

**T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**DOĞALGAZ BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARINDA GAZ
GENLEŞME MOTORU KULLANILARAK ELEKTRİK ENERJİSİ
ÜRETİLMESİ**

EYÜP NUMAN AYTAŞ

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ENERJİ PROGRAMI**

**DANIŞMAN
DOÇ. DR. SÜLEYMAN HAKAN SEVİLGİN**

İSTANBUL, 2014

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**DOĞALGAZ BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARINDA GAZ
GENLEŞME MOTORU KULLANILARAK ELEKTRİK ENERJİSİ
ÜRETİLMESİ**

Eyüp Numan AYTAŞ tarafından hazırlanan tez çalışması 26/02/2014 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Mühendisliği Anabilim Dalı'nda **YÜKSEK LİSANS TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Tez Danışmanı

Doç. Dr. Süleyman Hakan SEVİLGEN
Yıldız Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri

Doç. Dr. Süleyman Hakan SEVİLGEN
Yıldız Teknik Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. Ali Volkan AKKAYA
Yıldız Teknik Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. Seyfettin BAYRAKTAR
Yıldız Teknik Üniversitesi

ÖNSÖZ

Bütün Dünya'da ekonomilerin temel taşı olarak enerji ve enerjiye duyulan ihtiyaç, ülkemizde de en önemli konu olarak yer almaktadır. İthalat kalemleri arasında ilk sıralarda yer alan enerji için ciddi atılımlara ve çalışmalara ihtiyaç vardır. Mevcut durumda Türkiye'deki birincil enerji kaynakları incelendiğinde doğalgaz kullanımı %37 mertebelerindedir. Buradan anlaşılan, elektrik eldesi, üretim, ticari kullanım ve ısınma gibi birçok amaçla doğalgaz kullanımı meydana gelmektedir. En büyük hedef, ciddi miktarda ithal edilen doğalgaza olan bağımlılığı azaltmaktır fakat kısa vadede sonuç almak kolay değildir. Tezimizin konusu olan genleşme türbini ile enerji geri kazanımı gibi kurulacak sistemlerin mevcut çalışan sistemlere entegrasyonu sağlanıp tasarruf yoluna gitmek kısa vadede sonuç getirebilecek atılımlardan biridir. Tezde bahsi geçen sistem gibi alternatif kaynaklar üretilerek kalkınmaya katkılar sağlanmalıdır.

Ocak,2014

Eyüp Numan AYTAŞ

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ.....	viii
KISALTIMA LİSTESİ.....	xi
ŞEKİL LİSTESİ.....	xii
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xiv
ÖZET.....	xvi
ABSTRACT.....	xviii
BÖLÜM 1	
GİRİŞ.....	1
1.1.Literatür Özeti.....	1
1.2.Tezin Amacı.....	2
1.3.Hipotez.....	3
BÖLÜM 2	
ENERJİ ve DOĞALGAZ.....	4
2.1.Dünya’da Enerji Sektörüne Genel Bakış.....	4
2.2.Türkiye’de Enerji Sektörü.....	7
2.3.Doğalgazın Enerji Sektöründeki Yeri	10
2.3.1. Doğalgazın Tarihçesi	10
2.3.2. Doğalgazın Özellikleri ve Avantajları	10
2.3.3. Doğalgazın Kullanım Alanları.....	12
2.3.3.1 Doğalgazın Konutlarda Kullanımı.....	12
2.3.3.2. Doğalgazın Ticari Olarak Kullanımı.....	12
2.3.3.3 Doğalgazın Endüstride Kullanımı.....	12
2.3.3.4. Doğalgazın Araçlarda Kullanımı.....	12
2.3.3.5. Doğalgazın Soğutmada Kullanımı.....	13

2.3.3.6. Doğalgazın Kojenerasyon ve Trijenerasyon Sistemlerinde Kullanımı	13
2.4. Türkiye’de Doğalgaz.....	14
2.4.1. Türkiye’de Doğalgaz Kullanımına Geçiş.....	14
2.4.2. Türkiye’deki Doğalgaz Ana İletim Hatları ve Terminalleri	15
2.4.2.1. Rusya Federasyonu – Türkiye Doğalgaz Ana İletim Hattı (Malkoçlar - Ankara).....	16
2.4.2.2. Doğu Anadolu Doğalgaz Ana İletim Hattı.....	16
2.4.2.3. Rusya - Samsun - Ankara Doğalgaz İletim Hattı (Mavi Akım).....	17
2.4.2.4. Türkiye – Yunanistan Doğalgaz Boru Hattı.....	17
2.4.2.5. Azerbaycan – Türkiye Doğalgaz Boru Hattı (Şahdeniz).....	17
2.5. Doğalgazın Kaynaktan Eldesi	18
2.5.1. Doğalgaz Üretimi	19
2.5.1.1. Rezervuar Oluşumu.....	19
2.5.1.2. Rezervuarların Tespit Edilmesi.....	20
2.5.1.3. Rezervuar Miktarının Tespiti.....	21
2.5.1.4. Üretim Mekanizması ve Üretim Elemanları.....	21
2.5.1.5. Doğalgaz İşleme Tesisi Süreci.....	21
2.5.1.6. Gazın Faz Ayrımı.....	22
2.5.1.7. Gazın Zehirli Gazdan Temizlenmesi.....	22
2.5.1.8. Gazın Kurutulması.....	22
2.5.2. Doğalgazın Depolanması	22
2.5.2.1. Sistem İçi Depolama.....	23
2.5.2.2. Yeraltı Depolaması.....	23
2.5.2.3. LNG Depolaması.....	23
2.5.3. Doğalgazın Taşınması	24
2.5.3.1. Boru Taşımacılığı.....	24
2.5.3.2. LNG Deniz Taşımacılığı.....	24
2.5.4. Doğalgaz Dağıtımı.....	25

BÖLÜM 3

KOMPRESÖR VE BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARI.....	26
3.1. Kompresör İstasyonları	26
3.1.1. Türkiye’de Bulunan Kompresör İstasyonları.....	27
3.1.2. Kompresör İstasyonlarının Çalışma Prensipleri	28
3.2. Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonları.....	29
3.2.1. Basınç Düşürme.....	29
3.2.2. Basınç Düşürme İstasyonu Çeşitleri	31
3.2.2.1. A Tipi Basınç Düşürme İstasyonu(RMS-A).....	31
3.2.2.2. B Tipi Basınç Düşürme İstasyonu(RMS-B).....	31
3.2.2.3. C Tipi Basınç Düşürme İstasyonu(RMS-C).....	31
3.2.3. A Tipi Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonu (RMS-A).....	32
3.2.3.1. Şehir Giriş İstasyonları Temel Tasarım Kriterleri.....	33

3.2.3.2.Şehir Giriş İstasyonlarının Temel Bileşenleri.....	33
BÖLÜM 4	
BASINÇ DÜŞÜŞÜNDE RADYAL TÜRBİN UYGULAMASIYLA ENERJİ GERİ	
KAZANIMI.....	36
4.1.Giriş.....	36
4.2.Genleşme Türbinlerinin Gelişimi.....	37
4.3.Genleşme Türbinleri ile Kurulan Sistemin Temel Tasarım Kriterleri.....	38
4.3.1. Doğalgazın Kompozisyonu	38
4.3.2. Gaz Genleşme Motoru ile Kurulan Sistemin Çalışma Prensibi.....	39
4.3.3. Joule-Thompson Etkisi.....	40
4.3.4. Ön Isıtma Gerekliği-Hammerschmidt Korelasyonu	42
4.4.Genleşme Türbini ve Ekipmanları.....	44
BÖLÜM 5	
TRAKYA ELEKTRİK ÜRETİM SANTRALİNDEKİ GAZ GENLEŞME TÜRBİNİ	
UYGULAMASI.....	51
5.1.Giriş.....	51
5.2.Santraldeki Doğalgaz Akışı.....	52
5.3.Gaz Genleşme Motoru	57
BÖLÜM 6	
İGDAŞ'A AİT BİR RMS-A İSTASYONUNA GAZ GENLEŞME TÜRBİNİ	
KURULMASI.....	61
6.1.Gaz Genleşme Motoru Kurulacak İstasyonun Belirlenmesi.....	61
6.2.Gaz Genleşme Motoru ile Enerji Üretimi.....	70
6.2.1. Gaz Genleşme Motoru ile Elde Edilebilecek Maksimum Enerji	70
6.2.2. İstasyona Kurulacak Sistemin Enerji Maliyeti.....	79
BÖLÜM 7	
TÜRKİYE'DEKİ RMS-A İSTASYONLARININ GAZ GENLEŞME TÜRBİNİ	
SİSTEMİNE ELVERİŞLİLİĞİ.....	90
BÖLÜM 8	
SONUÇ VE ÖNERİLER.....	100
KAYNAKLAR.....	102

EK-A.....	105
ŞEHİR GİRİŞ İSTASYONUNUN P&ID DİYAGRAMI.....	105
ÖZGEÇMİŞ.....	106

SİMGE LİSTESİ

$\rho_{\text{doğalgaz}}$	Doğalgazın yoğunluğu
ρ_{petrol}	Petrolün yoğunluğu
ρ_{su}	Suyun yoğunluğu
F_{yay}	Yayın oluşturduğu kuvvet
k	Yay sabiti
x	Yayın sıkıştırma boyu
F_{diyafram}	Diyagramın oluşturduğu kuvvet
P	Gaz basıncı
P_{atm}	Atmosferik basınç
A	Diyaframın kesit alanı
h	Entalpi
h_A	Gazın giriş noktasındaki entalpi değeri
h_B	Kısılma vanası ile genişlediği durumdaki entalpi değeri
h_C	Ön ısıtmaya tabi tutulmadan türbinde izantropik genişleme sonrası entalpi değeri
h_D	Ön ısıtma sonrasında gazın sahip olduğu entalpi değeri
h_E	Ön ısıtma yapıldıktan sonra türbindeki çıkış entalpi değeri
h_g	Giriş şartlarındaki entalpi değeri
$h_ç$	Çıkış şartlarındaki entalpi değeri
T	Gaz sıcaklığı
T_g	Türbin giriş sıcaklığı
$T_ç$	Türbin çıkış sıcaklığı
T_1	Giriş sıcaklığı
T_2	Çıkış sıcaklığı
w	Birim kütle için türbinde elde edilen genişleme işi
C_p	Sabit basınçta özgül ısı
P_1	Türbin giriş basıncı
P_2	Türbin çıkış basıncı
k	Özgül ısıların oranı
μ	Joule-Thompson katsayısı
Q	Toplam ısı geçişi
\dot{m}	Kütlesel debi
ΔT	Ortalama sıcaklık

T_{ig}	Türbin giriş sıcaklığı
$T_{tç}$	Türbin çıkış sıcaklığı
$P_{ç}$	Çıkış basıncı
\dot{V}	Hacimsel debi
\dot{W}	Türbinde elde edilen güç
η_m	Sistemin mekanik verimi
P	Verim ifadesi hesaba katılarak türbinde elde edilen güç
$T_{eç1}$	İlk durumda ısı değiştiricisi giriş sıcaklığı
T_{eg1}	İlk durumda ısı değiştiricisi çıkış sıcaklığı
$T_{eç2}$	İkinci durumda ısı değiştiricisi giriş sıcaklığı
T_{eg2}	İkinci durumda ısı değiştiricisi çıkış sıcaklığı
Q_t	Ön ısıtma için gerekli ısı miktarı
Q_{kv}	Kısılma vanası ön ısıtması için gereken ısı miktarı
Q_s	Sistemde geri kazanılan atık ısı miktarı
P_{net}	Sistemden elde edilebilecek net güç
n	Sistemin ekonomik ömrü
P	Sistemin kurulum sermaye maliyeti
P_i	Sermaye maliyetinin faiz oranı ile birinci yıla getirilmiş hali
i	Faiz oranı
C_s	Yıllık sermaye gideri
Q_{net1}	Türbin-jeneratör grubuna giren doğalgazın ön ısıtması için gereken net ısı miktarı
Q_{net2}	Kısılma vanası ön ısıtması için gereken ısı miktarı
\dot{V}_{f1}	Türbin-jeneratör grubuna giren doğalgazın ön ısıtması için harcanan saatlik doğalgaz miktarı
\dot{V}_{f1}	Türbin-jeneratör grubuna giren doğalgazın ön ısıtması için harcanan yıllık doğalgaz miktarı
H_u	Doğalgazın alt ısı değeri
η_k	Ön ısıtmada kullanılan kazanın verimi
C_{f1}	Türbin-jeneratör grubuna giren doğalgazın ön ısıtması için harcanan doğalgazın yıllık maliyeti
\dot{V}_{f2}	Kısılma vanasına giren doğalgazın ön ısıtması için harcanan saatlik doğalgaz miktarı
\dot{V}_{f2}	Kısılma vanasına giren doğalgazın ön ısıtması için harcanan yıllık doğalgaz miktarı
C_{f2}	Kısılma vanasına giren doğalgazın ön ısıtması için harcanan doğalgazın yıllık maliyeti
Q_{net3}	Sisteme giren doğalgazın tamamının kısılma vanasından geçmesi sonucu ön ısıtma için gerekli ısı miktarı
\dot{V}_{f3}	Sisteme giren doğalgazın tamamının kısılma vanasından geçmesi sonucu ön ısıtma için harcanan saatlik doğalgaz miktarı
\dot{V}_{f3}	Sisteme giren doğalgazın tamamının kısılma vanasından geçmesi sonucu ön ısıtma için harcanan yıllık doğalgaz miktarı
C_{f3}	Sisteme giren doğalgazın tamamının kısılma vanasından geçmesi sonucu ön ısıtma için harcanan doğalgazın yıllık maliyeti
P_t	Türbin-jeneratör grubunda elde edilen yıllık güç miktarı

E_e	Türbin-jeneratör grubundan yıllık elde edilen elektrik enerjisinin türk lirası değeri
C_o	Sistemin yıllık bakım&işletme giderlerinin türk lirası değeri
$E(t)$	Sistemden elde edilen gelirler toplamı
$C(t)$	Sistem için harcanan giderler toplamı
v/g	Petrolün günlük varil tüketimi

KISALTMA LİSTESİ

ABD	Amerika Birleşik Devletleri
BOTAŞ	Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
CNG	Compressed Natural Gas
DEKTMK	Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi
DST	Drill Stem Test
EIA	Energy Information Administration
IGV	Inlet Guide Vanes
INOGATE	Interstate Oil and Gas Transport to Europe
İETT	İstanbul Elektrik Tramvay ve Tünel İşletmeleri Genel Müdürlüğü
İGDAŞ	İstanbul Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
M.Ö	Milattan Önce
MTEP	Milyon Ton Eşdeğer Petrol
P&ID	Piping and Instrumentation Diagram
RMS-A	A type Regulating and Metering Station
RMS-B	B type Regulating and Metering Station
RMS-C	C type Regulating and Metering Station
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SOCAR	State Oil Company of Azerbaijan Republic
SSCB	Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEP	Ton Eşdeğer Petrol
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TRAKYAEL	Trakya Elektrik Üretim Santrali
YİD	Yap İşlet Devret

ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 2.1	2012 yılı Dünya birincil enerji tüketimi5
Şekil 2.2	2012 yılı bölgeler itibariyle Dünya doğalgaz rezervi7
Şekil 2.3	Türkiye'deki uluslararası doğalgaz iletim hatları8
Şekil 2.4	2011 yılı Türkiye birincil enerji arzının kaynaklara dağılımı9
Şekil 2.5	1990-2011 yıllarında Türkiye toplam birincil enerji üretimi ve arzı9
Şekil 2.6	İşlenmemiş doğalgazın temel elemanları 11
Şekil 2.7	Kojenerasyon tesisi şematik görünüm 14
Şekil 2.8	Türkiye ham petrol ve doğalgaz boru hatları 16
Şekil 2.9	Petrol ve doğalgazın gözenekli kayaç içerisindeki konumu 20
Şekil 2.10	Sismik cihazlarla bölgenin jeolojik haritasının çıkarılması 21
Şekil 3.1	Gaz türbini ve kompresör 29
Şekil 3.2	Kompresörün kesiti 29
Şekil 3.3	Basınç düşürme işleminin basit şeması 30
Şekil 3.4	Basınç düşürme istasyonları 32
Şekil 3.5	Giriş Vana Grubu 34
Şekil 3.6	Çıkış vana grubu 34
Şekil 3.7	Filtrasyon grubu 34
Şekil 3.8	Ölçüm grubu 34
Şekil 3.9	Isıtma ve regülasyon grubu 35
Şekil 3.10	Kazan dairesi 35
Şekil 3.11	Gaz kromatografı 35
Şekil 3.12	Kokulandırma ünitesi 35
Şekil 4.1	Genleşme türbini ile kurulan sistemin şematik gösterimi 39
Şekil 4.2	P-h diyagramı 40
Şekil 4.3	P-t diyagramındaki h=sabit eğrisinin eldesi 41
Şekil 4.4	Kesit değişimi ile p-t diyagramındaki sabit entalpi değerleri 42
Şekil 4.5	İzantropik ve joule-thompson genişlemesinin kıyaslanması 45
Şekil 4.6	Türbin IGV'si ve çark 46

Şekil 4.7	Türbin ve IGV montaj resmi	46
Şekil 4.8	IGV(hava emme kılavuz vanası)	47
Şekil 4.9	Kapalı tip türbin çarkı.....	47
Şekil 4.10	Açık tip türbin çarkı.....	48
Şekil 4.11	Genleşme türbini kesit görünümü.....	48
Şekil 4.12	Genleşme türbini-kompresör ekipmanları	49
Şekil 4.13	Yekpare dişli kutusu kesit görünümü	50
Şekil 4.14	Harici dişli kutusu kesit görünümü.....	50
Şekil 5.1	BOTAŞ ölçüm istasyonu	52
Şekil 5.2	Santralin doğalgaz akışı.....	54
Şekil 5.3	Kısılma vanaları.....	55
Şekil 5.4	Doğalgaz yakıtlı su borulu kazan	55
Şekil 5.5	Eşanjörler.....	56
Şekil 5.6	Türbin-jeneratör-dişli kutusu sistemin genel görünümü	57
Şekil 5.7	Türbin grubu	58
Şekil 5.8	Doğalgazın genleşme türbinindeki akışı.....	59
Şekil 5.9	Sistemin tasarım parametreleri	60
Şekil 6.1	Tasarım ile elde edilen güç çıktısı-debi grafiği	77
Şekil 6.2	Sistemin ön ısıtması için gerekli enerji ve sistemde geri kazanılan enerji	78

ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 2.1	Dünya enerji sektörü başlıca tüketim rakamları.....6
Çizelge 2.2	Doğalgaz alım sözleşmeleri.....15
Çizelge 2.3	Türkiye'deki ana iletim hatları.....19
Çizelge 3.1	Doğalgaz hatlarının basınç değerleri.....27
Çizelge 3.2	Türkiye'deki kompresör istasyonları.....28
Çizelge 4.1	Doğalgazın kompozisyonu.....38
Çizelge 4.2	Bangladeş'te bulunan üç farklı basınç düşürme noktasındaki ısı gereksinimlerin analizi.....44
Çizelge 6.1a	İstanbul Avrupa Yakası RMS-A istasyonları 2012 yılı verileri.....63
Çizelge 6.1b	İstanbul Avrupa Yakası RMS-A istasyonları 2012 yılı verileri.....63
Çizelge 6.2	İstanbul Avrupa Yakası RMS-A istasyonları 2012 yılı verileri.....64
Çizelge 6.3a	İstanbul geneli RMS-A istasyonları 2012 yılı basınç değerleri.....65
Çizelge 6.3b	İstanbul geneli RMS-A istasyonları 2012 yılı basınç değerleri.....66
Çizelge 6.4a	İstanbul geneli RMS-A istasyonları 2012 yılı giriş sıcaklıkları.....67
Çizelge 6.4b	İstanbul geneli RMS-A istasyonları 2012 yılı giriş sıcaklıkları.....68
Çizelge 6.5	Ambarlı EÜAŞ-2 RMS-A istasyonunun 2012 verileri.....69
Çizelge 6.6	İGDAŞ Ambarlı RMS-A istasyonuna kurulacak sistemin giriş-çıkış değerleri.....70
Çizelge 6.7	Ambarlı EÜAŞ-2 RMS-A istasyonuna kurulacak sistemin tasarım değerleri.....74
Çizelge 6.8	Gaz genişleme motoru sistem verileri ve hesaplamalarda kullanılacak bazı değerler.....80
Çizelge 6.9	Sistem kurulumu sermaye maliyeti.....81
Çizelge 6.10	İlk yatırım maliyetinin hesaplanması.....82
Çizelge 6.11	Türbin girişi ön ısıtması değerleri.....83
Çizelge 6.12	Gaz genişleme motoru olmadığı durumda kısılma vanası girişi ön ısıtma değerleri.....84
Çizelge 6.13	Kurulum yılında gaz genişleme motoru olmadığı durumda kısılma vanası girişi ön ısıtma değerleri.....85
Çizelge 6.14	Türbin-jeneratör sistemi toplam maliyetleri.....86
Çizelge 6.15	Türbin-jeneratör sisteminin nakit akış tablosu.....87
Çizelge 6.16	Türbin-jeneratör sisteminin geri ödeme süresi.....90
Çizelge 7.1a	Ankara bölgesindeki RMS-A istasyonları.....92

Çizelge 7.2a	Bursa bölgesindeki RMS-A istasyonları.....	94
Çizelge 7.2b	Bursa bölgesindeki RMS-A istasyonları.....	95
Çizelge 7.3	Erzurum bölgesindeki RMS-A istasyonları.....	96
Çizelge 7.4a	İstanbul bölgesindeki RMS-A istasyonları.....	96
Çizelge 7.4b	İstanbul bölgesindeki RMS-A istasyonları.....	97
Çizelge 7.5	İzmir bölgesindeki RMS-A istasyonları.....	97
Çizelge 7.6a	Kahramanmaraş bölgesindeki RMS-A istasyonları.....	97
Çizelge 7.6b	Kahramanmaraş bölgesindeki RMS-A istasyonları.....	98
Çizelge 7.7	Kırklareli bölgesindeki RMS-A istasyonları.....	98
Çizelge 7.8	Konya bölgesindeki RMS-A istasyonları.....	99
Çizelge 7.9	Türkiye’de işletmesi BOTAS’ta bulunan gaz genişleme motoru kurulabilecek santraller.....	100

DOĞALGAZ BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARINDA GAZ GENLEŞME MOTORU KULLANILARAK ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİLMESİ

Eyüp Numan AYTAŞ

Makine Mühendisliği Anabilim Dalı

Yüksek Lisans Tezi

Danışman: Doç.Dr.Süleyman Hakan SEVİLGEN

Doğalgaz uzun mesafeler boyunca 50-70 bar gibi yüksek basınçlarda taşınmaktadır. Kullanım alanlarının olduğu yerlerde ya da daha düşük basınçlı hatlara geçiş noktalarında, gaz basıncı düşürülmektedir. İletim istasyonlarında basınç 50-70 bar'dan, yüksek basınçlı ülke içi iletim hatlarında 15-40 bar'a (genellikle 25 bar) daha sonrasında ise orta basınçlı ülke içi iletim hattında yaklaşık olarak 3 bar basıncına düşürülür.

Basınç düşürme işlemi kısılma vanaları ile yapılmaktadır. Bu nedenle, genişleme ile açığa çıkan adyabatik iş faydalı enerjiye dönüştürülemez. Çoğu gaz genişleme esnasında Joule-Thompson etkisinden dolayı soğumaktadır. Basınç düşümü esnasında gaz sıcaklığı, gazın bileşimi ve durumuyla değişim gösterecek şekilde, 1 bar basınç düşüşü ile 0,45-0,6 °C azalmaktadır. Basınç düşürülmesinde, sıvı ya da katı fazda yoğunlaşma oluşmaması için mutlak suretle ön ısıtma yapılması gerekmektedir.

Kısılma vanaları yerine gaz genişleme motorları kullanıldığı takdirde, genişleme esnasındaki açığa çıkan enerji elektrik üretiminde kullanılabilir. Gazın yaptığı iş, sahip olduğu entalpi değerinden gelmektedir ve gaz, türbine girdiğinde hızlıca soğumaktadır. Gaz genişleme motoru kullanıldığı takdirde gazın sıcaklığı, türbinin izantropik verimine, gazın içeriğine ve durumuna bağlı olarak, 1 bar basınç düşüşü ile yaklaşık 1,5-2 °C azalmaktadır. Genleşme türbini kullanıldığı takdirde, gaz çıkışındaki sıcaklık hidrat bölgesi sıcaklığı ve çığırma noktası sıcaklığının üstünde kalmalıdır. Buradan anlaşılan, kısılma vanasına 55-85 °C arası

sıcaklık ile giren gaz, genleşme motoru kullanıldığı takdirde bu sıcaklık değerlerinin üstünde bir sıcaklığa ön ısıtma ile getirilmelidir. Bu sayede istasyonun ve gaz genleşme motoru ile beraberinde kurulacak ekipmanın güvenilirliği garanti altına alınmalıdır.

Gaz genleşme motoru ve beraberinde kurulan jeneratör sistemi ile basınç düşürme istasyonlarına giren gazın genleşme enerjisinden faydalanarak elektrik üretimi yapılmaktadır. Bu uygulamanın ülkemizde ve dünyada çeşitli örnekleri bulunmaktadır. Bu kurulan sistem sayesinde basınç düşürme istasyonlarında gaz genleşme esnasında kaybolan enerji verimli olarak dönüştürülmektedir.

Anahtar Kelimeler: Gaz genleşme motoru, gaz genleşme türbini, jeneratör, elektrik üretimi, basınç düşürme istasyonu

ABSTRACT

ELECTRICITY PRODUCTION IN NATURAL GAS PRESSURE REDUCTION BY USING TURBOEXPANDERS

Eyüp Numan AYTAS

Department of Mechanical Engineering

MSc. Thesis

Advisor: Assoc.Prof.Dr. Süleyman Hakan SEVILGEN

Natural gas is transported for longer distances through transit pipeline at high pressures (50 - 70 bar). In a place of consumption or at passing into a lower pressure pipeline the pressure of the gas must be reduced. In transmitting stations the pressure must be reduced from 50-70 bar to 15-40 bar (usually to 25 bar) into high pressure intrastate pipeline, then to approximately 3 bar into medium pressure intrastate pipeline.

Standardly, gas pressure reduction is accomplished in throttle-valves, where the isenthalpic expansion takes place without producing any energy. Most gases cool during the expansion (Joule-Thompson effect). The temperature drop in natural gas is approx. 0.45-0.6°C per 1 bar, depending on gas composition and state. The gas must be preheated before the expansion to ensure that no liquid or solid phase condenses at the output temperature.

When an expansion turbine driving a generator is used in place of the throttle valve, the energy in the gas can be used to produce electricity. The work the gas performs is gained from its internal energy (enthalpy) and the gas cools rapidly in the turbine. The temperature drop in the expansion turbine is approx. 1.5-2°C per 1 bar of pressure drop in transmitting

stations from transit pipeline depending on gas composition and state, and on turbine's isentropic efficiency. When using an expansion turbine, gas outlet temperature must remain above hydrate zone and dew point. This means the gas must be pre-heated before it enters the turbine to temperatures higher than when using throttle valves, usually to 55-85°C. Reliability of the pressure regulating and reduction stations must be assured, and therefore the expansion turbines are installed parallel to existing conventional pressure reducing valves.

In the pressure reduction stations by using expansion turbine and generator system, electricity can be produced with the expansion energy of natural gas. This application has already many samples in our country and also in all around the world. With using this system the lost energy by gas expansion can be returned effectively to electricity.

Keywords: Turboexpander, expansion turbine, generator, electricity production, pressure reduction station

GİRİŞ

1.1.Literatür Özeti

Asırlardır kullanılan doğalgazın ilk kullanımı millattan önceye dayanmaktadır. Milattan sonra 200'lü yıllarda Çinliler tarafından tuz kurutma işleminde yaygın olarak kullanılmıştır. Ancak endüstriyel kullanımına yol açıcı asıl keşif 1815 yılında Amerika'da yapılmıştır. Bu tarihten 5 yıl sonra New York'ta ticari olarak kullanımı başlamıştır.

II. Dünya savaşından sonra imalat teknolojilerinde meydana gelen gelişmelerle birlikte doğalgazın dünya çapında ticareti ve kullanımı yaygınlaşmıştır. Amerika, Kanada, Rusya ve Avrupa ülkelerinde kullanım artmıştır. 1900'lü yıllar ve sonrasında üretimi ve kullanımı hızla artarak Dünya çapında bir enerji kalemi olarak önem kazanmıştır. Günümüze bakıldığında birincil enerji kaynakları tüketiminde, doğalgaz yaklaşık %24'lük değerle önemli bir yere sahiptir [1].

Genleşme türbini ilk olarak 1930'lu yılların sonunda Dr.Linde tarafından havacılık endüstrisinde uygulanmıştır. Doğalgaza uygulanması ise 1950'li yıllarda Dr.Swearingen tarafından Amerika'da yapılmıştır [2].

Doğalgaz, fiziksel yapısı gereği uzun mesafeler boyunca 50-70 bar arası basınçlarda taşınmaktadır. Kullanım alanlarına geldiği noktalarda ise yüksek basınçlı doğalgaz daha 15-40 bar arası basınçlarla yoluna devam etmektedir ve kademeli olarak yapılan basınç düşüşleri ile son kullanıcıya iletilmektedir. Bu basınç düşüşleri yaygın olarak kısılma vanaları ile yapılmaktadır. Enerjiye olan ihtiyacın giderek artması ile bu kısılma esnasında meydana gelen enerji kayıpları verimli işe dönüştürülmeye çalışılmıştır. Bu dönüşüm

esnasında genleşme türbini ve beraberinde jeneratör kullanılarak enerji eldesi yapılmaktadır.

Basınç düşüşünün kısılma vanası ile yapıldığı durumda, 1 bar basınç düşüşü ile 0,45-0,6 °C sıcaklık kaybı meydana gelir. Bu rakam, genleşme türbini kullanıldığı durumda 1,5-2 °C olmaktadır. Kısılma vanası ya da genleşme türbini ile basınç düşürme işlemi öncesinde sisteme giren doğalgaz mutlaka ön ısıtmaya tabi tutulmalıdır [3].

İş akışkanı, radyal yönde gaz genleşme motoruna giriş yapar ve aksel yönde türbini terkeder. Genleşme akışı iki aşamada genişir; birincisi IGV'ye doğru, sonrasında IGV'den türbin çarkına doğrudur. IGV, akışın statik enerjisinin yaklaşık olarak yarısını kinetik enerjiye çevirir ve daha sonra türbin çarkı kalan yarıyı kinetik enerjiye çevirir [2].

Çevresel ve enerji dönüşümleri üzerinde gittikçe artan endişe ile birlikte, Dünya'da her elde edilebilecek kaynağın değerlendirilmesi ilgi çekici hale gelmiştir. Bu nedenle güç eldesi için gaz genleşme motoru uygulamalarına olan ilgi de artmaktadır. Gaz genleşme motorları, enerji üreten sistemlerle kıyaslandığında küçük ve derli topludur. Bu sistem genellikle tek bir güç paketinde jeneratör ile beraber tasarlanmaktadır. Tüm sistem bir kızak üzerine monte edilmektedir ve istenildiği takdirde yeniden yerleşim yapılabilir. Güç çıktısı temel olarak, basınç oranı, giriş sıcaklığı ve akış değeri ile orantılıdır. Güç genellikle yüzlerce kW'tan bir kaç MW'a değişmektedir. Daha düşük uygulamalarda 30 kW'lık güç sistemleri mevcuttur. Doğalgazın basınç düşüşünde türbin ile elektrik üretimi, A.B.D, İngiltere , İtalya ve Rusya gibi ülkelerde uygulanmıştır.1980'lerde Amerika'nın California , Tennessee ve New Jersey eyaletlerinde ilk uygulamalar yapılmıştır [4].

Türkiye'de de 1999 yılında Trakya elektrik üretim santrali tarafından bu sistem uygulanmıştır ve halen günümüzde kullanımı devam etmektedir.

1.2. Tezin Amacı

Doğalgaz basınç düşürme istasyonlarına kurulan gaz genleşme motoru sistemleri , Dünya'da yaygın olarak kullanılmaktadır. Ancak ülkemize bakıldığında ise yalnızca Trakya'da bir tane uygulamasına rastlamaktayız. Çevresel ve ekonomik nedenlerle birlikte gittikçe bir numaralı problem haline gelen enerji ihtiyacı, bu tür sistemlerin kurulmasını

tetiklemektedir. Türkiye gibi enerji sektöründe dışa bağımlı olan ülkelerin bu sistemlere yatırım yapması ise bir gereklilik arz etmektedir.

İGDAŞ gibi Türkiye’de yerel doğalgaz dağıtım şirketleri arasında bir numara olan bir şirketin, böyle bir yatırımda başı çekmesi beklenmektedir. Bu nedenle, birçok ülkede ve hatta ülkemizde mevcut olan bu sistemin İGDAŞ’a uygulanması ile ilgili araştırmalar ve çalışmalara bu tezde yer verilmiştir.

1.3.Hipotez

İGDAŞ’ın sahip olduğu A tipi basınç düşürme istasyonları (RMS-A) incelendiğinde neredeyse hepsinin değişken debili istasyonlar olduğu görülmektedir. Değişken debili istasyonlara da bu sistemin kurulması mümkündür ancak istenilen verimlilik bu istasyonlarda sağlanamayabilir. Sistemin kurulması için giren doğalgazın debisinin olabildiğince sabit olması gerekmektedir. Böyle bir koşulu da ancak santral gibi tek kullanıcı istasyonlarda sağlamak mümkündür. BOTAŞ verileri incelendiğinde bu koşulu sağlayan istasyonun Ambarlı kombine çevrim santralini besleyen istasyon olduğu görülmektedir. Sistem ile ilgili detaylı incelemeler tezin içeriğinde mevcuttur.

Dünya’da ve ülkemizdeki kurulu sistemlere paralel bir sistem ancak Ambarlı RMS-A istasyonunda uygulanabileceği görülmektedir. Kurulacak bu istasyon sayesinde önemli miktarlarda enerji geri dönüşümü sağlanarak hem şirketin karlılığı arttırılabilir hem de ülke ekonomisine ciddi kazançlar sağlanabilecektir.

ENERJİ ve DOĞALGAZ

2.1.Dünya’da Enerji Sektörüne Genel Bakış

Enerji, ülkelerin ekonomisini temelden etkileyen, dünya siyasetini yönlendiren, ülkeler arası ilişkiler üzerinde belirleyici ve gelişmişlik göstergesi olan ana unsurlardan biridir. İhtiyacı olan enerjiyi kesintisiz, güvenilir, zamanında, ucuz ve temiz olarak sağlayabilen ülkeler ekonomik açıdan gelişmekte ve uyguladıkları enerji politikalarıyla dünya siyasetine yön vermektedirler. Günümüzde, bir ülkenin bağımsızlığı kendi enerjisini karşılayabilme potansiyeli ile ölçülebilir hale gelmiştir.

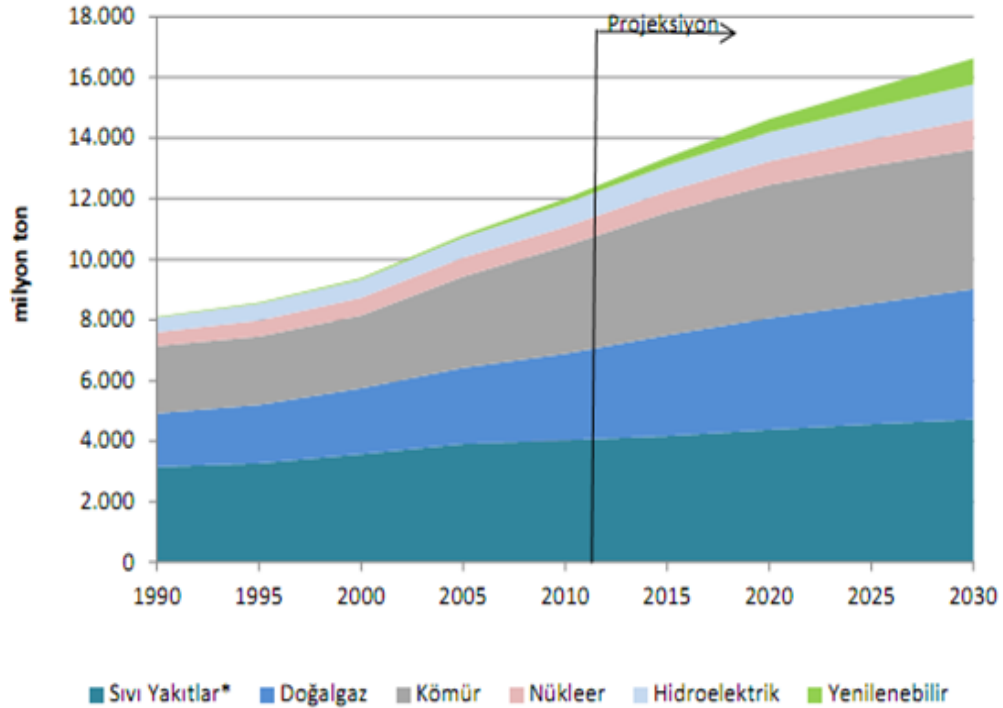
Enerji, çevre, ekonomi ve toplum arasındaki karşılıklı etkileşim, enerjiye ve enerji kullanımına çok boyutlu önem, risk ve ilgi kazandırmıştır. Toplum ihtiyaçlarının karşılanmasında ve gelişmenin sağlıklı olarak sürdürülmesinde gerekli olan enerji; özellikle sanayi, konut ve ulaştırma gibi sektörlerin vazgeçilmez girdisi haline gelmiştir. Toplumlar, bir yandan sürekli artan nüfuslarının refah düzeyini yükseltmek için üretim yapmak, diğer yandan da temiz bir çevrede yaşamlarını sürdürmek istemektedirler. Fakat artan üretim; artan çevre kirliliği ve artan enerji ihtiyacını beraberinde getirmektedir ki artan enerji üretimi ve kullanımı da çevre kirliliğinin artmasına tesir etmektedir.

Enerji kaynakları birincil ve ikincil enerji kaynakları olmak üzere iki kısma ayrılmaktadır. Birincil enerji kaynakları yenilenemeyen enerji kaynakları(petrol, doğalgaz, kömür, vb.) ve yenilenebilir enerji kaynakları(hidroenerji, rüzgar enerjisi, güneş enerjisi, dalga enerjisi, jeotermal enerji, vb.) olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. İkincil enerji kaynağı elektriktir [5].

Dünya’da enerji üretimi halen büyük ölçüde (yaklaşık %95) petrol, doğalgaz, kömür, linyit, asfaltit gibi fosil yakıtlara dayalı olarak yapılmaktadır. Birincil enerji kaynakları arasında stratejik konuma sahip olan hampetrol 2012 yılı başı itibarıyla dünya enerji talebinin %33,1’ini doğalgaz ise % 23,7’sini karşılamıştır. Talebin karşılanmasında sıvı yakıtlar, kömür, doğalgaz, yenilenebilir enerji ve nükleer enerji tüketimleri oransal büyüklükleri itibari ile Şekil 2.1’de yer almaktadır.

20. yüzyılın ikinci yarısından itibaren özellikle hızlı sanayileşme ile artan çevre kirliliği, nispeten temiz bir yakıt olan doğalgaz talebinin artmasına neden olmuştur. Uluslararası enerji ajansının 2030 yılı birincil enerji projeksiyonuna göre kömür ve doğalgaz talebinde önemli artışlar beklenmektedir.

Dünya enerji talebinde son 10 yılda yaşanan ortalama %2,5’lik yıllık artışın 2030 yılına kadar yıllık %1,6’ya düşmesi, en hızlı artış oranının %7,6’yla yenilenebilir enerjide olması beklenmektedir. Fosil yakıtlardan doğalgazda %2 ile en yüksek artış beklenmekte olup, bunu kömür (%1,2) ve hampetrol (%0,8) takip etmektedir [6].



Şekil 2.1 2012 yılı Dünya birincil enerji tüketimi [6]

Dünya’da enerji tüketimi son yirmi yıl içerisinde beklenenden %57 daha fazla artmıştır. Toplam tüketimin %33’ünü temsil eden petrol, küresel enerji tüketiminde en yüksek paya sahiptir ve petrolü kömür, doğalgaz ve hidroelektrik izlemektedir. Çizelge 2.1’de 2004-2009 yılları arası dünya enerji sektöründeki başlıca tüketim rakamları görülmektedir [7].

Çizelge 2.1 Dünya enerji sektörü başlıca tüketim rakamları [7]

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enerji tüketimi (kişi başına kg petrol eşdeğeri)	1.958	1.988	2.006	2.049	2.059	2.010
Toplam enerji tüketimi (milyon ton petrol eşdeğeri)	9.530	9.802	9.989	10.310	10.464	10.314
% değişim	4,60%	2,90%	1,90%	3,20%	1,50%	1,40%
Elektrik tüketimi (kişi başına düşen kWh)	2.933	3.023	3.110	3.225	3.252	3.215
Toplam elektrik tüketimi (trilyon kWh)	14	15	16	16	17	17
% değişim	4,50%	4,20%	4,00%	4,50%	1,90%	0,00%
Kömür tüketimi (milyon ton)	5.343	5.554	5.832	6.149	6.404	6.368
% değişim	6,40%	3,90%	5,00%	5,40%	4,20%	0,60%
Doğal gaz tüketimi (milyar m3)	2.418	2.429	2.462	2.518	2.527	2.456
% değişim	3,90%	0,50%	1,30%	2,30%	0,40%	2,80%
Petrol tüketimi (milyon varil/gün)	73	74	75	76	76	73
% değişim	3,60%	1,60%	0,80%	1,90%	0,50%	3,70%

Enerji Bilgi Ajansı’nın(EIA) 2012’de yayınlanan raporuna göre 2035 yılında birincil enerji talebinin %50’den fazlasının fosil yakıtlarda olacağı tahmin edilmektedir. Fosil yakıtların tüketimi azalmanın aksine gittikçe artması beklenmektedir. Bununla birlikte doğalgaz diğer fosil yakıtlara oranla daha çevre dostu ve temiz olmasından dolayı gitgide daha fazla tercih edilmektedir [8].

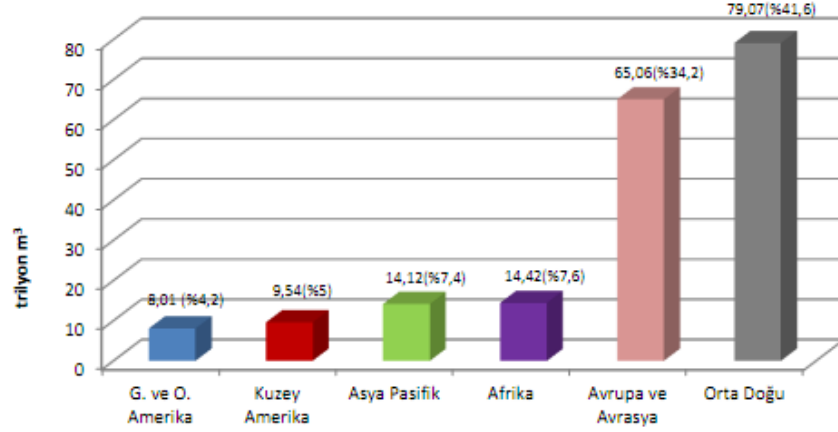
2008-2010 döneminde daralan dünya petrol ticareti, 2010 yılından itibaren artış göstermektedir. 2012 yılında dünya petrol üretimi 90,9 milyon v/g’e ulaşırken 2030 yılında dünyanın en büyük petrol ithalatçılarının Çin ve Avrupa olması öngörülmektedir. Halen dünyanın en büyük petrol ithalatçısı olan Amerika’nın 2017 yılında liderliği Çin’e bırakması beklenmekte, Çin’in ekonomik büyümeyle desteklenen petrol ithalatının, ülkeyi Avrupa’ya göre daha az petrol bağımlısı yapacağı öngörülmektedir.

2011 yılında 88,9 milyon v/g olan petrol tüketimi 2012 yılında 0,9 milyon v/g artmış ve 89,8 milyon v/g olarak gerçekleşmiştir. 2012 yılında Çin, Brezilya, Kore ve Kanada’da güçlü bir talep artışı yaşanmış, kasırganın vurduğu ABD’nin yanısıra Suudi Arabistan’da ise talep artışı azalmıştır.

2012 yılı dünya ispatlanmış petrol rezervi %7,7 artışla 1.520 milyar varil'den 1.637 milyar varile yükselmiştir. Rezerv artışı büyük oranda İran ve Venezuela (ağır hampetrol) rezerv artışlarından kaynaklanmaktadır.

Dünya petrol rezerv miktarında 2011 yılına oranla %7,7'lik bir artış gerçekleşmiş, aynı oranda artmayan petrol üretiminin de etkisi ile 2011 yılında 44,8 yıl olan dünya petrol rezerv ömrü 2012 yılında 48,8 yıla yükselmiştir.

2011 yılında 191 trilyon m³ olan doğalgaz rezerv miktarı, 2012 yılında düşük bir azalışla 190,2 trilyon m³ olarak gerçekleşmiştir. 2012 yılında 47,8 trilyon m³ ispatlanmış rezerv miktarı ile ilk sırada yer alan Rusya Federasyonu'nu 33,6 trilyon m³ ile İran, 25,2 trilyon m³ ile Katar izlemektedir.



Şekil 2.2 2012 yılı bölgeler itibariyle Dünya doğalgaz rezervi [6]

2011 yılı başında 3.178,2 milyar m³ olarak gerçekleşen doğal gaz üretimi, 2012 yılı başında %3,1 artmış ve 3.276,2 milyar m³ olarak gerçekleşmiştir. Doğalgaz üretimindeki bu artış büyük ölçüde ABD, Rusya ve Katar'dan kaynaklanmıştır. 2011 yılı başında 57,96 yıl olan doğalgaz rezerv ömrü 2012 yılı başında gerçekleşen %3'lük üretim artışı ve az miktarda doğalgaz rezerv miktarı nedeniyle 57,07 yıla düşmüştür (Şekil 2.2) [6]

2.2. Türkiye'de Enerji Sektörü

Türkiye'de enerji üretiminde, genellikle doğalgaz, linyit, akaryakıt, hidroenerji ve taş kömürü kullanılmaktadır. İç varlıkların yetersizliği nedeniyle enerji ithal eden bir ülke konumunda bulunan Türkiye, enerji ihtiyacının %73'ünü yurtdışından temin etmektedir. İthal edilen enerji kaynakları içinde en büyük payı petrol ve doğalgaz almaktadır.

Türkiye komşu ülkelerle gerçekleştirdiği önemli enerji projeleri ve yapmış olduğu uluslararası anlaşmalar ile dünya enerji politikalarına yön vermede önemli bir ülke konumuna gelmiştir. Türkiye'nin ham petrol ve doğalgaz potansiyeli için uzun yıllar yetebilecek düzeyde olmadığından kısa, orta ve uzun vadeli enerji taleplerini komşu ülkelerden karşılamak amacıyla başta Rusya olmak üzere, Azerbaycan, Türkmenistan gibi önemli doğalgaz kaynaklarına sahip ülkelerle uzun vadeli anlaşmalar hayata geçirilmiştir. Türkiye coğrafi konumu itibari ile yaptığı bu anlaşmalarla hem uzun vadeli enerji ihtiyacını bir anlamda garanti altına almış hem de Asya ve Avrupa arasındaki stratejik konumu nedeniyle bölgesinde bir enerji köprüsü haline gelmiştir (Şekil 2.3).



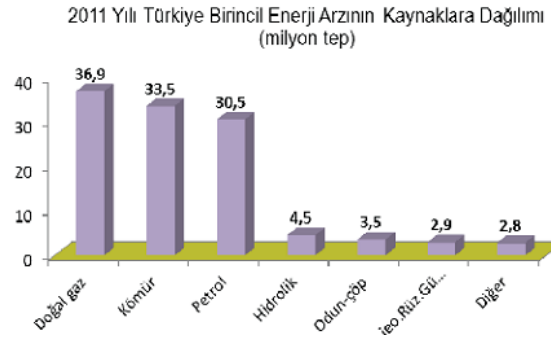
Şekil 2.3 Türkiye'deki uluslararası doğalgaz iletim hatları [9]

Türkiye Elektrik Dağıtım Şirketi (TEDAŞ)'ın tahminlerine göre, Türkiye'nin elektrik ihtiyacı 2009 ile 2023 yılları arasında yılda %7 oranında artacaktır. Ham petrol sondajından petrol ürünleri ve petrokimyasal dağıtımını ve ihracatına ve her türlü kaynağa dayalı elektrik üretiminden makine ve teçhizat imalatına kadar çok çeşitli faaliyetlerin sunulduğu Türkiye Enerji Pazarı'nda yapılacak yatırımların 2023 yılına kadar toplamda yaklaşık 120 milyar ABD dolarına ulaşacağı tahmin edilmektedir [10].

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi (DEKTMK) tarafından hazırlanan "Enerji Raporu 2012'ye göre, Türkiye'nin 1990-2011 yılları arası birincil enerji arzının artış oranı

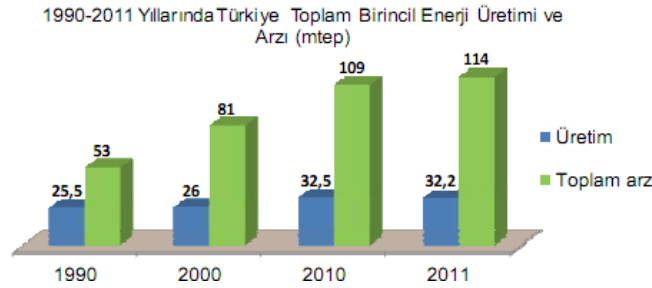
hesaplanmıştır. Bulunan bu oran ile 2011 yılında 115 milyon TEP olan enerji arzının 2020 yılında 157, 2030 yılında 203, 2035 yılında ise 235 milyon TEP olacağı hesaplanmıştır.

Türkiye'nin 2011 yılındaki toplam birincil enerji arzı ise 114,5 milyon TEP'dir. Bu arzın kaynaklara dağılımında ilk sırayı 36,9 milyon TEP ve toplam arzın %32 oranı ile doğalgaz alırken bunu 33,5 milyon TEP ve %29 ile kömür, 30,4 milyon TEP ve %27 ile petrol, 4,5 milyon TEP ve %4 ile hidrolik, 3,4 milyon TEP ve %3 ile odun, hayvan ve bitki artıkları ve 2,9 milyon TEP ve % 3 oranı ile jeotermal, rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir kaynaklar izlemiştir (Şekil 2.4).



Şekil 2.4 2011 yılı Türkiye birincil enerji arzının kaynaklara dağılımı [11]

1990-2011 yılları arasındaki yirmi bir yılda toplam birincil enerji üretimi, %26 oranında artarak 25,5 MTEP'ten 32,2 MTEP düzeyine yükselmiştir. Bu dönemdeki toplam birincil enerji arzı ise %115 artmıştır. Üretimin toplam birincil enerji arzını karşılama oranı ise 1990 yılında %48 iken geçen yirmi bir yılda %28 oranına inmiştir (Şekil 2.5) [11].



Şekil 2.5 1990-2011 yıllarında Türkiye toplam birincil enerji üretimi ve arzı [11]

2.3. Doğalgazın Enerji Sektöründeki Yeri

2.3.1. Doğalgazın Tarihçesi

Doğalgaz, ilk olarak M.Ö. 1000 yılında Yunanlılar tarafından bulunmasına rağmen, doğalgazın sahip olduğu enerji potansiyelini ilk fark eden ve bunu bir enerji kaynağı olarak kullanan Çinliler olmuştur. Çinliler, M.Ö. 940 yılında bambu ağaçlarından yaptıkları borular ile doğalgazı ilk defa bir yerden bir yere ileterek doğalgazın tuzun çökeltilmesinde kullanılmasını sağlamışlardır.

Doğalgaz, Avrupa'da ilk defa 1659'da İngiltere'de bulunmuştur. İngiltere'de 1790'da yılından itibaren sokakların, evlerin aydınlatılmasında ve daha sonra da içten yanmalı motorların çalıştırılmasında büyük ölçüde doğalgazdan yararlanılmıştır.

ABD'de ise doğalgaz ilk defa 1625 yılında Erie Gölü'nde Amerikan yerlileri tarafından bulunmuştur. Doğalgaz, 1816 yılından itibaren Baltimor'da sokakların aydınlatılmasında kullanılmış ve ilk doğalgaz kuyusu da 1821 yılında Fredonia, New York'da açılmıştır. 1885 yılında, Robert Bunsen tarafından icat edilen ve oksijenle doğalgazı doğru oranlarda karıştırarak istenildiği zaman kullanılabilmesine olanak tanıyan alet sayesinde, doğalgaz hane halkı tarafından da kullanılmaya başlanmış ve kullanım alanları biraz daha genişlemiştir. 1890 yılının sonunda Amerika'daki doğalgaz iletim hatlarının toplam uzunluğu 40000 km civarındadır [1].

Doğalgazın günümüzdeki şekli ile belirli basınç değerlerinde güvenli olarak arz edilmesi ise 2. Dünya Savaşı'ndan sonra gelişen boru imalatı ve kaynak teknolojisi ile sağlanmıştır. İlk olarak 25-30 bar mertebesinde taşınan doğalgaz, bu gelişmeler ile birlikte 60-70 bar basınçlara kadar güvenli olarak taşınması sağlanmıştır [5].

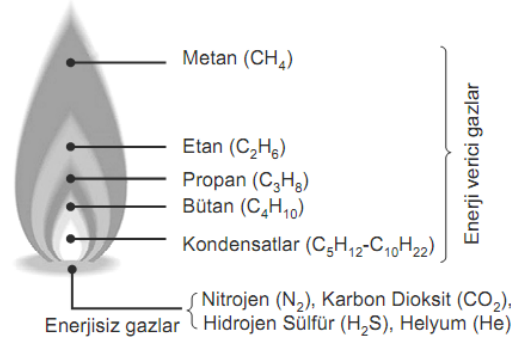
2.3.2. Doğalgazın Özellikleri ve Avantajları

Doğalgaz, organik canlılar olan bitki ve hayvanların milyonlarca yıl gibi uzun bir zaman diliminde yeryüzü katmanları arasında kum, çamur ve diğer materyaller ile oksijensiz bir ortamda yüksek basınca ve sıcaklığa maruz kalması ile oluşan; metan, etan, propan, bütan ve pentan gibi yanıcı gazlardan meydana gelen gaz karışımıdır (Şekil 2.6) [1].

Doğalgaz metan, etan, propan, bütanlar, pentanlar ve heksanlar karışımıdır. Bunların dışında az miktarlarda (%0-0.5 hacimce) karbondioksit, helyum, hidrojen sülfür ve nitrojen

de içerir. Doğalgazın bileşimi çıkarıldığı bölgeye ve rezervuara göre değişir. Kabaca en önemli bileşeni hacimce %70-90 arasında değişen metan ve %0-20 etandır. Propan miktarı etandan biraz daha azdır.

Hampetrol gibi doğalgaz da içerdiği sülfür miktarına göre tatlı veya yumuşak (düşük sülfürlü) ve acı veya sert (yüksek sülfürlü) olarak tanımlanır. Ayrıca sıvılaştırılabilen gazlar içeriğine göre de ıslak ve kuru (metan >%85) doğalgaz olarak adlandırılır [12].



Şekil 2.6 İşlenmemiş doğalgazın temel elemanları [12]

Bileşiminin büyük bölümünü metanın(yaklaşık %95 CH₄) oluşturduğu doğalgaz, yüksek kalorifik değere sahip (8200-10300 kcal/m³) renksiz, kokusuz ve havadan hafif yanıcı bir gazdır. Fosil yakıtların aksine çok daha temiz bir şekilde yanan ve bu yanma sonucunda havaya sadece karbondioksit, su buharı ve çok az miktarda nitrojen oksit emisyonuna neden olan bir hidrokarbon gaz çeşididir.

Doğalgaz -161,5 °C'de sıvılaşır, -182,5 °C'de katı hale dönüşür. Havaya göre izafi yoğunluk aralığı 0,54-0,64'tür. Doğalgazın yanabilmesi için hava ile %5-15 arasında karışım yapması gerekir. Karışım oranı bu aralığın altında ya da üstünde olursa doğalgaz yanmaz. En iyi yanma karışımı %9 doğalgaz ve %91 havadır. Doğalgazın havada kendi kendine yanma sıcaklığı (tutuşma sıcaklığı) karışımına bağlı olarak 590-650 °C'dir. Tam yanma anında mavi bir alevle yanar. Teorik yanma sıcaklığı ise 1960 °C'dir. Havada maksimum yanma hızı 0,43 m/sn'dir [5].

2.3.3. Doğalgazın Kullanım Alanları

Doğalgazın tüketim gruplarına bakıldığında, konut, soğutma, araç, endüstri ve elektrik üretim tesislerinde tüketildiği ve kullanım amaçları itibariyle elektrik, kömür ve petrol gibi alternatif enerji kaynaklarının ikamesi olduğu görülür.

2.3.3.1. Doğalgazın Konutlarda Kullanımı

Konutlarda doğalgaz, ısınmada, sıcak su elde edilmesinde ve mutfakta kullanılmak üzere üç temel ihtiyaç için tüketilmektedir. Konutlarda ısıtma bölgesel, merkezi ve bireysel olarak yapılabilmektedir. Tüketiciler tarafından kullanılan doğalgazın yıllık tüketiminin yaklaşık %70'inin kış aylarında gerçekleştiği ve konutlarda tüketilen doğalgaza olan talebin mevsimsel değişikliklere karşı duyarlı olduğu görülmektedir.

2.3.3.2. Doğalgazın Ticari Olarak Kullanımı

Ticari işletmeler tarafından kullanılan doğalgaz, çeşitli alanlarda faaliyet gösteren oteller, restoranlar, sağlık merkezleri, iş merkezleri ya da büyük alışveriş merkezleri gibi tüketiciler tarafından kullanılmaktadır.

2.3.3.3. Doğalgazın Endüstride Kullanımı

Doğalgaz kağıt hamuru, kağıt, metal, kimya ve petrol rafinasyonu, taş, kil, cam ve yiyecek işleme alanlarında faaliyet gösteren fabrikalarda ve bu fabrikaların ısıtma, soğutma ve kojenarasyon tesislerinde enerji kaynağı olarak kullanılmaktadır.

Amonyak, metan, hidrojen ve petrokimyasal ürünlerin sentezinde, gübre, mürekkep, yapıştırıcı, sentetik lastik, fotoğraf filmi, deterjan, boya, dinamit, plastik, antifriz ve bazı ilaçların üretiminde ise doğrudan hammadde olarak kullanılmaktadır. Diğer tüketici grupları ile kıyaslandığında bu grubun mevsimsel değişimlerden etkilenmediği ancak buna karşın makro ekonomik değişikliklerden etkilendiği görülmektedir [5].

2.3.3.4. Doğalgazın Araçlarda Kullanımı

Doğalgazın taşıtlarda benzin ve motorine göre düşük emisyonlu bir alternatif yakıt olarak yaygınlaşması, özellikle son senelerde dikkat çekmektedir. Doğalgazın birçok ülkede

zengin kaynakları olması, diğer birçok ülkede ise boru hatları ile yaygınlaştırılmasına rağmen taşıtlarda yakıt olarak kullanılması, diğer uygulamalarına göre biraz yavaş kalmıştır. Son senelerde ise gerek doğalgazın yaygınlaşması, gerekse ekonomik ve çevresel faktörlerin tercihi, taşıtlarda doğalgaz kullanımına bir alternatif yakıt olarak gündeme getirmiştir [13].

Doğalgazın ısı değeri 47 MJ/kg veya 40MJ/m³ 'e eşit olup, 1 kg doğalgaz 1.33 litre benzine veya 1.22 litre motorine eşittir. Diğer bir karşılaştırma ile 1 m³ doğalgaz 1.1 litre benzine veya 1.0 litre motorine eşit olmaktadır. Araç motorlarında kullanılan yakıtların karşılaştırması yapılırken motorun verimliliği de dikkate alınmalıdır. Doğalgazın enerji verimliliği genel olarak benzinden daha iyi, motorinle ise aynıdır [14].

Doğalgaz ile çalışan araçlar günümüzde gittikçe yaygınlaşmaktadır. Depolama ve dağıtım ile alakalı problemler aşılabildiği takdirde benzin, motorin ve LPG'ye alternatif olarak daha yaygın kullanılabilir.

2.3.3.5.Doğalgazın Soğutmada Kullanımı

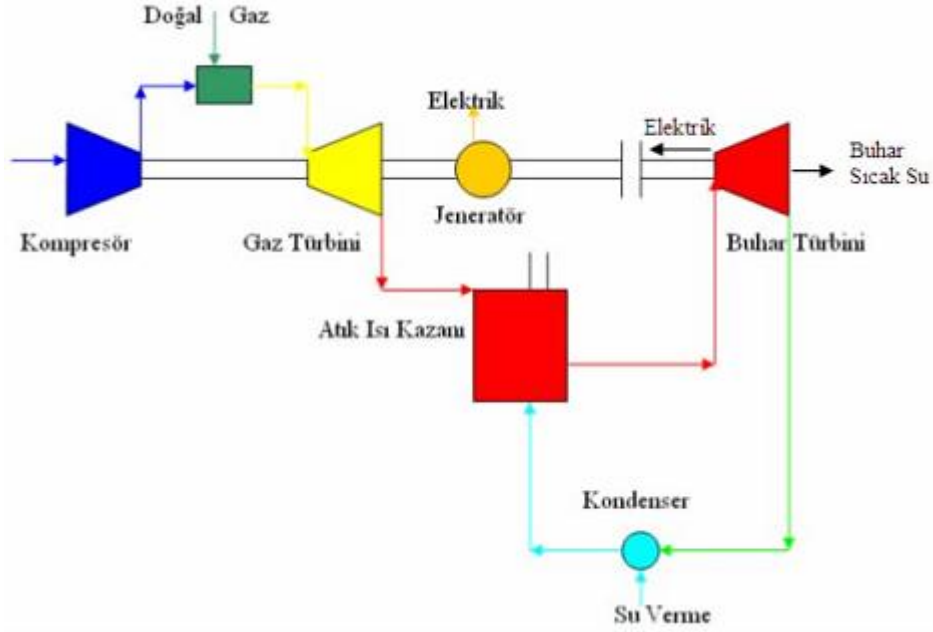
Soğutma işleminin, yaygın olarak elektrikli sistemler ile yapıldığı bilinmektedir. Ancak, ticari soğutma işinde elektrik ve doğalgaz arasındaki rekabetin artışı ile birlikte, doğalgaz yanmalı soğutma sistemleri önemli teknik gelişmeler kaydetmiştir. Günümüzde doğalgazlı soğutma, elektrikli soğutma teknolojilerine karşı daha az maliyetli ve çevreye karşı daha uyumludur. Üç tip doğalgazlı soğutma sistemi vardır;

- Doğalgazla Çalışan Emişli Soğutucular
- Motor Tahrikli Soğutucular
- Nemi Gidererek Kurutma Sistemleri

2.3.3.6.Doğalgazın Kojenerasyon ve Trijenerasyon Sistemlerinde Kullanımı

Doğalgazın çevre dostu ve verimli bir yakıt olmasının da etkisiyle doğalgazla elektrik üreten santrallerin sayısı artmaya başlamıştır. Doğalgaz, elektrik üretiminde iki temel şekilde kullanılmaktadır. Buna göre, elektrik, doğalgazın yakılması suretiyle elde edilen su buharının buhar türbinlerinde döndürmesi ya da doğalgazın doğrudan gaz türbinlerinin

içerisinde yakılması suretiyle üretilmektedir. Enerjinin hem elektrik hem de ısı formlarında aynı sistemden beraberce üretilmesini sağlayan kojenerasyon sistemleri ile kojenerasyon sistemlerinden elektrik enerjisi ile beraber üretilen sıcak su veya buharının sistemden geçilerek soğuk su üretilmesini sağlayan elektrik, ısıtma ve soğutma enerjisinin bir arada üretilbildiği trijenerasyon sistemlerinde ticari olarak bulunabilen tartışmasız temel yakıt doğalgazdır. Doğalgazın ekonomik oluşu, depolanma gereksiniminin olmaması, yanma özelliğinin iyi olması ve çevre dostu olması söz konusu sistemlerde tercih edilme gerekçesi olmaktadır (Şekil 2.7) [5].



Şekil 2.7 Kojenerasyon tesisi şematik görünüm [5]

2.4. Türkiye’de Doğalgaz

2.4.1. Türkiye’de Doğalgaz Kullanımına Geçiş

Türkiye’de doğalgaz kullanımı, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) tarafından 1970 yılında Hamitabat ve Kumrular doğalgaz sahalarında keşfedilen doğalgazın 1976 yılında Pınarhisar Çimento fabrikasında kullanılmasıyla başlamıştır.

Nüfus artışı ve sanayileşmeye bağlı olarak artan enerji ihtiyacının karşılanmasında alternatif bir enerji kaynağı olarak doğalgazın payını artırmak ve bazı şehirlerde gittikçe

yoğunlaşan hava kirliliğine bir çözüm bulmak amacıyla 18.09.1984 tarihinde Türkiye ve Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği (SSCB) arasında doğalgaz sevkiyatına ilişkin olarak imzalanan anlaşmanın ardından, Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAŞ) ile SSCB'nin doğalgaz ticareti konusunda yetkili kuruluşu SOYUZGAZ EXPORT arasında 14.02.1986 tarihinde 25 yıl süreli ve plato değeri yıllık 6 milyar Cm³ olan bir doğalgaz alım-satım anlaşması imzalanmıştır. SSCB ile yapılan ilk alım anlaşmasını, artan doğalgaz ihtiyacının karşılanması amacıyla yapılan diğer alım anlaşmaları izlemiştir (Çizelge 2.2) [15].

Çizelge 2.2 Doğalgaz alım sözleşmeleri [15]

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	1984
Nijerya (LNG)	1,2	09.11.1995	22	1999
İran	10	08.08.1996	25	2001
Rusya Federasyonu (Mavi Akım)	16	15.12.1997	25	2003
Rusya Federasyonu (Batı Hattı)	8 (***)	18.02.1998	23	1998
Türkmenistan	16	21.05.1999	30	-
Azerbaycan	6,6	12.03.2001	15	2007

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

(**) Anlaşma 31.12.2011 tarihi itibarıyla sona ermiştir.

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

2.4.2. Türkiye'deki Doğalgaz Ana İletim Hatları ve Terminalleri

Başlangıçta, boru hatları ile petrol taşımacılığı yapan BOTAŞ'ın faaliyetleri, 1987 yılından itibaren boru hatları ile doğalgaz taşımacılığı ve doğalgaz ticareti ile genişletilmiştir. BOTAŞ'ın doğalgaz alanında 6 ayrı ülke ile 9 ayrı alım anlaşması mevcuttur. İletim şebekesi ile ithal edilen doğalgazı Türkiye'deki tüketim noktalarına ulaştıran boru hattı sisteminin toplam uzunluğu 2012 yılı sonu itibarıyla 12.290 km'dir (Şekil 2.8) [9].



Şekil 2.8 Türkiye ham petrol ve doğalgaz boru hatları [16]

2.4.2.1. Rusya Federasyonu – Türkiye Doğalgaz Ana İletim Hattı (Malkoçlar - Ankara)

Ülkemize Bulgaristan sınırında Malkoçlar'dan giren, Hamitabat, Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa, Eskişehir güzergâhını takip ederek Ankara'ya ulaşan Rusya Federasyonu-Türkiye Doğalgaz Boru Hattı 845 km uzunluğundadır.

Hattın Trakya Bölgesindeki kısmı 1987'de, geri kalan bölümü ise 1988 yılında işletmeye alınmıştır. 75 bar basınca göre tasarlanan boru hattı üzerinde, Kırklareli, Ambarlı, Pendik, Bursa ve Eskişehir'de kompresör istasyonları ve Malkoçlar'da ana ölçüm istasyonu bulunmaktadır.

2.4.2.2. Doğu Anadolu Doğalgaz Ana İletim Hattı

Bu hat ile başta İran olmak üzere doğudaki kaynaklardan alınacak doğalgazın taşınması amaçlanmıştır. Yaklaşık 1491 km uzunluğunda olan Doğu Anadolu Doğalgaz Ana İletim Hattı Doğubayazıt'tan başlayıp, Erzurum, Sivas ve Kayseri üzerinden Ankara'ya uzanmakta, bir branşman da Kayseri, Konya üzerinden Seydişehir'e ulaşmakta olup, 2001 yılı sonunda işletmeye alınmıştır.

2.4.2.3.Rusya - Samsun - Ankara Doğalgaz İletim Hattı (Mavi Akım)

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.

2.4.2.4.Türkiye – Yunanistan Doğalgaz Boru Hattı

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 doğalgazın Türkiye ve Yunanistan üzerinden, Avrupa pazarlarına nakli için Güney Avrupa Gaz Ringi Projesi geliştirilmiştir.

Türkiye'yi enerji koridoru haline getirecek projelerin en önemlilerinden biri olan Türkiye-Yunanistan Doğalgaz Boru Hattı ile Avrupa Birliği'nin doğalgazda dördüncü ana arteri olma yolunda önemli bir adım atılmıştır.

Proje ile ilgili olarak hazırlanan Hükümetlerarası Anlaşma ve Doğalgaz Alım Satım Anlaşması 2003 yılında imzalanmış olup, 2007 yılında işletmeye alınmıştır.

2.4.2.5.Azerbaycan – Türkiye Doğalgaz Boru Hattı (Şahdeniz)

Azerbaycan'da üretilecek olan doğalgazın Gürcistan üzerinden Türkiye'ye taşınması amacıyla BOTAŞ ve SOCAR (Azerbaycan Devlet Petrol Şirketi) arasında 2001 yılında anlaşma imzalanmıştır. Boru Hattı 2007 yılında işletmeye alınmıştır. Bakü-Tiflis-Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı ve bu hatta paralel uzanan Şahdeniz 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.

Türkiye'deki mevcut boru iletim hatları, uzunlukları, çapları ve devreye alınma tarihleri ile birlikte Çizelge 2.3'de belirtilmiştir [9].

2.5.Doğalgazın Kaynaktan Eldesi

Enerji çeşitleri içerisinde önemli bir paya sahip olan doğalgaz, kuyular vasıtasıyla yeraltından çıkarılan ve genellikle ham petrolün yan ürünü olan bir enerji kaynağıdır. Öncelikle kuyular vasıtasıyla kara ve deniz platformlarından üretilen ve yeraltından ilk çıkarıldığında içerisinde çok çeşitli gazlar, parçacıklar ve su barındıran doğalgaz, kompresörler yardımı ile toplama boruları ile merkezi işleme ünitesine aktarılır. Bu ünitelerde asit gazlarının giderilmesi, faz ayrımının yapılması, kurutma ve uygun kompozisyon ayarlamasının yapılması ile temizlenen doğalgazın ulaştırılacağı bölgeye gelişi ve son kullanıcıya ulaştırılması farklı yöntemlerle sağlanmaktadır:

Ünitelerde temizlenen ve tüketime hazır hale getirilen doğalgaz değişik çap ve basınçlardaki boru hatları ile binlerce kilometre ötelere taşınabilmektedir. Yüksek basınca dayalı ana borular vasıtasıyla yüksek basınçlı iletim hatları ile de şehir giriş istasyonlarına (A-tipi basınç ölçme ve düşürme istasyonları) gelen doğalgaz şehir giriş istasyonlarında şebeke basınç sınıfına düşürülerek taşıyıcı çelik hatlar vasıtasıyla şehir doğalgaz arzının sağlanmasında kullanılan bölge istasyonlarına, elektrik üretim tesisleri, fabrikalar v.b. büyük tüketicilere ulaştırılır. Bölge istasyonlarından basıncı düşürülerek çıkan gaz ise polietilen dağıtım şebekesi üzerinde bulunan konutlar, sanayiler ve ticari tüketicilere ulaştırılır.

Doğalgaz, -163°C 'nin altında sıvılaştırılarak deniz yolu ile LNG (Liquefied Natural Gas) olarak da taşınabilmektedir. Bu sistem genellikle boru hattının olmadığı yerlerde ya da ilave taşıma gereken durumlarda kullanılmaktadır.

Yine boru hattının olmadığı yerlerde, özellikle araçlarda kullanılacak olan gaz, öncelikle gaz dolmuş istasyonlarına LNG olarak taşınmaktadır. LNG olarak getirilen gaz, bu istasyonlarda basınçlandırılarak CNG (Compressed Natural Gas-Sıkıştırılmış Doğalgaz) olarak araçlara dolmuş yapılmaktadır [5].

Çizelge 2.3 Türkiye'deki ana iletim hatları [9]

Ana İletim Hatlarımız	Uzunluk (km)	Çap(İnc)	Bitiş Tarihi
Rusya - Türkiye Doğalgaz Boru Hattı	845	24-36	07.1989
Pazarcık (İzmit) - Karadeniz Ereğli Doğalgaz İletim Hattı	210	16-24	06.1996
Bursa-Çan Doğalgaz İletim Hattı	213	8-12-16	12.1996
Çan-Çanakkale Doğalgaz İletim Hattı	116	12	07.2000
Doğu Anadolu Doğalgaz İletim Hattı	1.491	16-40-48	06.2001
Karacabey-İzmir Doğalgaz İletim Hattı	240	36	05.2002
Samsun-Ankara Doğalgaz İletim Hattı	501	48	10.2002
Güney Doğalgaz İletim Hattı	722	16-24-40	08.2005
Konya-İzmir Doğalgaz İletim Hattı	865,1	10-12-16-24-40	08.2007
Doğu Karadeniz Doğalgaz İletim Hattı(Faz 1-2-3)	306,7	12-16-18-24	09.2008
Azerbaycan-Türkiye Doğalgaz Boru Hattı(Faz 1-2)	226	42	03.2007
Ordu-Giresun Doğalgaz İletim Hattı(Faz 1-2-3)	420	10-12-14	12.2010
Adıyaman-Ş.urfâ-Elazığ-Diyarbakır Doğalgaz İletim Hattı(Faz 1-2-3)	423	12-14-16-40	07.2007
Türkiye-Yunanistan Doğalgaz İletim Hattı(Faz 1-2-3)	205,92	36	08.2007
Van Doğalgaz İletim Hattı	165	14	01.2008
Sungurlu-Çankırı-Kastamonu Doğalgaz İletim Hattı	264	24-10	03.2008
Amasya-Tokat-Merzifon-Erzincan Doğalgaz Boru Hattı	252	14-10-8	09.2008
Çankırı-Korgun-Kızılcadamam-Aktaşkurtlar Hat Vana İst. Doğalgaz Boru Hattı	158	24-8	10.2008
Aktaşkurtlar Hat Vana İst. Gerede-Bolu-Düzce Doğalgaz Boru Hattı	145	24	11.2008
Eskipazar-Karabük ve Zonguldak-Çaycuma-Bartın Doğalgaz Boru Hattı	170	16-14-12	07.2009
Muğla Doğalgaz Boru Hattı	94	16	04.2011
Diyarbakır-Batman-Siirt Doğalgaz Boru Hattı	187	10-16-40	08.2011
Antalya Doğalgaz Loop Hattı/Çakıcı Pig İst.-Burdur Ayrımı	148	36	08.2011
Hatay Doğalgaz Boru Hattı	158	36-16	10.2011
Kilis Doğalgaz Boru Hattı	75	8-36	12.2012
Diğer Doğalgaz İletim Hatları	1.030	-	-

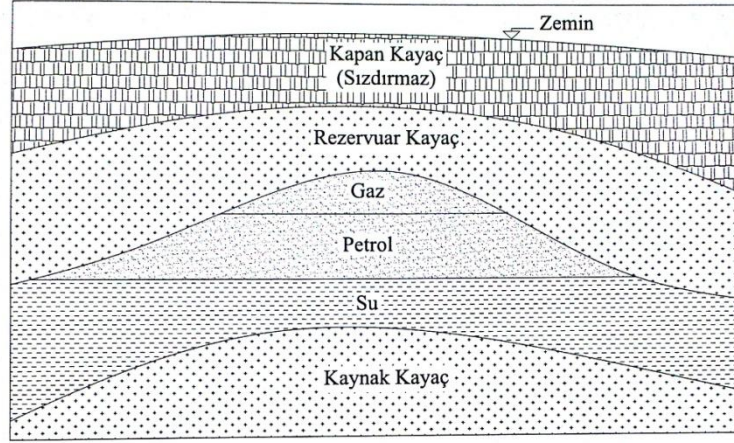
2.5.1. Doğalgaz Üretimi

Doğalgaz üretimi; arama faaliyetleri, kuyu kazılması, gazın yeraltından çıkarılması, çıkarılan doğalgazın işlenmesi için işleme ünitesinin kurulması, toplama ve tali iletim hatlarının inşaatı ve kullanılan ekipman ve yasal sorumlulukların beraberinde getirdiği mali yükler sebebiyle ilk yatırım maliyeti yüksek olan bir aşamadır [5].

2.5.1.1.Rezervuar Oluşumu

Hidrokarbon akışkanlarının kaynağı için birçok teori önerilmiştir. En yaygın kabul gören iki teori inorganik ve organik teorilerdir. İnorganik teoriye göre, yerkürenin yüzeyinin çok altında yüksek basınç ve sıcaklık etkisiyle hidrojen ve karbon reaksiyona girmişlerdir. Bu

hidrokarbonlar daha sonra çeşitli yeraltı kapanlarına toplanmak üzere gözenekli kayalar boyunca taşınırlar. Daha yaygın kabul gören organik teori hidrokarbonların basınç ve sıcaklığın etkisi altında uzun jeolojik zamanla organik maddelerden(kara-su bitki ve hayvanları) oluştuğunu bildirmektedir. Şekil 2.9’da petrol ve doğalgazın gözenekli kayaç içerisindeki konumu görülmektedir [17].

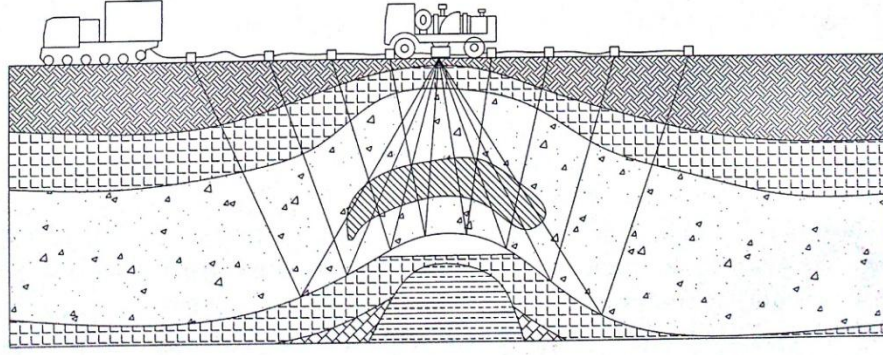


Şekil 2.9 Petrol ve doğalgazın gözenekli kayaç içerisindeki konumu [5]

2.5.1.2.Rezervuarların Tespit Edilmesi

Doğalgaz üretiminin ilk adımı, doğalgazı içeren sedimenter kayaların yerinin tespit edilmesidir. Bu gözenekli kayaç çeşitleri, sismik araştırmalar yardımıyla tespit edilir. Sismik cihazlarla salınan radyo dalgalarının kayaca çarparak dönmesi ile değerlendirme yapılmaktadır. Bu değerlendirme jeolojik yapı hakkında bilgi sağlamaktadır (Şekil 2.10).

Doğalgaz dolomit, kireçtaşı ve kumtaşı gibi sedimenter kayalarda bulunur. Bu kayalar petrol ve doğalgaz rezervuarları olarak adlandırılırlar. Rezervuar içinde, doğalgaz ($\rho_{\text{doğalgaz}} = 0.1$), petrol ($\rho_{\text{petrol}} = 0.8$) ve su ($\rho_{\text{su}} = 1$), yukarıdan aşağıya doğru, bu sıralama ile bulunur. Petrol ve doğalgaz aynı tip hidrokarbon moleküllerinden oluşmuş, sırası ile sıvı ve gaz fazlarındaki akışkanlara verilen isimlerdir. Doğalgaz yeraltında yalnız başına bulunabileceği gibi, petrol rezervuarlarında gaz başlığı olarak ve/veya petrol içerisinde çözülmüş olarak da bulunur. Doğalgaz, çoğunlukla C_1-C_5 hidrokarbonlarından oluşurken, petrol içerisinde $C_1-C_{60}+(C_{60}$ ve daha ağır) hidrokarbonlar bulunur. Petrol içerisinde çözülmüş gaz, petrolün kuyuya akmasını sağlayan en önemli enerji kaynağıdır [18].



Şekil 2.10 Sismik cihazlarla bölgenin jeolojik haritasının çıkarılması [5]

2.5.1.3.Rezervuar Miktarının Tespiti

Rezervuar miktarının hesaplanması için genel olarak iki yöntem kullanılır. Bunlar Monte Carlo yöntemi ile üretim sahasındaki kuyudan elde edilen kuyu basınç testi(DST) verileridir. Kuyu basınç testinin sonucu olarak geçirgenlik, kayaç özellikleri, gözenek hacmi, başlangıç basıncı, rezervuar sıcaklığı ve rezervuar sınırlarının mesafesi gibi bazı parametreler belirlenebilir [5].

2.5.1.4.Üretim Mekanizması ve Üretim Elemanları

Rezervuar basıncının yüksek olduğu kuyularda gaz akışı kendiliğinden sağlanırken, basıncın düşük olduğu kuyularda bu itici güç pompalar aracılığıyla temin edilmektedir. Gaz üretime alındığında, kuyu başına vana grubu yerleştirilerek akış güvenliği sağlanmalı, choke, flanş vb. basınç düşürücü malzemeler kullanılmalıdır. Enstrümanların çalıştığı üst basıncı rezervuarın sahip olduğu potansiyel belirlemektedir. Bu üst basıncın, işleme tesisinde gerekli olan basınca düşürülmesi chokelar ile sağlanmaktadır. Rezervuardan gelen düşük basınçtaki gaz ise, pompalar aracılığı ile doğalgaz işleme tesisinde sahip olması istenen basınca yükseltilmektedir. Genel olarak doğalgaz üretimindeki enstrümanlar 5000-0 psia aralığında çalışmaktadır.

2.5.1.5.Doğalgaz İşleme Tesisi Süreci

Taşınan işlenememiş doğalgaz ilk olarak faz ayırımına tabi tutulur. İkinci olarak gazın ısı değerini azaltan asit gazların ayrıştırılması yapılır. Üçüncü olarak taşınımı zorlaştıran ve ısı değerini azaltan gaz içerisindeki çözünmüş su kurutma yöntemiyle ayrıştırılır [5].

2.5.1.6. Gazın Faz Ayrımı

Gazın, katı ve akışkanlardan fiziksel ayrımını gerçekleştirmek için üç prensip kullanılır. Bunlar; momentum, ağırlık çöktürme(gravity settling) ve birleştirmedir(coalescing). Momentum kuvveti akışkanın doğrultusunu değiştirerek çökertmektedir ve genellikle akışkanların hacim ayrımı için kullanılmaktadır. Yer çekimi kuvveti akışkan hızını azaltmak için kullanılır, böylece akışkan damlaları istenen boşluğa düşürülmektedir. Bu ayrımı gerçekleştiren, ağır akışkanları dibe çökerten hafif akışkanları üste yükselten, temel kuvvet yerçekimi kuvvetidir. Fakat, toz gibi oldukça küçük olan tanecikler yerçekimi ile tam olarak ayrıştırılamazlar. Bu tanecikler yerçekimi ile çökertilebilecek büyük taneleri oluşturmak üzere birleştirilebilirler. Separatörler ayrıca parçacıkları ayrıştırarak filtreler içermektedir.

2.5.1.7. Gazın Zehirli Gazdan Temizlenmesi

Doğalgaz, doğada hidrokarbon oluşumunda, yüksek miktarda hidrojen süfit ve karbondioksit gibi asit gazlarını içermektedir. Hidrojen sülfid korozyon yapıcıdır. Karbondioksit ise doğalgazın ısı değerini azaltmaktadır. Bu zararlı asit gazları bazı kimyasal tepkime süreçleriyle doğalgazdan ayrıştırılmaktadır [19].

2.5.1.8. Gazın Kurutulması

Doğalgaz genellikle akışkan ve buhar formunda su içermektedir. Su içeriği güvenli işletim ve taşımayı temin etmek için azaltılmalı ve kontrol altına alınmalıdır. Doğalgaz içerisindeki su, çeşitli problemlere yol açabilir. Doğalgaz sıvı ya da serbest su ile birleşebileceği durumlarda vana ve boru hattında tıkanmalara yol açabilir. Su boru hattında katılaşarak, türbülanslı akışa mümkün erozyon ve korozyona sebep olabilir. Ayrım glikol kurutma (Glycol Dehydration) ve ağırlık ayırıcı (Gravity Separator) yöntemleriyle gerçekleştirilmektedir [5].

2.5.2. Doğalgazın Depolanması

Doğalgaz, en önemli avantajlarından birisi olan depolanabilme özelliğine sahiptir. Kış aylarında ısınma amaçlı kullanımdaki artış sebebiyle talebi diğer aylara göre iki kat ya da

daha fazla oranda kullanılan doğalgaz, bu özelliği nedeniyle mevsimsel bir yakıt olarak nitelendirilmektedir. Mevsimsel talep değişikliklerinin yarattığı arz güvenliği sorununun çözülmesi ve yeterli seviyede arz esnekliği sağlamak amacıyla doğalgazın yeraltında ve/veya yer üstünde depolanması söz konusu olmaktadır.

Doğalgaz iletim hatlarının kapasitesi, talebin zirveye çıktığı dönemlerde sistemden akışı sağlanan doğalgaz miktarı dikkate alınarak hesaplanmaktadır. Bunun nedeni, geniş çaplı borulardan inşa edilen bir iletim sisteminin yatırım maliyetlerinin fazla olması ve talebin azaldığı dönemlerde fazla kapasitenin yol açtığı ilave maliyetlerdir. Dolayısıyla, talebin zirveye çıktığı dönemlerde doğalgaz ihtiyacının kapasitesi sınırlı bir iletim hattı ile karşılanabilmesi ancak doğalgazın depolanmasıyla mümkün olmaktadır.

Doğalgaz talebinde artış olan bir tüketim bölgesinin doğalgaz ihtiyacının en düşük maliyetle ve en hızlı şekilde karşılanabilmesi için doğalgaz depolama tesislerinin tüketim bölgeleri yakınında ya da şehirlere doğalgaz girişi yapılan yerlerde kurulması gerekmektedir.

Doğalgazın farklı depolanma şekillerinden aşağıda bahsedilmiştir.

2.5.2.1.Sistem İçi Depolama

Bu depolama sistemi, doğalgazın iletim boru hatları içinde basınç oranı değiştirilmek suretiyle yapılan ve kısa vadeli talep değişimlerini karşılamaya imkan sağlayan sistemdir.

2.5.2.2.Yeraltı Depolaması

Yeraltı su gölleri ve dereleri, yeraltındaki yapay boşluklar, terk edilmiş madenlerin kullanılması suretiyle yapılan ve daha uzun dönemli talep değişimlerini (aylık, mevsimsel vb.) karşılamaya olanak tanıyan depolama sistemidir.

2.5.2.3.LNG Depolaması

Doğalgazın sıvılaştırılarak LNG tanklarında depolanması da bir tür depolama tekniğidir. Sıvılaştırma işlemi sırasında doğalgaz hacminin 587 defa küçülmesi ile gaz halindeki depolama kapasitesine göre çok büyük miktarda gazın depolanmasına imkan vermektedir. Doğalgaz atmosfer basıncında ancak -163°C 'nin altında sıvı olarak tutulabilmektedir. Bu

sebeple LNG depolarının -163 °C sıcaklığı koruyabilen ve soğutma yapabilen yapıda olmalıdır [5].

2.5.3. Doğalgazın Taşınması

2.5.3.1. Boru Taşımacılığı

Doğalgaz, genellikle, tüketim bölgelerinden uzak yerlerde çıkarılan ve bu nedenle uzun mesafeler boyunca taşınması gereken bir enerji kaynağıdır. Gaz halinde elde edilen doğalgazın iletimi için en uygun yöntem; korozyonlara karşı kaplanmış, katodik koruma yapılmış, elektriksel olarak izole edilmiş çelik borular kullanılmasıdır. Bu nedenle doğalgazın üretildiği bölgeden tüketileceği bölgeye etkin ve verimli bir şekilde taşınması için kapasitesi yeterli boru hattı şebekesinin kurulması gerekmektedir. Doğalgaz iletim sistemi, çeşitli çaptaki borular, kompresör istasyonları, basınç düşürme ve ölçüm istasyonları vanalar vb. ekipmanlardan oluşmaktadır. Başlangıçta, gazın dolaşımını sağlayan yatağın doğal basıncıdır. Sonra boru hattı üzerinde kurulan kompresör istasyonları vasıtasıyla yüksek basınçtaki gaz şehir giriş istasyonlarına iletilir.

İletim hattı vasıtası ile taşınan doğalgaza uygulanan basınç, sistem içerisindeki doğalgazın kütlesini azaltmakta ve yüksek miktarda gazın üretim bölgelerinden tüketim bölgelerine iletilmesini sağlamaktadır. Boru hatlarının avantajları, gazın fiziksel ve kimyasal hallerinin değişmeden taşınmasıdır. Dezavantajı ise üretim ve tüketim bölgeleri arasında oluşan esnek olmayan ikmal durumu ve başlangıç yatırımının büyüklüğüdür.

2.5.3.2. LNG Deniz Taşımacılığı

Doğalgazın yüksek basınçlı ve geniş borularla yerüstünden geçirilmesi arazi şartları nedeniyle bazen mümkün olamamakta veya deniz altından, tünellerden geçirilmesi gereken yerlerde özel tip projeler yüksek maliyet gerektirmektedir. Bu gibi durumlarda veya gaz arzının kesintiye uğramaması açısından acil durumlarda doğalgaz dağıtım şebekesine takviye yapılabilmesi amacıyla LNG taşımacılığı tercih edilebilmektedir.

Sıvılaştırılmış doğalgazın deniz yoluyla taşınması bu amaç için özel olarak imal edilmiş tankerlerle yapılmaktadır. LNG tankerleri küresel biçimde yapılabildikleri gibi rüzgar ve yangına karşı özel tedbirlerle dizayn edilmiş ısı yalıtımlı ve manevra kabiliyetli tankerler

şeklinde de yapılmaktadırlar. LNG taşımacılığında kullanılan 270-300 m uzunluktaki tankerlerde sıvılaştırılmış doğalgaz, yatay silindirik (25.000 m³), membranlı (70.000 m³) veya küresel (125.000 m³) kaplarda taşınır. Tankerler, normal atmosferik basınçta (1,013 bar) ve -163 °C sıcaklıkta özelliklerini koruyabilecek yapıda olmalıdırlar. Ayrıca hız, limana yanaşma ve boşaltma özellikleri de bu amaçlar uygun olmalıdır. Yüksek basınç altında ve düşük sıcaklıkta 1/587 oranında küçültülerek sıvılaştırılmış doğalgazın deniz yoluyla tankerlerle taşınması belirli risk faktörünü yanında getirirken, yangın ve emniyet tedbirleri, ileri teknoloji ve eğitilmiş personelle bu risk azaltılmaktadır [5].

2.5.4. Doğalgaz Dağıtım

Dağıtım şebekesi, değişik çapta borulardan oluşan ve şehir girişlerine kadar yüksek basınçlı iletim hattı vasıtası ile taşınan doğalgazın basıncının düşürülerek nihai tüketicilere dağıtılmasına imkan veren sistem olarak tanımlanmaktadır.

Fabrikalar, elektrik üretim tesisleri ve diğer serbest tüketiciler dışında kalan ve alım yaptıkları gaz miktarı itibarıyla serbest tüketici olmayan tüketiciler sadece yerel dağıtım firmalarından doğalgaz temin edebilmektedir. Yerel dağıtım firmaları, kamu kuruluşlarına ya da özel teşebbüslere ait olan ve amacı yüksek basınçlı iletim hattı vasıtası ile “şehir girişi” olarak adlandırılan noktalara kadar getirilen doğalgazı düşük basınçlı dağıtım şebekesi ile sorumlu oldukları coğrafi bölge içerisindeki tüketicilere ulaştırmak, sorumlu oldukları bölgedeki tüketiciler tarafından kullanılan doğalgazı faturalandırmak, yerel dağıtım şebekesinin güvenliğini, bakımını ve düzenli işleyişini sağlamak olan işletmelerdir [5].

KOMPRESÖR VE BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARI

3.1.Kompresör İstasyonları

Doğalgazın boru hatları ile taşınmasında gazın basınçlandırılması gerekmektedir. Bu basınçlandırma işlemi boru hattı boyunca belirli noktalarda gerçekleştirilerek gazın istenilen basınçta tüketim noktalarına taşınması sağlanır. Daha yüksek basınçta taşıma ile belirli bir boru çapı için daha yüksek hacimde gaz taşınması sağlanır. Bununla birlikte, sürtünmeye bağlı taşıma kayıpları azalır ve ek basınçlandırma istasyonlarına gerek duyulmaz. Basınçlandırma istasyonlarında doğalgaz, pistonlu kompresörlerle ya da santrifüj kompresörlerle basınçlandırılır. Pistonlu kompresörler elektrik motorları ya da gaz motorları tarafından tahrik edilirken, santrifüj kompresörler elektrik motorları ya da gaz türbinleri tarafından tahrik edilir. Sistem yapısı oluşturulurken ilk yatırım maliyeti, işletme ve bakım maliyetleri, işçilik maliyetleri ve yakıt maliyeti dikkate alınmalıdır.

Kompresör seçiminde; yüksek verim, esnek yapı, düşük işletme ve bakım maliyeti, düşük yaşam çevrim maliyeti, düşük ilk yatırım maliyeti ve yüksek emre-amadelik aranır. Buna karşın, doğalgaz istasyonlarında akış debisi, gaz kompozisyonu, giriş basıncı, giriş sıcaklığı, çıkış basıncı sistem tasarımı gibi birçok parametre kompresör seçiminde etkindir. Sistem tasarımında santrifüj kompresörlerin seri ya da paralel bağlanması, soğutma sistem yapısına etken iken, pistonlu kompresörlerde silindir sayısı, soğutma sistemi ve akış kontrolü etkindir [20].

Kompresör istasyonları genel kullanım bakımından ana iletim hatları üzerine kurulurlar. Doğalgazın uzun mesafeler boyunca kat etmesi esnasındaki basınç düşüşleri, kompresör

istasyonları sayesinde dengelenmektedir. Ana iletim hatlarındaki basınç değerleri 50-100 bar arasında değişmektedir. İletim hatlarındaki basınçlar aşağıda belirtilmiştir (Çizelge 3.1).

Çizelge 3.1 Doğalgaz hatlarının basınç değerleri

Hattın Basınç Ölçütü	Basınç Aralığı	Cinsi
yüksek basınç hattı	50-100 bar	iletim hattı
orta basınç hattı	25-40 bar	şehir giriş hatları
orta düşük basınç hattı	4-25 bar	dağıtım hatları
düşük basınç hatları	1-4 bar	bağlantı hatları
evsel kullanıcı hatları	21-300 mbar	konutsal hatlar

3.1.1. Türkiye’de Bulunan Kompresör İstasyonları

BOTAŞ’ın 2012 verilerine göre Türkiye’de mevcut iletim hatlarının toplam uzunluğu 12.290 km’dir. Bu hatlar üzerinde kurulmuş olan 9 adet kompresör istasyonu mevcuttur. Kompresör istasyonları, doğalgazın şehir giriş istasyonlarına taşınmasında çok önemli role sahiptir. Bu istasyonlar, gaz arzının sürekliliğinde hayati önem taşımaktadır. İletim hatlarındaki basıncın sürekliliğini sağlayarak gaz arzının devamlılığı kompresör istasyonları tarafından sağlanmaktadır [9].

Türkiye’deki mevcut kompresör istasyonları hakkındaki veriler çizelge 3.2’de verilmiştir.

Çizelge 3.2 Türkiye’deki kompresör istasyonları [9]

KOMPRESÖR İSTASYONU	BİTİŞ TARİHİ
KIRKLARELİ KOMPRESÖR İSTASYONU	09.1998
AMBARLI KOMPRESÖR İSTASYONU	03.2001
ESKİŞEHİR KOMPRESÖR İSTASYONU	04.1998
DOĞUBEYAZIT KOMPRESÖR İSTASYONU	12.2003
ÇORUM KOMPRESÖR İSTASYONU	06.2008
HANAK KOMPRESÖR İSTASYONU	01.2009
SİVAS KOMPRESÖR İSTASYONU	04.2009
KIRŞEHİR/MUCUR KOMPRESÖR İSTASYONU	05.2013
ERZİNCAN KOMPRESÖR İSTASYONU	05.2013

3.1.2. Kompresör İstasyonlarının Çalışma Prensipleri

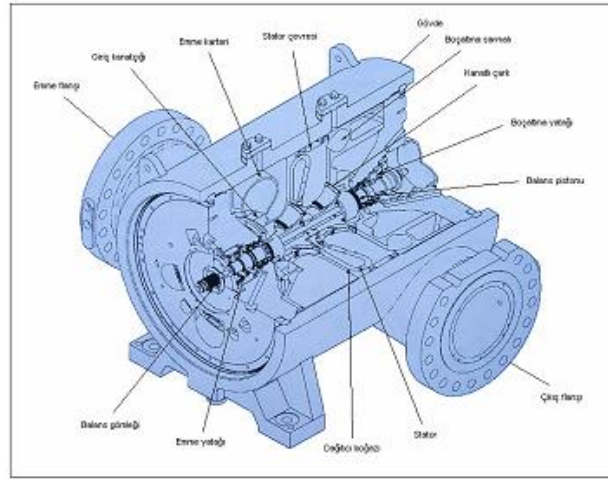
Kompresör istasyonlarında bulunan kompresör üniteleri, 1+1, 2+1, 3+1 gibi setler halinde kurulmaktadır. Sistemde en az 1 adet kompresör yedek olarak bulunur. Bunun nedeni, herhangi bir arıza ya da olumsuz durumda sistemin çalışmasının devamlılığını sağlamaktır. Sistem içerisindeki kompresörler gaz türbinleri ile tahrik edilmektedir. Gaz türbinleri, iletim hattı içerisinde bulunan gazı kullanarak çalışır.

Kompresör istasyonları, iletim hatlarındaki basıncı 50-75 bar aralığında tutmak için tasarlanmıştır. İstasyonlarının minimum çalışma basıncı 40 bar’ dır. Bu basınç değerinin altında istasyonun çalışması durma noktasına gelir. Bu tür durumların oluşmaması için scada sisteminden sürekli olarak basınç değerleri kontrol edilip sisteme gerekli müdahaleler yapılır.

Aşağıdaki şekillerde bir kompresör istasyonunun kompresör ve gaz türbini görülmektedir (Şekil 3.1 ve Şekil 3.2) [21].



Şekil 3.1 Gaz türbini ve kompresör [21]



Şekil 3.2 Kompresörün kesiti [21]

3.2. Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonları

3.2.1. Basınç Düşürme

Basit olarak incelendiğinde, sürekli değişken olan giriş basıncı basınç düşürme işlemi ile sabit bir çıkış basıncına indirgenmektedir. Bu indirgenme işi regülatörün içerisinde bulunan yay kuvveti ile yapılmaktadır. Sisteme giriş yapan gazın diyaframa uyguladığı kuvvet, yay kuvveti tarafından karşılanmaktadır. Yay direnci sayesinde çıkış noktasındaki kısılma sabittir ve dolayısıyla çıkış basıncı düzenlenmiş olur. Yay kuvveti ve diyaframın oluşturduğu kuvvetin bağıntıları aşağıda belirtilmiştir.

$$F_{yay} = k \cdot x \quad (3.1)$$

F_{yay} : Yay Kuvveti

k: yay sabiti

x:sıkıştırma boyu

$$F_{diyafram} = P \cdot A \quad (3.2)$$

$F_{diyafram}$: Diyafram Kuvveti

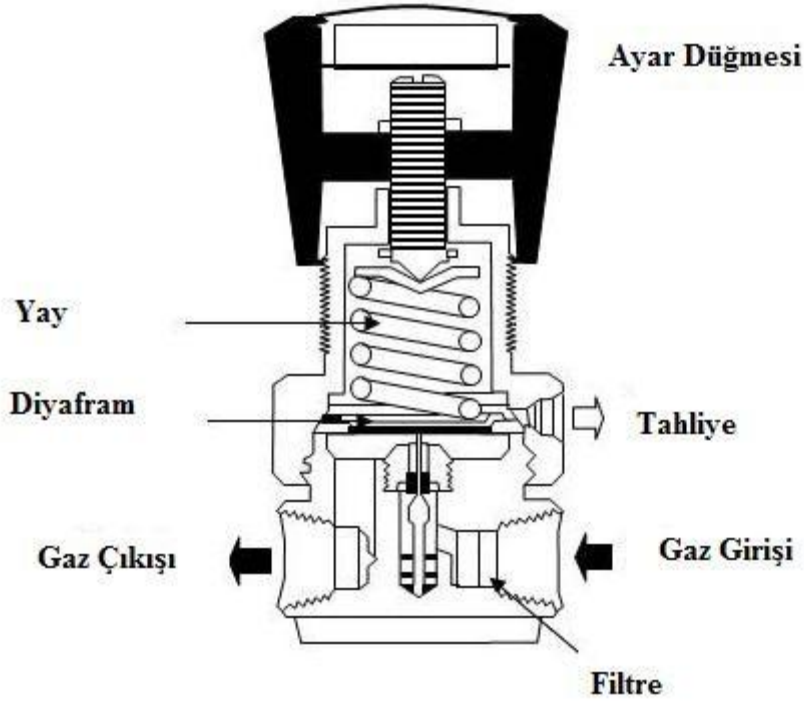
P: Gazın Giriş Basıncı

A: Diyaframın Kesit Alanı

$$F_{yay} + P_{atm} = F_{diyafram} \quad (3.3)$$

P_{atm} : Atmosferik Basınç

Basınç düşürme işlemi, aşağıda basit olarak görülmektedir (Şekil 3.3).



Şekil 3.3 Basınç düşürme işleminin basit şeması [22]

3.2.2. Basınç Düşürme İstasyonu Çeşitleri

İletim hatlarıyla yüksek basınç ile taşınan doğalgaz, şehir girişlerinde daha düşük basınçlara dönüştürülür. Taşınma mesafesi daha kısa ve ulaşılacak tüketici daha az olduğundan böyle bir basınç değişikliğine ihtiyaç vardır. Son tüketiciye kadar basınç kademeler halinde düşürülmektedir.

Basınç düşürme ve ölçüm istasyonları 3 farklı tipte tasarlanmıştır.

3.2.2.1.A Tipi Basınç Düşürme İstasyonu(RMS-A)

Bu istasyonlar şehir girişlerinde bulunmaktadır. İletim hatlarından gelen 35-75 bar arasındaki yüksek basıncı 12-19 bar aralığına düşürmektedir. Bir sonraki kısımda bu istasyonlar detaylı olarak incelenecektir.

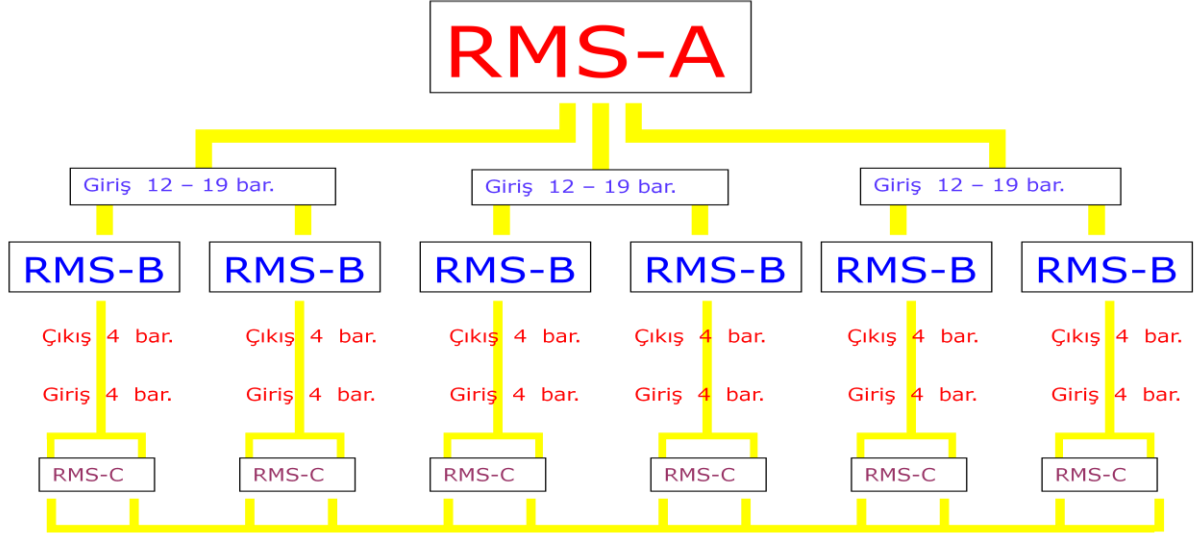
3.2.2.2.B Tipi Basınç Düşürme İstasyonu(RMS-B)

Şehir içi dağıtım hatlarındaki 2. kademe basınç düşüşüdür, bu istasyonlar bölge regülatörü olarak da adlandırılır. Çelik hatlarla 12-19 bar arasında taşınan doğalgaz bu istasyonlarda 4 bar basınca düşürülür ve polietilen hatta çıkışı yapılır.

3.2.2.3.C Tipi Basınç Düşürme İstasyonu(RMS-C)

Bağlantı hatları üzerinde yapılan basınç düşüşüdür. Özel ihtiyaçlar için bu tip regülatörler kurulmaktadır. Giriş basıncı 4 bar olup, çıkış basınçları tüketici ihtiyacına göre ayarlanabilmektedir.

Yukarıda bahsi geçen kademeli basınç düşüşleri şematik olarak ifade edilmiştir (Şekil 3.4).



Şekil 3.4 Basınç düşürme istasyonları

3.2.3. A Tipi Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonu (RMS-A)

A tipi basınç düşürme ve ölçüm istasyonları olarak da adlandırılan şehir giriş istasyonları; yüksek basınçlı (35-75 bar) iletim şebekesinden alınan doğalgazı şehir şebekesine verilmek üzere (25/19 veya 12/19 bar) çalışma basıncına düşürerek istenilen gaz kapasitesini sağlamak amacıyla kurulurlar. Çıkış basınçları ise dağıtım şirketlerinin işletme basınçları ve tesislerin ihtiyaç duydukları basınca bağlı olarak değişebilmektedir. A tipi istasyonlar, 1 asıl 1 yedek hattın veya 2 asıl 1 yedek hattın oluşabilir. Hatlardan birinde arıza olması halinde otomatik olarak diğer hatlar devreye girer. Şehir giriş istasyonlarının ana fonksiyonları aşağıda listelenmiştir;

- Şehir girişinde gazın filtrelenerek temizlenmesi,
- Gazın şehir şebekesine girişinde kokulandırılması,
- Online olarak gaz analizi yapmak sureti ile satın alınan gazın kalorifik değerinin belirlenmesi,
- Acil durumlarda şehir gaz arzının otomatik olarak kesilmesi,
- İstasyon çıkış basıncının şebeke ihtiyaçlarına göre ayarlanması,
- İstasyondan geçen gazın ölçümünün yapılması,
- İstasyonda toplanan bilgilerin SCADA merkezine iletilmesi ve sistemin yönetilmesidir.

3.2.3.1. Şehir Giriş İstasyonları Temel Tasarım Kriterleri

Şehir giriş istasyonlarının birden fazla olması halinde; normal çalışma durumlarında %100, istasyonlardan birisinin devre dışı kalması halinde %70 gaz arzını sağlayacak şekilde kapasite tespiti yapılmalıdır. İstasyon kapasitelerinin tespitinde nazır imar planında ön görülen nüfus artış oranı ve yoğunluğu, şehrin 25 yıllık süreçte ulaşabileceği, gelişmişlik ve yapılaşma düzeyi, geçerli hane halkı sayısı, tüketim alışkanlıkları, birim tüketim miktarları dikkate alınarak hesaplanmalıdır.

Şehir giriş istasyonlarının tasarımında ve ana bileşenlerinin belirlenmesinde; maksimum ve minimum çekişlerin, maksimum kabul edilebilir işletme basıncının, normal işletme basıncının, yük profillerinin ve kontrol şekillerinin göz önünde bulundurulması tasarımın düzenli, emniyetli ve güvenilir olarak gerçekleştirilebilmesi açısından önemlidir. Maliyet, gelecekteki yük artışları, istasyonun konumlandırılacağı alan, yapım, işletme ve bakım şartları, uluslararası ve ulusal düzenlemeler, çevresel etkiler ve şirket politikası da istasyon tasarımlarında üzerinde durulması gereken etkenlerdir.

3.2.3.2.Şehir Giriş İstasyonlarının Temel Bileşenleri

Şehir giriş istasyonlarının temel bileşenleri aşağıda verilmiştir;

- Giriş ve Çıkış Vana Grubu
- Filtrasyon Grubu
- Ölçüm Grubu
- Isıtma ve Regülasyon Grubu
- Kazan Dairesi
- Gaz Kromatografı
- Kokulandırma
- Scada ve Otomasyon Sistemi

Bununla birlikte, şehir giriş istasyonunun P&ID diyagramı Ek-A'da ve İGDAŞ Esenyurt RMS-A istasyonundaki ekipmanlar aşağıdaki şekillerde verilmiştir [5].



Şekil 3.5 Giriş Vana Grubu



Şekil 3.6 Çıkış vana grubu



Şekil 3.7 Filtrasyon grubu



Şekil 3.8 Ölçüm grubu



Şekil 3.9 Isıtma ve regülasyon grubu



Şekil 3.10 Kazan dairesi



Şekil 3.11 Gaz kromatografisi



Şekil 3.12 Kokulandırma ünitesi

BASINÇ DÜŞÜŞÜNDE RADYAL TÜRBİN UYGULAMASIYLA ENERJİ GERİ KAZANIMI

4.1. Giriş

Doğalgaz uzun mesafeler boyunca 50-70 bar gibi yüksek basınçlarda taşınmaktadır. Kullanım alanlarının olduğu yerlerde ya da daha düşük basınçlı hatlara geçiş noktalarında, gaz basıncı düşürülmektedir. İletim istasyonlarında basınç 50-70 bar'dan, yüksek basınçlı ülke içi iletim hatlarında 15-40 bar'a (genellikle 25 bar) daha sonrasında ise orta basınçlı ülke içi iletim hattında yaklaşık olarak 3 bar basıncına düşürülür.

Basınç düşürme işlemi kısılma vanaları ile yapılmaktadır. Bu nedenle, genişleme ile açığa çıkan adyabatik iş faydalı enerjiye dönüştürülemez. Çoğu gaz genişleme esnasında Joule-Thompson etkisinden dolayı soğumaktadır. Basınç düşümü esnasında gaz sıcaklığı, gazın bileşimi ve durumuyla değişim gösterecek şekilde, 1 bar basınç düşüşü ile 0,45-0,6 °C azalmaktadır. Basınç düşürülmesinde, sıvı ya da katı fazda yoğunlaşma oluşmaması için mutlak suretle ön ısıtma yapılması gerekmektedir.

Kısılma vanaları yerine genişleme türbini kullanıldığı takdirde, gazın genişmesi esnasındaki açığa çıkan enerji elektrik üretiminde kullanılabilir. Gazın yaptığı iş, sahip olduğu entalpiden sağlanılmaktadır. Gaz, türbine girdiğinde hızlıca soğumaktadır. Gaz genişleme motoru kullanıldığı takdirde gazın sıcaklığı, türbinin izantropik verimine, gazın içeriğine ve durumuna bağlı olarak, 1 bar basınç düşüşü ile yaklaşık 1,5-2 °C azalmaktadır. Genleşme türbini kullanıldığı takdirde, gaz çıkışındaki sıcaklık hidrat oluşum bölgesi sıcaklığı ve çığlenme noktası sıcaklığının üstünde kalmalıdır. Buradan anlaşılan, kısılma vanasına 55-

85 °C ile giren gaz, genişleme motoru kullanıldığı taktirde bu sıcaklık değerlerinin üstüne bir sıcaklığa ön ısıtma ile getirilmelidir. Bu sayede istasyonun ve genişleme türbini ile beraberinde kurulacak ekipmanın güvenilirliği garanti altına alınmalıdır [3].

4.2. Genleşme Türbinlerinin Gelişimi

Çevresel ve enerji dönüşümleri üzerinde gittikçe artan endişe ile birlikte, Dünya’da her elde edilebilecek kaynağın değerlendirilmesi ilgi çekici hale gelmiştir. Bu nedenle güç eldesi için genişleme türbini uygulamalarına olan ilgide artmaktadır. Genleşme türbinleri, enerji üreten sistemlerle kıyaslandığında küçük ve derli topludur. Bu sistem genellikle tek bir güç paketinde jeneratör ile beraber tasarlanmaktadır. Tüm sistem bir kızak üzerine monte edilmektedir ve istenildiği taktirde yeniden yerleşim yapılabilir. Güç çıktısı temel olarak, basınç oranı, giriş sıcaklığı ve akış değeri ile orantılıdır. Güç genellikle yüzlerce kW’tan bir kaç MW’a değişmektedir. Daha düşük uygulamalarda 30 kW’lık güç sistemleri mevcuttur [4].

1930’ların sonlarına doğru, Dr. Linde iç-akışlı radyal türbin ve gaz genişleme motorunu havacılık endüstrisi ile tanıştırmıştır. 1950’lerin sonlarında ise Dr. Swearingen Amerika’da genişleme türbinini doğalgaz üretiminde uygulamıştır. Genleşme türbinlerinin tasarım özellikleri ve uygulamaları bu çalışmalarla birlikte gelişme göstermiş olup, hava ayrıştırma, doğalgaz üretimi, kimyasal santraller, enerji geri kazanımı gibi birçok alanda kullanımı yaygınlaşmıştır [2].

Gaz genişleme motoru teknolojisi, ilk olarak ABD, İngiltere, İtalya ve Rusya gibi ülkelerde uygulanmıştır. 1980’lerde ABD’de San Diego, Memphis, Stockbridge ve Hamilton’da ilk uygulamalar yapılmıştır. 2008 yılında Toronto, Kanada’da 2.2 MW kapasiteli kombine genişleme türbini-yakıt hücresi tesisi açılmıştır. Ayrıca 2009 yılında Londra gaz dağıtım sisteminde benzer bir uygulama yapılmıştır. Londra’da uygulanan bu projede biyoyakıt jeneratörü ile gaz genişleme motoru kombine edilmiştir ve 20 MW güç üretebilmektedir [4].

4.3. Genleşme Türbinleri ile Kurulan Sistemin Temel Tasarım Kriterleri

4.3.1. Doğalgazın Kompozisyonu

Doğalgazın kompozisyonu, üretildiği kaynak farklılığı, mevsimsel değişiklik gibi nedenlere bağlı olarak farklılık göstermektedir. Doğalgaz, içeriğinde en çok metan gazını bulundurmaktadır. Bu durum doğalgazı diğer kaynaklardan daha verimli yapmasındaki en önemli etkidir. Aşağıdaki tabloda doğalgazın yüzde bileşiminin değerleri verilmiştir (Çizelge 4.1).

Çizelge 4.1 Doğalgazın kompozisyonu [23]

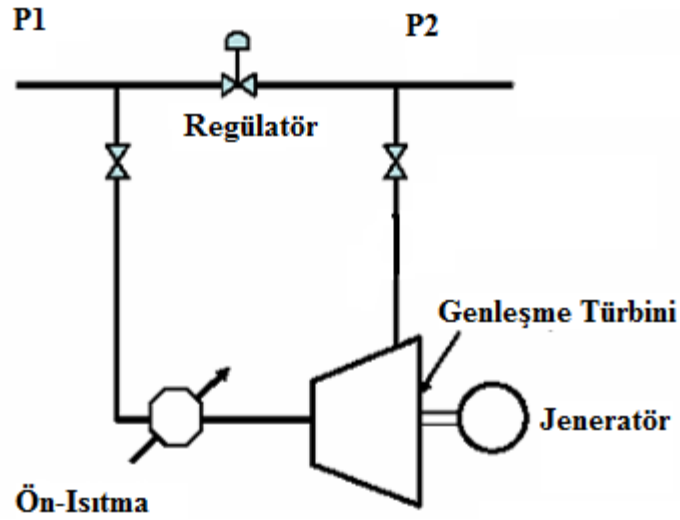
Metan (CH ₄)	Min %82
Etan (C ₂ H ₆)	Max %12
Propan (C ₃ H ₈)	Max %4
Butan (C ₄ H ₁₀)	Max %2,5
Karbondiyoksit (CO ₂)	Max %3
Oksijen (O ₂)	Max %0,5
Nitrojen (N ₂)	Max %5,8
Hidrojen Sülfür (H ₂ S)	Max 5,35 mg/m
Pentan ve diğer ağır karbonlar	Max %1

Doğalgazın kompozisyonu, önemli bir tasarım kriteridir. Doğalgazın ısı değerindeki ani değişimler tasarlanan sistemlerde problemlere yol açabilir. Azot, azotlu bileşikler, karbondiyoksit gibi tutuşmayan bileşenler ısı değeri düşürür ve aynı zamanda özgül ağırlığı artırır. Ortamda serbest halde su bulunması durumunda iç korozyon meydana gelir. Bu nedenle gaz, içerisinde bulunan hidrojen sülfür ve su gibi zararlı etkisi bulunan maddelerden arındırılarak kullanım tesislerine verilir [5].

4.3.2. Gaz Genleşme Motoru ile Kurulan Sistemin Çalışma Prensibi

Giriş kısmında belirttiğimiz gibi bu sistemler yüksek basınç/düşük basınç değişiminde enerji eldesi için tasarlanmış sistemlerdir. 50-70 bar arasındaki basınç ile iletim hatlarında taşınan doğalgaz, şehir giriş istasyonlarında 15-40 bar basınca düşürülür. Bu işlem için genellikle kısılma vanası kullanılmaktadır.

Genleşme türbini kullanıldığı taktirde beraberinde jeneratör kullanılacaktır. Bu sistemin şeması aşağıda verilmiştir (Şekil 4.1).



Şekil 4.1 Genleşme türbini ile kurulan sistemin şematik gösterimi [4]

Şekil 4.2'de gazın giriş şartları "A" ile gösterilmektedir. Kısılma vanası ile genişleme olduğu taktirde çıkış durumu "B" ile gösterilmiştir. Bu durumda gazın yaptığı iş sıfıra eşittir. Ön ısıtma yapılmadan izotropik olarak genişlediği taktirde çıkış şartları "C" ile gösterilmiştir ve yapılan iş $(h_A - h_C)$ 'dir. Genişleme öncesinde sabit basınçta gaz ısıtıldığı taktirde giriş şartları "D" ve izantropik genişleme sonrası çıkış şartları "E" olarak gösterilmiştir. Yapılan iş $(h_D - h_E)$ 'dir.

Genişleme işi aşağıdaki denklemde verilmiştir.

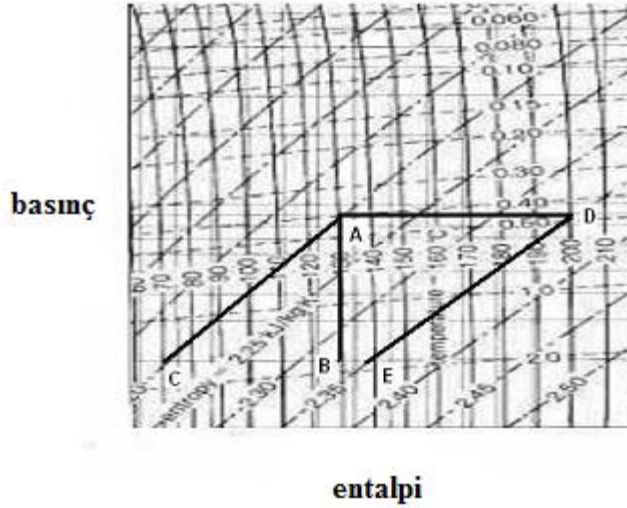
$$w = h_g - h_{\phi} = C_p(T_g - T_{\phi}) \quad (4.1)$$

$$w = C_p T_g [1 - (p_2/p_1)^{k-1/k}] \quad (4.2)$$

Giriş ve çıkış sıcaklığı arasındaki ilişki ise;

$$T_ç = T_g \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] \quad (4.3)$$

Denklemlerde de görüldüğü üzere en önemli faktör basınç oranıdır ve bunun yanında k sabiti önemli rol oynamaktadır. Ayrıca verilen bir basınç oranında, iş lineer olarak giriş sıcaklığı ile ilişkilidir [4].



Şekil 4.2 P-h diyagramı [4]

4.3.3. Joule-Thompson Etkisi

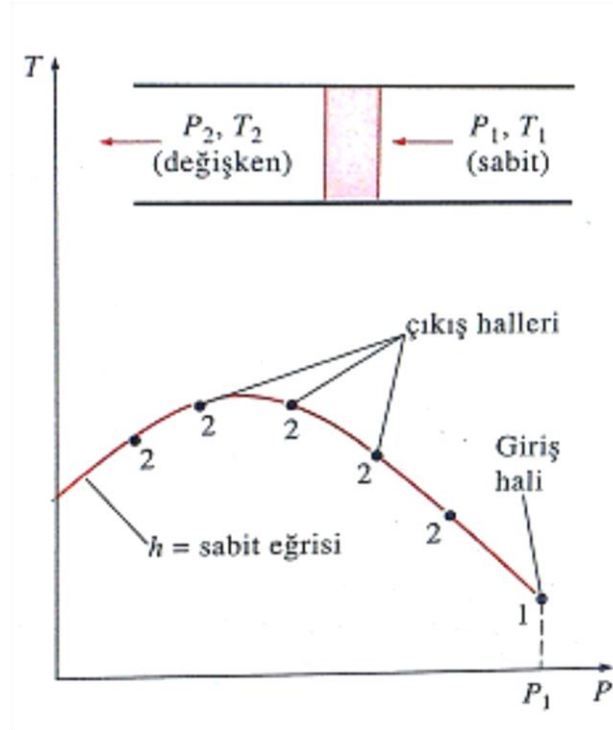
Bir akışkanın basıncı, gözenekli bir tapa, kılcal bir boru veya bir vana gibi akış kesit alanını küçülten bir elemandan geçerken düşer. Bu tür bir hal değişiminde entalpi sabit kalır ve bu değişime kısılma işlemi adı verilir. Akışkanların sıcaklığı kısılma sonucunda büyük ölçüde düşebilir. Fakat kısılma işlemi sırasında akışkanın sıcaklığı düşmeyebilir, hatta artma gösterebilir. Kısılma işlemi sırasında (h =sabit) akışkanın sıcaklığının değişimi, aşağıda tanımlanan Joule-Thomson katsayısı (μ) ile belirlenir.

$$\mu = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_h \quad (4.4)$$

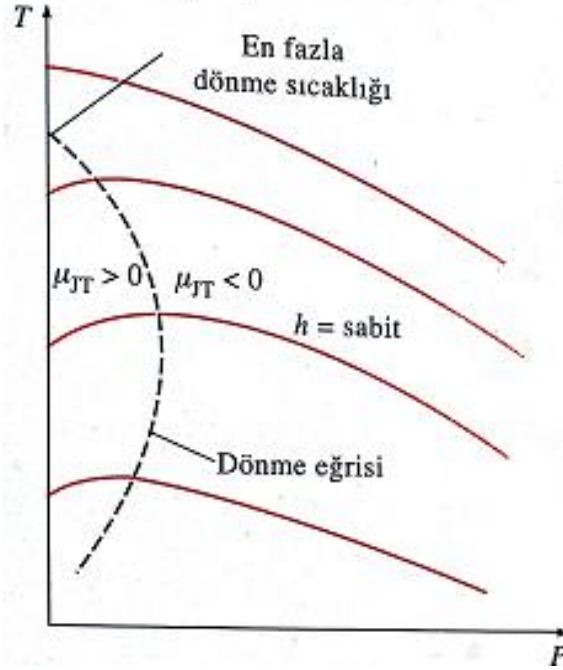
Başka bir deyişle, Joule-Thomson katsayısı sabit entalpide bir hal değişimi sırasında sıcaklığın basınçla nasıl değiştiğinin ölçüsüdür. Bir kısılma işlemi sırasında, μ değerinin değişimi aşağıdaki gibidir.

$$\mu \begin{cases} < 0 \text{ sıcaklık artar} \\ > 0 \text{ sıcaklık sabit kalır} \\ = 0 \text{ sıcaklık azalır} \end{cases} \quad (4.5)$$

Sisteme giren gazın basınç (P_1), sıcaklık (T_1) ve entalpi (h) değerleri bilindiği durumda kısılma sonucunda çıkan gazın basıncı (P_2) ve sıcaklığı (T_2) ölçüldüğünde bu değerlerin eğimi aşağıdaki şekilde verilen h =sabit eğrisini vermektedir. Farklı akış kesitlerinde farklı değerler eldilir. Kesitlerin değiştiği durumlardaki sabit entalpi (h) değerleri aşağıda verilmiştir.



şekil 4.3 P-t diyagramındaki h =sabit eğrisinin eldesi [24]



Şekil 4.4 Kesit değişimi ile p-t diyagramındaki sabit entalpi değerleri [24]

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

Bir kısılma işlemi, sabit entalpi eğrisi üzerinde azalan basınç yönünde, başka bir deyişle sağdan sola doğru gerçekleşir. Bu nedenle dönme eğrisinin sağında kalan bir akışkan için sıcaklık, kısılma işlemi sırasında artar. Dönme eğrisinin solunda kalan bir akışkan için ise sıcaklık, kısılma işlemi sırasında azalır. Şekil 4.3'den de görüleceği gibi maksimum dönme sıcaklığının altında olan akışkanlar soğutma etkisi sağlamaktadır [24].

4.3.4. Ön Isıtma Gerekliliği-Hammerschmidt Korelasyonu

Şehir giriş istasyonlarının çıkış sıcaklıklarına bakıldığında, bu değerlerin çok düşük olduğu görülmektedir. Kısılma vanası yerine gaz genleşme motoru kullanıldığında, bölüm 4.3.3'de anlatılan Joule-Thompson etkisinden dolayı çıkış sıcaklığı sıcaklık normalden daha da

düşük olacaktır. Bu durumda hidrat bileşiklerinin oluşumu, sıvı oluşumu, buzlanma ve buna benzer olumsuzluklar oluşmaktadır. Buradan anlaşıldığı gibi gaz genleşme motoru sisteme adapte edildiğinde yalnız başına çalışması mümkün olmayacaktır. Bu nedenle sisteme ön ısıtma yapılması gerekmektedir. Bazı ısıtma sistemleri, çıkış sıcaklığını ve basıncını hidrat bileşikleri oluşma aralığının üstünde tutacak şekilde gaz genleşme motoruyla beraber kurulmalıdır.

Sisteme ilave edilecek bu ısıtıcılar, gaz yakıtlı olup, çok-geçişli su-banyosu ya da yağ-banyosu şeklindeki ısı değiştiricilerdir. Basınç düşürme istasyonlarında, sistemden geçen gaz yakıt olarak kullanılmaktadır. Santrallerde ise ön ısıtma, genellikle üretilmiş gaz buharı ile sağlanmaktadır. Hammerschmidt korelasyonu, çıkış basıncındaki hidrat bileşimi oluşum sıcaklığının çıkarımında kullanılmıştır.

$$T=8.9 p^{0.285} \quad (4.6)$$

T: sıcaklık ($^{\circ}\text{F}$)

P : basınç (psi)

İzobarik üretimde ısı gereksiniminin hesaplaması aşağıdaki formüllerle yapılmaktadır;

$$Q=\dot{m} C_p \Delta T \quad (4.7)$$

\dot{m} : kütleli debi (kgm/s)

C_p : gazın özgül ısısı (kcal/kgm $^{\circ}\text{K}$)

ΔT : ortalama sıcaklık ($^{\circ}\text{K}$)

Üç farklı istasyonun hesaplamaları Çizelge 4.2'de verilmiştir. Ön ısıtma olmadığı ve ön ısıtma olduğu durumları ayrı ayrı gösterilmiştir [4].

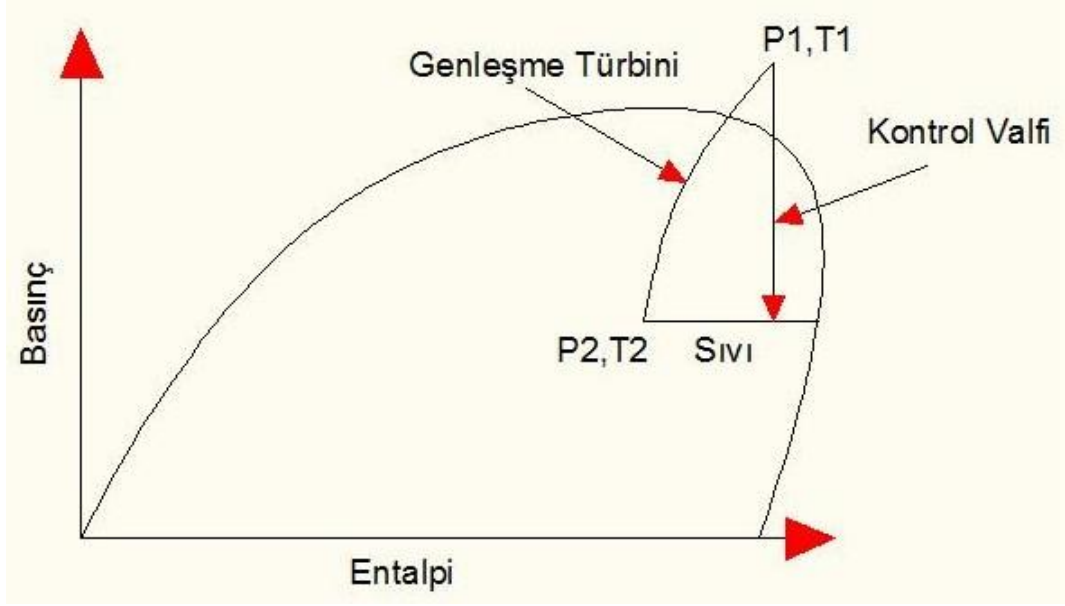
Çizelge 4.2 Bangladeş’de bulunan üç farklı basınç düşürme noktasındaki ısı gereksinimlerin analizi [4]

Shahbazpur Güç İstasyonu		Ghorashal Güç İstasyonu		Demra RMS İstasyonu		İstasyon
1	2	1	2	1	2	
27,6	27,6	27,6	27,6	45,51	45,51	Ortalama Giriş Basıncı, Pr,P1 Bar
38	73	38	78	38	85,5	Giriş Sıcaklığı ,T1
13	13	12,4	12,4	20	20	Ortalama Çıkış Basıncı, Pr,P2 Bar
2,03	2,03	2,13	2,13	2,21	2,21	Basınç Oranı (P1/P2)
41313	41313	152266	152266	93300	93300	Ortalama Akış Oranı (Nm3/h)
530	590	2080	2350	1332	1540	Jeneratörden Elde Edilen Güç (KW)
4	4	4	4	7	7	Hidrat Bileşikleri Oluşum Sıcaklığı,C
-19	10	-22,7	10	-25,4	12	Çıkış Sıcaklığı,C
-	35	-	40	-	47,5	Girişteki Ortalama Sıcaklık,C
-	630	-	2633	-	1908	Isıl Gereksinim, KW
-	94	-	90	-	80	Isı Geridonuşümü Yüzdesi(%)
-	71	-	319	-	236	Gerekli Yakıt Nm3/h
-	0,18	-	0,21	-	0,25	Ön ısıtma İçin Yakılan Gazın Yüzdesi (%)
-	94	-	922	-	668	Yakıttan Elde Edilen Güç (KW)

4.4. Genleşme Türbini ve Ekipmanları

Doğalgaz, radyal yönde gaz genleşme motoruna giriş yapar ve aksinel yönde türbini terkeder. Genleşme iki aşamadan oluşmaktadır; birincisi “hava emme kılavuz vanalarına” (IGV) doğru, daha sonra çarka doğrudur. IGV, akışın statik enerjisinin yaklaşık olarak yarısını kinetik enerjiye çevirir ve daha sonra genleşme çarkı kalan yarıyı izantropik işe çevirir. Son genişlemedeki ısı verim, valflerde meydana gelen normal genleşmeye kıyasla önemli ölçüde daha fazladır.

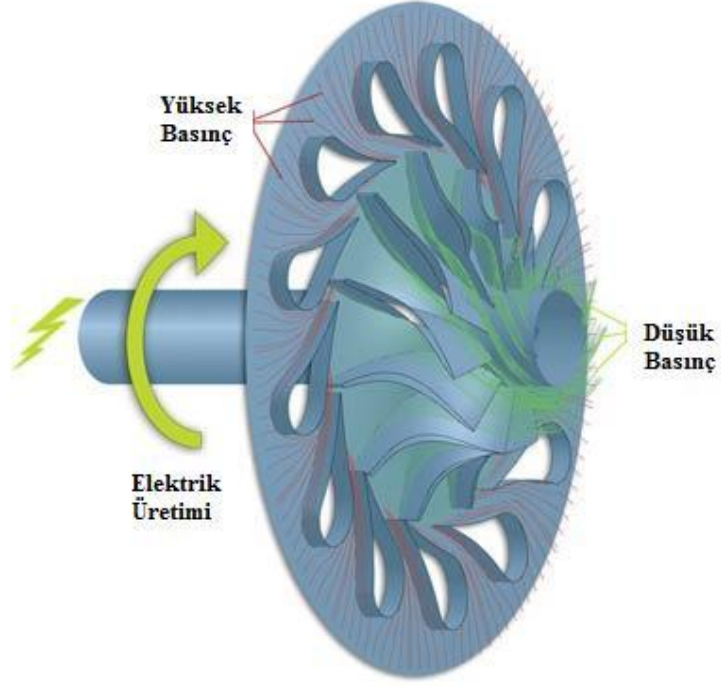
Aşağıdaki şekilde kısılma valfi ve genleşme türbininin kıyaslaması verilmiştir. Kısılma valfi kullanıldığı durumda entalpi sabit kalır ve gazın basıncı ve sıcaklığında düşme meydana gelir. Genleşme türbini kullanıldığı durumda ise sıcaklık valf kullanıldığında elde edilen değerlerin altında bir değere düşer ve P_2, T_2 değerleri oluşur. Gazın entalpi değeri ise, elde edilen mekanik işten dolayı düşmektedir (Şekil 4.5).



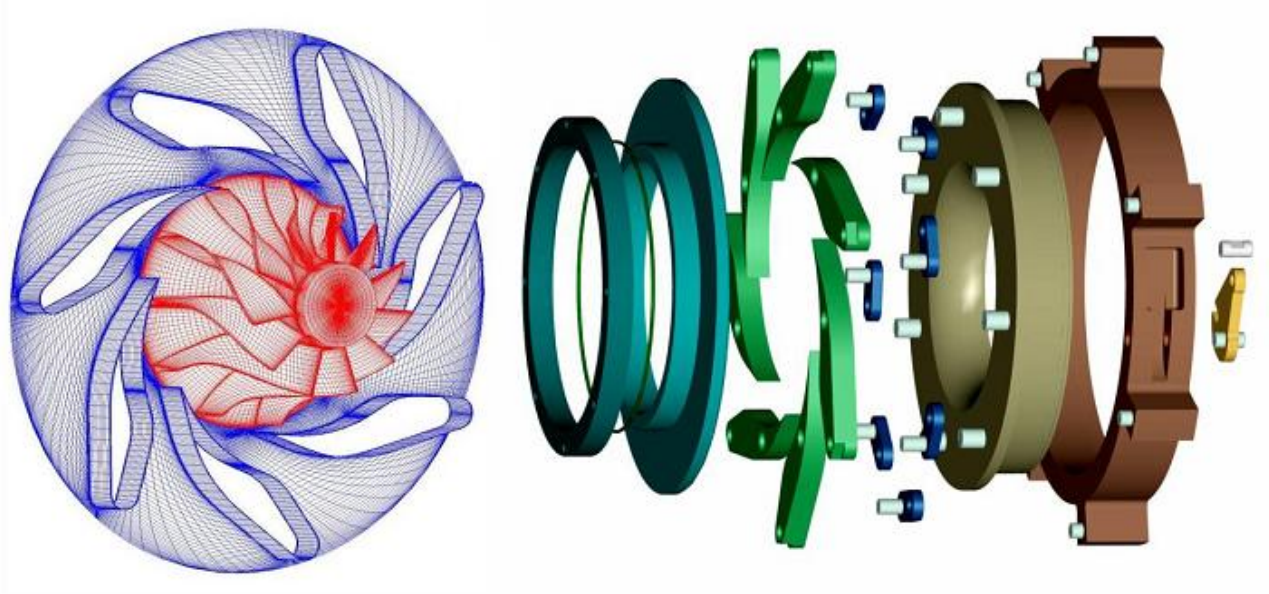
Şekil 4.5 İzentropik ve joule-thompson genişlemesinin kıyaslanması

IGV, genişleme şaftının sonuna yerleştirilmiş radyal çark ile çevrilidir. IGV ve çark, iş akışkanını minimum kayıpla genişletmek üzere tasarlanmıştır. Gaz genişlemesi ile tork oluşturur, gazın momentumunun değişimi ile rotor döndürülür dolayısıyla bu durumda mekanik enerji üretilir.

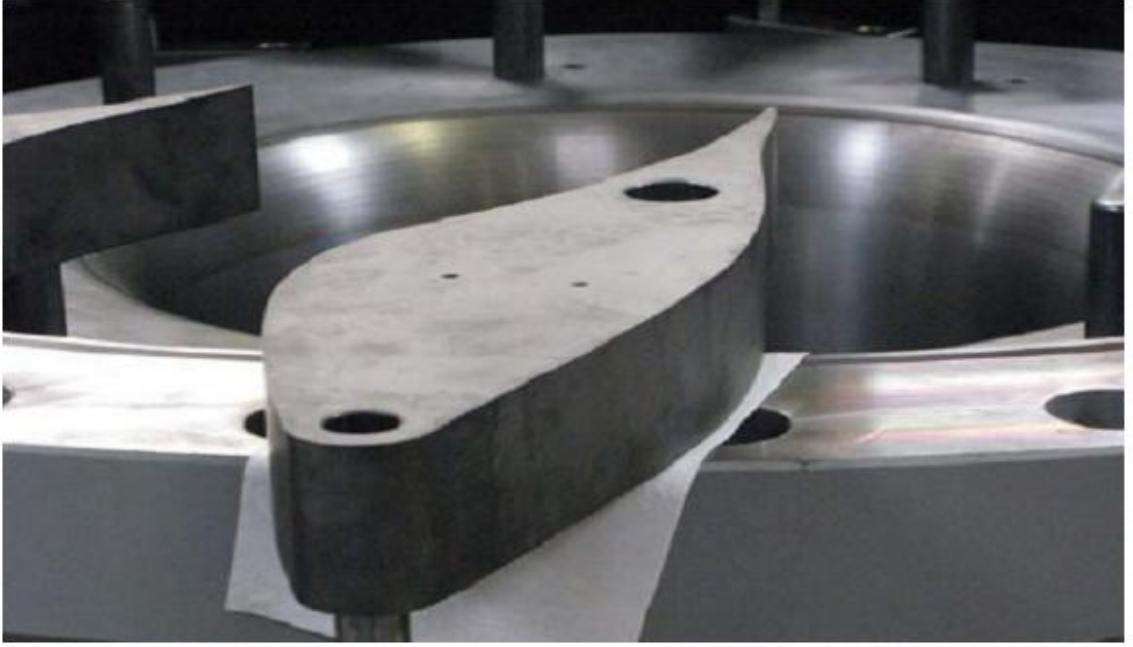
Aşağıdaki şekillerde genişleme türbini ve ekipmanları gösterilmiştir (Şekil 4.6, Şekil 4.7, Şekil 4.8, Şekil 4.9, Şekil 4.10, Şekil 4.11 ve Şekil 4.12) .



Şekil 4.6 Türbin IGV'si ve çark [25]



Şekil 4.7 Türbin ve IGV montaj resmi [26]



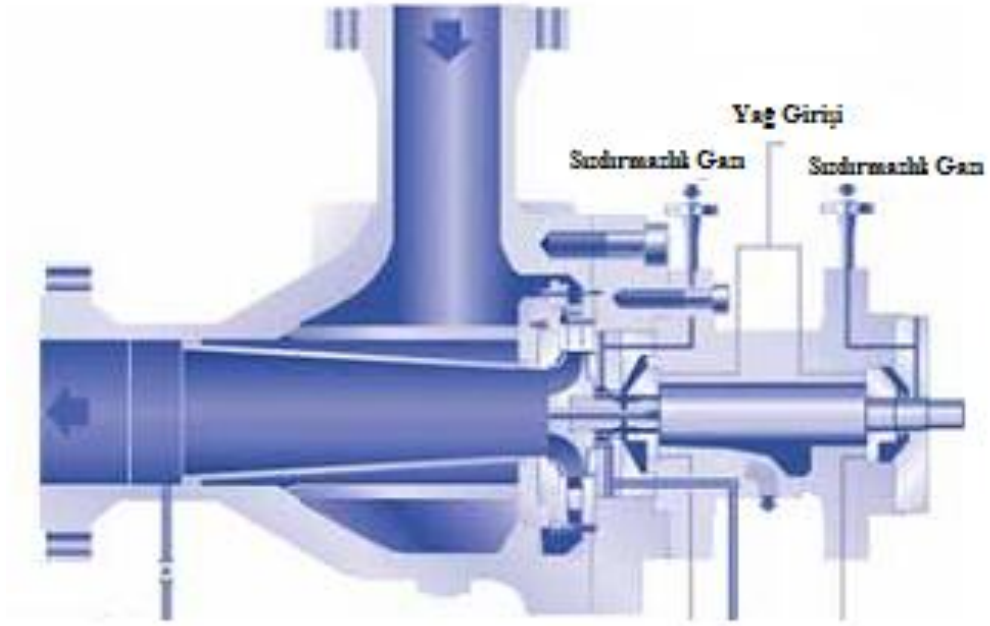
Şekil 4.8 IGV(hava emme kılavuz vanası) [26]



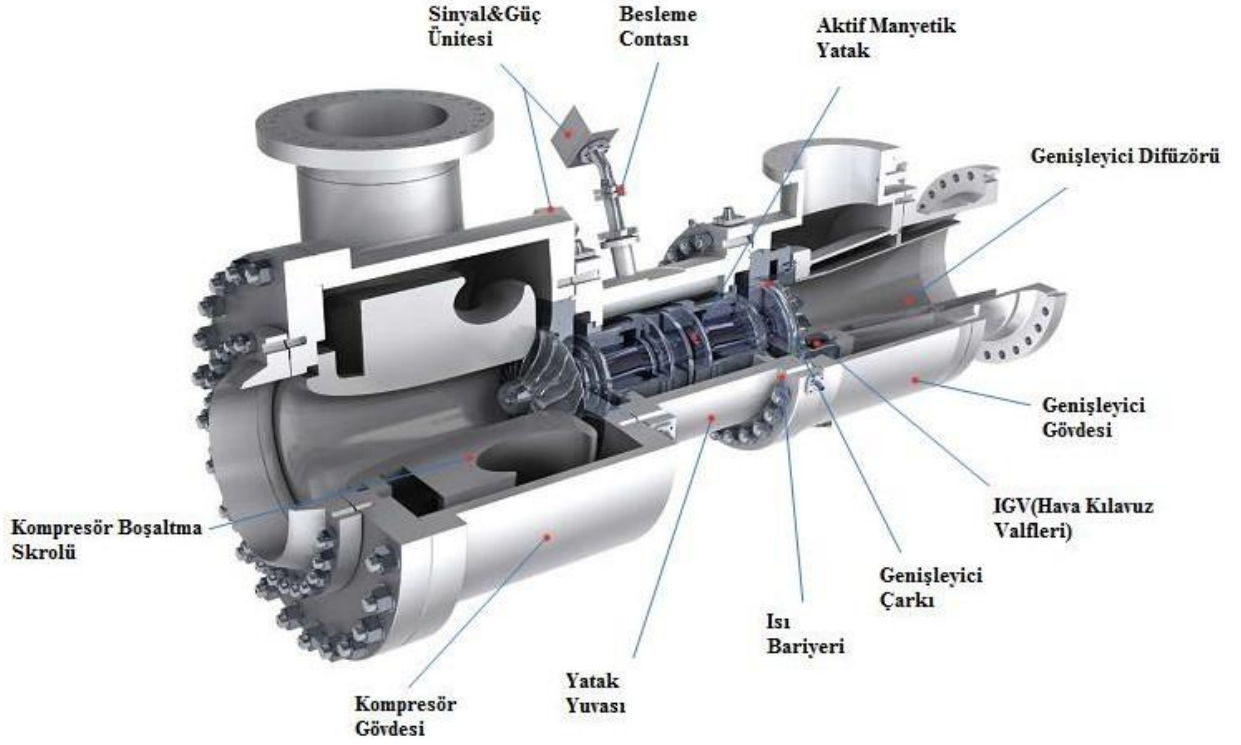
Şekil 4.9 Kapatlı tip türbin çarkı [27]



Şekil 4.10 Açık tip türbin çarkı [28]



Şekil 4.11 Genleşme türbini kesit görünümü [29]

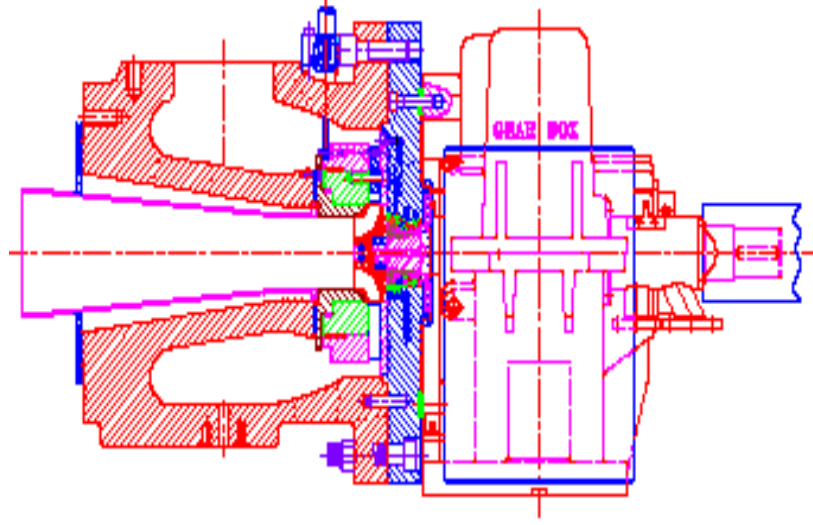


Şekil 4.12 Genleşme türbini-kompresör ekipmanları [29]

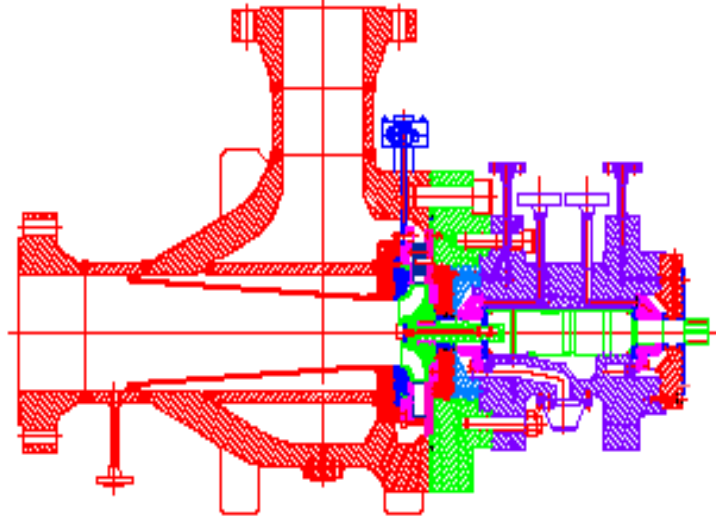
Enerji geri kazanım uygulamalarında, genleşme enerjisi jeneratöre aktarılır. Jeneratör ile genleşme türbini arasında dişli kutusu bulunmaktadır. Ayrıca bazı uygulamalarda yüksek-hız jeneratörü kullanılıp direk bağlantı yapılmaktadır.

Türbin, dişli ve jeneratör tasarımında, dişli kutusu yekpare ya da harici tasarım yapılabilmektedir. Türbin, dişlinin genişletilmiş pinyon shaftı üzerindeki genişleme çarkı ile beraber dişli kutusuna bindirilmiştir. Sonraki durumda ise, genişleyici ve dişli kutusu yüksek-hızlı kaplin ile birleştirilmiştir [2]

Aşağıdaki şekillerde harici ve yekpare dişli kutularının kesitleri verilmiştir (Şekil 4.13 ve Şekil 4.14) .



Şekil 4.13 Yekpare dişli kutusu kesit görünümü [2]



Şekil 4.14 Harici dişli kutusu kesit görünümü [2]

TRAKYA ELEKTRİK ÜRETİM SANTRALİNDEKİ GAZ GENLEŞME TÜRİNİ UYGULAMASI

5.1.Giriş

Trakya Elektrik Santrali, Tekirdağ, Marmara Ereğlisi'nde kurulu 478 MW toplam kapasiteye sahip uluslararası finansmanla “Yap-İşlet-Devret” modeline uygun olarak Türkiye’de gerçekleştirilen ilk büyük elektrik santralidir. Doğalgazla çalışan bu santral yılda 3,6 milyar kWh elektrik üreterek, Türkiye ekonomisinin hızla artan enerji gereksiniminin karşılanmasına katkıda bulunmaktadır.

Trakya Elektrik Santrali, Enron-Gama iş birliği tarafından yaklaşık 29 ayda tesis edilmiştir. Ana ekipman teslimatçı firmalar arasında Siemens A.G. (Gaz ve Buhar Türbinleri) ve Nooter/Eriksen (atık ısı kazanları) bulunmaktadır. Santral tesis işlerine Eylül 1996 tarihinde başlanmış ve ticari işletmeye 1999 yılının başlarında geçilmiştir. Projenin gerçekleşmesi için yapılan yatırımın toplam tutarı 600 milyon dolardır.

Santral minimum personelle işletmeyi olanaklı kılacak şekilde merkezi otomatik kontrollü işletme için tasarlanmıştır. Trakya Elektrik Santrali yaklaşık %52 verimle baz yük santrali olarak çalışmak üzere tesis edilmiş olup ani yük değişikliklerine cevap verebilecek kapasitede tasarlanmıştır. Tesiste her biri ayrı jenaratörlere bağlı olarak 2 adet 154 MW Siemens V94,2 gaz türbini kullanılmaktadır. Gaz türbini egzozundan çıkan sıcak gaz atık ısı kazanlarına verilmekte ve bu kazanlarda üretilen buhar 182 MW gücündeki buhar türbinini çalıştırmaktadır. Gaz türbinleri işletme sırasında devre dışı kalmadan doğalgazdan motorin kullanımına geçebilecek şekilde tasarlanmıştır. Doğalgaz temininde bir kesinti

olduğu takdirde yedek yakıt tankları ile 15 gün süresince tam yükte çalışma için gerekli yakıtı muhafaza edebilecek kapasitededir [30].

Trakya Elektrik Santrali, doğalgazı direkt olarak BOTAŞ'tan satın almaktadır. Yüksek basınç hattından 60-70 bar civarında gelen gaz santral içerisinde gerekli basınçlara düşürülmektedir. Basınç düşürmenin bir aşamasıda gaz genişleme motorunda yapılmaktadır.

5.2. Santraldeki Doğalgaz Akışı

Trakya Elektrik'in, BOTAŞ'tan doğalgazı 60–70 bar arasında alıp, kısılma vanası ve genişleme türbini vasıtasıyla kullanım basıncı olan 18-19 bar'a düşürülmesi ve gaz türbinlerine iletilmesi, santraldeki meydana gelen doğalgaz prosesidir.

Santraldeki doğalgaz akışı, santral girişinde doğalgazın ölçülendirilmesi ile başlamaktadır. Doğalgaz girişi, BOTAŞ tarafından sürekli kontrollü olarak izlenmektedir. Belirli aralıklarla BOTAŞ personeli tarafından giren gazın kalori ve ölçüm değerleri alınmaktadır. Santral girişindeki ölçüm işlemleri türbinmetre sayaçlar ile yapılmaktadır. Doğalgaz ölçüm istasyonu aşağıdaki şekilde görülmektedir.



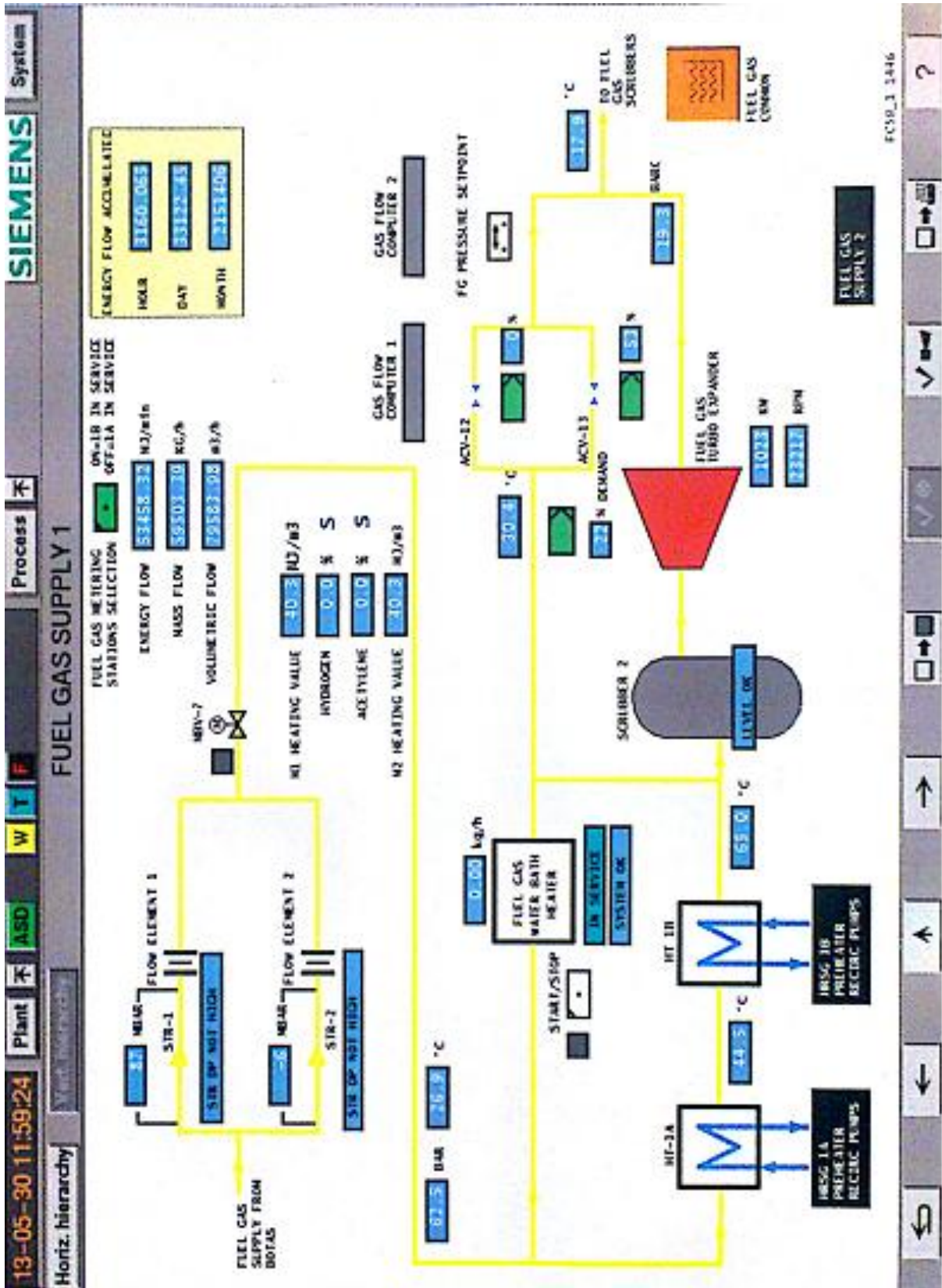
Şekil 5.1 BOTAŞ ölçüm istasyonu

Ölçüm istasyonunda faturalandırma için kullanılacak olan ölçümler alındıktan sonra, doğalgaz basınç düşürme için genişleme türbini ve kısılma vanasına aktarılmaktadır.

Kısılma iki farklı vana ile sağlanmaktadır. Bu vanalar eş zamanlı olarak çalıştırılmakta ya da yalnızca biri çalıştırılmaktadır. Santrale giren gazın tamamı genleşme türbininden geçirilerek enerji eldesi sağlanmamaktadır. Türbinin arıza durumunda santralin devreden çıkma riskine karşı yarı güçte çalıştırılmaktadır. Bu nedenle yaklaşık 2 MW gücündeki sistemden ortalama 1 MW değerinde güç elde edilmektedir.

Doğalgaz, kısılma vanalarına girmeden önce ön ısıtmaya tabi tutulmaktadır. Bu ön ısıtma, mevsimsel nedenlerden dolayı meydana gelen donma, kristallenme gibi olumsuz oluşumların önüne geçmek için yapılmaktadır. Kısılma vanalarına giren gaz, doğalgaz yakıtlı su borulu kazan ile ısıtılmaktadır. Santrale yaptığımız ziyaret Mayıs ayında olduğundan dolayı bu sistem devre dışı tutulmuştu.

Gaz genleşme motoruna giden gaz hattı da ön ısıtmaya tabi tutulmaktadır. Kısılma vanasına kıyasla daha fazla sıcaklık kaybı yaşandığından dolayı giren gaz yüksek mertebeli sıcaklık değerlerine ısıtılmaktadır. Ön ısıtma, gaz türbinlerinden çıkan egzoz gazları geçirilen eşanjörler ile yapılmaktadır. İki farklı gaz türbini olduğundan, iki kademedeki ön ısıtma yapılmaktadır. Yukarıda bahsi geçen doğalgaz akışı, kısılma vanaları, doğalgaz yakıtlı su borulu kazan ve eşanjörler aşağıdaki şekillerde gösterilmiştir (Şekil 5.2, Şekil 5.3, Şekil 5.4 ve Şekil 5.5).



Şekil 5.2 Santralin doğalgaz akışı



Şekil 5.3 Kısılma vanaları



Şekil 5.4 Doğalgaz yakıtlı su borulu kazan



Şekil 5.5 Eşanjörler

Doğalgaz, iki eşanjörden geçtikten sonra 60-70 °C sıcaklığa yükselir. Gaz, genişleme türbinine girmeden önce yıkayıcıdan geçerek prosese hazır hale getirilir. Gaz genişleme motorundan ayrılan hat, kısılma vanalarından ayrılan hatla birleşir. Birleşim noktasındaki sıcaklık değeri 10-18 °C ve basınç 17-19 bar değerleri arasında değişim göstermektedir.

Birleşim noktasındaki sıcaklık değerleri, proses için yeterli mertebelerde değildir. Bu nedenle bir kademe daha ısıtma gereklidir. Bu ısıtma işlemi gaz genişleme türbinlerindeki ile aynı şekilde eşanjörler vasıtasıyla yapılmaktadır. Birleşerek gelen doğalgaz hattı tekrar ikiye ayrılır ve iki farklı eşanjöre giriş yapar. Mevsimsel şartlara göre değişen sıcaklıklarda eşanjöre giriş yapan doğalgaz, 110-115 °C aralığında eşanjörlerden çıkış yapar. Son olarak

yıkayıcılardan geçirilen doğalgaz hatları ayrı ayrı 1. ve 2. gaz türbinine gönderilir. Bu son adımla beraber doğalgaz akışı tamamlanmış olur.

5.3.Gaz Genleşme Motoru

Gaz genleşme motoru, beraberinde çalışan türbin-jeneratör-dişli kutusu şeklinde üçlü bir sistem olarak tasarlanmıştır. Doğalgaz, türbine radyal yönde girip, türbini aksel olarak terketmektedir. Türbinde genişleyen doğalgazın oluşturduğu moment, dişli kutusu vasıtasıyla sabit devirle jeneratörü tahrik etmektedir. Türbin şaftında 23000-24000 dev/dak olarak elde edilen hız, dişli kutusunda 3000 dev/dak'ya düşürülmektedir.

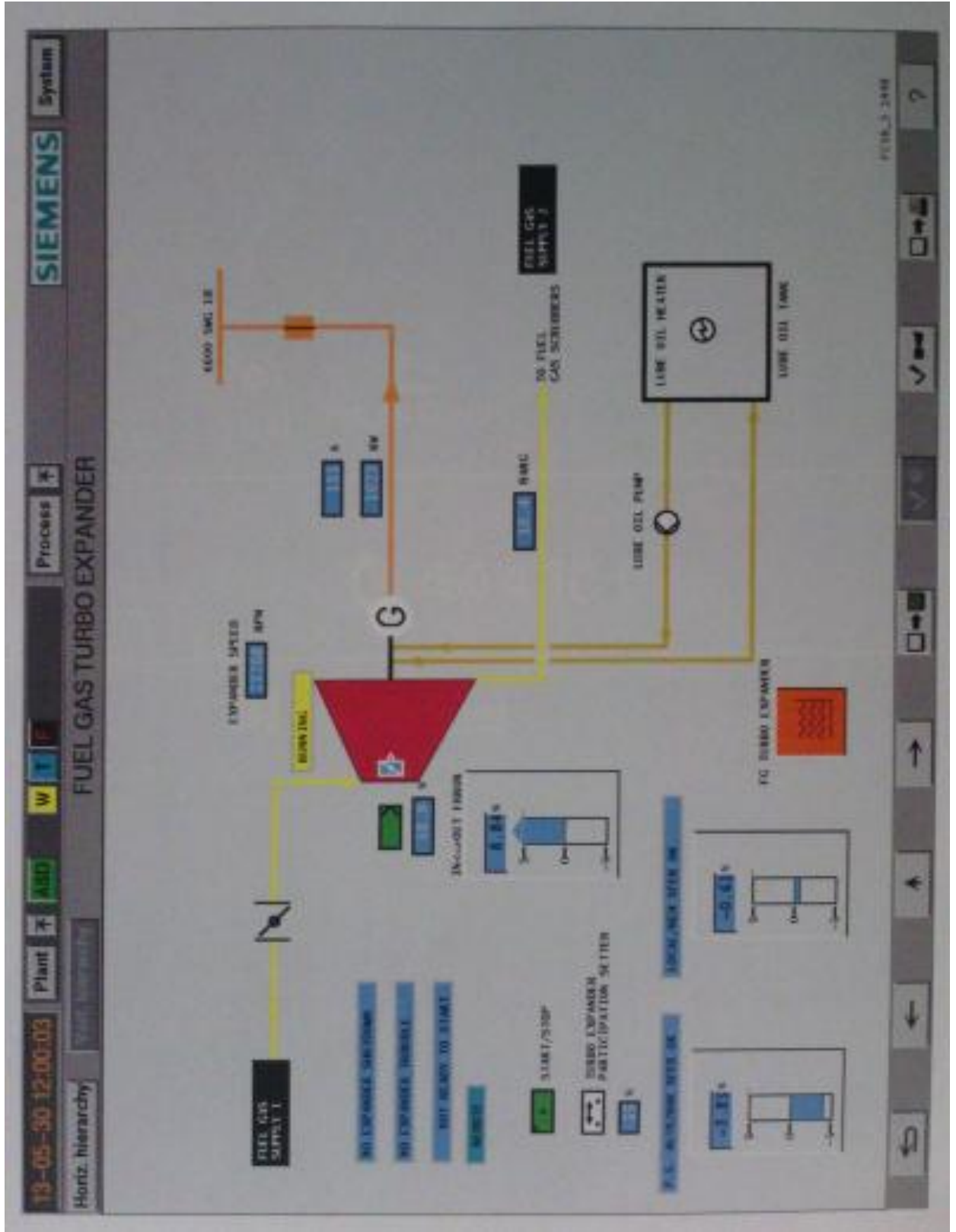
Gaz genleşme motoru, santraldeki sistem içerisinde sürekli olarak çalıştırılmaktadır. Türbinden elde edilen enerji şehir şebekesine aktarılmamaktadır. Elde edilen elektrik enerjisi santralin ihtiyaçları için kullanılmaktadır. Trakya Elektrik Üretim Santrali'ne kurulan sistemin tasarım parametreleri, doğalgazın türbindeki akış şeması ve sistemin resimleri aşağıda belirtilmiştir (Şekil 5.6, Şekil 5.7, Şekil 5.8 ve Şekil 5.9).



Şekil 5.6 Türbin-jeneratör-dişli kutusu sistemin genel görünümü



Şekil 5.7 Türbin grubu



Şekil 5.8 Doğalgazın genişleme türbinindeki akışı

Condition:	<u>DESIGN</u>	<u>Off-Design</u> (Max. Power)
	EXP.	EXP.
Molecular Weight	17.50	17.50
P ₁ , Bar G	57.9	85.2
T ₁ , °C	65.6	65.6
P ₂ , Bar G	27.6	25.4
T ₂ , °C	19.6	-6.0
Flow, Kg/Hr	67,473	70,308
Power, KW	1,597	2,368
Speed, RPM	23,280	23,280
Efficiency, %	83	79

Condition:	<u>Off-Design</u> (Rated)	<u>Off-Design</u> (Alternate)
	EXP.	EXP.
Molecular Weight	17.50	17.50
P ₁ , Bar G	61.2	57.9
T ₁ , °C	65.6	65.6
P ₂ , Bar G	27.6	17.4
T ₂ , °C	16.6	10.5
Flow, Kg/Hr	67,473	67,473
Power, KW	1,678	1,769
Speed, RPM	23,280	23,280
Efficiency, %	82	60

Şekil 5.9 Sistemin tasarım parametreleri

İGDAŞ'A AİT BİR RMS-A İSTASYONUNA GAZ GENLEŞME TÜRİNİ KURULMASI

6.1.Gaz Genleşme Motoru Kurulacak İstasyonun Belirlenmesi

İstanbul Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi (İGDAŞ), 25 Aralık 1986 tarihinde İstanbul Büyükşehir Belediyesi, İETT ve bazı iştiraklerin katılımıyla kuruldu. İstanbul’u kirli havadan kurtarmak amacıyla kurulan İGDAŞ, şehrin yakıt ihtiyacını, çevre ve insan sağlığına en uygun ve en ekonomik enerji kaynağı olan doğalgaz ile karşılamaya başladı. Konunun ülkemizde yeni olması sebebiyle Mayıs 1987’de, İstanbul doğalgaz sisteminin malzeme ve işçiliği Fransız SAE firması ile Alarko konsorsiyumuna ihale edildi. 1989 yılında başlanan çalışmalar neticesinde abonelere ilk doğalgaz Kadıköy ilçesinde, Ocak 1992’de verildi. Konsorsiyum tarafından gerçekleştirilen yatırımın birinci bölümü Mayıs 1993’te tamamlandı. Daha sonraki çalışmalar İGDAŞ bünyesinde yürütülmeye başlandı.

Türkiye genelinde yerel dağıtım yapan gaz şirketleri arasında en fazla gaz arzı yapan şirket ünvanına sahip olan İGDAŞ’ın bünyesinde 12 adet RMS-A istasyonu bulunmaktadır. Bu RMS-A istasyonlarının 7 tanesi Avrupa Yakasında, 5 tanesi ise Anadolu Yakasında bulunmaktadır. Çizelge 6.1 , Çizelge 6.2 , Çizelge 6.3 ve Çizelge 6.4’de İstanbul genelindeki RMS-A istasyonları ve istasyonlara ait veriler bulunmaktadır [31]

RMS-A istasyonları, yüksek basıncın düşürüldüğü ilk yerlerdir. Bu istasyonlar, evsel, ticari, üretim gibi amaçlar için bir arada ya da ayrı olarak kullanılmaktadır. RMS-A istasyonları aynı zamanda elektrik üretim santrallerinin girişlerine de konulmaktadır.

Gaz genleşme motorunun bir RMS-A istasyonuna kurulması için bazı gerekçeler vardır. İstasyonun, giriş basıncının yüksek olması, çıkış basıncının olabildiğince dengeli olması ve istasyondan geçen gaz debisinin yüksek olması istenir.

Tablolarda verilen RMS-A istasyonları değerlendirildiğinde en uygun olan istasyon, Ambarlı EÜAŞ-2 RMS-A istasyonudur. Ambarlı EÜAŞ-2 RMS-A istasyonu, diğer istasyonlar ile kıyaslandığında sabit debili bir istasyon özelliği taşımaktadır. Diğer RMS-A istasyonlarının maksimum debi değerlerine bakıldığında kış aylarında evsel kullanımların artmasıyla beraber 250-300 bin m³/h doğalgaz sarfiyatı meydana gelmektedir. Yaz aylarında bazı RMS-A istasyonlarının devreden çıkmasına rağmen, saatlik gaz geçişleri yaklaşık 50 bin m³/h geçememektedir. Bu durum kurulacak sistem için dezavantaj oluşturmaktadır. İstasyonun değişken debide olması hem sistemin seçimini zorlaştırmaktadır hem de yapılacak olan yatırımın elverişliliğini sorgulatmaktadır.

Doğalgazdan elektrik üreten kombine çevrim santralleri, gaz genleşme motoru sisteminin kurulması için en elverişli istasyonlara sahiptirler. Kombine çevrim santrali olan, EÜAŞ Ambarlı santrali, Ambarlı EÜAŞ-2 ve Ambarlı EÜAŞ-3 RMS-A istasyonları ile beslenmektedir. Bu nedenle, Ambarlı EÜAŞ RMS-A istasyonları diğer istasyonlara kıyasla sabit debilidir. Bir diğer yandan kombine çevrim santralleri, atık ısı kullanımı ile doğalgazın ön ısıtmaya tabi tutulmasına olanak sağlamaktadır. Daha önce TRAKYAEL'de kullanımını gördüğümüz bu sistem, gaz genleşme motoru kurulması için ilave faydalı bir özellik taşımaktadır.

Çizelge 6.1a İstanbul Avrupa Yakası RMS-A istasyonları 2012 yılı verileri [31]

İSTANBUL GENELİNDEKİ RMS-A İSTASYONLARININ 2012 AYLIK TOPLAM DEBİ MİKTARLARI					
AYLAR	ESENYURT-1	ESENYURT-2	ESENYURT-3	ESENYURT-4	İGDAŞ AMBARLI
OCAK	215.841.000	136.037.000	25.652.000	182.380.038	24.548.262
ŞUBAT	208.779.000	138.634.000	45.598.000	171.557.077	19.149.691
MART	193.941.000	92.108.000	15.672.000	165.857.340	0
NİSAN	158.674.000	36.906.000	549.000	0	0
MAYIS	113.320.000	0	0	0	0
HAZİRAN	89.416.000	0	0	0	0
TEMMUZ	83.283.000	0	0	0	0
AĞUSTOS	76.788.000	0	0	0	0
EYLÜL	90.030.254	0	0	0	0
EKİM	97.727.145	0	0	0	0
KASIM	158.742.000	64.281.037	0	0	0
ARALIK	193.900.137	132.759.000	23.185.000	139.230.000	0
TOPLAM	1.680.441.536	600.725.037	110.656.000	659.024.455	43.697.953

Çizelge 6.1b İstanbul Avrupa Yakası RMS-A istasyonları 2012 yılı verileri [31]

AYLAR	AMBARLI EÜAŞ-2	AMBARLI EÜAŞ-3	DOĞA ENERJİ	BÜYÜK ÇEKMECE	AVRUPA BÖLGESİ TOPLAM
OCAK	0	0	22.687.532	227.021	607.372.853
ŞUBAT	102.548.000	0	17.509.659	0	703.775.427
MART	109.333.000	61.513	27.163.728	0	604.136.581
NİSAN	92.236.000	600.547	26.387.207	0	315.352.754
MAYIS	156.381.000	2.008.201	20.589.909	0	292.299.110
HAZİRAN	162.302.000	1.895.973	24.227.767	0	277.841.740
TEMMUZ	174.257.000	4.502.403	25.563.714	0	287.606.117
AĞUSTOS	150.993.000	27.825.110	25.192.025	0	280.798.135
EYLÜL	146.468.000	21.255.896	25.328.387	0	283.082.537
EKİM	152.695.000	21.964.828	25.474.327	0	297.861.300
KASIM	171.722.000	2.332.072	26.381.813	0	423.458.922
ARALIK	153.060.000	704.717	97.432.700	0	740.271.554
TOPLAM	1.571.995.000	83.151.260	363.938.768	227.021	5.113.857.030

Çizelge 6.2 İstanbul Anadolu Yakası RMS-A istasyonları 2012 yılı verileri [31]

AYLAR	PENDİK	PENDİK DOLAYOBA	PENDİK SAHİL	TUZLA TEPEÖREN- 1	TUZLA TEPEÖREN- 2	ANADOLU BÖLGESİ TOPLAM	İSTANBUL GENELİ TOPLAM TÜKETİM
OCAK	212.520.000	87.239.000	0	0	84.103.000	383.862.000	991.234.853
ŞUBAT	209.021.000	81.464.000	1.147.000	0	84.135.000	375.767.000	1.079.542.427
MART	189.414.000	32.918.000	0	5.097.000	73.520.096	300.949.096	905.085.677
NİSAN	114.763.000	2.513.000	0	0	0	117.276.000	432.628.754
MAYIS	63.820.000	0	0	0	0	63.820.000	356.119.110
HAZİRAN	47.854.000	0	0	0	0	47.854.000	325.695.740
TEMMUZ	43.545.000	0	0	0	0	43.545.000	331.151.117
AĞUSTOS	40.325.000	0	0	0	0	40.325.000	321.123.135
EYLÜL	47.239.000	0	0	0	0	47.239.000	330.321.537
EKİM	52.860.163	0	0	0	0	52.860.163	350.721.463
KASIM	140.860.000	887.000	0	0	0	141.747.000	565.205.922
ARALIK	219.454.223	27.415.000	63.140.507	62.033.152	0	372.042.882	1.112.314.436
TOPLAM	1.381.675.386	232.436.000	64.287.507	67.130.152	241.758.096	1.987.287.141	7.101.144.171

Çizelge 6.3a İstanbul geneli RMS-A istasyonları 2012 yılı basınç değerleri [31]

2012 YILI İSTASYONLARA AIT GİRİŞ-ÇIKIŞ BASINÇLARI(P1/P2)(BAR)							
AYLAR	İGDAŞ AMBARLI	AMBARLI EÜAŞ-2	AMBARLI EÜAŞ-3	ESENYURT-1	ESENYURT- 2	ESENYURT- 3	ESENYURT-4
OCAK	42/12	-	-	50/23	50/23	50/23	45/23
ŞUBAT	42,5/12	50/19	-	50/23	50/23	50/23	47/23
MART	-	52/19	52/19	50/23	50/23	50/23	44/23
NİSAN	-	56/19	56/19	50/23	50/23	50/23	-
MAYIS	-	54/19	54/19	50/23	-	-	-
HAZİRAN	-	55/19	55/19	50/23	-	-	-
TEMMUZ	-	55/19	55/19	50/23	-	-	-
AĞUSTOS	-	60/19	60/19	50/23	-	-	-
EYLÜL	-	61/19	61/19	50/23	-	-	-
EKİM	-	65/19	65/19	50/23	-	-	-
KASIM	-	60/19	60/19	50/23	50/23	-	-
ARALIK	-	49/19	49/19	50/23	50/23	50/23	49/23

Çizelge 6.3b İstanbul geneli RMS-A istasyonları 2012 yılı basınç değerleri [31]

2012 YILI İSTASYONLARA AİT GİRİŞ-ÇIKIŞ BASINÇLARI(P1/P2)(BAR)							
AYLAR	DOĞA ENERJİ	BÜYÜK ÇEKMECE	PENDİK	PENDİK DOLAYOBA	PENDİK SAHİL	TUZLA TEPEÖREN-1	TUZLA TEPEÖREN-2
OCAK	25/19	70/23	50/23	50/23	-	-	58/23
ŞUBAT	25/18	-	50/23	50/23	50/23	-	58/23
MART	25/18	-	50/23	50/23	-	58/23	58/23
NİSAN	25,5/20	-	50/23	50/23	-	-	-
MAYIS	25,5/20	-	50/23	-	-	-	-
HAZİRAN	25,5/20	-	50/23	-	-	-	-
TEMMUZ	25,5/20	-	50/23	-	-	-	-
AĞUSTOS	25,5/20	-	50/23	-	-	-	-
EYLÜL	25,5/20	-	50/23	-	-	-	-
EKİM	25,5/20	-	50/23	-	-	-	-
KASIM	25,5/20	-	50/23	50/23	-	-	-
ARALIK	25,5/20	-	50/23	50/23	50/23	-	-

Çizelge 6.4a İstanbul geneli RMS-A istasyonları 2012 yılı giriş sıcaklıkları [31]

2012 YILI İSTASYONLARA AİT GİRİŞ SICAKLIKLARI(°C)							
AYLAR	İGDAŞ AMBARLI	AMBARLI EÜAŞ-2	AMBARLI EÜAŞ-3	ESENYURT- 1	ESENYURT- 2	ESENYURT- 3	ESENYURT- 4
OCAK	12	-	-	15	15	15	12
ŞUBAT	12	10	-	15	15	15	11
MART	-	10	10	15	15	15	13
NİSAN	-	11	11	15	15	15	-
MAYIS	-	17	17	15	-	-	-
HAZİRAN	-	20	20	15	-	-	-
TEMMUZ	-	22	22	15	-	-	-
AĞUSTOS	-	23	23	15	-	-	-
EYLÜL	-	22	22	15	-	-	-
EKİM	-	20	20	15	-	-	-
KASIM	-	18	18	15	15	-	-
ARALIK	-	9	9	15	15	15	15

Çizelge 6.4b İstanbul geneli RMS-A istasyonları 2012 yılı giriş sıcaklıkları [31]

2012 YILI İSTASYONLARA AIT GİRİŞ SICAKLIKLARI(°C)							
AYLAR	DOĞA ENERJİ	BÜYÜK ÇEKMECE	PENDİK	PENDİK DOLAYOBA	PENDİK SAHİL	TUZLA TEPEÖREN- 1	TUZLA TEPEÖREN- 2
OCAK	19	-	15	15	-	-	11,5
ŞUBAT	18	-	15	15	15	-	11
MART	18	-	15	15	-	11	11
NİSAN	20	-	15	15	-	-	-
MAYIS	20	-	15	-	-	-	-
HAZİRAN	20	-	15	-	-	-	-
TEMMUZ	20	-	15	-	-	-	-
AĞUSTOS	20	-	15	-	-	-	-
EYLÜL	20	-	15	-	-	-	-
EKİM	20	-	15	-	-	-	-
KASIM	20	-	15	15	-	-	-
ARALIK	20	-	15	15	15	-	-

Ambarlı Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali, Ambarlı-A ve Ambarlı-B olmak üzere iki kısımdan oluşmaktadır. Ambarlı-A, santralin eski kısmının yenilenmesi ile oluşturulmuştur ve 816 MW kurulu güce sahiptir. Ambarlı-B, kombine çevrim santralinin ilk kurulan kısmıdır ve 1350,9 MW kurulu güce sahiptir. Ambarlı Santrali, sonradan yenilenen Ambarlı-A kısmı ve fuel-oil ile çalışan 330 MW'lık kısım hesaba katıldığında Türkiye'nin en yüksek kurulu güce sahip olan santralidir. Atatürk barajında kurulu olan 2405 MW kurulu güce sahip olan hidroelektrik santrali geçerek bu ünvanı almıştır [32].

Ambarlı EÜAŞ-2 ve EÜAŞ-3 RMS-A istasyonları, 300.000 ve 180.000 m³/h kapasiteye sahip istasyonlardır. Yüksek kapasitesinden dolayı Ambarlı EÜAŞ-2 istasyonu diğerine göre daha sıklıkla çalıştırılmaktadır. Diğer istasyon kapasite artışlarıyla birlikte devreye alınmaktadır. Ambarlı EÜAŞ-2 istasyonu sürekli devrede ve daha yüksek debili olduğu için

sistemin kurulması için daha elverişlidir. Bu nedenle hesaplamalarda ve tasarımda Ambarlı EÜAŞ-2 istasyonu kullanılacaktır. İstasyon giriş basıncı 50-60 bar arasında değişkenlik gösterirken, çıkış basıncı 19 bar ve sabittir. Ambarlı RMS-A istasyonunun 2012 yılına ait değerleri aşağıdaki çizelgede verilmiştir.

Çizelge 6.5 Ambarlı EÜAŞ-2 RMS-A istasyonunun 2012 verileri [31]

AMBARLI EÜAŞ-2 RMS-A İSTASYONU 2012 VERİLERİ				
	Aylık Ort.Gaz Giriş Sıcaklığı (°C)	Aylık Ort.Gaz Giriş Basıncı (bar)	Gaz Çıkış Basıncı sabit (bar)	Aylık Ort.Debi (Sm ³ /h)*1000
OCAK	-	-	-	-
ŞUBAT	10	50	19	138
MART	10	52	19	157
NİSAN	11	56	19	128
MAYIS	17	54	19	210
HAZİRAN	20	55	19	225
TEMMUZ	22	55	19	234
AĞUSTOS	23	60	19	203
EYLÜL	22	61	19	203
EKİM	20	65	19	205
KASIM	18	60	19	238
ARALIK	9	49	19	205
ORTALAMA	16,5455	56,091	19	195,091

6.2. Gaz Genleşme Motoru ile Enerji Üretimi

6.2.1. Gaz Genleşme Motoru ile Elde Edilebilecek Maksimum Enerji

Ambarlı RMS-A istasyonundan alınan veriler ile gaz genleşme motorunda elde edilecek maksimum enerji hesaplanacaktır. Üretici firma ile birlikte yapılan tasarıma göre oluşturulan değerler Çizelge 6.6’da verilmiştir.

Çizelge 6.6 İGDAŞ Ambarlı RMS-A istasyonuna kurulacak sistemin giriş-çıkış değerleri [33]

Türbin Girişindeki Basınç(bar)	Türbin Çıkışındaki Basınç(bar)	İstasyon Çıkış Sıcaklığı(C)	Türbin Girişindeki Ortalama Sıcaklık(Ön ısıtma İle)(C)	Türbin Çıkışındaki Sıcaklık(C)	Türbinde Kaybolan Sıcaklık(C)	Sistemden Geçen Doğalgaz Debisi(sm/h)
49	19	16,5455	60	10	50	130.000

Bölüm 4.3.4’de türbin çıkış sıcaklığının hidrat bileşikleri oluşum sıcaklığının üstünde olması için türbin girişinde belli bir sıcaklıkta olması gerektiğinden bahsettik. Çizelge 6.6’da verilen türbin çıkış sıcaklığı, bölüm 4.3.4’de anlatılan Hammerschmidt korelasyonu ile elde edilmiştir.

$$P_c = 19 \text{ bar} \cong 275,57 \text{ psi} \quad (6.1)$$

$$T = 8,9 \cdot p^{0,285} \quad (6.2)$$

$$T = 44,143 \text{ }^\circ\text{F} \cong 6,76 \text{ }^\circ\text{C} \quad (6.3)$$

6.3 eşitliğinde bulunan sıcaklık değeri türbin çıkışında olması gereken minimum sıcaklıktır. Tasarım değerlerinde bu sıcaklık 10 $^\circ\text{C}$ olarak kabul edilmiştir. Genleşme türbinde meydana gelen 1 bar basınç kaybı ile yaklaşık 1,5-2 $^\circ\text{C}$ sıcaklık kaybı olduğu bölüm 4.1’de anlatılmıştı. Toplam basınç kaybı yaklaşık olarak 30 bar olduğu için gaz genleşme motoruna girmeden doğalgaz, 6.3’deki bulunan veriyide dikkate alırsak, minimum 52 $^\circ\text{C}$ ’ye ısıtılmalıdır. Tasarımda bu değer yaklaşık 60 $^\circ\text{C}$ olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 6.5’deki ortalama debi miktarını kullanarak genleşme türbininde elde edilebilecek maksimum enerjiyi bulacağız. Bu elde edilecek değer maksimum teorik değerdir. Gerçeğe yakın hesaplamalarda sistem için tasarlanan sabit debi kullanılacaktır.

Hesaplamlarda, gaz akışkanı çok yüksek basınçlı olduğu için entropi sabit kabul edilecektir. Türbine giren gazın %100 metan olduğu ve C_p değerinin sabit olduğu varsayılacaktır.

Metan gazının özgül ısısı; $C_p = 2,2537 \text{ kJ/kg.}^\circ\text{C}$

$$w = h_g - h_\varphi = C_p (T_{tg} - T_{t\varphi}) \quad (6.4)$$

$$T_{tg} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{t\varphi} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$w = 2,2537 \text{ kJ/kg.}^\circ\text{C} \cdot (60-10)^\circ\text{C} \quad (6.5)$$

$$w \cong 112,685 \text{ kJ/kg} \quad (6.6)$$

Türbin giriş ve çıkış sıcaklıkları bilindiği için bu iki değer arasındaki fark sebebiyle açığa çıkan birim kütledeki enerji hesaplandı. Bu bulunan değer doğrultusunda toplam gaz geçişindeki açığa çıkan enerji aşağıdaki gibi bulunur.

$$\dot{V} = 195.091 \text{ Sm}^3/\text{h}$$

$$d = 0,74 \text{ kg/m}^3$$

$$\dot{m} = 195.091 \text{ Sm}^3/\text{h} \cdot 0,74 \text{ kg/m}^3 \quad (6.7)$$

$$\dot{m} \cong 144.367 \text{ kg/h} \quad (6.8)$$

$$\dot{W} = \dot{m} \cdot w \quad (6.9)$$

$$\dot{W} = 144.367 \text{ kg/h} \cdot 112,685 \text{ kJ/kg} \quad (6.10)$$

$$\dot{W} \cong 16.267.995 \text{ kJ/h} \quad (6.11)$$

$$1 \text{ kW} = 3600 \text{ kJ} \quad (6.12)$$

$$\dot{W} \cong 4.518,9 \text{ kW} = 4,5189 \text{ MW} \quad (6.13)$$

Elde edilen hacimsel debi, ilk olarak kütleli debiye çevrildi. Birim kütlede bulduğumuz enerji miktarı, geçen toplam gaz miktarı için hesaplandı. Kilo-joule cinsinden bulunan sonuç megawatt değerine çevirildi.

6.13 eşitliğinden elde edilen değer türbinde elde edilen kayıpsız değerdir. Sistemin veriminin $\eta_m=0,96$ olduğu göz önünde bulundurulursa aşağıdaki sonuç elde edilmektedir.

$$P = \dot{W} \cdot \eta_m \quad (6.14)$$

$$P = 4,5189 \text{ MW} \cdot 0,96 \quad (6.15)$$

$$P \cong 4,3381 \text{ MW} \quad (6.16)$$

Türbine giren doğalgazın 60°C 'ye yükseltilmesi için bir ön ısıtmadan geçmesi gerekmektedir. Bu ön ısıtma için de enerji tüketilecektir. Aşağıdaki hesaplamalara bu ön ısıtma için gerekli enerji miktarı bulunmuştur.

$$C_p = 2,2537 \text{ kJ/kg}\cdot^\circ\text{C}$$

$$\dot{m} \cong 144.367 \text{ kg/h}$$

$$T_{eç1} = 60^\circ\text{C}$$

$$T_{eg1} \cong 16,5^\circ\text{C}$$

$$Q_t = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (6.17)$$

$$Q_t = 144.367 \text{ kg/h} \cdot 2,2537 \text{ kJ/kg}\cdot^\circ\text{C} \cdot (60-16,5)^\circ\text{C} \quad (6.18)$$

$$Q_t \cong 14.153.156 \text{ kJ} \quad (6.19)$$

$$Q_t \cong 3.931,43 \text{ kW} = 3,93143 \text{ MW} \quad (6.20)$$

Yukarıda görüldüğü gibi istasyon çıkışındaki düşük sıcaklıktaki gazı, türbin girişindeki ideal sıcaklığa yükseltmek için oldukça fazla bir enerji harcamak gerekmektedir. Türbinde elde edilen işin yaklaşık %88'i bu ön ısıtmayı sağlamak için harcanmış kabul edilebilir.

Ambarlı EÜAŞ-2 RMS-A istasyonu, mevcut haliyle yani kısılma vanası ile çalışsaydı, bu durumda da santral girişindeki istenilen sıcaklığı elde etmek için kısılma vanasından geçen gaza ön ısıtma gerekecekti. 1 bar düşüş için $0,5^\circ\text{C}$ sıcaklık düşüşü olduğu kabulü yapılarak, aşağıda kısılma vanası olduğu durumda ihtiyaç duyulan ön ısıtma miktarı hesaplanmıştır.

Kısılma vanasına 49 bar basınçta giren doğalgaz, sistemi 19 bar basınçla terk etmektedir. Sonuç olarak 30 bar basınç düşüşü gerçekleşmektedir. Bu basınç düşüşü esnasında yaklaşık

15 °C sıcaklık azalması meydana gelecektir. Kısılma vanasının çıkışında 10 °C sıcaklık değeri olduğu için kısılma vanasının girişindeki gaz sıcaklığı minimum 25 °C olmalıdır. Bu nedenle doğalgaz girişte, ortalama sıcaklık olan 16,5 °C'den 25 °C'ye kadar ısıtılmalıdır.

$$C_p = 2,2537 \text{ kJ/kg.}^\circ\text{C}$$

$$\dot{m} \cong 144.367 \text{ kg/h}$$

$$T_{eç2} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{eg2} \cong 16,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$Q_{kv} = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (6.21)$$

$$Q_{kv} = 144.367 \text{ kg/h} \cdot 2,2537 \text{ kJ/kg.}^\circ\text{C} \cdot (25-16,5) \text{ }^\circ\text{C} \quad (6.22)$$

$$Q_{kv} \cong 2.765.559 \text{ kJ} \quad (6.23)$$

$$Q_{kv} \cong 768,2 \text{ kW} = 0,7682 \text{ MW} \quad (6.24)$$

Üreticiden alınan katalog değerleri ölçüsünde, sistemde oluşan atık ısı, türbinde üretilen güç miktarının %15'i kadar bir miktarda geri kazanılmaktadır. Bu kazanılan enerji ön ısıtmada kullanılmaktadır.

$$Q_s = P \cdot (0,15) \quad (6.25)$$

$$Q_s = 4,3381 \text{ MW} \cdot (0,15) \cong 0,6507 \text{ MW} \quad (6.26)$$

Türbin girişindeki ön ısıtma, sistem için gerekli olmakla beraber bizim için bir kayıp enerjidir. Ancak yukarıda hesaplanan kısılma vanası girişindeki enerji ihtiyacı da mevcut sistemde bulunmaktadır ve gaz genleşme motoru kurulması durumunda harcanmayacak bir enerjidir. Kısılma vanasının girişinde ön ısıtma için harcanan enerji bizim için kazançtır.

Türbin-Jeneratör grubu içerisinde elde edilen atık ısı kazanımı da kazanç olarak ilave edilmektedir. Bu durumda elde edilen net iş aşağıda verilmiştir.

$$P_{net} = P + Q_s + Q_{kv} - Q_t \quad (6.27)$$

$$P_{net} = 4,4737 \text{ MW} + 0,6507 \text{ MW} + 0,7682 \text{ MW} - 3,93143 \text{ MW} \quad (6.28)$$

$$P_{net} = 1,96117 \text{ MW} \quad (6.29)$$

Santralde kullanılan gazın tamamının gaz genleşme motorundan geçirilerek elde edilebilecek maksimum enerjiyi hesapladık ve ön ısıtma değerlerini hesaba katıldıktan sonra elde edilen net gücü 6.29’de bulduk.

Trakya elektrik üretim santrali örneğine tekrar baktığımız zaman, santralde kurulu gaz genleşme motorunun tam yükte çalışmadığı ve santrale gelen bütün debiyi üzerinden geçirmediğini gördük. Trakya elektrik üretim santralinde gaz genleşme motoru beraberinde kısımla vanaları ile sistem beslenmektedir. Benzer şekilde Ambarlı Doğalgaz Çevrim Santrali’ne kurulabilecek sistemin de yalnızca gaz genleşme motorundan gaz geçişi ile beslenemeyecektir. Bu nedenle gaz genleşme motoru sisteminden geçen gaz debisinin maksimum ya da ortalama değerlerde değil de daha az miktarda olması gerekmektedir. Sistem tasarlanırken belirli bir debi kabulü yapmak gerekmektedir. Kurulacak sistemin 130.000 m³/h debide çalışacağı düşünülüp, üretici firma ile birlikte bu değer üzerinden tasarım yapılmıştır. Çizelge 6.7’de verilen sistemin tasarım değerleri ve özellikleri kullanılarak yukarıdaki hesaplar yenilenir.

Çizelge 6.7 Ambarlı EÜAŞ-2 RMS-A istasyonuna kurulacak sistemin tasarım değerleri [33]

AMBARLI EÜAŞ-2 RMS-A İSTASYONUNA KURULACAK SİSTEMİN TASARIM DEĞERLERİ								
Üretici Firma	Kurulacak Sistemin Modeli	Giriş Basıncı(bar)	Giriş Sıcaklığı(°C)	Çıkış Basıncı(bar)	Çıkış Sıcaklığı(°C)	Gaz Debisi(m ³ /h)	Jeneratör Voltajı	Genleşme Kademesi
Spilling	12F H12GTS/ SDG 3250	49	50/60	19	10	130.000	6 V- 50 Hz	1
Silindir Sayısı	Strok(mm)	Hız(rpm)	Maksimum Giriş Basıncı(bar)	Maksimum Çıkış Basıncı(bar)	Metanın Yüzde Bileşimi	Metanın Yoğunluğu(kg/m ³)	Şafttaki Güç Çıktısı(kWh)	Jeneratördeki Güç Çıktısı(kWhe)
12	126	1000	63	25	0,96	0,74	2730	2610

Metan gazının özgül ısı; $C_p = 2,2537 \text{ kJ/kg.}^\circ\text{C}$

$$w = h_g - h_\chi = C_p (T_{tg} - T_{t\chi}) \quad (6.30)$$

$$T_{tg} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{iç}=10^{\circ}\text{C}$$

$$w= 2,2537 \text{ kJ/kg.}^{\circ}\text{C} \cdot (60-10)^{\circ}\text{C} \quad (6.31)$$

$$w \cong 112,685 \text{ kJ/kg} \quad (6.32)$$

Türbin giriş ve çıkış sıcaklık-basınç değerleri değişmediğinden birim zamanda elde edilen enerji miktarı aynıdır.

$$\dot{V}=130.000 \text{ Sm}^3/\text{h}$$

$$d= 0,74 \text{ kg/m}^3$$

$$\dot{m}= 130.000 \text{ Sm}^3/\text{h} \cdot 0,74 \text{ kg/m}^3 \quad (6.33)$$

$$\dot{m} \cong 96.200 \text{ kg/h} \quad (6.34)$$

$$\dot{W} = \dot{m} \cdot w \quad (6.35)$$

$$\dot{W}= 96.200 \text{ kg/h} \cdot 112,685 \text{ kJ/kg} \quad (6.36)$$

$$\dot{W} = 10.840.297 \text{ kJ/h} \quad (6.37)$$

$$1 \text{ kW}=3600 \text{ kJ}$$

$$\dot{W} \cong 3.011,2 \text{ kW}= 3,0112 \text{ MW} \quad (6.38)$$

Sistem için belirlenen maksimum debi miktarı ile yeniden hesaplama yapıldı. İkinci yapılan hesaplamalarda kullanılan debi miktarı daha az olduğu için güç çıktısı düşme gösterdi.

Sistemin verimliliği göz önünde bulundurularak elde edilen güç çıktısı aşağıda verilmiştir.

$$P= \dot{W} \cdot \eta_m \quad (6.39)$$

$$P= 3,0112 \text{ MW} \cdot 0,96 \quad (6.40)$$

$$P \cong 2,8908 \text{ MW} \quad (6.41)$$

Güç değeri elde edildikten sonra, sistemin ön ısıtmasını sağlamak için harcanacak enerji hesaplanacaktır. Bu hesaplama, bir önceki yaptığımız hesaplamayla benzerdir. Yalnızca debi değerleri değiştirilmiştir.

$$C_p= 2,2537 \text{ kJ/kg.}^{\circ}\text{C}$$

$$\dot{m} = 96.200 \text{ kg/h}$$

$$T_{eç1} = 60 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{eg1} \cong 16,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$Q_t = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (6.42)$$

$$Q_t = 96.200 \text{ kg/h} \cdot 2,2537 \text{ kJ/kg.}^{\circ}\text{C} \cdot (60-16,5) \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (6.43)$$

$$Q_t \cong 9.431.058 \text{ kJ} \quad (6.44)$$

$$Q_t \cong 2.619,7 \text{ kW} = 2,6197 \text{ MW} \quad (6.45)$$

Kısılma vanasındaki ön ısıtma değeri, sistem giriş debisi değiştirilerek yukarıdaki gibi hesaplanır.

$$C_p = 2,2537 \text{ kJ/kg.}^{\circ}\text{C}$$

$$\dot{m} \cong 96.200 \text{ kg/h}$$

$$T_{eç2} = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{eg2} \cong 16,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$Q_{kv} = \dot{m} \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (6.46)$$

$$Q_{kv} = 96.200 \text{ kg/h} \cdot 2,2537 \text{ kJ/kg.}^{\circ}\text{C} \cdot (25-16,5) \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (6.47)$$

$$Q_{kv} \cong 1.842.851 \text{ kJ} \quad (6.48)$$

$$Q_{kv} \cong 511,9 \text{ kW} = 0,5119 \text{ MW} \quad (6.49)$$

Türbin-jeneratörden elde edilen atık ısı aşağıdaki gibidir.

$$Q_s = P \cdot (0,15) \quad (6.50)$$

$$Q_s = 2,8908 \text{ MW} \cdot (0,15) \cong 0,4336 \text{ MW} \quad (6.51)$$

Son olarak elde edilen net güç aşağıdaki gibi bulunmaktadır.

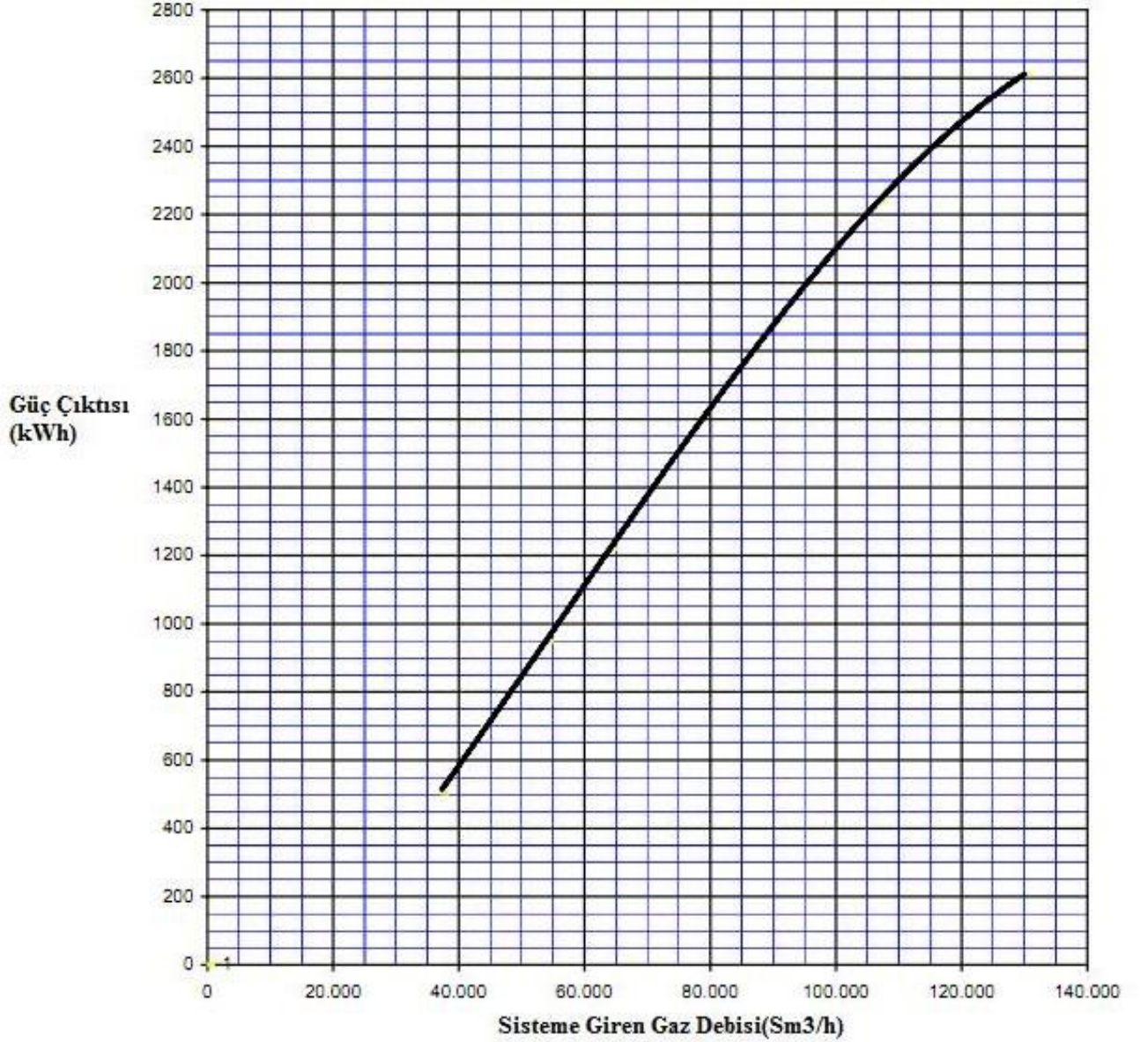
$$P_{net} = P + Q_s + Q_{kv} - Q_t \quad (6.52)$$

$$P_{net} = 2,8908 \text{ MW} + 0,4336 \text{ MW} + 0,5119 \text{ MW} - 2,6197 \text{ MW} \quad (6.53)$$

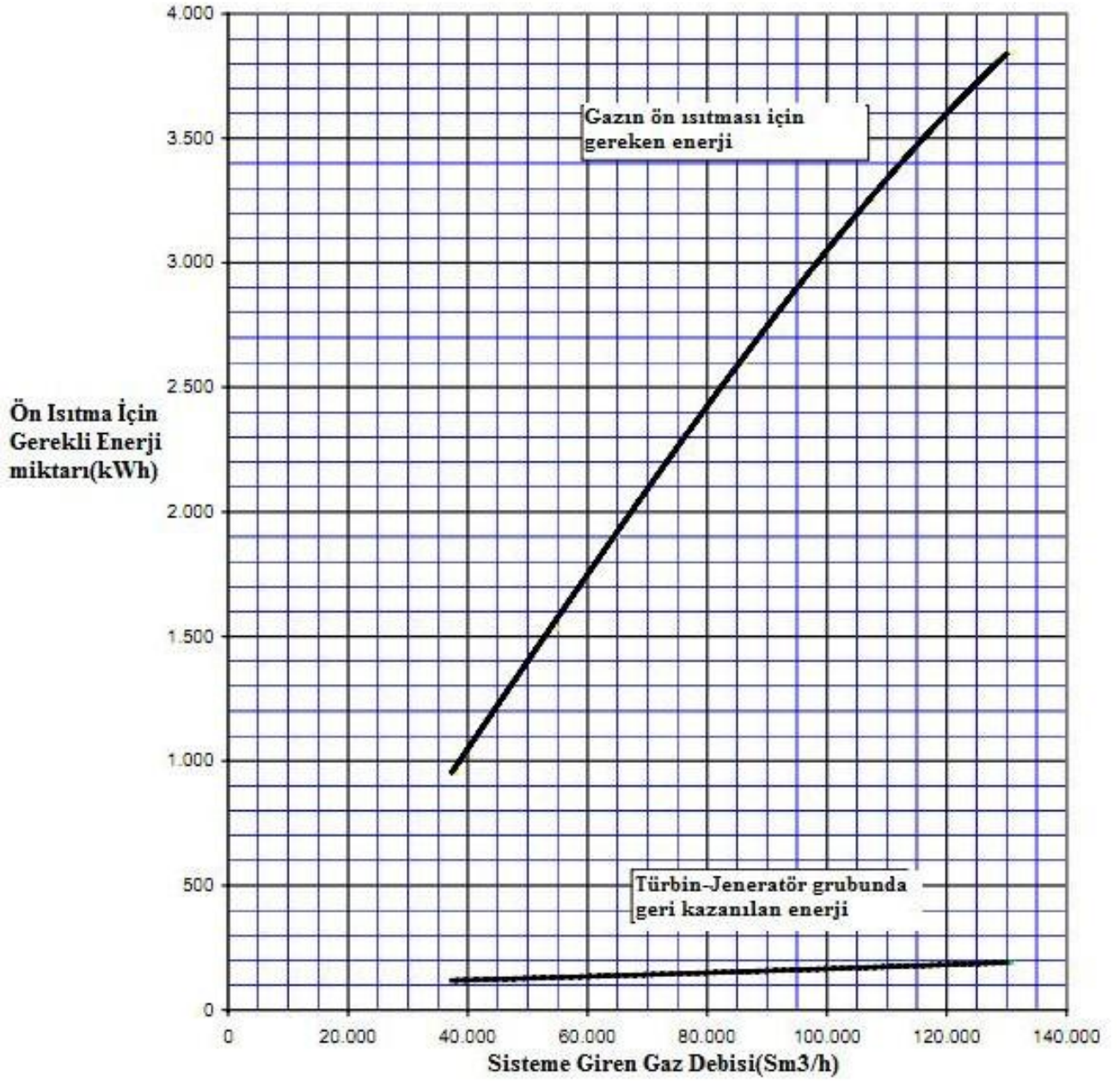
$$P_{\text{net}} = 1,2166 \text{ MW} \quad (6.54)$$

6.54'de bulunan net güç ifadesine göre, ön ısıtma değerleri çıkarıldığı takdirde kurulacak sistemden elde edilecek net güç 1,2166 MW olacaktır.

Üretici verileri ile teorik hesaplamalar kıyaslandığına sonuçlar birbirine yakındır. Üretici tarafından verilen grafikler aşağıdaki şekillerde gösterilmiştir.



Şekil 6.1 Tasarım ile elde edilen güç çıktısı-debi grafiği [33]



Şekil 6.2 Sistemin ön ısıtması için gerekli enerji ve sistemde geri kazanılan enerji [33]

6.2.2. İstasyona Kurulacak Sistemin Enerji Maliyeti

Sistem kurulumları için yapılan bütün teknik analizler ve hesaplamalar, o sistemin kurulmasında fayda olduğunu gösterse bile son karar aşamasında yapılacak yatırımın ekonomik olarak fayda sağlayıp sağlamadığına bakılmaktadır.

Yatırımın maliyet analizini yapmak için belli başlı metodlar vardır. Bunlar; bugünkü değer metodu, gelecek değer metodu, yıllık değer metodu ve geri ödeme oranı metodudur. Kullanılan bu metodlar aslında eşdeğer metodlardır ve maliyet hesaplamalarında kullanılabilir.

Bizim yapacağımız hesaplamalarda bugünkü değer metoduyla sonuç elde edilmiştir. Sistemde yapılan masraflar ve elde edilen kazançların yıllık değerleri bugünün değeri ile elde edilmiştir. Yapılan analizler için Çizelge 6.8'deki değerler kullanılmıştır.

Çizelge 6.8 Gaz genişleme motoru sistem verileri ve hesaplamalarda kullanılacak bazı değerler

Sistem Verileri Ve Kullanılacak Değerler				
Genleşme Türbininde Üretilen Saatlik Güç(Kwh)	Ön ısıtma İçin Gereken Saatlik Isı(Kwh)	Türbin-Jeneratörde Geri Kazanılan Saatlik Atık Isı(Kwh)	Ön ısıtma İçin Gereken Saatlik Net Isı(Kwh)	Kısıtma Vanasında Isıtılacak Olan Doğalgaz İçin Gereken Saatlik Isı Miktarı(Kwh)
2.890,800	2.619,700	433,600	2.186,100	511,900
Yıllık Çalışma Saati	Doğalgaz Birim Alış Fiyatı(Tl/M3)	Elektrik Birim Satış Fiyatı(Tl/Kwhe)	Euro Kur Miktarı	Dolar Kur Miktarı
8.640,000	0,718	0,154	2,810	2,040
Doğalgaz Fiyatı Yıllık Artış Oranı(BOTAŞ)(%)	Elektrik Fiyatı Yıllık Artış Oranı(Epdk)(%)	Yatırımın Ömrü(n)(Yıl)	Faiz Oranı(i)	
0,118	0,120	20	0,0845	

Bölüm 6.2.1'de gaz genişleme motoru sisteminin teknik analizleri yapılmıştı. Bu analizlerin sonuçları Çizelge 6.8'de verilmiştir. Bunlara ek olarak birim fiyatlar ve artış oranları

bulunmaktadır. Sistemin ekonomik ömrü “n=20” yıl kabul edilmiştir. Bu noktadan sonra maliyet analizleri “n=20 yıl” üzerinden yapılacaktır.

Kurulacak sistemde masraf olarak gözüken değerler öncelikli olarak hesaplanmıştır. Öncelikle sistemin kurulum maliyetlerini bakılmıştır. Çizelge 6.9’da türbin-jeneratör sistemi ve ön ısıtma için gerekli kazan-brülör setinin maliyetleri verilmiştir.

Çizelge 6.9 Sistem kurulumu sermaye maliyeti

SERMAYE MALİYETİ			
Türbin-jeneratör İçin Toplam Harcanan Miktar(TL)	Kazan-Brülör Seti Kurulum Masrafı(TL)	Sistem İçin Harcanan Toplam Miktar(TL)	Yıllık Kredi Tutarı(TL)
4.945.600,000	84.300,000	5.029.900,000	574.330,187

Sistem kurulum maliyetleri yüksek olduğu için, ilk yatırım maliyeti kredi ile sağlanmıştır. Bu kredinin geri ödeme süresi yatırım ömrü olan “n=20” yıl olarak belirlenmiştir. Yıllık kredi tutarı aşağıdaki gibi hesaplanmıştır. Bulunan değer aynı zamanda yıllık sermaye giderine eşittir.

$$P = 5.029.900 \text{ TL}$$

İlk yıl kurulum yılı olduğu için yıllık ödemeler 1. yılda başlayacaktır. Bu nedenle kurulum yılında kredi alındığı için ana paraya faiz uygulanmıştır.

$$P_i = P \cdot (1+i) \quad (6.55)$$

$$P_i = 5.029.900 \text{ TL} \cdot (1+0,0845) \quad (6.56)$$

$$P_i = 5.454.927 \text{ TL} \quad (6.57)$$

6.85 bağıntısındaki değer göz önüne alınarak yıllık ödeme miktarları hesaplanmıştır.

$$C_s = P_i \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (6.58)$$

$$C_s = 574.330,19 \text{ TL} \quad (6.59)$$

İlk yatırım maliyeti hesaplamaları Çizelge 6.10'da verilmiştir.

Çizelge 6.10 İlk yatırım maliyetinin hesaplanması

İLK YATIRIM MALİYETİ HESAPLAMALARI				
Pi(TL)	i	n(yıl)	(1+i)^n*i	(1+i)^n-1
5.454.926,550	0,0845	20	0,42800401	4,06513619
(1+i)^n*i / (1+i)^n-1	P*((1+i)^n*i / (1+i)^n-1)	Cs(Yıllık Sermaye Gideri)(TL)	Toplam Borç(TL)	Faiz Miktarı(TL)
9,50	574330,187	574330,187	11486603,73	6031677,18

Gaz genleşme motoru girişinde ön ısıtma yapılır. Bununla ilgili teknik analizler bölüm 6.2.1'de yapılmıştır. Türbin girişinde yapılan bu ön ısıtmanın belirli bir maliyeti bulunmaktadır. Ön ısıtma sistemi kurulum maliyeti, sistem kurulum maliyetleri içerisinde hesaplanmıştır ve Çizelge 6.9'da görülmektedir. Kurulan brülörlü su kazanı sistemi doğalgaz yakıtlı bir sistemdir. Bu nedenle gazın ön ısıtması için doğalgaz sarfiyatı meydana gelmektedir.

Çizelge 6.8'de ön ısıtma için gerekli net ısı kWh cinsinden verilmiştir. Net ısı hesap edilirken, türbin girişindeki gazın ön ısıtması için gereken miktardan, sistem içerisinde kazanılan atık ısı çıkartılmıştır.

Ön ısıtma için gereken net ısı bizim kazanda kullanacağımız olan kapasite değerini ifade etmektedir. Kazan verimi, yakıtın alt ısıl değeri ve kazan kapasitesi kullanılarak yakılacak yakıt miktarı bulunur.

$$Q_{net1} = Q_t - Q_s \quad (6.60)$$

$$Q_{net1} = 2.619,7 \text{ kWh} - 433,6 \text{ kWh} \quad (6.61)$$

$$Q_{net1} = 2.186,1 \text{ kWh} = 1.880.046 \text{ kcal/h} \quad (6.62)$$

$$\dot{V}_{f1} = Q_{net1} \cdot H_u \cdot \eta_k \quad (6.63)$$

$$\dot{V}_{f1} = 1.880.046 \cdot 8250 \cdot 0,9 \quad (6.64)$$

$$\dot{V}_{f1} = 253,205 \text{ m}^3/\text{h} \quad (6.65)$$

$$\dot{V}_{f1} = \dot{v}_{f1} \cdot 8640 \text{ h} \quad (6.66)$$

$$\dot{V}_{f1} = 253,205 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 8640 \text{ h} \quad (6.67)$$

$$\dot{V}_{f1} = 2.187.689,891 \text{ m}^3/\text{yıl} \quad (6.68)$$

$$C_{f1} = 1.570.286,613 \text{ TL/yıl} \quad (6.69)$$

Türbin girişindeki ön ısıtma için gereken yakıtın yıllık değeri 6.69'da bulunmuştur. Çizelge 6.11'de bulunan değerler verilmiştir.

Çizelge 6.11 Türbin girişi ön ısıtması değerleri

TÜRİN GİRİŞİ ÖN ISITMASI İÇİN GEREKLİ HESAPLAMALAR						
Kazan-Brülör Seti Kurulum Masrafı(euro)	Kazanda Kullanılan Kapasite(Qnet1)(kcal/h)	Kazan Verimi(η)	Doğalgaz Alt Isıl Değeri(Hu)(kcal/m3)	Ön Isıtma İçin Harcanan Doğalgaz Miktarı(vf1)(m3/h)	Ön Isıtma İçin Harcanan Yıllık Doğalgaz Miktarı(Vf1)(m3)	Ön Isıtma İçin Harcanan Yıllık Doğalgaz Maliyeti(Cf1)(tl)
30.000,000	1.880.046,000	0,900	8.250,000	253,205	2.187.689,891	1.570.286,613

Gaz genişleme motoru olmadığı durumda, genişleme kısılma vanasıyla gerçekleşecektir. Ambarlı EÜAŞ-2 RMS-A istasyonunda hali hazırda bulunan sistemde doğalgaz kısılma vanasından geçerek basıncı düşürülmektedir. Sistem kurulmasaydı aynı miktardaki doğalgaz kısılma vanasında kısılacaktı. Kısılma vanası girişinde de ön ısıtma yapılmaktadır. Kısılma vanası çıkışında 10 °C sıcaklık elde edilmesi için vana girişinde 8,5 °C sıcaklık farkıyla ısıtma yapılmalıdır. Bu işlem, gaz genişleme motoru kurulduktan sonra en azından türbinden geçen doğalgaz miktarı kadar yapılmayacaktır ve bu durum bizim için kazanç olarak kabul edilir.

6.49 eşitliğinde kısılma vanasında yapılan ön ısıtma için gerekli olan ısı miktarı 511,9 kW olarak hesaplandı. Bu değerden yola çıkarak yıllık doğalgaz maliyeti bulunur.

$$Q_{kv} = Q_{net2} = 511,9 \text{ kwh} = 440.234 \text{ kcal/h} \quad (6.70)$$

$$\dot{v}_{f2} = Q_{net2} \cdot H_u \cdot \eta_k \quad (6.71)$$

$$\dot{v}_{f2} = 440.234 \cdot 8250 \cdot 0,9 \quad (6.72)$$

$$\dot{v}_{f2} = 59,291 \text{ m}^3/\text{h} \quad (6.73)$$

$$\dot{V}_{f2} = \dot{v}_{f2} \cdot 8640 \text{ h} \quad (6.74)$$

$$\dot{V}_{f2} = 59,291 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 8640 \text{ h} \quad (6.75)$$

$$\dot{V}_{f2} = 512.272,291 \text{ m}^3/\text{yıl} \quad (6.76)$$

$$C_{f2} = 367.700,342 \text{ TL/yıl} \quad (6.77)$$

Kısılma vanası girişindeki ön ısıtma için gereken yakıtın yıllık değeri 6.77'de bulunmuştur. Çizelge 6.12'de bulunan değerler verilmiştir.

Çizelge 6.12 Gaz genleşme motoru olmadığı durumda kısılma vanası girişi ön ısıtma değerleri

KISILMA VANASI GİRİŞİ ÖN ISITMASI İÇİN GEREKEN HESAPLAMALAR(TÜRBİN-JENERATÖR OLDUĞU DURUMDA HARCANMAYACAK ISI)						
Kısılma Vanasında Isıtılacak Olan Doğalgaz İçin Gerekli Saatlik Isı Miktarı(Qk)(kWh)	Kazanda Kullanılan Kapasite(Qnet2)(kcal/h)	Kazan Verimi(η)	Doğalgaz Alt Isıl Değeri(Hu) (kcal/m3)	Ön Isıtma İçin Harcanan Doğalgaz Miktarı(vf2)(m3/h)	Ön Isıtma İçin Harcanan Yıllık Doğalgaz Miktarı(Vf2)(m3)	Ön Isıtma İçin Harcanan Yıllık Doğalgaz Maliyeti(Cf2)(tl)
511,900	440.234,000	0,900	8.250,000	59,291	512.272,291	367.700,342

Kurulum yılında mevcut kısılma vanaları çalışmasına devam edecektir. Bu nedenle kurulum yılında santrali besleyen bütün doğalgaz debisi kısılma vanasından geçecektir. Bu kısılma esnasında doğalgazın tamamı ön ısıtmaya tabi tutulacaktır.

6.24 eşitliğine bakıldığında bu kısılma için gerekli enerji, $Q_{kv} = 768,2 \text{ kwh}$ bulunduğu görülmektedir.

$$Q_{kv} = Q_{net3} = 768,2 \text{ kwh} = 660.660,6 \text{ kcal/h} \quad (6.78)$$

$$\dot{v}_{f3} = Q_{net3} \cdot H_u \cdot \eta_k \quad (6.79)$$

$$\dot{v}_{f3} = 660.660,6 \cdot 8250 \cdot 0,9 \quad (6.80)$$

$$\dot{v}_{f3} = 88,978 \text{ m}^3/\text{h} \quad (6.81)$$

$$\dot{V}_{f3} = \dot{v}_{f3} \cdot 8640 \text{ h} \quad (6.82)$$

$$\dot{V}_{f3} = 88,978 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 8640 \text{ h} \quad (6.83)$$

$$\dot{V}_{f3} = 768.768,698 \text{ m}^3/\text{yıl} \quad (6.84)$$

$$C_{f3} = 551.809,102 \text{ TL/yıl} \quad (6.85)$$

Kurulum yılında RMS-A istasyonu kısılma vanaları girişindeki ön ısıtma için gereken yakıtın yıllık değeri 6.85’de bulunmuştur. Çizelge 6.13’de bulunan değerler verilmiştir.

Çizelge 6.13 Kurulum yılında gaz genişleme motoru olmadığı durumda kısılma vanası girişi ön ısıtma değerleri

KISILMA VANASI GİRİŞİ ÖN ISITMASI İÇİN GEREKEN HESAPLAMALAR(TÜRBİN-JENERATÖR OLMADIĞI DURUMDA)						
Kısılma Vanasında Isıtılacak Olan Doğalgaz İçin Gerekli Saatlik Isı Miktarı(Qk)(kWh)	Kazanda Kullanılan Kapasite(Qnet3) (kcal/h)	Kazan Verimi (η)	Doğalgaz Alt Isıl Değeri(Hu)(kcal/m3)	Ön Isıtma İçin Harcanan Doğalgaz Miktarı(vf3)(m3/h)	Ön Isıtma İçin Harcanan Yıllık Doğalgaz Miktarı(Vf3)(m3)	Ön Isıtma İçin Harcanan Yıllık Doğalgaz Maliyeti(Cf3)(tl)
768,210	660.660,600	0,900	8.250,000	88,978	768.768,698	551.809,102

Türbin-Jeneratörde elde edilen güç Çizelge 6.8’de verilmişti. Bu değerden yola çıkarak ilk olarak yıllık elde edilen toplam güç ve sonrasında elde edilen gücün toplam değeri bulunur.

$$P \cong 2890,8 \text{ kWh}$$

$$P_t = P \cdot 8640 \quad (6.86)$$

$$P_t = 24.976.512 \text{ kW} \quad (6.87)$$

$$E_e = 3.856.373,453 \text{ TL} \quad (6.88)$$

6.88’de türbin-jeneratörden yıllık elde edilen elektrik enerjisinin değeri hesaplanmıştır. Bu hesaplanan miktar bizim için kazanç olarak değerlendirilir.

Sistem için gider olarak gözüken bakım ve işletme giderlerinin yıllık değeri, aşağıda verilmiştir.

$$C_o = P_t \cdot 0,001686 \text{ TL/kwh} \cdot 8640 \text{ h} \quad (6.89)$$

$$C_o = 42.110,399 \text{ TL} \quad (6.90)$$

Türbin-Jeneratörde üretilen elektrik enerjisinden elde edilen gelir ile bakım ve işletme giderleri Çizelge 6.14’de verilmiştir.

Çizelge 6.14 Türbin-jeneratör sistemi toplam maliyetleri

TÜRBİN-JENERATÖR SİSTEM KURULUM TOPLAM MALİYETLERİ VE ELEKTRİK GELİRLERİ				
Türbin-Jeneratör-Kontrol Grubu(euro)	Mühendislik Hizmeti(euro)	İnşaat Giderleri(euro)	Sistemin Tesisat Giderleri(euro)	Türbin-jeneratör İçin Toplam Harcanan Miktar(euro)
1.625.000,000	25.000,000	40.000,000	70.000,000	1.760.000,000
Genleşme Türbininde Üretilen Yıllık Güç(kw)	Genleşme Türbininde Üretilen Gücün Değeri(Ee)(tl)	Sistemin O&M birim maliyeti(euro/kwh)	Sistemin Toplam Bakım Masrafı(euro)	Sistemin Toplam Bakım Masrafı(tl)
24.976.512,000	3.856.373,453	0,0006	14.985,907	42.110,399

Türbin-Jeneratör sisteminin kurulması için gerekli bütün maliyetler hesaplanmıştır. Yapılacak olan yatırım 20 yıla dağıldığı için bulun gelirler ve giderlerin artış oranları hesaba katılarak yıllara dağılan nakit akış tablosu oluşturulur.

Yapılan yatırımın yıllara göre dağılımı ve bugünkü değerlerinin toplamı Çizelge 6.15’de verilmiştir.

Çizelge 6.15 Türbin-jeneratör sisteminin nakit akış tablosu

yıl	Kurulum Sermaye Gideri(TL)	İşletme Bakım/Masrafi(TL)	Türbin Girişi Ön Isıtması İçin Harcanan Yıllık Doğalgaz Maliyeti(tl)	Kısıtlama Vanası Ön Isıtması İçin Harcanan Yıllık Doğalgaz Maliyeti(tl)	Genleşme Türbininde Üretilen Gücün Değeri(tl)	Yıllık Kar/Zarar(TL)
inşaa yılı	0,000	0,000	0,000	551.809,102	0,000	-551.809,102
1.yıl	574.330,187	42.110,399	1.754.795,290	410.905,132	4.319.138,267	2.358.807,524
2. yıl	574.330,187	42.110,399	1.960.983,737	459.186,485	4.986.013,216	2.867.775,378
3. yıl	574.330,187	42.110,399	2.191.399,326	513.140,897	5.755.853,656	3.461.154,642
4. yıl	574.330,187	42.110,399	2.448.888,746	573.434,953	6.644.557,461	4.152.663,081
5. yıl	574.330,187	42.110,399	2.736.633,174	640.813,560	7.670.477,132	4.958.216,932
6. yıl	574.330,187	42.110,399	3.058.187,572	716.109,153	8.854.798,802	5.896.279,797
7. yıl	574.330,187	42.110,399	3.417.524,612	800.251,978	10.221.979,737	6.988.266,518
8. yıl	574.330,187	42.110,399	3.819.083,754	894.281,586	11.800.253,408	8.259.010,654
9. yıl	574.330,187	42.110,399	4.267.826,095	999.359,672	13.622.212,534	9.737.305,526
10. yıl	574.330,187	42.110,399	4.769.295,661	1.116.784,434	15.725.482,150	11.456.530,337
11.yıl	574.330,187	42.110,399	5.329.687,901	1.248.006,604	18.153.496,593	13.455.374,711
12.yıl	574.330,187	42.110,399	5.955.926,229	1.394.647,381	20.956.396,467	15.778.677,033
13.yıl	574.330,187	42.110,399	6.655.747,561	1.558.518,448	24.192.064,082	18.478.394,383
14.yıl	574.330,187	42.110,399	7.437.797,900	1.741.644,365	27.927.318,776	21.614.724,656
15.yıl	574.330,187	42.110,399	8.311.739,153	1.946.287,578	32.239.296,795	25.257.404,635
16.yıl	574.330,187	42.110,399	9.288.368,504	2.174.976,369	37.217.044,221	29.487.211,500
17.yıl	574.330,187	42.110,399	10.379.751,803	2.430.536,092	42.963.355,848	34.397.699,552
18.yıl	574.330,187	42.110,399	11.599.372,640	2.716.124,083	49.596.897,991	40.097.208,849
19.yıl	574.330,187	42.110,399	12.962.298,925	3.035.268,663	57.254.659,041	46.711.188,193
20.yıl	574.330,187	42.110,399	14.485.369,048	3.391.912,730	66.094.778,397	54.384.881,493
Toplam Tutar(TL)	11.486.603,734	842.207,980	122.830.677,630	28.210.381,060	466.196.074,575	359.246.966,292

Çizelge 6.15’de gördüğümüz bu değer elde edilirken;

Net Kar = Gelirler Toplamı - Giderler Toplamı = E(t) – C(t) ifadesinden yararlanılmıştır. Kurulum yılında kısılma vanasının ön ısıtması için harcanan doğalgaz miktarı hariç herhangi bir harcama olmamıştır, yatırımın başladığı yılda ise üretilen elektrik ve harcanan doğalgaz miktarları artış oranları miktarında o yılki değere getirilmiştir.

Gelirler toplamı hesaplanırken, türbinde elde edilen elektrik enerjisinin değerine ek olarak kısılma vanası kullanılmadığından dolayı tüketilmeyecek olan yakıt miktarı da eklenmiştir. Gider olarak hesaplanan bu değere bakıldığında, sistem için bir kazanç olduğu görülmektedir.

Aşağıdaki hesaplamalarda gelir ve giderlerin kurulum yılındaki değerleri baz alınarak yıllık net kar değeri hesaplanmıştır.

$$E(t) = E_e + C_{f2} \quad (6.91)$$

$$E(t) = 3.856.373,453 \text{ TL} + 367.700,342 \text{ TL} \quad (6.92)$$

$$E(t) = 4.224.073,795 \text{ TL} \quad (6.93)$$

Elde edilen gelirler 6.93’de bulunmuştur. Giderlere bakıldığında, hesaplanan değerlerin kurulum, yakıt , bakım ve işletme olduğu görülmektedir. Toplam giderler aşağıda verilmiştir.

$$C(t) = C_k + C_o + C_{f1} \quad (6.94)$$

$$C(t) = 574.330,187 \text{ TL} + 42.110,399 \text{ TL} + 1.570.286,613 \text{ TL} \quad (6.95)$$

$$C(t) = 2.186.727,199 \text{ TL} \quad (6.96)$$

$$C_{f3} = 551.809,102 \text{ TL} \quad (6.97)$$

6.97’de verilen C_{f3} değeri bir defaya mahsus olduğu için toplam giderlere dahil edilmemiştir. Nakit akış tablosundaki hesaplarda bu değer kullanılarak sonuçlar elde edilmiştir.

$$\text{Net Kar} = E(t) - C(t) = 4.224.073,795 \text{ TL} - 2.186.727,199 \text{ TL} \quad (6.98)$$

$$\text{Net Kar} = 2.037.346,596 \text{ TL} \quad (6.99)$$

Çizelge 6.15’de verilen nakit akış tablosuna bakıldığında, 20. yıl sonunda elde edilen toplam net gelirin bugünkü değeri 319.188.256,92 milyon TL’dir. Bu değerden anlaşıldığı gibi, kurulacak olan sistem uzun vadede ciddi ekonomik fayda sağlayacaktır.

Çizelge 6.15’de kırmızı ile gösterilen değerler negatif(-) yani giderleri , yeşil ile gösterilen değerler ise pozitif(+) yani gelirleri temsil etmektedir.

Çizelge 6.15’den de anlaşılacağı gibi bu sistemin kurulmasında ekonomik olarak bir engel yoktur. Bugünkü değer metoduna göre hesaplanan bu değerleri kullanarak yatırımın geri ödeme süresi de bulunabilir. Çizelge 6.16’da ek olarak geri ödeme süresinin hesaplaması verilmiştir.

Çizelge 6.16’daki yapılan hesaba göre, ilk kurulum maliyetinin hepsi kurulum yılında verilmiş gibi hesap edilmiştir. Yapılan yatırımın 3. sene ile 4. sene arasında kar etmeye başladığı görülmektedir.

Çizelge 6.16’ya bakıldığında, 3. yılın ikinci yarısında yatırımın kendi masraflarını ödediği ve artık yatırımcısına para kazandırdığı anlaşılmaktadır.

Yapılan tüm hesaplamalara ve tablolara bakıldığında, kurulum maliyeti çok yüksek olan bu sistemin aslında karlı bir yatırım olabileceği görülmektedir. Kurulacak sistemin santralle entegrasyonu sağlandığı takdirde ön ısıtma için gerekli yakıt masraflarının düşecektir. Bu sayede kurulacak sistemin karlılığı daha da artabilir.

Çizelge 6.16 Türbin-jeneratör sisteminin geri ödeme süresi

yıl	Kurulum Sermaye Gideri(TL)	İşletme Bakım/Masrafı(TL)	Türbin Girişi Ön Isıtması İçin Harcanan Yıllık Doğalgaz Maliyeti(tl)	Kısılma Vanası Ön Isıtması İçin Harcanan Yıllık Doğalgaz Maliyeti(tl)	Genleşme Türbininde Üretilen Gücün Değeri(tl)	Yıllık Kar/Zarar(TL)	Geri Ödeme Süresi
inşaa yılı	11.486.603,734	0,000	0,000	551.809,102	0,000	-551.809,102	-12.038.412,836
1.yıl	0,000	42.110,399	1.754.795,290	410.905,132	4.319.138,267	2.933.137,710	-9.105.275,126
2. yıl	0,000	42.110,399	1.960.983,737	459.186,485	4.986.013,216	3.442.105,565	-5.663.169,561
3. yıl	0,000	42.110,399	2.191.399,326	513.140,897	5.755.853,656	4.035.484,829	-1.627.684,732
4. yıl	0,000	42.110,399	2.448.888,746	573.434,953	6.644.557,461	4.726.993,268	3.099.308,536
5. yıl	0,000	42.110,399	2.736.633,174	640.813,560	7.670.477,132	5.532.547,119	8.631.855,655
6. yıl	0,000	42.110,399	3.058.187,572	716.109,153	8.854.798,802	6.470.609,983	15.102.465,638
7. yıl	0,000	42.110,399	3.417.524,612	800.251,978	10.221.979,737	7.562.596,704	22.665.062,343
8. yıl	0,000	42.110,399	3.819.083,754	894.281,586	11.800.253,408	8.833.340,841	31.498.403,184
9. yıl	0,000	42.110,399	4.267.826,095	999.359,672	13.622.212,534	10.311.635,713	41.810.038,896
10. yıl	0,000	42.110,399	4.769.295,661	1.116.784,434	15.725.482,150	12.030.860,523	53.840.899,420
11.yıl	0,000	42.110,399	5.329.687,901	1.248.006,604	18.153.496,593	14.029.704,898	67.870.604,317
12.yıl	0,000	42.110,399	5.955.926,229	1.394.647,381	20.956.396,467	16.353.007,220	84.223.611,537
13.yıl	0,000	42.110,399	6.655.747,561	1.558.518,448	24.192.064,082	19.052.724,569	103.276.336,106
14.yıl	0,000	42.110,399	7.437.797,900	1.741.644,365	27.927.318,776	22.189.054,843	125.465.390,949
15.yıl	0,000	42.110,399	8.311.739,153	1.946.287,578	32.239.296,795	25.831.734,822	151.297.125,771
16.yıl	0,000	42.110,399	9.288.368,504	2.174.976,369	37.217.044,221	30.061.541,687	181.358.667,458
17.yıl	0,000	42.110,399	10.379.751,803	2.430.536,092	42.963.355,848	34.972.029,739	216.330.697,196
18.yıl	0,000	42.110,399	11.599.372,640	2.716.124,083	49.596.897,991	40.671.539,036	257.002.236,232
19.yıl	0,000	42.110,399	12.962.298,925	3.035.268,663	57.254.659,041	47.285.518,380	304.287.754,612
20.yıl	0,000	42.110,399	14.485.369,048	3.391.912,730	66.094.778,397	54.959.211,680	359.246.966,292

TÜRKİYE'DEKİ RMS-A İSTASYONLARININ GAZ GENLEŞME TÜRİNİ SİSTEMİNE ELVERİŞLİLİĞİ

2010 yılında yayınlanan rakamlara göre, Türkiye’de işletmesi BOTAŞ’a ait olan 41 adet RMS-A istasyonu bulunmaktadır. Genellikle YİD(Yap-İşlet-Devret) modeliyle yapılan bu istasyonlar, BOTAŞ devri yapılarına kadar işletilmektedir.

2006 yılında BOTAŞ tarafından işletilen 200 adet istasyon bulunmaktadır. 2010 yılında bu sayının 41’e düşmesi çok sayıda devir işleminin gerçekleştiği anlamına gelmektedir. Ayrıca bu durum pasif durumda olan RMS-A istasyonu sayısının oldukça fazla olduğunu göstermektedir.

Aşağıdaki çizelelerde BOTAŞ RMS-A istasyonları ortalama saatlik ve günlük tüketimleri bölgeler göre verilmiştir.

Çizelge 7.1a Ankara bölgesindeki RMS-A istasyonları [34]

ANKARA BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI		
Ana Çıkış Noktası	Sm³/h	Sm³/gün
1 ABS-DALSAN RM/A	2.992	71.774
ANKARA ABS ALÇI	2.992	71.774
DALSAN ALÇI	2.500	45.000
2 ANK.OSB ELK-AYEN ZORLU RM/A	12.000	288.000
ANKARA OSB ELEKTRİK	12.000	288.000
3 BAŞKENT VAKIF M/B	64	750
BAŞKENT ÜNV.VAKIF HAST (RUH SAĞLIĞI)	64	750
4 BAYMİNA ENERJİ RM/A	152750	3.655.000
BAYMİNA B+P	750	7.000
BAYMİNA ENERJİ	152.000	3.648.000
5 BEYGAZ BOZUYUK-2 RM/A	200	2.000
SEREN SERAMİK	200	2.000
6 ÇİNİGAZ ETİ EMET RM/A	6.250	150.000
ETİ MADEN EMET	6.250	150.000
7 DOĞANER ALÇI RMA	3000	39200
DOĞANER ALÇI B+P	400	0
DOĞANER ALÇI ELK.	2.600	39.200

Çizelge 7.1b Ankara bölgesindeki RMS-A istasyonları [34]

ANKARA BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI		
Ana Çıkış Noktası	Sm³/h	Sm³/gün
8 EGO YAPRACIK RM/A	21.920	404.940
BAŞKENT ÜNİVERSİTESİ	2.000	30.000
BETOPAN	500	7.000
BİLENERJİ 1	1.900	45.600
BİLENERJİ 2	8.000	192.000
EMTA MİTAŞ	360	8.500
ERKUNT	1.200	18.000
METEKSAN 1 (BİLTEPE)	2.000	30.000
METEKSAN 2	160	3.840
TEPE KNAUF	2.800	50.000
TÜRK TRAKTÖR	3.000	20.000
9 ESGAZ ESKİŞEHİR MUTTALİP RM/A	26.700	640.800
ESKİŞEHİR OSB BUHAR	21.500	516.000
ESKİŞEHİR OSB ELK	5.200	124.800
10 GİPS RM/A	1.625	28.500
GİPS GELİŞTİRİLMİŞ İNŞ.	1.625	28.500
11 İSTANBUL SERAMİK RM/A	4.250	60.000
ANKA SERAMİK TOPRAK	4.250	60.000
12 OSMANELİ RM/A	825	13.900
ODÖKSAN	350	6.400
REHAU	100	1.500
TEKERSAN	375	6.000
13 YAPRACIK M/A	19825	402.500
AYTEMİZLER TEKSTİL	600	6.000
ERYAMAN	6.000	100.000
ETİMESGUT HALK EKMEK	175	3.500
SİNCAN (ANKARA) OSB	4.550	109.000
TÜRK ŞEKER ANKARA	7.500	180.000
YEPAŞ EKMEK	1.000	4.000

Çizelge 7.2a Bursa bölgesindeki RMS-A istasyonları [34]

BURSA BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI		
Ana Çıkış Noktası	Sm³/h	Sm³/gün
1 BURSAGAZ GÜRSU 1-2 RM/A	339	6.486
BPO PLAST	100	2.400
BURBEST	139	3.336
ULUDAĞ ÖZKAYMAK TRİKO	100	750
2 BUSEB RM/A	1.071	14.156
BUSEB	1.071	14.156
3 ENERJİSA EZİNE RM/A		
BURSA ENERJİSA		
4 ETİLİ PERASERAMİK RM/A	1550	34000
ETİLİ SERAMİK-1	750	15.000
ETİLİ SERAMİK-2	0	0
PERA SERAMİK	800	19.000
5 İÇDAŞ BİGA RM/A	16.000	300.000
İÇDAŞ (B+P+E)	16.000	300.000
6 OVAGAZ KARACABEY RM/A	31510	545500
AGROMAR	350	7.500
AK GIDA KARACABEY	2.800	25.000
BENZERLER GIDA	3.000	55.000
DİKEY GIDA	4.000	71.000
HİLAL AMBALAJ	210	5.000
MATLI YEM	500	4.500
MERKO GIDA SULTANIYE KARACABEY	5.000	90.000
MSK ÇELİK	100	1.000
NESTLE	500	6.000
OLCAY GIDA	1.300	30.000
SARTEN AMBALAJ	250	5.500
SÜTAŞ	2.500	35.000
TAMEK KARACABEY	4.000	70.000
TAT KONSERVE KARACABEY	7.000	140.000

Çizelge 7.2b Bursa bölgesindeki RMS-A istasyonları [34]

BURSA BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI		
Ana Çıkış Noktası	Sm³/h	Sm³/gün
7 OVAGAZ M. KEMALPAŞA RM/A	42267	792510
AB GIDA	250	3.500
AHI GÜVEN	400	4.000
AKSOYLAR MERMER	20	150
ASSAN	4.800	115.000
FİDE ORAKLAR KONSERVE	5.000	80.000
GÜVENAL GIDA	200	1.200
M.KEMALPAŞA OSB	2.500	60.000
MARTAŞ	4.800	100.000
MAURİ MAYA	2.672	4.160
MERKO GIDA TEPECİK M.KEMALPAŞA	5.000	85.000
MONSANTO	400	5.000
ÖNALLAR YEM	300	2.000
TAMEK M.KEMALPAŞA	4.000	70.000
TAT KONSERVE - M.KEMALPAŞA	8.500	185.000
TAT TOHUMCULUK	300	2.500
TUKAŞ M.KEMALPAŞA	3.125	75.000
8 OVAGAZ SUSURLUK RM/A	3.000	36.000
YÖRSAN	3.000	36.000
9 SAMEDELİ RM/A	3530	69500
KALEMADEN	270	5.000
KALESERAMİK 3-SAMEDELİ	1.200	27.500
KALEVİT	2.060	37.000

Çizelge 7.3 Erzurum Bölgesindeki RMS-A İstasyonları [34]

ERZURUM BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI		
Ana Çıkış Noktası	Sm³/h	Sm³/gün
10 ABS ALÇI AŞKALE RM/A	650	15.000
ABS ALÇI(B+P) ERZURUM	650	15.000

Çizelge 7.4a İstanbul bölgesindeki RMS-A istasyonları [34]

İSTANBUL BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI		
Ana Çıkış Noktası	Sm³/h	Sm³/gün
24 AK GIDA RM/A	5.050	52.000
AK GIDA	5.050	52.000
25 AKENERJİ ALAPLI RM/A	2.500	60.000
AK-AL (AKENERJİ-ALAPLI)	2.500	60.000
26 AMBARLI M/A	400	6000
İHLAS MARMARA (İG AMB.)	0	0
NAPSAN	400	6.000
27 BÜYÜKÇEKMECE RM/A	2262	28200
AKCANSA	1.920	20.000
FIRAT PLASTİK	342	8.200
28 ÇOLAKOĞLU-OVA ELK. RM/A	0	0
29 İST. BATI BAĞÇEŞEHİR M/A	26225	392.950
ABDİ İBRAHİM İLAÇ	720	10.000
AKKANAT	350	2.000
ALTEKS	350	2.000
BAĞÇEŞEHİR M/S (KONUT)	22.000	350.000
BEYBO BOYA 2	350	2.000
BEYTEKS	350	2.000
ÇALIŞKAN TEKSTİL	450	4.500
ÇELİKLER ALİMİNYUM	350	2.900
DEGA GALVANİZ	0	0
DOĞAN BURDA DERGİ	0	0
ELİF PLASTİK	300	7.150
GAMA REKLAM	290	6.900
HÜRRİYET GAZETECİLİK	0	0
KONTENSAN	465	2.000
ÖZTAŞ ÇORAP	250	1.500

Çizelge 7.4b İstanbul bölgesindeki RMS-A istasyonları [34]

İSTANBUL BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI		
Ana Çıkış Noktası	Sm³/h	Sm³/gün
30 İST. DOĞU BESLER M/A	15550	354000
ANADOLU PORSELEN (SERAPOL)	400	8.000
BESLER RM/A	6.250	150.000
BESLER ELEKTRİK 1	5.937	135.000
BESLER ELEKTRİK 2	313	15.000
PNS	2.650	46.000
31 PALGAZ DİLOVASI RM/A	0	0

Çizelge 7.5 İzmir bölgesindeki RMS-A istasyonları [34]

İZMİR BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI		
Ana Çıkış Noktası	Sm³/h	Sm³/gün
32 DENİZLİ ÇİMENTO RM/A	6.500	0
DENİZLİ ÇİMENTO	6.500	0
33 MENDERES-AKÇA ENERJİ RM/A	9.000	202.000
AKÇA ENERJİ	6.000	142.000
MENDERES TEKSTİL	3.000	60.000

Çizelge 7.6a Kahramanmaraş bölgesindeki RMS-A istasyonları [34]

KAHRAMANMARAŞ BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI		
Ana Çıkış Noktası	Sm³/h	Sm³/gün
34 AKSAGAZ ADANA BATI RM/A	8.500	199.000
MENSA MENSUCAT B+P+E	6.000	144.000
SUNAR MISIR	2.500	55.000

Çizelge 7.6b Kahramanmaraş bölgesindeki RMS-A istasyonları [34]

KAHRAMANMARAŞ BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI			
Ana Çıkış Noktası		Sm³/h	Sm³/gün
35	AKSAGAZ ADANA DOĞU RM/A	7.585	101.365
	BOSSA-2	5.000	69.000
	FRUKO ADANA	210	4.615
	HİLAL AMBALAJ	200	1.500
	KAMBETON	300	3.500
	PAKYÜREK	400	3.100
	PIONER TOHUMCULUK	500	8.250
	SÖNMEZLER ADANA	75	700
	SÜPER TEL	150	1.000
	ŞAHİN TAVUKÇULUK	250	2.700
	TEKBAŞ	250	2.000
	ULUĞ KARDEŞLER	250	5.000
36	AKSAGAZ ANADOLU CAM-P.BAHÇE RM/A	5.500	124.000
	PAŞABAHÇE	5.500	124.000
37	AKSAGAZ MERSİN SANAYİ RM/A	37.500	900.000
	SODA SANAYİ	37.500	900.000

Çizelge 7.7 Kırklareli bölgesindeki RMS-A istasyonları [34]

KIRKLARELİ BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI			
Ana Çıkış Noktası		Sm³/h	Sm³/gün
38	ALTEK-ALARKO KIRKLARELİ RM/A	15.801	379.224
	ALTEK-ALARKO	15.801	379.224
39	HEAŞ HAMİTABAT RM/A	272.200	22.000
	BAHÇIVAN GIDA	1.200	22.000
	HEAŞ HAMİTABAT	271.000	0
40	TRAKYAGAZ MAYTEKS RM/A	1.655	39.720
	ANADOLU EFES/MAYTEKS	1.655	39.720

Çizelge 7.8 Konya bölgesindeki RMS-A istasyonları [34]

KONYA BÖLGESİ ÇIKIŞ NOKTALARI		
Ana Çıkış Noktası	Sm³/h	Sm³/gün
41 AK ALÜMİNYUM RMA	1.300	18.000
AK ALÜMİNYUM	1.300	18.000

Tablolardaki RMS-A istasyonları verileri incelendiğinde, işletmesi BOTAŞ'ta olan RMS-A istasyonlarının üretim amaçlı, ticari amaçlı ve evsel amaçlı olarak kullanıldığı görülmektedir. Trakya elektrik üretim santrali örneğinde olduğu gibi ve ayrıca Ambarlı EÜAŞ doğalgaz kombine çevrim santrali için planlanan sistemde de anlatıldığı gibi, RMS-A istasyonlarına kurulabilecek türbin-jeneratör sistemlerinin fayda getirmesi için seçilecek istasyondaki gaz çekişlerinin olabildiğince stabil olması gerekmektedir.

Birden çok noktaya doğalgaz arzı yapan RMS-A istasyonlarının, ister ticari ister evsel kullanıma yönelik olsun, doğalgaz çekişlerinin stabil olması beklenemez. Yukarıdaki tabloda verilen bütün RMS-A istasyonlarına türbin-jeneratör grubu kurulup elektrik üretmek mümkün olabilir ancak saatlik ya da yıllık bazda istenilen verimlilik elde edilmesi olanaklı değildir. Bu durumda doğalgaz tüketimi olabildiğince düzenli olan tekli kullanıcılar tercih edilmelidir. Doğalgaz ile çalışan santraller bu tanıma oldukça uymaktadır.

Çizelge 7.9'da Türkiye'de gaz genişleme motoru kurulabilecek santrallerin listesi verilmiştir.

Çizelge 7.9'daki verilenler haricinde işletmesi artık BOTAŞ'ta bulunmayan birçok santral ya da büyük tüketimli kullanıcıları besleyen istasyonlar mevcuttur. Buradan anlaşılan Türkiye genelinde bu sistem ile geri kazanabilecek ciddi enerji potansiyeli vardır.

Çizelge 7.9'da verilen değerler istasyonların gaz çekişlerini belirtmektedir. Detaylı yapılacak analizlerle elde edilebilecek enerji miktarları bulunur.

Çizelge 7.9 Türkiye’de işletmesi BOTAŞ’ta bulunan gaz genişleme motoru kurulabilecek santraller [34]

TÜRKİYE’DE GAZ GENLEŞME TÜRBİNİ KURULMASINA ELVERİŞLİ RMS-A İSTASYONLARI			
1	BAYMİNA ENERJİ RM/A	152.750	3.655.000
	BAYMİNA B+P	750	7.000
	BAYMİNA ENERJİ	152.000	3.648.000
2	AKENERJİ ALAPLI RM/A	2.500	60.000
	AK-AL (AKENERJİ-ALAPLI)	2.500	60.000
3	MENDERES-AKÇA ENERJİ RM/A	9.000	202.000
	AKÇA ENERJİ	6.000	142.000
	MENDERES TEKSTİL	3.000	60.000
4	ALTEK-ALARKO KIRKLARELİ RM/A	15.801	379.224
	ALTEK-ALARKO	15.801	379.224
5	HEAŞ HAMİTABAT RM/A	272.200	22.000
	BAHÇIVAN GIDA	1.200	22.000
	HEAŞ HAMİTABAT	271.000	0
6	İÇDAŞ BİGA RM/A	16.000	300.000
	İÇDAŞ (B+P+E)	16.000	300.000
7	ENERJİSA EZİNE RM/A	15.000	360.000
	BURSA ENERJİSA	15.000	360.000
8	ÇOLAKOĞLU-OVA ELK. RM/A	83.300	1.999.200
	OVA ELEKTRİK	83.300	1.999.200

SONUÇ VE ÖNERİLER

Basınç düşürme istasyonlarında genellikle kısılma vanası kullanılarak doğalgaz basıncı düşürülmektedir. Bu kısılma esnasında ortalama 70 bar basınca sahip doğalgaz yaklaşık olarak 20 bar gibi bir basınca düşürülmektedir. Meydana gelen 50 barlık basınç düşüşü sistem içerisinde kaybolmaktadır. Bu nedenle verimli bir potansiyel kullanılamamaktadır. Kısılma vanaları yerine ya da kısılma vanaları ile birlikte genleşme türbini ve beraberinde jeneratör sistemi kurulduğunda bu potansiyel enerji geri kazanılabilmektedir.

Kurulacak sistemin avantajları olduğu gibi belli dezavantajları da bulunmaktadır. Doğalgaz genleşme esnasında ciddi bir şekilde soğumaktadır ve bu durum sistem için bir risk oluşturmaktadır. Hali hazırda kısılma vanaları ile basınç düşüşü yapıldığında, 1 bar basınç düşüşünde 0.45-0.6 °C'lik bir sıcaklık düşüşü meydana gelmektedir. Gaz genleşme motoru kurulduğu takdirde bu sıcaklık düşüşü 1 bar için 1.5-2 °C mertebelerine yükselecektir. Bu nedenle hali hazırda kısılma vanaları girişinde ısıtılan doğalgaz, gaz genleşme motoru kurulduğu durumda ek ısıtmaya ihtiyaç duyar. Ön ısıtma probleminin dışında, kurulacak sistem doğalgaz arzının sağlanmasında herhangi bir aksama teşkil etmeyecek şekilde olmalıdır. Aksi takdirde kazanılacak enerjinin çok ötesinde kayıplar meydana gelebilir.

Dünya'da ve ülkemizde bu sistemlerin birçok örneği mevcuttur. Ülkemizde ise Trakya'da kombine çevrim santralinde kurulu olan mevcut sistem önemli bir örnek teşkil etmektedir. Tezin içerisinde yer alan analizlerde de gözüken, gaz genleşme motorunun kurulması için sabit debili istasyonlar tercihi edilmelidir. Trakya örneğinden de yola çıkılarak İGDAŞ için en uygun istasyonun Ambarlı kombine çevrim santralini besleyen Ambarlı RMS-A istasyonu olduğu tespit edilmiştir. Teorik hesaplamalar ile bütün ön ısıtma değerleri ve

kayıplar göz önüne alındığında sistemden elde edilebilecek net gücün yaklaşık 1.2 MW olduğu hesaplanmıştır. Bu sistemin geri ödeme oranı metodu ile yapılan fizibilite hesabına bakıldığında ise 3. yıldan 4. yıla geçişte sistem kar etmeye başlayacaktır.

Yalnızca Ambarlı santrali ele alındığında yıllık elde edilebilecek net gücün 10368 MW olduğu görülmektedir. Mevcut sisteme bakıldığında, bu elde edilen enerji her yıl kayıp olarak yansımaktadır. Ülke çapındaki verimli istasyonlar ele alındığında yıllık elde edilebilecek net güçler daha da artacaktır. Ciddi avantajlara sahip olan bu sistem devlet desteği ile birlikte yatırımcılara doğru şekilde izah edilerek ülkemize faydalar sağlanmalıdır.

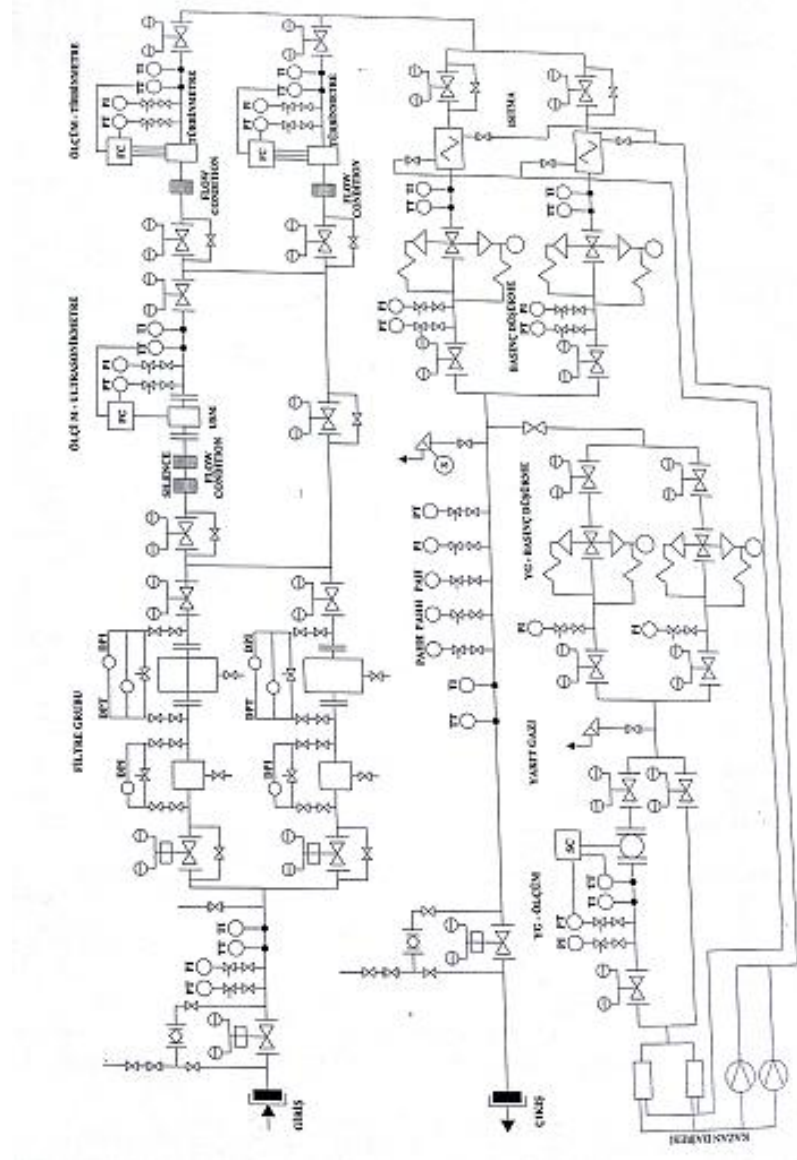
KAYNAKLAR

- [1] Bülbul, O. (2007). Doğalgaz Piyasasında Rekabet, Rekabet Kurumu Uzmanlık Tezleri Serisi, <http://www.rekabet.gov.tr/File/?path=ROOT/Documents/Uzmanl%C4%B1k+Tezi/tez77.pdf>, 15 Kasım 2013.
- [2] Agahi, R., GE Oil&Gas Operations LLC (2003). Turboexpander Technology Evolution and Application in Natural Gas Processing, 82nd Annual Conference, California, ABD.
- [3] Pozivil, J., (2004). “Use of Expansion Turbines in Natural Gas Pressure Reduction Stations”, Acta Montanistica Slovaca, 9(3): 258-260.
- [4] Rahman, M.M., (2010). “Power Generation From Pressure Reduction in the Natural Gas Supply Chain in Bangladesh, Journal of Mechanical Engineering”, 41(2):89-95.
- [5] Türkel, V., (2012). Doğalgaz Dağıtımında Tasarım İmalat ve Yönetim, ikinci baskı, İGDAŞ yayınları, İstanbul.
- [6] Türk Petrolleri A.O (TPAO)(2013). 2012 Yılı Hampetrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu.
- [7] Deloitte (2010). Türkiye Enerji Sektör Raporu.
- [8] Energy Information Administration(EIA)(2012). Annual Energy Outlook 2012 with Projections to 2035.
- [9] Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAŞ)(2012). 2012 Faaliyet Raporu, Ankara.
- [10] Invest in Turkey, Enerji, <http://www.invest.gov.tr/tr-TR/sectors/Pages/Energy.aspx>, 01 Ocak 2014.
- [11] Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi (DEKTMK)(2012). Enerji Raporu 2012, Ankara.
- [12] Beşergil, B., Doğal Gaz, http://www.bayar.edu.tr/besergil/dogal_gaz.pdf, 01 Kasım 2013.

- [13] Gümüş, M., (1998). İçten Yanmalı Motorlarda Doğalgazın Alternatif Yakıt Olarak Kullanılması, Yüksek Lisans Tezi, Marmara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [14] Prevazi, G., (2011), Doğalgazın Otomotiv Sektöründeki Yeri ve Geleceği, <http://www.2a-engineering.com/tr/FAYBILBEL/DOGALGAZ%20SEMPOZYUM%20NOTLARI.pdf>, 12 Ekim 2013.
- [15] Enerji Piyasası Denetleme Kurulu (EPDK)(2012). Doğal Gaz Piyasası 2011 Yılı Sektör Raporu, Ankara.
- [16] Türkiye'deki ham petrol ve doğalgaz boru hatları haritası, <http://www.cografyamiz.com/turkiyede-cikarilan-madenler-ve-enerji-kaynaklari.html/turkiye-ham-petrol-ve-dogalgaz-boru-hatlari-haritasi> , 01 Aralık 2013.
- [17] Kumar, S., (1987) Gas Production Engineering, <http://www.books.google.com.tr/books>, 01 Ekim 2013.
- [18] İTÜ, Petrol, Doğalgaz ve Jeotermal Enerji Hakkında Merak Edilenler, http://web.itu.edu.tr/~pdgmb/question/faq_t.html#4, 02 Ekim 2013.
- [19] Mokhatab, S., Poe, W.A. ve Speight, J.G., (2006), Handbook Of Natural Gas and Transmission and Processing, birinci baskı, Elsevier Inc, ABD.
- [20] Yılmazoğlu M.A. ve Amirabedin, E., (2010), “Gaz Türbini Tahrikli Bir Doğal Gaz Basınçlandırma İstasyonunda Ortam ve Yakıt Koşullarının Sisteme Etkisinin Duyarlılık Analizi”, TUBAV Bilim Dergisi, 3(4): 298-305.
- [21] Keleşoğlu, S., (2006). Doğal Gaz Basınç Düşürme İstasyonlarında Enerji Geri Kazanımının Teknik ve Ekonomik Etüdü, Yüksek Lisans Tezi, YTÜ FBE, İstanbul.
- [22] Basınç düşürme işleminin basit şeması, http://www.phy.cam.ac.uk/internal_resources/hands/hazards/gases2/gases , 14 Aralık 2013.
- [23] Doğalgazın kimyasal kompozisyonu, <http://www.igdas.com.tr/Menu?id=189&lang=tr> , 23 Kasım 2013.
- [24] Çengel, Y. ve Boles, M., (2008). Termodinamik Mühendislik Yaklaşımıyla, beşinci baskı, İzmir Güven Kitapevi, İzmir.
- [25] Türbin IGV'si ve çark , <http://www.cryostar.com/web/green-energy-system.php> , 11 Kasım 2013.
- [26] Agahi, R. ve Spadacini C., (2010). Compression Between Variable and Fixed Geometry in Geothermal Power Plants, Proceedings World Geothermal Congress, Bali, Indonesia.
- [27] Turbo-expanders for cold production and energy recovery, <http://www.cryostar.com/pdf/dnl-zone/Cryostar-process-machinery.pdf> , 20 Kasım 2013.

- [28] Açık tip türbin çarkı, <http://turboexpanders.com/cm/Products/Home.html> , 20 Kasım 2013.
- [29] Turboexpander-Generators for natural gas applications, <http://www.ge.com/oilandgas> , 14 Kasım 2013.
- [30] Trakya Elektrik Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali, Santral Hakkında Genel Bilgiler, <http://www.trakyael.com.tr> , 02 Mayıs 2013.
- [31] Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAS)(2012). Gerçek Kişiler İçin Bilgi Edinme , <http://www.botas.gov.tr> , 01 Aralık 2013.
- [32] Elektrik Üretim A.Ş., Kurulu Güç ve Üretim İstatistikleri, <http://www.euas.gov.tr/sayfalar/kurulugucveuretim.aspx> , 05 Aralık 2013.
- [33] Spilling Energie Systeme, <http://www.spilling.info/gasexpansion/inquiry-gasexpansion.php> , 10 Eylül 2013.
- [34] 2010 Yılı Tali Çıkış Noktaları, <http://www.botas.gov.tr/index.asp> , 15 Aralık 2013.

ŞEHİR GİRİŞ İSTASYONUNUN P&ID DİYAGRAMI



ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Eyüp Numan AYTAS
Doğum Tarihi ve Yeri : 29.09.1986- Kadıköy
Yabancı Dili : İngilizce
E-posta : numanaytas@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU

Derece	Alan	Okul/Üniversite	Mezuniyet Yılı
Y. Lisans	Enerji	Yıldız Teknik Üniversitesi	2014
Lisans	Makine Mühendisliği	Akdeniz Üniversitesi	2011
Lise	Fen Bilimleri	Kadir Has A.L.	2004

İŞ TECRÜBESİ

Yıl	Firma/Kurum	Görevi
2011-Devam	İGDAŞ (İstanbul Gaz Dağıtım A.Ş.)	Proje Kontrol Mühendisi