

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DOĞAL GAZ BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARINDA ENERJİ GERİ
KAZANIMININ TEKNİK VE EKONOMİK ETÜDÜ

Mak. Müh. Seçkin Keleşođlu

FBE Makine Mühendisliği Bölümü Enerji Ana Bilim Dalında

Hazırlanan

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı: Doç Dr. Şükrü Bekdemir

İSTANBUL,2006

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ	iv
KISALTIMA LİSTESİ.....	vi
ŞEKİL LİSTESİ.....	vii
ÇİZELGE LİSTESİ	ix
ÖNSÖZ	x
ÖZET	xi
ABSTRACT	xii
1. GİRİŞ	1
1.1 Alternatif Enerji Kaynağı Olarak Doğal Gaz.....	1
1.2 Dünya Doğal Gaz Kaynakları Üretim Ve Tüketim Verileri	2
1.3 Türkiye’de Doğal Gaz	9
2. TÜRKİYE DOĞAL GAZ TAŞIMACILIĞI, TESİSLERİ VE TİCARETİ	14
2.1 Genel.....	14
2.2 Rusya Federasyonu – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı	14
2.3 Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı.....	17
2.4 Samsun – Ankara Doğal Gaz İletim Hattı (Mavi Akım)	18
2.5 Loop Hatları ve Dağıtım Hatları.....	19
2.6 Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) İthal Terminali	20
3. KOMPRESÖR VE BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARI.....	23
3.1 Kompresör İstasyonları	23
3.2 Basınç Düşürme Ve Ölçüm İstasyonları (RMS-A)	30
3.2.1 Regülasyon Amacı.....	30
3.2.2 Basınç Düşürücüler.....	31
3.2.3 RM-A İstasyonlarındaki Genel Ekipmanlar.....	32
3.3 Türkiye’deki RM-A İstasyonları	36
4. BASINÇ DÜŞÜMÜNDEN ENERJİ GERİ KAZANIMINDA RADYAL TÜRBİN UYGULAMASI	37
4.1 Giriş	37
4.2 Doğal Gazın Farklı Bileşimleri	38
4.3 Joule – Thomson Etkisi.....	39

4.4	Farklı Genleşme Proseslerinin Karşılaştırılması	41
4.5	Maliyet Fayda Analizi Ve Genleşme Makinesi Tipleri	43
4.6	Radyal Türbin Dizayn Prensipleri	44
4.7	Farklı Radyal Türbin Uygulamaları	51
4.8	Radyal Türbin'in Avantajları	52
5.	TRAKYA ELEKTRİK'TE UYGULANAN RADYAL TÜRBİN.....	55
5.1	Santral Hakkında Genel Bilgi	55
5.2	Radyal Türbin'in Prosesteği Yeri	55
5.3	Doğal Gazın İzlediği Proses	57
5.4	Radyal Türbin'in Ürettiği Enerji	67
6.	İZGAZ GAZ DAĞITIM SİSTEMİNE BİR RADYAL TÜRBİN KURULMASI	70
6.1	En Uygun RM-A İstasyonunun Seçimi	70
6.2	Üretililebilecek Enerjinin Teorik Hesabı	72
6.3	Enerji Geri Kazanımında Ekonomi	74
7.	GERİ KAZANILABİLİNECEK ENERJİ	79
8.	SONUÇ	85
KAYNAKLAR.....		86
İNTERNET KAYNAKLARI.....		86
EKLER		87
Ek 1 Mevcut ve proje halindeki doğal gaz boru hatları		88
Ek 2 Türkiye'deki kompresör istasyonlarının yerleri		89
Ek 3 Entek RM-A istasyonu P&ID diyagramı		90
Ek 4 Türkiye'deki basınç düşürme (RM-A) istasyonları ve debileri.....		91
Ek 5 Mollier diyagramı		97
ÖZGEÇMİŞ.....		98

SİMGE LİSTESİ

A	Diyafram alanı
C	Toplam yıllık gider
C_E	Yıllık enerji gideri
C_K	Yatırımın şimdiki değere getirmiş yıllık geri ödeme gideri
C_O	Yıllık işletme bakım gideri
C_Q	Yıllık doğal gaz ısıtma gideri
C_P	Yıllık yardımcı ünite gideri
C_p	Metanın sabit basınçta (1bar, 25°C) özgül ısısı
d	Yoğunluk
e_d	Doğal gazın birim fiyatı
e_e	Elektriğin birim fiyatı
E	Toplam yıllık gelir
E_e	Yıllık geri dönüş
F_d	Diyafram kuvveti
F_y	Yay kuvveti
h	Özgül entalpi
h_{cukis}	Su buharı çıkış entalpisi
h_{giris}	Su buharı giriş entalpisi
I_A	Toplam yatırım maliyeti
i	Faiz yükü
k	Yay sabiti
kA	Birim yatırım maliyeti
KA	Yatırım maliyeti
m	Kredi geri ödeme süresi
\dot{M}	Kütleli debi
n	Tesis ömrü
P	Basınç
PE	Elektriksel güç

P_{an}	Ortalama radyal türbin gücü
P_2	Çıkış basıncı
Q	Toplam ısı geçisi
\dot{Q}	Birim zamanda ısı geçisi
Q_{yillik}	Yıllık doğal gaz tüketimi
T	Sıcaklık
\dot{V}	Hacimsel debi
w	Birim kütle için iş
\dot{W}	Güç, birim zamanda üretilen enerji
x	Yay sıkışma miktarı
Δh	Entalpi farkı
Δt	Yıllık işletme saati
μ	Joule – Thomson katsayısı
μ_m	Mekanik verim
δT	Diferansiyel sıcaklık farkı
δP	Diferansiyel basınç farkı

KISALTIMA LİSTESİ

AGA	American Gas Association
CS	Compressor Station
IGV	Inlet Guide Valve
LNG	Liquefied Natural Gas
P&ID	Piping and Instrument Diagram
RMS-A	A Type Reducing and Metering Station
WEC	World Energy Conference
YDM	Yıllık Değer Metodu
YENK	Yıllık Eşdeğer Net Kar

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1.1 Dünya fosil yakıt rezerv ömrü	1
Şekil 1.2 1979 - 2004 yılları arasında bölgelere göre dünya doğal gaz üretimi.....	3
Şekil 1.3 1974 - 2004 yılları arasında bölgelere göre dünya doğal gaz tüketimi	3
Şekil 1.4 Dünya doğal gaz rezervinin yıllık üretime oranı	5
Şekil 1.5 İspatlanmış doğal gaz rezervinin dağılımı.....	7
Şekil 1.6 İspatlanmış doğal gaz rezervinin 1984, 1994 ve 2004 yıllarına göre dağılımı.....	8
Şekil 1.7 Doğal gazın dünyada kullanım dağılımı	8
Şekil 1.8 Doğal gazın ve LNG'nin üretim yerlerinden tüketim yerlerine nakli.....	9
Şekil 1.9 Yıllar itibariyle Türkiye doğal gaz alım miktarları	11
Şekil 1.10 Yıllar itibariyle Türkiye doğal gaz satış miktarları	12
Şekil 1.11 Sanayide kullanılan doğal gazın sektörel tüketim dağılımı.....	12
Şekil 1.12 Türkiye elektrik üretiminde yakıtı göre dağılım	13
Şekil 2.1 Yapracık ana kontrol merkezinden görünüm	15
Şekil 2.2 Yapracık ana kontrol merkezinden görünüm	15
Şekil 2.3 Mavi akım projesi imalatı.....	18
Şekil 2.4 Marmara Ereğlisi LNG terminali	21
Şekil 2.5 Marmara Ereğlisi LNG terminali boşaltma kolları	22
Şekil 3.1 Kompresör istasyonu genel görünümü.....	26
Şekil 3.2 CS-3 gaz türbini ve kompresörü	27
Şekil 3.3 CS-3 kompresörü kesit görünümü	27
Şekil 3.4 CS-3 kompresörü enine kesiti.....	28
Şekil 3.5 Regülatör kesit görünümü	30
Şekil 3.6 RM-A istasyonu giriş vanası	32
Şekil 3.7 RM-A istasyonu filtresi	33
Şekil 3.8 RM-A istasyonu ölçüm hattı ve sayacı.....	33
Şekil 3.9 RM-A istasyonu eşanjör ve sıcak su hatları	34
Şekil 3.10 RM-A istasyonu eşanjör ve regülatörü.....	34
Şekil 3.11 RM-A istasyonu regülatörü	35
Şekil 3.12 RM-A istasyonu regülasyon hattı	35
Şekil 3.13 RM-A istasyonu çıkış vanası	36
Şekil 4.1 P-T diyagramında h=sabit eğrisinin elde edilişi	40
Şekil 4.2 P-T diyagramında sabit entalpi eğrileri	40

Şekil 4.3 Metan için h-s diyagramı	42
Şekil 4.4 Radyal türbin şematik görünümü	45
Şekil 4.5 Enerji geri kazanım prosesinin şematik görünümü	45
Şekil 4.6 Radyal türbin ve jeneratörün kesit görünümü	46
Şekil 4.7 Radyal türbin IGV'si.....	46
Şekil 4.8 Radyal türbin çarkı (açık tip)	47
Şekil 4.9 Radyal türbin çarkı (kapalı tip)	47
Şekil 4.10 Radyal türbin enine kesiti	48
Şekil 4.11 Kısılma ve genişlemenin h-s diyagramı	48
Şekil 4.12 Kontrol vanası ve radyal türbin genişmesi.....	49
Şekil 4.13 Dahili dişli kutusu	50
Şekil 4.14 Harici dişli kutusu	50
Şekil 4.15 Radyal türbin uygulamaları	51
Şekil 4.16 Debi – verim- güç grafikleri	52
Şekil 4.17 Akış kontrol vanası şematik görünümü	53
Şekil 4.18 Manyetik yatak.....	54
Şekil 5.1 Trakya Elektrik Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali genel akış diyagramı	56
Şekil 5.2 Ölçüm istasyonu girişi.....	57
Şekil 5.3 Ölçüm istasyonu çıkışı	58
Şekil 5.4 Su banyolu kazan	59
Şekil 5.5 Basınç düşürme istasyonu	59
Şekil 5.6 Eşanjör grubu.....	60
Şekil 5.7 Eşanjör grubu.....	60
Şekil 5.8 Radyal türbin genel görünümü	61
Şekil 5.9 Radyal türbin.....	62
Şekil 5.10 Radyal türbin.....	62
Şekil 5.11 Doğal gaz hattı akış diyagramı 1.....	64
Şekil 5.12 Doğal gaz hattı akış diyagramı 2.....	65
Şekil 5.13 Radyal türbin akış diyagramı	66
Şekil 5.14 Radyal türbinin 7 günlük işletme grafiği.....	67
Şekil 6.1 Radyal türbindeki basınç düşümüne göre enerji geri kazanımı.....	72
Şekil 6.2 Genleşme prosesinin h – s diyagramı.....	73

ÇİZELGE LİSTESİ

Çizelge 1.1 1969 verilerine göre dünya doğal gaz kaynakları ve üretim miktarı.....	4
Çizelge 1.2 2006 verilerine göre ispatlanmış doğal gaz rezervleri.....	6
Çizelge 1.3 2006 verilerine göre doğal gaz üretimleri.....	6
Çizelge 1.4 2006 verilerine göre doğal gaz tüketimleri.....	7
Çizelge 1.5 2005 yılında ithal edilen doğal gaz miktarının ülkelere göre dağılımı.....	10
Çizelge 2.1 Botaş'ın mevcut doğal gaz boru hatları.....	14
Çizelge 2.2 Doğu Anadolu doğal gaz ana iletim hattı bölümleri	17
Çizelge 2.3 Botaş'ın mevcut loop hatları.....	19
Çizelge 3.1 Doğal gaz hatları ve basınçları.....	23
Çizelge 3.2 Türkiye'deki ana giriş noktaları ve kapasiteleri.....	24
Çizelge 3.3 Türkiye'deki kompresör istasyonları ve güçleri	25
Çizelge 3.4 Türkiye'deki kompresör istasyonları ortalama enerji sarfiyatları.....	29
Çizelge 3.5 RM-A istasyonlarındaki ekipmanlar ve görevleri.....	32
Çizelge 4.1 İletim hatları ve rezervuar işletme basınç değerleri	37
Çizelge 4.2 Doğal gazın karakteristik bileşimi.....	38
Çizelge 4.3 Değişik basınç sistemlerine Joule-Thomson etkisinin tesiri.....	42
Çizelge 4.4 kA'nın PE artışına göre değişimi	44
Çizelge 6.1 İzgaz lisans sınırları içerisindeki RM-A istasyonları	70
Çizelge 6.2 Enerjisa RM-A istasyonu teknik verileri.....	71
Çizelge 6.3 YENK hesabında kullanılan veriler	75
Çizelge 6.4 Tesis giderleri.....	76
Çizelge 6.5 Yatırımın ekonomik uygunluk hesap sonuçları	78
Çizelge 7.1 Debisi 20.000 Sm ³ /h'den fazla olan RM-A istasyonları.....	79
Çizelge 7.2 Sabit debili olan RM-A istasyonları.....	82
Çizelge 7.3 Çıkış basıncı 25 bar'ın altında olan RM-A istasyonları	83
Çizelge 7.4 Radyal türbin kurulabilen RM-A istasyonlarındaki türbin güçleri	84

ÖNSÖZ

Ülkemizde uygulamasına pek rastlanılmayan bu çalışmamda oldukça fazla kaynak sıkıntısı yaşadım. Çalışmamda konuya aldığım geliştirici radyal türbinin, Trakya Elektrik Kombine Çevrim Santrali'nde uygulanıyor olması bana ilham kaynağı olmuş ve ışık tutmuştur. Enerji için savaşların yapıldığı çağımızda, enerjiyi üretmek kadar verimli kullanmak da önemlidir. Enerjinin daha etkin kullanılabileceği bir yöntem üzerinde durduğum bu çalışmanın, bundan sonraki araştırmalara kaynak olabilmesi ümidiyle.

ÖZET

Enerjinin, insanın günlük yaşantısında çok büyük bir yer tuttuğu muhakkaktır. Bu önemli ihtiyacın bilinçsiz kullanılması insan geleceğine bir çok olumsuz etkiyi de beraberinde getirecektir. Enerjinin gereği kadar bilinçli ve verimli kullanılması günümüzde çok büyük önem arz etmektedir.

Bu çalışmamda enerjinin daha etkin kullanılması için uygulanabilecek bir yöntem üzerinde çalışılmıştır. Yüksek basınçlı doğal gaz iletim hatlarında, doğal gazı kullanım yerlerine nakledebilmek için bulunan kompresör istasyonlarında tüketilen enerjinin basınç düşürme istasyonlarında geri kazanılabilmesinin ne kadar mümkün olduğu araştırılacak, ayrıca bu yöntemin teknik ve ekonomik etüdü yapılacaktır.

Öncelikle dünyadaki ve Türkiye'deki artan doğal gaz verileri irdelenecektir. Ülkemizdeki Botaş'a ait doğal gaz hatları hakkında bilgi verilecektir. Daha sonra bu hatların işletilmesinde baş rol oynayan kompresör ve basınç düşürme istasyonları incelenecektir. Genleşme makinesi (Radyal türbin) hakkında bilgiler verilerek mevcut uygulanan bir sistem irdelenecektir. Sonrasında bu sistemi ülke çapında uygulayabileceğimiz basınç düşürme istasyonları çıkarılıp olabilirliği araştırılacaktır.

ABSTRACT

It's certain that energy is necessary in the human's daily life. To use unconsciously this important need will bring lots of unfavourable effect with itself. It's so important to use energy conscious and effective as much as we need it

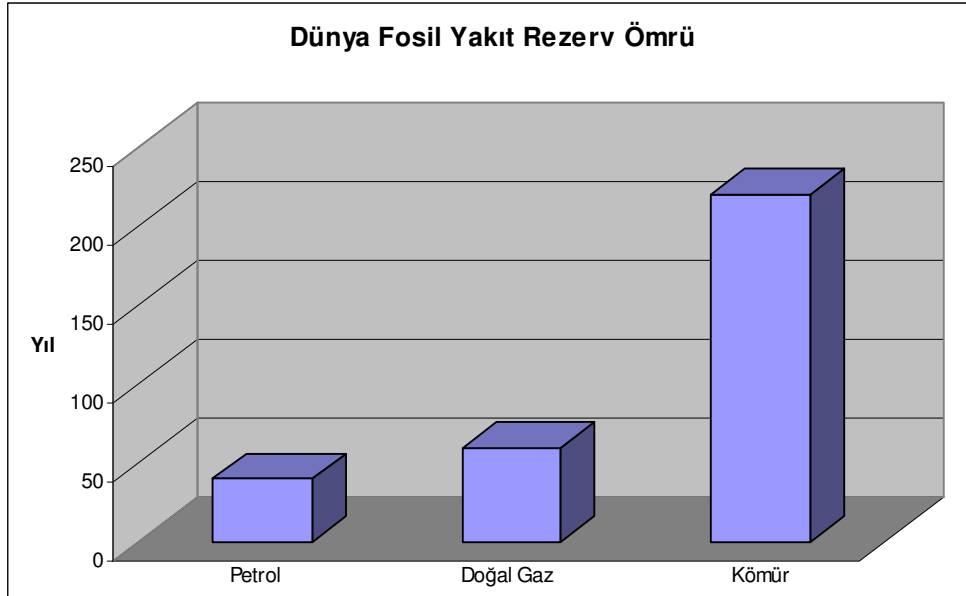
In this thesis, I have studied on a technique which is applied to use energy efficient. I search is it possible or not to recover energy from the pressure reducing station in the course of we consume energy in the compression station to transport the natural gas to the usage points along the high pressure natural gas transmission line. Also I search this technique's technical and economical etude.

First of all, we examine natural gas datas on the world and in Turkiye. Inform will be given about Botas's high pressure natural gas lines in Turkiye. Later on we search compression and pressure reducing stations which is indispensable to operate the natural gas transmisson lines. Then we examine a system which is available now by giving information about radial turbine machines. Lastly we search availability by determining the reducing stations which we can apply this system around the country.

1. GİRİŞ

1.1 Alternatif Enerji Kaynağı Olarak Doğal Gaz

Enerji konusunda, bir zaman sonra dünyanın mutlaka bir krizle karşılaşacağı varsayımları, öngörülerini, hesapları geçmişte olduğu gibi günümüzde de yapılmaktadır. Bilim adamları, özellikle bugünkü çağdaş dünyanın oluşumunda katkısı olan tükenen kaynakların nasıl olsa bir gün mutlaka bitiş noktasına geleceklerini düşünmektedirler. Gerçekten; petrol, kömür, doğal gaz, madenler yeraltından çıkarılan ürünlerdir. Bunlar milyonlarca yıllık bir oluşumun sonucunda varolmuşlardır. Oysa gelişen dünyada, nüfus artmakta, buna paralel olarak gereksinimler artmakta, bilim ilerlemekte, daha çok teknoloji üretilmekte, giderek daha çok hammadde kullanılmaktadır. Böylece daha çok petrol, kömür, doğal gaz, madenler üretilmekte ve tüketilmektedir. Bu tür kaynakların hızlı bir şekilde üretilmesi 100 yıl gibi kısa bir süreyi içermektedir. Bilim adamları, geleceği açıkça ifade etmek gerekirse, pek parlak görmemektedirler. Bu durumda elimizdeki kaynakları daha verimli kullanmak ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmek önem arz etmektedir.



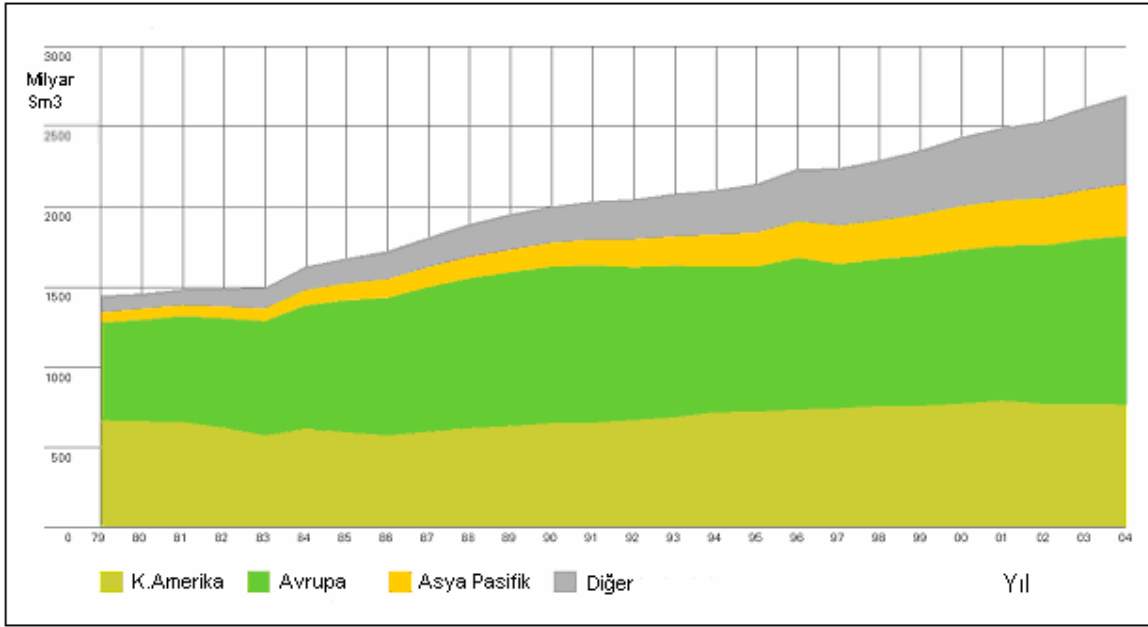
Şekil 1.1 Dünya fosil yakıt rezerv ömrü. (Sekizinci beş yıllık kalkınma planı elektrik enerjisi özel ihtisas komisyonu raporu)

1986`da toplanan Dünya Enerji Konferansı`nda (WEC:World Energy Conference) bilim adamları, 2000 yıllarında enerji kaynaklarının ne durumda olacağı hakkında öngörülerde bulunarak, “Enerji kaynaklarının bolluğu bir yalan mı yoksa gerçek mi?” sorusunu kendilerine yöneltmişlerdir. Komisyonun vardığı sonuç, 20. yüzyıl için bolluğun gerçek olduğu fakat 2000 yılından sonra neyin ne olacağını yaşanarak bilineceği şeklindedir. Tükenebilen enerji kaynaklarının içinde, kıtlığı görüleceklerden ilki hidrokarbonlar (HC) olacaktır.

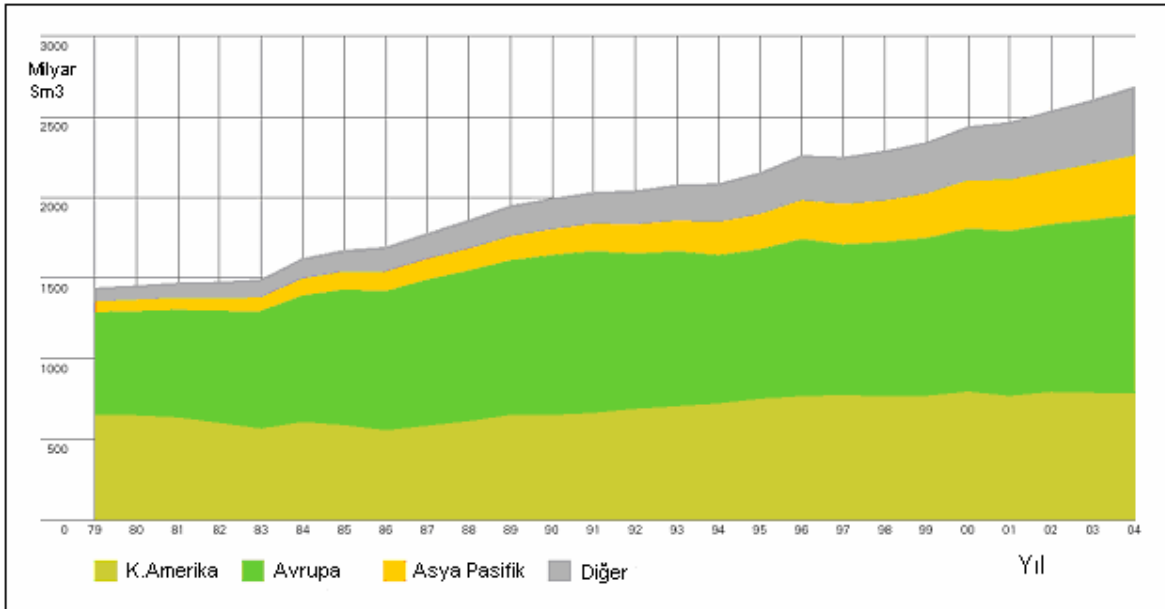
Şu soru akla gelebilir, “Acaba bir gün Dünya son damla petrol ile, son gram uranyum kalıntısıyla veya son m³ doğal gaz ile karşılaşacak mı?” Bilim adamları, o kadar karamsar olmayı istemiyorlar. Dünyanın ekolojik sistemi, kendini yenileyecek ve yaşamaya devam edecek. Fakat; Dünya, bugünün enerji ikliminin rüzgarları içinde geleceği hazırlayamaz, ekonomik davranmaz, alternatif enerji kaynaklarının bulunmasına yönelik değişik politikalar üretmezse, bugünkü bilgi sınırlarında gelecek kuşakların karşılaşabileceği korkunç durumu göz önüne getirmek bile insanı ürkütmektedir.

1.2 Dünya Doğal Gaz Kaynakları Üretim Ve Tüketim Verileri

1975`ler ve sonrası yaşanan petrol krizi, dünya ülkelerini özellikle endüstrileşmiş batı ülkelerini başka tür enerji kaynakları kullanmaya yöneltmiştir. Atom çekirdek enerjisi (Nükleer enerji), güneş enerjisi, biyogaz, su, rüzgar enerjileri ile kömür ve doğal gaz enerjileri gündeme gelmiştir. Her birinin çevre, insan sağlığı, elde ediliş olanakları, ekonomik olanakları, ekonomik durumları, maliyetleri ayrı ayrıdır. Doğal gaz şimdilik mutlaka, en temiz, en ekonomik görünen bir enerji kaynağıdır. Endüstride hammadde olarak ve esas itibariyle yakıt enerjisi olarak kullanılabilir. 1980`den sonra doğal gaz kullanımı artmıştır ve artmaya devam etmektedir.



Şekil 1.2 1979 - 2004 yılları arasında bölgelere göre dünya doğal gaz üretimi. (www.bp.com)



Şekil 1.3 1974 - 2004 yılları arasında bölgelere göre dünya doğal gaz tüketimi. (www.bp.com)

Aşağıdaki doğal gaz kaynakları ile ilgili veriler, 1969 yılına kadar yapılan araştırmalar ve o günün tekniği ile ilgili bilgilere dayanmaktadır. 1988 verilerine göre dünya doğal gaz rezervlerinin 112 Tm^3 ($=3955 \text{ Tft}^3$) dolayında olduğu tahmin edilmektedir

Çizelge 1.1 1969 verilerine göre dünya doğal gaz kaynakları ve üretim miktarı. (Doğal gaz tekniği, Kültür bakanlığı yayınları)

Ülkeler	1969 itibariyle rezerv ($\times 10^9 \text{ Sm}^3$)	1969 yılı içinde üretilen ($\times 10^9 \text{ Sm}^3$)
Sovyetler Birliği	12.000	183
ABD	11.600	583
Cezayir	4.100	8,2
İran	3.000	25,3
Kanada	1.500	44,1
Suudi Arabistan	1.300	-
Kuveyt	1.130	-
İngiltere	760	5
Venezüella	760	-
Pakistan	540	3,3
Dünya	44.000	

Sm^3 : Standart metre küp ($P=1 \text{ atm}$, $T=15^0\text{C}$)

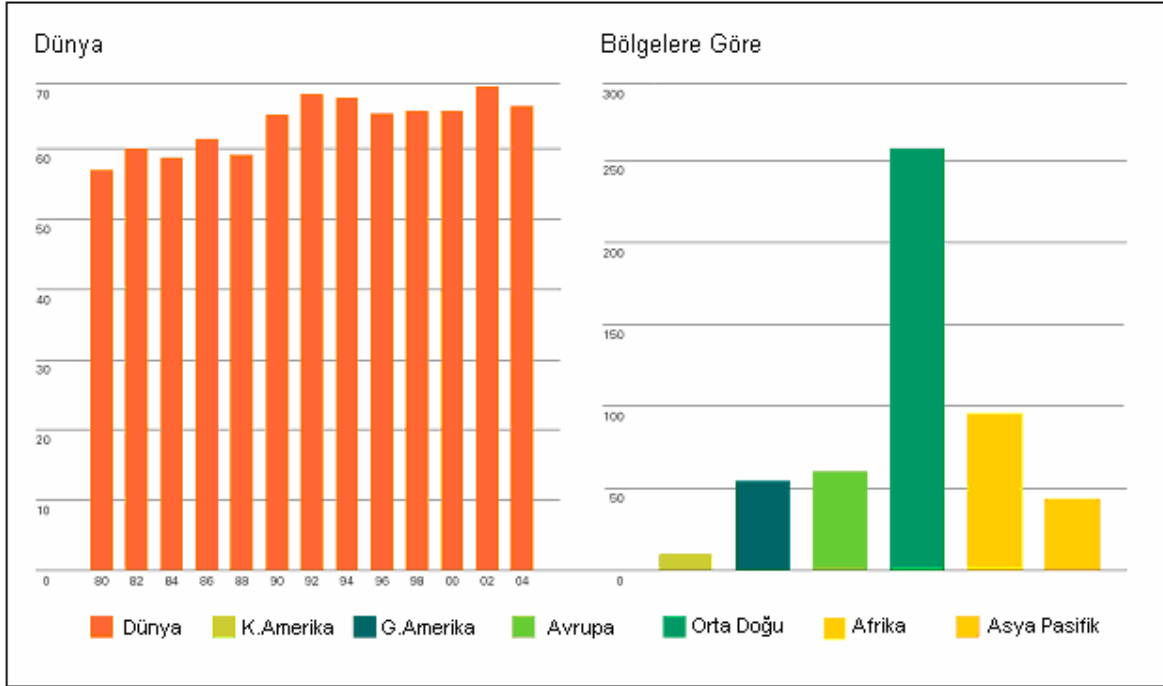
Amerikan Gaz Birliği (AGA:American Gas Association) tarafından 1974`lerde hazırlanan rapora göre, dünyada doğal gaz üretimi ve kaynakları hakkında verilen bilgiler şöyledir:

1980`e kadar üretim $1,42 \text{ Tm}^3/\text{yıl}$ (Trilyon m^3) dolayında olacaktır. Keşfedilmiş kaynaklar (rezervler) $62,3 \text{ Tm}^3$ ($=63 \times 10^{12} m^3$)`tür. Tahmin edilen henüz keşfedilmemiş kaynaklar $212,4 \text{ Tm}^3$ `tür. 1975`lere kadar $24,2 \text{ Tm}^3$ gaz üretilmiştir. Bu miktar keşfedilmiş kaynakların %40`ını oluşturmaktadır. Üretim; $2,83 \text{ Tm}^3/\text{yıl}$ düzeyinde tutulursa, tahmin edilen doğal gaz kaynakları 50 yıl yetebileceği tahmin edilmiştir.

Doğal gaz üretiminin, 1985`lerde 2 Tm^3 , 2000 yıllarında $3,74 \text{ Tm}^3$ olacağı tahmin edilmektedir. Bu artışın %4,4/yıl olması halinde, doğal gaz üretimi 2000 yılları başında düşüşe geçecektir ve 2020 yılına doğru $3,25 \text{ Tm}^3/\text{yıl}$ düzeyine inecektir. Bu süre içinde, tahmin edilen kaynakların geriye kalan kısmının %50`si üretilmiş olacaktır.

Yukarıdaki bilgiler AGA tarafından 1975`lerde öngörülmüştür. Şimdi bu verileri bugünkü bilgilerin ışığında değerlendirelim. British Petroleum`e göre, dünyada doğal gaz üretimi (kullanımı) 1987`de %4,7 artarak $1,78 \text{ Tm}^3$ (63 Tft^3)`e ulaşmıştır. Dünya çapında 1987`de doğal gaz üretimi $1,87 \text{ Tm}^3$ -ü bulmuştur ve bu rakam, 1986`daki üretimden %5,2 fazladır.

AGA raporuna göre, 1985'lerde ve sonrasında doğal gaz üretiminin $1,98 \text{ Tm}^3$ olacağı öngörülmüştü. 1987'de gerçekleşen üretim $1,87 \text{ Tm}^3$ olmuştur. AGA'nın 1974'lerde, üretim artışı ile ilgili öngörülerini yaklaşık olarak doğrulanmış sayılabilir.



Şekil 1.4 Dünya doğal gaz rezervinin yıllık üretime oranı. (www.bp.com)

21. yüzyılda doğal gaz kullanımının tüm dünya ülkelerinde artacağı üzerinde durulmaktadır. Doğal gazın rolü Şekil 1.2 ve Şekil 1.3'te de görüldüğü üzere geçen on yıllar içinde çok değişmiştir. Dünya enerji kullanımına 1989'larda %20 dolayında katkıda bulunmaktadır. Uluslararası Dünya Enerji Raporu'nda 2030'larda, doğal gazın dünya enerji kullanımında payının %60'lara çıkacağı öngörülmektedir. Tabii böylesine uzun bir zaman dilimi için öne sürülen varsayım inandırıcı olmayabilir ama enerji kullanımında doğal gazın %25-%30 paya sahip olacağı daha gerçekçi görülmektedir. Fakat, doğal gaza karşı büyüyen ilginin 21. yüzyılın başlarında büyük ölçüde artacağı kuşkusuzdur. Öyle sanılıyor ki, 21. yüzyıl doğal gaz kaynaklarının bolca fakat kritik sona doğru kullanılacağı, bize göre kocaman, dünyaya göre çok az bir süre olacaktır. Dünya doğal gaz rezervleri, üretimi ve tüketimi açısından son durum aşağıdaki tablolarda gösterilmiştir.

Çizelge 1.2 2006 verilerine göre ispatlanmış doğal gaz rezervleri. (www.cia.gov)

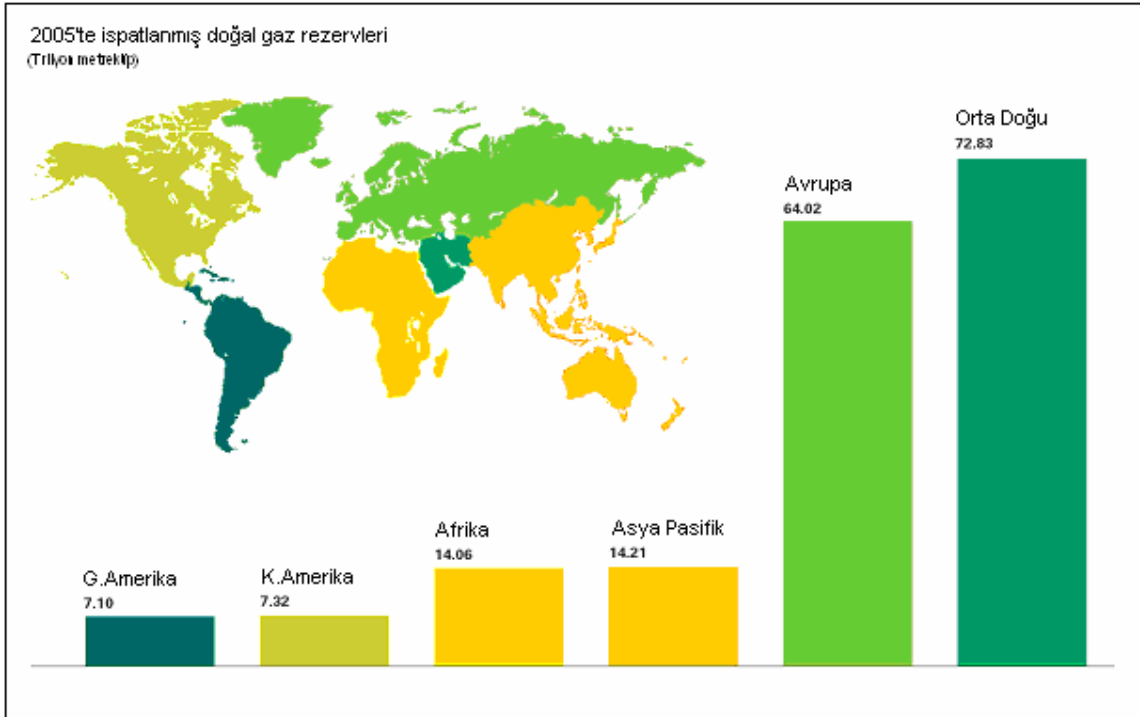
Sıra	Ülke	Doğal Gaz-İspatlanmış Rezerv (Sm ³)	Yüzdesi (%)	Bilgi Tarihi
1	Dünya	161.200.000.000.000	100,00	2002
2	Rusya	47.000.000.000.000	29,16	2003
3	İran	26.700.000.000.000	16,56	2005
4	Katar	14.410.000.000.000	8,94	2005
5	Suudi Arabistan	6.339.000.000.000	3,93	2005
6	Birleşik Arap Emirlikleri	6.060.000.000.000	3,76	2005
7	Amerika Birleşik Devletleri	5.195.000.000.000	3,22	2002
8	Cezayir	4.739.000.000.000	2,94	2005
9	Venezuela	4.190.000.000.000	2,60	2005
10	Nijerya	4.007.000.000.000	2,49	2005

Çizelge 1.3 2006 verilerine göre doğal gaz üretimleri. (www.cia.gov)

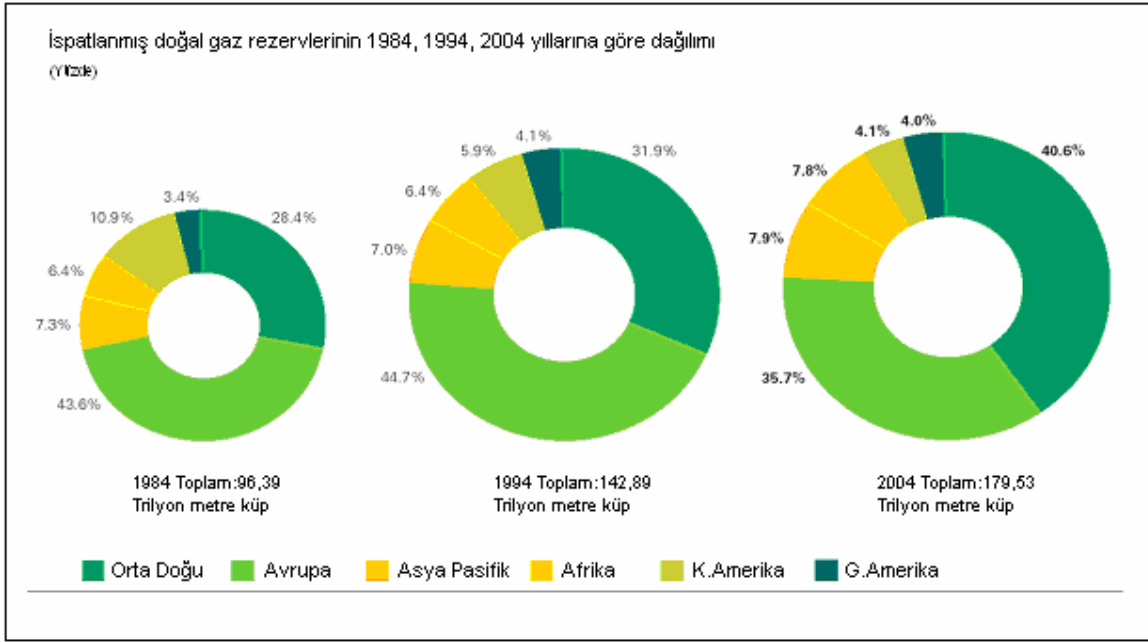
Sıra	Ülke	Doğal Gaz-Üretim (Sm ³)	Yüzdesi (%)	Bilgi Tarihi
1	Dünya	2.640.000.000.000	100,00	2001
2	Rusya	587.000.000.000	22,23	2005
3	Amerika Birlesik Devletleri	548.100.000.000	20,76	2001
4	Avrupa Birliği	239.200.000.000	9,06	2001
5	Kanada	165.800.000.000	6,28	2003
6	İngiltere	105.900.000.000	4,01	2001
7	Cezayir	80.300.000.000	3,04	2001
8	İran	79.000.000.000	2,99	2003
9	Hollanda	77.750.000.000	2,95	2001
10	Endonezya	77.600.000.000	2,94	2003

Çizelge 1.4 2006 verilerine göre doğal gaz tüketimleri. (www.cia.gov)

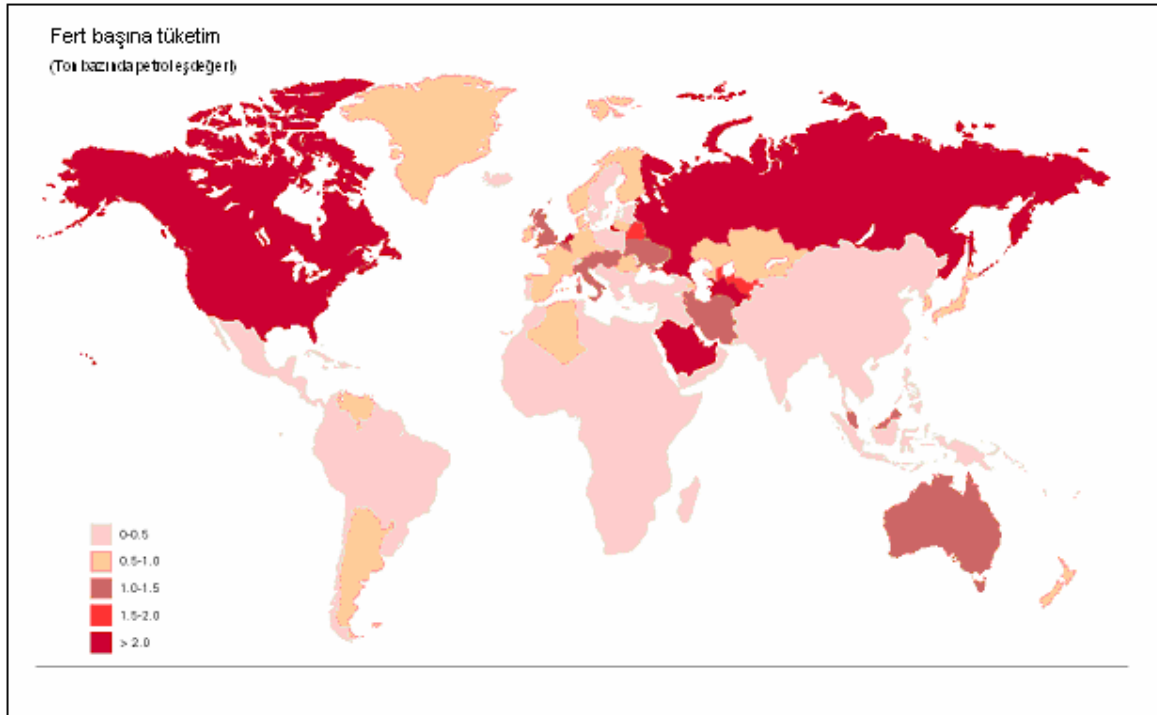
Sıra	Ülke	Doğal Gaz-Tüketim (Sm ³)	Yüzdesi (%)	Bilgi Tarihi
1	Dünya	2.619.000.000.000	100,00	2001
2	Amerika Birleşik Devletleri	640.900.000.000	24,47	2001
3	Avrupa Birliği	465.600.000.000	17,78	2001
4	Rusya	402.100.000.000	15,35	2004
5	Almanya	99.550.000.000	3,80	2003
6	İngiltere	92.850.000.000	3,55	2001
7	Japonya	80.420.000.000	3,07	2001
8	Ukrayna	79.860.000.000	3,05	2003
9	İran	72.400.000.000	2,76	2003
10	İtalya	71.180.000.000	2,72	2001



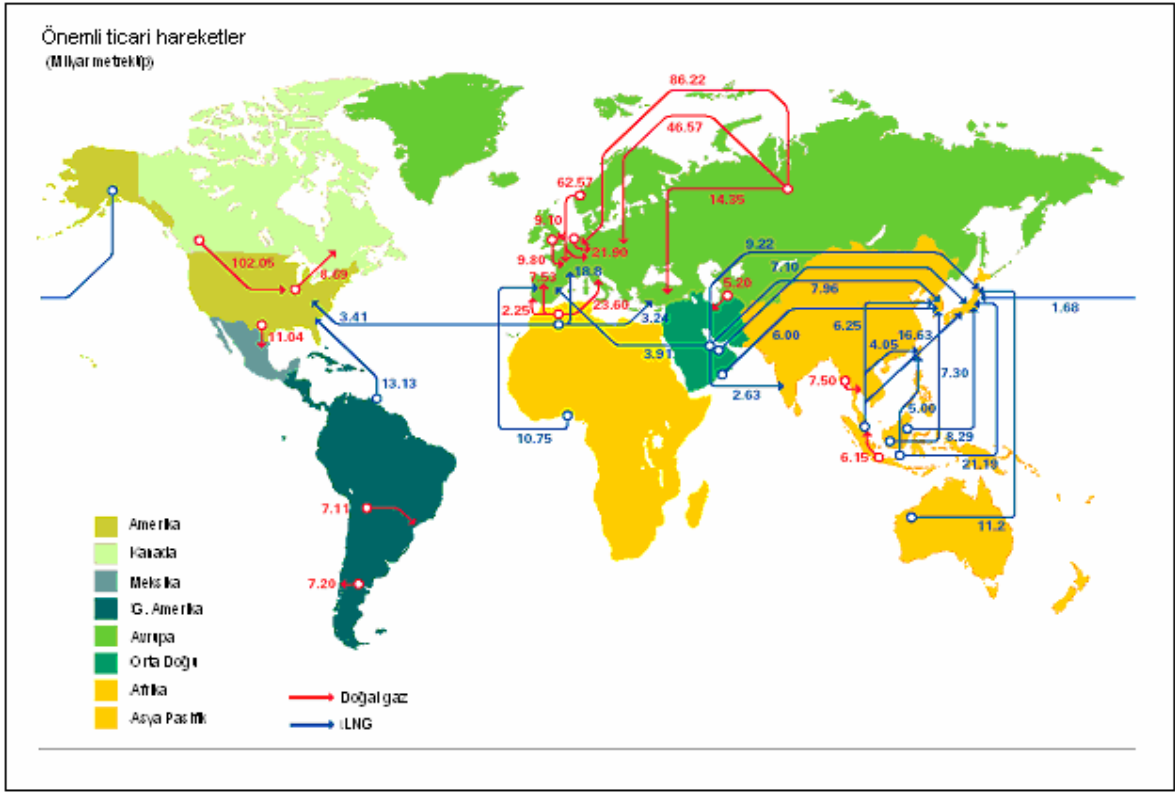
Şekil 1.5 İspatlanmış doğal gaz rezervinin dağılımı. (www.bp.com)



Şekil 1.6 İspatlanmış doğal gaz rezervinin 1984, 1994 ve 2004 yıllarına göre dağılımı. (www.bp.com)



Şekil 1.7 Doğal gazın dünyada kullanım dağılımı. (www.bp.com)



Şekil 1.8 Doğal gazın ve LNG'nin üretim yerlerinden tüketim yerlerine nakli. (www.bp.com)

1.3 Türkiye'de Doğal Gaz

Türkiye'de, petrol arama çalışmaları sırasında Trakya bölgesinde Hamitabat sahasında doğal gaza rastlanmıştır. Günlük debisi 1 MSm³ ile 1,4 MSm³ arasında olan Hamitabat doğal gazı, Hamitabat Elektrik Santrali'ne verilmektedir. Bundan başka Nusaybin yöresinde üretilen doğal gaz Mardin Çimento Fabrikası'na satılmaktadır. Bu iki sahanın gazı, Rusya'dan alınan doğal gazın yanında sözü edilemeyecek kadar az kaldığından, Türkiye'nin doğal gaza sahip olduğu söylenemez.

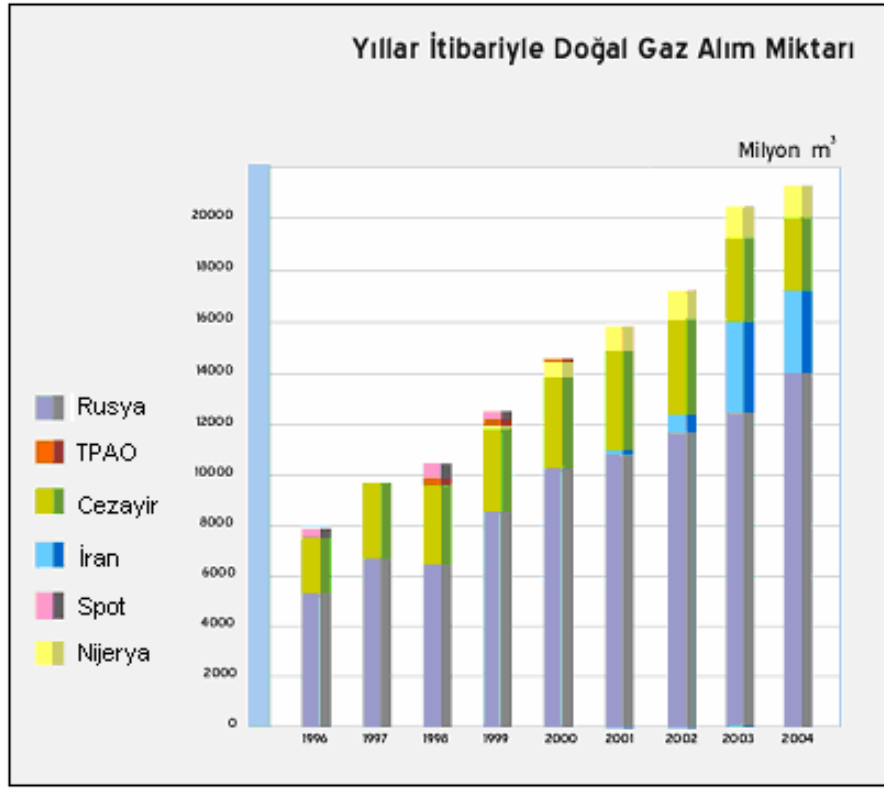
Türkiye'de 1986'dan bu yana doğal gazın konutlarda ve sanayide alternatif enerji kaynağı olarak kullanılması olayı gündemdedir. Kentlerin giderek kalabalıklaşması, trafiğe çıkan araçların gün aşırı artması, hava ve çevre kirliliğini korkunç boyutlara ulaştırmaktadır. Hava kirliliği insan sağlığını doğrudan tehdit etmektedir. Özellikle son yıllarda, İstanbul, Bursa, Kayseri, Adana, İzmir, Diyarbakır ve Ankara'da hava kirliliği dünya standartlarının üstünde seyretmeye başlayınca, yetkililer ve siyasiler sorunun çözümü üzerinde durmuşlardır.

Ankara`da, koklaştırılmış ithal kömürün belirli semtlerde kullanılmasının teşviki ve kalorifer kazanlarının belli bir program dahilinde yakılması, hava kirliliğini oldukça düşük düzeye indirmiştir. Ayrıca hava kirliliği sorunu sanayide doğal gaz kullanımını gündeme getirmiştir. Bu doğrultuda Sovyetler Birliği ile yapılan anlaşmalar sonucunda 1987`de ilk doğal gaz sanayide kullanılmaya başlanılmıştır ve o tarihten itibaren doğal gaz kullanımı sürekli artmaktadır. 2005 yılında 26.947 Milyon Sm³ doğal gaz ithal edilmiştir. İthal edilen doğal gaz miktarının ülkelere göre dağılımı aşağıdaki tabloda gösterilmiştir.

Çizelge 1.5 2005 yılında ithal edilen doğal gaz miktarının ülkelere göre dağılımı.
(botas.gov.tr)

Doğal Gaz İthal Edilen Ülke	Doğal Gaz Miktarı (Milyon m³)	Yüzdesi
Rusya Federasyonu (Bulgaristan)	12.857	47,7
Rusya Federasyonu (Mavi Akım)	4.969	18,4
Cezayir	3.786	14,1
Nijerya	1.013	3,8
İran	4.322	16,0
Toplam	26.947	100

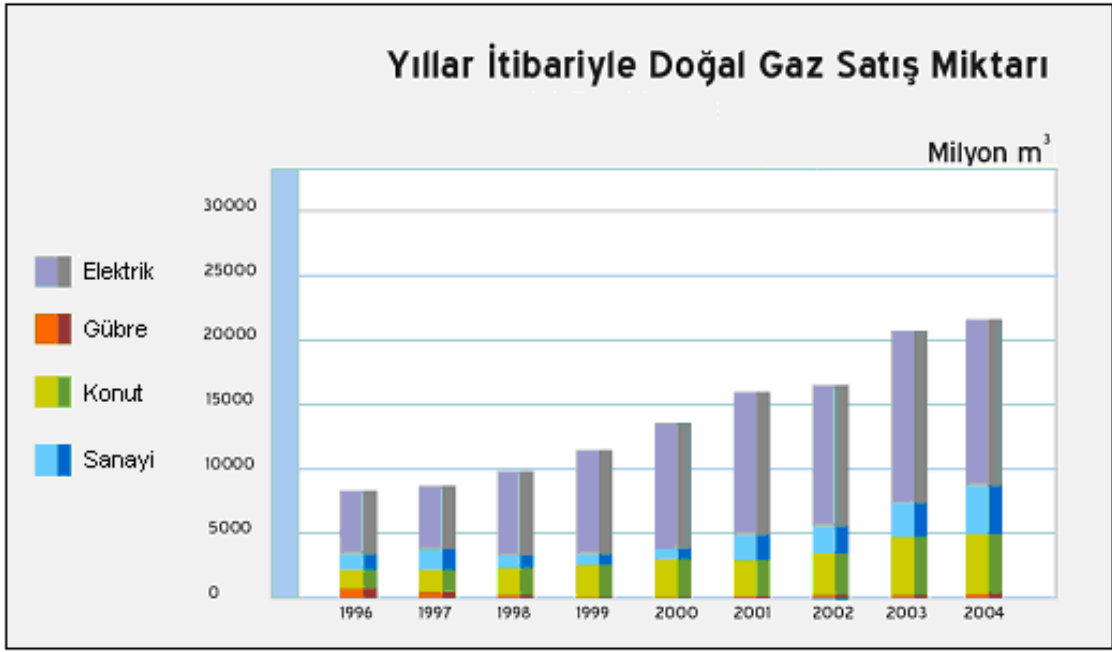
Yukarıdaki tabloda da görüldüğü üzere ülkemiz, doğal gaz ithalatında toplamda %64,7 Rusya'ya bağımlı haldedir. Rusya'dan yapılacak olası bir gaz kesintisi yada kısıntısı durumunda ülkemiz gazsız ve buna paralel olarak elektriksiz kalma durumuyla yüz yüzedir. Nitekim 2006 kışında Ukrayna ile Rusya arasında yaşanan fiyat anlaşmazlığından dolayı yaşanan politik gaz kısıntısı ve aynı anda İran'dan gelen doğal gazın kısılması sonucunda doğal gaz arzında sıkıntı yaşanmıştır. Bunun sonucunda Tekirdağ, İstanbul ve Kocaeli'ndeki yüksek miktarda gaz tüketen elektrik üreticisi sanayilerin doğal gaz arzı durdurulmuştur. Ülkemizin doğal gaz ihtiyacı her geçen yıl daha da arttığından dolayı arz kaynaklarının da artırılması gerekmektedir. Aksi halde bu kesintiler artarak devam edecek ve konutların gazının kesilmesine kadar gidecektir. Kaynakların artırılmasının yanında çeşitlendirilmesi de şarttır. Bu doğrultuda Türkmen gazı ve Mısır gazının da ülkemize getirilmesi çalışmaları devam etmektedir.



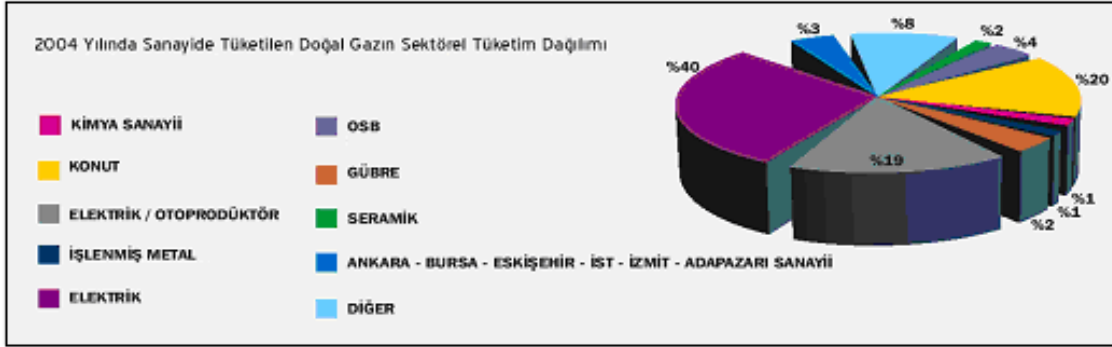
Şekil 1.9 Yıllar itibariyle Türkiye doğal gaz alım miktarları. (Botaş 2004 yılı raporu)

Konutlarda olduğu gibi sanayide de doğal gaz kullanımı yaygınlaşmıştır. Hatta elektrik üretimimizin büyük bir kısmı doğal gazdan sağlanır duruma gelmiştir. Petrolde yurt dışına bağlı olan ülkemizin, elektrikte de dolaylı olarak ve giderek artan bir şekilde yurt dışına bağlı olması içler acısıdır. İthal edilen doğal gazın kullanım yerlerine göre dağılımları aşağıdaki grafiklerde verilmiştir. Şekil 1.11’de ise ülkemizde kullanılan doğal gazın sektörlere göre dağılımı görülmektedir.

Grafiğe baktığımızda toplam doğal gazın %59’unun elektrik üretmek amaçlı kullanıldığı anlaşılmaktadır. Konutlarda kullanılan doğal gaz miktarı ise %20’lik bir dilimi kapsamaktadır.

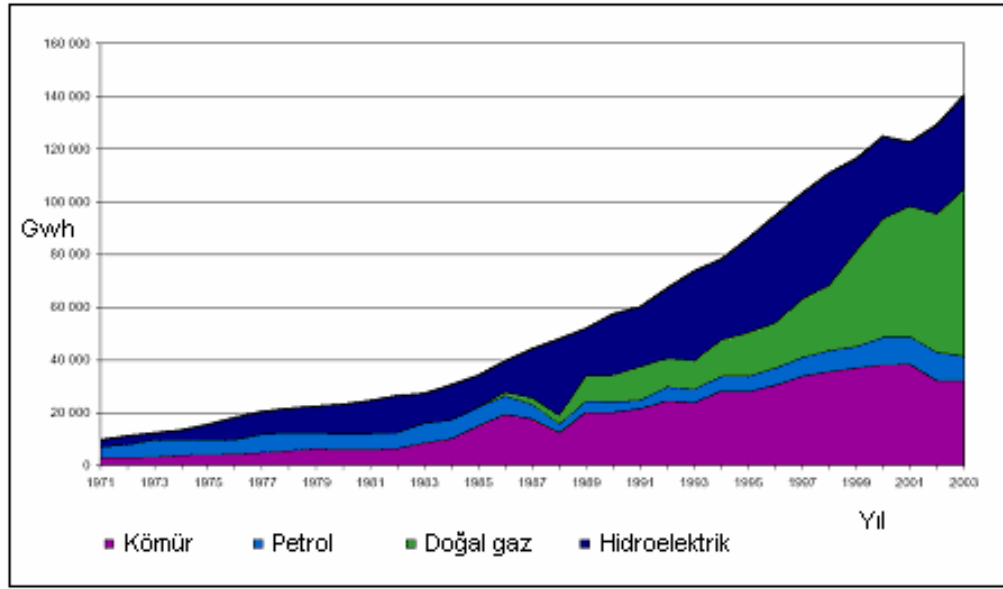


Şekil 1.10 Yıllar itibariyle Türkiye doğal gaz satış miktarları. (Botaş 2004 yılı raporu)



Şekil 1.11 Sanayide kullanılan doğal gazın sektörel tüketim dağılımı. (Botaş 2004 yılı raporu)

Şekil 1.12'de 1971'den 2003'e kadar, elektrik üretiminde kullanılan yakıtların yıllara göre dağılımı görülmektedir. Doğal gaz, ülkemize girdiği 1985 yılından beri elektrik üretiminde de kullanılmaktadır. Fakat bu oran uzun yıllar izlenen yanlış politikalar sonucunda bugün kritik bir noktaya gelmiştir. Hidroelektrik santrallerimize gereken önem verilmemiş, kısa sürede kurulan ve düşük yatırım maliyetleri gerektiren doğal gaz kombine çevrim santrallerinin kurulumunda patlama yaşanmıştır.



Şekil 1.12 Türkiye elektrik üretiminde yakıta göre dağılım. (www.iea.org)

2. TÜRKİYE DOĞAL GAZ TAŞIMACILIĞI, TESİSLERİ VE TİCARETİ

2.1 Genel

Ülkemizin artan enerji talebi ve enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi yönündeki çalışmalar sonunda Botaş, ham petrol faaliyetlerine ilaveten 1987 yılından itibaren doğal gaz taşımacılığı ve ticareti faaliyetlerini de yürütmeye başlamıştır. Botaş'ın mevcut doğal gaz boru hatları ve ilgili tesisleri Çizelge 2.1'de liste halinde Ek 1'de ise harita halinde verilmiştir.

Çizelge 2.1 Botaş'ın mevcut doğal gaz boru hatları. (Botaş 2004 yılı raporu)

Boru Hatları	Uzunluk	Çap	İşletmeye Alım Tarihi
Rusya Fed. - Türkiye DG Boru Hattı	842 km	36" - 24"	23.06.1987
İzmit - Karadeniz Ereğli DG İletim Hattı	209 km	24" - 16"	Ocak 1996
Bursa - Çan DG İletim Hattı	208 km	24" - 8"	Temmuz 1996
Çan - Çanakkale DG İletim Hattı	107 km	12"	Temmuz 2000
Doğu Anadolu DG Ana İletim Hattı	1490 km	48" - 40" - 16"	Aralık 2001
Karacabey - İzmir DG İletim Hattı	241 km	36"	Nisan 2002
Samsun - Ankara DG İletim Hattı	501 km	48"	Şubat 2003

2.2 Rusya Federasyonu – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı

Alternatif enerji kaynaklarının araştırılması çalışmaları sonucunda, 18 Eylül 1984 tarihinde, Türkiye Cumhuriyeti ve Eski Sovyetler Birliği Hükümetleri arasında doğal gaz sevkiyatı konusunda Hükümetlerarası Anlaşma imzalanmıştır.

Söz konusu anlaşmadan sonra Botaş tarafından çalışmalara başlanılmıştır ve 1985 yılında yaptırılan Türkiye Doğal Gaz Kullanım Etüdü ile doğal gaz tüketim potansiyeli ve muhtemel güzergah belirlenmiştir. Bu paralelde, 14 Şubat 1986 tarihinde, Ankara'da Botaş ile Soyuzgazexport arasında 25 yıl süreli Doğal Gaz Alım-Satım Anlaşması imzalanmıştır. Anlaşma neticesinde; 1987 yılından itibaren, artan miktarlarda doğal gaz alımı başlamış ve günümüze kadar devam etmiştir.

Rusya Federasyonu – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı, ülkemize Bulgaristan sınırında Malkoçlar'dan girmekte, Hamitabat, Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa, Eskişehir güzergahını takip ederek Ankara'ya ulaşmaktadır. Hat 842 km uzunluğundadır.

75 bar basınca göre dizayn edilen boru hattında, Kırklareli, Ambarlı, Gebze ve Eskişehir'de kompresör istasyonları, Malkoçlar'da ana ölçüm istasyonu bulunmaktadır. Ana kontrol merkezi Ankara-Yapracık'tadır.



Şekil 2.1 Yapracık ana kontrol merkezinden görünüm.



Şekil 2.2 Yapracık ana kontrol merkezinden görünüm.

26 Ekim 1986 tarihinde inşasına başlanan hat; 23 Haziran 1987 tarihinde ilk durağı olan Hamitabat'a ulaşmıştır. Bu tarihten itibaren, yerli doğal gazın yanı sıra, ithal doğal gaz da Hamitabat'taki Trakya Kombine Çevrim Santrali'nde elektrik enerjisi üretiminde kullanılmaya başlanmıştır. Hat, Ağustos 1988'de Ankara'ya ulaşmıştır. Doğal gaz, Temmuz 1988'de İğsaş'ta (İstanbul Gübre Sanayi A.Ş.), Ağustos 1988'de Ambarlı Santralin'nde, Ekim 1988'de de Ankara'da konut ve ticari sektörde kullanılmaya başlanmıştır. Sanayi sektöründe doğal gaz kullanımı ise Ağustos 1989'da başlamıştır. Doğal gaz ana hat güzergahında bulunan çeşitli sanayi kuruluşlarında değişik amaçlarla kullanılmaktadır.

Doğal gaz, Ankara'dan sonra; İstanbul'da Ocak 1992'de, Bursa'da Aralık 1992'de, İzmit'te Eylül 1996'da, Eskişehir'de Ekim 1996'da ve Adapazarı'nda Aralık 2002'de konut ve ticari sektörde kullanıma sunulmuştur.

Doğal gaz kullanımının yaygınlaştırılması amacıyla Rusya Federasyonu – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı (Ana Hat), 1996 yılında 16", 18" ve 24" çapında 209 km uzunluğundaki İzmit – Karadeniz Ereğli Doğal Gaz İletim Hattı ile Batı Karadeniz Bölgesi'ne uzatılmış olup, bu hat ile Ocak 1996 tarihinden itibaren Ereğli Demir ve Çelik Fabrikaları'nda gaz kullanımına başlanmıştır.

Ana Hat, 8", 12", 16" ve 24" çaplarında ve 208 km uzunluğundaki Bursa – Çan Doğal Gaz İletim Hattı ile Çan'a uzatılmış ve Temmuz 1996 tarihinden itibaren doğal gaz, hat güzergahında bulunan sanayi kuruluşları ile birlikte Çanakkale Seramik Fabrikası'nda da kullanıma sunulmuştur. 12" çapında 107 km uzunluğundaki Çan – Çanakkale Doğal Gaz Boru Hattı'nın yapım çalışmaları da 2000 yılında tamamlanmıştır.

Mevcut Rusya Federasyonu – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı'nın, Bursa'dan (Karacabey) İzmir'e uzatılarak, doğal gazın bu güzergahtaki Manisa, Balıkesir, Turgutlu gibi merkezlerde sanayi ve konut sektörlerinde kullanıma sunulması amacıyla yapılan Karacabey – İzmir Doğal Gaz İletim Hattı 241 km uzunluğunda ve 36" çapındadır.

Aliağa bölgesinde kurulan Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali'ne gaz arzı sağlamak üzere 36" çapında, 35 km uzunluğunda bir bağlantı hattı ve 20" çapında, 6 – 7 km'lik Aliağa Branşman Hattı proje kapsamına dahil edilmiştir.

2.3 Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı

Bu proje ile başta İran olmak üzere doğudaki kaynaklardan alınacak doğal gazın boru hattı ile Türkiye'ye taşınması amaçlanmaktadır. Bu kapsamda, 8 Ağustos 1996 tarihinde İran ile Türkiye arasında Tahran`da Doğal Gaz Alım-Satım Anlaşması imzalanmıştır. Bu anlaşmaya göre; doğal gazın alımı 3 Milyar Sm³ ile başlayıp, yıllar itibariyle artarak 10 Milyar Sm³/yıl'a ulaşacaktır.

Yaklaşık 1491 km uzunluğunda, çapı 48" ve 16" arasında değişen Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı, Doğubayazıt`tan başlayıp Erzurum, Sivas ve Kayseri üzerinden Ankara`ya uzanmakta, bir branşman da Kayseri, Konya üzerinden Seydişehir'e ulaşmaktadır. Hat 5 bölüm halinde imal edilmiş olup, bölümlerin uzunlukları aşağıda verilmiştir. Haziran 2001 sonu itibariyle tüm boru hattı sistemi gaz alabilir duruma gelmiştir.

Çizelge 2.2 Doğu Anadolu doğal gaz ana iletim hattı bölümleri. (Botaş 2004 yılı raporu)

Doğubayazıt – Erzurum	291 km	48"
Erzurum – Sivas	307 km	48"
Sivas – Kayseri	256 km	48"
Kayseri – Ankara	320 km	40"
Kayseri – Konya – Seydişehir	317 km	40" ve 16"

İran Bazargan`daki Ölçüm İstasyonu`nun tamamlanmasıyla 10 Aralık 2001 tarihinde İran`dan doğal gaz alımı başlamıştır. Ayrıca, proje kapsamında yapılan Doğu Bayazıt Kompresör İstasyonu (CS-11), İran - Türkiye sınırından yaklaşık 35 km uzaklıkta, toplam kurulu gücü yaklaşık 36 MW olan 3 kompresör ünitesinden müteşekkil bir istasyon olup, söz konusu kompresör istasyonu 2003 yılında tamamlanmıştır.

Diğer taraftan, istenilen miktar ve basınçta doğal gazın kullanıma sunulabilmesi için proje kapsamında Sivas Kompresör İstasyonu ile Erzurum Kompresör İstasyonu`nun yapımı gündeme gelmiş olup, 2007 yılında Sivas Kompresör İstasyonu`nun, 2008 yılında da Erzurum Kompresör İstasyonu`nun işletmeye alınması planlanmıştır.

2.4 Samsun – Ankara Doğal Gaz İletim Hattı (Mavi Akım)

Rusya Federasyonu – Türkiye Doğal Gaz İletim Hattı (Mavi Akım) Projesi ile Rus gazının Karadeniz üzerinden Türkiye'ye taşınması sağlanmaktadır.

15 Aralık 1997 tarihinde Botaş ve Gazexport arasında imzalanan 25 yıllık Doğal Gaz Alım-Satım Anlaşması kapsamında, 16 Milyar $\text{Sm}^3/\text{yıl}$ doğal gaz, Rusya Federasyonu'ndan Karadeniz geçişli bir hat ile Türkiye'ye ulaştırılmaktadır. Anlaşmaya göre, 2 Milyar $\text{Sm}^3/\text{yıl}$ lık miktarla başlayan doğal gaz sevkiyatı 16 Milyar $\text{Sm}^3/\text{yıl}$ seviyesine ulaşacaktır.

Rusya Federasyonu – Karadeniz – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı;

- Rusya topraklarında İzobilnoye – Djubga arasında 56" çapında 308 km ve 48" çapında 62 km olmak üzere toplam 370 km uzunluğundaki boru hattı sistemi,
- Karadeniz geçişi olarak Djubga – Samsun arazında her biri yaklaşık 390 km uzunluğunda 24" çapında paralel 2 hat,
- Türkiye topraklarında Samsun – Ankara arasında 48" çapında ve 501 km uzunluğundaki boru hattı sistemi

olmak üzere üç ana bölümden oluşmaktadır.



Şekil 2.3 Mavi akım projesi imalatı.

Söz konusu boru hattının Rusya Federasyonu topraklarında kalan bölümü ile Karadeniz geçişinin finansmanı ve inşaatı Gazprom Şirketi'nin, Türkiye bölümünün finansmanı ve inşaatı ise Botaş'ın yükümlülüğünde gerçekleştirilmiştir.

Proje kapsamında Samsun / Durusu`da bir Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonu yapılmış ve 15 Ekim 2002 tarihinde tamamlanmış, 20 Şubat 2003 tarihinde de işletmeye alınmıştır.

Mavi Akım Projesi'nin Türkiye topraklarındaki kısmı, Samsun`dan başlayarak Amasya, Çorum, Kırıkkale üzerinden Ankara`ya ulaşmaktadır. Hat, Polatlı yakınlarında Ana Hat ile irtibatlandırılmıştır.

2.5 Loop Hatları ve Dağıtım Hatları

Loop hatları, mevcut ana iletim hatlarında herhangi bir nedenle bir sorun olduğu vakit doğal gaz arzını devam ettirebilmek amacıyla iletim hatlarını birbirine ring yapacak şekilde bağlayan ara bağlantı hatlarıdır. Botaş'ın ana iletim hatları arasında bulunan loop hatları Çizelge 2.3'de verilmiştir.

Çizelge 2.3 Botaş'ın mevcut loop hatları. (Botaş 2004 yılı raporu)

Loop Hatları	Uzunluk	Çap	İşletmeye Alma Tarihi
Loop - 1 Malkoçlar CS-1 Giriş	36,1 km	36"	Eylül 1998
Loop - 2 Önerler-İst. Batı	76,5 km	36"	Eylül 1998
Loop - 3 Hersek Yumurtatepe	48,3 km	24"	Eylül 1998
Loop - 4 CS-1 Çıkış-Önerler	99 km	36"	Kasım 2000
Loop - 5 Yapracık (LV-129) Mihallıçcık	61 km	40"	Ocak 2001
Eskişehir - Mihallıçcık	76 km	40"	Nisan 2002
Bozüyük - Eskişehir	74,6 km	40"	Nisan 2002
Bozüyük - Adapazarı (FAZ I)	63 km	36"	Agustos 2002
Bozüyük - Adapazarı (FAZ II)	63 km	36"	Agustos 2002
Seçköy - Karacabey	75 km	36"	Temmuz 2003

Dağıtım hatları ise ana iletim hattından uzakta kalan doğal gaz kullanım bölgelerine doğal gaz arzını sağlayabilmek için yapılmış ana iletim hattı branşmanlarıdır. Proje kapsamında yapılan, toplam uzunluğu yaklaşık 1200 km olan, muhtelif uzunluk ve çaplardaki;

Bilecik – Kütahya – Uşak (Faz – 1)

İzmir / Kemalpaşa OSB – Pınarbaşı – Torbalı – Turgutlu (Faz – 2)

İzmir – Aliğa – Atatürk OSB (Faz – 3)

Kırıkkale – Kırşehir – Yozgat – Polatlı (Faz – 4)

Konya / Ereğli – Aksaray – Niğde (Faz – 5)

Konya – Karaman / Kazım Karabekir – Konya OSB (Faz – 6)

Manisa OSB – Akhisar – Balıkesir – Susurluk (Faz – 7)

Kayseri – Sivas (Faz – 8)

Çorum – Samsun (Faz – 9)

Adapazarı Deprem Konutları (Faz – 10)

Çorlu – Dericiler OSB

dağıtım hatları 2003 yılı sonu itibariyle tamamlanarak doğal gaz arzı sağlanmıştır.

2.6 Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) İthal Terminali

Doğal gaz arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi, arz güvenliğinin ve arz esnekliğinin artırılması için 14 Nisan 1988 tarihinde, Botaş ile Sonatrach arasında 20 yıl süreli bir LNG Alım Satım Anlaşması imzalanmıştır. Bu anlaşmaya göre Cezayir`den yılda 2 Milyar Sm^3 doğal gaz eşdeğeri LNG alımı yapılacaktır.

Söz konusu anlaşma kapsamında ithal edilecek doğal gaz için hem baz yük tesisi olarak kullanılmak hem de istenildiğinde de pik düşürücü olarak devreye sokulmak üzere Botaş tarafından 1989 yılında Marmara Ereğlisi LNG İthal Terminali yapımına başlanmıştır. Terminal 3 Ağustos 1994 tarihinde işletmeye alınmıştır.

Cezayir ile 1995 yılında imzalanan ek poliçe ile yıllık ithalat miktarı 4 Milyar Sm^3 çıkarılmıştır. Buna ilaveten 9 Kasım 1995 tarihinde de Nijerya ile 1,2 Milyar Sm^3 doğal gaz eşdeğeri LNG alımı için LNG Alım Satım Anlaşması imzalanmıştır.



Şekil 2.4 Marmara Ereğlisi LNG terminali.

Marmara Ereğlisi LNG İthal Terminali'nin iki ana fonksiyonu vardır;

- Gelen LNG'yi depolamak,
- Depolanan LNG'yi istenilen miktarda gazlaştırarak Rusya Federasyonu – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı'na sevk etmek.

Terminalde; 3 adet 16" çapında ve gemiden LNG boşaltımını sağlayan boşaltma kolları ve gemi ile gaz alışverişini sağlayan 12" çapında 1 adet yükleme kolu, her biri 85.000 m³ hacminde 3 adet LNG depolama tankı, 3 adet deniz suyu kullanan gazlaştırıcı ve 4 adet doğal gazı yakıt olarak kullanan gazlaştırıcı bulunmaktadır.



Şekil 2.5 Marmara Ereğlisi LNG terminali boşaltma kolları.

İskelede yanaşan tankerlerden boşaltma kolları ile alınan LNG, 30" lik boşaltma hattı ile tanklara depolanmaktadır. Gazlaştırıcılardan çıkan doğal gaz, ölçüm hattının çıkışında kokulandırılıp, 24" lik, 23 km`lik bir boru hattı ile Çorlu – Önerler`de, Rusya Federasyonu – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı`na sevk edilmektedir.

Terminalin maksimum ekonomik gönderme kapasitesi 1999 yılında 439.000 Sm³/h`ten 685.000S m³/h`e arttırılmıştır.

3. KOMPRESÖR VE BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARI

3.1 Kompresör İstasyonları

Taşıma hatları, yüksek basınç karbon çelik borulardan imal edilir. Hat basıncı; iletim uzaklığına, debiye ve çapa bağlı olarak değişir. Hat başından uygulanan basınç, hat boyunca belli debideki gazı belli uzaklığa kadar öteleyebilecek basınçtır. Bu basınç, çıkıştan istenen basınca, sürtünme kayıplarına ve potansiyel kayıp yada kazanımlarına göre belirlenir.

Genel uygulamada taşıma hatlarının basıncı 50 bar – 100 bar arasında bulunmaktadır. Hatları, basınçlarına göre Çizelge 3.1’deki gibi sıralamak mümkündür.

Çizelge 3.1 Doğal gaz hatları ve basınçları.

Yüksek Basınç Hatları	50 bar - 100 bar	İletim Hatları
Orta Basınç Hatları	25 bar - 40 bar	Şehir Giriş Hatları
Orta Düşük Basınç Hatları	4 bar - 25 bar	Dağıtım Hatları
Düşük Basınç Hatları	0,3 bar - 4 bar	Bağlantı Hatları
Evsel Kullanıcı Giriş Hatları	19 mbar - 300 mbar	Konutsal Hatlar

Hat boyunca oluşan basınç kayıplarını karşılayabilmek için yüksek basınçlı ulusal doğal gaz iletim hatlarının belli yerlerinde kompresör istasyonları vardır. Kompresör istasyonları haricinde yurtdışından doğal gazı teslim aldığımız ana giriş noktalarında ölçüm istasyonları mevcuttur. Bu ölçüm istasyonlarında teslim aldığımız doğal gaz miktarları ölçülmektedir. Ülkemizde 6 adet ana giriş noktası vardır. Bunlardan Marmara Ereğlisi ve Egegaz aynı zamanda LNG terminalidir. Çizelge 3.2’de ana giriş noktaları ve ölçüm kapasiteleri görülmektedir. Ölçüm istasyonları, kompresör istasyonları, RM-A istasyonları ve bütün iletim hatları, Ankara Yaprıcak’taki kontrol merkezinden scada sistemi ile sürekli izlenir.

Çizelge 3.2 Türkiye'deki ana giriş noktaları ve kapasiteleri. (botas.gov.tr)

Giriş Noktası	Maksimum Kapasite (Sm³/gün)	Maksimum Kapasite (Sm³/h)
Malkoçlar	40.424.376	1.684.349
Durusu	23.204.167	966.840
Gürbulak	25.221.640	1.050.901
Marmara Ereğlisi LNG Terminali	17.640.000	735.000
Egegaz Aliağa LNG Terminali	17.688.039	737.001
Azerbaycan	5.491.425	228.809
Toplam	129.669.647	5.402.900

RMS-A çıkış noktalarındaki tüketim debilerinin miktarına göre kontrol merkezinden kompresör istasyonlarının devreye alınması ya da devreden çıkarılmasına karar verilir. Ülkemizde 5 adet kompresör istasyonu vardır. Botaş'ın, toplamda 4270 km uzunluğunda olan mevcut yüksek basınçlı iletim hatlarındaki ve dağıtım şirketlerinin kendi orta ve alçak basınçlı dağıtım hatlarındaki doğal gazın son kullanım yerlerine nakli, bu kompresör istasyonlarında doğal gaza kazandırılan enerji ile sağlanır. Bu sebepten kompresör istasyonları, hayati öneme sahiptir. Kompresör istasyonlarının yer seçimi ise hattın uzunluğuna ve çıkış noktası yoğunluğuna göre belirlenir.

Türkiye iletim hatlarındaki kompresör istasyonları ve kurulu güçleri Çizelge 3.2'de gösterilmiştir.

Çizelge 3.3 Türkiye'deki kompresör istasyonları ve güçleri.

Kompresör İstasyonu Adı	İstasyon Kodu	Ünite Güçleri ve Sayıları
Kırklareli	(CS-1)	12MW X 4
Ambarlı	(CS-2)	12MW X 3
Gebze	(CS-3)	24MW X 2
Eskişehir	(CS-5)	6MW X 4
Doğu Bayazıt	(CS-11)	12MW X 3
Sivas	Yapım aşamasında	
Erzurum	Yapım aşamasında	

Ülkemize yeni girecek olan Türkmen Gazı ile birlikte yeni kompresör istasyonlarına ihtiyaç olacağından şimdiden Sivas ve Erzurum Kompresör İstasyonları'nın yapımına başlanılmıştır. Git gide artan doğal gaz talebini karşılayabilmek için yeni arz kaynaklarına paralel olarak yeni kompresör istasyonlarına da ihtiyaç olacaktır. Ek 2'de ise mevcut ve inşaat aşamasında olan kompresör istasyonlarının ulusal iletim şebekesi üzerindeki yerleri görülmektedir.

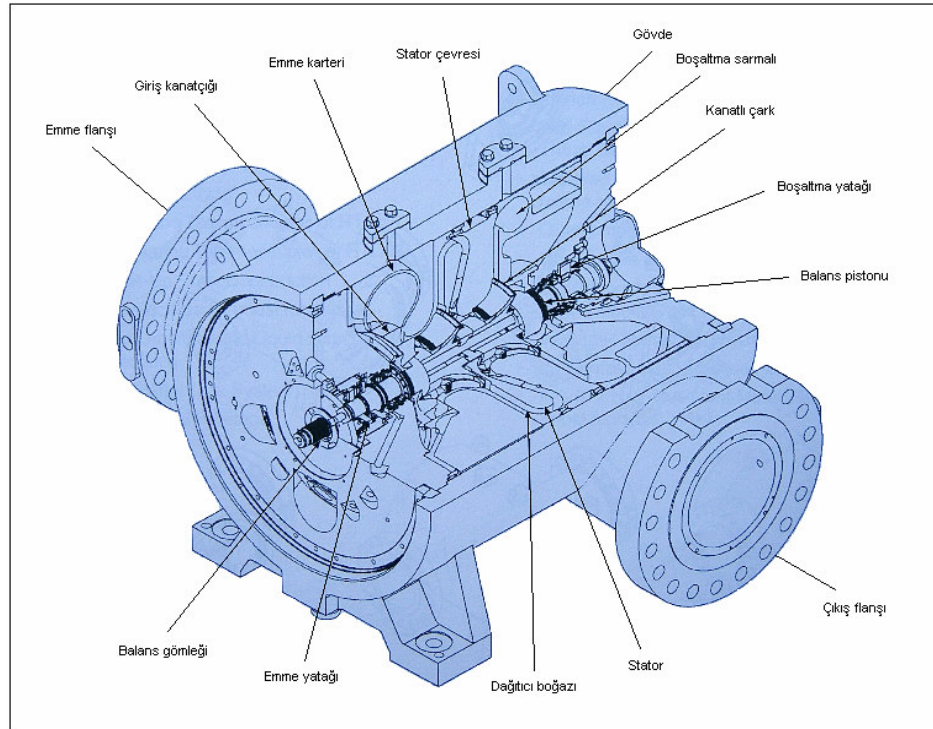
İstasyonlardaki kompresörler gaz türbinleri ile tahrik edilir. Gaz türbinleri hattan aldıkları doğal gazı kullanır. Gaz türbini egzoz gazı ise atmosfere verilir. Her kompresör istasyonunda bir adet fazladan ünite vardır. İstasyonlar; 1+1, 2+1 ve 3+1 olarak çalıştırılmaktadır. Yani her türlü ihtimale karşı bir ünite sürekli yedek bulundurulmaktadır.

Hattın basıncı 50 bar ile 75 bar arasında tutulmaya çalışılır. Kompresörler 40 bar'da çalışmaktadırlar. Giriş basınçları 40 bar'ın altına indiğinde, kompresörler devreden çıkarlar. Tekrar devreye alabilmek için; bir önceki kompresör istasyonu çalıştırılıp hattın basıncını 40 bar'ın üzerine çıkartmak gereklidir. Tabi bu karşılaşılması istenilmeyen bir durumdur. Aynı şekilde kompresör sonrasındaki hattın basıncını da 75 bar'ın üzerine çıkarmamak gereklidir. Aksi halde çelik hattın ömrü azalır.

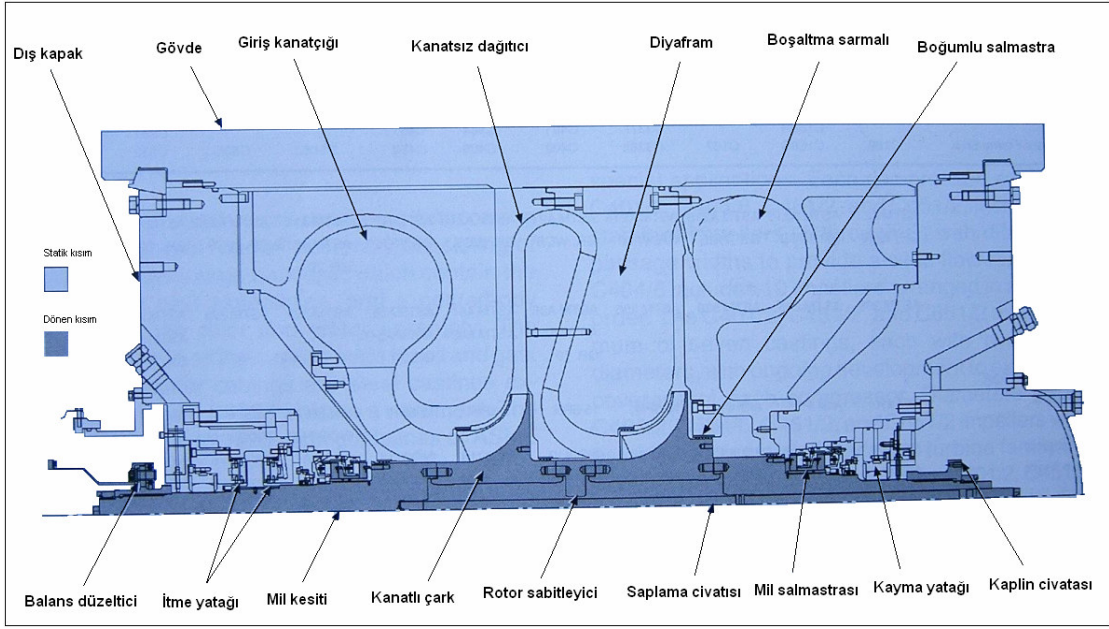
Ankara'daki kontrol merkezinin görevi ise, hattı 50 bar ile 75 bar arasında tutabilmek için şebekeye gerekli müdahaleleri yerinde ve zamanında yapmaktır. Tüketim miktarlarına göre devredeki ünite sayıları arttırılabilir ya da azaltılabilir.



Şekil 3.2 CS-3 gaz türbini ve kompresörü.



Şekil 3.3 CS-3 kompresörü kesit görünümü.



Şekil 3.4 CS-3 kompresörü enine kesiti.

Kompresör istasyonlarındaki kompresörler, gaz türbinleri ile tahrik edilmektedir. Kompresör istasyonlarında doğal gazı basınçlandırmak için tüketilen enerjiyi bulabilmemiz için, ulusal iletim şebekesi üzerindeki her bir kompresör istasyonundaki her bir ünitenin ne kadar çalıştığını tespit etmemiz gerekir. Gaz türbinlerinin yıllık çalışma saatlerini çıkararak tüketilen ortalama enerjiyi bulabiliriz. Çizelge 3.3’de her bir kompresör istasyonundaki ünitelerin yıllık çalışma saatleri görülmektedir.

Kompresörler yıl içerisinde eşit olarak yüklenmeye çalışılmaktadır. Böylece her gaz türbini ve ondan tahrik alan kompresör eşit miktarda yüklenmektedir. Ayrıca birbirine yakın olan kompresör istasyonları aynı anda pek çalıştırılmazlar. Sadece yıl içerisinde tüketimin çok yüksek olduğu pik zamanlarda hepsi aynı anda devrede olurlar.

Çizelge 3.4 Türkiye’deki kompresör istasyonları ortalama enerji sarfiyatları.

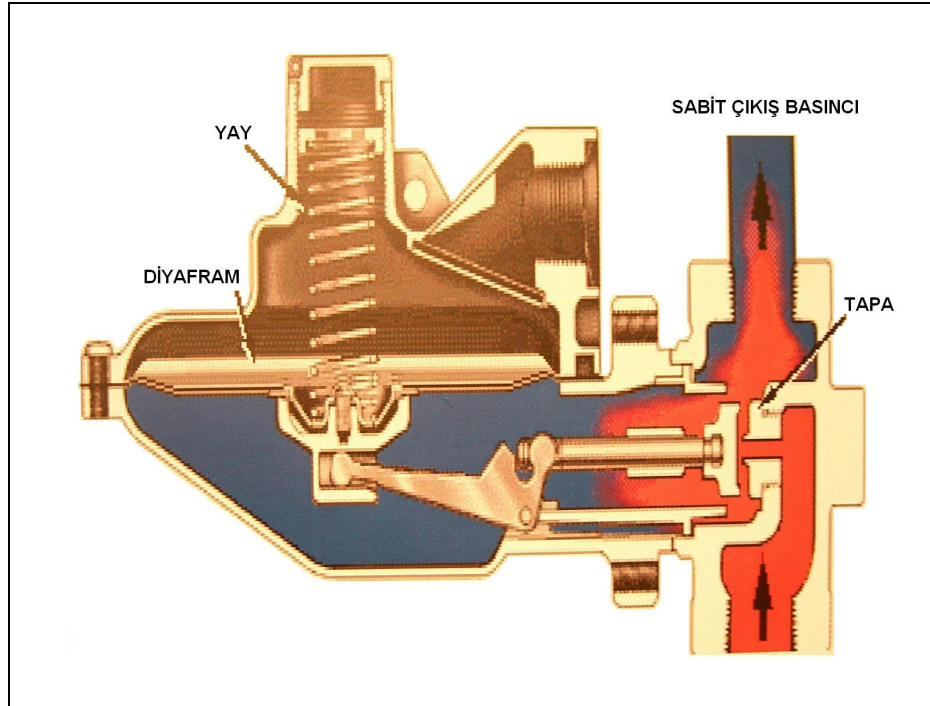
KOMPRESÖR İSTASYONU	ÜNİTE	ÜNİTE GÜCÜ (MW)	YILLIK ÇALIŞMA SAATİ (2005)	YÜKLEME FAKTÖRÜ	ORTALAMA ENERJİ SARFIYATI (MWh)
CS-1	A	12	5339	0,61	7,31
	B	12	2780	0,32	3,81
	C	12	5481	0,63	7,51
	D	12	3170	0,36	4,34
CS-2	A	12	3131	0,36	4,29
	B	12	4371	0,50	5,99
	C	12	598	0,07	0,82
CS-3	A	24	2292	0,26	6,28
	B	24	3593	0,41	9,84
CS-5	A	6	5486	0,63	3,76
	B	6	1714	0,20	1,17
	C	6	7886	0,90	5,40
	D	6	6686	0,76	4,58
CS-11	A	12	170	0,02	0,23
	B	12	993	0,11	1,36
	C	12	4870	0,56	6,67
TOPLAM					73,37

Yukarıdaki tablodan da görüldüğü üzere; Botaş, ülkemizde kullanılan doğal gazı kullanım yerlerine nakledebilmek için 73,37 MWh’lik enerji harcamaktadır. Bu enerji sayesinde gaz türbinlerinde elde edilen moment ile kompresörler tahrik edilmektedir. Acaba kompresör istasyonlarında tüketilen bu enerjinin ne kadarlık bir kısmını basınç düşürme istasyonlarında geri kazanabiliriz. Teorik olarak, hatlardaki lokal kayıpları, sürtünme kayıplarını ve yükseklik değişiminden kaynaklanan potansiyel kayıpları ya da kazançları, kompresör istasyonlarında harcadığımız güçten çıkarttığımızda kalan güç kadar enerjiyi geri kazanabiliriz. Fakat gerçekte durum böyle olmamaktadır. Basınç düşürme istasyonlarında da enerjiyi geri kazanabilmek için bir takım kısıtlayıcı olgular bulunmaktadır.

3.2 Basınç Düşürme Ve Ölçüm İstasyonları (RMS-A)

3.2.1 Regülasyon Amacı

Regülasyondaki amaç değişen gaz talebine cevap vermektir. Tabii bu esnada, kullanım yerindeki artan yada azalan tüketime göre, giriş tarafındaki basınçtan bağımsız olarak, çıkış tarafındaki basıncı istenen değerde tutmak gereklidir. Bu iş için regülatör içerisindeki yay kuvvetinden yararlanır. Yayın uyguladığı kuvvetle, çıkış hattındaki basınca göre giriş kısmındaki orifis kesit alanıyla oynanarak regülasyon sağlanır. Yüksek basınçlı gelen doğal gaz, regülasyon esnasında yay üzerinde bir sabit basınç oluşturur. Diafram üzerindeki basıncın yaya uyguladığı kuvvet kadar yay da diaframa kuvvet uygular. Yani yay üzerinde sürekli bir statik kuvvet vardır.



Şekil 3.5 Regülatör kesit görünümü.

Yay üzerindeki F_y kuvveti, yay sıkışma miktarı ile aşağıdaki gibi belirlenir.

$$F_y = k.x \quad (3.1)$$

Yüksek basınçlı gaz tarafından diyaframa uygulanan F_d kuvveti, yay tarafından uygulanan F_y kuvveti ile karşılanmaktadır. Diyafram üzerine etkiyen F_d kuvveti aşağıda verilmiştir.

$$F_d = P_2.A \quad (3.2)$$

Yayın sıkışma miktarını değiştirerek çıkış basıncını ayarlayabiliriz. Yay ne kadar sıkıştırılırsa çıkış basıncı da o kadar yükselir. Diyafram alanı da ne kadar genişse çıkış basıncı o kadar hassas ayarlanabilir. Yay sabiti ve diyafram alanı regülatörün özelliklerini karakterize eder.

3.2.2 Basınç Düşürücüler

İstasyonun kurulmasındaki amaç, basınç düşürmektir. Filtre, ısıtıcı gibi ekipmanlar, regülatör öncesi alınan önlemlerdir. Filtre, regülatör sonrasında yoğunlaşarak toplanabilecek sıvı fazı ayırarak korozyon olgusunu önler.

Yüksek basınçlı gazın, daha düşük basınçlı ortama geçiş yapması aniden sıcaklık düşüşüne neden olur. Pratik bir yaklaşım olarak vana veya orifis gibi kısıtlayıcıdan geçerek basıncı düşürülen gazın sıcaklığındaki düşme $-2,27$ °F/psi (ortalama $-0,5$ °C/bar) olarak alınabilir. Çevresinden ısı alarak genleşen gaz, çevrenin soğumasına, hatta karlanmasına ve dahası buzlanmasına yol açar. Bu durum, gazın basıncını düşüren regülatörün gövdesinde ve ona bağlı parçalarda meydana gelir. Donan hat veya vana kolay kolay çözülmez, vana dili olduğu yerde kitlenir kalır. Aşırı soğuyan ve buzlanan vana parçaları, aşırı büzülme ve genleşmeden dolayı zarar görürler.

Regülatörler yay ağırlıklı yada pilot kumandalı olabilirler. Yay, istenen çıkış basıncına göre ayarlanır. Çıkış basıncı, yay kuvvetinden az olursa, yay diyaframı kaldırır ve vana açılır. Pilotlu regülatörlerde, çıkış basıncındaki minimum basınç değişimleri vanaya iletilir. Regülasyon, seri bağlı iki pilotlu regülatör ile yapılmaktadır. Regülatörler, diyaframlarına uygulanan basınç farkına bağlı olarak açılıp kapanabilmektedir. Regülatör sonrasında alınan basınçlar, üstten verilerek kapatma yönünde etkileme yapılırken, pilottan alınan sinyal ile açma yönünde etkileme yapılmaktadır. Eğer, gaz çıkış basıncı düşükse vana açılacaktır

3.2.3 RM-A İstasyonlarındaki Genel Ekipmanlar

RM-A istasyonlarının işleyiş prensibi hepsinde aynıdır. Sadece içerisindeki ekipmanların sırasında ufak tefek değişiklikler vardır. Genel anlamda bir RM-A istasyonunda bulunan ekipmanlar ve amaçları Çizelge 3.4’de listelenmiştir.

Çizelge 3.5 RM-A istasyonlarındaki ekipmanlar ve görevleri.

	Ekipman Adı	Ekipman Görevi
1	Giriş vanası	İstasyon giriş hattını kontrol eder
2	Filtre	Hattaki doğal gazı filtre eder
3	Sayaç	Hattan geçen doğal gazı ölçer
4	Eşanjör	Hattaki doğal gazı ısıtır
5	Regülatör	Hattaki doğal gazın basıncını düşürür
6	Çıkış vanası	İstasyon çıkış hattını kontrol eder

Örnek bir RM-A istasyonunun P&ID diyagramı ve istasyon üzerindeki ekipmanların resimleri Ek 3’de verilmiştir. Bu ekipmanların sırası ve çeşitleri istasyon kapasitesine göre değişebilmektedir. Aşağıdaki resimler 45.000 Sm³/h kapasiteli Entek RM-A istasyonuna aittir.



Şekil 3.6 RM-A istasyonu giriş vanası.



Şekil 3.7 RM-A istasyonu filtresi.



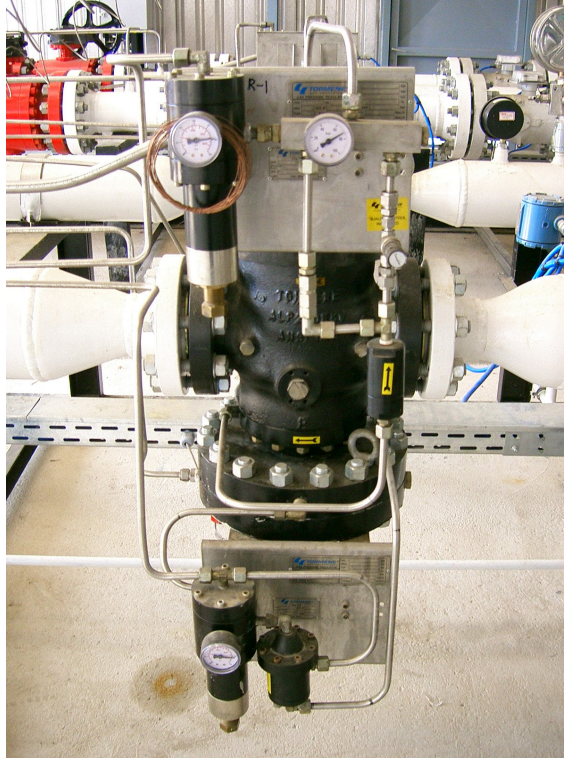
Şekil 3.8 RM-A istasyonu ölçüm hattı ve sayacı.



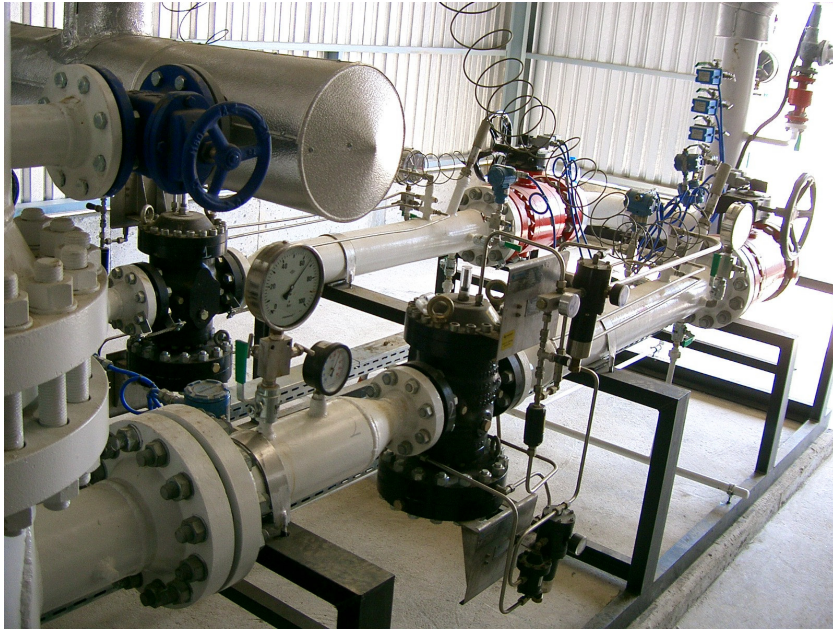
Şekil 3.9 RM-A istasyonu eşanjör ve sıcak su hatları.



Şekil 3.10 RM-A istasyonu eşanjör ve regülatörü.



Şekil 3.11 RM-A istasyonu regülatörü.



Şekil 3.12 RM-A istasyonu regülasyon hattı.



Şekil 3.13 RM-A istasyonu çıkış vanası.

3.3 Türkiye'deki RM-A İstasyonları

Türkiye'deki RM-A İstasyonları'nın büyük bir kısmının işletimi Botaş tarafından yapılmaktadır. Bazıları ise bulunduğu bölgedeki gaz dağıtım şirketi tarafından işletilmektedir. Fakat Botaş bütün istasyonların ölçüm kontrolünü yapmakta, arz talep dengesini kontrol altında tutmaktadır. Tüm bu sistem, Ankara Yapracık'taki ana kumanda merkezinden scada sistemi ile gözlenmekte, yapılması gereken müdahaleler scada'ya bağlı olan ekipmanlar aracılığı ile ana kumanda merkezinden yapılmaktadır. Bu sebepten, istasyonlar 10 bölgeye ayrılmıştır. Bu bölgeler; Ankara, Bursa, Erzurum, İstanbul, İzmir, Kahramanmaraş, Kayseri, Kırklareli, Konya ve Samsun'dur. Ülkemizde bulunan 179 adet RM-A istasyonu ve bu istasyonların ortalama debileri Ek 4'te tablolarda verilmiştir.

Kompresör istasyonlarında basınçlandırılan doğal gaz, çıkış noktalarında istenen basınç değerine düşürülmektedir. Peki kompresör istasyonlarında doğal gazı basınçlandırmak için tükettiğimiz enerji, basınç düşürme istasyonlarında geri kazanılabilir mi, ya da tüketilen enerjinin ne kadarlık bir kısmı geri kazanılabilir. Bu soruların cevaplarını ise bir sonraki konuda bulacağız.

4. BASINÇ DÜŞÜMÜNDEN ENERJİ GERİ KAZANIMINDA RADYAL TÜRBİN UYGULAMASI

4.1 Giriş

Doğal gaz, belli çevresel koşullarda değişken gaz temin ağları ile son kullanıcıya ulaştırılmaktadır. Doğal gazın taşınması ve dağıtımını işlevini yerine getiren gaz temin ağları, mevsimsel tüketimler de dikkate alınarak değişken basınç düzeylerinde işletilirler. Bunlar Çizelge 4.1'deki gibi sınıflandırılabilirler.

Çizelge 4.1 İletim hatları ve rezervuar işletme basınç değerleri.

Mevsimlik rezervuarlar	<100 bar
Ulusal gaz iletim hatları	60-80 bar
Bölgesel gaz dağıtım hatları	20-40 bar
Şehir içi gaz dağıtım hatları	3-12 bar
Son tüketici gaz dağıtım hatları	<1,2 bar

Mevsimlik rezervuarlarda ve ulusal gaz iletim hatlarında kompresör istasyonları kurulmaktadır ve bunlar gazın taşınmasını ve basıncın sürekliliğini sağlamaktadır (Basınç düşümlerini telafi etmek amacıyla). Gaz tüketiminin dinamikliğine bağlı olarak basınçla gözle görülür değişiklikler olduğundan gaz temin sistemlerindeki basınç sabit değildir.

Basıncın daha düşük basınç düzeylerine indirildiği basınç düşürme istasyonları, bağımsız ağların beslenmesi amacıyla kurulmaktadır. Basınç düşürme istasyonlarında basınç düşümü, sönümlenme (Damping) ile gerçekleştirilmektedir. İlk yaklaşımlara göre izentalpik (sabit entalpili, $\Delta h=0$) olan bu proseste çevresiyle herhangi bir ısı alışverişi olmadığından, hiçbir iş elde edilmemektedir; ekserji^(*) teknik olarak kullanılamayan enerjiye dönüşmektedir.

* Ekserji, tersinir bir süreç sonunda çevre ile sistemin denge haline gelmesi durumunda elde edilebilecek maksimum iş miktarıdır.

Sönümlenme ile elde edilen basınç düşümü bir genişleme makinesi ile elde edilmek istenirse, kompresör istasyonlarında sisteme verilen mekanik işin kayda değer bir kısmı geri kazanılabilir. Böyle sistemler 1973'ten beri başarı ile işletilmektedir. Doğal gaz temin ağında basıncın düşürülmesi sırasında elektriksel güç üretimi için genişleme makinelerinin kullanımı pratikte, hem teknik açıdan fizibil olduğunu hem de ekonomik açıdan karşılanabilir olduğunu kanıtlamıştır.

4.2 Doğal Gazın Farklı Bileşimleri

Doğal gazın bileşimi farklılıklar göstermektedir ve bu farklılıklar da zamana bağlı olarak değişim göstermektedir. Kabaca 3 değişik grupta bu bileşimleri toplayabiliriz ; Kuzey denizi doğal gazı, Rus doğal gazı ve Hollanda doğal gazı.

Doğal gaz ağırlıklı olarak metan (CH_4)'dan oluşmaktadır. Bazı diğer hidrokarbonlar küçük miktarlarda bulunmaktadır; etan (C_2H_6), propan (C_3H_8) ve hidrokarbon olmayan gazlar. Örneğin; nitrojen (N_2) ve karbon dioksit (CO_2). Çizelge 4.1, doğal gazın karakteristik bileşimini göstermektedir ve çeşitli bileşenlerinden ayrıştırılarak saflaştırılmış doğal gazı ifade etmektedir. Normal şartlarda doğal gazın içinde bulunan hidrojen sülfür ve su buharı gibi bazı bileşenler, gaz temin ağına verilmeden önce azaltılır yada tamamen ayrıştırılır.

Çizelge 4.2 Doğal gazın karakteristik bileşimi.

Metan (CH_4)	80 - 89
Etan (C_2H_6)	0,5 - 10
Propan (C_3H_8)	0,2 - 5
Bütan ve diğer HC. (C_4H_{10} , vb)	0,5 - 1
Nitrojen (N_2)	0,5 - 12
Karbon dioksit (CO_2)	0,1 - 2

Saf metan en iyi termodinamik özelliklere sahiptir. Karbon dioksitin varlığı, doğal gazın termodinamik özelliklerine en olumsuz etkiyi yapar. Doğal gazın kompozisyonunun sabit olmadığı genel bulgusuna itibar edilerek, termodinamik özellikler hakkındaki çalışmanın ileri ki kısımlarında, doğal gazın sadece metandan oluştuğu varsayılacaktır. Diğer bileşenlerin etkileri ile ilgili bilgilerimizi esas alarak doğal gazın mevcut bileşimine baktığımızda muhtemel hata miktarını tahmin etmek mümkün olacaktır.

4.3 Joule – Thomson Etkisi

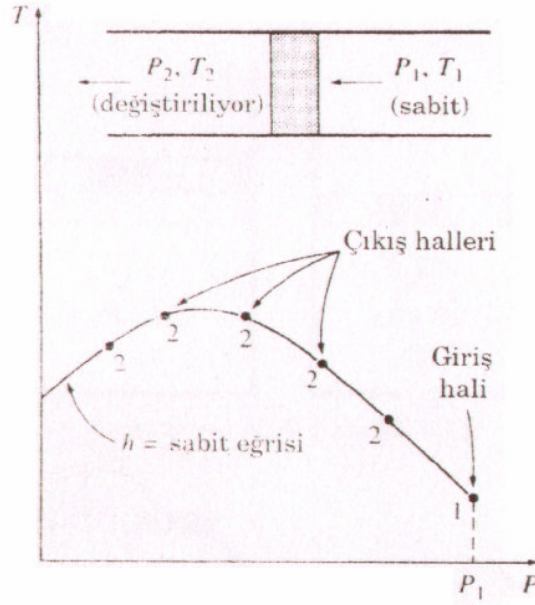
Bir akışkan; gözenekli bir tapa, kılcal bir boru veya bir vana gibi akış kesit alanını küçülten bir elemandan geçerken basıncı düşer. Bu tür bir hal değişiminde entalpi sabit kalır. Bu hal değişimine kısılma işlemi adı verilir. Genelde akışkanların sıcaklığı kısılma sonucunda büyük ölçüde düşer. Fakat kısılma işlemi sırasında akışkanın sıcaklığının düşmediği hatta arttığı durumlar da vardır. Kısılma işlemi sırasında (h =sabit) akışkanın sıcaklığının değişimi, aşağıda tanımlanan Joule-Thomson katsayısı (μ) ile belirlenir.

$$\mu = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_h \quad (4.1)$$

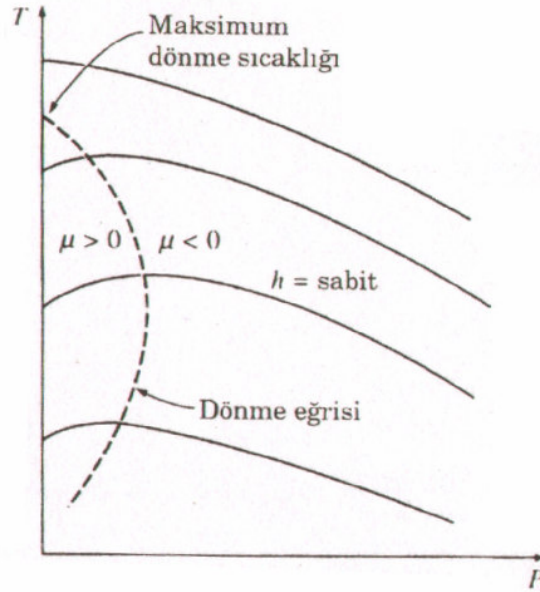
Başka bir deyişle, Joule-Thomson katsayısı sabit entalpide bir hal değişimi sırasında sıcaklığın basınçla nasıl değiştiğinin ölçüsüdür. Bir kısılma işlemi sırasında μ 'nün alacağı değerler aşağıda gösterilmiştir.

- $\mu < 0$ sıcaklık artar (4.2)
- $\mu = 0$ sıcaklık sabit kalır (4.3)
- $\mu > 0$ sıcaklık azalır (4.4)

Yukarıdaki denklem dikkatle incelenirse, Joule-Thomson katsayısının T-P diyagramında h =sabit eğrilerinin eğimini gösterdiği görülür. Sıcaklığı ve basıncı bilinen (bu nedenle entalpisi bilinen) bir akışkan, kısılma vanasından geçirilerek çıkış basıncı ve sıcaklığı ölçülür. Bu yöntem farklı akış kesit alanı olan vanalarla tekrarlanırsa, farklı T_2 ve P_2 değerleri elde edilir. Bu değerler P-T diyagramında işaretlenir ve bir eğriyle birleştirilirse Şekil 4.1'de gösterildiği gibi sabit h eğrisi elde edilir. Şekil 4.2'de gösterildiği gibi kısılma vanasına giriş halini değiştirerek farklı sabit h eğrileri çizmek mümkündür.



Şekil 4.1 P-T diyagramında $h=\text{sabit}$ eğrisinin elde edilmesi. (Mühendislik yaklaşımıyla termodinamik, Mc Graw Hill)



Şekil 4.2 P-T diyagramında sabit entalpi eğrileri. (Mühendislik yaklaşımıyla termodinamik, Mc Graw Hill)

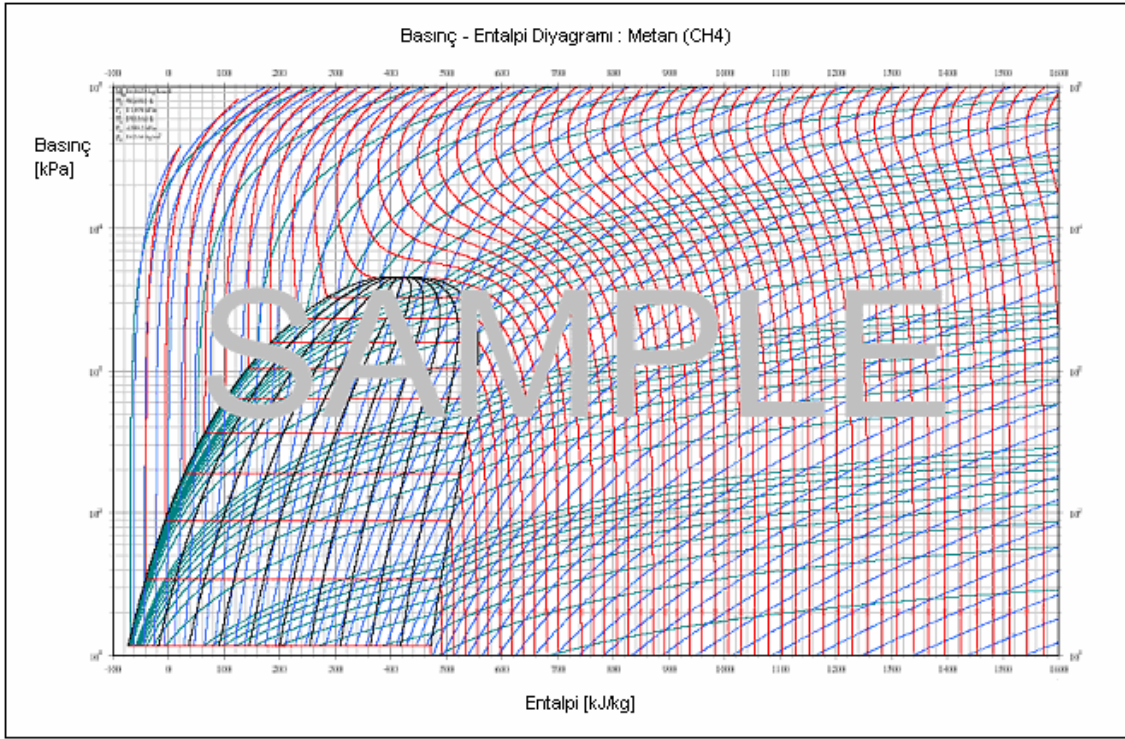
T-P diyagramında sabit entalpi eğrilerinin bazıları eğimin veya Joule Thomson katsayısının sıfır olduğu noktalardan geçer. Sıfır eğim noktalarından geçen eğriye dönme eğrisi adı verilir. Dönme eğrisinin sabit entalpi eğrisini kestiği noktadaki sıcaklık ise dönme sıcaklığı diye bilinir. Dönme eğrisinin üst bölümünün $P=0$ doğrusuna (T eksenine) kavuştuğu noktadaki sıcaklık maksimum dönme sıcaklığıdır. Dikkat edilirse, h =sabit eğrilerinin eğimleri, dönme eğrisinin sağ tarafında eksi ($\mu < 0$), dönme eğrisinin sol tarafında ise artıdır ($\mu > 0$)

Bir kısılma işlemi, sabit entalpi eğrisi üzerinde azalan basınç yönünde, başka bir deyişle sağdan sola doğru gerçekleşir. Bu nedenle dönme eğrisinin sağında kalan bir akışkan için sıcaklık, kısılma işlemi sırasında artar. Dönme eğrisinin solunda kalan bir akışkan için ise sıcaklık, kısılma işlemi sırasında azalır. Şekil 4.2'den de görüleceği gibi maksimum dönme sıcaklığının altında olan akışkanlar soğutma etkisi sağlamaktadır.

4.4 Farklı Genleşme Proseslerinin Karşılaştırılması

Doğal gazın her genleşme prosesinde basıncı ve sıcaklığı düşer. Sıcaklık, Joule-Thomson etkisine bağlı olarak düşmektedir. Doğal gazın genleşme öncesi ve sonrasında sıcaklığının yakın olması gerektiğinden, genleşme öncesinde doğal gaza bir miktar ısı ilavesi gerekmektedir. Bir ideal gaz ve ideal genleşme makinesi (kayıpsız) ile böylesi bir durumda elde edilen iş, ihtiyaç duyulan ısı girdisine eşit olacaktır. Ancak, pratikte gerçek gazlar (Joule-Thomson etkisini göz önünde bulundurarak) ve gerçek makineler (iç verimlilik) ele alınmalıdır.

Doğal gazın yüksek basınç alanında Joule-Thomson etkisinin tesiri, alçak basınç alanındaki tesir değerinden daha yüksektir. Bunu düşük basınç alanındaki gaz genleşmesinde eklenen birim ısı için daha fazla iş eldesi takip etmektedir.



Şekil 4.3 Metan için h-s diyagramı.

15 °C'lık bir başlangıç sıcaklığı kabul edilmektedir. Çizelge 4.3'de farklı basınç sistemleri için genleşme prosesleri ve sonuçları görülmektedir. Joule-Thomson etkisi hesaba katılarak 1 kWh'lik bir ilave mekanik iş elde edebilmek için 1,02-1,56 kWh'lik (Basınç sistemine bağlı olarak) bir ısı girdisi gerekmektedir.

Çizelge 4.3 Değişik basınç sistemlerine Joule-Thomson etkisinin tesiri.

Basınç Sistemi	Basınç Oranı	İlave Isıtma Sıcaklık Farkı	Isı/İş Dönüşümü
100 / 70 bar	1,4	27 K	1,56 kWh(t) / kWh(e)
70 / 40 bar	1,8	42 K	1,38 kWh(t) / kWh(e)
40 / 10 bar	4,0	107 K	1,14 kWh(t) / kWh(e)
10 / 1,2 bar	8,3	163 K	1,02 kWh(t) / kWh(e)

Günümüze kadar genişleme makineleri ağırlıklı olarak alçak basınç sistemlerinde kullanılmakta idi. Ancak, yüksek basınç sistemlerinde yapılacak yatırımların maliyet-kar analiz çalışmalarını da kayda değer alabiliriz. Zira, bu sistemler daha düşük entalpi farkları ve daha yüksek Joule-Thomson etkisi değerlerini sağlamaktadır. Aynı zamanda bu sistemlerde akış değerleri daha yüksek ve sabit değerdedir. Özgül hacim ise kayda değer biçimde daha düşüktür.

Doğal gazın genişleme öncesi ve sonrası aynı sıcaklığı sağlaması gerektiği kabulü ile birlikte; genişleme makinesinin yüksek iç verimi, ısının mekanik işe verimli bir şekilde dönüşmesinde hayati öneme sahiptir. Yüksek iç verim, yüksek ısı girişi demektir. Aynı zamanda da daha fazla iş eldesi demektir. Doğal gazın basınç enerjisi halihazırda mevcut olduğundan (çevrimsel proseslerin tam aksine) kompresör gerekmemektedir.

Doğal gazın patlama aralığı limitleri daha önceden yapılmış olan çalışmalarla belirlenmiştir. Atmosferik şartlarda (20° C, 1013 mbar) üst patlama limiti havada %16,5 vol. (saf metanla aynı), alt patlama limiti ise %1,4 vol.'dir (saf metanın %4,4). Bu durumda genişleme makinelerinin özellikle sızdırmazlığı iyi sağlanmalı (vanalar, miller, vb.) kaçak havanın emilmesi için sistemler kurulmalı ve yağlama sistemleri de kıvılcım çıkarmaz (exproof) olmalıdır. Pratikte karşılaşılan durumlar, bu gerekliliklerin sağlanması için çok ta fazla bir çabaya ihtiyaç duyulmadığını göstermektedir. Saf metan için alev alma sıcaklığı ise oda şartlarında 535 °C'dir.

4.5 Maliyet Fayda Analizi Ve Genişleme Makinesi Tipleri

Günümüze kadar ki tecrübelerle dayanarak, nominal elektriksel güç değeri yaklaşık 400 kWe civarında olursa yatırımların maliyet faydasını sağlamak mümkündür. 100 kWe güç değerinin altında nispeten yüksek yatırım değerlerinden dolayı yatırımlar makul değildir. Buna ilave olarak basınç düşürme istasyonlarındaki debinin, tüketim dinamiklerine bağlı olarak gözle görülür bir şekilde değişmesinden dolayı bir genişleme makinesinin yıllık işletim saati çok önemlidir. Doğal gazın debisi için düzenli bir yıllık tüketim diyagramı kullanarak ve iç verimi de hesaba katarak, bir genişleme makinesinin yıllık işletim saatini veya üretilen elektrik enerjisinin yıllık miktarını tahmin etmek mümkündür. \$ cinsinden yatırım maliyeti KA olmak üzere nominal elektriksel güce karşılık tesisin fiyatındaki artışın trendi, aşağıdaki denklem kullanılarak yaklaşık olarak tahmin edilebilir. PE burada elektriksel gücü ifade etmektedir.

$$KA = (1,6PE + 1000).650 \quad (4.5)$$

Bu denkleme göre birim yatırım maliyeti, kA, nominal elektriksel güç, PE'deki artış ile birlikte azalma göstermektedir.

Çizelge 4.4 kA'nın PE artışına göre değişimi.

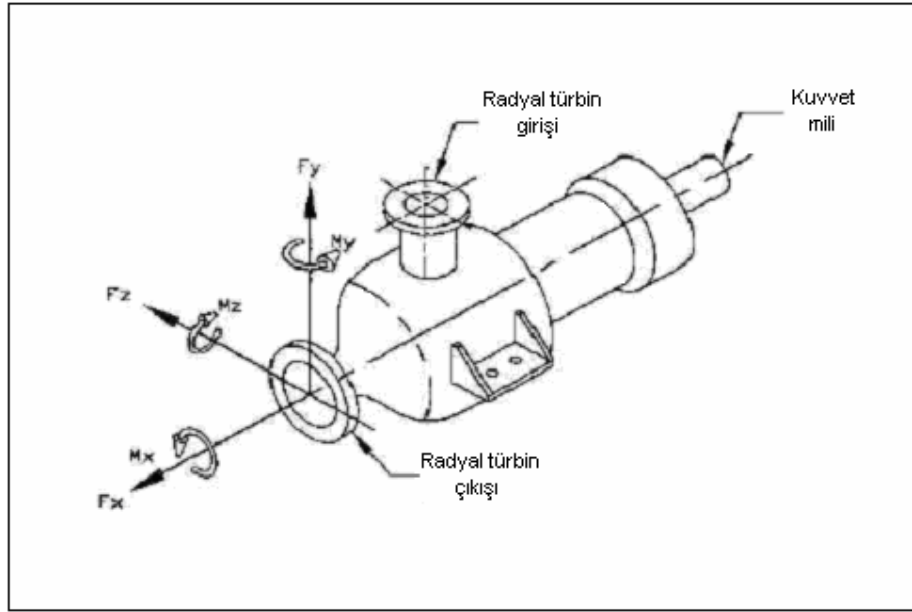
PE = 500 kW	kA = 2340 \$ / kWh
PE = 1000 kW	kA = 1690 \$ / kWh
PE = 3000 kW	kA = 1255 \$ / kWh

1000 kWe değerine kadar ki nispeten küçük nominal güçler için, mevcut tecrübelerle göre piston genişleme makineleri (Ör:Spilling motorları) daha uygundur. 1000 kWe değerinden daha yüksek nominal güçler için ise modifiye edilmiş buhar türbinleri, proses gaz türbinleri ve hermetik turbo toplayıcılar (turbo aggregates) daha uygundur.

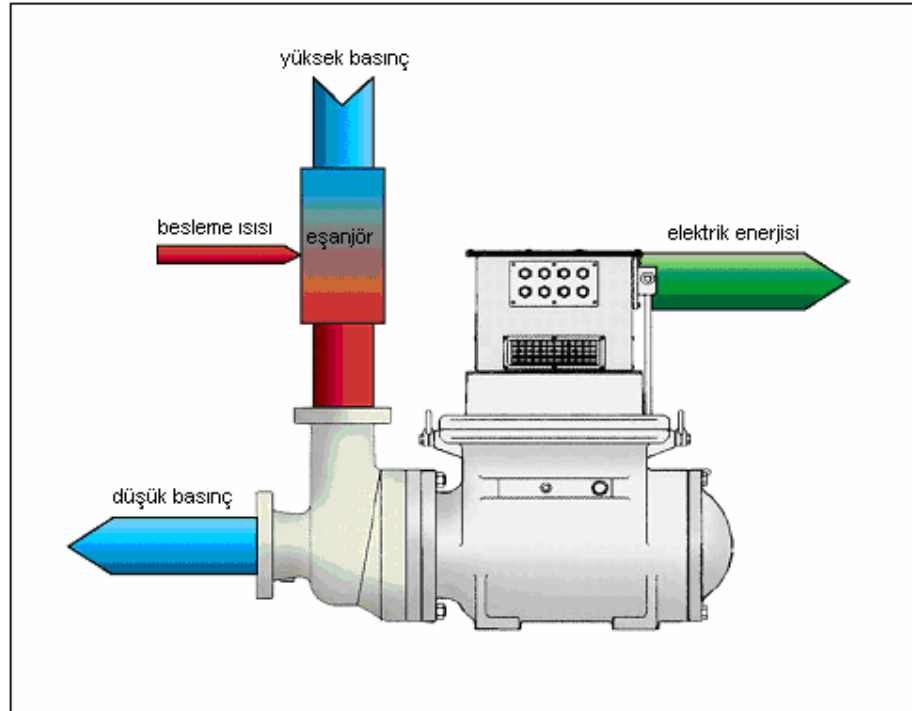
Doğal olarak şunu vurgulamak gerekir ki, tüketicilere doğal gazı kesintisiz sunma zorunluluğu dikkate alındığında doğal gazın ekserjisinin işletimi ikinci planda kalmaktadır. Bu da şu anlama gelmektedir; bu tür tesisler genişleme makinelerinin yararlılığını gözetmeksizin kesintisiz gaz teminini sağlayan kontrol ekipmanlarıyla donanmış, mevcut düşürme istasyonlarına paralel olarak kurulmalıdır.

4.6 Radyal Türbin Dizayn Prensipleri

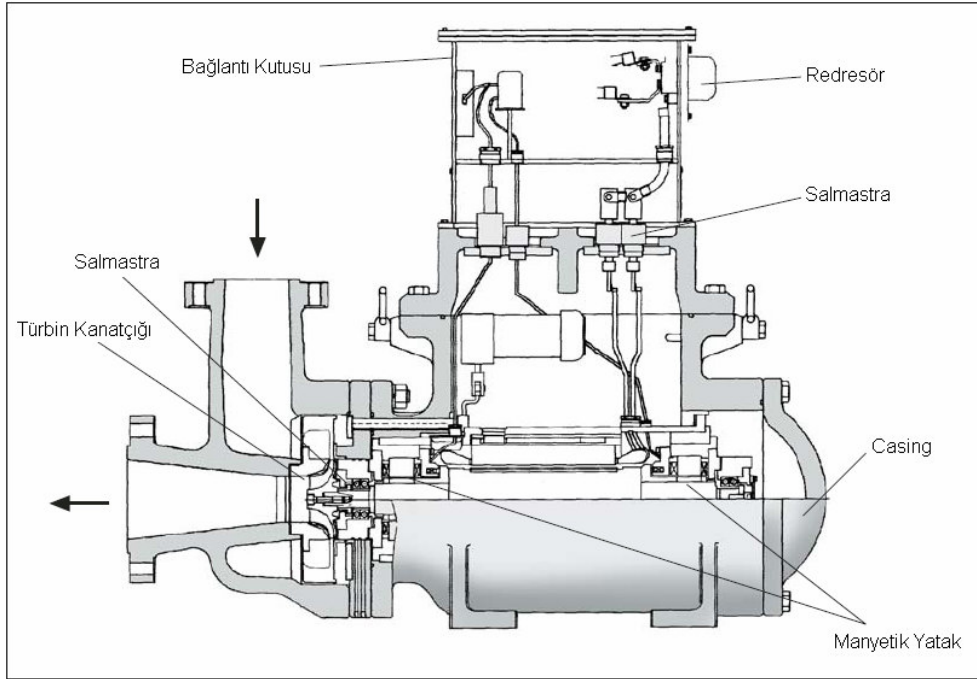
Proses akışkanı (doğal gaz), radyal türbine radyal yönde girer ve aksel yönde çıkar. Radyal türbin, akışkanı iki basamakta genişletir. Önce; akışkan, giriş klavuz vanaları (IGV) içinden geçerek bir miktar basıncını kaybeder. Sonra, çarkın içinden doğru geçerek istenen çıkış basıncına ulaşır. Radyal türbinin IGV'si, yaklaşık olarak statik ısının yarısını kinetik enerjiye dönüştürür. Radyal türbinin çarkı, statik ısının ikinci yarısını izantropik prosesle genişletir. İkinci genişlemenin termal verimi, vanalar içerisindeki serbest genişmeden (Joule Thomson) oldukça fazladır. Prosesle ilgili şekiller aşağıda verilmiştir.



Şekil 4.4 Radyal türbin şematik görünümü.



Şekil 4.5 Enerji geri kazanım prosesinin şematik görünümü.



Şekil 4.6 Radyal türbinin ve jeneratörün kesit görünümü.

Radyal türbinin giriş klavuz vanaları (IGV), radyal türbin şaftının sonunda bulunan bir radyal çarkı çevreler. IGV ve çark, proses akışkanını minimum sürtünme kayıplarıyla genişletirecek şekilde dizayn edilmiştir. Gaz genişlemesi, tork üretir. Gaz momentumundaki değişim, rotoru çevirir ve bu nedenle mekanik enerji üretir.



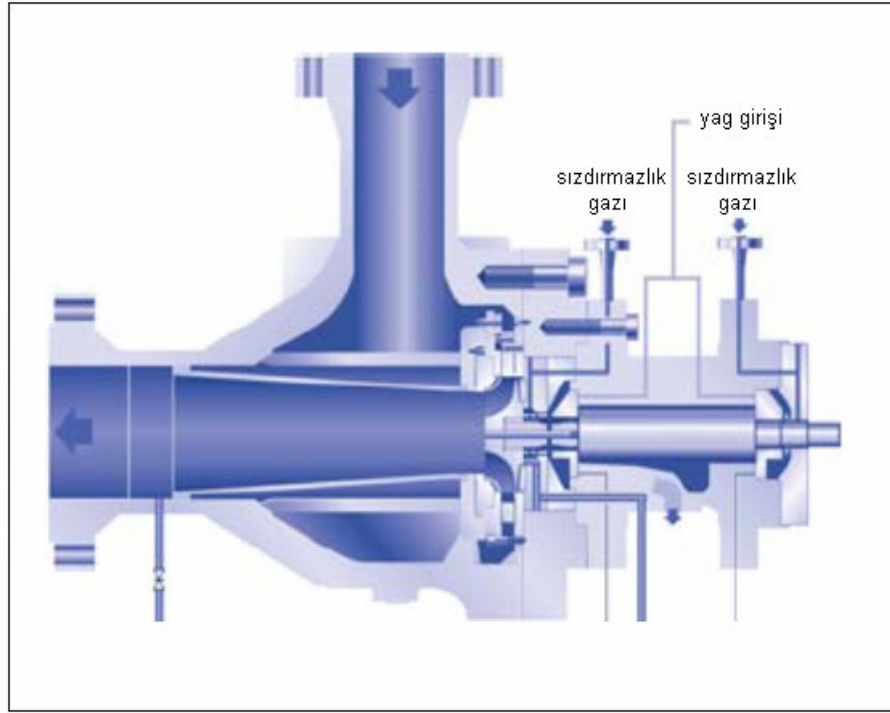
Şekil 4.7 Radyal türbin IGV'sı ve çarkı.



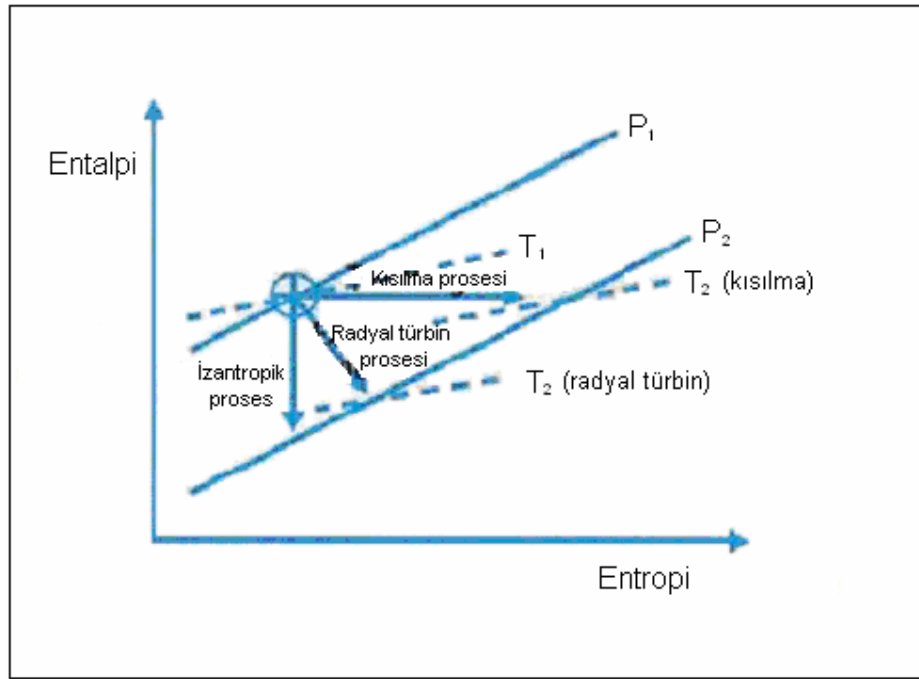
Şekil 4.8 Radyal türbin çarkı (açık tip).



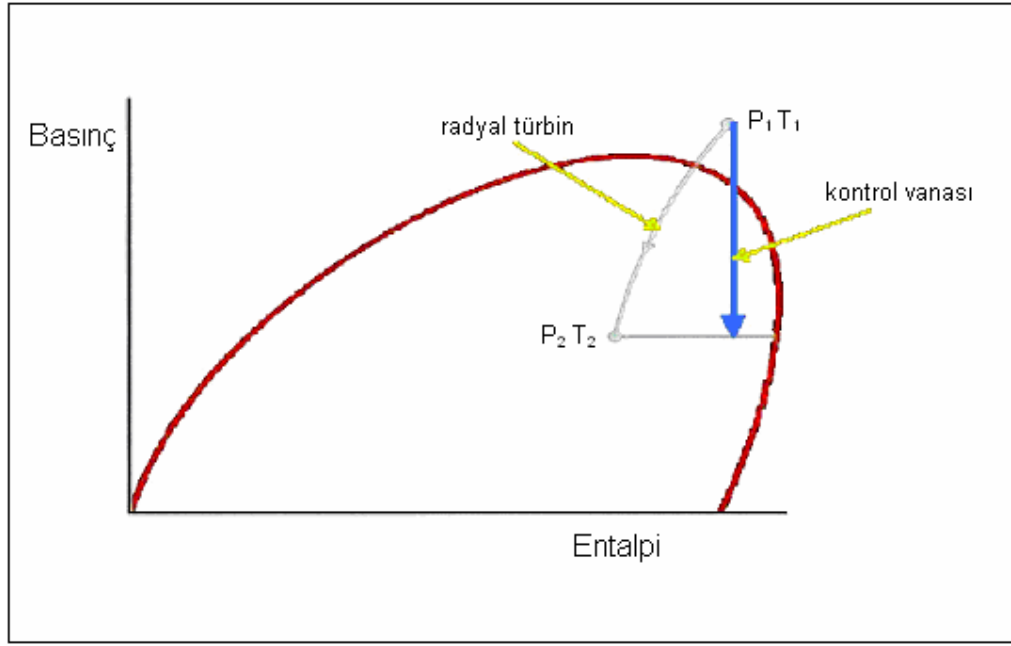
Şekil 4.9 Radyal türbin çarkı (kapalı tip).



Şekil 4.10 Radyal türbin enine kesiti.



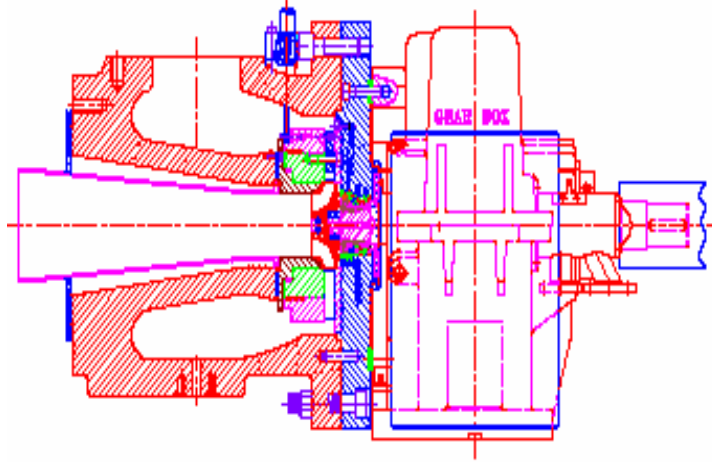
Şekil 4.11 Kısılma ve genişlemenin h-s diyagramı.



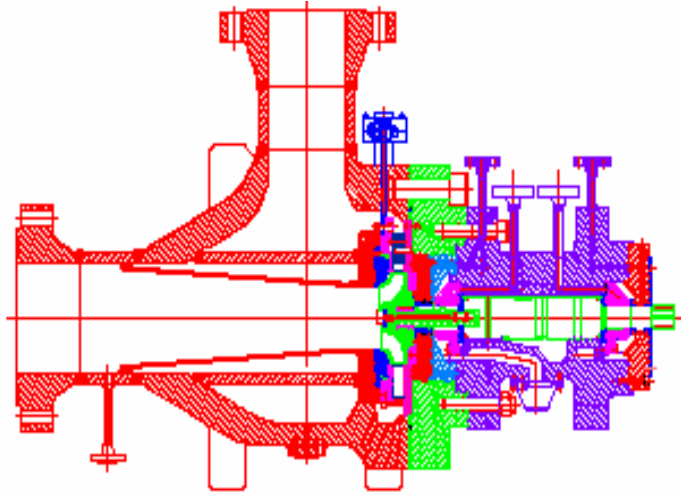
Şekil 4.12 Kontrol vanası ve radyal türbin genişlemesi.

Şekil 4.11'deki entalpi – entropi grafiğinden de görüleceği üzere, kısılma işlemi sonucunda bir entalpi değişimi olmamaktadır. Akışkan, T_1 sıcaklığından T_2 (kısılma) sıcaklığına düşmekte ve entropisi artmaktadır. Radyal türbin prosesi ise ideal olan izantropik prosese yaklaşmakta ve bir entalpi değişimi oluşturmaktadır. Radyal türbindeki genişleme sonucunda oluşan entalpi değişimi Şekil 4.12'deki basınç – entalpi grafiğinde de görülmektedir.

Enerji geri kazanımı uygulamalarındaki radyal türbin yükü, bir elektrik jeneratörüdür. Konvansiyonel uygulamalarda; jeneratör, bir dişli kutusuyla radyal türbine birleştirilir. Bazı sistemlerde; yüksek hızlı elektrik jeneratörü direk olarak radyal türbine birleştirilebilir. Radyal türbin – dişli kutusu – jeneratör uygulamasında; dişli kutusu, dahili olabildiği gibi harici de olabilmektedir.



Şekil 4.13 Dahili dişli kutusu.



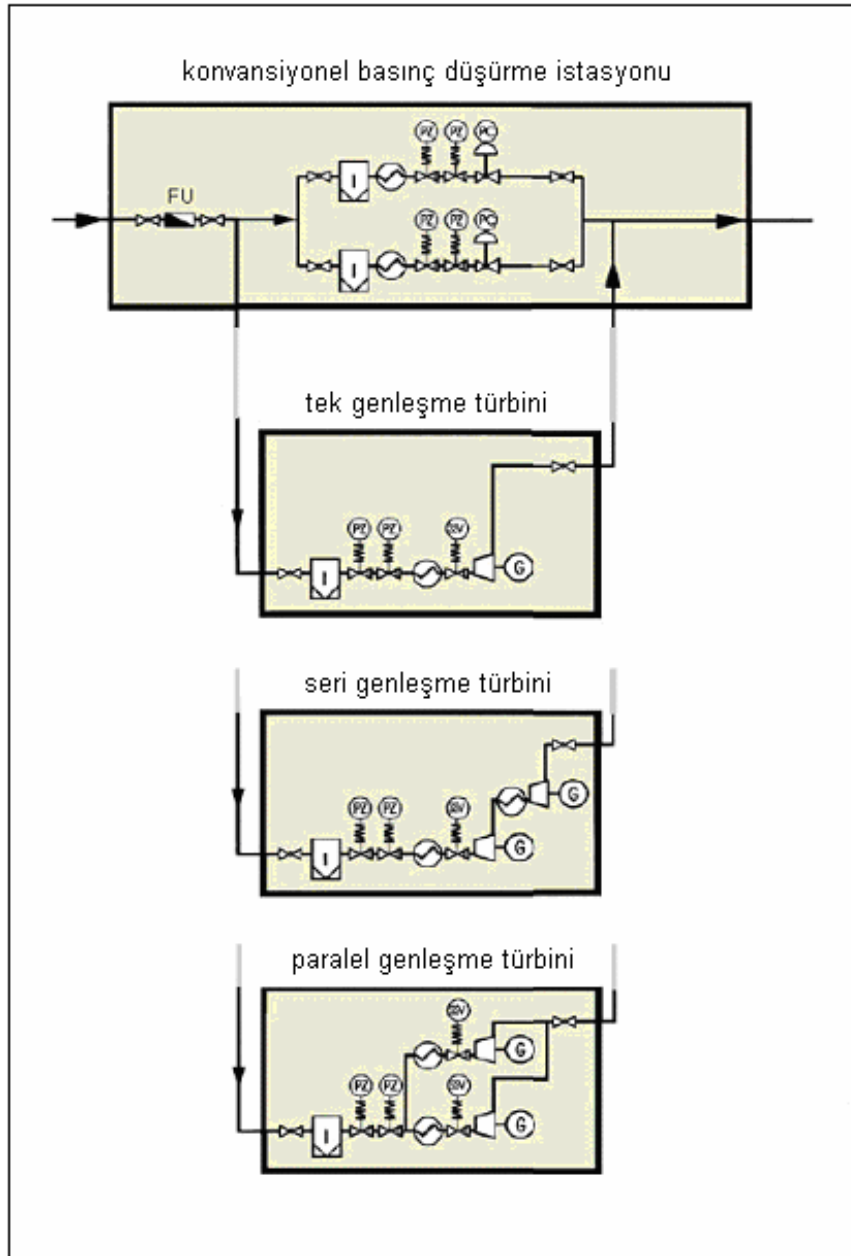
Şekil 4.14 Harici dişli kutusu.

Dahili dişli kutusu olan bir radyal türbin dizaynı, harici dişli kutusu olan bir radyal türbin dizaynına göre birkaç avantaja sahiptir. Dahili dişli kutusu, yüksek hızlı bir kavramaya gerek duymaz ve harici dişli kutulu radyal türbin dizaynına göre daha az güç kaybına sebep olur.

Radyal türbin donanımı ve yardımcı sistemleri, dizayndaki sağlamlığı ve işletme kolaylığı bakımından oldukça verimlidir. Kw başına kurulum ve bakım giderleri, diğer elektrik üretim tipleriyle karşılaştırıldığı zaman çok düşüktür.

4.7 Farklı Radyal Türbin Uygulamaları

Radyal türbin, konvansiyonel basınç düşürme istasyonlarına paralel olarak konumlandırılır. Her ne kadar basınç düşümünden enerji üretmek önemli ise de, çalışan bir sistemi basit bir radyal türbin sorunundan sebep gazsız bırakmanın da telafisi çok ağır olabilir. Bu sebepten dolayı her ihtimale karşı radyal türbin, bir kısma vanası ile birlikte çalıştırılır. Şekil 4.15'te regülatör grubuna bağlı değişik radyal türbin uygulamaları görülmektedir.

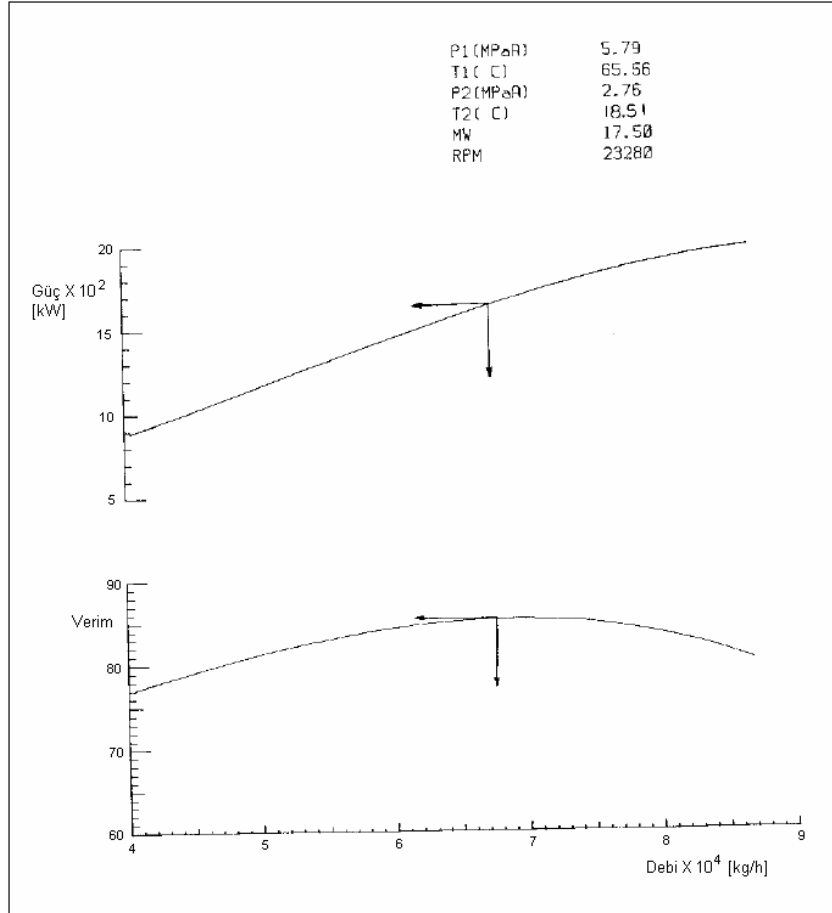


Şekil 4.15 Radyal türbin uygulamaları. (Technical description of type MTG RMG)

Genellikle tek genişleme türbini yeterli olmaktadır. Fakat giriş çıkış basınç oranı 4,5'in üzerinde olduğu zaman radyal türbinlerin seri bağlanması gerekmektedir. Böylece basınç düşümü kademeli olarak yapılabilir. Gaz debisi radyal türbin kapasitesinin üzerinde ise birbiri ile paralel çalışan radyal türbinler konumlandırılabilir.

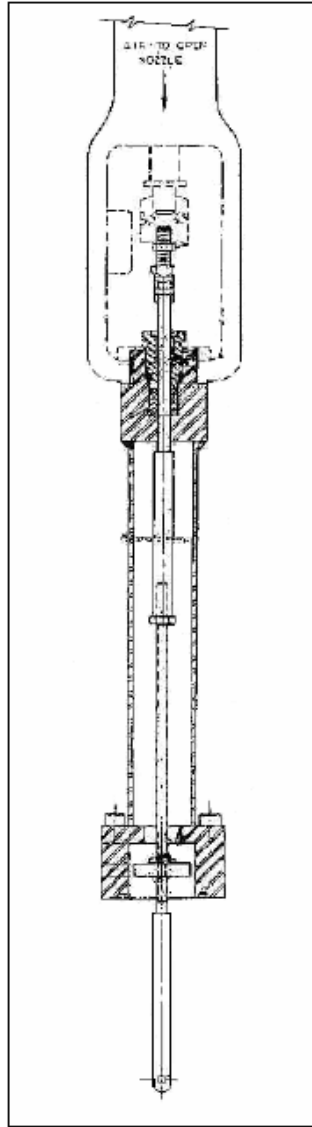
4.8 Radyal Türbin'in Avantajları

Radyal türbinler çok geniş bir çalışma aralığında kullanılabilirler. Ve her şartta yüksek verim sağlanabilir. Buna ilave olarak; kuvvetli mil dizaynı sayesinde prosesi optimize edebilecek herhangi bir hızda (sıfırdan maksimum çalışma hızına kadar) çalıştırılabilir.



Şekil 4.16 Debi – verim- güç grafikleri. (Description and technical data of Atlas copco rotoflow inc.)

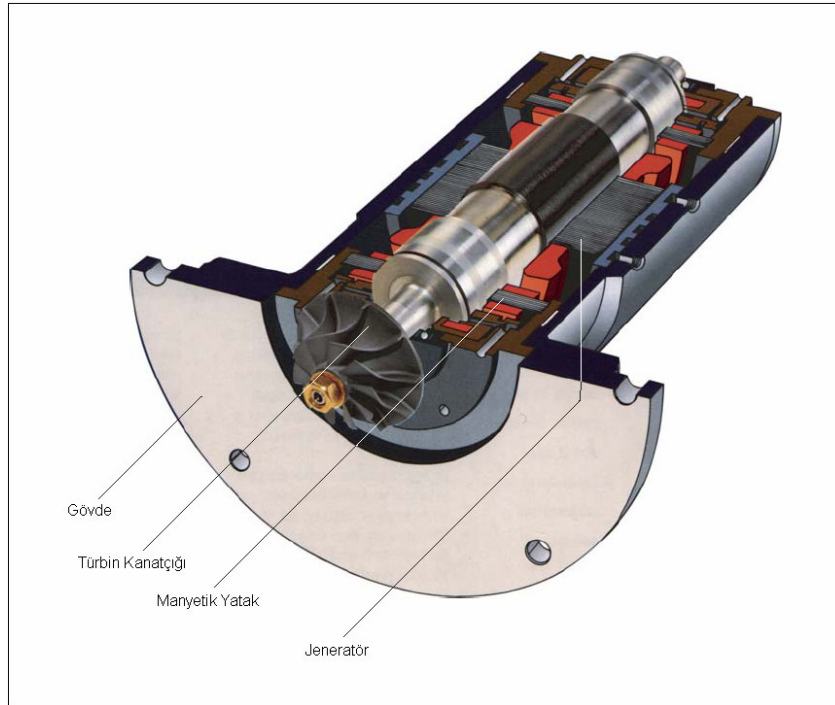
Radyal türbinin değişken giriş nozulları, yüksek işletme verimini koruyarak radyal türbin gaz akışını kontrol eder. Giriş açısı, değişen çıkış debisine göre kendi kendine ayarlanır. Akış kontrol nozulları, start-up ve emergency durumları için özel tasarlanmıştır. Akış kontrol nozullarının en önemli özelliği, darbelerin yok edilmesi ve böylece verim kaybının olmamasıdır. Nozul, soğuk bölümde konumlandırılmıştır ve termal bir bariyerle sıcak mil yatağından izole edilmiştir. Casing'ler, sıcaklık aralığı limitleri içerisinde dizayn basıncının 1,5 katında hidrostatik teste tabi tutulmuşlardır. Radyal türbin çarkları, alüminyum, titanyum yada paslanmaz çelikten imal edilmiştir.



Şekil 4.17 Akış kontrol vanası şematik görünümü.

İki tek parçalı radyal yatak, radyal türbin milini desteklemek için kullanılır. Rotoflow yatak dizaynı, arttırılmış aşınma toleransı ve yaklaşık dokuz kez daha fazla yağ filmi dayanıklılığı sağlar. Bu olağan üstü sertlik, yağ filmi rezonansının tam hız ve debide meydana gelmesine engel olur. Rotoflow millerinin sertliği aynı zamanda dengesizliğe karşı daha az hassasiyet ve çarktaki tortulara karşı daha yüksek direnç yeteneği anlamına gelir (Donma, katı CO₂ ve toz biriktirmeden ve aşınmadan dolayı dengesizlik gibi).

Aktif manyetik yataklı radyal türbinler, birçok uygulama için konvansiyonel yatak sistemlerine bir alternatiftir. Yağlamaya gerek duymadıklarından dolayı; yağlama sistemi komponentlerine, pompalara, filtrele, soğutuculara vb. gerek duymaz. Aynı zamanda prosesin kirlenme riski ortadan kaldırılmıştır. Manyetik yataklı bir radyal türbinde rotor, aktif manyetik radyal yataklarla desteklenmiştir ve aktif manyetik itme yatağına merkezlenmiştir. Aktif manyetik yataklı radyal türbinlerin itme kapasiteleri, otomatik itme kontrol sistemiyle arttırılır. Elektronik kontrol sistemi, shaft pozisyon sensörlerinden gelen sinyallere göre elektromıknatıs akımını ayarlayarak rotorun pozisyonunu kontrol eder.



Şekil 4.18 Manyetik yatak.

5. TRAKYA ELEKTRİK'TE UYGULANAN RADYAL TÜRBİN

5.1 Santral Hakkında Genel Bilgi

Trakya Elektrik Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali; uluslararası sermaye ile Yap-İşlet-Devret Modeli'ne uygun olarak Türkiye'de gerçekleştirilmiş, özel sektöre ait ilk elektrik santrali olma özelliğini taşımaktadır. 600 milyon dolarlık yatırım maliyeti ile ülkemizin en büyük çevrim santrallerindedir. Santralde her biri 150 MW gücünde 2 adet gaz türbini ve 178 MW gücünde 1 adet buhar türbini bulunmaktadır. Santralin toplam kurulu gücü 478 MW'tır. Santral, 2 gaz türbininde 82.000 Sm³/h'lik debi ile doğal gaz tüketmektedir. Santralin yükleme faktörünü 0,80 alırsak, bu tüketim yıllık 0,57 Milyar Sm³ doğal gaz demektir. 2005 yılı itibariyle Botaş'ın sattığı doğal gaz miktarı 26,8 Milyar Sm³ olduğuna göre bu miktar Türkiye tüketiminin %2.13'üne denk düşmektedir. Türkiye'nin elektrik enerjisi ihtiyacının (*) ise %3'ünü karşılamaktadır.

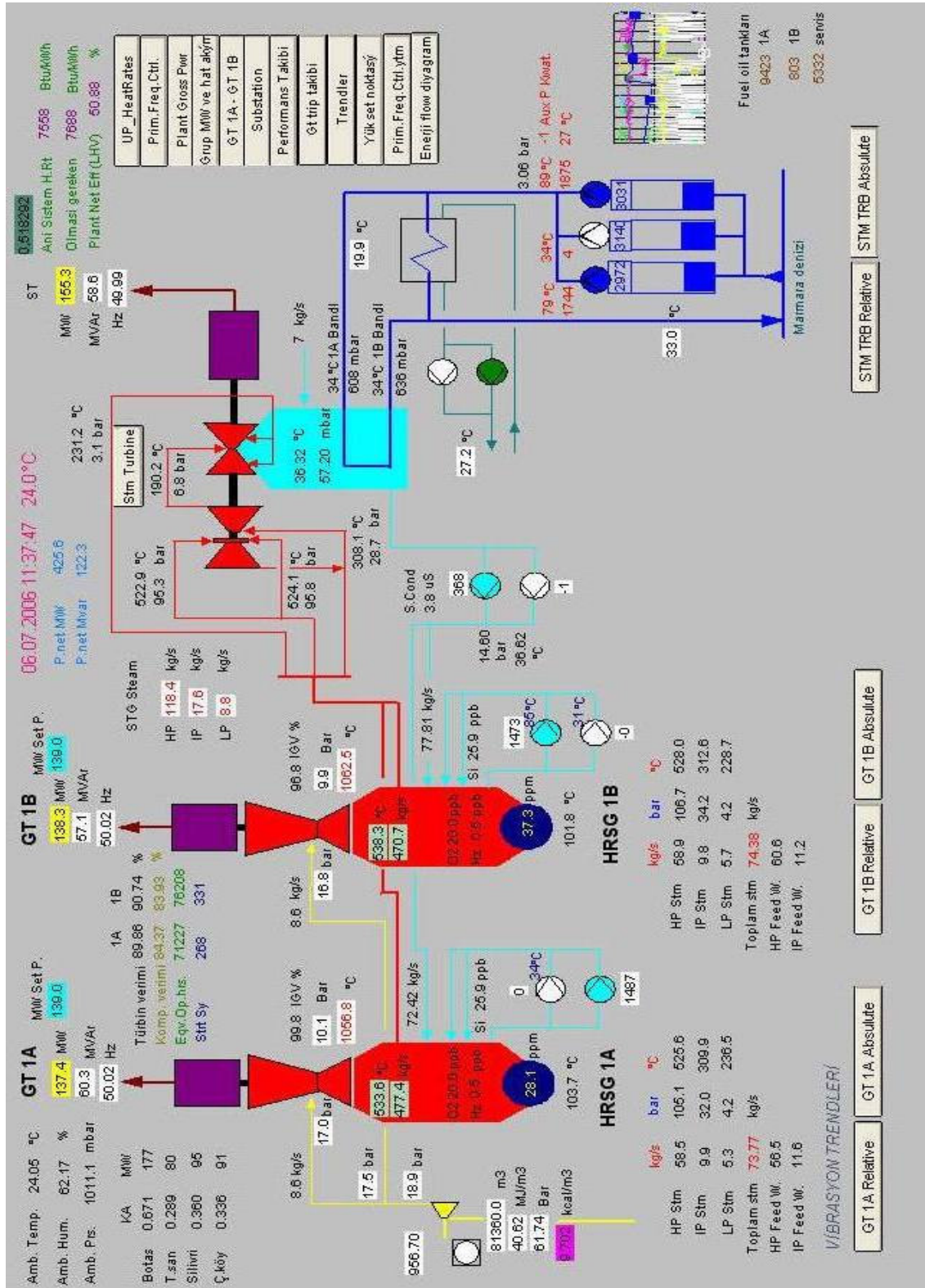
Botaş'tan 60 bar – 70 bar arasında teslim alınan doğal gaz Trakya Elektrik tarafından istenen kullanım basıncına düşürülüp tüketim yerlerine taşınmaktadır. Tabi bu süreç esnasında doğal gaz bazı işlemlerden geçmektedir. Filtre etme, basınç düşürme, sudan arındırma ve ısıtma gibi işlemler yapıldıktan sonra doğal gaz, gaz türbinlerinde yakılmaya hazır hale gelmektedir.

Proje aşamasında, bir radyal türbin ile birlikte dizayn edilen santraldeki basınç düşürme işlemi, Trakya Elektrik teknisyenleri tarafından santralin diğer prosesleri gibi kontrol odasından 24 saat takip edilmektedir. Giriş basıncındaki ve gaz sıcaklığındaki değişimlere göre sistem kendisini optimum değerde tutmaktadır.

5.2 Radyal Türbin'in Prosesteği Yeri

Santralin kontrol odasından takip edilen genel akış diyagramı Şekil 5.1'de görülmektedir. Bu diyagramdan, prosesin bütün noktalarındaki değerleri görebiliriz. Doğal gaz hattı, sarı renkle gösterilmiştir ve gerekli bilgiler hat üzerinde kolaylıkla görülebilmektedir. Basıncın hat üzerinde ne şekilde düştüğü, doğal gazın sıcaklığının ve debisinin ne olduğu rahatlıkla takip edilebilmektedir. Doğal gaz hattı haricinde santral hakkında bütün bilgiler ve değerler Scada sistemi yardımı ile ekrandan görülebilmektedir. Radyal türbin ise ekranda doğal gaz hattının ilk başladığı yerde ürettiği enerjiyle birlikte görülmektedir.

* 2005 yılı Türkiye net elektrik tüketimi 140.000 GWh alındı. (enerji.gov.tr)



Şekil 5.1 Trakya Elektrik Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali genel akış diyagramı.

5.3 Doğal Gazın İzlediği Proses

Gaz türbinlerinin doğal gaz kullanım basıncı, 17 bar ile 19 bar arasında değişmektedir. Kullanım sıcaklığı ise 100 °C ila 120 °C'dir. Şekil 5.1'den de gördüğü üzere gaz türbini girişlerinde gaz basıncı 17 bar'dır. (1B türbini doğal gaz hattındaki basınç transmitterının kalibrasyon hatası olduğundan dolayı basıncı 16,8 bar olarak göstermektedir.) Trakya Elektrik'in, Botaş'tan doğal gazı 60 – 70 bar arasında alıp, kullanım basıncı olan 17 bar ve kullanım sıcaklığı olan ortalama 110 °C sıcaklık değerlerine getirmesi esnasında hangi proseslerden geçirdiğin görelim.

Şekil 5.2'de Trakya Elektrik'in Botaş'tan doğal gazı teslim aldığı nokta görülmektedir. Botaş'ın LNG tesislerinde sıvı halden gaz haline dönüştürülen doğal gazın bir kısmı, şebeke hattına verildiği gibi Trakya Elektrik tarafından alınmaktadır. Şekil 5.2'de sol tarafta aktüatörlü (gaz tahrikli) giriş vanası görülmektedir. Daha sonra küresel vanalar ve filtreler gelmektedir. Ardından doğal gaz ölçüm istasyonuna girmektedir. Ölçüm istasyonunda ölçümün yapıldığı orifisetreler Şekil 5.3'de görülmektedir. Ölçüm istasyonunun çıkışında yine aktüatörlü çıkış vanası bulunmaktadır. Ölçümden sonra doğal gaz çıkış kollektöründe toplanmakta ve buradan santral içine girmektedir.



Şekil 5.2 Ölçüm istasyonu girişi.



Şekil 5.3 Ölçüm istasyonu çıkışı.

Ölçüm hattından sonra Trakya Elektrik doğal gazı Botaş'tan teslim almış durumdadır. Buradan sonraki ekipmanların ve donanımların işletimi ve bakımı Trakya Elektrik'in sorumluluğundadır.

Ölçümden sonra hat ikiye ayrılmaktadır. Şekil 5.11'deki doğal gaz akış diyagramından da görüldüğü üzere ikiye ayrılan hatlardan biri radyal türbine diğeri ise kısma vanalarına gitmektedir. Kısma vanaları %10 açık pozisyonda beklemektedir. Radyal türbinde oluşabilecek sorunlarda santralin shut-down olmaması, kısa sürede kısma vanalarının devreye girerek gaz türbinlerine doğal gaz arzını sağlayabilmesi amacıyla %10 açık pozisyonda tutulmaktadır. Bundan dolayı normalde 1,6 – 1,7 MW gücünde elektrik üretebilecek radyal türbin 1,0 – 1,1 MW'lık elektrik üretmektedir.

Kısma vanalarına gidecek olan hattaki doğal gaz, önce Şekil 5.4'teki su banyolu kazana giderek 37 °C sıcaklığa kadar ısıtılmaktadır. Sonrasında Şekil 5.5'teki kısma vanalarının bulunduğu basınç düşürme istasyonuna gidecektir. Kısma vanalarında basıncı düşükten sonra radyal türbinden gelen hatla birleşecektir.

Eşanjörlere giden hattaki doğal gaz ise ısındıktan sonra scrubber'den (gaz yıkayıcı, sıvı zerrecikleri tutmak için) geçerek radyal türbine girecek ve basıncını kaybedecektir. Şekil 5.6'da ve Şekil 5.7'de eşanjör grubu görülmektedir.



Şekil 5.4 Su banyolu kazan.



Şekil 5.5 Basınç düşürme istasyonu.



Şekil 5.6 Eşanjör grubu.



Şekil 5.7 Eşanjör grubu.

Eşanjör grubunda istenen sıcaklığa kadar (60 – 70 °C) ısınan doğal gaz, scrubber'dan geçerek içerisindeki sıvı zerreciklerden arandıktan sonra radyal türbine girmek için hazır hale gelmiş bulunmaktadır.

Doğal gaz, radyal türbine üstten radyal yönde girerek aksel yönde çıkmaktadır. Genleşme esnasında çarkta oluşan moment ile döndürülen şaft, dişli kutusunda istenen devire düşürülerek jeneratörü tahrik etmektedir. Radyal türbinin şaftı 23.000 – 24.000 dev/dak hızla dönmektedir. Dişli kutusunda bu 3000 dev/dak'ya düşürülmektedir. Şekil 5.8, 5.9 ve 5.10'da radyal türbin görülmektedir.



Şekil 5.8 Radyal türbin genel görünümü.



Şekil 5.9 Radyal türbin.

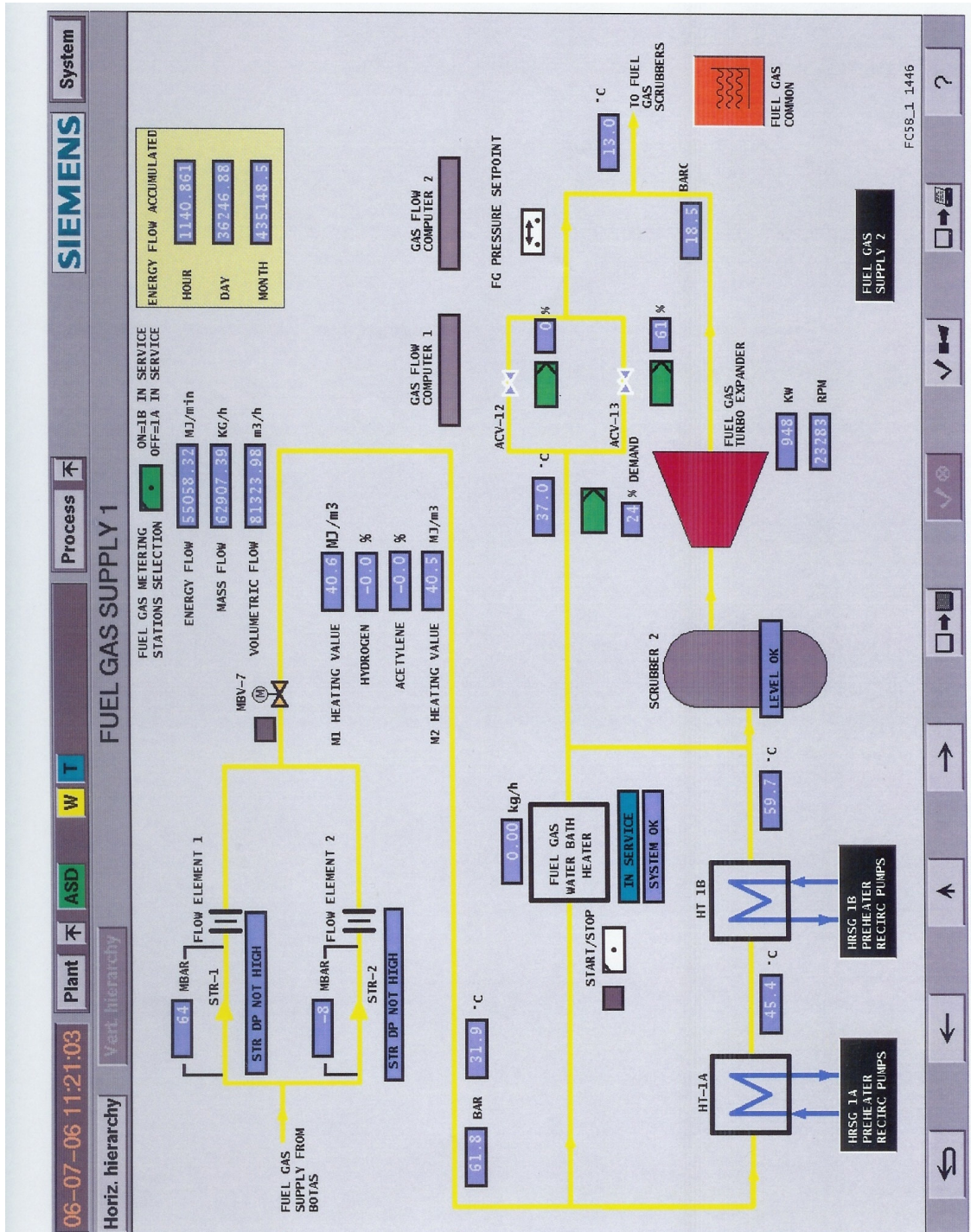


Şekil 5.10 Radyal türbin.

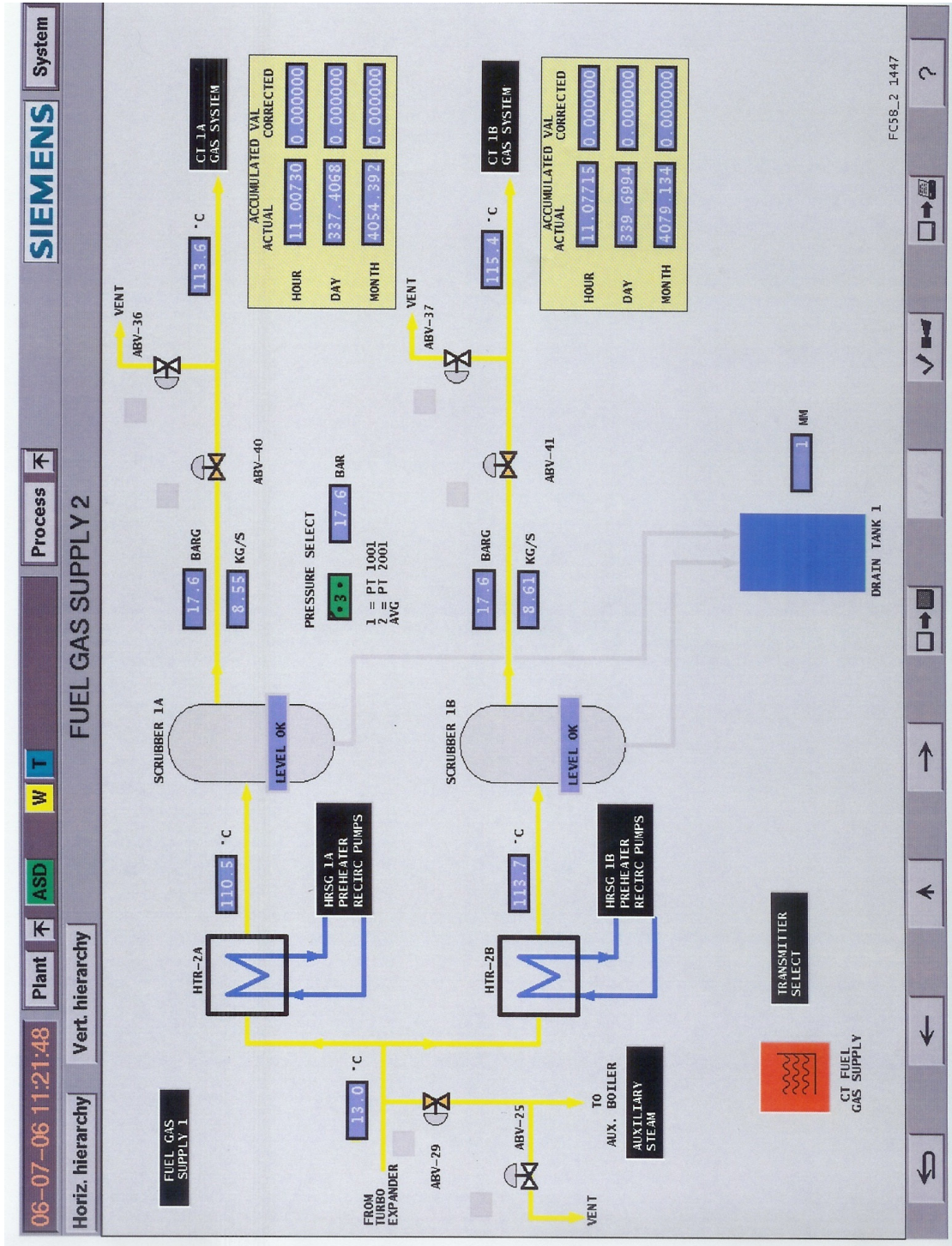
Radyal türbinden ve kısma vanalarından genişerek çıkan doğal gaz birleşerek tek bir basınç ve sıcaklık değerine indirgenir. Bu andaki basıncı 18,5 bar, sıcaklığı ise 10 - 15 °C'dir. Daha sonra hat iki gaz türbini için ikiye ayrılır. Gaz türbini girişlerinde ideal sıcaklığı elde edebilmek için doğal gaz, tekrar eşanjörlerden geçirilir. Eşanjör çıkışlarında doğal gaz sıcaklığı 110 - 115 °C'dir. Eşanjörlerde ısınan doğal gaz, tekrar scrubber'lara girer. Scrubberlar'da içerisindeki sıvı partiküllerden arandıktan sonra gaz türbinlerinde yanmak için hazır hale gelir.

Prosesi daha iyi anlayabilmek için Şekil 5.11 ve Şekil 5.12'de gaz türbinlerine kadarki proses akış diyagramı incelenmelidir. Akış diyagramı iki pencereden oluşmaktadır ve doğal gaz hattıyla alakalı bütün bilgileri içermektedir.

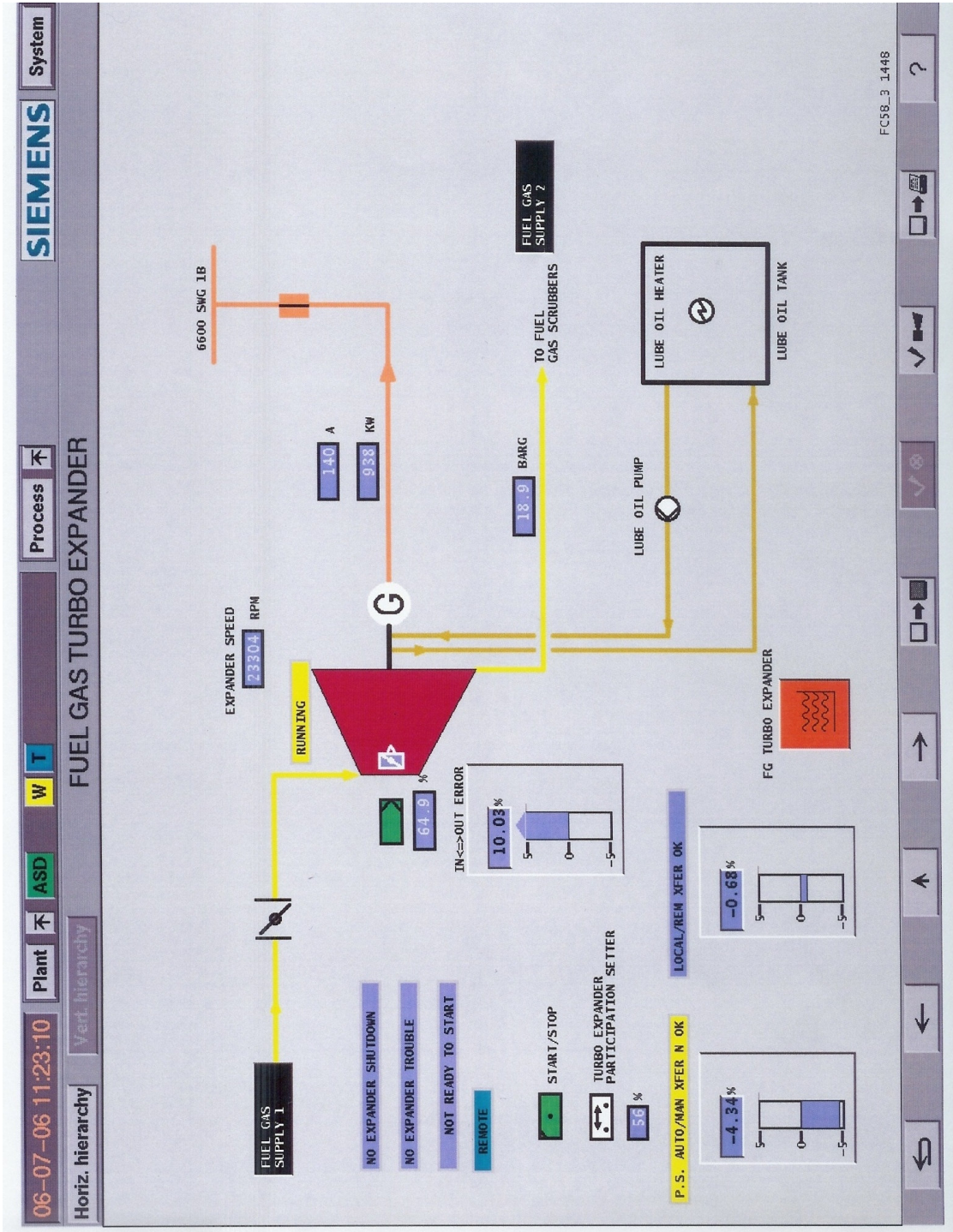
Sadece radyal türbini gösteren ve akış kontrol vanasının kumanda edildiği scada penceresi Şekil 5.13'de görülmektedir.



Şekil 5.11 Doğal gaz hattı akış diyagramı 1.



Şekil 5.12 Doğal gaz hattı akış diyagramı 2.

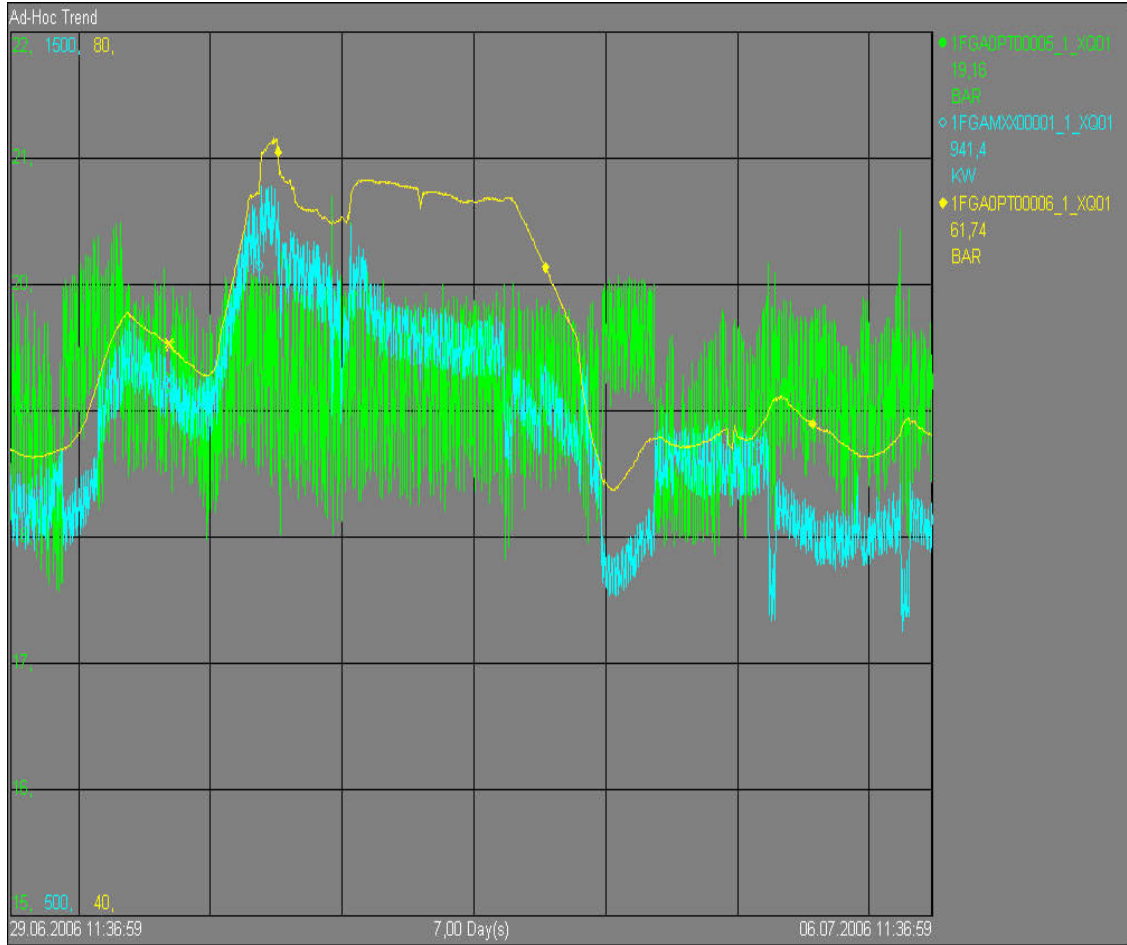


Şekil 5.13 Radyal türbin akış diyagramı.

5.4 Radyal Türbin'in Ürettiği Enerji

Radyal türbinden üretilen elektrik enerjisi, Botaş'tan teslim alınan doğal gazın istasyon giriş basıncına ve sıcaklığına göre değişiklik göstermektedir. Gaz türbinleri girişindeki doğal gaz basıncına göre radyal türbin kontrol vanası açıklığı ile yani radyal türbinden geçen doğal gaz debisi ile oynandığından, jeneratörde üretilen enerji değişebilmektedir. Emniyet açısından; kısma vanaları %10 açık durumda tutulduğundan dolayı; radyal türbindeki akış kontrol vanaları ile kesit daraltma yönünde oynandığında, doğal gazın bir kısmı daha kolay akışın olduğu kısma vanalarına doğru gidecektir. Bu da üretilen elektrik enerjisini büyük ölçüde etkileyecektir. Şekil 5.13'den görüldüğü üzere radyal türbin akış kontrol vanası % 64,9 açık konumdadır ve bu durumda üretilen enerji saatte 938 kW'dır.

Şekil 5.14'de radyal türbinin son 7 günlük işletme grafiği görülmektedir. Grafik, ortalama 19,16 çıkış basıncında, değişen giriş basıncına göre üretilen gücü göstermektedir. Grafikten de görüleceği üzere giriş basıncı arttıkça üretilen elektriğin miktarı da artmaktadır.



Şekil 5.14 Radyal türbinin 7 günlük işletme grafiği.

Pratikte üretilen bu enerji miktarı acaba bize gerçekten bir kazanç sağlıyor mu? Bu soruyu en net cevaplamanın yolu çalışmakta olan bir sistemdeki girdi ve çıktıları analiz etmektir. Trakya Elektrik Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali'nde uygulanan bir radyal türbin sistemini inceledik. Şimdi bu radyal türbin sistemine giren enerjiyi ve çıkan enerjiyi belirleyebiliriz. Doğal gaza sadece eşanjörlerde bir enerji girdisi yapıldığından dolayı; ısıtma hattındaki buharın eşanjöre giriş ve çıkış şartlarını irdeleyelim.

- Isıtma hattı eşanjör giriş sıcaklığı : 112 °C
- Isıtma hattı eşanjör giriş basıncı : 17 bar
- Isıtma hattı eşanjör çıkış sıcaklığı : 102 °C
- Isıtma hattı eşanjör çıkış basıncı : 8 bar
- Su buharı debisi : 30 kg/s

Eşanjöre giren ve çıkan su buharının entalpilerine bakıldığında;

$$h_{\text{giriş}} = 2724 \text{ kJ/kg}^{(*)} \quad (5.1)$$

$$h_{\text{çıkış}} = 2706 \text{ kJ/kg}^{(**)} \quad (5.2)$$

$$\Delta h = h_{\text{giriş}} - h_{\text{çıkış}} = 18 \text{ kJ/kg} \quad (5.3)$$

Eşanjör giriş ve çıkışı arasındaki entalpi farkı 18 kJ/kg'dır. Eşanjörden geçen su buharının debisi de bilindiğine göre, buradan doğal gaza birim zamanda verilen ısı miktarı bulunabilir.

$$\dot{Q} = m \cdot \Delta h \quad (5.4)$$

$$\dot{Q} = 30 \text{ kg/s} \cdot 18 \text{ kJ/kg} \quad (5.5)$$

$$\dot{Q} = 540 \text{ kJ/s} \quad (5.6)$$

$$\dot{Q} = 540 \text{ kW} \quad (5.7)$$

Radyal türbinde genişleme esnasında kullanacağımız doğal gazın istenen sıcaklığa kadar ısıtılması için gerekli güç 540 kW'dır. Doğal gazı ısıtmak için atık ısı kazanından alınıp eşanjöre gönderilen bu su buharı, eşanjör yerine buhar türbinine gönderilip elektrik enerjisi üretmek için kullanılsaydı, üretilen enerji aşağıdaki gibi olurdu.

*, ** Mollier diyagramı (Ek 5)

Buhar türbinini ara ısıtmalı olduğunu varsayarsak türbin verimi;

$$\eta = 0,44 \quad (5.8)$$

$$\dot{W} = \dot{Q} \cdot \eta \quad (5.9)$$

$$\dot{W} = 540 \text{ kW} \cdot 0,44 \quad (5.10)$$

$$\dot{W} = 237,6 \text{ kW} \quad (5.11)$$

Atık ısı kazanından çekip doğal gazı ısıtmakta kullandığımız su buharını, buhar türbinine gönderseydik 237,6 kW daha fazla güç elde edebilecektik fakat; bu su buharını doğal gazı ısıtmakta kullanarak, doğal gazın radyal türbin giriş sıcaklığını yükseltmemiz sonucunda radyal türbinden yaklaşık 1 MW güç elde edilebilmektedir. Kaldı ki doğal gazın basınç düşümü öncesinde ısıtılması kaçınılmaz bir durumdur. Yani atık ısı kazanından su buharını çekmesek bile doğal gazı ısıtmak için kısma vanaları öncesinde olduğu gibi bir su banyolu kazana ihtiyacımız olacaktı. Oysaki biz bu problemi atık ısı kazanından alınan su buharı ile çözdüğümüz gibi 1 MW'lık fazladan da güç üretiyoruz.

6. İZGAZ GAZ DAĞITIM SİSTEMİNE BİR RADYAL TÜRBİN KURULMASI

6.1 En Uygun RM-A İstasyonunun Seçimi

İzgaz, Kocaeli bölgesi sınırları içerisinde hizmet veren doğal gaz dağıtım şirkettir. İzgaz lisans sınırları içerisinde, Botaş ana iletim hattından doğal gazın alınıp, kullanım basıncına düşürüldüğü 7 adet RM-A istasyonu bulunmaktadır. Bu istasyonların işletme değerleri Çizelge 6.1’de verilmiştir.

Çizelge 6.1 İzgaz lisans sınırları içerisindeki RM-A istasyonları.

İstasyon Adı	İstasyon Kapasitesi (Sm ³ /h)	Ortalama Debi (Sm ³ /h)	Giriş Basıncı (bar)	Çıkış Basıncı (bar)	Debi Durumu
Köseköy	135.000	40.000	60/70	23	Değişken
İzgaz Batı	140.000	25.000	60/70	15	Değişken
İlimtepe	35.000	5.000	60/70	15	Değişken
Enerjisa	35.000	30.000	60/70	23	Sabit
Nuh Enerji 1	10.000	8.500	60/70	36	Sabit
Nuh Enerji 2	36.500	13.000	60/70	46	Değişken
Entek	45.000	28.000	60/70	46	Sabit

Her RM-A istasyonunun doğal gaz arzı sağladığı farklı kullanım yerleri olduğundan dolayı hepsinin farklı işletme değerleri vardır. Bu sebepten her RM-A istasyonuna radyal türbin kurulması optimum olmayabilir. Genleşme makinesi kurulması için RM-A istasyonunda sabit akışlı yüksek bir debi ve basınç farkı olması gerekmektedir.

Bu kriterler ışığında Çizelge 6.1’e bakıldığında İzgaz lisans sınırları içerisinde genleşme makinesi kurulabilecek en uygun RM-A istasyonu Enerjisa’dır. Diğer RM-A istasyonlarında ise debi durumu değişken ve çıkış basınçları yüksektir. Değişken debi gün içerisinde gündüz ve gecede olabildiği gibi yıl içerisindeki aylarda da olabilmektedir. Mesela sanayi kullanıcılarına doğal gaz arzı sağlayan Köseköy RM-A istasyonunda gündüz ile gece arasında büyük miktarda debi değişimi olmaktadır. Aynı debi değişimi evsel kullanıcılara doğal gaz arzını sağlayan İzgaz Batı RM-A ve İlimtepe RM-A istasyonlarında da görülmektedir. Bu istasyonlarda yazın ve kışın kullanılan doğal gaz miktarının değişkenliği söz konusudur. Nuh

Enerji-1 RM-A, Nuh Enerji-2 RM-A ve Entek RM-A istasyonlarında ise çıkış basınçları çok yüksektir. Giriş ve çıkış basınç farkı yeteri kadar yüksek olmadığından dolayı radyal türbinde istenen tork ta üretilemeyecektir.

Sabit ve yüksek debisi, ideal giriş – çıkış basınç farkı ve doğal gazı ısıtmak için ihtiyaç duyulan buharın temin kolaylığı bakımından Enerjisa, İzgaz lisans sınırları içerisinde genişleme makinesinin kurulabileceği en verimli istasyondur. Doğal gaz kombine çevrim santrali olan Enerjisa’da 2 adet gaz türbini bulunmaktadır. Günde 24 saat çalışan çevrim santralinde 120 MW gücünde elektrik enerjisi üretilmektedir. Ürettiği elektriği, Kentsa içerisindeki fabrikalara satmaktadır. Enerji santralinin, yılın %94’üne karşılık gelen 8240 saat çalıştığı düşünülürse, istasyona kurulabilecek bir radyal türbin de santral çalıştığı sürece devrede olacaktır.

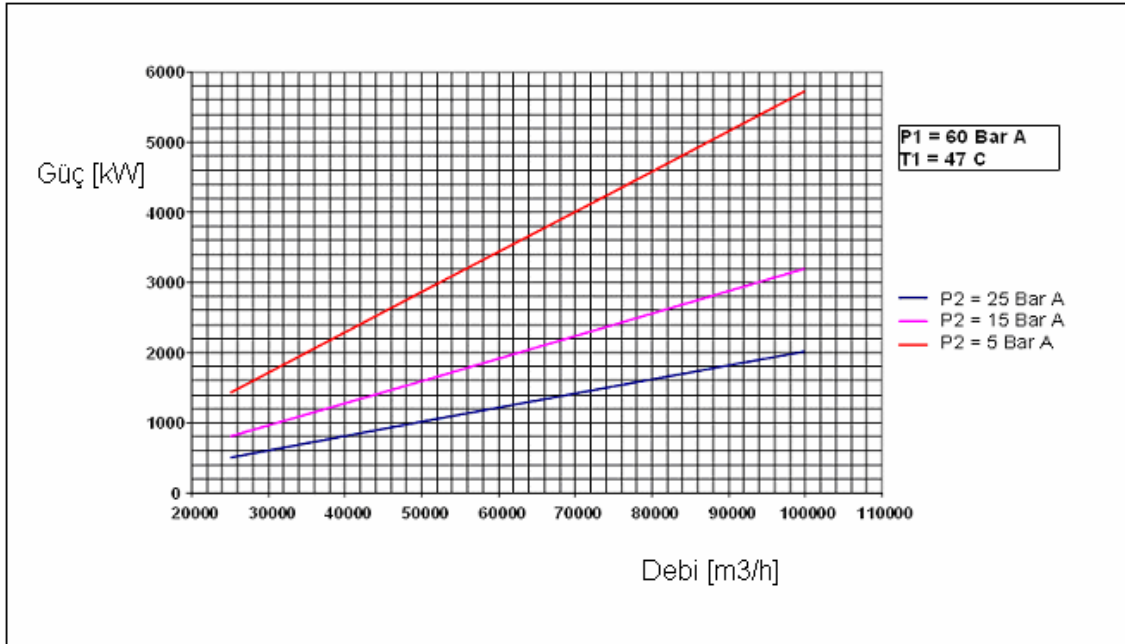
Kendi içinde RM-A İstasyonu bulunan Enerjisa, doğal gazı direk olarak Botaş’tan almaktadır. Yaklaşık doğal gaz tüketimi $30.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$ ’dir. Mevcut RM-A istasyonunda Botaş’tan 70 bar’da teslim alınan doğal gaz, kullanım basıncı olan 23 bar’a düşürülmektedir. Bu esnada doğal gaz, filtrelerde temizlenmekte, eşanjörlerde ısıtmakta, regülatörlerde basıncı düşürülmekte ve türbin metrelerde ölçülmektedir. Sonrasında ise gaz türbinlerine nakledilmektedir. Doğal gaz, kazanlarda ısıtılan sıcak suyun eşanjörlerde dolaştırılması ile istenen sıcaklığa çıkarılmaktadır. Kazanlarda ise hattan alınan doğal gaz yakılmaktadır. Çizelge 6.2’de Enerjisa RM-A istasyonu ile ilgili işletme detayları verilmektedir

Çizelge 6.2 Enerjisa RM-A istasyonu teknik verileri.

Debisi	$30.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$
İstasyon Giriş Basıncı	70 bar
İstasyon Çıkış Basıncı	23 bar
İstasyon Giriş Sıcaklığı	10/15 °C
İstasyon Çıkış Sıcaklığı	15 °C
Radyal Türbin Giriş Sıcaklığı	55 – 60 °C
Ön Isıtma Miktarı	$224.000 \text{ kcal}/\text{m}^3$
Isıtma İçin Gerekli Doğal Gaz Miktarı	$32 \text{ Sm}^3/\text{h}$

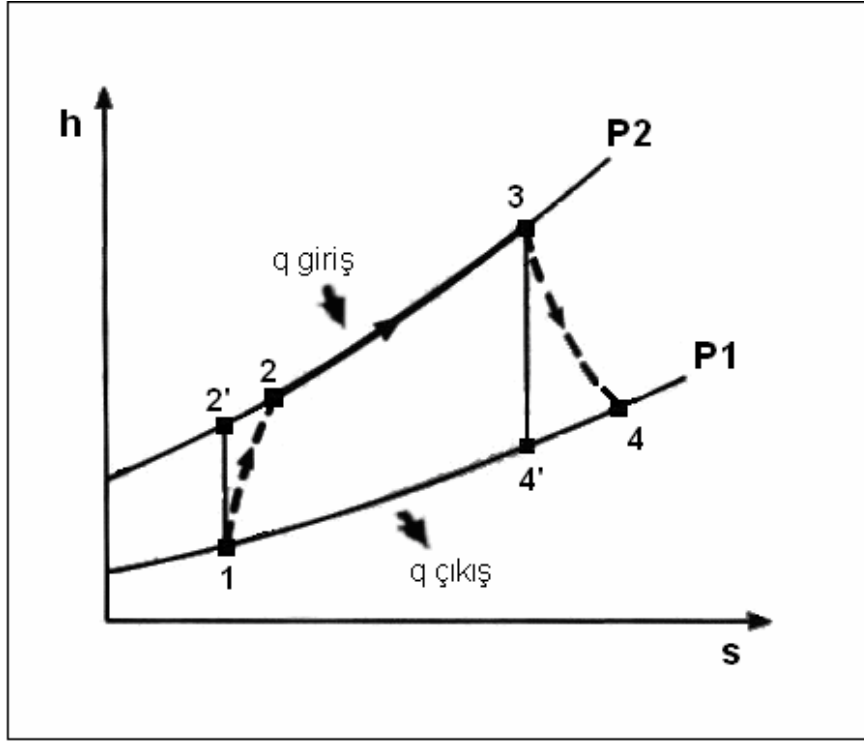
6.2 Üretilinecek Enerjinin Teorik Hesabı

Şekil 6.1'deki radyal türbinin basınç düşümüne göre enerji geri kazanımı grafiği incelendiğinde; üretilen enerjinin debi ile doğru, istasyon çıkış basıncı ile ters orantılı olduğu görülmektedir. Giriş basıncı sabit 60 bar ve radyal türbin giriş sıcaklığı 47 °C olduğunda; Enerjisa RM-A istasyonu çıkış basıncına en yakın olan 25 bar'da istasyon debisi 30.000 Sm³/h olduğu zaman radyal türbinden 600 kW güç elde etmek mümkündür. Çıkış basıncı düştükçe elde edilen gücün de arttığı grafikten görülmektedir. Bizim ele alacağımız Enerjisa RM-A istasyonunun çıkış basıncı 23 bar ve radyal türbin giriş sıcaklığı 55 °C – 60 °C arasında olacağından dolayı üretilen güç 600 kW'dan bir miktara daha fazla olacaktır.



Şekil 6.1 Radyal türbindeki basınç düşümüne göre enerji geri kazanımı. (Turbo expander applications in pressure letdown energy recovery, GE energy, oil and gas)

30.000 Sm³/h debisi olan Enerjisa RM-A istasyonunda, 600 kW'dan bir miktar daha fazla güç üretilmektedir. Fakat bu katalog değerinin, teorik olarak bulunacak değerle uyum içerisinde olup olmadığını kontrol etmek gerekmektedir. Bir genişleme makinesindeki basınç düşümünden, gerçekte bu kadar enerji üretilip üretilmeyeceğini basit bir hesapla bulabiliriz. Elimizde yüksek basınçta bir akışkan olduğundan prosesin sabit entropide genişleme olduğunu varsayarak hesaplamayı yapabiliriz.



Şekil 6.2 Genleşme prosesinin h – s diyagramı.

Hesaplamanın bu kısmında doğal gazın %100 Metan'dan oluştuğunu varsayacağız.

$$C_p = 2,18 \text{ kJ / kg}^\circ\text{C} \text{ (Metan)} \quad (6.1)$$

$$w = h_3 - h_4 = C_p (T_3 - T_4) \quad (6.2)$$

$$T_3 = 60^\circ\text{C} \quad (6.3)$$

$$T_4 = 15^\circ\text{C} \quad (6.4)$$

$$w = 2,18 \text{ kJ / kg}^\circ\text{C} \cdot (60 - 15)^\circ\text{C} \quad (6.5)$$

$$w = 98,1 \text{ kJ / kg} \quad (6.6)$$

$$\dot{V} = 30.000 \text{ Sm}^3 / \text{h} \quad (6.7)$$

$$d = 0,79 \text{ kg / Sm}^3 \quad (6.8)$$

$$\dot{M} = 30.000Sm^3 / h.0,79kg / Sm^3 \quad (6.9)$$

$$\dot{M} = 23.700kg / h \quad (6.10)$$

$$\dot{W} = \dot{M} .w \quad (6.11)$$

$$\dot{W} = 23.700kg / h.98,1kJ / kg \quad (6.12)$$

$$\dot{W} = 2.324.970kJ / h \quad (6.13)$$

$$\dot{W} = 645kW = 0,645MW \quad (6.14)$$

Yapılan teorik hesaplama sonucunda bulunan değer 645 kW'dır. Radyal türbinin mekanik verimini de $\mu_m = 0,99$ alırsak;

$$P_{an} = \dot{W} .\eta_m \quad (6.15)$$

$$P_{an} = 645kW.0,99 \quad (6.16)$$

$$P_{an} \cong 638kW \quad (6.17)$$

Şekil 6.1'e göre 600 kW'dan bir miktar fazla güç üretilebileceğini söylemiştik. Mevcut sistemdeki radyal türbin giriş sıcaklığına ve jeneratörde oluşabilecek kayıplara göre elde edilen enerji değişebilir. Fakat hesaplamalarda kullanılmak üzere radyal türbin gücü 638 kW alınabilir.

6.3 Enerji Geri Kazanımında Ekonomi

Herhangi bir enerji geri kazanım modelinin son ve en önemli kriteri ne kadar ilginç ve yenilikçi olduğu değil, ekonomik analizi ve yatırımın geri dönüp dönmediğidir. Yatırımın ekonomik olarak uygunluğuna karar kılabilmek için teknik verilere ilave olarak yatırım maliyeti, sermaye-faiz maliyeti, doğal gazın maliyeti, elektrik enerjisi maliyeti gibi birçok ekonomik veriye ihtiyaç duyulmaktadır.

Yatırımların ekonomik değerinin ölçümü için bir çok metod vardır. Bunlardan bazıları; yıllık değer metodu, şimdiki değer metodu, gelecek değer metodu ve geri ödeme oranı metodudur.

Bu metodların hepsi eşdeğer metodlardır. Bu nedenle yatırımların mukayesesinde hangisi kullanılırsa kullanılsın, sonuç aynı alternatifin tercihi şeklinde ortaya çıkacaktır. Ancak, amaca ve kişiye göre bu metodlardan birinin sonuçları daha anlamlı ve açıklayıcı olabilir.

Burada yıllık değer metodu (YDM) kullanılacaktır. Bu metodla zaman içindeki tüm para akışları eşdeğer ve üniform yıllık para akış serisine dönüştürülerek yıllık değer bazında mukayese yapılır. Gelirler ve giderler çıkarılarak yıllık eşdeğer net kar (YENK) bulunur.

$$YENK = E(t) - C(t) \quad (6.18)$$

Bizim konumuzda yatırımın yıllık geri dönüşü (gelir) yıllık elektrik enerjisi üretimidir ve enerji fiyatının bir sonucu olarak hesaplanır. Bu sebepten yıllık üretilen elektrik miktarını hesaplamamız gerekmektedir. Yıllık geri dönüşü bulabilmek için ise elektrik birim fiyatına ihtiyacımız vardır. Çizelge 6.3'de yıllık eşdeğer net kar hesabında kullanılacak veriler bulunmaktadır.

Çizelge 6.3 YENK hesabında kullanılan veriler.

Radyal Türbin Gücü	P_{an}	638 kW
Yatırım ömrü	n	20 yıl
Kredi geri ödeme süresi	m	20 yıl
Faiz oranı	i	% 7
Elektrik enerjisi birim fiyatı	e_e	7,5 cent/kWh
Doğal gazın birim fiyatı	e_d	30 cent/Sm ³
Yıllık işletme saati		8240 saat
Yıllık kullanma katsayısı		0,94

Yıllık geri dönüşü bulmak için;

$$E_e = P_{an} \cdot \Delta t \cdot e_e \quad (6.19)$$

formülü kullanılır. Burada; P_{an} ortalama radyal türbin gücü, Δt yıllık işletme saati ve e_e satılan elektrik enerjisinin cent cinsinden birim fiyatıdır. Değerler yerine koyulduğunda;

$$e_e = 7,5 \text{ cent} / \text{kWh} \quad (6.20)$$

$$E_e = 638 \text{ kW} \cdot 8240 \text{ h} \cdot 7,5 \text{ cent} / \text{kWh} \quad (6.21)$$

$$E_e = 394.283\$/\text{yil} \quad (6.22)$$

olarak yıllık geri dönüş (gelir) miktarı bulunur.

Yıllık giderler; yatırımın geri ödeme maliyeti C_K , yıllık enerji masrafı C_E (yardımcı makinelerin enerji ihtiyacı ve ısı girdisi) ve yıllık işletme bakım giderleri C_O (yağlama, bakım, sigorta, işçi ücretleri ve yıpranma) değerlerinden oluşmaktadır. Yıllık gider miktarını aşağıdaki şekilde formülize edebiliriz.

$$C = C_K + C_E + C_O \quad (6.23)$$

• Yatırımın yıllık eşdeğer geri ödeme maliyeti şöyle bulunur;

$$C_K = I_A (1/i_n) \quad (6.24)$$

Burada yıllık geri ödeme faktörü; $1/i_n$

$$1/i_n = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (6.25)$$

Yatırım maliyeti içerisinde bulunan tesis giderlerinin dökümü Çizelge 6.4'de verilmiştir.

Çizelge 6.4 Tesis giderleri.

Radyal türbin paket fiyatı	1.250.000\$
İnşaat masrafları	30.000\$
Borulama masrafları	60.000\$
Elektrik donanımı masrafları	40.000\$
Mühendislik masrafları	30.000\$
Nakliye ve gümrük masrafları	40.000\$
Toplam yatırım maliyeti (I_A)	1.450.000\$

Tesis ömrü 20 yıl ($n=20$) ve faiz yükü de %7 ($i=0,07$) seçilir.

$$C_K = 1.450.000\$ \cdot \left[\frac{0,07 \cdot (1,07)^{20}}{(1,07)^{20} - 1} \right] \quad (6.26)$$

$$C_K = 136.870\$/\text{yil} \quad (6.27)$$

olarak yatırımın yıllık eşdeğer geri ödeme maliyeti bulunur.

- Enerji maliyetlerini karşılamak için harcanan yıllık giderler şöyle hesaplanır;

$$C_E = C_Q + C_P \quad (6.28)$$

C_Q , yıllık doğal gaz ısıtma giderlerini, C_P ise yıllık yardımcı üniteler için enerji maliyetini ifade eder.

$$C_Q = Q_{yillik} \cdot e_d \quad (6.29)$$

Burada; Q_{yillik} , Sm^3 cinsinden yıllık doğal gaz tüketimini; e_d , $$/ Sm^3 cinsinden doğal gazın birim fiyatını ifade eder. Yıllık ısıtma amaçlı kullanılan doğal gaz tüketimi;$

$$Q_{yillik} = 32Sm^3 / h \cdot 8240h = 263.680Sm^3 / yıl \quad (6.30)$$

$$e_d = 30cent / Sm^3 = 2,82cent / kWh \quad (6.31)$$

$$C_Q = 263.680Sm^3 / yıl \cdot 30cent / Sm^3 \quad (6.32)$$

$$C_Q = 79.104$ / yıl \quad (6.33)$$

olarak yıllık doğal gaz ısıtma gideri bulunur.

$$C_P = 0,022 \cdot P_{an} \cdot \Delta t \cdot e_e \quad (6.34)$$

Burada; 0,022 ampirik faktördür.

$$C_P = 0,022 \cdot 638kW \cdot 8240h \cdot 7,5cent / kWh \quad (6.35)$$

$$C_P = 8.674$ / yıl \quad (6.36)$$

olarak yardımcı üniteler için yıllık enerji maliyeti bulunur.

$$C_E = 87.778$ / yıl \quad (6.37)$$

- İşletme bakım giderleri, üretilen enerjinin % 7'sine denk düşmektedir. Bunun için de aşağıdaki ampirik formül kullanılır.

$$C_O = 0,07 \cdot P_{an} \cdot \Delta t \cdot e_e \quad (6.38)$$

$$C_O = 0,07 \cdot 638kW \cdot 8240h \cdot 7,5cent / kWh \quad (6.39)$$

$$C_O = 27.600$ / yıl \quad (6.40)$$

Sabit koşullarda olduğu varsayımı ile, yatırımın ömrü boyunca yıllık geri dönüşler eşittir. Bizim durumumuzda, yatırım maliyetlerini karşılamak için yapılan giderler (yıllık geri ödeme giderleri) diğer tüm giderler içinde en ağırlıklı olanıdır. Kredinin geri ödeme periyodunun yatırımın ömrüne eşit olduğu bir durum kabul edilmiştir. Bu durumda yatırımın ömrü boyunca yıllık geri ödeme miktarı sabit olacaktır.

Yıllık eş değer geri ödeme, faiz oranı i 'nin bir fonksiyonudur. Eğer yatırımın yıllık eşdeğer net karının (YENK) miktarı pozitifse, yapılacak yatırım ekonomik olarak uygundur.

Çizelge 6.5 Yatırımın ekonomik uygunluk hesap sonuçları.

Yıllık geri dönüş	E_e	394.283 \$/yıl
Yıllık geri ödeme	C_K	136.870 \$/yıl
Yıllık enerji gideri	C_E	87.778 \$/yıl
Yıllık işletme bakım gideri	C_O	27.600 \$/yıl
Toplam yıllık gider	C	252.248 \$/yıl
Yıllık kar	G	142.035 \$/yıl
Yıllık karların şimdiki değeri		1.504.720 \$

Çizelge 6.5'den de görüldüğü üzere yıllık geri ödeme (C_K) en büyük gideri oluşturmaktadır. Bu da faiz oranı ile doğrudan ilişkilidir. Faiz oranı düştükçe geri ödeme miktarı da düşecektir. Aynı şekilde kredi geri ödeme periyodu azaltılırsa, bu durumda yıllık kar miktarı da düşecektir. Ancak yatırımın ömrünün geri kalan kısmında ($n-m$) sermaye maliyetine bağlı giderler olmayacağından buna bağlı olarak elde edilen yüksek kar oranı başlangıçtaki kayıpları telafi edecektir.

Yıllık geri dönüş miktarından toplam yıllık gideri çıkarttığımızda oluşan yıllık kar miktarı ise azımsanmayacak bir değerdir. Örnek verecek olursak; ülke şartlarını ele aldığımız zaman yıllık kar ile orta üst düzey bir işletmedeki 5 kalifiye personelin yıllık maaş giderleri karşılanabilir.

7. GERİ KAZANILABİLİNECEK ENERJİ

Trakya Elektrik'te uygulanan sistemde görüldüğü üzere basınç düşümünden elektrik enerjisi üretmek mümkündür. Ve bunun teorik olarak olabilirliğini de önceki konularda inceledik. Sabit debi ve yüksek giriş çıkış basınç farkı olduğu durumlarda kayda değer miktarlarda enerji geri kazanılabilmektedir. Peki bu sistemi ülke çapındaki RM-A istasyonlarına kurarsak ne kadar bir kazancımız olur. Enerji dar boğazının yaşandığı, elektrik kesintilerinin gündemde olduğu şu günlerde böyle bir sistemin varlığı bize ne kadar bir enerji katkısı sağlayabilir. Ya da düşünüldüğü kadar çok fayda sağlayabilir mi. Bunu görebilmek için ülkemizdeki RM-A istasyonlarının durumuna bakmamız gerekmektedir.

Sistemi kurabildiğimiz istasyonların yüksek ve sabit debisi olması gerekiyordu. Ek-4'deki RM-A istasyonları listesi içerisinde; debisi 20.000 Sm³/h'den fazla olan RM-A istasyonlarını çıkartırsak Çizelge 7.1'deki tabloyu elde ederiz. Böylelikle 179 olan toplam RM-A istasyonu sayısı 52'ye inmiş olur.

Çizelge 7.1 Debisi 20.000 Sm³/h'den fazla olan RM-A istasyonları. (botas.gov.tr)

ANKARA BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
1	EGO YAPRACIK	6.181.392	257.558	16
2	EGO GÖLBAŞI	5.591.398	232.975	16
3	BAYMİNA	3.500.000	145.833	38
4	ZİNCİRLİKUYU	1.290.000	53.750	15
5	BOZÜYÜK AK ENERJİ	720.000	30.000	16
6	MUTTALİP ESKİŞEHİR	580.951	24.206	26
7	KÜTAHYA	505.867	21.078	14

BURSA BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
8	GÜRSU	7.569.798	315.408	41
9	OVAAKÇA	5.700.000	237.500	40
10	BİS ENERJİ	1.200.000	50.000	23
11	GEMLİK-1	1.200.000	50.000	16
12	YALOVA	1.191.000	49.625	30
13	ÇAN	681.200	28.383	22

ERZURUM BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
14	PALEN ERZURUM	609.359	25.390	20

İSTANBUL BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
15	İGDAŞ ESENYURT-1	7.700.000	320.833	19
16	ENKA GEBZE	6.900.000	287.500	38
17	AMBARLI-2	5.900.000	245.833	17
18	İGDAŞ ESENYURT-3	5.300.000	220.833	19
19	İGDAŞ ESENYURT-2	4.800.000	200.000	19
20	ENKA ADAPAZARI	3.840.000	160.000	38
21	İGDAŞ PENDİK-1	3.533.333	147.222	19
22	İGDAŞ PENDİK-2	3.533.333	147.222	19
23	İGDAŞ PENDİK SAHİL	3.533.333	147.222	19
24	İZGAZ KÖSEKÖY	2.057.000	85.708	23
25	ÇOLAKOĞLU	1.999.200	83.300	24
26	İGSAŞ	1.505.000	62.708	45
27	KARADENİZ EREĞLİ	1.420.000	59.167	23
28	DOĞA ENERJİ	1.000.000	41.667	24
29	TÜPRAŞ KÖRFEZ	840.000	35.000	44
30	İZGAZ ENERJİSA	720.000	30.000	23
31	İZGAZ ENTEK	720.000	30.000	46
32	ÇAYIROVA	568.299	23.679	15
33	DİLOVASI	480.160	20.007	15

İZMİR BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
34	ENKA İZMİR	6.900.000	287.500	38
35	HABAŞ	1.260.000	52.500	46
36	TÜPRAŞ ALİAĞA	950.000	39.583	40
37	KEMALPAŞA OSB	820.000	34.167	16
38	ALİAĞA	729.000	30.375	16
39	AKENERJİ-2 K.PAŞA	648.000	27.000	33

KAHRAMANMARAŞ BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
40	GAZİANTEP OSB	1.240.000	51.667	15
41	SODA SANAYİ MERSİN	750.000	31.250	27
42	ADANA DOĞU	485.507	20.229	17
43	ADANA BATI	485.507	20.229	17

KAYSERİ BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
44	HSV KAYSERİ	1.059.492	44.146	15
45	ENERJİSA ADANA	1.000.000	41.667	22
46	HSV ZORLU	782.970	32.624	45

KIRKLARELİ BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
47	HAMİTABAT	4.000.000	166.667	19
48	TRAKYA ELEKTRİK	2.300.000	95.833	18
49	UNİMAR	2.200.000	91.667	30
50	ÇERKEZKÖY	726.350	30.265	16
51	AKENERJİ ÇERKEZKÖY	648.000	27.000	30

KONYA BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
52	KONYA	1.370.658	57.111	16

Elektrik üretmek amaçlı radyal türbin kurabilmek için; istasyonda debinin, yüksek olmasından ziyade sabit de olması gerekmektedir. Şehir şebekesine ve sanayiye doğal gaz veren RM-A istasyonlarının debileri, yaz – kış ve gece –gündüz değişmektedir. Sabit debinin elde edilebileceği RM-A istasyonları ise elektrik üreten kojenerasyon tesislerine doğal gaz veren RM-A istasyonlarıdır. Yüksek debisi olan RM-A istasyonlarının içinden değişken debili olanları da çıkarttığımız zaman Çizelge 7.2'deki tablo oluşmaktadır. Çizelge 7.2 sadece elektrik üreten enerji santrallerine doğal gaz veren RM-A istasyonlarını içermektedir.

Çizelge 7.2 Sabit debili olan RM-A istasyonları.

ANKARA BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
1	BAYMİNA	3.500.000	145.833	38
2	BOZÜYÜK AK ENERJİ	720.000	30.000	16

BURSA BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
3	OVAAKÇA	5.700.000	237.500	40
4	BİS ENERJİ	1.200.000	50.000	23

İSTANBUL BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
5	ENKA GEBZE	6.900.000	287.500	38
6	AMBARLI-2	5.900.000	245.833	17
7	ENKA ADAPAZARI	3.840.000	160.000	38
8	ÇOLAKOĞLU	1.999.200	83.300	24
9	DOĞA ENERJİ	1.000.000	41.667	24
10	İZGAZ ENERJİSA	720.000	30.000	23
11	İZGAZ ENTEK	720.000	30.000	46

İZMİR BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
12	ENKA İZMİR	6.900.000	287.500	38
13	HABAŞ	1.260.000	52.500	46
14	AKENERJİ-2 K.PAŞA	648.000	27.000	33

KAYSERİ BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
15	ENERJİSA ADANA	1.000.000	41.667	22
16	HSV ZORLU	782.970	32.624	45

KIRKLARELİ BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
17	HAMİTABAT	4.000.000	166.667	19
18	TRAKYA ELEKTRİK	2.300.000	95.833	18
19	UNIMAR	2.200.000	91.667	30
20	AKENERJİ ÇERKEZKÖY	648.000	27.000	30

Yüksek ve sabit debi olmasının yanında istasyon giriş çıkış basınç farkının da yüksek olması gerekmektedir. Aksi halde radyal türbin kurmanın cazip bir tarafı kalmayacağından dolayı 25 bar ve üzerinde çıkış basıncı olan istasyonları da elediğimiz vakit Çizelge 7.3'deki RM-A istasyonları kalmaktadır.

Çizelge 7.3 Çıkış basıncı 25 bar'ın altında olan RM-A istasyonları.

ANKARA BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
1	BOZÜYÜK AK ENERJİ	720.000	30.000	16

BURSA BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
2	BİS ENERJİ	1.200.000	50.000	23

İSTANBUL BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
3	AMBARLI-2	5.900.000	245.833	17
4	ÇOLAKOĞLU	1.999.200	83.300	24
5	DOĞA ENERJİ	1.000.000	41.667	24
6	İZGAZ ENERJİSA	720.000	30.000	23

KAYSERİ BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
7	ENERJİSA ADANA	1.000.000	41.667	22

KIRKLARELİ BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI				
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h	Çıkış Basıncı (bar)
8	HAMİTABAT	4.000.000	166.667	19
9	TRAKYA ELEKTRİK	2.300.000	95.833	18

Bütün RM-A istasyonları içerisinde radyal türbin kurulabilecek olanları seçtiğimizde yukarıdaki tablo karşımıza çıkmaktadır. 179 istasyon içerisinde sadece 9 tanesi bu sistem için elverişli ve uygundur.

Daha önce Enerjisa için yapığımız hesaplamalar sonucunda, Enerjisa'ya bir radyal türbin kurduğumuz zaman 638 kW güç üretebileceğimizi bulmuştuk. Diğer RM-A istasyonlarının da çıkış basınçları ve radyal türbin giriş sıcaklıkları aynıymış gibi kabul edeceğiz. Şimdi bu rakamı diğer RM-A istasyonları için de hesaplayacağız. Bunun için lineer bir yöntem kullanarak doğru orantı yapacağız. Bunun sonucunda istasyonlardan birim zamanda üretebileceğimiz enerjiyi Çizelge 7.4'de görmekteyiz.

Çizelge 7.4 Radyal türbin kurulabilen RM-A istasyonlarındaki türbin güçleri.

EXPANDER KURULABİLEN ÇIKIŞ NOKTALARI					
	Ana Çıkış Noktası	Sm³/gün	Sm³/h	Çıkış Basıncı (bar)	Radyal Türbin Gücü (kW)
1	BOZÜYÜK AK ENERJİ	720.000	30.000	16	638
2	BİS ENERJİ	1.200.000	50.000	23	1.063
3	AMBARLI-2	5.900.000	245.833	17	5.228
4	ÇOLAKOĞLU	1.999.200	83.300	24	1.772
5	DOĞA ENERJİ	1.000.000	41.667	24	886
6	İZGAZ ENERJİSA	720.000	30.000	23	638
7	ENERJİSA ADANA	1.000.000	41.667	22	886
8	HAMİTABAT	4.000.000	166.667	19	3.544
9	TRAKYA ELEKTRİK	2.300.000	95.833	18	2.038
TOPLAM					16.694

Enerjisa'ya uyguladığımız turbo genişleticiyi uygulayabileceğimiz diğer RM-A istasyonları yukarıda listelenmiştir. Bu sistemi bütün bu istasyonlarda kurduğumuz zaman saatte 16,7 MW'lık gücü geri kazanabiliriz. Botaş kompresör istasyonlarında doğal gazı basınçlandırmak için harcadığı 73,37 MW'lık gücün 16,7 MW'lık kısmını geri kazanabilir. Geri kazanılan enerji harcanan miktarın %23'üne derk düşmektedir. Bu da azımsanmayacak bir rakamdır. Bu miktar aynı zamanda 2005 yılı rakamlarına göre 16.000 MWh olan ülkemizin elektrik enerjisi tüketim ortalamasının binde birini teşkil etmektedir.

8. SONUÇ

Yüksek basınçlı doğal gazın basıncını düşürmek için, konvansiyonel kısma vanalarının (regülatörlerin) yerine, radyal türbin kullanıldığı zaman; politropik gaz genişleme prosesi sonucunda doğal gaz, bazı sınır şartlara zorlanmaktadır. Böylece negatif Joule – Thomson etkisine bağlı olarak gazın ön ısıtılması gerekmektedir. Ancak ön ısıtma için harcanan her bir Joule'lük enerji tamamıyla mekanikten elektriksel enerjiye dönüşerek geri kazanılacaktır. Yaklaşık olarak her 1 birimlik ön ısıtma maliyeti, 4 birimlik bir elektrik enerjisi geri kazanımı ile karşılanmaktadır. Bu da doğal gazın genişlemesinden enerji geri kazanımının karlılığının altını çizmektedir.

Halihazırda uygulanan Trakya Elektrik RM-A istasyonundaki veriler incelenmiş ve aynı sistem, İzgaz lisans sınırları içerisindeki RM-A istasyonlarına uygulanmak istenmiştir. Bunun sonucunda genişleme makinesinin kurulması için en uygun istasyonun Enerjisa olduğuna karar verilmiştir. Yatırımın uygunluğu da yıllık değer metodu ile doğrulanmıştır.

Ülkemizde Botaş tarafından işletilen doğal gaz ana iletim hatlarından doğal gaz taşınmasında baş rol üstlenen kompresör istasyonlarında, ortalama 73,37 MWh enerji tüketilmekte olduğu bulunmuştur. İletim hatlarının çıkış noktaları olan RM-A istasyonları içerisinde, radyal türbin kurmak için ideal şartların sağlanabildiği istasyonlar belirlenmiştir. Ülke genelinde radyal türbin kurulabilecek toplam 9 adet RM-A istasyonundan 16,70 MWh enerjiyi geri kazanılabileceğimiz tespit edilmiştir.

Doğal gazın kullanım yerlerine nakli için harcanan enerjinin %23'ü geri kazanılabilmektedir. Geri kazanılan bu rakam da ülkemizin elektrik enerjisi tüketiminin binde birini teşkil etmektedir. Her fırsatta enerjinin etkin ve verimli kullanılması ihtiyacının duyulduğu günümüzde, elimizde böyle bir imkan varken değerlendirilmesi aşikardır.

KAYNAKLAR

- Aybers, N., Şahin, B., (1995) “Enerji Maliyeti”, Yıldız Teknik Üniversitesi Yayınları, 299, İstanbul.
- Aybers, N., Ergin, A., Gürmen, H., Narter, F., (1970) “Enerji”, Time Life.
- “Botaş A Tipi Basınç Düşürme Ve Ölçüm İstasyonu Şartnamesi”
- “Botaş 2004 Yıllık Raporu”
- Bradley, B. Bean, PE., “Gas Works 7.0 Manual”, Engineering&Software.
- Çengel, Y., Boles, M., (1996) “Mühendislik Yaklaşımıyla Termodinamik” , Mc Graw Hill-Literatür Yayınları, İstanbul
- Çiftçioğlu, B., (2006) “Doğal Gaz Basınç Düşürme Ve Ölçme İstasyonları” Akfel Group
- Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, (1999) “1999 Enerji Raporu”
- Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu Raporu, (2001) “Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı” Devlet Planlama Teşkilatı, 2569, Ankara.
- Gündoğmuş, H., (1993) “Doğal Gaz Tekniği”, Kültür Bakanlığı Yayınları, 276, Ankara.
- Kakaç, S., Yüncü, H., (1999) “Temel Isı Transferi”, Bilim Yayınları, Ankara.
- Kimya Mühendisleri Odası, (1989) “Doğal Gaz Şebekeleri Tasarımı Ve Yanma Sistemlerinin Dönüşümü”, Maçka, İstanbul.
- Küçükçalı, R., (1998) “Doğal Gaz Ve LPG Tesisatı”, Isısan Çalışmaları, 172, İstanbul.
- Kubilay, K., (2005) “Dünyada Ve Türkiye’de Enerji Verimliliği Ve Türk Sanayinde Enerji Verimliliğinin İncelenmesi”, Devlet Planlama Teşkilatı, 2689, Ankara.

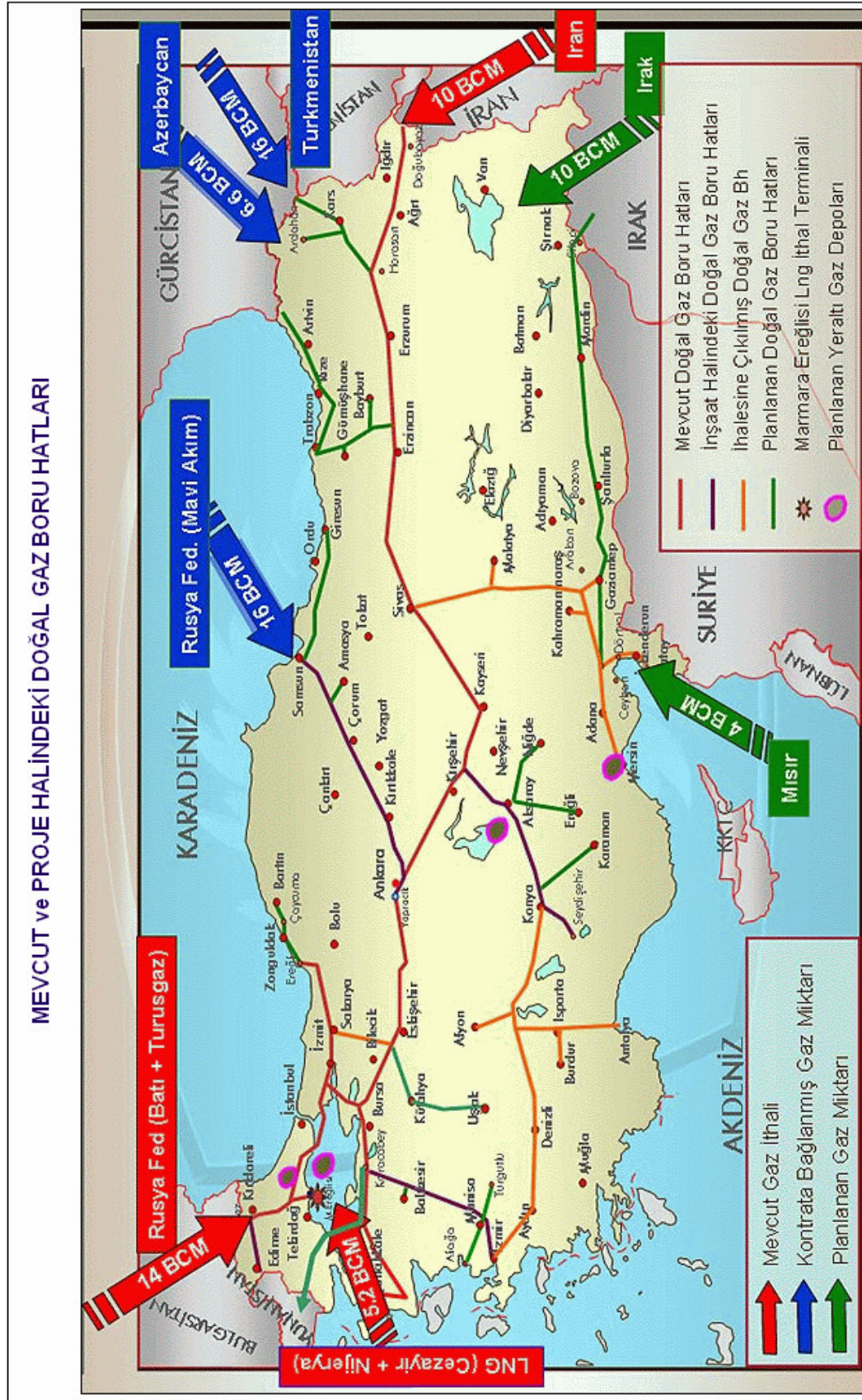
İNTERNET KAYNAKLARI

- [1] www.airquide.com
- [2] www.atlascopco.com
- [3] www.botas.gov.tr
- [4] www.bp.com
- [5] www.cia.gov
- [6] www.enerji.gov.tr
- [7] www.ge.com
- [8] www.iea.org
- [9] www.tedas.gov.tr

EKLER

- Ek 1 Mevcut ve proje halindeki doğal gaz boru hatları.
- Ek 2 Türkiye'deki kompresör istasyonlarının yerleri.
- Ek 3 Entek RM-A istasyonu P&ID diyagramı.
- Ek 4 Türkiye'deki basınç düşürme (RM-A) istasyonları ve debileri.
- Ek 5 Mollier Diyagramı.

Ek 1 Mevcut ve proje halindeki doğal gaz boru hatları. (botas.gov.tr)



Ek 4 Türkiye'deki basınç düşürme (RM-A) istasyonları ve debileri. (botas.gov.tr)

ANKARA BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI			
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h
1	ADS-DALSAN	114.820	4.784
2	AKGÜN SERAMİK	26.166	1.090
3	ANKARA ZORLU ENERJİ	160.000	6.667
4	BAYMİNA	3.500.000	145.833
5	BİLECİK	214.000	8.917
6	BOZÜYÜK AK ENERJİ	720.000	30.000
7	BOZÜYÜK-1	288.000	12.000
8	BOZÜYÜK-2	424.570	17.690
9	EGO GÖLBAŞI	5.591.398	232.975
10	EGO YAPRACIK	6.181.392	257.558
11	EMET KÜTAHYA	9.041	377
12	ESKİŞEHİR ÇİMENTO	69.120	2.880
13	ESKİŞEHİR OSB	323.849	13.494
14	GİPS	24.000	1.000
15	İSTANBUL SERAMİK	8.400	350
16	KIRIKKALE	500	21
17	KIRKA-BOR	274.000	11.417
18	KIRŞEHİR	9.041	377
19	KÜTAHYA	505.867	21.078
20	MUTTALİP ESKİŞEHİR	580.951	24.206
21	POLATLI	102.000	4.250
22	SANAT TOPRAK	9.166	382
23	TÜPRAŞ KIRIKKALE	406.000	16.917
24	YAPRACIK	393.500	16.396
25	YOZGAT	6.027	251
26	YURTMAŞ	313.900	13.079
27	ZİNCİRLİKUYU	1.290.000	53.750

BURSA BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI			
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h
28	AKEN ORHANGAZİ	58.000	2.417
29	BANDIRMA	105.376	4.391
30	BİS ENERJİ	1.200.000	50.000
31	BUSEB	8.575	357
32	CARGILL	78.000	3.250
33	ÇAN	681.200	28.383
34	ÇAN-BİGA	300.000	12.500
35	DARDANEL ÇANAKKALE	15.000	625
36	ENERJİSA ÇANAKKALE	360.000	15.000
37	ETİLİ PERASERAMİK	19.000	792
38	GEMLİK-1	1.200.000	50.000
39	GEMLİK-2	289.516	12.063
40	GÜRSU	7.569.798	315.408
41	İNEGÖL OSB	390.800	16.283
42	KARACABEY	45.205	1.884
43	M.KEMAL PAŞA BURSA	22.603	942
44	ORHANGAZİ	221.850	9.244
45	OVAAKÇA	5.700.000	237.500
46	SAMEDELİ	69.500	2.896
47	SUSURLUK	36.000	1.500
48	YALOVA	1.191.000	49.625

ERZURUM BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI			
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h
49	ABS ALÇI	15.000	625
50	BİL-PS POSOF	144.000	6.000
51	PALEN ERZURUM	609.359	25.390

İSTANBUL BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI			
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h
52	ADAPAZARI	436.240	18.177
53	AGDAŞ	80.616	3.359
54	AKENERJİ ALAPLI	60.000	2.500
55	AKYAZI ADAPAZARI	141.000	5.875
56	AMBARLI-1	59.500	2.479
57	AMBARLI-2	5.900.000	245.833
58	AYDIN ÖRME	60.000	2.500
59	BÜYÜKÇEKMECE	109.296	4.554
60	ÇAYIROVA	568.299	23.679
61	ÇOLAKOĞLU	1.999.200	83.300
62	DİLOVASI	480.160	20.007
63	DOĞA ENERJİ	1.000.000	41.667
64	DÜZ PAK GIDA	60.000	2.500
65	DÜZCE	21.600	900
66	ENKA ADAPAZARI	3.840.000	160.000
67	ENKA GEBZE	6.900.000	287.500
68	GEBZE	99.200	4.133
69	HONDA UZEL	61.000	2.542
70	İGDAŞ ESENYURT-1	7.700.000	320.833
71	İGDAŞ ESENYURT-2	4.800.000	200.000
72	İGDAŞ ESENYURT-3	5.300.000	220.833
73	İGDAŞ PENDİK-1	3.533.333	147.222
74	İGDAŞ PENDİK-2	3.533.333	147.222
75	İGDAŞ PENDİK SAHİL	3.533.333	147.222
76	İGDAŞ TUZLA	11.350	473
77	İGSAŞ	1.505.000	62.708
78	İST. BATI BAHÇEŞEHİR	399.800	16.658
79	İST. DOĞU BEŞLER	204.000	8.500
80	İZGAZ İLİMTEPE	50.000	2.083
81	İZGAZ BATI	426.960	17.790
82	İZGAZ NUH ELEKTRİK-1	99.600	4.150
83	İZGAZ NUH ELEKTRİK-2	99.600	4.150
84	İZGAZ KÖSEKÖY	2.057.000	85.708
85	İZGAZ ENERJİSA	768.000	32.000
86	İZGAZ ENTEK	720.000	30.000
87	KARADENİZ EREĞLİ	1.420.000	59.167
88	STANDART PROFİL	27.000	1.125
89	TT ÇELİK	6.500	271
90	TÜPRAŞ KÖRFEZ	840.000	35.000
91	YARIMCA	165.000	6.875

İZMİR BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI			
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h
92	AKCA ENERJİ	142.000	5.917
93	AKENERJİ-1 DEBA	240.000	10.000
94	AKENERJİ-2 K.PAŞA	648.000	27.000
95	AKHİSAR	169.833	7.076
96	ALİAĞA	729.000	30.375
97	ATATÜRK OSB	329.332	13.722
98	BALIKESİR	86.022	3.584
99	DENİZLİ BATI	204.781	8.533
100	DENİZLİ DOĞU	204.781	8.533
101	DENİZLİ OSB	300.000	12.500
102	ENKA İZMİR	6.900.000	287.500
103	ESBAŞ	8.755	365
104	HABAŞ	1.260.000	52.500
105	KEMALPAŞA OSB	820.000	34.167
106	MANİSA OSB ENJ	420.465	17.519
107	MANİSA OSB	320.000	13.333
108	MENDERES TEKSTİL	60.000	2.500
109	PINARBAŞI	218.860	9.119
110	TORBALI	317.050	13.210
111	TURGUTLU	108.250	4.510
112	TÜPRAŞ ALİAĞA	950.000	39.583
113	UŞAK OSB	342.300	14.263
114	UŞAK	237.600	9.900
115	VİKİNG KAĞIT	54.000	2.250

KAHRAMANMARAŞ BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI			
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h
116	ADANA BATI	485.507	20.229
117	ADANA DOĞU	485.507	20.229
118	ADANA OSB	165.000	6.875
119	ANADOLU CAM	316.000	13.167
120	GAZİANTEP OSB	1.240.000	51.667
121	GAZİANTEP SANAYİ	78.356	3.265
122	İSKENDERUN OSB	292.000	12.167
123	İSKENDERUN SANAYİ	216.600	9.025
124	KAHRAMANMARAŞ-1	271.780	11.324
125	KAHRAMANMARAŞ-2	120.000	5.000
126	MERSİN	210.959	8.790
127	OSMANİYE BAŞER KİMYA	22.000	917
128	OSMANİYE OSB	36.164	1.507
129	PAYAS OSB	292.000	12.167
130	SODA SANAYİ MERSİN	750.000	31.250
131	TARSUS	170.700	7.113

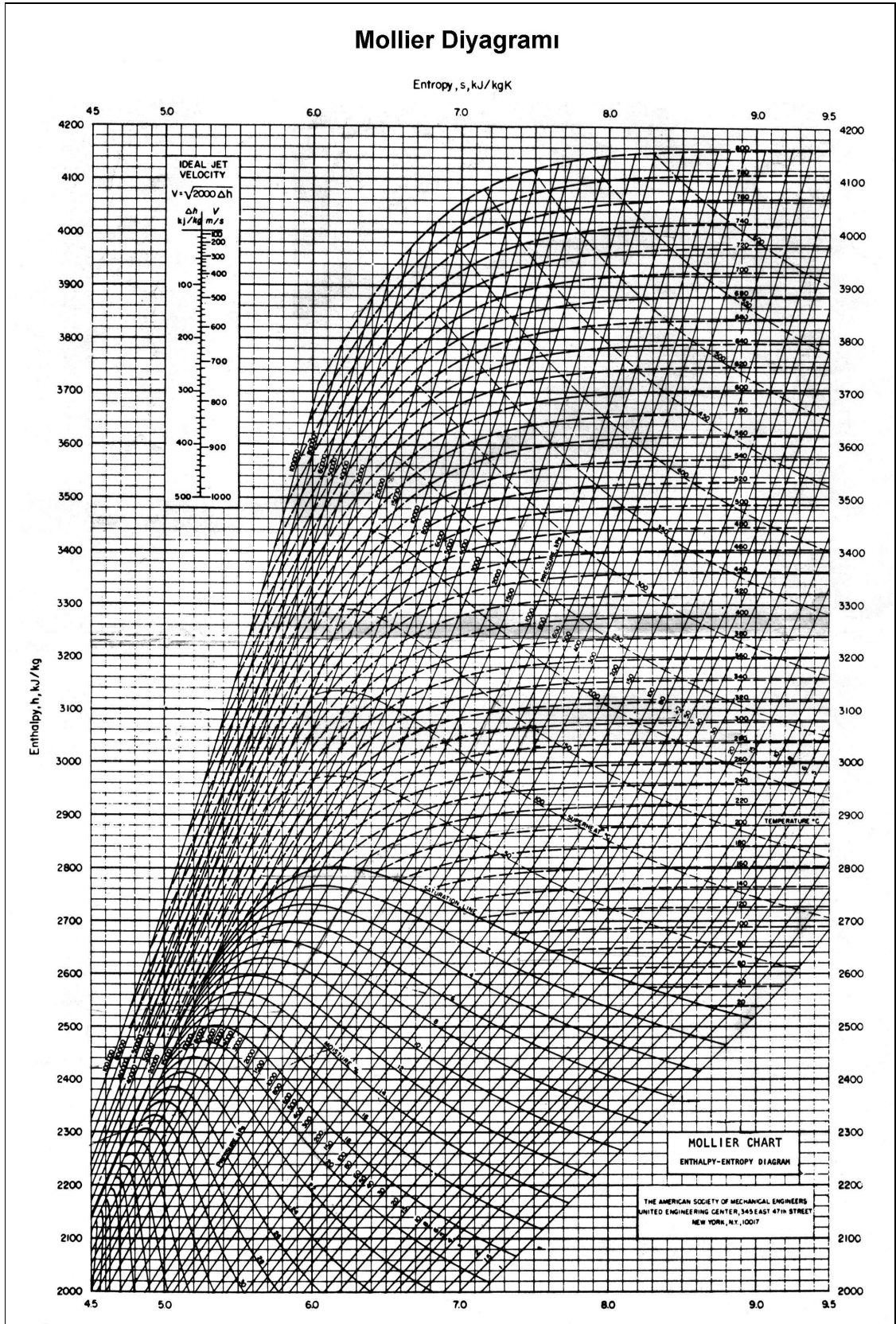
KAYSERİ BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI			
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h
132	ENERJİSA ADANA	1.000.000	41.667
133	ENERJİSA MERSİN	372.000	15.500
134	HSV ZORLU	782.970	32.624
135	HSV KAYSERİ	1.059.492	44.146
136	MALATYA OSB	50.000	2.083
137	MALATYA	63.288	2.637
138	NIĞDE	5.400	225
139	SIVAS BARİT	22.000	917

KIRKLARELİ BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI			
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h
140	AKEN MEBAL	98.400	4.100
141	AKENERJİ ÇERKEZKÖY	648.000	27.000
142	AKIN TEKSTİL	70.000	2.917
143	ALATEKS	13.000	542
144	ATATEKS	60.000	2.500
145	CAMIS ELEKTRİK	226.000	9.417
146	CORDAŞ AYKA	129.032	5.376
147	ÇEBİ ENERJİ	355.000	14.792
148	ÇERKEZKÖY	726.350	30.265
149	ÇORLU DERİ OSB	200.000	8.333
150	ÇORLU	328.390	13.683
151	EDİP İPLİK	60.000	2.500
152	ERAK-SAR DÖKÜM	55.000	2.292
153	HAMİTABAT	4.000.000	166.667
154	İGDAŞ SİLİVRİ	12.658	527
155	KAPTAN DEMİR	160.000	6.667
156	MAKSİ ENERJİ	48.000	2.000
157	MAYTEKS	11.000	458
158	MODERN-1	276.000	11.500
159	MODERN-2	216.000	9.000
160	NUR YILDIZ	95.500	3.979
161	ŞAHİNLER	107.000	4.458
162	TRAKYA ELEKTRİK	2.300.000	95.833
163	TRAKYA İPLİK	36.000	1.500
164	UNİMAR	2.200.000	91.667
165	ZORLU ENERJİ	323.789	13.491

KONYA BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI			
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h
166	AFYON OSB	70.000	2.917
167	AFYON	21.096	879
168	AKSARAY	82.850	3.452
169	ANTALYA OSB	286.301	11.929
170	BOLVADİN	45.205	1.884
171	BURDUR OSB	13.260	553
172	ÇUMRA ŞEKER	216.000	9.000
173	ISPARTA OSB	21.849	910
174	ISPARTA	110.075	4.586
175	KARAMAN	126.400	5.267
176	KONYA EREĞLİ	18.000	750
177	KONYA	1.370.658	57.111

SAMSUN BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI			
	Ana Çıkış Noktası	Sm ³ /gün	Sm ³ /h
178	ÇORUM-1	318.371	13.265
179	SAMSUN	90.000	3.750

Ek 5 Mollier diyagramı.



ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi	08.02.1981	
Doğum yeri	İzmit	
Lise	1992-1998	Oruç Reis Anadolu Lisesi
Lisans	1998-2002	Karadeniz Teknik Üniversitesi Makine Mühendisliği Bölümü
Yüksek Lisans	2003-2006	Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Müh. Bölümü, Enerji Ana Bilim Dalı

Çalıştığı kurumlar

2003-2004	Koçyiğit Mühendislik
2004-2005	Mastır Enerji
2005-Devam ediyor	İzgaz A.Ş.