

**T.C.
GAZİ ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İKTİSAT ANABİLİM DALI**

**TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNÜN EKONOMİK ANALİZİ VE
DOĞAL GAZ
POLİTİKALARININ DEĞERLENDİRİLMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Hazırlayan
Ercüment SEVİMLİ**

**Tez Danışmanı
Yrd. Doç. Dr. Fetullah AKIN**

Ankara-2008

**T.C.
GAZİ ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İKTİSAT ANABİLİM DALI**

**TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNÜN EKONOMİK ANALİZİ VE
DOĞAL GAZ
POLİTİKALARININ DEĞERLENDİRİLMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Hazırlayan
Ercüment SEVİMLİ**

**Tez Danışmanı
Yrd. Doç. Dr. Fetullah AKIN**

Ankara-2008

Yüksek Lisans Tezi İçin Jüri Üyeleri Onay Sayfası

ONAY

Ercüment SEVİMLİ tarafından hazırlanan “*Türkiye’de Doğal Gaz Sektörünün Ekonomik Analizi ve Doğal Gaz Politikalarının Değerlendirilmesi*” başlıklı bu çalışma, 15/02/2008 tarihinde yapılan savunma sınavı sonucunda *oybirliği* ile başarılı bulunarak jürimiz tarafından İktisat Anabilim Dalında yüksek lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

İmza

.....

[Unvanı, Adı ve Soyadı] (Baskan)
Doç. Dr. A. Hakan ÇERMİKLİ

İ m z a

.....

[Unvanı, Adı ve Soyadı]
Yrd. Doç. Dr. Fetullah AKIN

İ m z a

.....

[Unvanı, Adı ve Soyadı]
Yrd. Doç. Dr. Salih AK

ÖNSÖZ

Bu çalışma yüksek lisans tezi olarak hazırlanmıştır. Çalışmada Türkiye’de doğal gaz sektörünün ve politikalarının güncel durumu incelenmiş ve tartışmalı olan hususlar dile getirilerek sorunlara muhtemel çözüm önerileri geliştirilmeye ve ayrıca mevcut enerji politikalarına alternatif politikalar üretilmeye çalışılmıştır. Çalışmanın hazırlanmasında rahat bir çalışma ortamı sunan tez danışmanım Yrd. Doç. Dr. Fetullah AKIN’a teşekkür ederim.

Ercüment SEVİMLİ

10/05/2007, Nilüfer-BURSA

İÇİNDEKİLER;

ÖNSÖZ.....	i
İÇİNDEKİLER.....	ii
KISALTMALAR.....	vi
SİMGELER.....	viii
TABLolar.....	ix
ŞEKİLLER ve GRAFİKLER.....	xi
GİRİŞ.....	1

BİRİNCİ BÖLÜM

1. TÜRKİYE'DE ENERJİ SEKTÖRÜNÜN GENEL OLARAK İNCELENMESİ VE DEĞERLENDİRİLMESİ.....	3
1.1 TÜRKİYE'NİN FOSİL YAKIT REZERVLERİ.....	3
1.1.1 Taş Kömürü	3
1.1.2 Linyit	4
1.1.3 Asfaltit.....	7
1.1.4 Bitümlü Şeyller (Şistler)	8
1.1.5 Turba.....	8
1.1.6 Petrol.....	9
1.1.7 Doğal Gaz.....	10
1.1.8 Uranyum.....	11
1.1.9 Toryum.....	11
1.2 TÜRKİYE'NİN YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI.....	13
1.2.1 Hidrolik Enerji.....	13
1.2.2 Jeotermal Enerji.....	17
1.2.3 Güneş Enerjisi.....	20
1.2.4 Rüzgar Enerjisi.....	21
1.2.5 Deniz Kökenli Yenilenebilir Enerji.....	23
1.2.6 Biokütle Enerjisi.....	24

İKİNCİ BÖLÜM

2. TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNÜN EKONOMİK ANALİZİ.....	27
--	----

2.1 DOĞAL GAZIN TANIMI.....	27
2.2 DOĞAL GAZIN TARİHÇESİ.....	27
2.3 DÜNYA'DA DOĞAL GAZ PİYASASI.....	31
2.3.1 Genel Olarak Piyasa Türlerinin İncelenmesi.....	31
2.3.1.1 Tam Rekabet Piyasası.....	31
2.3.1.2 Tekel Piyasası.....	31
2.3.1.3 Oligopol Piyasası.....	32
2.3.2 Uluslararası Doğal Gaz Piyasası.....	33
2.3.3 Piyasanın Ekonomik Analizi.....	34
2.3.4 Fiyat Politikaları.....	36
2.4 TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ PİYASASI.....	41
2.4.1 Türkiye'de Doğal Gaz Piyasa Yapısının Analizi.....	41
2.4.2 Türkiye'de Doğal Gazın Sektörel Tüketimi.....	42
2.4.3 Doğal Gaz Alım-Satım Anlaşmaları.....	43
2.5 DOĞAL GAZ SÖZLEŞMELERİNİN DEVRİ.....	46
2.6 DOĞAL GAZ PİYASASI KANUNU /	
PIYASANIN SERBESTLEŞTİRİLMESİ.....	48
2.6.1 Doğal Gaz Piyasası Kanununun Öncesi ve Sonrası.....	49
2.6.2 Hangi Faaliyetler Serbest Piyasa Faaliyeti Oluyor.....	52
2.6.3 Piyasa Faaliyetlerinde Yatay ve Dikey Bütünleşme Sınırları.....	52
2.6.4 Tüketicilerin Durumu Nasıl Olacak?.....	53
2.6.5 Lisans ve Sertifika Alma Zorunluluğu.....	54
2.7 DOĞAL GAZ TAŞIMACILIĞI, TESİSLERİ VE TİCARETİ.....	55
2.8 DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNDE PLANLANAN YATIRIMLAR.....	60
2.9 DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNDE PLANLANAN PROJELER.....	61
2.9.1 Yurtiçi Projeler.....	61
2.9.2 Uluslararası Projeler.....	62
2.10 AVRUPA'YA DOĞAL GAZ TAŞIMA PROJELERİ.....	63
2.11 DOĞAL GAZIN YERALTINDA DEPOLANMASI.....	66

2.11.1 Depolama Şekilleri.....	66
2.11.1.1 Yeraltı Su Tabakalarında Depolama (Akiferler).....	66
2.11.1.2 Tuz Mağaralarında Depolama.....	66
2.11.1.3 Yeraltındaki Yapay Boşluklarda Depolama.....	67
2.11.1.4 Terkedilmiş Madenlerde Depolama.....	68
2.11.1.5 İşlevi Bitmiş Doğal Gaz ve Petrol Yatakları.....	68
2.11.2 Avrupa’da Yer Altı Gaz Depolaması.....	68
2.11.3 Türkiye’de Yer altı Doğal Gaz Depolaması.....	71
2.11.4 Türkiye’de Sıvılaştırılmış Doğal Gaz.....	72
2.11.5 Türkiye’de Doğal Gaz Yer Altı Depolama Projeleri.....	73
2.11.6 Türkiye’de Planlanan Depolama Projelerinin	
Amaçları ve Karşılaşılan Problemler.....	74
2.11.7 Yer Altı Gaz Depolaması Yatırım, İşletme ve Bakım Maliyeti.....	74

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

3- TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ ARZ – TALEP DENGESİ.....	76
3.1 TÜRKİYE’NİN DÜNYA DOĞAL GAZ PİYASASINDAKİ YERİ.....	76
3.2 TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ VE LNG TALEBİ.....	81
3.2.1 Doğal Gaz Talep Yapısının Analizi.....	81
3.3 DOĞAL GAZ PİYASASINDAKİ FİYAT POLİTİKALARI.....	84
3.4 DOĞAL GAZIN AVANTAJLARI.....	85
3.4.1 Yakıt Maliyeti.....	85
3.4.2 Enerji Tasarrufu.....	85
3.4.3 Kontrol ve Bakım.....	86
3.4.4 Yakıt İkmali.....	86
3.4.5 Yakıt Hazırlama Maliyeti.....	87
3.4.6 İşçi Sağlığı ve Üretim Kalitesi Üzerindeki Etkileri.....	87
3.5 TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ ARZI.....	87
3.5.1 Doğal Gaz Arz Yapısının Analizi.....	87
3.6 TÜRKİYE’DE DOĞALGAZ ARZ - TALEP DENGESİ.....	91

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

4. TÜRKİYE'DEKİ DOĞAL GAZ POLİTİKALARININ DEĞERLENDİRİLMESİ.....	95
4.1 ENERJİ POLİTİKALARININ GENEL OLARAK DEĞERLENDİRİLMESİ.....	95
4.2 DOĞAL GAZIN DİĞER ENERJİ KAYNAKLARI İLE MUKAYESE EDİLMESİ.....	99
4.3 DOĞAL GAZIN ARZ VE TALEP	
ÇEŞİTLENDİRMESİ KAPSAMINDA DEĞERLENDİRİLMESİ.....	100
4.4 DOĞAL GAZIN MALİYET AÇISINDAN DEĞERLENDİRİLMESİ.....	108
4.5 DOĞAL GAZIN ENERJİ TASARRUFU- VERİMLİLİK VE	
ÇEVRE AÇISINDAN DEĞERLENDİRİLMESİ.....	113
4.6 ALTERNATİF POLİTİKALAR.....	124
4.7 ÖNERİLER.....	144
SONUÇ	148
KAYNAKÇA.....	152
Ek 1: Türkiye'deki Bazı Fosil Yakıt Rezervlerinin Btu Cinsinden Hesaplanması	
(Taşkömürü, Linyit, Doğal Gaz, Petrol).....	163
Ek 2: E.İ.E.İ Genel Müdürlüğü Verilerine Göre Türkiye'nin Yenilenebilir Kaynak Potansiyeli.....	163
ÖZET.....	164
ABSTRACT.....	166

KISALTMALAR;

4646 Sayılı Kanun: Doğal Gaz Piyasası Kanunu

a.g.e. : adı geçen eser

AB : Avrupa Birliği

ABD: Amerika Birleşik Devletleri

ARES: Alaçatı Rüzgar Enerji Santrali

AR-GE: Araştırma geliştirme

BGD : Baca Gazı Desülfürizasyon

BORES : Bozcaada Rüzgar Enerji Santrali

BOTAŞ: Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi

ÇED : Çevre Etki Değerlendirme

DEK/TMK: Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi

DİE : Devlet İstatistik Enstitüsü

DMİ : Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü

DPT: Devlet Planlama Teşkilatı

DSİ : Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü

EGO: Elektrik,Gaz,Otobüs Genel Müdürlüğü

EİEİ : Elektrik İşleri Etüt İdaresi

EMO: Elektrik Mühendisleri Odası

EPDK: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu ve Kurulu

ETKB: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

EÜAŞ : Elektrik Üretim Anonim Şirketi

FSU: Eski Sovyetler Birliği Ülkeleri (Former Soviet Union)

GSMH : Gayri Safi Milli Hasıla

HES : Hidroelektrik Santral

HKKY : Hava Kalite Kontrol Yönetmeliği

IEA :Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency)

IPE : Uluslararası Petrol Borsası

İGDAŞ : İstanbul Gaz Dağıtım Anonim Şirketi

İGSAŞ : İstanbul Gübre Sanayi Anonim Şirketi

İZGAZ : İzmir Gaz Dağıtım Anonim Şirketi

LNG: Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
 METU : Ortadoğu Teknik Üniversitesi (Middle East Technical University)
 MMO: Makine Mühendisleri Odası
 MTA : Maden Tetkik Arama Enstitüsü Genel Müdürlüğü
 NBP : İngiltere Ulusal Denkleştirme Noktası (National Balancing Point)
 OECD: Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü
 OTC : İngiltere Menkul Değerler Piyasası
 PİGM : Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
 R.G: Resmi Gazete
 SSCB : Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği
 TEAŞ : Türkiye Elektrik Üretim ve İletim Anonim Şirketi
 TEİAŞ : Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
 TEP : Ton Eşdeğeri Petrol
 TET : Ton Eşdeğeri Taşkömürü
 TETAŞ : Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
 TKİ: Türkiye Kömür İşletmeleri
 TMMOB: Türkiye Mühendisler ve Mimarlar Odaları Birliği
 TPAO : Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
 TTK: Türkiye Taşkömürü Kurumu
 TÜGSAŞ : Türkiye Gübre Sanayi Anonim Şirketi
 TÜSİAD:Türkiye Sanayiciler ve İşadamları Derneği
 USD : Amerikan Doları (United States Dolar)
 WCI : Dünya Kömür Enstitüsü (World Coal Institute)
 Yİ: Yap İşlet
 YİD: Yap İşlet Devret

SİMGELER;

\$: Amerikan Doları

⁰C : Santigrat derece

Al : Alüminyum

Btu : British Thermal Unit

C : Karbon

cal : Kalori

CaO : Kalsiyum oksit

cm² : Santimetre kare

CO : Karbon monoksit

CO₂: Karbondioksit

h : Saat

HHV : Üst Isıl Değeri

K : Potasyum

kg: Kilogram

km: Kilometre

km³ : Kilometre küp

kWh : Kilowatt/saat

m : Metre

m² : Metre kare

m³ : Metre küp

MW : Megawatt

NO_x : Azot oksit

S : Kükürt

s: Saniye

SO₂: Kükürtdioksit

TWh: Terawatt/saat

TABLolar;

Tablo1-1:Türkiye'nin Taşkömürü Rezervi.....	4
Tablo 1-2:Elektrik Enerjisi Üretiminde Kullanılabilecek Taşkömürü Rezervi.....	4
TABLO 1-3:Elektrik Enerjisi Üretiminde Değerlendirilebilecek Linyit Rezervi.....	7
Tablo 1-4 Türkiye'nin Asfaltit Rezervi.....	7
Tablo 1-5:Dünya ve Türkiye Hidroelektrik Potansiyeli.....	13
Tablo 1-6: Türkiye'de Hidroelektrik Enerji Potansiyelinin Proje Durumuna Göre Dağılımı (Eylül2005).....	14
Tablo1-7: DSİ Genel Müdürlüğünce İnşaatı Sürdürülen Hidroelektrik Projeler.....	15
Tablo 1-8:Türkiye'de Havzalara Göre Yıllık Akış ve Brüt Hidroelektrik Potansiyeli.....	16
Tablo1-9:Türkiye'de Merkezi Olarak Jeotermal Enerji ile Isıtılan Yerler.....	18
Tablo1-10: Dünyada Jeotermal Enerjiden Elektrik Üretimi(Kurulu Güç).....	19
Tablo:1-11:Bölgelere Göre Güneşlenme Potansiyeli.....	21
Tablo 2-1 Doğal Gaz Satışlarının Sektörel Dağılımı.....	42
Tablo 2-2 Doğal Gaz Anlaşmaları.....	43
Tablo 2-3 Doğal Gaz İletim Hatları.....	56
Tablo 2-4 Loop Hatları.....	56
Tablo 2-5 Dağıtım ve Bağlantı Hatları.....	57
Tablo 2-6 Türkiye Doğal Gaz Hatlarının Şehirlere Göre Dağılımı ve Doğal Gaz Kullanımı	58
Tablo 2-7 Yıllar İtibariyle Doğal Gaz ve LNG Alım Miktarları.....	59
Tablo 2-8 Yıllar İtibariyle Doğal Gaz Satış Miktarları.....	60
Tablo 2-9 Devan Eden Doğal Gaz Dağıtım ve Bağlantı Hattı Yatırımları.....	61
Tablo2-10 Dünya'da Doğal Gaz Depolama Alanları.....	70
Tablo 3-1: Aylar itibariyle Eskişehir Doğal Gaz Tüketimi (Aralık 96- Mart 02).....	83
Tablo 3-2 2003 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye'deki Doğal Gaz Rezervi.....	88
Tablo 3-3 Yıllar İtibariyle Türkiye'de Doğal Gaz Üretimi.....	89
Tablo 3-4 Kontrata Bağlanmış Doğal Gaz Arz Miktarları.....	91
Tablo 3-5 Doğal Gaz Talep Senaryoları.....	92
Tablo 3-6 1999,2001 ve 2004 Doğal Gaz Talep Tahminleri ile Gerçekleşen Tüketime Karşılaştırılması.....	94
Tablo 4-1 Ülkelerde Sanayi Kullanımı Elektrik Fiyatları.....	98
Tablo 4-2 Enerji Sektöründe Düzenlenen Teşvik Belgeleri ve Yatırım Tutarı.....	99
Tablo 4-3 Toplam Kurulu Gücün Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı.....	105
Tablo 4-4 Dünyada Doğal Gazlı Araç ve Dolum İstasyonları.....	107
Tablo 4-5 Ülkemiz Kömür, Doğal Gaz ve Petrol Ürünlerinin Yıllara Göre İthalatı.....	109
Tablo 4-6 Çeşitli Enerji Taşıyıcılarının Maliyet Aralıkları	110

Tablo 4-7 Elektrik Üretiminde Kullanılan Kaynaklara Göre Maliyet.....	110
Tablo 4-8 TEAŞ ve Bağlı Ortaklıklar Termik Santrallerinde Elektrik Üretiminde Kullanılan Birincil Enerji Kaynaklarına Ait Fiyat ve Tüketim Miktarlarının Yıllar İtibariyle Gelişimi.....	111
Tablo 4-9 Mevcut Termik Santral Verileri	112
Tablo 4-10 Aday Santral Maliyetleri.....	113
Tablo 4-11 Bazı Ülkelerdeki Enerji Tüketimi ve Yoğunlukları.....	115
Tablo 4-12 Gaz Dağıtımı Girdi, Çıktı, Katma Değer, Ücret, İstihdam, İşçi-saat ve Verimlilik Göstergeleri.....	117
Tablo 4-13 Gaz Dağıtımı Girdi, Çıktı, Katma Değer, Ücret, İstihdam, İşçi-saat ve Verimlilik Göstergeleri.....	118
Tablo 4-14 Ülkemizdeki Termik Santrallerin Kurulu Güç Bakımından Karşılaştırılması.....	119
Tablo 4-15 Elektrik Üretiminden Kaynaklanan CO2 Emisyonları.....	120
Tablo 4-16 Yakıt CO2 ve SO2 Emisyonu ve Enerji Sosyal Maliyeti.....	121
Tablo 4-17 Türkiye’de Birincil Enerji Kaynakları Tüketimi.....	126
Tablo 4-18 Türkiye’de Birincil Enerji Kaynakları Üretimi.....	128
Tablo 4-19 Kömür Eksikliği ve Kalitesi Nedeniyle Üretilmeyen Enerji (Milyon kWh).....	134
Tablo 4-20 Türkiye’deki Kömürlü Termik Santrallerin İşletmeye Alınma Tarihleri.....	135
Tablo 4-21 Elektrik Üretimi Amaçlı İşletmeye Alınabilecek Linyit Sahaları.....	137
Tablo 4-22 Kurulu Gücü 300 MW Olan Tipik Barajlı Hidrolik ve Kombine Çevrim Doğal Gaz Santrali Genel Ekonomik Mukayesesi.....	141

ŞEKİLLER VE GRAFİKLER;

Şekil 2-1 Doğal Gaz Piyasası Kanunu Öncesi(397 sayılı KHK ile).....	50
Şekil 2-2 Doğal Gaz Piyasası Kanunu Sonrası.....	51
Şekil 4-1 1990 Yılı İtibariyle Doğal Gaz Arzının Kaynaklara Göre Payı.....	100
Şekil 4-2 1995 Yılında Doğal Gaz Arzının Kaynaklara Göre Dağılımı.....	101
Şekil 4-3 2000 Yılında Doğal Gaz Arzının Kaynaklara Göre Dağılımı.....	101
Şekil 4-4 2001 Yılında Doğal Gaz Arzının Kaynaklara Göre Dağılımı.....	102
Şekil 4-5 2020 Yılı Doğal Gaz Arz Kaynaklarının Dağılım Projeksiyonu.....	103
Grafik 2-1 Sektörel Tüketim.....	42
Grafik 3-1 Yıllar İtibariyle Türkiye’de Doğal Gaz Üretimi Dağılımı.....	90
Grafik 4-1 Kamu Ruhsatlı Alanlarda Linyit Üretim Kapasitesi Kullanım Oranları.....	131
Grafik 4-2,3,4,5,6,7 Tipik Barajlı Hidrolik ve Kombine Çevrim	
Doğal Gaz Santrali Mukayesesi.....	13

GİRİŞ

İnsanoğlunun en temel ihtiyaçlarının karşılamasında en önemli gereksinimlerden bir tanesi enerjidir. Aydınlanmak, pişirmek, seyahat etmek, ısınmak gibi hayatın idamesi için zorunlu olan pek çok ihtiyacımızın karşılanmasında enerjiye ihtiyaç duymaktayız.

Dünyada sanayileşmeye paralel olarak enerji ihtiyacı tüm toplumlarda artmıştır. Günümüzün gelişmiş ülkeleri bu seviyelerine ucuz ve bol enerji kullanarak gelmişlerdir. Ülkelerin enerjiye olan bu ihtiyacı enerji kaynaklarına sahip olabilme yarışına neden olmuş, hatta savaşlarla toplumları felakete sürükleyebilmiştir.

Günümüzde, kişi başına enerji tüketimi ekonomik gelişmişliğin bir göstergesi olarak kabul edilmektedir. Gerek gelişmiş gerekse az gelişmiş ülkeler için kalkınmanın en temel girdisi enerjidir.

Dünyada nüfus hızla artmaktadır. Bu artış enerjiye olan gereksinimi de arttırmakta; ancak enerji kaynaklarının rezervleri bu hızda artmamaktadır. Yeterli enerji temini önemli bir sorun olmakla beraber enerji kullanımının bu denli artması bir takım çevresel kaygıları da beraberinde getirmiştir. Özellikle fosil yakıtlardan kaynaklanan kirlilik emisyonları tabiatın doğal dengelerini tahrip etmiştir.

1970'lerdeki petrol krizleri tüm dünyada alternatif enerji kaynağı arayışını başlatmıştır. Petrol fiyatlarındaki yükselmenin yanı sıra çevre kirliliğinin azaltılması amacıyla doğal gaz kullanımına başlanmış ve tüm dünyada yaygınlaşmıştır. Günümüzde doğal gaz dünyanın önemli enerji kaynaklarından biri haline gelmiştir.

Enerji kullanımından kaynaklanan çevre kirliliğinin azaltılması amacıyla diğer fosil yakıtlara göre daha az kirlilik emisyonuna sahip olması doğal gazın en önemli tercih nedenidir. Bunun yanında pahalı bir enerji kaynağı olması da önemli bir dezavantajdır.

Ülkemizde de doğal gaz kullanımı, dünyaya paralel olarak petrole alternatif yakıt arayışı ve çevre kirliliğinin azaltılması amacıyla gündeme gelmiştir. Ankara, İzmir, İstanbul gibi büyük şehirlerde yaşamı zorlaştıran hava kirliliğini azaltmak için bu kentlerden başlamak üzere doğal gaz kullanımı ülke genelinde yaygınlaştırılmıştır ve bu alanda çalışmalar halen devam etmektedir.

Bugün ülkemizde birincil enerji kaynakları tüketimi içerisinde doğal gaz tüketimi çok büyük bir paya sahiptir. Bu tüketimin yaklaşık olarak %3'ü yurtiçi kaynaklardan karşılanmakta, geriye kalanı ise ithal edilmektedir. Ülkemiz 1987 yılından bu yana çeşitli ülkelerle yapılan anlaşmalar çerçevesinde büyük miktarlarda doğal gaz ithal etmiştir. Yapılan ithalatın çok büyük bir bölümü elektrik üretimi amaçlı kullanılmış ve bu durum ülkemizin enerji politikalarını tartışmalı hale getirmiştir.

Doğal gaz, rezervlerinin dünyada homojen olmaması nedeniyle siyasi ve ekonomik güç dengelerini etkileyebilecek bir enerji kaynağı olarak tüm dünyada giderek önem kazanmaktadır. Ülkeler arasındaki güç savaşında doğal gaz daha da artarak önemini koruyacağı ve petrole alternatif politik bir silah olacağı benzetilmektedir.

1. TÜRKİYE'DE ENERJİ SEKTÖRÜNÜN GENEL OLARAK İNCELENMESİ VE DEĞERLENDİRİLMESİ

1.1 TÜRKİYE'NİN FOSİL YAKIT REZERVLERİ

1.1.1 Taş Kömürü

Türkiye'nin en önemli taş kömürü yatakları Zonguldak yöresinde, batıda Ereğli'den, doğuda İnebolu'ya kadar uzanan yaklaşık 200 km uzunluğundaki havzada yer almaktadır. Havzadaki mevcut rezerv 1,123 milyar ton olup, bunun 422,992 milyon tonu (%38) görünür durumdadır.¹Ayrıca Antalya-Akseki ve Diyarbakır-Hazro yörelerinde de iki küçük taş kömürü yatağı bulunmaktadır. Bu küçük havzalardan ikincisinin (Diyarbakır-Hazro) rezervi 400 bin ton olarak tahmin edilmektedir.²

Ülkemizdeki taş kömürü rezervleri sınırlıdır.Gerçekte de bu rezerv, örneğin Almanya'nın Ruhr Havzası'nın 25 milyar tonu bulan çıkarılabilir rezervinin ancak %6'sını ve Ukrayna'nın Donbass Havza'sının 88 milyar tonu bulan rezervlerinin sadece %1,7 sine eşit olduğu anlaşılmaktadır.³

Zonguldak yöresindeki taş kömürü rezervleri ; Zonguldak – Armutçuk Zonguldak – Kozlu , Zonguldak – Üzülmüş , Zonguldak – Karadon , Bartın – Amasra havzalarında yer almaktadır.Bu havzaların rezerv miktarları aşağıdaki tabloda gösterilmektedir.

¹ DPT, Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı, **Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu Raporu**,ANK.,2001, s.4-11

² DOĞANAY,Hayati, **Enerji Kaynakları**,Erzurum,1998, s.506

³ DOĞANAY,Hayati,**a.g.e**, s.505

Tablo1-1:Türkiye'nin Taşkömürü Rezervi

(Bin Ton)

SEKTÖR	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam
Armutçuk	25.751	8.206	6.000	39.957
Kozlu	62.367	60.487	47.975	170.829
Üzülmaz	155.491	94.342	74.020	323.853
Karadon	147.604	159.407	117.144	424.155
Amasra	31.779	133.304	0	165.083
TOPLAM	422.992	455.746	245.139	1.123.877

Kaynak:TTK

Zonguldak havzasında yapılan üretim ülkenin ihtiyaçlarını karşılayamamaktadır. Bu nedenle 1970'li yıllardan bu yana önemli miktarlarda taş kömürü ithalatı yapılmaktadır. Ülkemizde 2005 yılının ilk sekiz ayı itibariyle gerçekleştirilen elektrik üretiminin %1,8'i taş kömürü ile üretilmiştir.⁴Elektrik enerjisi üretiminde kullanılabilecek rezervlerin kullanım oranları aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 1-2:Elektrik Enerjisi Üretiminde Kullanılabilecek Taşkömürü Rezervi

	MEVCUT (1999sonu itib.)	İNŞA HALİNDE	PLANLANAN	TOPLAM
Taşkömürü				
Güç(MW)	335	0	1200	1535
Enerji(Milyar KWH)	2.2	0	7.8	10
Kullanım Oranı(%)	22	0	78	100

Kaynak: DPT

1.1.2 Linyit

Türkiye'nin enerji kaynakları içerisinde linyitin önemli bir yeri vardır. Ülkemizin rezervi en bol birincil enerji kaynağı linyit kömürleridir.Türkiye'de

⁴ TAMZOK, Nejat, "Kömür Rezervlerine Sahip Ülkelerde Elektrik Üretiminde Kullanılan Kaynakların Seçimi ve Türkiye'nin Konumu", TMMOB, EMO, V. Enerji Sempozyumu, Küreselleşmenin Enerji Sektöründe Yapısal Değişim Programı ve Enerji Politikaları, Bildiriler Kitabı, 21-23 Aralık 2005, Ankara, s:296

2000 yılı verilerine göre 8.378.360.000 ton linyit rezervi bulunmaktadır.⁵ Dünya linyit rezervleri içinde ülkemizin payı %1,75 olup elektrik enerjisi üretiminin önemli bir bölümü linyite dayalı termik santrallerde gerçekleştirilmektedir.⁶ Dünya linyit rezervlerinin %70 i dört büyük ülkede bulunmaktadır.Eski SSCB 132 milyar ton , Almanya 43 milyar ton , Avustralya 43 milyar ton , ABD 135 milyar ton linyit rezervine sahiptir.⁷

Türkiye , hem taş kömürü ve hem de linyit rezervleri dikkate alınır ise , bu kaynaklar bakımından rezervleri zengin ülkeler arasında önemsiz bir ülke durumundadır. Ancak, örneğin Ortadoğu Ülkeleri arasında yine de bu kaynaklar bakımından tek zengin ülke olduğu, ayrıca hatırlanmalıdır. Örneğin, İran'ın Tahran'ın güneyi ile Mazderan kenti yakınlarında işletilen ve yılda toplam üretimi 500 bin tonu aşmayan taş kömürü rezervleri dikkate alınmazsa Türkiye ekonomik anlamda Ortadoğu ülkeleri arasında taş kömürü rezervlerine sahip tek ülke konumundadır. Linyit zenginliği içinde durum aynıdır. Gerçi Lübnan (Anti Lübnan Dağları), Irak (Kerkük Çevresi) ve Zagnos Dağlarının bazı yörelerinde (İran Topraklarında) düşük kaliteli linyit rezervleri eskiden beri işletilir. Ancak, fazla bir ekonomik önemleri olmayıp, üretim bu rezervlere yakın kasabalarda tüketilir.(Çoğu kez yıl boyunca değil, zaman zaman işletilirler). Türkiye bu zenginliği itibariyle de Ortadoğu Ülkelerinin tek ve en zengin ülkesi konumundadır.⁸

Ülkemizin en büyük linyit havzası 3,3 milyar ton ile Doğu Anadolu Bölgesinde Elbistan (Kahramanmaraş) havzasıdır. Elbistan'dan sonra 626 milyon ton ile ülkemizin ikinci büyük linyit havzası Soma havzasıdır. Tunçbilek havzasında 335 milyon ton, Seyitömer havzasında 158 milyon ton Çan havzasında 91,2 milyon ton , Beypazarı – Çayırhan Havzasında 383

⁵ DPT, Elektrik Özel, s. 4 -9

⁶ GÜLER, İlker Dr., “Sürdürülebilir Kalkınma İçin Linyit ve Termik Santraller” **DEK/TMK, Türkiye 8. Enerji Konferansı, 21. Yüzyılda Sürdürülebilir Kalkınma İçin Enerji ve Teknoloji, 1.Cilt,** 2000, Ankara, s.277

⁷ GÜLER, İlker Dr., **a.g.e,** s.277

⁸ DOĞANAY, Hayati, **a.g.e.,** s.518

milyon ton , Göynük – Himmetoğlu Havzasında 39,2 milyon ton , Sivas Kangal havzasında, Etyemez , Hamal ve Kalbu çayırı sahalarında 155 milyon ton , Bursa havzasında 109 milyon ton , Konya havzasında, Beyşehir bölgesinde 220 milyon ton , Adana – Turfanbeyli havzasında 214 milyon ton , Tekirdağ – Saray havzasında 129 milyon ton , Çankırı – Orta havzasında 50 milyon ton , Adıyaman – Gölbaşı havzasında 50 milyon ton linyit rezervi bulunmaktadır.⁹

Ülkemiz linyitlerinin büyük bölümü düşük ısı değere sahip olup yüksek oranda kül , uçucu madde , nem ve kükürt içermektedir. Linyitlerin yaklaşık %80'i sanayi ve teshinde kullanım standartlarında olmadığından termik santraller ülkemiz için ayrı bir önem taşımaktadır. Ülkemiz linyitlerinin %94 ü termik santrallerde değerlendirilebilir. Linyitlerimizin %75 inin atıl ısı değeri 2500 Kcal/Kg arasında olup %8'i 3000 Kcal/Kg üzerinde bulunmaktadır. Kaliteleri daha yüksek olup %15 nem , %33 uçucu madde içeren 4800 Kcal/Kg ısı değere sahip Tunçbilek kömürü ile %16 nem ve %31-34 uçucu madde içeren 4700 Kcal/Kg değere sahip Soma kömürleri ile Gediz ve Çaltak kömürleri uluslararası sınıflandırmada alt bitümlü kömürler olarak isimlendirilebilirler. Ancak Türkiye'de Zonguldak taş kömürü havzası dışında yer alan tüm kömürlerin linyit olarak tanımlaması gelenek haline gelmiştir. Tunçbilek ve Soma linyitleri yıkama tesislerinden geçerek piyasaya sunulmakta olup kalite açısından ithal kömürler ile rekabet edebilecek özelliktedir.¹⁰

Elektrik enerjisi üretiminde değerlendirilebilecek linyit rezervlerinin kullanım oranları aşağıdaki tabloda verilmektedir.

⁹ GÜLER, İlker Dr., a.g.e., s. 280,281

¹⁰ GÜLER, İlker Dr., a.g.e: s.278

TABLO 1-3:Elektrik Enerjisi Üretiminde Değerlendirilebilecek Linyit Rezervi

	MEVCUT (1999 sonu itib.)	İNŞA HALİNDE	PLANLANAN	TOPLAM
Linyit				
Güç(MW)	6352	1877	8850	17079
Enerji(Milyar KWH)	41	12	57	110
Kullanım Oranı(%)	37.5	11	51.5	100

Kaynak:DPT

1.1.3 Asfaltit

Petrol kökenli yakıtlardan olan asfaltitler, yüksek sıcaklık ve yüksek basınç altında petrolün değişmesi sonucu oluşmuş kayalardır.¹¹

Ülkemizin sahip olduğu toplam rezerv 2000 yılı verilerine göre 81.752.000 tondur. Bu rezervin tamamı Güneydoğu Anadolu bölgesinde Şırnak ve Silopi yörelerinde yer almaktadır. Rezervin tamamı TKİ'nin elindedir. Türkiye'nin asfaltit rezervleri aşağıdaki tabloda gösterilmiştir.

Tablo 1-4 Türkiye'nin Asfaltit Rezervi

	MÜMKÜN	MUHTEMEL	GÖRÜNÜR	HAZIR	(Bin Ton) TOPLAM
Şırnak	6.300	13.260	10.997	1.556	32.113
Silopi	1.000	16.210	31.803	626	49.639
TOPLAM	7.300	29.470	42.800	2.182	81.752

Asfaltit, ısı değeri yüksek, içinde nadir mineraller bulunan ayrıca sentetik petrol üretiminde de kullanılabilen bir maddedir. Ülkemizde üretilen asfaltit yurdumuzun doğu yörelerinde konut yakıtı olarak kullanılmaktadır.Bunun yanında termik santrallerde kullanılması da

¹¹ DOĞANAY, Hayati, **a.g.e**, s.537

gündemdedir. Yurdumuzda, Şırnak'ın Silopi ilçesinde asfalttitle çalışan termik santralin yapım çalışmaları devam etmektedir.

1.1.4 Bitümlü Şeyller (Şistler)

Bitümlü şist veya bitümlü şeyl kaynakları , yüksek oranda petrol ve gaz ihtiva eden (Damıtma yolu ile elde edilebilirler) tortul kayalar diye tanımlanabilirler.¹²Termik santral yakıtı olarak veya damıtma yoluyla sentetik petrol üretiminde kullanılabilir. Bitümlü şist rezervlerinin tamamı ülkemizin batı yarısında yer alan Beypazarı , Seyitömer , Göynük , Ulukışla , Mengen , Bahçecik ve Burhaniye'deki yedi sahada yer almakta olup; toplam rezerv 1.1 milyar tondur. Türkiye'nin bitümlü şist potansiyeli büyük ölçüde belirlenmiş olduğundan araştırma çalışmalarına son verilmiştir. Bitümlü şistlerin, ortalama kalorifik değeri 1000 Kcal/Kg dolayında olup oldukça düşüktür. En yüksek kalorifik değer Göynük – Himmetoğlu sahasında 1390 Kcal/Kg olarak ölçülmüştür.¹³

1.1.5 Turba

Oluşumunu henüz tamamlamamış kömür türü fosil yakıtlardır.¹⁴ Ülkemizde şimdiye kadar yapılan çalışmalarla 19 ilimizin sınırları içerisinde çeşitli büyüklüklerde turba oluşumu belirlenmiştir. Bunlardan en önemlileri Kayseri – Ambar , Hakkari – Yüksekova ve Bolu – Yeniçağ turbalıklarıdır. Kayseri – Ambar turba yatağının orijinal bazda görünür rezervi 105 milyon ton , Hakkari – Yüksekova turba yatağı yine orijinal bazda 74.5 milyon ton , havzada kuru bazda 18.8 milyon tondur.¹⁵

¹² DOĞANAY, Hayati, **a.g.e.**, s. 537

¹³ DPT, Elektrik Özel, s. 4-10

¹⁴ TUSİAD, **a.g.e.**, s.64

¹⁵ DPT, Elektrik özel, s.4-10

1.1.6 Petrol

Ülkemizin ithalatında çok önemli bir paya sahip petrolün arama çalışmalarına 1934 yılında başlanmıştır. Ancak; halen ülke ihtiyacını karşılayacak miktarda petrol bulunamamıştır . Ülkemizde petrol bulunması amacıyla ilk kuyu İdil'in (Mardin) Haberal köyü (Başpirin) yakınında, 1934 yılında açılmıştır. Ancak, 1327 m. derine inildiği halde petrole rastlanamamıştır.¹⁶

MTA kurulduktan sonra, petrol arama faaliyetleri görevi bu kuruluşa verilmiştir. Aramalar, 1937'den başlayarak Raman dağı antiklinaline kaydırılmıştır. Sondajlara 1940 yılına kadar devam edilmiş ve ilk Türk petrolüne 1940'ta Raman 1 Kuyusu'nda 1050 m. derinlikte rastlanmıştır.¹⁷ Bunun ardından Garzan yöresinde petrol keşfedilmiştir.

Ülkemizde 1954 yılından 1998 yılı sonuna kadar 19'u yerli ve 142'si yabancı olmak üzere , toplam 161 adet petrol şirketi arama ve işletme faaliyetinde bulunmuşlardır.¹⁸

1998 yılı içerisinde, Türkiye'de arama faaliyetleri gösteren 3'ü yerli 19'u yabancı olan 22 adet petrol şirketinden, 13'üne 118 adet arama ruhsatnamesi verilmiştir. Yıl sonu itibariyle 22 petrol şirketinin elinde 306 adet arama ruhsatnamesi olup, bunun 138 adedi TPAO'ya aittir.¹⁹

Ülkemizde 1998 yılının sonuna kadar yapılan çalışmalar sonucunda; açılan 2889 adet kuyuda 5.752.292 m. sondaj yapılmış ve 98 adet petrol

¹⁶ Cumhuriyetin 50. Yılında Yurdumuzun Enerji ve Doğal Kaynakları s. 140

¹⁷ Darkot B, 1972 , Türkiye İktisadi Coğrafyası, Coğrafya Enstitüsü Yayınları No: 51

¹⁸ DPT,Petrol-Doğalgaz Özel İhtisas Komisyonu Raporu,s.55

¹⁹ DPT,Petrol-Doğalgaz Özel , s.55

sahası keşfedilmiştir. 1998 sonu itibariyle kalan üretilebilir rezerv 43.685.181 tondur.²⁰

1.1.7 Doğal Gaz

Çevre dostu bir yakıt olması ve kullanım kolaylığı gibi faydalarıyla giderek önem kazanan bir enerji kaynağıdır. 1970'li yıllardaki petrol krizlerinden sonra , enerji sektörü bağlantılarını gaz sektörü ile kademeli olarak genişletmeye başlamıştır. Böyle bir gelişmeye bağlı olarak doğal gaz dünyanın önemli enerji kaynaklarından biri haline gelmiştir²¹. Ancak pahalı ve rezerv miktarı sınırlı bir enerji kaynağıdır.

Doğal gaz rezervlerinin çoğu eski SSCB ve Orta Doğu'da yer almaktadır. Eski Sovyetler Birliği dünya doğal gaz rezervinin 56.7 trilyon m³ ile %38.7'sine, İran 23 trilyon m³ ile %15.7'sine, ABD 4.74 trilyon m³ ile %3.2'sine, Katar 8,49 trilyon m³ ile %5.8'ine sahiptir. 1998 yılı üretimleri ile doğal gaz rezervleri dünyanın yaklaşık 63.4 yıllık ihtiyacını karşılayabilecek düzeydedir.²²

Türkiye'de doğal gaz ithali, dağıtımı, satışı ve fiyatlandırması konuları BOTAŞ'ın tekelinde iken, 2 Mayıs 2001 tarihinde Resmi Gazete'de yayınlanan 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile BOTAŞ'ın piyasadaki tekeli sonra ermiştir. Anılan Kanun ile doğal gazın ithali, iletimi, dağıtımı, depolanması, pazarlanması, ticareti ve ihracatı ile bu faaliyetlere ilişkin tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülükleri düzenlenmiştir.

²⁰ DPT,Petrol-Doğalgaz Özel ,aynı yerde

²¹ BAYRAÇ,Naci, “Dünyada ve Türkiye’de Doğal Gaz Piyasasının Ekonomik Analizi”, **Dış Ticaret Dergisi**, Sayı:15, Yıl 4, Ekim 1999, Ankara

²² DPT,Petrol- Doğalgaz Özel, s.8

Ülkemizde 1998 yılının sonuna kadar yapılan çalışmalar sonucunda, açılan 2889 adet kuyuda 5.752.292 m. sondaj yapılmış ve 17 adet doğal gaz sahası keşfedilmiştir. 1998 yılı itibariyle kalan üretilebilir rezerv 8.880.226.365 metreküp²³ iken, 2003 sonu itibariyle 7.951.737.541 m³,e²⁴ düşmüştür.

1.1.8 Uranyum

Nükleer enerji üretimi açısından en önemli kaynaklardan biri ve nükleer enerji üretiminde en çok kullanılan elementtir. Türkiye Salihli – Köprübaşı , Yozgat – Sorgun , Uşak – Fakılı , Aydın – Demirtepe ve Küçükçavdar sahalarında ekonomik olarak çıkarılabilecek toplam 9130 ton görünür uranyum rezervi saptanmıştır.

1.1.9 Toryum

Nükleer enerji üretiminde hammadde olarak kullanılabilir. Tabiatta serbest halde bulunmaz ; toryuma ancak 60 kadar minarelin içinde rastlanır. Bunlardan sadece monozit ve thorite , toryum üretiminde kullanılır. Bu elementlerde genellikle nadir toprak elementleri ile birlikte bulunmaktadır. Türkiye, dünyadaki en büyük ikinci toryum rezervine sahiptir. Ülkemizin toryum yatağı Eskişehir – Beylik bölgesinde olup toplam rezervi 380.000 tondur. Bunun dışında Malatya – Darende – Kuluncak, Kayseri – Felahiye ile Sivas ve Diyarbakır il sınırları içinde toryum izlerine rastlanmıştır.

Ülkemizde, nükleer santral konusu uzun süredir tartışıl原因 bir konudur. Ülkemizdeki toryum rezervi önemli bir potansiyele işaret etse de nükleer enerji üretimi bir takım sakıncaları beraberinde getirmektedir. Öncelikle Çernobil örneğinde olduğu gibi her zaman bir kaza riski

²³ DPT, Petrol-Doğalgaz Özel, s. 55,74

²⁴ PİGM 2003 Faaliyet Raporu

bulunmaktadır. Çernobil gibi bir kaza olma olasılığı 15'te 1'dir. Bir diğer olumsuzlukta nükleer santrallerin deniz veya ırmak kenarına kurulması gerekliliğidir. Bu durumda da turizmin olumsuz etkilenmesi kaçınılmaz olmaktadır. Bunların yanında bu santrallerin yapımı pahalıya mal olmaktadır. Ayrıca santral bakımları da zor ve masraflıdır. Nükleer santrallerde elektrik üretimi de pahalıya mal olmaktadır. Hidrolik santrallerde bir kilovat saat elektrik üretmek için yarım sent harcamak gerektiği halde, nükleer santrallerde dokuz sent gerekmektedir. Nükleer atıklar da başlı başına ayrı bir problem teşkil etmektedir. Atıkları binlerce yıl saklayacak tesisler kurmak gereklidir.²⁵ Yenilenebilir enerji kaynakları yeteri kadar değerlendirilmeden nükleer enerjiye yönelmek çokta rasyonel görünmemektedir.

²⁵ ALKAN, Türker, 24 Kasım 2007 tarihli **Radikal Gazetesi**, “Nükleer”, s. 5

1.2 TÜRKİYE’NİN YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

1.2.1 Hidrolik Enerji

Hidrolik enerji, suyun potansiyel enerjisinin kinetik enerjiye dönüştürülmesi ile sağlanan enerji çeşididir. Türkiye hidrolik enerji açısından zengin bir ülke durumundadır. Ülkemizin brüt hidroelektrik enerji potansiyeli 433 milyar Kwh/yıl mertebesinde²⁶ Bu potansiyel ile Türkiye dünya hidroelektrik potansiyeli içinde %1 paya ve yaklaşık 130 milyar Kwh ekonomik olarak yapılabilir potansiyeli ile Avrupa ekonomik potansiyelinin yaklaşık %16 mertebesinde hidroelektrik potansiyele sahip bulunmaktadır.²⁷

Dünya, Avrupa ve Türkiye’nin hidrolik potansiyeli aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 1-5: Dünya ve Türkiye Hidroelektrik Potansiyeli

	Brüt HES Potansiyeli	Teknik HES Potansiyeli	Ekonomik HES Potansiyeli
	(GWh/yıl)	(GWh/yıl)	(GWh/yıl)
DÜNYA	40.050.000	14.368.000	8.562.000
AVRUPA	3.260.000	1.140.000	772.000
TÜRKİYE	433.000	216.000	129.938

Kaynak:ALTUN,İsmail,H., TMMOB,EMO, a.g.e, S.368

Eylül 2005 itibariyle Türkiye’de 36.680 MW kurulu güce sahip 716 adet projenin sadece 136’sı , yani hidroelektrik potansiyelin %35’i işletmededir. İnşaatı devam eden yaklaşık %8’lik kısmının da işletmeye açılması durumunda hidroelektrik potansiyelimizin %43’ü kullanılıyor olacaktır. Geriye

²⁶ DPT, Elektrik Özel, s. 4-19

²⁷ ALTUN, İsmail H., “Enerji Piyasalarında Hidroelektrik Enerjinin Yeri ve Arz Güvenliği”, TMMOB, EMO, a.g.e, s.369

kalan %57'lik bölümü ise çeşitli kademelerde projelendirilmiş olup gerçekleştirilmeyi beklemektedir.²⁸ Türkiye'de Eylül 2005 itibariyle hidroelektrik enerji potansiyelinin proje durumuna göre dağılımı aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 1-6: Türkiye'de Hidroelektrik Enerji Potansiyelinin Proje Durumuna Göre Dağılımı(Eylül 2005)

Hidroelektrik Santral Projelerinin Mevcut Durumu		Proje Sayısı	Kurulu Kapasite	Toplam Yıllık Hidroelektrik Enerji Üretimi				
				Güvenilir Enerji Üretimi	Ortalama Üretim	Oran	Kümülatif	Oran
				(GWh)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
1-	İşletmede	136	12 619	33 250	45 300	36	45 300	36
2-	İnşa Halinde	41	3 219	6 356	10 636	8	55 936	44
3-	Gelecekte İnşa Edilecek	497	20 394	39 948	71 409	56	127 345	100
3.1	Kesin Projesi Tamamlanan	15	3 585	7 194	10 880	9	66 816	52
3.2	Kesin Projesi Yapılmakta	14	1 263	2 475	4 267	3	71 083	56
3.3	Planlaması (Fizibilite) Hazır	129	5 654	10 485	20 860	16	91 943	72
3.4	Planlaması Yapılmakta	37	1 188	2 772	4 419	3	96 362	76
3.5	Master Planı Yapılmış	52	3 973	7 914	13 523	11	109 885	86
3.6	Ön İncelemesi Hazır	172	3 990	8 154	15 626	12	125 511	99
3.7	İlk Etüdü Hazır	78	740	954	1 835	1	127 346	100
	Toplam Potansiyel	673	36 232	79 554	127 345	100	127 345	100

Kaynak:DSİ Etüt Plan Dairesi Verileri

²⁸ ALTUN, İsmail H., **a.g.e**, s.369

Tablo1-7: DSİ Genel Müdürlüğünce İnşaatı Sürdürülen Hidroelektrik Projeler

SIRA NO	HİDROELEKTRİK SANTRALİN ADI	KURULU GÜÇ (MW)	YILLIK ÜRETİM (GWh)	SANTRALİN BULUNDUĞU YERİN		PROJE BİTİŞ TARİHİ
				İL ADI	İLÇE ADI	
1	AKKÖPRÜ	115	343	MUĞLA	KÖYCEĞİZ	2008
2	ALPASLAN – 1	160	488	MUŞ	BULANIK	2007
3	ATASU	45	129.4	TRABZON	MAÇKA	2011
4	BOĞAZKÖY	10	20	BURSA	KOCADERE	2009
5	BORÇKA	300	1039	ARTVİN	BORÇKA	2006
6	CİNDERE	29.31	88	DENİZLİ	GÜNEY	2008
7	ÇİNE	39.5	118	AYDIN	ÇİNE	2010
8	DERİNER	670	2118	ARTVİN	MERKEZ	2009
9	DİM	38.25	123	ANTALYA	ALANYA	2008
10	ERMENEK	309	1187	KARAMAN	ERMENEK	2009
11	KIĞI	140	423	BİNGÖL	MERKEZ	2011
12	KILAVUZLU	57.24	100	K.MARAŞ	MERKEZ	2008
13	KİRAZLIKÖPRÜ	12	41	BARTIN	MERKEZ	2010
14	KÖPRÜBAŞI	80	203	ZONGULDAK	DEVREK	2009
15	KUMKÖY	10	65	SAMSUN	ÇARŞAMBA	2007
16	MANYAS	20.25	59	BALIKESİR	MANYAS	2008
17	MURATLI	117.6	444	ARTVİN	MURATLI	2005
18	OBRUK	200	473	ÇORUM	OSMANCIK	2008
19	SÜREYYABEY	14.4	50	YOZGAT	ÇEKEREK	2011
20	ŞANLIURFA -TÜNEL	51	124	ŞANLIURFA	MERKEZ	2006
21	TOPÇAM	64.8	200	ORDU	MESUDİYE	2009
22	TORUL	103	322	GÜMÜŞHANE	TORUL	2007
23	ULUABAT-ÇINARCIK	132	548	BURSA	M.K.PAŞA	2009
24	UZUNÇAYIR	70.74	317	TUNCELİ	MAZGİRT	2008

Kaynak :ALTUN,İsmail,H. TMMOB,EMO,a.g.e., s.376

Türkiye’de 26 akarsu havzasına dağıtılmış olan su kaynaklarının enerji üretimi açısından toplam debisi 186 km³/yıl düzeyindedir. Bu doğal imkanda en büyük havzaların payları sırasıyla Fırat %17 , Dicle % 11,5 , Doğu Karadeniz (Çoruh) %8, Doğu Akdeniz %6 ve Antalya %5,9 düzeylerindedir.

Türkiye'deki akarsuların rejimleri düzenli değildir. Akarsu debisi aşırı sulak yıllarda 1,5-2 kat artabilirken, aşırı kurak yıllarda yarıya düşebilmektedir.²⁹ Ayrıca, yıl içinde dalgalanmalar yaşanmaktadır. Nisan – Haziran döneminde debi ortalamadan yüksek olurken , Haziran – Ağustos döneminde düşük olmaktadır. Ülkemizdeki havzaların yıllık akış potansiyeli ve brüt hidroelektrik potansiyeli aşağıdaki tabloda verilmiştir:

Tablo 1-8:Türkiye'de havzalara göre yıllık akış ve brüt hidroelektrik potansiyeli

HAVZA	ORTALAMA YILLIK AKIŞ (milyar m3)	AKIŞA KATKI (%)	HİDROELEKTRİK POTANSİYEL		
			(GWh/yıl)	MW	(%)
Fırat	31,61	17,0	84.122	9.603	19,4
Dicle	21,33	11,5	48.706	5.560	11,2
Doğu Karadeniz	14,90	8,0	48.478	5.534	11,2
Doğu Akdeniz	11,07	6,0	27.445	3.133	6,3
Antalya	11,06	5,9	23.079	2.634	5,3
Batı Karadeniz	9,93	5,3	17.914	2.045	4,1
Batı Akdeniz	8,93	4,8	13.595	1.552	3,1
Marmara	8,33	4,5	5.177	591	1,2
Seyhan	8,01	4,3	20.875	2.383	4,8
Ceyhan	7,18	3,9	22.163	2.530	5,1
Kızılırmak	6,48	3,5	19.552	2.232	4,5
Sakarya	6,40	3,4	11.335	1.294	2,6
Çoruh	6,30	3,4	22.601	2.580	5,2
Yeşilırmak	5,80	3,1	18.685	2.133	4,3
Susurluk	5,43	2,9	10.573	1.207	2,4
Aras	4,63	2,5	13.114	1.497	3,0
Konya-Kapalı	4,53	2,4	1.218	139	0,3
Büyük Menderes	3,03	1,6	6.263	715	1,4
Van Gölü	2,39	1,3	2.593	296	0,6
Kuzey Ege	2,09	1,1	2.882	329	0,7
Gediz	1,95	1,1	3.916	447	0,9
Meriç-Ergene	1,33	0,7	1.000	114	0,2
Küçük Menderes	1,19	0,6	1.375	157	0,3
Asi	1,17	0,6	4.897	559	1,1
Burdur-Göller	0,50	0,3	885	101	0,2
Akarçay	0,49	0,3	543	62	0,1
TOPLAM	186,06	100,0	432.986	49.427	100,0

Kaynak:DSİ

²⁹ DSİ, 2001

Türkiye hidrolik potansiyelinin tamamını kullanamamaktadır. Bunun sebebi ise hidroelektrik santral maliyetlerinin diğer yatırımlara göre yüksek olmasıdır. Ancak jeneratör ve türbinlerin 20 – 25 yılda bir yenilenmesi ile bir hidroelektrik santralinin ömrü 100 – 150 yıla çıkabilmektedir. Bunun yanında enerji üretiminde hammaddeye gereksinim duyulmayan , doğayı tahrip etmeyen bir enerji türüdür.

Ülkemizde 1984 öncesine kadar hidroelektrik santraller sadece devlet kuruluşlarınca inşa edilebiliyor iken 1984 yılında çıkarılan 3096 sayılı ve kamuoyunda Yap-İşlet-Devret Kanunu olarak bilinen kanun ile özel sektöre de inşa edilebilmesi mümkün kılınmıştır. Her ne kadar gerekli yasal düzenlemeler yapılmışsa da özel sektör yatırımları yeterli ölçüye ulaşmamıştır. Hidrolik santrallere yapılan yatırımlar bu seviyede kaldığı sürece ülkemizdeki hidrolik potansiyelin çok büyük bir kısmının daha çok uzun yıllar atıl kalacağı anlaşılmaktadır.

1.2.2 Jeotermal Enerji

Jeotermal enerji, yerkabuğunun çeşitli derinliklerinde birikmiş ısının oluşturduğu, sıcaklıkları sürekli olarak bölgesel atmosferik ortalama sıcaklığının üzerinde olan ve çevresindeki normal yeraltı ve yerüstü sularına göre daha fazla erimiş mineral, çeşitli tuzlar ve gazlar içerebilen sıcak su ve buhar olarak tanımlanabilir. Ayrıca herhangi bir akışkan içermemesine rağmen bazı teknik yöntemlerle ısısından yararlanılan, yerin derinliklerindeki sıcak kuru kayalar da jeotermal enerji kaynağı olarak nitelendirilmektedir.³⁰

Ülkemiz jeotermal enerji açısından zengin bir ülke konumundadır. 1962 yılından bu yana MTA Genel Müdürlüğü tarafından yürütülen çalışmalarda sıcaklığı 35°C üzerinde jeotermal akışkan içeren 170 sahanın

³⁰ DPT , Elektrik Özel, s. 4-35

varlığı ortaya konmuştur. Yüzey sıcaklığı 35°C'nin üzerinde olan 170 adet jeotermal sahanın 160 tanesi merkezi ısıtmaya, sera ısıtmasına, endüstriyel proses ısı kullanımına ve kaplıca kullanımına uygundur.³¹ Türkiye'de merkezi ısıtma amaçlı jeotermal kaynak alanlarında kurulmuş olan ısıtma tesislerinin kapasiteleri aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo1-9:Türkiye'de Merkezi Olarak Jeotermal Enerji ile Isıtılan Yerler

	Şehir	Kcal/h	kWh	Isıtılan Konut Sayısı	Kurulu Kapasite (Konut)	Akışkan Sıcaklığı (°C)	MWt	
1	Gönen	1393200	16200	3000	4500	80	16,2	1987
2	Simav	-		4000	6500	120		1991
3	Küt-Gediz	2000000	232,56	200			0,2	1987
4	Kızılcahamam	-		2000	2250	80		1995
5	Narlıdere	-		700	5000	98		
6	Sandıklı	-		1000	5000	70		1992
7	Kırşehir-Terme	-		1800	1800	57	18	1994
8	Balçova	-		6500	15000	125		
	Balçova Motel	5160000	6000				6	1982
	Balçova-Tıp F.	1892000	2200				2,2	1983
	Balçova-Havuz	1600000	1860				1,86	1987
	Balçova-Kaplıca	1200000	1395				1,39	1989
	Balçova -Hast II	6900000	8023				8	1992
9	Afyon	220000	2558	4000	10000	95	2,56	1989
10	Kozaklı	-		1000	1000	90		1997
11	Diyağın	-		1500	1500	78		2000
12	Samsun-Havza	60000	69,77		0		0,069	1988
13	Anka-Haymana	60000	69,77		0		0,069	1989
14	Manisa-Salihli	220000	255,81	2500	2500		0,2?	2002
15	Denizli-Sarayköy	-		500	500			2004
16	Balıkesir-Edremit	-		500	7500			2003
17	Balıkesir-Sındırgı	450000	523				0,52	1986
	Toplam			24200	60550			

Kaynak:Koçak A, 2005 ve Türkiye Jeotermal Derneği

³¹ KOÇAK, Ali, "Türkiye'de Jeotermal Enerji Aramaları ve Potansiyeli", TMMOB, EMO, a.g.e., s. 230

Sıcaklığın uygun olduğu hallerde jeotermal enerjiden elektrik üretiminde faydalanılmaktadır. Bugün için dünyada jeotermal enerji kaynaklı toplam elektrik kurulu gücü 8274 MWe, ülkemizde ise 20,4 MWe'dir.³² Jeotermal enerjinin, dünyada elektrik üretiminde kullanılma durumu aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo1-10: Dünyada Jeotermal Enerjiden Elektrik Üretimi(Kurulu Güç)

ÜLKELER	2005 MWe	ÜLKELER	2005 MWe
Almanya	0.2	İzlanda	202
Amerika	2544	Japonya	535
Arjantin	0.7	Kenya	127
Avustralya	0.2	Kosta Rika	163
Avusturya	1	Meksika	953
Çin	28	Nikaragua	77
El Salvador	151	Papua Yeni Gine	6
Endonezya	797	Portekiz (Azor Adaları)	16
Etiyopya	7	Rusya	79
Filipinler	1931	Tayland	0.3
Fransa(Guadalup Adaları)	15	Türkiye	20.4
Guatemala	0.2	Yeni Zelanda	435
İtalya	790	TOPLAM	8897

Kaynak :Ruggero Bertani, 2005 ve KOÇAK, Ali, TMMOB,EMO,**a.g.e.**, s.232

Ülkemizdeki jeotermal sahalardan 5 tanesi elektrik üretimine elverişlidir. Bunlar Denizli- Kızıldere (242 °C), Aydın – Germencik (230 °C), Çanakkale – Tuzla (173 °C), Aydın – Salavatlı (171 °C), Kütahya – Simav (162 °C)'dır. Seferhisar (153 °C), Salihli – Caferbeyli (155 °C), Dikili (130 °C), Gölemezli (80 °C) jeotermal sahaları ise ileride işletilebilecektir.³³

Jeotermal elektrik santrallerinde, azot emisyonu oluşmadığından çevre kirliliği sıfıra yakındır. Binary jeotermal santraller sayesinde gaz emisyonu hiç

³² DPT,Elektrik Özel,s.4-35

³³ DPT,Elektrik Özel,s.4-35

bulunmamaktadır. Binary jeotermal santraller ile yüzeye akışkan atılmamaktadır. Santraller az alan kaplamakta ve görüntüyü bozmamaktadır.³⁴ Ayrıca elektrik üretiminde hammaddeye ihtiyaç duyulmaması jeotermal santrallerin önemli bir avantajıdır.

1.2.3 Güneş Enerjisi

Türkiye coğrafi konumu nedeniyle güneş enerjisi açısından zengin bir ülke konumundadır. Potansiyel çalışmaları ile, ülkemizin yıllık ısıtım şiddeti 3,6 kWh/m² gün olarak tespit edilmiştir.³⁵

Güneş enerjisi çevre kirliliğine yol açmayan tükenmez bir enerji kaynağıdır. Dünyanın tüm yüzeyine bir yılda düşen güneş enerjisi 1,22.10¹⁴ TET (Ton Eşdeğer Taşkömürü) ya da 0,814.10¹⁴ TEP gibi görkemli bir boyuttadır. Bir başka anlatımla, bir yılda gelen güneş enerjisi miktarı bilinen kömür rezervlerinin 50 katı ve bilinen petrol rezervlerinin 800 katıdır.³⁶

Türkiye'nin güneş enerjisi gücü ilk kez 1970 yılında, bir bilimsel araştırma kapsamında hesaplanmıştır. Belirlenen olgulara göre, Türkiye'nin yıllık güneşlenme süresi, 2608,8 saat olup, maksimum değer 361,8 saat ile Temmuz ayında ve minimum değer 97,8 saat ile Aralık ayında görülmektedir. Güneşlenme süresi yönünden en zengin bölge yılda 3015,8 saat ile Güneydoğu Anadolu'dur. Karadeniz Bölgesi yılda 1965,9 saat ile en düşük değere sahiptir. Güneş radyasyon yoğunluğuna gelince, Türkiye ortalaması olarak yıllık değer 316,07cal/cm² gün kadardır. En yüksek değer 503,13 cal/cm² gün ile Temmuz ayında ve en düşük değerde 132,04 cal/cm² gün ile yine aralık ayında belirlenmiştir. Güneydoğu Anadolu Bölgesi için yıllık

³⁴ DPT ,Elektrik Özel S. 4-35

³⁵ GENÇOĞLU,Muhsin T.,CEBECİ Mehmet , “ Türkiye'nin Enerji Kaynakları Arasında Güneş Enerjisinin Yeri ve Önemi”, **DEK/TMK, Türkiye 8. Enerji Konferansı, 21. Yüzyılda Sürdürülebilir Kalkınma İçin Enerji ve Teknoloji, 2. Cilt**, 2000, Ankara, s. 66

³⁶ GENÇOĞLU,Muhsin,T.,CEBECİ,Mehmet, **a.g.e** , s. 66

ortalama güneş radyasyon yoğunluğu $341,23 \text{ cal/cm}^2$ gün düzeyinde iken, bu değer Karadeniz Bölgesin’de $246,55 \text{ cal/cm}^2$ gün düzeyine düşmektedir.

Yapılan değerlendirme sonuçları temel alınarak Türkiye’nin bütün yüzeyine bir yılda düşen güneş enerjisi kuramsal olarak hesaplanmış ve $1,2 \cdot 10^{11}$ TET bulunmuştur. Bir varsayım olarak, bu enerjinin binde birinin %30 verimle toplanması koşuluyla, yılda kullanılabilecek enerji miktarı $36 \cdot 10^6$ TET yada $23 \cdot 10^6$ TEP olarak belirlenmiştir.³⁷

Tablo:1-11:Bölgelere Göre Güneşlenme Potansiyeli

Bölgeler	Toplam Güneş Işınımı (Kwh/m ² -yıl)	Güneşlenme Süresi (saat / yıl)
Ege	1.304	2.738
Karadeniz	1.120	1.971
İç Anadolu	1.314	2.628
Doğu Anadolu	1.365	2.664
Marmara	1.168	2.409
Akdeniz	1.390	2.956
Güneydoğu Anadolu	1.460	2.993
Ortalama	1.303	2.622,71

Kaynak:ENİŞ,Ahmet ,TMMOB,EMO,**a.g.e.**, s.204

Güneş enerjisi günümüzde; güneşli su ısıtıcıları, güneşle ısınan binaların yapımı, elektrik enerjisi üretimi, güneş enerjili su pompaları ile tarımsal sulama gibi çok çeşitli alanlarda kullanılabilmektedir.

1.2.4 Rüzgar Enerjisi

Rüzgar, güneş enerjisinin dünyanın oldukça değişken olan yüzeyini eşit ısıtmamasından kaynaklanan sıcaklık, yoğunluk ve basınç

³⁷ GENÇOĞLU Muhsin T., ÇELEBİ Mehmet, **a.g.e.**, s.69

farklılıklarından oluşur.³⁸ Rüzgarın enerji üretiminde kullanımı ortaçağa kadar uzanmakta olup ilk olarak yel değirmenlerinde kullanılmıştır. Rüzgarın yel değirmenlerinde ilk kullanımı Ortadoğu coğrafyasında olmuştur. Haçlı seferleri ile yel değirmenleri Avrupa’lılarca da keşfedilerek Avrupa kıtasına da taşınmıştır. Rüzgar enerjisinin elektrik üretiminde kullanımı ise ilk kez 1882 yılında Amerika’nın New York şehrinde gerçekleştirilmiştir.

EİEİ Genel Müdürlüğü ile DMI Genel Müdürlüğü tarafından Haziran 2002’de yayınlanan Rüzgar Atlası çalışmasına göre; ülkemizde, Bandırma, Antakya, Kumköy, Mardin, Sinop, Gökçeada, Çorlu ve Çanakkale rüzgar enerjisi açısından zengin bölgeler olarak tespit edilmiştir. Ayrıca, Bandırma, Bozcaada, Çeşme, Gökçeada, Çanakkale, Karadeniz Ereğli, Florya ve Siverek gibi bölgelerde yöresel potansiyel belirleme çalışmaları yapılmıştır.³⁹

Türkiye’de ilk rüzgar elektriği, 1986 yılında Çeşme Altinyunus Tesisleri’nde kurulan 55 kWh nominal güçlü rüzgar türbinlerinden elde edilmiştir. Uluslararası boyutta ilk rüzgar elektriği, 21 Şubat 1998 tarihinde Çeşme Germiyan Köyü’nde üretilmiştir.Yap-İşlet-Devret modeli ile işletmeye açılan ilk rüzgar enerjisi tesisi, 28 Kasım 1998 tarihinde işletmeye açılan Alaçatı’daki ARES adlı 12 adet türbinden oluşan rüzgar çiftliğidir.Yap-İşlet-Devret modeliyle kurulmuş ve şu an Türkiye’nin en büyük rüzgar enerji santrali BORES (Bozcaada Rüzgar Enerji Santrali) 10,2 MW gücünde olup 25 temmuz 2000’de Bozcaada da kurulmuştur.⁴⁰

Türkiye rüzgar enerjisi bakımından İngiltere’den sonra dünyanın en büyük potansiyeline sahip olmasına karşın bu alanda yapılan yatırımlar yok denecek kadar azdır.

³⁸ DPT , Elektrik Özel, s. 6 – 32

³⁹ ENİŞ, Ahmet, “Enerji Politikaları: Yerli, Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları” , TMMOB, EMO, **a.g.e.**, s. 198

⁴⁰ ENİŞ, Ahmet, **a.g.e.**, s.198

Ülkemizdeki rüzgar kaynaklı elektrik enerjisi üretimi yalnızca 48 milyon kWh düzeyindedir ve ülke toplam üretiminin % 0,4'ünü oluşturmaktadır. Kurulu güç ise 19 MW civarında bulunmaktadır.⁴¹

Ülkemizde Haziran 2005 tarihi itibarıyla EPDK'den rüzgar enerjisi üretmek için 38 firma lisans almıştır. Alınan bu lisanslarla rüzgar enerjisi konusunda kurulu güç toplamı 1.409 MW'a ulaşmış olacak ve bu kurulu güç ile toplam 4.714.705.572 kWh/yıl üretim yapılabilecektir. Tesis edilecek bu kapasite Türkiye'nin 2003 kurulu gücünün %3,96'sı, 2004 üretiminin ise %0,44'ü oranındadır. Bu kapasite ile 112.900 MW'lık teknik potansiyelin yalnızca %1,25'i kullanılabilecektir.⁴²

Ülkemizde , AB ile uyum doğrultusunda 2010 yılı rüzgar enerjisinin elektrik üretimindeki payı %2 olarak hedeflenmiştir.

1.2.5 Deniz Kökenli Yenilenebilir Enerji

Deniz enerjileri deniz dalga , boğaz akıntıları , med-cezir ve deniz sıcaklık gradyanti gibi çeşitlerden oluşmaktadır. Türkiye'de bunlardan yalnızca deniz dalga ve boğaz akıntıları olanağı vardır. Med-cezir olanağı hiç bulunmamaktadır. Denizlerimizde farklı sıcaklıklarda akıntılara da rastlanmaktadır.

Karadeniz , Marmara ve Ege Denizi , tuzluluk gradyenin farklı oluşu nedeniyle İstanbul ve Çanakkale Boğazları'nda üst ve alt akıntılar oluşmuş bulunmaktadır. Akıntının hızı birçok yerde 8 knot (14,8 Km/h = 4,1 m/s)

⁴¹E.İ.E.İ web sayfası, www.eiei.gov.tr

⁴² ENİŞ, Ahmet, **a.g.e.**, s. 199

olarak saptanmıştır. Bu değer önemli bir kinetik enerji potansiyeline işaret etmektedir.⁴³

Türkiye'nin Marmara Denizi hariç açık deniz kıyısı uzunluğu 8.210 Km'ye ulaşmaktadır. Turizm , balıkçılık ve kıyı tesisleri dışındaki kullanıma uygun 1/5'lik kısımda yaklaşık 18,5 Twh/yıl dalga enerjisi elde edilebileceği hesaplanmıştır.⁴⁴

Türkiye'de dalga enerjisi ölçümlerini yapacak ilk rasathane 19 Mayıs 2005 tarihinde Karadeniz Ereğli'de denize indirilmiştir. Bu rasathane 10 cm'den 1 metrelik dalgaya kadar alınabilecek temiz enerji birimini tespit edecektir. İki yıl sürecek olan bu ölçümler ile Karadeniz'in dalga haritası çıkarılacaktır. Ayrıca bu rasathane 1 m² dalgadan elde edilecek dalga enerjisinin birim fiyatını da belirlemeye yardımcı olacaktır.⁴⁵

1.2.6 Biokütle Enerjisi

Bitkisel ve hayvansal kökenli enerji kaynaklarından üretilen enerjiye biokütle enerjisi adı verilmektedir. Biokütle ısı sağlamak , yakıt üretmek ve elektrik üretmek için kullanılmaktadır.

Biokütle enerjisinin dünyada ilk kullanımı 19. yüzyılda İngiltere'de foseptiklerde oluşan gazın sokak aydınlatmasında kullanımı ile gerçekleştirilmiştir.

Günümüzde biokütle enerji kaynaklarından üretilen en önemli ürün biomotorindir. Bu gün itibariyle biomotorin 30'a yakın ülkede üretilmektedir. Almanya'da yıllık biomotorin üretim 450.000 ton civarındadır.Ülkemizde de

⁴³ DPT , Elektrik Özel , s. 4-37

⁴⁴ ENİŞ, Ahmet, **a.g.e.**, s. 209

⁴⁵ ENİŞ, Ahmet, **a.g.e.**, s. 190

2003 yılında yaklaşık 10.000 ton biomotorin İstanbul , Bursa , İzmir , Adana , Mersin , Urfa gibi illerimizde küçük ve orta kapasitede üretilmiştir. Türkiye , bugün 450.000 ton üretim kapasitesine ulaşmıştır.⁴⁶

Ülkemizde hayvansal dışkı kaynaklı biokütleden 2,8 – 3,9 milyar m³ biogaz üretilbileceği anlaşılmıştır. Bu potansiyelin yıllık enerji cinsinden değeri 24,5 kWh'dır. Bununla da ülke toplam enerji tüketiminin yaklaşık %5'i karşılanabilecektir.⁴⁷

2003 genel enerji dengesi içerisinde 14.991 ton odun, 5.439 ton hayvansal – bitkisel atık arzı oluşmuştur. Bunun yanında ortalama değerler ile yılda 15 milyon ton evsel atık , 20 milyon ton belediye atığı oluşmaktadır.⁴⁸

Bir tür biogaz materyali olan çöp , çöp termik santrallerinde değerlendirilebilmektedir. Ülkemizde , YİD modeli çerçevesinde , 45 MW güçte ve net enerji üretimi 302 milyon kWh/yıl olan Adana çöp santrali , 10MW güçlü ve 76.8 milyon kWh/yıl kapasiteli Mamak çöp santrali yapım sözleşmeleri imzalanmıştır. 1,4 MW güçte Bursa çöp gazı santrali ve 7,2 MW güçte İzmir çöp santrali otoprodüktör statüde işletmede bulunmaktadır. Ayrıca başvuru aşamasında olan 18.8 MW güçlü Mersin çöp santrali ve 12.5 MW güçlü Tarsus çöp santrali vardır. Bu santrallerin dışında olmak üzere 7. beş Yıllık Kalkınma Planı Özel İhtisas Komisyonu Raporunda İstanbul'da 125 MW , Ankara'da 40 MW , İzmir'de 30 MW'lik çöp santrallerinin kurulması istenmiştir.⁴⁹

EPDK'den biogaz enerjisi üretmek için 3 firma lisans almıştır. Alınan bu lisanslar ile biogaz enerjisine dayanan kurulu güç , toplamda 5.58 MW'a

⁴⁶ ENİŞ, Ahmet, **a.g.e.**, s. 207

⁴⁷ ENİŞ, Ahmet, **a.g.e.**, s. 207

⁴⁸ ENİŞ, Ahmet, **a.g.e.**, aynı yerde

⁴⁹ DPT, Elektrik Özel, s.4-36

ulaşmış olacak ve bu kurulu güç ile toplam 41.146.140 kWh/yıl üretim yapılabilircektir.⁵⁰

EPDK'den çöp gazı enerjisi üretmek için iki firma lisans almıştır. Alınan bu lisanslar ile çöp gaz enerjisine dayalı kurulu güç toplamı 16 MW'a ulaşmış olacak, bu kurulu güç ile toplam 116.130.000 kWh/yıl üretim yapılabilircektir.⁵¹

⁵⁰ ENİş, Ahmet, **a.g.e** s.208

⁵¹ ENİş, Ahmet, **a.g.e**, s.208

2.TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNÜN EKONOMİK ANALİZİ

2.1 DOĞAL GAZIN TANIMI

Doğal gaz renksiz , kokusuz , havadan hafif ve başlıca metan , etan propan , azot ihtiva eden yanıcı bir gazdır. Temizdir , kolay yanar ve parlar. Tam yanması mavi bir alev ile olur. Doğada kendine özgü yataklar içinde , bazen petrol yataklarına yakın veya onlar ile birlikte; fakat çoğunluğunda olduğu gibi petrol yataklarından bağımsız olarak bulunur.¹

Doğal gaz düşük sıcaklıklarda (-160°C) atmosferik basınçta sıvılaşır ve bu sıcaklığı korumak kaydıyla basınçsız kaplarda , tanklarda , sıvı olarak depolanabilir ve borularda sıvı olarak akıtılabilir.²

Doğal gazın en sevilen ve son 15 yılda inanılmaz bir hızla petrole alternatif yakıt olarak benimsenmesini sağlayan özelliği temiz bir yakıt oluşu ve yanmasını son derece hassas olarak kontrol edilebilmesi ve de yanma atık gazlarındaki artık ısıнын büyük ölçüde geri kazanılmasına olanak sağlamasıdır.³

Doğal gaz birincil enerji kaynağıdır; çıkarıldığı hali ile tüketilebilir.

2.2 DOĞAL GAZIN TARİHÇESİ

Milyonlarca yıl önce denizde yaşayan mikroskobik canlılar ölüp , okyanusların altında kıta kenarlarında birikmişlerdir. Zaman ile küçük taşlarla

¹İstanbul Sanayi Odası Dergisi Yıl:25, Sayı:296, 22 Ekim 1990,İstanbul, s13

² İSOD,aynı yerde

³ İSOD,aynı yerde

ve bitkilerle karışıp yeni bir katman oluşturmuşlar , bu şekilde doğal gaz ve petrol oluşumu başlamıştır.⁴

Doğal gaz insanlar tarafından yüzyıllardır bilinmektedir. Günümüzden 5 bin yıl önce ateşe tapan insanların (Mecusilerin) taptıkları sönmeyen alev doğal gaz alevinden başka bir şey değildi.⁵ MÖ 50'de Roma'da Uesta tapınağındaki aşk tanrıçası heykelinin doğal gazdan elde edilen alev ile aydınlatıldığı bilinmektedir. M.S 150'de Çin Sichuan'da tuzun çökertilmesi işleminde yakıt olarak kullanılmak için yer altı rezervuarlarından sızan doğal gazın bambu borularla taşındığı kayıtlara geçmiştir. Marco Polo , gezileri sırasında Baku'deki Zoroastrion ateş tapınağında yüzyıllardan beri yanmakta olan doğal gaz alevlerini tespit etmiştir. Avrupa'da 1659'da İngiltere'de bulunan doğal gaz 1790'da yaygın kullanıma girdi; sokakların ve evlerin aydınlatılmasında , içten yanmalı motorların çalıştırılmasında büyük ölçüde doğal gazdan yararlanıldı.⁶

Doğal gazda, ilk olarak modern üretim-tüketim tekniklerine ABD'de rastlanmaktadır. 19. yüzyıl sonlarında derin olmayan ve yer yüzüne yakın mesafelerdeki kaynaklardan elde edilen doğal gaz, borularla üretim yerlerine taşınarak şehir aydınlatılmasında kullanılmıştır. İlk endüstriyel kullanımı ise tuz imalatında olmuştur. Daha sonra da evlerde geniş kapsamlı olarak ocaklarda , fırınlarda , ısıtma ve sıcak su hazırlama amaçlarıyla kullanılmıştır.⁷

1920'li yıllardan sonra boru hattı ile doğal gaz taşımacılığının gelişmesi ile beraber dünya çapında artan doğal gaz kullanımı, ikinci dünya savaşından sonra giderek gelişme kaydetmiştir.

⁴ BOTAŞ,Doğal Gaz 2. Baskı, Personel ve Eğitim Daire Başkanlığı, Doğal Gaz Teknik, Eğitim ve Danışmanlık Hizmetleri Şube Müdürlüğü 1996, Ankara, s.1

⁵ BOTAŞ, Doğal Gaz 2.Baskı, aynı yerde

⁶ TMMOB, MMO, Türkiye'nin Doğal Gaz Temin ve Tüketim Politikalarının Değerlendirilmesi Raporu, Mart 2006, Ankara, s.7

⁷ ÖZTÜRK,Sami, Doğal Gaz ve Uygulamaları,1991,Ankara, s.1

Ülkemizde 1960'lı yıllarda özellikle Ankara , İstanbul , İzmir , Bursa gibi büyük kentlerde ortaya çıkan hava kirliliği, bu konuda önlem almayı gerektirmiştir. 1970'li yıllarda yaşanan petrol krizi ile beraber alternatif enerji kaynaklarına yönelim artmıştır.

Türkiye'de ilk defa 1970 yılında Kumrular bölgesinde varlığı tespit edilen doğal gaz, 1976 yılında Pınarhisar Çimento Fabrikasında kullanılmaya başlanmıştır. 1975 yılında Çamurlu sahasında bulunan doğal gaz, 1982 yılında Mardin Çimento Fabrikasına verilmiş; fakat bu kaynaklardaki rezerv ve üretim miktarı düşük olduğu için yaygınlaştırılamamıştır.⁸

Ülkemizde doğal gaz alımına yönelik ilk antlaşma 18 Eylül 1984 tarihinde Türkiye Cumhuriyeti ile Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği arasında imzalanan antlaşmadır. Bunun ardından SOYUZGAZ EXPORT ile BOTAŞ 14 Şubat 1986 tarihinde doğal gaz alım-satım antlaşmasını imzalamışlardır. Anılan antlaşmanın süresi 25 yıl olarak öngörülmüştür. Anlaşmaya göre; 1987 yılından itibaren tedricen artan miktarlarda gaz alımı başlayacak, 1993 yılında maksimum miktar olan 5-6 milyar m³/yıl'a ulaşılacaktır. Ayrıca, doğal gaz için ödenecek olan bedelin %70'inin Türk ihraç mallarının alımında kullanılması öngörülmüştür.⁹

Bu nedenle doğal gazın başlangıçta, Türkiye ile Rusya arasındaki ticaretin dengelenmesi açısından getirildiği ve Rusya'ya yapılan ihracatın bir karşılığı olarak görüldüğünü ifade etmemiz mümkündür.¹⁰

Yapılan anlaşma sonunda, 26 Ekim 1986 tarihinde doğal gaz ana iletim hattının inşasına başlanmış ve ana hattın tamamlanmasıyla doğal gaz 1988 yılında Ankara'ya ulaşmıştır. Bulgaristan sınırındaki Malkoçlar

⁸ BOTAŞ,Doğal Gaz 2.Baskı, s.4

⁹ BOTAŞ,Doğal Gaz 2.Baskı, aynı yerde

¹⁰ BAYRAÇ, Naci, a.g.e, s.10

mevkiinden Türkiye'ye giriş yapan ve Kırklareli, İstanbul, İzmit, Bursa, Eskişehir güzergahını izleyerek Ankara'ya ulaşan ana boru hattı, 60 km'si deniz geçişi olmak üzere toplam 842 km'lik bir uzunluğa sahiptir.¹¹

Ana hat, Trakya bölgesinde iki elektrik santralini (Hamitabat ve Ambarlı) beslemekte, ayrıca iki büyük gübre tesisi (İGSAŞ ve TUGSAŞ) ile güzergah üzerinde yer alan 150 dolayındaki sanayi tesisine doğal gaz vermektedir.¹²

Doğal gaz, Ekim 1988'de Ankara'da konut ve ticari sektörde kullanılmaya başlanmıştır. Ardından Ocak 1992'de İstanbul'da, Aralık 1992'de Bursa'da, Eylül 1996'da İzmit'te ve Ekim 1996'da Eskişehir'de kullanıma sunulmuştur. Doğal gazın dağıtımı Ankara'da EGO, İstanbul'da İGDAŞ, İzmit'te İZGAZ, Bursa ve Eskişehir'de BOTAŞ tarafından yapılmaktadır.¹³

Bugün Bulgaristan sınırından ülkemize giren ve 1988 yılından bu yana işletilmekte olan 842 Km'lik Ana hattın yanı sıra Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana iletim hattı da tamamlanarak 2001 yılının sonunda işletmeye alınmıştır. Ana hat Karadeniz'den gelen Samsun – Ankara hattı ile Ankara'da birleştirilmiştir. Ege Bölgesinde son kullanıcı noktası olarak belirlenen İzmir'e Karacabey üzerinden ulaşan hat ile birlikte Konya'dan da bir bağlantı hattının yapılması ile Batı Anadolu ana iletim şebekesinin tamamlanması öngörülmüştür. Konya – Seydişehir – Isparta – Denizli güzergahı ile Nazilli'ye ulaşan mevcut hat, ihale aşamasında olan Nazilli – İzmir hattının yapımının sonuçlanmasıyla İzmir'e ulaşacaktır. Güney ve Güneydoğu Anadolu Bölgesini sisteme bağlayacak olan hatlarında ihaleleri yapılmıştır.¹⁴

¹¹ BAYRAÇ,Naci, **a.g.e**, s.10,11

¹² BAYRAÇ,Naci,**a.g.e**, s.11

¹³ BAYRAÇ,Naci,**a.g.e**, aynı yerde

¹⁴ TMMOB,MMO,**a.g.e**, s.21

2.3 DÜNYA'DA DOĞAL GAZ PİYASASI

2.3.1 Genel Olarak Piyasa Türlerinin İncelenmesi

Genel olarak piyasa sınıflandırmasında şu üç kriter kullanılır; **i-)** malın ikame edilebilirliği ve derecesi, **ii-)** endüstrideki firmaların, rakiplerinin tepkilerini dikkate alma derecesi, **iii-)** piyasaya giriş koşulları.¹⁵ Bu temel kriterler ışığında piyasaları aşağıdaki gibi sınıflandırabiliriz.

2.3.1.1 Tam Rekabet Piyasası :

Tam rekabet piyasasını tanımlayan başlıca dört koşuldan bahsedilebilir. Bunlardan ilki, piyasada malın fiyatına etki edemeyecek kadar çok sayıda alıcı ve satıcının olmasını ifade eden atomisite koşuludur. İkincisi, piyasada malların birbirinin tam ikamesi olması; homojenliktir. Üçüncü olarak piyasaya giriş engelleri yoktur; firmalar piyasaya kolaylıkla girebilirler. Son olarak piyasada tüm aktörler tam bilgiye sahiptir.

2.3.1.2 Tekel Piyasası:

Tekel piyasasının başlıca özelliklerini aşağıdaki gibi sıralayabiliriz:¹⁶

1-) Malın yakın ikamesi yoktur.

2-) Piyasada tek bir şirket vardır.

3-) Endüstriye giriş; doğal, yasal veya teknolojik nedenlerle engellenmiştir.

¹⁵ KOUTSOYIANNIS, A., **Modern Mikro İktisat**, (Çev: Muzaffer Sarımeşeli), Teori Yayınları, 1987, Ankara, s.57

¹⁶ PALA, Cenk, **20. Yüzyılın Şeytan Üçgeni, ABD-Petrol –Dolar, “Petrol Krizlerinin Perde Arkası”**, 2007, İstanbul, s. 28

2.3.1.3 Oligopol Piyasası:

Bu piyasada üretilen mal, homojen veya farklılaştırılmış olabilir. (Mallar homojen ise saf; farklılaştırılmış ise farklılaştırılmış oligopol denir.) Piyasada az sayıda şirket vardır ve bu şirketler, birbirlerine olan bağımlılıklarının farkındadırlar. Bu nedenle her şirket, diğerinin tepkisini dikkate almak zorunluluğunu hisseder. Şirketlerin anlaşmaya varamadıkları durumlarda ise rekabet oranı yüksektir. Endüstriye girişin serbestlik derecesi, malın yakın ikamesi olup olmaması, teknoloji vb. faktörlerce belirlenir.¹⁷

Bu üç piyasa dışında piyasaya giriş-çıkışın serbest olduğu ve malların farklılaştırıldığı tekeli rekabet piyasasından bahsedilebilir. Bu piyasada mallar tam rekabetteki gibi birbirinin tam ikamesi değildir. Tekel piyasasında malın yakın ikamesi olmamasına rağmen; bu piyasada mallar birbirinin yakın ikamesidir.

Bir diğer piyasa türü de çok sayıda satıcının tek bir alıcı ile karşı karşıya geldiği monopson piyasasıdır.

Tekel, oligopol, tekeli rekabet piyasaları arz yönü aksak eksik rekabet piyasalarıdır. Monopson piyasasında ise aksaklık talep yönünden kaynaklanır.

Bunlara ilave olarak hem arz hem de talep yönünden aksak piyasalardan söz edilebilir. Bunlardan ilki malın piyasada tek alıcısının ve tek satıcısının bulunduğu karşılıklı tekeli piyasasıdır. Gerçek hayatta, işçi sendikaları ile işveren sendikalarının karşı karşıya geldiği işgücü piyasalarında görülür.

¹⁷ PALA, Cenk, a.g.e, s.28

İkinci olarak firmanın malı çok sayıda alıcıdan tek alıcı olarak aldığı ve malı tek satıcı olarak çok sayıda alıcıya sattığı iki yanlı tekel piyasasına değinebiliriz. Bu durum teknolojik veya yasal nedenlerden kaynaklanıyor olabilir. İki yanlı tekel daha çok tarım piyasalarında görülür; malı çiftçiden satın alan ve piyasada tüketicilere satan tek bir firma vardır. Firma malı alırken monopson, malı satarken monopol gibi hareket eder.

2.3.2 Uluslararası Doğal Gaz Piyasası

1970’li yıllarda yaşanan petrol krizlerinde yaklaşık dört kat artan petrol fiyatları tüm dünyada alternatif enerji kaynaklarına yönelimi hızlandırmıştır. Doğal gaz tüketimi, petrole göre ucuz oluşu, çevreyi tahrip etmemesi, pratik ve kolay erişilebilir olması nedeniyle dünya genelinde artış göstermiştir.

Doğal gaz dünyada enerji kaynaklarının %23’ünü oluşturmaktadır.¹⁸ Uluslararası doğal gaz piyasasında temel sorun doğal gazın üretildiği yerlerden farklı yerlerde yoğun olarak talep edilmesidir. Bu nedenle doğal gaza kesintisiz olarak ulaşılabilmesini sağlamak gerekmektedir. Doğal gazın taşınması iki şekilde olmaktadır. Birinci yöntem doğal gazın boru hatları ile bir ülkeden diğerine taşınmasıdır. İkinci yöntem ise doğal gazın sıvılaştırılarak gemiler aracılığıyla taşınmasıdır. Sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) varış noktasında istasyonlara depolanmakta buradan da ithalatçı ülkede dağıtılmaktadır. Kuşkusuz; doğal gaza kesintisiz olarak ulaşabilmek büyük yatırımları zorunlu kılmaktadır. Burada şu noktayı da belirtmek gerekir ki doğal gazın LNG olarak taşınması boru hatlarıyla taşınmasına göre daha pahalıya mal olmaktadır.

¹⁸ AĞIŞ,Özkan, “Yükselen Petrol Fiyatları Karşısında Doğalgaz Piyasalarının Durumu”, **Doğal Gaz Dergisi**, Sayı:104 Temmuz – Ağustos 2005, Ankara

Doğal gazın önümüzdeki yirmi yıl içerisinde bir geçiş yakıtı olacağı, petrolden karbonsuz alternatif yakıtlara geçişte önemli bir rol oynayacağı dile getirilmektedir. Doğal gazın bir köprü vazifesi görecektir olması, doğal gaz arz güvenliğini önemli bir konu olarak karşımıza çıkarmaktadır. Ülkelerin enerji stratejilerini belirlerken bu durumu dikkate almaları gerekmektedir.¹⁹

Uluslararası Enerji Ajansı tarafından, 2003-2030 yıllarını kapsayan dönemde doğal gaz arz projeksiyonunu karşılamak için tüm dünyada toplam 2,7 trilyon ABD doları ya da yılda 100 milyar ABD doları yatırım yapılacağı öne sürülmektedir.²⁰ Enerji sektöründeki yatırımlar, bilgi ve teknoloji yoğun yatırımlardır. Bu nedenle enerji yatırımları, ülkeye bilgi ve teknoloji girişi sağlar.

Doğal gaz sistemlerinin, ilk yatırım maliyetleri yüksek, marjinal maliyetleri ise düşüktür. Bu sistemlerin genel yapısını arz kaynakları, iletim ve dağıtım sistemi ve dağıtım ve pazar olmak üzere üç ana faktör belirlemektedir.²¹

2.3.3 Piyasanın Ekonomik Analizi

Uluslararası doğal gaz piyasasına birkaç büyük şirket hakimdir. Bu yönüyle uluslararası doğal gaz piyasası oligopolist bir yapı sergilemektedir.

Doğal gaz piyasasında arz dengesi hükümetler arasında imzalanan uzun süreli ikili antlaşmalar çerçevesinde belirlenmektedir. Dünyanın en

¹⁹ http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/2050_2000.pdf, Energy to 2050, Scenarios For A Sustainable Future, s. 28,29,74, Erişim Tarihi: 10.02.2008

²⁰ <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/weo2004.pdf>, World Energy Outlook 2004, s.144, Erişim Tarihi:13.02.2008

²¹ ŞATANA, Nuran, “Gaz Sistemlerinin Yapısı”, **Botaş Doğal Gaz Sempozyumu Tebliğleri**, Ankara, 1988, s.31

büyük doğal gaz üreticileri Rusya ve ABD'dir. Rusya yılda 600 milyar m³ ve Amerika'da 500 milyar m³ üretimleriyle dünya doğal gaz üretiminin %40'ını sağlamaktadırlar. Dünya doğal gaz üretiminin %28'ini FSU ülkeleri (Eski Sovyetler Birliği Ülkeleri), %12'sini OECD Avrupa'sı, %9,6'sını tüm Ortadoğu ve %8,4'ünü Asya ülkeleri gerçekleştirmektedir.²²

Dünyada yılda 2750 milyar m³ doğal gaz tüketilmektedir. Dünyada tüketim artışı en fazla olan fosil yakıt doğal gazdır. Tüketim artışı 2002'de %2,7, 2003'te %2,6 ve 2004'te %2,4 olarak gerçekleşmiştir. Uluslararası Enerji Ajansı'nın yaptığı araştırmaya göre 2006 ile 2025 yılları arasında doğal gaz tüketiminin yıllık artışı ortalama % 2,3 olacak ve bugün için enerji kaynakları içerisinde %23 olan doğal gazın payı 2025'te %25'e ulaşacaktır.²³

Gerek yerel gerekse global çevre kirliliğinin artması doğal gaz talebinin hızla artmasına neden olmuştur. Artan talebi karşılamak üzere; doğal gaz sistemlerinin inşası için büyük finansal kaynaklar gerekli olacaktır. Doğal gazın 2020'li yıllarda, otuz yıl önce petrolün olduğu gibi politik bir silah olması beklenmektedir. Enerji talebi hızla artan Çin ve Hindistan, İran, Rusya ve Orta Asya Cumhuriyetleri gibi doğal gaz ihraç eden ülkelerle stratejik ortaklıklar kurmak suretiyle, uzun vadeli arz anlaşmaları yaparak, uzun vadede doğal gaz arzını güvenceye almaya çalışacaklardır.²⁴

Doğal gazın tüketim alanının genişlemesine paralel olarak yeni doğal gaz kaynağı arayışları hızlanmış, üretim teknikleri geliştirilmiş ve kayıplar azaltılmıştır. Bu nedenle bilinen doğalgaz rezervlerinde sürekli bir artış gözlenmektedir. Örneğin, 1991 yılı sonu itibarıyla dünya bilinen doğalgaz rezervi 125 trilyon m³ olup, bu rezerv 18 yıl önce bilinen rezerv miktarının iki

²² AĞIŞ,Özkan, "Doğal Gaz Fiyatlarının ABD'de Avrupa'da ve Türkiye'de Değişim Trendi ve Bugünkü Durumu", **Doğal Gaz Dergisi**, Kasım-Aralık, 2005 Sayı:107, s.26

²³ AĞIŞ Özkan, **a.g.e**, aynı yerde

²⁴ [http:// www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/2050_2000.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/2050_2000.pdf), Energy to 2050 Scenarios For A Sustainable Future, s. 73, Erişim tarihi:10.02.2008

katından fazladır.²⁵ 2001 yılında dünyanın bulunan gaz rezervi 164 trilyon m³ iken 2004 yılında rezerv rakamı 165 trilyon m³'e yükselmiştir.²⁶

Dünyanın halen işletmede olan doğal gaz rezervlerinin toplamı 156.000 milyar m³ olduğuna göre bugün için 56 yıllık tüketimi karşılayacak doğal gaz vardır. Son 10 yılda tüketilen doğal gazdan daha fazla rezerv bulunduğu gerçeğini göz önünde tutarsak, bulunacak yeni gaz rezervleriyle daha 100 yıl doğal gazlı ekonomik hayatımızın devam edebileceğini söyleyebiliriz.²⁷

2.3.4 Fiyat Politikaları

Uluslararası doğal gaz piyasasında fiyatlar hükümetler arasında imzalanan uzun süreli antlaşmalarla belirlenmekte ve anlaşmayı yapan her iki tarafça da gizli tutulmaktadır. Günümüzde doğal gaz piyasasının en gelişkin olduğu ülkeler ABD ve İngiltere'dir. Her iki ülkenin de geniş doğal rezervleri mevcuttur. ABD'de doğal gaz piyasasında tam rekabet koşulları geçerli olduğundan piyasada fiyat arz/talep koşulları tarafından belirlenmekte ve kamuoyu tarafından bilinmektedir. İngiltere'de de durum ABD'dekine benzerdir. İngiltere'de de doğal gaz fiyatı yerel arz ve talep dengesi tarafından belirlenmektedir.

Amerika'da doğal gaz fiyatlarını belirleyen iki önemli faktör kış ayları (şiddeti ve uzunluğu) ve kasırgalardır. Amerika'da 2003 yılında Türkiye'den çok ucuz olan doğal gaz fiyatı son yıllarda özellikle Katrina ve Rita kasırgalarının hüküm sürdüğü 2005 yılının son 4 ayı içerisinde 12 dolara kadar yükselmiştir.²⁸

²⁵ BOTAŞ, **Doğal Gaz 2.Baskı**, s.2

²⁶ AĞIŞ, Özkan, **a.g.e**, Temmuz-Ağustos 2005 Sayı :104 s.32

²⁷ AĞIŞ, Özkan, **a.g.e**, Kasım-Aralık 2005 Sayı:107, s.26

²⁸ AĞIŞ, Özkan, **a.g.e**, Kasım-Aralık 2005 Sayı:107, s.26

İngiltere doğal gaz piyasasında da rekabet koşulları geçerli bulunmaktadır. OTC (Menkul değerler) piyasasında öncelikli olarak, İngiltere'nin transmisyonu için fiili bir denkleştirme noktası durumundaki Ulusal Denkleştirme Noktasına(NBP- National Balancing Point) dayalı olmak kaydıyla, peşin ve vadeli, maddi ve kapasiteye yönelik gaz akitlerinin ticareti yürütülmektedir. Gaz ticareti aynı zamanda NBP'de teslimatı yapılan doğal gaza yönelik bir akit niteliği oluşturan Londra Merkezli Uluslararası Petrol Borsası(IPE) da dahil olmak üzere organize borsalar üzerinden de yürütülmektedir.²⁹

ABD ve İngiltere dışında diğer ülkelerde doğal gaz fiyatı hükümetler arasında imzalanan uzun vadeli anlaşmalarla belirlenmektedir. Ancak tüm dünyada artan doğal gaz talebini karşılamak üzere; ülkelerde kurulan LNG istasyonları ve doğal gaz depolama tesisleri ile doğal gaz ticaretinin, tüm dünyada genişlemesi ile doğal gaz piyasasının, giderek daha rekabetçi ve saydam bir işleyişe kavuşacağını söylemek mümkündür.

Doğal gaz fiyatı piyasadaki diğer fosil yakıt fiyatlarının seyrine göre değişim göstermektedir. Pazarda oluşan arz-talep dengesine göre fosil yakıtlardan birinin fiyatı yükselirse bu enerjinin piyasada daha ucuz kalan başka bir fosil yakıttan sağlanması yoluna gidilmektedir. Bu tercih o yakıtta bir talep artışı yaratmakta, talep artışı da fiyat artışını beraberinde getirmektedir. Sonuçta petrol, doğal gaz, fuel oil ve kömür gibi fosil yakıtların birinde başlayan fiyat artışı diğerini de az veya çok etkilemektedir.³⁰

Dünya piyasalarında en güçlü fosil yakıt petroldür. Yıllık toplam fosil yakıt tüketiminin %43'ünü petrol oluşturmaktadır. Piyasada petrol başı

²⁹ HARRIS, Nigel-JACKSON, Mary, "Avrupa Gaz Piyasası", 2005 Yılı Rapor Özeti, **Doğal Gaz Dergisi** Çeviren Levent KARAMAN, Sayı:107 Kasım- Aralık 2005, s.52

³⁰ AĞIŞ,Özkan, **a.g.e**, Temmuz-Ağustos 2005, Sayı:104, s. 32

çekmekte ve bütün diğer fiyatlar petrole göre değer kazanmakta veya kaybetmektedir.³¹

Büyük doğal gaz üreticilerinin (GAZPROOM, NIGC veya SONATRAC gibi) büyük gaz alıcıları ile (BOTAŞ, DEPA, RUHRGAS gibi) yaptıkları uzun süreli gaz anlaşmalarının ticari şartları gizli tutulmakla beraber, FOB noktalarında dünya gaz fiyatları birbirine yakındır. Örneğin Belçika'nın Brugge limanındaki LNG deposunda Cezayirli SONATRAC'ın 1 milyon Btu değerinde gaz teslim fiyatı ile GAZPROOM'un RUHRGAS'a Almanya sınırında boru gazı teslimi fiyatı arasında büyük fark yoktur. Yani, gaz satış anlaşmalarının 1 milyon Btu'luk ve üst ısı değeri (HHV) esas alınarak gaz baz fiyatı bir takım özel şartların dışında ülkeler ve anlaşmalara göre fazla değişmemektedir.³²

AĞİŞ'a göre bütün doğal gaz anlaşmaların değişmeyen maddesi petrol fiyatlarındaki artışın doğal gaza nasıl yansıtılacağıdır. Bu fiyat artışı, formülü gizli tutulmakla beraber; AĞİŞ, artış formülünün petrol ve cari fuel oil fiyatlarına göre belirlendiğini ve bu iki fosil yakıtta meydana gelen fiyat artışının aynı oranda doğal gaz fiyatlarına da yansıdığını düşünmektedir.³³

Petrol fiyatlarındaki spot artışlar neredeyse aynen doğal gaz fiyatlarına yansımaktadır. Bunun en güzel örneği, Tropical Cindy kasırgasının yaşandığı 6 Temmuz 2005 tarihinde görülmüştür. O gün petrol fiyatları 1,53 dolar artarak tarihinin en yüksek zirvesi olan 61,24 dolara yükselirken (yani bir günde %5 artış) spot piyasada doğal gaz fiyatları da %5 artarak (0,213dolar/1milyon Btu) 7,668dolar/1milyon Btu'ya yükselmiştir.³⁴

³¹ AĞİŞ,Özkan, **a.g.e**, Temmuz-Ağustos 2005, Sayı:104, s.32

³² AĞİŞ,Özkan, **a.g.e**, Temmuz-Ağustos 2005, Sayı:104, s.32

³³ AĞİŞ,Özkan,**a.g.e**, Temmuz-Ağustos 2005, Sayı:104, s.32

³⁴ AĞİŞ,Özkan,**a.g.e**, Temmuz-Ağustos 2005, Sayı:104, s.32

Özetlemek gerekirse; doğal gaz arzı genelde de uzun süreli anlaşmalarla güvence altına alınmaktadır. Fiyat bu anlaşmalarda petrol, fuel oil ve kömürdeki fiyat değişikliklerine göre aylık olarak hesaplanmaktadır.³⁵

Doğal gaz arzını böyle anlaşmalarla güvence altına almayanlar spot piyasada veya gelecek borsasında gaz alımı yoluna gitmektedirler. Kasırgalardan, terörden veya dünyadaki ani konjonktür değişikliklerden en çok etkilenenler de bunlar olmaktadır.³⁶

Dünyada petrol fiyatları, 2002 yılından bu yana, hızla artmaktadır. Petrol fiyatlarının artmasının nedenleri; Çin ve Hindistan'ın hızla büyümeleri nedeniyle artan petrol talepleri, petrol üreten şirketlerin petrol üretiminden daha fazla pay almak istemeleri, petrol üreten bazı ülkelere uygulanan ambargolar nedeniyle petrol şirketlerinin bu ülkelerde yatırım yapamaması sonucu petrol arzının azalması, Irak'ta devam eden savaşın yarattığı gergin siyasi ortam olarak sayılabilir. Yükselen petrol fiyatları 97,52 dolara kadar tırmanmıştır.³⁷ Doğal gaz fiyatının petrol fiyatlarına endekslediği kabul edildiğinde, doğal gaz fiyatının da artan petrol fiyatlarına bağlı olarak artacağını söylemek mümkündür.

Doğal gaz piyasasındaki temel sorunlardan bir tanesi Bölüm 2.3.2'de de değinildiği üzere; doğal gaz rezervlerinin, doğal gazın yoğun olarak talep edildiği bölgelere olan uzaklığıdır. Bu noktada doğal gaz boru hatlarının güvenilir hatlar üzerinden talep eden ülkelere ulaştırılması önem arz etmektedir. Orta Asya ve Hazar Bölgesi doğal gaz rezervleri açısından oldukça zengin bölgeler olmalarına rağmen; bu bölgelerin jeolojik yapısından kaynaklanan engeller ve bölgedeki siyasi istikrarsızlıklar, doğal gazın uluslararası pazarlara taşınmasını zorlaştırmaktadır. Bölgedeki en önemli ve güvenilir hat Rusya üzerinden geçmektedir. Eski Sovyetler Birliği döneminde

³⁵ AĞIŞ,Özkan,**a.g.e**, Kasım-Aralık 2005 Sayı:107, s. 30

³⁶ AĞIŞ,Özkan,**a.g.e**, Kasım-Aralık 2005 Sayı:107 ,s. 30

³⁷ Anonim, 29 Aralık 2007 tarihli **Sabah Gazetesi**, s.12

inşa edilen bu hat, temel olarak Orta Asya petrol ve doğal gaz rezervlerinin öncelikli olarak Sovyetler Birliği'ne taşınması amacıyla inşa edilmiştir. Eski Sovyetler Birliği sınırları içerisinde kalan Türk Cumhuriyetleri önemli doğal gaz rezervlerine sahip olmalarına rağmen siyasi açıdan Rusya'ya bağımlı kalmamak istemeleri nedeniyle, sahip oldukları petrol ve doğal gaz rezervlerinin bu hat üzerinden dünya piyasalarına taşınmasına sıcak bakmamaktadırlar. Bu devletler sahip oldukları kaynakları uluslararası pazarlara taşıyabilecek finansal kaynaklara ve yeterli teknolojiye sahip değildirler. Ayrıca Irak'taki siyasi istikrarsızlık ve İran'a uygulanan ambargolar da bu bölgedeki doğal gaz rezervlerinin yeterince değerlendirilememesine neden olmaktadır. Bu nedenle doğal gaz arzı azalmakta ve yoğun talebe karşı yetersiz kalmaktadır. Dünya genelinde doğal gaz fiyatının artmasının nedenlerinden birisinin de bu olduğu söylenebilir. Nitekim ABD Enerji Enformasyon İdaresi tarafından Mayıs 2001'de yayımlanan Birleşik Devletler Doğal Gaz Piyasası: Güncel Eğilimler ve Gelecek İçin Öngörüler isimli çalışmada, 2000-2001 (Ekim 2000-Mart 2001) ısıtma döneminde doğal gaz fiyatının, bir önceki ısıtma dönemi olan 1999-2000 (Ekim 1999-Mart 2000) döneminden, yüzde 144 daha yüksek olacağı tahmin edilmiştir. Ayrıca doğal gaz fiyatının ne kadar süreyle yüksek seyredeceğinin ise öngörülemez olduğu ve hatta doğal gaz piyasasındaki göstergelerin de, doğal gaz fiyatının bir önceki yılda da tecrübe edildiği gibi 2 dolar/milyon Btu'nun altına inmeyeceğine işaret ettiği dile getirilmiştir. Çalışmada bu görüntünün temel sebebinin, başta elektrik üretim sektörü olmak üzere yoğun talep artışından kaynaklandığı, izleyen iki yıl için planlanmış ilave elektrik üretim kapasitesinin yüzde doksanının, doğal gazı temel yakıt olarak kullanacak şekilde dizayn edildiği ifade edilmiş ve her ne kadar analiz döneminde doğal gaz üretimi ve ithalatında artış beklense de doğal gaz arz hedeflerinin, kısa dönemde doğal gaz fiyatını 3 dolar/ milyon Btu'nun altına indiremeyeceği öngörülmüştür.³⁸

³⁸ Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S Department of Energy, **U.S Natural Gas Markets: Recent Trends And Prospects For The Future**, May 2001, Washington, s.27

2.4 TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ PİYASASI

2.4.1 Türkiye’de Doğal Gaz Piyasa Yapısının Analizi

Ülkemizde de doğal gaz piyasası, dünyaya paralel olarak petrol krizlerinin ardından petrol fiyatlarının yükselmesi ve çevre kirliliğinin artması nedeniyle; alternatif enerji kaynakları arayışının sonucu olarak gelişme göstermiştir. Ülkemizde ABD ve İngiltere’de olduğu gibi arz ve talep koşulları tarafından yönlendirilen rekabetçi bir doğal gaz piyasası mevcut değildir.

Ülkemizde doğal gaz piyasasını iki dönem itibariyle değerlendirebiliriz. İlk olarak 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu yürürlüğe girene kadar 397 sayılı Kanun Hükmünde Kararname ile getirilen düzenlemelere bakmak gerekir. Bu dönemde doğal gazın ithalatı, dağıtımı, satışı ve fiyatlandırılması konularında tek yetkili kuruluş BOTAŞ idi. Buradan da anlaşılabileceği üzere piyasaya başka bir aktörün girebilmesi yasal olarak mümkün değildi. Bu dönemde ülkemizde doğal gaz piyasasının monopolist bir yapıda olduğu açıktır.

Bölüm 2.6’da ayrıntılı bilgi verileceği üzere 2001 yılında yürürlüğe giren 4646 sayılı Kanun ile BOTAŞ’ın piyasa üzerindeki tekeline son verilmiştir. Anılan Kanun ile doğal gaz piyasasının şeffaf ve rekabetçi bir yapıya kavuşturulması amaçlanmıştır. 4646 sayılı Kanun’a göre BOTAŞ her yıl %10’dan aşağı olmamak üzere mevcut doğal gaz alım sözleşmelerini 2009 yılına kadar devredecektir yani 2009 yılına kadar bir geçiş süreci öngörülmüştür. Sonuç olarak doğal gaz piyasasında birkaç yıl daha BOTAŞ hakim durumda olacak ve piyasayı yönlendirecektir. İlerleyen yıllarda ülkemizdeki doğal gaz piyasasının daha rekabetçi ve saydam bir yapıya kavuşacağını söyleyebiliriz.

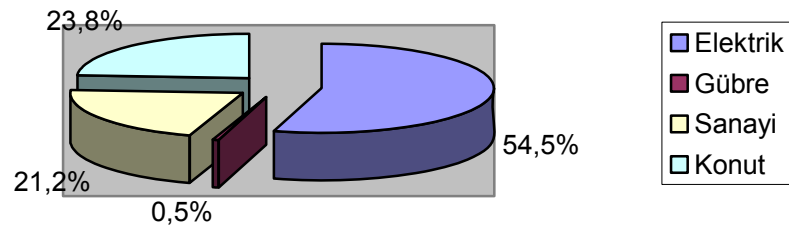
2.4.1 Türkiye’de Doğal Gazın Sektörel Tüketimi

2006 yılı sonu itibariyle gerçekleştirilen doğal gaz satış miktarı 30.493 milyon m³tür. Gerçekleşen satışların %54,5’i elektrik, %0,5 gübre, %21,2 sanayi ve %23,8’i konut sektörü tarafından tüketilmiştir.

Tablo 2-1 Doğal Gaz Satışlarının Sektörel Dağılımı (Milyon cm³)

Elektrik	16.642
Gübre	157
Sanayi	6.435
Konut	7.259
Toplam	30.493

Kaynak:BOTAŞ



Grafik 2-1 Sektörel Tüketim

2.4.2 Doğal Gaz Alım Anlaşmaları

Ülkemiz artan doğal gaz talebini karşılamak ve doğal gaz arz kaynaklarını çeşitlendirmek amacıyla çeşitli ülkelerle ve tarihlerde, doğal gaz alım anlaşmaları yapmıştır. Yapılan anlaşmalar aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 2-2 Doğal Gaz Anlaşmaları

Mevcut Anlaşmalar	Miktar Milyar m ³ /yıl	İmzalama Tarihi	Süre (Yıl)	İşletmeye Alım Tarihi
Rusya Fed. (Batı)	6	Şubat 1986	25	Haziran 1987
Cezayir (LNG)	4	Nisan 1988	20	Ağustos 1994
Nijerya (LNG)	1.2	Kasım 1995	22	Kasım 1999
İran	10	Ağustos 1996	25	Aralık 2001
Rusya Fed.(Karadeniz)	16	Aralık 1997	25	Şubat 2003
Rusya Fed. (Batı)	8	Şubat 1998	23	Mart 1998
Türkmenistan	16	Mayıs 1999	30	2007
Azerbaycan	6.6	Mart 2001	15	2006

Kaynak:BOTAŞ

Bu anlaşmalardan, Türkmenistan ile yapılan anlaşma halen hayata geçirilememiştir. Doğal gaz satışı konusunda Rusya ile Türkmenistan, 11 Nisan 2003'de yirmi beş yıl vadeli Doğal Gaz İşbirliği Anlaşması imzalamışlardır. Söz konusu anlaşma çerçevesinde, Türkmenistan'ın Ukrayna'ya olan taahhütleri ve mevcut doğal gaz boru hatlarının kapasitesi dikkate alınarak, 2007'ye kadar Rusya'ya doğal gaz satması, satacağı doğal

gazın en fazla 10 milyar m³ olması, bu miktarın 2007’de 60-70 milyar m³’ten başlayarak, 2009’da 70-80 milyar m³ çıkması ve toplam sevkiyatın yirmi beş yıl içinde yaklaşık 2 trilyon m³ olması planlanmıştır.³⁹ Bu anlaşmayı 20 Aralık 2007 tarihinde, Türkmen doğal gazını, Türkmenistan-Kazakistan-Rusya güzergahını izleyerek Avrupa’ya taşıyacak boru hatlarının yapımına ilişkin anlaşma takip etmiştir. Bu durumda Türkmen doğal gazının büyük bir kısmı Rusya tarafından satın alınacak ve Türkiye’nin, Türkmen doğal gazından faydalanma imkanı ortadan kalkabilecektir.

Mevcut koşullar altında Türkiye’nin doğal gaz arz açığını karşılayabilecek alternatiflerden en önemlisi olarak İran görünmektedir. Türkiye bu konuda İran ile 15 Temmuz 2007 tarihli doğal gaz alım anlaşması yapmıştır. Türkiye bu anlaşma ile Nabucco projesini hayata geçirecek ve enerji koridoru olma hedefine ulaşabilecek alternatif bir yol aramaktadır. Ancak bu anlaşma bir takım tartışmaları da beraberinde getirmektedir. Öncelikli sorun İran’ın bu hedefi gerçekleştirmede ne kadar güvenilir bir seçenek olduğudur. Her şeyden önce İran Avrupa’nın Rusya’ya karşı güvende hissedeceği bir aktör değildir. İkinci olarak bu anlaşmaya ABD muhalif bir tutum sergilemektedir. Eğer ABD, Türkiye’den böyle beklenmedik hamleler görmeye devam ederse Şah Deniz Projesi için Türkiye’den başka ortaklar aramaya başlayabilir. Zira, son zamanlarda Almanya tarafından dile getirilen Karadeniz altından Gürcistan’dan Ukrayna’ya bağlanacak bir boru hattı projesi ABD tarafından da desteklenirse Türkiye’nin enerji konusunda yaratmaya çalıştığı stratejik ağırlık projesi büyük zarar görebilir. Üçüncü olarak; Türkiye bu tip anlaşmalarla İran üzerinde oluşturulmaya çalışılan izolasyonu kırmakta ve Orta Doğu’nun diğer bölgelerindeki hareket alanını daraltmaktadır. ABD’ye İran konusunda verilecek öncelikli diplomatik ve daha sonra stratejik ve teknik destek Türkiye’nin Irak politikasında daha serbest hareket etmesini sağlayabilir. İran ile kurulan enerji temelli bu diyalog Irak

³⁹ Anonim, [http:// www.globalyorum.com/inc/newsreal.asp?readid=584](http://www.globalyorum.com/inc/newsreal.asp?readid=584) , “Türkmenistan Rusya’ya Doğal Gaz Vanalarını Kesti”, Erişim tarihi: 10.02.2008

coğrafyasını kontrol eden ABD'nin en son arzu ettiği durumlardan bir tanesidir. Eğer Türkiye Irak konusunda daha aktif politikalar izlemek istiyorsa İran ile kurduğu ilişkileri ABD'yi de hesaba katarak düşünmeli ve bu doğrultuda hareket etmelidir. Dördüncü olarak; bölgesel hegemon adayları arasında enerji gibi hayati bir konuda yapılan işbirliğinin Türkiye açısından olumsuz sonuçlar doğurabileceğidir. İran'la yapılan gaz anlaşması ile Türkiye ile İran arasında asimetrik bir bağımlılık oluşmuştur. İran doğal gazını satamadığı vakit çok şey kaybetmeyecektir. Halbuki bu doğal gaza göre planlar yapan Türkiye ani ve beklenmedik bir durumla karşılaştığı zaman ağır bedeller ödeyebilir. Doğal gaz gibi hane halkı ve sanayi için hayati bir konuda bölgesel ve stratejik rakibinin eline bu denli önemli bir koz vermek çokta rasyonel bir hamle gibi gözükmemektedir. Gürcistan, Azerbaycan ve Türkmenistan gibi iddiasız, küçük ve Türkiye'nin stratejik iddialarını tehdit olarak algılamayan aktörler yerine, doğal gaz konusunda İran gibi bir ülkeyle anlaşmanın uzun vadede getireceği zararlar iyi hesap edilmelidir. Türkiye, Avrupa'ya giden ve Rusya'yı etkisiz kılacak bir hat kurma yolunda önemli bir adım atmış olabilir; ancak İran'ın güvenilmez bir aktör oluşu ve Türkiye ile ABD arasında oluşabilecek gerginlik, Türkiye'yi uzun vadede enerji politikalarının dışına itebilir. Bu da Rusya'nın, Türkiye'nin bölgesel etkinliğinden algıladığı tehdidi ortadan kaldırabilir. Bu anlaşma ile ABD, Türkiye üzerinden yürüttüğü Orta Asya ve Kafkasya enerji politikasının revize edebilir. İran ise Avrupa'yı ve Türkiye'yi enerji konusunda kendisine bağımlı kılarak kendi rejimini koruma ve stratejik etkinliğini artırma konusunda önemli bir rahatlama yaşayabilir. Bozulan Türk-ABD ilişkileri Rusya için yeni bölgesel fırsatlar yaratabilir.⁴⁰

Bunlara anlaşmalar ilave olarak; 31 Mart 2001 tarihinde, Mısır'dan 4 milyar m³ doğal gaz alımına ilişkin anlaşma paraflanmıştır. 17 Mart 2004 tarihinde yine Mısır ile Türkiye'ye doğal gaz ithalatı ve Avrupa'ya doğal gaz

⁴⁰ ÖZPEK, Burak Bilgehan, <http://www.globalstrateji.org/TUR/Icerik=1113>, “Türkiye-İran Doğal Gaz Anlaşması ve Muhtemel Sonuçları”, Erişim Tarihi: 11.02.2008

iletimine ilişkin bir çerçeve anlaşması imzalanmıştır. 23 Aralık 2003 tarihinde Yunanistan'a yılda 750 Milyon m³ doğal gaz ihracı ile ilgili olarak Yunanistan'ın DEPA firması ile BOTAŞ arasında, 15 yıl süreli bir ihracat anlaşması imzalanmıştır.⁴¹

Ayrıca Irak ile 26 Aralık 1996 tarihinde Irak gazının boru hatları ile Türkiye'ye taşınmasını sağlamak üzere 10 milyar m³/yıl doğal gaz ithalatını kapsayan bir çerçeve anlaşması imzalanmıştır.⁴² Ancak bu anlaşma Irak'a uygulanan Birleşmiş Milletler yaptırımları nedeniyle hayata geçirilememiş ve gerekli yatırımlara başlanılamamıştır. BOTAŞ'ın bu konudaki çalışmaları devam etmektedir.

2.5 DOĞAL GAZ SÖZLEŞMELERİNİN DEVRİ

2 Mayıs 2001 tarihinde yürürlüğe giren 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun⁴³ geçici 2. maddesinde BOTAŞ'ın, Kanun'un yayım tarihinden itibaren oniki aylık süre içerisinde, ithalatı ulusal doğal gaz tüketiminin yüzde yirmisi oranına düşünceye kadar yeni doğal gaz alım anlaşması yapamayacağı ve 2009 yılına kadar toplam yıllık ithalat miktarını yıllık ulusal tüketimin yüzde yirmisine düşünceye kadar, mevcut doğal gaz alım ve satım sözleşmelerinin kısmi veya bütün olarak tüm hak ve yükümlülüklerinin istekli olan diğer ithalat lisans yeterlilik sahibi ve satıcı şirketten sözleşme devri hususunda ön onay alan şirketlere BOTAŞ tarafından yapılacak ihale ile devredilmesi hükme bağlanmıştır. Anılan maddenin ikinci fıkrasına göre BOTAŞ tarafından her takvim yılında devredilen miktarın, Kanun'un yürürlüğe girdiği tarihte alım taahhüdünde bulunan toplam doğal gaz miktarının yüzde onundan daha az olmaması öngörülmüştür.

⁴¹ BOTAŞ, a.g.e, s.42

⁴² BOTAŞ, a.g.e, aynı yerde

⁴³ 02.05.2001 tarihli 24390 sayılı R.G'de yayımlanmıştır.

Devirlerle ilgili olarak BOTAŞ 4.11.2004 tarihinde bir ihale duyurusu yapmıştır. Buna göre toplam ithalatın 16 milyar m³lük bölümü, her biri 250 m³lük 48 parçanın devredilmesi planlanmıştır. Her bir parçanın devir bedeli 500,000 USD'den daha aşağıdan olmamak üzere ihalede belirlenecek ve en yüksek devir bedelini veren firma devir hakkını alacaktır. Böylece doğal gaz ithalatındaki BOTAŞ tekeli özel sektöre ve piyasaya devredilmiş olacaktır.⁴⁴

BOTAŞ'ın bu şekilde çıktığı ihaleler, gaz satan ülkelerin BOTAŞ'la yaptıkları satış anlaşmalarını üçüncü kişilere devretmede isteksiz olmaları nedeniyle birkaç kez ertelenmiştir.⁴⁵ 4646 sayılı Kanun'un ilk metninde olmayan satıcı şirketlerden ön onay alma zorunluluğu Kanun'un geçici 2. maddesine 16.06.2005 tarihinde eklenerek anılan madde yukarıda ifade edildiği biçimini almıştır. Böylece doğal gaz sözleşmelerinin devri sadece satıcı şirketlerin uygun gördüğü kişilere yapılabilecektir. Bu husus ise sözleşme devirlerinin uluslararası şirketlerin yönlendirilmesi ile yapılması gibi bir sonuç doğurabileceğinden sakıncalıdır. Ayrıca doğal gaz piyasası bu şekilde bir yapılanma ile yerli girişimcilerin piyasadan dışlandığı ve yabancı şirketlerin piyasaya hakim olduğu bir yapıya bürünebilir. Belki de yasa değişikliğinde ulusal sermayenin payını güvence altına alan bir hükmün metne işlenerek yabancı sermaye ile dengeli bir şekilde piyasa paylaşımı yapılması daha uygun olurdu. Zira Mart 2006'da TMMOB'ce yayınlanan Türkiye'nin Doğal Gaz Temin ve Tüketim Politikalarının Değerlendirilmesi Raporu'na göre sözleşmelerin devredilmesi yabancı şirketlerin inisiyatifine bırakılmıştır. Rapora göre; GAZPROM'un devredeceği Rusya Batı Hattı sözleşmeleri devir ihalesine yalnızca, GAZPROM'un uygun gördüğü dört firma katılmış, sözleşmelerin bir parçası Shell, üç parçası GAZPROM bağlantılı BOSPHORUS GAZ, on parçası doğal gaz sektöründe malzeme temini ve mühendislik hizmetlerinde faaliyet gösteren Akfel – Sanko bağlantılı

⁴⁴ TMMOB,MMO,a.g.e, s.35

⁴⁵ TMMOB, MMO, a.g.e, aynı yerde

Enerco'ya devredilirken; beş parçası Avrasya Enerji Firması tarafından üstlenilmiştir.⁴⁶

2.6 DOĞAL GAZ PİYASASI KANUNU / PİYASANIN SERBESTLEŞTİRİLMESİ

18.04.2001 tarihinde TBMM'de görüşülerek kabul edilen 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu 2 Mayıs 2001 tarihinde R.G'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

Kanun'un kapsamı yasanın 2. maddesinde açıklanmıştır. Buna göre Kanun; doğal gazın ithali, iletimi, dağıtımı, depolanması, pazarlanması, ticareti ve ihracatı ile bu faaliyetlere ilişkin tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülüklerini kapsamaktadır.

Kanun'un amacı ise 1. maddede; doğal gazın kaliteli, sürekli, ucuz, rekabete dayalı esaslar çerçevesinde çevreye zarar vermeyecek şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, doğal gaz piyasasının serbestleştirilerek mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir doğal gaz piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetim sağlanması olarak açıklanmıştır.

4646 sayılı Kanun ile piyasayı düzenleme, denetleme ve aykırılıkların tespiti halinde yaptırım uygulama yetkisi EPDK'ye verilmiştir. EPDK enerji sektörünü regüle eden bağımsız bir üst kurul olarak oluşturulmuş olup Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile ilişkilidir.

Diğer taraftan, Doğal Gaz Piyasası Kanunu Türkiye'nin AB ile uyumunu sağlamayı da hedeflemektedir. 22 Haziran 1998 tarihli AB direktifine göre

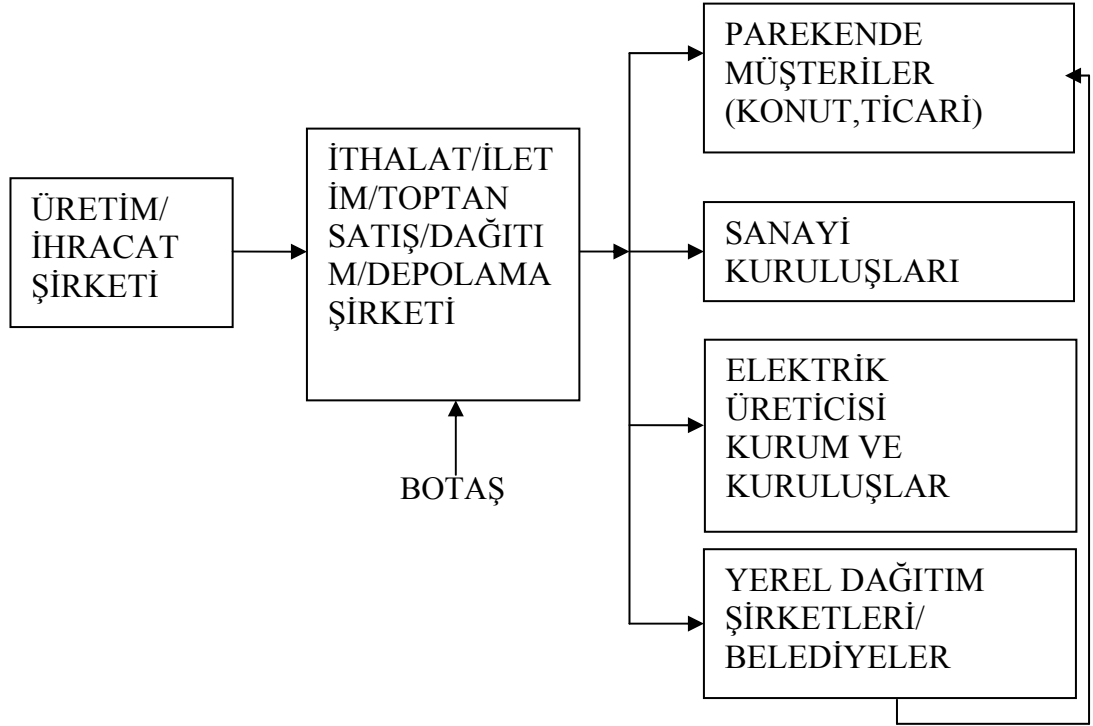
⁴⁶ TMMOB, MMO, a.g.e, s.35,36

ortak bir doğal gaz piyasası oluşturulması amaçlanmaktadır. Buna göre; üye ülkelerin %20'den aşağı olmamak üzere direktifin yürürlük tarihinden itibaren 20 yıl içerisinde piyasanın en az %33'ünün serbestleştirilmesi istenmektedir. 4646 sayılı yasa hükümleri AB direktifi ile paraleldir. Bu nedenle Türkiye enerji piyasasında AB ile uyum sorunu yaşamayacaktır. Ancak ülkemiz doğal gaz piyasasındaki özelleştirme uygulamalarının AB'den daha hızlı seyrettiği için bu hususun bir takım sakıncalar doğurması ihtimali vardır.

2.6.1 Doğal Gaz Piyasası Kanununun Öncesi Ve Sonrası

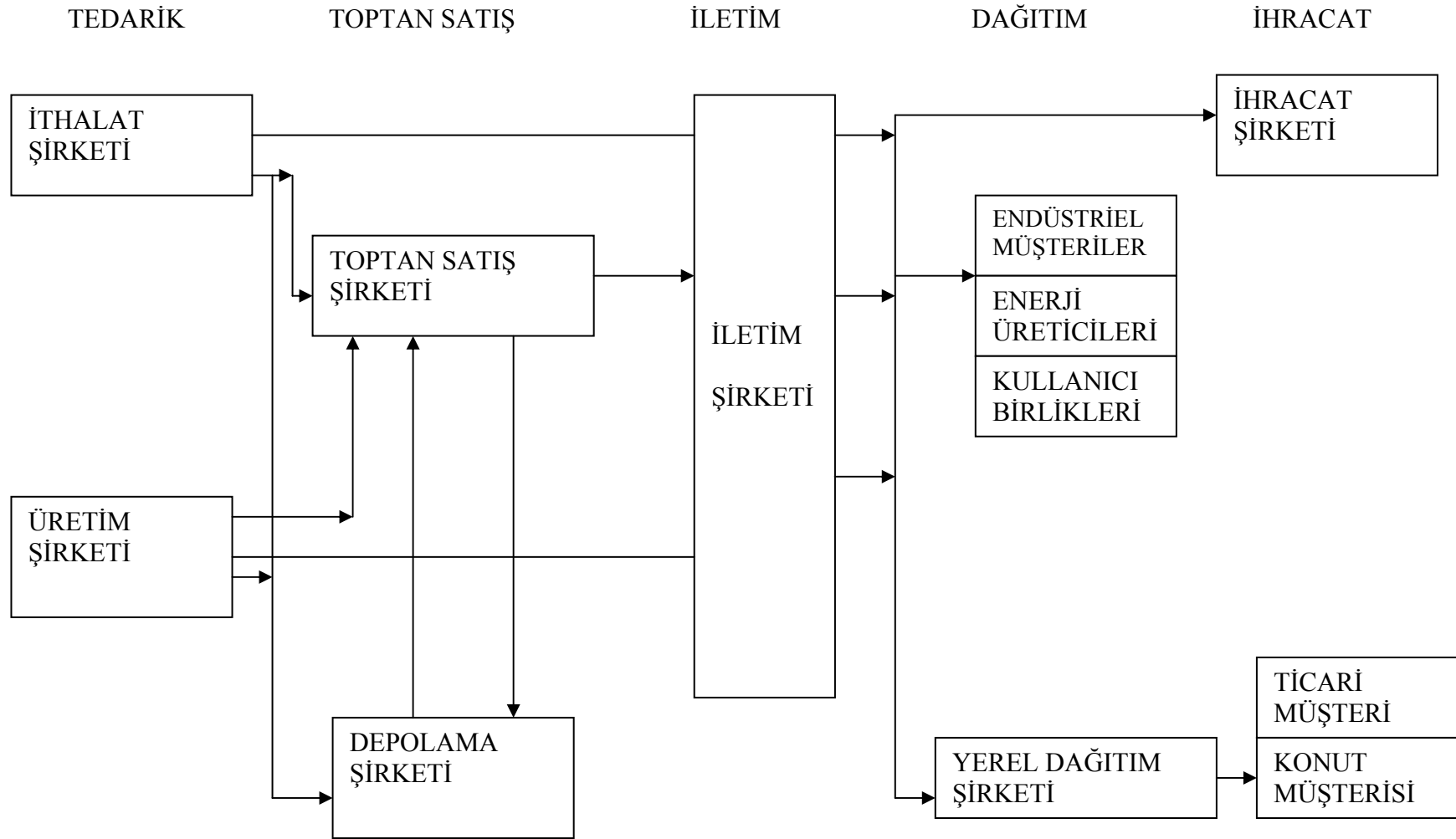
Doğal Gaz Piyasası Kanunu yürürlüğe girmeden önce doğal gazın ithali, satışı, dağıtımı, ticareti, fiyatlandırılması ve depolanması konularında tek yetkili kuruluş BOTAŞ idi. Doğal gaz arama ve üretim faaliyetleri Petrol İşleri Genel Müdürlüğünden alınan ruhsat ile 6326 sayılı Petrol Kanununa göre yapılmaktaydı.

4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu öncesi ve sonrasında Türkiye'de doğal gaz piyasasının işleyişi aşağıda Şekil 2-1 ve 2-2 de gösterilmiştir.



Şekil 2-1 Doğal Gaz Piyasası Kanunu Öncesi(397 sayılı KHK ile)

Kaynak: BOTAŞ Genel Müdürlüğü Kaynakları



Şekil 2-2 : Doğal Gaz Piyasası Kanunu Sonrası

Kaynak : BOTAŞ Genel Müdürlüğü Kaynakları

2.6.2 Hangi Faaliyetler Serbest Piyasa Faaliyeti Oluyor?

4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun tanımlar başlıklı 3. maddesinin 36. bendinde piyasa faaliyeti; doğal gazın iletim, dağıtım, toptan satış, ithalat, ihracat ve LNG tesislerinde sıvı olarak veya yer altı ve yerüstü tesislerinde gaz veya sıkıştırılmış gaz olarak depolanması dahil olmak üzere alımı, satımı veya hizmet ve ticari faaliyetleri ile bu faaliyetlere ilişkin işlemlerden oluşan faaliyetler olarak tanımlanmıştır. Anılan Kanun'un 4. maddesinin 4. bendinde de doğal gaz piyasa faaliyetleri sayılmıştır. Kanuna göre yalnızca üretim faaliyeti piyasa faaliyeti olarak kabul edilmemiştir. Üretim faaliyetin de 6326 sayılı Petrol Kanunu hükümleri uygulanması ve üretim faaliyetini üstlenecek şirketlerin PİGM'den lisans alması öngörülmüştür. Doğal gaz piyasa faaliyetleri ise şunlardır;

- Doğal Gaz İthalatı
- Doğal Gazın İletimi
- Doğal Gazın Depolanması
- Doğal Gazın Toptan Satışı
- Doğal Gazın Şehir içi Dağıtımı
- Sıkıştırılmış Doğal Gaz İletimi Ve Dağıtımı

2.6.3 Piyasa Faaliyetlerinde Yatay ve Dikey Bütünleşme Sınırları

4646 sayılı yasanın 7. maddesinin 2. bendinde Türkiye'deki üretim şirketleri hariç olmak üzere hiçbir tüzel kişinin EPDK'nin cari yıla ait olarak belirlediği ulusal doğal gaz tahmininin yüzde yirmisinin fazlasını satamayacağı ve yine aynı maddenin 3. bendinde doğal gaz faaliyeti yapan herhangi bir tüzel kişinin, kendi faaliyet alanı dışında faaliyet gösteren tüzel kişilerden sadece bir tanesine iştirak edebileceği ancak bu faaliyet alanında

başka bir şirket kuramayacağı hükme bağlanmıştır. Yine aynı bende göre, kendi faaliyet alanında çalışan bir tüzel kişiye iştirak edilmesi ve bu alanda şirket kurulması yasaklanmıştır.

İştirak halinde de, iştirak eden tüzel kişinin, iştirak ettiği tüzel kişi üzerinde doğrudan veya dolaylı olarak o tüzel kişinin sermayesinin veya ticari mal varlığının yarısından fazlasını veya oy haklarının yarısından fazlasını kullanma hakkına yada denetim kurulu, yönetim kurulu veya tüzel kişiyi temsile yetkili organların üyelerinin yarısından fazlasını atama hakkına yada işlerini idare etme hakkına sahip olması yasaklanmıştır.

Yine aynı maddeye göre; dağıtım şirketlerinin bir yıl içerisinde dağıtacakları gazın en fazla yüzde ellisini bir tüzel kişiden satın almasının esas olduğu ve piyasadaki rekabet ortamına göre EPDK'nin bu miktarı arttırmaya yada azaltmaya yetkili olduğu ifade edilmiştir.

2.6.4 Tüketicilerin Durumu Nasıl Olacak?

4646 sayılı Kanun'un tanımlar başlıklı 3. maddesinin 17. bendinde serbest tüketici, 18. bendinde serbest olmayan tüketici ve 40. bendinde kullanıcı birliği tanımlanmıştır. Yapılan bu tasnife göre piyasada doğal gaz tüketicileri üç sınıfa ayrılmış bulunmaktadır. Kanun'a göre serbest tüketici, yurt içinde herhangi bir üretim şirketi, ithalat şirketi, dağıtım şirketi veya toptan satış şirketi ile doğal gaz alım – satım sözleşmesi yapma serbestine sahip gerçek veya tüzel kişiyi; serbest olmayan tüketici, doğal gazı kendi kullanımı için dağıtım şirketlerinden almak zorunda olan gerçek veya tüzel kişiyi ve kullanıcı birliği de mülkiyetindeki dağıtım şebekesiyle üyelerin doğal gaz ihtiyacını karşılayan organize sanayi bölgelerini ve kooperatifleri ifade etmektedir.

Kanun'un 8. maddesine göre serbest tüketici statüsünde olanlar şöyle sıralanmıştır;

- 1- Satın aldığı yıllık doğal gaz miktarı bir milyon metreküpten daha fazla olan tüketiciler ve kullanıcı birlikleri
- 2- Elektrik enerjisi üretimi için gaz satın alan şirketler
- 3- Elektrik ve ısı enerjisi üreten kojenerasyon tesisleri
- 4- Üretim faaliyetinde kullanılmak üzere, Türkiye'de doğal gaz üreten üretim şirketleri

Ayrıca EPDK'nin bütün tüketiciler serbest tüketici oluncaya kadar her yıl serbest tüketici olma sınırını yeniden belirleyeceği hükme bağlanmıştır.

2.6.5 Lisans ve Sertifika Alma Zorunluluğu

Kanun'da lisans; tüzel kişilere piyasa faaliyetlerinde bulunabilmeleri için EPDK tarafından her bir piyasa faaliyeti için verilen izin belgesini, sertifika ise doğal gaz faaliyeti yapan tüzel kişilerin sistemde yer alan tesislerin tasarımı, yapımı, revizyonu, bakımı, onarımı, kontrolü, müşavirliği ve hizmetlerde bulunacak gerçek ve tüzel kişilerin yeterliliğini gösteren ve EPDK tarafından verilen izin olarak tanımlanmıştır.

Kanun'un 6. maddesine göre; piyasa faaliyetleri ile iştigal edecek tüzel kişilerin, faaliyetlerine başlamadan önce, her bir faaliyet için ve söz konusu faaliyetlerin birden fazla tesiste yürütülecek olması halinde her tesis için ayrı ayrı lisans alması zorunludur. Bu şekilde birden fazla lisansa sahip olan aynı tüzel kişi veya aynı faaliyeti birden fazla tesiste yürüten tüzel kişiler lisansa tabi her faaliyet ve tesis için ayrı ayrı muhasebe kayıtları tutmak ve bu defter ve kayıtları EPDK denetimine hazır bulundurmak, EPDK tarafından talep edildiğinde denetime açmak ve EPDK'nin faaliyetlerini yerine getirebilmesi

için ihtiyaç duyacağı her türlü bilgi ve belgeyi zamanında EPDK'ye vermek zorundadır.

Lisanslar ve sertifikalar bir defada en az on, en fazla otuz yıl için verilir.

2.7 DOĞAL GAZ TAŞIMACILIĞI, TESİSLERİ VE TİCARETİ

Doğal gaz taşımacılığı, boru hatları ve deniz yolu(LNG gemileri) vasıtasıyla yapılmaktadır. BOTAŞ'ın mevcut doğal gaz boru hatları ve tesisleri şunlardır⁴⁷

- Rusya Federasyonu – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı
- İzmit – Karadeniz Ereğli Doğal Gaz İletim Hattı
- Bursa – Çan Doğal Gaz İletim Hattı
- Çan – Çanakkale Doğal Gaz İletim Hattı
- Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı
- Samsun – Ankara Doğal Gaz İletim Hattı(Mavi Akım)
- Karacabey – İzmir Doğal Gaz İletim Hattı
- Güney Doğal Gaz İletim Hattı
- Konya – İzmir Doğal Gaz İletim Hattı
- Dağıtım Hatları
- Marmara Ereğlisi Sıvılaştırılmış Doğal Gaz İthal Terminali
- Loop Hatları

⁴⁷ BOTAŞ 2005 Faaliyet Raporu

Tablo 2-3 Doğal Gaz İletim Hatları

HATLAR	ÇAP	UZUNLUK (km)	İŞLETMEYE ALINMA TARİHİ
Rusya Fed. Türkiye DGBH (Ana Hat)	24"-36"	842	1987
Pazarcık – Karadeniz Ereğli DGBH	16"-24"	209	1996
Bursa – Çan DGBH	8"-24"	208	1996
Çan – Çanakkale DGBH	12"	107	2000
Doğubeyazıt- Erzurum DGBH	48"	291	2001
Erzurum – İmranlı DGBH	48"	307	2001
İmranlı – Kayseri DGBH	48"	256	2001
Kayseri – Ankara DGBH	48"	320	2001
Kayseri – Konya – Seydişehir DGBH	40"-16"	317	2001
Karacabey – İzmir DGBH	36"	241	2002
Samsun – Ankara DGBH	48"	501	2003

Kaynak : BOTAŞ

Tablo 2-4 Loop Hatları

HATLAR	ÇAP	UZUNLUK (km)	İŞLETMEYE ALINMA TARİHİ
Malkoçlar – Kırklareli Comp. İstanbul	36"	36	1998
Önerler – Esenyurt	36"	77	1998
Hersek – Yumurtatepe	24"	48	1998
Kırklareli – Önerler	36"	99	2000
Yapracık – Mihallıçık	40"	61	2001
Eskişehir – Mihallıçık	40"	76	2002
Bozüyük – Adapazarı Phase 1	36"	63	2002
Bozüyük – Adapazarı Phase 2	36"	63	2002
Bozüyük – Eskişehir	40"	75	2002
Seçköy - Karacabey	36"	75	2003

Kaynak: BOTAŞ

Tablo 2-5 Dağıtım ve Bağlantı Hatları

PROJE ADI	ÇAP	UZUNLUK(km)
Kütahya – Bilecik – Uşak	2"-20"	309
Turgutlu – Torbalı – Kemalpaşa – Pınarbaşı	2"-16"	51
Aliağa – Atatürk OSB	2"-20"	37
Kırıkkale – Kırşehir – Yozgat – Polatlı	2"-14"	173
Ereğli – Aksaray – Niğde	2"-16"	200
Konya – Karaman	2"-20"	186
Susurluk – Balıkesir – Akhisar – Manisa	2"-10"	28
Kayseri – Sivas	2"-14"	90
Samsun – Çorum	2"-12"	30
Adapazarı Deprem Konutları	16"	1,6
Çorlu Dericiler OSB	16"	6,2

Kaynak:BOTAŞ

Tablo 2-6 Türkiye Doğal Gaz Hatlarının Şehirlere Göre Dağılımı ve Doğal Gaz Kullanımı

HAT ADI	GAZ VERİLEN İLLER	GAZ VERİLMESİ PLANLANAN İLLER
1. HAT Mevcut Ana İletişim Hattından Gaz Verilen/ Gaz Verilmesi Öngörülen Şehirler (Bu Hat 1987 Yılında İşletmeye Alınmıştır.)	Kırklareli,Tekirdağ, Kütahya,Bilecik,Uşak, Yalova,Ankara,İstanbul Eskişehir, Bursa	Edirne
2. Hat Mevcut Pazarcık – Karadeniz Ereğli Doğal Gaz İletim Hattından Gaz Verilen/ Gaz Verilmesi Öngörülen Şehirler(Bu Hat 1996 Yılında İşletmeye Alınmıştır.)	Düzce, Adapazarı, İzmit	Bolu,Karabük, Zonguldak, Bartın
3. HAT Mevcut Çan – Çanakkale Doğal Gaz İletim Hattından Gaz Verilmesi Öngörülen Şehirler (Bu Hat 25.07.2000 Tarihinde İşletmeye Alınmıştır.)	Çanakkale	
4. HAT Mevcut Doğu Anadolu Doğal Gaz İletim Hattından Gaz Verilmesi Öngörülen Şehirler(Bu Hat 2001 Yılı Sonunda İşletmeye Alınmıştır.)	Erzurum,Sivas,Kayseri Kırşehir,Niğde,Aksaray Konya , Karaman	Yozgat,Ağrı,Iğdır, Van, Erzincan,Tokat, Nevşehir
5. Hat Mevcut Samsun – Ankara Doğal Gaz İletim Hattından Gaz Verilmesi Öngörülen Şehirler(Bu Hat 2002 Yılında İşletmeye Açılmıştır.)	Çorum,Kırklareli,Samsun	Amasya, Çankırı, Kastamonu, Giresun, Ordu, Sinop
6. HAT Mevcut Ege (Karacabey - İzmir) Doğal Gaz İletim Hattından Gaz Verilmesi Öngörülen Şehirler (Bu Hat 2002 Yılında İşletmeye Alınmıştır.)	Balıkesir, Manisa, İzmir	
7. HAT Konya – İzmir(Güneybatı) Doğal Gaz İletim Hattından Gaz Verilmesi Öngörülen Şehirler(Bu Hat 2005 Yılında İşletmeye Açılmıştır.)	Denizli	Burdur,Antalya,Muğla, Isparta,Aydın,Afyon
8. HAT Güney Doğal Gaz İletim Hattından Gaz Verilmesi Öngörülen Şehirler (Bu Hat 2005 Yılında İşletmeye Açılmıştır.)	Gaziantep,Adana,Mersin	Malatya, Kahramanmaraş,Hatay, (İskenderun),Osmaniye, Elazığ,Adıyaman,Kilis Diyarbakır, Şanlıurfa,
9. HAT Doğu Karadeniz Doğal Gaz İletim Hattından Gaz Verilmesi Öngörülen Şehirler(Bu Hattın 2005 Yılında Tamamlanması Öngörülmektedir.)		Bayburt,Gümüşhane, Trabzon,Rize
10. HAT Gürcistan – Erzurum Doğal Gaz İletim Hattından Gaz Verilmesi Öngörülen Şehirler (Bu Hattın Projelendirme Çalışması Devam Etmektedir.)		Artvin,Ardahan,Kars
11. HAT GAP Bölgesine Gaz Verilmesi Öngörülen Şehirler		Mardin,Şırnak,Hakkari, Siirt, Bingöl,Muş,Bitlis, Tunceli,Batman

Kaynak:BOTAŞ

2006 yılı sonu itibariyle Rusya Federasyonu'ndan 11.670 m³, yine Rusya Federasyonu'ndan TURUSGAZ aracılığı ile 576 milyon m³ ve mavi akım kapsamında 7.403 m³, Nijerya'dan 1.118 milyon m³, Cezayir'den 4.203 milyon m³ ve İran'dan 5,691 milyon m³ olmak üzere toplam 30.830 milyon m³ doğal gaz ithal edilmiş olup, gerçekleşen satış miktarı 30.493 m³ tür.⁴⁸

Tablo 2-7 Yıllar İtibariyle Doğal Gaz ve LNG Alım Miktarları

	RUSYA FED.	İRAN	MAVİ AKIM	CEZAYİR	NIJERYA	TPAO	SPOT LNG	TOPLAM (Milyon m ³)
1987	432		-	-	-	88	-	520
1988	1.136		-	-	-	42	-	1.178
1989	2.986		-	-	-	116	-	3.102
1990	3.246		-	-	-	111	-	3.357
1991	4.031		-	-	-	66	-	4.097
1992	4.430		-	-	-	31	-	4.461
1993	4.952		-	-	-	23	-	4.975
1994	4.957		-	418	-	2	-	5.377
1995	5.560		-	1.058	-	-	240	6.858
1996	5.524		-	2.436	-	-	80	8.040
1997	6.574		-	3.300	-	-	-	9.874
1998	6.539		-	3.051	-	150	644	10.384
1999	8.693		-	3.256	77	299	331	12.656
2000	10.079		-	3.962	780	154	-	14.975
2001	10.931	115	-	3.985	1.337	-	-	16.368
2002	11.603	670	-	4.078	1.274	-	-	17.625
2003	11.422	3.520	1.252	3.867	1.126	-	-	21.180
2004	11.106	3.558	3.238	3.237	1.034	-	-	22.173
2005	12.857	4.322	4.969	3.786	1.013	138	-	27.167
2006	12.246	5.691	7.403	4.203	1.118	88	80	30.830

Kaynak: BOTAŞ

⁴⁸ BOTAŞ, web sayfası, www.botas.gov.tr

Tablo 2-8 Yıllar İtibariyle Doğal Gaz Satış Miktarları

YILLAR	ELEKTRİK	GÜBRE	KONUT	SANAYİ	TOPLAM (Milyon m ³)
1987	522	-	-	-	522
1988	1.034	152	0.05	-	1.186
1989	2.759	382	7	5	3.153
1990	2.599	501	50	222	3.373
1991	2.908	485	190	547	4.132
1992	2.633	652	375	861	4.521
1993	2.595	797	549	1.011	4.952
1994	3.037	612	647	955	5.251
1995	3.857	732	1.014	1.190	6.793
1996	4.174	830	1.526	1.376	7.906
1997	5.019	761	2.041	1.899	9.721
1998	5.491	493	2.247	2.041	10.271
1999	7.950	144	2.429	1.858	12.382
2000	9.733	113	2.806	1.914	14.566
2001	10.994	121	2.849	2.063	16.027
2002	11.631	496	2.973	2.277	17.378
2003	13.513	469	3.944	3.012	20.938
2004	13.226	528	4.463	3.892	22.108
2005	15.435	594	5.843	4.993	26.865
2006	16.642	157	7.259	6.435	30.493

Kaynak :BOTAŞ

2.8 DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNDE PLANLANAN YATIRIMLAR

Doğal gaz kullanımının tüm ülkeye yayılabilmesi için dağıtım ve bağlantı hatlarının yapımına devam edilmektedir. Devam eden yatırımların durumu aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 2-9: Devam Eden Doğal Gaz Dağıtım ve Bağlantı Hattı Yatırımları

PROJE ADI	SÖZLEŞME TARİHİ
Adana – İskenderun – Osmaniye Dağ. Hattı	08.03.2004
Malatya – G.antepe – K.maraş Dağ. Hattı	08.03.2004
Tarsus – Mersin Dağ. Hattı	08.03.2004
Karacabey – M.Kemal Paşa Dağ. Hattı	08.03.2004
PT-1 HORASAN Doğal Gaz Hattı 1. Kısım	05.03.2004
PT-1 HORASAN Doğal Gaz Hattı 2. Kısım	05.03.2004
PT-1 HORASAN Doğal Gaz Hattı 3. Kısım	05.03.2004
TPOA Silivri Doğal Gaz Hattı	04.03.2004
Kırka / ETİ Holding Bor Tesisleri Bağ. Hattı	31.03.2004
İstanbul Seramik Doğal Gaz Bağ. Hattı	21.04.2004
Akyazı – Pamukova – Çelvit D.G. Bağ. / Dağ. Hattı	16.04.2004
Emet/ETİ Holding Borik Asit Tesisleri Bağ. Hattı	16.04.2004
Sorgun – Yozgat Doğal Gaz Bağ. / Dağ. Hattı	27.04.2004
Burdun – Isparta – Antalya – Afyon Doğal Gaz Bağ./Dağ. Hattı	06.05.2004
Ordu – Giresun Doğal Gaz Branş. (Bağ.) Hattı	21.05.2004
Kompresör İstasyonu'nun Modifikasyonu ve Taşınması	29.07.2004
PT2-3 Pompa İstasyonlarına Doğal Gaz Bağ.H Basınç Düş. Ölçüm İst.	30.07.2004
PT 4 Pompa İstasyonuna Doğal Gaz Bağ.H Basınç Düş. Ölçüm İst.	30.07.2007

Kaynak: BOTAŞ

2.9 DOĞAL GAZ SEKTÖRÜNDE PLANLANAN PROJELER

2.9.1 Yurtiçi Projeler

BOTAŞ tarafından ülke içinde yürütülen projeler şunlardır:⁴⁹

- Doğal Gaz Yer altı Depolama Projesi
- Doğu Karadeniz Doğal Gaz İletim Hattı Projesi
- Batı Karadeniz Doğal Gaz İletim Hattı Projesi
- Gürcistan sınırı – Erzurum(Horasan) Doğal Gaz İletim Hattı Projesi

⁴⁹ BOTAŞ 2004 Faaliyet Raporu, s. 45

2.9.2 Uluslararası Projeler

Türkiye, Hazar Bölgesi ve Ortadoğu petrol ve doğal gaz rezervlerine yakınlığı nedeniyle Avrupa'ya petrol ve doğal gaz taşınması konusunda stratejik bir öneme sahiptir. BOTAŞ tarafından yürütülen uluslararası projeler şunlardır:⁵⁰

- Bakü – Tiflis – Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı Projesi
- Hazar Geçişli Türkmenistan – Türkiye – Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
- Azerbaycan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
- Mısır – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
- Irak – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
- Türkiye – Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (Güney Avrupa Gaz Ringi)

Bu projelerden Azerbaycan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi Temmuz 2007 itibariyle işletmeye alınmıştır. Hazar Geçişli Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi ise belirsizliğini korumaktadır. Bölüm 2.4.2'de de yer verildiği üzere; Türkmenistan ile Rusya 11 Nisan 2003'te, doğal gaz alım-satım anlaşması imzalamışlar ve 20 Aralık 2007 tarihinde de bu anlaşmayı hayata geçirmek üzere, Türkmenistan doğal gazının Kazakistan üzerinden Rusya'ya, buradan da Avrupa'ya taşıyacak boru hatlarının yapımına ilişkin bir anlaşma imzalamışlardır. Bu anlaşma ile Türkiye'nin yürüttüğü Hazar geçişli Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi belirsiz bir sürece girmiştir.

⁵⁰ BOTAŞ 2004 Faaliyet Raporu, s. 53,63

2.10 AVRUPA'YA DOĞAL GAZ TAŞIMA PROJELERİ

Avrupa doğal gaz arz açığının karşılanması amacıyla Türkiye üzerinden Avrupa'ya doğal gaz taşınması için BOTAŞ tarafından iki proje yürütülmektedir. Bunlar;⁵¹

- Türkiye – Yunanistan – İtalya Doğal Gaz Boru Hattı Projesi: Bu proje Güney Avrupa gaz ringi projesinin bir sonraki adımını oluşturmakta olup Adriyatik Denizini geçerek İtalya'ya doğal gaz taşınması planlanmaktadır. Bu projenin ilk ayağı olarak Yunanistan'a doğal gaz sevkiyatına 18 Kasım 2007 tarihi itibarıyla başlanmıştır.
- Türkiye – Avusturya Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (Nabucco): Bu proje Şubat 2002'de BOTAŞ'ın başlattığı girişimle OMU GAS (Avusturya), BULGARGAZ (Bulgaristan), MOL (Macaristan), TRANSGAZ (Romanya) şirketlerini arasında imzalanmıştır. Ortadoğu ve Hazar Bölgesi doğal gazını Avrupa pazarına bağlamayı öngören boru hattı Türkiye – Bulgaristan – Romanya – Macaristan – Avusturya güzergahını izleyerek öncelikle güzergah üzerindeki ülkelerin doğal gaz ihtiyacını karşılamayı hedeflemektedir.⁵² Ancak Türkmenistan'ın Rusya ile yaptığı doğal gaz alım-satım anlaşması nedeniyle bu proje bir süre belirsiz kalacağına benzemektedir.

Başta Uluslararası Enerji Ajansının ve dünyanın önde gelen düşünce kuruluşlarının yaptığı ve önümüzdeki 15-20 yıllık süreçte, Avrupa'nın Rus doğal gazına bağımlılığının artacağı ve bunun da önemli bir bağımlılık unsuru

⁵¹ BOTAŞ 2004 Faaliyet Raporu, s. 65-66

⁵² BOTAŞ 2004 Faaliyet Raporu, aynı yerde

olarak stratejik sonuçlar doğurabileceği tahmin edilmektedir.⁵³ Bu durum, enerji zengini bölgeler ve enerji ithalatına yılda 300 milyar Dolar harcayan Avrupa arasındaki Türkiye'yi tam bir köprü haline getirmektedir. Bu nedenle, Türkiye kendi enerji talebini karşılamak için projeler geliştirirken; Avrupa ve dünya piyasalarına açılan yolda en elverişli güzergah olarak hizmet vermeyi amaçlamaktadır.⁵⁴ Son birkaç yıldır Türkiye'nin sahip olduğu bu jeo-politik konumun ülkemize önemli siyasi ve ekonomik kazanımlar sağlayacağı ifade edilmektedir. Bu konuda GAZEL'in görüşleri dikkat çekicidir. GAZEL, Türkiye'nin yaşadığı bu durumu, şu anda Rusya'nın yaşamakta olduğu bir durum ve kısa bir süre içinde Türkiye'nin de yaşayacağı bir durum olarak görmektedir. Bu durumun literatürdeki ismi Hollanda Hastalığı'dır.⁵⁵

Hollanda'da 1634-1637 yılları arasında yaşanan lale çılgınlığı sırasında ihracatın tamamına yakını da laleden olmuştur. Ama hastalığa ismini veren olay 1960'lı yıllarda Hollanda'da büyük doğal gaz rezervlerinin keşfi sonrasında yaşanmıştır. Hollanda'nın önemli miktarda gaz ihraç eden ülke konumuna gelmesi, ihracatın büyük bölümünü gazın oluşturmaması, bu ülkenin ekonomisinde hiç beklenmeyen bir gerilemeye sebep olmuştur. Yani bir yandan büyük gelir elde edilmiş; ama bir yandan da ekonomik gerileme gerçekleşmiştir. Sonraki yıllarda ekonomistler detaylı çalışmalar yapmışlar ve görmüşlerdir ki;

- Bir kaynak bulunduğunda, o kaynağa sahip olan ülkenin parasında önemli bir değerlendirme oluyor.

- Kaynak satışı, ülkeye büyük miktarda döviz girişi sağlıyor. Bu da ülkenin parasındaki değerlemeyi körüklüyor.

⁵³PAMİR,Necdet, "Enerji Politikaları ve Küresel Gelişmeler", TMMOB,EMO, **a.g.e.**, s.72 ,73

⁵⁴ SELANİK,Cem, "Enerji Koridoru Olarak Türkiye", TMMOB,EMO, **a.g.e.**, s. 656

⁵⁵ GAZEL, Fırat, "Petrodolar Kışkıracısındaki Rusya", TMMOB, EMO, **a.g.e.**, s. 668,669

- Bütün yatırımlar, o kaynakla ilgili sektöre yapılıyor. Diğer sektörlerde bir de-industrializasyon (sanayileşmeme) etkisi ortaya çıkıyor. Ülke bütün gücünü sahip olduğu kaynağı daha fazla üretip satmaya veriyor.

- Ülkenin parası değerlendirildiği için ithalatın maliyeti düşüyor. Dolayısıyla bütün sektörlerde ithalat patlıyor. Satılan doğal kaynaktan gelen yüksek gelir de tüketimi körüklediği için ithalat zorunluluk haline geliyor.

- Bu durum üretmemeyi, işsizliği, ekonomik küçülmeyi beraberinde getiriyor. İşte yaşanan bu sendroma da Hollanda Hastalığı deniyor.⁵⁶

GAZEL, Türkiye'nin jeo-politik konumunun sağlayacağı siyasi ve ekonomik kazanımları değerlendirirken Hollanda Hastalığı'na dikkati çekmekte ve şu yorumu getirmektedir:

“ Ancak günümüzdeki iktisadi yaklaşım, Hollanda Hastalığı'nın sadece doğal kaynak sahipliğinden kaynaklanmadığını, yüksek miktarda döviz girişi sağlayan diğer özelliklerin de bu hastalığa yol açabileceğini göstermektedir. Örneğin, eğer stratejik konumunuz önemliyse, limanlarınız, hava alanlarınız, topraklarınız veya su kaynaklarınız için size büyük miktarlarda para girişi oluyorsa, siz de bu hastalığa yakalanabilirsiniz demektir. Sanki Türkiye'yi tarif ediyor gibiyiz.”⁵⁷

⁵⁶ GAZEL, Fırat, **a.g.e**, s.669

⁵⁷ GAZEL, Fırat, **a.g.e**, s.669,670

2.11 DOĞAL GAZIN YERALTINDA DEPOLANMASI

2.11.1 Depolama Şekilleri

2.11.1.1 Yeraltı Su Tabakalarında Depolama (Akiferler)

Bu depolama şeklinde, doğal gaz yeraltı su rezervuarlarına basınçla gönderilerek depolama gerçekleştirilir. Bu metotla gaz depolanmasının sağlıklı yapılabilmesi için su yatağının kil tabakası ile kaplı olması gerekmektedir.

Bu yöntem oldukça az tercih edilen bir yöntemdir. Bunun başlıca birkaç sebebi vardır. İlki, sahayı depolamaya uygun hale getirmek yaklaşık dört sene sürer. Rezervuarların fiziksel özelliklerini ancak saha geliştikçe öğrenmek mümkündür. İkincisi, saha teknik ekipmanı oldukça fazladır. Bu depolama sahalarına diğerlerine kıyasla ekstra ekipman gerekebilir. Örneğin, üretim esnasında çıkan suyun geri basılması için ilave kompresörler gerekli olabilir ya da kopan kayadaki çatlaklardan kaçan gazın üretilmesi için ekstra kuyular açılması ihtimal dahilindedir. Bir üçüncü sebep ise yastık gazının önceden mevcut olmayışı ve sonradan eklenmek zorunda oluşudur.⁵⁸

2.11.1.2 Tuz Mağaralarında Depolama

Tuz katmanı su ile eritilerek, tuzlu su yeryüzüne alınır. Bu şekilde oluşturulan boşluğa doğal gaz basınçla depo edilir. Bu tip formasyonlar gaz depolaması için çok elverişlidir. İlk olarak, depolanan gazın hiçbir şekilde kaçmasına izin vermez. Yapısal olarak çok kuvvetlidir. İki temel tuz formasyon tipi mevcuttur: Tuz kubbesi ve tuz yatağı olmak üzere. Tuz

⁵⁸ SİYALOM Yusuf, GÜMRAH Fevzi, “Yer altı Gaz Depolamasının Bugünkü ve Gelecekteki Durumu”, **DEK/TMK, Türkiye 8. Enerji Konferansı, 21. Yüzyılda Sürdürülebilir Kalkınma İçin Enerji ve Teknoloji, 1. Cilt**, 2000, Ankara, s. 248

kubbeleri çok kalın ve derindirler. Gazın depolanması için gerekli basınç, bu derinliğin fonksiyonudur. Tuz yataklarının formasyonu, tuz kubbelerine oranla daha incedir. Genişlik ve derinlik parametreleri düşüktür. Bu yüzden tuz kubbelerine oranla daha yüksek maliyetleri vardır. Bu tuz formasyonları, maliyeti en yüksek depolama yöntemleridir. (Diğerlerinin yaklaşık 4 katı) Ancak üretim hızı yüksektir, çok yüksek miktarlardaki talepleri hızlı bir biçimde karşılayabilecek fiziksel esnekliğe sahiptir. Acil durumlarda büyük avantajlar sağlar.⁵⁹

2.11.1.3 Yeraltındaki Yapay Boşluklarda Depolama

Bu tip boşluklar kayalık bölgelerde yapay olarak açılır. Madencilik teknikleri ile yapay olarak oluşturulduğundan pahalıdır. Diğer doğal olanakların sınırlı olduğu yerler için çözüm olabilir.⁶⁰

Bu yöntemin birkaç sene içerisinde diğer yöntemleri tamamlayıcı bir biçimde hayata geçirilmesi ve depolama endüstrisine çok yeni bir anlayış getirmesi beklenmektedir. Bu beklentinin sebepleri, jeolojiden bağımsız olarak yüksek esneklikte olması, sağlam yapısından kaynaklanan yüksek üretim verimliliği, çevreye olan olumsuz etkisinin çok az olması ve düşük basınçta çalışabilmesi olarak sıralanabilir. Bu yöntemin en önemli noktası, gazın sıkılığının kayanın geçirgenliği yerine çelik bir sistem tarafından gerçekleştiriliyor olmasıdır.⁶¹ Bu husus ise maliyeti artırıcı bir etkidir.

⁵⁹ SİYALOM Yusuf, GÜMRAH Fevzi , **a.g.e**, s. 248,249

⁶⁰ BOTAŞ, Doğal Gaz II. Baskı, **a.g.e**, s.8

⁶¹ SİYALOM Yusuf, GÜMRAH Fevzi, **a.g.e**, s. 249

2.11.1.4 Terkedilmiş Madenlerde Depolama

İşlevi bitmiş maden yatakları da izolasyon ve sızdırmazlık sağlandığı takdirde depolama amacıyla kullanılabilir.⁶²

2.11.1.5 İşlevi Bitmiş Doğal Gaz ve Petrol Yatakları

Doğal gaz için en uygun ve tercih edilen yer altı depolama şeklidir. Aynı zamanda en ekonomik olan yöntemdir. Bazı hallerde henüz işlevini bitirmemiş petrol ve gaz yatakları bile bir yandan üretim yapılırken bir yandan da pik talepleri karşılamak üzere depo görevini, dışarıdan doğal gaz verilerek sürdürebilir.⁶³

2.11.2 Avrupa’da Yer Altı Gaz Depolaması

Avrupa’da yer altı gaz depolaması, artan doğal gaz talebinin karşılanması ve doğal gaz talebinin dönemsel dalgalanmalar göstermesi sebebiyle gelişme göstermiştir.

Doğal gazın yeraltında depolanması konusunda Fransa’da büyük gelişmeler sağlanmıştır. Su tabakasında depolama çalışmalarına 1950 yıllarında başlanmış ve 475 milyon m³ kapasiteli ilk depo Beynes’te 1956 yılında çalıştırılmaya başlanmıştır. Tuz tabakalarında depolama çalışmaları 1970 yılında Tersanne’de 480 milyon m³ kapasitedeki bir deponun işletmeye başlanması ile ilk ürününü vermiştir.⁶⁴

⁶² BOTAŞ , Doğal Gaz II.Baskı, s. 8

⁶³ BOTAŞ,Doğal Gaz II.Baskı, s. 9

⁶⁴ ÖZTÜRK Sami, a.g.e, s. 72,73

Uluslararası Enerji Ajansı'nın 2001 yılı verilerine göre; Fransa tüketiminin %31'i, İtalya %25'i, Almanya %12'si, İspanya %7'si, İngiltere %5'i, Belçika %4'ü oranında depolama kapasitesine sahiptir. Gaz de France'nin toplam 9,9 milyar m³'lük depolama kapasitesi bulunmaktadır. Alman Ruhrgas şirketinin 12 yer altı depolama tesisinin kapasitesi ise 5,2 milyar m³'tür.⁶⁵

⁶⁵ TMMOB, MMO, **a.g.e**, s. 19

Tablo2-10 Dünya Doğal Gaz Depolama Alanları (Milyar m³ -2001)

	Üretimin Sona Erdiği Doğalgaz Yatakları	Aktiferler	Tuz Mağaraları	Boş Maden Yatakları	Toplam
Kuzey Amerika	367	49	35	1	452
Kanada	31	0	7	0	38
ABD	336	49	28	1	414
Batı Avrupa	25	21	18	2	66
Avusturya	5	0	0	0	5
Belçika	0	1	0	1	2
Danimarka	0	0	1	0	1
Fransa	0	12	3	0	15
Almanya	10	8	13	1	32
İtalya	8	0	0	0	8
İspanya	1	0	0	0	1
İngiltere	1	0	1	0	2
Doğu Avrupa	48	14	1	0	63
Bulgaristan	1	0	0	0	1
Çek Cumhuriyeti	3	1	0	0	4
Eski Yugoslavya	1	0	0	0	1
Macaristan	3	0	0	0	3
Rusya Federasyonu	32	13	1	0	46
Polonya	4	0	0	0	4
Romanya	3	0	0	0	3
Slovakya	1	0	0	0	1
Avustralya	1	0	0	0	1
Dünya Toplam	441	84	54	3	582
Yüzde %	75,7	14,4	9,3	0,6	100

Kaynak:TMMOB,MMO,a.g.e., s.19

2.11.3 Türkiye’de Yer altı Doğal Gaz Depolaması

Türkiye’de yapılan doğal gaz üretimi, ulusal tüketimin sadece %2,8’ini karşılayabilmektedir.⁶⁶ Doğal gaz tüketimi sürekli olarak artış göstermekte ve bu tüketimin çok sınırlı bir bölümü ülke içi kaynaklardan tedarik edilmektedir. Tamamına yakını ithalat yolu ile karşılanan doğal gazın halen ülkemizde mevcut bir depolama tesisi bulunmamaktadır.

Doğal gaz arzı bazen siyasal krizler nedeniyle kesintiye uğrayabilmektedir. Bu hususun en belirgin örneği Şubat 2006’da Rusya ile Ukrayna arasında yaşanan siyasal gerilimin ardından Rusya’nın doğal gaz sevkiyatını durdurması ile kendini göstermiştir. Ayrıca Ocak 2008’de İran Hükümeti de sert geçen kış şartlarını gerekçe göstererek Türkiye’ye yapılan doğal gaz sevkiyatını bir süre durdurmuştur. Bu durumlar doğal gazın politik bir koz olarak kullanılabileceğini açıkça göstermektedir. Enerji temininde yurtdışına artan bağımlılık siyasi açıdan bağımlılığı da beraberinde getirmektedir.

Diğer taraftan kış aylarının normalden daha uzun ve sert geçtiği zamanlarda ise doğal gaz tüketimi artmaktadır. Sonuçta doğal gaz arz ve talebinde dalgalanmalar olabilmektedir. Bu olumsuzlukları ortadan kaldırmak için Türkiye’nin acilen doğal gaz depolarına ihtiyacı bulunmaktadır.

⁶⁶ SİYALOM Yusuf, GÜMRAH Fevzi, **a.g.e.**, s.251

2.11.4 Türkiye’de Sıvılaştırılmış Doğal Gaz

Doğal gaz atmosferik şartlarda -164°C ’nin altında soğutulduğu zaman sıvılaşmakta hacmi 600 kere daha küçüldüğü için özel olarak imal edilmiş gemilerle kolaylıkla taşınabilmektedir.⁶⁷

LNG alım satımının oluşabilmesi için öncelikle LNG zincirinin kurulması gereklidir. LNG zinciri için gerekli unsurlar şunlardır; doğal gaz sıvılaştırma tesisleri bulunan satıcı, LNG nakliyesi yapacak taşıyıcı ve LNG alımı yapacak alıcı.⁶⁸ Bu metotla alıcı ülkeye getirilen LNG önce ülke içindeki tesise depolanmakta, daha sonra yeniden gaz haline dönüştürülüp ana iletim hattına verilerek ülke içinde dağıtılmaktadır.

Türkiye doğal gaz arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi, arz güvenliğinin ve arz esnekliğinin sağlanması amacıyla ilk olarak 14 Nisan 1998 tarihinde BOTAŞ ile Cezayir’li SONATRACH arasında yapılan 20 yıl süreli anlaşma ile LNG alım-satımına başlamıştır. Yapılan bu anlaşma ile yıllık 2 milyar m^3 LNG alımı öngörülmüştür. Cezayir ile 1995 yılında imzalanan Zeyilname ile yıllık ithalat miktarı 4 milyar m^3 ’e çıkarılmıştır. Buna ilaveten 9 Kasım 1995’te Nijerya ile 1,2 milyar m^3 doğalgaz eşdeğeri LNG alımı için anlaşma imzalanmıştır.⁶⁹

Ülkemizde Marmara Ereğlisi LNG İthal Terminali 1989’da yapılmaya başlanmış ve 3 Ağustos 1994 tarihinde işletmeye alınmıştır. Marmara Ereğlisi LNG İthal Terminalinin, gelen LNG’yi depolamak ve depolanan LNG’yi istenilen miktarda gazlaştırarak Rusya Federasyonu – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattına sevk etmek gibi iki ana fonksiyonu vardır. Terminalin maksimum

⁶⁷ BOTAŞ, **Doğal Gaz II.Baskı**, s. 10

⁶⁸ BOTAŞ, **Doğal Gaz II.Baskı**, s. 11

⁶⁹ BOTAŞ, **2004 Faaliyet Raporu**, s. 39

ekonomik gönderme kapasitesi 1999 yılında 439.000 m³/saat'ten 685.000 m³/saat'e çıkarılmıştır.⁷⁰ Aliağa'da ve İskenderun'da da yeni LNG terminallerinin yapımı planlanmaktadır. Aliağa'da kurulması planlanan 4-6 milyar m³ kapasiteli ikinci LNG ithal terminaliyle ilgili çalışmalara devam edilmektedir.⁷¹

2.11.5 Türkiye'de Doğal Gaz Yer Altı Depolama Projeleri

Ülkemizde doğal gazın yeraltında depolanması konusunda üç tane proje yürütülmektedir. Türkiye'de yer altı doğal gaz depolanması konusunda ilk adım BOTAŞ ile TPAO arasında 21 Temmuz 1999 tarihinde imzalanan "Doğal Gaz Yer altı Depolama ve Yeniden Üretim Hizmetleri Anlaşması" kapsamında başlanılan projeler oluşmuştur. Bu proje kapsamında 1,3 milyar m³'ü Kuzey Marmara, 0,3 milyar m³'ü ise Değirmenköy sahalarında olmak üzere toplam 1,6 milyar m³ doğal gazın depolanması planlanmaktadır.⁷² TPAO tarafından yürütülen bu projelerin yerüstü tesislerinin yapımı için ihale yapılmış olup Nisan 2007'de işletmeye alınması planlanmıştır.⁷³

Diğer bir proje ise Kayseri, Konya – Seydişehir Doğal Gaz Boru Hattına 19 km uzaklıkta olan Tuz Gölü Havzasındaki tuz domlarının, doğal gazı, yeraltında depolamak amacıyla kullanımı için geliştirilen Tuz Gölü Doğal Gaz Yer altı Depolama Projesidir. Temmuz 2000 tarihinde mühendislik çalışmalarına başlanan projenin inşaat çalışmalarına devam edilmektedir. Bu proje ile yaklaşık 1 milyar m³ doğal gaz depolanması planlanmaktadır.⁷⁴

⁷⁰ BOTAŞ, 2004 Faaliyet Raporu , s. 39,40

⁷¹ SİYALOM Yusuf, GÜMRAH Fevzi , a.g.e, s.254

⁷² BOTAŞ, 2004 Faaliyet Raporu, s.49

⁷³ TPAO web sayfası, www.tpao.gov.tr

⁷⁴ BOTAŞ, 2004 Faaliyet Raporu , s. 49

2.11.6 Türkiye’de Planlanan Depolama Projelerinin Amaçları ve Karşılaşılan Problemler

Doğal gazın arz ve talebinde meydana gelen ani değişimler doğal gazın depolanması ihtiyacını doğurmaktadır. Doğal gaz depolaması ile üretim ve tüketimde meydana gelen öngörülemez dengesizlikler bertaraf edilebilir ve böylelikle doğal gaza kesintisiz erişim sağlanabilir. Bu nedenlerle doğal gaz depolaması, doğal gaz piyasasının düzenlenmesinde gerekli olmaktadır.⁷⁵ Ülkedeki doğal gaz depolama alanları ne kadar çok ise ani talep artışı yaşandığı dönemlerde spot piyasalardan o kadar az doğal gaz temin edilecek ve böylelikle doğal gaz fiyatı nispeten istikrarlı bir seyir izleyebilecektir.

Depolama projelerinde karşılaşılan problemleri iki başlık altında toplamak mümkündür. Bunlardan ilki bu tür projelerin yüksek finansman kaynakları gerektirmesidir. Böyle projelerin ilk yatırım maliyetleri yüksektir. İkinci olarak doğal gaz yer altı depolaması konusunda Türkiye uygun jeolojik yapıya sahip değildir.⁷⁶

2.11.7 Yer Altı Gaz Depolaması Yatırım, İşletme ve Bakım Maliyeti

Birim yatırım maliyetlerini, depolama ünitesinin hacmi, derinlik ve kayaç geçirgenliği, lokasyonu, maksimum üretim debisi ve enjeksiyon – üretim döngüsünün sayısı etkilemektedir. Büyük depolama hacimleri birim yatırımı azaltmaktadır. Yeni rezervuarlarda ise depolama kapasitesi için başlangıç enjeksiyon dönemi de etkin rol oynamaktadır. Tuz mağarası depolama birimlerinde ise tuz kalınlığı, yatay uzanımı ve çözünmeyen minerallerin miktarı önemli parametrelerdir. Eğer tuz tabakası kalınsa büyük hacimlerde boşluklar oluşturulabilir ve dolayısıyla maliyetler azalır.⁷⁷

⁷⁵ Energy Information Agency, **a.g.e.**, s. 12

⁷⁶ BAYRAÇ Naci, **a.g.e.**, s. 20

⁷⁷ SİYALOM Yusuf, GÜMRAH Fevzi, **a.g.e.**, s. 255

İşletme ve bakım maliyeti ise toplam yatırımın yüzdesi olarak $100 \cdot 10^6$ m³ hacmindeki depolama birimleri için sırayla akiferlerde %4, tüketilmiş sahalarda %4 ve tuz mağaralarında %2 kadardır.⁷⁸

Yapay mağaraların yatırım maliyetleri diğerlerine göre yüksektir. Bunun sebebi kayalarda tünel ve hatların açılmasıdır. Fakat bu depodan üretim debisi karşılaştırıldığında tuz mağaralarından da çok az farklılık ve akiferlere göre çok az maliyeti vardır.⁷⁹

⁷⁸ SİYALOM Yusuf, GÜMRAH Fevzi, **a.g.e.**, s. 255,256

⁷⁹ Hall, O.Economic Aspects of Underground Gas Stratege Systems, UGS,99 proceedings, June 7-8 1999, METU, ANKARA, TURKEY

3- TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ ARZ – TALEP DENGESİ

3.1 TÜRKİYE'NİN DÜNYA DOĞAL GAZ PİYASASINDAKİ YERİ

Uluslararası Enerji Ajansı'nın 2005 yılı verilerine göre Türkiye 2004 yılında 688 milyon m³ doğal gaz üretirken, 21.732 milyon m³ doğal gaz ithal etmiştir. Bu ithalatın 3.497 milyon m³ İran'dan, 14.102 milyon m³ Rusya'dan, boru hatları ile taşınarak, 3.118 milyon m³ Cezayir'den ve 1.015 milyon m³ Nijerya'dan LNG olarak ithal edilmiştir. 2004 yılı ve öncesinde ülkemizin ihracatı bulunmamaktadır.

Dünya doğal gaz rezervlerinin %40,6'sı Ortadoğu bölgesinde, %32,6'sı Avrupa ve Avrasya bölgesinde (Rusya buradaki rezervlerin %85'ine sahiptir), %8'i Afrika, %4'ü Orta ve Güney Amerika'da ve yaklaşık %5'ide Batı Avrupa'da yer almaktadır.¹

Rusya Federasyonu dünya doğal gaz ticaretinde 198,2 milyar m³ ihraç miktarı ve dünyadaki toplam üretimin %21,89 ile hakim durumda bulunmaktadır.²

Buradaki rakamlardan da anlaşılacağı üzere ülkemiz dünya doğal gaz piyasasında önemli bir ithalatçı durumundadır. Ülkemiz Ortadoğu ve Hazar Bölgesi doğal gaz rezervlerinin Avrupa'ya taşınabilmesi için jeo-politik bir öneme sahiptir. Bu yönüyle, Türkiye'nin dünya doğal gaz piyasasında önemli bir yere sahip olduğu söylenebilir.

Bu jeo-politik konum nedeniyle son 15 yıldır Türkiye-ABD ilişkileri denildiğinde ilk akla gelen konu enerji olmaktadır. Burada öne çıkan temel işbirliği alanı ise kuşkusuz Hazar ve Ortadoğu hidrokarbon kaynaklarının

¹ TMMOB, MMO, a.g.e, s. 89

² TMMOB, MMO, a.g.e, s. 8,14

gerek Rusya gerekse sorunlu Basra Körfezi ya da İran üzerinden taşınması zorunluluğunu ortadan kaldıracak yeni, güvenli ve ekonomik güzergah alternatifleri yaratmak. 11 Eylül sonrası dünya enerji gündeminin en önemli maddesi enerji arz güvenliğinin sağlanması olunca, denize çıkışı bulunmayan veya sorunlu denizlere açılan hidrokarbon zengini ülkelerde yer alan kaynakların boru hatları yoluyla temel tüketici piyasalara ulaştırmak için verilen mücadelede iyice su üstüne çıktı. Orta Asya ve Hazar Bölgesi enerji kaynakları ile ilgilenen pek çok Batılı ülke açısından en önemli faktörlerden birisi, açık denizlere kapalı sahalarda bulunan hidrokarbon kaynaklarını büyük piyasalara taşıyacak, makul fiyatlı ve güvenilir boru hattı sistemlerinin kurulabilirliği. Söz konusu sistemin inşa edilmesi hem büyük miktarda sermaye gerektirmesi hem de bölgenin karmaşık jeopolitiği nedeniyle basit bir mesele değil.³

Carter doktrini (23 Ocak 1980) açıkça “ Bir dış gücün Körfezi kontrole kalkışması ve petrol akışının kesintiye uğraması ABD’nin yaşamsal çıkarlarına saldırıdır ve askeri güç dahil her yolla engellenecektir.” ifadesini kullanıyordu. Reagan döneminde, Avrupa ve Asya’nın merkezindeki alanı kontrol amacını yansıtan adı ile CENTROM (Central Command – Merkez Komutanlık) kuruldu. (1 Ocak 1983) Dünya petrol rezervlerinin yüzde 65’ini elinde bulunduran Körfez ülkelerinin, ABD petrol ithalatının yüzde 20’sini, Batı Avrupa ithalatının yüzde 43’ünü, Japonya’nın ithalatının yüzde 68’ini sağladığı ve söz konusu petrol akışındaki olası bir kesintinin dünya ekonomisini altüst edeceğine dikkat çeken Pentagon’da, bu komutanlığın en önde gelen görevlilerinden birinin ABD’nin söz konusu merkez bölgedeki yaşamsal çıkarlarının çok uzun erimli olduğunu açıkça ifade etmekten geri durmadı. (General J. H. Binford Peay III’ün ABD Kongresi’nde 1997 yılında yaptığı konuşma) Birinci Körfez Savaşı aynı amaca yönelik yapıldı. Bunu Afganistan’a müdahale ve nihayet Irak’ın işgali izledi. Halen dünyada üretilen petrolün yüzde 46’sı bölgeler arası ticaretin konusu iken, 2030 yılında bu

³ PALA, Cenk, a.g.e, s. 206-207

oranın yüzde 63'e çıkması beklenmektedir. Doğal gazda da hem üretilecek miktar artacak hem de bunun bölgeler arasında taşınan yüzdesi, yüzde 15'ten 2030'da yüzde 26'ya çıkacaktır. Dolayısıyla, sadece rezervlerin değil, bu kaynakların tüketiciye ulaşmasını sağlayacak olan deniz (tanker) yollarının ya da boru hatları güzergahlarının kontrolü özellikle büyük tüketiciler açısından en önemli güç savaşım alanları olacaktır.⁴

Dünya ispatlanmış petrol rezervlerinin yüzde 10'unu (115 milyar varil) barındıran ve en az 100 milyar varillik ilave potansiyel rezervi olduğu tahmin edilen Irak'ın işgalinin, tek değilse bile en önemli nedenlerinden biri, bu zengin ve düşük geliştirme maliyetli rezervlerin kontrolü çabalarıdır. Bush yönetimindeki ABD, dünya imparatorluğuna odaklanan mücadelesinde zengin doğal kaynakların işgal dahil her yolla elde tutulması için küresel bir mücadele vermekte ve bu doğrultuda ne Birleşmiş Milletleri ne de uluslararası hukuk ilkelerini dikkate almaktadır. Sınırlı enerji kaynaklarının kontrolüne yönelik bu kural tanımaz savaşta bir diğer amaç da Çin, Hindistan ve AB gibi, gelecekteki olası rakiplerinin, bu kaynaklara erişimini de kendi kontrolüne alabilmektir. Kaynakları kontrol edebilmenin bir diğer yolu, petrol ve gaz rezervleri zengin ülkelerle 25-30 yıl erimli Üretim Paylaşım Anlaşmaları imzalayarak çok uluslu şirketler aracılığı ile yatırımlarını en kısa sürede, en yüksek kar oranları ile uluslararası şirketlerin kasalarına aktarmaktır. Son yıllarda hızla ve arz-talep kurallarının çok ötesinde, yapay biçimde artan petrol fiyatları, spekülör alım-satım şirketlerinin yanı sıra, en çok ulus-ötesi enerji şirketlerinin yararına olmuştur. Dünyanın en büyük petrol şirketlerinin borsadaki hisse değeri, sadece 2004 yılında 400 milyar dolardan fazla artmıştır.⁵

ABD, giderek artan enerji kaynaklarına bağımlılığına paralel olarak Basra Körfezi ile başlattığı konuşlanma stratejisini, petrol ve doğal gaz

⁴ PAMİR, Necdet, **a.g.e.**, s. 75

⁵ PAMİR, Necdet, **a.g.e.**, s. 76

ticaretine uygun biçimde yaymakta; deniz ve hava filoları aracılığı ile ticaret yollarını kontrol altına alırken, rakip güçleri çevrelemek amacı ile de üslerini hızla yaygınlaştırmaktadır. ABD'nin erişimine kapalı alanlara girişi engelleyen coğrafyalara, çeşitli derinliklerde ve zorla girmek, rejimi değiştirmek, işgal etmek, bu amaçla erişilebilir kılmak için de dünyanın her coğrafi bölgesinde (o bölgeye) uygun olarak biçimlenmiş ordular bulundurma hedefi, ABD'nin 2001 yılında yayınlanan Dört Yıllık Savunma Raporu'nda açıkça ifade edilmektedir. Irak, Ürdün, Bahreyn, Katar, Birleşik Arap Emirliklerinin yanı sıra Afganistan'da, Sovyet Cumhuriyetleri'nde çok sayıda üssü olan ABD, bir taraftan da Bulgaristan, Romanya ve Gürcistan'da üsler edinmektedir. Türkiye'yi üs ve liman vermesi konusunda sıkıştıran ABD, Azerbaycan ile de benzer bir süreç yaşamaktadır. Bölgede yaşanan renkli devrimlerin ardında da ABD'nin imparatorluk yolundaki ihtiraslı kavgasını görmemek mümkün değildir. 1 Mart Tezkeresi olayı ve taleplerinin TBMM'de reddedilmesi, ABD'yi bir anlamda kontrolden çıkarmış ve Türkiye'ye yönelik son derece hasmane bir sürece itmiştir. Türkiye-ABD ilişkilerindeki söz konusu olumsuz gelişmeler, mevcut ABD yönetiminin küresel ve bölgesel çıkarları ve uluslar arası hukuku dikkate almaya yanaşmayan politikaları ülkemiz için mevcut sorunların yanında yeni sorunlar oluşturmaya devam edecek gibi görünmektedir. Yalnızca Irak'ın değil, geniş Ortadoğu coğrafyasının yanı sıra, boru hatlarının ve enerji arz güvenliğinin sağlanması bahanesiyle, Kafkas topraklarının ve Karadeniz'in derin ama sakın sularının da yakın gelecekte fırtınalara gebe kalması büyük olasılıktır. Türkiye'nin bilgiye dayalı çok yönlü analizlere her zamankinden fazla gereksinim duyduğu bir dönemde, bu fırtınaları göğüslemeye hazır olduğunu söylemeyi ne çok isterdik.⁶

Türkiye enerji arz güvenliğinin ana unsurlarını meydana getiren temel parametreleri belirlerken, mutlaka, hemen burnunun dibinde meydana gelen bu tür gelişmeleri ve ABD'nin reflekslerini dikkate alan yeni bir politika tanımlaması yapmak zorundadır. Türkiye'nin özellikle boru hattı politikalarında

⁶ PAMİR, Necdet, a.g.e., s. 76

bu gerçekleri göz önünde bulundurması, bölgesel kısır döngüleri kırarak iyi dizayn edilmiş stratejiler ve yeni açılımlar geliştirmesi acil bir gereklilik olarak karşımıza çıkıyor. Türkiye her şeyden önce enerji gibi uzun vadeli hedef ve planların senkronize işletilmesi gereken hassas bir alanda tepkilerini anlık olmaktan kurtarmalı, olup bitenlere makro düzeyde bakabilmeli ve böylece içinde yer aldığı süreci aktif olarak yönetebilmeli.⁷

Bu mücadeleyi kazanmak için vazgeçilmez koşul, bilimsel ve objektif bir yaklaşımla enerji meselelerinde uzman kişileri bir araya getiren, disiplinlerarası işbirliğine açık bir Enerji Stratejileri Kurulu tesis etmek ve bu üst düzey uzmanlar grubunu ABD Dışişleri Bakanlığı koordinasyonunda çalışan, içinde ilgili tüm bakanlıklardan temsilcilerin bulunduğu inter-agency group benzeri veya Beyaz Saray'a bağlı Ulusal Güvenlik Konseyi şeklinde çalıştırmak; böylece ülkemizi müzakere masasında bir adım öne geçirecek hayati bir oluşumun önünü hızla açmak.⁸

Yeni komşumuz ABD, uzunca bir süre ne Irak'tan ne de Ortadoğu'dan çıkacak. Enerji rezervleri ve enerji taşıma yollarının kontrolünü ulusal güvenlik meselesi olarak gören ABD, bu coğrafyaya mevcut ilgisini en azından elli yıl boyunca kaybetmeyecek. Diğer sınırdaşlarımız da Büyük Ortadoğu Projesi girdabına kapılmak üzere... Türkiye, bugün yaşanan sürecin komşularımıza dönük muhtemel olumsuz etkilerini minimize edecek güçteki belki de tek bölge ülkesi. Bölgeyle ilgili kısa, orta veya uzun vadeli stratejik planlar yapan herkes, Türkiye ile ilgili bu gerçeği mutlaka kavramak zorunda.⁹

⁷ PALA, Cenk, **a.g.e.**, s. 209

⁸ PALA, Cenk, **a.g.e.**, s. 209

⁹ PALA, Cenk, **a.g.e.**, s. 209

3.2 TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ VE LNG TALEBİ

3.2.1 Doğal Gaz Talep Yapısının Analizi

Müşteriler tarafından talep edilen doğal gaz miktarı, günlük, haftalık, aylık, mevsimlik ve yıllık olarak incelendiğinde farklılıklar arz etmektedir. Müşterilerin enerji talepleri çalışma ve dinlenme zamanlarıyla, çevre dış sıcaklığına doğrudan bağlıdır. Günün belirli saatlerinde yemek pişirme, sıcak su kullanımı ve ısınma gibi sebeplerle enerji talepleri yoğunlaşırken bunu karşılamak için kullanıma arz edilen doğal gaz miktarı da artmaktadır. Tüketim değerleri ortalamasının üzerinde olan bu ihtiyaçlara pik talepler de denilmektedir. Talepler gece yarısından sonra ise büyük miktarda düşüş kaydederek günün en az sarfiyat değerine inmektedir. Haftalık sarfiyat miktarları incelendiğinde bina ve konutlardaki tüketim miktarları hafta sonu ve tatil günlerinde artmaktadır. Sanayi ve ticari işletmelerde ise bunun tamamen tersi olmakta hafta içinde yoğun taleple karşılaşılırken hafta sonlarında tüketim miktarı düşmektedir. Doğal gaz tüketim miktarı aylara göre de büyük farklılıklar göstermektedir. Çevre sıcaklığının düşük olduğu kış aylarında ısınma ve sıcak su ihtiyacı için gerekli enerji miktarı arttığından doğal gaz sarfiyatı da artmaktadır. Yıllık izinlerin kullanıldığı, bazı fabrikaların revizyona veya tatile girdiği yılın en sıcak aylarında ise doğal gaz tüketim miktarı aylık olarak yılın en az değerine ulaşmaktadır.¹⁰

Ülkemizde doğal gaz talep edenler; konut ve ticari sektör kullanıcıları, küçük ve orta ölçekte yakıt tüketen sanayi kuruluşları ve büyük ölçekte yakıt tüketen kullanıcılar olarak üç ana grupta toplanmaktadır.¹¹

Konut ve ticari sektör doğal gazı pişirme, sıcak su temini ve ısınma amaçlı olarak kullanılmaktadır. Pişirme ve sıcak su temini için doğal gaz

¹⁰ ÖZTÜRK,Sami, **a.g.e**, s. 68

¹¹ BAYRAÇ,Naci, **a.g.e**, s. 12

talebi sabit bir seyir izlerken, ısınma amaçlı talep değişen hava sıcaklığına bağlı olarak mevsimsel dalgalanmalar göstermektedir. Hatta; günün farklı saatlerinde değişen talep miktarları ile karşılaşılmaktadır. H.ARAS ve N.ARAS'ın Eskişehir'de konutsal doğal gaz talebine ilişkin olarak yaptıkları çalışmada Aralık 1996 – Mart 2002 dönemini kapsayan 64 aylık dönemde yıllık tüketimin %94-98'inin ısıtma dönemine ait aylarda gerçekleştiği saptanmıştır. Yine aynı çalışmaya göre, mekan ısıtmada kullanılan enerji tüketiminin en çok hava sıcaklığından etkilendiği saptanmıştır. Ayrıca Eskişehir için yapılan modellemede fiyat değişkenleri de analize dahil edilmiş ve tüketicilerin bütçe kısıtlarının da doğal gaz talebi üzerinde etkili olduğu sonucuna varılmıştır.¹²

¹² ARAS,H. ve ARAS, N., “Konutsal Doğal Gaz Talebinin Tahmini”, TMMOB,EMO, **a.g.e**, s. 321-333

Tablo 3-1: Aylar İtibariyle Eskişehir Doğal Gaz Tüketimi (Aralık 96- Mart 02)

Zaman	Doğal Gaz Tüketimi (sm ³)	Doğal Gaz Fiyatı (TL/sm ³)	Zaman	Doğal Gaz Tüketimi(sm ³)	Doğal Gaz Fiyatı (TL/sm ³)
1	4.549.989	20.220	33	184.952	84.200
2	6.948.812	20.600	34	495.684	87.500
3	6.844.381	24.500	35	5.502.644	91.900
4	6.251.496	24.500	36	12.889.084	97.700
5	5.022.280	29.700	37	15.126.727	105.600
6	130.704	32.200	38	22.189.135	115.400
7	102.594	32.200	3	17.351.729	117.700
8	43.341	33.400	40	12.259.583	120.200
9	*	36.000	41	6.253.691	126.300
10	500.000	36.000	42	1.634.217	129.000
11	3.993.947	36.700	43	589.744	131.300
12	6.960.464	36.700	44	404.894	133.000
13	10.391.856	38.100	45	544.988	133.000
14	10.553.101	40.500	46	617.336	135.800
15	8.714.721	44.500	47	5435.888	140.800
16	9.202.882	47.000	48	9.674.119	144.700
17	2.339.841	49.100	49	19.837.694	148.200
18	1.193.865	48.400	50	15.972.465	148.200
19	124.030	49.800	51	12.849.652	151.300
20	151.058	51.500	52	7.869.716	166.400
21	94.931	51.500	53	5.811.491	201.300
22	177.251	52.100	54	2.539.495	223.400
23	3.144.441	52.100	55	619.539	242.200
24	8.199.243	54.300	56	538.608	255.300
25	11.190.028	57.600	57	612.192	276.700
26	14.570.732	59.900	58	780.570	294.700
27	10.211.995	62.500	59	6.463.253	329.700
28	10.117.662	67.200	60	13.406.460	341.000
29	4.109.878	70.400	61	17.158.176	324.000
30	772.787	74.400	62	20.706.715	290.944
31	279.050	77.500	63	15.667.313	277.761
32	274.494	80.600	64	12.467.989	277.761

Kaynak: ARAS H., ARAS N., TMMOB, EMO, a.g.e, S.324

Küçük ve orta ölçekli sanayi sektöründe doğal gaz, ısınmada fırınlarda, buhar üretiminde ve doğrudan proseslerde kullanılmaktadır. Isınma yükleri yüksek sanayi kuruluşları ile, prosesleri hava sıcaklığına duyarlı kuruluşların yıl içinde doğal gaz talepleri mevsimsel dalgalanmalar göstermektedir. Ayrıca, vardiya usulü çalışan kuruluşların gün içinde çalıştırdıkları vardiya sayısı da gün içi talep farklılıklarına neden olmaktadır.¹³

¹³ BAYRAÇ, H. Naci, a.g.e, s. 13

Büyük ölçekte gaz tüketen sanayi kuruluşları, doğal gazı proseslerinde yakıt ve hammadde olarak veya elektrik üretiminde kullanılmaktadır. Bu tür kuruluşların talepleri hava sıcaklıklarına bağlı olarak mevsimsel dalgalanmalar göstermemektedir. Büyük ölçekli sanayi kuruluşlarında doğal gaz; kazanlarda, proseslerde, fırınlarda, ısınmada ve elektrik üretiminde kullanılmaktadır.¹⁴

3.3 Doğal Gaz Piyasasındaki Fiyat Politikaları

4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu öncesinde piyasada sektörel fiyatlandırma sistemi uygulanmıştır. Elektrik sektöründe; alım fiyatı, işletme gider karşılığı, finansman giderleri ve kar toplamından oluşan taşıma ücreti esasına göre, yıllık sözleşme ile belirlenmiştir. Üç aylık dönemlerde, alım fiyatlarında yapılan değişiklikler fiyatlara yansıtılmıştır. Gübre sektöründe de fiyat, üç ayda bir dünya fuel oil fiyatlarındaki değişime bağlı olarak önceden tespit edilmiş bir formül esasına göre revize edilmiştir. Sanayi sektöründe ise doğal gaz ithal fiyatındaki değişim, maliyetlerdeki artışlar, döviz kurundaki değişimler ve alternatif yakıt fiyatları dikkate alınarak revize edilmiştir.¹⁵

4646 sayılı yasa ile doğal gaz piyasasının serbestleştirilmesi hedeflenmiştir. Bu çerçevede 2009 yılına kadar BOTAŞ'ın doğal gaz alım sözleşmelerini devretmesi öngörülmüştür ve bu konudaki ihaleler devam etmektedir. Ancak; BOTAŞ halen Türkiye'de doğal gaz piyasasındaki en önemli aktördür. Şu anda BOTAŞ ithal ettiği doğal gazı yurtiçi dağıtım şirketlerine satmaktadır.

¹⁴ BAYRAÇ, H. Naci, a.g.e, s. 13,14

¹⁵ DPT, Petrol-Doğal Gaz Özel İhtisas Komisyonu Raporu, s.86

BOTAŞ ithal ettiği doğal gazın birim maliyetine iletim, dağıtım ve işletme masraflarını ekleyerek kentsel dağıtım şirketlerine satmaktadır. Kentsel doğal gaz dağıtım şirketleri de BOTAŞ'tan satın aldıkları fiyata birim hizmet ve amortisman bedelini eklemektedir. Bu rakamlara ayrıca Özel Tüketim Vergisi ve Katma Değer Vergisi eklenmektedir.¹⁶

3.4 DOĞAL GAZIN AVANTAJLARI

3.4.1 Yakıt Maliyeti

Doğal gaz kullanımının yakıt maliyeti üzerindeki etkisi şöyle özetlenebilir.¹⁷

- 1- Yanmanın son derece hassas olarak kontrol edilebilmesi yakıt kaybını en aza indirir.
- 2- Gaz oluşundan dolayı hava ile çok iyi ve yeksenak olarak karışabilir ve yanma verimliliği çok yüksektir.
- 3- Alev boyu fuel-oil ve kömüre göre daha kısadır, yanmayı tamamlamak için gereken zaman da daha kısadır. Böylece daha küçük kazanlar kullanılarak maliyet azalır.

3.4.2 Enerji Tasarrufu

Katı ve sıvı yakıtlarda baca gazları kükürt içerdiği için baca gazlarının suyun yoğunlaşma noktasına kadar soğutulması ve böylece suyun gizli ısısından faydalanılması imkanı yoktur. Ekonomizer ilave edilerek baca gazı sıcaklığı 56°C ye kadar indirilebilir.¹⁸ Bu metotla enerji tasarrufu sağlanabilir.

¹⁶ TMMOB, MMO, a.g.e, s. 39

¹⁷ BOTAŞ, Doğal Gaz II. Baskı, s. 13,14

¹⁸ BOTAŞ, Doğal Gaz II. Baskı, s. 13

Enerji tasarrufu açısından doğal gazın ülke ekonomisine dolaylı katkısı da, doğal gazın kullanıcıya kadar taşınmasıyla, taşıma için gerekli olan enerjinin tamamından tasarruf edilir ve karayollarına yapılan yük en aza indirilmiş olur.¹⁹

3.4.3 Kontrol ve Bakım

Kömürle çalışan kazanlarda yanmanın iyi kontrol edilebilmesi için kazan dairesinde sürekli olarak işçi çalıştırmak gereklidir. Fuel oil kazanlarda da sık sık karşılaşılan meme tıkanmaları sebebiyle kazan dairesinde sürekli bir işçi bulundurulması zorunludur.²⁰ Doğal gazın sürekli bir yakıt olması nedeniyle yanmayı kontrol etmeye gerek yoktur. Aynı şekilde doğal gaz kükürt içermediğinden diğer fosil yakıtlara göre daha temiz bir enerji kaynağıdır. Bu nedenle doğal gazla çalışan kazanların bakım maliyetleri düşüktür.

3.4.4 Yakıt İkmali

Doğal gaz son kullanım noktasına kadar borularla getirildiğinden stoklama ve sipariş maliyetleri söz konusu değildir. Yakıtı depolamak ve taşımak için herhangi bir araca gerek yoktur.²¹

¹⁹BOTAŞ, **Doğal Gaz II.Baskı**, s. 14

²⁰ UYARER Şahabettin, “Sanayide Doğal Gaz Dönüşüm”, **BOTAŞ Doğal Gaz Sempozyumu Tebliğleri**, ANK, 1998, s. 89

²¹ UYARER Şahabettin, **a.g.e**, s. 89

3.4.5 Yakıt Hazırlama Maliyeti

Kömürlü sistemlerde kırma, eleme ve yükleme gibi bazı ön hazırlıklar yapılması, fuel oilli sistemde ise ön ısınma ve pompalama işlemlerinin yapılması gerekmektedir. Doğal gaza geçildiğinde bu işlemlerin hiçbirine ihtiyaç kalmamaktadır.²²

3.4.6 İşçi Sağlığı ve Üretim Kalitesi Üzerindeki Etkileri

Doğal gaz kurum ve is gibi maddeler oluşturmadığından işçi sağlığı ve üretim verimliliği üzerinde olumlu etkileri vardır. Öncelikle doğal gaz kullanılan fabrikalarda fabrika içi hava kirliliği önlenmiş olur ve bu da işçilerin çalışma verimliliğini arttırmaktadır. Bunun yanında temiz bir üretim süreci gerektiren malların üretiminde de önemli katkılar sağlar. Örneğin beyaz eşya üretiminde mamulün temiz ve estetik görünmesi gereklidir. Doğal gaz is ve kurum içermediğinden bu tür mal üretiminde kaliteyi arttırmaktadır.²³

3.5 TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ ARZI

3.5.1 Doğal Gaz Arz Yapısının Analizi

Türkiye'de doğal gaz üretimi TPAO'nun 1 no'lu Marmara petrol bölgesindeki Hamitabat, Umurca, Karacaoğlan, Değirmenköy, Karacali, Kuzey Marmara ve Silivri 10 no'lu petrol bölgesindeki Çamurlu sahaları ile Thrace Basın Natural Gas Corp. + Huffo Turkey Inc. ortaklığının 1 no'lu Marmara Petrol Bölgesindeki Hayranbolu sahasında yapılmaktadır.²⁴

²² UYARER Şahabettin **a.g.e**, aynı yerde

²³ UYARER Şahabettin **a.g.e**, aynı yerde

²⁴ Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, **1997 Enerji Raporu**, 1998, Ankara, s. 28

2003 yılı sonu itibariyle Türkiye'nin ispatlanmış toplam doğal gaz rezervi, 20.118.521.372 m³; üretilebilir rezervi 14.108.617.666 m³ tür. Toplam üretilen doğal gaz 6.156.880.125 m³, kalan üretilebilir rezerv ise 7.951.735.541 m³ tür.

Tablo 3-2 2003 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye'deki Doğal Gaz Rezervi (m³)

Şirketler	Rezervuadaki Gaz (*)	Üretilebilir Gaz	Kümülatif Üretim	Kalan Üretilebilir Gaz
T.P.A.O.	13.736.545.317	9.675.345.317	5.643.775.383	4.031.569.934
N.V.Turkse Perenco	4.657.976.055	3.261.672.349	87.590.807	3.174.081.542
Amity Oil İnt.+ T.P.A.O	820.000.000	627.500.000	198.779.330	428.720.670
Thrace Basin + Pinaccl Turkey	142.000.000	85.300.000	12.467.122	72.832.878
Thrace Basin Nat. Gas Corp.+ Enron	762.000.000	458.800.000	214.267.483	244.532.517
Toplam	20.118.521.372	14.108.617.666	6.156.880.125	7.951.737.541

* İspatlanmış muhtemel ve mümkün rezervlerin toplamı

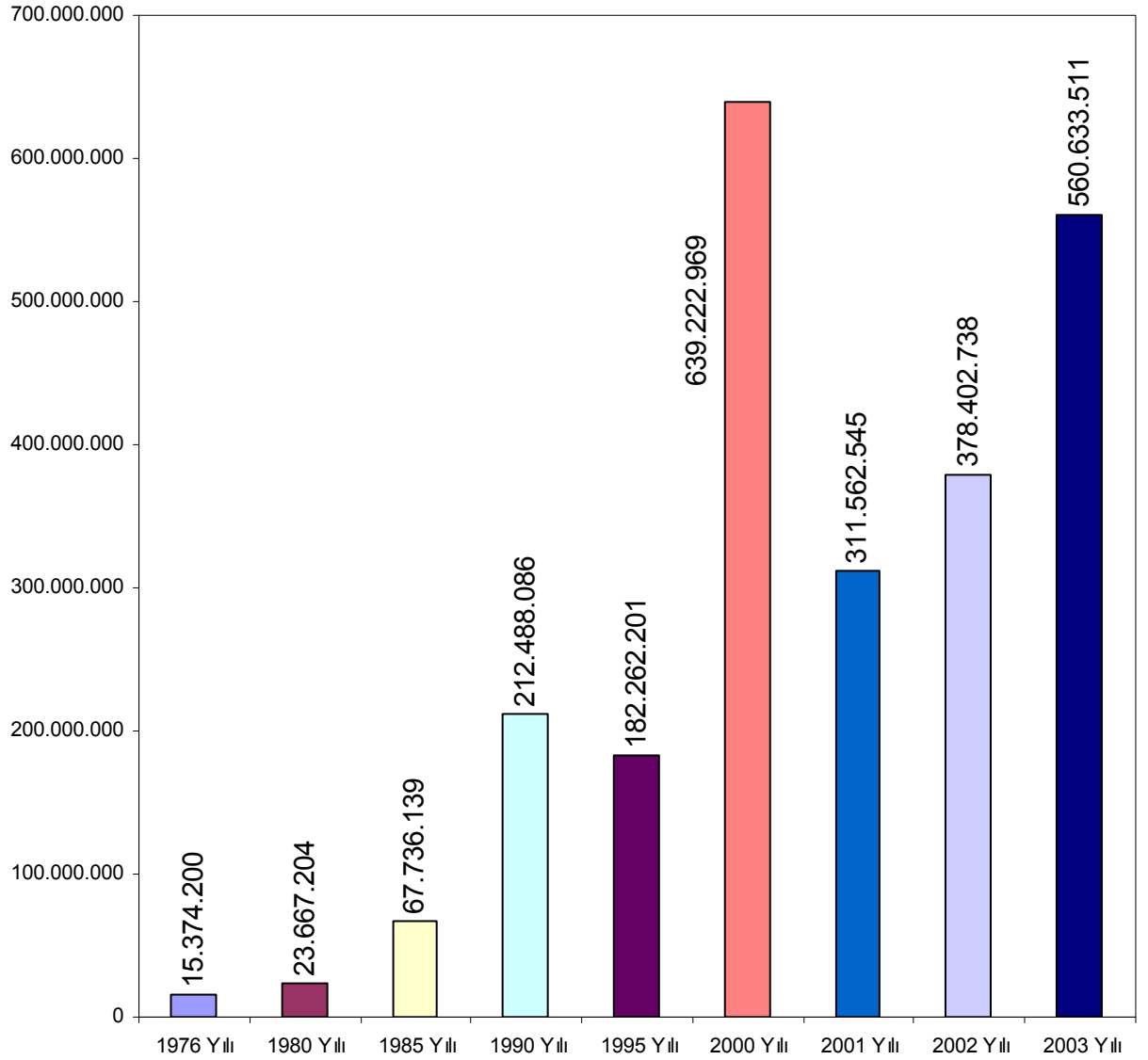
Kaynak : PİGM 2003 Yılı Faaliyet Raporu

Ülkemizde doğal gaz üretimine ilk başlandığı 1976 yılından bu yana doğal gaz üretimi dalgalı bir seyir izlemiştir. Yıllar itibariyle doğal gaz üretim miktarları aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 3-3 Yıllar İtibariyle Türkiye’de Doğal Gaz Üretimi (m³)

Yıl	Üretim	Yıl	Üretim
1976 Yılı	15.374.200	1990 Yılı	212.488.086
1977 Yılı	18.206.627	1991 Yılı	202.713.307
1978 Yılı	22.494.789	1992 Yılı	197.796.154
1979 Yılı	34.082.243	1993 Yılı	200.860.578
1980 Yılı	23.667.204	1994 Yılı	199.534.912
1981 Yılı	16.265.336	1995 Yılı	182.262.201
1982 Yılı	45.130.615	1996 Yılı	205.592.058
1983 Yılı	7.532.370	1997 Yılı	253.215.832
1984 Yılı	39.636.987	1998 Yılı	564.541.339
1985 Yılı	67.736.139	1999 Yılı	731.098.727
1986 Yılı	456.714.991	2000 Yılı	639.222.969
1987 Yılı	297.124.811	2001 Yılı	311.562.545
1988 Yılı	99.167.018	2002 Yılı	378.402.738
1989 Yılı	173.821.838	2003 Yılı	560.633.511

Kaynak:PIGM 2003 Yılı Faaliyet Raporu



Grafik 3-1 Yıllar İtibariyle Türkiye’de Doğal Gaz Üretimi Dağılımı (m³)

Kaynak: PİGM 2003 Yılı Faaliyet Raporu

1976 – 1984 yılları arasında sadece sanayi sektöründe tüketilen doğal gazın, 1985 yılından itibaren elektrik santrallerinin de devreye alınmasıyla birlikte üretim ve tüketimde büyük artışlar sağlanmıştır.²⁵ Ülkemiz, artan doğal gaz talebini karşılamak ve doğal gaz arz kaynaklarını çeşitlendirmek üzere; 1987 yılından itibaren, yapılan uzun süreli anlaşmalar çerçevesinde,

²⁵ BAYRAÇ Naci, a.g.e, s. 22

önemli miktarlarda doğal gaz ithal etmeye başlamıştır. Kontrata bağlanmış doğal gaz arzının önümüzdeki yıllarda izleyeceği seyir aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 3-4 Kontrata Bağlanmış Doğal Gaz Arz Miktarları (Milyon m³)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
Rusya Federasyonu	5.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	0	0
1 LNG (M.Ereğlisi) Cezayir	4.444	4.444	4.444	4.444	4.444	4.444	0	0
1 LNG (M.Ereğlisi) Nijerya	1.338	1.338	1.338	1.338	1.338	1.338	1.338	1.338
İran	6.689	8.600	9.556	9.556	9.556	9.556	9.556	9.556
Rusya Fed. (ilave) (Batı)	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Rusya Fed. (Karadeniz Hattı)	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	16.000	16.000
Türkmenistan(*)	0	0	0	0	0	0	0	0
Azerbaycan (**)	0	0	2.000	3.000	5.000	6.600	6.600	6.600
Toplam Arz	30.938	35.766	40.638	43.587	47.519	51.058	40.791	40.791

(*) Doğal Gaz Alımı Belirsizliğini Korumaktadır.

(**) Yıllık Kontrat Miktarları Doğal Gaz Teslimatı Başlangıç Tarihine Göre Değişebilecektir.

Kaynak:BOTAŞ

3.6 TÜRKİYE'DE DOĞALGAZ ARZ - TALEP DENGESİ

Türkiye’de doğal gaz kullanımına başlanıldığı, 1987 yılından bu yana doğal gaz talebi büyük bir artış göstermiştir. Doğal gazın ilk kullanımına başlandığı 1987 yılında 522 milyon m³ düzeyinde olan doğal gaz tüketimi, 18 yıl içinde 51,5 kat artışta 2005’te 26.865 milyon m³’e ulaşmıştır. ²⁶

²⁶ TMMOB, MMO, a.g.e. , s. 21

Doğal gaz talebinde meydana gelen bu artışta, elektrik üretiminin doğal gaza dayandırılmasının, büyük etkisi olmuştur. 2006 yılı itibariyle gerçekleşen doğal gaz tüketiminin %54,5'i elektrik üretiminde kullanılmıştır. Elektrik enerjisi üretiminin doğal gaza dayandırılması ve doğal gaz kullanımının ülkeye yaygınlaştırılması için yürütülen yatırımlar nedeniyle gerek konut gerekse sanayi sektörlerinde doğal gaz talebinin önümüzdeki yıllarda da artması beklenmektedir. Doğal gaz talebinin 2007 yılında 32.288 milyon m³, 2010 yılında 43.297 milyon m³, 2020 yılında ise 62.468 milyon m³ olarak gerçekleşmesi öngörülmektedir.

Tablo 3-5 Doğal Gaz Talep Senaryoları (Milyon m³)

YILLAR	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
TÜRKİYE DOĞAL GAZ TALEP MİKTARLARI	29.505	32.288	34.430	38.300	43.297	53.616	62.468
DOĞAL GAZ İHRACAT MİKTARLARI (YUNANİSTAN)	21	492	737	737	737	737	737
TOPLAM DOĞAL GAZ TALEP MİKTARLARI	29.526	32.780	35.167	39.037	44.034	54.353	63.205

Kaynak: BOTAŞ

Dünya'daki doğal gaz ısı – güç santrali teknolojisindeki gelişmelere bağlı olarak, Türk sanayicisi hem kendi elektrik enerjisini daha ucuza elde etmek ve elektrik kısıntıları nedeniyle oluşabilecek üretim aksaklıklarını giderebilmek, hem de üretimde kullandığı sıcak hava, buhar ve sıcak su ihtiyacını karşılamak için oto prodüktör statüsünde kojenerasyon santrali kurmaya başlamıştır. Bu yeni teknoloji aracılığı ile Türkiye'de, doğal gazın elektrik üretiminde kullanılmasında hızlı gelişmeler sağlanmış ve 1992 yılında ilk oto prodüktör santral devreye alınmıştır. 1987 yılında ithal edilen doğal

gazın tamamı (513 milyon m³) sadece elektrik üretiminde kullanılmıştır. Daha sonraki yıllarda ithal edilen doğal gazın diğer sektörlerde de kullanılmaya başlaması, elektrik sektörünün kullanım oranını düşürmesine rağmen miktar olarak artışını engelleyememiştir.²⁷

Ülkemizde artan doğal gaz talebini karşılamak için yeni arz kaynakları arayışına girilmiştir. Ülkemizin yaptığı anlaşmalar ve kontrata bağlanmış doğal gaz arz miktarları sırasıyla Tablo 2-2 ve Tablo 3-4'te verilmiştir. 2006 yılında 30.493 milyon m³ doğal gaz ithal edilirken 412.615.946 m³ yurtiçinde üretilmiştir. Doğal gaz arzının 2010 yılında 51.058 milyon m³, 2020 yılında da 40.791 milyon m³'e ulaşması beklenmektedir. 2010 ile 2020 arasında meydana gelecek olan arz miktarındaki bu düşüşün nedeni, 2012 yılında Rusya ile yapılan ve 2014 yılında da Cezayir ile yapılan anlaşmaların sürelerinin dolmasıdır. Bu anlaşmaların sürelerinin uzatılmaması ya da başka çözümler bulunmaması halinde doğal gaz arzının 2012 yılından sonra azalacağını söylemek mümkündür. Yapılan tahminlere göre doğal gaz talebinin 2020 yılında 62.468 milyon m³'ü bulması halinde yaklaşık olarak 20.000 milyon m³ doğal gaz arz açığının olabileceği söylenebilir.

TMMOB Makine Mühendisleri Odası tarafından Mart 2006'da yayınlanan Türkiye'nin Doğal Gaz Temin ve Tüketim Politikalarının Değerlendirilmesi Raporu'nda Türkiye'de yapılan talep tahminleri ile gerçekleşen tüketim miktarları karşılaştırılmıştır. 1999, 2001 ve 2004 yıllarını kapsayan çalışmada ulaşılan sonuçlar aşağıdaki tabloda verilmiştir:

²⁷ BAYRAC, Naci, **a.g.e.**, s. 25

Tablo 3-6 1999,2001 ve 2004 Doğal Gaz Talep Tahminleri ile Gerçekleşen Tüketime Karşılaştırılması

1999 yılı Talep Tahminleri ve Gerçek Tüketim			2001 Yılı Talep Tahminleri ve Gerçek Tüketim			2004 Yılı Talep Tahminleri ve Gerçek Tüketim		
Yıllar	Talep Tahmini (milyon m3)	Gerçek Tüketim	Yıllar	Talep Tahmini (milyon m3)	Gerçek Tüketim	Yıllar	Talep Tahmini (milyon m3)	Gerçek Tüketim
1999	15.863	12.382						
2000	19.891	14.566						
2001	27.132	16.027						
2002	35.933	17.378	2002	21.395	17.378			
2003	40.366	20.938	2003	32.470	20.938	2003		20.938
2004	42.766	23.200	2004	36.419	23.200	2004	23.200	21.108
2005	45.605		2005	43.599		2005	24.299	
2010	54.513		2010	55.102		2010	40.712	
2015	66.788		2015			2015	44.656	
2020	82.108		2020	82.00		2020	42.977	

Kaynak:TMMOB,MMO,a.g.e S.33

Yukarıdaki tabloda ulaşılan sonuçlardan da anlaşılacağı üzere ülkemizde doğal gaz talep tahminlerinin sağlıklı bir biçimde yapılamadığı söylenebilir.

4.TÜRKİYE’DEKİ DOĞAL GAZ POLİTİKALARININ DEĞERLENDİRİLMESİ

4.1 ENERJİ POLİTİKALARININ GENEL OLARAK DEĞERLENDİRİLMESİ

Türkiye’nin enerji politikası; ülke enerji ihtiyacının amaçlanan ekonomik büyümeyi gerçekleştirecek, sosyal kalkınma hamlelerini destekleyecek ve yönlendirecek şekilde, zamanında, yeterli, güvenilir ekonomik koşullarda ve çevresel etkide göz önüne alınarak sağlanması olarak belirlenmiştir.¹ Uygulanmakta olan enerji politikalarını başlıca beş başlık altında özetleyebiliriz:²

- 1.) Sektörün liberalleşmesi, enerji piyasasında rekabet ortamı yaratılarak sektör verimliliğinin artırılması ve şeffaflığın sağlanması.
- 2.) Doğunun zengin enerji kaynaklarının Batı piyasalarına taşınmasında Türkiye’nin enerji koridoru işlevini üstlenmesi.
- 3.) Enerji talebinin karşılanmasında dışa bağımlılık oranı giderek artan ülkemizde enerji güvenliği için gerekli faaliyetlerin önceliklendirilmesi.
- 4.) Enerji kaynaklarının değerlendirilmesi ve tüketiminde çevre ile etkileşiminin dikkate alınarak sürdürülebilir kalkınma çerçevesinde faaliyet gösterilmesi.
- 5.) Çağdaş ülkeler arasında yer alabilmek için enerji teknolojileri çalışmalarının yoğunlaştırılması.

Ülkemizde, kamu kesiminin enerji sektöründe yatırımları finanse edememesi ve bu finansman açığının özel kesim ve yabancı sermaye ile kapatılmasını sağlamak üzere gerekli yasal düzenlemeler yapılmıştır. Bu konuda ilk yasal düzenleme 4 Aralık 1984 tarihinde çıkarılan 3096 sayılı Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun’dur. ³ Anılan

¹ GÜLER, Mehmet Hilmi Dr., “Türkiye’nin Enerji Politikaları”, **Türkiye Enerji Yılı 2004**, s. 6

² GÜLER, Mehmet Hilmi Dr., **a.g.e.**, aynı yerde

³ 4.12.1984 tarihli 18610 sayılı R.G’de yayımlanmıştır.

Kanun ile elektrik, üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti konularının özel hukuk statüsündeki yerli ve yabancı sermaye şirketlerine yaptırılmasına imkan tanınmıştır. Bu Kanun'un ön gördüğü usul elektrik ile ilgili faaliyetlerin kamu hizmeti imtiyaz sözleşmeleri ile gördürülmesidir. Daha sonra 1999 yılında 4446 sayılı Kanunla Anayasa'nın 47. maddesi Devletleştirme ve Özelleştirme şeklinde değiştirilerek kamu hizmetlerinin özel hukuk gerçek ve tüzel kişilerine gördürülmesinin kanunla düzenleneceği hükme bağlanıp, 1994 yılında çıkarılan 3996 sayılı Bazı Yatırımların ve Hizmetlerin Yap – İşlet – Devret Modeli Çerçevesinde Yaptırılması Hakkında Kanun'da 4493 sayılı Kanun ile yapılan değişiklik ile elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti konuları 3996 sayılı Kanun kapsamına alınmıştır. Bunun ardından 20.02.2001 tarihinde 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu yürürlüğe konulmuş ve elektrik piyasası rekabet ortamına açılarak yeni bir düzenlemeye tabi tutulmuştur. 4628 sayılı Kanun ile elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı, toptan satışı, perakende satışı, perakende satış hizmeti, ithalat ve ihracatı konuları elektrik piyasası faaliyetleri olarak tanımlanmıştır. Bu faaliyetlerden iletim faaliyeti Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketinin tekeline verilmiş olup diğer faaliyetlerin yürütecek olanların Enerji Piyasası Düzenleme Kurulundan ruhsat alma zorunluluğu getirilmiştir. Ayrıca 19.07.1997 tarihinde 4283 sayılı Yap – İşlet Modeli ile Elektrik Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi İle Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun ile sadece termik santrallerle sınırlı olmak üzere elektrik üretimi faaliyetlerinin özel hukuk statüsündeki yerli ve yabancı sermaye şirketlerince yapılmasına olanak tanınmıştır. Bu kanuna göre faaliyet gösterecek şirketlerin Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığından izin aldıktan sonra TEAŞ ile yapılacak sözleşmeye bağlı olarak üretilen elektriği sadece TEAŞ'a satma zorunlulukları bulunmaktadır.⁴

Doğal gaz piyasası da Bölüm 2.6'da ayrıntılı olarak açıklandığı üzere 02.05.2001 tarih ve 24399 sayılı R.G. ile yayımlanan 4646 sayılı Doğal Gaz

⁴ GÜNDAY, Metin, **İdare Hukuku** , 2004, Ankara, s. 317-328

Piyasası Kanunu ile doğal gazın ithalatı, iletimi, dağıtımı, depolanması, pazarlanması, ticareti ve ihracatı ile bu faaliyetlere ilişkin tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülükleri düzenlenerek serbestleştirilmiştir.

Ülkemizde petrol faaliyetleri de 4.12.2003 tarihinde TBMM’de kabul edilen 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu ile rekabete açılmıştır. Ancak ; 6326 sayılı eski Petrol Kanunu’nun 5015 sayılı Yasa’ya aykırı olmayan hükümleri halen yürürlükte bulunmaktadır.

Türkiye’de enerji sektörü başta Avrupa Birliği normları olmak üzere küresel ekonomi ile bütünleşme ve ekonomik gelişmenin gereği olarak enerji sektöründe rekabeti öngören yeni bir yapılanmaya gitmektedir. AB Elektrik ve Doğal Gaz Direktiflerine uygun olarak elektrik ve doğal gaz piyasalarının serbestleştirilerek yeniden yapılanması sağlanmıştır. Ancak çıkarılan kanunlarda AB direktiflerinin ötesine giden ve piyasaların işleyişini olumsuz etkileyen düzenlemeler de mevcuttur. Örneğin; AB ülkelerinde sadece iletim ve dağıtım hizmetleri düzenlemeye tabi iken ve tarifeleri onaylanırken ülkemizde kamu sektörünün toptan satış fiyatı da düzenlemeye tabi tutularak tarifesi EPDK onayına bırakılmış ve serbest tüketicilere kamu sektörünün elektrik satışı yasaklanmıştır. Yine doğal gaz konusunda AB mevzuatı kontrat devrini getirmemiş iken, bizde 4646 sayılı Kanun ile BOTAŞ’ın milletlerarası anlaşma şeklinde olan kontratlarının devri zorunluluğu getirilmiştir.⁵

2001 Krizi sonrasında sanayi sektörünün ucuz elektrik temin edebilmesini sağlamak, uluslararası pazarlarda rekabet gücünü arttırmak ve böylece üretim ve istihdamı arttırmak amacıyla elektrik fiyatları aşağıya çekilmeye çalışılmaktadır. Ancak TETAŞ’ın almakta olduğu elektrik enerjisi içerisinde YİD ve Yİ santrallerinin 2005 yılı içerisindeki payı %39 iken, bu tesislerin maliyet içindeki payının %49 olması ve YİD tesislerinin elektrik

⁵ GÜLER, Mehmet Hilmi Dr., “Türkiye’nin Enerji Politikaları”, **Türkiye Enerji Yıllığı, 2005**, s. 6

enerjisi üretiminin %9'unu sağlamasına rağmen, toplam elektrik enerji maliyetinin %19,8'ini oluşturması olumsuz bir durumdur. Bu tesislerin alım ve fiyat garantisi olduğundan ortalama satış fiyatını yukarıya çekmektedirler. Ayrıca, talep azaldığında YİD ve Yİ'lerden alım garantisi nedeniyle, alınan elektrik azaltılmadığından, EÜAŞ'ın daha az maliyetli olan hidrolik ve kömüre dayalı elektrik üretiminin kısılması söz konusu olmakta ve bu durum elektrik enerjisi ortalama maliyetini yükseltmektedir.⁶

Tablo 4-1 Ülkelerde Sanayi Kullanımı Elektrik Fiyatları (2003 yılı)

Ülkeler	Cent/kw	Ülkeler	Cent/kw
ABD	4,8	Brezilya	3,7
Rusya	2,9	Kolombiya	6,3
Çin (1996)	3,2	Çek Cumhuriyeti	5,6
Hindistan (2000)	8	Endonezya(2000)	4
Avustralya (2002)	3,6	Yunanistan	5,6
Almanya	6,5	İngiltere	5,5
G.Afrika	1,9	Romanya	6,8
Kazakistan	1,5	Türkiye	9,8
Polonya	5,7		

Kaynak:KAYNAK,Serdar,Ö., TMMOB,EMO, **a.g.e.**, s. 514

Teşvikler yönünden enerji sektörü değerlendirildiğinde; 2006 yılı Ocak – Aralık dönemi dış proje kredi finansmanı çerçevesinde, 487 milyon dolar enerji sektöründe (%16,3) kullanılmıştır. 2006 yılında enerji sektöründe 55 adet yatırım teşvik belgesi alınmış olup 22.774 milyon YTL yatırım gerçekleştirilmiştir. Bu dönemde sektöre 123.332 kişi istihdam edilmiştir.

⁶ GÜLER, Mehmet Hilmi Dr., Türkiye Enerji Yıllığı, 2005, **a.g.e.**, s. 8-9

Tablo 4-2 Enerji Sektöründe Düzenlenen Teşvik Belgeleri ve Yatırım Tutarı

YILLAR	Düz. Bel adedi	Top Yat (Milyon TL)
1980	8	803
1981	5	1.074
1982	4	458
1983	9	3.671
1984	12	71.891
1985	19	17.631.614
1986	11	28.797
1987	15	3.551.223
1988	13	2.402.346
1989	11	411.292
1990	3	7.253.147
1991	20	2.244.825
1992	10	7.120.901
1993	39	28.669.131
1994	13	20.174.615
1995	27	411.586.114
1996	37	126.655.349
1997	75	907.164.735
1998	46	278.079.433
1999	48	415.799.912
2000	46	2.137.795.706
2001	46	1.961.619.497
2002	29	504.074.716
2003	38	495.066.663

Kaynak: Hazine

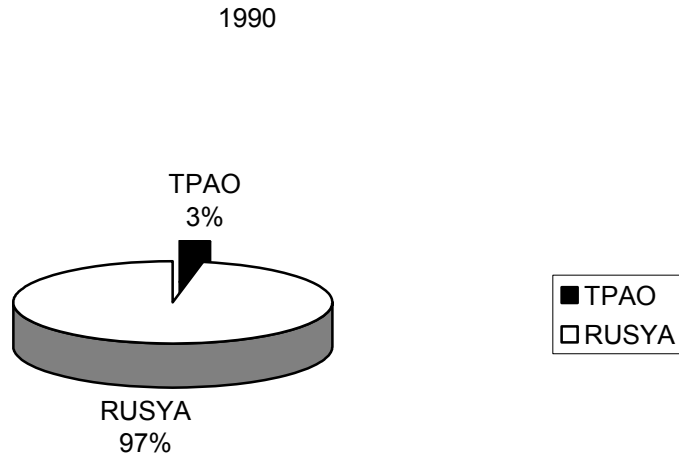
4.2 DOĞAL GAZIN DİĞER ENERJİ KAYNAKLARI İLE MUKAYESE EDİLMESİ

Doğal gaz birincil enerji kaynağıdır yani çıkarıldığı halde kullanılabilir. Bundan başka, doğal gazın en önemli özelliklerinden birisi de temiz bir yakıt olmasıdır. Yandığında kül, karbon monoksit ve kükürt bileşenlerini oluşturmaz ve çevrede asit yağmuruna sebep olmaz. Yalnızca karbondioksit ve su buharı oluşur. Bunun yanında azot oksit emisyonu diğer yakıtlara

kıyasla daha azdır. Doğal gazı üstün kılan diğer bir özelliği de depolamaya ihtiyaç duyulmamasıdır. Borularla kullanılacak yere kadar taşınabilir. Ayrıca kullanım ünitelerinde çok az bakım gerektirir. Verimliliği ve emniyetli olarak kullanıma sokulması da önemli bir özelliğidir.⁷

4.3 DOĞAL GAZIN ARZ VE TALEP ÇEŞİTLENDİRMESİ KAPSAMINDA DEĞERLENDİRİLMESİ

Ülkemizde doğal gaz alımları, yıllar itibariyle incelendiğinde, 1990 yılında Rusya'nın tek başına %97 paya sahip olduğu görülmektedir.

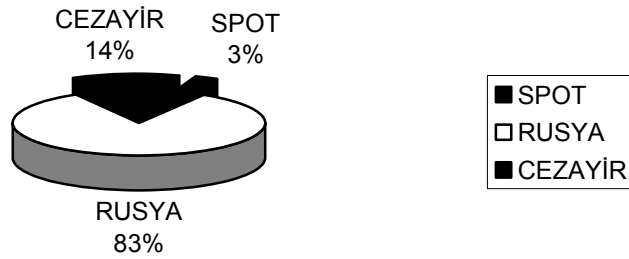


Şekil 4-1 1990 Yılı İtibariyle Doğal Gaz Arzının Kaynaklara Göre Dağılımı
Kaynak: BOTAŞ Genel Müdürlüğü Kaynakları

⁷ BOTAŞ, Doğal Gaz , II.Baskı, s. 13

Cezayir ile yapılan LNG alım anlaşması ile beraber 1995 yılından itibaren Rusya'nın payı düşmüştür. 1995 yılında doğal gaz alımlarının %14'ü Cezayir, %83'ü Rusya ve %3'ü spot piyasalarda temin edilmiştir.

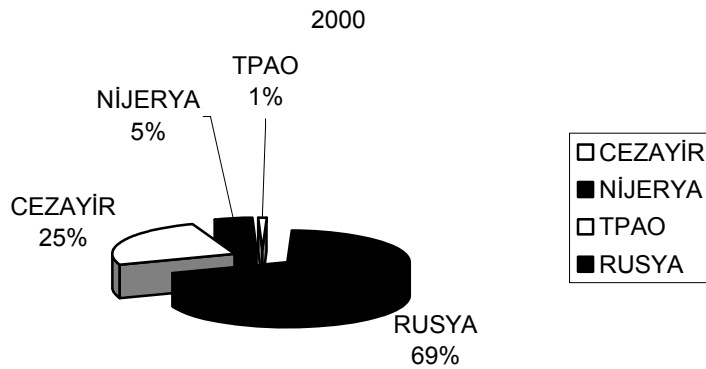
1995



Şekil 4-2 1995 Yılındaki Doğal Gaz Arzının Kaynaklara Göre Dağılımı

Kaynak: BOTAŞ Genel Müdürlüğü Kaynakları

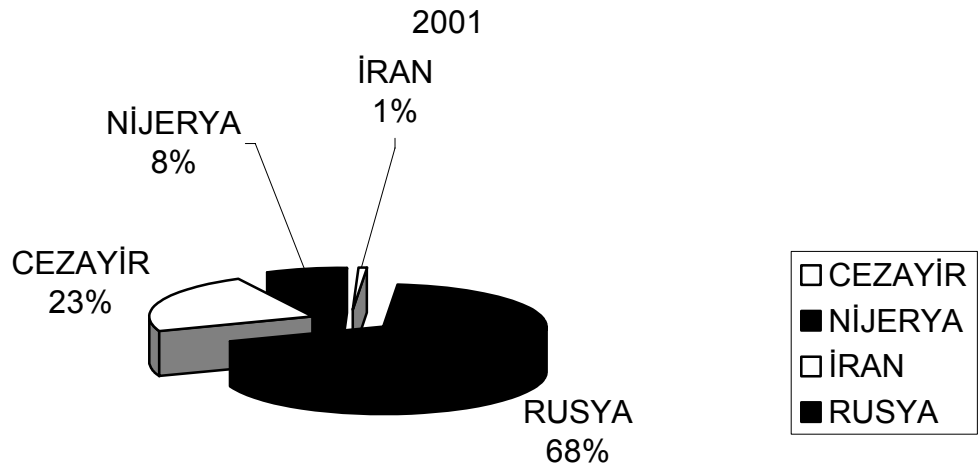
2000 yılında Nijerya'dan da LNG alımına başlanmasıyla beraber Rusya'nın payı %69'a kadar gerilemiştir. Bu yılda Cezayir %25, Nijerya %5 ve TPAO %1'lik doğal gaz arzını karşılamıştır.



Şekil 4-3 2000 Yılında Doğal Gaz Arzının Kaynaklara Göre Dağılımı

Kaynak: BOTAŞ Genel Müdürlüğü Kaynakları

Doğal gaz arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi için İran ile de doğal gaz alım – satım anlaşmasının yapılmasının ardından 2001 yılında doğal gaz ithalinin %68'i Rusya'dan, %23'ü Cezayir'den, %8'i Nijerya'dan, %1'i İran'dan sağlanmıştır.

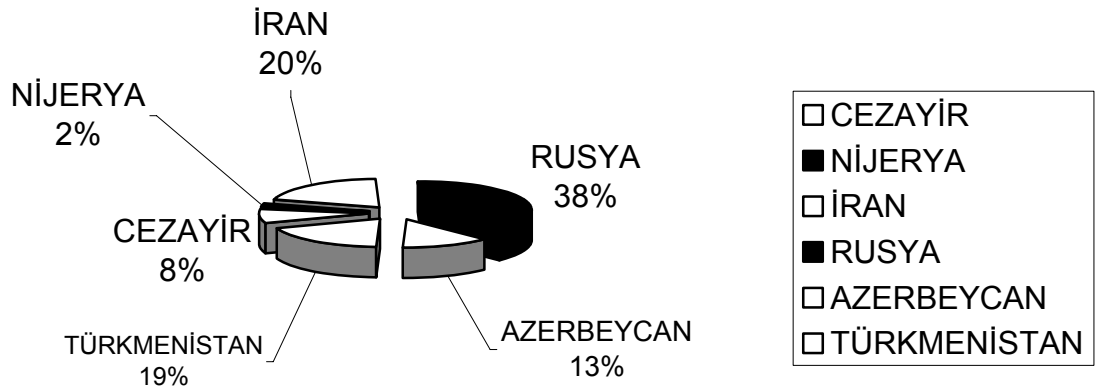


Şekil 4-4 2001 Yılında Doğal Gaz Arzının Kaynaklara Göre Dağılımı

Kaynak: BOTAŞ Genel Müdürlüğü Kaynakları

2020 yılı itibariyle doğal gaz ve LNG arzının %38'i Rusya, %20'si İran, %19'u Türkmenistan, %13'ü Azerbaycan, %8'i Cezayir ve %2'sinin de Nijerya'dan temin edilmesi öngörülmektedir.

2020



Şekil 4-5 2020 Yılı Doğal Gaz Arzının Kaynaklara Göre Dağılımı

Kaynak : BOTAŞ Genel Müdürlüğü Kaynakları

Türkiye’de doğal gaz tüketimi; konut, sanayi, gübre ve elektrik olmak üzere başlıca dört sektör tarafından gerçekleştirilmektedir. Doğal gaz kullanımının ülke genelinde yaygınlaştırılması için yürütülen projeler doğal gaz talebinin yıldan yıla artacağını göstermektedir. Doğal gaz talebinin güncel durumu ve yıllar itibariyle izleyeceği seyir Tablo 3-5’te gösterilmiştir.

Doğal gazın konutlarda ve sanayi tesislerinde kullanımı, özellikle büyük şehirlerde çevre kirliliğini azaltmıştır. Bunun yanında sanayide elektrik üretimi amaçlı kullanılması da sanayiciye ucuz elektrik temin edebilme imkanı tanımıştır. Kullanım kolaylığı, diğer yakıtlara göre ucuzluğu, çevreyi en az

tahrip etmesi sebepleriyle doğal gazın, konut ve sanayide kullanımının yaygınlaştırılması olumludur.

Ülkemizde doğal gaz tüketiminin çok büyük bir kısmı elektrik üretiminde kullanılmaktadır. 2005 yılında ithal edilen doğal gazın %57.5'i ve 2006 yılında ithal edilen doğal gazın ise %54.5'i elektrik üretiminde kullanılmıştır. Tablo 2-8'de sektörler itibariyle doğal gaz satış miktarları gösterilmiştir.

Dünya'nın hiçbir ülkesinde doğal gazın elektrik enerjisi üretiminde kullanımı, toplam doğal gaz talebinin %15 – 20'sini geçmemektedir.⁸ En önemli doğal gaz üreticilerinden olan Rusya'da bu oran%14, elektrik üretimi hidroliğe dayalı olan Norveç'te sıfırdır. Sonuçta ithal bir enerji kaynağı olan doğal gazın elektrik enerjisi üretimi içindeki payının bu denli yükselmesi rasyonel değildir.⁹ Toplam kurulu gücün enerji kaynaklarına göre dağılımı Tablo 4-3'te verilmiştir.

⁸ ŞENGÜL, Fuat, "Doğal Gazın Türkiye'ye Gelmesinden Bugüne ve Bundan Sonrasına İlişkin Olarak Değerlendirilmesi" **Doğal Gaz Dergisi**, Sayı:50, İstanbul; Teknik Yayıncılık Tanıtım A.Ş. Mayıs – Haziran 1997, s. 76

⁹ TMMOB, MMO, **a.g.e**, s. 34

Tablo 4-3 Toplam Kurulu Gücün Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı

Yıl	Enerji Kaynakları (MW/ Yıl)						Oranlar (%)				
	Taş Kömürü (1)	Linyit (2)	Petrol (3)	Doğal Gaz (4)	Hidrolik	Toplam (5)	1/5x 100	2/5x 100	3/5x 100	4/5x 100	(1+2)/ 5x 100
1980	323	1,047	1,421	-	2,131	5,119	6,3	20,5	27,8	-	41,6
1981	323	1,212	1,441	-	2,356	5,538	5,8	21,9	26,0	-	42,6
1982	323	1,599	1,441	-	3,082	6,639	4,9	24,1	21,7	-	46,4
1983	246	1,804	1,434	-	3,239	6,935	3,5	26,0	20,7	-	46,7
1984	220	2,359	1,728	-	3,875	8,462	2,6	27,9	20,4	-	45,8
1985	220	2,864	1,728	100	3,875	9,122	2,4	31,4	18,9	1,1	42,5
1986	198	3,579	1,726	400	3,878	10,115	2,0	35,4	17,1	4,0	38,3
1987	182	4,434	1,741	800	5,003	12,495	1,5	35,5	13,9	6,4	40,0
1988	182	4,434	1,741	1,555	6,218	14,521	1,3	30,5	12,0	10,7	42,8
1989	332	4,714	1,740	2,036	6,579	15,808	2,1	29,8	11,0	12,9	41,7
1990	332	4,874	1,748	2,210	6,764	16,318	2,0	29,9	10,7	13,5	41,5
1991	353	5,041	1,737	2,555	7,114	17,209	2,0	29,3	10,1	14,8	41,3
1992	353	5,405	1,530	2,592	8,379	18,716	1,9	28,9	8,2	13,8	44,8
1993	353	5,609	1,536	2,701	9,682	20,338	1,7	27,6	7,6	13,3	47,6
1994	353	5,819	1,542	2,824	9,865	20,860	1,7	27,9	7,4	13,5	47,3
1995	326	6,048	1,353	2,884	9,863	20,954	1,6	28,9	6,5	13,8	47,1
1996	341	6,048	1,388	3,051	9,935	21,249	1,6	28,5	6,5	14,4	46,8
1997	335	6,048	1,409	3,490	10,103	21,892	1,5	27,6	6,4	15,9	46,1
1998	335	6,214	1,532	4,047	10,307	23,354	1,4	26,6	6,6	17,3	44,1
1999	335	6,352	1,542	4,959	10,537	26,119	1,3	24,3	5,9	19,0	40,3
2000	335	6,509	1,586	4,905	11,175	27,264	1,2	23,9	5,8	18,0	41,0
2001	335	6,511	2,000	4,851	11,673	28,332	1,2	23,0	7,1	17,1	41,2
2002	335	6,503	2,400	7,247	12,241	31,846	1,1	20,4	7,5	22,8	38,4
2003	335	6,439	2,733	8,862	12,579	35,578	0,9	18,1	7,7	24,9	35,3
ORT.							15,50	236,4	85,3	131,4	29

Kaynak:YILMAZ,A.,USLU,T.,SAVAŞ,M., TMMOB,EMO,**a.g.e.**, s.746

Günümüzde doğal gazın taşıtlarda da kullanıldığı görülmektedir. Dünya'daki teknolojik gelişmeye paralel biçimde hızla artan enerji ihtiyacı ve aşırı yükselen petrol fiyatları nedeniyle, enerjiyi yoğun olarak kullanan sektörler, araştırma – geliştirme faaliyetlerini, alternatif enerji kaynaklarının geliştirilmesi üzerine yoğunlaştırmışlardır. Alternatif enerji kaynağı arayışında

otomotiv sektörü önemli bir yer tutmaktadır. Çünkü; ülkeden ülkeye değişmekle birlikte ulaştırma sektörünün global enerji tüketimindeki payı %17-20 arasında olup, bu sektörün en büyük tüketicisi karayolları ulaşımıdır.¹⁰

Doğal gaz benzin ve motorinle mukayese edildiğinde; 1 kg doğal gaz 1,33 litre benzine veya 1,22 litre motorine eşdeğer olmaktadır. Diğer bir kıyaslamayla 1 m³ doğal gaz 1,1 litre benzine veya 1 litre motorine eşit olmaktadır. Enerji verimliliği açısından doğal gaz benzinden daha verimli iken, motorinle kıyaslandığında verimliliği motorine eşittir. Bununla birlikte, Arjantin'deki tecrübelerle dayanarak, orijinal doğal gazlı araçlarda yakıt verimliliğine bakıldığında, 1 litre benzin ortalama 0,89 m³ gaza eşit olduğu ortaya çıkmaktadır.¹¹

Bugün dünyada doğal gazla çalışan araç sayısı 3.814.548'dir. Toplam dolum istasyonu sayısı ise 5.392'dir.¹²

¹⁰ GÜRSU,Adnan, “Doğal Gazın Ulaşımında Kullanılması”, **Doğal Gaz Dergisi**, Sayı:106, Ekim 2005, Ankara, s. 52

¹¹ GÜRSU,Adnan, **a.g.e**, aynı yerde

¹² Oto Doğal Gaz İstasyonları Derneği web sayfası, www.odider.org.tr

Tablo 4-4 Dünyada Doğal Gazlı Araç ve Dolum İstasyonları

ÜLKE	DÖNÜŞÜMLÜ ARAÇ SAYISI	DOLUM İSTASYONU	DOLUM AYGITI
ABD	130.000	1.250	
Almanya	12.000	268	450
Arjantin	1.300.000	1.036	
Bolivya	15.486		
Brezilya	803.600	429	
Çin	82.200	70	
Endonezya	35.000		
Hindistan	222.300	120	
İtalya	370.000	421	
Kanada	20.505	222	2.845
Kolombiya	47.900	28	
Mısır	55.800	60	
Pakistan	475.000	200	
Rusya	31.000	175	2
Türkiye	189	4	
Ukrayna	75.000	87	
Venezuela	50.000	147	
Yeni Zelenda	12.000	109	1
Diğer	76.568	766	1.235
TOPLAM	3.814.548	5.392	4.533

Kaynak: OİDER (oto doğal gaz istasyonları derneği) web sayfası

Türkiye’de yaklaşık 400 araç doğal gaz ile çalışmakta; aktif olarak ikisi EGO ve İETT’ye ve üçü İstanbul, biri Ankara illerinde, biri TOFAŞ fabrikasında özel teşebbüse ait olmak üzere toplam 7 tane dolum istasyonu bulunmaktadır.¹³

Benzin ve motorine kıyasla daha ucuz bir yakıt olmasının yanı sıra, doğal gazın çevresel etkileri bu iki yakıta göre daha olumludur. Şöyle ki; aracına göre değişmekle birlikte doğal gazlı araçların zararlı gaz emisyonlarında karşılaştırmalı olarak sağladığı ortalama azalmalar şöyledir;¹⁴

¹³ GÜRSU,Adnan, **a.g.e**, s. 54

¹⁴ GÜRSU,Adnan, **a.g.e**, s. 50

- NOx'de benzine göre %77, motorine göre %80
- CO (karbon monoksit)'de benzine göre %75, motorine göre %50
- CO₂(karbondioksit)'de benzine göre %15 – 20
- Ozon tabakasına zarar veren karbondioksitler açısından %90 – 95
- Partiküller açısından %99
- Benzen emisyonunda, benzin ve motorine göre %97 ve üzeri.

Dünya'daki çevre kirliliğinin %60 – 80'i, hava kirliliğinin %95'i ve modern toplumun en fazla rahatsızlık duyduğu gürültü kirliliğinin ise yaklaşık %50'si konvansiyonel yakıt kullanan araçlardan kaynaklanmaktadır.¹⁵ Bu veriler dikkate alındığında, araçlarda doğal gaz kullanımının, çevre açısından olumlu olduğu açıktır.

4.4 DOĞAL GAZIN MALİYET AÇISINDAN DEĞERLENDİRİLMESİ

Türkiye'de üretilen doğal gazın maliyetleri, üretilebilen mayinin özellikleri, gerekli üretim ekipmanları, işçilik, üretilen doğal gazın nakli gibi sorunların her sahaya özel olması nedeniyle, sahadan sahaya farklılık göstermektedir. Doğal gazın üretim maliyeti yaklaşık 40 Dolar /1000 m³ tür.¹⁶

Doğal gaz ithal bir enerji kaynağıdır. Ülkemizde doğal gaz ithalatı yıldan yıla artış göstermiştir. Sıvı ve gaz halinde 1998 yılında 877 milyon Dolar olan ithalat 1999 yılında %8 oranında artarak 948 milyon Dolar'a ulaşmıştır. Aynı dönemde sıvılaştırılmış olarak ithal edilen doğalgaz değer olarak 1998 yılında 370 milyon Dolar, 1999 yılında 339 milyon Dolar' dır.¹⁷

¹⁵ GÜRSU,Adnan, **a.g.e**, s. 52

¹⁶ DPT,Petrol-Doğal Gaz Özel, s. 84

¹⁷ Dış Ticaret Müsteşarlığı web sayfası, www.dtm.gov.tr, “Dünya Doğal Gaz Rezervleri Tüketimi ve Muhtemel Gelişmeler.”

TPAO, 2002 yılında Türkiye’de üretilen doğal gazın %71’ini üretirken toplam doğal gaz arzının %2’sini karşılamıştır. Türkiye’nin GSHM’si 2001 yılında 146 milyar Dolar olup, aynı yılda petrol ve doğal gaz ithalatına 6,08 milyar Dolar ödenerek GSMH’nin %4,2 si petrol ve doğal gaza verilmiştir. Başka bir deyişle 2001 yılındaki tüm ihracatımızın (31,3 milyar Dolar) %19,4’ü petrol ve doğal gaz ithalatına ayrılmıştır.¹⁸

Tablo 4-5 Ülkemiz kömür, doğal gaz ve petrol ürünlerinin yıllara göre ithalatı

YIL	Petrol Gazları ve Doğal Gaz (Milyon \$)	Kömür İthalatı (Milyon \$)	Petrol ve Ürünleri (Milyon \$)
1996	1,280	624	3,998
1997	1,636	626	3,716
1998	1,295	521	2,575
1999	1,467	345	3,482
2000	3,079	676	5,643
2001	3,154	348	4,675
2002	2,915	749	5,411
2003	3,967	986	6,579
2004	4,439	1,317	8,636

Kaynak: T.C. Başbakanlık Dış Ticaret Müsteşarlığı, www.dtm.gov.tr

Diğer bir husus; doğal gazın elektrik üretiminde kullanılmasındaki maliyetidir. Diğer enerji kaynakları ile mukayese edildiğinde cent/kwh cinsinden doğal gazın petrol, kömür ve nükleer enerjiye göre daha düşük, rüzgar ve güneş enerjisine göre ise daha yüksek maliyet içerdiği anlaşılmaktadır. Çeşitli enerji taşıyıcılarının maliyet aralıkları aşağıda Tablo 4-6 ve 4-7’de verilmiştir.

¹⁸ DİNÇ, Osman Saim, “TPAO Faaliyetleri”, **Türkiye Enerji Yılı 2004**, s. 12

Tablo 4-6 Çeşitli Enerji Taşıyıcılarının Maliyet Aralıkları

Kullanılan Enerji Taşıyıcısı	Maliyet Aralığı (c/kWh)
Kömür	2,8 – 6,8
Petrol	3,0 – 7,9
Doğalgaz	0,78 – 2,91
Nükleer Enerji	2,91 – 2,91
Rüzgar Enerjisi	0,01 – 0,1
Güneş pili	0,00 – 0,4

Kaynak: UYAR,T.,S., Enerji Üretiminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Kullanımı, Elektrik Mühendisliği, Sayı:403, 1998

Tablo 4-7 Elektrik Üretiminde Kullanılan Kaynaklara Göre Maliyet(\$/MW)

	Kömür	Doğalgaz	Rüzgar
Yatırım	14 - 41	6 – 26	38 – 129
İşletme	2 – 15	1 – 8	5 – 36
Yakıt	1 – 35	28 – 45	-
Toplam	26 – 69	41 - 64	46 – 144

Kaynak : WCI 2005c, s. 14

Kullanılan yakıt cinsi bazında, elektrik üretimi yapan kuruluşların,1994-1999 yılları arasında, elektrik üretiminde kullandıkları birincil enerji kaynaklarının ortalama fiyatları ve tüketim miktarları aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 4-8 TEAŞ ve Bağlı Ortaklıklar Termik Santrallerinde Elektrik Üretiminde Kullanılan Birincil Enerji Kaynaklarına Ait Fiyat ve Tüketim Miktarlarının Yıllar İtibariyle Gelişimi(KDV dahil)

Yıllar	Taşkömürü		LİNYİT		FUEL – OİL		MOTORİN		DOĞAL – GAZ	
	Ort Fiat (\$/Ton)	Tüketim (Ton)	OrtFiat (\$/Ton)	Tüketim (Ton)	Ort Fiat (\$/Ton)	Tüketim (Ton)	Ort Fiat (\$/Ton)	Tüketim (Ton)	Ort Fiat (\$/Ton)	Tüketim (Ton)
1994	22	1416911	9	39482418	109	717986	274	12384	112	2728706
1995	26	1221273	13	39683910	164	891331	401	84329	135	3116261
1996	33	1448190	12	42276576	155	1016830	504	106152	154	3138313
1997	34	1786641	11	45534484	147	1188780	523	187832	164	3427912
1998	37	1846788	10	51903493	119	1225495	424	163526	155	3611146
1999	35	1677539	10	53565629	113	1072829	553	274874	152	4259275

Kaynak: Elektrik üretim-iletim istatistikleri 1999 TEAŞ APK

Yukarıdaki tablo incelendiğinde elektrik üretiminde kullanılan doğal gazın ortalama fiyatının, motorinin altında bir seyir izlerken; linyit, taşkömürü ve fuel oilin üzerinde olduğu görülmektedir.

Ülkemizdeki mevcut termik santrallerin, kullanılan yakıt bazında incelenmesinde, doğal gazla çalışan santrallerin yakıt maliyetlerinin diğer santrallere göre yüksek seyrederken, işletme ve bakım maliyetlerinin diğer yakıtlarla çalışan termik santrallere göre düşük olduğu görülmektedir. Mevcut termik santrallere ait bilgiler Tablo 4-9’da verilmiştir.

Tablo 4-9 Mevcut Termik Santral Verileri

SANTRALIN ADI	ÜNİTE GÜCÜ		ÜNİTE SAYISI	SANTRALİN KURULU GÜCÜ (MW)	YILLIK PROJE ÜRETİMİ (Gwh)	ISI TÜKETİMİ (HEAT RATE) (kcal/kwh)	BAKIM SÜRESİ (gün/yıl)	ZORUNLU DEVREDİŞİ OLMA OLASILIĞI (%)	ORTALAMA ISIL DEĞERİ (kcal/kg)	YAKIT MALİYETİ		İŞLETME VE BAKIM MALİYETİ			YAKIT CİNSİ
	MIN. (MW)	MAKS. (MW)				MAKSİMUM YÜKTE				(\$/TON)	(cent/106k cal)	SABİT (\$/Kw/ay)	SABİT (\$/kw/yıl)	DEĞİŞKEN (\$/MWh)	
ÇATALAĞZI	90	150	2	300	1950	2538	60	10	3200	38,6	1205	2,86	34,32	1,20	TAŞ KÖMÜRÜ
ELBİSTAN A 1-4	221	339	4	1356	2203,5	2747	60	10	1050	10,4	995	1,94	23,28	0,93	LİNYİT
ÇAYIRHAN	90	155	4	620	4030	2584	60	10	1184	14,0	1181	4,77	57,24	4,11	LİNYİT
KANGAL	94	152	3	456	2964	2729	60	10	1300	10,3	789	3,46	42,52	0,99	LİNYİT
KEMERKÖY	136	210	3	630	4095	2448	60	10	1689	9,6	566	1,36	16,32	1,11	LİNYİT
ORHANELİ	126	210	1	210	1365	2318	60	10	2350	28,7	1221	3,26	39,12	3,28	LİNYİT
SEYİTÖMER	97	150	4	600	3900	2631	60	10	1750	10,4	592	2,28	27,36	0,77	LİNYİT
SOMA B	132	172	6	1032	6708	2694	60	10	2300	22,4	975	1,17	14,04	0,50	LİNYİT
TUNÇBİLEK	105	122	3	366	2379	2707	60	10	2350	34,3	1459	3,63	43,56	1,00	LİNYİT
YATAĞAN	126	210	3	630	4095	2628	60	10	1906	14,6	766	2,92	35,04	0,88	LİNYİT
YENİKÖY	126	210	3	420	2730	2417	60	10	1647	10,5	639	2,57	30,84	0,69	LİNYİT
AMBARLI DG	100	450	3	1350	8775	1757	60	10	8386	166,3	1984	0,35	4,20	2,33	DOĞAL GAZ
HAMİTABAT	90	280	4	1120	7280	1885	60	10	8116	171,7	2115	0,65	7,80	0,07	DOĞAL GAZ
BURSA	360	716	2	1432	9308	1564	60	10	8347	171,0	2049	0,47	5,64	0	DOĞAL GAZ
AMBARLI+HOPA	100	170	4	680	4420	2313	55	10	9600	218,0	2271	0,77	9,24	0,11	FUEL OIL
ALIAĞA GT	30	30	6	180	1170	2660	40	10	9600	427,4	4452	2,54	30,48	0,11	MOTORİN
Yİ D.GAZ	340	679	7	4753	30895	1564	25	8	8347	171,0	2049	0,47	5,64	0	DOĞAL GAZ
OTOP	260	260	6	1560	10140	3500	60	10	9600	218,0	2271	0,77	9,24	0,11	FUEL OIL
YENİ OTOPI	122	244	14	3416	22204	1564	40	10	8347	171,0	2049	0,47	5,64	0	DOĞAL GAZ
YİD	360	725	2	1450	9425	1562	25	8	8347	171,0	2049	0,47	5,64	0	DOĞAL GAZ
EÜAŞ Diğer	24	24	1	24	156	2638	40	10	10300	458,6	4452	2,54	30,48	0,11	MOTORİN
Yİ İTH.KÖM.	380	758	2	1516	9854	2356	60	10	6000	50,0	833	4,98	59,76	2,38	İTHAL KÖMÜR
CAN	75	160	2	320	2080	1909	60	10	2600	49,3	1896	3	36,00	1,00	LİNYİT
ELBİSTAN B	103	344	4	1376	8944	2352	60	10	1050	10,4	995	3,31	39,72	5,06	LİNYİT
MOBİL	124	265	3	795	5168	2313	60	10	9600	218,0	2271	1,53	18,36	0,29	FUEL OIL

Kaynak:Türkiye 2005 Enerji Yıllığı, S.83

Termik santrallerin, kullanılacak yakıta göre, ilk yatırım maliyetlerinin değerlendirilmesinde ise; doğal gazla çalışan termik santrallerin, diğer yakıtlarla çalışan termik santrallere ve hidrolik santrallere göre daha az ilk yatırım maliyeti olduğu görülmektedir.

Tablo 4-10 Aday Santral Maliyetleri

	YATIRIM \$/KW
350 MW LİNYİT	1125
300 MW LİNYİT	1146
150 MW LİNYİT	1369
300 MW TAŞKÖMÜRÜ	1084
500 MW İTHAL KÖMÜR	1110
700 MW DOĞALGAZ	500
1000 MW NÜKLEER	2000
150 MW FUEL OİL	1280
HİDROLİK	1350

Kaynak:DPT

4.5 DOĞAL GAZIN ENERJİ TASARRUFU VERİMLİLİK VE ÇEVRE AÇISINDAN DEĞERLENDİRİLMESİ

Verimlilik, talep edilen bir üründen oluşan katma değeri üretebilme becerisi olarak tanımlanabilir. Katma değer üretimi, diğer bir deyişle verimlilik, kimi zaman kaynakları daha etkin kullanarak, kimi zaman ise yeni teknolojiler aracılığıyla arttırılabilir. Enerji verimliliği; onun üretiminden - tüketimine tüketiminden - atık aşamalarına kadar etkinlik çalışmalarının tümünü kapsamaktadır.¹⁹

¹⁹ KAYNAK, Serdar, Ö., “Enerjinin Verimli Kullanımına Yaklaşımlar”, TMMOB, EMO, a.g.e, s. 511, 512

Enerji verimliliğinin artırılması, ek olarak yeni enerji kaynaklarının devreye sokulması için yapılacak yatırımlardan daha ekonomiktir. Tasarruf edilerek kazanılabilecek enerjiyi üretmek için, çok daha pahalı yatırımlara ve çok daha uzun zamana ihtiyaç vardır. Oysa enerji tasarrufu, daha çabuk ve ucuza elde edilebilen bir enerji kaynağıdır. Gelişmekte olan ülkelerde enerji yatırımları için ayrılabilen kaynakların sınırlı olması, öte yandan ise enerji talebinin hızla büyümesi, enerji verimliliği stratejilerinin önemini bu ülkelerde bir kat daha arttırmaktadır. Enerji verimliliğinin bir özelliği de; enerji üretiminden doğan çevresel kirliliğin ve ekolojik dengenin bozulmasını ortadan kalkmasını sağlayan bir program olmasıdır. Enerji verimliliği tedbirleri, maliyet – etkin oldukları ve çevre korumaya yönelik ekstra maliyet getirmedikleri için çevreyi korumanın en az maliyetli yoludur.²⁰

Ülkemizin ürettiği ve tükettiği enerjinin birbirine eşit olmaması ve bu eşitsizliğin tüketim aleyhine her geçen gün biraz daha büyümesi, enerjiyi özellikle son birkaç yıldır ülkenin en önemli konulardan biri haline getirmiştir.²¹ Bu husus, enerji üretiminin ithal kaynaklara dayandırılması ile birlikte düşünüldüğünde enerjinin verimli kullanımının ne kadar önemli olduğu ortaya çıkmaktadır.

Ülkemizde enerji verimliliği konusu bugüne kadar enerji sektörünün arz politikaları arasında yer almadığı gibi enerji sektörü yatırımları arasında da sayılmamıştır. Ancak son yıllarda enerji verimliliğine yönelik, Enerji Verimliliği Kanun tasarısı gibi çalışmalar gündemdedir.²²

Enerji yoğunluğu; 1000\$'lık hasılat elde edebilmek için tüketilen TEP (Ton eşdeğeri petrol) miktarını ifade etmektedir. Enerjinin yoğunluğu ne

²⁰ KAYNAK,Serdar,Ö. , **a.g.e**, s. 513

²¹ ERGÜN,Serdal, “Türkiye Enerji (Elektrik, Gaz, Su) Sektöründe Verimlilik Göstergeleri”, TMMOB,EMO, **a.g.e**, s. 537

²² KAYNAK,Serdar,Ö., **a.g.e**, s. 513

kadar düşükse, o ülkede birim hasılat üretmek için o kadar az enerji harcanıyor demektir, bu da enerjinin verimli kullanıldığının göstergesidir. Bir ülkede gelişmişlik düzeyini, kişi başına enerji tüketiminin yüksekliği; enerji yoğunluğunun ise düşüklüğü göstermektedir.²³

Tablo 4-11 Bazı Ülkelerdeki Enerji Tüketimi ve Yoğunlukları

Ülkeler	Nüfus (milyon)	Tüketilen Enerji (M TEP)	Kişi Başına Ener. Tük. (KEP)	GSYİH milyar -\$	Enerji Yoğ. TEP/Bin\$
ABD	258.9	2281.4	7.979	8.977,8	0,25
Almanya	82.3	351.1	4.264	2.703,3	0,13
Arjantin	37.5	57.6	1.536	280	0,21
Avustralya	19.5	115.6	5.939	468	0,25
İngiltere	58.8	235.2	4.000	1.334,8	0,18
Brezilya	172.4	185.1	1.074	798,8	0,23
Fransa	60.9	265.6	4.360	1.804,9	0,15
Hindistan	1032.4	531.5	0.515	492,5	1,08
İsrail	6.4	21.2	3.332	105,5	0,20
İsveç	8.9	51.1	5.736	294	0,17
İtalya	57.9	172	2.969	1.225,3	0,14
Japonya	127.2	520.7	4,093	5.647,7	0,09
Kanada	31.1	248.2	7.985	717,4	0,35
Meksika	99.1	152.3	1.536	371,9	0,41
Rusya	144.8	621.4	4.293	377,6	1,65
Yunanistan	11	28.7	2.619	144,8	0,20
Türkiye	68.6	72.5	1.056	190,3	0,38

Kaynak: IEA(International Energy Agency) 2003

²³ KAYNAK,Serdar, Ö., a.g.e, s. 514,515

Milli Prodüktivite Merkezi tarafından 1994-2001 yıllarını kapsayan enerji sektöründe verimlilik düzeylerine ilişkin çalışmada Türkiye’de doğal gaz sektöründeki verimlilik göstergeleri ile ilgili şu sonuçlara ulaşılmıştır.²⁴

Gaz dağıtımında; 1994 – 2001 arası dönemde, girdinin %329,3 oranında, çıktının %348,9 oranında, katma değer %395,4 oranında, ücretin %30,7 oranında, istihdamın %115,7 oranında, istihdam verimliliğinin %108,1 oranında, rekabet gücünün %279,1 oranında arttığı; buna karşılık çalışan kişi başına ücretin %39,4 oranında ve ücretin girdideki payının % 69,6 oranında azaldığı görülmektedir.²⁵

²⁴ ERGÜN, Serdal, **a.g.e**, s. 537-543

²⁵ Girdi, ürünün üretilmesinde harcanan tüm giderleri; çıktı, satışlar ve başkalarına yapılan hizmetler karşılığında elde edilen ve yıl sonu stok/mamül ve yarı mamül değerini, yıl içinde dışarıya satılan ürün değeri ile kendi personeli tarafından yapılan sabit kıymetler üretim değeri toplamından yılbaşı stok(mamül ve yarı mamül) değerinin çıkarılması ile elde edilen gelirleri; istihdam verimliliği, dönem içerisinde çıktı/çalışan işçi sayısını; rekabet gücü, dönem içerisinde katma değer/ücretleri; çalışan kişi başına ücret, dönem içerisinde ücret/çalışan işçi sayısını; ücretin girdideki payı; dönem içerisinde ücret/girdi x100 değerlerini ifade etmektedir.

Tablo 4-12-13 Gaz Dağıtımı Girdi, Çıktı, Katma Değer, Ücret, İstihdam, İşçi-saat ve Verimlilik Göstergeleri İndeksi (1994-2001 dönemi)

Yıllar	GİRDİ (.000.000TL) 1994 YILI FİYATLA- RILYLA	ÇIKTI (.000.000TL)) 1994 YILI FİYATLA- RILYLA	KATMA DEĞER (.000.000TL) 1994 YILI FİYATLA- RILYLA	ÜCRET (.000.000TL)) 1994 YILI FİYATLA- RILYLA	İŞÇİ SAAT	İSTİH DAM KİŞİ	İŞGÜCÜ VERİMLİLİĞİ		ÇALIŞA N KİŞİ BAŞINA ÜCRET	ÇALIŞIL AN İŞÇİ SAAT BAŞINA ÜCRET	ÜCRETİ N GİRDİDE Kİ PAYI %	İŞGÜCÜ MALİYETİ REKABET GÜCÜ KATMA DEĞER/ ÜCRELER
							ÇIKTI/ İSTİHDA M	ÇIKTI/ İŞÇİ SAAT				
1994	2.697.392,0	3.828.413,6	1.131.021,6	732.623,8	335.360	1.523	2.513,7	11,416	475,1	2,158	26,827	1,563
1995	5.103.654,6	6.616.532,1	1.512.877,4	564.448,6		2,978	2,221,8		189,5		11,060	2,680
1996	6.338.526,0	10.958.325,6	4.569.799,6	750.757,9		1,944	5.637,0		386,2		11,752	6,087
1997	10.078.492,1	15.759.377,9	5.680.885,7	819.738,4		2,362	6.672,0		347,1		8,134	6,930
1998	10.045.589,6	15.355.554,2	5.309.964,6	1.236.874,8		3,037	5.056,2		407,3		12,313	4,293
1999	11.393.112,4	14.272.048,1	2.878.935,7	1.297.756,8		3,481	4.100,0		372,8		11,391	2,218
2000	11.878.115,0	18.930.499,3	7.052.384,3	1.109.238,9		3,333	5.679,7		332,8		9,339	6,358
2001	11.581.030,7	17.183.897,6	5.602.866,9	945.554,1		3,285	5.231,0		287,8		8,165	5,925

Yıllar	GİRDİ	ÇIKTI	KATMA DEĞER	ÜCRET	İŞÇİ SAAT	İSTİHDAM	İŞGÜCÜ VERİMLİLİĞİ		ÇALIŞAN KİŞİ BAŞINA ÜCRET	ÇALIŞILAN İŞÇİ SAAT BAŞINA ÜCRET	ÜCRETİN GİRDİDEKİ PAYI %	İŞGÜCÜ MALİYETİ REKABET GÜCÜ KATMA DEĞER/ ÜCRELER
							ÇIKTI/ İSTİHDAM	ÇIKTI/ İŞÇİ SAAT				
1994	100,0	100,0	100,0	100,0	100	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1995	189,2	172,8	133,8	78,0		195,5	88,4		39,9		41,2	171,5
1996	236,8	286,2	404,0	103,7		127,6	224,2		81,3		43,8	389,4
1997	373,6	411,6	502,3	113,3		155,1	265,4		73,0		30,3	443,4
1998	372,4	401,1	469,5	170,9		199,4	201,1		85,7		45,9	274,7
1999	422,4	372,8	254,5	179,3		228,6	163,1		78,5		42,5	141,9
2000	440,4	494,5	623,5	153,3		218,8	225,9		70,0		34,8	406,8
2001	429,3	448,9	495,4	130,7		215,7	208,1		60,6		30,4	379,1

Kaynak : Tablo 4-14 ve 4-15 ERGÜN,Serdar, TMMOB, EMO, a.g.e, s. 553,554

ETKB'nin 2005 yılı istatistiklerine göre Türkiye'de 1994 yılı toplam doğal gaz tüketimi 5408 milyon m³ tür. 2001 yılında tüketim 16,339 milyon m³ ulaşmıştır. 1994 yılında elektrik enerjisi üretiminde doğal gazın payı %13,54 iken 2001 yılında bu oran %24,98'e çıkmıştır. Tablo 2-8'de görüldüğü üzere, yıllar itibariyle doğal gaz satışlarının çok büyük bir bölümü elektrik sektörüne yapılmaktadır. Bu durum, doğal gazın etkin kullanılması açısından irdelenmelidir.

Tablo 4-14 Ülkemizdeki termik santrallerin kurulu güç bakımından karşılaştırılması

Yıllar	Linyit (MW)	Linyit Payı (%)	Doğal Gaz (MW)	Doğal gaz payı (%)	Yıllar	Linyit (MW)	Linyit Payı (%)	Doğal Gaz (MW)	Doğal gaz payı (%)
1984	2359,3	27,88	0,0	0,0	1995	6047,9	28,86	2883,9	13,76
1985	2864,3	31,40	100,0	1,10	1996	6047,9	28,46	3051,2	14,36
1986	3579,3	35,39	400,0	3,95	1997	6047,9	27,63	3490,4	15,94
1987	4434,3	35,49	800,0	6,40	1998	6213,9	26,61	4047,1	17,33
1988	4434,3	30,54	1555,2	10,71	1999	6351,9	24,32	4958,8	18,99
1989	4713,7	29,82	2035,8	12,88	2000	6508,9	23,87	4904,5	17,99
1990	4874,1	29,87	2210,0	13,54	2001	6412,0	22,64	7074,4	24,98
1991	5040,9	29,29	2555,4	14,85	2002	6412,0	19,27	11249,6	33,81
1992	5405,1	28,88	2591,7	13,85	2003	6438,9	16,8	11974,7	33,6
1993	5608,8	27,58	2700,5	13,28	2004	6450,8	17,5	12798,4	34,7
1994	5818,8	27,89	2823,9	13,54	2005	7130,8	18,4	13745,2	34,4

Kaynak: TMMOB,MMO, **a.g.e**, s. 26

Bununla beraber yedi yıllık dönemi kapsayan süreçte girdinin %329,3 oranında artmış olması doğal gazın verimli bir şekilde kullanılmadığının göstergesidir. Ayrıca, elektrik üretiminde doğal gazın payının sürekli artmasına rağmen; elektrik üretiminden kaynaklanan CO₂ emisyonlarının 1990'da 30,3 milyon ton iken, 2000'de 77,9 milyon tona ulaşması da bunu doğrulamaktadır.

Tablo 4-15 Elektrik Üretiminden Kaynaklanan CO₂ Emisyonları

YILLAR	CO ₂ * (Milyon Ton)	CO ₂ /GSYİH (Ton/1000 ABD\$)	CO ₂ /EL.ÜRET. (g/Kw- saat)
1990	30,3	0,20	527
1995	43,9	0,26	509
2000	77,9	0,33	580
2005	128,9	0,38	646
2010	190,1	0,38	656

Kaynak: *DİE ve TÜZÜNER,A.S, DEK/TMK a.g.e, s.302

Enerjinin verimli kullanımı enerji üretiminin çevreye en az zararı vermesini gerektirir. Bu nedenle dünyada ve ülkemizde artan enerji talebini kısıtlı olan enerji kaynakları ile karşılamak amaçlanırken, bir taraftan da çevreye verilen tahribatın en aza indirilmesi hedeflenmiştir. Ülkemizde çevre ile ilgili ilk yasal düzenleme 09.08.1983 tarihinde yürürlüğe giren Çevre Kanunu'dur. Ayrıca Kanun'un yayımından sonraki tarihlerde yürürlüğe giren çeşitli yönetmeliklerde bulunmaktadır. Bunlar; Çevresel Etki Değerleme (ÇED) Yönetmeliği, Hava Kalitesinin Korunması Yönetmeliği, Zararlı Kimyasal Madde ve Ürünlerin Kontrolü Yönetmeliği, Tehlikeli Atıkların Kontrolü Yönetmeliği, Umumi Hıfzısıhha Yönetmeliği, Gayri Sıhhi Müesseseler Yönetmeliği'dir.

Doğal gazın çevresel etkileri diğer yakıtlarla mukayese edildiğinde CO₂ ve S emisyonunun petrol ve kömüre göre daha düşük olduğu görülmektedir.

Tablo 4-16 Yakıt CO₂ ve SO₂ Emisyonu ve Enerji Sosyal Maliyeti

Yakıt Tipi	CO ₂ , g/kwh	S ₂ , g/kwh	Sosyal Maliyet cent/kwh
Fosil, Kömür	1000	11	2,34
Fosil, Petrol	850	11	1,67
Fosil, Doğal Gaz	550	0,005	0,78
Jeotermal, Buhar	96	6	1,0
Jeotermal, Kuru Sıcak Kaya	11	0	-

Kaynak: KREİTH,F.(1992) Integrated Resource Planning, 2nd World Renewable Energy Congress, Vol 5, 13-18 Sept.

Doğal gazın elektrik üretiminde kullanılması sırasındaki çevresel etkilere bakıldığında ise; doğal gaz kombine çevrim santrallerinde yanma sıcaklığının ve yanma sırasında kullanılan hava miktarının yüksek olması nedenleri ile NO_x oluşumunun yüksek olabildiği görülmektedir. Ancak, özel yakma sistemleri kullanılarak yakıt/hava oranı kontrol altına alınabilmekte ve NO_x oluşumu istenilen düzeyde tutulabilmektedir.²⁶

Doğal gazlı santrallerle mukayese yapabilmek açısından yerli linyitlerle çalışan termik santrallerin ve yenilenebilir enerji kaynaklarının çevresel etkilerini maddeler halinde şu şekilde sıralayabiliriz.²⁷

* Yerli linyitlerimizin kükürt emisyonları yüksektir ve ısı değerleri de düşüktür. Kükürt emisyonlarının çevre üzerinde yarattığı olumsuz etkileri azaltmak için linyite dayalı ve konvansiyonel teknoloji ile test edilmiş bulunan, mevcut termik santrallere Baca Gazi Desülfürizasyon (BGD) tesislerinin kurulması zorunlu olmaktadır. Bu husus yatırım maliyetini artırmakta ve dolayısıyla elektrik fiyatını yukarıya çekmektedir.

²⁶ DPT, Elektrik Özel, s. 9 -2

²⁷ DPT, Elektrik Özel, s. 9-1, 9-7

Ülkemizdeki linyite dayalı termik santrallerde kullanılan linyitlerin, kül ergime sıcaklıklarının düşük olması ve yanma odası sıcaklığının düşük olması nedeniyle düşük miktarda NO_x oluşmakta ve Hava Kalitesinin Korunması Yönetmeliği ile belirlenen sınır değerlerinin altında kalınmaktadır.

Termik santrallerde kullanılan kömürlerin kül içeriklerinin yüksek olmasından dolayı kömüre dayalı tüm santrallerde elektrofiltreler kullanılmaktadır. Yeni santrallerde elektrofiltre verimliliği değeri %99,9 dur. Eski santrallerde ise HKKY'de belirlenen toz emisyon sınırlarının aşılması için rehabilitasyon çalışmaları yapılmaktadır. Bu unsurlar kömüre dayalı termik santrallerde işletme ve bakım maliyetlerini artırmaktadır.

* Hidrolik santrallerin çevreye etkileri incelendiğinde; hem olumlu hem de olumsuz etkilerinin olduğu görülmektedir. Gerek enerji, gerekse çok amaçlı HES'lerin taşkın koruma, çevre ziraatını geliştirme, balıkçılığı destekleme, ağaçlandırma ile çevrenin estetik kalitesini ve mansapta su kalitesini yükseltme gibi olumlu etkileri vardır.

Üretime geçen büyük HES'lerin su toplama (baraj) kısmı çevresel etkiler yaratır. Küçük HES'lerde bu olay ile karşılaşılmamaktadır.

Hidrolik enerjinin mikroklimatik, hidrolojik ve biyolojik çevresel etkileri vardır. Baraj gölünün geniş yüzey alanı, buharlaşmayı arttırmakta, tarım arazilerinde tuzlanma ve çoraklaşma olmakta, sudan kaynaklanan paraziter hastalıklar artmakta, rezervuar altında kalacak bitki ve ağaçların kesilip temizlenmemesi ile denge oluşuncaya kadar başlangıçta birkaç yıl su kalitesi negatif yönden etkilenmektedir. Hidrolojik rejimde değişiklik olmakta, zorunlu göç yaşanabilmektedir. Sıcaklık, yağış, rüzgar, rejimleri değişmekte, yöredeki doğal bitki örtüsü ile su ve kara canlıları yaşam alanında değişiklik olmakta yaşama adapte olabilen türler varlıklarını sürdürmektedirler. Akarsuyun akış rejimini ve fizikokimyasal parametrelerin değişmesi yeni hidrolojik etkiler oluşturmaktadır. Doğal fay hareketlerini etkileyerek deprem oluşum riskini

artırmaktadır. Ayrıca yöredeki, tabiat ve tarih varlıklarının korunmaması sonucu, kültürel değerlerin kaybı da söz konusu olabilmektedir.

* Jeotermal enerjinin aranması aşamasında çevreyi en çok etkileyebilecek husus, sondaj çalışması sırasında olabilmektedir; ancak alınan tedbirlerle bu olumsuzlukları bertaraf etmek mümkündür.

Jeotermal akışkan korozyonu ve kireçlenmeye sebep olabileceği, içerdiği bor yüzünden tarımsal sulamaya uygun olmadığı, yapısındaki karbondioksit ve hidrojen sülfür gibi gazların açığa çıktığı bilindiğinden, Jeotermal enerji uygulamalarında bazı teknolojik önlemlerin alınması gerekmektedir. Hem rezervuar parametrelerinin korunması, hem de Jeotermal suyun ve gazların çevreye zarar vermesinin önlenmesi için, yasalarla zorunlu hale getirilmiş olan reenjeksiyon (akışkanı yeraltına geri verme) uygulanmaktadır.

Jeotermal sular bor, civa ve diğer ağır metalleri (kurşun, kadminyum vb.) içerirler. Böyle bir suyun dışarıya atımı canlı varlıklar açısından tehlikelidir. Ayrıca jeotermal enerji kullanımı sırasında gürültü kirliliği ortaya çıkmaktadır. Başlıca gürültü odakları; sondaj (özellikle havayla) ve buharın atmosfere açılmasıdır. Yine jeotermal enerji kullanımında atık ısının bulut oluşumunu önleme hatta yerel iklimi değiştirebilme ihtimali vardır. Buna ilave olarak; reenjeksiyon uygulaması sırasında (çekilen suyun yeraltına tekrar pompalanmasında) deprem oluşum riski artabilir ve göçük tehlikesi ortaya çıkabilmektedir.²⁸

Tablo 4-16'dan da görüleceği üzere jeotermal enerjinin kullanımı CO₂ ve SO₂ emisyonu doğal gaza göre düşük iken, sosyal maliyeti doğal gaz kullanımının üzerindedir.

²⁸ SERPEN, Umran, "Türkiye'de Jeotermal Enerjinin Çevreyle Uyumlu Kullanımı", **DEK/TMK, Türkiye 8. Enerji Konferansı, 21. Yüzyılda Sürdürülebilir Kalkınma İçin Enerji ve Teknoloji**, 2. Cilt, 2000, Ankara, s. 288-302

* Rüzgar tarlalarının geniş alan istemesi sorun gibi gözükmemektedir. Ancak rüzgar türbinleri arazinin %1-2'sini kaplamakta olduğundan ve türbinlerin aralarında tarım yapılabildiğinden arazi kaybı söz konusu değildir.

Rüzgar santrallerinin görsel ve estetik kirliliği, gürültü yapması, kuş ölümlerine neden olması, gerek radyo gerekse TV alıcılarında parazitler oluşturması (2-3 km'lik alan içinde) gibi olumsuz çevre etkilerinden söz edilebilmektedir.

* Güneş enerjisinin kullanım biçimine göre çevre etki ve sorunları değişik olmaktadır. Görüntü kirliliği oluşabilmekte, çevrim verimliliğinin düşük olması nedeniyle büyük alan gerekmektedir. Güneş santrallerinin şebekeye uzaklığı önemlidir. Birkaç km'den sonra uygulamalar zorlaşır. Santrallerin emre amadeliği güneşli günlerle sınırlı olmaktadır.

* Biokütle enerji kullanımı sırasında; çöp vb. bazı atıkların yakılması sonucu ortaya çıkan atıklar Tehlikeli Atıkların Kontrolü Yönetmeliği kapsamına girmekte ve bazı çevresel önlemlerin alınmasını gerektirmektedir. Diğer taraftan, depolanması ile geçici görsel çevre kirliliği yaratabilen bu tür kaynaklar, enerji kaynağı olarak kullanılması sonucu bertaraf edilmektedir.

4.6 ALTERNATİF POLİTİKALAR

Günümüzde dünya birincil enerji tüketimi içerisinde fosil yakıtlar %88'lik bir paya sahip bulunmaktadır. 2004 yılı itibariyle dünya birincil enerji tüketimi içerisinde en büyük pay %37 ile petrole ait olurken, bunu %27 ile kömür ve %24 ile doğal gaz takip etmiştir. Türkiye'de ise fosil yakıtların birincil enerji tüketimi içerisindeki payı %87'dir.²⁹

²⁹ PAMİR, Necdet, **a.g.e.**, s. 68,69

Ülkemizde birincil enerji tüketiminin 2002 yılında ancak %31³⁰, 2003 yılında ise sadece %28 yerli kaynaklar ile karşılanabilmiştir. Bu oranın 2010 yılında %29, 2020 yılında ise %30'a ulaşması beklenmektedir.³¹

Yıllar itibariyle birincil enerji kaynakları tüketim ve üretim sırasıyla Tablo 4-17 ve 4-18'de gösterilmiştir.

³⁰ GÜLER, Mehmet Hilmi Dr., **a.g.e.**, Türkiye Enerji Yılıhğı 2004, s. 7

³¹ GÜLER, Mehmet Hilmi Dr., **a.g.e.** Türkiye Enerji Yılıhğı 2005, s. 7

Tablo 4-17 Türkiye’de Birincil Enerji Kaynakları Tüketimi (orijinal birimler)

							JEOTERMAL					HAYVAN VE	ELEKTRİK	ELEKTRİK	
	TAŞKÖMÜRÜ	LİNYİT	ASFALTİT	PETROL	DOĞAL GAZ	HİDROLİK	ELEKTRİK	ISI	RÜZGAR	GÜNEŞ	ODUN	BİTKİ ART.	İTHALATI	İHRACATI	TOPLAM
YILLAR	(BinTon)	(BinTon)	(BinTon)	(BinTon)	(10 ⁶ m ³)	(GWh)	(GWh)	(BinTep)	(GWh)	(BinTep)	(BinTon)	(BinTon)	(GWh)	(GWh)	(BinTep)
1970	4727	5772	36	7579		3033		23			12816	9253			18872
1971	4651	6376	23	8819		2610		38			12189	9316			20088
1972	4638	7355	168	10215		3204		38			13503	9514			22411
1973	4595	7642	290	11995		2603		48			13847	9807			24512
1974	5031	8188	394	12132		3356		50			14500	10088			25535
1975	4959	8973	456	13503		5904		56			14562	10495	96		27437
1976	5005	10998	443	14992	15	8375		58			14734	11002	332		29695
1977	5057	11675	434	17230	18	8572		58			14989	11276	492		32454
1978	4696	13235	297	17010	22	9335		60			15248	11750	621		32571
1979	4898	13882	203	14796	34	10289		60			15506	12258	1044		30708
1980	4630	15243	558	15309	23	11348		60			15765	12839	1341		31973
1981	4522	16179	560	15090	16	12616		60			16023	12689	1616		32049
1982	5044	17716	861	16127	45	14167		82			16760	12607	1773		34388
1983	5336	20663	750	16705	8	11343		100			17086	12748	2221		35697
1984	5678	25632	225	16990	40	13426	22	178			17256	11978	2653		37425
1985	6189	34767	523	17270	68	12045	6	232			17368	11039	2142		39399
1986	6545	42354	607	18688	457	11873	44	304		5	17570	11343	777		42472
1987	7220	40653	631	21239	735	18618	58	324		10	17693	11059	572		46883
1988	7525	33080	624	21302	1225	28950	68	340		13	17711	10987	381		47910
1989	6825	47557	409	21732	3162	17940	63	342		19	17815	10885	559		50705
1990	8191	45891	287	22700	3418	23148	80	364		28	17870	8030	176	-907	52987
1991	8824	48851	139	22113	4205	22683	81	365		41	17970	7918	759	-506	54278
1992	8841	50659	197	23660	4612	26568	70	388		60	18070	7772	189	-314	56684
1993	8544	46086	102	27037	5088	33951	78	400		88	18171	7377	213	-589	60265

Tablo 4-17 Devam															
							JEOTERMAL								
YILLAR	TAŞKÖMÜRÜ (BinTon)	LİNYİT (BinTon)	ASFALTİT (BinTon)	PETROL (BinTon)	DOĞAL GAZ (10 ⁶ m ³)	HİDROLİK (GWh)	ELEKTRİK (GWh)	ISI (BinTep)	RÜZGAR (GWh)	GÜNEŞ (BinTep)	ODUN (BinTon)	HAYVAN VE BİTKİ ART. (BinTon)	ELEKTRİK İTHALATI (GWh)	ELEKTRİK İHRACATI (GWh)	TOPLAM (BinTep)
1994	8192	51178	0	25859	5408	30586	79	415		129	18272	7074	31	-570	59127
1995	8548	52405	66	27918	6937	35541	86	437		143	18374	6765	0	-696	63679
1996	10892	54961	34	29604	8114	40475	84	471		159	18374	6666	270	-343	69862
1997	12537	59474	29	29176	10072	39816	83	531		179	18374	6575	2492	-271	73779
1998	13146	64504	23	29022	10648	42229	85	582	6	210	18374	6396	3299	-298	74709
1999	11362	64049	29	28862	12902	34678	81	618	21	236	17642	6184	2330	-285	74275
2000	15525	64384	22	31072	15086	30879	76	648	33	262	16938	5981	3791	-437	80500
2001	11176	61010	31	29661	16339	24010	90	687	62	287	16263	5790	4579	-433	75402
2002	18830	52039	5	29776	17694	33684	105	730	48	318	15614	5609	3588	-435	78331
2003	17535	46051	336	30669	21374	35330	89	784	61	350	14991	5439	1158	-588	83826
2004	18904	44823	722	31729	22446	46084	93	811	58	375	14393	5278	464	-1144	87818
2005*	19421	56577	738	30016	27314	39561	94	926	59	385	13819	5127	636	-1798	91576

Kaynak: ETKB istatistikleri

Tablo 4-18 Birincil Enerji Kaynakları Üretimi (Orjinal Birimler)

							JEOTERMAL						
	TAŞKÖMÜRÜ	LİNYİT	ASFALTİT	PETROL	DOĞAL GAZ	HİDROLİK	ELEKTRİK	ISI	RÜZGAR	GÜNEŞ	ODUN	HAYVAN VE BİTKİ ART	TOPLAM
YILLAR	(BinTon)	(BinTon)	(BinTon)	(BinTon)	(10 ⁶ m ³)	(GWh)	(GWh)	(BinTep)	(GWh)	(BinTep)	(BinTon)	(BinTon)	(BinTep)
1970	4573	5782	36	3542		3033		23			12816	9253	14516
1971	4639	6222	23	3452		2610		38			12189	9316	14393
1972	4641	7342	168	3388		3204		38			13503	9514	15216
1973	4642	7754	289	3511		2603		48			13847	9807	15650
1974	4965	8354	394	3309		3356		50			14500	10088	16188
1975	4813	9150	456	3095		5904		56			14562	10495	16473
1976	4632	11146	443	2595	15	8375		58			14734	11002	16488
1977	4405	12176	434	2713	18	8572		58			14989	11276	16893
1978	4295	15122	297	2736	22	9335		60			15248	11750	17838
1979	4051	13127	203	2831	34	10289		60			15506	12258	17321
1980	3598	14469	558	2330	23	11348		60			15765	12839	17358
1981	3970	16476	560	2363	16	12616		60			16023	12689	18299
1982	4008	17804	860	2333	45	14167		82			16760	12607	19186
1983	3539	20956	750	2203	8	11343		100			17086	12748	19313
1984	3632	26115	225	2087	40	13426	22	178			17256	11978	20322
1985	3605	35869	523	2110	68	12045	6	232			17368	11039	21935
1986	3526	42284	607	2394	457	11873	44	304		5	17570	11343	23538
1987	3461	42896	631	2630	297	18618	58	324		10	17693	11059	25077
1988	3256	35338	624	2564	99	28950	68	340		13	17711	10987	24607
1989	3038	48762	416	2876	174	17940	63	342		19	17815	10885	25754
1990	2745	44407	276	3717	212	23148	80	364		28	17870	8030	25478
1991	2762	43207	139	4451	203	22683	81	365		41	17970	7918	25501

Tablo 4-18 Devam

							JEOTERMAL						
	TAŞKÖMÜRÜ	LİNYİT	ASFALTİT	PETROL	DOĞAL GAZ	HİDROLİK	ELEKTRİK	ISI	RÜZGAR	GÜNEŞ	ODUN	HAYVAN VE BİTKİ ART	TOPLAM
YILLAR	(BinTon)	(BinTon)	(BinTon)	(BinTon)	(10 ⁶ m ³)	(GWh)	(GWh)	(BinTep)	(GWh)	(BinTep)	(BinTon)	(BinTon)	(BinTep)
1992	2830	48388	213	4281	198	26568	70	388		60	18070	7772	26794
1993	2789	45685	86	3892	200	33951	78	400		88	18171	7377	26441
1994	2839	51533		3687	200	30586	79	415		129	18272	7074	26511
1995	2248	52758	67	3516	182	35541	86	437		143	18374	6765	26719
1996	2441	53888	34	3500	206	40475	84	471		159	18374	6666	27386
1997	2513	57387	29	3457	253	39816	83	531		179	18374	6575	28209
1998	2156	65204	23	3224	565	42229	85	582	6	210	18374	6396	29324
1999	1990	65019	29	2940	731	34678	81	618	21	236	17642	6184	27659
2000	2392	60854	22	2749	639	30879	76	648	33	262	16938	5981	26047
2001	2494	59572	31	2551	312	24010	90	687	62	287	16263	5790	24576
2002	2319	51660	5	2420	378	33684	105	730	48	318	15614	5609	24259
2003	2059	46168	336	2375	561	35330	89	784	61	350	14991	5439	23783
2004	1946	43709	722	2276	708	46084	93	811	58	375	14393	5278	24332
2005*	2170	55282	888	2281	980	39561	94	926	59	385	13819	5127	25185

Kaynak: ETKB İstatistikleri

2003 yılı itibariyle genel enerji tüketimi içerisinde en büyük pay %38 ile petrole ait olmuş, bunu %27 ile kömür ve %23 ile doğal gaz, geri kalan %12 lik bölümü ise hidrolikte dahil olmak üzere yenilenebilir enerji kaynakları izlemiştir.³²

Ülkemizin mevcut elektrik enerjisi üretim kompozisyonunun 2002 yılı yakıtlar bazındaki payını doğal gaz için %41, hidrolik için %26, kömür için %25 ve geri kalan %8'lik payı ise petrol ağırlıklıdır. Avrupa ülkelerinde bu oran doğal gaz %20, hidrolik %20, kömür %25, nükleer %20 ve rüzgar, jeotermal ve güneş %15 olarak yer almaktadır.³³

Elektrik üretiminde kullanılabilecek linyitten elde edilebilecek elektrik enerjisi potansiyeli toplam 120 milyar kwh civarında olup, halen bunun 42 milyar kwh lık (%35 lik) kısmı değerlendirilmiş durumdadır.³⁴

Uluslararası Enerji Ajansı 2005 yılı verilerine göre; 2003 yılında dünya elektrik enerjisi üretiminde kömür %40,1 paya sahip bulunmaktadır.³⁵ Kömür rezervleri bakımından en zengin 20 ülkenin elektrik üretimindeki kömür kullanımı ise ortalama %46 düzeyindedir. Bu ülkelerdeki elektrik üretiminde kömür kullanım payları 2002 yılı itibariyle, Polonya'da %94, Güney Afrika Cumhuriyeti'nde %92, Çin ve Avustralya'da %78, Kazakistan'da %71, Hindistan'da %70, Çek Cumhuriyetinde %67, Yunanistan'da %64, Almanya ve ABD'de %51 şeklindedir.³⁶ Ülkemizde ise 2005 yılı ilk 8 ayı itibariyle elektrik enerjisinin sadece %19,3'ü yerli kömürden üretilmiştir. Burada linyit ve taş kömürünün payları sırasıyla %17,5 ve %1,8 şeklindedir. Söz konusu dönemde Türkiye elektrik üretimin %43,5'i ithal doğalgazdan, %26,5'i hidrolik

³² GÜLER, Mehmet Hilmi Dr., **Türkiye Enerji Yıllığı 2005**, s. 7

³³ GÜLER, Mehmet Hilmi Dr., **Türkiye Enerji Yıllığı 2004**, s. 6

³⁴ GÜLER, Mehmet Hilmi Dr., **Türkiye Enerji Yıllığı 2005**, s. 7

³⁵ International Energy Agency (2005a) **Key World Energy Statistics**, s. 24

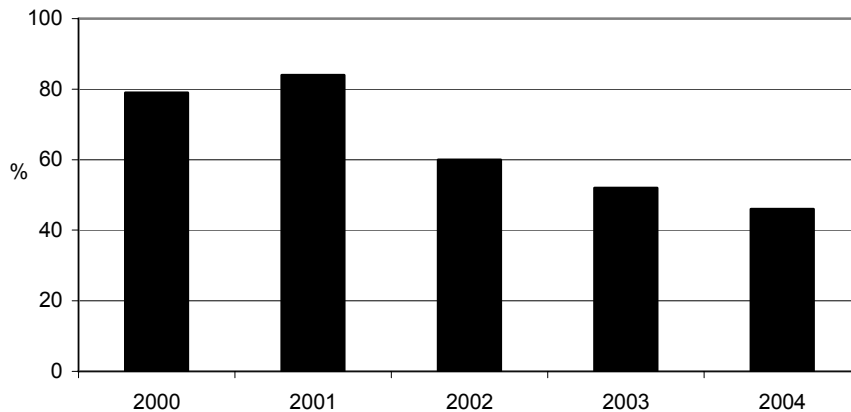
³⁶ IEA 2002 ve TAMZOK, Nejat , **a.g.e.**, s. 296

kaynaklardan, %6,2'si ithal kömürden ve %5,4'ü ise diğer kaynaklardan üretilmiştir.³⁷

Endonezya'da önemli doğal gaz rezervleri bulunmaktadır. Buna karşın doğal gaz kullanımı %22, kömür kullanımı ise %40 düzeyindedir.³⁸

1998 yılına kadar artış eğilimini sürdüren elektrik üretimi amaçlı linyit üretimi gelişim çizgisini sürdürememiş, ağırlığın ithal doğal gaza verilmesi sonucu 1999 yılından itibaren önce duraklama, daha sonra ise belirgin bir düşüş dönemine girmiştir.³⁹

Santral amaçlı linyit üretimindeki düşüşler nedeniyle, ülkemizdeki linyit işletmeleri üretim kapasitelerinin son derece altında üretim yapmak zorunda kalmakta, bu durum üretim maliyetlerini etkilemektedir. Ülkemizde, kamu ruhsatlı sahalardaki yıllık toplam 66.500.000 ton düzeyindeki linyit üretim kapasitesi kullanım oranı 2004 yılında %50'nin altına düşürülmüş bulunmaktadır. Ülkemizdeki kamu ruhsatlı alanlarda linyit üretim kapasitesi kullanım oranı aşağıdaki grafikte verilmiştir;⁴⁰



³⁷ EÜAŞ web sayfası ve TAMZOK, Nejat, **a.g.e**, aynı yerde

³⁸ IEA 2002 ve TAMZOK Nejat, **a.g.e**, s. 297

³⁹ DEK/TMK, 2003 ve TAMZOK Nejat, **a.g.e**, s. 298

⁴⁰ TAMZOK Nejat, **a.g.e**, s. 299

Bölüm 4.1 de ele alındığı ve Tablo 4-1’de gösterildiği üzere elektrik üretiminin ithal doğal gaza dayandırılması elektrik enerjisi fiyatlarını da yükseltmektedir.

Ülkemiz 8,3 milyar ton görünür linyit rezervi ile dünyada rezerv büyüklüğü bakımından 11. sıradadır. Ayrıca yıllardır ihmal edilen arama çalışmalarına hız verilerek yeni rezervler bulunma olasılığı yüksektir. Söz konusu yatakların atıl bekletilerek elektrik üretiminde kullanılmaması ülkemiz sanayi sektörünün gelişmesi bakımından son derece sakıncalıdır. Türkiye’de yerli kömürün elektrik enerjisi üretimindeki payı 1998 yılındaki %40’lardan 2003 yılında %20’lerin altına düşmüştür. Tamamen yurtdışına bağımlı olduğumuz doğal gazın 1985 yılında %1 bile olmayan payı ise hızla artmaktadır. Bu durum enerjide dışa bağımlılığı arttıracak, dünyada ortaya çıkabilecek muhtemel bir enerji krizi durumunda Türkiye’nin çok büyük yaralar almasına neden olabilecektir.⁴¹

Türkiye’deki nominal dengelerin hatta makro ekonomik dengelerin bozuluş tarihini aslında 1973-74 petrol ve dolar kriziyle başlatmak yanlış olmasa gerek. Enerji üretimi yurtiçi kaynaklara dayalı ekonomilerin aksine, enerji girdilerinin büyük bir bölümünü ithalatla karşılayan bir ekonomide; enerji sorunu esasen bir dış ticaret meselesi haline geliyor. Dış ticaret hacmi GSMH’na göre küçük olan böyle bir ekonominin, enerji fiyatlarındaki değişimden önemli ölçüde etkilenmesi ise kaçınılmaz. Çünkü bu tip bir ülke, enerji fiyat artışını karşılayabilmek için ihracatını da hemen hemen aynı oranda artırmak zorunda bulunuyor. Eğer bir şekilde ihracat artışı sağlanamıyorsa, geriye sadece üç seçenek kalıyor: Enerji tüketimini kısmak, diğer ithal girdileri azaltmak ve borçlanmak... Kısa dönemde ilk ikisini gerçekleştirmek, iktisadi ve siyasi bakımdan çok güç olduğundan genelde borçlanma yolu tercih edilir. Fakat borçlanmayla tüm açığın kapatılması olanaklı değilse, ilk iki şık bir arada uygulanmaya çalışılır. Böylesi bir

⁴¹ TAMZOK, Nejat, **a.g.e.**, s. 300

durumda, ekonomide ve sanayileşme çabalarında hissedilir bir yavaşlama gözlenir ve dahası hem işsizlik hem de enflasyonla uğraşmak gerekir.⁴²

Yerli linyitlerin ısıl değerinin düşük olduğu ve yüksek miktarda kükürt içermesinden dolayı çevre kirliliğini arttıracak olduğu nedeniyle tercih edilemeyeceği ileri sürülebilir. Ancak; kömürlerin kalitesinin iyileştirilmesi mümkündür. Ülkemizde Orhaneli Termik Santralinde kullanılan kömürler, kömür zenginleştirme tekniği açısından yıkanabilir kömürlerdir. Bu kömürlerin, bir kırma- eleme- yıkama ve homojenizasyon tesisinden geçirilmesi ve bu yöntemle santral dizayn değerinde kömür elde edilmesi mümkündür. Yine Soma ve Çayırhan Termik Santrallerinde kullanılan kömürlerde kömür zenginleştirme tekniği açısından yıkanabilir kömürlerdir. Bu kömürlerinde bir yıkama ve homojenizasyon tesisinden geçirilmesi ve bu yöntemle santral dizayn değerinde kömür elde edilmesi mümkündür. Aynı şekilde, Yatağan, Yeniköy, Kemerköy Termik Santrallerinin kullandığı kömürlerin iyileştirilmesi için harmanlama/ homojenizasyon çalışması yapılması mümkündür. Ancak bu çalışma için ilgili kömür işletmesi tarafından selektif madencilik yapılması zorunludur. Burada bahsedilen iyileştirmelerin yapılması halinde kömür kalite düşüklüğü nedeniyle üretilmeyen enerjinin yaklaşık %60'ının kazanılabilmesi olası görülmektedir.⁴³ Şüphesiz bu durum enerji tasarrufu ve çevre açısından olumlu katkılar sağlayacaktır.

Kömür miktarının yetersizliği nedeniyle üretim kaybı da küçümsenemeyecek boyutlardadır. Muğla bölgesindeki santraller; Yeniköy, Yatağan ve Kemerköy, 1998'de muhtelif aralıklarda stok sahasında kömür bittiğinden devre dışı kalmıştır. Örneğin Yeniköy santralinde 1998 de kömürsüzlükten dört defa üniteler devre dışı edilmiştir.⁴⁴

⁴² PALA, Cenk, **a.g.e.**, s. 18,19

⁴³ DPT ,Elektrik Özel İhtisas Komisyonu Raporu , s. 8–2, 8-3

⁴⁴ BAŞARAN, Muzaffer, “Az Yatırımla Daha Fazla Üretim Sağlama Yolu Olarak Termik Santrallerde Rehabilitasyon” **DEK/TMK, Türkiye 8.Enerji Konferansı, 21. Yüzyılda Sürdürülebilir Kalkınma İçin Enerji ve Teknoloji, 1. Cilt**, 2000, Ankara, s. 278

Tablo 4-19 Kömür Eksikliği ve Kalitesi Nedeniyle Üretilmeyen Enerji (Milyon kWh)

Santral Adı	1994	1995	1996	1997	1998
Afşin Elbistan	747,99	1.413,24	409,79	139,52	593,57
Çatalağzı	239,44	525,22	230,12	63,87	105,45
Çayırhan	505,94	533,38	234,73	386,71	135,66
Kangal	15,79	10,86	22,71	51,41	58,99
Kemerköy	-	2.186,76	2.631,71	1.902,65	2.429,08
Orhaneli	130,37	-	29,16	189,91	122,72
Seyitömer	311,80	408,41	251,90	52,85	64,19
Soma-A	3,54	3,90	1,45	-	1,78
Soma-B	591,72	1.296,31	1.254,37	834,53	920,54
Tunçbilek	198,12	26,44	19,02	37,70	7,46
Yatağan	1.378,74	589,26	714,33	428,11	235,47
Yeniköy	400,40	350,78	351,45	341,39	568,24
TOPLAM	4.532,85	7.344,56	6.150,74	4.428,65	5.243,15

Kaynak: BAŞARAN,M.,DEK/TMK, **a.g.e**, s. 278

Taş ayıklama işlemlerinin kömür ocaklarında, kömür santrale gelmeden önce yapılması gereklidir. Çünkü 100-120 tonluk araçlar kömür santraline geldiğinde kömür taşıma sistemlerini tahrip etmektedir. Ayrıca büyük kayaçların santralde kırılması zaman aldığından, kayaç kırma işlemi sırasında ünitelere kömür verilememekte ve güç kaybı ortaya çıkmaktadır.⁴⁵

Kömür kalitesinin dizayn kömürü alt sınırının da aşağı düşmesi halinde fuel oil yakılmakta, bu durum hem üretim maliyetlerini arttırmakta hem de fuel oilin ısı değeri yüksek olmasından dolayı boru çatlaklarına sebep olmaktadır.⁴⁶

⁴⁵ BAŞARAN, Muzaffer, **a.g.e**, s. 278

⁴⁶ BAŞARAN, Muzaffer, **a.g.e**, aynı yerde

Enerji verimliliğini yükseltmek açısından değerlendirilmesi gereken diğer bir husus termik santrallerin rehabilite edilmesidir. Termik santrallerimizin çoğunun devreye girişlerinden bu yana 10-15 yıl geçmiştir. Proje, inşaat ve montaj süreleri de dikkate alınırsa proje hazırlanırken kullanılan teknolojinin 20-25 yıl öncesinin olduğu görülür. Halbuki elektrik ve elektronik teknolojilerinde çok ilerleme olmuş ve olmaktadır. Dolayısıyla sadece teknolojik ilerleme bile rehabilitasyon nedenidir. Santrallerin muhtelif kısımları rehabilite edilerek tam kapasite çalışması sağlanabilir. Diğer gelişmiş ülkelerde hem atıl kapasitenin üretime alınması hem de mevcut kapasitesinin iyileştirilmesi için çalışmalar yapılmaktadır.⁴⁷

Tablo 4-20 Türkiye'deki kömürlü termik santrallerin işletmeye alınma tarihleri

Santral Adı	Santral Kurulu Gücü	Servise Giriş Tarihi
Afşin Elbistan	4x340	23.05.1984
Çatalağzı-B	2x150	26.07.1989
Çayırhan	4x150	01.06.1987
Kangal	2x150	22.12.1989
Kemerköy	3x210	16.12.1993
Orhaneli	1x210	10.01.1992
Seyitömer	4x150	06.0.1973
Soma – A	2x22	24.07.1957
Soma – B	6x165	29.09.1981
Tunçbilek –A	2x32+1x65	15.04.1956
Tunçbilek – B	2x150	14.05.1978
Yatağan	3x210	20.10.1982
Yeniköy	2x210	17.09.1986

Kaynak:BAŞARAN,Muzaffer, DEK/TMK, **a.g.e**, s. 274

Kömür yakan termik santraller “mass production” olarak yapılmaz. Her kömüre göre ayrı bir santral projelendirilir. Kömürde dünyanın en değişken maddelerinden biridir. Dünya’da ve Türkiye’de aynı özelliklere sahip kömür bulmak neredeyse imkansızdır. Kalorifik değer, nem, kül, uçucu madde, kükürt oranları, kütledeki Cao, NO, K, Al ve diğer elementlerin oranları çok

⁴⁷ BAŞARAN, Muzaffer, **a.g.e**, s. 274

değişiktir. Ocaklar arası farklılık bir tarafa, damarlar arası farklılıklar bile vardır. Dolayısıyla santralin inşaat ve montajı tamamlanıp işletmeye alındıktan sonra bazı sorunlar çıkabilir. İşte burada yapılması gereken sorunlu kısımları iyi analiz edip; sorunlar için proje geliştirilerek uygulamaya koymaktır. Mevcut santrallerin kazanlarında(akışkan yatak teknolojisine geçilmesi), türbinlerinde, jeneratörlerinde , otomasyon sistemlerinde, rehabilitasyon yapılması ve BGD tesisi eklenmesi ile santral verimliliği arttırılabilir. Böylece daha az yakıt kullanılacak ve bir taraftan enerji maliyetleri azalırken, bir taraftan da çevre kirliliği en aza indirilebilecektir. Örneğin, Yeniköy Santrali kazanlarında yaklaşık 15 milyon Dolarlık bir rehabilitasyon yatırımıyla 60 MW elde edilebilecektir; fakat 60 MW'lık yeni bir santralin bedeli 80-100 milyon dolar civarındadır. Rehabilitasyonlar sonucu birim üretilen elektrik için tüketilen yakıt miktarı düşeceğinden elektrik üretim maliyeti düşecek, elektriğin önemli bir girdi olduğu sanayide olumlu yansımaları olacaktır.⁴⁸

Ülkemizde elektrik üretimi amaçlı üretimi devreye alınabilecek 13 sahada toplam, 3,87 milyar ton linyit rezervi bulunmaktadır. Söz konusu rezervin, toplam 9.655 MW kurulu güç yaratabilme potansiyeli vardır. Söz konusu potansiyelin kısa sürede gerçekleştirilme imkanlarının sağlanarak, linyite dayalı elektrik santrallerinin kurulu gücünün toplam 17.775 MW'a çıkarılabilmesi imkan dahilindedir. Ülkemiz toplam kurulu gücünün 2004 yılı sonu itibariyle 37.480 MW olduğu dikkate alındığında, söz konusu kapasite toplam kurulu gücün %47,5'ini oluşturacaktır.⁴⁹

⁴⁸ BAŞARAN,Muzaffer, **a.g.e.**, s. 274-282

⁴⁹ TORUN,Mehmet, TAMZOK Nejat, “Türkiye Enerji Politikaları Arasında Kömürün Önemi”, TMMOB, EMO, **a.g.e.**, s. 313, 314

Tablo 4-21 Elektrik Üretimi Amaçlı İşletmeye Alınabilecek Linyit Sahaları

Saha Adı	Rezerv (bin ton)	Kömür Tüketim Kapasitesi (bin ton/yıl)	Kurulu Güç (MW)
Çankırı - Orta	51,000	1,500	100
Bingöl – Karlıova	26,000	1,115	100
Tekirdağ – Saray	129,000	2,500	300
Adana - Tufanbeyli	214,000	7,200	600
Bursa – Keles – Davutlar	67,000	1,200	160
Bolu – Göynük	39,000	1,200	150
Şırnak – Silopi	50,000	300	100
Manisa – Eynez	100,000	3,350	600
Kütahya – Derin sahalar	100,000	2,500	300
Çayırhan 5-6	75,000	2,500	320
Elbistan	2,818,000	86,400	6,300
Konya – Ilgın	152,000	3,100	500
Adıyaman – Gölbaşı	49,000	1,400	125
Toplam	3,870,000	114,265	9,655

Kaynak: ANAÇ,S, Enerji Politikalarında Kömürün yeri, Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu internet sayfası, www.tki.gov.tr

Linyit'te benzer şekilde hidrolik potansiyelimizin de çoğu atıl durumdadır. Ekonomik olarak belirlenen 128 milyar kWh'lık Türkiye hidrolik potansiyelinin 45 milyar Kwh'lık (%35) kısmı işletme halindedir. 11 milyar Kwh'lık kısmı ise inşa halindedir.⁵⁰

TEAŞ tarafından hazırlanan Orta Dönem(2000-2006) ve Uzun Dönem (2006-2030) Enerji Üretim Planlaması Çalışmalarına göre hidroelektrik kurulu güç kapasitesinin 2020 yılında 33.092 MW'a çıkarılması öngörülmektedir. 2003 yılı itibariyle 12.251 MW'lık kurulu kapasiteden bu kapasiteye ulaşabilmesi için her yıl yaklaşık olarak 1000 MW'lık kurulu güç kapasitesinin sisteme ilave edilmesi gerekir. Hidroelektrik enerjide 2020 yılına kadar

⁵⁰ GÜLER, Mehmet Hilmi, a.g.e., Türkiye Enerji Yıllığı 2005, s. 7

planlanan hedeflere ulaşmak için elektrik nakil hatları hariç yılda yaklaşık 1,5 milyar ABD Doları, yatırım yapılması gereklidir. Ancak, hidrolik enerjide yatırımcı bir kamu kuruluşu olan DSI'nin 1985-2001 periyodunda enerji sektöründeki yatırım bütçesi 1985 yılında 501 milyon ABD Doları iken, 1996 yılında 400 milyon ABD Doları, 1997 yılında 477 milyon ABD Doları, 1999 yılında 516 milyon ABD Doları, 2000 yılında 726 milyon ABD Doları, 2001 yılında 611 milyon ABD Doları, 2002 yılında 918 milyon ABD Doları ve 2003 yılında ise 800 milyon ABD Doları'dır. Bu durumda hidroelektrik enerji alanında programlanan hedeflere yalnızca kamu bütçesinden sağlanacak kaynaklarla ulaşılması mümkün görünmemektedir.⁵¹

Hidroelektrik santraller günlük yük taleplerine kolaylıkla uyum göstererek sisteme güvenilir ve sürekli elektrik enerjisi temin ederler. HES'ler %90'ının üzerinde verime sahip olmaları sebebiyle enerji üretimindeki kayıpları minimum düzeyde tutarak işletmede büyük bir ekonomi sağlamaktadırlar. Yakıt gideri olmaması dolayısıyla ekonomik ve diğer krizlerden etkilenmezler ve böylece istikrarlı bir enerji fiyatı oluşturulmasında sigorta görevi üstlenerek ülkelerin sosyal ekonomik kalkınmasında güvenilirlik ve süreklilik sağlarlar. HES'ler CO₂ emisyonu üretmezler ve çevresel etkileri alternatif enerji kaynaklarına göre en alt düzeydedir. Tabiatı kirletici yakıt kullanılmadığından herhangi bir sera gazı emisyonu bulunmamakta ve kirlilik yaratılmaktadır. Hidroelektrik enerjide geri ödeme çok kısa süre olmaktadır. Bu süre Keban Barajı'nda 7 yıl, Karakaya Barajı'nda 4 yıl, Atatürk Barajı'nda 9 yıldır.⁵²

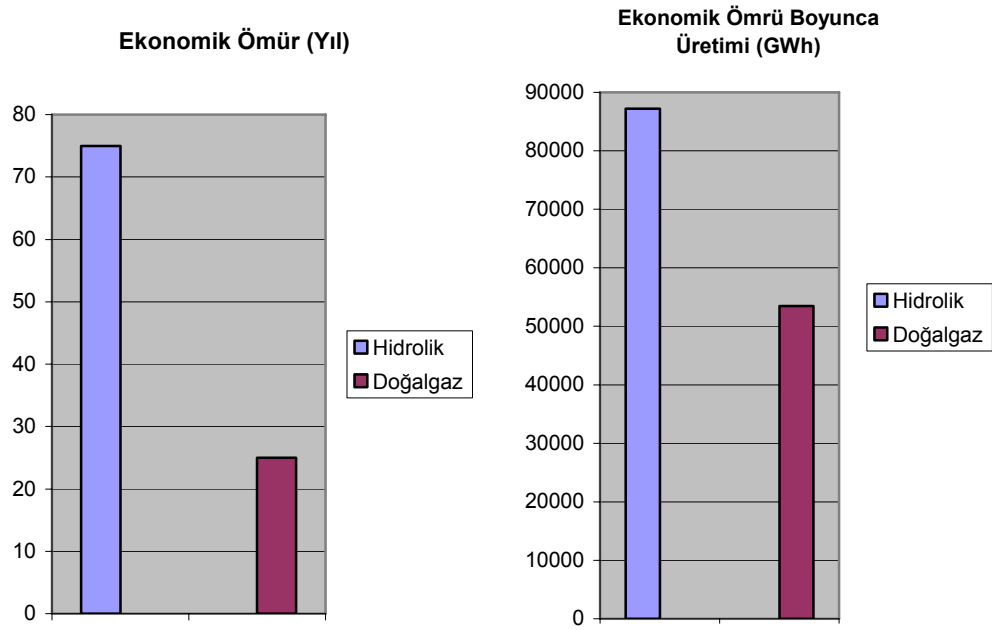
Ayrıca hidroelektrik santrallerinin ömrü diğer santrallere göre çok daha uzundur. İlk ekipmanla 75 yıl olan ömür, elektro mekanik ekipman tümüyle değiştirildiğinde, ikinci, üçüncü, dördüncü 75 yıllık periyotlarda elektrik üretmeye devam edebilirler. Yatırım bedelinin büyük bir kısmını (%70-80)

⁵¹ EROĞLU, Veysel, Prof. Dr., "Ülkemizin Hidroelektrik Üretim Potansiyeli ve Yakın Gelecekteki Önemi", **Türkiye Enerji Yılığ**, 2004, s. 22

⁵² EROĞLU, Veysel, Prof. Dr., **a.g.e.**, s. 23

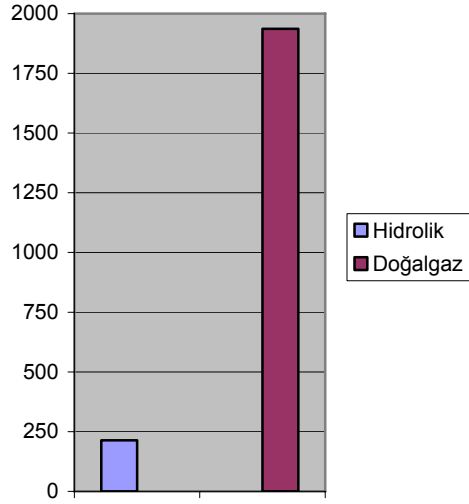
yurtiçi harcamalar oluşturur. Bu anlamda ekonomiye ve GSHM'ye katkı sağlar. HES'ler de yatırımın dışa bağımlılığı ve döviz harcaması en alt düzeydedir, diğer tüm elektrik santrallerden çok daha az yabancı kaynağa ihtiyaç duyulur. İşletme bakım gideri 20 ile 40 v/kwh düzeyindedir ve oldukça düşüktür.⁵³

Aşağıdaki tabloda ve grafiklerde 300 MW kurulu güce sahip Tipik Barajlı Hidrolik ile Kombine Çevrim Doğal Gaz Santralinin ekonomik mukayesesi verilmiştir.

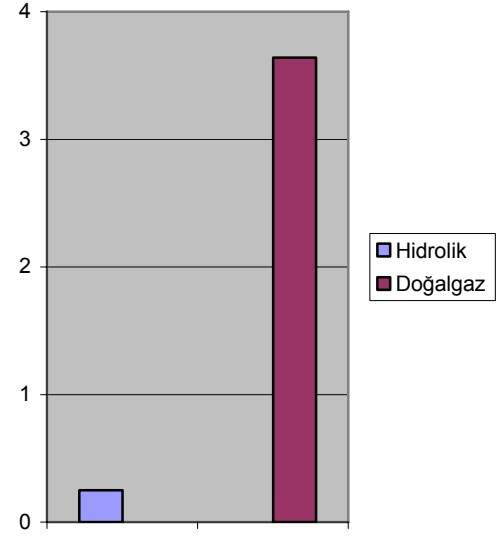


⁵³ BAKIR, N. Nadi, "Hidroelektrik Perspektifinden Türkiye ve AB Enerji Politikalarına Bakış", TMMOB, EMO, a.g.e., s. 403

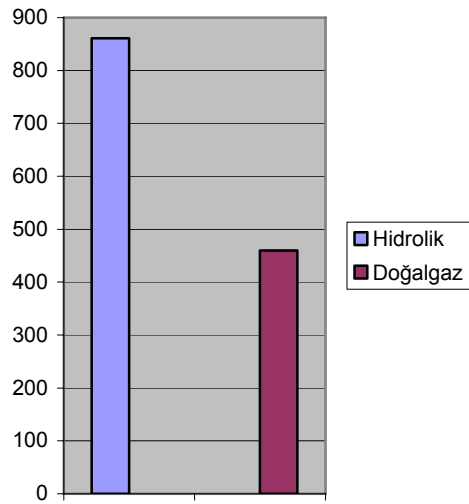
**Tpolam Yurtdışına Aktarılan
Kaynak (Milyon \$)**



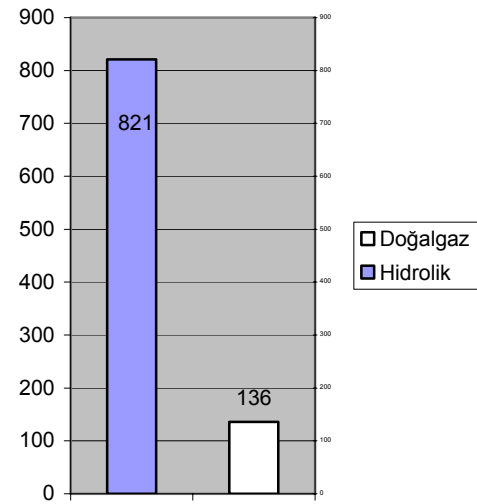
**Beher kWh Elektrik Üretimi
için Yurtdışına Aktarılan
Kaynak (cent/kWh)**



**Ekonomik Ömrü Boyunca
GSYİH'ya Katkı(Milyon \$)**



**Ekonomik Ömrü Boyunca
Devlete Geliri (Milyon \$)**



Grafik 4-1,2,3,4,5,6 Tipik Barajlı Hidrolik ve Kombine Çevrim Doğal Gaz Santrali Mukayesesi

Kaynak: BAKIR, Nadi, N., a.g.e. s. 405

Tablo 4-22 Kurulu Gücü 300 MW Olan Tipik Barajlı Hidrolik ve Kombine Çevrim Doğal Gaz Santrali Genel Ekonomik Mukayesesi

	MAX. DEĞERLER		MİN. DEĞERLER	
	Hidrolik (Barajlı)	Termik (D.gaz)	Hidrolik (Barajlı)	Termik (D.gaz)
Kurulu Güç (MW)	300	300	300	300
Elektromekanik Aksan Ekonomik Ömrü (Yıl)	75	25	75	25
Yıllık Ortalama Çalışma Süresi (saat)	3,750	6,750	4,000	7,500
TEAŞ Santrali Ort. Çalışma Süreleri	4,100	5,700	4,100	5,700
Yıllık Üretim (Gwh)	1,125	2,025	1,200	2,250
Birim Yatırım Maliyeti (\$/kW)	2,000	750	1,200	600
İlk Yatırım Tutarı (Milyon \$)	600,00	225,00	360,00	180,00
Yatırımında İthalat Oranı (%)	%30	%85	%20	%80
Yatırımının Yabancı Para Kısmı (Milyon \$)	180,00	191,25	72,00	144,00
Yatırımının Yerli Kısmı (Milyon \$)	420,00	33,75	288,00	36,00
Birim Yakıt Gideri (cent/kWh)	0,00	3,50	0,00	3,20
Birim İşletme / Bakım gideri (cent/kWh)	0,40	0,55	0,20	0,45
Yıllık Yakıt Gideri (Milyon \$)	0,00	70,88	0,00	72,00
Yıllık İşletme / Bakım gideri (Milyon \$)	4,50	11,14	2,40	10,13
Toplam Yıllık Gider (Milyon \$)	4,50	82,01	2,40	82,13
Üretilen Elektrikğin Satış Tarifesi (cent/kWh)	5,00	5,00	5,00	5,00
Yıllık Gider (Milyon \$)	56,25	101,25	60,00	112,50
Yıllık Gelir-Gider Farkı (Milyon \$)	51,75	19,24	57,60	30,38
Yıllık Amortisman (Milyon \$)	8,0	9	4,8	7,2
Faiz Yüğü (%)	%70	%70	%70	%70
Uyarlanmış Amortisman (Milyon \$)	13,6	15,3	8,16	12,24
Yıllık Net Gelir (Milyon \$)	38,15	3,94	49,44	18,14
Net Gelir/Yatırım Oranı (%)	%6,36	% 1,75	%13,73	%10,08
Yatırımın Yabancı Para Kısmı (Milyon \$)	180,00	191,25	72,00	144,00
Yurtdışına Ödenecek Faiz (Milyon \$)	126	133,875	50,4	100,8
Yatırım İçin Toplam Döviz Ödem. (Milyon \$)	306,00	325,13	122,40	244,80
Yakıt İçin Toplam Döviz Ödemesi (Milyon \$)	0,00	1,506.09	0,00	1,530.00
Ekonomik Ömrü Boyunca Üretim (Gwh)	84,375	50,625	90,000	56,250
Yatırım İçin Döviz Ödemesi (cent/kWh)	0,36	0,64	0,14	0,44
İşletme İçin Döviz Ödemesi (cent/kWh)	0,00	3,25	0,00	2,95
Dışarıya Aktarılan Kaynak (cent/kWh)	0,36	3,89	0,14	3,38
Yatırımın Yerli Para Kısmı (Milyon \$)	420,00	33,75	288,00	36,00
Yurtiçinde Ödenecek Faiz (Milyon \$)	294	23,625	201,6	25,2
Yatırımın Toplam Yerli Tutarı (Milyon \$)	714,00	57,38	489,60	61,20
Yatırım İçin Yurtiçi Harcama (cent/kWh)	0,85	0,11	0,54	0,11
İşletme İçin Yurtiçi Harcama (cent/kWh)	0,40	0,80	0,20	0,71
Toplam Yurtiçi Harcama (cent/kWh)	1,25	0,91	0,74	0,81
Toplam Birim Harcama (cent/kWh)	1,61	4,81	0,88	4,19
GSYİH'ya Katkı (Milyon \$)	1,051.50	462,38	669,60	457,76
Devletin Doğrudan Vergi Geliri (Milyon \$)	715,31	91,05	927,00	180,84
Toplam Dışarıya Aktarılan Kaynak (Milyon \$)	306,00	1,970.44	122,40	1,901.36

Kaynak: BAKIR, Nadi, N., a.g.e., s. 404

Ülkemiz, rüzgar enerjisi açısından da zengin bir potansiyele sahiptir. Türkiye, dünyada İngiltere'den sonra en büyük rüzgar enerjisi potansiyeline sahip bulunmaktadır. Ancak; rüzgar enerjisi ile ilgili çalışmalar yeterli düzeyde değildir ve rüzgar enerjisi potansiyelinin neredeyse tamamı atıl durumda bulunmaktadır.

Rüzgar enerjisi yakıt gereksinimi olmayan, çevreyi kirletmeyen, tükenmeyen bir enerji türüdür. Rüzgar enerjisi hava koşullarına ve topografik özelliklere göre farklılık göstermektedir. Son yıllarda yeni gelişmiş teknolojiler ile kurulan rüzgar santrallerinde 4,4 c/kwh'a kadar düşük maliyetlerle elektrik enerjisi elde edilebilmiştir.⁵⁴ Üç tarafı denizlerle çevrili olan ve yaklaşık 3,500 km kıyı şeridi olan Türkiye'de, özellikle Marmara kıyı şeridi ve Ege kıyı şeridinde rüzgar akımı sürekli ve düzenli olmaktadır. Bu bölgelerden başlamak üzere hızla rüzgar enerjisi yatırımlarına başlanmalıdır.⁵⁵ Rüzgar enerjisi elektrik üretiminde asli bir kaynak olmayıp tamamlayıcı kaynak olarak değerlendirilmelidir.

Ülkemiz güneş enerjisi bakımından da şanslı bir konumda yer almaktadır. Güneş enerjisi potansiyelini değerlendirmeye yönelik çalışmaların artırılması ve gerekli yatırımların yapılması enerji arz güvenliğimiz açısından olumlu katkılar sağlayacaktır. Güneş enerjisi yakıt gereksinimine ihtiyaç göstermeyen, çevre dostu bir enerji kaynağıdır.

Bugün fotovoltaik yolla elde edilen elektrik enerjisinin maliyeti 0,1 dolar/kWh düzeyindedir.⁵⁶ Ülkemiz açısından güneş enerjisi de elektrik üretiminde asli bir kaynak olmayıp tamamlayıcı bir kaynak olmalıdır.

⁵⁴ Mendilcioğlu M., Enerjinin Tasarruflu Kullanılması, Rüzgar ve Güneş Enerjileri ve Türkiye'deki Uygulamalar, **Elektrik-Elektronik-Bilgisayar Mühendisliği 7. Ulusal Kongresi**, Ankara, 1999

⁵⁵ Elektrik İşleri Etüt İderesi web sayfası, www.eie.gov.tr

⁵⁶ EİE. Web sayfası. www.eie.gov.tr.

Güneşlenme süresi uzun olan Akdeniz, Ege ve Güneydoğu Anadolu Bölgelerinde evlerde sıcak su temini için kullanımı teşvik edilmelidir. Konutlarda tüketilen enerjinin %80'i ısınmaya harcanmaktadır. Bu nedenle güneş mimarisi önemslenerek uygulanmalı, öncelikle büyük şehirlerden başlanarak yeni yapılmakta olan binalarda yönlendirme ve yalıtıma büyük önem verilmeli, ek maliyet getirmeden %30'lara varan ısı kazancı sağlayan mimari özellikler kullanılmalıdır.⁵⁷

Türkiye'nin teorik jeotermal elektrik kapasitesi 4500 MW olarak belirlenmiş, teknik potansiyeli ise 500 MW civarında tahmin edilmektedir. Ancak 2005 yılı itibarıyla Denizli'de kurulu olan jeotermal enerji kapasitesi 23 MW düzeyindedir.⁵⁸ Jeotermal enerji ile elektrik üretiminin ülkemiz açısından asli bir kaynak olmayıp tamamlayıcı bir kaynak olduğu açıktır.

Jeotermal enerjide bulunan atıl kapasitenin de elektrik üretiminde değerlendirilmesi gerekmektedir. Bunun yanında jeotermal sahalara yakın alanlarda sanayide üretim süreçlerinde ve konutlarda ısıtma ve sıcak su temini amaçlı kullanımı yaygınlaştırılmalıdır. İzlanda'da yapılan bir araştırma 1 milyon ton/yıl alümina üreten bir fabrikanın, kömürle çalıştırıldığı zaman 1,2 milyon ton/yıl, jeotermal enerjiyle çalıştırıldığında ise 200 bin ton/yıl CO₂ atmosfere bıraktığını göstermektedir.⁵⁹

Türkiye'de biokütle enerjisine de gerekli önem verilmemektedir. Biokütle ısı sağlamak, yakıt üretmek ve elektrik üretiminde kullanılabilir. Biokütle Amerika'da hidrolik enerjiden sonra ikinci sıradaki yenilenebilir enerji kaynağıdır. Hesaplar Amerika'nın enerji ihtiyacının %3'ünü biokütleden sağladığını göstermektedir.⁶⁰

⁵⁷ ENİŞ, Ahmet, **a.g.e.**, s. 205

⁵⁸ TMMOB, MMO, **a.g.e.**, s. 23

⁵⁹ Armansan, H. Kristamannsdatter H., **Geothermal Environmental Impact**, Geothermics, Vol 21, 1992

⁶⁰ ENİŞ, Ahmet, **a.g.e.**, s. 206

Türkiye’de enerji ormancılığı ve enerji tarımı hızla geliştirilmesi gereken konulardır. Enerji ormancılığı için uygun alanın yaklaşık %15’i değerlendirilmiş durumdadır, ama %85’i beklemektedir. Enerji tarımı ise hiç el atılmamış bir konudur. Ülkemizde enerji tarımına C4 tip bitkilerle ve özellikle Miscanthus ve tatlı Sorghum ile başlanmalıdır.⁶¹

Üç tarafı denizlerle çevrili olan Türkiye’de deniz kökenli yenilenebilir enerjiden de dalga konvertörleri ile yararlanılması düşünülmektedir. Bu kaynağın değerlendirilmesi için dalga rasatlarından başlanarak, teknik ve ekonomik incelemeler yapılmalıdır.⁶²

Nükleer enerji de Türkiye’nin önünde yeni bir açılım olabilir. Ülkemizde önemli miktarda toryum rezervi bulunmaktadır. Fransa bu konuda çok başarılı bir örnektir; elektrik üretiminin yaklaşık yüzde 75’ini nükleer enerjiden sağlamaktadır.

4.7 ÖNERİLER

Ülke içerisinde doğal gaz arama çalışmalarına hız verilmelidir. Bu alanda çalışmak isteyen girişimciler teşvik edilmeli ve bu çalışmalara yeterli kaynak tahsis edilmelidir.

Önümüzdeki yıllarda uluslararası piyasalarda doğal gaz tüketiminin ve stratejik öneminin giderek artacağı kabul edilerek uluslararası projelere bir devlet politikası olarak destek verilmeli ve projelerde aktif rol oynanarak Ortadoğu ve Hazar Bölgesi doğal gazının Avrupa’ya taşınmasında ekonomik ve siyasi kazanımların elde edilmesine çalışılmalıdır.

⁶¹ DPT, Elektrik Özel, s. 4-36

⁶² DPT, Elektrik Özel, s. 4-37

Doğal gaz alım – satım anlaşmalarında yer alan ülkemiz aleyhindeki hükümler anlaşmalardan kaldırılmalıdır.

Doğal gaz arz güvenliği açısından yurtdışı doğal gaz arama faaliyetlerine destek verilmeli ve teşvik edilmelidir.

Doğal gaz arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi kapsamında çalışmalar yapılmalı ve böylece doğal gazın maliyeti aşağıya çekilmelidir.

Doğal gaz talebi hava koşullarına bağlı olarak değişmektedir. Kış şartlarının ağırlığına göre doğal gaz talebi artış göstermekte yada azalmaktadır. Ayrıca doğal gaz arzı siyasal krizlerden de etkilenebilmektedir. Bu hususlar dikkate alınarak ülkedeki toplam talebi karşılayabilecek düzeyde doğal gaz depolama alanları yapılmalı ve yürütülen projeler süratle tamamlanarak işletmeye alınmalıdır.

Doğal gazın etkin ve verimli kullanılabilmesi açısından doğal gaz talep tahminlerinin dikkatle yapılması gerekmektedir.

Elektrik enerjisi üretiminde doğal gazın payı çok yüksektir. Tamamen yurtdışına bağımlı olduğumuz bu kaynağın elektrik üretiminde bu kadar yüksek bir paya sahip olması elektrik enerjisi arz güvenliğimiz açısından sakıncalıdır. Ayrıca doğal gazla çalışan YİD ve Yİ santrallerinin alım ve fiyat garantileri olduğundan, bu santraller maliyetleri doğrudan elektrik satış fiyatına yansıtılabilmektedir. Bu nedenle de elektrik fiyatı artmakta ve sanayi sektörüne ucuz elektrik enerjisi verilememektedir. Bu husus ülkemizin kalkınması açısından sakıncalıdır. Elektrik enerjisi üretiminde doğal gazın payı diğer ülkelerde olduğu gibi toplam doğal gaz tüketiminin %15-20'si seviyesine çekilmelidir. Yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik

retiminde aslı kaynak olması sağlanmalı, ikinci plana itilmemelidir. Yerli ve yenilenebilir kaynakların büyük bir kısmı atıl bırakılmıştır. Bu alanda gerekli AR-GE çalışmalarına hız verilmeli, gerekli yatırımlar yapılmalı ve bu kaynaklar ivedilikle ülke ekonomisine kazandırılmalıdır.

Ülkemizde doğal gaz piyasasının işleyişi şeffaf bir yapıya kavuşturulmalı ve doğal gaz politikalarının toplumsal uzlaşma sağlayacak şekilde meslek odaları, sivil toplum örgütleri ve devletin tüm organlarının katılımıyla belirlenmesi gerekmektedir.

Ülkemizde doğal gazın sektörel tüketiminin yoğun olarak elektrik sanayi, konut ve gübre sektörlerinde gerçekleştiği görülmektedir. Bu sektörlerden elektrik tek başına 2004, 2005 ve 2006'da toplam tüketimin %50'sinden fazlasını gerçekleştirmiştir. Bu nedenle doğal gazın sektörel tüketimi yeniden değerlendirilmeli ve gerekli düzenlemeler yapılmalıdır.

Ayrıca enerji tüketimi bölgesel olarak da bölgesel kaynaklara bağlı olarak ayarlanmalıdır. Örneğin güneşlenme süresi uzun ve yeteli olan sahalarda doğal gazla ısınma ve sıcak su temini yerine güneş kolektörlerinin kullanımı teşvik edilmelidir. Benzer uygulamalar bölgesel kaynaklara göre teşvik edilmeli ve desteklenmelidir.

Teknolojisi çok eski ve bakımsız olan linyite dayalı termik santraller rehabilite edilmelidir. Bu santrallere, çevreye en az zararı verecek şekilde, gerekli BGD tesisi sağlanmalıdır. Ayrıca atıl bulunan diğer linyit sahalarında da termik santral kurulması için gerekli yatırımlara başlanmalıdır.

Hidroelektrik potansiyelimizin %65 atıl durumdadır. Bu alanda kamu yatırımları artırılmalıdır. Özel sektör bu alana teşvik edilmelidir.

Ülkemizde çok önemli bir potansiyele sahip olan rüzgar enerjisine de gerekli önem verilmemektedir. Bu alanda gerekli AR-GE çalışmaları yapılmalı, teşvik uygulamalarına hız verilmeli ve yatırımlara hızla başlanmalıdır.

Jeotermal, biokütle, deniz kökenli yenilenebilir enerji kaynakları da elektrik üretiminde tamamlayıcı kaynaklar olarak değerlendirilmelidir. Özellikle, jeotermal enerjinin, konutlarda ısınma amaçlı kullanımı yaygınlaştırılmalıdır. Bu enerji kaynaklarının enerji politikaları belirlenirken göz ardı edilmemesi gerekmektedir.

Enerji tasarrufu konusunda toplum bilinçlendirilmelidir. Bu konu da kamunun eğitim faaliyetleri yürütmesi sağlanmalıdır.

SONUÇ

Ülkemizde doğal gaz piyasası, öncelikle AB olmak üzere, dünya piyasaları ile bütünleşme süreci içerisinde, yeni bir yapılanmaya doğru gitmektedir. Yapılan kanuni düzenlemeler ile doğal gaz piyasasında kamu tekelinin kaldırılması, doğal gaz piyasasının rekabet ortamı içerisinde saydam bir işleyişe kavuşturulması amaçlanmış ve piyasadaki yeniden yapılanma sürecinin 2009 yılına kadar tamamlanması öngörülmüştür.

Ülkemizde doğal gaz tüketimi, kullanıma ilk başlanıldığı 1987 yılında 522 milyon m³ iken, çok hızlı bir artış göstererek 2006 yılında 30.493milyon m³'e yükselmiştir. Yapılan çalışmalar doğal gaz talebinin ileriki yıllarda da artmaya devam edeceğini ve 2020 yılında doğal gaz talebinin 62.468 milyon m³ yükseleceğini göstermektedir.

Doğal gaz talebinin günlük, haftalık, aylık, mevsimsel farklılıklar gösterdiği görülmektedir. Hatta günün farklı saatlerinde farklı tüketim miktarları bile görülebilmektedir. Doğal gaz talep edenlerden konut sektörü daha çok kış aylarında ve hafta sonları doğal gazı yoğun olarak talep ederken ısınma, pişirme ve sıcak su temini amacıyla tüketmektedir. Bu grup tüketicilerin doğal gaz talepleri daha çok ısınma amacıyla gerçekleştiğinden mevsimsel dalgalanmalar göstermekte ve kış aylarında tüketim artmaktadır. Sanayi kesiminin doğal gaz talebi ise hafta içi çalışma saatlerinde yoğundur ve mevsimsel dalgalanmalar göstermemekte olup istikrarlı bir yapıdadır. Bu kesimde doğal gaz, elektrik üretimi, doğrudan prosesler ve kazanlarda kullanılmaktadır.

Doğal gaz arzı da artan talebe bağlı olarak artış göstermektedir. Ülkemizdeki arz miktarı artan talebi karşılamaktan uzaktır. Bu nedenle artan

talebin büyük bir kısmı ithalat yoluyla karşılanacaktır. Doğal gaz ihtiyacının karşılanmasında tek kaynağa bağlı olmaktan kaçınılmalıdır. Kesintisiz, güvenilir ve ucuz doğal gaza sahip olabilmek için doğal gaz arz kaynaklarının mümkün olduğunca çeşitlendirilmesi gerekmektedir. Ülkemiz, doğal gaz kaynakları zengin ülkelere komşu olduğundan bu açıdan oldukça şanslıdır. Ayrıca ilerleyen zaman içerisinde doğal gazın stratejik hammadde olduğu düşünülerek, Türkiye'nin bulunduğu coğrafya içerisinde jeopolitik öneminin artacağı beklenmektedir. Türkiye bu süreci değerlendirirken, her an her şeye hazırlıklı olarak stratejiler üretebilmeli ve mevcut durumu yönetebilmelidir. Bunun yanında ülkemizde doğal gaz arama çalışmalarına da hız verilmelidir.

Doğal gazın sektörel tüketimi yeniden gözden geçirilmelidir. Çalışmada sıklıkla dile getirildiği üzere; ülkemizde doğal gaz tüketiminin yarıdan fazlası elektrik üretiminde gerçekleştirilmektedir. Elektrik üretiminde doğal gazın payı hızla artmış ve yerli kaynaklar atıl durumda bırakılmıştır. Bu şekilde bir enerji politikası izlenmesi, elektrik üretiminin büyük bir kısmının, tamamını ithal ettiğimiz doğal gaza dayandırılması, enerji arz güvenliği açısından sakıncalıdır. Bu durum enerji açısından yurtdışına bağımlılığımızı arttırmaktadır. Olası bir enerji krizi durumunda Türkiye'nin çok ağır yaralar almasına neden olabilecek bu husus, enerji politikalarının tekrar gözden geçirilmesini gerekli kılmaktadır.

Ayrıca, doğal gazla çalışan Yİ ve YİD santrallerinin alım ve fiyat garantileri olduğundan bu santraller maliyetlerini doğrudan fiyatlara yansıtabilmekte ve elektrik fiyatını yükseltmektedir. Sonuçta, sanayi kesimi ucuz elektrik sağlayamamaktadır. Bu durum ülkemizin kalkınmasına engel teşkil etmektedir.

Çalışmada, doğal gazlı santraller ile linyitle çalışan termik santraller arasında yapılan mukayesede; doğal gazla çalışan termik santrallerin, yakıt maliyetlerinin yüksek olduğu; buna karşın kirlilik emisyonlarının, işletme ve bakım maliyetlerinin ve ilk yatırım maliyetlerinin, linyitle çalışan santrallere göre düşük olduğu görülmüştür. Linyitle çalışan santrallerde, yakıt maliyeti düşük iken; işletme ve bakım ile ilk yatırım maliyetleri doğal gazlı santrallerin çok üzerinde seyretmektedir. Ancak, mevcut linyit santrallerinin rehabilite edilmesi, kömür kalitelerinin iyileştirilmesi ve santrallere BGD tesisi kurulması halinde hem santral verimliliği artırılabilir hem de santrallerin kirlilik emisyonları azaltılabilir.

Yenilenebilir enerji potansiyelimize bakıldığında, özellikle ilk yatırım maliyetlerinin yüksek olması dikkati çekmektedir. Ayrıca, yenilenebilir enerji kaynakları tabiatın müsaade ettiği ölçüde emre amade olmaktadır. Bununla beraber yenilenebilir enerji kaynakları, yakıt maliyetlerinin olmaması, yurt dışına kaynak çıkışına sebep olmaması ve kirlilik emisyonlarının olmaması gibi üstünlüklere de sahiptir. Çalışmada hidrolik santrallerin, ilk yatırım maliyetleri ve yağış miktarına bağımlı olması dışında, doğal gazla çalışan santrallere göre çok üstün olduğu görülmüştür.

Ülkemizde elektrik üretimi asli olarak linyit ve hidrolik enerjiye dayandırılmalıdır. Enerji arz güvenliği açısından, yerli kaynaklara dayalı bir enerji politikası izlenmesi daha rasyonel olacaktır. Böylece yurtdışına aktarılan kaynak azalacak ve bunun da dış ticaret üzerinde olumlu etkileri olacaktır. Ayrıca elektrik üretim maliyeti azalacağından sanayiye ucuz elektrik sağlanabilecektir. Uzun vadede ise rüzgar, jeotermal, güneş, biokütle ve deniz kökenli yenilenebilir enerji potansiyelinin değerlendirilmesi için gerekli yatırımlar yapılmalıdır.

Bununla birlikte doğal gaz, kullanım kolaylığı, sürekli ve temiz bir yakıt oluşu ile yaşam kalitesini artırmaktadır. Konutlarda ve sanayide doğal gaz

kullanımı özellikle büyük kentlerde hava kirliliğini azaltmıştır. Doğal gaz tüketiminde sektörel öncelik konut ve sanayi sektörlerine verilmeli ve bu sektörlerde doğal gaz kullanımı yaygınlaştırılmalıdır.

Doğal gaz politikaları devlet, özel sektör, meslek odaları ve üniversiteler gibi toplumun farklı kesimlerinin uzlaşmaya vardığı bir ortamında belirlenmelidir. Enerji üretmenin en az maliyetli yolu enerjiyi tasarruflu kullanmaktır. Enerjinin tasarruflu kullanımı için halkın bilinçlendirilmesi ve bu konuda eğitilmesi sağlanmalıdır.

KAYNAKÇA

AĞIŞ, Özkan, “Doğal Gaz Fiyatlarının ABD’de, Avrupa’da ve Türkiye’de Değişim Trendi ve Bugünkü Durumu”, **Doğal Gaz Dergisi**, Sayı:107, Kasım-Aralık 2005, Ankara

AĞIŞ, Özkan, “Yükselen Petrol Fiyatları Karşısında Doğal Gaz Piyasalarının Durumu”, **Doğal Gaz Dergisi**, Sayı:104, Temmuz-Ağustos 2005, Ankara

ALKAN, Türker, 24 Kasım 2007 tarihli **Radikal Gazetesi**, “Nükleer”, S. 5

ALTUN, İsmail H., “Enerji Piyasalarında Hidroelektrik Enerjinin Yeri ve Arz Güvenliği”, **TMMOB, EMO, V. Enerji Sempozyumu, Küreselleşmenin Enerji Sektöründe Yapısal Değişim Programı ve Enerji Politikaları, Bildiriler Kitabı**, 21-23 Aralık 2005, Ankara

Anonim, 29 Aralık 2007 tarihli **Sabah Gazetesi**, S.12

ARAS,H. ve ARAS, N., “Konutsal Doğal Gaz Talebinin Tahmini”, **TMMOB, EMO, V. Enerji Sempozyumu, Küreselleşmenin Enerji Sektöründe Yapısal Değişim Programı ve Enerji Politikaları, Bildiriler Kitabı**, 21-23 Aralık 2005, Ankara

ARMANNON,H.,KRİSTMANDOTTER, H. **Geothermal Enviromental Impact**, Geothermics, Vol.21, 1992

BAKIR, N. Nadi, “Hidroelektrik Perspektifinden Türkiye ve AB Enerji Politikalarına Bakış”, **TMMOB, EMO, V. Enerji Sempozyumu, Küreselleşmenin Enerji Sektöründe Yapısal Değişim Programı ve Enerji Politikaları, Bildiriler Kitabı**, 21-23 Aralık 2005, Ankara

BAŞARAN, Muzaffer, “Az Yatırımla Daha Fazla Üretim Sağlama Yolu Olarak Termik Santrallerde Rehabilitasyon” **Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Türkiye 8.Enerji Konferansı, 21. Yüzyılda Sürdürülebilir Kalkınma İçin Enerji Ve Teknoloji, 1. Cilt**, 2000, Ankara

BAYRAÇ, Naci, “Dünyada Ve Türkiye’de Doğal Gaz Piyasasının Ekonomik Analizi”, **Dış Ticaret Dergisi**, Sayı:15, Yıl:4, Ekim 1999, Ankara

BERTANİ, R., **World Geothermal Generation 2001-2005: State of Art Proceedings World Geothermal Congress 2005**, 24-29 April 2005, Antalya, Turkey

BOTAŞ Genel Müdürlüğü Kaynakları

BOTAŞ, **Aylık Faaliyet Raporu** (Ağustos 2005), Ankara

BOTAŞ, **Doğal Gaz II. Baskı**, 1996, Ankara

BOTAŞ, **Mavi Akım Ve Bağlantılı Projeler**, 2001, Ankara

BOTAŞ, **Yıllık Rapor, 2004 ve 2005**, Ankara

BUDAK, Ali Cem, “Botaş Doğal Gaz Alım Sözleşmelerinin Değerlendirilmesi”, **İstanbul Sanayi Odası Dergisi**, Yıl:25, Sayı:296, Ekim 1990, İstanbul

DİNÇ, Osman Saim, “TPAO Faaliyetleri”, **Türkiye Enerji Yıllığı 2004**

Doğal Gaz Piyasası Kanunu

DOĞANAY, Hayati, **Enerji Kaynakları**, Şafak Yayınevi, 1998, Erzurum

DOKUZLAR, Bircan, **Dünya Güç Dengesinde Yeni Silah Doğal Gaz (Orta Asya’dan- Avrupa’ya)**, IQ Kültür Sanat Yayıncılık, 2006, İstanbul

DPT, Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı, **Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu Raporu**, 2001, Ankara

DPT, Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı, **Madencilik (Enerji Hammaddeleri: Petrol-Doğal Gaz) Özel İhtisas Komisyonu Raporu**, 2001, Ankara

DSİ Genel Müdürlüğü Araştırma Planlama ve Koordinasyon Dairesi

Başkanlığı Yayınları, **Harita İstatistik Bülteni 1999**, 2001, Ankara

DURU, Nafiz, **Türkiye’de Enerji Sorununun Ve Nükleer Enerjinin Kaçınılmazlığı**, Karadeniz Teknik Üniversitesi Orman Fakültesi Yayınları, 1980, Trabzon

DÜNYA ENERJİ KONSEYİ TÜRK MİLLİ KOMİTESİ, **1997 Enerji Raporu**, 1998, Ankara

DÜNYA ENERJİ KONYSEYİ TÜRK MİLLİ KOMİTESİ, **2002 Enerji**

İstatistikleri, Türkiye 9. Enerji Kongresi, Eylül 2003, İstanbul

ERDİ, Hatice, **Dünyada Ve Ülkemizde Enerji Politikalarının Sektöre Etkileri Ve Gelecek Hedeflerin Değerlendirilmesi** (Yüksek Lisans Tezi), Şubat 2005, Ankara

Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S Department of Energy, **U.S Natural Gas Markets: Recent Trends and Prospects For The Future**, May 2001, Washington

ENİŞ, Ahmet, “Enerji Politikaları: Yerli, Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları” , **TMMOB, EMO, V. Enerji Sempozyumu, Küreselleşmenin Enerji Sektöründe Yapısal Değişim Programı ve Enerji Politikaları, Bildiriler Kitabı**, 21-23 Aralık 2005, Ankara

ERGÜN, Serdal, “Türkiye Enerji (Elektrik, Gaz, Su) Sektöründe Verimlilik Göstergeleri”, **TMMOB, EMO, V. Enerji Sempozyumu, Küreselleşmenin Enerji Sektöründe Yapısal Değişim Programı ve Enerji Politikaları, Bildiriler Kitabı**, 21-23 Aralık 2005, Ankara

EROĞLU, Veysel, Prof. Dr., “Ülkemizin Hidroelektrik Üretim Potansiyeli ve Yakın Gelecekteki Önemi”, **Türkiye Enerji Yıllığı 2004**

GAZEL, Fırat, “Petrodolar Kıskaçındaki Rusya”, **TMMOB, EMO, V. Enerji Sempozyumu, Küreselleşmenin Enerji Sektöründe Yapısal Değişim Programı ve Enerji Politikaları, Bildiriler Kitabı**, 21-23 Aralık 2005, Ankara

GENÇOĞLU, Muhsin T., CEBECİ Mehmet , “ Türkiye’nin Enerji Kaynakları Arasında Güneş Enerjisinin Yeri ve Önemi”, **Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Türkiye 8. Enerji Konferansı, 21. Yüzyılda Sürdürülebilir Kalkınma İçin Enerji Ve Teknoloji, 2. Cilt**, 8-12 Mayıs 2000, Ankara

GÜLER, İlker Dr., “Sürdürülebilir Kalkınma İçin Linyit ve Termik Santraller” **Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Türkiye 8. Enerji Konferansı, 21. Yüzyılda Sürdürülebilir Kalkınma İçin Enerji ve Teknoloji, 1.Cilt**, 8-12 Mayıs 2000, Ankara

GÜLER, Mehmet Hilmi Dr., “Türkiye’nin Enerji Politikaları”, **Türkiye Enerji Yıllığı 2004**

GÜLER, Mehmet Hilmi Dr., “Türkiye’nin Enerji Politikaları”, **Türkiye Enerji Yıllığı 2005**

GÜNDAY, Metin, **İdare Hukuku**, İmaj Yayınevi, 2004, Ankara

GÜRSU, Adnan, “Doğal Gazın Ulaşımında Kullanılması”, **Doğal Gaz Dergisi**, Sayı:106, Ekim 2005, Ankara

HALL, O., **Economic Aspects of Underground Gas Storage Systems**, UGS 99 Proceedings, June 7-8 1999, METU, Ankara, Turkey

HARRİS, Nigel-JACKSON, Mary, “Avrupa Gaz Piyasası 2005 Yılı Rapor Özeti”, **Doğal Gaz Dergisi**, Çeviren:Levent Karaman, Sayı:107, Kasım-Aralık 2005, Ankara

IEA STATISTICS, International Energy Agency, **Natural Gas Information**, 2005

IEA, **Key World Energy Statistics**, (2005a), Paris

KAVAK, Kubilay, **Türkiye Enerji Politikaları İçin Bir Stratejik Planlama Önerisi** (Yüksek Lisans Tezi), Ocak 2003, Ankara

KAYNAK, Serdar, Ö., “Enerjinin Verimli Kullanımına Yaklaşımlar”, **TMMOB, EMO, V. Enerji Sempozyumu, Küreselleşmenin Enerji Sektöründe Yapısal Değişim Programı ve Enerji Politikaları, Bildiriler Kitabı**, 21-23 Aralık 2005, Ankara

KIZAK, Ahmet, **Türkiye’de Enerji Sektörü İçinde Doğal Gaz Sektöründe Kuyruk Modeli Uygulaması** (Yüksek Lisans Tezi), 2003, İstanbul

KOÇAK, A., **Excursion Guidebook of World Geothermal Congress 24-29 April 2005, Antalya, Turkey**

KOÇAK, Ali, “Türkiye’de Jeotermal Enerji Aramaları ve Potansiyeli” **TMMOB, EMO, V. Enerji Sempozyumu, Küreselleşmenin Enerji Sektöründe Yapısal Değişim Programı ve Enerji Politikaları, Bildiriler Kitabı**, 21-23 Aralık 2005, Ankara

KOUTSOYIANNIS, A., **Modern Mikro İktisat**, (Çev: Muzaffer Sarımeşeli), Teori Yayınları, 1987, Ankara

KREİTH,F., **Integrated Resource Planning 2nd World Renewable Energy Congress**, Vol.5, 13-18 Sept., 1992

MENDİLCİOĞLU,M., “Enerjinin Tasarruflu Kullanılması, Rüzgar ve Güneş Enerjileri ve Türkiye’deki Uygulamalar”, **Elektrik- Elektronik-Bilgisayar Mühendisliği 7.Ulusal Kongresi**, 1997, Ankara

ÖZTÜRK, Sami, **Doğal Gaz ve Uygulamaları**, Sistem Ofset Yayıncılık, 1991, Ankara

PALA, Cenk, **20. Yüzyılın Şeytan Üçgeni: ABD- Petrol- Dolar “Petrol Krizlerinin Perde Arkası”**, Mavi Nokta İletişim Yayınları, 2007, İstanbul

PAMİR,Necdet, “Enerji Politikaları ve Küresel Gelişmeler”, **TMMOB,EMO, V. Enerji Sempozyumu, Küreselleşmenin Enerji Sektöründe Yapısal Değişim Programı ve Enerji Politikaları, Bildiriler Kitabı**, 21-23 Aralık 2005, Ankara

PİGM, **2003 Faaliyet Raporu**

SELANİK,Cem, “Enerji Koridoru Olarak Türkiye”, **TMMOB,EMO, V. Enerji Sempozyumu, Küreselleşmenin Enerji Sektöründe Yapısal Değişim Programı ve Enerji Politikaları, Bildiriler Kitabı**, 21-23 Aralık 2005, Ankara

SERPEN, Umran, “Türkiye’de Jeotermal Enerjinin Çevreyle Uyumlu Kullanımı”, **Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Türkiye 8. Enerji Konferansı, 21. Yüzyılda Sürdürülebilir Kalkınma İçin Enerji ve Teknoloji, 2. Cilt**, 2000, Ankara

SİYALOM Yusuf, GÜMRAH Fevzi, “Yer altı Gaz Depolamasının Bugünkü ve Gelecekteki Durumu”, **Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Türkiye 8. Enerji Konferansı, 21. Yüzyılda Sürdürülebilir Kalkınma İçin Enerji ve Teknoloji, 1. Cilt**, 2000, Ankara

ŞATANA,Nuran, “Gaz Sistemlerinin Yapısı”, **Botaş Doğal Gaz Sempozyumu Tebliğleri**, 1988, Ankara

ŞENGÜL, Fuat, “Doğal Gazın Türkiye’ye Gelmesinden Bugüne ve Bundan Sonrasına İlişkin Olarak Değerlendirilmesi”, **Doğal Gaz Dergisi**, Sayı:50, Teknik Yayıncılık Tanıtım A.Ş., Mayıs- Haziran 1997, İstanbul

TAMZOK, Nejat, “Kömür Rezervlerine Sahip Ülkelerde Elektrik Üretiminde Kullanılan Kaynakların Seçimi ve Türkiye’nin Konumu”, **TMMOB, EMO, V. Enerji Sempozyumu, Küreselleşmenin Enerji Sektöründe Yapısal Değişim Programı ve Enerji Politikaları, Bildiriler Kitabı**, 21-23 Aralık 2005, Ankara

TEKMAN, Muhittin, “Doğal Gaz Pazar Potansiyeli Tahmin Çalışması”, **Doğal Gaz Dergisi**, Sayı:107, Kasım-Aralık 2005, Ankara

TEKMAN, Muhittin, “Türkiye’de Doğal Gazın Güncel Durumu”, **Doğal Gaz Dergisi**, Sayı:104, Temmuz-Ağustos 2005, Ankara

TORUN, Mehmet, TAMZOK Nejat, “Türkiye Enerji Politikaları Arasında Kömürün Önemi”, **TMMOB, EMO, V. Enerji Sempozyumu, Küreselleşmenin Enerji Sektöründe Yapısal Değişim Programı ve Enerji Politikaları, Bildiriler Kitabı**, 21-23 Aralık 2005, Ankara

TMMOB, Makine Mühendisleri Odası, **Türkiye'nin Doğal Gaz Temin ve Tüketim Politikalarının Değerlendirilmesi Raporu**, Mart 2006, Ankara

TUTU, Banu, Türkiye'de **Doğal Gaz Arz ve Talep Dengesi İçin Deniz Ulaştırma Planı** (Yüksek Lisans Tezi), Ocak 2003, İstanbul

TÜRKİYE ENERJİ FORUMU, **Türkiye'nin Yeni Enerji Stratejileri**, 27,28,29 Kasım 2001, İş Bankası Kuleleri Oditoryumu, 2001, İstanbul

TÜSİAD, **21. Yüzyıla Girerken Türkiye'nin Enerji Stratejilerinin Değerlendirilmesi**, 1998, Ankara

UYAR, T.S., **Enerji Üretiminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Kullanımı**, Elektrik Mühendisliği, Sayı: 403, 1998

UYARER, Şehabettin, **Sanayide Doğal Gaza Dönüşüm**, BOTAŞ Doğal Gaz Sempozyumu Teliğleri, 1998, Ankara

World Coal Institute (WCI)(2005c), **Coal: Secure Energy**, London

İnternet Kaynakları

ANAÇ,S, Enerji Politikalarında Kömürün yeri, Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu internet sayfası, www.tki.gov.tr

Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi Resmi İnternet Sitesi, www.botas.gov.tr, Erişim Tarihi: 06.05.2007

Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü Resmi İnternet Sitesi, www.dsi.gov.tr,

Erişim Tarihi. 05.05.2007

Anonim, Dış Ticaret Müsteşarlığı (DTM) web sayfası, <http://www.dtm.gov.tr>,

“Dünyada Doğal Gaz Rezervleri ve Tüketimi”, Erişim Tarihi: 04.05. 2007

Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) web sayfası, www.eiei.gov.tr, Erişim Tarihi:

04.05.2007

Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ), **EÜAŞ ve Türkiye Üretim**

Birincil Kaynaklara Göre Dağılımı (1 Ocak-31 Ağustos 2005), EÜAŞ

Resmi İnternet Sitesi, <http://www.euas.gov.tr/EÜAŞ/images/birimler/apk/slayt>

4.TPG, Erişim Tarihi:24.11.2005

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Resmi İnternet Sitesi, www.enerji.gov.tr,

Erişim Tarihi: 01.10.2007

Hazine Müsteşarlığı web sayfası, <http://www.hazine.gov.tr/tesvikler>, Erişim

Tarihi: 04.05.2007

IEA, **Energy Statistics** 2002c <http://www.iea.org/textbase/stats/index.asp>,

Erişim tarihi: 5.12.2005

IEA, Energy to 2050, Scenarios For A Sustainable Future, [http://](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/2050_2000.fdf)

www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/2050_2000.fdf, Erişim

Tarihi:10.02.2008

IEA, World Energy Outlook 2004, <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/weo2004.pdf>, Erişim Tarihi:13.02.2008

Oto Doğal Gaz İstasyonları Derneği web sayfası, www.oider.org.tr

ÖZPEK, Burak Bilgehan,
http://www.globalstrateji.org/TUR/Icerik_Detay.ASP?Icerik=1113, “Türkiye-İran Doğal Gaz Anlaşması ve Muhtemel Sonuçları”, Erişim tarihi: 11.02.2008

Türkiye Jeotermal Derneği İnternet Sitesi, <http://www.jeotermaldernegi.org.tr/>

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Resmi İnternet Sitesi , www.tpao.gov.tr,
Erişim Tarihi: 04.05.2007

Türkiye Taş Kömürü Kurumu Resmi İnternet Sitesi,
<http://www.taskomuru.gov.tr>, Erişim tarihi: 09.05.2007

Anonim, [http:// www.globalyorum.com/inc/newsread.asp?readid=584](http://www.globalyorum.com/inc/newsread.asp?readid=584),
“Türkmenistan Rusya’ya Doğal Gaz Vanalarını Kesti”, Erişim tarihi:
10.02.2008

EKLER

EK 1: TÜRKİYE'DEKİ BAZI FOSİL YAKIT REZERVLERİNİN BTU CİNSİNDEN HESAPLANMASI (TAŞKÖMÜRÜ, LİNYİT, DOĞAL GAZ, PETROL)

YAKIT TÜRÜ	REZERV(ORJİNAL BİRİM)	BTU
Taşkömürü	1,123 Milyar Ton	29.946,66 Trilyon BTU
Linyit	8,378 Milyar Ton	111.706,66 Trilyon BTU
Doğal Gaz	7,951 Milyar m ³ (2003 sonu itibariyle)	286.236*10 ¹⁸ BTU
Petrol	43,685 Milyon Ton	17.474*10 ¹¹ BTU

Hesaplama formülü*:

a-) 1 ton petrol= 12 MW/saat= 1,5 ton kömür= 3 ton linyit= 10 milyon k/cal= 42 gigajoule= 40 milyon BTU

b-) 1 milyar m³ doğal gaz= 36 trilyon BTU

EK 2: E.İ.E.İ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ VERİLERİNE GÖRE TÜRKİYE'NİN YENİLENEBİLİR KAYNAK POTANSİYELİ

KAYNAK CİNSİ	BİRİM (MTEP)
Hidrolik Enerji	7,5 MTEP (Ekonomik potansiyel)
Rüzgar	19 MTEP (Teknik potansiyel)
	>2,5 MTEP (Ekonomik potansiyel)
Jeotermal	5,5 MTEP (Teknik potansiyel)
Güneş	80 MTEP (Teknik potansiyel)
Biyokütle	6 MTEP (Teknik potansiyel)

KAYNAK: E.İ.E.İ Genel Müdürlüğü web sayfası: www.eiei.gov.tr

* Hesaplama formülü;

www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp_uk_english/reports_and_publications adresinden alınmıştır. Erişim tarihi: 29.02.2008

ÖZET

SEVİMLİ Ercüment. Türkiye’de Doğal Gaz Sektörünün Ekonomik Analizi ve Doğal Gaz Politikalarının Değerlendirilmesi, Yüksek Lisans Tezi, Ankara, 2008.

Enerji ekonomideki önemli girdilerden bir tanesidir. İnsanoğlu var olduğu her çağda enerjiye ihtiyaç duymuştur. Isınmak, pişirmek, seyahat etmek gibi insan hayatı için zorunlu pek çok ihtiyacımızın karşılanmasında enerjiye ihtiyaç duymaktayız.

Dünyada sanayileşme ve nüfus artışına paralel olarak enerji ihtiyacı tüm toplumlarda artmıştır. Yaşanan bu artış, bir taraftan enerji kaynaklarına sahip olabilme savaşını beraberinde getirmiş, bir taraftan da tabiatın doğal dengelerini tahrip etmiştir.

1970’li yıllarda yaşanan petrol krizleri sonrasında yaklaşık dört kat artan petrol fiyatları tüm dünyada petrole alternatif yakıt arayışlarını başlatmıştır. Çevre kirliliğinin artması da bu arayışta etkili olmuştur. İşte gerek dünyada gerekse Türkiye’de doğal gaz kullanımı bu sayede gündeme gelmiştir.

Türkiye’de öncelikle İstanbul, Ankara, İzmir ve Bursa gibi büyük kentlerdeki hava kirliliğini azaltmak amacıyla doğal gaz kullanılmaya başlanmış ve giderek yaygınlaştırılmıştır. Doğal gazın elektrik üretiminde kullanılmaya başlanması ile beraber doğal gaz tüketiminde büyük artışlar meydana gelmiş ve bu husus Türkiye’nin enerji politikalarını tartışmalı hale getirmiştir.

Çalışmada, Türkiye’de doğal gaz sektörü ve doğal gaz politikaları analiz edilmiş, var olan sorunlar dile getirilerek çözüm önerileri geliştirilmeye çalışılmıştır.

Anahtar sözcükler:

1. doğal gaz
2. enerji
3. doğal gaz politikası
4. doğal gaz sektörü
5. ekonomik analiz

ABSTRACT

SEVİMLİ Ercüment. The Economic Analysis Of Natural Gas Sector In Turkey And The Recycling Of Natural Gas Policies, Master Thesis, Ankara, 2008.

Energy is an important input for the economy. Human needed energy since his existence. We use energy to afford our important needings such as heating, cooking and travelling.

The need for energy increased in every society due to industrialization and rising population. This increase brought human a battle to own energy resources and meanwhile devastated the nature.

The petroleum prices increased nearly %400 after the crisis occurred in 1970s and after that the search for alternative fuels started. The environmental pollution was also effective in this searching period. After that, natural gas has been widely used both over the world and in Turkey.

In Turkey, natural gas was first used in the crowded cities such as İstanbul, Ankara, İzmir and Bursa to reduce the environmental pollution and became widespread. There has been an increase in natural gas consumption after natural gas started to be used in electricity sector and this fact started a dispute over Turkey's energy policies.

In the study, natural gas sector in Turkey and natural gas policies of Turkey are analyzed. The problems are determined and it's also tried to improve probable solutions for the problems.

Key words:

1. natural gas
2. energy
3. natural gas policy
4. natural gas sector
5. economic analysis

