T.C.

TRAKYA ÜNİVERSİTESİ

FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

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

DEVRİM KÖSE

YÜKSEK LİSANS TEZİ

MAKİNA MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

Tez Danışmanı: DOÇ. DR. SEMİHA ÖZTUNA

EDİRNE-2014

T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü onayı

Prof. Dr. Mustafa ÖZCAN
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

Bu tezin Yüksek Lisans tezi olarak gerekli şartları sağladığını onaylarım.

Prof. Dr. Taner TIMARCI
Anabilim Dalı Başkanı

Bu tez tarafımca okunmuş, kapsamı ve niteliği açısından bir Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

Doç. Dr. Semiha ÖZTUNA
Tez Danışmanı

Bu tez, tarafımızca okunmuş, kapsam ve niteliği açısından Makine Mühendisliği Anabilim Dalında bir Yüksek Lisans tezi olarak oy birliği ile kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri	İmza
Doç. Dr. Semiha ÖZTUNA	
Yrd. Doç. Dr. Berrin KARAÇAVUŞ	
Doç. Dr. Fikret IŞIK	

Tarih: 25/09/2014

T.Ü. FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ YÜKSEK LİSANS PROGRAMI
DOĞRULUK BEYANI

İlgili tezin akademik ve etik kurallara uygun olarak yazıldığını ve kullanılan tüm literatür bilgilerinin kaynak gösterilerek ilgili tezde yer aldığını beyan ederim.



25/09/2014

Devrim KÖSE

Yüksek Lisans Tezi
Doğal Gaz Basınç Düşürme İstasyonlarında Enerji Geri Kazanımının Teknik Ve Ekonomik Analizi
T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü
Makina Mühendisliği Anabilim Dalı

ÖZET

Enerji, insan yaşamında tartışmasız bir önceliğe sahiptir. Dünyada ve ülkemizde enerji tüketimi her geçen gün artmaktadır. Enerji bilinçli, verimli ve etkin kullanılmalıdır. Enerjinin etkin kullanımı için önemli olan enerji tüketimi gerçekleşirken ne kadar enerji geri kazanıldığıdır. Geri kazanılan enerji, verimliliği artırmakla beraber dünyamızın kirlenmesinin önüne geçilmesini de sağlamaktadır.

Türkiye'de her geçen yıl doğal gaz tüketimi önemli ölçüde artmaktadır. Meydana gelen bu talebi karşılarken, birçok doğal gaz basınç düşürme istasyonları yapılmaktadır. Bu istasyonlarda ne kadar çok enerji geri kazanımı sağlarsak o kadar az çevre kirliliği ve bir o kadar da çok enerji ihtiyacı karşılanır.

Ulusal iletim hattından yüksek basınçta gelen doğal gaz, basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarında basıncı düşürülerek kullanım yerlerine sevk edilir. Burada ulusal iletim hattından gelen yüksek basınç regülatör ile orta – düşük basınca indirgenir yüksek basınçtaki doğal gazın potansiyel enerjisi kaybolur.

Bu çalışmada; doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında kaybolan enerjinin geri kazanılabilirliği Trakya'da bulunan basınç düşürme istasyonları üzerinde incelenerek enerji geri kazanımının mümkün olup olmadığı üzerine çalışmalar yapılarak çıkan sonuçlar değerlendirilmiştir. Bu sonuçlara göre uygulanacak enerji geri kazanım teknikleri ve uygulanacak istasyonlar seçilerek kategorize edilmiştir. İnceleme neticesinde enerji geri kazanımı için uygulanacak olan genleşme makinesi (radyal türbin) veya vorteks tüplerin teknik uygunluğunun araştırılarak genleşme makinesi (radyal türbin) maliyet analizi yapılmıştır. Ortalama 20.000 m^3/h doğal gaz debisinin üzerindeki basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarında genleşme makinesi (radyal türbin) uygulaması ekonomik olarak uygundur, bu debinin altındaki istasyonlarda vorteks tüp uygulaması ekonomik olarak daha uygundur.

Yıl : 2014
Sayfa Sayısı : 100
Anahtar Kelimeler : Doğal gaz, Basınç Düşürme İstasyonları, Enerji Geri Kazanımı, turbo expander, vorteks tüp

Master's Thesis
Technical and economic analysis of energy recycling at natural gas pressure reductions stations.
Trakya University Institute of Natural Sciences
Department of Mechanical Engineering

ABSTRACT

Energy has an undisputed priority in human life. The energy consumption in the world and in our country is increasing every day. Energy should be used conscious, efficient and effective. Energy consumption realized how much energy is important is that the recovery. Recovered energy, to increase our productivity with our world also ensures contamination is prevented.

Growing at a rate of natural gas consumption in Turkey is widespread. To meet this demand occurring in many natural gas pressure reduction stations are made. At these stations we provide how much energy recovery, so that much less pollution and energy needs provided.

Natural gas which is coming with high pressure from national transmission line is being reduced in pressure reduction and measuring stations. High pressure which is coming from the national transmission station is reduced with regulator to the medium-low pressure, then natural gas in high pressure lost its potential.

In that study, the national transmission line at high pressure in the natural gas pressure reduction and measuring stations, pressure drop occurs and is being referred to the usage of the energy lost will be examined by investigating recoverability in Thrace Region. As a result of studies that will be applied to energy recovery turbo expander generator or vortex tubes from a technical perspective of compliance will be investigated and turbo expander generator cost analysis will be performed. There are approximately 20.000 m3/h of the natural gas flow rate of pressure reducing and measurement stations in the turbo expander, on the other hand at the bottom of this flow rate on a pressure reducing which is economically viable implementation in the vortex tube of implementation are more economically appropriate.

Year : 2014
Number of Pages : 100
Keywords : Natural Gas, Pressure Reduction Station, Energy Recovering, Turbo Expander, Vortex Tubes

TEŞEKKÜR

Bu çalışmamda bana yardım eden en başta sevgili eşim Nesrin KÖSE'ye, her aradığımda gerekli olan bütün verileri hızlı bir şekilde bana ulaştıran Makina Mühendisi Mesut MITIŞ arkadaşıma, yüksek lisansa devam edebilmem için yardımcı olan Bölge Müdürüm Tamer AKASLAN'a ve tez çalışmamda çok fazla desteğini gördüğüm değerli hocam Doç. Dr. Semiha ÖZTUNA' ya çok teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

ÖZET i
ABSTRACT ii
TEŞEKKÜR iii
İÇİNDEKİLER iv
SİMGELER DİZİNİ vi
ŞEKİL LİSTESİ viii
TABLO LİSTESİ x
1. GİRİŞ 1
1.1. Literatür Araştırması 2
2. DÜNYA DOĞAL GAZ PİYASASI 6
2.1. Küresel Doğal Gaz Rezervleri 6
2.2. Küresel Doğal Gaz Üretimi 7
2.3. Küresel Doğal Gaz Talebi 11
2.4. Avrupa Birliği Doğal Gaz Talebi 13
3. TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASI 14
3.1. Türkiye Doğal Gaz Rezervleri 14
3.2. Türkiye Doğal Gaz Üretimi 15
3.3. Türkiye Doğal Gaz İthalatı 16
3.3.1. Boru Hatları İle İthalat 17
3.3.2. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) Ve Spot LNG İthalat 18
3.3.3. CNG Sıkıştırılmış Doğal Gaz 19
3.4. Türkiye için Doğal Gaz Üretim ve İthalat Değerlendirmesi 20
3.5. Türkiye Doğal Gaz İhracatı 20
4. TÜRKİYE DOĞAL GAZ TAŞIMACILIĞI 22
4.1. Boru Hatları İle İletim 22
5. DOĞAL GAZ İLETİM HATLARINDA BULUNAN KOMPRESÖR, BASINÇ DÜŞÜRME VE ÖLÇÜM İSTASYONLARI 24
5.1. Kompresör İstasyonları 26
5.2. Basınç Düşürme Ve Ölçüm İstasyonları (RMS – A) 30

6. DOĞAL GAZ BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARINDA ENERJİ GERİ KAZANIMI 32
6.1. Joule – Thomson Etkisi 33
6.2. Radyal Türbin Uygulaması (Turbo Expander) 40
6.2.1. Radyal Türbin (Turbo Expander) Tipleri 45
6.2.2. Radyal Türbin (Turbo Expander) Dizayn Prensipleri 46
6.2.3. Farklı Radyal Türbin Uygulamaları 50
6.2.1. Radyal Türbin Uygulamalarının Avantajları 52
6.3. Vorteks Tüplerin Basınç Düşürme İstasyonlarında Kullanımı 53
7. RADYAL TÜRBİN (TURBO EXPANDER) UYGULAMA ÖRNEĞİ 58
8. TRAKYA BÖLGESİ BASINÇ DÜŞÜRME VE ÖLÇÜM İSTASYONLARI ENERJİ GERİ KAZANIMI 66
8.1. Ekonomik Analiz 92
9. SONUÇ ve DEĞERLENDİRME 96
KAYNAKLAR 98
ÖZGEÇMİŞ 100

SİMGELER DİZİNİ

A	Diyafram alanı
C	Toplam yıllık gider
C_E	Yıllık enerji gideri
C_K	Yatırımın şimdiki değere getirmiş yılık geri ödeme gideri
C_O	Yıllık isletme bakım gideri
C_Q	Yıllık doğal gaz ısıtma gideri
C_P	Yıllık yardımcı ünite gideri
C_p	Metanın sabit basınçta (1bar, 25^{o}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
$h_{çıkış}$	Su buharı çıkış entalpisi
$h_{giriş}$	Su buharı giriş entalpisi
IA	Toplam yatırım maliyeti
i	Faiz yükü
k	Yay sabiti
kA	Birim yatırım maliyeti
KA	Yatırım maliyeti
m	Kredi geri ödeme süresi
$\dot{M}$	Kütlesel debi
n	Tesis ömrü
P	Basınç
P_E	Elektriksel güç
P_{an}	Ortalama radyal türbin gücü
P_2	Çıkış basıncı

Sm^3/h	Standart Metreküp
Q	Toplam ısı geçişi
$\dot{Q}$	Birim zamanda ısı geçisi
$Q_{yıllık}$	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

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 2.1 2012 Yılı Ülke Bazında Kişi Başına Düşen Doğal Gaz Tüketimi TEP [10]...11
Şekil 2.2 2012 Yılı Dünya Çapında Ticaret Akışı (Milyar m³) [10].....13
Şekil 3.1 Yıllara Göre Türkiye Doğal Gaz Üretimi [13] 16
Şekil 3.2 2008 – 2012 LNG ve Boru Gazı İthalat Miktarları Pay Değişimi [13].....19
Şekil 5.1 Doğal Gaz Boru Hatları ile Kaynaktan Son Tüketiciye Kadar olan İletim Hatlarının Şematik Gösterimi 25
Şekil 5.2 Rolls – Royce Industrial Avon Gaz Jeneratörü 27
Şekil 5.3 Rolls – Royce Industrial Avon Gaz Jeneratörü Akış Diyagramı.....27
Şekil 5.4 Termodyn RD4B Gaz Kompresörü Kesit Görünüşü.....28
Şekil 5.5 Regülatör Kesit Görünüşü 31
Şekil 6.1 Basınç Regülatörü.....32
Şekil 6.2 Önerilen Radyal Türbin (Turbo Expander) 33
Şekil 6.3 Termodinamik Kısılma Olayı.....33
Şekil 6.4 P – T Diyagramında h = sabit Eğrisinin Elde Edilişi [15].....35
Şekil 6.5 P – T Diyagramında Sabit Entalpi Eğrileri [15] 35
Şekil 6.6 Kısılma ve Genleşme h – s Diyagramı [16].....36
Şekil 6.7 Kısılma ve Genleşme P – s Diyagramı [16] 37
Şekil 6.8 Metan h – s Diyagramı 37
Şekil 6.9 Metan T – s Diyagramı.....38
Şekil 6.10 Metan P – h Diyagramı.....39
Şekil 6.11 Akış ve Basınç Oranına Karşı Potansiyel Güç Jeneratörü [17].....41
Şekil 6.12 Radyal Türbin (Turbo Expander) Teknik Verileri [17].....42
Şekil 6.13 Basınç Oranına Göre Debi ile Güç Değişimi [18].....42
Şekil 6.14 Radyal Türbin (Turbo Expander) Sistem Görünüşü [2].....43
Şekil 6.15 RMS – A İstasyonunun Hibrit Kojenerasyon Sistem Revizyonu ile Oluşan Tesisin Şematik Gösterimi [19] 44
Şekil 6.16 Radyal Türbin (Turbo Expander) Kesit Görünümü [18].....46
Şekil 6.17 Radyal Türbin (Turbo Expander) – Jeneratör Şematik Görünümü [18] 47
Şekil 6.18 Radyal Türbin (Turbo Expander) – Jeneratörün Kesit Görünümü [18] 47
Şekil 6.19 Radyal Türbin IGV' si ve Çarkı [18].....48

Şekil 6.20 Açık Tip Radyal Türbin Çarkı [18] 49
Şekil 6.21 Kapalı Tip Radyal Türbin Çarkı [18] 49
Şekil 6.22 Radyal Türbin Kesit Görünüşü [18] 50
Şekil 6.23 Radyal Türbin (Turbo Expander) Uygulamaları [16] 51
Şekil 6.24 Gerekli Isıtma Enerjisi, Güç Jeneratörü ve Türbin Giriş Sıcaklığının İzentropik Verimi [5] 52
Şekil 6.25 Vorteks Tüpü (a) Çalışma Şematiği (b) Tüp Geometrisi [20] 54
Şekil 6.26 Tek Hatlı Vorteks Pilot Gaz Isıtıcısı Şematik Görünümü [20] 57
Şekil 6.27 Çift Hatlı Vorteks Pilot Gaz Isıtıcısı Şematik Görünümü [20] 57
Şekil 7.1 Trakya Elektrik Kombine Çevrim Santrali 58
Şekil 7.2 Trakya Elektrik Kombine Çevrim Santrali Doğal Gaz Alımı Sistem Görünüşü 62
Şekil 7.3 ACV12 – ACV13 Kontrol Valfleri Sistem Görünüşü 63
Şekil 7.4 Radyal Türbin (Turbo Expander) Sistem Görünüşü 64
Şekil 7.5 Trakya Elektrik Kombine Çevrim Santrali Genel Sistem Görünüşü 65
Şekil 8.1 RMS – A İstasyonlarında Radyal Türbin (Turbo Expander) Kullanılarak Üretilebilecek Yıllık Ortalama Enerji 90

TABLO LİSTESİ

Tablo 2.1 2011 Dünya Doğal Gaz Rezervleri [13].....7
Tablo 2.2 İspatlanmış Dünya Doğal Gaz Rezervleri [10].....9
Tablo 2.3 Dünya Doğal Gaz Tüketimleri [10].....12
Tablo 2.4 AB Çapında Uygulanacak Şebeke Kodları [13].....13
Tablo 3.1 2012 Yılı Türkiye Doğal Gaz Rezervleri [13].....15
Tablo 3.2 Doğal Gaz Alım Sözleşmeleri [13].....17
Tablo 3.3 2007 – 2012 Yılları CNG Satış Miktarları (milyon Sm3) [13].....20
Tablo 3.4 2007 – 2012 Yılları İhracat Miktarları (milyon Sm^3) [13].....21
Tablo 5.1 Doğal Gaz Hatları Şebeke İşleyiş Basınçları.....26
Tablo 5.2 Doğal Gaz Kompresör İstasyonları (2014).....26
Tablo 5.3 2013 Yılı CS – 1 Kompresör İstasyonu Toplam Gaz Sarfiyatı.....29
Tablo 5.4 2013 Yılı CS – 2 Kompresör İstasyonu Toplam Gaz Sarfiyatı.....29
Tablo 5.5 2013 Yılı CS – 5 Kompresör İstasyonu Toplam Gaz Sarfiyatı.....30
Tablo 6.1 Giriş – Çıkış Basınç Farklarının Joule – Thomson Etkisi [16].....40
Tablo 6.2 Turbo Expander Jeneratörünün Ürün Yelpazasi [19].....44
Tablo 6.3 Yatırım Maliyetinin Elektriksel Güce Göre Değişimi [16].....45
Tablo 6.4 Tipik Radyal Türbin (Turbo Expander) Kurulum Simülasyon Sonucu[5].....52
Tablo 8.1 Akın Tekstil RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri.....68
Tablo 8.2 Akın Tekstil RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri.....68
Tablo 8.3 Akmaya RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri.....69
Tablo 8.4 Akmaya RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri.....69
Tablo 8.5 Alarko RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri.....70
Tablo 8.6 Alarko RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri.....70
Tablo 8.7 Alateks RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri.....71
Tablo 8.8 Alateks RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri.....71
Tablo 8.9 Cam İş RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri.....72
Tablo 8.10 Cam İş RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri.....72
Tablo 8.11 Çerkezköy RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri.....73
Tablo 8.12 Çerkezköy RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri.....73
Tablo 8.13 Delta RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri.....74

Tablo 8.14 Delta RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 74
Tablo 8.15 Edip RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri 75
Tablo 8.16 Edip RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 75
Tablo 8.17 Edirne RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri 76
Tablo 8.18 Edirne RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 76
Tablo 8.19 Erak Saray RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri 77
Tablo 8.20 Erak Saray RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 77
Tablo 8.21 Kırklareli RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri 78
Tablo 8.22 Kırklareli RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 78
Tablo 8.23 Lüleburgaz RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri 79
Tablo 8.24 Lüleburgaz RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 79
Tablo 8.25 Mayteks RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri 80
Tablo 8.26 Mayteks RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 80
Tablo 8.27 Modern Enerji – 1 RMS - A Aylık Ortalama İşletme Değerleri 81
Tablo 8.28 Modern Enerji – 1 RMS - A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 81
Tablo 8.29 Modern Enerji – 2 RMS - A Aylık Ortalama İşletme Değerleri 82
Tablo 8.30 Modern Enerji – 2 RMS - A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 82
Tablo 8.31 Modern Enerji – 3 RMS - A Aylık Ortalama İşletme Değerleri 83
Tablo 8.32 Modern Enerji – 3 RMS - A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 83
Tablo 8.33 Muratlı RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri 84
Tablo 8.34 Muratlı RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 84
Tablo 8.35 Nur Yıldız RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri 85
Tablo 8.36 Nur Yıldız RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 85
Tablo 8.37 Şahinler RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri 86
Tablo 8.38 Şahinler RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 86
Tablo 8.39 Tekirdağ RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri 87
Tablo 8.40 Tekirdağ RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 87
Tablo 8.41 Ulaş RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri 88
Tablo 8.42 Ulaş RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 88
Tablo 8.43 Zorlu Enerji RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri 89
Tablo 8.44 Zorlu Enerji RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri 89
Tablo 8.45 RMS – A İstasyonlarının Regülatör Giriş Sıcaklığı 92

Tablo 8.46 Çerkezköy RMS – A İstasyonu Teknik Verileri 93
Tablo 8.47 RMS – A İstasyonları için Maliyet Analiz Tablosu 95

BÖLÜM 1

GİRİŞ

Doğal gaz çok eskilerden beri bilinen bir enerji kaynağıdır. M.Ö. 50'de Roma'da Uesta Tapınağı'ndaki aşk tanrıçası heykelinin doğal gazdan elde edilen alev ile sürekli aydınlatıldığı bilinmektedir. "Kutsal Ateş'' deyimi, insanlık tarihi boyunca kullanıla gelmiştir. Eski Yunan ve Mısır ülkelerinde asırlar boyunca yanan gaz tezahürleri olduğu bilinmektedir. Azerbaycan'da, Bakü çevrelerinde de, gaz alevlerinin, bulunduğu muhtelif bölgelerde Hıristiyanlıktan önce kurulmuş olan mabetler, asırlar boyunca önemlerini korumuşlardır. Marco Polo gezileri sırasında Bakü'deki Zoroastrin ateş tapınağında yüzyıllardan beri yanmakta olan doğal gaz alevlerini tespit etmişti. Bundan 3000 yıl kadar önce, Çin'de tuz üretiminde enerji kaynağı olarak doğal gaz kullanıldığı bilinmektedir. M.S.150'de Çin Sichuan'da tuzun çökertilmesi işleminde, yakıt olarak kullanılması için yer altı rezervuarlarından sızan doğal gazın bambu borularla taşındığı kayıtlara geçmiştir.

Doğal gaz, kömür ve petrol gibi fosil yakıttır. Amerika'da ilk gaz sahası keşfi 1815 yılında West Virginia'daki Charleston bölgesinde bir tuz madeni civarında olmuştur. Bundan 5 yıl sonra da ilk ticari gaz işletmeciliği 1820 yılında William Hart tarafından New York eyaletinde yapılmıştır. İlk olarak modern üretim ve tüketim tekniklerine A.B.D.'de rastlanılmaktadır. 19.Yüzyıl sonlarında derin olmayan ve yeryüzüne yakın mesafelerdeki kaynaklardan elde edilen doğal gaz, borularla üretim yerlerine taşınarak şehir aydınlatmasında kullanılmıştır. İlk endüstriyel tesislerde kullanımı, tuz imalatında olmuş daha sonra da evlerde geniş kapsamlı olarak ocaklarda, fırınlarda, ısıtma ve sıcak su hazırlama amaçlarıyla kullanılmıştır.

Doğal gaza genellikle, sıradağ yamaçlarında veya petrol yatakları ile birlikte ya da serbest olarak rastlanılmaktadır. Bugün dünyadaki doğal gaz rezervlerinin 100 trilyon m³ olduğu tahmin edilmektedir.

Türkiye'de ilk defa 1970 yılında Kumrular Bölgesinde varlığı tespit edilen doğal gaz 1976 yılında Pınarhisar Çimento Fabrikasında kullanılmaya başlanmıştır. 1975 Çamurlu sahasında bulunan doğal gaz 1982 yılında Mardin Çimento Fabrikasına verilmiştir. Türkiye'de doğal gazın evsel kullanımına 1988 yılı sonunda Ankara'da başlanmıştır.

Doğal gaz kömür ve petrol gibi yer kabuğunun içindeki fosil kaynaklı bir çeşit yanıcı gaz karışımıdır. Yakıt olarak önem sıralamasında ham petrolden sonra ikinci sırayı alır. Doğal gazın büyük bölümü (%70-90'ı) Metan gazı (CH_4) adı verilen hidrokarbon bileşiğinden oluşur. Diğer bileşenleri, Etan (C_2H_6) (%5-%15), Propan (C_3H_8) (<%5), Bütan (C_4H_{10}) (<%5) gazlarıdır. İçeriğinde eser miktarda Karbondioksit (CO_2), Azot (N_2), Helyum (He) ve Hidrojen Sülfür (H_2S) gibi hidrokarbon olmayan gazlar bulunur. Doğal gaz konvansiyonel bir gazdır. Konvansiyonel olmayan doğal gaz türleri arasında kaya gazı, kum gazı ve kömür gazı bulunur.

1.1. Literatür Araştırması

Bu çalışmada konuyla ilgili literatür araştırması, basınç düşürme istasyonlarında enerji geri kazanımı üzerine yapılmıştır. Araştırma sonucu basınç düşürme istasyonlarında enerji geri kazanımı için radyal türbin uygulamaları ile elektrik üretiminin yapılabildiği görülmüştür. Ayrıca basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarında enerji geri kazanımı için kullanılabilecek diğer bir yönteminde vorteks tüp olduğu görülmüştür.

E.K. Ardali, E Heybatian (2008) [1] çalışmasında, bilgisayar simülasyonu geliştirerek regülatör yerine radyal türbin jeneratörü kullanıldığında bazı parametreler için tam değerler hesaplanmıştır. Elektrik üretmek için gazdaki enerji kullanılabilir. Bu iş gazın entalpisinin değişimi ile gerçekleşir ve türbin içindeki gaz hızlı bir şekilde soğur. Entalpi, entropi, ve termodinamiğin 1. kanunun kullanımını içeren termodinamik ilişkilerden radyal türbin uygulamasının izentropik proses olduğu kabul edilir. $w = \int c_p dT$ Birim kütle için iş ifadesinde c_p'nin tam ve kesin hesaplama değerini bulmak için doğal gaz bileşenlerinin hacimsel analizi belirlenmiştir. İran'ın Shahrekord

şehrindeki 120.000 Sm^3/h maksimum kapasitede çalışan basınç düşürme ve ölçüm istasyonunu değerlendirmiştir. İstasyondan aldığı istatistiksel değerler 2008 yılı ortalama basınç ve sıcaklık girişi sırasıyla 694 – 780 psig ve 8 – 19,4 °C'dir. İstasyondan çıkan gaz basıncı regülatör ile 250 psig basınca indirgenmektedir ve gaz sıcaklığı da 18 ºC'dir. Radyal türbin (Turbo Expander) kullanılması ile gazın radyal türbin (Turbo Expander)'e girmeden önceki sıcaklık değeri regülatör kullanıldığı zamandan daha sıcak olmalıdır. Radyal türbin (Turbo Expander) gaz sıcaklığı hidrokarbonların ve suyun çiy noktası olan 3 ºC'nin üzerinde olması için 83 ºC'ye çıkarılması gerektiğini belirtmiştir. Bu çalışmadaki hesaplamalar radyal türbin (Turbo Expander)'ın 1.8 MW/h güç (maksimum) üretebileceğini ve bir yıl içinde yaklaşık olarak 6000 MWh güç elde edebileceğini belirtmiştir. Operasyon ve bakım ücretleri tesis yatırım maliyetinin %2'si olduğu kabul edilerek ekonomik analiz yapıldığında tesis yatırımını 3 yıldan daha kısa bir süre içinde geri ödediğini belirtmiştir.

M.M. Rahman (2010) [2] çalışması çeşitli doğal gaz kuyuları ve basınç düşürme istasyonları üzerinedir. Bu çalışma bize kuyularda ortalama güç geri kazanımı 150 ile 500 kW arası, basınç düşürme istasyonlarında da yaklaşık olarak 200 kW'dan 5 MW'a kadar olduğunu göstermiştir.

A. Mirandola ve L. Minca (1986) [3] çalışmasında yüksek basınçlı doğal gaz güç jeneratörünün ayrıntılı analizini yapmışlardır. Termodinamiği, genleşme aşamalarını, gazın yanma oranını ve ön ısıtma gereksinimlerini göz önünde bulundurarak bu tür tesisin tasarımı için gereken aşamaların ana hatlarını hazırlamışlardır. İtalya'daki 8 tesis için dizayn koşulları önermişlerdir. Giriş basıncı 51 – 11,3 bar ve çıkış basıncı 6 – 1,5 bar'dır. Buda bize gösteriyor ki, elektrik enerjisinin spesifik üretimi gaz için 0,028 – 0,0644 kWh/Sm^3'tür. 5.000 – 30.000 Sm^3/h akış oranına göre tasarlama ile oluşan güç çıkışı 300 – 1400 kW arasında değiştiğini belirtmiştir.

A. Mirandola ve A. Macor (1988) [4] çalışmasında İtalya Ravenna'da 1987 yılında inşa edilen bir prototip tesisin gerçek data analizlerini ve deneysel sonuçlarını sunmuşlardır. İlk aşamalarda tesiste bazı operasyonel problemler olmuş, daha sonra düzeltilebildiği görülmüştür. 2 ayrı dönem olarak toplam 84 günde 971 MWh elektrik üretilmiştir. Gazın ön ısıtması için harcanan enerji, ısıtma hesabının içine katılmıştır. Bu şekilde elde edilen elektrik enerjisi, ısı girişi ve gaz basınç enerjisinin bir birleşik

etkisidir. Eğer ön ısıtma yapılmayıp sadece gazın giriş sıcaklığı kabul edilseydi, gazın ön ısıtılması ile gerçekleşen elektrik enerjisinin % 85'i olacaktı. (Basınçtan bağımsız olarak) Buda bize gösteriyor ki ön ısıtma masraflara eklense bile ısı enerjisinin çoğu elektrik olarak kazanılabilir.

J. Pozivil (2004) [5] çalışmasında Çek Cumhuriyeti Velke Nemcice'de gaz iletim istasyonlarının simülasyon sonuçlarını raporlamıştır. Kısma vanasındaki sıcaklık düşüşü basınç düşüşüne göre 0,45 – 0,6 ºC bar başına olabiliyorken radyal türbin (Turbo Expander) ile daha yüksek olabilir. Yaklaşık olarak bar başına 1,5 – 2 ºC (gaz bileşimlerine bağlı) olduğu söylenebilir. Böyle bir soğuma ise hidrat oluşumu ve sıvı üretimi gibi zararlı etkilere sebep olabilir. Simülasyon çalışması için çıkış ısısının her zaman 3 ºC olduğu düşünülüp buna göre gazın ön ısıtması yapılır. Giriş basıncı 63 – 45 bar arasında ve çıkış basıncı 23 – 14 bar arasındadır. Gaz çıkış kompozisyonu ve akış oranı 60.000 Sm^3/h de sabitlendi. Radyal türbin (Turbo Expander)'de ki güç çıkışı izentropik proses olduğu kabul edildi. Bu noktada türbin çıkışının rotasyonel hızı oldukça yüksek olacaktır. (yaklaşık olarak 40.000 d/d) Alternatörlerde 50 Hz'de elektrik üretimi için dişli kutusu ile 3000 d/d 'ya düşürülmek zorundadır. Ön ısıtma için gereken ısı, jeneratör, dişli kutusu, frekans dönüştürücü v.b. gibi atık ısı üretiminden gelebilir.

S.A. Mansoor ve Arshad Mansoor (2004) [6] çalışmasında, Bangladeş'teki doğal gaz basıncının kullanılması ihtimalini ortaya koymuşlardır. Bu teknolojinin nerelerde kullanılabileceği ile ilgili beş spesifik bölgeden bahsettiler, ancak beklenen enerji üretimi için herhangi bir rakam vermediler. Onlar bir üretici tarafından yayınlanan grafiği kullanarak güç çıkışını tahmin etmeyi önerdiler. Ön ısıtma dikkate alınmadı. Bunlar esas olarak bu teknolojinin avantajlarını vurguladı ve Bangladeş için bu teknolojiyi benimseyerek bir eylem planı taslağı sunmuşlardır.

N.Z. Rezaie ve M.S. Avval (2012) [7] çalışmasında, gazın basıncını düşürmede alternatif bir yöntem olarak radyal türbin (Turbo Expander)'den bahsetmişlerdir. Radyal türbin (Turbo Expander)'de üretilen mekanik güç, elektrik üretiminde veya kompresör tahrikinde kullanılabilir. Doğal gaz akış hızı yıl boyunca değişir. Radyal türbin (Turbo Expander) neredeyse tasarım koşulları dışında çalışır. Üretilen güç yılın her günü için değerlendirilir. Nominal akış hızı 20.000 Sm^3/h olan İran'ın Takestan şehrinin doğal gaz giriş istasyonuna radyal türbin (Turbo Expander) uygulandığını ve elde edilen elektrik

enerjisinin yıllık 1.104.737 kWh ve projenin % 18 faiz oranı kadar ekonomik olduğunu belirtmişlerdir.

J. S. SIMMS (1989) [8] çalışmasında şehir giriş istasyonlarını incelemiş ve 200 ile 500 kW aralığında güç üretebilen çok fazla birim olduğunu görmüştür. Bu konuda geçerli basınç redüksiyonu ve güç geri kazanımı için önemli adımları detaylandırarak 500 kW radyal türbin (Turbo Expander) dizaynı üzerine çalışmıştır.

I. Andrei, T. Valentin, T. Cristina, T. Niculae (2013) [9] çalışmasında Onesti'de basınç düşürme istasyonunda kullanılan radyal türbin (Turbo Expander) ile iyi bir potansiyel enerji kazanımının mevcut olduğu görülmüştür. Ayrıca üretilen elektrik enerjisi, geleneksel güç tesisleri ile karşılaştırıldığında daha düşüktür. Eğer tüm ülkenin sonuçlarını değerlendirmek durumunda kalırsak, tüm yerlerin toplamı önemli olabilir. Not edilmelidir ki gazın ön ısıtmaya ihtiyacı yoktur ve çıkış gazı sıcaklığı gaz hidratlarının ortaya çıktığı sıcaklıktan daha yüksektir. Radyal türbin (Turbo Expander) çıkışı 20º C olan bir sıcaklık ile bizim enjekte edilen yağ için daha düşük ısıtmaya ihtiyacımız vardır. Bu sıcaklıklarda doğal gaz hidratlarının görünmesinden endişelenmeme olduğunu aksi halde yaklaşık olarak gazın % 0,18 – 25'ini ısıtma için kullanacak.

Bu çalışmada, doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında kaybolan enerjinin geri kazanılabilirliği Trakya'da bulunan basınç düşürme istasyonları üzerinde incelenerek enerji geri kazanımının mümkün olup olmadığı üzerine çalışmalar yapılarak çıkan sonuçlar değerlendirilmiştir. Bu sonuçlara göre uygulanacak enerji geri kazanım teknikleri ve uygulanacak istasyonlar seçilerek kategorize edilmiştir. İnceleme neticesinde enerji geri kazanımı için uygulanacak olan radyal türbin (turbo expander) jeneratörünün ve vorteks tüplerin teknik uygunluğunun araştırılarak radyal türbin (turbo expander) jeneratörünün maliyet analizi yapılmıştır. Ortalama 20.000 m3/h doğal gaz debisinin üzerindeki basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarında radyal türbin (turbo expander) uygulaması ekonomik olarak uygun olduğu görülmüş, bu debinin altındaki istasyonlarda ise vorteks tüp uygulamasının ekonomik olarak daha uygun olduğu görülmüştür.

BÖLÜM 2

DÜNYA DOĞAL GAZ PİYASASI

2.1. Küresel Doğal Gaz Rezervleri

Son yıllarda konvansiyonel ve konvansiyonel olmayan yöntemlerle üretilebilecek kanıtlanmış doğal gaz rezervlerindeki artış, önümüzdeki 20-30 yılda küresel doğal gaz arzının küresel doğal gaz talebini rahatlıkla karşılayabileceğini göstermektedir. Ancak doğal gaz üretim teknolojileri, yatırımların gerçekleştirilmesi gibi hususlar dikkate alındığında doğal gaz fiyatlarının izleyeceği eğilim hakkında kesin bir belirleme yapmak mümkün görünmemektedir [10].

Kanıtlanmış küresel doğal gaz rezervleri 2012 yılı sonunda 2011 yılına kıyasla 500 milyar m^3 düşerek 187,3 trilyon m^3 seviyesine inmiştir. % 0,3 oranındaki bu düşüş, tarihsel veriler içinde bir ilk olma özelliği taşımaktadır. Ayrıca, geçen yıl yapılmış olan tahminlerle karşılaştırıldığında, daha önce 208 trilyon olarak tahmin edilmiş olan 2011 yılına ilişkin toplam rezerv miktarının revize edilerek 20 trilyon m^3 düşürüldüğü dikkat çekmektedir. Söz konusu düşüş, başta Rusya ve Türkmenistan olmak üzere Avrasya ülkelerinin rezervlerine ilişkin önceki yıllarda yapılmış olan tahminlerin güncellenmesinden kaynaklanmaktadır. Bu revizyon sonucunda, kanıtlanmış rezervler sıralamasında İran'ın Rusya'yı geçerek 33,6 trilyon m^3 kanıtlanmış rezerv ile birinci sıraya yerleştiği görülmektedir.

Uluslararası Enerji Ajansı belirlemelerine göre "Doğal Gazın Altın Çağı"na girilmiştir. Bu belirlemenin temel nedeni ise, özelikle Kuzey Amerika'da konvansiyonel olmayan yöntemlerle doğal gaz üretiminde yaşanan önemli gelişmelerdir. Bu çerçevedeki doğal gaz üretimi açısından kaya gazı, kömür yatağı metan ve sıkışık gaz rezervleri öne çıkmaktadır. Bu yöntemlerle doğal gaz üretiminin teknolojik gelişmeler paralelinde hem çıkartıldığı ülkelerin ithalat bağımlılığını azaltması hem de küresel

doğal gaz ticareti dinamiklerini değiştirmesi beklenmektedir. Diğer taraftan, anılan yöntemlerle doğal gaz üretiminin çevresel sakıncalarına ilişkin tartışmalar, özelikle Avrupa Birliği ekseninde yoğun olmak üzere, halen devam etmektedir [11].

Küresel bazda, 2010 yılında 3,3 trilyon, 2011 yılında ise 2,3 trilyon m^3 çıkarılabilir gaz rezervi keşfedilmiştir. İran'da 600 milyar ve Doğu Afrika'da 500 milyar m^3 doğal gaz rezervi keşfedilmiştir. Kanıtlanmış doğal gaz rezervleri, rezerv genişlemeleri ve keşfedilmemiş rezervler dahil küresel ölçekte teknik olarak çıkarılabilecek konvansiyonel doğal gaz rezervi, 2011 yılında 2010 yılına oranla yaklaşık 60 trilyon artarak 462 trilyon m^3 seviyesine ulaşmıştır. Konvansiyonel olmayan yöntemlerle çıkarılacak doğal gaza ilişkin rezerv miktarları ise 200 trilyon m^3 kaya gazı, 81 trilyon m^3 sıkışık gaz, 47 trilyon m^3 kömür yatağı metan gazı olarak sıralanmaktadır [12]. Tablo 2.1'de dünya doğal gaz rezervleri verilmiştir.

Tablo 2.1 2011 Dünya Doğal Gaz Rezervleri [13]

	Konvansiyonel	Konvansiyonel Olmayan				**TOPLAM**
		Sıkışık Gaz	Kaya Gazı	Kömür Yatağı Metan	Ara Toplam	**Trilyon m^3**
Doğu Avrupa / Avrasya	144	11	13	20	44	**188**
Ortadoğu	123	9	4	-	13	**136**
Asya – Pasifik	43	21	57	16	94	**137**
OECD Amerika	47	11	47	9	67	**114**
Afrika	49	10	30	-	40	**89**
Latin Amerika	32	15	33	-	48	**80**
OECD Avrupa	24	4	16	2	22	**46**
DÜNYA	**462**	**81**	**200**	**47**	**328**	**790**

2.2. Küresel Doğal Gaz Üretimi

Dünya doğal gaz üretim rakamlarının ise küresel doğal gaz talebi ile orantılı olarak arttığını söylemek mümkündür. 2012 yılında 3,3 trilyon m^3 olan dünya doğal gaz üretiminin 2035 yılında 4 ila 5,3 trilyon m^3 seviyesine çıkması beklenmektedir. 2035

yılı dünya doğal gaz üretimindeki geniş marjın izlenecek enerji ve iklim değişikliği politikalarının uygulanmasına bağlı olacağını söylemek mümkündür. Diğer taraftan, konvansiyonel olmayan yöntemlerle doğal gaz üretiminin sağladığı avantaj ile Kuzey Amerika'nın 2015-2020 arasında doğal gaz üretiminde Rusya'yı geride bırakarak birinci sıraya çıkması beklenmektedir. Kuzey Amerika'da artan doğal gaz üretiminin Amerika'dan yapılacak LNG (Liquefied Natural Gas "Sıvı Doğal Gaz") ihracatını arttıracağı, bu durumun ise LNG fiyatları ve global ticarette önemli etkileri olacağı değerlendirilmektedir.

Avrupa'da konvansiyonel yöntemlerle doğal gaz üretimi düşüş göstermekte, ancak 2020 yılında özellikle Polonya'da konvansiyonel olmayan doğal gaz üretiminin yılda 20 milyar m3 seviyesine yükselmesi öngörülmektedir. Diğer taraftan Uluslararası Enerji Ajansı, Doğu Akdeniz'de doğal gaz üretim potansiyeline dikkat çekerek, son yıllarda keşfedilen Tamar ve Leviathan sahalarının toplam 740 milyar m^3 rezerv potansiyeli olduğunu, İsrail'in doğal gaz üretiminin 2020'de 10 milyar m^3, 2035'te ise 19 milyar m^3 seviyesine çıkmasının beklendiğini ifade etmiştir. Doğu Avrupa ve Avrasya Bölgesinde doğal gaz üretimindeki en önemli artışın Rusya, Türkmenistan ve Azerbaycan'da olması beklenmektedir. Bu ülkelerin 2012 yılında toplam 672 milyar m^3 doğal gaz üretim miktarının 2035 yılında 850 milyar m^3 seviyesine ulaşacağı düşünülmektedir. Diğer taraftan, Türkmenistan'daki doğal gaz üretiminin yükseldiği gözlemlenmekte olup, 2012 yılında 64,4 milyar m^3 olan doğal gaz üretiminin 2020 yılına doğru 100 milyar m^3'e ulaşması beklenmektedir. Azerbaycan üretiminin Şah Deniz II sahasındaki genişlemelerle 2035 yılında 50 milyar m^3 olması, Özbekistan'ın ise 60 - 70 milyar m^3 arası üretiminin devam etmesi öngörülmektedir. Tablo 2.2'de ispatlanmış dünya doğal gaz rezervleri verilmiştir.

Tablo 2.2 İspatlanmış Dünya Doğal Gaz Rezervleri [10]

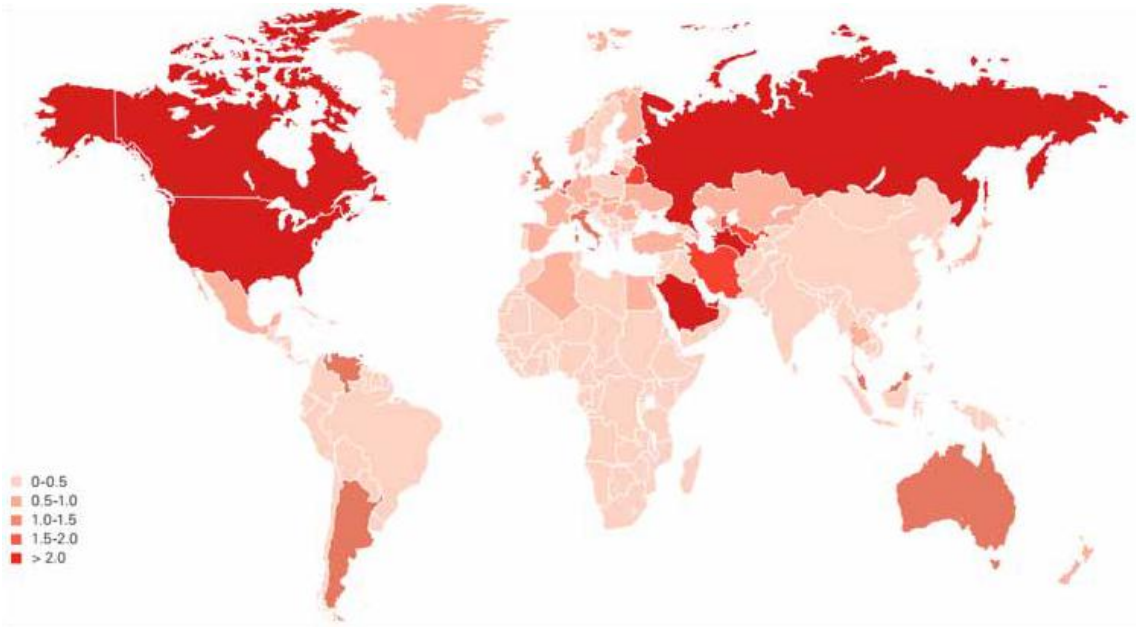
	1992 Sonu	2002 Sonu	2011 Sonu	2012 Sonu		
	Trilyon Sm³	Trilyon Sm³	Trilyon Sm³	Trilyon Sm³	Toplamdaki Payı	R/Ü
Amerika	4,7	5,3	8,8	8,5	4,5%	12,5
Kanada	2,7	1,7	2,0	2,0	1,1%	12,7
Meksika	2,0	0,4	0,4	0,4	0,2%	6,2
Toplam Kuzey Amerika	**9,4**	**7,4**	**11,2**	**10,9**	**5,8%**	**12,1**
Arjantin	0,5	0,7	0,3	0,3	0,2%	8,5
Bolivya	0,1	0,8	0,3	0,3	0,2%	17,0
Brezilya	0,1	0,2	0,5	0,5	0,2%	26,0
Kolombiya	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1%	12,9
Peru	0,3	0,2	0,4	0,4	0,2%	27,9
Trinidad ve Tobago	0,2	0,6	0,4	0,4	0,2%	8,9
Venezüella	3,7	4,2	5,5	5,6	3,0%	*
Diğer Güney ve Orta Amerika	0,2	0,1	0,1	0,1	*	15,5
Toplam Güney ve Orta Amerika	**5,4**	**7,0**	**7,5**	**7,6**	**4,1%**	**42,8**
Azerbaycan	n/a	0,9	0,9	0,9	0,5%	57,1
Danimarka	0,1	0,1	0,0	0,0	*	5,9
Almanya	0,2	0,2	0,1	0,1	*	6,1
İtalya	0,3	0,2	0,1	0,1	*	7,0
Kazakistan	n/a	1,3	1,3	1,3	0,7%	65,6
Hollanda	1,7	1,4	1,0	1,0	0,6%	16,3
Norveç	1,4	2,1	2,1	2,1	1,1%	18,2
Polonya	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1%	28,3
Romanya	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1%	9,3
Rusya Federasyonu	n/a	29,8	32,9	32,9	17,6%	55,6
Türkmenistan	n/a	2,3	17,5	17,5	9,3%	*
Ukrayna	n/a	0,7	0,7	0,6	0,3%	34,6
İngiltere	0,6	0,1	0,2	0,2	0,1%	6,0
Özbekistan	n/a	1,2	1,1	1,1	0,6%	19,7
Diğer Avrupa ve Asya	34,7	0,4	0,3	0,3	0,2%	29,2
Toplam Avrupa ve Asya	**39,6**	**42,1**	**58,4**	**58,4**	**31,2%**	**56,4**
Bahreyn	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1%	14,0
İran	20,7	26,7	33,6	33,6	18,0%	*
Irak	3,1	3,2	3,6	3,6	1,9%	*

Kuveyt	1,5	1,6	1,8	1,8	1,0%	*
Umman	0,2	0,9	0,9	0,9	0,5%	32,8
Katar	6,7	25,8	25,0	25,1	13,4%	*
Suudi Arabistan	5,2	6,6	8,2	8,2	4,4%	80,1
Suriye	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2%	37,5
Birleşik Arap Emirlikleri	5,8	6,1	6,1	6,1	3,3%	*
Yemen	0,4	0,5	0,5	0,5	0,3%	63,1
Diğer Orta Doğu	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1%	78,0
Toplam Orta Doğu	**44,0**	**71,8**	**80,4**	**80,5**	**43%**	*****
Cezayir	3,7	4,5	4,5	4,5	2,4%	55,3
Mısır	0,4	1,7	2,2	2,0	1,1%	33,5
Libya	1,3	1,5	1,5	1,5	0,8%	*
Nijerya	3,7	5,0	5,2	5,2	2,8%	*
Diğer Afrika	0,8	1,1	1,3	1,3	0,7	68,1
Toplam Afrika	**9,9**	**13,8**	**14,7**	**14,5**	**7,7%**	**67,1**
Avustralya	1,0	2,5	3,8	3,8	2,0%	76,6
Bangladeş	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1%	8,4
Brunei	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2%	22,9
Çin	1,4	1,3	3,1	3,1	1,7%	28,9
Hindistan	0,7	0,8	1,3	1,3	0,7%	33,1
Endonezya	1,8	2,6	3,0	2,9	1,6%	41,2
Malezya	1,7	2,5	1,2	1,3	0,7%	20,3
Myanmar	0,3	0,4	0,2	0,2	0,1%	17,4
Pakistan	0,6	0,8	0,7	0,6	0,3%	15,5
Papa Yeni Gine	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2%	*
Tayland	0,2	0,4	0,3	0,3	0,2%	6,9
Vietnam	0,1	0,2	0,6	0,6	0,3%	65,6
Diğer Asya Pasifik	0,3	0,4	0,3	0,3	0,2%	18,6
Toplam Asya Pasifik	**9,4**	**13,0**	**15,5**	**15,5**	**8,2%**	**31,5**
Toplam Dünya	**117,6**	**154,9**	**187,8**	**187,3**	**100%**	**55,7**

2.3. Küresel Doğal Gaz Talebi

2012 yılında küresel tüketimdeki artış % 2,2 seviyesinde gerçekleşmiştir. Dünya doğal gaz tüketim ortalamasının üzerinde artış görülen bölgeler arasında Katar % 18,9 Suudi Arabistan % 11,1 Cezayir %10,8 Japonya % 10,3 ile önemli tüketim artışı yaşanan ülkelerdir. Miktar bazında yaşanan en yüksek artış gösteren bölgeler arasında ABD 31,6 milyar m³ Çin 13,3 milyar m³ Japonya 11,2 milyar m³ Suudi Arabistan 10,5 milyar m³ ile artış gösteren ülkelerdir.

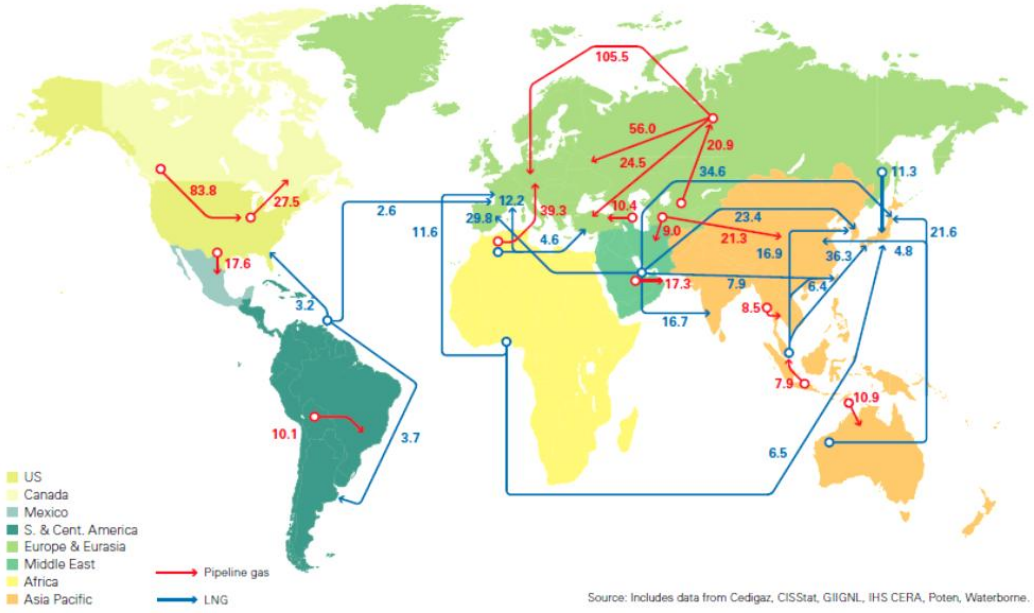
Avrupa Birliği 2012 yılı doğal gaz tüketiminde %2,3 düşüş yaşayarak 444 milyar m³ seviyesinde gerçekleşmiştir. Şekil 2.1'de 2012 yılı ülke bazında kişi başına düşen doğal gaz tüketimi verilmiştir.



Şekil 2.1 2012 Yılı Ülke Bazında Kişi Başına Düşen Doğal Gaz Tüketimi TEP [10]

Tablo 2.3 Dünya Doğal Gaz Tüketimleri [10]

Milyar m³	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2011 – 2012 Değişim	Payı
ABD	623,4	614,4	654,2	659,1	648,7	682,1	690,5	722,1	%4,1	%21,9
RUSYA	394	415	422	416	389,6	414,1	424,6	416,2	-%2,2	%12,5
İRAN	105	108,7	113	119,3	131,4	144,6	153,5	156,1	%1,4	%4,7
ÇİN	46,8	56,1	70,5	81,3	89,5	106,9	130,5	143,8	%9,9	%4,3
JAPONYA	78,6	83,7	90,2	93,7	87,4	94,5	105,5	116,7	%10,3	%3,5
S.ARABİSTAN	71,2	73,5	74,4	80,4	78,5	87,7	92,3	102,8	%11,1	%3,1
KANADA	97,8	96,9	96,2	96,1	94,9	95	100,9	100,7	-%0,4	%3,0
MEKSİKA	61	66,6	63,5	66,3	72,4	72,5	76,6	83,7	%8,9	%2,5
İNGİLTERE	95	90,1	91,1	99,3	91,2	99,2	82,8	78,3	-%5,7	%2,4
ALMANYA	86,2	87,2	82,9	81,2	78	83,3	74,5	75,2	-%0,7	%2,3
İTALYA	79,1	77,4	77,8	77,8	71,5	76,1	71,3	68,7	-%4,0	%2,1
B.A.E.	42,1	43,4	49,2	59,5	59,1	60,8	62,5	62,9	%0,4	%1,9
HİNDİSTAN	35,7	37,3	40,1	41,3	51	61,9	61,1	54,6	-%11,0	%1,6
MISIR	31,6	36,5	38,4	40,8	42,5	45,1	49,6	52,6	%5,7	%1,6
G.KORE	30,4	32	34,7	35,7	33,9	43	46,3	50	%7,8	%1,5
UKRAYNA	69	67	63,2	60	47	52,1	53,7	49,6	-%7,8	%1,5
ÖZBEKİSTAN	42,7	41,9	45,9	48,7	43,5	45,5	49,1	47,9	-%2,8	%1,4
ARJANTİN	40,4	41,8	43,9	44,4	43,2	43,3	45,7	47,3	%3,3	%1,4
TÜRKİYE	**26,9**	**30,5**	**36,1**	**37,5**	**35,7**	**39**	**45,7**	**46,3**	**%0,9**	**%1,4**
FRANSA	45,4	44	42,6	44,3	42,6	47,4	40,9	42,5	%3,7	%1,3
PAKİSTAN	35,5	36,1	36,8	37,5	38,4	39,6	39,2	41,5	%5,6	%1,2
HOLLANDA	39,3	38,1	37	38,6	38,9	43,6	38,1	36,4	-%4,5	%1,1
ENDONEZYA	33,2	33,2	31,3	33,3	37,4	40,3	37,3	35,8	-%4,2	%1,1
MALEZYA	31,4	33,7	33,4	33,8	33	34,5	32	33,3	%3,9	%1,0
CEZAYİR	23,2	23,7	24,3	25,4	27,2	26,3	27,8	30,9	%10,8	%0,9
KATAR	18,7	19,6	19,3	19,3	20	19,9	21,9	26,2	%18,9	%0,8
AVUSTRALYA	22,2	24,4	26,6	25,5	25,2	25,7	25,6	25,4	-%0,9	%0,8
TÜRKMENİSTAN	16,1	18,4	21,3	20,5	19,9	22,6	25	23,3	-%7,1	%0,7
KAZAKİSTAN	9,3	9,9	8,4	8,1	7,8	8,2	9,2	9,5	%2,6	%0,3
AZERBAYCAN	8,6	9,1	8	9,2	7,8	7,4	8,1	8,5	%3,7	%0,3
NORVEÇ	4,5	4,4	4,3	4,3	4,1	4,1	4,3	4,3	-%1,0	%0,1
DÜNYA TOPLAMI	2768,9	2839	2932,1	3011,5	2943,9	3176,3	3232,4	3314,4	%2,2	%100
AVRUPA BİRLİĞİ	496,1	489,7	482,1	497,3	465,1	502,9	453,1	443,9	-%2,3	%13,4



Şekil 2.2 2012 Yılı Dünya Çapında Ticaret Akışı (Milyar m³) [10]

2.4. Avrupa Birliği Doğal Gaz Talebi

Hali hazırda ENTSO-G ve ACER tarafından çalışmaları yürütülen ve AB üyesi ülkeler açısından 2014 yılından sonra bağlayıcı nitelik kazanacak bir tüzük ile uygulamaya konması öngörülen kapasite rezervasyonu, kısıt yönetimi, dengeleme ve şebekelerin birlikte işlerliği hususlarındaki Ortak Şebeke Kodlarına ilişkin çalışmalar devam etmektedir. Tabloda yer alan süreçler takip edilmek suretiyle, tüm AB çapında uygulanacak şebeke kodlarına bağlayıcılık kazandırılacaktır.Tablo 2.4'de AB çapında uygulanacak şebeke kodları verilmiştir.

Tablo 2.4 AB Çapında Uygulanacak Şebeke Kodları [13]

Rehber İlkeler ve Şebeke Kodları	Komitoloji Başlangıç Tarihi
Kısıt Yönetimi Rehber İlkeleri	2012 – Kabul Edildi
Kapasite Tahsisi Şebeke Kodu	15/04 – Kabul Edildi
Dengeleme Şebeke Kodu	Q4/2013
Şebekelerin Birlikte İşlerliği ve Veri Paylaşımı Şebeke Kodu	Q4/2013
İletim Tarife Yapısına İlişkin Şebeke kodu	Q2/2014

BÖLÜM 3

TÜRKİYE DOĞAL GAZ PİYASASI

Türkiye doğal gaz piyasasının hukuki alt yapısını oluşturan 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunudur. Bu kanun ile ithalat, iletim, depolama, toptan satış, ihracat, dağıtım, sıkıştırılmış doğal gaz (CNG) dağıtım ve iletim faaliyetlerinin yapılabilmesi için lisans alınması zorunluluğu getirmiştir.

3.1. Türkiye Doğal Gaz Rezervleri

Türkiye'nin 2012 yılı yurtiçi üretilebilir doğal gaz rezervi 6,84 milyar m^3. Yeni keşifler yapılmadığı takdirde, bugünkü üretim seviyesi ile yurtiçi doğal gaz rezervinin 10,3 yıllık bir ömrü bulunmaktadır. Üç tarafı denizlerle çevrili olan Türkiye'de, deniz arama alanlarından Karadeniz ve Akdeniz'de 1990'lı yıllarda yapılan sismik çalışmalarla karasuları ve açık denizlerin potansiyeli incelenmiştir. Son yıllarda deniz sondaj teknolojisindeki gelişmelerin, su derinliklerinin fazla (1.000 – 2.000 m) olduğu alanlarda arama ve üretim imkanlarını ortaya çıkarması ile denizlerimizde hidrokarbon aramacılığının yapısı hızla oluşturulmuştur.

Karadeniz'de yürütülen faaliyetler sonucunda Ayazlı – Akkaya ve Doğu Ayazlı doğal gaz sahalarından Karadeniz Türk karasuları içinde doğal gaz üretimine başlanmış olup, 2012 yılında günde yaklaşık 350.000 m^3 gaz üretimi gerçekleştirilmiştir. Tablo 3.1'de 2012 yılı Türkiye doğal gaz rezervleri verilmiştir.

Tablo 3.1 2012 Yılı Türkiye Doğal Gaz Rezervleri [13]

Şirket	Rezervuardaki Gaz(*)	Üretilebilir Gaz	Kalan Üretilebilir Gaz
T.P.A.O.	16 267 954 165	12 050 635 459	3 972 681 642
N.V. Turkse Perenco	340 680 073	340 680 073	
Amity Oil int. & T.P.A.O.	1 924 833 289	1 586 975 398	86 853 167
Thrace Basin & Pinnacle Turkey Corp.	5 320 873 992	4 828 601 173	2 229 472 242
Tiway & T.P.A.O. & Foinavon & Petrol Ofisi A.Ş.	1 336 910 000	1 005 490 000	143 089 510
TransAtlantic & Petrako & Valeura Energy	140 993 784	133 253 784	9 796 449
Arar	240 013 267	192 013 267	190 588 584
Tiway – TEMI	161 400 000	141 600 000	135 316 297
Petrogas	27 533 214	27 533 214	40 208
Amity Oil int.	17 656 097	17 656 097	3 539
Maya & Çalık Enerji & Petrogas	1 049 720	1 049 720	
TOPLAM	**25 779 897 601**	**20 325 488 185**	**6 837 841 638**

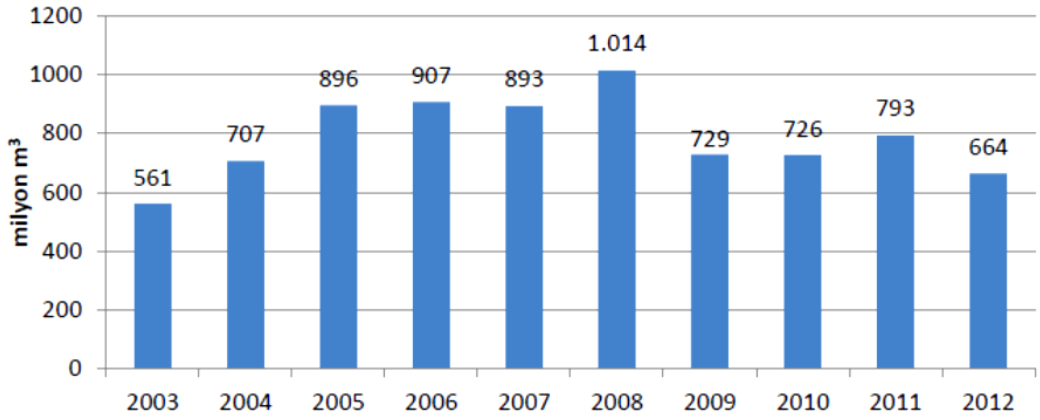
3.2. Türkiye Doğal Gaz Üretimi

Doğal gaz arama ve üretim faaliyetleri, 6326 sayılı Petrol Kanununa göre Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PİGM) tarafından verilen arama ve işletme ruhsatları kapsamında gerçekleştirilmektedir. Üretim faaliyeti Kanun gereği piyasa faaliyeti olarak sayılmamakla birlikte, üretim şirketleri ürettikleri doğal gazı EPDK'dan toptan satış lisansı almak kaydıyla toptan satış şirketlerine, ithalatçı şirketlere, ihracatçı şirketlere, dağıtım şirketlerine, kuyu başından olmak kaydıyla CNG satış şirketleri ile CNG iletim ve dağıtım şirketlerine veya serbest tüketicilere pazarlayabilir. Ayrıca, üretim şirketleri ihracat lisansı almak kaydıyla ürettikleri doğal gazı ihraç da edebilirler [13].

Bu kapsamda EPDK' dan toptan satış lisansı almış olan;

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO), Transatlantic Exploration Mediterranean International Pty.Ltd. (Merkezi: Avustralya) Türkiye İstanbul Şubesi(TEMI), Tiway Turkey Limited Ankara Türkiye Şubesi (TIWAY), Thrace Basin Natural Gas Corporation Türkiye-Ankara Şubesi (THRACE BASIN), Petrogas Petrol Gaz ve Petrokimya Ürünleri İnşaat San. ve Tic. A.Ş. (PETROGAS), Petrol Ofisi Arama Üretim ve Sanayi Tic. A.Ş. (POAÜ), Foinavon Energy, Inc. (Merkezi: Kanada) Türkiye-Ankara Şubesi (FOINAVON), Amity Oil International Pty. Limited Merkezi Avustralya

Türkiye İstanbul Şubesi (AMITY) tarafından Güney Doğu Anadolu, Trakya ve Batı Karadeniz'de üretilen doğal gaz, üretim bölgelerinde bulunan sınai ve ticari kuruluşlara, dağıtım şirketlerine, ithalatçı şirketlere ve toptan satış şirketlerine sunulmaktadır [13]. Şekil 3.1'de yıllara göre Türkiye doğal gaz üretimi verilmiştir.



Şekil 3.1 Yıllara Göre Türkiye Doğal Gaz Üretimi [13]

3.3. Türkiye Doğal Gaz İthalatı

Çevre kirliliğinin azaltılması ve artan enerji ihtiyaçlarının karşılanması için alternatif bir enerji kaynağı olarak doğal gaz arzına, 18 Eylül 1984 tarihinde Türkiye ve Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği (SSCB) arasında doğal gaz sevkiyatına ilişkin imzaların atılmasıyla başlanmıştır. BOTAŞ ile SSCB'nin doğal gaz konusunda yetkili kuruluşu SOYUSGAZ EXPORT arasında 14.02.1986 tarihinde 25 yıl süreli ve plato değeri 6 milyar Sm³ olan bir doğal gaz alım – satım anlaşması imzalanmıştır. Tablo 3.2'de doğal gaz alım sözleşmeleri verilmiştir.

Tablo 3.2 Doğal Gaz Alım Sözleşmeleri [13]

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

* Plato değerini belirtmektedir. (milyar Sm^3/yıl)
**Anlaşma 31.12.2011 tarihi itibariyle sona ermiş olup Akfel Gaz Sanayi ve Ticaret A.Ş., Bosphorus Gaz Corporation A.Ş., Batı Hattı Doğal Gaz Ticaret A.Ş. ve Kibar Enerji Dağıtım A.Ş. ile Rusya Federasyonu arasında toplamda 6 milyar Cm^3/yıl'lık yeni alım anlaşmaları imzalanmıştır.
*** 4646 sayılı kanun'un Geçici 2. Maddesi kapsamında BOTAŞ'ın 18.02.1998 tarihli alım – satım sözleşmesinin 4 milyar Cm^3/yıl miktarlık kısmı devredilmiştir.

3.3.1. Boru Hatları İle İthalat

Rusya'yla 1986 yılında imzalanan yıllık 6 milyar m3 (plato) miktarındaki ilk alım anlaşmasının ardından, Rusya (İlave Batı Hattı), İran ve Rusya (Mavi Akım Hattı)'dan doğal gaz alımına devam edilmiştir. 12.03.2001 tarihinde imzalanan alım anlaşması kapsamında 2007 yılından itibaren Azerbaycan'dan da doğal gaz alımına başlanmıştır. Böylece mevcut durum itibariyle Türkiye, 1999 yılında imzalanmakla birlikte henüz devreye girmediği için toplama dahil edilmeyen Türkmenistan anlaşması

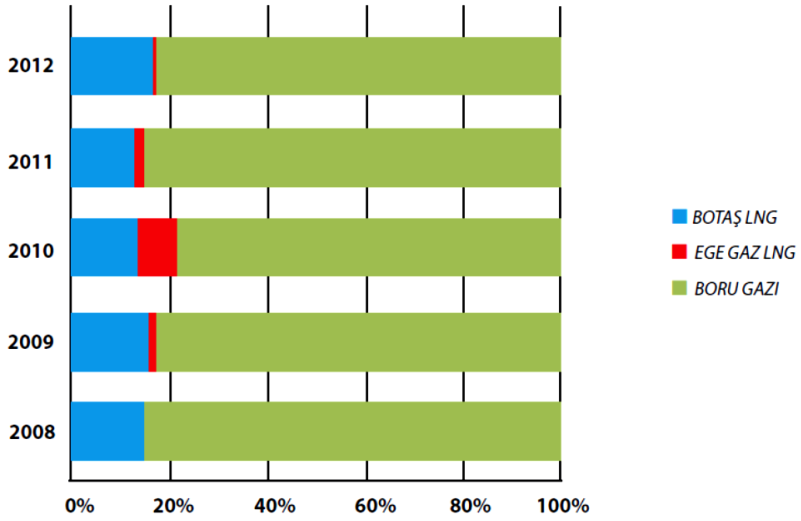
hariç olmak üzere, 3 farklı ülkeden uzun dönemli doğal gaz alım anlaşmaları kapsamında boru hatlarıyla doğal gaz ithalatı gerçekleştirmektedir.

Rusya Federasyonu'ndan doğal gaz ithalatı yapmak üzere, BOTAŞ ile Gazprom Export Limited Liability Company ile 14.02.1986 tarihinde imzalanmış olan doğal gaz alım satım anlaşması 31.12.2011 tarihi itibariyle sona ermiştir. Bu çerçevede, ilgili mevzuat gereğince BOTAŞ'ın sahip olduğu 18.04.2003 tarih ve DİT/131-09/012 sayılı ithalat lisansı, Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (Kurul)'nun 26.10.2011 tarihli Kararı ile sona erdirilmiştir. Bu kapsamda, Kanun'un Geçici 2 nci maddesinde yer alan, BOTAŞ'ın mevcut sözleşmelerinin var olduğu ülkeler ile yapılacak ithalata ilişkin hükümler doğrultusunda, BOTAŞ'ın 18.04.2003 tarih ve DİT/131-09/012 sayılı ithalat lisansına konu sözleşmenin sona erdiği tarihten itibaren yapılacak yeni ithalat sözleşme / sözleşmelerine esas ithalat lisanslarının verilebilmesi ve bu amaçla doğal gaz piyasasında rekabetçi bir yapının oluşturulması temel hedefi çerçevesinde 05.07.2012 tarih ve 3907 sayılı Kurul Kararı alınmıştır. 05.07.2012 tarih ve 3907 sayılı Kurul Kararı kapsamında 10/08/2012 tarihi mesai saati bitimine kadar toplam 13 farklı tüzel kişilik tarafından Kurumumuza ithalat lisansı başvurusunda bulunulmuştur. Bu şirketlerden, Akfel Gaz Sanayi ve Ticaret A.Ş., Bosphorus Gaz Corporation A.Ş, Batı Hattı Doğalgaz Ticaret A.Ş. ve Kibar Enerji Dağıtım Sanayi A.Ş. doğal gaz ithalat faaliyeti yapmak üzere gerekli tüm bilgi ve belgeleri kendilerine yapılan yazılı bildirim tarihinden itibaren 10 iş günü içerisinde tamamlamıştır. Bu çerçevede, 05.07.2012 tarih ve 3907 sayılı Kurul Kararı kapsamında gerekli tüm bilgi ve belgelerini eksiksiz olarak tamamlayan söz konusu şirketlere ithalat lisansları, Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu'nun 26.11.2012 tarihli kararlarıyla verilmiştir. Anılan şirketler 01.01.2013 tarihi itibariyle Rusya Federasyonu'ndan toplamda 6 milyar Cm3/yıl doğal gaz ithalat faaliyetlerine başlamıştır. Böylece, daha önce BOTAŞ'ın özel sektöre devredilen 4 milyar Cm3/yıl sözleşme miktarı ile birlikte, 2013 yılı itibariyle özel sektör tarafından sahip olunan sözleşme miktarı 10 milyar Cm3/yıl seviyelerine yükselmiştir [13].

3.3.2. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) Ve Spot LNG İthalat

Boru hatları ile taşımacılığın teknik olarak mümkün olmadığı durumlarda durumlar da doğal gaz, -162 o C' ye kadar soğutularak sıvılaştırılır ve hacmi 600 kata kadar küçülen sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) özel olarak imal edilmiş tankerler

vasıtasıyla taşınır. Tablo 3.2' de belirtildiği gibi 14.04.1988 yılında imzalanan sözleşme ile 20 yıl süreyle 4 Milyar Cm³/yıl Cezayir'den, 09.11.1995 yılında imzalanan sözleşme ile 22 yıl süreyle 1,2 Milyar Cm³/yıl Nijerya'dan LNG alımına başlanmıştır. 09.07.2008 tarihli ve 5784 sayılı 'Elektrik Piyasası Kanunu ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun' ile LNG ithalatı, BOTAŞ ve diğer piyasa katılımcıları için serbest bırakılmış ve daha önce Kanun ile düzenlenmemiş olan ithalat (spot LNG) faaliyeti düzenleme altına alınmıştır. Şekil 3.2'de LNG ve boru gazı ithalat miktarları pay değişimi gösterilmiştir.



Şekil 3.2 2008 – 2012 LNG ve Boru Gazı İthalat Miktarları Pay Değişimi [13]

3.3.3. CNG Sıkıştırılmış Doğal Gaz

Yaklaşık olarak 2000-3600 psi basınca kadar sıkıştırılarak basınçlı kaplarda saklanan ve kullanıma sunulan "yoğunlaştırılmış" doğal gaza verilen isimdir. CNG genleştirilerek basıncı düşürüldükten sonra doğal gazın kullanıldığı her yerde ve şekilde kullanılabilir. CNG benzin ile kıyaslandığında daha düşük emisyon değerlerine sahip olduğundan yaygın olarak taşıt araçlarında da kullanılmaktadır.

TSE ve Avrupa normlarında, özel stok ünitelerine sıkıştırılmış olarak doldurulan gaz, özel kamyon, çekici ve tırlar vasıtasıyla taşınarak kullanıcılara ulaştırılır. Bu sisteme "CNG sistemi" adı verilir. CNG sistemi, ev kullanımından dev sanayi kuruluşlarına kadar tüm enerji kullanım alanlarında rahatlıkla uygulanır. Bu sayede

doğalgaz altyapısı olmayan bölgelerdeki kişi ve kuruluşlar da doğalgazın sunduğu avantajlardan yararlanma imkanı bulabilirler. Tablo 3.3'de CNG satış miktarı verilmiştir.

Tablo 3.3 2007 – 2012 Yılları CNG Satış Miktarları (milyon Sm3) [13]

Yıllar	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Miktar	29,1	36,5	33,9	46,2	55,5	54,9

3.4. Türkiye için Doğal Gaz Üretim ve İthalat Değerlendirmesi

2012 yılında, toptan satış lisansı sahibi üretim şirketleri tarafından yurtiçindeki yer altında bulunan yataklardan yer üstüne çıkartılarak, temizlenen ve arıtılan daha sonra da toplama hatları vasıtasıyla iletim hatlarına taşınan, başka bir deyişle üretimi gerçekleştirilen doğal gazın miktarı 632 milyon Sm3'tür. Ülkemizde doğal gaza talebin her geçen gün artması ve yurt içi rezerv ve üretim miktarlarının da bu talepleri karşılamak için yeterli olmaması, 2012 yılında da doğal gazın ithalatını zorunlu kılmıştır. Ülkemizin toplam doğal gaz arzının % 1,36'sı Türkiye'de üretilen doğal gaz ile geri kalan % 98,64'lük kısmı da yurtdışından ithalat lisansı sahibi şirketler tarafından değişik kaynaklardan gerçekleştirilen ithalat ile karşılanmıştır [13].

3.5. Türkiye Doğal Gaz İhracatı

İthal edilmiş veya yurt içinde üretilmiş doğal gazın yurt dışına ihraç faaliyeti, ihracat lisansı almış tüzel kişiler tarafından gerçekleştirilmektedir.

İhracat lisansları kapsamında lisans sahibi tüzel kişilerden hali hazırda sadece BOTAŞ faaliyette bulunmaktadır. BOTAŞ, lisansı çerçevesinde Yunanistan'a doğal gaz ihracatı gerçekleştirmektedir. 23 Şubat 2003 tarihinde imzalanan Hükümetler arası Anlaşma ve 23 Aralık 2003 tarihinde BOTAŞ ile DEPA (Dimosia Epichirisi Paroxis Aeriou –Yunanistan) arasında imzalanan Doğal Gaz Alım Satım Anlaşması sonrası Temmuz 2005'te inşaatına başlanan Türkiye – Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı'nın tamamlanması ile 18.11.2007 tarihinde Yunanistan'a doğal gaz ihracatına başlanmıştır. Azeri Şah Deniz – 1 sahasından alınan doğal gazın Yunanistan'a satılmasına ilişkin

alım satım anlaşması yıllık 750 Milyon Cm^3'lük sevkiyatı içermektedir. Tablo 3.4'de yıllara göre ihracat miktarları verilmiştir.

Tablo 3.4 2007 – 2012 Yılları İhracat Miktarları (milyon Sm^3) [13]

Yıllar	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Miktar	30,8	435,8	708,5	648,6	714	611

BÖLÜM 4

TÜRKİYE DOĞAL GAZ TAŞIMACILIĞI

Türkiye'de doğal gaz taşımacılığı EPDK' dan alınan lisans ile gerçekleştirilmektedir. Türkiye'de ilk defa 1970 yılında Kumrular Bölgesinde varlığı tespit edilen doğal gaz 1976 yılında Pınarhisar Çimento Fabrikasına boru hatları ile taşınarak kullanılmaya başlanmıştır. 1975 Çamurlu sahasında bulunan doğal gaz 1982 yılında boru hatları ile Mardin Çimento Fabrikasına verilmiştir. Türkiye'de doğal gazın evsel kullanımına 1988 yılı sonunda Ankara'da başlanmıştır.

4.1. Boru Hatları İle İletim

Ülkemizde 1987 yılından itibaren BOTAŞ tarafından doğal gaz ulusal iletim hatlarının yapımına başlanmıştır. Tamamlanan doğal gaz boru hatlarının toplam uzunluğu 12290 km'dir. Boru hatları ile doğal gaz iletim sisteminin ana kontrol merkezi Ankara Yapracıktır.

Ülkemize Bulgaristan sınırında Malkoçlar'dan giren, Hamitabat, Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa, Eskişehir güzergahını takip ederek Ankara'ya ulaşan Rusya Federasyonu – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı 845 km uzunluğundadır. Hattın Trakya Bölgesindeki kısmı 1987'de, geri kalan bölümü ise 1988 yılında işletmeye alınmıştır. Boru hattı üzerinde, Kırklareli, Ambarlı, Pendik, Bursa ve Eskişehir'de kompresör istasyonları ve Malkoçlar'da ana ölçüm istasyonu bulunmaktadır.

Bu hat ile başta İran olmak üzere doğudaki kaynaklardan alınacak doğal gazın taşınması amaçlanmıştır. Yaklaşık 1.491 km. uzunluğunda olan Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı Doğubayazıt'tan başlayıp, Erzurum, Sivas ve Kayseri üzerinden Ankara'ya uzanmakta, bir branşman da Kayseri üzerinden Konya'ya ulaşmakta olup, 2001 yılı sonunda işletmeye alınmıştır.

2003 yılında işletmeye alınan, Mavi Akım Projesi'nin Türkiye topraklarındaki kısmı Samsun'dan başlayarak Amasya, Çorum, Kırıkkale üzerinden Ankara'ya ulaşmakta, Polatlı yakınlarında Malkoçlar-Ankara iletim hattı ile birleşmektedir.

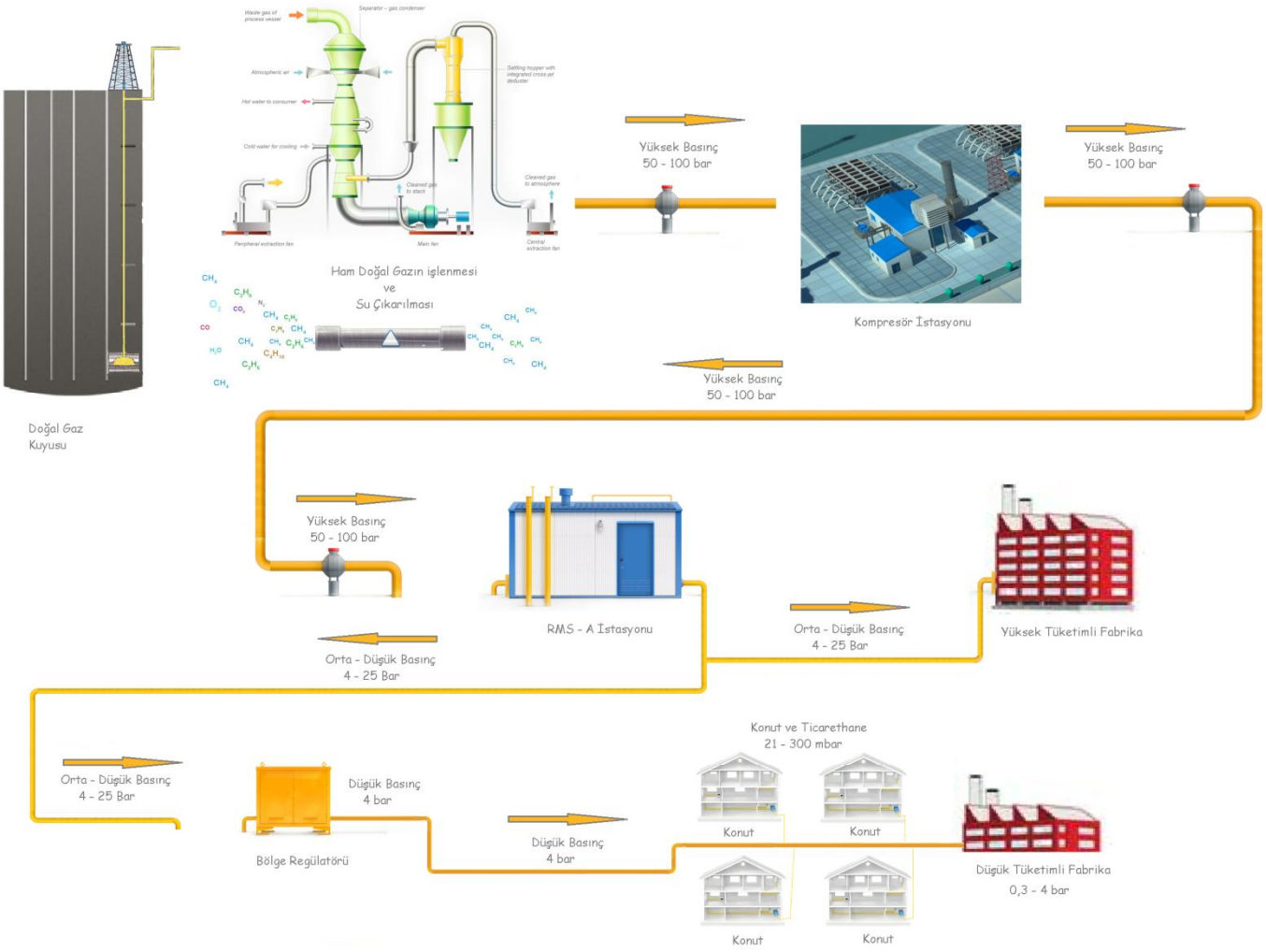
AB Komisyonu INOGATE (Interstate Oil and Gas Transport to Europe) Programı çerçevesinde, Hazar Havzası, Rusya, Orta Doğu, Güney Akdeniz ülkeleri ve diğer uluslararası kaynaklardan sağlanacak doğal gazın Türkiye ve Yunanistan üzerinden, Avrupa pazarlarına nakli için Güney Avrupa Gaz Ringi Projesi geliştirilmiştir. Türkiye'yi enerji koridoru haline getirecek projelerin en önemlilerinden biri Türkiye – Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı ile Avrupa Birliği'nin doğal gazda dördüncü ana arteri olma yolunda önemli bir adım atılmıştır. Proje ile ilgili olarak hazırlanan Hükümetler arası Anlaşma ve Doğal Gaz Alım Satım Anlaşması 2003 yılında imzalanmış olup, 2007 yılında işletmeye alınmıştır.

Azerbaycan'da üretilecek olan doğal gazın Gürcistan üzerinden Türkiye'ye taşınması amacıyla Kuruluşumuz ve SOCAR (Azerbaycan Devlet Petrol Şirketi) arasında 2001 yılında anlaşma imzalanmıştır. Söz konusu Doğal Gaz Boru Hattı, 2007 yılında işletmeye alınmıştır. 2006 yılında işletmeye alınan Bakü-Tiflis-Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı ve bu hatta paralel uzanan Şahdeniz doğal gaz boru hattının da tamamlanması ile Ülkemizin dünya enerji politikasındaki rolü değişmiş; bölgesel projelerimiz artık küresel projelere dönüşürken, tüketici ülke rolümüz yanında transit ülke konumumuz da ağırlık kazanmıştır. Bu değişiklikler, Ülkemizi Avrupa – Atlantik ülkelerinin enerji güvenliğinde oldukça önemli bir konuma getirmiştir. Bugün, dünyada devam etmekte olan "enerji rezervlerine doğrudan erişim yarışında" Ülkemizin rolü günden güne artmaktadır [14].

BÖLÜM 5

DOĞAL GAZ İLETİM HATLARINDA BULUNAN KOMPRESÖR, BASINÇ DÜŞÜRME VE ÖLÇÜM İSTASYONLARI

Boru hatları ile iletimin sağlanması için kullanılan borular API 5L standardındadır. Doğal gaz boru hatları TS 8954 standardına göre projelendirilir. Hat basıncı borunun çapına, istenilen debiye ve doğal gaz boru hattı uzunluğuna bağlı olarak değişiklik gösterir. Hat başlangıcındaki doğal gazın basıncı ile hat boyunca ilerleyen doğal gaz basıncı değişiklik gösterir. Bu değişikliğin sebebi sürtünme kayıpları ve potansiyel enerji kazanımları ya da kayıplarıdır. Meydana gelen bu basınç değişikliklerinin şebeke işleyişini engellememesi için Kompresör istasyonları ve şehir içi doğal gaz şebekesi işletme basıncını düzenleyebilmesi için de Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonları kurulmuştur. Doğal gaz hatları iletim şekillerine göre farklı basınç altında çalışırlar. Şekil 5.1 Kuyudan çıkarılan doğal gazın iletim hatları ile nihai tüketiciye ulaşıncaya kadar izlemiş olduğu yol şematik olarak gösterilmiş ve Tablo 5.1'de doğal gaz hatları şebeke işleyiş basınçları verilmiştir.



Şekil 5.1 Doğal Gaz Boru Hatları ile Kaynaktan Son Tüketiciye Kadar olan İletim Hatlarının Şematik Gösterimi

Şekil 5.1'de kuyudan çıkarılan Metan, Etan, Propan, Bütan, Oksijen, Karbonmonoksit, Karbondioksit, Su ve Azot atomları bulunan ham doğal gaz, işlendikten sonra kompresör istasyonunda sıkıştırılarak boru hatlarına verilir. Şehir girişlerinde bulunan RMS – A istasyonlarında doğal gazın basıncı düşürülerek bölge regülatörlerine ve yüksek tüketimli fabrikalara gönderilir. Şehir içi şebekelerin polietilen borular ile daha kolay yapılabilmesi için bölge regülatörlerinde doğal gazın basıncı tekrar düşürülür. Konutların, ticarethanelerin ve düşük tüketimli fabrikaların kapılarına kadar polietilen hatlar çekilir ve binaya servis kutusu ile montajı tamamlanır. Servis kutusuna kadar 4 bar basınçta gelen doğal gaz servis kutusu regülatörleri ile (21 yada 300 mbar) kullanım basıncına düşürülür.

Tablo 5.1 Doğal Gaz Hatları Şebeke İşleyiş Basınçları

Basınç Sınıfı	Basınç Aralığı (bar)	İletim Şekli
Yüksek basınç Hatları	50 – 100	Ulusal İletim Hattı
Orta Basınç Hatları	25 – 50	Şehir Giriş Hatları
Orta – Düşük Basınç Hatları	4 – 25	Şehir Ana Hatları
Düşük Basınç Hatları	0,3 – 4	Dağıtım Hatları
Nihai Tüketici Hatları	0,21 – 0,3	Servis Hatları

5.1. Kompresör İstasyonları

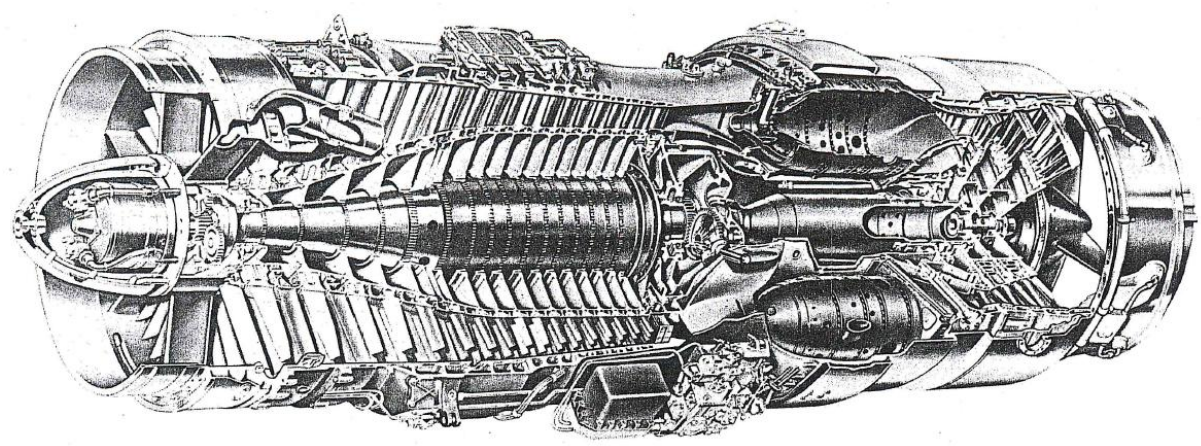
Bu istasyonların asıl amaçları doğal gazın iletilmesinde müşterilerin saatlik doğal gaz ihtiyaçlarını karşılamaktır. Kompresör istasyonları doğal gaza kazandırmış olduğu enerji ile nihai kullanıcıya kadar ulaşmasını sağlarlar. Bu istasyonların kurulum yerlerinin seçilmesi iletim hatlarının uzunluğuna ve çapına, doğal gazın giriş ve çıkış noktalarındaki doğal gazın yoğunluğuna göre seçilir. Tablo 5.2'de doğal gaz kompresör istasyonlarının kurulu gücü ve şehirleri verilmiştir.

Tablo 5.2 Doğal Gaz Kompresör İstasyonları (2014)

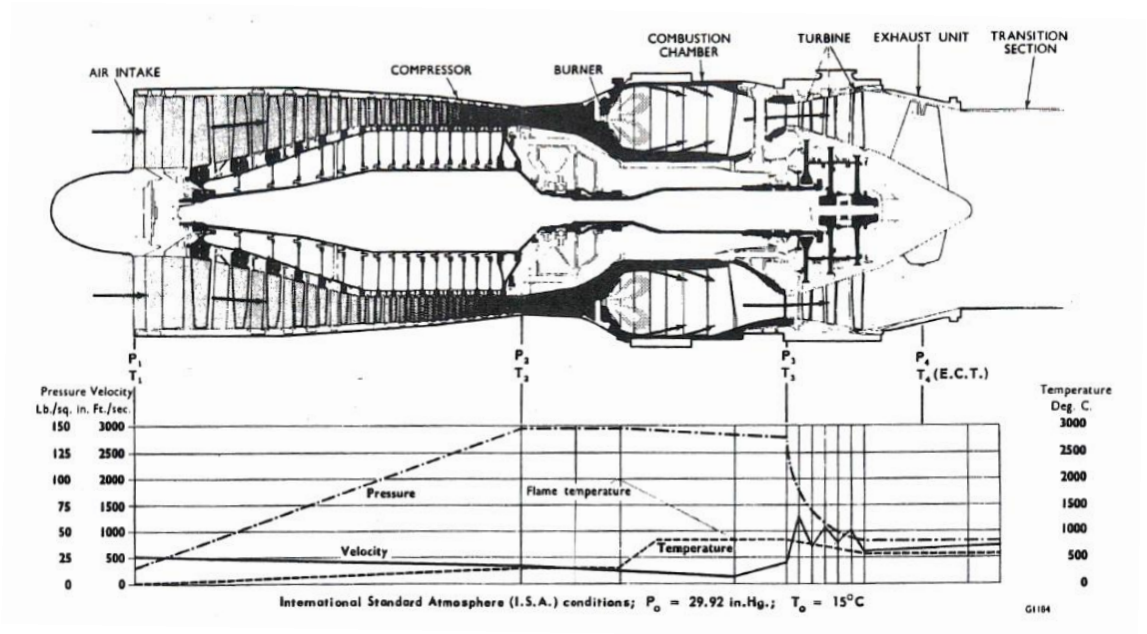
İstasyon Adı	İstasyon Kodu	Kurulu Gücü
Kırklareli	CS-1	12 MW x 4
Ambarlı	CS-2	12 MW x 3
Kırşehir Mucur	CS-16	24 MW x 2
Eskişehir	CS-5	6 MW x 4
Doğu Beyazıt	CS-11	12 MW x 3
Sivas	CS-12	12 MW x 3
Erzincan	CS-14	12 MW x 4
Ardahan Hanak	CS-15	6 MW x 3

Kompresörlerin tahriki, istasyonda bulunan gaz türbinleri tarafından yapılır. Gaz türbinleri iletim hattından aldıkları doğal gazı kullanırlar ve açığa çıkan egzoz gazı atmosfere atılır. Kompresör istasyonlarında her zaman bir yedek ünite bulundurulur.

Kompresörlerin giriş basıncı 40 bar olduğundan bunun altındaki basınçlarda kompresörler devreden çıkarlar. Bu sebeple çelik iletim hatlarının uzun ömürlü olması ve sistemin kesintisiz işletilmesi için 50 bar ile 75 bar arasında tutulur. Şekilde Kırklareli Kompresör istasyonunda kullanılan Rolls – Royce industrial avon gaz jeneratörü Şekil 5.2'de ve akış diyagramı Şekil 5.3'de gösterilmiştir.

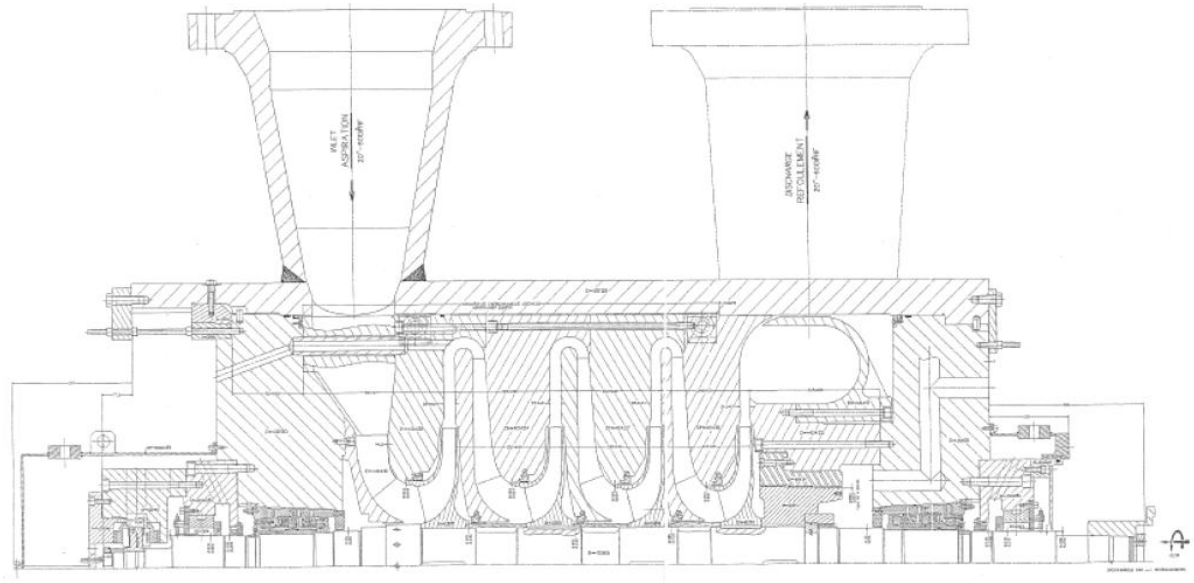


Şekil 5.2 Rolls – Royce Industrial Avon Gaz Jeneratörü



Şekil 5.3 Rolls – Royce Industrial Avon Gaz Jeneratörü Akış Diyagramı

Kompresör istasyonlarında doğal gaz filtrelerden geçer ve devrede olan ünitenin gaz türbini tarafından tahrik edilen kompresörüne girerek basıncı yükseltilir. İletim hattındaki doğal gazın sıcaklığı 38 – 40 ºC aralığında olması gerekir. Kompresörlerde sıkışan doğal gaz sıkıştırılmanın etkisiyle sıcaklığı artar ve bu sıcaklı artışı 40 ºC' nin üzerinde olursa, doğal gaz iletim hattına verilmeden önce cooler'lardan geçirilerek sıcaklığı düşürülerek iletim hattına verilir. Kırklareli kompresör istasyonunda kullanılan kompresörün kesiti şekilde gösterilmiştir Şekil 5.4'de Termodyn RD4B doğal gaz kompresörü kesiti gösterilmiştir.



Şekil 5.4 Termodyn RD4B Gaz Kompresörü Kesit Görünüşü

Kompresör istasyonlarında doğal gazı basınçlandırmak için kullanılan enerjinin bulunması için kompresör istasyonlarının her bir ünitesinin yıllık tüketim verilerinin bilinmesi gerekir. Tablo 5.3 – Tablo 5.5' de doğal gaz kompresör istasyonlarının yıllık doğal gaz sarfiyatları verilmiştir.

Tablo 5.3 2013 Yılı CS – 1 Kompresör İstasyonu Toplam Gaz Sarfiyatı

AYLAR	ÜNİTELERİN ÇALIŞMA SAATLERİ				STATION GAS FLOW	GAZ JENERATÖRLER	KULLANIM GAZI	İSTASYON VENTLERİ	ÜNİTE VENTLERİ	İSTASYON TOPLAM GAZ
	K1	K2	K3	K4						
OCAK	543	740	245	507	1.261.935.821	7.926.671	27.200		1.176	7.955.047
ŞUBAT	342	299	650	82	1.128.262.481	5.699.459	21.360		818	5.721.637
MART	0	239	517	707	1.180.299.089	5.579.035	19.802		687	5.599.524
NİSAN	297	391	50	476	895.963.988	4.162.252	13.232		1.033	4.176.517
MAYIS	152	79	192	554	767.138.675	3.345.644	11.188		1.378	3.358.210
HAZİRAN	398	238	160	388	859.047.330	4.247.580	10.690		1.045	4.259.315
TEMMUZ	569	469	422	246	1.105.934.681	6.156.869	12.681		1.164	6.170.714
AĞUSTOS	242	473	152	450	916.856.772	4.932.732	9.072		1.022	4.942.826
EYLÜL	179	526	365	465	1.121.570.695	6.256.389	12.075		841	6.269.305
EKİM	450	268	211	359	904.307.465	4.698.087	14.016		6.487	4.718.590
KASIM	529	719	295	203	1.182.674.924	7.182.298	19.763		865	7.202.926
ARALIK	687	576	490	424	1.279.189.584	8.899.496	26.648		4.610	8.930.754
TOPLAM	4388	5017	3749	4861	12.603.181.505	69.086.512	197.727	0	21.126	69.305.365

Tablo 5.4 2013 Yılı CS – 2 Kompresör İstasyonu Toplam Gaz Sarfiyatı

AYLAR	ÜNİTELERİN ÇALIŞMA SAATLERİ			STATION GAS FLOW TOTALISER Sm^3h	GAZ JENERATÖRLERİ YAKIT SARFİYATI Sm^3	KULLANIM GAZI Sm^3	İSTASYON VENTLERİ Sm^3	ÜNİTE VENTLERİ Sm^3	İSTASYON TOPLAM GAZ SARFİYATI Sm^3
	ÜNİTE A	ÜNİTE B	ÜNİTE C						
OCAK	744	372	208	1045380000	4062320	10807	0	1347	4074474
ŞUBAT	126	611	0	749230000	2292110	7393	0	902	2300405
MART	119	744	0	798930000	2504870	7892	0	306	2513068
NİSAN	41	336	0	518560000	969350	3939	0	2014	975303
MAYIS	0	0	0	172790000	0	637	30816	0	31453
HAZİRAN	127	0	0	399700000	356600	930	0	212	357742
TEMMUZ	0	0	0	422970000	0	1092	0	0	1092
AĞUSTOS	0	0	0	340803000	0	534	0	0	534
EYLÜL	335	0	0	527760000	878700	1324	0	244	880268
EKİM	384	0	0	520850000	834890	4918	0	1090	840898
KASIM	713	0	0	1196560000	2811060	6379	0	0	2817439
ARALIK	483	261	606	1203690000	4707000	9687	0	1046	4717733
TOPLAM	3072	2324	814	7897223000	19416900	55532	30816	7161	19510409

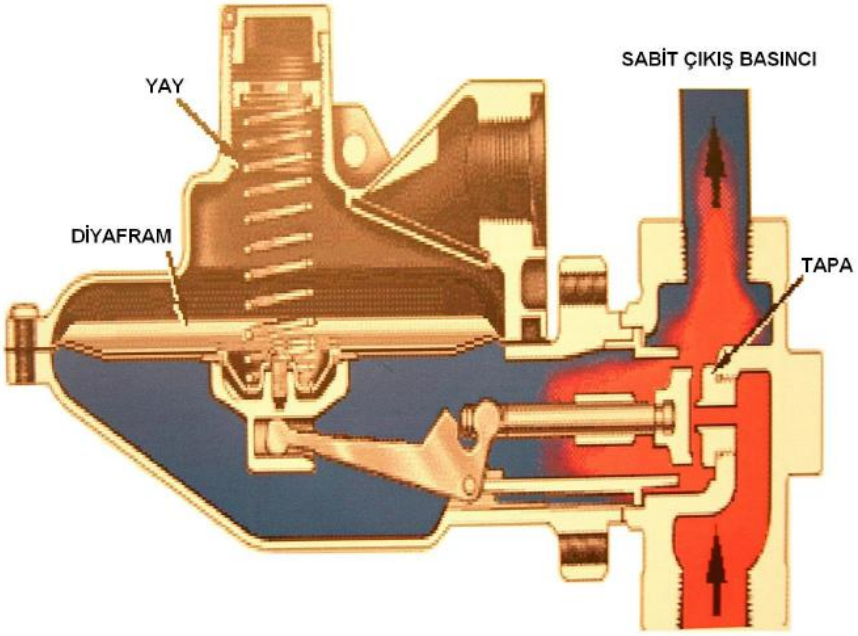
Tablo 5.5 2013 Yılı CS – 5 Kompresör İstasyonu Toplam Gaz Sarfiyatı

SEVK EDİLEN, ÜNİTE TÜKETİMLERİ, VENTLER VE DAHİLİ TÜKETİM DOĞAL GAZ MİKTARLARI (Stdm3)									
2013 YILI	İŞLETME BİNA İDARİ BİNA NİZAMİYE	ÜNİTE TÜKETİMLERİ					VENT EDİLEN	AYLIK TOPLAM TÜKETİM	İSTASYON'DAN SEVK EDİLEN
		ÜNİTE-1	ÜNİTE-2	ÜNİTE-3	ÜNİTE-4	ÜNİTELER TOPLAMI			
OCAK	2.027	1.028.337	974.035	831.860	1.435.212	4.269.444	4.992	4.276.463	756.750.000
ŞUBAT	1.485	525.144	1.235.750	1.043.096	899.756	3.703.746	3.255	3.708.486	706.127.000
MART	1.416	75.848	1.417.287	1.443.581	1.408.797	4.345.513	3.143	4.350.072	747.627.000
NİSAN	1.059	105.943	1.135.739	1.398.235	1.461.205	4.101.122	5.679	4.107.860	803.892.000
MAYIS	334	1.322.743	1.285.028	1.399.975	1.422.992	5.430.738	3.731	5.434.803	952.438.000
HAZİRAN	255	833.873	1.393.761	1.347.637	1.250.163	4.825.434	2.564	4.828.253	866.708.000
TEMMUZ	166	1.263.452	1.371.218	901.139	639.274	4.175.083	3.543	4.178.792	822.750.000
AĞUSTOS	167	1.333.531	1.268.930	413.270	1.419.490	4.435.221	1.775	4.437.163	878.313.000
EYLÜL	263	821.534	1.247.975	1.405.748	993.753	4.469.010	2.882	4.472.155	814.698.000
EKİM	830	1.448.487	1.497.185	1.503.369	0	4.449.041	2.168	4.452.039	840.742.000
KASIM	1.177	1.420.224	1.086.262	1.237.250	464.559	4.208.295	3.829	4.213.301	753.888.000
ARALIK	2.308	829.113	429.524	624.440	829.327	2.712.404	4.180	2.718.892	484.928.000
TOPLAM	**11.487**	**11.008.229**	**14.342.694**	**13.549.600**	**12.224.528**	**51.125.051**	**41.741**	**51.178.279**	**9.428.861.000**

Tablo 5.3'de Kırklareli kompresör istasyonunun yıllık doğal gaz sarfiyat değeri vardır. Bu değerlere göre doğal gaz, iletim hattına aktarılarak nihai kullanıcılara kadar iletilebilmesi için 69.305.365 Sm^3 doğal gaz sarfiyatı gerçekleşmektedir. Burada harcanan enerjinin ne kadarı basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarında geri kazanılacağı yapılan bu çalışmada ele alındı.

5.2. Basınç Düşürme Ve Ölçüm İstasyonları (RMS – A)

Ulusal iletim hattından alınan doğal gaz şehir içi dağıtımının yapılabilmesi için bir istasyon içinde ölçümünün yapılması ve yüksek basınçta alınan doğal gazın orta basınca indirgenmesi gerekmektedir. Bu tip istasyonlar RMS – A istasyonlarıdır. RMS – A istasyonlarında basıncı düşürmek için regülatörler kullanılır. Regülatörler doğal gaz kullanımına göre sürekli regülasyon sağlarlar. Buna göre artan yada azalan tüketime göre giriş basıncından bağımsız olarak çıkış basıncı sürekli sabit tutulmak istenmektedir. Çıkış basıncının sabit tutulabilmesi için regülatör içindeki yay kuvvetinden faydalanılır. Yayın uyguladığı kuvvet çıkış basıncına göre giriş kısmındaki orifis kesit alanını değiştirerek regülasyonu sağlar. Yüksek basınçta gelen doğal gaz regülatörün yayında bir kuvvet oluşturur. Diyafram üzerinde oluşan basınç kuvvetini yay karşılar ve orifis kesit alanını belirler böylelikle farklı debilerde çıkış basıncının sabit kalması sağlanır. Şekil 5.5'de regülatör kesiti gösterilmiştir.



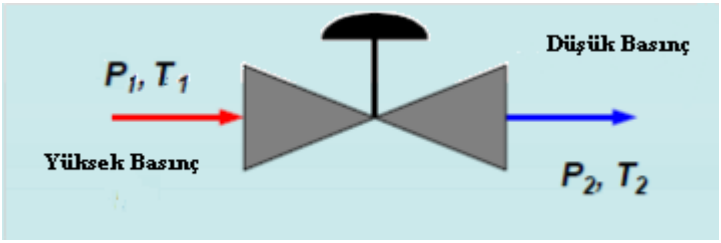
Şekil 5.5 Regülatör Kesit Görünüşü

Regülatörler yay kuvvetli ya da pilot kumandalı olabilirler. Pilot kumandalı regülatörler çıkış hattındaki minimum basınç değişimlerini vanaya iletir. Regülatörler diyaframlarına uygulanan basınç ile açılıp kapanabilmektedir. Regülatör sonrasından alınan basınç, üstten verilerek kapatma yönünde etki yaparken, pilottan alınan sinyal ile açma yönünde etki yapılmaktadır. Buna göre doğal gaz çıkış basıncının düşük olduğu durumlarda vana açılacaktır. Doğal gaz, RMS – A istasyonuna gaz giriş vanasından geçerek girer ve içerisindeki katı ve sıvı partiküllerin temizlenmesi için filtrelerden geçirilir. Filtreler genellikle çift hat monte edilirler ve duruma göre en az biri çalışır. Doğalgaz, filtrelerden sonra eşanjörlere (ısıtıcılara) gelir. 1 Bar basınç düşümünde 0,4 – 0,6 ºC aralığında sıcaklık düşer. Gaz sıcaklığının yoğunlaşma sıcaklığının altına düşmesi ile su ve hidrokarbon sıvılarının oluşmasına sebep olur. Bunu önlemek için doğal gaz basıncı düşürülmeden önce ısıtılır ve basınç düşümü için regülatörlere girer. Burada istenen basınca (15 – 20 bar) düşürüldükten sonra kokulandırma ünitesinden geçirilecek THT (Tetra Hidro Teofen) veya TBT (Tetra Butil Merkoptan) ilavesi yapılan doğal gaz şehrin içinde bulunan bölge regülatörlerine iletilir. Bölge regülatörlerinde de basıncı 4 bara düşürülen doğal gaz polietilen borularla bina girişlerine kadar iletilir.

BÖLÜM 6

DOĞAL GAZ BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARINDA ENERJİ GERİ KAZANIMI

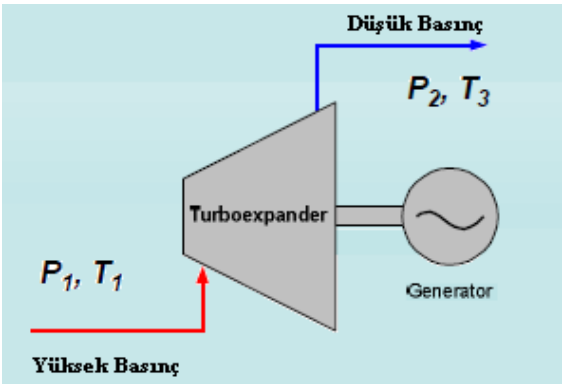
Basıncın daha düşük basınç düzeylerine indirgendiği basınç düşürme istasyonları, bağımsız doğal gaz şehir şebeke hatlarının beslenmesi amacıyla kurulmaktadır. Basınç düşürme istasyonlarında basınç düşümü, basınç regülatörü ile sönümleme (Damping) şeklinde gerçekleşir. Şekil 6.1'de basınç regülatörü akış şeması verilmiştir.



Şekil 6.1 Basınç Regülatörü

İlk yaklaşımlara göre izentalpik Δh=0 olan bu proseste hiçbir iş elde edilemediği gibi açığa çıkan enerjide kullanılmamaktadır. Bu proses sonucu ortaya çıkan kullanılmayan enerjiyi kullanılabilir forma dönüştürmek için basınç düşümü radyal türbin – jeneratör (turbo expander – generator) ile yapılır. Şekil 6.2'de önerilen radyal türbin (turbo expander) gösterilmektedir. Radyal türbin (turbo expander)'nin kullanımında doğal gaz radyal türbine (turbo expander) girmeden önce ısıtılması gerekmektedir. Bu ısıtmanın sebebi doğal gazın radyal türbin (turbo expander) çıkış sıcaklığının çiğ noktası üzerinde olmasını sağlamaktır. Mevcut regülatör çıkışındaki

sıcaklık T_2 ile radyal türbin (turbo expander) çıkışındaki sıcaklık T_3 arasında ki bağıntı $T_3 < T_2$ şeklindedir.

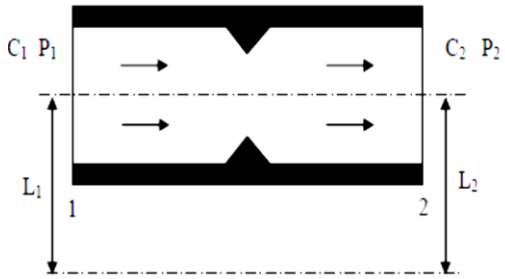


Şekil 6.2 Önerilen Radyal Türbin (Turbo Expander)

Maliyetlerinin yüksek olmasından dolayı uygulanamayacak olan doğal gaz debisi düşük istasyonlara ise vorteks tüp uygulamaları ile doğal gazın regülasyondan önce ısıtılması için gerekli olan enerji sağlanır ve ısıtma kazanlarının doğal gaz sarfiyatları azaltılarak enerji kazanımı gerçekleşir.

6.1. Joule – Thomson Etkisi

Kısılma, bir akışkanın daha yüksek basınçlı bir ortamdan, daha düşük basınçlı bir ortama küçük bir aralıktan geçmesi olayıdır. Kısılma olayı, akışkanın, gözenekli tıpa, kılcal boru, vana, valf, musluk, meme gibi akış kesit alanını küçülten bir elemandan geçerken sürtünmelerin artması ve basıncın azalmasıyla meydana gelir. Şekil 6.3'de termodinamik kısılma olayının şematik gösterimi verilmiştir.



Şekil 6.3 Termodinamik Kısılma Olayı

Termodinamik kısılma olayında, kısılma bölgesine girişte ve çıkışta yükseklik (L_1=L_2) farkının olmadığı için potansiyel enerji değişimi olmaz. Kısılma bölgesine girişte ve çıkıştaki hızlar yaklaşık olarak birbirine eşit (C1≈C2) kabul edildiği için kinetik enerji değişimi ihmal edilebilir. Kısılma olayı sırasında, kimyasal reaksiyon olmaz, bir kanaldan akış olur ve dışarıya iş yapılmaz. Fakat kısılma bölgesine girişte ve çıkışta basınç değerleri değişir. Buna bağlı olarak sıcaklık değerleri değişebilir veya değişmeyebilir. Bu durum kullanılan akışkanın özelliğine, girişteki basınç ve sıcaklık değerlerine bağlıdır. Bu özelliklere bağlı olarak, işlem yalıtılmış (izole edilmiş) bir sistemde olduğu düşünülür ve ısı alış verişi yapılmadığı (adyabatik olduğu) kabul edilir. Böylece enerjinin korunumu kanununa bağlı olarak, kısılma işleminde entalpilerin yaklaşık olarak eşit olduğu (h_1≈h_2), sabit entalpili ($\Delta h = 0$), yani izentalpik bir durum değiştirme olduğu sonucuna varılır.

Joule – Thomson katsayısı, sabit entalpide, basıncın düşmesiyle sistemin sıcaklığında gözlenen değişme miktarı olarak tanımlanabilir. Yani Joule – Thomson katsayısı sabit entalpide basınç değiştirildiğinde, akışkanın (gazların ve sıvıların) sıcaklığının kaç derece değiştiğini gösterir. Kısılma olayında gaz akışkan davranışının değerlendirilmesinde kullanılan bir parametredir. Joule – Thomson katsayısı μ sembolü ile gösterilir.

$\mu = \left(\frac{\Delta T}{\Delta P}\right)_h = \left(\frac{T_2 - T_1}{P_2 - P_1}\right)_h$ Şeklinde gösterilir. (6.1)

Matematiksel olarak,

$$\mu = \left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_h \quad (6.2)$$

Termodinamiksel olarak,

$\mu = -\frac{1}{C_p}\left[\vartheta - T\left(\frac{\partial \vartheta}{\partial T}\right)_p\right]$ Şeklinde ifade edilir. (6.3)

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,

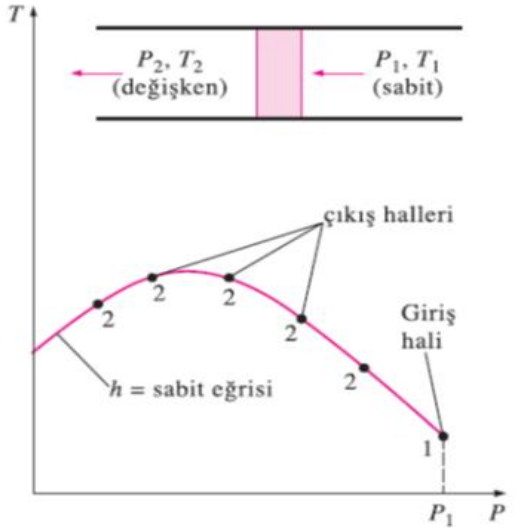
$\mu < 0$ ise Sıcaklık artar,

$\mu = 0$ ise Sıcaklık sabit kalır.

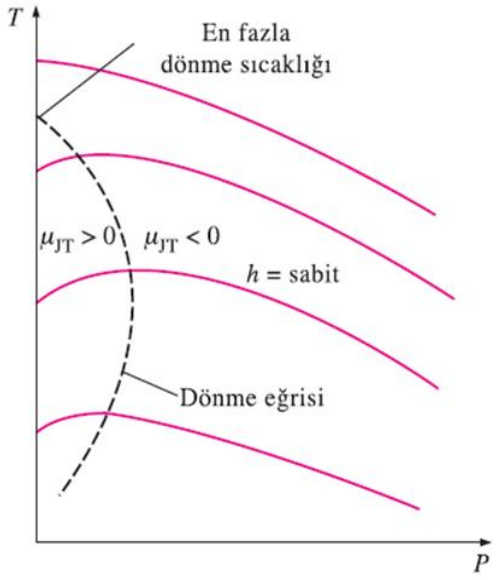
$\mu > 0$ ise Sıcaklık azalır.

Joule – Thomson katsayısının T – P diyagramında h = sabit eğrilerinin eğimini gösterdiği görülür. Sıcaklığı ve basıncı 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 6.4 de gösterildiği gibi sabit h eğrisi elde edilir. Şekil 6.5' de gösterildiği gibi kısılma vanasına giriş halini değiştirerek farklı sabit h eğrileri çizmek mümkündür.



Şekil 6.4 P – T Diyagramında h = sabit Eğrisinin Elde Edilişi [15]



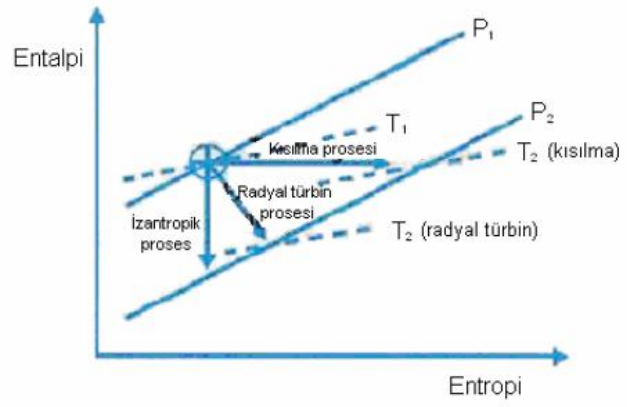
Şekil 6.5 P – T Diyagramında Sabit Entalpi Eğrileri [15]

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 sıcaklığıdır. 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. ($\mu > 0$)

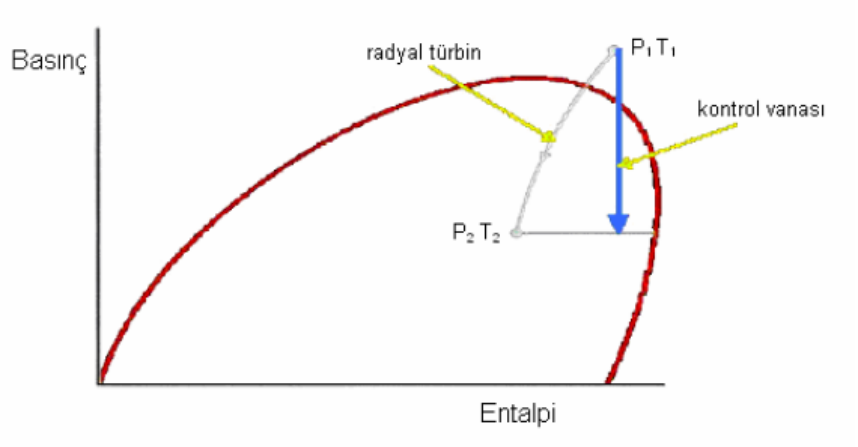
Bir kısılma işlemi, sabit entalpi eğrisi üzerinde azalan basınç yönünde, başka bir deyişle sağdan sola doğru gerçekleşir. Bu nedenle dönme eğrisinin sağında kalan bir akışkan için sıcaklık kısılma işlemi sırasında artar. Dönme eğrisinin solunda kalan bir akışkan için ise sıcaklık kısılma işlemi sırasında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

Doğal gazın genleşme prosesinde basıncı ve sıcaklığı düşer. Sıcaklık, Joule – Thomson etkisine bağlı olarak düşmektedir. Doğal gaz genleşme öncesi bir miktar ısı verilir ve genleşmeden dolayı meydana gelen sıcaklık düşümünde regülatörlerin çalışması sağlanır. Bir ideal gaz ve ideal genleşme makinesi (kayıpsız) ile böylesi bir durumda elde edilen iş, ihtiyaç duyulan ısı girdisine eşit olacaktır.

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 6.6'da kısılma ve genleşme proseslerine ait entalpi ve entropi değişimleri ve Şekil 6.7'de kısılma ve genleşmelere ait basınç ve entalpi değişimleri gösterilmektedir [15].

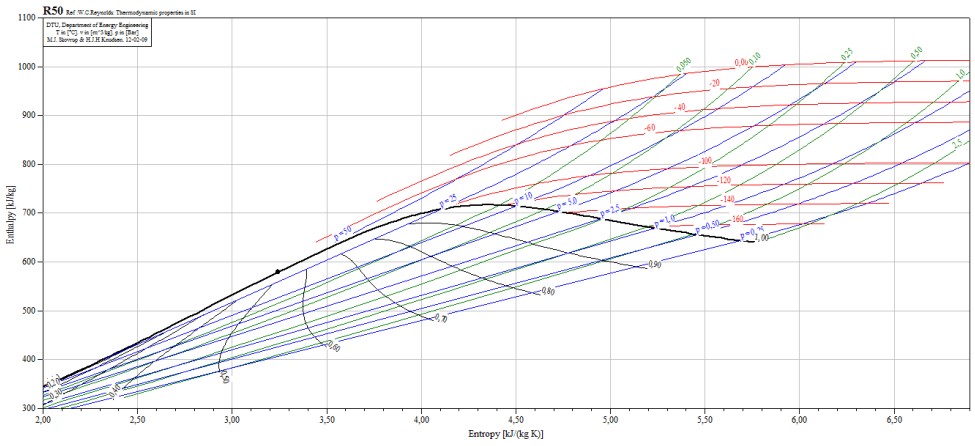


Şekil 6.6 Kısılma ve Genleşme h – s Diyagramı [16]

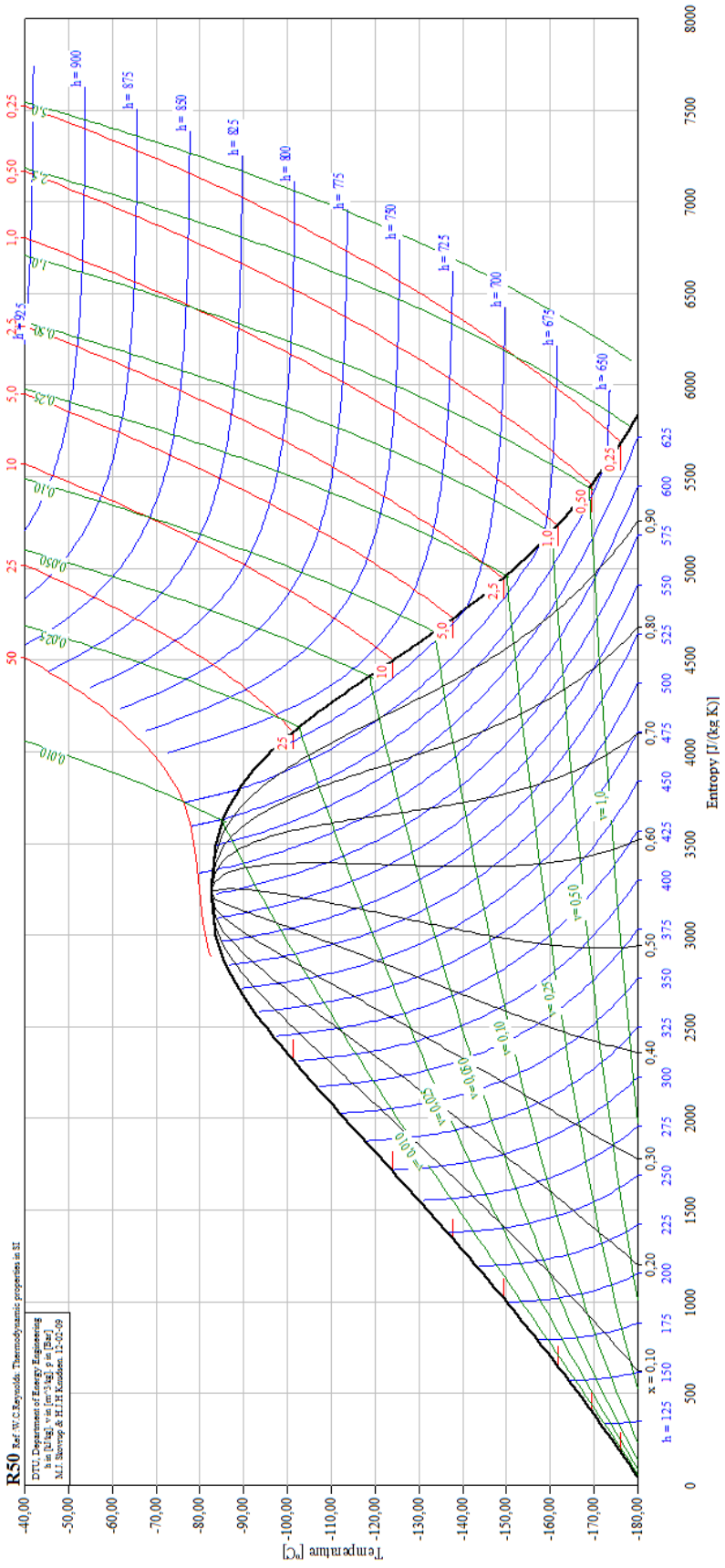


Şekil 6.7 Kısılma ve Genleşme P – s Diyagramı [16]

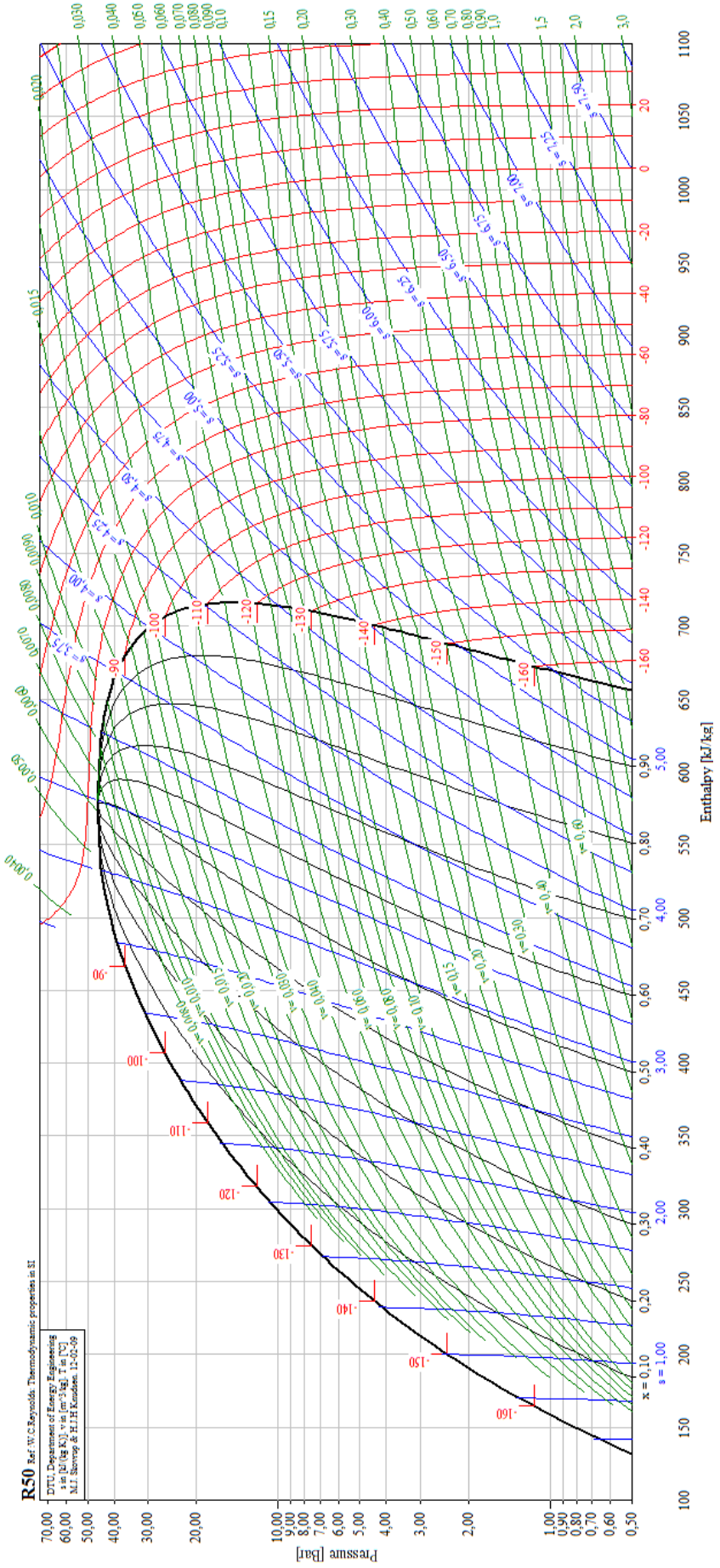
h – s grafiğinde kısılma işlemi sonucunda bir entalpi değişimi olmamaktadır. Akışkan T_1 sıcaklığından $T_{2(kısılma)}$ sıcaklığına düşmekte ve entropisi artmaktadır. Radyal türbin prosesi ise ideal olan izantropik prosese yaklaşmakta ve bir entalpi değişimi oluşturmaktadır. Radyal türbindeki genleşme sonucunda oluşan entalpi değişimi P – s grafiğinde de görülmektedir. Enerji geri kazanımı uygulamalarındaki radyal türbin yükü elektrik jeneratörüne bağlıdır. Jeneratör dişli kutusuyla radyal türbine bağlı olabileceği gibi yüksek hızlı elektrik jeneratörleri de direk olarak radyal türbine bağlıdır. Radyal türbinin dişli kutusu ile bağlı olduğu jeneratörlerde dişli kutusu dahili olabildiği gibi harici de olabilmektedir. Metan gazına ait Şekil 6.8' da Entalpi ve Entropi, Şekil 6.9' de Sıcaklık ve Entropi, Şekil 6.10'de Basınç ve Entalpi diyagramları verilmiştir [16].



Şekil 6.8 Metan h – s Diyagramı



Şekil 6.9 Metan T – s Diyagramı



Şekil 6.10 Metan P – h Diyagramı

Metan P – h diyagramında farklı basınç değerlerinde entalpi değerleri görülmektedir. Başlangıç sıcaklığı 15 ºC kabulü ile 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 bir ısı girdisi gerekmektedir [16].

Tablo 6.1 Giriş – Çıkış Basınç Farklarının Joule – Thomson Etkisi [16]

Giriş – Çıkış Basıncı	**Basınç Oranı**	**İlave Isıtma Sıcaklık Farkı (K)**	**Isı / İş Dönüşümü**
100 / 70	1,4	27	1,56 $kWh_{(t)}/kWh_{(e)}$
70 / 40	1,8	42	1,38 $kWh_{(t)}/kWh_{(e)}$
40 / 10	4,0	107	1,14 $kWh_{(t)}/kWh_{(e)}$
10 / 1,2	8,3	163	1,02 $kWh_{(t)}/kWh_{(e)}$

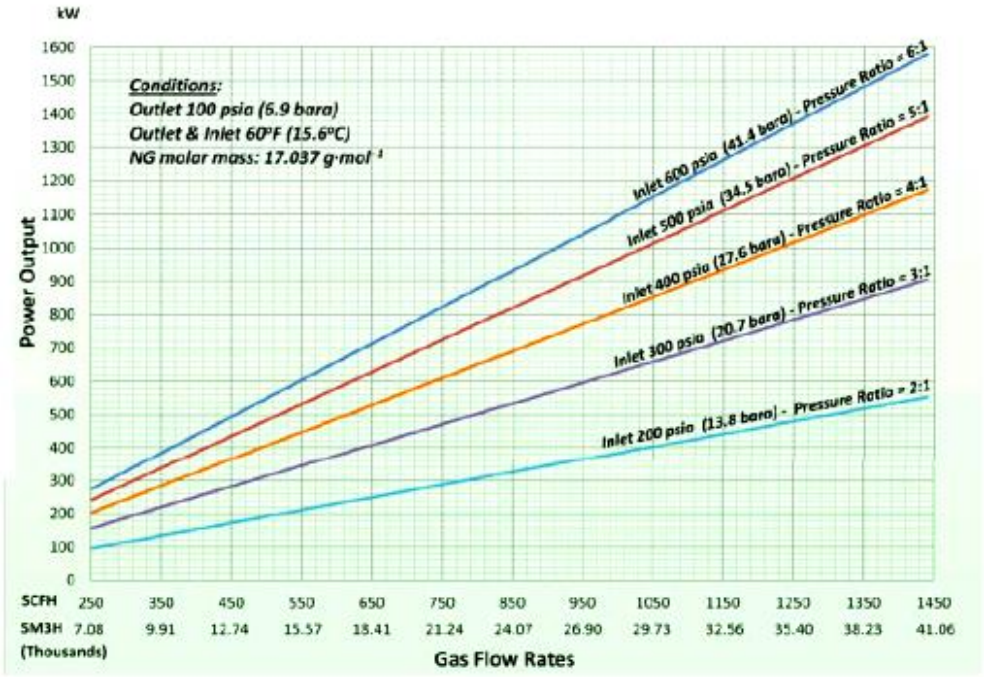
Doğal gaz genleşme öncesi ve sonrası aynı sıcaklığı sağlaması gerektiği kabulü ile genleşme makinesinin yüksek iç verimi ısının mekanik işe verimli bir şekilde dönüşmesinde etkilidir. Yüksek iç verim, yüksek ısı girişi demektir. Aynı zamanda da daha fazla iş eldesi demektir. RMS – A istasyonlarına yüksek basınç ile gelen doğal gaz iç enerjisi halihazırda mevcut olduğundan kompresör gerekmemektedir.

Doğal gazın patlama eşik değerleri yapılmış çalışmalarla belirlenmiştir. Atmosferik şartlarda (20 ºC, 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 genleşme 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 ºC'dir [16].

6.2. Radyal Türbin Uygulaması (Turbo Expander)

Kompresör istasyonlarında gaz türbinlerinin tahriki ile yüksek basınç seviyelerine çıkarılan doğal gaz RMS – A istasyonlarında istenilen basınç değerine

sönümleme ile ulaşmak yerine radyal türbin (turbo expander) ile elde edilebilirse gaz türbinlerinde harcanan enerjinin büyük bir bölümünü geri kazanılabilir. Genleşme türbinleri olarak da adlandırılan radyal türbin (turbo expander), doğal gaz tesisleri ve rafinerilerin kayıp enerjisini yakalamak için kullanılan bir yoldur. Genleştirici prensibi türbin ve elektrik jeneratörü kullanarak yararlı kinetik enerjiye dönüştürmesi üzerine kurulmuştur. Gaz, yüksek basınçlı akımdan radyal türbin'e (turbo expander) akarken elektrik üreten bir jeneratöre bağlı türbini döndürür. Geleneksel bir kontrol vanası veya regülatör, radyal türbin (turbo expander) ile yer değiştirilirse, doğal gazın potansiyel enerji kaybolmak yerine elektriğe dönüştürülebilir. Sıcaklık ve akış hızı, akışın enerji çıkış basınç oranı ile orantılı olduğu görülmektedir. RMS – A istasyonlarının öncelikli görevi doğal gaz iletimini kesintisiz sağlamak olduğundan, radyal türbin (turbo expander), istasyondaki regülatör hatlarına paralel olarak bağlanır. Paralel imalatı yapılan basınç düşürme hattında regülatör giriş vanaları %1 açık konumda iken radyal türbin (turbo expander) giriş vanaları %99 açık konumdadır. Radyal türbinde (turbo expander) arıza olması durumunda doğal gazın kesintisiz iletiminin sağlanabilmesi için regülatör giriş vanaları %1 açık konumundan %100 açık konuma getirilir. Aşağıdaki Şekil 6.11' de gördüğümüz gibi daha yüksek akış hızı ve basınç farkına göre potansiyel enerji farkı gösterilmektedir.



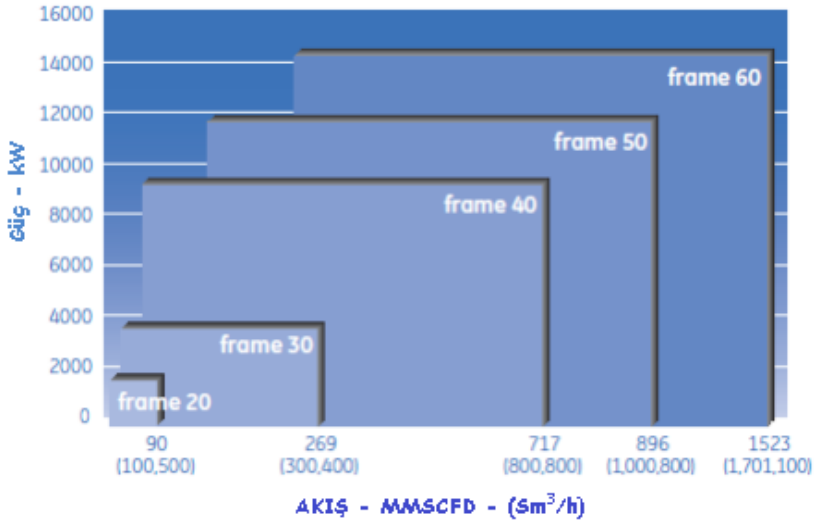
Şekil 6.11 Akış ve Basınç Oranına Karşı Potansiyel Güç Jeneratörü [17]

Üretilen güce göre doğal gaz basınç oranı ve debisi Şekil 6.12'de Radyal Türbin (Turbo Expander)'nin teknik verileri olarak verilmiştir.

Model	Power Output*	Isentropic Efficiency	Max Inlet	Approx. Flow Rate Required at Pressure Ratio w/ Max Inlet Pressure, Molar weight of 17.04					Unit Dimensions			Mass
	US Units - GAS PRESSURE											
	kW	%	PSIA	SCFH w/ Inlet & Outlet Temps at 60°F					Width	Length	Height	lb
				6:1	5:1	4:1	3:1	2:1	ft	ft	ft	
250kW	250	65	350	259,700	289,800	339,500	432,800	697,700	7.5	12.0	7.0	8,500
500kW	500	70	600	456,200	511,400	600,600	772,100	1,260,200	7.5	16.0	7.0	11,250
1MW	1000	75	600	831,900	936,400	1,102,200	1,419,100	2,331,500	7.5	18.0	7.0	15,000
5MW	5000	75	600	4,158,300	4,681,100	5,509,700	7,094,400	11,652,800	7.5	19.0	7.0	26,000
	SI Units - GAS PRESSURE											
	kW	%	BARA	Nm3/hr w/ Inlet & Outlet Temps at 15.6°C					Width	Length	Height	kg
				6:1	5:1	4:1	3:1	2:1	m	m	m	
250kW	250	65	24	7,400	8,200	9,600	12,300	19,800	2.3	3.7	2.1	3,900
500kW	500	70	41	12,900	14,500	17,000	21,900	35,700	2.3	4.9	2.1	5,100
1MW	1000	75	41	23,600	26,500	31,200	40,200	66,000	2.3	5.5	2.1	6,800
5MW	5000	75	41	117,800	132,600	156,000	200,900	330,000	2.3	5.8	2.1	12,000

Şekil 6.12 Radyal Türbin (Turbo Expander) Teknik Verileri [17]

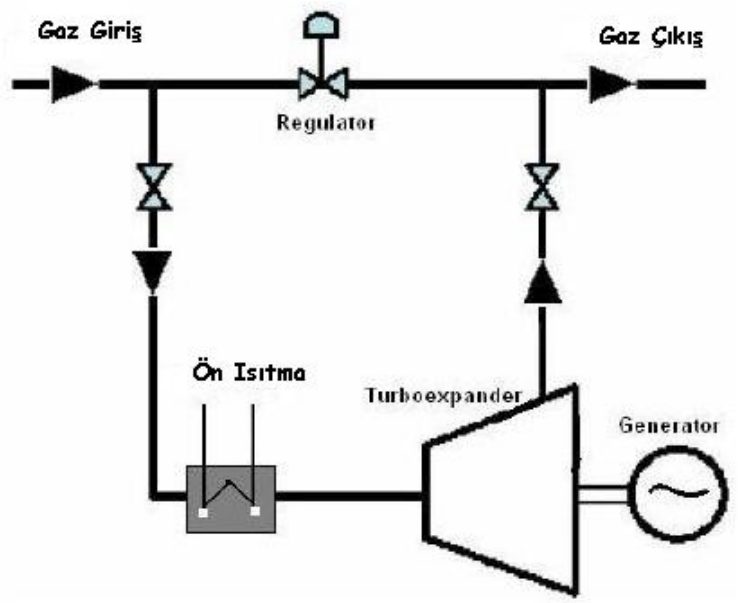
Şekil 6.13'de radyal türbin – Jeneratörünün (turbo expander – generator) basınç düşürme istasyonlarındaki doğal gaz debisine ve basıncına göre güç üretimi gösterilmiştir.



Şekil 6.13 Basınç Oranına Göre Debi ile Güç Değişimi [18]

Radyal Türbin – Jeneratör (Turbo Expander – generatör) tasarımları geniş bir yelpazede iki temel yapılandırması vardır. Birincisi jeneratör şaft üzerine direk monte edilmiştir. İkincisi hız düşürücü dişli ile bir bağlantı içerir.

Birçok durumda Radyal Türbin (Turbo – Expander) ile jeneratör ünitesi ulaşımını basitleştirmek ve kurulum maliyetini azaltmak için kızak üzerine monte edilebilir. Şekil 6.14'de Radyal türbin (Turbo Expander) sistem görünüşü verilmiştir.



Şekil 6.14 Radyal Türbin (Turbo Expander) Sistem Görünüşü [2]

Farklı çeşitlerde turbo genleştiriciler vardır. Bunlar aşağıda sınıflandırılmıştır.

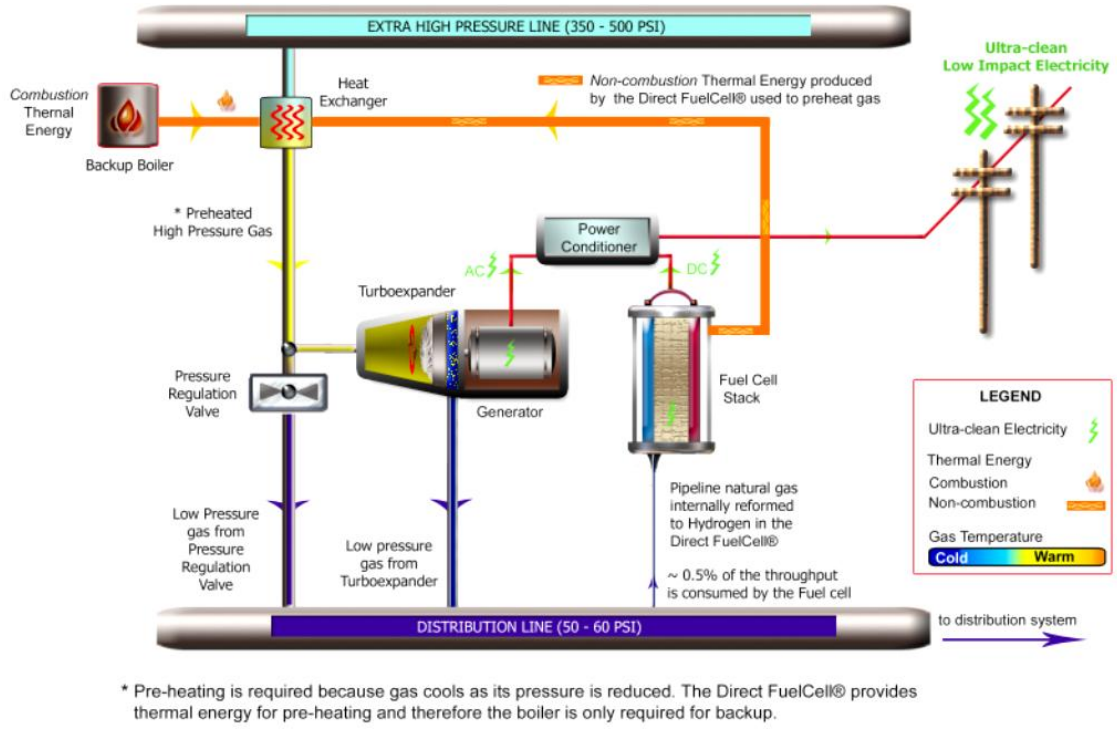
- **Doğrudan Sürüş** : Doğrudan sürüş seçeneği uygun olduğunda hız azaltma, dişli kutuları ve bağlantılı donanım ihtiyacını ortadan kaldırır.
- **Harici Şanzıman** : Harici şanzıman özellikli genleştiriciler GE patentli rulmanlar tam paketi için ortak bir yağ besleme sistemlidir.
- **Entegre Şanzımanlar:** Bu düzenleme, yüksek hız dişlisini doğrudan genleştirici tekerleğe bağlar. Yüksek hızlı bağlantı ihtiyacını ortadan kaldırır. Standart tasarımlar 15 MW a kadar kullanılabilir.
- **Çok aşamalı** : Yüksek basınç oranları ve / veya yüksek akış oranları, çok kademeli bir düzenleme gerektirir. Standart Genleştirici – dişli tasarımları ortak ayrılmaz şanzımanın üzerinde dört genleştirici kapasitelidir.

Tablo 6.2'de turbo expander çalışma ve kullanım yeri verileri verilmiştir.

Tablo 6.2 Turbo Expander Jeneratörünün Ürün Yelpazasi [19]

Basınç	3,000 psi (200 BarA) kadar
Sıcaklık	- 450^{0}F to 925°F (-270°C to 500°C)
Güç	Kademe başına 20,000 hp (15,000 kW) kadar
Genleşme Oranı	14'e kadar
Güç	Kademe başına 20,000 hp (15,000 kW) kadar
Kullanılan Akışkan	Doğal gaz, petrokimya ürünleri, hidrojen, hava, buhar, vb dahil olmak üzere bütün saf ya da karışık akışkanlar.

Bu teknoloji birkaç turbo makine üreticileri tarafından dünya çapında uygulamaları yapılmıştır. Şekil 6.15'de şehir giriş istasyonunda kullanılan radyal türbin (turbo expander) ve ısıtma sistemleri ile yanma ve emisyon değerleri oluşmadan temiz elektrik enerji üretimini şematik gösterimi verilmiştir.



Şekil 6.15 RMS – A İstasyonunun Hibrit Kojenerasyon Sistem Revizyonu ile Oluşan Tesisin Şematik Gösterimi [19]

6.2.1. Radyal Türbin (Turbo Expander) Tipleri

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 genleşme makinesinin yıllık işletim saati çok önemlidir. Doğal gaz debisi için düzenli bir yıllık tüketim diyagramı kullanarak ve iç verimi de hesaba katarak, bir turbo expander'ın 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.

$$KA = (1{,}6PE + 1000)\ 650 \qquad (6.4)$$

Bu denkleme göre birim yatırım maliyeti, kA, nominal elektriksel güç, PE' deki artış ile birlikte azalma göstermektedir. Tablo 6.3'de yatırım maliyetinin elektriksel güce göre değişimi verilmiştir [16].

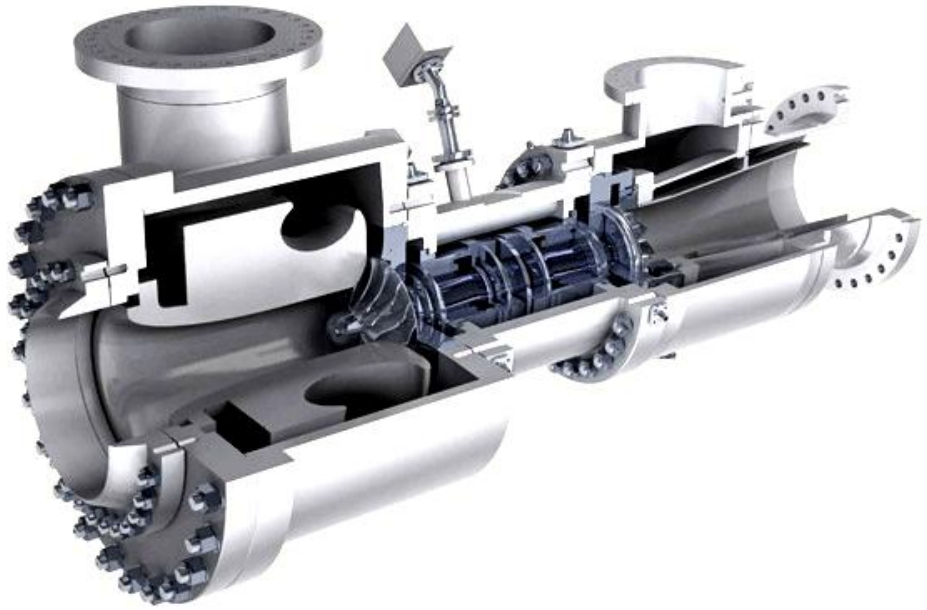
Tablo 6.3 Yatırım Maliyetinin Elektriksel Güce Göre Değişimi [16]

Elektriksel Güç (PE)	Yatırım Maliyeti (KA)
500 kW	2340 $ / kWh
1000 kW	1690 $ / kWh
3000 kW	1255 $ / kWh

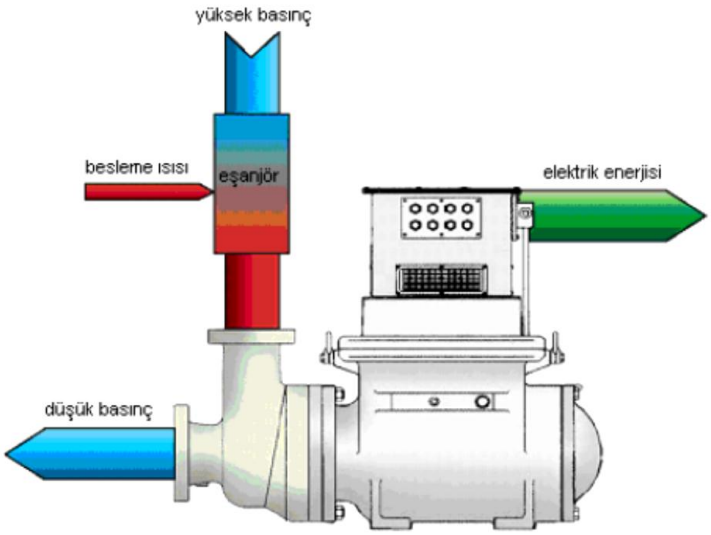
1000 kWe değerine kadar ki nispeten küçük nominal güçler için, mevcut tecrübelere göre piston genleşme makineleri (Ör:Spilling motorları) daha uygundur. 1000 kWe değerinden daha yüksek nominal güçler için ise modifiye edilmis buhar türbinleri, proses gaz türbinleri ve hermetik turbo toplayıcılar (turbo 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 tesisler radyal türbin (turbo expander) yararlılığını gözetmeksizin kesintisiz gaz teminini sağlayan kontrol ekipmanlarıyla donatılmış mevcut istasyonlara ikinci bir paralel sistem olarak kurulmalıdır.

6.2.2. Radyal Türbin (Turbo Expander) Dizayn Prensipleri

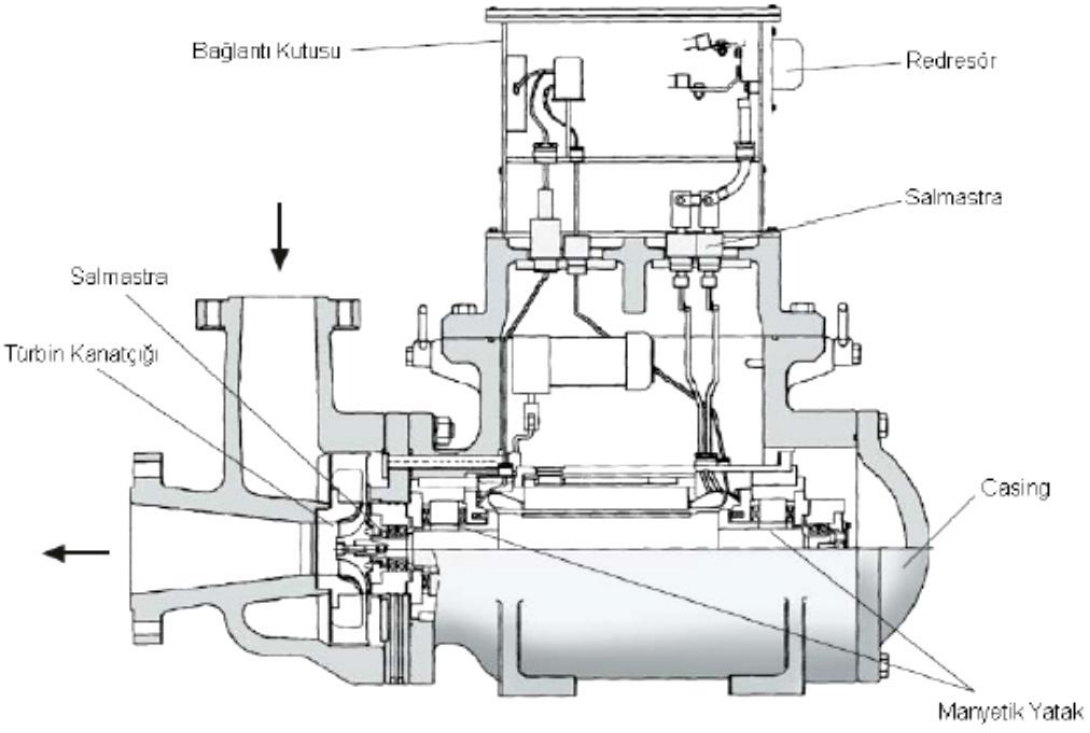
Doğal gaz, radyal türbine radyal yönde girer ve eksenel yönde çıkar. Radyal türbin, akışkanı iki aşamada genleştirir. İlk aşamada akışkan, giriş kılavuz vanaları (IGV) içinden geçerek bir miktar basıncını kaybeder. Sonra, çarkın içinden doğru geçerek istenen çıkış basıncına ulaşır. Radyal türbinin IGV'si, yaklaşık olarak statik ısının yarısını kinetik enerjiye dönüştürür. Radyal türbinin çarkı, statik ısının ikinci yarısını izantropik prosesle genleştirir. İkinci genleşmenin termal verimi, vanalar içerisindeki serbest genleşmeden (Joule Thomson) oldukça fazladır. Şekil 6.16'de radyal türbin (turbo expander) kesit görünümü, Şekil 6.17'de radyal türbin – jeneratör (turbo expander – generator) prosesinin şematik görünümü ve Şekil 6.18'de Turbo Expander – Jeneratörün Kesit Görünümü verilmiştir.



Şekil 6.16 Radyal Türbin (Turbo Expander) Kesit Görünümü [18]

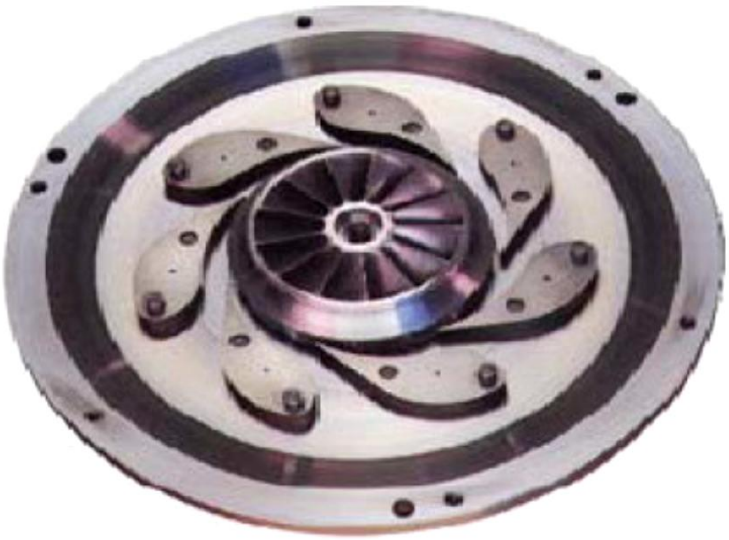


Şekil 6.17 Radyal Türbin (Turbo Expander) – Jeneratör Şematik Görünümü [18]



Şekil 6.18 Radyal Türbin (Turbo Expander) – Jeneratörün Kesit Görünümü [18]

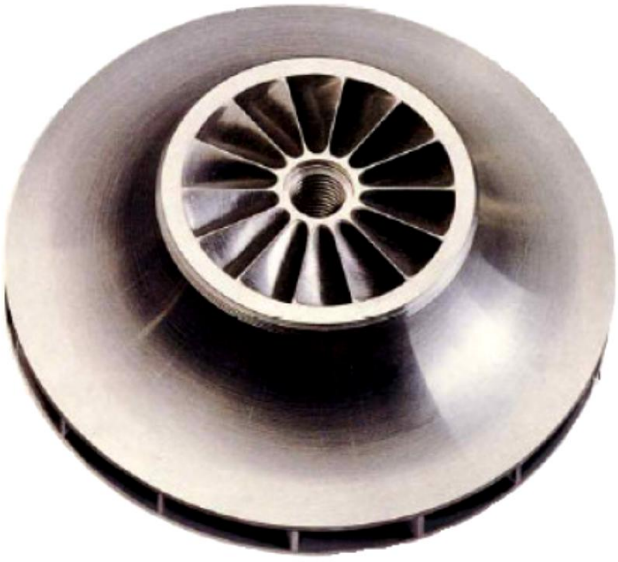
Radyal türbinin giriş kılavuz vanaları (IGV), radyal türbin şaftının sonunda bulunan bir radyal çarkı çevreler. IGV ve çark, proses akışkanını minimum sürtünme kayıplarıyla genleştirecek şekilde dizayn edilmiştir. Proses akışkanının genleşmesi esnasında tork üretilir. Proses akışkanın momentumundaki değişim rotoru çevirmesi sonucu mekanik enerji üretir. Şekil 6.19'da radyal türbin (turbo expander) giriş kılavuz vanası, Şekil 6.20'de açık tip radyal türbin çarkı (turbo expander), Şekil 6.21'de kapalı tip radyal türbin (turbo expander) ve Şekil 6.22'de radyal türbin (turbo expander) kesit görünüşü gösterilmiştir [16].



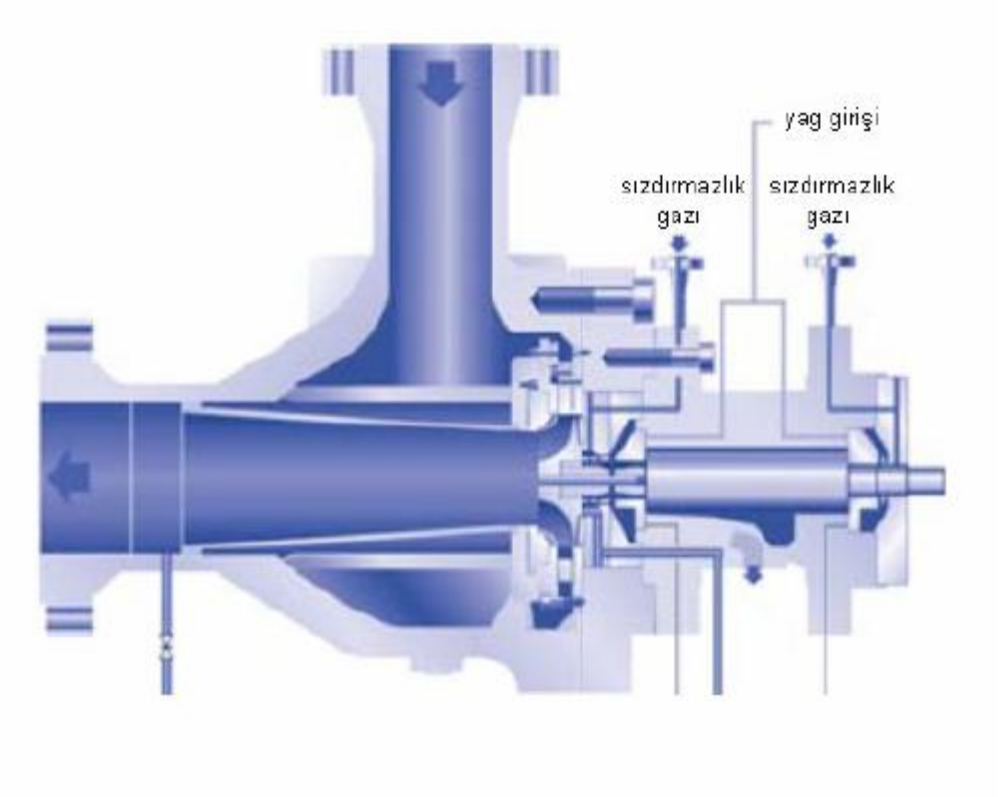
Şekil 6.19 Radyal Türbin IGV' si ve Çarkı [18]



Şekil 6.20 Açık Tip Radyal Türbin Çarkı [18]



Şekil 6.21 Kapalı Tip Radyal Türbin Çarkı [18]



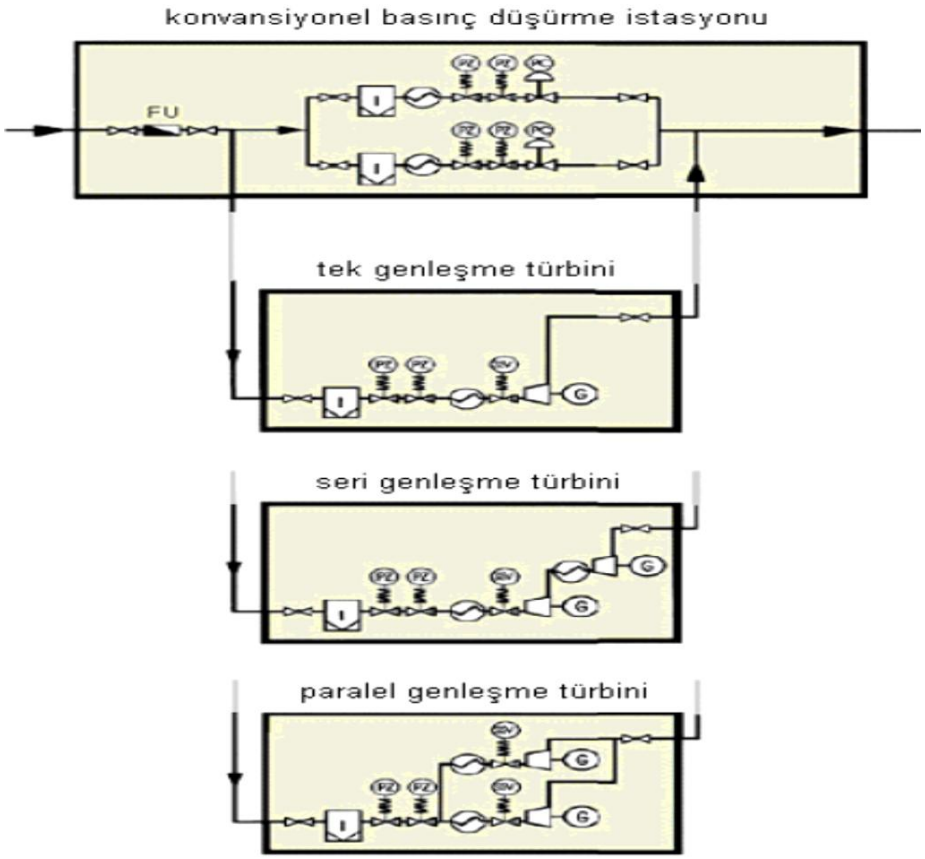
Şekil 6.22 Radyal Türbin Kesit Görünüşü [18]

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 (turbo expander) donanımı ve yardımcı sistemleri, dizayndaki sağlamlığı ve isletme kolaylığı bakımından oldukça verimlidir. kW basına kurulum ve bakım giderleri diğer elektrik üretim tipleriyle karşılaştırıldığı zaman çok düşüktür.

6.2.3. Farklı Radyal Türbin Uygulamaları

Radyal türbin (turbo expander) basınç düşürme istasyonlarına paralel hat olarak yapılır. Her ne kadar basınç düşümünden enerji üretmek önemli olsa da işletme amacı sürekli gaz akışı sağlamak olan bir istasyonun durmasına engel teşkil etmemelidir. Bu sebepten dolayı her ihtimale karsı radyal türbin, bir kısma vanası ile birlikte işletilir. Basınç düşürme istasyonundaki regülatör grubuna bağlı değişik radyal türbin uygulamaları vardır.

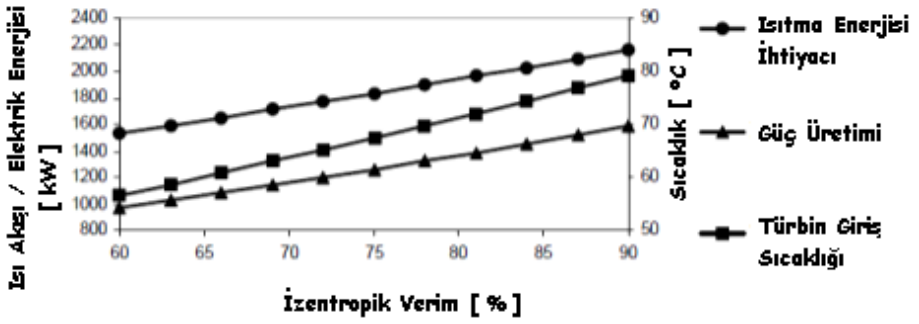


Şekil 6.23 Radyal Türbin (Turbo Expander) Uygulamaları [16]

Genellikle tek genleşme türbini yeterli olmaktadır. Fakat giriş ve çıkış basınç oranı 4,5'in üzerinde olduğu zaman radyal türbinlerin seri bağlanması gerekmektedir. Böylece basınç düşümü kademeli olarak yapılır. Gaz debisi radyal türbin kapasitesinin üzerinde ise birbiri ile paralel çalışan radyal türbinler konumlandırılabilir. Tablo 6.4'de Tipik radyal türbin (turbo expander) kurulumunun simülasyon sonuçları verilmiştir.

Tablo 6.4 Tipik Radyal Türbin (Turbo Expander) Kurulum Simülasyon Sonucu[5]

Veri Girişi								
Doğal Gazın Giriş Özellikleri								
		1	2	3	4	5	6	7
Akış Hızı	Sm^3/h	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000	60.000
Sıcaklık	°C	3	3	3	3	3	3	3
Basınç	MPa	5,5	6,3	4,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Doğal Gazın Çıkış Özellikleri								
Sıcaklık	°C	3	3	3	3	3	-7	13
Basınç	MPa	1,8	1,8	1,8	1,4	2,3	1,8	1,8
Sonuçlar								
Türbin Giriş Sıcaklığı	°C	71,3	80,2	58,3	86,1	56,7	60,2	82,3
Isıtma Enerjisi İhtiyacı	kW	1939	2242	1525	2356	1530	1617	2261
Enerji Üretimi	kW	1367	1547	1107	1719	1036	1309	1424
Termik Verim	%	70,5	69,0	72,6	73,0	67,7	81,0	63,0
J – T etkisinin giderilmesi için ısı çıkarılmasından sonraki termik verim	%	98,3	98,3	98,4	98,3	98,4	98,4	98,4



Şekil 6.24 Gerekli Isıtma Enerjisi, Güç Jeneratörü ve Türbin Giriş Sıcaklığının İzentropik Verimi [5]

6.2.1. Radyal Türbin Uygulamalarının Avantajları

Radyal türbinler çok geniş bir çalışma aralığında ve yüksek verimde kullanılabilirler. Kuvvetli mil dizaynı sayesinde prosesi optimize edebilecek herhangi bir hızda buna maksimum çalışma hızı da dahil çalıştırılabilir.

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 ya da paslanmaz çelikten imal edilmiştir.

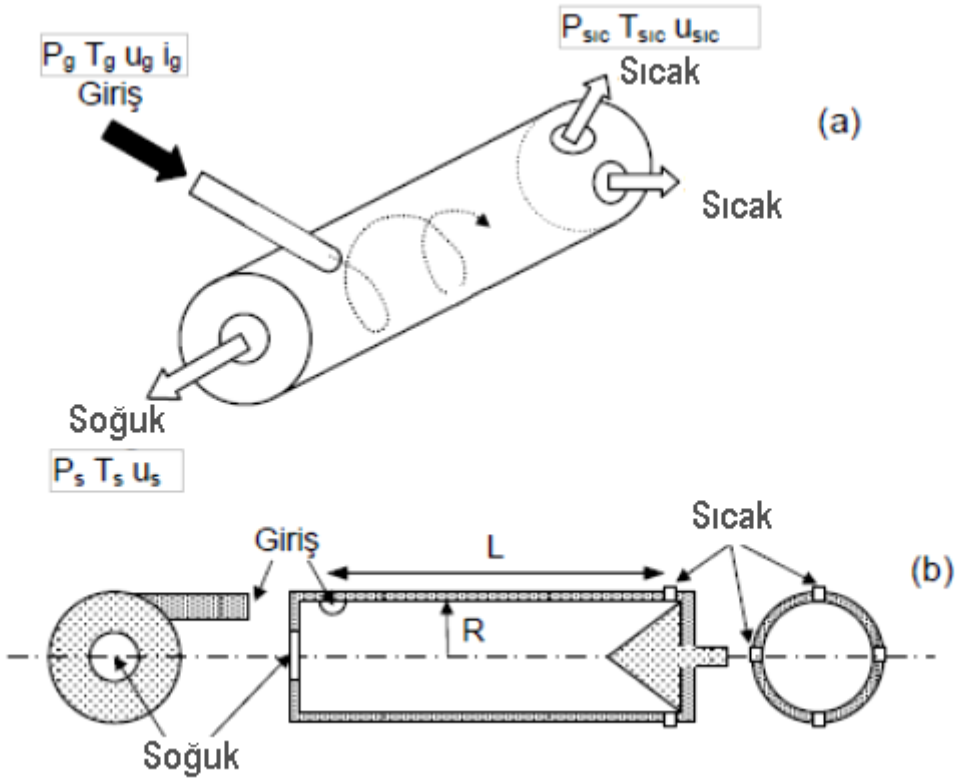
İki tek parçalı radyal yatak radyal türbin milini desteklemek için kullanılır. Rotoflow yatak dizaynı, arttırılmış aşınma toleransını ve yaklaşık dokuz kez daha fazla yağ filmi dayanıklılığını sağlar. Bu yüksek dayanıklılık yağ filmi rezonansının tam hız ve debide meydana gelmesine engel olur. Rotoflow millerinin sertliği aynı zamanda dengesizliğe karşı daha az hassasiyet ve çarktaki tortulara karsı daha yüksek direnç yeteneği anlamına gelir. Aktif manyetik yataklı radyal türbinler birçok uygulama için konvansiyonel yatak sistemlerine bir alternatiftir. Yağlanma ihtiyaçları olmadığından yağlama sistemi elamanları olan pompalara, filtrelere, soğutuculara vb. gerek duymaz ve prosesin kirlenme riski ortadan kalkar. 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 şaft pozisyon sensörlerinden gelen sinyallere göre elektromıknatıs akımını ayarlayarak rotorun pozisyonunu kontrol eder.

6.3. Vorteks Tüplerin Basınç Düşürme İstasyonlarında Kullanımı

Vorteks tüpler ilk olarak Ranque tarafından 1928 yılında keşfedilmiş ve Hilsch tarafından 1947 yılında geliştirilmiştir. Bu araştırmacıların ismine hürmeten bu tüpler Ranque Vorteks Tüpü (RVT), Hilsch Vorteks Tüpü (HVT) ve Ranque-Hilsch Vorteks Tüpü (RHVT) olarak adlandırılmaktadır. Vorteks tüpleri, sadece basınçlı gaz ile çalışan, kontrol vanası hariç hiçbir hareketli parçası olmayan basit bir mekanik cihazdır.

Bu basit mekanik cihaz, tüpe teğetsel olarak giren yüksek basınçlı gaz akımını, biri giriş gazından daha sıcak diğeri giriş gazından daha soğuk, düşük basınçlı iki akıma ayırmaktadır. Şekil 6.25'de bir Vorteks tüpünün çalışmasının ve tüp geometrisinin

şematik resmi gösterilmiştir. Vorteks tüplerin uygulama alanları, kompaktlık, güvenilirlik ve düşük cihaz maliyetlerinin temel faktörler olduğu alanlardır. Bu nedenlerle kompaktlık, güvenilirlik ve düşük cihaz maliyetlerinin temel faktörler olduğu ve çalışma veriminin daha az önemli olduğu alanlarda RHVT çeşitli uygulamalarda kullanılmaktadır. Bunlar arasında gaz ısıtması, gaz soğutması, gazın temizlenmesi, gaz kurutulması, gaz karışımlarının ayrıştırılması, doğal gazın sıvılaştırılması ve diğerleri sayılabilir.



Şekil 6.25 Vorteks Tüpü (a) Çalışma Şematiği (b) Tüp Geometrisi [20]

Vorteks tüplerinde basınçlı akışkan olarak genellikle hava kullanılmakta ve oldukça düşük sıcaklıklar elde edilebilmektedir. Örneğin hava kullanılan Vorteks tüplerde soğuk akımın sıcaklığı -50 °C kadar düşük, sıcak akımın sıcaklığı ise +200 °C kadar yüksek olabilmektedir. Bunun yanında daha az sayıda da olsa buhar, doğal gaz, hidrokarbonlar ve diğer gazların kullanıldığı çalışmalar da mevcuttur. Williams akışkan olarak metan kullandığı çalışmada RHVT performansının hava kullanıldığında elde

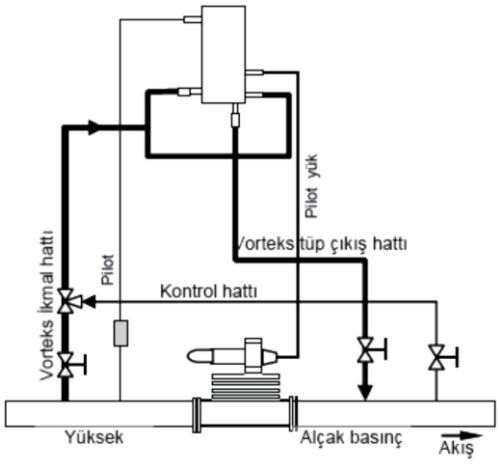
edilen performansa oldukça benzer olduğunu bulmuştur [21]. Williams'a göre Vorteks tüpler, doğal gaz içerisindeki nemin ve diğer maddelerin yoğuşturularak alınması amacıyla kullanılabilir. Vorteks tüplerde elde edilebilecek minimum ve maksimum sıcaklıklar geliştirilen çeşitli modeller kullanılarak veya deneysel olarak bulunabilir. Gerçek bir Vorteks tüpteki sıcaklık ayrışması akışkanın cinsine, boyutsuz basınç oranına, soğuk akış kütlesel debi oranına, tersinmezlik derecesine ve diğer geometrik ve çalışma parametrelerine bağlıdır. Genel olarak, Vorteks tüpün veriminin ıslaklık oranının artmasıyla azaldığı ve buhar ile hidrokarbonlar kullanıldığında elde edilen sonuçların havanınkine büyük oranda benzediği ifade edilebilir. Vorteks pilot gaz ısıtıcılarının kullanılmasıyla Vorteks tüpten çıkan soğuk akım sıcaklığının -29 ile -35 °C değerlerine kadar düştüğü ifade edilmektedir [22].

Doğal gazın basıncı basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarında regülatörler kullanılarak düşürülür. Ancak regülatörlerde doğal gazın basıncının düşürülmesi gazın sıcaklığının düşmesine yol açar Bu düşük sıcaklıklarda çalışma, hidrokarbon yoğuşması ve ayrıca donan suyun katı metan hidratları oluşturması nedeniyle katıların regülatör blokajına veya konut, ticari tüketicilerin servis regülatörünün donmasına neden olur. Küçük orifislerde veya regülatör kontrol cihazları borularında hidratların oluşması gaz akışının kesilmesine ve bazı durumlarda yüksek basınçtan koruyan cihazlarının çalışmasının durmasına neden olur. Bu düşük sıcaklıklar basıncın düşürülmesinin gaz sıcaklığını ne kadar çok etkilediğini göstermektedir. Basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarındaki bu istenmeyen olayları önlemek amacıyla doğal gaz genellikle regülatörlere girmeden önce çeşitli yöntemlerle ısıtılır. Isıtıcıların kullanılmasıyla gazın sıcaklığında oluşan artış kullanılan ısıtıcının tipine bağlıdır. Bu tip ısıtma sistemlerinde genellikle doğal gaz yakılarak gazın ısıtılması için gerekli enerji sağlanır. Tipik konfigürasyonda ısıtıcı ve regülatör seri bağlanır. Isıtıcının girişi istasyona giren gaz hattına ve regülatör çıkışı istasyondan çıkan gaz hattına bağlanır. Isıtma prosesi için gerekli enerji miktarı basınç düşümüne, akış debisine ve giren gazın sıcaklığına bağlıdır. Doğal olarak bu miktar istasyona giren gaz ile istasyon çıkışındaki istenen gaz özelliklerine bağlı olarak istasyondan istasyona değişir. Bu enerji miktarı özellikle soğuk iklimlerde çok daha fazla olabilir. Basınç regülatörlerinden önce doğal gazın sıcaklığını artırmak amacıyla kazanlar kullanılır. Bu kazanlar doğal gaz akış hattına monte edilen ısı değiştiricisi ile doğal gaza ısı aktarır. Bu kazanlarda doğal gaz

yakıldığından güvenlik önlemi olarak istasyonun farklı bir bölümüne konulurlar. Ancak gaz ısıtıcıları kentsel bölgelerde mekan sınırlamaları nedeniyle hem pratik hem de mali açıdan uygun olmayabilir [23].

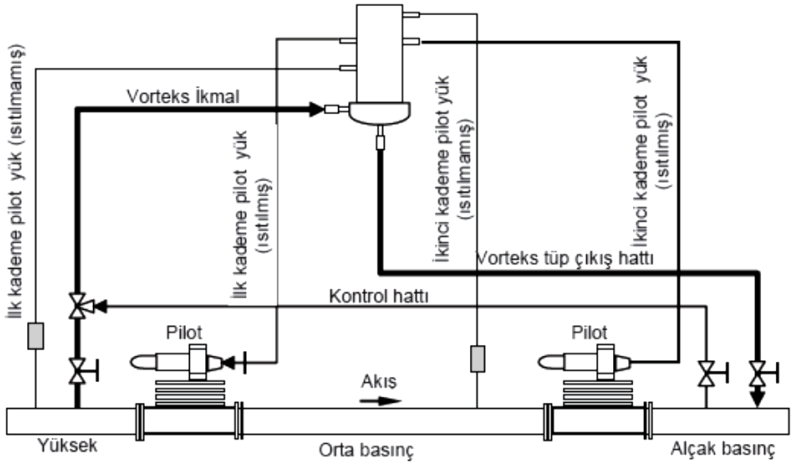
Vorteks tüp regülatör ve ısıtıcı bulunan basınç düşürme istasyonlarında doğal gazı ısıtmak için gerekli enerji tüketimini azaltmak ve gerekli olursa soğutma işlevini de sağlamak amacıyla kullanılabilir. Vorteks tüpün girişi, istasyona giren gaz hattına bağlanır. Vorteks tüpün soğuk çıkış ucundan çıkan soğuk akım ısı değiştiricisine giderek soğutma görevini yerine getirir. Vorteks tüpün sıcak ucundan çıkan akım regülatörü ısıttıktan sonra ısı değiştiricisinden çıkan sıcaklığı artmış soğuk akımla birleşir. Birleşik akım istasyondan çıkan boru hattına bağlanır. Teorik olarak, basınç düşürme ünitesi olarak tasarım özelliğine sahip olduğundan Vorteks tüpler basınç regülatörü olarak kullanılabilir. Ancak gaz dağıtım istasyonlarının hassas olarak belirlenmiş bir çıkış basıncı ile çalışmaları gerektiğinden Vorteks tüpler basınç regülatörleri ile birlikte kullanılmalıdır. Böylece, güvenilir geniş – aralıklı ayarlama, herhangi bir gaz parametresi ile çalışma olanağı ve tasarımda güvenilirlik sağlanılmış olur.

Doğal gazın ön ısıtma işlemi istasyondaki mevcut basınç düşümü altında çalışan ve "Vorteks pilot gaz ısıtıcıları" olarak adlandırılan cihazlar kullanılarak da gerçekleştirilebilir. Bu cihazların orta kısmı bir Vorteks tüptür. Sıcak gazın ısı enerjisi Vorteks tüpün cidarlarına monte edilmiş bulunan ısı değiştiriciden geçen pilot gaza aktarılır. Üretilen ısı akısının bir kısmı, donmasını önlemek amacıyla basınç düşürme giriş lülelerini ısıtmak için kullanılır. Vorteks pilot gaz ısıtıcılarının kullanımı için çeşitli tasarımlar yapılabilir. Şekil 6.26' da tek hatlı vorteks pilot gaz ısıtıcısı şematik görünümü gösterilmiştir.



Şekil 6.26 Tek Hatlı Vorteks Pilot Gaz Isıtıcısı Şematik Görünümü [20]

Şekil 6.27'de çift hatlı vorteks pilot gaz ısıtıcı şematik görünümü gösterilmiştir.



Şekil 6.27 Çift Hatlı Vorteks Pilot Gaz Isıtıcısı Şematik Görünümü [20]

Kısaca ifade etmek gerekirse basınç düşürme ve ölçüm istasyonunda Vorteks tüplerin basınç düşürme amacıyla kullanılması,

- Basınç düşürme işlevini yerine getirir ve/veya basınç regülatörlerinin yükünü azaltır yani bunların daha güvenilir ve kararlı çalışmasını sağlar.
- Gazı ısıtmak için gerekli istasyon enerji tüketimi ortadan kalkar/azalır.
- Çeşitli soğutma fonksiyonu yerine getirmek üzere soğutma yükü sağlar.

BÖLÜM 7

RADYAL TÜRBİN (TURBO EXPANDER) UYGULAMA ÖRNEĞİ

478 MW gücündeki Trakya Elektrik Doğalgaz Kombine Çevrim Santralı Tekirdağ ili Marmara Ereğlisi ilçesinde tesis edilmiş bulunmaktadır.

Türkiye'de ilk kez uluslararası finansman temini ile yap – işlet – devret modeli çerçevesinde gerçekleştirilen projenin toplam yatırım tutarı 600 milyon ABD Dolarıdır. Trakya Elektrik Santrali yılda 3,6 milyar kWh elektrik üretimi yapmaktadır.Şekil 7.1'de Trakya elektrik kombine çevrim santrali gösterilmiştir.



Şekil 7.1 Trakya Elektrik Kombine Çevrim Santrali

Tesise ait veriler aşağıda sıralanmıştır.

Buhar türbin gücü	178.9 MW	
Gaz türbin gücü	2x154.641 MW	(309,282 MW)
Gaz türbin tipi	Siemens V 94.2	
Turbo Expander çıkış gücü	1.3 MW	
Brüt çıkış gücü	489.482 MW	
İç ihtiyaç tüketimi	11.5 MW	
Net çıkış gücü	477.982 MW	
Brüt CTG ısı oranı (LHV)	10582 kj/kwh	(2527,467278 kcal/kwh) % 34 verim
Plant net ısı oranı	6847 kj/kwh	(1635,377854 kcal/kwh) % 52 verim
CTG yakıt tüketimi(LHV)	3272 Gj/h	(781742619,7 kcal/h)
Yakıt ısıtma değeri (LHV)	49000 kj/kg	(11703 kcal/kg)
Yakıt ısıtma değeri (HHV)	54317 kj/kg	(12973.4 kcal/kg)
Min. gaz besleme basıncı	33 Bar	
Net verim	52.0 %	

ALINAN REFERANS DEĞERLERİ

Hava giriş sıcaklığı	13.8 ºC
Ortam nemi	75 %
Barometrik basınç	1011 mbar
Ana yakıt	Doğal gaz
Diğer yakıt	Fuel Oil No.2

GAZ TÜRBİN JENERATÖRÜ		BUHAR TÜRBİN JENERATÖRÜ	
Tipi	TLRI 108/41	Tipi	TLRI 115/41
Aktif gücü	183 MVA	Aktif güçü	222 Mw
Güç faktörü	0.85	Güç faktörü	0.85
Frekans	50.00 Hz	Frekans	50.00 Hz
Voltajı	11 kV.	Voltajı	15.75 Kv.
İzolasyon sınıfı	F	İzolasyon sınıfı	F
Standardı	IEC 34	Standardı	IEC 34

ELEKTRİK SİSTEMİ

İç ihtiyaç servis bara gerilimi	6.6 kV.
Şalt sahası gerilimi	154 kV.
GT ana trafo gücü	215 MVA
ST ana trafo gücü	255 MVA

KAZANLARIN ISIL ÜRETİMLERİ

HP buhar kütle debisi	2x63.1 kg/s (454.32 ton/h.)
HP buhar basıncı	109.3 bar
HP buhar sıcaklığı	522 ºC
IP buhar kütle debisi	2x9.4 kg/s (67.68 ton/h)
IP buhar basıncı	32.4 bar
IP buhar sıcaklığı	311 ºC
LP buhar kütle debisi	2x5.8 kg/s (41.76 ton/h)
LP buhar basıncı	5.5 bar
LP buhar sıcaklığı	234 ºC

DESAL PLANT

Tipi	Çok kademeli parlatmalı
Üretimi	2x550 m^3/gün
Tüp metali	Titanium

BUHAR TÜRBİNİ

Max.aşırı yük kapasitesi	198 MW
Çalışılması istenen yük	182 MW
Buhar basıncı HP	103.9 bar
Buhar basıncı IP	30 bar
Buhar basıncı LP	5.0 bar

KONDENSE

Soğ.suyu debisi	2x3.31 m^3/s
Soğ.suyu hızı	2.1 m / s
Soğ.suyu giriş tº	11.5 ºC
Soğ.suyu çıkış tº	24.5 ºC

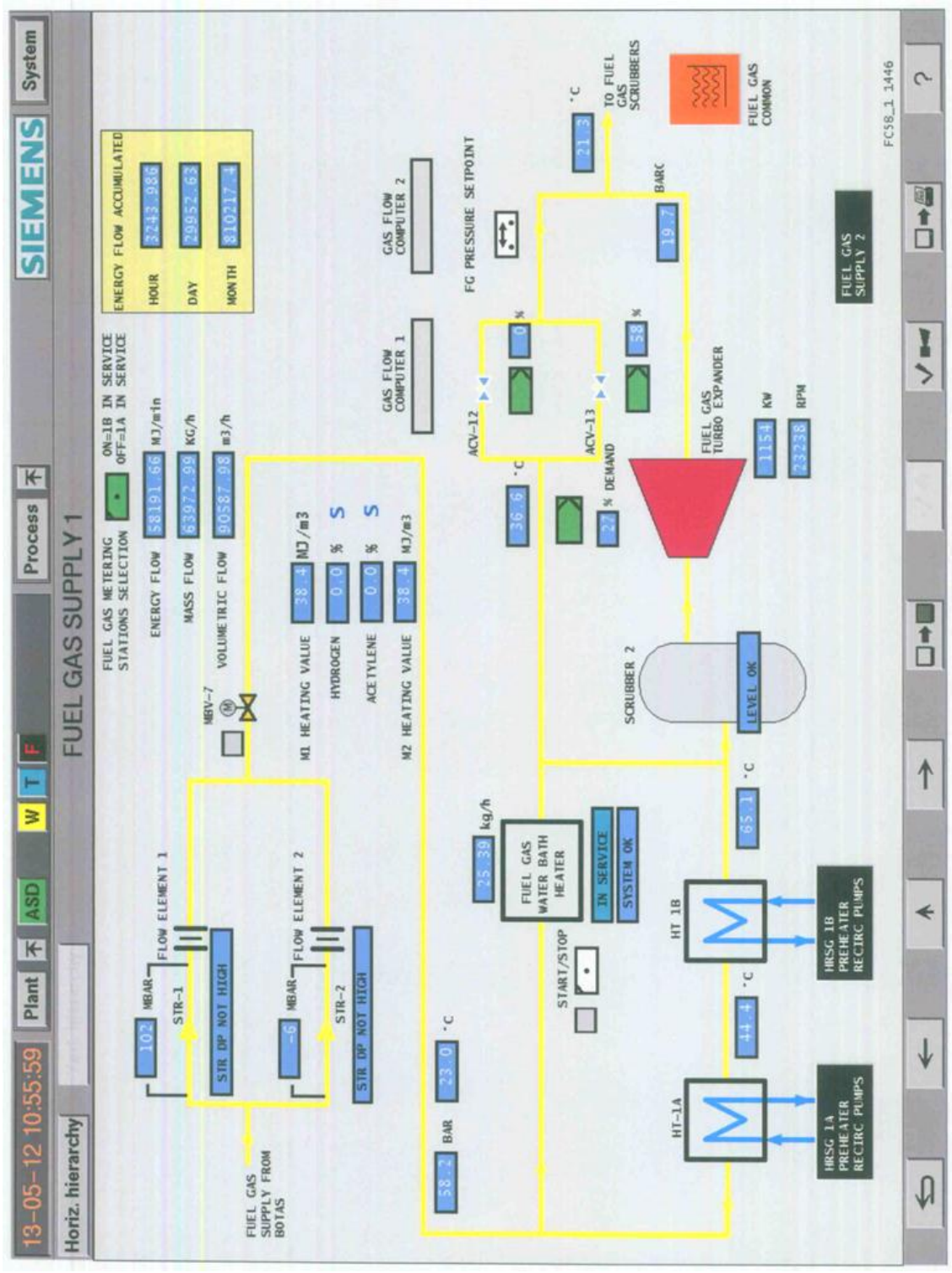
DOĞAL GAZ

Aylık gaz tüketimi	62 250 000 Nm^3/ay
Senelik gaz tüketimi	705 000 000 Nm^3/yıl
Doğal gaz tüketimi	0.18 Nm^3/kwh
Methane (CH_4) min.	%83
Ethane (C_2H_5) max.	%11
Propane (C_3H_5) max.	%3.15
Butane (C_4H_5) max.	%2
Nitrogen (N_2) max.	%5

DİĞER YAKIT (FUEL OİL NO.2)

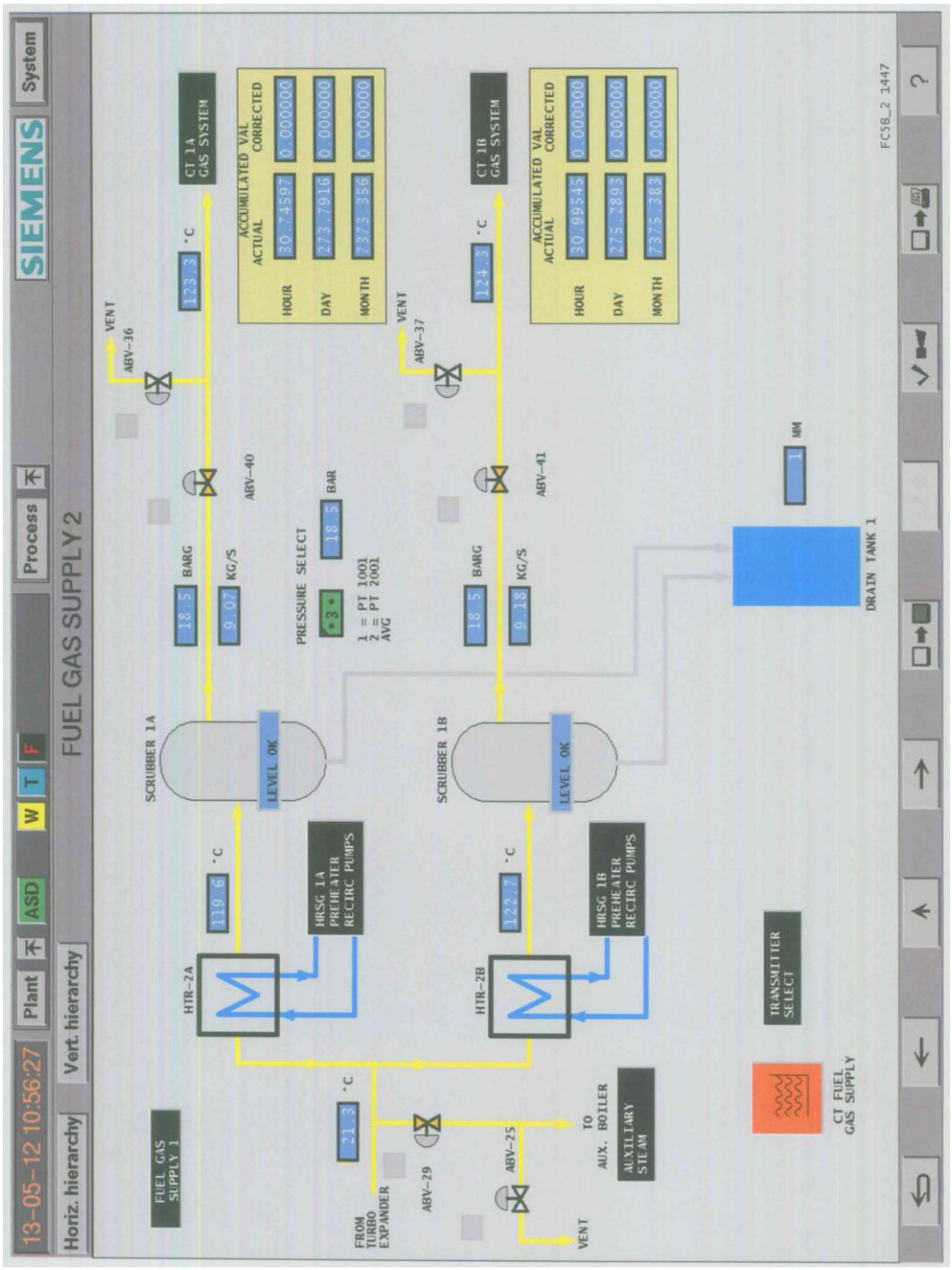
Aylık yakıt tüketimi	55 000 000 kg/ay
Fuel oil tüketimi	0.166 kg/kwh
Yoğunluk 15 ºC	0.82 – 0.85 kg/lt.

Botaş'tan alınan doğal gaz yaklaşık 70 bar basınç ve 30 ºC sıcaklıkla ölçüm istasyonlarından geçtikten sonra su banyolu kazandan veya ısı eşanjörlerinden geçmek suretiyle ısıtılır. İşletmede gaz basıncı eşzamanlı olarak çalışan kontrol valfleri ve turbo expander ile gaz türbini yanma odası için ideal olan basınca düşürülür. Şekil 7.2'de Trakya Elektrik Kombine Çevrim Santrali Doğal Gaz Alımı Sistem Görünüşü vardır.



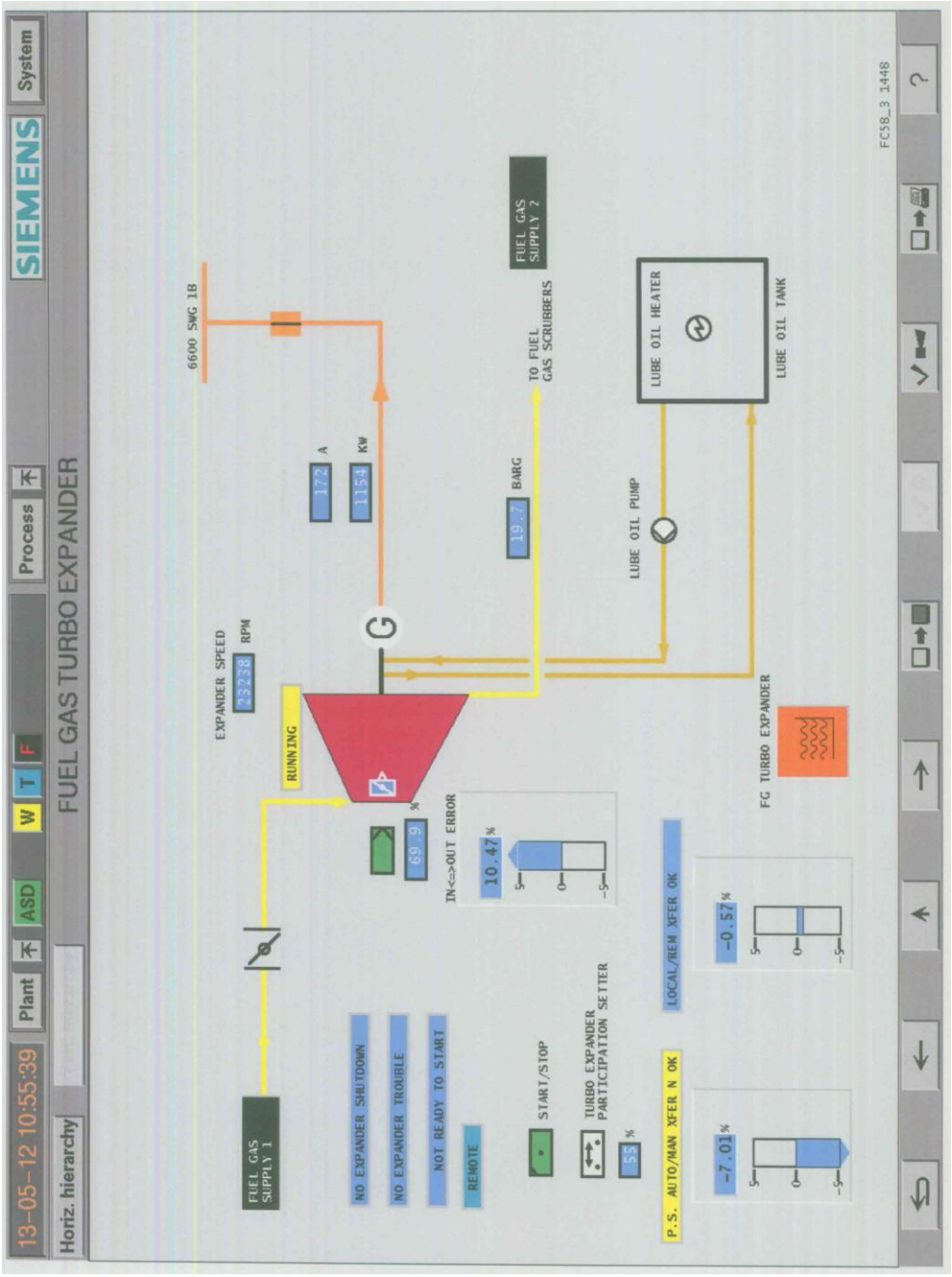
Şekil 7.2 Trakya Elektrik Kombine Çevrim Santrali Doğal Gaz Alımı Sistem Görünüşü

Kontrol valfleri çıkışındaki basınç değeri transducer aracılığı ile 4-20 mA sinyale dönüştürülür ve bu sinyal set edilen büyüklük değeri sağlanıncaya kadar valf konumunu belirleyerek basıncı istenen seviyede tutar. Şekil 7.3'de ACV12 – ACV13 Kontrol Valfleri Sistem Görünüşü gösterilmektedir.



Şekil 7.3 ACV12 – ACV13 Kontrol Valfleri Sistem Görünüşü

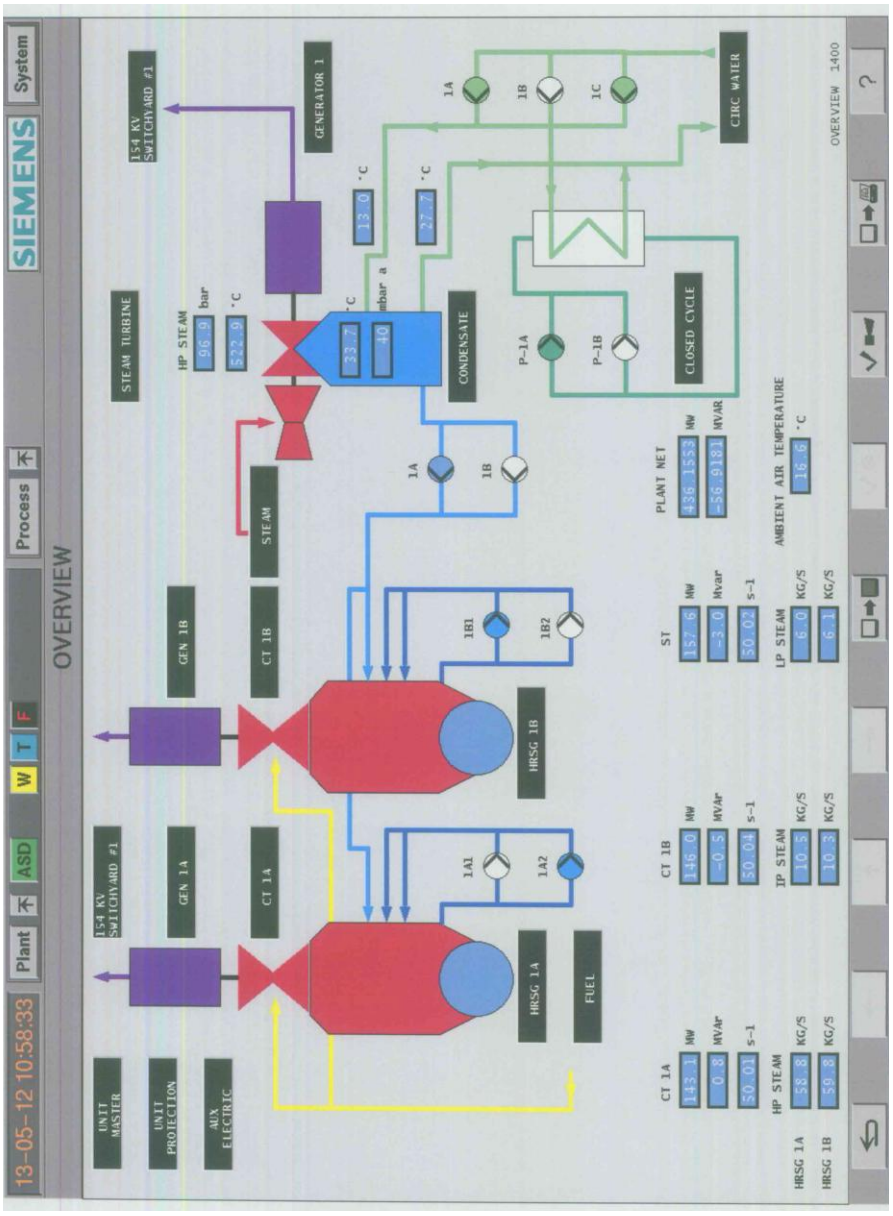
70 bar basınç bir pervane üzerinden geçerek istenilen basınç değerine düşürülür. Aradaki fark basıncı turbo expander jeneratörüne elektrik üreten bir güç olarak yansır. Bu reglaj işlevini diğer kontrol ekipmanı olan kontrol valfleri ile eş zamanlı çalışmak sureti ile yerine getirir. Şekil 7.4'de Radyal Türbin (Turbo Expander) Sistem Görünüşü gösterilmektedir.



Şekil 7.4 Radyal Türbin (Turbo Expander) Sistem Görünüşü

Buradan çıkan gaz türbinde yakıt olarak kullanılır. Ayrıca yanmaya yönlendirilen gaz termik verimi artırmak için ısıtmaya tabi tutulur bu sayede hem kazanda atılacak ısıyı değerlendirirken hem de yanma öncesi gazın ısıtılması yanma verimini artırır.

Trakya Elektrik Kombine çevrim santralinde 2 adet gaz türbini bulunmaktadır ve aynı özellikleri içermektedir. Şekil 7.5'de Trakya Elektrik Kombine Çevrim Santrali Genel Sistem Görünüşü gösterilmektedir.



Şekil 7.5 Trakya Elektrik Kombine Çevrim Santrali Genel Sistem Görünüşü

BÖLÜM 8

TRAKYA BÖLGESİ BASINÇ DÜŞÜRME VE ÖLÇÜM İSTASYONLARI ENERJİ GERİ KAZANIMI

Zorlu Enerji Grubu, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu çerçevesinde Haziran 2005 tarihinde ihalesi yapılan " Edirne, Tekirdağ, Kırklareli, Lüleburgaz, Çerkezköy, Muratlı, Kavaklı, Büyükkarıştıran, Evrensekiz, Kızılpınar, Kapaklı, Karaağaç, Veliköy, Ulaş, Misinli, Velimeşe ve Babaeski " şehirlerinden oluşan yerleşim yerlerindeki bölgede 30 yıl süreyle doğal gaz dağıtım ihalesini kazanmıştır. "Trakya Bölgesi Doğal Gaz Dağıtım A.Ş. " şirketini kurmuştur. Dağıtım şirketi, dağıtım lisansı almak için çalışmaları tamamlamış olup 25 Ocak 2006 tarihinde lisansını almış ve dağıtım işi için altyapı yapım faaliyetlerine başlamıştır. Trakya Bölgesi Doğal Gaz Dağıtım A.Ş. bölgedeki konutların yanında mevcut gaz kullanan ve kullanacak olan sanayi tesislerine gaz temini sağlayacak ve bölgede işletme faaliyetlerini 30 yıl süreyle yürütecektir.

Trakya Bölgesi Doğal Gaz Dağıtım A.Ş. bünyesinde toplam 22 adet RMS – A istasyonu vardır. Bu istasyonlar bulundukları bölgenin doğal gaz ihtiyaçlarını karşılamak için kurulmuştur. İstasyonların işleme değerleri her bölgenin öznel ihtiyaçlarına göre farklılık gösterir.

Trakya Bölgesinde bulunan 22 istasyondan örnek olarak Çerkezköy RMS – A istasyonu tüketim verilerine bakıldığında en yoğun tüketim olarak ortalama 58.972 Sm^3/h ile Aralık ayıdır. Bu tüketim değerine göre Çerkezköy RMS – A istasyonunda radyal türbin (Turbo Expander) kullanılarak geri kazanılabilen enerji hesaplandı.

Turbo expander kullandığımızda genleşmenin sabit entropi koşullarında gerçekleştiği ve gaz bileşiğinin % 100 Metan olduğu kabulü ile,

Birim kütle için iş,

$$w = \int c_p dT \tag{8.1}$$

$$w = c_p T_1 \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right] \tag{8.2}$$

$$w = c_p \left[T_1 - T_1 \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right] \tag{8.3}$$

$$T_2 = T_1 \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} \tag{8.4}$$

$$w = c_p[T_1 - T_2] \tag{8.5}$$

$$w = h_3 - h_4 = C_P(T_3 - T_4) \tag{8.6}$$

Denkleminde T3 sıcaklığı 65 ° C ve T4 sıcaklığı 19 ºC şartlarına göre birim kütle için iş,

$$w = 2{,}18\ \frac{kJ}{kg°C}(65 - 19)°C \tag{8.7}$$

$$w = 100{,}28\ kJ/kg \tag{8.8}$$

Metan gazının yoğunluğu 0,79 kg/Sm3 ve hacimsel debi 58.972 Sm³/h olduğundan kütlesel debiyi hesaplayalım,

$$\dot{M} = 58972\ \frac{Sm^3}{h}\ x\ 0{,}791845\ \frac{kg}{Sm^3} \tag{8.9}$$

$$\dot{M} = 46.696{,}68\ {}^{kg}/_{h} \tag{8.10}$$

Enerji geri kazanımı için gerekli olacak birim zaman da üretilen güç ise,

$$\dot{W} = \dot{M}.w \tag{8.11}$$

$$\dot{W} = 46.696{,}68\ \frac{kg}{h}\ .\ 100{,}28\ \frac{kJ}{kg} \tag{8.12}$$

$$\dot{W} = 4.682.743{,}41\ \frac{kJ}{h} \tag{8.13}$$

$$\dot{W} = 1.300{,}76\ kW \tag{8.14}$$

Elde edilen bu gücün turbo expander şaftına bağlı bulunan jeneratör ile elektrik enerjisine dönüştürülür. Bu dönüşümde turbo expander mekanik verimi η_m= 0,90 dır.

$$P_m = \dot{W}\ .\ \eta_m \tag{8.15}$$

$$P_m = 1.300{,}76\ kW\ .\ 0{,}90 \tag{8.16}$$

$$P_m = 1.170{,}69\ kW \tag{8.17}$$

Enerji geri kazanımı olarak 1.170,69 kW gücünde elektrik enerjisi üretilebilir.

Öznel koşullar göz önünde bulundurulduğunda her bir RMS – A istasyonunun enerji geri kazanımı ve enerji geri kazanım yöntemi farklılık gösterebilir. Trakya bölgesinde bulunan bu istasyonların işletme değerleri alınarak üretilebilecek radyal türbin (turbo expander) gücü hesaplandı. Toplamda 22 adet olan basınç düşürme ve ölçüm istasyonları için hesaplanan bu değerler Tablo 8.1 – Tablo 8.44'de verilmiştir.

Tablo 8.1 Akın Tekstil RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat	64,52	9,59	19,41	16,61	1434
Mart	62,16	10,42	19,49	16,76	1532
Nisan	80,33	12,8	19,1	16,96	1272
Mayıs	63,25	17,67	19,26	20,22	1123
Haziran	64,39	19,61	19,19	18,18	1220
Temmuz	65,27	23,49	19,4	17,16	1224
Ağustos	65,27	23,49	19,4	17,16	1222
Eylül	65,27	23,49	19,4	17,16	1221
Ekim	65,27	23,49	19,4	17,16	1224
Kasım	66,31	13,48	18,89	12,89	1272
Aralık	68,48	6,95	19,35	12,57	1532

Tablo 8.2 Akın Tekstil RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat	100,28	1.135,51	113.868,51	31,63	28,47
Mart	100,28	1.213,11	121.650,32	33,79	30,41
Nisan	100,28	1.007,23	101.004,71	28,06	25,25
Mayıs	100,28	889,24	89.173,18	24,77	22,29
Haziran	100,28	966,05	96.875,58	26,91	24,22
Temmuz	100,28	969,22	97.193,21	27,00	24,30
Ağustos	100,28	967,63	97.034,40	26,95	24,26
Eylül	100,28	966,84	96.954,99	26,93	24,24
Ekim	100,28	969,22	97.193,21	27,00	24,30
Kasım	100,28	1.007,23	101.004,71	28,06	25,25
Aralık	100,28	1.213,11	121.650,32	33,79	30,41

Tablo 8.3 Akmaya RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat	65,33	13,92	13,82	18,08	3320
Mart	62,95	14,84	13,83	18,89	2682
Nisan	63,73	17,2	17,02	19,48	1776
Mayıs	64,23	23,01	22,41	20,64	744
Haziran	65,87	24,54	22,14	19,42	1326
Temmuz	66,7	27,61	21,61	20,06	1246
Ağustos	67,56	28,29	22,12	19,1	2571
Eylül	63,69	27,57	22,15	19,3	2402
Ekim	62,6	23,76	22,17	19,04	2612
Kasım	66,38	21,11	22,14	18,84	2974
Aralık	28,24	16,44	22,19	18,52	2785

Tablo 8.4 Akmaya RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	2.123,73	212.967,47	59,16	53,24
Nisan	100,28	1.406,32	141.025,44	39,17	35,26
Mayıs	100,28	589,13	59.078,23	16,41	14,77
Haziran	100,28	1.049,99	105.292,64	29,25	26,32
Temmuz	100,28	986,64	98.940,15	27,48	24,74
Ağustos	100,28	2.035,83	204.153,38	56,71	51,04
Eylül	100,28	1.902,01	190.733,73	52,98	47,68
Ekim	100,28	2.068,30	207.409,04	57,61	51,85
Kasım	100,28	2.354,95	236.154,09	65,60	59,04
Aralık	100,28	2.205,29	221.146,31	61,43	55,29

Tablo 8.5 Alarko RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	48,18	14,3	35,85	16,07	9883
Nisan	49,9	16,96	30,35	17,68	4104
Mayıs	50,36	21,59	36,39	21,69	4883
Haziran	48,96	23,02	32,94	22,43	6888
Temmuz	48,09	25,39	29,47	25,06	2556
Ağustos	48,62	27,07	33,9	26,19	4899
Eylül	46,86	24,58	41,91	23,57	6792
Ekim	47,34	19,77	39,47	19,81	6713
Kasım	47,19	18,18	41,63	18,28	6191
Aralık	45,4	20,7	41,53	22,85	17644

Tablo 8.6 Alarko RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	7.825,80	784.771,64	217,99	196,19
Nisan	100,28	3.249,73	325.883,11	90,52	81,47
Mayıs	100,28	3.866,58	387.740,56	107,71	96,94
Haziran	100,28	5.454,23	546.950,02	151,93	136,74
Temmuz	100,28	2.023,96	202.962,29	56,38	50,74
Ağustos	100,28	3.879,25	389.011,06	108,06	97,25
Eylül	100,28	5.378,21	539.327,02	149,81	134,83
Ekim	100,28	5.315,66	533.053,93	148,07	133,26
Kasım	100,28	4.902,31	491.603,89	136,56	122,90
Aralık	100,28	13.971,31	1.401.043,29	389,18	350,26

Tablo 8.7 Alateks RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	65,13	9,96	6,2	9,33	228
Nisan	64,38	13,17	12,58	7,69	245
Mayıs	64,11	18,86	14,96	10,36	211
Haziran	66,16	20,67	15,04	11,23	179
Temmuz	67,93	23,32	15,36	13,23	155
Ağustos	67,99	24,21	17,67	13,61	127
Eylül	65,49	20,91	14,19	7,87	189
Ekim	63,28	16,31	13,5	9,92	221
Kasım	68,76	14,08	14,79	10,98	276
Aralık	70,74	9,39	15,91	10,2	325

Tablo 8.8 Alateks RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	180,54	18.104,62	5,03	4,53
Nisan	100,28	194,00	19.454,52	5,40	4,86
Mayıs	100,28	167,08	16.754,71	4,65	4,19
Haziran	100,28	141,74	14.213,71	3,95	3,55
Temmuz	100,28	122,74	12.307,96	3,42	3,08
Ağustos	100,28	100,56	10.084,59	2,80	2,52
Eylül	100,28	149,66	15.007,77	4,17	3,75
Ekim	100,28	175,00	17.548,77	4,87	4,39
Kasım	100,28	218,55	21.916,12	6,09	5,48
Aralık	100,28	257,35	25.807,02	7,17	6,45

Tablo 8.9 Cam İş RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	61,38	16,92	25,58	16,44	6500
Nisan	62,25	17,54	25,61	15,68	6505
Mayıs	63	19,9	25,64	16,52	5315
Haziran	64,54	23,26	25,64	15,78	5860
Temmuz	65,29	27,68	25,63	16,86	5890
Ağustos	66,1	29,63	25,65	17,76	5597
Eylül	62,29	30,39	25,55	20,14	5848
Ekim	61,43	24,5	25,6	19,16	5110
Kasım	65,49	24,72	25,65	15,08	6262
Aralık	67,53	22,59	25,65	17,37	7524

Tablo 8.10 Cam İş RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü(kW)
Şubat					
Mart	100,28	5.146,99	516.140,41	143,37	129,04
Nisan	100,28	5.150,95	516.537,44	143,48	129,13
Mayıs	100,28	4.208,66	422.044,04	117,23	105,51
Haziran	100,28	4.640,21	465.320,43	129,26	116,33
Temmuz	100,28	4.663,97	467.702,62	129,92	116,93
Ağustos	100,28	4.431,96	444.436,59	123,45	111,11
Eylül	100,28	4.630,71	464.367,55	128,99	116,09
Ekim	100,28	4.046,33	405.765,77	112,71	101,44
Kasım	100,28	4.958,53	497.241,73	138,12	124,31
Aralık	100,28	5.957,84	597.452,37	165,96	149,36

Tablo 8.11 Çerkezköy RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	58,67	10,92	15,81	13,96	38090
Nisan	60,85	12,58	15,27	11,5	35465
Mayıs	61,6	15,72	15,36	12,43	33906
Haziran	62,84	18,07	15,27	11,18	32123
Temmuz	63,01	20,46	15,33	10,77	31238
Ağustos	64,12	22,45	15,39	9,02	28133
Eylül	59,23	21,99	15,39	8,71	37062
Ekim	59,19	18,97	15,33	9,2	35187
Kasım	62,19	17,22	15,61	12,52	43655
Aralık	63,61	14,54	17,81	13,79	58972

Tablo 8.12 Çerkezköy RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	30.161,38	3.024.582,79	840,16	756,15
Nisan	100,28	28.082,78	2.816.141,47	782,26	704,04
Mayıs	100,28	26.848,30	2.692.347,18	747,87	673,09
Haziran	100,28	25.436,44	2.550.765,90	708,55	637,69
Temmuz	100,28	24.735,65	2.480.491,39	689,03	620,12
Ağustos	100,28	22.276,98	2.233.935,09	620,54	558,48
Eylül	100,28	29.347,36	2.942.953,20	817,49	735,74
Ekim	100,28	27.862,65	2.794.066,54	776,13	698,52
Kasım	100,28	34.567,99	3.466.478,39	962,91	866,62
Aralık	100,28	46.696,68	4.682.743,41	1.300,76	1.170,69

Tablo 8.13 Delta RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	60,77	11,49	46,55	13,07	4909
Nisan	61,71	14,79	46,48	15,53	6177
Mayıs	62,41	19,21	46,54	17,89	5691
Haziran	63,76	21,04	46,42	17,81	7365
Temmuz	64,82	23,63	46,59	21,34	3968
Ağustos	65,47	24,79	46,51	22,28	4504
Eylül	61,18	23,71	46,39	21,15	7323
Ekim	60,49	18,39	46,44	17	6213
Kasım	64,32	18,71	46,43	15,79	7634
Aralık	65,8	19,33	46,23	17,06	11618

Tablo 8.14 Delta RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	3.887,17	389.805,12	108,28	97,45
Nisan	100,28	4.891,23	490.492,20	136,25	122,62
Mayıs	100,28	4.506,39	451.900,78	125,53	112,98
Haziran	100,28	5.831,94	584.826,79	162,45	146,21
Temmuz	100,28	3.142,04	315.083,87	87,52	78,77
Ağustos	100,28	3.566,47	357.645,60	99,35	89,41
Eylül	100,28	5.798,68	581.491,72	161,53	145,37
Ekim	100,28	4.919,73	493.350,82	137,04	123,34
Kasım	100,28	6.044,94	606.187,06	168,39	151,55
Aralık	100,28	9.199,66	922.541,42	256,26	230,64

Tablo 8.15 Edip RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	61,52	10,28	15,76	11,88	1715
Nisan	60,53	11,92	14,15	12,25	1404
Mayıs					
Haziran	64,69	18,14	14,32	13,15	1471
Temmuz	65,59	21,34	14,26	13,66	1359
Ağustos	66,37	24,17	14,48	15,64	1222
Eylül	62,54	22,78	14,09	13,67	1573
Ekim	61,78	13,49	12,84	12,39	361
Kasım	66,79	11,81	12,18	11,34	457
Aralık	67,88	5,79	14,25	9,79	744

Tablo 8.16 Edip RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	1.358,01	136.181,66	37,83	34,05
Nisan	100,28	1.111,75	111.486,33	30,97	27,87
Mayıs	100,28	0,00	0,00	0,00	0,00
Haziran	100,28	1.164,80	116.806,54	32,45	29,20
Temmuz	100,28	1.076,12	107.913,05	29,98	26,98
Ağustos	100,28	967,63	97.034,40	26,95	24,26
Eylül	100,28	1.245,57	124.905,98	34,70	31,23
Ekim	100,28	285,86	28.665,64	7,96	7,17
Kasım	100,28	361,87	36.288,64	10,08	9,07
Aralık	100,28	589,13	59.078,23	16,41	14,77

Tablo 8.17 Edirne RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	65,55	8,27	15,05	11,53	6988
Nisan	66,55	10,26	15,46	11,38	3411
Mayıs	64,94	14,14	16,74	13,01	981
Haziran	67,08	15,37	16,76	14,69	826
Temmuz	69,05	16,93	16,63	16,2	730
Ağustos	68,98	17,6	16,95	16,09	676
Eylül	66,83	15,09	16,76	14,85	86
Ekim	65,22	12,77	15,67	12,1	2650
Kasım	69,02	12,11	15,09	11,7	5120
Aralık					

Tablo 8.18 Edirne RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	5.533,41	554.890,64	154,14	138,72
Nisan	100,28	2.700,98	270.854,60	75,24	67,71
Mayıs	100,28	776,80	77.897,50	21,64	19,47
Haziran	100,28	654,06	65.589,53	18,22	16,40
Temmuz	100,28	578,05	57.966,54	16,10	14,49
Ağustos	100,28	535,29	53.678,60	14,91	13,42
Eylül	100,28	68,10	6.828,93	1,90	1,71
Ekim	100,28	2.098,39	210.426,47	58,45	52,61
Kasım	100,28	4.054,25	406.559,83	112,93	101,64
Aralık	100,28	0,00	0,00	0,00	0,00

Tablo 8.19 Erak Saray RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	58,95	11,32	13,22	11,16	3155
Nisan	62,91	13	12,49	13,99	1384
Mayıs	62,5	16,73	12,48	15,61	1437
Haziran	63,09	19,06	12,49	14,85	1363
Temmuz	62,31	22,09	12,49	17,09	1132
Ağustos	64,25	24,02	12,59	18,37	974
Eylül	59,54	23,14	12,53	17,68	1116
Ekim	59,52	18,79	12,68	16,16	898
Kasım	62,54	17,46	12,51	13,19	1498
Aralık	64,15	14,13	13,93	13,67	1838

Tablo 8.20 Erak Saray RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	2.498,27	250.526,61	69,59	62,63
Nisan	100,28	1.095,91	109.898,20	30,53	27,47
Mayıs	100,28	1.137,88	114.106,73	31,70	28,53
Haziran	100,28	1.079,28	108.230,67	30,06	27,06
Temmuz	100,28	896,37	89.887,84	24,97	22,47
Ağustos	100,28	771,26	77.341,65	21,48	19,34
Eylül	100,28	883,70	88.617,34	24,62	22,15
Ekim	100,28	711,08	71.306,78	19,81	17,83
Kasım	100,28	1.186,18	118.950,51	33,04	29,74
Aralık	100,28	1.455,41	145.948,63	40,54	36,49

Tablo 8.21 Kırklareli RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	64,98	14,26	13,18	14,31	2469
Nisan	66,01	13,21	14,26	16,11	1131
Mayıs	65,43	14,09	15,31	19,1	261
Haziran	65,93	15,28	15,21	20,35	232
Temmuz	68,43	16,68	15,31	21,95	195
Ağustos	68,37	17,57	15,63	23,47	194
Eylül	66,17	14,99	15,29	18,08	246
Ekim	63,62	15,05	14,01	10,97	1312
Kasım	69,38	17,51	13,3	10,77	2379
Aralık	71,32	20,01	13,16	13,62	4578

Tablo 8.22 Kırklareli RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	1.955,07	196.053,95	54,46	49,01
Nisan	100,28	895,58	89.808,43	24,95	22,45
Mayıs	100,28	206,67	20.725,02	5,76	5,18
Haziran	100,28	183,71	18.422,24	5,12	4,61
Temmuz	100,28	154,41	15.484,21	4,30	3,87
Ağustos	100,28	153,62	15.404,81	4,28	3,85
Eylül	100,28	194,79	19.533,93	5,43	4,88
Ekim	100,28	1.038,90	104.180,96	28,94	26,05
Kasım	100,28	1.883,80	188.907,39	52,47	47,23
Aralık	100,28	3.625,07	363.521,66	100,98	90,88

Tablo 8.23 Lüleburgaz RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	62,87	12,4	11,65	14,53	2198
Nisan	65,04	15,31	12,49	15,46	1233
Mayıs	63,78	21,13	10,03	21,25	0
Haziran	65,49	23,01	9,96	23,13	8
Temmuz	66,57	25,59	9,99	25,63	0
Ağustos	67,04	24,24	11,18	22,46	984
Eylül	63,69	20,3	12,06	16,02	1837
Ekim	62,37	19,03	11,7	15,06	4053
Kasım	66,89	19,45	11,56	13,9	5646
Aralık	68,87	20,63	11,54	14,23	10083

Tablo 8.24 Lüleburgaz RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	1.740,48	174.534,86	48,48	43,63
Nisan	100,28	976,34	97.907,87	27,20	24,48
Mayıs	100,28	0,00	0,00	0,00	0,00
Haziran	100,28	6,33	635,25	0,18	0,16
Temmuz	100,28	0,00	0,00	0,00	0,00
Ağustos	100,28	779,18	78.135,72	21,70	19,53
Eylül	100,28	1.454,62	145.869,22	40,52	36,47
Ekim	100,28	3.209,35	321.833,40	89,40	80,46
Kasım	100,28	4.470,76	448.327,50	124,54	112,08
Aralık	100,28	7.984,17	800.652,88	222,40	200,16

Tablo 8.25 Mayteks RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	62,96	15,53	14,74	13,61	901
Nisan	64,03	17,41	14,77	12,4	790
Mayıs	64,23	21,26	14,76	14,84	667
Haziran	65,9	23,88	14,84	14,86	575
Temmuz	66,55	26,3	14,77	15,34	577
Ağustos	67,49	28,21	14,83	16,42	534
Eylül	63,71	26,89	14,73	16,71	637
Ekim	62,65	23,05	14,87	16,35	628
Kasım	66,55	21,29	14,73	15,36	799
Aralık	68,31	17,31	14,72	15,16	744

Tablo 8.26 Mayteks RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	713,45	71.545,00	19,87	17,89
Nisan	100,28	625,56	62.730,91	17,43	15,68
Mayıs	100,28	528,16	52.963,95	14,71	13,24
Haziran	100,28	455,31	45.658,57	12,68	11,41
Temmuz	100,28	456,89	45.817,39	12,73	11,45
Ağustos	100,28	422,85	42.402,92	11,78	10,60
Eylül	100,28	504,41	50.581,76	14,05	12,65
Ekim	100,28	497,28	49.867,10	13,85	12,47
Kasım	100,28	632,68	63.445,57	17,62	15,86
Aralık	100,28	589,13	59.078,23	16,41	14,77

Tablo 8.27 Modern Enerji – 1 RMS - A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	51,09	14,73	27,75	12,51	6743
Nisan	52,67	16,39	27,6	11,9	8084
Mayıs	53,86	20,95	27,69	16,54	6877
Haziran	56,23	23,81	27,8	15,62	6108
Temmuz	59,61	27,53	27,73	20,36	3597
Ağustos	60,56	29,59	27,71	22,09	3278
Eylül	54,11	28,32	27,66	21,56	5011
Ekim	55,38	24,27	26,38	17,91	3558
Kasım	59,98	22,11	27,84	14,61	4797
Aralık	61,23	18,2	27,85	13,06	5751

Tablo 8.28 Modern Enerji – 1 RMS - A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	5.339,41	535.436,12	148,73	133,86
Nisan	100,28	6.401,27	641.919,85	178,31	160,48
Mayıs	100,28	5.445,52	546.076,55	151,69	136,52
Haziran	100,28	4.836,59	485.013,17	134,73	121,25
Temmuz	100,28	2.848,27	285.624,16	79,34	71,41
Ağustos	100,28	2.595,67	260.293,58	72,30	65,07
Eylül	100,28	3.967,94	397.904,55	110,53	99,48
Ekim	100,28	2.817,38	282.527,32	78,48	70,63
Kasım	100,28	3.798,48	380.911,62	105,81	95,23
Aralık	100,28	4.553,90	456.665,15	126,85	114,17

Tablo 8.29 Modern Enerji – 2 RMS - A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	51,07	14,73	27,75	12,48	5335
Nisan	53,55	16,48	27,63	11,75	5957
Mayıs	53,82	20,96	27,69	16,54	4836
Haziran	56,23	23,81	27,8	15,63	4096
Temmuz	59,61	27,53	27,73	20,36	2965
Ağustos	60,56	29,59	27,71	22,09	3172
Eylül	54,11	28,32	27,66	21,56	4060
Ekim	55,37	24,27	26,37	17,92	2780
Kasım	59,98	22,11	27,84	14,61	2927
Aralık	61,23	18,2	27,85	13,06	3754

Tablo 8.30 Modern Enerji – 2 RMS - A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	4.224,49	423.632,17	117,68	105,91
Nisan	100,28	4.717,02	473.022,83	131,40	118,26
Mayıs	100,28	3.829,36	384.008,46	106,67	96,00
Haziran	100,28	3.243,40	325.247,86	90,35	81,31
Temmuz	100,28	2.347,82	235.439,43	65,40	58,86
Ağustos	100,28	2.511,73	251.876,52	69,97	62,97
Eylül	100,28	3.214,89	322.389,24	89,55	80,60
Ekim	100,28	2.201,33	220.749,28	61,32	55,19
Kasım	100,28	2.317,73	232.422,00	64,56	58,11
Aralık	100,28	2.972,59	298.090,94	82,80	74,52

Tablo 8.31 Modern Enerji – 3 RMS - A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	58,11	17,17	15,86	19,67	7331
Nisan	60,24	17,9	15,77	13,95	2461
Mayıs	60,61	19,54	15,74	11,05	6669
Haziran	61,99	21,78	15,87	9,9	6284
Temmuz	63,27	24,9	15,86	11,72	6119
Ağustos	64,24	26,35	15,33	12,67	4699
Eylül	59,15	27,45	15,26	12,78	6464
Ekim	58,93	23,88	15,46	11,9	6178
Kasım	62,65	24,23	15,66	11,23	7266
Aralık	64,13	22,63	15,56	9,83	7520

Tablo 8.32 Modern Enerji – 3 RMS - A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	5.805,02	582.126,97	161,70	145,53
Nisan	100,28	1.948,73	195.418,70	54,28	48,85
Mayıs	100,28	5.280,81	529.560,06	147,10	132,39
Haziran	100,28	4.975,95	498.988,67	138,61	124,75
Temmuz	100,28	4.845,30	485.886,64	134,97	121,47
Ağustos	100,28	3.720,88	373.129,81	103,65	93,28
Eylül	100,28	5.118,49	513.281,78	142,58	128,32
Ekim	100,28	4.892,02	490.571,61	136,27	122,64
Kasım	100,28	5.753,55	576.965,57	160,27	144,24
Aralık	100,28	5.954,67	597.134,75	165,87	149,28

Tablo 8.33 Muratlı RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	61,17	13,4	15,59	18,69	2872
Nisan	63,87	12,41	15,91	10,95	2792
Mayıs	62,95	15,16	16,71	15,2	4644
Haziran	64,46	17,72	16,75	16,11	4768
Temmuz	65,11	20	16,74	17,33	5136
Ağustos	65,85	21,44	16,77	17,01	4858
Eylül	61,91	21,2	16,67	18,03	5322
Ekim	61,11	18,34	16,7	17,04	5690
Kasım	65,05	16,11	16,78	15,81	6473
Aralık	67,04	12,66	18,65	20,11	7246

Tablo 8.34 Muratlı RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	2.274,18	228.054,65	63,35	57,01
Nisan	100,28	2.210,83	221.702,16	61,58	55,43
Mayıs	100,28	3.677,33	368.762,47	102,43	92,19
Haziran	100,28	3.775,52	378.608,84	105,17	94,65
Temmuz	100,28	4.066,92	407.830,33	113,29	101,96
Ağustos	100,28	3.846,78	385.755,40	107,15	96,44
Eylül	100,28	4.214,20	422.599,88	117,39	105,65
Ekim	100,28	4.505,60	451.821,37	125,51	112,96
Kasım	100,28	5.125,61	513.996,44	142,78	128,50
Aralık	100,28	5.737,71	575.377,45	159,83	143,84

Tablo 8.35 Nur Yıldız RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	59,38	9,86	13,86	9,7	3292
Nisan	60,94	12,05	13,86	10,58	3140
Mayıs	61,76	16,53	13,81	12,82	3402
Haziran	63,14	19,8	13,82	12,18	3089
Temmuz	63,34	23,65	13,93	10,85	3055
Ağustos	64,28	26,23	14,47	14,54	3091
Eylül	59,27	26,55	15,85	14,83	4670
Ekim	59,08	21,69	16,43	11,46	4384
Kasım	62,49	19,9	16,3	12,18	4698
Aralık	65,63	10,8	16,56	15,76	1368

Tablo 8.36 Nur Yıldız RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	2.606,75	261.405,27	72,61	65,35
Nisan	100,28	2.486,39	249.335,52	69,26	62,33
Mayıs	100,28	2.693,86	270.139,95	75,04	67,53
Haziran	100,28	2.446,01	245.285,80	68,13	61,32
Temmuz	100,28	2.419,09	242.585,99	67,38	60,65
Ağustos	100,28	2.447,59	245.444,62	68,18	61,36
Eylül	100,28	3.697,92	370.827,03	103,01	92,71
Ekim	100,28	3.471,45	348.116,85	96,70	87,03
Kasım	100,28	3.720,09	373.050,41	103,63	93,26
Aralık	100,28	1.083,24	108.627,70	30,17	27,16

Tablo 8.37 Şahinler RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	60,97	12,81	22,25	15,89	3805
Nisan	62	14,16	22,22	16,02	3803
Mayıs	62,8	16,05	26,35	17,4	2547
Haziran	64,37	18,24	29,49	16,13	2143
Temmuz	65,1	21,84	29,73	16,54	1998
Ağustos	65,97	26,79	30,5	25,5	568
Eylül	62,05	23,32	29,79	16,37	2273
Ekim	63,51	18,68	29,69	17,17	2078
Kasım	65,14	18,26	25,35	18,02	3986
Aralık	67,16	14,75	22,59	17,33	4160

Tablo 8.38 Şahinler RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	3.012,97	302.140,65	83,93	75,54
Nisan	100,28	3.011,39	301.981,84	83,88	75,50
Mayıs	100,28	2.016,83	202.247,63	56,18	50,56
Haziran	100,28	1.696,92	170.167,52	47,27	42,54
Temmuz	100,28	1.582,11	158.653,62	44,07	39,66
Ağustos	100,28	449,77	45.102,73	12,53	11,28
Eylül	100,28	1.799,86	180.490,33	50,14	45,12
Ekim	100,28	1.645,45	165.006,12	45,84	41,25
Kasım	100,28	3.156,29	316.513,18	87,92	79,13
Aralık	100,28	3.294,08	330.329,86	91,76	82,58

Tablo 8.39 Tekirdağ RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	60,69	10,2	15,39	16,04	6699
Nisan	63,47	13,43	16,34	14,3	2210
Mayıs	62,44	17,4	17,26	15,39	1807
Haziran	63,95	19,21	17,09	16,97	1828
Temmuz	64,59	22,03	17,46	18,32	1623
Ağustos	65,32	22,49	17,2	18,32	2667
Eylül	61,45	19,74	16,89	15,11	3370
Ekim	60,68	16,63	15,83	12,46	5113
Kasım	64,54	15,19	15,41	12,33	6014
Aralık	66,34	12,15	14,93	15,4	12396

Tablo 8.40 Tekirdağ RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	5.304,57	531.942,25	147,76	132,99
Nisan	100,28	1.749,98	175.487,74	48,75	43,87
Mayıs	100,28	1.430,86	143.487,03	39,86	35,87
Haziran	100,28	1.447,49	145.154,56	40,32	36,29
Temmuz	100,28	1.285,16	128.876,29	35,80	32,22
Ağustos	100,28	2.111,85	211.776,38	58,83	52,94
Eylül	100,28	2.668,52	267.598,95	74,33	66,90
Ekim	100,28	4.048,70	406.003,99	112,78	101,50
Kasım	100,28	4.762,16	477.548,99	132,65	119,39
Aralık	100,28	9.815,71	984.319,46	273,42	246,08

Tablo 8.41 Ulaş RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	58,12	17,77	15,86	19,68	12506
Nisan	62,05	17,93	15,81	14,07	10437
Mayıs	60,62	19,54	15,75	11,07	10749
Haziran	61,94	21,81	15,88	9,95	12054
Temmuz	63,27	24,9	15,86	11,72	11773
Ağustos	63,76	26,38	15,69	11,7	12683
Eylül	59,16	27,45	15,26	12,78	14540
Ekim	57,24	24,61	15,68	11,91	15315
Kasım	62,75	24,23	15,66	11,24	14309
Aralık	64,13	22,63	15,56	9,83	17610

Tablo 8.42 Ulaş RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	9.902,81	993.054,14	275,85	248,26
Nisan	100,28	8.264,49	828.762,68	230,21	207,19
Mayıs	100,28	8.511,54	853.537,42	237,09	213,38
Haziran	100,28	9.544,90	957.162,53	265,88	239,29
Temmuz	100,28	9.322,39	934.849,39	259,68	233,71
Ağustos	100,28	10.042,97	1.007.109,05	279,75	251,78
Eylül	100,28	11.513,43	1.154.566,39	320,71	288,64
Ekim	100,28	12.127,11	1.216.106,21	337,81	304,03
Kasım	100,28	11.330,51	1.136.223,55	315,62	284,06
Aralık	100,28	13.944,39	1.398.343,47	388,43	349,59

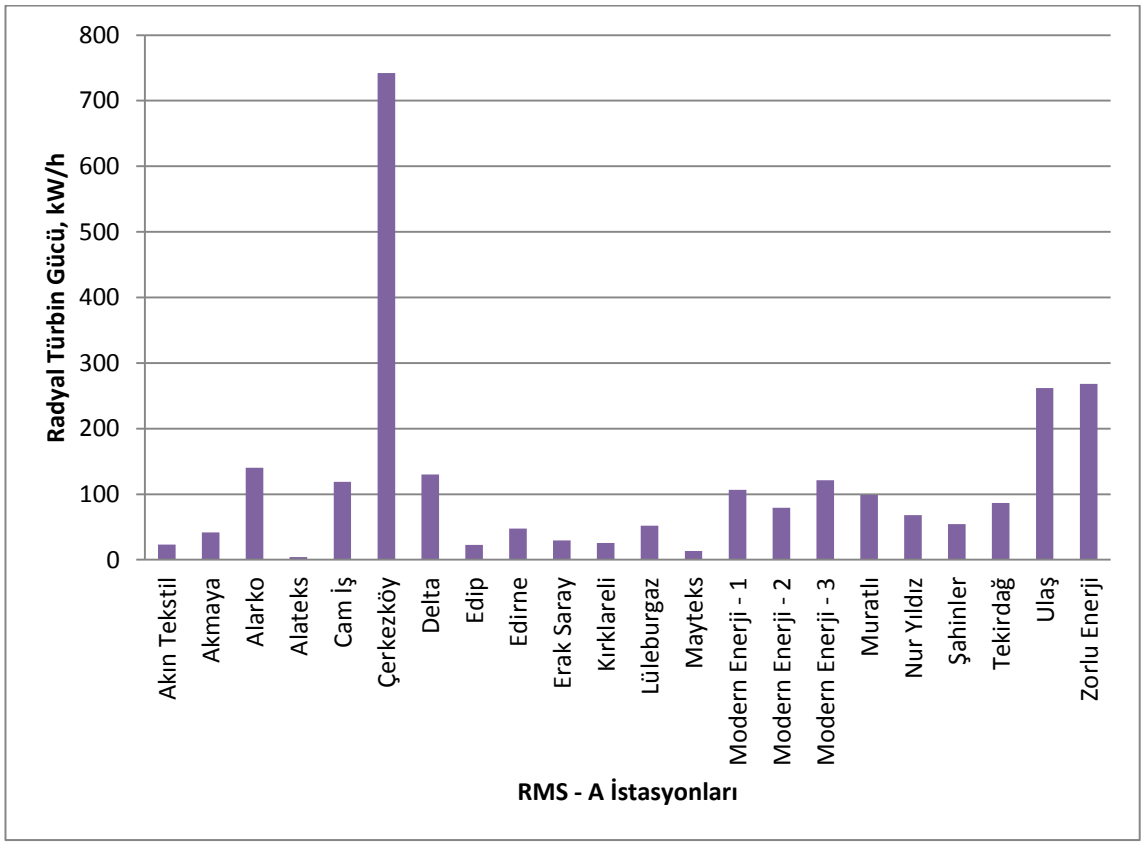
Tablo 8.43 Zorlu Enerji RMS – A Aylık Ortalama İşletme Değerleri

Tarih	Ortalama Giriş Basıncı (Barg)	Ortalama Giriş Sıcaklığı (°C)	Ortalama Çıkış Basıncı (Barg)	Ortalama Çıkış Sıcaklığı (°C)	İstasyon Saatlik Hacim (Sm3)
Şubat					
Mart	60,45	17,03	46,9	22,81	16119
Nisan	61,67	17,27	36,46	22,69	14444
Mayıs	62,3	19,4	23,44	22,94	14012
Haziran	63,87	22,33	23,42	23,43	13896
Temmuz	64,61	25,9	23,43	23,77	13383
Ağustos	65,66	27,37	23,25	24,5	10574
Eylül	61,53	28,02	23,49	24,57	13002
Ekim	59,06	24,56	23,54	23,91	13769
Kasım	65,07	21,74	26,16	24,24	10331
Aralık	65,96	20,79	47,13	24,51	15576

Tablo 8.44 Zorlu Enerji RMS – A Aylık Enerji Kazanım Değerleri

Tarih	Birim Kütle için İş (kJ/kg)	Kütlesel Debi (kg/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kJ/h)	Güç, Birim Zamanda Üretilen Enerji (kW)	Pm Radyal Türbin Gücü (kW)
Şubat					
Mart	100,28	12.763,75	1.279.948,81	355,54	319,99
Nisan	100,28	11.437,41	1.146.943,39	318,60	286,74
Mayıs	100,28	11.095,33	1.112.639,91	309,07	278,16
Haziran	100,28	11.003,48	1.103.428,79	306,51	275,86
Temmuz	100,28	10.597,26	1.062.693,40	295,19	265,67
Ağustos	100,28	8.372,97	839.641,33	233,23	209,91
Eylül	100,28	10.295,57	1.032.439,63	286,79	258,11
Ekim	100,28	10.902,91	1.093.344,20	303,71	273,34
Kasım	100,28	8.180,55	820.345,62	227,87	205,09
Aralık	100,28	12.333,78	1.236.831,23	343,56	309,21

Şekil 8.1'de Trakya bölgesinde bulunan toplam 22 adet basınç düşürme ve ölçüm istasyonunun radyal türbin (turbo expander) kullanılarak üretilebilecek enerjinin yıllık ortalaması gösterilmektedir.



Şekil 8.1 RMS – A İstasyonlarında Radyal Türbin (Turbo Expander) Kullanılarak Üretilebilecek Yıllık Ortalama Enerji

Trakya bölgesinde bulunan doğal gaz basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarında, dış hava şartlarına bağlı olarak doğal gazın hidrat oluşumu ve sıvı üretimi gibi zararlı etkilere sebep olmaması için regülatör öncesinde ön ısıtma yapılarak doğal gazın sıcaklığı artırılır. Tüm basınç düşürme ve ölçüm istasyonunun regülatör öncesi giriş değerleri farklılık gösterir. Radyal Türbin (Turbo Expander) kullanımında giriş sıcaklığını 65 ºC ve çıkış sıcaklığını da 19°C olarak belirlendi. Giriş sıcak koşullarını yakalamak için ön ısıtma yapılması gerekmektedir. Buna göre Çerkezköy RMS – A istasyonunun ön ısıtma için enerji ihtiyacını denklem 8.18'den elde edilebilir.

$$Q = mc_p \Delta T \qquad (8.18)$$

Çerkezköy RMS – A istasyonuna ait ortalama debi 37383 Sm³/h ve regülatör giriş sıcaklığı 41°C'dir. Buna göre ön ısıtma için gerekli olan enerji,

$$Q = 37383\ Sm^3/h\ .0{,}79\ kg/Sm^3\ .2{,}18\ kj/kg\,℃\ .(65-41)\,℃ \quad (8.19)$$

$$Q = 1.545.144\ kj/h \quad (8.20)$$

$$Q = 369.051\ kcal/h \quad (8.21)$$

$$m = \frac{369.051 kcal/h}{8250\ kcal/Sm^3} \quad (8.22)$$

$$m = 44{,}7\ S\,m^3/h \quad (8.23)$$

Ön ısıtma için gerekli olan enerji yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilebilir.

RMS – A istasyonlarının regülatör giriş sıcaklıkları ve bu sıcaklık değerlerine göre ihtiyaç duyulan, ön ısıtma için gerekli enerji ihtiyacı ile enerjinin elde edilmesi için kullanılan doğal gaz debisi 22 istasyonun her biri için hesaplanarak Tablo 8.45'de verildi.

Tablo 8.45 RMS – A İstasyonlarının Regülatör Giriş Sıcaklığı

Basınç Düşürme istasyonları (RMS - A)	Regülatör Giriş Sıcaklığı	Ön ısıtma Enerjisi (kj/h)	Ön Isıtma Dogal Gaz Tüketimi (Sm^3/h)
Akın Tekstil	37	63.507,85	1,8
Akmaya	33,5	128.516,59	3,7
Alarko	27	461.704,60	13,4
Alateks	25	14.810,92	0,4
Cam İş	28	381.691,19	11,1
Çerkezköy	41	1.545.144,06	44,7
Delta	32	371.685,20	10,8
Edip	28	72.961,00	2,1
Edirne	39	106.793,62	3,1
Erak Saray	24	104.432,49	3,0
Kırklareli	32	73.825,55	2,1
Lüleburgaz	37,5	123.326,74	3,6
Mayteks	33	37.750,62	1,1
Modern Enerji - 1	29	333.555,70	9,7
Modern Enerji - 2	29	247.252,81	7,2
Modern Enerji - 3	32	346.622,03	10,0
Muratlı	35	257.296,68	7,4
Nur Yıldız	24	241.345,66	7,0
Şahinler	27	179.053,69	5,2
Tekirdağ	41	180.707,00	5,2
Ulaş	32	750.019,82	21,7
Zorlu Enerji	24	953.943,80	27,6

8.1. Ekonomik Analiz

Çerkezköy RMS – A istasyonu için analizler yapıldığında yatırımın geri dönüp dönmediğini göreceğiz. Çerkezköy için yapılan maliyet çalışması Trakya bölgesinde bulunan tüm istasyonlara uygulandığında yatırım geri dönüş süreleri görülecektir. Çerkezköy RMS – A istasyonu teknik verileri Tablo 8.46'de gösterilmektedir.

Tablo 8.46 Çerkezköy RMS – A İstasyonu Teknik Verileri

Debi	37383 Sm^3/h
İstasyon Giriş Basıncı	61,5 bar
İstasyon Çıkış Basıncı	15,6 bar
İstasyon Giriş Sıcaklığı	17,3 °C
İstasyon Çıkış Sıcaklığı	11,3 °C
Radyal Türbin Giriş Sıcaklığı	65 °C
Ön Isıtma için Gerekli Doğal Gaz Miktarı	44,7 Sm^3/h

Ekonomik analiz için kullanılacak metot yıllık değer metodudur. Bu metot ile para giriş çıkışlarını düzenli bir şekilde yıllık değer bazında kıyaslanabilir ve gelir gider ayrımı yapıldıktan sonra net kar bulunur. (YENK)

$$YENK = E(t) - C(t) \tag{8.24}$$

Çerkezköy için yıllık üretilen elektrik miktarı hesaplanacaktır. Yıllık geri dönüşü bulabilmek için elektrik fiyatı olarak 7,3 cent/kWh, doğal gaz fiyatı olarak 44 cent/Sm^3 değerleri kullanılacaktır. Faiz oranı 8,46 olarak alınacaktır. Yatırım ömrü ve kredi geri ödeme süresi 20 yıldır. Yıllık olarak % 95 çalışma öngörüsü ile yıllık kullanım saati 8322 saattir. Buna göre;

$$E_e = P_{an} \Delta t \; e_e \tag{8.25}$$

P_{an} Radyal türbin (turbo expander) gücünü, Δt yıllık işletme saati ve e_e elektrik birim fiyatını gösterir.

$$E_e = 742{,}11\ kW\ .8322\ h\ .7{,}3\ cent/kWh \tag{8.26}$$

$$E_e = 450.836\ \$/Yıl \tag{8.27}$$

Yıllık gelirleri hesabı yapıldığı gibi yıllık gider hesabı da yapılacaktır. Yıllık gider hesabında geri ödeme maliyeti (C_k), ön ısıtma için harcanan enerji masrafı (C_E), yıllık bakım – onarım giderleridir. (C_O)

$$C = C_K + C_E + C_O \tag{8.28}$$

$$C_K = I_A\left(\frac{1}{i_n}\right) \tag{8.29}$$

$$1/i_n = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \tag{8.30}$$

Kullanılacak radyal türbin (turbo expander) fiyatı ve kurulum maliyetleri de dahil olmak üzere yatırım maliyeti 1.845.600 $'dır.

$$C_K = 1.845.600\ \$ \left[\frac{0{,}0846\ (1+0{,}0846)^{20}}{(1+0{,}846)^{20}-1}\right] \quad (8.31)$$

$$C_K = 194.458\ \$/yıl \quad (8.32)$$

Ön ısıtma için harcanan enerji masrafı,

$$C_E = C_Q + C_P \quad (8.33)$$

$$C_Q = Q_{yıl} e_d \quad (8.34)$$

$$C_Q = 44{,}7\ Sm^3/h\ .8322\ h\ .37\ cent/Sm^3 \quad (8.35)$$

$$C_Q = 137.637\ \$/yıl \quad (8.36)$$

Yardımcı üniteler için enerji maliyeti,

$$C_P = 0{,}022 P_{an} \Delta t e_e \quad (8.37)$$

$$C_P = 0{,}022\ .742{,}11\ kW\ .8322\ h\ .7{,}3\ cent/kWh \quad (8.38)$$

$$C_P = 9.918\ \$/yıl \quad (8.39)$$

$$C_E = 137.637 + 9.918 = 147.555\ \$/yıl \quad (8.40)$$

Tesisin Bakım – Onarım giderlerinin maliyeti,

$$C_O = 0{,}07\ P_{an} \Delta t\ e_e \quad (8.41)$$

$$C_O = 0{,}07\ 742{,}11\ kW\ 8322\ h\ .7{,}3\ cent/kWh \quad (8.42)$$

$$C_O = 31.558\ \$/yıl \quad (8.43)$$

Yıllık toplam gider,

$$C = C_K + C_E + C_O = 373.571\ \$/yıl \quad (8.44)$$

Yıllık elde edilen kar,

$$G = E_e - C = 450.836 - 373.571 = 77.265\ \$/yıl \quad (8.45)$$

Yapılan maliyet analiz çalışmasında Çerkezköy RMS – A istasyonuna radyal türbin (turbo expander) uygulaması ekonomik olarak uygun olduğu görüldü. Trakya bölgesinde bulunan toplam 22 adet basınç düşürme ve ölçüm istasyonları için yapılan maliyet analiz çalışması Tablo 8.47'de verilmiştir.

Tablo 8.47 RMS – A İstasyonları için Maliyet Analiz Tablosu

Basınç Düşürme İstasyonları (RMS - A)	Yıllık Ortalama Radyal Türbin Gücü (kW)	Yıllık Geri Dönüş $/yıl	Yıllık Geri Ödeme $/yıl	Yıllık Ön Isıtma Gideri $/yıl	Yıllık İşletme Bakım Gideri $/yıl	Yıllık Toplam Gider $/yıl	Yıllık Elde Edilen Kar $/yıl
Akın Tekstil	22,9	13.912	194.458	5.849	974	201.280	-187.368
Akmaya	41,92	25.467	194.458	11.953	1.783	208.194	-182.727
Alarko	140,06	85.087	194.458	43.132	5.956	243.547	-158.459
Alateks	4,28	2.600	194.458	1.289	182	195.929	-193.329
Cam İş	118,91	72.239	194.458	35.768	5.057	235.282	-163.044
Çerkezköy	**742,11**	**450.836**	**194.458**	**147.556**	**31.559**	**373.572**	**77.264**
Delta	129,83	78.873	194.458	34.990	5.521	234.969	-156.096
Edip	22,73	13.809	194.458	6.770	967	202.195	-188.386
Edirne	47,35	28.765	194.458	10.178	2.014	206.650	-177.884
Erak Saray	29,37	17.842	194.458	9.630	1.249	205.337	-187.494
Kırklareli	25,8	15.674	194.458	6.811	1.097	202.366	-186.693
Lüleburgaz	51,7	31.408	194.458	11.776	2.199	208.432	-177.024
Mayteks	13,6	8.262	194.458	3.569	578	198.605	-190.343
Modern Enerji - 1	106,81	64.888	194.458	31.295	4.542	230.295	-165.408
Modern Enerji - 2	79,17	48.096	194.458	23.228	3.367	221.053	-172.956
Modern Enerji - 3	121,08	73.557	194.458	32.410	5.149	232.017	-158.460
Muratlı	98,86	60.058	194.458	24.107	4.204	222.769	-162.711
Nur Yıldız	67,87	41.231	194.458	22.461	2.886	219.805	-178.574
Şahinler	54,32	33.000	194.458	16.738	2.310	213.506	-180.506
Tekirdağ	86,8	52.732	194.458	17.172	3.691	215.321	-162.589
Ulaş	261,99	159.160	194.458	70.319	11.141	275.918	-116.758
Zorlu Enerji	268,21	162.939	194.458	88.569	11.406	294.433	-131.493

BÖLÜM 9

SONUÇ ve DEĞERLENDİRME

RMS – A istasyonlarının ortalama işletme değerleri ve aylık doğal gaz çekişleri incelenmiştir. Buradaki amaç yüksek basınçta gelen doğal gazın, basıncının düşürülerek şehir şebekesine gönderilirken meydana gelen enerji kaybını kullanılabilir enerjiye dönüştürmektir. Yüksek basıncın potansiyel enerjisini faydalı enerjiye dönüştürmek için radyal türbin (turbo expander) kullanılarak doğal gazın basıncı istenilen değere düşürülür ve turbo expander şaftında oluşan güç, jeneratöre aktarılarak elektrik enerjisi üretilir. RMS – A istasyonlarının öncelikli görevi doğal gaz iletimini kesintisiz sağlamak olduğundan, radyal türbin (turbo expander), istasyondaki regülatör hatlarına paralel olarak bağlanır. Paralel imalatı yapılan basınç düşürme hattında regülatör giriş vanaları %1 açık konumda iken radyal türbin (turbo expander) giriş vanaları %99 açık konumdadır. Radyal türbinde (turbo expander) arıza olması durumunda doğal gazın kesintisiz iletiminin sağlanabilmesi için regülatör giriş vanaları %1 açık konumundan %100 açık konuma getirilir.

Bu çalışmamızda teorik olarak aylık bazda RMS – A istasyonlarından elde edebileceğimiz enerji kazanımları incelenerek değerlendirildiğinde her bir istasyonun ortalama saatlik üretebileceği elektrik enerjisi Şekil 8.1' de gösterildi. Şekil 8.1ve Tablo 8.47'den de görüldüğü gibi enerji geri kazanımı 400 kW/h gücün altında olan, doğal gaz debisi olarak da 20.000 m^3/h kapasiteye eşit ve altındaki istasyonlarda turbo expander kullanmak maliyet hesabına göre uygun değildir. Sonuçlar tamamen RMS – A istasyonların güncel debilerine göre elde edildi. RMS – A istasyonların kurulu maksimum debi kapasitelerine ve maksimum kapasiteye ulaşıncaya kadar geçen zaman öngörüsü ile değerlendirme yapılmalıdır. Bu öngörü ile yapılan değerlendirme ile maliyet olarak uygun olmayan istasyonlarda enerji geri kazanımı için vorteks tüpler

kullanılır. Vorteks tüpler istasyonlarda basınç düşürücü, gaz temizleyici ve ısıtıcı olarak kullanılabilir. RMS – A istasyonlarında ısıtıcı olarak vorteks tüpler kullanıldığında, istasyonda bulunan kazanları kullanmaya gerek kalmaz. Böylece kazanda ısıtma için enerji harcanmaz ve hava kirliliği önlenir. Sisteme vorteks tüplerin uygulanması, ön ısıtma için harcanan enerjinin tamamının geri kazanılmasını sağlamakla beraber basınç regülatörlerinin yükü azaltılır ve daha kararlı çalışması sağlanır.

KAYNAKLAR

[1] E. K. ARDALİ ve E. HEYBATİAN, ***Energy Regeneration in Natural Gas Pressure Reduction Stations by Use of Gas Turbo Expander; Evaluation of Available Potential in IRAN,*** Proceedings of The 24th Worl Gas Conference, Buenos Aires, Argentina, (2009).

[2] M. M. RAHMAN, ***Power Generation From Pressure Reduction in The Natural Gas Supply Chain in Bangladesh,*** Journal of Mechanical Engineering, 2010.

[3] A. Mirandola ve L. Minca, ***Energy Recovery by Expansion of High Pressure Natural Gas,*** Proceedings of The 21st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, San Diego, California, (1986).

[4] A. Mirandola ve A. Macor, ***Experimental Analysis of an Energy Recovery Plant by Expansion of Natural Gas,*** Proceedings of The 23rd Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, Denver, Colorado, (1988).

[5] J. Pozivil, ***Use of Expansion Turbines in Natural Gas Pressure Reduction Satations,*** Praha, Acta Montanistica Slovaca, (2004), pp. 258 - 260.

[6] S. Mansoor ve A. Mansoor, ***Power Generetion Opportunities in Bangladesh From Gas Pressure Reduction Station,*** 3rd International Conference on Electrical & Computer Engineering, (2004).

[7] N. Z. REZAİE ve M. Saffar-Avval, ***Feasibility Study of Turbo Expander Installation in City Gate Satation,*** The 25th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Enviromental Impact of Energy Systems, Perugia, ITALY, (2012).

[8] J. S. SIMMS, ***Design of a 500 kW Turbo Expander,*** Gas Turbine and Aeroengine Exposition, Toronto, Ontario, Canada, (1989).

[9] I. Andrei, T. Valentin, T. Ciritina ve T. Niculae, ***Recovery of Wasted Mechanical Energy Form The Reduction of Natural Gas Pressure,*** 24th DAAAM International Symposium on Intelligent Manufacturing and Automation, Zadar,Croatia, (2013).

[10] British Petrol, ***BP Statistical Review of World Energy 2013,*** (2013).

[11] International Energy Agency, ***Golden Rules for Golden Age of Gas,*** 2012.

[12] International Energy Agency, ***World Energy Outlook 2012,*** (2012).

[13] Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, ***Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu,*** (2012). www.epdk.gov.tr.

[14] BOTAŞ, ***Faaliyet Raporu,*** (2012). www.botas.gov.tr.

[15] Y. A. ÇENGEL ve M. A. BOLES, ***Mühendislik Yaklaşımıyla Termodinamik***, (2003).

[16] S. KELEŞOĞLU, ***Doğal Gaz Basınç Düşürme İstasyonlarında Enerji Geri Kazanımının Teknik ve Ekonomik Etütü***, İstanbul, (2006).

[17] Longson Eneryg, ***Turbo Expander Catalog,*** www.longsoneneryg.com.

[18] GE Energy, ***GE oil & Gas Catalog,*** www.ge-energy.com.

[19] IPIECA, ***Turbo Expander,*** (2014). www.ipieca.org/energyefficiency/solutions.

[20] M. YILMAZ, A. ÇELİK, M. KAYA ve K. BAKIRCI, ***Vorteks Tüplerin Türkiye'deki Doğal Gaz Boru Hatlarında Kullanım Olanakları,*** VIII. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi, (2007).

[21] W. A, ***The Cooling of Methane with Vortex Tubes***, J Mech Engr, (1971).

[22] UNIVERSAL VORTEX INC, ***Vortex Pilot Gas Heater as Compared to a Catalytic Heater,*** (2007).

[23] NGC+ Liquid Hydrocarbon Drop Out Task Group, ***White Paper on Liquid Hydrocarbon Drop Out in Natural Gas Infrastructure,*** (2005).

ÖZGEÇMİŞ

1981 yılında Isparta'da doğdu. İlk, orta ve lise öğrenimini Isparta'da tamamladı. 2000 yılında Süleyman Demirel Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Makine Mühendisliği Bölümü'nde başladığı lisans eğitimini 2005 yılında tamamlayarak mezun oldu. 2007 yılı Ağustos ayı itibari ile Trakya Bölgesi Doğal Gaz Dağıtım A.Ş.'de çalışmaya başlamış ve halen devam etmektedir.