



tmmob
makina mühendisleri odası

Türkiye'nin Doğal Gaz Temin ve Tüketim Politikalarının Değerlendirilmesi Raporu

MART 2006

ANKARA

YAYIN NO:MMO/2006/408

tmmob
makina mühendisleri odası

Sümer Sok. 36/1-A
06440 Demirtepe / ANKARA
Tel: (0.312) 231 31 59 Faks: (0.312) 231 31 65
e-posta: mmo@mmo.org.tr
http://www.mmo.org.tr

YAYIN NO: MMO/2006/408

ISBN: 9944-89-081-2

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

Mart 2006 / Ankara

BASKI: Kardelen Ofset
(0.312) 435 37 90

SUNUŞ

Özellikle 19. ve 20. yüzyılda hızla gelişen enerji kaynaklarının önemi; uluslararası güçler için vazgeçilmezliğini korumaktadır. Dün olduğu gibi bugün de, emperyal güçler; teknoloji, enerji, su ve petrol kaynaklarının paylaşım ve denetimi için birbirleriyle kıyasıya mücadele ediyorlar. Bilindiği gibi dünyadaki fosil enerji kaynakları sınırlıdır. Enerji kaynaklarını ellerinde tutmak isteyen başta ABD olmak üzere emperyalist ülkeler, enerji ve doğal kaynakları kontrol edebilmek için az gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelere ekonomik, siyasi ve askeri alanda müdahale etmekte, işgal politikalarına başvurmaktadır. Bunun son örnekleri değişik gerekçelerle Afganistan ve Irak işgalleridir.

20. yüzyılın ikinci yarısından itibaren sanayileşmiş ülkelerde enerji üretimi-dönüşümü-tüketimi kaynaklı çevre kirliliği (başta fosil yakıtların yanması sonucu oluşan kirletici gazlar uçucu kül emisyonu) etkisini göstermiş ve enerji çevre ile birlikte ele alınmaya başlanmıştır. Bu nedenle özellikle gelişmiş ülkelerde, çevreyi daha az kirleten enerji kaynaklarına yönelim artmıştır. Dünya ölçeğinde fosil enerji kaynaklarıyla birlikte yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarını daha etkin kullanma yönünde çalışmalar sürmekle birlikte; fosil enerji kaynağı olan doğal gaz talebi de hızlı bir şekilde artış göstermektedir.

Bu talep artışı ülkemizde gelişmiş ülkelere göre daha yoğun ve dışa daha çok bağımlı bir biçimde yaşanmaktadır. Yapılan çalışmalar ve öngörülere göre, 2004 yılında 22.108 milyon m³ olan doğal gaz tüketimi 2005 yılında % 21,5 artışla 26.865 milyon m³'e ulaşmıştır. Tüketicinin 2006 yılında % 36,2 artışla 30.100 milyon m³'e, 2010 yılında % 90,3 artışla 42.076 milyon m³'e, 2020 yılında ise % 176,4 artışla 61.042 milyon m³'e ulaşması öngörülmektedir. Hızla artan talebin en büyük bileşenini, elektrik enerjisi üretimi için doğal gaz tüketimi oluşturmaktadır.

Odamızın hazırlamış olduğu bu raporda; ülkemizi dışa bağımlı hale getiren ithal kaynaklara dayalı enerji politikaları kapsamında doğal gaz dayalı enerji üretim, tüketim ve kullanım uygulamaları irdelenmektedir. Ayrıca çalışmada doğal gaz sektöründe mevcut ve öngörülen yatırımlar ele alınmaktadır.

Raporun hazırlanmasında emeği geçen MMO Enerji Komisyonu Başkanı Oğuz TÜRKİYILMAZ'a, MMO Enerji Komisyonu Üyesi Ercüment Ş. ÇERVATOĞLU'na, Oda Teknik Görevlisi Cenk A. LİŞESİVDİN'e ve tüm katkıda bulunanlara özverili çalışmalarından dolayı teşekkür ederiz.

TMMOB Makina Mühendisleri Odası

Yönetim Kurulu

Mart 2006

HAZIRLAYANLAR

Oğuz TÜRKYILMAZ

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Komisyonu Başkanı

Ercüment Ş. ÇERVATOĞLU

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Komisyonu Üyesi

Cenk A. LİŞESİVDİN

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Teknik Görevli

KATKIDA BULUNANLAR

Nilgün ERCAN

Kimya Mühendisi, TMMOB Enerji Komisyonu

Ülker AYDIN

Yön Eylem Araştırmacısı, DEK-TMK

Necdet PAMİR

Petrol Mühendisi, ASAM

Ömer ÜNVER

Maden Y. Mühendisi, DEK-TMK

Kemal ULUSALER

Elektrik Mühendisi, EMO

İÇİNDEKİLER

Kısaltmalar	1
Simgeler	2
Birimler	2
Tablolar	3
Grafikler	3
Şekiller	3
1. Giriş	5
2. Dünya	7
2.1. Kısa Tarihçe	7
2.2. Rezervler, Üretim ve Tüketim	7
2.3. Dünyada Doğal Gaz Fiyatları	17
2.4. Doğal Gazın Taşıtlarda Kullanımı	17
2.5. Doğal Gaz Depoları	18
3. Türkiye'de Doğal Gaz	20
3.1. Kısa Tarihçe	20
3.2. Rezervler, Üretim ve Tüketim	20
3.3. Türkiye'deki Yerli ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları	22
3.3.1 Yenilenebilir Enerji Kaynakları	22
3.3.2 Yerli Enerji Kaynakları	25
3.4. Doğal Gaz Kullanımı	27
3.5. Doğal Gaz Ticareti	31
3.6. Doğal Gaz Alım Sözleşmelerinin Devri	35
3.7. Doğal Gaz Dağıtımı	36
3.8. Doğal Gaz Fiyatları	39
3.9. Doğal Gaz Depoları	39
4. Sonuç ve Öneriler	41
5. Ek: Enerji Piyasası Üst Kurulu Çalışmaları	44
6. Kaynakça	49

KISALTMALAR

AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
AGDAŞ	Adapazarı Gaz Dağıtım Anonim Şirketi
ALBİYOBİR	Alternatif Enerji ve Biyodizel Üreticileri Birliği
AR-GE	Araştırma Geliştirme
ASAM	Avrasya Stratejik Araştırma Merkezi
BOTAŞ	Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi
BP	BP Petrol A.Ş.
BURSAGAZ	Bursa Şehiriçi Doğal Gaz Dağıtım Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
CİF	Maliyet + Sigorta + Taşıma
CNG	Sıkıştırılmış Doğal Gaz
DB	Dünya Bankası
DEK-TMK	Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi
DGBH	Doğal Gaz Boru Hattı
DMİ	Devlet Meteoroloji İşleri
DPT	Devlet Planlama Teşkilatı
DTM	Dış Ticaret Müsteşarlığı
DTÖ	Dünya Ticaret Örgütü
EGO	Elektrik Gaz Otobüs Genel Müdürlüğü
EİEİ	Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EMO	Elektrik Mühendisleri Odası
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
ESGAZ	Eskişehir Şehiriçi Doğal Gaz Dağıtım Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
EÜAŞ	Türkiye Elektrik Üretim Anonim Şirketi
HESİAD	Hidrolik Santralleri Sanayi İşadamları Derneği
IMF	Uluslararası Para Fonu
İGDAŞ	İstanbul Gaz Dağıtım Anonim Şirketi
İZGAZ	İzmit Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi
KDV	Katma Değer Vergisi
LNG	Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
M.Ö.	Milattan Önce
M.S.	Milattan Sonra
MMO	Makina Mühendisleri Odası
MTA	Maden Tetkik ve Arama
MTEP	Milyon Ton Eşdeğer Petrol
OECD	Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü
OİDER	Oto Doğal Gaz İstasyonları Derneği
OSB	Organize Sanayi Bölgesi
PİGM	Petrol İşleri Genel Müdürlüğü

RESSİAD	Rüzgar Enerji Santralleri Sanayi İşadamları Derneği
RESYAD	Rüzgar Enerjisi Santralleri Yatırımcıları Derneği
SSCB	Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği
TBMM	Türkiye Büyük Millet Meclisi
TEAŞ	Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK	Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TKİ	Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu
TMMOB	Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TREB	Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği
TTK	Türkiye Taşkömürü Kurumu
YİD	Yap İşlet Devret

SİMGELER

C_2H_6	Etan
C_3H_8	Propan
CH_4	Metan
CO	Karbonmonoksit
CO_2	Karbondioksit
N_2	Azot
O_2	Oksijen

BİRİMLER

%	Yüzde
°C	Santigrat Derece
cm ³	Santimetreküp
m ³	Metreküp
Km	Kilometre
KWh/yıl	Bir Yıllık Kilovat Saat
KWh	Kilovat Saat
GWh	Gigavat Saat
YTL	Yeni Türk Lirası
USD	Amerikan Doları
BTU	British Thermal Unit (1 BTU = 0,252 Kcal.)
MW	Megavat

TABLolar

Tablo 1	2004 Yılı Dünya Doğal Gaz Rezervi, Tüketimi ve Üretimini Bölgelere Göre Dağılımı
Tablo 2	Dünya Doğal Gaz Rezervi
Tablo 3	Dünya Doğal Gaz Tüketimi
Tablo 4	Dünya Doğal Gaz Üretimi
Tablo 5	LNG-Doğal Gaz-Ham Petrol Fiyatları
Tablo 6	Dünya'da Doğal Gazlı Araç ve Dolu İstasyonları
Tablo 7	Dünya Doğal Gaz Depolama
Tablo 8	2003 Yılı Sonu İtibarıyla Türkiye'deki Doğal Gaz Rezervleri
Tablo 9	Yıllar İtibarıyla Türkiye'de Doğal Gaz Üretimi
Tablo 10	Türkiye'de Saha Bazında Doğal Gaz Üretimi
Tablo 11	Türkiye Kurulu Gücünün Yıllar İtibarıyla Gelişimi
Tablo 12	Ülkemizin Kömür, Doğal Gaz ve Petrol Ürünlerinin Yıllara Göre İthalatı
Tablo 13	Ülkemizdeki Termik Santrallerin Kurulu Güç Bakımından Karşılaştırılması
Tablo 14	Doğal Gaz İletim Hatları
Tablo 15	Loop Hatları
Tablo 16	Dağıtım ve Bağlantı Hatları
Tablo 17	Sonuçlanma Aşamasında Olan Ana İletim Hatları
Tablo 18	Devam Eden Dağıtım ve Bağlantı Hatları
Tablo 19	Doğal Gaz Talep Tahmin ve Doğal Gaz İhracat Miktarları
Tablo 20	Kontrata Bağlanmış Arz Miktarları
Tablo 21	Yıllar İtibarıyla Doğal Gaz ve LNG Alım Miktarları
Tablo 22	Yıllar İtibarıyla Doğal Gaz Satış Miktarları
Tablo 23	BOTAŞ'ın 1999-2001-2004 Doğal Gaz Talep Tahminlerinin Karşılaştırılması
Tablo 24	Türkiye Doğal Gaz Hatlarının Şehirlere Göre Dağılımı ve Doğal Gaz Kullanım

GRAFİKLER

Grafik 1	Dünya Doğal Gaz Rezervlerinin Ömürleri
Grafik 2	2004 Yılı Dünya Toplamında Doğal Gaz Rezervi, Tüketimi ve Üretimini Karşılaştırılması
Grafik 3	2004 Yılı Dünya Doğal Gaz Rezervi, Tüketimi ve Üretimini Bölgelere Göre Karşılaştırılması
Grafik 4	2004 Yılı Dünya Doğal Gaz Rezervinin Bölgelere Göre Dağılımı
Grafik 5	2004 Yılı Dünya Doğal Gaz Tüketiminin Bölgelere Göre Dağılımı
Grafik 6	2004 Yılı Dünya Doğal Gaz Üretimini Bölgelere Göre Dağılımı
Grafik 7	Yıllar İtibarıyla Türkiye'de Doğal Gaz Üretimi Dağılımı
Grafik 8	Türkiye'nin 2005 Yılı Kurulu Gücünün Kaynaklara Göre Detay Dağılımı
Grafik 9	Türkiye'nin Yıllara Göre Doğal Gaz Tüketimi Dağılımı
Grafik 10	2005 Yılı Türkiye Doğal Gaz Tüketiminin Sektörlere Göre Dağılımı

ŞEKİLLER

Şekil 1	Kaynaklarına Göre Enerjinin Dağılımı
Şekil 2	Doğal Gaz Hatlarının Şehirlere Göre Dağılımı Haritası

I. GİRİŞ

Geleneksel olarak enerji kaynaklarını ikiye ayırabiliriz. Bunlardan ilki kaynağından çıktığı gibi tüketilen kömür, doğal gaz ve petrol gibi kaynaklar olup birincil (primer) enerji kaynağı olarak tanımlanmaktadır. Birincil enerji kaynağının dönüşümünden elde edilen elektrik, kok, havagazı vb. enerji kaynakları olup, ikincil (sekonder) enerji kaynağı olarak adlandırılmaktadır.

Dünyadaki enerji türlerinin kökeni olarak güneş enerjisi gösterilmekte, diğer enerjiler ise güneş enerjisi kökenli, "dönüşüm enerjileri" olarak tanımlanmaktadır. Tüm yenilenebilir enerjiler ve hatta fosil yakıtlar enerjilerini güneşten almaktadır. Enerji kaynaklarını üç ana başlıkta toplamak mümkündür. Birincisi yerin altında kalan bitkilerin ve canlıların bataklık alanlarda birikmesi sonucu oluşan tabakaların değişime uğramasıyla meydana gelen "**Fosil Yakıtlar**"dır. İkincisi potansiyeli mevcut olan ve teknolojik gelişmelere bağlı olarak kullanımı artan "**Yeni**" enerji kaynaklarıdır. Üçüncüsü ise tükenmeyen, eksilmeyen "**Yenilenebilir**" enerji kaynaklarıdır. (Şekil 1)

Doğal gaz fosil yakıtlar içerisinde yer almaktadır. Doğal gaz, organik maddelerin yeryüzünün alt katmanlarında milyonlarca yıl süren doğal dönüşümü sonucunda oluşmuş olup kaynağından çıkarıldığı haliyle, herhangi bir işlemde geçirilmeksizin kullanılabilir. Temel olarak metan (CH_4) (% 90 ve üzeri) ve daha düşük oranlarda etan (C_2H_6), propan (C_3H_8) ve daha ağır hidrokarbonları içeren doğal gaz, düşük oranlarda azot (N_2), oksijen (O_2), karbondioksit (CO_2), kükürtlü bileşikler ve su gibi safsızlıklar içerebilir. En önemli özelliği temiz bir yakıt olması ve çevreyi kirletmemesidir. Gaz halinde olması nedeniyle hava ile daha iyi bir karışım oluşturarak kolay yanar, tam yandığında mavi bir alev oluşturur. Gaz halinde olması nedeniyle daha hassas kontrol edilebilme olanağı bulunmaktadır.

Doğal gaz renksiz, kokusuz, zehirli olmayan ve havadan hafiftir. Kokusuz olması nedeniyle sızıntısı fark edilemeyeceğinden, özel olarak kokulandırılmaktadır. Doğal gaz, diğer fosil enerji kaynaklarına göre çevreye daha uyumlu, havayı kirletmeyen, doğaya zarar vermeyen bir enerji kaynağıdır. Doğal gaz, yandığı zaman havayı kirletici kükürt oksitleri ve karbon tanecikleri gibi atık maddeler meydana getirmemektedir.

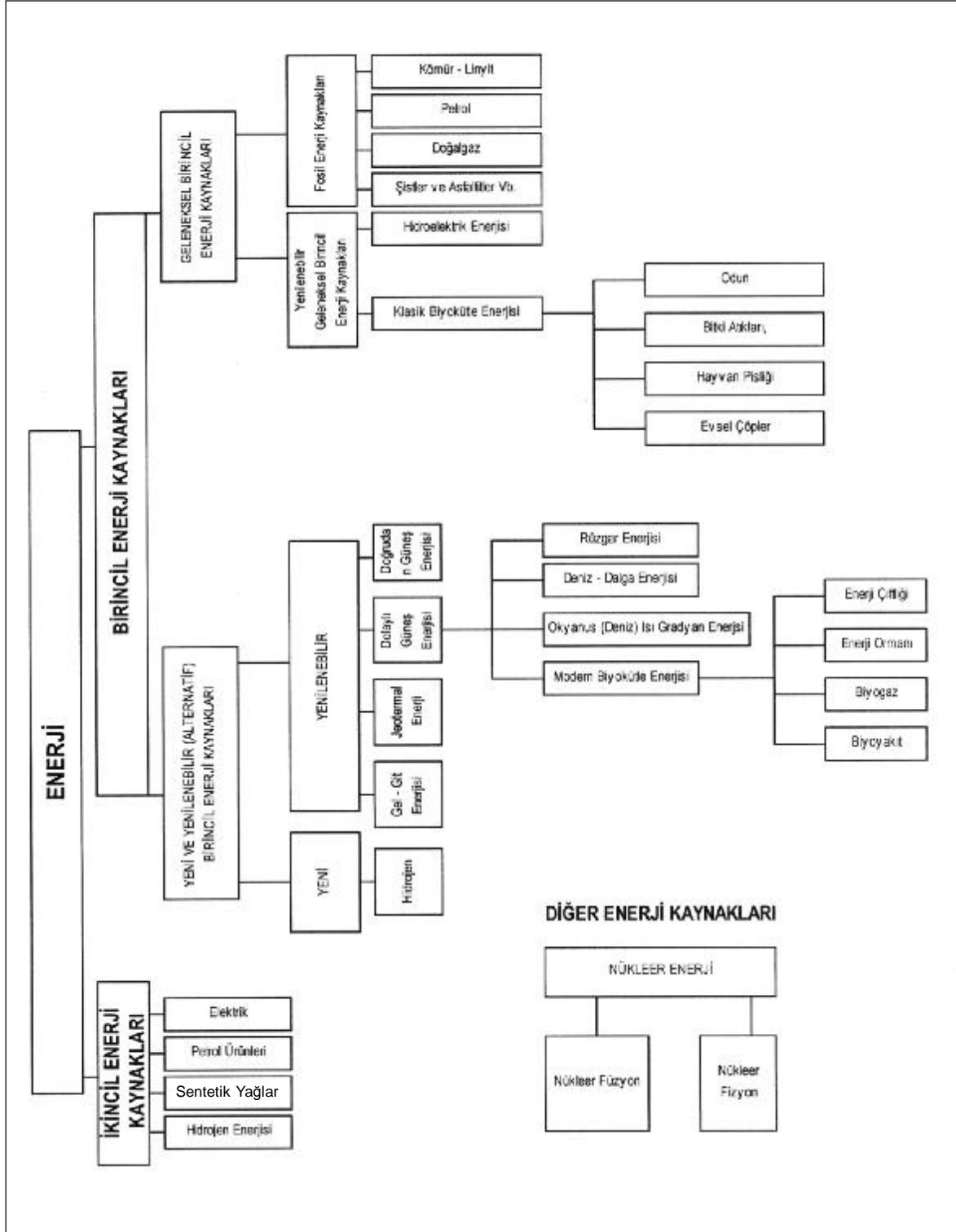
Dünyada kullanımı hızla yaygınlaşan doğal gaz, yüksek ısı değeri ve diğer nitelikleriyle önemli ölçüde tercih edilmektedir. Doğal gaz atmosferik basınçta yaklaşık olarak $-164\text{ }^\circ\text{C}$ 'nin altında soğutulduğu zaman sıvılaşmakta ve hacmi 600 kere daha küçülmektedir. Sıvı hale gelen doğal gaz **Sıvılaştırılmış Doğal gaz (LNG-Liquefied Natural Gas)** olarak adlandırılır. Sıvılaştırma sırasında kirleticiler uzaklaştırıldığından LNG doğal gaz ile kıyaslandığında daha temizdir. Sıvılaştırılan doğal gaz özel tanklarda depolanabilir ve taşınabilir. Ülkemize ithal edilen doğal gazın yaklaşık % 18,7'si LNG olarak Cezayir ve Nijerya'dan gelmektedir. Doğal gazın kompresörler ile basınçlandırılarak sıkıştırılmış haline ise **Sıkıştırılmış Doğal gaz (Compressed Natural Gas-CNG)** denir.

Yakma esnasında otomatik kontrole daha uygun olması nedeni ile enerji tasarrufu sağlamaktadır. Hava ile karıştırıldığında yanma limitleri hacimce % 5 ile % 15 arasındadır. Doğal gazın yanması için hava ile karışımının uygun bir oranda olması gerekmektedir. En iyi yanma karışımı % 9 doğal gaz ve % 91 havadır. Doğal gazın tutuşma sıcaklığı $650\text{ }^\circ\text{C}$ 'dir. "Tam yanma" anında mavi bir alevle yanar. Doğal gaz karbonmonoksit (CO) içermediğinden zehirleyici değildir. Ancak havadan daha hafif bir gaz olduğundan sızma halinde kapalı alanlarda yukarılarda toplanır. Çok miktarda bulunduğu zaman ortamda oksijen azalacağından ölümlere neden olabilir. Bu nedenle doğal gaz kullanılan ortamların mutlaka havalandırılması gerekmektedir.

Doğal gaz, konutlarda başlıca ısıtma ve soğutma, sıcak su elde etme, pişirme amaçlı kullanılır. Küçük sanayi atölye ve fırınlarda üretim amaçlı olarak kullanılır. Demir-çelik, çimento, kimya sanayinde, cam ve kiremit imalatında da yararlanılan doğal gaz, tekstil sektörü için de önemli bir enerji kaynağıdır. Otomobil ve araçlarda CNG olarak kullanımı da yaygınlaşmaktadır.

Türkiye'de 2005 yılı içinde doğal gazın % 57,4'ü elektrik üretimine ayrılmış ve elektrik ihtiyacının % 45'i doğal gazla çalışan santrallerde üretilmiştir.

Yine 2005 yılında 554 milyon m^3 doğal gaz gübre üretiminde hammadde olarak doğrudan kullanılmıştır. Dünyada doğal gazın gübre üretiminin yanı sıra hammadde olarak kullanıldığı başka sektörler de mevcuttur.



Şekil 1: Kaynaklarına Göre Enerjinin Dağılımı¹

¹ Termodinamik Dergisi Ekim 2005 Sayı 158, Prof. Dr. Seyhan UYGUR ONBAŞIOĞLU ve ALBİYOBİR yayınlarından yararlanılarak hazırlanmıştır.

2. DÜNYA

2.1. Kısa Tarihçe

M.Ö.50'de Roma'da Uesta Tapınağı'ndaki aşk tanrıçası heykelinin doğal gazdan elde edilen sürekli alev ile aydınlatıldığı bilinmektedir. M.S. 150'de Çin Sichuan'da tuzun çökertilmesi işlemi, yakıt olarak kullanılmak için yeraltı rezervuarlarından sızan doğal gazın bambu borularla taşındığı kayıtlara geçmiştir. Marco Polo, gezileri sırasında Bakü'deki Zoroastrian ateş tapınağında yüzyıllardan beri yanmakta olan doğal gaz alevlerini tespit etmişti. 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. 1920'lerde boru hattı taşımacılığı yöntemlerinin uygulamaya konulmasıyla hızla artan doğal gaz kullanımı, özellikle II. Dünya Savaşı'ndan sonra sürekli olarak gelişti.

Milattan önceki yüzyıllarda da bilinen ve kullanılan petrol ve doğal gaz, özellikle petrol, içten patlamalı motorların icadından sonra, sanayi devrimiyle birlikte ekonomik ve stratejik bir madde haline geldi. Teknolojik gelişmeyle birlikte kullanımı da artan doğal gaz, çevresel faktörlerin de etkisiyle, petrolden daha fazla kullanılma eğilimine girdi.

2.2. Rezervler, Üretim ve Tüketim

Dünyada tüketilen birincil enerjinin büyük çoğunluğu petrol (% 37), doğal gaz (% 24) ve kömürdür (% 27). Stratejik bir birincil enerji kaynağı olarak, dünyada ve ülkemizde kullanımı hızla yayılmakta olan doğal gaz, diğer fosil enerji kaynaklarının yerini hızlı bir şekilde almaktadır.

Dünyada doğal gaz çok eski yıllardan beri kullanılmakla beraber popüler hale gelmesi 1960'lı yıllara dayanmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansının yaptığı çalışmalara göre, her yıl ortalama % 1,6 oranında

artarak dünyadaki doğal gaz tüketiminin 2020 yılında 4,72 trilyon m³'e ulaşacağı tahmin edilmektedir.²

Dünyanın değişik bölgelerinde çıkarılan petrolün rezerv olarak ağırlıklı bir kısmı ülkemizin komşu olduğu bölgelerde bulunmaktadır. 2004 yılı sonu itibariyle rezerv sıralamasında 262,7 milyar varille (% 22) Suudi Arabistan başı çekmekte, onu 132,5 milyar varille İran (% 11,1), 115 milyar varille (% 9,7) Irak, 99 milyar varille (% 8,3) Kuveyt ve diğer petrol ihracatçısı ülkeler izlemektedir. Genel olarak ifade edilirse, komşularımız, dünyadaki mevcut bilinen rezervin yaklaşık % 75'ine sahiptir. Dünyada bilinen toplam petrol rezervi 1.188,6 milyar varil olup, bu rezervin yaklaşık 50 yıl sonra tükeneceği tahmin edilmektedir.

2004 yılı itibarıyla dünyada doğal gaz üretimi 2692 milyar m³, tüketimi ise 2689 milyar m³ olarak gerçekleşmiştir. 2004 sonu itibariyle varlığı kanıtlanmış dünya doğal gaz rezervleri 179,53 trilyon m³ olarak tahmin edilmektedir. Mevcut rezerv ve üretim trendine göre (Rezerv/Üretim) dünya doğal gaz rezervleri için öngörülen ömür yaklaşık 67 yıldır. Dünyada doğal gazın bölgesel ömrü ise:

- Orta Doğu 100+ yıl;
- Afrika 96,9 yıl;
- Rusya Cumhuriyeti 81,5 yıl
- Orta ve Güney Amerika 55 yıl;
- Asya-Pasifik 43,9 yıl;
- Avrupa 16,1 yıl;
- Kuzey Amerika 9,6 yıl;
- Avrupa ve Avrasya 60,9 yıl

olarak tahmin edilmektedir.

Petrol rezervi yönünden zengin olan ülkelerin, aynı zamanda doğal gaz rezervi yönünden de zengin olduğunu söylemek yanlış olmaz. Ancak doğal gaz kaynaklarının

² EPDK

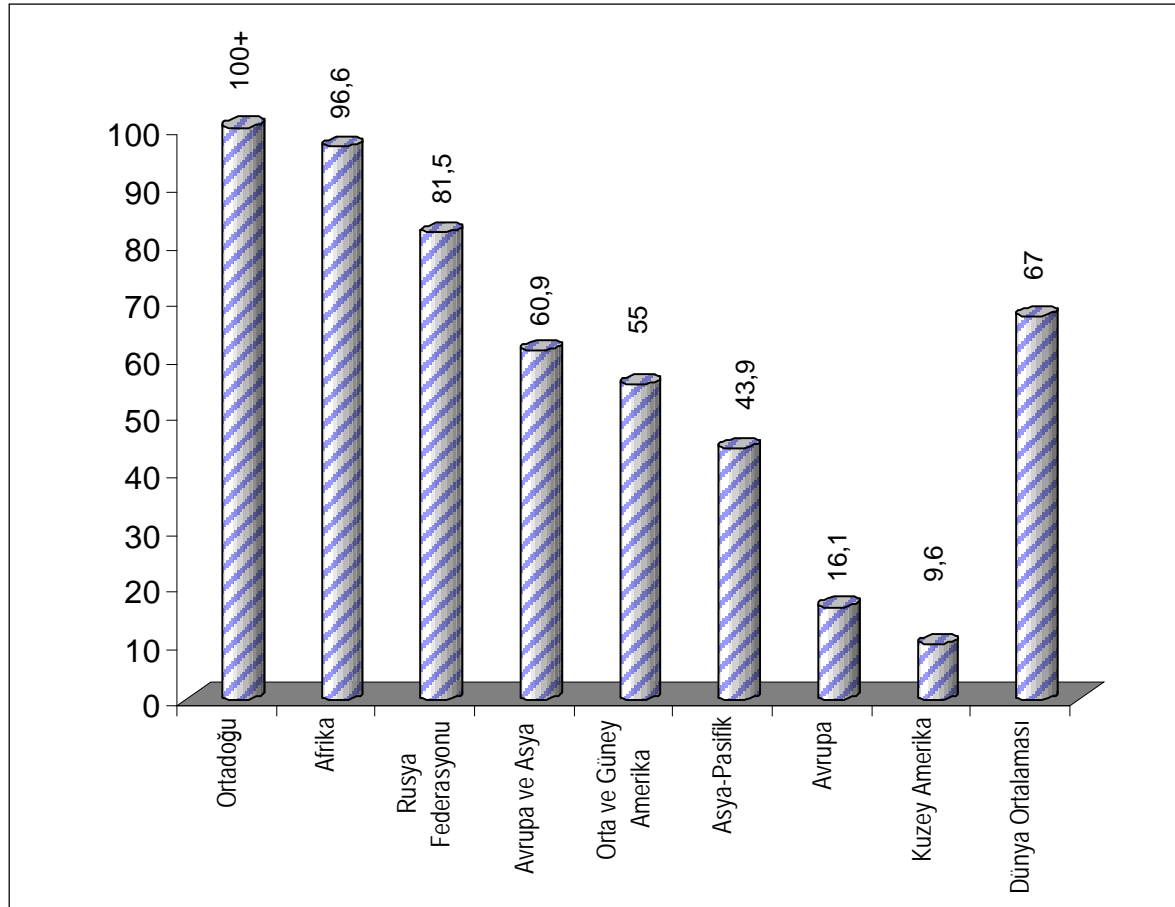
bölgesel dağılımına bakıldığında rezervlerin petrole göre daha geniş bir alana dağıldığı görülmektedir. Ortadoğu bölgesi, dünyadaki petrol rezervlerinin % 62'sine sahip olduğu halde, doğal gaz rezervlerinin % 40,6'sına sahip bulunmaktadır. Ortadoğu bölgesi dünyanın birinci büyük doğal gaz rezerv alanıdır. İran, Katar ve Birleşik Arap Emirlikleri önemli rezervlere sahiptir.

Avrupa ve Avrasya bölgesi ise dünyanın ikinci büyük doğal gaz rezerv alanıdır. Başta Rusya Federasyonu olmak üzere, eski SSCB'de bulunan doğal gaz rezervleri, toplam dünya doğal gaz rezervlerinin yaklaşık % 32,6'sını oluşturmaktadır. Bu ülkelerdeki toplam doğal gaz rezervlerinin yaklaşık % 85'i de Rusya Federasyonu'nda bulunmaktadır. Orta Asya Cumhuriyetleri arasında en büyük doğal gaz rezervlerine ve yıllık üretim kapasitesine sahip olan ülke Türkmenistan'dır. Türkmenistan'ın tespit

edilen toplam doğal gaz rezervleri yaklaşık 2,9 trilyon m³ civarındadır. Özbekistan ve Kazakistan zengin doğal gaz rezervleriyle dikkat çekmektedir.

Rusya Federasyonu dünya doğal gaz ticaretinde hakim durumdadır. Rusya 198,2 milyar m³ olan toplam doğal gaz ihrac miktarının 118,9 milyar m³'ünü Avrupa ülkelerine ihrac etmektedir. Azerbaycan doğal gaz rezervlerinin 396-707,9 milyar m³ olduğu tahmin edilmektedir. 2020 yılına kadar Eski Sovyet Cumhuriyetlerinin tüketiminin yıllık % 2,1, diğer Doğu Avrupa Ülkelerinin ise % 5,6 oranında artması beklenmektedir.

Batı Avrupa gaz rezervleri, dünya rezervlerinin % 5'inden azdır. Bu rezervler Hollanda, Norveç, Polonya ve İngiltere'de yer almaktadır. Avrupa'nın gaz ihtiyacının 1/3'ü, bölge dışındaki eski Sovyet Sosyalist



Grafik 1: Dünya Doğal Gaz Rezervlerinin Ömürleri (Yıl)

Cumhuriyetlerine dahil ülkeler ile Cezayir'den sağlanmaktadır. Batı Avrupa gaz talebinin yılda % 2,9 oranında artarak 2020 yılına kadar 733 milyar m³'e çıkacağı beklenmektedir. Doğal gaz piyasasında İtalya ve İspanya da gelişme gösteren ülkeler arasındadır. İtalya, Libya doğal gazının deniz altından boru hattı ile ülkesine ithali konusunda anlaşmaya varmıştır. Anlaşmaya göre, 2003 yılından itibaren yılda 7,4 milyar m³ doğal gazın ithalatı öngörülmektedir. Asya ve Latin Amerika'da 2010 yılı itibarıyla yeni gaz şebekelerinin ortaya çıkacağı, geleneksel petrol ihracatçısı ülkelerden Endonezya, Meksika ve İran'ın gaz ihracatında yoğunlaşacağı ve bir senaryoya göre de doğal gazın petrol ile rekabete gireceği öngörülmektedir.

Tüketimi hızla artan doğal gazın enerji kaynakları içindeki payı da bu nedenle yükselmektedir. 2020 yılına kadar doğal gaz tüketiminin 4,72 trilyon m³'e yükselmesi beklenmektedir. Doğal gazın elektrik üretiminde kullanımı yıllar itibarıyla artan bir seyir izlemektedir.

ABD ayrıca, ucuzlaması nedeniyle sıvılaştırılmış doğal gaz ithaline de ağırlık vermeye başlamıştır. İthalat genellikle Cezayir'den yapılmaktadır. İçinde bulunduğumuz yıllarda 2,3 milyar m³ olan bu ithalatın 2020 de 11 milyar m³'e ulaşması beklenmektedir.

Orta ve Güney Amerika bölgesindeki gaz rezervleri dünya rezervlerinin % 4'üne karşılık gelmekte olup, oldukça az seviyededir. Bu nedenle, 2020 yılında tüketimin % 5 oranında artması beklenmektedir. Bölgedeki en büyük gelişme Brezilya'da yaşanmaktadır.

Asya'da doğal gaz tüketiminin 2020 yılına kadar, yıllık % 5,6 oranında artarak 891 milyar m³'e ulaşması beklenmektedir.

Japonya dünyadaki en büyük ve önemli sıvı doğal gaz ithalatçısı konumundadır. Endonezya ve Malezya Japonya'ya sıvı gaz ihracat yapan ülkeler arasındadır.

Avustralya'nın doğal gaz rezervi 2,46 trilyon m³ civarındadır. Avustralya doğal gaz tüketicisi olmayıp bunun yanında sıvı doğal gaz ihraç etmektedir.³

Çin ve Hindistan bölgelerindeki tüketimlerin % 15'ini gerçekleştirmekte olup taleplerinde ciddi artışlar beklenmektedir. Ayrıca Rusya doğal gazının İran üzerinden Hindistan'a ulaştırılması yönünde çalışmalar başlatılmıştır. Hindistan dünyanın enerji üreten en büyük ülkelerden biridir. 2005 yılında Hindistan'ın enerji üretim amacıyla kullandığı doğal gaz ihtiyacının % 60 oranında artacağı belirtilmektedir.

Afrika'daki rezervler dünyadaki toplam rezervlerin yaklaşık % 8'i civarındadır. Afrika'nın gaz tüketiminin % 70'i ile üretimin % 80'inden fazlası Cezayir ve Mısır tarafından gerçekleştirilmektedir. Cezayir üretiminin % 70'ini boru hattı ve sıvılaştırılmış doğal gaz tankerleri ile ihraç etmektedir.

Dünya doğal gaz rezervleri ile üretim ve tüketim tablolarına baktığımızda rezervler konusunda Asya ve Ortadoğu'nun dünya doğal gazının büyük bölümünü barındırdığını açıkça görmekteyiz.

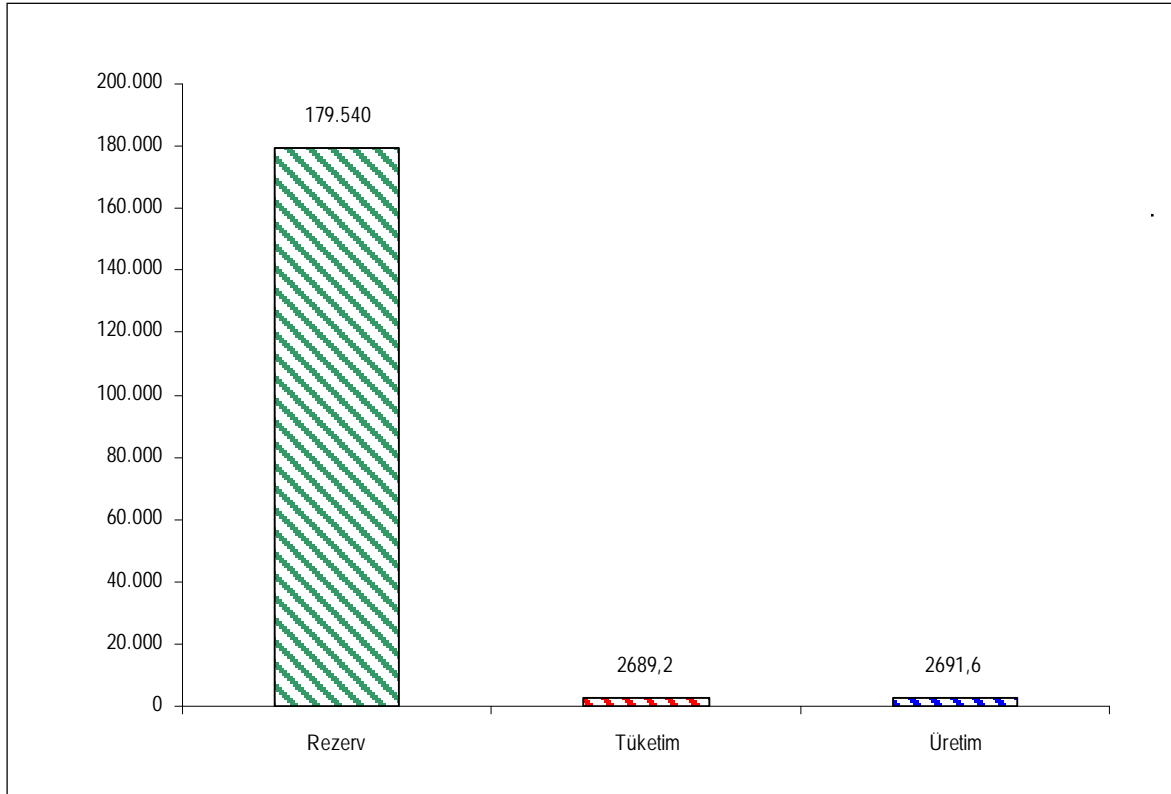
Doğal gaz tüketiminde ise gelişmiş ülkelerdeki tüketimin fazlalığı açıkça görülmektedir. Kuzey Amerika, Avrupa ve Asya bölgesinde bulunan gelişmiş ülkeler, dünya tüketiminin % 70'ini gerçekleştirmektedirler. Bu bölgelerdeki tüketim artışının nedenleri arasında, diğer fosil yakıtların çevreye vermiş olduğu zararlar ile doğal gazın hem çevreye daha az zarar vermesi, hem de taşınabilir oluşu ile kolay kullanımı sayılabilir.

Sonuç olarak dünyada doğal gaz kullanımının önümüzdeki 20 yılda artacağı, tüketim artışının özellikle gelişmekte olan ülkelerde olacağı, doğal gazın elektrik üretiminde kullanılacağı ve ülkelerin ithal ve ihraç kaynaklarını çeşitlendirmedeki çalışmalarının yoğunluk kazanacağı anlaşılmaktadır.

³ TC Başbakanlık DTM

Tablo 1: 2004 Yılı Dünya Doğal Gaz Rezervi, Tüketimi ve Üretimini Bölgelere Göre Dağılımı⁴ (milyar m³)

Bölgeler	Rezerv		Tüketim		Üretim	
	Milyar m ³	Toplamdaki oranı %	Milyar m ³	Toplamdaki oranı %	Milyar m ³	Toplamdaki oranı %
Kuzey Amerika	7.320	4,08%	784,3	29,16%	762,8	28,34%
Güney ve Orta Amerika	7.100	3,95%	117,9	4,38%	129,1	4,80%
Avrupa ve Avrasya	64020	35,66%	1108,5	41,22%	1051,5	39,07%
Orta Doğu	72830	40,56%	242,2	9,01%	279,9	10,40%
Afrika	14060	7,83%	68,6	2,55%	145,1	5,39%
Asya - Pasifik	14.210	7,91%	367,7	13,67%	323,2	12,01%
Dünya Toplamı	179.540	100,00%	2689,2	100,00%	2691,6	100,00%

**Grafik 2:** 2004 Yılı Dünya Toplamında Doğal Gaz Rezervi, Tüketimi ve Üretimini Karşılaştırılması (milyar m³)⁴ BP

Tablo 2: Dünya Doğal Gaz Rezervi⁵

ÜLKELER	1984	1994	2003	2004		
	Trilyon m ³	Trilyon m ³	Trilyon m ³	Trilyon m ³	Toplamdaki oranı %	Rezerv/Üretim oranı %
ABD	5,53	4,59	5,29	5,29	2,95%	9,80%
Kanada	2,81	1,90	1,60	1,60	0,89%	8,80%
Meksika	2,17	1,94	0,42	0,42	0,23%	11,30%
Toplam Kuzey Amerika	10,51	8,43	7,31	7,31	4,07%	9,60%
Arjantin	0,67	0,54	0,61	0,61	0,34%	13,50%
Bolivya	0,13	0,11	0,78	0,89	0,50%	
Brezilya	0,08	0,15	0,25	0,33	0,18%	29,50%
Kolombiya	0,11	0,21	0,11	0,11	0,06%	17,30%
Peru	0,00	0,34	0,25	0,25	0,14%	
Trinidad ve Tobago	0,31	0,29	0,59	0,53	0,30%	19,20%
Venezüella	1,67	3,97	4,22	4,22	2,35%	
Diğer Güney ve Orta Amerika	0,24	0,23	0,17	0,17	0,09%	
Toplam Güney ve Orta Amerika	3,21	5,84	6,98	7,11	3,96%	55,00%
Azerbaycan	0,00	0,00	1,37	1,37	0,76%	
Danimarka	0,10	0,12	0,09	0,09	0,05%	9,30%
Almanya	0,31	0,22	0,21	0,20	0,11%	12,10%
İtalya	0,25	0,30	0,19	0,17	0,09%	12,80%
Kazakistan	0,00	0,00	3,00	3,00	1,67%	
Hollanda	1,90	1,85	1,49	1,49	0,83%	21,70%
Norveç	0,56	1,73	2,46	2,39	1,33%	30,40%
Polonya	0,09	0,16	0,12	0,12	0,07%	26,40%
Romanya	0,21	0,43	0,31	0,30	0,17%	22,30%
Rusya Federasyonu	0,00	0,00	48,00	48,00	26,73%	81,50%
Türkmenistan	0,00	0,00	2,90	2,90	1,61%	53,10%
Ukrayna	0,00	0,00	1,11	1,11	0,62%	60,60%
İngiltere	0,73	0,66	0,59	0,59	0,33%	6,10%
Özbekistan	0,00	0,00	1,86	1,86	1,04%	33,30%
Diğer Avrupa ve Avrasya	37,87	58,41	0,45	0,45	0,25%	40,90%
Toplam Avrupa ve Avrasya	42,02	63,88	64,15	64,04	35,66%	60,90%
Bahreyn	0,21	0,15	0,09	0,09	0,05%	9,20%
İran	14,02	20,76	27,57	27,50	15,31%	
İrak	0,82	3,12	3,17	3,17	1,77%	
Kuveyt	1,04	1,50	1,57	1,57	0,87%	
Umman	0,22	0,26	0,99	1,00	0,56%	56,50%
Katar	4,28	7,07	25,78	25,78	14,36%	
Suudi Arabistan	3,61	5,26	6,75	6,75	3,76%	
Suriye	0,10	0,24	0,25	0,37	0,21%	72,00%
Birleşik Arap Emirlikleri	3,11	6,78	6,06	6,06	3,37%	
Yemen	0,00	0,43	0,48	0,48	0,27%	
Diğer Orta Doğu	0,00	0,00	0,05	0,05	0,03%	31,70%
Toplam Orta Doğu	27,41	45,57	72,76	72,82	40,55%	
Cezayir	3,44	2,96	4,55	4,55	2,53%	55,40%
Mısır	0,24	0,63	1,72	1,85	1,03%	69,10%
Libya	0,63	1,31	1,49	1,49	0,83%	
Nijerya	1,36	3,45	5,00	5,00	2,78%	
Diğer Afrika	0,56	0,78	1,18	1,18	0,66%	
Toplam Afrika	6,23	9,13	13,94	14,07	7,84%	96,90%
Avustralya	0,75	1,30	2,46	2,46	1,37%	69,90%
Bangladeş	0,35	0,30	0,44	0,44	0,25%	33,00%
Brunei	0,24	0,40	0,35	0,34	0,19%	28,30%
Çin	0,89	1,67	2,23	2,23	1,24%	54,70%
Hindistan	0,48	0,70	0,85	0,92	0,51%	31,30%
Endonezya	1,70	1,82	2,56	2,56	1,43%	34,70%
Malezya	1,39	1,93	2,46	2,46	1,37%	45,70%
Myanmar	0,26	0,27	0,45	0,53	0,30%	71,00%
Pakistan	0,52	0,59	0,79	0,80	0,45%	34,40%
Papua Yeni Gine	0,00	0,43	0,43	0,43	0,24%	
Tayland	0,21	0,18	0,43	0,43	0,24%	21,10%
Vietnam	0,00	0,13	0,24	0,24	0,13%	56,50%
Diğer Asya Pasifik	0,23	0,35	0,38	0,38	0,21%	38,40%
Toplam Asya Pasifik	7,02	10,07	14,07	14,22	7,92%	43,90%
DÜNYA TOPLAM	96,40	142,92	179,21	179,57	100,00%	66,70%

⁵ BP

Tablo 3: Dünya Doğal Gaz Tüketimi⁶

Milyar (10 ⁹) m ³	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	% artış	Toplam %
Amerika	103,7	105,6	107,7	109,8	111,9	114,0	116,1	118,2	120,3	122,4	124,5	126,6	2,1%	1,1%
Avrupa	21,2	21,5	21,8	22,1	22,4	22,7	23,0	23,3	23,6	23,9	24,2	24,5	1,3%	1,3%
Asya	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0%	0,0%
Toplam Kuzey Amerika	511,0	614,0	517,6	644,3	584,5	646,5	584,5	791,2	791,9	790,2	783,3	784,4	3,14%	26,18%
Afrika	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
Avrupa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
Asya	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
Avustralya	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
Toplam Güney ve Orta Amerika	14,2	18,1	23,2	55,0	46,0	56,7	46,0	93,8	99,7	100,6	105,8	118,0	10,25%	4,99%
Amerika	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0%	0,0%
Avrupa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
Asya	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
Avustralya	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%
Toplam Avrupa ve Asya	153,6	300,5	480,1	648,0	340,4	883,3	340,4	1.011,5	1.024,8	1.046,0	1.074,8	1.108,7	3,06%	41,22%

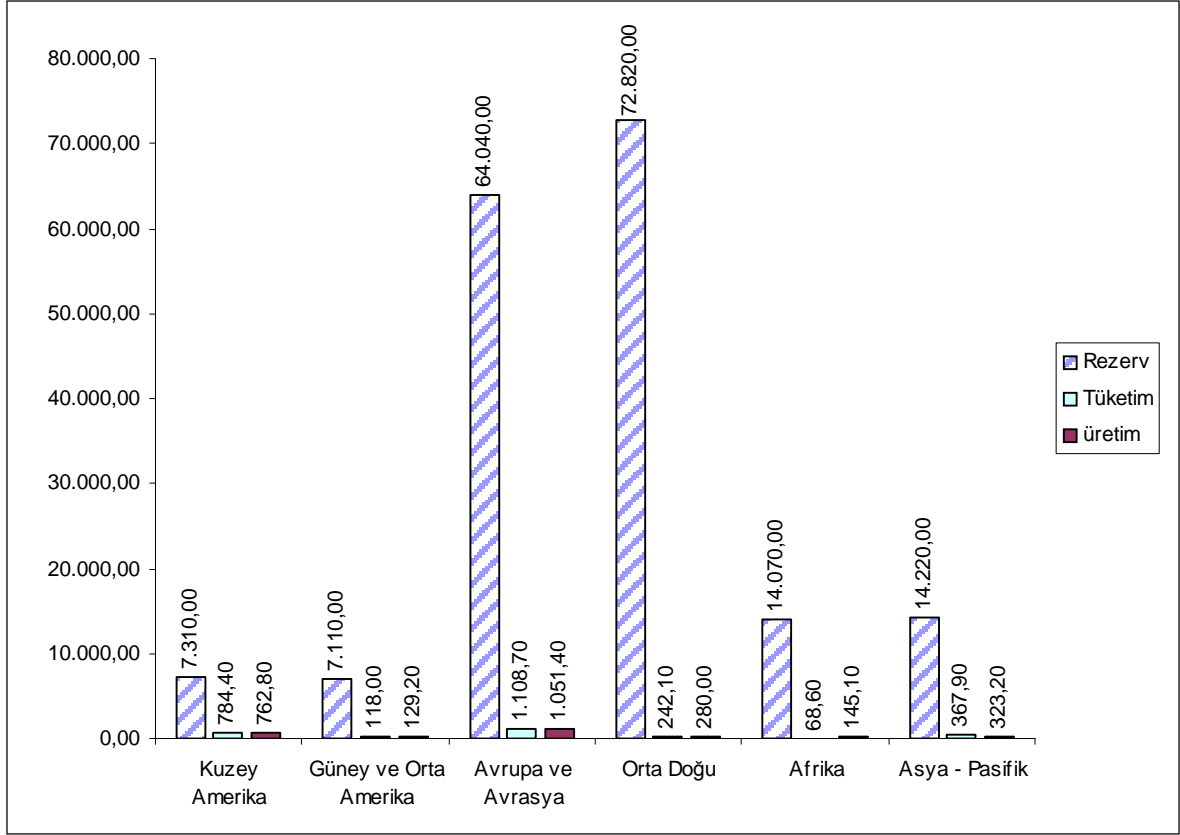
Tablo 3: Dünya Doğal Gaz Tüketimi (Devamı)

Milyar m ³ /yıl	1983	1910	1975	1890	1880	1890	1910	1975	1890	1880	1910	1975	2000	2001	2002	2003	2004	% Artış	Toplam %
Avrupa	1.70	1.60	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70
Asya	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70
Orta Doğu	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70
Latin Amerika	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70
Avustralya	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70
Diğer	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70	1.70
Toplam Orta Doğu	16,10	16,10	25,50	35,30	60,50	87,50	141,83	185,30	184,70	184,70	214,00	226,10	242,10	242,10	242,10	242,10	242,10	8,41%	9,00%
Toplam Afrika	0,54	1,70	3,00	15,00	28,10	38,10	44,81	36,10	05,14	05,14	61,70	66,70	66,60	66,60	66,60	66,60	66,60	2,77%	2,60%
Toplam Asya Pasifik	3,68	15,70	30,30	70,70	112,10	103,40	118,33	299,70	318,70	318,70	337,10	345,80	367,90	367,90	367,90	367,90	367,90	0,74%	13,66%
Toplam Dünya	11,62	33,50	65,50	121,00	194,30	233,90	290,44	520,30	528,64	528,64	612,80	640,60	676,70	676,70	676,70	676,70	676,70	1,11%	11,36%

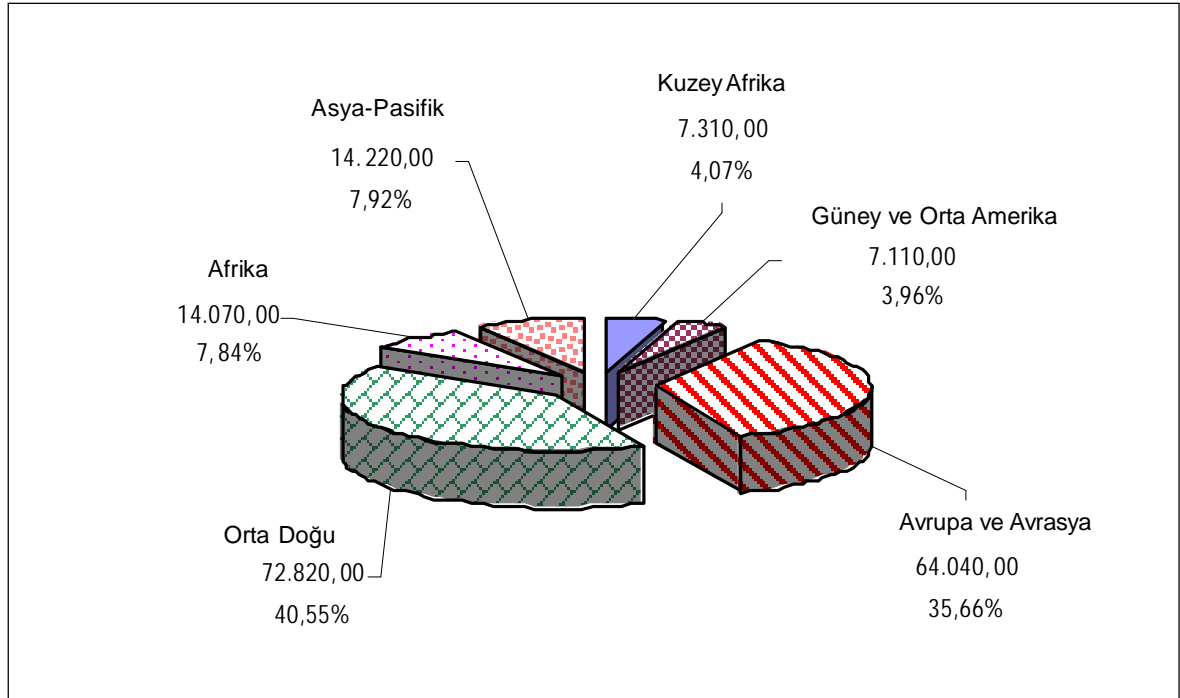
Tablo 4: Dünya Doğal Gaz Üretimi⁷

Milyar (10 ⁹)m ³	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	% artış	Toplam %
ABD	606,80	550,00	557,50	475,50	513,20	534,30	550,60	564,70	545,40	549,60	542,90	-1,23%	20,17%
Kanada	56,70	75,00	74,80	84,20	108,90	158,70	183,20	186,80	187,80	182,70	182,80	0,05%	6,79%
Meksika	12,60	14,80	28,60	27,00	26,70	26,60	35,80	35,30	35,30	36,40	37,10	1,89%	1,38%
Toplam Kuzey Amerika	676,10	639,80	660,90	586,70	648,80	719,60	769,60	786,80	768,50	768,70	762,80	-0,77%	28,34%
Arjantin	6,00	7,70	8,40	13,90	17,80	25,00	37,40	37,10	36,10	41,00	44,90	8,69%	1,67%
Bolivya	0,00	1,70	2,40	2,50	3,00	3,20	3,20	4,70	4,90	5,70	8,50	32,94%	0,32%
Brezilya	0,10	0,40	1,00	2,70	3,80	4,80	7,20	7,60	9,20	10,10	11,10	9,01%	0,41%
Kolombiya	1,30	1,60	3,20	4,00	4,10	4,40	5,90	6,10	6,20	6,10	6,40	4,69%	0,24%
Trinidad ve Tobago	1,80	1,50	2,80	4,10	5,30	6,10	14,10	15,20	17,30	24,70	27,70	10,83%	1,03%
Venezüella	7,70	9,40	14,80	17,30	22,00	27,50	27,90	29,60	28,40	25,20	28,10	10,32%	1,04%
Diğer Güney ve Orta Amerika	1,10	1,20	1,40	1,50	2,30	2,20	2,10	2,20	2,00	2,20	2,50	12,00%	0,09%
Toplam Güney ve Orta Amerika	18,00	23,50	34,00	46,00	58,30	73,20	97,80	102,50	104,10	115,00	129,20	10,99%	4,80%
Azerbaycan	0,00	0,00	0,00	13,10	9,20	6,20	5,30	5,20	4,80	4,80	4,60	-4,35%	0,17%
Danimarka	0,00	0,00	0,00	1,10	3,10	5,30	8,10	8,40	8,40	8,00	9,40	14,89%	0,35%
Almanya	11,00	17,70	18,50	17,40	15,90	16,10	16,90	17,00	17,00	17,70	16,40	-7,93%	0,61%
İtalya	13,10	14,60	12,50	13,80	17,30	20,40	16,20	15,20	14,60	13,70	13,00	-5,38%	0,48%
Kazakistan	0,00	0,00	0,00	5,10	6,60	5,50	10,80	10,80	10,60	12,90	18,50	30,27%	0,69%
Hollanda	26,60	76,30	76,60	71,50	60,60	67,00	57,30	61,90	60,60	58,40	68,80	15,12%	2,56%
Norveç	0,00	0,00	25,10	26,20	25,50	27,80	49,70	53,90	65,50	73,10	78,50	6,88%	2,92%
Polonya	4,90	5,40	5,00	4,60	2,60	3,50	3,70	3,90	4,00	4,00	4,40	9,09%	0,16%
Romanya	23,30	30,30	34,70	34,80	28,30	18,00	13,80	13,60	13,20	13,00	13,20	1,52%	0,49%
Rusya Federasyonu	0,00	0,00	0,00	431,00	597,90	555,40	545,00	542,40	555,40	578,60	589,10	1,78%	21,89%
Türkmenistan	0,00	0,00	0,00	77,60	81,90	30,10	43,80	47,90	49,90	55,10	54,60	-0,92%	2,03%
Ukrayna	0,00	0,00	0,00	40,00	26,20	17,00	16,70	17,10	17,40	17,70	18,30	3,28%	0,68%
İngiltere	10,50	34,20	34,80	39,70	45,50	70,80	108,40	105,80	103,60	102,90	95,90	-7,30%	3,56%
Ozbekistan	0,00	0,00	0,00	32,30	38,10	45,30	52,60	53,50	53,80	53,60	55,80	3,94%	2,07%
Diğer Avrupa ve Avrasya	198,90	286,90	424,50	19,20	16,20	15,60	11,20	11,20	11,20	10,70	10,90	1,83%	0,40%
Toplam Avrupa ve Avrasya	288,30	465,40	631,70	827,40	974,90	904,00	959,50	967,80	990,00	1.024,20	1.051,40	2,59%	39,06%
Bahreyn	0,60	2,10	2,30	4,50	5,80	7,20	8,80	9,10	9,50	9,60	9,80	2,04%	0,36%
Iran	12,90	20,30	7,10	14,60	23,20	35,30	60,20	66,00	75,00	81,50	85,50	4,68%	3,18%
Kuveyt	2,00	3,20	4,10	4,20	4,20	9,30	9,60	8,50	8,00	9,10	9,70	6,19%	0,36%
Umman	0,00	0,00	0,70	1,80	2,60	4,10	8,70	14,00	15,00	16,50	17,60	6,25%	0,65%
Katar	1,00	2,00	4,70	5,50	6,30	13,50	23,70	27,00	29,50	31,40	39,20	19,90%	1,46%
Suudi Arabistan	1,60	2,70	9,70	18,80	33,50	42,90	49,80	53,70	56,70	60,10	64,00	6,09%	2,38%
Suriye	0,00	0,00	0,00	0,10	1,40	1,90	4,20	4,10	5,00	5,20	5,20	0,00%	0,19%
Birleşik Arap Emirlikleri	0,80	1,70	7,50	13,20	20,10	31,30	38,40	39,40	43,40	44,80	45,80	2,18%	1,70%
Diğer Orta Doğu	0,90	1,40	1,40	0,90	4,20	3,40	3,40	3,00	2,60	1,80	3,20	43,75%	0,12%
Toplam Orta Doğu	19,80	33,40	37,50	63,60	101,30	148,90	206,80	224,80	244,70	260,00	280,00	7,14%	10,40%
Cezayir	2,50	6,40	14,20	34,30	49,30	58,70	84,40	78,20	80,40	82,80	82,00	-0,98%	3,05%
Mısır	0,10	0,00	1,80	4,10	6,80	11,00	18,30	21,50	22,70	25,00	26,80	6,72%	1,00%
Libya	0,00	4,30	4,80	4,70	5,60	5,80	5,40	5,60	5,60	6,40	7,00	8,57%	0,26%
Nijerya	0,10	0,40	1,70	2,60	4,00	4,80	12,50	14,90	14,20	19,20	20,60	6,80%	0,77%
Diğer Afrika	0,10	0,50	0,70	0,80	1,20	3,00	5,90	6,60	8,00	8,10	8,70	6,90%	0,32%
Toplam Afrika	2,80	11,60	23,20	46,50	66,90	83,30	126,50	126,80	130,90	141,50	145,10	2,48%	5,39%
Avustralya	1,70	5,80	11,10	13,50	20,70	29,80	31,20	32,50	32,60	33,20	35,20	5,68%	1,31%
Bengaldeş	0,00	0,60	1,30	2,80	4,80	7,40	10,00	10,70	11,40	12,30	13,20	6,82%	0,49%
Brunei	0,20	5,50	8,60	8,60	8,90	11,80	11,30	11,40	11,50	12,40	12,10	-2,48%	0,45%
Çin	2,60	8,20	13,30	12,00	14,20	17,60	27,20	30,30	31,90	34,40	40,80	15,69%	1,52%
Hindistan	0,60	1,00	1,40	4,50	12,00	19,60	26,90	27,20	28,70	29,90	29,40	-1,70%	1,09%
Endonezya	1,30	2,30	18,50	32,30	45,40	63,40	68,50	66,30	70,40	72,80	73,30	0,68%	2,72%
Malezya	0,00	0,00	0,00	10,30	17,80	28,90	45,30	46,90	48,50	51,80	53,90	3,90%	2,00%
Myanmar	0,10	0,20	0,40	1,00	1,00	1,50	4,40	6,20	6,50	6,90	7,40	6,76%	0,27%
Yeni Zelanda	0,00	0,40	1,00	3,50	4,60	4,10	5,50	5,80	5,50	4,10	3,60	-13,89%	0,13%
Pakistan	3,50	4,20	6,60	8,10	11,20	14,60	18,90	19,90	20,60	21,10	23,20	9,05%	0,86%
Tayland	0,00	0,00	0,00	3,10	5,50	10,40	18,60	18,00	18,90	19,60	20,30	3,45%	0,75%
Vietnam	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	1,60	2,00	2,40	2,40	4,20	42,86%	0,16%
Diğer Asya Pasifik	5,70	6,90	6,90	6,50	3,60	3,50	3,70	3,90	5,50	6,70	6,60	-1,52%	0,25%
Toplam Asya Pasifik	15,70	35,10	69,10	106,20	149,70	212,70	273,10	281,10	294,40	307,60	323,20	4,83%	12,01%
TOPLAM DÜNYA	1.020,70	1.208,80	1.456,40	1.676,40	1.999,90	2.141,70	2.433,30	2.489,80	2.532,60	2.617,00	2.691,70	2,78%	100,00%

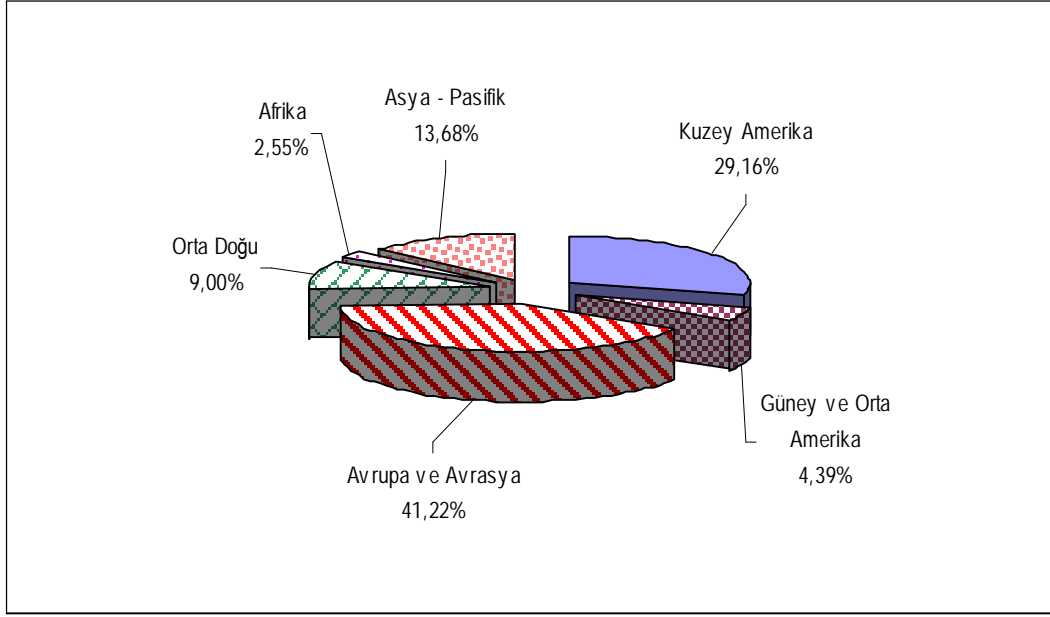
⁷ BP



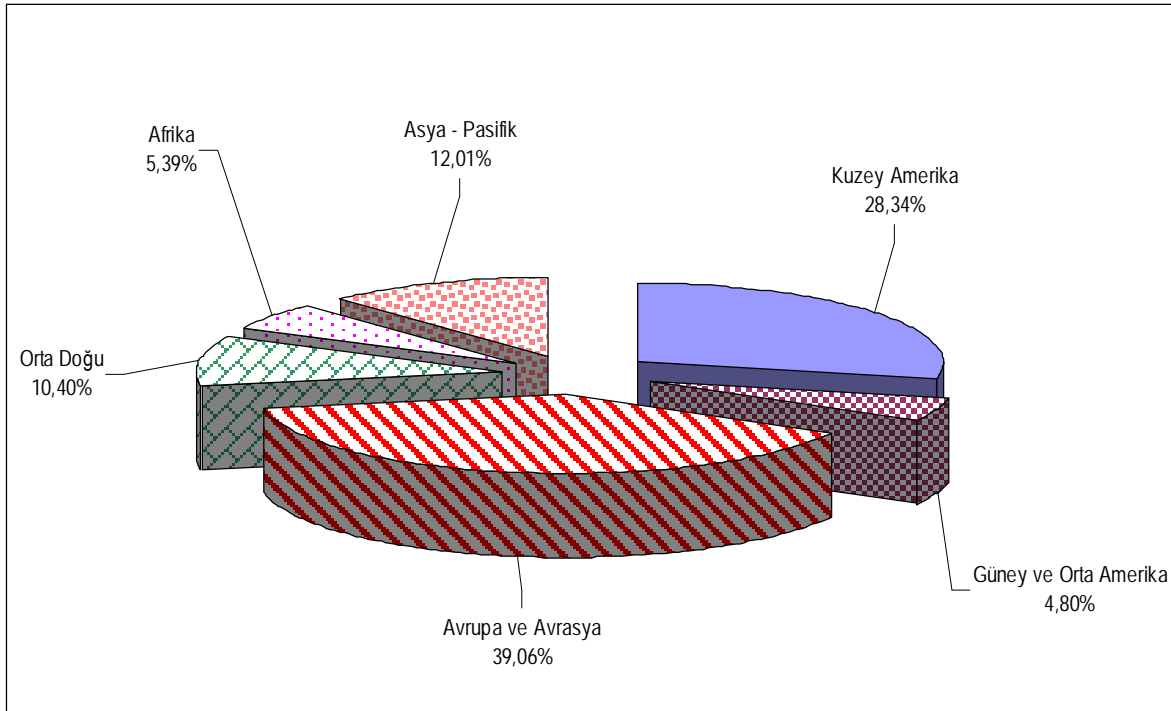
Grafik 3: 2004 Yılı Dünya Doğal Gaz Rezervi, Tüketimi ve Üretimini Bölgelere Göre Karşılaştırılması (milyar m³)



Grafik 4: 2004 Yılı Dünya Doğal Gaz Rezervinin Bölgelere Göre Dağılımı (milyar m³)



Grafik 5: 2004 Yılı Dünya Doğal Gaz Tüketiminin Bölgelere Göre Dağılımı (milyar m³)



Grafik 6: 2004 Yılı Dünya Doğal Gaz Üretiminin Bölgelere Göre Dağılımı (milyar m³)

2.3. Dünyada Doğal Gaz Fiyatları

Yıllara göre Doğal Gaz, LNG, Ham Petrol fiyatlarını karşılaştırdığımızda aşağıdaki tablo karşımıza çıkmaktadır.

Tablo 5: LNG-Doğal Gaz-Ham Petrol Fiyatları⁸

Milyon BTU/\$	LNG	Doğalgaz				Ham Petrol
	Japonya (CİF)	AB Ülkeleri (CİF)	İngiltere	ABD	Kanada	OECD Ülkeleri (CİF)
Yıllar	(CİF)	(CİF)				(CİF)
1984	-	3,76	-	-	-	5
1985	5,23	3,83	-	-	-	4,75
1986	4,1	3,65	-	-	-	2,57
1987	3,35	2,59	-	-	-	3,09
1988	3,34	2,36	-	-	-	2,56
1989	3,28	2,09	-	1,7	-	3,01
1990	3,64	2,82	-	1,64	1,05	3,82
1991	3,99	3,18	-	1,49	0,89	3,33
1992	3,62	2,76	-	1,77	0,98	3,19
1993	3,52	2,53	-	2,12	1,69	2,82
1994	3,18	2,24	-	1,92	1,45	2,7
1995	3,46	2,37	-	1,69	0,89	2,96
1996	3,66	2,43	1,85	2,76	1,12	3,54
1997	3,91	2,65	2,03	2,53	1,36	3,29
1998	3,05	2,26	1,92	2,08	1,42	2,16
1999	3,14	1,8	1,64	2,27	2	2,98
2000	4,72	3,25	2,68	4,23	3,75	4,83
2001	4,64	4,15	3,22	4,07	3,61	4,08
2002	4,27	3,46	2,58	3,33	2,57	4,17
2003	4,77	4,4	3,26	5,63	4,83	4,89

(CİF: Maliyet + sigorta + taşıma)

Yukarıdaki tabloyu incelediğimizde rafineri maliyetleri de düşünüldüğünde birim enerji maliyeti açısından doğal gazın petrolden daha ucuz bir enerji kaynağı olduğu görülmektedir. Gerek ekonomikliği, gerekse de petrole göre çevreye daha az zararlı bir yakıt olmasından dolayı dünyada doğal gaz tüketimi ve doğal gaz uygulamaları hızla artmaktadır.

2.4. Doğal Gazın Taşıtlarda Kullanımı

Son yıllarda doğal gaz teknolojik gelişmelerle birlikte araçlarda da yakıt olarak kullanılmaya başlanmıştır. Özellikle toplu taşıma araçlarında kullanılan petrol ürünlerinin çevreye vermiş olduğu zarar göz önüne alındığında alternatif bir yakıt olarak yaygınlaşması da söz konusu olabilecektir. Bireysel araç kullanımında özellikle son yıllarda yaşanan hızlı yükseliş daha

⁸ BP

Tablo 6: Dünya'da Doğal Gazlı Araç ve Dolum İstasyonları⁹

ÜLKE	DÖNÜŞÜMLÜ ARAÇ SAYISI	DOLUM İSTASYONU	DOLUM AYGITI
ABD	130.000	1.250	
Almanya	12.000	268	450
Arjantin	1.300.000	1036	
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 Zelanda	12.000	109	1
Diğer	76.568	766	1.235
TOPLAM	3.814.548	5.392	4.533

ekonomik alternatif yakıtlara yönelimi hızlandırmış ve bu alanda firmaların AR-GE yatırımları artmaya başlamıştır. 2004 yılı itibarıyla aşağıdaki tablodan da göreceğimiz gibi bugün çok yaygın olmayan doğal gazlı araçların yaygınlaşmasının önünde herhangi bir engel bulunmamaktadır. Doğal gaz dolmuş istasyonlarının yaygınlaşması doğal gazlı araçların yaygınlaşmasını da sağlayabilecektir.

2.5 Doğal Gaz Depoları

Dünyada doğal gaz yeraltı stokları, fiyat hareketlerinden etkilenmemek, gaz kullanımında kesintiyi önlemek ve arz-talep dengesini sağlamak amacıyla doğal gaz talebinin az olduğu yaz aylarında depolama yapılarak sağlanmaktadır. İhtiyacın az olduğu yaz aylarında depolanan doğal gaz, ihtiyacın çok olduğu kış aylarında özellikle akşam saatlerinde tüketiciler tarafından kullanılmak üzere devreye sokulmaktadır.

⁹ OİDER (Oto Doğalgaz İstasyonları Derneği)

Doğal gazın nerelerde depolanabileceği incelendiğinde;

- İşlevi bitmiş doğal gaz ve petrol yataklarının,
- Yeraltındaki kaya tuzu yataklarının tatlı suyla eritilmesi ile elde edilen boşlukların,
- Kapasitesi sınırlı olarak inşa edilen çelik tanklar veya basınçlı çelik depoların,
- Tespit edilebilmiş yeraltı tabii boşlukların,
- İzolasyon ve sızdırmazlık sağlanmış, terk edilmiş yeraltı maden yataklarının

doğal gaz depolama amaçlı kullanılmakta olduğu görülmektedir.

Dünyanın en fazla gaz tüketen bölgelerinin başında Avrupa yer almaktadır. Uluslararası Enerji Ajansının 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.

Tablo 7: Dünya Doğal Gaz Depolama Alanları (2001 – milyar m³)

	Üretim Sona Erdiği Doğalgaz Yatakları	Akiferler	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 Toplamı	441	84	54	3	582
Yüzde %	75,7	14,4	9,3	0,6	100

Avrupa'daki en büyük doğal gaz tedarikçilerinden gaz de France'ın toplam 9,9 milyar m³lük depolama kapasitesi, Alman Ruhrgas şirketinin 12 yeraltı depolama tesisinin kapasitesi ise 5,2 milyar m³tür.

3. TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ

3.1. Kısa Tarihçe

BOTAŞ 15 Ağustos 1974 tarihinde Irak petrolünün Ceyhan'a taşınmasını gerçekleştirmek üzere, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'na (TPAO) Bağlı Ortaklık olarak kurulmuştur. Faaliyetlerini 1995 yılına kadar bu konumda sürdüren BOTAŞ, aynı yıl Kamu İktisadi Teşekkülü olarak yeniden yapılandırılmıştır. Faaliyetlerine boru hattı yoluyla ham petrol taşımacılığı ile başlayan BOTAŞ, 1987 yılından itibaren doğal gaz taşımacılığı ve ticareti ile iş kapsamını genişletmiş; hizmet fonksiyonlarının yanı sıra, ticari bir hüviyet de kazanmıştır.

Ülkemizde yurt içi kaynaklardan doğal gaz üretimiyle ilgili ilk uygulamalar, TPAO bünyesinde 1976'da gerçekleşmiştir. 1980'li yılların ilk yarısında ise BOTAŞ tarafından doğal gaz talep tahmini ve doğal gaz temin planlamasıyla ilgili ilk çalışmalar yapılmıştır.

9 Şubat 1990 tarih ve 397 Sayılı, Doğal Gazın Kullanımı ile ilgili Kanun Hükmünde Kararname ile doğal gazın ithali, dağıtımı (şehir içi dağıtımı hariç), satışı ve fiyatlandırılmasında tekel konumuna getirilen BOTAŞ'ın, 2 Mayıs 2001 tarihinde yasalaşan 4646 Sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile bu konumu sona ermiştir.

18 Eylül 1984 tarihinde Türkiye Cumhuriyeti ile Sovyet Sosyalist Cumhuriyetleri Birliği Hükümeti arasında doğal gaz nakline ilişkin bir anlaşmanın imzalanması ile doğal gaz ithalatı ilk kez ülkemizin gündemine girmiştir. Enerji arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi amacıyla 14 Şubat 1986'da Sovyet Sosyalist Cumhuriyetleri Birliği ile

imzalanan, yılda 6 milyar m³ gaz alımına yönelik anlaşma ile Türkiye, 1987'de doğal gaz kullanmaya başlamıştır.

Doğal gaz ithalinde kaynak çeşitlemesi kapsamında, 1994 yılında Cezayir'den LNG alımına başlanmış, bunu 1999 yılında Nijerya ile yapılan alım anlaşması ve spot alımlar izlemiştir.

BOTAŞ, LNG olarak deniz yoluyla taşınan gazı Marmara Ereğlisi'nde bulunan ve 685.000 m³/saat enjeksiyon kapasitesine sahip gazlaştırma Terminali'nde işleme sokarak ana iletim hattına enjekte etmektedir.

Doğal gazın talep noktalarına ulaştırılması için yapılmış olan yatırım planları adım adım gerçekleştirilmektedir. Bugün Bulgaristan sınırından ülkemize giren ve 1988 yılından bu yana işletilmekte olan 842 km'lik Ana Hattın yanı sıra Doğu Anadolu Doğal gaz Ana İletim 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 hatların da ihaleleri yapılmıştır.

3.2. Rezervler, Üretim ve Tüketim

Ülkemizde görünür doğal gaz rezervleri ve fiili üretimi sınırlıdır. Ancak TPAO son zamanlarda arama ve üretim faaliyetlerine önem vermeye başlamıştır. Ancak bu çalışmaların yeterli olmadığı bilinmektedir.

Tablo 8: 2003 Yılı Sonu İtibarıyla Türkiye'deki Doğal Gaz Rezervleri (m³)¹⁰

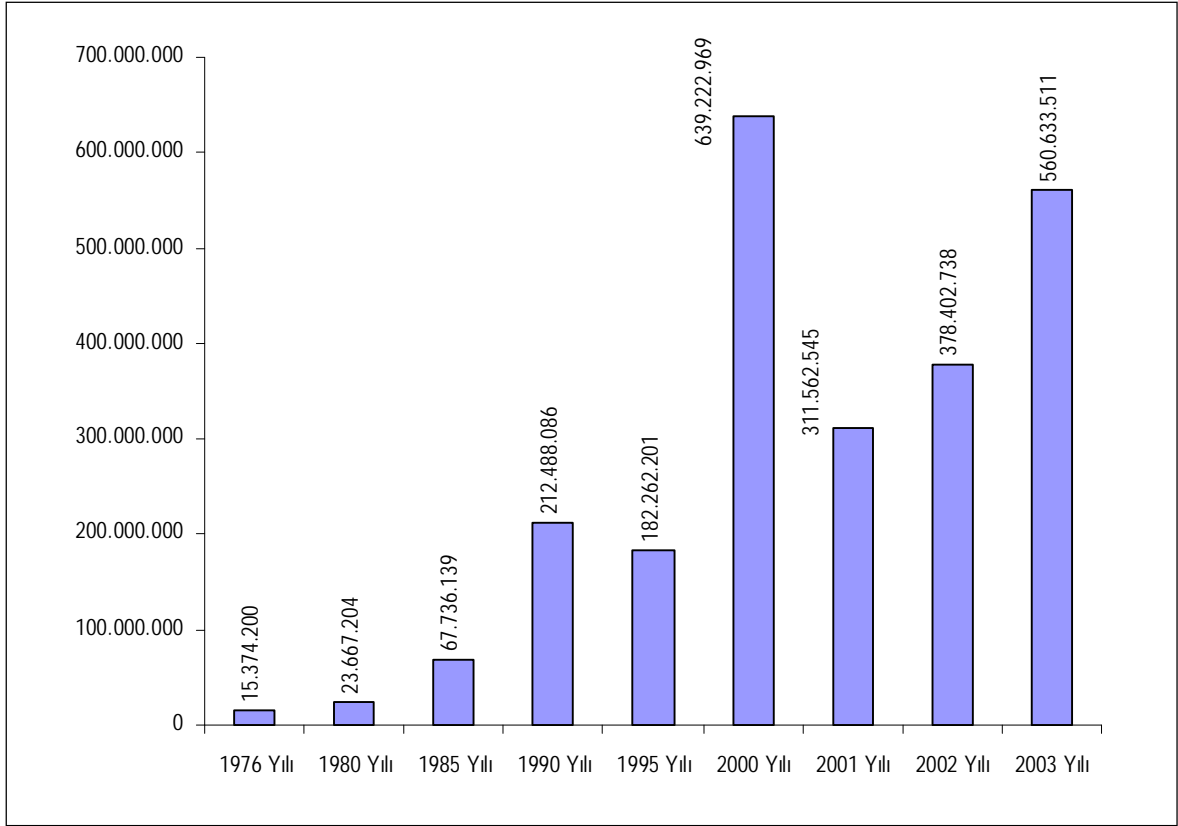
Şirketler	Rezervlardaki gaz(*)	Üretilen gaz	Kümülatif üretim	Kalan üretilen gaz
T.P.A.O.	13.736.545.317	9.675.345.317	5.643.775.383	4.031.569.934
N.V.Turkse Perenco	4.657.976.055	3.261.672.349	87.590.807	3.174.081.542
Amity Oil İnt. + T.P.A.O	820.000.000	627.500.000	198.779.330	428.720.670
Thrace Basın + Pinnacle Turkey	142.000.000	85.300.000	12.467.122	72.832.878
Thrace Basın 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

(*) İşpatlanmış, Muhtemel ve Mümkün Rezervler Toplamıdır.

¹⁰ PİGM 2003 yılı faaliyet raporu

Tablo 9: Yıllar İtibarıyla Türkiye'de Doğal Gaz Üretimi (m³)¹¹

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

**Grafik 7:** Yıllar İtibarıyla Türkiye'de Doğal Gaz Üretimi Dağılımı (m³)¹²¹¹ PİGM 2003 yılı faaliyet raporu¹² PİGM 2003 yılı faaliyet raporu

Tablo 10: TPAO Şirketinin Saha Bazında Doğal Gaz Üretim Programı ve Gerçekleşmesi (m³)¹³

ŞİRKET	SAHA ADI	2003	2004	2005
TPAO	Hamitabat	52.585.452	42.819.371	36.337.489
	Kumrular	3.138.044	1.381.539	2.920.602
	Umurca	3.284.946	974.544	431.829
	K.Marmara	1.150.887	167.963.367	300.828.417
	Karacaoğlan	1.032.614		
	Değirmenköy	62.937.969	50.719.983	17.121.516
	Karaçalı	14.602.973	5.415.457	4.053.038
	Çamurlu	11.454.117	9.511.136	10.050.898
	Silivri	163.509	140.869	140.449
	Yulaflı	34.138.039	16.901.501	41.931.787
	Seymen	264.728	223.631	264.914
	Sevindik	11.173.611	7.312.260	6.384.885
	G.Karaçalı	73.800.867	26.435.726	55.020.569
	Karakuş	19.897	4.778.782	3.719.000
	Kavakdere	3.771	126.078	111.084
	Vakıflar	6.242.306	8.472.592	4.144.696
	Turgutbey		2.159	3.371
	Velimeşe			177.804
	AMITY-TPAO	Çayırdere	1.076.760	17.094.986
Göçerler		152.287.135	100.357.087	41.598.965
D.Adatepe			17.995.444	16.936.822
Adatepe			43.554.220	6.872.962
THRACE BASİN	Tatarlı		76.342	
THRACE BASİN-PINNACLE	Hayrabolu	487.307	934.908	
	Gelindere	173.586	205.345	
THRACE BASİN-ETE	Gazioğlu	4.264.926	875.087	
	Tekirdağ-Sığ	105.626.934	160.909.084	
	Mavi Marmara	358.690	384.550	
N.V. TURKSE PERENCO	D. Barbeş	20.364.443	21.442.715	
	Katın			
TOPLAM		560.633.511	707.008.763	566.932.821

3.3. Türkiye'deki Yerli ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları

3.3.1 Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Kömür, petrol, doğal gaz gibi fosil enerji kaynaklarının dünyadaki rezervlerinin oldukça sınırlı olduğuna yukarıda değinilmiştir. Bu kaynakların gelecekte tükenmesinin

dışında bir başka boyut ise, özellikle fosil yakıtların yanmasıyla açığa çıkan gazların oluşturduğu sera etkisi sonucunda küresel ısınmaya bağlı iklim değişikliklerinin insanlığın ve doğal yaşamın geleceğini tehdit etmesidir. Buna karşın yenilenebilir enerji kaynağı olarak tanımlanan güneş, jeotermal, hidroelektrik, bio-enerji, hidrojen, dalga veya okyanus ve rüzgar enerjisi, köken olarak enerjilerini

¹³ PİGM 2003 yılı faaliyet raporu

direkt veya endirekt olarak güneşten almakta ve sürekli yenilendiklerinden tükenmemektedirler.

Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) Genel Müdürlüğü verilerine göre Türkiye'nin yenilenebilir enerji kaynakları potansiyeli;

Hidrolik	7,5 MTEP (Ekonomik Potansiyel)
Rüzgar	19,0 MTEP (Teknik Potansiyel), > 2,5 MTEP (Ekonomik)
Jeotermal	5,5 MTEP (Teknik Potansiyel)
Güneş	80,0 MTEP (Teknik Potansiyel)
Biyokütle	6,0 MTEP (Teknik Potansiyel) olarak belirlenmiştir.¹⁴

Yenilenebilir enerji kaynakları, yenilenebilirliği en az düzeyde çevresel etki yaratmaları, işletme ve bakım masraflarının az olması, yerli nitelikleri gibi özellikleri dolayısıyla ülkemiz için oldukça önemli bir yere sahiptir. Ancak ülkemizde yenilenebilir enerji kaynakları çok zengin olmasına ve ülkenin enerji ihtiyacının önemli bir kısmını karşılayabilecek bir potansiyele sahip olmasına karşın yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları ya hiç kullanılmamakta ya da potansiyelin çok altında değerlendirilmektedir.

Ülkemizde, yüzey sıcaklığı 40°C'nin üzerinde olmak üzere 140 adet jeotermal saha vardır. Türkiye'nin bu sahalarda brüt teorik ısı potansiyeli 31.500 MW, teknik ısı potansiyeli 7.500 MW'dir. Türkiye'nin teorik jeotermal elektrik kapasitesi 4.500 MW olarak belirlenmiş, teknik potansiyel ise 500 MW civarında tahmin edilmektedir. Ancak 2005 yılı itibarıyla Denizli'de kurulu olan Jeotermal Enerji Santrali kapasitesi 20 MW gücündedir.

Güneş enerjisi bakımından da ülkemiz geniş avantajlara sahip olmasına rağmen bu alanda gerekli yatırım ve politikalar geliştirilmemiştir.

Yine dünyada rüzgar teknolojisi son derece gelişmiş olup özellikle Amerika'da yapılan araştırmalar sonucunda rüzgar maliyetlerinin kömür ve gaz ile rekabet edebilir noktaya geleceği öne sürülmektedir. Yapılan araştırmalar

sonucunda ülkemizde rüzgar potansiyelinin oldukça yüksek olduğu, EİEİ ve Devlet Meteoroloji İşleri (DMİ) Genel Müdürlüğü tarafından tespit edilmiştir. Ancak Türkiye rüzgar enerjisi bakımından İngiltere'den sonra dünyanın en büyük potansiyeline sahip olmasına karşın bu alanda yapılan yatırımlar yetersizdir.

AB ülkeleri elektrik üretimi içindeki yenilenebilir enerjinin payını artırmayı planlar ve buna uygun politikaları hayata geçirirken, Türkiye'de ise tam tersi politikalar izlenerek hidrolik potansiyelimiz göz ardı edilmektedir. TEİAŞ tarafından yayınlanan veriler ve "Orta ve Uzun Dönem Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması"na göre, hidroelektriğin tüm elektrik üretimi içindeki payı 2020 yılında % 16,6'ya düşerken, ithal yakıtlarla üretilen elektriğin payı aynı dönemde % 65'e ulaşmaktadır.¹⁵

Bugün ülkemizin 127,6 Milyar KWh/yıl olan hidrolik enerji potansiyelinin % 57'si (kullanılan hidrolik kaynağın oranı % 35 olup, geri kalan % 8'lik kısım ise inşa halindedir); 10 bin MW olan rüzgar enerjisi ekonomik potansiyelinin % 99,9'u; 500 MW JEOTERMAL kaynak potansiyelinin % 95'i atıl durumda bekletilmektedir. Yine sınırsız enerji kaynağı olan ve ülkemizin her bölgesinin sahip olduğu GÜNEŞ enerjisi ile biyokütle ve doğal gaz enerjisi ise yeterince kullanılmamaktadır.¹⁶

Halen Türkiye'de enerji ihtiyacının büyük bir çoğunluğu ağırlıklı olarak fosil yakıt kaynaklarından sağlanmaktadır. 2003 yılı itibarıyla enerji tüketimimizin sadece % 28,3'ü yerli kaynaklarla karşılanabilmiştir.

Ülkemizde bu gidişatı değiştirecek bir politika izlenmemekte, enerjide dışa bağımlılık sürekli olarak artmaktadır. Bu bağımlılığın bir göstergesi 2005 yılı kurulu güç üretim ilişkisine baktığımızda ortaya çıkmaktadır. Ülkemizde kurulu güç yıllara göre artmasına karşın gerek yenilenebilir gerekse fosil enerji kaynaklarımız yeterince kullanılmamaktadır. Yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırımın düşüklüğü, ülkemizi yıllardır DTÖ, DB ve IMF politikalarına

¹⁴ Elektrik İşleri Etüt İdaresi(EİEİ) Genel Müdürlüğü - www.eie.gov.tr

¹⁵ Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi(TEAŞ) - www.teias.gov.tr

¹⁶ T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) - www.enerji.gov.tr, Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü (EİEİ) - www.eie.gov.tr

mahkum etmekte ve sanayinin en önemli girdisi olan enerji konusunda emperyalist tekelere bağımlı kılmaktadır.

EİEİ Genel Müdürlüğü tarafından yapılan uzun vadeli projeksiyonlarda dışa bağımlılık oranının 2010'da % 71, 2015'de % 68 ve 2020 yılı için % 70'ler seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. Tüm bu yatırımsızlık ve politikasızlık enerji maliyetlerini artırmakta ve Türkiye'nin enerji ve enerji kaynakları ithalatçısı olma konumunu artırmaktadır.

Oysaki ülkemiz açısından yenilenebilir enerji kaynaklarının ulaşılmış olduğu potansiyel yurdumuzun içinde bulunduğu enerji darboğazının aşılması, petrole olan bağımlılığın azaltılması ve döviz kaybının önlenmesi için önemli bir kaynaktır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarımızın kullanımının özendirilmesi, yaygınlaştırılması ve bu kaynakların kullanımı ile elektrik enerjisi üretim sistemlerini oluşturan malzeme, cihaz ve ekipmanların yerli üretim koşullarının oluşturulması ve bu alanda teknoloji üretebilir bir seviyeye ulaşmamız gerekmektedir

Tablo 11: Türkiye Kurulu Gücünün Yıllar İtibariyle Gelişimi (MW)¹⁷

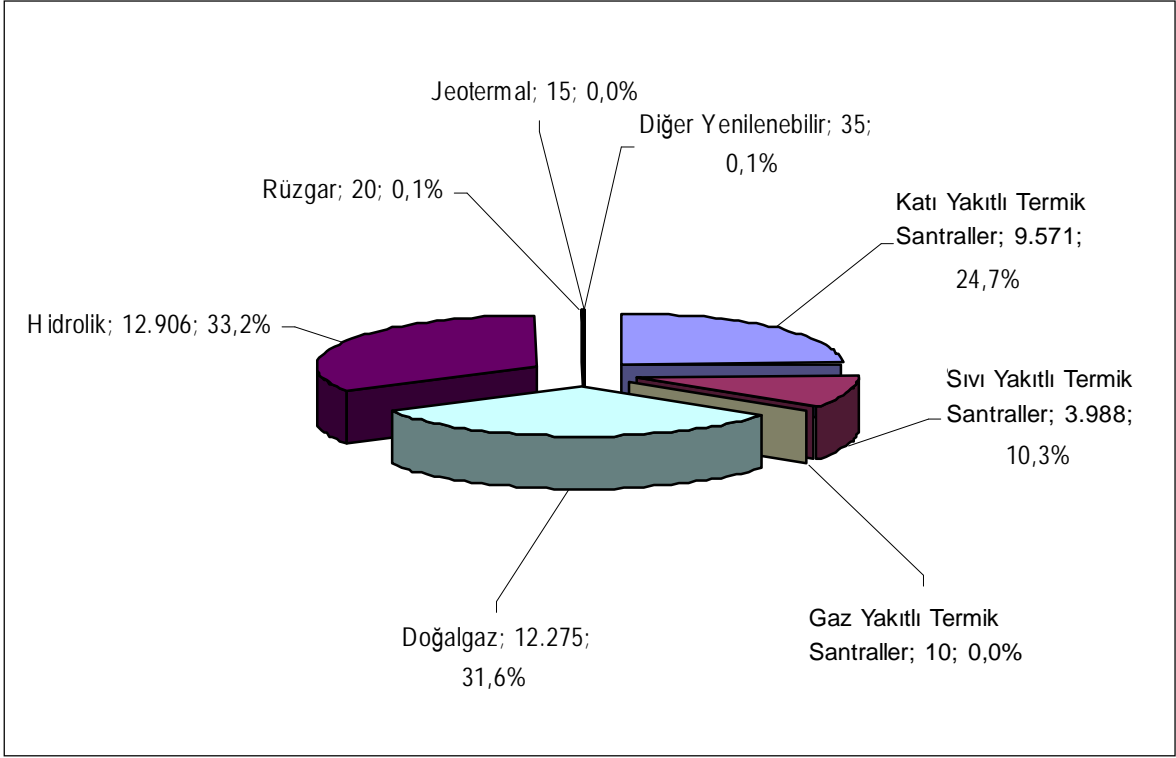
YIL	TERMİK	HİDROLİK	JEOTER.+RÜZ.	TOPLAM	YIL	TERMİK	HİDROLİK	JEOTER.+RÜZ.	TOPLAM
1913	17,2	0,1		17,3	1975	2407,0	1779,6		4186,6
1923	32,7	0,1		32,8	1980	2987,9	2130,8		5118,7
1930	74,8	3,2		78,0	1985	5229,3	3874,8	17,5	9121,6
1935	121,2	5,0		126,2	1990	9535,8	6764,3	17,5	16317,6
1940	209,2	7,8		217,0	1995	11074,0	9862,8	17,5	20954,3
1945	237,7	8,2		245,9	2000	16052,5	11175,2	36,4	27264,1
1950	389,9	17,9		407,8	2001	16623,1	11672,9	36,4	28332,4
1955	573,5	38,1		611,6	2002	19568,5	12240,9	36,4	31845,8
1960	860,5	411,9		1272,4	2003	22974,4	12578,7	33,9	35587,0
1965	985,4	505,1		1490,5	2004	24117,0	12645,4	61,5	36824,9
1970	1509,5	725,4		2234,9	2005	25843,5	12906,0	70,4	38819,9

Tablo 12: Ülkemizin Kömür, Doğal Gaz ve Petrol Ürünlerinin Yıllara Göre İthalatı¹⁸

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

¹⁷ Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) - www.teias.gov.tr

¹⁸ T.C. Başbakanlık Dış Ticaret Müsteşarlığı - www.foreigntrade.gov.tr



Grafik 8: Türkiye'nin 2005 Yılı Kurulu Gücünün Kaynaklara Göre Detay Dağılımı (MW) ¹⁹

Özellikle güneş, jeotermal ve rüzgar kaynaklarından enerji elde etmek için gerekli üretim ve ekipmanların büyük bir çoğunluğunun ülkemizde üretimi vardır. Bu konuda yeterli ve deneyimli mühendis ve teknik elamana sahip olan ülkemizde "ulusal ve kamusal çıkarları gözetilen bir enerji politikası"na ne kadar çok ihtiyaç olduğu açıktır.

3.3.2 Yerli Enerji Kaynakları

Ülkemiz çok zengin linyit ve kömür kaynaklarına sahiptir. 2004 yılı Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) verilerine göre 5 işletmede 1,344 milyar ton rezerv mevcuttur. Ancak TTK, yıllık olarak bu rezervin sadece 2-2,5 milyon tonundan üretim gerçekleştirmektedir. 1974 yılında 8.544.927 ton olan tüvenan kömür üretimi yıllardır gerekli yatırımların yapılmayışı nedeni ile 2004 yılında ¼ oranında azalarak 1.884.65 ton olarak

gerçekleşmiştir.²⁰ Yine ülkemizin yaklaşık 9,3 milyar tonluk linyit rezervlerinden yıllık 50 milyon ton üretim yapılmaktadır. Mevcut linyit rezervinin % 30'u Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu (TKİ), % 45'i Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ), geri kalanı özel sektör ile Maden Tetkik ve Arama (MTA) Genel Müdürlüğü'ne ait ruhsatlı sahalarında bulunmaktadır. 2,5 milyar tonluk rezervi ile ülke linyit rezervlerinin % 30'luk bölümünü elinde bulunduran TKİ, ülke üretiminin % 60'ını (yaklaşık 30 milyon ton) gerçekleştirmektedir.²¹

2004 yılı itibarıyla tüketilen petrolün sadece % 8,6'sı yerli üretim olup, ülkemizin ihtiyaç duyduğu ve ithal edilen % 91,4'lük petrol için 9 milyar dolara yakın yıllık ödeme yapılmaktadır.²² Gerçekleştirilen kömür tüketiminin % 90'ı ise yerli üretimdir. Yerli kömür kaynakları yeterince değerlendirilmezken,

¹⁹ Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) - www.teias.gov.tr

²⁰ Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) - www.taskomuru.gov.tr

²¹ Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu (TKİ) - www.tki.gov.tr

²² Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu (TKİ) - www.tki.gov.tr, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) - www.tpao.gov.tr

yıllık 1,5 milyar dolara yakın tutarlar kömür ithalatına harcanmaktadır. Türkiye enerji sektöründe bu tüketim potansiyeli ile birlikte, yerli üretimin düşüklüğü ve yeraltı/yerüstü kaynaklarımızın yeterince kullanılmamasından dolayı gelecekte de dışa bağımlı olacaktır.

Ülkemizdeki birincil enerji kaynaklarına göre termik santrallerin kurulu güç bakımından karşılaştırılmasını (Tablo 13) incelediğimizde bu kaygının ne kadar haklı olduğu görülmektedir.

Tablo 13: Ülkemizdeki Termik Santrallerin Kurulu Güç Bakımından Karşılaştırılması

YILLAR	Linyit (MW)	Linyit payı (%)	Doğal gaz (MW)	Doğal gaz payı (%)
1984	2359,3	27,88	0,0	0,0
1985	2864,3	31,40	100,0	1,10
1986	3579,3	35,39	400,0	3,95
1987	4434,3	35,49	800,0	6,40
1988	4434,3	30,54	1555,2	10,71
1989	4713,7	29,82	2035,8	12,88
1990	4874,1	29,87	2210,0	13,54
1991	5040,9	29,29	2555,4	14,85
1992	5405,1	28,88	2591,7	13,85
1993	5608,8	27,58	2700,5	13,28
1994	5818,8	27,89	2823,9	13,54

Dünyanın pahalı elektrik kullanan ülkelerinden biri olan ülkemizde, "elektrik fiyatlarını düşürme" iddiasında olan hükümetlerin bu imkanı kullanmamaları manidardır. Oysa doğal gazla çalışan ve gaz temin ve üretilen elektriğe alım garantisi verilen doğal gaz santralleri ile ilgili anlaşmalar yeniden görüşme konusu yapılabilir ve bu anlaşmalardaki ülke çıkarlarına aykırı hükümler ile alım garantileri iptal edilebilir ise doğal gazın elektrik üretimi içindeki son derece çarpık yükseklikteki payı düşecek, yerli kaynak olan linyite dayalı elektrik üretim yatırımları atıl durumdan kurtarılacak, elektrik fiyatları düşürülebilecek, istihdam ve katma değer artacak ve elektrik enerjisinde daha sağlıklı bir "Enerji Güvenliği" tesis edilebilecektir.

Bugüne değin, özel sektör tarafından yerli kömüre dayalı olarak Tufanbeyli'de 320 MW, İstanbul'da 12 MW olmak üzere yalnızca 2 santral için EPDK'dan lisans alınmıştır. Ayrıca Silopi'de asfaltite dayalı 110 MW bir termik santral için de lisans alınmıştır.

Yerli linyite dayalı santrallerin bakım, onarım, iyileştirme ve tevsi için gerekli kaynak ayrılmaz iken, yüksek elektrik alım fiyatlarıyla alım garantisi verilen ve Yap-İşlet esasıyla kurulan doğal gaz yakıtlı bazı santrallerin kuruluş ve işleyişlerindeki usulsüzlük iddiaları basına da yansıyan Devlet Denetleme Kurulu raporunda ayrıntılı bir şekilde yer almıştır. Öte yanda, yerli linyit yatakları atıl dururken, Adana'da ithal kömüre dayalı 1.516 MW termik santralin Yap-İşlet esası ve üretilen elektriğe alım garantisıyla, uluslararası bir tekel tarafından kurulması

YILLAR	Linyit (MW)	Linyit payı (%)	Doğal gaz (MW)	Doğal gaz payı (%)
1995	6047,9	28,86	2883,9	13,76
1996	6047,9	28,46	3051,2	14,36
1997	6047,9	27,63	3490,4	15,94
1998	6213,9	26,61	4047,1	17,33
1999	6351,9	24,32	4958,8	18,99
2000	6508,9	23,87	4904,5	17,99
2001	6412,0	22,64	7074,4	24,98
2002	6412,0	19,27	11249,6	33,81
2003	6438,9	16,8	11974,7	33,6
2004	6450,8	17,5	12798,4	34,7
2005	7130,8	18,4	13745,2	34,4

teşvik edilmiştir. 2005 yılı içerisinde Türkiye toplam elektrik üretiminin %5,4'ünü oluşturan 8,6 milyar KWh elektrik ithal kömür kullanılarak bu santralde üretilmiştir.

Doğal gaz temin ve ürettiği elektriğe alım garantisi verilen Yap-İşlet esaslı santrallerin, TETAŞ tarafından yürütülen sözleşmeleri Danıştay tarafından iptal edilmiştir. "Yargı kararlarının uygulanması" anayasal bir zorunluluk olduğu halde, siyasi iktidar hukukun dışına çıkmakta, birçok idari yargı kararında olduğu gibi bu kararı da uygulamamaktadır.

Odamız, Elektrik Mühendisleri Odası ve TMMOB'nin yıllardır dile getirdiği, "İzlenen yanlış politikalar nedeniyle, Türkiye'nin pahalı elektrik üreten doğal gaz santrallerine mahkum edildiği" gerçeği, bugün Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı ve Başbakan tarafından da ifade edilmektedir. **Eğer siyasal iktidar bu doğru tespite içtenlikle katılmakta ise, yapması gereken, timsah gözyaşları dökmek değil, Danıştay kararlarını uygulamak ve doğal gaz yakıtlı santrallere verilen**

pahalı elektrik alım ve gaz temin garantileri vb. ayrıcalıkları iptal etmektir.

3.4. Doğal Gaz Kullanımı

Doğal gaz kullanımını tüm ülkeye yaygınlaştırmak amacıyla, doğal gaz dağıtım şebekesi bulunmayan şehirlerin şehir içi doğal gaz dağıtım lisansı ihale çalışmaları EPDK tarafından sürdürülmektedir.

1980'li yıllarda doğal gaz teminine yönelik olarak yapılan planlama ve anlaşmalarda, yıllık olarak Rusya'dan azami 6 milyar m³, Cezayir'den de LNG olarak tankerlerle 2 milyar m³ olmak üzere toplam 8 milyar m³ doğal gaz ithalatı öngörülmekteydi. Bugün konuşulan tüketim miktarlarının çok gerisinde kalan bu kabuller, boru hattı tasarımında ve Marmara Ereğlisi LNG Terminalinin kapasite seçiminde etkin olmuştur.

Tablo 14: Doğal Gaz İletim Hatları²³

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
Doğubayazıt - 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

Tablo 15: Loop Hatları²⁴

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
Yaprıcak-Mihallıççık	40"	61	2001
Eskişehir-Mihallıççık	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

²³ BOTAŞ

²⁴ BOTAŞ

Tablo 16: Dağıtım ve Bağlantı Hatları²⁵

PROJE ADI	ÇAP	UZUNLUK(km)
Kütahya - Bilecik - Uşak	2"-20"	309
Turgutlu-Torbali-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

Tablo 17: Sonuçlanma Aşamasında Olan Ana İletim Hatları²⁶

PROJE ADI	ÇAP	UZUNLUK(km)
Sivas-Malatya Doğalgaz Boru Hattı	24"-40"	195
Malatya-G.Antep Doğalgaz Boru Hattı	16"-24"-40"	240
G.Antep-Adana-Mersin Doğalgaz Boru Hattı	16"-24"-40"	280
Konya-Isparta Doğalgaz Boru Hattı	16"-40"	257
Isparta-Nazilli Doğalgaz Boru Hattı	16"-24"-40"	366

Alternatif birçok yakıtta göre ucuzluğu, kullanım kolaylığı, stoklama sorununun olmayışı vb. üstünlükleri doğal gazın talebi hızla artırmıştır. Doğal gazın ilk kullanıma başlandığı 1987 yılında 522 milyon m³ düzeyinde olan doğal gaz tüketimi, 18 yıl içinde 51,5 kat artışla 2005'te 26.865 milyon m³'e ulaşmıştır. Türkiye'nin son 15 yıldaki doğal gaz tüketimi Grafik 9'da verilmiştir.

Doğal gazın elektrik enerjisi üretiminde ve doğal gaz kullanımına yeni geçecek çok sayıda kent ve sanayide daha yaygın bir biçimde kullanımının planlanmasından ötürü, önümüzdeki yıllarda doğal gaz talebinin hızlı bir şekilde artması beklenmektedir.

Türkiye'nin 2004-2020 dönemi doğal gaz talep tahmini Tablo 19'da verilmiştir.

Doğal gaz tüketim artışındaki en büyük etmen, elektrik enerjisi üretiminin yaygın bir biçimde doğal gazla dayandırılmasıdır.

Elektrik enerjisi üretiminin büyük ölçüde doğal gazla dayandırılmasına yönelik uygulanmakta olan politikalara karşı, Odamız ve Elektrik Mühendisleri Odası'nın yönelttiği öneri ve eleştirilere kulak verilmemiştir. TMMOB ve bağlı Odalar ile Devlet Planlama Teşkilatı'nın gaz talep tahminlerinin abartıldığı, doğal gazla dayalı yeni

²⁵ BOTAŞ

²⁶ BOTAŞ

Tablo 18: Devam Eden Dağıtım ve Bağlantı Hatları²⁷

PROJE ADI	SÖZLEŞME TARİHİ
Adana -İskenderun-Osmaniye Dağ.Hattı	08.03.2004
Malatya-G.Antep -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
TPAO 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
Burdur-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
PT4 Pompa İstasyonuna Doğal Gaz Bağ.H. Basınç Düş.Ölçüm İst.	30.07.2004

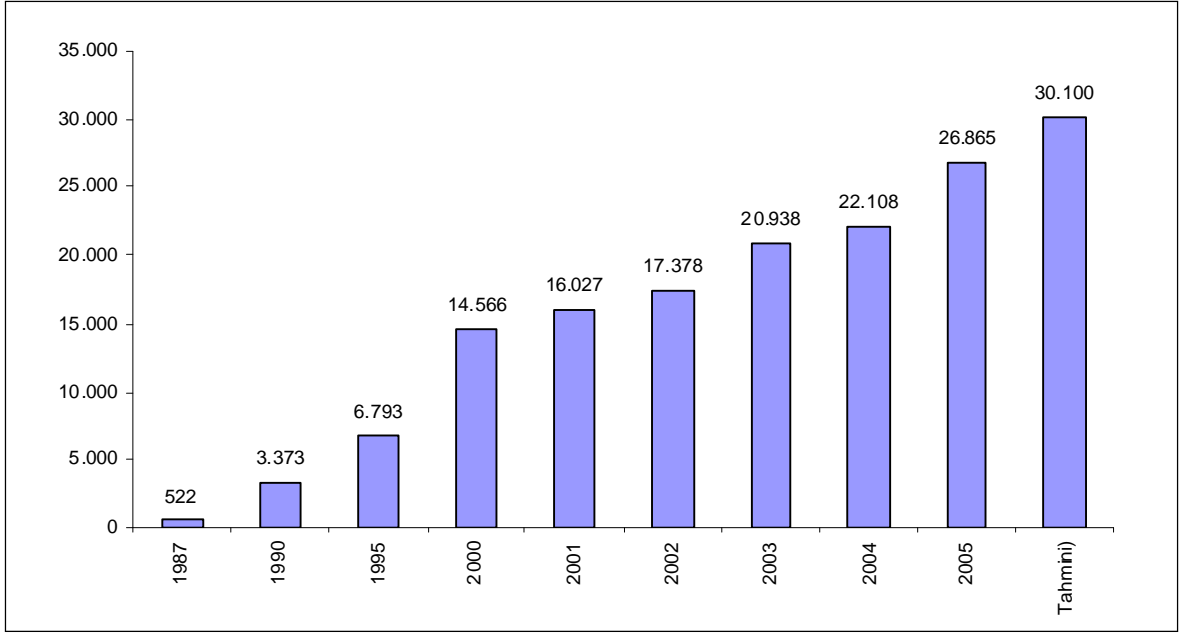
Tablo 19: Doğal Gaz Talep Tahmin ve Doğal Gaz İhracat Miktarları (milyon m³)²⁸

YILLAR	2004	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
Türkiye Doğal Gaz Talep Miktarları		30.100	31.155	33.417	37.034	42.076	52.245	61.042
Doğal Gaz İhracat Miktarları (Yunanistan)		21	492	737	737	737	737	737
Toplam Doğal Gaz Talep Miktarları	22.173	30.121	31.647	34.154	37.771	42.813	52.982	61.779
2004 Yılına göre % Artış (2004=100)		35,84	42,73	54,03	70,35	93,09	138,95	178,62

Not :TEİAŞ'ın İlave Elektrik Üretimi İçin Doğal Gaz Talepleri ve İç Tüketim Dahil Edilmiştir.

²⁷ BOTAŞ

²⁸ BOTAŞ



Grafik 9: Türkiye'nin Yıllara Göre Doğal Gaz Tüketimi Dağılımı (milyon m³)²⁹

^{29, 30} BOTAŞ

Tablo 21: Yıllar İtibarıyla Doğal Gaz ve LNG Alım Miktarları³¹

	Rusya Fed.	İran	Mavi Akım	Cezayir	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	3.860	1.126	-	-	21.180
2004	11.106	3.558	3.238	3.237	1.034	-	-	22.173
2005	11.623	3.805	4.213	3.441	870	107	-	24.061

enerji santrallerine ihtiyaç olmadığı yolundaki uyarıları da dikkate alınmamıştır. 1999'da 2010 yılı için 34.224 milyon m³ doğal gazın elektrik enerjisi üretiminde kullanımı öngörülmüşken, bu rakam 2001 yılında sektörel talep tahminlerinde 25.413 milyon m³'e düşürülmüştür. 2005 yılında ise elektrik üretiminde kullanılan doğal gaz kullanımı 15.435 milyon m³ olarak gerçekleşmiştir.

3.5. Doğal Gaz Ticareti

2005 yılı sonu itibarıyla Rusya Federasyonu Batı Hattından 12.857 milyon m³, yine Rusya Federasyonundan Mavi Akım kapsamında, 4.969 milyon m³, Nijerya'dan 1.030 milyon m³ ve Cezayir'den 3.851 milyon m³, doğal gaz eşdeğeri LNG ve İran'dan 4.322 milyon m³ olmak üzere, toplam 27.029 milyon m³ gaz ithal edilmiş olup, doğal gaz satış miktarı 26.865 milyon

³¹ BOTAŞ

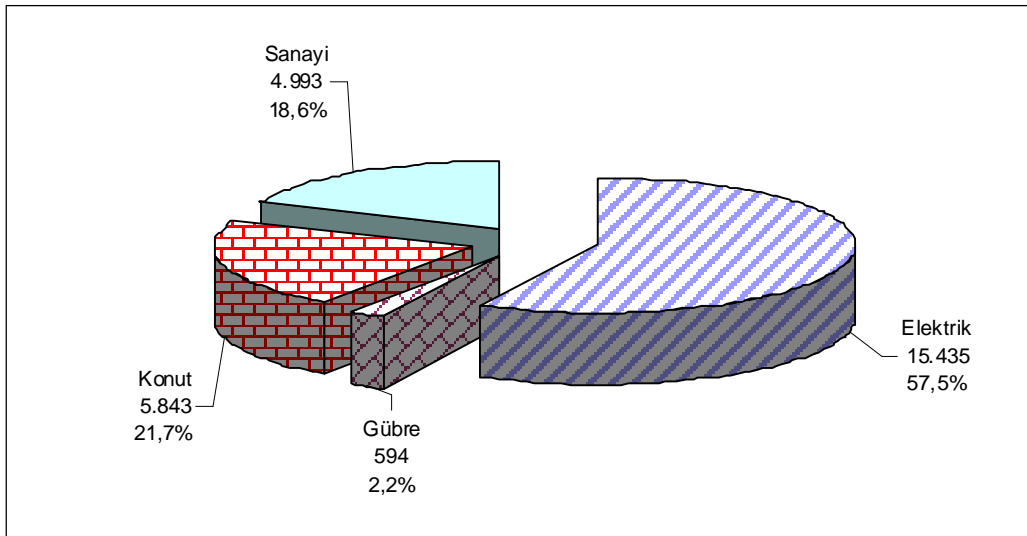
Tablo 22: Yıllar İtibarıyla Doğal Gaz Satış Miktarları

	Elektrik	Gübre	Konut	Sanayi	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

m³ olmuştur. Satışların sektörel dağılımı ise aşağıdaki gibidir:

Yukarıdaki rakamlar herhangi bir yoruma gerek bırakmayacak kadar açıktır. 1990'lı yılların sonunda ve 2000'li yılların başında dönemin BOTAŞ yönetimlerince yapılan ve dönemin Enerji ve Tabii

Kaynaklar Bakanlığı yetkilileri ve siyasi iktidarlarca da uygun bulunan doğal gaz talep analizlerinde, talep tahminleri kasıtlı olarak abartılmıştır. Türkiye, bu çarpık ve abartılmış talep tahminleri esas alınarak ihtiyaç ve tüketebileceğinin çok üzerinde doğal gaz ithalatını öngören alım sözleşmelerinin altına imza atmıştır.

**Grafik 10:** 2005 Yılı Türkiye Doğal Gaz Tüketiminin Sektörlere Göre Dağılımı (milyon m³)

Tablo 23. BOTAŞ'ın 1999-2001-2004 Doğal Gaz Talep Tahminlerinin 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 m ³]	Gerçek Tüketim	Yıllar	Talep tahmini [milyon m ³]	Gerçek Tüketim	Yıllar	Talep tahmini [milyon m ³]	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	82.000		2020	42.977	

Odamızın 1999 yılında TMMOB II. Enerji Sempozyumu'na sunduğu bildiri de şu değerlendirme yapılmıştı.

"Doğal gaz tüketiminin 1997 yılına göre 2000 yılında 2,11 kat, 2010 yılında 5,79 kat, 2020 yılında 8,72 kat artışının planlanmasındaki en büyük etmen elektrik enerjisi üretiminin çok yaygın bir biçimde doğal gaza dayandırılmasıdır.

Sektörel tüketimlerin dağıtımında elektrik enerjisinin üretiminde kullanılacak doğal gaz tüketiminin toplam tüketim içinde 1998'de % 54 olan payının, 2005 yılında % 64'e yükselmesi, 2020 yılında ise % 68,5'e ulaşması öngörülmektedir.

Bu tablonun vurguladığı husus, sektörel tüketim içinde konut ve gübre sektörlerinin tüketiminin önümüzdeki yıllar içinde paylarının azalacağı, sanayinin aynı düzeyde kalacağı ve elektrik enerjisinin payının ise daha da artacağı şeklindedir.

1998-2020 dönemi için bu sektörel talep tahmininde 7,98 kat artmasına karşın elektrik enerjisi üretimi için doğal gaz talebi 10,54 kat artmaktadır. Elektrik enerjisinin en büyük tüketicisi olan sanayinin doğal gaz talebinin % 30'unun

üzerinde olan bir elektrik enerjisi üretim amaçlı doğal gaz talep tahmininin mantığı anlaşılabilir değildir.

Doğal gazın toplam enerji içindeki payının beşte birlerden dörtte birlere doğru artmasının yanı sıra toplam elektrik enerjisi içinde doğal gaz payının üçte bir mertebesine yükselmesine yönelik karar ve uygulamaların ne denli sağlıklı olduğu oldukça tartışmalıdır."

Tebliğ'in sözlü sunuşunda da, BOTAŞ'ın talep tahminlerinin dayandığı esasların ve kabullerin BOTAŞ dışında konuyla ilgili taraflarca bilinmediği hususu da belirtilmişti.

2001 Aralık'taki TMMOB II. Enerji Sempozyumu'na Odamız adına sunulan bildiri de ise, BOTAŞ'ın 2001 yılındaki doğal gaz talep tahminlerinde yaptığı değişiklikler irdelenmiş ve şöyle denilmiştir.

"BOTAŞ'ın güncel talep tahminindeki değişiklikler anlamlıdır. Ancak iki yıl içinde sanayinin sektörel tüketim oranları içindeki payının aynı kalması öngörüsünden iki katına çıkması öngörüsüne nasıl ulaşılmıştır? Tüketimlerin sektörel dağılımında, elektrik enerjisinin üretiminde kullanılacak doğal gaz tüketiminin toplam tüketim içinde 2002'de

% 67 olan payının; 2005 yılında % 50; 2010 yılında ise % 46 düzeyinde olması öngörülmektedir."

Doğal gaz tüketimi içinde elektrik enerjisi üretimi için kullanılacak doğal gazın payı 2002'de % 67, 2003'de % 64 oranlarında olması ve bu hatalı politikalar sonucu, elektrik enerjisi içinde doğal gaz payının % 45'lere kadar varması gaz ve enerji sektöründeki çarpık politikaları ortaya koymaktadır.

Dünyanın diğer ülkelerinde doğal gaz kullanımı içinde elektrik enerjisi üretimi bu denli yüksek bir öncelik almamaktadır. 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.

Enerji sektöründe kamu yatırımlarının hızla artan elektrik enerjisi talebini karşılamama olasılığı söz konusu olabilir. Ancak, varılan bu noktanın sorumlularının ortaya çıkarılması gerekmektedir. Enerji sektöründe kamu yatırımlarının gecikmesi ve yetersizliği hep kamu kaynaklarının sınırlılığı gerekçesine bağlanmaktadır. Oysa bu gerçekçe geçersizdir. Sorun sağlıklı kısa ve uzun vadeli bir enerji planlamasının ve bu planlamaya uygun yatırımların zamanında yapılmamasından, mevcut enerji üretim tesislerinin yönetim ve denetiminde yeterli eşgüdüm olmamasından kaynaklanmaktadır. Eğer Türkiye'de otoyollar için kaynak bulunabilmiş ve hala bulunabiliyor ise ve vergi gelirlerinin tamamına yakın bir bölümü çok küçük bir rant kesimine faiz olarak ödeniyorsa, enerji yatırımları için kaynak bulunması da mümkündür.

Faiz dışı fazlanın yarıya düşürülmesiyle kamu yatırımları için gerekli kaynak bulunabilir. Oysa enerji alanındaki yetersiz planlama çalışmaları ve kamunun sürekli olarak kötülenmesi, özel sektörün ise olumlanması anlayışı sonucunda kamu yatırımları, son yıllarda ciddi bir biçimde ihmal edilmiştir.

Esas itibarıyla, bütün siyasal iktidarlarca "kamu kaynaklarının yetersizliği vb." gerekçelerle, Dünya

Bankası, IMF ve bugün AB politikaları doğrultusunda "yatırımların kamu tarafından değil, özel sektör aracılığıyla yapılması" anlayışı temel politika olarak benimsenmiş ve uygulanmıştır. IMF, Dünya Bankası ve AB yasalarından olan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Yasasında, "Elektrik Üretim Anonim Şirketi, özel sektör üretim yatırımlarını dikkate almak suretiyle EPDK onaylı üretim kapasite projeksiyonu uyarınca, gerektiğinde yeni üretim tesisleri kurabilir, kiralayabilir ve işletebilir" denilmektedir. Bu madde açık seçik biçimde önceliğin özel sektör yatırımlarında olduğunu, kamu yatırımlarının ancak özel sektör yatırımlarının yetersiz olması halinde gündeme gelebileceğini söylemektedir. Elektrik enerjisi üretimi amaçlı kamu yatırımlarının aksaması, gerilemesi ve gecikmesinin temel nedeni budur. Sorun enerji üretiminde kamusal planlamayı, kamusal üretimi ve yerli kaynak kullanımını reddeden özelleştirme politikalarından kaynaklanmaktadır.

Ayrıca kamuda insanca yaşamaya elvermeyen ücret politikalarının yanı sıra mesleki bilgi ve becerisini ülke ve halk çıkarları doğrultusunda kullanmaya çalışan yurtsever teknik elemanlara yönelik baskı ve sürgün politikalarının, kamunun nitelikli insan kaynaklarını aşındırdığı da belirtilmelidir. Kamu yatırımları, siyasal iktidarlarca yandaş müteahhit ve şirketlerin zengin edileceği alanlar olarak görülmüştür.

Bugüne değin ithal doğal gaza dayalı elektrik enerjisi üretim tesisleri hızla teşvik edilmiştir. Yurtiçi hidrolik kaynaklardan daha yüksek bir verimle yararlanılmasına yönelik kamusal politika ve uygulamalar yetersiz kalmıştır. Bugün ise, kamu bu alandan tümüyle geri çekilmekte ve hidrolik esaslı enerji üretim tesisleri de artık yerli - yabancı sermaye şirketleri tarafından kurulmaktadır.

Enerji üretimi ile ilgili kamu kuruluşları, önce TEK'in ikiye daha sonra TEAŞ'ın üçe bölünmesi örneğinde olduğu gibi hızla bölünmekte ve küçülmektedir. Daha önce işletme hakkı devredilen 620 MW linyit 30 MW akarsu olmak üzere toplam 650 MW'lık kamu santralinin yanı sıra, sektördeki kamu elektrik üretim kuruluşu olan EÜAŞ'a

ait santrallerin özelleştirilmesi içinde hazırlık yapılmaktadır. TEAŞ'ın bazı üretim tesisleri ise özelleştirilmektedir. Öte yandan kentsel elektrik dağıtım şebekelerinin "İşletme Hakkı Devri" yöntemiyle özel şirketlere devredilmesi öngörülmüştü. Elektrik Mühendisleri Odası vd. kesimlerin sürdürdüğü hukuk mücadelesi ile bu devirlerin gerçekleşmesi şimdilik engellenmiştir. Ancak şimdi Dünya Bankası, IMF vb. uluslararası örgütler "İşletme Hakkı Devri"nden daha da geriye gidilmesini ve kamu mülkiyetini ortadan kaldıracak olan "Varlık Satışı" yoluyla kentsel elektrik dağıtım şebekelerinin ulus ötesi şirketlere satışını şart koşmaktadır.

Bugün, neredeyse tamamı ithal edilen bir enerji kaynağı olan doğal gazın tüketimi içinde % 57,4'lık bir payla elektrik enerjisi üretimi başta gelmektedir. Yapımına 80'li yıllarda başlanan 1.200 MW'lık Hamitabat ve 1.350 MW'lık Ambarlı santralini, daha sonraki yıllarda Marmara Ereğlisi'nde iki tane 500 MW'lık fiyat ve alım garantisi verilen YİD (Yap İşlet Devret) santrali ve Bursa'daki 1.430 MW'lık doğal gaza dayalı birleşik ısı ve güç üretim tesisleri yatırımları, doğal gazın ağırlıklı olarak elektrik enerjisi üretimi için kullanılması eğilimini güçlendirmiştir. Bu santralleri, Yap-İşlet esaslı, gaz temin ve üretilen elektriği alım garantisizlikle teşvik edilen Enka-İntergen'in Adapazarı 2.510 MW, İzmir 1.540 MW, Tractabel'in Ankara 700 MW doğal gaz santralleri izlemiştir.

Doğal gaza dayalı enerji santrallerinin yanı sıra, özel sektörün her gün sayısı artan kojenerasyon, oto prodüktör enerji tesisleri yatırımları da, doğal gaz tüketiminde elektrik enerjisi üretiminin başrolde olacağına işaret etmektedir.

2004 yılı içinde toplam kurulu gücün 4.380,4 MW kapasite ile % 11,9'unu otoprodüktörler oluşturmuştur. Otoprodüktör tesislerinin kapasitesi içinde yalnızca doğal gaz yakıtlı olanların payı 837,5 MW ile % 19,1, sıvı + doğal gaz yakıtlı olanların payı ise 1.276,6 MW ile % 29,1'dir. Yalnız doğal gaz yakıtlı olanların 2004 üretimi

içindeki payı 8.393 GWh ile % 22,4, sıvı + doğal gaz yakıtlı olanların ise 9.498,4 GWh ile % 33,2'dir.

2005 yılı içinde 160.000 GWh toplam elektrik üretiminin 27.460 GWh ile % 17,1'i ENKA'nın doğal gaz santrallerinde, % 3,4'ü ise 5.500 GWh ile BAYMİNA Ankara doğal gaz çevrim santrallerinden sağlanmıştır.

3.6 Doğal Gaz Alım Sözleşmelerinin Devri

2002 yılında IMF ve Dünya Bankası direktifleri doğrultusunda "15 günde 15 yasa" aceleciliği ile çıkarılan yasalardan biri olan 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Yasasına göre 2009 yılına kadar BOTAŞ'ın alım sözleşmelerinin her yıl % 10'unun ihale yoluyla özel kuruluşlara devredilmesi öngörülmektedir. Devirlerle ilgili olarak BOTAŞ 04.11.2004 tarihinde bir ihale duyurusu yapmıştır. Buna göre toplam ithalatın 16 milyar m³'lük bölümü, her biri 250 m³'lük 48 parça, ihale duyurusunun terminolojisi ile 48 "lot" olarak devir edilecektir. Her bir parçanın devir bedeli 500.000 USD'den daha aşağıda 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.

BOTAŞ'ın bu şekilde çıktığı ihaleler, "gaz satan ülkelerin BOTAŞ'la yaptıkları satış anlaşmalarını üçüncü kişilere devretmede isteksiz olmaları nedeni ile" birkaç kez ertelenmiştir. 2005 Haziran'ında, TBMM tatile girmeden hızla görüşülen ve yasalaşan torba ve çorba bir yasa paketine yapılan bir ekleme ile "Doğal gaz alım sözleşmeleri devir ihalelerine girecek şirketlerin sözleşmeyi devredecek gaz şirketinden onay almaları" zorunluluğu getirilmiştir. Böylece BOTAŞ'ın ihalelerini ancak gaz sözleşmelerini devretmeleri söz konusu olan GAZPROM, NIGC, SONATRAC ve Nijerya'daki gaz şirketinin uygun göreceği şirketlerin katılımına imkan tanımıştır. Sonuçta GAZPROM'un devredeceği Rusya Batı Hattı gaz sözleşmeleri devir ihalesine yalnızca GAZPROM'un uygun gördüğü 4 firma katılırken, sözleşmelerin bir LOT'u SHELL, üç LOT'u yine GAZPROM bağlantılı BOSPHORUS GAZ, on LOT'u ise

doğal gaz sektöründe malzeme temini ve mühendislik hizmetlerinde faaliyet gösteren AKFEL-SANKO bağlantılı ENERCO, beş LOT'u ise AVRASYA Enerji firması tarafından üstlenilmiştir. Sözleşmelerin devri için BOTAŞ GAZPROM ve ihaleyi kazanan şirketler arasında görüşmeler sürmektedir. 2002 yılında çıkarılan yasaya göre doğal gaz alım anlaşmalarının 7 yıl içerisinde piyasaya devri, AB ülkelerinde bile örneği zor görülen çok hızlı bir özelleştirme-liberalleştirme uygulamasıdır.

Yalnızca gaz satan şirketlerin onayladığı ve doğrudan ve/veya dolaylı yoldan denetleyebildikleri "**tercihe şayan**" şirketlerin katılabildiği doğal gaz alım sözleşmelerinin devri uygulaması son bulmalıdır.

Gaz temin programları bir dizi teknik parametrelerinin yanı sıra, politik parametreleri de içermektedir. Gaz temin anlaşmaları ve programlarının çok ciddi bir stratejik çalışma olarak ele alınması gerekmektedir.

Yukarıdaki veriler Rusya'dan 30 milyar, İran'dan 10 milyar, Cezayir'den 4 milyar, Nijerya'dan 1,2, toplam 45,2 milyar m³ doğal gazın mevcut yatırımlarla alınabileceğini göstermektedir. Talep ve tüketimin öngörülen alım miktarları kadar artmaması durumunda Türkiye almadığı gaz için "al veya öde" anlaşmaları uyarınca para ödemek zorunda kalabilecektir. Son doğal gaz krizinde görüldüğü üzere, ihracatçı ülkeler çeşitli gerekçelerle Türkiye'ye yönelik gaz sevkiyatını sınırlayabilmektedir.

3.7. Doğal Gaz Dağıtımı

Güzergah üzerindeki kentler gazı getirecek olan Ana Boru Hattının yapımı ile eş zamanlı olarak, Branşman Hatlarının ve basınç düşürme istasyonlarının yapımının da planlanması ve bu yatırımların gerçekleşmesi zorunludur.

Geçtiğimiz yıllarda bu planlama yapılmamış, örneğin, İran gazını taşıyan hattın Kayseri, Konya ve Seydişehir'e ulaşmasına karşın, bu yüksek basınçlı hat, bölgedeki sanayi kuruluşlarına, organize sanayi bölgelerine ve kentlere bağlayacak bağlantı hatları ve basınç düşürme istasyonları

yapılmadığı için, bu bölgelerde gaz kullanımı iki üç yıl gecikmiş, yapılan ana hatlar atıl kalmıştır.

Bugün BOTAŞ'ın bu tür yatırımları eş zamanlı planlamaya ve yapmaya yönelmesi olumludur.

Aşağıdaki tablo, BOTAŞ'ın ana iletim-dağıtım hatlarını ve bu hatlardan gaz alan ve alacak kentleri göstermektedir.

EPDK, doğal gazın geldiği ve ulaşacağı kentlerde, Kentsel Doğal Gaz Dağıtım Lisanslarını ihale etmektedir. İhalelerde birim hizmet ve amortisman bedeli olarak en düşük bedeli teklif eden şirketlere, 30 yıllık süreyle ihale kapsamı kentte(kentlerde) kentsel doğal gaz dağıtım lisansı verilmektedir. İhaleyi kazanan şirketler, 3 ay içinde lisans bölgeleri için temel mühendislik yaklaşımlarını ve fizibilite çalışmalarını EPDK inceleme ve onayına sunmak ve lisans görüşmelerini sonuçlandırmakla yükümlüdür.

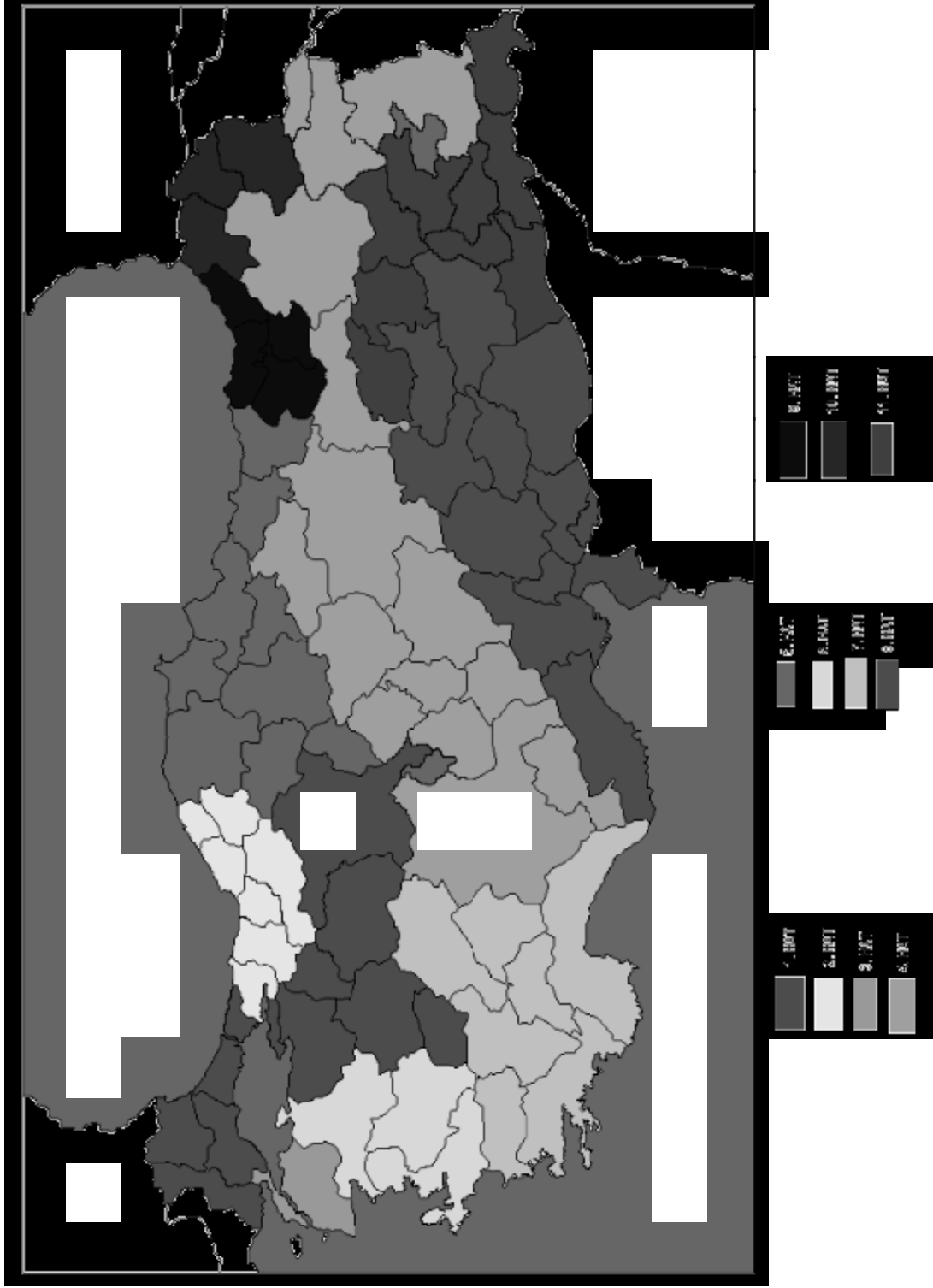
Lisansı alan şirketin, lisans tarihinden itibaren en geç 6 ay içinde yatırım çalışmalarına başlaması ve en geç 18 ay içinde tüketicilere gazı ulaştırması gerekmektedir. Lisans sahibi şirket, 5 yıl içinde, lisans sınırları içindeki imarlı bölgelerdeki tüm tüketicilere, "ekonomik olmak kaydıyla" gazı getirmekle yükümlüdür. Lisansın ilk 8 yılı içinde, şirket, satın aldığı gaz bedeline birim hizmet ve amortisman bedeli olarak ihalede bildirdiği fiyattan fazla bir fiyat ekleyemez. Bugüne değin sonuçlanan kentsel doğal gaz dağıtım lisans ihalelerinde çıkan birim hizmet ve amortisman bedeller 0-0,037 YTL arasındadır. Bir kaç doğal gaz dağıtım lisans ihalesinde ise ihaleye giren şirketler bazıları birim hizmet ve amortisman bedelini sıfıra indirmiş ve Trakya Bölgesi ihalesinde olduğu gibi 180 dolar olan abone bağlantı bedelini de eksiltmeye sokarak, bedelsiz olarak uygulayacaklarını bildirmişlerdir. Ancak sonuçlanan ihalelerin çoğunluğunda abone bağlantı bedeli indirimine konu olmamış ve 180 dolar olarak uygulanmıştır.

Kentsel doğal gaz dağıtım şirketlerinin tümü için geçerli olacak, ülke çapında zorunlu uygulaması olan İç Tesisat, Servis hattı, Şebeke Yapım ve Endüstriyel Tesis Doğal

Tablo 24: Türkiye Doğal Gaz Hatlarının Şehirlere Göre Dağılımı ve Doğal Gaz Kullanım

HAT ADI	GAZ VERİLEN İLLER	GAZ VERİLMESİ PLANLANAN İLLER
1. HAT Mevcut Ana İletim 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 Alınmıştır.)	Çorum, Kırıkkale, 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 Hattın İhalesine Çıkılmış Olup, Hattın 2005 Yılında Tamamlanıp Gaz Arzına Hazır Hale Getirilmesi Planlanmaktadır.)	Denizli	Burdur, Antalya, Muğla, Isparta, Aydın, Afyon
8. HAT Güney Doğal Gaz İletim Hattından Gaz Verilmesi Öngörülen Şehirler (Güney Doğal Gaz İletim Hattı'nın İhalesine Çıkılmış Olup, Hattın 2004 Yılında Tamamlanıp Gaz Arzına Hazır Hale Getirilmesi Planlanmaktadır.)	Gaziantep, Adana, Mersin	Malatya, Kahramanmaraş, Hatay (İskenderun), Osmaniye, Elazığ, Adıyaman, Diyarbakır, Şanlıurfa, Kilis
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 Bölgesinde Gaz Verilmesi Öngörülen Şehirler		Mardin, Şırnak, Hakkari, Siirt, Bitlis, Muş, Bingöl, Tunceli, Batman

NOT: Gaz verilen illerin bir bölümünde, gaz halen yalnızca sanayide kullanılmakta olup, kentsel doğalgaz dağıtım şebeke yatırımları plan ve yapım aşamasındadır.



Şekil 2: Doğal Gaz Hatlarının Şehirler Göre Dağılımı Haritası

gaz Dönüşüm şartnameleri yoktur. Bu durumda, her kent ve şirketin uygulamaları farklı olabilmektedir. Bu düzensizliğin bir an önce giderilmesi ve ülke çapında geçerli olacak yapım şartnameleri ve uygulama birliğinin tesisi zorunludur.

3.8. Doğal Gaz Fiyatları

Rusya ve Ukrayna arasında doğal gaz fiyatları konusunda başlayan gerginlik ortamında, GAZPROM yetkililerinin Türkiye'ye uygulanan doğal gaz satış fiyatının 260 USD/1000 m³ olduğu yolundaki açıklaması, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı tarafından yalanlandı. Ancak Türkiye'nin doğal gaz alım fiyatlarının kesin olarak ne olduğu "ticari sır" gerekçesiyle, hiç bir zaman yetkililerce açıklanmadı.

BOTAŞ'ın doğal gaz dağıtım şirketlerine satış fiyatı 2005 yılı içinde 0,288212 YTL/m³ den %31 artışla 0,377512 YTL'ye yükselmiştir.

Zaman gazetesinde 01.02.2006 tarihinde yayınlanan bir habere göre, Türkiye'nin 1000 m³ doğal gaz için Rusya'ya ödediği fiyat 243 dolar, İran'a 236 dolardır. Bu rakamlara BOTAŞ'ın iletim, dağıtım ve işletme masrafları eklenecektir.

Kentsel doğal gaz dağıtım şirketleri BOTAŞ'tan satın aldıkları fiyata birim hizmet ve amortisman bedelini eklemektedir. Bu rakam EPDK'nın lisans ihalelerini kazanan şirketler için 0-0,037000 YTL mertebesindedir. Ancak bu rakam EPDK kararıyla ayrıcalıklı statüdeki şirketler olan İGDAŞ için 0,059947, EGO için 0,058019 YTL, İZGAZ, AGDAŞ ve BAHÇEŞEHİRGAZ için 0,069649 YTL'dir. Bu şirketler üretici fiyat endeksindeki artışları bu rakamlara ekleyebilmektedirler.

Daha önce özelleştirilen BURSAGAZ ve ESGAZ için ise bu rakam sabittir ve 2,5 cent/m³, yaklaşık 0,033000 YTL'dir.

Bu rakamlara ayrıca 0,021000 YTL Özel Tüketim vergisi ve %18 KDV eklenmektedir.

Türkiye'nin Rusya'dan aldığı gazın fiyatındaki olası artışın, BOTAŞ'ın doğal gaz satış fiyatlarına yansımaları kaçınılmazdır.

Doğal gaz fiyatları petrol fiyatlarına endekslidir. Petrol fiyatlarındaki tırmanışın sürmesi halinde doğal gaz fiyatları da artacaktır. Artış tüm ülkelerde yaşanmaktadır. Nitekim İngiltere'de son olarak Mart ayından geçerli olmak üzere doğal gaz fiyatları %20 oranında artacaktır.

3.9. Doğal Gaz Depoları

Enerji tüketiminde doğal gaz, doğal gazda da büyük ölçüde Rusya'ya bağımlı hale gelen Türkiye, acil ihtiyaçta devreye girecek depolama tesislerine sahip bulunmamaktadır. Türkiye gibi büyük bir doğal gaz tüketicisi konumundaki ülkenin, kış aylarını hala "sıfır depo" ile geçirmesi ciddi eksikliklerdir.

Yapılan açıklamalara göre, doğal gaz tüketiminin 2010'da 40 milyar m³, 2020'de ise yaklaşık 45 milyar m³'e yükseleceği beklenmektedir. Bu yoğun talebin sürekli olarak karşılanmasına yönelik gazın ithali, dağıtım ve depolanması konularının önemi artmıştır. Bir taraftan kaynak çeşitlendirilmesi sağlanırken, bir taraftan da doğal gaz yeraltı depolama projelerine hız verilmelidir.

Depolamada en yaygın uygulama eski gaz sahalarının kullanımınıdır. Depolamaya uygun koşulları taşıdığı belirlenen Silivri'deki Kuzey Marmara ve Değirmenköy gaz sahasının bu amaçla kullanılmasına karar verilmiştir. Proje TPAO ile BOTAŞ arasında 21 Temmuz 1999 tarihinde imzalanan "Doğal Gaz Depolama ve Yeniden Üretim Hizmetleri Anlaşması" kapsamında TPAO tarafından yürütülmektedir. Depolama tesislerinin 2006 yaz aylarında devreye alınması hedeflenmiştir. Böylece TPAO tarafından işletilecek olan ve toplam 1,6 milyar m³ gaz depolama kapasitesine sahip, Türkiye'nin biri denizde, diğeri karada ilk yeraltı gaz depolama projesi gerçekleştirilmiş olacaktır. 2001 yılında yürürlüğe giren Doğal gaz Piyasası Kanunu'nda doğal gaz depolama gerekliliği de yer almaktadır. Gelişmiş ülkelerde yıllık

tüketimin en az % 10'unun depolandığı göz önüne alındığında, günümüzde asgari 2,5 milyar m³'lük doğal gaz deposuna ihtiyacımız olduğu söylenebilir.

Bu itibarla, ülkede halen hemen hemen tamamı ithal edilen doğal gazın, mevsimsel, günlük ve saatlik taleplerini düzenlemek ve önümüzdeki yıllarda ortaya çıkacak olan doğal gaz arz açığına çözüm getirmek üzere bir diğer depolama projesi olan Tuz Gölü Depolama Projesi de gündemdedir. Türkiye'nin ikinci doğal gaz depolama tesisi, bölgede yeraltında geçirimsiz tabakalar bulunması nedeniyle Aksaray-Sultanhanı yakınlarında, geçirgen olmayan tuz kütlelerinin yoğun olarak bulunduğu alana, yerin yaklaşık 700 metre altına tatlı su basılarak tuz yataklarının eritilmesi ile elde edilen büyük mağaralar olarak inşa edilecektir. Fizibilite ve temel mühendislik ihalesi 2000 yılında yapılmasına karşın, bu proje yıllarca sürüncemede kalmış ve ancak 2005'te sonuçlanmıştır. Proje, Dünya Bankası'ndan temin edilen 325 milyon dolarlık krediyle gerçekleştirilecektir. Şimdi, bu projeye ilgili olarak detay mühendislik ve yapım sürecinde kontrollük hizmeti verecek firmaların seçimi için ihaleye çıkmıştır. Bu ihalenin sonuçlanması, mühendislik-müşavirlik firmasının seçimi ve detay mühendislik çalışmalarının sonuçlanmasından sonra, üç paket halinde çıkılması öngörülen yapım ihaleleri aşamasına gelinecektir. Bu durumda en erken 2007 yılında yapımına başlanabilecek ve yapımı 10 yıl sürecek olan bu projenin ilk aşamasının 2010, ikinci aşamasının 2013, son aşamasının ise 2016 yılında tamamlanması

beklenmektedir. Her bir aşamada 350 milyon m³ doğal gaz depolanacak olan projeye yılda yaklaşık 1 milyar m³ doğal gaz depolanabilecektir.

Ülkemizin gelecekteki yüksek doğal gaz talebini dikkate aldığımızda Silivri ve Tuz Gölü dışında doğal gaz deposu olarak kullanılabilecek alternatiflerin biran önce araştırılmasında yarar bulunmaktadır. Dünyada uygulanmakta olan tükenmiş petrol sahalarının doğal gaz deposu şekline dönüştürülmesi konusunun da incelenmesi uygun olacaktır.

Ülkemize ithal edilen doğal gazın 2005 yılı itibarıyla yaklaşık % 18'i LNG olarak Cezayir ve Nijerya'dan gelmektedir. LNG sıvılaştırılmış bir doğal gazdır. İthal edilen LNG, BOTAŞ'ın Marmara Ereğli'sinde mevcut 685.000 m³/saat kapasiteli doğal gaz enjeksiyon kapasiteli ithal terminalinde depolandıktan sonra kullanıma sunulmaktadır. Sıvılaştırılan doğal gaz özel tanklarda depolanabilmekte ve taşınabilmektedir.

Avrupa'da da LNG ihtiyacının artacağı göz önüne alındığında, Türkiye üzerinden, Güney'deki üçüncü ülke pazarlarına doğal gaz sevkiyatını sağlayacak projeler kapsamında, Akdeniz kıyısında (Ceyhan) LNG terminalinin kurulmasına yönelik çalışmalar yapılmalıdır.

Ülkemizde gerçekleştirilecek ve doğal gaz açığına çözüm getirecek doğal gaz depolama tesisleri projelerinin bir an önce işletmeye alınması için çalışmaların hızlandırılması kaçınılmaz gözükmektedir.

4. SONUÇ ve ÖNERİLER

1. Doğal gazla ilgili kurumlar çalışmalarında şeffaflaşmalı, bilgilerin yaygınlaşması, herkesçe erişilebilir ve kullanılabilir olması sağlanmalıdır. Doğal gaz temin politikalarının belirlenmesinde kapalı kapılar ardındaki gizli diplomasi yerine, ilgili tüm kesimlerin katılacağı ulusal strateji belirlenmesi çabalarına ağırlık verilmelidir.

2. İthal edilen ve dışa bağımlı bir enerji kaynağı olan doğal gazın sektörel kullanım öncelikleri tartışmaya açılmalıdır. Bu anlamda, ulusal düzeyde tartışmalar yapacak, stratejiyi belirleyecek yetkili kuruluş olarak, oluşum, yönetim ve denetiminde doğal gazla ilgili tüm kesimlerin temsil edildiği Doğal Gaz Enstitüsü'nün oluşturulması ve bu Enstitü'nün alt kollarının bir an önce çalışmaya başlaması zorunludur.

3. Mevcut doğal gaz alım sözleşmeleri "takrir-i müzakere" konusu yapılmalı, anlaşmalarda fiyat, alınmayan gazın bedelinin ödenmesi, ödemelerin nakit olarak yapılması, gazın üçüncü ülkelere satılmasının önlenmesi vb. Türkiye aleyhine şartlar iptal edilmelidir.

4. Satın alınan gaz bedellerinin mal ve hizmet ihracıyla ödenmesi sağlanmalıdır.

5. Gaz teslimatlarında ihracatçı ülkelerden kaynaklanan eksiklikler ve aksamalar tazminat konusu olmalıdır. İhracatçı ülkelerin günlük, aylık, yıllık satış miktarlarını taahhüt etmeleri sağlanmalıdır.

6. BOTAŞ'ın yürüttüğü fazla gaz arzını Yunanistan üzerinden İtalya'ya, Bulgaristan, Romanya Macaristan, Avusturya üzerinden Orta Avrupa'ya ulaştırmayı öngören projeler desteklenmelidir.

7. Doğal gazda Rusya'ya bağımlılığın azaltılmasına yönelik çalışmalar yürütülmeli, arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi sağlanmalıdır. Doğal gaz temininde Rusya'ya olan bağımlılık mutlaka azaltılmalıdır.

8. Azerbaycan'dan yapılacak gaz ithalatının artırılma imkanları araştırılmalıdır. Türkmenistan'dan ve Mısır'dan

ülkemize doğru boru hattı tesisi çalışmalarına ağırlık verilmelidir. Doğal gaz ithal edilecek ülkelere Irak'ın eklenmesine çalışılmalıdır.

9. Kısa vadede Rusya ve İran'dan kaynaklanabilecek herhangi bir gaz kısıntısına karşı Cezayir ve Nijerya'dan LNG ithalatında artış imkanları araştırılmalı, uluslararası spot piyasadan LNG alımı programlanmalıdır.

10. Yerli doğal gaz üretiminin artırılmasına çalışılmalıdır. Zonguldak taşkömürü sahalarındaki metanın ticari olarak kullanım imkanları sağlanmalıdır. TPAO'nun Karadeniz'deki ve ülkenin bütünündeki doğal gaz ve petrol arama çalışmaları desteklenmelidir. TPAO'nun ürettiği petrol ve doğal gazdan elde ettiği gelirleri, yeni arama çalışmalarına harcamasına imkan veren yasal düzenlemeler yapılmalıdır. Zonguldak taş kömürü sahalarında olduğu bildirilen kaynakların araştırılması sonuçlandırılmalı ve bir an önce üretime geçilmelidir.

11. BOTAŞ'ın mevcut doğal gaz sözleşmelerinin özel kuruluşlara devrine son verilmelidir.

12. Doğal gaz ithalatı ile ülke ihtiyaçları arasında bir açık söz konusu olduğunda, kentlerin ve sanayinin gazı kesilmemeli, doğal gaz yakıtlı elektrik üretim santrallerine verilen gazda kesinti yapılmalıdır.

13. Silivri Yeraltı Doğal Gaz Depolama Tesisi yatırımı bir an önce işletmeye alınmalı; 2000 yılından beri sürüncemede kalan Tuz Gölü Depolama Tesislerinin projesi tamamlanarak yatırımına ivedilikle başlanmalı, yeni doğal gaz depolama alanları araştırılmalıdır.

14. Alım garantisi verilen doğal gaz yakıtlı Yap-İşlet santrallerine verilen gaz temin ve elektrik alım garantilerini iptal eden Danıştay kararı ivedilikle uygulanmalıdır.

15. Doğal gazla ilgili politika ve önceliklerin belirlenmesinde etkin konumda olacak Enerji Piyasası Kurumu'nun çalışmalarına Meslek Odalarının düzenli katkısı sağlanmalıdır.

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

- Ulusal kentsel gaz dağıtım şebekesi tasarım ve yapım standartları ve şartnameleri,
- Ulusal bina servis bağlantı standartları ve şartnameleri,
- Ulusal bina iç tesisat standartları ve şartnameleri,
- Ulusal endüstriyel tesis doğal gaz dönüşüm standartları ve şartnameleri,

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

17. Genel olarak enerji planlaması, özel olarak elektrik enerjisi ve doğal gaz üretimi ve tüketimi planlamasında, politika ve önceliklerin tartışılıp, yeniden belirleneceği geniş katımlı bir platform oluşturulmalıdır. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi'nde ilgili tüm taraflar temsil edilmeli ve bu kuruluşa Ulusal Enerji Enstitüsü kimliği verilmelidir.

18. Elektrik enerjisi üretiminde yerli, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına ağırlık verilmelidir. Elektrik üretimi içinde doğal gazın payı mutlaka düşürülmelidir.

19. Elektrik enerjisi üretiminde ülke ölçeğinde geçerli olacak bir Master Plan uygulanmalıdır.

20. Doğal gaza bağımlı enerji politikalarından bir an önce vazgeçilerek yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarımıza yatırımlar yapılmalıdır. Yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarımız ülke ihtiyacının büyük bir bölümünü karşılayacak potansiyelindedir. Yerli, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarımızın kullanımının özendirilmesi, yaygınlaştırılması ve bu kaynakların kullanımı ile elektrik enerjisi üretim sistemlerini oluşturan malzeme, cihaz ve ekipmanların yerli üretim koşullarının oluşturulması ve bu alanda teknoloji üretebilir bir seviyeye ulaşmamız

sağlanmalıdır. Yenilenebilir Enerji Yasası uyarınca gerekli düzenlemeler yapılmalıdır.

21. Termik santrallerimizde gerekli bakım, onarım, iyileştirme, kapasite artırımı çalışmaları hızla sonuçlandırılmalı çevre kirliliğini önleyecek önlemler alınmalı, bu santraller tam kapasitede çalıştırılmalıdır. 2006 Ocak ayı itibarıyla EÜAŞ'a bağlı toplam 6.081 MW kapasiteli kömür yakıtlı termik santralin yalnızca 3.236 MW'lık bölümü kullanılabilir durumdadır. 150 MW'lık güç revizyonda, 1.665 MW güç arızada, 160 MW güç bakımdadır. 870 MW güç ise soğuk yedek olarak atıl durumdadır. Revizyon, bakım ve onarım çalışmaları hızla sonuçlandırılmalı, atıl durumdaki kapasiteler devreye alınmalı, kömüre dayalı termik santrallerin emre amadeliği yükseltilmelidir. Öte yanda kamu kaynakları kullanarak rehabilite edilen santrallerin özelleştirilmesi uygulamasına son verilmelidir.

22. Mevcut hidrolik santraller, tam kapasitede çalıştırılmalı, yapım sürecinde gerekli kaynaklar aktararak hızla sonuçlandırılması sağlanmalıdır. EPDK lisans verdiği santrallerin yapım çalışmalarının öngörülen süre içinde sonuçlanıp sonuçlanmadığını denetlemelidir. Hali hazırdaki hidrolik potansiyelin 2004 Türkiye üretiminin yarısına denk düşen kullanılmayan kapasitesi devreye alınmalıdır. EİE'nin küçük suları da dikkate alan ve hidrolik potansiyelin 190 milyar Kwh'e ulaştığını belirleyen çalışmaları göz önüne alınmalıdır.

23. Kurulu gücümüzdeki atıl potansiyelin puant saatlerde değerlendirilmesi ve rüzgar/güneş gibi değişken kaynaklardan daha çok yararlanılması amacıyla pompajlı hidro elektrik santral uygulamaları başlatılmalıdır. Böylece, farklı yüksekliklerdeki rezervuarlar arasında suyu taşıyarak pik saatlerdeki talebi karşılamak için elektrik depolamaya imkan veren bir üretim uygulaması mümkün olabilecektir.

24. Rüzgar enerjisi potansiyelinin tamamından yararlanılması amacıyla teknik ve ekonomik sorunları, çözümleri ve yol haritalarını ortaya koyan bir Rüzgar Enerjisi Stratejisi Planı hazırlanmalıdır. 10.000 MW

kapasitenin devreye girmesine çalışmalıdır.

25. Jeotermal kaynakların daha fazla değerlendirilmesine yönelik olarak, Jeotermal Yasa Tasarısı, TMMOB'nin görüşleri doğrultusundaki değişiklikleri içerecek şekilde yasalaşmalıdır. Jeotermal kaynaklı elektrik üretimi için mevcut 500 MW kapasite değerlendirilmelidir. Jeotermal su kaynakları değerlendirilerek on binlerce evin jeotermal sıcak su ile ısıtılması sağlanmalıdır.

26. Petrol ithalatını azaltacak, yerli yağlı tohum tarımını geliştirecek, kırsal kesimin sosyo ekonomik yapısını ve yerel sanayii olumlu yönde geliştirecek yerli biyo yakıt üretimi ve kullanımı desteklenmelidir.

27. Bol güneş alan ülkemizde güneş kolektörlerinin tüm binalarda kullanımının zorunlu hale getirilmesi ve desteklenmesi ile binaların sıcak su ihtiyacının önemli bir bölümü güneş enerjisi ile karşılanmalıdır.

28. Enerjinin etkin kullanılması, verimliliğinin artırılması, maliyetlerin düşürülmesi ve tasarrufun sağlanması için Enerji verimliliği Yasası bir an önce çıkarılmalıdır.

29. Binalarda mimari tasarım, ısıtma/soğutma ihtiyaçları ve ekipmanları, yalıtım ihtiyaçları ve malzemeleri, elektrik tesisatı ve aydınlatma konularında normları, standartları, asgari performans kriterlerini ve prosedürleri kapsayan Enerji verimliliği Yapı Kodu Yönetmeliği; EİEİ, Bayındırlık ve İskan Bakanlığı ve Meslek Odalarının katılımıyla hazırlanarak yürürlüğe koyulmalıdır.

30. Kojenerasyon uygulamalarıyla ilgili ülke düzeyinde geçerli olacak uygulama kodları ve standartları bir an önce yürürlüğe koyulmalıdır.

31. Elektrik iletim ve dağıtım hatlarında iletim kayıplarını azaltacak yatırımlar hızla yapılmalıdır. Genel olarak enerji tasarrufunu sağlayıcı politika ve zorunlu uygulamalar yürürlüğe konulmalıdır.

32. Kamusal planlama, kamusal üretim ve yerli kaynak kullanımını reddeden, bu alandaki yatırımların aksama, gerileme ve gecikmesinin temel nedenini oluşturan özelleştirme uygulamalarından vazgeçilmelidir.

5. EK: ENERJİ PİYASASI ÜST KURULU ÇALIŞMALARI

Çalışmalarını 2002 yılı içerisinde yoğunlaştıran EPDK'nın Doğal Gaz Piyasası Yasası uyarınca yayımladığı yönetmelik ve kararların dökümü aşağıdadır.

DOĞAL GAZ PİYASASI YASAL MEVZUATI

KANUN	Kanun No	Kabul Tarihi
Doğalgaz Piyasası Kanunu	4646	18.04.2001
YÖNETMELİKLER	Resmi Gazete Yayın Tarihi	Resmi Gazete Numarası
Doğalgaz Piyasası Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği	03.11.2002	24925
Doğalgaz Piyasası Tesisler Yönetmeliği	26.10.2002	24918
Doğalgaz Piyasası İletim Şebekesi İşleyiş Yönetmeliği	26.10.2002	24918
Doğalgaz Piyasası Tarifeler Yönetmeliği	26.09.2002	24888
Doğalgaz Piyasası Sertifika Yönetmeliği	25.09.2002	24887
Doğalgaz Piyasası İç Tesisat Yönetmeliği	18.09.2002	24880
Doğalgaz Piyasası Lisans Yönetmeliği	07.09.2002	24869
Doğalgaz Piyasasında Yapılacak Denetimler ile Ön Araştırma ve	28.01.2003	25007
Soruşturmalarda Takip Edilecek Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik İhale Yönetmeliği	17.07.2002	24818

DOĞAL GAZ PİYASASI KURUL KARARLARI

Konusu	Tarih	No
İnegöl Doğalgaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret A.Ş.'nin (İNGAZ) dağıtım bölgesinin Yenişehir şehrini de kapsayacak şekilde genişletilmesine ilişkin Kurul Kararı	25.01.2006	640/19
Cumhuriyet Halk Partisi adına vekaleten Avukat Erbaşar ÖZSOY tarafından Kurumumuza hitaben yazılan dilekçelere ilişkin cevabın Başkanlık tarafından verilmesi	24.01.2006	638
2006 Yılı Ulusal Doğalgaz Tüketim tahminine ilişkin Kurul Kararı	05.01.2006	632
Doğalgaz Piyasası Dağıtım ve Müşteri Hizmetleri Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına	05.01.2006	630/21
Doğalgaz Piyasasındaki serbest tüketicilere ve 2006 yılında uygulanacak serbest tüketici olma sınırına ilişkin	29.12.2005	629
Doğal gaz piyasası ile ilgili iç tesisat proje onay, kontrolörlük, test ve işletmeye alma işlemleri ile ilgili	27.12.2005	617
01/01/2006 tarihinden itibaren uygulanmak üzere perakende satış tarifesi ile ilgili	27.12.2005	616

01/01/2006 tarihinden bu konuda yeni bir düzenleme yapıncaya kadar uygulanmak üzere, sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG) toptan satış tarifesi hakkında	27.12.2005	615
1/1/2006 tarihinden itibaren uygulanmak üzere, doğalgaz piyasası ile ilgili bağlantı tarifeleri hakkında	27.12.2005	614
01/01/2006 tarihinden itibaren uygulanmak üzere, doğalgaz piyasası ile ilgili toptan satış tarifesi hakkında	15.12.2005	596
01/01/2006 tarihinden itibaren uygulanmak üzere, doğalgaz piyasası ile ilgili depolama tarifesi hakkında	07.12.2005	589
"Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAŞ) İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esaslar (ŞİD)" kapsamında, 01/01/2006 tarihinden itibaren uygulanmak üzere, doğalgaz piyasası iletim ve Sevkiyat Kontrolüne ait tarifeler hakkında	07.12.2005	588
Doğalgaz Piyasasında faaliyet yapan Dağıtım Şirketlerinin lisans sahibi olabilecekleri şehir sayısı	20.10.2005	565/32
19/11/2004 tarihli ve 25645 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren 09/11/2004 tarihli ve 384 sayılı Kurul Kararı değişikliği	29.09.2005	556
Doğalgaz Piyasası 510 Sayılı Kurul Kararı	16.07.2005	510
Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi'nin (BOTAŞ) 2005 yılı transit doğalgaz iletimi dahil ulusal iletim şebekesi yatırım programının onaylanmasına ilişkin	16.06.2005	499
Doğalgaz Piyasası, 3218 sayılı Serbest Bölgeler Kanunu çerçevesinde oluşturulmuş olan serbest bölgelerin doğalgaz temini ve kullanımıyla ilgili Karar	02.06.2005	494
Doğalgaz Dağıtım Şirketleri Denetimi Usul Esaslarına İlişkin Karar	12.05.2005	487/2
Doğal gaz toptan satış lisansı sahibi Thrace Basin Natural Gas Corporation Türkiye Şubesi'nin denetimine ilişkin	25.04.2005	479/5
Depolama lisansı sahibi BOTAŞ'ın Tekirdağ İli, Marmara Ereğlisi ilçesinde kurulu bulunan sıvılaştırılmış doğalgaz depolama tesisinde LNG çıkış noktası kapasitesi tahsisatına ilişkin	21.04.2005	477
Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu 8/4/2005 tarihli toplantısında; 28/09/2004 tarihli ve 369/31 sayılı Kurul Kararı ile açılan soruşturma neticesinde Enerji Uzmanı Abdullah TARHAN tarafından düzenlenen 04/02/2005 tarihli ve DDB.200/6-1 sayılı Soruşturma Raporu ile EGO Genel Müdürlüğü'nün yazılı savunması ve Denetim Dairesi Başkanlığı'nın konuya ve lisans sahibinin savunmasına ilişkin	08.04.2005	472-38
1/4/2005 tarihinden itibaren 31/12/2005 tarihine kadar uygulanmak üzere, doğalgaz piyasası ile ilgili bağlantı tarifeleri hakkında	24.03.2005	466
Doğal gaz piyasası ile ilgili tarifelerde, her ay üst sınırların hesaplanmasında kullanılan, Üretici Fiyatları Endeksi'nin (ÜFE) kullanılmasına ilişkin	17.02.2005	437
2005 yılı ulusal doğalgaz tüketim tahmini	11.01.2005	420
Doğal gaz şebekelerine yapılacak bağlantılara ilişkin	11.01.2005	419
01/01/2005 tarihinden bu konuda yeni bir düzenleme yapıncaya kadar uygulanmak üzere perakende satış tarifesi ile ilgili	30.12.2004	415

Doğal gaz piyasası ile ilgili bağlantı tarifeleri hakkında Karar	27.12.2004	409
Doğalgaz Piyasasındaki serbest tüketicilere ve 2005 yılında uygulanacak serbest tüketici olma sınırına ilişkin	27.12.2004	408
Doğal gaz piyasası ile ilgili iç tesisat proje onay, kontrolörlük, test ve işletmeye alma işlemleri ile ilgili	27.12.2004	407
Doğal gaz piyasası ile ilgili toptan satış tarifesi hakkında	21.12.2004	402
Doğal gaz piyasası ile ilgili depolama tarifesi hakkında	21.12.2004	401
Sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG) toptan satış tarifesi hakkında	21.12.2004	400
Dağıtım bölgelerindeki serbest tüketicilere doğalgaz satışı yapmakta olan tedarikçilere uygulanacak taşıma bedelinin belirlenmesinin açıklığa kavuşturulması ile ilgili	14.12.2004	397
Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAŞ) tarafından mevcut doğalgaz alım veya satış sözleşmelerinin kısmi veya bütün olarak tüm hak ve yükümlülükleri ile birlikte devredilmesi amacıyla yapılan ihaleler için ithalat lisans yeterli sahibi şirketlerin belirlenmesi ve ihale neticesi Kurum'a yapılacak ithalat lisans başvuruları hakkında	09.11.2004	384
Doğal gaz piyasası ile ilgili iç tesisat proje onay, kontrolörlük, test ve işletmeye alma işlemleri ile ilgili	12.10.2004	374
Doğalgaz Piyasasında taşıma bedeline ilişkin	27.09.2004	368
BOTAŞ İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esaslar	17.08.2004	356/20
Doğalgaz Piyasasında 2005 yılı için uygulanacak katılma payına ilişkin	20.07.2004	349
Doğalgaz Piyasasında 2005 yılında uygulanacak olan sertifika alma, sertifika yenileme, sertifika tadili, sertifika sureti çıkartma ve sertifika vize bedellerine ilişkin	20.07.2004	348
Doğalgaz Piyasasında 2005 yılında uygulanacak olan lisans alma, yıllık lisans, lisans yenileme, lisans tadili ve lisans sureti çıkartma bedellerine ilişkin	20.07.2004	347
Sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG) satış tarifesi hakkında	22.07.2004	342
Manisa Doğalgaz Dağıtım Lisansı İhalesi ilanına ilişkin	22.06.2004	332-53
Bursa Şehirliği Doğalgaz Dağıtım Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi ve Eskişehir Şehirliği Doğalgaz Dağıtım Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi tarafından özelleştirme sonrası uygulanacak olan birim hizmet ve amortisman bedelleri hakkında	30.03.2004	310
Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.'nin (BOTAŞ) 2004 yılı transit doğalgaz iletimi dahil ulusal iletim şebekesi yatırım programının onaylanmasına ilişkin	10.02.2004	297
12/02/2004 tarihli ve 25371 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren 10/02/2004 tarihli ve 297 sayılı Kurul Kararı değiştirilmiştir	24.02.2005	441
12/02/2004 tarihli ve 25371 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren 10/02/2004 tarihli ve 297 sayılı Kurul Kararı değiştirilmiştir	02.11.2004	381
12/02/2004 tarihli ve 25371 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren 10/02/2004 tarihli ve 297 sayılı Kurul Kararı değiştirilmiştir	11.05.2004	319
Doğal gaz piyasası ile ilgili bağlantı tarifeleri hakkında	10.02.2004	296
Doğal gaz piyasası ile ilgili tarifeler hakkında	27.01.2004	291
2004 yılı ulusal doğalgaz tüketim tahminine ilişkin	08.01.2004	287

5 Mart 2003 tarihli ve 25039 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan 28/2/2003 tarihli ve 97 sayılı kurul kararında değişiklik yapılmasına ilişkin	23.12.2003	261
1/1/2004 tarihinden 1/2/2004 tarihine kadar uygulanmak üzere, doğalgaz piyasası ile ilgili tarifeler hakkında	23.12.2003	260
2004 yılında uygulanacak olan sertifika alma, sertifika yenileme, sertifika sureti çıkartma ve sertifika vize bedellerine ilişkin kurul kararı (Karar No: 258, Karar Tarihi: 19/12/2003)	19.12.2003	258
4646 sayılı Doğalgaz Piyasası Kanununun 8 inci maddesi uyarınca serbest tüketicilere ilişkin kurul kararı (Karar No: 257, Karar Tarihi: 19/12/2003)	19.12.2003	257
2004 yılında uygulanacak olan lisans alma, yıllık lisans, lisans yenileme, lisans tadili ve lisans sureti çıkartma bedellerine ilişkin kurul kararı (Karar No: 253 Karar Tarihi: 12.12.2003)	12.12.2003	253
Doğalgaz Piyasası Dağıtım Şirketlerinin İhale alabilecekleri Şehir Sayısı	16.10.2003	219/13
Doğalgaz Piyasasında İştirak İlişkisi	03.07.2003	161/37
5 Mart 2003 tarihli ve 25039 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan 28/2/2003 tarihli ve 97 nolu Kurul Kararının Geçici Maddesine ilişkin	24.04.2003	136
23/3/2003 tarihli ve 25057 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan 21/3/2003 tarih ve 123 nolu Kurul Kararının 5 inci ve 6 ncı maddelerine ilişkin	24.04.2003	135
Kaçak veya Usulsüz Doğalgaz Kullanımı Durumunda Uygulanacak Usul ve Esaslar	24.04.2003	134
Doğal gaz Piyasası tarifeler hakkında	21.03.2003	123
Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği hakkında	13.03.2003	101-4
Bağlantı tarifeleri hakkında	28.02.2003	97
2003 yılı ulusal doğalgaz tüketim tahminine ilişkin	10.01.2003	83
Doğal gaz piyasası ile ilgili tarifeler hakkında	30.12.2002	80
2003 yılı için uygulanacak katılma payına ilişkin	27.12.2002	77
Serbest tüketicilere ilişkin	27.12.2002	76
Doğalgaz piyasası ile ilgili tarifeler hakkında	27.11.2002	71
Doğalgaz piyasası sertifika yönetmeliği ile ilgili	24.10.2002	64
Doğalgaz tarifeleri	24.10.2002	65
Doğalgaz piyasası lisans bedelleri	26.09.2002	57
2002 yılında doğalgaz safi satış hasılatı tutarından alınacak katılma payına ilişkin	27.12.2001	7

ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURUMU KURUL KARARLARI

Kurul kararının Adı	Karar tarihi	Karar Numarası
Doğalgaz Piyasası Lisans Bedelleri	26.09.2002	57
Doğalgaz Piyasası Sertifika Yönetmeliği ile İlgili	24.10.2002	64
Doğalgaz Tarifeleri	24.10.2002	65
Doğalgaz Piyasası ile İlgili Tarifler Hakkında	27.12.2002	71
Serbest Tüketicilere İlişkin	27.12.2002	76
2003 Yılı İçin Uygulanacak Katılma Payına İlişkin	27.12.2002	77
Doğalgaz Piyasası ile İlgili Tarifler Hakkında	30.12.2002	80
2003 Yılı Ulusal Doğalgaz Tüketim Tahminine İlişkin	10.01.2003	83
Bağlantı Tarifeleri Hakkında	28.02.2003	97
Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği Hakkında	13.03.2003	101-4
Doğalgaz Piyasası Tarifeleri Hakkında	21.03.2003	123
Kaçak veya Usulsüz Doğalgaz Kullanımı Durumunda Uygulanacak Esaslar	24.04.2003	134
23/03/2003 Tarihli ve 25057 Sayılı Resmi Gazetede Yayımlanan 21/03/2003 Tarih ve 123 Nolu Kurul Kararının 5 inci ve 6 ncı Maddelerine İlişkin	24.04.2003	135
5 Mart 2003 Tarihli ve 25039 Sayılı Resmi Gazetede Yayımlanan 28/02/2003 Tarihli ve 97 Nolu Kurul Kararının Geçici Maddesine İlişkin	24.04.2003	136
Doğalgaz Piyasasında İştirak İlişkisi	03.07.2003	161/37
Doğalgaz Piyasası Dağıtım Şirketlerinin İhale Alabilecekleri Şehir Sayısı	16.10.2003	219/13
2004 Yılında Uygulanacak Olan Lisans Alma, Yıllık Lisans, Lisans Yenileme, Lisans Tadili ve Lisans Sureti Çıkartma Bedellerine İlişkin Kurul Kararı	12.12.2003	253
4646 Sayılı Doğalgaz Piyasası Kanununun 8 inci Maddesi Uyarınca Serbest Tüketicilere İlişkin Kurul Kararı	19.12.2003	257
2004 Yılında Uygulanacak Olan Sertifika Alma, Sertifika Yenileme, Sertifika Sureti Çıkartma ve Sertifika Vize Bedellerine İlişkin Kurul Kararı	19.12.2003	258
01/01/2004 Tarihinden 01/02/2004 Tarihine Kadar Uygulanmak Üzere, Doğalgaz Piyasası ile İlgili Tarifeler Hakkında	23.12.2003	260
5 Mart 2003 Tarihli Ve 25039 Sayılı Resmi Gazetede Yayımlanan 28/02/2003 Tarihli ve 97 Sayılı Kurul Kararında Değişiklik Yapılmasına İlişkin	23.12.2003	261
2004 Yılı Ulusal Doğalgaz Tüketim Tahminine İlişkin	08.01.2004	287
Doğalgaz Piyasası ile İlgili Tarifeler Hakkında	27.01.2004	291
Doğalgaz Piyasası ile İlgili Bağlantı Tarifeleri Hakkında	10.02.2004	296
Boru Hatları İle Petrol Taşıma A.Ş.'nin (BOTAŞ) 2004 Yılı Transit Doğalgaz İletimi Dahil Ulusal İletim Şebekesi Yatırım Programının Onaylanmasına İlişkin	10.02.2004	297
Bursa Şehirliği Doğalgaz Dağıtım Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi ve Eskişehir Şehirliği Doğalgaz Dağıtım Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi Tarafından Özelleştirme Sonrası Uygulanacak Olan Birim Hizmet ve Amortisman Bedelleri Hakkında	30.03.2004	310
12/02/2004 Tarihli ve 25371 Sayılı Resmi Gazete'de Yayımlanarak Yürürlüğe Giren 10/02/2004 Tarihli ve 297 Sayılı Kurul Kararı Değiştirilmiştir.	11.05.2004	319

Manisa Doğalgaz Dağıtım Lisansı İhalesi İlanına İlişkin	22.06.2004	332-53
Doğalgaz Piyasasında 2005 Yılında Uygulanacak Olan Lisans Alma, Yıllık Lisans, Lisans Yenileme, Lisans Tadili ve Lisans Sureti Çıkartma Bedellerine İlişkin	20.07.2004	347
Doğalgaz Piyasasında 2005 Yılı İçin Uygulanacak Olan Sertifika Alma, Sertifika Yenileme, Sertifika Tadili, Sertifika Sureti Çıkartma ve Sertifika Vize Bedellerine İlişkin	20.07.2004	348
Doğalgaz Piyasasında 2005 Yılı İçin Uygulanacak Katılma Payına İlişkin	20.07.2004	349
Sıvılaştırılmış Doğalgaz (LNG) Satış Tarifesi İlanına İlişkin	22.07.2004	342
Botaş İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esaslar	17.08.2004	356/20
Doğalgaz Piyasasında Taşıma Bedeline İlişkin	27.09.2004	368
Doğalgaz Piyasası ile İlgili İç Tesisat Proje Onay, Kontrolörlük, Test ve İşletmeye Alma İşlemleri ile İlgili	12.10.2004	374
12/02/2004 Tarihli ve 25371 Sayılı Resmi Gazete'de Yayımlanarak Yürürlüğe Giren 10/02/2004 Tarihli Ve 297 Sayılı Kurul Kararı Değiştirilmiştir.	02.11.2004	381

KAYNAKÇA

1. Termodinamik dergisi Ekim 2005 Sayı 158, Prof. Dr. Seyhan UYGUR ONBAŞIOĞLU ve ALBİYOBİR yayınlarından yararlanılarak hazırlanmıştır.
2. Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) - www.teias.gov.tr
3. TC Başbakanlık Dış Ticaret Müsteşarlığı (DTM) - www.foreigntrade.gov.tr
4. Avrasya, Türkmenistan Doğal Gazı
5. BP- www.bp.com.tr
6. Oto Doğal Gaz İstasyonları Derneği (OİDER)- www.odider.org
7. Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PİGM) 2003 yılı faaliyet raporu- www.pigm.gov.tr
8. Elektrik İşleri Etüt İdaresi(EİEİ) Genel Müdürlüğü - www.eie.gov.tr
9. Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) - www.taskomuru.gov.tr
10. Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu (TKİ) - www.tki.gov.tr
11. Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) - www.tpao.gov.tr
12. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) - www.enerji.gov.tr,
13. Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi(TEAŞ) - www.teias.gov.tr