

**TMMOB JEOFİZİK MÜHENDİSLERİ ODASI
ENERJİ SEKTÖRÜ SÜREKLİ BİLİMSEL TEKNİK KURULU**

ENERJİ VE JEOFİZİK

Haziran 2014, ANKARA

TMMOB JEOfİZİK MÜHENDİSLERİ ODASI
XIV. DÖNEM YÖNETİM KURULU

Başkan	Şevket DEMİRBAŞ
II. Başkan	İmam ÇELİK
Yazman	Zafer SAL
Sayman	Fikri ÖZTÜRK
Üye	M. Emin CANDANSAYAR
Üye	Cemal KAYA
Üye	Ertan KESER

XIV. DÖNEM JFMO ENERJİ SEKTÖRÜ SÜREKLİ BİLİMSEL
TEKNİK KURULU (Bu yayına katkı verenler)

Başkan	Çetin KOÇAK	TKİ
Üye	Cüneyt ŞAPCIOĞLU	ÖZEL
Üye	Saliha DÜNDAR	TPAO
Üye	Yılmaz BEKTUR	TAEK

"Enerji ve Jeofizik" Yazarları

KONU BAŞLIKLARI	Yazarı, Ünvanı	Kurumu
1. Genel Enerji	Çetin Koçak , Enerji SBTB Başkanı, DEK-TMK Denetim K.Üyesi*	TKİ
2. Kömür	Çetin Koçak	TKİ
3. Petrol ve Doğal Gaz	Cüneyt Şapcıoğlu , Enerji SBTB Üyesi	ÖZEL
3.5. Petrol, Doğalgaz, Arama Ve Üretim sırasında Jeofizik Mühendisliği Uygulamaları	Dr. Orhan Güreli , Jeofizik Y. Mühendisi	ÖZEL
3.6. Petrol Kanunu	A. Uğur Gönülalan , Jeofizik Y. Mühendisi	ÖZEL
4. Hidrolik	Ayla Tutuş , İnşaat Y. Mühendisi, DEK-TMK Yönetim K.Üyesi*	ÖZEL
4.9. Hidrolik Araştırmaları İçin Jeofizik Teknikler Ve Uygulama Alanları	Doç. Dr. Ferhat Özçep , Jeofizik Y. Mühendisi	İ.Ü.
5. Nükleer Santraller Ve Jeofizik Mühendisliği	Yılmaz Bektur , Enerji SBTB Üyesi	TAEK
5.9. Nükleer Hammadde Aramalarında Jeofizik Mühendisliği Uygulamaları Ve Türkiye Rezervleri	Mustafa Küçük , Jeofizik Y. Mühendisi	MTA
6. Jeotermal Enerji	Prof. Dr. Orhan Yeşim , Makina Y. Mühendisi, DEK-TMK Yönetim K. Üyesi*	ODTÜ
6.3. Türkiye'nin Jeotermal Potansiyeli	Tevfik Kaya , Petrol Y. Mühendisi	ÖZEL
6.4. Jeotermal Aramalarda Elektrik Ve Elektromanyetik Yöntemler	Prof. Dr. Ahmet Tuğrul Başokur , Jeofizik Y. Mühendisi	A.Ü.
7. Elektrik	Muzaffer Başaran , Makina Y. Mühendisi, DEK-TMK Yönetim Kurulu Üyesi*	ÖZEL
7.7. Türkiye Elektrik Talep Tahminleri	Çetin Koçak	TKİ
8. Çevre Sorunlarında Jeofizik /Geoteknik Uygulamaları	Doç. Dr. Ferhat Özçep ,	İ.Ü.
Düzenleme ve Editörler	Çetin Koçak , Enerji SBTB Başkanı Saliha Dünder , Jeofizik Y. Mühendisi & Enerji SBTB Üyesi	TKİ TPAO

Not. Kitaptaki görüşler yazarların kendi görüşleridir. Bu rapor Jeofizik Mühendisleri Odasına ait olup tamamı ya da bir kısmı yazarlarından izinsiz yayınlanamaz. Ancak kaynak gösterilerek alıntı yapılabilir.

* DEK-TMK Yönetim ve Denetim Kurulu Üyelikleri, 21 Mart 2014 tarihinde sona ermiştir.

ENERJİ BİRİMLERİ

<i>kW</i>	: kilowatt = 10^3 watt
<i>MW</i>	: Megawatt = 10^3 kW
<i>GW</i>	: Gigawatt = 10^3 MW
<i>TW</i>	: Terawatt = 10^3 GW
<i>kWh</i>	: Kilowatt-saat (10^3 watt-saat)
<i>GWh</i>	: Gigawatt-saat (10^6 kWh)
<i>TWh</i>	: Terawatt-saat (10^9 kWh)
<i>Kep</i>	: Kilogram petrol eşdeğeri
<i>TEP</i>	: Ton petrol eşdeğeri
<i>MTEP</i>	: Milyon ton petrol eşdeğeri
<i>mtce</i>	: Milyon ton kömür eşdeğeri = 0,7mtep

ÇEVİRİM KATSAYILARI

Enerji Kaynaklarının TEP' e Dönüştürülmesi

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

(*) Isıl Değer/10.000

(**) kcal/ 10^3 m³

(***) kcal/kwh

Ham Petrol Dönüşüm Katsayıları

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

İçindekiler

SUNUŞ.....	10
1. GENEL ENERJİ	12
1.1. Dünyada Enerji	12
1.1.1. Dünya Birincil Enerji Arzındaki Gelişmeler ve Senaryolar	12
1.1.2. Dünya Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Göre İrdelenmesi.....	14
1.2. Türkiye’de Enerji	16
1.2.1. Türkiye Toplam Birincil Enerji Arzı ve Talep Tahminleri.....	16
1.2.2. Türkiye Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Göre İrdelenmesi.....	18
1.2.3. Türkiye Birincil Enerji Üretimi	20
1.2.4. Türkiye Enerji Ticareti.....	22
1.2.5. Sonuç.....	23
Kaynaklar;.....	23
.....	24
2. KÖMÜR.....	25
2.1. Genel Bilgiler	25
2.1.1. Dünya Kömür Rezervleri.....	26
2.1.2. Dünya Kömür Üretim ve Tüketimleri	32
2.2. Türkiye Kömür Rezervleri	35
2.2.1. Taşkömürü Rezervleri.....	36
2.2.2. Linyit Rezervleri	36
2.2.3. Kömür Aramalarında Ve Kömür Üretim Sahalarında Jeofizik Mühendisliği Uygulamaları	40
2.2.4. Taşkömürü Üretimleri	43
2.2.5. Linyit Üretimleri	44
2.2.6. Türkiye Asfaltit Rezervleri, Üretimi ve Tüketimi	46
2.2.7. Taşkömürü, Linyit, Asfaltit ve Petrokokun Sektör Tüketimleri	47
2.2.8. Türkiye Ekonomik Üretilebilir Kömür Rezervlerini Belirleme Kriterleri	50
2.2.9. Linyit, Asfaltit ve Taşkömürü Rezervlerinin Santral Potansiyeli	51
2.2.10. Rodövans İhaleleri, Özelleştirmeler, Anlaşmalar	58
2.2.11. Kömür ve Asfaltit Rezervlerine Dayalı Santral Yatırımlarına Yapılan Teşvikler ve Beklentiler	60
2.2.12. Sonuç Ve Çözüm Önerileri.....	62
Kaynaklar.....	63
3. PETROL VE DOĞALGAZ	64

3.1. Petrol.....	65
3.1.1. Giriş	65
3.1.2. Petrolle İlgili Teknik ve Ekonomik Hususlar.....	67
3.1.3.Piyasa Trendleri.....	70
3.1.4.Şeyl Petrolü	71
3.2. Doğal Gaz.....	74
3.2.1. Giriş	74
3.2.2. Teknik Ve Ekonomik Hususlar	74
3.2.3. Sıvılaştırma, Sıvılaştırılmış Petrol Gazı (LNG) Taşınması, Yeniden Gazlaştırma.....	75
3.2.4. Depolama	76
3.2.5. Yerel İletim ve Dağıtım	76
3.2.6. Kullanım.....	76
3.2.7. Gaz Teknolojisindeki Gelişmeler	77
3.2.8. Gaz Toptan Satış Fiyatlarındaki Değişim	77
3.2.9. Doğal Gaz Fiyatlarının Seyri ve Etkenler.....	78
3.2.10. Bölgesel Gaz Talebinin Küresel Görünümleri	79
3.2.11. Piyasa Sektörlerinin Gaz Talebi	79
3.2.12. Bölgesel Gaz Arzı Potansiyeli.....	79
3.2.13. Bölgeler Arası Gaz Ticareti	81
3.2.14. LNG Ticareti.....	81
3.3. Alışılmadık (Unconventional) Gaz	82
3.3.1 Şeyl Gazı	82
3.3.2. Kömür Yatağı Gazı (Coalbed Methane)	85
3.3.4. Sıkışık Gaz (Tight Gas).....	85
3.3.5. Metan Hidratlar (Methane Hydrates)	85
3.4. Türkiye'nin Petrol ve Doğal Gaz Görünümü.....	86
3.4.1. Petrol ve Doğal Gaz Arama ve Üretim Faaliyetleri ve Hukuki Çerçeve	86
3.4.2. Ham Petrol ve Doğal Gaz Arama Faaliyetleri	88
3.4.3. Ham Petrol ve Doğal Gaz Rezervleri.....	89
3.4.4. Ham Petrol ve Doğal Gaz Üretimleri	90
3.4.5. Petrolün Taşınması.....	92
3.4.6. Rafinaj Sektörü	93
3.4.7. Ham Petrol Tüketimleri	94
3.4.8. Doğal Gaz Tüketimleri ve İthalatları.....	96
3.4.9. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) ve Spot LNG İthalatı.....	100

3.4.10. Doğalgaz İhracatı	101
3.4.11. Doğal Gaz Depolama	101
3.4.12. Türkiye Petrol, Doğal Gaz Arama, Üretim ve Piyasa Sektörleri İçin Öneriler	102
Kaynaklar	103
<i>3.5. Petrol, Doğalgaz, Şeyl Gaz, Şeyl Petrolü Arama Ve Üretiminde Jeofizik Mühendisliği Uygulamaları</i>	104
3.5.1. Giriş	104
3.5.2. Jeofizik Yöntemler	105
3.5.3. Sonuç ve Öneriler	114
Kaynaklar	115
<i>3.6. Petrol Kanunu</i>	116
3.6.1. Cumhuriyet Döneminin Petrol Kanunları	116
3.6.2. Yeni Türk Petrol Kanunu (6491 sayılı) Neler Getiriyor?	116
3.6.3. Yeni Kanunun (6491 Sayılı) Getirebileceği Olası Sıkıntılar	118
4.1. Türkiye Su ve Hidroelektrik Potansiyeli ve Gelişme Durumu	120
4.1.1. Türkiye'nin Su Potansiyeli	120
4.1.2. Türkiye HES Potansiyeli	122
4.2. Genel Elektrik İçerisinde Yıllar itibarıyla HES'lerin Payı	123
4.2.1. 2013 Yılında Elektrik Üretiminde Kaynak Dağılımı	124
4.3. Hükümetlerarası İkili İşbirliği Kapsamındaki Projelerin Bugünkü Durumu	130
4.3.1. 6446 ve 5346 Sayılı Kanunlar Kapsamında Başvuruya Açılmış Olan Projeler	133
4.3.2. Proje İlerleme Durumları	135
4.4. HES Projeleri Geliştirilirken Yaşanılan Bazı Önemli Süreçler	135
4.4.1. Mekânsal Planlama Süreci	135
4.5. Hidroelektrik Üretim Santrallerinin Özelleştirilmesi	140
4.5.1. Su Yapılarının Denetimi	140
4.5.2. Lisanssız Üretim	142
4.6. Pompa Depolamalı HES'ler	145
Kaynaklar	147
4.7. Hidrolik/Su yapıları araştırmaları için Jeofizik teknikler ve Uygulama alanları	148
4.7.1. Giriş	148
4.7.2. Yapı Mühendisliği ve Jeofizik Çalışmaları	150
4.7.3. Jeofizik Ölçümlerin Mühendislik Problemlerine Uygulanması	152
4.7.4. Özel Hedefler	153
4.7.5. Mühendislik Uygulamaları	161

4.7.6. Barajlar ve Rezervuarlar	162
4.7.7. Su Yapıları	164
Kaynaklar	165
5. NÜKLEER SANTRALLER ve JEOFİZİK MÜHENDİSLİĞİ.....	167
5.1. Enerji ve Nükleer Santraller	167
5.2. Nükleer Enerji Ve Zincirleme Reaksiyon.....	168
5.3. Nükleer Santrallerin Dünyadaki Durumu	169
5.4. Nükleer Santrallerin Lisanslanması:	172
5.5. Nükleer Santrallerde Yer Seçimi.....	173
5.6. Nükleer Santral Sahaları Ve Jeofizik Mühendisliği Uygulamaları	175
5.7. Nükleer Santral İşletmesinde Jeofizik Mühendisliği.....	178
5.8. Nükleer Atıkların Saklanması Ve Jeofizik Mühendisliği.....	179
5.9. Sonuç.....	181
Kaynaklar.....	181
5.10. Nükleer Enerji Hammaddede Aramalarında Jeofizik Mühendisliği Uygulamaları Ve Türkiye Rezervleri.....	182
5.10.1. Giriş	182
5.10.2. Kullanılan Aletler	183
5.10.3. Ülkemizde Bilinen Bazı Uranyum Ve Toryum Yatakları.....	185
Kaynaklar	186
6. JEOTERMAL ENERJİ.....	188
6.1. Giriş	188
6.2. Jeotermal Enerjinin Doğrudan Kullanımı	190
6.2.1 Dünya’da Jeotermal Enerjinin Doğrudan Kullanımı	190
6.3. Türkiye’nin Jeotermal Potansiyeli	193
6.3.1. Türkiye’de Jeotermal Enerjinin Doğrudan Kullanımı.....	193
6.3.2. Türkiye’nin Jeotermal Potansiyeli	194
6.4. Jeotermal Aramalarda Elektrik Ve Elektromanyetik Yöntemler	199
6.4.1. Giriş	199
6.4.2. Sığ Amaçlı Jeofizik Yöntemler.....	199
6.4.3. Manyetotellürik Alan Ve Yöntem.....	200
6.4.4. MT Yönteminin Jeotermal Aramalarda Kullanımı	204
6.4.5. Sonuçlar.....	206
Kaynaklar.....	206
7. ELEKTRİK.....	208

7.1- Elektrik Sektörünün Dünya'daki Genel Görünümü.....	208
7.1.1. Elektrik üretiminde kullanılan yakıtların gelişmesi.....	208
7.2. Türkiye Elektrik Sisteminin Gelişmesi.....	209
7.2.1. Talep Gelişimi	209
7.2.2. Elektrik Sistemi Üretim-Tüketim İncelemesi	211
7.3. Elektrik Sektörünün Gelecekteki Durumuna Genel Bir Bakış.....	217
7.4. Elektrik Sektöründe Özelleştirmeler	218
7.4.1. Dağıtım Özelleştirmeleri.....	218
7.4.2. Üretim Özelleştirmeleri.....	220
7.5. Elektrik Tarifeleri	223
7.5.1. Elektrik Fiyatları.....	223
7.5.2. Elektrik Fiyatlarının Ucuzlamasında Elektrik Tüketiminde Yapılacak Tasarrufun Önemi	223
7.6. Elektrik Üretim Tesislerinin Yapımında Karşılaşılan Sorunlar.....	224
7.6.1 Linyit Santralleri.....	224
7.6.2. Hidrolik Santraller.....	224
7.6.3. Rüzgar Santralleri	225
7.7. Türkiye Elektrik Talep Tahminleri.....	226
7.7.1. Türkiye Elektrik Üretimindeki Gelişmeler ve Senaryolar	226
7.7.2. Dünya Elektrik Üretimindeki Gelişmeler ve Senaryolar	228
8. ÇEVRE VE JEOFİZİK.....	231
8.1. Çevre Sorunlarında Jeofizik/Geoteknik uygulamaları	231
8.2. Genel Bilgiler	231
8.3. Biyojeofiziksel Çevre Kavramı	232
8.4. Çevre Geotekniği Ve Jeofiziği	235
8.4.1. Araştırma Aşamaları.....	236
8.4.2. Çevre Jeofiziği Çalışmaları	239
8.5. Sonuç ve Öneriler	241
Kaynaklar.....	242

SUNUŞ

Enerji Sektörü Sürekli Bilimsel Teknik Kurulu tarafından, “**Enerji ve Jeofizik**” adı altında 230 sayfayı aşan bu kitap yazılmıştır. Kitabın yazılmasının amacı, jeofizik mühendislerinin, enerji alanında yapabilecekleri yanında, enerji konusunda bilgi edinmelerine, enerji politikaları hakkında yorum yapma ve fikir geliştirmelerine katkı sağlamaktır. Böylelikle, jeofizik mühendisleri, uygulamalarıyla enerji sektörüne yaptıkları katkının önemini ve mesleğinin değerini daha iyi anlayacaktır.

Bu yayının hazırlanmasında öncelikle, Odamız üyesi olmadığı halde bilgilerini paylaşan Hidrolikte, Sayın Ayla Tutuş’a, Jeotermal Enerjide, Sayın Prof. Dr. Orhan Yeşim’e, Türkiye Jeotermal Potansiyeli bölümü ile Petrol Y. Mühendisi Tevfik Kaya’ya, Elektrik bölümü ile Sayın Muzaffer Başaran’a teşekkür ederim.

14. JFMO Enerji Sektörü SBTK çalışma grubunda olmamalarına rağmen kitabın, petrol ve doğalgaz aramaları, petrol kanunu, hidrolik, jeotermal, nükleer hammadde aramaları ve çevre bölümlerinde, katkı veren JFMO’nun sayın üyelerine, yine JFMO Enerji Sektörü SBTK grubundan katkıları olan sayın üyelere ve uygun çalışma ortamı sağlaması ve bu yayının yayınlanmasını gerçekleştiren 14. ve 15. Dönem JFMO Yönetim Kuruluna teşekkür ederim.

Çetin KOÇAK

14. Dönem JFMO Enerji Sektörü SBTK Başkanı



1. GENEL ENERJİ

1. GENEL ENERJİ

Çetin Koçak*

Enerji, ülkelerin kalkınmasında en önemli araç ve insan hayatında giderek önemi artan vazgeçilmez bir olgudur. Bu nedenle Dünyada yaşanan önemli nükleer santral kazaları ve finansal krizlere rağmen, enerjiye talep artarak devam etmektedir.

1.1. Dünyada Enerji

1.1.1. Dünya Birincil Enerji Arzındaki Gelişmeler ve Senaryolar

Geçen 1990-2011 yılları arasındaki yirmi bir yıldaki birincil enerji arzının artışı, Türkiye’de 117 olurken, Dünyada %49, OECD’de %17, ABD’de %14, Japonya’da ise sadece %5 olmuştur. Bu değerleri karşılaştırınca, Türkiye’nin enerji kullanma artışının oldukça yüksek olduğu anlaşılmaktadır. Ancak aynı dönemde, birincil enerji arzı bakımından, Brezilya’nın %94, Hindistan’ın %137, Çin’in ise %212 büyüdüğü görülmektedir (Tablo 1.1).

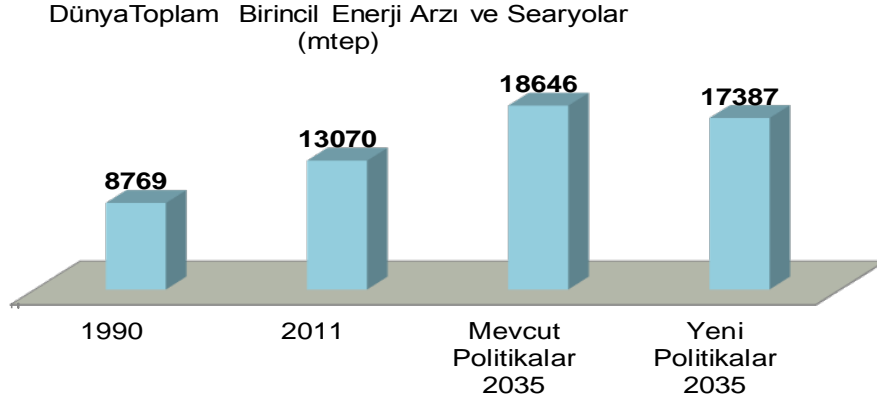
Tablo 1.1.1990-2011 Dünya Birincil Enerji Arzı Gelişimi

1990-2011Dünya Birincil Enerji Arzı Gelişimi(mtep) Ç.K.			
Ülke	1990	2011	Artış(%)
Çin	879	2 743	212
Hindistan	317	750	137
Türkiye*	53	115	117
Brezilya	138	267	94
ABD	1915	2 189	14
Japonya	439	461	5
OECD	4 522	5 304	17
Dünya	8 769	13 070	49

Kaynak: World Energy Outlook IEA 2013(*EİGM/ETKB)

1990-2011 yılları arasında geçen yirmi bir yılda Dünyada birincil enerjinin arzında ve Dünya elektrik üretimindeki kaynakların paylarında önemli gelişmeler ve değişiklikler olmuştur. Bu gelişmelere göre, Dünyada enerji alanında gelecekteki talepleri karşılamak için senaryolar yapılmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansı, Dünyadaki iklim değişikliği, kullanılan kaynakların giderek azalması, teknoloji ve enerji verimliliğindeki gelişmeler, ekonomik ve sosyal şartların getireceği zorunluluklar düşünülerek senaryolar yapılmaktadır. Bu çerçevede, mevcut politikalar dışında yapılan, Yeni Politikalar ve 450 Senaryolarında, gelecekte Dünya birincil enerji arzı toplamında ve kaynakların kompozisyonunda mevcut trendin dışına çıkılacağı öngörülmektedir. Ancak 450 senaryolarında hedeflenen değerler, ulaşılması zor hedefler olarak görüldüğü için irdelenmemiştir. Mevcut politikalar senaryosu ise geçen yıllarda, Dünyadaki toplam enerji arzı ve enerji kaynakları arz miktarlarının oluşturduğu mevcut trendin, gelecek yıllarda da devam etmesi halinde, ulaşılacak değerleri ifade etmektedir. Dünya 2035 yılı toplam enerji arzında; mevcut politikalarla 2011 yılına göre, %43 oranında artışla, 18646 mtep olması öngörüldürken, yeni politikalar senaryosuna göre, %33 artışla ile 17197 mtep olacağı tahmin edilmektedir (Şekil 1.1).

*Jeofizik Y.Mühendisi, kocakce@gmail.com



Şekil 1. 1. 1990-2011 Yılları Dünya Birincil Enerji Arzı ve 2035 Yılı Projeksiyonu

Kaynak: World Energy Outlook IEA 2013

Uluslar Enerji Ajansı (IEA) tarafından, en yüksek artışların öngörüldüğü Mevcut Politikalar Senaryosuna göre, birincil enerji arzı artışı ile ilgili yapılan tahminler aşağıda açıklanmıştır. Dünya, OECD, ABD, Japonya'nın 2011 yılına göre, birincil enerji arzının artış oranları 2020 yılında, sırasıyla; %18, %5, %5,%3 olacağı tahmin edilmektedir. 2035 yılında ise Dünya %43, OECD %10, ABD %10, olacağı tahmin edilirken, Japonya için ise birincil enerji arzı artışı öngörülmemektedir.

Büyümede en önde gelen ülkelerden Çin, Hindistan ve Brezilya'nın 2011 yılına göre, 2020 yılındaki birincil enerji arzının artış oranları; sırasıyla; %32, %34,%33 olacağı öngörülürken, 2035 yılında; Çin %67, Brezilya %88, Hindistan için ise %120 oranında artış olacağı tahmin edilmiştir. Türkiye'deki Birincil Enerji Arzı tahminleri ise Türkiye bölümünde açıklanmış olup yukarıdaki talep sonuçlarıyla kıyaslandığında, 2011 yılına göre Türkiye'nin talep artış büyüklüğü 2020'de %27, 2035'de ise %81 ile Hindistan, Brezilya ve Çin'den sonra geleceği öngörülmüştür (Tablo 1.2).

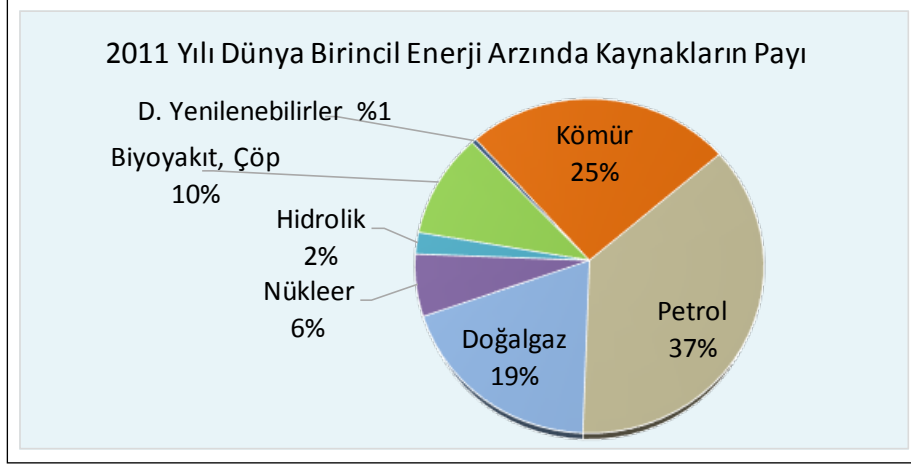
Tablo 1.2. Dünya, OECD, ve Büyük Ülkelerin 2011 Yılına Göre 2020 ve 2035 Yıllarındaki Birincil Enerji Arzı Artışı, Arz Talep Tahminleri

Mevcut Politikalara Göre Büyük Ülkelerin Birincil Enerji Arz Miktarı(m.tep) ve 2011 yılına Göre Artış(%) Tahminleri Ç.K.				
Ülke		2011	2020	2035
Hindistan	m.tep	750	1005	1647
	%		34	120
Brezilya	m.tep	267	356	502
	%		33	88
Çin	m.tep	2743	3609	4574
	%		32	67
Türkiye*	m.tep	115	146	208
	%		27	81
ABD	m.tep	2189	2305	2402
	%		5	10
Japonya	m.tep	461	474	461
	%		3	0
OECD	m.tep	5304	5545	5809
	%		5	10
Dünya	m.tep	13070	15359	18646
	%		18	43

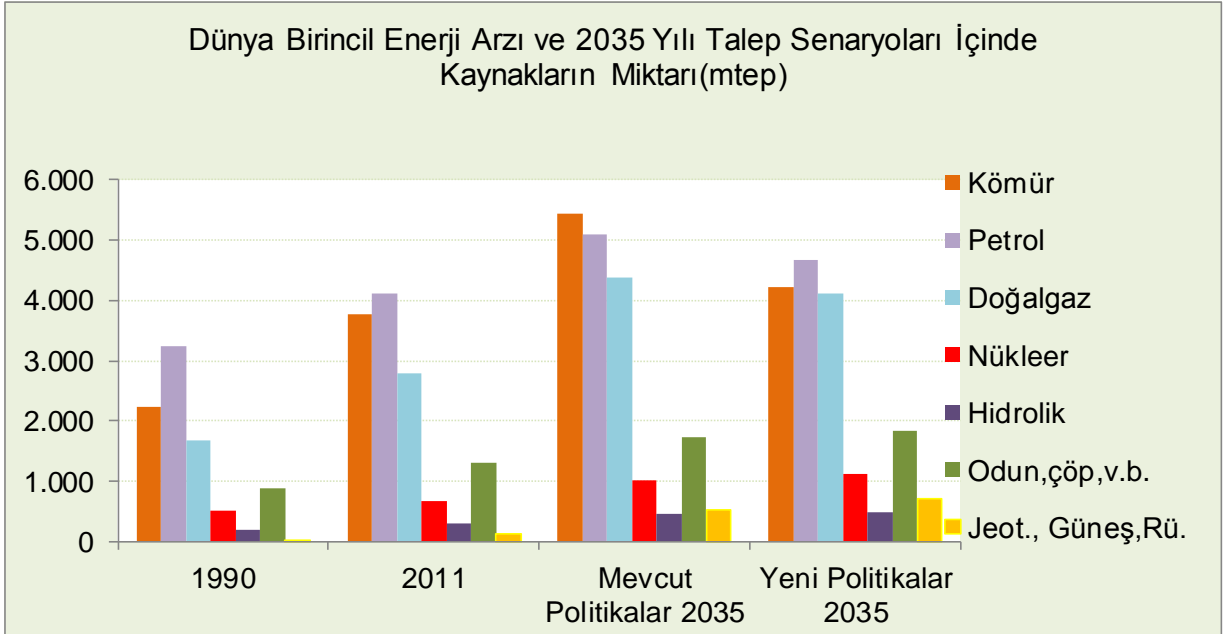
Kaynak: World Energy Outlook IEA 2013(*Türkiye bölümünden alınmıştır.)

1.1.2. Dünya Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Göre İrdelenmesi

2011 yılında Dünya Birincil Enerji arzında Petrol %37, Kömür %25, Doğal gaz %19 ile toplam arzın %81' ini oluşturmuştur (Şekil 1.2.18). Dünya birincil enerji arzı 1990 yılında 8.769 mtep olan toplam birincil enerji arzı geçen 21 yıl sonra %49 artarak 2011 yılında 13070 mtep olmuştur(Şekil 1.2, Şekil 1.3, Tablo 1.3).



Şekil 1.2. 2011 Yılı Dünya Birincil Enerji Arzında Kaynakların Payı
Kaynak: World Energy Outlook IEA 2013



Şekil 1.3. 1990-2010 ve 2035 Talep Senaryolarına göre Dünya Birincil Enerji Arzı İçinde Kaynakların Miktarı(Kaynak: World Energy Outlook IEA 2013)

Tablo 1.3. Dünya Birincil Enerji Arzı ve 2035 Yılı Talep Senaryoları İçinde Kaynakların Miktarı ve Payı

Yıllar		1990	2011	Mevcut Politikalar 2035	Yeni Politikalar 2035
Kömür	mtep	2.230	3.773	5.435	4.428
	%	25	29	29	25
Petrol	mtep	3.231	4.108	5.094	4.661
	%	37	31	27	27
Doğalgaz	mtep	1.668	2.787	4.369	4.119
	%	19	21	23	24
Nükleer	mtep	526	674	1.020	1.119
	%	6	5	5	6
Hidrolik	mtep	184	300	471	501
	%	2	2	3	3
Odun,çöp,v.b.	mtep	893	1.300	1.729	1.847
	%	10	10	9	11
Jeotermal, Güneş,Rüzgar	mtep	36	127	528	711
	%	0	1	3	4
TOPLAM BİRİNCİL ENERJİ	mtep	8.779	13070	18.676	17.197
	%	100	100	100	100

Kaynak: World Energy Outlook IEA 2013

- 1990-2011 döneminde Dünya birincil enerjisi arzı içinde kömürün miktarı %69 artarak 2.230 mtep'den 3.773 mtep'e, toplam birincil enerji arzı içindeki payı ise %25'den %29'a yükselmiştir. Mevcut politikalara göre 2035 yılında, dünya birincil enerji arzı içindeki kömürün miktarı 5.435 mtep'e, payı %29 düzeyine çıkarken; yeni politikalar senaryosuna göre ise kömürün miktarı 4.312 mtep'e yükselirken, payı %25'e gerileyeceği öngörülmektedir.

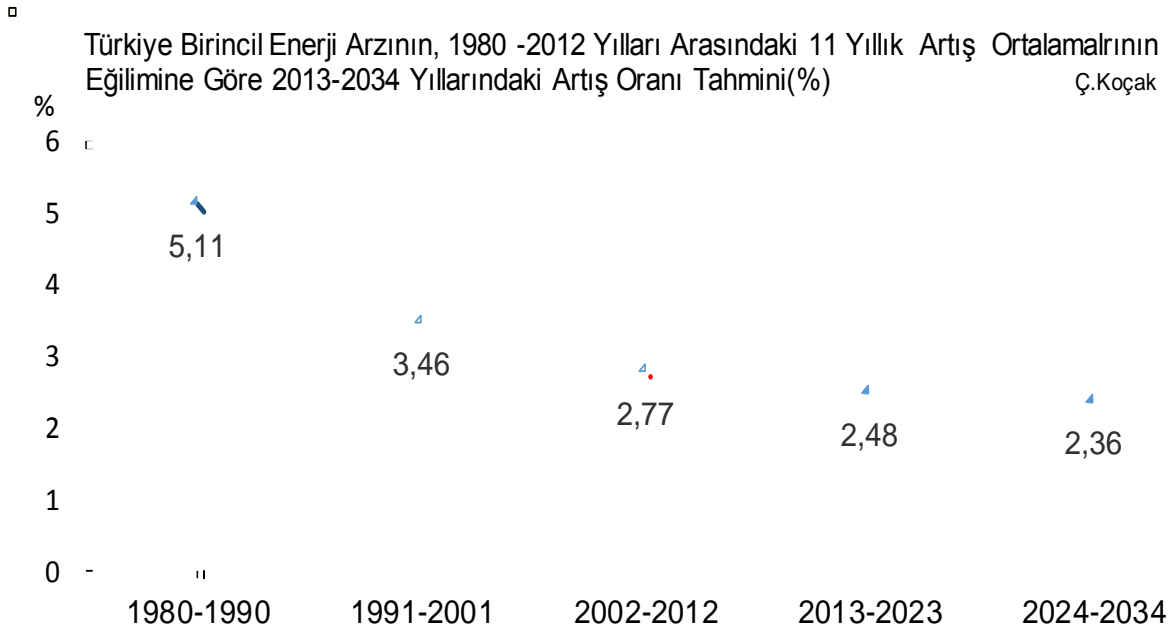
Diğer kaynakların 1990,2011 yıllarında toplam Dünya birincil enerji arzı içindeki payı ile Mevcut ve Yeni Politikalar senaryolarına göre 2035 yılındaki durumları;

- **Petrolün payı**, 1990'da %37'den 2011'de %31'e gerilemiş olsa da geçen yirmi bir yılda miktar olarak 877 mtep artmıştır. Gerek mevcut politikalara gerekse yeni senaryolara göre 2035 yılında petrolün payının %27'ye gerileyeceği tahmin edilmektedir.
- **Doğalgazın payı**, 1990'da %19'dan 2011'de %21'e yükselmiş olup, mevcut politikalara 2035 yılında %23, Yeni Politikalar senaryolarına göre %24 düzeyine çıkacağı,
- **Nükleerin payı**, 1990'da %6 ve 2011'de %5 olmuş, 2035 yılında ise mevcut politikalara göre %5, Yeni Politikalar Senaryosuna göre %6 olacağı,
- **Hidroliğin payı**, 1990 ve 2011'de %2 olmuş, 2035 yılında mevcut politikalara ve yeni politikalar senaryosuna göre %3 olacağı,
- **Odun, çöp, rüzgâr, jeotermal, güneş gibi yenilenebilir enerjinin toplam payı** 1990 ve 2011'de %10 olup 2035 yılında, mevcut politikalara göre %12, yeni politikalar senaryolarına göre %15 düzeyine çıkacağı tahmin edilmektedir (Şekil 1. 3, Tablo 1. 3).

1.2. Türkiye’de Enerji

1.2.1. Türkiye Toplam Birincil Enerji Arzı ve Talep Tahminleri

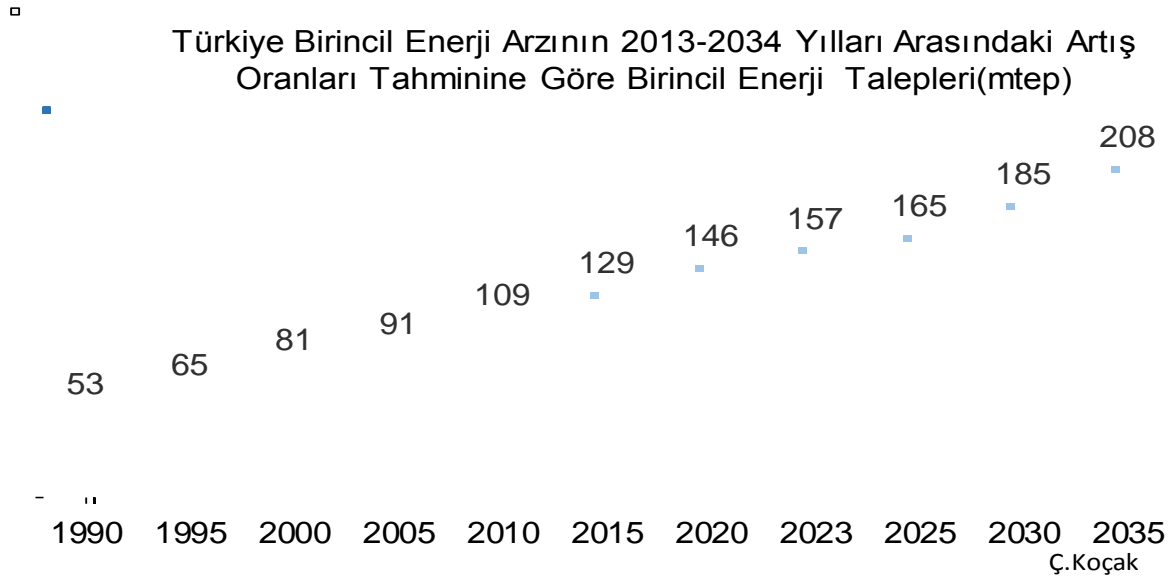
Yapılan çalışmada; ETBK/EİGM tarafından hazırlanan Genel Enerji Denge Tablolarından yararlanarak, öncelikle Türkiye’nin toplam birincil enerji arzının; 1980-2012 dönemindeki 9, 10, 11,12 yıllık periyotların ortalama artış oranları belirlenerek oranların grafikleri çizilmiştir. Bir birine benzemekle birlikte,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



Şekil 1.4. 2013-2034 Yılları Türkiye Birincil Enerji Arzı Artış Oranı Tahmini

Kaynak; EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

Böylelikle geçmiş 33 yıldaki birincil enerji arzı artış oranları ile ilgili olarak Türkiye’nin grafiği ortaya çıkmıştır. Toplam birincil enerji arzının gelecekteki yıllarda da bu grafiğin eğilimi oranında artacağı tahmin edilerek, 2013-2023 yılları arasındaki 11 yılın ortalama yıllık artışı **%2,48**, 2024-2034 yılları arasındaki 11 yılın ortalama yıllık artışı ise **%2,36** olacağı hesaplanmıştır (Şekil 1.4). Gelecek 2013-2034 yıldaki ortalama artış oranlarını hesaplarken, geçen 1980-2012 dönemindeki gerçekleşen ortalama artış değer farkları oranı $((5,11-3,46)/(3,46-2,77))$, dikkate alınmıştır.



Şekil 1.5 2015-2035 Yılları Türkiye Birincil Enerji Arzı Tahminleri

Kaynak; EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

Daha sonra bu artış oranlarıyla, gelecek yıllardaki, Türkiye'nin toplam birincil enerji talepleri hesaplanmıştır. Böylelikle, toplam birincil enerji arzının 2015 yılında 129, 2020 yılında 146, 2023 yılında 157, 2025 yılında 165, 2030 yılında 185, 2035 yılında ise 208 milyon tep olacağı tahmin edilmiştir (Şekil 1. 5). 2012 yılı Genel Enerji Denge Tablosunda birincil enerji arz değeri, linyit üretim miktarının irdelenmesi sonucu 121 yerine 120 milyon tep alınmıştır.

Tablo1.4. Türkiye Birincil Enerji Arzı Talep Tahmini, Gerçekleşme ve Sapmalar

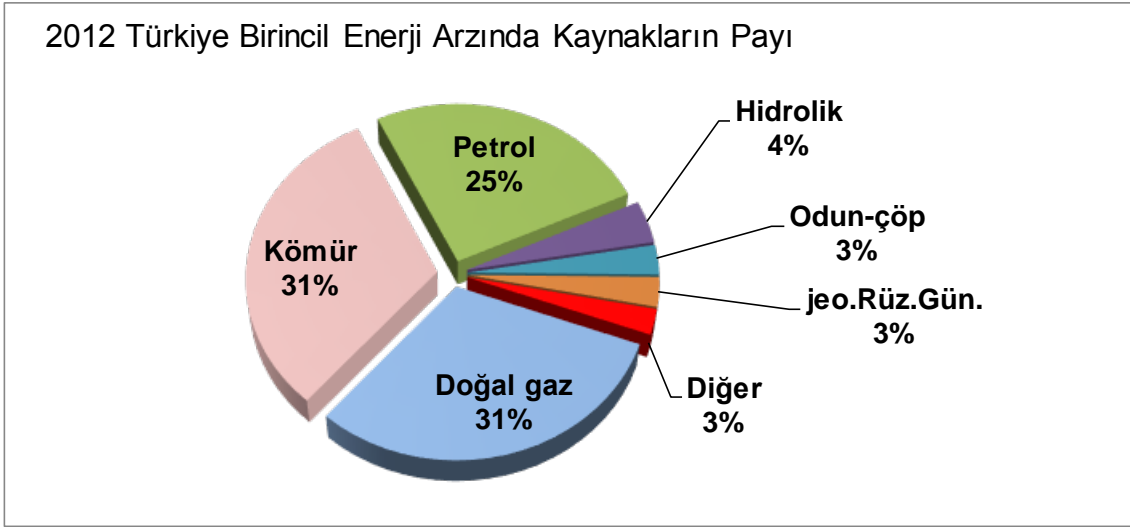
1998-2020 B.E.A.Talep Tahminleri ve Sapmalar			
Yıllar	Tahmin mtep	Gerçekleşme mtep	Sapma Oranı
			%
2000	91	81	11
2005	125	91	27
2010	175	109	38
2011	184	115	38
2012	194	121	38

Kaynak; ETKB, EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

Kuşkusuz, talep tahminlerindeki makul büyüklükteki sapmalar normal karşılanacaktır. Ancak geçmiş yıllarda yapılan, elektrik ve birincil enerji arzı talep tahminlerinde %30'u aşan büyük sapmalar olmuştur. Örneğin,1998-2020 dönemi için ETKB tarafından MAED modeli kullanılarak yapılan talep tahminlerinde büyük sapmalar olmuştur (Tablo 1.4). Bu örnekleri çoğaltmak mümkündür. Tahminlerdeki büyük sapmalar, gereğinden fazla doğalgaz ithalatı anlaşmaları yapılmasına yol açmıştır. Yapılan anlaşmalar nedeniyle, enerjide dışa bağımlılığımız artmış, özellikle kömür madenciliğinde ve kömür rezervlerine dayalı santrallarda, büyük kapasite kısıtlamalarına gidilmiştir. Bu değerlendirmeler sonucunda, yukarıda yapılan birincil enerji arzı talep tahminleriyle ilgili çalışmanın, talep tahminlerine, yeni bir bakış açısı getirdiği söylenebilir.

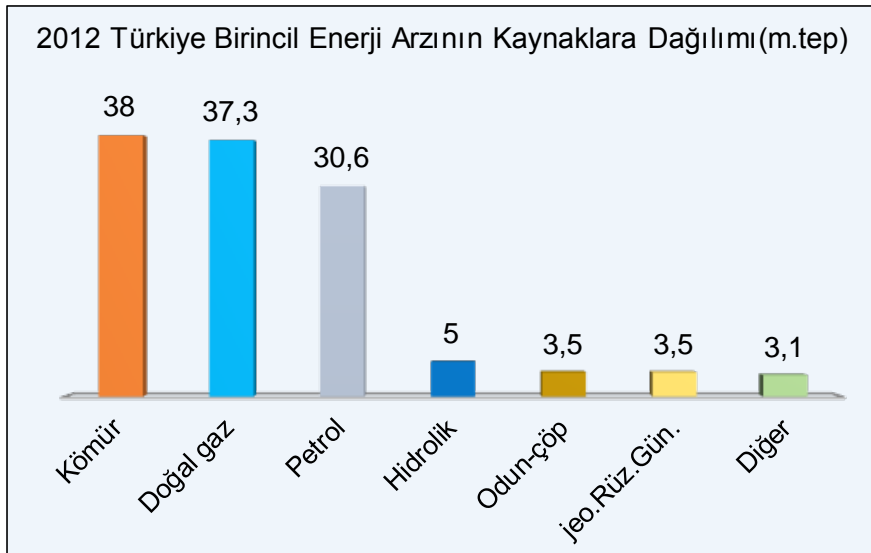
1.2.2. Türkiye Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Göre İrdelenmesi

Türkiye'nin 2012 yılındaki toplam birincil enerji arzı ise 121 milyon tep'dir. Bu arzın kaynaklara dağılımında, kömürdeki ithalatın artmasıyla, 2012 yılında, ilk sırayı 38 milyon tep ve toplam arzın %31 oranı ile kömür almıştır. Kömürü, 37,3 milyon tep ve %31 ile doğal gaz, 30,6 milyon tep ve %25 ile petrol, 5 milyon tep ve %4 ile hidrolik, 3,5 milyon tep ve %3 ile odun-çöp, hayvan, bitki artıkları ile jeotermal, rüzgâr ve güneş alırken, bunu 3,1 milyon tep ve % 3 oranı ile diğer kaynaklar izlemiştir. (Şekil1.6, Şekil1.7).



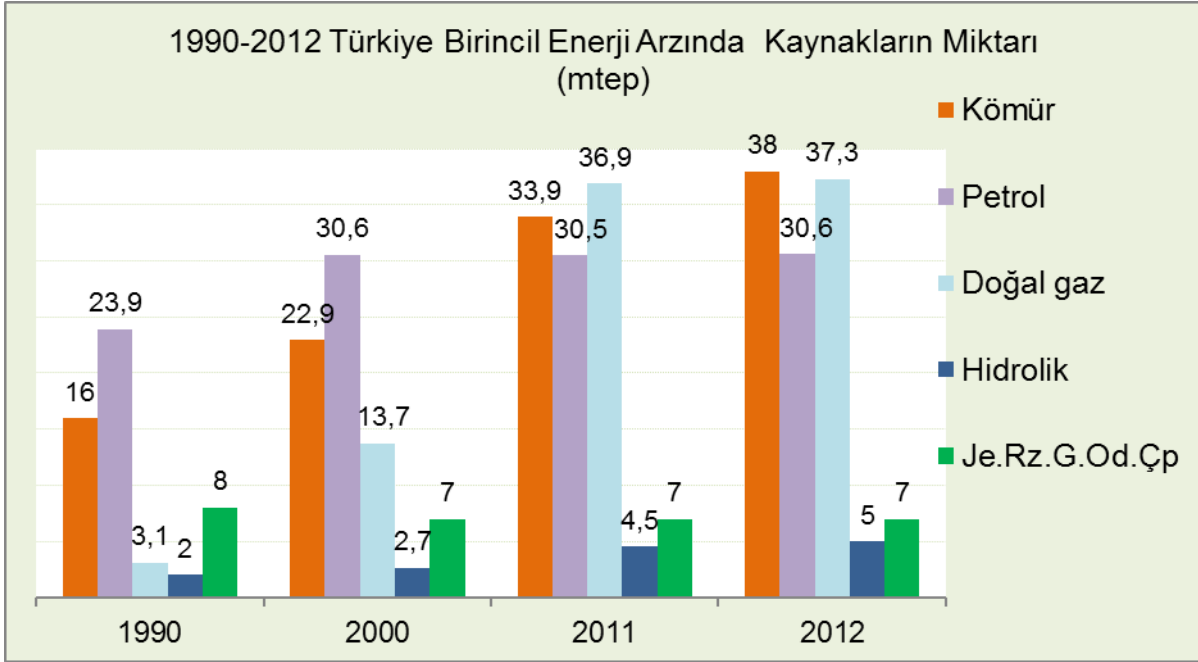
Şekil.1. 6. 2012 Yılı Türkiye Birincil Enerji Arzında Kaynakların Payı

Kaynak: ETKB 2012



Şekil. 1.7. 2012 Yılı Türkiye Birincil Enerji Arzında Kaynakların Miktarı

Kaynak: ETKB 2012



Şekil. 1.8.1990- 2011 Yılları Türkiye Birincil Enerji Arzında Kaynakların Miktarı
Kaynak: ETKB

Tablo 1.5. Türkiye Toplam Birincil Enerji Arzı İçinde Kaynakların Miktarı ve Payı

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

Kaynak: Genel Enerji Denge Tabloları ETKB

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

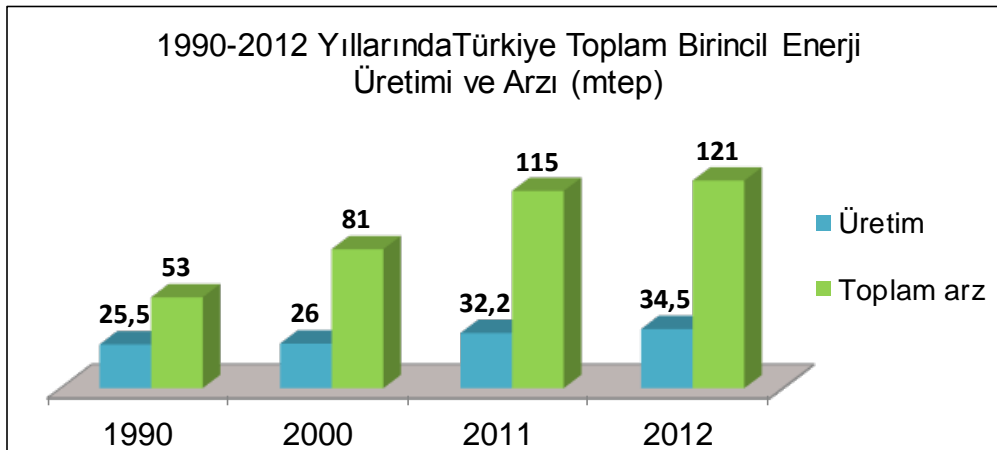
- **Kömür;** 1990-2012 döneminde Türkiye toplam birincil enerjisi arzı içinde kömürün payı % 30'dan %31'e yükselerek, 1990 yılına göre % 136 oranında

1.867 bin tep artarak 2012 yılında 33.488 bin tep olmuştur. 2012 yılındaki bu artış, 2000 yılına göre %65 olurken 2011 yılına göre %12 olmuştur.

- **Petrolün payı;** 1990'da %45'den 2012'de, %25'e gerilemiş olsa da geçen yirmi iki yılda miktar bakımından 1990 yılına göre, 6713 bintep artarak 2012 yılında 30.614 bintep olmuştur. 2012 yılındaki bu artış, 2011 yılına göre sadece %0,4 olurken 2000 yılına göre - %5 azalma olmuştur.
- **'Doğalgazın payı;** 1990'da %6'dan 2012'de %32'ye yükselmiş olup miktar olarak 1990 yılına göre 34.263 bintep ile 12 kat artmıştır. 2012 yılındaki bu artış, 2011 yılına göre %1,3 olurken, 2000 yılına göre 2,7 kat olmuştur.
- **Hidroliğin payı;**1990 ve 2012'de % 4 olurken miktar olarak 1990 yılına göre, 2.985 bintep ile 2,5 kat artmıştır. 2012 yılındaki bu artış, 2011 yılına göre %11 olurken 2000 yılına göre 1,9 kat olmuştur.
- **Odun, çöp, hayvan atığı vb.'nin payı;** 1990'da %14 den 2012'de %3'e gerilerken miktar bakımından da 2,1 kat ve 3.743 bin tep azalmıştır. 2012 yılındaki bu azalış, 2011 yılına göre -% 2 olurken 2000 yılına göre 1,9 kat olmuştur.
- **Rüzgâr, jeotermal, güneş gibi yenilenebilir enerjinin toplam payı;** 1990'da %1'den 2012 yılında, %3'e yükselerek miktar olarak 1990 yılına göre 7,6 kat artmıştır (Şekil 1.8, Tablo 1.5). 2012 yılındaki bu artış, 2000 yılının 2,4 katı olurken, 2011 yılına göre %13 olmuştur.

1.2.3. Türkiye Birincil Enerji Üretimi

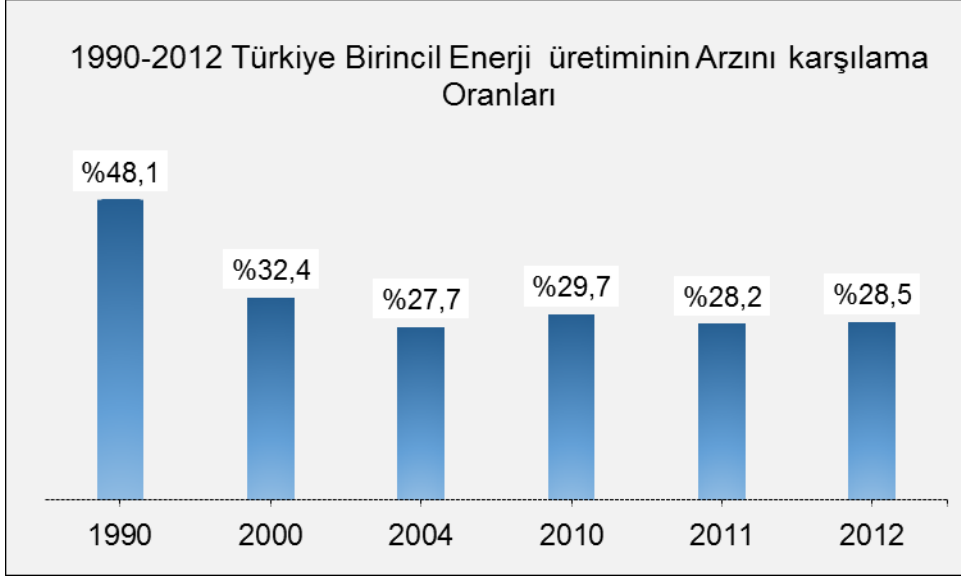
1990-2012 yılları arasındaki yirmi iki yılda toplam birincil enerji üretimi, %35 oranında artarak, 25.478 bintep'ten 34.467 bintep düzeyine yükselmiştir. Bu dönemdeki toplam birincil enerji arzı ise %128 veya 2,3 kat artmıştır (Şekil 1.9).



Şekil 1. 9. 1990-2012 Yıllarında Türkiye Toplam Birincil Enerji Üretimi ve Arzı

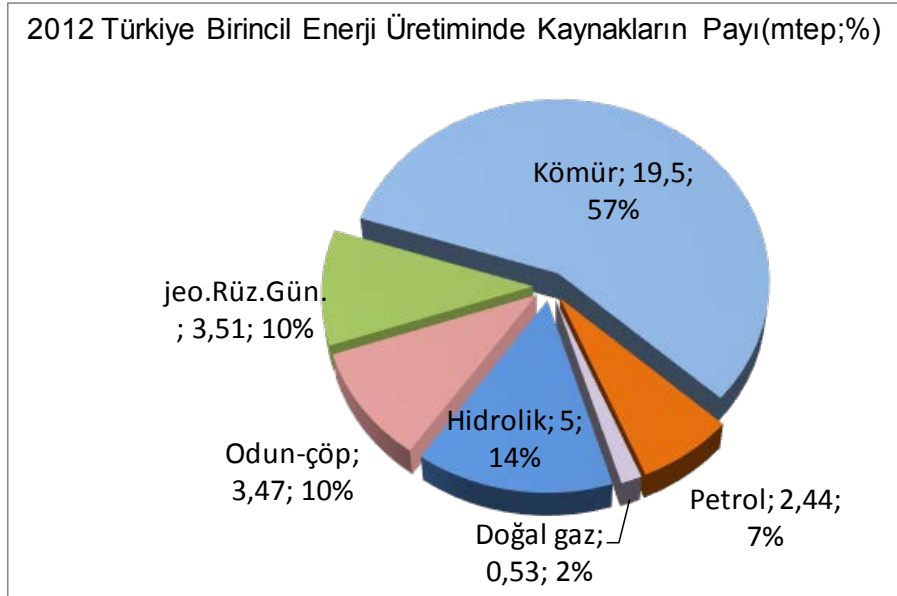
Kaynak: Genel Enerji Denge Tabloları ETBK

Üretimin toplam birincil enerji arzını karşılama oranı ise 1990 yılında %48 iken, 2000 yılında %32, 2011 yılında %28, 2012 yılında ise %28,5 olmuştur(Şekil 1.10). Böylelikle 1990- 2012 yılları arasında enerjideki üretimimiz yaklaşık %20 azalmış ya da dışa bağımlılığımızın % 20 artmış olduğu söylenebilir.



Şekil 1.10.1990-2012 Türkiye Birincil Enerji Üretiminin Arzını Karşılama Oranları
Kaynak; EİGM/ETKB

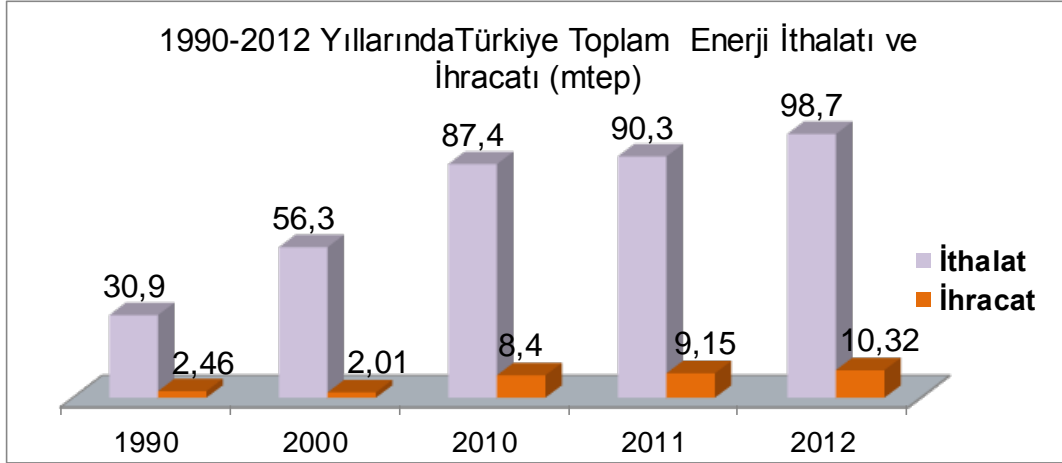
2011 yılında toplam Türkiye birincil enerji üretimi 32,23 milyon tep iken, 2012 yılında %7 artarak 34,47 milyon tep olmuştur. 2012 yılındaki toplam üretimin, 19,52 milyon tep ve %57 ile yarıdan fazlasını, yüzde doksan dördü linyit olan kömür üretimi oluşturmuştur. Kömürü, 4,98 milyon tep ve %14 oranı ile hidrolik, 3,51 milyon tep ve %10 payı ile jeotermal, rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları, 3,47 mtep ve %10 ile odun, çöp, hayvan atıkları, 2,44 milyon tep ile petrol ve 0,53 milyon tep ile doğal gaz izlemiştir (Şekil 1.11).



Şekil 1.11. 2012 Yılı Türkiye Birincil Enerji Üretiminde Kaynaklarının Payı
Kaynak: 2012 Genel Enerji Denge Tablosu EİGM/ETKB

1.2.4. Türkiye Enerji Ticareti

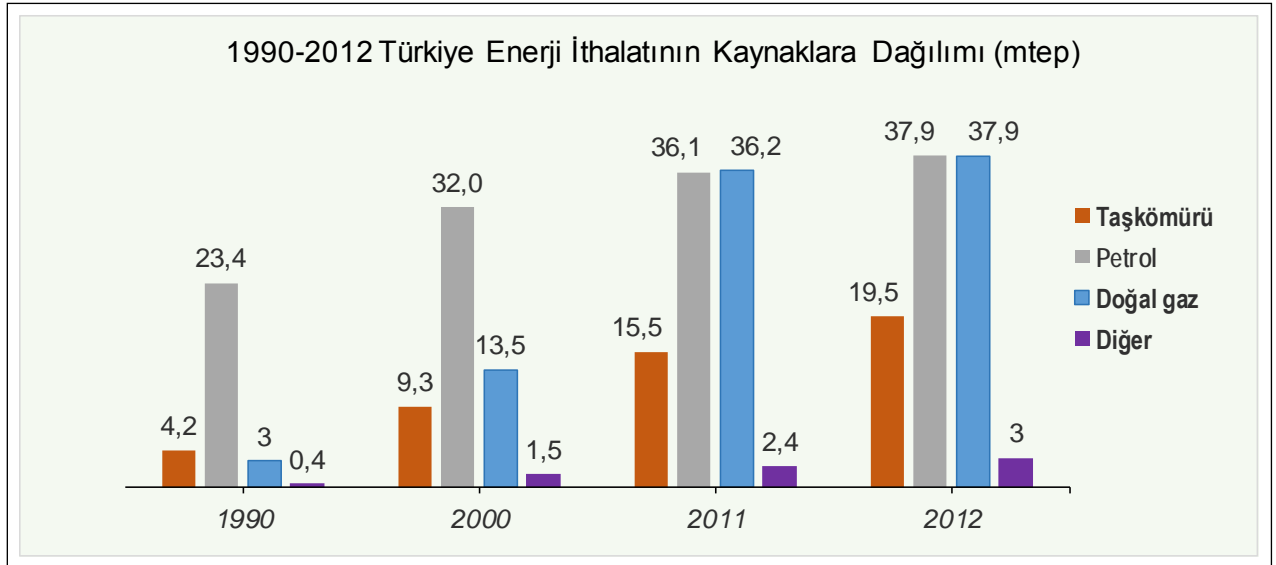
Türkiye enerji ihracatı 1990 yılında 2,46 mtep iken 2012 yılında 4 kat artarak 10,32 mtep olmuştur. 2010 yılındaki toplam enerji ihracatı 8,4 mtep, 2011'de ise, 9,15 mtep, tir. (Şekil 1.12). Büyük bölümü petrolden oluşan birincil enerji ihracatıyla ilgili ihracat değerlerine, ihrakiye* de dahil edilmiştir.



Şekil 1.12. 1990-2012 yılları arasında Türkiye Toplam Enerji Ticareti

Kaynak: Genel Enerji Denge Tabloları EİGM/ETKB

Türkiye enerji ithalatı 1990 yılında 31 mtep iken 2012 yılında 3,2 kat artarak 98,7 mtep'e ulaşmıştır. 2011 yılındaki toplam enerji ithalatı ise, 90,2 mtep olmuştur (Şekil 1.12).



Şekil 1.13. 1990-2012 Türkiye Enerji İthalatında Kaynakların Miktarı

Kaynak: Genel Enerji Denge Tabloları EİGM/ETKB

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

1990- 2012 yılları arasında giderek artan Türkiye enerji ithalatının, kaynaklar bazında gelişimi incelendiğinde; doğalgazın artış miktarı geçen yirmi iki yılda yaklaşık 13 kat artarak 38 mtep'e yükseldiği görülür. Petrol ve doğal gazın son iki yıldaki ithalatları tep olarak bir birine yakın değerdedir. 2012 yılında petrolün ithalatı, 1990 yılına göre, %62 oranında artarak 38 mtep olmuştur. Taşkömürü ithalatı ise 1990'da 4,2 mtep iken 2012 yılında yaklaşık 5 kat artarak 19,5 mtep düzeyine yükselmiştir. İthalatta diğer başlığını, petrokok ve elektrik bulunmakta olup petrokok tamamına yakını oluşturmaktadır. Petrokokun ithalatı, 1990'da 350 bin tep ten 2012 yılında 2.936 bin tep düzeyine yükselerek, son 22 yılda 8,4 kat artmıştır (Şekil 1.13).

1.2.5. Sonuç

Sonuç olarak, toplam birincil enerji arzındaki gelişmeler bakımından, Dünyadaki diğer ülkelerle kıyaslandığında Türkiye olumlu bir durumda bulunmaktadır. Türkiye, 1990-2011 yılları arasındaki geçen 21 yılda oluşan ekonomik krizlerin olumsuz etkisine rağmen birincil enerji artış oranı bakımından Çin ve Hindistan'dan sonra gelmiştir. Aynı dönemde, birincil enerji arzı büyüme oranı bakımından Türkiye'ye göre Çin, Hindistan çok daha fazla gelişme göstermiştir. Diğer taraftan gelişmiş ve gelişmekte olan ülke kavramını birincil enerji arzlarının büyüme oranlarında da görmek mümkün olmaktadır. ABD, Japonya, gibi gelişmiş ülkelerin geçen 21 yıldaki enerjideki büyüme oranlarına bakıldığında, gelişmekte olan ülkelerle kıyaslanamayacak kadar düşük düzeyde kaldığı görülmektedir. Gelecekle ilgili senaryolarda da, bu durum bariz olarak görülmektedir. En ilginç örnek olarak, birincil enerji arzının, 2011 değerlerine göre, 2035 yılında; Japonya'da aynı değer öngörülürken, Hindistan'da iki kattan fazla büyüklüğün öngörülmesidir. Diğer taraftan gelişmekte olan ülkelere, özellikle yüksek enerji arzına sahip büyük ülkeler incelendiğinde enerji üretimlerinde Dünyada önde gelen ülkeler olduğu görülmektedir. Bu ülkelerde, enerjideki ithalat oranları Türkiye kadar yüksek değildir. Türkiye'nin son derece hassas bir coğrafyada bulunması, enerjide dışa bağımlılığının en kısa sürede mümkün olduğu kadar azaltılmasını gerektirmektedir. Bunu sağlamak için enerji kaynaklarına, yönelik yatırımlara hız verilerek enerji arzında ithalat oranı azaltılmalıdır. 1990-2012 arasında geçen 22 yıl incelendiğinde, Türkiye'nin birincil enerji arzındaki net ithalat oranının; %52'den %72'ye yükselmiş olması, önemli bir risk oluşturmaktadır. Diğer taraftan 2012 yılı enerji ithalatı, 2011 yılına göre %11 artarak 60,1 milyar dolar olurken toplam Türkiye ithalatı içindeki payı %25,4 olmuştur. Ayrıca, yüksek hedefler öngörülerek, büyük sapmalara sebep olabilecek talep tahminleri, enerjide ithalatın artmasına, üretimlerin azalmasına yol açabilmektedir.

Kaynaklar;

1. *World Energy Outlook IEA 2013*
2. *Genel Enerji Denge Tabloları EİGM/ETKB*
3. *İTÜ Sözlük*



2. KÖMÜR

2. KÖMÜR

Çetin Koçak*

2.1. Genel Bilgiler

Yanabilen sedimanter kaya ve maden olan kömür, katı fosil yakıttır. Siyah, koyu gri, kahverengi-siyah renkli parlak veya mat olabilir. Çoğunlukla karbon, hidrojen ve oksijenden oluşan az miktarda kükürt ve azot içerir. Diğer içerikleri ise inorganik bileşikler ve mineral maddelerdir.

Çoğunlukla bitkisel maddeler ya da bitki parçaları uygun bataklık ortamlarda birikip, çökeler ve jeolojik işlemlerle birlikte yer altına gömülürler. Yeraltında artan ısı ve basınca maruz kaldıklarında bünyelerinde fiziksel ve kimyasal değişikliğe uğrayarak kömüre dönüşürler.

Kömürlerin oluştuğu bataklık ortamlar;

- Deltalar; en kalın kömür damarlarının oluştuğu ortamlardır.
- Göller; göl kıyıları, kalın kömür damarlarının oluştuğu uygun bataklık ortamlardır.
- Lagünler; deniz etkisinin olduğu ince kömür damarcıklarını meydana getirirler.
- Akarsu taşıma ovaları; İnce kömür damarcıklarını oluştururlar.

Kömürleşme süresi, 400 milyon yıl ile 15 milyon yıl arasında değişir. Genellikle yaşlı kömürler daha yüksek kalorili ve kalitelidir.

Kömürleşme süreci ve yataklanma, nem içeriği, kül ve uçucu madde içeriği, sabit karbon miktarı, kükürt ve mineral madde içeriklerinin yanı sıra jeolojik, petrografik, fiziksel, kimyasal ve termik özellikler yönünden kömürler çok çeşitlilik gösterirler. Bu durum birçok ülkede kömürlerin birbirine benzer özellikler ve yakın değerler temelinde sınıflandırılmasını zorunlu kılmıştır. Kömür üretimi, kullanımı ve teknolojisinde ileri ülkeler öncelikle kendi kömürlerinin özelliklerine göre bir sınıflama yaptıkları gibi uluslararası genel bir sınıflama için ortak standartlar da geliştirmişlerdir.

Tablo 2.1. Uluslararası Genel Kömür Sınıflaması

TAŞ KÖMÜRÜ(SERT KÖMÜRLER) 5700 kcal/kg'dan büyük	KAHVERENGİ KÖMÜRLER 5700 kcal/kg'dan küçük
1. KOKLAŞABİLİR KÖMÜRLER Yüksek fırınlarda kullanıma uygun kok üretimine izin veren kalitede) 2. KOKLAŞMAYAN KÖMÜRLER a) Bitümlü Kömürler b) Antrasit	1. ALT BİTÜMLÜ KÖMÜRLER 4,165 – 5,700 kcal/kg arasında kalorifik değerde olup koklaşma özelliği göstermez) 2. LİNYİT (4,165 kcal/kg'ın altında kalorifik değerde olup koklaşma özelliği göstermez)

Kaynak: Coal Information Report, OECD/IEA, Paris, 1983 (DPT 2001, VIII. Beş yıllık Kalkınma Planı Kömür ÖİK Raporu'ndan alınmıştır)

Değişik tipte kömürlerin kullanım amaçlarına göre uluslararası sınıflandırılmasında; ilk olarak 1957 yılında çeşitli ülkelerden üyelerin oluşturduğu Uluslararası Kömür Kurulunca birçok ülkeden temin edilen numuneler üzerinde yapılan çalışmalar, Uluslararası Standartlar Örgütü (ISO) tarafından da desteklenerek genel bir sınıflama yapılmıştır. Bu sınıflamada; alt ısıl değer, uçucu madde içeriği, sabit karbon miktarı, koklaşma özellikleri temel alınarak sert ve kahverengi kömürler olarak iki ayrı sınıfa ayrılmıştır:

* kocakce@gmail.com

- a) **Sert kömürler**; ıslak ve külsüz bazda 5700 kcal/kg`ın üzerinde kalorifik değerdedir. Uçucu madde içeriği, kalorifik değer ve koklaşma özelliklerine göre alt sınıflara ayrılırlar.
- b) **Kahverengi kömürler**; ıslak ve külsüz bazda 5700 kcal/kg`ın altında kalorifik değerdedir. Toplam nem içeriği ve kalorifik değere göre alt sınıflara ayrılırlar. Uluslararası Genel Kömür Sınıflaması Tablo 2.1.'de gösterilmiştir.

Tablo 2.2 Genel Sınıflandırmada Yer Alan Kömürlerin Tanıtıcı Özellikleri

LİNYİT	ALT BİTÜMLÜ KÖMÜRLER	BİTÜMLÜ KÖMÜRLER*	ANTRASİT
Kahverengi	Siyah	Koyu siyah	Parlak siyah
Kırılgan, çabuk toz halinde ufalanma	Oksidiyonlar veya kurutma sonucunda ince parçalar ve toz halinde ufalanma	Blok su kırılma	Mercek si kırılma
Masif, odunsu veya üniform kilsli doku	Masif	Bantlı ve kompakt	Sert ve dayanıklı
Isıl Değeri; 4610 kcal/kg`ın altında	Isıl Değeri; 4610-6390 kcal/kg arasında	Isıl Değeri; 5390-7700 kcal/kg arasında	Isıl Değeri; 7000 kcal/kg`ın üzerinde
Uçucu madde miktarı ve nem içeriği yüksek	Uçucu madde ve nem içerikleri bitümlü kömürlerden daha yüksek	Uçucu madde miktarı ve nem içeriği düşük	Uçucu madde ve nem içerikleri düşük
Düşük sabit karbon içeriği	Sabit karbon içeriği Bitümlü kömürden düşük	Sabit karbon içeriği yüksek	Sabit karbon içeriği yüksek

Kaynak: Mervit, Roy D., Coal Exploration, Mine Planning and Development. (DPT2001, VIII. Beş yıllık Kalkınma Planı Kömür ÖİK Raporu'ndan alınmıştır.)

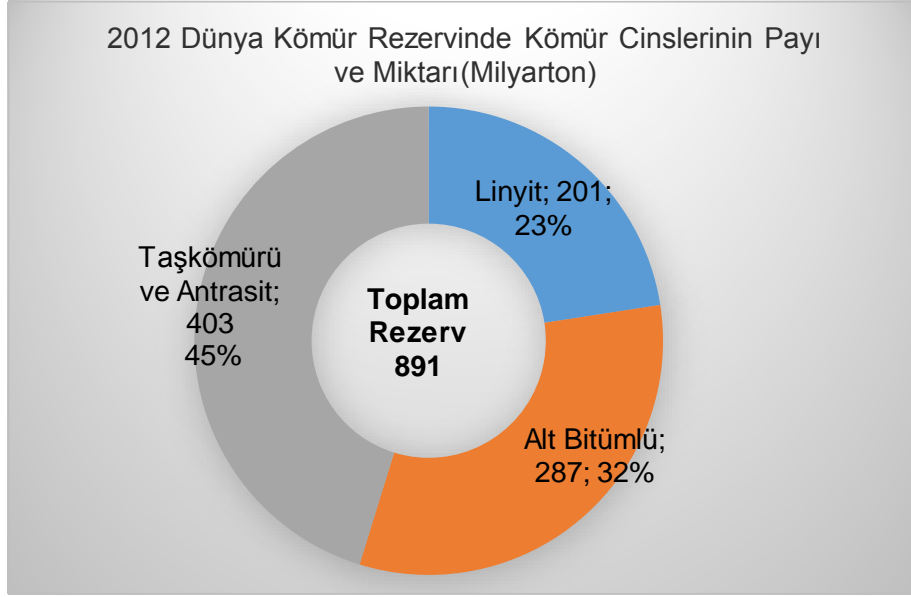
Genel sınıflandırmada yer alan uluslararası kömür sınıflamasında kabul edilen diğer bir sınıflama işlemi ise Kömürleşme Derecesi Sınıflamasıdır. Bu sınıflandırmada karbon içeriği temel değişkendir. Kömürleşme derecesi yüksek kömürlerde uçucu madde içeriği, kömürleşme derecesi düşük kömürlerde ise kalori değeri temel alınarak sınıflandırılmıştır. Bunun dışında da birçok ülkenin çeşitli kömür sınıflandırmaları vardır. Kömür, fosil yakıtlar arasında dünyada en çok bulunan enerji kaynağıdır. Bu nedenle kömürün, diğer fosil yakıtlara göre giderek artan oranda ve çok daha uzun yıllar dünyanın enerji gereksinimini karşılayacağını söylemek mümkündür.

2.1.1. Dünya Kömür Rezervleri

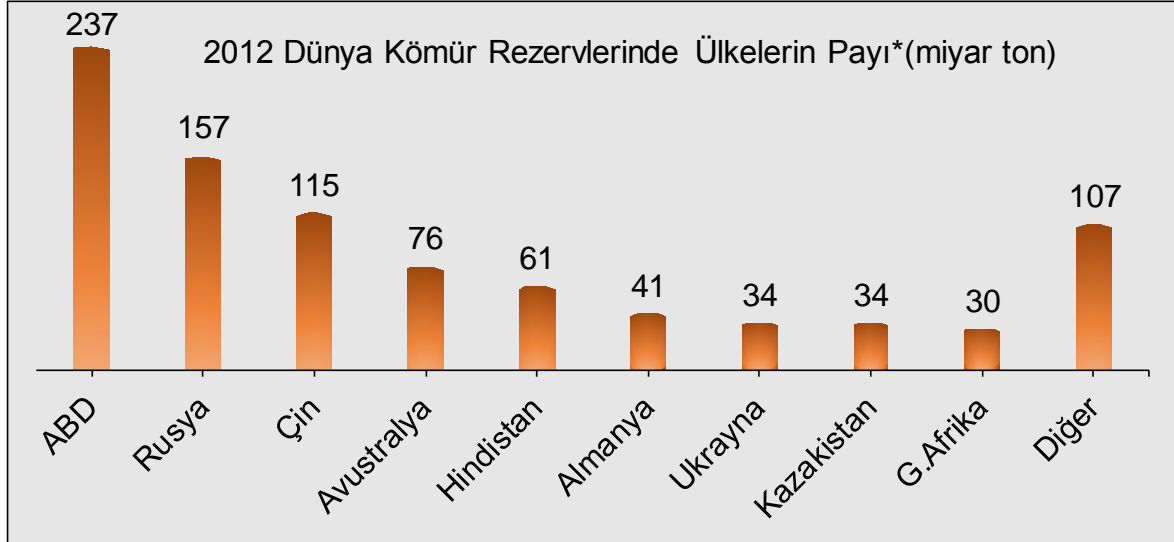
2012 yılbaşı itibariyle toplamı 891 milyar ton olan Dünya kömür rezervlerinin; 403 milyar ton ile %45'i antrasit ve taşkömüründen, 287 milyar ton ile %32'si alt bitümlü kömürler ve 201 milyar ton ile %23'ü ise linyitlerden oluşmaktadır (Şekil 2.1). 2012 Dünya kömür rezervleri üretilere rağmen, 2009 yılına göre yaklaşık %3 artmıştır.

Dünya Enerji Konseyi (WEC) tarafından 2010 ve 2013 yıllarında yayınlanan, Dünya Enerji Kaynakları raporlarında, ülkelerin ekonomik üretilebilir kömür rezervleriyle ilgili değerlere bakıldığında, bu üç yılda, bir kaçı dışında, büyük kömür rezervine sahip ülkelerin rezerv değerlerinin değişmediği görülmüştür. Ancak, bu ülkelerin büyük çoğunluğunda bu rezervler dışında kanıtlanmış, rezerv niteliğine dönüşebilecek kömür varlıkları bulunmaktadır. Bu nedenle de; mevcut rezervlerin azalması gibi

ABD, Hindistan, Rusya, Ukrayna, Kazakistan başta olmak üzere birçok ülkenin bu günkü kömür rezervlerinin daha da artabileceği anlaşılmaktadır. Çin'in ise kaynak niteliğinde tahmini 988 milyar ton kömür varlığı olduğu belirtilmektedir (*World Energy Resources 2013*). Dünya kömür rezervleri beş kıtaya dağılmış olmasına karşın en büyük pay Asya kıtasındadır. Ülkeler bazında en fazla kömür rezervi 237 milyar tonla ABD'de bulunmaktadır. ABD'den sonra diğer ülkelerin kömür rezervleri Rusya'nın 157, Çin'in 115, Avustralya'nın 76, Hindistan'ın 61, Almanya'nın 41, Ukrayna'nın ve Kazakistan'ın 34, G.Afrika'nın 30 milyar ton'dur.



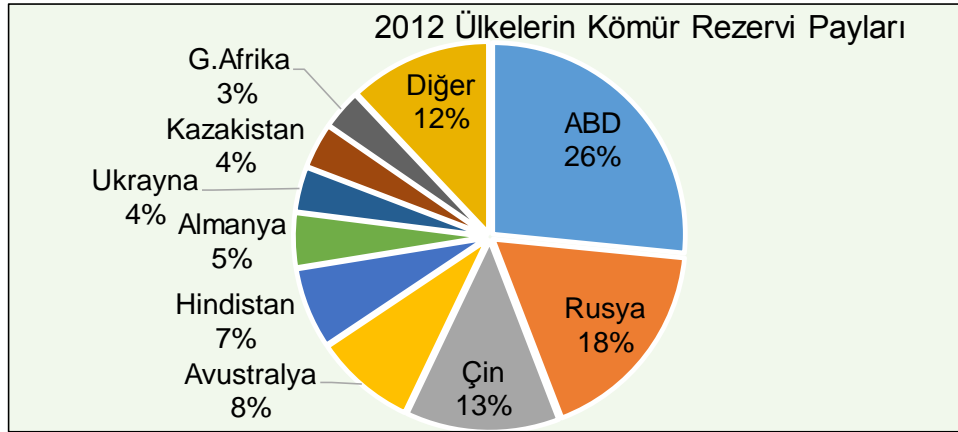
Şekil 2.1. 2012 Yılı Dünya Kömür Rezervinde Kömür Cinslerinin Payı
Kaynak: World Energy Resources WEC 2013



Şekil 2.2. 2012 Yılı Ülkelerin Kömür Rezervi
Kaynak: World Energy Resources WEC 2013

* Dünya Enerji Konseyi (WEC) tarafından 2010 ve 2013 yıllarında yayınlanan Dünya Enerji Kaynakları raporlarında, ülkelerin ekonomik üretilebilir kömür rezervleriyle ilgili değerlere bakıldığında, üç yılda, ülkelerin büyük bölümünde, rezerv değerlerinin değişmediği görülmüştür. İspatlanmış kömür varlıklarıyla ülkelerin rezervi daha da artabilecektir.

2012 yılı ekonomik üretilebilir Dünya kömür rezervleri 891 milyar ton olup, %88'i dokuz ülkede bulunmaktadır. Bu ülkelerin başında 237 milyar ton ve %26 ile ABD gelmektedir. Diğer ülkelerden; Rusya %18, Çin %13, Avustralya %8, Hindistan %7 ve Almanya %5 paya sahipken Ukrayna ve Kazakistan'ın %4 ve G. Afrika'nın rezerv payı %3'dür. 9 milyar ton ve %1 payla Türkiye'nin de içinde olduğu diğer ülkelerin kömür rezervi payı ise 107 milyar ton ile %12'dir (Şekil 2.2, Şekil 2.3).



Şekil 2.3. 2012 Dünya Kömür Rezervlerinde Ülkelerin Payı
Kaynak: World Energy Resources WEC 2013

2.1.1.1. Dünya Kömür Rezervleri ve Kaynakları İle İlgili Diğer Tahmin Çalışması

Almanya Doğal Kaynaklar ve Yer Bilimleri Federal Enstitüsü (BGR) tarafından yapılan en son çalışmada 2013 yılındaki toplam kömür rezervi 1038 milyar ton (Gt) olup, yıllardır yapılan üretimlere karşın rezervin azalmadığı aksine arttığı görülmektedir. Enstitünün rezerv verilerine göre yapılan tablo da Dünya ve Çin'de artan üretimlere karşın rezerv değerleri azalmamakta, artmaktadır (Tablo 2.3). Neden olarak, öne sürülen kaynak değerlerinin bir bölümünün zaman içinde yapılan araştırmalar sonunda rezerv niteliğine dönüşmesi olarak yorumlanmaktadır.

Tablo 2.3. 2003-2013 Dünya ve Çin'in Kömür Rezervi ve Üretimi Değerleri

	Dünya ve Çin'in Kömür Rezervi ve Üretimi Değerleri (milyar ton)			
	Kanıtlanan Kömür Rezervi		Üretim	
	Dünya	Çin	Dünya	Çin
2003*	984	114,5	4,92	1,54
2004*	907	114,5	5,27	1,81
2005*	909	114,5	5,67	2,08
2006	990	114,5	6,01	2,3
2007	935	133,2	6,33	2,48
2008	1019	192	6,56	2,63
2009	990	192	6,74	2,73
2010	997	191,6	6,84	2,9
2011	1000	191,6	7,21	3,14
2012	1004	191,6	7,61	3,42
2013	1038	191,6	7,83	3,55

Kaynak; Reserves, Resources and Availability of Energy Resources BGR, * World E. Resources WEC

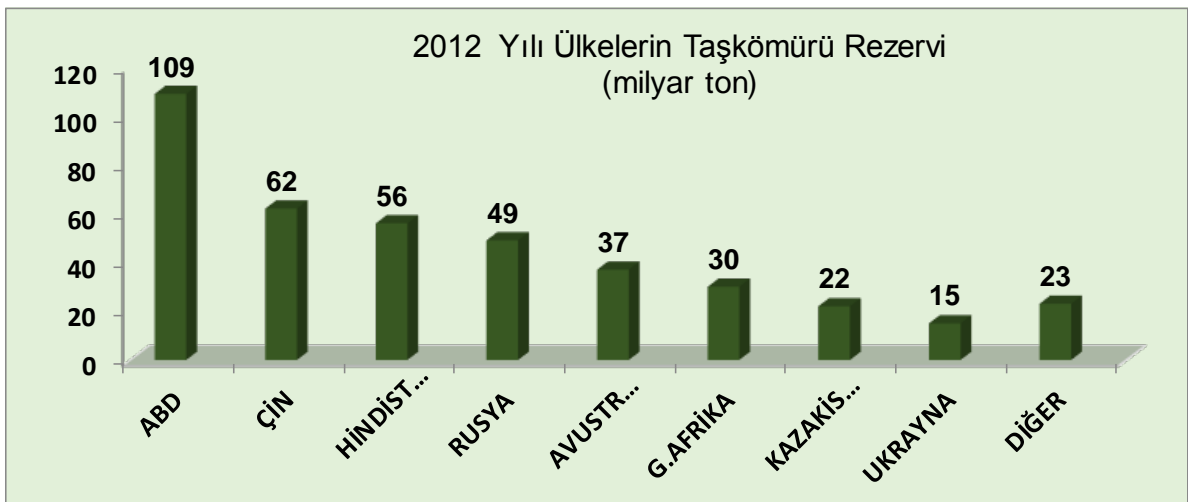
Tabloda 2003-2005 yılları arasındaki rezerv değerleri Dünya Enerji Konseyi (WEC), diğerleri ise Almanya Doğal Kaynaklar ve Yer Bilimleri Federal Enstitüsü (BGR) 'nin istatistik değerleridir. 2013 üretim değeri ise ülkelerin üretim değerlerinin gelişmesine göre tahmini değerdir.

WEC tarafından yayınlanan bilgide, 1978 yılında hesaplanan 634 milyar ton kömür rezervi geçen 32 yılda %63 artmıştır. 2009 yılında toplam 860 milyar tona yükselmiş olup artış oranını hesaplarken, 1978 ile 2010 yılları arasındaki 175 milyar ton kömür üretimi de katılmıştır.

BGR'nin yaptığı çalışmanın en ilginç kısmı da mevcut kömür rezervlerinin yaklaşık 17 katı, yani 17,2 trilyon ton kaynak niteliğinde taşkömürü varlığının olmasıdır. Taşkömürü kaynak değerlerinde en büyük miktarın 6,8 trilyon ton ile Avustralya-Güney Asya yöresi olurken Kuzey Amerika ve çevresinde 6,6 trilyon ton ve 2,8 trilyon tonu da Kuzey Asya'da olduğu tahmin edilmektedir. Bu çalışmaya göre kaynak dışında, rezerv niteliğinde olmak üzere Dünyada toplam 755 milyar tonda taşkömürü bulunmaktadır. Ayrıca kaynak niteliğinde 4,2 trilyon ton alt bitümlü kömürü ve linyit olduğu bunun da en büyük bölümü 1,49 trilyon ton ile Kuzey Amerika'da olduğu, 1,28 trilyon tonu Kuzey Asya, 1 trilyon tonda Avustralya-Güney Asya yöresinde olduğu tahmin edilmektedir. Kaynak dışındaki rezerv niteliğinde olan linyit ve alt bitümlü kömür miktarı ise 283 milyar tondur (*Reserves, Resources and Availability of Energy Resources BGR-2012*).

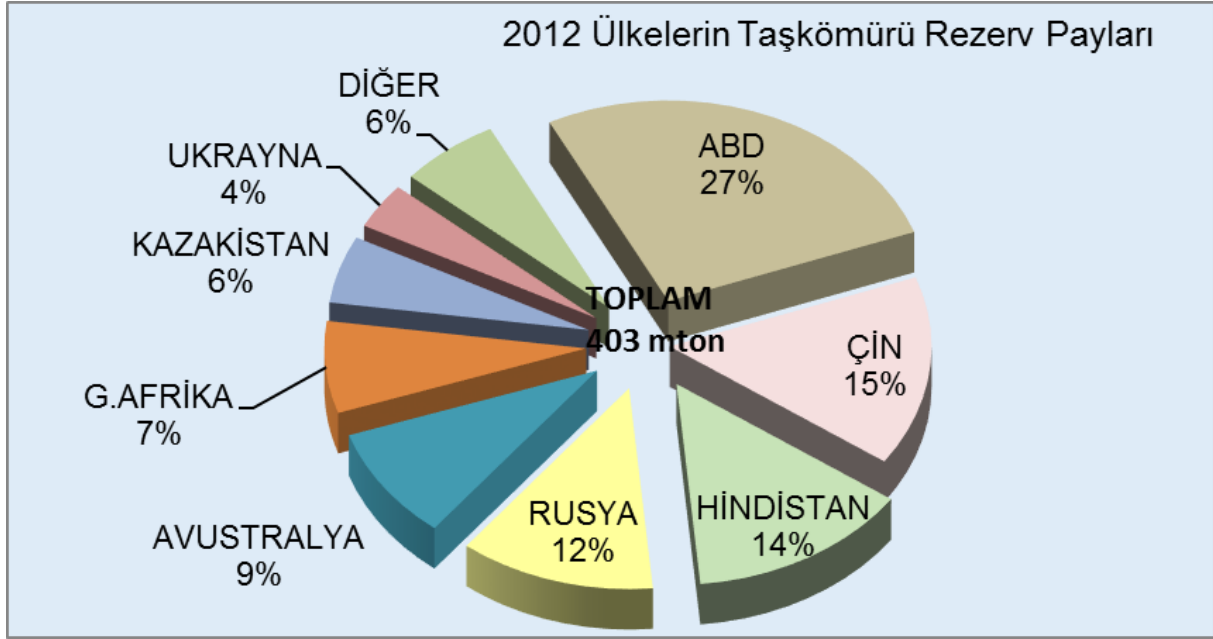
2.1.1.2. Dünya Taşkömürü Rezervleri

2012 yılbaşı itibariyle, Dünya toplam taşkömürü rezervi 404 milyar tondur. Ülke bazında ABD, 109 milyar ton olan taşkömürü rezerviyle Dünya taşkömürü rezervlerinin %27'sine sahip iken, Çin 62 milyar ton ile %15, Hindistan 56 milyar ton ile %14, Rusya 49 milyar ton ile %12, Avustralya 37 milyar ton ile %9,2, G. Afrika 30 milyar ton ile %7,4, Kazakistan 22 milyar ton ile %5,5, Ukrayna 15 milyar tonla %3,7 ve diğer ülkeler ise 23 milyar tonla %6,2'sine sahiptirler (Şekil 2.4, Şekil 2.5).



Şekil 2.4. 2012 Yılı Ülkelerin Taşkömürü Rezervi

Kaynak: World Energy Resources WEC 2013



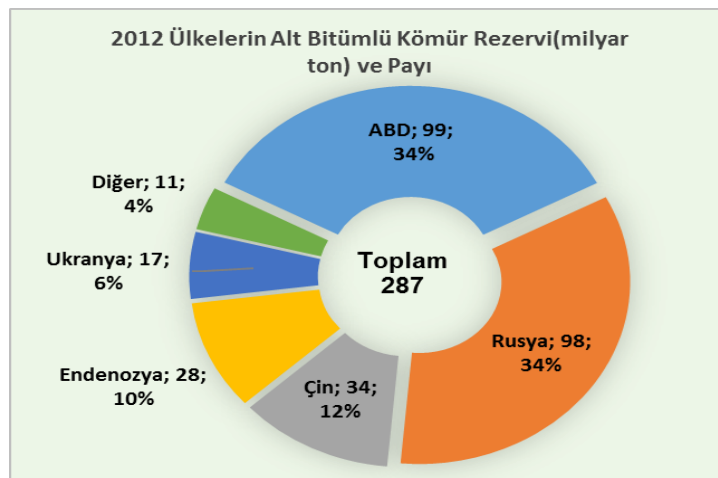
Şekil 2.5. 2012 Dünya Taşkömürü Rezervinde Ülkelerin Payları

Kaynak: World Energy Resources WEC 2013

2.1.1.3. Dünya Alt Bitümlü Kömür Rezervleri

Dünyada kalorifik değeri 4,165 – 5,700 kcal/kg arasında olan 287 milyar ton alt bitümlü kömür rezervi bulunmaktadır. 2012 yılbaşı itibariyle; Dünya alt bitümlü kömür rezerv değeri, 2009 yılına göre Endonezya rezervlerinde artan 25 milyar ton ile %10 gelişerek 26 milyar ton artmıştır. Dünyanın alt bitümlü kömür rezervlerinin %34,3'ü ile ABD'nin 99, %34'ü ile Rusya'nın 98, %12'si ile Çin'in 34, %10'u ile 28 milyar ton alt bitümlü kömür rezervi bulunmakta olup bu dört ülke Dünya alt bitümlü kömür rezervinin yaklaşık %90'ını oluşturmaktadır.

Türkiye'de başta Soma olmak üzere birçok bölgede AİD değeri 4165 kcal/kg'dan daha yüksek alt bitümlü niteliğinde kömürler olmasına karşın, önemli büyüklükte olmaması nedeniyle alt bitüm kömür rezervi ayırımına gidilmemiş olup bu kömürler, linyit rezervlerine katılmaktadır (Şekil 2.6).



Şekil 2.6. 2012 Ülkelerin Alt Bitümlü Kömür Rezervi Payları

Kaynak: World Energy Resources WEC 2013

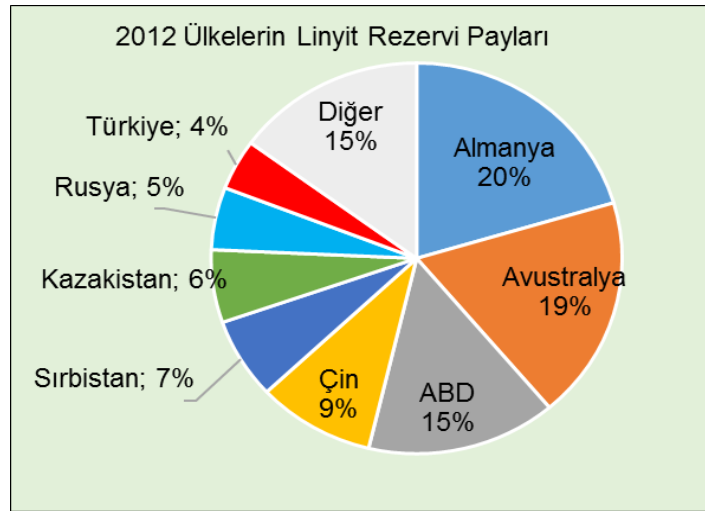
2.1.1.4. Dünya Linyit Rezervleri



Şekil 2.7. 2012 Yılı Ülkelerin Linyit Rezervi

Kaynak: World Energy Resources WEC 2013

2012 yılbaşı itibariyle, 201 milyar ton olan Dünya ekonomik üretilebilir linyit rezervlerinin, en önemli payı %20 ve 40,6 milyar ton ile Almanya'da bulunmaktadır. Avustralya'nın 37 milyar ton ile %19, ABD'nin 30 milyar ton ile %16, Çin'in 18,6 milyar ton ile %9,5, Sırbistan'ın 13,4 milyar ton ile %7, Kazakistan'ın 12,1 milyar ton ile %6 Rusya'nın 10,4 milyar ton ile %5, Türkiye'nin ise 8,4 milyar ton ile %4 payı vardır (Şekil 2.7, ve Şekil 2.8).



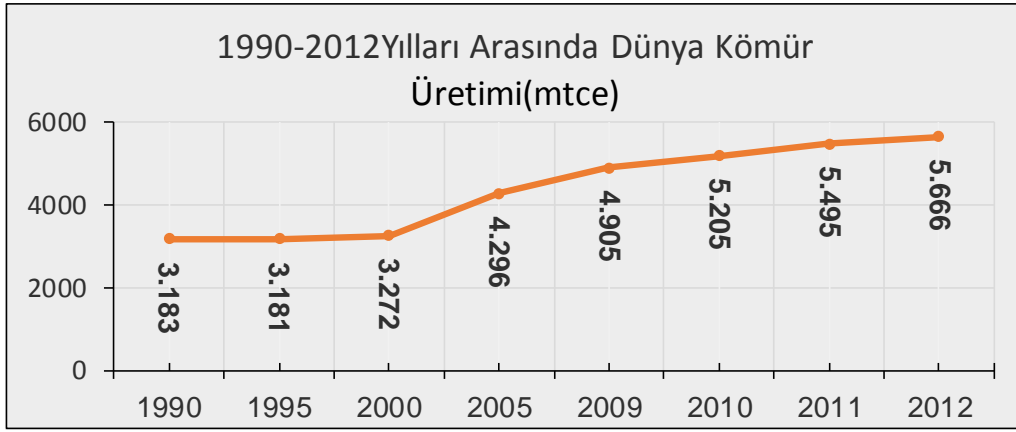
Şekil 2.8. 2012 Dünya Linyit Rezervinde Ülkelerin Payı

Kaynak: World Energy Resources WEC 2013

2.1.2. Dünya Kömür Üretim ve Tüketimleri

Kömür kayda değer anlamda 30'un üzerinde ülkede üretilirken, ülkelerin büyük bölümünde tüketilmektedir. Dünya kömür üretiminin %88'i, yedi ülkede gerçekleştirilmektedir.

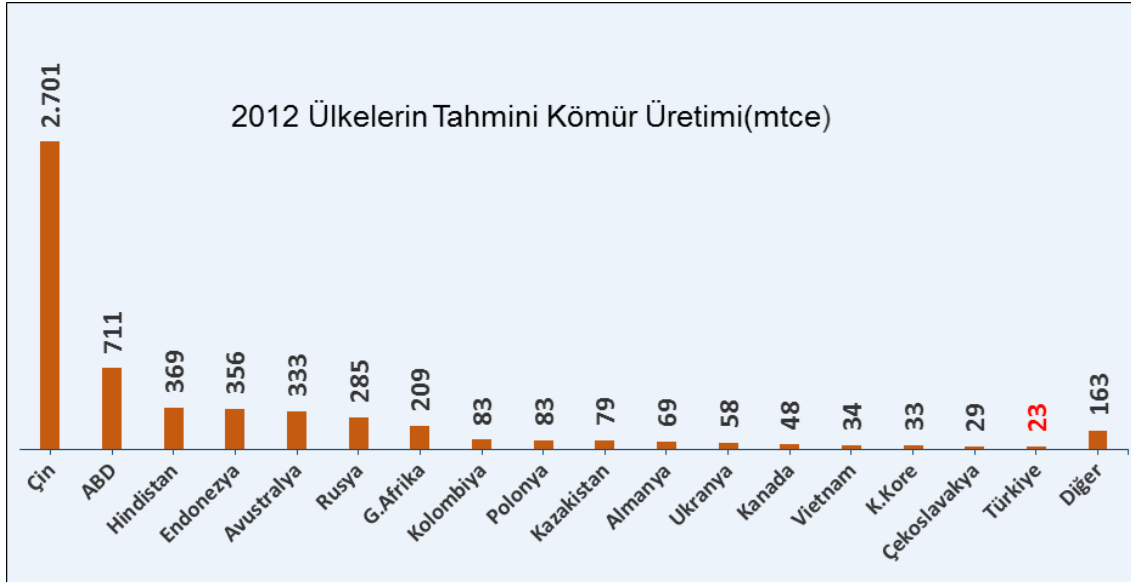
Bu bilgilere göre, dünya'da önemli büyüklüklerde kömür üretimi petrol gibi sayılı ülkelerde olduğu görülmektedir. 1990-2012 yılları arasındaki 22 yılda, Dünya kömür üretimi %78 artışla 5.666 mtce'ye ulaşmıştır. Üretimdeki artış oranı, 2000-2012 yılları arasındaki 12 senede ise %73 olmuştur (Şekil 2.9).



Şekil 2.9. 1990-2012 Yıllarında Dünya Kömür Üretimi

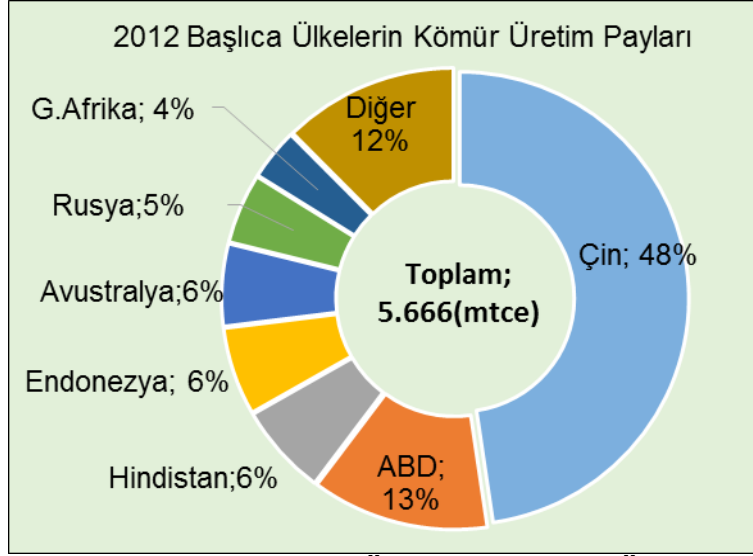
Kaynak: Coal Information IEA 2013

Kömür üretimindeki artışın büyük kısmı Çin'de olmak üzere Asya kıtasındaki elektrik enerjisi talebinden kaynaklanmaktadır.



Şekil 2.10. 2012 Yılı Ülkelerin Kömür Üretimi

Kaynak: Coal Information IEA 2013



Şekil 2.11. 2012 Yılı Başlıca Ülkelerin Kömür Üretim Payları

Kaynak: Coal Information IEA 2013

5.666 mtce olan, 2012 yılı Dünya kömür üretiminin %48'ini, 2.701 mtce ile Çin gerçekleştirmiştir. Çin'den sonra %13 ve 711 mtce ile ABD gelmektedir. Diğer ülkelerin Dünya kömür üretimindeki paylarına bakıldığında; Hindistan 369 mtce, Endonezya 356 mtce ve Avustralya 333 mtce ile %6 oranlarında, Rusya 285 mtce ile %5, G. Afrika 209 mtce ile %4, Kolombiya, Polonya ve Kazakistan %1,5, Almanya %1,2'dir. Türkiye ise 23 mtce üretimi ile 2012 Dünya kömür üretiminin binde dördünü üretmiştir. Küresel kömür üretiminin giderek daha büyük bölümünün daha az sayıda ülkenin elinde toplanmaya başladığı gözlenmektedir. 1990 yılında üretimin yaklaşık %86'i toplam 10 ülke tarafından yapılmaktayken, 2012 yılı itibarıyla %88'i 7 ülke tarafından gerçekleştirilmektedir. Beş ülke; Çin, ABD, Avustralya, Hindistan ve Endonezya Dünya kömür üretiminin %79'unu gerçekleştirmiştir (Şekil 2.10, Şekil 2.11).

Diğer taraftan, başlıca kömür üreten ülkelerin, milyon ton olarak 2010, 2011 ve 2012 yıllarındaki kömür üretimleri, incelendiğinde, ülkelerin ürettiği kömürlerin kalori değerlerine göre, yukarıda belirtilen paylarda değişiklikler olmaktadır. 2012 Dünya toplam kömür üretimine göre, ortalamaların üstünde kalori değerinde kömür üretimi yapan Çin'in payı %45'e, G.Afrika'nın %3'e inerken Türkiye'nin payı ise ürettiği kömürün kalori düzeyi düşük olduğu için iki kattan fazla artarak binde dokuza çıkmaktadır. Ayrıca geçen üç yıl incelendiğinde, Endonezya'nın kömür üretimindeki %36 oranındaki artışı dikkati çekmektedir (Tablo2.4).

Tablo 2.4. 2010-2012 Ülkelerin Milyon Ton Olarak Kömür Üretimleri

Başlıca Kömür Üretici Ülkelerin Üretim Değerleri(Mt)*			
Ülkeler	2010	2011	2012g
Çin	3140	3418,8	3549
Amerika	996	1005	935
Hindistan	570	582	595
Endonezya	325	360	442
Avustralya	424	402	421
Rusya	322	321	353
Güney Afrika	255	253	259
Almanya	182	189	197
Polonya	133	139	144
Kazakistan	111	120	126
Kolombiya	74	86	90
Ukrayna	58	70	72
Türkiye	73	76	70
Kanada	68	67	67
Yunanistan	57	59	62
Çek Cum.	55	58	55
Diğer	366	404	394
Dünya	7210	7608	7830

*Kömürler yıkanmamış olup 2012 yılı değeri geçicidir.

Kaynak: Coal Information IEA 2013

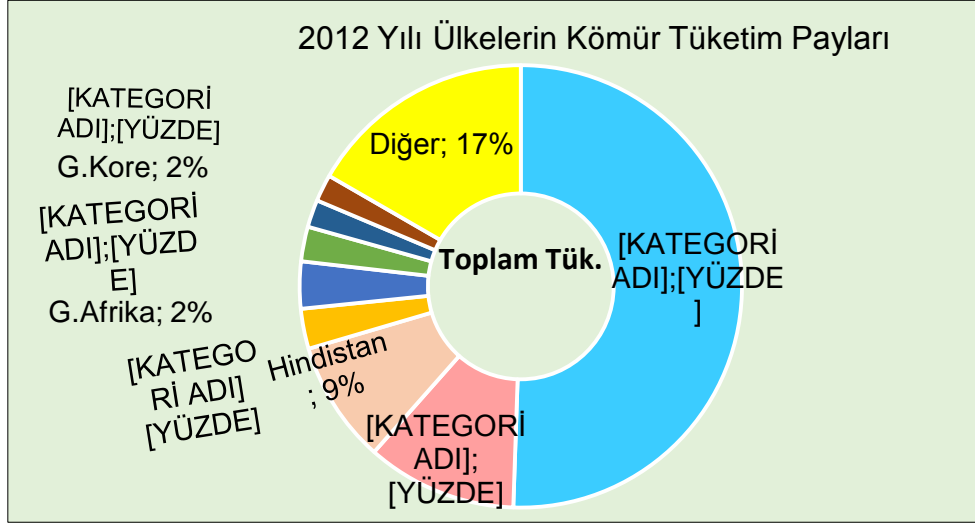
Geçen yıllarda genel olarak ısınma, taşıma ve sanayi sektörlerinin talebi, ya durağan ya da düşmektedir. Kömür tüketiminin, gelişmekte olan ülkelerde gelişmiş ülkelere göre daha fazla artmakta oluşunun nedenleri arasında; başta Avrupa Birliği olmak üzere gelişmiş ülkelerin elektrik üretiminde doğal gazı daha fazla tercih etmeleri gelmektedir. Ancak 2012 yılından itibaren dünya kömür fiyatlarının düşüşüyle ABD dışında birçok gelişmiş ülkede de kömüre talep artmıştır.



Şekil 2.12. 2012 Yılı Ülkelerin Kömür Tüketimi

Kaynak: Coal Information IEA 2013 *değerler geçicidir.

2012 yılı geçici değerlerine göre 5530 mtce olan Dünya kömür tüketiminin %51'i Çin tarafından gerçekleştirilmiştir. 2795 mtce ile Dünya kömür tüketiminin yarısından fazlasını tüketen Çin'den sonra, en büyük tüketici ülke 608 mtce ile ABD olup tüketim oranı %11'dir. Diğer önemli kömür tüketicileri ise; Hindistan, Japonya, Rusya, G.Afrika, G.Kore ve Almanya şeklinde sıralanmıştır. Bu sekiz ülkenin dünya kömür tüketimindeki toplam payı %83 oranındadır (Şekil 2.12, Şekil 2.13). Türkiye'nin 2012 yılı Dünya kömür tüketimindeki payı ise sadece binde 9 ile 50 mtce olmuştur.



Şekil 2.13. 2012 Yılı Başlıca Ülkelerin Kömür Tüketim Payları

Kaynak: Coal Information IEA 2013

Dünya kömür rezervleri; **taşkömürü**, **alt bitümlü kömürler** ve **linyit** olarak sınıflandırılırken, Dünya kömür üretim, tüketim ve ticareti, **buhar kömürü** ile **koklaşabilir kömür** ve **linyit** adları altında yapılmaktadır

2.2. Türkiye Kömür Rezervleri

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

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

2.2.1. Taşkömürü Rezervleri

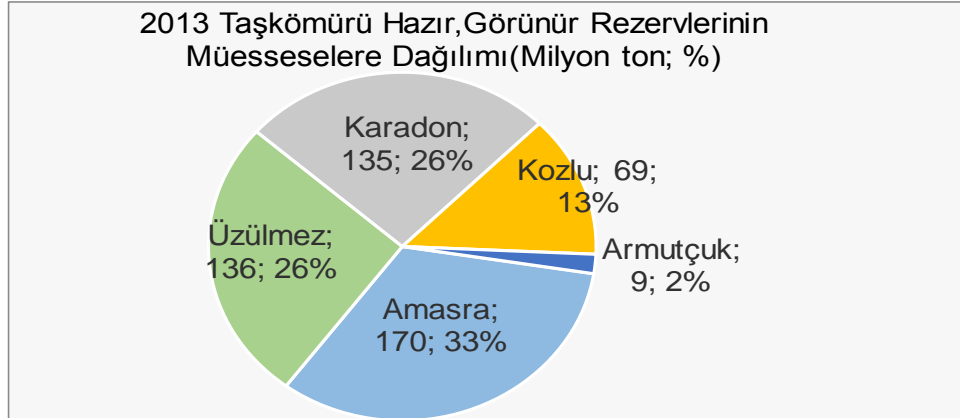
Türkiye’de bulunan taşkömürlerinin ruhsatı Türkiye Taş Kömürü Kurumu’nun (TTK) uhdesindedir.

Tablo 2.5. 2013 Yılı TTK Ruhsatlı Kömür Sahalarına Ait Rezervler

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

Kaynak: TTK 2013

Zonguldak ve Bartın illeri sınırlarında bulunan taşkömürlerinin ortalama alt ısıl değeri 5450-7050 kcal/kg arasında değişmekte olup, bitümlü kömür kategorisinde yer almaktadır. 2013 yılbaşı itibari ile taşkömürü toplam rezervi 1 milyar 314 milyon tondur. Toplam rezervlerin; %40’ı hazır ve görünür, kalan %60 lık kısmı ise muhtemel ve mümkün rezerv kategorisinde olup yaklaşık %69’u koklaşabilir niteliğindedir. Taşkömürü rezervlerinin bulunduğu Havza’nın sınırlarının belirlenmiş, etüt ve rezerv sondajlarının yapılmış olması nedeniyle, kömür rezervinin çok fazla gelişmesi beklenmemektedir. Ancak yapılacak etütlerle görünür ve üretilebilir rezerv niteliğindeki bölümü artırılabilir (Tablo2.5).



Şekil 2.14. 2013 Taşkömürü Görünür Rezervlerinin Müesseselere Dağılımı

Taşkömürü rezervlerinin hazır ve görünür rezerv bölümü toplamı 520 milyon tondur. Bu rezervlerin, koklaşma özelliğini oluşturan %67’lik bölümü, Zonguldak ilindeki Karadon, Kozlu, Üzülmöz ve Armutçuk Müesseselerinin sınırlarında bulunmaktadır. 170 milyon ton ile %33 payı ise Bartın ili ile Amasra arasındaki alanda olup bu kömürlerin koklaşma özelliği bulunmamaktadır (Şekil 2.14).

2.2.2. Linyit Rezervleri

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

Tablo 2.6. 2013 Yılı Türkiye Linyit Rezervleri

2013 TÜRKİYE, KAMU SEKTÖRÜ(EÜAŞ, TKİ, MTA) LİNYİT REZERVLERİ							
YERİ		REZERVLER(1000 Ton)				(AID)	Kuruluşu
İL	İLÇE	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam	kcal/kg	
Adana	Tufanbeyli	323.329	-	-	323.329	1298	TKİ
Ankara	Beypazarı	250.222	105.000	-	355.222	2399-2839	EÜAŞ
Afyon	Dinar	912.429	-	-	912.429	1351	MTA
Bingöl	Karlıova	88.662	-	-	88.662	1460	TKİ
Bolu	Göynük	39.000	1.000	-	40.000	2340	TKİ
Bursa	Keles	29.672	-	-	29.672	1900	TKİ
Bursa	Davutlar	17.555	19.945	1.560	39.060	2340	TKİ
Bursa	Orhaneli	37.041	-	-	37.041	2500	TKİ
Çanakkale	Çan	74.195	-	-	74.195	3000	TKİ
Çorum	Alpagut	18.895	4.042	-	22.937	3150	TKİ
Çorum	Osmancık	6.575	7.430	-	14.005	1470	TKİ
Eskişehir	Alpu*	902.000	-	-	902.000	2100	MTA
İstanbul	Çatalca	228.457	51.772	-	280.229	1894-2086	EÜAŞ
Kırklareli	Vize*	135.045	884	-	135.929	1400-2300	MTA
K.Maraş	Elbistan***	4.341.550	-	-	4.341.550	1031-1201	EÜAŞ
K.Maraş	Elbistan	515.055	-	-	515.055	950-1115	EÜAŞ
Konya	Beyşehir	81.011	-	-	81.011	1110	TKİ
Konya	İlgin	19.400	974	-	20.374	2180	TKİ
Konya	Karapınar	1.832.816	-	-	1.832.816	1320	EÜAŞ
Kütahya	Seyitömer	169.940	-	-	169.940	1800-2080	EÜAŞ
Kütahya	Tavşanlı	261.557	-	-	261.557	2560	TKİ
Manisa	Soma	702.023	15.000	-	717.023	2080-3150	TKİ
Muğla	Milas**	249.576	-	-	249.576	1775-2279	TKİ
Muğla	Yatağan**	154.914	-	-	154.914	1903-2670	TKİ
Tekirdağ	Merkez	160.585	50.933	2.964	214.482	2183-2865	EÜAŞ
Tekirdağ	Saray	23.581	105.570	-	129.151	2080	TKİ
Sivas	Kangal	90.369	-	-	90.369	1207-1494	EÜAŞ
Diğer Kamu		169.171	36.180	-	205.351		
KAMU TOPLAMI		11.834.625	398.730	4.524	12.237.879		
ÖZEL SEKTÖR		1.235.956	336020	136081	1.708.057		
TÜRKİYE TOPLAMI		13.070.581	734.750	140.605	13.945.936		

Kaynak: MTA 2013, TKİ 2013,ETKB 2011

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

Linyit rezervlerimizin çoğunluğu 1976-1990 yılları arasında bulunmuştur. Bu dönemden sonra kapsamlı rezerv geliştirme etüt ve sondajları 2005-2008 yılları arasındaki linyit arama çalışmalarıdır. Enerjide dışa bağımlılığımızın giderek artması yanında pahalı oluşu, yerli kaynaklara daha fazla yönelmemizi gerektirmiştir. Bu anlayışla "Linyit Rezervlerimizin Geliştirilmesi ve Yeni Sahalarda Linyit Aranması" Projesi TKİ koordinatörlüğünde, teknik olarak

MTA'nın sorumluluğunda, ETİ Maden, TPAO, EÜAŞ, TTK ve DSI'nin katılımı ile 2005 yılında başlatılmıştır. Son yıllarda ağırlıklı olarak MTA'nın sorumluluğunda olan aramalar devam etmekte olup her yıl kömür rezervleri geliştirilmektedir. Bu çalışmalar ile Afşin-Elbistan Linyit Havzası dışında Trakya Havzası'nda, Manisa-Soma Havzası'nda, Konya-Karapınar Havzası'nda, Afyon-Dinar, Eskişehir Alpu, Kırklareli-Vize'de yeni kömür rezervleri bulunmuş, bilinen sahalarda ise rezerv artışları sağlanmıştır. Yapılan çalışmalarda, en büyük rezerv artışı Elbistan Havzası'nda olmuştur. Yapılan etüt ve sondajlardan önce 3,3 milyar ton olan rezerv yaklaşık 1 milyar ton artarak 4,4 milyar tona çıkmıştır. Ancak etüt ve sondaj yapılmayan Elbistan Havzası'nın ortasındaki Çöllolar ile Havza kuzeyinde 2005 yılından sonra yapılan etütlerle tespit edilen kömür yoğunluğuna göre yeniden değerlendirme yapılmamıştır. TKİ'nin havzanın tamamında 2000 yılında yaptığı değerlendirmelerin bu kesimlerdeki değerleri dikkate alındığında havzanın görünür rezervinin 5 milyar tondan fazla olduğu anlaşılmakta olup bu değer rezerv tablosuna yansıtılmamıştır. Bunun dışında MTA'nın yaptığı etüt ve sondajlarla Afşin-Elbistan'da büyük havzanın yakınında 515.000 bin ton, Konya Karapınar'da 1.832.816 bin ton ile Trakya ve Soma Havzaları'ndaki artışlara ilave olarak rezerv çalışmaları devam eden havzalardan, Afyon Dinar'da 912.429 bin ton, Eskişehir Alpu'da 902.000 bin ton, Kırklareli-Vize'de 135.929 bin ton olmak üzere 2013 itibarıyla, Türkiye toplam linyit rezervi 14 milyar tona ulaşmıştır (Tablo 2.6).

Tablo 2.7. 2011 Yılı Türkiye Özel Sektör Linyit Rezervleri

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

Kaynak: ETKB/EİGM/MİGEM 2011*2013 değerleri

Türkiye linyit rezervleri toplamının %12'sine sahip olan özel sektörün uhdesinde 350 adetten fazla linyit rezervleri ruhsatı bulunmaktadır. Özel sektör kömür sahalarındaki rezervler, kamu tarafından ayrıntılı etütleri yapılan büyük sahaların dışındakiler hariç, genellikle beyana göre olup, bunların MİGEM tarafından kontrolü sınırlı olmaktadır. Saha ve il bazında toplamı 20 milyon tonunun üzerinde linyit rezervinin bulunduğu il sayısı on

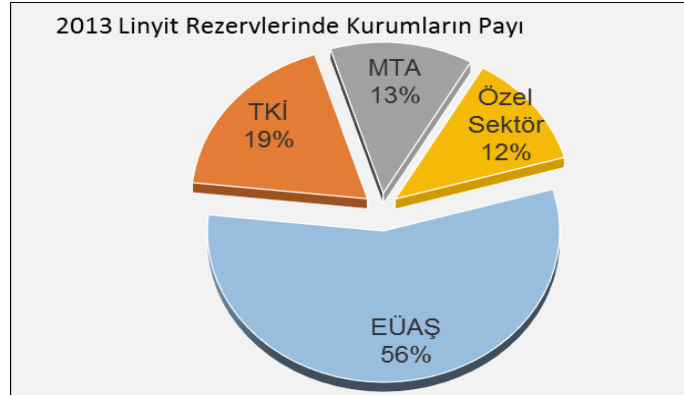
üçtür. Saha bazında ise toplam rezervi 10 milyon tonun üzerindeki sınırlı olup diğerleri daha küçük rezervli sahalardan oluşmaktadır. 2013 yılı Adana Tufanbeyli Sahası'nın linyit rezervi 247 milyon ton olup 2011 değerlerine göre 145 milyon ton civarında artmıştır (Tablo 2.7).

Tablo 2.8. 2012 İtibarıyla Kurumlara Ait Linyit Rezervleri

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

Kaynak: TKİ, MTA, EÜAŞ 2012, EİGM 2011

2013 değerlerine göre, Linyit rezervlerinin %56'sı EÜAŞ, %19'u TKİ, %13'ü MTA ve %12'si ise özel sektör elindedir. EÜAŞ giderek artan linyit rezerv toplamı 7,8 milyar ton olurken, Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) 2,6, MTA 1,8 ve Özel Sektör 1,7 milyar tonluk kömür rezervine sahiptir (Tablo 2.8, Şekil 2.15). 20 yıl önceki linyit rezervlerinin %85' den fazlası TKİ uhdesindeydi.

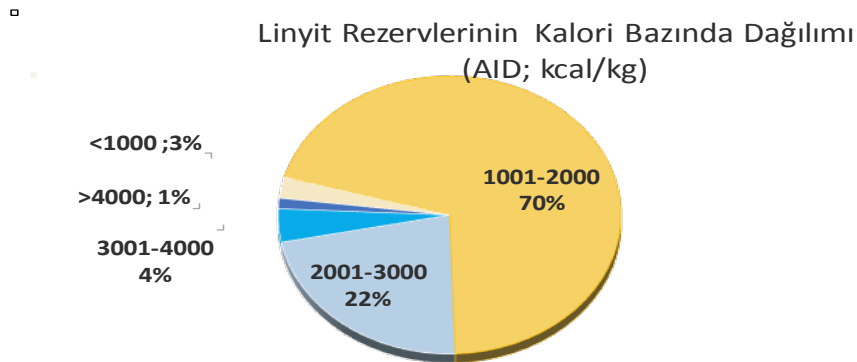


Şekil 2.15. 2013 Yılı Linyit Rezervlerinin Kurumlara Dağılımı

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

2.2.1.1. Linyit Rezervlerinin Kalori Bazında Dağılımı

Türkiye'deki linyitler standartta belirtilen üst ısıl değerinde oldukça altındadır.



Şekil 2.16. Türkiye Linyit Rezervlerinin Kalorifik Dağılımı

Kaynak: MTA, TKİ, EÜAŞ, MİGEM 2013

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

Son yıllarda bulunan Afyon-Dinar ile Konya- Karapınar'ın toplam rezervi, 2,7 milyar ton olup ortalama AID;1330 kcal/kg, toplam rezervi 902 milyon olan Eskişehir-Alpu'nun AID;2100 kcal/kg'dır (Tablo 2.4). Bulunan linyit rezervi değerlerinin de ilavesiyle, Türkiye linyit rezervlerinin AID olarak; %73'ü 2000 kcal/kg in altında, %22'si 2001-3000 kcal/kg arasında, %5'i de 4000 kcal/kg üzerindedir (Şekil 2.16).

2.2.3. Kömür Aramalarında ve Kömür Üretim Sahalarında Jeofizik Mühendisliği Uygulamaları

Kömür ve diğer yeraltı kaynaklarının belirlenmesi çalışmaları, yerbilimleri disiplinlerinin birlikte çalışmasını gerektiren bir ekip işidir.

Kömür aramalarında jeofizik mühendisliği uygulamalarından önce sahanın jeolojik etüdü yapılmalı kömür oluşumuna uygunluğu araştırılmalıdır. Aranacak kömür oluşumu ile ilgili jeolojik bilgiler ve stratigrafik dizilimin ayrıntılı olarak bilinmesi yanında kömür damarı ile damarın üst ve altındaki formasyonların fiziksel ve kimyasal özelliklerinin bilinmesi de gerekir. Örneğin kömür damarları arasında kil katmanları ya da disemine olmuş şekilde pirit bulunuyorsa böyle bir kömür yatağının aranmasında IP yöntemi de başarılı sonuçlar vermektedir.

Jeofizik Mühendisliği disiplini, teknolojik gelişmelere koşut olarak; geliştirmekte ve aramalardaki tahminlerin gerçekleşme oranı artmaktadır. Bu nedenle; daha önce çeşitli jeofizik yöntemlerle aranmış kömür sahalarında da arama yapılabilir. Kömür aramalarında, jeolojik-jeofizik araştırmalar yeterince yapılmadan sondajlı aramalara geçilmesi, hem pahalı bir yöntem olmakta, hem de istenilen sonuçları alınmasına yetmemektedir.

Jeofizik arama yöntemlerinin uygulamalarıyla elde edilecek verilerin jeolojik yorumu yapılarak;

1. Özellikle kömürlü katmanları içeren örtülü neojen havzalarında jeofizik yöntemlerin uygulanmaları sonucunda, uygun sondaj lokasyonlarının ve kapasitelerinin belirlenmesiyle birçok sondajın askıda kalması önleneyeği gibi etütlerde, amaçlanan sonuca daha kısa sürede ve daha ekonomik olarak ulaşılabilecektir. Ayrıca temel paleotopoğrafyasının belirlenmesiyle havza bazında kömür oluşumuna uygun yerlerin tahmin edilmesi mümkün olabilir.
2. Sahadaki kömür damarının kalınlığına, özelliklerine göre değişmek üzere doğrudan ya da kılavuz formasyonların yardımı ile kömür damarının konumu ve yayılımı belirlenebilir. Bunun için ayrıntılı jeolojik harita ve sondaj stamplarından yararlanır.
3. Bilinen kömür havzalarının geliştirilmesi için sondaj lokasyonlarının yapılacak jeofizik sismik-elektrik etütlerinden sonra belirlenmesi en uygun ve ekonomik yoldur.

4. Kuyular arasında yapılan sismik uygulamalarla kömür damarının devamlılığı ve geometrisi hakkında bilgi edinilebilir.
5. Sondajlarda, kuyudan maksimum bilgiyi edinirken hatayı en aza indirilmesini sağlayan kuyu jeofiziği bütün kömür sondajlarında uygulanmalıdır. Karot yüzdesi azaldıkça jeolojik stampın gerçeğe yakın olarak çizilmesi için kuyu jeofiziğinin gerekliliği daha iyi anlaşılır.

Kömür aramalarında jeofizik yöntemlerin uygulanmaması durumunda alınacak sonuçlara örnek olarak Konya Karapınar Sahası'nı gösterebiliriz. Konya-Karapınar Sahası'nda yaklaşık 500 m aralıklarla yapılan sondajlardaki kömür damarı sayıları ve kalınlıklarında önemli farklılıklar görülmektedir. Sahadaki kömür damarlarının korelasyonu ile kömür üretim projesi ve planlaması yapılabilmesi için işletme sondajları adı altında, çok sayıda sondajların yapılması gerekecektir. Oysa bu sondajlar yapılırken, jeofizik-sismik, elektrik kesitlerin, çok daha az sayıda sondajla, kömür damarlarının konumu gerçeğe yakın olarak üç boyutlu şekilde görülebilir ve üretim projesi yapmak için başka sondaja gerek kalmayabilirdi.

Diğer taraftan kömür üretimi sırasında çıkan madencilik problemleri ve bu problemlerin jeofizik mühendisliği uygulamalarıyla çözümü aşağıda özetlenmiştir

- a) Öncelikle bilinen ve ekonomik işletilebilecek kömür ve asfaltit havzalarımızda rezerv geliştirici aramalar tamamlanmalı, işletme sınırlarının belirlenmesinde elektrik ve sismik yöntemler başta olmak üzere jeolojik-jeofizik-sondajlı etütlerden yararlanılmalıdır.
- b) Üretim planlaması için büyük atımlı faylar başta olmak üzere fayların konum ve eğimlerinin bilinmesi önemlidir. Bunun için jeofizik-elektrik ve sismik yöntemle yapılan etütler son derece doğru sonuçlar vermektedir. Mekanize sistemle üretim yapılacak yeraltı işletmelerinde birkaç metrelik atımlı fayların bile önceden bilinmesi önemlidir. Bunun için yer altında uygulanan damar sismiği ve elektromanyetik yöntemlerden yararlanılabilir. Bulunan sonuçların teyidi için yeryüzünde ve yeraltında yapılacak sondajların lokasyonu belirlenebilir.
- c) Kömür üretimi sırasında sorun teşkil edebilecek, heyelan yüzeyinin konumu, dolayısıyla kayan kütle hacminin belirlenmesi ile yeraltı suyu seviyelerinin jeofizik-elektrik yöntemlerle belirlenerek uygun drenaj kuyularının lokasyonu ve derinliği verilebilir.
- d) Sismik yöntemle zeminin sismik hızları belirlenerek sökülebilirlik endeksine göre uygun iş makinalarının belirlenmesi sağlanmaktadır. Sismik hız farklılıkları örtünün jeolojik yapısı ve nem oranına göre değişebilmekte olup aynı zamanda kazıdan önce örtünün gevşetilmesinde kullanılan patlayıcı miktarlarının belirlenmesinde de yardımcı olabilir. Ancak ne yazık ki yerel kömür sahalarının işletilmesi sırasında, bu bilimsellikten yararlanılmamaktadır.

Sismik Vp Hızı (m/s)	Sökülebilirlik Derecesi
350-670	Çok Kolay
670-000	Kolay
1000-700	Orta
1700-2300	Zor
2300-2700	Çok Zor
2700-3000	Son Derece Zor

- e) Patlatmaya ihtiyaç gösteren yerlerde, kömür üstündeki örtünün iş makinaları ile kazılabilmesi için örtünün uygun boyutlara ayrılmasını sağlamak amacıyla patlatmalar yapılmaktadır. Bunun için sismometre özelliğindeki cihazla alınan ölçülerin yorumlanması suretiyle patlatmaların yarattığı titreşimlerin olası zararlı etkileri belirlenebilmektedir. Bu değerlendirmelerle, çevredeki yapıların hasar görmesini önlemek amacıyla, patlatma yeri, düzeni ve miktarlarının belirlenmesine yardımcı olunabilmektedir.
- f) Madencilik faaliyetleri sırasında karşılaşılan kültür varlıkları, zaman zaman kömür üretimini doğrudan etkileyebilmektedir. Böyle durumlarda, gömülü kültür varlıklarının kurtarma kazıları bitene kadar madencilik faaliyetleri alternatif alanlarda sürdürülmektedir. Kömür sahalarında kültür varlıkları ile karşılaşıldığında, bu kalıntıların tam yerlerinin ve yayılımlarının sınırının bilinmesi, hem arkeoloji hem de madencilik faaliyetlerinin planlanması bakımından çok önemlidir. Günümüzde jeofizik yöntemler; arkeolojik aramacılıkta yaygın ve etkili bir şekilde kullanılmaktadır. Madencilik faaliyetleri öncesinde veya sırasında arkeologlar tarafından belirlenen potansiyel alanlarda yapılan jeofizik çalışmalar ile bu kalıntıların yerleri ve yayılımları belirlenerek, tam yerinde kurtarma kazılarının yapılması sağlanmaktadır. Özellikle TKİ sahalarında 1996 yılından itibaren jeofizik, arkeolojik ve madencilik çalışmaları eşgüdümlü yapılarak hem dünya kültür mirası gün ışığına çıkarılmış hem de altında bulunan kömür Türkiye enerjisine kazandırılmıştır.

Yukarıda belirtilen nedenlerle, bir kömür yatağının bulunmasından kömür rezervinin bitimine kadar jeofizik mühendisliği uygulamalarına ihtiyaç duyulabilmektedir. Diğer taraftan sondaj masrafının %5'ini geçmeyen jeofizik log alınması ile sondaj stamplarında kömür damarı sınırları daha net belirlenebilmekte, karot yüzdeleri çok düşük veya karot alınamayan kömür sondajları dahi değerlendirilmektedir. Jeofizik-logları olmayan sondajlara göre yapılan rezerv hesapları ve kömür damarı yayılımını gösteren haritalarda yatırımcıları yanıltan sonuçlar çıkabilmektedir. Ayrıca; yurt dışındaki bankalar, finansman sağlamaları için sahada yapılan sondajlarda kuyu jeofiziği loglarının yapılması şartını getirmektedir. Bunlara rağmen, daha çok özel şirketlerin yaptığı kömür sondajlarında jeofizik log ölçüleri alınmadığı için önemli bilgi eksikliğinin yanı sıra, finansman şartlarını sağlamak üzere, zaman ve para kaybına da neden olan ilave sondajlar yapılmaktadır.

Tablo 2.9. Linyit Arama ve İşletme Sondajları

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

Kaynak: MTA

Yıllar itibariyle yapılan Kömür sondajı miktarı incelendiğinde 2012 yılında yapılan sondaj miktarı 2003 yılındaki kömür arama sondaj uzunluğunun 20 katından daha fazla olduğu görülmektedir (Tablo 2.9). Bundan sonraki kömür aramalarında sondaj yeri ve olası derinliğinin, ayrıntılı jeolojik-jeofizik etütlerinin de katkısıyla belirlenmesi halinde daha az sondajla, daha çok kömür rezervi bulunabilecektir.

2.2.4. Taşkömürü Üretimleri

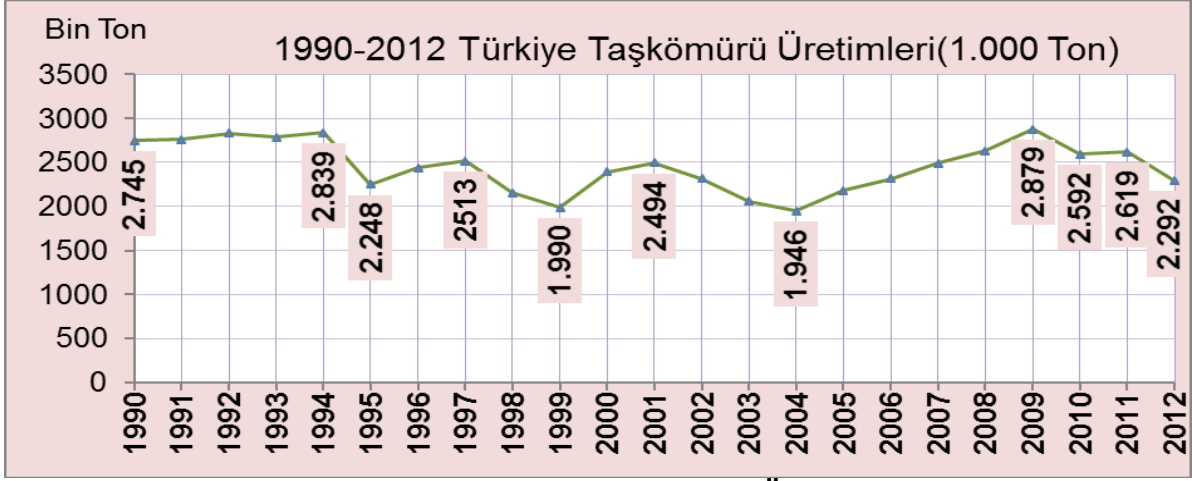
“Taşkömürü üretimi, havzanın jeolojik yapısı nedeniyle, büyük ölçüde insan gücüne dayalı emek-yoğun bir şekilde gerçekleştirilmektedir. 1942 yılından itibaren havzadaki taşkömürü üretimi seyri aşağıdaki şekilde verilmiştir. Havza, sağlıklı kayıtların mümkün olduğu 1942 yılından günümüze kadar 224 milyon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

Tablo 2.10. 2000-2012 Türkiye Taşkömürü Üretimleri (1000 ton)

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

Kaynak: TTK Faaliyet Raporu 2012

2000-2012 yılları arasındaki taşkömürü üretimleri incelendiğinde artış olmadığı gibi üretimde %4,3 oranında azalma olmuştur. Ayrıca kamu olarak TTK'nın üretimi 2000-2012 arasında %36 azalırken özel sektörün üretimi 6,2 kat artmıştır (Tablo 2.10.). Enerji, demir çelik ve diğer sanayi sektörlerine yönelik olan Türkiye taşkömürü üretimi 2012 yılında 2,3 milyon ton olmuştur. 2011 yılına göre 2012 yılında taş kömürü üretiminde, 327 bin ton ile %13 oranında azalma olmuştur (Şekil 2. 17).



Şekil 2.17. Yıllara Göre Türkiye Taşkömürü Üretim Miktarı Grafiği

Kaynak: ETBK ve TTK Taşkömürü Sektör Raporu 2013

Türkiye taşkömürü üretiminin 1990–2012 yılları arasındaki üretim değerleri genel olarak irdelendiğinde, 1990 yılında 2,7 milyon ton olan taşkömürü üretimi, geçen 22 yıllık süre içinde artmadığı gibi azalmıştır. 2005 yılından sonra üretimdeki artan özel sektör payına rağmen, üretim artmamıştır (Tablo 210). 1974-75 yıllarında 5 milyon ton olan taşkömürü üretimi geçen süreçte azalış eğiliminde olmuş, 2004 yılında linyit için de geçerli olan nedenlerle 37 yılın en düşük düzeyine inmiştir. Daha sonra Bakanlık tarafından, taş kömürü rezervlerinin en üst düzeyde üretilme planları çerçevesinde, 2011 yılında, yılda 9 milyon ton üretilme hedefi konulmuşsa da 2009 yılında yılda 2,9 milyon tona çıkılabilmektedir.

2.2.5. Linyit Üretimleri

Tablo 2.11. 2000-2012 Türkiye Linyit Üretimleri (1000 ton)

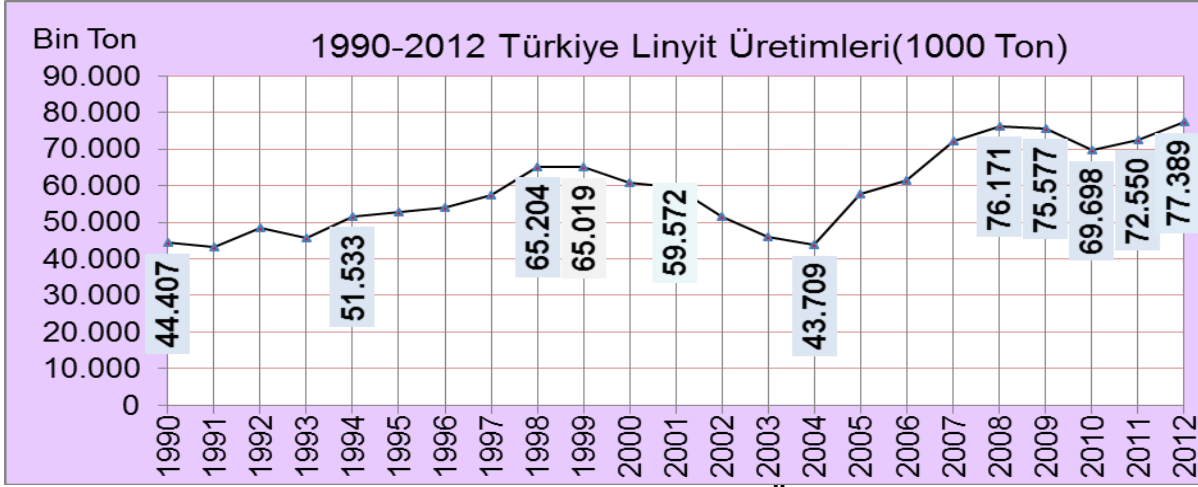
Yıllar	TKİ	EÜAŞ	Özel Sektör	Toplam
2000	39.198	19.567	2.089	60.854
2001	33.609	22.618	3.345	59.572
2002	30.661	16.531	4.468	51.660
2003	25.685	15.646	4.837	46.168
2004	24.349	13.807	5.553	43.709
2005	28.749	24.844	4.115	57.708
2006	30.367	26.703	4.414	61.484
2007	29.810	34.871	7.440	72.121
2008	35.872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

EİGM/ETKB Genel Enerji Denge Tabloları

*üretim miktarı geçen yıllarla kıyaslanamayacak kadar fazladır.

Ülkemizdeki linyit üretimi; enerji sektörü (Termik Santral), sanayi ve ısınma (konut) sektörü olmak üzere 3 ana sektörün taleplerinin karşılanmasına yöneliktir. 2012 yılı linyit üretimi 2011 yılına göre %7 artış gösterirken TKİ'nin üretim miktarı binde dört, EÜAŞ'ın üretim miktarı %13 azalırken özel sektörün üretiminin %117 artışı bugüne kadar bir yılda görülen en fazla artış olup, dikkat çekmektedir. Özel sektördeki üretim

miktarı, geçen yıllardaki değerlerin çok üzerindedir (Tablo 2.11). Bu değerın yeniden gözden geçirilmesi gerekir. Ayrıca 2000-2012 dönemi incelendiğinde, TKİ ve EÜAŞ'ın toplam üretim değerlerinde ciddi bir artış olmazken, özel sektörün üretimi 8 kat artmıştır.



Şekil 2.18. Yıllara göre Türkiye Linyit Üretimi Grafiği

Kaynak: ETKB 2012 Yılı Genel Enerji Dengesi

2012 yılı sonu itibariyle, 77,4 milyon ton olan linyit üretiminin 33,3 milyon ton ile %43'ü TKİ, 27,5 milyon ton ile %36'sı EÜAŞ ve kalan 16,7 milyon ton ile %21,5'i ise özel sektör tarafından yapılmış görünmektedir. Linyit üretiminin tamamına yakını o yıl tüketilmektedir. 2012 yılında stoklardaki eksilmeyeyle 75,4 milyon ton olan toplam linyit arzının en büyük tüketim payı ton olarak %74 oranı ile termik santrallere aittir. Ancak bu tüketim oranı, ton eşdeğer petrol (tep) olarak %59'dur.

1990–2012 yılları arasında ki 22 yılda Türkiye linyit üretim miktarı değerlerine göre; linyit üretiminin, %74 oranında artmış olduğu görülür (Şekil 2.18).

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

Geçen 22 yıl irdelendiğinde üretimde en fazla düşüş 1999–2004 yılları arasındaki beş yılda yaşanmıştır. 1999 yılına göre, 2004 yılında, Türkiye Linyit üretimi, %33 oranında ve 21,3 milyon ton azalışla 43,7 milyon tona düşmüştür. 2001 yılında ki ekonomik küçülmenin ve barajlardaki doluluk oranı artışının etkisi olsa da, bu düşüşün önemli bir nedeni de, yapılan talep tahminlerinde büyük artışlar öngörülerek gereğinden çok doğal gaz ithal anlaşmaları yapılmasıdır. Böylelikle elektrik üretiminde doğal gaz payının %44'e çıkması sonucunda linyit santrallerinin kapasitelerinin çok altında çalışması sonucu, kömür tüketimi ve üretimi azalmıştır. 2004 yılına göre, 2008 yılındaki linyit üretimi, %74 oranında ve 32,5 milyon ton artışla yılda 76 milyon ton olmuştur. Dört yıldaki üretim artışının nedeni de enerji talebinin artmasıyla kömür santrallerinin tekrar kapasitelerine yakın üretim yapması olmuştur.

2.2.5.1. Linyit Üretimindeki Azalışın Nedenleri, Elbistan Saha ve Santralleri

2008 yılından sonra linyit üretimindeki azalışın en önemli nedeni, yeni santrallerin yapılmaması olmasının yanında, EÜAŞ'a bağlı santrallerin bir bölümünde kapasitelerin altında üretim yapılması, özellikle Elbistan Saha ve Santrallerinde meydana gelen

olumsuzluklar olarak özetlenebilir. Elbistan B Santrali'ni besleyen sahada, 2011 yılında meydana gelen şev kayması nedeniyle, üretimin durması sonucunda, Elbistan B Santrali'nin kömür ihtiyacı, havzanın doğusundaki Kışlaköy Sektör'ün den karşılanmaktadır. Kömür tedariki olan sahanın, santrale uzaklığı ve kömür üretimi kapasitesi her iki santrali besleyecek boyutta değildir. Bunun yanında 10 yılı aşan bir süredir bir türlü revizyonu yapılamayan Elbistan A Santrali'nin kapasitesinin çok altında çalışabilmesine Elbistan B santrali'ndeki olumsuzluklar da eklenince, toplam 2795 MW kurulu gücündeki Elbistan santralleri'nde kapasitelerinin çok altında elektrik üretimi yapılmaktadır. Diğer taraftan elektrik arz eksikliğinin doğal gaz santrallerinin üretimleriyle giderilmesi nedeniyle, kamu tarafından linyit rezervlerine dayalı yeni yatırımlar yapılmadığı gibi mevcut linyit santrallerindeki problemlere radikal çözümler getirilmesi gecikmektedir.

Ancak geçen 10 yılda izlenen enerji politikalarıyla, kömür rezervlerine yönelik yatırımlar geliştirilememiş olmakla birlikte, plan hedefi olarak, 2023 yılına kadar tüm kömür rezervlerine yönelik yatırımların tamamlanacağı deklare edilmiştir.

2.2.6. Türkiye Asfaltit Rezervleri, Üretimi ve Tüketimi

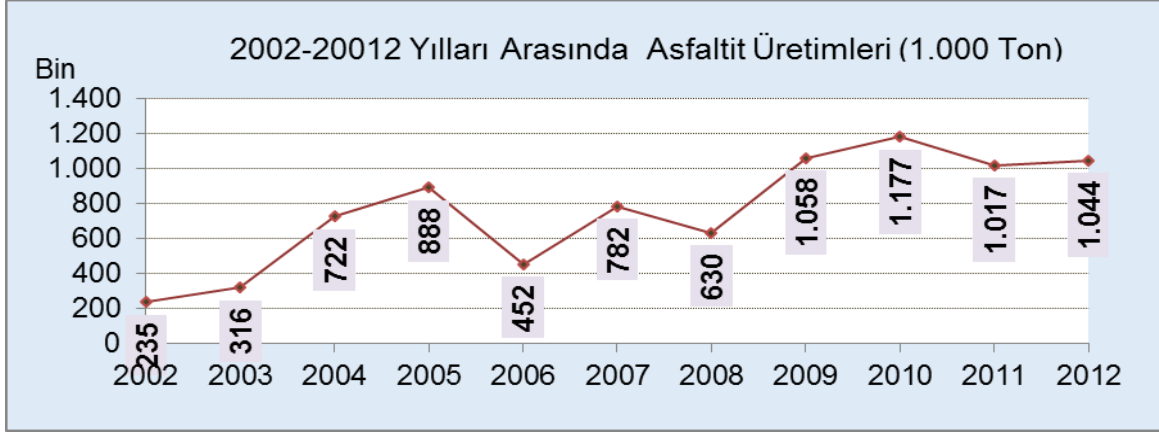
Petrolün zamanla oksitlenmesi ve uçucu maddelerini kaybederek katılaşması sonucu oluşan asfaltit; sert, siyah renkli bir çeşit bitümdür. Kömür olmasa da kömür gibi, katı yakıt olarak kullanılan enerji kaynağıdır. Türkiye'nin önemli asfaltit sahaları Güneydoğu Anadolu Bölgesi'ndedir. Filon topluluğu şeklinde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

Tablo 2.12. 2012TKİ Asfaltit Rezervleri

2013 TKİ ASFALTİT REZERVLERİ							
YERİ		REZERVLER(1.000 Ton)				AID kcal/kg	Ruhsat Sahibi
İL	İLÇE	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam		
ŞIRNAK	Silopi	28.446	21.067	-	49.513	5310	TKİ
ŞIRNAK	Merkez	32.038	23.054	-	55.092	5330	TKİ
TOPLAM		60.484	44.121	-	104.605		

Kaynak: TKİ 2013

Türkiye asfaltit rezervlerinin önemli bölümü TKİ uhdesindedir (Tablo 2.12). TKİ dışında özel sektöre ait asfaltit ruhsatlarının rezervleri hakkında sağlıklı bilgi bulunmamaktadır. Asfaltit üretimi, 1992 yılına kadar TKİ tarafından, 1992-2002 yılları arasına TKİ ve Şırnak Valiliği, 2002 yılından sonraki yıllardaki üretimi ise Şırnak Valiliği ve özel sektör tarafından rüdvans karşılığı yapılmaktadır. Özel sektör, ürettiği asfaltiti Silopi'de kurduğu 135 MW Kurulu gücündeki santralde tüketirken, Şırnak Valiliği bölgenin teshin ve sanayi ihtiyaçları için üretmektedir (Şekil 2.19).



Şekil 2.19. Yıllara Göre Asfaltit Üretimleri

Kaynak : ETKB 2012Yılı Genel Enerji Dengesi

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

2.2.7. Taşkömürü, Linyit, Asfaltit ve Petrokokun Sektör Tüketimleri

Ülkemizdeki taşkömürü, linyit, asfaltit üretimi ve stoklarından oluşan arzları; enerji sektörü (termik santral), sanayi sektörü ve ısınma (konut) sektörü olmak üzere 3 ana sektörün taleplerinin karşılanmasına yöneliktir. EİGM/ETKB tarafından hazırlanan 2011ve 2012 Genel Enerji Denge Değerlerine göre hazırlanan Tablo 2.13 incelendiğinde:

I. Taşkömürünün Sektör Tüketimleri

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

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

Sanayi; 2012 yılında, sanayideki toplam taşkömürü tüketimi, 4.141bin ton veya 2.574 bin tep ile toplam taşkömürü tüketimi içindeki payı %15 olmuştur. Sanayide 2012 yılındaki taşkömürü tüketim miktarları; 2011 yılındaki tüketim miktarlarına yakın olurken, çimento fabrikalarında 2.283 bin ton, demir çelikte 1.430 bin ton geriye kalan 428 bin ton da diğer sanayilerde tüketilmiştir. Konut Sektörü; 2012 yılında; ısınmada toplam taşkömürü tüketimi 9.919 bin ton veya 6.662 bin tep ile toplam taşkömürü tüketimi içindeki ısınmanın payı %33 olmuştur. 2012 yılında; toplam taşkömürü tüketimi içindeki ısınmada tüketilen miktar, 2011 yılına göre 3,2 milyon ton ile %47 arttığı görülmektedir. Bu artış, tep bazında ise %62 olmuştur. Kok Fabrikaları; 2012 yılında; kok fabrikalarındaki toplam taşkömürü tüketimi 5.362 bin ton veya 4.085 bin tep ile toplam taşkömürü tüketimi içindeki sanayinin payı %20 olmuştur.

Tablo 2.13. Taşkömürü, Linyit, Asfaltit ve Petrokokun Sektör Tüketimleri

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

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

*2012 yılı Konut sektöründeki taşkömürleri ve linyitlerin tüketim miktarı, 2012 yılı Linyitin sanayi sektöründeki tüketim değerlerinin artışı, dolayısıyla 2012 yılı linyit arz miktarı, geçen yıllarla kıyaslanamayacak kadar artmıştır.

II. Linyitin Sektör Tüketimleri

Sanayi: 2012 yılında; sanayideki toplam linyit tüketimi 9.642 bin ton veya 3.521 bin tep ile toplam linyit tüketimi içindeki payı %21 olmuştur. Sanayide 2012 yılındaki linyit tüketim miktarları; 2011 yılındaki tüketim miktarlarına göre ise 3 milyon ton ve %45 oranında artarken bu artış miktarı tep bazında sadece %16 olmuştur. Bu durum; 2012 yılında sanayide tüketilen linyitlerin kalori değerleri, 2011 yılına göre oldukça düşük olduğu şeklinde yorumlanabilir. 2012 yılında linyitin sanayideki tüketimi; bin ton olarak; çimento fabrikalarında 2.713, şeker fabrikalarında 713, tekstilde 442, seramikde 457 bin ton, geriye kalan 5.759 bin ton da diğer sanayilerde tüketilmiştir. 2011 orijinal değerlerine göre, çimentoda tüketilen linyitin toplam sanayide tüketilen içindeki oranı %47 iken, sanayideki tüketim artışı nedeniyle bu oran 2012 de %28'e gerilediği görülmektedir. **Konut Sektörü:** 2012 yılında; ısınmada toplam linyit tüketimi 9.770 bin ton veya 3.317 bin tep ile toplam linyit tüketimi içindeki ısınmanın payı %20 olmuştur. 2012 yılında; linyit tüketimi içindeki ısınmada tüketilen miktar, 2011 yılına göre 2,8 milyon ton ile %40 arttığı görülmektedir. Bu artış tep bazında da %28 olmuştur.

III. Asfaltitin Sektör Tüketimi

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

Elektrik Santralleri: 2011 de asfaltitin elektrik santralındaki tüketim miktarı 399 bin ton veya 217 bin tep ile toplam asfaltit içinde, %48 oranında olurken, 2012 de 404 bin ton veya 219 bintep ile toplam asfaltit tüketimi içindeki oranı %47 olmuştur. **Sanayi:** 2012 yılında; sanayideki toplam asfaltit tüketimi 265 bin ton veya 144 bin tep ile toplam asfaltit tüketimi içindeki payı %31 olmuştur. Sanayide 2012 yılındaki asfaltit tüketim miktarı; 2011 yılındaki tüketim miktarlarına göre 48 bin ton ve %22 oranında artarken, bu artış miktarı tep bazında %65 olmuştur. Bu durum, 2012 yılında sanayide tüketilen

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

IV. Petrokokun Sektör Tüketimi

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

V. Kömür Yardımları ve 2010-12 Yılları Konut Sektörü Tüketimleri

Kömürlerin 2012 yılında, 2011 yılına göre, konut sektöründeki 5,94 milyon ton veya 3.264 bin tep ve tep bazında, %49 oranındaki bu artış miktarı geçmiş yıllara göre oldukça fazladır. Bu artışta, asfaltitin, 38 bin tep ve %26 oranında azalışının, doğal gazın 2012 yılında, 2011 yılına göre 421 bin tep ile %5'lik azalışının etkisi olsa da artış miktarının karşılığı değildir. 2010 yılında, konut sektöründeki kömürlerin tüketimi; taş kömüründe 5.042 bin tep, linyitte 2.846 bin tep olurken, doğal gazda 6.396 bin tep olmuştur. Bu sektörde kömür, asfaltit ve doğal gaz tüketimi 2010 yılında toplam 14.452 bin tep olurken, 2011 de %11,5 artışla, toplam 16.109 bin tep, 2012 yılında ise %18 artışla, toplam 18.956 tep olmaktadır. 2012 yılında, ailelere yapılan yardım kapsamında, TKİ tarafından dağıtılan kömür miktarında da artış görülmektedir (Tablo 2.14). Bu nedenlerle 2010, 2011 yıllarının konut tüketim miktarlarına göre 2012 yılı konut sektöründeki tüketim artışının gerekçesi anlaşılammıştır. Diğer taraftan linyitin 2012 yılı sanayi sektöründeki tüketim artış miktarı da geçen yıllara göre beklentilerin çok üzerinde gerçekleştiği görülmektedir.

Tablo 2.14. 2003-2012 Yıllarında Kömür Yardım Miktarı ve Aile Sayısı

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

Kaynak: TKİ, TTK

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

2.2.8. Türkiye Ekonomik Üretilbilir Kömür Rezervlerini Belirleme Kriterleri

"2.2. Türkiye Kömür Rezervleri" başlığında değindiğimiz nedenlerle ulusal kömürlerin, kanıtlanmış ekonomik üretilbilir rezervlerinin belirlenmesi için bu çalışma yapılmıştır. Ayrıca bir kömür sahasının santral potansiyelinin belirlenmesi için, öncelikle o sahadaki üretilbilir kömür rezervinin bilinmesi gerekir. Bu nedenle her sahanın özelliğine uygun kriterlere göre üretilbilir kömür rezervleri ve bu rezervlerin santral potansiyeli ile avantajları hesaplanmıştır.

Üretilbilir rezervlerin hesaplanmasında dikkate alınan kıstasları belirlerken, mevcut uygulamaların yanı sıra, saha veya işletmede uzun süre deneyimi olan sorumlular tarafından yapılan değerlendirmelerden de yararlanılmıştır.

1. Genellikle üretilbilir rezerv miktarı hesaplanırken; görünür rezerv değerinden, açık işletme yöntemiyle üretim yapılacak yerlerde %10, yeraltı işletme yöntemleriyle üretim yapılacak yerlerde %25 rezerv kaybı öngörülmektedir. Ancak aşağıda belirlediğimiz sahalara ait özel koşullar da dikkate alınmıştır.
2. Sahadaki birçok sondaj incelendiğinde; kömür damar sayıları ve kalınlıkları farklı olduğundan sondajların korelasyonu ve üretim planlaması için havzada gerekli sayıda sondaj olmaması, şev dekapajının örtü kazı miktarına eklenmesiyle açık işletme yöntemiyle işletilebilecek ekonomik rezerv miktarının azalacağı, dikkate alınmıştır (Konya-Karapınar Havzası).
3. Kömür damarı özellikleri bakımından; sayısı az, kalın, yataya yakın damar yapısı olan, kalınlıkları ani değişmeyen sürekli bir damar yapılanması olan Elbistan ve Seyitömer gibi kömür havzalarında, açık işletmelerde öngörülen %10 işletme kaybından çok daha az olduğu, hatta görünür rezervden fazla üretim olduğu görülmektedir.
4. Yeraltı işletmeleri olan rezervlerin ekonomik üretilbilir değeri hesaplanırken; damar yapısının, mekanize ayak sistemiyle üretime uygun olmayan, kömür damarlarının sürekliliğini oldukça azaltan, atımlı sık kırıklar ve eğimli damar yapısı bulunuyorsa, görünür rezerv değerinin %40'ı kadar işletme kaybı olduğu görülebilmektedir (Zonguldak Havzası'nın büyük bölümü).
5. Yeraltı işletmelerinde damar yapısı sürekli, düzgün ve mekanize ayak sistemine uygun yapıda ise, görünür rezervde işletme kaybının %25'inin çok daha altında olacağı, hatta üretim miktarı bakımından kaybın olmadığı sahalarda bulunmaktadır (Ankara-Çayırhan).

Sonuç olarak; üretim yapılmış sahayı temsil eden bir birim alan ya da alanlarda üretilen kömür miktarı ile bu alanlarda üretime başlanmadan önce hesaplanan görünür rezerv değerinin karşılaştırılmasının, üretilbilir rezervlerin hesaplanmasında uygun yaklaşım olacağı anlaşılmaktadır. Kuşkusuz bir sahada üretime başlandıktan sonra, elde edilen verilerin değerlendirmesiyle, tüm sahanın üretilbilir rezerv değeri de tekrar revize edilebilir.

Üretilbilir rezervle ilgili olarak kömür havzalarının önemli bir bölümünde, saha veya işletme sorumluları tarafından yapılan değerlendirmeler de dikkate alınarak hesaplanan üretilbilir rezerv değerleri Tablo 2.16 da verilmiştir.

Üretilbilir rezervlerin termik santral potansiyelleri hesaplanırken genellikle santrallerin özgül ısı değerleri 2200 kcal/kg, kullanım süresi 6500 saat/yıl ve santrallerin ekonomik ömrü veya çalışma süresi 30 yıl alınmıştır.

2.2.9. Linyit, Asfaltit ve Taşkömürü Rezervlerinin Santral Potansiyeli

2012 yılı sonu itibariyle, geçen beş yılda olduğu gibi, Türkiye linyit, asfaltit ve taşkömürü rezervlerine dayalı mevcut santraller 8516 MW'tır. Bu santraller ile çeşitli yerlerdeki küçük otoproduktör linyit santralleriyle toplam 8613 MW olup, 57.059 MW olan Türkiye toplam kurulu gücünün %15'ini elektrik üretimi bakımından da %15,5'ini oluşturmaktadır (Tablo 2.16). Bu değerler 2011'de sırasıyla %16 ve %18,2 idi.

Tablo 2.16. 2013Yılı Türkiye Üretilen Kömür Rezervleri ve Santral Potansiyeli

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

Kaynaklar; (ETKB-MİGEM2011),(EÜAŞ,MTA,TKİ,TTK2012,Taka vd.,2010,20011)

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

**Üretilen rezerv miktarı ve santral potansiyeli yapılacak etüt ve sondajlarla değişebilir.

***Santral dışında diğer sektörler içinde kömür üretilmektedir.

1. Kahramanmaraş-Elbistan; ruhsatı EÜAŞ'a ait ve 45 yıl önce bulunan Afşin-Elbistan Havzası'nda, TKİ'nin yaptığı çalışmalar ve MTA'nın son yıllarda yaptığı ayrıntılı inceleme ve sondajlar sonunda havzanın toplam üretilebilir rezervinin en az 4.35 milyar ton olacağı anlaşılmıştır. Afşin-Elbistan Havzası'nın mevcut iki santrale ait rezervler dışında, yaklaşık 3,3 milyar ton üretilebilir kömür rezervi bulunmaktadır. Bu rezerv ile en az 7200 MW Kurulu gücünde santral kurulabilecektir. Ancak havzada bu büyüklükte santrallerin kurulabilmesi için havzanın bir bütün olarak görülüp, en az kömür kaybı olacak şekilde üretim planlamasının yapılması gerekmektedir (Koçak vd.,2003),(Koçak vd.,2009).
2. Ruhsatı EÜAŞ'a ait olan Elbistan Havzası'nın güney doğusunda üretilebilir rezervi 490 milyon ton olan sahada 1250 MW kurulu gücünde santral yapılabilecektir.
3. Adana-Tufanbeyli Sahası, TKİ ve özel sektöre ait bitişik iki sahada yaklaşık 1050 MW kurulu gücünde santral için iki sahada toplam en az 375 milyon ton rezerv bulunmaktadır. Özel sektör 450 MW'lık santralın inşaatı bitim aşamasındadır. TKİ sahasındaki 200 milyon ton üretilebilir rezerve karşılık kurulacak 600 MW kurulu gücündeki santral ihale ile başka bir özel kuruluşa kWh başına rödövens karşılığı verilmiştir.
4. Adıyaman-Gölbaşı'nda özel sektöre ait sahanın üretilebilir rezervi 46 milyon ton santral kapasitesi 150 MW olarak hesaplanmıştır.
5. Bingöl-Karlıova, ruhsatı TKİ'ye ait olan sahada, açık işletme yöntemiyle 28 milyon ton üretilebilir kömür rezervine karşılık 150 MW kurulu gücünde santral kurulmasıyla ilgili olarak, özel sektöre kWh başına rödövens karşılığı verilmiştir.
6. Bolu-Göynük ruhsatı TKİ'ye ait olup, işletmesi özel sektöre verilen sahanın üretilebilir rezervi 39 milyon ton olarak hesaplanmıştır. 2x135 MW kurulu gücündeki santral inşaatı devam etmekte olup 1.ünitenin 2014, 2.ünitenin ise 2015 yılında devreye girmesi planlanmıştır.
7. Çankırı-Orta, ruhsatların tamamı özel sektörde ve sahada toplam üretilebilir rezerv 65 milyon ton hesaplanmış olup, 135 MW kurulu gücündeki santral kurulabilir.
8. Eskişehir-Mihalıççık'da özel sektör tarafından EÜAŞ ve Kömür İşletmeleri A.Ş. (KİAŞ)'e ait olan yaklaşık 48 milyon ton üretilebilir linyit rezervine karşılık kurulacak olan 2x145 MW gücündeki santralın kuruluş çalışmaları devam etmektedir.
9. Konya-Karapınar: Elbistan'dan sonra en büyük kömür rezervi olan bu sahada, toplam 1,58 milyar ton açık işletmeye uygun görünür rezerv belirlenmiştir (Takav.d.,2010-2011). Ancak, 500-600 m aralıklarla yapılmış olan birçok sondajdaki, kömür damar sayıları, damar seviyeleri ve kalınlıkları farklı olduğundan, kömür damarlarının korelasyonu için jeofizik sismik etüt ya da çok sayıda ilave sondajların yapılması gerekmektedir. Bu nedenlerle, sahanın ilk aşamada 1.58 milyar ton olan açık işletme rezervinde, %10 rezerv azalması yanında %10 işletme kaybı

öngörülerek sahanın üretilebilir rezervi 1.275 milyon ton olarak hesaplanmıştır. Ayrıca; havzanın toprak/kömür oranı, şev dekapajı ile 8 düzeyine çıkabilecektir. AİD 1320 kcal/kg olan bu rezerve karşılık, toplam 3900 MW Kurulu gücünde santraller yapılabilecektir. Diğer taraftan hesaplanan santral potansiyelinin gerçekleştirilmesi için kömür havzasının bütünlüğü bazında üretim planlaması yapılması gerekmektedir.

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

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

Taşkömürü Rezervlerinin Santral Potansiyeli

18. Toplam üretilebilir rezervi 197 milyon ton olan Zonguldak Havzası'nda, 300 MW gücündeki mevcut santral dışında, özel sektör tarafından 1360 MW kurulu gücünde ithal kömüre dayalı santral yapılmıştır. Santralin lisans sözleşmesinde, yerli üretimle ithal kömürün paçal olarak da yakılabileceği belirtilmektedir. Ancak havzadaki kömür üretim miktarı ve maliyeti göz önüne alındığında bu günkü koşullarda, santralin havzada üretilen kömürlerden beslenmesi çok mümkün görülmemektedir.
19. 125 milyon ton üretilebilir rezervi olan Bartın-Amasra Taşkömürü Sahası'nda ise, lisansı alınan 1.100 MW üzerinde santralin yapımı için çalışmalar devam etmektedir (Tablo 2.16).

Diğer taraftan; üretilebilir taşkömürü rezervlerinin sınırlı oluşu ve üretim güçlükleri dikkate alınırsa, koklaşma özelliği olan Zonguldak Havzası'ndaki taşkömürü üretimlerinin, öncelikle demir - çelik sektörüne yönelik planlanmasının gerekliliği ortaya çıkmaktadır. Ancak; dünya taşkömürü fiyatlarının düşmesi devam ederse taş kömürü üretiminin yüksek maliyeti, nedeniyle rekabet edebilmesi zorlaşacaktır. Bu durumda üretime dayalı da olsa kurulacak santralin ithal kömürle beslenme mecburiyeti zorunlu olabilir.

2.2.9.1. Kömür Rezervlerine Dayalı Santrallerin Avantajları

Kömür rezervlerine dayalı yapılacak ilave santrallerin yaratacağı avantajları anlatabilmek için avantaj oluşturan konular, analitik olarak incelenmiştir (Tablo 2. 17).

Tablo 2.17. 2013 Yılı Türkiye Üretilebilir Kömür Rezervleriyle Yapılabilecek Santraller ve Avantajları (Ç.Koçak)

Saha Adı	Yapılabilir Kurulu Güç(MW)	Yaratılacak İstihdam (Kişi)	Net yakıt Maliyeti TL/kWh	Üretilen Elektrik (Gwh/yıl)	D.Gaz Eşdeğeri Milyonm ³ /yıl
Afşin-Elbistan**	7.205	16.000	0,03	46.832	9.367
Afşin-Elbistan	1.250	2.750	0,035	8.125	1.625
Adana-Tufanbeyli*	600	1.900	0,06	3.900	780
Adıyaman-Gölbaşı	150	300	0,035	975	195
Ankara-Çayırhan	500	1.250	0,06	3.250	650
Bingöl- Karlıova*	150	735	0,07	975	195
Bursa-Keles, Davutlar**	270	750	0,05	1.755	351
Çankırı-Orta	135	350	0,055	878	176
Konya-İlgin	500	2.000	0,065	3.250	650
Konya-Karapınar	3.900	17.651	0,07	25.350	5.070
Kütahya-Tunçbilek*	300	800	0,08	1.950	390
Kütahya-Seyitömer	150	330	0,03	975	195

Manisa-Soma*	1.050	6.600	0,07	6.825	1.365
Tekirdağ-Saray**	175	750	0,065	1.138	228
Şırnak-Asfaltit	540	1.600	0,05	3.510	702
LİNYİT,ASF.TOPL.OR	16.875	53.766	0,048	109.688	21.939
(TAŞKÖMÜRÜ)Bart.Amasra	1.100	5300	0,09	7.150	1.430
GENEL TOPL. ORT.	17.975	59.066	0,051	116.838	23.369

* İhale süreçleri bitmiş firmaların etütleri devam etmektedir. (Manisa- Soma'da 450 MW ihale edilmiştir.)

** ÇED süreçleri problemleri ayrıca Elbistan'ın hava kalite değerleri açısından ilk etapta ancak ilave 5200 MW'ın yapılabileceği öngörülebilmektedir.

Kömür rezervlerine dayalı santraller aşağıda belirtilen başlıklarda incelenmiştir.

1. Cari açığın azaltılması,
- 2-İstihdam yaratma potansiyeli,
- 3- Kömür rezervlerine dayalı santrallere yapılan yatırımın pazar durumu
- 4-Yerli sanayiinin gelişmesi,
- 5-Enerji güvenilirliğinin sağlanması

Teorik olarak, toplam üretilen kömür rezervlerine dayalı kurulabilecek 17.975MW kurulu gücündeki santrallerin 6500 saat/yıl çalışma sürelerine göre yıllık üretimi 117 milyar kwh olarak hesaplanmıştır (Tablo 2). Ancak ÇED sorunları nedeniyle Tekirdağ-Saray ve Bursa-Davutlar'daki toplam 450 MW ile yine bir ÇED sorunu olan Elbistan'ın hava kalite değerleri açısından da 2000 MW kurulu gücündeki santrallerin yapımının ertelenebileceği düşünülse dahi taşkömürü rezervleriyle birlikte Türkiye kömür rezervlerine dayalı ilk etapta yapılabilecektir toplam 15500 MW kurulu gücündeki santrallerle, yılda en az 100 milyar kWh elektrik üretilen olacaktır.

1. Cari Açığın Azaltılması

Yukarıdaki açıklamalardan dolayı ilk etapta kurulabilecek ya da tam kapasitede çalışabilecek en az 15.500 MW kurulu gücündeki santrallerle en az 100 milyar kWh elektrik üretilen olacaktır.

Aşağıda, 100 milyar kWh elektriğin ithal kaynaklarla üretilmesinin hazineye getireceği yük, analiz edilerek hesaplanmıştır.

100 milyar kwh elektriğin doğal gaz santralleriyle üretilmesi durumunda;

- ÖTV, KDV'siz Ekim 2013 itibariyle, doğalgaz ithal fiyatı 350\$/1000 m³
- 1 kWh elektrik için 0,2 m³ doğal gaz tüketileceği, kabul edilirse;

Yıllık yaklaşık 20 milyar m³/yıl doğal gaz ithal edilerek,

350x20.000.000= **7 milyar\$/yıl** gibi bir miktarın ödenmesi söz konusudur.

100 milyar kwh elektriğin ithal kömür santralleriyle üretilmesi halinde;

- Santrallerin özgül ısısının 2300 kcal/kWh,
- İthal kömürün alt ısıl değeri 6150 kcal/kg,

- 2013 yılı itibariyle ithal kömür fiyatının 90 \$/ton olduğu kabul edilirse; 100 milyar kWh elektrik üretimi için 6150 kcal/kg ısıl değerli kömürden yılda 37,4 milyon ton kömür ithal edilmesi gerekmektedir ($100\text{milyar kWh} \times 2300 / 6150 = 37,4$ milyar ton). *Her yıl, $90 \times 37.400000 = 3,4$ milyar dolar/yıl daha fazla kömür ithal edileceği anlamına gelmektedir.* Görüldüğü gibi kömür rezervlerine dayalı santrallerin yapılması, doğal gaz santrallerine ve ithal kömür santrallerine göre ciddi boyutta döviz kazandırıcı, cari açığı azaltıcı bir yatırım olacaktır.

2. İstihdam Yaratma Potansiyeli

Tüm potansiyelin devreye girmesi durumunda santrallerin işletme döneminde, 59.066 kişi doğrudan istihdam edilmiş olacaktır (Tablo 2). Ayrıca bu sayının %82'sini oluşturan kömür madenciliği iş kolundaki doğrudan istihdamla, 10 katı kadar da dolaylı istihdam yaratılabilecektir (TBMM, 2010).

17.975 MW'lık kurulu gücün doğal gazı dayalı santrallerin istihdam sayılarıyla karşılaştırılması;

1000 MW'lık doğalgaz santralinde ise, 200-250 kişi çalıştırılmaktadır.

17.975 MW santraller için ise sadece 3595-4494 kişi doğrudan istihdam edilecektir. Kömür rezervlerine dayalı kurulacak santraller yaratacağı **59.066** kişilik istihdamın, sadece 1/16-1/13'ü kadar istihdam sağlayacaktır.

17.975 MW'lık Kurulu gücün nükleer santrallerin istihdam sayılarıyla karşılaştırılması;

1000 MW'lık bir nükleer santralinde çalışanların sayısı 300-400 kişi arasında olmaktadır (TMMOB FMO, 2006). **17.975 MW'lık** nükleer santrallerde toplam 5392 ile 7190 arasında kişi çalışabilecektir. Aynı büyüklükte nükleer santraller yapılması durumunda, kömür rezervlerine dayalı kurulacak santrallerin yaratacağı istihdamın 1/11 ile 1/8'i kadar istihdam sağlayacaktır.

17.975 MW'lık kurulu gücün ithal kömüre dayalı santrallerin istihdam sayılarıyla karşılaştırılması;

1000 MW kurulu gücündeki ithal kömür santrallerindeki istihdam sayısını hesaplarken İskenderun'daki santral örnek alınmıştır. 1320 MW kurulu gücündeki İskenderun ithal kömür santralinde yaklaşık 1000 kişi çalışmaktadır. Buna göre 1000 MW Kurulu gücündeki ithal kömür santralinde çalışacak kişi sayısı oransal olarak 757 kişi çalışacağı söylenebilir. **17.975 MW** kurulu gücündeki ithal kömür santrallerinin yaratacağı istihdam yaklaşık 13607 kişi olacaktır. Kömür rezervlerine dayalı kurulacak santrallerin yaratacağı en çok 1/4'ü kadar istihdam kazandırabilecektir.

3. Kömür rezervlerine dayalı santrallara yapılan yatırımın pazar durumu

Linyit ve asfaltit rezervlerimize dayalı inşa edilebilecek **16.875 MW'lık** santrallerin, 1kWh'nin ortalama net yakıt maliyeti 0,048 TL/kWh olduğu hesaplanmıştır (Tablo 2.17). Bir kWh maliyetinin %60'ı net yakıt maliyeti olduğu kabul edilirse, bu santrallerin üreteceği elektriğin 1 kWh'in ortalama maliyetinin en çok 0,08 TL/kWh olur. Taşkömürü rezervlerimize dayalı santrallerin 1kWh ortalama net yakıt maliyeti 0,09 TL/kWh, üreteceği elektriğin maliyet ortalamasının ise 0,14 TL/kWh olacağı görülmektedir. Ekim 2013 yılı sonu itibariyle termik santrallerin

Piyasada oluşan havuza elektrik satış fiyatları; 0,14 - 0,15 TL/kWh arasındadır. Mevcut fiyatın %40 kadar daha düşük fiyatlı elektrikle, piyasaya göre önemli oranda ucuz üretim yapılacağı görülmektedir. Bu nedenle kömür rezervlerine dayalı kurulacak santrallarda tam kapasitede üretim yapılsa dahi, pazar payı bulma sorunu olmayacaktır (Tablo 2.18).

Tablo2.18. Yapılacak Santrallerin Olası Elektrik Maliyetleri

SANTRALLAR	YAKIT MALİYETİ TL/kWh	ELEKTRİK MALİYETİ TL/kWh
Elbistan*	0,03	0,05
Ort. Linyit*	0,048	0,08
İthal Kömür	0,06	0,1
Doğalgaz	0,144	0,151
Nükleer	-	0,225

* özelleştirilme bedelinin eklenmesiyle, maliyetler artacaktır.

4. Yerli Sanayinin Gelişmesine Olacak Katkısı

Kömür rezervlerine dayalı santrallerin gerçekleştirilmesi kararı, en küçük malzemeden santral inşasına kadar sanayinin gelişmesini sağlayacaktır. Ayrıca bu gelişmeye devletin ciddi teşvikleri de sağlanırsa, gelişmenin boyutu ve niteliği gelişmiş ülkeler seviyesine ulaşabilir. Ülkemizdeki kömürlerin özelliklerine uygun termik verimi yüksek santrallerin yapılabilmesi için pilot seviyede yerli teknolojilerin geliştirilmesi için devlet ve özel sektör tarafından kurulacak AR-GE bölümlerinde başarılı mühendislerin çalışmasını özendirerek ücret ve çalışma koşulları sağlanmalıdır. Ülke sanayisinin gelişmesini ve katma değer artırılması amacıyla santral ve kömür madenciliğinde kullanılan iş makinelerinde yerli üretimi özendirici teşvikler verilmelidir. Ayrıca bu tür iş makinelerine ülkedeki diğer sektörlerin de her zaman gereksinimi olacaktır.

5. Enerji Güvenliği ve Doğal Gaz Santrallerinin Payının %30 Düzeyine İndirilmesi Hedefinin Sağlanması

Birincil enerjide, dışa bağımlılığımız 2012 yılında, %72,4 olurken elektrikte ise geçen yıl olduğu gibi %56 civarında dışa bağımlı olunmuştur. Elektriğin %44 oranında doğal gaz santralleriyle %12'si de ithal kömürle olmuştur. Dünyadaki gelişmeler ve yakın coğrafyamızla ilgili senaryoların son derece olumsuzluklara gebe olması, enerjide dışa bağımlılığımızın mümkün olduğu kadar çabuk azaltılmasını gerektirmektedir. Bu anlamda ulusal kömürlerimize dayalı üretilebilecek en az 100 milyar kWh elektriğin, devreye girmesi halinde, 2023 deki elektrik talebinin 450 milyar kWh civarında olacağı öngörüsüne göre %22 oranında bağımlılığımızı azaltacak etkisi olacaktır. Böylelikle strateji belgesinde belirtilen elektrik üretiminde doğal gaz santralleri payının 2023 yılında %30 düzeyine indirilmesi hedefinin gerçekleşmesi de mümkün olabilir.

2.2.10. Rodövans İhaleleri, Özelleştirmeler, Anlaşmalar

2005 yılından sonraki dönemde üç şekilde özelleştirilme yapılmaktadır.

- I. Kömür sahasının kWh karşılığı rödövansa verilmesi,
- II. Özelleştirme İdaresi Başkanlığı'nca Santral ve kömür sahalarının özel sektöre devredilmesi,
- III. Hükümetler arası anlaşma ile yapılacak ortak yatırımlar

1.TKİ Tarafından Yapılan Santral Kurma Şartlı Rödövans İhaleleri

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

1)TEKİRDAĞ-Saray: Ortalama 1750 kcal/kg.lık 130 milyon ton toplam kömür rezervi bulunan saha için termik santral kurulması şartı ile çıkmış olan rödövans ihalesi 2006 yılında gerçekleşmiş olup, 2.250.000.000 kwh/yıl asgari enerji üretim taahhüdü, 1 kr/kwh birim fiyatla ihale edilmiştir. T.C. Çevre ve Orman Bakanlığı Çevresel Etki Değerlendirmesi ve Planlama Müdürlüğü'nce "*1/100.000 ölçekli Trakya alt Bölgesi Ergene Havzası Revizyon Çevre Düzen Planında, çevresel kirliliği yüksek olan ve çevresel tahribe neden olan sanayi türleri ve kullanımların kesinlikle yer almayacağı, ayrıca söz konusu başlıklar içinde kömüre dayalı termik santrallerin de bu planlama alanı sınırları dahilinde kesinlikle yer alamayacağının*" açıkça belirtilmesi, buna karşı yapılan TKİ Kurumunun itirazının da kabul edilmemesi nedeni ile sözleşme tasfiye edilmiştir.

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

2012 yılında Davutlar Sahası'na Harmanalan Sahası'nın da eklenmesi ile her iki sahadaki toplam 52 milyon ton rezervin değerlendirilmesi amacıyla asgari 270 MW lık bir santral kurulması şartı ile ihaleye çıkmıştır. Rödövans ihalesi 01.11.2012 tarihinde gerçekleşmiş olup, 5,61 kr/kwh birim fiyat teklif eden firma ile TKİ arasında 21.11.2012 tarihinde sözleşme imzalanmıştır. **İlk İhaleye göre yapılacak santral yerinin değişeceği öngörülen bu ihaleyle ilgili firmanın araştırmaları devam etmektedir.**

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

hassasiyetinden kaynaklanan çekincelerden dolayı sahadaki rezervin atıl olarak kalmasını önlemek amacı ile, değişik alternatifler üzerinde çalışılmaktadır. 30.05.2013 tarihinde asgari 150 MW lık bir santral kurma şartı ile tekrarlanan ihaleyi 3,2 kr/kwh teklif fiyatı ile ihaleyi kazanan firma sözleşme imzalamadığı için teminatı irad kaydedilerek, ihalede 1,53kr/kwh fiyat teklif eden ikinci firma ile 15.08.2013 tarihinde sözleşme imzalanmıştır.

4)BOLU-Göynük: Ortalama 2450 kcal/kg.lık 38 milyon ton kömür rezervi bulunan saha için termik santral kurulması şartı ile çıkılmış olan rödövars ihalesi 09.03.2006 tarihinde gerçekleşmiş olup, 1.600.000.000 kwh/yıl asgari enerji üretim taahhüdü, 1,62 kr/kwh rödövars birim fiyatla ihale edilmiştir. Firmanın çalışmaları devam etmekte olup, inşaat ve montaj çalışmaları hızlı bir şekilde devam etmektedir. Haziran 2013 itibariyle, 2x135 MW kurulu gücündeki santral inşaatının üçte birinden fazlası gerçekleşmiş olup firma yetkililerince, 1.ünitenin devreye alınma tarihi Aralık 2014, 2. ünitenin devreye alınma tarihi ise Mart 2015 olarak hedeflendiği bildirilmiştir.

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

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

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

II. Özelleştirme İdaresi Başkanlığı'nca Santral Ve Kömür Sahalarının Özel Sektöre Devredilmesi,

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

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

III. Hükümetler Arası Anlaşma İle Yapılacak Ortak Yatırımlar

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

2.2.11. Kömür ve Asfaltit Rezervlerine Dayalı Santral Yatırımlarına Yapılan Teşvikler ve Beklentiler

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

1.Maddesinde; 15.06. 2012 tarihli Bakanlar Kurulunun yatırımlarda devlet yardımları yapılmasına ait kararın 17. maddesinin 1. fıkrasına aşağıdaki bent de eklenmiştir.

2."Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından düzenlenen geçerli bir maden işletme ruhsatı ve izni kapsamında 3213 sayılı Maden Kanununun 2. maddesinin 4-b grubunda yer alan madenlerin girdi olarak kullanıldığı elektrik üretimi yatırımları."

3.Buna göre; Turba, Linyit, Taşkömürü, kömüre bağlı metan gazı, Antrasit, Asfaltit, Bitümlü Şist, Bitümlü Şeyl, Kokolit ve Sapropel (Petrol Kanunu hükümleri mahfuz kalmak kaydıyla) madenlerin girdi olarak kullanıldığı elektrik üretimi yatırımları teşvik kapsamına alınmıştır.

2. Maddesinde Aynı Kararın 29. Maddesi aşağıdaki şekilde değiştirilmiştir.

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

Diğer taraftan; 19.6.2012 tarihinden itibaren yürürlüğe giren bu karar hükümlerini Ekonomi Bakanlığı yürütür, denilmektedir. Böylelikle, geçte olsa kömüre dayalı santral yatırımlarını olumsuz etkileyen doğalgaza dayalı santraller teşvik

kapsamından çıkarılırken, kömür ve asfaltit rezervleriyle birlikte yukarıda değinilen diğer yerel enerji hammaddelerine dayalı santrallerin inşasına aşağıdaki teşvikler getirilmektedir ("http://www.ekonomi.gov.tr/upload/0B0A191D-A1C1-4B96-7B250ED2E2D13027/Yeni_Tesvik_Sistemi.doc").

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

Tablo 2 19.Kömür Rezervlerine Dayalı Santrallara Yatırım Teşviki

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

Kaynak; Ekonomi Bakanlığı 2012, * Organize Sanayi Bölgesi,

Yukarıdaki tabloda değinilen hususların açıklamaları aşağıdadır.

Destek Unsurları

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

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

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

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

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

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

Faiz Desteği: Faiz Desteği, teşvik belgesi kapsamında kullanılan en az bir yıl vadeli yatırım kredileri için sağlanan bir finansman desteği olup, teşvik belgesinde kayıtlı sabit yatırım

tutarının %70'ine kadar kullanılan krediye ilişkin ödenecek faizin veya kâr payının belli bir kısmının Bakanlıkça karşılanmasıdır.

Yatırım Yeri Tahsis: Teşvik Belgesi düzenlenmiş yatırımlar için Maliye Bakanlığı'nca belirlenen usul ve esaslar çerçevesinde yatırım yeri tahsis edilmesidir.

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

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

2.2.12. Sonuç Ve Çözüm Önerileri

Almanya Doğal Kaynaklar ve Yer Bilimleri Federal Enstitüsü (BGR) 'nin yaptığı çalışma da Dünyada mevcut 1 milyar ton kömür rezervlerinin yaklaşık 17 katı yani 17,2 trilyon ton kaynak niteliğinde taşkömürü varlığı bulunmaktadır. Ayrıca, yine kaynak olarak 4,2 trilyon ton alt bitümlü kömür ve linyit kaynağı bulunmaktadır. Bütün bu kömür varlıklarının en büyük bölümü Kuzey Amerika'da, diğer bölümleri ise Kuzey Asya ve Avustralya- Güney Asya kıtalarında bulunmaktadır. 15 milyar ton üzerindeki toplam kömür varlığıyla Türkiye'nin bu anlamda zengin kömür rezervleri olduğu söylenemez. Ancak son yıllarda linyit varlığında yaklaşık 5 milyar ton artış olmuştur. Gelişmiş ülkelerdeki araştırma şekli ile rezervlerin daha da artması beklenebilir.

Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığı, son yirmi iki yılda %20 daha artmıştır. Birincil enerji arzında dışa bağımlılık 1990 da %52 düzeyinde iken, 2000 yılında % 67, 2007 yılında %74,5, 2012 yılında ise %72,4 olmuştur. Enerji ithalatı 20012 yılı sonu itibariyle 60 milyar dolara ulaşarak, ithalat - ihracat farkının artmasına neden olmaktadır. Bu güne kadar yerli kaynaklara öncelik verilmesi konusunda planlar yapılmışsa da, en iddialı hedef 2009 yılında ortaya konulmuştur. Yüksek Planlama Kurulu'nun 18.05.2009 tarih ve 2009/11 sayılı kararı ile "Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi" kabul edilmiştir. Bu kararla; bilinen linyit ve taşkömürü kaynaklarının 2023'e kadar tamamının elektrik üretimi amacıyla değerlendirilmesi ve elektrik enerjisi üretiminde ithal doğal gaz tüketiminin %30'un altına indirilmesi öngörülmektedir. Ancak son dört yıldaki yapılanlar irdelendiğinde öngörülen hedeflere ulaşılmasının zor olacağı ve kaybedilecek zamanın kalmadığı görülmektedir.

Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığı giderek artarken, enerji arz güvenilirliğinin sağlanması için en önemli seçenek olarak, ulusal kömürlerinin bir an önce değerlendirilmesi görülmektedir. Kömür rezervlerine dayalı elektrik üretimlerinde, ithal kaynaklara dayalı santrallerle karşılaştırıldığında, 4 ile 16 kat kadar daha fazla doğrudan istihdam sağlandığı görülür. Kömür rezervlerine dayalı santraller, devreye girdiği takdirde, yılda üretilen 100 milyar kWh elektrik, 2023 yılı talep senaryolarına göre toplam talebin yaklaşık %22'si karşılanabilecektir. Elektrikte dışa bağımlılık, 2023 yılı itibariyle %22 oranında azalabilecek olup, strateji belgesinde belirtilen elektrikte doğal gaz santrallerinin payı % 30 düzeyine indirilmesi hedefi de büyük ölçüde gerçekleştirilebilir.

Yüksek çevre duyarlı, yüksek verimli santrallerin yapılması sağlanmalıdır. 2011 yılında, Türkiye, Dünya kömüre dayalı elektrik üretiminin, %0,7'sini üretmiştir. Bu değer, kömür rezervlerinin değerlendirilmesiyle, Dünyada iklim değişikliği açısından dikkate alınacak bir etkinin olamayacağını göstermektedir.

Diğer taraftan, enerji politikalarının başarılı olabilmesi için gerçekleştirmelerin doğru bilinmesi, fazla sapma göstermeyen talep tahminleri ve bunlara göre yapılan planlamaların önemi tartışılmaz. Enerjiyle ilgili gerçekleştirme değerleri ise yıllık Genel Enerji Denge Tablolarında verilmektedir. Bu nedenle, tablolardaki enerji bilgilerinin, doğru yansıtılması hususunda tüm kuruluşlar duyarlı olmalıdır.

Kaynaklar

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



3. PETROL VE DOĞALGAZ

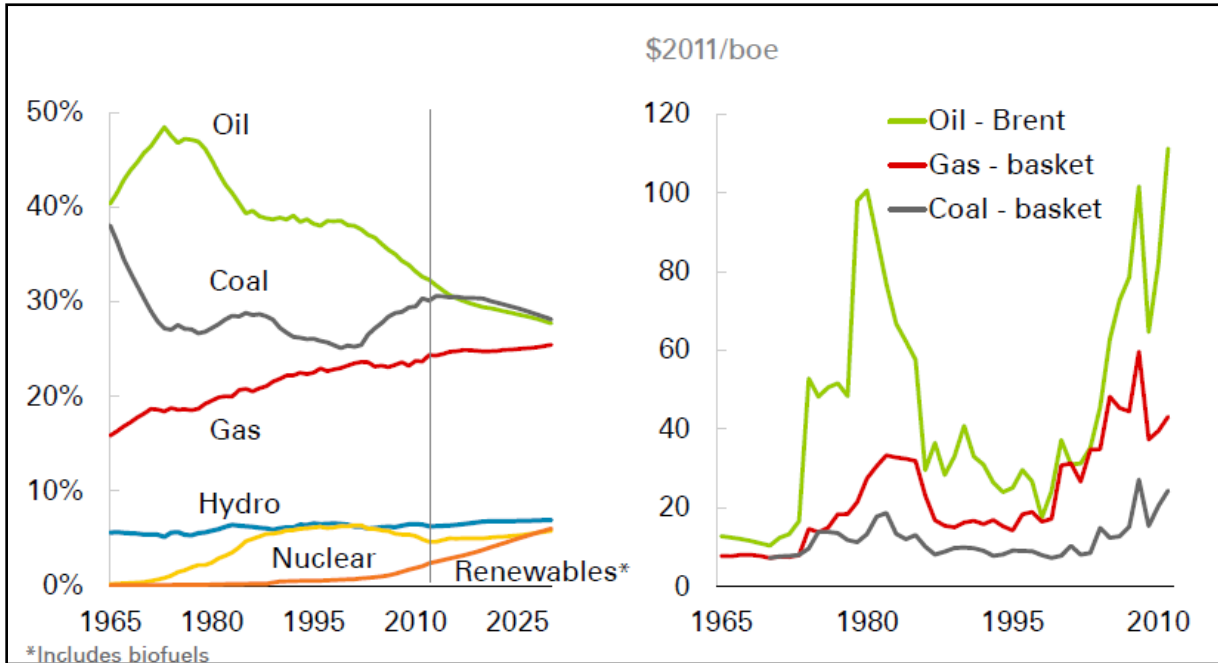
3. PETROL VE DOĞALGAZ

Cüneyt Şapcıoğlu*

3.1. Petrol

3.1.1. Giriş

Petrol, 2010 yılı dünya enerji tüketimindeki %32'lik payı ile dünya çapında enerji dengesinde önemli bir role sahip enerji ham maddesidir. Dünyanın tükettiği toplam enerji miktarı son 20 yılda %50 den fazla artmış olmasına rağmen, petrolün pay oranı çok az değişim göstermiştir (1993 yılında bu oran %37 idi). Son 10 yıllık dönemde bu eğilimi etkileyen en önemli faktör, ekonomisi çıkışta olan ülkelerdir.



Şekil 3.1. "Dünya Birincil Enerji Kaynaklarının Payları" ve "Enerji Fiyatları"
(Kaynak: BP Energy Outlook 2013)

1970'lerde ve 1980'lerde yaşanan petrol krizleri petrol istasyonlarının önünde uzun kuyrukların meydana gelmesine ve petrol fiyatının fırlayıp gitmesine yol açmıştı. Bu dönemleri takip eden yıllarda, özellikle geçen 20 yıllık dönemde, fosil yakıt rezervlerinin hızla azalmakta olması kaçınılmaz olan Zirve Petrolü (Peak Oil) durumuyla ilgili soruları sık sık gündeme getirmiştir. Bu tartışmalar artık petrol üretiminde zirvenin yakalandığı ve gelecek bir kaç on yıllık dönemde dünyanın petROLSÜZ kalacağı beklentilerini esas alıyordu. İçinde bulunduğumuz dönemde zirve petrolü konusu artık gündemden düşmüştür. Çünkü dünyanın petrol rezervleri 20 yıl öncesine kıyasla %60 daha fazla bir büyüklüğe erişmiş durumdadır. Bununla orantılı olarak da petrol üretimi %25 oranında artmıştır. Ancak, petrol bir gün tükenen bir kaynak olduğu için gelecekte bu konu tekrar gündeme gelecektir.

BP Statistical Review'da değinilen hâlihazırdaki dünya petrol rezervi tahmini 1650 milyar varildir. Dünya'nın günlük petrol tüketimi ise 1991'de 66 milyon varil seviyesindeyken, %32 artarak, 2011'de 88 milyon varile erişmiştir.

Aynı dönemde rezervler ise %60 oranında artmıştır. Burada 620 milyar varillik bir kazanç söz konusudur. Aynı dönemdeki tüketimin 595 milyar varil olduğu dikkate alınırsa, 1991'den beri yapılan yeni keşifler ve ek tespitlerle rezervler 1210 milyar varile ulaşmıştır. Bu büyük bir rakamdır ve rezervlerin üretime olan oranının neden 44 yıldan 56 yıla artığını açıklar.

Bu 20 yıllık dönemde, Avrupa hariç dünyanın tüm bölgelerinde petrol rezervleri artmıştır. Güney Amerika'da (%19,7), Afrika'da (%8), CIS'de (%7,7) kaydedilen artışlar en önemli olanlarıdır. Venezuela çok ağır graviteli petrol rezervlerini envanterine katarak rezervlerini 3'e katlamıştır. Diğer iki bölge ise rezervlerini iki katına çıkarmıştır. Kuzey Amerika rezervlerini %77 (toplamın %13,2'si), Orta Doğu %20 (toplamın %48,1'i) ve Asya %12 artırmıştır (toplamın %2,5'i). Avrupa %21'lik düşüş gösteren (toplamın %0,9'u) tek bölgedir. Güney Amerika'nın toplam rezervlere olan katkısı %7 den %20'ye çıkmış ve orta doğunun petroldeki etkisini azaltmıştır. Orta Doğu dünya rezervlerinin yarısına yakınına sahiptir. 1990'da bu oranın %64 olduğu düşünülürse geçen zaman içinde önemli bir düşüş kaydedilmiştir.

2000-2009 yılları arasında petrol kaynakları kararlı bir şekilde artış göstermiştir. Bu artışın hemen hemen yarısı Kanada'nın petrol kumlarının yeniden sınıflamaya tabi tutulmasından ve İran, Venezuela ve Katar gibi önemli OPEC ülkelerinin kaynaklarının yeniden değerlendirilmeye tabi tutulmasından kaynaklanmıştır. 2010 yılındaki ölçümlere kıyasla ispatlanmış petrol rezervleri %37 oranında artmıştır. Üretimdeki artış ise %1 seviyesindedir.

Petrol şeyli, petrol kumu, ekstra ağır petrol ve doğal bitümen gibi alışılmadık dışındaki petrol kaynakları da hesaba katıldığında, dünya petrol rezervleri şimdiki durumundan 4 kat daha fazla olacaktır. Geniş ölçekli kullanım imkânlarını dikkate aldığımızda petrol hala birincil enerji kaynağı olma durumunu devam ettirmektedir. Ancak ana kullanım alanı nakliye ve petrokimya sektörüne doğru kaymaktadır. Petrolün gelecekte enerji olarak kullanımındaki yerini doğal gaz gibi diğer yakıtların alması muhtemel görülmektedir. Doğal gaz bu konuda şimdiden petrolü zorlamaya başlamıştır.

Tablo 3.1. Petrol rezervi bakımından önde gelen 5 ülke (KAYNAK: World Energy Council)

Country	Reserves (Mt)		Production (Mt)		R/P years
	2011	1993	2011	1993	
Venezuela	40 450	9 842	155	129	> 100
Saudi Arabia	36 500	35 620	526	422	69
Canada	23 598	758	170	91	> 100
Iran	21 359	12 700	222	171	96
Iraq	19 300	13 417	134	29	> 100
Rest of World	82 247	68 339	2 766	2 338	30
Global total	223 454	140 676	3 973	3 179	56

Öte yandan, petrol piyasasını etkileyen ve önemli bir duyarlılık parametresi olan, OPEC üyesi ülkelerin baskın rolü çok az değişmiştir. Bu ülkeler hala dünya rezervlerinin %70'den fazlasını ellerinde tutmaktadır.

Petrol artık belli bir olgunluğa erişmiş bir sanayi koludur ve bu pazardaki oyunculara ciddi ekonomik getiriler sağlamaktadır. Bu gelirler ve petrol kaynaklarının sahibi olan ülkelerin çıkarları arasındaki denge hassas bir konudur. Politik nedenlerden dolayı bir kaç ülke uluslararası şirketlere kendi topraklarında faaliyet imkânı tanımamaktadır.

Kara taşıması ve petrokimya sektöründeki kullanımının vazgeçilemeyecek durumda olması, dünya ticaretinde önemli bir yere sahip bir madde olması, petrolden elde edilen yakıtların nakliyesinin kolay olması ve esneklik arz etmesi petrolün önemli avantajları arasındadır. Bunun yanı sıra fiyatının oldukça oynak olması, önemli rezervleri elinde tutan ülkelerde jeopolitik gerilimlerin meydana gelmesi ve petrol pazarına OPEC ülkeleri ile büyük ulusal petrol şirketlerinin hâkim olması da önemli dezavantajlardır.

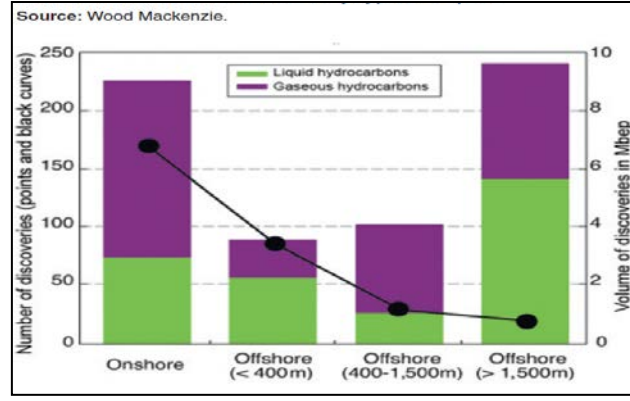
3.1.2. Petrolle İlgili Teknik ve Ekonomik Hususlar

A. Derin ve Aşırı derin deniz alanlarındaki büyüme

Geçen 20 yıllık dönemde petrol endüstrisinde kullanılan en önemli jeofiziksel yöntem olan sismik prospeksiyon yöntemlerinde, jeolojik bilgi seviyesinde, sedimanter basen modellemesi (basenin jeolojik ve petrol bakış açısından geçmişinin yeniden oluşturulması) ve üretim teknolojilerinde kaydedilen gelişmeler petrol aramacılığının çerçevesini çok genişletmiştir. Deniz alanlarında yer alan basenler hakkında tamamen jeofiziksel yöntemlerle (gravite-manyetik ve sismik) edinilen bilgiler ve geçen 50 yılda denizel arama ve üretim tekniklerinde kaydedilen sürekli gelişmeler daha derinlerdeki petrol rezervlerinin keşfedilmesine yol açmış ve petrol ve gaz alanında yeni güçlerin doğmasına katkıda bulunmuştur. Jeolojik yönden birbiriyle benzeşen Güney Amerika'nın doğu sahilleriyle Batı Afrika sahilleri önemli oyun alanları haline gelmiştir.

Batı Afrika'da, 1990'lardan bu yana, Nijerya'nın petrol rezervleri 17 milyar varil, Angola'nın petrol rezervleri ise 12 milyar varil artmıştır. Son birkaç yılda, Brezilya'nın karmaşık jeolojik yapıya sahip deniz alanlarında ve artan su derinliklerinde yapılan keşifler önemlidir. Özellikle, 2006 yılında, 2000 m'den fazla su derinliği ve 5000 m'den fazla sediman kalınlığının altında keşfedilen Tupi Sahası ile daha sonra keşfedilen Carioca Sahası bu tür keşiflere iki önemli örnektir. Her iki sahanın rezervi birkaç milyar varil petrol eşdeğeridir.

Son zamanlarda, derin ve aşırı derin deniz alanlarının dünya petrol rezervlerine olan katkısı daha fazla önem arz etmektedir. 2011 yılında, 1500 metreyi aşan su derinliklerinde yapılan 22 keşif, hacimsel olarak, aynı yılda yapılan tüm hidrokarbon keşiflerinin 2/3'ü dür. (Şekil-2)



Şekil 3.2. Depozit tipine göre 2011 keşiflerinin dökümü (Kaynak: World Energy Council)

B. Alışılmadık (unconventional) hidrokarbonların artan önemdeki katkısı

Alışılmadık (unconventional) petrol ve gazları kapsayan kesin bir tanım olmamakla birlikte, bu terim genellikle çıkarılması yani üretilmesi zor olan tüm hidrokarbonları kapsamaktadır. Bunun nedeni, bu tür hidrokarbonların ya permeabilitesi çok düşük katmanların içinde bulunmaları ya da doğaları gereği üretilmelerinin zor olmasıdır. Bunlardan sıvı halde olanlara örnek olarak, ağır ve ekstra ağır petroler, ziftli kumlar (tar sands), şeyl petroleri (shale oils) ve ziftli şeyller (tar shales); doğal gaz halindekilere örnek olarak ise, kesif hazne kayalardaki sıkışmış gazlar (tight gas), kömür yatağı metan gazı (coalbed methane gas), şeyl gazı (shale gas) ve metan hidratları (methane hydrates) sayılabilir.

Geçen 20 yıllık dönemde, alışılmadık (unconventional) petrollerdeki büyüme dünya rezervlerindeki artışın önemli bir bölümünün nedenidir.

Kanada'nın ziftli kumlarının işlenmesinin (rezervlerin 169 milyar varili) ve Venezuela'daki ağır ve çok ağır graviteli ham petrolün (220 milyar varil) bu iki ülkedeki mevcut rezervlere çok önemli bir katkı sağlamıştır. Rezervler 1990'ların başından bu yana 4 kat artmıştır. 296 milyar varillik petrol rezervi ile Venezuela, petrol rezervleri bakımından, şu anda dünya lideridir ve Suudi Arabistan'ın (265 milyar varil) önüne geçmiştir. Kanada, toplam 175 milyar varillik rezervi ile Irak (143 milyar varil) ve İran'ı (151 milyar varil) geride bırakmıştır.

Yakın zamanlarda, ABD'de rezervuarlarda sıkışmış halde bulunan hafif petrolerin geliştirilmesi değişimin bir diğer unsurudur. Kaynak kaya petrolerindeki ve şeyl gazı ile bağlantılı sıvı hidrokarbonlardaki büyüme sıvı hidrokarbonların mevcut durumunu değiştirmiş ve 1980 lerin ortalarında başlayan aşağı yönlü eğilimi tersine çevirmiştir. 1985 de 11 milyon varil-gün olan üretim, 2005 de 7 milyon varil-gün civarına düşmüş, şimdilerde ise yaklaşık 9 milyon varil-gün'e çıkmıştır.

C. Alışılmadık Hidrokarbonların Petrol Fiyatına Önemli Etkisi

Geçen 10 yıllık sürede Kanada ve Venezuela'daki ağır petrolerin üretim seviyelerindeki artışın 2005 den bu yana petrol fiyatı trendleri üzerinde önemli bir etkisi olmuştur. 1990'larda toplam petrol arzındaki payı %1 iken (0,4 milyon varil-gün), şimdiki payı %7 (3,6 milyon varil-gün)'dir. Bunun yarısı Kanada'nın ağır petrolüdür. Bu unconventional petrolerin maliyeti konvansiyonel olanlardan çok daha yüksektir.

Petrol fiyatı bu yeni gerçeğe oldukça agresif tepki vermiştir. 2011 yılı sabit dolar şartlarında, Brent tipi ham petrolün yıllık ortalama fiyatı 1986 (petrol fiyatının çöküş

yılı) ile 2003 yılı arasında, US\$24/varilden US\$40/varile yükselmiştir ki bu arz-talep dengesini sağlamak bakımından önemlidir. Ekonomisi çıkışta olan ülkelerin artan petrol talebi, o zaman için, alışılmadık (unconventional) petrolerin geliştirilmesi için yeni bir fiyat dengesini gerektiren ana faktördü. Sonuç olarak, petrol fiyatı 2004 yılında \$45/varilden 2006 yılında \$72/varile yükseldi ve 2008 yılında \$101/varile erişti. Petrol fiyatını 2009'da \$64/varil'e geri getiren küresel ekonomik krizin etkisi hariç tutulursa Brent tipi ham petrolün şimdilerdeki fiyatı \$100/varil'in üzerindedir.

Bu \$100/varilin üzerinde seyreden fiyatın Kuzey Afrika ve Orta Doğu'da sürmekte olan siyasal durumdan kaynaklanan bir jeopolitik bileşeni olduğu doğrudur. Fakat aynı zamanda unconventional petrolerin ve ağır petrolerin üretimiyle ilgili yüksek maliyetleri de yansıtmaktadır. Bu ek maliyet unsurları asgari petrol fiyatının \$80-90/varil arasında olabileceğini ifade etmektedir.

Uzun vadede, petrol fiyatında \$100 seviyesinin altında bir yeni denge durumu öngörülmektedir. Bu öngörünün temeli, şeyl petrolerinin giderek artan önemidir. Bu petrolerin ABD'deki üretim maliyetinin yaklaşık \$50/varil olacağı tahmin edilmektedir. Bu senaryo iki şarta dayanmaktadır: 1) petrol üreten hassas bölgelerdeki politik gerilimin azalması ve 2) Kanada'daki ağır petrolerin geliştirilmesinin yeniden gündeme alınması. Bu faktörler, hali hazırda, piyasada kıstas olacak asgari fiyatı belirlemektedirler. Konunun talep tarafı, özellikle nakliye sektörünün talebi, halen kesinleşmemiş bu senaryonun gelecekte, bir anda, gerçekleşmesiyle karşılaşabilir.

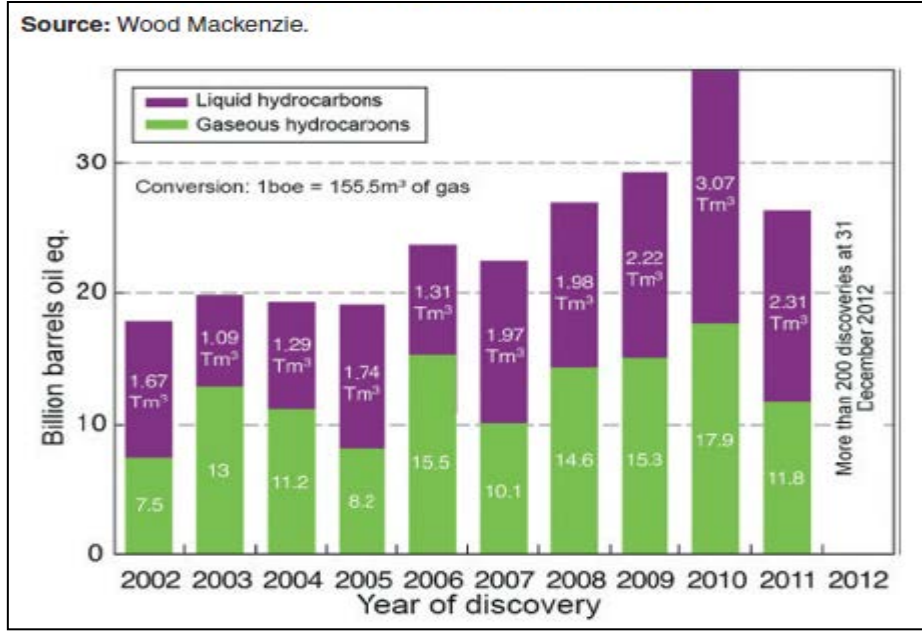
D. Geçen 10 Yılda Fiyatlardaki ve Yatırımdaki Artış

21. yüzyılın başlangıcından beri, yükselen ham petrol (Brent tipi ham petrol 2000 yılında \$28/varil'den 2011 yılında \$111/varil'e yükselmiştir) ve doğal gaz fiyatları daha önce ekonomik olmadığı düşünülen kaynakların ve aynı zamanda alışılmadık (unconventional) ve karmaşık yapılardaki hidrokarbonların geliştirilmesini mümkün kılmıştır. Brent tipi petrolün \$100/varil'in üzerinde seyreden fiyatının sürdürülebilir olması pahalı kaynakların \$50-80/varil aralığındaki geliştirme maliyetleriyle işletilmesini mümkün hale getirmiştir.

Petrol ve doğal gaz fiyatlarındaki artışa giderek artan arama yatırımları da uyum sağlamıştır. Arama yatırımları 2012'de yaklaşık \$80 milyar'a ulaşmıştır; bu 10 yıl önceki yatırım seviyesinin 4 katıdır.

Arama faaliyetindeki bu ivmelenme Akdeniz'de (Levant Baseni) ve Doğu Afrika'da (Rovuma Baseni) yeni petrol ve gaz üretilen bölgelerin yükselişine katkı yapmıştır.

2006-2011 yılları arasındaki dönemde konvansiyonel petrol keşifleri yıllık 14 milyar varildir; bu miktar aynı dönemdeki tüketimin %40'ıdır. Eski keşiflerin tekrarlanan yıllık rezerv değerlendirmeleri ve alışılmadık (unconventional) petrolerin geliştirilmesi bu miktarlara ek katkı sağlamıştır. Toplamda, dünya çapında petrol rezervleri yıllık %4'e yakın oranda artmıştır. Aynı dönemde yeni doğal gaz keşifleri dünya tüketiminin %65'idir.



Şekil 3.3. 2002 ve 2012 arasındaki tahmini yeni keşifler (Kaynak: World Energy Council)

3.1.3. Piyasa Trendleri

Orta vadede, görece yüksek petrol fiyatları trendinin muhtemelen devam edeceği tahmin edilmektedir. Çünkü bu petrol fiyatları trendi, üretim maliyeti yüksek kaynakların geliştirilmesini ve son yıllarda görülen arama ve üretim seviyelerinin sürdürülmesini mümkün kılmış ve sonuçta yeni rezervlerin devreye girmesine neden olmuştur.

Uzun vadede, petrol üretimi seviyesini koruma sorunu vardır. IEA senaryolarına göre, petrol tüketiminin yukarı yönlü olacağı, 2011 yılındaki 88 milyon varil/gün'lük tüketimin (32 milyar varil/yıl) 2035 yılında 93 milyon varil/gün (34 Milyar varil/yıl) seviyelerine geleceğini öngörmektedir. Toplam tüketim yaklaşık 820 milyar varil veya potansiyelin %14'ü kadar olacaktır. 2035 yılından sonra tüketimin sabit olacağını varsayarsak, toplam potansiyelin yarısını tüketmek 60 yıl alacaktır ki bu rakamlar temel alındığında, kısa vadede petrol üretiminde zirveye erişmek çok mümkün değildir.

Öte yandan, yıllık üretimin 25 milyar varillik kısmını teşkil eden konvansiyonel petroler gelecek 10-20 yıllık dönemde ciddi bir baskı altında olacaktır. Muhtemelen bu husus, eğer petrole olan talep, gelecek 20 yıllık dönemde devam ederse, petrol piyasasının ana sorunu olacaktır. Bu tedrici düşüşü dengeleyecek unsurlardan birisi alışılmadık (unconventional) ağır petrolerin ve şeyl petrolerinin üretilmesidir. Ancak bu husus teknolojik ve çevresel yönden ciddi bir zorluk arz etmektedir.

Tüketimdeki kesintisiz büyümeye rağmen, hidrokarbon rezervleri geçen 20 yılda artmaya devam etmiştir.

Kısa vadede, piyasada gerilim yaratabilecek riskler, teknik ve ekonomik açıdan erişilebilir rezervlerle ilişkili olmaktan ziyade, dünya rezervlerinin eşit olmayan dağılımıyla ilişkilidir. Günümüzde, alışılmadık hidrokarbonların geliştirilmesi ve üretimi, ABD örneğinde olduğu gibi, mevcut durumu değiştirmekte ve bağımlılığı azaltmaktadır.

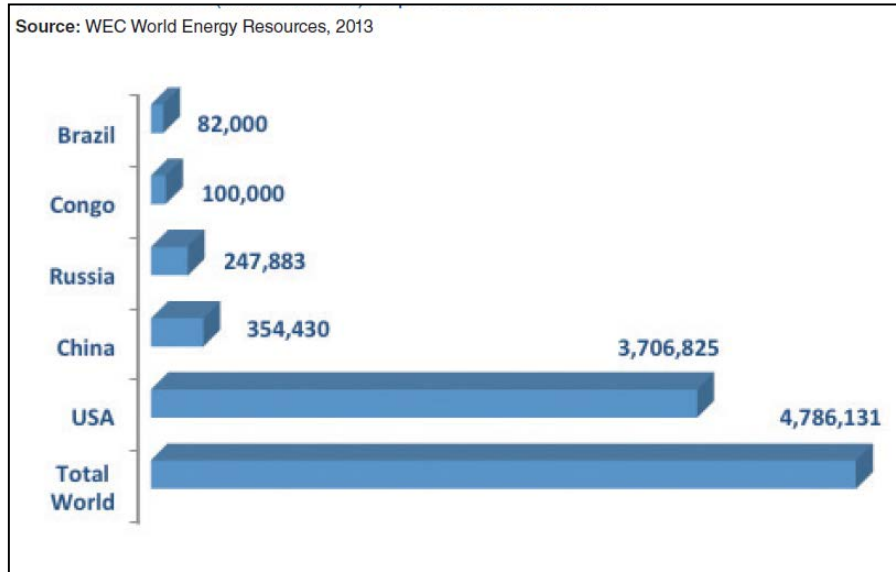
Uzun vadede, halen OECD ülkelerinde görülen petrol tüketimindeki yavaşlama, nakliye sektörü odaklı enerji verimliliği tedbirlerini devreye sokmuş olup talepte bir plato seviyesi oluşturabilir. Bu durumda “Zirve Petrolünden” (Peak Oil) ziyade “Zirve Talebi” (Peak Demand) söz konusu olacaktır.

3.1.4.Şeyl Petrolü

Dünyada petrole olan talep artarken, petrolde rezervlerin üretime oranı yaklaşık 40 yıl boyunca aynı seviyede kalmıştır. Geçmiş 30 yıllık dönemdeki yeni keşifler ve geliştirilen daha verimli teknolojiler sayesinde daha yüksek petrol kurtarım oranlarına ulaşılmış, yani üretilebilir petrol miktarları artmıştır. Büyük alışılmadık (unconventional) petrol kaynaklarının mevcudiyeti daha uzun yıllar boyunca petrolün kullanımda olacağını garanti altına almaktadır.

Değişen dünya petrol görünümüne baktığımızda, ABD petrolde bir süper güç olarak çıkmıştır. En fazla petrol tüketen ulus olmasına ek olarak, Suudi Arabistan’dan sonra dünyanın 2. Büyük ham petrol üreticisidir ve sahip olduğu petrol şeyli rezervleri dünya toplamının yaklaşık %75’idir.

Son zamanlarda ABD’de şeyl gazı konusunda elde edilen başarı Kuzey Amerika’yı gaz ithal eden en büyük bölge olmaktan çıkarıp potansiyel net ihracatçı konumuna getirmiştir. Bu durum, teknolojik gelişmelerin piyasayı nasıl alt-üst ettiğinin güzel bir örneğidir.



Şekil 3.4 2011 de en üst sırada yer alan 5 ülkenin Petrol Şeyli kaynakları (milyon varil)

Petrol şeylleri (oil shales) nispeten çok miktarda organik madde (kerojen) içeriğine sahip çok ince taneli çökel kayalardır ve bunlardan önemli miktarda şeyl petrolü ve yanıcı gaz üretilebilir.

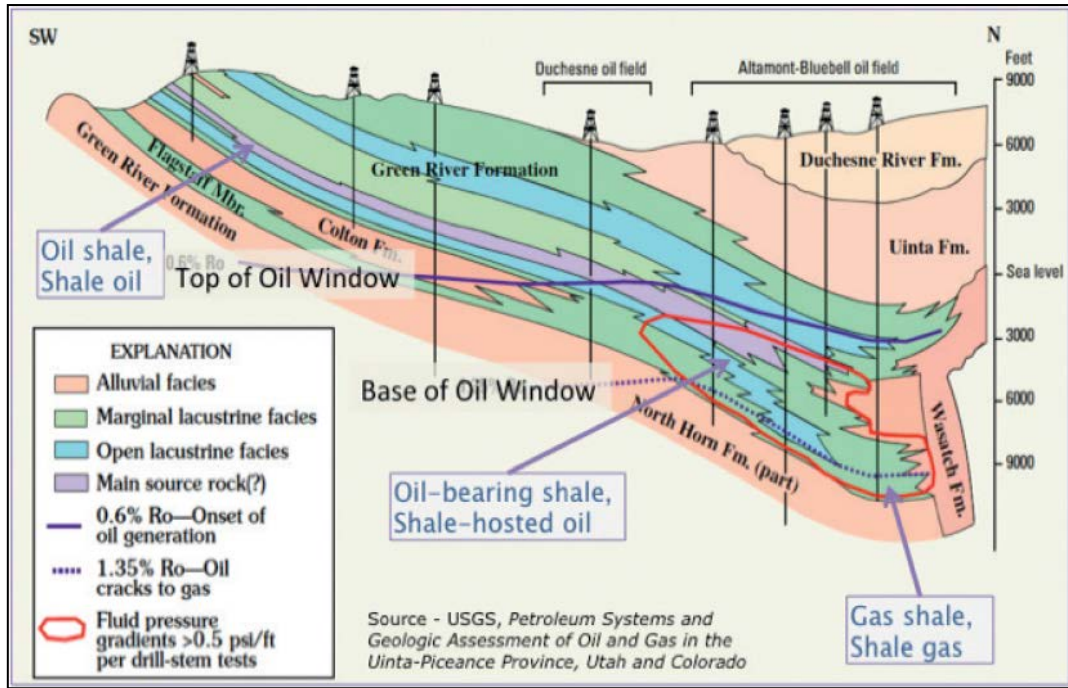
Petrol şeyli, doğrudan doğruya yakılarak, elektrik üretiminden çeşitli petrokimyasal maddelerin üretimine kadar çeşitli şekillerde kullanılabilir. Ayrıca bilinen ham petrolün yerine de doğrudan kullanılabilir. Bu nedenle gelecek yıllarda hızla büyüyen talep ve yüksek fiyatlar şeyl petrolüne olan talebi artıracaktır. Bazı tahminlere göre, 2030 yılına kadar, unconventional petrol kullanımındaki büyümenin 1/3’den fazlasını şeyl petrolü teşkil edecektir.

Dünya Enerji Konseyi'nin Dünya Enerji Kaynakları araştırmasına göre, ispatlanmış petrol rezervleri 1987-2007 arasında %17, gaz rezervleri ise %38 artmıştır.

Şekil 3.5'de ABD'nin Utah'daki Uinta Baseninin şematik kesiti görünmektedir. Burada, petrol ve gaz türeten kesimlerin yaklaşık derinlikleri ve sığ seviyelerde petrol şeyli formunda olan Green River formasyonun kesitini göstermektedir. Utah petrolünün yarısı petrol penceresinde kalan bu kesimden üretilmektedir. Daha derin seviyelerde ise formasyonun bir gaz şeyli formunda olduğu düşünülebilir.

Petrol şeyli ile ilgili olarak insanların ilk duyduğu şeylerden birisi bunun bir yanlış isimlendirme olduğudur. Çünkü kayanın içinde petrol yoktur. Petrol şeyli terimi kayaç için kullanılırken şeyl petrolü bu kayaçtan elde edilen ürünü ifade etmektedir. Bu iki terim, yüzeyde veya derinlerde, ısıtıldığında sadece kendinin petrol ürününü veren ince taneli organik maddece zengin kayalar için kullanılmaktadır.

Barnett ve Marcellus formasyonları gibi gaz şeyli formasyonlarından şeyl gazının çıkarılmasıyla farklı bir alışılmadık (unconventional) kaynak ve onu barındıran kayaç için bir diğer terim çifti yaratılmıştır.



Şekil 3.5. Petrol şeyli, petrol içeren şeyl ve gaz şeyli ilişkisini ve bunlardan türetilen hidrokarbon kaynaklarını gösteren şematik kesit

Petrol şeyli geliştirme projelerinin sermaye gereksiniminin çok yüksek olmasından ve bu projelerin altyapı ve tesislerinin çok karmaşık olmasından dolayı, arz güvenliği kaynaklı talepler ya da ekonomik durumu gerektirene kadar petrol şeyli geliştirme projelerinde ilerleme kaydedilmeyebilir.

Estonya, Brezilya, Çin ve Avustralya konuyla yakından ilgilenen ülkelerdir. Özellikle Çin, halen petrol şeyllerinden üretim yapan en büyük üreticidir ve bu konuda dikkate değer adımlar atmaktadır. Çin'in şeyl petrolü kaynakları çoktur. Ülkenin tavan yapmış enerji ihtiyacını karşılayamasa bile önemli katkılar sağlayacaktır.

Şeyl petrolü kaynaklarını geliştirme konusunda halen aktif olan ülkeler İsrail, Ürdün, Fas ve Moğolistan'dır.

Petrol şeyli yatakları hakkındaki bilgiler olgunlaşmamış durumda olmasına rağmen bu konudaki potansiyel oldukça yüksektir. Hâlihazırdaki dünya rezerv tahmini kabaca 4,8 trilyon varildir. Bu mevcut petrol rezervlerinin (1,3 trilyon varil) 4 katıdır. Ancak ekonomik olarak üretilebilecek rezervler bu rakamın çok altındadır.

Petrol şeyli yataklarının dağılımı oldukça geniş bir alanı kaplar. 40'a yakın ülkede 300 yatak mevcuttur. Bunun %77'si ABD'dedir. ABD'yi Brezilya ve Rusya takip etmektedir.

Halen petrol şeyli faaliyetleri Brezilya, Çin, Estonya, Almanya, İsrail, Rusya ve Birleşik Krallık dâhil bir kaç ülkede yoğunlaşmıştır. Bu ülkeler birlikte, 1963-1992 arasında, yılda 30 milyon ton şeyl petrolü üretmişlerdir. 1981 yılında ulaşılan zirveden sonra yıllık üretim 15 milyon tona düşmüştür. Her ülke kendine özgü nedenlerden ötürü bu konudaki faaliyetlerine devam etmişlerdir.

Bilinen ham petrolü üretmek şeyl petrolünü üretmekten daha ucuzdur. Halen, Brezilya, Çin, Estonya, Almanya ve İsrail'deki birkaç sahada üretim yapılmaktadır. Kullanılan teknoloji, petrol şeylinin özellikleri, kaynağın bulunduğu yer, hukuki ve mali düzenlemeler ve nihai ürün üretim maliyetlerini etkileyen faktörlerdir. Ortalama üretim maliyeti varil başına \$70-100 arasındadır. Halen piyasa fiyatlarının \$95/varil civarında dalgalandığı dikkate alınırsa şeyl petrolü konvansiyonel petrol ile rekabet edebilecek durumdadır.

Birçok sanayi sürecinde olduğu gibi, şeyl petrolünün üretiminde de bazı çevresel zorluklar söz konusudur. Uygulanan teknolojiler, bulunulan bölgedeki yeraltı suyuna zarar verebilir. Şeyl petrolüyle ilgili üretim sürecinde çok miktarda suya ihtiyaç vardır.

Yeni teknolojilerin teknik yönden yapılabilir, çevresel yönden kabul edilebilir ve ekonomik yönden uygun olması gerekmektedir. Bugün de bu hususlar şeyl petrolünün başarılı olmasında rol oynayan başlıca faktörlerdir.

Hidrolik çatlatma sadece gaz üretiminde değil petrol üretiminde de çok kullanılır ve daha karlı bir yöntemdir. Arazinin kullanımı, yeraltı sularının kirlenmesi ve CO₂ emisyonları başlıca kamusal endişelerdir. Özellikle Avrupa ülkelerinde bu yönde tepkiler çoğalmakta ve hükümetler bazı teknolojik uygulamalara izin vermemektedir.

İşin ekonomik sonuçları ülkeden ülkeye değişim göstermektedir. ABD'deki çatlatma teknolojisi ABD'deki petrol fiyatlarının Avrupa pazarlarından ayrışmasına yol açmıştır. West Texas Intermediate (WTI) tipi ham petrolü Brent tipi ham petrolden varil başına \$13 daha ucuzdur. ABD'deki şeyl gazındaki üretim artışı doğal gaz fiyatlarını %80 düşürmüştür. ABD'deki gazın maliyeti Almanya'daki gazın yarısı kadardır.

Petrol şeyli işinin gelecekteki gelişimini sınırlayacak ana etken kamusal endişeler olacaktır. Bu alanda yatırım yapanların maruz kalacağı en büyük risk aşağı yönlü fiyat hareketleridir. 2008 Temmuzunda varili \$148 olan ham petrol, 5 ay sonra \$30'a düşmüştür. Bu fiyat hareketliliği yıllardır yatırımcıların güvenini etkilemektedir. Bir petrol şeyli projesinin mali geri dönüş sağlaması çok yıllar alır. Bu sorun vadeli sözleşmeler denilen finansal türev araçlarını kullanarak aşılabilir.

Petrol şeylinden petrol üretme sürecine ilişkin işletme maliyetlerinin hesabında karbon veya emisyon vergisi hesaba katılmamaktadır. Petrol şeylinden petrol çıkarmanın ve onu rafineriler için girdi haline getirmenin, konvansiyonel petrole göre %25-75 arasında daha fazla emisyon yarattığı tahmin edilmektedir. ABD bu konuda bir emisyon vergisi uygulayacak olursa o zaman bu vergi en büyük işletme maliyeti unsurlarından biri olacaktır.

Tüm ekonomik faaliyetleri yönlendiren ana unsur maliyetlerdir. Maliyetler giderek daha fazla şirket ve sosyal sorumluluk ve ayrıca sürdürülebilirlik unsurlarını içerir hale gelmektedir. Böyle bir yönlendirmeye sahip ekonomide daha yüksek standartları da hesaba katmak gerekmektedir.

Dünyadaki taşıma sistemi petrol üzerine kurulmuştur ve buna kısa vadede alternatif olacak bir kaynak yok gibi görünmektedir. Enerjiye olan talebe paralel olarak petrol talebinin de gelecek yıllarda büyümesi beklenmektedir. Petrol şeyli bu talebin karşılanmasında önemli bir rol oynayacaktır ve enerji karmaşasının ayrılmaz bir parçası olarak dikkate alınmalıdır. Ancak bu alandaki üretim hedeflerine ulaşmak için, takip edilecek politikalar tutarlı, uzun vadeli ve bu konuda söz sahibi kitleler tarafından desteklenmelidir. Hükümetlerin de bu konuyu destekleyici politikalar üretmeleri gereklidir. Hükümetlerin vergi teşvikleri, satın alma ilkeleri, altyapı ve teknoloji destekleri şeyli petrolü üretimini artıracak ana unsurlardır. Petrol şeyli, yakıt arzının çeşitlendirilmesine yardımcı bir unsurdur; arz güvenliğini geliştirir ve petrol fiyatındaki dalgalanmaların şiddetini hafifletir. Dolayısıyla bu alandaki yatırımlar desteklenmelidir.

Bu konuda oluşturulacak politikalar pazarın gelişimine odaklanmalı ve petrol şeyli ve buna ilişkin ürünlerin sürdürülebilir uluslararası ticaretini kolaylaştırmalıdır. Halen, üretim potansiyeli ve talepteki coğrafi uyumsuzluk petrol şeyli ticaretine engel teşkil etmektedir. Uyumu kanıtlamak için, petrol bazlı ürünlerin dünyadaki serbest dolaşımı sosyal ve çevresel standartlara tabi olmalı ve güvenilir bir sistem tesis edilmelidir.

Tüketici talebi pazarı etkileyen güçlü bir unsurdur. Bu nedenle, tüketici farkındalığı ve konuyla ilgili bilgilendirme, karar vermeyi sağlayan güçlü faktörlerdir. Ayrıca petrol şeyli konusunda kamunun farkındalığı artıracak halk eğitimlerinin verilmesi de önemlidir.

3.2. Doğal Gaz

3.2.1. Giriş

2012 yılında, dünyada gaza olan talep, tarihte ilk kez, kömüre olan talebi geçmiştir. Karşılaşılan ekonomik zorluklara rağmen dünya gazın altın çağını yaşayacağı döneme doğru yol almaktadır. 2030 yılında gaz pazarının yıllık 4700 milyar m³'e ulaşması beklenmektedir. Bu büyüme, gaz üretim potansiyelindeki artış ve uluslararası ticaretteki genişleme tarafından desteklenmektedir. Ortalama yıllık büyüme %1,4 civarındadır.

Doğal gazın, 2010 yılında %22 olan birincil enerji arzındaki payının 2030 yılında %25'e çıkacağı beklenmektedir. Toplam gaz pazarı tüm dünyada büyüme kaydedecek ancak bu büyüme bölgelere ve endüstri dallarına göre farklı hızda olacaktır. En anlamlı büyüme elektrik üretiminde olacaktır. Pazara arz edilen toplam gazın %40'ı (1900 bcm) bu amaç için kullanılacaktır. En büyük bölgesel büyümenin, genişlemeye devam eden Çin gaz pazarının lokomotif olduğu, Asya pazarında olması beklenmektedir. İspatlanmış doğal gaz rezervlerinin %41'i Orta Doğu'da, %27'si Rusya Federasyonunu da kapsayan Avrupa'da ve %15'i de Asya'dadır.

3.2.2. Teknik ve Ekonomik Hususlar

Doğal gaz hidrokarbonların karışımından oluşur. Bunların içinde en büyük bileşen, en basit yapıya sahip hidrokarbon olan metandır (CH₄). Metan renksiz, kokusuz, zehirli olmayan bir gazdır ve havadan daha hafiftir.

Keşfedilmiş doğal gaz kaynaklarının çoğu petrolü meydana getiren süreçlere benzeyen biyojenik süreçler sonucunda oluşmuştur. Geçen milyonlarca yıllık süreçte ayrılan organik maddelerin kalıntıları yoğun basınç ve yüksek sıcaklık altında hidrokarbon minerallerine dönüşmüştür. Bu mineraller hem oluştukları orijinal kaynak kayalarda ve hem de alışlagelmiş petrol ve gaz sahalarını oluşturan daha fazla gözenekliliğe sahip rezervuar kayalarda bulunurlar. Doğal gaz, büyük ölçüde Metan (CH₄) gazından oluşmakla birlikte Etan (C₂H₆), Propan (C₃H₈), Bütan (C₄H₁₀) gibi daha ağır hidrokarbonları da bünyesinde barındırır. Rezervuar kayalarda görülen bu karışımın içinde çok çeşitlilik arz eden ve hidrokarbon olmayan çok farklı gazlar da oluşabilir.

Kuzey Batı Avrupa'da deniz alanlarında yapılan gaz üretimleri, rezervuar tipi ile kategorize edebileceğimiz üç farklı doğal gaz üretim tipini bir arada barındırmaktadır. Kuru Gaz (Dry Gas) sahalarında, rezervuardan üretilen sıvıları boru hattına konulabilecek kalitede gaz haline getirebilmek için üretim sonrası çok az işlem gerekmektedir. Kondensat Gaz Sahalarında, Doğal Gaz Sıvıları (Natural Gas Liquids) denilen daha ağır hidrokarbonların bünyeden ayrılması gerekir. Assosiyel Gaz içeren Petrol sahalarında petrol rezervuarlarının üst kısmında bazen bir doğal gaz tavanı oluşabilir ki bunun ayrıca üretilmesi gerekir ve zaman zaman üretilen bu gaz petrol üretimini artırmak üzere tekrar rezervuara geri enjekte edilir. Üretim aşaması sonrasında doğal gazı bazı işlemlerden geçirmek gerekir. Eğer üretilen gaz çok az yabancı madde bulunduran kuru gaz (dry gas) ise, o zaman bir sonraki aşamada gazın kalitesini kontrol etmek; doğru basınç ve sıcaklığa getirildiğinden emin olmak gerekir. Üretilen gaz ıslak gaz (wet gas) ise, bunu işlemekten geçirmek ve nakil için gerekli kaliteyi elde etmek için bazı bileşenlerinden arındırmak gerekir.

Dünya ölçeğinde, doğal gazın dağıtımını petrole kıyasla daha fazla çeşitlilik arz eder. Doğal gazın büyük bir kısmı üretim bölgelerinden (Norveç, Rusya, Katar, Hazar Bölgesi ve Kuzey Afrika) tüketim bölgelerine (Japonya, Çin ve Avrupa) nakledilmek durumundadır. Uluslararası konuma sahip yüksek basınçlı gaz boru hatları günümüzde, gazı üreticilerden tüketicilere ileten en güvenli bağlantılardır. Ekim 2012 de hizmete alınan Kuzey Akım (Nordstream) Phase 2 boru hattı, günümüzün önde gelen mühendislik başarılarından biridir. Baltık Denizi'nin 1200 km altından giderek Rusya'yı Almanya'ya doğrudan bağlamaktadır. 2012'nin sonunda inşaatı başlamış olan Güney Akım (South Stream) projesi Karadeniz'in altından geçmek suretiyle Rusya'dan Bulgaristan'a ve daha sonra İtalya ve Avusturya'ya gaz taşıyacaktır.

Özellikle; ABD ve Çin'de gaz iletim hatlarına büyük yatırım yapılmaktadır. Kuzey Amerika'daki şeyl gazı devrimi, üretilen gazın pazarlara taşınabilmesi için karasal alanda birçok yeni boru hattı projesinin gündeme gelmesine yol açmıştır. ABD'de birçok şeyl gazı kaynakları ya nihai pazara çok yakındır ya da mevcut alt yapıya erişimi oldukça ekonomiktir. Hâlbuki Çin'deki durum bunun tersine farklıdır. Doğal gazı ana tüketim alanlarına taşımamanın coğrafik zorlukları vardır. Batı-Doğu Boru Hattı'nın nihai uzunluğu tali hatlarla birlikte 8700 km'den fazladır. Bu hat belki de dünyanın en uzun gaz boru hattıdır. Çin'in gaz talebi hızla büyümeye devam ettikçe bu hattın benzerlerinin inşa edilmesi de gündeme gelecektir.

3.2.3. Sıvılaştırma, Sıvılaştırılmış Petrol Gazı (LNG) Taşınması, Yeniden Gazlaştırma

Gazı sıvılaştırma işlemi, gazın gemilerle ve bazen de kara tankerleri ile pazara taşınmasını kolaylaştırmak açısından boru hattı kadar önemli hale gelmiştir. Gaz

tüketileceği pazara ulaştığında tekrar gaz haline getirilmek üzere işlemde geçirilir. Sıvılaştırma işlemi, doğal gazın hidrojen sülfür (H₂S), karbondioksit (CO₂) ve ağır metaller gibi saflığını bozan unsurlardan arındırılmasını ve nem seviyesini kontrol altında tutmayı sağlayan ön işlemleri de içermektedir. İşlemden geçirilen doğal gaz daha sonra -161 °C'ye kadar soğutulur. Böylece doğal gaz orijinal hacminin 1/600'ü kadar bir hacme kadar daralarak sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG-Liquified Natural Gaz) haline geçer. Büyük deniz ya da kara tanker filoları arz zincirinde meydana gelebilecek dar boğazları önlemek açısından çok gereklidir. Ocak 1959 yılından bu yana uluslararası LNG ticareti gelişmiş ve 350'yi aşkın aktif gemiye ulaşmıştır. Bunların en büyüğü 266.000 m³ sıvılaştırılmış doğal gaz taşımaktadır. Bu yolla taşınan yıllık gaz hacmi 300 milyar m³'den fazladır ki, bu miktar yıllık dünya tüketiminin %10'udur. Japonya ve Kore uzun zamandan beri LNG'ye bağımlıdır ve bu alandaki LNG sağlayıcıları üzerinde başarılı bir pazar hâkimiyeti kurmuşlardır. Uluslararası gaz ticaretinin büyüme kaydetmesi, birçok ülkenin daha LNG terminallerine sahip olması ve gelişen bir LNG pazarının ortaya çıkması anlamına gelmektedir. Bu durum şüphesiz yeterli sayıda geminin mevcut olmasını ve yeniden gazlaştırma terminallerinde yeterli kapasitenin olmasını gerektirmektedir. Yeniden gazlaştırma terminallerindeki kapasite sadece geminin boşaltma yapabilmesini değil aynı zamanda iletim hattına basılmadan önce henüz boşaltılmamış durumdaki LNG nin kısa vadeli depolanması ve yeniden gazlaştırılmasını da kapsamaktadır.

3.2.4. Depolama

LNG'yi sıvılaştırmak ve depolamak çok pahalı işlemlerdir. Dünyanın çoğu kesiminde gaza olan talep mevsimseldir ve büyük miktarlardaki gazın depolanması için en iyi ortam yer altındaki doğal jeolojik formasyonlardır. Daha önce petrol ya da gaz rezervuarı olarak kullanılmış bir yapının içinde gazı depolamanın avantajı, böyle bir yapının yüksek basınç koşullarında rezervuar sıvılarını tutabilecek sağlamlıkta olduğunun ispatlanmış olmasıdır. Bir diğer yeraltı depolama şekli tuz domlarında oluşturulan boşluklarda gazı depolamaktır. Bu tip yeraltı tuz yapılarında en uygun şekle ve büyüklüğe sahip depolama boşlukları oluşturulur. Tüm yeraltı gaz depolarında depolama tesisiyle ilgili önemli bir unsur, makul miktarda gaz çekişini temin edecek olan depoda kalan yastık gazıdır. Depoda tutulacak ve bu depolama döngüsü esnasında kullanılacak olan işletme gazı depodaki yastık gazının üzerine enjekte edilir ve daha sonra ihtiyaç duyuldukça kullanılır.

3.2.5. Yerel İletim ve Dağıtım

Üretim merkezlerinden tüketim merkezlerine giden iletim sistemindeki gaz, 50-80 bar arasında bir basınca sahiptir ve nihai kullanıma bağlı olarak bir dizi basınç düşürme, ölçüm ve kalite kontrollerinden geçirilerek düşük basınçlı gaz dağıtım boru hattına verilir. Bu hattın nihai tüketiciye ulaştığı temin noktalarında da akış ve basınç kontrolleri ve son ölçümler yapılır. Teknolojik gelişmeler gaz operasyonlarının verimini artırma ve gaz pazarlarının gelişmesi yönünde önemli katkılar sağlamaktadır.

3.2.6. Kullanım

Verimlilik, kalite, güvenilirlik, uygunluk ve müşteri talebine cevap verebilirlik gibi nitelikleri de ekonomik olarak piyasaya sunulma imkânına eklendiğinde doğal gaz,

dünyanın pek çok kesiminde, geniş bir kullanım alanına sahip ideal bir tercih olarak ortaya çıkmaktadır. Endüstriyel gaz talebi diğer yakıtlara kıyasla daha rekabetçi şartları gerekli kılmaktadır. Fakat yüksek verimliliği ispatlanmış gazla çalışan cihazlar imalat sektöründeki dünya çapında ekonomik belirsizliklere rağmen gaza olan talebin daha da büyümesine imkân sağlayabilir.

Doğal gaz aynı zamanda petrokimya endüstrisinde çok kullanılan bir hammaddedir. Bazı gaz üreticisi uluslar bu kullanım alanını LNG ihracına ve yeni uluslararası boru hattı yapımına alternatif olacak şekilde daha da geliştirmektedir.

Günümüzde görece düşük seviyede de olsa doğal gazın taşıma sektöründe yakıt olarak kullanımı da en hızlı büyüyen gaz kullanım alanıdır. Kara taşıtlarında sıkıştırılmış doğal gazın (Compressed Natural Gas-CNG) kullanımı artmaktadır. Denizde LNG ile işleyen gemiler, çevre duyarlılığı olan alanlarda, kirliliğe yol açan yakıtları kullanan rakiplerine tercih edilmektedir.

Genelde, doğal gazın elektrik üretiminde kullanımı en büyük ve en önemli büyüme alanıdır. Global gaz pazarının ne kadar ve hangi hızla büyüyeceği enerji ve iklim değişikliği politikalarından etkilenen temel ekonomik faktörlere bağlıdır.

3.2.7. Gaz Teknolojisindeki Gelişmeler

En son doğal gaz teknolojilerinin uygulamaları gaz değer zincirinin tüm aşamalarında bazı avantajlar sağlamaktadır.

Doğal gazın aranması, üretimi ve işlenmesi alanında teknolojik gelişmeler devam etmekte ve şeyl gazı aramalarında maliyet düşüşleri görülmektedir. Geçirgenliği düşük konvansiyonel gaz rezervuarlarında çatlatma teknolojilerinin uygulanmasıyla gaz üretimi artmaktadır.

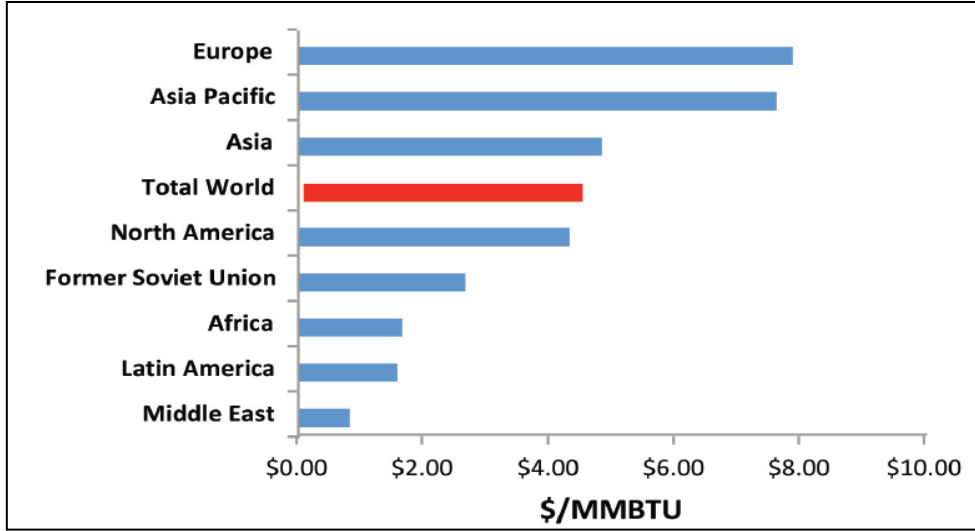
Yüksek basınçlı, uzun boru hatları ile uzak üretim alanlarından tüketim pazarlarına büyük miktarda gaz taşımak ekonomik hale gelmektedir.

Yeni LNG tesis formları, yeni pazarlar açmakta ve mevcut pazarlara da gaz arzı çeşitliliği açısından genişleme imkânları sunmaktadır.

Dağıtım sistemleri yenilenmekte, akıllı ağlar ve akıllı ölçüm teknolojileriyle verimlilik artırılmaktadır.

3.2.8. Gaz Toptan Satış Fiyatlarındaki Değişim

Şekil-6'da da görüldüğü üzere, 2010 yılında bölgesel gaz fiyatları değişim göstermiştir. Bölgeler arasında en düşük ve en yüksek toptan gaz satış fiyatı arasında 10 kat fark vardır.



Şekil 3.6. Bölgelere Göre 2010 Ortalama Toptan Gaz Satış Fiyatı (Kaynak: IGU)

Fiyatlardaki çeşitlilikten kaynaklanan tansiyon uluslararası ticareti geliştirmekte ve toptan satış fiyatı oluşum mekanizmalarını değiştiren bir baskıya yol açmaktadır.

Gelecekteki gaz fiyatının oluşum mekanizmalarında ciddi bir belirsizlik vardır ve küresel gaz fiyatlarındaki bu farklı olma durumu devam edecektir. 2005 yılından beri devam eden eğilim 2030 yılına kadar gaza bağlı fiyat oluşumunun baskın mekanizma olacağını göstermektedir.

3.2.9. Doğal Gaz Fiyatlarının Seyri ve Etkenler

Günümüzde petrol ticareti dünya çapında gerçekleşirken, doğalgaz ticareti yerel kalmaktadır. Çünkü doğalgazı üretim alanlarından tüketim merkezlerine taşımak zordur ve fiyatını verimli kaynaklara ve iyi boru hattı şebekesine sahip ülkeler belirlemektedir. Özellikle Rusya, Ukrayna gibi komşularından ve Avrupa'daki müşterisi olan ülkelere, oldukça yüksek fiyatlar talep edebilmektedir. ABD ise dünyadaki en iyi ve en ucuz sıvılaştırma teknolojisine sahip olduğundan, oldukça düşük maliyetli doğalgaz üretebilmektedir. Sıvılaştırılmış doğalgazın (LNG) küresel bir pazar yaratması beklenmektedir. Bu gerçekleşirse, Rusya, İran, Katar ve Suudi Arabistan gibi birkaç ülkenin, doğalgaz fiyat ve arzını kontrol ettiği bir dünyadan, enerji kaynağının çok daha dağınık olduğu bir dünyaya geçilmesi söz konusudur.

Halen, Avrupa ve Asya ülkelerinin çoğunda, petrole veya bazı petrol ürünlerine endekslenmiş, uzun vadeli gaz anlaşmaları geçerlidir.

Alıcı ve satıcının taleplerine göre biçimlenen, örneğin elektrik fiyatlarına endekslenen gaz fiyat mekanizmaları da mevcuttur.

Bir diğer fiyatlandırma mekanizması, ikili ilişki tekeli (bilateral monopoly) diye adlandırılabilir ve genelde devlet şirketleri arasında, tek bir satıcı ile bir ya da birden fazla alıcının karşılıklı belirlediği mekanizmadır. Fiyatların doğrudan devlet tarafından düzenlendiği bu yapıda, genel olarak fiyatlar maliyetin altındadır ve toplumsal/politik temelde belirlenmektedir. Her ne kadar bu sistemde petrol fiyatlarına bir endeksleme söz konusu değilse de petrol fiyatlarında oluşacak bir artış, ister istemez gaz fiyatları üzerinde de yukarı yönlü bir baskı yaratmaktadır. Rusya ve BDT ülkeleri arasındaki gaz anlaşmaları, genelde bu kategoriye girmektedir.

Amerika'da alışılmadık metotlar ile üretilen gaz serbest piyasa mekanizması

çerçevesinde hareket etmektedir. Bu nedenle; Henry Hub (ABD) doğal gaz fiyatlarında düşüş gözlenirken, doğal gaz fiyatlarının petrol fiyatlarına endekslediği ülkelerde, sınırda alınan gaz fiyatları yükseliş gözlenebilmektedir.

3.2.10. Bölgesel Gaz Talebinin Küresel Görünümleri

Sürekli artan dünya nüfusunun ve önde gelen gelişmekte olan ülkelerdeki beklenen ekonomik büyümenin enerji tüketimi ve özellikle gaz arz ve talebi üzerinde büyük bir etkisi vardır. Çevresel sorunlar ve şeyl gazı üretimindeki teknik gelişmeler ve yenilenebilir enerji maliyetlerinin azalması geleceğin yakıt karmasının oluşumunda önemli bir rol oynamaktadır. Politik ve ekonomik belirsizliklerin söz konusu olduğu bir ortamda doğal gaz arz ve talebindeki ana eğilimleri analiz etmek güç bir iştir.

Yapılan analizlere göre birincil enerji talebinin 2010 yılından 2030 yılına kadar yılda ortalama %1,3 büyüyeceği beklenmektedir. Birincil enerji talebinde gazın payı 2010 yılında %22 iken 2030 da %25 e yükselecektir. Gazın payı, bölgelere göre değişmektedir; Kuzey Amerika ve CIS pazarları dışındaki tüm bölgelerde artış kaydetmektedir. Bu bölgelerde gazın birincil enerji talebindeki payı stabildir.

Doğal gaz talebinin 2010-2030 yılları arasında yılda %1,4 (toplamda 4,7 tcm) artması öngörülmüştür. Talep artışı açısından en dinamik bölgeler Çin'in etkilediği Asya, Afrika ve Orta Doğu'dur.

3.2.11. Piyasa Sektörlerinin Gaz Talebi

Konut ve ticari sektördeki büyümenin şimdilerde 0,7 tcm iken 2030 da 0,9 tcm'in üzerine çıkması beklenmektedir. En anlamlı büyümenin gaz şebekesine bağlanan artan sayıdaki evlerden dolayı Asya'da olması öngörülmektedir.

Sanayideki talebin 800 bcm'den (2010) 1200 bcm'e (2030) artması beklenmektedir. Bu artışı etkileyen faktörler Çin ve Hindistan ekonomilerindeki gelişmelerdir.

Geçmiş 20 yılda toplam küresel gaz talebinde meydana gelen artışa yol açan temiz, verimli ve rekabetçi bir şekilde fiyatlanan elektrik üretimi ihtiyacıdır. Bu sektör giderek büyüyecektir. Ancak gaz fiyatlaması elektrik üretim projelerinin ekonomilerinde bazı sıkıntılara neden olabilir.

Eğer elektrik üretiminde kullanılan gazın fiyatı, Kuzey Afrika ve Orta Doğu'da, aşırı derecede düşük tutulursa, o zaman büyük ölçekli yenilenebilir enerji projeleri sekteye uğrayacaktır. Doğal gaz kullanımında artışa yol açan bu durum küresel iklim değişikliğinde belirlenen amaçlara ulaşılmasını zorlaştıracaktır.

Global elektrik sektöründe gaz talebinin 1600 bcm'den (2020) 1900 bcm'e (2030) artması beklenmektedir. Bu sektördeki gaz tüketimi yenilenebilir enerji ile ilgili politikalara çok bağlıdır.

Beklenen gaz talebi oldukça büyüktür, fakat yenilenebilir enerji kaynakları ve CO₂ emisyonlarıyla ilgili karmaşık sorunlardan ötürü talep tahminlerinde bir belirsizlik söz konusudur.

Taşıma sektöründeki gaz tüketiminin önem kazanacağı beklenmektedir. Şimdilerde 90 bcm olan tüketim rakamının 2030 yılında 150 bcm'e ulaşacağı öngörülmektedir. Ana tüketiciler CIS, Orta Doğu ve Asya'dadır.

3.2.12. Bölgesel Gaz Arzı Potansiyeli

Artan gaz üretimi 2030'a kadar gaz arzını 4,8 tcm'den fazla artıracak ve Rusya'nın

hâkim durumda olduğu CIS en büyük gaz üreten bölge olma pozisyonunu sağlamlaştıracaktır

Kuzey Amerika'nın gaz arzı son 5 yılda ciddi şekilde değişmiştir. Buradaki kilit değişim doğal gaz içeren şeyl kaynakların ekonomik olacak şekilde geliştirilmesi ve bu kaynaklardan yapılan üretim ve bu durumun yaptığı küresel etkilerdir. Kuzey Amerika'nın gaz üretimi 2030 yılına kadar 810 bcm'den 1000 bcm'e çıkacaktır. Bu büyümede alışılmadık (unconventional) gazın payı da %60'dan %73'e çıkacaktır.

Latin America'nın kara ve deniz alanlarındaki gaz üretimi 2030 yılına kadar 150 bcm'den 250 bcm'e artacaktır.

Avrupanın kendi yerli üretimi, gaz talebinin yarısına yakınına karşılamaaktadır. En büyük üreticiler Norveç (105 bcm), Hollanda (88 bcm) ve UK (60 bcm) dir. 2010-2030 yılları arasında üretimin azalması, sadece Norveç'in üretim seviyesini koruması beklenmektedir. Birçok alanda şeyl gazı aramaları yapılmaktadır, ancak, bu çalışmalar henüz başlangıç aşamasında olup ekonomik koşullar da elverişli değildir.

Afrika'nın gaz üretiminin 2030 yılına kadar bugünkü seviyenin iki katına çıkarak 400 bcm/yr olması beklenmektedir. Cezayir ve Nijerya, Afrika'nın büyük üreticileridir. Üretimin yarısı diğer bölgelere ihraç edilebilir.

Orta Doğu gaz kaynakları bakımından çok zengindir. Ancak, jeopolitik sorunlar ve yüksek sermaye maliyetleri, yatırımcılar açısından ana endişe konularıdır. En büyük üretici ülkeler Katar ve İran'dır. Bunları Suudi Arabistan takip etmektedir. Irak, önemli gaz kaynaklarına sahiptir ve ciddi bir gaz üreticisi ve ihracatçısı konumuna gelebilir. Orta Doğu'nun gaz üretiminin 2030 yılına kadar 480 bcm'den 840 bcm'e artması beklenmektedir. 2030 yılında 200 bcm civarında bir gaz hacmi Avrupa'ya ve Asya'ya ihraç edilecektir.

CIS Bölgesi'nde, Rusya ile beraber Türkmenistan, Kazakistan, Özbekistan, ve Azerbaycan ana üretici ülkelerdir ve bu pozisyonlarını 2030 yılına kadar koruyacaklardır. Bu ülkeler toplam dünya üretiminin %25'ini gerçekleştirmektedirler. Bölgenin gaz üretiminin 2010-2030 yılları arasında %45 artarak 1150 bcm'e ulaşması beklenmektedir.

Asya'da gaz üretimi geçen 10 yılda ikiye katlanarak 210 bcm'e çıkmış ve bu artışın tekrarlanıp tekrarlanmayacağı merak konusudur. İspatlanmış ve potansiyel gaz rezervlerine rağmen Asya'nın gaz üretimi talebe ayak uydurmamaktadır. Gelecek 20 yılda üretimin 460 bcm'e ulaşması beklenmektedir. Ancak, arz ve talep arasındaki fark da 7 kat artacaktır.

Gaz üretimini artırmada kilit güçlük uygun taşıma altyapısının geliştirilmesidir. Çünkü yeni keşfedilen kaynaklar pazarlara uzak konumdadır. Bir diğer güçlük, görece düşük fiyatların bazı ülkelerde yaptığı sınırlayıcı etkidir. Alışılmadık gazın geliştirilmesi tecrübe gerektirmektedir. Bu konuda Çin lider ülke konumundadır. 2011 yılına kadar, Çin büyük üretici konumundaydı. Suudi Arabistan'dan daha fazla üretimi vardı. Çin'in üretiminin çoğu konvansiyonel gazdır. Çin'de güçlü bir büyüme ve üretimin 2030 yılına kadar 250 bcm'e ulaşması, kömür yatağı gazı (Coal-Bed-Methane) ve daha sonraki aşamada şeyl gazlarının geliştirilmesi beklenmektedir.

Hindistan'ın gaz üretimi 2035 yılına kadar 100 bcm'e artacaktır.

Asya Pasifikteki üretim 2030 yılına kadar 570 bcm'e ulaşacaktır. Bu bölgede Endonezya, Malezya, Avustralya ve Brunei gibi büyük LNG ihracatçıları vardır ki bunlar dünya LNG üretiminin %33'ünü gerçekleştirmektedir. Fakat resim giderek

karmaşıklılaşmaktadır; bölge içi ticaret artmakta, Avustralya Asya Pasifik'te büyük gaz üreticisi ve LNG ihracatçısı konumuna gelmekte ve aynı zamanda Katar'ın potansiyel küresel rakibi olmaktadır.

3.2.13. Bölgeler Arası Gaz Ticareti

Avrupa, en büyük net ithalatçı konumundadır ve bu konumunu koruyacaktır. İthalatı 2030 yılına kadar 440 bcm'i aşabilir. Bu 2010 yılı seviyesine göre %58'lik bir artıştır. Avrupa, Norveç'teki Snøhvit Sahası'ndan az miktarda LNG ihraç etmektedir.

Kıtasal Asya, Çin ve Hindistan'ın büyüyen enerji gereksinimi sayesinde 2030 yılına kadar ikinci en büyük ithalatçı bölge olacaktır. 2010 yılında 30 bcm olan ithalat 2030 yılında 8 kat artarak 270 bcm olacaktır. Myanmar'dan Asya Pasifik Bölgesi'ne boru hattından ihracat düşünülebilir.

Asya Pasifik Bölgesi net ithalatçı olarak yoluna devam edecektir. Fakat Avustralya'nın LNG ihracatları Japonya, Kore and Güneydoğu Asya Bölgesi'ni kısmen destekleyecektir. Net ihracat miktarı 2030 yılına kadar hemen hemen ikiye katlanarak 80 bcm'e ulaşacaktır.

ABD bir miktar LNG ihraç olanakları oluştururken, Kuzey Amerika Bölgesi dengede olacaktır. Latin Amerika ve Karayipler 30 bcm civarında LNG ihraç edecektir. Tüm Amerika, sadece fiziksel olarak LNG ihraç ve ithalatlarıyla, dünya gaz pazarına bağlı kalacaktır.

Afrika ve Orta Doğu ihracat bakımından benzer bir büyüme göstererek 2030 yılına kadar 200 bcm'e yakın bir net ihracata erişecektir. CIS Bölgesi 370 bcm ihracata erişerek ihracatını 2010 yılına göre ikiye katlayacak ve en büyük ihracatçı durumunu devam ettirecektir. Bu üç bölge hem LNG yoluyla hem de boru hattından gaz ihracatı yapacaktır. Fakat; sadece Afrika ve CIS diğer bölgelerden gaz ithalatı yapmayacaktır. Ortadoğu LNG ithalatçısı olarak kalmaya devam edebilir.

3.2.14. LNG Ticareti

Gelecek 20 yılda dünya LNG ticaretinin, 300 bcm'den (2010) 660 bcm'e (2030) artarak ikiye katlanması beklenmektedir. Bu durum gaz sıvılaştırma tesis kapasitesinin dünyada hızla artmasını gerektirmektedir. 2009-2011 yılları arasında 100 bcm'lik bir kapasite artışı devreye girmiştir ki bunun 63 bcm'ini Katar sağlamıştır. 2012-2017 arasında devreye girmesi beklenen 95 bcm'lik LNG ihraç kapasitesi nihai yatırım kararı aşamasına ulaşmıştır. Bu kapasitenin çoğunu Avustralya, Papua Yeni Gine ve Endonezya sağlayacaktır.

Kuzey Amerika'nın yıllık arz-talep durumu dengededir. Bölge bir yandan LNG ithal etmeye devam ederken (Meksika ve Quebec) diğer yandan LNG ihraç etmektedir (Batı Kanada ve ABD). ABD'nin LNG terminalleri mevsimsel bir rol oynayabilir; dünyanın diğer bölgelerinde fiyatlar yeterince yüksek seyrederken ihracat yapma, fakat yerel gaz arz-talep durumunda bir sıkıntı olduğunda ve Henry Hub fiyatları yüksek seyrederken ithalat yapma durumu söz konusu olabilir.

İthalat tarafında, Asya Pasifik Bölgesi en büyük LNG ithalatçısı olma konumunu koruyacaktır. 2030 yılına kadar, toplam LNG ithalatının yaklaşık yarısı bu bölgeye ait olacaktır.

Avrupa ve Kıtasal Asya, Asya Pasifik Bölgesini takip etsede bu iki bölgenin toplam ithalatı 2030 yılına kadar 140 bcm ile hala Asya Pasifiğin gerisinde kalmaya devam edecektir. Diğer üç bölge; Kuzey Amerika, Latin Amerika ve Orta Doğu küçük

miktarlarda (20 bcm'in altında) LNG ithalatına devam edeceklerdir.

Yukarıda verilen rakamlar 2030 yılında bölgeler arası gaz ticaretinde beklenen gelişmelerin özetidir.

3.3. Alışılmadık (Unconventional) Gaz

Alışılmadık doğal gazın dört ana kategorisi vardır; şeyl gazı (shale gas), kömür yatağı gazı (coalbed methane), sıkı kumtaşlarındaki gaz (tight gas) ve daha az bilinen metan hidratları (methane hydrates).

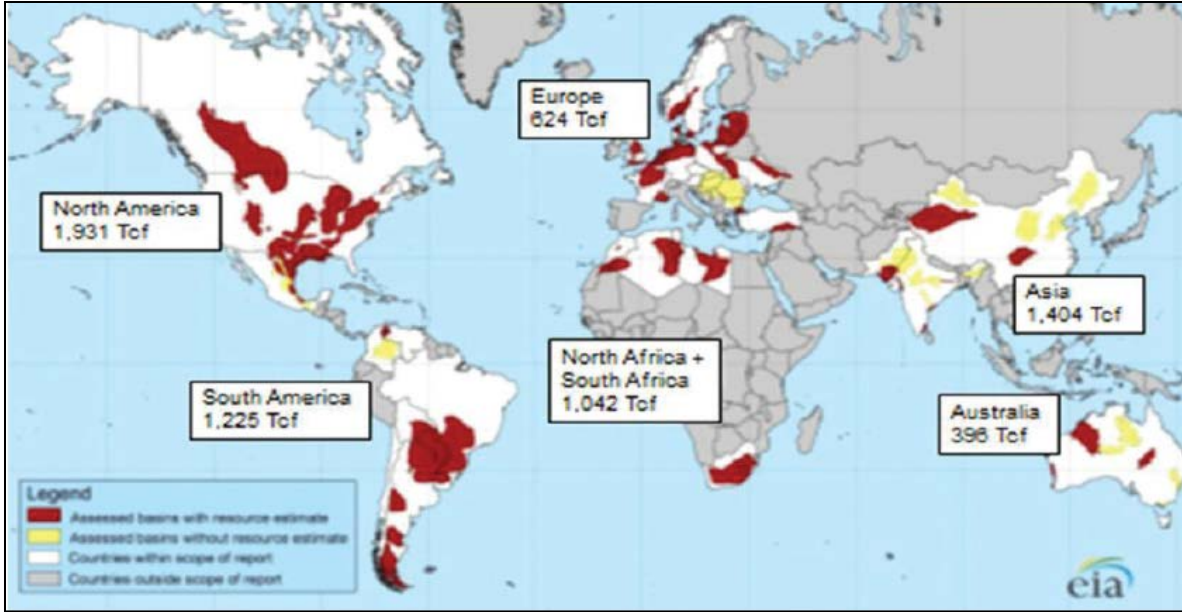
3.3.1 Şeyl Gazı

Günümüzde şeyl gazı özellikle Kuzey Amerika gaz endüstrisinde yarattığı devrimle tüm dünya gündemini işgal etmektedir. Dünyada temiz, güvenli, sürdürülebilir ve ekonomik enerji kaynağı arayışında dikkatler alışılmadık ve yeni umut vadeden enerji kaynaklarına çevrilmiştir. Şeyl gazı yeni bir enerji kaynağı değildir. 1821'de ABD'nin New York Eyaleti'nde kazılan ilk ticari gaz kuyusu aslında bir şeyl gazı kuyusudur. Yıllar boyunca, Şeyl Gazı Devrimi gerçekleşene kadar, şeyl tabakalarından sınırlı miktarda gaz üretildi. Bu devrim önce ABD'de daha sonra da diğer ülkelerde doğal gazın görünümünü değiştirdi. Bu radikal dönüşüm, son yıllarda, çatlatma (fracking) teknolojisinin yeni uygulamalarının geliştirilmesiyle meydana geldi.

Dünyada, 150'den fazla basende yer alan yaklaşık 700 şeyl oluşumu vardır. Şu anda, bunlardan sadece birkaç düzinesinin üretim potansiyeline sahip olduğu belirlenmiştir. Bunlardan çoğu da, Kuzey Amerika'dadır. Potansiyel gaz miktarı çok büyük olup bu durum muhtemelen Avrupa gaz pazarını ve LNG pazarını ciddi şekilde yeniden şekillendirecektir. Belirlenen basenlerin %30'undaki mevcut altyapı şeyl gazı üretimiyle ilgili yapılacak sermaye yatırımlarını azaltacaktır. Ancak, bu belirlenen basenlerde bile gazı işlemek, depolamak ve bir boru hattı sistemiyle dağıtımını sağlamak için ciddi yatırımlara ihtiyaç vardır. Bu altyapıyı geliştirmek için gerekli sermaye maliyetleri ciddi boyuttadır ve yeni üretimlerin devreye girmesini geciktirebilir veya tüm çabaları ekonomik olmaktan çıkarabilir. Sermaye maliyetleri ciddi boyutta olsa bile, finansal ve stratejik nedenlerden dolayı, şeyl oluşumlarını değerlendirmeye değerlidir.

3.3.1.1. Şeyl Gazı Kaynakları ve Son Gelişmeler

Büyük petrol şirketleri ve diğer uluslararası faaliyeti olan şirketler şeyl gazı konusundaki faaliyetlerini ABD'nin dışındaki ülkelerde de yaygınlaştırmaktadırlar. Örneğin; ExxonMobil ve Marathon Oil Polonya, Fransa, Almanya, İsveç ve Avusturya'da şeyl gazı operasyonlarına başlamıştır. Dünyada toplam şeyl gazı kaynaklarının çok büyük ve yaygın olduğu görüşü hâkimdir. Ancak, bu potansiyelin büyüklüğü çoğu ülkede henüz tespit edilebilmiş değildir. En güvenilir çalışmalar şeyl gazı miktarının 16,110 tcf (456 tcm) civarında olduğunu göstermektedir. Bu miktarın yaklaşık %40'ı üretilebilir olduğu varsayılmaktadır.

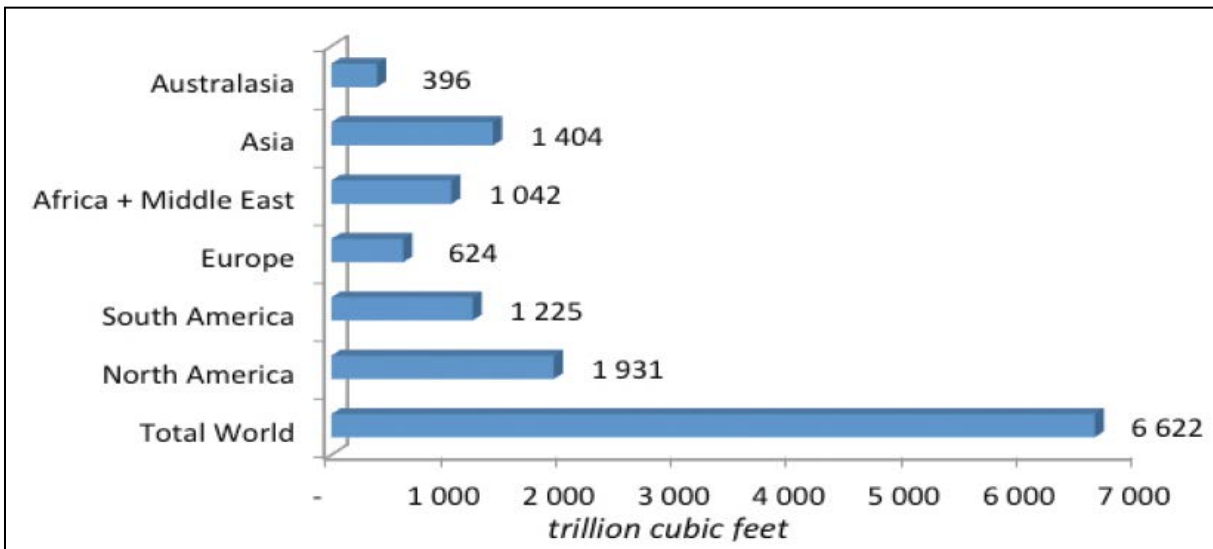


Şekil 3.7. Tahmini Üretilabilir Şeyl Gazı Potansiyeli (2011)

(Kaynak: WEC Shale Gas Report 2010)

ABD ve CIS ülkeleri birlikte hâlihazırdaki tahmini potansiyelin %60'ına sahiptirler. Avrupa'nın rezervleri %7'nin biraz üzerinde, Çin'in ve Hindistan'ın her birinin rezervleri %2 civarındadır. Bu rezerv tahminlerinin bugün eldeki en iyi tahminlerdir. Daha iyi değerlendirmeler yapıldıkça tahminler ciddi şekilde değişebilir.

ABD'nin 2007'deki şeyl gazı kaynaklarının 21,7 tcf civarında olduğu tahmin edilmekteydi. Sadece bir yıl sonra bu değer 32,8 tcf'e çıktı. 2008'in sonunda şeyl gazı ABD'nin ispatlanmış gaz rezervlerinin %13,4 ünü oluşturdu. Bu değer 2007 sonu itibarıyla %9,1 idi. Bu rezervlerin yaklaşık yarısı şeyllerde, geriye kalanı ise kömür yataklarında ve kumtaşlarında bulunmaktadır. Bu şeyl kaynaklarının geliştirilmesinde karşılaşılan önemli bir zorluk gazı nakletmek için yeni ya da genişletilmiş boru hattı alt yapısına duyulan ihtiyaçtır.



Şekil 3.8. Bölgeler Bazında Üretilabilir Şeyl Gazı Rezervleri (2011)

(Kaynak: WEC Shale Gas 2011 Report)

3.3.1.2. Teknolojiler

Şeyl gazı üretim teknolojilerindeki son gelişmeler büyük ölçüde yatay sondaj ve hidrolik çatlatmanın kombine uygulanmayla ortaya çıkmıştır. Bu uygulamada, bilinen şeyl gazı tabakasının bulunduğu derinlikten daha az bir derinliğe kadar bir kuyu kazılır daha sonra matkabın şeyl tabakası içinde yatay olarak ilerlemesine imkân sağlayacak şekilde kuyu tedricen saptırılır. Sondaj tamamlandığında yatay kuyu cidarını çevreleyen kayanın muhtelif yerlerinden perfore mermileriyle delikler açılır. Bu yolla oluşturulan yapay çatlaklar, katkı maddeleri ve kum ile kombine edilmiş yüksek basınçlı su enjeksiyonuyla uyarılarak çatlakların açık tutulması sağlanır. Diğer bir önemli teknolojik gelişme yatay sondaj uygulamasıdır. Bu teknik eskiden beri tüm dünyada uygulanmaktadır. Düşey kuyulara kıyasla bu tip kuyularda elde edilen üretim miktarlarındaki dramatik artışlar bu kuyuların yüksek maliyetlerini fazlasıyla karşılamıştır. Bu kuyuların çoğunda üretken zonlar izole edilmiş ve çatlatma işlemi sadece bu zonlarda uygulanmıştır. Bir diğer teknik, kuyuyu maksimum yatay strese göre yönlendirerek üretimi en üst seviyeye çıkaran enine çatlaklara imkân sağlamaktır. Tüm bunları uygulayabilmek için tabakanın jeofizik verilere dayanan ayrıntılı haritasının yapılması lazımdır.

Bir diğer yeni teknik tek bir lokasyondan çoklu kuyuların kazılması ve kazılan kuyuların üretim yapmak üzere tamamlanmasıdır. Bu teknik kalabalık alanlarda, tarım alanlarında ve diğer çevre duyarlı alanlarda uygulanmaktadır.

3.3.1.3. Şeyl Gazın Mevcut Durumu Avantaj ve Dezavantajları

Avustralya, Avusturya, Kanada, Çin, Fransa, Almanya, Macaristan, Hindistan, Yeni Zellanda, Polonya, Güney Afrika, İsveç, İngiltere ve ABD'de şeyl gazı rezervuarlarının yerlerini tespitiye yönelik ciddi boyutta arama faaliyeti devam etmektedir.

Şeyl gazının başlıca potansiyel enerji kaynağı olarak yükselişi şeyl gazı geliştirmesiyle ilgili lehte ve aleyhte birçok tartışmayı da beraberinde getirmiştir. Şeyl gazının avantajları şöyle sıralanabilir:

- Çok büyük bir potansiyel kaynak olması.
- Diğer fosil kaynaklara kıyasla daha düşük karbon emisyonlarının söz konusu olması.
- Teknolojinin tüm dünyada uygulanabilir olması.
- Gaz ithal eden ülkeler açısından artmış çeşitlilik ve arz güvenliği.
- Bazı mevcut gaz sahalarında üretimin uzaması ve yeni sahaların açılması.

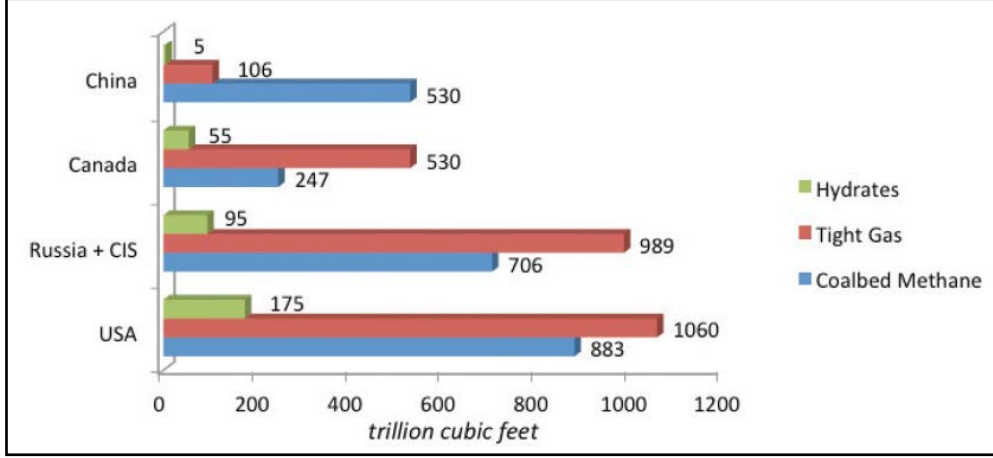
Öte yandan dezavantajları ise:

- Maliyetlerdeki ve bu maliyetlere katlanılabilirlikteki belirsizlik.
- Teknolojinin çevre yönünden kabul edilebilirliğiyle ilgili sorular.
- Üretimdeki azalış miktarlarının raporlanmasındaki yetersizlik.
- Ekipmandaki potansiyel kıtlık.
- Şeyl gazına karşı oluşan çıkan yerel muhalefet.

3.3.1.4. Ekonomi ve Piyasalar

ExxonMobil, Total, Shell, CNP, Reliance Industries gibi büyük uluslararası petrol şirketleri şeyl gazının uzun vadede ekonomik olacağına inanmaktadırlar ve Kuzey Amerika'daki şeyl gazı kaynaklarından önemli paylar almışlardır. Yatırım gerektiren

bu edinimler petrol endüstrisinin şeyl gazının geleceğine verdiği değeri göstermektedir. Büyük şirketlerin Kuzey Amerika'daki şeyl gazı üretiminde giderek daha fazla yer almaları sondaj ve proses teknolojilerine ve uygulamalarına olumlu etki yapmaktadır. Bunun ötesinde, bu şirketler muhtemelen dünya ölçeğindeki arama faaliyetlerine önderlik edeceklerdir.



Şekil 3.9. Üretilabilir Alışılmadık (Unconventional) Gaz Rezervleri (2009)

(Kaynak: BGR Energierohstoffe 2009 report)

Gaz endüstrisinin liderleri Çin'in büyük bir şeyl gazı potansiyeline sahip olduğu konusunda mutabıktır. Çin'in tahmini şeyl gazı rezervi 1275 tcf olup bu miktar ABD ve Kanada'nın bilinen toplam rezervinden daha fazladır. Şu anda Çin'in şeyl alanlarının nerelerde olduğu ve gazın üretiminin ekonomik olup olmayacağı konusunda bir kesinlik yoktur. Shell, Chevron and ConocoPhillips gibi büyük petrol şirketlerinin Çin'de bulunması endüstrinin şeyl gazının geleceğine inandığını göstermektedir. Bu varsayım doğru çıkarsa, şeyl gazı ülkenin ve dünyanın enerji görünümünü değiştirecektir.

3.3.2. Kömür Yatağı Gazı (Coalbed Methane)

Kömür yatağı gazı olarak da bilinen "coalbed methane" bazı kömür yataklarında vardır. Kömür içinde absorb edilmiş halde veya gaz ceplerinde absorbe olmamış durumda bulunabilirler. Gazın içinde genelde hidrojen sülfür yoktur fakat doğal gazdan daha yüksek seviyede CO₂ vardır. Bu kaynak genellikle yerin 300-2000 m derinliklerinde bulunur. Gaz üretimi normal kömür çıkarımı ile bağlantılıdır ve bugüne kadar sadece kömür işletmesi civarında gaz müşterileri varsa bir ticari değeri olabilmiştir. Bu alışılmadık gaz kaynağının çıkarımında da yatay sondaj ve çatlatma teknikleri kullanılır. Kuzey Amerika ve Okyanusya gibi bazı bölgelerdeki gaz üretiminde büyüme sağlamıştır. Son zamanlarda şeyl gazın önemindeki artış, alışılmadık gaz kaynağı olan kömür yatağı metaninin rolünü gelecekte etkileyebilir.

3.3.4. Sıkışık Gaz (Tight Gas)

Sıkışık gaz, özellikle jeolojik bakış açısından ulaşılması güç doğal gaz birikimlerini ifade etmektedir. 4500 m'den daha derindeki geçirgenliği çok düşük kayaların içinde bulunur. Bu gazın çıkartılması da yatay sondaj ve çatlatma gibi çıkartma teknolojilerinin bir birleşim halinde uygulanmasını gerektirir.

3.3.5. Metan Hidratlar (Methane Hydrates)

Kristalleşmiş metan birikimleri, dünyanın muhtelif yerlerinde derin deniz diplerindeki

geniş yataklarda bulunurlar. Kanada, Çin, Japonya, Norveç ve ABD gibi ülkelerde bu potansiyel enerji formu ilgi görmektedir. Mart 2013 de Japon JOGMEC şirketi denizel metan hidratlardan gaz çıkaracak ilk şirket olmuştur. Ticari üretime 2019'da başlayacaktır.

3.4. Türkiye'nin Petrol ve Doğal Gaz Görünümü

Türkiye'nin 2012 yılındaki 121 milyon ton eşdeğeri petrol (mtep) olan toplam birincil enerji arzı içinde petrolün payı %25 (30,6 mtep), doğal gazın payı ise %31 (37,3 mtep) dir. 34.5 mtep olan toplam birincil enerji üretimi içindeki ham petrolün payı %7 (2.44 mtep) ve doğal gazın payı ise %2 (0.53 mtep) dir.

Bu verilere göre, 2012 yılında yerli üretimin birincil enerji arzını karşılama oranı toplamda %28,5 iken bu oranlar petrol (%7,97) ve doğal gazda (%1,42) çok düşüktür. 2012 de toplam 98,7 mtep olan birincil enerji ithalatı yıldan yıla artmaktadır. Bu toplamda petrol ve doğalgaz miktarları hemen hemen aynıdır (37,9 mtep).

3.4.1. Petrol ve Doğal Gaz Arama ve Üretim Faaliyetleri ve Hukuki Çerçeve

1926 yılında, 792 Sayılı "Maden yataklarının işletilmesi" Yasası'nın çıkartılmasından sonra, 1935 yılında çıkarılan görevlendirme ile ilgili yasa ile petrol arama görevi, altın aranması ile birlikte Maden Tetkik Arama Enstitüsü'ne (MTA) verilmiştir.

Türkiye'de petrol arama amaçlı kazılan ilk derin kuyu, 1934 yılında Amerika'dan getirtilen sondaj kulesi ve personeli ile kazılan Basbirin-1 arama kuyusudur. Kuyu, 1351 m son derinlikte herhangi bir petrol emaresine rastlanmadan terk edilmiştir.

Ekonomik anlamda ilk ham petrol, 24.7.1939 tarihinde Raman dağının Maymune boğazında kazılan Raman-1 kuyusunda bulunmuştur. Kuyuda, 20 Nisan 1940 tarihinde, 1048 m derinlikte ilk ham petrole rastlanmış ve daha sonra kuyu 1052 m. derinlikte, 3 Haziran 1940 tarihinde, tamamlanarak pompa ile üretime konulmuştur. Kuyunun günlük ham petrol üretimi 10 ton, API gravitesi ise 20,8'dir. Daha sonra 1951 yılında Garzan petrol sahası keşfedilmiş bu keşfi takiben yıllık kapasitesi 300 bin ton olan modern Batman rafinerisi inşa edilmiş ve 1955 yılında devreye alınmıştır.

Türkiye'de henüz petrol üretiminin olmadığı, bu yıllarda çok uluslu şirketler Türkiye'de yatırım yapmak yerine, ithal ettikleri petrol ürünlerini pazarlamışlardır. Daha sonraları 791, 2189 ve 2804 sayılı petrol yasalarından şikâyetçi olan yabancı petrol şirketleri, Max W. Ball'ın önerileri doğrultusunda son derece liberal bir anlayışla hazırlanan, 1954 tarih ve 6326 sayılı Petrol Yasası ile Türkiye'de petrol ile ilgili her türlü faaliyeti yürütme olanağı bulmuşlardır.

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

TPAO, dünya'daki tüm petrol şirketlerinde olduğu gibi, rafineri, boru hatları, ürün pazarlama, deniz tanker taşımacılığı ve gaz satış ünitelerini de bünyesinde barındıran bütünleşmiş bir yapıda teşkil edilmiştir. Ancak, 1983 yılından sonra özelleştirmelere hazırlık amacıyla bu bütünleşmiş yapısı bozulmuş ve TPAO, yalnızca hidrokarbon arama ve üretiminden sorumlu bir petrol şirketine dönüştürülmüştür. Böylece TPAO petrole ilişkin diğer iş süreçlerinde (taşıma, pazarlama, rafinaj) meydana gelen ekonomik karlardan mahrum bırakıldığı gibi petrolle ilgili tüm süreçlerin bir koordinasyon içinde işlemesinden dolayı yaratılacak sinerji ve bu süreçlere ilişkin teknik ve ticari tecrübeden de mahrum bırakılmıştır.

Günümüzde, Türkiye'deki petrol ve doğalgaz arama ve üretimi faaliyetleri, 11 Haziran 2013 tarihinde, 28674 sayılı Resmi Gazetede yayınlanarak yürürlüğe giren, 6491 sayılı Türk Petrol Kanunu ile düzenlenmektedir. Yeni kanunun yürürlüğe girmesi ile 1954 yılından beri yürürlükte olan 6326 sayılı Kanun yürürlükten kaldırılmıştır.

6326 sayılı Petrol Kanunu 59 yıl yürürlükte kalmış ve günün ihtiyaçlarına cevap vermede yetersiz kaldığı görüşünün kamuoyunda ağırlık kazanması ile yerini yeni Türk Petrol Kanunu'na bırakmıştır. 1954 yılından bu yana Petrol sektörü değer zincirinin önemli halkaları 6326 sayılı Petrol Kanunu kapsamından birer birer ayrılarak yeni hukuki mevzuatlara kavuşmuştur. 6326 sayılı Kanun, petrolün aranması, üretimi, iletimi, rafinajı, depolanması, toptan satışı ile ilgili konuları kapsamaktaydı. Her ne kadar 1954 yılından beri çeşitli tarihlerde ekonomik politikalara ve ihtiyaçlara göre kanunda bazı değişiklikler yapılmış ise de çok sayıda değişik mevzuatın düzenlenmesi ile kanundaki birçok madde bu mevzuatlarla çelişir hale gelmiştir. 2000'li yılların başında Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun kurulması ile piyasa faaliyetleri kapsamına giren rafineri, iletim, depolama ve pazarlama faaliyetleri Petrol Kanunu kapsamından çıkarılmıştır. Petrol Kanunu'nun değişen koşullara paralel olarak revize edilmemesi nedeniyle sektörün hukuki altyapısında güncellik yakalanamamıştır. Petrol arama ve üretim faaliyetlerinin arttırılması için gerekli güncellemelerin yapılması bir zorunluluk halini almış ve mevcut kanunda geniş çaplı bir değişiklik yapmak yerine, yeni bir temel kanun hazırlanması yolu benimsenmiştir.

Türkiye'de petrol ve doğal gaz arama ve üretimi ile ilgili faaliyetler konusundaki yetkili devlet birimi Petrol İşleri Genel Müdürlüğüdür. Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, 2 Kasım 2011 tarihinde, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın Teşkilat ve Görevleri Hakkındaki Kanunda yapılan değişiklik ile Bakanlığın bir bağlı kuruluşu olmaktan çıkarılmış ve Bakanlık merkez teşkilatı içinde bir genel müdürlük haline getirilmiştir.

Petrol ve petrol ürünleriyle ilgili piyasası faaliyetleri, 20.12.2003 tarihinde 25322 sayılı resmi gazetede yayınlanan 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanun ile Türkiye petrol piyasası yeniden yapılandırılmıştır. Kanun, yurtdışından temin edilen veya yurtiçinde üretilerek teslim hazırlanmış ham petrolden başlayan ve ürün halinde kullanıcılara sunulan petrole ilişkin piyasa faaliyetlerini (downstream) düzenlemektedir. Kanun, piyasasının yönlendirilmesi, düzenlenmesi, gözetimi ve denetlenmesine ilişkin görev, yetki, sorumlulukları Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na (EPDK) vermiştir.

Türkiye'de petrol piyasası 9 faaliyet (rafinaj, dağıtım, iletim, depolama, işleme, madeni yağ, ihrakiye teslimi, taşıma ve bayilik) ve 1 kullanım (serbest kullanıcı) alanında, yasal ayrışma tabi tutulmuştur. Bu faaliyetlerin ve kullanımların yapılabilmesi için lisans alınması gerekmektedir.

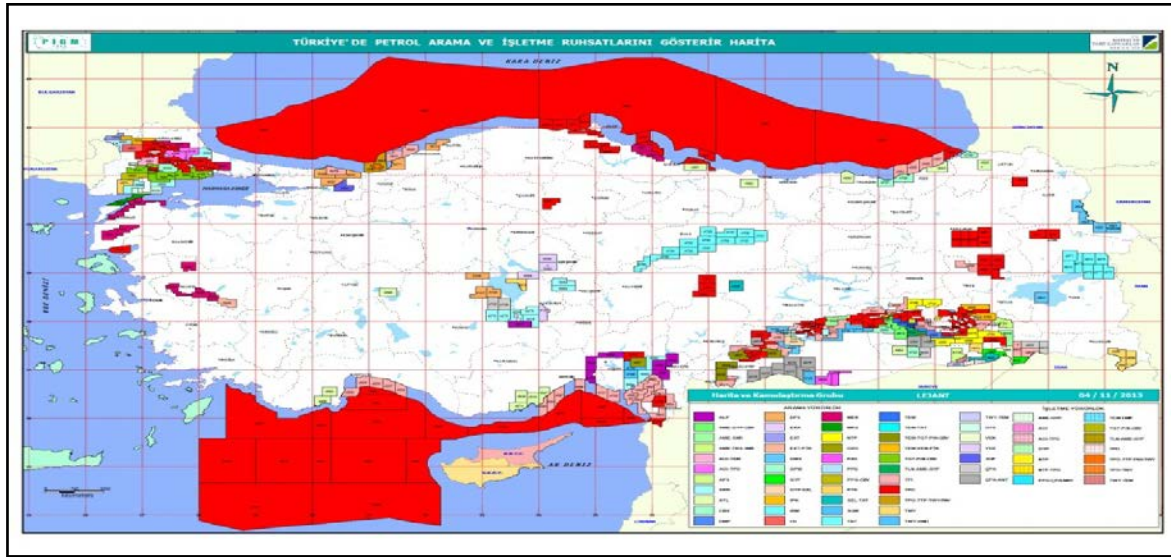
Doğal Gaz ile ilgili piyasa faaliyetleri, 2.5.2001 tarihinde 24390 sayılı resmi gazetede yayınlanan 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanun ile düzenlenmiştir. Doğal Gaz Piyasası Kanununda doğal gaz piyasa faaliyetleri İthalat, İletim, Depolama, Toptan Satış, Dağıtım, İhracat, CNG Dağıtımı ve İletimi olarak ayrıştırılmıştır. Bu faaliyetlerin yapılabilmesi için lisans alınması gerekmektedir.

Türkiye'de petrol ve doğal gaz piyasası ile ilgili faaliyetler konusundaki yetkili devlet birimi 3.3.2001 tarih ve 24335 Resmi Gazete'de yayınlanarak yürürlüğe giren 4628 sayılı kanun ile kurulmuş olan Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'dur.

3.4.2. Ham Petrol ve Doğal Gaz Arama Faaliyetleri

Türkiye’de 25’i yerli ve 25’i yabancı olmak üzere toplam 50 şirket arama ve/veya üretim faaliyetinde bulunmuştur. Faaliyetler, Şekil 3.10.’da görülen ruhsatlarda gerçekleşmiştir. Bu ruhsatların, 380’i arama ruhsatı, 81’i işletme ruhsatı ve 5’i jeolojik istikşaf müsaadesidir.

2012 yılında, 55,50 adam/ay jeolojik saha çalışması (tamamı TPAO tarafından), 44,66 ekip/ay jeofizik saha çalışması (tamamı TPAO tarafından) gerçekleştirilmiş, 82 arama kuyusu, 24 tespit kuyusu, 51 üretim kuyusu, 1 istikşaf kuyusu olmak üzere toplam 158 kuyu kazılmış ve 298.442 metre sondaj yapılmıştır.



Şekil 3.10. Türkiye Petrol Arama ve İşletme Ruhsat Haritası

Deniz arama alanlarından Karadeniz ve Akdeniz’de, 1990’lı yıllardan itibaren yapılan sismik çalışmalarda, gerek karasularının ve gerekse ticari zondaki açık denizlerin hidrokarbon potansiyeli incelenmiştir. Son yıllarda, deniz sondaj teknolojisindeki gelişmelerin, deniz suyu derinliklerinin fazla (1.000 – 2.000 m) olduğu alanlarda sondaj ve üretimi operasyonlarını mümkün kılması ile denizlerdeki hidrokarbon aramacılığına hız verilmiştir. TPAO’nun Karadeniz, Akdeniz ve Ege’de arama faaliyetleri 2004 yılından itibaren devam etmektedir.

Karadeniz’in ciddi bir hidrokarbon potansiyeline sahip olduğu düşünülmektedir; yaklaşık 7-10 milyar varil ham petrol beklentisi vardır. Bu nedenle TPAO Karadeniz’deki arama faaliyetlerini artırmıştır. Deniz alanları TPAO tarafından aranmaktadır. Bu amaçla TPAO yabancı petrol şirketleri ile ortaklıklar tesis etmiştir. Yüksek teknoloji gerektiren, pahalı ve riskli yatırımlar büyük petrol şirketleriyle yapılan anlaşmalarla gerçekleştirilmekte ve arama yatırımlarının yabancı ortaklar tarafından yapılması hedeflenmektedir. Karadeniz’e 1970-2013 arasında toplam 4,6 milyar dolarlık arama yatırımı yapılmıştır. Karadeniz’e derin su kesiminde kazılacak kuyu maliyeti, 250 milyon dolara kadar ulaşmaktadır. Tahmini saha geliştirme ve üretim yatırım maliyetleri ise 8–10 milyar dolar civarındadır.

Karadeniz’de 2004 yılından beri sürdürülmekte olan yoğun sismik program, bu bölgeyi büyük petrol şirketlerinin ilgi odağı haline getirmiştir. Brezilya millî petrol şirketi Petrobras ile 2006 yılında Sinop ve Kırklareli açıklarında ortaklaşa derin deniz

araması yapmak ve ABD petrol şirketi ExxonMobil ile de 2008 yılında Karadeniz'in derin alanlarında arama yapılması amacıyla Arama-Üretim Anlaşmaları imzalanmıştır.

Karadeniz'in orta kesiminin derin alanlarındaki, TPAO-Petrobras-ExxonMobil ortaklığındaki ruhsatta, 2200 m. su derinliğinde, Sinop-1 kuyusu 26 Şubat 2010 tarihinde kazılmış ve sondaj 3 Ağustos 2010 tarihinde 5531 m. son derinlikte bitirilmiştir. Kuyuda olumlu bir sonuç alınamamıştır.

Orta Batı Karadeniz'in derin alanlarında TPAO'nun tamamı kendisine ait ruhsatında son derinliği 5.500 m. Olarak planlanan Yassihöyük-1 kuyusu 9 Ağustos 2010 tarihinde kazılmıştır. Chevron'un ortak olduğu Yassihöyük-1 Kuyusu 28 Kasım 2011 tarihinde "Gaz Emareli Kuru Kuyu" olarak terk edilmiştir.

Tamamı TPAO'ya ait ruhsat alanında 1802 m. su derinliğinde Sürmene-1 kuyusu 8 Kasım 2011 tarihinde kazılmıştır. Kuyu 4830 m'ye kadar sondaja devam etmiş ve bazı teknik sorunlardan dolayı 3 Şubat 2011'de "Geçici Terk" edilmiştir.

ExxonMobil Deepwater Champion isimli platformu getirerek 23 Mayıs 2011'de Kastamonu-1 kuyusunu kazmıştır. Kuyuda 5272 m. de sondaja son verilerek 15 Eylül 2011 tarihinde terk edilmiştir.

Deepwater Champion, daha önce TPAO tarafından geçici terk edilen Sürmene-1 kuyusuna gelerek, kuyuya giriş yapmış ve yeniden sondaja başlamıştır. Sürmene-1/RE kuyusunda sondaj 5648 m. de tamamlanmış ve DWC sondaj gemisi 22.12.2011 tarihinde ExxonMobil'e devredilmiştir.

TPAO 23.04.2012 tarihinde Batı Karadeniz'de 85 m. su derinliğinde Istranca-1 kuyusunu kazmıştır.

Batı Karadeniz'de karasuları içerisinde 2004 yılında Akçakoca, Ayazlı, Akkaya ve Doğu Ayazlı sahalarında doğal gaz keşfi yapılmış ve Ayazlı, Akkaya ve Doğu Ayazlı sahaları üretime alınmıştır. TPAO- Petrol Ofisi-STRATIC ve TIWAY OIL ortaklığında 2012 yılında günde yaklaşık 350.000 m³ gaz üretimi gerçekleştirilmiştir.

Akdeniz'de TPAO ile KKTC Ekonomi ve Enerji Bakanlığı arasında 02.11.2011'de KKTC'nin kara ve deniz alanlarında sahip olduğu ruhsat alanlarını kapsayan bir "Petrol Sahası Hizmetleri ve Üretim Paylaşımı Sözleşmesi" imzalanmıştır. Bu kapsamda Kıbrıs Kara Alanında Türkyurdu-1 arama kuyusu kazılmıştır.

Ayrıca, 23.11.2011 tarihinde TPAO ile Shell Upstream Turkey arasında Akdeniz Bölgesi Antalya deniz alanlarındaki 3 arama ruhsatlarında ortak işletme anlaşması imzalanmıştır. Çalışmalar devam etmektedir.

Ege Denizinde Gökçeada'da, Gökçeada-1 nolu Arama Kuyusu açılmıştır. Kuyu 2987 m son derinlikte terk edilmiştir.

Shell ile imzalanan ortaklık anlaşması kapsamında güneydoğuda şeyl gazı arama çalışmalarına devam edilmiş ve 2012 Ağustos'unda Sarıbugday-1 kuyusunun sondajına başlanmıştır. Söz konusu kuyuda 2012 yılı sonu itibariyle sondaj çalışmalarına devam edilmiştir. Türkiye'de bir ilk olacak söz konusu şeyl gaz üretiminin ülkenin hidrokarbon ihtiyacının karşılanmasına katkı sağlaması beklenmektedir.

3.4.3. Ham Petrol ve Doğal Gaz Rezervleri

Türkiye'de keşfedilen petrol sahalarının %7'si 25-500 milyon varil rezerve sahip olup,

kalan %93'ünün rezervi 25 milyon varilden azdır. Başka bir deyişle, Türkiye'de keşfedilmiş petrol sahalarının %93'ü küçük saha %7'si ise orta büyüklükte saha sınıfındadır. 2012 yılı sonu itibarıyla, yurtiçi üretilebilir petrol rezervi 294,8 milyon varil (43,2 milyon ton) olup, yeni keşifler yapılmadığı takdirde, bugünkü üretim seviyesi ile yurtiçi toplam ham petrol rezervinin 18,5 yıllık bir ömrü bulunmaktadır.

Tablo 3.2. 2012 Yılı Türkiye Ham Petrol Rezervleri (Kaynak: TPAO)

Şirket	Rezervardaki Petrol (*)		Üretilebilir Petrol		Kalan Üretilebilir Petrol	
	Varil	M.Ton	Varil	M.Ton	Varil	M.Ton
T.P.A.O.	5 514 091 948	820 810 262	758 730 312	111 509 663	224 706 625	33 385 230
N.V.Turkse Perenco	656 525 935	88 902 663	330 673 283	45 121 897	11 655 568	1 613 181
TransAtlantic E.M.I. & DMLP Ltd.	539 000 000	73 247 984	98 500 000	13 385 763	11 847 026	1 634 515
Tiway & T.P.A.O.	49 611 000	6 953 650	19 600 000	2 747 204	888 455	111 013
N.V.Turkse Perenco & T.P.A.O.	111 994 955	15 626 370	32 149 116	4 478 759	13 791 727	1 950 439
GYP	57 200 000	8 576 457	10 050 000	1 481 923	1 984 334	269 197
Aladdin & GYP	1 508 701	211 627	308 701	43 326	236 902	33 364
Aladdin & GYP& Madison (Turkey) LLC.	24 300 000	3 615 690	6 190 000	914 922	3 934 812	586 553
Aladdin & GYP & Talon	25 000 000	3 280 000	7 500 000	983 800	7 078 647	928 663
Arar	56 300 000	8 083 583	16 900 000	2 426 601	16 897 193	2 426 194
Extreme-Petrako	8 390 000	1 168 700	1 680 000	235 000	1 680 000	235 000
TPIC	661 393	101 664	661 393	101 664	114 253	20 209
Amity Oil & T.P.A.O.	142 811	16 282	142 254	16 217	7 101	1 051
Diğer	148 574	21 155	148 574	21 155	3 509	498
Toplam	7 044 875 317	1 030 616 086	1 283 233 633	183 467 894	294 826 152	43 195 107

*İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

2012 yılı yurtiçi üretilebilir doğal gaz rezervi 6,84 milyar m³'tür. Yeni keşifler olmadığı takdirde, bugünkü üretim seviyesi ile yurtiçi doğal gaz rezervinin 10,3 yıllık ömrü bulunmaktadır.

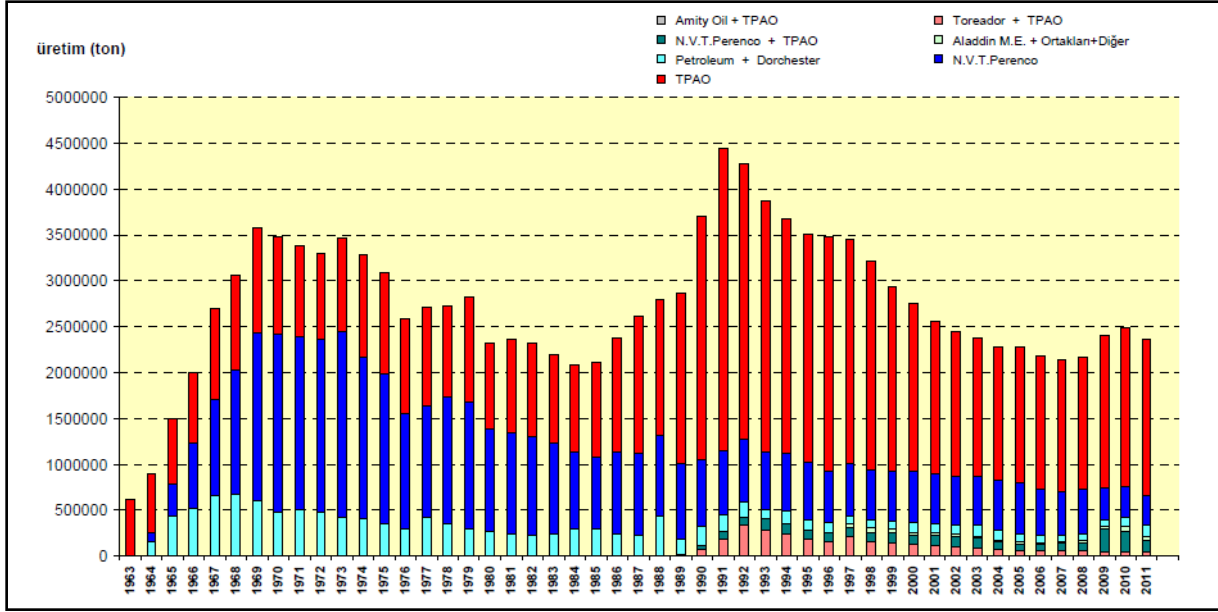
Tablo 3.3. 2012 Yılı Türkiye Doğal Gaz Rezervleri (m³) (Kaynak: TPAO)

Şirket	Rezervardaki Gaz(*)	Üretilebilir Gaz	Kalan Üretilebilir Gaz
T.P.A.O.	16 267 954 165	12 050 635 459	3 972 681 642
N.V.Turkse Perenco	340 680 073	340 680 073	
Amity Oil Int. & T.P.A.O	1 924 833 289	1 586 975 398	86 853 167
Thrace Basin & Pinnacle Turkey & Corp.	5 320 873 992	4 828 601 173	2 299 472 242
Tiway & T.P.A.O.&Foinavon& Petrol Ofisi A.Ş.	1 336 910 000	1 005 490 000	143 089 510
TransAtlantic&Petrako& Valeura Energy	140 993 784	133 253 784	9 796 449
Arar	240 013 267	192 013 267	190 588 584
Tiway-TEMI	161 400 000	141 600 000	135 316 297
Petrogas	27 533 214	27 533 214	40 208
Amity Oil Int.	17 656 097	17 656 097	3 539
Maya & Çalık Enerji & Petrogas	1 049 720	1 049 720	
Toplam	25 779 897 601	20 325 488 185	6 837 841 638

*İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

3.4.4. Ham Petrol ve Doğal Gaz Üretimleri

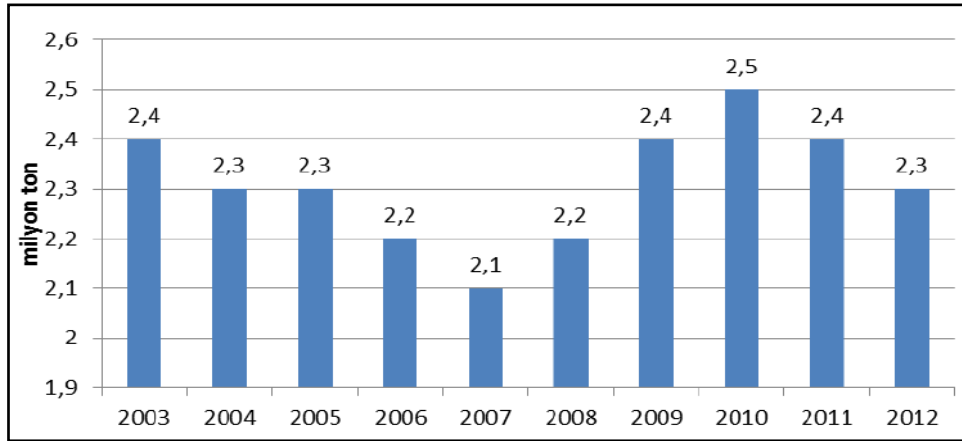
Türkiye'de üretim faaliyetlerinin başlangıcından 2012 sonuna değin toplam 140,2 milyon ton petrol ve 13,5 milyar m³ doğal gaz üretimi gerçekleştirilmiştir.



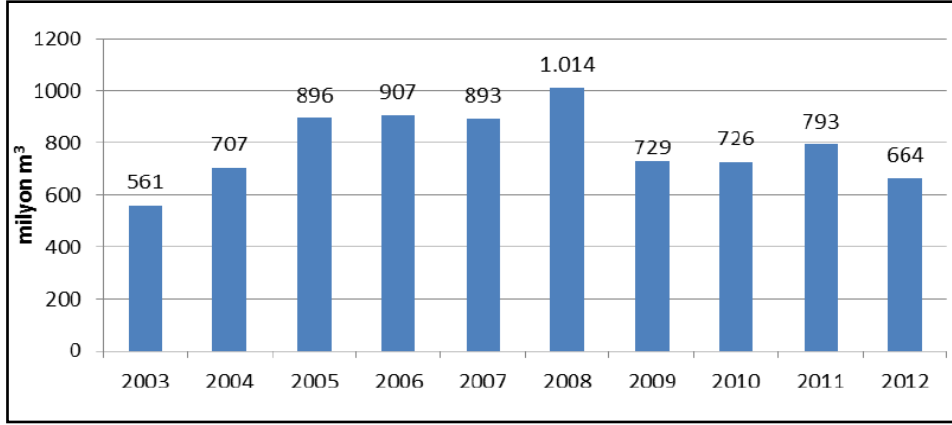
Şekil 3.11. Yıllar İtibarıyla Türkiye'nin Ham Petrol Üretimi (Kaynak: PİGM)

Yapılan üretimlerin büyük bölümü Güneydoğu Baseni ve Trakya Baseni'nde yer alan sahalarda gerçekleşmiştir. Adana Basenindeki Bulgurdağ Sahasından ve Batı Karadeniz'de Akçakoca açıklarında bir miktar petrol ve doğal gaz üretimleri yapılmaktadır.

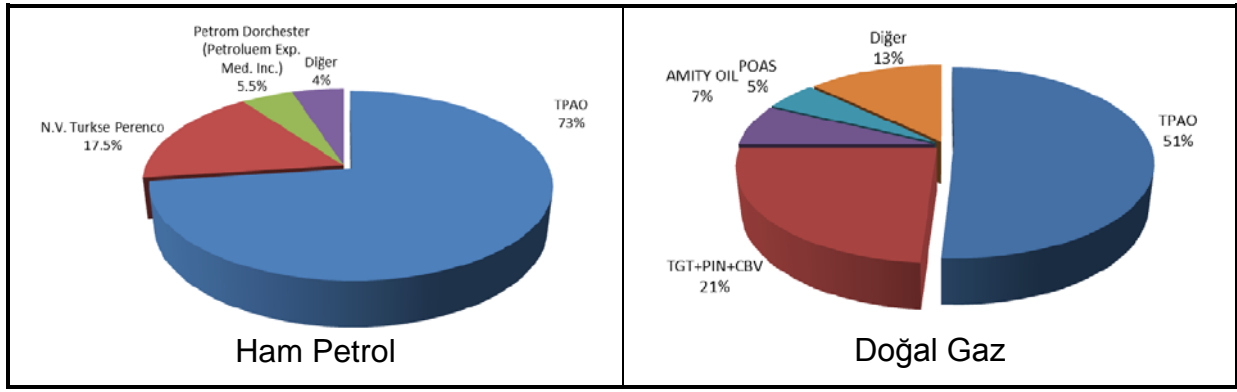
2012 yılında toplam 132 ham petrol sahasından 2,3 milyon ton ham petrol ve 72 doğal gaz sahasından 664 milyon m³ doğal gaz üretilmiştir. Ham petrol üretiminin %73'ü TPAO tarafından gerçekleştirilmiştir. Doğal gaz üretiminin ise %51'i TPAO tarafından gerçekleştirilmiştir. Ham petrol talebinin %9'u yerli üretimle karşılanmış, doğal gazda ise bu oran %1,6 olarak gerçekleşmiştir.



Şekil 3.12. Türkiye'de Yıllara Göre Ham Petrol Üretimi (Kaynak: TPAO)



Şekil 3.13. Türkiye’de Yıllara Göre Doğal Gaz Üretimi (Kaynak: TPAO)



Şekil 3.14. Türkiye’deki Şirketlerin 2012 Yılı Ham Petrol Ve Doğal Gaz Üretimlerindeki Payları

3.4.5. Petrolün Taşınması

Petrolün taşınmasında Türkiye’nin önemi gittikçe artan bir rolü vardır. Petrol zengini Ortadoğu ve Hazar bölgesindeki üretim merkezleriyle Avrupa tüketim merkezleri arasında yer alan stratejik konuma sahip bir geçiş ülkesidir. Buna ek olarak, günde 2,9 milyon varil ham petrol deniz tankerleriyle Türk boğazlarından geçiş yapmaktadır.

Türkiye, iki yurtiçi iki de uluslararası petrol boru hattına sahiptir. Bu hatlardan hem ülkenin petrol talebi karşılanmakta hem de petrol dünya pazarlarına ihraç edilmektedir.

Yurtiçi hatların sahibi ve işleticisi BOTAŞ’dır. Ceyhan-Kırıkkale Boru Hattı 278 mil uzunluğunda olup Ceyhan’dan Kırıkkale rafinerisine yaklaşık 100 bin varil/gün ham petrol taşımaktadır. Batman-Dört Yol boru hattı ise yaklaşık 320 mil uzunlukta olup Batman bölgesinde üretilen ham petrolü Dört Yol’daki terminale taşımaktadır.

Akdeniz’deki Ceyhan Terminali’nden Kerkük-Yumurtalık Boru Hattıyla taşınan Irak petrolü ve Bakü-Tiflis-Ceyhan Boru Hattı ile Azerbaycan petrolü dünya pazarlarına sunulur. Kerkük-Ceyhan Boru Hattı kapasite olarak Türkiye’nin en büyük boru hattıdır. Uzunluğu yaklaşık 600 mil olup, 1.65 milyon varil/gün kapasiteli iki hattan oluşmaktadır. Ancak, hatlardan sadece birisi işler vaziyette olup onun da kapasitesi 600.000 varil/gün dür. Boru hattına yapılan sık saldırılar işleyişi aksatır. Taşınan ortalama miktar 2012 de 300.000 varil/gün dür. Boru hattı Nisan-Eylül 2012 arasında en az 5 kez saldırıya uğramıştır.

Bakü-Tiflis-Ceyhan Boru Hattı (BTC) 1100 mil uzunluğu ile Türkiye'nin en uzun boru hattıdır ve orijinal kapasitesi 1 milyon varil/gün dür. Kapasite 2009 da 1,2 million varil/gün'e artırılmıştır. Hat esas olarak Azerbaycan'daki Azeri-Chirag-Guneshli sahasının petrolünü Gürcistan üzerinden Türkiye'de Ceyhan Limanı'na ulaştırır. 2008 den itibaren, Kazak ham petrolü de BTC Boru Hattı'ndan ihraç edilmektedir. Petrol daha sonra deniz tankerleriyle Avrupa pazarlarına taşınır. Hat, Haziran 2006'da hizmete girmiştir.

Adana'nın yaklaşık 50 km güneydoğusunda, Akdeniz sahilinde İskenderun Körfezi'nde kurulmuş olan Ceyhan Limanı Hazar ve Irak petroleri önemli bir çıkış noktası olmuştur. Ceyhan'ın bölgesel bir enerji merkezi haline getirilmesi düşünülmektedir. Petrol terminali civarında inşa edilecek bir kaç rafineri ile Türkiye'nin geçiş ücreti dışında elde edeceği gelirleri artırmak mümkündür.

Ceyhan Petrol Terminali'nin 4 ham petrol yükleme iskelesi mevcuttur. Dıştaki ikisi 300 bin deadweight tonluk tankerlerin, içerdeki ikisi ise 150 bin deadweight tonluk gemiler için uygundur. Ham petrole ek olarak Irak kondensat ihracatları da Ceyhan'dan yüklenmeye başlanmıştır. 2012 Eylülünde, Bölgesel Kürt Yönetimi ilk kondensat kargosunu Irak'tan Ceyhan'a göndermiş ve 105 bin varillik kargo 04 Ekim'de gemiye yüklenmiştir.

3.4.6. Rafinaj Sektörü

Türkiye'de Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş. (TÜPRAŞ)'a ait İzmit, İzmir, Kırıkkale ve Batman olmak üzere toplam 4 adet rafineri faaliyet göstermektedir. 1962 yılında işletmeye alınan yabancı petrol şirketlerine ait ATAŞ Rafinerisi, Temmuz 2004 tarihinde, depolama faaliyetlerine yönelerek rafineri faaliyetlerine son vermiştir. Böylece, 32 milyon ton/yıl olan Türkiye'nin toplam rafineri kapasitesi 28,1 milyon ton/yıl'a düşmüştür.

1990 yılından itibaren, rafineri sektörü özelleştirilmeye başlanmıştır. 2005 yılında, TÜPRAŞ'ın devlete ait olan %51 hissesi açık artırmayla Koç-Shell Ortak Girişimi'ne satılmıştır. Kalan %49 hisse halka açık olup borsada işlem görmektedir.

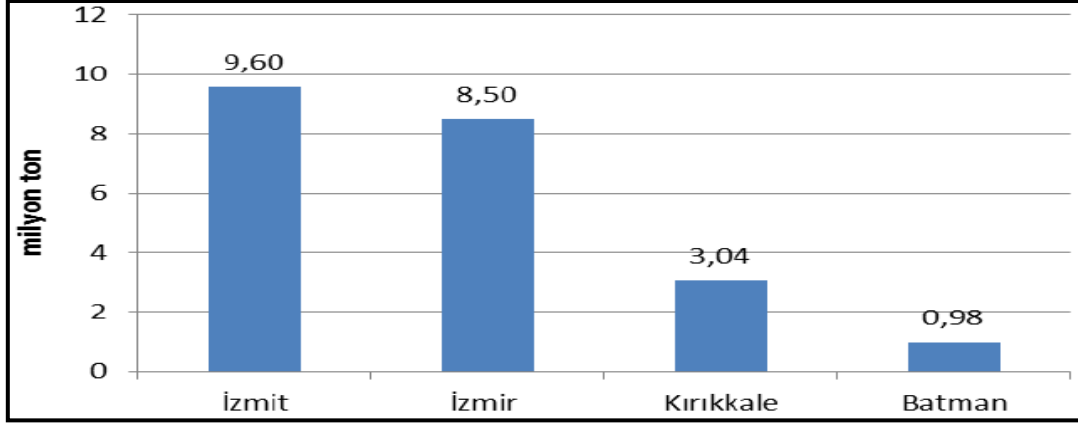
TÜPRAŞ'ın 2012 yılı toplam yatırımı 974 milyon ABD dolarıdır. Gelecek üç yıl içerisinde yaklaşık 2,5 milyar ABD doları tutarında yatırım programlanmıştır.

Tablo 3.4. Rafinaj Sektöründe Kurulu Kapasite ve Kapasite Kullanım Oranları

Rafineri	Kapasite ve KKO* (Mton/yıl ve %)	Yıllar				
		2008	2009	2010	2011	2012
İzmit	Kapasite	11	11	11	11	11
	KKO	94	75	81	86	89,7
İzmir	Kapasite	11	11	11	11	11
	KKO	93	67	82	80,2	81,3
Kırıkkale	Kapasite	5	5	5	5	5
	KKO	58	62	57	63,6	63
Batman	Kapasite	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	KKO	72	58	79	89	88
TOPLAM	Kapasite	28,1	28,1	28,1	28,1	28,1
	KKO	86	69	77	79,9	83,5

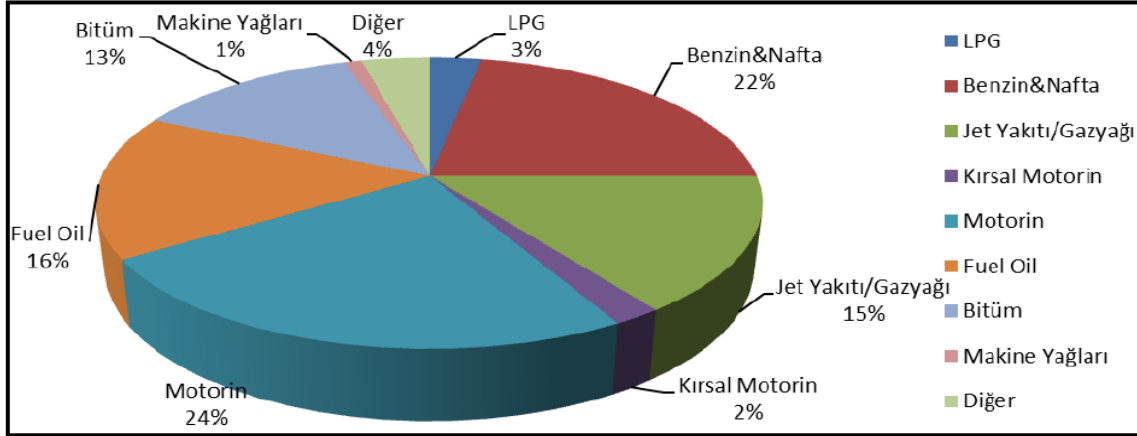
KKO*: Kapasite Kullanım Oranı

2012 yılında 22,1 milyon ton hampetrol işlenmiş ve 21,9 milyon ton petrol ürünü üretilmiştir.



Şekil 3.15. 2012 Yılı Rafineri Bazında İşlenen Hampetrol Miktarı

2011 yılına oranla %4,63 artan petrol ürünleri üretimi 2012 yılında 21,9 milyon ton olarak gerçekleşmiştir.

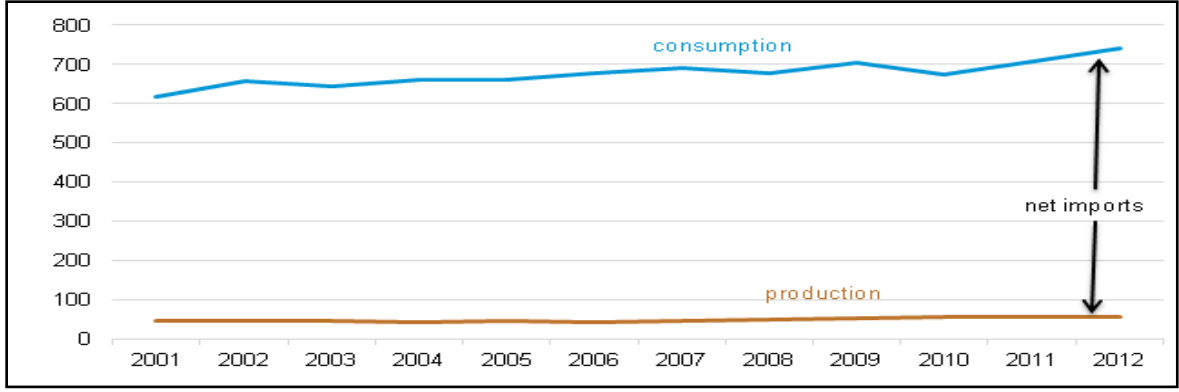


Şekil 3.16. 2012 Yılı Türkiye Rafinerilerinde Üretilen Petrol Ürünleri Dağılımı

EPDK tarafından, 2007 yılında, Doğu Akdeniz Petrokimya ve Rafineri Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi'ne, Ceyhan/ADANA'da, 15 milyon ton/yıl kapasiteli bir rafineri kurma lisansı verilmiştir. Ayrıca, 2010 yılında Socar&Turcas Rafineri Anonim Şirketi'ne İzmir/Aliağa'da kurulacak 10 milyon ton/yıl kapasiteli rafineri için lisans verilmiştir. 5 milyar \$ yatırım bedeli olan Star Rafinerisi'nin temeli 25 Ekim 2011 tarihinde atılmıştır. Rafineride, Petkim için LPG ve Nafta üretimi, yurt içi piyasalar için de dizel ve jet yakıt üretiminin yapılması planlanmaktadır.

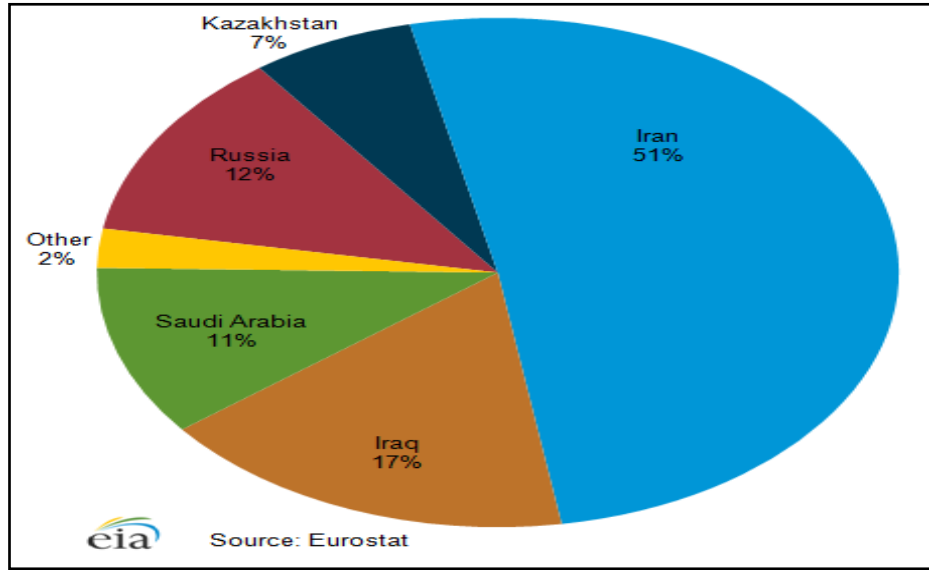
3.4.7. Ham Petrol Tüketimleri

1 Ocak 2013 itibarıyla ülkenin üretilen ham petrol rezervleri yaklaşık 43.195.107 tondur. Bu rezervlerin büyük bölümü güneydoğu Anadolu'da bulunmaktadır. Petrol üretimi 1991 yılında 85.000 varil/gün e ulaşmış daha sonra yıldan yıla hızla azalarak 2007 yılında 43.000 varil/gün seviyesine kadar düşmüştür. Ülkenin sıvı yakıt üretiminde 2007 yılından sonra hafif bir artış olduysa da daha hızlı artan yıllık tüketimi karşılamaktan çok uzaktır. 2011 yılında ortalama tüketim 706.000 varil/gün olarak gerçekleşmiştir. Tüketimin %90'dan fazlası ithal edilmektedir. IEA verilerine göre gelecek on yılda ithalatın ikiye katlanması beklenmektedir.



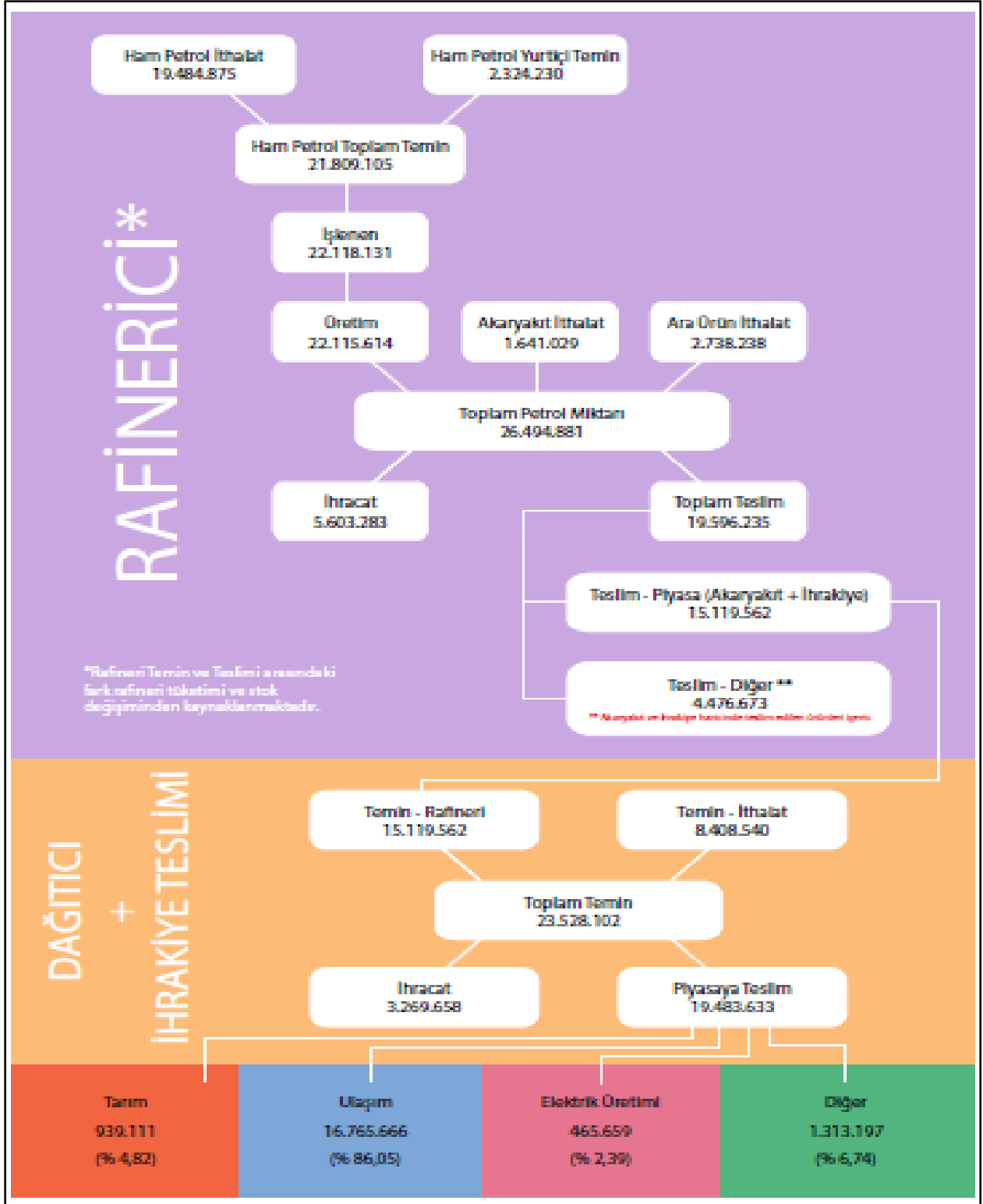
Şekil 3.17. Türkiye'nin sıvı yakıt üretimi ve tüketimi 2001-2012 (bin varil/gün)
(Kaynak: IEA)

Ham petrol ithalatının büyük bölümü İran'dan yapılmaktadır. Daha önceleri ithalatta en büyük pay Rusya'ya ait iken, günümüzde üçüncü sıraya düşmüştür. Türkiye petrol ürünlerinde de net ithalatçı konumundadır. Bu ithalatların büyük kısmı (%65) dizel geri kalanı jet yakıtı ve sıvılaştırılmış petrol gazıdır (LPG).



Şekil 3.18. Türkiye'nin ham petrol ithalatında ülkelerin payları, 2011(Kaynak: IEA)

EPDK tarafından hazırlanmış 2012 yılı Petrol Piyasası Denge Tablosu (Şekil 3.19) üretimden tüketime kadar sıvı ürünlerin geçirdiği aşamaları miktar bazında çok iyi bir şekilde ortaya koymaktadır.



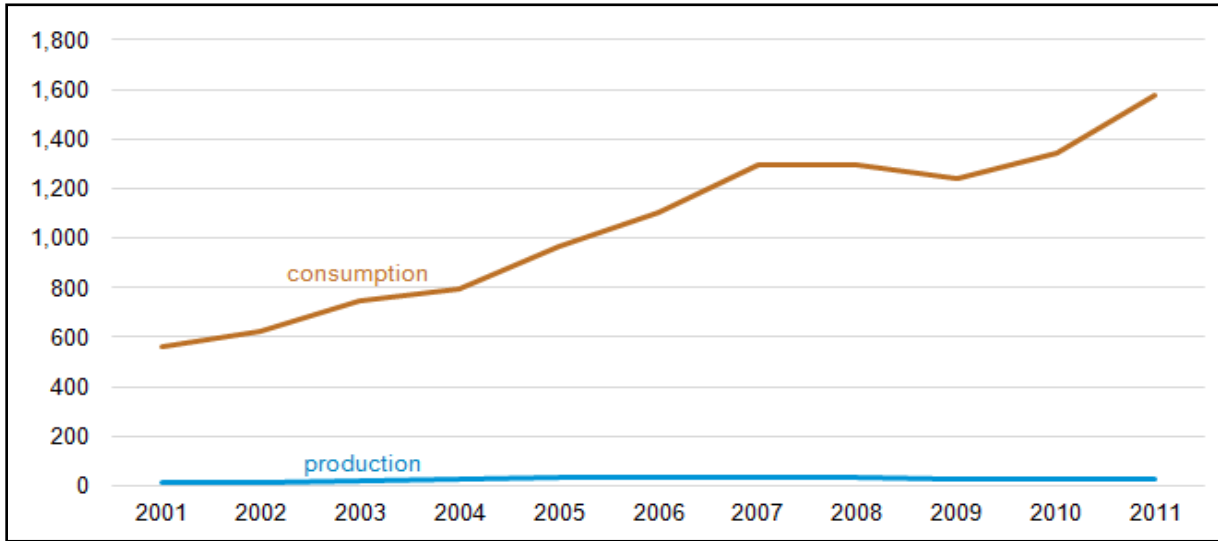
Şekil 3.19. 2012 yılı Petrol Piyasası Denge Tablosu (ton) (Kaynak-EPDK)

3.4.8. Doğal Gaz Tüketimleri ve İthalatları

2012 yılsonu itibarıyla Türkiye'nin üretilebilir gaz rezervleri 6,8 milyar m³ dür. Ülke ihtiyacını karşılamak için ithalat zorunlu hale gelmiştir. Türkiye, enerji talebindeki büyüme hızı dünyada en hızlı olan ülkeler arasındadır. Bu nedenle Türkiye'de doğal gaz tüketimi 1987 yılından bu yana sürekli artan bir eğilim içindedir. Doğal gaz

tüketimi 2011 yılı sonunda 44,1 milyar m³'e ulaşmıştır. Doğal gaz tüketim miktarının, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yapılan projeksiyona göre, 2015 yılında 51,4 milyar m³'e, 2020 yılında 59,3 milyar m³'e çıkacağı tahmin edilmektedir.

Türkiye'nin 2011 yılı genel enerji tüketimi içinde doğal gaz %31 pay ile birinci sırada yer almaktadır. Böylece, Türkiye 'de doğal gaz tüketimi son 10 yılda yaklaşık 2,3 kat artmıştır. Artan talebin en büyük bölümünü, elektrik enerjisi üretimi için doğal gaz tüketimi oluşturmaktadır. 2011 yılında tüketilen doğal gazın %48'i elektrik üretiminde, %26'sı sanayide ve %26'sı ısınma amaçlı (konut, ticarethane, resmi daire, tarım-ormanlık, hayvancılık ve benzeri diğer sektörler) kullanılmıştır.



Şekil 3.20. Türkiye'nin Doğal Gaz Tüketimleri Ve Üretimleri, 2001-2011 (milyar kübik feet) (Kaynak- IEA)

Yerli üretimin çok az olması nedeniyle doğal gaz tüketiminin tamamına yakını ithalatla karşılanmaktadır. Bu nedenle, doğal gazda arz güvenliğinin sağlanması ve rekabet koşullarının iyi yönetilmesi gereklidir.

Nüfus artışı ve sanayileşmeye bağlı olarak artan enerji ihtiyacının karşılanmasında alternatif bir enerji kaynağı olarak doğal gazın payını artırma yoluna gidilmiştir. Bazı şehirlerde gittikçe yoğunlaşan hava kirliliğine bir çözüm bulmak amacıyla 18.09.1984 tarihinde Türkiye ve Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği (SSCB) arasında anlaşma imzalanmıştır. İmzalanan bu anlaşmanın ardından, Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAŞ) ile SSCB'nin doğal gaz ticareti konusunda yetkili kuruluşu SOYUZGAZ EXPORT arasında 14.02.1986 tarihinde 25 yıl süreli ve plato değeri yıllık 6 milyar m³ olan bir doğal gaz alım-satım anlaşması imzalanmıştır. SSCB ile yapılan ilk alım anlaşmasını, artan doğal gaz ihtiyacının karşılanması amacıyla yapılan diğer alım anlaşmaları izlemiştir.

Tablo 3.5. Doğalgaz Alım Anlaşmaları (Kaynak: EPDK)

Sözleşme	Miktar (*)	Sözleşme Tarihi	Süre (Yıl)	Gaz Teslimatına Başlanan Yıl
Rusya Federasyonu (Batı Hattı) (**)	6	14.02.1986	25	1987
Cezayir (LNG)	4	14.04.1988	20	1994
Nijerya (LNG)	1,2	09.11.1995	22	1999
İran	10	08.08.1996	25	2001
Rusya Federasyonu (Mavi Akım)	16	15.12.1997	25	2003
Rusya Federasyonu (Batı Hattı)	8 (***)	18.02.1998	23	1998
Türkmenistan	16	21.05.1999	30	-
Azerbaycan	6,6	12.03.2001	15	2007

(*) Plato değerini belirtmektedir (milyar Cm³/yıl).

(**) Anlaşma 31.12.2011 tarihi itibarıyla sona ermiş olup Akfel Gaz Sanayi ve Ticaret A.Ş., Bosphorus Gaz Corporation A.Ş., Batı Hattı Doğalgaz Ticaret A.Ş. ve Kibar Enerji Dağıtım Sanayi A.Ş. ile Rusya Federasyonu arasında toplamda 6 milyar Cm³/yıl'lık yeni alım anlaşmaları imzalanmıştır.

(***) 4646 sayılı Kanun'un Geçici 2 nci maddesi kapsamında BOTAŞ'ın 18.02.1998 tarihli alım-satım sözleşmesinin 4 milyar Cm³/yıl miktarlık kısmı devredilmiştir.

Rusya ile ilk alım anlaşmasının ardından, artan tüketim miktarının karşılamak için imzalanan diğer alım anlaşmaları ile (Rusya-İlave Batı Hattı, İran, Rusya-Mavi Akım Hattı) doğal gaz alımına devam edilmiştir. 12.03.2001 tarihinde Azerbaycan ile imzalanan gaz alım anlaşması kapsamında 2007 yılından itibaren Azerbaycan'dan da doğal gaz alımına başlanmıştır.

Mevcut durum itibarıyla Türkiye, 3 farklı ülkeden uzun dönemli doğal gaz alım anlaşmaları kapsamında boru hatlarıyla doğal gaz ithalatı gerçekleştirmektedir.

Tablo 3.6. Doğalgaz İthal Edilen Boru Hatları ve Kapasiteleri (Kaynak: IEA)

Boru Hattı	Çıkış Yeri	İşletmeci	Yaklaşık Kapasite (MMcf / gün)
Mavi Akım	Rusya	Gazprom	1,550
Bakü-Tiflis-Erzurum (BTE)	Azerbaycan	Güney Kafkas Boru Hattı Konsorsiyumu (SCPC)	820
Tebriz - Doğubayazıt	İran	BOTAŞ	1,930
Bulgaristan-Türkiye	Bulgaristan	Gazprom	2,000

1999 yılında Türkmenistan ile imzalanan gaz alım anlaşması henüz devreye girmemiştir.

Türkiye doğal gaz piyasasının hukuki altyapısını oluşturan 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ithalat, iletim, depolama, toptan satış, ihracat, dağıtım, sıkıştırılmış doğal gaz (CNG) dağıtım ve iletimi faaliyetlerini lisans alınmasının zorunlu hale getirildiği birer piyasa faaliyeti olarak saymıştır.

4646 Sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu, doğal gaz piyasasının rekabete açmak için BOTAŞ'ın pazar payını %20'ye çekmeyi ve bu amaçla BOTAŞ'a bağlı sözleşmelerin özel sektöre devirleri hedeflenmiştir. Bu çerçevede, 30 Kasım 2005 tarihinde alım sözleşmelerinin üçüncü taraflara devrine ilişkin gerçekleştirilen doğal gaz alım satım sözleşmeleri devir ihaleleri yapılmıştır. Devir İhaleleri çerçevesinde, 18 Şubat 1998 tarihli sözleşmenin devri için en uygun teklif sıralamasında 1. sırada yer alan Shell Enerji A.Ş.'nin 250 milyon m³/yıl miktarına ilişkin sözleşme devri 19 Aralık 2007 tarihinde yürürlüğe girmiştir. 2. sırada yer alan Bosphorus Gaz Corporation A.Ş.'nin 750 milyon m³/yıl miktarına ilişkin sözleşme devri ise 3 Ocak 2009 tarihinde, 3. sırada yer alan Enerco Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.'nin 2,5 milyar m³/yıl miktarına ilişkin sözleşme devri 1 Nisan 2009 tarihinde ve 4. sırada yer alan Avrasya Gaz A.Ş.'nin 500 milyon m³/yıl miktarına ilişkin sözleşme devri 1 Nisan 2009 tarihinde yürürlüğe girmiştir.

Böylece 4 özel tedarikçi şirket toplam 4 milyar m³'lük doğal gaz ithalatı ve toptan satışı faaliyetine başlamıştır.

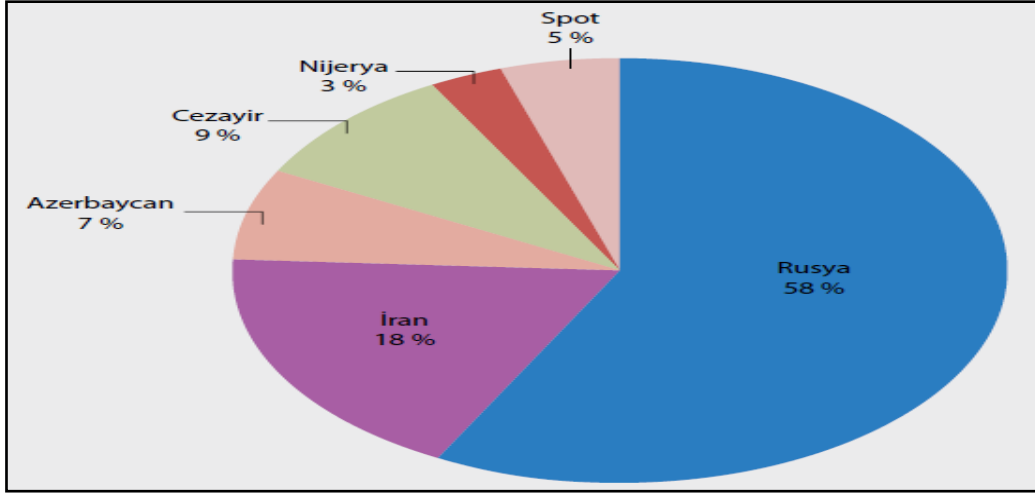
Rusya Federasyonu'ndan doğal gaz ithalatı yapmak üzere, BOTAŞ ile Gazprom Export Limited Liability Company ile 14.02.1986 tarihinde imzalanmış olan doğal gaz alım satım anlaşması 31.12.2011 tarihinde sona ermiştir. Bu çerçevede, BOTAŞ'ın sahip olduğu ithalat lisansı EPDK kararı ile sona erdirilmiştir.

BOTAŞ'ın ithalat lisansına konu sözleşmenin sona erdiği tarihten itibaren yapılacak yeni ithalat sözleşmelerine esas ithalat lisanslarının verilebilmesi ve doğal gaz piyasasında rekabetçi bir yapının oluşturulması temel hedefi çerçevesinde Akfel Gaz Sanayi ve Ticaret A.Ş., Bosphorus Gaz Corporation A.Ş., Batı Hattı Doğalgaz Ticaret A.Ş ve Kibar Enerji Dağıtım Sanayi A.Ş. doğal gaz ithalat faaliyeti yapmak üzere EPDK'dan ithalat lisanslarını, 26/11/2012 tarihinde almışlardır. Anılan şirketler 01.01.2013 tarihi itibarıyla Rusya Federasyonu'ndan toplamda 6 milyar m³/yıl doğal gaz ithalat faaliyetlerine başlamıştır. Böylece, daha önce BOTAŞ tarafından özel sektöre devredilen 4 milyar m³/yıl sözleşme miktarı ile birlikte, 2013 yılı itibarıyla özel sektör tarafından sahip olunan sözleşme miktarı 10 milyar m³/yıl seviyelerine yükselmiştir.

Tablo 3.7. 2005-2012 Yılları Doğal Gaz İthalat Miktarları(milyon m³) Kaynak:EPDK)

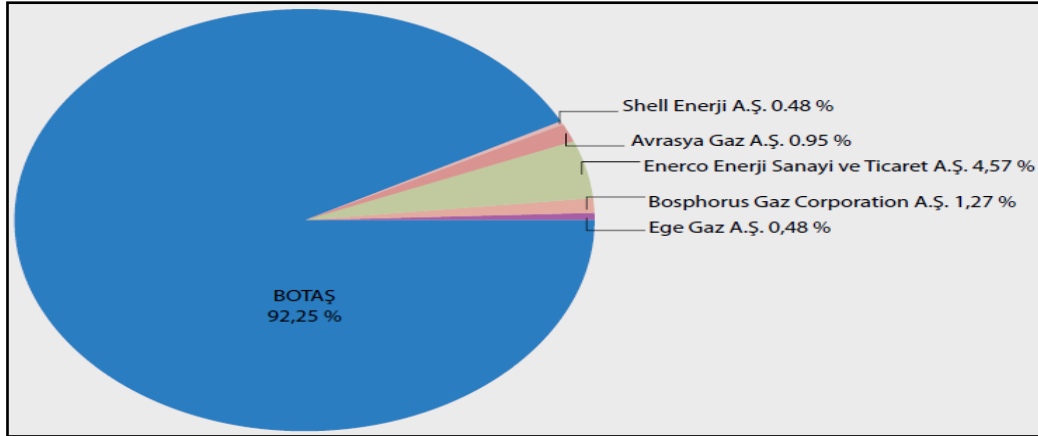
Yıl	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir	Nijerya	Spot LNG	Toplam
2005	17.524	4.248	0	3.786	1.013	0	26.571
2006	19.316	5.594	0	4.132	1.100	79	30.221
2007	22.762	6.054	1.258	4.205	1.396	167	35.842
2008	23.159	4.113	4.580	4.148	1.017	333	37.350
2009	19.473	5.252	4.960	4.487	903	781	35.856
2010	17.576	7.765	4.521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

Ülkenin doğal gaz ithalatında büyük ölçüde Rusya'ya bağımlılık söz konusudur.



Şekil 3.21. 2012 Yılı Kaynak Ülkeler Bazında Türkiye'nin Doğal Gaz İthalatı
(Kaynak: EPDK)

2012 yılında doğal gaz ithalatlarının %92,25'i (boru gazı ve LNG toplam) BOTAŞ tarafından gerçekleştirilmiştir.



Şekil 3.22. 2012 Yılı Şirketler Bazında Türkiye'nin Doğal Gaz İthalatı
(Kaynak: EPDK)

3.4.9. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) ve Spot LNG İthalatı

Gaz kaynaklarının çeşitlendirilerek arz güvenliğinin ve tedarikte esnekliği artırmak amacıyla BOTAŞ, 1988 yılında imzaladığı LNG alım anlaşması kapsamında 1994 yılından itibaren Cezayir'den, 1995 yılında imzalanan bir diğer LNG alım anlaşması kapsamında ise 1999 yılından itibaren Nijerya'dan LNG alımına başlamıştır.

2006 yılında Rusya ve Ukrayna arasında yaşanan doğal gaz krizi sonrasında Batı Hattından gelen doğal gazın azalması, İran'ın teknik sorunlar ve iç tüketimini karşılayamadığı gerekçeleriyle ihraç ettiği doğal gazı kış aylarında kesmesi, yeterli depolama kapasitesine sahip olmayan Türkiye'nin boru hatlarından gelen doğal gazda arz sıkıntısı yaşamasına neden olmuştur.

Tedarikçi ve transit ülkelerden kaynaklanan nedenlerle özellikle kış aylarında günlük

gaz sözleşme değerlerinin altında doğal gaz arzının gerçekleştiği ve dolayısıyla günlük arz-talep dengesinin sağlanmasında sıkıntıların yaşandığı durumlarla karşı karşıya kalmıştır. Diğer taraftan, 09.07.2008 tarihli ve 5784 sayılı Kanun' ile LNG ithalatı, BOTAŞ ve diğer piyasa katılımcıları için serbest bırakılmış ve daha önce Kanun ile düzenlenmemiş olan ithalat (spot LNG) faaliyeti düzenleme altına alınmıştır. Ayrıca, alınacak tek bir ithalat (spot LNG) lisansı kapsamında birden fazla ülkeden ithalat yapılabilmesinin önü açılmıştır.

LNG'nin depolanması, gazlaştırılması ve iletim hattına gönderilmesinde kullanılmakta olan iki adet LNG terminali bulunmaktadır. Bunlardan biri, 1994 yılında işletmeye alınan BOTAŞ'ın mülkiyet ve işletmesindeki Marmara Ereğlisi LNG Terminali, diğeri de Ege Gaz A.Ş. tarafından 2001 yılında Aliağa'da kurulan ve 2006 yılında kullanılmaya başlanan Ege Gaz A.Ş. LNG Terminalidir.

2012 yılında toplam 7.862 milyon m³ LNG ithalatı yapılmıştır. Bu miktar toplam gaz ithalatının %17'sidir.

3.4.10. Doğalgaz İhracatı

İthal edilmiş veya yurt içinde üretilmiş doğal gazın yurt dışına ihracı, ihracat lisansı almış tüzel kişiler tarafından lisanslarında belirtilen ülkelere gerçekleştirilebilmektedir.

Tablo 3.8 İhracat Lisansı Sahibi Şirketler ve İhraç Edilecek Ülkeler

Lisans Sahibi	İhraç Edilecek Ülke
BOTAŞ	Yunanistan
Setgaz Doğalgaz İthalat İhracat ve Toptan Satış A.Ş.	Bulgaristan
Liquefied Natural Gas İhracat Tic. Ltd. Şti.	Yunanistan
Ege Gaz A.Ş.	Yunanistan
TMAK Natural Gas İhracat Ticaret Ltd.Şti.	Makedonya
Demirören EGL Gaz Toptan Ticaret A.Ş.	Yunanistan

İhracat lisansı sahibi şirketlerden hali hazırda sadece BOTAŞ gaz ihracatı faaliyetinde bulunmakta ve Yunanistan'a doğal gaz ihraç etmektedir. 23 Şubat 2003 tarihinde imzalanan Hükümetler arası Anlaşma ve 23 Aralık 2003 tarihinde BOTAŞ ile DEPA arasında imzalanan Doğal Gaz Alım Satım Anlaşması sonrası Temmuz 2005'te inşaatına başlanan Türkiye-Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı'nın tamamlanması ile 18.11.2007 tarihinde Yunanistan'a doğal gaz ihracatına başlanmıştır. Azerbaycan'daki Şah Deniz-1 sahasından alınan gazın Yunanistan'a satılmasına ilişkin Alım Satım Anlaşması yıllık 750 milyon m³lük bir sevkiyatı içermektedir.

3.4.11. Doğal Gaz Depolama

Doğal gaz talebi mevsimlere göre değişmekte, kış aylarında talep yaz ayları talebinin iki katına kadar çıkabilmektedir. Bu nedenle, yaz aylarında talep fazlası gazın saklanabileceği, kış aylarında da saklanan bu gazın artan talebi karşılamak için kullanıma sunulabileceği gaz depolarına ihtiyaç duyulmaktadır.

Ayrıca, 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu, doğal gaz ithal eden şirketlerden ithal ettikleri doğal gazın %10'unu yurtiçinde depolamaları konusunda, depolama şirketleriyle anlaşma yapmaları şartını aramaktadır. Bu kapsamda, biri denizde diğeri karada olmak üzere toplam 1,6 milyar m³ kapasiteli ilk yeraltı doğal gaz depolama projesi olan Silivri Doğal Gaz Depolama Projesi TPAO tarafından 1998 yılında başlatılmış, 2007 yılında depolanan gazın geri üretimi gerçekleştirilmiştir. 2009 yılında depolama kapasitesi 2,66 milyar m³'e yükselmiştir. Halen 14 milyon m³/gün olan geri üretim kapasitesinin, kademeli olarak, 2014 yılında 25 milyon m³/gün'e, 2016 yılında 50 milyon m³/gün'e yükseltilmesi için çalışmalar sürdürülmektedir.

Depolama tesisi kapasitesinin büyük bir kısmı BOTAŞ'a tahsis edilmiştir. 06.04.2012 tarihinde EPDK tarafından onaylanıp, resmi gazetede yayınlanan "Yeraltı Doğal Gaz Depolama Tesisi Kullanım Usul ve Esaslarına Dair Yönetmelik" ile TPAO'nun sahip olduğu kalan depolama kapasitesi özel şirketlerin kullanımına sunulmuştur.

Ayrıca, BOTAŞ tarafından Tuz Gölü'nün derinliklerinde bulunan tuz domlarının yeraltı doğal gaz deposu olarak kullanımı amacıyla geliştirilen depolama tesisi inşaa çalışmaları kapsamında Kasım 2011 ayında ihale tamamlanmıştır. Yapım ihalesini kazanan Çin menşeli China Tianchen Engineering Corporation firması proje inşaatına başlamıştır. Proje kapsamında yapım çalışmaları iki aşamada gerçekleştirilecek olup, birinci aşamanın 2015-2016, ikinci aşamanın 2018-2019 yıllarında tamamlanarak Tuz Gölü Doğal Gaz Yer Altı Depolama Projesi kapsamındaki tesislerin bir bütün olarak devreye alınması planlanmaktadır. İlk aşamada Tuz Gölü'nün altına 750 milyon m³ doğal gaz depolanacak ve ihtiyaç olması halinde depodan sisteme günlük 40 milyon m³ doğal gaz verilebilecektir. 2018 yılında da toplam 1.500.000.000 m³ kapasiteye ulaşılacaktır.

Hali hazırda BOTAŞ, TPAO ve Ege Gaz A.Ş. depolama lisansı almışlardır. Yeraltı doğal gaz depolama faaliyeti lisans sahibi iki şirket tarafından (BOTAŞ ve TPAO) yürütülmektedir. Ayrıca 2011 yılında gerek yeraltı doğal gaz depolama tesislerinde ve gerekse LNG tesislerinde depolama faaliyetinde bulunmak amacıyla EPDK'ya yapılmış lisans başvuruları bulunmaktadır

Tablo 3.9. Depolama Faaliyeti Tesis Bilgileri

Şirket Adı	Tesis Türü	Tesis Yeri	Depolama Kapasitesi
BOTAŞ	LNG	Marmara Ereğlisi / Tekirdağ	255.000 m ³ LNG (85.000 m ³ x 3)
Ege Gaz A.Ş.	LNG	Aliağa / İzmir	280.000 m ³ LNG (140.000 m ³ x 2)
TPAO	Yer Altı	Silivri / İstanbul	2.661.000.000 m ³
BOTAŞ	Yer Altı	Sultanhanı / Aksaray	1.500.000.000 m ³

3.4.12. Türkiye Petrol, Doğal Gaz Arama, Üretim ve Piyasa Sektörleri İçin Öneriler

- Türkiye'nin büyük ölçüde petrol ve doğalgaza dayalı enerji ihtiyacı artan nüfus ve sanayinin gereksiniminden dolayı hızla artan bir eğilim içindedir. Bu ihtiyacın öz kaynaklardan sağlanması ve dışa bağımlılığın azaltılması kısa vadede mümkün

görülmemektedir ve ödenen enerji faturası hemen hemen ülkenin en büyük sorunu olan cari açığa eşittir. Bu sorunun üstesinden gelebilmek için kara ve derin deniz alanlarında petrol arama faaliyetleri artırılarak sürdürmenin yanı sıra enerjinin Türkiye'ye maliyetini düşürecek önlemler alınmalı ve stratejiler geliştirilmelidir.

- Enerji Türkiye'nin en önemli konusudur. Bu konunun öneminin herkes tarafından anlaşılması sağlanmalıdır. Gelecek nesiller, erken yaşlardan başlayarak, enerji konusunda bilinçlendirilmeli, enerjinin her alanında gerek yurt içinde gerekse yurtdışında enerji konusunda söz sahibi olacak uzman nesiller yetiştirilmelidir.
- Enerji alanında faaliyet gösteren firmalara çok özel devlet teşvikleri uygulanmalı ve bu teşvikler yurt içindeki faaliyetleri olduğu kadar yurt dışındaki faaliyetleri de kapsayacak şekilde genişletilmelidir.
- Yetkili devlet birimleri arz güvenliği için gerekli stratejileri geliştirmeli ve önlemleri almalıdır. Kriz durumlarında uygulanacak acil eylem planları geliştirmelidir.
- Petrol ve doğal gazın değer zincirlerindeki halkalar birbirinden ayrılamaz halkalardır. Bu nedenle bu alanda faaliyet gösteren kuruluşlara arama, üretim, iletim, rafinaj, dağıtım ve pazarlama alanlarında etkin faaliyet gösterecek şekilde bütünleşik yapılar kurabilmelerine izin verilmelidir.
- Türkiye'nin enerji faturasını düşürmek ve döviz ihtiyacını karşılamak üzere faaliyetini yurt dışına yaygınlaştırmış kuruluşlara her konuda devlet desteği ve teşviki sağlanmalıdır.
- Doğal gaz piyasasında arz güvenliğini artırmak için ülkenin doğal gaz depolama kapasitesi artırılmalıdır.
- Hazar ve Ortadoğu bölgelerinin petrol ve gazlarını Türkiye üzerinden Avrupa'ya ulaştırmayı öngören projelerde, basit bir transit ülkesi olma hüviyetinden sıyrılarak, yabancıların stratejilerinin bir parçası ya da komisyoncusu olmaktansa, bu projeler ile stratejileri geliştiren ve ağırlığı en fazla hissedilen taraf olunmalıdır.
- Temel bir ihtiyaç olan petrol ve doğal gaz fiyatları üzerindeki %18 KDV oranı indirilmeli, 1999 Marmara depreminin yaralarını sarmak için ve ileride kaldırılmak üzere uygulamaya konulan ÖTV kesinlikle kaldırılmalıdır. Böylece Türkiye dünyadaki en pahalı akaryakıtı kullanan ülke olma konumundan çıkarılmalıdır.

Kaynaklar

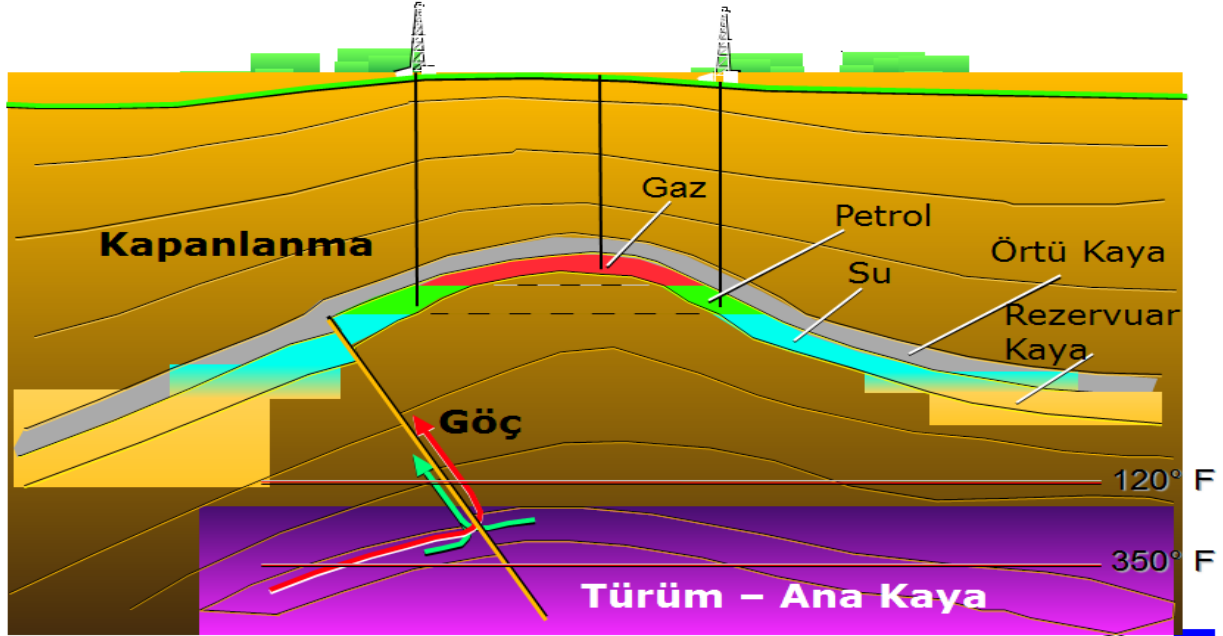
1. *World Energy Resources 2013 Survey by World Energy Council*
2. *BP Energy Outlook 2035, July 2014*
3. *Genel Enerji Denge Tabloları EİGM/ETKB*
4. *Petrol İşleri Genel Müdürlüğü web sitesi: <http://www.pigm.gov.tr>*
5. *Hazar World Mayıs 2013*
6. *Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı web sitesi: <http://www.etkb.gov.tr>*
7. *TPAO 2012 Yılı Hampetrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu*
8. *U.S. Energy Information Administration - EIA - Independent Statistics and Analysis: Turkey*
9. *EPDK Doğal Piyasası Sektör Raporu 2012*
10. *EPDK Petrol Piyasası Sektör Raporu 2012*

3.5. Petrol, Doğalgaz, Şeyl Gaz, Şeyl Petrolü Arama Ve Üretiminde Jeofizik Mühendisliği Uygulamaları

Dr.Orhan Güreli*

3.5.1. Giriş

Bilmeyenler petrol yataklarını genellikle yeraltı petrol gölleri biçiminde düşünür. Oysa normalde petrol ve gaz, gözenekli kayalar içinde bulunur. Bu gözenekli kayalar (genellikle kum, kumtaşı, kireçtaşı ya da dolomit) dışında, petrolün bulunduğu bölgeden başka yere göç etmesi ve göç ettiği yerde uygun yapıların bulunması, bir petrol yatağının varlığını gösterebilir (Şekil 3.23). Ancak, petrolün/doğalgazın işletmeye değer miktarlarda var olup olmadığını tespit etmenin tek yolu, sondaj kuyusu açmaktır. Sondaj kuyusu açmanın maliyeti, bir petrol sahasında petrolün elde edilmesinden önce uygulanan araştırma ve geliştirme işlemlerine yapılan harcamaların en büyük bölümünü oluşturur. Sondaj maliyetinin yüksek olması rağmen sadece bir boyutlu bilgi verir.



Şekil 3.23. Petrol/ Doğal Gaz İçin Ana Kaya, Rezervuar Kaya ve Örtü Kaya ilişkisi Kaynak: www.tpao.gov.tr

Daha fazla bilgi için daha fazla kuyu açılması gerekir ki, bu da çok maliyetlidir. Maliyeti düşürmek için ve doğru sondaj yerlerini belirleyebilmek için jeofizik yöntemlere ihtiyaç duyulur. Bu yöntemlerin başlıcaları şunlardır: gravite yöntemi, magnetik yöntem ve sismik yöntemdir. Kuyularının nerelere açılacağına, ancak bu tür incelemelerden elde edilen sonuçların değerlendirilmesiyle karar verilir. Bu nedenle bu yöntemlere sondaj öncesi arama yöntemleri de denir.

Bilindiği gibi, jeofizik yöntemlerin her biri yerin bir veya birkaç fiziksel özelliğine duyarlıdır ve duyarlı olduğu parametreler tespit edilmeye çalışılır. Örneğin petrol, doğalgaz aramacılığında gravite yöntemi ile yapısal araştırmalar, basen, tuz domları, aranır.

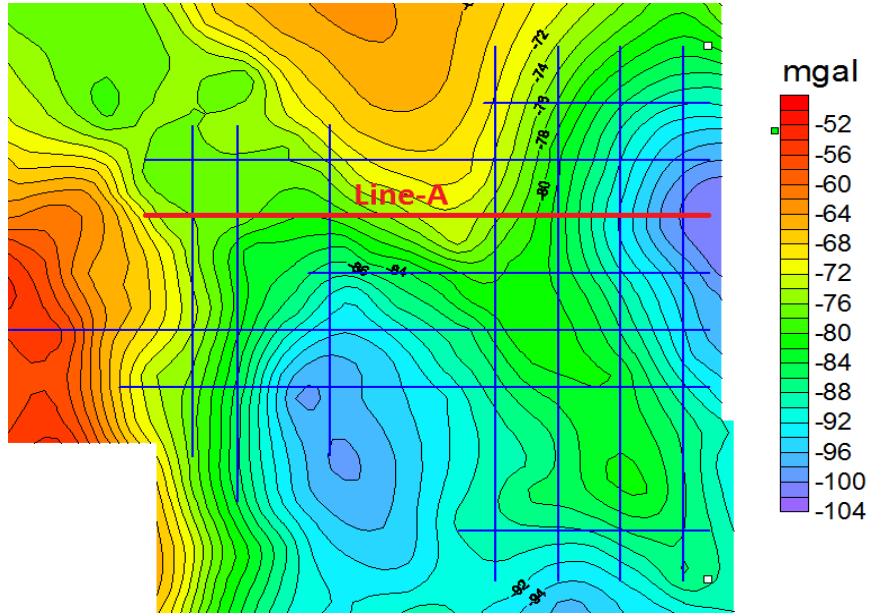
*Jeofizik Y. Mühendisi, ogureli@roti.com.tr

Manyetik yöntemi ile kayaların mıknatıslanma özelliklerindeki farklılıklara dayanarak farklı kayaların belirlenmesine çalışılır. Sismik yöntem ise doğal ya da yapay olarak elde edilen ses dalgalarının kayalar içinden geçerken uğradıkları değişimlerin incelenmesine dayanır. Ses dalgaları farklı kayalarda farklı hareket ederler. Sismikte bu özellik kullanılır.

3.5.2. Jeofizik Yöntemler

3.5.2.1. Gravite Yöntemi

Bir kayacın yoğunluğu çevreye nazaran büyükse pozitif, küçükse negatif anomali verir. Gravite haritaları çökel havzalarının genel görünümünü anlamada kullanılır. Düşük yoğunluklu çökellerle dolu olan çökel havzaları negatif anomali verir. Yüksek yoğunluklu temel kayalarının oluşturduğu yükselimler, sırtlar vb. ise pozitif anomali verir. Gravite metodu ile bilhassa çevreye nazaran düşük yoğunluklu tuz domları ve yüksek yoğunluklu resifler iyi belirlenebilir (Şekil 3.24).



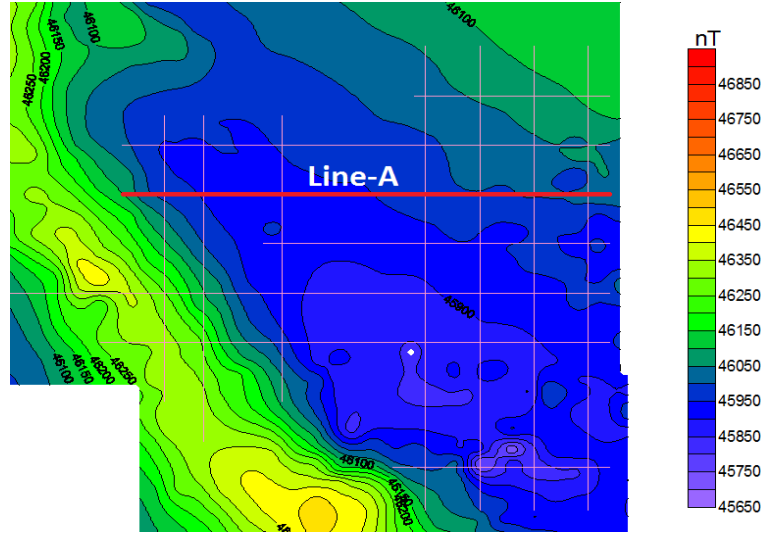
Şekil 3.24. Gravite Haritası (Kaynak: Roti Sondaj Sismik AŞ.)

3.5.2.2. Manyetik Yöntemi

Jeofizik aramalarındaki en eski yöntemlerden biridir. Hem maden aramalarında, hem de petrol aramalarında yaygın olarak kullanılmaktadır. Manyetik arama yönteminin amacı, yerin manyetik alanındaki değişimlerinin incelenmesidir. Gravite yöntemi ile çok büyük benzerlikleri vardır, her ikisi de doğal potansiyel yöntemidir. Yeraltında bulunan bir cismin manyetik anomali verebilmesi için cismin manyetik duyarlılığının çevresindeki kayalardan farklı olması gerekir.

Manyetik yöntemi, petrol aramalarında tortul havzaların tanımlanmasına yarayan temel yapıların derinliklerinin saptanmasında kullanılır. Temeli meydana getiren

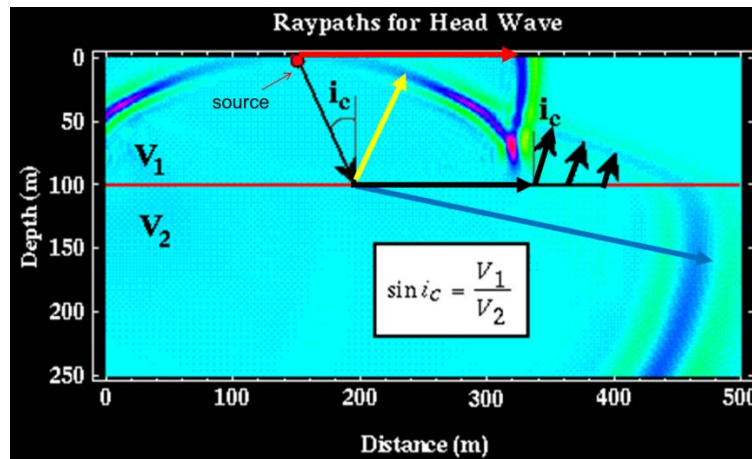
başkalaşım ve püskürük kayaçların manyetik duyarlılığı üstteki tortul kayalara göre daha büyüktür. Bu nedenle, çoğunlukla elde edilen manyetik anomali taban yapının topoğrafyasını yansıtır. Gravite ve sismik verileri, manyetik ile birlikte kullanıldığında bölge hakkında ayrıntılı bilgi elde edilebilir (Şekil 3.25). Maden aramalarında da esas olarak demir aramalarında manyetik yöntem kullanılmaktadır. Fakat diğer madenler de belirli manyetik özellikleri göz önüne alınarak bu yöntemden yararlanılabilir. Ayrıca levha tektoniğini kuramında önemli yer tutan Paleomanyetik çalışmalar yine yerin ve kayaçların belirli manyetik özellikleri göz önüne alınarak yapılmaktadır.



Şekil 3.25. Manyetik Haritası (Kaynak: Roti Sondaj Sismik AŞ.)

3.5.2.3. İki Boyutlu (2B) Sismik Yöntem

Sismik yöntemler, gravite ve manyetik (ve diğer yöntemlere göre de) yöntemlere göre daha hassas bilgi sağlar. Gravite, manyetik, rezistivite ve manyetotellürik gibi yöntemler, sismik kadar hassas değildir. Özellikle derinlerdeki tabakalar, fayların yönü ve boyu sismikte daha ayrıntılı olarak görmek mümkündür. Sismik yöntemde, yapay patlamalarla ya da başka yollarla yaratılan ses dalgalarının, yeraltındaki kayalardan yansıtılması ya da kırılmaya uğraması için geçen süreyi ölçmeye dayanır (Şekil 3.26).



Şekil 3.26. Sismik Yöntem

(Kaynak: http://talus.mines.edu/fs_home/tboyd/GP311/introgp.shtml)

Şekil 3.26'da kaynaktan çıkan dalga;

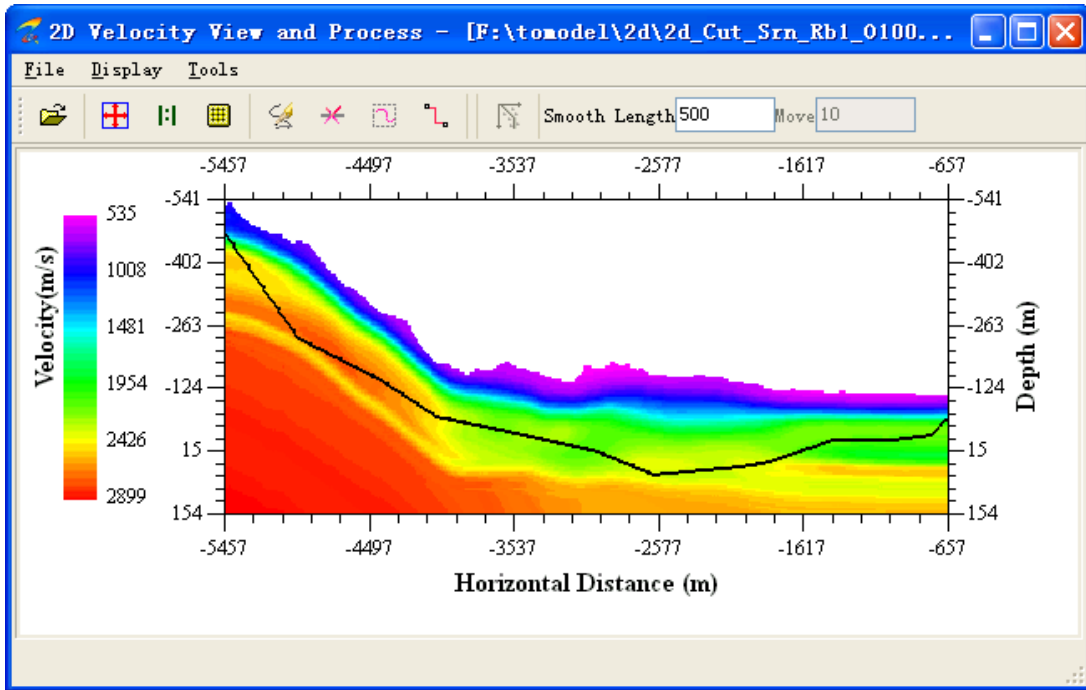
1- Yüzeypden gider (kırmızı renkli), doğrudan gelen dalga olur,

2- Belirli bir kritik açı ile gider ve kırılır (siyah renkli), aynı açı ile alıcılara gelir, kırılan dalga olur,

3- Kritik açıdan daha küçük açı ile giden dalgalar (mavi renkli) aynı açı ile ara yüzeypden geri yansır, buna da yansıyan dalga denir.

I. Sismik Kırılma Ve Tomografi Yöntemi

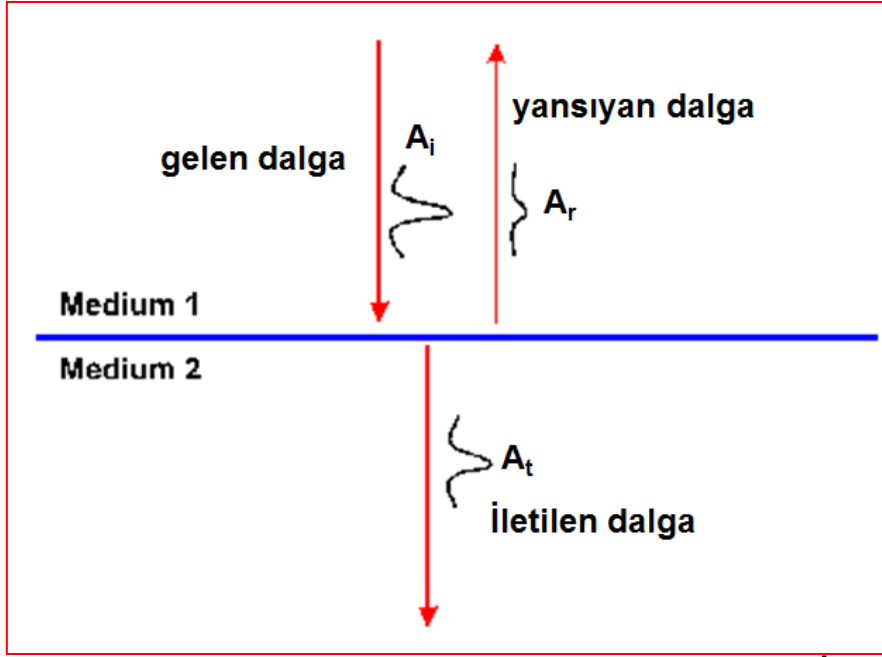
Kırılma yönteminde doğrudan gelen (1) ve kırılıp gelen (2) dalgalar kullanılır(Şekil 3.26). Burada ölçülen dalgaların belirli aralıklarla dizilmiş alıcılara geliş zamanları kullanılır. Verinin değerlendirilmesiyle derinlik modeli elde edilir. Bu yöntem daha çok yakın yüzeyp modellerinde kullanılır. Petrol sektöründe ise aynı veri tomografi yöntemiyle yakın yüzeyp modeli çıkartılır ve statik düzeltmede kullanılır (Şekil 3.27).



Şekil 3.27. Tomografi Yöntemiyle Elde Edilmiş Yakın Yüzeyp Modeli

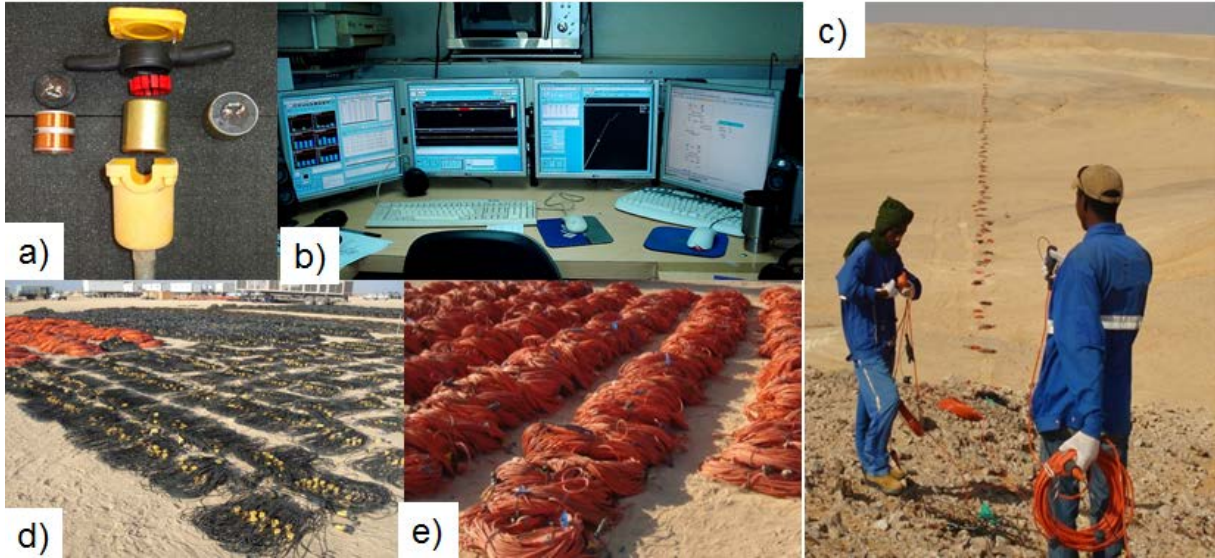
II. Sismik Yansıma Yöntemi

Sismik yansıma yönteminde ise; belirli bir aralıklarla yerleştirilmiş alıcılara (jeofonlar), kaynaktan çıkan ve ara yüzeypden yansıyan dalgaların geliş zamanlarına bağlı olarak genlikleri ölçülür. Bu genlikler, sismik yansıma yönteminde çok önemlidir (Şekil 3.28).



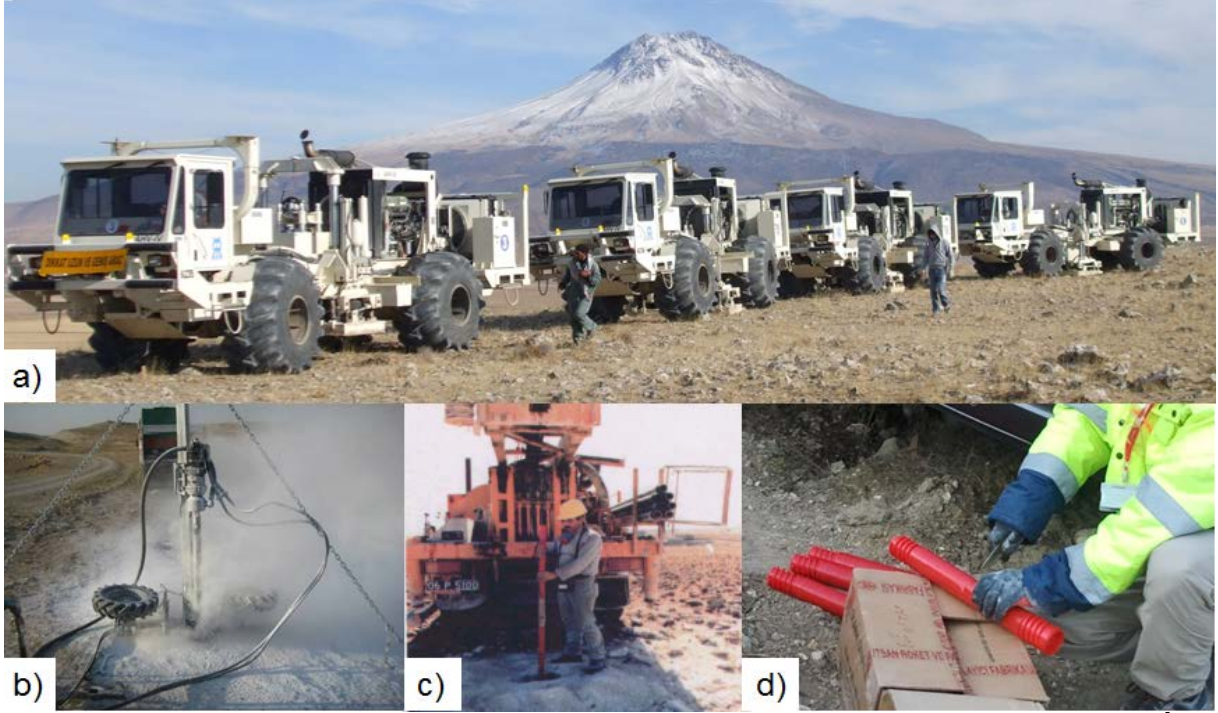
Şekil 3.28. Bir Ara Yüzeydeki Gelen Dalga, Yansıyan Dalga ve İletilen Dalga İlişkisi

a. Sismik Veri Toplama: Sismik yansıma yönteminde veri toplama için kullanılan ekipmanlar çok önemlidir. Kaynak ve kayıta kullanılan ekipmanların seçimi verinin kalitesini doğrudan etkiler.



Şekil 3.29. a) Bir Jeofunun İçinin Görünüşü, b) Kayıt Cihazının İçinin Görünüşü, c) Serimi Yapılmış Bir Hattın Görünüşü, d) Jeofonların Toplu Olarak Görünüşü, e) Kayıta Kullanılan Alıcı Kablolarının Görünüşü (Kaynak: Roti Sondaj Sismik AŞ.)

Şekil 3.29'da sismik yansıma yönteminde kayıt işlemlerinde kullanılan ekipmanlar görülmektedir.



Şekil 3.30. a) Yere Titreşim Dalgaları Gönderen Vibratörlerin Görünüşü, b) Patlayıcı İçin Kuyu Açan Bir Portatif Sondaj Makinası, c) Patlayıcı İçin Derin Kuyu Açan Bir Sondaj Makinası, d) Sismik Dinamitin Görünüşü (Kaynak: Roti Sondaj Sismik AŞ, Sakallıoğlu ve diğ., 2012).

Şekil 3.30'da sismik yansıma yönteminde kullanılan kaynak ekipmanları görülmektedir. Dünya'da günümüzde kaynak olarak vibratörler yaygın olarak kullanılmaktadır. Vibratörlerin çevreye duyarlı, tehlikesiz ve kontrollü kaynak olması nedeniyle, sismik ekiplerin %75-80'ninde kullanılmaktadır. Vibratörlerin çalışamayacağı sahalarda ise patlayıcı kullanılır. Bu patlayıcı ise özel üretilmiş sismik dinamittir. Yanma hızı oldukça yüksektir. Yanma hızı düşük olursa, patlama sonrası ortaya çıkan dalgacık düşük frekansta olur. Yüksek frekanslar için yüksek yanma hızlı dinamit kullanılır. Vibratörde ise kaynak frekansı önemlidir. Dinamite göre düşük genlikte olduğu için, 4 adet vibratör aynı anda kullanılır. Yine aynı noktada birden fazla tekrar edilerek sinyalin güçlenmesi sağlanır. Denizde ise kaynak olarak hava tabancası ve alıcı kablosu olarak streamer ve hidrofona kullanılır.

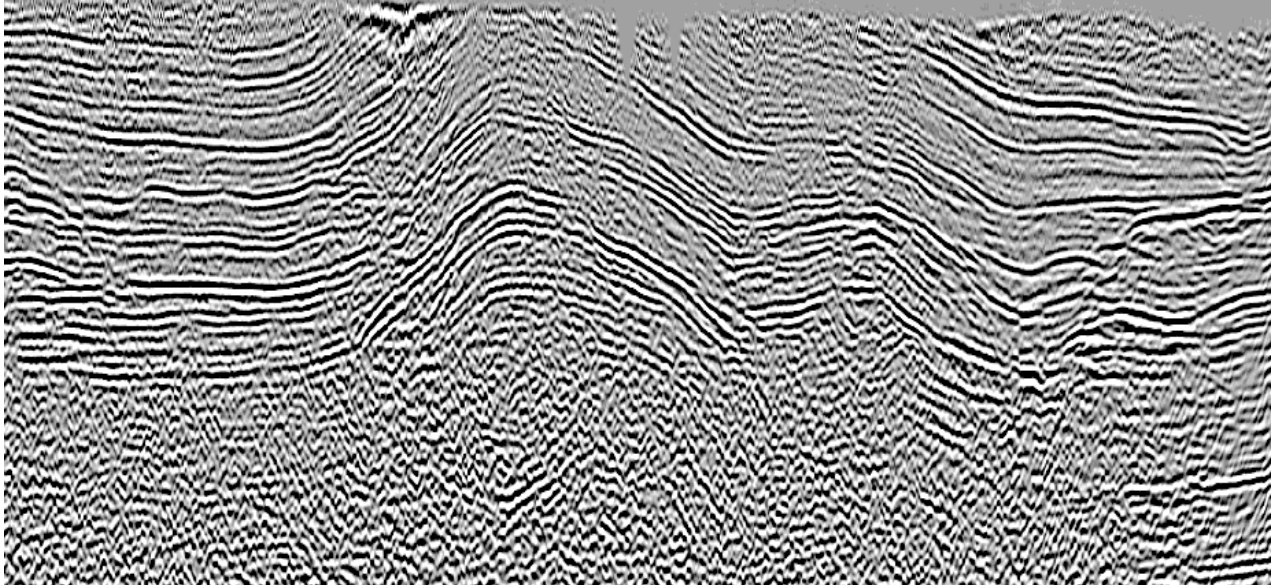
b. Sismik Veri İşlem: Sahada kayıt edilen verilerin ikinci aşaması ise veri işlemdir. Sismik verinin prosesi de bir kaç aşamadan geçerek kesit elde edilir. Bu aşamalar alttaki gibidir;

- Read SegY or SegD data
- First break picking and refraction static calculation
- Bad shot & Traces editing
- True amplitude recovery, Surface consist amplitude recovery
- Surface consist deconvolution
- Velocity analysis 1
- NMO-I
- Stack-1
- Residual static 1
- Stack-2
- Velocity analysis 2

- NMO-II
- Stack-3
- Residual static 2
- Final Stack-4
- Filter, AGC, Signal enhancement after post stack
- PreStack Time Migration (PSTM) and Velocity analysis
- PSTM Stack, Signal enhancement

(PreStack Time Migration (PSTM) proses akışıdır. Kaynak: Roti Sondaj Sismik AŞ).

Elde edilen kesitler mevcut yüzey ve kuyu jeolojisi verilerinin de yardımı ile jeolog ve jeofizikçiler tarafından yorumlanır.

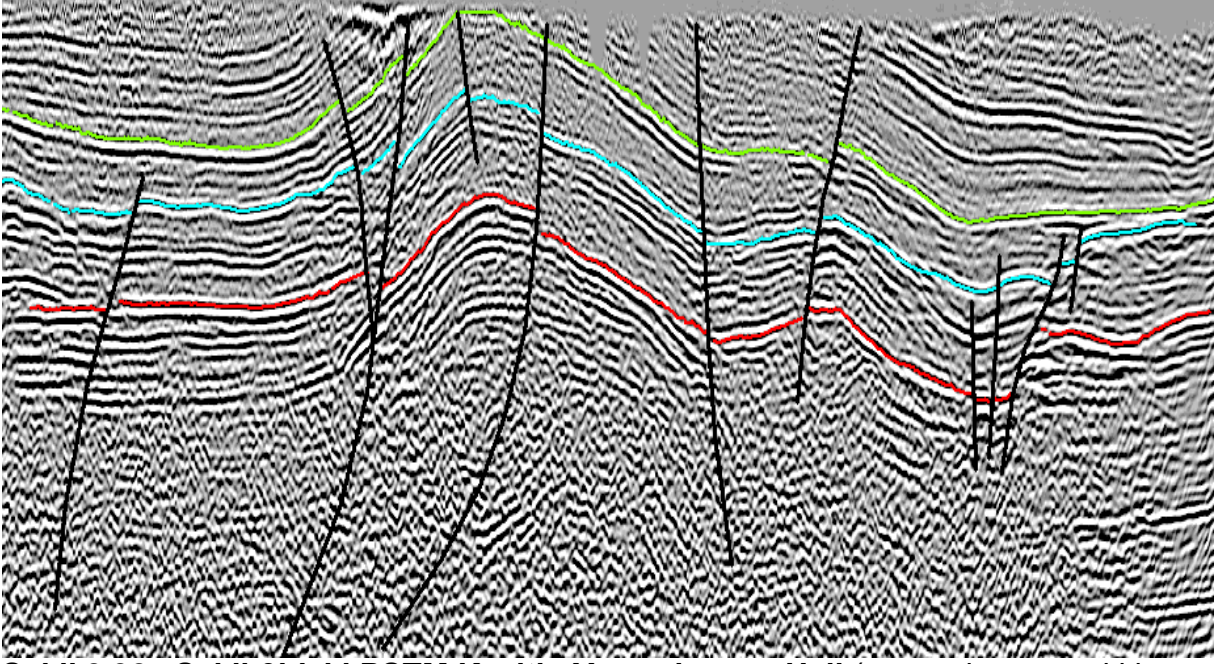


Şekil 3.31. PSTM Prosesi Yapılmış Bir Sismik Kesit (yatay eksen; uzaklık, düşey eksen; zaman) (Kaynak: Roti Sondaj Sismik AŞ).

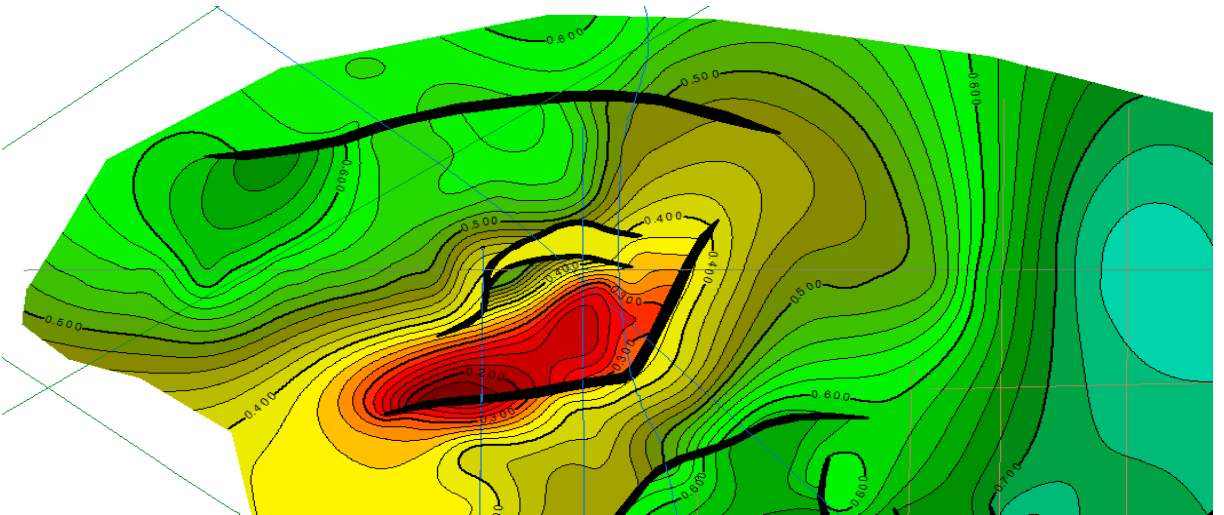
Şekil 3.31'de yukarıdaki proses aşamaları sonucu elde edilen bir PSTM sismik kesiti görülmektedir. Yukarıdaki kesitte her bir seviye ayrı bir tabakaya karşılık gelmektedir.

c. Sismik Yorumlama

Sismik yorumlamada ise öncelikle faylar incelenir. Daha sonra tabaka seviyelerinin devamlılığı incelenir. Eğer seviyeler devam etmeyi, bir sıçrama gösterirse orada fay var demektir (Şekil 3.32). O sahaya ait tüm hatlarda fay ve seviye belirleme işi tamamlanınca, seviye haritaları çıkartılır (Şekil 3.33). Bu işlemler zaman ortamında yapılır. Haritalardan derinliğe geçmek için çeşitli hızlar kullanılır. En güvenilir hızlar, kuyulardan elde edilen hızlardır. Bunlar, sonik log, check shot atışları, VSP gibi kayıtlardan elde edilen hızlardır. Bu hızlar yoksa, prosesete kullanılan hızlar ile dönüşüm yapılabilir ama güvenilirliği zayıftır.



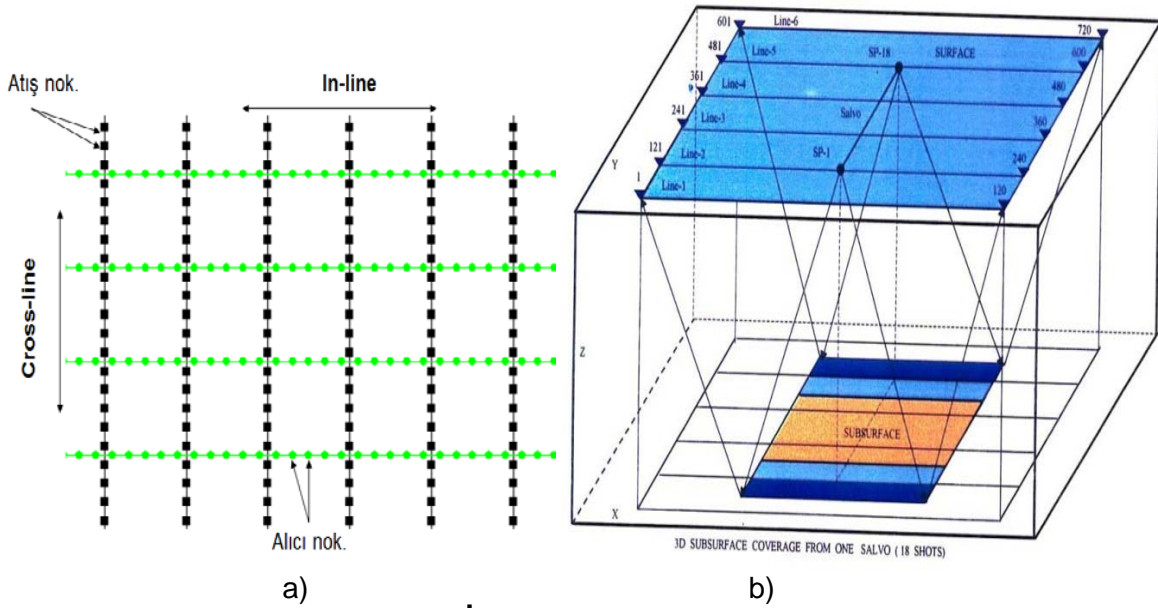
Şekil 3.32. Şekil-9'daki PSTM Kesitin Yorumlanmış Hali (yatay eksen; uzaklık, düşey eksen; zaman) (Kaynak: Roti Sondaj Sismik AŞ)



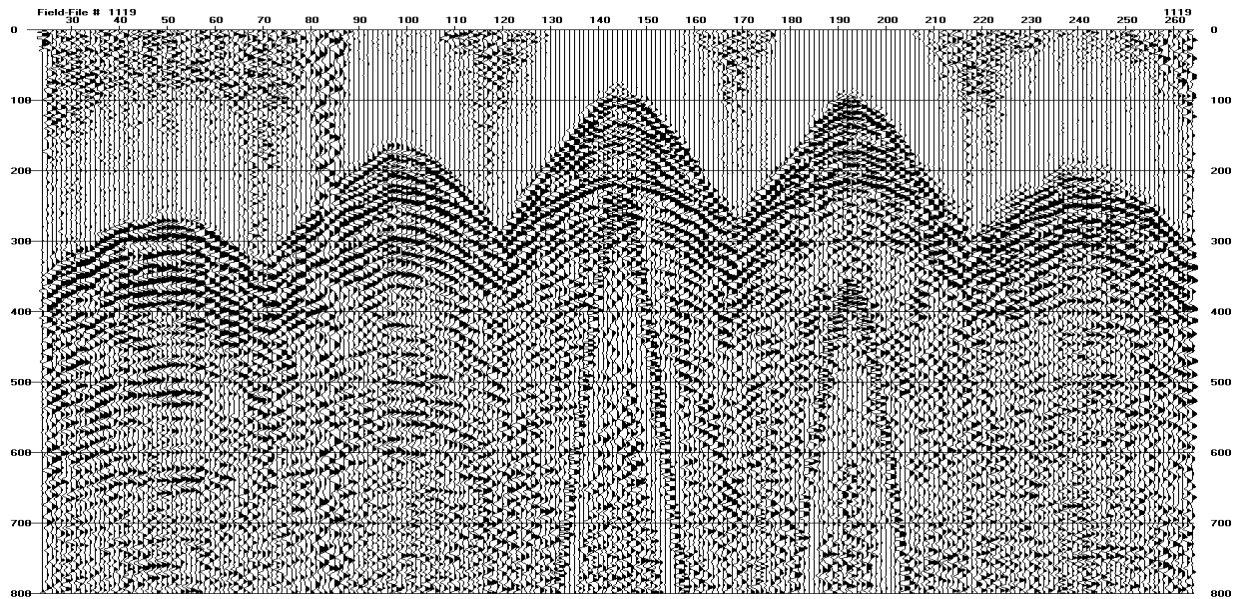
Şekil 3.33. Sismik Kesitlerin Yorumlanması Sonucu Elde Edilen Tabaka Giriş Zamanı Haritası (Kaynak: Roti Sondaj Sismik AŞ)

3.5.2.4. Üç Boyutlu (3B) Sismik Yöntem

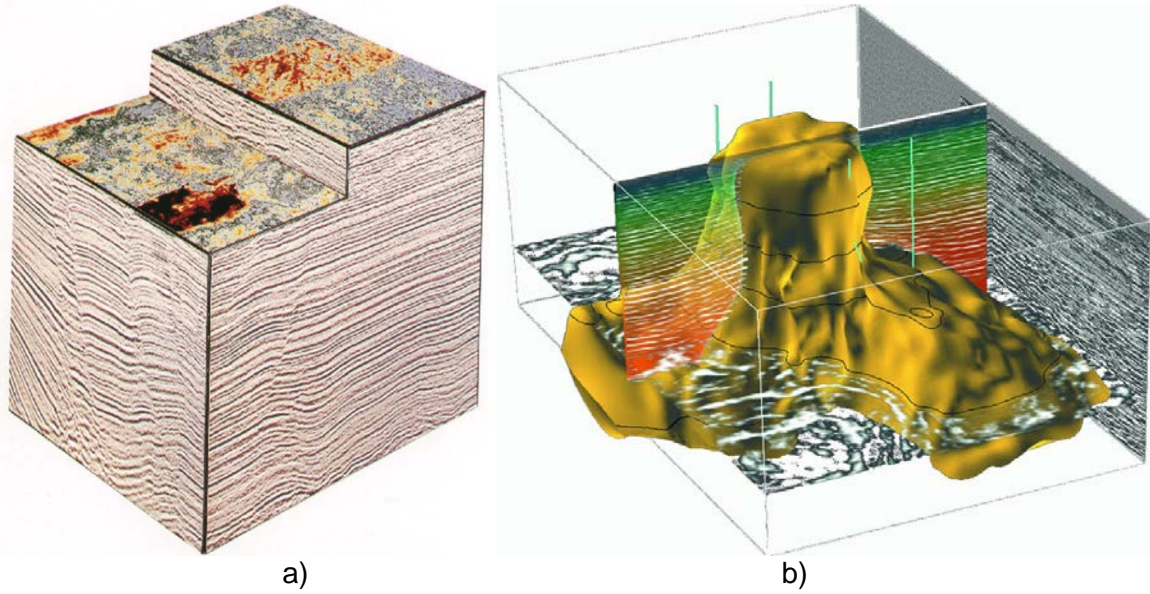
2B veri ile yorum yapmak biraz risklidir. Eğer hatlar faylara dik atılamazsa, kesitlerde gerçek eğimler ölçülemez. Bu da yanılgılara neden olur. Yine kayıtlara giren üçüncü boyut gürültüleri kayıtlarda kalır. Asıl önemlisi ise migrasyon sonrası veri gerçek yansıma noktasına taşınmaz. Bunun için 3B veri toplanmalı ve proses edilmelidir. 3B veri bize tabakalarını gerçek şeklini çıkarmaya, fayların şeklini ve doğru eğimini bulma imkanı verir. Şekil 3.34'de 3B veri toplanacak sahanın şekli, atış alıcı konumları ve bir atış için spread'in şekli verilmiştir. 3B'de yan yana birden çok (en az 8-10 hat) hat yan yana serilerek veri toplanır. Aynı saha içinde atışlar ise alıcılara dik olarak yapılır. Şekil 3.35'te bir 3B kayıt örneği verilmiştir. Şekil 3.36'da ise proses edilmiş ve yorumu yapılmış 3B verisi görülmektedir.



Şekil 3.34. a) 3B Sismik Veri İçin Atış Ve Alıcı Noktalarının Görünüşü, b) Bir Swath İçin Patern'in Görünüşü.



Şekil 3.35. 3B Kayıt Örneği

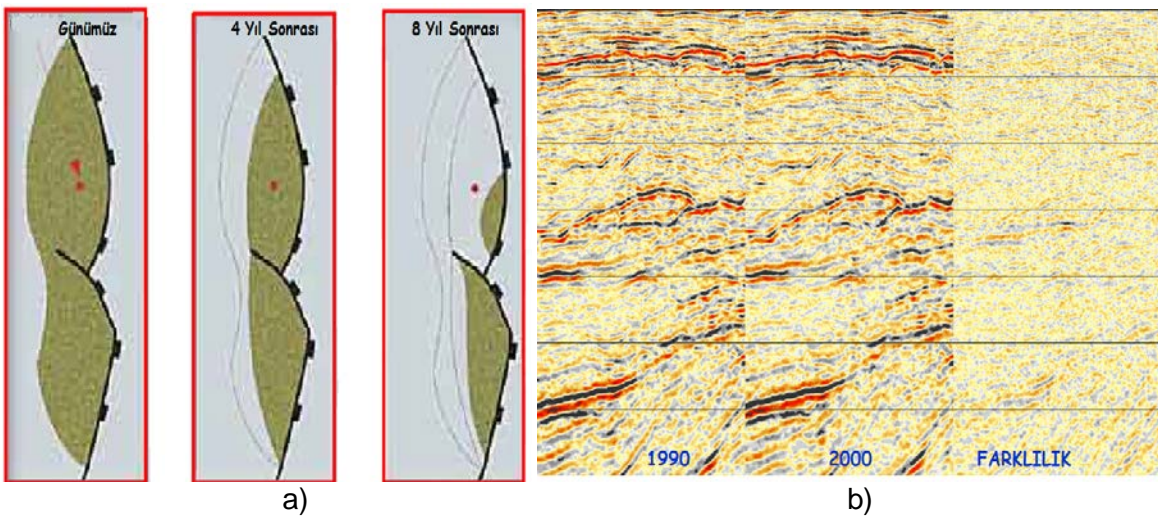


Şekil 3.36. a) Prosesi Tamamlanmış Bir Küp Şeklindeki Verinin Görünüşü, b) 3B Verinin Yorumundan Elde Edilmiş Tuz Domu Görünüşü

(Kaynak: University of California, Berkeley, BISC,2000)

3.5.2.5. Dört Boyutlu (4B) Sismik Yöntem

4B veri ise aynı 3B verisi gibi toplanır, proses edilir ve yorumlanır. Aynı sahada, aynı parametreler ile fakat farklı zamanda en az iki defa veri toplanır ve proses edilir. Proses sonucunda elde edilen eski ve yeni kesitlerin arasındaki farka bakılır. Eğer bir değişim varsa ya da yoksa ona göre yorumlanır. Örneğin Şekil 3.37a'ya bakıldığında açılan kuyuların üretim sonrası nasıl değiştiği incelenir ve yeni kuyuya ihtiyaç olup olmadığına bakılır. Şekil 3.37b'de ise 10 yıllık üretim sonrası farka bakılır. Şekilde görüldüğü gibi az da olsa bir fark vardır. Bu farkın nedeni, muhtemelen petrol-su seviyesindeki değişimden kaynaklanmaktadır.



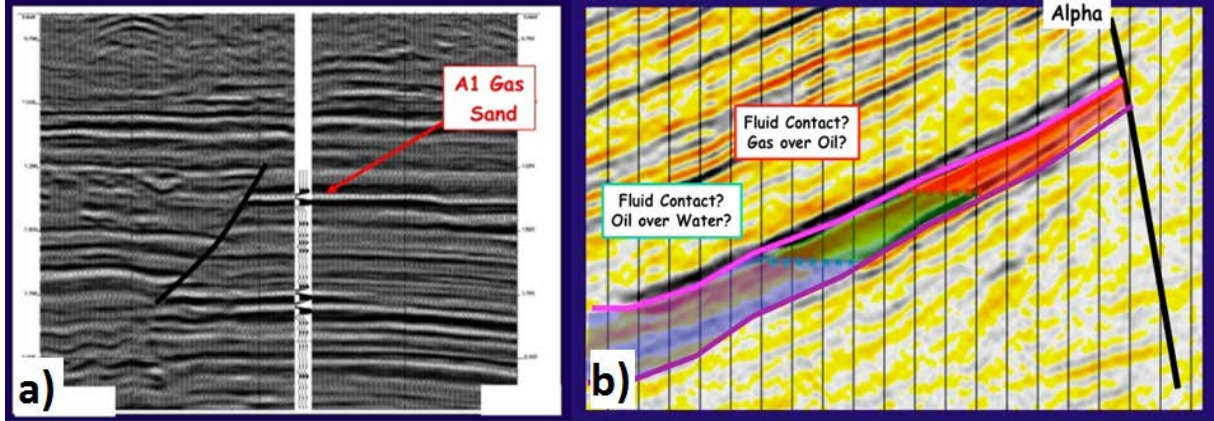
Şekil 3.37. a) Prosesi Tamamlanmış Bir Küp Şeklindeki Verinin Görünüşü,

b) 3B Verinin Yorumundan Elde Edilmiş Tuz Domu Görünüşü

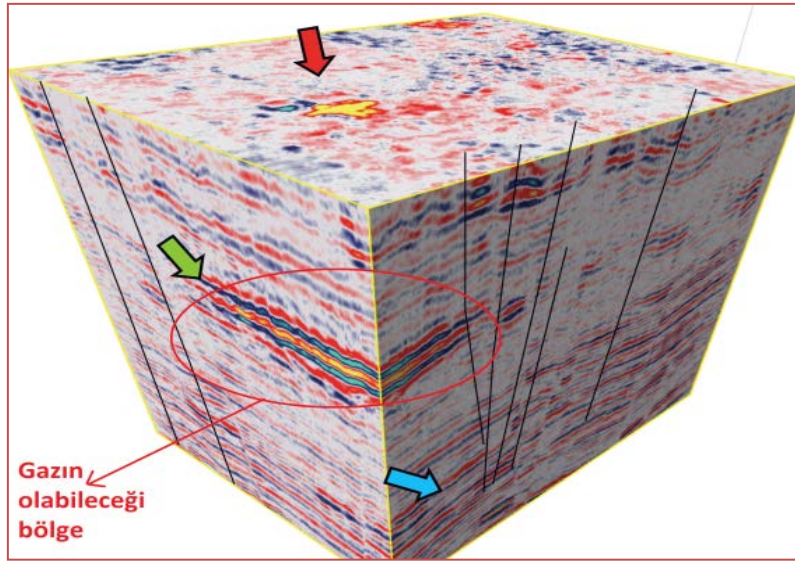
(Kaynak: www.cs.berkeley.edu)

3.5.3. Sonuç ve Öneriler

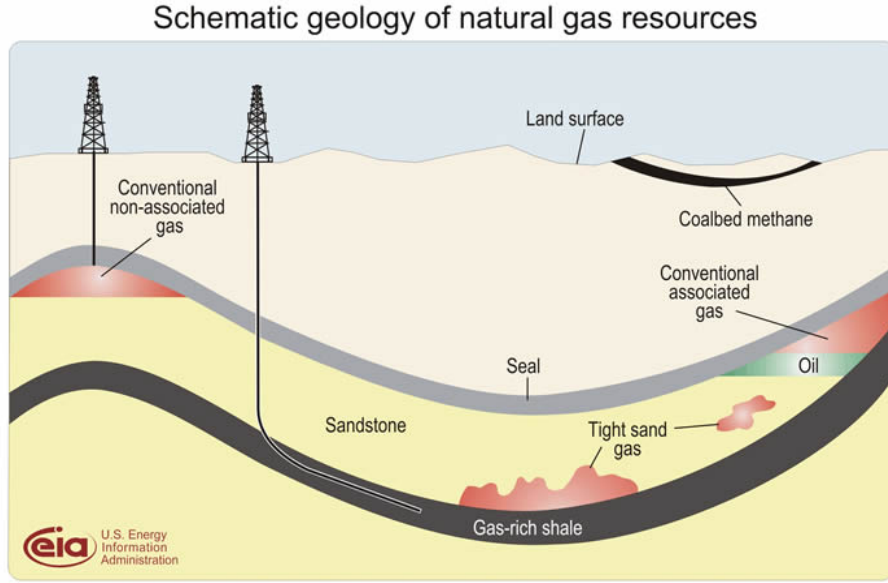
Petrol, doğal gaz, şeyl gazı ve şeyl petroleri aramacılığında bu aşamalar aynıdır. Sadece özel çalışmalara göre veri toplama, veri işlem ve yorumlarda farklılık vardır. Bunun için baştan ne yapılacağına karar verilmelidir. Örneğin gaz araması yapılacaksa veri toplama aşamasında paramtre ona göre seçilmelidir. Aynı şekilde proste ona göre yapılmalıdır. Yorum aşamasında petrol-su, petrol-gaz kontağını bulmak mümkündür (Şekil 3.38).



Şekil 3.38. a) Faya Dayalı Bir Gazlı Kumun Kesitte Görünüşü, b) Faya Dayalı Bir Kapanımda Gaz-Petrol-Su Seviyesinin Görünüşü (Kaynak: www.aapg.org)



Şekil 3.39. 3B Sismik Küp Veri Üzerinde Seviyenin Görünüşü (Kaynak: www.ogj.com)



Şekil 3.40. Doğalgaz Kaynaklarının Şematik Gazlı Görünüşü

(Kaynak: www.wikimedia.org)

Şekil 3.39'da 3B sismik küp veri üzerinde gazlı seviye görülmektedir. Özellikle AVO (Amplitude Versus Offset) gibi özel prosesler yapılırsa, doğrudan gazlı seviyeleri yakalamak mümkündür. Şekil 3.40'da ise doğal gaz kaynaklarının nerelerde olabileceği ile ilgili şematik görülmektedir. Şeyl gazların/petrolün yerini ancak bulunduğu formasyonlar bilinirse, o seviyeleri de bulmak mümkün olmaktadır.

Kaynaklar

1. American Association of Petroleum Geologists: www.aapg.org
2. Colorado School of Mines: www.mines.edu
3. İstanbul Üniversitesi web sayfası: www.istanbul.edu.tr
4. Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü: www.mta.gov.tr
5. Nüve forum: www.nuveforum.net
6. Oil and Gas Journal: www.oqj.com
7. Roti Sondaj Sismik AŞ: www.roti.com.tr
8. Sakallıoğlu, Y., Güreli, O., Başar, H.S., 2012, Vibrosismik, 396 sayfa, ISBN: 978-605-63270-0-1
9. Türkiye Petrolleri A.O.: www.tpao.gov.tr
10. University of California : www.cs.berkeley.edu
11. Wikimedia: www.wikimedia.org

3.6. Petrol Kanunu

A.Uğur Gönülalan*

3.6.1.Cumhuriyet Döneminin Petrol Kanunları

- Cumhuriyetimizin ilk Kanunu olan ve 24 Mart 1926 yılında yürürlüğe giren 22 maddelik 792 sayılı yasa'dır.
- 6326 sayılı Cumhuriyetin ikinci Petrol Kanunu, 16.03.1954 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiş ve 792 sayılı Kanun iptal edilmiştir. İkinci petrol kanunuyla birlikte 6327 sayılı TPAO'nun Kuruluş Kanunu da kabul edilmiştir.
- 6326 sayılı 2. Petrol Kanununda 1955-2003 yılları arasında çok sayıda değişiklik yapılmıştır. Bu değişikliklerle kanun daha açıklayıcı olmuş, yatırımcıya çalışabilmesi ve yatırımlarını huzur içinde yapabilmesi için daha liberal bir ortam hazırlamıştır.
- Petrol sektörünün yeniden yapılanma sürecinde yürürlükte olan 6326 sayılı Petrol Kanunu'ndaki bazı bölümler çıkarılarak 2003 yılında çıkarılan 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu'nda; 2001 tarihinde kabul edilen 4646 sayılı Doğalgaz Piyasası Kanununda yer verilmiştir. Böylece 6326 sayılı kanun sadece arama-üretim faaliyetlerini düzenleyen bir hüviyete indirgenmiştir.
- 17.1.2007 tarihinde TBMM kabul edilen 5574 sayılı Türk Petrol Kanunu, TBMM'nce bir kez daha görüşülmesi için geri gönderilmiş ancak bu Kanun yürürlüğe girmemiştir.
- 1926 ve 1954 yıllarında kabul edilen mülga 2 kanundan sonra 6491 sayılı Türk Petrol Kanunu Türkiye Cumhuriyeti'nin kuruluşundan bu yana 11.06.2013 tarih ve 28674 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren üçüncü Petrol Kanunu olmuştur.

3.6.2. Yeni Türk Petrol Kanunu (6491 sayılı) Neler Getiriyor?

- ▶ Mevcut yasada yer alan bölge kavramı sadeleştirilerek, kara ve deniz olarak ikiye ayrılmıştır.
- ▶ Arama ruhsat başvurusunda; mevzuata uygunluk, mali yeterlilik, taahhüt edilen iş ve yatırım programını daha kısa sürede yerine getirme özelliği dikkate alınmaktadır.
- ▶ Açık bir alana ilk başvuru ilan ediliyor, bu tarihten sonra 90 gün başvurular alınıyor ve gizli tutuluyor. 90 gün sonunda değerlendirmeye alınıp, 60 günde karara bağlanmaktadır.

*Jeofizik Y. Mühendisi, ugonulalan@gmail.com

- ▶ Arama ruhsatları; kara sınırları ve karasuları içi denizlerde 1/50.000 ölçekli pafta esasına göre yapılmaktadır.
- ▶ Arama ruhsatı karalarda beş yıl, denizlerde sekiz yıl olarak veriliyor. Yatırım programının karalarda %2'si, denizlerde ise, %1'i teminat olarak verilmektedir.
- ▶ Mücbir sebepler dışında, taahhüt edilen iş programının iki yıl üst üste hiç gerçekleştirilmemesi durumunda verilen teminat irat kaydedilerek ruhsat iptal edilmektedir.
- ▶ Teminat getirilmesi ile ruhsat spekülasyonu yapılmasının engellenmesi amaçlanmaktadır.
- ▶ Arama ruhsatlarında bölgesel sondaj mükellefiyeti kaldırılmış, ama her bir ruhsat için sondaj mükellefiyeti getirilmiştir. Diğer bir ifade ile, birçok ruhsat için sondaj mükellefiyeti bölgesel bazda bir tane iken, bu kanunla her bir ruhsat için sondaj mükellefiyeti getirilmektedir.
- ▶ Potansiyel olarak belirlenen alanlar, başvurulara kapatılarak Genel Müdürlükçe ihaleye çıkarılabilmektedir.
- ▶ Petrol bulgusu tespit edilmeyen veya Unconventional (Geleneksel olmayan) yöntemlerin uygulanacağı alanlarda teminat alınıp alınmamasına, alınacak ise oranına Bakanlık karar verecektir.
- ▶ İşletme ruhsatı süresi dolan sahalar, belirlenen ihale şartlarına göre müzayedeye çıkarılacaktır.
- ▶ TPAO'ya ait mevcut sahalar üretim yaptığı sürece TPAO'nun mülkiyetinde kalmaktadır.
- ▶ İşletme ruhsatından arta kalan alan arama ruhsatı alanı süresinin sonuna kadar devam etmektedir.
- ▶ Gravitesi 21.5 API'dan düşük olan petrolden her bir 0.1 API gravite farkı için beş ABD cent daha az devlet hissesi alınmaktadır.
- ▶ Petrol sahalarında üretilen karbondioksit, üretimi artırma amaçlı kullanılabilir.
- ▶ Petrol sahaları yer altı depolama amaçlı kullanılmak istendiğinde, fiili olarak tam boşalmış ise, işletmecisine öncelik verilecektir.
- ▶ Sondaj kuleleri ve ekipmanları Bakanlığın onayı ile jeotermal faaliyetlerde kullanılabilir.
- ▶ İthal edilen malzeme ve ekipmanın on yılı doldurmamış ise, ülke içerisinde başka bir faaliyete esas olarak devri halinde yürürlükte bulunan ithaldeki vergi, resim ve harçların tümüne tabi tutulacaktır.
- ▶ Petrol hakkı sahipleri, Bakanlığın uygun görüşü ile altı aydan kısa süreli olarak yabancı uyruklu personeli, yabancıların çalışma izinleri hakkındaki kanun hükümleri dışında çalıştırabilir.

- ▶ Devlet hakkı (petrol işleme yapma hakkına karşılık arazi genişliğine göre devlet'e ödenen meblağ) alınmasının kaldırılmış olması, TPAO ile diğer şirketler arasında var olan bu konudaki yükümlülük farklılığını da ortadan kaldırmıştır. 6326 sayılı Petrol Kanunu'nun 121.maddesine göre, devlet hakkı, TPAO'ya ait "arama ruhsatlarından" zaten alınmamaktaydı.
- ▶ 'PETROL KEŞFİ' tanımından başka 'PETROL BULGUSU' tanımına da (madde 2) yer verilmiştir.

3.6.3. Yeni Kanunun (6491 Sayılı) Getirebileceği Olası Sıkıntılar

1. Bölge sınırlaması anlayışının terki ile, bazı bölgelerin ruhsatlandırmada %100 dolu iken, bazı alanlarda faaliyetlerin hiç olmama riski.
2. Yerli istihdamı teşvik edici hususların yer almaması,
3. Süresi dolan sahaların müzayedesinde izlenecek yöntemin belirsizliği,
4. Denizlerde yeterince teşvikin olmaması,
5. PİGM'in mevcut yapısı itibarıyla, uygulamada ve denetimde yaşayabileceği sorunlar.



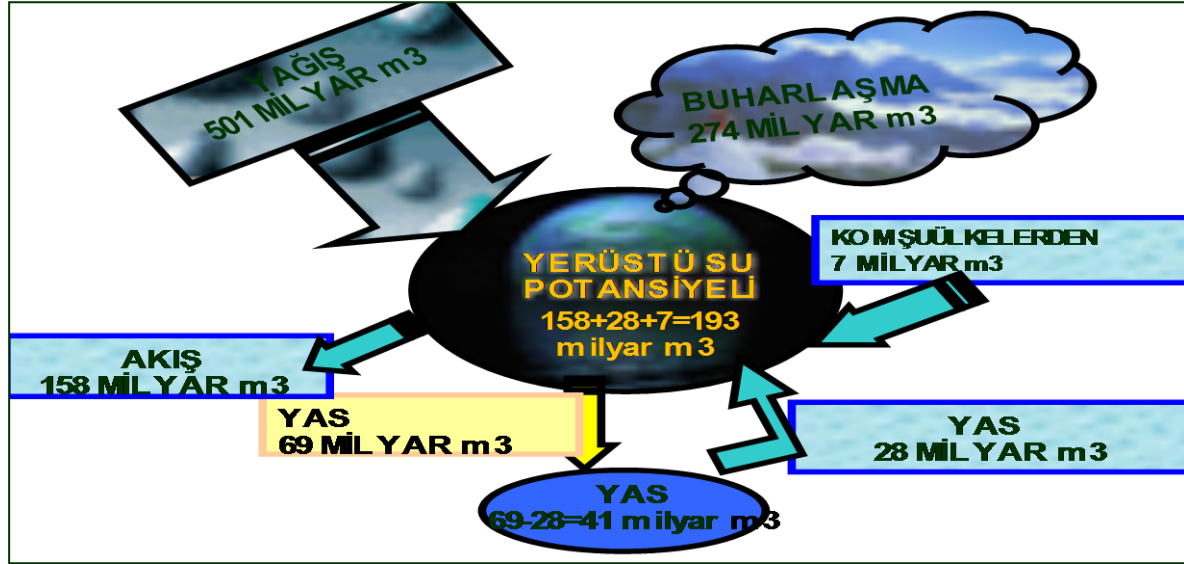
4. HÍDROLÍK

4. TÜRKİYE HİDROELEKTRİK POTANSİYELİ VE GELİŞME DURUMU

Türkiye'nin hidroelektrik potansiyeli ve gelişme durumuna ilişkin bilgiler, Ayla Tutuş'un* DEK-TMK Yönetim Kurulu Üyesi olduğu dönemdeki çalışmalarından derlenmiştir.

4.1. Türkiye Su ve Hidroelektrik Potansiyeli ve Gelişme Durumu

4.1.1. Türkiye'nin Su Potansiyeli



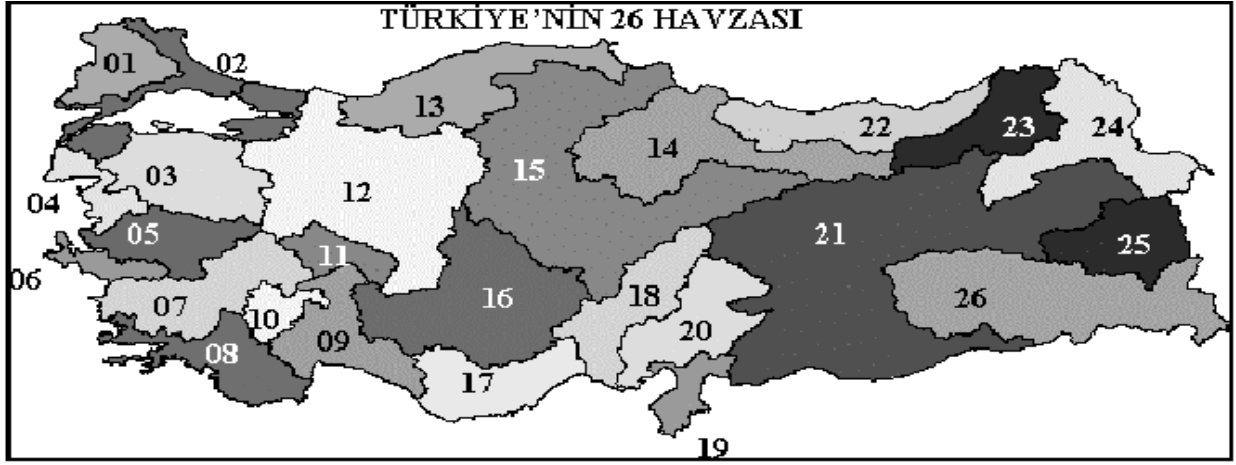
Şekil 4.1. Türkiye'nin Su Potansiyeli

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 büyüklükteki 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 ülkelere 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 koşullarında teknik ve ekonomik şartlar çerçevesinde ülkemizin tüketilebilir yerüstü ve yeraltı suyu potansiyeli yılda ortalama toplam 110 milyar m³ olmaktadır.

*İnşaat Y.Mühendisi, aylatutus@gmail.com

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 4.2. Türkiye’nin 26 Drenaj Havzasını Gösteren Harita

Türkiye’de su kaynakları en yoğun olarak sulama amaçlı kullanılmaktadır. DSİ verilerine göre Türkiye’de suyun yüzde 11’i sanayi, yüzde 16’i evsel ve yüzde 73’ü ise tarımsal amaçlı kullanılmaktadır. 2013 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.

Tablo 4.1. Türkiye Teorik HES Potansiyelinin Havzalara Göre Dağılımı

	Havza Adı	Ort. Akım	Havza akımı/ ΣAkım	Teorik HES Potansiyeli	Havza Potansiyeli/ ΣPotansiyel
		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 GöllerHESB.	0,50	0,3	0,89	0,2
26	Akarçay	0,49	0,3	0,54	0,1
	Türkiye Toplamı	186.06		432,98	

4.1.2. Türkiye HES Potansiyeli

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

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

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

Birçok kaynakta Türkiye ekonomik potansiyeli 140 000 GWh/yıl olarak belirtilse de son yıllarda petrol ve doğal gaz fiyatlarındaki artış, yenilenebilir enerji kaynaklarına verilen teşvikler gibi nedenlerle ekonomik bulunmayan projelerde ekonomik hale gelmiş ve özel sektörden ilgi görmüştür. DSİ Genel Müdürlüğü HES Daire Başkanlığı'nın Haziran 2013 tarihindeki verilerine göre bu tarihe kadar hazırlanarak ekonomik bulunduğu için DSİ'ye başvuru yapılmış 47 524 MW kurulu gücünde 1598 adet projeden yılda ortalama 165 000 GWh enerji üretimi yapılabileceği öngörülmüştür. Bu rakam Türkiye ekonomik potansiyelinin günümüz koşullarında yükseldiğinin bir göstergesidir. Ancak bu potansiyel içerisinde bazı projeler ekonomik olsa bile çevresel ve sosyal nedenlerden dolayı gerçekleştirilmesi mümkün olmayabilecektir.

4.2. Genel Elektrik İçerisinde Yıllar itibariyle HES'lerin Payı

Türkiye elektrik üretimi içerisinde hidroelektrik üretimin payı 1980'lerde %60'lar civarında iken 90'lı yıllardan itibaren doğal gazın elektrik üretim amacıyla kullanılmaya başlanması ve yanlış politikalar sonucunda herhangi bir planlama olmadan yapımına izin verilen ve teşvik edilen doğal gaz santrallerinin devreye girmesiyle birlikte hidroelektriklerin payı %17'lere kadar düşürülmüştür. (Tablo 4.2.)

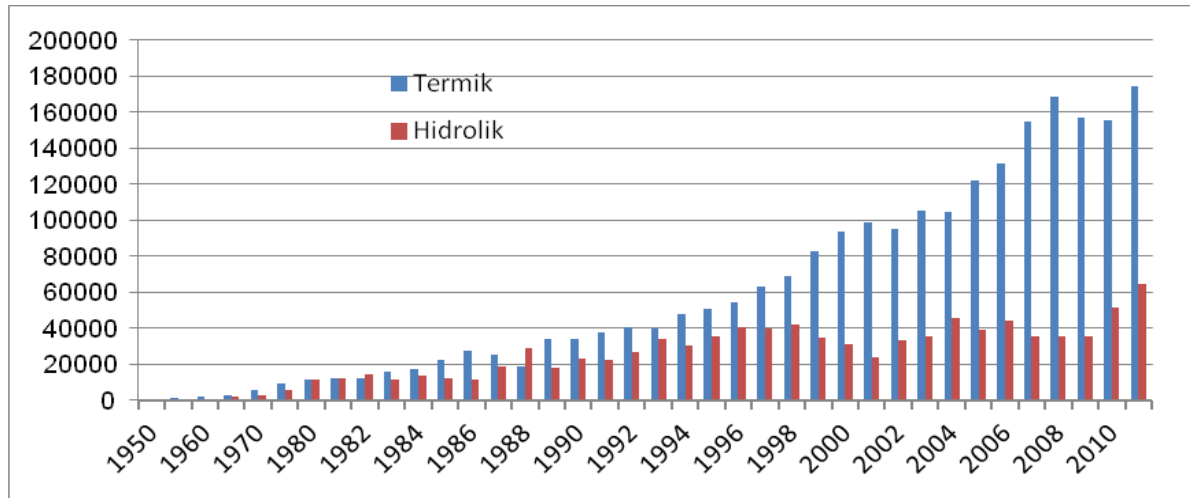
Son yıllarda enerjide dışa bağımlılığın önemli ölçüde artması ve bu bağımlılığın arz güvenilirliğini tehlikeye sokması, bunun yanında cari açığı en büyük payın enerji için ödenmekte olan dövizin olması nedeniyle yerli kaynaklara bir yönelim başlamıştır. 2005 yılında çıkarılan 5346 sayılı "Yenilenebilir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

Tablo 4.2. Türkiye Elektrik Enerjisi K.Güç ve Üretim (1950-2012) Arası Gelişimi

KURULU GÜÇ (MW)					ENERJİ (GWh)			
	Termik	Hidrolik	Toplam	H/E	Termik	Hidrolik	Toplam	H/E
Yıl	T	H	E	%	T	H	E	%
1950	390	18	408	4,41	759	30	790	3,80
1955	574	38	612	6,21	1491	89	1580	5,63
1960	861	412	1272	32,39	1814	1001	2815	35,56
1965	985	505	1491	33,87	2774	2179	4953	43,99
1970	1510	725	2235	32,44	5590	3033	8623	35,17
1975	2407	1780	4187	42,51	9719	5904	15623	37,79
1980	2988	2131	5119	41,63	11927	11348	23276	48,75
1981	3181	2356	5538	42,54	12056	12616	24673	51,13
1982	3556	3082	6639	46,42	12385	14167	26552	53,36
1983	3696	3239	6935	46,71	16004	11343	27347	41,48
1984	4584	3875	8459	45,81	17187	13426	30614	43,86
1985	5244	3875	9119	42,49	22174	12045	34219	35,20
1986	6235	3878	10113	38,35	27822	11873	39695	29,91
1987	7489	5003	12493	40,05	25735	18618	44353	41,98
1988	8300	6218	14518	42,83	19099	28949	48049	60,25
1989	9208	6597	15806	41,74	34104	17940	52043	34,47
1990	9551	6764	16315	41,46	34395	23148	57543	40,23
1991	10093	7115	17208	41,35	37563	22683	60246	37,65
1992	10335	8389	18724	44,8	40774	26568	67342	39,45
1993	10653	9774	20427	47,85	39857	33951	73808	46,00
1994	10993	9933	20926	47,47	47736	30586	78322	39,05
1995	11089	9933	21022	47,25	50706	35541	86247	41,21
1996	11312	9935	21247	46,76	54386	40475	94862	42,67
1997	11787	10102	21889	46,15	63480	39816	103296	38,50
1998	13045	10306	23351	44,10	68793	42229	111022	38,00
1999	15589	10536	26125	40,34	82585	34629	117214	29,50
2000	16070	11175	27264	40,99	93934	30916	124922	24,75
2001	16640	11673	28332	41,20	98563	24010	122725	19,56

2002	19586	12241	31846	38,44
2003	22989	12579	35587	35,35
2004	24160	12645	36824	34,34
2005	25918	12906	38844	33,22
2006	27482	13063	40565	32,20
2007	27349	13395	40836	32,80
2008	27672	13829	41817	33,07
2009	29411	14553	44767	32,51
2010	31176	16773	49092	34,17
2011	34231	18980	53211	35,67
2012	35026	22033	57059	38,61

95563	33684	129400	26,03
105101	35329	140580	25,13
104463	46084	150698	30,58
122242	39561	161956	24,58
131835	44244	176300	25,09
155196	35851	191558	18,72
168748	35531	205383	17,30
156924	35958	194813	18,46
155828	51796	211208	24,52
170913	57492	228406	25,17
175074	64426	239500	26,90



Şekil 4.3.1950-2012 Yılları Arasında Türkiye Elektrik Üretiminde Termik-Hidrolik Gelişimi

4.2.1. 2013 Yılında Elektrik Üretiminde Kaynak Dağılımı

2013 yılı Haziran ayı itibariyle Türkiye toplam elektrik kurulu gücünün %39'u HES diğer yenilenebilir enerji santrallerinden %61'i ise termik santrallerden oluşmaktadır.

Termiklerin Kaynak Dağılımı	
Kaynak	K.Güç (MW)
Kömür	12 429
D.Gaz	19 375
F.Oil+Motorin	1 338
Çok Yakıtlılar	3 826
Termik Toplam	37 037

Kaynak	K. Güç (MW)	Oran (%)
Hidrolik	22 160	35,5
Termik	37 037	59,3
Rüzgar	2 689	4,3
Jeotermal	310	0,5
Atık, Biogaz	224	0,4
TOPLAM	62 420	100

Şekil 4.4. Kurulu Gücün Kaynaklara Göre Dağılımı (Kasım 2013 İtibariyle DSI Genel Müdürlüğü verileri)

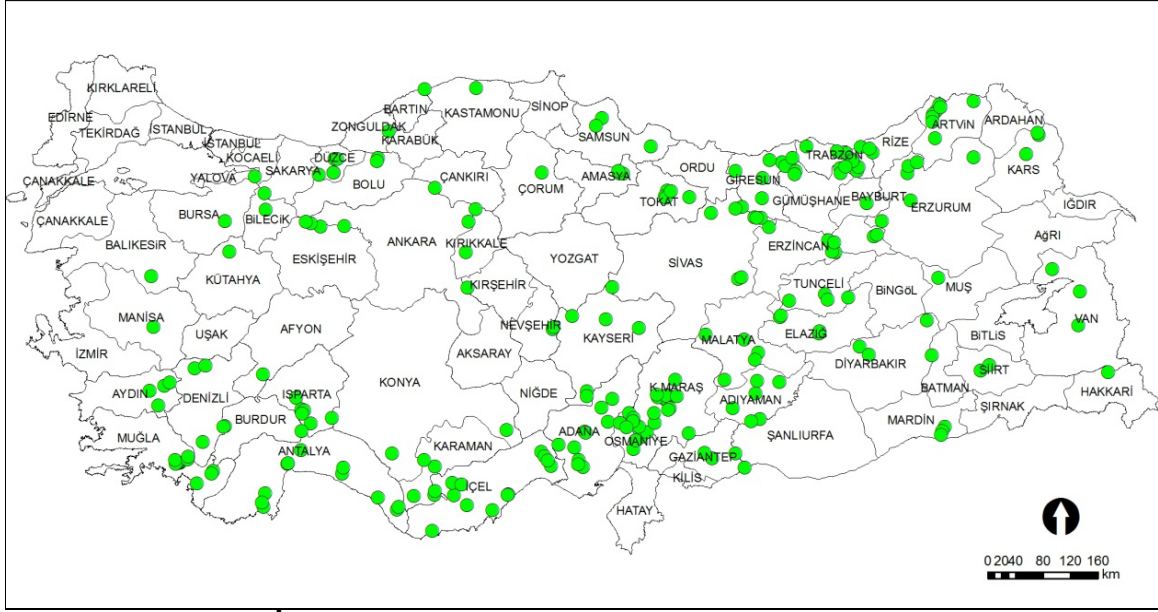
Türkiye’de bugün için toplamda 22 160 MW kurulu gücünde 443 adet hidroelektrik santral işletmede, 8.456 MW toplam kurulu gücündeki 173 adet tesisin inşaatı devam etmekte, 16.908 MW toplam kurulu gücündeki 982 adet tesis ise planlama aşamasında olup toplam işlemleri devam eden proje sayısı 1598 , kurulu güçleri toplamı ise 47.524 MW dır. Bu projelerden su kullanım hakkı anlaşması yönetmeliği çerçevesinde özel sektör tarafından geliştirilip DSİ İnternet sayfasında 3 nolu tabloda ilan edilenlerin sayısı (işlemleri devam edenler) 899 olup kurulu güçleri toplamı 9.773 MW(tır. Özel sektör tarafından yürütülmekte olan çeşitli kademelerdeki 1.269 adet projenin geri kalan 329 adedi DSİ/mülga EİE tarafından geliştirilip özel sektör başvurusuna açılan projelerdir. Yani özel sektörün YİD kapsamındaki projeler dışında su kullanım hakkı anlaşması yönetmeliği kapsamında geliştirdiği projelerin toplam kurulu gücümüze katkısı potansiyel olarak %20’ler mertebesinde. (Şekil 4.4. ve Tablo 4.3.)

Tablo 4.3. Hidroelektrik Potansiyelin Proje Aşamaları ve Geliştiren Kurum/Kuruluş’a Göre Dağılımı

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

Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü HES Daire Başkanlığı

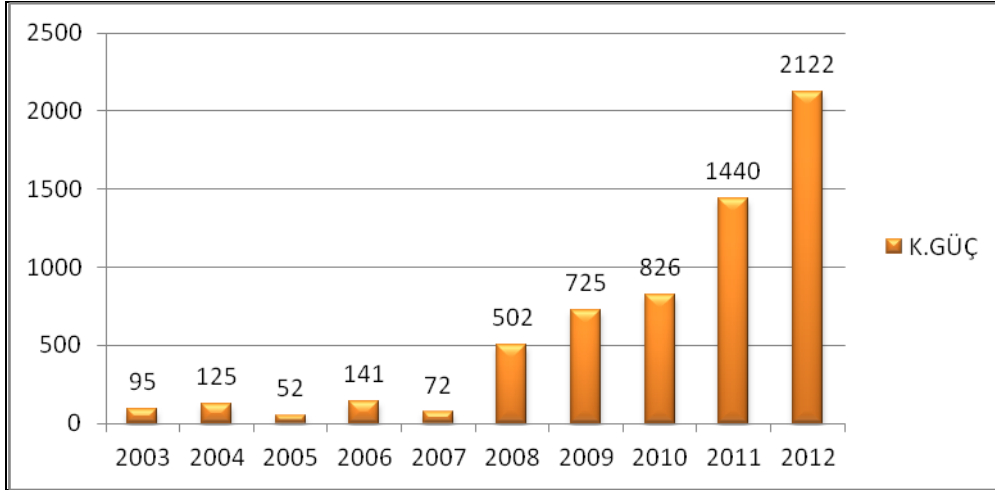
Proje sayısı ve kurulu güç ilişkisine bakıldığında; özellikle 1950-1990 yılları arasında ülke politikası gereği havzalardaki çok amaçlı olan büyük ve verimli projelere öncelik tanınmış bir program çerçevesinde bu projelerin önemli bir bölümü devlet eliyle hayata geçirilmiştir. Yerli özel sektör firmaları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



Şekil 4.5. İşletmedeki HES Projelerinin Türkiye'deki Dağılımı

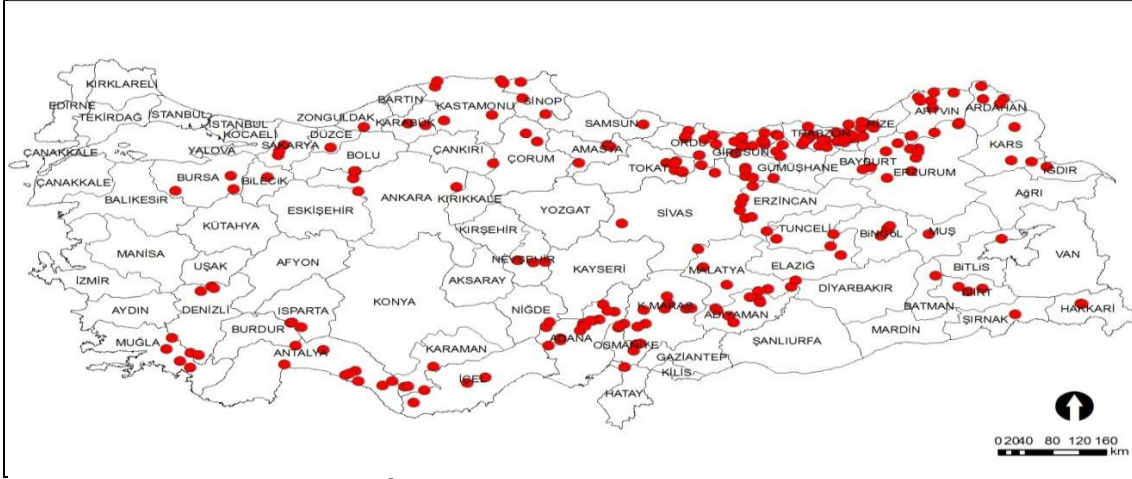
Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü

2003 yılı Haziran ayında HES projelerinin özel sektör başvurusuna açılmasından 2012 yılına kadar yıl yıl işletmeye alınmış olan HES Kurulu güçleri Şekil 4.6.'da verilmiştir. 2008 yılına kadar olan projeler genellikle 6446 öncesinde 3096 sayılı kanun kapsamında özel sektör tarafından başlatılmış 6446 sonrasında tamamlanarak 6446 kapsamında lisanslandırılarak işletmeye alınmış olanlar projelerdir.



Şekil 4.6. 46446 Kapsamında İşletmeye Alınan Özel Sektör Projelerinin Yıllar Bazında Gelişimi

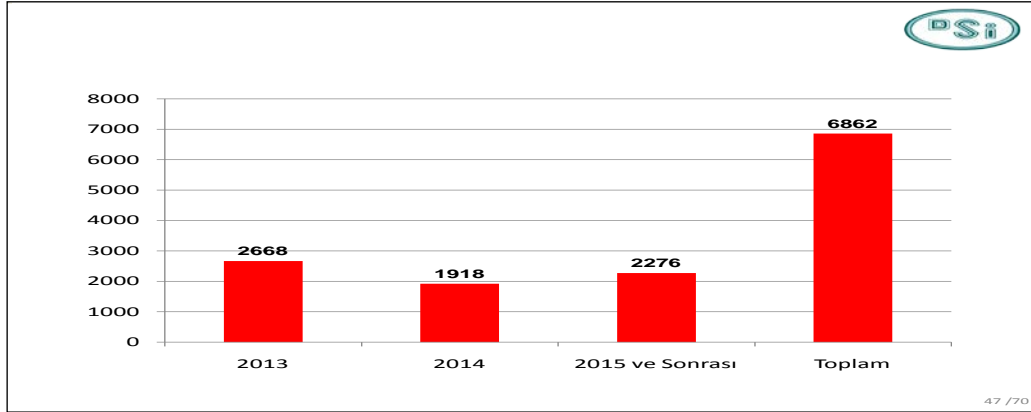
Kaynak:DSİ Genel Müdürlüğü HES Daire Başkanlığı



Şekil 4.7. İnşaatı Devam Eden HES Projeleri

Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü

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



Şekil 4.8. İnşaatı Halindeki HES Projeleri (Öngörülen Devreye Alınma Yıllarına Göre Kurulu Güç Dağılımı) Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü HES Daire Başkanlığı

4.2.1.1 HES Projelerinin Kuruluşlara, Yatırım Modeline ve Proje Durumlarına Göre Mevcut Durumu

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

4.2.1.2. DSİ Tarafından Tamamlanmış, İnşa Edilen, İşletilmek Üzere EÜAŞ'a Devredilmiş ve İnşa Edilecek Olan Projeler

Kuruluşundan bugüne DSİ Genel Müdürlüğü tarafından 12 296 MW Kurulu gücünde 63 adet HES projesi tamamlanarak işletilmek üzere Elektrik Üretim A.Ş.'ye (EÜAŞ)

devredilmiştir. EÜAŞ tarafından işletilmekte olan bu santraller yeni piyasa yapısı içerisinde lisanslı olarak üretim faaliyetini sürdürmektedir.

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

Tablo 4.4. DSİ Tarafından Bitirilerek EÜAŞ'a Devredilen Santraller

Hidroelektrik santral adı	K. Gücü	Ort.Yıllık Üretimi	Açılış Yılı
	MW	Gwh/yıl	
1 Adıgüzel	62	280	1996
2 Akköprü	115	343	2012
3 Almus	27	99	1966
4 Alpaslan I	160	488	2012
5 Altinkaya	702	1 632	1988
6 Aslantaş	138	569	1984
7 Ataköy	6	8	1989
8 Atatürk	2405	8 900	1993
9 Batman	198	483	2003
10 Beyköy	15	87	2000
11 Borçka **	300	1 039	2007
12 Çağçağ III	14	42	1968
13 Çamlıgöze	32	102	2000
14 Çatalan	169	596	1997
15 Çıldır	15	30	1975
16 Demirköprü	69	193	1960
17 Derbent	56	257	1991
18 Dicle	110	298	1999
19 Doğankent (I,II)	71	314	1971
20 Engil	5	14	1968
21 Ermenek	309	1 187	2012
22 Gezende	159	528	1994
23 Girlevik I	3	18	1963
24 Gökçekaya	278	562	1973
25 Hasan Uğurlu	500	1 217	1982
26 Hirfanlı	128	400	1960
27 Kapulukaya	54	190	1989
28 Karacaören I	32	142	1990
29 Karakaya	1800	7 354	1987
30 Karkamış **	189	652	1999
31 Keban	1330	6 000	1974
32 Kemer	48	143	1958
33 Kesikköprü	76	250	1967
34 Kılıçkaya	120	332	1990
35 Kiti	3	12	1966
36 Koçköprü	9	44	1993
37 Kovada II	51	222	1971
38 Köklüce	90	588	1988
39 Kralkızı	95	146	1998
40 Kuzgun	23	36	1999
41 Kürtün	85	198	2003
42 Menzelet	124	515	1993
43 Mercan	19	78	2003
44 Muratlı**	115	444	2005
45 Obruk	200	473	2009
46 Oymapınar	540	1 620	1984

47	Özlüce	170	413	1999
48	Seyhan I	54	350	1956
49	Suat Uğurlu **	76	345	1980
50	Şanlıurfa-Tünel	50	124	2006
51	Tercan	15	51	1990
52	Torul	103	322	2008
53	Yenice	38	122	2000
54	Yüreğir	6	21	1972
55	Zernek	5	13	1989
56	Kılavuzlu	57	100	2012
57	Deriner	670	2 118	2013
58	Anamur	0,56	3	1967
59	Erciş	0,80	2	1969
60	Kernek	0,83	3	1964
61	Silifke-1	0,40	2	1954
62	Uludere	0,70	1	1976
63	Durucasu	0,80	3	1955
	TOPLAM	12 296	43 118	

DSİ Genel Müdürlüğü Tarafından Geliştirilmesine Karar Verilen Projeler

1992 yılında Hükümetler Arası İkili İşbirliği Protokolü kapsamında kredili olarak yapılmasına karar verilmiş olan projelerden 1200 MW. K.Gücünde Ilısu Barajı ve HES ile 540 MW K.Gücünde Yusufeli Barajı ve HES projeleri için defalarca sözleşmeler imzalanmış ancak ulusal ve uluslararası tepkiler nedeniyle ülkeler projeden çekilmiş ve bu projeler yıllarca sürüncemede kalmıştır. 6446 sayılı kanun kapsamında her ne kadar devlet arz güvenilirliği tehdidi olmadığı müddetçe üretim tesisi yatırımı yapamayacak olsa da bu iki proje başvuruya açılmayarak DSİ Genel Müdürlüğü tarafından yapılmasına karar verilmiştir. Şu anda Tablo 4.5.'de verilen 4 adet projenin inşaatı DSİ Genel Müdürlüğü tarafından yürütülmektedir. Tablo 4.6'daki 3 projenin de DSİ tarafından ihalesi yapılacaktır.

Tablo 4.5. DSİ Tarafından İnşaatı Devam Ettirilen Santraller

		K. GÜÇ MW	Enerji GWh/yıl	Başlama Yılı
1	Çine	39,50	118	2005
2	Manyas	19,50	59	2006
3	Topçam	60,00	200	2006
4	Ilısu	1 200,00	3 833	2010
	TOPLAM	1 319,00	4 210	

Tablo4.6. DSİ Tarafından İhalesi Yapılacak Olan Santraller

		K. GÜÇ MW	Enerji GWh/yıl	Başlama Yılı
1	Kığı	140,00	423	
2	Yusufeli	540,00	1 075	
3	Kayraktepe	290,00	798	

4.2.1.3. 3096 Sayılı Kanun Kapsamında Yapılmış Olan HES'ler ve Son Durum

4.12.1984 tarih ve 3096 yasayla özel sektöre de elektrik üretim, iletim, dağıtım ve ticaretiyle ilgili yatırım yapma ve bu konularda faaliyette bulunma olanağı tanınmıştır. Ancak büyük rezervuarları olan baraj inşaatlarına gerek kamulaştırma sorunları, gerek maliyet büyüklüğü, gerek inşaat süresi uzunluğu ve gerekse baraj gövde inşaatının 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 4.7 Bunlardan 3 adet projenin işletme süreleri dolduğu için EÜAŞ'a devredilmiş ve 2012 yılında özelleştirme idaresi tarafından açılan ihalede 49 yıllığına başka firmalara devredilmiştir. Aynı kapsamdaki 3 projenin daha işletme süreleri 2013 yılında dolmaktadır.

Tablo 4.7. Yap İşlet Devret (YİD) Kapsamında İşletmede Olan HES'ler

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

4.3. Hükümetlerarası İkili İşbirliği Kapsamındaki Projelerin Bugünkü Durumu

Türkiye'nin sistem stablitesi, arz güvenilirliği ve dışa bağımlılığı açısından hayati önemi olan ve hemen hemen tamamı depolamalı bu projelerle ilgili son durum Tablo 4.8'de verilmektedir. Söz konusu bu projelerden toplam 1583 MW kurulu gücündeki ilk 5 proje tamamlanarak işletilmek üzere EÜAŞ'a devredilmiştir. Tablo 4.8.b DSİ tarafından yürütülmekte, Tablo 4.8.c'deki projeler ya çeşitli nedenlerle protokolü iptal edilmiş ya da firmaların haklarından feragat etmeleri sonucunda başvuruya açılmıştır. Tablo 4.8.d'deki projeler ise sözleşmelerinde yer alan firmalara, özel bir kanuni düzenleme ile 6446 kapsamında devam etme hakkı tanınmıştır.

Tablo 4.8. 1992-2003 arasında DSİ Tarafından Hükümetler Arası İkili İşbirliği Kapsamında Yürütülen Projeler

	Hydroelektrik Santral Adı	Tesisin Kurulu Gücü MW	Ort. Yıllık Üretim GWh	İkili İşbirliği Protokolü
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-) DSİ 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 4.9.'da Tablo 4.8-c'de yer alan 11 adet projenin son durumu verilmektedir.

Söz konusu projeler için 18/4/2007 tarihinde kabul edilen 4283 sayılı Kanunun 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 T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı oluruyla belirlenen tüzel kişinin ya da kişilerin, 6762 sayılı Türk Ticaret Kanunu hükümlerine uygun olarak kuracakları veya mevcutlara ek yeni ortaklarla kuracakları şirketlerin, daha önce belirlenmiş ilgili projelerine su kullanım hakkı için başvurmaları halinde su kullanım hakkı ve elektrik üretim lisansı verilir. Bu fıkrada belirtilen tüzel kişilerin yapacağı hidroelektrik üretim tesisleri, kanal/nehir tipi veya rezervuar alanı onbeş kilometrekarenin altında olması şartı aranmaksızın 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun hükümlerinden yararlanırlar.” fıkrası eklenerek bir takım ayrıcalıklar tanınmıştır. Başvuruya açılmayarak çoklu başvuru ile oluşabilecek yüksek devlet katkı payı engellenmiş ayrıca boyutu ne olursa olsun YEK avantajlarından yararlanma hakkı tanınmıştır.

Tablo 4.9. İkili İşbirliği Kapsamındaki Projelerden (Tablo8-c) Başvuruya Açılmayarak 5625/2 md. İle Düzenlenen Projelerde Son Durum

Sıra No	HES Adı	Mevcut Durum	Firma Adı	İli	K.GÜÇ MW	Üretim GWh/yıl
1	Alpaslan II Brj.ve HES	İnşa (%18,2)	Enerjisa	Muş	280	862
2	Artvin Brj.ve HES	İnşa (%25)	Doğuş	Artvin	332	1026
3	Beyhanı I Brj.ve HES	İnşa (%61,2)	Özaltın Cengiz	Elazığ	582	1294
	Beyhanı II Brj.ve HES	İnş. Öncesi	Özaltın-Cengiz	Elazığ	227	550
4	Y.Kaleköy Brj.ve HES	İnşa (%18)	Özaltın-Cengiz	Bingöl	600	1417
	A. Kaleköy Brj.ve HES	İnş. Öncesi	Özaltın-Cengiz	Bingöl	454	1039
	Gözeler Reg. VeHES	İnş. Öncesi	Özaltın-Cengiz	Bingöl	60	265
5	Çukurca Brj.ve HES	Lisans işlemleri	Rönesans	Hakkari	245	796
6	Doğanlı Brj.ve HES	Lisans işlemleri	Rönesans	Hakkari	462	1327
7	Eriç Brj.ve HES	İnş. Öncesi	Palmet	Erzincan	283	814
8	Pervari Brj. ve HES	İnş. Öncesi	Enerjisa	Siirt	400	890
9	Kargı Brj.ve HES	İnş. Öncesi	Limak	Eskişehir	100	281
10	Durak Brj.ve HES	Vazgeçildi	Taşyapı	Rize	120	347
11	Konaktepe Brj.ve HES	Danıştay İptal*	Soyak	Tunceli	201	579
	TOPLAM				4 346	11 487

DSİ Genel Müdürlüğü

*EPDK'da yeniden işlemler devam ediyor

Tablo 4.13.'te Hükümetler arası ikili işbirliği protokolü kapsamında yer alan projelerden sözleşmesi iptal edilerek 6446 sayılı Kanun kapsamında başvuruya açılmış olan projeler yer almaktadır. Söz konusu projelere yoğun ilgi olmuş katkı payı toplantılarında çok yüksek katkı payları teklif edilmiş bu nedenle projelerin yapılabilirlikleri imkânsız hale gelmiştir. Üzerlerinden 4-6 yıl geçmesine rağmen bu projelerden sadece Taşova ve Elmalı Barajları ve Büyükdüz HES tamamlanarak işletmeye alınmış Çetin Barajı ve HES inşaatına ise 2012 yılında 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 4.10. İkili İşbirliği Kapsamındaki Projelerden (Tablo 4.8-d) Başvuruya Açılan Projelerde Son Durum

Sıra No	Proje Adı	Mevcut Durumu	Firma	İli	K.Güç (MW)	Üretim (GWh/yıl)	Katkı Payı	Yılı
1	Taşova ve Elmalı Brj. Büyükdüz HES	İşletmede	Ayen En. A.Ş.	Gümüşhane	69	192	0,20	2007
2	Çetin Brj. ve HES	İnşa	Çetin En. (Statkraft)	Siirt	517	1460	3,52	2007
3	Laleli Brj. ve HES	İnşaat Öncesi	Laleli En. (Akfen)	Erzurum	102	245	0,43	2007
4	Hakkari Brj. ve HES	Lisans öncesi	HCZ Enerji	Hakkari	242	625	3,37	2011
5	Bağlık Brj. ve HES	Tekrar Başvuruya Açıldı	KRD Elektrik	Artvin	67	238	8,97	2009
6	Cizre Brj. ve HES	Katkı Payı Öncesi		Şırnak	240	1208	6,77	2008
7	Gürsöğüt Brj. ve HES	Başvuruya Açık		Eskişehir	100	322		
8	Mut Brj. ve HES	Firma Vazgeçti	Pelinsu Enerji (Türkerler)	Mersin	91	270	1,97	2009
9	Başköy HES	Lisans İptali	Yalınkaya Enerji	Rize	15	60	6,53	2007
10	Çamlıca Brj. VE HES	ÇED nedeniyle İptal	Başkent Üretim	Artvin	81	410	6,21	2007
11	Bayram Brj. ve HES	Firma Vazgeçti	LNS Enerji (LİMAK)	Artvin	92	300	5,62	2009
12	Dereköy Brj. ve Demirkapı HES	15.05.2008 tarihinde alınan ÇED kararı Mahkeme sonucu iptal edilmiştir	BESS Elektrik	Rize	105	366	6,32	2007
TOPLAM					1721	5696		

Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü

4.3.1. 6446 ve 5346 Sayılı Kanunlar Kapsamında Başvuruya açılmış olan Projeler

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

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

Tablo 4.11. 6446 Kapsamında Başvuruya Açılmış Olan Projelerin Özeti (Kasım 2013)

	Tablo Adı	Toplam HES Adedi	Toplam Başvurulan HES Adedi	Çoklu Başvuru Adedi	Toplam K. Güç (MW)	Toplam Başvurulan K.Güç (MW)
1	Tablo-2	373	355	227	10 163	10 119
2	Tablo-3	1 218	1 218	430	~12 000	~12 000
3	Tablo-4	15	14	13	419	417
4	Tablo-5	13	12	11	1 534	1 434
5	Tablo-6	1	1	1	90	90
6	Tablo-7	19	18	16	1022	1020
	Başvuruya açılan Proje Toplamı	1 639	1 618	698	25 228	25 080
7	3096 Feragat	14	-	-	1 171	1 171
8	İkili Anlaşma	10	-	-	3 052	2 844
9	DSİ	2			1 740	1 740
	TOPLAM	1 665	1 618	698	29 451	29 095

Kaynak: www.dsi.gov.tr

Hazırlayan: Ayla TUTUŞ

Ağustos 2003 tarihinde ise DSİ tarafından Hidroelektrik santral projeleri geliştirip işletilmek amacıyla özel sektör başvurularına açılmıştır. Bu kapsamda DSİ Genel Müdürlüğü'nün www.dsi.gov.tr/faaliyetler/hessu-kullanim-anlasmalari adresinde 7 adet tablo oluşturulmuştur. Projeler; buldukları konum itibariyle hukuki sorun yaratmaması için aşağıda açıklanan farklı tablolarda başvuruya açılmıştır. Bunlar;

- DSİ/EİE Tarafından Geliştirilerek Başvuruya Açılmış Projeler.....Tablo-2
- Tüzel Kişilerin Geliştirmek üzere Başvuru yaptığı ProjelerTablo-3
- DSİ'nin İnşaatını yapmakta olduğu ve Başvuruya açılan Projeler.....Tablo-4
- İkili İşbirliği Kapsamından çıkartılarak Başvuruya Açılan Projeler.....Tablo-5
- YİD Kapsamından Çıkartılarak Başvuruya Açılan Projeler.....Tablo-6
- Gruplandırılarak Başvuruya Açılan DSİ/EİE projeleri.....Tablo-7

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

Kasım 2013 tarihinde son olarak toplam 25228MW kurulu güçte 1639 adet projeye DSİ Genel Müdürlüğü tarafından başvuru yapılması uygun bulunmuştur. Bu projelerden 25 080 MW kurulu güçte 1 618 adedine özel sektör tarafından başvuruda bulunularak ilgili kurum ve kuruluşlarca değerlendirme ve incelemeye alınmıştır. Bazı projelerde ise lisans verildiği halde çeşitli nedenlerle gerçekleştirilemeyecek olan yatırımcılara 2012 yılında iptal başvurusunda bulunmaları durumunda teminatlarının

iade edileceği bildirilmiş ve bu kapsamda 415 adet projenin lisansı iptal edilmiştir. İptal edilen projeler düşüldükten sonra başvuru yapılmış olan 1 203 adet projenin işlemleri çeşitli kademelerde yürütülmektedir.

Tablo 4.12. İptal Edilen HES Projeleri

Tablo 2' den iptal edilenler	78 adet
Tablo 3' ten İptal edilenler	328 adet
Tablo 4-5-6-7'den İptal edilenler	9 adet
Toplam	415 adet

Kaynak: DSİ Genel Müdürlüğü

4.3.2. Proje İlerleme Durumları

6446 sayılı Kanun kapsamında 6631 MW Kurulu güçte 259 adet proje tamamlanarak işletmeye alınmıştır. EPDK web sayfasında verilen Temmuz 2012 tarihli proje ilerleme durumları tablolarına göre lisans verilmiş olan 523 adet projeden 47'si %80-100 arasında ilerleme oranına sahip olup 2014 yılı sonuna kadar tamamlanarak işletmeye alınabilecektir. 59 proje %50-80 arası 135 proje ise %10-50 arası ilerlemeye sahiptir. 200 proje için %0-10 arasında ilerleme gösterilse de bu projelerin inşaatına henüz başlanmadığı bilinmektedir. 80 proje hakkında ise herhangi bir bilgi bulunmamaktadır. Toplamda 25 adet projede ise hukuki problemler bulunmaktadır.

Tablo 4.13. Proje İlerleme Durumları Özeti

Proje Sayısı	80	200	135	59	47
İlerleme Oranı%	İlerleme raporu verilmeyenler	0-10	10-50	50-80	80-100

Hazırlayan: Ayla TUTUŞ

4.4. HES Projeleri Geliştirilirken Yaşanılan Bazı Önemli Süreçler

4.4.1. Mekânsal Planlama Süreci

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

Ülkemizde "Hidroelektrik Enerji Santralleri"ne ilişkin mekânsal planlama süreci 3194 sayılı "İmar Kanunu" ve ilgili yönetmelikleri kapsamında ele alınmaktadır. Su kaynağının enerji üretecek bir santrale dönüşmesine sağlayan bu süreçte söz konusu yatırımın hayata geçirilebilmesi için öncelikle ilgili kurum ve kuruluşların görüşleri doğrultusunda;

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

Bu kapsamda hidroelektrik enerji santrallerine ilişkin yatırımlara ait yukarıda sayılan imar planı teklifleri hazırlanarak, plan onaylama yetkisine sahip kamu kurumuna sunulması gereklidir. Yetkili idarenin teklifi inceleyip, değerlendirmesinden sonra

teklifin uygun bulunması halinde onaylayarak, yatırımın uygulamaya girmesine yönelik süreç başlatılmış olabilmektedir.

4.4.1.1. Hidroelektrik Enerji Santrallerinin Mekânsal Planlamasında Yasal Çerçeve

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

Planlama sürecinde 3194 sayılı “İmar Kanunu” ve ilgili yönetmelikleri yasal çerçeveyi oluşturmakla birlikte, uygulama tabi olunan birincil ve ikinci mevzuata aşağıda yer verilmiştir.

Birincil Mevzuat

- 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu,
- 5346 sayılı yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun,
- 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu,
- 2872 sayılı Çevre Kanunu,
- 2942 sayılı Kamulaştırma Kanunu,
- 3194 sayılı İmar Kanunu,
- 5403 sayılı Toprak Koruma ve Arazi Kullanımı Kanunu,
- 4342 sayılı Mera Kanunu,
- 644 sayılı T.C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'nın Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun Hükmünde Kararname
- 2634 sayılı Turizmi Teşvik Kanunu

İkincil Mevzuat

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

4.4.1.2. Hidroelektrik Enerji Santrallerine İlişkin Plan Onama Yetkisi

Hidroelektrik Enerji Santrallerine ilişkin imar planı teklifleri;

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

uyarınca planlama alanı yer aldığı idari sınırlara göre ilgili Belediyesince veya İl Özel İdaresince, ya da gerekli görülen hallerde T.C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'nca 644 sayılı T.C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'nın Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun Hükmünde Kararnamenin 7(k) hükmü ve/veya Bakanlığın 3194 sayılı İmar Kanunu'nun 9. maddesi uyarınca verilen yetkisi çerçevesinde onaylanmaktadır.

Hidroelektrik Santrallerine ilişkin Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'nın Plan Onama Yetkisi

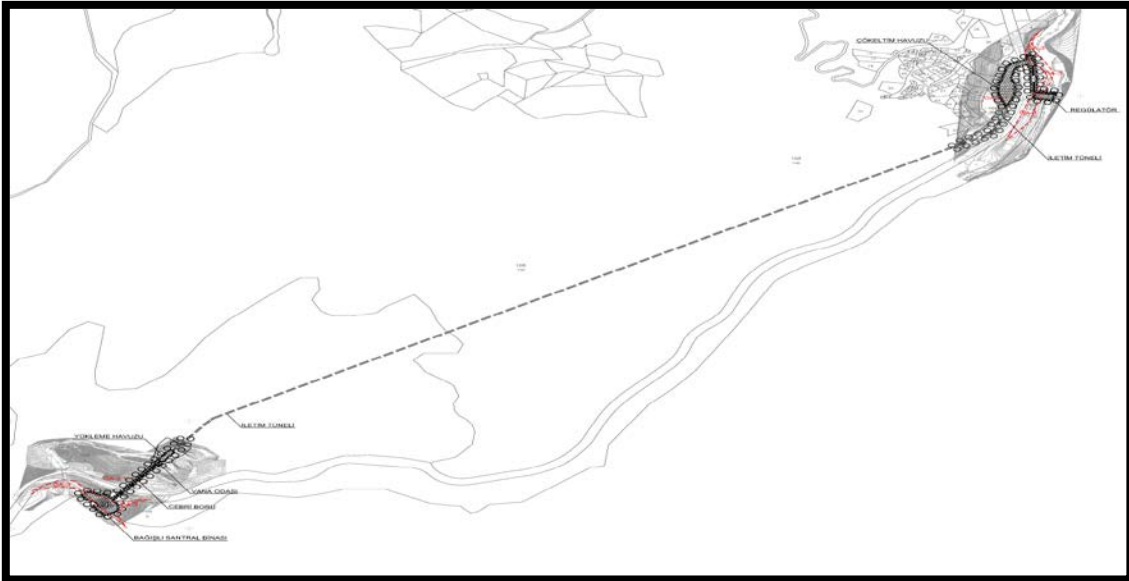
644 sayılı T.C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'nın Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun Hükmünde Kararnamenin 7(k) hükmü uyarınca Bakanlık, "Bakanlar Kurulunca yetkilendirilen alanlar ile merkezi idarenin yetkisi içindeki kamu yatırımları, mülkiyeti kamuya ait arsa ve araziler üzerinde yapılacak her türlü yapı, milli güvenliğe dair tesisler, askeri yasak bölgeler, 7269 sayılı Umumi Hayata Müessir Afetler Dolayısıyla Alınacak Tedbirlerle Yapılacak Yardımlara Dair Kanun hükümleri çerçevesinde yapılacak binalar, genel sığınak alanları, özel güvenlik bölgeleri, enerji ve telekomünikasyon tesisleri ile ilgili altyapı, üstyapı ve iletim hatları, yanıcı, parlayıcı ve patlayıcı madde üretim tesisleri ve depoları, akaryakıt ve sıvılaştırılmış petrol gazı istasyonları gibi alanlar ile ilgili her tür ve ölçekteki planların yapılmasına ilişkin esasları belirlemek, bunlara ilişkin her tür ve ölçekteki harita, etüt, plan ve parselasyon planlarını gerektiğinde yapmak, yaptırmak ve resen onaylamak" yetkisine sahiptir. Bu nedenle, yatırımcı gerçek kişiler ile kamu ve özel kurum ve kuruluşları T.C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'na müracaat ederek, enerji tesislerine ilişkin tekliflerini (HES, RES, JES vb.) sunma hakkına sahiptir.

644 sayılı T.C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'nın Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun Hükmünde Kararnamenin 2(ç) (**Değişik: 8/8/2011-KHK-648/1 md.**) maddesi uyarınca ise "Her tür ve ölçekteki fiziki planlara ve bunların uygulanmasına yönelik temel ilke, strateji ve standartları belirlemek ve bunların uygulanmasını sağlamak, Bakanlar Kurulunca yetkilendirilen alanlar ile merkezi idarenin yetkisi içindeki kamu yatırımları, mülkiyeti kamuya ait arsa ve araziler üzerinde yapılacak her türlü yapı, milli güvenliğe dair tesisler, askeri yasak bölgeler, genel sığınak alanları, özel güvenlik bölgeleri, enerji ve telekomünikasyon tesislerine ilişkin etütleri, harita, her tür ve ölçekte çevre düzeni, nazım ve uygulama imar planlarını, parselasyon planlarını ve değişikliklerini resen yapmak, yaptırmak, onaylamak ve başvuru tarihinden itibaren iki ay içinde yetkili idarelerce ruhsatlandırma yapılmaması halinde resen ruhsat ve yapı kullanma izni vermek" yetkisine sahiptir.

T.C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'nın 3194 sayılı İmar Kanunu'nun 9.maddesi ile "Bakanlık gerekli görülen hallerde, kamu yapıları ve enerji tesisleriyle ilgili alt yapı, üst yapı ve iletim hatlarına ilişkin imar planı ve değişikliklerinin, umumi hayata müessir afetler dolayısıyla veya toplu konut uygulaması veya Gecekondu Kanununun

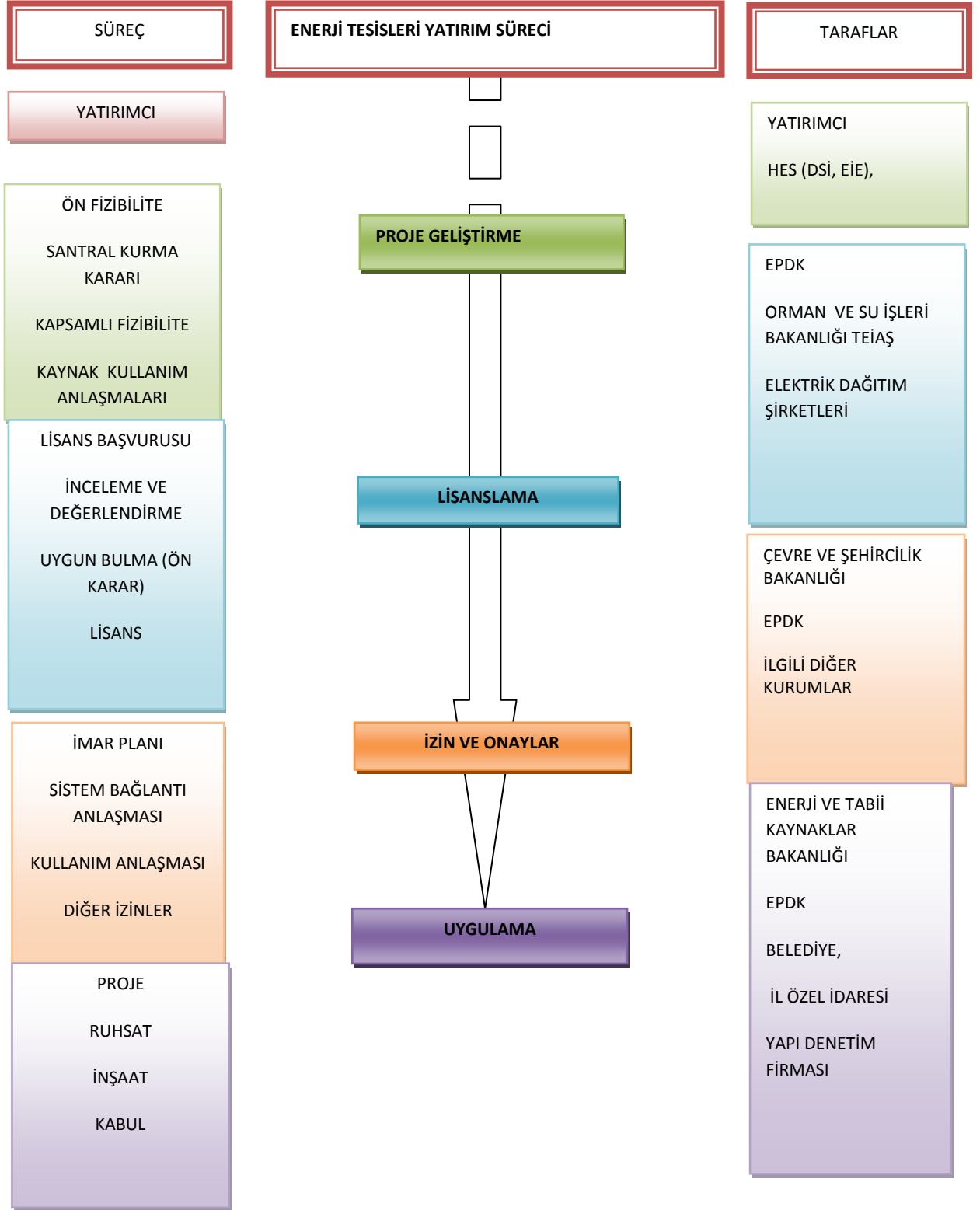
uygulanması amacıyla yapılması gereken planların ve plan değişikliklerinin, birden fazla belediyeyi ilgilendiren metropoliten imar planlarının veya içerisinde veya civarından demiryolu veya karayolu geçen, hava meydanı bulunan veya havayolu veya denizyolu bağlantısı bulunan yerlerdeki imar ve yerleşme planlarının tamamını veya bir kısmını, ilgili belediyelere veya diğer idarelere bu yolda bilgi vererek ve gerektiğinde işbirliği sağlayarak yapmaya, yaptırmaya, değiştirmeye ve re'sen onaylamaya yetkili” olduğu hükme bağlanmıştır.

Konu özetlenecek olursa; Enerji yatırımcıları, belediye ve mücavir alan sınırları içerisinde yer alan Hidroelektrik Santrali imar planı tekliflerini onaylanmak üzere ilgili Belediye Başkanlığına, söz konusu İmar Planı'nın Büyükşehir Belediye Başkanlığı ve mücavir alan sınırları içinde yer alması durumunda ise Büyükşehir Belediye Başkanlığına, Belediye ve Büyükşehir Belediye Başkanlığı ve mücavir alan sınırları dışında yer alan imar planı teklifleri için ise ilgili İl Özel İdaresine başvuru yapabilirler. Ayrıca Enerji Yatırımcıları imar planı tekliflerini kurulmak istenilen santral projesinin yer aldığı idari sınırlara bakılmaksızın, T.C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'na da müracaat edebilir. Özellikle, Hidroelektrik Enerji Santralin birden fazla idarenin yetki sınırları içinde yer alması durumunda uygulama kolaylığı sağlanması amacıyla T.C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı'na müracaat etmelerinde fayda görülmektedir.



Şekil 4.9. HES Projesi Şematik Görünümü

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



Şekil 4.10. Enerji Tesislerinin Yatırım Süreci

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

4.5. Hidroelektrik Üretim Santrallerinin Özelleştirilmesi

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

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

2012 yılında ihale edilerek işletme hakları özel sektöre devredilen diğer projeler ise yaşlı ve atıl durumda olan küçük ölçekli HES'lerdir. Bu projeler, özellikleri ve satış bedelleri ve alan firmaların isimleri Tablo 4.14.'de verilmiştir;

Tablo 4.14. 2012 Yılında Özelleştirilen Santraller

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

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

4.5.1. Su Yapılarının Denetimi

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

30/03/2013 tarih ve 28603 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren "6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu" ile devam eden süreçte, özel sektör bilgi ve sermayesi de bu HES projelerinin geliştirilmesi ve inşasına yönlendirilmiş, bu sayede enerji sektöründe dışa bağımlılığın azaltılması için önemli adımlar atılmıştır.

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

Dolayısı ile Lisans Sahibi Yatırımcılar tarafından inşa edilen HES projelerinin 30.03.2013 tarih ve 28603 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun Denetim konulu 15. Maddesinin (2). ve (3). Fıkralarında sınırları belirtilen şekilde denetlenmesi ile ilgili mevzuat düzenlemesi yapılması ihtiyacı ortaya çıkmıştır.

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

Denetim

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

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

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

DSİ tarafından hazırlanmış olan taslak halindeki "Hidroelektrik Enerji Üretim Tesisleri Denetim Hizmetleri Yönetmeliği" ile DSİ'nin hidroelektrik enerji üretim tesislerinin denetimi konusunda ihtiyaç duyacağı yardımcı hizmetlerin (danışmanlık /müşavirlik)

güvenilir ve etkin şekilde 4734 sayılı Kamu İhale Kanunu hükümleri çerçevesinde alınması için, 6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun Denetim konulu 15. Maddesinde belirtilen şekilde ve yürürlükteki diğer yasal mevzuatlar içerisinde kalmak üzere gerekli düzenlemeler yapılmıştır. Taslak Yönetmelik ile ilgili gerek kurum içi görüşlerin ve gerekse Kurum dışı görüşlerin alınması süreçleri tamamlanmıştır. Taslak Yönetmelik Başbakanlık Mevzuatı Geliştirme ve Yayın Genel Müdürlüğüne gönderilecektir. Yönetmeliğin yayınlanmasına müteakip “DSİ Hidroelektrik Enerji Üretim Tesisleri Denetim Hizmetleri Yönergesi” adı altında denetim ile ilgili tüm teknik hususları içeren ve hazır durumda bulunan yönerge Bakanlık Makamı onayı ile yayınlanacaktır.

6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu kapsamında özel sektör tarafından inşa edilen HES'lerin denetimi DSİ Genel Müdürlüğü ve Taşra Teşkilatı tarafından yakından takip edilmekte, DSİ tarafından yapılan denetimler aralıksız sürdürülmektedir. DSİ Genel Müdürlüğü tarafından DSİ Bölge Müdürlüklerine hitaben yazılan 29.05.2013 Tarih ve 118-311059 sayılı yazıda;

Bölge Müdürlüklerinin sorumluluk sahasında yer alan hidroelektrik enerji üretim tesisleri ile ilgili olarak; inşaat denetimlerinin yapılması, denetimlerde mevzuata ve onaylı projesine aykırı, eksik ve kusurlu görülen imalatların düzeltilmesi için yerinde yazılı talimat verilmesi, talimatın Yatırımcı ve Yüklenici Temsilcileri tarafından "Talimatı Alan" sıfatı ile imzalanması, verilen talimatların resmi yazı ekinde Yatırımcı ve Yükleniciye gereği için gönderilmesi, uygunsuzlukların giderilmesi için acil haller dışında Yükleniciye en fazla 30 günlük süre verilmesi, bu sürenin sonunda düzeltilmesi istenilen hususların düzeltilmediğinin tespiti halinde ilgili kısımdaki işin durdurulması için yazılı talimat verilmesi, talimatın takip edilerek talimata uyulmaması halinde sorumlular hakkında yasal sürecin başlatılması, denetimlerin sıklaştırılarak her ayın ilk haftasında denetim ile ilgili raporların DSİ Genel Müdürlüğü'ne gönderilmesi istenilmiştir.

DSİ Genel Müdürlüğü tarafından DSİ Bölge Müdürlüklerine hitaben yazılan 26.06.2013 Tarih ve 118-376521 sayılı yazıda ise ;

DSİ Bölge Müdürlüklerince yapılacak denetimlerde dikkat edilecek hususları içeren « Denetim Raporu Formatı» gönderilmiştir.

Bütün bunların dışında; Yatırım sermayesi özel sektör tarafından karşılanan hidroelektrik enerji üretim tesislerinin, Orman ve Su İşleri Bakanlığı'na bağlı Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü koordinasyonunda Doğa Koruma ve Milli Parklar Genel Müdürlüğü ve Orman Genel Müdürlüğü, Su Yönetimi Genel Müdürlüğü merkez ve taşra teşkilatı teknik çalışanlarından her il için ayrı ayrı oluşturulacak heyetler ile gerek inşa aşamasında, gerekse işletme aşamasında Bakanlık sorumluluğundaki konularda genel bir izleme ve kontrole tabi tutulmasına karar verilmiş olup bu konuda yakın bir tarihte Genelge yayınlanacaktır.

4.5.2. Lisanssız Üretim

Bilindiği üzere “Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik” 21/07/2011 tarihli ve 28001 sayılı Resmi Gazete’de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

Bu Yönetmelik, elektrik piyasasında; yalnızca kendi ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla kojenerasyon tesisi kuran gerçek ve tüzel kişilerden lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf tutulacaklara uygulanacak usul ve esaslar ile yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu gücü azami beş yüz kilovatlık¹ üretim tesisi ve/veya mikro kojenerasyon tesisi kuran gerçek ve tüzel kişilerin lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf tutulması ve bu kapsamdaki tesislerin denetimi ile üretilen ihtiyaç fazlası elektrik enerjisinin sisteme verilmesi halinde uygulanacak usul ve esasları kapsamaktadır.

Bu yönetmeliğe göre lisanssız elektrik üretimi yapılması için her bir tüketim tesisi için kurulabilecek yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisinin veya tesislerinin toplam kurulu gücü 500 kWe'den fazla olamaz. Ayrıca üretim tesisi kuracak kişilerin üretim tesisleri ile tüketim tesisleri aynı dağıtım bölgesi içerisinde olmak zorundadır.

Yönetmeliğin Bağlantı ve Sistem Kullanımına ilişkin hükümleri içeren altıncı maddesi *“Bu Yönetmelik kapsamına giren üretim tesisleri dağıtım sistemine bağlanır. Dağıtım şirketi, üretim tesisinin teknik özelliklerine ve bağlantı noktası itibarıyla dağıtım sisteminin mevcut kapasitesine göre üretim tesisini YG veya AG gerilim seviyesinden dağıtım sistemine bağlayabilir.”* hükmünü amirdir. Bu yönetmelik kapsamında hidroelektrik üretim tesisleri haricindeki üretim tesislerinde üretim yapmak isteyen gerçek veya tüzel kişiler, bağlantı ve sistem kullanımı amacıyla, yönetmelik ekindeki Başvuru Formu ile doğrudan ilgili dağıtım şirketine veya OSB dağıtım lisansı sahibi tüzel kişiye başvurması gerekmektedir.

Bu Yönetmelik kapsamında **hidroelektrik** üretim tesisi kurmak isteyen gerçek veya tüzel kişiler, sisteme bağlantı ve su kullanım hakkı edinimi amacıyla, üretim tesisinin kurulacağı yere ait tapu kaydı veya kira sözleşmesi veya kullanım hakkını gösterir sair belge ile birlikte EK-2 Başvuru Dilekçesi ve EK-1'deki Lisanssız Üretim Bağlantı Başvuru Formu ile tesisin kurulacağı yerin il özel idaresine başvurması gerekmektedir.. İl özel idareleri her takvim ayı içinde alınan bağlantı başvurularını takip eden ayın ilk beş günü içinde ilgili dağıtım şirketine ulaştırmakla görevlidir.

Hidroelektrik üretim tesisleri bakımından EK-3 örneğe uygun Su Kullanım Hakkı İzin Belgesi düzenlemeye, başvuru yapılan il özel idaresi yetkilidir. İlgili il özel idaresi, su kullanım hakkı izin belgesini ancak başvurunun **DSİ taşra teşkilatınca üretim tesisinin yapımının su rejimi açısından uygun bulunduğuna dair görüşü** ve ilgili dağıtım şirketinin uygun bağlantı görüşünün birlikte bulunması halinde düzenleyebilir.

Hidroelektrik üretim tesisleri bakımından il özel idaresinden su kullanım hakkı izin belgesini alan gerçek veya tüzel kişilerin, hidroelektrik üretim tesisleri bakımından su kullanım hakkı izin belgesinin verilme tarihinden itibaren **yüzseksen gün** içerisinde, aşağıdaki belgeleri dağıtım şirketine eksiksiz sunması halinde dağıtım şirketi kendileriyle **otuz gün** içerisinde bağlantı ve sistem kullanım anlaşmalarını imzalar;

- a) Bakanlık veya Bakanlığın yetki verdiği kuruluş ve/veya tüzel kişiler tarafından onaylanan projeler,
- b) Kurulca belirlenecek Tip Test Formunda belirtilen bilgileri ihtiva eden ve Türk Standartları Enstitüsü veya akredite edilmiş bir laboratuardan alınmış tip test

¹ 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nda bu limit artırılarak 1 MW 'a çıkarılmıştı.HES Lisanssız elektrik üretim yönetmeliğinde revizyon yapılması gerekmektedirHES

raporları,

c) Üretim tesisinin; dağıtım sistemine bağlantısında, korumasında veya kumandasında üretim tesisine ilave olarak bir bağlantı ekipmanının kullanılacak olması durumunda, bu bağlantı ekipmanlarının Türk Standartları Enstitüsü veya akredite edilmiş bir laboratuardan alınmış tip test raporları,

ç) İlgili kurumlardan alınması gereken izin, onay, ruhsat ve benzeri belgeler.

İstenen belgeleri dağıtım şirketine süresi içinde sunamayan veya üçüncü fıkranın gereğini yerine getiremeyen başvuru sahipleri bağlantı ve sistem kullanım anlaşmalarını imzalama **hakını kaybeder** ve mevcut belgeleri iade edilir.

Bununla birlikte; bu Yönetmelik kapsamında üretim yapan gerçek ve tüzel kişiler;

a) Üretim ve tüketim tesislerinin aynı yerde olması halinde sisteme verdiği veya sistemden çektiği net enerji miktarı için,

b) Üretim ve tüketim tesislerinin aynı yerde olmaması halinde sisteme verdiği ve sistemden çektiği enerji miktarları için ayrı ayrı dağıtım sistemi kullanım bedeli ödemekle yükümlüdür.

Tesislerde kullanılması gereken sayaçlarla ilgili olarak;

Üretim ve tüketim tesislerinin **aynı yerde bulunması** halinde, bağlantı anlaşmasında belirlenen yere ilgili mevzuatta dengeleme ve uzlaştırma sisteminin gerektirdiği haberleşmeyi sağlayabilecek **çift yönlü ölçüm yapabilen** saatlik sayaç takılmalı,

Üretim tesisinin tüketim tesisiyle **aynı yerde bulunmaması** halinde bağlantı anlaşmasında belirlenen yere ilgili mevzuatta dengeleme ve uzlaştırma sisteminin gerektirdiği haberleşmeyi sağlayabilecek sayaçlar için belirlenen özelliklere sahip saatlik sayaç takılmalıdır.

Yönetmeliğin tanımlanan ihtiyaç fazlası enerjiden bahsedecek olursak;

Dağıtım şirketi, bu Yönetmelik kapsamında üretim yapan gerçek ve tüzel kişilerin üreterek dağıtım sistemine verdikleri ihtiyaç fazlası elektrik enerjisi miktarını;

a) Üretim tesisi ile tüketim tesisinin aynı yerde olması halinde bağlantı anlaşmasında belirlenen yere takılan sayaç verilerinden saatlik bazda ve/veya

b) Üretim tesisi ile tüketim tesisinin aynı yerde olmaması halinde üretim sayacından elde edilen saatlik verilerden, tüketim tesisine ilişkin saatlik sayaç verilerinin veya tüketim sayaçlarından saatlik bazda veri alınamayan tüketim tesisleri için DUY hükümleri uyarınca onaylanan profil uygulaması yapılarak elde edilen saatlik tüketim verilerinin mahsuplaştırılması suretiyle saatlik bazda, tespit eder.

İhtiyaç fazlası enerjinin satın alınması hususunda ise yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak gerçek veya tüzel kişiler tarafından kurulan ve işletilen,

a) Tüketim tesisi ile aynı yerde kurulu üretim tesisinde ya da tesislerinde üretilerek her fatura döneminde sisteme verilen net elektrik enerjisi ile

b) Tüketim tesisi ile aynı yerde kurulu olmayan üretim tesisinde ya da tesislerinde üretilerek dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisinden ilgili tüketim tesisinde, her fatura dönemi için tüketilemeyen net elektrik enerjisi

miktarı, ihtiyaç fazlası elektrik enerjisi olarak görevli perakende satış şirketi tarafından **YEK Kanununa ekli I sayılı cetvelde** kaynak bazında belirlenen fiyattan satın alınır. Bu fiyatlar ilgili üretim tesisinin sisteme enerji vermeye başladığı tarihten itibaren **on yıl süreyle** uygulanır.

Lisanssız üreticiler bu Yönetmelik kapsamındaki üretimleri için **ikili anlaşma ile elektrik satışı yapamazlar.**

Bir diğer önemli konu ise bu Yönetmelik kapsamında kurulacak üretim tesisleri için EPDK tarafından kamulaştırma yapılmamaktadır. İlgili kurum ve kuruluşlardan mevzuatı uyarınca gerekli izinler alınmak kaydıyla Kamu veya Hazine arazileri üzerinde üretim tesisi kurulabilir.

Lisanssız üretim yol haritasına <http://www.epdk.gov.tr/index.php/elektrik-piyasasi/lisanssiz-uretim?id=826> linkinden ulaşılabilmektedir.

4.6. Pompa Depolamalı HES'ler

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

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

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

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

Teknik değerlendirmeler ve fizibilite çalışmaları enerji depolamanın sadece teknik bir gereklilik değil aynı zamanda maliyet avantajı sağladığını da göstermektedir. Türkiye' de bugüne kadar enerjinin depolanması konusuna gereken önem verilmemiştir.

Ancak ülkemizde kesintili karakterdeki enerji kaynaklarının ve/veya nükleer santrallerin enerji planlaması içerisinde yer alması düşünülüyorsa verimli ve daha sağlıklı bir planlama için bunların enerji depolama sistemleri ile birlikte planlanması gerekmektedir.

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

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

TEİAŞ tarafından yapılmış olan kapasite üretim projeksiyonları kapsamında iyimser ve kötümser iki senaryo hazırlanmıştır. İyimser senaryoya göre 2017, kötümser senaryoya göre 2015 yılından itibaren işletmede olan, inşa edilen ve lisansı alınmış olan santrallerin tümünün puant enerji ihtiyacını karşılayamayacağı tespit edilmiştir. Puant talebin karşılanmasında barajlı hidroelektrik santrallerin yetersiz kalmaları halinde devreye girmesi hedeflenen pompaj depolamalı hidroelektrik santral projeleri geliştirmek amacıyla

Tablo 4.15. EİE Tarafından Çalışılmış Olan PDHES'ler

Tesis Adı	Kurulu Gücü [MW]	İli	Türü	Proje Debisi [m ³ /s]	Düşü [m]
Gökçekaya PHES	1600	Eskişehir	Mevcut baraj gölüne entegre	193	962
İznik I PHES	1500	Bursa	Tamamen yeni yatırım	687	255
Sarıyar PHES	1000	Ankara	Mevcut baraj gölüne entegre	270	434
Bayramhacılı PHES	1000	Kayseri	Mevcut baraj gölüne entegre	720	161
Hasan Uğurlu PHES	1000	Samsun	Mevcut baraj gölüne entegre	204	570
Adıgüzel PHES	1000	Denizli	Mevcut baraj gölüne entegre	484	242
Burdur PHES	1000	Burdur	Tamamen yeni yatırım	316	370
Eğridir PHES	1000	Isparta	Tamamen yeni yatırım	175	672
Kargı PHES	1000	Ankara	Mevcut baraj gölüne entegre	238	496
Karacaören II PHES	1000	Burdur	Mevcut baraj gölüne entegre	190	615
Yalova PHES	500	Yalova	Tamamen yeni yatırım	147	400
Yamula PHES	500	Kayseri	Mevcut baraj gölüne entegre	228	260
Oymapınar PHES	500	Antalya	Mevcut baraj gölüne entegre	156	372
Aslantaş PHES	500	Osmaniye	Mevcut baraj gölüne entegre	379	154
İznik II PHES	500	Bursa	Tamamen yeni yatırım	221	263

Demirköprü PHES	300	Manisa	Mevcut baraj gölüne entegre	166	213
-----------------	-----	--------	-----------------------------	-----	-----

İlk etüt seviyesinde Mülga EİE tarafından yapılan PHES talep çalışmasına göre
-Ankara, İstanbul, İzmir, Bursa, İzmir illeri birinci dereceden öncelikli,
-Tekirdağ, Antalya, Konya, Adana, Hatay, Gaziantep ve Şanlıurfa illeri ikinci dereceden öncelikli-Kırklareli, Çanakkale, Balıkesir, Manisa, Denizli, Muğla, İçel, Eskişehir, Sakarya, Zonguldak, Samsun, Kayseri, Kahramanmaraş, Diyarbakır, Mardin üçüncü dereceden öncelikli,
-Edirne, Bilecik, Kütahya, Aydın, Ordu, Sivas, Malatya, Elazığ, Adıyaman, Batman, Şırnak, Van illeri dördüncü dereceden öncelikli illerdir.

Ülkemizde, PHES çalışmaları ilk defa Mülga EİE Genel Müdürlüğü tarafından başlatılmıştır. Mülga EİE Genel Müdürlüğü koordinasyonunda Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü (TEİAŞ) ve Japonya Uluslararası İşbirliği Ajansı (JICA) aracılığı ile görevlendirilen Tokyo Electric Power Company (TEPCO) uzmanları eşliğinde Master Plan çalışmaları tamamlanmıştır. 2 Kasım 2011 tarih ve 28103 sayılı (mükerrer) Resmi Gazetede yayınlanan "662 sayılı Kanun Hükmünde Kararname" ile DSI Genel Müdürlüğü bünyesinde kurulan Hidroelektrik Enerji Dairesi Başkanlığı tarafından devam ettirilmiştir Halen Gökçekaya PHES projesinin projelendirme çalışmaları DSI Genel Müdürlüğü ve JICA iş birliği içerisinde yürütülmektedir.

Kaynaklar

- 1-DEK-TMK 2012 Enerji Raporu
- 2- www.epdk.org.tr
- 3- www.dsi.gov.tr
- 4-2010 World Atlas&Industry Guide
- 5-Kaynak: Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik

4.7. Hidrolik/Su yapıları araştırmaları için Jeofizik teknikler ve Uygulama alanları

Doç. Dr. Ferhat ÖZÇEP*

4.7.1. Giriş

Bir su kaynağından yararlanma talebinin yeterli şekilde belirlenmesi için dört ana elemanın saptanması gerekir (Polat, 2014):

- ▶ Miktar: talep edilen su miktarı
 - ▶ Zaman: talep edilen suyun zaman boyunca değişimi
 - ▶ Yer: talep edilen suyun coğrafik yerde dağılımı
 - ▶ Kalite: talep edilen suyun kalitesindeki asgari limitler
- Bunların arasında *miktar-zaman* en önemli olanıdır.

Su yapıları aşağıdaki biçimde sınıflandırılabilir (Polat, 2014):

- ▶ Su depolama yapıları
- ▶ Kabartma ve çevirme yapıları
- ▶ Su iletim ve dağıtım yapıları
- ▶ Su alma yapıları
- ▶ Enerji kırıcı yapılar
- ▶ Akarsu düzenleme yapıları

Suların faydasını arttırmak için vadilerin kapatılması ile yapılan 15 m den yüksek su depolayan yapay yapılara baraj denir (Polat, 2014). Barajlar, değişik malzemelerden ve değişik tiplerde inşa edilen büyük boyutlu yapılardır. Çeşitli amaçlar için yapılan barajlar, yapımı uzun süren (3-10 yıl), pahalı ve yıkılmaları halinde çok büyük can ve mal kaybına sebep olabilecek mühendislik yapılarıdır. Yükseklikleri 15 m ye kadar olan ve barajlara göre daha az su depolayan sistemlere ise **gölet** denir.

Barajların yapılma nedenleri aşağıdaki gibidir (Polat, 2014)

- ▶ İçme suyu sağlanması
- ▶ Sanayi suyu sağlanması
- ▶ Sulama suyu sağlanması
- ▶ Elektrik enerjisi üretimi
- ▶ Taşkın denetimi

*İstanbul Üniversitesi Mühendislik Fakültesi, ferozcep@istanbul.edu.tr

- ▶ Akarsu akışının düzenlenmesi
- ▶ Yer altı suyunun yükseltilmesi
- ▶ Suyun başka bir yöne çevrilmesi
- ▶ Mesire yeri oluşturulması
- ▶ Su canlılarının hayatının korunması
- ▶ Su taşımacılığının geliştirilmesi
- ▶ Sürüntü maddesi denetimi
- ▶ Sanayi atıklarının tutulması

Barajların yapılması aşamaları aşağıdaki gibidir (Polat, 2014)

- ▶ Etüd (ön inceleme)
- ▶ Planlama
- ▶ Projeleme
- ▶ İnşaat
- ▶ İşletme

Baraj Yeri Etüdlere (Polat, 2014)

- ▶ Topoğrafik etüdlere
- ▶ Jeolojik, Jeofizik ve Geoteknik Etüdlere
- ▶ Hidrolojik etüdlere,

biçiminde sınırlandırılırlar.

İnşaat Mühendisliği amaçlı jeofizik çalışmalar sırasında ölçülen ve değerlendirilen fiziksel parametreler; elastik özellikler, elektrik iletkenlik/öz direnç, gravite ve magnetik alanları, elektromagnetik dalganın polarize olabilirliği ve doğal radyasyon ölçülmesini kapsamaktadır. Bu ölçümlerden, zemin ve kaya ortamlarının statik ve dinamik koşullarda mukavemet özellikleri, permabilitesi, porozitesi, kimyasal oluşumu, stragafi, jeolojik yapı ve çeşitli diğer özelliklerinin elde edilmesinde yararlanılmaktadır.

Geoteknik deprem mühendisliği ve çevre geotekniği kapsamında bu ölçümler temelde aşağıdaki nedenler için uygulanmaktadır:

1) Deprem tehlike analizini içerecek biçimde varolan mühendislik ve çevre problemlerinin olası zararlı/yıkıcı etkilerini en aza indirmek (mitigate) için kullanılmaktadır. Jeofizik yöntemler;

a) Varolan zemin/kaya ortamına ilişkin problemlerin ortaya konulmasında,

- b) Zemin/kaya ortamı kirleticilerinin varlığının ve hareketinin önceden belirlenmesinde
c) Keşif amaçlı sondaj programlamasının yönlendirilmesinde kullanılabilir.

2) Geoteknik ve çevre problemlerini olası etkilerini azaltmak için tasarıma/projelendirmeye bir giriş (input) parametresi olarak jeofizik ölçümler artan oranda, depreme dayanıklı yapı tasarımı (seismic design) kapsamında, her türlü inşaatlar (binlar, çok katlı yapılar, köprüler, viyadükler, güç santralleri, kimyasal santraller, rafineriler ve atık depolama alanları vb. gibi) için kullanılmaktadır.

3) Geoteknik problemlerle ilişkili temel jeolojik ve hidrolojik bilgiyi ve araştırmayı geliştirmek amacıyla.

Bu amaçları gerçekleştirmek için seçilen jeofizik ölçümler; projenin amaçları, çözüm ihtiyaçları, mevcut bütçe ve zemin/kaya ortamı koşullarına göre değişmektedir.

4.7.2. Yapı Mühendisliği ve Jeofizik Çalışmaları

4.7.2.1. Genel Problemler ve Jeofizik Ölçmelerin Amaçları

Jeofizik ölçmelerinin aynı amaca yönelik olarak iki farklı rolü vardır. İlk olarak önerilen bir inşaat projesi için alternatif sahalarda arasında hızlı ve ekonomik bir yer seçimi yapmasını sağlar, ikinci olarak seçilen sahanın ayrıntılı olarak mühendislik özellikleri belirlenir. Jeofizik ölçümler aynı zamanda zemin ve kaya ortamının değerlendirilmesi ve mühendislik parametrelerinin hesaplanmasında önemli bir yer tutar.

4.7.2.2. Jeofizik Ölçmelerin Planlanması

Jeofizik ölçme aktivitelerinin planlanmasının önemi, bu sürecin tüm geoteknik araştırmaların entegre bir bölümünü oluşturmasından kaynaklanmaktadır. Aşağıdaki alt bölümlerde jeofizik ölçümlerde/araştırmalarda izlenen genel aşamalar verilmiştir.

1) Ön Toplantı

Jeofizik mühendisi ile müşteri arasındaki yapılan ön toplantıda şunlar kararlaştırılmalıdır:

- a. Geoteknik anlamda problemin gerçek karakteri anlaşılmalıdır. Örneğin önerilen inşaat için “ana-kaya” kelimesinin anlamı nedir? Bir boru hattı güzergah çalışmalarındaki anakayanın derinliği ve niteliği ile depreme dayanıklı inşaat için zemin büyütmesini oluşturmayacak bir mühendislik anakayasası farklı anlamlar/işlevler ifade edebilmektedir.
- b. Jeofizik ölçülerle ilgili çözülecek problemde kullanılacak ilk teknik ne olacaktır. Bu aşamada dikkate alınacak kavramlar/parametreler; sinyal etki derinliği, çözünürlük, sinyal-gürültü oranı, ölçülecek fiziksel parametrelerdeki anomali yaratacak kontrast olması vb. gibidir. Aynı zamanda bu aşamada işin faaliyet alanında seçilen yöntem için işi yürütme/yerine getirme konusunda belirli fikirlere/ fikir birliğine ulaşılmalıdır. Örnek olarak sismik kırılma çalışması için jeofon aralığı gerekli çözünürlüğü sağlamak için tutarlı bir seviyede olmalı, özdirenç ölçümü için elektrot dizilimleri bilinmelidir. Aynı zamanda alet seçimi de bu aşamada yapılmış olmalıdır.
- c. Sahanın jeofizik ölçmelere uygunluğu önemli derecede dikkat edilecek özelliklerden biridir. Ölçmeler asıl ilgi duyulan (problem olan) alanlarda yapılmalıdır ve daha sonradan genişletilebilecek veya analiz edilebilecek durumlar için yeterince kapsamlı ve bilgi sağlayabilecek derinlikte ve genişlikte olmalıdır.

Ölçülerin kötü alınmasına yol açacak insan/teknoloji kökenli etkileri (örneğin su boruları, araçlar, elektrik kabloları gibi gürültü olacak şeyler) göz önüne alınmalıdır.

- d. Jeofizik çalışmanın yaklaşık olarak ekonomik tutarı belirlenmelidir. Tüm amaçlara en doğru en iyi şekilde yardım sağlayabilecek dengeli bir program seçilmelidir. Aslında bir arazi için uygulanacak jeofizik ölçmelerin gerekli çalışma alanı ve teknik seçildikten sonra maliyeti belirlenebilir fakat burada genel olarak kullanılacak her yöntem için birim maliyetlerini aktarmak yanlış ve geçersiz olabilir. Çünkü birçok parametrenin göz önünde tutulması gerekir. Bir ölçümün maliyetini kestirmek için arazi doğası ve büyüklüğü, yapılacak deneylerin yoğunluğu, gerekli derinlik araştırması ve ilgili daha pek çok parametre vardır.
- e. Jeofizik kesit ve profil çalışmaları için, topografik çalışmaların yapılması gerekir. Örnek olarak jeofon noktaları ve gravite istasyonlarının yerden yükseklikleri istenecek, buna bağlı olarak da istenilen araziye girilebilmesi, arazinin uygunluğu ve zararlar için gerekli ödeme (mesela tarlada ürünlerin üzerinden geçen bir sismik ölçüm hattının zararı gibi) konularında çözüm üretilmesi gerekecektir.
- f. Sonuçların sunumu için profillerin ve haritaların ölçeklenmesi.
- g. İşlenmemiş verilerin güvenli bir şekilde saklanabilmesi için gerekli düzen kurulmalıdır. Aslında işlenmemiş arazi kayıtlarının jeofizik raporlarına konması seyrek karşılaşılan bir durum olup bu kayıtlarla, raporların daha sonradan tekrar yapılabilecek yorumlama ve değerlendirme için gereklidir. Kayıtlar başka bir jeofizik mühendisinin bağımsız olarak kullanması ve yorumlaması için saklanmalıdır.

2) Jeofizik Test Ölçümleri

Eğer uygulanacak yöntemde kuşku varsa seçilecek yöntemin belirlenmesi için jeofizik test araştırması yapılmalıdır. Tek başına uygulanan jeofizik yöntem her zaman alttaki tabaka hakkında yeterli bilgiler sunmayabilir. Her yöntemin zemin/kaya ortamındaki malzemenin bağlı olduğu bir dizi fiziksel karakteristiği bulunmaktadır. Farklı yöntemlerden elde edilen verilerin birbirleriyle korelasyonu en anlamlı sonuçları verir. Bazı yöntemler belirli zemin/kaya ortamları için yararlı bilgiler sunarken farklı durumlar için az veya hiç bilgi vermeyebilir, bu dikkate alınmalıdır.

3) Arazide Yorumlama

Yapılacak temel jeofizik araştırma için; müşteriye sunulacak sonuç raporlarının hazırlanması ön çalışma bağlamında yapılan arazide yorumlama ve veri toplama ile yapılmalıdır. Veri kalitesi arazi verileri ve analizleri ile güçlendirilebilir. Jeofizik veriler için belirli zaman aralıkları ile toplanan verilerin değerlendirilmesi iyi bir pratik sağlar, tüm hesaplamalar kontrol edilmeli, veriler ayrılmalı ve değerlendirilerek diğer veriler ile uyumlu şekilde çıkartılarak hazır olarak elde bulunmalıdır. Bu şekilde büyük haritalar tanınabilir ve aykırılık teşkil eden durumlar tekrar çalışılarak daha iyi veriler sağlanabilir ve böylece araştırma programımız yeni elde edilen veriler ile geliştirilebilir. Önceki yorumlamalar ile nihai sonuçlar arasındaki farkın önemi kavranmalıdır.

4) Sondaj Programı

Sondaj programı jeofizik yorumlamaların kontrolü ve/veya iyileştirilmesi ve özel problemler alanlarda daha ayrıntılı bilgi almak için uygulanır. Bu program, karmaşıklığa, öneme, maliyete, alanın genişliğine, projenin tasarımı ve inşası ile ilişkili zemin/kaya ortamı verisinin önemine bağlıdır. Belirli bir proje için geliştirilmiş

optimum arazi araştırılmasında; jeolojik araştırma, sondaj, numune çukuru açma ve jeofizik çalışmalar yer alır. Jeofizik ölçümlerin yorumları ve ölçümlerden çıkan sonuçlar; jeofizik mühendisinin deneyimi, yeterli jeolojik/geoteknik kontrol verisinin varlığıyla ile de çok ilgilidir.

5) Jeofizik Mühendisinin Seçimi

Daha önceden konularda görüldüğü gibi jeofizik mühendisinin seçimi veri kalitesinin güvenilirliği konusunda büyük bir rol oynayacaktır. Bu birey, ideal olarak aşağıdaki karakteristiklere sahip olan kişi olacaktır;

- ▶ Jeofizik alanında (özellikle “Uygulamalı Jeofizik” ve “Sismoloji” konularında) gerekli eğitim ve deneyim sahibi olmak
- ▶ Mühendislik jeolojisi ve/veya geoteknik mühendisliği hakkında deneyim veya eğitime sahip olmak
- ▶ Önerilen görev ile ilgili saha jeolojisinde olduğu kadar, jeofizik ölçümler konusunda bir deneyime sahip olması
- ▶ İyi kalitede ve yeterli derecede arazi notu tutma özelliği olması,
- ▶ Elde edilen verilerin planlı bir şekilde kullanılmasını anlayabilme özelliği
- ▶ Değişen durumları tanıyabilme ve tepki verebilme yeteneği

6) Ayrıntılı Okuma, Kitaplar ve Dergi Kaynakları

İnşaat mühendisliği amaçlı jeofizik çalışmalar yeni bir uzmanlık alanı olma özelliğine sahip olduğundan ona kaynak oluşturacak kitap sayısı azdır. Standart jeofizik/geoteknik kitapları ve bazı geniş kapsamlı makalelerde ayrıntılar ile ana teorilere/ yöntemlere değinilmiştir. Jeofizik çalışmalar için **sürdürülebilir bir bilgi edinme/okuma kültürü** geliştirilmelidir.

4.7.3. Jeofizik Ölçümlerin Mühendislik Problemlerine Uygulanması

İngiliz Zemin Araştırma Standartlarında (Site Investigation Code: BS-5930) inşaat mühendisliği amaçları için jeofizik çalışmaları dört temel uygulama alanına ayrılmıştır:

- 1) Jeoloji Araştırmaları
- 2) Malzeme ve Su Kaynaklarının Değerlendirilmesi
- 3) Mühendislik Parametrelerinin Belirlenmesi
- 4) Boşlukların ve Gömülü Materyallerin Bulunması

Bu tipik uygulama örnekleri **Tablo 4.16.**'da verilmiştir. **Tablo 4.17**'de ise, jeofizik yöntemlerin çeşitli geoteknik uygulamalar için uygunluk derecesi verilmiştir.

Tablo 4.16. Jeofizik (BS 5930’da Önerilen) Geoteknik Uygulamaların Örnekleri.

Problem	Örnek	Yöntemler ve Açıklama
Jeolojik Statigrafik	Ana kaya üzerindeki sedimanlar: i) Ana kaya üzerinde kumlar ve çakıllar, su tablası kumlarda ve çakıllarda düşük ii) Kil üzerindeki kumlar ve çakıllar, su tablası kumlarda de çakıllarda yüksek iii) Ana kaya üzerinde kil, ana kayayı örten sedimanlar	Kara: Sismik kırılma Rezistivite Rezistivite veya Sismik kırılma Denizde: Sürekli sismik yansıma profili Sismik kırılma, gravite, EM ve rezistivite EM ve rezistivite profili jeoradar Rezistivite ve EM profili Sismik yansıma veya kırılma Rezistivite, EM ve sismik kırılma
Erozyonal	Gömülü kanal Gömülü karstik yüzey	Sismik kırılma, gravite, EM ve rezistivite EM ve rezistivite profili jeoradar
Yapısal	Gömülü fay ve kırık zonları	Rezistivite ve EM profili Sismik yansıma veya kırılma
Doğal Kaynaklar Su	Akifer yeri	Rezistivite, EM ve sismik kırılma
Kum ve çakıl Kaya Kil	Kum, kil üzerinde çakıl Sediman kayalara sokulumlu Kil	Kara: Rezistivite ve EM Magnetik veya rezistivite Rezistivite ve EM
Mühendislik Elastik modüller, yoğunluk ve porozite	Dinamik deformasyon modülü	Yüzeydeki sismik hız veya sondaj kuyusundan
Kaya sökülebilirliği Zemin korozivitesi	Zemin davranışı etkileri Kazı yöntemi Boru hatları araştırmaları	Kuyu jeofiziği Sismik kırılma Yüzey rezistivitesi

4.7.4. Özel Hedefler

Bu bölümde özel amaçlar için seçilmiş hedeflerin tanımlandırılmaları ve incelenmesi için jeofizik araştırmaların sınırlamaları ve uygulamaları açıklanacaktır. Tüm jeofizik mühendisliği incelemeleri özel hedefler olarak üç ayırt edici sınıflamaya ve amaca göre ayrılır. İlk olarak jeofizik araştırma belirli bir zemin/kaya ortamı hakkında bilgi sağlamak için kullanılabilir; bu litolojinin bir veya daha fazla özelliğine bağlıdır. Burada kullanılan “zemin/kaya” terimi ortamın herhangi bir özelliğini belirtir, bu ortamın malzemesi volkanik kayalardan metamorfik kayalara, konsolidasyonsuz mühendislik zemininden, yapay dolgu zemine kadar tüm çeşitleri içerebilir. Jeofizik ikinci olarak anakaya derinliğinin ve yeraltı su seviyesinin belirlenmesi için kullanılır. Üçüncü olarak jeofizik teknikler; anormal zemin/kaya özelliklerinin (kırık zonları veya yüzeydeki boşluklar vb. gibi) belirlenmesi için kullanılmaktadır.

Tablo 4.17. Jeofizik Yöntemlerin Çeşitli Geoteknik Uygulamalar İçin Uygunluk Derecesi.

Jeofizik Uygulamalar / Jeofizik Yöntemler	Ana kaya derinliği	Stratigrafi	Litoloji	Kırık Zonlar	Fay yer değiştirmesi	Dinamik elastik modüller	Yoğunluk	Sökülebilirlik	Boğluk bulma	Yer altı suyu araştırması	Su kalitesi	Porozite	Permeabilite
Sismik Kırılma	4	4	3	3	4	3	2	4	1	2	0	0	0
Kuyuda Sismik	2	2	3	3	1	4	2	2	3	0	0	0	0
Elektrik Rezistivite	4	3	3	2	2	0	0	1	2	4	4	3	1
IP	2	2	3	1	0	0	0	0	0	3	1	3	2
EM	3	2	2	4	1	0	0	0	3	4	4	1	0
Jeoradar	2	3	1	2	3	0	0	0	3	2	2	1	0
Gravite	1	0	0	0	2	0	2	0	2	1	0	0	0
Magnetik	0	0	0	0	2	0	0	0	2	0	0	0	0
SP	2	4	4	1	1	0	0	0	1	4	2	0	0

0: Belirlenemez

1: Limitli kullanım

2: Kullanılır, veya kullanılabilir fakat en iyi yaklaşım değil

3: En iyi potansiyele sahip ama geliştirilmesi gerekir

4: Genelde en mükemmel yaklaşım kabul edilir, teknikleri iyi geliştirilmiştir

4.7.4.1. Ana Kaya Derinliği

Ana kayanın derinliğinin saptanması zemin araştırmalarında ve yeraltı suyu araştırmalarında sıkça karşılaşılan bir problemdir. Bununla birlikte ana kayanın ifade ettiği anlam çoğunlukla arazi uygulamalarına dayanmasına rağmen; bunlar belirli projeler için amaca bağlı geçerli tanımlardır. Örneğin bir jeolog ana kayayı konsolide olmamış tabaka altında yatan konsolide olmuş yaşlı formasyon olarak tanımlasa da, bir inşaat mühendisi: ana kayayı yapılar için elverişli bir taşıma gücüne sahip bir yapı olarak tanımlayabilmektedir. Taş ocağında çalışan bir sondör ana kayayı yıpranmış kaya altında bulunan yıpranmamış malzeme olarak tanımlamakta, jeofizik ya da geoteknik deprem mühendisleri için ana kaya yaklaşık 700 m/sn'lik bir kayma dalgası hızına sahip zemin büyümesi oluşturmayacak bir referans ortam olmaktadır.

Ana kayanın tanımı değişikler göstermesine rağmen ilk düşünölen problem tektir: ana kayanın derinliği/kalınlığı. Problem sadece ana kaya derinliğini içermeyen, ana kayanın üzerinde sediman dolmuş ortmaları, dolgulu taşocağını ve kazılmış karstik topografya sorunları da olabilir. Ana kaya derinliği belirlenmesi uygun bir jeofizik teknikle saptanabilir. Bununla birlikte birçok durumda basit jeolojik veya mühendislik (geoteknik) problemi kolayca jeofizik terimlere dönüştürölemez, açıklanan sınır jeolojik ve mühendislik terimleri içinde farklılıklar gösterebilir. Ana kaya derinliğinin saptanmasında sıkça kullanılan yöntemler sismik kırılma, çok kanallı yüzey dalgaları yöntemi, özdirenç sondajı ve son zamanlarda kullanılan elektromagnetik (özellikle georadar yöntemi) ölçümlerdir.

I. Sismik Kırılma Ölçümleri

Sismik kırılma yöntemi yıllardır ana kaya derinliğinin bulunmasında kullanılmaktadır. Genelde kullanılan ölçüm Primer ya da kompresyonel P dalgaların yüzeyden doğrudan gelen veya alttaki yüksek hızlı bir tabakaya çarpıp kırılmasıyla gelen seyahat zamanları kullanılır. İkincil ya da kayma dalgası olan S dalgalarının kullanılması da ortamın elastik özelliklerin hesaplanmasında gereklidir. S dalgalarının yayını ortamdaki sıvı içeriğinin olması veya olmaması durumundan etkilendiğinden dolayı bazen eğer zemin suya doygun konsolidasyonsuz kum ortamları gibi bir yapının yerinin belirlenmesinde de kullanılır.

II. Elektrik Özdirenç Ölçümleri

Elektrik Özdirenç çalışmalarında elde edilen veriler için bilgisayar bazlı sayısal ölçüm aletlerinin ve gelişmiş arazi tekniklerinin kullanılmasıyla, klasik arazi araştırmaları için kendinden kaynaklanan sakıncaları ortadan kaldırmıştır. Bu çalışma ile ana kaya derinliği belirlenebilmektedir.

1) *Arazi Tekniği*; Geleneksel özdirenç sondajı Wenner veya Schlumberger elektrot konfigürasyonu ile yapılabilir. Aslında daha iyi sonuçları verecek dizilimi tartışmak gerekir, teorik terimlerde az bir fark olmasına rağmen aslında ölçümler yollardan, çitlerden, boru hatlarından uzak yapıldığında benzer sonuçlar, özdeş yorumlamalar elde edilebilir.

2) *Yorumlama*; Bilgisayarların uygun olarak kullanılması özdirenç eğrileri yorumlarının bilgisayarda kontrol etme olanağı getirmiştir. İlk yorumlamalar eğri çakıştırma yöntemiyle yapılmalıdır. Sonuç tabaka modeli bu yüzden teorik görünür özdirenç eğrisi oluşturmak için kullanılmalıdır. Bu yorumlamalardan sonuçta jeoelektrik yapı, sondaj bilgileri ve ana kaya derinliğini veren kontur haritalarıyla verilmelidir.

III. Gravite Araştırmaları

Ana kaya formasyonları genelde örtü tabakasından daha yoğunlardır. Ana kaya ile üzerine yük olarak binmiş zemin tabakası arasındaki yoğunluk farkı belirgin ise ana kaya gravite ölçümleri ile belirlenebilir. Gravite ölçümleri yerçekiminin gravimetre denilen duyarlı aletlerle ölçülmesinden oluşur. Arazideki gravite alanının yerel değişim miktarlarını belirleyebilmek için, gözlenen verilere çeşitli düzeltmeler yapılır. Bunlar alet drifti, enlem düzeltmesi, gelgit etkisi, istasyon yüksekliği düzeltmesi, topografik düzeltmelerdir. Bunun sonucunda ana kayayı belirleyebilmek için yapacağımız yorumlamalarımızı elde ettiğimiz Bouguer anomali sonuçlarından elde ederiz. Bu teknik genelde 50 metreyi aşan ana kaya derinliklerinde alçak topografya ve derin sediman dolmuş vadilerde kullanılır (Hall & Hajnal 1962). Daha sığ derinliklerde gravite anomalileri doğru yorumlama yapabilmek için yeterli yeni teknikler (mikro gravite ölçümleri) kullanılmaktadır. Gravite araştırmaları zaman alan ve pahalı araştırmalardır. Bununla birlikte bazen kent içinde kalmış üzeri tekrar yapay olarak doldurulmuş taşocaklarının oluşturacağı sorunların araştırılmasında diğer jeofizik yöntemler uygun olmadığında kullanılabilir.

IV. Yer Radarı (Georadar)

Georadar elektromagnetik bazlı inceleme yöntemi 1980'lerde geliştirilmiş sistemlerdir. Bu teknik, radar vericisinin elektromagnetik sinyalleri kullanarak zemin/kaya ortamı hakkında bilgi almayı sağlar. Sinyaller yer içindeki yapılar tarafından yansıtılır. Yansıyan radar sinyalleri bir alıcı tarafından toplanarak, sürekli zamana bağlı izler biçiminde zemin/kaya kesiti olarak kaydedilir. Bu teknik büyük derinlikteki ana kaya

derinliklerinin bulunmasına pek uygun olmasa da, kaya ortamına olan derinliklerin sığ olduğunda kullanılabilir.

V. Sismik Yansıma

Sismik yansıma 12 kanallı sinyal artırmalı sismograflar ile balyoz ve benzeri güç kaynakları kullanarak 30–100 m arasındaki derinlikler için kullanılırlar. Eğer ana kaya, üstünde bulunan alüvyon ile akustik empedanslarında belirgin farklılık gösteriyorsa iyi yansımalar elde edilir. Çözünürlük yüksek daha derin yansıma çalışmaları için yeryüzü vibratörleri veya karmaşık korelasyon işlemleri yapmak gerekir (petrol arama sanayisinde olduğu gibi). Maliyetin diğer jeofizik yöntemlerden fazla olması yanında pahalı aletlere ve güçlü bilgisayarlara ihtiyaç vardır.

VI. Yüzey Dalgaları Analizi (SASW, MASW)

Kentsel alanlarda klasik sismik yöntemler ile kayma dalgası hızı belirlendiğinde birçok problem oluşabilmektedir. Bunlar;

- Yüksek Gürültü Seviyesi
- Geniş Alıcı Dizilimlerine İhtiyaç Duyulması
- Sismik Enerjinin Sediman Tabakalarda Soğurulması
- Düşük Hız Zonları

olmaktadır. Bu nedenle yakın zamanlarda kayma dalgası hızının ve anakaya derinliğinin belirlenmesi için aktif ve pasif kaynaklı (mikrotremorlar) yüzey dalgaları analizi kullanılmaktadır.

Bir Yüzey boyunca yayılan yüzey dalgaları, toplam sismik dalga enerjisinin % 70'den fazlasını oluşturmaktadır. Bu dalgalar göreceli olarak düşük hız, düşük frekans ve yüksek genlikle karakterize edilirler. Bir zeminde (çok tabakalı, ya da elastik özellikleri derinlikle değişen) yüzey dalgalarının hızı dalga boyuna (yada frekansa) bağlıdır. Yüzey dalgalarının hızı ile kayma dalgalarının hızı arasındaki ilişkiden yararlanılarak kayma dalgasının derinlikle değişimi belirlenebilir.

4.7.4.2. Kırık Zonları ve Faylar

Fayların ve kırık zonlarının doğasını ve konumlarını anlayabilmek için anomali yaratacak zemin koşullarının çok dikkatli bir şekilde incelenerek jeofizik araştırmaları yürütmek gerekir. Düşey fayların yanında, tabakalarda belirgin bir yer değiştirme gösteren durumlar birden çok jeofizik yöntemle araştırılabilir.

Kırık ve fay zonları çoğunlukla mühendislik açısından tehlike oluştururlar. Jeofizik olarak kırık zonun kontrast bulunduran özelliklerinden, veya fay hareketi sonucu beklenmeyen kayaç türlerinin yan yana gelmesiyle bulunabilirler. Jeofizik yöntemleri bu tür özelliklerin haritalanmasında, aynı zamanda kırığın durumu ve değerlendirilmesi kayaç kütlelerinin başkalaşımı gibi konularda değerli yorumlar sağlar.

A. Yakın-Düşey Faylar

Jeofizik yöntemin seçimi faylanmış yeraltı tabakasının gömülmüş derinliğine ve atımına bağlı olarak, bunların içerdiği fiziksel özelliklerin faylanma boyunca gösterdiği kontrasta bağlıdır. Zemin amaçlı jeofizik çalışmada, sismik kırılma yöntemi eğim atımlı fayların yerlerinin ve atımlarının hesaplanarak haritalanmasında kullanılırlar. Zaman-uzaklık grafiklerindeki ayırt edici modeller fayların yakın düşey faylar olduğunu belirlemede kullanılır. Öz direnç sondajları fayların atımını belirlemede eğer dikkatli bir şekilde sondajlar faya paralel alınırsa daha az doğrulukla bulabilir.

Magnetik ve gravite yöntemleri genelde fayların araştırmalarında özellikle ortam volkanik kayalardan oluşuyorsa kullanılabilir. Eğer fay hattının yeri gerekliyse elektromagnetik, özellikle yer iletkenlik araştırmaları fayı haritalamada özellikle yeryüzüne yakın yerlerde iş maliyeti yönünden kar sağlar. Fayın ana volkanik daykı kestiği yerlerde magnetikle daykların yerleri manyetik yöntemlerle harita üzerine çizilebilir.

B. Kırık Zonlar

Elektromagnetik profil yöntemi yakın düşey kırıkların ve çatlak zonların belirlenmesinde maliyet bakımından uygun bir yöntemdir. Kırık zonlar ve bunlarla bulunan bitişik kayaçların yıpranmış kısımları öz direnci düşürür ki (iletkenlik artar) bu da belirlenebilir. Yer iletkenlik profil tekniği Afrika'da su taşıyan kırıkların yerinin bulunmasında bölgesel olarak su temininde kullanılmaktadır. Eskiden bu tür araştırmalar öz direnç yöntemi ile yapılırdı fakat bu iki yöntem benzer bilgiler verir. Genelde öz direnç yöntemi daha çok zorluk içerir. Sismik kırılma yöntemi yakın düşey kırık zonlarının yeterince geniş olduğu yerlerde uygun bir yöntem sayılabilir. Yakın düşey kırık zonları normalde P dalgası hızını düşürüp düşük hız zonu dediğimiz yapı bulunup haritalanabilmektedir. Küçük jeofon aralığı bulunabilecek kırık zonun sınırlarının belirlenmesinde gerekir. Ne yazık ki küçük açılı kırık zonları bu teknikte daha zor bulunabilmektedir. Sismik kırılma yöntemindeki derindeki kırık zonların belirlenmesinde çözünürlük sorunlarını kuyu jeofiziği (cross-hole sismik) tekniğiyle giderebiliriz.

4.7.4.3. Yeraltı Suyu Problemleri

Seksenli yılların başlangıcından beri mühendisler yeraltı suyu araşmalarında jeofiziği önemli bir yardım olarak sıkça kullanmaya başladılar. Jeofizik yöntemler neredeyse yeraltı suyu geliştirme projelerinin her aşamasında özel problemlerin çözümünde ya da sadece hızlı ve ucuza hidrojeolojik bilgilere ulaşmak için kullanılmaktadır. Akifer gelişimin ilk keşif aşamasında gravite, sismik kırılma, öz direnç ve elektromagnetik yöntemler genel akifer yapısının karakterizasyonunda, faylanmış veya diğer yapısal sınırların bulunmasında ve alüvyon dolmuş vadilerdeki kırık zonların bulunmasında kullanılabilir.

Akifer gelişiminin ikinci aşamasında akifer özelliklerinin daha ayrıntılı bilinmesi gerektiğinde yüzeyden veya araştırma kuyularından yapılan jeofizik çalışmalar araştırmaya daha etkili olurlar. Bu aşamada belki de elektrik öz direnç yöntemi en çok kullanılan yöntemdir, buna ek olarak akifer boyutlarının haritalanmasında da kullanılır, öz direnç ölçümü sıkça suyun kalitesini belirlemek için de kullanılır.

Akifer Yapısının Ortaya Çıkarılması

1) Jeolojik Yapı

Su taşıyan gözenekli formasyonun boyutları, en genel olarak jeofizik tekniklerin formasyon özelliklerine ve komşu formasyonlarla görülen kontrastların türüne göre seçilmesiyle ortaya konabilir. Keskin yanal veya fay sınırları olan akiferler gravite veya elektromagnetik yöntemlerle bulunabilir. EM yöntemi sığ derinlikteki faylanmış sınır için uygun olacak iken, gravite yöntemi daha derin ve büyük yapılar için uygundur. Akiferin üst ve alt sınırları sismik kırılma ile bulunabilir. Öz direnç sondajı genelde sınırların yatay olduğu bir konumdaki birçok katmanın kalınlığına ve öz dirençlerine bağlı olduğu durumlarda verimli ve hızlı bir şekilde uygulanabilir. Bununla birlikte sediman dolu bir arazide veya benzer yapıda bir hat boyunca derinlik bilgisi arandığında sismik kırılma kullanılmaktadır.

2) Su Seviyeleri

Yeraltı su seviyeleri jeofizik tekniklerle belirlenebilmektedir. Örneğin, İngiltere’de serbest su seviyelerine sıkça rastlanır. Ülkenin büyük bölümü buzul devrine ait kum ile karışık balçık (glacial tills) kaplandığından bunlar akiferleri hapsederler, bu su seviyeleri araştırma kuyularından kaydedilen gözlemlerle aslında piezometrik basınç seviyelerin jeofizik olarak gözlenebildiği görülmüştür. Akifer yatakta tutulmasa bile su seviyeleri yine de jeofizik olarak gözlenemeyebilir. Serbest su seviyeleri olduğu zaman damarlı iri kum ve kumtaşları gibi, kolaylıkla öz direnç veya sismik kırılma ile gözlenebilir. (Emerson 1968). Ne yazık ki su seviyeleri tarafından yaratılan güçlü etki daha alt tabakalardan bilgi almamızı gölgeler.

3) Yeraltı Suyu Kalitesi

Hidrojeoloji uygulamalarında en çok kullanılan elektrik teknikleri; öz direnç ölçümlerinden çıkan sonuçlara bakılarak su kalitesi hakkında bilgi verebilir. Bununla birlikte doymuş, gözenekli kumtaşı veya kireçtaşı akiferleri sadece doymuş yeraltı suyunun tuzluluk miktarına değil aynı zamanda porozite ve iletken mineral miktarına, özellikle kil, kaya dokusuna bağlıdır. Suyun kalitesi hakkındaki doğru saptamalar porozite veya kil miktarı önemsiz veya en azından anlaşılabilir durumda ise yapılabilir.

Eğer tuzlu yeraltı suyu yeryüzüne yakın ve bilinmek istenen tek şey tuzlu yeraltı suyunun büyüklüğü ise elektromagnetik (yer iletkenliği) yöntem verimli ve uygun bir yoldur (Stewart 1982). Benzer bir teknikle okyanus adalarındaki tatlı suların bulunması için, derinlik bilgisi gerekiyorsa öz direnç sondajı uygun olur. Yakın zamanlarda görülmüştür ki indüklenmiş polarizasyon ölçümleri alçak düzeylerdeki yeraltı suyu kirliliğini gözlemleyebilir.

4) Kuyu Logları

Jeofizikte kuyu logları bir sondaj kuyusu içinde yapılan jeofizik ölçümleri kapsamaktadır ve çok değişik amaçlar için kullanılmaktadır. Birçok uygulama için değişik tip log aletleri üretilmiştir. Log aletleri formasyon logları, sondaj kuyusundan jeolojik formasyonla ilgili bilgileri alanlar ve sıvı loglar araştırma kuyusunu dolduran sıvılar hakkında bilgi almak üzere kullanılanlar olarak ikiye ayrılır aynı zamanda bu iki kategoriye girmeyen diğer loglar ve sondaj inşasında bilgi alınanlar da vardır.

Formasyon loglarında, yeraltı suyu ve mühendislik uygulamaları için en çok elektrik ve gamma logları kullanılır. Sıvı logları genelde arazilerdeki suyun araştırma kuyularından içeriye veya dışarıya doğru akışı ile ilgilidir.

4.7.4.4. Yapı Malzemeleri

Doğada değişik türde ve özellikteki yapı malzemelerin jeofizik araştırmalarla aranması ve bulunması önemli bir görevdir.

a. Kum ve Çakıllar

Kum ve çakıllar, komşu kaya ortamları oluşturdukları fiziksel kontrast nedeniyle elektrik teknikler uygulanmasıyla ayrılıp yerleri saptanabilir. Bu malzemeler yüksek öz direnç karakterine sahip olduklarından bitişik kil yapılarından ayrılabilir. Sismik kırılma yönteminde düşük hız kumlarını yüksek hız ana kayasından, öz direnç tekniği ise killeri genelde buzul balçıklarından veya alüvyonlardan ayırma konusunda kullanılabilir. Kum ve çakıl tabakalarının konumları veya arazideki kalınlıkları hızlı ve verimli bir şekilde yer iletkenlik araştırması ile saptanabilir.

b. Volkanik ve Metamorfik Kayaçlar ile Kireçtaşları

Volkanik veya metamorfik malzemeler veya kireçtaşları genelde taşocaklarından çıkarılıp inşaat sanayisinde yol yapımı gibi işlerde kullanılmaktadır. Bu malzemeler jeofizikte üzerlerinde bulunan alüvyondan yüksek sismik hızlarından, yüksek yoğunluklarından veya öz dirençlerinin yüksekliğiyle tanınabilir. Geçmişten beri sismik kırılma yöntemi bu malzemelerin kalınlıklarının ve derinliklerinin saptanmasında kullanılmaktadır. Derinlik saptamalarında kullanılan sismik kırılmanın bu durumlarda elektrik yöntemlere oranla daha fazla tahmin içerir. Sismik kırılmanın avantajlarından biri kırılma yüzeyi özellikleri hakkında örneğin kaya kalitesi hakkında bilgi vermesidir. Kireçtaşı aramalarında karşılaşılan problemlerden biri düşük kaliteli yerlerdeki kırık veya dolomize olmuş (beyaz mermerleşmiş) kireçtaşlarının saptanmasıdır. Eğer bu yerler sığ ise yer iletkenlik araştırmaları ile iyi kireçtaşının kalitesiz olandan daha yüksek öz direnç değerleri vermesiyle saptanabilir (Penn & Tucker 1983).

c. Kil

Yumuşak killer sahip oldukları çok düşük öz direnç değerleri ile belirlenebilir. Sağlam ana kaya üzerinde yayılmış olan kilin sayısal olarak tahmini kalınlığı yer iletkenlik araştırmaları ile bulunabilir. Daha doğru kalınlık bilgilerine öz direnç ile ulaşılabilir. Jeofizik yöntemler killer gerçek özelliklerini barındırdıklarında çok kullanışlı olabilir.

4.7.4.5. Boşlukların ve Maden Kuyularının Yerleri/Konumları

Doğal veya insan yapımı yeraltı boşlukları çoğunlukla binalar ve inşaat mühendisliği yapıları için tehlike oluşturmaktadır. Bu olası veya beklene boşlukların varlığı önemli bir şekilde inşaat yapım sürecinden önce belirlenmeleri gerekir. Çoğunlukla maden kuyusu durumunda olduğu gibi, boşlukların sınırlı bir yanal büyüklüğü vardır ve bunların direkt yöntemler olan sondaj, hendek açma gibi yöntemlerle bulunması masraflıdır ve bozucu etkiler yapar. Jeofizik yöntemlerin kullanımının yaygınlaştırılması 1970'li yıllardan beri dünya çapında geliştirilerek maden çalışmalarında, boşluk ve benzeri özellikteki yerlerin konumları ve çizilmesi hakkında çalışmalar yapılmaktadır. Birçok avantaj sağlamasına karşın, tek bir jeofizik yöntemin bu tür problemlerin tümünü çözmesi sağlanamamıştır. Yeryüzü ve sondaj yöntemi daha zor bir problem olan daha derinlerdeki boşluklar için düşünülmelidir.

Boşlukların yerinin belirlenmesine yönelik planlarda uygulamalar dikkatlice seçilmeli, hedefin doğal olabilecek çeşitleri seçilerek uygun ve en geniş ölçüde kullanılacak jeofizik yöntemler seçilmelidir. Büro çalışmaları yürütülerek, bu çalışmalarda boşlukların derinlikleri, büyüklükleri ve şekilleri ile önerilen yapı ile ilgili diğer fiziksel özellikler mühendislik bakımından değerlendirilmelidir. Doğal gürültüler, yer titreşimleri, yüksek magnetik gradientler ve diğer arazi durumları araştırmalarda tayin edilmelidir.

4.7.4.6. Heyelanlar

Heyelan terimi geniş bir çeşitlilik gösteren kütle hareketi olaylarını, çok yavaş toprak kaymalarından çok hızlı gelişen kaya yuvarlanmalarına kadar olan geniş aralığı kapsar. Bu uç durumlar az ya da çok sürekli bir aktivite gösteren olaylardır. Heyelan malzemeleri genelde benzer litolojik ve fiziksel özellikler gösteren ve konsolidasyonsuz sedimentlerden sert kayalara kadar olan bir dağılım gösterir.

Heyelanların mühendislik bağlamında araştırılması önerilen veya varolan bir yapının üzerindeki etkilerinin değerlendirilmesi şeklindedir. Her durumda heyelan bölgelerin stabilitelerinin aşağıdaki sırayla incelenmesini içerir;

- a. Yavaş hareket eden yüzey çoğunlukla topografik görünüşten anlaşılır, fakat eski heyelanlar alçaltılarak dış görünüşlerinin belirsizleşmesinden veya bitki örtüsü yüzünden anlaşılabilir veya daha sonradan doğal veya yapay bir yolla kısmen veya tamamen kapanmış olabilir.
- b. Hareket eden yüzeyin (kayma yüzeyinin) kalınlığı belirlenmeli ki kayan ile kaymayan yüzey arasındaki sınır bulunabilsin.
- c. Serbest su yüzeyinin konumu stabilite analizi için gereklidir. Su tablasının üzerindeki güncel su içeriği genelde sabit olmayan zonların özelliklerindedir.
- d. Stabilite analizi için heyelan kütlesi içinde bulunan malzemelerin dizilişi ve geoteknik özelliklerinin belirlenmesi de önemlidir.
- e. Jeofizik yöntemler büyük heyelanlar için geçerli parametrelerin elde edilmesinde kullanılır. Doğru yöntemler uygulanarak heyelan bölgesinin yanal uzanımı elde edilebilir, kayma malzemesi altındaki kayma düzleminin eğimi belirlenebilir, su rejiminin ve heyelanda gözlenen aktiviteler araştırılabilir.

1) Sismik Kırılma

Sismik kırılma yöntemi genelde kayma malzemesinin belirgin bir biçimde altında bulunan yatay tabakaların hızından düşük değerler veren heyelan araştırmaları için uygundur. Özellikle sonradan yapay olarak oluşmuş erozyonlar ile değiştirilmiş arazilerdeki tarihcenesi heyelanların tarifinde etkin biçimde kullanılır. Topografik özelliklerin değiştiği durumlarda malzemelerin türlerinde az bir değişim varsa heyelan sınırlarını belirlemede zorluk çekilir. Sismik kırılmada ise jeofonların serilimi boyunca düzensiz topografya gösteren, yoğun bitki örtüsü görülen yerlerde problemlere rastlanır.

2) Mikrosismik İzleme

Kayaçlardaki mikrosismik aktivite kayaç kütlesinin kristal yapısının deformasyon ve yenilme sonucunda ani olarak yayılan streyn enerjisi ile ilgilidir. Kayaç kütlesi yapısındaki bu ani değişim geçici olarak sismik veya akustik sinyal yayılmasında bir artış sağlayacaktır ki buda orijin merkezinden kayaç kütlesinin sınırına kadar hareket eden mikrosismik olay olarak saptanmasıdır.

Yamaç stabilitealarının görüntülenmesinde mikrosismik aktivite kayaç eğimli yüzeyi ve aktif hareket bölgelerinin belirlenmesinde beklenen zayıflıkların tahmininde kullanılır. McCauley (1976) mikrosimik aktivite ile ilgili olarak aşağıdaki gözlemleri yapmıştır.

- a. Şokların oluşum oranı heyelan bölgesinin kararlılığının, kaymanın dışında kalan stabil arazi ile sağlanan oluşum oranı ile karşılaştırılmasını sağlar.
- b. Oluşum sayısı değeri artarsa stabilite azalır.
- c. Oluşum sayısı göreceli değeri olarak düşünölmeli, mutlak değeri olarak alınmamalı.

Mikrosismik görüntülemesinin yamaç stabilitesi çalışmalarında sıkça kullanılmaması şaşırtıcıdır. Bunun nedeni tekniğin toplam maliyetinin, alet ve insan gücü gereksiniminin diğer geleneksel yöntemlere göre daha fazla olması olabilir. Ancak olası bir zayıflığın (failure) değil aynı zamanda kararlı olmayan zonun yerinin belirlenebilmesini sağlaması nihayetinde daha yaygın kullanılmasını sonuçlandırabilir.

3) Elektrik Yöntemler

Düşey elektrik sondaj çalışmaları çoğunlukla sismik kırılma ve sondaj kuyusu araştırmaları ile birlikte yürütölür. Çok defa bulunmasına rağmen aslında heyelan

malzemesinin doğal heterojen yapısı sınırlandırılmış yeryüzüne yakın yerde bir yükselme gösterir elektrotların yanal değişimlerdeki yakınlıklar ki bu ölçülmüş da görünür özdirenç değerlerinde önemli bir değişiklik yaratır. Bu sırasıyla özdirenç verilerinin yorumlanma sonuçlarında ve genelde derinlik sondajlarında sonuçların ayarlanabilmesi için diğer araştırmalardan elde edilen ek bilgilerle yürütülmelidir.

Yer iletkenlik haritalaması heyelan çalışmalarında daha değerlidir. Bu yaklaşım özellikle heyelanların hidrojeolojik rejimlerinin özellikle su tablası üzerindeki güncel su miktarının araştırılmasında kullanılır.

4) Magnetik Yöntemler

Magnetik yöntem çok heyelan akmaları ile ortaklaşa gerçekleşen çok büyük zemin hareketlerinin araştırılmasında kullanılır. Bu durumda konum işaretleyici kuvvetli mıknatıslar sondaj kuyusu içine konarak sürekli yer değiştirme bilgileri sağlarlar. Bu işaretleyicilerin hareket miktarları tekrarlı/sürekli magnetik araştırmalar ile gözetlenebilir.

Magnetik yöntemin değişik bir kullanımı da McDougall & Green (1958) tarafından uygulanmıştır. Bu durumda magnetizasyon (mıknatıslanma) yönü heyelan malzemesi ile kayanın ayırt edilmesinde kullanılır.

5) Kuyu Jeofiziği Yöntemleri

Her ne kadar heyelanlar sondaj ile araştırılsa da birçok jeofizik log yöntem daha ileri inceleme için kullanılır. Örnek olarak sondajda aşağı doğru sıcaklık değişimini ölçmek verilebilir. Bu durumda ana kaya derinlikle düzgün artan sıcaklık sergilese de kayma malzemesi çoğunlukla düzensiz sıcaklık profili gösterir.

Çapraz-kuyu (cross-hole) sismik ölçümleri çamur ile temelde yatan kaya kütesinden gelen akma malzemesinin birbirinden ayırt edilmesinde kullanılır.

4.7.5. Mühendislik Uygulamaları

Birçok inşaat mühendisi jeofizik ölçümleri bir önceki bölümde değindiğimiz özel hedeflerden daha çok mühendislik uygulamaları kapsamında, araştırma planının tüm aşamalarında kullanırlar.

4.7.5.1. İnşaatların Temelleri

Bu kısımda jeofizik yöntemlerin mühendislik yapılarının temellerinin tasarımı ve inşalarındaki duruma değinilecektir. Barajlar, köprüler, kıyı ötesi yapılar ve özellikle güç santralleri, tahıl ambarları ve vibrasyon makineleri gibi yapılara değinilecektir.

I. Arazi Araştırması

Arazi araştırması ortamın doğası ve değişken kalınlıkları ve önerilen yapı için etkili olacak zemin mühendisliği değerlendirilmesinde gereklidir. Jeofizik yöntemler çoğunlukla ana kaya derinliği belirlemeye ve potansiyel tehlikeler olan fay zonları ve boşlukların konumlarının bulunmasına yarar. Bu tür bilgiler oturma analizi saptamalarında çökme riski değerlendirmelerinde ve zeminlerin taşıma gücü hesaplanmasında kullanılır.

II. Zeminlerin Nihai Taşıma Gücü

Yapı tarafından zemine uygulanacak gerilme, zeminlerin farklı derinlikler için gereken ve gerilmenin limitini oluşturan kayma mukavemeti ile ilişkili olarak değişiklik gösterecektir. Mühendislik zeminlerinde veya dolgu arazilerde kayma mukavemeti

sondaj kuyularında yapılan vane testleri veya plaka yükleme deneyi (plate bearing tests) veya standart penetrasyon testleri ile belirlenebilir. Bu yöntemlerin tümünün eksik olan özelliği zemin örneklerinin test edilen zemin hacmine göre çok küçük olmasıdır. Bu değişen arazi durumları için problem yaratır ve düzensiz alanlar için jeofizik araştırmalarından yararlanmaya gerektirir.

Yapılan araştırmalar (Stumpel ve dğ., 1984) göstermiştir ki sismik kırılma yönteminden ve sondaj akustik araştırmalarından (borehole acoustic) elde edilen kayma dalga hızları dolaylı yoldan zemin özellikleri ile ilgili bu yönde değerlendirmeler yapılmaktadır. Imai (1977) tarafından geliştirilmiş kayma dalgası hızı ile taşıma gücünü belirlemeye yönelik kullanılan standart penetrasyon testinden elde edilmiş N değerleri arasında ilişki kurulmuştur. Bilindiği gibi standart penetrasyon testi (SPT) ile zeminin taşıma gücü belirlenebilmektedir. Sismik kayma dalgası hızı ile SPT arasındaki ilişki, taşıma gücü ile kayma dalgası hızları arasında bağlantı kurmamızı sağlamaktadır.

III. Oturma

Jeofizik yöntemler çoğunlukla farklılık gösteren oturma ile sonuçlanan zemin durumlarının haritalanmasında ve genelde oturma dolaysız ölçümlerdeki birleşerek kullanılmasında uygundur. Kireçtaşlarında bulunan çakılların ve kil dolmuş çubukların içindeki bataklık/turba (peak) ceplerinin elektrik veya elektromagnetik teknikler ile haritalanmasında açık ve önemli uygulamalardır.

Statik yükleme altındaki bulunan Young Modülü elastisite değerleri (her ne kadar birçok zemin küçük bir stres aralığında elastik davranış gösteriyorsa da) mühendislik zeminleri ve kayalarındaki oturmaların kestirilmesi için gereklidir, Sismik dalga hızları Young Modülünün dinamik değerlerinin hesaplanması için kullanılabilir (düşük streyn ve kısa yükleme süresine bağlı olarak). Kayma dalga hızı ölçümleri mühendislik zeminlerinin şekil değiştirmelerinin değerlendirilmesinde çeşitli sismik teknikler ile ölçülerek uygulanabilir (Abbiss 1981).

IV. Dinamik Yükleme

Dinamik yükleme baraj, gelgite bağlı bariyerler, kıyı ötesi platformlar, rüzgar enerjisi jeneratörleri ve büyük vibrasyon makinelerle zemine uygulanan kuvvetle oluşur. Dinamik elastik modül doğrudan sismik dalga hızlarından türetilebilir, aslında dikkati sismik dalgaların baskın frekansları ile temel yüküne vermek gerekir.

V. Çökme

Zemin çökmesi, kil zeminin konsolidasyonu, heyelanlar ve yeraltı boşluklarının çökmesi gibi birçok olaya neden olabilir. Bu başlık altında doğal kireçtaşı eriyik boşluklarının konumları ve tarifleri ve kumlarda borulama işlemi yaparken oluşan boşluklar bulunur. En çarpıcı çökme terk edilmiş sığ madenlerde özellikle maden kuyularında ve kumlu yollardaki çukurlarda görülür. Bunları konumlarını geleneksel sondaj çalışmaları ile belirlemek güçtür.

4.7.6. Barajlar ve Rezervuarlar

4.7.6.1. Baraj Yeri Seçimi ve Değerlendirme

Jeoloji raporu, baraj ve rezervuarlar için, baraj için sadece bir tane uygun topografik ve hidrolojik ortam olsa bile gereklidir. Jeofizik araştırmalar bu jeolojik değerlendirmede önemli bir yer tutar. Sismik yöntemler nehir ağızlarındaki (halıç) barajlar için uygun maliyetli sayılabilir, aslında bazen bu durumda yansımaları deniz

sismiği veya sismik kırılma yöntemlerinden hangisinin bu durum için uygun olduğuna karar vermek zordur.

Yapı malzemelerinin mevcudiyeti baraj tipinin seçimini etkileyecek ve dolaylı yoldan da yapılacağı yere etki edecektir. Eğer büyük bir saha havadan jeofizik araştırmalar ile incelenirse, elektromagnetik yöntem ile killerin yerini ve magnetik yöntem ile ana volkanik kayaların uzantıları haritalanabilir.

Yeraltı suyu araştırmaları elektrik özdirenç ve elektromagnetik yöntemler ile yapılabilir. Doğal boşluklardan kaynaklanacak potansiyel sızıntının olabileceği yerler yine çeşitli jeofizik yöntemler ile bulunabilir.

4.7.6.2. Temel Araştırmaları

Barajın inşasından önce, zeminin geçirgenliğini ve rezervuar doluyken barajın ortak yapılar ile stabilitesini değerlendirmek için ayrıntılı araştırmalar gerekir. Bir yerde toplanmış büyük baraj arazilerinde birçok sondaj kuyusu çapraz kuyu (cross-hole) veya yüzeyden sondaj kuyusuna sismik araştırmalar ile kaya kütleleri ve benzer yöntemler ile maden galerisi ile araştırmalar yapılabilir. Sıkışma (Kompresyonel) ve kayma dalga hızlarındaki değişimler kırık durumları ile ilgili olabilir.

Sismik yöntemler aynı zamanda temel kayalarının elastik özelliklerinin (Young Modülü) değerlendirilmesinde özellikle beton kemer barajları gibi zemin beton modül oranlarının barajın tüm boyutu da gerekli olduğu zamanki durumlarda kullanılabilir. Sismik kırılma yöntemleri temel seviyesindeki tüm arazinin hız değerlerini yüzeysel birikintiler ve hava etkilerine uğramış kaya hareket ettirilmeden sağlar. Bu hız değerleri daha sonra deformasyon modüllerinin dinamik ve statik yüklemeler altındaki değerlerini bulmamıza yarar.

Kuyu jeofiziği yöntemleri daha detaylı jeofizik araştırmalar veya zeminin derinlikle değişen fiziksel özelliklerinin saptanmasında kullanılır. Doğal gamma ışını logları potansiyel tehlikeli killerin yerinin saptanmasında, 3-D hız logları kırık zonların yerinin saptanmasına ve P ve S dalgalarından elde edilen hızlar ile elastik modül hesaplarında kullanılır (Geyer & Myung 1971). Çeşitli elektrik ve nükleer loglar formasyon yoğunluklarının ve porozitelerinin saptanmasında kullanılır.

4.7.6.3. Sızıntı

Rezervuarlar su sızdırmaz olmalıdır ve suyun sızabileceği baraj temeli ve beton duvarların ayak kısımları belirli limitlerde olmalıdır, potansiyel sızıntının olabileceği yollar yer seçimi araştırması aşamasında yapılmalıdır. Özellikle problemler yer yapısının kireçtaşı olduğu arazilerde bulunur çünkü olası eriyik boşlukları ve çatlakların varlığından dolayı normalde enjeksiyonla doldurma işlemine gerek duyulur. Bu aşamada uygulanacak ileri bir çalışma dairesel sondaj kullanımınıdır ki burada sondajlar aynı bölgede farklı azimutlar ölçüleri ile alınır, yanal çatlakların anizotropisini ve bu yüzden permabeliteyi değerlendirebilmemiz için gereklidir. Sismik kırılma, elektrik özdirenç ve gravite yöntemleri sızıntı yolu olabilecek kazılmış kanalların izlenmesinde kullanılabilir. Sızıntıdan kaynaklanan kayıplar barajın temelinde bulunan kırık zonları boyunca da ilerleyebilir buralarda permabelite içsel aşındırmadan dolayı artar. Sismik ve elektrik yöntemler bu tür problemlerin çözümü için uygun tekniklerdir.

4.7.6.4. Zemin İyileştirmesi

Enjeksiyonla doldurma işlemleri çoğunlukla baraj arazilerinde taşıma gücünü artırmak veya zeminin permabelitesini düşürmek ve aynı zamanda su deposu alanlarından

sızıntıyı engellemek için kullanılır. Jeofizik yöntemler çoğunlukla yoğun bağlantı yerlerinin olduğu düşey zonlarda özel enjeksiyona ihtiyaç duyulduğunda ve aynı zamanda enjeksiyon programının planlanması aşamasında ve tam yerinde açılmış doğal ortamında bulunan sondaj kuyularındaki permabelite ölçümlerine yardımcı olmak amacı ile kullanılır. Sismik testler baraj temelindeki enjeksiyon sonucu sağlanmış kayaların elastik modüllerindeki artışı ölçmek için kullanılır.

4.7.7. Su Yapıları

Su yapıları için yapılan geoteknik incelemeler bütün mühendislik yapılarındakilere benzerdir. Bir baraj alanı incelemesi; kaya çevresi (petrografi, stratigrafi), mekanik süreksizlikler, permeabilite, kaya türleri ve blokları geoteknik özellikleri, ayrışma zonlarının derinliği, vadilerdeki zonlar boyunca açığa çıkan gerilmeler, yamaç stabilitesi, enjeksiyon derinliği ve genişliği gibi konularda ayrıntılı bilgileri içermelidir. Su yapıları için yapılan jeofizik çalışmalar **Tablo 4.18**'de verilmiştir.

Tablo 4.18. Su Yapıları İçin Yapılan Araştırmalarda Kullanılan Jeofizik Yöntemler (Kelly ve Mares, 1993).

Mühendislik Çalışmasının Amaçları	Uygun Jeofizik Çalışma
Barajlar için Uygun yapı yerlerinin jeolojik koşullarının incelenmesi	
Kaya kompleksleri arasındaki sınırların incelenmesi	Özdirenç profilleme ve sondajı, VLF Yöntemi, Mağnetik Profilleme
Zayıflık zonlarının değerlendirilmesi	Özdirenç profilleme ve sondajı, VLF Yöntemi, Kırılma Sismiği
Baraj yeri ve Rezervuar Alanı İncelemeleri	
Yarı-homojen blokların değerlendirilmesi	Özdirenç profilleme ve sondajı, Kırılma Sismiği, Kuyularda ve galerilerde jeofizik çalışmalar, cross-hole sismik tarama
Blokların geoteknik özelliklerinin değerlendirilmesi	Kırılma Sismiği, Gamma gamma log, akustik log, cross-hole sismik tarama
Geçirgen Zonların oluşturulması	Özdirenç sondajı (kısmen)
Temel derinliğinin belirlenmesi	Özdirenç sondajı, Kırılma Sismiği, Akustik log.
Enjeksiyon perde derinliği belirlenmesi	Özdirenç sondajı, Kırılma Sismiği, akustik log, özdirençlog, injeksiyon testi.
Su Alanı İncelemeleri	
Yamaç yenilmelerinin değerlendirilmesi	Özdirenç profilleme ve sondajı, Kırılma Sismiği, Geoakustik yöntem, uzaktan algılama
Geçirgen Zonların İncelenmesi	Özdirenç sondajı ve logu, akustiklog.
Yamaçlar üzerindeki ayrılmış kayanın belirlenmesi	Özdirenç sondajı. Kırılma Sismiği
Koruma Barajlar için alan	Özdirenç profilleme ve sondajı. Kırılma Sismiği, Loglar.

belirleme	
Yapı malzemesi Araştırmaları	
Uygun yatakların Araştırılması	Özdirenç Yöntemi. Mağnetik profilleme
Kayaç Bozulmasının Belirlenmesi	Özdirenç sondajı. Kırılma Sismiği, Akustik log. Cross-hole sismik tarama
Kaya çalışabilirliğinin Belirlenmesi	Özdirenç sondajı. Kırılma Sismiği, Akustik log. Özdirenç Log.
Zemin tabakalarının Değerlendirilmesi	Gamma-gamma log, gamma ışını log, Akustik log.
Su tablası derinliğinin belirlenmesi	Kırılma Sismiği, VES Sondajı, IP yönt. Radar.
Temel/Zemin özelliklerinin belirlenmesi	
İnşaat Sonrası zamana bağlı Görüntüleme (monitoring)	
Rezervuar Sızıntı alanlarının Değerlendirilmesi	SP, özdirenç ve sıcaklık ölçümleri, kırılma sismiği, radyoizotop yöntemleri
Yamaç Zararı Gözlemler	
Baraj Sugeçirmezliğinin (Tighness) Gözlemi	Akustiklog, Özdirençlog

Kaynaklar

- Engineering Geophysics**, 1988, *Quarterly Journal of Engineering Geology*, Vol.21, pp.207-221,
- MacDowel, P. W., Barker, R. D., Butcher, A. P., Culshaw, M. G., Jackson, P. D., MacConon, M., Skip, B. O., Mathews, S. L., Arthur, J. C. R.**, 2002, *Geophysics in Engineering Investigations*, CIRIA Pub., England.
- Kelly, W., Mares, S., (Eds)**, 1993, *Applied Geophysics in Hydrogeological and Engineering Practice*, Elsevier Science Publishers, Amsterdam.
- Özçep, F.**, 2005, *Statik ve Dinamik (Deprem) Etkiler Altında Zemin Davranışı ve Mühendislik Uygulamaları*, TMMOB Jeofizik Mühendisleri Odası, Mesleki Eğitim ve Belgelendirme Kurs Notları, No:3, 237 Sayfa, ISBN No: 975-395-974-, Ankara.
- Özçep, F.**, 2006, *Zeminlerin Statik ve Dinamik Analizi*, TMMOB Jeofizik Mühendisleri Odası, Eğitim Yayınları No: 6, 551 Sayfa, ISBN No: 9944-89-195-9, Ankara.
- Özçep, F.**, 2007, *Mikrobölgeleme : İlkeler ve Uygulamalar*, TMMOB Jeofizik Mühendisleri Odası, Mesleki Eğitim ve Belgelendirme Kurs Notları:5, 211 Sayfa, ISBN No: 978-9944-89-231-5, Ankara.
- Özçep, F.**, 2009, *Zeminlerin Geoteknik ve Jeofizik Analizi (İnşaatların Tasarımı Sürecinde)*, Nobel Yayın, 609 Sayfa, ISBN No: 978-605-395-177-3, Ankara.
- Polat, E.**, 2014, *Su Yapıları*, www.agri.ankara.edu.tr/irrigation/1043__tys6hafta1bolum.ppt



5. NÜKLEER ENERJİ

5. NÜKLEER SANTRALLER ve JEOFİZİK MÜHENDİSLİĞİ

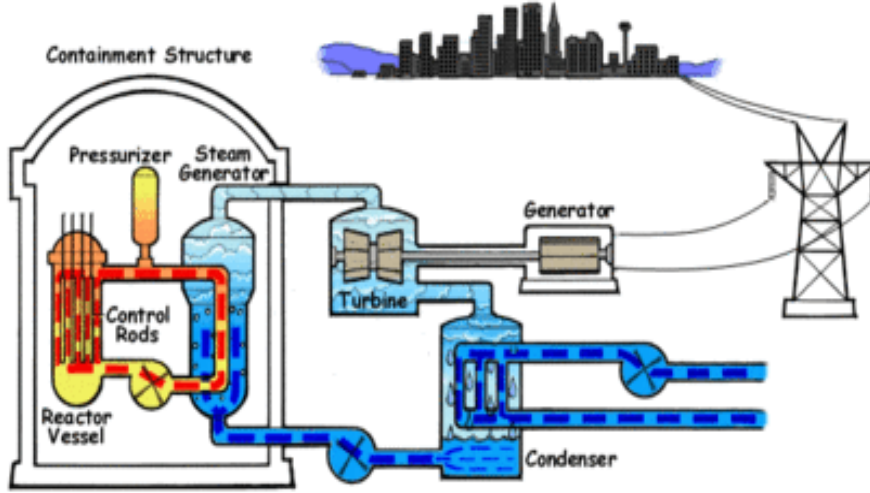
Yılmaz BEKTUR*

5.1. Enerji ve Nükleer Santraller

Modern çağın enerji biçimi, ısı ve elektrik üretimi ile kendini göstermektedir. Bunun sağlanması ise Güneş ve yerkürede bulunan enerji hammaddeleri ve enerji kaynaklarının nasıl dönüştürüleceği ile ilgilidir. Bu dönüşümler, kömür, doğalgaz, petrol vb. gibi enerji hammaddelerinin yanmasından, yani kimyasal reaksiyon sonucu, yada radyoaktif maddelerin zincirleme reaksiyonu sonunda, ısı, buhar ve elektrik şeklinde olur. Potansiyel enerjilerden elektrik elde edilirken, çoğunlukla suyun düşme kuvvetinden yani potansiyel enerjiden yararlanır. Barajlarda toplanan su, yukarıdan düşürülerek türbinlerin dönmesi sağlanır ve burada elde edilen mekanik enerji jeneratörler aracılığı ile elektrik enerjisine çevrilir. Kütleli kuvvetler etki ettikleri molekülleri temelde değiştirmezler. Yani, bu işlemde herhangi bir şekilde molekül ya da çekirdek yapısında bir değişim olmadığı için, daha önce doğada bulunmayan herhangi bir yeni ürünün meydana gelmesine neden olmazlar. Zaten çevreci yaklaşımların ilgisi de burada yatar. Bir örnek vermek gerekirse, çeşitli şekillerde elde edilen plütonyum-239, aynı zamanda nükleer santrallerde ortaya çıkar. Bu doğada mevcut olan bir şey olmayıp sonradan ortaya çıkan izotoptur. Nükleer santrallerin temel enerji kaynağı uranyum ve toryum gibi radyoaktif maddelerdir. Özellikle uranyum bulunabilirlik açısından ellinci sırada yer almaktadır. Yerkabuğunda, bakırdan biraz daha az öte yandan altından daha fazla olarak hemen hemen kalay ile eşit oranlarda bulunmaktadır. Nükleer santrallerde radyoaktif maddeler çeşitli biçimlerde kullanılmaktadır. Örneğin, ağır suyun moderatör olarak kullanıldığı CANDU(Kanada'ya ait bir nükleer elektrik santrali) tipi nükleer santralde yakıt olarak doğal uranyum yani U-238 elementi kullanılmaktadır. Oysa dünyadaki sayıları itibari ile diğer tiplere göre daha çok işletilmekte olan basınçlı su tipli nükleer santrallerde ise yakıt olarak U-235 kullanılmaktadır. U-235 elementi doğal uranyumun içinde % 0,72'lik bir orana sahiptir. Ancak bu yakıt santrallerde bu hali ile kullanılmazlar. Bu miktarın biraz artırılması yani %0.72'lik oranın %3-4'lere çıkarılması gerekmektedir. Diğer bir deyişle, uranyum-235 in zenginleştirilmesi gerekmektedir. Bu iş hem maliyetli hem de her ülkenin sahip olmadığı bir teknolojiyi gerektirmektedir. Bu tip santrallerin önemli bir avantajı, suyun moderatör olarak kullanılıyor olmasıdır. Yani bu tip santrallerde su, hem moderatör hem de soğutmada kullanılmaktadır. Soğutma suyu nükleer santrallerde önemli bir özelliğe sahiptir. Reaktörün tipi ve kapasitesine göre değişiklikler göstermekle birlikte, 1000 MW'lik bir ünite saniyede ortalama 40 ila 60 m³ lük bir soğutma suyuna ihtiyaç duyar. Nitekim nükleer santraller bu yüzden ya debisi yüksek nehir kenarlarına veya daha yaygın olarak deniz kıyısına kurulurlar. Bir başka yöntem de soğutma kulelerinin kullanılmasıdır.

*Jeofizik Y. Mühendisi, yilmazbektur@yahoo.com

Nükleer santraller elektrik üretim tekniği açısından diğer termik santraller ile benzer özelliklere sahiptirler. Birisi yanma sonucu, yani bir kimyasal reaksiyon sonucu buhar üretir. Diğerisi ise fisyon sonucu, yani nükleer reaksiyon sonucu ortaya çıkan parçalanma ile buharın elde edilmesidir. Kömür santrallerinde, kömürün yanması sonucu ortaya çıkan ısı enerjisi suyun buharlaştırılmasında kullanılırken, nükleer reaktörde buhar, fisyon diye bilinen ve uranyum plütonyum gibi atomların parçalanması sonucu açığa çıkan enerjinin ısı enerjisine dönüşmesi ve bu ısının yakıt çubuklarının etrafındaki soğutucu suya aktarılması ile elde edilir.



Şekil 5.1. Basıncılı Hafif Sulu Nükleer Reaktör.

5.2. Nükleer Enerji Ve Zincirleme Reaksiyon

Fisyon ve füzyon sonucu ortaya çıkan enerjiye “Nükleer Enerji” denmektedir. Fisyon bir nötronun, uranyum gibi ağır bir atom çekirdeğine çarparak yutulması sonucu bir atomun çekirdeğinin kararsız hale gelerek daha küçük iki veya daha fazla farklı çekirdeğe bölünme tepkimesidir. Bölünme sonucu ortaya çıkan atomlara fisyon ürünleri denmektedir. Bir atomun bir nötron yutması ile başlayan fisyon tepkimesi sonucunda, büyük miktarda enerji ile birlikte birden fazla nötron ortaya çıkar. Fisyon sonucu ortaya çıkan nötronlar, ortamda bulunan diğer bölünebilir atom çekirdekleri tarafından yutularak onları da aynı şekilde reaksiyona sokar ve bu iş zincirleme şeklinde devam eder. Buna “zincirleme reaksiyon” denmektedir. İşte bütün mesele buradadır. Nükleer reaktörlerin temel özelliği yukarıda sözünü ettiğimiz zincirleme reaksiyonun kontrollü bir şekilde başlatılmasını ve devam ettirilmesini sağlamaktır. Nükleer santraller yapılırken özel güvenlik kurallarına göre inşa edilmelerinin temel nedeni burada yatar.

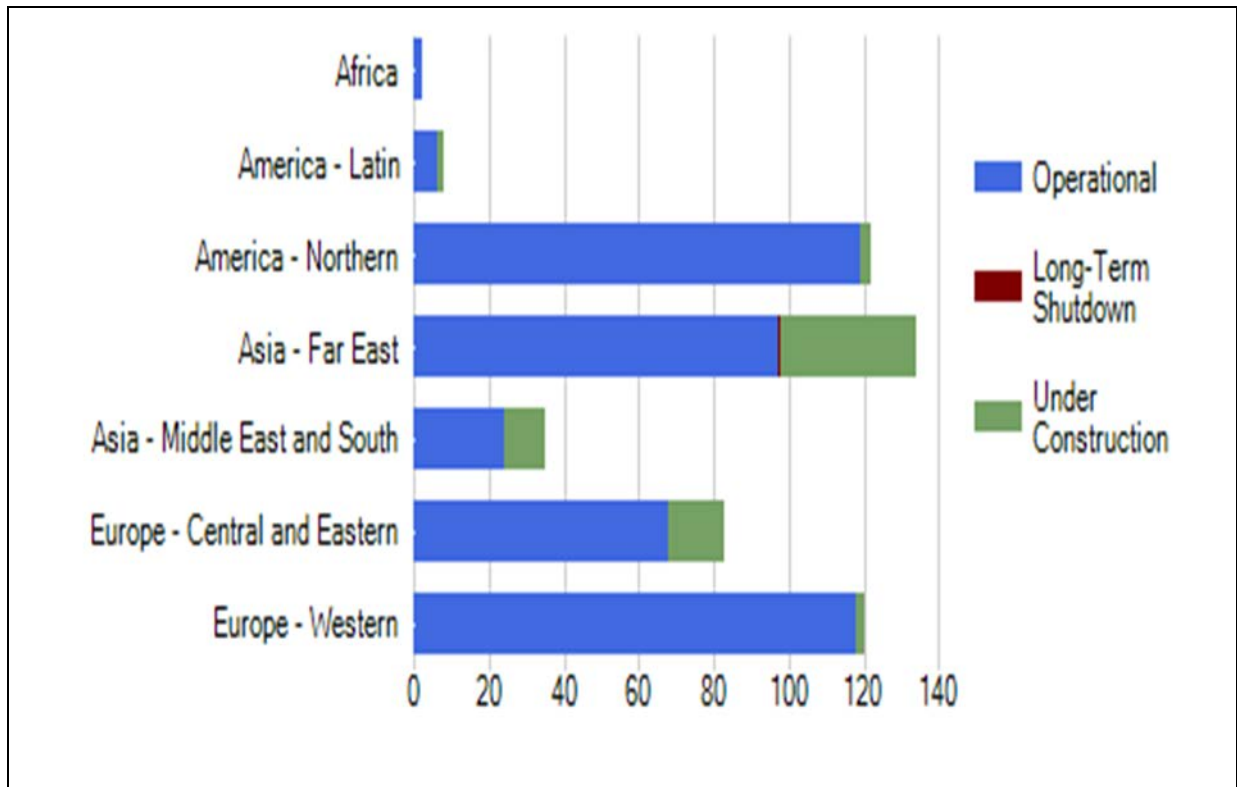
İlk defa 1941 yılında Fermi ile başlayan nükleer girişim, bugün ulaştığı 437 tane çalışan santral, 373.209 MW’lık kurulu kapasite ve inşa halinde olan 68 ünite ile yeterli deneyime çoktan ulaşmış bulunmaktadır. En son 1000 MWe’lık Hongyanhey santrali 17 Şubat 2013 günü şebekeye bağlanmış durumdadır. Öte yandan uzun zamandır nükleer santral yapmayan ABD de, 1117 MW’lık AP-1000 Vogtle-3

santralinin inşasına 12 Mart 2013 tarihinde başlanmış bulunmaktadır.

Nükleer santraller sadece nötronik açıdan özel güvenlik kurallarına tabi olmazlar. Daha santralin kurulacağı yerden (santral sahası) başlamak üzere inşaatı ve işletmesi de özel kurallara göre yapılır. Bu nedenle nükleer santrallerin her aşaması ayrı ayrı izin, onay ve lisansa tabidir. Burada sözünü ettiğimiz izin-onay-lisans işlemleri ülkeden ülkeye bazı farklılıklar gösterse de, esasında sonuçta beklenenler aynıdır. Yani nükleer santralin güvenliğini sağlamak ve kaza riskini sıfıra yakın tutmaktır.

5.3. Nükleer Santrallerin Dünyadaki Durumu

Nükleer santrallere sayısal açıdan bakıldığında, uzun zamandan beri önemli bir artışın olmadığı söylenebilir. Genellikle bazı santraller ömürlerini doldurduğu için kapatılırken onların yerine yenileri inşa edilmektedir. 24/Haziran/2013 itibari ile 30 ayrı ülkelerde işletmede olan ünite sayısı 434 dür. Bunların toplam kurulu gücü 370.536 MWe dir. Son zamanlarda sadece 1 reaktör devreden çıkarılmıştır. Öncelikle reaktör sayısına kıtalar açısından bakıldığında Kuzey Amerika ve Batı Avrupa ya da OECD ülkelerinin çok önde olduğu görülmektedir. (Şekil 5.2).



Şekil 5.2. İşletilmekte Ve İnşa Halinde Olan Reaktörlerin Kıtalara Göre Dağılımı.
(Mavi renkler işletmede olanları, yeşil renkler ise inşa halindeki santralleri göstermektedir.)

Reaktör sayısı bakımından ise ABD'nin 100 reaktör ve 98.560 MWe kapasite ile ilk sırada olduğu ve onu 58 reaktör ve 63.130 MWe lık kapasite ile Fransa'nın takip ettiği görülmektedir. (Tablo 5.1). Öte yandan, gelecekteki beklentileri kavrayabilmek açısından, inşa halindeki reaktör sayısına bakıldığında Çin ve Rusya'nın ilk iki sırayı

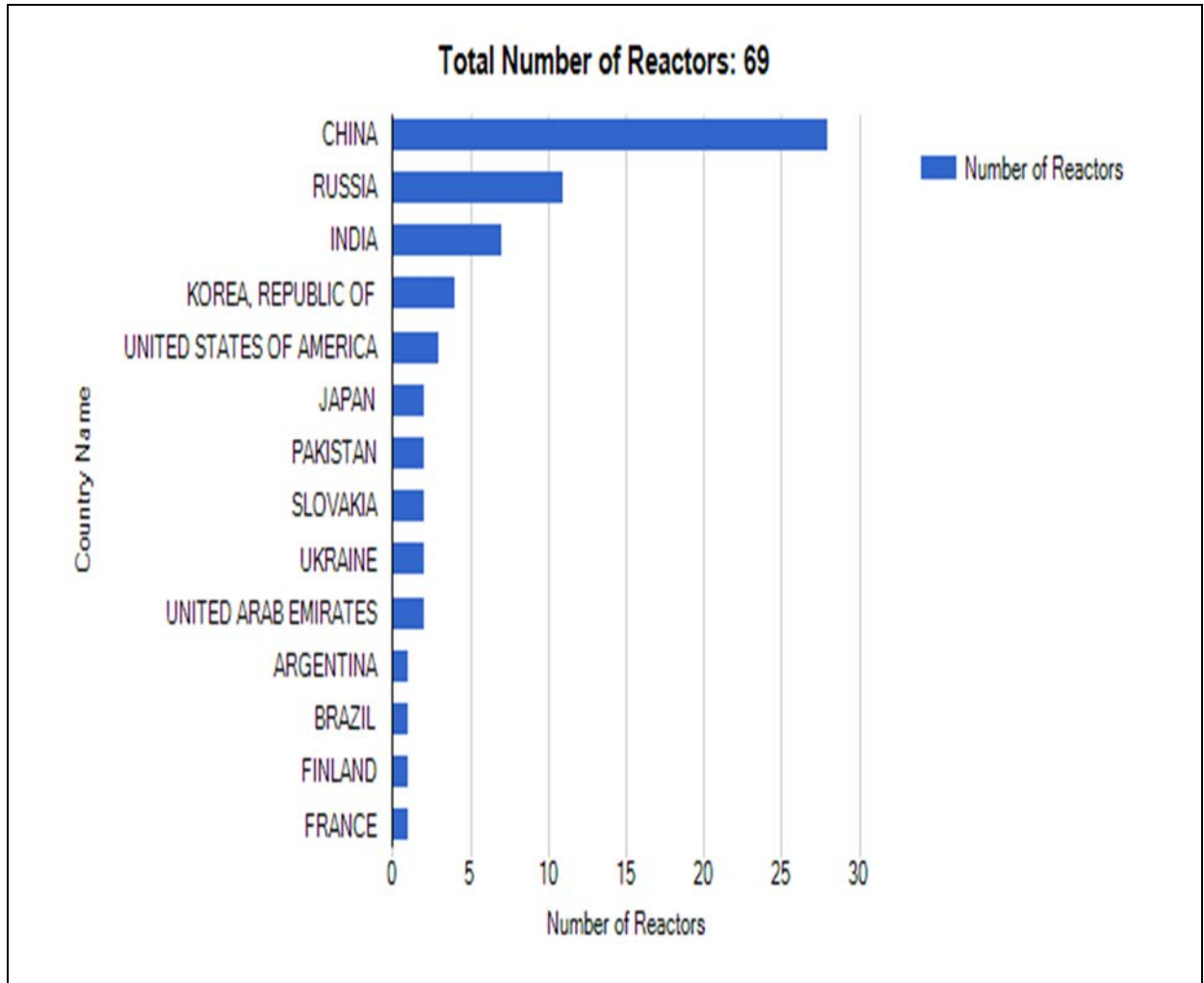
aldığı görülmektedir (Şekil 5.3 ve Tablo 5.2). Bu tabloya bakıldığında, Rusya ve ABD dışında daha çok Çin, Hindistan, Kore, Japonya ve Pakistan gibi uzak doğu ülkelerinin çok sayıda nükleer santral inşa etmekte olduğu anlaşılmaktadır. Burada dikkati çeken husus, sayılan tüm bu ülkeler petrol ve doğalgaz açısından zengin olmayan ve bir o kadar da dünyanın zengin yataklarına uzakta olan ülkelerdir.

Tablo 5.1. Reaktör Sayılarının Ükelere Göre Dağılımı.*Kaynak IAEA 2013*

Ülke	Reaktör sayısı	Toplam elektrik kapasitesi (MWe)
ABD	100	98560
Fransa	58	63130
Japonya	50	44215
Rusya	33	23643
Kore	23	20739
Hindistan	20	4391
Kanada	19	13500
Çin+Tayvan	18+6	13860+5028
İngiltere	16	9231
Ukrayna	15	13107
İsveç	10	9408
Almanya	9	12068
İspanya	8	7560
Belçika	7	5927
Çek Cumhuriyeti	6	3804
İsviçre	5	3308
Finlandiya	4	2752
Macaristan	4	1889
Slovakya	4	1816
Pakistan	3	725
Arjantin	2	935
Meksika	2	1530
Romanya	2	1300
Bulgaristan	2	1906
Brezilya	2	1884
Güney Afrika	2	1860
İran	1	915
Hollanda	1	482
Slovenya	1	688
Ermenistan	1	375
TOPLAM	434	370.536

İnşa edilmekte olan reaktörlere bakıldığında, dünya da toplam 69 ünite yapılmaktadır. Çin'in 28 reaktör ile başı çektiği görülmektedir. Çin'de yapılmakta olan reaktörlerin toplam kapasitesi 27.844 MWe dir. İkinci sırada 11 reaktör ile Rusya gelmektedir. Bir petrol ülkesi olan Birleşik Arap Emirliklerinin de 2 ünite ile santral projesini yürütmekte olduğu dikkate değerdir. Bugün için dünyada inşa edilmekte olan nükleer santrallerin toplam kurulu güç kapasitesi 66.831 MWe dir. Bu rakam ülkemizin toplam kurulu gücünden daha fazladır. Ülkemizde ise henüz çalışmakta olan bir nükleer santral

yoktur. Rusya ile yapılan ikili anlaşma sonucunda Mersin ili Akkuyu sahasında toplam gücü 4800 MWe olan 4 ünitenin kurulmasına yönelik olarak ayrıntılı saha çalışmaları yapılmaktadır. Gelecek yıl temel atılması beklenmektedir. Türkiye de nükleer santral olmamakla birlikte 5 Mw'lık havuz tipi bir araştırma reaktörü bulunmaktadır. Ayrıca İTÜ'ye ait olan 250 KW'lık eğitim amaçlı bir reaktör bulunmaktadır. Yine Sinop sahasında 4 üniteden oluşan bir santral yapılması amacıyla Japonya ile anlaşma imzalanmıştır.



Şekil 5.3. İnşa Edilmekte Olan Reaktörlerin Ükelere Göre Dağılımı.

Kaynak IAEA 2013

Tablo 5.2. İnşa Halindeki Santrallerin Sayıları Ve Kapasiteleri. Kaynak IAEA2013

Ülke	Reaktör sayısı	Toplam net elektrik kapasitesi [MW]
ABD	3	3399
Birleşik Arap Emirlikleri	2	2690
Ukrayna	2	1900
Slovakya	2	880
Rusya	11	9297
Pakistan	2	630
Kore	4	4980
Japonya	2	2650
Hindistan	7	4824
Fransa	1	1600
Finlandiya	1	1600
Çin	28	27844
Brezilya	1	1245
Arjantin	1	692
TOPLAM	69	66831

5.4. Nükleer Santrallerin Lisanslanması:

Ülkemizde nükleer santrallerin lisanslanması 3 aşamada sağlanmaktadır.

-Yer lisansı

-İnşaat lisansı

-İşletme lisansı

Her bir lisans içinde ayrıca çeşitli izin ve onay süreçleri vardır. Nükleer santrallerin inşa edilecekleri yerlerin seçimi, çok uzun zaman alan ve aşamalı bir değerlendirmeyi gerektiren zahmetli ve maliyetli bir iştir. Zaten jeofizik bilimine olan ihtiyaç ve uzman jeofizik mühendislerinin rolü burada ortaya çıkmaktadır.

5.5. Nükleer Santrallerde Yer Seçimi

Nükleer santral sahasını diğer konvansiyonel santral sahalarından ayıran temel nokta, reaktör tasarımı ile yer özelliklerinin birbirlerini en üst düzeyde etkilemelerinden kaynaklanır. Özellikle yerin durumu, santralin tasarımında önemli bir rol oynar. Keza reaktör tasarımı da kendine özgü yer özellikleri gerektirir. Örneğin yörenin deprenselliği, reaktör koruma kabı olarak da adlandırılan “containment”in duvar kalınlığını etkileyen önemli bir parametredir. Aynı şekilde nehir kıyısına kurulacak bir santralin soğutma suyu ihtiyacı, o ırmağın belli bir debiye sahip olmasını gerektirir. Keza yörenin rüzgâr durumu ve nüfus dağılımı yine “acil planlamalar” için önemli bir unsurdur. Santral sahasının belirlenmesinde uygulanan ölçütler, Uluslararası Atom Enerjisi Ajansının tavsiye ettiği ve çoğu gelişmiş ülkenin uyguladığı ölçütlerin ülke şartlarına uyarlanması ile tespit edilmektedir. Her bir potansiyel saha, ekonomik, mühendislik, çevre ve sosyolojik olmak üzere 4 ana kategori içinde incelenen 43 ayrı ölçüte göre değerlendirilmektedir. Sahaların değerlendirilmesinde kullanılan 4 ana ve 43 alt ölçüt şunlardır.

A) Ekonomik Ölçütler

1. Elektrik ve pazar öngörülleri
2. Elektrik iletim sistemi
3. Politik ortam
4. Saha hazırlama maliyeti

B) Mühendislik Ölçütleri

1. Sahanın genişliği
2. Sahanın topoğrafik özelliği
3. Çevresel duyarlılığı olan alanlar
4. Acil durum planlaması/nüfus yoğunluğu
5. Personel temini
6. Ulaşım olanakları
7. Güvenlik durumu
8. Yakınlardaki risk taşıyan tesislerin durumu
9. Lisanslama kuralları
10. Zamanlama

11. Jeolojik riskler
12. Güvenli durdurma depremi
13. Aktif faylar
14. Sıvılaşma potansiyeli
15. Taşıyıcı zemin malzemesi
16. Zemin yakın yüzey malzemesi
17. Yeraltı suyu
18. Taşkın potansiyeli
19. Buzlanma
20. Soğutma suyu kaynakları
21. Sıcaklık ve nem durumu
22. Rüzgâr
23. Yağış
24. Kar
25. Atmosferik dağılım

C) Çevresel Ölçütler

1. Karasal yaşam
2. Karasal bitkiler
3. Suya ait yaşam/organizmalar
4. Yeraltı suyu
5. Yüzey suları
6. Nüfus

D) Sosyolojik Ölçütler

1. Arazi kullanımı
2. Demografi
3. Sosyo-ekonomik faydalar
4. Tarım/Endüstri

5. Estetik yaklaşım
6. Tarihi ve arkeolojik sahalara
7. Ulaşım ağı
8. Çevresel haklar

Bir nükleer santral için en uygun sahanın sıralaması yukarıdaki ölçütlere verilecek puanlar ile belirlenir. Her bir ölçüt için 1 den 5 e kadar değişen sıralama puanı verilir. 5 sayısı en uygun olma koşuluna denk gelmekte olup, 1 ise söz konusu ölçüt için en zayıf olanı temsil eder. Bununla birlikte herhangi bir saha için kesinlikle reddedilmesi gereken bir ölçüt var ise, o saha için sıfır puanı verilir. Ayrıca sahanın tümüyle değerlendirilmesinde her bir ölçüt ve alt ölçütler için ağırlık faktörü belirlenir. Tüm ölçütlerin ağırlıklı puanlarının toplamı, söz konusu sahanın toplam puanı olup, o sahanın eriştiği puanı yani uygunluk durumunu gösterir.

5.6. Nükleer Santral Sahaları ve Jeofizik Mühendisliği Uygulamaları

Yukarıda belirtilen hususların büyük bölümünde jeofizik mühendisliği uygulamalarının gerekli olduğu kısımlar bulunmaktadır. Ama içlerinde bazıları vardır ki, bunda olabilecek bir zafiyet nükleer tesisin doğrudan güvenliğini tehdit eder. Buna güvenli durdurma depremi ya da Türkiye mevzuatındaki adı ile S2 değeri ya da Amerikan mevzuatındaki deyimini ile "safe shutdown earthquake" değeri denmektedir. Yani tasarım yer hareketi seviyesinin belirlenmesidir. Bunun belirlenmesinin temel koşulu ise, söz konusu sahanın en az 150 km yarıçaplı alanın deprenselliğinin ortaya konmasından geçer. Ayrıntılarını biraz ileride vereceğimiz bu konunun sahibinin jeofizikçiler olması gerektiği ise tartışmasızdır.

Bir nükleer santral için, tasarım yer hareketi seviyesi iki aşamalı olarak belirlenmektedir. Bu seviyeler;

Güvenli durdurma depremi (S2); doğrudan güvenlik sınır şartlarını ve sahayı etkileyebilecek en yüksek deprem potansiyeline karşılık gelen yer hareketi seviyesini ifade eder.

İşletme depremi (S1); nükleer tesisin ömrü boyunca sahada olması beklenen ve tesisin normal işletmeyi sürdürebileceği en yüksek yer hareketi seviyesine tekabül eder. Ülkemiz mevzuatına göre S1 seviyesi, S2 seviyesinin yarısından az olamaz. Öte yandan herhangi bir saha için bulunan ivme değeri 0.15 g (150 cm/sn) den az olsa bile, hiç bir nükleer tesis bundan daha küçük bir deprem ivme seviyesine göre tasarlanamaz. Jeofizikçiler, bu deprem yer hareketi seviyesini belirlerken, ABD nükleer düzenleme komisyonunun ve Uluslararası Atom Enerjisi Ajansının güvenlik standartlarında da belirtilen aşağıdaki aşamaları izlemektedirler;

-Deprem analizlerinde hem deterministik hem de olasılık yönteminin uygulanması gerekmektedir.

-Sismo-tektmik bölgeleme yapılması gerekmektedir.

-Sahanın bulunduğu sismo-tektmik bölgedeki maksimum deprem potansiyelinin, doğrudan nükleer tesisinin bulunduğu yerin altında olduğu varsayılır.

-Komşu sismo-tektmik bölgelerdeki en büyük deprem potansiyeli ise, o bölgenin santral sahasına en yakın noktasında olacağı varsayılır.

-Sahada maksimum deprem potansiyeline neden olacak deprem yer hareketi seviyesinin belirlenmesi için uygun azalım ilişkileri kullanılır.

-Güvenli durdurma depreminin belirlenmesinde, 10.000 yıllık tekerrür suresi dikkate alınmaktadır. 10.000 yılda bir tekrarlanması beklenen depremin, 50 yıllık bir işletme suresi dikkate alındığında, aşılma ihtimali 0,5 olur. Buradan da görüleceği gibi 10.000 yıllık süre oldukça uzundur. Oysa depremlerin aletsel olarak kaydedilmesi 1910-20'lerde başlamıştır. Yani yaklaşık 100 yıllık bir geçmişe sahiptir. Bu nedenle tarihsel deprem kayıtlarına ihtiyaç vardır. Bu nedenle tarihsel deprem kataloglarının derlenmesi gereği vardır. Türkiye'de yayınlanmış olan 3-4 deprem katalogu olup bunları hazırlayanlarda ağırlıklı olarak jeofizik mühendisleri ve yer bilimcilerdir.

Nükleer santraller de bulunan tüm elemanlar, bir deprem olayında güvenliğin temini ve belirlenmiş bir seviyeyi aşan depremlerden sonra bazı elemanların test edilebilmeleri için sismik kategori-1 ve sismik kategori-2 ve kategori dışı olmak üzere sınıflara ayrılır. Sismik kategori-1'e giren tüm yapı, sistem ve bileşenler belirlenir. Bu elemanlar S2 deprem yer hareketine karşı koyacak şekilde tasarımlanırlar. Kategori-1'e giren elemanlar;

-işlevsiz kalmaları halinde kaza durumuna neden olabilecek elemanları,

-Reaktörün durdurulması, kritik parametrelerin izlenmesi, reaktörün durdurulmuş durumda tutulması ve artık ısının çekilmesi için gerekli olan elemanları,

-Kaza koşullarında, radyoaktif sızıntıyı önlemeyi veya sızıntının belirlenen limitlerin altında tutulmasını sağlayan elemanları kapsar.

Buradan da görüleceği gibi tüm bu işlevlerin yerine getirilebilmesi için deprem mekanizmasının ve sahayı etkileme özelliklerinin en iyi şekilde belirlenmesi gerekmektedir. Yani reaktörün güvenli olarak işlevini sürdürebilmesi için, temel garantilerin diğer bir değişle ilk önemli girdilerin jeofizik mühendisleri tarafından belirlenmesi gerekmektedir.



Şekil 5.4. Mersin- Akkuyu Nükleer Santral Sahası.

Bir nükleer santral, eğer yeterli soğutma suyu var ise ve diğer olumsuz parametrelerin maliyetlerine katlanılırsa hemen her yere yapılabilir. Bu, mühendislikte mümkün görülmektedir. Ancak bunun tek istisnası vardır, aktif fayların üzerine bir nükleer santral yapılamaz. Bu uluslararası bir reddedilme ölçütüdür. Bu nedenle santral sahasına yakın aktif ya da yetkin fayların kesinlikle belirlenmesi ve çok iyi analiz edilmeleri gerekmektedir. Yukarıda da belirtildiği gibi, nükleer santraller soğutma suyu ihtiyacı nedeniyle daha çok deniz kıyılarında kurulmaktadır. Bu santral sahalarını çevreleyen ve en az 150 km yarıçaplı olması öngörülen alanların yaklaşık yarısının denizlerde olması demektir. O halde denizlerde olması muhtemel faylar nasıl saptanacaktır? Daha çok petrol aramalarında kullanılan jeofizik-sismik refleksiyon yöntemi burada belirleyici rol oynayabilmektedir.

Nükleer santrallerin zemin özellikleri de, araştırmaların önemli bir kısmını işgal eder. Burada jeofiziğin hemen hemen tüm yöntemleri uygulanmaktadır. Başta sismik kırılma, elektrik, gravite, manyetik yöntemler, mikrotremör yöntemi ile kuyu jeofiziği olmazsa olmaz uygulamalardır. Yoğunluk, akustik, nötron-nötron, gama-gama, doğal-gama, kaliper, elektrik logları tüm santral sahalarındaki sondajlarda uygulanan yöntemlerdir. Özellikle reaktör koruma kabının altında kalacak zeminde çapraz kuyu (cross-hole) veya up-hole etütleri yapılarak zeminin elastik özelliklerini tayin edilmesi gerekmektedir. IAEA'nın tavsiyelerine göre reaktör koruma kabının (containment) altında 100-150 metre derinlikte açılacak kuyularda uygulanacak bir cross-hole deneyi olmazsa olmaz etütlerdendir. Burada ölçülecek Vs ve Vp hızları sayesinde, elastisite modülü, poisson oranı, young modülü vb. gibi parametreler belirlenebilmektedir.

Fayların aktivitesini belirlemede en az 1-2 yıl süre ile uygulanacak bir mikro deprem gözlemi jeofizik mühendislerinin temel uğraş alanlarından birisidir. Genellikle yalnız

jeolojik gözlemlerle fayların nerede başlayıp nerede bittiğinin tam olarak belirlenmesi mümkün değildir. Böyle durumlarda, uygulanacak bir mikro deprem etüdü ile bir sismik-refleksiyon-refraksiyon etütleri oldukça iyi neticeler verebilmektedirler. Sismik refleksiyon etütleri derinlerdeki yapılar hakkında ayrıntılı sonuçlar üretebilirken, orada uygulanacak bir mikro deprem etüdündeki episantr dağılımı veya dizilimi sakıncalı olabilecek nükleer santral yerlerinin jeofizikçiler tarafından karar verilmesinde kolaylaştırıcı bir rol oynamaktadır.

Yine Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı (IAEA)'nın son zamanlarda yayınlanan güvenlik kılavuzlarında, özellikle karstik formasyonların olduğu sahalarda mikro-gravite yöntemi sağlıklı sonuçlar vermektedir. Ayrıca mağara yerlerinin jeofizik elektrik, elektromanyetik ve sismik etütlerle de bulunması mümkündür. Karstik formasyonlardaki küçük mağaraların yerlerinin bilinmesi önemli olup bu mağaraların bulunmasında jeofizik mühendisliği uygulamaları oldukça başarılıdır.



Şekil 5.5. Nükleer Santral İnşaatı

5.7. Nükleer Santral İşletmesinde Jeofizik Mühendisliği

Jeofizik biliminin, nükleer santral sahalalarının seçiminde ve seçilen yerin, Tasarıma Esas Yer Parametrelerinin belirlenmesinde ne denli önemli işleve sahip olduğunu yukarıda özetlemeye çalıştık. Ancak iş bununla bitmemektedir.

Reaktör çalışırken herhangi bir deprem sırasında, önceden belirlenen bir eşik değer aşılması halinde reaktörün otomatik olarak durdurulması gerekmektedir. Burada uygulanan sistem, yangın, doğal gaz arızası vb. gibi diğer olaylarda da kullanılan sistemin aynısıdır. Jeofizik mühendislerinin çok iyi bildiği gibi deprem dalgaları söz konusu sahaya ulaşırken iki tür dalga söz konusudur. Bunlardan birisi, öncü dalgalar (primary wave) denilen P dalgasıdır. Diğeri ise ikincil dalga olarak adlandırılan S (secondary wave) dalgalarıdır. Her iki dalganın aynı yere ulaşması için gerekli olan zaman farklıdır. Öncü dalgalar, asıl yıkıcı dalga olan S dalgalarından önce ulaşırlar.

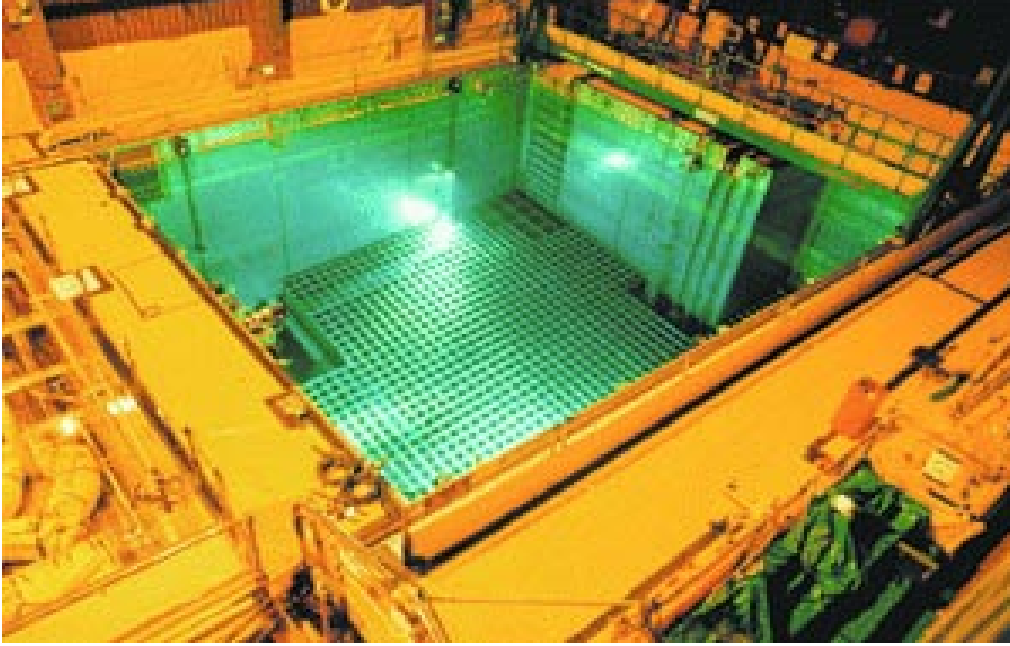
İşte bu özellikten yararlanılarak reaktörün sistemine bağlı olan cihazlar ile hasar verici dalgalar daha santrale ulaşmadan, önceden saptanan bir eşik ivme değerinin aşılması halinde, reaktör derhal durdurulabilmektedir. Gerek sahada beklenen ivme değerinin tespiti, gerekse öncü dalgaların geliş süresi ile belirlenecek olan eşik değerin saptanması işi tamamen jeofizik mühendislerinin kotarabileceği bir iştir. Demek ki jeofizik mühendisleri sadece nükleer santrallerin yer seçiminde olmayıp, reaktör güvenliğinde de söz sahibidirler. Her bir nükleer santral sahasına yerleştirilmesi gerekli en az sismik cihaz sayısı, tipi ve yerleşimi şu şekilde olmaktadır:

- Serbest alan yer hareketini kaydetmek için en az bir tane 3-eksenli kuvvetli yer hareketi kaydedicisi,
- Reaktör binasının temeline yerleştirilecek en az bir tane 3-eksenli kuvvetli yer hareketi kayıtçısı,
- Reaktör binasını en fazla temsil eden kata yerleştirilecek en az bir tane 3-eksenli kuvvetli yer hareketi kaydedicisi.

5.8. Nükleer Atıkların Saklanması ve Jeofizik Mühendisliği

Nükleer enerji ile ilgili atık problemi hep tartışılan gelen bir meseledir. Hiçbir yakıt, isi ve elektrik üretmek amacıyla kullanılırken tümüyle enerjiye dönüştürülemezler. Bu arada bir miktar yan ürün ve atık çıkarırlar. Bu kömür için olduğu gibi, uranyum içinde öyledir. Radyoaktif atıklar, nükleer enerji üretiminde ve nükleer teknolojinin kullanıldığı bazı alanlardaki uygulamalarda ortaya çıkmaktadır. Atıklar, içerdikleri radyoaktivite miktarlarına göre muaf seviyedeki atıklar, düşük, orta ve yüksek seviyeli atıklar olarak sınıflandırılmaktadır. Yüksek seviyeli atıklar, kullanılmış nükleer yakıtın yeniden işlenmesi sürecinde uranyumun ve plütonyumun kazanılmasından sonra geriye kalan atıklardan ve tekrar kullanılması düşünülmeyen kullanılmış yakıtlardan oluşur. Nükleer yakıt çevriminde yüksek radyoaktif malzemeler sadece reaktörde uranyumun yakılmasından sonra çıkar. Bu oran oldukça düşüktür. Zaten bu durum nükleer gücün en önemli avantajlarından bir tanesidir. 3000 MW'lık bir hafif sulu reaktör yılda yüksek seviyeli ve uzun ömürlü 75 ton harcanmış yakıt üretir. Keza 1000 MW gücündeki su soğutmalı bir nükleer reaktörden çıkan kullanılmış (yanmış) yakıtın yaklaşık %95,5'i ana yakıt malzemesi olan uranyum oksittir. Diğer bir deyişle tüm yakıtın %4,5'i kullanılmış, kullanılan bu yakıtın yerine de reaktörde çeşitli nükleer reaksiyonlar sonucu oluşan bölünme ürünü hafif elementler(%3,5), plütonyum(%0,9) ve uranyum ötesi ağır elementler(%0,1) almıştır. Tekrar kullanılması düşünülmeyen kullanılmış yakıtlar yüksek seviyeli atık olarak kabul edilir. Yukarıda bahsettiğimiz 75 ton kullanılmış yakıt depolanmadan yeniden işlenirse, yüksek seviyeli atıklar 9 m³ seramik içinde yoğunlaştırılmış bir şekilde tutulabilmektedir. Bu büyüklük, uğraştığımız hacimlerin ne kadar küçük olduğunu göstermektedir. 1987 yılında dünyadaki tüm reaktörlerden çıkan yüksek seviyeli atıkları bir araya getirip camlaştırmış olsaydık o zaman 1500 m³'lük bir hacim söz konusu olacaktı. Bugün

aradan 25 yıl geçmesine rağmen, ortaya çıkabilecek hacim hiç bir zaman ürkütücü boyutlarda değildir. Günümüzde yanmış yakıtlar, genellikle santral sahalarında bulunan kullanılmış yakıt havuzlarında bekletilmektedirler.



Şekil 5.6. Kullanılmış Yakıt Havuzu

Atık yönetiminin asıl önemi, sadece günümüzü değil gelecek kuşakları da koruma anlayışında yatar. Bu nedenle atık yönetimi ile ilgili uluslararası düzenlemeler bulunmaktadır. Atıkların saklandığı ve depolandığı yerlerinde, gelecekte insanlara verilecek dozun standartlara uygun olarak düşük olduğunun gösterilme gereği vardır. Atıkların yerleştirildiği varil ya da konteynerlerin çözülmesi ve çözülmüş radyoaktif malzemelerin yeraltından biyosfere taşınması durumunu içeren en kötü durumun göz önüne alınmadığı atık yerlerinin lisans alması mümkün değildir. İşte burada jeofizikçilere büyük görevler düşmektedir. Atık yerleri olarak, en duraylı ve yer altı sularını dışarıya sızdırmayan uygun ortamların bulunmasına ihtiyaç vardır. Depremsellikten uzak derin granit kütleleri ve tuz yatakları gibi derindeki uygun alanların bulunması ve yeraltı sularının varlığı ve davranışını tayin etme işi tam da jeofizikçilere göredir.

Yüksek seviyeli atığın son depolama süreci, uzun yıllar gerektirmesine karşın, bu sorun teknik ve ekonomik açıdan çözümlenmiş durumdadır. ABD, Finlandiya gibi nükleer teknolojiye sahip ülkeler, yüksek seviyeli atıkları ve/veya kullanılmış yakıtları yeryüzünün 500 ile 1200 m altında özel olarak seçilmiş jeolojik ortamlara gömmeyi düşünmektedirler. Bu ortamlarda açılacak, bir maden işletme galerisini andıran depolar, nükleer atıkların saklanacağı yerler olarak düşünülmektedir. **Yüksek seviyeli atıkların jeolojik olarak depolanması henüz söz konusu olmamakla birlikte, düşük seviyeli atıkların yeraltı tesislerinde depolanması birkaç ülkede uygulanmaktadır. Almanya'da, 1967-78 yılları arasında düşük seviyeli atıklar Asse tuz madeninde, 1981-98 yılları arasında ise düşük-orta seviyeli atıklar**

Morsleben tuz yatağında depolanmıştır. Her iki tesis de yerin 500 m altındadır. İsveç'te Forsmark nükleer tesisinde düşük ve orta seviyeli atıklar 1988 den beri granit yataklarında depolanmaktadır. Finlandiya da ise düşük ve orta seviyeli atıklar, 1992 de açılan Olkilato nükleer tesislerinde ve 1998 de Lovisiada işletmeye giren tesislerde yaklaşık yerin 100 m altında depolanmaktadır. Amerika'da ise savunma programlarından gelen uzun ömürlü atıklar (yüksek seviyeliler ve ısı yayanlar hariç) 1999'dan beri 650 m derinlikte bulunan tuz oluşumlarının içinde depolanmaktadır. İlk yerleştirmeler Mart 1999 yılında olup bu, dünyada uzun ömürlü atıkların jeolojik depolanmasıyla ilgili gerçekleştirilen ilk uygulama özelliğini taşımaktadır. ABD tarafından planlanıp, çalışmaları sürdürülen Nevada Çölü-Yucca Dağında tüflerin içine inşa edilecek olan tesislerin akıbeti tam belli olmayıp inişli çıkışlı bir yol izlediği için burada değinilmemektedir.

5.9. Sonuç

Her ülke kendi kaynak durumu, maliyetler, kaynakları çeşitlendirme ihtiyaçları, çevresel koşullar ve ulaştıkları teknolojik seviyeye göre enerji türlerini belirlemek durumundadırlar. Bu durum diğer ülkeler için olduğu kadar Türkiye içinde geçerlidir.

Nükleer enerjinin kendine özgü güvenlik kurallarına tabi olduğunu yukarıda belirtmeye çalıştık. Nükleer tesislerin güvenliği, tesislerin inşa edilecekleri sahanın güvenliği ile doğrudan bağlantılıdır. Nükleer tesislere uygun yer seçilmesinde, jeofizik mühendislerinin çok önemli rolü olup Türkiye'de bu konuda donanımlı ve uluslararası güvenlik standartlarına hâkim uzman jeofizik mühendisleri bulunmaktadır.

Kaynaklar

- 1-Hafele W, *Energy From Nuclear Power, Scientific American, 1990.*
- 2-*Study of Potential Sites for the Deployment of New Nuclear Plants in the United States, Dominion Energy Inc, 2002.*
- 3-*Nükleer Santrallerin Çalışma Prensipleri, TAEK, 2007.*
- 4-*Evaluation of Seismic Hazards for NPP, Safety Guide No.NS-G-3.3, IAEA, 2002.*
- 5-*Seismic Hazards in Evaluation for Nuclear Power Installations, Specific Safety Guide, IAEA, 2010.*
- 6- *Nükleer santrallerin dünyadaki durumu IAEA, 2013*
- 7-*NRC-Standard Review Plan, NUREG-0800, March 2007.*
- 8-*Nükleer Tesislere Lisans Verilmesine İlişkin Tüzük, Ankara, 1983.*
- 9-*Nükleer Güç Santrali Sahalarına İlişkin Yönetmelik, TAEK, 2009.*
- 10-*Nükleer Santrallarda Deprem Güvenliği, TAEK, 2007.*
- 12-*Radyoaktif Atık Yönetimi, TAEK, 2007.*
- 13-*Final Repository For Spent Fuel in Forsmark, 2009. (www.skb.se)*

5.10. Nükleer Enerji Hammaddede Aramalarında Jeofizik Mühendisliği Uygulamaları ve Türkiye Rezervleri

Mustafa KÜÇÜK*

5.10.1. Giriş

Ülkemiz nükleer enerji kullanmaya hazırlanan bir ülkedir. Nükleer enerjinin hammaddesi olan minerallerin aranmasında direk yöntem radyometrik (Gamma-Ray Spektrometre) yöntemidir. Nükleer enerji hammaddesi olan uranyum (^{238}U) yataklarının ve yatak oluşturmaya uygun potansiyel alanların belirlenmesi gerekmektedir. Son zamanlarda geleceğin nükleer enerji hammaddesi olarak düşünülen toryum (^{234}Th) yatakları ve potansiyel alanların belirlenmesi de önem taşımaktadır. Bu nedenle ülkemizin uranyum ve toryum yataklarının aranması ve potansiyel alanların belirlenmesi gerekmektedir. Bazı elementlerin oluşturduğu mineral ve kayaçların radyoaktif özelliği vardır. Yerkürede doğal olarak en bol bulunan radyoaktif elementler Potasyum (^{40}K), Uranyum (^{235}U - ^{238}U) ve Toryum (^{234}Th)'tür. Bu radyoaktif elementler ve bunların atomlarının bölünüp parçalanmasından meydana gelen izotopları, bileşiminde buldukları mineral ve kayaçlara da radyoaktivite özelliği kazandırır. Söz konusu elementler, kendi izotoplarını meydana getirirken alfa, beta ve gamma ışınları yayarlar. Her radyoaktif elementten yayılan gamma ışınının enerji düzeyi birbirinden farklıdır.

Gamma ışını spektrometresi denilen aletler bu farklı enerjideki gamma ışınlarını algılamak ve birim zaman içinde gelen gamma ışınını saymak üzere yapılmıştır (Şekil 1). Eğer bir mineral ve kayaçtaki herhangi bir radyoaktif element daha bol miktarda bulunuyorsa, o elementin enerji penceresine gelen gamma ışını sayısı daha çok olacaktır. Bu ilkelerden gidilerek, bir kayaç veya mineralin bileşiminde hangi radyoaktif elementin ne oranda bulunduğu belirlenebilmektedir.

Jeofizik Literatürde Radyometrik Yöntem olarak bilinen radyoaktivite ölçmelerinin jeofizik amaçlı ilk uygulamaları, 1920'li yıllarda imal edilen Geiger-Müller sayaçlarının 1930'lu yıllarda petrol kuyularında log alımında kullanılmasıyla başlamıştır (Telford ve diğ. 1976, IAEA 1979). Daha sonraki yıllarda radyoaktif elementlerin salgıladığı gamma ışınlarının bazı kristalen maddelerde ışımaya olayı (fosforesans) yaratması esasına dayanan sintilometre isimli cihazlar yapılmıştır. Sintilometreler radyoaktivite ölçmelerinin jeolojik haritalamalarda, maden aramalarında ve nükleer test ve patlamaların etkilerinin izlenmesinde uzun bir süre kullanılmışlardır. 1960'lı yılların ortalarında ise sintilometrelerin yerlerini gamma ışınlarını enerji düzeylerine göre ayırıp kayıt edebilen gamma ray spektrometreleri almıştır (Aydın 2004).

*Jeofizik Y. Mühendisi, mkucuk69@hotmail.com

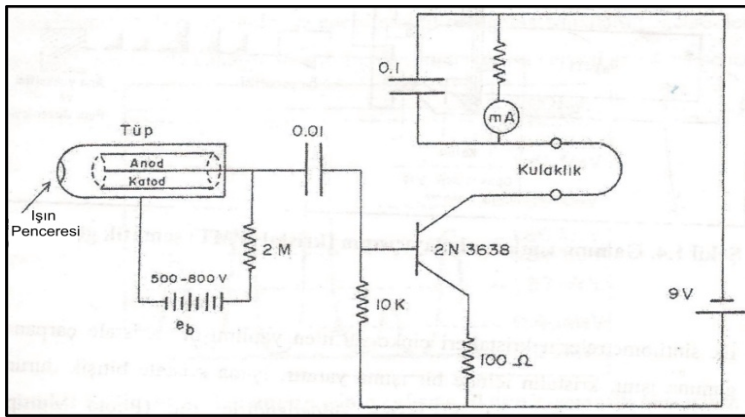
5.10.2. Kullanılan Aletler

5.10.2.1. İyon Odası

Radyoaktivite ölçme aletlerinin en eskisi iyon odasıdır. Halen zaman zaman kuyu ölçülerinde nötron loğu almakta kullanılmaktadır. Temel ilke olarak Geiger-Müller sayacına benzeyen bu aletler, genellikle içinde bor triflorür (BF_3) gazı bulunan, ince metal duvarları kadmiyumla kaplanmış, ortasında ince bir çubuk bulunan bir tüpten ibarettirler (Aydın 2004).

5.10.2.2. Geiger-Müller Sayacı

Beta parçacıklarına duyarlı aletler olup, genellikle yerden radyometrik etütlerde kullanılmışlardır. 1920'li yıllarda yapımına başlanan bu aletler iyon odası aletine benzerler. İnce duvarlı silindirik bir tüp aletlerin ana parçasını oluşturur (Şekil 5.7). Tüpün içinde ve tüp doğrultusunda uzanan bir çubuk anot görevi yapar. Tüpün içinde silindirik biçiminde bir de katot vardır. Tüp bir asal gaz olan argonla birlikte alkol, metan ve su buharı ile doludur. Aletin gereksinimi olan yüksek voltaj bir pil takımı ve bir diot yardımıyla sağlanır. Beta parçacıklarının yayılım uzaklıkları çok kısa olduğu için Geiger-Müller sayacı ölçümü yapılacak cisme çok yakın tutulmalıdır (Telford ve diğ. 1976).

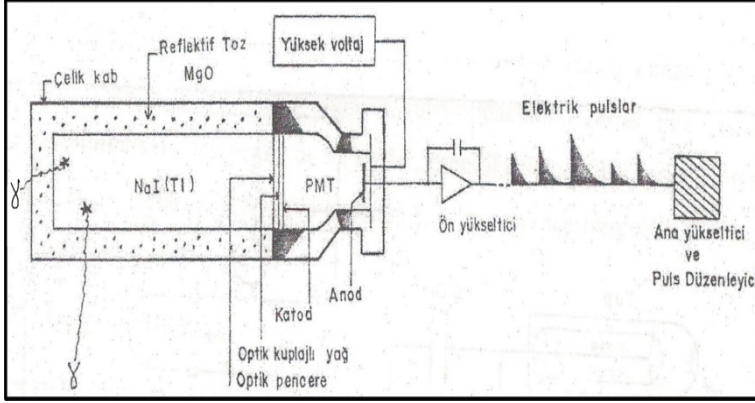


Şekil 5.7. Geiger-Müller Sayacının Şeması (Telford ve diğ. 1976)

5.10.2.3. Sintilometre

Sintilometrelerin çalışma ilkesi, atomun bölünmesi esnasında ortaya çıkan gamma ışınlarının (fosforesans=sintilyasyon) ölçülmesi esasına dayanır. 1940'lı yılların başlarında Jeolojik haritalama amaçlı olarak kullanılmaya başlayan sintilometreler, 1940'lı yılların sonlarına doğru da uçaklara yerleştirilerek havadan jeofizik etütlerde kullanılmaya başlanmıştır. İlk sintilometrelerin kristalleri çinko-sülfitten yapılmıştır. Kristale çarpan bir gamma ışını, kristalin içinde bir ışımaya yaratır. Işıma kristale bitişik durumda bulunan yüksek kazançlı bir foton şiddetlendirici tüp tarafından elektrik sinyallerine dönüştürülür (Şekil 5.8). Işımanın dolayısıyla da sinyallerin şiddeti gamma ışınlarının taşıdığı enerji ile orantılıdır. Sintilometreler 0-3 MeV arasındaki bir enerji aralığında her şiddetteki gamma ışınlarının meydana getirdiği elektrik sinyallerinin alınıp kaydedildiği sistemler olarak bilinirler. Bu sistemde kaynağın cinsi bilinmemekte olup sadece kaynağın varlığı belirlenmiş olmaktadır (Aydın 2004).

Alet 3 adet 1.5 Volt pil ile çalışmakta olup 150 cps ile 15000 cps aralığında ölçüm yapabilmekte ve sesli ikaz vermektedir (Şekil 5.9).

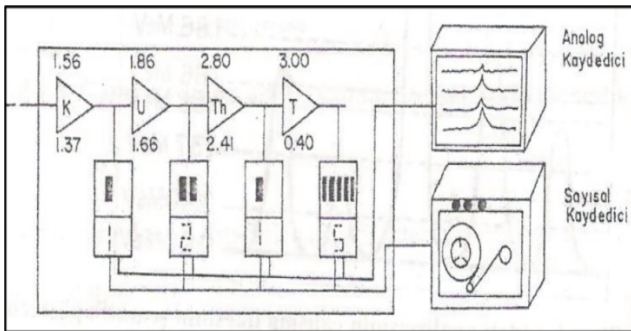


Şekil 5.8. Gamma ışınları Algılayıcısının Şematik Gösterimi (Aydın 2004).

Şekil 5.9. Sintilometre Aletinin Görünümü (Küçük 2013).

5.10.2.4. Gamma Ray Spektrometre

Sintilometrelerin elektronik olarak daha gelişmiş bir şekli olan spektrometrelerin jeofizik etütlerde ilk kullanılmaya başlandığı yıllar 1960'lı yılların başlarıdır. Kristal ve ona bitişik bir foton şiddetlendirici tüpden oluşan algılayıcı bölümleri, sintilometrelerin algılayıcı bölümleriyle aynı yapıdadır. Spektrometrelerin sintilometrelerden tek farkı, sinyalleri şiddetlerine göre dilimleyip ayırmayan elektronik birimlere sahip olmalarıdır. Bir spektrometreye gelen sinyaller alt ve üst enerji düzeyleri önceden belirlenmiş kanallara veya pencerelere yönlendirilirler. Her sinyal kendi enerjisine uygun kanal veya pencereden geçerek kaydediciye gider ve kaydedilir (Aydın 2004). Kaydedilen nicelik ilgili kanal veya pencereye gelen sinyal sayısı veya ideal olarak kristale gelen gamma ışını sayısıdır (Şekil 5.10).



Şekil 5.10. Kanal Sayısı 4 Olan Bir Spektrometre Ve Kaydedicinin Şematik Gösterimi.

Şekil 5.11. 256 Kanallı Spektrometre Aletinin Görünümü (Küçük 2013).

Günümüzde en çok kullanılan spektrometre algılayıcıların kristalleri NaI(Tl) (Etkinliği talyumla artırılmış sodyum iyodür) bileşiminde olanlardır. Bunlardan başka maliyeti ve duyarlılıkları düşük plastikten yapılmış olan kristaller de vardır. Çok yaygın olarak kullanılmayan bu tür kristalli radyometri aletlerinde gamma ışınlarının ışımaya yaratma oranları ve özellikle uranyum penceresindeki ayırmalılık oldukça azdır. Etkinliği talyumla artırılmış sezyum iyodad CsI (Tl) ve $Bi_4Ge_3O_{12}$ gibi bileşimleri olan kristallerin hem ışımaya yaratma güçleri hem de maliyetleri çok yüksektir. Bu tür kristaller daha çok kuyu ölçülerinde kullanılmaktadır. Yüksek ayırmalılık gücüne sahip bir diğer kristal bileşimi lityumlu germanyumdur Ge (Li). Bu kristal türlerinin kullanımları esnasındaki ısıları sıvı nitrojen ısıya kadar düşük olmalıdır. Bu nedenle bunlar, arazi etütleri için uygun olmayıp genellikle laboratuvarlarda hassas ölçümler için kullanılmaktadırlar (Aydın 2004).

Herhangi bir radyoaktif elementten salgılanan gamma ışını sayısı, eşit zaman dilimlerinde aynı değildir. Ayrıca herhangi bir radyoaktif elementten salgılanan gamma ışını her yönde aynı yoğunlukta değildir. Bu yüzden gamma ışınlarının bir algılayıcı tarafından yakalanabilme olasılığı, kristal hacminin büyüklüğü ile doğru orantılı olarak artacaktır. Yine ölçüm zamanı aralığı arttıkça gamma ışınlarının yakalanabilme olasılığı artacaktır.

5.10.3. Ülkemizde Bilinen Bazı Uranyum Ve Toryum Yatakları

1) Köprübaşı (Manisa) uranyum yatakları

Manisa iline bağlı köprübaşı ilçesinde yer alan uranyum zuhurları penekordan kumtaşı tipine dahil edilebilen, toplam rezervi yönünden Ülkemizin en önemli uranyum yataklarını oluşturmaktadır. Jeolojik durumları ve oluşum koşulları birbirine çok benzeyen 10 yatak bulunmaktadır. Bunlar Kasar, Taşharman, Kocadüz, Çetintaş, Topallı, Tomaşa, Kocaboğaz ve tüllüce yataklarıdır. Yatakların ortalama %0.02-0.03 U_3O_8 tenörlü, toplam görünür rezervin 2252.5 ton U_3O_8 içerdiği saptanmıştır (Nakoman 1979).

3) Fakılı (Uşak) uranyum yatağı

Uşak iline bağlı Fakılı uranyum yatağı ülkemizdeki kumtaşı tipi sedimanter uranyum yataklarına güzel bir örnektir. Yatağın ortalama tenörü %0.044 U_3O_8 olan, yaklaşık 500 ton cevherin bulunduğu hesap edilmiştir (Nakoman 1979).

4) Çavdar-Demirtape (Aydın) uranyum yatağı

Aydın ilinin güneyinde yer alan Çavdar ve Demirtepe uranyum zuhurları Senozoyik yaşlı çakıl, kum, silt, kil ve kömürlü oluşuklardan meydana gelmiş çökellerde ortalama olarak %0.05 U_3O_8 bulunmakta olup yaklaşık 500 ton U_3O_8 olarak hesaplanmıştır (Nakoman 1979).

5) Sivrihisar-Kızılcaören (Eskişehir) toryum yatağı

Eskişehir ilinin Sivrihisar ilçesine bağlı olan Kızılcaören, Kargın ve Okçu köyleri arasında yer alan bu yatak kısaca Beylikahır toryum zuhuru olarak bilinmektedir.

Ortalama tenörü %0.2 ThO₂ bulunmaktadır. Ce, La, Nd ve Y topluca ortalama olarak %3 dolayındadır. Yaklaşık toplam rezervi 383984 ton ThO₂ olarak hesaplanmıştır. Bu yatak dünyanın sayılı toryum yataklarından biridir. Nadir toprak minerallerinin toplam potansiyeli yönünden de büyük önem taşır. Ce+La+Nd+Y toplam görünür rezerv 4,7 milyon ton, Ce+La+Nd+Y tenörü %2.78'dir (Nakoman 1979).

6) Sorgun-Temrazli (Yozgat) uranyum yatağı

Yozgat ili Sorgun ilçesine yakınlarında yer alan bu alanda uranyum kaynağı granit, granodiorit gibi asit mağmatik kayalardır. %0.1 U₃O₈ tenörlü yaklaşık 3852 ton U₃O₈ görünür rezerv bulunmaktadır (MTA 2010).

Kaynaklar

Aydın, İ. 2004, Jeofizikte Radyometrik Yöntem ve Gamma Işın Spektrometresi, Süleyman Demirel Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi, Yayın No: 49

Breiner, S., Lindow, J. T. and Kaldenbach, R. J. 1976, Gamma-ray measurement and data reduction considerations for airborne radiometrics surveys. Paper 34, Int. Symp. on Expl. of Uranium Ore Deposits, Vienna.

IAEA 1979, Gamma Ray Surveys in Uranium Exploration. Technical Report Series No. 186, International Atomic Energy Agency, Vienna.

IAEA 1991, Airborne Gamma Ray Spectrometer Surveying. Technical Report Series No. 323, International Atomic Energy Agency, Vienna.

Küçük, M., 2013, Jeofizik Radyometrik Yöntemde Kullanılan Aletler, MTA Doğal Kaynaklar ve Ekonomi Bülteni, S. 16,s:183-186

Nokoman, E., 1979, Radyoaktif hammaddeler jeolojisi. MTA Eğitim serisi No:20, Ankara

MTA 2010, Türkiye maden potansiyelleri 2010. Yozgat madenleri.

Telford, W. M., Geldart, L. P., Sheriff, R. E. And Keys, D. A. 1976, Applied Geophysics, Cambridge University Press, Cambridge.



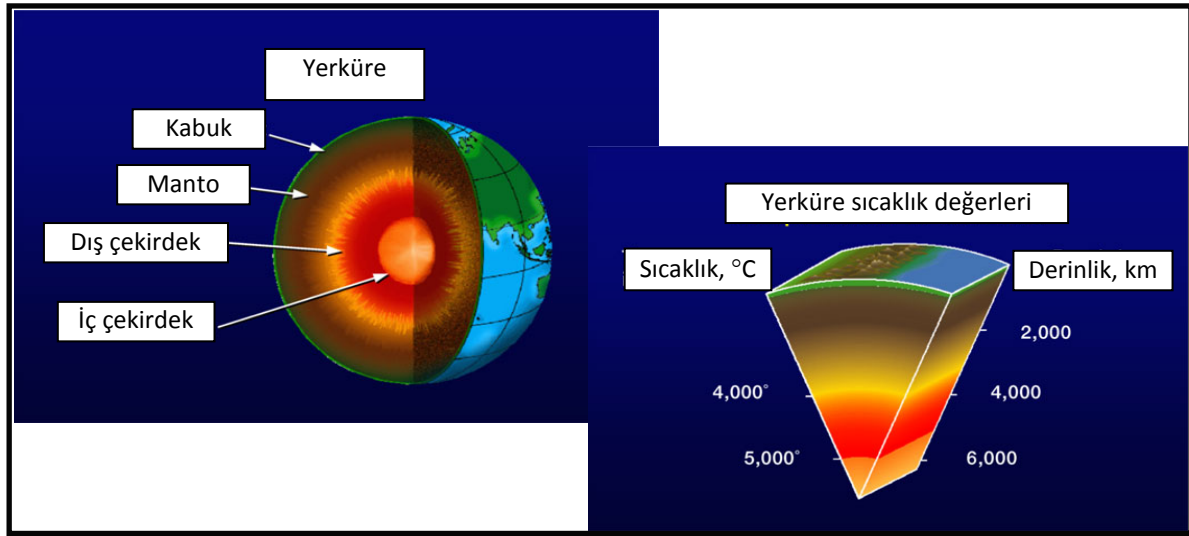
6. JEOTERMAL

6. JEOTERMAL ENERJİ

Bu bölüm, 6.3. bölüme kadar, Prof. Dr.Orhan Yeşim* tarafından DEK-TMK 2011 yılı Enerji Raporu için hazırladığı metinden alınmıştır.

6.1. Giriş

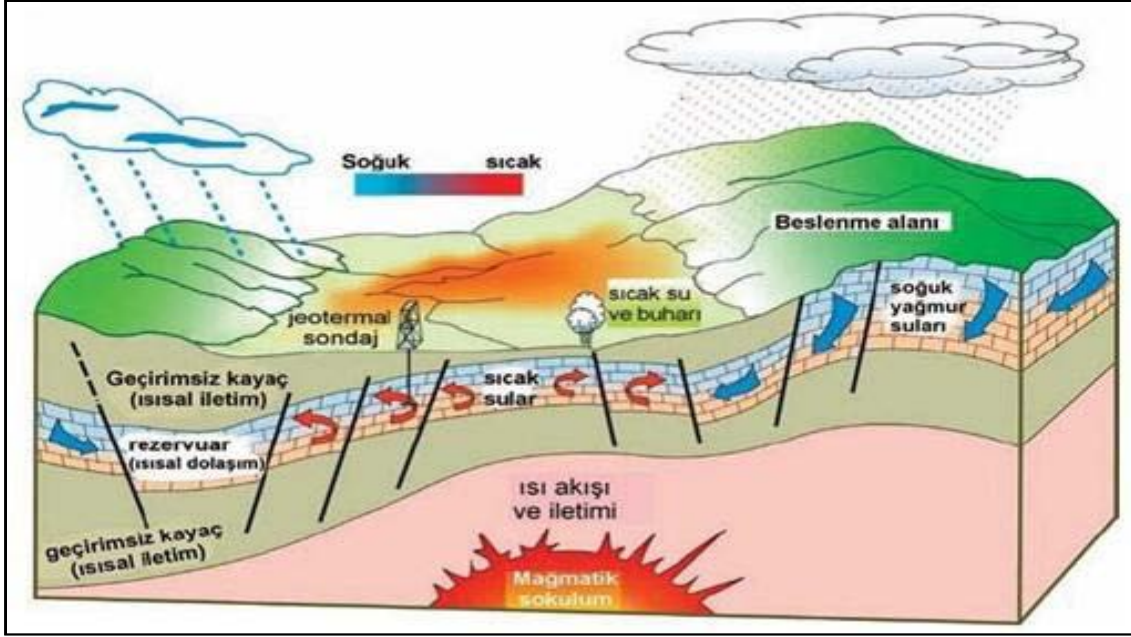
Jeotermal enerji (Jeo /yer - termal /ısı) 6371 km yarıçaplı yerkürenin derinliklerinde bulunan ısı enerjisinin, 5 - 35 km kalınlığındaki "Kabuk" bölgesine iletilmesi, oradan yeryüzüne taşınması ve yararlanılması olarak tanımlanabilir. Yerkürenin iç yapısı ve derinlikle değişen yüksek sıcaklık değerleri Şekil 6.1.'de görülmektedir. Kabuk bölgesinde yerkürenin sıcaklık gradyanı ortalama olarak 25 – 30 °C/km dir. Sıcaklığın derinlikle 100 °C/km civarında ve daha yüksek değerlerde arttığı aktif tektonik bölgelerde ise jeotermal enerji kaynaklarının olduğu gözlenmektedir.



Şekil 6.1. Yerkürenin yapısı ve sıcaklık değerleri

Jeotermal enerji kaynağı, yerkabuğu içinde bazı gerekli fiziki koşulların bir araya gelmesi sonucunda oluşur. Bu gerekli koşullar şunlardır: Yer yüzünden yaklaşık 0.5-2 km derinlikte, granit gibi geçirgen olmayan kayalar üzerinde yer alan geçirgen ve gözenekli bir yapı (Hazne - Rezervuar) bünyesinde yerin derinliklerine süzülen yağmur ve kar sularının depolanması, haznenin üzerinde örtü kaya adı verilen ve geçirgenliği olmayan killi katmanlarının var olması, yerkürenin ısı enerjisini taşıyan 5000 km derinlikteki magmanın tektonik olaylarla bu bölgede yer yüzüne 15 km ye kadar yaklaşması, hazne içindeki suyun basınç altında ısınması, bu sıcak jeotermal akışkanın insanlar tarafından açılan üretim kuyularından yer yüzüne çıkartılması (Şekil 6.2) .

*ODTÜ Makina Mühendisliği; oyesin@metu.edu.tr



Şekil 6.2. Jeotermal Enerji Kaynağı oluşumu

Yerkürenin ısı enerjisinin büyüklüğü yanında, yağmur ve kar yağışları devam ettiği sürece jeotermal enerji yenilenebilir ve sürdürülebilir niteliklere sahip olur. Ancak, bir jeotermal saha üzerinde gereğinden fazla sayıda üretim kuyusu açılarak rezervuarın beslenme suyu debisinden daha yüksek debide jeotermal akışkanın yeryüzüne çıkartılmaya başlanmasıyla sahanın akışkan dengesi bozulur ve buna bağlı olarak kuyu basıncında ve üretim debisinde beklenmeyen azalmalar meydana gelebilir. Rezervuarın sürdürülebilirliğine katkıda bulunmak amacıyla, üretilen jeotermal akışkanın yeryüzü kullanımından sonra üretim kuyularından uzak bir noktada rezervuara geri basılması (re-enjeksiyon) gerekmektedir.

Jeotermal akışkan yer altı sularından oluştuğu için çeşitli çözülmüş mineraller içerir. Tipik mineral yapısı NaCl (ağırlık olarak yaklaşık %70), KCl, CaCl₂ (%6), H₂SiO₃ (%12), az miktarda bor vb.'dan oluşur. Ayrıca içinde yoğuşmamış karbondioksit, hidrojen sülfür vb. gazlar da bulunur.

Jeotermal akışkanın 1 ppm den fazla bor içermesi bitkiler için zararlıdır. Bu nedenle jeotermal akışkan tarım sulamasında kullanılmaz. Jeotermal akışkanın içinde yoğuşmamış karbondioksit ve hidrojen sülfür gazı bulunması onu asidik yapar. Jeotermal akışkanın ph değeri 7 den küçük ise asidik etkisi ile çelik borularda paslanma ve çürüme yapar. Bu nedenle jeotermal akışkanın taşınmasında cam elyaf takviyeli plastik boru kullanılması tercih edilebilir.

Jeotermal akışkanın fiziksel özellikleri, içerdiği çözülmüş mineraller nedeniyle saf sudan farklıdır. Örneğin sıcaklığı 210 °C olan saf suyun yoğunluğu 852.51 kg/m³ iken, aynı sıcaklıkta ve toplam mineral konsantrasyonu 100 000 ppm olan jeotermal akışkanın yoğunluğu %9 artışla 930.66 kg/m³ dür.

Jeotermal enerjinin kullanıldığı sistemlerde su, su- buhar karışımı ve buhar halindeki jeotermal akışkandan yararlanılmaktadır. Akışkanın sıcaklığı, sistem basıncına karşılık gelen doyma sıcaklığından düşük ise buna aşırı soğuk sıvı (veya sıkıştırılmış sıvı) hali denir. Akışkanın sıcaklığı doyma sıcaklığına eşit ise doymuş sıvı ve doymuş

buhar karışımından oluşan "ıslak buhar" elde edilir. Karışımın kuruluk derecesi %0 ile %100 arasında değişebilir. Kuruluk derecesi %0 ise doymuş sıvı, %100 ise kuru buhar denir.

Jeotermal akışkan rezervuarın gözenekli yapısı içinde sıkıştırılmış sıvı halinde bulunur. Örnek olarak Denizli-Kızılderre Sahası'ndaki KD-14 jeotermal kuyusundaki sıcaklık ve basınç değişimini ele alırsak:

<u>Derinlik (m)</u>	<u>Sıcaklık (°C)</u>	<u>Basınç (bar)</u>
0	187.04($p_{\text{doy}} = 11.75 \text{ bar}$)	15.11
200	201.57	23.73
534	206.14($p_{\text{doy}} = 17.60 \text{ bar}$)	49.58

Görüldüğü gibi jeotermal akışkan kuyu boyunca sıkıştırılmış sıvı halinde kalarak buharlaşması önlenmekte, ayrıca içerdiği karbondioksit (CO_2) gazının serbest kalması engellenerek kuyu içinde kireç taşı (CaCO_3) oluşum hızı azaltılmaktadır.

Jeotermal sahalar, içerdikleri jeotermal akışkanın sıcaklığına göre sınıflandırılırlar. Sıcaklık 90°C ' den az ise düşük entalpili saha denir. Entalpi, bir akışkanın sahip olduğu iç enerjisi ile akış enerjisinin büyüklük ölçüsünü gösteren bir termodinamik özelliktir. Düşük entalpili sahalardan elde edilen jeotermal akışkandan daha çok merkezi ısıtma sistemlerinde yararlanır. $90^\circ\text{C} - 125^\circ\text{C}$ arasındaki "orta entalpili sahalarda" ısıtma sistemlerinde, endüstriyel uygulamalarda ve iki akışkan çevrimli jeotermal santrallarda kullanılır. Rezervuar sıcaklığı 125°C 'den fazla ise "yüksek entalpili saha" olarak adlandırılır ve doğrudan buharlaşma-yoğuşma çevrimli jeotermal santrallar için uygun sahalardır. Dünyada kuru buhar elde edilebilen şanslı jeotermal sahalara örnek olarak İtalya'da Larderello ve ABD'de Geyzer sahaları gösterilebilir.

Jeotermal enerjiden yararlanan sistemler iki ana başlık altında incelenebilir: Doğrudan kullanım ve jeotermal santrallar.

6.2. Jeotermal Enerjinin Doğrudan Kullanımı

"Doğrudan Kullanım (Direct Use)" jeotermal enerjinin en eski ve en yaygın uygulamasıdır. Kaplıcalar, bölgesel konut ısıtılması, sera ısıtılması, endüstriyel uygulamalar, tarımsal kurutma, ısı pompası vb. doğrudan kullanımın kapsamı içindedir.

6.2.1 Dünya'da Jeotermal Enerjinin Doğrudan Kullanımı

2010 yılı itibarıyla Dünyada 78 ülkenin jeotermal enerji doğrudan kullanım kapasite toplamı $50\,583 \text{ MW}_t$ dir. İlk 10 ülke ABD $12\,611 \text{ MW}_t$, Çin $8\,898 \text{ MW}_t$, İsveç $4\,460 \text{ MW}_t$, Norveç $3\,300 \text{ MW}_t$, Almanya $2\,485 \text{ MW}_t$, Japonya $2\,099 \text{ MW}_t$, **Türkiye $2\,084 \text{ MW}_t$** , İzlanda $1\,826 \text{ MW}_t$, Hollanda $1\,410 \text{ MW}_t$, İsviçre $1\,061 \text{ MW}_t$ dir.

Dünyada toplam $50\,583 \text{ MW}_t$ jeotermal enerji doğrudan kullanım kapasitesinin uygulamalara göre dağılımı : Jeotermal ısı pompaları $35\,206 \text{ MW}_t$, yüzme havuzları / kaplıcalar $6\,689 \text{ MW}_t$, bölgesel konut ısıtılması $5\,391 \text{ MW}_t$, sera ısıtılması $1\,544 \text{ MW}_t$,

balık çiftlikleri 653 MW_t, endüstriyel kullanım 533 MW_t, soğutma / kar eritme 368 MW_t, tarımsal kurutma 127 MW_t, diğer kullanımlar 72 MW_t dir.

Türkiye’de toplam 2 084 MW_t doğrudan kullanım kapasitesinin uygulamalara göre dağılımı ise: Bölgesel konut ısıtılması 1 011 MW_t, yüzme havuzları / kaplıcalar 552 MW_t, sera ısıtılması 483 MW_t, Jeotermal ısı pompaları 38 MW_t dir.

Dünyada 2010 yılı itibariyle jeotermal enerjinin doğrudan kullanım yıllık ısı enerji miktarı toplam 438 071 TJ dür (121 696 GWh). İlk 10 ülke Çin 75 348 TJ, ABD 56 552 TJ, İsveç 45 301 TJ, **Türkiye 36 886 TJ**, Norveç 25 200 TJ, İzlanda 24 361 TJ, Japonya 15 698 TJ, Fransa 12 929 TJ, Almanya 12 765 TJ, Hollanda 10 699 TJ dür.

Dünyada toplam 438 071 TJ jeotermal enerjinin doğrudan kullanım yıllık ısı enerji miktarının uygulamalara göre dağılımı: Jeotermal ısı pompaları 214 782 TJ, yüzme havuzları / kaplıcalar 109 032 TJ, bölgesel konut ısıtılması 62 984 TJ, sera ısıtılması 23 264 TJ, endüstriyel kullanım 11 746 TJ, balık çiftlikleri 11 521 TJ, soğutma/ kar eritme 2 126 TJ, tarımsal kurutma 1 662 TJ, diğer kullanımlar 954 TJ dür.

Türkiye’de toplam 36 886 TJ jeotermal enerjinin doğrudan kullanım yıllık ısı enerji miktarının uygulamalara göre dağılımı ise: Yüzme havuzları / kaplıcalar 17 408 TJ, bölgesel konut ısıtılması 9 803 TJ, sera ısıtılması 9 138 TJ, Jeotermal ısı pompaları 537 TJ dür .

6.2.1.1. Jeotermal Isı Pompaları

Jeotermal enerjinin doğrudan kullanımını içinde kapasite ve yıllık ısı enerji miktarı olarak en büyük payı jeotermal ısı pompaları almaktadır. En yaygın olarak Kuzey Amerika ve Avrupa’da 42 ülkede (özellikle ABD, İsveç, Norveç Almanya’da) ve Çin’de kullanılmaktadır. Jeotermal Isı Pompası ısı gücü meskenlerde 5.5 kW_t’dan büyük işletmelerde 150 kW_t a kadar değişmektedir. ABD ve batı Avrupa’da tipik olarak 12 kW_t gücünde jeotermal ısı pompası kullanan evlerin sayısı 2.94 milyondur.

Türkiye’de jeotermal ısı pompası kullanan 15 işletmenin toplam ısı gücü yaklaşık 38 MW_t dir.

6.2.1.2. Bölgesel Konut Isıtılması

Dünya’da 24 ülkede yapılan jeotermal bölgesel konut ısıtılması uygulamasında yıllık ısı enerji miktarı itibariyle ilk 5 ülke İzlanda, Çin, **Türkiye**, Fransa ve Rusya’dır.

6.2.1.3. Sera Isıtılması

Dünya’da 34 ülkede yapılan jeotermal sera ısıtılmasında lider ülkeler **Türkiye**, Macaristan, Rusya, Çin ve İtalya’dır. Seralarda yetiştirilen ürünlerin başında sebze ve çiçek gelmekle birlikte, ABD’de ağaç fidesi, İzlanda’da muz gibi meyve de yetiştirilmektedir.

Türkiye’de ilk kez 1973’de Denizli- Kızıldere’de Birleşmiş Milletler Kalkınma Planı çerçevesinde 2 000 m² sera alanında başlatılan jeotermal ısıtma uygulaması bu gün Denizli-Kızıldere, Tosunlar, İzmir-Dikili, Bergama, Balçova, Manisa-Salihli, Urganlı, Kütahya-Simav, Şanlıurfa-Karaali’de 2.3 milyon m² sera alanını kapsamaktadır.

6.2.1.4. Balık Çiftlikleri

Su havuzları jeotermal enerji ile ısıtılan balık çiftliklerine sahip olan 22 ülke arasında Çin, ABD, İtalya, İzlanda ve İsrail önde gelmektedir. Çiftliklerde elde edilen su ürünlerinin başında somon, alabalık, tropikal balık, istakoz ve karides sayılabilir.

6.2.1.5. Tarımsal Kurutma

Dünya'da 14 ülkede tarımsal kurutma için Jeotermal enerjiden yararlanılmaktadır. Kurutulan ürünlere örnek olarak: Deniz yosunu (İzlanda), soğan (ABD), buğday ve diğer tahıllar (Sırbistan), meyve (El Salvador, Guatemala, Meksika), yonca (Yeni Zelanda), hindistan cevizi (Filipinler), kereste (Meksika, Yeni Zelanda, Romanya) gösterilebilir.

6.2.1.6. Endüstriyel Kullanım

Jeotermal enerjinin endüstriyel kullanımı Dünya'da 14 ülkede gerçekleşmektedir. Yüksek enerji tüketimi gerektiren endüstriyel işlemlere örnek olarak : Beton kürü (Guatemala, Slovenya), gazlı içeceklerin şişelenmesi (Bulgaristan, Sırbistan, ABD), süt pasterizasyonu (Romanya), dericilik (Sırbistan, Slovenya), kimyasal ekstraksiyon (Bulgaristan, Polonya, Rusya), selüloz ve kağıt işleme (Yeni Zelanda), iyot ve tuz ekstraksiyonu (Vietnam), borat ve borik asit üretimi (İtalya), sıvı karbondioksit ve kuru buz üretimi (İzlanda, **Türkiye**) gösterilebilir.

Türkiye'de Kızıldere ve Salavatlı'da işletilen jeotermal santrallerin yan ürünü olarak toplam 160.000 ton/yıl kapasiteli sıvı karbondioksit ve kuru buz üretim tesisleri kurulmuştur.

6.2.1.7. Soğutma /Kar Eritme

Jeotermal enerji Dünya'da sadece 5 ülkede soğutma amaçlı kullanılmakta olup toplam ısı kapasitesi 56 MW_t, yıllık ısı enerji miktarı toplam 281 TJ dür. Dünya çapında 2 milyon metre kare kaldırım alanında jeotermal enerji ile kar eritme işlemi yapılmaktadır. Önde gelen ülkeler İzlanda, Arjantin, Japonya, İsviçre ve ABD'dir.

6.2.1.8. Yüzme Havuzları/ Kaplıcalar

Jeotermal enerji 67 ülkede yüzme havuzlarının ısıtılması ve kaplıca amacıyla kullanılmaktadır. Başta gelen ülkeler, Çin, Japonya, **Türkiye**, Brezilya ve Meksika'dır.

Yurdumuzda bulunan 260 kaplıca ve benzeri işletmede 2010 yılında 12 milyona yakın ziyaretçi jeotermal enerjiden yararlanmıştır.

6.2.1.9. Diğer Kullanımlar

Dünya'da 7 ülkede jeotermal enerjinin doğrudan kullanımındaki farklı uygulamalar şunlardır: Hayvan yetiştiriciliği, deniz suyunu arıtma ve şişelerin sterilizasyonu.

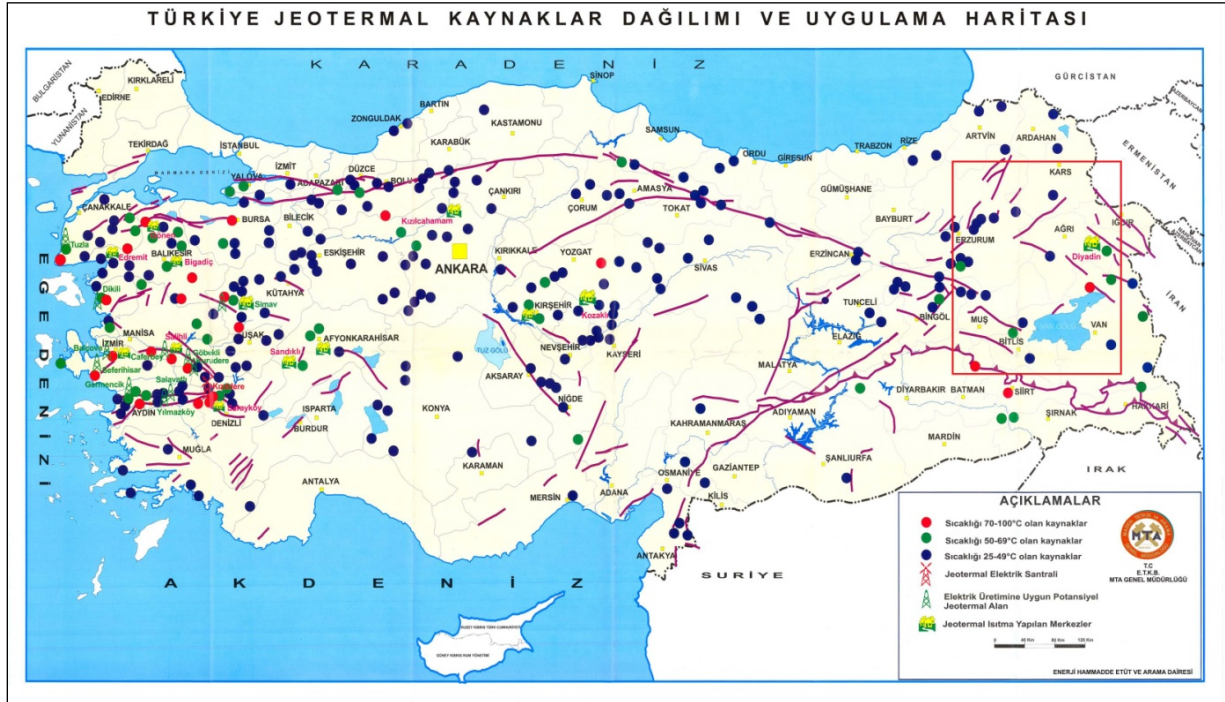
6.3. Türkiye'nin Jeotermal Potansiyeli

Bu bölüm Tefvik Kaya* tarafından hazırlanan metinden alınmıştır. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesinin 2012 Enerji Raporu'nda, jeotermal enerji potansiyeli ve kullanımıyla ilgili aşağıdaki değerlendirmeler yer almaktadır

6.3.1. Türkiye'de Jeotermal Enerjinin Doğrudan Kullanımı

Türkiye'nin yoğun tektonik hareketliliği nedeniyle önemli bir yerli ve yenilenebilir enerji kaynağımız jeotermal enerjidir. Yurdumuzun jeotermal potansiyelinin belirlenmesi için gerekli araştırmalar ve incelemeler Maden Tetkik ve Arama (MTA) Genel Müdürlüğü tarafından 1962 yılında başlatılmıştır.

Günümüze kadar MTA tarafından 222 jeotermal alan tespit edilmiş ve yaklaşık. 1962 yılından günümüze kadar jeotermal doğrudan kullanım ve elektrik üretim amaçlı 535 tanesi MTA tarafından olmak üzere toplamda 900 civarında sondaj kuyusu açılmıştır.



Şekil 6.1. Türkiye'de Jeotermal Kaynakların Dağılımı

Ülkemizdeki Jeotermal sahalar (Şekil 6.1) daha çok Batı Anadolu'da yer almaktadır (Örneğin, Afyon, Aydın, Balıkesir, Bursa, Çanakkale, Denizli, İzmir, Kütahya, Manisa, Muğla, Sakarya, Uşak, Yalova). Jeotermal sahaların %95'i orta ve düşük entalpili sahalar olup, doğrudan kullanıma yani bölgesel konut ısıtılması, seracılık ve kaplıca turizmüne uygundur. MTA tarafından en düşük 35°C kuyu başı sıcaklığına göre ispatlanmış jeotermal ısıl kapasite toplamı 475 MW_t düzeyindedir. Yurdumuzun tahmin edilen jeotermal ısıl gücünün (31.500 MW_t) 5 milyon eşdeğer konutun ısıtılmasına yeteceği ifade edilmektedir. (Kaynak MTA)

* Petrol Y. Mühendisi, tevfikkaya72@gmail.com

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

- Kaplıcalar, bölgesel konut ısıtılması, sera ısıtılması, tarımsal kurutma, ısı pompası ve endüstriyel uygulamalar jeotermal enerjinin doğrudan kullanımı kapsamındadır.
- 2010 yılı itibarıyla dünyada 78 ülkenin jeotermal enerjiyi doğrudan kullanım kapasite toplamı 50.583 MWt'dir. İlk yedi ülke ABD (12.611 MWt), Çin (8.898 MWt), İsveç (4.460 MWt), Norveç (3.300 MWt), Almanya (2.485 MWt), Japonya (2.099 MWt) ve Türkiye (2.084 MWt)'dir.

6.3.2. Türkiye'nin Jeotermal Potansiyeli

- Türkiye dünyanın 7. büyük jeotermal enerji potansiyeline sahiptir.
- Türkiye'nin teorik jeotermal enerji potansiyeli 31.500 MW varsayılmaktadır. İspatlanmış fiili kullanılabilir teknik kapasite 4809 MWt olup, 2705 MWt'lık kısmı ispatlanmış olup, 805 MWt'i konut ısıtmasında, 612 MWt'i sera ısıtmasında, 380 MWt'i termal tesis ısıtmasında, 870 MWt de kaplıca kullanımda ve 38 MWt'i ısı pompası uygulamasında kullanılmaktadır. Elektrik teknik potansiyel ise 600 MWe (4 milyar kWh/yıl, keşfedilen 15 saha) olarak belirlenen potansiyel yeni keşifler ile 1000 MWe olarak belirlenmiş ve fiili kurulu güç ise 308 MWe'dir.
- İTÜ Enerji Enstitüsü, yapılacak yeni saha araştırma ve sondaj çalışmalarıyla, bu rakamın 2000 MWe'ye yükseltilebileceğini öngörmektedir. Devredeki santrallerin kurulu gücü 310,80 MW'a ulaşmıştır. Lisans alan jeotermal elektrik santrallerinin kurulu gücü 414,00 MW'dir. Öte yanda, 31.12.2013 itibariyle toplam 329,50 MW kapasitede 12 proje lisans başvuru sürecinin çeşitli aşamalarında. Yaklaşık 150-200 MWe için de arama, saha çalışmaları devam etmektedir. Elektrik üretimi amaçlı tüm bu projeler gerçekleşir ise; bu proje stoku, iktidarın 600 MW'lık hedefini ikiye katlayabilecektir. Ancak bu rakam bile, İTÜ Enerji Enstitüsü'nün 2000 MW öngörüsünün çok gerisindedir.

Tablo 6.1. Elektrik Üretiminin Olduğu Jeotermal Saha Sıcaklıkları (Aralık 2013)

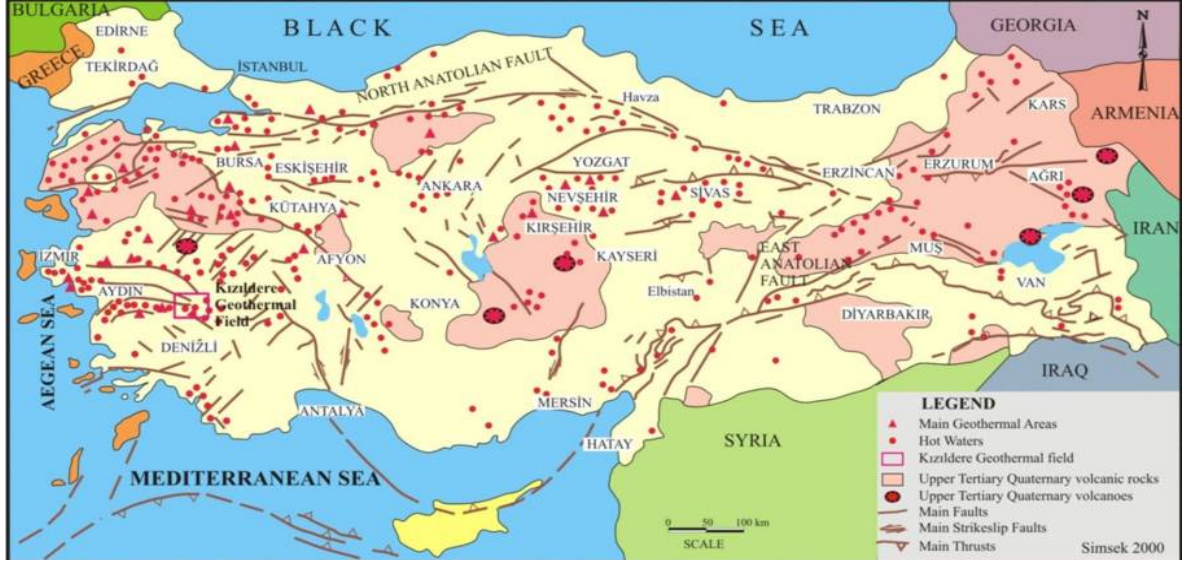
Elektrik Üretiminin Olduğu Jeotermal Saha Sıcaklıkları (Aralık 2013)			
Saha Adı	Sıcaklık(°C)	Saha Adı	Sıcaklık (°C)
Manisa-Alaşehir-Köseali	287	Kütahya-Simav	162
Manisa Alaşehir	265	Aydın-Umurlu	155
Manisa-Salihli-Caferbey	249	İzmir-Seferihisar	153
Denizli-Kızıldere	242	Denizli-Bölmekaya	147
Aydın-Germencik-Ömerbeyli	239	Aydın-Hıdırbeyli	146
Manisa-Alaşehir-Kurudere	214	İzmir-Dikili-H.Çiftliği	145
Aydın-Yılmazköy	192	Aydın-Sultanhisar	145
Aydın-Pamukören	188	Aydın-Bozyurt	143

Manisa-Alaşehir Kavaklıdere	188	Denizli-Karataş	137
Manisa-Salihli-Göbekli	182	İzmir-Balçova	136
Kütahya-Şaphane	181	İzmir-Dikili-Kaynarca	130
Çanakkale-Tuzla	174	Aydın-Nazilli-Güzelköy	127
Aydın-Salavatlı	171	Aydın-Atça	124
Denizli-Tekkehamam	168	Denizli Sarayköy Gerali	114

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

Tablo 6.2. 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 6.2. Türkiye’de Aktif Tektonik Hatlar ve Sıcak Su Kaynaklarının Dağılımı

- Sıcaklıkları 20-242°C arasında değişen 1500 adet sıcak ve mineralli su kaynağı mevcuttur.
- Şu an Türkiye’de
 - 86.853 konut eşdeğeri bina
 - 2.811,000 m² sera
 - 325 spa tesisi

jeotermal enerjiyle ısınmaktadır.

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

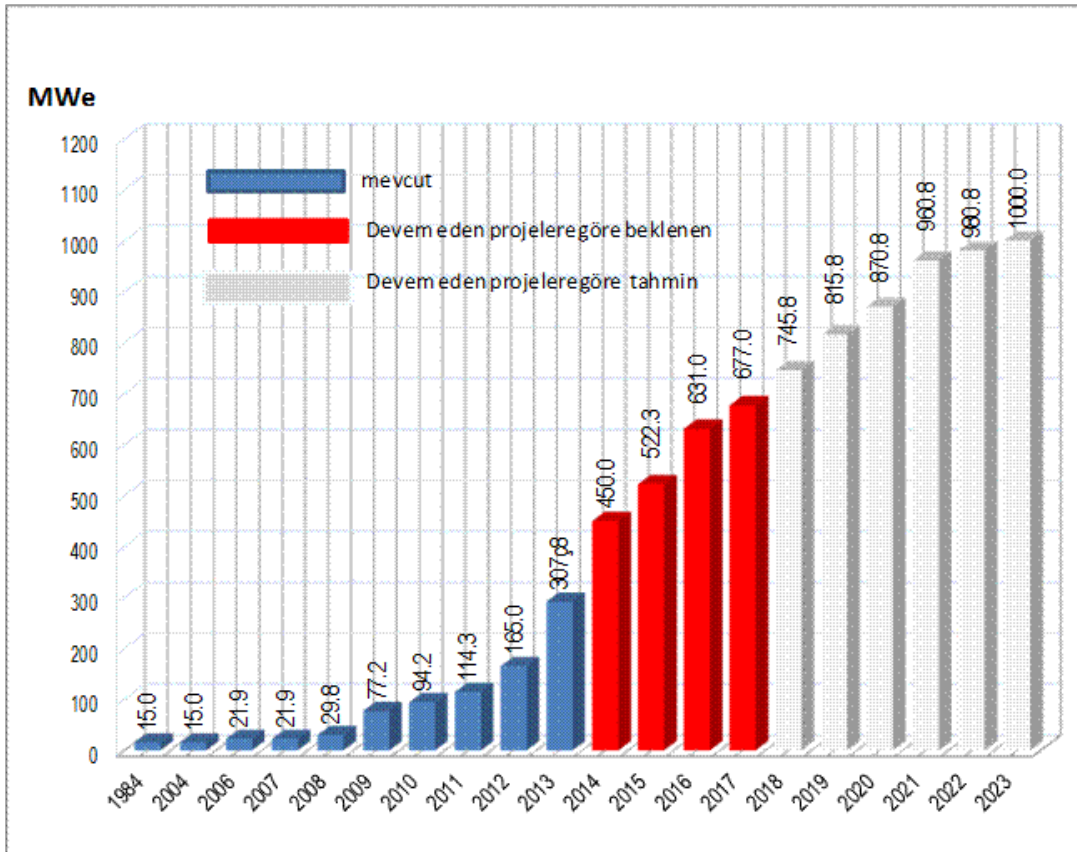
Tablo 6.3. Devrede Olan Jeotermal Elektrik Üretim Santralleri

Yer	İşletici Firma	Kurulu Gücü (MWe)	Santral Tipi	İşletmeye Alınış Yılı
Denizli- Kızıldere	Zorlu Enerji	15	Flash	1984
Aydın-Salavatlı (Dora-1)	Menderes Jeotermal	7.95	Binary	2006
Aydın-Salavatlı (Dora-2)	Menderes Jeotermal	11.5	Binary	2010
Aydın-Germencik	Gürmat	47.4	Flash	2009
Denizli-Kızıldere	Bereket	6.85	Binary	2008
Çanakkale-Tuzla	Enda (TJEAS)	7.5	Binary	2010
Aydın-Hıdırbeyli	Maren Enerji-Irem	20	Binary	2011
Aydın-Hıdırbeyli	Maren Enerji-Sinem	24	Binary	2012
Aydın-Hıdırbeyli	Maren Enerji-Deniz	24	Binary	2012
Aydın-Salavatlı (Dora-3)	Menderes Jeotermal	17	Binary	2012
Aydın Gümüşköy	BM	6.6	Binary	2013
Aydın Pamukören	Çelikler	45	Binary	2013
Denizli Kızıldere II	Zorlu Enerji	75	Flash/Binary	2013

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

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

Ayrıca toplam yaklaşık 600 MWe Kurulu gücünde 13 jeotermal santral fizibilite ve/veya proje aşamasındadır. Halen devam eden projelere göre mevcut ve beklenen jeotermal kurulu güç kapasiteleri (Şekil 6.3). 30'un üzerinde firma, jeotermal projeleri için etüt arama ve sondaj çalışmalarına devam etmektedir. Detayları Tablo 8.4.'te verilmektedir.



Şekil 6.3. Jeotermal Elektrik Santral Kurulu Güç(Mevcut ve devam eden projelere göre hazırlanmıştır) *Aralık 2013*

Tablo 6.4. Türkiye’de Fizibilite veya Proje Aşamasında Olan Jeotermal Elektrik Santralleri

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

6.4. Jeotermal Aramalarda Elektrik Ve Elektromanyetik Yöntemler

*Prof. Dr. Ahmet Tuğrul Başokur**

6.4.1. Giriş

Jeotermal akışkan dolaşımı nedeni ile geçirgenlik ve gözenekliliğin artması elektriksel özdirenç değerlerini etkilemektedir. Elektrik ve elektromanyetik yöntemlerde, yeraltındaki dağılımı hesaplanmaya çalışılan fiziksel özellik maddenin özdirenci olduğundan, bu yöntemler jeotermal aramalarda hem doğrudan rezervuar yerinin saptanması, hem de yapısal jeolojinin çıkarılmasında kullanılabilirdiğinden, bir bütün olarak jeotermal sistemin özelliklerinin anlaşılmasında oldukça etkilidir. Bu nedenle, iletkenlik değişiminden yararlanan, doğal gerilim, elektriksel özdirenç tomografisi (ERT), VLF, etkisel uçlaşma (IP), yapay veya doğal kaynaklı AMT ve manyetotellürik yöntemleri jeotermal aramalarda kullanım alanı bulmaktadır.

Yöntem seçimi, araştırma derinliği ve proje amacı ile bütçesine bağlıdır. Sığ derinlikler için yukarıda anılan yöntemlerden biri veya birkaçı istenilen ayrımlılığa göre tercih edilebilir. Ancak, görece derin hedefler (örneğin 300 metreden daha derin) için manyetotellürik yöntem (kullanılmasını kısıtlayan özel bir durum yok ise) tek seçenek haline gelmektedir. Diğer elektrik ve elektromanyetik yöntemler ile karşılaştırıldığında, manyetotellürik yöntemin arazi uygulaması daha kolaydır. Ayrıca, kullanılan frekans aralığına bağlı olan araştırma derinliğinin inceleme amaçlarına göre denetlenebilmesi olanaklıdır. Bu nedenle, jeotermal çalışmalarda birincil arama yöntemidir. Ancak, veri-işlem aşaması diğer jeofizik yöntemlere göre daha zaman alıcıdır, deneyim ve uzmanlık gerektirir.

Elektrik ve elektromanyetik verilerinden yer altı özdirenç dağılımına ait bir model elde edilebilmektedir. Bu fiziksel modelin jeotermal aramalar açısından anlamlandırılması ve hesaplanan yeraltı özdirenç modeli ile jeotermal sistemin ve jeolojik yapıların ilişkilendirilmesi ile sondaj çalışmaları için gerekli ön hazırlık tamamlanır.

6.4.2. Sığ Amaçlı Jeofizik Yöntemler

Doğal gerilim yöntemi, hidrotermal çevrim nedeni ile yer içerisinde oluşan elektriksel gerilim farklarından yararlanır. Uzun süreli hidrotermal etkinliğin değişimi hakkında doğal gerilim ölçümlerinden yararlanılabilir. Ölçüm aygıtları görece yalın olup, yer yüzeyindeki iki nokta arasındaki gerilim farkı polarize olmayan elektrotlar yardımı ile ölçülür.

Çok düşük frekanslı elektromanyetik (VLF) yöntemi, güçlü radyo vericilerinden yararlanır. Bu vericiler, yayılma doğrultusuna dik yöndeki yatay manyetik alan ve düşey elektrik alan bileşenlerinden oluşan bir birincil elektromanyetik alan yayarlar (Tabbagh ve diğ., 1991). Bu alana yanıt olarak verilen yer içindeki indüksiyon, yatay elektrik ve manyetik alandan hesaplanan görünür özdirenç ile betimlenir.

*A.Ü. Jeofizik Mühendisliği, basokur@ankara.edu.tr

Ayrıca, elektrik ve manyetik alanların arasındaki faz farkı da ölçülür. VLF yöntemi elektriksel iletkenliğe duyarlı olduğundan, su ve/veya kil ile doldurulmuş fay ve çatlak zonlarının saptanmasında etkilidir.

Yapay kaynaklı manyetotellürik yöntemde (Controlled Source Audio-Magnetotellurics; CSAMT), yapay kaynak olarak yere topraklanan bir akım vericisi kullanılır. Yapay kaynak kullanımı daha güçlü sinyallerin yaratılmasını, daha etkin veri-işlem yapılmasını ve hızlı ölçü alınmasını sağlarsa da, araştırma derinliğini kısıtlar. Verici dipol, en yakın ölçü hattından 2-7 km uzağa yerleştirilir. Verici, iki ucundan yere gömülen uzun bir dipol yardımı ile çeşitli frekanslarda yere akım verir ve güç kaynağı olarak bir jeneratör kullanılır. Vericinin çıkış gerilimi 800-1000 volt ve çıkış gücü 10-30 kW dır. Verici dipolün boyu 2-4 veya daha fazla olabilir. Alıcı dipol boyu, araştırmanın amacına uygun olarak 10-200 m arasında olabilir. Frekansların sayısı ve frekans aralığı, yapımçı firmaya bağlı olarak küçük farklılıklar gösterebilir.

Verici dipole paralel yatay elektrik alan, polarize olmayan elektrotlar kullanılarak eşit aralıklı noktalarda ölçülür. Elektrik alana dik yöndeki yatay manyetik alan, manyetik bobinler yardımı ile ölçülür. Veriye fiziksel anlam kazandırmak için ölçülen nicelikler görünür özdirenç değerlerine çevrilir. Cagniard(1953) tarafından geliştirilen görünür özdirenç tanımı manyetotellürik verinin sunumu için geleneksel olarak kullanılmaktadır. CSAMT verisi yapma-kesit ve harita şeklinde sunulur. Yöntem yanal değişimlere oldukça duyarlıdır ve iletken bölgeler kolaylıkla haritalanabilir.

Yukarıda söz edilen yöntemlere göre daha fazla araştırma derinliği, esnek araştırma tasarımı, iyi yanal çözüm ve hızlı ölçüm alımı diğer elektromanyetik yöntemlere göre CSAMT yönteminin üstün yanlarıdır. Diğer yandan, yöntemin en önemli sorunu yapay kaynak kullanımı nedeni ile düzlem dalga varsayımının belirli bir frekans değerinden sonra sağlanamamasıdır. Yüksek özdirençli bir temel üzerinde bulunan iletken katman veya hedeflerin belirtileri, düzlem dalga koşulunun sağlanmadığı frekansların başlama bölgelerine karşılık geldiğinde, Cagniard(1953) görünür özdirenç eğrileri artan kanat başlamadan önce “undershoot” olarak adlandırılan bir çentik oluştururlar. Bu çentik görünür özdirenç yapma kesitlerinde iletken belirti bölgeleri olarak görüntülenir ve jeotermal aramalar açısından yanlış yorumlamalara neden olabilir. Bu etkinin nedeni hakkında ayrıntı açıklama ve bu etkiyi göstermeyen görünür özdirenç tanımları sırası ile Başokur ve diğ.(1997a) ve Başokur(1994) tarafından verilmiştir.

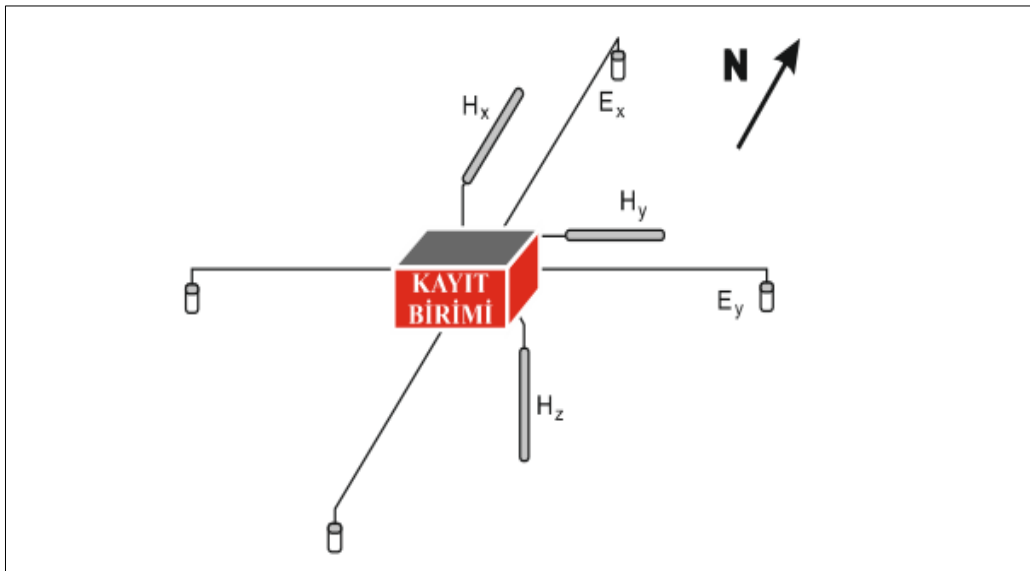
6.4.3. Manyetotellürik Alan Ve Yöntem

Yerküresinin doğal elektromanyetik alanı, manyetotellürik (MT) alan olarak adlandırılır. MT alanın kaynağı değişik olaylara bağlı olarak atmosferde, iyonosferde veya manyetosferde bulunur. 1 hertz'in altındaki elektromanyetik dalgalar güneşten gelen yükler ile manyetosfer sınırındaki girişimlerden oluşur. Frekansı 1 Hz değerinden daha büyük olan elektromanyetik alanlar yere ulaşmadan iyonosfer içinde soğurulduğundan, bu sinyallerin kaynağı atmosferde oluşan yıldırım ve şimşeklerdir. MT alanının genliğindeki en zayıf değişim ise 1 Hz civarındadır. Serbest uzayda 'yerdeğiştirme akımı' ile yayılan elektromanyetik dalga çok az soğurularak çok büyük uzaklıklara erişebilirken, yer içine doğru ilerleyen bir elektromanyetik dalga iletken içerisine girdiğinde 'iletkenlik akımı' baskın duruma gelir. Bu ise dalganın

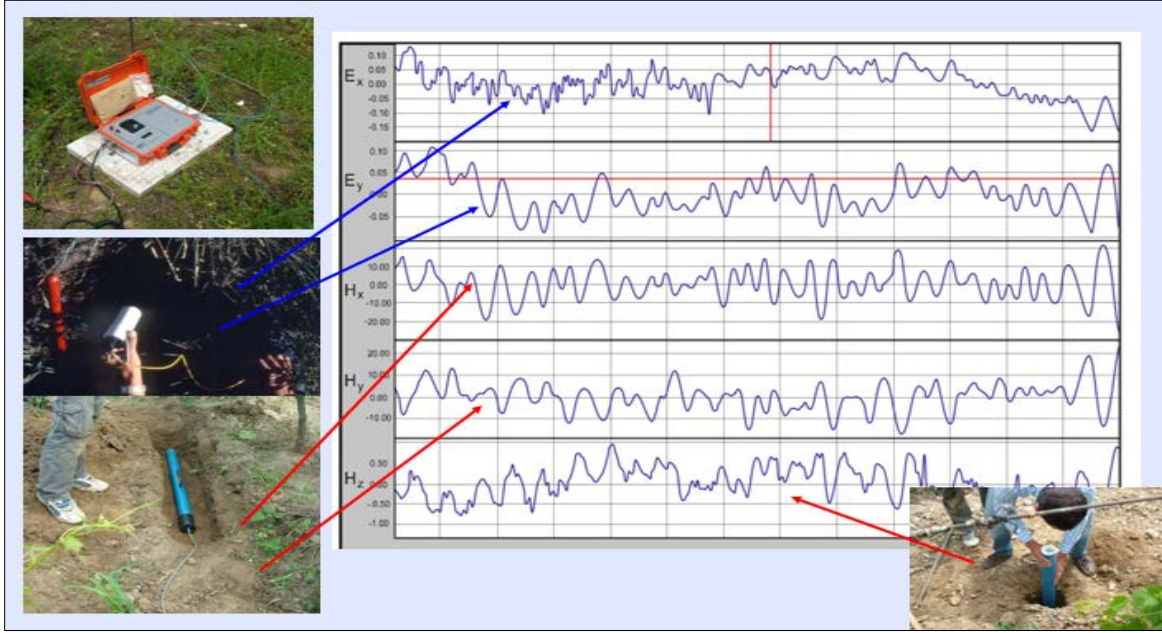
soğurulması, yani uzaklık ile dalga genliğinin azalmasına neden olur. Soğurulma dalganın frekansına ve ortamın özdirencine bağlı olduğundan, MT alanının incelenmesi ile yeraltı özdirenç dağılımı elde edilebilir. 'Duyulabilir manyetotellürik' (audio-magnetotellurics, AMT), manyetotellurik (MT) ve jeomanyetik derinlik sondajı (geomagnetic depth sounding, GDS) adları ile sınıflandırılan yöntemlerin temel ilkeleri aynı olup, kullanılan frekans aralıkları farklıdır (Başokur, 2008).

6.4.3.1. MT Ölçü Düzeni ve Veri Sunumu

MT yönteminde doğal elektrik alanın iki bileşeni ve manyetik alanın üç bileşeni zamanın fonksiyonu olarak ölçülürler. Şekil 6.4'de MT ölçü düzeni görülmektedir. Elektrik alan iki ucunda elektrotlar bulunan bir kablo yardımı ile ve manyetik alan ise indüksiyon bobinleri ile ölçülür (Şekil 6.5). Zaman ortamında ölçülen elektrik ve manyetik alan verilerinin Fourier dönüşümleri alınarak frekans ortamına dönüştürülmeleri yorumlama açısından daha uygundur. Ölçülen gerilim farkı ile manyetik alan değerlerinden 2x2 boyutundaki direnç (impedance) dizeyi elde edilir. Görselleştirme amacı ile direnç değerleri görünür özdirenç ve faz değerlerine dönüştürülür (Başokur, 1994). Görünür özdirenç, ölçülen veriyi daha algılanabilir biçime dönüştüren bir düzgülendirme işlemidir (Şekil 6.6). Verilerin sunumu ise görünür özdirenç eğrileri, yapma-kesitleri (Şekil 6.7) ve haritaları ile gerçekleştirilir. Görünür özdirenç eğrileri, yapma-kesitleri ve seviye haritalarının gözden geçirilmesi ile veri kalitesi incelenebileceği gibi hedef kütlelerin yeri ve uzanımı hakkında da nitel bir yorum yapılabilir. Ancak, nitel yorum ile hedef kütlelerin derinlik, uzanım ve kalınlıkları hakkında sayısal bilgiler elde edilemez. Bu görselleştirme teknikleri sayısal modelleme yöntemlerinin uygulanmasından önce önsel-bilgi sağlarlar.

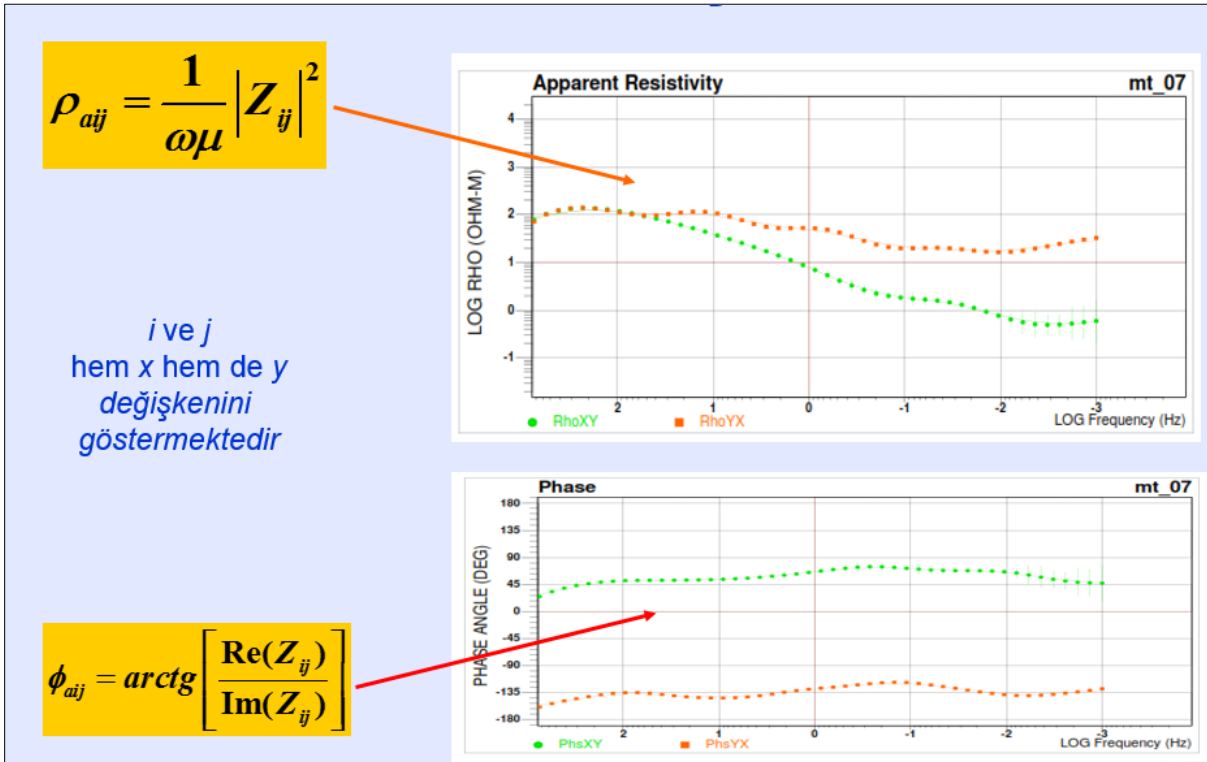


Şekil 6.4. Elektrik (E) Alanın İki Ve Manyetik (H) Alanın Üç Bileşeninin Coğrafi Yönleri Göre Ölçümü. (x kuzey-güney, y doğu-batı ve z düşey yönü göstermektedir.)

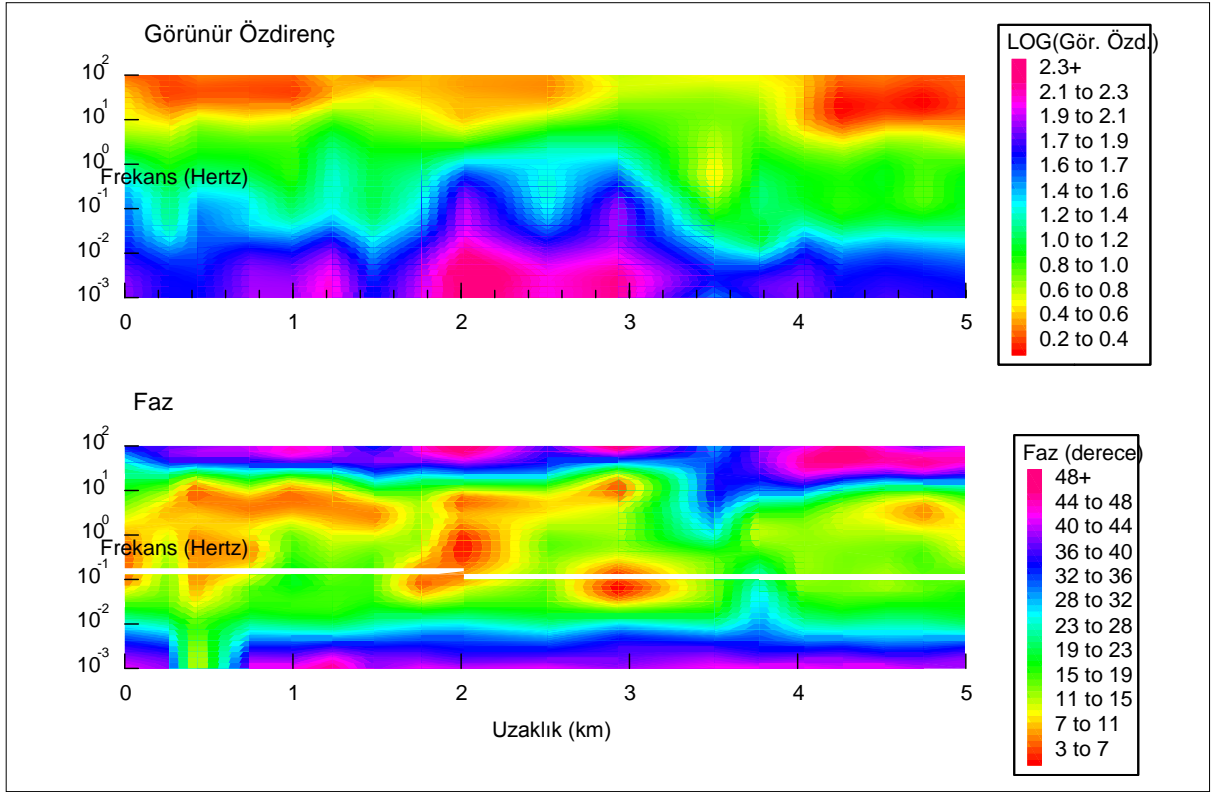


Şekil 6.5. Elektrik (E) ve Manyetik (H) Alanlarının Zamana Bağlı Kayıt Edilmesi. Elektrik Alanlar (üsteki iki grafik), Kurşun-Kurşun Klorür Elektrotlar, Yatay (üçüncü ve dördüncü grafikler) ve Düşey (alttaki grafik).

Manyetik alanlar ise bobinler yardımı ile ölçülür.



Şekil 6.6. Bir MT İstasyonunda Frekans Değişkenine Bağlı Olarak Görünür Özdirenç ve Fazın Değişimi.



Şekil 6.7. MT Verisinin Görünür Özdirenç Ve Faz Yapma-Kesitleri.

Yatay eksen uzaklık ve düşey eksen frekans olmak üzere eşdeğer görünür özdirenç ve faz değerleri görüntülenir. Küçülen frekans değerleri görece derinliğe karşılık gelmektedir(Şekil 6.7).

6.4.3.2. MT Veri-İşlem Aşamaları

MT yönteminin en önemli sorunlarından biri 'statik kayma' olarak adlandırılan ve görünür özdirenç eğrilerinin, ölçü istasyonu altında veya yakınında küçük ölçekli üç-boyutlu cisimlerin oluşturduğu galvanik etki nedeni ile düşey eksen boyunca aşağı veya yukarı kaymasıdır (Stenberg ve diğ., 1988; Meju, 1996). Frekanstan bağımsız olan statik kayma sabitini saptamak için kullanılan en etkili teknik, MT ölçü istasyonunda ayrıca geçici elektromanyetik yöntem ölçüsü almaktır. Geçici elektromanyetik (TEM) eğrisinin bir boyutlu(1B) değerlendirilmesi ile elde edilen model kullanılarak, 1B kuramsal MT eğrisi hesaplanabilir. Bu MT eğrisinde statik kayma etkisi bulunmadığından, ölçülen MT görünür özdirenç eğrileri, kuramsal MT eğrisine çakışacak şekilde kaydırılır.

Veri-ışlem aşamasında yapılması gereken işlemler, MT verisinin yorumunda kullanılacak modele bağlıdır. 2B yorum uygulamalarında, direniti düzeyinin köşegen olmayan bireyleri, jeolojik doğrultu ve bu doğrultuya dik yöne karşılık gelecek şekilde döndürülür. Döndürme açısını saptamak için çeşitli yöntemler önerilmiştir. Groom-Bailey ayrışımı en yaygın kullanılan yöntemdir (Groom and Bailey, 1989). Döndürme işlemini, transverse electric (TE) (elektrik alan jeolojik doğrultuya paralel) ve ona dik transverse magnetic (TM) modlarının ayırt edilmesi izler. Böylece, direniti, görünür özdirenç, faz ve diğer MT nicelikleri TE ve TM modlarına ait olmak üzere ikiye ayrılır.

hesaplanır. Veri yuvarlatılması isteğe bağlı olarak uygulanan bir veri-işlem aşamasıdır. Verinin yuvarlatılmaması halinde ters-çözüm aşamasında veri değerlerine mutlaka ağırlık katsayısı atanmalıdır.

6.4.3.3. MT Verilerinin Ters-Çözümü

MT yönteminin amacı, yer altı özdirenç dağılımını hesaplamak olduğundan, ölçülen görünür özdirenç yapma-kesitlerinin, gerçek özdirenç kesitlerine dönüştürülmeleri gerekmektedir. Bu işlem belirli modeller kullanılarak, dolaylı bir şekilde yapılır. Dönüştürme işleminin temel ilkesi, ölçülen veriye belirli ölçütler çerçevesinde çakışan kuramsal veri üreten modelin aranmasıdır. Elektrik yöntemlerde üç tür model kullanılmaktadır. 1B modelin jeolojik koşulları sağlamaması nedeni ile çoğunlukla 2B veya 3B modelleme ve ters-çözüm tercih edilmektedir. İki-boyutlu ters-çözüm için birden fazla MT istasyonu bir hat oluşturmalı, üç-boyutlu ters-çözüm içinse birden fazla hat bulunmalıdır. 3B modellemenin çok hızlı bilgisayar kullanımı gerektirmesi nedeni ile 2B ters-çözüm daha yaygın kullanım alanı bulmaktadır. Birden fazla hat var ise iki-boyutlu çözümlerin birlikte kullanılması ile sonuç modelinin 3B görüntüleri elde edilebilir. Bu yol ile elde edilen görüntüler, 'yapma-3B model' olarak adlandırılmalıdır.

Ters-çözüm işleminde fiziksel modelin hesaplanması dolaylı bir yol ile gerçekleştirilir. Türev-tabanlı ters-çözüm yöntemlerinin birinci adımında, model parametreleri için bir ön-kestirim yorumcu tarafından sağlanır ve ön-kestirime karşılık gelen kuramsal veri hesaplanarak, ölçülen veri ile karşılaştırılır. Daha sonra, ölçülen ve kuramsal verinin çakışma derecesini arttırmak amacı ile parametreler yenilenir. Bu işlem, iki veri kümesi arasında yeterli bir çakışma elde edilinceye kadar yinelenir. Ölçülen veri ile çakışan kuramsal veri üreten birden fazla model bulunabileceğinden, çözüm tekil değildir. Model yanıtı ile ölçülen veri arasındaki farkları en aza indirmek için yapılan yineleme işleminin sayısı, ön-kestirim değerlerinin gerçeğe yakınlığı ve verinin gürültü içeriği ile ilişkilidir. Gürültü bazı durumlarda yineleme işleminin yakınsamasını engelleyebilir. Örnek olarak, Şekil 6.6' da görüntülenen MT verisinin ters-çözümü ile elde edilen yer altı özdirenç dağılımı ve yorumu Şekil 6.7'de görüntülenmiştir.

6.4.4. MT Yönteminin Jeotermal Aramalarda Kullanımı

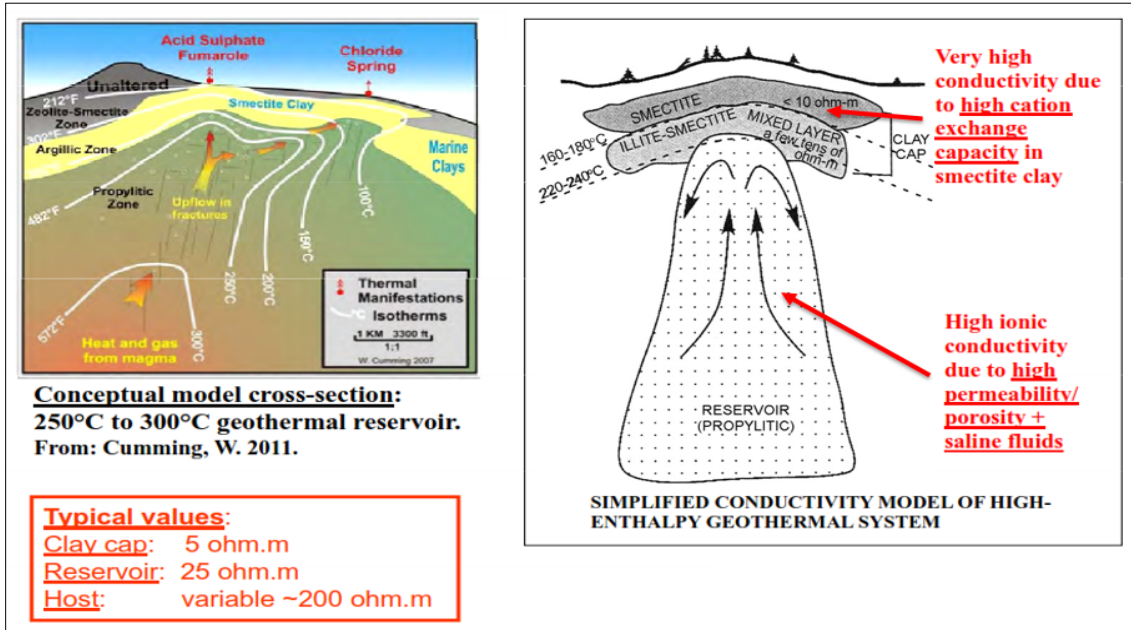
Jeofizik yöntemlerin amacı belirli bir fiziksel parametrenin yeraltındaki dağılımını saptamaktır. Bu işlem doğrudan fiziksel parametrenin ölçülmesi ile gerçekleştirilmez. Bunun yerine, bu fiziksel parametrenin yeraltındaki dağılımı nedeni ile oluşan alan değişimi yeryüzünde ölçülür. Bu alan değerleri kullanılarak, ters-çözüm yöntemleri ile fiziksel parametrenin yeraltındaki dağılımı kestirmeye çalışılır. Ancak, arama çalışmalarının başarıya ulaşabilmesi için, ölçülen verilerde fiziksel parametrelerin uzaysal dağılımı hakkında bilgi olması ve bu bilginin ters-çözüm yöntemleri ile elde edilebilmesi gerekir. Jeotermal akışkanlar çevrelerinde sıcaklık, elektriksel iletkenlik, yoğunluk ve çeşitli mineralleşmeler açısından değişiklik yaratırlar. Bunlardan, elektriksel iletkenlik (özdirenç) değişimi yüzeyden yapılacak ölçümler ile görece kolay belirlenebilmekte ve potansiyel jeotermal rezervuarların aranmasına yardımcı olmaktadır. Bu nedenle, elektrik ve elektromanyetik yöntemler jeotermal aramalarda en çok başvurulan jeofizik yöntemlerden biridir.

Jeotermal sahalar, ısı kaynağı, ısıyı taşıyan akışkanlar, tektonik yapı ve örtü kayaç ile birlikte bir sistem olarak ele alınmalı ve tüm sistem, yapısal elemanları ile birlikte

incelenmelidir. MT yöntemi, jeolojik trendlerin, ayrışma kuşaklarının ve fay sistemlerinin incelenmesinde oldukça başarılı bir yöntemdir. Bunların yanında, frekans bandının uygun olduğu durumlarda, MT yöntemi ile kıtasal kabuk derinliği ve kabuk içerisindeki olası iletkenlik belirtilerinin saptanması olanaklıdır.

Volkanik bölgelerde gözlenen düşük özdirençli zonlar çeşitli şekillerde açıklanabilir. Sığ mağma odası, suya doygun katmanlar, hidrotermal zonlar ve hidrotermal alterasyona uğramış kayaçların varlığı düşük özdirenç değerleri ile ilişkilendirilebilir. Bu etkilerin bileşimi de düşük özdirenç değerlerinin nedeni olabilir. Volkanik alanlarda rezervuarın hemen üstündeki kil alterasyon örtüsünün çok düşük özdirençler değerleri gösterdiği bilinmektedir. Bu nedenler ile jeotermal aramalarda kil örtüsü ve/veya rezervuar ile ilişkilendirilebilen düşük özdirençli zonlar hedeflenir. Özellikle, kil şapkasının en üstünde bulunan simektit 10 ohm-m özdirenç değerinden daha düşük değerler ile temsil edilmektedir. Bazı sahalarda 1-3 ohm-m gibi çok düşük özdirenç değerleri gözlenmiştir. İllit-simektit tümleşik zonu ise birkaç on ohm-m özdirenç değerleri göstermektedir. Şekil 6.8'de kavramsal jeotermal modeller ile özdirenç değişiminin ilişkilendirilmesi görülmektedir. Yüksek ısı nedeni ile oluşan kil şapkalarının özdirenç değerleri küçük olduğundan elektromanyetik yöntemler ile saptanmaları görece kolaydır. Rezervuarlar ise ortalama 25 ohm-m özdirenç değerleri gösterebilmektedirler. Düşük özdirençli belirtiler MT yönteminin hedefini oluşturmakla birlikte, hidrotermal sistemin fosil veya güncel olup, olmadığı hakkında MT yöntemi ile bilgi elde etmek oldukça güçtür.

Graben sistemlerindeki düşük özdirençli zonlar, jeotermal etkinlik nedeni ile altere olmuş killerden ziyade ince taneli tortul istifinin bir özelliği olabilir ve grabenin görece derin kesimlerine işaret edebilir. Bu tür sahalarda, faylar ve özellikle birbirini dike yakın doğrultularda kesen fayların kesiştiği bölgeler jeotermal arama açısından hedef bölgeler olarak düşünülebilir.



Şekil 6.8. Jeotermal Kavramsal Modeller Ve Özdirenç Değerleri(Oskooi ve diğ., 2005).

6.4.5. Sonuçlar

Elektriksel iletkenlik (özdirenç) değişimi yüzeyden yapılacak ölçümler ile görece kolay saptanabilir bir özellik olduğundan, doğru akım (DC), doğal gerilim (SP) ve indüksiyon polarizasyon (IP) yöntemlerini de kapsamak üzere elektrik ve elektromanyetik yöntemler jeotermal aramalarda en çok başvurulan jeofizik araçlardır. DC ve IP yöntemleri ancak sığ çalışmalar için (0-200 m) ayrımlılık ve uygulama kolaylığı açısından AMT yönteminden bazı durumlarda daha yararlı olabilir. DC ve IP yöntemlerinde araştırma derinliğini arttırmak için çok uzun kabloların kullanılma zorunluluğu derin araştırmalar için bu yöntemleri kullanışlı olmaktan çıkarır. Düşey elektrik sondajı (VES) gibi uygulamalar, MT uygulamaları ile karşılaştırıldığında yavaş ve daha maliyetlidir. Topografyanın hızlı değişim gösterdiği bölgelerde de MT yöntem uygulamaları daha sorunsuzdur. Burada verilen örneklerin dışında jeotermal üretim sahalarında sürekli MT gözlemleri ile rezervuarın denetlenmesi gibi MT uygulamaları da bulunmaktadır.

Kaynaklar

- Başokur, A.T., 1994, *Definitions of apparent resistivity for the presentation of magnetotelluric sounding data*, *Geophysical Prospecting* 42, 141-149.
- Başokur, A. T., Kaya, C. and Ulugergerli, E. U., 1997a, *Direct interpretation of magnetotelluric sounding data based on the frequency-normalized impedance*, *Geophysical Prospecting* 43, 17-34.
- Başokur A.T., Rasmussen, T.M., Kaya, C., Altun, Y., Aktas, K., 1997b, *Comparison of induced polarization and controlled source audio-magnetotellurics methods for the massive chalcopyrite exploration in volcanic area*, *Geophysics* 62, 1087-1096.
- Başokur, A. T., 2008, *Manyetotellürik Yöntemde Temel Kavramlar*. (<http://www.lemnis.com.tr>). 87 sayfa.
- Cagniard L., 1953, *Basic theory of magnetotelluric of geophysical prospecting*, *Geophysics* 18, 605-635.
- Groom, R. W. and Bailey, R. C., 1989, *Decomposition of the magnetotelluric impedance tensor in the presence of local three-dimensional galvanic distortion*, *Journal of Geophysical Research* 94, 1913-1925.
- Meju, M.A., 1996, *Joint inversion of TEM and distorted MT sounding: Some effective practical considerations*. *Geophysics* 61 56-65.
- Oskooi, B., Pedersen, L.B., Smirnov, M., Árnason, K., Eysteinnsson, H., Manzella, A., 2005, *The deep geothermal structure of the Mid-Atlantic Ridge deduced from MT data in SW Iceland*. *Phys. Earth Planet. Inter.* 150, 183–195.
- Sternberg, B. K., Washburne J.C. and Pellerin, P., 1988, *Correction for the static shift in magnetotelluric using transient electromagnetic soundings*, *Geophysics*, 53, 1459-1468.



7. ELEKTRİK

7. ELEKTRİK

Bu bölüm Muzaffer Başaran tarafından DEK-TMK için hazırlanan 2013 Enerji Raporundan alınmıştır.*

7.1- Elektrik Sektörünün Dünya'daki Genel Görünümü

2010 yılında dünya elektrik üretimi 21.431 TWh olarak gerçekleşmiş, bu üretimin %40,6'sı kömürden, %22,2'si doğalgazdan, %16,0'sı hidro'dan, %12,9'u nükleerden, %4,6 petrol ürünlerinden ve %3,7'si diğer kaynaklardan sağlanmıştır.

1971-2010 arasındaki dönemde dünyada üretilen elektrik enerjisi yaklaşık 4 misli artarak 5.245,03 TWh'den 21.431,47 TWh'a yükselmiştir.

Uluslararası Enerji Ajansının hazırladığı IEA/2010 referanslı bir senaryoya göre net elektrik üretiminin rakamsal değeri 2010 yılında 21,43 trilyon kWh'ken, 2020 yılında ise 25,0 trilyon kWh, 2030'da 35,2 trilyon kWh olması beklenmektedir.

7.1.1. Elektrik üretiminde kullanılan yakıtların gelişmesi

Kömür

2010'da kömürden elektrik üretimi, dünya toplam net elektrik üretiminin %41'i iken 2035 yılında %43'ü olacağı tahmin edilmektedir. Net elektrik üretim değeri ise 8,7 trilyon kWh'den 15,0 trilyon kWh'e yükselecektir. Bu yükselişte kömür kullanımının petrol ve doğalgaza göre daha ekonomik oluşu etkin rol oynayacaktır.

Doğalgaz

2010-2035 periyodunda doğalgazdan elektrik üretimi yıllık %2,1 artış ile 2010'da 4,8 trilyon kWh'den 2035'te 6,8 trilyon kWh'e yükselecektir. Bu artışta doğalgaz yakıtlı kombine çevrim teknolojilerinin sunduğu yüksek verim ve kaya gazının doğal gaz fiyatını düşürmesi önemli rol oynamaktadır.

Sıvı yakıtlar

Elektrik üretimi için petrol kullanımında herhangi bir artış beklenmemektedir. Sıvı yakıtlardan elektrik üretimi her yıl azalarak 2010'do 0,99 trilyon kWh'den 2035'te 0,8 trilyon kWh'e düşecektir.

Nükleer

Nükleer enerjiden elektrik üretimi 2010'da 2,8 trilyon kWh iken 2035 yılında 4,6 trilyon kWh'a yükselmesi beklenmektedir. Bu artışta, nükleer enerjinin arz güvenliği ve salınan emisyon azlığı etkili olacaktır. *Hidroelektrik, Rüzgar, Jeotermal ve Diğer Enerji Kaynakları.*

Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payları 2010 yılında %20'den, 2035 yılında %23'e yükseleceği tahmin edilmektedir.

7.2. Türkiye Elektrik Sisteminin Gelişmesi

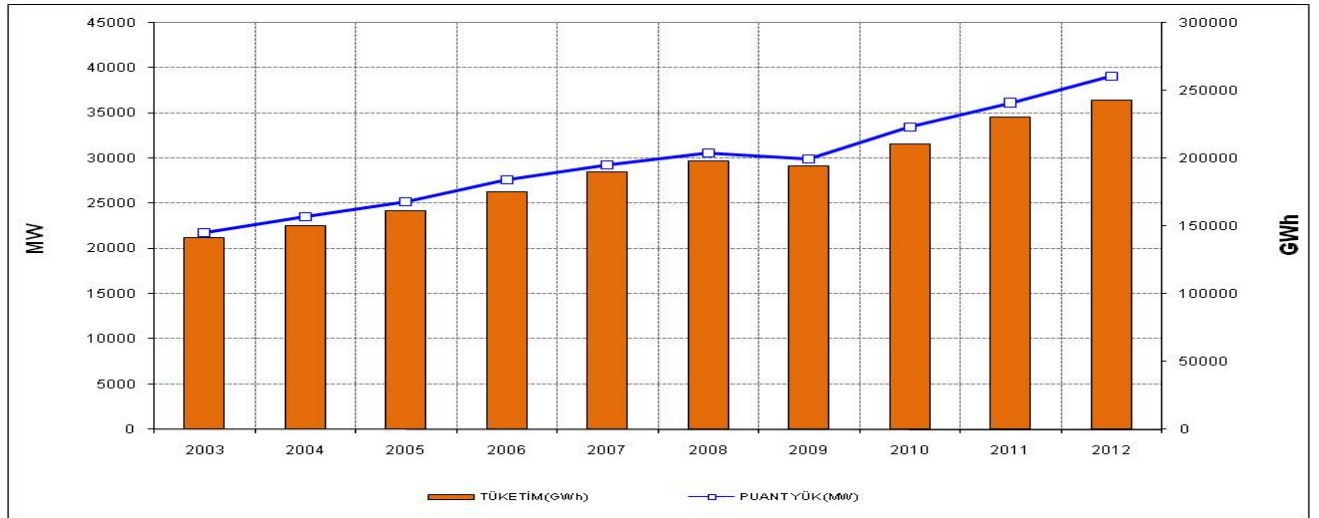
7.2.1. Talep Gelişimi

*Makina Y.Mühendisi, muzafferbasaran@teyo.com.tr

Türkiye elektrik enerjisi brüt tüketimi (Türkiye brüt üretimi + dış alım–dış satım) 2011 yılında %9 artış ile 229,3 Milyar kWh, 2012 yılında %5,2 artış ile 242,4 Milyar kWh 2013 yılında ise %1,0 artış ile 245,3 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir.

Tablo 7.1. Talep Gelişimi

	PUANT GÜÇ TALEBİ (MW)	ARTIŞ (%)	ENERJİ TALEBİ (GWh)	ARTIŞ (%)
1998	17799	5,2	114023	8,1
1999	18938	6,4	118485	3,9
2000	19390	2,4	128276	8,3
2001	19612	1,1	126871	-1,1
2002	21006	7,1	132553	4,5
2003	21729	3,4	141151	6,5
2004	23485	8,1	150018	6,3
2005	25174	7,2	160794	7,2
2006	27594	9,6	174637	8,6
2007	29249	6,0	190000	8,8
2008	30517	4,3	198085	4,3
2009	29870	-2,1	194079	-2,0
2010	33392	11,8	210434	8,4
2011	36122	8,2	229319	9,0
2012	39045	8,1	242370	5,2
2013	38274	-2,0	245315	1,0



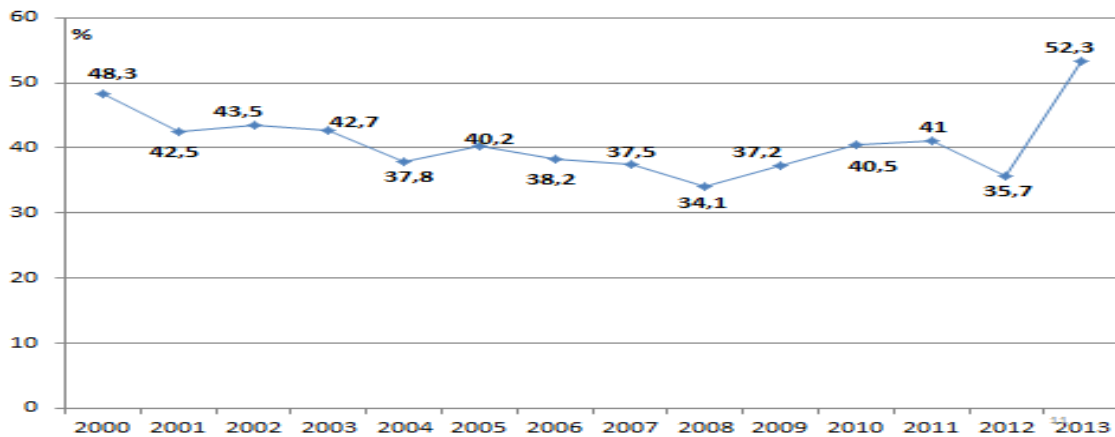
Şekil 7.1. Talep Gelişimi (Kaynak: TEİAŞ)

2011 yılında ise puant talep bir önceki yıla göre %8,2'lik bir artışla 36.122 MW olarak yaz aylarında gerçekleşmiştir. 2012 yılında puant talep %8,1'lik artışla 39.045

olmuşken 2013'de %2'lik bir düşüşle 38.274 MW olmuştur. Elektrik sisteminde anlık en düşük tüketim olan minimum yük değerlerinin gelişimi puant talep gelişiminden daha farklı seyretmektedir. Minimum Anlık Yük 2011 yılında 14.822 MW iken 2012 yılında 13.922 MW ve 2013'de de 20.014 olarak Ekim ayında gerçekleşmiştir. Genellikle, Türkiye'de yıllık puant kış döneminde görülmekte iken son yıllarda yaz dönemlerinde de anlık tüketim değerleri belirgin bir şekilde artmaya başlamıştır. 2008 – 2013 yıllarında yıllık puant Temmuz – Ağustos aylarında gerçekleşmiştir. Puant talep yıllara göre sürekli bir artış gösterirken minimum yükteki yıllık değişim oldukça düzensizdir. Elektrik sisteminde puant talep ile minimum yük seviyesinin ilişkisi elektrik enerjisinin tüketiminde verimlilik açısından önemli bir göstergedir. Minimum Yük değerinin Puant Talebe oranı toplam elektrik tüketiminde yük faktörünün de bir göstergesi olup bu oranın yüksek olması elektrik enerjisinin daha verimli kullanıldığı anlamına gelmektedir.

Tablo 7.2. Yıllık Minimum Yükün Puant Yüke Oranı

	PUANT YÜK (MW)	ARTIŞ (%)	MINİMUM YÜK (MW)	ARTIŞ (%)	MINİMUM YÜKÜN PUANT YÜKE ORANI (%)
2000	19390	-	9369	-	48,3
2001	19612	1,1	8336	-11	42,5
2002	21006	7,1	9127	9,5	43,5
2003	21729	3,4	9270	1,6	42,7
2004	23485	8,1	8888	-4,1	37,8
2005	25174	7,2	10120	13,9	40,2
2006	27594	9,6	10545	4,2	38,2
2007	29249	6,0	10965	4,0	37,5
2008	30517	4,3	10409	-5,1	34,1
2009	29870	-2,1	11123	6,9	37,2
2010	33392	11,8	13513	21,5	40,5
2011	36122	8,2	14822	9,7	41,0
2012	39045	8,1	13933	6,4	35,7
2013	38274	-2,0	20014	43,6	52,3



Şekil 7.2. Yıllık Minimum Yükün Puant Yüke Oranı

Kaynak: TEİAŞ

Tablo ve Grafik'ten de açıkça görüleceği üzere son yıla kadar minimum yükün puant yüke oranı zaman içinde belirgin bir şekilde düşmüş, ülkemizde elektrik enerjisinin

verimli olarak kullanılmadığı görülmüştür. Ancak, 2013 yılında bu oranın %50'lerin üzerinde gerçekleşmiş olması olumlu yönde bir gelişmedir.

7.2.2. Elektrik Sistemi Üretim-Tüketim İncelemesi

7.2.2.1 Elektrik Üretim Tesislerinin Kuruluşlara Göre Gelişimi

Türkiye elektrik enerjisi üretiminde kamu kurumlarının yanı sıra özel sektör kuruluşları da yer almıştır. Her ne kadar Türkiye'de özelleştirme kavramı 1984 yılında 3096 sayılı yasanın yürürlüğe girmesi ile güncel hale geldiyse de bu tarihin daha öncesinde elektrik üretiminde ÇEAŞ ve KEPEZ gibi imtiyazlı özel şirketler yer almıştır. 1984 yılından 2011 yılı sonuna kadar kurulu güç ve elektrik üretim miktarlarının yıllara göre gelişimi aşağıdaki tablolarda ayrı ayrı gösterilmektedir.

Tablo 7.3. Türkiye Kurulu Gücünün Kamu ve Özel Sektör Olarak Gelişimi

	KURULU GÜÇ (MW)										
	KAMU SANTRALLARI				ÖZEL SEKTÖR SANTRALLARI				TÜRKİYE TOPLAMI		
	TERMİ K	HİDROLİ K	TOPLA M	PAY (%)	TERMİ K	HİDROLİ K	TOPLA M	PAY (%)	TERMİ K	HİDROLİ K	TOPLA M
1984	3545,4	3644,2	7189,6	85,0 %	1041,4	230,6	1272,0	15,0 %	4586,8	3874,8	8461,6
1985	4150,4	3644,2	7794,6	85,5 %	1096,4	230,6	1327,0	14,5 %	5246,8	3874,8	9121,6
1986	5144,3	3644,2	8788,5	86,9 %	1093,4	233,3	1326,7	13,1 %	6237,7	3877,5	10115,2
1987	6293,4	4720,1	11013,5	88,1 %	1198,4	283,2	1481,6	11,9 %	7491,8	5003,3	12495,1
1988	7048,9	5935,1	12984,0	89,4 %	1253,4	283,2	1536,6	10,6 %	8302,3	6218,3	14520,6
1989	7941,5	6298,1	14239,6	90,1 %	1269,4	299,2	1568,6	9,9 %	9210,9	6597,3	15808,2
1990	8264,2	6465,1	14729,3	90,3 %	1289,1	299,2	1588,3	9,7 %	9553,3	6764,3	16317,6
1991	8795,6	6521,5	15317,1	89,0 %	1299,7	592,3	1892,0	11,0 %	10095,3	7113,8	17209,1
1992	9020,6	7779,2	16799,8	89,8 %	1316,8	599,5	1916,3	10,2 %	10337,4	8378,7	18716,1
1993	9230,6	9049,0	18279,6	89,9 %	1425,3	632,7	2058,0	10,1 %	10655,9	9681,7	20337,6
1994	9440,6	9208,3	18648,9	89,4 %	1554,6	656,3	2210,9	10,6 %	10995,2	9864,6	20859,8
1995	9650,6	9207,6	18858,2	90,0 %	1440,9	655,2	2096,1	10,0 %	11091,5	9862,8	20954,3
1996	9665,6	9239,5	18905,1	89,0 %	1649,0	695,3	2344,3	11,0 %	11314,6	9934,8	21249,4
1997	9665,6	9403,9	19069,5	87,1 %	2123,7	698,7	2822,4	12,9 %	11789,3	10102,6	21891,9
1998	10064,6	9497,9	19562,5	83,8 %	2974,2	817,3	3791,5	16,2 %	13038,8	10315,2	23354,0
1999	11417,6	9701,7	21119,3	80,9 %	4155,8	844,2	5000,0	19,1 %	15573,4	10545,9	26119,3
2000	11274,6	9977,3	21251,9	77,9 %	4795,4	1216,8	6012,2	22,1 %	16070,0	11194,1	27264,1

0				%				%			
2001	10954,6	10108,7	21063,3	74,3 %	5686,0	1583,1	7269,1	25,7 %	16640,6	11691,8	28332,4
2002	10949,6	10108,7	21058,3	66,1 %	8636,4	2151,1	10787,5	33,9 %	19586,0	12259,8	31845,8
2003	10803,1	10990,2	21793,3	61,2 %	12186,3	1607,4	13793,7	38,8 %	22989,4	12597,6	35587,0
2004	10794,9	10994,7	21789,6	59,2 %	13364,8	1669,6	15034,4	40,8 %	24159,7	12664,3	36824,0
2005	11474,9	11109,7	22584,6	58,1 %	14442,4	1816,5	16258,9	41,9 %	25917,3	12926,2	38843,5
2006	12554,9	11161,0	23715,9	58,5 %	14880,3	1968,6	16848,9	41,5 %	27435,2	13129,6	40564,8
2007	12524,9	11350,3	23875,2	58,6 %	14710,5	2191,6	16902,1	41,4 %	27235,4	13541,9	40777,3
2008	12524,9	11455,9	23980,8	57,3 %	15070,1	2766,3	17836,4	42,7 %	27595,0	14222,2	41817,2
2009	12524,9	11677,9	24202,8	54,1 %	16814,2	3744,3	20558,5	45,9 %	29339,1	15422,2	44761,3
2010	12524,9	11677,9	24202,8	48,9 %	19753,6	5567,7	25321,3	51,1 %	32278,5	17245,6	49524,1
2011	12560,9	11589,5	24150,4	45,6 %	21370,2	7390,5	28760,7	54,4 %	33931,1	18980,0	52911,1
2012	12560,9	12213,8	24774,7	43,4 %	22466,2	9818,4	32284,5	56,6 %	35027,1	22032,1	57059,4
2013	11507,9	12273,7	23781,6	37,1 %	26939,7	13321,8	40261,5	62,9 %	38447,6	25595,5	64043,1

Not: Rüzgar ve Jeotermal Hidrolik içinde gösterilmiştir. Kaynak: TEİAŞ

Tablo 7.4. Türkiye Üretimini Kamu ve Özel Sektör Olarak Gelişimi

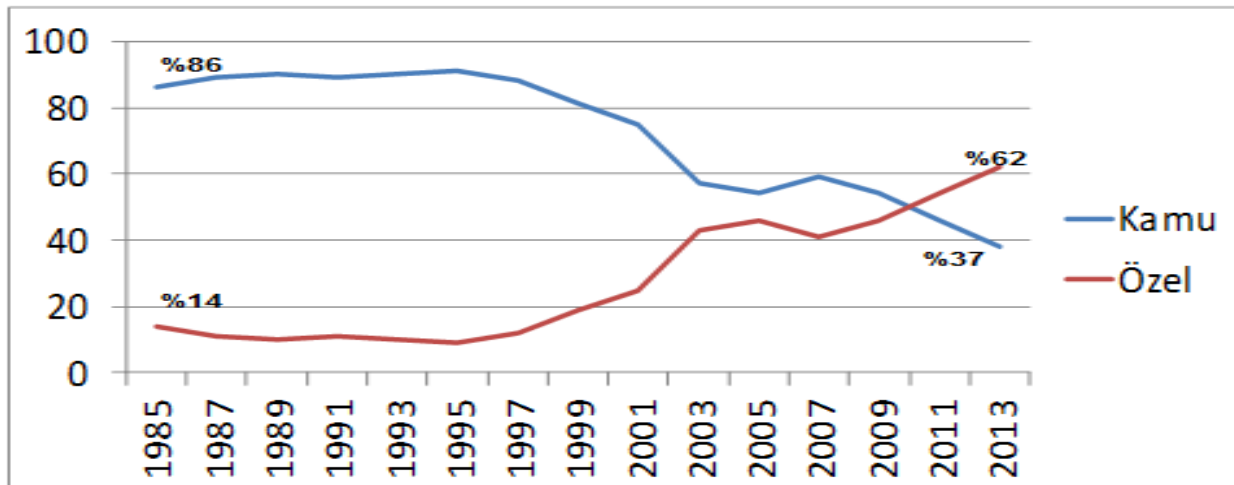
	ÜRETİM (GWh)										
	KAMU SANTRALLARI				ÖZEL SEKTÖR SANTRALLARI				TÜRKİYE TOPLAMI		
	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM	PAY (%)	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM	PAY (%)	TERMİK	HİDROLİK	TOPLAM
1984	14426	12260	26686	87,2%	2761	1167	3928	12,8%	17187,2	13426,3	30613,5
1985	19257	10992	30249	88,4%	2917	1053	3970	11,6%	22174,0	12044,9	34218,9
1986	24511	10959	35470	89,4%	3311	914	4225	10,6%	27822,2	11872,6	39694,8
1987	22122	17557	39679	89,5%	3613	1061	4674	10,5%	25735,1	18617,8	44352,9
1988	15563	27450	43014	89,5%	3536	1499	5035	10,5%	19099,2	28949,6	48048,8
1989	30408	17046	47454	91,2%	3696	893	4589	8,8%	34103,6	17939,6	52043,2
1990	30698	22156	52854	91,9%	3697	992	4689	8,1%	34395,4	23147,6	57543,0
1991	34068	21393	55461	92,1%	3495	1290	4786	7,9%	37563,0	22683,3	60246,3
1992	36936	24597	61533	91,4%	3838	1971	5809	8,6%	40774,2	26568,0	67342,2
1993	35372	31728	67100	90,9%	4485	2223	6708	9,1%	39856,6	33950,9	73807,5
1994	42998	28945	71943	91,9%	4738	1641	6379	8,1%	47735,8	30585,9	78321,7
1995	45090	33105	78195	90,7%	5617	2436	8053	9,3%	50706,5	35540,9	86247,4
1996	47975	37440	85415	90,0%	6412	3035	9447	10,0%	54386,5	40475,2	94861,7

1997	53578	37342	90919	88,0%	9902	2475	12377	12,0%	63479,7	39816,1	103295,8
1998	56473	39601	96075	86,5%	12315	2633	14948	13,5%	68787,9	42234,5	111022,4
1999	60575	31737	92313	79,3%	21167	2961	24127	20,7%	81741,9	34698,0	116439,9
2000	65462	27772	93234	74,6%	28547	3140	31688	25,4%	94009,7	30911,9	124921,6
2001	65954	20409	86362	70,4%	32699	3664	36362	29,6%	98652,4	24072,3	122724,7
2002	51028	26304	77332	59,8%	44640	7428	52067	40,2%	95667,7	33731,8	129399,5
2003	33070	30027	63097	44,9%	72120	5364	77484	55,1%	105189,6	35390,9	140580,5
2004	27349	40669	68017	45,1%	77208	5473	82681	54,9%	104556,9	46141,4	150698,3
2005	38416	35046	73462	45,4%	83921	4574	88494	54,6%	122336,7	39619,5	161956,2
2006	46037	38679	84716	48,1%	85892	5691	91584	51,9%	131929,1	44370,8	176299,8
2007	61345	30979	92324	48,2%	93961	5270	99231	51,8%	155306,0	36248,7	191554,7
2008	69297	28419	97717	49,2%	94842	5859	100701	50,8%	164139,2	34278,8	198418,0
2009	61115	28338	89454	45,9%	95808	9551	105359	54,1%	156923,4	37889,4	194812,8
2010	54155	41377	95533	45,2%	101673	14003	115675	54,8%	155827,6	55380,1	211207,7
2011	55462	36888	92351	40,3%	116176	20869	137045	59,7%	171638,1	57757,0	229395,1
2012	52264	38311	90575	37,8%	122608	26314	148922	62,2%	174871,8	64625,0	239496,8
2013	42231	37804	80035	33,5%	129029	30244	159273	66,5%	171260,5	68047,6	239308,1

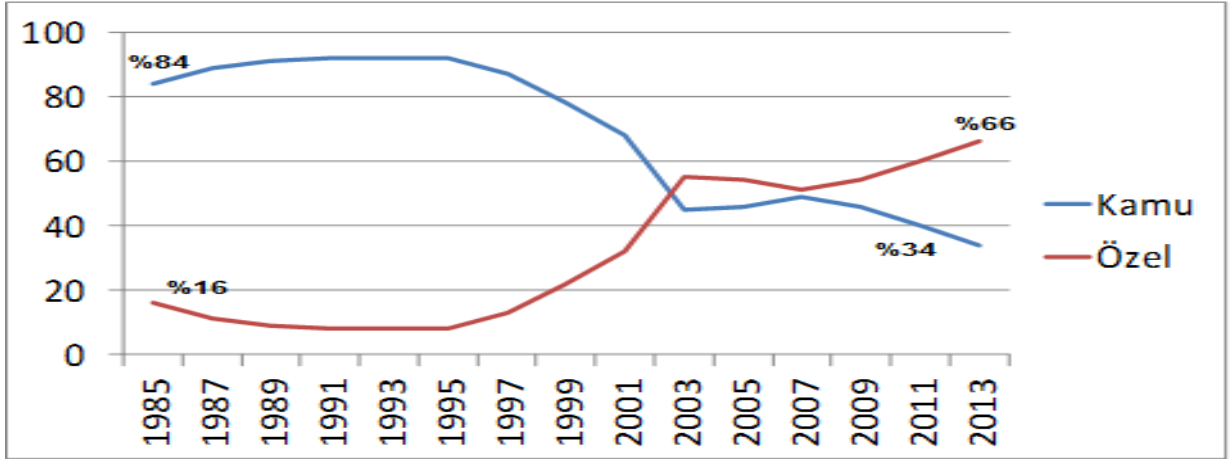
Not: Rüzgar ve Jeotermal Hidrolik içinde gösterilmiştir. Kaynak: TEİAŞ

1984 yılında kurulu güç toplamında %85 olan kamu payı, 2000 yılında %78'e ve 2013 yılında %37'ye, 1984 yılında Türkiye toplam elektrik üretiminde %87 olan kamu payı, 2000 yılında %75'e ve 2013 yılında %33 seviyesine gerilerken buna paralel olarak da hem kurulu güç hem de toplam üretimde özel sektör payı artmıştır. 1995 yılından sonra sektörde kamu payı sürekli olarak azalırken özel sektör payı artmıştır. Kurulu güç ve toplam elektrik üretiminde kamu-özel sektör paylarının yıllara göre gelişimi aşağıdaki grafiklerde görülebilmektedir.

7.2.2.2. Kurulu Güç ve Üretim İçinde Kamu ve Özel Sektör Paylarının Gelişimi



Şekil 7.3. Kurulu Güç İçinde Kamu ve Özel Sektör Paylarının Gelişimi



Şekil 7.4. Elektrik Üretiminde Kamu ve Özel Sektör Paylarının Gelişimi

Yukarıdaki grafikler incelendiğinde özel sektöre ait olan üretim tesislerinin toplam elektrik üretimi içindeki payının kurulu güç içindeki payına göre daha hızlı arttığı ve 2011 yılında daha yüksek seviyeye ulaştığı açıkça görülmektedir. Özellikle 1998 yılından 2003 yılına kadar toplam üretim içinde özel sektör payı oldukça hızlı bir şekilde artmıştır. Bu dönem YİD, İHD ve Yİ modeli kapsamında özel sektörün elektrik üretmeye başladığı dönemdir. Yİ modeli kapsamındaki kapasitenin tamamı ile YİD ve İHD kapsamındaki kapasitenin büyük bir çoğunluğu termik kapasite olduğu ve bu modeller kapsamında üretimlerine satın alma garantisi verildiği için toplam Türkiye elektrik üretimi içindeki özel sektör payı hızlı bir şekilde artmıştır. 2004 yılı ve sonrasında ise özel sektör payı toplam kurulu güç ve toplam üretim içinde önemli bir değişiklik göstermemiş, ancak 2010 yılı sonuna göre kamu santrallerinin toplam kurulu güçteki payı %50'nin altına düşmeye başlamış ve 2013 yılında %37 seviyesine gerilemiştir. Enerji üretiminde ise kamunun payı yıllar içerisinde sürekli azalarak %40'ın altına inmiş ve 2013'de %34 olmuştur.

Bilindiği üzere elektrik enerjisi tüketileceği anda üretilmesi gerekir. Bu nedenle elektrik enerjisi üretimi için asıl belirleyici unsur talep miktarıdır. Kurulu gücün enerjiye dönüştürülebilir kısmının ancak talep kadar olan miktarı üretileceği için kapasitenin bir kısmı üretime hazır ama üretim yapmadan yedek olarak bekleyecektir. Talebi karşılamak üzere sistemdeki santraller emre amadelik durumlarına göre çalıştırılmakta ve elektrik üretilmektedir. Emre amadelik durumu hidrolik santrallarda hidrolojik koşullara göre değişiklik göstermekte, termik santrallarda ise çalıştırılma koşullarının hazır bulundurulmasına göre belirlenmektedir. Emre amade olma durumunu etkileyen unsurlardan önemli olanları arıza olasılıkları, bakım ihtiyaçları ve yakıt temini ve kalitesidir. Santrallerin çalışma durumunu etkileyen bütün unsurlar göz önüne alınarak emre amade olma durumu belirlenmektedir. Bir grup kapasite emre amade olsa bile talep durumuna göre ihtiyaç duyulmadığından çalıştırılmayan bir kısım kapasite bulunacaktır.

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

7.2.2.3. Elektrik Üretim Tesislerinin Birincil Kaynaklara Göre Gelişimi

Türkiye elektrik sisteminde kurulu güç gelişimi incelendiğinde doğal gaz yakıtlı kurulu gücün diğer kaynaklara göre daha büyük miktarda ve oranda arttığı gözlenmektedir. Ülkemizde son yıllarda yapılmaya başlanılan rüzgar enerjisine dayalı santrallerin kurulu gücünde de önemli bir artış görülmektedir.

Tablo 7.5. Kurulu Gücün Yakıt Kaynaklarına Göre Gelişimi (MW)

	TAŞ KÖMÜRÜ	LINYİT	GAZ	SIVI YAKIT	DİĞER+ATIK	ÇOK YAKITLI	TERMİK TOPLAM	HİDROLİK	JEOTERMAL	RÜZGAR	TOPLAM
1985	219,9	2864,3	100,0	1727,8	0,0	317,3	5229,3	3874,8	17,5	0,0	9121,6
1990	331,6	4874,1	2210,0	1747,8	0,0	372,3	9535,8	6764,3	17,5	0,0	16317,6
1995	326,4	6047,9	2883,9	1353,1	13,8	448,9	11074,0	9862,8	17,5	0,0	20954,3
2000	480,0	6508,9	4928,2	1561,9	23,8	2549,7	16052,5	11175,2	17,5	18,9	27264,1
2001	480,0	6510,7	4874,7	1975,6	23,6	2758,5	16623,1	11672,9	17,5	18,9	28332,4
2002	480,0	6502,9	7271,1	2376,2	27,6	2910,7	19568,5	12240,9	17,5	18,9	31845,8
2003	1800,0	6438,9	8891,7	2703,3	27,6	3112,9	22974,4	12578,7	15,0	18,9	35587,0
2004	1845,0	6450,8	10141,6	2558,8	27,6	3120,9	24144,7	12645,4	15,0	18,9	36824,0
2005	1986,0	7130,8	10976,2	2505,7	35,3	3268,3	25902,3	12906,1	15,0	20,1	38843,5
2006	1986,0	8210,8	11462,2	2396,5	41,3	3323,4	27420,2	13062,7	61,8	20,1	40564,8
2007	1986,0	8211,4	11647,4	2000,2	42,7	3384,0	27271,7	13394,9	77,2	92,0	40835,8
2008	1986,0	8205,0	10656,8	1818,6	59,7	4869,0	27595,0	13828,7	77,2	316,3	41817,2
2009	2391,0	8199,3	11825,6	1699,1	86,5	5137,6	29339,1	14553,3	77,2	791,6	44761,2
2010	3751,0	8199,3	13302,1	1593,3	107,2	5325,6	32278,5	15831,2	94,2	1320,2	49524,1
2011	4351,0	8199,3	13143,9	1300,4	125,7	6810,8	33931,1	17137,1	114,2	1728,7	52911,1
2012	4382,5	8193,3	14116,4	1285,5	168,8	6880,7	35027,2	19609,4	162,2	2260,6	57059,4
2013	4382,5	8193,3	14565,2	708,3	236,9	10597,4	38683,6	22288,1	310,8	2759,6	64042,1

Kaynak: TEİAŞ

İncelenen dönem içinde hızlı bir artış gösteren doğal gaz kaynaklı kurulu kapasite 1984 yılında sistemde bulunmaz iken 2013 yılına kadar hızlı bir gelişme göstererek toplam kurulu gücün %23'ü ve üretimin %44'ü seviyesine ulaşmıştır. Doğal gazda

kurulu güç ve üretimdeki bu dengesizliğin nedeni kurulu güç tablosunda, çoklu yakıtlı görünen santrallerin ağırlıklı olarak doğal gazla üretim yapmalarındandır.

1985 yılından 2013 yılına kadar olan dönemde elektrik enerjisi üretiminin kaynaklara göre gelişimi aşağıda tabloda gösterilmektedir.

Tablo 7.6. Elektrik Enerjisi Üretiminin Kaynaklara Göre Gelişimi (GWh)

	TAŞ KÖMÜRÜ	LİNYİT	GAZ	SIVI YAKIT	DIĞER+ATIK	TERMİK TOPLAM	HİDROLİK	JEOTERMAL	RÜZGAR	TOPLAM
1985	710,3	14317,5	58,2	7028,6	0,0	22168,0	12044,9	6,0	0,0	34218,9
1990	620,8	19560,5	10192,3	3941,7	0,0	34315,3	23147,6	80,1	0,0	57543,0
1995	2232,1	25814,8	16579,3	5772,0	222,3	50620,5	35540,9	86,0	0,0	86247,4
2000	3819,0	34367,3	46540,9	8986,8	220,2	93934,2	30878,5	75,5	33,4	124921,6
2001	4046,0	34371,5	49711,3	10204,1	229,9	98562,8	24009,9	89,6	62,4	122724,7
2002	4093,1	28056,0	52531,3	10709,0	173,7	95563,1	33683,8	104,6	48,0	129399,5
2003	8663,0	23589,9	63538,9	9193,3	115,9	105101,0	35329,5	88,6	61,4	140580,5
2004	11998,1	22449,5	62275,2	7636,9	104,0	104463,7	46083,7	93,2	57,7	150698,3
2005	13246,2	29946,3	73478,6	5448,8	122,4	122242,3	39560,5	94,4	59,0	161956,2
2006	14216,6	32432,9	80691,3	4340,3	154,0	131835,1	44244,2	94,0	126,5	176299,8
2007	15136,2	38294,7	95024,8	6526,8	213,7	155196,2	35850,8	156,0	355,1	191558,1
2008	15857,5	41858,1	98685,3	7518,5	219,9	164139,3	33269,8	162,4	846,5	198418,0
2009	16595,6	39089,5	96095,1	4803,1	340,1	156923,4	35958,4	435,7	1495,4	194812,9
2010	19104,3	35942,1	98143,7	2180,0	457,5	155827,6	51795,5	668,2	2916,5	211207,7
2011	27347,5	38870,4	104047,6	903,6	469,2	171638,3	52338,6	698,8	4719,4	229395,1
2012	33324,2	34688,9	104499,2	1638,7	720,7	174871,7	57865,0	849,4	5910,7	239496,8
2013	30846,6	30024,2	105329,5	3199,0	1861,2	171260,5	59272,2	1263,6	7511,8	239308,1

Kaynak: TEİAŞ

1985 yılından 2013 yılına kadar elektrik üretiminde yıllara göre önemli miktarda artış gözlenirken dönem içinde termik santrallerden elde edilen üretimin daha hızlı büyüdüğü, hidrolik ve yenilenebilir kaynaklardan olan üretimin ise yağış koşullarına bağlı olarak daha yavaş büyüdüğü görülmektedir. 2013 yılında üretim, 2012

üretiminin gerisinde kalmış ve açık ithalatla karşılanmıştır. 2013’de ithalat 7,4 milyar kWh ve ihracat 1,2 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. 2011’e kadar ihracat ithalatın üstünde seyrederken, 2011 – 2013 yıllarına ithalat ihracatı geçmiştir.

7.3. Elektrik Sektörünün Gelecekteki Durumuna Genel Bir Bakış

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

Global ekonomik krizden önce TEİAŞ tarafından hazırlanan “Üretim Projeksiyonu 2008” raporuna göre elektrik arzının mevcut ve inşası devam eden tesisler dikkate alındığında, yani ilave yeni yatırım yapılmaması durumunda 2010 yılından sonra talebi karşılayamayacağı sonucuna varılmıştı.

Ancak, yaşanan ekonomik krizin etkisi ile enerji talebinin düşmesi ve bu dönemde yeni üretim tesislerinin işletmeye girmeleriyle talebi karşılayamama olasılığının daha ileri tarihe kaydığı görülmektedir. TEİAŞ’ın Aralık 2012’de hazırladığı “Üretim Kapasite Projeksiyonu 2012-2021” raporunda belirtilen kabuller dikkate alındığında, yine bu raporda belirtilen santrallerin öngörülen tarihlerde işletmeye alınmalarıyla; güvenilir üretim kapasitelerine göre, düşük talep senaryosunda talebin karşılanmasında sorun olmayacağı gözlenirken, yüksek talep senaryosuna göre 2017–2019 yıllarından itibaren öngörülen elektrik enerjisi talebinin karşılanamayacağı hesaplanmıştır.

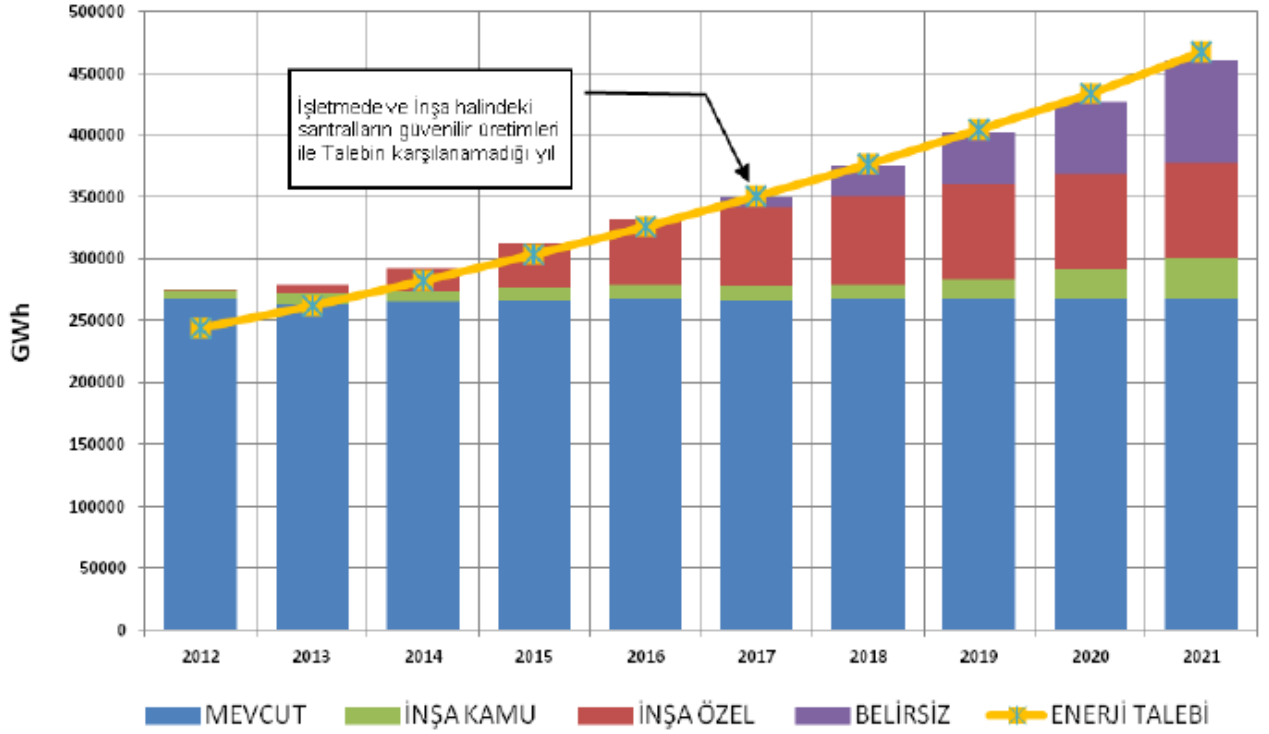
2011 yılında, elektrik enerjisi tüketimi bir önceki yıla oranla %9,4 artarak 230,3 Milyar kWh olarak, 2012 yılında, elektrik enerjisi tüketimi bir önceki yıla oranla %5,2 artarak 242,4 milyar kWh olarak 2013 yılında ise, elektrik enerjisi tüketimi bir önceki yıla oranla %1 artarak 245,5 Milyar kWh olarak gerçekleşmiştir.

TEİAŞ tarafından yapılan “Üretim Projeksiyonu 2012” raporuna göre on yıllık elektrik enerjisi talep tahmini ve Puant yük aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 7.7. Talep (GWh) ve Puant Yük (MW) Projeksiyonları

Yıl	Yüksek Talep GWh	Yüksek Talep Puant MW	Düşük Talep GWh	Düşük Talep Puant MW
2012	244.026	38.000	244.026	38.000
2013	262.010	41.000	257.060	40.130
2014	281.850	43.800	273.900	42.360
2015	303.140	46.800	291.790	44.955
2016	325.920	50.210	310.730	47.870
2017	350.300	53.965	330.800	50.965
2018	376.350	57.980	352.010	54.230
2019	404.160	62.265	374.430	57.685
2020	433.900	66.845	398.160	61.340
2021	467.260	71.985	424.780	65.440

Söz konusu rapora göre; mevcut sisteme ilave olarak inşa halindeki kamu ve özel sektör santrallerinin öngörüldükleri tarihlerde işletmeye alınmaları durumunda güvenilir enerji kapasitelerine göre üretim tüketim dengesi aşağıdaki grafikte verilmiştir.



Şekil 7.5 Elektrik Üretiminin Talebi Karşılama Durumu (yüksek talep senaryosu)

7.4. Elektrik Sektöründe Özelleştirmeler

7.4.1. Dağıtım Özelleştirmeleri

Ülkemizdeki elektrik dağıtım özelleştirmeleri, Yüksek Planlama Kurulunun 17.03.2004 tarih ve 2004/3 sayılı Kararında yer alan “Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi” ile hız kazanmaya başlamıştır. Strateji belgesinde de yer aldığı üzere dağıtım sistemi 21 adet elektrik dağıtım bölgesine ayrılmıştır. Strateji belgesinin yayınlandığı tarih itibarıyla; bu bölgelerden sadece bir tanesi (Kayseri ve Civarı Elektrik T.A.Ş.) özel sektör eliyle işletilmekte diğerleri ise kamu dağıtım şirketi olan Türkiye Elektrik Dağıtım Şirketi (TEDAŞ) bünyesinde faaliyet göstermekteydi.

Elektrik dağıtım bölgelerinin/şirketlerinin özelleştirilmesi işlemleri 2008 yılında başlatılmış ve ilk teklifler 10 Haziran 2008 tarihinde Başkent EDAŞ ile Sakarya EDAŞ için, ardından da 15 Eylül 2008 tarihinde Meram EDAŞ ile Aras EDAŞ için alınmıştır.

2004/3 sayılı strateji belgesinde öngörülen takvime uyulamaması sonucu, 18.05.2009 tarih ve 2009/11 sayılı Yüksek Planlama Kurulu Kararı ile yayınlanan “Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi”ne göre söz konusu bölgelerin 2010 yılı sonuna kadar büyük oranda tamamlanması hedeflenmiştir.

Yukarıda belirtilen strateji belgeleri çerçevesinde, 20 Ekim 2009 tarihinde Osmangazi EDAŞ, Çoruh EDAŞ ve Yeşilırmak EDAŞ için alınan teklifleri, 12 Şubat 2010 tarihinde Uludağ EDAŞ, Çamlıbel EDAŞ, Fırat EDAŞ ve Vangölü EDAŞ bölgeleri için alınan teklifler izlemiştir.

22.07.2010 tarihinde de Trakya EDAŞ, Gediz EDAŞ, Boğaziçi EDAŞ ve Dicle EDAŞ için teklifler alınmış, 24.11.2010 tarihinde AYEDAŞ, Toroslar EDAŞ ve Akdeniz EDAŞ için alınan teklifler sonunda özelleştirme işlemleri için teklif alma aşamasındaki ilk basamak böylelikle aşılmıştır.

4046 sayılı Yasa kapsamında yapılan özelleştirme ihaleleri yanında, 3096 sayılı Yasa kapsamında da özelleştirme işlemlerine hız verilmiş ve 15 Ağustos 2008 tarihinde 19 nolu görev bölgesi Aydem A.Ş.'ye devredilmiştir. 3096 ve 4046 sayılı Yasa kapsamında yapılan özelleştirmeler sonunda halen 13 dağıtım bölgesi özel sektör tarafından işletilmektedir. 4046 sayılı Yasa kapsamında yapılan özelleştirme ihalelerinden biri (Aras EDAŞ) için Danıştay tarafından yürütmeyi durdurma kararı alınmıştır.

İhale süreci tamamlanan ve Özelleştirme Yüksek Kurulu Kararı ile teklif sahibi özel şirketlere devir aşamasına gelen diğer bölgelerden üçünde teklif sahiplerinin sırasıyla teminatlarını yakmaları sonucu bu bölgelerin (Akdeniz, Gediz ve Boğaziçi EDAŞ) ihaleleri iptal edilmiştir. Bunların dışında kalan dört dağıtım bölgesinde de (Vangölü, Dicle, İstanbul Anadolu Yakası ve Toroslar EDAŞ) aynı olmuştur.

Özelleştirme İdaresi Başkanlığı bu bölgelerden Akdeniz EDAŞ için 6.11.2012 tarihinde, Boğaziçi EDAŞ için 13.11.2012, Gediz için 20.11.2012, Dicle, Vangölü, Ayedaş ve Toroslar için 15.03.2013 tarihinde teklifler almak üzere tekrar ihale ilanına çıkmıştır.

Yapılan ihalelerin onaylanmasıyla Dağıtım Bölgelerinde özelleştirme tamamlanmış ve tüm Bölgeler yeni İşletici Şirketlere devredilmiştir.

Tablo 7.8. Elektrik Dağıtım Bölgelerinin 31.12.2013 İtibarıyla Durumları

Bölge No.	Dağıtım Şirketi	Devir Tarihi	İhale Edilen Firma	Bedel (mio \$)
19	Aydem EDAŞ	15.08.2008	Aydem Güneybatı And. Ener. A. Ş.	100,00
9	Başkent EDAŞ	28.01.2009	Sabancı, Verbund, Enerjisa OGG	1.225,00
15	Sakarya EDAŞ	11.02.2009	Akcez OGG (Akenerji, CEZ)	600,00
18	Kayseri ve Civarı Elektrik TAŞ	15.07.2009	Kayseri ve Civarı Elektrik TAŞ	0,00
8	Meram EDAŞ	30.10.2009	Alsim Alarko AŞ. (Alarko, Cengiz)	440,00
16	Osmangazi EDAŞ	02.06.2010	Eti Gümüş AŞ.	485,00
12	Uludağ EDAŞ	03.09.2010	Limak İnş. AŞ. (Limak, Kolin, Cengiz)	940,00
6	Çamlıbel EDAŞ	03.09.2010	Kolin İnş. AŞ. (Kolin, Limak, Cengiz)	258,50
4	Çoruh EDAŞ	01.10.2010	Aksa Elk. Parekende Satış AŞ.	227,00
21	Yeşilırmak EDAŞ	30.12.2010	Çalık Enerji San. Tic. AŞ.	441,50
20	Göksu EDAŞ	31.12.2010	AKEDAŞ Elk. Dağ. AŞ.	60,00
5	Fırat EDAŞ	06.01.2011	Aksa Elk. Parekende Satış AŞ.	230,25
13	Trakya EDAŞ	03.01.2012	IC İctaş İnş. San. Tic. AŞ.	575,00
17	Boğaziçi EDAŞ	28.05.2013	Cengiz İnş. AŞ. (Cengiz, Kolin, Limak)	1.960,00
10	Akdeniz EDAŞ	28.05.2013	Cengiz İnş. AŞ. (Cengiz, Kolin, Limak)	546,00

11	Gediz EDAŞ	15.06.2013	Elsan, Tümaş, Karaçay OGG	1.231,00
1	Dicle EDAŞ	24.07.2013	Eksim Yatırım Holding AŞ.	387,00
2	Vangözü EDAŞ	26.07.2013	Türkerler Holding AŞ.	118,00
14	AYEDAŞ (İstanbul Anadolu)	01.08.2013	Enerjisa AŞ.	1.227,00
3	Aras EDAŞ	17.08.2013	Kiler Alış Veriş Hizmet Gıda AŞ.	128,50
7	Toroslar EDAŞ	30.09.2013	Enerjisa AŞ.	1.725,00
			TOPLAM	12.904,75



Şekil 7.6. Elektrik Dağıtım Şirketleri

7.4.2. Üretim Özelleştirmeleri

YPK Kararı olan 17.03.2004 tarihli Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Stratejisi Belgesi'ne göre Türkiye'nin elektrik üretim varlıklarının yeniden yapılandırılması ve gruplandırma yoluyla özelleştirilmesi amacıyla ilk olarak "Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü (DSİ) tarafından inşa edilmiş ve işletmeye alınmış" hidroelektrik üretim tesislerinin enerji üretimi ile ilgili kısımları ve bunların mütemmim cüzleri olan taşınmazların, gerçek maliyetleri dikkate alınarak 2004 yılı Mayıs ayına kadar DSİ'ye herhangi bir bedel ödenmeksizin Elektrik Üretim A.Ş.(EÜAŞ)'ye devri sağlanmıştır. Ayrıca 2004 tarihli Strateji Belgesi uyarınca özelleştirilecek üretim tesisleri belirlenmiş ve gruplandırılmıştır.

Seydişehir Alüminyum Tesislerinin ÖİB'nin yaptığı ihale sonucu Cengiz Grubuna devredilmesiyle Oymapınar HES'in işletme hakkı devri aynı Gruba yapılmıştır.

Özelleştirme Yüksek Kurulu (ÖYK)'nun 27.12.2006 tarih ve 2006/100 sayılı kararı ile EÜAŞ'a bağlı; Tercan, Kuzgun, Mercan, İkizdere, Çıldır, Ataköy ve Beyköy Hidroelektrik Santralleri ile Engil Gaz Türbinleri Santrali ve Denizli Jeotermal Santralinin Özelleştirme kapsam ve programına alınmasına karar verilmiştir ve ÖİB'nin yaptığı ihale sonucu 141 MW toplam kapasiteye sahip 9 Santral 510 milyon \$ bedelle Zorlu Grubuna devredilmiştir.

2009 yılında ise ÖYK'nın 19.10.2009 tarih ve 2009/59 sayılı kararı ile 56 Akarsu Santralının özelleştirme programına alınarak, "İşletme Hakkının Verilmesi" yöntemi ile özelleştirilmesine karar verilmiştir. 19 Gruba ayrılan Akarsu Santrallerinden Grup-12, Koyulhisar HES afet bölgesinde yer aldığı için ihalesi gerçekleştirilememiştir. Kurulu kapasitesi yaklaşık 140 MW olan 18 Grubun ihalesi Haziran 2010 itibarı ile tamamlanmış ve ÖYK kararları ile ihaleler onaylanmıştır. Söz konusu Akarsu Santrallerinden 10 Grubun devir işlemleri tamamlanmış, 4 Grubun (2, 7, 18 ve 19) ihaleleri iptal edilmiş, 4 Grubun (3, 6, 8 ve 15) devir işlemleri ise devam etmektedir.

Söz konusu 19 Gruba aşağıda yer verilmiştir:

- Grup 1: İznik-Dereköy, İnegöl-Cerrah, M.Kemalpaşa-Suuçtu
- Grup 2: Haraklı-Hendek, Pazarköy-Akyazı, Bozüyük
- Grup 3: Kayaköy
- Grup 4: Kovada I, Kovada II
- Grup 5: Turunçova-Finike
- Grup 6: Anamur, Bozyazı, Mut-Derinçay, Silifke, Zeyne
- Grup 7: Bozkır, Ermenek, Göksu
- Grup 8: Dere, İvriz
- Grup 9: Kayadibi,
- Grup 10: Bünyan, Çamardı, Pınarbaşı, Sızır
- Grup 11: Değirmendere, Karaçay, Kuzuculu
- Grup 12: Koyulhisar, Ladik-Büyükkızıoğlu
- Grup 13: Besni, Derme, Erkenek, Kernek
- Grup 14: Bayburt, Çemişgezek, Girlevik
- Grup 15: Esental, Işıklar (Visera)
- Grup 16: Çağ Çağ, Otluca, Uludere,
- Grup 17: Adilcevaz, Ahlat, Malazgirt, Varto-Sönmez
- Grup 18: Engil, Erciş, Hoşap, Koçköprü
- Grup 19: Arpaçay-Telek, Kiti

ÖYK'nın 08.02.2011 tarih ve 2011/10 sayılı kararı ile EÜAŞ'a ait Kısık HES'in, 30.04.2012 tarih ve 2012/60 sayılı kararı ile de EÜAŞ'a ait Berdan ve Hasanlar HES'lerinin "İşletme Hakkının Verilmesi" yöntemi ile özelleştirilmek üzere özelleştirme kapsam ve programına alınmasına karar verilmiştir. 2010 yılında yapılan ihaleler sonucunda devir işlemleri gerçekleştirilemeyen akarsu santralleri ile özelleştirme kapsam ve programına alınan Kısık, Berdan ve Hasanlar HES'leri için ÖİB tarafından 10 Grup halinde 13.07.2012 tarihinde ihaleye çıkmıştır.

Söz konusu gruplar;

- Grup 1: Engil, Erciş, Hoşap
- Grup 2: Koçköprü
- Grup 3: Kısık
- Grup 4: Göksu

Grup 5: Bozkır, Ermenek

Grup 6: Haraklı-Hendek, Pazarköy-Akyazı, Bozhöyük

Grup 7: Hasanlar

Grup 8: Ladik-Büyükkızıoğlu, Durucasu

Grup 9: Arpaçay, Telek-Kiti

Grup 10: Berdan

olarak belirlenmiş olup, 05.10.2012'de teklifler alınmıştır. Bunlardan 9 Grubun nihai pazarlık görüşmeleri 19.10.2012'de tamamlanmış, Grup 6 ihalesi ise yeterli teklif alınamaması nedeniyle iptal edilmiştir. Bilahare Grup 6'nın ihalesine tekrar çıkılmış ve nihai pazarlık görüşmesi 26.11.2012 tarihinde gerçekleştirilmiştir. Tüm Grupların devir işlemleri Haziran 2013 itibarıyla tamamlanmıştır.

EÜAŞ'a ait 28 adedi HES, 18 adedi termik santral olmak üzere kurulu güçleri toplamı yaklaşık 16.200 MW olan toplam 46 santralin özelleştirilmesine yönelik çalışmalar ÖİB ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından koordineli bir şekilde sürdürülmektedir. 2009 yılında yapılan hazırlık çalışmaları sonucunda söz konusu santrallardan ilk etapta 4 adet öncelikli santral belirlenmiş (Hamitabat, Soma, Seyitömer, ve Kangal), diğer santrallar ise 9 portföy grubuna ayrılmıştır.

Öncelikli santrallardan; ÖYK'nın 27.10.2010 tarih ve 2010/90 no.lu kararına istinaden **Hamitabat Elektrik Üretim A.Ş.** (HEAŞ)'nin %100 oranındaki hissesinin satış yöntemi ile özelleştirilmesi amacıyla 21.03.2011 tarihinde ihale ilanına çıkılmış, ancak söz konusu ihalede yeterli teklif alınamaması sebebiyle 23.09.2011 tarihinde ihale iptal edilmiştir. 10.08.2012 tarihinde HEAŞ'ın ihale ilanına yeniden çıkılmış olup, ihalede nihai pazarlık görüşmesi 06.03.2013 tarihinde gerçekleştirilmiştir. Sonuçta ÖİB ile satışın yapılmasına karar verilen Limak Doğalgaz Elektrik Üretim A.Ş. arasında 01.08.2013 tarihinde 105 milyon \$ bedel karşılığı Hisse Satış Sözleşmesi imzalanmıştır.

ÖYK'nın 30.10.2012 tarihli ve 2012/161 no.lu kararına istinaden **Seyitömer Termik Santralinin**, Santral tarafından kullanılan taşınmazların, Seyitömer Linyitleri İşletmesi tarafından kullanılan taşınır ve taşınmazların "Varlık Satışı"; 2594, 31743 ve 200702650 No.lu Maden Ruhsatları ve bu Ruhsatların kapsadığı Maden Sahalarının "İşletme Hakkının Verilmesi" yöntemi ile bir bütün halinde özelleştirilmesi amacıyla 06.11.2012 tarihinde ihale ilanına çıkılmış olup, ihalede nihai pazarlık görüşmeleri 28.12.2012 tarihinde gerçekleştirilmiştir. Sonuçta ÖİB ve EÜAŞ ile satış ve devrin yapılmasına karar verilen Teklif Sahibi tarafından İhale Şartnamesi hükümleri doğrultusunda kurulan Çelikler Seyitömer Elektrik Üretim A.Ş. arasında 17.06.2013 tarihinde 2,248 milyar \$ bedelle Satış ve İşletme Hakkı Devir Sözleşmesi imzalanmıştır.

ÖYK'nın 22.10.2012 tarih ve 2012/156 no.lu kararına istinaden **Kangal Termik Santralinin**, Santral tarafından kullanılan Elektrik Üretim A.Ş. ve Hazine mülkiyetindeki taşınmazların "Varlık Satışı"; 53318 ve 72760 no.lu Maden Ruhsatları ve bu Ruhsatların kapsadığı Maden Sahalarının "İşletme Hakkının Verilmesi" yöntemi ile bir bütün halinde özelleştirilmesi amacıyla 06.11.2012 tarihinde ihale ilanına çıkılmış olup, ihalede nihai pazarlık görüşmeleri 08.02.2013 tarihinde

gerçekleştirilmiştir. Sonuçta, ÖİB ve EÜAŞ ile ÖYK tarafından satış ve devrin yapılmasına karar verilen Teklif Sahibi tarafından İhale Şartnamesi hükümleri doğrultusunda kurulan Kangal Termik Santral Elektrik Üretim A.Ş. (Konya Şeker ve Siyah Kalem Grubu) arasında 985 milyon \$ bedelle 14.08.2013 tarihinde Satış ve İşletme Hakkı Devir Sözleşmesi imzalanmıştır.

ÖYK'nin 15.03.2013 tarih ve 2013/56 sayılı kararı ile programa alınan Çatalağzı Termik Santrali ile ÖYK'nin 26.08.2013 tarih ve 2013/146 sayılı kararı ile kapsam ve programa alınan Kemerköy, Yeniköy ve Yatağan Termik Santrallerinin, bu Santrallerin kömür tedarik ettikleri maden sahalarının ve bu sahalarda üretim gerçekleştiren maden işletmelerinin özelleştirilmesine ilişkin ihale hazırlık çalışmaları devam etmektedir. ÖİB ilanına göre Kemerköy ve Yeniköy Santralleri için teklifler; 24.01.2014, Çatalağzı Santrali için 05.02.2014 ve Yatağan Santrali için 10.02.2014 tarihlerinde alınacaktır.

7.5. Elektrik Tarifeleri

7.5.1. Elektrik Fiyatları

4628 sayılı Elektrik Piyasası Yasasına göre EPDK tarafından belirlenen yılda belli bir rakamın üzerinde elektrik tüketenler serbest tüketici olarak nitelendirilir. Serbest Tüketici limiti ilk defa 24.01.2002'de yıllık 9.000.000 kWh olarak belirlenmişten yıllar içinde düşürülmüş ve 23.01.2014 tarihli EPD Kurulu Kararıyla yıllık 4.500 kWh olarak belirlenmiştir. Serbest Tüketiciler tedarikçisini seçmekte ve fiyat pazarlığı yapmakta serbesttir.

Ancak Serbest Tüketici olmayan tüketiciler için EPDK tarifeleri belirlemekte ve tüm dağıtım şirketleri bu tek tip tarifeyi uygulamakla mükelleftir. Ocak –Mart 2014 için belirlenmiş fiyatlar tek zamanlı tarife için: meskende 28,386 kr/kWh, ticarethanede 28,559 kr/kWh ve sanayide 20,8578 kr/kWh'tur.

7.5.2. Elektrik Fiyatlarının Ucuzlamasında Elektrik Tüketiminde Yapılacak Tasarrufun Önemi

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

Bu güne kadar yapılan çalışmalarla ortaya konulan sonuçlara göre; %15 elektrik tasarrufu yapılabildiğinde doğal gaz ithal giderlerinde 3.0 Milyar USD tutarında bir azalma sağlanabildiği gibi elektrik tüketimimizin %3'lük kısmına karşılık gelen şehir aydınlatmasında da verimli ampüller kullanıldığında yılda yaklaşık 5 Milyar kWh'lik bir tasarruf sağlanabilmektedir.

7.6. Elektrik Üretim Tesislerinin Yapımında Karşılaşılan Sorunlar

7.6.1 Linyit Santralleri

Türkiye’de gerek birincil enerji kaynaklarında gerekse elektrik üretiminde dışa bağımlılığın büyük boyutlara ulaşması, enerji maliyetlerinin ve dış açığın giderek artmasına, arz güvenilirliği açısından bir risk oluşturmasına neden olmaktadır.

Birincil enerji kaynaklarından olan linyit kullanımında işletmede bulunan linyit santrallerinin yaşlı olması nedeniyle kapasite kullanımı oranlarının düşmesi, sistemde termik kapasite ihtiyacının artmasına sebep olmaktadır.

Türkiye’nin linyit rezervleri açısından zengin bir ülke olması nedeniyle, bu rezervlerin değerlendirilmesinin, bölgesel kalkınma, dış açığın azaltılması, arz güvenliği, elektrik maliyetlerinin düşürülmesi, istihdam, katma değerlerin yurt içinde kalması, rekabetçi bir sanayi yaratılması gibi kalkınma amacına uygun birçok olumlu etkisi bulunmaktadır. Kaldı ki linyit rezervlerinin elektrik üretimi dışında kullanılması mümkün görülmemektedir.

Ocak 2013 başı itibarı ile lisans almış ve yapımı devam eden linyit santrallerin kurulu gücü 1460,6 MW olup, bu projelerin gerçekleştirme oranlarının oldukça düşük olduğu, lisans verildiği tarihten bu yana normal yapım sürelerini aşan zamanlamaların bulunduğu söz konusudur.(Türkiye’nin Enerji Görünümü, Mayıs 2013-MMO)

Madenlerle ilgili alınacak her türlü izin için Maden İşleri Genel Müdürlüğü, Başbakanlığın 16.06.2012 tarih ve 28325 sayılı Genelgesi gereği Başbakanlık onayına gittiği için yatırımlarda ciddi gecikmeler söz konusu olmaktadır.

7.6.2. Hidrolik Santralleri

DSİ Genel Müdürlüğü, yakın geçmişte yapılan yasal düzenlemeler ile hidroelektrik enerji amaçlı baraj ve hidroelektrik tesislerin yapımından hızla uzaklaştırılmış, bunun sonucu olarak özel kesimin hidroelektrik tesis kurarken yaptığı yanlış uygulamalar nedeniyle günümüzde hidroelektrik santrallara karşı kamuoyunda ciddi itirazlar oluşmuştur.

Hidroelektrik projelere karşı oluşan bu itirazların ana nedeni, proje uygulamasına başlamadan önce iyi bir etüt, planlama ve fizibilite çalışması yapılmamasıdır. Havza planlaması yapılmadan ve alt yapı oluşturulmadan kısa sürede çok sayıda proje özel sektöre açılmışsa da proje müşavirlik firmaları bu hizmetlerin yapılmasında yetersiz kalmıştır. Kamu kurumlarındaki konusunda yetişmiş elemanlar değişik nedenlerle kurumlarından ayrılmış, böylece projelerin yapım sürecinde kamu denetimi de zayıflamıştır. Bunların sonucu olarak planlama, proje ve fizibilite kalitesi olumsuz yönde etkilenmiştir. Konusunda uzman ve deneyimli mevcut proje firmaları da daha fazla iş alma yoluna gittiklerinden giderek kalitelerini düşürmüşlerdir. Projelerin düşük kaliteli ve eksik olması inşaat kalitesini de etkilemiş, sonuç olarak gerek inşaat gerekse işletme sürecinde maalesef ölümle sonuçlanan kazalar sıkça yaşanır olmuştur. İnşaatların yapımı sürecinde ciddi bir kamu denetimini olmayışı bu sorunları artırmıştır.

Özet olarak hidroelektrik projeleri, su yapıları ile birlikte havzanın bütünlüğü içinde

değerlendirilmek durumundadır. Hidroelektrik projelerin havzanın bütünlüğünde, bilimin, tekniğin ışığı altında yapılan bir planlama ve yöre halkının onayı ile gerçekleştirilmiş projeler olması gerekir. Oysa toplumsal sorumluluk ve planlamadan uzak, sadece şirketlerin karlılığı temelinde geliştirilen projeler, doğal ve tarihi güzellikler, insan yaşamı ve kültürel yapı için olumsuz etkiler barındırmaya devam edecektir.

7.6.3. Rüzgar Santralleri

Ocak 2013 itibariyle 7.333 MW güçte rüzgar santrali için lisans alınmasına rağmen 6.038 MW'ın ilerleme yüzdesinin %10'un altında olması sektörde rüzgar santralleri yönünden bazı sorunların olduğunu göstermektedir.

Bu sorunlar;

- Şebekeye bağlantılardaki sınırlamalar,
- Projelerde yeterli ve sıhhatli ölçüm verilerinin bulunmaması,
- Yatırımcıların sermaye yetersizliği ve ekonomik kriz nedeniyle finansman bulmanın zorlaşması,
- Şebeke bağlantısı için getirilmesi düşünülen katkı payı,
- Orman izinleri için Orman Genel Müdürlüğü'nün, Başbakanlığın 16.06.2012 tarih ve 28325 sayılı Genelgesi gereği Başbakanlık onayına gitmesi ve onayın aylarca gecikmesi,

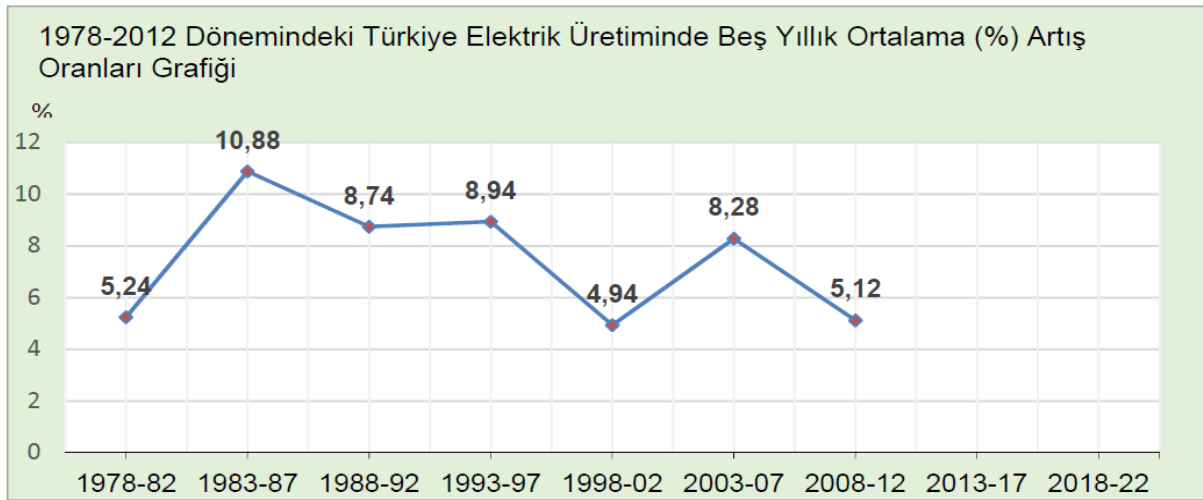
olarak sıralanabilir.

7.7. Türkiye Elektrik Talep Tahminleri

Çetin Koçak*

7.7.1. Türkiye Elektrik Üretimindeki Gelişmeler ve Senaryolar

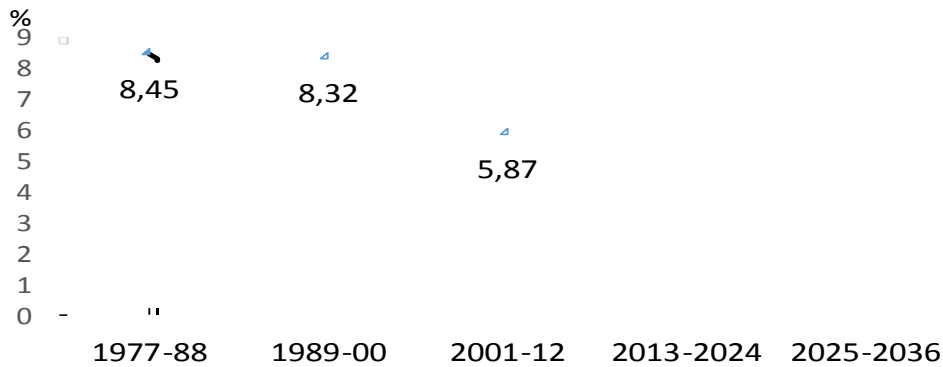
Yapılan çalışmada; ETBK/EİGM tarafından hazırlanan Genel Enerji Denge Tablolarından yararlanarak, öncelikle Türkiye'nin toplam Elektrik enerji arzının; 1978-2012 dönemindeki 5, 6, 8, 9, 10, 11,12 yıllık periyotların ortalama artış oranları belirlenerek bu oranların grafikleri çizilmiştir. Grafikler içinde, eğilimine göre gelecekteki artış tahmini yapılabilecek, en uygun grafiğin 11 yıllık ortalama artış oranları grafiği olduğu görülmüştür (Şekil 7.9). Örnek olarak geçen dönemdeki beşer ve on ikişer yıllık ortalama artış oranları grafiklerinin eğilimine göre gelecek yılların artış oranlarının tahmin edilmesi zor olacağı görülmektedir (Şekil 7.7, Şekil 7.8).



Şekil 7.7 Türkiye Elektrik Üretiminin 1978-2012 Arasındaki Beşer Yıllık Ortalama Artış Oranları Grafiği

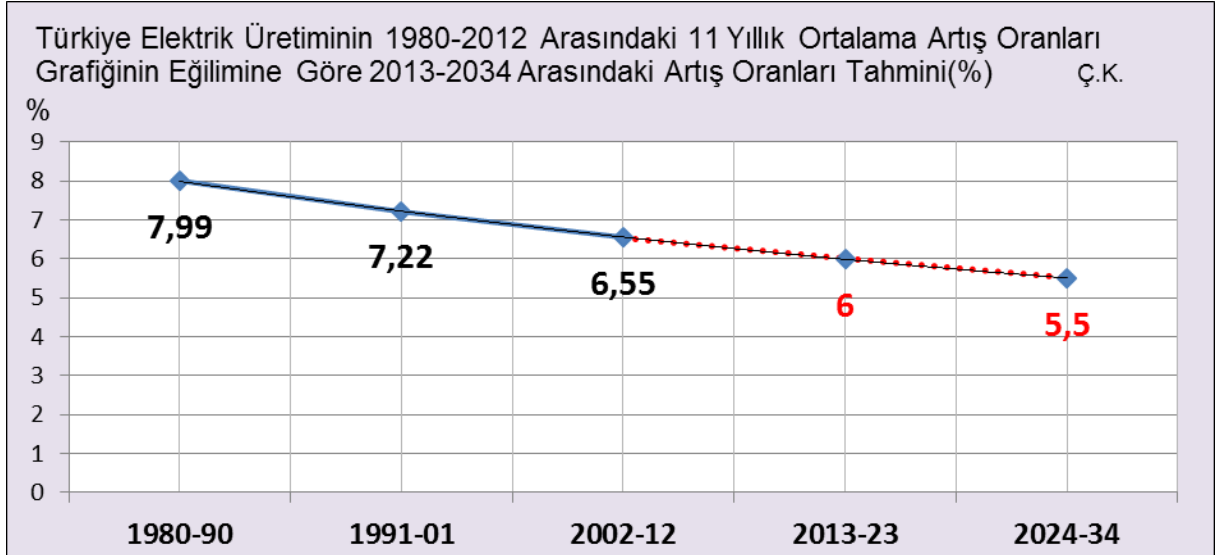
□

Türkiye Elektrik Üretiminin 1977-2012 Yılları Arasındaki Dönemde 12 Yıllık Ortalama Artış Oranları (%) Grafiği



Şekil 7.8. Türkiye Elektrik Üretiminin 1977-2012 Arasındaki 12 Yıllık Ortalama Artış Oranları Grafiği

*kocakce@gmail.com



Şekil 7.9. Türkiye Elektrik Üretiminin 1980-2012 Arasındaki 11 Yıllık Ortalama Artış Oranları Grafiğinin Eğilimine Göre 2013-34 Arasındaki Artış Oranları Tahmini

Böylelikle geçmiş 33 yılın, Türkiye elektrik arzı artış oranları grafiği ortaya çıkmıştır. Türkiye elektrik arzının gelecek yıllarda da bu grafiğin eğilimi oranında artacağı öngörülerek, 2013-2023 yılları arasındaki 11 yılın ortalama yıllık artışı **%6**, 2024-2034 yılları arasındaki 11 yılın ortalama yıllık artışı ise **%5,5** olacağı tahmin edilmiştir(Şekil 7.9).



Şekil 7.10. Türkiye Elektrik Üretiminin 2013-34 Arasındaki Artış Oranları Tahminine Göre 2013-2035 Yılları Arasındaki Elektrik Talepleri

2012 yılında, 239 Twh olan Türkiye elektrik arzının belirlenen artış oranları kadar artırılmasıyla, 2015 yılında 285, 2020 yılında 381, 2023 yılında 454, 2025 yılında 505, 2030 yılında 660, 2035 yılında ise 863 Twh olacağı öngörülmüştür(Şekil 7.10).

Tablo 7.9. 1998 Yılı Elektrik Talep Tahmini

1998 Yılında Yapılan Elektrik Talep Tahminleri			
	Tahmin	Gerçekleşme	Sapma Oranı
Yıllar	TWh	TWh	%
2005	197	162	18
2010	295	211	29
2011	314	229	27
2012	334	239	28

Kaynak: ETKB, 2000

Tablo 7.10 1989 Yılı Elektrik Talep Tahmini

1989 Yılında Yapılan Elektrik Talep Tahminleri			
	Tahmin	Gerçekleşme	Sapma Oranı
Yıllar	TWh	TWh	%
1995	101	86	15
2000	157	125	20
2005	223	162	27
2010	323	211	35

Kaynak: ETKB, 1990

Talep tahminlerinde, makul sapmaların olması her zaman beklenir. Ancak geçmiş yıllarda elektrik ve birincil enerji arzı talep tahminlerinde %30'u aşan büyük sapmalar olmuştur. Örneğin, 1989 ve 1998 yıllarında ETKB tarafından MAED modeli kullanılarak yapılan talep tahminlerinde büyük sapmalar görülmüştür (Tablo 7.9, Tablo 7.10). Tahminlerdeki büyük sapmalar, gereğinden fazla doğalgaz ithalatı anlaşmaları yapılmasına yerel kaynaklarda üretim azalmasına yol açmıştır.

Türkiye'nin geçmiş yıllardaki ortalama elektrik üretim artış trendi dikkate alınarak yapılan bu çalışma, talep tahminlerine, değişik bir bakış açısı getirebilir.

7.7.2. Dünya Elektrik Üretimindeki Gelişmeler ve Senaryolar

Geçen 1990-2011 yılları arasındaki yirmi bir yıldaki elektrik arzının artışı, Türkiye'de %295 olurken, Dünyada %87, OECD'de %42, ABD'de %35, AB'de %26, Japonya'da ise %25 olmuştur. Bu değerleri karşılaştırınca, Türkiye'nin elektrik üretim artışının oldukça yüksek olduğu anlaşılmaktadır. Ancak aynı dönemde, elektrik üretimi, Brezilya'da %139, Hindistan'da %264, Çin'de ise %632 arttığı görülmektedir (Tablo 7.11).

Tablo 7.11. 1990-2011 Dünya Elektrik Üretimi Gelişimi

1990-2011 Dünya Elektrik Üretimi(TWh)			
Ülke	1990	2011	Artış(%)
Çin	650	4 755	632
Türkiye*	58	229	295
Hindistan	289	1 052	264
Brezilya	223	532	139
ABD	3 203	4 327	35
Japonya	836	1 043	25
AB	2 577	3 257	26
OECD	7 629	10 796	42
Dünya	11818	22113	87

Kaynak: World Energy Outlook IEA 2013(*EİGM/ETKB)

Tablo 7.12. Dünya, OECD ve Büyük Ülkelerin 2011 Yılına Göre 2020 ve 2030 Yıllarındaki Elektrik Üretim Artışı, Talep Tahminleri

Mevcut Politikalara Göre Büyük Ülkelerin Elektrik Üretimleri(Twh) ve 2011 yılına Göre Artış(%) Tahminleri				
Ç.Koçak				
Ülke		2011	2020	2030
Türkiye*	Twh	229	381	660
	%		66	188
Hindistan	Twh	1 052	1 701	2 824
	%		62	168
Çin	Twh	4 755	7 696	10 370
	%		62	118
Brezilya	Twh	532	741	1 022
	%		39	92
ABD	Twh	4 327	4 752	5 191
	%		10	20
Japonya	Twh	1 043	1 186	1 263
	%		14	21
AB	Twh	3 257	3 425	3 746
	%		5	15
OECD	Twh	10 796	11 990	13 218
	%		11	22
Dünya	Twh	22113	28 789	36 224
	%		30	64

*Kaynak: World Energy Outlook IEA 2013(*Türkiye değerleri yukarıdaki çalışmadan alındı.)*

Uluslar Enerji Ajansı(IEA)tarafından, en yüksek artışların öngörüldüğü Mevcut Politikalar Senaryosuna göre, Elektrik üretim artışı ile ilgili yapılan tahminlere göre Dünya, OECD, AB, ABD, Japonya'nın 2011 yılına göre, elektrik üretimi artış oranları 2020 yılında, sırasıyla; %30, %11, %5,%10,%14 olacağı tahmin edilmektedir. 2030 yılında ise Dünya %64, OECD %22, Japonya%21, ABD %20 olacağı tahmin edilirken AB'nin elektrik üretim artışı %15 olacağı öngörülmemektedir.

Büyümede en önde gelen ülkelerden Çin ve Hindistan'ın 2011 yılına göre, 2020 yılındaki elektrik üretim artış oranları %62, Brezilya'nın %39 olacağı öngörülürken, bu çalışmada, Türkiye elektrik talep tahmini ile ilgili olarak, giderek düşen artış oranı öngörülmesine karşın diğer ülkelerle kıyaslandığında Türkiye %66 ile en fazla artış olacağı görülmektedir. 2030 yılında da; 2011 yılı değerlerine göre Türkiye %188 ile en fazla artış öngörülmektedir. Türkiye'den sonra Hindistan, Çin ve Brezilya da elektrik üretimi artışı öngörülmektedir. Yukarıdaki yorumlar, giderek düşen Türkiye elektrik üretim artış oranları tahmininin diğer büyümede önde gelen ülkeler için çok daha düşük öngörüldüğü anlaşılmaktadır (Tablo 7.12).

Sonuç olarak ülkelerin elektrik üretimi, GSMH, şehirleşme, sanayideki gelişmeler, nüfus, üretim ve ihracat artışları gibi unsurlara göre artmaktadır. Yapılan Türkiye elektrik talep tahminleri de, elektrik üretimi artış ortalamaları grafiğinin eğilimine göre hesaplanmıştır. Şüphesiz ki yapılan tahminlerin yaklaşım oranı, gelecek yıllardaki gerçekleştirmelerden sonra görülecektir.

8. ÇEVRE VE JEOFİZİK

8. ÇEVRE VE JEOFİZİK

Doç. Dr. Ferhat ÖZÇEP*

8.1. Çevre Sorunlarında Jeofizik/Geoteknik Uygulamaları

Çevre kirliliği; hava, toprak ve suyun fiziksel, kimyasal veya biyolojik olarak kirlenmesi şeklinde tanımlanmaktadır. Çevre kirliliği, bu açıdan sanayileşme olayından sonra ortaya çıkan bir sorundur. Bu nedenle de çevre sorunlarına çözüm arayışları Dünya'da ve Türkiye'de oldukça yeni bir olaydır.

Son 25 yıla kadar bu süreci uzatmak mümkünse de, 1980'lerden sonra tüm dünyanın bu sorunla ve çözümüyle ilgilenmeye başladığı söylenebilir. Çevre sorunlarının çözümüne yönelik çalışmalarda, 'Çevre Geotekniği ve Jeofiziği' olarak ortaya çıkması da son yıllara rastlamaktadır.

8.2. Genel Bilgiler

09.08.1993 tarihinde yürürlüğe giren 2872 sayılı çevre yasasının 10. Maddesi aşağıdaki biçimde tanımlanmaktadır:

“Gerçekleştirmeyi planladıkları faaliyetleri sonucu çevre sorunlarına yol açabilecek kurum, kuruluş ve işletmeler bir Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) raporu hazırlarlar...

ÇED raporunun hangi tip projelerde isteneceği, ihtiva edeceği hususlar ve hangi makamlarca onaylanacağına dair esaslar yönetmelikle belirlenir.”

Çevre yasasının bu maddesi gereği 1993 tarihinde “Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği” çıkmıştır. ÇED'in daha iyi anlaşılması için bu konunun kavramsal/tanımsal düzeyde tartışılması gerektiği kanısındayız. Buraya kadar oldukça genel olarak sunulan problemin ikinci boyutunda ise Jeofizik (Bilim + Mühendislik) problemler ile ilişkisi tartışılacaktır. Evet, nedir ÇED? Çeşitli kaynaklarda ÇED aşağıdaki biçimlerde tanımlanmaktadır:

- 1- “ÇED önerilen faaliyetin çevreye etkisinin hesaplanmasını sağlayan işlemdir”.
- 2- “Projeden doğabilecek çevresel etkilerin ve bunlardan kaynaklanacak sosyal etkilerin değerlendirilmesini sağlayan işlemdir.”
- 3- “Proje, plan ve politik kararların getireceği çevresel sosyal ve ekonomik sonuçların sistematik bir şekilde incelenmesidir.”

“Gerçekleşmesi planlanan bir yatırım faaliyeti ile ilgili olarak hazırlanan ve hedefleri, yöntemleri, girdileri ve çıktıları tam olarak belirlenmiş özgün bir proje teklifinin çevre üzerinde olabilecek olumlu ya da olumsuz etkilerin irdelenmesi amacıyla yürütülen çalışmalardır.”

*Jeofizik Y.Mühendisi, ferozcep@istanbul.edu.tr

Bu son tanımda geçen temel unsur diyebileceğimiz “Çevre”yi ise:

“Canlıların yaşamları boyunca ilişkide bulunduğu biyofiziksel ve sosyokültürel kaynak ve değerler kümesidir” biçiminde tanımlanmaktadır. Bu ikinci tanıma katılmakla birlikte “biyofiziksel” sıfatının eksik olduğunu düşünüyoruz. Çünkü çevrenin salt “canlı” yani yaşamla ilgili boyutu yoktur. Canlının doğasının (fiziğinin) bu tanımda olmasının yanı sıra cansız bileşenin yani yerküre ve onun parçalarının fiziğinin de olması gerekir. Tanımlamadaki eksikliği “ biyofiziksel “ sıfatı yerine ” biyojeofiziksel “sıfatını koyunca gideriyorsunuz. Bu anlamda biyojeofiziksel terimi canlı+cansız çevrenin doğal (fiziksel) yapısını bütünüyle kapsayacak şekildedir. Biyojeofiziksel çevre tanımlamasıyla; volkan patlamaları, depremler, gel-gitler gibi doğal felaketler ve bunun yanında doğal olmayan(insan kaynaklı) felaketlerin (Nükleer patlatmalar, bina-maden çökmesi gibi) çevrenin yaşamla olan ilişkisinde önemli bir payı vardır.

Ekoloji sözcüğü 1869 yılında Haeckel tarafından önerildiğinde biyoloji ağırlıklı bir anlam taşıyordu ve canlıların buldukları ortama uyumunu ve çevresel ilişkisini açıklamak için kullanılmıştı (aikos yaşanılan yer ve logos bilim/inceleme anlamına gelen sözcüklerden türetilmiştir).

Zamanla canlı-ortam ilişkilerinin yalnız fizyolojik ilişkiler çerçevesindeki basit biyolojik olaylardan olmadığı; canlının bulunduğu ortamı şekillendiren, onun yapısına bizzat katılan, katkıda bulunan ve onu yaşatan önemli bir faktör olduğu, çevreyi diğer çok çeşitli faktörlerin bu arada inorganik elemanlarında canlıların yaşamına yön verdiği belirlenince, ekolojik olayların açıklanmasında bu bilimin öteki çeşitli bilim dallarının katkısına gereksinim içinde olduğu anlaşılmıştır.

Ekoloji teriminin ortaya çıkışından sonra felsefi anlamda bunu yaşamsal normlara indirgeme konusunda Ekolojik Etik terimi ortaya çıkmıştır. Ekolojik Etik; çevre etiğinin, ekosistemleri ya da türleri ve canlı olmayan doğal nesnelere gibi ekolojik bütünlüğü bütüncül bir yaklaşımla ele alınması gerektiğini ve doğal nesnelere arasında var olan ilişkilerin etik ilgiye değer olduğunu öne süren görüştür. Çevre merkezli etik bütüncüldür. Oysa tek tek canlı varlıklar üzerine odaklanan canlı merkezli etik bütüncül değildir.

Aşağıdaki ÇED üzerine yapılmış bir diğer tanım bu düşüncemizi destekler niteliktedir: “ ÇED yasa tekliflerinin değişik programları, projelerin faaliyet ve uygulamaların biyojeofiziksel çevre ve insan sağlığına ve yaşamına etkilerini önceden belirlemeyi amaçlayan işlemdir”

8.3. Biyojeofiziksel Çevre Kavramı

“ Biyojeofiziksel çevre “ kavramı ve ona paralel olarak bir jeofiziksel problem olarak çevre konusunu tartışmak istiyoruz. Biyojeofiziksel çevrenin daha iyi anlaşılması için Jeofizik biliminin daha iyi anlaşılması gerektiğini düşündüğümüzden ve Jeofizik biliminin de (geleneği ülkemizde oldukça eski olmasına rağmen) ülkemizde terminolojik açıdan yeterince tartışılmadığından bilim olarak yeri sınırları üzerinde uzunca durulmuştur. Bu konudaki yargılarımızın kesin doğru olduğu savında değiliz. Zaten K.R.Poper’in bilim felsefesine getirdiği katkıyla “ yanlışlanabilirlik “ önemlidir. Genelde fizik ve özelde jeofiziğin yasaları kendi içinde doğrulanabilir olmasının yanı sıra bundan daha önemli olan “ yanlışlanabilirliği “ de içermesidir.

Jeofizik, genel olarak; katı yerküre (yerkabuğu, manto, çekirdek) de ve ona fiziksel olarak bağlı bulunan akışkan (hidrosfer, atmosfer, iyonosfer, manyetosfer) bölümünde meydana gelen ve gelmekte olan fiziksel olayları (yer altı suyu, petrol, maden, deprem, dalga, heyelan, fırtına, yağmur vb.) ve-veya fiziksel alanları (arkeomanyetik ve paleomanyetik alanı kapsayacak biçimde jeomanyetik alan; gravite alanı; yer elektrik alanı; basınç alanı; yer ısı alanı; sismisite alanı gibi) ve tüm bunların ortaya çıkardığı fiziksel ve geometrik özellikleri (manyetik, elektrik, hız, mekanik, yoğunluk, boşluk, tabakalanma, kıvrımlanma, renk, vb.) gerek oluşum yerinde ve gerekse laboratuarda doğal kaynak ve yapay kaynak kullanılarak zaman ve mekân boyutunda statik ve dinamik değişimleriyle inceleyen bir bilim dalı olarak tanımlanabilir.

Bu belirttiğimiz yerküre'ye ilişkin bilimsel ve mühendislik sorunları için jeofiziğin temel ilgi alanları yerküre fiziksel sistemini tüm boyutlarıyla kapsar günümüz fizik düşüncesinde “çevresel” ve “deneysel” olmak üzere gelişen iki eğilim vardır. Bir başka tanımla jeofizik çevresel olandan hareketle yerkürenin merkezinden atmosferin en uç köşesine kadar olgular ve süreçlerle ilgilenen bir bilim dalıdır. Ana hatlarıyla bu bilim dalı; katı yerküre ve onun akışkan bölümünü konu edinir. Günümüzde jeofizik bilimi o denli gelişmiştir ki jeofiziksel bilimler ana başlığı altında sismoloji, jeomanyetizma, fiziksel oşinografi, hidroloji gibi yeni-bilim dalları doğmuştur.

Çevre-Jeofizik ilişkisinde veya bir mühendislik problemi olarak çevresel sorunlarda Jeofizik Mühendisliği;

- Yeraltında tuzlu suların veya kirlenmiş akiferlerin yayılım sınırlarının çizilmesine yönelik araştırmalarda,
- Sığ (yüzeye yakın) alanlardaki metal veya metal olmayan atıkların belirlenmesinde jeoradar yöntemiyle güvenilir sonuçlar alınabilir. Örneğin, Yeraltında varillere konularak gömülmüş zararlı nükleer veya zehirli kimyasal atıkların yerlerinin tespitinde bu yöntem kullanılabilir.
- Dolgu sahalarının belirlenmesinde Jeofizik Elektrik Özdirenç ve Elektromanyetik yöntemleri kullanılabilir. Çünkü Bu dolgu sahaları çevreye zararlı atıklardan oluşabilir.

Jeofiziğin konuları arasında kesin çizgilerle bölünme yapamayız. Bunun nedeni aşağıdaki soruyla ilişkilidir:

“Neden biz, katı yerküre ve yüksek atmosfer gibi birbirine benzemeyen bölgeleri birlikte gruplandırırız? “

Bunun iki önemli nedeni vardır. Birincisi; bu farklı gibi görünen konulardaki araştırmalar birbirine yalnızca dalgalar; gravite, manyetik ve basınç alanları; radyoaktivite gibi fiziksel değişkenlerle bağlanır. İkincisi; yerkürenin iç içe geçmiş bir merkezli (konsantrik) bölgeleri birbirine bağlıdır ve biri diğerini fiziksel olarak güçlü bir şekilde etkiler (3). Bu konularda somut örnek vermek gerekirse, yerkürenin gravite (çekim) alanı nasıl yer içindeki tabakalanmayı (kabuk, manto, çekirdek) oluşturmuşsa (en üstte daha az yoğun en altta daha fazla yoğun) benzer şekilde atmosfer tabakalarının (stratosfer, mezosfer, vb.) oluşumunda da etkili olmuştur. Aynı şekilde yerkürenin manyetik alanı yalnızca yeryüzünde ölçülmez (etkisini göstermez) bu manyetik alanı yukarı atmosfer bölgelerinde de ölçeriz (15). Diğer bir örnek,

okyanuslar ve atmosfer arasında görünür bir enerji değişimi var olduğu için tamamen farklı konular olarak incelenemez. Üniversitemizde jeofizik laboratuvar deneyleri sırasında bunun bir örneğini de sıkça yaşıyoruz. Kayaçların oluştuğu anda kazandığı ve bizim kalıntı mıknatıslanma olarak adlandırdığımız mıknatıslanma türünü laboratuvarında ölçebilmek için günümüzdeki yer manyetik alanının etkilerinin yok edildiği (buna indüklem mıknatıslanma denir) bir sisteme gereksinim duyarız. Bu basit olgu bize şunu öğretmiştir: Doğanın kendisi bütün fiziksel kuvvetlerin tümünü üzerinde aynı anda barındırır. Jeofizikte bunları birbirinden ayırabilmek için veri-işlem (data processing) yöntemleri geliştirilmiştir.

Bu örneklerle jeofizik biliminin sınırlarının nerelere kadar uzadığının yanıtını da vermiş oluyoruz. Uzayda veya yeryüzünde öyle bir bölge düşünün ki yerkürenin çekim, manyetik, basınç vb. fiziksel alanlarının etkisi o bölgede ölçülemiyor (gözlenemiyor). O bölgede jeofiziksel kuvvetler yok demektir ve jeofiziğin ilgi alanı dışına çıkar. Bütün bu açıklamalardan sonra yerküreyi kendi içinde devinimleriyle alanlarıyla etkileriyle fiziksel bir sistem olarak düşünebiliriz. Bu fiziksel sistem diğer ekosistemleri doğrudan etkilediği için çok önemli bir yere sahiptir.

Biyojeofizik kavramının da jeofiziğin bu kapsamı içine yaşamsal süreçleri de katarak değerlendirmek gerektiği kanısındayız. Biyojeofiziksel çevre kavramı bağıl olarak yeni bir kavramdır. Bu konuda günümüzde yapılmış çalışmalar (2) olmasına karşın, konuya ilk olarak jeofizikçi gözüyle Guttenberg (1928, 1948) dikkati çekmiştir bir yazısında Guttenberg şöyle der:

“Değeri bilinmeyen zayıf bir işbirliği alanı da yaşam üzerindeki jeofiziksel süreçlerin etkisiyle ilişkilidir. Bu yalnızca geçmiş dönemlerdeki iklimlerin incelenmesinin önemini, yaşam üzerindeki günlük, yıllık ve diğer periyotlardaki etkilerini kapsamaz aynı zamanda örneğin ay’ın bir fazı (gel-git) sırasında okyanus yüzeyindeki hayvanların konumu vb. olguları içerir.”

Kuşkusuz bu sözlerin söylendiği dönemde insanlığın karşı karşıya kaldığı bir çevre sorunu yoktu ve amaç yalnızca jeofizik bilimiyle biyoloji bilimi arasındaki ilişkiden ibaretti. 1970’li yıllarla birlikte insanoğlu yoğun bir şekilde biyojeofiziksel çevreyi olumsuz yönde bozmaya, değiştirmeye veya yaygın kullanımıyla “kirlletmeye” başlayınca buna karşıt olarak düzenli bir biçimde bu doğal sistemi kendi dinamiği içinde geliştirmeye yönelik çabalar görülmeye başlandı. Burada yeri gelmişken bir sloganı da açmak gerekir: “Çevremizi koruyalım!” sloganı bize göre yanlış bir slogandır. Korumak deyince doğa’yı statik bir hale getirmek gibi pasif bir anlamda çıkabilir. Önemli olan doğayı statik bir biçimde –ki bu doğayı konserve haline getirmek gibi bir şey olurdu – korumak değil kendi dinamizmi içinde gelişmesini sağlamaktır. Bunun için doğa insanlara değil insanlar doğaya uyumlu hale gelmelidir. Belki birçok kişiye ters gelecek ama bir yağmur, bir volkan, bir heyelan, bir deprem arasında sanıldığı kadar bir fark yoktur. Yerküre ölçeğinde benzer fiziksel sistemin parçalarıdır. Nasıl insanoğlu yağmur yağarken şiir yazabiliyorsa aynı insanoğlu depremi korkunç bir doğa olayı değil de bütün boyutlarıyla tanıdığı yerkürenin doğal titreşimiyle algılayabilecekler. Deniz dalgaları nasıl insana heyecan veriyorsa (olumlu anlamda) depremlerde verebilecektir. Eğer bugün deprem sonucunda binlerce insan ölüyorsa bunun suçlusu doğa değildir. Aksine suçlu, doğayla uyum sağlayamayan: Depremi, zemini anlamadan kötü malzemelerle yapı inşa eden insandır.

Biyojeofiziksel çevrenin önemi şu örneklerle daha iyi bir şekilde anlaşılır. Yerkürenin manyetik alanı yerin çekirdeği içinde oluşmaktadır. Bu alanın varlığı canlılar için önemlidir. Çünkü onları güneşin elektromanyetik ışımından korumaktadır. Ayrıca çekirdeğin hareketlerindeki değişimler dünyanın dönüşünü bu da iklimin gidişini değiştirebilir. Bu fiziksel olaylar zincirinin birbirine bağlılığını Kadioğlu "kelebek etkisi" adı altında atmosfer olaylarının fiziğini açıklamak için kullanmıştır. Bu etki yalnızca atmosferde geçerli olmayıp tüm yerkürede ve hatta tüm yerkürede geçerlidir. Evrenin bir parçasının herhangi bir sebeple bozulması diğer parçalarını da aynı şekilde etkiler.

Jeofizikçiler, bu fiziksel sistemin değişimini dünyanın çeşitli yerlerine kurulmuş olan gözlemevleriyle zamanın ve mekânın fonksiyonu olarak sürekli olarak izlerler. Örneğin ülkemizde de B.Ü. Kandilli rasathanesinde yer titreşimleri (sismogramlarla, yerkürenin manyetik alanı manyetogramlarla) meteorolojik olaylar sürekli olarak izlenir. Jeofizikçiler bu doğal sistemi bildiklerinde kıyaslama yoluyla bu sistemi bozan (bunu jeofizik terminolojisinde "anomali" yani anormallik, farklılık anlamında bir sözcükle açıklarlar) etkileri de incelerler.

Bu amaçla jeofizik yöntemlerle yapay sistemi yani çevre olayı söz konusu olduğunda "kirlenme" sistemlerini modern aletsel teknolojiyle çok pratik olarak açığa çıkarabilir (16). Bu anlamda jeofizik bir mühendislik dalıdır ve yeraltı sularının kirlenmesi, atık maddelerin depolanmasında yer seçimi, kirleticilerin çevresindeki özelliklerin incelenmesi gibi konularda çalışmalar yapar.

8.4. Çevre Geotekniği Ve Jeofiziği

Kirlenmiş zemin, toprakta veya zemin suyunda zararlı maddelerin "normal arka plan değerleri" üzerinde konsantrasyonlarda olması veya toksik veya patlayıcı gazların bulunduğu zemindir. (BS 5930/1999). Parsel veya çevresi organik, inorganik kimyasallar, tehlikeli gazlar, biyolojik ajanlar, radyoaktif elementlerle kirlenmiş olabilir. Bazı ana kirleticiler sanayi ve evsel atıklar, etrafa sızan veya saçılan zararlı sıvılar, yıktırılan / yıkılan endüstriyel yapıların kirli molozları, kirlenmiş dolgu malzemeleri, zirai kimyasallar, böcek öldürücü, bitki öldürücü maddeler, karayolu tuzları, maden ocağı atıkları, usulüne göre gömülmemiş hayvan cesetleri'dir. Kirlenmenin olması muhtemel yerler, çöp atık depoları ve çevresi, eski ağır sanayi (demir-çelik fabrikaları/işlikleri, gemi inşa yerleri v.b.), gaz tesisleri, eski veya faal kimyasal madde üretim fabrikaları, kanalizasyon muamele tesisleri, kanalizasyon tasfiye tesisleri, metal boyama, kaplama v.b. gibi metal işleri yapan tesisler, akaryakıt depolama tesisleri, garajlar, dolgu zeminler, çiftlikler, kırıcıların çalıştığı alanlar, ahşap muamele tesisleri, demiryolu hatları.

Zeminde kirlenme katı halde (endüstriyel artıklar, maden atıkları gibi); sıvı halde (yağlar, çözücüler gibi), suda ve/veya yarı doymuş bölgede yüzer, çözülmüş, tutulmuş (hapsedilmiş) veya gaz halinde; (metan, uçabilen organik buharlar gibi) olabilir.

Kirlenme aşağıdaki kategorilere göre gruplandırılabilir:

- ✓ Metaller yolu ile kirlenme, Tuzlar yolu ile kirlenme
- ✓ Asit ve bazlar yolu ile kirlenme

- ✓ Organik bileşikler veya buharlar yolu ile kirlenme lifli malzemeler yolu ile (asbest gibi) kirlenme Patojenler, virüsler yolu ile kirlenme
- ✓ Radyoaktif elementler yolu ile kirlenme
- ✓ Doğal olarak veya zemindeki kimyasal kirlenmenin biyolojik bozunması ile oluşan gazlar (metan, karbon dioksit, hidrojen sülfid, radon v.b.) dolayısı ile kirlenme

Başlangıçta, zemin araştırma stratejisini sorumlu uzman belirlemelidir. Bu, araştırma yöntemini, derinliğini, büyüklüğünü ve yoğunluğunu etkileyebilen çeşitli nedenlere dayanan bir dizi nedenlerden dolayı istenir. Araştırmalar gelişme (yeni yerleşim yerleri) projeleri için geoteknik ve jeofizik incelemelerle birlikte, bir alanda kirlenmenin varlığı veya olmadığının belirlenmesi, veya çevre etki değerlendirmesi için yapılabilir. Bu araştırmalar için uygun olan örnek alma yerleri ve teknikleri kimyasal deneyler için uygun olmayabilir, veya tersi olabilir. Araştırma planı her iki gereksinimi de karşılayacak tarzda olmalıdır.

8.4.1. Araştırma Aşamaları

Büro çalışması, ilerleyecek çalışmalar için temel verileri sağlar. Bu çalışma sadece yapılacak araştırma noktaları, derinliği, tipi, sayısı için izin onaylarını, sahaya ulaşma planlarını kapsamayıp, sağlık güvenliği koşulları ve numune alma ve muamele etme, taşıma protokollerini de kapsar.

A) Temel bilgi kaynakları

- ✓ Arsanın daha önceki sahibi tarafından muhafaza edilen evrak (planlar, proses detayları, kullanılan kimyasallar, atık özellikleri, vs.)
- ✓ Eski haritalar, hava fotoğrafları
- ✓ Daha önceki saha etütleri verileri. Bunlar, kimyasal sonuçları ve kimyasal deneyleri de kapsar.
- ✓ Mahalli yetkililer tarafından tutulan kayıtlar, özellikle belediyelerin atık depolama, planlama, imar planları ile ilgili olanlar,
- ✓ Çevre ile ilgili makamlar tarafından tutulan kayıtlar Yetkililerce atık boşatma için verilen izinler
- ✓ Tarihsel, jeolojik, hidrojeolojik, kimyasal deneyler ile ilgili data, saha gözlemleri sırasında elde edilen bilgiler değerlendirilmeli ve yapılacak incelemenin kapsam, metot, alınacak önlemler, numune alma protokolleri hakkında karar verilmelidir. Eğer potansiyel bir kirlenme olduğuna dair kanaat gelişirse çevre ile ilgili yetkililere haber verilmelidir.

B) Saha İncelemeleri

Yapılacak incelemenin planlamasında yardımcı olmak üzere, büro çalışmasında saha için toplanan bilgilerin teyidi ve ek bilgi edinmek için sahada inceleme yapılmalıdır.

C) Numune Alma Planı

Amacına uygun olarak, incelemeler, konusunda deneyimli ve yetkili uzman kişi tarafından (bu kişi geoteknik mühendisi, jeofizik mühendisi, çevre mühendisi, kimyacı, jeolog, hidro-jeolog, veya ilgili başka bir disipline mensup olabilir) planlanıp,

kontrol edilmelidir. Ayrıca, uzman kişi ilgili konuda yeterli deneyime sahip değilse, mutlaka bir çevre kimyacı da, tehlikelerin tanımlanması için hazır bulunmalıdır. Sondaj, numune alma operatörlerinin, geleneksel teknikler yanında, kullanılacak özel teknikler ve metotlar hakkında eğitim ve deneyimi olmalıdır.

D) Numune almanın amaçları

- ✓ Kirleticilerin tipi ve konsantrasyonunun tanımlanması,
- ✓ Kirlenmenin yatay ve düşey yaygınlığının belirlenmesi,
- ✓ Kirlenmenin kaynağının saptanması,
- ✓ İyileştirme tedbirleri için yeterli veri temini
- ✓ Potansiyel tehlikelerin, risklerin tanımı

Genellikle aşamalı bir inceleme uygundur. Su ve gaz numuneleri alınması durumunda genellikle numunelerin belli periyotlar halinde birkaç aşamada alınması, temsil edici olmaları açısından genellikle gereklidir.

E) Numune almanın modelleri

Genellikle iki model kullanılır. Bunlar,
1-Kanaatsel modelleme,
2-Düzyük modelleme

Kanaatsel modelleme, büro çalışmalarında elde edilen bilgilere dayanır. Bu model, sahadaki kirlenmenin kaynağının bilindiği durumlarda daha uygundur. Göz önüne alınması gereken hususlar, potansiyel kaynakların yeri, önceki saha incelemelerinden elde edilen veriler, topografya, hidrojeoloji, yeraltı şebekeleri, vb gibi hususlardır.

Düz karelej, çapraz, balıksırtı karelej gibi düzyük modelleme, kirlenmenin kaynağının bilinmediği belirlenmediği arsalarda uygun olabilir. Her iki yöntemin de birlikte uygulanması da mümkündür.

Numunelerin yerinin sayısı istenen güvenirlik derecesi, alanın büyüklüğü ve kirlenmenin yaygınlığına, inceleme aşamalarının sayısına, arazinin kullanma amacına, maliyete, uygun ekipmanın varlığı, zamana bağlıdır.

Mümkünse, esneklik ve ekonomi için, aşamalı bir inceleme planı yapılmalıdır. İlk aşamalar ön gaz araştırmasını, jeofizik teknikleri, zemine radarlı sondalamayı, yeterli yüzeysel temsil edici numune toplamayı, mevcut kuyulardan su numuneleri almayı içerebilir. Her numune alma yerinden birkaç numune alınır. Numune sayısı, yerin durumuna, kirlenmenin kaynağına, zemin koşullarına bağlıdır.

F) Numune almanın teknikleri

Numune alma teknikleri sahaya mahsus olup, numune kaimesine, tipine, erişim olanağına, su kaynaklarının korunmasına, jeolojiye, hidrojeolojiye, maliyete ve zamana bağlıdır.

En yaygın teknikler:

- ✓ Sığ inceleme çukuru: Bu metot ucuzdur. Kirlenme olan yerde, çukur içine girilmemeli, kullandıktan sonra dikkatle kapatılmalıdır.

- ✓ Sürekli darbeli numune alma sondaj kuyuları: 5-8 metre derinlikle sınırlıdır. Ekipman portatif olup, erişimin sınırlı olduğu yerlerde uygundur.
- ✓ Hafif kablolu darbeli sondaj kuyuları: Geoteknik araştırmalarda kullanılan geleneksel yöntem kullanılabilir, ancak kirlenmiş tabakaları geçerken ve kuyuyu kapatırken çok dikkatli olunmalıdır.
- ✓ Mekanik burgular: Ortası boş burgu ile rotari delme kirlı zeminlerde delik açmak için kabul edilir bir metottur. Su ve gaz numuneleri kuyu içine konan piyozometrik borulardan (standpipe) alınır
- ✓ Rotari delme ve karot alma: Sığ derinliklerden numune alma için kullanılabilir. Sulu rotari sondaj kirlenmiş zeminde uygulanmaz
- ✓ İtkili zemin suyu numune sondası: CPT ekipmanı ile yüksek kalitede aralıklı derinliklerde numune alma ve ölçüm yapmak için kullanılabilir. Zemin, yeraltı suyu, gaz, numunesi alınır, yerinde pH, redox potansiyeli, elektrik kondüktivitesi, sıcaklık ölçümü yapılabilir.

Katı numuneler, temizlenmesi kolay, paslanmaz çelik el aletleri ile veya kuyu dibine sürülen numune tüpleri ile alınabilir. Numuneler 100-150 mm gibi dar aralıklarla alınıp, kompozit olmamalıdır. Numune alma yöntemi mutlaka not edilir Kimyasal analiz yapacak uzmanla konuşularak numune boyutları belirlenmelidir. Genellikle 1 kg numune yeterlidir. Numune muhafaza ediciler sağlam, suya, havaya karşı geçirimsiz, numune ile kimyasal reaksiyona girmeyen, atıl malzemeden olmalıdır. Polyethylene torbalar kullanılabilir. Aşınma sırasında hasar görmemelidir. Uçabilen organik maddelerin taşınmasında özellikle dikkatli olunmalıdır.

Yeraltı suyu numuneleri kimyasal analiz için çukurlardan, bitmiş kuyulara yerleştirilen piyozometrik borulardan (standpipe), veya itkili alıcılar ile alınabilir. Borulardan numune alma üç aşamalıdır: a) ilk su seviyesini ölçme, b) kuyuyu temizleyerek sadece zeminden gelen su ile dolmasını sağlama, c) numune alma

Su numuneleri için en çok kullanılan kaplar polyethylene şişeler, polypropylene şişeler, borosilicate cam kaplardır. Kaplar opak (ışık geçirmez) olmalıdır. Normal numune hacmi 1 litredir. Kaplar kullanmadan önce temizlenmeli ve kurutulmalıdır. Muayyen parametreler için özel temizleme yöntemleri gerekli olabilir. Şişe önce üç defa durulanmalı ve sıvı numune alma işi dolum öncesi yapılmalıdır. Numune kapların tam olarak doldurulmalıdır. Gaz ve buhar numuneleri kuyulardan sonda ile yapılardan, hizmet sistemlerinden alınabilir.

Gaz sızdırmaz şırıngalar, dışı yapışmaz hava geçirimsiz torbalar, paslanmaz çelik, bakır, alüminyum, plastik, cam tüpler gibi birçok tip gaz numunesi muhafaza kabı vardır Paslanmaz çelik olanlar tercih edilir. Bütün numuneler kullanma öncesi azot gibi bir atıl gaz ile durulanmalı ve kaçakları kontrol edilmelidir. Bazı numuneler, özellikle sıvı olanlar, toplanmalarını müteakip kimyasal veya biyolojik değişimler nedeni ile bozunabilir. Bu reaksiyonları yavaşlatmak veya ortadan kaldırmak için koruyucu maddeler eklenebilir veya numune soğutulabilir veya dondurulabilir. Bakteriyolojik numuneler ve su numuneleri. ışık almamalı, 2 to 4° . arasında muhafaza edilmelidir.

Bazı saha incelemelerinde, numuneleri sahada deneye tabi tutmak, personelin sağlık ve güvenliğini sağlamak, çabuk değişebilen kirletici maddeleri tayin etmek ve analizi hızlandırmak açısından avantajlı olabilir. Bu amaçla hassaslıkları sınırlı da olsa, taşınabilir ekipman mevcuttur.

G) Numunelerin Analizi

İncelemelerden isten sonucu alabilmek için, uygun analitik teknikler kullanılmalıdır. Bazı kritik hususlar şunlardır:

- ✓ Numune ön muamelesi
- ✓ Analitik metodun seçimi
- ✓ Analitik kalite güvencesi

Birçok katı ve sıvı numunelerin analiz öncesi bir çeşit ön hazırlığa tabi tutulmaları gerekir. Analitik sonuçlarda peşin hükmü önlemek için, hazırlık metodu dikkatle seçilmelidir. Analizi yapacak kişi en uygun analiz yöntemini etüdü yapanlar ile danışarak kararlaştırır. Etüdü yapanlar aşağıdaki kriterlerin karşılandığını garanti etmelidir:

- ✓ Beklenen konsantrasyon aralığı içinde, sonuçlar, istenen kesinlikte ve hassasiyette elde edilmelidir.
- ✓ Muhtemel girişimler ve matris etkileri en az olmalıdır
- ✓ Analiz tekniğinin geçerliliği tekrarlı deneylerle kabul görmüş olmalıdır. Analizin alacağı süre, saha etütlerinin zaman sınırlamalarını sağlamalıdır
- ✓ Analizin belirleme sınırı, problem ile uyumlu olmalıdır. Bu husus su numunelerini deneye tabi tutarken özellikle önemlidir.

Herhangi bir kirlenmenin anlamı, sahanın kullanma amacı yönünden takdir edilmelidir. Burada cevaplanması gereken sorular:

- a) Sahanın düşünülen kullanma amacını etkileyecek hangi tehlikeler vardır?
- b) Hangi kirleticiler bu tehlikelere neden olur?
- c) Bu kirleticiler mevcut mudur ve mevcut ise, konsantrasyonları ve dağılımları nedir?
- d) Tehlike var mıdır? Varsa nasıl izale edilir?
- e) Sahayı daha az hassas kullanmak seçeneği, tehlikeleri azaltmak veya kaldırmak yönünde daha etkili olur mu?
- f) Hangi iyileştirme yöntemleri pratiktir ve sahanın seçilen amaca uygun kullanılmasını sağlamak için nasıl bir izleme -kontrol gerekir?

8.4.2. Çevre Jeofiziği Çalışmaları

Tatlı-tuzlu su ayrımı gibi çevre sorunu olarak da görülen yeraltı suyu sorunun çözümüne yönelik çalışmalar, doğru akım öz direnç ve daha sonraları öz direnç-IP yöntemleri ile yürütülmüş fakat 'çevre jeofiziği' olarak değil hidrojeoloji sorunlarının çözümü olarak görülmüştür. Bu nedenle 'çevre jeofiziği' yeni bir jeofizik dalı gibi ortaya konmuştur. 1990'lı yıllarda, çevre jeofiziği konusundaki bilgi birikimi oldukça yoğunlaşmış olup jeofizik literatürüne girmiştir.

Çevre jeofiziği konuları içinde, izleyen genel sorunların çözümüne yönelik çalışmalar sıralanabilir.

Bu çalışmalara bir kısım özel, Petrol ve doğal gaz boru hatlarından sızıntıların neden olduğu kirlilik gibi çevre sorunlarını ve bunların çözümlerini eklemek de mümkündür.

Çevre sorununa bağlı olarak çözüm için jeofizik yöntemlerden bir veya birkaçı uygulanabilmektedir.

- 1-Yeraltısuyu aramaları,
- 2-Tatlı-tuzlu su bölgelerinin sınırlarının belirlenmesi,
- 3-Yeraltısuyu kirliliğinin saptanması,
- 4-Yeraltı atıksu depolama bölgelerinin saptanması,
- 5-Baraj ve göl kaçaklarının belirlenmesi,
- 6-Yeraltı boşluklarının saptanması,
- 7-Kimyasal atık bölgelerinin saptanması,
- 8-Evsel atık bölgelerinin saptanması,
- 9-Çeşitli geoteknik haritaların hazırlanması,

Uygulama Alanları

Jeofizik ölçümler veya ölçmeler aşağıdakilerin araştırmasına yardımcı olabilir:

1. Ortaya çıkan toprak dolgularının veya tehlikeli atık yerlerin etrafında ve altındaki zeminin jeolojik ve hidrolojik yapıları. Yeni yerlerin seçimi için alternatifler.
2. Atık yığınlarının uzanımı (geometrisi) ve içerikleri (fiziksel ve kimyasal özellikleri).
3. Kirlenmiş atık suların, sızıntıların ve atmosfer kirliliklerinin akışı.

Tehlikeli yerler üzerinde jeofiziksel ölçümlerin diğer pozitif etkisi çalışan personeli endüstriyel güvenliğidir.

Jeofiziğin akıcı ve yıkıcı olmamasından dolayı doğal ve yapay tıkanmalar eksiksiz kalır. Toksik gazlar veya sıvılar kaçamaz ve sağlık tehlikesi düşer.

Çizelge 8.1. Çevre Jeofiziği Uygulamaları

Yöntemler	Uygulama sahası		
	Jeoloji	Toprak dolgu	Akışkan Hareketi (Plume)
+ uygulanabilir, (+)sınırlı uygulanabilir, - uygulanamaz			
Manyetik	(+)	+	-
Jeoelektrik haritalama	(+)	+	(+)
Jeoelektrik sondaj	+	+	+
IP	(+)	(+)	(+)
Doğal Potansiyel (SP)	(+)	(+)	(+)
EM Yöntemler	+	+	+
Ground Radar	(+)	+	(+)
Sismik Kırılma	+	(+)	-
Sismik Yansıma	+	-	-

Çizelge 8.2. Çevre Jeofiziğinin Amaçları

Yöntemler	Amaçlar					
	Evsel Atık	Endüstriyel Atık	Terkedilmiş Ortam	Akifer Gözeneğindeki Akışkan Akışı (Plume)	Akifer Çatlaklarındaki Akışkan Akışı (Plume)	Jeolojik Engel
Uygunluk; +=iyi, *=sınırlı, -= imkansız						
Manyetik	+	+	+	-	-	-
Jeoelektrik haritalama	+	+	+	+	+	+
Jeoelektrik sondaj	+	+	-	+	+	+
IP	+	+	*	+	*	+
SP	*	+	-	*	-	-
EM, VLF, TDEM	+	+	+	+	+	*
Ground radar	*	*	+	-	-	*
Sismik kırılma	*	*	-	+	-	+
Sismik yansıma	-	-	-	+	-	*

8.5. Sonuç ve Öneriler

Bugün ülkemize ve dünyamıza baktığımızda, çevresel sorunların nedeninin çoğunlukla insan kaynaklı olduğu görülmektedir. Yere atılan çöplerden tutunda fabrikaların atıklarının göllere akıtılmasına kadar, turizme açmak amacıyla otel yapmak için talan edilen ormanlık alanlardan tutun da nükleer santrallere kadar her şeyde insan faktörünü görüyoruz.

İnsanın doğayla mücadele sürecinde teknolojinin ilerlemesi ve mevcut neoliberal politikaların sonucu olarak ortaya çıkan rant ekonomisinin doğaya baskın geldiği ve bunun sonucunda da doğanın dengesinde aksaklıkların olduğu görülmektedir. ABD'deki kasırgalar, küresel ısınma, bölgemizde görülen yoğun çölleşme süreci gibi örnekleri çoğaltabiliriz. Bütün bu örnekler baktığımızda, kâr hırsı ile doludizgin ilerleyen kapital sistemin, doğaya verdiği zararın geri yansımaları olduğu görülmektedir. Bunun en tipik örneği olarak ABD-Çin gibi ileri sanayi teknolojisine sahip ülkelerin Kyoto Protokolü'ne imza atmamalarıdır. Bu tür sanayileşmiş ülkeler için önemli olan doğaya yaydıkları karbon miktarı değil, üretim süresince maliyetin nasıl azaltılabileceği veya sömürünün nasıl artırılabiliridir. Yeri gelmişken ülkemiz yöneticilerinin de çevre sorunlarının çözümüyle direk olarak ilgili olan Kyoto Protokolüne imzalanması taraftarıyız.

Doğayla mücadele sürecinde: bireye ve ilgili yerlerdeki yetkili bireylere düşen rol, doğayla çatışma içerisinde olan gelişimden yana değil, doğayla barış içerisinde ve paylaşımcı bir zihniyete sahip gelişimden yana tavrı almaktır.

Kuşkusuz ki çeşitli nedenlerle yapılan göçler sağlıklı kentleşme ile sonuçlanır. Yani gerek alt yapı gerekse mimari yerleşim anlamında birçok sorunun olduğu bir kentleşme söz konusu olur.

Kent sorunlarına dair jeofizik olarak, mikrobölgeleme çalışmalarıyla kentlerin kurulacağı yerlerin yerleşime uygun olup olmadığını araştırabilir, olası doğal afetler karşısında önceden çeşitli önlemler alabiliriz. Tabii bununla ilgili çalışmalar yaparken “**mühendis birey**”lerin “**toplumsal davranış**” sergilemeleri de çok hayati önem taşır. Zira ilgili çalışmalar sırasında **etik bencillik**(öz çıkarıcılık) yapar, toplumsal davranış sergilemez ve en önemlisi de doğaya uygun olmayan işler ortaya çıkarmaya çalışırsa uzun vadede kötü sonuçlarla karşı karşıya kalabiliriz.

Yapılan herhangi bir mühendislik işinde, doğaya verilebilecek zarar hesaplanmalı, sektörün kapitalist çıkarlarına değil, doğanın dengesine uygun işler ortaya konulmalıdır.

Unutulmamalıdır ki, kentselleşme sürecinde önemli olan maliyetin az olması değil, gelişimin dengeli ve sürekli olması yani **sürdürülebilir** olmasıdır.

Kaynaklar

- Keçeli,A., Kaya, M.A., Türker, E., Kamacı, Z., 1992, Çevre Jeofiziği, II. Yeraltı Kaynakları ve Çevre Sempozyumu, Kuşadası.
- Vogelsong, D., 1995, Environmental Geophysics, Springer Verlag, Berlin.
- Ergun, U., Özkan, Y., Önalp, A., Keçeli, 2005, Parsel bazında Zemin ve Temel Etüdüleri ve Zemi İyileştirmeleri Hakkında Yönetmelik Taslağı Ön Raporu, Afet İşleri Genel Müdürlüğü, Ankara.
- Bath, M., 1973, Introduction to Seismology
- Berkes, F., ve Berkes, H., Ekoloji ve Çevre Bilimleri, Remzi Kitabevi.
- Berkner, L.V., 1964, Unity Of Geophysical Sciences. Transaction, American Geophysical Union.
- B.Ü. ÇED Kurs Notları, 1993, B.Ü. Yayını.
- Çepel, N., 1993, Ekoloji
- Ergin.N., 1986, Uygulamalı Jeofizik, İTÜ Yayını.
- International Council of Scientific Unions, 1988, year Book.
- Howell, B., 1956, Introduction to Geophysics.
- Guttenberg, B., 1928, Lehrbuch Der Geophysik, Verlag von Gebruder Borntraeger, Berlin.
- Guttenberg, B., 1933, Geophysics as a Science, Geophysics.
- Guttenberg, B., 1948, Geophysics in war and peace, EOS.
- Kadioğlu, M., Bir Kelebek Darbesiyle Kaos, Cumhuriyet Bilim Teknik.
- Özçep, F., 1992, Jeofizik Üzerine Özne Yargılar, Jeofizik Bülteni.
- Özçep, F., 1993, Jeofiziğin Ülkemizde İlk Hocası Prof.Dr.İhsan Özdoğan, Cumhuriyet Bilim Teknik.
- Özçep, T., Özçep, F., 1993, Yerbilimlerinde Terminoloji Sorununa Değişik Yaklaşımlar, Jeofizik Bülteni.
- Ward, S, 1992, Environmental and Geotechnical Geophysics, V.1 ve V.2. DEG Pub.

- Canitez, N., Tarihsiz, Çevre Sorunlarında Jeofizik, Ana Başlıklar, (Yayınlanmamış).
- TMMOB Jeofizik Mühendisleri Odası, 1993, Çevre Sorunlarında Jeofizik Mühendisliği Uygulamaları, Jeofizik Bülteni, Yıl:5, Sayı:6.
- Lansberg, H.E., 1986, Geophysics, Handbook of Physics, s.517
- Bullen, K., 1968, Geophysics, Grolier International.
- Erkin, K., 1967, Tatbiki Jeofizik, İTÜ Mad. Fak. Yay.
- İSKİ Çevresel Etki Değerlendirme Yönetmeliği.
- Karpuzcu. M., 1991, Çevre Kirlenmesi ve Kontrolü, KubbealtıNeşriyatı.
- Parasnis, 1986, Principles of Applied Geophysics.
- Doğan, H., Özçep, F., 2009, Bir Jeofiziksel Problem Olarak Çevre, Doğa ve Toplum, Orman Mühendisleri Odası İstanbul Şubesi Yayını, Temmuz-Ağustos 2009, Sayı: 2, <http://www.dogavetoplum.web.tr/s02/3.1.html>
- Ergun, U., Özkan, Y., Önalp, A., Keçeli, 2005, Parsel bazında Zemin ve Temel Etüdüleri ve Zemin İyileştirmeleri Hakkında Yönetmelik Taslağı Ön Raporu, Afet İşleri Genel Müdürlüğü, Ankara.