

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**DOĞAL GAZ BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARINDAN ELEKTRİK
ÜRETİMİNİN ÇORLU-KAYSERİ VE YALOVA RMS-A İSTASYONLARI İÇİN
İNCELENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Özer DENİZ

Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Anabilim Dalı

Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Yrd. Doç. Dr. Gürşat ALTUN

MAYIS 2014

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**DOĞAL GAZ BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARINDAN ELEKTRİK
ÜRETİMİNİN ÇORLU-KAYSERİ VE YALOVA RMS-A İSTASYONLARI İÇİN
İNCELENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Özer DENİZ
505991059**

Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Anabilim Dalı

Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Yrd. Doç. Dr. Gürşat ALTUN

MAYIS 2014

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 505991059 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Özer DENİZ**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “**DOĞAL GAZ BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARINDAN ELEKTRİK ÜRETİMİNİN ÇORLU-KAYSERİ VE YALOVA RMS-A İSTASYONLARI İÇİN İNCELENMESİ**” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Yrd. Doç. Dr. Gürşat ALTUN**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. İlyas Bedii ÖZDEMİR**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. Şenol YAMANLAR.
İstanbul Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi : **05 Mayıs 2014**
Savunma Tarihi : **26 Mayıs 2014**

Eşime ve çocuklarıma,

ÖNSÖZ

Bu tezin oluşturulmasında, yardım ve destekleriyle bana yön veren değerli hocam Yrd. Doç. Dr. Gürşat Altun'a, İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümüne ve tez konusunda desteğini esirgemeyen değerli arkadaşlarım Makine Mühendisi Uğur Usta ve Kayserigaz Genel Müdürü Hasan Yasir Bora'ya ve Atlas Copco Makinaları İmalat A.Ş. Satış Müdürü Yüksel Işıltan'a teşekkür ederim.

Mayıs 2014

Özer DENİZ
Petrol ve Doğal Gaz Mühendisi

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	vii
İÇİNDEKİLER	ix
KISALTMALAR	xi
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xiii
ŞEKİL LİSTESİ.....	xv
ÖZET.....	xvii
SUMMARY	xix
1. GİRİŞ.....	1
1.1 Enerji Verimliliği ve Enerji Kurtarımı	1
1.2 Dünyada Genleşme Türbini Uygulamaları	2
1.3 Türkiye’de Doğal Gaz	4
1.3.1 Türkiye doğal gaz üretimi	4
1.3.2 Türkiye doğal gaz talebi.....	4
1.3.3 Türkiye doğal gaz ithalatı	5
2. LİTERATÜR ÇALIŞMASI	11
2.1 Giriş.....	11
2.2 Elektrik Üretimi.....	12
2.3 Sistem Bileşenleri Analizi	12
2.3.1 İletim ve dağıtım basınçları.....	13
2.3.2 Gaz debisi değişimleri.....	14
2.3.3 Basınç düşürme istasyonları.....	14
2.3.4 Basınç düşürme vanaları	16
2.3.5 Monitör regülatörler	17
2.3.6 Sıcaklık düşümü.....	17
2.3.7 Gaz yakıtlı buhar kazanları	19
2.3.8 Kontrol sistemi.....	19
2.4 Genleşme Türbinleri.....	19
2.5 Modelleme Metodları	23
2.5.1 Doğal gaz iletimi ve basınç düşürme istasyonları.....	23
2.5.2 Genleşme türbinleri.....	23
2.6 Basınç Düşürme İstasyonlarında Genleşme Türbini Uygulamaları	24
3. ÇALIŞMANIN AMACI	31
4. GENLEŞME TÜRBİN SİSTEMİ ANALİTİK ÇÖZÜM YÖNTEMİ.....	33
4.1 Çiğlenme Noktası Tayini	33
4.2 Joule-Thomson Etkisi.....	34
4.3 Üretilebilecek İşin Hesaplanması.....	38
4.4 İzentropik Durum Değişimi ve İzentropik Verim	40
4.5 Gereken Isı Miktarının Hesaplanması	41
5. ÇORLU KAYSERİ YALOVA TÜRBİN TASARIM UYGULAMALARI ...	45
5.1 Çorlu Uygulaması	46
5.2 Kayseri Uygulaması	55

5.3 Yalova Uygulaması	61
6. TARTIŞMA VE DEĞERLENDİRME.....	69
7. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	79
KAYNAKLAR.....	81
EKLER.....	85
ÖZGEÇMİŞ	109

KISALTMALAR

BOTAŞ	: Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.
CNG	: Sıkıştırılmış Doğal Gaz (Compressed Natural Gas)
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
IEA	: Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency)
LNG	: Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (Liquified Natural Gas)
RMS-A	: A Tipi Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonu
RMS-B	: B Tipi Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonu
RMS-C	: C Tipi Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonu
ŞİD	: BOTAŞ Şebeke İşleyiş Düzenlemeleri

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 1.1 : 2006–2011 Yılları arası Türkiye doğal gaz üretimi, (EPDK, 2013).....	4
Çizelge 1.2 : 2006–2011 Yılları arası Türkiye doğal gaz ithalatı, (EPDK, 2013).....	6
Çizelge 1.3 : Botaş Ana İletim Hatları. (BOTAŞ Faaliyet Raporu, 2014).....	8
Çizelge 2.1 : Genleşme türbini ve genleşme vanası karşılaştırması.....	22
Çizelge 2.2 : Yıllık veriler için elde edilen optimum tasarım değişkenleri, (Sanaye, Nasab, 2012).....	27
Çizelge 2.3 : Genleşme türbini örnek uygulaması verileri, (Kostowski, 2010).....	30
Çizelge 4.1 : ŞİD Ek-1 Doğal gaz kalite şartnamesi.....	35
Çizelge 5.1 : Çorlu RMS-A istasyonuna ait aylık pik değerler.....	47
Çizelge 5.2 : Çorlu RMS-A Ocak ayı ortalama doğal gaz kompozisyonu.....	48
Çizelge 5.3 : Çorlu RMS-A istasyonu ($Q=30,000 \text{ Nm}^3/\text{sa}$ ve 0.85 verim) için net kazanç miktarı.....	54
Çizelge 5.4 : Kayseri RMS-A istasyonuna ait pik değerler.....	58
Çizelge 5.5 : Kayseri RMS-A istasyonu seçilen tasarım debileri için tespit edilen çalışma saatleri ve toplam çekiş miktarı.....	58
Çizelge 5.6 : Kayseri RMS-A istasyonu ($Q=30,000 \text{ Nm}^3/\text{sa}$ ve 0.85 verim) için net kazanç miktarı.....	61
Çizelge 5.7 : Yalova RMS-A istasyonuna ait aylık pik değerleri.....	63
Çizelge 5.8 : Yalova RMS-A İstasyonu tasarım debisi değerleri.....	64
Çizelge 5.9 : Yalova RMS-A istasyonu ($Q=35,000 \text{ Nm}^3/\text{sa}$ ve 0.85 verim) için elektrik üretim değerleri.....	67
Çizelge 6.1 : Karşılaştırmalı tasarım sonuçları çizelgesi.....	73
Çizelge 6.2 : Çorlu RMS-A istasyonu ($Q = 40,000 \text{ Nm}^3/\text{sa}$ ve 0.85 verim) için giriş basıncının 60.9 bar yerine 70 bar olması durumu.....	74
Çizelge 6.3 : Birim parametreler başına değerlendirme tablosu.....	75
Çizelge B.1 : Çorlu RMS-A istasyonu ($Q=30,000 \text{ Nm}^3/\text{sa}$ ve 0.70 verim) için net kazanç miktarı.....	89
Çizelge B.2 : Çorlu RMS-A istasyonu ($Q=30,000 \text{ Nm}^3/\text{sa}$ ve 0.75 verim) için net kazanç miktarı.....	90
Çizelge B.3 : Çorlu RMS-A istasyonu ($Q=30,000 \text{ Nm}^3/\text{sa}$ ve 0.80 verim) için net kazanç miktarı.....	91
Çizelge B.4 : Çorlu RMS-A istasyonu ($Q=30,000 \text{ Nm}^3/\text{sa}$ ve 0.85 verim) için net kazanç miktarı.....	92
Çizelge B.5 : Çorlu RMS-A istasyonu ($Q = 40,000 \text{ m}^3/\text{sa}$ ve 0.70 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.....	93
Çizelge B.6 : Çorlu RMS-A istasyonu ($Q = 40,000 \text{ m}^3/\text{sa}$ ve 0.75 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.....	94
Çizelge B.7 : Çorlu RMS-A istasyonu ($Q = 40,000 \text{ m}^3/\text{sa}$ ve 0.80 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.....	95
Çizelge B.8 : Çorlu RMS-A istasyonu ($Q = 40,000 \text{ m}^3/\text{sa}$ ve 0.85 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.....	96

Çizelge B.9 : Çorlu RMS-A istasyonu ($Q = 50,000 \text{ m}^3/\text{sa}$ ve 0.70 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.....	97
Çizelge B.10 : Çorlu RMS-A istasyonu ($Q = 50,000 \text{ m}^3/\text{sa}$ ve 0.75 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.....	98
Çizelge B.11 : Çorlu RMS-A istasyonu ($Q = 50,000 \text{ m}^3/\text{sa}$ ve 0.80 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.....	99
Çizelge B.12 : Çorlu RMS-A istasyonu ($Q = 50,000 \text{ m}^3/\text{sa}$ ve 0.85 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.....	100

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1 : 2011 yılı üretim şirketlerinin payı, (EPDK, 2013).	5
Şekil 1.2 : BOTAŞ doğal gaz boru hattı sistemi. (url-03, 2014)	7
Şekil 2.1 : Kullanılan bileşenlerin sembol gösterimleri.	11
Şekil 2.2 : Elektrik üretim, iletim, dağıtım sistemi, (url-03, 2014).	13
Şekil 2.3 : Doğal gaz iletim ve dağıtımının şematik görünümü.	14
Şekil 2.4 : Regülatör istasyonu çeşitleri.	15
Şekil 2.5 : Doğal gaz basınç düşürme istasyonu şematik görünümü.	15
Şekil 2.6 : Yay yüklemeli regülatör.	17
Şekil 2.7 : Pilot regülatör.	18
Şekil 2.8 : Genleşme türbini kullanılan basınç düşürme istasyonu.	21
Şekil 2.9 : İzentropik ve Joule-Thomson genleşmeleri, (Agahi, 2013).	22
Şekil 2.10 : Model basınç düşürme istasyonu, (Sanaye ve Nasab'dan değiştirilmiştir, 2012).	24
Şekil 2.11 : Yıllık doğal gaz giriş basıncı verileri, (Sanaye ve Nasab, 2012).	25
Şekil 2.12 : Yıllık istasyon giriş sıcaklıkları değerleri, (Sanaye ve Nasab, 2012). ...	26
Şekil 2.13 : Yıllık istasyon girişi kütleli debi değerleri, (Sanaye ve Nasab, 2012). 26	
Şekil 2.14 : Yıllık hesaplanan elektrik üretim değerleri, (Sanaye ve Nasab, 2012). .	27
Şekil 2.15 : Yıllık hesaplanan ısı miktarı ve üretimleri, (Sanaye ve Nasab, 2012) ...	28
Şekil 2.16 : Doğal gaz taşıma sistemi enerji akış diyagramı, (Kostowski, 2012).	29
Şekil 2.17 : Genleşme türbinli basınç düşürme istasyonu, (Kostowski, 2012).	30

DOĞAL GAZ BASINÇ DÜŞÜRME İSTASYONLARINDAN ELEKTRİK ÜRETİMİNİN ÇORLU-KAYSERİ VE YALOVA RMS-A İSTASYONLARI İÇİN İNCELENMESİ

ÖZET

Gazların daha az enerji sarfiyatı ile daha ekonomik bir şekilde taşınabilmeleri için özgül hacimlerinin küçültülmeleri gerekir. Gazların özgül hacimlerinin küçültülmesi ise basınçlandırılarak ya da sıvılaştırılarak yapılabilir. Günümüzde doğal gazın taşınabilmesi için kullanılan iki ana metod vardır. Bunlar sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) ve yüksek basınç altında boru hattı ile taşıma metodlarıdır. Sıvılaştırılmış doğal gaz metodu boru hattının olmadığı yerlerde ve deniz aşırı taşımalarda kullanılır. Boru hatları ile taşıma metodu ise genellikle karasal alanda yapılmasına rağmen, zaman zaman denizaltından da yapılmaktadır. Uzun mesafe taşıma metodu her ne olursa olsun tüketiciye temin edilecek doğal gaz, düşük basınçlı şehir içi doğal gaz dağıtım hatlarıyla yapılır.

Ülkemizde üretilen ve ithal edilen doğal gaz, BOTAŞ iletim şebekesi vasıtasıyla 50 – 75 bar basınç altında şehir giriş istasyonları olarak tanımladığımız RMS-A tipi istasyonlarda 18 – 25 bar basınca düşürülerek şehir doğal gaz dağıtım şebekesine ulaştırılır. Bu istasyonlarda yaklaşık 50 bar basınç düşürme işlemi, kullanılabilir enerjiyi üretmeden gerçekleşir. Bu problem termodinamik açıdan incelendiğinde, klasik basınç düşürme işlemleri yerine genleşme türbini (turbo-expander) kullanarak elektrik üretiminin yapılmasını, hatta küçük ölçekli sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) ünitesinin çalıştırılmasını mümkün kılabilir.

Genleşme türbini vasıtasıyla elektrik üretimi, enerji kaynaklarının kısıtlılığı ve çevresel değerler dikkate alındığında hızla önem kazanmaktadır. Bu yolla yapılacak sistemin kapasitesi, giriş basıncı, giriş sıcaklığı, debi ve çıkış basıncına bağlı olarak birkaç yüz kW'dan birkaç MW'a kadar değişebilir. Bu konuda Amerika, İngiltere, İtalya, Çekoslovakya ve Rusya gibi ülkelerde çeşitli çalışmalar ve araştırma amaçlı uygulamalar yapılmıştır. San Diego (California), Memphis (Tennessee) ve Hamilton (New Jersey) ilk uygulamalar arasındadır, (Bloach ve Soares, 2001).

Bu teknolojinin, Türkiye'deki iletim ve dağıtım sisteminin ve ekonomik koşullarının dikkate alınarak kullanılması durumunda potansiyel elektrik üretimi ve bir kazanç elde edilebileceği analizi bu çalışmanın temelini oluşturmaktadır.

INVESTIGATING POWER GENERATION FROM NATURAL GAS PRESSURE REDUCTION USING ÇORLU KAYSERİ AND YALOVA RMS-A STATIONS

SUMMARY

Specific volume of gas has to be decreased in order to transmit it with more economical way as well as diminishing energy consumption. Specific volume of gas can be reduced with liquefaction or compression. Currently, there are two different methods to transmit natural gas. These methods are liquefied natural gas (LNG) and transmission through pipeline under high pressure. Liquefied natural gas method is used in locations in which there is no available pipeline or overseas transportations. Transmission with pipelines is mostly constructed at terrestrial zones, although submarine pipeline implementations are rarely needed. No matter what the long distance transmission method is, natural gas for the end user must be distributed through low pressure inner-city pipelines. The natural gas produced domestically or being imported by licensed governmental/private companies is transmitted to local gas distribution network by reducing the high pressures from 50-75 bar to moderate pressures 18-25 bar at city gate stations, so called RMS-A.

This approximately 50 bar pressure reduction process is carried out via regulator at the RMS-A type stations without recovering useful energy. If the problem is analyzed with respect to thermodynamic principles, the power generation by operating a turbo expander or a small scale LNG unit is possible to reduce line pressure without using or along with conventional regulators. It should not be forgotten that the turbo expander system is installed parallel to regulator system and will operate between the predetermined design flow rates.

Power generation through an expansion turbine comes into prominence quickly when considering limited energy sources and environmental concerns. The capacity of this kind of power generation system may vary from a few hundred kW to several MW depending on the system design parameters such as inlet and outlet pressures, inlet and outlet temperatures, mass flow rate, and system efficiency, thermodynamic properties of natural gas, etc. Some applications on power generation issue including research oriented works have been carried out in the USA, England, Italy, Czech Republic, Slovakia, Russia, Iran, Pakistan, and Bangladesh. Early applications of turbo expander systems are performed in San Diego (California), Memphis (Tennessee), Hamilton (New Jersey), (Bloach and Soares, 2001). Nowadays, widespread application of turbo expanders is very common all around the World, (Bloach ve Soares, 2001).

The main objective of this study is to determine and demonstrate the potential profitability of power generation from turbo expanders if this technology is used in RMS-A stations in Turkey.

Annual data representing year 2013 from Çorlu, Kayseri and Yalova RMS-A stations have been used for designing power generation system to achieve the goal in each aforementioned city-gate stations. The tabulated raw data was processed using Excel spreadsheet program to determine maximum and minimum volumetric flow rates in hourly basis. Then, the data in hourly basis was converted into monthly and annually bases. Afterwards, design flow rate of turbo expander that could be operated at various volumetric flow rates was initially determined using the annual consumption rate. The variable operation rate of turbine is selected to be in the range of 50% higher and 40% lower than the design flow rate as informed by a manufacturer. Applying this preselected variable flow rates of turbo expander to raw data, net operating period of turbine in terms of hours per year were determined for the each examined RMS-A stations.

The main components of the turbo expander system are turbine, gear box and generator, and boiler and heat exchanger. The other assumed constant parameters used in the design process are as follow; pressure at turbine outlet is 19 bar, temperature at turbine outlet is 5 °C (by using minimum dew point of 0 °C based on the technical specification by BOTAŞ), temperature at turbine inlet before preheating is 20 °C, natural gas composition is 100% methane, combined efficiency of boiler and heat exchanger is 0.80, combined efficiency of gear box and generator is 0.85. In addition, the process in the turbine is assumed to be adiabatic, reversible, and isentropic.

The average inlet pressure at the turbine in each city-gate stations was calculated using the approach of weighted mean flow rate. Design of turbo expander system relies on conservation of mass and energy principles on a control volume. Applying the second law of thermodynamics, the minimum required natural gas temperature at the inlet of turbine can be calculated by considering the outlet temperature and pressure constraints.

Heat energy necessary for increasing the temperature of natural gas before entering the turbine, so called preheating requirement, is determined from the temperature difference between the calculated gas temperature at the inlet of turbine and the average gas inlet temperature at RMS-A station. The required heat energy is provided by burning some of the natural gas from the system. Power generation from a turbo expander strongly depends on the isentropic efficiency of a turbine and the mass flow rate of natural gas.

In this study, the power generation from the turbine and the required preheating energy were calculated with different isentropic efficiencies ranging from 0.70 to 0.85 and different design flow rates of natural gas for Çorlu, Kayseri, and Yalova RMS-A stations.

Results reveal that unless provided from external sources, the preheating energy cost for increasing the natural gas temperature is approximately 50% of the total income obtained from the generated electricity sales. In the analyses, it is assumed that natural gas cost is 0.06746081 TL/kWh, and selling price of electricity is 0.105 US\$/kWh, and exchange rate of US \$ to TL is 2.1019.

Net power generation from a turbo expander has a strong relationship with the pressure ratio at inlet and outlet, the design flow rate, and the isentropic efficiency. However, the pressure ratio is not a controllable parameter. The required preheating energy similar to total income from the turbo expander increases with increasing isentropic efficiency of turbine.

Results also indicate that considering the consumption rate in year 2013, 1.26 MW of installed capacity is sufficient for Çorlu RMS-A station with the design flow rate of 30,000 Nm³/hr. Similarly, 3.57 MW of installed capacity is sufficient for Kayseri RMS-A station with the design flow rate of 85,000 Nm³/hr, and 1.412 MW of installed capacity is sufficient for Yalova RMS-A station with the design flow rate of 35,000 Nm³/hr. The design flow rates using 2013 data are adequate to operate the turbo expanders 6069 hours in Çorlu, 5009 hours in Kayseri, and 8370 hours in Yalova.

Net annual revenues from the stations yield that \$225,071 from Çorlu RMS-A, \$500,898 from Kayseri RMS-A, and \$347,069 from Yalova RMS-A. The revenues do not consider operating costs.

1. GİRİŞ

1.1 Enerji Verimliliği ve Enerji Kurtarımı

Enerji verimliliği, üretimdeki miktar ve kaliteyi koruyarak ekonomik kalkınma ve yaşam düzeyini düşürmeden tüketilen enerji miktarının en az seviyeye indirilmesidir.

Türkiye'nin yerel enerji kaynaklarının azlığı enerji alanında dışa bağımlılığı zorunlu hale getirmektedir. Bundan dolayı birincil enerji kaynaklarının yaklaşık % 75'i ithal edilmektedir. Enerjide sürdürülebilirlik ve dışa bağımlılığın azaltılmasına, enerji maliyetlerinin ülke ekonomisi üzerindeki yükünün hafifletilmesine ve iklimsel değişikliklerle mücadeleye yönelik çalışmalar enerjinin ve enerji kaynaklarının verimli kullanımının önemini artırmıştır.

Enerji üretimi ve kullanımının çevresel etkilerinin artması sorunu, enerji ihtiyacı üzerinde dolayısı ile de ekonomik büyüme üzerinde baskı oluşturmaktadır. Enerji ihtiyacı karşılanırken, çevreye yayılan sera gazlarını azaltmak zorunlu hale gelmiştir. İmzalanan Kyoto Protokolü gereğince sera gazı salınımlarının 1990 yılı değerlerinin %5 altına indirilmesi gerekmektedir, (url-01, 2014).

Enerji verimliliği söz konusu olduğunda en önemli faktör enerji tasarrufudur. Enerji tasarrufu, aslında enerji atıklarının değerlendirilmesi ve mevcut enerji kayıplarının önlenmesi yoluyla tüketilen enerji miktarının, en aza indirilmesidir. Isı, gaz, buhar, hava ve elektrikteki enerji kayıplarını önlemek, çeşitli atıkların geri kazanımı ve değerlendirilmesi veya ileri teknoloji ile üretim değerini düşürmeden enerji talebinin azaltılması, enerji geri kazanımları gibi yöntemler enerji verimliliğinin konusudur.

Doğal kaynakların sınırsız olmadığı, unutulmamalıdır. Dünya nüfusundaki hızlı artışın 2050 yılında iki katına çıkacağı ve bu artışının getirdiği oranda bir enerji talebini de ortaya çıkaracağı öngörülmektedir. Kaynakların sınırlı olduğu düşünüldüğünde ve enerji maliyetlerinin giderek arttığı bir dönemde enerjinin geri kazanımının ne kadar önemli olduğu ortaya çıkmaktadır.

Geçmiş dönemlerde yaşanan enerji krizleri toplumların enerji ve atıkların geri kazanılması, tekrar kullanılması için yöntem ve teknoloji arayışına girmelerine neden olmuştur. Demir, çelik, bakır, alüminyum, kurşun, piller, kağıt, plastik, kauçuk, cam, motor yağları, atık yağlar, akümülatörler, araç lastikleri, beton, röntgen filmleri, elektronik, organik atıklar yapılan işlemler ile geri dönüştürülerek enerji tasarrufu sağlamamıza yardımcı olur. Ayrıca geri kazanılan metallerin kazanım maliyetleri doğadan hammadde olarak bulunup işlenme maliyetinden çok daha ekonomiktir, (url-02, 2014).

Enerjinin diğer ve önemli bir geri kazanımı da atık ısının değerlendirilmesidir. Bu birliktelik, iki enerji türünün kendi başlarına ayrı yerlerde üretilmesinden daha ekonomik sonuçlar vermektedir. Birçok sanayide kullanılan ısının belli bir kısmı proses oluşması için kullanılmakta, kalan kısmı da değişik yollarla ve çoğunlukla da baca gazları vasıtasıyla çevreye atılmaktadır. Bu baca gazlarından elde edilen atık ısının değerlendirilmesi ile sistemin verimliliği artmaktadır.

Atık ısıdan enerji üretimi en ekonomik elektrik üretim sistemlerinden biridir. Çeşitli yakıtlar elektrik üretimi için bir motor veya türbinde yakılarak elektrik ve ısı birlikte üretilmektedir. Türbin veya motorun egzoz gazlarından çıkan önemli miktarda faydalı atık ısı, atık ısı kazanı veya ısı eşanjörleri kullanılarak buhar, sıcak su veya sıcak havaya dönüşümü sağlanır. ‘Bileşik ısı ve güç üretim birimleri’ olarak adlandırılan bu sistemlerde çeşitli yakıtlar kullanılarak çok yüksek ısı verim ile hem elektrik, hem de buhar, kızgın yağ, sıcak su veya sıcak hava formlarında ısı üretilir. Sadece elektrik üreten bir gaz türbini ya da motoru kullandığı enerjinin ancak % 30-40 kadarını elektriğe çevirebilir. Bu sistemin bileşik ısı ve güç üretim birimi olarak tasarlanması halinde sistemden dışarıya atılacak olan ısı enerjisinin büyük bir bölümü de kullanılabilir enerjiye dönüştürülerek toplam enerji veriminin %70-80’ler seviyelerine yükselmesi sağlanabilir. Yakıt olarak doğal gaz, çöp gazı, biyogaz, nafta kullanılabilir. Kısa sürede kurulabilme özelliklerine karşın kurulum maliyetlerinin yüksek olması bir dezavantajdır.

1.2 Dünyada Genleşme Türbini Uygulamaları

Mirandola ve Minca (1986), yayınlamış oldukları çalışmada yüksek basınçlı doğal gazdan güç üretimi ile ilgili termodinamik koşullar, gaz çekiş miktarları, basınç düşürme kademeleri ve ön ısıtma ihtiyacını da hesaba katarak, tasarım kriterlerini

belirlemişlerdir. İtalya’da giriş basınç aralığı 51 – 11.3 bar, çıkış basınç aralığı 6 – 1.5 bar arasında olan 8 basınç düşürme istasyonu ile ilgili tasarım kriterlerini belirlemişlerdir. Bu çalışmada gaz çekiş miktarları 5,000 – 30,000 Nm³/saat için güç çıkışı 300 – 1,400 kW olarak belirlenmiş ve elektrik üretimi 0.028 – 0.0644 kWh/Nm³ olarak gösterilmiştir. Bundan sonraki çalışmalarında ise, 1987 yılında İtalya’da Ravenna şehrinde prototip olarak inşa edilen basınç düşürme ve elektrik üretim istasyonundan elde edilen gerçek verileri ve deneysel sonuçları analiz etmişlerdir. Çalışmalarında incelenen istasyonun başlangıç aşamasında, daha sonra giderilebilecek problemlerle karşılaşıldığını ve bu istasyondan iki farklı periyotta toplam 84 günlük türbin çalışması sonucunda 971 MWh elektrik üretildiğini belirtmişlerdir.

Pozivil (2004), Çek Cumhuriyeti’nde, yüksek basınç gaz iletim hattı üzerinde bulunan Velke Nemecice istasyonu için yaptıkları simülasyonun sonuçlarını rapor etmişlerdir. Geleneksel vanalarla yapılan basınç düşürme işleminde, sıcaklık düşümü 0.45 – 0.6 °C/bar iken, genleşme türbinleri ile yapılan basınç düşürme işleminde ise sıcaklık düşümü 1.5 – 2 °C/bar olduğu belirtilmiştir. Böylesi yüksek sıcaklık düşümü, hidrat ve sıvı oluşumu gibi sakıncalı sonuçlara neden olmaktadır, (Pozivil, 2004). Bu simülasyon çalışmasında giriş basıncı 63 – 45 bar ve çıkış basıncı aralığı 23 – 14 bar olan durumlar için çıkış sıcaklığı 3 °C sabit olacak şekilde ön ısıtma yapıldığı varsayılmıştır. Analizde gaz debisi 60,000 Nm³/saat ve gaz kompozisyonu sabit tutulmuştur. Genleşme türbini izentropik veriminin güç çıkışı üzerindeki etkisi de araştırılmıştır. Türbinin devir hızı 40,000 dev/dak gibi oldukça yüksek olup, 50 Hz frekans değerinin yakalanabilmesi için bir dişli kutusu vasıtası ile devir hızının 3,000 dev/dak’ya düşürülmesi gerektiği belirtilmiştir. Pozivil aynı zamanda ön ısıtma için gereken ısı ihtiyacının jeneratör, dişli kutusu ve frekans dönüştürücü gibi ekipmanlardan karşılanabileceğini belirtmiştir.

Ardali ve Heybatian (2009), İran Şhrekord kentindeki 120,000Nm³/saat kapasiteli şehir giriş istasyonu için simülasyon çalışması yapmışlardır. Oniki aylık periyotta, 18 bar sabit çıkış basıncında, aylık 40 MMNm³ – 5 MMNm³ arasındaki giriş debi değerleri için, 49 – 55 bar arasında değişen giriş basınçları değerleri gözlemlenmiştir. Ardali ve Heybatian (2009), giriş sıcaklığını 83 °C, çıkış sıcaklığını ise 3 °C sabit olarak kabul edip, buna göre gereken ön ısıtma değerini hesaplamışlardır. Aylık elektrik üretimi ise 1.18 – 0.15 GWh olarak hesaplanmıştır. Ön ısıtma için gereken

gaz miktarı toplam gaz akışının %0.32'sine karşılık gelmektedir. Bu değerlerle fayda-maliyet analizi yapıldığında projenin geri ödeme süresinin 3 yıldan az olduğu hesaplanmıştır. İran geneli için yapılan çalışma neticesinde ise yıllık 160 milyon dolardan fazla getiri potansiyeli olduğu gösterilmiştir.

1.3 Türkiye’de Doğal Gaz

Türkiye’de doğal gaz piyasası 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile şekillenmektedir. Doğal gaz arama ve üretim faaliyetleri ise 6326 sayılı Petrol Kanunu’na göre gerçekleştirilmektedir.

1.3.1 Türkiye doğal gaz üretimi

2012 yılındaki toplam doğal gaz üretimi 0.63 milyar metreküp olarak gerçekleşmiştir. Ancak, doğal gaz üretiminin kaynakların tükenmesi sebebiyle biteceği öngörülmektedir, (International Energy Agency, 2013). Yıllara göre doğal gaz üretimi Çizelge 1.1’de ve bu üretimin şirketlere göre paylaşımı da Şekil 1.1’de görülmektedir.

Çizelge 1.1 : 2006 – 2011 Yılları arası Türkiye doğal gaz üretimi, (EPDK, 2013).

Yıllar	2007	2007	2009	2010	2011	2012
Miktar (Milyon m ³)	874	969	684	682	759	632

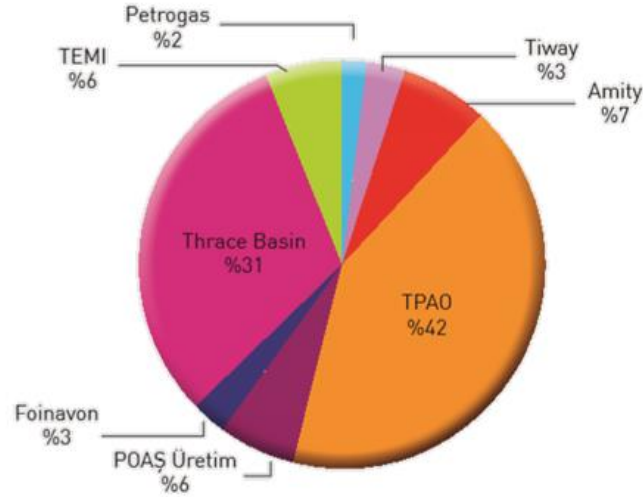
4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu gereğince üretici firmaların, ürettikleri gazı satabilmeleri için, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu’ndan (EPDK) Toptan Satış Lisansı almak zorundadırlar.

1.3.2 Türkiye doğal gaz talebi

Türkiye’nin doğal gaz talebi 1987’de 0.7 milyar metreküp iken, bu talep önemli miktarda artarak 2012 yılında 45.3 milyar metreküp değerine ulaşmıştır.

2011 yılı verilerine göre, toplam doğal gaz tüketiminin %22’lik kısmı endüstri sektöründe, %20’lik kısmı ise konutlarda gerçekleşmekte iken, %48’lik bir oran ile Türkiye’nin en büyük doğal gaz tüketicisi, elektrik üretim sektörüdür. Türkiye’deki doğal gaz talebi kış mevsiminde önemli miktarda artarak en yüksek değerlere ulaşır. 2012 yılında, aylık en yüksek doğal gaz talebi yaklaşık 5.2 milyar metreküp ile ocak

ayında gerçekleşmiştir. Yine 2012 yılı verilerine göre, en yüksek günlük doğal gaz tüketimi ise, yine ocak ayına ait bir günde yaklaşık 186 milyon m³/gün olarak gerçekleşmiştir, (IEA, 2013).



Şekil 1.1 : 2011 yılı üretim şirketlerinin payı, (EPDK, 2013).

Fosil kaynaklı olmayan yöntemlerle elektrik üretimi teşvik edilmesine rağmen, 2020 yılına kadar doğal gaz tüketiminin yıllık %7.5 artacağı öngörülmektedir. 2011 yılında, kömür ile elektrik üretiminin payı %28, hidroelektrik enerji ile %23 dolaylarında iken, doğal gaz ile elektrik üretiminin toplam elektrik üretimindeki payı yaklaşık %45 olarak gerçekleşmiştir, (IEA, 2013).

1.3.3 Türkiye doğal gaz ithalatı

Nüfus artışı ve sanayileşmeye bağlı olarak artan enerji ihtiyacının karşılanmasında alternatif bir enerji kaynağı olarak doğal gazın 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 doğal gaz sevkiyatına ilişkin olarak imzalanan anlaşmanın ardından, Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAŞ) ile SSCB'nin doğal gaz ticareti konusunda yetkili kuruluşu SOYUZGAZ EXPORT arasında 14.02.1986 tarihinde 25 yıl süreli ve plato değeri yıllık 6 milyar m³ olan bir doğal gaz alım-satım anlaşması imzalanmıştır. SSCB ile yapılan ilk alım anlaşmasını, artan doğal gaz ihtiyacının karşılanması amacıyla yapılan diğer alım anlaşmaları izlemiştir, (EPDK, 2013).

Yetersiz ve sınırlı yerel doğal gaz üretimi nedeniyle, Türkiye doğal gaz talebinin çok büyük bir kısmını boru hatları aracılığı ile ya da LNG formunda taşıyarak ithal

etmektedir. 2011 yılı doğal gaz ithalatı yaklaşık 44 milyar metreküp olmuştur. İthal edilen doğal gaz miktarı toplam talebin % 98'ini oluşturmaktadır.

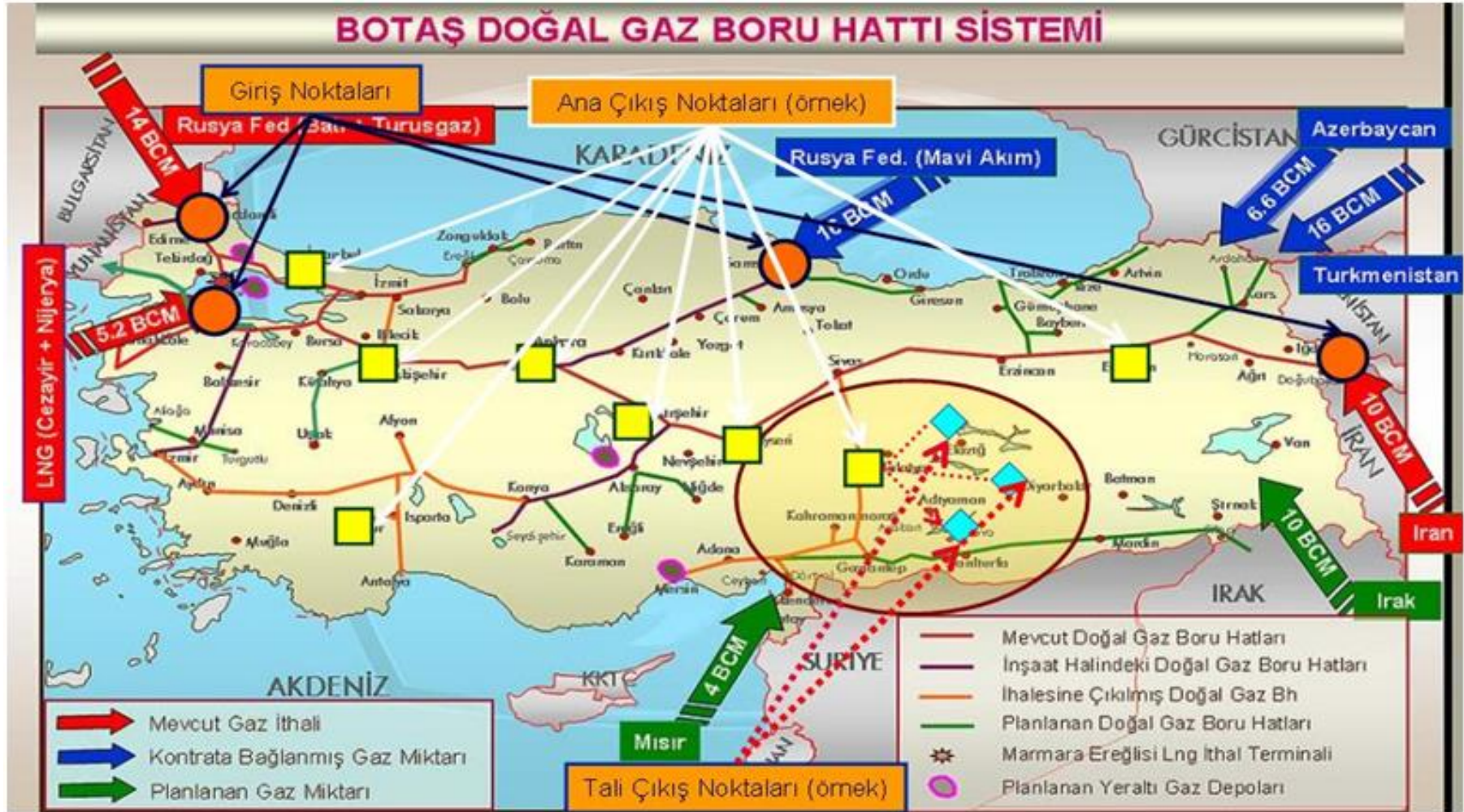
Kaynak ülkere göre Türkiye'nin doğal gaz ithalatı Çizelge 1.2'de verilmiştir. 2011 yılında Türkiye'nin en büyük doğal gaz tedarikçisi %58'lik bir oran ile Rusya olmuştur. İran (%19), Cezayir (%9.5), Azerbaycan (%8,7) ile Türkiye'nin diğer önemli doğal gaz tedarikçileridir. İthal edilen doğal gazın önemli bir kısmı uluslararası boru hatları ile Rusya, İran ve Azerbaycan'dan gelmektedir.

Cezayir ve Nijerya'dan ise doğal gaz, LNG formuna çevrilerek LNG gemileri ile ithal edilmektedir. Doğal gaz ithalatı uzun dönemli anlaşmalara bağlıdır. Kaynak çeşitliliğini arttırmak amacıyla, Cezayir ile LNG tedariki anlaşması Ocak 2013 itibarıyla 10 yıl uzatılmıştır.

Türkiye BOTAŞ tarafından, 1987 yılından itibaren, doğal gazın ithalatına başlamıştır. Günümüzde, BOTAŞ tarafından doğal gaz ticareti, depolama faaliyetleri, boru hattı etüt, mühendislik ve yapım faaliyetleri sürdürülmektedir. Halihazırda BOTAŞ iletim hatlarının toplam uzunluğu 12.290 km olup, 75 bar işletme basıncına sahiptir. BOTAŞ doğal gaz boru hattı iletim sistemi Şekil 1.2'de gösterilmekte ve BOTAŞ ana iletim hatları Çizelge 1.3'de listelenmektedir, (BOTAŞ Faaliyet Raporu, 2012).

Çizelge 1.2 : 2006 – 2011 Yılları arası Türkiye doğal gaz ithalatı, (EPDK, 2013).

Yıl	Rusya	İran	Azerbaycan	Cezayir	Nijerya	Spot LNG	Toplam
2005	17,524	4,248	0	3,786	1,013	0	26,571
2006	19,316	5,594	0	4,132	1,100	79	30,221
2007	22,762	6,054	1,258	4,205	1,396	167	35,842
2008	23,159	4,113	4,580	4,148	1,017	333	37,350
2009	19,473	5,252	4,960	4,487	903	781	35,856
2010	17,576	7,765	4,521	3,906	1,189	3,079	38,036
2011	25,406	8,190	3,806	4,156	1,248	1,069	43,874



Şekil 1.2 : BOTAŞ doğal gaz boru hattı sistemi, (url-03, 2014).

Doğal gazın boru hatları ile iletiminin teknik veya ekonomik açıdan mümkün olmadığı durumlarda doğal gaz, -162 °C'ye kadar soğutularak sıvılaştırılır ve hacmi 600 kata kadar küçültülen sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) özel olarak imal edilmiş tankerler vasıtasıyla taşınır.

Arz kaynaklarının çeşitlendirilerek arz güvenliğinin ve tedarikte esnekliğin artırılması amacıyla BOTAS tarafından, 1988 yılında imzalanan alım anlaşması kapsamında 1994 yılından itibaren Cezayir'den, 1995 yılında imzalanan alım anlaşması kapsamında ise 1999 yılından itibaren Nijerya'dan LNG alımına başlanmıştır.

Cezayir ve Nijerya'dan uzun dönemli sözleşmelerle alınan LNG ile spot piyasadan alınan LNG'nin depolanması, gazlaştırılması ve iletim hattına gönderilmesinde kullanılmakta olan iki adet LNG terminali bulunmaktadır. Bunlardan biri, yapımına Cezayir ile yapılan anlaşma sonrasında başlanmış olan ve 1994 yılında işletmeye alınan BOTAS mülkiyet ve işletmesindeki Marmara Ereğlisi LNG Terminali, diğeri de Ege Gaz A.Ş. tarafından 2001 yılında Aliğa'da kurulan ve 2006 yılında kullanılmaya başlanan Ege Gaz A.Ş. LNG Terminalidir. 2012 yılında toplam 7,862 milyon Sm³ LNG ithalatı yapılmış olup, söz konusu miktar toplam ithalatın %17'sidir, (EPDK, 2013).

Çizelge 1.3 : Botaş ana iletim hatları, (BOTAS Faaliyet Raporu, 2014).

Ana İletim Hatları	Uzunluk (km)	Çap (inç)	Bitiş Tarihi
Rusya – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı	845	24 - 36	07.1989
Pazarcık – K. Ereğli Doğal Gaz Boru Hattı	210	16 - 24	06.1996
Bursa – Çan Doğal Gaz İletim Hattı	213	8-12-16	12.1996
Çan – Çanakkale Doğal Gaz İletim Hattı	116	12	07.2000
Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı	1491	16-40-48	06.2001
Karacabey – İzmir Doğal Gaz İletim Hattı	240	36	05.2002
Samsun – Ankara Doğal Gaz İletim Hattı	501	48	10.2002
Güney Doğal Gaz İletim Hattı	722	16-24-40	08.2005
Konya – İzmir Doğal Gaz İletim Hattı	865	10-16-24-40	08.2007
D. Karadeniz Doğal Gaz İletim Hattı	307	12-16-18-24	09.2008
Azerbeycan-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı	226	42	03.2007

Çizelge 1.3 (devamı) : Botaş ana iletim hatları, (BOTAŞ Faaliyet Raporu, 2014).

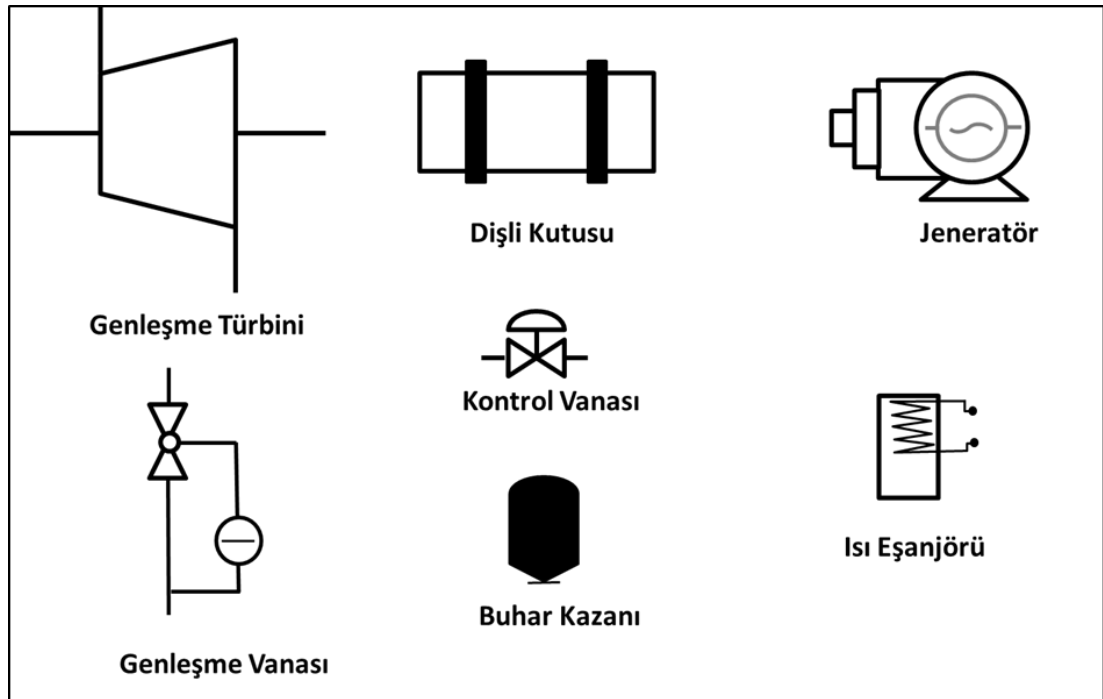
Ana İletim Hatları	Uzunluk (km)	Çap (inç)	Bitiş Tarihi
Ordu – Giresun Doğal Gaz İletim Hattı	420	10-12-14	12.2010
Adıyaman-Urfa-Elazığ-Diyarbakır Hattı	423	12-14-16-40	07.2007
Türkiye-Yunanistan Doğal Gaz İletim Hattı	206	36	08.2007
Van Doğal Gaz İletim Hattı	165	14	01.2008
Sungurlu-Çankırı-Kastamonu İletim Hattı	264	10-24	03.2008
Amasya-Tokat-Merzifon-Erzincan Hattı	252	8-10-14	09.2008
Çankırı-Kızılcahamam-Aktaşkurtlar Hat Vana İst. Doğal Gaz Boru Hattı	158	8-24	10.2008
Aktaşkurtlar Hat Vana İst. Gerede-Bolu- Düzce Doğal Gaz Boru Hattı	145	24	11.2008
Eskipazar-Karabük ve Zonguldak- Çaycuma-Bartın Doğal Gaz Boru Hattı	170	12-14-16	07.2009
Muğla Doğal Gaz Boru Hattı	94	16	04.2011
Diyarbakır-Batman-Siirt Doğal Gaz Hattı	187	10-16-40	08.2011
Antalya Doğal Gaz Loop Hattı / Çakıcı Pig İst.-Burdur Ayrımı	148	36	08.2011
Hatay Doğal Gaz Boru Hattı	158	16-36	10.2011
Kilis Doğal Gaz Boru Hattı	75	8-36	12.2012
Diğer Doğal Gaz Boru/İletim Hatları	1030	-	-

2. LİTERATÜR ÇALIŞMASI

2.1 Giriş

Petrol ve doğal gaz endüstrisinin önemli bir kısmı petrol ve doğal gazın üretim yerinden tüketiciye taşınmasından oluşur. Doğal gazın taşınması konusu ise akış kontrol sistemleri, kompresör istasyonları ve basınç düşürme istasyonlarından oluşur. Burada ele alınacak sistemin temelini teşkil edecek olan basınç düşürme istasyonları detaylı olarak incelenecektir.

Bu bölümde basınç düşürme amacıyla kullanılacak genişleme türbininin de (Turboexpander) kullanımı ele alınacaktır. Genleşme vanaları, genişleme türbini, ve sistemin ikincil bileşenleri anlatılmaktadır. Bu bileşenlerin şekillerde gösterimleri için kullanılan semboller Şekil 2.1’de verilmektedir.



Şekil 2.1 : Kullanılan bileşenlerin sembol gösterimleri.

2.2 Elektrik Üretimi

Elektriği elde etmek için gücün üretilmesi gerekmektedir. Güç genel olarak, etrafı tellerle sarılı bir mıknatısın döndürülmesi ile elde edilir. Mıknatıs döndürüldüğünde kuvvet çizgileri tellerin etrafında bir elektrik akımı oluşturur. Bu mıknatıs çalışan türbine bağlanmış mil yardımıyla döndürülür. Bir çok jeneratör, mıknatısı çevreleyen üç tel bobini kullanır. Bunun nedeni üç fazlı alternatif akım elde etmektir. Aralarında 120 derece faz farkı olması dışında bu alternatif akım değerleri birebir aynıdır. Üç fazın seçilmesinin sebebi her defasında fazlardan birinin en yüksek değere ulaşmış olmasıdır. Yüksek ve kararlı bir güç çıkışı elde etmek için bu özelliğin büyük önemi vardır, (Özney, 2010).

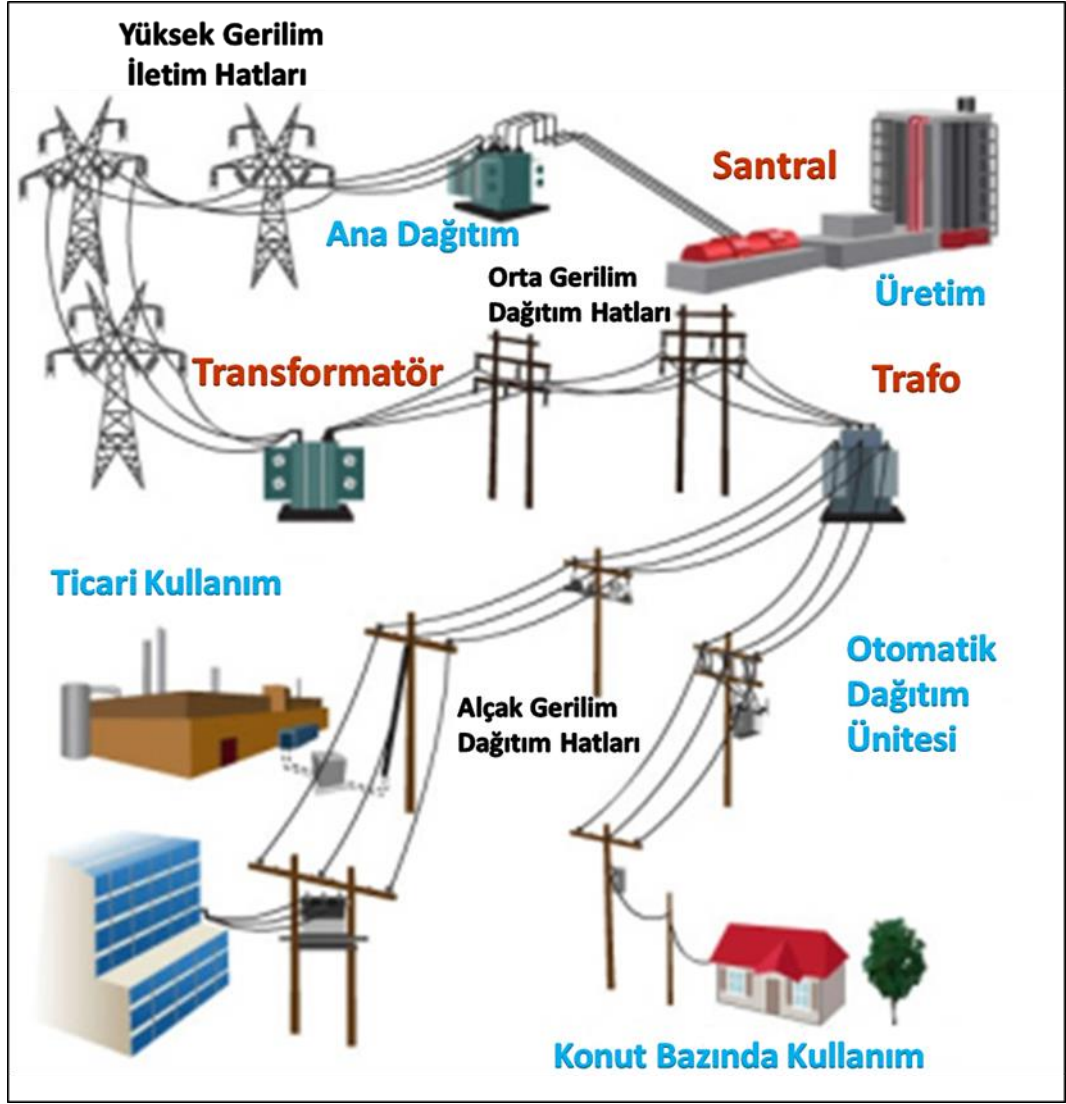
Elektrik üretildikten hemen sonra, tüketiciye ulaştırılmalıdır. Elektrik jeneratörü dört tel ile terkeder. Bu dört telin üçü fazları taşıırken, son tel ise topraklamayı sağlar. Üretilen güç öncelikle güç tesisindeki iletim istasyonuna girer, uzak mesafe iletiminde kayıpları azaltmak için voltaj 110 – 380 kV değerine kadar yükseltilir.

Enerji dağıtım şebekesi üç voltaj seviyesinden oluşur. Bunlar, yüksek gerilim (110 – 380 kV), orta gerilim (10 – 30 kV), ve alçak gerilim (0.4 kV) seviyeleridir. En yüksek gerilim seviyesi uzak mesafe için kullanılır. Genellikle iletim yapılacak en uzun mesafe yaklaşık olarak 480 km seviyesindedir. Orta gerilim, küçük kasabalara, köylere ve endüstriyel tesislere elektrik sağlamakta kullanılır. Alçak gerilim ise küçük ticari kuruluşlara ve konutlara elektrik sağlamada kullanılan seviyedir.

Elektrik tüketici mahalline geldiğinde, evlere ve işyerlerine elektrik dağıtımının gerçekleştirmek için bir veya iki faz bir sekme aracılığıyla diğer fazlardan ayrılır. Şekil 2.2’de örnek bir güç üretim ve dağıtım süreci görülmektedir.

2.3 Sistem Bileşenleri Analizi

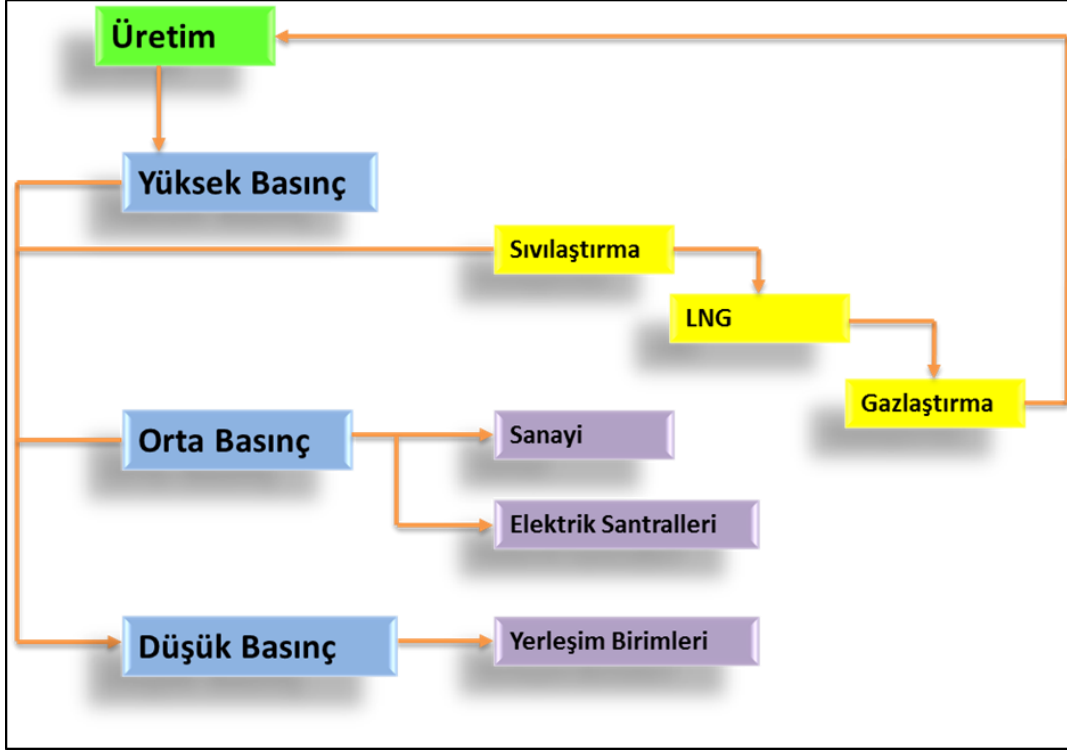
Bu bölümde doğal gaz boru hattı iletim sistemi, kompresör istasyonu çıkışı ve birinci kademe basınç düşürme ve ölçüm istasyonu çıkışına kadar olan bölüm bir sistem olarak tasarlanmıştır.



Şekil 2.2 : Elektrik üretim, iletim, dağıtım sistemi, (url-03, 2014).

2.3.1 İletim ve dağıtım basınçları

İletim ve dağıtım sistemine bağlı olarak, doğal gaz hatları farklı basınçlarda işletilmektedir. Ancak ülkemizde genellikle doğal gaz iletim hatları 50 – 75 bar aralığında işletilirken, bu basınç şehir girişlerinde bulunan birinci kademe basınç düşürme ve ölçme istasyonları (RMS – A) vasıtasıyla 20 bar’a düşürülmektedir. Şehir doğal gaz dağıtım şirketleri, RMS – A istasyonlarında dağıtımını yapmak üzere almış oldukları doğal gazı, dağıtımını yapacakları yerlerde ikinci kademe basınç düşürme istasyonları (RMS – B) aracılığı ile 4 bar’a düşürürler. Polietilen hatlarla son kullanım noktasına getirilen doğal gazın basıncı servis kutuları vasıtasıyla 300 mbar veya 21 mbar’a düşürülür. Bunların dışında bir basınç ile teslim edilmesi gerekirse, üçüncü kademe basınç düşürme (RMS – C) istasyonlarında istenen basınç ayarlanır. Bu durum Şekil 2.3’de gösterilmiştir.



Şekil 2.3 : Doğal gaz iletim ve dağıtımının şematik görünümü.

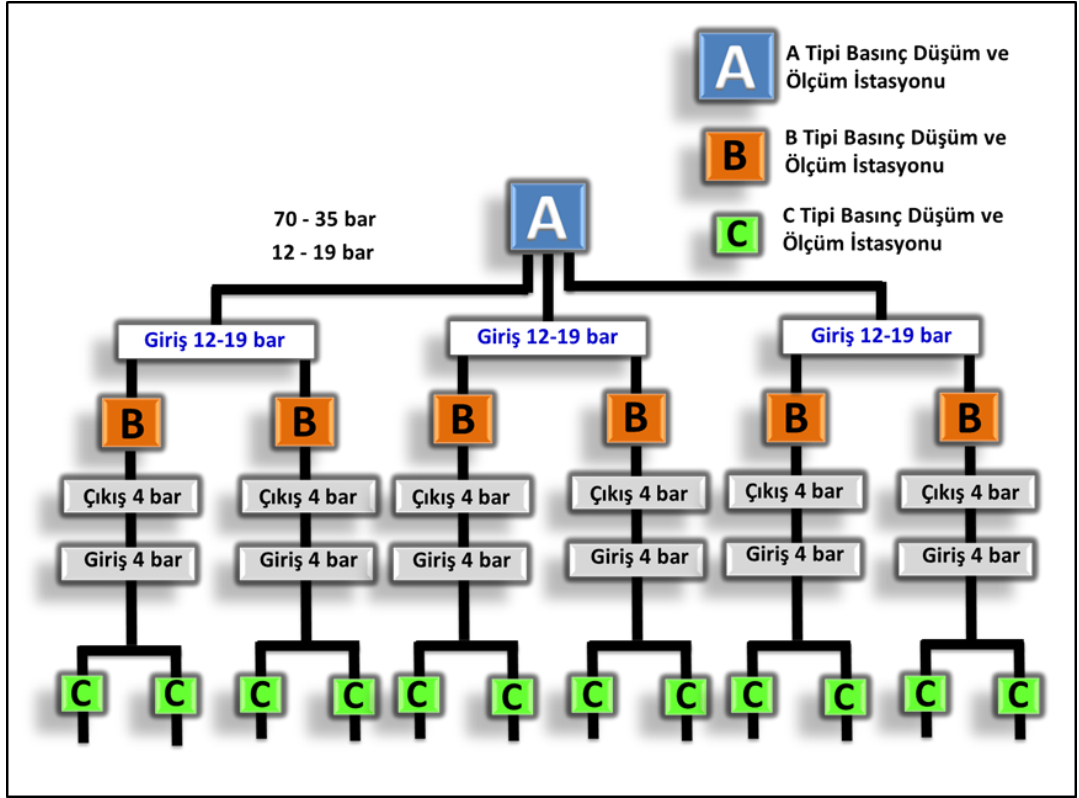
2.3.2 Gaz debisi değişimleri

Doğal gaz iletim hatlarındaki akış kararsızdır. Mokhatab, Poe and Speight (2006), giriş ve çıkış akışları, kompresör devreye girme, çıkma ve talebin değişmesi sonucu olarak kararsız akış karakteristiklerini tanımlamıştır. Boru hatları modellenirken kararlı ve izotermal akış koşulları kabulü yapılır.

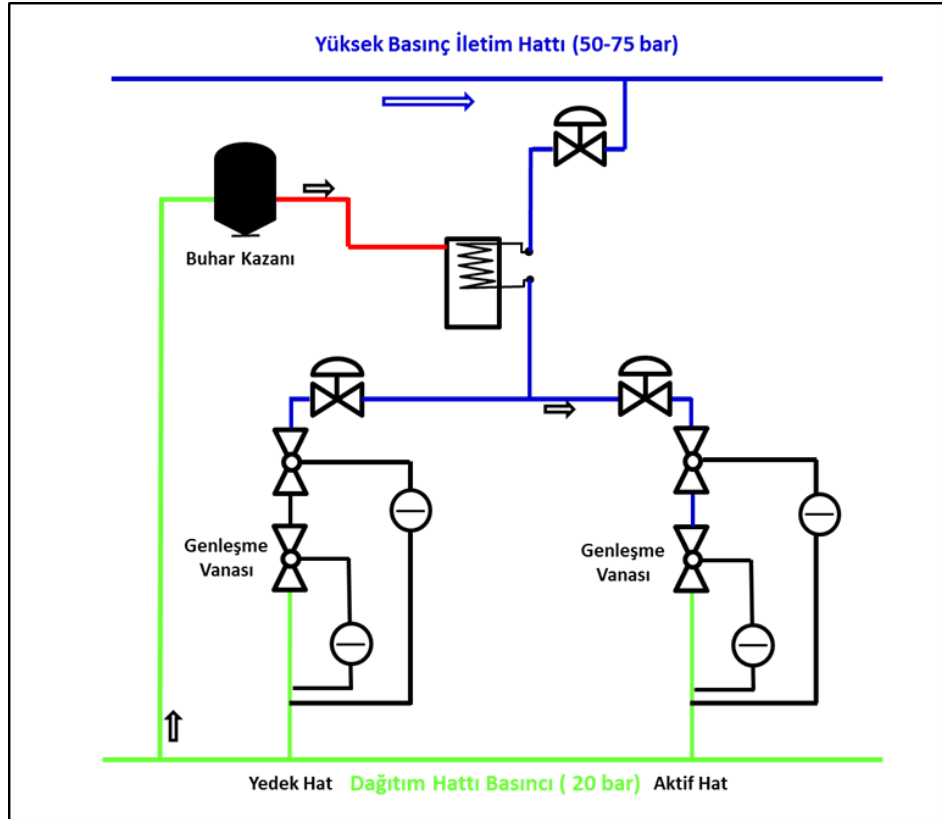
2.3.3 Basınç düşürme istasyonları

Standart basınç düşürme ve ölçüm istasyonları göreceli olarak basit konfigürasyonlara sahiptir. Sistem basit olarak, birbirine paralel veya seri bağlı bir ya da bir kaç basınç düşürme regülatörü, gaz yakıtlı ısıtıcı ve manuel ya da otomatik kontrol sisteminden oluşmaktadır. Regülatör istasyonu tipleri Şekil 2.4’de gösterilmiştir.

Tipik regülatör istasyonu Şekil 2.5’de gösterilmiştir. Regülatör istasyonları büyük miktarlardaki gaz çekişlerini karşılayabilmek için paralel olarak yapılandırılmışlardır.



Şekil 2.4 : Regülatör istasyonu çeşitleri.



Şekil 2.5 : Doğal gaz basınç düşürme istasyonu şematik görünümü.

2.3.4 Basınç düşürme vanaları

Basınç düşürme vanaları, basıncı istenen (ayarlanan) değere düşürmek üzere tasarlanmıştır. Bu akışın kısıtlanması ile yapılır. Buradaki basınç düşürme, boru içindeki aşırı sürtünme kayıplarındaki basınç düşümü gibidir. Regülatör valfleri, akışa direnç göstermeyi sağlamak için gereken kuvveti bir yay vasıtası ile ya da kendi gazından alarak yaparlar. Basınç düşürme valfleri, akış değişikliklerine güvenli bir şekilde oldukça hızlı cevap verirler.

Regülatör valfleri, yay yüklemeli ve pilot olmak üzere ikiye ayrılırlar.

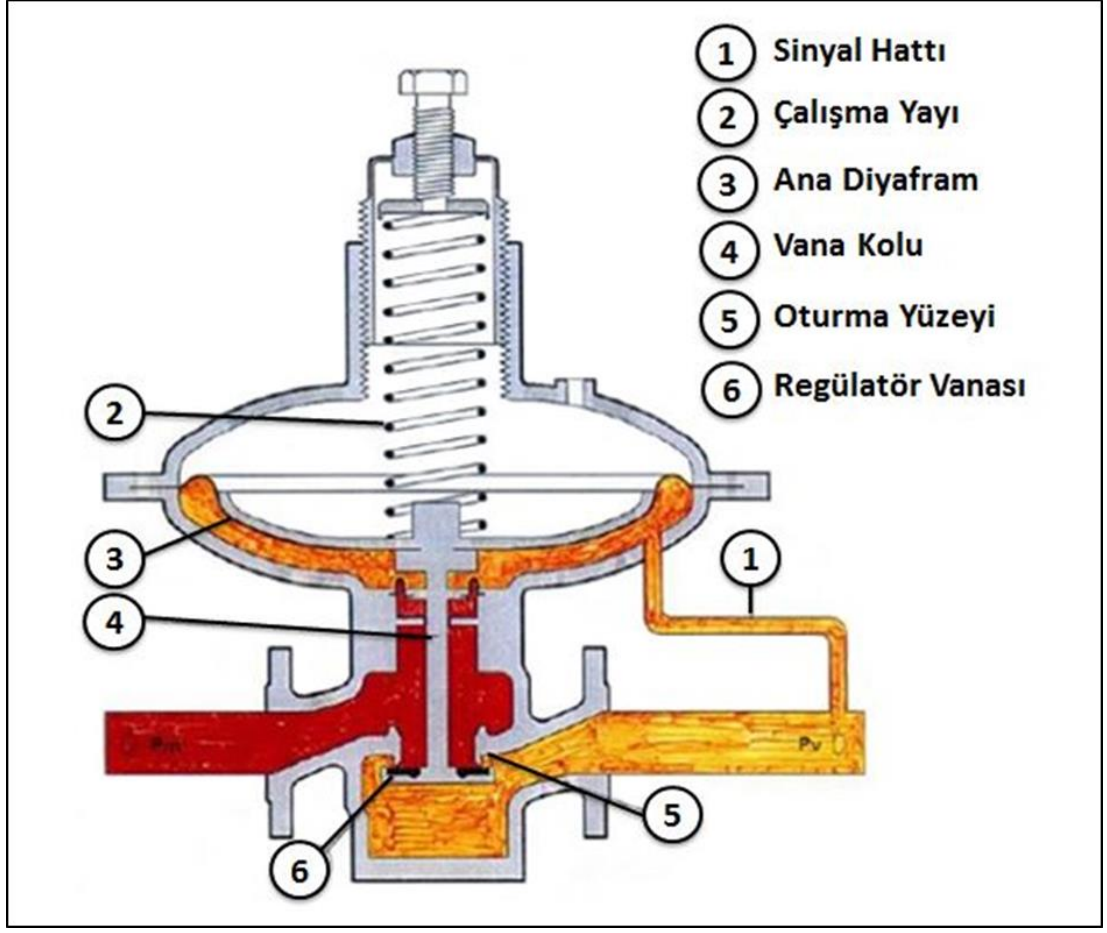
Yay yüklemeli regülatörlerde, Şekil 2.6'da bir örneği görülen, çalışma yayının (2), sıkıştırılması ile ana diyafram (3), üzerine etkiyen kuvvet vana kolunu (4) iterek, regülatör vanası (6) aşağı doğru ilerleyip geçiş ağzını açması şeklinde istenilen gaz miktarı çıkış hattına gönderilmiş olur.

Çıkış hattında tüketimin sona ermesiyle sabit hale gelen çıkış basıncı sinyal hattı (1) vasıtasıyla diyaframın altına iletilir. Burada oluşan ilave kuvvet yay kuvvetini yenerek diyaframı (3) ve vana kolunu (4) yukarı iter. Böylece regülatör vanası (6) oturma yüzeyine (5) yerleşir ve gaz geçişini durdurur.

Çıkış basıncı, yayın (2) sıkıştırılması ile artırılır, gevşetilmesiyle de daha düşük bir basınca ayarlanabilir. Regülatör ana diyaframı (3), sinyal hattından (1) gelen değişik basınç değerlerine göre vana milini (4) aşağı yukarı hareket ettirerek, regülatör vanasının (6) açılıp kapanmasını sağlar. Regülatör vanası tam kapalı konumdayken oturma yüzeyi (5) ve vana arasında tam bir sızdırmazlık meydana gelmelidir.

Pilot sistemi, Şekil 2.7'de, gaz geçişini sağlayan diyafram üzerine gelen basıncı değiştirmek suretiyle diyaframın açılıp kapanmasını gerçekleştirir.

Çıkış hattında tüketimden kaynaklı basınç düşüşü pilot rölede gaz akışı meydana getirir. Bu akış diyafram üzerindeki giriş basıncını düşürür. Bu düşüşle beraber diyafram altındaki giriş basıncı diyaframa kuvvet uygulayarak yukarı kaldırır ve gaz yolunu açarak çıkış hattına istenilen miktarda gaz geçmesini sağlar. Çıkış hattından çekilen gaz miktarı ne kadar fazla olursa, diyafram üzerindeki basınçta o oranda düşecektir. Böylece, daha fazla yukarı kalkan diyafram istenilen gazın geçmesine izin verecektir.



Şekil 2.6 : Yay yüklemeli regülatör.

2.3.5 Monitör regülatörler

Monitör regülatörler, çalışan regülatörlerin arızalanması ya da devre dışı kalması durumunda yedek olarak hizmet ederler. Bunlar, aynı basınç sinyal noktasını kullanarak çalışan regülatöre bağlanır. Monitör regülatörün basınç ayar değeri, çalışan regülatörün basınç ayar değerinden çok az yüksek olarak ayarlanır. Normal işletme koşullarında monitör regülatör tamamıyla açık kalır ve sistem basıncını hiç etkilemez. Ana regülatörün, herhangi bir şekilde devre dışı kalması durumunda, basınç sinyal hattından, basınç yükselişini farkederek devreye girer ve gaz akışını kısıtlamaya başlar.

2.3.6 Sıcaklık düşümü

Basınç düşürme regülatörlerinde oluşan sıcaklık düşmesi, Joule-Thomson etkisinden kaynaklanmaktadır. Gazın yüksek basınçtan düşük basınca geçmesi adyabatik olarak gerçekleşir ve bunun neticesinde Joule-Thomson etkisi ile sıcaklık değişir. Sıcaklık artışı ya da azalışı genleşen gazın içeriği ve koşullarına bağlıdır. Gazların çok büyük

Regülatörde ön ısıtma yapılmaması durumunda, doğal gazın çıkış sıcaklığı 0 °C' nin altına düşebilir. Çıkışta gaz sıcaklığının çok düşük olması beraberinde bir çok problem oluşturur. Bazı gaz kompozisyonlarında, düşük sıcaklık neticesinde oluşan su ya da sıvı hidrokarbon, hidrat oluşturularak ekipmanın devre dışı kalmasına sebep

olabilir. Yeraltı ve yer üstü borulamasında donma, yoğuşma ya da buz oluşumuna neden olabilir. Düşük çıkış sıcaklıkları ekipmana zarar vereceği gibi bakım zorlukları da meydana gelir. Bu durumu engellemek için, gaza ön ısıtma yapılır ve çıkış sıcaklığı belli bir değerin üzerinde tutulur. Genelde basınç düşürme istasyonları, gazı ısıtmadan işletme yapabilme kapasitesindedir.

2.3.7 Gaz yakıtlı buhar kazanları

Daha önceki bölümlerde de bahsedildiği gibi, doğal gaz basınç düşürme istasyonlarının birçoğunda, çıkış sıcaklığını belirli bir değerin üzerinde tutmak için, ön ısıtma yapılmaktadır. Bu genellikle doğal gaz basınç düşürme istasyonunun çıkış hattından yakıt olarak alınan doğal gazın, gaz yakıtlı buhar kazanlarında yakılması ile yapılmaktadır. Buhar kazanında üretilen ısı, genleşme vanasına giden yüksek basınçlı doğal gaza iletilmektedir. Böylelikle basıncı düşürülecek doğal gazın ön ısıtma işlemi gerçekleştirilmektedir. Isıtma işleminde verimi artırmak için daha verimli olan yoğuşmalı buhar kazanları seçilebilir.

Buhar kazanında elde edilen ısıyı, doğal gaza transfer edebilmek için ısı iletim akışkanı olarak su ya da glikol kullanılmaktadır.

2.3.8 Kontrol sistemi

Geleneksel doğal gaz basınç düşürme istasyonları, çok az işletme personeline ihtiyaç duymaktadır. Mevcut regülatörler debi değişimlerine oldukça hızlı cevap vermektedir. Ön ısıtma için aynı zamanda sıcaklık izlemesi yapmak gerekebilir. Günümüzde gelişmiş SCADA ve otomasyon sistemleri ile bu işlem oldukça kolay yapılabilmektedir.

2.4 Genleşme Türbinleri

Genleşme türbinleri içinden geçen gazın basıncını ve sıcaklığını düşürürken iş elde ederler. Genleşme türbinleri, sıcak gaz, kriyojenik ve basınç düşürme uygulama alanlarında yaygın olarak kullanılmaktadır. Genleşme türbininin ana fonksiyonu, gaz akışından güç üretmektir. Mevcut genleşme türbinleri 75 kW ile 25 MW arasında güç üretebilmektedirler.

Kriyojenik genleşme türbinleri, kriyojenik olarak gazı soğutmak için kullanılırlar. Bu durumda güç üretimi, sistemin ilave kazancıdır. Bu tip genleşme türbinleri petrol ve

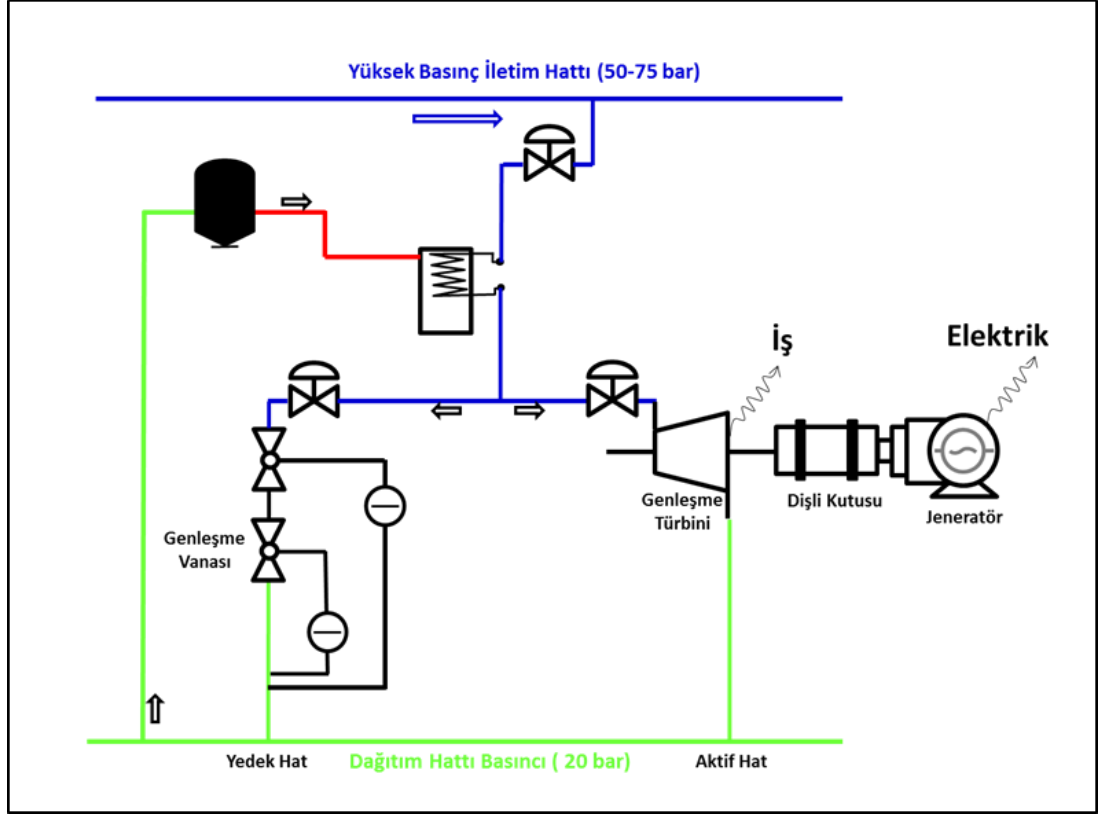
doğal gaz endüstrisinde, doğal gazın içindeki bileşenleri ayırmak için kullanılır. Genleşme türbini içinden geçen gazın soğumasıyla sıcaklığın çığlenme noktasına veya çığlenme noktasının altına düşmesi durumunda gazın içindeki sıvı bileşenler ayrılır.

Etanın doğal gazdan ayrıştırılması bu işleme bir örnek olarak verilebilir. Türbin içinden geçen doğal gazın soğumasıyla etan için çığlenme noktasına gelindiğinde, etan gazın içinden yoğunlaşarak ayrılır ve alınır. Düşük sıcaklık genleşme türbini üniteleri yalaşık olarak 50 yıldır, yüksek etan üretimi için en verimli sistem tasarımı olarak kullanılmaktadır. (Konukman ve Akman, 2005)

Endüstriyel tesislerde açığa çıkan yüksek sıcaklık ve basınçtaki eksoz gazları, genleşme türbinini sürmek için kullanılabilir. Yüksek sıcaklık ve basınçtaki eksoz gazı doğaya atılmadan önce, yüksek sıcaklığın ve basıncının düşürülmesi amacıyla genleşme türbinin içinden geçirilir. Bu esnada, bu işlemin kazancı olarak güç üretilir. Bu uygulama ile doğaya atılacak olan enerjinin kurtarılması bütün sistem verimliliğini artırır.

Bu tezde ele alınacak genleşme türbinin ana fonksiyonu basıncı düşürmektir. Genleşme türbini, doğal gaz basınç düşürme istasyonunda basınç düşürme regülatörünün yerine konulacaktır. Bu durumda türbin içerisinden geçecek doğal gazın basıncı düşecektir. Bu basınç düşümü, türbinde mekanik işe çevrilerek, jeneratörü sürecektir ve elektrik üretecektir. Diğer bir ifadeyle, genleşme türbini tamamıyla basınç düşürme regülatörünün yerini alarak, ilave kazanç olarak güç üretecektir. Genleşme türbini kullanılan basınç düşürme istasyonu şematik çizimi Şekil 2.8’de verilmiştir.

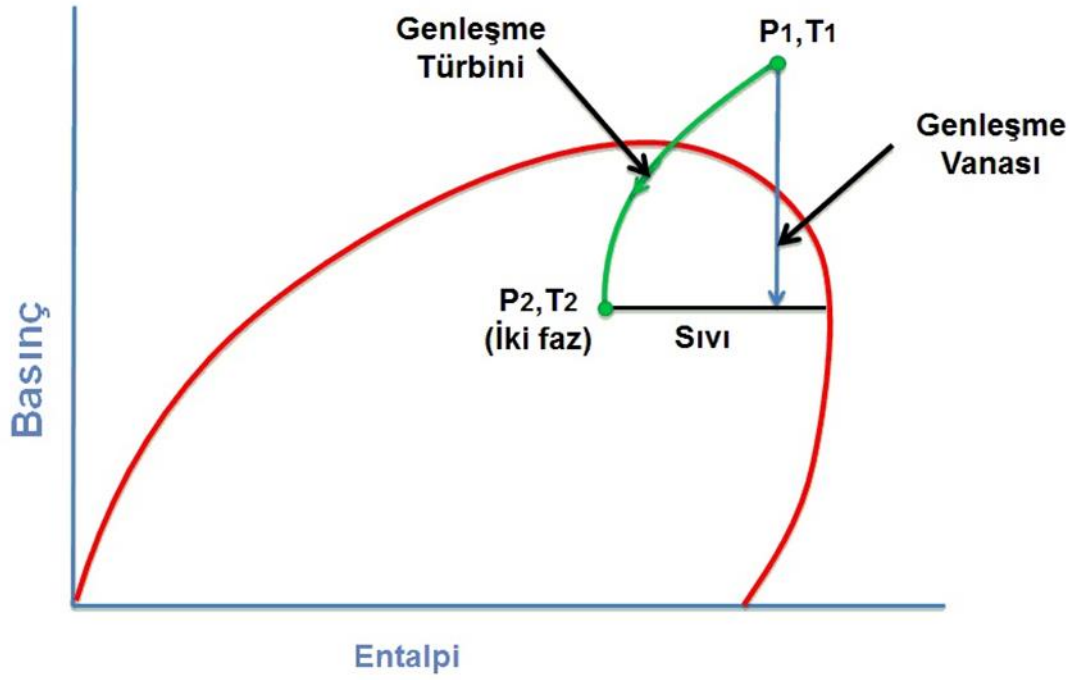
İdeal genleşme türbini işlemi (prosesi), yüksek basınçlı gazın, sıcaklığını ve basıncını, işe çeviren izentropik genleşmedir. Genleşme vanaları ise sabit entalpi de, basınçlı gazdan iş üretmezler. Bunun sonucunda ise genleşme türbini ile genleşme vanası arasında çok yüksek sıcaklık düşüşü farkı vardır. Aynı miktardaki basınç düşümü için, genleşme türbinlerindeki sıcaklık düşüşü, genleşme vanalarındaki sıcaklık düşüşünden çok daha fazladır. Bundan dolayı genleşme türbini kullanılacak basınç düşürme istasyonlarında ilave ön ısıtma yapmak gerekecektir.



Şekil 2.8 : Genleşme türbini kullanılan basınç düşürme istasyonu.

Basıncı düşürülecek doğal gaz, genleşme türbinine radyal yönde girer ve aksiyal yönde çıkar. Genleşme işlemi iki kademe de gerçekleşir. İlk olarak giriş kılavuz kanatlarına çarparak geçen gaz, daha sonra türbin kanatlarına ulaşır. Birinci kademe de basıncı düşürülen gazın hızı artar. İkinci kademe de türbin kanatları döner ve iş üretilir. Bu kademe de aynı zamanda gaz genişleyerek, iç enerjisini ve sıcaklığını kaybeder. İkinci kademedeki genleşme, izentropik genleşmedir. İkinci kademedeki genleşmenin termal verimi, genleşme vanası üzerindeki serbest genleşmeden (Joule – Thomson) çok daha fazladır. İzentropik genleşmede enerji üretiliyorken, Joule – Thomson genleşmesinde enerji üretilmemektedir. Bu durum Şekil 2.9 ve Çizelge 2.1’de gösterilmiştir, (Agahi, 2013).

Genleşme türbini bulunduran basınç düşürme istasyonu, geleneksel basınç düşürme istasyonlarında paralel olarak kullanılabilir. İstasyonu tam kapasitesi ile sürekli olarak güvenli bir şekilde çalıştırabilmek için genleşme türbininin çalışma aralığının dışında çalışacak mevcut regülatör sistemi korunmaktadır.



Şekil 2.9 : İzentropik ve Joule-Thomson genleşmeleri, (Agahi, 2013).

Genleşme türbinli basınç düşürme istasyonlarında sıcaklık düşümü çok fazla olacağından, ön ısıtma önemli bir konu olmaktadır. Geleneksel genleşme vanaları ile basınç düşürme işlemi esnasında sıcaklık düşümü 0.45 °C/bar – 0.6 °C/bar aralığında gerçekleşirken, genleşme türbinlerinde eşit miktardaki basınç düşürme işlemi esnasında sıcaklık düşümü 1.5 °C/bar – 2 °C/bar aralığında gerçekleşir. Gereken ön ısıtma, mevcut istasyonlarda bulunan gaz yakıtlı veya başka kaynaklı buhar kazanlarının kapasitelerinin artırımları ile sağlanabilir. Ayrıca dişli kutusu ve jeneratörden açığa çıkan atık ısı da bu ısıtma ağına dahil edilebilir.

Çizelge 2.1 : Genleşme türbini ve genleşme vanası karşılaştırması, (Agahi, 2013).

	Genleşme Türbini	Genleşme Vanası
Giriş Basıncı, bar	50	50
Giriş Sıcaklığı, °C	20	20
Çıkış Basıncı, bar	5	5
Çıkış Sıcaklığı, °C	-77	-15
Debi, Nm ³ /saat	50.000	50.000

2.5 Modelleme Metodları

Bu bölümde kısaca gerek doğal gaz iletimi ve basınç düşürme istasyonlarındaki gerekse genişleme türbinleri ile ilgili yapılan modellemelerin bir kısmından bahsedilmektedir.

2.5.1 Doğal gaz iletimi ve basınç düşürme istasyonları

Boru hattı içindeki değişken debili akışlar için çeşitli çalışmalar yapılmıştır. Herrán-González, vd., (2008), boru hattı boyunca basınç kayıplarının nedenlerini anlamak amacıyla, MATLAB-Simulink Library kullanarak, doğal gaz dağıtım şebekesini modellemişlerdir. Boru hattı boyunca kayıplar, boru hattı içindeki sürtünme ve çevre ile olan ısı alışverişi neticesinde gerçekleşir. Boru hattı şebekesi, boru içindeki gazın sonsuz küçük parçalara bölünmüş kontrol hacmine, enerjinin korunumu, momentumun korunumu, kütlenin korunumu fiziksel kanunları uygulanarak, simüle edilmiştir. Sürtünme ve ısı transferinden kaynaklanan basınç kayıplarına ilave olarak, boru hattının eğiminden kaynaklanan basınç kayıpları da hesaba katılmıştır.

Basınç düşürme istasyonlarının, yakıt korunumu açısından optimum işletme koşullarının tespiti için çalışma yapılmıştır, (Rami, vd., 2007). Bu çalışmada, gerçek veriler simülasyon verileri ile karşılaştırılarak, basınç değişimlerine karşılık doğru gaz akışını belirleyecek istasyonun dinamik basınç davranışı ortaya konulmuştur. Bu çalışmada, çıkış basıncı değişimlerinin regülatör tipi ile ilgili olduğu kadar giriş basıncı ve debi değişikliklerine de bağlı olduğuna dikkat çekilmiştir.

Büyük sistemlerde, bir bileşen olarak kullanılacak geleneksel ya da yoğunlaşmalı buhar kazanlarının modellenmesinde, imalatçı tarafından sağlanan verimlilik eğrileri kullanılmaktadır. Bu tip simülasyonlarda, performans eğrilerinden yakıt tüketimi ve verimliliğini belirlemek için ısı eşanjörünün ihtiyaç duyulan giriş ve çıkış sıcaklıklarını dikkate alarak buhar kazanının yük değerlerini kullanır.

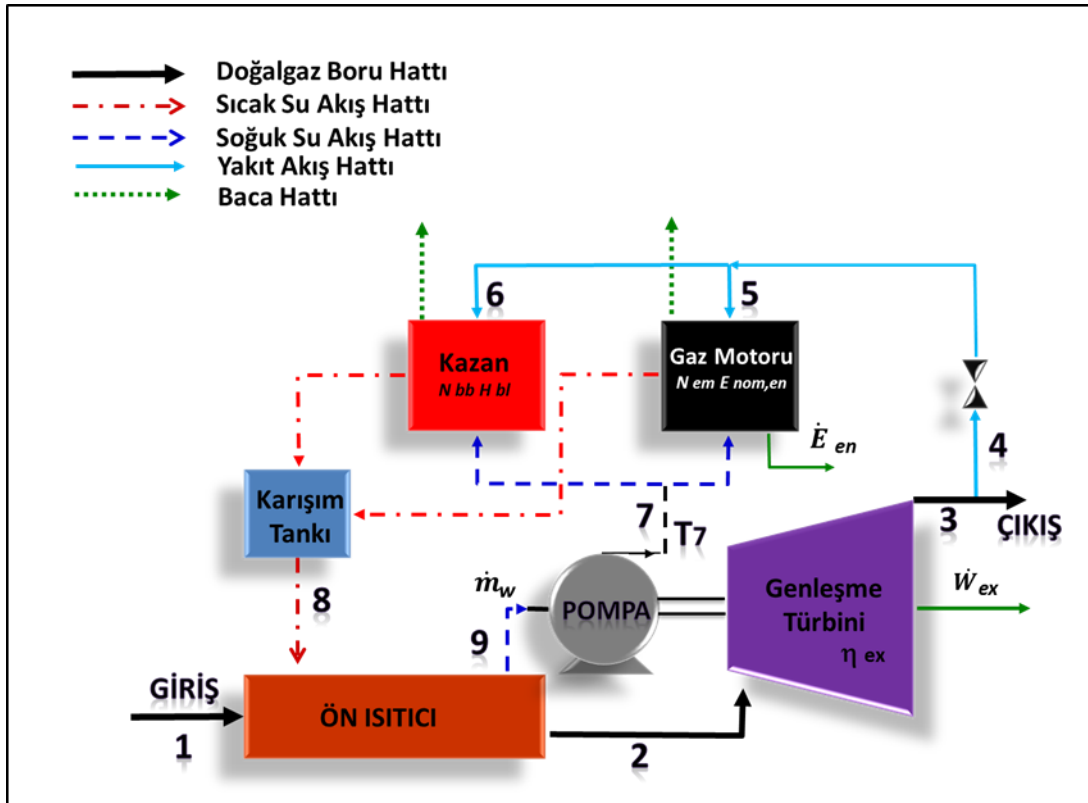
2.5.2 Genleşme türbinleri

Doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında, genişleme türbinleri tarafından üretilen güç miktarı, HYSYS.Process 2.2 yazılımı kullanılarak modelleme çalışması yapılmıştır, (Pozivil 2004). Bu model, belirlenen giriş ve çıkış gaz basıncı ve debisine karşılık, genişleme türbininde izentropik genişlemeye dayanan, kararlı akış hesaplarından oluşmaktadır. Bu simülasyon çeşitli giriş ve çıkış koşulları ve

izentropik verim değerleri için yapılmıştır. Bu modelin çıkış verileri, üretilecek güç miktarı ve gereken ön ısıtma miktarı değerleridir. Bu değerler kullanılarak her durum için (debi-basınç koşulları değişikliği), ısı verimlilik değerleri bulunabilmektedir. En yüksek güç üretimi değerleri, giriş ve çıkış basınç farklarının en yüksek olduğu, ısı veriminin en yüksek olduğu ve gaz çıkış sıcaklığının en düşük olduğu durumlarda tespit edilmiştir.

2.6 Basınç Düşürme İstasyonlarında Genleşme Türbini Uygulamaları

Sanaye ve Nasab (2012), doğal gaz basınç düşürme istasyonlarından ön ısıtma ihtiyacını da karşılayarak daha verimli elektrik üretebilmek için genleşme türbinine ilave olarak bileşik güç ve ısı (kojenerasyon) sistemini de ekleyerek bir simulasyon çalışması yapmışlardır. Şekil 2.10'da ana ekipmanlar olarak, genleşme türbini, gaz motoru, buhar kazanı, ön ısıtıcı ve pompa barındıran sözkonusu termal modellemeye (simülasyon) ele alınan sistemin bütünü görülmektedir.

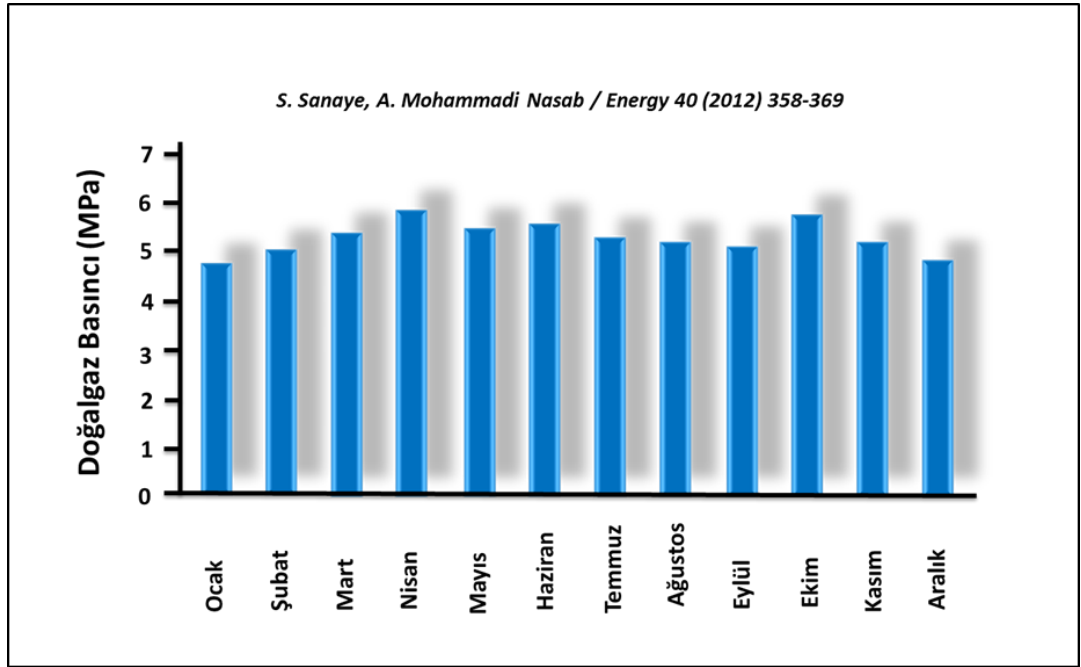


Şekil 2.10 : Model basınç düşürme istasyonu, (Sanaye ve Nasab'dan değiştirilmiştir, 2012).

Şekil 2.10'da görülen sistem için seçilen dokuz parametreye bağlı bir objektif fonksiyonu tanımlanmış ve bu dokuz parametre için değerler elde edilmiştir. Seçilen

bu dokuz parametre; (1) türbin verimi (η_{ex}), (2) kullanılacak buhar kazanı sayısı (N_{bi}) ve (3) kapasitesi (H_{bi}), (4) gaz motoru nominal gücü ($E_{nom,en}$) ve (5) sayısı (N_{en}), (6) gaz motoru kısmi yük değişkeni (PL), (7) ön ısıtıcı çıkış suyu sıcaklığı (T_7), (8) ısıtıcıdan geçen kütleli su debisi (m_w) ve (9) genişleme türbini çıkışı gaz sıcaklığıdır. Bu çalışmada objektif fonksiyonu olarak tanımlanan, gerçek yıllık fayda (AAB, \$) değeridir ve amaç bu objektif fonksiyonu maksimum yapmaktır.

Bu çalışmada, Şekil 2.10'da şematik olarak verilen, İran'ın kuzeydoğusunda, Tahran'a 850 km mesafede bulunan basınç düşürme istasyonunun modellenmesi ve optimizasyonu yapılmıştır. Bu istasyona ait giriş sıcaklıkları, giriş basınçları ve debileri, aylık olarak Şekil 2.11 – Şekil 2.13 arasında gösterilmiştir.



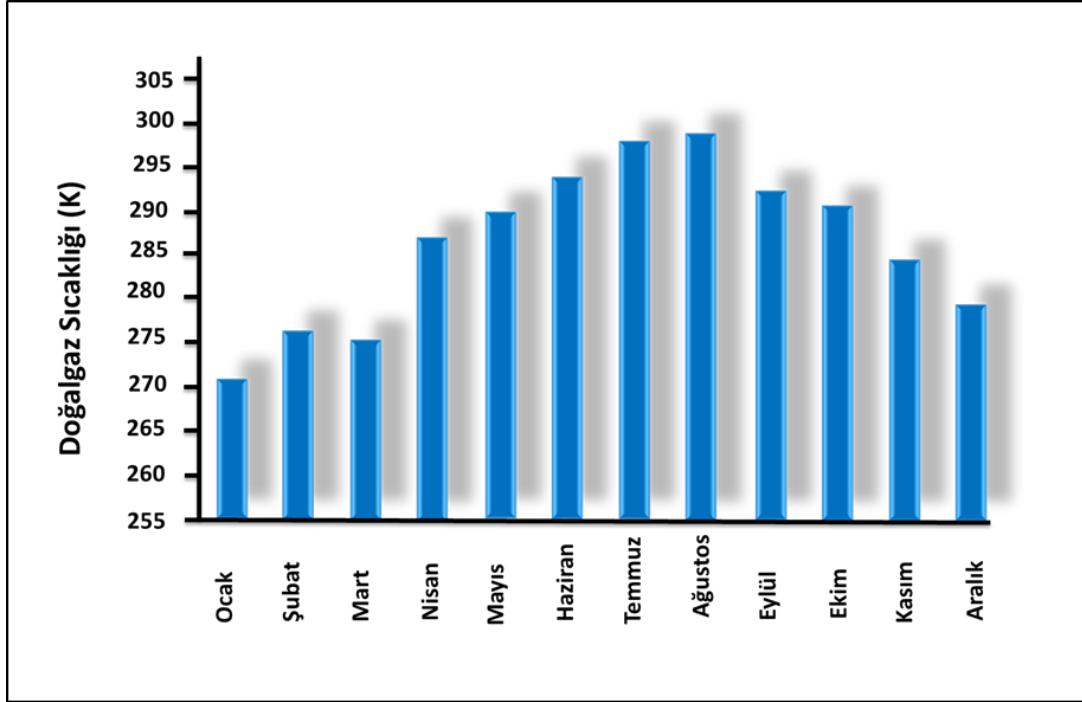
Şekil 2.11 : Yıllık doğal gaz giriş basıncı verileri, (Sanaye ve Nasab, 2012).

Genetik algoritma tekniği kullanılarak elde edilen tasarım parametreleri, optimum değerleri Çizelge 2.6'da verilmiştir.

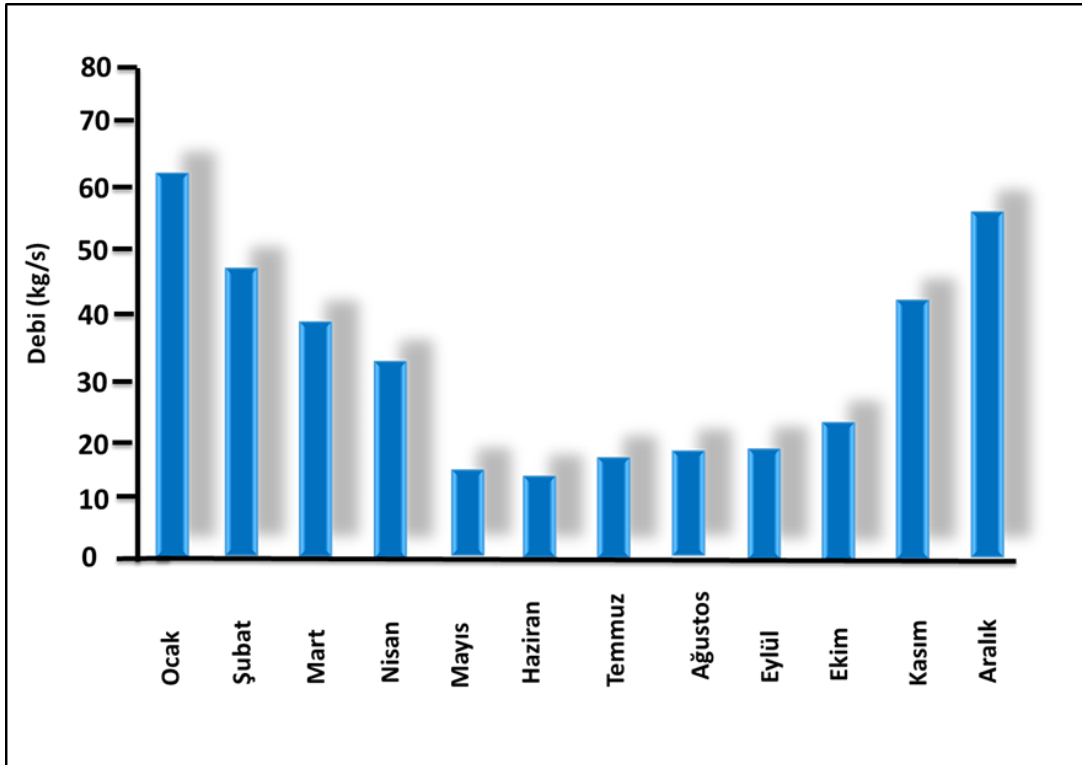
Çizelge 2.2'de verilen optimum tasarım değişkenleri değerleri kullanılarak istasyondaki elektrik üretimi değerleri ve gereken ısıtma miktarları hesaplanmış ve sırasıyla Şekil 2.14 ve Şekil 2.15'de verilmiştir.

Sonuç olarak, bu çalışmada $E_{nomen} = 5.48$ MW olan gaz motoru kullanıldığında, ön ısıtma için ısı transfer yüzeyi yaklaşık $A_0 = 53,480$ m², pompa gücü $W_{pu} = 3522$ W ve genişleme türbini gücü $W_{ex} = 13.45$ MW olarak seçildiğinde gerçek yıllık fayda değeri (AAB, \$) en yüksek değerine ulaşmıştır. Çizelge 2.2'de verilen optimum değerlerle

hesaplama yapıldığında projenin geri ödeme süresi yaklaşık 1.23 yıl olarak tespit edilmiştir, (Sanaye ve Nasab, 2012).



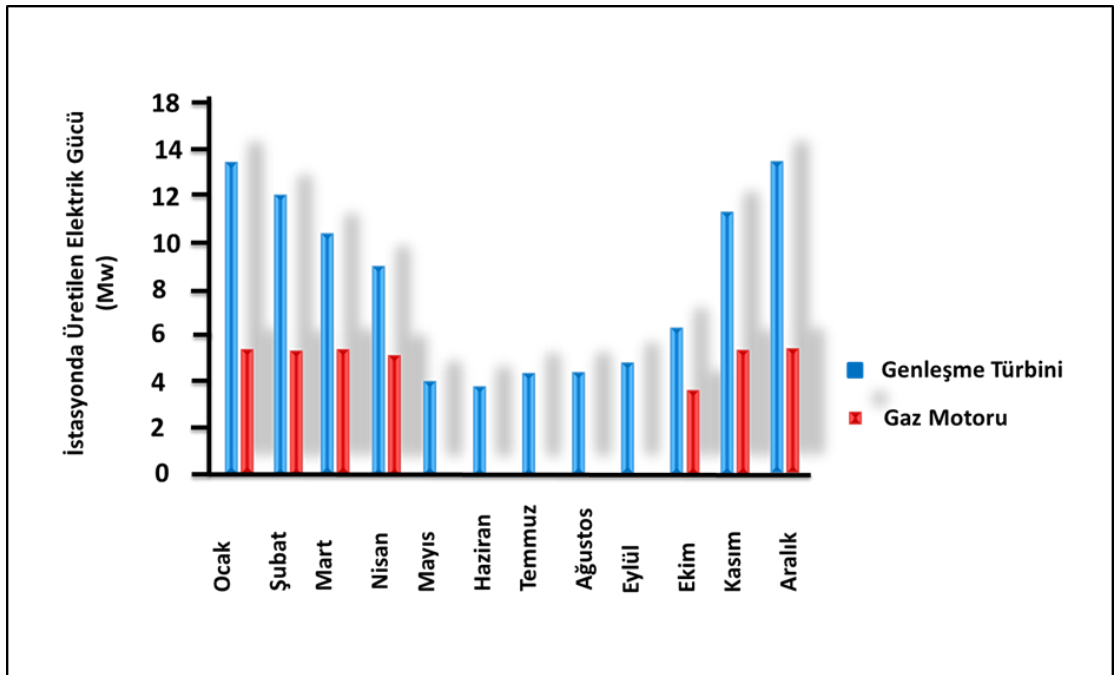
Şekil 2.12 : Yıllık istasyon giriş sıcaklıkları değerleri, (Sanaye ve Nasab, 2012).



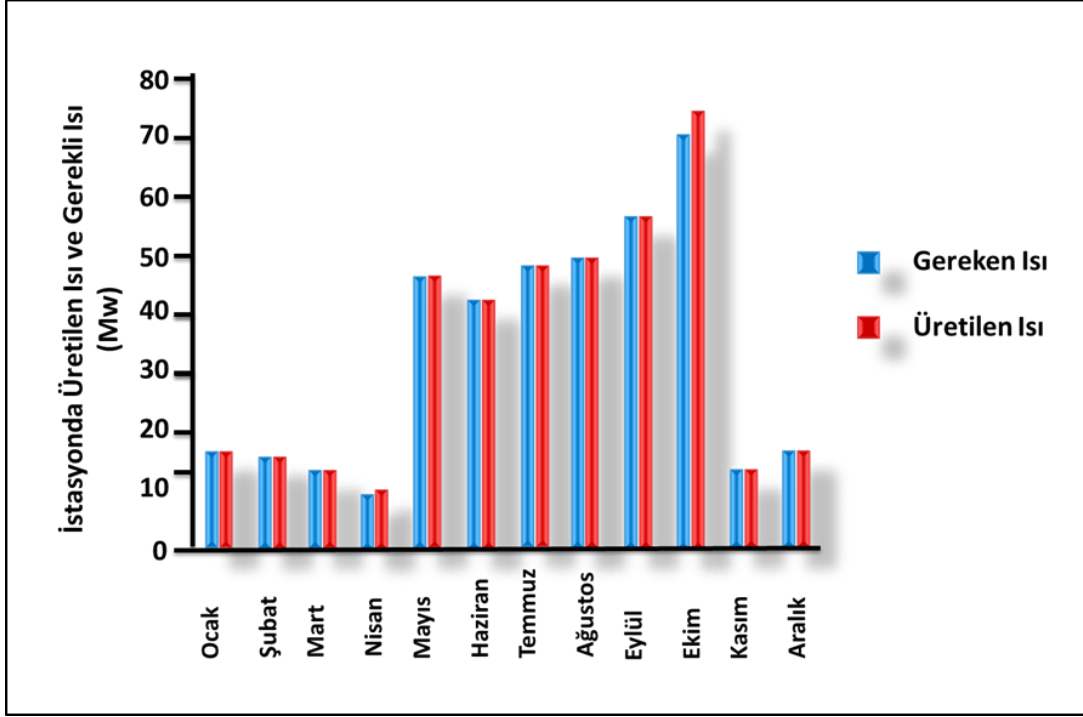
Şekil 2.13 : Yıllık istasyon girişi kütleli debi değerleri, (Sanaye ve Nasab, 2012).

Çizelge 2.2 : Yıllık veriler için elde edilen optimum tasarım değişkenleri, (Sanaye, Nasab, 2012).

Tasarım Parametreleri	Tasarım Parametreleri Optimum Değerleri											
η_{ex}	0.8											
N_{en}	2											
$E_{pom,en}$ (MW)	5.48											
PL (12 ay için)	100	100	99	96	0	0	0	0	0	67	99	100
N_{bl}	1											
H_{bl}	5.941	5.042	2.51	0.5	4.664	4.248	4.803	4.919	5.598	0.5	2.913	5.92
M_w (kg/s)	31.50	28.25	23.42	19.45	9.03	8.51	9.95	10.29	11.16	14	25.55	30.31
T_7	285	278	278	289	290	294	298	299	294	292	286	280
T_3	279	294	289	284	289	287	292	293	295	286	292	290



Şekil 2.14 : Yıllık hesaplanan elektrik üretim değerleri, (Sanaye ve Nasab, 2012).



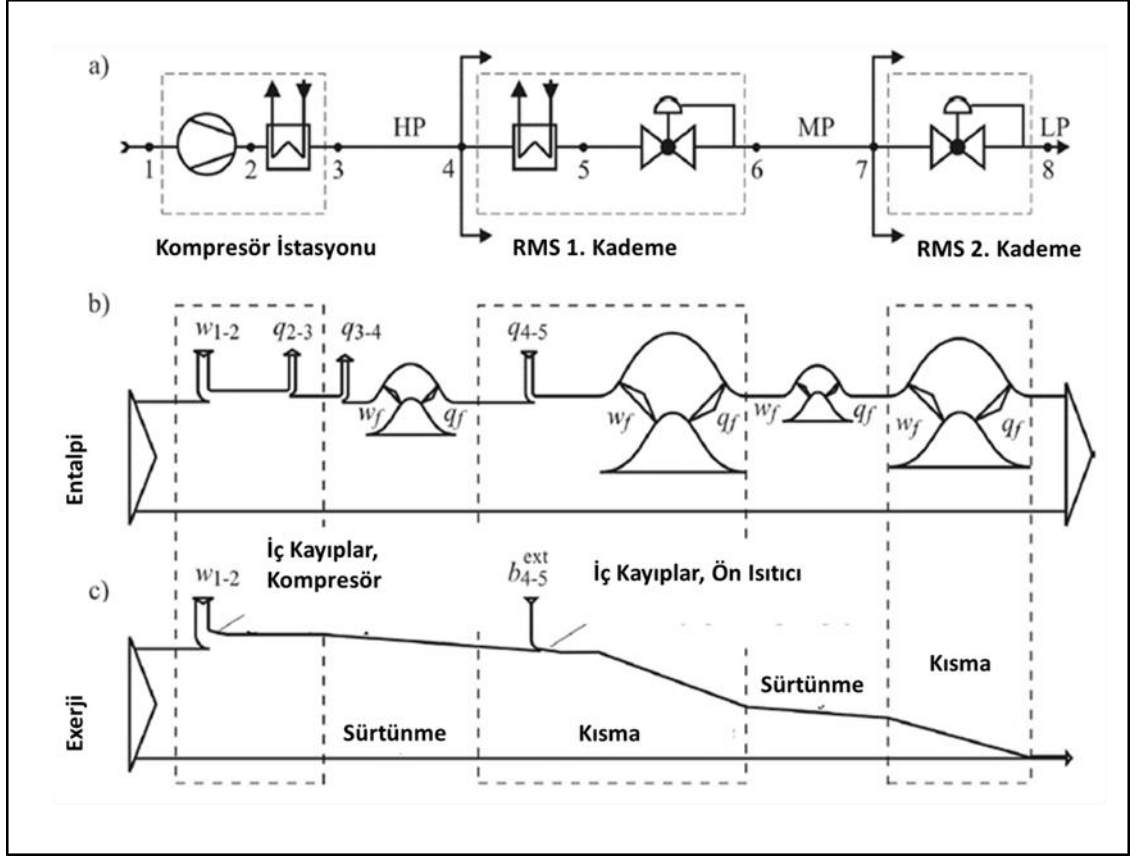
Şekil 2.15 : Yıllık hesaplanan ısı miktarı ve üretimleri, (Sanaye ve Nasab, 2012)

Kostowski (2012), doğal gaz boru hattı iletim sisteminden potansiyel enerji kurtarımını göstermek amacıyla bir çalışma yapmıştır. Bu potansiyelin çevresel koşullara bağlı ve basınçla ilişkili olduğunu ifade etmiştir.

Geleneksel boru hattı taşıma sistemi, 3 veya 4 farklı basınç kademesine sahip, yüksek basınç kısımları, iletim sektörüne, düşük basınç kısımları dağıtım sektörüne sahip olan hiyerarşik bir yapıya sahiptir. Kostowski (2012), çalışmalarını Şekil 2.16'de verdiği doğal gaz dağıtım ve iletim sisteminin enerji akış diyagramı üzerinden yapmıştır.

Kostowski (2012), Şekil 2.15'de (a) kısmında gösterilen, Polonya'da bulunan, üç kademe basınç seviyesine sahip, doğal gaz iletim ve dağıtım model sistemin maksimum iş yapabilme potansiyeli ve enerji analizini yaparken aşağıda verilen kabulleri yapmıştır:

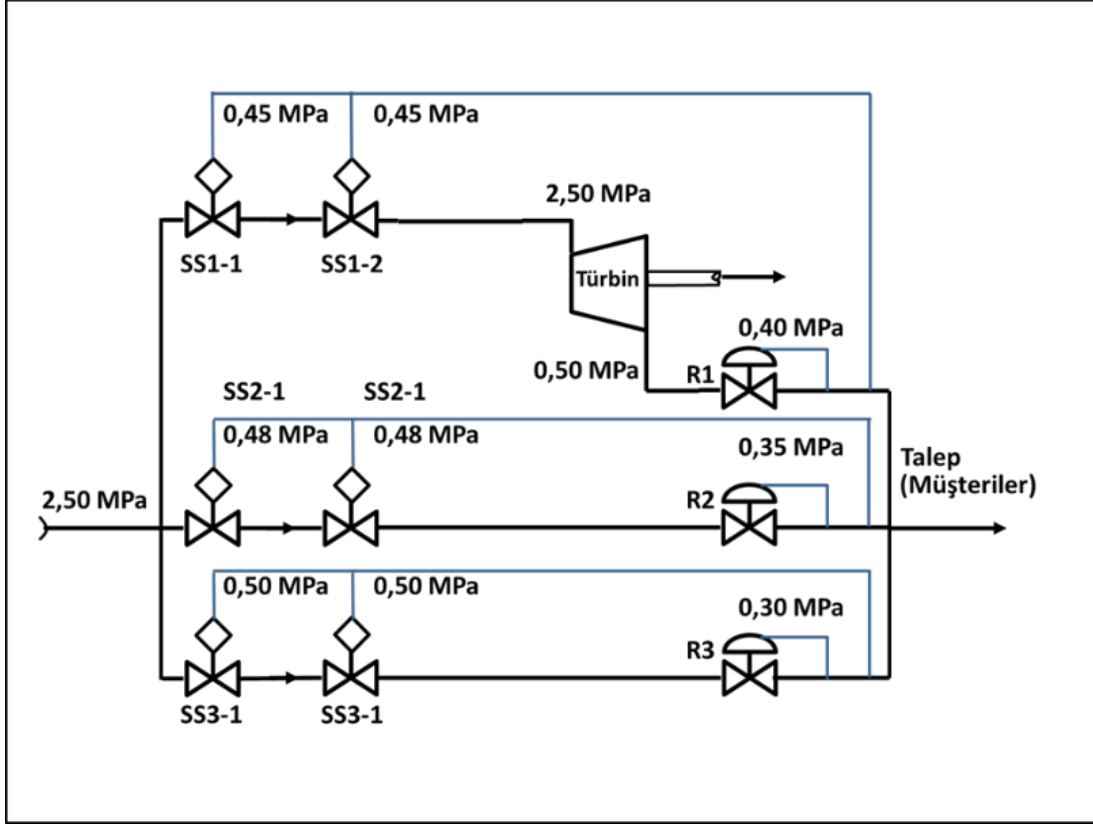
- Akış kompresör girişinde $P_1=3.0$ MPa basınç ve $T_1=10$ °C sıcaklık ile başlar.
- Kompresör çıkışında gaz basıncı $P_2=4.5$ MPa ve kompresörün izentropik verimi $\eta_c=0.82$ 'dir.
- Kompresör çıkış kısmında boru hattı akış kapasitesini artırmak için çıkış sıcaklığı 30 °C'ye düşürülmüştür.



Şekil 2.16 : Doğal gaz taşıma sistemi enerji akış diyagramı, (Kostowski, 2012).

- Boru hattı boyunca sürtünme kayıpları nedeniyle $P_4=2.5$ MPa ve $T_4=$ Toprak sıcaklığı olur.
- Birinci kademe basınç düşürme istasyonunda $P_6=2.5$ MPa'a düşürülmeden, regülatör çıkışındaki düşük sıcaklıktan sakınmak için ön ısıtma yapılarak $T_5=20$ °C'ye getirilmiştir.
- İkinci kademe basınç düşürme istasyonu çıkışında basınç $P_8=2.5$ kPa'a ayarlanmıştır.
- İkinci kademe basınç düşürme istasyonunda ön ısıtma ihtiyacı yoktur.

Daha sonra Şekil 2.16'da görülen iletim ve dağıtım sisteminde, birinci kademe basınç düşürme istasyonunda genleşme türbini kullanarak, Şekil 2.17'de görülen basınç düşürme istasyonunun maksimum iş yapabilme potansiyelini ve enerji analizini yapmıştır.



Şekil 2.17 : Genleşme türbinli basınç düşürme istasyonu, (Kostowski, 2012).

Örnek uygulama analizi için ise, iki basınç düşürme istasyonu, Çizelge 2.7’ de verilen giriş değerleri kullanarak ele alınmıştır.

Çizelge 2.3 : Genleşme türbini örnek uygulaması verileri, (Kostowski, 2010).

	Örnek Uygulama 1	Örnek Uygulama 2
Giriş Basıncı, kPa	2400	250
Giriş Sıcaklığı, °C	10	10
Çıkış Basıncı, kPa	400	2.6
Çıkış Sıcaklığı, °C	0	0
Jeneratör verimi	0.95	0.95
Ön ısıtma	Evet	Hayır

3. ÇALIŞMANIN AMACI

Dünyada teknoloji gelişimi ve sanayileşmenin hızla artması ile birlikte enerji ihtiyacının da her geçen gün hızla arttığı yaygın bir şekilde ifade edilmektedir. Çevresel kısıtlar ve enerji talebi birlikte değerlendirildiğinde, karbondioksit emisyonlarının azaltılması, yenilenebilir kaynaklardan enerji üretimi, enerji verimliliği, enerji tasarrufu gibi konular gelişmiş ülkelerde gündeme oturmuştur.

Diğer bir deyişle, kaynakların kısıtlı olması ve enerji maliyetlerinin yüksek olması, enerjinin doğru, etkin ve verimli bir şekilde değerlendirilmesini zorunlu kılmaktadır. Doğal gazın enerji üretiminde en önemli kaynaklardan birisi ve temiz fosil yakıt olması doğal gazın önemini her geçen gün artırmakla beraber, tüketimini de artırmaktadır.

Doğal gaz uzun mesafelere, boru hatları ile yüksek basınç altında taşınmaktadır. Yüksek basınçta şehir girişlerine gelen doğal gazın, buralarda RMS-A olarak adlandırılan basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarında basıncının düşürülmesi ile şehir doğal gaz dağıtım süreci başlar. Ülkemizde bulunan mevcut basınç düşürme istasyonlarında basınç düşürme işlemi regülatörler vasıtasıyla yapılmaktadır. Regülatörlerde kaybolan enerjinin kurtarılması ya da kazanımı amacıyla bu regülatörlere paralel bir genişleme türbini konulabilir. Bu durumda mevcut regülatörler yedek basınç düşürme görevi yaparlar. Genleşme türbinli sistem güvenli bir şekilde istenen basınç ve debi aralıklarında çalışırken, elektrik şebekesi ile uyumlu elektrik üretmelidir.

Bu tezin hedefi doğal gaz basınç düşürme istasyonlarından güç üretilmesidir. Mevcut geleneksel basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarına paralel olarak bir genişleme türbini kullanarak güç üretimi hedeflenmektedir. Diğer bir ifade ile dünyada yapılan gerek örnek uygulamalar gerekse model çalışmalar dikkate alınarak, Kayseri, Çorlu ve Yalova'daki mevcut basınç düşürme istasyonları (RMS-A) üzerinde değişiklik yapılarak, elektrik üretebilir hale gelmesinin teknik ve ekonomik açıdan mümkün olduğunu ortaya koymak bu çalışmanın amacını oluşturmaktadır.

4. GENLEŞME TÜRBİN SİSTEMİ ANALİTİK ÇÖZÜM YÖNTEMİ

Bu bölümde genleşme türbini sisteminin doğru çözümünde etkin rol alan çiğlenme noktası tayini, ön ısıtma ihtiyacının hesaplanması, izentropik verim ve türbinde üretilen enerji değerlerinin hesaplanması anlatılmaktadır.

4.1 Çiğlenme Noktası Tayini

Tamamen gaz fazında dengede bulunan hidrokarbon karışımından, sonsuz küçük miktarda sıvı fazın ilk oluşmaya başladığı basınç ve sıcaklık değeridir. Toplam 1g-mol hidrokarbon karışımı ($n=1.0$) için aşağıdaki koşullar geçerlidir:

$$n_L = 0 \quad (4.1)$$

$$n_V = 1 \quad (4.2)$$

n_L : sıvı fazdaki toplam mol sayısı

n_V : gaz fazındaki toplam mol sayısı

Bu şartlarda gaz fazında bulunan bileşimin mol oranı y_i , toplam bileşimin mol oranına eşittir. Çok bileşenli sistemlerde, verilen bileşenin denge değeri K_i , gaz fazındaki bileşenin mol kesrinin y_i sıvı bileşenin mol kesrine x_i oranı, hidrokarbon karışımı içindeki bileşenlerin mol kesri z_i olarak ifade edilir.

$$\sum_i z_i = 1.0 \quad (4.3)$$

$$\sum_i x_i = 1.0 \quad (4.4)$$

$$\sum_i y_i = 1.0 \quad (4.5)$$

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} \quad (4.6)$$

$$\sum_i \frac{z_i}{K_i} \quad (4.7)$$

Bu denklemin çığlenme noktası için çözümü deneme-yanılma metodu ile gerçekleştirilir.

Ancak ülkemizde Botaş İletim Şebekesi İşleyiş Düzenlemelerine İlişkin Esaslar (ŞİD)'da doğal gazın kalite bölümünde, aynen “Taşıtanın Giriş Noktasında Taşıyıcıya, Taşıyıcının Çıkış Noktasında Taşıtana teslim ettiği veya teslim için sunduğu doğal gaz,

- 1) ŞİD Ek -1' indeki Doğal Gaz Kalite Şartnamesine uygun olacaktır,
- 2) Yabancı madde (toz veya diğer katı veya sıvı maddeler) içermeyecektir,” şeklinde ifade edilmektedir.

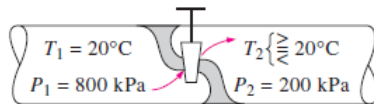
Taşıtanın Giriş Noktasında Taşıyıcıya teslim ettiği veya teslim için sunduğu Doğal Gaz yukarıdakilere ilaveten ilgili Gaz Giriş Hükümlerine de uygun olacaktır, denilmektedir.

Çizelge 4.1'de verilen bu kalite şartnamesi dikkate alınarak, çığlenme noktası 0 °C olarak kabul edilmiştir.

4.2 Joule-Thomson Etkisi

Genleşme vanaları, akışı kısarak akışkanın basıncını önemli ölçüde düşüren elemanlardır. Türbinlerden farklı olarak basınç düşmesi sırasında herhangi bir iş yapılmaz. Şekil 4.1'de görüldüğü gibi akışkanın basıncının düşmesi esnasında genellikle sıcaklığında da büyük bir düşme gözlenir. Ancak bu durumda entalpi sabit kalır. Bir kısılma işlemi sırasında sıcaklık değişiminin büyüklüğü Denklem 4.8'de tanımlanan Joule-Thomson katsayısı (μ) tarafından belirlenir, (Çengel, 2010).

$$\mu = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_h \quad (4.8)$$



Şekil 4.1 : Genleşme işleminin sıcaklığa etkisi, (Çengel, 2010).

Çizelge 4.1 : ŞİD Ek-1 Doğal gaz kalite şartnamesi.

Kimyasal Kompozisyon (Mol Yüzdesi Olarak)

Metan	(C ₁) Min. % 82
Etan	(C ₂) Maks. % 12
Propan	(C ₃) Maks. % 4
Bütan	(C ₄) Maks. % 2,5
Pentan ve Diğer Ağır Karbonlar	(C ₅₊) Maks. % 1
Karbondioksit	(CO ₂) Maks. % 3
Oksijen	(O ₂) Maks % 0,5
Azot	(N ₂) Maks. % 5,5

Kükürt

Hidrojen Sülfür	(H ₂ S) Maks. 5,10 mg/m ³
Merkaptan Kükürt	Maks. 15,30 mg/m ³
Toplam Kükürt	Maks. 110,00 mg/m ³

Üst Isıl Değer

Maksimum	10.427 Kcal/m ³
Minimum	8.100 Kcal/m ³

Wobbe Sayısı

Maksimum	54,7 Mj/m ³
Minimum	45,7 Mj/m ³

Su Çiğlenme Noktası Maksimum -8 °C

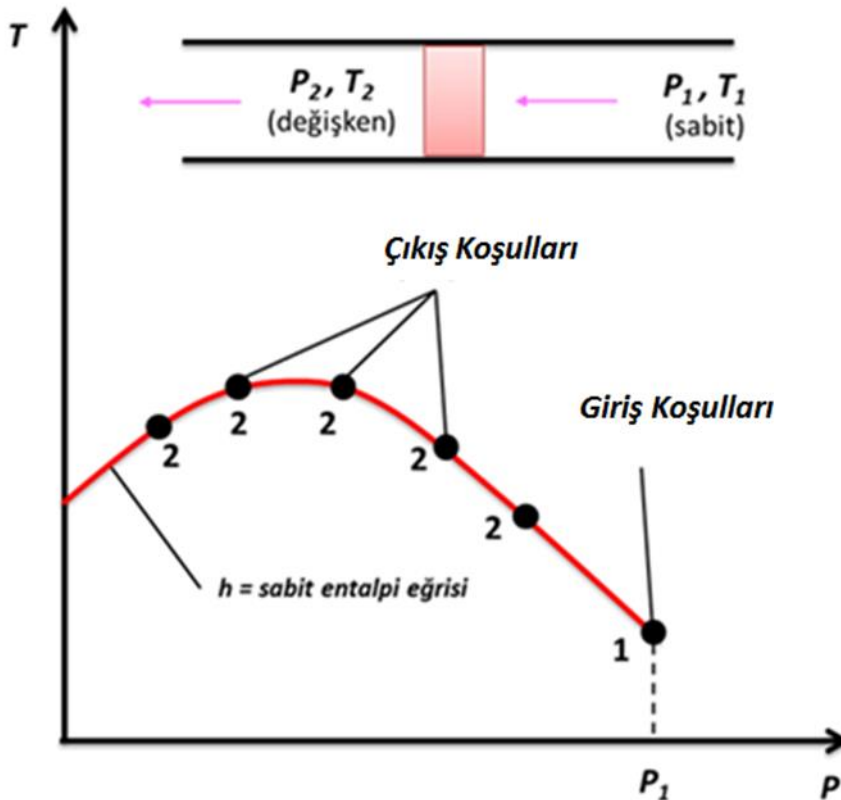
Hidrokarbon Çiğlenme Noktası Maksimum 0 °C

m³ : 15 °C ve 1,01325 Bar mutlak basınçtaki 1 (bir) m³ gazın hacmine tekabül eder.

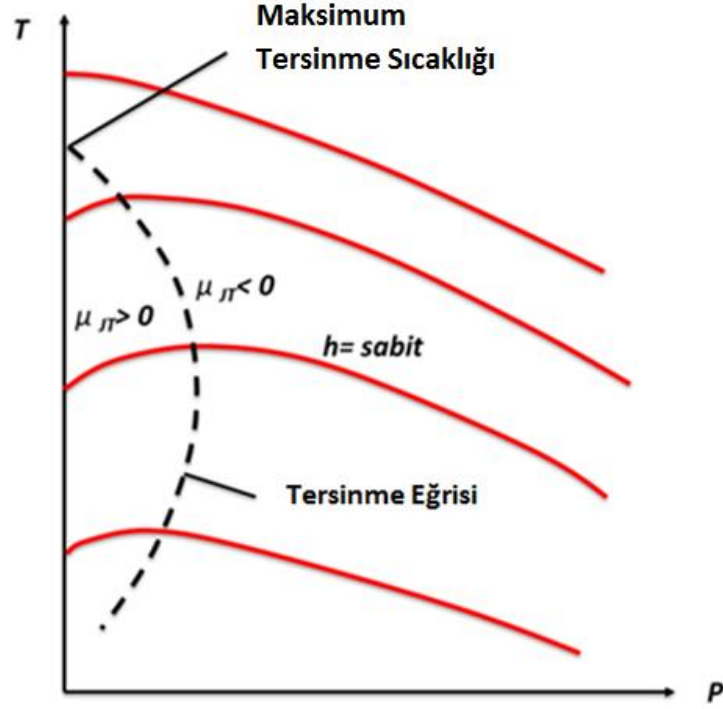
Başka bir ifade ile Joule-Thomson katsayısı (μ) sabit entalpide bir hal değişimi sırasında sıcaklığın basınçla nasıl değiştiğinin ölçüsüdür. Bir genleşme işlemi sırasında μ 'nün alacağı değerler aşağıda gösterilmiştir.

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

Denklem 4.8 dikkatle incelendiğinde, Joule-Thomson katsayısının $T - P$ diyagramında sabit entalpi eğrilerinin eğimini gösterdiği görülür. Bu eğrilerin çizilebilmesi için bir genleşme işlemi sırasında sadece sıcaklık ve basıncın ölçülmesi yeterlidir. Sıcaklığı ve basıncı bilinen (bu nedenle entalpisi bilinen) bir akışkan, genleşme vanasından geçirilerek çıkış basıncı ve sıcaklığı ölçülür. Deney farklı kesit alanı olan vanalarla tekrarlanırsa, farklı T_2 ve P_2 değerleri elde edilir. Bu değerler $T - P$ diyagramında işaretlenir ve bir eğri ile birleştirilirse, Şekil 4.2'de gösterildiği gibi sabit entalpi (h) eğrisi elde edilir. Şekil 4.3'de ise genleşme vanasının giriş halini değiştirerek farklı sabit entalpi (h) eğrileri elde etmek mümkündür.



Şekil 4.2 : h sabit eğrisinin elde edilişi, (Çengel, 2010).



Şekil 4.3 : Bir maddenin T-P diyagramında sabit entalpi eğrileri, (Çengel, 2010).

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

Bir kısılma işlemi, sabit entalpi eğrisi üzerinde azalan basınç yönünde, başka bir ifadeyle, sağdan sola doğru gerçekleşir. Bu nedenle tersinme eğrisinin sağında kalan bir akışkan için, sıcaklık genleşme etkisi sırasında azalır. Şekil 4.3'ten de açıkça görüleceği gibi soğutma etkisi sağlayabilmek için akışkanın maksimum tersinme sıcaklığının altında olması gerekir.

Joule-Thomson katsayısı için özgül ısılar, basınç, özgül hacim ve sıcaklıkla ifade eden genel bir denklem geliştirilirse, bu işlem entalpi değişimini veren Denklem 4.9'un değiştirilmesi ile elde edilir.

$$dh = c_p dT + \left[\vartheta - T \left(\frac{\partial \vartheta}{\partial T} \right)_p \right] dP \quad (4.9)$$

Entalpinin sabit olduğu bir hal değişimi için $dh=0$ olur. Bu durumda Denklem 4.9 şu şekli alır.

$$\mu = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_h = -\frac{1}{c_p} \left[\vartheta - T \left(\frac{\partial \vartheta}{\partial T} \right)_p \right] \quad (4.10)$$

Denklem 4.9 ile Joule-Thomson katsayısı maddenin özgül ısısı ve P-v-T davranışı bilindiği zaman belirlenebilir. Joule-Thomson katsayısı biliniyorsa, yukarıdaki bağıntı durum denklemi ile kullanılarak, maddenin sabit basınçta özgül ısısı hesaplanır.

4.3 Üretilebilecek İşin Hesaplanması

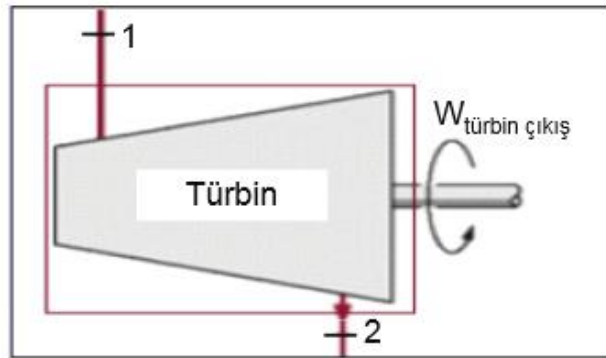
Enerji kapalı bir sistemin sınırlarını ısı veya iş olarak geçebilir. Bu nedenle, kapalı bir istemin sınırlarını geçen enerji eğer ısı değilse, iştir. Kapalı bir sistemle çevresi arasında sıcaklık farkının olmadığı enerji alış veriş i iş olarak tanımlanabilir.

İş de, ısı gibi enerji geçişinin bir biçimidir, bu nedenle birimi örneğin kJ gibi bir enerji birimidir. 1 ve 2 halleri arasında yapılan iş W_{12} veya sadece W ile gösterilir. Sistemin birim kütlesi için yapılan iş w ile gösterilir ve

$$w = \frac{W}{m} \quad (\text{kJ/kg}) \quad (4.11)$$

bağıntısıyla tanımlanır. Birim zamanda yapılan iş güç diye adlandırılır ve $\dot{W}$ ile gösterilir. Gücün birimi kJ/s veya kW'tır.

Türbinde yapılan iş;



Şekil 4.4 : Türbinin kontrol hacminde gösterilmesi, (Çengel, 2010).

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_2 = \dot{m} \quad (4.12)$$

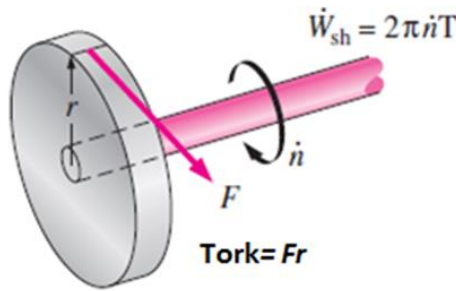
$$\dot{m}_1 h_1 + \dot{W}_T = \dot{m}_2 h_2 \quad (4.13)$$

$$\dot{W}_T = \dot{m}(h_1 - h_2) \quad (4.14)$$

$$s_2 = s_1 \text{ (izentropik)} \quad (4.15)$$

Dönen bir malle enerji aktarımına sıkça rastlanır. Genellikle malle uygulanan burulma momenti (T) ve buna bağılı olan kuvvet (F) sabittir. Verilen bir burulma momenti için n devirde yapılan iş aşağıda gösterildiğı gibi hesaplanır. Moment kolu r 'ye uygulanan F kuvveti, Şekildeki gibi T burulma momentini oluturur:

$$T = Fr \longrightarrow F = \frac{T}{r} \quad (4.16)$$



Şekil 4.5 : Mil işi bileşenleri, (Çengel, 2010).

Bu kuvvet s uzunluğı boyunca uygulanmakta olup, s ve T arasındaki ilişki aşağıda verilmiştir.

$$s = (2\pi r)n \quad (4.17)$$

Mekanikte, F sabit kuvvetinin etkide bulunduğı bir cisim kuvvetin etkidiğı yönde s uzunluğunda yer değıştiriyorsa yapılan iş;

$$W = Fs = (2\pi r)n \quad (4.18)$$

dolayısıyla mil işi;

$$W_{mil} = Fs = \frac{T}{r}(2\pi r)n = 2\pi nT \quad (kJ) \quad (4.19)$$

olarak yazılabilir. Mille iletilen güç, birim zamanda yapılan mil işidir ve

$$\dot{W}_{mil} = 2\pi nT \quad (kW) \quad (4.20)$$

bağıntısı ile verilir. Burada n birim zamandaki devir sayısıdır.

4.4 İzentropik Durum Değişimi ve İzentropik Verim

Sabit bir kütlenin entropisi sadece ısı geçişi ve tersinmezlikler sonucu değişebilir. Bu nedenle belirli bir kütlenin entropisinin, içten tersinir ve adyabatik bir hal değişimi sırasında değişmeyeceği açıktır. Bu tür bir hal değişimi aynı zamanda sabit izentropik (sabit entropili) hal değişimi olarak adlandırılır ve sıcaklık-entropi (T-s) diyagramında dikey bir doğru olarak gösterilir.

Genleşme türbinleri adyabatik olarak çalışırlar ve en yüksek verime sürtünme ve benzeri tersinmezlikler en aza indirildiğinde ulaşırlar. Bu nedenle izentropik hal değişimi, gerçek hal değişimi için uygun bir modeldir. Ayrıca, izentropik hal değişimlerini bu makinelerde gerçekleştirecek hal değişimlerinin üst sınırı kabul edilerek verim tanımlamaları yapmak olanaklıdır. İzentropik hal değişimleri için kullanılacak tek bağıntı,

$$s_1 = s_2 \quad (kJ/kg \text{ } ^\circ K) \quad (4.21)$$

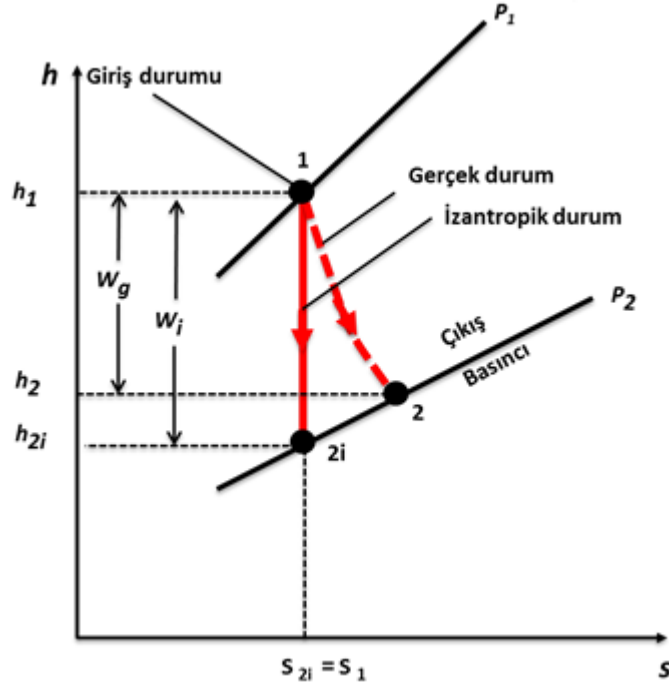
olmaktadır. Tersinir adyabatik bir hal değişimi izentropik olmak zorundadır, fakat izentropik bir hal değişiminin mutlaka tersinir adyabatik olması gerekmez.

Türbinin izentropik verimi, türbinde yapılan gerçek işin, giriş hali ile çıkış basıncı arasında izentropik bir genişleme olması durumunda elde edilecek iş oranı diye tanımlanmıştır.

Şekil 4.5'te verilen adyabatik bir genleşme türbinin izentropik ve gerçek durumunu gösteren entalpi – entropi grafiği verilmiştir. Bu grafiğe göre izentropik verim tanımı

$$\eta_T = \frac{\text{gerçek türbin işi}}{\text{İzentropik türbin işi}} = \frac{w_g}{w_i} \quad (4.22)$$

şeklinde yazılabilir.



Şekil 4.6 : Adyabatik türbinde gerçek ve izentropik hal değişimlerinin gösterilmesi.

Türbinden geçen akışkanın kinetik ve potansiyel enerjisindeki değişimler, genellikle entalpi değişimine oranla çok daha küçüktür, dolayısıyla ihmal edilebilir. Bu nedenle adyabatik bir türbinin işi entalpi değişimine eşit olacaktır. Bu durumda Denklem 4.22,

$$\eta_T = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2i}} \quad (4.23)$$

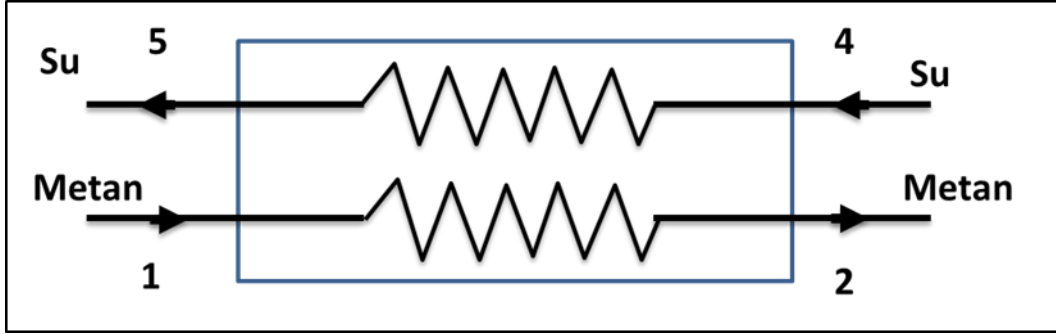
olarak yazılabilir.

4.5 Gereken Isı Miktarının Hesaplanması

Türbin çıkış sıcaklığı, çiğlenme noktasının $+5 \text{ }^\circ\text{C}$ üzerinde seçilebilir. Çıkış sıcaklığının en az $+5 \text{ }^\circ\text{C}$ alınması durumunda türbin giriş sıcaklığı Şekil 4.6 ve Denklem 4.23'e göre tespit edilir.

Doğal gazın ısıtılması esnasında basınç değişimi ihmal edilirse, ya da başka bir ifadeyle sabit basınç olduğu varsayımı yapılırsa, gereken ısı miktarı; Şekil 4.7'de gösterilen ısı eşanjörü – doğal gaz hattı kontrol hacmi sürekli akış sistemi için kütle

dengesi ve enerji dengesi denklemleri yazılarak bulunur. Denklem 4.24 ve 4.25 kontrol hacmindeki kütlenin korunumu ilkesi üzerine yazılmıştır.



Şekil 4.7 : Adyabatik türbinde gerçek ve izentropik hal değişimlerinin gösterilmesi.

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_2 = \dot{m}_{\text{doğal gaz}} \quad (4.24)$$

$$\dot{m}_4 = \dot{m}_5 = \dot{m}_{\text{su}} \quad (4.25)$$

Aynı şekilde bu kontrol hacmi için sistemin adyabatik olduğu düşünülerek enerji dengesi Denklem 4.26 ile ifade edilir.

$$E_{\text{giren}} - E_{\text{çıkan}} = 0 \quad (4.26)$$

Denklem 4.26 açık olarak yazılırsa,

$$Q - W + \sum_{\text{giren}} \dot{m}_{\text{giren}} \left(u + Pv + \frac{V^2}{2} + gz \right)_{\text{giren}} - \sum_{\text{çıkan}} \dot{m}_{\text{çıkan}} \left(u + Pv + \frac{V^2}{2} + gz \right)_{\text{çıkan}} = 0 \quad (4.27)$$

$$u + Pv = h \quad (4.28)$$

olur. Burada;

E_{giren} : Sisteme giren toplam enerji

$E_{\text{çıkan}}$: Sistemden çıkan toplam enerji

Pv : akış enerjisi

u : iç enerji

$\frac{v^2}{2}$: kinetik enerji

gz : potansiyel enerji

h : entalpi

Denklem 4.27’de kinetik enerji ve potansiyel enerji terimleri entalpi değerinin yanında ihmal edilebilir derecede küçüktürler. Sistem de iş ve ısı alışverişide bulunmamaktadır. Bu durumda Şekil 4.7’de verilen kontrol hacminde, sürekli akış sistemi için enerji dengesini yazılacak olursa, (Denklem 4.29), bu denklemden doğal gazın sıcaklığını T_1 giriş sıcaklığından T_2 çıkış sıcaklığına ulaştırmak için verilmesi gereken enerji miktarı hesaplanabilir.

$$\dot{m}_{\text{doğal gaz}}(h_2 - h_1) = \dot{m}_{\text{su}}(h_4 - h_5) \quad (4.29)$$

Burada;

$\dot{m}_{\text{doğal gaz}}$: kontrol hacmine giren doğal gazın kütleli debisi, kg/s.

$\dot{m}_{\text{su}}$: kontrol hacmine giren suyun kütleli debisi, kg/s.

h_2 : kontrol hacminden çıkan doğal gazın entalpi değeri, kJ/kg.

h_1 : kontrol hacmine giren doğal gazın entalpi değeri, kJ/kg.

h_5 : kontrol hacminden çıkan suyun entalpi değeri, kJ/kg.

h_4 : kontrol hacminden çıkan suyun entalpi değeri, kJ/kg.

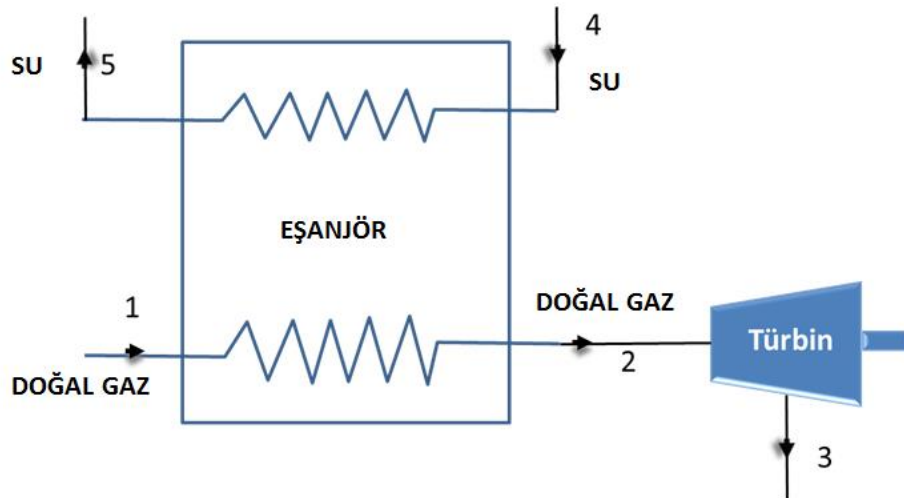
5. ÇORLU KAYSERİ YALOVA TÜRBİN TASARIM UYGULAMALARI

Bu bölümde doğal gaz basınç düşürme istasyonlarından elektrik üretiminin incelenebilmesi için Çorlu, Kayseri ve Yalova şehirlerinde bulunan RMS-A istasyonlarından alınan gerçek verilerle elektrik üretilebilmek için yapılması gereken ilave ön ısıtma ihtiyacı ve üretilebilecek elektrik miktarları hesaplanarak karşılaştırılmıştır.

Üretilen elektrik miktarının tutarının hesaplanmasında “Yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji üretiminde kullanılmasına ilişkin 5346 sayılı kanun” gereğince belirlenen jeotermal enerjiye dayalı üretim tesislerine uygulanan 10.5 ABD Doları cent/kWh birim fiyatı kullanılmıştır.

Ön ısıtmada kullanılacak doğal gaz tüketim tutarının hesaplanmasında ise “Botaş ile Doğal Gaz Satış Sözleşmesi İmzalamış Serbest Tüketicilere Uygulanan Doğal Gaz Satış Fiyat Tarifesinde” belirtilen Yıllık Sözleşme Miktarı 300,000 Sm³ üzerinde olan tüketicilere uygulanan 0.06746081 TL/kWh fiyatı dikkate alınmıştır, (url-04, 2014).

Bu şehirlerdeki RMS-A istasyonlarında kullanılacak türbin sistemi Şekil 5.1’de gösterilmekte ve tasarımda kullanılan parametre değerleri aşağıda listelenmiştir:



Şekil 5.1 : RMS-A istasyonu için ön ısıtma ve türbin modeli.

Türbin çıkış basıncı, (P_3)	= 19 bar
Türbin çıkış sıcaklığı, (T_3)	= +5 °C
Isıtma öncesi gaz sıcaklığı (T_1)	= +20 °C
Buhar kazanı ve eşanjör verimi	= 0.80
Dişli kutusu ve jeneratör verimi	= 0.85
1 ABD Doları	= 2.1019 TL

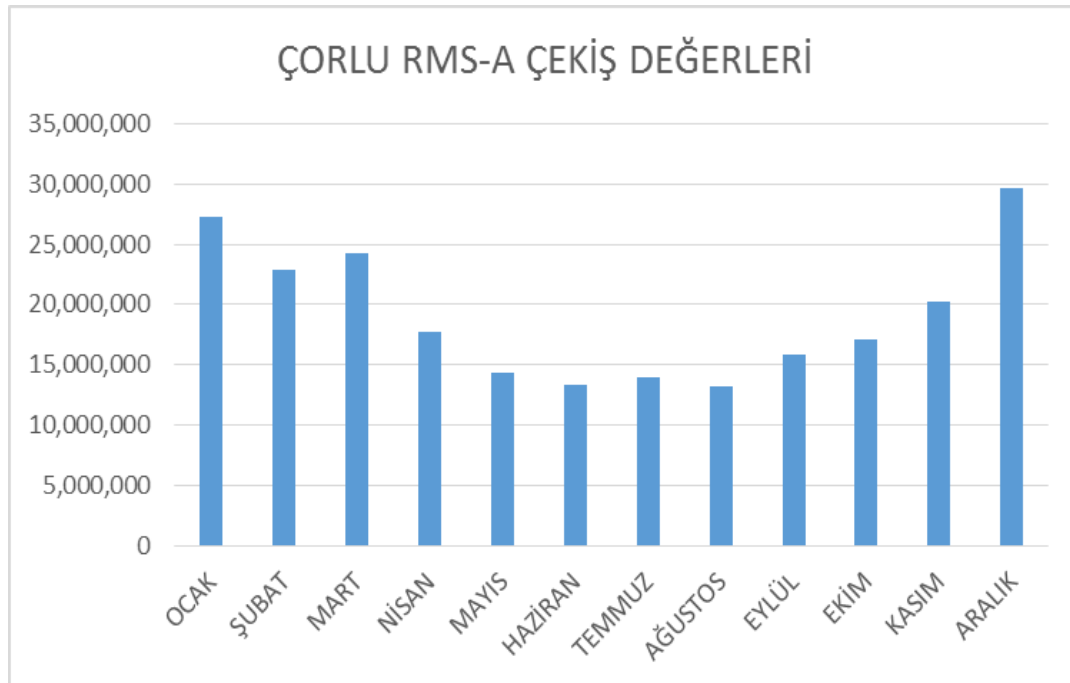
Türbin çalışma üst limit debi değeri = Tasarım debisi*1.5

Türbin çalışma alt limit debi değeri = Tararım debisi*0.6

Doğal gazın yoğunluğu = 0.6799655 kg/m³ (15 °C ve 1.01325 bar)

5.1 Çorlu Uygulaması

Çorlu Doğal Gaz Dağıtım A.Ş. dağıtım bölgesinde bulunan Çorlu RMS-A İstasyonu 2013 yılına ait, 365 gün ve 24 saat için doğal gaz çekişi verileri alınarak işlenmiş ve bu istasyondan basınç düşümü esnasında elektrik üretimi için uygun olabilecek genleşme türbini ve ön ısıtma değeri hesaplanmıştır. Şekil 5.2’de bu istasyona ait saatlik tüketim verilerinin kullanılmasıyla elde edilen aylık toplam gaz çekiş değerleri görülmektedir.



Şekil 5.2 : Çorlu RMS-A aylık toplam gaz çekiş değerleri.

Bu istasyona ait yıl içinde her aya ait azami ve asgari gaz çekiş değerleri saatlik tüketim verilerinden belirlenmiş ve bu değerler Çizelge 5.1’de verilmiştir. Saatlik bazda verilen doğal gaz tüketim değerleri toplanarak aylık ve yıllık tüketim değerleri hesaplanmıştır. Yıllık toplam tüketim değerinin veri alınan 8628 saate bölünmesiyle de ortalama saatlik debi değeri hesaplanmıştır. Çorlu RMS-A istasyonuna ait saatlik bazda çekişler EK-A’da Şekil A.1 ile grafiksel olarak verilmiştir.

Çizelge 5.1 : Çorlu RMS-A istasyonuna ait aylık pik değerleri.

	AZAMİ DEBİ, Nm ³ /sa			ASGARİ DEBİ, Nm ³ /sa			Toplam Çekiş, Nm ³
	Gün	Saat	Debi	Gün	Saat	Debi	
Ocak	9	20:00	67,951	20	11:00	19,392	27,274,475
Şubat	28	15:00	56,120	7	05:00	15,728	22,828,403
Mart	28	20:00	50,950	15	01:00	18,470	24,256,850
Nisan	8	20:00	45,360	28	16:00	12,490	17,745,910
Mayıs	23	18:00	28,830	19	16:00	8,000	14,403,420
Haziran	5	15:00	30,580	16	08:00	6,000	13,307,270
Temmuz	9	14:00	29,860	6	06:00	4,100	14,031,710
Ağustos	28	19:00	31,580	29	05:00	7,000	13,164,940
Eylül	26	12:00	34,480	2	03:00	7,090	15,820,080
Ekim	9	10:00	39,100	19	08:00	12,000	17,105,170
Kasım	18	18:00	45,430	10	13:00	12,230	20,212,430
Aralık	11	20:00	56,430	1	05:00	23,130	29,593,000
Toplam Tüketim							229,743,628

Bu istasyona ait veriler üzerinde yapılacak hesaplamalarda kullanılan parametre değerleri aşağıda verilmiştir:

Yıllık toplam gaz tüketimi : 229,743,628 Nm³

Yıllık azami debi : 67,951 Nm³/sa (9 Ocak 2013, Saat 20:00)

Yıllık asgari debi : 4,100 Nm³/sa (6 Temmuz 2013, Saat 06:00)

Yıllık ortalama debi : 26,628 Nm³/sa

Yıllık azami debi değeriindeki basınç değeri: 60.12 bar

Yıllık asgari debi değeriindeki basınç değeri : 61.75 bar

İstasyondan geçen gazın içeriği anlık olarak değişmekte, ancak çok büyük oranda metan içermektedir. Çizelge 5.2’de Çorlu RMS-A istasyonundan alınan Ocak ayına ait ortalama değerleri gösteren gaz kompozisyonu değerleri görülmektedir. Bu çalışmada türbin tasarımı doğal gazın %100 metan olduğu varsayımına göre yapılmıştır. Doğal gaz kompozisyonu içinde metanın en düşük ısı değere sahip olması nedeniyle gerçek gaz kompozisyonu ile yapılacak tasarımdan daha fazla enerji üretimi beklenilebilir. Çizelge 5.1’de gösterilen verinin, aylık azami ve asgari çekiş değerleri grafiksel hale getirilerek Şekil 5.2’de verilmiştir. İstenen türbin çalışma aralığı bu grafikte görünen iki eğri arasındaki alan olarak alınabilir.

Çizelge 5.2 : Çorlu RMS-A Ocak ayı ortalama doğal gaz kompozisyonu.

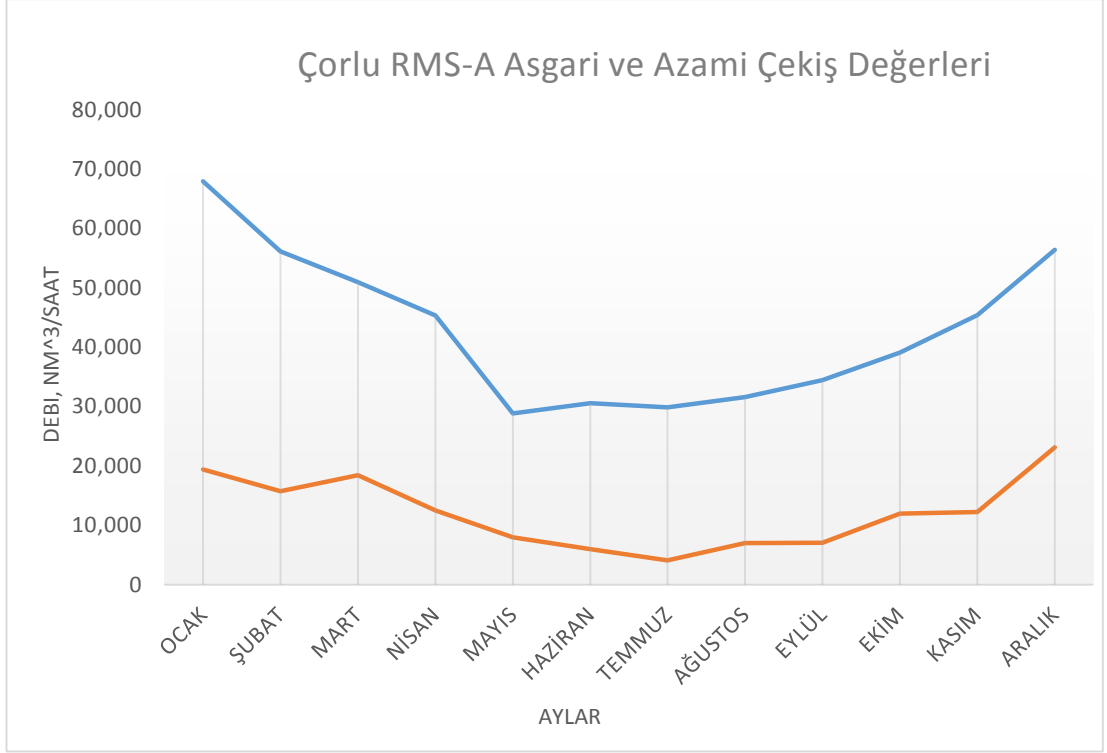
	Metan	Etan	Propan	i- Bütan	n- Bütan	i- Pentan	n- Pentan	Heksan	Nitrojen	CO ₂
Ort. (%)	97.161	1.405	0.450	0.070	0.074	0.013	0.010	0.006	0.723	0.087
Alt Isıl Değer	8238.164 kCal									
Üst Isıl Değer	9144.93 kCal									
Üst Isıl Değer	9143.044 kCal ISO-6976									

Hesaplamalarda kullanılacak olan türbin giriş basıncı, seçilecek türbinin çalışma sınır değerleri arasında kalan yıllık debiye göre ağırlıklı ortalama giriş basıncı olup, Denklem 5.1’e göre hesaplanmıştır.

$$\text{Türbin Giriş Basıncı} = \bar{P}_1 = \frac{\sum_1^n Q_i P_i}{\sum_1^n P_i} \quad (5.1)$$

Q : Hacimsel debi, Nm³/sa

$\bar{P}_1$: Debi ağırlıklı ortalama istasyon giriş basıncı, bar



Şekil 5.3 : Aylık bazda pik gaz çekişi grafiği.

Ek-A’da verilen Şekil A.1 ve Şekil A.2 verilerinin Denklem 5.1’de kullanılması ile debi ağırlıklı istasyon giriş basıncı 61.4 bar olarak hesaplanmıştır. Bu basınç değerinin yıl boyunca sabit kaldığı kabulü yapılarak tasarım yapılmıştır.

Bölüm 4.1’de belirtilen, Türkiye doğal gaz iletim şebekesinde taşınacak olan gazın kalite teknik şartnamesi, Şebeke İşleyiş Düzenlemeleri’ne İlişkin Esaslar yönetmeliğinde verilmiş olup, doğal gazın hidrokarbon çiğlenme noktası 0 °C olarak verilmiştir. Bu durumda basınç düşürme istasyonunda, doğal gazın çıkış sıcaklığı en az 0 °C olmalıdır.

Daha önce Bölüm 4.2 ve 4.6’da ifade edildiği gibi genleşme vanası vasıtasıyla basınç düşürme işleminde Joule-Thomson etkisi ile genleşme türbinleri vasıtasıyla da basınç düşürme işleminde izentropik hal değiştirme nedeniyle sıcaklık düşümünün gerçekleştiği ve genleşme türbinleri üzerindeki sıcaklık düşümünün, genleşme vanaları üzerindeki sıcaklık düşümüne göre çok daha fazla olduğu belirtilmiştir. Her iki durumda da çıkış sıcaklığı çiğlenme noktası olan 0 °C’nin üzerinde +5 °C olarak seçilip, çıkış sıcaklığının güvenli bir noktada olması kabulü yapılmıştır.

Bu durumda genleşme türbini üzerinden basınç düşümü yapılması işleminde, türbin öncesi gazın giriş sıcaklığını Bölüm 4.4’de anlatılan izentropik verim eşitliğinden

giriş sıcaklıkları için tahminde bulunarak, tahmin edilen T_2 türbin giriş sıcaklığı için bu sıcaklıktaki entropi değerini ideal durumdaki s_{3i} entropi değerine eşitleyerek, öngörülen giriş entalpi değeri için Denklem 4.23'ten sağlanması yapılmaya çalışılır. Tüm bu entalpi ve entropi değerleri Şekil 5.3'te verilen basınç – entalpi diyagramından okunarak elde edilir.

Çorlu RMS-A istasyonu için mevcut aylık, günlük ve saatlik veriler değerlendirildiğinde debinin oldukça değişken olduğu gözlemlenmiş ve bu değişim Şekil 5.2'de gösterilmiştir. Bu tip değişken debili basınç düşürme istasyonlarında kullanılacak türbinin, belirlenen tasarımın debisinin %50 üstünde ve %40 altında verimli çalışacağı bilgisi genleşme türbini üreticisi bir firmadan alınmıştır, (Işıltan Y, 2014).

Bu istasyon için tasarım debisi 30,000 Nm³/sa, 40,000 Nm³/sa, 50,000 Nm³/sa, olarak seçilmiş ve herbir tasarım debisi için izentropik verimin 0.70, 0.75, 0.80 ve 0.85 olması durumlarında gereken giriş sıcaklıkları, ön ısıtma ihtiyacı ve üretilen elektrik miktarları hesaplanmıştır.

30,000 Nm³/sa tasarım debisi için türbinin çalışma debi aralığı azami 45,000 Nm³/sa ve asgari 18,000 Nm³/sa olacaktır. %85 izentropik verim için yapılan örnekte gerekli ısı ve üretilebilir elektrik miktarları hesaplamalarında türbinin çalışacağı azami debiler kullanılarak, aynı zamanda buhar kazanı ve türbin kapasitesinin hesaplamaları aşağıda adım adım gösterilmiştir.

$$\eta_T = \frac{\text{gerçek türbin işi}}{\text{izentropik türbin işi}} = \frac{w_g}{w_i} \quad (4.22)$$

$$\eta_T = \frac{h_2 - h_3}{h_2 - h_{3i}} \quad (4.23)$$

$$T_3 = +5 \text{ } ^\circ\text{C} = 278.15 \text{ } ^\circ\text{K}$$

$$P_3 = 19 \text{ bar} = 1900 \text{ kPa}$$

$$\eta_T \cong 0.85$$

$$h_3 = -65.455 \text{ kJ/kg (Şekil 5.3'ten)}$$

$$s_3 = -1.724 \text{ kJ/kg } ^\circ\text{K (Şekil 5.3'ten)}$$

$$P_1 = P_2 = 61.4 \text{ bar} = 6140 \text{ kPa}$$

Türbin giriş sıcaklığı daha öncede ifade edildiği gibi deneme yanılma yoluyla hesaplanmaktadır. Öngörülen bir gaz giriş sıcaklığı kullanılarak Şekil 5.3'ten elde edilen h_2 ve $s_2=s_{3i}$ değerlerine karşılık gelen h_{3i} değerleri Denklem 4.23'te kullanılarak bir izentropik türbin verimi hesaplanır. Bu verimliliğin kabul edilen türbin verimliliğine (bu örnekte 0.85) eşit oluncaya kadar türbin giriş sıcaklığı değiştirilir. $T_2 = +80 \text{ }^\circ\text{C}$ öngörüsünde bulunulduğunda,

$$h_2 = 82.794 \text{ kJ/kg}$$

$$s_2 = s_{3i} = -1.822 \text{ kJ/kg } ^\circ\text{K}$$

Şekil 5.3'ten $s_{3i} = -1.822 \text{ kJ/kg } ^\circ\text{K}$ ve $P_3 = 1.9 \text{ MPa}$ değerinin kestiği yerdeki entalpi değeri, ideal entalpi (h_{3i}) = -92.095 kJ/kg olarak bulunur.

Bu değerler Denklem 4.23'te yerine konduğunda,

$$\eta_T = \frac{h_2 - h_3}{h_2 - h_{3i}} = \frac{(82.7936156 + 65.454936)}{(82.7936156 + 92.0954)} \cong 0.85$$

olarak hesaplanır. Bulunan bu değerler ve yukarıda eşitlikten de anlaşılabileceği gibi basıncı düşürülecek doğal gazın sıcaklığının (T_2) $80 \text{ }^\circ\text{C}$ 'ye kadar ısıtılması gerektiği tespit edilmiştir.

Bölüm 4.5'te açıklandığı ve Şekil 5.1'de gösterildiği gibi doğal gazın türbin giriş sıcaklığını $80 \text{ }^\circ\text{C}$ 'ye kadar yükseltmek için verilmesi gereken enerji Denklem 4.29'dan hesaplanır.

$$\dot{m}_{\text{doğal gaz}}(h_2 - h_1) = \dot{m}_{\text{su}}(h_4 - h_5) \quad (4.29)$$

Mevcut durumda Çorlu RMS-A istasyonundan alınan veriler incelendiğinde istasyon giriş sıcaklıkları $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ($293.15 \text{ }^\circ\text{K}$) civarındadır. Ek-A'da Şekil A.3 grafiğinde verilen giriş sıcaklık verileri incelendiğinde bu sıcaklığın yıl boyunca $20 \text{ }^\circ\text{C}$ 'nin pek altına düşmediği kabul edilebilir. Bu nedenle bütün tasarımlarda giriş sıcaklığı $20 \text{ }^\circ\text{C}$ alınmıştır. Gerek ilgili kamu kurumlarında gerekse ŞİD Ek-1 Doğal gaz kalite teknik şartnamesinde “ m^3 : $15 \text{ }^\circ\text{C}$ ve $1,01325 \text{ Bar}$ mutlak basınçtaki $1 \text{ (bir)} \text{ m}^3$ gazın hacmine tekabül eder” ifadelerine istinaden alınan verilerde geçen hacim değerlerinin bu şartlardaki hacim değerleri olduğu kabul edilmiştir. Bu durumda $30,000 \text{ Nm}^3/\text{sa}$ tasarım debisi için gereken ısıtma miktarı;

$\dot{m}$: kütleli debi, kg/s = 45,000 Nm³/sa = 30,598 kg/sa = 8.50 kg/s

ΔT : giriş sıcaklığı farkı, °K ($T_2 - T_1$) = (353.15 °K – 293.15 °K) = 60 °K

h_2 : 82.794 kJ/kg @ 61.4 bar ve 80 °C (Şekil 5.3'ten)

h_1 : -75.457 kJ/kg @61.4 bar ve 20 °C (Şekil 5.3'ten)

verilerinin Denklem 5.1'de kullanılmasıyla hesaplanır.

$$\dot{m}_{\text{doğal gaz}}(h_2 - h_1) = 8.50(82.794 + 75.457) = 1345 \text{ kW} \quad (5.1)$$

Buhar kazanı ve eşanjör verimi birlikte 0.8 kabul edildiğinden ön ısıtma için harcanacak enerji miktarı;

$$Q_{\text{ön ısıtma}} = \frac{1345}{0.8} = 1681 \text{ kW} = 1.681 \text{ MW}$$

olacaktır.

Türbinde izentropik hal değişimi neticesinde ideal olarak üretilecek enerji miktarı;

$$\dot{W}_T = \dot{m}(h_2 - h_3) \quad (4.14)$$

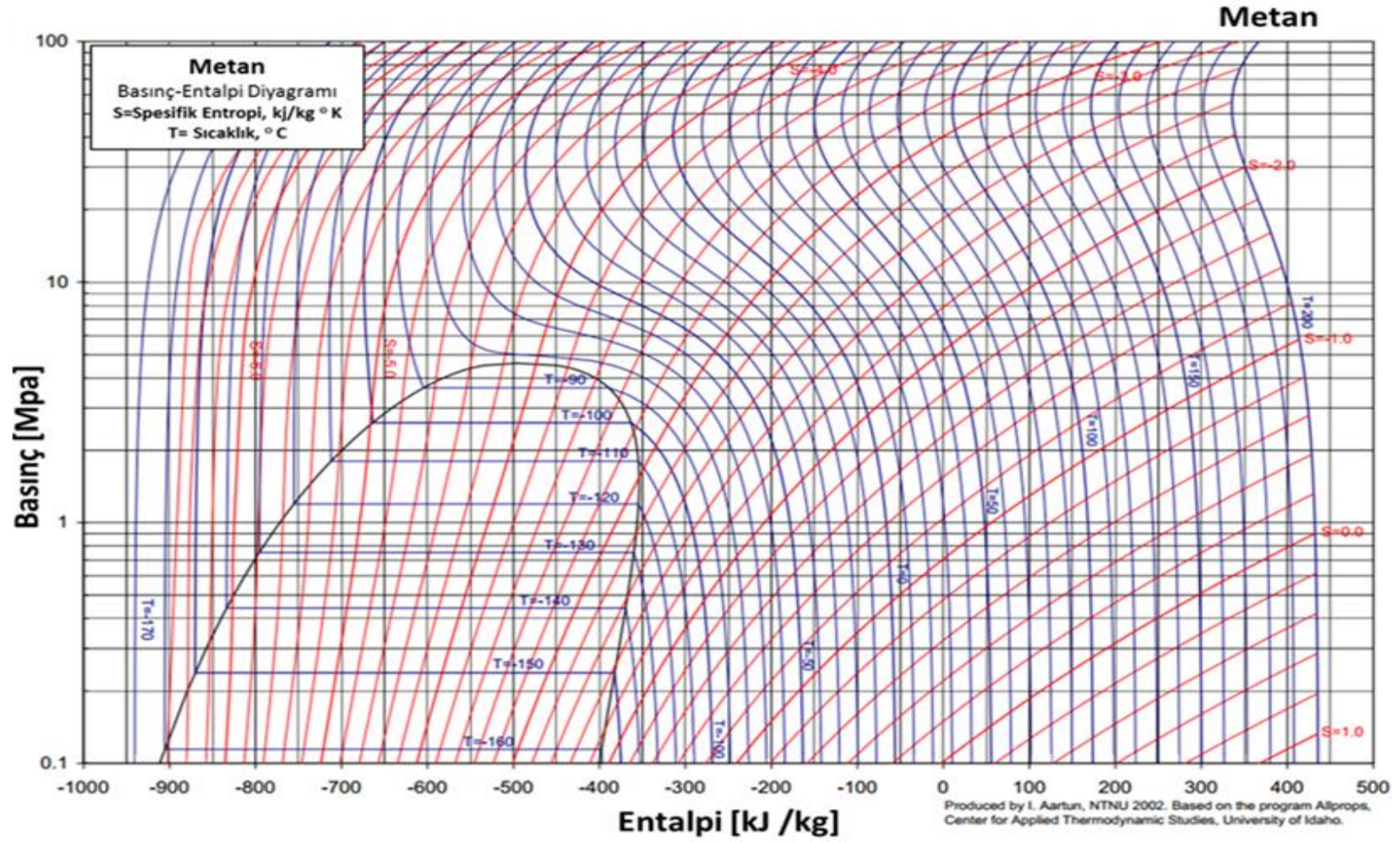
$$\dot{W}_T = 8.50(82.7936 + 65.4549) = 1260 \text{ kW} = 1.26 \text{ MW}$$

Dişli kutusu ve jeneratör verimi % 85 alındığında;

Elektrik Üretim Gücü (P) = 1260*0.85 = 1071 kW = 1.07 MW olarak hesaplanır.

Bu veriler ışığında Çorlu RMS-A istasyonuna %85 verimliliği olan 1.26 MW gücünde bir genleşme türbini kurulumunun uygun olabileceğini göstermektedir. Bu durumda elektrik üretim gücü 1.07 MW olacaktır.

Yukarıda açık bir şekilde gösterilen hesaplama yöntemi kullanılarak, aylık bazda ön ısıtma ihtiyacını gidermek için kullanılan doğal gaz miktarı ve maliyeti, üretilen elektrik miktarı satış bedeli ve bunlar arasındaki fark olan kazanç ABD Doları olarak hesaplanmış ve Çizelge 5.3 oluşturulmuştur.



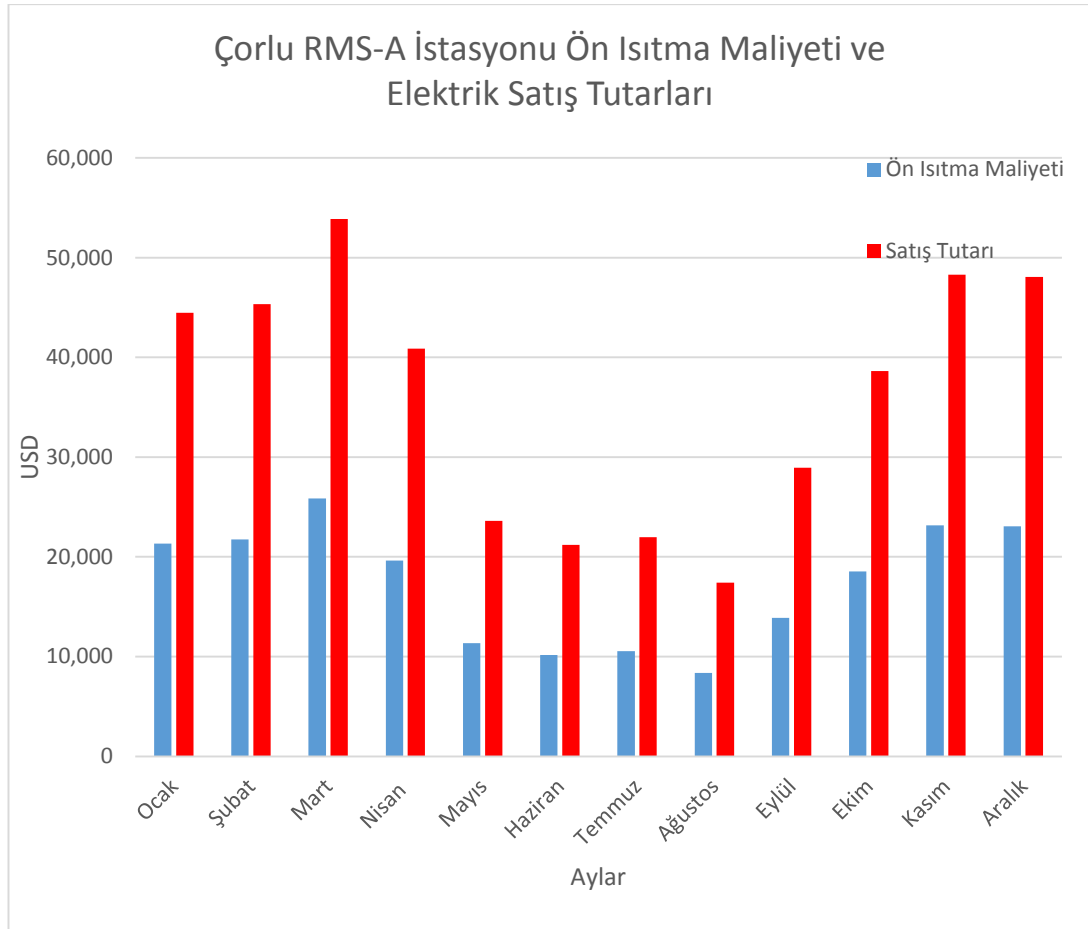
Şekil 5.4 : Metan için Basınç – Entalpi grafiği.

Çorlu RMS-A istasyonu için tasarım debisinin 30,000 Nm³/sa olması durumunda izentropik verimin 0.70, 0.75, 0.80 ve 0.85 değerleri için gereken giriş sıcaklıkları, ön ısıtma ihtiyaçları ve üretilen elektrik miktarları EK-B'de Çizelge B.1-B.4'te verilmiştir. Benzer şekilde tasarım debisinin 40,000 Nm³/sa ve 50,000 Nm³/sa olarak kullanılması durumunda ve bu tasarım debilerinde izentropik verimin 0.70, 0.75, 0.80 ve 0.85 olması halinde elde edilen sonuçlar çizelge EK-B'de Çizelge B.5-B.12 arasında verilmektedir.

Çizelge 5.3 : Çorlu RMS-A istasyonu (Q=30,000 Nm³/sa ve 0.85 verim) için net kazanç miktarı.

Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Çalışma Saati	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
Ocak	31,774	560	664,749	423,458	21,335	44,463	23,128
Şubat	33,840	536	677,631	431,664	21,749	45,325	23,576
Mart	31,805	678	805,607	513,187	25,856	53,885	28,029
Nisan	25,842	633	611,122	389,297	19,614	40,876	21,262
Mayıs	22,453	421	353,146	224,961	11,334	23,621	12,287
Haziran	23,056	368	316,978	201,922	10,173	21,202	11,028
Temmuz	22,730	387	328,631	209,344	10,547	21,981	11,434
Ağustos	24,908	280	260,552	165,977	8,362	17,428	9,065
Eylül	26,248	441	432,447	275,477	13,879	28,925	15,046
Ekim	27,551	561	577,428	367,833	18,533	38,622	20,090
Kasım	28,757	672	721,956	459,900	23,171	48,290	25,118
Aralık	36,166	532	718,803	457,892	23,070	48,079	25,009
Toplam		6069	6,469,050	4,120,913	207,625	432,696	225,071

Çizelge 5.3'te hesaplanan ve gösterilen ön ısıtma ihtiyacını karşılayan doğal gaz kullanım tutarları ve üretilen elektrik satış tutarları aylık bazda Şekil 5.5'te gösterilmiştir. En fazla kazanç değeri Mart ayında 28,029 \$ olarak gerçekleşirken, en düşük kazanç tutarı Ağustos ayında gerçekleşmektedir.



Şekil 5.5 : 30,000 Nm³/sa tasarım debisi ve 0.85 izentropik verim için aylık enerji maliyeti ve satış değerleri.

5.2 Kayseri Uygulaması

Bölüm 5.1’de anlatılanlara benzer olarak Kayseri Doğal Gaz Dağıtım A.Ş. dağıtım bölgesinde bulunan Kayseri RMS-A istasyonuna ait veriler kullanılarak bu istasyondan basınç düşümü esnasında elektrik üretimi için uygun olabilecek genleşme türbini kapasitesi tayin edilerek, bu sistemde kullanılacak olan ön ısıtma değerleri ve üretilebilecek elektrik miktarları hesaplanmıştır.

Şekil 5.6’da bu istasyona ait aylık toplam gaz çekiş değerleri görülmektedir. Yıllık toplam tüketim değerinin veri alınan 8639 saate bölünmesiyle de ortalama saatlik debi değeri hesaplanmıştır. Kayseri RMS-A istasyonuna ait saatlik bazda çekiş ve giriş basıncı değerleri EK-C’de Şekil C.1 ve Şekil C.2 ile grafiksel olarak verilmiştir.

Bu istasyona ait veriler üzerinde yapılan çalışmalar sonucunda söz konusu hesaplamalarda kullanılacak değerler aşağıda verilmiştir:

Yıllık toplam gaz tüketimi : 509,807,051 Nm³

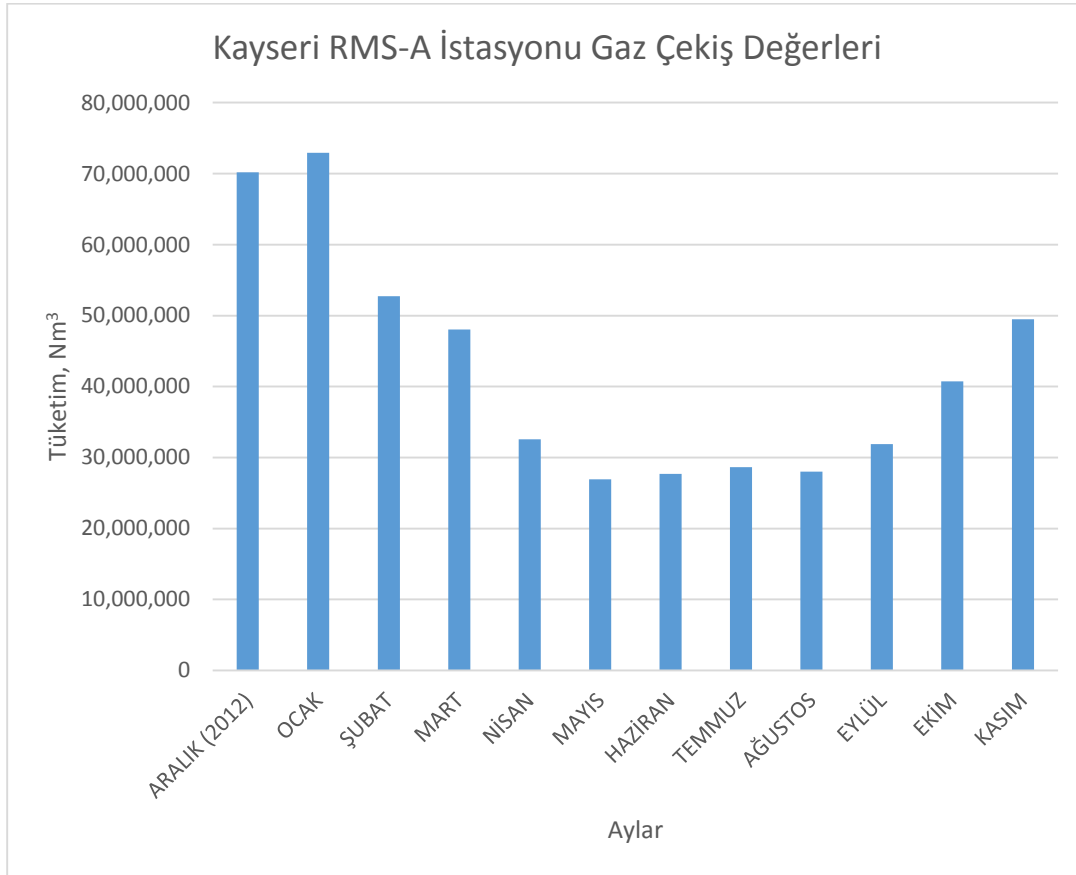
Yıllık azami debi : 160,938 Nm³/sa (11 Ocak 2013, Saat 09:00)

Yıllık asgari debi : 4,313 Nm³/sa (6 Ağustos 2013, Saat 06:00, Ramazan Bayramı 1. Günü)

Yıllık ortalama debi : 59,012 Nm³/sa

Yıllık azami debi değerindeki basınç değeri: 51.0 bar

Yıllık asgari debi değerindeki basınç değeri :71.5 bar



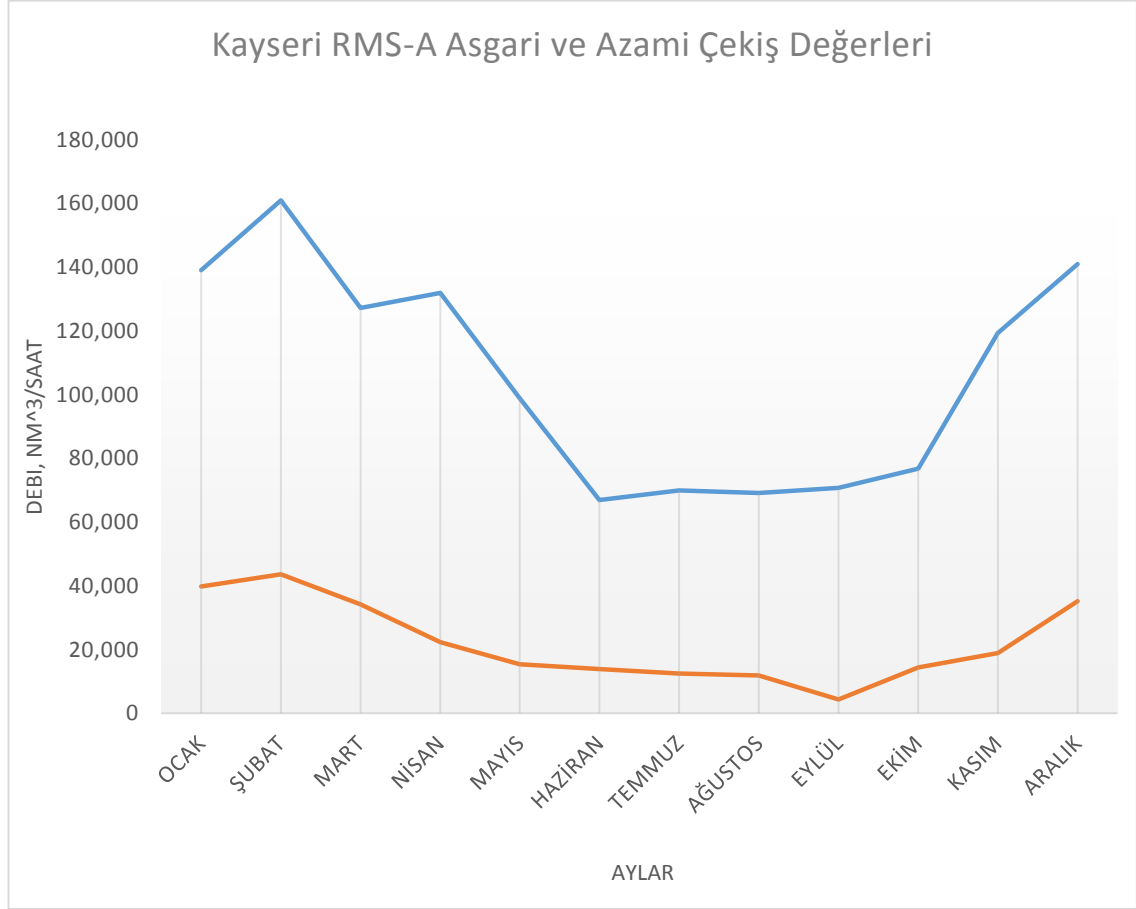
Şekil 5.6 : Aylık toplam gaz çekiş değerleri.

Bu istasyona ait yıl içinde her aya ait azami ve asgari çekiş değerleri belirlenmiş ve bu değerler Çizelge 5.4’de verilmiştir.

Çizelge 5.4’te bulunan veriler kullanılarak Şekil 5.7 oluşturulmuştur. İstasyonun ya da türbinin çalışma aralığı bu iki eğri arasında kalan alan olarak alınabilir.

Kayseri RMS-A istasyonu için ısıtma gereksinimi ve elektrik üretimi hesaplamalarında kullanılacak türbin giriş basıncı, seçilecek türbinin çalışma limit değerleri arasında kalan yıllık debi ağırlıklı ortalama giriş basıncı olup, EK-C’de

verilen Şekil C.1 ve Şekil C.2 verileri ve Denklem 5.1 kullanılarak 61.2 bar olarak hesaplanmıştır.



Şekil 5.7 : Aylık pik çekiş grafiği.

Kayseri RMS-A istasyonuna ait EK-C’de verilen Şekil C.1’deki veriler kullanılarak optimum tasarım debisi tayin edilmeye çalışılmıştır. Bölüm 5.1’de bahsedildiği gibi basınç düşürme istasyonlarında kullanılacak genleşme türbinin, belirlenen tasarım debisin %50 üstünde ve %40 altında verimli çalışacağı bilgisi kullanılarak Çizelge 5.5 oluşturulmuştur. Çizelge 5.5 oluşturulurken tasarım debisinin 70,000, 80,000, 85,000 ve 100,000 Nm³/sa olduğu varsayılarak türbinin elektrik üretebileceği toplam çalışma saati ve debisi hesaplanmıştır. Bu durumda çalışma saati başına en yüksek debi değerini veren tasarım debisi 85.000 Nm³/sa olarak tayin edilmiş ve bu tasarım debisinde %85 izentropik verim değeri kullanılarak gereken ön ısıtma miktarı ve üretilebilir elektrik miktarı hesaplanmıştır.

Çizelge 5.5’te 85,000 Nm³/sa tasarım debisi için çalışma debi aralığı azami 127,500 Nm³/sa ve asgari 51,000 Nm³/sa değerleri kullanılarak toplam 5009 saat çalışma süresi ve bu aralık için toplam 384,687,263 Nm³ debi değeri hesaplanmıştır.

Çizelge 5.4 : Kayseri RMS-A istasyonuna ait pik değerler.

	Azami Debi, Nm ³ /sa			Asgari Debi, Nm ³ /sa			Toplam
	Gün	Saat	Debi	Gün	Saat	Debi	Çekiş, Nm ³
Aralık 2012	17	09:00	139,094	2	15:00	39,844	70,176,067
Ocak	11	09:00	160,938	26	04:00	43,625	72,911,468
Şubat	1	09:00	127,250	10	16:00	34,209	52,737,157
Mart	6	19:00	131,938	31	04:00	22,313	48,032,937
Nisan	18	09:00	98,938	28	08:00	15,438	32,567,147
Mayıs	20	10:00	66,938	5	04:00	13,938	26,919,250
Haziran	3	11:00	70,000	2	03:00	12,500	27,707,750
Temmuz	2	11:00	69,125	14	09:00	11,875	28,639,500
Ağustos	28	10:00	70,746	8	06:00	4,313	28,004,210
Eylül	27	11:00	76,749	15	03:00	14,393	31,911,133
Ekim	22	20:00	119,380	18	04:00	18,937	40,734,073
Kasım	18	20:00	141,042	2	04:00	35,151	49,466,359
Toplam Tüketim							509,807,051

Çizelge 5.5 : Kayseri RMS-A istasyonu seçilen tasarım debileri için tespit edilen çalışma saatleri ve toplam çekiş miktarı.

Tasarım Debisi, Nm ³ /sa	Kullanılabilir Ortalama Debi, Nm ³ /sa	Saat	Toplam Çekiş, Nm ³
70,000	66,980	5,254	351,912,920
80,000	73,318	5,206	381,693,508
85,000	76,799	5,009	384,687,263
100,000	87,340	3,772	329,446,480

Kayseri RMS-A istasyonu için bu değerler kullanılarak gereken buhar kazanı ve türbin kapasitesi hesaplanacak olursa;

$$T_3 = +5 \text{ }^{\circ}\text{C} = 278.15 \text{ }^{\circ}\text{K}$$

$$P_3 = 19 \text{ bar} = 1900 \text{ kPa}$$

$$\eta_T \cong 0.85$$

$$h_3 = -65.455 \text{ kJ/kg (Şekil 5.3'ten)}$$

$$s_3 = -1.724 \text{ kJ/kg }^{\circ}\text{K (Şekil 5.3'ten)}$$

$$P_1 = P_2 = 61.2 \text{ bar} = 6120 \text{ kPa}$$

Bölüm 5.1'de detaylı olarak anlatılan türbin giriş sıcaklığı $T_2 = +80 \text{ }^{\circ}\text{C}$ öngörüsünde bulunulduğunda,

$$h_2 = 82.932 \text{ kJ/kg}$$

$$s_2 = s_{3i} = -1.820 \text{ kJ/kg }^{\circ}\text{K}$$

Şekil 5.3'ten $s_{3i} = -1.820 \text{ kJ/kg }^{\circ}\text{K}$ ve $P_3 = 1.9 \text{ MPa}$ değerinin kestiği yerdeki entalpi değeri, ideal entalpi (h_{3i}) = -91.560 kJ/kg olarak bulunur ve Denklem 4.23'te verilen eşitlik sağlanır.

Türbin girişi gaz sıcaklığını $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 'den $80 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 'ye çıkarmak için verilmesi gereken enerji Denklem 4.29 ile hesaplanır. $85,000 \text{ Nm}^3/\text{sa}$ tasarım debisi için azami çalışma debisi olan $127,500 \text{ Nm}^3/\text{sa}$ için gereken ısıtma miktarı;

$$\dot{m} : \text{kütleli debi, kg/s} = 127,500 \text{ Nm}^3/\text{sa} = 86,694 \text{ kg/sa} = 24.08 \text{ kg/s}$$

$$\Delta T : \text{giriş sıcaklığı farkı, }^{\circ}\text{K} (353.15 \text{ }^{\circ}\text{K} - 293.15 \text{ }^{\circ}\text{K}) = 60 \text{ }^{\circ}\text{K}$$

$$h_2 : 82.932 \text{ kJ/kg @ } 61.2 \text{ bar ve } 80 \text{ }^{\circ}\text{C (Şekil 5.3'ten)}$$

$$h_1 : -75.242 \text{ kJ/kg @ } 61.2 \text{ bar ve } 20 \text{ }^{\circ}\text{C (Şekil 5.3'ten)}$$

verilerinin Denklem 5.1'de kullanılmasıyla hesaplanır.

$$\dot{m}_{\text{doğal gaz}}(h_2 - h_1) = 24.08(82.932 + 75.242) = 3809 \text{ kW} \quad (5.1)$$

Buhar kazanı ve eşanjör verimi birlikte 0.8 kabul edildiğinden ön ısıtma için harcanacak enerji miktarı;

$$Q_{\text{ön ısıtma}} = \frac{3809}{0.8} = 4,761 \text{ kW} = 4.761 \text{ MW}$$

olacaktır.

Türbinde izentropik hal değişimi neticesinde ideal olarak üretilecek enerji miktarı;

$$\dot{W}_T = \dot{m}(h_2 - h_3) \quad (4.14)$$

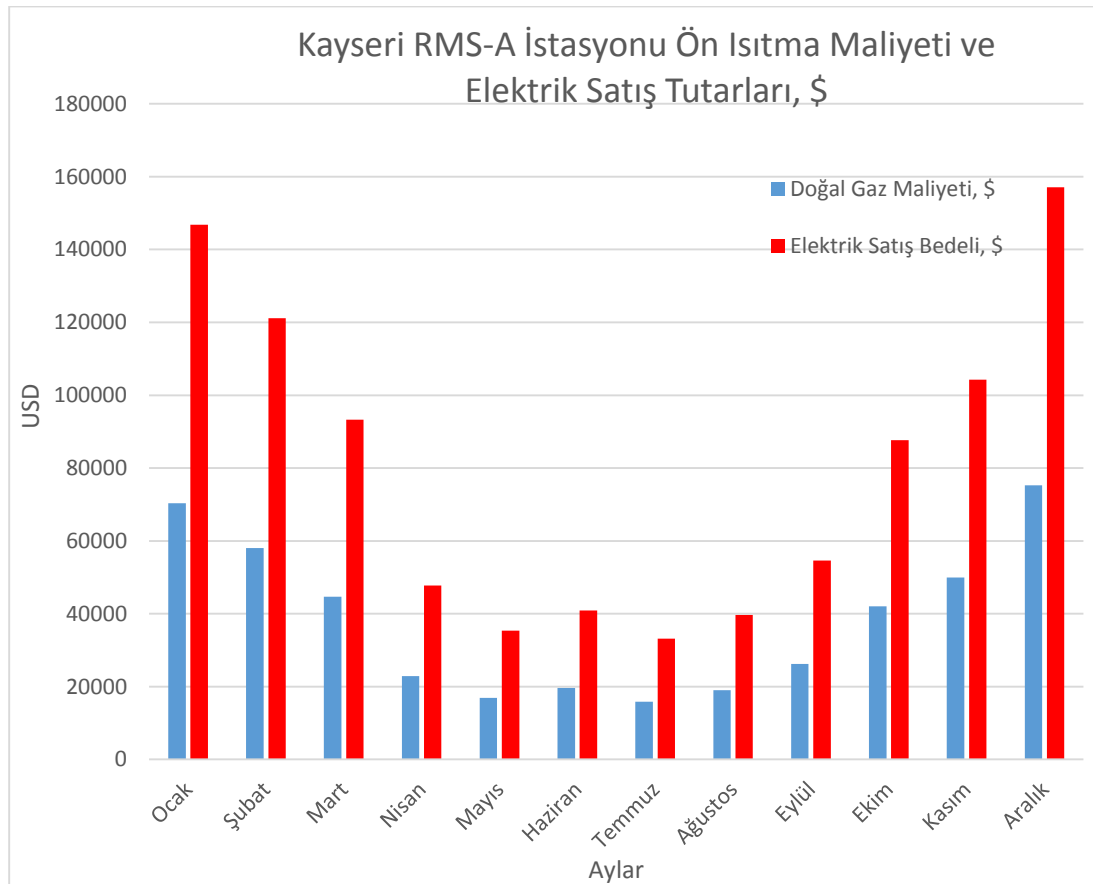
$$\dot{W}_T = 24.08(82.932 + 65.455) = 3573 \text{ kW} = 3.57 \text{ MW}$$

Dişli kutusu ve jeneratör verimi % 85 alındığında;

Elektrik Üretim Gücü (P) = 3573*0.85 = 3.037 kW = 3,04 MW olarak hesaplanır.

Bu veriler değerlendirildiğinde Kayseri RMS-A istasyonuna %85 verimliliği olan 3.57 MW gücünde bir genişleme türbini kurulumunun uygun olacağı görülmektedir. Bu durumda elektrik üretim gücü 3.04 MW olacaktır.

Şekil 5.8 ve Çizelge 5.6'da aylık bazda ön ısıtma ihtiyacını gidermek için kullanılan doğal gaz miktarı ve maliyeti, üretilen elektrik miktarı satış bedeli ve bunlar arasındaki fark olan kazanç ABD doları olarak verilmiştir.



Şekil 5.8 : 85,000 Nm³/sa tasarım debisi ve 0.85 izentropik verim için aylık enerji maliyeti ve satış değerleri.

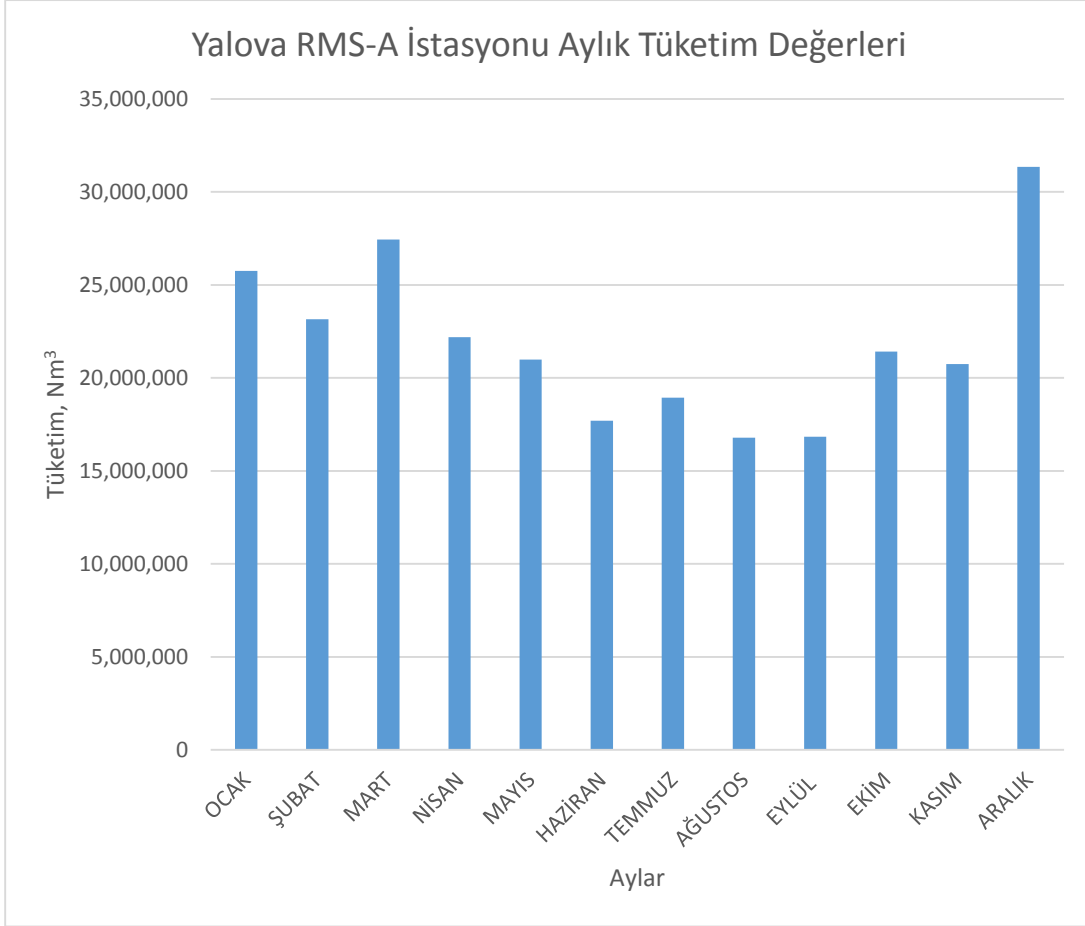
Çizelge 5.6 : Kayseri RMS-A istasyonu (Q=30,000 Nm³/sa ve 0.85 verim) için net kazanç miktarı.

Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Saat	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
Ocak	93,596	627	2,191,349	1,397,916	70,332	146,781	76,449
Şubat	83,652	579	1,808,596	1,153,748	58,047	121,144	63,096
Mart	75,668	493	1,392,983	888,618	44,708	93,305	48,597
Nisan	63,246	302	713,225	454,984	22,891	47,773	24,882
Mayıs	57,671	245	527,607	336,573	16,934	35,340	18,407
Haziran	58,227	281	610,967	389,751	19,609	40,924	21,315
Temmuz	56,832	233	494,465	315,431	15,870	33,120	17,250
Ağustos	58,732	270	592,141	377,742	19,005	39,663	20,658
Eylül	60,662	360	815,466	520,206	26,173	54,622	28,449
Ekim	78,782	445	1,309,103	835,109	42,016	87,686	45,671
Kasım	84,381	494	1,556,533	992,951	49,957	104,260	54,303
Aralık	92,365	680	2,345,325	1,496,141	75,274	157,095	81,821
Toplam		5009	14,357,761	9,159,170	460,815	961,713	500,898

5.3 Yalova Uygulaması

Armagaz Arsan Marmara Doğal Gaz Dağıtım A.Ş.'ne ait doğal gaz dağıtım bölgesinde bulunan, Yalova RMS-A İstasyonuna ait veriler kullanılarak bu istasyondan basınç düşümü esnasında elektrik üretimi için uygun olabilecek genişleme türbini ve ön ısıtma değeri hesaplanmıştır.

Şekil 5.9’da bu istasyona ait aylık toplam gaz çekiş değerleri görülmektedir. Yıllık toplam tüketim değerinin veri alınan 8720 saate bölünmesiyle ortalama saatlik debi değeri hesaplanmıştır. Yalova RMS-A istasyonuna ait saatlik bazda çekiş ve istasyon giriş basıncı verileri EK-D’de Şekil D.1 ve Şekil D.2 ile verilmiştir.



Şekil 5.9 : Yalova RMS-A istasyonu aylık tüketimleri.

Bu istasyona ait yıl içinde her aya ait azami ve asgari çekiş değerleri belirlenmiş ve bu değerler Çizelge 5.7’de verilmiştir.

Çizelge 5.7’de bulunan veriler kullanılarak Şekil 5.10 oluşturulmuştur. İstasyonun ya da türbinin çalışma aralığı bu iki eğri arasında kalan alan olarak alınabilir.

Yalova RMS-A istasyonu için ısıtma gereksinimi ve elektrik üretimi hesaplamalarında kullanılacak türbin giriş basıncı, seçilecek türbinin çalışma limit değerleri arasında kalan yıllık debi ağırlıklı ortalama giriş basıncı olup, EK-D’de verilen Şekil D.1 ve Şekil D.2 verileri ve Denklem 5.1 kullanılarak 58.5 bar olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 5.7 : Yalova RMS-A istasyonuna ait aylık pik değerleri.

	Azami Debi, Nm ³ /sa			Asgari Debi, Nm ³ /sa			Toplam
	Gün	Saat	Debi	Gün	Saat	Debi	Çekiş, Nm ³
Ocak	8	19:00	46,544	28	04:00	24,202	25,786,166
Şubat	28	08:00	49,822	14	04:00	26,653	23,164,188
Mart	4	20:00	55,606	14	02:00	22,611	27,436,374
Nisan	11	03:00	50,139	2	03:00	22,443	22,192,006
Mayıs	11	18:00	52,214	29	14:00	19,232	20,987,412
Haziran	12	10:00	50,822	22	05:00	16,112	18,274,308
Temmuz	26	11:00	46,220	6	03:00	21,615	18,942,586
Ağustos	14	15:00	46,607	25	05:00	5,336	16,790,175
Eylül	20	14:00	39,684	19	06:00	19,979	16,842,946
Ekim	21	20:00	43,238	1	02:00	21,088	21,402,034
Kasım	17	20:00	44,423	19	06:00	21,935	20,742,452
Aralık	12	16:00	72,115	1	04:00	29,569	31,346,459
Toplam Tüketim							263,910,357

Bu istasyona ait veriler üzerinde yapılan çalışmalar sonucunda sözkonusu hesaplamalarda kullanılacak değerler aşağıda verilmiştir:

Yıllık toplam gaz tüketimi : 263,910,357 Nm³

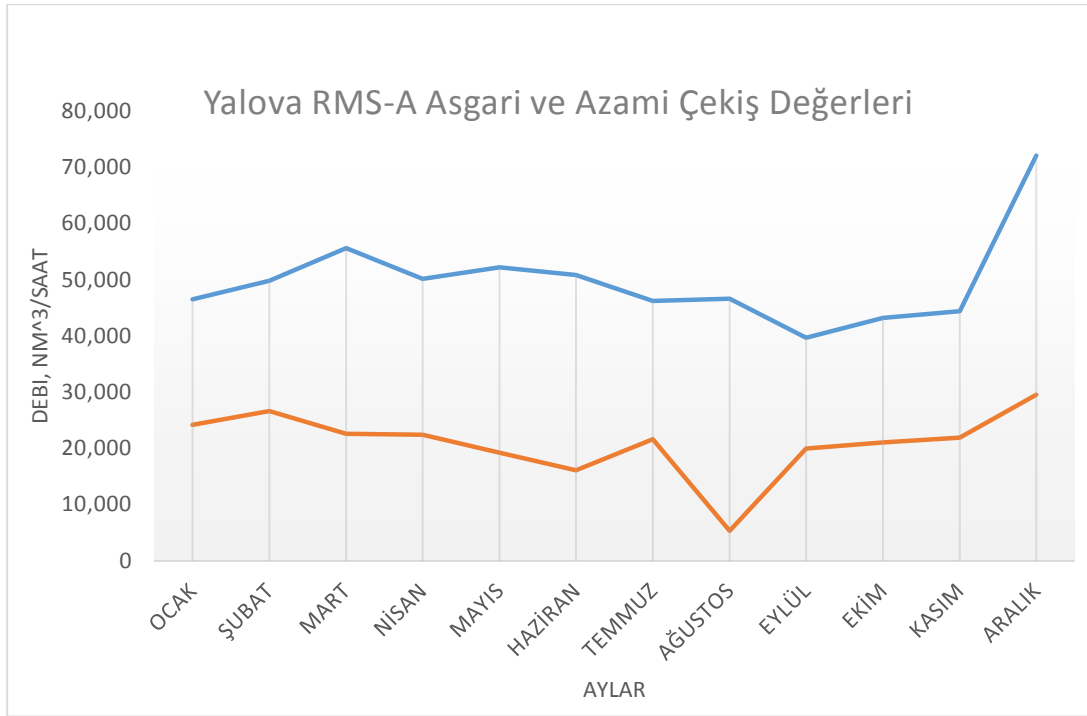
Yıllık azami debi : 72,115 Nm³/sa(12 Aralık 2013, Saat 16:00)

Yıllık asgari debi : 5,336 Nm³/sa (25 Ağustos 2013, Saat 05:00)

Yıllık ortalama debi : 30,265 Nm³/sa

Yıllık azami debi değerindeki basınç değeri: 38.9 bar

Yıllık asgari debi değerindeki basınç değeri : 58.85 bar olur.



Şekil 5.10 : Yalova RMS-A istasyonu aylık tüketimleri.

Yalova RMS-A istasyonuna ait EK-D’de verilen Şekil D.1’deki veriler kullanılarak optimum tasarım debisi tayin edilmeye çalışılmıştır. Bölüm 5.1’de bahsedildiği gibi basınç düşürme istasyonlarında kullanılacak genleşme türbinin, belirlenen tasarım debisin %50 üstünde ve %40 altında verimli çalışacağı bilgisi kullanılarak Çizelge 5.8’de gösterilen veriler elde edilerek tasarım debisi 35.000 Nm³/sa olarak tayin edilmiş ve bu tasarım debisinde %85 izentropik verim değeri kullanılarak gereken ön ısıtma miktarı ve üretilebilir elektrik miktarı hesaplanmıştır.

Çizelge 5.8 : Yalova RMS-A İstasyonu tasarım debisi değerleri.

Tasarım Debisi, Nm ³ /sa	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Saat	Toplam Çekiş, Nm ³
33,000	30,185	8,381	252,979,623
35,000	30,541	8,370	255,627,621
36,000	30,749	8,260	253,985,783
40,000	32,393	6,930	224,483,951

Çizelge 5.8’de 35,000 Nm³/sa tasarım debisi için çalışma debi aralığı azami 52,500 Nm³/sa ve asgari 21,000 Nm³/sa değerleri kullanılarak toplam 8370 saat çalışma süresi ve bu aralık için toplam 255,627,621 Nm³ debi değeri hesaplanmıştır.

Yalova RMS-A istasyonu için bu değerler kullanılarak gereken buhar kazanı ve türbin kapasitesi hesaplanacak olursa;

$$T_3 = +5 \text{ }^{\circ}\text{C} = 278.15 \text{ }^{\circ}\text{K}$$

$$P_3 = 19 \text{ bar} = 1900 \text{ kPa}$$

$$\eta_T \cong 0.85$$

$$h_3 = -65.455 \text{ kJ/kg (Şekil 5.3’ten)}$$

$$s_3 = -1.724 \text{ kJ/kg }^{\circ}\text{K (Şekil 5.3’ten)}$$

$$P_1 = P_2 = 58.5 \text{ bar} = 5,850 \text{ kPa}$$

Bölüm 5.1’de detaylı olarak anlatılan türbin giriş sıcaklığı $T_2 = +77 \text{ }^{\circ}\text{C}$ öngörüsünde bulunulduğuda,

$$h_2 = 82.932 \text{ kJ/kg}$$

$$s_2 = s_{3i} = -1.816 \text{ kJ/kg }^{\circ}\text{K}$$

Şekil 5.3’ten $s_{3i} = -1.816 \text{ kJ/kg }^{\circ}\text{K}$ ve $P_3 = 1.9 \text{ MPa}$ değerinin kestiği yerdeki entalpi değeri, ideal entalpi (h_{3i}) = -90.490 kJ/kg olarak bulunur ve Denklem 4.23’te verilen eşitlik sağlanır.

Türbin girişi gaz sıcaklığını 20 °C’den 77 °C’ye çıkarmak için verilmesi gereken enerji Denklem 4.29 ile hesaplanır. 35,000 Nm³/sa tasarım debisi için azami çalışma debisi olan 52,500 Nm³/sa için gereken ısıtma miktarı;

$$\dot{m} : \text{kütlesel debi, kg/s} = 52,500 \text{ Nm}^3/\text{sa} = 35,698 \text{ kg/sa} = 9.915 \text{ kg/s}$$

$$\Delta T : \text{giriş sıcaklığı farkı, }^{\circ}\text{K} (350.15 \text{ }^{\circ}\text{K} - 293.15 \text{ }^{\circ}\text{K}) = 57 \text{ }^{\circ}\text{K}$$

$$h_2 : 76.945 \text{ kJ/kg @ } 58.5 \text{ bar ve } 77 \text{ }^{\circ}\text{C (Şekil 5.3’ten)}$$

$$h_1 : -72.333 \text{ kJ/kg @ } 58.5 \text{ bar ve } 20 \text{ }^{\circ}\text{C (Şekil 5.3’ten)}$$

verilerinin Denklem 5.1’de kullanılmasıyla hesaplanır.

$$\dot{m}_{\text{doğal gaz}}(h_2 - h_1) = 9.915(76.945 + 72.333) = 1480 \text{ kW} \quad (5.1)$$

Buhar kazanı ve eşanjör verimi birlikte 0.8 kabul edildiğinden ön ısıtma için harcanacak enerji miktarı;

$$Q_{\text{ön ısıtma}} = \frac{1480}{0.8} = 1,850 \text{ kW} = 1.85 \text{ MW}$$

olacaktır.

Türbinde izentropik hal değişimi neticesinde ideal olarak üretilecek enerji miktarı;

$$\dot{W}_T = \dot{m}(h_2 - h_3) \quad (4.14)$$

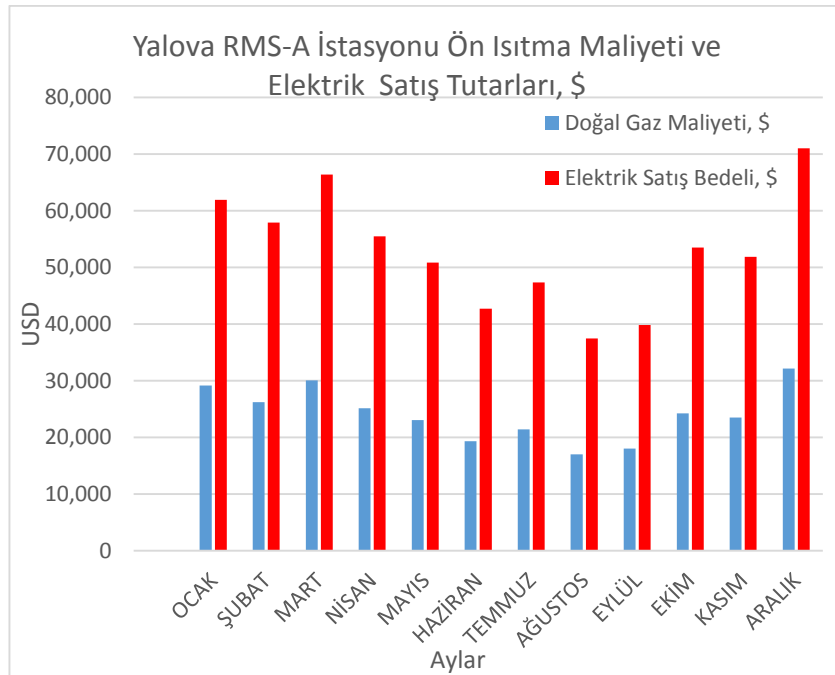
$$\dot{W}_T = 9.915(76.945 + 65.455) = 1,412 \text{ kW} = 1.412 \text{ MW}$$

Dişli kutusu ve jeneratör verimi % 85 alındığında;

Elektrik Üretim Gücü (P) = 1,412*0.85 = 1200 kW = 1,2 MW olarak hesaplanır.

Bu veriler değerlendirildiğinde Yalova RMS-A istasyonuna %85 verimliliği olan 1.412 MW gücünde bir genişleme türbini kurulumunun uygun olacağı görülmektedir. Bu durumda elektrik üretim gücü 1.02 MW olacaktır.

Şekil Çizelge 5.6'da aylık bazda ön ısıtma ihtiyacını gidermek için kullanılan doğal gaz miktarı ve maliyeti, üretilen elektrik miktarı satış bedeli ve bunlar arasındaki fark olan kazanç ABD doları olarak verilmiştir.



Şekil 5.11 : Yalova RMS-A istasyonu 35,000 Nm³/sa tasarım debisi ve 0.85 verim için aylık enerji maliyeti ve satış değerleri.

Çizelge 5.9 : Yalova RMS-A istasyonu (Q = 35,000 Nm³/sa ve 0.85 verim) için elektrik üretim değerleri.

Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Saat	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
Ocak	34,659	744	908,735	589,466	29,166	61,894	32,728
Şubat	35,044	661	816,326	551,272	26,200	57,884	31,683
Mart	36,602	726	936,461	632,401	30,056	66,402	36,346
Nisan	30,822	720	782,063	528,134	25,100	55,454	30,354
Mayıs	29,620	687	717,117	484,276	23,016	50,849	27,833
Haziran	26,003	657	602,056	406,574	19,323	42,690	23,367
Temmuz	25,460	744	667,544	450,798	21,425	47,334	25,909
Ağustos	24,995	600	528,509	356,907	16,963	37,475	20,513
Eylül	23,581	676	561,768	379,367	18,030	39,834	21,804
Ekim	28,766	744	754,225	509,335	24,207	53,480	29,273
Kasım	28,809	720	730,986	493,641	23,461	51,832	28,371
Aralık	41,145	691	1,001,944	676,622	32,158	71,045	38,888
Toplam		8370	9,007,732	6,058,792	289,105	636,173	347,069

6. TARTIŞMA VE DEĞERLENDİRME

Bu bölümde 2013 yılına ait veriler kullanılarak Bölüm 5'te tasarımı yapılan Çorlu, Kayseri ve Yalova RMS-A istasyonları için elde edilen sonuçlar değerlendirilecektir.

Çorlu RMS-A istasyonuna ait Çizelge 5.1'de verilen asgari ve azami çekiş değerleri incelendiğinde azami çekiş değerine $67,951 \text{ Nm}^3/\text{sa}$ ile Ocak ayının 9. gününde ve asgari değerine ise Temmuz ayının 6. gününde $4,100 \text{ Nm}^3/\text{sa}$ çekiş ile ulaştığı kaydedilmiştir. Benzer durum Yalova ve Kayseri RMS-A istasyonları için de gözlemlenmektedir. Bu kayıtlar RMS-A istasyonundan çekilen debinin çok değişken olduğunu göstermektedir. Dolayısıyla bu tür bir sisteme kurulacak genleşme türbinin çalışma debi aralığının oldukça geniş olması gerektiği kaçınılmaz bir gerçektir. Bunun sonucunda türbin verimliliğinin de değişken olacağı beklenmelidir. Bu durumda genleşme türbinin çalışma aralığı belirlenen tasarım debisinin %50 üstünde ve %40 altında olacak şekilde tasarım yapılmıştır. Yine bu istasyonlara ait giriş noktasındaki basınç ve sıcaklık verileri incelendiğinde yıl içindeki değişimlerin debinin aksine çok fazla değişmediği gözlenmektedir, bu nedenle girişteki basınç ve sıcaklık parametreleri genleşme türbini tasarımında ikincil derece öneme sahiptir.

RMS-A istasyonlarından geçen gazın kompozisyonu anlık olarak değişir. Ancak Çorlu RMS-A istasyonuna ait Ocak 2013 gaz kompozisyonu incelenirse, doğal gazın yaklaşık %97 metandan oluşması sebebiyle, tasarım hesaplamalarında doğal gazın %100 metandan oluştuğu kabulü yapılabilir. Gerçek gaz kompozisyonun ısı değeri %100 metan kabulüne göre daha yüksek olacağı için gerçek tasarım verimliliğinin dolayısıyla elektrik üretiminin azda olsa olumlu yönde değişeceği beklenmelidir.

Çorlu RMS-A istasyonu için tasarım debisi $30,000 \text{ Nm}^3/\text{sa}$, $40,000 \text{ Nm}^3/\text{sa}$, $50,000 \text{ Nm}^3/\text{sa}$, olarak seçilen ve her bir tasarım debisi için izentropik verimin 0.70, 0.75, 0.80 ve 0.85 olması durumlarında hesaplanan gerekli giriş sıcaklıkları, ön ısıtma ihtiyacı ve üretilen elektrik miktarları karşılaştırma yapılabilmesi amacıyla Çizelge 6.1'de verilmiştir. Bu çizelgedeki veriler Bölüm 5'te tanımlanan yöntemden elde edilen ve EK-A, B, C'de çizelge ve şekil olarak gösterilen veri ve hesaplama sonuçlarından oluşturulmuştur. Bunun yanında Kayseri, Yalova RMS istasyonları

hesaplama sonuçları ve 100,000 Nm³/sa tasarım debi değeri ve 200,000 Nm³/sa tasarım debi değerleri senaryolarını içeren hesaplama sonuçları da bu çizelgede verilmektedir. Kayseri ve Yalova RMS-A istasyonlarının hem gaz kompozisyonları hem de istasyon giriş sıcaklık verileri olmadığı için Çorlu RMS-A istasyonu için yapılan tasarım kabulleri bu istasyonlar için de uygulanmıştır.

Çorlu RMS-A istasyonu için 0.85 verimlilik değerinde, üç farklı tasarım debisi çalışılmıştır. Bunlar sırasıyla 30,000 Nm³/sa, 40,000 Nm³/sa ve 50,000 Nm³/sa'tır. Tasarım debisi değerleri hesaplama sonuçlarına bakıldığında, 30,000 Nm³/sa tasarım debi değeri için türbin çalışma debi aralığı 18,000 – 45,000 Nm³/sa olacaktır. Bu çalışma aralığında RMS-A istasyonuna entegre edilecek türbininin yıl içerisinde 2013 yılı verilerine göre toplam 6,069 saat çalışacağı belirlenmiştir. Bu süre içerisinde türbinden geçen elektrik üretebilir gaz miktarı 173,158,168 Nm³tür. Benzer şekilde, 40,000 Nm³/sa tasarım debisi için (24,000 – 60,000 Nm³/sa) 4,833 saat çalışma süresi ve türbinden geçen elektrik üretebilir gaz miktarı 162,780,177 Nm³ olarak ve 50,000 Nm³/sa (30,000 – 75,000 Nm³/sa) için 2,877 saat çalışma süresi ve türbinden geçen elektrik üretebilir gaz miktarı 111,409,065 Nm³ olduğu belirlenmiştir. Tasarım debisi belirlenirken türbin debisi çalışma aralığı süresini yıl içerisinde azami yapacak ve bu sürede istasyondan geçen yıllık toplam debi değerine en yakın olacak şekilde en uygun tasarım debisi belirlenmeye çalışılmıştır. Çorlu RMS-A uygulaması örneğinden de anlaşılabileceği gibi debinin hem debi hemde çalışma süresini azami yapacak değer incelenmiştir. Çizelge 6.1'den de görülebileceği gibi net kazancı maksimum yapan tasarım debi değeri 30,000 Nm³/sa olarak görülmektedir. Ancak, Türkiye doğal gaz tüketim hızının 2023 yılına kadar yıllık %7.5 artacağı öngörüsü dikkate alındığında, yıllar içerisinde bölgesel doğal gaz tüketimin artacağı nedeniyle 40,000 Nm³/sa veya daha yüksek bir tasarım debisine göre genleşme türbininin seçilmesinin daha uygun olacağı düşünülebilir. 10 yıl süresince yıllık gaz talebinin %7.5 arttığı kabul edilirse gaz çekiş miktarı 30,000 Nm³/sa'ten 61,800 Nm³/sa'e ulaşacaktır. Unutulmamalıdır ki Çorlu RMS-A istasyonu kapasitesi 100,000 Nm³/sa'tır.

Bu verilerle beraber kazanç durumlarının karşılaştırılmasında ise en yüksek net kazancın 30,000 Nm³/sa tasarım debisinde 225,571 USD olarak gerçekleştiği görülmektedir. Bu tasarım debisi ve verimliliği değerinde gerçekleşen net kazanç ve çalışma süresi sırasıyla, 40,000 Nm³/sa tasarım debisinde gerçekleşen saatten %5.3,

Çalışma sresinden %20,4 daha fazladır. Bu durum değerlendirildiğinde %5.3 daha az kazanç tercihi yapılarak türbinin %20,4 daha az çalışması tercihi yapılabilir. Bu durum gelecek yıllardaki 10,000 Nm³/sa'lık ek bir debiye olanak tanıyarak tasarımın esnekliğini artırabilecektir.

orlu RMS-A istasyonu için 40,000 Nm³/sa çalışma debisinde istasyon giriş basıncının 60.9 bar seçilmesi yerine 70 bar seçilmesi senaryosunda, sadece istasyon giriş basıncının %12.3 artırılması durumunda net kazanç artışıının %8.1 olduğu görülmektedir. Bu durum için aylık bazda yapılan hesaplamalar izelge 6.2'de verilmiştir. Görüleceği gibi trbın giriş basıncının yüksek olması net kazancı artırmaktadır, ancak giriş basıncının kontrolü işletmecinin elinde değildir. Kısaca genleşme trbınlerinden yapılacak olan net kazanç satılacak gaz miktarı ile doğru orantılıdır. Kayseri rneğinde de görüleceği gibi en yüksek net kazancın sebebi doğrudan gaz çekiş miktarı (gaz satış potansiyeli) ile açıklanabilir.

Çizelge 6.1 incelenirse, gaz çekiş miktarının nemi 100,000 Nm³/sa ve 200,000 Nm³/sa senaryolarında açık bir şekilde görülmektedir. Genleşme türbini kullanmayı düşünen işletmelerin öncelikli stratejisi gaz satış potansiyelini arttırmak olmalıdır. Bunun bir rneği İGDAş'ın Anadolu ve Avrupa yakalarında bulunan RMS-A istasyonlarıdır. En düşük gaz çekiş dönemlerinde en az 2 RMS-A istasyonları (her biri 200,000 Nm³/sa'lık) tam kapasitede çalışmaktadır. İGDAş istasyonları genleşme türbini uygulamaları için ideal örnek oluşturmaktadır.

Çizelge 6.3'te elde edilen net kazanç değerleri farklı şekillerde ifade edilmektedir. Bunlardan bir tanesi genleşme türbini üzerinden geçen her 1,000 Nm³ doğal gaz başına en fazla net kazancı gösteren durumdur. Görüleceği gibi 1,000 Nm³ doğal gaz başına net kazanç beklendiği gibi trbın verimliliği ile artmaktadır. Tasarım debisinin 40,000 Nm³/sa ve 0.85 verim değeri için giriş basıncının 60.9 bar yerine 70 bar olması durumunda, 1.423 USD olmaktadır. Bu da giriş basıncının artması durumunda ya da başka bir ifadeyle trbın giriş çıkış basınç oranının artmasından kaynaklanmaktadır. Bundan sonraki en yüksek değer Yalova RMS-A istasyonu için hesaplanan tasarım debisi 35,000 Nm³/sa ve 0.85 verim değeri için giriş basıncının 58.5 bar olmasına rağmen 1.358 USD olarak hesaplanmıştır. Bunun nedeni ise giriş basıncının düşük olması durumunda daha az ön ısıtma ihtiyaının olmasıyla birlikte yıllık trbın çalışma süresinin (8370 saat) hemen hemen teorik yıllık en fazla çalıştırılabilir değere (8760 saat) yakın olmasından kaynaklanmaktadır.

Çizelge 6.3'te ön ısıtmada kullanılacak gazın maliyetinin elektrik üretiminden yapılacak toplam gelire oranı da verilmektedir. Bu oran yaklaşık olarak %47 - %50 aralığında değişmektedir. Diğer bir ifadeyle ön ısıtma için dışarıdan bir atıl ısı kaynağı yok ise gelirlerin yarısı gazı ısıtmak için harcanacaktır. Dışarıdan bir ısı kanağı bulunması durumunda net kazanç yaklaşık 2 kat artarak genleşme türbini yatırımının geri dönüş süresini oldukça kısaltacaktır. Bu da göstermektedir ki RMS-A istasyonlarının yer seçimini belirlerken stratejik unsurun atık ısı bulunabilecek sanayi tesislerinin yakınında olmasıdır. Diğer taraftan tasarımda eşanjör ve buhar kazanı verimliliği 0.80 olarak alınmıştır. Daha yüksek verimlilik değeri olan bir buhar kazanı ve eşanjör kullanımı durumunda, ön ısıtma için gereken gaz miktarı azalacak ve karlılık artacaktır. Benzer şekilde dişli kutusu ve jeneratör verimliliği 0.85 alınarak tasarım yapılmıştır. Bu verimliliğin artırılmasıyla da kazanç artacaktır. Bunlara ek olarak gazın ön ısıtmasını sağlamak amacıyla sisteme entegre bir kojenerasyon sistemi de düşünülebilir. Dolayısıyla toplam sistem verimliliği ve karlılığını oldukça artırmak mümkündür.

Çizelge 6.3'te son iki sütunda kazanç sırasıyla 1 \$ kazanmak için türbinden geçmesi gereken gaz miktarını ve türbinin 1 saat çalışması durumunda yapılacak olan net kazanç değerlerini göstermektedir. Her iki gösterimde elde edilen sonuçlar her 1,000 Nm³ doğal gaz başına elde edilebilecek net kazanç ile uyumludur.

Çizelge 6.1 : Karşılaştırmalı tasarım sonuçları çizelgesi.

	Tasarım Debisi, Nm ³ /sa	Türbin Verimliliği	Türbin Giriş Sıcaklığı, °C	Giriş Basıncı, bar	Çalışma Saati	Türbinden Geçen Toplam Gaz Miktarı	Isıtma Gereksinimi, kWh	Elektrik Üretimi, kWh	Isıtma Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Üretimi, \$	Net Kazanç, \$
ÇORLU	30,000	0.85	80	61.4	6,069	173,158,168	6,469,050	4,120,913	207,625	432,696	225,071
		0.80	76	61.4	6,069	173,158,168	6,039,066	3,828,522	193,825	401,995	208,170
		0.75	72	61.4	6,069	173,158,168	5,610,023	3,536,773	180,055	371,361	191,306
		0.70	68	61.4	6,069	173,158,168	5,180,983	3,245,025	166,284	340,728	174,444
	40,000	0.85	80	60.9	4833	162,780,177	6,078,896	3,886,143	195,103	408,045	212,942
		0.80	75.5	60.9	4833	162,780,177	5,624,280	3,577,004	180,512	375,585	195,073
		0.75	71.5	60.9	4833	162,780,177	5,220,991	3,302,767	167,569	346,791	179,222
		0.70	67.5	60.9	4833	162,780,177	4,817,701	3,028,530	154,625	317,996	163,371
	50,000	0.85	80	60.9	2877	111,409,065	4,076,774	2,612,289	130,845	274,290	143,446
		0.80	76	60.9	2877	111,409,065	3,820,908	2,426,423	122,633	254,774	132,142
		0.75	72	60.9	2877	111,409,065	3,521,781	2,217,731	113,032	232,862	119,830
		0.70	68	60.9	2877	111,409,065	3,223,741	2,032,228	103,466	213,384	109,917
	100,000	0.85	80	60.9	6000	600,000,000	22,388,276	14,312,473	718,555	1,502,810	784,254
	200,000	0.85	80	60.9	6000	1,200,000,000	44,776,553	28,624,946	1,437,110	3,005,619	1,568,509
	200,000	0.85	80	60.9	7000	1,400,000,000	52,239,311	33,395,770	1,676,629	3,506,556	1,829,927
	200,000	0.85	80	60.9	8000	1,600,000,000	59,702,070	38,166,595	1,916,147	4,007,492	2,091,345
	40,000	0.85	90	70	4833	162,780,177	7,240,937	4,419,966	232,399	464,096	231,697
KAYSERİ	85,000	0.85	80	61.2	5009	384,687,263	14,357,761	9,159,170	460,815	961,713	500,898
YALOVA	35,000	0.85	77	58.5	8370	255,627,621	9,007,732	6,058,792	289,105	636,173	347,069

Çizelge 6.2: Çorlu RMS-A istasyonu ($Q = 40,000 \text{ Nm}^3/\text{sa}$ ve 0.85 verim) için giriş basıncının 60.9 bar yerine 70 bar olması durumu.

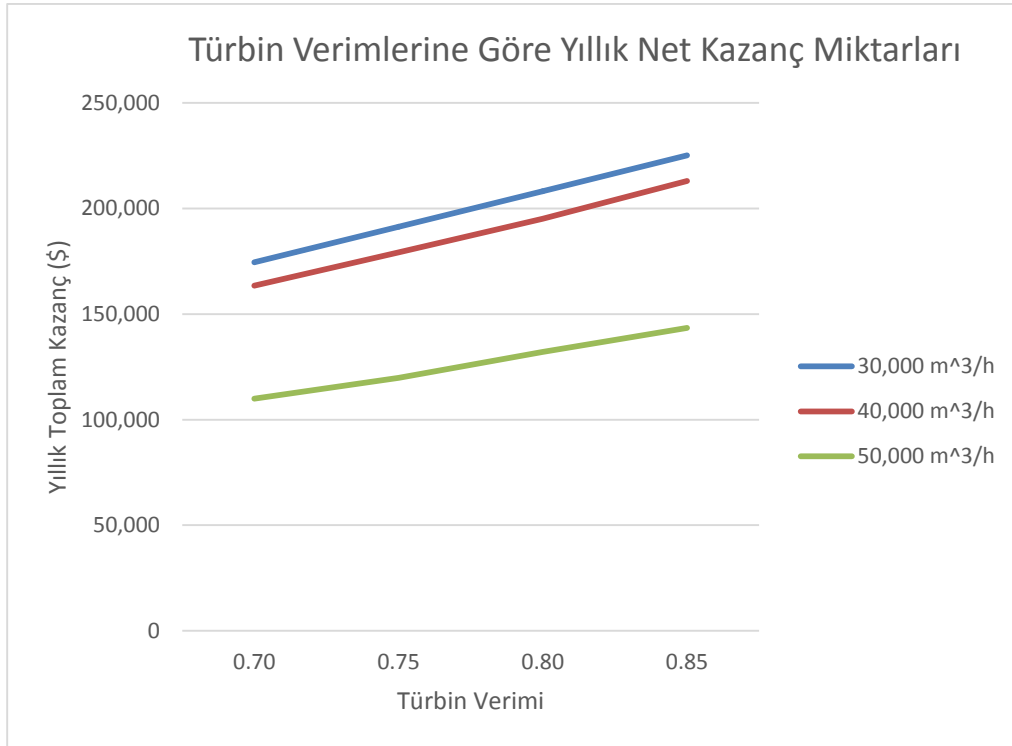
Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi, Nm^3/sa	Saat	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
OCAK	37,441	693	1,153,241	703,954	37,013	73,915	36,902
ŞUBAT	36,356	619	1,000,245	610,563	32,103	64,109	32,006
MART	34,194	657	998,515	609,507	32,048	63,998	31,951
NİSAN	29,232	373	484,626	295,822	15,554	31,061	15,507
MAYIS	26,120	142	164,855	100,629	5,291	10,566	5,275
HAZİRAN	26,193	150	174,629	106,596	5,605	11,193	5,588
TEMMUZ	26,645	158	187,117	114,218	6,006	11,993	5,987
AĞUSTOS	28,148	169	211,433	129,062	6,786	13,551	6,766
EYLÜL	28,955	293	377,078	230,173	12,102	24,168	12,066
EKİM	31,532	346	484,917	296,000	15,563	31,080	15,516
KASIM	31,584	496	696,287	425,023	22,347	44,627	22,280
ARALIK	39,930	737	1,307,995	798,418	41,980	83,834	41,854
Toplam		4833	7,240,937	4,419,966	232,399	464,096	231,697

Çeşitli birim parametreler başına değerlendirmeler Çizelge 6.3'te verilmiştir.

Çizelge 6.3 : Birim parametreler başına değerlendirme tablosu.

	Tasarım Debisi, Nm ³ /sa	Türbin Verimliliği	Türbin Giriş Sıcaklığı, °C	Giriş Basıncı, bar	Çalışma Saati	Türbinden Geçen Toplam Gaz Miktarı	Net Kazanç, \$/1,000 m ³	Gaz maliyeti / Toplam gelir, %	1 \$ Net kazanç için geçen gaz miktarı, m ³ /\$	Saat Başına Net Kazanç, \$/sa
ÇORLU	30,000	0.85	80	61.4	6,069	173,158,168	1.300	47.98	769.35	37.09
		0.80	76	61.4	6,069	173,158,168	1.202	48.22	831.81	34.30
		0.75	72	61.4	6,069	173,158,168	1.105	48.49	905.14	31.52
		0.70	68	61.4	6,069	173,158,168	1.007	48.80	992.63	28.74
	40,000	0.85	80	60.9	4833	162,780,177	1.308	47.81	764.43	44.06
		0.80	75.5	60.9	4833	162,780,177	1.198	48.06	834.46	40.36
		0.75	71.5	60.9	4833	162,780,177	1.101	48.32	908.26	37.08
		0.70	67.5	60.9	4833	162,780,177	1.004	48.62	996.38	33.80
	50,000	0.85	80	60.9	2877	111,409,065	1.288	47.70	776.66	49.86
		0.80	76	60.9	2877	111,409,065	1.186	48.13	843.10	45.93
		0.75	72	60.9	2877	111,409,065	1.076	48.54	929.73	41.65
		0.70	68	60.9	2877	111,409,065	0.987	48.49	1,013.57	38.21
	100,000	0.85	80	60.9	6000	600,000,000	1.307	47.81	765.06	130.71
	200,000	0.85	80	60.9	6000	1,200,000,000	1.307	47.81	765.06	261.42
	200,000	0.85	80	60.9	7000	1,400,000,000	1.307	47.81	765.06	261.42
	200,000	0.85	80	60.9	8000	1,600,000,000	1.307	47.81	765.06	261.42
	40,000	0.85	90	70	4833	162,780,177	1.423	50.08	702.55	47.94
KAYSERİ	85,000	0.85	80	61.2	5009	384,687,263	1.302	47.92	767.99	100.00
YALOVA	35,000	0.85	77	58.5	8370	255,627,621	1.358	45.44	736.53	41.47

Şekil 6.1’de Çorlu RMS-A istasyonuna ait her bir tasarım debi değeri için türbin verimi - yıllık toplam kazanç grafiği çizdirilmiştir. Şekil 6.1 incelendiğinde her bir türbin verim değerininin artması durumu için yıllık toplam net kazancın arttığı görülmektedir. Diğer taraftan, artan tasarım debisiyle (sırasıyla 30,000, 40,000 ve 50,000 Nm³/sa) yıllık toplam kazancın azaldığı görülmektedir. Bunun temel sebebi seçilen debi değeri ve çalışma saati arasındaki ilişkidir. Güncel tüketim verileri göz önüne alındığında Çorlu RMS-A istasyonunda uygulanacak genişleme türbini tasarım debisinin 40,000 Nm³/sa’e kadar uygun olduğu daha yüksek debi değerlerinde ise karlılığın korunabilmesi için anlık gaz tüketimi artırılarak türbinin çalışma süresinin de artırılması gerekmektedir.

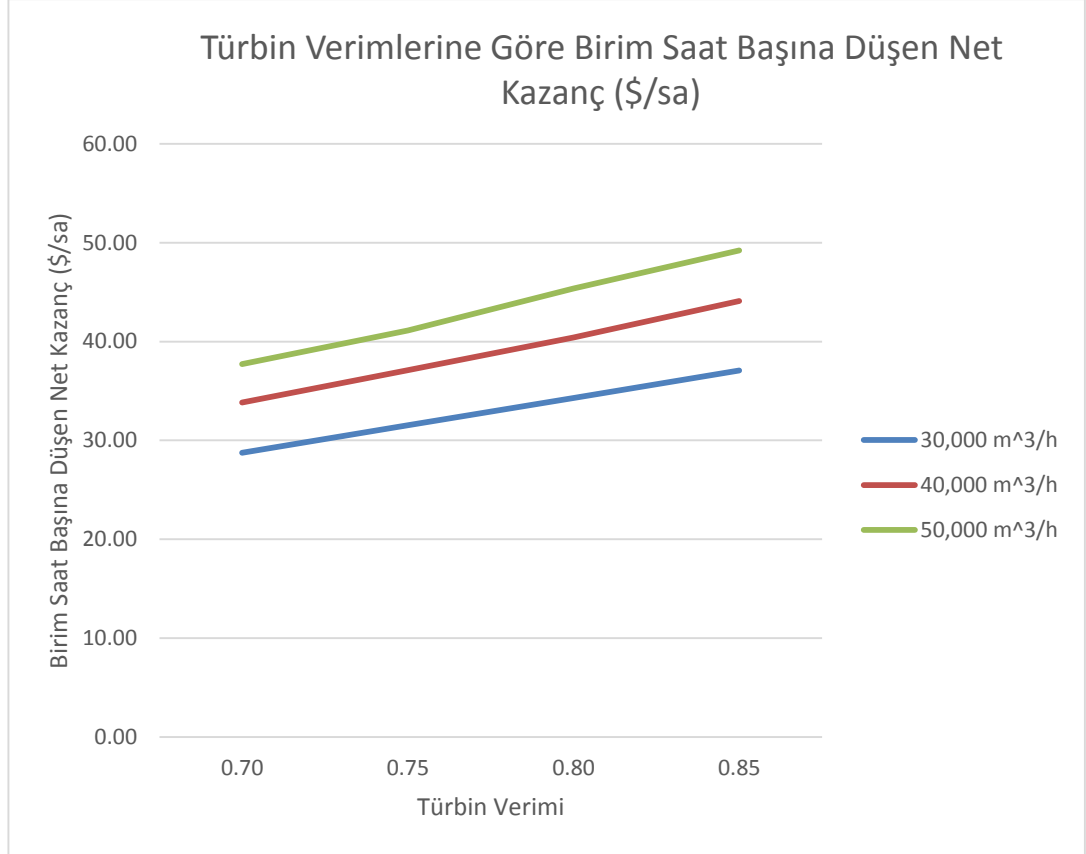


Şekil 6.1 : Türbin verimlere göre yıllık net kazanç miktarları.

Çorlu RMS-A istasyonu her bir tasarım debi değeri için birim zaman başına düşen net kazanç – türbin verimliliği grafiği Şekil 6.2 ile çizdirilmiştir.

Birim zaman başına düşen net kazanç ile türbin verimliliği arasındaki ilişki Şekil 6.2’de gösterilmiştir. Görüleceği gibi birim zaman başına düşen net kazanç artan türbin verimi ve artan tasarım debisi ile artmaktadır. Bu durum türbin tasarımında debinin önemini açık bir şekilde göstermektedir.

Bu çalışmada çıkış sıcaklığı ve basıncının sabit tutulması koşulu nedeniyle, izentropik verimin artması durumunda giriş sıcaklığında artmaktadır. Giriş sıcaklığının artması ön ısıtma ishiyacı giderlerini artırmaktadır. Buna rağmen elektrik üretimi de arttığı için net kazanç da artmaktadır.



Şekil 6.2 : Türbin verimlerine göre birim zaman başına düşen net kazanç.

7. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu çalışmada verileri kullanılan RMS-A istasyonu için genleşme türbini tasarımı değil olası türbin kullanılması durumunda potansiyel elektrik üretiminin incelenmesi çalışılmıştır.

Çalışmada kullanılan RMS-A istasyon verileri 2013 yılında gerçekleşen Çorlu, Kayseri ve Yalova'ya aittir.

Tasarımda göz önüne alınan sınırlayıcı (sabit) parametreler, 5 °C türbin gaz çıkış sıcaklığı, 19 bar türbin gaz çıkış basıncı, 20 °C ısıtma öncesi istasyon gaz giriş sıcaklığı ve %100 metandan oluşan doğal gaz kompozisyonudur.

Tasarımda türbinde meydana gelen termodinamik işlemin adyabatik ve izentropik koşullarda gerçekleştiği varsayımı yapılmıştır. Bu termodinamik koşullar için türbin girişi gaz sıcaklıkları hesaplanmıştır.

Tasarımda izentropik verim için 0.70, 0.75, 0.80, 0.85, dişli ve jeneratör verimi birlikte 0.85 ve buhar kazanı ve ısı eşanjörü verimi birlikte 0.80 olarak alınmıştır.

Doğal gaz fiyatı 0.06746081 TL/kWh, elektrik satış fiyatı ise 0.105 \$/kWh ve 1 \$ = 2.1019 TL olarak alınmıştır. Kazanç hesaplamalarında işletme giderleri göz önüne alınmamıştır.

RMS-A istasyonu girişindeki basınç ve sıcaklık parametreleri genleşme türbini tasarımında ikincil derece öneme sahiptir. Bu çalışmada çıkış sıcaklığı ve basıncının sabit tutulması koşulu nedeniyle, izentropik verimin artması durumunda ön ısıtma sıcaklığı da artmaktadır. Giriş sıcaklığının artması ön ısıtma ihtiyacı giderlerini artırmaktadır. Buna rağmen elektrik üretimi de arttığı için sistemden elde edilecek olan net kazanç da artmaktadır. Genel olarak genleşme türbini uygulamalarında ön ısıtma gideri elektrik üretiminden yapılacak olan toplam gelirin yaklaşık %50'sine tekabül edecektir.

Çorlu, Kayseri ve Yalova RMS-A istasyonları kayıtlarına göre yıl içerisinde istasyon üzerinden geçen gaz debisi büyük değişiklik göstermektedir. Örneğin Kayseri RMS-A istasyonu verilerine bakılacak olursa yıl içinde en yüksek çekiş değerinin 160,938

Nm^3/sa iken en düşük çekiş değerinin $4,313 \text{ Nm}^3/\text{sa}$ olarak gerçekleştiği görülecektir. Dolayısıyla bu tür bir sisteme kurulacak genleşme türbinin çalışma debi aralığının oldukça geniş olması gerektiği kaçınılmaz bir gerçektir.

Kayseri ve Yalova RMS-A istasyonlarının hem gaz kompozisyonları hem de istasyon giriş sıcaklık verileri olmadığı için Çorlu RMS-A istasyonu için yapılan tasarım kabulleri bu istasyonlar içinde uygulanmıştır.

Türbin giriş basıncının yüksek olması net kazancı artırmaktadır, ancak giriş basıncının kontrolü işletmecinin elinde değildir. Kısaca genleşme türbinlerinden yapılacak olan net kazanç satılacak gaz miktarı ile doğru orantılıdır.

Daha yüksek verimlilik değeri olan bir buhar kazanı ve eşanjör kullanımı durumunda, ön ısıtma için gereken gaz miktarı azalacak ve karlılık artacaktır. Benzer şekilde dişli kutusu ve jeneratör verimliliğinin de artırılmasıyla kazanç artacaktır. Bunlara ek olarak gazın ön ısıtmasını sağlamak amacıyla sisteme entegre bir kojenerasyon sistemi de düşünülebilir. Dolayısıyla toplam sistem verimliliği ve karlılığını oldukça artırmak mümkündür.

Görüleceği gibi birim zaman başına düşen net kazanç artan türbin verimi ve artan tasarım debisi ile artmaktadır. Bu durum türbin tasarımında debinin önemini açık bir şekilde göstermektedir.

Genleşme türbini yatırımının amortisman yoluyla geri alınabileceği sebebiyle işletmecilerin karlılık oranlarında artış olacaktır. Yatırımın geri dönüş süresi çok daha fazla kısılacaktır.

KAYNAKLAR

- Özney, Z. T.** (2010). Eysel Gürültülerin Güç Hattı ile Oluşturulan İletişim Kanalı Üzerindeki Etkileri, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul.
- Bloach, H. P. ve Soares, C.** (2001). Turboexpanders and Process Applications, Gulf Professional Publishing, USA.
- Mirandola, A. ve Minca, L.** (1986). Energy Recovery by Expansion of High Pressure Natural Gas, Proc. of the 21st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, Vol. 1. pp. 16-21, San Diego, California, 25-29 Ağustos.
- Pozivil, J.** (2004). Use Of Expansion Turbines in Natural Gas Pressure Reduction Stations, Acta Montanistica Slovaca, Volume 9, Number 3, pp 258-260.
- Ardali, E.K. ve Heybatian, E.** (2009). Energy Regeneration in Natural Gas Pressure Reduction Stations by Use of Gas Turbo-Expander, Evaluation of Available Potential in Iran, proceedings 24th world gas conference, Buenos Aires, Arjantin, 5-9 Ekim.
- Mansoor, S.A. ve Mansoor, A.** (2004). Power Generation Opportunities in Bangladesh from Gas Pressure Reducing Stations, 3rd International Conference on Electrical and Computer Engineering, ICECE 2004, 28-30 Aralık.
- Herrán-González, A, JM De La Cruz, B De Andrés-Toro, and JL Risco-Martín.** (2008). "Modeling and simulation of a gas distribution pipeline network." *Applied Mathematical Modelling* 33, no. 3: 1584-1600.
- Konukman A.E.Ş., Akman, U.** (2005). "Flexibility and Operability Analysis of a HEN-Integrated Natural Gas Expander Plant", Chemical Engineering Science, Vol. 60(24), 7057-7074.
- Ardali, E.K. ve Heybatian, E.** (2009) “Energy Regeneration in Natural Gas Pressure Reduction Stations by Use of Gas Turbo-Expander; Evaluation of Available Potential in Iran”, proceedings 24th world gas conference, Buenos Aires, Argentina 5-9 Ekim 2009
- Ardali, E.K. ve Heybatian, E.** (t.y.) Energy Regenerations in Natural Gas Pressure Reduction Stations by Use of Gas Turbo Expander ; Evaluation of Available potential İn İran
1. National Iranian Gas Company (ChaharMahal & Bakhtiari Province)
2. ChaharMahal & Bakhtiari Province Gas Company

- Howard, Clifford Robert.** (2009) Hybrid Turbo expander And Fuel Cell System for Power Recovery at Natural Gas Pressure Reduction Stations. A thesis submitted to the Department of Mechanical and Materials Engineering in conformity with the requirements for the degree of Master of Applied Science Queen's University Kingston, Ontario, Canada Kasım 2009
- Kostowski, Wojciech.** (1887) The Possibility of Energy Generation within the Conventional Natural Gas Transport System Institute of Thermal Technology, Silesian Konarskiego 22, 44-101 Gliwice, Poland, CODEN STJSAO ISSN
- Mansoor, S.A. ve Mansoor, A.**(2004) "Power Generation Opportunities in Bangladesh from Gas Pressure Reducing Stations" , 3rd International Conference on Electrical & Computer Engineering, ICECE 2004, 28-30 Aralık 2004, Dhaka, Bangladesh
- Mirandola, A. ve Minca, L.** (1986) "Energy Recovery by Expansion of High Pressure Natural Gas", Proc. of the 21st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, Vol. 1, pp. 16-21, San Diego, California, 25-29 Ağustos 1986
- Mirandola, A. ve Macor, A.** (1988) "Experimental Analysis of an Energy Recovery Plant by Expansion of Natural Gas", Proc. of the 23rd Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, Vol. 4, sayfa. 33-38, Denver, Colorado, 31 Temmuz - 5 Ağustos 1988
- Nasab, Amir Muhommadi.** Modeling and Optimizing a CHP System For Natural Gas Pressure Reduction Plant Sepehr Sanaye, Energy Systems Improvement Laboratory (ESIL), Department of Mechanical Engineering, Iran University of Science and Technology (IUST), Narmak, Tehran 16488, Iran, Elsevier, Energy 40 (2012) 358-369.
- Poživil, J.** (2004) "Use of Expansion Turbines in Natural Gas Pressure Reduction Stations", *Acta Montanistica Slovaca*, Volume 9, No 3, sayfa 258-260
- Saadeddin, S., S. Rastegar, H. Ahmadi Danesh.** Thermodynamic Analysis for Predicting of Hydrate Formation in Natural Gas Pressure Reduction Station and its Preventing Guideline
- Işıltan, Y.** (2014). Kişisel görüşme. Atlas Copco, Türkiye.
- Url-1** <<http://www.elektrikport.com/makale-detay/neden-enerji-verimlilik-burcu-keskin/4135> >, alındığı tarih: 01.05.2014.
- Url-2** <<http://www.cevreonline.com/atik2/geri%20kazanim.htm> >, alındığı tarih: 01.05.2014.
- Url-3** <<http://surdur.com/2012/06/17/nukleer-ile-enerjimiz-guvende-mi/>>, alındığı tarih: 01.05.2014.

Url-4 <(http://www.botas.gov.tr/icerik/tur/dogalgaz/boruhatti/dg_tarife.asp)>, alındığı tarih: 01.05.2014.

EKLER

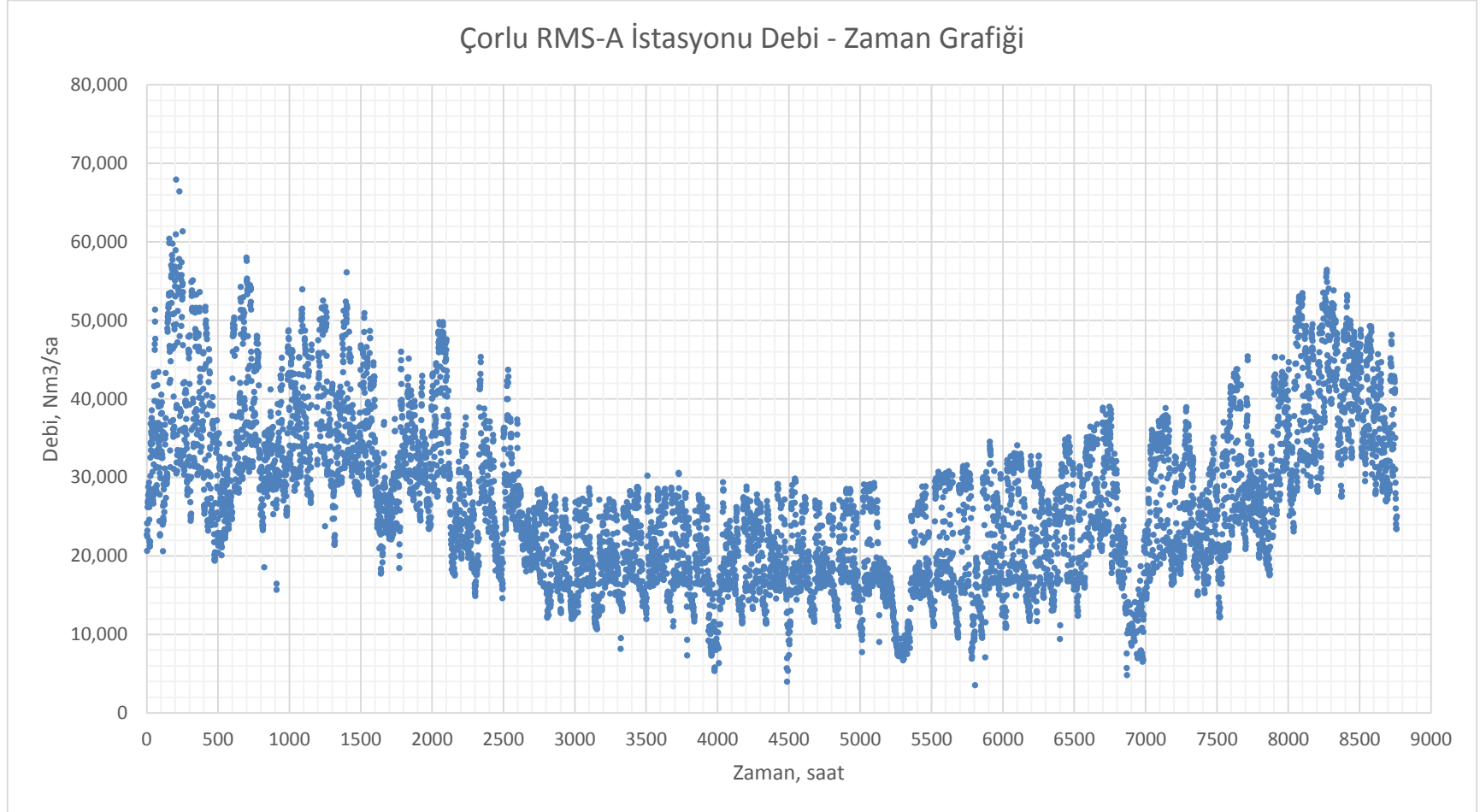
EK-A: Çorlu RMS-A istasyonuna ait yıllık verileri

EK-B: Çorlu RMS-A istasyonu farklı tasarım parametreleri kazanç hesaplamaları

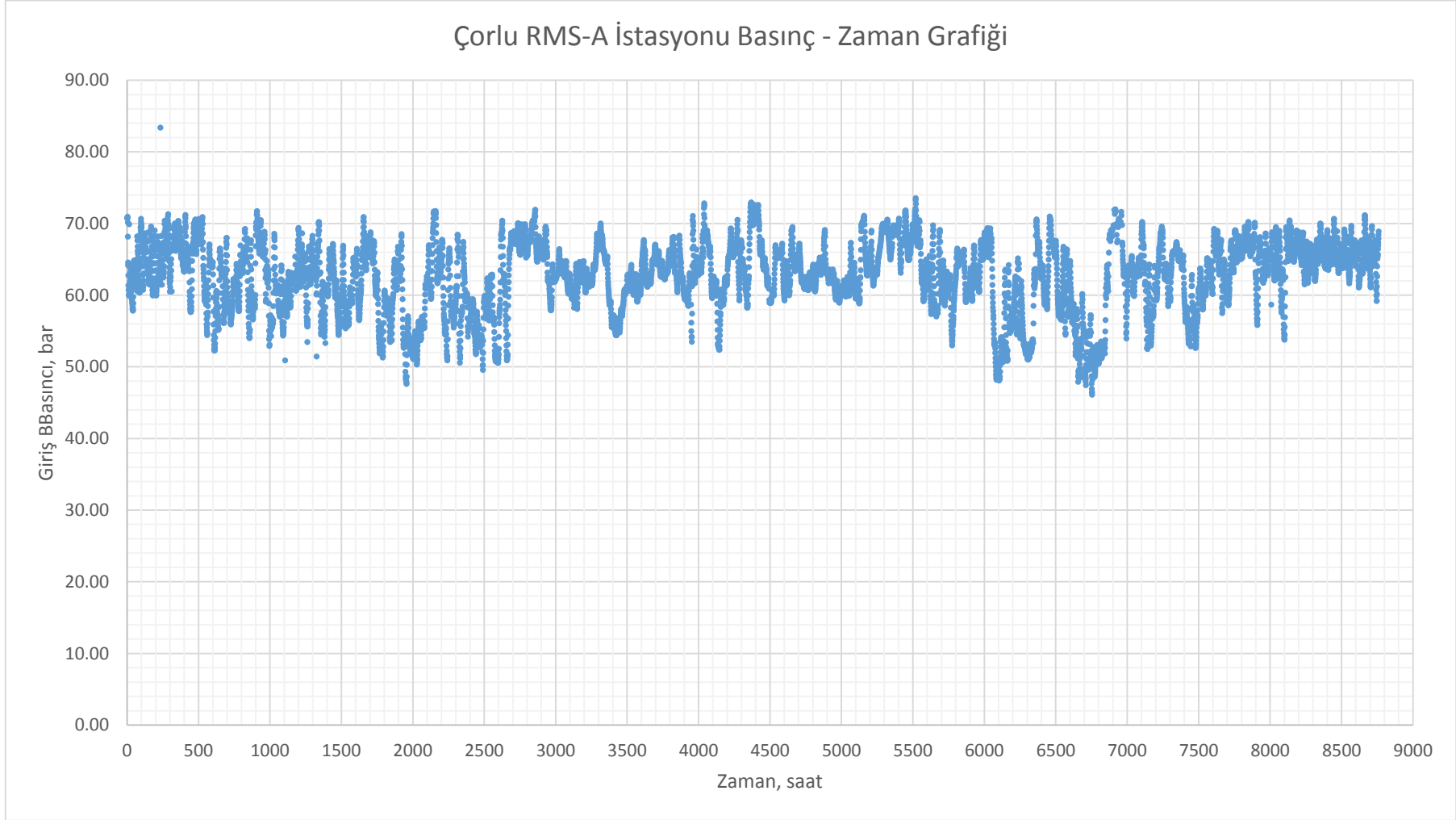
EK-C: Kayseri RMS-A istasyonuna ait yıllık verileri

EK-D: Yalova RMS-A istasyonuna ait yıllık verileri

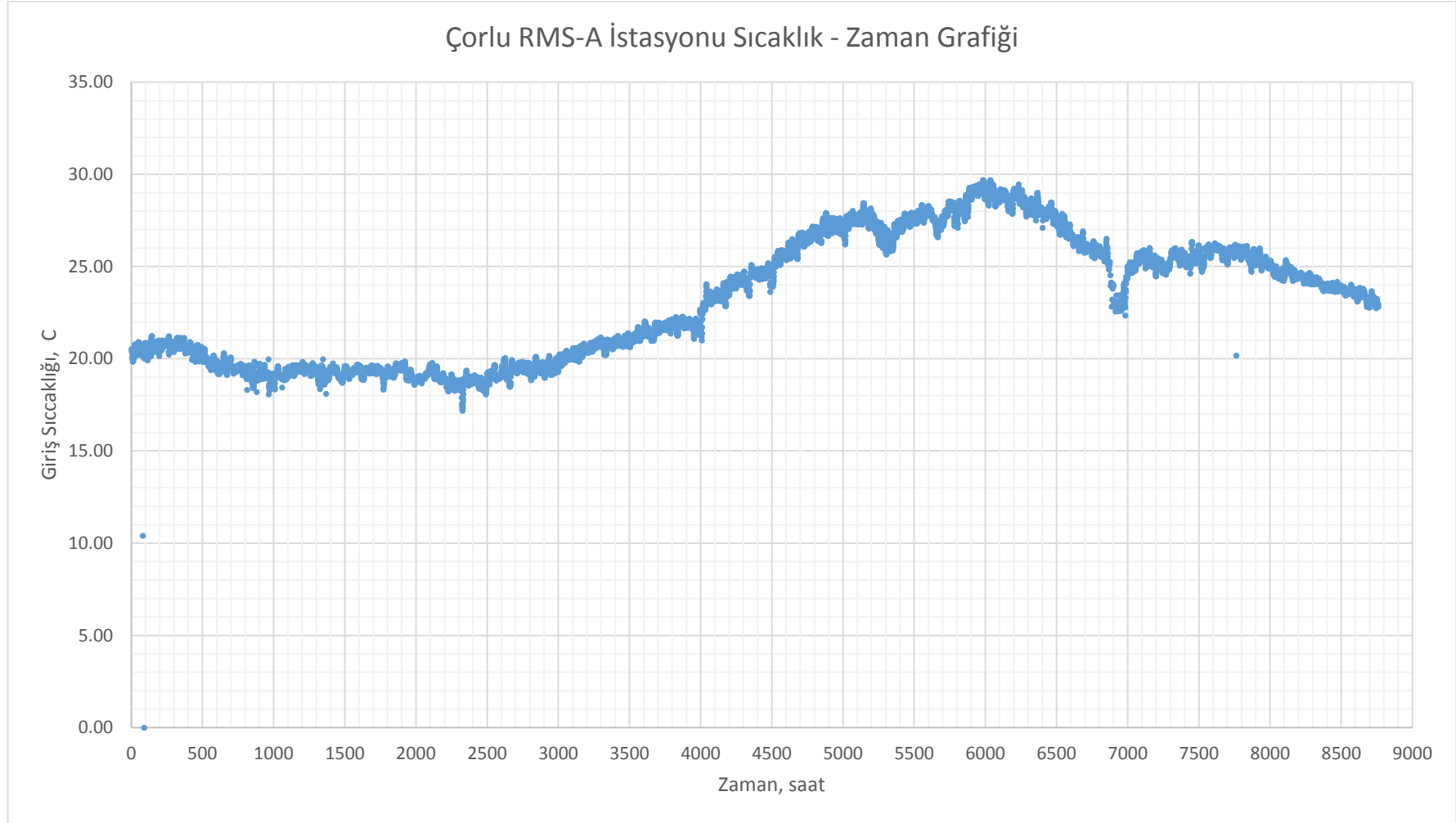
EK A : Çorlu RMS-A istasyonuna ait yıllık veriler.



Şekil A.1 : Çorlu RMS-A istasyonu hacimsel debi – zaman veriler.



Şekil A.2 : Çorlu RMS-A istasyonu basınç – zaman verileri.



Şekil A.3 : Çorlu RMS-A istasyonu sıcaklık – zaman verileri.

EK-B : Çorlu RMS-A istasyonu farklı tasarım parametreleri kazanç hesaplamaları.

Çizelge B.1 : Çorlu RMS-A istasyonu (Q=30,000 Nm³/sa ve 0.70 verim) için net kazanç miktarı.

Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Saat	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
Ocak	31,774	560	532,389	333,454	17,087	35,013	17,925
Şubat	33,840	536	542,706	339,915	17,418	35,691	18,273
Mart	31,805	678	645,200	404,111	20,708	42,432	21,724
Nisan	25,842	633	489,440	306,553	15,709	32,188	16,479
Mayıs	22,453	421	282,830	177,146	9,077	18,600	9,523
Haziran	23,056	368	253,864	159,004	8,148	16,695	8,548
Temmuz	22,730	387	263,196	164,849	8,447	17,309	8,862
Ağustos	24,908	280	208,673	130,699	6,697	13,723	7,026
Eylül	26,248	441	346,341	216,925	11,116	22,777	11,661
Ekim	27,551	561	462,455	289,651	14,843	30,413	15,571
Kasım	28,757	672	578,206	362,150	18,558	38,026	19,468
Aralık	36,166	532	575,681	360,568	18,477	37,860	19,383
Toplam		6069	5,180,983	3,245,025	166,284	340,728	174,443

Çizelge B.2 : Çorlu RMS-A istasyonu (Q=30,000 Nm³/sa ve 0.75 verim) için net kazanç miktarı.

Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Saat	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
Ocak	31,774	560	576,477	363,433	18,502	38,160	19,658
Şubat	33,840	536	587,648	370,476	18,861	38,900	20,039
Mart	31,805	678	698,630	440,443	22,423	46,247	23,824
Nisan	25,842	633	529,971	334,114	17,009	35,082	18,072
Mayıs	22,453	421	306,252	193,073	9,829	20,273	10,443
Haziran	23,056	368	274,887	173,299	8,823	18,196	9,374
Temmuz	22,730	387	284,992	179,670	9,147	18,865	9,718
Ağustos	24,908	280	225,953	142,450	7,252	14,957	7,705
Eylül	26,248	441	375,022	236,428	12,036	24,825	12,789
Ekim	27,551	561	500,751	315,693	16,072	33,148	17,076
Kasım	28,757	672	626,087	394,709	20,094	41,444	21,350
Aralık	36,166	532	623,353	392,986	20,007	41,263	21,257
Toplam		6069	5,610,023	3,536,773	180,055	371,361	191,307

Çizelge B.3 : Çorlu RMS-A istasyonu (Q=30,000 Nm³/sa ve 0.80 verim) için net kazanç miktarı.

Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Saat	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
Ocak	31,774	560	620,565	393,413	19,917	41,308	21,391
Şubat	33,840	536	632,590	401,036	20,303	42,109	21,806
Mart	31,805	678	752,060	476,775	24,137	50,061	25,924
Nisan	25,842	633	570,502	361,675	18,310	37,976	19,666
Mayıs	22,453	421	329,673	208,999	10,581	21,945	11,364
Haziran	23,056	368	295,910	187,595	9,497	19,697	10,200
Temmuz	22,730	387	306,787	194,491	9,846	20,422	10,575
Ağustos	24,908	280	243,234	154,200	7,807	16,191	8,384
Eylül	26,248	441	403,703	255,931	12,957	26,873	13,916
Ekim	27,551	561	539,048	341,734	17,301	35,882	18,581
Kasım	28,757	672	673,969	427,269	21,631	44,863	23,232
Aralık	36,166	532	671,026	425,403	21,537	44,667	23,131
Toplam		6069	6,039,066	3,828,522	193,825	401,995	208,170

Çizelge B.4 : Çorlu RMS-A istasyonu (Q=30,000 Nm³/sa ve 0.85 verim) için net kazanç miktarı.

Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Çalışma Saati	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
Ocak	31,774	560	664,749	423,458	21,335	44,463	23,128
Şubat	33,840	536	677,631	431,664	21,749	45,325	23,576
Mart	31,805	678	805,607	513,187	25,856	53,885	28,029
Nisan	25,842	633	611,122	389,297	19,614	40,876	21,262
Mayıs	22,453	421	353,146	224,961	11,334	23,621	12,287
Haziran	23,056	368	316,978	201,922	10,173	21,202	11,028
Temmuz	22,730	387	328,631	209,344	10,547	21,981	11,434
Ağustos	24,908	280	260,552	165,977	8,362	17,428	9,065
Eylül	26,248	441	432,447	275,477	13,879	28,925	15,046
Ekim	27,551	561	577,428	367,833	18,533	38,622	20,090
Kasım	28,757	672	721,956	459,900	23,171	48,290	25,118
Aralık	36,166	532	718,803	457,892	23,070	48,079	25,009
Toplam		6069	6,469,050	4,120,913	207,625	432,696	225,071

Çizelge B.5 : Çorlu RMS-A istasyonu (Q = 40,000 m³/sa ve 0.70 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.

Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Saat	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
Ocak	37,441	693	767,300	482,344	24,627	50,646	26,020
Şubat	36,356	619	665,505	418,353	21,359	43,927	22,568
Mart	34,194	657	664,354	417,630	21,323	43,851	22,529
Nisan	29,232	373	322,442	202,695	10,349	21,283	10,934
Mayıs	26,120	142	109,685	68,951	3,520	7,240	3,719
Haziran	26,193	150	116,188	73,039	3,729	7,669	3,940
Temmuz	26,645	158	124,497	78,262	3,996	8,217	4,222
Ağustos	28,148	169	140,676	88,432	4,515	9,285	4,770
Eylül	28,955	293	250,886	157,713	8,052	16,560	8,508
Ekim	31,532	346	322,635	202,817	10,355	21,296	10,941
Kasım	31,584	496	463,269	291,223	14,869	30,578	15,710
Aralık	39,930	737	870,265	547,071	27,931	57,442	29,511
Toplam		4833	4,817,701	3,028,530	154,625	317,996	163,371

Çizelge B.6 : Çorlu RMS-A istasyonu (Q = 40,000 m³/sa ve 0.75 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.

Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Saat	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
Ocak	37,441	693	831,531	526,021	26,688	55,232	28,544
Şubat	36,356	619	721,214	456,236	23,147	47,905	24,757
Mart	34,194	657	719,967	455,447	23,107	47,822	24,714
Nisan	29,232	373	349,434	221,050	11,215	23,210	11,995
Mayıs	26,120	142	118,866	75,194	3,815	7,895	4,080
Haziran	26,193	150	125,914	79,652	4,041	8,364	4,322
Temmuz	26,645	158	134,918	85,348	4,330	8,962	4,631
Ağustos	28,148	169	152,452	96,440	4,893	10,126	5,233
Eylül	28,955	293	271,887	171,994	8,726	18,059	9,333
Ekim	31,532	346	349,643	221,182	11,222	23,224	12,002
Kasım	31,584	496	502,049	317,593	16,113	33,347	17,234
Aralık	39,930	737	943,114	596,608	30,269	62,644	32,374
Toplam		4833	5,220,991	3,302,767	167,569	346,791	179,222

Çizelge B.7 : Çorlu RMS-A istasyonu (Q = 40,000 m³/sa ve 0.80 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.

Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Saat	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
Ocak	37,441	693	895,761	569,698	28,750	59,818	31,069
Şubat	36,356	619	776,924	494,118	24,935	51,882	26,947
Mart	34,194	657	775,581	493,264	24,892	51,793	26,900
Nisan	29,232	373	376,425	239,404	12,081	25,137	13,056
Mayıs	26,120	142	128,048	81,438	4,110	8,551	4,441
Haziran	26,193	150	135,640	86,266	4,353	9,058	4,705
Temmuz	26,645	158	145,340	92,435	4,665	9,706	5,041
Ağustos	28,148	169	164,227	104,448	5,271	10,967	5,696
Eylül	28,955	293	292,889	186,275	9,400	19,559	10,159
Ekim	31,532	346	376,651	239,548	12,089	25,152	13,064
Kasım	31,584	496	540,830	343,964	17,358	36,116	18,758
Aralık	39,930	737	1,015,964	646,146	32,608	67,845	35,238
Toplam		4833	5,624,280	3,577,004	180,512	375,585	195,073

Çizelge B.8 : Çorlu RMS-A istasyonu (Q = 40,000 m³/sa ve 0.85 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.

Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Saat	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
Ocak	37,441	693	968,167	618,934	31,073	64,988	33,915
Şubat	36,356	619	839,723	536,822	26,951	56,366	29,415
Mart	34,194	657	838,271	535,894	26,904	56,269	29,364
Nisan	29,232	373	406,852	260,094	13,058	27,310	14,252
Mayıs	26,120	142	138,398	88,476	4,442	9,290	4,848
Haziran	26,193	150	146,604	93,722	4,705	9,841	5,135
Temmuz	26,645	158	157,088	100,424	5,042	10,544	5,503
Ağustos	28,148	169	177,502	113,474	5,697	11,915	6,218
Eylül	28,955	293	316,563	202,374	10,160	21,249	11,089
Ekim	31,532	346	407,096	260,250	13,066	27,326	14,260
Kasım	31,584	496	584,545	373,691	18,761	39,238	20,476
Aralık	39,930	737	1,098,086	701,989	35,243	73,709	38,466
Toplam		4833	6,078,896	3,886,143	195,103	408,045	212,942

Çizelge B.9 : Çorlu RMS-A istasyonu (Q = 50,000 m³/sa ve 0.70 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.

Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Saat	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
Ocak	40,961	530	634,611	400,055	20,368	42,006	21,638
Şubat	38,370	497	557,455	351,416	17,892	36,899	19,007
Mart	37,059	462	500,492	315,507	16,063	33,128	17,065
Nisan	34,863	125	127,390	80,306	4,089	8,432	4,344
Mayıs	30,230	0	0	0	0	0	0
Haziran	30,515	0	0	0	0	0	0
Temmuz	0	0	0	0	0	0	0
Ağustos	30,508	0	0	0	0	0	0
Eylül	31,865	123	114,573	72,226	3,677	7,584	3,906
Ekim	34,101	217	216,316	136,364	6,943	14,318	7,376
Kasım	36,079	257	271,050	170,868	8,699	17,941	9,242
Aralık	41,187	666	801,855	505,485	25,736	53,076	27,340
Toplam		2877	3,223,741	2,032,228	103,466	213,384	109,917

Çizelge B.10 : Çorlu RMS-A istasyonu (Q = 50,000 m³/sa ve 0.75 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.

Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Saat	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
Ocak	40,961	530	693,282	436,573	22,251	45,840	23,589
Şubat	38,370	497	608,992	383,494	19,546	40,267	20,721
Mart	37,059	462	546,763	344,307	17,548	36,152	18,604
Nisan	34,863	125	139,168	87,636	4,467	9,202	4,735
Mayıs	30,230	0	0	0	0	0	0
Haziran	30,515	0	0	0	0	0	0
Temmuz	0	0	0	0	0	0	0
Ağustos	30,508	0	0	0	0	0	0
Eylül	31,865	123	125,165	78,819	4,017	8,276	4,259
Ekim	34,101	217	236,315	148,812	7,585	15,625	8,041
Kasım	36,079	257	296,109	186,465	9,504	19,579	10,075
Aralık	41,187	666	875,988	551,626	28,115	57,921	29,806
Toplam		2877	3,521,781	2,217,731	113,032	232,862	119,830

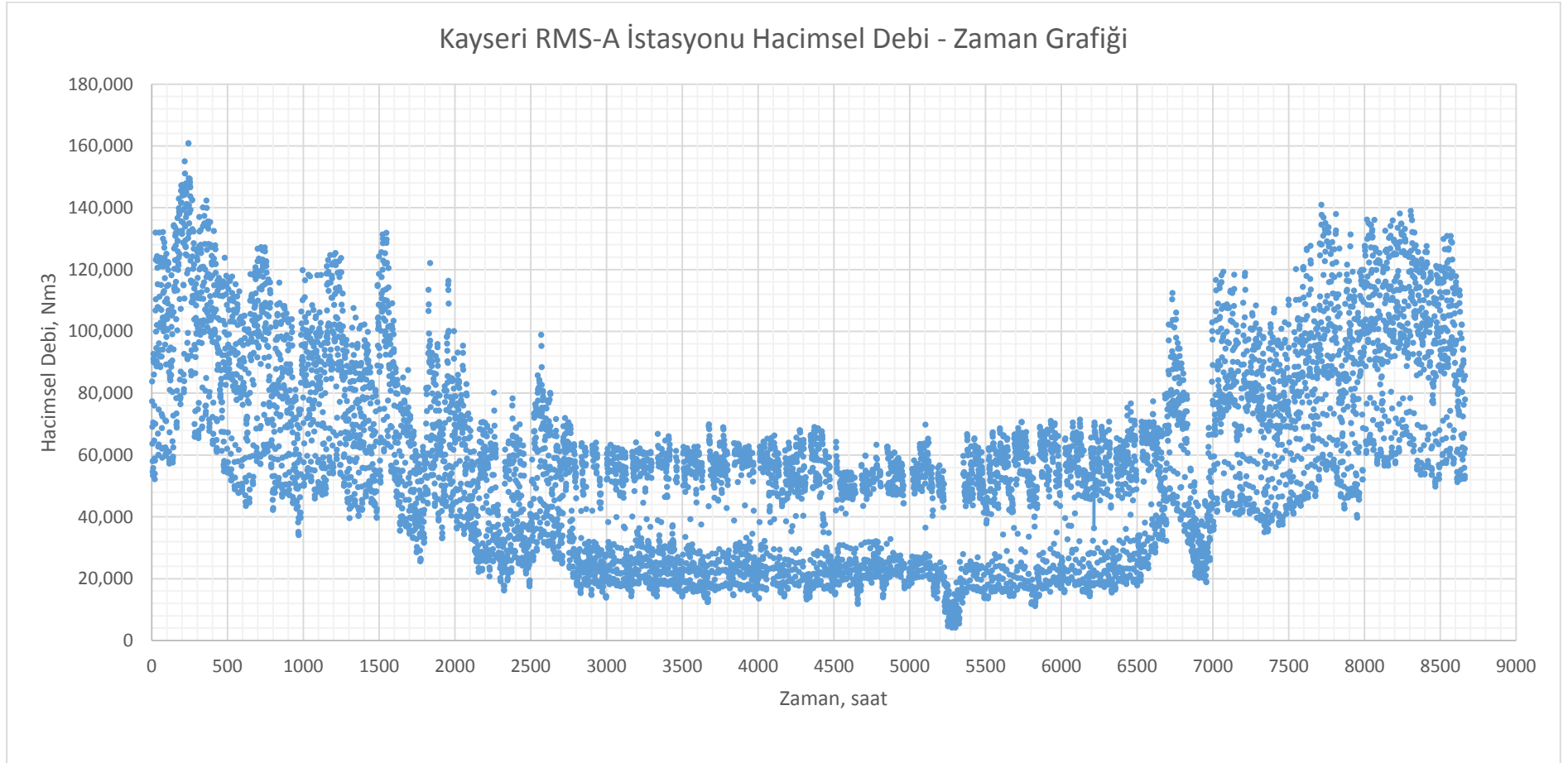
Çizelge B.11 : Çorlu RMS-A istasyonu (Q = 50,000 m³/sa ve 0.80 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.

Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Saat	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
Ocak	40,961	530	752,167	477,655	24,141	50,154	26,013
Şubat	38,370	497	660,718	419,581	21,206	44,056	22,850
Mart	37,059	462	593,203	376,707	19,039	39,554	20,515
Nisan	34,863	125	150,988	95,883	4,846	10,068	5,222
Mayıs	30,230	0	0	0	0	0	0
Haziran	30,515	0	0	0	0	0	0
Temmuz	0	0	0	0	0	0	0
Ağustos	30,508	0	0	0	0	0	0
Eylül	31,865	123	135,796	86,236	4,358	9,055	4,696
Ekim	34,101	217	256,386	162,815	8,229	17,096	8,867
Kasım	36,079	257	321,259	204,012	10,311	21,421	11,110
Aralık	41,187	666	950,391	603,535	30,503	63,371	32,868
Toplam		2877	3,820,908	2,426,423	122,633	254,774	132,142

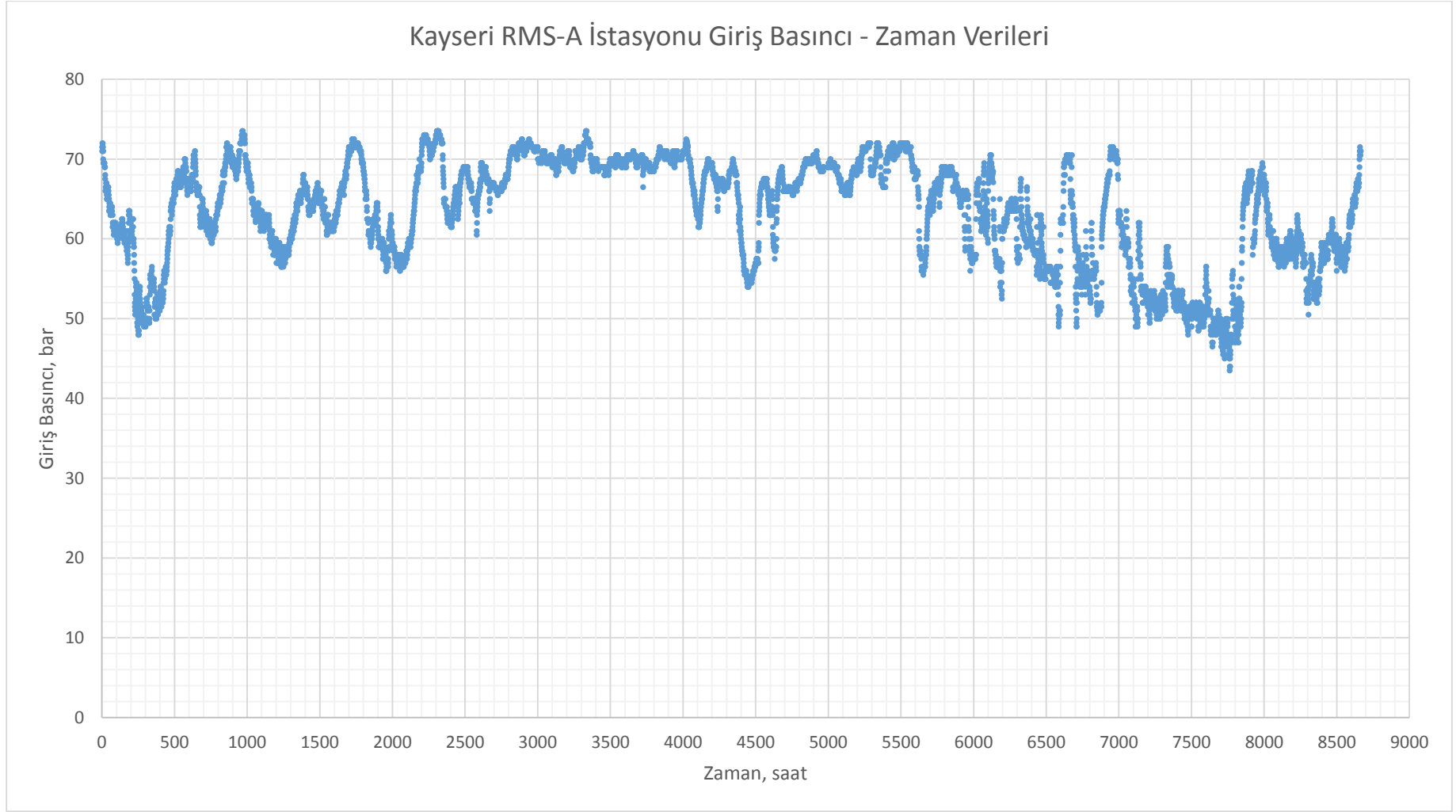
Çizelge B.12 : Çorlu RMS-A istasyonu (Q = 50,000 m³/sa ve 0.85 verim) için hesaplanan yıllık kazanç miktarı.

Aylar	Kullanılabilir Ortalama Debi,Nm ³ /sa	Saat	Ön Isıtmada Kullanılan Doğal Gaz, kWh	Üretilen Elektrik, kWh	Doğal Gaz Maliyeti, \$	Elektrik Satış Bedeli, \$	Net Kazanç, \$
Ocak	40,961	530	802,536	514,244	25,758	53,996	28,238
Şubat	38,370	497	704,963	451,721	22,626	47,431	24,805
Mart	37,059	462	632,927	405,563	20,314	42,584	22,270
Nisan	34,863	125	161,099	103,228	5,170	10,839	5,668
Mayıs	30,230	0	0	0	0	0	0
Haziran	30,515	0	0	0	0	0	0
Temmuz	0	0	0	0	0	0	0
Ağustos	30,508	0	0	0	0	0	0
Eylül	31,865	123	144,889	92,841	4,650	9,748	5,098
Ekim	34,101	217	273,555	175,287	8,780	18,405	9,625
Kasım	36,079	257	342,772	219,639	11,001	23,062	12,061
Aralık	41,187	666	1,014,033	649,766	32,546	68,225	35,680
Toplam		2877	4,076,774	2,612,289	130,845	274,290	143,446

EK C : Kayseri RMS-A istasyonuna ait yıllık veriler

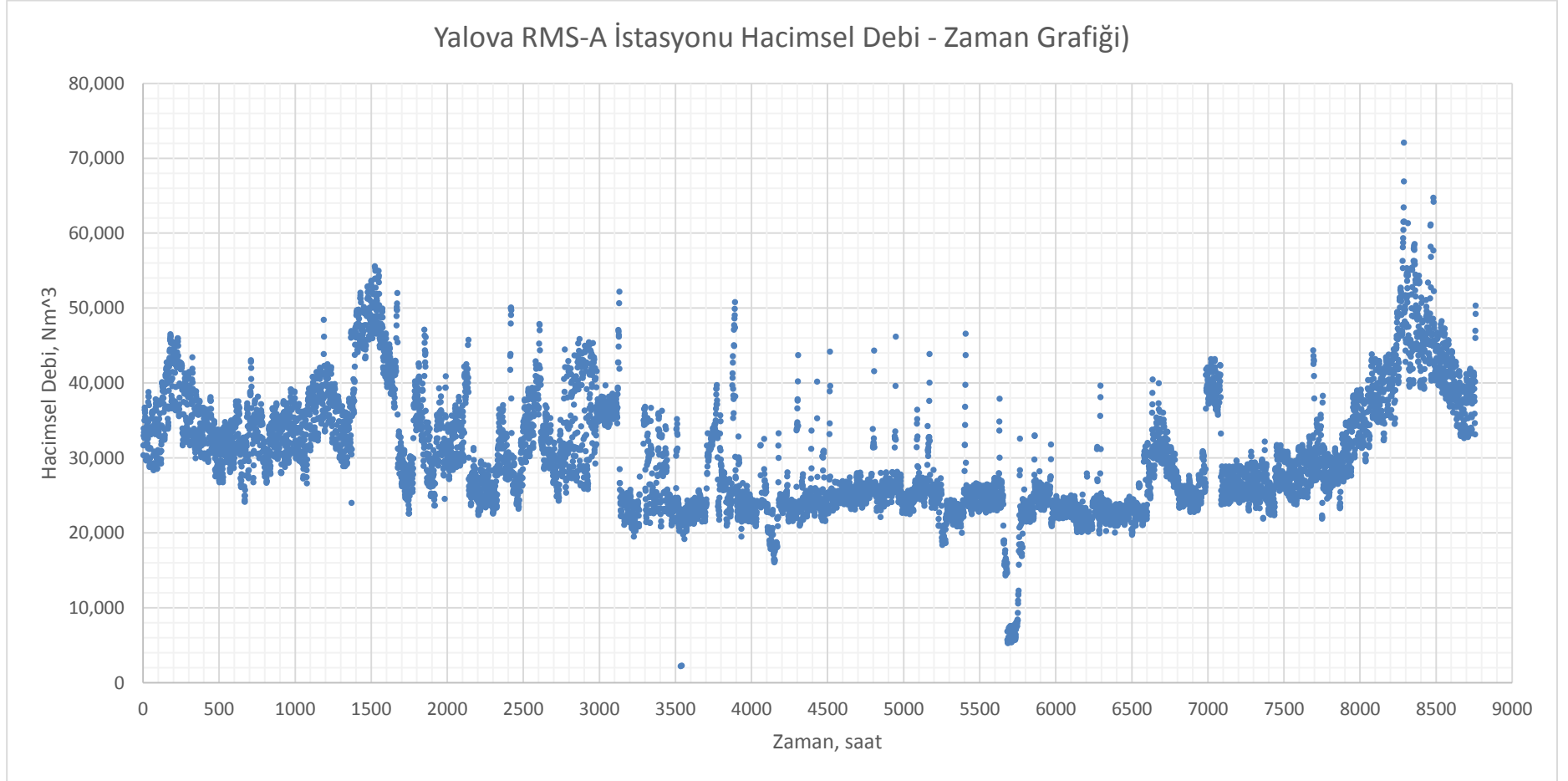


Şekil C.1 : Kayseri RMS-A istasyonu hacimsel debi – zaman verileri.

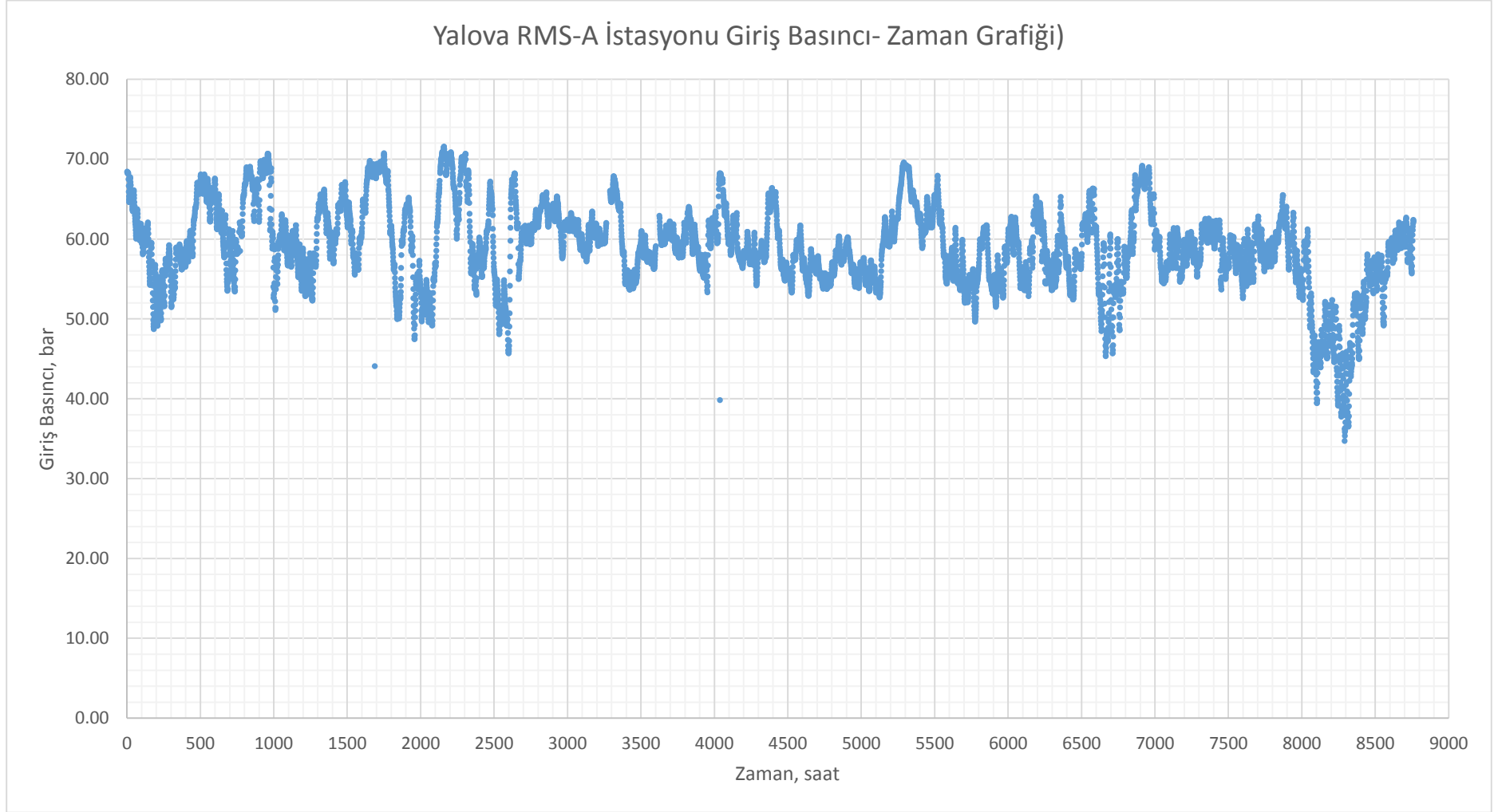


Şekil C.2 :Kayseri RMS-A istasyonu istasyon giriş basıncı – zaman verileri.

EK D :



Şekil D.1 :Yalova RMS-A istasyonu istasyon hacimsel debi – zaman verileri.



Şekil D.2 :Yalova RMS-A istasyonu istasyon giriş basıncı – zaman verileri.

ÖZGEÇMİŞ



Ad Soyad: Özer Deniz
Doğum Yeri ve Tarihi: İstanbul 1974
Adres: İstanbul
E-Posta: denizo@itu.edu.tr
Lisans: Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği

İstanbul doğumlu olup, İstanbul Teknik Üniversitesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü'nden 1998 yılında mezun olmuştur. İş hayatına İstanbul Gaz Dağıtım A.Ş.'de başlamış olup, burada İşletme ve Ar&Ge Mühendisliği görevlerinde bulunmuştur. Daha sonra STFA Holding'in doğal gaz dağıtım yatırımı projeleri için danışmanlık hizmeti vermiş olup, Holdingin doğal gaz dağıtım lisanslarını almaya başlamasıyla beraber burada Teknik Müdür olarak iş hayatına devam etmiştir. Halen kendine ait şirketinde iş hayatına devam etmektedir. İyi derecede ingilizce ve orta derecede almanca bilmektedir. Evli ve iki çocuk babasıdır.