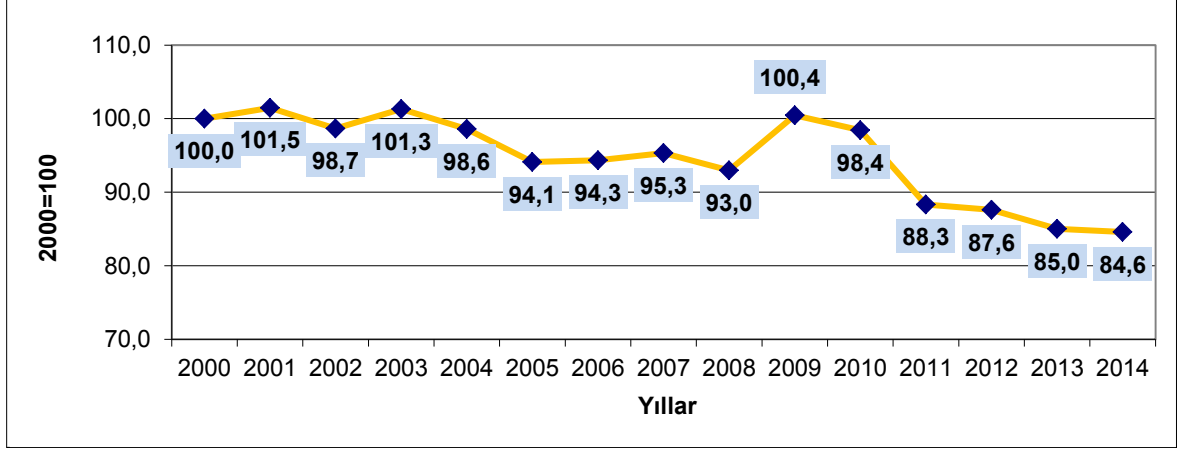
Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü değerlendirmelerine göre; ülkemizin 2000-2014 döneminde yıllık bazda ortalama olarak birincil enerji yoğunluğu indeksi % 0,8, nihai enerji yoğunluğu indeksi ise % 1,1 oranında azalmıştır. 2014 yılında, bir önceki yıla göre, birincil enerji yoğunluğu indeksinde % 3,2 oranında artış, nihai enerji yoğunluğu indeksinde ise % 0,5 oranında azalma görülmektedir. 2000 yılına göre bir karşılaştırma yapıldığında, birincil enerji yoğunluğu indeksinde % 12,7, nihai enerji yoğunluğu indeksinde ise % 15,4 oranında iyileşme söz konusudur.

Şekil 13.2 ve Şekil 13.3'te yıllara göre birincil ve nihai enerji yoğunluğu indeksinin artış/azalış oranları görülmektedir. (Söz konusu yoğunluklar hesaplanırken 1998 bazlı yeni GSYİH serisi kullanılmıştır.³)



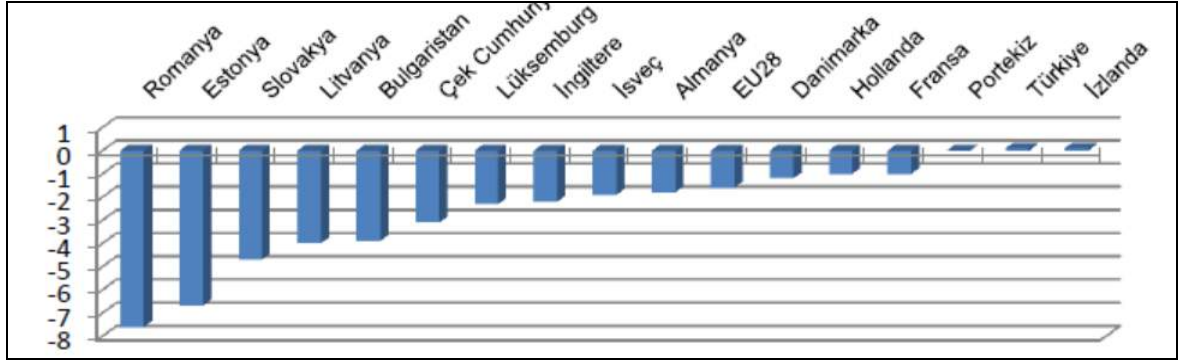
Şekil 13.2 Birincil Enerji Yoğunluğu İndeksi Gelişimi (İklim Düzeltmeli)

³ Bu bölüm http://www.eie.gov.tr/genel_istatistikler.aspx linkinden alınmıştır.



Şekil 13.3 Nihai Enerji Yoğunluğu İndeksi Gelişimi (İklim Düzeltmeli)

Türkiye ve Avrupa ülkelerinin 1990-2012 yılları arasında enerji yoğunluğu değişim kıyaslamasına bakıldığında, Türkiye enerji yoğunluğunu yıllık ortalama olarak en az düşüren ülkelerden birisi olduğu görülmektedir (Şekil 13.4).



Şekil 13.4 Türkiye ve Avrupa ülkelerinin 1990-2012 yılları arasında enerji yoğunluğu değişim kıyaslaması (EEA 2014)

2023 yılında Türkiye'nin yeni ihtiyaçları ile bağlantılı olarak, enerji tüketiminin % 90 artacağı öngörülmektedir ki, bu değer OECD ortalamasının yedi katıdır. Ekonomik daralmadan önce 2012 yılında cari açığın yüzde 71'inin enerji ithalatından kaynaklanmış olması, ileriye doğru cari açığı ve enerjide dışa bağımlılığı azaltmak üzere konulan hedeflerin ne kadar önemli olduğunu ortaya koymaktadır.⁴

⁴ 26. BTYK Toplantısı, Bilim Sanayi ve Teknoloji Bakanı Nihat Ergün konuşması.

Tablo 13.1 AB Ülkelerinin Nihai Enerji Tüketimi ve 2020 Ulusal Hedefleri (MTEP)⁵.

Ülke	1990	2000	2012	2014	2020 Nihai Enerji Tüketimi Hedefleri	Kişi Başına Nihai Enerji Tüketimi, TEP	Enerji Tüketimi Değişimi, %
AB 28	1080	1131	1102	1104	1086	2.2	-7
Türkiye	39	56	84	83	112,5 ⁶	1.1	30.7
Avusturya	19	24	27	28	26.2	3.3	-0.8
Belçika	32	38	37	35	32.5	3.1	-5.2
Bulgaristan	16	9	9	9	8.6	1.2	-13.9
Hırvatistan	6	5	6	6	7	1.4	-8.4
Kıbrıs	1	2	2	2	1.8	1.9	-11.9
Çek Cumhuriyeti	32	25	24	24	24.4	2.3	-8.3
Danimarka	13	15	14	14	14.8	2.5	-8.4
Estonya	6	2	3	3	2.9	2.2	-0.3
Finlandiya	21	25	25	25	26.7	4.5	-2.5
Fransa	136	155	151	152	131.4	2.3	-5.2
Almanya	229	220	213	217	194.3	2.6	-0.6
Yunanistan	15	19	17	15	18.4	1.4	-26.8
Macaristan	20	16	15	15	18.2	1.5	-17.6
İrlanda	7	11	11	11	11.2	2.3	-14.7
İtalya	108	125	119	119	124	2	-11.8
Letonya	6	3	4	4	4.5	1.9	-4.1
Litvanya	10	4	5	5	4	1.6	2.9
Lüksemburg	3	4	4	4	4.2	7.7	-7.8
Hollanda	41	51	51	51	52.2	3	-1
Norveç	16	18	19	19		3.7	1.1
Polonya	60	56	64	63	71.6	1.7	7.5
Portekiz	12	18	16	16	16.6	1.5	-16.6
Romanya	41	23	23	22	30.3	1.1	-12
Slovakya	15	11	10	11	9	2	-6
Slovenya	4	4	5	5	5.1	2.3	-2
İspanya	57	80	83	81	80.1	1.7	-17
İsveç	31	35	32	32	30.3	3.3	-6.1
Birleşik Krallık	137	153	134	136	129.2	2.1	-10.7

⁵ http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/data-visualization-31#tab-chart_2.⁶ Taslak Ulusal Eylem Planı (7. Sürüm) Nihai Tüketim Tahmini.

13.3 Enerji Verimliliği Politika Belgeleri

Enerji verimliliği, 10. Kalkınma Planı'nda da, enerji verimliliğini arttırmak üzere ayrı ve özel bir politika olarak ele alınmıştır. Plan'da enerji verimliliği için; “#782. Enerji Verimliliği Kanun'uyla enerjinin verimli kullanımını teşvik eden ve zorunlu kılan düzenlemeler getirilmiş, 2012 yılında yayımlanan Enerji Verimliliği Strateji Belgesi'yle 2023 yılına kadar enerji yoğunluğunun en az % 20 oranında azaltılması hedeflenmiştir” ifadesi yer almıştır..

Ayrıca Plan kapsamında,- *Enerji Verimliliğinin Geliştirilmesi Programı* olarak daha detaylı bir metin verilmiştir. Programın amacı; 2012 yılında yürürlüğe giren Enerji Verimliliği Strateji Belgesi (2012-2023),-ile uyumlu olarak, seçilmiş bazı sektör ve alanlarda enerji verimliliğini iyileştirmeye yönelik çalışmalar yürütülmesi, mevcut bazı uygulamaların yaygınlaştırılması, örnek uygulamaların duyurularak kamuoyu bilincinin yükseltilmesi ve nihayetinde talep yönetimine katkıda bulunulmasıdır. Programın hedefleri de şöyle belirlenmiştir:

1. 2011 yılı sonunda, iklim düzeltmeli ve 2000 yılı dolar fiyatlarıyla 0,2646 TEP/1000 dolar olarak gerçekleşen Türkiye'nin birincil enerji yoğunluğunun, 2018 sonunda 0,243 TEP/1000 dolar değerinin altına indirilmesi;
2. 2018 yılına kadar kamu binalarındaki enerji tüketiminin, 2012 yılı baz alınmak suretiyle belirlenecek göstergeler düzeyinde ve verimlilik artışı uygulamaları ile yüzde 10 düşürülmesi.

Program'da aşağıda belirtilen 6 bileşen belirlenmiştir. Bu bileşenlerin tamamı hem Strateji Belgesi'ni ve hem de Enerji Verimliliği Kanunu'nu destekler niteliktedir.

- Enerji Verimliliğine Yönelik İdari ve Kurumsal Kapasitenin Geliştirilmesi
- Enerji Verimliliği Çalışmalarının ve Projelerinin Finansmanı İçin Sürdürülebilir Mali Mekanizmaların Geliştirilmesi
- Sanayide Enerji Verimliliğinin Artırılması
- Binalarda Enerji Verimliliğinin İyileştirilmesi
- Ulaşımında Enerji Verimliliğinin Artırılması
- Elektrik Üretiminde Yerinden Üretim, Kojenerasyon ve Mikrokojenerasyon Sistemlerinin Yaygınlaştırılması.

Enerji verimliliği konusuna, 10. Planda, diğer bölümlere göre daha geniş yer ayrılması ve Enerji Verimliliği Stratejisi Belgesi'nde yer alan hedef ve eylemlere tekrar yer verilmesi, çalışmaların başarısı açısından oldukça olumlu olarak değerlendirilmektedir. Bu planın uygulanması amacıyla ilgili bakanlık ve kamu kuruluşlarının stratejilerine yeni ilaveler yapılmakta ve izleme prosedürleri oluşturulmaktadır.

Ancak bu belgelerdeki farklı tarihler ve hedefler izleme problemi yaratacaktır. Şöyle ki: Enerji Verimliliği Stratejisi Belgesi'nde, 2011 yılından itibaren 2023 yılına kadar enerji yoğunluğunun en az % 0 oranında azaltılması hedeflenirken; Enerji Verimliliğinin Geliştirilmesi Programı'nda 2012-2018 arasında % 8,8 (2011'de 0,2646 TEP/1000 dolar ve 2018 için 0,243 TEP/1000 dolar olarak belirtilmiştir. Strateji Belgesi'nde ise, herhangi bir baz değer belirtilmemiştir. Planda ilk kez bir baz değer (baseline) belirlenmiş olması ise çok olumludur. Ayrıca hedefin TL olarak ve nihai tüketim sektörü temelinde

belirtilmesi ile, sapsmalara yol açacak faktörlerden arındırılmış bir hedefin ortaya konulması sağlanabilirdi.

Performans göstergeleri; birincil enerji yoğunluğu, referans senaryoya göre enerji tüketimindeki azalma ve kamu binalarının enerji tüketimindeki azalma olarak belirlenmiştir. Kamu binalarının enerji verimliliği hedefi belirtirken “belirlenecek göstergeler çerçevesinde” hedefin izleneceği belirtilmektedir. Enerji Verimliliği Stratejisi Belgesi'nin yürürlüğe girdiği tarihten bu yana geçen zamana karşın, bu çalışmalar yapılmamış olup ne zaman yapılacağı da belirsizdir. Bu nedenle anılan hedefin gerçekleşmesi zor görünmektedir.

Programda bazı eylemlerin, maliyetleri hesaplanmadan konulduğu düşünülmektedir. Örneğin, düşük verimli motorların (on binlerce) daha verimli olanlarla değiştirilmesi, yalıtımı düşük ve/veya yetersiz yalıtıma sahip eski binalarda (6-7 milyon bina) standartlara uygun yalıtım yapılması gibi önlem veya eylemlerin, önemli bütçeler gerektirmesi nedeniyle bir mali teşvik programı olmadan gerçekleştirilmesi ve yukarıdaki hedeflere ulaşılması çok zordur. En az 100-150 milyar TL'lik bir kaynak gerektirebilecek bu iyileştirmeler konusunda, destek programı için belirtilen ifadeler yetersizdir.

Bilim Teknoloji Yüksek Kurulu'nun 11 Haziran 2013 tarihindeki 26. toplantısında, TÜBİTAK tarafından geliştirilen enerji sektöründe yerli imalat proje kararları çerçevesinde ve Enerji Verimliliğinin Artırılması Çalışmaları [2013/207] kararı kapsamında; binalarda ısı yalıtımı, bölgesel ısıtma sistemleri, atık ısı geri kazanımı, sokak aydınlatması, elektrikli ev aletleri, ulaşım araçları, elektrik motorları ve kompresörlerde enerjinin daha verimli kullanımının sağlanmasına yönelik tedbir alınması kararlaştırılmıştır.

Bu alanda somut AR-GE ve yenilik hedefleri ve bu hedeflerin gerçekleşmesi için gerekli kilometre taşlarının belirlenmesi amacıyla, TÜBİTAK tarafından Enerji Verimliliği Teknoloji Yol Haritaları hazırlanmıştır. Bu kapsamda, arz odaklı teknolojiler tarafında atık ısı geri kazanımı, birleşik ısı güç ve üçlü üretim sistemleri ve elektrik motorları konusunda teknoloji yol haritaları; talep odaklı teknolojilerde ise LED esaslı iç ve dış aydınlatma, yeni nesil malzeme ve bileşen teknolojileri, akıllı bina teknolojileri ve sensör sistemleri teknoloji yol haritaları oluşturulmuştur.

1 Nisan 2012 tarihinde yürürlüğe giren “1511- TÜBİTAK Öncelikli Alanlar Araştırma Teknoloji Geliştirme ve Yenilik Projeleri Destekleme Programı” kapsamında; belirlenen öncelikli alanlar için ilk çağrı duyurusu enerji alanında yapılmıştır. Enerji verimliliği ile ilgili çağrılar aşağıdaki hedefler listesine uygun olarak bir program dahilinde halen yapılmaktadır:

- **Sanayide proses iyileştirme ve atık ısı geri kazanımı** ile % 20 enerji verimliliği artışı sağlayan teknolojilerin geliştirilmesi
- **Bileşik ısı güç ve üçlü üretim sistemlerinin** konutlarda, sanayi ve güç santrallerindeki uygulamaları gözetilerek, değişik ölçeklerdeki sistemlerde (mini, mikro, konvansiyonel) toplam verimin % 85'in üzerine çıkartılması için teknolojilerin geliştirilmesi
- Aydınlatmada etkinlik faktörü 150 lm/W'dan yüksek, azami ölçüde yerli teknolojiye sahip, ekonomik ömrü en az 50.000 saat olan enerji verimli **iç ve dış aydınlatma teknolojilerinin** geliştirilmesi
- Binalarda ve sanayide enerji verimliliğini destekleyecek **yeni nesil malzeme ve bileşen teknolojilerinin** geliştirilmesi.

- **Binalarda kullanılan enerjinin azaltılmasına katkı sağlayacak teknolojilerin ve binalarda enerji performans yönetim sistemleri için birleşik yöntemlerin geliştirilmesi**
- Bina ve sanayide enerji tüketim miktarlarını azami ölçüde azaltacak şekilde, farklı kullanım alanlarına göre **enerjinin ölçülmesi, izlenmesi ve enerji verimliliğini artırıcı yönetim sistemlerinin** geliştirilmesi ve kolay kullanılabilir hale getirilmesi
- En az %93 enerji verimliliğine sahip, 50 kW ve üzeri güçlerde, EEF1 verim sınıflı yerli **elektrik motorların ve bütün kapasitelerdeki sürücülerin üretim teknolojilerinin** geliştirilmesi

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nca "2009/125/EC ile 2010/30/EU sayılı AB Direktiflerini değiştiren ve 2004/8/EC ile 2006/32/EC sayılı AB Direktiflerini yürürlükten kaldıran Avrupa Parlamentosunun 2012/27/EC sayılı AB Direktifi ile 25 Ekim 2012 tarihli enerji verimliliğine dair Konsey kararı uyarınca hazırlanmış ve ayrıca Avrupa Çevre Ajansı açısından geçerli olan Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı" taslak olarak yayımlanmıştır.

Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı olarak adlandırılan bu plan, ifadelerin tercüme olması nedeniyle tam olarak anlaşılabilen ve milli bir plandan çok AB'nin yol haritasına uyum olarak hazırlanmış bir belgedir. Bu belgede, 2015-2023 arasındaki 9 yıllık bir süre zarfında Türkiye'nin enerji yoğunluğunun % 20 azaltılmasının hedeflendiği belirtilmektedir. Enerji Verimliliği Ulusal Eylem Planı 2023 yılında, 2005 fiyatlarıyla enerji yoğunluğunda 42,8 kTEP/milyar dolarlık bir azalma hedeflemektedir. Enerji yoğunluğundaki azaltım hedefi 2023 yılında % 20, 2030 yılında % 30 ve 2050 yılında ise % 50 olarak belirlenmiştir.

Eylem Planı, kaynak verimliliğini, enerji verimliliği ile birlikte ele almaktadır. Eylem Planı'nın uyumlaştırmaya çalıştığı AB Enerji Direktifinde Türkiye için önemli ve Türkiye'ye uyumlu birçok konu mevcuttur. Ancak Enerji Verimliliği Direktifi uygulamaları AB'nin kaynakları ile desteklenen bir program şeklindedir. Türkiye'nin birkaç milyon avroluk teknik yardım projesi ile belirtilen hedefleri sağlaması beklenmemelidir.

Eylem Planı'nın aşağıda belirtilen eylemlerinden bazılarında, tüketiciler için ek yükümlülükler bulunmaktadır:

1. Enerji Verimliliği Yükümlülük Planları ve Alternatif Politika Önlemleri

- Dağıtım Şirketleri için Enerji Verimliliği Planı
- Enerji İhaleleri
- Ekonomik Teşviklere Dayalı Yeni Gönüllü Anlaşma Planı
- Elektrik Vergisi
- İklim Değişikliği Vergisi

2. Enerji Etütleri ve Yönetim Sistemleri

- Zorunlu Enerji Etütleri
- Zorunlu Enerji Yönetim Sistemi

3. Ölçüm ve Faturalama

- Prosedür, Teknoloji ve Fayda-Maliyet Değerlendirmeleri Amaçlı Örnek Projeler

- Elektrik Sayaçlarının Okunmasını Düzenleyen Düzenleyici Çerçevenin Avrupa Direktifleriyle Belirlenen Ana Esaslarla Uyumlaştırılması
- Faturalama Sürecinde (Yeniden Tasarım) Bilgi Sunumu

4. Tüketici Bilgilendirme Programları ve Eğitimi

- Ulusal Bilgilendirme ve Motivasyon Kampanyası
- Ulusal Eğitim Platformu

5. Yeterlilik, Akreditasyon ve Belgelendirme Planlarının Mevcudiyeti

- Kayıt ve Kalite Güvence Planı
- Enerji Yönetimi Belgelendirme Programı

6. Enerji Hizmetleri

- Enerji Verimliliği Danışmanlık Şirketleri (EVD) piyasasının büyütülmesi

7. Ekipmanlarda Enerji Verimliliği: Çevre Uyumlu Tasarım ve Enerji Etiketlemesi

- Cihazlar için Asgari Enerji Performans Standartları

8. İzleme, Doğrulama ve Kontrol

- Enerji Tasarruflarının Kontrolü ve İzlenmesi

9. Kurumsal Çerçeve

- Enerji Verimliliği Ulusal Ajansı

10. Yatay Önlemlerin Finansmanı

- Ulusal Enerji Verimliliği Fonu
- Finansal Programların Kontrolü ve İzlenmesine Yönelik Metodoloji
- Uluslararası Finansman Anlaşmalarının Koordinasyon ve Kontrolü

Eylem Planı'nda, dağıtım şirketleri için getirilmiş yükümlülükler fikir olarak olumlu da olsa, mali açıdan bu şirketlere ve dolaylı olarak da tüketicilere yansımaktır. Dolayısı ile özelleşen piyasada, sözleşmesinden farklı talepleri ve sonuçta azalacak enerji satış gelirini dağıtım şirketlerinin kabul etmemesi durumunda, uygulamada akamete yol açılacaktır.

Ulusal Enerji Verimliliği Strateji Planı Taslağı, elektrik ve iklim değişikliği vergileri de konulmasını hedeflemektedir. Elektrik vergisi; ticarî amaçlı kullanım için megavat saat başına 1,5 ABD doları; ticarî amaçlı olmayan kullanım için megavat saat başına 3 ABD dolarıdır. İklim değişikliği vergisi ise ticari kullanıcılardan alınacak olup, elektrikte megavat saat başına 8 dolar, doğalgazda 3 dolar olarak ön görülmektedir. Paralel olarak bazı destekler öngörülmüşse de, Türkiye'deki uygulamanın verginin alınması ve başka alanlarda kullanılması şeklinde olacağı, geçmiş deneyimlerden yola çıkarak söylenebilir.

Ayrıca Taslak Eylem Planı'nda, olmayan kurumlardan bahsedilmiştir. Örneğin, Elektrik Kaynak Etüdü Genel Müdürlüğü ve Kalkınma İdaresi diye bir kurum yokken, bu kurumun ikincil mevzuatta bir tadil tasarısı hazırladığı belirtilmiştir. Başka bir bölümde ise Elektrik Enerjisi Kaynak Etüt ve Geliş-

tirme İdaresi Genel Müdürlüğünden söz edilerek, Enerji Yönetimi Enstitüsü ve Enerji Enstitüsü gibi yerleşik kurumların enerji yöneticilerine ait sicillerin "akran değerlendirmelerini" yaptığı gibi çeviri bozuklukları ile dolu cümleler de yer almıştır.

Taslak Eylem Planı'nın gözden geçirilmesinde ve bazı eylemlerin uygulanabilir şekilde revize edilmesinde yarar vardır.

Enerji Verimliliği Strateji Belgesi'nin ve Taslak Eylem Planı'ndaki makul eylemlerinin hedeflerine ulaşması için gerekli her türlü kaynağın seferber edilmesi ve geniş toplumsal ve kurumsal katılımlarla planlı çalışmaların yürütülmesi, önümüzdeki on yılın önemli görevlerindedir. Bu görevin yerine getirilmesi için, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın etkin koordinasyonu ve yönetimi gereklidir. Bu nedenle Bakanlık tarafından, diğer ülkelerde olduğu gibi, yıllık analiz ve değerlendirme çalışmaları yapılmalı, bulgular ve sonuçlar, her yıl toplumla paylaşılmalı, katılımcılık için toplumda gerekli motivasyon sağlanmalıdır. Motivasyon için de Odamız gibi bağımsız kuruluşların görüş ve önerilerine kulak verilmelidir.

MMO tarafından çeşitli vesilelerle belirtilen bu ve benzeri eksiklikler, maalesef dikkate alınmamıştır. Meslek dernekleri, meslek odaları ve üniversitelerin, mevzuattan başlayarak her aşamada daha fazla katılımcı olmalarına olanak tanınmalı, yaptıkları yapıcı eleştiriler ve katkılar, bu kuruluşların üyelerinden; yani yaygın tabanlarından alınan geri beslemelerden kaynaklanmış olması nedeniyle, mutlaka değerlendirmeye alınmalıdır.

14. İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ

Dr. Çağatay Dikmen
Maden Yüksek Mühendisi

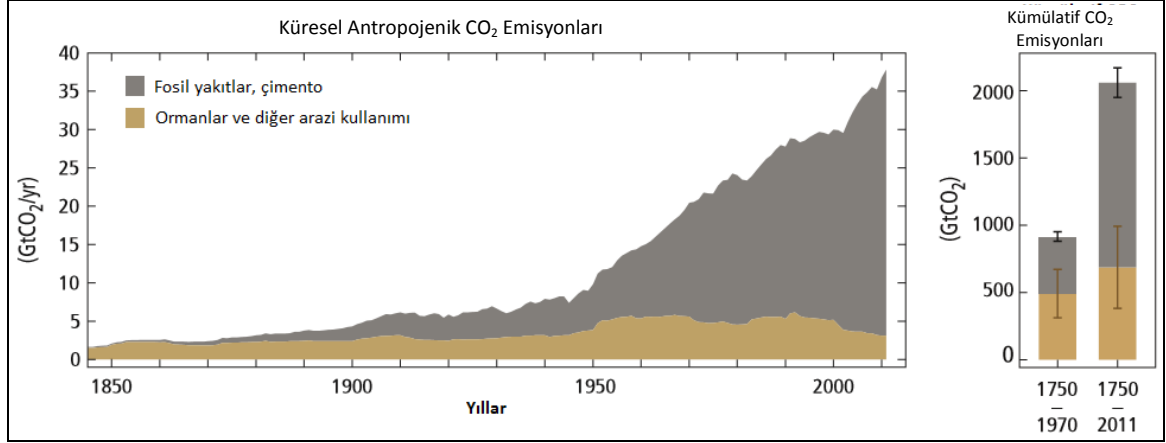
İklim sistemi, atmosfer, kara yüzeyleri, kar ve buz, okyanuslar ve diğer su kütleleri ile canlıları kapsayan karmaşık ve etkileşimli bir sistemdir. Bu sistem, zaman içinde, kendi iç dinamiklerinin etkisi altında ve dış etmenlerdeki değişikliklere bağlı olarak yavaş yavaş değişim gösterir. Güneşten gelen radyasyondaki değişiklikler, güneş radyasyonunun bulut örtüsü, aerosoller ve arazi örtüsündeki değişikliklere bağlı olarak yansıtılan kısmındaki değişiklikler ile sera gazı salımlarının atmosferdeki birikimlerine bağlı olarak Yerküre'den uzaya geri gönderilen uzun dalgalı radyasyondaki değişiklikler, iklimi değiştiren en temel üç etkidir.

Yaklaşık 4,5 milyar yaşında olan Dünya'nın iklim sisteminde, milyonlarca yıldan on yıllara kadar farklı zaman ölçeklerinde doğal etmenler ve süreçlerle birçok değişiklik olmuştur. Jeolojik devirlerdeki iklim değişiklikleri, özellikle buzul hareketleri ve deniz seviyesindeki değişimler yoluyla yalnızca Dünya coğrafyasını değiştirmekle kalmamış, ekolojik sistemlerde de kalıcı değişiklikler meydana getirmiştir.

Günümüzde kullanılan küresel iklim değişikliği kavramı ise, Yerküre'nin uzun jeoloji tarihi boyunca yaşanan iklimin doğal değişkenliğine ek olarak insan etkinliklerinin neden olduğu değişikliktir. Fosil yakıtların yakılması, arazi kullanımı değişiklikleri, ormansızlaştırma ve sanayi süreçleri gibi insan etkinlikleriyle atmosfere salınan sera gazı birikimindeki hızlı artışın sonucunda Yerküre'nin ortalama yüzey sıcaklıklarındaki artışı ve iklimde oluşan değişiklikleri ifade etmektedir. Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'nde (BMİDÇS) ise iklim değişikliği, "karşılaştırılabilir bir zaman döneminde gözlenen doğal iklim değişikliğine ek olarak, doğrudan ya da dolaylı olarak küresel atmosferin bileşimini bozan insan etkinlikleri sonucunda iklimde oluşan bir değişiklik" biçiminde tanımlanmaktadır. Sera gazı emisyonlarındaki bu artış, özellikle 1850'li yıllardan itibaren, yani sanayi devriminden bu yana net olarak gözlemlenmektedir. En önemli sera gazı olan CO₂'nin atmosferdeki birikimi sanayi devrimi öncesi dönemde yaklaşık 280 ppm'den 2005 yılında 379 ppm'e yükselmiştir. Sanayi devrimi öncesi dönemde yaklaşık 715 ppb olan CH₄ birikimi, 2005 yılında ise 1774 ppb'e çıkmıştır. Küresel atmosferik diazot monoksit birikimi % 18 oranında artış göstermiş ve sanayi öncesi yaklaşık 270 ppb'den 2005 yılında 319 ppb'ye çıkmıştır.

Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli'nin (IPCC) 2014 yılında yayımlanan İklim Değişikliği Değerlendirme Raporu'nda, 1750-2011 yılları arasında insan kaynaklı karbondioksit emisyonlarının küresel kümülatif değeri 2040 ± 310 GtCO₂ olarak belirlenmiştir. Bu miktarın yaklaşık % 40'ı yani

880 ± 35 Gt CO₂ atmosferde kalmış, geri kalan kısmı okyanuslarda, bitkilerde ve topraklarda depolanmıştır (Şekil 14.1).



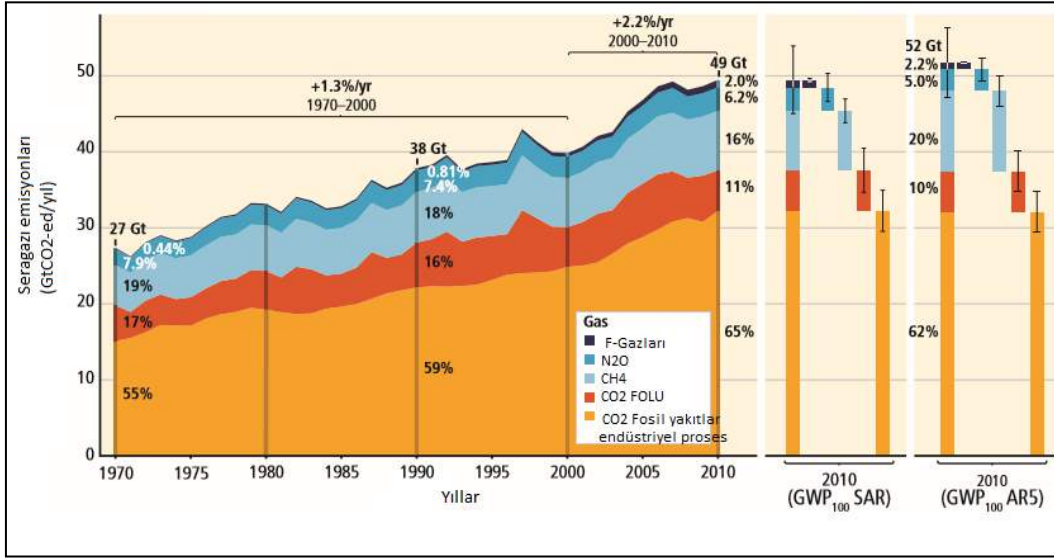
Şekil 14.1 İnsan Kaynaklı Karbondioksit Emisyonları (IPCC, 2014)

Fosil ve biyokütle yakıtların yakılması, insan kaynaklı sera gazı emisyonlarının en büyük kaynağıdır. Ulaşım, elektrik üretimi, endüstriyel tüketim ve evsel kullanıma yönelik fosil yakıtların yakılması; arazi kullanımında meydana gelen değişiklikler; atık bertarafı ve endüstriyel flüorlu gaz kullanımı sera gazlarının başlıca kaynakları olarak sayılabilir. Atmosferdeki toz miktarı artışına bağlı olarak küresel loşlaşma, şehirleşmedeki hatalara bağlı büyükşehirlerde şehir ısı adalarının oluşumu gibi etkenler de iklim değişikliğine katkı yapmaktadır.

İklim değişikliğinin gözlemlenen başlıca sonuçları arasında aşırı hava ve iklim olayları, deniz seviyelerinde yükselme, Kuzey Kutbu, Grönland ve Antartika'daki buzullarda kayda değer oranda küçülme, okyanus ve deniz suyu sıcaklıklarında artış ve asitleşme yer almaktadır. Küresel sıcaklıklardaki artışlara bağlı olarak; hidrolojik çevrimin değişmesi, kuraklık- çölleşme, kara ve deniz buzullarının erimesi, deniz seviyesinin yükselmesi, iklim kuşaklarının yer değiştirmesi ve yüksek sıcaklıklara bağlı salgın hastalıkların ve zararlıların artması gibi, dünya ölçeğinde sosyo-ekonomik sektörleri, ekolojik sistemleri ve insan hayatını doğrudan etkileyecek önemli değişikliklerin oluşabileceği beklenmektedir.

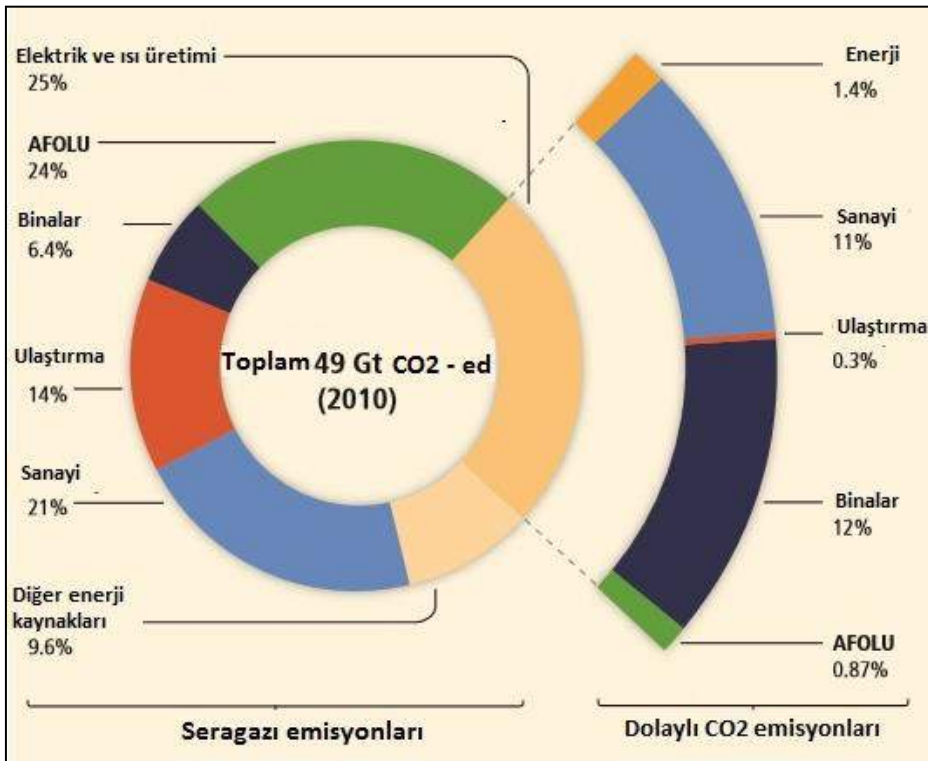
Kasım 2014 tarihinde açıklanan IPCC'nin 5. Değerlendirme Raporu'na göre iklim sistemindeki ısınma açıktır ve 1950'den bu yana gözlenen değişiklikler önceki on yıllar ve bin yılda görülmemiştir. 1880'den bu tarafa atmosfer ve okyanuslar birlikte 0,85°C ısınmış, kar ve buz miktarları azalmış, deniz seviyesi yükselmiş, sera gazlarının konsantrasyonu artmıştır. Ardışık son 3 on yıl, 1850'den beri yaşanan en sıcak on yıllar olmuştur. Kuzey Yarıküre'de 1983-2012 arası son 1.400 yılın en sıcak 30 yılı olmuştur. Okyanusların ısınması, iklim sisteminde saklanan enerjiyi artırmaktadır; hesaplanan enerjinin % 90'ı, 1971-2010 arası birikmiştir.

Sanayi devriminden bu yana atmosfere salınan toplam insan kaynaklı sera gazı emisyonlarının % 40'ı, son 40 yıl içerisinde gerçekleşmiştir. 1970-2000 arasında yılda ortalama % 1,3 oranında artış gösteren küresel emisyonlar, 2000-2010 arasında % 2,2 oranında artmıştır.



Şekil 14.2 1970-2010 Yılları Arasında İnsan Kaynaklı Toplam Yıllık Sera Gazı Emisyonları (IPCC, 2014)

Bu artışın ana nedeni fosil yakıt kullanımı ve endüstriyel süreçlerdir (Şekil 14.2). 2010 yılında toplam emisyon miktarı 49 Gt CO₂ (Şekil 14.3) olup, bunun % 65'i fosil yakıt kullanımı ve endüstriyel süreçlerden kaynaklanırken, 1970-2010 arasındaki emisyon artışının % 78'inden bu iki etkenin sorumlu olduğu IPCC'nin Raporunda ortaya konulmuştur.



Şekil 14.3 Sektörel Sera Gazı Emisyonları (IPCC, 2014)

İklim değişikliği nedeniyle karalarda, tatlı sularda ve denizlerde yaşayan pek çok canlı türünün yaşam alanları kalıcı olarak etkilenmiştir. Dünyanın pek çok bölgesinde yağış rejiminde değişiklikler ve kar-buz örtülerinin erimesi nedeniyle hidrolojik sistemlerde değişiklikler olmuş, su kaynakları nicelik ve nitelik açısından bozulmuştur. Son 20 yılda Grönland ve Arktik buz kütleleri hacim kaybetmeye devam etmiş, Kuzey Yarıküre'de ilkbahar kar örtüsü azalmıştır. 19. yüzyıldan bu yana gerçekleşen deniz seviyesi yükselme oranı son 2000 yıldan fazladır. 1901- 2010 arası küresel deniz seviyesi 19 cm artmıştır.

İklim değişikliğinin tarımsal ürünler üzerindeki olumsuz etkisi, olumlu etkisinden çok daha fazla yaygın olmaktadır. İklim değişikliği gıda güvenliğini etkileyecek ve insanları yaşadıkları yerlerden edecektir. Dünya çapında meteorolojik, hidrolojik ve iklimsel felaketlerin (ani yağışlar, seller, şiddetli kasırgalar, kuraklık dönemleri, sıcak dalgaları vb.) sayısı 1980'den 2014'e kadar yaklaşık üç kat artmıştır.

Kasırga, sel ve deniz seviyesindeki yükselme nedeniyle, küçük ada devletleri, diğer küçük adalar ve kıyı bölgelerinde ölüm ve yaralanmalar; yerleşim alanlarının zarar görmesi, ani seller nedeniyle yerleşim alanlarının zarar görmesi, şehirlerde yaşayan nüfusun ciddi hastalık tehditleriyle karşı karşıya kalması, aşırı hava olayları nedeniyle altyapı sistemlerinin büyük ölçüde zarar görmesi ve/veya ortadan kalkmasıyla elektrik ve su temini ile sağlık ve acil yardım hizmetlerinin düzenli sürdürülememesinden kaynaklanacak sistemik riskler beklenmektedir.

Sıcak hava dalgalarının yaşanacağı dönemlerde kentsel ve kırsal alanlarda, dışarıda çalışanlar ile kentli nüfusun kırılgan kesimlerinde (yaşlılar, solunum zorluğu çekenler vb.) ölüm ve hastalık oranlarının artması, sıcaklık artışı, kuraklık, seller ve yağış rejimindeki değişiklik ve aşırı sıcaklıklar nedeniyle, özellikle yoksul kesimler için gıda temin sisteminin işlevini yitirmesi ve gıda güvenliğinin tehlikeye girmesi, içme ve sulama suyuna yetersiz erişim ve tarımsal üretimde düşüş nedeniyle, özellikle yarı kurak bölgelerde yaşayan geçimlik tarımla uğraşan çiftçi ve köylülerin geçim kaynaklarının azalması, karasal ve tatlı su ekosistemleri ile bu alanlarda yaşayan insanların yararlandıkları biyolojik çeşitlilik ve ekosistem hizmetlerinin yok olması, dünyanın önünde duran ciddi sorunlar olarak bildirilmektedir.

Herhangi bir önlem alınmadan emisyonların bugünkü artış eğiliminin devam etmesi halinde sıcaklık artışı önümüzdeki yıllarda tehlikeli sınır olan 2°C'yi geçecektir. Bilim insanları, insan kaynaklı sera gazı emisyonları hemen bugün sıfırlansa bile, iklim sistemindeki değişikliklerin ve olası etkilerinin devam edeceğini öngörmektedir. Ancak küresel emisyonların hemen ve hızlı bir şekilde düşürülmesi, sıcaklık artışını 2°C'nin altında tutabilir. Emisyonların ve sıcaklıklardaki artışın devamının ise, ani ve geri dönüşü olmayacak iklim olaylarının gerçekleşme riskini artıracığı belirtilmektedir.

İklim değişikliğinin etkileri şimdiden gözlenmekte olup, gelecekte daha da belirgin hale gelecekleri tahmin edilmektedir. Sıcak hava dalgaları, sel ve kuraklıklar, ekstrem deniz seviyeleri, tropikal ve ekstra tropikal siklonlar gibi ekstrem olaylarının şiddet ve frekansları, 20. yüzyılın ikinci yarısından beri artmıştır ve gelecekte de artmaya devam edecektir.

14.1 Uluslararası Süreç ve Türkiye'nin Pozisyonu

Çevre sorunlarının yerel ölçeği aşır küresel sorunlar haline gelmesi ile birlikte dünya devletlerinin ilk çok katımlı bir araya gelişi 1972'de Stockholm'de gerçekleştirilen Birleşmiş Milletler (BM) İnsan Çevresi Konferansı ile olmuştur. BM bünyesinde yapılan bu konferans iklim değişikliği ile ilgili sorunları da inceleyecek uluslararası bir mekanizmanın kurulmasına öncülük etmiştir. 1988 yılında kurulan ve günümüzde IPCC (Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli) adıyla faaliyet gösteren organ, 1990 yılından itibaren düzenli olarak gerçekleştirdiği müzakerelerde, iklim değişikliği bağlamında mevcut sorunları araştırmada ve bu sorunların çözümünde uluslararası bir çatı görevini yürütmekte ve hükümetlere rehber olmayı amaçlamaktadır.

İnsan kaynaklı faaliyetlerin neden olduğu küresel ısınmanın iklim üzerindeki etkilerine karşı uluslararası alanda ilk ve en önemli sözleşme ise 1992 yılında Rio de Janeiro'da düzenlenen BM Çevre ve Kalkınma Konferansı'nda imzaya açılan BM İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (BMİDÇS)'dir. 21 Mart 1994 tarihinde yürürlüğe giren Sözleşme'ye halen, aralarında Türkiye'nin de bulunduğu 195 ülkenin yanı sıra, Avrupa Birliği (AB) de taraftır. Türkiye Sözleşme'ye 24 Mayıs 2004 tarihinde katılmıştır. BMİDÇS, taraf ülkeleri, sera gazı salımlarını azaltmaya, araştırma ve teknoloji üzerinde işbirliği yapmaya ve sera gazı yutaklarını (örneğin ormanlar, okyanuslar, göller) korumaya teşvik etmektedir. Sözleşme, sera gazı salımlarının azaltılması için, ülkelerin kalkınma önceliklerini ve özel koşullarını göz önüne alarak "ortak fakat farklılaştırılmış sorumluluklar" yüklemiştir. "Ortak fakat farklılaştırılmış sorumluluklar" ilkesi, bazı ülkelerin sanayi devriminden sonra iklim değişikliğine sebep olan sera gazlarını atmosfere diğer ülkelere daha çok salmalarından ötürü daha fazla sorumluluk almaları gerektiği düşüncesine dayanmaktadır. Sözleşme, farklı yükümlülükler göre ülkeleri üç gruba ayırmıştır.

- Ek – I Ülkeleri: Bu grupta yer alan ülkeler, sera gazı salımlarını sınırlandırmak, sera gazı yutaklarını korumak ve geliştirmek, ayrıca, iklim değişikliğini önlemek için aldıkları önlemleri ve izledikleri politikaları bildirmek ve mevcut sera gazı salımlarını ve salımlarla ilgili verileri iletmekle yükümlüdürler. Bu grup, iki ülke kümesinden oluşmaktadır. Birinci grupta, 1992 yılı itibarıyla OECD üyesi olan ülkeler ve AB, ikinci grupta ise, pazar ekonomisine geçiş sürecindeki ülkeler yer almaktadır. Bu grupta halen toplam 42 ülke ve AB bulunmaktadır.
- Ek-II Ülkeleri: Bu gruptaki ülkeler, birinci grupta üstlendikleri yükümlülükler ilave olarak çevreye uyumlu teknolojilerin özellikle gelişme yolundaki taraf ülkelere aktarılması veya bu teknolojilere erişimin teşvik edilmesi, kolaylaştırılması ve finanse edilmesi hususlarında her türlü adımı atmakla sorumlu kılınmışlardır. Bu grupta 23 ülke ve AB yer almaktadır.
- Ek Dışı Ülkeler: Bu ülkeler, sera gazı salımlarını azaltmaya, araştırma ve teknoloji üzerinde işbirliği yapmaya ve sera gazı yutaklarını korumaya teşvik edilmekte, ancak belirli bir yükümlülük altına alınmamaktadırlar. Bu grupta halen 153 ülke bulunmaktadır.

Türkiye, emisyon azaltımı ve gelişen ülkelere mali yardım yükümlülüğü nedeniyle sözleşmeyi uzun süre imzalamamıştır. Bu nedenle 1997'de yapılan Kyoto Protokolü (KP) görüşmelerinde de gözlemci sıfatıyla yer almıştır.

1997 yılında 3. Taraflar Konferansı'nda şekillenen ve ancak 2005 yılında yürürlüğe girebilen Kyoto Protokolü'ne halen 192 ülke ve AB taraftır. Bu ülkelerden salım azaltımı ya da kontrollü artış yükümlülüğü olan Sözleşme'nin Ek-I ülkeleri, Protokol'ün Ek-B listesini oluşturmaktadır.

Sözleşme'nin Ek-I Listesi'nde yer alan ülkelerin sera gazı salımlarını, 2008–2012 yılları arasında hangi oranlarda azaltacakları KP'nin Ek-B Liste'sinde tespit edilmiştir. KP'nin hedefi, Ek-B Listesi'nde yer alan ülkelerin sera gazı salımlarının toplamını, 2008-2012 yılları arasındaki birinci taahhüt döneminde, 1990 yılındaki seviyenin % 5 altına düşürmektir. Bu genel hedefe ulaşmak için anılan ülkeler, müzakereler sonucunda farklı oranlarda azaltım yükümlülükleri almışlardır. Protokol'e taraf olan, EK-B Listesi dışındaki ülkeler, Ek-dışı ülkeler olarak adlandırılmakta olup, bunların sera gazı salım azaltımı konusunda sayısal yükümlülükleri bulunmamaktadır.

2001'de Marakeş'te yapılan 7. BMİDÇS Taraflar Konferansı'nda (COP7) Ek II'den çıkarılan ve kendisini Ek I'deki diğer ülkelerden farklı kılan özel koşulların tanınması için çağrı yapılan Türkiye, bu gelişme üzerine Çerçeve Sözleşme'ye 2004'te taraf olmuş ve bu tarihten sonra uluslararası çalışmalara daha aktif bir şekilde katılım sağlamıştır. Ancak Türkiye'nin özel şartlarının neler olduğuna dair herhangi bir açıklama bulunmamaktadır. Türkiye'de, BMİDÇS'ye taraf olunmadan önce 2001 yılında kurumsal yapılanmaya gidilmiş ve 2001/2 sayılı Başbakanlık Genelgesi ile; iklim değişikliği alanında izleyeceği politikaların, alacağı önlemlerin ve yapacağı çalışmaların belirlenmesi amacıyla, İklim Değişikliği Koordinasyon Kurulu (İDKK) oluşturulmuştur. Türkiye'nin 2004 yılında BMİDÇS'ye taraf olmasıyla birlikte İDKK yeniden yapılandırılmış, 2010 yılında ise yeni üyelerin katılımıyla genişletilmiştir.

Türkiye sözleşmeye taraf olmanın getirdiği en önemli yükümlülüklerden biri olarak her yıl hazırlanan ve BMİDÇS'ye sunulan Sera Gazı Envanterleri'nin ilkinin 2006'da, Birinci İklim Değişikliği Ulusal Bildirimi'ni de 2007'de yayımlamıştır. Aynı yıl TBMM'de Küresel Isınma Araştırma Komisyonu kurulmuş, Kyoto Protokolü'nün 2005'te yürürlüğe girmesiyle, kamuoyunda Türkiye'nin de Protokole katılması yönündeki tartışmaların yoğunlaşması ve aynı yıl AB üyelik müzakerelerinin başlaması üzerine, 2009'da Türkiye Kyoto Protokolü'ne taraf olmuştur. Türkiye Sözleşme'nin Ek-I'inde yer almasına rağmen, Kyoto Protokolü hazırlanırken gözlemci statüsünde olduğu için, Protokol'ün Ek-B Listesi'ne girmemiştir. Dolayısıyla, Türkiye birinci taahhüt döneminde sayısallaştırılmış salım sınırlandırma ve azaltım yükümlülüğü almamıştır.

2010 yılında Meksika'nın Cancun şehrinde düzenlenen 16. Taraflar Konferansı'nda Türkiye'nin diğer Ek-I ülkelerinden farklı bir konumda bulunduğu ve özel koşullarının mevcut olduğu BMİDÇS'ye taraf ülkelerce tanınmıştır. Ayrıca, finansman ve teknoloji transferi sağlama yükümlülüğü bulunmadığı teyit edilmiş ve Türkiye'nin finansman, kapasite geliştirme ve teknoloji transferi imkânlarından yararlanması hususunun gelecek toplantılarda değerlendirileceği kaydedilmiş, 2011 yılında Güney Afrika'nın Durban kentinde düzenlenen 17. Taraflar Konferansı'nda, salım azaltımı, iklim değişikliğine uyum, teknoloji geliştirilmesi ve transferi, kapasite geliştirme ve finansman alanlarında sağlanacak desteğin belirlenmesine ilişkin görüşmelerin sürdürülmesi karara bağlanmıştır.

2012 yılında Katar'ın başkenti Doha'da düzenlenen 18. Taraflar Konferansı'nda alınan kararla ise, BMİDÇS'nin diğer Ek-I Taraflarından farklı bir konumda olduğu tekrar teyit edilerek Türkiye'nin iklim değişikliğiyle mücadele faaliyetlerine yönelik finansman, teknoloji transferi, kapasite geliştirme ihtiyacına yönelik Sekretarya tarafından çalışma yapılmasına karar verilmiş ama devamında bu kap-

samda bir faaliyet olmamış, Doha'da imzaya açılan Kyoto Protokolü'nün ikinci yükümlülük dönemine de Türkiye katılım sağlamamıştır. Bu süreç Türkiye'nin fosil yakıtlara dayalı hızlı kalkınma politikaları ve kömürün bir enerji kaynağı olarak daha fazla kullanılması stratejisiyle birleşince, Türkiye'nin iklim politikalarına yönelik çabaları da azalmıştır.

2013'te Varşova'da yapılan 19. BMİDÇS Taraflar Konferansı'nda (COP19) kritik kütleyle ulaşılmaması halinde kendi belirleyeceği esnek bir hedefle yeni anlaşmaya taraf olacağını açıklayan Türkiye için, BMİDÇS Sekreteryası tarafından finansman, teknoloji transferi, kapasite geliştirme alanında çalışma yapılarak Türkiye ile ilgili teknik bir doküman hazırlanmıştır.

Taraflar Konferansı'nın 20. buluşması 1-12 Aralık 2014 tarih aralığında Peru'nun başkenti Lima'da gerçekleştirilmiştir. Bu konferans, Kyoto Protokolü'nün II. dönemi için yapılması düşünülen yeni anlaşma için Paris toplantısına hazırlık niteliğinde olmuştur.

Tüm bu süreçte Türkiye'nin özel koşullarının mevcut olduğu BMİDÇS'ye taraf ülkelerce tanınmış ancak bu özel koşulların ne olduğuna dair herhangi bir mutabakata varılamamış, Türkiye'nin finansman, kapasite geliştirme ve teknoloji transferi imkânlarından yararlanmasına yönelik bir gelişme sağlanamamıştır.

Türkiye, Aralık 2015'te Paris'te yapılan 21. BMİDÇS Taraflar Konferansı'nda (COP21), iklim değişikliğiyle mücadeleye yönelik uluslararası çabalara ilk kez kendi belirlediği bir planla katkı sağlayacağını açıklamıştır.

14.2 Türkiye'nin İklim Değişikliğine Katkısı

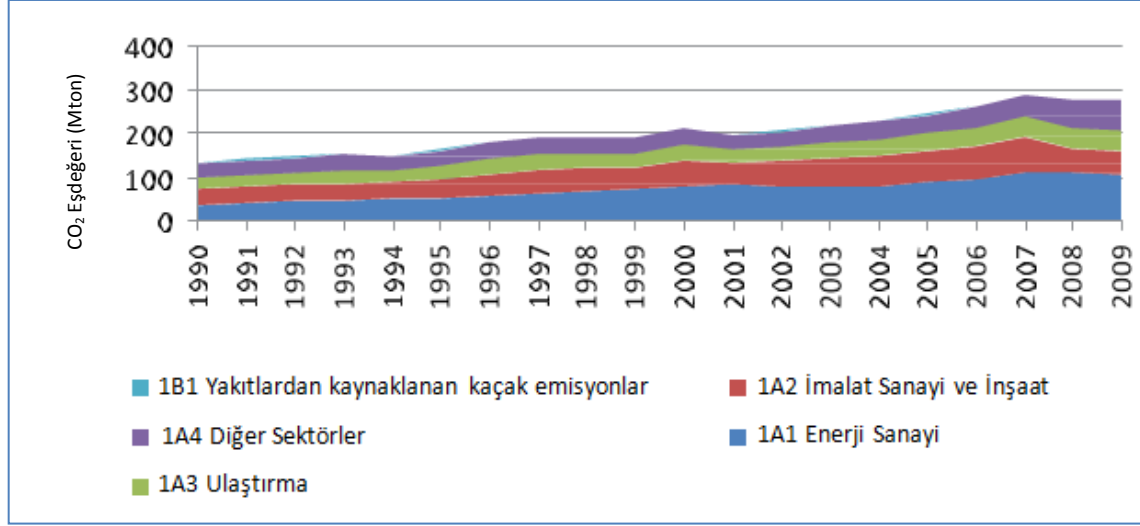
Türkiye 2006 yılında ilk kez hazırladığı Sera Gazı Envanteri ile birlikte, ürettiği sera gazlarını uluslararası normda hesaplamaya başlamıştır. Türkiye, BMİDÇS'ne taraf olduğundan bu yana beş kez "Ulusal Bildirim" hazırlamıştır. 5. Ulusal Bildirim, Kyoto Protokolü'ne taraf olduktan sonra hazırlanan ilk Ulusal Bildirim'dir ve bu Bildirim 2011 yılındaki mevcut durum göz önünde bulundurularak Mayıs 2013 tarihinde hazırlanmıştır. Hesaplamalar Türkiye İstatistik Kurumunun koordinasyonunda hazırlanmaktadır.

2008 yılı Uluslararası Enerji Ajansı enerji göstergelerine göre, kişi başı birincil enerji tüketimi dünya ortalaması 1,83 ton eşdeğer petrol (TEP/kişi), OECD ortalaması ise 4,56 TEP/kişi'dir. 2009 yılı enerji kaynaklı kişi başı sera gazı salımı 3,7 ton karbondioksit (CO₂) eşdeğeridir. Aynı dönemde, OECD kişi başı salımı 10,6 ton CO₂ eşdeğeri/kişi, OECD-dışı Avrupa 5,1 ton CO₂ eşdeğeri/kişi ve dünya ortalaması 4,4 ton CO₂ eşdeğeri/kişi'dir. Türkiye'nin 1990 yılı toplam sera gazı emisyon miktarı (Arazi Kullanımı, Arazi Kullanım Değişikliği ve Ormancılık-AKAKDO dâhil edilmediği takdirde) yaklaşık 187 milyon ton CO₂ eşdeğeri iken, 2009 yılında bu değer yaklaşık 370 milyon ton CO₂ eşdeğeri olarak gerçekleşmiştir. Ülkenin yutak alanları, 1990 yılında yaklaşık 44 milyon ton CO₂ eşdeğeri sera gazı salımı tutmuşken, 2009 yılında bu değer yaklaşık 82 milyon ton CO₂ eşdeğeri olarak gerçekleşmiştir.

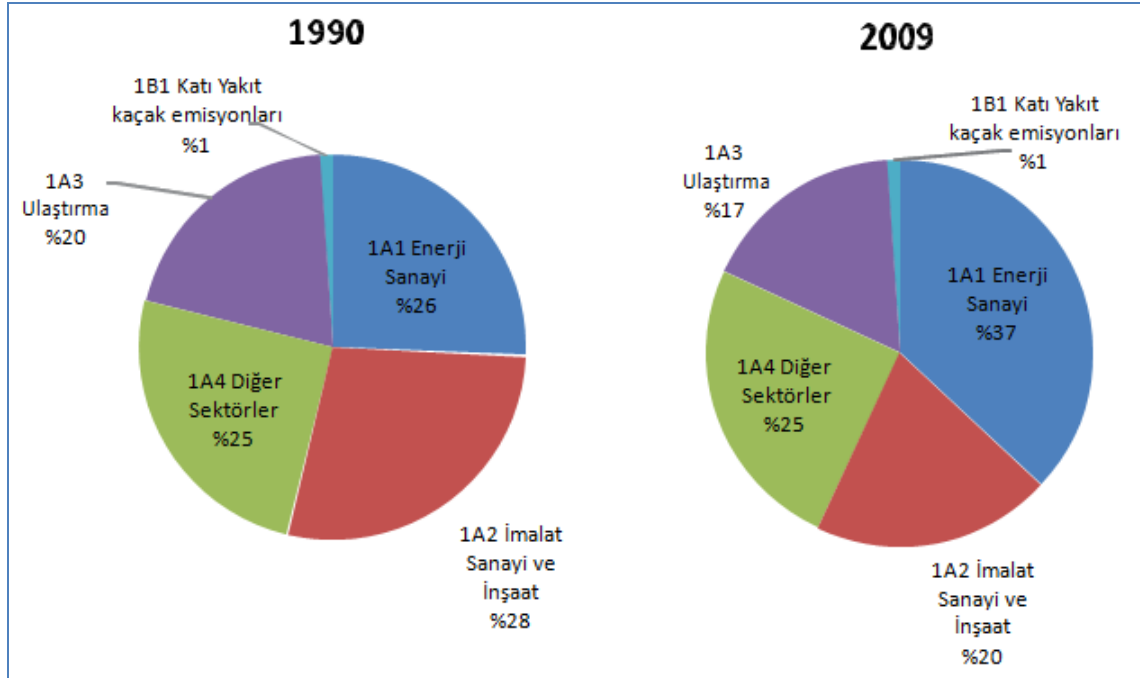
Toplam emisyonların sektörel dağılımı ise şu şekildedir: Enerji 278,33 Mton CO₂ eş değeri (% 75,3), Atık 33,93 Mton CO₂ eş değeri (% 9,2), Endüstriyel İşlemler 31,69 Mton CO₂ eş değeri (% 8,6) ve Tarım 25,7 Mton CO₂ eş değeri (% 7,0).

1990 yılına göre, 2009 yılında enerji sektöründen kaynaklanan sera gazı emisyonlarında % 110,65 oranında artış gözlenmiştir. Ancak, 2001 ve 2008 yıllarındaki ekonomik kriz dönemlerinde sera gazı emisyonlarında bir önceki yıla göre sırasıyla % 7,8 ve % 3,8 oranlarında azalma olmuştur (Tablo 14.1).

Tablo 14.1 Türkiye'nin CO₂ Eş Değer Emisyonları (1990-2009) (ÇŞB, 2013)



Sera gazları emisyonlarının sektörel dağılımı açısından 1990 yılında en büyük pay % 28 ile 1A2 İmalat Sanayi ve İnşaat iken, 2009 yılında en büyük payı % 37 ile 1A1 Enerji Sanayi almıştır (Şekil 14.4).



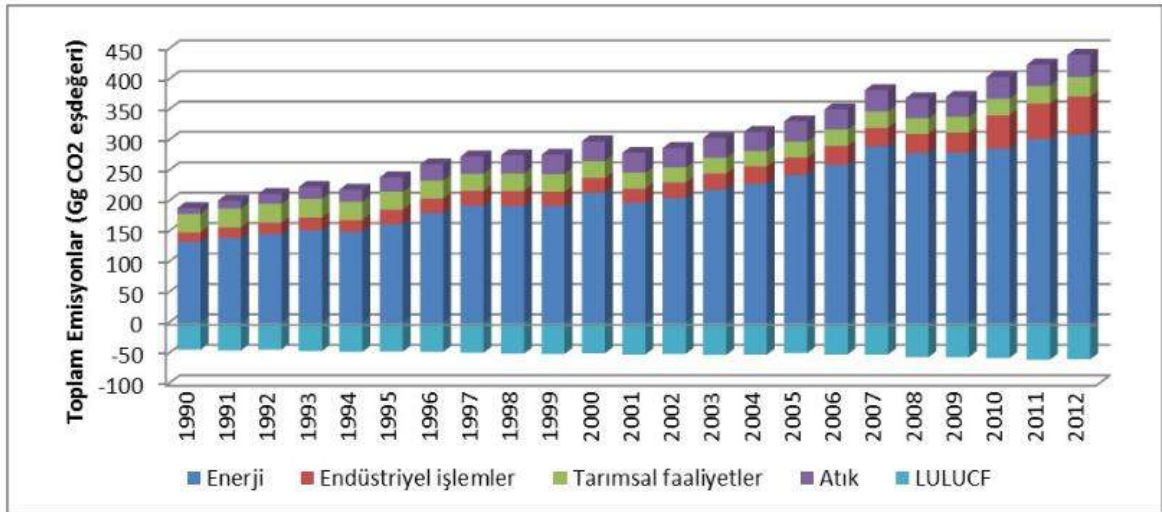
Şekil 14.4 1990 ve 2009 Yılları için Enerji Sektöründe Sera Gazı Emisyonlarının Sektörel Dağılımı (ÇŞB, 2013)

Toplam emisyonların sera gazı türüne göre dağılımı şu şekildedir: Karbondioksit (CO₂) emisyonları 299,11 Mton CO₂ eş değeri (% 80,92), Metan (CH₄) emisyonları 54,37 Mton CO₂ eş değeri (% 14,71), Diazotmonoksit (N₂O) emisyonları 12,53 Mton CO₂ eş değeri (% 3,39) ve F-gazları emisyonları 3,64 Mton CO₂ eş değeri (% 0,99).

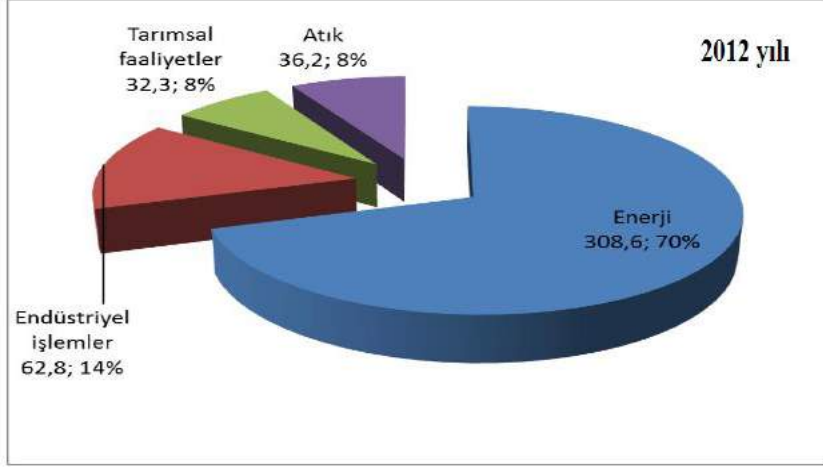
1990-2009 yılları arasında emisyonlar, negatif büyüme hızının gözlendiği yıllar olan 1994, 1999, 2001 ve 2008 dışında sürekli olarak artış göstermiştir. Kişi başı sera gazı emisyonu 1990 yılında 3,39 ton CO₂ eş değeri iken, 2009 yılında 5,13 ton CO₂ eş değerine çıkmıştır (AKAKDO hariç). Ancak bu değer, OECD ortalaması olan 9,83 ton CO₂ eş değeri/kişi değerinin çok altında, dünya ortalaması olan 4,29 ton CO₂ eş değeri/kişi değerine ise yakındır.

Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli Rehberi kullanılarak hesaplanan, 14 Nisan 2012 tarihinde Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Sekretaryasına sunulan 1990–2012 yıllarına ait envanter sonuçlarına göre Türkiye'nin 2012 yılı toplam sera gazı emisyonları 439,9 milyon ton CO₂ eşdeğeri olarak tahmin edilmiştir.

Tablo 14.2 Sera Gazı Emisyonlarının Sektörlere Göre Dağılımı (AKAKDO dâhil) (ÇŞ., 2014)



2012 yılı sera gazı emisyonlarının CO₂ eşdeğeri olarak %70,2'si enerji, % 14,3'ü endüstriyel işlemler, % 8,2'si atık ve % 7,3'ü tarımsal faaliyetler kaynaklıdır. Ayrıca 2012 yılı kişi başı emisyon miktarı ise 5,9 ton olarak hesaplanmıştır.



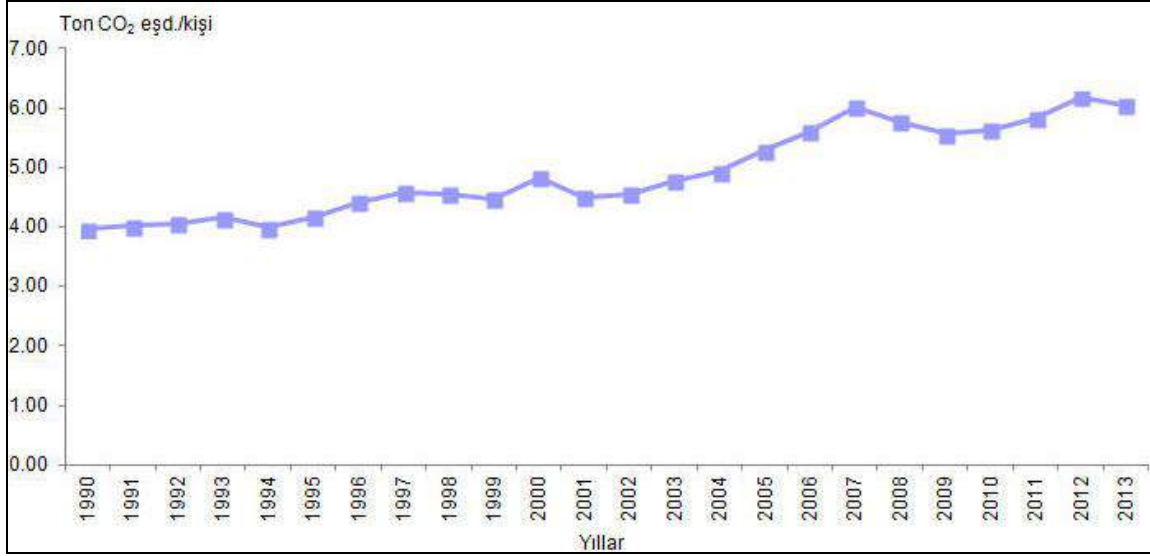
Şekil 14.5 2012 Yılı Sektörlere Göre Toplam Sera Gazı Emisyonları (ÇŞB, 2014)

TUİK tarafından 2015 yılında yayımlanan Seragazı Emisyon Envanteri, 2013 adlı haber bülteninde ise Türkiye'nin toplam sera gazı emisyonunun 2013 yılında 459,1 Mt CO₂ eşdeğeri olarak hesaplandığı belirtilmektedir.

TUİK tarafından ulusal seragazı emisyonları, 2015 yılına kadar 1996 Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli (IPCC) Rehberleri kullanılarak hesaplanırken, 2015 yılında 2006 IPCC Rehberlerine göre 1990-2013 dönemi emisyonları hesaplanmış ve 1990-2012 dönemi verileri revize edilmiştir. Emisyon envanteri, enerji, endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı, tarımsal faaliyetler ve atıktan kaynaklanan, doğrudan seragazıları olan karbondioksit (CO₂), metan (CH₄), diazotmonoksit (N₂O) ve F-gazları ile dolaylı seragazıları azotoksitler (NO_x), metan dışı uçucu organik bileşikler (NMVOC), karbonmonoksit (CO) ve kükürtdioksit (SO₂) emisyonlarını kapsamaktadır

Envanter sonuçlarına göre, 2013 yılında toplam seragazı emisyonu CO₂ eşdeğeri olarak 459,1 milyon ton olarak hesaplanmıştır. 2013 yılı emisyonlarında CO₂ eşdeğeri olarak en büyük payı % 67,8 ile enerji kaynaklı emisyonlar alırken, bunu sırasıyla % 15,7 ile endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı, % 10,8 ile tarımsal faaliyetler ve % 5,7 ile atık takip etmiştir.

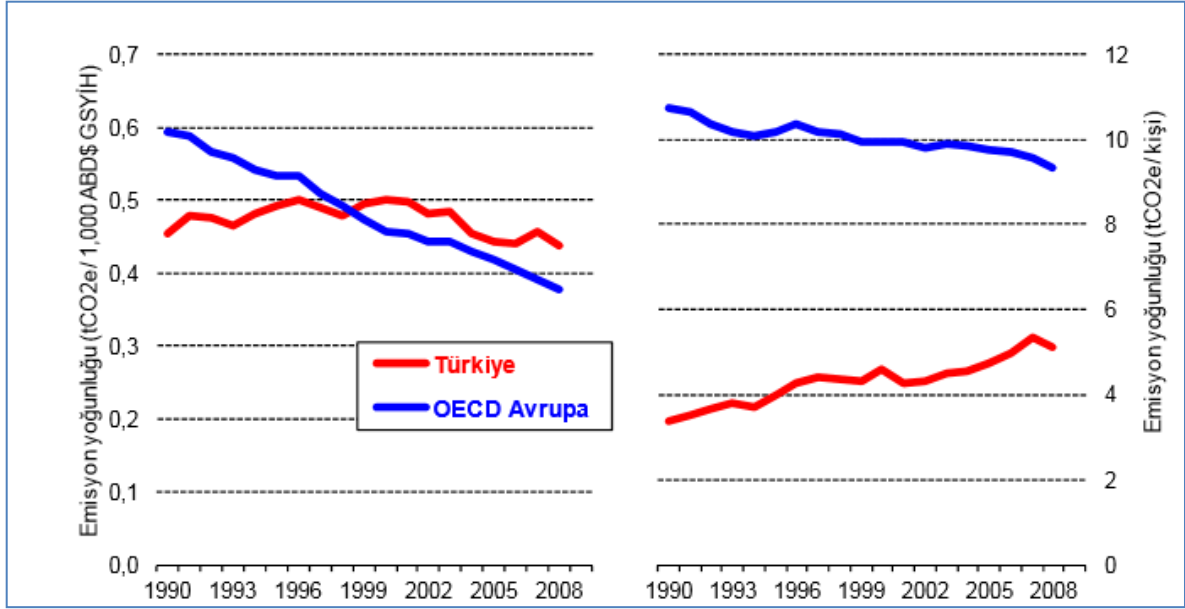
CO₂ eşdeğeri olarak 2013 yılı toplam seragazı emisyonu 1990 yılına göre % 110,4 artış göstermiştir. 1990 yılında kişi başı CO₂ eşdeğer emisyonu 3,96 ton/kişi olarak hesaplanırken, bu değer 2013 yılında 6,04 ton/kişi olarak hesaplanmıştır.

Tablo 14.3 Kişi Başı Seragazı Emisyonu, 1990-2013 (TUİK, 2015)

CH₄ emisyonlarının % 46,5'i tarımsal faaliyetlerden, % 36,7'si atıklardan % 16,8'i ise enerji ile endüstriyel işlemler ve ürün kullanımından kaynaklanmış ve N₂O emisyonlarının % 79,4'ü tarımsal faaliyetlerden, % 8,4'ü enerjiden, % 7,9'u atıktan, % 4,3'ü ise endüstriyel işlemler ve ürün kullanımından kaynaklanmıştır.

Enerji sektörü, ekonomik büyüme ve nüfus artış eğilimine bağlı olarak artan elektrik ve sanayi üretimi için yakıt yakılması sonucu oluşan emisyonlarıyla, Türkiye'nin başlıca sera gazı emisyon kaynağı olan sektördür.

GSYİH'nin yüzdesi olarak (satın alma gücü paritesine göre), Türkiye'nin enerji yoğunluğu (0,12 TEP/\$ 1'000) 2008'de Avrupa OECD ortalamasından % 13 daha düşüktür. Geçen on yıllık süre boyunca aşağıya doğru hafif bir eğilim olmasına rağmen, satın alma gücü paritesine uyarlanmış GSYİH başına Türkiye'nin enerji yoğunluğu (2000 yılı ABD doları sabit değeriyle) son yirmi yıl boyunca nispeten sabit kalmıştır. Avrupa OECD'de son 20 yıllık sürenin tümünde çok daha güçlü aşağı yönlü bir eğilim görülmüştür. Buna göre Türkiye'nin enerji yoğunluğu, Avrupa OECD'ye göre kişi başı GSYİH'nin düşük olduğunu yansıtmaktadır, ancak üretim değeri dikkate alındığında, ekonominin şimdiden göreceli olarak enerji tasarrufu yaptığı görülmektedir. Şekil 14.6'da belirtilen Türkiye'deki emisyon yoğunluğu da benzer bir eğilim göstermektedir. Son yirmi yıl boyunca % 50 artış göstermesine rağmen, 2008 yılında Türkiye'nin 5,1 tCO₂e düzeyindeki kişi başı emisyon yoğunluğu Avrupa OECD ortalaması 9,3 tCO₂e'in çok altındadır.



Şekil 14.6 Türkiye'de ve Avrupa OECD'de Emisyon Yoğunluğu (1990-2009) (Radov. vd., 2011)

14.3 İklim Değişikliğinin Türkiye'ye Etkisi

Türkiye, gerçekleştirilen iklim değişikliği çalışmalarına ve IPCC 4. Değerlendirme Raporu'na göre, iklim değişikliğinin olumsuz etkilerinden en çok etkilenecek bölgeler arasında bulunan Akdeniz Havzası'nda yer almaktadır.

İklim değişikliğinin en önemli etkilerinden biri, şimdiden görülmeye başlanan ve gelecekte de etkileri daha fazla hissedilecek olan orman yangınlarının şiddetindeki, süresindeki ve etki alanındaki artıştır. Akdeniz ikliminin doğal bir sonucu olarak, Karadeniz Bölgesi ve Kuzeydoğu Anadolu dışında, Türkiye'nin geniş bir alanında sıcak ve kurak bir yaz mevsimi egemendir. 1970'lerin başından beri yağışlarda gözlenen azalma eğilimleri de dikkate alındığında, Türkiye'de her zaman var olan orman yangını olasılığı ve tehlikesi, birçok bölgede çok sıcak ve kurak geçen 2007 ve 2008 yaz mevsimlerinde yaşandığı gibi, daha büyük bir sorun olarak belirebilecektir.

Türkiye'de bugüne kadar iklim değişikliğine bağlı gözlemlenen başlıca etkiler ise şunlardır:

- Son 42 yıllık dönemde sıcaklıklar Türkiye'nin her yerinde artış gösterdi. Yaz sıcaklıklarındaki artış, diğer mevsimlere göre daha fazla gerçekleşti. Sıcak dönemler zamansal olarak da genişledi.
- Son 50-60 yıllık dönemde dağ buzullarında yılda yaklaşık 10 metrelik geri çekilme gözlemlendi.
- Son 40 yıllık dönemde karla beslenen nehirlerde tepe akımları bir hafta erkene kaydı.
- Türkiye'yi çevreleyen denizlerde deniz seviyesi yükseldi.

İklim değişikliği sonucunda sıcaklıkların tüm ülke çapında ve her mevsimde yükselmesi, yaz sıcaklıklarındaki artış miktarının kış sıcaklıklarındaki artıştan yüksek olması beklenmektedir. Bununla beraber, Türkiye'nin yetersiz olan su kaynaklarının daha da azalacağı öngörülmektedir.

İklim değişikliğinin Türkiye üzerindeki diğer olası etkileri şöyle:

- Yağışların Türkiye'nin güney kısımlarında azalması bekleniyor. Kuzey ve özellikle kuzeydoğu kısımlarında ise bir miktar artış görülebilir.
- Deniz seviyesinin yükselmesi, nehir deltalarının (Çarşamba, Bafra, Çukurova gibi) ve kıyı kentlerinde düşük kotlu alanların sular altında kalmasına yol açabilir. Küresel deniz seviyesindeki 1 metrelik yükselme Türkiye'de 3 milyon kişiyi doğrudan etkileyebilir.
- Türkiye'de su stresi çeken alanlar artabilir, yüzyıl sonuna kadar nüfusun yüzde 45'i su kıtlığıyla karşılaşabilir.
- Doğu Karadeniz Bölgesi'nde yağış artışı, heyelan riskini artırabilir.
- Kar örtüsünde beklenen azalma, çığ tehlikesini düşürebilir.
- Sıcaklık artışı ve yağışlardaki düşüş sonucunda kuraklık ve sıcak hava dalgalılarının şiddeti ve sürelerinde artış meydana gelebilir.

14.4 Türkiye'nin İklim Hedefleri

Türkiye iklim değişikliğinden kaynaklanan sorunları çözmek, etkileri azaltmak için bir dizi önlemler almakta ve bazı hedefler ortaya koymaktadır. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından yayımlanan "Türkiye İklim Değişikliği Stratejisi 2010-2023" belgesinde; iklim değişikliğinin çok ciddi çevresel ve sosyoekonomik sonuçlara yol açabilecek, hatta ülkelerin güvenliğini tehdit edebilecek boyutta, çok yönlü ve karmaşık bir sorun olduğu ve bunların sebep olacağı etkilerin gelecek nesillerin yaşamına yönelik en önemli tehditlerden biri haline geldiği bilinciyle, iklim değişikliğine neden olan sera gazı emisyonlarının azaltılması ve iklim değişikliği ile mücadele kapsamında uluslararası işbirliğinin önemini farkında olduğunun altı çizilmiştir. Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi'nin temel ilkelerinden biri olan "ortak fakat farklılaştırılmış sorumluluklar" çerçevesinde küresel iklim değişikliği ile mücadele çabalarına imkânları ölçüsünde katkıda bulunmayı bir hedef olarak belirlemekte; ulusal azaltım, uyum, teknoloji, finansman ve kapasite oluşturma politikalarını ortaya koymaktadır. Buna karşın, Türkiye'nin ekonomik ve demografik gelişimi göz önüne alındığında, herhangi bir geçmiş yıl referans verilerek sera gazı emisyon azaltım taahhüdü vermesinin de mümkün olmadığı ifade edilmektedir.

Bakanlık, emisyon sınırlamasını, ülkenin sürdürülebilir kalkınmasını ve yoksullukla mücadele çabalarını olumsuz yönde etkilemeyecek şekilde bazı önlemler olarak iklim değişikliğinin önüne geçmeyi planlamaktadır. Buna göre enerji sektörüne yönelik kısa vadede;

- Hidrolik ve rüzgar başta olmak üzere tüm yerli kaynaklardan, enerji arz güvenliği ve iklim değişikliği hedeflerine paralel olarak, iç ve dış finansman imkanları çerçevesinde, temiz üretim teknolojileri ve en iyi teknikler kullanılarak üst düzeyde faydalanılacaktır.
- Hidrolik ve rüzgar başta olmak üzere tüm yerli kaynaklardan, enerji arz güvenliği ve iklim değişikliği hedeflerine paralel olarak, iç ve dış finansman imkanları çerçevesinde, temiz üretim teknolojileri ve en iyi teknikler kullanılarak üst düzeyde faydalanılacaktır ve sıhhi sıcak su sistemlerigüneş enerjisi toplayıcıları ile desteklenecektir.
- Binalarda enerji verimliliği potansiyeli tespit edilecek ve bu potansiyel maksimum ölçüde

gerçekleştirilecek; sanayi ile işbirliği içerisinde enerji verimliliğini sağlayacak yapı malzemeleri ve teknolojilerine yönelik öncelikli projeler belirlenecektir.

- Mevcut binalarda “Enerji Kimlik Belgesi” uygulaması için altyapı hazırlanacak ve ısı yalıtımı ve diğer verimlilik artırıcı uygulamalar teşvik edilecektir.
- Sanayi ve bina sektörlerinde sertifikalı enerji yöneticileri ile standardına uygun enerji yönetimi uygulanacaktır.
- Başta yenilenebilir enerji ve temiz kömür teknolojisi olmak üzere nükleer enerji dâhil düşük ve sıfır emisyon teknolojilerinin kullanımı özendirilecek; temiz teknolojiler ve enerji kaynakları alanında Ar-Ge çalışmaları yapılacak; bu alanlarda yerli sanayi desteklenecektir.
- Yeni ve alternatif yakıtların kullanımı artırılarak, buna yönelik ekonomik araçların geliştirilmesi desteklenecektir.
- Mevcut termik santrallerin iyileştirme çalışmaları tamamlanacak ve hidroelektrik santrallerin de daha verimli çalışması sağlanacaktır.

Uzun vadede ise;

- 2020 yılına kadar enerji yoğunluğu 2004 yılına göre daha düşük seviyelere indirilecektir.
- Kamu kuruluşlarının mevcut bina ve tesislerinde enerji tüketiminde iyileştirme sağlanacaktır.
- 2023 yılına kadar toplam elektrik enerjisi üretiminde yenilenebilir enerji payı %30'a çıkarılacaktır. Bu çerçevede teknik ve ekonomik hidrolik potansiyelimizin tamamı değerlendirilecek, rüzgârda 20.000 MW ve jeotermalde 600 MW elektrik üretim kapasitesine ulaşılacaktır. Güneş enerjisinden elektrik enerjisi elde edilmesi özendirilecektir.
- Enerji sektöründe 2020 yılına kadar referans senaryoya göre % 7 karbondioksit emisyon sınırlaması potansiyeli hedeflenecektir.

Sanayi sektörüne yönelik belirlenen stratejiye göre ise, kısa vadede;

- Gerek sanayiciler, gerekse tüketicilerin iklim değişikliğiyle mücadele konusunda bilinçlendirilmesi yönünde yoğun bilgilendirme çalışmaları yürütülecek ve kılavuz kitap/rehber yayımlanacaktır.
- Yılda 1.000 TEP üzerinde enerji tüketen tüm sanayi kuruluşlarında enerji yöneticisi atanması ile ilgili süreçler tamamlanarak bu sistemin etkin çalışması sağlanacaktır.

Orta vadede;

- Sanayide enerji yönetim sistemleri, sera gazı envanter raporlama sistemleri ve karşılaştırma gibi herhangi bir sermaye yatırımı ya da işletme maliyeti gerektirmeksizin, sera gazı emisyonlarının takibine imkan sağlayan yönetim araçlarının uygulanmasını teşvik edici gönüllü anlaşmalar, “iklim öncüleri programı” gibi teşvik mekanizmaları geliştirilecektir.
- Yılda 5.000 TEP üzerinde enerji tüketen bütün sanayi kuruluşları enerji etütlerini hazırlayacaktır.
- Sanayide ısı geri kazanımı seçenekleri, motorlarda hız kontrolü ve endüstriyel kojenerasyon sistemleri özendirilecek ve teşvik edilecektir.
- Sanayide kullanılan kaynakların, temiz üretime yönelik kaynaklar ile ikame edilmesi ve alternatif malzemelerin kullanılması özendirilecektir.

- AR-GE faaliyetleri ve teknoloji transferine önem verilecek, sanayici bu yönde teşvik edilecektir.

Uzun vadede;

- Temiz üretim teknolojilerinin, iklim dostu ve yenilikçi teknolojilerin tercih edilmesini sağlamak üzere özendirici mekanizmalar devreye sokulacak; denetim ve yaptırım mekanizmalarının etkin bir şekilde uygulanması sağlanacaktır.
- İklim değişikliğinin, mevcut uluslararası konjonktürde, sanayi sektörümüzün rekabet edebilirliğini etkileyen en önemli çevresel ve ekonomik sorunlardan biri olduğu göz önünde bulundurulmak suretiyle, Türkiye Sanayi Stratejisi Belgesi (2010-2013) ve Bilim ve Teknoloji Politikaları kapsamında belirlenecek ve sanayi sektörleri ile yakın işbirliği içerisinde hazırlanacak çeşitli tedbir ve politikalar uygulanacaktır.
- 2020 yılına kadar sanayi sektöründe enerji verimliliği uygulamaları ile belirlenmiş olan tasarruf potansiyeli azami ölçüde gerçekleştirilecektir.

2012 yılında yayımlanan, 2011–2023 yıllarını kapsayan iklim değişikliği eylem planında ise enerji sektörü için enerji yoğunluğunun düşürülmesi, temiz enerjinin üretim ve kullanımdaki payının artırılması, temiz kömür teknolojileri ve verimlilik artırıcı önlemler uygulanarak elektrik üretiminde kömür kullanımından kaynaklanan sera gazı emisyonunun sınırlandırılması, elektrik dağıtımında kayıp ve kaçakların azaltılması amaçlanmıştır. Aynı belgede, sanayi sektöründe enerji verimliliği artırılmasının, 2023 yılına kadar sanayi sektöründe üretilen GSYİH başına eşdeğer CO₂ yoğunluğu azaltılmasının, iklim değişikliği ile mücadelede yönelik olarak sanayi sektörü kapasite güçlendirilmesinin amaçlandığı ifade edilmektedir

2009 yılında yürürlüğe giren Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'nde yer alan hedeflerden bazıları ise şunlardır:

- Bugün için kurulu gücün % 34'ü ile elektrik üretiminin yarısına yakın kısmını karşılayan doğal gaz payının % 30'a çekilmesi;
- Yenilenebilir kaynakların elektrik enerjisi üretimi içerisindeki payının 2023 yılında en az % 30 düzeyinde olmasının sağlanması, bu amaçla:
 - Rüzgâr enerjisi kurulu gücünün 2023 yılına kadar 20.000 MW'a çıkartılması,
 - Teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilecek hidroelektrik potansiyelinin tamamının 2023 yılına kadar elektrik enerjisi üretiminde kullanılmasının sağlanması,
 - Elektrik enerjisi üretimi için uygun olduğu belirlenmiş olan 600 MW'lık jeotermal potansiyelinin 2023 yılına kadar işletmeye alınması,
 - Güneş enerjisinin elektrik üretiminde kullanılması uygulamasının yaygınlaştırılması,
 - Nükleer enerji santrallerinin elektrik enerjisi üretimi içerisindeki payının 2020 yılına kadar en az seviyesine ulaşması.

Bu hedeflere ulaşmak amacıyla çeşitli yasal düzenlemeler gerçekleştirilmiştir. Örneğin, yenilenebilir kaynak payının artırılması amacıyla yürürlüğe giren Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun (YEK Kanunu) üreticiye önemli teşvikler ve destekler sağlamıştır. YEK Kanunu ile, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğe alım garantisi ve tarife desteğinin yanı sıra, arazi tahsisi konularında da destekler sağlanmıştır.

YEK Kanunu ile birlikte yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi için kurulmuş güç kapasiteleri önemli oranda artmıştır. Barajlı HES'ler hariç yenilenebilir enerji kaynakları kurulu gücün toplam kurulu güç içindeki payı 2000 yılındaki % 2,7 seviyesinden 2009 yılında % 4,8'e yükselmiştir. 2002 yılında yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi 34,0 milyar kWh iken, 2010 yılı sonunda % 64 artışla 55,8 milyar kWh'a çıkmıştır.

Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'nde enerji verimliliği ve tasarrufa ilişkin hususlar da ele alınmıştır. Böylelikle, enerji tüketiminden kaynaklı emisyonların azaltımının yanı sıra elektrik enerjisi maliyetlerinin ekonomi üzerindeki yükünün hafifletilmesi ve çevresel etkilerinin azaltılması da hedeflenmektedir. 2007 tarihli Enerji Verimliliği Kanunu'nda sanayi, ulaşım, bina ve hizmetler ve elektrik enerjisi sektörlerinde enerji verimliliğinin artırılmasına yönelik önemli tedbirler yer almaktadır.

15 İDÇS Paris 21. Taraflar Konferansı ve Türkiye'nin Pozisyonu

BMİDÇS kapsamında yapılan Taraflar Konferansının yirmibirincisi Aralık 2015'te Fransa'nın Paris kentinde toplanmıştır. 1997 yılında Japonya'nın Kyoto kentinde düzenlenen Taraflar Konferansı sonucunda hazırlanan protokolün yeterli etkiyi sağlayamaması üzerine, Paris Konferansı'yla, küresel ısınmayı önleme çabalarının bir parçası olacak sanayi devrimi öncesi seviyeye göre küresel sıcaklığın 2 dereceden fazla artmasını engelleyecek, evrensel bir anlaşma imzalanması amaçlanmıştır.

BMİDÇS 21. Taraflar Konferansı (COP21) öncesinde ülkeler iklim değişikliğiyle mücadeleye katkı sunmaya yönelik 2020 sonrası döneme ait planlarını, "Niyet Edilen Ulusal Olarak Belirlenmiş Katkı-NUBK" (INDC-Intended Nationally Determined Contributions) belirlemeye ve BMİDÇS sekreteryasına sunmaya davet edildiler. Bugüne kadar 187 ülkeyi temsil eden 160 NUBK belgesi sekreteryaya sunulmuştur. Ülkelerin NUBK'larında bulunan sera gazı emisyonlarının azaltımına yönelik hedefler birkaç tipte olabilmektedir. Türkiye bu yöntemlerden, emisyonların belirlenmiş bir baz yılına göre belli bir miktarda azaltımı veya artışın kontrol altına alınması yöntemini yani "Baz yıl hedefi" yöntemini belirlemiştir.

Türkiye, 2021-2030 Uygulama Döneminde Referans Senaryoya (BAU) göre sera gazı emisyonlarında 2030 yılında % 21 oranına kadar azaltım taahhüdünde bulunmuştur. Yöntemsel tüm yaklaşımlar, IPCC 2006 Kılavuzu ile IPCC 2013 KP Kılavuzuna dayanmaktadır. Türkiye, 2030 hedefine ulaşabilmek amacıyla, maliyet etkinliğini de dikkate alarak, ilgili kural ve standartlar çerçevesinde uluslararası piyasa mekanizmalarından da faydalanmayı planlamaktadır.

Türkiye, IPCC 4. Değerlendirme Raporu'nda yer alan 100 yıllık Küresel Isınma Potansiyel değerlerini kullanarak hazırladığı NUBK'da sürdürülebilir kalkınma sürecine devam etmek durumunda olduğunu, son 30 yıldır hızlı bir sanayileşme ve şehirleşme sürecinin devam ettiğini, küresel ölçekte sanayi devriminden bu yana kümülatif emisyonların sadece % 0,7'sinden sorumlu olduğunu, enerji ithalatı payının Türkiye'nin cari açığında önemli bir paya sahip ve kendi sınırlı enerji kaynaklarını kullanmak zorunda olduğunu bildirerek, iklim değişikliği ile mücadelede mali ve teknolojik kısıtlarını ifade etmiştir.

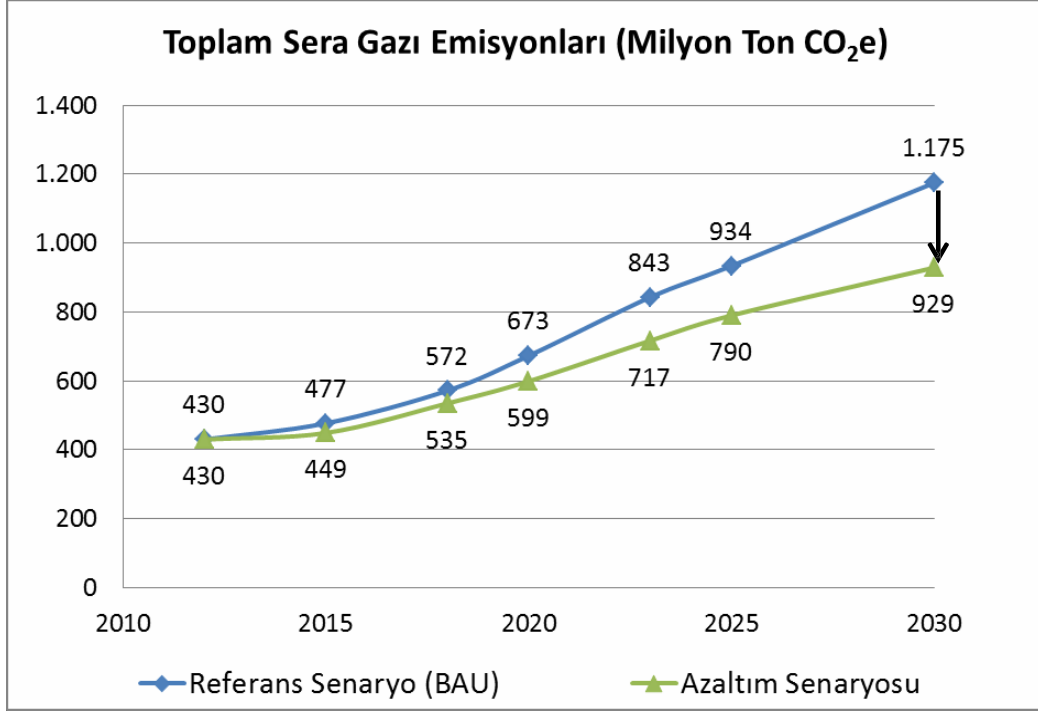
Türkiye, referans senaryoya göre 2030 yılında sera gazı emisyonlarını % 21 oranına kadar azaltarak küresel ölçekte 2°C hedefine ulaşmak için düşük karbonlu kalkınma yolunda önemli bir adım atacağını ön görmektedir.

Türkiye, gelişen koşullara göre NUBK belgesini revize edeceğini öngörmüş ve yerli kaynaklarını ve yeşil iklim fonu da dâhil olacak şekilde, finans, teknik, teknoloji ve kapasite geliştirmeye yönelik uluslararası destekleri kullanacağını bildirmiştir.

Türkiye, NUBK belgesinde, iklim değişikliğini önlemeye yönelik daha önce yayımladığı stratejisini revize etmiş (örneğin daha önceki strateji belgelerinde rüzgâr enerjisi kurulu gücünün 2023 yılına kadar 20 GW'a çıkartılması yer alırken) aşağıdaki hedefleri politika hedefleri olarak beyan etmiştir:

- Güneş enerjisinden elektrik üretiminin 2030 yılına kadar 10 GW kapasiteye ulaşması,
- Rüzgâr enerjisinden elektrik üretiminin 2030 yılına kadar 16 GW kapasiteye ulaşması,
- Mümkün olan tüm hidrolik kapasitenin kullanılması,
- 2030 yılına kadar 1 adet nükleer santralin devreye alınması,
- Elektrik üretiminde ve şebekesindeki kayıp oranının 2030 yılında % 15 seviyesine düşürülmesi,
- Kamu elektrik üretim santrallerinde rehabilitasyon çalışmaları,
- Elektrik üretiminde yerinden üretimin, kojenerasyon ve mikrokojenerasyon sistemlerinin yaygınlaştırılmasının sağlanması..

Ulaştırma, binalar ve kentsel dönüşüm, tarım, atık ve yutak alanlara ilişkin hedefler de koyarak, referans senaryodan % 21 (246 Mt) azaltım ön görülmüştür. Bu hedefe ilişkin grafik aşağıda yer almaktadır.



Şekil 14.7 Türkiye'nin Niyet Edilen Ulusal Olarak Belirlenmiş Katkı Belgesinde Yer Alan Referans ve Azaltım Senaryoları (ÇŞB, 2015)

21. Taraflar Konferansı'nın sonunda devletler düzeyinde çevre sorunlarının küreselleştigiine dair bir farkındalık yaratılmış ve “antropojenik salımlar ve yutak kapasitesi arasında denge kurulması” hedefi ortaya konulmuştur. Katılan tüm tarafları taahhütleri çerçevesinde müzakere sürecine dâhil edecek etkin bir müzakere süreci oluşturularak, 195 ülkenin mutabakata varması ile 2020’de devreye girecek Paris Anlaşması ortaya çıktı. Böylece dünya tarihinde ilk kez tüm ülkeler iklim değişikliği ile mücadele konusunda ortak bir karara varmış oldular.

Anlaşma, sürdürülebilir kalkınma ile yoksulluğun ortadan kaldırılması arasındaki ilişkiyi vurgulayarak, gıda güvenliğini sağlama ve açlığı sona erdirmeye yönelik temel önceliği ve gıda üretimi sistemlerinin iklim değişikliğinin olumsuz etkileri karşısında özel hassasiyetlerini dikkate alarak, iklim değişikliğinin insanlığın ortak bir kaygısı olduğunu kabul etmiştir.

Tarafların, iklim değişikliğine müdahale amaçlı eyleme geçtiklerinde insan hakları, sağlık hakkı, yerli halkların, yerel toplulukların, göçmenlerin, çocukların, engellilerin ve hassas durumdaki kişilerin hakları, kalkınma hakkı ve ayrıca cinsiyetler arası eşitlik, kadınların güçlendirilmesine ve kuşaklar arası adalet konularındaki yükümlülüklerine uygun hareket etmeleri zorunlu kılınmıştır. Anlaşma, belirtilen sera gazı yutak ve rezervuarlarını uygun şekilde korumanın önemini kabul ederek, tüm ekosistemlerin, bu kapsamda okyanusların bütünlüğünün güvenceye alınması, bazı kültürlerin “Toprak Ana” olarak adlandırdığı biyoçeşitliliğin korunmasının önemini ve iklim değişikliğine müdahalede faaliyete geçerken “iklim adaleti” kavramının önemini vurgulamıştır.

Anlaşmada hedef olarak; (a) Sera gazı salımlarının azaltılmasını sürdürülebilir kalkınmanın güçlendirilmesiyle birlikte desteklemek, (b) Taraflarca yetkilendirilen kamu veya özel tüzel kişilerin sera gazı salımlarının azaltılmasına katılmasını teşvik etmek ve kolaylaştırılmak, (c) Başka Tarafların da kendi ulusal katkılarını gerçekleştirmeleri için kullanabilecekleri salım azaltımlarıyla sonuçlanan azaltım faaliyetlerinden faydalanacak ev sahibi Tarafın emisyon düzeylerinin azaltılmasına katkıda bulunmak, (d) Küresel emisyonlarda toplam bir azaltımı sağlamak, belirtilmiştir.

Anlaşmanın ana amacı, küresel iklim değişikliğinin olumsuz etkilerini azaltmak için küresel ısınmanın 2 derecenin altında tutulması ve 1,5 derece seviyesine çekilmesi için tüm ülkelerin kendilerine uzun vadeli ve gerçekleştirilmesi zorunlu hedefler belirlemesini sağlayacak bir çerçeveye çizmektir.

Paris Anlaşması Taraflarının buluşması olarak Taraflar Konferansı, ilk küresel envanterini 2023 yılında düzenleyecek ve Paris Anlaşması Taraflarının buluşması olarak, Taraflar Konferansı tarafından başkaca bir periyod belirlenmiş olmadıkça, müteakip her beş yılda bir envanter düzenleyecektir

COP 21, sivil toplum örgütlerinin ve iş dünyasının yoğun ilgisi ve mutlaka üzerinde mutabakata varılmış bir anlaşmanın ortaya çıkmasına yönelik yoğun baskıları altında gerçekleşmiştir. Konferans sonunda ortaya çıkan ve bir diploması zaferi olarak sunulan Paris Anlaşması'nın içeriğine bakıldığında beş konunun öne çıktığı görülüyor. Bunlar:

- Emisyonların azaltılması: Sera gazı emisyonlarını, yüzyılın sonunda (2100) 2 derecenin altında tutma ve 1,5 dereceyi sağlayabilmek için çabaları sürdürme yönünde oldu. Kyoto Protokolü'nde yer almayan, Paris Anlaşması'nda ise dikkate alınan "Karbon Bütçesi" kavramı, salımlar için zirve yıl belirleme çabalarını güçlendiriyor. Bu hesaplama göre, taahhüt edilen sıcaklık artışında kalabilmek için toplam karbon bütçesinin sadece üçte birinin kullanılması gerekiyor, çünkü üçte ikisi zaten kullanılmış durumda. Bu anlamda toplam küresel karbon bütçesini tüketmemek için ülkelerin salım zirve değerlerine olabildiğince hızlı ulaşıp azalma eğilimine girmeleri bekleniyor. Böylece, 2050'den itibaren insan kaynaklı salımlar ve yutak alanların kapasitesi arasında bir dengenin kurulması amaçlanıyor.
- İklim değişikliği ile mücadelede tüm hesaplama ve raporlamaların şeffaf olması: Paris Anlaşması Kyoto Protokolü'nden farklı olarak bütün ülkelere sorumluluk yüklüyor. Anlaşma, ülkelerin ortak fakat farklılaştırılmış sorumluluklarla kendi kapasitelerine ve belirledikleri planlara göre hareket edebilmesini sağlayacak Niyet Edilen Ulusal Olarak Belirlenmiş Katkı (NUBK) üzerine kurulu.

Mevcut durumda, NUBK'lar yerkürenin sıcaklık artışını ne yazık ki ancak 3 dereceye yakın bir noktada tutabiliyor. Zirvede, tüm tarafların hedeflerinin toplam olarak dikkate alınarak 2023'te değerlendirilmesine ve sonraki her 5 yılda bir yeniden değerlendirme sürecine tabi olmasına karar verildi. Bu değerlendirme sonuçlarının, ülkelere kendi hedeflerini daha iddialı hale getirmeleri için kılavuzluk yapması hedefleniyor.

- Ülkelerin iklim değişikliğine uyum kabiliyetlerinin artırılması: Anlaşma kapsamında, gelişmiş ülkelerin iklim değişikliği ile mücadelede tarihsel sorumlulukları dikkate alınarak sera gazı salımlarının azaltılması çabalarına liderlik etmesi bekleniyor. Gelişmekte olan ülkelerin ise azaltım çabalarını zaman içinde kuvvetlendirmeleri teşvik edilecek.
- Ülkelerin iklim değişikliği nedeniyle uğradıkları zararların giderilmesi: İklim değişikliğinin olumsuz etkilerine karşı en savunmasız ülkelerin zarar ve kayıplarının karşılanması ihtiyacı Paris

Anlaşması kapsamında tanınıyor, ancak bu zararların tazmini doğrultusunda hukuki bir süreç yolu açık değil ve mekanizmanın nasıl işleyeceği henüz net değil.

- Emisyonların düşürüldüğü temiz bir gelecek için ülkelere her türlü desteğin sağlanması Anlaşmayla birlikte, gelişmiş ülkelerin, gelişmekte olan ülkelere, iklim değişikliği ile mücadelede sarf edecekleri çabanın maddi yükleri için finansal kaynak sağlaması bir zorunluluk haline geldi. Diğer ülkeler ise, gönüllülük esasına dayalı olarak dilerlerse finansal yardım sağlayabilecek. İklim değişikliğinden en çok etkilenen ve bununla mücadele edebilme yetenekleri en düşük ülkelerin mücadele kapasitelerini artırmak, uyum tedbirlerini sağlamlaştırmak ve ihtiyaç duyabilecekleri diğer tedbirleri geliştirmek amacı ile tesis edilecek bir iklim finansmanı kaynağı olacak. “Yeşil İklim Fonu” ismiyle tanımlanan bu kaynakta gelişmiş ülkelerin 2020’den itibaren yıllık 100 milyar dolar toplamı öngörülüyor. Bu, taban rakam olacak ve 2025’ten itibaren somut ihtiyaç analizlerine göre güncellenerek devam ettirilecek.

Paris İklim Anlaşması’nı imzalayan ülkeler emisyonlarını azaltmak için gönüllü olmayı kabul ettiler. Ülkeler için tek koşul, ilerlemelerini şeffaf bir şekilde raporlamaları ve her beş yılda yeni planlar sunmalarıdır. Anlaşma, tüketici ve üretici ülkelerin gelecek planlarını etkileyecektir. Paris İklim Anlaşması’nda iyi haber, yenilenebilir enerji sektöründe yer alan şirketler için umutların artacak olmasıdır. Anlaşma fosil yakıt endüstrilerinin uzun vadeli temellerini zayıflatırken, düşük karbonlu yeni nesil enerji sektörleri için güçlü bir sonucu temsil etmektedir.

Bununla birlikte, iklim finansmanı taban rakamı olan yılda 100 milyar dolar, karbon ticaretine açık bırakılan kapı, ülkelerin gelişmekte/gelişmiş gibi ayrımları, ülkelerin ortak hedefe ulaşmak için atmaları gereken adımların hala somutlaştırılmamış olması, Anlaşma’nın sorunlu yönleri olarak sayılabilir.

Küresel ısınmayı 2 dereceye sınırlamak için dünyada bilinen fosil yakıt rezervlerinin en az % 80’inin kullanılmaması, 1,5 derece hedefi için ise kısa süre içinde fosil yakıtlardan neredeyse tümüyle vazgeçilmesi gerekmektedir.

Kaynakça

1. Bavbek, G.; 2015, Turkish Position in the UNFCCC Climate Change Negotiations, EDAM Climate Action Paper Series 2015/5, <http://edam.org.tr/en/File?id=3182> , (Erişim tarihi: 30.12.2015).
2. ÇOB, 2008, İklim Değişikliği ve yapılan çalışmalar, http://www.dsi.gov.tr/docs/iklim-degisikligi/iklim_degisikligi_ve_yap%C4%B1lan_calismalar_ekim_2008.pdf?sfvrsn=2, (Erişim tarihi: 05.01.2016).
3. COP21, <http://www.cop21paris.org/about/cop21> (Erişim tarihi: 05.01.2016).
4. ÇŞB(Çevre ve Şehircilik Bakanlığı), 2011, Türkiye İklim Değişikliği Stratejisi 2010-2023, <https://www.csb.gov.tr/db/iklim/banner/banner592.pdf> , (Erişim tarihi: 30.12.2015).
5. ÇŞB(Çevre ve Şehircilik Bakanlığı), 2012, İklim Değişikliği ve Türkiye, <https://www.csb.gov.tr/db/iklim/banner/banner597.pdf> , (Erişim tarihi: 30.12.2015).
6. ÇŞB (Çevre ve Şehircilik Bakanlığı), 2012, İklim Değişikliği Ulusal Eylem Planı 2011-2023, <https://www.csb.gov.tr/db/iklim/banner/banner591.pdf>, (Erişim tarihi: 30.12.2015).
7. ÇŞB (Çevre ve Şehircilik Bakanlığı), 2013, Türkiye İklim Değişikliği 5. Bildirimi, <http://idub.csb.gov.tr/images/files/Turkiye-Iklim-Degisikligi-5-Bildirimi.pdf> (Erişim tarihi:30.12.2015).
8. ÇŞB (Çevre ve Şehircilik Bakanlığı), 2014, Türkiye'nin 2012 Ulusal Sera Gazı Emisyon Envanteri, <http://www.csb.gov.tr/projeler/iklim/index.php?Sayfa=sayfa&Tur=webmenu&Id=12471> (Erişim tarihi:30.12.2015).
9. IPCC, 2014, Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full.pdf , (Erişim tarihi: 30.12.2015).
10. Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2015, A Plan for Action on Climate Change, <http://web.mit.edu/climateaction/ClimateChangeStatement-2015Oct21.pdf> , (Erişim tarihi: 30.12.2015).
11. Meteoroloji Genel Müdürlüğü, 2015, Yeni Senaryolar ile Türkiye İklim Projeksiyonları ve İklim Değişikliği TR2015-C, <http://www.mgm.gov.tr/FILES/iklim/iklim-degisikligi-projeksiyon2015.pdf>
12. MoEU, 2015, The Republic of Turkey Intended Nationally Determined Contribution, <http://www.csb.gov.tr/db/cygm/edorodosya/INDC.doc> , (Erişim tarihi: 30.12.2015).
13. Radov, D., vd., 2011, Sera Gazı Emisyonlarını Azaltma Potansiyeli: Türkiye'deki Yatırımcılar İçin Marjinal Azaltma Maliyet Eğrisi, Avrupa İmar ve Kalkınma Bankası (EBRD), http://www.ebrd.com/downloads/research/economics/publications/specials/Turkey_MACC_report_TURK.pdf , (Erişim tarihi: 05.01.2016).
14. SKD Türkiye, 2015, 30 Kasım – 12 Aralık 2015 Paris Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi 21. Taraflar Konferansı (COP 21) Raporu, <http://www.skdturkiye.org/cop21raporu.pdf> , (Erişim tarihi: 05.01.2016).
15. TÜİK, 2015, Haber bülteni , <http://www.tuik.gov.tr/PreHaberBultenleri.do?id=18744>
16. UNFCCC, <http://newsroom.unfccc.int/> (Erişim tarihi: 05.01.2016).
17. Yeldan,E., Voyvoda,E., 2015, Türkiye İçin Düşük Karbonlu Kalkınma Yolları ve Öncelikleri, İstanbul Politikalar Merkezi, http://ipc.sabanciuniv.edu/wpcotent/uploads/2015/10/20151007_turkiye_icin_duuk_karbonlu_kalknma_yollar_ve_öncelikleri_rapor1.pdf, (Erişim tarihi: 05.01.2016).

15. ÖNERİLER

15.1 Genel Politikalar

- 1.1 Enerjiden yararlanmak modern çağın gereği ve temel bir insan hakkıdır. Bu nedenle, enerjinin tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve güvenilir bir şekilde sunulması, temel bir enerji politikası olmalıdır.
- 1.2 Elektrik enerjisi; insan yaşamının zorunlu bir ihtiyacı, ortak bir gereksinim olarak toplumsal yapının vazgeçilmez bir ögesidir. Sosyal devlet anlayışında tedarik ve sunumu kamusal bir hizmeti gerekli kılar.
- 1.3 Elektrik enerjisinde üretim, iletim ve dağıtım faaliyetleri arasında organik bir bağ söz konusudur. Bu nedendir ki, bu üç faaliyet alanının eş zamanlı ve merkezî bir planlama anlayışı içinde yürütülmesi zorunludur.
- 1.4 Elektrik enerjisi faaliyetlerinin toplum çıkarını gözeten bir kamu hizmeti olduğu gerçeği kabul edilmeli ve yasalarda yer alacak hususlar buna göre düzenlenmelidir.
- 1.5 Enerjiyle ilgili tüm kurumların çalışmalarında şeffaflaşması, bilgilerin yaygınlaşması, herkesçe erişilebilir ve kullanılabilir olması sağlanmalıdır. Kurumların yaptığı ikili anlaşmaların ticari sır içeren hükümleri belki kamuoyunun yaygın bilgisine sunulmayabilir; ancak kapalı kapılar ardında, gizli görüşmelerle yapılan hiçbir anlaşma, ne gerekçe ile olursa olsun, ülke çıkarlarının üzerinde olamaz, hiçbir bilgi bir ülkenin kurumlarından ve yurttaşlarından saklanamaz. Ülke çıkarlarını koruma görevi, yalnızca gizlenen anlaşmaları imzalayan görevlilerin tekeline olamaz.
- 1.6 Türkiye bugüne kadar enerji ihtiyacını esas olarak yeni enerji arzıyla karşılamaya çalışan bir politika izlemiştir. İletim ve dağıtımdaki kayıplar ve nihai sektörlerde yer yer % 50'nin üzerine çıkabilen enerji tasarrufu imkânları göz ardı edilmiştir. Enerji ihtiyacını karşılamak üzere genelde ithal enerji kaynağı kullanılmış ve ithalata dayalı yüksek maliyetli yatırımlar yapılmış, diğer yandan enerji kayıpları devam ederek, enerjideki dışa bağımlılık Türkiye için ciddi boyutlara ulaşmıştır. Bu nedenle bundan sonra izlenmesi gereken politikanın esası; *“Önce enerji verimliliği için yatırım yapılması, bu yatırımlarla sağlanan tasarruflar yeterli olmaz ise, yeni enerji üretim tesisi yatırımı”* olmalıdır.
- 1.7 Enerji politikaları üretimden tüketime bir bütündür, bu nedenle bütüncül bir kamusal planlama yaklaşımı esas olmalıdır. Bu planlama, birincil enerji kaynağı kullanımında dışa bağımlılığın azaltılması ile sürdürülebilirlik ve arz güvenilirliği unsurlarını içermelidir. Gerek kamu sektörü gerek özel sektör yatırımları için bu planlara uyma zorunluluğu getirilmelidir.

- 1.8 İklim değişikliğinin olumsuz sonuçlarının sınırlanabilmesi için enerji üretiminde öncelik ve ağırlık, fosil yakıtlara değil, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına verilmelidir.
- 1.9 Toplum çıkarını gözeterek demokratik bir enerji planı ve programı için, sektörde bütünleşik kaynak planlaması zorunludur. Bu planlama; enerji üretiminin dayanacağı kaynakların seçimi, yenilenebilir enerji kaynaklarına öncelik ve ağırlık verilmesi, enerji tüketim eğilimlerinin incelenmesi, talep tarafı yönetim uygulamalarının üzerinde yoğunlaşma, enerjinin daha verimli kullanımı, çevreye verilen zararın asgari düzeyde olması, iklim değişikliğine olumsuz etkilerin sınırlanması, yatırımın yapılacağı yerde yaşayan insanların hak ve çıkarlarının korunması vb. ölçütleri gözetilerek; demokratik katılım mekanizmalarıyla yapılmalıdır.

Planlama çalışmalarına; kültür ve tabiat varlıklarını koruyan, çevresel ve sosyal etkileri itibarıyla sorunsuz, bireysel ve toplumsal haklara karşı saygılı, nükleer macera peşinde koşmayan, özelleştirme, taşeronlaştırma ve iş güvencesinden yoksun çalışma koşullarından arınmış, toplumsal yararı ve yeniden etkin kamu varlığını öngören bir anlayış egemen olmalıdır.

- 1.10 Dr. Serdar Şahinkaya'nın ifadesiyle, kamusal planlama, eskimemiş, dişlileri fazla aşınmamış işlevsel bir araç olarak pek çok ulusal ekonomiye hizmet etmiş (ve) onları tarihin bir aşamasında yukarıya çıkarmış bir kaldıraç olarak, hâlâ kendi aklının ve çıkarının ürünü olan politikaları sürdüren ülkelere hizmet etmeyi sürdürmektedir. O halde biz de yapabiliriz! Yeniden deneyebiliriz ve denemeliyiz de!

Toplum çıkarlarını gözeterek demokratik bir anlayış ve içerikle, demokratik bir enerji programı için, kamusal planlama yeniden! Hangi araçlarla? Kaynakların sağlıklı envanterini yaparak, yerli ve esas olarak, yenilenebilir kaynaklara ağırlık vererek, fosil yakıtların payını düşürecek güvenilir girdi çıktı analizleri uygulayarak, yeni bir kurumsallaşma üzerinden, demokratik katılım mekanizmalarıyla, bütünleşik kaynak planlaması anlayışıyla hazırlanacak, toplum ve ülke çıkar ve yararlarını gözeterek strateji belgeleri, beş yıllık planlar, yol haritaları, eylem planları ile.

Planlama çalışmaları demokratik bir anlayışla yürütülmeli, katılımcı ve şeffaf bir şekilde yapılmalı, çalışmalara ilgili kamu kurumlarının ve yerel yönetimlerin yanı sıra; üniversiteler, bilimsel araştırma kurumları, meslek odaları, uzmanlık dernekleri, sendikalar ve tüketici örgütlerinin, etkin ve işlevsel katılım ve katkıları sağlanmalıdır.

- 1.11 Tüm enerji alt sektörleri, petrol, doğal gaz, kömür, hidrolik, jeotermal, rüzgâr, güneş, biyoyakıt vb. için strateji belgeleri hazırlanmalıdır. Daha sonra bütün bu alt sektör strateji belgelerini dikte alan Yenilenebilir Enerji Stratejisi ve Eylem Planı ve Türkiye Genel Enerji Strateji Belgesi ve Eylem Planı oluşturulmalı ve uygulanmalıdır. Ülke ölçeğinin yanı sıra, il ve bölge ölçeğinde de enerji kaynak, üretim, dağıtım planlaması yapılmalıdır.
- 1.12 Strateji belgeleri ve eylem planları tozlu raflarda unutulmak için değil, mutlaka uygulanmak için hazırlanmalı, ilgili tüm kesimler için bağlayıcı ve yol gösterici olmalıdır. Bu amaçla, genel olarak enerji planlaması, özel olarak elektrik enerjisi ve doğal gaz, kömür, petrol, su, rüzgâr,

güneş vb. tüm enerji kaynaklarının üretimi ile tüketim planlamasında; strateji, politika ve önceliklerin tartışılıp, yeniden belirleneceği, toplumun tüm kesimlerinin ve konunun tüm taraflarının görüşlerini demokratik bir şekilde, özgürce ifade edebileceği, geniş katılımlı bir “ULUSAL ENERJİ PLATFORMU” oluşturulmalıdır.

ETKB bünyesinde de, bu platformla eşgüdüm içinde olacak ve birlikte çalışacak “ULUSAL ENERJİ STRATEJİ MERKEZİ” kurulmalıdır. Bu merkezde yenilenebilir enerji kaynaklarına ağırlık ve öncelik vererek, enerji yatırımlarına yön verecek enerji arz talep projeksiyonları; beş ve on yıllık vadelerle, 5, 10, 20, 30, 40 yıllık dönemler için yapılmalıdır.

- 1.13 Enerji politikaları üretimden tüketime bir bütündür, bu nedenle bütüncül bir yaklaşım esas olmalıdır. Enerji sektöründe kamusal planlama, üretim ve denetim zorunludur. Ülkemizde enerji sektöründe 1980’lerden bu yana uygulanan politikalarla toplumsal ihtiyaçlar ve bunların karşılanabilirliği arasındaki açığı her geçen gün daha da artmaktadır. Ülkemiz gerçekleri de göz önüne alınarak, enerji sektörünün gerek stratejik önemi, gerekse kaynakların, kamusal çıkarları gözetilerek, rasyonel kullanımı ve düzenleme, planlama, eşgüdüm ve denetleme faaliyetlerinin koordinasyonu açısından merkezi bir kamusal yapıya ihtiyaç vardır. Bu anlayışla, enerji konusunda ülke ve toplum çıkarları doğrultusunda temel stratejiler, politikalar geliştirmek ve uygulamakla yükümlü olan ETKB güçlendirilmeli, teknik yönden birikimli, deneyimli uzmanlar ve liyakatli kadrolar istihdam etmelidir. Güçlü bir ETKB’nin; ülke çıkarlarına uygun politikalar geliştirmesi ve uygulaması sağlanmalıdır. Yetişmiş ve nitelikli insan gücü, özelleştirme uygulamaları ve politik müdahalelerle tasfiye edilmemelidir. Enerjinin üretimi ve yönetiminde en temel unsur olan insan kaynağının eğitimi, istihdamı, ücreti vb. konular enerji politikalarında özenle dikkate alınmalıdır.
- 1.14 Enerji yatırımlarında toplum yararının olup olmadığını araştırmak üzere, fayda maliyet analizini de içeren ekonomik ve sosyal analizler mutlaka yapılmalı ve aşağıdaki süreçleri kapsamalıdır.
- Üretim/dağıtım lisansı verilirken aynı konuda birden fazla lisans başvurusu arasında seçim yaparken, lisans konusu faaliyetlerin uygulanmasını izlerken/denetlerken;
 - Topluma/kamuya/devlete ait kaynak ve zenginlikler (Hidrolik, kömür, Jeotermal kaynaklar, para, ormanlar, araziler) tahsis edilirken, kullanılırken;
 - Enerji yatırımlarının çevresel etkileri değerlendirilirken;
 - Aynı alanda gerçekleştirilebilecek birden fazla yatırım seçeneği arasında bir tercih yapılırken;
 - Enerji arzı planlanırken ve enerji kaynaklarının kullanımına yönelik tercihler yapılırken;
 - Enerji sektörünün ve enerji ekipmanlarının teşvik sistemlerinde, enerjinin fiyatlandırılmasında, vergilendirilmesinde, enerji sektörü yatırımlarının finansmanında.

Bu bağlamda, toplumsal etki sürecinin, çevresel etki değerlendirme mevzuatı kapsamına alınması; çevresel etki değerlendirmesi ile birlikte, toplumsal etkilerin de değerlendirilebilmesi ve halkın olumlu ya da olumsuz etkilerden haberdar olarak yatırım öncesi sürece ve yatırımın izlenmesi/denetlenmesi çalışmalarına dahil edilmesi gerekmektedir. İlgili yönetmelik, Çevresel

ve Toplumsal Etki Değerlendirme Yönetmeliği olarak değiştirilmeli, içeriği de projelerin toplumsal etkilerini ölçmeye ve değerlendirmeye yarayacak ölçütler ile donatılmalıdır.

- 1.15 Mevcut yapının kurgusu, yeni üretim yatırımlarının serbest piyasa koşullarında ve tümüyle özel sektör şirketleri eliyle yapılması şeklindedir. EPDK tarafından verilen lisans uygulaması süreci değiştirilmeli, enerji yatırımlarında toplum yararının gözetildiği, ekonomik ve sosyal analizler mutlaka yapılmalı; belirlenen plan dahilinde yıllara göre kurulacak yeni üretim kapasitesi için; yapılan fayda maliyet analizi çalışmaları sonucu topluma faydaları maliyetinden fazla olan yatırımlara tesis kurma izni verilmelidir.
- 1.16 Elektrik üretim, iletim, dağıtım faaliyetlerinin kamusal hizmet niteliği göz önüne alınarak:
- Kaynakların ve teknolojilerin incelenmesi ve verimli kullanılması,
 - Uygun teknolojilerin geliştirilmesi veya transfer edilmesi,
 - Elektrik tüketiminin gelişimine göre üretim yatırımlarının yer seçiminde yönlendirme yapılması,
 - Gerektiğinde kısıtlama ve/veya teşvikler uygulanarak yıllık olarak ihtiyaç duyulandan eksik veya aşırı fazla kapasite yatırımlarına önlem alınması,
 - Projelerin çevresel ve toplumsal etkilerinin ayrıntılı olarak incelenmesi,
 - Lisans adı altında verilen yatırım izinlerinin, yukarıda sayılan politikalar çerçevesinde verilmesi ve gerçekleştirmelerinin çok ciddi olarak izlenmesi,
 - Uzun vade için talep gelişimi, kaynak potansiyel değerlendirilmesi, yeni kaynak potansiyel olasılıkları, teknolojik gelişme öngörülerini gibi unsurları baz olarak ele alan kapsamlı planlama çalışmalarının yapılması,
 - Bütün bu faaliyetlerde ETKB'nin , toplum çıkarlarını gözeterek bir anlayışla; yol gösterme, kamusal planlama, takip, denetim vb işlevlerini etkin bir şekilde yerine getirmesi, sağlıklı bir elektrik sisteminin gelişmesi açısından zorunludur.

Bu bağlamda, özet olarak elektrik üretim tesisi yatırımlarının her aşaması kamu tarafından planlanmak, yönetilmek, yönlendirilmek ve denetlenmek kaydıyla, bu yatırımların doğrudan kamu ve özel sektör tarafından gerçekleştirilmesi, bu kapsamda kamunun da, ciddi ölçekte yatırım yapması kabul edilmeli ve yapması sağlanmalıdır. Gerek özel sektör gerek kamu sektörü yatırımları için bu planlamaya uymak zorunluluğu getirilmelidir.

- 1.17 Kamu yararı kavramı, soyut bir kavram olmaktan çıkarılıp; toplumun ve emekçi halkın çıkarlarını gözeterek ölçülebilir değerlerle ifade edilmelidir. Böylece kamulaştırma kararı, mahkeme kararı gibi kamu yararı temalı kararlarda, sermaye veya devletin mi, yoksa gerçekten toplumun çıkarlarını mı koruduğu anlaşılmalıdır.
- 1.18 TEİAŞ tarafından hazırlanan önümüzdeki dönemleri kapsayan ve sürekli güncellenen “Türkiye Elektrik Enerjisi 5-10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyon Çalışmaları”, yenilenebilir enerji kaynaklarının azami olarak değerlendirilmesini hedefleyen bir bakış açısıyla hazırlanmalıdır.

Şebeke bağlantısıyla ilgili mevcut sınırlamalar ve sistem kısıtlarının aşılmasına yönelik çalışmalar, mevcut üretim, iletim ve dağıtım birimlerinde gerekli ölçüm ve izleme programları kullanılarak artırılmalı/kaldırılmalıdır.

Bu çalışmalar sonucunda, şebeke bağlantısı açısından izin verilebilir kapasiteler ve alanlar, ilgili kurumlar tarafından öncelikle belirlenmelidir.

1.19 Plansız, çevre ve toplumla uyumsuz, yatırım yerinde yaşayan halkın istemediği, topluma maliyeti faydasından fazla olan projelerden vazgeçilmelidir. Verimli tarımsal arazilere, ormanlara, meralara, SİT alanlarına, tarihsel ve kültürel varlıkların olduğu yerlere, konut alanlarının çevresine santral kurulmamalıdır. Gerze'de, Terme'de halkın mücadelesiyle termik santral projeleri engellenebilmiştir. Sinop ve Akkuyu'da nükleer santral, Doğu Karadeniz'de, Dersim'de, Ege'de, Akdeniz'de, Türkiye'nin dört bir yanındaki HES'ler gibi; Zonguldak'ta, Çanakkale-Biga bölgesinde, Aliğa'da, İskenderun Körfezi'ndeki çok sayıda ithal kömür santrali vb., ilgili bölgelerde yaşayan halkın istemediği tüm projeler iptal edilmelidir.

1.20 Enerji sektöründe süregelen ve sorunlara çözüm getirmediği ortaya çıkan kamu kurumlarını küçültme, işlevsizleştirme, özelleştirme amaçlı politika ve uygulamalar son bulmalı; mevcut kamu kuruluşları etkinleştirilmeli ve güçlendirilmelidir. Özelleştirmeler derhal durdurulmalıdır. Enerji üretim, iletim ve dağıtımında kamu kuruluşlarının, çalışanların yönetim ve denetimde söz ve karar sahibi olacağı, özerk bir statüde, etkin ve verimli çalışmalar yapması sağlanmalıdır.

Bu kapsamda; doğal gaz ve petrol arama, üretim, iletim, rafinaj, dağıtım ve satış faaliyetlerinin entegre bir yapı içinde sürdürülmesi için BOTAŞ ve TPAO, Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu bünyesinde birleştirilmelidir.

Elektrik üretim, iletim, dağıtım faaliyetlerinin bütünlük içinde olması için de, EÜAŞ, TEİAŞ, TEDAŞ, TETAŞ, yeni bir kamu organizasyonu içinde yapılandırılmalıdır.

1.21 Lisanslı enerji üretimi için şirket olma şartı kaldırılmalı ve mevzuat, esas amacı üyelerinin elektrik ihtiyaçlarını karşılamak ve ancak üretim fazlasını satmak olacak şekilde, enerji üretim kooperatiflerinin kurulmasına ve faaliyet göstermesine imkan verecek şekilde düzenlenmelidir.

1.22 Sulama kooperatifleri ve birlikleri suyu daha verimli kullanma yönünde eğitilmelerinin yanı sıra, kendi ihtiyaçları olan elektriği güneşe dayalı uygulamalara karşılayabilmeleri için yönlendirilmeli; bu kuruluşların güneş elektriği yatırımları, kalkınma ajansları, yerel yönetimler ve merkezi idare tarafından desteklenmelidir.

1.23 Enerji girdileri ve ürünlerindeki yüksek vergiler düşürülmelidir. Elektrik enerjisi fiyatı içindeki faaliyet dışı unsur olan TRT payı kaldırılmalıdır.

- 1.24 Hızla yükselen enerji fiyatları nedeniyle, düşük gelirli grupların çağdaş bir insan hakkı olan enerjiden yararlanma imkânlarının yok olduğu göz önüne alınarak, enerji yoksullarına ve yoksullarına kamusal destek sağlanmalıdır.

15.2 Doğal Gaz

- 2.1 Doğal gazın konutlarda ve sanayide kullanımı yaygınlaşmakla birlikte, doğal gaz tüketim artışı-ndaki en büyük etken, elektrik enerjisi üretiminin yaygın bir biçimde doğal gaza dayandırılması olmuştur. Oysa dışa bağımlı yakıt miktarı ve enerji arz güvenliği riski düşürülmeli, doğal gaz ve ithal kömür dış alımı azaltılmalıdır. Elektrik üretimi içinde doğal gazın payı 2014'te % 48, 2015'te % 37,9'a gerilemiştir. Bu eğilimin sürmesi sağlanarak, önümüzdeki yıllarda pay önce % 35'in altına, daha sonra % 30'lara ve nihai olarak % 25'ler düzeyine mutlaka düşürülmelidir. Orta vadede, elektrik üretiminde yerli kömür ve hidroliğin paylarının % 25'er, doğal gazın payının % 25, ithal kömürün payının en çok % 5, rüzgâr-jeotermal-güneş-biyoyakıt-vb. yenilenebilir enerji kaynaklar payının en az % 20 olmasını; süreçte ise yenilenebilir kaynaklar payının daha da artmasını, fosil yakıtlar payının ise daha da azalmasını hedefleyen politikalar uygulanmalıdır.

- 2.2 Temmuz 2015 itibarıyla, doğal gazda lisans alan santrallerin kurulu gücü 16.283,83 MW'tır. Lisans sürecindeki projelerin de kurulu güçleri 3.466 MW'tır.

Lisans alan projelerin % 76'sının yatırım gerçekleşme oranı % 35'in altındadır. Gerek başvuru aşamasında olan yeni doğal gaz yakıtlı santral projelerinin, gerekse lisans almış olmalarına karşın daha çivi bile çakılmamış ve yatırıma ciddi olarak başlamamış projelerin yapılabilirliği, doğal gaz santrallerine tanınan teşviklerin sona erdiği, yeni doğal gaz temin anlaşmalarının yapılmadığı dikkate alındığında, sorunludur.

Enerjide dışa bağımlılığı daha da artıracak olan yeni doğal gaz santral projelerine lisans verilmemelidir. Lisans alan projelerden yükümlülüklerini yerine getirmeyenlerin lisansları ise iptal edilmelidir.

- 2.3 Yurt içi doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerinin yoğunlaşmasının gereği açıktır. Yerli doğal gaz üretiminin de mutlaka artırılması gerekmektedir. Bu noktada, karasal alanların yanı sıra, denizlerdeki aramalara mutlaka hız verilmelidir. Bir "master plan" dahilinde, ülke karasında ve denizlerinde arama seferberliğine girilmelidir.

- 2.4 Öte yanda, Avrupa ve diğer tüketim noktaları için arz güzergahı olan ülkemizin, gerek kendi ihtiyaçları, gerekse diğer ülkelerin ihtiyaçlarının karşılanması yönünden bir doğal gaz ticaret merkezi olma potansiyeli de bulunmaktadır. Bu doğrultuda, Türkiye'nin kuzey, doğu ve güneyindeki yakın/uzak komşularında bulunan doğal gaz kaynaklarının; Türkiye ve Avrupa pazarına ulaşabilmesi için koridor değil, bir merkez olması hedeflenmeli, bu amaca yönelik olarak arz

güvenliğini, fiyat istikrarını ve arz kaynaklarının rekabetini gerçekleştirmeye yönelik adımlar atılmalıdır.

- 2.5 Ulusötesi şirketlere verilecek boru hattı tesis ve işletme hakları, ileride ülkenin egemenliğine müdahale nedenlerini de doğurabilir. Bu nedenle, ülkemizin egemenlik haklarını ve iletimdeki BOTAS tekeline zaafa uğratacak olan hiçbir uluslararası projeye izin verilmemeli, TANAP, TURANG vb. projeler yeniden ele alınmalıdır. BOTAS ortak da olsa, başka bir devlete, o devletin ulusal ve çokuluslu kurumlarına ve ulus ötesi şirketlere, ülke toprakları üzerinde boru hattı tesis ve işletme hakkı verilmemelidir. Başka ülkelerdeki üreticilerin gaz ve petrolü, ülke çıkarlarına uygun olması ve ETKB ve BOTAS'ın uygun görmesi halinde, BOTAS'la yapılacak bir işbirliği kapsamında, mevcut ulusal gaz ve boru şebekesi üzerinden taşınabilir. Ancak Türkiye, taşınacak gaz ve petrolün tamamını veya kayda değer bir bölümünü de tercihli ticari şartlarda satın alma ve ulusal ihtiyaçların karşılanmasında kullanmanın yanı sıra ihraç etme imkânına da sahip olmalıdır.

Son yaşanan gerginliklerden ötürü şimdilik askıya alınmış olan, Rusya'nın deniz dibinde daha uzun metrajda boru döşemesini öngören, yüksek maliyetli Güney Akım Hattı ve onun yerine önerilen sözde "Türk Akımı" vb. projeler yerine; Mavi Akım Boru Hattı'na yeni kapasiteler eklemesi ve fazla gaz arzını BOTAS'ın ulusal iletim şebekesi üzerinden ihraç pazarlarına iletmek alternatifi üzerinde durulmalıdır.

- 2.6 Doğal gazla ilgili kurumlar çalışmalarında şeffaflaşmalı, bilgilerin yaygınlaşması, herkesçe erişilebilir ve kullanılabilir olması sağlanmalıdır. Doğal gaz temin politikalarının belirlenmesinde kapalı kapılar ardındaki gizli diplomasi yerine, ilgili tüm kesimlerin katılacağı ulusal strateji belirlenmesi çabalarına ağırlık verilmelidir. İthal edilen ve dışa bağımlı bir enerji kaynağı olan doğal gazın sektörel kullanım öncelikleri tartışmaya açılmalıdır.
- 2.7 ETKB ve Enerji Piyasası Kurumunun, doğal gazla ilgili uygulama esaslarının belirlenmesi, geliştirilmesi ve değiştirilmesine yönelik çalışmalarına meslek odalarının düzenli katkısı sağlanmalıdır.
- 2.8 Çağdaş bir enerji kaynağı olarak doğal gazı kullanmak da kamusal bir haktır ve kentsel dağıtım hizmetleri özel şirketler eliyle verilse de, kamusal bir hizmettir. Doğal gaz sistemi de, ülke girişlerindeki ölçüm istasyonları, iletim ve dağıtım şebekeleri, bu şebekelerdeki kompresör istasyonları, basınç düşürme ve ölçüm istasyonları, pig istasyonları, vana grupları vb. birçok bileşenden oluşur. Bu faaliyetlerde kamusal nitelikli planlama, eşgüdüm ve denetim zorunludur. Sistemin parçalar haline bölünmesi, her bir parçanın, ithalat, iletim, toptan satış, dağıtım, depolama vb. faaliyetler üzerinden özelleştirilmesi ve çok sayıda özel şirket eliyle gerçekleştirilmesi, eşgüdümü zorlaştıracak, planlamayı güçleştirecektir.
- 2.9 Ülkemizde hidrokarbon esaslı enerji kaynaklarında arz güvenliğini sağlamak ve sahip olduğu jeopolitik üstünlükleri, ülke ve toplum çıkarları doğrultusunda kullanabilecek güçlü bir kamu enerji şirketine/kurumuna ihtiyaç bulunmaktadır. Enerji oyununda seyirci değil oyuncu olabil-

mek için; kısa, orta ve uzun vadeli stratejik karar ve uygulamalara ve bu uygulamaların dayan-
dırıldığı uzun vadeli bir enerji politikasına ihtiyaç vardır.

- 2.10 Tüm dünyada petrol ve doğal gazın yapısı gereği birbirleriyle ayrılmaz bütünlüğü; arama ve üretimden, iletim ve tüketiciye ulaşımında petrol ve doğal gazın değer zincirindeki halkalarının ayrılmaz olduğu göz önüne alınmalı ve dünyanın birçok ülkesinde olduğu gibi ülkemizde de, petrol ve doğal gaz arama, üretim, rafinaj, iletim, dağıtım ve satış faaliyetleri dikey bütünleşmiş bir yapıda sürdürülmelidir. Bu amaçla, TPAO ve BOTAS'ı da bünyesine alacak, Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu (TPDK) 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 BOTAS esaslı kamu şirketleri, kurulması önerilen Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu bünyesinde faaliyet göstermelidir.

- 2.11 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 ve şeffaf bir şirket olmalı ve gündelik siyasi çekişmelerden etkilenmeyecek, liyakat sahibi kamu yöneticileri tarafından yönetilmelidir.
- 2.12 Doğal gaz ithalat kısıtlamaları kaldırılmalı ve BOTAS'ın mevcut doğal gaz sözleşmelerinin özel kuruluşlara devri yönündeki ısrarlı dayatmalara son verilmelidir. BOTAS'ın yeni anlaşma yapmasının yasaklanmasına karşın doğal gaz alım sözleşmelerinin hazırlık süreçlerinin zaman aldığı ve sona erecek sözleşmeler nedeniyle, önümüzdeki yıllarda arz açığı oluşması ihtimali göze alınarak, uygulanan doğal gaz ithalat yasağı son bulmalı, BOTAS'a ve talepte bulunan diğer kuruluşlara yeni doğal gaz alım sözleşmesi yapma ve ithalat hakkı verilmelidir.
- 2.13 Mevcut doğal gaz alım sözleşmeleri yeniden görüşülmeli, anlaşmalarda fiyat iyileştirmeleri hedeflenmeli, alınmayan gazın bedelinin ödenmesine cevaz veren, gazın üçüncü ülkelere satılmasını önleyen hükümler iptal edilmelidir.
- 2.14 Gaz ihracatçısı kuruluşlarla yapılacak ayrı ticari anlaşmalarla satın alınan gaz bedellerinin mal ve hizmet ihracıyla da ödenmesi sağlanmalıdır.

- 2.15 Gaz teslimatlarında ihracatçı ülkelerden kaynaklanan eksiklikler ve aksamalar tazminat konusu olmalıdır.
- 2.16 Türkiye 2015 yılında 48,1 milyar metreküp gaz ithal etmiştir. Az sayıda ülkeye aşırı bağımlılık, ekonomik açıdan olduğu kadar, ulusal güvenlik açısından da sağlıklı bir durum değildir. Doğal gazda Rusya'ya ve İran'a bağımlılığın azaltılmasına yönelik çalışmalar yürütülmelidir. Türkiye, mutlaka çeşitli kaynak ülkeler arasında daha dengeli ithalat oranları sağlamak durumundadır. Güvenilir yeni kaynaklardan arz çeşitlendirilmesi sağlanmalıdır. Doğal gaz ithal edilecek ülkelere, egemenlik haklarını ihlal etmemek kaydıyla, Irak'ın eklenmesine çalışılmalıdır. TPAO eliyle Türkmenistan, Kazakistan, Özbekistan, İran, Irak, Katar vb. gibi gaz kaynağına sahip ülkelerle ortak arama ve üretim anlaşmaları yapılmalıdır. Bu amaçla TPAO'ya gerekli siyasi, ekonomik destek verilmelidir.
- 2.17 ETKB tarafından arz güvenliği için gerekli önlemler alınmalı ve kriz durumları için uygulanabilir acil eylem planları hazırlanmalıdır.
- 2.18 Arz güvenliği ve fiyat istikrarı açısından artan doğal gaz tüketimine paralel olarak depolama kapasitesinin artırılması zorunludur. Bu projelerin fizibilite çalışmaları ve yatırım finansmanını bulmak uzun zaman aldığından, acilen yeni yer altı depolama proje çalışmalarına başlanması gerekmektedir. BOTAŞ'ın, Tuz Gölü Depolama Tesislerinin Projesi'nde yapım çalışmaları, TPAO'nun Silivri Depolama Tesisi'nin kapasite artırım imkânlarının araştırılmasını öngören çalışmaları hızlandırılmalıdır.
- Ülkemizde çeşitli derinliklerde tuz yatakları mevcuttur. Bu yatakların, bir yandan tuz ve diğer sanayi mamulleri üretme amaçlı entegre projeler için değerlendirilmesi, ardından da (düşük basınçlı) gaz ve/veya sıvı yakıt deposu olarak kullanılmaları mümkündür. Bu konunun uzman kadrolar tarafından ele alınması ve tüm ülke ölçeğinde projelendirilerek, bir plan dahilinde TPAO tarafından devreye alınması yararlı görülmektedir.
- 2.19 Temel bir ihtiyaç olan doğal gaz fiyatları üzerindeki % 18, KDV % 1'e düşürülmeli, ÖTV kaldırılmalı ve ÖTV'den de KDV alınması uygulaması son bulmalıdır.
- 2.20 Doğal gaz brülörlerinin, kontrol ekipmanlarının, basınç düşürme istasyonları, filtre, ısıtıcı vb. ekipmanları ile kompresör istasyonlarının yerli imalatı teşvik edilmeli, geliştirilmeli ve standartlaşma sağlanmalıdır.
- 2.21 Doğal gaz yakıtlı enerji santrallerinin tasarımı, yurt içinde yerli mühendislik kuruluşları eliyle yapılmalıdır. Bu santrallerin makine ve ekipmanlarının yurt içinde üretimine yönelik olarak araştırma kurumları, üniversiteler ve sanayi kesiminin katılımıyla gerekli AR-GE çalışmaları yapılmalıdır.
- 2.22 Doğal gaza ilişkin "Acil Durum Planı" hazırlanışı ve uygulanmasına dair hükümler yasal düzenlemelerde yer almalı, buna dair Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı koordinasyonunda bir yapılanma tanımlanmalıdır.
- 2.23 Doğal gaz iletim şebekesinde gerek ülke gaz ihtiyacının karşılanmasında arz güvenliğini sağlamak için, gerekse üçüncü ülkelerden temin edilecek gazı Avrupa ve diğer ihrac pazarlarına ta-

şımak ve ihraç edebilmek için, BOTAS eliyle, mülkiyeti ve işletilmesi BOTAS'ta olacak şekilde, yeni boru hatları, yeni loop hatları, kompresör istasyonları inşa edilerek, iletim şebekesinin kapasitesi artırılmalıdır.

15.3 Kömür ve Kömür Yakıtlı Santraller

- 3.1 “Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Stratejisi Belgesi”nde yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesiyle ilgili olarak tüm yerli linyit ve taşkömürü kaynaklarının 2023 yılına kadar elektrik enerjisi üretimi amacıyla değerlendirilmesi hedefi belirlenmiştir. Yerli kömür potansiyelinin daha fazla gecikmeden harekete geçirilebilmesi için şu hususlar dikkate alınmalıdır:

Varlığı bilinen linyit kaynağının önemli bir kısmı TKİ ve EÜAŞ'ın; taşkömürü kaynaklarının tamamı ise TTK'nın ruhsatındadır. Geçmişte yaşanan sorunların tekrarlanmaması için bu kuruluşlar kamusal kimlikleri ve işlevleri korunarak özerkleştirilmeli, nitelikli kadrolarla takviye edilmeli, bu kuruluşlarda yandaş kayırmacılığına son verilmeli, personel alımında ve atamalarda liyakat ve kariyer gözetilmeli, çalışanlar yönetim ve denetim süreçlerinde söz ve karar sahibi olabilmelidir.

Yeni kömür kaynaklarının aranabilmesi için, hem MTA'nın aramalara etkin biçimde katılması sağlanmalı hem de arama faaliyetinde bulunması için özel sektör teşvik edilmelidir.

- 3.2 Afşin-Elbistan havzası, ölçeği itibarıyla diğer kömür sahalarından ayrılmaktadır. A ve B santralleri tam kapasitede çalıştığında yılda yaklaşık 35 milyon ton olarak gerçekleşebilecek kömür üretimi, kaynakların tamamının değerlendirilmesini öngören yeni santral projeleri gerçekleştirmede ve bu santrallerde tam kapasitede üretim yapıldığında, yılda 100 milyon ton dolayına çıkabilecektir. Kömür üretiminin bu düzeye çıkmasıyla havza, sanayi, ticaret ve turizm açısından hayli gelişecek ve yeni bir cazibe merkezine dönüşebilecektir. Bu durum, madencilik, su yönetimi, kentleşme, ulaşım, sağlık, eğitim gibi pek çok alanı doğrudan ilgilendirmektedir. Havza linyitlerinin sorunsuz olarak işletilebilmesi için çalışmaların baştan havza bazında planlanması, koordineli biçimde yürütülmesi ve örgütlenmenin ihtiyaçlara cevap verecek bir toplumsal kalkınma projesi biçiminde olması gerekmektedir. Afşin-Elbistan sahasının, değerlendirilmek üzere yabancı ülke ve şirketlere devrini öngören niyet, plan ve uygulamalardan vazgeçilmelidir.
- 3.3 Siyasi iktidar, kömür yakan santralleri özelleştirmektedir. Öte yanda, TKİ'nin bazı sahaları da santral kurmak üzere bir tür redövans uygulamasıyla özel şirketlere devredilmektedir. Özelleşen linyit yakıtlı santraller ve onlara kömür temin eden sahaları devralan bir çok özel sektör şirketinin kömür madenciliği ve santral işletmeciliği alanlarındaki deneyimsizliği, sorunlara yol açabilecektir. TKİ sahalarında santral kurma projelerinin de biri hariç sonuçlanmamış olması, bu alanda kamu yatırımı ihtiyacına bir kez daha işaret etmektedir.

- 3.4 2015'te yerli kömür kaynaklarına (linyit, taş kömürü, asfaltit) dayalı santraller, toplam 9.428 MW güç ile, kurulu güç içinde % 12,9'luk paya, 34,3 TWh üretim ile de, üretim içinde % 13,2 paya sahip olmuştur.

İthal kömür yakan santraller ise toplam 6.064 MW güç ile, kurulu güç içinde % 8,3'lük paya sahipken, 39,3 TWh üretim ve toplam üretim içinde % 13,2 paya sahip olmuştur. Buna göre ithal kömür yakan santrallerde üretilen elektrik, yerli kömür yakan santrallerde üretilenin önüne geçmiştir.

Mevcut ve inşa halindeki toplam kapasiteleri 12.000 MW'yi geçen ithal kömür yakan santral projelerine ek olarak, Kasım 2015 EPDK verilerine göre, toplam 4.270 MW kapasitedeki beş santral projesi başvuru aşamasında, 9.898 MW kapasitedeki on santral projesi de, inceleme ve değerlendirme aşamasındadır.

Bu denli yüksek kapasitede ithal kömür santrali yapmak rasyonel değildir. Bir çok projenin aynı dar sahil şeritlerinde (Zonguldak, Çanakkale, İskenderun Körfezi) kurulmak istenmesi ciddi sorunlar yaratacaktır. Bölge halkı ve kuruluşlarının tepkileri ve projeler aleyhine açtıkları davalar da, idari yargının tekil çevresel etki değerlendirme çalışmalarını yeterli görmeyip, yakın bölgede kurulmak istenen tüm santrallerin kümülatif çevresel etki çalışmalarını talep etmesi olumludur. Bu ölçüt, projelerin değerlendirilmesinde, en baştan itibaren gözetilmeli ve dışa bağımlılığı yanı sıra, fosil yakıt kullanım ağırlığını daha da artıracak yeni ithal kömür santral projelerine lisans verilmemelidir. Lisans alan projelerden yükümlülüklerini yerine getirmeyenlerin lisansları iptal edilmelidir.

- 3.5 Öncelikle, yerli linyit kaynakları değerlendirilmelidir. Yerli linyiti yakabilecek, yerli mühendislik kapasitesiyle tasarımı yapılmış, yerli imkânlarla imal edilmiş, yerli personelle montajı yapılmış, yerli personelle işletilen termik santrallerin sayısı hızla artırılmalıdır. Bu doğrultuda ülkemiz, kendi enerji sektörüne, kendi yatırımcısı, imalatçısı, akademisyeni, mühendislik ve müteahhitlik hizmetleriyle sahip çıkmalıdır. Daha çok yerli linyit/kömür hatta biyokütle yakan, temiz ve verimli teknoloji kullanan termik santraller inşa edilmeli, yeni yazılım ve donanımlar kullanılarak yerli tasarımlar yapılmalı, yurt içinde imal edilmeli, yerli müteahhitlik ve mühendislikle monte edilmeli, çalıştırılmalı ve işletilmelidir. Daha çok yerli imkân, yerli mühendislik, yerli tasarım, yerli müteahhitlik hizmeti ve yerli emek kullanılmalıdır.
- 3.6 Yerli firmalara sağlam/nitelikli yerel/yerli mühendislik kadroları gerekir. Salt yabancı mühendislikle bir yere varılamaz. Kendi mühendislik kadroları olmayan yerli firmaların, ne kadar büyük olurlarsa olsunlar, uzun dönemde başarılı olmaları mümkün değildir. Enerji piyasasında yatırımcı veya müteahhit olarak çalışacak firmaların, yatırım projelerinin temel mühendisliğini yapabilecek genç, bilgili ve donanımlı mühendis ihtiyaçlarını karşılamaya yönelik olarak, eğitim programlarında gerekli düzenlemeler yapılmalıdır.
- 3.7 Kömür yakıtlı santrallerde akışkan yataklı teknolojiler kullanılmalı, yeni kurulacak santrallerde, AB standartlarında baca gazı arıtma tesislerinin ve yüksek verimli elektro filtrelerin bulunması şart olmalıdır. Mevcut santrallerde de, baca gazı arıtma tesisleri ve elektrofiltreler ivedilikle kurulmalı, bu tesislere sahip olmayan tesisler çalıştırılmamalıdır. Termik santrallerimizde gerekli

revizyon, bakım, onarım, iyileştirme, kapasite artırımı çalışmaları hızla sonuçlandırılmalı, atıl durumdaki kapasiteler devreye alınmalı, kömüre dayalı termik santrallerin teknik verimleri ve emre amadelik oranları yükseltilmeli, bu santraller tam kapasitede çalıştırılmalıdır. Santrallerde çevre kirliliğini azaltacak önlemler alınmalıdır.

- 3.8 Termik santrallerin atık ısısının bölgesel ısıtma amacıyla kullanım imkânları araştırılmalı, teknik ve ekonomik olarak mümkün olduğu yerlerde uygulamaya geçilmelidir.
- 3.9 Kamu santrallerinin özelleştirilmesi uygulamasına son verilmeli, kamu öncülüğünde ve eliyle, yeni santraller kurulmalıdır.

15.4 Hidroelektrik

Odamız, ülkemizdeki hidroelektrik enerji potansiyelinin öncelikli olarak değerlendirilmesi gerektiğini yıllardır savunan bir meslek örgütüdür. Hidroelektrik enerjinin sürekliliğinin sağlanması, hidroelektrik potansiyelinin gerçekçi olarak belirlenmesi ve ekosisteme saygılı olarak değerlendirilmesi için, teknik kriterler, bilimsel ve hukuki gereklilikler temelinde toplumsal yararın dikkate alınması gereklidir.

Bu anlayışla, önerilerimiz aşağıda sıralanmıştır.

- 4.1 Su hayattır:
 - Hayatın vazgeçilmez unsuru olan suyla ilgili tüm faaliyetler kamusal hizmet olarak tanımlanarak toplumsal bir değer olarak kabul edilmeli ve su metalaştırılmamalıdır
 - Sağlıklı bir yaşam sürdürebilmek için herkesin sağlıklı ve güvenli suya ulaşabilmesi sağlanmalıdır.
 - Su hizmetlerinde ve yönetiminde, hizmetin kamusal özü korunarak toplumsal katılım sağlanmalıdır.
 - Su, hiçbir şekilde şirketlerin insafına ve denetimine bırakılmamalıdır.
 - Su kaynaklarının kullanımında ve paylaşımında öncelik ekosistemin, doğal çevrenin ve halkın çıkarlarının korunmasına verilmelidir.
 - Hidrolik santrallerden elektrik enerjisi üretiminin planlanması, sadece düşü ve mevcut su potansiyeli üzerinden yapılmamalıdır. Hidroelektrik santrallerle ilgili planlama sürecinde, havza bütününde havzanın doğal, kültürel, sosyolojik ve ekonomik değerlerinin birlikte değerlendirilmesi zorunluluğu dikkate alınmalıdır.
 - HES projeleri planlanırken, öncelikle yaşamlarını sürdürmek, hayvanlarını, tarlasını, bahçesini sulamak için yararlanan insanların çıkarları ve yararları gözetilmelidir. Su yatağındaki canlıların yaşamlarının bozulmadan devamı için gerekli olan suyun sağlanmasına da, önem ve öncelik tanınmalıdır. Her düşü ve su olan yere HES yapılması akılcı ve gerçekçi değildir.
 - HES'ler, havza özelinde, doğal, kültürel, sosyal, ekonomik etkenler de dikkate alınarak, su potansiyelinin öncelikli kullanımları belirlenerek planlanmalıdır.
 - DSİ Genel Müdürlüğü'nce fizibilitelerin incelenmesi aşamasında, proje bazında değil, bütüncül havza planlaması temelinde karar alınması sağlanmalıdır.

- Mikro HES'lerin günümüz itibarıyla gerek çevresel gerekse diğer koşullar göz önüne alınarak diğer projelere etkileri değerlendirilmelidir.
 - Bütüncül havza planlaması yapılabilmesi için DSİ Genel Müdürlüğü üzerindeki siyasi baskı kaldırılmalıdır.
 - Su kaynakları projeleri planlanırken, bilimsel ölçütlere uygun su ölçümlerine dayalı olarak, havzadaki mevcut ve gelecekte olabilecek tüm su gereksinimleri bir bütün olarak değerlendirilmek suretiyle bütüncül havza planlaması yapılmalıdır.
 - İşletme aşamasında ise havza optimizasyonu yapılarak kaynakların en verimli şekilde kullanımı sağlanmalıdır.
- 4.2 HES'ler, sosyolojik, ekolojik ve kültürel yapılar üzerinde doğrudan etkili olduğundan, tasarım, proje ve uygulama aşamalarında dikkate alınacak ölçüt ve esaslar; dünyadaki bilimsel ve teknik gelişmeler gözetilerek ve ilgili mimar mühendis odalarının da görüşü alınarak güncellenmeli ve mutlaka uygulanmalıdır. HES projelerinin bütün aşamaları için kamusal bir denetim sağlanmalıdır.
- 4.3 Bütün sektörlerde olduğu gibi HES'ler için hazırlanan ÇED'ler de sorundur. Adeta sıradan bir idari bir işleme dönüştürülen ÇED raporlarının gerçekten "çevresel etkinin değerlendirildiği" raporlar olduğunu söyleyebilmek mümkün değildir. ÇED raporları işin özünden uzak sadece formaliteyi tamamlamaya, toplumsal baskılamayı ertelemeye ya da susturmaya yarayan süreçler olarak işlemektedir. Hukukun da zorlandığı bu uygulamaya son verilmeli; ÇED raporu işlemi herhangi bir yatırımda, planlama aşamasından sonra başlatılmalı, bilimsel, teknik ve hukuki gerçeklere dayalı, toplum yararını esas alan ve katılımcı bir süreç olmalıdır.
- 4.4 Hidroelektrik enerjinin ileri yıllardaki nüfus artışına bağlı olarak uzun erimli planlanması da önem taşıyan başka bir husustur. Bir HES projesinin gündeme geldiği bölgedeki su potansiyeli değerlendirilirken, gelecekteki nüfus artışı/projeksiyonları da göz önüne alınarak, su potansiyeli, suyun değişik ihtiyaçlar için kullanım miktarları (içme, kullanım, tarım, sanayi, enerji vb.) ve buradan hareketle HES için gerekli olan su miktarı yerel ve bölgesel anlamda göz önüne alınmak durumundadır. İçme suyu gibi toplumsal ihtiyaçlar ve doğal yaşama engel olmayacak su paylaşımı sağlandıktan sonra arta kalan su ile HES projeleri geliştirilmelidir. Bu bağlamda; tesislerle ilgili ruhsat ve izinlerin alınması, projelerin incelenmesi, kabulü, izlenmesi ve değerlendirilmesine ilişkin usul ve esaslar bir bütün olarak düzenlenmelidir.
- 4.5 Hidroelektrik potansiyel olarak ifade edilen rakamların genel yaklaşım olarak ortaya konduğu ve çoğu kez abartılı olduğu açıktır. Bu potansiyel, çevresel, ekolojik ve su kullanım öncelikleri ile toplum yararı gözetilerek, yeniden incelenmeli ve gerçek hidroelektrik potansiyel değerleri hesaplanmalıdır.
- 4.6 HES'lerin oluşturduğu kural tanımazlıklar sonucu halk toplumsal direniş göstermekte ve mahkemelere gitmek zorunda kalmaktadır. Mahkeme süreçleri inşaat süresini aşan zamana yayılabilmektedir. Bu bağlamda;
- Mahkeme süreci uzun sürdüğünden, mahkemelerin iptal kararı vermesi durumunda bile, inşaatların büyük kısmı tamamlanmış olduğundan, mahkeme kararının uygulanması soru-

nu çözecek nitelikte olamamaktadır. Bu nedenle mahkeme sürecinde tüm iş ve işlemler durdurulmalıdır.

- Mahkemenin işlemi durdurmasında bile yeni düzenlemelerle (hileli işlemler) inşaatı devam etmenin yolları aranmaktadır. Hileli işlemler engellenmelidir.
- Dava açma, avukatlık, bilirkişilik ve dava ücretleri mağdur olan vatandaşın karşılayamayacağı değerlere ulaştığından vatandaş açısından mahkeme süreçleri çoğunlukla istendiği gibi sürdürülememektedir. Bu konuda vatandaşa yardımcı olacak mekanizmalar oluşturulmalıdır.
- Birbirinden çok farklı bilirkişi raporları ise sorunun bir başka boyutudur. Bilirkişilik konusunda TMMOB'nin belirlediği ilkeler doğrultusunda önlemler geliştirilmelidir.

4.7 Anayasa'nın 17/1. maddesine göre; herkes yaşama, maddi ve manevi varlığını koruma ve geliştirme hakkına sahiptir. Anayasa'nın 56/2. maddesi de “Çevreyi geliştirmek, çevre sağlığını korumak ve çevre kirlenmesini önlemek Devletin ve vatandaşların ödevidir” kuralını koymuştur. Bu anlamda; çevre hakkı söz konusu olduğunda, Anayasa'da hak ve ödev ikiliği örtüştüğünden, çevreyi korumak için dava açmanın, sadece bir hak değil aynı zamanda Anayasal bir görevin yerine getirilmesi olduğu bilinmelidir.

4.8 Doğal varlıklar üzerindeki etkinin değerlendirilebilmesi için su havzaları, doğal varlık olarak ekosistemin birer parçası olduğu gerçeği göz ardı edilmeden, bir bütün olarak ele alınmalıdır.

- Mühendislik kriterlerinden uzak ve hatalı projelerin inşa edilmesi sonrasında telafisi mümkün olmayan ekolojik, kültürel, toplumsal ve benzeri sorunların yaşanması kaçınılmaz olacağı için, yanlış HES projeleri durdurulmalı, havza bütününde ekolojik gereksinimler ve toplumsal fayda gözetilerek yeniden değerlendirilmelidir.
- HES'ler konusunda yapılan tartışmalar, işin özünden uzaklaştırılarak taraf ya da karşıtlık noktasına getirilmemelidir.
- Hidrolik enerji potansiyeli ekolojik, sosyolojik, kültürel ve doğal yaşam dikkate alınarak sanal olmayan gerçekçi ölçümlere göre yeniden belirlenmelidir.
- Özellikle biriktirme hazneli su yapılarında yaşanacak kazalar çok büyük can ve mal kayıplarına neden olacağından, bu risklere yönelik önlemler geliştirilmelidir.
- ÇED faaliyetlerinin denetlenmesi yapılmamaktadır. Bu konuda tam kapsamlı denetim mekanizmaları oluşturulmalıdır.
- Baraj yerlerinin seçiminde, tarihi eser ve kültürel varlıkların korunması ilkesine özen gösterilmelidir.
- Tesislerin ölü yatırımlar haline dönüşmemesi için gerekli önlemler hemen alınmalıdır.
- HES'ler genel enerji politikalarının ayrılmaz bir parçası olduğundan bütüncül politikalar ve planlamalar içerisinde değerlendirilmelidir.
- Toplumsal yaklaşımlardan uzak, ekolojik, kültürel değerleri yok sayan, sadece piyasanın kurallarına göre şekillendirilen ve yönetilen mevcut çarpık HES sürecinin yerine, toplumsal yararı gözetilen bir kurgu, tasarım ve anlayışla oluşturulacak yeni HES politika ve uygulamaları hayata geçirilmelidir.

15.5 Rüzgâr Enerjisi

- 5.1 Çok sık yapılan mevzuat değişiklikleri sektörü olumsuz şekilde etkilemektedir. Dolayısıyla mevzuat kararlılığı, bütünlüğü sağlanmalıdır.
- 5.2 Türkiye’de 48.000 MW gücünde kullanılabilir rüzgâr potansiyeli olduğu ilgili tüm kurumlarca kabul edilmektedir. Oysa, 2016 yılı itibarıyla yaklaşık 5.000 MW’lık rüzgâr santrali kurulu güç kapasitesine bile ulaşılammıştır. Halen 1.936 MW RES inşa halinde olup, EPDK tarafından lisanslanmış olan 3.371 MW’lık RES ile ilgili izin/onay işlemleri sürmektedir. Bunun yanı sıra 2015 Nisanında başvurusu alınan toplam 39.801 MW’lık 1.018 adet RES projesinden 3.000 MW kapasitedeki projenin seçimini öngören teknik değerlendirme sürmektedir. Gerekli izin ve onayların tamamlanması, yaşanan sorunların belirlenerek çözümüne yönelik gerekli önlemlerin alınması ve yeni başvurularla ilgili değerlendirme süreçlerinin hızlandırılması konusunda çalışmalar yapılmalıdır.
- 5.3 Rüzgâr Enerjisi Santrali (RES) projelerinde gerekli izinlerin alınması uzun zaman almaktadır. Bu konuda özellikle kurumlar arası koordinasyon eksiklikleri giderilmeli, açık ve anlaşılır kılavuzlar hazırlanarak uygulama prosedürleri sadeleştirilmeli ve izinlerin daha kısa sürede alınabilmesi sağlanmalıdır.
- 5.4 Özellikle son dönemlerde görülen, başta Çeşme ve Karaburun’dakiler olmak üzere, yapılacak santrallerin ÇED süreçleri aşamasında halkın tepkisi üzerinde durulmalı ve çözümler üretilmelidir. Bu konuda AB ülkelerinde uygulanan “*rüzgâr enerjisi ve rüzgâr santrallerinin sosyal kabulü*” konusunda çalışmalar yapılmalıdır.

Bu çalışma kapsamında;

-**fiziksel ve çevresel faktörler** (santral ve türbin büyüklükleri, santral tasarımı, görsel etki, gürültü, türbinlerin uzaklığı, ekolojik site karakterleri...),

-**psiko sosyal faktörler** (rüzgâr enerjisi hakkında bilgi, yakınlık, genel eğilim, faydalar ve maliyetler),

-**sosyal ve kurumsal faktörler** (katılımcı planlama, yerel sahiplik, halkın katılımı, kampanyalar...)

göz önüne alınarak, ortak çözümler oluşturmaya çalışılmalıdır.

- 5.5 Acele kamulaştırma kararları; yöre halkının itirazları, Danıştay’ın yürütmeyi durdurma kararları; ilgili bölgelerde yaşayan toprak sahipleri, yerli halk, proje sahipleri ve idare gibi pek çok kesim arasında olumsuzluklara neden olmaktadır. Halkın ancak acele kamulaştırma ile ilgili tebliğatlar ulaştınca bu konudan haberdar olması ve itirazların belirli bir süre içerisinde yapılabilmesi, tepkileri artırmaktadır. Proje lisanslanmasından itibaren başlamak üzere halkın bilgilenebilmesi sağlanmalı ve mevcut şikâyetlere uzlaşmacı bir çözüm üretilmelidir. İdare, yaşam alanlarının etkilenmemesi konusunda gerekli kuralları oluşturmalıdır.

- 5.6 Milli park, tabiat parkı, tabiat anıtı ile tabiatı koruma alanlarında, muhafaza ormanlarında, yaban hayatı geliştirme sahalarında, özel çevre koruma bölgelerinde ilgili bakanlığın, doğal sit alanlarında ise ilgili koruma bölge kurulunun olumlu görüşü alınarak yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulmasına izin verilecek olması, ülke doğasının tahrip edilmesine, flora ve fauna kaybına ve yerli halkla yeni bir çatışma alanının yaratılmasına yol açabilecek bir husustur. Bu tür alanlarda verilecek izinlerde objektif kriterler belirlenmeli; ve RES projelerinde yer seçiminden-proje fizibilitesi-montaj-işletme aşamalarına kadar tüm süreçte toplum yararı ve çevre, öncelikle göz önüne alınarak değerlendirilmeli, halkın kabulü, diyalog ve danışma önemsenmelidir.
- 5.7 Rüzgâr santrallerinin radar sistemlerine etkileri konusunda yapılan teknik etkileşim analizi, sürenin uzamasına neden olmaktadır. Sürenin kısaltılabilmesi için, RES sistemleri ve radar uygulamaları konusunda son gelişmeler ile uluslararası uygulamalar göz önüne alınarak, yatırımcıları mümkün mertebe mağdur etmeyecek ve rüzgâr kaynağından azami yararlanılmasını mümkün kılacak şekilde değerlendirmelerin yapılması sağlanmalıdır.
- 5.8 Rüzgârdan enerji üretimi tahmini yönündeki çalışmalar, diğer ülkelerin deneyimleri incelenerek geliştirilmeli, tahminlerdeki sapmaların azaltılmasına yönelik çalışmalar yapılmalıdır.
- 5.9 Geçtiğimiz yıllarda yaşanan orman yangınları, ormanlık alanlarda yer alan RES tesisleri için ek tedbirler alınmasını gündeme getirmiştir. RES için açılan yollar orman yangınlarına daha kolay ve erken müdahale için avantaj sağlamaktadır. Bununla birlikte santrallerde çalışan personele, yangın çıkması halinde *yangının olası etkileri ve yapılacak görevler ile işçi sağlığı ve iş güvenliği ile ilgili tüzük ve yönetmelikler* konusunda gerekli periyodik eğitimler verilmelidir. Bunların yanı sıra özellikle hassas bölgelerde yangına müdahale için gerekli ekipmanların bulundurulması sağlanmalıdır.
- 5.10 Rüzgâr enerjisine yönelik her alanda (türbin tasarımı, mühendislik hesapları, tedarik süreci, imalat, testler, kalite ve belgeleme, rüzgâr ölçümleri ve değerlendirmesi, santral tasarımı, lisans başvuru ve gerekli izinlerin alınma süreci, inşaat, kabul, enerji tahmini vb) çalışma yapanların/yapmayı planlayanların envanteri çıkarılarak, çalışma alanlarına yönelik veri tabanı oluşturulmalıdır.
- 5.11 Lisanssız elektrik üretimi için türbin tedarikinde çeşitliliğin az olması nedeniyle sıkıntılar yaşanmaktadır. Bu konuda yerli üretim türbinleri geliştirilmeli ve imalatına öncelik verilmelidir.
- 5.12 Belediyelerde, lisanssız elektrik üretim projelerinin ruhsatlandırılması ve imar uygulaması konularında sıkıntılar yaşanmaktadır. Bu konudaki mevzuat çalışmaları, AB ve ABD'de yapılan uygulamalar, prosedürler göz önüne alınarak geliştirilmelidir.
- 5.13 Lisanssız elektrik üretiminde, EDAŞ'ların, kapasiteleri kendi yan şirketlerine tahsis ettikleri konusunda çeşitli iddialar bulunmaktadır. Bu konudaki şikâyetler hassasiyetle incelenmeli ve EDAŞ'ların, lisanssız elektrik üretimi başvuruları konusunda daha şeffaf bir şekilde çalışması sağlanmalıdır.

15.6 Jeotermal Enerji

- 6.1 Enerji Bakanlığı tarafından 2018 yılına kadar jeotermal kaynaklı elektrik üretimi için çok düşük olarak belirlenen 750 MWe kapasite, en kısa sürede bilimsel esaslara ve teknolojik gerekliliklere uygun olarak revize edilmelidir. Yeni jeotermal kaynak aramalarına ağırlık verilmelidir. Jeotermal kaynaklar değerlendirilerek on binlerce evin jeotermal enerjiyle ısıtılmasının önü açılmalıdır. Jeotermal kaynağın entegre kullanımıyla doğrudan ve dolaylı yararlanma olanakları optimize edilerek azami fayda sağlanmalıdır.
- 6.2 Yasa, ruhsat isteminde bulunan kişi ya da kuruluşların arama ve işletme açısından bilgili, deneyimli ve donanımlı olmalarına bir ölçüt getirmemiştir. Yasa, uygulayıcılara, kişi ve kuruluşların çok sayıda ruhsat edinmesi durumunda, bu kişi ve kuruluşların, “amacını ve ciddiyetini” sorgulama ve kanıtlama araçlarını kapsamamaktadır. Yasa'nın bu sorgulamayı olanaksız kılan bir başka zaafı da; illerde il özel idarelerinin yetkilendirilmesi yoluyla otoritenin il sayısına bölünmüş olmasıdır. Kamu yönetiminin, jeotermal kaynak için başvuru yapan kişi ya da kuruluşun, ülkenin başka yerlerinde kaç adet ruhsat başvurusunun olduğunu ya da kaç adet ruhsat edindiğini ve bir ruhsat ticareti olup olmadığını sorgulamasına imkân verecek düzenleme yapılmalıdır.
- 6.3 Uygulamada, kayıtlar ve siciller tek merkezde, Ankara'da MİGEM'de yapılmakta ve tutulmaktadır. Ancak MİGEM'in bir yorum yapma, yetki kullanma, sorgulama ve eleme yetkisi yoktur. Yasa'ya göre MİGEM yalnızca kayıt tutucudur. MİGEM'e işlem ve uygulamalarında bütünlük, eşgüdüm ve sorgulama olanağı sağlanmalıdır.
- 6.4 Jeotermal kaynağın işletilmesi sürecinde, biyolojik bir kirleticinin varlık ve etkisini hangi sıcaklıklarda sürdürebileceği, kimyasal bir kirleticinin bulaşmasının böylesi kapalı bir sistem için ne anlam taşıyacağı sorgulanmamaktadır. Yasa ve yönetmelikte mineralli su işletmelerinde, kaplıca ve tedavi merkezi kaptaj ve kuyularının çevresinde alınması gereken koruma önlemleriyle, elektrik santralini beslemek üzere işletilen sahalar arasında bir ayırım yoktur. Denetim görevini yüklenmiş olan teknik kadrolar arasındaki yaklaşım farklılıkları, farklı uygulamalara neden olabilecektir. Bu konuda uygulama birliğini sağlamak için bir an önce yasal düzenleme yapılmalıdır. Bu kapsamda özellikle sondaj sırasında kullanılan sondaj sıvılarının bertaraf edilmesi ve rejenjeksiyonun üretim sırasında mutlaka yapılması sağlanmalı ve işlemler denetlenmelidir.
- 6.5 Jeotermal sahalarla sahip olma, oralarda çalışma yapabilme ve işletmeci olabilme açısından da yasadan kaynaklanan bir karmaşa vardır. Örneğin, il özel idareleri ruhsat sahibi, yatırımcı ve işletmeci olabilmektedir. Ama aynı alanda karar verici, hak ve sorumlulukları belirleyici; koruyucu ve denetleyici konumundadır. Buna karşılık, MİGEM ne aramacı, ne de işletmeci olamazken MTA yalnızca aramacı olabilip, işletmeci olamamaktadır. Sonuçta, bugün her konuda tek yetkili kamu otoritesi de il özel idareleridir. Bugünden şirket kurup sondajlara başlayan il özel idareleri vardır. Bu sorunlu yapı dönüştürülmeli, kurumların yetki ve sorumlulukları tanımlanmalıdır.
- 6.6 Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı kararlarına esas oluşturacak iş ve işlemleri tamamlamak ile faaliyetlerin yürütülmesi, kamusal denetim ve eşgüdümün sağlanması amacıyla, jeotermal ener-

ji kaynaklarıyla ilgili yapılan faaliyetleri 5686 Kanun ve ilgili yönetmelikleri çerçevesinde yönetmek, yönlendirmek ve uygulamaları denetlemek için, ETKB bünyesinde Jeotermal İşleri Genel Müdürlüğü kurulması önerisi, ilgili kesimlerce değerlendirilmelidir.

- 6.7 Jeotermal kaynak arama ve işletme hakkına sahip şirketlerin faaliyetleri esnasında elde ettikleri jeokimya, jeolojik, jeofizik, sondaj, üretim çalışmalarına ilişkin her türlü verinin kurulacak Jeotermal İşleri Genel Müdürlüğü arşivlerine intikali sağlanarak, Ulusal Jeotermal Veri Arşivi oluşturulmalıdır. Bu veriler, usulüne ve aslına uygun muhafaza edilmeli, mevzuatın öngördüğü şekilde açık bilgi haline gelenler, isteyen gerçek ve tüzel kişilerin istifadesine sunulmalı ve böylece ülkemizin jeotermal potansiyelinin daha doğru değerlendirilmesinin zemini oluşturulmalıdır.
- 6.8 Jeotermal kaynak yönetimi, benzeri pek çok alandan çok daha fazla meslek ve uzmanlık alanı katkısını gerektirmektedir. Aramadan başlayıp kullanım aşamasına kadar jeoloji, jeofizik, maden, petrol, makina, çevre, kimya, ziraat, elektrik, inşaat vb. mühendislik dallarından, ekonomistlerden, sağlık uzmanlarından, peyzaj mimarlarından, meteoroloji uzmanlarından katkı almadan bu kaynaklar yönetilemez. Ama Yasa'da bu durum dikkate alınmamıştır. Sonuçta, ortak varlığımız olan bu doğal kaynağın en doğru, sürdürülebilir ve en uygun düzeyde kullanımını zorlayacak bir kurallar dizisi oluşmamıştır. Bu yüzden meslek grupları arasında çatışmalar olasıdır. Kaynakların korunması ve geliştirilmesi için ilgili tüm tarafların görüşleri alınarak mevzuatta gerekli değişiklikler yapılmalıdır.
- 6.9 Petrol ve doğal gaz arama sektörü ile jeotermal arama sektöründe kullanılan sondaj ve kuyu tamamlama ekipmanları çoğunlukla aynıdır. Petrol, gaz ve jeotermal sondajlarında ve kuyu tamamlamada ortak olarak kullanılabilen bu ekipmanlar çok özel ve pahalı ekipmanlardır. Petrol arama işlerinde kullanılan ekipmanlara, 6326 sayılı Petrol Kanunu'nun 112. maddesiyle getirilen ithalat rejimine dair düzenleme ve kolaylıkların; jeotermal sondajların yapımında kullanılan ekipmanların satın alınması, kiralanması veya kullanılması için de getirilmesinde yarar vardır. 5686 sayılı Jeotermal Kanunu'nda düzenleme yapılarak, jeotermal sondajlar için de vergi, resim ve harçlardan muafiyet verilmesi ve ithalat kolaylığı sağlanması, sektörün gelişmesine yardımcı olacaktır.
- 6.10 Jeotermal arama sondajlarında, kullanılan kulelerin yakıt maliyetleri toplam sondaj kuyu maliyetinin derinliğe bağlı olarak % 10-12'sine tekabül etmektedir. Jeotermal arama faaliyetlerinde kullanılan sondaj makinelerinde kullanılan akaryakıtta özel tüketim vergisi (ÖTV) muafiyeti getirilmeli, böylece arama sondajlarının artmasına, jeotermal potansiyelin daha iyi ortaya konulmasına yardımcı olunmalıdır.
- 6.11 Jeotermal enerjinin ısıtma amaçlı kullanımlarıyla ilgili teknik düzenlemeler, TMMOB Makina Mühendisleri Odası ile işbirliğinde hazırlanmalı, proje ve uygulamaların, Oda tarafından yetkilendirilmiş mühendisler eliyle yapılması sağlanmalıdır.

15.7 Güneş Enerjisi

- 7.1 Ülkemiz güneş enerjisi potansiyelinin tam olarak değerlendirilebilmesi için, ilgili tüm kesimlerin (kamu, üniversite, meslek odaları, uzmanlık dernekleri ve platformları vb.) temsilcilerinin katılımıyla Güneş Enerjisi Stratejisi ve Planı hazırlanmalıdır.
- 7.2 Güneş ülkesi olmamıza karşın, enerjiyle ilgili yasalarımızda güneş enerjisi çok az ve yetersiz bir yer tutmaktadır. Güneş enerjisi kullanımının geliştirilmesi tartışmalarının, sadece elektrik açısından ele alınması doğru değildir. Türkiye hemen her bölgesinde güneş enerjisinin ısıtma ve soğutma amaçlı kullanımı için çok önemli potansiyele sahiptir. Bu konuda gelişen yerli teknoloji de olmasına rağmen sadece elektrik üretimine odaklanmak, bu önemli kaynağın yeterince değerlendirilmemesine yol açmaktadır. Yenilebilir Enerji Kaynakları Yasası'nda yatırımların özendirilmesi için sağlanan destekler, elektrik üretiminin dışındaki ısıl uygulama alanlarını da kapsayacak şekilde yeniden düzenlenmelidir.
- 7.3 Konutlarda tüketilen enerjinin % 80'i ısınmaya harcanmaktadır. Bu nedenle güneş mimarisi önemsenerek uygulanmalı, öncelikle büyük şehirlerden başlanarak yeni yapılmakta olan binalarda, şehir ve imar planlarında binaların güneş mimarisine uygun şekilde tasarımı ve yapımı ile yalıtıma büyük önem verilmelidir. Ek maliyet getirmeden % 30'lara varan enerji kazancı sağlayan mimari özellikler kullanılmalıdır. Bu konuda ilgili meslek odalarıyla işbirliği içinde bilgilendirme -bilinçlendirme çalışmaları yapılmalıdır. Güneş enerjisinden pasif düzenlemelerle yararı maksimize eden mimari pratiklerin yaygınlaştırılması için üniversitelerimize önemli görevler düşmektedir. Güneş enerjisinin bina ısıtılması-soğutulması ve endüstriyel proseslerde kullanılması, ithal enerjinin azaltılması için çok önemlidir. Isıtma sistemleri desteklenerek ithal doğal gazla olan bağımlılığımızı azaltabilmek mümkündür.
- 7.4 Kentlerimizin ekolojik, çevresel değer ve varlıklarının zarar görmesini engelleyip kentsel yaşamın ve kentleşmenin doğru bir şekilde sürdürülebilirliğini sağlayacak bir planlama gereklidir. Güneşe, doğal enerjilere ve yerel ekolojik sistemlere uygun kent planları yapılmalı, mevcut planlar dönüştürülmeli ve kamu tarafından denetlenmelidir. Enerji gereksinimini, başladığı noktada azaltabilmek amacıyla, kent planlamasında ve kentsel dönüşüm uygulamalarında, yerleşimler özgün doğal, topografik, coğrafi koşulları özümseyen bir anlayışla analiz edilmeli, yerleşimlerde güney cephelerin seçimi sağlanmalı, tükettiği enerjiyi doğal kaynakları ve atıkları ile enerji üretebilen mahalle ve kentler tasarlanmalı, yapıların iklimlendirme (ısıtma-soğutma) gereksinimleri göz önüne alınacak biçimde tasarlanması özendirilmelidir.
- 7.5 "Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliği," yenilebilir enerjilerden daha fazla faydalanılacak şekilde revize edilmelidir. Bu Yönetmeliğin ilişkili olduğu kat mülkiyeti gibi kanunlarla var olan çelişkileri giderilmeli, yeniden düzenlenmelidir.

Güneş enerjili sıcak su kullanımının daha az yaygın olduğu bölge ve kesimlerde kat mülkiyeti açısından sorun yaratan, çatılara güneş enerjisi sistemleri konulması uygulamasında ortaya çıkan sorunların ve görsel kirliliğin giderilmesi için yasal düzenlemeler yapılarak uygulamaya geçilmelidir.

İlgili mevzuat, güneş enerjisini daha açık ve net olarak destekleyecek şekilde yeniden düzenlenmelidir. Güneş enerjisinin güçlü olduğu bölgelerde güneşten sıcak su ısıtması ve ısıtma soğutma sistemi desteği, yeni binalarda zorunlu uygulama haline getirilmelidir.

Ülkemizde güneş enerjili sıcak su sistemlerinin yaygınlaşması ile güneş kolektörlerinin tüketici tarafından kullanımı teşvik edilmelidir. Endüstriyel tesislerde, nüfusun ve enerji tüketiminin yoğun olduğu büyük kentlerde, özellikle çok katlı binalarda, yerel yönetimlerle işbirliği yapılarak güneş kolektörlerinin yaygın kullanımı konusunda çalışmalar yapılmalı, güneş kolektörleri ve aksesuarlarında KDV % 1'e düşürülmelidir. Düşük gelir gruplarının sıcak su ihtiyaçları ve hatta ısıtma desteği olarak güneş enerjisi sistemi kullanabilmelerini desteklemek üzere kamu tarafından doğrudan maddi destek sağlanmalıdır.

- 7.6 Metrekareye düşen güneş enerjisi miktarı Avrupa ortalamasının iki katı ve bir güneş ülkesi olan Türkiye'de güneş enerjili eko-mimari uygulamaları başlatılmalıdır. Konutlarda doğal enerji üreten sistemlere geçilmelidir. Yapıların çatılarında güneş pili uygulamaları başlatılmalıdır. Yeni yapılan binalarda güneş ısı sistemleri zorunlu hale getirilmeli, bu sistemlerin eski yapılarda uygulanabilmesi özendirilmelidir. Toplu konutlar ve yapı adaları, güneş enerjili, ekolojik olarak tasarlanmalı ve tüm toplu konutlar ile kooperatifler için zorunlu hale getirilmeli, toplu konutların bu yasal düzenlemeye uygun yatırım yapması sağlanmalıdır. Bu konuda ilgili meslek odalarıyla işbirliği içinde bilinçlendirme çalışmaları yapılmalıdır.
- 7.7 Güneş enerjisi kolektörlerinin TSE standartları, eksiklikleri giderilerek güncellenmeli, paket ve toplu sistemlerin üretimi ve montajı konusunda yeni standartlar üretilerek uygulamaya geçirilmelidir.
- 7.8 Güneş enerjisi sistem testlerinin yapıldığı akredite laboratuvarların ulusal düzeyde oluşturulması ve yaygınlaştırılması için gerekli girişimler yapılmalı, yurt dışındaki laboratuvarlara ödenen test ücretlerinin yurt içinde kalması sağlanmalıdır.
- 7.9 Güneş enerjisinden su ısıtma sektörü, son yıllarda gittikçe artan oranda, Uzakdoğu (Çin) kaynaklı ithal ürünlerin baskısı altındadır. Çin devletinin ihracat konusunda sağladığı özel ve yüksek destekleri arkasına alan Çinli firmalar, ülkemizdeki satışlarını her yıl bir öncekini katlayan oranlarda artırmaktadır. Sektörde meydana gelen üretim kaybı, pazar küçülmesi, niteliksiz ürünlerin ülkeye girmesi gibi olumsuzlukların önlenmesi için devlet kurumlarının konuyla ilgilenmeleri ve gereken tedbirlerin alınması gerekmektedir. Yerli üretimi özendirecek, koruyacak ve geliştirecek tedbirler alınmalıdır.
- 7.10 Bütün dünyada olduğu gibi Türkiye'de de "Güneşkent" uygulamaları başlatılmalı. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından gerekli çerçeve belirlenmeli, yasal altyapısı oluşturulmalı, teşvikler sağlanmalıdır.
- 7.11 Çevre ve Orman Bakanlığı (eski), ORKÖY projesiyle orman köylerine yönelik olarak köylünün maddi destekli ve üç yıl vadeli olarak güneş enerjisi sistemi sahibi olması için çalışmaktadır. Bu projenin benzeri ova köyleri, kasabalar, ilçeler ve şehirlerin kenar mahalleri için de uygulanma-

- lıdır. Kırsal alanlarda pişirme amaçlı kullanılan güneş ocaklarının yaygınlaştırılması için çalışmalar yapılmalıdır.
- 7.12 Jeotermal ve rüzgar enerjisinin mevcut olduğu bölgelerde güneş enerjisiyle entegre sistemler oluşturulmalıdır.
- 7.13 Kamusal kullanıma açık ve kamu idareleri tarafından düzenlenip, işletilen tüm açık alanlar, parklar, caddeler ve sokaklar güneş enerjisiyle aydınlatılarak tanıtıma yer verilmelidir. Kentlerdeki kamu binalarında ve öncelikle okullarda ivedilikle güneş sistemlerine geçilmesine ilişkin arayışlara hız verilmelidir.
- 7.14 Güneşten elektrik enerjisi elde edilmesi hususunda uzun vadede başarılı sonuçlar alınabilmesi için öncelikle ülkemizdeki teknolojinin geldiği seviye tespit edilmelidir. Daha sonra AR-GE faaliyetlerinin kapsamı ve yöntemi belirlenmeli, takiben pilot tesis, sonra üretim tesisleri ve imalat montaj aşamaları planlanmalıdır. Pilot tesis aşaması dahil olmak üzere, uygulamalar yatırımcılara açılmalıdır. Güneş enerjisinden elektrik üretecek tesislerde kullanılacak yerli katkı oranına göre verilecek teşvik ve destekler, yerli teknolojinin geliştirilmesine katkı sağlayacaktır. Ancak bütün bu aşamalar, gerçekçi bir planlama ve sanayi sektörüyle işbirliği halinde yürütülmeli gerekli olduğu yerlerde, özümsemek kaydıyla teknoloji transferine olanak sağlanmalıdır.
- 7.15 Gelişmiş ülkeler fotovoltaiik panellerin AR-GE faaliyetlerine önemli bütçeler ayırmaktadır. Üretim safhası için araştırmacılar, çeşitli yöntem ve teknikler üzerinde çalışmalar yapmakta ve bu çalışmalar sonucunda fotovoltaiik panellerinin verimlerinde artış sağlanmaya çalışılmaktadır. Ülkemizde de AR-GE faaliyetlerinin desteklenmesi, çeşitli üniversitelerdeki merkezlerin çalışmalarının koordine edilmesi ve bu konudaki kaynak israfının önüne geçilmelidir.
- 7.16 Kanun'da 31.05.2020 tarihine kadar işletmeye girecek güneş santrallerinin yurt içinde gerçekleştirilen imalatına ödenecek yerli katkı ilavesi konusunda öngörülen beş yıllık süre oldukça kısadır. Sanayinin gelişmesi ve belli bir olgunluğa ulaşabilmesi için yerli üretime yönelik desteğin hem bileşen üretimi hem de özgün tasarım ve yerli ürün gelişimi için bu desteğin belirlenmiş hedeflere yönelik olarak uzun vadeli olarak planlanması gerekmektedir.
- 7.17 Yerli üretimin özendirilmesi açısından yerli üretim katkısıyla ödenecek ek tarifenin (Cetvel-2) aksamın tamamının yerli olarak sağlanması halinde ödenmesi yerine, kademeli geçiş yapılacak şekilde değişiklik yapılarak uygulanması için gerekli değişiklik yapılmalıdır. 5346 Sayılı Kanun'un revizyonu olan 6094 Sayılı Kanun değişikliğiyle getirilen yerli üretime ilave teşvikler konusu, özellikle güneş enerjisi sektörünün yeni gelişmeye başladığı ülkemizde önemli bir husustur. Bununla birlikte teşvikler güneş enerjisinden elektrik üretiminin yaygınlaştırılmasını sağlamaya yönelik dolaylı teşvik niteliğindedir. Bunun yanı sıra yerli güneş enerjisi endüstrisinin (pv/odaklayıcı sistem) gelişimini doğrudan destekleyecek ve imalat endüstrisi için uygun bir ortam yaratacak (yerli iş gücüne ödenen ücretlere vergi indirimi veya muafiyetleri, güneş teknolojisi alıcı ve satıcılarına uygulanacak KDV veya gelir vergisi indirimleri, AR-GE destekleri, yerli üretimi yapılan türbinlerin kalite ve güvenilirliğini teşvik edecek test ve sertifikasyon programları vb.) ilave destekler de sağlanmalıdır.

- 7.18 Güneş santrallerinin kurulması için kullanılacak arazilerin özelliklerinin çok iyi tanımlanması ve bu arazilerin envanterinin ETKB tarafından öncelikle belirlenmesi, bu sahalara iletim ve dağıtım sistemlerine bağlantı için imkânların önceden hazırlanması sağlanmalıdır. Tarım işletmelerinin ve güneş santrallerinin ortak özelliği, her ikisinin de büyük, eğimi az ve güneş alan arazilere ihtiyaç duymasındır. Son yıllarda, hızla düşen maliyetleri nedeniyle, GES'leri, başta ABD, Avrupa ve Çin olmak üzere hızla yaygınlaşmaktadır. Benzer bir büyüme ülkemizde de yaşanır-sa tarım alanları da hızla tehdit altında olabilecektir. Bu nedenle bu tesislerin planlanması konusunda azami dikkat gösterilmelidir. Tarım arazilerinin, ormanlık alanların, meraların, SİT ve ören alanlarının yok olmamasına ve zarar görmemesine azami önem verilerek planlama yapılmalıdır.
- 7.19 2013 yılında önlisans başvuruları alınan lisanslı GES'lerin çoğunun yapımlarının, yarışmada taahhüt edilmiş olan çok yüksek katkı payları ve/veya lisans için gerekli izinlerin alınmasında yaşanan/yaşanacak zorluklar sebebiyle, izin verilen kurulum sürelerinin sonuna doğru yığılması (2018-2020 yıllarına) beklenmektedir. Lisanslı GES önlisans başvuru mevzuatının da, ilgili tüm kesimlerin görüş, öneri ve eleştirileri doğrultusunda revize edilmesine ihtiyaç vardır.

Lisanssız GES mevzuatında, özellikle başvuruların ilgili EDAŞ'larca değerlendirilme süreci ile ilgili düzenlemelerde denetim mekanizmaları güçlendirilmeli ve değerlendirme süreci şeffaflaştırılmalıdır.

15.8 Biyoyakıtlar

- 8.1 Biyokütle, diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından farklı olarak, hem elektrik hem yakıt üreten ve kırsal kesimde ciddi anlamda sosyo-ekonomik katkı yaratan bir kaynaktır. Bu kaynak pek çok gelişmiş ve gelişmekte olan ülkenin enerji politikalarında geniş yer edinmiştir.

Ülkemiz zengin biyokütle kaynaklarına sahiptir. Biyokütleden enerji üretimi, enerji portföyümüzü zenginleştirecek kıymetli bir seçenektir.

Biyokütleden elde edilen biyoyakıtlar başta tarım olmak üzere enerjiden çevreye, ulaştırmadan ekonomiye kadar pek çok sektörün kesişen konusudur. Biyoyakıt politikaları pek çok ülkede kırsal kalkınma politikaları ile birlikte değerlendirilmektedir. Çünkü biyoyakıt üretimiyle, tarım sektöründe canlılık sağlanmakta, tohumdan gübreye, tarımsal alet ekipmanından tarımsal ilaca kadar, diğer yandan ulaştırma sektöründen bankacılık sigortacılık sektörüne kadar, pek çok sektörde iş hacmi genişlemekte yeni vergi imkânları doğmaktadır.

Dolayısıyla yerli tarım ürünlerinden elde edilen biyoyakıt, ülke ekonomisinin ve kırsal kesimin gelişmesinde önemli paya sahip olabilecektir.

Bunun yanı sıra ithal edilen biyoyakıtta ödenen para/döviz, ithalatın yapıldığı ülkedeki tarımın ve çiftçinin desteklenmesi anlamını taşımaktadır.

8.2 Gaz, sıvı ve katı olmak üzere sınıflandırılabilen biyoyakıtlar, otomobillerde, ağır vasıtalarda, uçaklarda, trenlerde, gemilerde ulaşırmada yakıt olarak kullanılmasının yanı sıra doğal gazın kullanıldığı her alanda (elektrik, ısınma, pişirme, soğutma) da kullanılabilir.

Sıvı biyoyakıtlardan biri olan biyoetanol, benzinle ve son yıllarda motorinle de harmanlanarak kullanılabilen, biyodizel ise motorinle harmanlanarak kullanılabilen veya doğrudan motorin yerine kullanılabilen bir biyoyakıttır.

Biyogaz, bir sentez gaz olarak adlandırılmaktadır. % 50-70 metan içeren biyogaz temizlenerek doğal gaz niteliğinde kaynak elde edilmektedir. Dolayısıyla biyogaz elektrik üretiminde kullanılmakla birlikte zenginleştirilerek doğal gazın kullanıldığı her alanda (elektrik, ısı, yakıt) kullanılmaktadır.

Bu amaçla;

- Biyogazın temizlenmesine (biyogazdan doğal gaz elde etmeye) yönelik yatırımlar teşviklerle desteklenmelidir.
- Biyogazla çalışan araçların kullanımı teşvik edilmelidir.

8.3 Ülkemizde yerli ham maddeyle üretilen biyoetanol ve biyodizelin, benzin ve motorine katkısının, sırasıyla 2013'te % 2, 2014'te % 1 oranında katkısının zorunlu olması, gecikmiş ancak olumlu bir uygulamadır. Sektörün sağlıklı gelişimi için aşağıdaki hususların önemsenmesi ve hayata geçirilmesi ayrıca gereklidir.

- a) Biyoyakıt üretimi; gıda ürünlerini biyoyakıt üretimine kaydırmadan, arar verici bir arazi dönüşümüne neden olmadan, biyo çeşitliliğimize dokunmadan, tarımsal potansiyelimiz aktifleştirilerek önemsenmelidir.
- b) Planlı bir enerji tarımını da içeren kapsamlı bir biyoyakıt programıyla istikrarlı adımlarla yol alınmalı, hedeflere uygun stratejiler, eylem planları geliştirilmelidir.
- c) Ham madde üreticisinden, biyoyakıt kullanıcılarına kadar sektördeki aktörler için uygun destekleme politikaları belirlenmeli ve sektör için bir izleme mekanizması oluşturulmalıdır. İzleme çalışmalarının sonuçlarına göre strateji ve eylem planları belli aralıklarla revize edilmelidir.
- ç) İlgili tüm tarafların temsil edildiği "Biyoyakıt Teknoloji Platformu" kurulmalı, üniversite-sanayi işbirliğiyle yerli teknolojilerin gelişimi ve sürdürülebilirliği sağlanmalıdır.
- d) Gıda dışı ham maddelerden biyoyakıt üretimi yani ileri kuşak biyoyakıt üretimleri için AR-GE bütçeleri oluşturulmalı, bu alandaki faaliyetler desteklenmelidir.
- e) Ülkemizde emisyon emen alanlar olan ormanların artırılması çalışmalarının sistematik bir şekilde başlatılmasıyla havadaki CO₂ oranının azaltılması hedeflenmelidir. Odun ile ısınmanın yaygın olduğu ülkemizde ormanların kurtarılması için enerji ormanları uygulaması gündeme getirilmelidir. Orman alanlarındaki köy ve kasaba evlerinin daha az yakıtla ısınacak şekilde rehabilitasyonunun yapılması için teknik ve mali destek sağlanmalı; yakıt verimliliği

yüksek, çok amaçlı sobaların geliştirilmesi ve kullanımının yaygınlaştırılması çalışmaları yapılmalıdır.

- f) Havacılık sektörü ve savunma sanayiinde ulaştırma yakıtı olarak biyoyakıtların kullanımı konusunda ülke projeleri oluşturulmalıdır.
- g) Biyoyakıt üretimi ve kullanımı, pek çok bakanlığın da içerisinde olmasını gerektiren bir konudur. Bakanlıkların ilgili kurum ve kuruluşlarının, belirli bir koordinasyon içerisinde çalışmaları, sektörün sağlıklı gelişmesi için şarttır. Bu konuda koordinasyonu sağlayacak yasal bir düzenleme yapılmalıdır.
- g) Biyoyakıt çalışmaları kırsal kalkınma çalışmalarıyla entegre edilmelidir.
- h) Piyasadaki biyoyakıtların, yerli tarım ürünlerinden üretildiğinin tescil edilmesi için mekanizmalar geliştirilmeli, izleme sistemi kurulmalıdır.
- i) İthal ham maddeyle üretilen biyoyakıtların ülkeye hiçbir katma değer katkısı yoktur. İthal ham maddeyle üretilen biyoyakıtlar sadece ithalat yapılan ülkelerin çiftçilerini ve ekonomilerini destekler. Farklı isimlerle anılan biyoyakıt ve ham maddelerin (örneğin; yağ asidi metil etil esteri, yağ asidi etil esteri, kanola, kolza, palm yağı, palmye yağı, jatropa, castor bean, hint yağı, etanol, etil alkol vb.) ithali konusunda duyarlı olunmalı, bunların kullanım amaçları sorgulanmalı ve kullanımları izlenmelidir. Bu tür ham maddelerin biyoyakıt üretmek için ithal edilmesinin önüne geçecek düzenlemeler yapılmalıdır.

Ülkemizde 2012 yılında 24.637 ton biyodizel içeren motorin ithal edildiği halde, 2014 yılında 68.901 ton biyodizel içeren motorin ithal edilmiştir. İki yıldaki ithalat artışı yaklaşık % 180'dir. Atıklar hariç yerli tarım ürünlerinden üretilmeyen ve/veya ithal edilen biyoyakıtlar, ülkemizin ekonomisine hiçbir katma değer yaratmamaktadır. Biyoetanol, benzin/biyoetanol, biyodizel, motorin/biyodizel karışımlarının ithalatına izin verilmemelidir.

15.9 Yerel Yönetimler

- 9.1 Yerel yönetimler enerji sektöründe daha etkin olmalıdır. Kentlerin geleceğe yönelik tasarımı, gelişimi ve binaların yapımıyla ilgili plan, politika, düzenleme ve uygulamalarda; güneşten yararlanma ve güneş mimarisinin gereklerine uyma esas olmalı, ilgili mevzuatta bu yönde gerekli değişiklikler yapılmalıdır.
- 9.2 Yerel yönetimler, öncelikle kendi tesislerinin enerji ihtiyaçlarının karşılanmasına, daha sonra da kentin ve kentlinin enerji ihtiyaçlarının karşılanmasına yönelik olarak:
 - Güneşle ısıtma ve soğutma, bölgesel ısıtma ve soğutma, güneşle proses ısı üretimi ve ısı depolama alanlarında örnek uygulamalar başlamalı ve örnekler yaygınlaştırmalıdır.
 - Çatı/açık alan güneş paneli/güneş tarlası uygulamalarıyla, -lisanssız/lisanslı GES yatırımları elektrik üretimine yönelmelidir.
 - Mevcut çatılardan, güneşten hem elektrik hem de ısı üretimi açısından, kent estetiğine uygun biçimde azami düzeyde yararlanılmasına imkân verecek düzenleme ve uygulamalar yapılmalıdır.

- 9.3 Belediye/il sınırları içinde jeotermal kaynakların araştırılması, bulunması ve kaynağın sıcaklığına bağlı olarak mekan ısıtması ve/veya elektrik üretimi için değerlendirilmesi doğrultusunda çalışmalara yönelinmelidir.
- 9.4 Kentsel atıkların toplanması ve ayrıştırılması sonrası, kalan atıkların çöp sahalarında bekletilmeleri ve metan gazı üretimi yoluyla veya doğrudan yakma yöntemiyle elektrik üretiminde kullanımını yaygınlaştırmalıdır.
- 9.5 Yerel yönetimler, enerji verimliliği çalışmalarında örnek uygulamaları, öncelikle kendi binalarında yaparak rehber/örnek olmalı, mühendis odalarıyla işbirliği ile kentlilere danışmanlık hizmeti ve teknik destek vermelidir.

15.10 İklim Değişikliği

- 10.1 İklim değişikliği nedeniyle dünyanın pek çok bölgesinde yağış rejiminde ve hidrolojik sistemlerde değişiklikler olmakta, karalarda, tatlı sularda ve denizlerde yaşayan pek çok canlı türünün yaşam alanları kalıcı olarak etkilenmektedir. Dünya taşıma kapasitesini aşmış, ani seller nedeniyle yerleşim alanları zarar görmekte, şehirlerde yaşayan nüfus ciddi hastalık tehditleriyle karşı karşıya kalmakta, aşırı hava olayları nedeniyle altyapı sistemleri büyük ölçüde zarar görmekte, günlük hayat doğrudan etkilenmektedir.

İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi 1992 yılında imzalandığında, bilim çevrelerinin tamamının üzerinde mutabakat sağlayamadığı, yerkürenin ısınmadığına ilişkin tereddütler, geçen 23 senede giderildiğinden olacak ki, dünya tarihinde kayıtlara geçen en sıcak yıl olan 2015 yılında Paris'te yapılan 21. Taraflar Konferansı'na 195 ülke ve 40.000'in üzerinde kişi katılarak bir anlaşmaya varılmıştır. Bu anlaşmaya gelene kadar çok büyük umut bağlanan ama hayal kırıklığı yaratan; gerek Kyoto Protokolü, gerekse Kopenhag Mutabakatı, Paris Anlaşması'nın geleceği için olumlu göstergeler değildir. Birkaç orta Amerika ülkesi ile Suriye ve Libya gibi ülkeler haricindeki ülkelerin büyük çoğunluğu, "niyet"lerini ortaya koymuşlardır. Gelişmiş olarak sınıflandırılan ülkelerin bazıları ciddi azaltımlar öngörürken, gelişmekte olan ülkeler sınıfında olup halen mevcut toplam emisyonda büyük pay sahibi olan üretici ülkeler ise, tarihsel sorumlulukları olmadığı gerekçesiyle şartlı azaltımlar öne sürmektedirler.

Sürdürülebilir bir gelecek için öngörülen maksimum 2°C'lik yerküre ısısı sınırı altında kalmak için gelişmiş ülkelerin sera gazı emisyonlarını 1990 yılı seviyelerinin % 25 ila % 40 altına; gelişmekte olan ülkelerin ise "Mevcut Durumun Devamı" seviyelerinin % 15-30 altına indirmeleri gerekmektedir. Bununla birlikte, özellikle gelişmekte olan ülkelerin ekonomilerine getireceği finansal yük sebebiyle sadece istedikleri kadar azaltım yapmaları, iklim değişikliği sorununu çözebilecek gibi görünmemektedir.

Uluslararası Enerji Ajansı'nın 2015 raporunda, 2015'ten itibaren elektrik üretiminin artacağı ancak CO₂ emisyonlarının sabit kalacağı öngörülse de, insan aktiviteleri sonucu sera gazı emisyonları artacaktır. Özellikle daha fazla tüketim için seri üretimin desteklenmesi ve

“tüketim toplumu” olarak yaşamaya devam edilmesi, düşük karbon ekonomisine geçilmesini zorlaştırmakta hatta imkânsızlaştırmaktadır. Fosil yakıtlara olan yüksek bağımlılık çözülmediği sürece, iklimin daha da değişeceği ve yaşanan olumsuzlukların katlanarak artacağı bilinmelidir.

- 10.2 Kömürle çalışan verimsiz enerji santrallerinin kullanımı kademeli olarak azaltılmalı, baca gazı arıtma ve elektrofiltresi olmayan kömür santrallerinin çalışmalarına göz yumulmamalı, durdurulmalı, yeni ithal kömür yakan santrallerinin yapımına izin verilmemelidir.

Altyapı sistemlerindeki eksiklikler giderilmeli, sanayi, bina yapım ve ulaşım sektörlerinde enerji verimliliği artırılmalı, yenilenebilir enerji teknolojilerine yapılan yatırımlar, önümüzdeki on yılda en az iki katına çıkarılmalı, fosil yakıt sübvansiyonları kademeli olarak kaldırılmalıdır.

- 10.3 İklim değişikliğinin önlenmesi bir sistem sorunudur. Tarımsal ve orman alanlarının kısımları durdurulmaz, GDO'lu tarımsal ürünlerin üretimi yasaklanmaz, biyolojik çeşitlilik kaybının giderilmesi sağlanmaz ve toplumların çılgınlığa varan aşırı tüketim kalıpları değişmez ise, iklim değişikliğinin önlenmesi de beklenemez.

İklim değişikliğine karşı önlem alınmaması durumunda doğacak sonuçların, önerilen önlemlerin maliyetinden çok daha büyük olacağı bilinmelidir.

- 10.4 Ülkeler, kendi hesapladıkları emisyon envanterleri üzerinden azaltım hedefleri koymaktadırlar. Emisyon envanteri hesaplanırken farklı metotlar kullanılmaktadır. Türkiye’de 2015 yılına kadar 1996 Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli (IPCC) Rehberleri kullanılarak hesaplanırken, 2015 yılında 2006 IPCC Rehberlerine göre 1990-2013 dönemi emisyonları hesaplanmış ve 1990-2012 dönemi verileri revize edilmiştir. Türkiye’de halen iklim değişikliği emisyon bildirim sistemi uygulamaya geçmemiş, bazı kabuller üzerinden hesaplamalar yapılmaktadır. Düzenli ve düzensiz katı atık depolama sahalarından kaynaklanan metan emisyonları ve elektrik üretim tesislerinde yakılan linyit ile evlerde tüketilen kömürlerden kaynaklanan CO₂ emisyonlarındaki belirsizlikler devam etmektedir. Önümüzdeki 15 yılda % 21 emisyon azaltım öngören Türkiye’nin belirsizlik rakamı yaklaşık % 12’yi bulmaktadır. Sağlıklı bir yol haritası belirleyebilmek ve izleyebilmek için, bu belirsizlik giderilmelidir.

- 10.5 Türkiye’nin halen bir düzene oturmayan yenilenebilir enerji politikasında, rüzgâr enerjisi kurulu gücünün 2023 yılına kadar 20 GW’a çıkartılması öngörülürken, Paris Konferansı’na giderken açıklanan niyet belgesinde hedef düşürülmüş ve rüzgâr enerjisinden elektrik üretiminin 2030 yılına kadar 16 GW kapasiteye ulaşılması hedef olarak ortaya konulmuştur. Güneş enerjisinde lisanssız üretim kapasitesi, dağıtım şirketlerinin inisiyatifine bırakılırken, 2019 için 3.000 MW gibi potansiyelin çok altında bir hedef tanımlanmıştır. Jeotermalde kurulu güç 2015 sonunda 600 MW’yi aşmışken ve 324 MW güçte proje yapım aşamasında iken, ETKB’nin 2019 için 700 MW hedef koyması anlamsızdır. Biyoyakıtlar için de bir hedef konulmamıştır.

Elektrik üretiminde fosil yakıtların payını düşürmeye, yenilenebilir enerji kaynaklarının payını ciddi olarak artırmaya yönelik politikalar ivedilikle uygulanmalıdır.

- 10.6 Türkiye, uluslararası iklim müzakerelerinde “bekle gör” politikasından vaz geçmeli, kendi “özel şartlarını” ilan ederek, iklim değişikliğiyle mücadeleye yönelik strateji belgeleri ve eylem planlarını, ilgili tüm kesimlerin görüşlerini demokratik ve katılımcı mekanizmalar aracılığıyla dikkate alarak güncellemeli, iklim değişikliğinin etkilerini saptamaya ve uyum çalışmalarına yönelik gerçekten işe yarayacak projeler yapmalıdır.

15.11 Politikalar ve Enerji Ekipmanlarının Yerli Üretimi

- 11.1 Binalarda mimari tasarım, ısıtma/soğutma ihtiyaçları ve ekipmanları, yalıtım ihtiyaçları ve malzemeleri, elektrik tesisatı ve aydınlatma konularında normları, standartları, asgari performans kriterlerini ve prosedürleri kapsayan yönetmelikler; YEGM, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı ve meslek odalarının katılımıyla hazırlanarak yürürlüğe konulmalı, uygulamalar denetlenmelidir.
- 11.2 Yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları potansiyelinin tam olarak değerlendirilmesi için ihtiyaç duyulan enerji ekipmanlarının yurt içinde üretimi temel bir politika olmalıdır. ETKB, öntümüzdeki on yılda ülkemizde yapılacak enerji yatırımlarının toplamını 110 milyar dolar olarak tahmin etmektedir. Bu büyük tutarın azami bölümünün yurt içinde kalabilmesi için, enerji üretim ekipmanlarının yerli üretiminin yanı sıra enerji yatırımlarında ihtiyaç duyulan tasarım, avan ve detay mühendislik, teknik işgücü ve müteahhitlik hizmetlerinin yerli kuruluşlarca yurt içinden karşılanması esas olmalıdır.
- 11.3 Enerji santralleri konusunda, ülkemize uygun teknoloji geliştirilmeli, projelendirme ve tasarım konularına destek verilmelidir. Ülkemizde yeterli ve donanımlı teknik eleman ve işgücü bulunmasına rağmen projelendirme ve tasarım konularında yabancı firmalara büyük bedeller ödendiği dikkate alınarak, bu durumun aşılması için üniversite ve sanayi işbirliğiyle projetasarım konularında çalışılmalıdır.
- 11.4 Ülkemizdeki elektromekanik sektöründeki imalatların uluslararası standartlara uygunluk testlerini yapabilecek bölgesel laboratuvarlar kurulmalıdır. Bu konuda AR-GE çalışma grupları oluşturulmalı, üniversitelerle işbirliği içinde projeler üretilmelidir. Seçilecek olan hedef ürünler için yapılacak AR-GE çalışmalarına destek verilmelidir. Onaylı üretici şartnamesi ve akredite olmuş özerk laboratuvarlar vasıtasıyla da kalite yönünden ilerleme sağlanmalıdır.
- 11.5 Enerji üretiminde yerli teknoloji, makina, ekipman üretim çalışmaları desteklenmelidir. TÜBİTAK, üniversiteler, üretici sanayi kuruluşları, meslek örgütlerinin katılımıyla rüzgâr türbinlerinin ve elektronik aksamının, hidrolik türbinlerin, jeotermal enerji ekipman ve cihazlarının, güneşten elektrik üretim panellerinin, yoğunlaştırılmış güneş elektrik üretim sistemlerinin, termik santral kazan ve ekipmanlarının, buhar ve gaz türbinlerinin Türkiye’de üretimine yönelik çalışmalar bir master plan dahilinde ele alınmalı, bu plana uygun olarak hazırlanacak yol haritaları ve eylem planlarıyla yerli üretim desteklenmelidir.

ETKB, TÜBİTAK ile birlikte yürüttüğü;

- Milli Rüzgâr Enerji Sistemleri Geliştirilmesi ve Prototip Türbin Üretimi Projesi (MİLRES),
- Rüzgârdan Üretilen Elektriksel Gücün İzlenmesi ve Tahmini Projesi (RİTM),
- Milli Güneş Enerjisi Santrali Geliştirilmesi (MİLGES),
- Milli Hidroelektrik Santral Sistemleri Geliştirilmesi Projesi (MİLHES),
- Milli Termik Santral Teknolojileri Geliştirilmesi ve Yerlileştirilmesi (MİLTES),
- Biyokütle ve Kömür Karışımlarından Sıvı Yakıt Üretimi (TRIJEN)

projeleri hakkında kamuoyunu bilgilendirmeli, meslek örgütlerinin yürütülen çalışmalara katılım ve katkılarına imkân tanınmalıdır.

- 11.6 Enerji sektörüne makina ekipman üreten sanayilerin kümelenmesi teşvik edilmeli ve işbirliği ağları geliştirilmelidir. Oluşturulacak, Enerji Ekipmanları Sanayi Müsteşarlığı vb. bir organizasyonla kamu, yol gösterici, yönlendirici olmalıdır.
- 11.7 Enerji konularında bilim ve teknoloji geliştirme altyapılarının güçlendirilmesi için kamusal ve özerk bir kuruluş olarak Türkiye Enerji Bilimleri ve Teknolojileri Geliştirme Merkezi kurulmalıdır. Bu merkezin öncülüğü ve denetimi altında;
- TÜBİTAK'ın enerjiyle ilgili enstitüleri yeniden yapılandırılmalı ve üniversitelerin enerji enstitüleriyle veya ilgili platformlarıyla ilişkilendirilmeli,
 - Enerji alanında doktora ve doktora sonrası programları ve yurt dışı merkezlerle ortak çalışma imkânları desteklenmeli,
 - Kamu ve özel sektörün enerji alanındaki AR-GE çalışmalarının çekicileştirilmesi ve eşgüdümü sağlanmalı,
 - En kısa zamanda geliştirilmesi mümkün olan teknolojileri kullanarak doğal gaz ikamesi odaklı, hem yerli kaynak sorununa hem de yerli enerji teknolojisi sorununa kısmi çözüm arayan program ve projeler uygulanmalıdır.
- 11.8 Üniversitelerde genç mühendislere/akademisyenlere daha çok master/doktora/doktora sonrası çalışma imkânları verilmeli, onlara daha çok yazılım/donanım sağlanmalı, yerli teknolojilere/yerli yakıt kullanımı için üniversitelerde yapılacak akademik/bilimsel araştırmalara daha çok destek verilmelidir.
- 10.9 TÜBİTAK Marmara MAM benzeri akademik bilimsel araştırma kuruluşlarımızın sayısı artırılmalıdır. Muğla, Adana, Mersin, Harran üniversitelerinde “Güneş Enerjisi Teknolojileri”; Afşin-Elbistan’da “Linyit/Kömür Yakma Teknolojileri”, İzmir ve Çanakkale’de “Rüzgâr Santralleri”, Ege Bölgesinde “Jeotermal Enerji”, Güney Doğu Anadolu Bölgesi’nde “Hidrolik Enerji”, Çukurova ve GAP Bölgesi’nde “Biyoyakıt” araştırma merkezleri kurulmalıdır.

16. ENERJİDE TOPLUM YARARI*

*10 Ekim 2015 günü Ankara'da düzenlenen
“Emek, Barış ve Demokrasi” konulu yürüyüş ve mitingin
toplanma alanında patlatılan bomba ile katledilenlerin anısına...*

Mehmet Kayadelen**
Aziz Konukman***
Oğuz Türkyılmaz****

16.1 Giriş

Enerji, modern yaşamdaki vazgeçilemez ve ikame edilemez işlevi; ekonomi, dış ticaret ve dış politikadaki önemi; özellikle elektrik enerjisinin kamusal mal özelliği taşıması; üretim ve sunumunun kamu hizmeti niteliğinde oluşu; topluma ait olan doğal kaynaklardan elde edilebilmesi; bazı birincil kaynaklarının aranması ve işletilmesi ile bazı türlerinin özellikle üretim sürecinde çevreye olumsuz etkileri; hemen her kaynağının ve her türünün üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticaretinin devletin verdiği izin ve ayrıcalıklarla yapılabilmesi gibi pek çok nedenle, toplum açısından benzersiz bir yer ve öneme sahiptir. Bu yer ve önem, bir toplumsal yapı olan devlete aynı önemde sorumluluklar ve görevler yüklemektedir.

Devletin, kamu hizmetlerinin yürütülmesinde ve doğal kaynakların korunmasında, işletilmesinde ve/veya bu kaynaklardan yararlandırılmasındaki temel sorumlulukları nelerdir? Birbiri ile çelişen, biri diğerini dışlar görünen; herkese sağlıklı bir çevrede yaşama hakkını sağlamak, çevreyi korumak ve geliştirmek; toprak, mineral, su, orman gibi doğal kaynak ve servetleri korumak ve tahribini önlemek ile toplumsal refahı sürdürmek ve artırmak için hangi birincil kaynaktan olursa olsun enerji üretme ikilemini aşmada amaç unsuru ne olmalıdır?

Her alanda olduğu gibi devletin enerji ile ilgili görev ve sorumluluklarını yerine getirirken de toplum/kamu yararının gözetilmesi ve toplum/kamu yararının varlığına/yokluğuna dair kararların öznel kriterlere değil, mümkün olduğunca ölçülebilir kriterlere dayandırılması, bunun için çeşitli alanlarda kullanılabilen bazı analiz tekniklerinden yararlanılıp yararlanılamayacağını sorgulanması, olmuyorsa, amaca uygun yeni analiz tekniklerinin geliştirilmesi gerektiğini savunan yazarlar, bu bildiri kapsamındaki çalışmalarını ile yukarıdaki sorulara enerji bağlamındaki cevaplarını biraz daha geliştirmeyi, mev-

* 3-5 Aralık 2015 tarihlerinde Samsun ve Sinop'ta gerçekleştirilen “Enerjide Toplumsal Yarar ve Kamusalık” temalı TMMOB 10. Enerji Sempozyumunda sunulan bildiri.

** Maden Müh.

*** Prof. Dr., Gazi Üniversitesi İİBF.

**** Endüstri Müh., TMMOB Makina Müh. Odası Enerji Çalışma Grubu Başkanı.

zuatımızın bu açılardan yeterli olup olmadığını incelemeyi ve bugünkü koşullarda uygulanabilir öneriler geliştirmeyi amaçlamıştır.

16.2 Kamu Hizmeti ve Doğal Kaynaklar Bağlamında Devletin Sorumlulukları

“(E)nerji üretimi kamu hizmeti alanına dâhildir.”¹ Üretimi, iletimi, dağıtımı, ticareti vb etkinlikler kamu kurum/kuruluşları tarafından ve/veya onların verdiği lisanslarla, onların gözetim ve denetimleri altında özel kişiler tarafından yapılabilmektedir.²

Devletin işlevlerinin tanımlanması siyasal akımlara göre farklılık gösterebilmekle birlikte, faaliyetlerinde toplumun ortak yararını (da) gözetmek durumunda olduğu genel olarak paylaşılan bir görüştür. Pek çok yazında³ ve ilerde de değinileceği gibi yüksek yargı organlarının bazı kararlarında ve içtihatlarında, kamu hizmetinin devletin varlık nedeni olduğu ve devletin/idarenin kamu hizmetlerini yerine getirirken kamu yararını gözetmesi gerektiği görüşleri yer almaktadır. Dünyada, devletin işlevlerine ilişkin hâkim rüzgâr, ister küreselleşme, ister ulus devlet yönünden essin; hangi sınıfın çıkarını öncelikle öncelisin bir modern hukuk devleti, bu misyonundan sıyrılmaz, bu görevlerini devredemez.⁴ Ancak bizde olduğu gibi, bu görevinde ayak sürüyebilir tabii.

¹ Karahanoğulları, 2003:4.

² Esnek ve birçok anlamda kullanılabilen bir kavram olan kamu hizmeti, “Devlet veya diğer kamu tüzel kişileri tarafından veya bunların gözetim ve denetimi altında genel, kolektif ihtiyaçları karşılamak, kamu yararını sağlamak için kamuya sunulmuş olan devamlı ve muntazam faaliyetler” olarak tanımlanabilmektedir. (Onar 1996:13ten aktaran Sezer ve Vural, 2010:205) Aynı tanım, Anayasa Mahkemesi’nin 21.10.1992 tarih ve E. 1992/13, K. 1992/50 sayılı kararında da geçmektedir (kararlar.yeni.anayasa.gov.tr).

³ Bildirinin temel argümanlarından biri olan devletin kamu yararını gözetmesi gerektiğine ilişkin görüşler, bazı kaynaklarda şöyle yer almaktadır:

- “Kamu hizmeti doktrinine göre devletin varlık sebebi, toplumun iyiliğine çalışmak, kamu için gerekli ve yararlı olan teşebbüslere girişmek ve faaliyetleri yerine getirmektir.” (Karahanoğulları, 2002:54 vd’den aktaran Avcı 2014: 108).

- “Kamu hizmeti devletin varlık nedeni olarak görülmektedir. Kamu hizmeti idari faaliyetin etrafında cereyan etmekte ve idarenin yapmakla yükümlü olduğu bir faaliyet olarak kabul edilmektedir. (Giritli ve Akgüner 1987:27’den aktaran Sezer, 2008:149.)

- “Kamu yararı kavramının ilk özelliği, yasama ve yürütmenin etkinliklerinin temel hedefi olmasıdır. Kamu yararı, yasanın oluşumunda belirleyici bir kavram olduğu kadar uygulanmasında da belirleyicidir (Akıllıoğlu, 1991:13). Çünkü gerek yasama ve gerekse yürütme organı toplumun ihtiyaçlarını karşılamak üzere vardır. (...) Bundan dolayı yasalar çıkarılırken kamu yararının hedeflenmesi zorunlu olduğu gibi, bu yasalar uygulanırken de temel hedef kamu yararının sağlanması olmalıdır.” (Şimşek, 2011: 72-73).

- “Kamu yararı kavramı ‘toplumun ortak çıkarı için yapılan ve idarenin kamu hizmetlerini yerine getirmek için bir takım faaliyetlerde araması gereken olgu’ olarak da tanımlanmıştır.” (Gençay, 2010: 38’den aktaran Tombaloğlu, 2014: 365).

- “Kamu yönetiminin varlık nedeni, ‘kamu hizmeti sunmak’ ve ‘kamu yararını sağlamak’tır.” (Gözübüyük, 1998: 5’ten aktaran Akyıldız, ? : 46)

- “Kamu hizmeti kamu yararını bünyesinde taşır. Kamu yararı ise, idarî işlemlerin amaç unsurunu oluştur(ur).” (Atıyas ve Oder, 2008:7-8.’den aktaran Avcı, 2014: 120)

- “Modern ulus devletin en önemli görevlerinden birisi de kamu hizmetlerini kamu yararı düşüncesi içerisinde vatandaşların beklentileri doğrultusunda sunabilmektir.” (Sezer ve Vural, 2010: 204).

- Marksist kuramı yorumlayarak devlet nedir sorusuna cevaplar veren Cem Eroğul; üretim güçlerinin korunması ve geliştirilmesinin, devletin üç temel işlevinden biri olduğunu ve bu işlevin de sınıfsal sömürüye rağmen, uzun vadede daima toplumun tüm üyelerinin lehine olduğunu, genel çıkara yönelik bir takım görevleri yerine getiremeyen hiçbir devletin yaşamını sürdürmesinin beklenemeyeceğini belirtmekte; devletin diğer iki işlevini ise, üretim ilişkilerini korumak ve geliştirmek ile kendi çıkarını korumak ve geliştirmek olarak tanımlamaktadır (Eroğul, 2014: 24, 34, 66.)

⁴ Bildiride, devletin, kamu hizmetlerini yerine getirirken kamu yararını gözetmesi gerektiğine ve kamu yararını gözetme sürecine odaklanılması gerektiğinin belirtilmesi, devletin diğer işlevlerinin görmezden gelindiği biçiminde yorumlanmamalıdır.

Öte yandan enerji, doğal kaynak niteliğindeki petrol, taşkömürü, linyit, doğal gaz, hidrolik, jeotermal, güneş, rüzgâr gibi birincil enerji kaynaklarından elde edilir. Doğal kaynakların tüm insanlığa miras olduğu, bu kaynaklarda yalnızca bugünkü toplumun değil, gelecekteki toplumların/kuşakların da hakkı olduğu kabul edilir. Pek çok ülkede olduğu gibi bizde de hüküm ve tasarruf, bulunduğu topraklarda yaşayan toplum adına, o topraklarda egemenlik hakkını kullanan devlete aittir. Yani bir topluma ait olan doğal kaynakların hüküm ve tasarruf hakkı, o toplumun devletine emanet edilmiştir. Devlet, bu kaynakları korumak, işletilmeleri sırasında yalnızca bugünkü toplumun değil, gelecek kuşakların da yararını gözetmek durumundadır. Bu ilkeyi Anayasamızın 168. maddesi düzenlemektedir.

Dolayısıyla denebilir ki; Devlet, enerji ile ilgili yasama ve yürütme etkinliklerinde, iki temel nedenle toplum yararını gözetmek durumundadır:

- i) Enerjinin üretimi ve sunumu, kamu hizmeti alanına dâhil olduğu, kamu hizmeti devletin varlık nedeni olduğu ve kamu yararı kamu hizmetini bünyesinde taşıdığı için.
- ii) Enerji, doğal kaynaklardan elde edilebildiği, bu kaynaklar topluma ait olduğu, işletilmelerinde toplum yararını (da) gözetmek gerektiği için.

16.3 Kamu/Toplum Yararı Kavramı Ne İfade Eder? Bu Kavram Hangi Faaliyetlerde ve Nasıl Gözetilebilir?

16.3.1 Kamu Yararı/ Toplum Yararı

Kamu yararı, toplum yararı, kamu (amme) menfaati, kamu iyiliği, ortak yarar, ortak çıkar, ortak iyilik, genel yarar terimleri, aynı kavramı ifade etmek amacıyla birbirlerinin yerine kullanılabilen terimlerdir. “Tüm bu terimlerle anlatılmak istenen, ‘bireysel çıkar’ dan farklı, onun, üstünde ya da dışında ortak bir yarar...”⁵ dır.

Bu terimlerden en çok kullanılanları kamu yararadır. Kamu yararı ile toplum yararı kavramları arasında anlam farkı olmadığını savunanlar da var, olduğunu savunanlar da var. Kavramı ve terimler arasındaki farkı tartışmak bildirinin kapsamı dışındadır. Ancak Ümit Doğanay’ın şu görüşünü önemsiyoruz: “*Kamu yararı, kurulu düzenin korunmasındaki çıkardır. Toplum yararı ise, ülkede yaşayan tüm insanların ortak çıkarlarını ifade eder.*”⁶ Bildiri yazarlarının muradı, devleti kapsamayacak biçimde tüm toplumun, sivil toplumun, yararının gözetilmesi olduğundan, bildiride “*toplum yararı*” teriminin kullanılması tercih edilmiştir. Bununla birlikte bildirinin yazımında yararlanılan kaynakların hemen hepsinde kamu yararı terimi geçtiği için, referans alınan kaynaklara sadık kalmak amacıyla, kimi yerlerde kamu yararı terimi de kullanılmıştır.

“...(Y)önetim hukukunda, kamu hukukunda ve siyaset biliminde sıkça kullanılmasına rağmen bu kavramdan ne anlaşılması gerektiği konusunda tam bir görüş birliği bulunmamaktadır.”⁷

⁵ Anayasa Mahkemesi’nin 21.10.1992 tarih ve E. 1992/13, K. 1992/50 Sayılı kararı (kararlar.yeni.anayasa.gov.tr).

⁶ Doğanay, 1974:5

⁷ “Bununla birlikte yönetim ve kamu hukukçuları ile siyaset bilimcileri, kamu yararının başlıca iki anlamı olduğu noktasında birleşmektedirler. Bunlardan birincisi, kamu yararının hukuki, teknik ve dar anlamı, diğeri ise bu kavrama verilen geniş, siyasal ve ideolojik anlamdır. Hukuki, teknik ve dar anlamda kamu yararı, mülkiyet hakkının sınırlarının belirtilmesinde ve bu hakkın özüne yapılacak müdahalelerde bir ölçü olarak kullanılmaktadır. Siyasal, ideolojik ve geniş anlamda kamu yararı da değişik şekillerde ifade edilmektedir” (Sezer, 2010:156).

Ama şu görüşte uzlaşma var görünüyor: Bu kavram net değil, bulanık; mutlak değil, kişilere, durumlara ve zamana göre değişebilmekte; ölçülebilir ve nesnel değil, öznel⁸. Benzer şeyler, üstün kamu yararı kavramı için de söylenebilir.⁹

Bu nedenle Türkiye’de, yasalar ile kamu idarelerinin eylemlerinin ve idare mahkemelerinin kamu yararı ve/veya üstün kamu yararı kavramlarına dayanan kararlarının, gerçekte kamu yararına olmadığı kuşkusundan sıkça söz edilmekte; kamu yararı kavramı etrafındaki tartışmaların sonu gelmemektedir.

Dolayısıyla da, yasama ve yürütme ile bunların faaliyetlerini denetlemek durumunda olan yargının kararlarının toplum yararına olup olmadığını, ya da toplum yararına olan seçeneklerden hangisinin daha yararlı olduğunu belirlemede, üzerinde uzlaşılmış, ölçülebilir ve nesnel kriterlerin ve analiz tekniklerinin kullanılmasına ihtiyaç vardır. Hep söylendiği gibi, ölçülemeyen şey değerlendirilemez. Ya da, değerlendirebilmek için ölçmek gerekir.

Bu amaca hizmet edebilecek analiz teknikleri var mı? Var olduğunu düşünüyoruz.

16.3.2 Toplum Yararını Analiz Etmede Kullanılabilecek Teknikler

Hukuksal düzenlemelerin de yatırım projelerinin de topluma ve/veya toplumun çeşitli kesimlerine, çevresel, ekonomik, sosyal, kültürel, bölgesel doğrudan ve dolaylı, pozitif ve negatif etkilerini (fayda ve maliyetlerini) ölçebilen, risklerini tanımlayabilen pozitif ve normatif analiz teknikleri olduğu, bunların dünyanın pek çok yerinde ulusal ve uluslararası örgütlerce kullanıldığı bilinmektedir.

Topluma farklı etkilerini analiz eden Çevresel analiz (ÇED), Ekonomik analiz, Sosyal analiz, Sosyo-kültürel analiz, Bölgesel analiz gibi analizlerin sonuçlarının bir arada değerlendirilmesiyle, bir hukuksal düzenlemenin ya da bir yatırım projesinin topluma olumlu ve olumsuz etkileri (fayda ve maliyetleri) hakkında, bir başka ifade ile düzenlemenin/projenin toplum yararına olup olmayacağı konusunda bir kanaatin oluşması mümkündür.¹⁰

Yasama etkinliklerinin topluma etkileri, Düzenleyici Etki Analizi (DEA) kapsamında yapılan analizlerle araştırılabilmektedir.

⁸ Kamu yararı kavramının temel zaaflarını belirten bazı görüşler şöyledir (Şimşek, 2011: 74): (a) “Kavram durağan bir anlama sahip olmadığı, devletten devlete farklılık gösterebildiği ve toplumun farklı dönemlerinde kendisine farklı anlamlar yüklenildiği bilinen bir gerçektir.” (b) “Kavram, tanımlayan kişinin siyasi görüşlerine göre oldukça değişik anlamlara bürünebilmektedir.” (c) “Kavram, bağımsız ve mutlak bir kavram değildir, tam aksine (doğası gereği) geniş, öznel ve bulanık bir kavramdır. Bundan dolayı kavramın tanımını yapmak ve içeriğini belirlemek oldukça zordur.” (d) “Kavram zaman içinde değişebilir. Bugün için kamu yararına olan bir durumun, belirli bir dönem sonra kamu yararına olmaması mümkün olabilir.”

⁹ a) Farklı iki konuda kamu yararı söz konusu olduğunda, birinin diğerine olan üstünlüğünü göstermek amacıyla, “üstün kamu yararı” kavramı kullanılmakta. Örneğin, ormanların ekolojik bütünlüğünün korunması da, ormanların savunma, ulaşım, enerji, haberleşme, su, atık su, petrol, doğalgaz, altyapı ve katı atık bertaraf tesisleri, baraj, gölet, eğitim ve spor tesislerinin yapılması amacıyla tahsis edilmesinde de kamu yararı bulunduğu kabul edilebilmekte; bunlardan birinin tercih edilmesi, üstün kamu yararı kavramı yargısı sayesinde olabilmektedir. (Şimşek, 2011:80). b) Üstün kamu yararı konusunda ne Anayasa’da, ne de mevzuatta bir tanım olmamasına karşın, özellikle yönetsel yargının -Danıştay’ın- üstün kamu yararını çevresel değerler ve çevrenin korunması yönünde yorumladığı görülmektedir. Anayasa Mahkemesi’nin de, üstün kamu yararına açıklık getiren ve üstün kamu yararının çevresel değerlerin korunmasında olduğunu vurgulayan önemli bir kararı bulunmaktadır (Duru ve Mengü 2010: 4).

¹⁰ Ortak yararın/toplum yararının sağlanma biçimi konusunda farklı görüşler vardır. Örneğin piyasanın görünmeyen eline emanet etmek. Bildiride bu tür görüşler dikkate alınmamıştır.

“DEA, herhangi bir kamu hizmetinin veya programın başlatılması, yönetim biriminin kurulması veya düzenlemenin yapılmasına ilişkin kararların alınması ya da uygulanmasından önce, bunların toplum açısından getirisinin ve muhtemel sonuçlarının hesaplanmasını, fayda ve maliyetinin değerlendirilmesini ifade etmektedir.”¹¹ “(D)üzenleyici etki analizi, düzenlemenin içeriğine ve türüne göre fayda-maliyet analizi, maliyet-etki analizi, maliyet değerlendirmesi ve fayda değerlendirmesi gibi yöntemlerle gerçekleştirilebilir.”¹²

DEA, Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü'ne (OECD) üye pek çok ülkede 2000'li yılların başlarından itibaren uygulanmaktadır. ABD'de ise, ilk kez Ronald Reagan döneminde (1981) uygulanmaya başlanmıştır. OECD ülkelerinde, DEA kapsamında çeşitli analiz yöntemleri kullanılmaktadır. Bunların içinde fayda maliyet analizleri, maliyet etkinlik analizleri, maliyet-çıktı analizleri, mali veya bütçe analizleri, sosyo-ekonomik etki analizleri, sonuç odaklı analizler, maliyet analizleri ve iş hayatına etki testleri en çok kullanılan metotların başında gelmektedir. Ülkelerin birçoğunda fayda-maliyet analizini uygulama eğilimi görülmektedir. Etki analizi, yeni düzenlemelerin hazırlanması sırasında olduğu kadar mevcut düzenlemelerin gözden geçirilmesi esnasında da kullanılabilir.¹³

Yatırım projelerinin topluma etkileri ise, ekonomik, sosyal, bölgesel, çevresel, kültürel analizlerle farklı açılardan analiz edilebilmektedir. Fayda-maliyet, maliyet-etkinlik ile katma değer, döviz kazancı, istihdam, gelir dağılımı, kamu finansmanına etkileri, dışsal etkiler, sosyal-etki, sosyo-kültürel etkiler, ekonomik ve sosyal analiz kapsamında yapılabilen analizlerden bazılarıdır. İlerideki bölümlerde de değinileceği gibi, bu analizler mevzuatımızda da yer almaktadır.

Anılan analiz tekniklerinden en kapsamlısı ve uygun olduğu durumlarda en çok tercih edileni fayda maliyet analizidir (FMA). FMA, DEA kapsamında hukuksal düzenlemelerin fayda ve maliyetlerini analiz etmek amacıyla da yapılabilmekte; yatırım projelerinin fayda ve maliyetlerini analiz etmek amacıyla da yapılabilmektedir. Yatırım projelerinin fayda ve maliyetleri, yatırımcı açısından da, ulusal ekonomi açısından da, toplum açısından da analiz edilebilmektedir. Yatırımcı açısından yapılabilen Ticari (ya da Mali) FMA deniyor, ki bu analiz bildirinin konusu değildir. Ulusal ekonomi açısından yapılabilen Ekonomik FMA, toplum açısından yapılabilen Sosyal FMA deniyor.¹⁴ “Ekonomik FM analizi, bir projeyi milli gelirin büyüme oranına etkisi yönünden inceler. Sosyal FM analizi ise, milli gelirden büyüme ve gelir dağılımı toplumsal amaçlarının birlikte nazara alınarak yapılan proje değerlendirme usulüdür.”¹⁵ Ancak ekonomik ve sosyal analizlerin amaçları ve yöntemleri hakkında literatürde farklı bilgiler de bulunmaktadır.

¹¹ Küçük ve Dinçer, 2011: 7.

¹² Küçük ve Dinçer, age:12.

¹³ Ekici, 2006: 45,52.

¹⁴ Ekonomik ve sosyal fayda maliyet analizlerinde bir düzenlemenin ya da bir projenin ekonomi ya da toplum açısından önemli olan çevresel etkileri, ileri-geri bağlantı etkileri, çoğaltan etkisi gibi negatif ve pozitif dışsallıkları da hesaplamalara katılabilir. Bu analiz tekniğinde bütün fayda ve maliyetler mümkün olduğunca sayısal ve parasal olarak ifade edilmelidir. Ancak bu her zaman kolay olmamaktadır.

Ekonomik ve sosyal FM analizleri, yöntem olarak, ticari analize benzer. Hatta onun (ticari analizin) üstüne bina edilirler. Farkları, fayda ve maliyetlerin, ticari analizde piyasa fiyatları ile tanımlanırken, ekonomik ve sosyal analizlerde Gölge Fiyat tabir edilen, düzeltilmiş fiyatlarla ifade edilmesidir. Çünkü piyasadaki fiyatların çeşitli müdahalelerle “çarpıtılmış” olduğu, toplumsal fırsat maliyetlerini, bir başka deyişle ekonomiye gerçek maliyetleri yansıtmadığı ve bu nedenle düzeltilmeleri gerektiği kabul edilmektedir. Bu analizlerde vergi, sübvansiyon, kiralara ile iç piyasadan kullanılan krediler için ödenen faizler, “transfer harcamaları” niteliğinde olduklarından, maliyetlere dâhil edilmez.

¹⁵ Özkan, 1985: 237.

FMA, çevresel etki değerlendirmesine (ÇED) alternatif bir analiz tekniği değildir. Onu tamamlar niteliktedir.

Ekonomik ve sosyal FMA'yı, tahsis edecekleri kamusal kaynakların söz konusu toplumdaki etkilerini ölçebilmek amacıyla pek çok ülkenin ulusal kurumları ile Birleşmiş Milletler Sınai Kalkınma Örgütü (UNIDO), OECD, Dünya Bankası ve Avrupa Birliği (AB) gibi örgütler de kimi farklılıklarla kullanmış/önermiş ve halen de kullanılmaktadır/önermektedir.

Fayda-maliyet analizinin çeşitli zaaflarından söz edilebilmektedir. Örneğin oldukça pahalı ve zaman alıcı bir analiz yöntemidir.

FMA yetersiz kaldığında ve/veya onu tamamlamak ya da diğer amaçlarla, başka pozitif ve/veya normatif analiz teknikleri de kullanılabilir.

16.3.3 Toplum Yararı Enerji Sektöründe Hangi Alanlarda ve Nasıl Gözetilmeli?

Yasama ve yürütme etkinliklerinin temel hedefi kamu yararı kavramı olduğuna göre, yasamanın ve yürütmenin enerji ile ilgili tüm etkinliklerinde toplum yararı gözetilmelidir.

Bildirinin doğrudan konusu olmamakla birlikte; tüm kamu hizmetlerinin yürütülmesi sırasında açıklık, saydamlık, hesap verebilirlik, tarafsızlık, katılımcılık, dürüstlük, etkililik, verimlilik, ussallık, tutarlılık, objektiflik, adillik, hukuk ve etik kurallarına uygunluk ilkelerinin gözetilmesinin de, toplum yararı açısından zorunlu olduğu vurgulanmalıdır.

Bildirinin amacına odaklanarak daha somut biçimde ifade etmek gerekirse, enerjide toplum yararının sağlanabilmesi için aşağıdaki etkinliklerin topluma olası etkilerinin uygulamaya geçmeden önce analiz edilmesi ve yalnızca topluma yararlı olacağı kanıtlanabilen seçeneklerin uygulamaya konulmasına izin verilmesi gerekir:

- Enerji ile ilgili yeni kanun, KHK vd. düzenlemeler hazırlanırken; var olanlar gözden geçirilirken;
- Petrol, taşkömürü, linyit, doğal gaz, hidrolik, jeotermal, güneş, rüzgâr gibi topluma ait olan birincil enerji kaynaklarının işletilmesi ve enerji üretim ve dağıtımına yönelik tesisler kurulması için ruhsat, izin, lisans verilirken;
- Aynı konu/kota/yer için yapılan, birden fazla lisans başvurusu arasında seçim/tercih yaparken;
- Enerji sektörü ve enerji ekipmanları teşvik edilirken;
- Enerji fiyatlandırılırken, vergilendirilirken;
- Enerji sektörü yatırımlarına kamu kaynaklarından finansal destek sağlanırken;
- Enerji yatırımlarının çevresel etkileri değerlendirilirken.

Peki, bizde devlet, enerji sektörüne yönelik bu faaliyetlerinde, kararlarını anılan türdeki analiz sonuçlarına dayandırıyor mu? Bu soruyu yanıtlayabilmek için önce ilgili mevzuata ve sonra da uygulamalara bakmak gerekir.

16.4 Enerjide Toplum Yararının Gözetilmesi Açısından Mevzuat ve Uygulama

Yasama ve yürütme etkinliklerinde temel amacın kamu yararı olması gerektiğine göre, bu amacın genelde tüm mevzuatın, özelde de enerji ile ilgili mevzuatın ruhunda ve dilinde açıkça yer alması, usul ve esaslarının açıkça belirtilmiş, uygulamanın da bu usul ve esaslara göre yapılıyor olması beklenir.

Öyle olup olmadığını araştırmak üzere, Anayasa, Anayasa Mahkemesi ile Danıştay kararları, doğal kaynaklarla ilgili mevzuat, enerji yatırımları ile ilgili mevzuat, bu mevzuatı uygulamak ve denetlemek durumunda olan kamu idarelerinin kanunları gibi enerji ile ilgili olabilecek tüm mevzuat; hem devletin yasama ve yürütme etkinliklerinde hem de doğal kaynakların korunması ve işletilmelerinde, toplum yararının gözetilmesine yönelik hükümlerinin varlığı/yokluğu açısından incelendi. İnceleme sonuçları aşağıda ayrı alt başlıklarda özetlenmektedir.

16.4.1 Anayasa'da ve İlgili Yüksek Yargı Organlarının Kararlarında Toplum Yararı

Yürürlükteki 1982 Anayasa'sında, devletin -yasama ve yürütme- etkinliklerinin temel hedefinin kamu/toplum yararı kavramı olduğuna dair açık ya da dolaylı bir hüküm yoktur.

Bu ilke Anayasa Mahkemesi'nin bazı kararlarında yer almıştır.¹⁶ “*Yasalar çıkarılırken kamu yararının hedeflenmesi zorunlu olduğu gibi, bu yasalar uygulanırken de temel hedef kamu yararının sağlanması olmalıdır.*”¹⁷ “*Danıştay (da), bütün idari işlemlerin ortak ve mutlak amacının kamu yararı olması dolayısı ile, yargısal denetim üst derece yetkili mahkeme mercii olarak, inşa ettiği içtihat ve verdiği kararlarda kamu yararı kavramını temel belirleyici kıstas olarak tutmuştur.*”¹⁸ Örneğin, “*Danıştay, düzenleyici işlemlerin hukuka uygunluğunun denetiminde, üst normlara uygunluğunun yanında kamu yararına uygunluk testine de tabi tutulması gerektiğinden söz etmekte.*”¹⁹

Anayasamızda, pek çok bölümde *kamu yararı* terimi kullanılmışken iki yerde de *toplum yararı* terimi kullanılmıştır.²⁰

Anayasa'da en dikkat çeken husus, doğal kaynak ve servetlerin korunması, tahrip edilmemesi, bunların aranması ve işletilmesinde verimlilik ilkesinin ya da toplum yararının gözetilmesine ilişkin hiçbir hükmün olmamasıdır. İlgili maddede (m. 168) yalnızca bu tür kaynakların devletin hüküm ve tasarrufu altında olduğu, bunların işletilmesinin devletin iznine tabi olduğu gibi hükümler yer almaktadır. Buna göre, Anayasamızda kıyılara, tarih, kültür ve tabiat varlıklarına, tarım arazilerine, çayırılara, meralara, toprağa ve orman varlıklarına verilen önem, taşkömürü, linyit, petrol, doğal gaz vb gibi tükenebilir kaynaklara verilmemektedir. Oysa yenilenemez/tükenebilir olma özelliği nedeniyle anılan kaynaklar, korunmayı ve verimli işletilmeyi, yenilenebilir kaynaklardan daha çok hak etmektedir.²¹

¹⁶ Anayasa Mahkemesi'nin bazı ilgili kararları: (i) 21.10.1992 tarih ve E: 1992/13, K: 1992/50 sayılı kararında, “Devletin etkinliklerinde kamu hizmeti ve dolayısıyla kamu yararının önde geldiği”; (ii) 22.06.1972 tarih ve E: 1972/14, K: 1972/34 sayılı kararında da: “...Anayasa'nın hukuk devleti ilkesinin öğeleri arasında yasaların kamu yararına dayanması ilkesi vardır. Bu ilkenin anlamı kamu yararı düşüncesi olmaksızın başka bir deyimle yalnızca özel çıkarlar veya yalnızca belli kişilerin yararına olarak herhangi bir yasa kuralının konulamayacağı” ifade edilmiştir (kararlaryeni.anayasa.gov.tr).

¹⁷ Şimşek, 2011: 73.

¹⁸ Gül, 2014: 549.

¹⁹ Danıştay 6. Dairesinin 13.5.1997 tarih ve E. 1996/5477, K. 1997/2312 sayılı kararını aktaran Akıncı, 2009:611.

²⁰ Kamu yararı terimi; Kıyılardan Yararlanma (m. 43), Toprak Mülkiyeti (m. 44), Tarım, Hayvancılık ile Bu Üretim Dallarında Çalışanların Korunması (m. 45), Kamulaştırma (m. 46), Devletleştirme ve Özelleştirme (m.47) madde başlıkları ile Mülkiyet hakkı (m. 35), İspat hakkı (39) ve Ormanların korunması (m. 169/2) başlıklı maddelerde geçmektedir. Toplum yararı terimi ise Mülkiyet hakkı (m. 35/3), Mahalli idareler (m. 127/5) ve Planlama; Ekonomik ve Sosyal Konsey (m. 166/2) ile ilgili maddelerde geçmektedir. Bunlardan konumuzla ilgili olabilecek olan hüküm yalnızca 166 ıncı maddede geçen “Planda... yatırımlarda toplum yararları ve gerekleri gözetilir; kaynakların verimli şekilde kullanılması hedef alınır” hükmüdür. Mülkiyet hakkı ile ilgili maddede (m. 35) hem kamu yararı hem de toplum yararı terimlerinin kullanılma nedenlerini uzmanları tartışıyor olmalıdır.

²¹ Kayadelen, 2010.

16.4.2 Hukuksal Düzenleme Hazırlanmasında Toplum Yararının Gözetilmesi

Mevzuatımızda, yürürlüğe girecek düzenlemelerin topluma etkilerinin araştırılması amacıyla DEA yapılması gerektiği yer almaktadır. 17 Şubat 2006 tarihinde yürürlüğe giren Mevzuat Hazırlama Usul ve Esasları Hakkında Yönetmelik'in 24'üncü maddesinde, yürürlüğe konulması hâlinde etkisinin on milyon TL'yi geçeceği tahmin edilen, milli güvenliği ilgilendiren konular ile bütçe ve kesin hesap kanunları ve kanun hükmünde kararname hariç olmak üzere, 17 Şubat 2007 tarihinden itibaren hazırlanacak kanun ve kanun hükmünde kararname ile Başbakanlıkça uygun görülecek diğer düzenleyici işlemler için DEA yapılması gerektiği belirtilmektedir. Yönetmelik, Başbakanlık, bakanlıklar, bağlı, ilgili, ilişkili kurum ve kuruluşlar ile diğer kamu kurum ve kuruluşları tarafından hazırlanacak kanun, kanun hükmünde kararname, tüzük, yönetmelik, Bakanlar Kurulu kararı eki kararlar ve diğer düzenleyici işlemleri kapsıyor. Bunun dışında, ilgili kurumlarda DEA çalışmalarını yapacak birimler kurulmasına yönelik, ekinde DEA Rehberi yer alan, 3 Nisan 2007 tarihli bir Başbakanlık Genelgesi de yayımlanmıştır.

DEA Rehberi, DEA'nin temel ilkelerini, o kapsamda ne tür analizlerin yapılması gerektiğini belirtmektedir. Rehber, düzenlemeyi gerektiren nedenler, hedefler, alternatif çözüm yolları ile düzenlemeye etkilenen gruplar ve alanların tespitini; çözüm önerisinin, belirli bir sosyal grup, ekonomik sektörler, büyüklüklerine göre sektörler ve idari birimler üzerinde doğuracağı etkinin yanında, bütün toplum üzerindeki etkisinin de ölçülmesini öngörmektedir.

Rehber, fayda ve maliyetlerin; ekonomik etkiler (*Kamu yönetimine, iş dünyasına, tüketicilere, KO-Bİ'lere, rekabete*), sosyal etkiler (*Sosyal eşitsizliklerin artması, iş güvenliğinde azalma, işsizlik artışı, sağlık, güvenlik ve tüketici hakları, eğitim-öğretim, kültür, istihdam düzeyleri ya da iş kalitesi, cinsiyet eşitliği, sosyal dışlanma ve fakirlik, yaralanma ve hastalıklar ve benzerleri üzerine muhtemel etkiler*) ve Çevresel etkiler (*Hava, su ve toprak kirliliği, arazi kullanımı değişikliği, biyo-çeşitlilik kayıpları ve iklim değişikliği üzerine muhtemel etkiler*) başlıkları altında incelenmesini; alternatif çözüm yollarının karşılaştırılmasını; etkilerin geniş halk kitlelerine danışılmasını öngörmekte ve uygulama, izleme ve değerlendirmeye dair hükümler içermektedir.

Bu aşamada şu soru sorulabilir: Bir hukuksal düzenlemenin toplum yararına olup olmayacağını pek çok kriteri barındıran bu analizler ortaya koyamıyorsa, nasıl bir analiz/değerlendirme ölçülebilir?

DEA Rehberi'nin kusursuz olduğu söylenemez. Ancak, uygulamada yaşanacak sorunlara çözüm aranarak geliştirilebileceği dikkate alınır, başlangıç için çok önemli bir düzenleme olduğu kabul edilmelidir.²²

²² Aslında Türkiye'de düzenlemeler için fayda ve maliyet analizi yapılması gerektiğine ilişkin girişimlerin geçmişi daha önceki yıllara uzanıyor. İlk kez 58. Hükümet'in 2003 yılında yayımlanan Acil Eylem Planı'nda, hedeflerden biri olarak yer alıyor. Acil Eylem Planı'nda, Meclis'e sunulan kanun tasarı ve tekliflerinin gerekçelerinde, kanunun sağlayacağı fayda ve getireceği maliyetler dikkate alınarak düzenleme yapılması, genel gerekçelerin kanunlarla birlikte Resmi Gazete'de yayımlanması hedefi de yer almıştır. İkinci olarak Kamu Yönetiminin Temel İlkeleri ve Yeniden Yapılandırılması Hakkında Kanun (Kabul Tarihi: 15.07.2004), yapılacak yeni düzenlemeler ve kurulacak birimler için düzenleyici etki analizi yapılmasını hükme bağlamıştı (m. 5/c). Anımsanabileceği gibi anılan yasa dönemin Cumhurbaşkanı A. Necdet Sezer tarafından, bir daha görüşülmek üzere Meclis'e gönderildikten sonra bir işlem yapılmadı. Anılan maddenin gerekçesinde, yapılacak yasal ve idari düzenlemelerin halkın hayatında ve kamu yönetiminde ne gibi etkiler yapacağı, değişik yöntemlerle ve sınırlı kaynakların yaşam kalitesini artıracak şekilde ve en uygun biçimde kullanılabilmesini temin etmek üzere sistematik olarak araştırılmasının gerektiği belirtilmiştir. Uygulanacak yöntemler ise, konusuna göre fayda-maliyet analizi, maliyet-etki analizi, maliyet değerlendirmesi ve fayda değerlendirmesi olarak sıralanmıştır. Kanun, "Kamu hizmetlerine ilişkin temel kararların alınmasında, ilgili kamu kurumu niteliğindeki meslek kuruluşları ve sivil toplum örgütlerinin görüş ve önerilerinden yararlanılır" hükmünü de içermektedir. Yürürlüğe giremeyen bu kanunun, Türkiye'nin AB'ye tam üyelik hedefi doğrultusunda yönetim yapısını, katılmayı hedeflediği topluluk standartlarına kavuşturma çabalarından biri olduğu da bilinmektedir.

Uygulamaya gelince... “Türk usulü” olduğu anlaşılıyor. Yani Yönetmeliğin ilgi hükümlerinin tam anlamıyla uygulanmadığı ama uygulanıyor“MUŞ” gibi yapıldığı anlaşılıyor. Gece yarısı baskınları ile “torba kanunlara” madde ekleyerek yasa yapma/değiştirme alışkanlığının olduğu yerde DEA'nin önemsendiğinden söz edilebilir mi?

16.4.3 Yürürlükteki Mevzuatta Toplum Yararının Gözetilmesi ve Uygulamalar

Enerji sektörünü doğrudan ya da dolaylı ilgilendiren yürürlükteki mevzuat ile kastedilen, birincil enerji kaynaklarından yararlanma ve enerji üretim tesislerinin kurulması ile ilgili olarak ruhsat, lisans, ÇED olumlu kararı ve kamulaştırma kararından, teşvik tedbirlerinden yararlanma ve kamu bankalarından finansman sağlamaya kadar, bir enerji projesinin gerçekleştirilebilmesi için devletten alınması gereken tüm izin, onay, destek ve ayrıcalıklarla ilgili düzenlemeler ve anılan bu işlemleri yürüten idarelerin görevlerini tanımlayan düzenlemelerdir.

Aşağıda bu düzenlemelerde toplum yararının ne ölçüde gözetildiği ve var olan hükümlerin ne ölçüde uygulandığı ele alınmaktadır. Kamu yatırımları için ayrı bir düzenleme olduğundan, bu tür yatırımlar ayrı başlıkta ele alınmaktadır.

16.4.3.1 Kamu yatırımlarında toplum yararının gözetilmesi

Kamu yatırımları için geçerli olan 2015-2017 Dönemi Yatırım Programı Hazırlama Rehberi'nin, proje maliyeti 5 Milyon TL ve üzerinde olan yeni yatırım projesi tekliflerinde kullanılmasını zorunlu kıldığı Fizibilite Raporu Formatına göre, bu tür projeler için finansal analize ek olarak, ekonomik, sosyal, bölgesel analizlerin yapılması gerekiyor.²³

Ekonomik analiz kapsamında Ekonomik Fayda-Maliyet Analizi (*ENBD, EİKO vb.*), Maliyet Etkinlik Analizi (karşılaştırmalı birim üretim ve yatırım maliyeti), Projenin Diğer Ekonomik Etkileri (*Katma değer etkisi vb.*); Sosyal analiz kapsamında Sosyal Fayda-Maliyet Analizi, Sosyo-kültürel Analiz (*Katılımcılık, cinsiyet etkisi vb.*), Projenin Diğer Sosyal Etkileri (*İstihdama katkı vb.*); Bölgesel Analiz kapsamında da projenin bölgesel düzeydeki doğrudan ve dolaylı etkilerinin araştırılması gerekmektedir.

Bu aşamada da şu soru sorulmalıdır: Bir yatırım projesinin toplum yararına olup olmayacağını, pek çok kriteri barındıran bu analizler ve ÇED ortaya koyamıyorsa, nasıl bir analiz/değerlendirme ölçebilir?

Buna göre, diğer ilgili mevzuatta eksiklik/yetersizlik olsa bile, yeni kamu yatırım projelerinde toplum yararı olup olmadığının araştırılması için anılan rehberin yeterli bir düzenleme olduğu söylenebilir. Uygulamada bu analizler layıkıyla yapılıyor mu? Emin değiliz.

²³ Kamu yatırım projeleri fizibilite araştırmalarında ekonomik ve sosyal analizlerin yapılması ilk kez 2005 Temmuzunda yayımlanan 2006-2008 Dönemi Yatırım Programı Hazırlama Rehberi eki olan “Proje Maliyeti 2 Milyon YTL ve Üzerindeki Kamu Yatırım Projesi Teklifleri İçin Fizibilite Raporu Formatı”nda talimatlanmıştır. Kamu yatırımlarında bu tür analizlerin yapılması gerektiğini öneren ilk belge ise, Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı, Kamu Yatırımlarının Planlanması ve Uygulanmasında Etkinlik Özel İhtisas Komisyonu Raporu'dur. Anılan ÖİK Raporunun raportörlüğünü Bildiri yazarlarından A. Konukman üstlenmişti.

16.4.3.2 Maden, petrol, jeotermal ve hidrolik gibi kaynaklardan yararlanma ile ilgili düzenlemeler- de toplum yararının gözetilmesi

Maden, petrol, jeotermal ve hidrolik gibi doğal birincil enerji kaynaklarının işletilmesi ile ilgili yasalarda toplum yararının gözetilmesine ilişkin durum şöyle özetlenebilir.

a) Taşkömürü, linyit, uranyum, toryum, asfaltit, bitümlü şist gibi birincil enerji kaynakları, Maden Kanunu kapsamında olup Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) Maden İşleri Genel Müdürlüğü'nün (MİGEM) verdiği ruhsat/izinlerle aranıp işletilebilmektedir. Maden Kanunu ve bu kanunun Uygulama Yönetmeliği, arama ve işletme ruhsatı verilirken mineral kaynakların korunmasına, tahrip edilmemesine, verimli işletilmesine ve işletilmesinde toplum yararının gözetilmesine ilişkin hiçbir hüküm içermiyor. İşletme ruhsatı verilmesinin ön koşulu olan işletme projesinde "Projenin Ülke Ekonomisine Katkısı" başlığı altında, yalnızca devletin projeden elde edeceği gelirin (vergilerin) belirtilmesi istenmektedir. Bu bilgi, toplum yararı kavramı açısından çok sınırlı bir anlam ifade etmektedir.

b) Ham petrol ve doğal gaz, Türk Petrol Kanunu kapsamında olup ETKB Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nün (PİGM) verdiği ruhsat/izinlerle aranıp işletilebilmektedir. 2013 yılında neoliberal politikalara uyumlu hale getirilirken bazı geri adımlar atılmış olmakla birlikte Petrol Kanunu'nun, ülke yararı, ulusal yarar, doğal kaynakların ve çevrenin korunması kavramlarına yer verdiğinden, Maden Kanunu'na kıyasla daha olumlu hükümler içerdiği söylenebilmektedir.²⁴ Orta Vadeli Program (2016-2018)'ta yer alan şu ifadeler toplum açısından da FMA'yı kapsıyorsa, olumlu bir adım olarak kabul edilebilir: "183. Yurt içi ve yurt dışında petrol ve doğal gaz arama faaliyetlerine fayda-maliyet dengesi gözetilerek devam edilecek, (...) Fayda-maliyet dengesi gözetilerek kaya gazı ve diğer yeni teknolojilere yönelik araştırma faaliyetleri yürütülecektir."²⁵

c) Jeotermal kaynaklar, Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu kapsamında olup il özel idarelerinin (Büyükşehir olan illerde valiliklerin) verdikleri ruhsatlarla aranıp işletilebilmektedir. Anılan kanunda, Kanun'a tâbi faaliyetlerde kaynağı oluşturan jeotermal sistemin korunmasının, kaynağın israf edilmemesinin ve çevrenin korunmasının esas olduğu belirtilmekte (m. 14) ve sürdürülebilirliğe ilişkin hükümler bulunmakta, ancak ruhsat verme sürecinde toplum yararının gözetilmesine ilişkin bir hüküm yer almamaktadır.

d) Hidrolik kaynaklardan yararlanma, Devlet Su İşleri (DSİ) Genel Müdürlüğü ile imzalanacak Su Kullanım Hakkı Anlaşması ile mümkün olabilmektedir. Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik ve eklerinde, toplum yararının gözetilmesine ilişkin açık bir hüküm yok. Yönetmeliğin 3 nolu ekindeki formata göre hazırlanması istenen Hidrolik Enerji Üretim Tesisleri Fizibilite Raporlarının değerlendirilmesinde, projenin mevcut, inşa halinde ve mutasavver projelere etkisi ve onlarla iliş-

²⁴ Örneğin; (a) Kanun amacının, TC petrol kaynaklarının millî menfaatlere uygun olarak hızlı, sürekli ve etkili bir şekilde aranmasını, geliştirilmesini ve üretilmesini sağlamak olduğu yazılmakta (m. 1); (b) Koruyucu önlemler madde başlığı altında, petrol hakkı sahiplerinin, petrol işlemlerinin her safhasında; petrol varlığının korunması, savurganlığın önlenmesi, petrol sahalarının iyi niyetle işletilmesi, iş sağlığı ve güvenliğinin sağlanması ile çevrenin ve kültür varlıklarının korunmasına ilişkin mevzuata uygun olarak gerekli önlemleri almakla yükümlü olduğu ve insan sağlığını tehlikeye sokacak, doğaya, çevreye ve kültür varlıklarına zarar verecek şekilde faaliyette bulunamayacakları ile bunlara yönelik alınması gereken bazı önlemler (m. 46) belirtilmektedir.

²⁵ Orta Vadeli Program (2016-2018)'ın nihai biçimi, Sempozyum gerçekleştirildikten sonra, Bildiriye son biçiminin verildiği günlerde (12.01.2016 günü) açıklandı. Ekim 2015'te açıklanan geçici OVP'de fayda maliyet dengesinin yalnızca, kaya gazı ve diğer yeni teknolojilere yönelik araştırma faaliyetlerinde yürütülmesinden söz edilmiştir (OVP, Parag. 175).

kisi, teknik ve mali yapılabirliği gözetilmekte; yukarıda tanımlanan anlamda ulusal ekonomi/toplum açısından bir fayda maliyet analizi yapılması öngörülmektedir.

16.4.3.3 ÇED mevzuatında toplum yararının gözetilmesi

Niteliğine ve/veya ölçüğü tanımlanmış eşik değerlerin üstünde olmasına bağımlı olarak madencilik ve enerji projeleri için alınması gerekli Çevresel Etki Değerlendirme (ÇED) Olumlu Kararı, ÇED Yönetmeliği'nin 3 nolu eki olan ÇED Genel Formatında yer alan bilgilere dayanılarak verilmektedir. Bu formatta projenin yalnızca çevreye etkileri ve bunlar için alınacak önlemler önemsenmekte, topluma olan fayda ve maliyetlerinin analizinden söz edilmemektedir.

16.4.3.4 Lisanslama mevzuatında toplum yararının gözetilmesi

Elektrik, doğal gaz, petrol ve sıvılaştırılmış petrol gazları ile ilgili alanlardaki üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış, ithalat, ihracat gibi faaliyetler devletin verdiği lisanslarla yürütülebilmektedir.²⁶ Yani devlet, enerji alanındaki kamu hizmetlerinin görülebilmesi için lisanslarla birilerine ayrıcalık veriyor. Her enerji türü için ayrı lisans yönetmeliği yürürlüktedir. Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği, Petrol Piyasası Lisans Yönetmeliği, Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği gibi. Yönetmeliklerde, tüketicilerin korunmasına yönelik bazı hükümler yer almakta ancak lisans konusu projenin topluma sağlayacağı fayda ve maliyetlerin analizine dayanan toplum yararı varlığının aranmasına dair hiçbir hüküm bulunmamaktadır. Lisans konusu faaliyetlerden üretime, özellikle elektrik üretimine yönelik olanlarda, olumsuz çevresel etkilerinin önemli boyutlarda olabilmesi nedeniyle, topluma olumsuz etkileri ile sağlayacakları faydaların karşılaştırılması gerekir.

16.4.3.5 Yatırımlarda Devlet yardımları mevzuatında toplum yararının gözetilmesi

Enerji sektörüne ve bu sektöre girdi sağlayan madencilik ve imalat sanayisine yönelik olanlar da dâhil olmak üzere, yatırım projelerine, Bakanlar Kurulu'nca kabul edilen Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Karar ve bu kararın uygulanmasına ilişkin usul ve esasları belirleyen Tebliğ uyarınca destek sağlanmaktadır. Sağlanan destekler projenin yerine ve özelliklerine göre; Gümrük vergisi muafiyeti, KDV istisnası, Vergi indirimi, Sigorta primi işveren hissesi desteği, Yatırım yeri tahsisi, Faiz desteği, KDV iadesi, Gelir vergisi stopajı desteği, Sigorta primi desteği biçiminde olabilmektedir. Anılan düzenlemelerde katma değeri yüksek, ülkenin uluslararası rekabet gücünü artıracak, ithal ikamesi sağlayacak olanlarla, bölgesel gelişmişlik farklılıklarının azaltılmasına ve çevrenin korunmasına yönelik yatırımlar, bu destek biçimlerinin tamamı ya da bir kısmı ile desteklenmektedir. Desteğe esas anılan kriterler, projenin ülke ekonomisi yararına olup olmadığını ölçmeye yöneliktir. Ancak değerlendirmelerde yukarıda tanımlandığı biçimde bir ekonomik/sosyal fayda maliyet analizi öngörülmektedir.

16.4.3.6 Kamulaştırma mevzuatında toplum yararının gözetilmesi

Doğal kaynakların işletilmesi ve enerji yatırımları (elektrik üretim ve dağıtım tesisleri, doğal gaz iletim, dağıtım ve depolama tesisleri ile petrol depolama, rafineri, işleme tesisleri ve iletim hatları) için gerekli görülen taşınmazlardan; özel mülkiyete ait olanların kamulaştırması; Hazine'ye ait veya devletin hüküm ve tasarrufu altında bulunanların kullanma izni, irtifak hakkı tesisi veya kiralanması; diğer kamu tüzel kişileri ve kurumlarına ait olanların devri; ormanlık alanlarda olanların izni ve orta malı nitelikli olanların tahsisi, ruhsat/lisans sahibince talep edilmesi halinde mümkündür.

²⁶ Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik'te, aralarında, kurulu gücü bir megavat sınırına kadar olan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinin de bulunduğu bazı üretim tesisleri, lisans alma yükümlülüğünden muaf tutulmuştur.

İlgili mevzuat, projenin niteliğine göre, Kamulaştırma Kanunu ve bu kanunun esaslarını uygulayan Maden Kanunu, Türk Petrol Kanunu, Elektrik Piyasası Kanunu, Doğal Gaz Piyasası Kanunu, Petrol Piyasası Kanunu'dur. Kamulaştırmaya yetkili idareler ise ilgili kanunu uygulamak durumunda olan idarelerdir (MİGEM, il özel idaresi, EPDK vd). Acele kamulaştırmalarda Bakanlar Kurulu ve Asliye Hukuk Mahkemeleri yetkilidir.²⁷

Kamulaştırma kararının alınabilmesinde madenler için kamu yararı kararı, enerji projeleri için de kamu yararı kararı yerine geçmek üzere lüzum kararının alınması gerekmektedir. Maden işletmeleri için kamulaştırmaya, kamulaştırılması istenilen alandaki madenin işletme projesi ve rezerv durumu, bu alandaki madenin üretilip üretilmemesi durumunda bölgeye ve ülke ekonomisine fayda ve zararları, kamulaştırılması talep edilen alan dışında ruhsat sahası içinde başka alanlardaki rezerv durumuna göre üretim olanakları, bölgedeki alternatif üretim alanları, mülk sahibinin kayıpları, mülk sahibinin kamulaştırma sonrası sürdüreceği ekonomik faaliyet ve kamulaştırmadan nasıl etkileneceği ile ilgili hususlar, kamulaştırılması talep edilen alanın çevre ile ilişkileri gibi teknik ve sosyal içerikli tüm etkenler değerlendirilerek karar verilir. Kararlarda anılan bilgilerin nasıl dikkate alındığına ilişkin bilgi bulunmamaktadır. Kamulaştırma kararlarında kamu yatırımlarında öngörülen türden ekonomik ve sosyal fayda maliyet analizlerini de içeren kapsamlı ekonomik, sosyal ve bölgesel analizler öngörülmemektedir.

16.4.3.7 Kamu kaynaklarından finansman desteği sağlanmasında toplum yararının gözetilmesi

Enerji projelerine uygun koşullu (uzun vadeli düşük faizli kredi ya da hibe) finansman desteği sağlayan kamu kuruluşlarından ilk akla gelenler, Türkiye Kalkınma Bankası (TKB), Halkbank, Ziraat Bankası, KOSGEB (Küçük ve Orta Ölçekli İşletmeleri Geliştirme ve Destekleme İdaresi Başkanlığı) ve Kalkınma Ajanslarıdır. Bunlar, kendi kaynaklarını ve/veya Dünya Bankası, Avrupa Yatırım Bankası, Avrupa Birliği gibi kurum ya da kuruluşlardan sağladıkları kaynakları kullanılabiliyor. Bu tür kurumlar, yabancı kaynak kullandıkları projelerde, aracılığını yaptıkları kurumların/kuruluşların önemsedikleri kriterleri gözetmektedirler. Kendi mevzuatlarında finansal destek sağlayacakları projelerde FMA'yı da kapsayan ekonomik ve sosyal analiz yaptıklarına/yapacaklarına ilişkin bilgi yoktur.²⁸ Bu kurumlardan bir kısmının sağladığı desteklerin miktarları küçüktür. Küçük ölçekli destekler için FMA gibi uğraştırıcı analizlerin yapılması gerekli olmayabilir.

16.4.4 İlgili İdarelerin Mevzuatında Toplum Yararının Gözetilmesi

Yukarıda belirtilen iş ve işlemlerle ilgili mevzuatı uygulamakla görevli kamu idarelerinin mevzuatlarında, kamu hizmetlerini görürken toplum yararının gözetilmesine ilişkin hükümler olup olmadığı da şöyle özetlenebilir:

16.4.4.1 Doğal kaynaklardan yararlandırma ile görevli idarelerin mevzuatında toplum yararının gözetilmesi

i) ETKB, taşkömürü, linyit, asfaltit, petrol gibi doğal kaynakların aranması ve işletilmesi için ruhsat veren idarelerin (MİGEM ve PİGM) bağlı olduğu bakanlık. Bakanlık ile bu idarelerin görevleri, ETKB Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun'da belirtilmektedir. Bakanlığın görevleri arasında doğal kaynakların korunması, verimli işletilmesi, işletilmesinde toplum yararının gözetilmesi ile ilgili doğ-

²⁷ Leblebici, 2009:5.

²⁸ Örneğin TKB, bir enerji projesine kredi verme kararında, projenin gerçekleştirilebilirliği, proje gelirlerinin kredi anapara taksit ve faiz geri ödemeleri ile yatırımcıya gelir yaratma gücüne sahip olmadığını esas almaktadır (kalkinma.gov.tr).

rudan ve açıkça tanımlanmış görevler yoktur. Konuyla ilgili olarak dolaylı biçimde ilişkilendirilebilecek bazı görevler var (m. 2).²⁹

a) MİGEM için görece daha açık görevlendirmeler tanımlanmıştır (m. 9).³⁰

b)) PİGM'nün görevleri arasında petrol ve doğal gaz kaynaklarının korunması, verimli işletilmesi, işletilmelerinde toplum yararının gözetilmesine yönelik hiçbir hüküm yoktur.

c) Enerji İşleri Genel Müdürlüğü'nün görevleri arasında, konumuzla ilişkilendirilebilecek bazı görevler sayılmakta (m. 10).³¹ Ancak bu birimin doğal kaynakların korunması, verimli işletilmesi ve işletilmesinde toplum yararının gözetilmesi ve enerji tesislerinin lisanslandırılması ile ilgili doğrudan görevleri yoktur.

ii) Jeotermal kaynaklarla ilgili mevzuatı uygulayan il özel idarelerinin görevleri İl Özel İdaresi Kanunu'nda belirtilmektedir. Kanun'da, bu kurumların jeotermal kaynakların korunması ve işletilmelerinde toplum yararını gözetmesine ilişkin hiçbir hüküm yoktur.

iii) Hidrolik kaynaklardan yararlanma ile ilgili mevzuatı uygulayan DSİ Genel Müdürlüğü'nün görevlerini tanımlayan 6200 sayılı Kanun'da iş ve işlemlerinde yukarıda tanımlanan türden analizlere dayanan kararlarla toplum yararının gözetilmesine ilişkin bir hüküm yok.³² Bağlı bir kuruluşu olduğu Orman ve Su İşleri Bakanlığının görevleri 658 sayılı KHK'de belirtilmektedir. Bakanlığın görevleri arasında Bildiri konusu ile ilişkilendirilebilecek şu görev var: "Su kaynaklarının korunmasına ve sürdürülebilir bir şekilde kullanılmasına dair politikalar oluşturmak, ulusal su yönetimini koordine etmek." (m. 2).

²⁹ Anılan görevler şöyle tanımlanmıştır:

- "Enerji ve tabii kaynakların ülke yararına (...) uygun olarak araştırılması, işletilmesi, geliştirilmesi, değerlendirilmesi, kontrolü ve korunması amacıyla genel politika esaslarının tespit ve tayinine yardımcı olmak, gerekli programları yapmak, plan ve projeleri hazırlamak veya hazırlatmak";

- "Kamu ihtiyaç, güvenlik ve yararına uygun olarak enerji ve tabii kaynaklar ile enerjinin üretim, iletim, dağıtım, tesislerinin etüt, kuruluş, işletme ve devam ettirme hizmetlerinin genel politikasını tespit çalışmalarının koordinasyonunu temin etmek ve denetlemek".

³⁰ MİGEM'in şu görevleri Bildirinin amacı ile ilişkilendirilebilir:

"Madencilik faaliyetlerinin ülke ihtiyaçları, yararı vb doğrultusunda yürütülmesini sağlayacak tedbirleri almak ve teşvik için gerekli önerilerde bulunmak";

- "Madencilik faaliyetlerinin çevre ve kaynak koruma ilkesine uygun olarak yürütülmesini, ilgili kuruluşlar ile işbirliği içinde izlemek ve gerekli tedbirleri almak";

- "Maden kaynaklarının ülke menfaatlerine en uygun şekilde değerlendirilmesi için gerekli arama, üretim, stoklama ve pazarlama politikalarının esaslarını tespit etmek."

³¹ EİGM'nin anılan görevleri şunlardır:

- "Enerji kaynaklarının üretim, iletim ve dağıtım tesislerinin milli menfaatlere ve modern teknolojiye en uygun şekilde kurulmaları ve işletilmeleri için gerekli tedbirleri almak ve aldurtmak";

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

- "Kamu ihtiyaç, güvenlik ve yararına uygun olarak enerji ve tabii kaynaklar ile enerjinin üretim, iletim, dağıtım, tesislerinin etüt, kuruluş, işletme ve devam ettirme hizmetlerinin genel politikasını tespit çalışmalarının koordinasyonunu temin etmek ve denetlemek."

³² DSİ Kanunu'nda, Bildiri konusu ile ilişkilendirilebilecek tek görev şöyle düzenlenmiştir: "Hükümet daireleriyle Hükümete bağlı müesseseler ve diğer hükmi ve hakiki şahıslar tarafından yapılabilmeyecek menfaati bulunan ve Umum Müdürlüğün vazifesi ile ilgili işlere ait proje ve keşif evrakını tetkik ve tasdik etmek, inşaatın yapılmasının proje ve fenni icaplara uygunluğunu murakabe etmek ve bu işlerin etüd ve projelerini uygun gördüğü bir ücret mukabilinde yapmak veya yaptırmak."

16.4.4.2 Diğer İlgili Kurumlar Mevzuatında Toplum Yararının Gözetilmesi

i) Enerji sektöründe önemli yetkilerin toplandığı kamu kurumu olan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun görevleri 4628 sayılı Kanun'da düzenlenmiştir. Buna göre Kurumun elektrik, doğal gaz, petrol ve sıvılaştırılmış petrol gazları piyasaları ile ilgili görevleri var. Bunlar, düzenleme, rekabet şartlarının oluşturulması, tüketici haklarının korunması ile tüketici şikâyetlerinin incelenmesi çalışmalarını yapmak, her türlü lisans, sertifika, izin ve belgelendirmeye ilişkin iş ve işlemleri yürütmek olarak tanımlanmıştır. Ayrıntılarına girmeden belirtilecekse, EPDK'nın çeşitli başlıklar altında yer alan görevleri arasında tüketicinin korunmasına ilişkin görevler olduğu söylenebilir. Ancak lisanslama ile birilerine ayrıcalık verme sürecinde toplum yararının gözetilmesine ilişkin açık bir hüküm yoktur.³³

ii) ÇED mevzuatını uygulayan Çevresel Etki Değerlendirmesi, İzin ve Denetim Genel Müdürlüğü'nün görevleri Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'nın Teşkilat ve Görevleri Hakkında 644 Sayılı KHK ve bunda değişiklik yapan 648 Sayılı KHK'de belirtilmektedir. Adı geçen birimin tüm faaliyet alanı toplum yararını sağlamaya yönelik olmakla birlikte bu düzenlemelerde, iş ve işlemlerinde toplum yararının kollanması gerektiğine ilişkin bir hüküm yoktur.

iii) Yatırımlarda Devlet yardımları ile ilgili mevzuatı Ekonomi Bakanlığı Teşvik Uygulama ve Yabancı Sermaye Genel Müdürlüğü uyguluyor. Görevleri, 637 sayılı Ekonomi Bakanlığı'nın Teşkilat ve Görevleri Hakkında KHK'de belirtilmiş. Görevleri arasında toplum yararının gözetilmesine ilişkin açık bir hüküm yoktur.³⁴

iv) Kamu kaynaklarından finansman desteği sağlayan TKB, Halkbank, Ziraat Bankası, KOSGEB, Kalkınma Ajansları gibi kurumların da, finansmanına katılacakları projelerde anılan türden analizler yapmaları gerektiğine ilişkin bilgi yoktur.

v) Kamu Malî Yönetimi ve Kontrol Kanunu, “Kamu idarelerinin mal ve hizmet üretimi ile ihtiyaçlarının karşılanmasında, ekonomik veya sosyal verimlilik ilkelerine uygun olarak maliyet-fayda veya maliyet-etkinlik ile gerekli görülen diğer ekonomik ve sosyal analizlerin yapılmasının esas olmasını,” kamu maliyesinin temel ilkelerinden saymaktadır.³⁵

³³ Amaca tam olarak hizmet etmese de, şu görevleri konu ile bir biçimde ilişkilendirilebilir (m. 5):

- Üretim, iletim ve dağıtım tesislerinin inşası ve işletilmesi sırasında genel olarak kamu yararının, hidrolik kaynakların, ekosistemin ve mülkiyet haklarının korunması için diğer kamu kuruluşları ile birlikte hareket ederek kamu yararı ve güvenliğine tehdit teşkil eden veya etme olasılığı bulunan durumları incelemek ve bu durumları ortadan kaldırmak amacıyla, daha önceden bilgi vermek şartıyla bu tesislerde 20/11/1984 tarihli ve 3082 sayılı Kanun hükümleri uyarınca gereken tedbirleri almak. Anılan 3082 sayılı Kanun; kamu yararının zorunlu kıldığı hallerde, kamu hizmeti niteliği taşıyan özel teşebbüslerin devletleştirilmesi esaslarını, devletleştirme karşılığının hesaplanma tarz ve usullerini ve bunlarla ilgili uyumsuzlukların çözüm yollarını düzenliyor. Yani bildiri konusu ile ilgili değil.

- Tüketicilere güvenilir, kaliteli, kesintisiz ve düşük maliyetli elektrik enerjisi hizmeti verilmesini teminen gerekli düzenlemeleri yapmak.

- Elektrik enerjisi üretiminde çevresel etkiler nedeniyle yenilenebilir enerji kaynaklarının ve yerli enerji kaynaklarının kullanımını özendirme amacıyla gerekli tedbirleri almak ve bu konuda teşvik uygulamaları için ilgili kurum ve kuruluşlar nezdinde girişimde bulunmak

³⁴ Bildiri konusu amaca hizmet edebilecek nitelikte görünüp hiçbir biriminin görevleri arasında sayılmamış şu görevini, Bakanlığın hangi birimi aracılığı ile yerine getireceği de cevaplanması gereken bir soru olarak ortaya çıkıyor: “Yatırım teşviklerinin ülke ekonomisi yararına etkin bir şekilde düzenlenmesini temin amacıyla ihtiyaç duyulan mevzuatı hazırlamak, uygulamak, uygulamayı takip etmek, değerlendirmek ve gerekli tedbirleri almak.”

³⁵ Kanun aslında kamu idarelerinin içe dönük iş ve işlemlerinde maliyet-fayda analizinin yapılmasını öngörmekle birlikte, bu hükmün, dışa dönük iş ve işlemlerinde de benzer analizleri yapmak isteyenler için yasal dayanak olarak kullanılabilmesi düşünülmektedir.

vi) Kamu idarelerini TBMM adına denetlemekle görevli olan Sayıştay, Kanunu'nda (No:6085) Kanun amacının; "...kamuda hesap verme sorumluluğu ve mali saydamlık esasları çerçevesinde, kamu idarelerinin etkili, ekonomik, verimli ve hukuka uygun olarak çalışması ve kamu kaynaklarının öngörülen amaç, hedef, kanunlar ve diğer hukuki düzenlemelere uygun olarak elde edilmesi, muhafaza edilmesi ve kullanılması için Türkiye Büyük Millet Meclisi adına yapılacak denetimleri, (...)" düzenlemek olduğu belirtilmekte (m. 1) ve "kamu kaynakları"nı da "Kamuya ait veya kamu gücü kullanılarak elde edilen gelirler, taşınır ve taşınmazlar ile Devletin hüküm ve tasarrufu altındaki yerler, para, alacak ve haklar, borçlanma suretiyle elde edilenler dâhil her türlü değerler ile bağış ve yardımlar" olarak tanımlamaktadır. Buna göre Sayıştay'ın da hüküm ve tasarrufu devlete ait olan doğal kaynak ve servet niteliğindeki birincil enerji kaynaklarının öngörülen amaç, hedef, kanunlar ve diğer hukuki düzenlemelere (Dolayısıyla toplum yararına da) uygun olarak, korunması ve işletilmesini sağlama konusunda yetkisi olduğu biçiminde yorumlanabilir.

16.5 Sonuç ve Öneriler

16.5.1 Sonuç

Devletin, işlevlerinin tanımlanması siyasal akımlara göre farklılık gösterebilmekle birlikte, faaliyetlerinde toplumun ortak yararını (da) gözetmek durumunda olduğu genel olarak paylaşılan bir görüştür. Pek çok yazında, kamu hizmetinin devletin varlık nedeni olduğu ve devletin/idarenin kamu hizmetlerini yerine getirirken kamu yararını gözetmesi gerektiği görüşü yer almaktadır. Buna göre:

i) Devlet, kamu hizmeti alanına dâhil olan enerji ile ilgili yasama ve yürütme etkinliklerinde (de) kamu/toplum yararını gözetmek durumundadır. (Bildiride, açıklanan nedenle toplum yararı teriminin kullanılması tercih edilmiştir.)

ii) Kamu yararı kavramı bulanık, kişilere, durumlara ve zamana göre değişebilmektedir. Bu nedenle yasama ve yürütme ile bunların faaliyetlerini denetlemek durumunda olan yargının kararlarının toplum yararına olup olmadığını ya da toplum yararına olan seçeneklerden hangisinin daha yararlı olduğunu belirlemede, üzerinde uzlaşılmış, ölçülebilir ve nesnel kriterler ile analiz tekniklerinin kullanılmasına ihtiyaç vardır. Her biri topluma farklı etkileri analiz eden Çevresel analiz (ÇED), Ekonomik Analiz, Sosyal Analiz, Sosyo-kültürel Analiz, Bölgesel Analiz gibi pek çok pozitif ve normatif analiz tekniği sonuçlarının birlikte değerlendirilmesiyle bu ihtiyaç karşılanabilir.

iii) Kamu hizmetlerinde toplum yararının gözetilmesine ilişkin usul ve esasların, ilgili tüm mevzuatta yer alması gerekirken, başta Anayasa olmak üzere tüm ilgili mevzuatta yapılan incelemede görülmüştür ki; yalnızca yürürlüğe konulması hâlinde etkisinin 10 milyon TL'yi geçeceği tahmin edilen kanun, KHK vb. düzenlemeler ile proje maliyeti 5 Milyon TL ve üzerinde olan yeni kamu yatırım projesi tekliflerinde, anılan türden analizlerin yapılması öngörülmektedir. Dolayısıyla da, yürürlüğe girecek mevzuat ile kamu yatırım projelerinde toplum yararı varlığına ya da yokluğuna dair bir kanaatin oluşmasında, yürürlükteki mevzuat yeterlidir denebilir. Ancak var olan hükümlerin de lâyıkıyla uygulanmadığı anlaşılmaktadır.

iv) Özel hukuk tüzel kişilerine ait enerji yatırımlarında toplum yararının gözetilmemesi ile ilgili olarak mevcut durumun çarpıklığı şöylesi bir örnekle açıklanabilir: Devlet; topluma ait olan örneğin linyit, hidrolik gibi doğal kaynakların elektrik enerjisi üretiminde kullanılması için birilerine ruhsat/izin/lisans ya da anlaşmalarla ayrıcalık veriyor; onları yatırıma teşvik etme adına bazı gelirlerinden

feragat ediyor; çevrenin bir ölçüde de olsa kirlenmesine/tahrip edilmesine rıza gösteriyor; bazı insanları yerinden yurdundan etme pahasına özel kişilere ait bazı taşınmazları kamulaştırıp ve/veya kendisine (devlete/topluma) ait bazı arazileri ruhsat ya da lisans sahibine tahsis ediyor; projelerine kredi ya da hibe vererek finansman desteği sağlıyor. Ama, topluma ait bunca kaynağı bir projeye tahsis ederken, söz konusu projede toplum yararının var olup olmadığını incelemiyor ya da nesnel kriterlerle ölçmüyor. Bir projede toplum yararı varlığının nesnel kriterlerle kanıtlanmaması, öznel kriterlere dayandırılması, o projenin toplum yararına olmayabileceği, bir başka ifade ile belli kişilerin çıkarına/yararına hizmet edebileceği anlamına gelir ki, bu da hukuk devleti tanımı ile bağdaşmaz.

16.5.2 Öneriler

Enerji sektöründe toplum yararının gözetilmesini sağlamaya yönelik öneriler şöyle özetlenebilir:

a) Yasama ve yürütme etkinliklerinin temel hedefinin kamu yararı kavramı olduğu ilkesi genelde tüm kamu hizmetlerinde, özelde de enerji sektöründe hayata geçirilmelidir. Bu amaçla;

i) Devletin etkinliklerinde toplum yararı olup olmadığına dair kararlar; öznel, muğlak, ölçülemeyen takdir haklarına değil, mümkün olduğunca, üzerinde uzlaşmış analiz tekniklerine ve nesnel, ölçülebilir kriterlere dayandırılmalıdır.

ii) Yürürlükteki Mevzuat Hazırlama Usul ve Esasları Hakkında Yönetmelik ciddiyle uygulanmalı; yürürlüğe girecek mevzuatın tartışmalarına toplumun en geniş kesiminin katılması sağlanmalı; Düzenleyici Etki Analizi Rehberi'nin eksiklikleri ve kusurları uygulamada kazanılacak deneyimler ışığında giderilmeli; topluma yarar sağlayacağı anılan türden analizlerle kanıtlanamayan hukuksal düzenlemeler yürürlüğe konulmamalıdır.

iii) Tüm ilgili mevzuattaki eksiklikler giderilmelidir. Yani başta Anayasa olmak üzere; mineral, petrol ve jeotermal kaynaklara ruhsat verilmesi, Su Kullanım Hakkı Anlaşması, ÇED Olumlu Kararı, lisanslama, yatırımlarda devlet yardımları, kamulaştırma kararı, kamu kaynaklarından proje finansmanı sağlanması gibi işlemlerle ilgili tüm mevzuata ve bu mevzuatı uygulamakla görevli tüm kamu idarelerinin mevzuatına, kamu hizmetlerinde toplum yararının gözetilmesine yönelik açık ve kesin ifadeli hükümler konulmalıdır.

iv) Topluma ait kaynakları kullanmak için kamu idarelerinden lisans/izin/destek vb. talep eden tüm ya da en azından belirlenecek eşik değerlerin üstündeki özel sektör enerji yatırım projeleri için de, çevresel analizlere ek olarak, ekonomik, sosyal, bölgesel analizler yapılmalı; bunu sağlayabilmek için anılan taleplere yönelik başvurularda kamu yatırım projeleri için zorunlu tutulana benzer formatta fizibilite raporlarının sunulması zorunlu olmalı; sözü edilen ekonomik, sosyal ve bölgesel analizlerin layıkıyla yapılması sağlanmalı; topluma faydası maliyetinden (zararından) fazla olacağı bu tür analizlerle kanıtlanmayan enerji yatırım projelerinin gerçekleştirilmesine izin/lisans/destek verilmemelidir.

b) Aynı yörede/havzada birden fazla proje gerçekleştirilmesinin söz konusu olduğu durumlarda, anılan analizler projelerin toplam etkilerini dikkate alacak biçimde yapılmalıdır.

c) Her proje için ÇED ile bağlantılı olarak bir kez yapılacak bu tür analizler, tüm ilgili idarelerin kararlarına dayanak oluşturabilmelidir.

d) Yasama ve yürütmenin, kamu yararı olduğuna/olmadığına dair kararlarını, anılan analiz sonuçlarına dayandırmasıyla, kamuya ait kaynaklar daha etkin ve verimli kullanılacak, Anayasa Mahke-

mesi ve özellikle İdare Mahkemelerinin yükü azalabilecek, toplum yararına olmayan düzenlemeler/projeler daha kolay engellenebilecek, toplum yararına olanlara karşı dirençler azalabilecek ve planlardaki hedeflere ulaşma olasılığı artacaktır.

e) Ekonomik ve sosyal analiz kapsamındaki FMA ile diğer bazı analiz tekniklerinin uygulanması, sağlıklı veri tabanı, iyi işleyen iş süreçleri ve yetişmiş insan gücünü gerektirir. Bu koşullar mutlaka sağlanmalıdır.

f) Bu analiz tekniklerinin her derde deva olmadığı bilinmektedir. Her şeyden önce, bir düzenleme ya da bir enerji tesisinin, toplumdaki bireylerin çoğuna fayda sağlasa bile, bazılarını zarar verebilmesi mümkün olduğundan, nimet ve külfetlerinin paylaştırılmasında herkesi memnun edebilecek kriterlerin bulunması her zaman kolay olmayacaktır. Ayrıca, fayda maliyet analizinin pahalı, zaman alıcı ve her duruma uygulanamaması gibi zaafı da vardır. Ancak bu zaafıların, onun uygulanmasına engel teşkil etmemesi gerektiği, zaafılarına karşın, bir girişimin topluma etkilerini ölçmede anılan teknikleri kullanmanın, hiçbir şey yapmamaktan daha iyi olacağı düşünülmektedir.

g) Yukarıda sayılan öneriler gerçekleştirilip toplum yararı kavramı hukuksal güvenceye kavuşturulsa ve belirtilen diğer koşullar sağlansa bile, somut olaylarda oluşacak yararlıardan toplumun geniş kesimlerinin alacağı payların, ancak toplumsal süreçler ve sınıf mücadeleleri tarafından belirlenebileceği unutulmamaktadır. Dolayısıyla, son önerimiz de, toplum yararını dert edinen herkesin, mevcut koşullarda *tüm kamu hizmetlerinde toplum yararının olabildiğince sağlanması adına siyasete katılmanın meşru araçlarını kullanarak toplumsal süreçleri etkilemeye çalışmasıdır.*

Kaynakça

Kitap, Makale ve Bildiriler

1. Akıllıoğlu, Tekin, “Kamu Yararı Üzerine Düşünceler”, *Amme İdaresi Dergisi*, c. 24, s.2, 1991.
2. Akıncı, Müslüm, “Kamu Yararı-Özel Yarar Geriliminde Toprak Mülkiyeti’ne İdare Hukuku Açısından Bakmak”, *Toprak Mülkiyeti Sempozyum Bildirileri*, Memleket Yayınları, s.. 607-616, Ankara, 2010.
3. Akyıldız, Fulya, “Sosyal Devlet Tarihe Gömülürken ‘Kamu Yararı’ ve ‘Sosyal Hizmet’ Kavramlarını Yeniden Düşünmek”
https://www.academia.edu/3046065/Sosyal_Devlet_Tarihe_Gömülürken_Kamu_Yararı_Ve_Sosyal_Hizmet_Kavramlarını_Yeniden_Düşünmek. Erişim: 23.08.2015.
4. Atiyas, İzak ve Oder, Burak, *Türkiye’de Özelleştirmenin Hukuk ve Ekonomisi*, Türkiye Ekonomi Politikaları Araştırma Vakfı, TEPAV Yayını, İstanbul, 2008.
5. Avcı, Mustafa , “İdarenin Kamu Hizmeti Faaliyetlerinde Daralma ve Dönüşüm: Özelleştirme ve Regülasyon”, TAAD, Yıl: 5, Sayı: 16 (Ocak 2014). <http://www.taa.gov.tr>. Erişim: 23.10.2015.
6. Bal, Eylem, “İdari Yargının Üç Temel Bileşeni Olarak; Kamu Yararı, Planlama Esasları ve Şehircilik İlkeleri”; *Planlama*, 2006/3, TMMOB Şehir Plancıları Odası, http://www.spo.org.tr/resimler/ekler/e89ebdb49f712c7_ek.pdf. Erişim:15.10.2015
7. Bayramoğlu, Sonay, “‘Düzenleyici Devlet’ Düzenlenirken: OECD Türkiye Raporu Üzerine Eleştirel Bir Çözümleme”, *Praksis* 9, sayı 141-142, 2011.
<http://www.praksis.org/wp-content/uploads/2011/07/009-05.pdf>. Erişim: 15.10.2015
8. Bozbiyyık, Selda, “Üstün Kamu Yararı” <https://surdurulebilirodotu.wordpress.com/category/ustun-kamu-yarari/> Erişim: 14.09.2015.
9. Cankay, Gökçe, “Ormancılıkta Kamu Yararı” *İstanbul Üniversitesi Orman Fakültesi Dergisi*, 2010, 60:38-49.
10. Dik, Esra, “Kamu Yararı Anlayışında Değişim Baskısı”,
<http://sbed.mku.edu.tr/article/viewFile/1038000562/1038000359>, Erişim: 26.08.2015.
11. Doğanay, Ümit, “Toplum Yararı ve Kamu Yararı Kavramları”, *Mimarlık*, Sayı 7, Temmuz 1974, TMMOB Mimarlar Odası, Ankara. <http://dergi.mo.org.tr/dergiler/4/471/6895.pdf>. Erişim: 8.9.2015.
12. DPT, *Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı, Kamu Yatırımlarının Planlanması ve Uygulanmasında Etkinlik Özel İhtisas Komisyonu Raporu*, DPT: 2557 ÖİK: 573, Ankara, 2001.
<http://www.kalkinma.gov.tr/Pages/OzelIhtisasKomisyonuRaporlari.aspx>. Erişim: 14.11.2015.
13. Ekdi, Barış, “Düzenleme Tuzakları-2: Düzenleyici Etki Analizinin ‘Bir’ Öyküsü”;
<https://www.linkedin.com/pulse/d%C3%BCzenleme-tuzaklar%C4%B1-2-d%C3%BCzenleyici-etki-analizinin-bir-baris-ekdi>; Erişim: 29.08.2015.
14. EMO, *Başka Bir Kamusal Mümkün Çalıştayı, Özelleştirme, Kamulaştırma ve Toplumsallaştırma Oturumu Bildirileri ve Tartışmaları*, 23.05.2015, Ankara.
15. Ekici, Birol, *Düzenleyici Etki Analizi Kanun, Kanun Hükmünde Kararname, Tüzük, Yönetmelik Ve Diğer Düzenlemelerde Uygulanması*, TEPAV, Haziran 2006, Ankara,
http://www.tepav.org.tr/upload/files/1269869472r2385.Duzenleyici_Etki_Analizi.pdf
16. Erdoğan Seyhan, “Türkiye’de Enerji Sektöründeki Gelişmeler ve Kamu Hizmeti”, *Türkiye’de Enerji Sektöründeki Gelişmeler ve Kamu Mülkiyeti*, s.97-106.
http://www.emo.org.tr/ekler/6b122d4358357d8_ek.pdf. Erişim: 25.9.2015.

17. Eroğul, Cem, *Devlet Nedir?*, Yordam Kitap, Birinci Basım Ocak 2014, İstanbul.
18. Ezici, Erhan ve Tarhan, Ahmet Bora, “Kamu Hizmetlerinin Üretiminde Yeni Kamu Yönetimi Anlayışı ve Toplam Kalite Yönetimi”, *Sosyal ve Beşeri Bilimler Dergisi*, c. 3, no.2. s.13-21. 2011. <http://dergipark.ulakbim.gov.tr/sobiadsbd/article/viewFile/5000136875/5000125802>. Erişim: 13.11.2015.
19. Fidan, Ahmet, *Yerel Kamu Hizmetleri*, Balıkesir, 2005. <http://www.ahmetfidan.com/> Erişim: 15.10.2015.
20. Gençay, Gökçe, “Ormancılıkta Kamu Yararı”, *İstanbul Üniversitesi Orman Fakültesi Dergisi* 60, 2010, s. 38-49. 2010. dergipark.ulakbim.gov.tr/jffiu/article/download/.../1023008903. Erişim: 16.11.2015.
21. Gül, İbrahim, “Danıştay Kararlarında ‘Kamu Yararı’ Kavramı”, <http://www.ankarabarusu.org.tr/siteler/ankarabarusu/tekmakale/2014-2/23.pdf>. Erişim: 01.09. 2015.
22. Gözübüyük, A. Ş. *Yönetim Hukuku*, Ankara: Turhan Kitabevi, 1998.
23. Kayadelen, Mehmet ve Türkyılmaz, Oğuz, “Elektrik Enerjisi Üretiminde Yerli Kaynak Kullanımı Bazı Sorunlar Ve Politika Önerileri”, *TMMOB 9. Enerji Sempozyumunu Bildirileri*, Ankara, 2009.
24. Kayadelen, Mehmet, “Mineral kaynakların asıl sahibine yararı”, kayadelen.gen.tr.
25. Kayadelen, Mehmet, “Madenlerin İşletilmesinde Toplum Yararının Gözetilmesi”, *Memleket Mevzuat, Yerel Yönetim Araştırma, Yardım ve Eğitim Derneği (YAYED) Sayı 63*, Eylül 2010.
26. Karahanoğulları, Onur, *Kamu Hizmeti, Kavram ve Hukuksal Rejim*, Turhan Kitabevi, Ankara, 2002. s. 54 vd.
27. Karahanoğulları, Onur, “Kamu Hizmetleri Kavramı ve Kamu Hizmetleri Alanında Yeni Eğilimler”; KESK’in 1-2 Şubat 2003 tarihli “Değişim Sürecinde Kamu Hizmetleri ve Sendikal Politikalar Sempozyumu”nda sunulan bildiri. <http://80.251.40.59/politics.ankara.edu.tr/karahan/makaleler/kamuhizmeti-yeniegilimler.pdf>. Erişim: 11.10.2015.
28. Kaymak, Hasan, “Düzenleyici Etki Analizi”, *Maliye Dergisi*, Sayı 146, Mayıs-Ağustos, 2004, s. 107-131. http://dergiler.sgb.gov.tr/calismalar/maliye_dergisi/yayinlar/md/md146/etkianalizi.pdf. Erişim: 18.9.2015.
29. Konukman, Aziz, "Economic Appraisal Methods of Projects", *Training Programme on Project Appraisal Organized by State Investment Bank-Turkey and Islamic Development Bank, 8-26, June 1987* (Yayımlanmış tebliğ), Ankara
30. Konukman, Aziz, "Gölge Fiyat Kavramı ve Belirlenmesi", *Ekonomik Yaklaşım, Cilt 6, Sayı 16, İlkbahar 1995*, Ankara. http://ekonomikyaklasim.org/pdfs2/EYD_V06_N16_A06.pdf, Erişim: 25.08.2015.
31. Kurucu, Barçın, “3194 Sayılı İmar Kanunu İle Planlama ve İmar Kanunu Tasarısı Taslağı'nın Kamu Yararı Kavramı Açısından Değerlendirilmesi”, <http://www.mfa.gov.tr/data/Kutuphane/yayinlar/EkonomikSorunlarDergisi/sayi30/sehirplanlama.pdf>. Erişim: 16.8.2015.
32. Küçük, Şaban ve Dinçer, Tuğba, “Düzenleyici Etki Analizi”, *Sayıştay Dergisi Sayı: 81*, Nisan-Haziran 2011. [https://www.maliye.gov.tr/StratejikPlan/Hazirlilik%2008-2012%20Stratejik%20Planı%20Hazirlilik%20Çalışmaları/%B1/Belgeler%20\(kapalı\)/Düzenleyici%20Etki%20Analizi-Tuğba%20Dinçer.pdf](https://www.maliye.gov.tr/StratejikPlan/Hazirlilik%2008-2012%20Stratejik%20Planı%20Hazirlilik%20Çalışmaları/%B1/Belgeler%20(kapalı)/Düzenleyici%20Etki%20Analizi-Tuğba%20Dinçer.pdf). Erişim: 25.09.2015.
33. Leblebici, Neşe, “Enerji Projelerinde Arazi Temini; Kamulaştırma, Kullanma İzin, İrtifak Hakkı Tesisi, Kiralama, Devir, Tahsis” DEKTMK. 11. Enerji Kongresi, 2009. http://www.dektmk.org.tr/pdf/enerji_kongresi_11/125.pdf. Erişim: 28.10.2015.

34. Leblebici, Neşe, “Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunca Yürütülen Arazi Temini Çalışmaları Kapsamında Kamulaştırma ve Taşınmaz Değerleme”; TMMOB Harita ve Kadastro Mühendisleri Odası 13. Türkiye Harita Bilimsel ve Teknik Kurultayı 1822 Nisan 2011, Ankara. Erişim: 15.10.2015. http://www.hkmo.org.tr/resimler/ekler/dd42643573d3523_ek.pdf
35. Mengi, Ayşegül ve Duru, Bülent, “Kamulaştırmanın Çevreye Etkileri Üzerine Bir Değerlendirme”, Kamu Yatırımları İçin Arazi Edinimi ve Kamulaştırma Sempozyumu - Uluslararası Katılımlı, 14-18 Haziran 2010, Ankara. <http://kentcevre.politics.ankara.edu.tr/Duru%20Mengi%20kamulastirma%2019Ekim.pdf>. Erişim: 01.09.2015
36. Mehter Aykın, Sibel, “Türkiye'nin Avrupa Birliği'ne Sürdürülebilir Katılımı İçin Düzenleyici Etki Analizinin Gerekliliği”, *Yönetim ve Ekonomi*, Yıl:2010, Cilt:17, Sayı:2 Celal Bayar Üniversitesi İ.İ.B.F. Manisa. http://www2.bayar.edu.tr/yonetimekonomi/dergi/pdf/C17S22010/227_242.pdf. Erişim: 29.08.2015.
37. Onar, S. S. (1996), *İdare Hukukunun Umumi Esasları, Cilt: 1* (3.Baskı), İstanbul.
38. Özkan, Necati, “Yatırım Projelerinin Ulusal Ekonomi Açısından Değerlendirilmesi (Genel Tanım, UUNİDO ve Little-Mirrlees Yöntemleri)”, *Yatırım Projelerinin Hazırlanması ve Değerlendirilmesi*, c. 2, Devlet Yatırım Bankası, Ankara, s. 237-299. 1985.
39. Saraç, Osman, “Kamu Yararı Kavramı”, http://dergiler.sgb.gov.tr/calismalar/maliye_dergisi/yayinlar/md/md139/O.%20SARAC.pdf Erişim:16.07.2015.
40. Rasgelener, Özge, “Sosyal Fayda Maliyet Analizi ve Gölge Fiyatlar”, *Yatırım Projelerinin Hazırlanması ve Değerlendirilmesi*, c. 2, Devlet Yatırım Bankası, Ankara, s. 221-236. 1985.
41. Sezer, Özcan ve Vural, Tarık, “Kamu Hizmetlerinin Sunumunda Devletin Değişen Rolü ve Merkezi Yönetim ile Yerel Yönetimler Arasında Yetki ve Görev Paylaşımı”, *Maliye Dergisi*, Sayı 159, Temmuz-Aralık 2010. http://dergiler.sgb.gov.tr/calismalar/maliye_dergisi/yayinlar/md/159/ÖzcanSEZER.pdf. Erişim: 27.08.2015.
42. Sezer, Özcan, “Kamu Hizmetlerinde Müşteri (Vatandaş) Odaklılık: Türkiye’de Kamu Hizmeti Anlayışı Açısından Bir Değerlendirme”, *ZKÜ Sosyal Bilimler Dergisi, Cilt 4, Sayı 8, 2008, s. 147-171*. <http://www.ijmeh.org/index.php/zkesbe/article/viewFile/183/132>. Erişim: 21.09.2015.
43. Şataf, Ceyda, “Fayda-Maliyet Analizinde Uygulamada Karşılaşılan Güçlükler: Fayda Ve Maliyetin Belirlenebilme Sorunu”, *Süleyman Demirel Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi Y.2014, c.19, S.1, s.107-123*. <http://dergipark.ulakbim.gov.tr/sduiibfd/article/viewFile/5000122069/5000112375>. Erişim: 28.10.2015.
44. Şimşek, Suat, “Orman Sayılan Alanlarda Orman Dışı Amaçlarla İrtifak Hakkı Tesisinin Kamu Yararı Açısından Değerlendirilmesi” <http://dergi.sayistay.gov.tr/icerik/der81m3.pdf>. Erişim: 31.08.2015.
45. Tarhan, Ahmet Bora, “Kamu Hizmetlerinin Üretiminde Yeni Kamu Yönetimi Anlayışı Ve Toplam Kalite Yönetimi” *Sosyal ve Beşeri Bilimler Dergisi* Cilt 3, No 2, 2011 ISSN: 1309-8012 (Online).
46. <http://dergipark.ulakbim.gov.tr/sobiadsbd/article/viewFile/5000136875/5000125802>. Erişim: 05.10.2015.
47. Tekeli, İlhan, “Mülkiyet Kurumu, Kamu Yararı Kavramı ve İmar Planları Üzerine”, *Planlama Dergisi* 88 (2), TMMOB Şehir Plancıları Odası Yayını, 6-13, 1988.

48. Tezcan, Ayhan Melih ve Poyraz, Ufuk, “Kamu Yararı Kavramının ve Türkiye’deki Yasal Dayanaklarının Kentsel Politikalar Açısından Değerlendirilmesi”, http://www.todaie.edu.tr/resimler/ekler/12a33be1f43e241_ek.pdf?dergi=Cagdas%20Yerel%20Yonetimler%20Dergisi. Erişim: 01.11.2015
49. Tombaloğlu, Nermin, “Anayasa Mahkemesi Kararlarında Kamu Yararı Kavramı” *İnönü Üniversitesi Hukuk Fakültesi Dergisi* Cilt: 5 Sayı:1 Yıl 2014 353- 388. <https://www.inonu.edu.tr/uploads/old/21/255/nermin-tombaloglu-5-1-tam.pdf>, Erişim 13.07.2015.
50. Ürker, Okan ve Çobanoğlu, Nesrin, “Türkiye’de Hidroelektrik Santrallerin Durumu (Hes’ler) ve Çevre Politikaları Bağlamında Değerlendirilmesi”, *Ankara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi*, 2012, 3(2) DOI: 10.1501/sbeder_0000000046 65 <http://sbedergisi.ankara.edu.tr/busayi/5.pdf>. Erişim: 21.09.2015.
51. Yıldırım, Turan, “Yasama Yetkisinin Sınırı-Hukuk Devleti-Kamu Yararı-Temel Hak ve Hürriyetlerin Sınırlanması”, *Hukuk Araştırmaları*, C:2, 1987, S. 2, s.82.
52. Velasquez, Manuel- Andre, Claire- Shanks, S.J., Thomas- J. Meyer Michael; The Common Good,
53. <http://www.scu.edu/ethics/practicing/decision/commongood.html>, Erişim: 14.08.2015.
54. Zabcı, Filiz, “Kamu Yararı Üzerine Bir Değerlendirme”, https://www.academia.edu/10087006/Kamu_Yarar%C4%B1_%C3%9Czerine_Bir_De%C4%9Ferlendirme. Erişim: 14.08.2015.

Mevzuat

TBMM İç Tüzüğü

TC Anayasası

Anayasa Mahkemesi İç Tüzüğü,

Danıştay Kanunu

Sayıştay Kanunu

Maden Kanunu ve Uygulama Yönetmeliği

Türk Petrol Kanunu

Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu

Kamu Yönetiminin Temel İlkeleri ve Yeniden Yapılandırılması Hakkında Kanun (Kabul Tarihi: 15.07.2004)

Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik

Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Karar ve bu kararın uygulanmasına ilişkin usul ve esasları belirleyen Tebliğ

Kamulaştırma Kanunu

Elektrik Piyasası Kanunu

Doğal Gaz Piyasası Kanunu

Petrol Piyasası Kanunu.

2015-2017 Dönemi Yatırım Programı Hazırlama Rehberi

Çevre ve Şehircilik Bakanlığının Teşkilat Ve Görevleri Hakkında 644 Sayılı KHK

637 sayılı Ekonomi Bakanlığının Teşkilat Ve Görevleri Hakkında KHK

Kamu Malı Yönetimi ve Kontrol Kanunu

Orta Vadeli Program

Mevzuat Hazırlama Usul ve Esasları Hakkında Yönetmelik'in

Başbakanlık Genelgesi, No: 2007/6 ve Eki Düzenleyici Etki Analizi Rehberi

Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik

Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik

Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği, Petrol Piyasası Lisans Yönetmeliği, Doğal Gaz Piyasası Lisans Yönetmeliği

ÇED Yönetmeliği

Türkiye Kalkınma Bankası, Halkbank, Ziraat Bankası, KOSGEB Mrvzuatı

İl Özel İdaresi Kanunu

Devlet Su İşleri (DSİ) Genel Müdürlüğünün Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Kanunu

Orman ve Su İşleri Bakanlığının Teşkilat ve Görevleri Hakkında 658 sayılı KHK

Web siteleri

Mevzuat.gov.tr

tbmm.gov.tr

Anayasa.gov.tr

www.kararlaryeni.anayasa.gov.tr

ekonomi.gov.tr

epdk.gov.tr

kalkinma.com.tr/proje-degerlendirme-sureci.aspx

dsi.gov.tr

ormansu.gov.tr

migem.gov.tr

maden.org.tr