

**T.C.
MANİSA CELAL BAYAR ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ**



**YÜKSEK LİSANS TEZİ
MAKİNA MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI
ENERJİ BİLİM DALI PROGRAMI**

**Doğalgaz Bölge Regülatörlerinde Basınç Düşümünden Elde Edilen
Enerjinin Elektrik Eldesi Analizi ve Verimliliğe Etkisi**

Erçin NAS

**Danışman
Prof. Dr. Leyla ÖZGENER**

MANİSA-2025

TAAHHÜTNAME

Bu tezin Manisa Celal Bayar Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Makine Mühendisliği Ana Bilim Dalında akademik ve etik kurallara uygun olarak yazıldığını ve kullanılan tüm literatür bilgilerinin referans gösterilerek tezde yer aldığını, tamamen kendi çalışmam olduğunu, her alıntıya kaynak gösterdiğimi, tezin yazımında akademik ve etik kurallara aykırı herhangi bir yapay zeka ve program kullanmadığımı beyan ederim.

Erçin NAS



ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

Erçin NAS
Manisa Celal Bayar Üniversitesi
Lisansüstü Eğitim Enstitüsü
Makine Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Prof. Dr. Leyla ÖZGENER

Bu tez kapsamında, doğal gaz bölge regülatörlerinde basınç düşürme sürecinde ortaya çıkan ancak mevcut koşullarda değerlendirilmeden kaybolan enerji potansiyelinin turboexpander teknolojisi aracılığıyla elektrik üretiminde kullanılabilirliği incelenmiştir. Türkiye’de doğal gazın geniş kullanım alanları dikkate alındığında, dağıtım aşamasında kaybedilen bu enerji miktarı önemli bir verimlilik sorunu olarak karşımıza çıkmaktadır.

Çalışmada İzmir Doğalgaz Dağıtım A.Ş. şebekesinde yer alan toplam 235 adet bölge regülatör istasyonuna ait veriler analiz edilerek üç farklı işletme senaryosu geliştirilmiş olup, debi, basınç farkı, sıcaklık gibi temel parametreler ile kabul olarak alınan tasarım varsayımları çerçevesinde turboexpander uygulamalarının performansı değerlendirilmiştir. Basınç düşümü sürecinde meydana gelen Joule–Thomson soğuması ile buna bağlı olarak ortaya çıkan ön ısıtma ihtiyacının nedenleri, sistem açısından kritik bir unsur kabul edildiğinden enerji dengesi kapsamında ayrıntılı biçimde ele alınmıştır.

Elde edilen bulgular, özellikle yüksek debiye sahip istasyonlarda turboexpander sistemlerinin anlamlı düzeyde elektrik üretimi sağlayabildiğini göstermektedir. Yıllık tüketimi fazla olan ve basınç farkı en yüksek düzeyde bulunan istasyonlarda turboexpander sisteminin kurulması ile, İzmir Doğalgaz Dağıtım A.Ş. şebekesinde yer alan tüm bölge regülatör istasyonlarının SCADA, haberleşme ve aydınlatma gibi yıllık elektrik ihtiyaçlarının tamamının karşılanabildiği; hatta hesaplamalar doğrultusunda belirli miktarda enerji fazlasının dahi ortaya çıktığı görülmüştür. Bu sonuçlar, dağıtım şirketleri açısından enerji geri kazanımının hem verimlilik ve sürdürülebilirlik bağlamında hem de çevresel etki olarak karbon emisyonlarının azaltılması yönünde önemli bir fırsat sunduğunu ortaya koymaktadır.

Anahtar Kelimeler: Doğal gaz dağıtım sistemleri, basınç düşürme istasyonları, turboexpander, Joule–Thomson etkisi, enerji geri kazanımı, elektrik üretimi.

2025, 89 sayfa



ABSTRACT

M.Sc. Thesis

Erçin NAS

**Manisa Celal Bayar University
Graduate School of Education
Department of Mechanical Engineering**

Supervisor: Prof. Dr. Leyla ÖZGENER

In this thesis, the potential utilization of the pressure energy that emerges during the pressure-reduction process in natural gas district regulator stations—but is typically dissipated under current operating conditions—is examined through the integration of turboexpander technology for electricity generation. Considering the extensive use of natural gas in Turkey, the energy lost during the distribution stage represents a significant efficiency issue.

Operational data from 235 district regulator (BR) stations within the İzmir Doğalgaz Distribution Network were analyzed, and three distinct operating scenarios were developed. The performance of turboexpander applications was evaluated based on key parameters such as flow rate, pressure differential, and temperature, along with the design assumptions adopted in the study. The Joule–Thomson cooling effect observed during pressure reduction and the resulting need for preheating were examined in detail within the framework of the energy balance, as they constitute critical factors in system design.

The findings demonstrate that turboexpander systems can generate a substantial amount of electricity, particularly in stations with high flow rates. In stations with high annual consumption and large pressure differences, the installation of a turboexpander was shown to be capable of meeting the entire annual electricity demand—such as SCADA, communication, and lighting needs—of all BR stations within the İzmir distribution network, with additional surplus energy in certain cases. These results indicate that energy recovery presents a significant opportunity for natural gas distribution companies, both in terms of efficiency and sustainability, as well as in reducing environmental impacts such as carbon emissions.

Keywords: Natural gas distribution systems, pressure reduction stations, turboexpander, Joule–Thomson effect, energy recovery, exergy analysis, electricity generation.

2025, 89 pages



ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR

Bu çalışmanın konusu doğal gaz dağıtım şebekesinde orta basınçtan düşük basınca geçiş sırasında kullanılan bölge regülatör istasyonlarında basınç düşümünden kaynaklı oluşan ve kullanılmayan enerjinin turboexpander sistemi ile elektrik elde edilmesidir. Bu tezin tamamlanmasında bana rehberlik eden ve destek veren herkese teşekkür etmek isterim. Öncelikle, tez danışmanım Sayın Prof. Dr. Leyla ÖZGENER'e, değerli görüşleri, özellikle sabrı ve yol göstericiliği için en içten teşekkürlerimi sunarım. Onun bilgisi ve yönlendirmeleri, bu çalışmanın her aşamasında bana ışık tutmuştur.

Tezimi yazarken bana moral ve destek veren eşim Emine NAS ve kızım Zeynep Duru NAS'a, çalışmalarım boyunca gösterdikleri destek için teşekkür ederim. Ayrıca, yüksek lisansımı tamamlamam konusunda sürekli olarak desteğini esirgemeyen İzmir Doğalgaz Dağıtım Ticaret A.Ş. Kurumsal İletişim ve Pazarlama Müdürü Sayın Necdet ULUSAN'a, kullanılan verilerin sağlanması, hesaplar ve yöntemler konusunda temas halinde çalıştığım ve tezimin süreçleri konusunda yol gösterip yardımcı olan Şebeke Yönetim Müdürü Sayın Serhat TERECE'ye, lisansüstü eğitimime verdiği desteği hiçbir zaman eksik etmeyen ve bu süreçte doktora öğrenimine devam ederken bizlere de örnek olan Genel Müdürümüz Sayın Ahmet YETİK'e ve değerli üst yönetimimize içten teşekkürlerimi sunarım.

Son olarak, bu araştırmanın gerçekleştirilmesinde bana yardımcı olan literatüre bilgi sağlayan araştırmacılara ve değerli meslektaşlarıma da ayrıca teşekkür ederim.

Erçin NAS
Manisa, 2025

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

Simgeler	Açıklama
C_p	Sabit basınçta özgül ısı (kJ/kg·K)
C	İzentropik sıcaklık oranı katsayısı
CO_2	Karbondiyoksit
Δh	Entalpi değişimi (kJ/kg)
ΔP	Basınç farkı
ΔT	Sıcaklık farkı
ΔT_{JT}	Joule–Thomson sıcaklık farkı
$\Delta T_{ısıtma}$	Ön ısıtma sıcaklık farkı
E	Enerji (kWh, MJ)
$\dot{E}_{yıkım}$	Ekserji yıkımı (kW)
E_y	Yıllık enerji (kWh/yıl)
E_{toplam}	Toplam yıllık enerji
E_x	Ekserji
E_t	Ekserjetik verim
η_g	Jeneratör verimi
η_t	Türbin izentropik verimi
G	Ekonomik getiri (₺/yıl)
h	Entalpi (kJ/kg)

Simgeler	Açıklama
h_1, h_2	Giriş/çıkış entalpisi
h_{2s}	İzentropik çıkış entalpisi
k	Adyabatik üs (özellik ısı oranı)
$\dot{m}$	Kütleli debi
P	Basınç (bar)
P_0	Çevre basıncı
ρ	Yoğunluk
$\dot{Q}$	Isı geiışı (kW)
$\dot{Q}_{ısıtma}$	Ön ısıtma yükü
$Q_{ısıtma,yıl}$	Yıllık ön ısıtma yükü
r	Basınç oranı (P_2/P_1)
s	Özellik entropi (kJ/kg·K)
s_1, s_2	Giriş/çıkış entropileri
Ψ	Akış ekserjisi
ψ_1, ψ_2	Giriş/çıkış ekserjisi
T	Sıcaklık (K, °C)
T_0	Çevre sıcaklığı
T_1, T_2	Giriş/çıkış sıcaklığı
T_{2s}	İzentropik çıkış sıcaklığı

Simgeler	Açıklama
$T_{2,türbin}$	Türbin gerçek çıkış sıcaklığı
$T_{2,gerçek}$	Gerçek çıkış sıcaklığı
t_y	Yıllık çalışma süresi (saat/yıl)
V	Hız (m/s)
V_1, V_2	Giriş/çıkış hızı
$\dot{V}$	Hacimsel debi ($m^3/s, m^3/h$)
$\dot{W}$	İş transferi gücü (kW)
$\dot{W}_s$	Şaft işi (kW)
$\dot{W}_t$	Türbin işi (kW)
$\dot{W}_{el}$	Elektrik gücü (kW)
$\dot{W}_{net}$	Net güç (kW)
Z	Sıkıştırılabilirlik faktörü

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa

Şekil 1. İzentropik ve Joule-Thomson genleşmelerinin P–h diyagramındaki süreç karşılaştırması [22].....	23
Şekil 2. Genleşme türbininin kontrol hacmi yaklaşımıyla gösterimi [22].....	27
Şekil 3. Gaz genleştirme türbini ile enerji geri kazanım sistemi şeması[22].....	31
Şekil 4. Basınç düşürme ile gaz genleştirme türbini kesit görünümü [22].....	32
Şekil 5. Isı eşanjörü ve genleşme türbini içeren doğal gaz basınç düşürme ve enerji geri kazanım sistemi [22].....	34
Şekil 6. Doğal gazın basınç düşürme öncesi ısıtılması için kullanılan ısı eşanjörü ve regülatör süreci [3].....	35
Şekil 7. Turbo gaz genleştiricili sistem içeren doğal gaz bölge regülatörünün şematik görünümü [3].....	37
Şekil 8. Doğal gaz bölge regülatörü enstrüman ve skidinin üç boyutlu görünümü...	39
Şekil 9. En fazla çekiş yapan 10 adet bölge regülatörün yıllık tüketim verileri	40
Şekil 10. En fazla çekiş yapan bölge regülatör istasyonlarının giriş ve çıkış basınçları	41
Şekil 11. Bölge regülatörü başına düşen aylık ortalama enerji ihtiyacı verileri.....	42
Şekil 12. Bölge regülatörlerinin yıllık toplam doğal gaz tüketim kapasitesi.....	70
Şekil 13. Senaryolara göre turboexpander sisteminde yıllık elektrik üretim miktarları.	71
Şekil 14. Senaryolara göre turboexpander sisteminde ön ısıtma için gerekli enerji miktarı	71
Şekil 15. Senaryolara göre turboexpander sisteminde üretilen yıllık net elektrik üretim miktarları	72
Şekil 16. Senaryolara göre yıllık karbon salım azaltımı	73

TABLÖLAR DİZİNİ

Sayfa

Tablo 1. Doğal gazın tipik kombinasyonu [3].....	6
Tablo 2. Bölgelere göre doğal gazın alt ısı değerleri [3].....	6
Tablo 3. Ölçüm sisteminde kullanılan elemanlarının temel özellikleri.....	46
Tablo 4. En yüksek tüketim verisi bulunan 10 adet bölge regülatörünün giriş ve çıkış basınçları	50
Tablo 5. En yüksek tüketim verisi bulunan 10 adet bölge regülatöründe turboexpander sistemiyle üretilen enerji miktarları	64
Tablo 6. En yüksek tüketim verisi bulunan 10 adet bölge regülatörünün turboexpander sistemiyle elde edilen verileri.....	68

İÇİNDEKİLER

TAAHHÜTNAME	i
ÖZET	I
ABSTRACT	III
ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR	V
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ	VI
ŞEKİLLER DİZİNİ	IX
TABLolar DİZİNİ	X
İÇİNDEKİLER	XI
1. GİRİŞ	1
1.1. Araştırmanın Amacı	1
1.2. Problem Tanımı	2
1.3. Çalışmanın Önemi ve Katkıları	2
1.4. Tez Kapsamı ve Sınırları	3
1.5. Tezin Yapısı	4
2. LİTERATÜR TARAMASI	5
2.1. Doğal Gaz ve Özellikleri	5
2.2. Doğal Gaz Dağıtım Sistemleri ve Basınç Düşürme İstasyonları	7
2.3. Basınç Farkı Nedeniyle Ortaya Çıkan Enerjinin Elektrik Enerjisine Dönüşümü	8
2.4. Daha Önce Yapılmış Çalışmalar	10
2.5. Literatürün Değerlendirilmesi ve Çalışmanın Özgün Katkısı	20
3. TEORİK TEMELLER	21
3.1. Doğal gazın Fiziksel ve Termodinamik Özellikleri	21
3.2. Joule–Thomson Olayı	22
3.3. Sürekli Akışlı Sistemler için Enerji Denklikleri	24

3.3.1. Kütlenin Korunumu (Süreklilik Denklemi)	25
3.3.2. Birinci Yasa (Enerji Denklemi)	27
3.3.3. İkinci Yasa (Entropi ve Ekserji Analizi).....	29
3.4. Turbo Gaz Genleştirici (Turboexpander)	31
3.5. Ön Isıtma İhtiyacı ve Enerji Dengesi	34
4. MATERYAL VE YÖNTEM	36
4.1. Çalışmanın Senaryoları	37
4.2. Kullanılan Veriler ve Alınan Kabuller	38
4.2.1 Kullanılan Veriler	38
4.2.2 Alınan Kabuller	42
4.3. Hesaplama Yöntemi	43
4.3.1. Belirsizlik Analizi	45
4.4. Ekonomik Analiz Metodolojisi	46
5. BULGULAR VE TARTIŞMA	47
5.1. Senaryo 1 Sonuçları (Ön Isıtmasız Durum)	48
5.1.1. Modelleme Çerçevesi ve Varsayımlar	49
5.1.2. Termodinamik Temel, Yöntem ve Hesaplamaları.....	49
5.1.3. Akış ve Isıl Davranışın Değerlendirilmesi.....	51
5.1.4. Güvenlik ve İşletme Kısıtları	52
5.1.5. Sonuçların Yorumu ve Senaryo 2'ye Geçiş Gerekçesi.....	52
5.2. Senaryo 2 Sonuçları (Ön Isıtmalı Durum)	53
5.2.1. Modelleme Çerçevesi ve Varsayımlar	53
5.2.2. Termodinamik Temel, Yöntem ve Hesaplamaları.....	54
5.2.3. Akış ve Isıl Davranışın Değerlendirilmesi.....	59
5.2.4. Güvenlik ve İşletme Kısıtları	59
5.2.5. Sonuçların Yorumlanması	59
5.3. Senaryo 3 Sonuçları (İzmir Geneli)	60

5.3.1. Senaryo 1 – Tek İstasyon Uygulaması (BR-132)	62
5.3.2. Senaryo 2 – İlk On Yüksek Debili İstasyon Uygulaması (İzmir Geneli)	63
5.4. Ekonomik Analiz Sonuçları	65
5.4.1. Senaryo 1 – Tek İstasyon Ekonomik Analizi (BR-132)	66
5.4.2. Senaryo 2 – İlk On Yüksek Debili İstasyon Ekonomik Analizi (İzmir Geneli)	67
5.5. Verilerin Karşılaştırmalı Değerlendirmesi	69
5.5.1. Toplam Doğal gaz Debisi (Sm ³ /yıl).....	70
5.5.2. Yıllık Elektrik Üretimi (MWh/yıl).....	70
5.5.3. İzmir Genel Elektrik Tüketimini Karşılama Oranı (%)	72
5.5.4. Yıllık CO ₂ Azaltımı (kg CO ₂ /yıl).....	73
6. SONUÇ VE ÖNERİLER	73
6.1. Çalışmanın Genel Sonuçları.....	73
6.2. İzmir Doğalgaz için Öneriler.....	76
6.2.1. Sürekli ve Yüksek Doğal Gaz Tüketimi Bulunan Sanayi İşletmelerinde Turboexpander Uygulamasının Yaygınlaştırılması.....	76
6.2.2. Birbirine Bağlı Bölge Regülatörlerinde Debinin Tek Bir Noktada Toplanarak Turboexpander Verimliliğinin Artırılması.....	76
6.2.3. RM-A İstasyonu Çıkış Basıncının Şebeke Gereksinimleri Doğrultusunda Yükseltilerek Turboexpander Performansının Artırılması	77
7. KAYNAKLAR.....	78
8. EKLER	83



1. GİRİŞ

1.1. Araştırmanın Amacı

Enerji kaynaklarının verimli kullanımı, günümüz dünyasında sürdürülebilir kalkınmanın temel unsurlarından biri olarak değerlendirilmektedir. Özellikle fosil yakıtlar içerisinde önemli bir paya sahip olan doğal gaz, hem konutlarda hem de endüstriyel uygulamalarda geniş ölçekte kullanılmakta olup, Türkiye'nin enerji arz güvenliği açısından da stratejik bir konumdadır. Doğal gazın dağıtım sürecinde, orta basınçtan düşük basınca geçişi sağlayan bölge regülatör istasyonlarında (BR) kayda değer ölçüde basınç düşümü gerçekleşmekte ve bu süreçte ortaya çıkan potansiyel enerji çoğu zaman atıl durumda kalmaktadır.

Bu tez çalışmasının temel amacı, doğal gaz bölge regülatör istasyonlarında gerçekleşen basınç düşümü sonucunda ortaya çıkan atıl enerjinin elektrik enerjisine dönüştürülme potansiyelini incelemek ve bu dönüşümün sistem verimliliği üzerindeki etkilerini ortaya koymaktır. Bu kapsamda doğal gaz genleşme türbinlerinin (turboexpander) söz konusu istasyonlara uygulanıp uygulanamayacağı senaryolar üzerinden araştırılacak ve üretilen enerjinin SCADA sistemleri, haberleşme ekipmanları ve aydınlatma altyapılarının elektrik ihtiyacını karşılama potansiyeli değerlendirilecektir.

Ayrıca basınç düşüm sürecinde önemli rol oynayan Joule–Thomson etkisinin sistem performansı ve enerji dönüşüm verimliliği üzerindeki etkileri incelenecek; farklı işletme koşullarına göre teknik ve ekonomik değerlendirmeler yapılacaktır. İzmir Doğalgaz dağıtım şebekesinde bulunan ve farklı tüketim değerlerine sahip 235 adet bölge regülatör istasyonuna ait veriler analiz edilerek, en yüksek basınç farkı ve debiye sahip istasyonların belirlenmesi, enerji tasarrufu potansiyelinin hesaplanması ve buna bağlı ekonomik ile çevresel kazanımların ortaya konulması hedeflenmektedir.

Bu çalışmanın, doğal gaz dağıtım şirketlerinin enerji maliyetlerini azaltmaya yönelik çözümler sunması, enerji verimliliği uygulamalarını yaygınlaştırmasına katkıda bulunması beklenmektedir.

1.2. Problem Tanımı

Enerji arz güvenliğinin her geçen gün daha fazla değer kazandığı çağımızda, var olan enerji kaynaklarının etkin bir biçimde kullanılması, hem ekonomik hem de çevresel açıdan bir gereklilik haline gelmiştir. Doğal gaz, ülkemizin enerji kaynaklarının arasında önemli bir paya sahip olup, konutlarda, sanayide vb. olmak üzere birçok alanda yoğun biçimde kullanılmaktadır. Ancak, doğal gazın orta basınçtan düşük basınca düşürülerek dağıtımının sağlandığı bölge regülatörlerinde, ciddi miktarda enerji açığa çıkmakta ve bu enerji çoğu durumda değerlendirilmeden boşa harcanmaktadır.

Bu durumda, doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında açığa çıkan bu atıl enerji, uygun teknolojilerle elektrik enerjisine dönüştürülebilir. Bunun sonucu olarak hem dağıtım şirketlerinin kendi elektrik ihtiyaçları karşılanabilir hem de ülke ekonomisine katkı sağlanabilir. Ancak mevcut uygulamalarda, İzmir ili bölge regülatörlerinin hiçbirinde bu tür bir enerji geri kazanım sistemi bulunmamaktadır.

Öte yandan, orta basınçtan düşük basınca geçerken oluşan basınç düşümü sırasında ortaya çıkan Joule-Thomson etkisi gibi termodinamik olguların sistem performansına olan etkisi yeterince araştırılmamıştır. Bu durum, elde edilebilecek elektrik miktarının ve sistem verimliliğinin doğru biçimde öngörülmesini zorlaştırmaktadır. Ayrıca, farklı kapasitelerde çalışan regülatörlerin teknik ve ekonomik açıdan ne kadar verimli bir şekilde enerji geri kazanımı sağlayabileceğine ilişkin kapsamlı analizlere literatürde sınırlı düzeyde rastlanmaktadır.

Dolayısıyla, bu tezde ele alınan temel problem, doğal gaz bölge regülatörlerinde basınç düşümü sonucu ortaya çıkan enerjinin bugüne kadar atıl bırakılmış olmasıdır. Ayrıca mevcut durumda enerji verimliliği açısından önemli bir kaybın yaşanması ve bu enerjinin elektrik üretiminde değerlendirilebilecek uygun sistemlerin yeterince araştırılmamış olmasıdır.

1.3. Çalışmanın Önemi ve Katkıları

Enerji verimliliği ve sürdürülebilirlik, günümüz enerji politikalarının en temel hedefleri arasında yer almakta olup, özellikle fosil yakıtların yoğun biçimde kullanıldığı ülkelerde daha da kritik bir önem taşımaktadır. Doğal gaz, Türkiye'nin

enerji arzı içinde büyük bir paya sahip olması nedeniyle stratejik bir enerji kaynağıdır. Ancak doğal gazın dağıtım sürecinde, orta basınçtan düşük basınca düşürülmesini sağlayan bölge regülatörlerinde ciddi miktarda enerji potansiyeli açığa çıkmakta ve bu enerji çoğunlukla herhangi bir geri kazanım sürecine tabi tutulmadan kaybolmaktadır. Bu durum, hem enerji kaynaklarının etkin kullanımını engellemekte hem de ekonomik açıdan önemli bir kayba yol açmaktadır.

Bu çalışma, söz konusu atıl enerjinin elektrik enerjisine dönüştürülerek yeniden kullanılabilir hale getirilmesine yönelik teknik ve ekonomik bir analiz sunması bakımından önemlidir. Çalışmada, gaz genleşme türbinlerinin bölge regülatörlerinde uygulanabilirliği incelenecek ve farklı işletme senaryolarında elde edilebilecek elektrik enerjisi miktarları hesaplanacaktır. Bu kapsamda, Joule-Thomson etkisinin basınç düşümü sürecindeki rolü değerlendirilerek enerji dönüşüm verimliliğine olan katkısı ortaya konulacaktır. İzmir Doğalgaz Dağıtım Şebekesi üzerinde gerçekleştirilecek çalışmalar ve değerlendirmeler sayesinde, 235 adet bölge regülatörünün elektrik ihtiyacının ne ölçüde karşılanabileceği analiz edilecek ve elde edilen sonuçlar üzerinden çözüm önerileri sunulacaktır.

Elde edilen bulgular, akademik literatüre katkı sağlayacak, aynı zamanda enerji dağıtım şirketlerinin süreçlerinde verimliliği iyileştirmeye yönelik somut öneriler sunacaktır. Çalışmanın, enerji maliyetlerini düşürmesi, enerji tasarrufu sağlaması ve karbon emisyonlarının azaltılması gibi doğrudan ekonomik ve çevresel katkılar üretmesi beklenmektedir.

1.4. Tez Kapsamı ve Sınırları

Bu tez çalışması, doğal gaz bölge regülatörlerinde basınç düşümü sırasında açığa çıkan atıl enerjinin elektrik enerjisine dönüştürülmesi üzerine odaklanmaktadır. Çalışmanın kapsamı, İzmir Doğalgaz Dağıtım şebekesinde yer alan ve farklı kapasitelerde çalışan bölge regülatörlerinin teknik özelliklerinin incelenmesi, bu regülatörlerde meydana gelen basınç düşümünün termodinamik analizi ve gaz genleşme türbinleri aracılığıyla elde edilebilecek elektrik enerjisi miktarının hesaplanması ile sınırlandırılmıştır. Araştırma sürecinde, Joule-Thomson etkisinin enerji dönüşüm sürecindeki rolü değerlendirilecek, farklı işletme senaryoları çerçevesinde enerji geri kazanım potansiyeli ortaya konulacaktır.

Çalışmanın sınırları ise belirli parametreler çerçevesinde çizilmiştir. Öncelikle, analizler yalnızca İzmir Doğalgaz Dağıtım şebekesinde faaliyet gösteren 235 adet bölge regülatörü üzerinden yürütülecek olup, Türkiye genelindeki diğer dağıtım bölgeleri kapsam dışı bırakılmıştır. Ayrıca, yapılan hesaplamalarda doğal gazın basınç, sıcaklık ve debi değerleri temel girdiler olarak kabul edilmiş, dış çevresel faktörlerin (hava koşulları, ani tüketim değişiklikleri vb.) sistem performansı üzerindeki etkileri değerlendirme dışı tutulmuştur. Çalışmada ekonomik analizler, yalnızca elde edilecek elektrik enerjisinin bölge regülatörlerinin kendi enerji ihtiyacını karşılaması perspektifinden ele alınmıştır.

Bu yönüyle araştırma, belirli bir bölgesel ölçekte ve sınırlı parametreler altında gerçekleştirilen teknik ve ekonomik analizlerden oluşmaktadır. Elde edilecek sonuçlar ile doğal gaz dağıtım şirketleri için uygulanabilir bir model önerisi sunulması amaçlanmakta, ancak farklı bölgeler, alternatif işletme koşulları veya değişken ekonomik senaryolar için genelleştirilmesi ayrı bir araştırma gerektirmektedir.

1.5. Tezin Yapısı

Bu tez, giriş bölümünden sonuç ve öneriler kısmına kadar sistematik bir bütünlük içerisinde altı ana bölümden oluşmaktadır. Birinci bölümde araştırmanın amacı, problem tanımı, çalışmanın önemi ve katkıları, kapsamı ve sınırlılıkları ortaya konulmuş; böylece tezin kavramsal çerçevesi oluşturulmuştur. İkinci bölümde konuya ilişkin literatür taraması yapılmış, doğal gaz dağıtım sistemleri, basınç düşürme istasyonları, basınç farkından dolayı ortaya çıkan enerjinin elektrik enerjisine dönüştürülmesine yönelik yaklaşımlar ve bu alanda daha önce gerçekleştirilen çalışmalar incelenmiştir. Üçüncü bölümde araştırmanın teorik temelleri açıklanmış, doğal gazın fiziksel ve termodinamik özellikleri, Joule–Thomson olayı, sürekli akışlı sistemlerde enerji denklikleri, turbo gaz genleştiricilerin çalışma prensipleri ve ön ısıtma ihtiyacına ilişkin enerji dengesi ele alınmıştır.

Dördüncü bölümde çalışmanın materyal ve yöntemi sunulmuş; araştırmada kullanılan senaryolar, tüm verilerin içeriği, hesaplama yöntemleri ve ekonomik analiz yaklaşımı ayrıntılı olarak açıklanmıştır. Beşinci bölümde senaryolardan elde edilen bulgular değerlendirilmiş, teknik analiz sonuçları tablo ve grafiklerle desteklenmiştir. Altıncı ve son bölümde ise çalışmadan elde edilen genel sonuçlar özetlenmiş olup

İzmir Doğalgaz Dağıtım A.Ş. özelinde öneriler geliştirilmiş ve gelecekte yapılabilecek çalışmalara ilişkin önerilere yer verilmiştir.

2. LİTERATÜR TARAMASI

2.1. Doğal Gaz ve Özellikleri

Doğal gaz, temel bileşeni metan (CH_4) olan ve bunun yanında etan, propan, bütan, karbondioksit ve azot gibi çeşitli gazları da içeren bir hidrokarbon karışımıdır. Kimyasal bileşimi çıkarıldığı rezervuarın jeolojik özelliklerine bağlı olarak önemli farklılıklar göstermekle birlikte, metan oranı genellikle %85'in üzerindedir. Metanın yüksek oranı doğal gazın diğer fosil yakıtlara kıyasla daha yüksek yanma verimine ve daha düşük karbon emisyonuna sahip olmasını sağlamaktadır. Doğal gaz renksiz ve kokusuz bir gaz olduğundan güvenlik amacıyla dağıtım sürecinde merkaptan türü odorant maddeler eklenerek gaz kaçaqları tespit edilebilir hâle getirilmektedir. Atmosferik koşullarda yoğunluğu yaklaşık $0,7\text{--}0,9 \text{ kg/m}^3$ olan doğal gaz, havadan hafif olması nedeniyle açık ortamlarda hızla dağılma eğilimi göstermektedir. Kaynama noktası $-161,5 \text{ }^\circ\text{C}$ olan doğal gaz, düşük sıcaklıklarda sıvılaştırılarak yüksek hacim küçültme avantajı sayesinde LNG formunda uzun mesafeli nakliyyede kullanılabilmektedir [1].

Doğal gaz, temel olarak metan içeren ve renksiz, kokusuz bir fosil yakıttır. Güvenlik açısından doğal gazın dağıtım şebekesine verilmeden önce merkaptan esaslı odorant maddeler eklenerek sızıntıların kullanıcılar tarafından kolayca tespit edilebilmesi sağlanmaktadır. Atmosferik koşullarda doğal gazın yoğunluğu yaklaşık $0,7\text{--}0,9 \text{ kg/m}^3$ aralığında olup, havadan hafif özellik göstermesi nedeniyle açık ortamlarda yukarı yönlü dağılma eğilimi bulunmaktadır. Doğal gazın normal basınç altında kaynama noktası yaklaşık $-161,5 \text{ }^\circ\text{C}$ 'dir ve bu nedenle düşük sıcaklıklarda sıvılaştırılarak LNG formunda depolama ve uzun mesafe taşımacılığında önemli avantaj sağlamaktadır. Sıvılaştırılmış doğal gazın hacmi gaz hâline göre yaklaşık 600 kat daha küçüktür; bu durum hem lojistik hem de depolama süreçlerinde yüksek verimlilik sunmaktadır [2].

Tablo 1. Doğal gazın tipik kombinasyonu [3].

Bileşen	Hacimsel Oran (%)
Metan (CH ₄)	85
Etan (C ₂ H ₆)	6
Propan (C ₃ H ₈)	3
Bütan (C ₄ H ₁₀)	1
Karbondiyoksit (CO ₂)	2
Azot (N ₂)	2
Hidrojen Sülfür (H ₂ S)	0,5
Diğer (He, vb.)	0,5

Termodinamik bakımdan doğal gaz, yüksek enerji değerleri sayesinde enerji üretiminde yaygın kullanım alanına sahiptir. Alt ısı değeri (LHV – Lower Heating Value) bölgeden bölgeye değişmekle beraber genellikle 35–40 MJ/m³ aralığındadır. Bu değer, doğal gazın evlerde ısınma ve yemek pişirme amaçlı kullanılmasının yanı sıra, elektrik üretimi ve sanayi işlemlerinde tercih edilmesini desteklemektedir.

Tablo 8. Bölgelere göre doğal gazın alt ısı değerleri [3].

Ülke	Alt Isıl Değer (MJ/m³)
Türkiye	35,8
ABD	37
Rusya	35,3
Katar	38
Norveç	39,2
Cezayir	36,5

Tabloda görüldüğü üzere, doğal gazın alt ısı değeri ülkelere göre farklılık göstermektedir. Bu farklılığın temel nedeni, çıkarılan gazın rezervuar koşullarına bağlı olarak bileşiminde meydana gelen değişikliklerdir. Örneğin, Norveç gazı yüksek metan oranı nedeniyle daha yüksek bir alt ısı değere sahipken, Rusya ve Türkiye'deki gazların nispeten daha düşük metan içermesi, ısı değerlerinin daha düşük olmasına yol açmaktadır.

Özetlemek gerekirse, doğal gazın kimyasal yapısı ve ısı özellikleri, enerji üretimindeki verimliliğini doğrudan belirlemektedir. Bu yüzden doğal gazın niteliklerinin doğru şekilde tanımlanması, hem enerji üretim tesislerinin planlanmasında hem de dağıtım şebekelerinin işletilmesinde kritik bir önem taşımaktadır.

2.2. Doğal Gaz Dağıtım Sistemleri ve Basınç Düşürme İstasyonları

Doğal gaz, üretim sahalarından son kullanıcıya ulaşmaya kadar çeşitli basınç düzeyleri ve teknik süreçlerinden geçmekte olup aşamalı şekilde iletim oradan da dağıtım sisteminden oluşmaktadır. Üretim-işleme tesisleri, yüksek basınçlı iletim hatları ve orta-düşük basınçlı dağıtım şebekeleri olmak üzere üç temel başlıkta incelenmektedir. Üretim noktalarında çıkarılan ham doğal gaz, işleme tesislerinde su buharı, hidrojen sülfür, karbondioksit ve ağır hidrokarbonlardan arındırılıp iletim hatları için uygun hale getirilmektedir. Arıtılmış gaz, çoğunlukla 70–90 bar aralığında çalışan yüksek basınçlı çelik boru hatları ile yüksek basınç seviyelerindeki ulusal iletim sistemine aktarılmaktadır [4].

Şehirlerde güvenli ve kesintisiz doğal gaz arzı sağlanabilmesi için basınç düşürme istasyonlarında kademeli bir şekilde basınç düşürülür. Türkiye’de doğal gaz dağıtım altyapısı yüksek basınç (≥ 19 bar), orta basınç (4–19 bar) ve alçak basınç (≤ 4 bar) olmak üzere üç temel bölümden oluşmaktadır. Yüksek basınçlı ulusal iletim hatlarından gelen doğal gaz şehir giriş istasyonları olarak tanımlanan RM-A istasyonlarında orta basınca düşürülmekte ve sonrasında polietilen dağıtım şebekeleri üzerinden tüketim bölgelerine aktarılmaktadır. Nihai tüketiciye ulaşmadan önce gazın basıncı çeşitli basınç düşürme istasyonları ve servis regülatörleri kullanılarak kullanım basıncına düşürülmektedir [5].

Basınç düşürme istasyonları, doğal gazın güvenli şekilde regüle edilmesini sağlayan kritik altyapı bileşenleridir. Bu istasyonlarda yüksek basınçtan düşük basınca geçiş ya kontrol vanaları ya da mekanik regülatörler aracılığıyla gerçekleştirilmektedir. Ancak, basınç düşümü sırasında Joule–Thomson etkisinden dolayı gazın sıcaklığında azalma oluşmaktadır. Sıcaklık düşümü özellikle kış ayları soğuk geçen iklimlerde boru hatlarında donma ve buzlanma riskine neden olabileceğinden özellikle şehir giriş istasyonları olmak üzere çeşitli basınç düşürme

istasyonlarında ön ısıtma sistemleri kullanılmaktadır. Bu sistemler doğal gazın termodinamik davranışlarını dengede tutarak hem güvenliği hem de sürekliliği sağlamaktadır [6].

Bölge regülatörleri, dağıtım şebekelerinin en sık kullanılan basınç kontrol ekipmanları arasındadır. Bu istasyonlar doğal gazı orta basınçtan düşük basınca düşürmekte olup, aynı zamanda SCADA tabanlı izleme sistemleri sayesinde basınç, sıcaklık ve debi değerlerini gerçek zamanlı olarak takip edebilmektedir. Modern basınç düşürme istasyonlarında kullanılan otomasyon sistemleri, arz güvenliğini artırmakta ve dağıtım şirketleri işletme verimliliğine önemli katkı sağlamaktadır [7].

Türkiye genelinde olduğu gibi İzmir’de de doğal gaz dağıtım şebekesinde çok sayıda bölge regülatörü bulunmaktadır. Yalnızca İzmir Doğalgaz Dağıtım A.Ş. bünyesinde dahi 235 adet bölge regülatörü bulunmaktadır. Bu sayı, büyük şehirlerde şebekenin kapasitesinin yoğunluğunu ve basınç yönetiminin doğal gaz dağıtımında da ne kadar kritik rol oynadığını göstermektedir.

Enerji verimliliği bakımından ele alındığında ise, basınç düşürme istasyonlarında gerçekleşen bu süreç ciddi miktarda potansiyel enerjinin kaybolmasına neden olmaktadır. Regülatörlerde gerçekleşen kısılma yöntemi ile basınç düşürülmesi sonucunda açığa çıkan enerji, herhangi bir mekanik işe dönüşmeden boşa harcanmaktadır. Bu nedenle son yıllarda turboexpander kullanılarak basınç düşümünden elektrik enerjisi elde edilmesine yönelik birçok teknik ve ekonomik araştırma yürütülmüştür.

2.3. Basınç Farkı Nedeniyle Ortaya Çıkan Enerjinin Elektrik Enerjisine Dönüşümü

Doğal gaz dağıtım şebekelerinde doğal gazın yüksek basınçtan kullanıcı basıncına düşürülmesi bölge ve servis regülatörlerinde oluşan izentalpik bir genleşme süreciyle gerçekleşmektedir. Bu aşamada doğal gazın entalpisi sabit kalmaktadır. Ancak, sıcaklık değişimine bakıldığında Joule–Thomson etkisinden dolayı sıcaklığı azalmaktadır. Kısılma vanaları tarafından yapılan bu işlem mekanik iş üretmediğinden, gazın içerdiği basınç farkından dolayı ortaya çıkan enerji ısıya dönüşmeden kayıp olmaktadır. Termodinamiğin ikinci yasası gereği bu enerjinin tamamı yok olmamakta ve uygun dönüştürme teknolojisi ile mekanik işe

dönüştürülebilmektedir. Özellikle yüksek debili RMS-A istasyonlarında kaybedilen bu enerji potansiyelin büyüklüğü önem arz etmektedir [8].

Gaz genişletme yapılan turboexpander teknolojisi enerji geri kazanımı açısından tercih edilen en etkili yöntemlerdendir. Turboexpander, kısılma vanası yerine gazın izentropik biçimde genişmesini sağlayarak basınç farkı nedeniyle oluşan enerjiyi mekanik işe dönüştürmektedir. Bu mekanik iş ise işlem sonrasında kullanılan bir jeneratör vasıtasıyla elektrik enerjisine aktarılmaktadır. Böylece hem istenilen basınç düşürme işlemi gerçekleştirilmekte hem de sıcaklık düşümü olarak kaybolan atıl enerji geri kazanılmaktadır. Ancak genişleme sırasında gaz sıcaklığındaki azalma doğal gazın donma ile yoğuşma riskini artırır. Bundan dolayı turboexpander sistemlerinde çoğunlukla ön ısıtma sistemleri uygulanmaktadır. Bu durum, sistem güvenliğinin sağlanması açısından önem arz etmektedir [9].

Son yıllarda yapılan akademik çalışmalar turboexpander kullanımının hem teknik hem de ekonomik açıdan uygulanabilir olduğunu göstermektedir.

Moghadam Dezfouli ile Saffarian (2022), çeşitli basınç ve debi koşullarında senaryolar oluşturarak turboexpander performansını değerlendirmiş ve bu sistemlerin özellikle sabit akışlı istasyonlarda yüksek düzeyde enerji geri kazanımı sağlayabildiğini göstermiştir [10].

Darabi ve ekip arkadaşları (2016) turboexpander–yakıt hücresi hibrit bir yapının ekonomik incelemesini yapmış ve bu tür uygulamaların geri dönüş sürelerinin kabul edilebilir aralıklarda olduğunu belirtmiştir. Dağıtım şirketlerinin enerji maliyetlerini düşürülmesi ve kayıp enerjinin geri kazanılması açısından turboexpander sistemlerinin cazip bir teknoloji hâline geldiğini göstermiştir [11].

Bielka ile Kuczyński (2022) RM-A tipi istasyonlar üzerinde yürüttükleri modelleme incelemelerinde, basınç farkı ile doğal gaz tüketim ihtiyacı arttıkça yıllık elektrik üretim potansiyelinin belirgin biçimde yükseldiğini ortaya koymuştur [9].

Chaczykowski (2010) ise genişleme aşamasının entalpi–entropi değerlendirmelerini gerçekleştirmiş ve basınç düşürme istasyonlarına turboexpander entegrasyonunun ekserji etkinliğini kayda değer biçimde yükselttiğini göstermiştir [12].

Tüm bu bulgular, doğal gaz dağıtım şebekelerinde basınç farkı nedeniyle oluşan enerjinin elektrik enerjisine dönüştürülmesinin yalnızca teorik bir yaklaşım değil, pratikte de uygulanabilir ve etkili bir yöntem olduğunu ortaya koymaktadır. Artan enerji maliyetleri dikkate alındığında, basınç düşürme istasyonlarında turboexpander uygulamalarının yaygınlaştırılması ekonomik fayda sağlamakla birlikte karbon emisyonlarının azaltılmasına da katkıda bulunmaktadır.

2.4. Daha Önce Yapılmış Çalışmalar

Howard, Oosthuizen ve Peppley (2011), doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında enerji verimliliğini artırmak amacıyla turbo genleştirici (TE) ve Ergimiş Karbonatlı Yakıt Hücresi (MCFC) içeren hibrit bir sistemi incelemiştir. Kanada'nın Kingston kentindeki şehir giriş istasyonunun 2004 yılına ait saatlik debi, basınç ve sıcaklık verileri kullanılarak, mevcut kısma vanalı sistem, tek turbo genleştiricili sistem ve hibrit TE+MCFC olmak üzere üç farklı yapı modellenmiştir. Mevcut sistemde yıllık 59.339 m³ doğal gazın ön ısıtmada tüketildiği belirlenmiştir. Tek turbo genleştirici senaryosunda yıllık 934.908 kWh elektrik üretilebilmiş, ancak genleşme sonrası sıcaklık düşüşü nedeniyle ön ısıtma ihtiyacının arttığı görülmüştür. Hibrit tasarımda ise MCFC'nin ürettiği ısınn 650°C seviyesine ulaşması sayesinde, 12.000 m³/h tasarım debisine sahip turbo genleştiricinin verimi yaklaşık %10 oranında yükselmiştir. Ayrıca iki adet eş turbo genleştiricinin kullanıldığı hibrit yapıda sistem performansının daha da arttığı raporlanmıştır. Çalışma, yakıt hücresi entegrasyonunun turbo genleştirici performansını önemli ölçüde geliştirdiğini ve enerji geri kazanımı açısından avantaj sağladığını göstermiştir [13].

Neşeli (2014), Türkiye'deki doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında (BDİ) enerji geri kazanımı potansiyelini belirlemek amacıyla kapsamlı bir çalışma yürütmüştür. Geleneksel kısma vanaları yerine turbo genleştirici (turbo-expander) sistemlerinin entegrasyonu; enerji, ekserji ve termoekonomik analiz yöntemleri kullanarak incelenmiştir. Çalışma kapsamında İzmir ilinde bulunan Aliğa ve KOSBİ istasyonları için teorik modellemeler yapılırken, Trakya Elektrik A.Ş. Marmara Ereğli santralinde hali hazırda kurulu olan sistem üzerinde saha çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Yapılan termodinamik analizlerde, doğal gazın basınç düşümü sırasında meydana gelen sıcaklık kaybını telafi etmek ve hidrat oluşumunu engellemek

için gerekli ön ısıtma ihtiyacı da dikkate alınmıştır. Aliğa ve KOSBİ istasyonları için yapılan hesaplamalarda, sistemden geçen doğal gazın yaklaşık %0,30'unun ön ısıtma kazanında yakıt olarak tüketilmesi gerektiği belirlenmiştir. Bu istasyonlar için ortalama enerji verimi sırasıyla %69,24 ve %71,12; ekserji verimi ise %65,60 ve %67,41 olarak hesaplanmıştır. Çalışmanın termoekonomik bulguları, bu sistemlerin ekonomik fizibilitesinin yüksek olduğunu ortaya koymaktadır. Aliğa ve KOSBİ istasyonları için yapılan maliyet analizlerinde, sistemin kendini amorti etme süresinin (geri ödeme periyodu) yaklaşık 2,2 ile 2,3 yıl arasında olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca, elektrik üretim maliyeti içerisindeki en büyük payın, ön ısıtma amacıyla kullanılan yakıt maliyetine ait olduğu vurgulanmıştır. Marmara Ereğli'deki mevcut tesisin saha verilerine dayalı analizinde ise sistemin ortalama ekserji verimi %77,22 olarak bulunmuştur. Ekserji yıkımının bileşenler bazında incelenmesi sonucunda, en yüksek tersinmezliğin (ekserji kaybının) turbo genleştiricide meydana geldiği ve iyileştirme potansiyelinin en yüksek olduğu ekipmanın da yine turbo genleştirici olduğu raporlanmıştır. Çevresel etkiler açısından değerlendirildiğinde, önerilen sistemlerin Türkiye şebeke elektriğine kıyasla emisyon faktörünün daha düşük olduğu görülmüştür. Aliğa ve KOSBİ için hesaplanan CO₂ emisyon faktörleri (sırasıyla 295,45 kg/MWh ve 286,06 kg/MWh), Türkiye genelindeki enerji üretim ortalamasının altında kalarak çevresel sürdürülebilirliğe katkı sağlama potansiyeline sahiptir. Neşeli, Türkiye genelindeki 274 adet A tipi BDİ'nin tamamında bu dönüşümün uygulanması durumunda (2010 verilerine göre), ülkenin toplam elektrik tüketiminin %0,58'inin bu atıl enerjiden karşılanabileceğini öngörmüştür [3].

Kibritçi (2014), şehir giriş doğal gaz basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarında (RMS-A) tüketilen ısıtma enerjisi verimliliğini artırmak amacıyla mevcut sistemlerin performansını ve alternatif yöntemlerin uygulanabilirliğini incelemiştir. Yazar, çalışmasında 2012-2013 yılları verilerini kullanarak 6 farklı RMS-A istasyonunu analiz etmiş; sahra tipi eski kazan sistemleri ile modern ısıtma sistemlerini kıyaslamış ve vorteks tüpü, elektrikli ısıtıcı ile ayrı eşanjör kullanımı gibi yenilikçi yöntemlerin enerji tasarrufu potansiyellerini araştırmıştır. Çalışmada, alternatif yöntemler arasında vorteks tüpü uygulamasının, enerji geri kazanımı ve tasarrufu açısından en verimli yöntem olduğu belirlenmiştir. İstasyonların verimlilik analizlerinde, eski teknolojiye sahip sahra tipi kazanların kullanıldığı Şehir-1 istasyonu ile modern sistemlerin kullanıldığı Şehir-4 istasyonu karşılaştırılmıştır. Analizler sonucunda, Şehir-4

istasyonunun 1000 m³ gazı ısıtmak için 0,64 m³ yakıt tükettiği, buna karşın Şehir-1 istasyonunun aynı işlem için 1,6257 m³ yakıt harcadığı ve dolayısıyla 2,54 kat daha fazla yakıt tükettiği tespit edilmiştir. Ayrıca, Şehir-1 istasyonunun toplam gaz akışındaki payı %22 olmasına rağmen, toplam ısıtma gazı tüketiminin %41,3'ünü tek başına gerçekleştirdiği ve bu istasyonda yapılacak bir modernizasyon çalışması ile yılda 1.150.592 m³ doğal gaz tasarrufu sağlanabileceği raporlanmıştır. Çalışma, vorteks tüpü kullanımının enerji tasarrufu açısından en iyi yöntem olduğunu, ancak işletme güvenliği ve regülatör sonrası hatlarda oluşabilecek yoğunlaşma ve korozyon risklerinin de dikkate alınması gerektiğini vurgulamıştır [14].

Köse (2014), Trakya bölgesindeki doğal gaz basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarında (RMS-A) basınç düşümü sırasında kaybedilen potansiyel enerjinin geri kazanılabilirliğini teknik açıdan incelemiştir. Trakya bölgesinde bulunan 22 adet RMS-A istasyonunun işletme verilerini analiz ederek, enerji geri kazanımı için Radyal Türbin (Turbo Expander) ve Vorteks Tüpü teknolojilerinin uygulanabilirliğini araştırmıştır. Çalışmada, yüksek basınçlı gazın regülatörler vasıtasıyla düşürülmesi işleminin izentalpik bir süreç olduğu ve iş üretmediği, ancak bu işlemin radyal türbinler ile yapılması durumunda basınç farkının elektrik enerjisine dönüştürülebileceği belirtilmiştir. Yapılan analizler sonucunda, enerji geri kazanım yönteminin seçimi için istasyonun gaz debisinin kritik bir parametre olduğu tespit edilmiştir. Çalışmada, ortalama doğal gaz debisi 20.000 m³/h üzerinde olan istasyonlarda elektrik üretimi amaçlı Radyal Türbin uygulamasının teknik olarak uygun olduğu, bu debinin altındaki istasyonlarda ise ısıtma enerjisi tasarrufu sağlayan Vorteks Tüpü uygulamasının daha verimli olduğu belirlenmiştir. Çerkezköy RMS-A istasyonu özelinde yapılan termodinamik hesaplamalarda, yaklaşık 59.000 Sm³/h debi ve uygun giriş-çıkış sıcaklık şartlarında radyal türbin kullanılarak 1.170 kW gücünde elektrik enerjisi üretilebileceği raporlanmıştır. Ayrıca, düşük kapasiteli istasyonlarda Vorteks Tüpü kullanımının, gazı sıcak ve soğuk akımlara ayırarak regülatör pilotlarını ısıttığı, böylece kazan kullanımına gerek kalmadan ön ısıtma ihtiyacını karşıladığı ve emisyonları azalttığı vurgulanmıştır [15].

Özer (2014), Çorlu, Kayseri ve Yalova RMS-A istasyonlarında yüksek basınçlı doğal gazın şehir içi kullanım basıncına düşürülmesi sırasında kaybedilen potansiyel enerjinin turbo genleştiriciler kullanılarak elektrik enerjisine dönüştürülmesini incelemiştir. Çalışmada, 2013 yılına ait gerçek işletme verileri (basınç, sıcaklık ve

debi) kullanılarak her istasyon için ayrı termodinamik modellemeler yapılmış; türbin izentropik verimi, ön ısıtma ihtiyacı ve gaz debisinin sistem performansı üzerindeki etkileri değerlendirilmiştir. Ayrıca hidrat oluşumunun engellenmesi için gerekli giriş sıcaklığı hesaplanmış ve türbinin güvenli işletim koşullarına yönelik ön ısıtma gereksinimi analizlere dâhil edilmiştir. Analiz sonuçları, elektrik üretim potansiyelinin istasyonların tasarım debileriyle doğru orantılı olarak değiştiğini göstermiştir. Kayseri RMS-A istasyonunda 85.000 Nm³/h tasarım debisi ile 3,57 MW kurulu güce ulaşılacağı ve yıllık 17,8 milyon kWh elektrik üretilebileceği hesaplanmıştır. Çorlu RMS-A istasyonunda 30.000 Nm³/h tasarım debisi ile 1,26 MW kurulu güç ve yıllık yaklaşık 7,65 milyon kWh üretim potansiyeli belirlenirken; Yalova RMS-A istasyonunda 35.000 Nm³/h debi ile 1,412 MW kurulu güç ve yıllık yaklaşık 11,8 milyon kWh elektrik üretimi öngörülmüştür. Çalışma, turbo genleştirici sistemlerinin özellikle yüksek doğal gaz debisine sahip istasyonlarda önemli miktarda elektrik üretimi sağlayabildiğini ve üretilen enerjinin sistemin ön ısıtma ihtiyacını karşılayarak net enerji kazancı oluşturduğunu ortaya koymuştur [16].

Aytaş (2014), doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında kısılma vanaları yerine gaz genleşme türbinlerinin kullanılmasıyla elde edilebilecek enerji geri kazanım potansiyelini incelemiştir. Çalışmada, Türkiye’de doğal gazın yüksek basınçlarda (50–70 bar) iletildiği ve basınç düşürme işlemlerinin çoğunlukla izantropik genişleme gerçekleştiren kısılma vanaları üzerinden yapıldığı vurgulanmıştır. Bu yöntemde genleşme ile ortaya çıkan enerji ısı şeklinde kaybedildiğinden, söz konusu enerjinin turbo genleştirici (expander) sistemleri kullanılarak elektrik üretimine dönüştürülebileceği belirtilmiştir. Literatürde yer alan veriler doğrultusunda, kısılma vanalarında 1 bar basınç düşüşü başına yaklaşık 0,45–0,6 °C sıcaklık kaybı meydana geldiği, buna karşılık genleşme türbinlerinde bu azalmanın 1,5–2 °C seviyelerine ulaştığı ifade edilmiştir. Bu nedenle, türbin uygulamalarında gazın hidrat oluşumunu önlemek amacıyla giriş sıcaklığının daha yüksek tutulmasının zorunlu olduğu belirtilmiştir. Çalışmada ayrıca, turbo genleştiricilerin tarihsel gelişimine değinilerek bu teknolojinin 1950’li yıllardan itibaren doğal gaz altyapısına uygulanmaya başlandığı, 1980’li yıllarda ise ABD’de endüstriyel kullanımının yaygınlaştığı ifade edilmiştir. Türkiye’deki ilk uygulamanın 1999 yılında Trakya Elektrik Üretim Santrali’nde gerçekleştirildiği belirtilmiş ve sabit debili istasyonlarda genleşme türbinlerinin daha yüksek verimlilik sağladığı vurgulanmıştır. Bu bulgular, basınç

düşürme istasyonlarında turbo genişletirici kullanımının teknik ve ekonomik olarak uygulanabilir olduğunu ortaya koymaktadır [17].

Neşeli, Özgener ve Özgener (2015) tarafından yapılan çalışmada, doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında (PRS) türbin tabanlı enerji geri kazanım potansiyeli İzmir örneği üzerinden incelenmiştir. Araştırma, şehirde yer alan PRS'lerden elektrik üretimine yönelik gerçekleştirilen ilk öngörü çalışması niteliğini taşımaktadır. Çalışmada, klasik kısılma vanaları yerine turbo-expander (TE) kullanılarak elektrik üretiminin mümkün olduğu gösterilmiş ve sistemin enerji ile ekserji performansı kapsamlı biçimde analiz edilmiştir. Hesaplamalar, basınç değişimi ve debi değerleri dikkate alındığında, tipik bir PRS için yaklaşık 494 kW kurulu güç ve 4113 MWh/yıl düzeyinde elektrik üretiminin geri kazanılabileceğini ortaya koymuştur. Araştırmada incelenen istasyonlar arasında Aliğa PRS, yaklaşık 765 kW kurulu güç ve 6365 MWh/yıl enerji potansiyeli ile en yüksek kapasiteye sahip bölge olarak belirlenmiştir. Ayrıca sistemin CO₂ emisyon azaltım potansiyeli değerlendirilmiş ve ortalama 295 kg/MWh oranında çevresel katkı sağlanabileceği ifade edilmiştir. Bu çalışma, PRS'lerin enerji geri kazanımına yönelik sürdürülebilir bir alternatif olarak değerlendirilebileceğini ve TE uygulamalarının hem enerji verimliliği hem de ekserjetik performans açısından önemli kazanımlar sunabileceğini göstermektedir [18].

Neşeli, Özgener ve Özgener (2017) tarafından yapılan çalışmada, doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında (PRS) basınç düşürülürken kaybedilen enerjinin, turbo-expander kullanılarak geri kazanılması ve elektrik üretimine dönüştürülmesi üzerinde durulmuştur. Tekirdağ – Marmara Ereğli PRS örneğinde gerçekleştirilen vaka analizinde, sistemin enerji verimliliği ≈ 71.96 % ve ekserji verimliliği ≈ 78.25 % olarak tespit edilmiştir. Özellikle genişleme ve ısı değişimi aşamalarındaki ekserji kayıplarının yüksek olduğu gözlemlenmiştir. Bu bulgular, PRS'lerin yalnızca doğal gaz dağıtımı değil, aynı zamanda yenilenebilir nitelikte, kayıp enerji kaynağı olarak da değerlendirilebileceğini göstermektedir [19].

Borelli ve diğerleri (2018), doğal gaz basınç düşüm istasyonlarında enerji geri kazanımını artırmak amacıyla geleneksel tek kademeli sistemler yerine düşük sıcaklıklı iki kademeli genişleme konfigürasyonunu (LTC) incelemiştir. Honeywell UniSim Design yazılımı kullanılarak, giriş basıncının 25 bar ve çıkış basıncının 5 bar

olduğu bir şehir giriş istasyonu için dinamik simülasyonlar gerçekleştirilmiştir. İki turbo genleştiricinin 11 bar ara basınçta seri çalıştığı bu yapı, genleşme sürecinin termodinamik davranışını değerlendirmek üzere analiz edilmiştir. Simülasyonlar, tek kademeli sistemlerde hidrat oluşumunu önlemek için gereken yaklaşık 85°C'lik ön ısıtma suyu sıcaklığının, LTC ile 50–55°C seviyelerine düşürülebileceğini göstermiştir. Böylece jeotermal sistemler, ısı pompaları ve 4. nesil bölgesel ısıtma şebekeleri gibi düşük entalpili ısı kaynaklarıyla entegrasyon mümkün hâle gelmiştir. Kış senaryosu için yapılan karşılaştırmada, LTC'nin yüksek sıcaklıklı konfigürasyona göre yaklaşık %14 ısı enerjisi tasarrufu sağladığı belirlenmiştir. Sistem güvenliği açısından yapılan dinamik değerlendirmede, ısı kaynağında bir arıza durumunda LTC'nin hidrat oluşum bölgesine girmesi için gerekli sürenin 15 dakikadan fazla olduğu hesaplanmış; bu süre operatör müdahalesi ve yedek sistemler için yeterli bir güvenlik payı sunmaktadır. İki kademeli bu yaklaşımın hem karbon emisyonlarını azaltabileceğini hem de düşük entalpili ısı kaynaklarının kullanımını kolaylaştırarak şehir içi doğal gaz altyapılarının verimliliğini artırabileceğini vurgulamıştır [20].

Uraltaş (2018), İstanbul'daki RMS-A istasyonlarında mevcut genleşme vanalarının yerine radyal tip turbo genleşme türbini entegrasyonunun teknik ve ekonomik uygulanabilirliğini incelemiştir. Çalışmada, İstanbul Esenyurt RMS-A istasyonunun yıllık gaz çekişi, basınç ve sıcaklık verileri kullanılmış; modelleme HYSYS 7.3 yazılımı ve Peng–Robinson durum denklemi ile gerçekleştirilmiştir. Literatür ve simülasyon analizleri, türbinlerde gerçekleşen sıcaklık düşümünün 1,5–2 °C/bar olduğunu, bunun geleneksel vanalara kıyasla (0,45–0,6 °C/bar) çok daha yüksek olduğu ve dolayısıyla türbin uygulamasının yaklaşık beş kat fazla ön ısıtma ihtiyacı doğurduğunu göstermiştir. Esenyurt istasyonu için yapılan termodinamik hesaplamalarda türbin izentropik verimi %78 ve jeneratör verimi %90 kabul edilerek yıllık 5.270 kWh elektrik üretilabileceği belirlenmiştir. Ayrıca, istasyonun pik gaz debisi olan 633.000 Sm³/h koşullarında çift kademeli radyal türbin ile 25 MW kurulu güce ulaşılabileceği öngörülmüştür. Ekonomik analiz sonuçları, Esenyurt RMS-A istasyonunda yıllık 5,99 milyon TL net kâr elde edilebildiğini ve yatırımın yaklaşık 4 yılda geri döndüğünü göstermiştir. Buna karşın gaz debisinin düşük olduğu Pendik-2 ve Esenyurt-4 gibi istasyonlarda sistemin ekonomik olmadığı tespit edilmiştir. Çalışma genel olarak turbo genleşme türbinlerinin karbon salınımı yaratmayan bir

teknoloji olmakla birlikte, yalnızca yüksek ve sürekli debiye sahip istasyonlarda uygulanabilir olduğunu vurgulamaktadır [21].

Üçok (2018), doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında turbo gaz genişletirici kullanılarak enerji geri kazanımı potansiyelini incelemiş ve İzmir'deki RMS-A istasyonlarının 2017 yılı gerçek basınç, sıcaklık ve debi verilerini analiz etmiştir. Çalışmada ön ısıtma gereksinimi ile mevsimsel değişimlerin sistem performansına etkisi de değerlendirilmiştir. Turbo genişletiriciden elde edilecek güç, doğal gazın giriş-çıkış entalpi farkına ve mekanik verime göre hesaplanmıştır. İncelenen istasyonlar arasında en yüksek güç potansiyeli Aliğa I, Buca ve TÜPRAŞ RMS-A istasyonlarında görülmüş; örneğin TÜPRAŞ RMS-A'da elde edilebilir güç 277–1130 kW aralığında bulunmuş ve yıllık ortalama yaklaşık 787 kW olarak belirlenmiştir. Ön ısıtma ihtiyacının kritik olduğu vurgulanmıştır [22].

Yao ve diğerleri (2019), doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında enerji geri kazanımı amacıyla çift vidalı genişletirici (twin-screw expander) tabanlı bir güç üretim sisteminin performansını, özellikle tasarım dışı çalışma koşulları altında incelemiştir. Çalışmada önce bir prototip üzerinde deneysel testler yapılmış, ardından bu verilere dayanarak genişletiricinin giriş hacimsel debisini ve izentropik verimini tahmin eden iki ampirik model geliştirilmiştir. Doğrulan modeller, Çin'in Jinan kentindeki bir doğal gaz basınç düşürme istasyonuna ait tipik bir günlük işletme verileriyle değerlendirilmiştir. Termodinamik analizler, önerilen sistemin tipik bir günde yaklaşık 147,33 kWh elektrik üretebildiğini ve bunun yüksek basınçlı doğal gazın her 1 m³'ü için yaklaşık 0,16 kWh elektrik üretimine karşılık geldiğini göstermiştir. Ayrıca genleşme sürecinde doğal gaz sıcaklığının –72°C seviyelerine inmesiyle önemli miktarda soğuk enerji elde edilebildiği ve bunun soğuk depolama veya iklimlendirme gibi uygulamalarda kullanılabileceği belirtilmiştir. Verimlilik değerlendirmelerinde sistemin çalışma süresinin büyük bölümünde yüksek performans gösterdiği; ortalama enerji veriminin %96,09, ekserji veriminin ise %66,00 seviyesinde olduğu raporlanmıştır. Mevsimsel etkiler altında enerji ve ekserji verimleri %69–92 aralığında değişmekle birlikte, genel olarak yüksek verimlilik korunmuştur. Çalışma, çift vidalı genişletiricilerin değişken basınç ve debi koşullarına sahip istasyonlarda dahi istikrarlı bir enerji geri kazanım seçeneği sunduğunu ortaya koymuştur [23].

Danieli ve diğerkleri (2020), İtalya'daki doğal gaz dağıtım şebekelerinde basınç farkından dolayı ortaya çıkan atıl enerjinin geri kazanımı üzerine hem deneysel hem de sayısal bir çalışma yürütmüştür. Çalışmanın deneysel aşamasında, özellikle düşük debili istasyonlar için uygun olan Kayar Kanatlı Döner Genleştirici (Sliding Vane Rotary Expander - SVRE) teknolojisine sahip bir prototip laboratuvar ortamında test edilmiştir. Deneysel veriler, bu tip genleştiricilerin tasarım dışı (off-design) koşullarda dahi %48 seviyelerine varan izentropik verimle çalışabildiğini doğrulamıştır. Sayısal analiz kısmında ise, giriş basıncının 12 bar ve çıkış basıncının 5 bar olduğu gerçek bir şehir içi basınç düşürme istasyonu Aspen HYSYS yazılımı ile modellenmiştir. Yapılan simülasyonlarda, istasyonun yıllık gerçek doğal gaz tüketim verileri baz alınarak enerji üretim potansiyeli hesaplanmıştır. Analizler, istasyona entegre edilecek bir genleştirici sisteminin yıllık yaklaşık 215 MWh elektrik enerjisi üretebileceğini göstermiştir. Çalışmada ayrıca ön ısıtma stratejilerinin sistem verimliliği üzerindeki etkisi incelenmiş; geleneksel doğal gaz kazanı kullanımı ile elektrikli ısı pompası entegrasyonu senaryoları karşılaştırılmıştır. Ekonomik değerlendirmeler sonucunda, doğal gaz kazanlı sistemin yatırım geri dönüş süresinin (PBP) 3,2 yıl, daha çevreci olan ısı pompalı sistemin ise 4,5 yıl olduğu tespit edilmiştir. Çevresel etki analizinde ise, bu enerji geri kazanım sisteminin yıllık 96 ton CO₂ emisyonunun atmosfere salınımını engelleyeceği raporlanmıştır. Çalışma, mikro ölçekli genleştiricilerin dahi kentsel doğal gaz şebekelerinde ekonomik ve çevresel açıdan uygulanabilir olduğunu ortaya koymuştur [24].

Yüceer (2020), Ankara ilindeki bir A tipi basınç düşürme istasyonunda (RMS-A), ön ısıtma maliyetlerini düşürmek amacıyla vorteks tüpü (vorteks pilot gaz ısıtıcısı) kullanımının teknik ve ekonomik etkilerini incelemiştir. İstasyonun 2016-2020 yılları arasındaki gerçek işletme verilerini ve gaz kompozisyon değerlerini kullanarak gerçekleştirdiği analizlerde, basınç düşümü sırasında hidrat oluşumunu engellemek için gerekli olan ısıtma enerjisi ihtiyacını hesaplamıştır. Çalışmada ayrıca, farklı parametrelerin yakıt tüketimi üzerindeki etkisini tahmin etmek amacıyla Yapay Sinir Ağları (YSA) yöntemiyle (R=0,98 başarı oranıyla) bir modelleme gerçekleştirilmiştir. Yapılan karşılaştırmalı analizler sonucunda, vorteks tüpü entegrasyonunun istasyondaki ön ısıtma yakıt tüketimini %52,11 oranında azalttığı tespit edilmiştir. Çalışma dönemini kapsayan süreçte, vorteks tüpü kullanımı sayesinde toplamda yaklaşık 3,14 milyon Sm³ gaz tasarrufu sağlandığı ve bunun 4.227.492 TL'lik bir

ekonomik kazanca tekabül ettiği raporlanmıştır. Yaklaşık maliyeti 318.882 TL olan vorteks pilot gaz ısıtıcısı sisteminin, sağladığı yüksek tasarruf oranıyla yatırım maliyetini 3 ay gibi oldukça kısa bir sürede amorti ettiği ve enerji geri kazanımı açısından verimli bir çözüm olduğu vurgulanmıştır [25].

Yeniçağ (2020) yılında hazırlanan “RMS-A İstasyonlarında Enerji Verimliliğinin Arttırılması” başlıklı tez, doğal gaz iletim hatlarından şehir şebekesine geçişte basınç düşürme işlemi sırasında ortaya çıkan donma riskini önlemek amacıyla yapılan ön ısıtma sürecinde enerji verimliliğini artırmayı konu almaktadır. Literatürde Neşeli (2014) gibi araştırmacıların çalışmaları ağırlıklı olarak basınç farkından elektrik üretimi (turbo genleştiriciler) ve ekserji analizleri üzerine odaklanırken, bu tezde farklı bir yaklaşım benimsenmiş ve ön ısıtma için tüketilen doğal gaz miktarının azaltılması hedeflenmiştir. Çalışmada Manisa’daki RMS-A istasyon verileri kullanılarak, mevcut doğal gazlı kazanlara entegre edilen vakum tüplü güneş kolektörleri ve PV panellerden oluşan hibrit bir sistem tasarlanmış; otomasyonun öncelikle güneş enerjisi kaynaklarını, ihtiyaç halinde ise mevcut kazanları devreye alması sağlanmıştır. Yapılan analizler sonucunda, saatlik akışı 1440 Sm^3 olan bir istasyonda hibrit sistemin günlük ısı ihtiyacının yaklaşık %48’ini karşılayabildiği, bu sayede yıllık 9.040 Sm^3 doğal gaz tasarrufu sağlandığı belirlenmiştir. Maliyet analizine göre sistemin geri dönüş süresi yaklaşık 5 yıl olarak hesaplanmıştır. Ayrıca sistemin geniş kurulum alanı gerektirmesi nedeniyle, yöntemin özellikle saatlik gaz çekişi 1500 Sm^3 ve altındaki RMS-A istasyonlarında uygulanabilir olduğu sonucuna ulaşılmıştır [26].

El-Husseiny ve diğerleri (2021), doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında enerji geri kazanımı amacıyla kullanılan turbo genleştiricilerin termodinamik performansını, farklı doğal gaz bileşimlerinin etkileri açısından incelemişlerdir. Çalışmada, Mısır’daki altı farklı rezervuardan alınan ve zengin ile fakir olarak sınıflandırılan doğal gaz numuneleri temel alınarak MATLAB tabanlı bir simülasyon modeli geliştirilmiştir. Termodinamik özelliklerin hesaplanmasında Peng-Robinson durum denklemi ve Farzaneh-Gord ile Rahbari korelasyonları kullanılmış, modelin doğruluğu Aspen HYSYS V10 yazılımı ile test edilmiştir. Analiz sonuçları, doğal gaz bileşimindeki metan oranının artmasının, sistemin ekserji verimini ve genleştirici verimini düşürdüğünü göstermiştir. Spesifik olarak, metan konsantrasyonu %63,8 seviyesinden %93,3 seviyesine yükseldiğinde, genleştirici veriminin yaklaşık %75’ten

%48'e düştüğü tespit edilmiştir. Buna karşılık, pentan (C₅) gibi daha ağır hidrokarbonların oranındaki artışın verimliliği artırdığı gözlemlenmiştir; pentan oranı %0,27'den %1,92'ye çıktığında verim %48'den %75 seviyelerine yükselmiştir. Çalışma, ağır hidrokarbon içeriği yüksek olan zengin gaz karışımlarının, fakir gazlara kıyasla daha yüksek iş potansiyeline sahip olduğunu ve turbo genleştirici uygulamaları için daha verimli olduğunu ortaya koymuştur [27].

Bielka ve Kuczyński (2022), Polonya'daki doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında turbo genleştirici kullanımının teknik ve ekonomik uygulanabilirliğini, ProMax 5.0 ve Peng–Robinson denklemini kullanarak statik ve dinamik simülasyonlarla incelemiştir. Çalışmada geleneksel kısılma vanası, turbo genleştiricili sistem ve PEM yakıt hücresiyle hibrit yapı olmak üzere üç senaryo karşılaştırılmıştır. Farklı basınç ve debi aralıklarını içeren statik analizler ile iki gerçek istasyonun yıllık işletme verilerine dayalı dinamik değerlendirmeler gerçekteştirilmiştir. Dinamik simülasyonlarda, yüksek debili Station A için turbo genleştirici kullanımının doğal gaz ön ısıtma ihtiyacını 992 MWh'den 4416 MWh'ye yükselttiği, buna karşılık yıllık 2479 MWh elektrik ürettiği belirlenmiştir. Station E'de ise yüksek giriş sıcaklığı ve düşük genleşme oranı nedeniyle ısıtma ihtiyacı yok denecek kadar düşük kalmış, yıllık 1657 MWh elektrik üretimi hesaplanmıştır. Analizler, ısıtma ihtiyacının TE sistemlerinde klasik kısılma vanasına göre birkaç kat arttığını, elektrik üretiminin ise debi ve giriş basıncıyla doğru orantılı olduğunu göstermiştir. Hibrit senaryoda (TE + PEM), turbo genleştiriciden 6570 MWh ve yakıt hücresinden 876 MWh elektrik üretilmiş; elektrolizörün yıllık tüketimi 10.512 MWh olarak hesaplanmıştır. Geleneksel sisteme göre yıllık işletme maliyeti daha düşük bulunmasına rağmen, yüksek yatırım maliyetleri ve enerji fiyatlarındaki belirsizlikler nedeniyle projenin ekonomik risk taşıdığı vurgulanmıştır [9].

Yurtsever (2022), İGDAş'ın Esenyurt ve Pendik RMS-A istasyonlarında basınç düşümü sırasında ortaya çıkan atıl enerjinin turbo genleştirici kullanılarak elektrik enerjisine dönüştürölme potansiyelini incelemiştir. Çalışmada, istasyonların aylık debi, basınç ve sıcaklık değerleri kullanılarak HYSYS tabanlı hesaplamalar yapılmış ve türbin seçimi için Atlas Copco firmasından teknik destek alınmıştır. Analizler sonucunda, Esenyurt RMS-A istasyonunda 5,31 MW, Pendik RMS-A istasyonunda ise 2,921 MW güç üretilebileceği tespit edilmiştir. Ekonomik

değerlendirmede elektrik ve doğal gaz birim fiyatlarının son 10 yıllık artış eğilimleri dikkate alınmış ve sistemin kurulum maliyetine rağmen ilk yıldan itibaren net kâr elde ettiği belirlenmiştir. Çalışma, turbo genişletirici uygulamasının özellikle yüksek debiye sahip istasyonlarda teknik ve ekonomik açıdan uygulanabilir olduğunu göstermiştir [28].

Karabiber (2022), Türkiye’de bulunan bir RMS-A tipi doğal gaz basınç düşürme ve ölçüm istasyonunda basınç farkından dolayı ortaya çıkan enerjinin turbo genişleme türbini ile geri kazanım potansiyelini incelemiştir. Çalışmada istasyonun bir yıllık gerçek işletme verileri (basınç, sıcaklık, debi) kullanılarak Ebsilon yazılımında termodinamik modelleme yapılmış ve türbin performansı değerlendirilmiştir. Analizlerde, doğal gazın yıllık ortalama kütleli debisinin 19,79 kg/s olduğu, giriş basıncının yıl boyunca 25–80 bar arasında değiştiği ve sıcaklığın mevsimsel olarak 13–31 °C aralığında seyrettiği belirlenmiştir. Simülasyon sonuçlarına göre, %90 verimle çalışan bir turbo genişletirici kullanılması durumunda istasyonda 3.489 kW elektriksel güç üretilebileceği hesaplanmıştır. Türbinin yıllık 7000 saat çalıştığı kabul edildiğinde, sistemin 24,423 MWh/yıl elektrik üretme potansiyeline sahip olduğu görülmüştür. Bu sonuçlar, RMS-A tipi istasyonlarda basınç düşürme işleminin genişleme türbinleri aracılığıyla yapılmasının teknik olarak uygulanabilir ve kayda değer bir enerji geri kazanım fırsatı sunduğunu göstermektedir [29].

2.5. Literatürün Değerlendirilmesi ve Çalışmanın Özgün Katkısı

Doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında enerji geri kazanımı, ulusal ve uluslararası literatürde önemli bir araştırma alanıdır. Ancak çalışmaların büyük kısmı şehir giriş istasyonlarına (RMS-A) odaklanmış, orta basınç doğal gaz şebekesinden düşük basınç doğal gaz şebekesine geçerken kullanılan bölge regülatörleri düzeyinde yapılan analizler ise oldukça sınırlı kalmıştır.

Bu tez çalışması, söz konusu boşlukları gidermeyi amaçlamaktadır. İlk olarak, İzmir Doğalgaz Dağıtım Şebekesi’nde yer alan 235 adet bölge regülatörünün verileri incelenecektir. Böylece yalnızca şehir giriş istasyonları değil, dağıtım şebekesinin iç noktalarındaki regülatörler için de enerji geri kazanım potansiyeli ortaya konmuş olacaktır. İkinci olarak ise ön ısıtmasız tam kapasite, ön ısıtmalı tam kapasite ve İzmir geneli analizi olmak üzere üç senaryo altında teknik ve ekonomik değerlendirmeler yapılacaktır. Bu değerlendirmeler, sistem performansının farklı işletme koşullarında

nasıl değiştiğini gösterecektir. Ayrıca Joule–Thomson etkisinin enerji dönüşüm verimliliğine katkısı da incelenecektir.

Bu alışma yapılırken akademik literatüre katkı sunmak üzerine hedef belirlenmiştir. Diğer taraftan uygulama açısından ise dağıtım şirketleri için enerji maliyetlerini azaltmaya ve verimliliği artırmaya yönelik uygulanabilir bir model önerilecektir. Bu yönüyle araştırmadan, enerji verimliliği politikalarına destek olması ve karbon emisyonlarının azaltılmasına katkı sağlanması beklenmektedir.

3. TEORİK TEMELLER

3.1. Doğal gazın Fiziksel ve Termodinamik zellikleri

Doğal gaz, büyük oranda metan (CH_4) içeren bir hidrokarbon karışımıdır. Bileşiminde genellikle %85–95 metan bulunur. Daha düşük oranlarda etan, propan ve bütan gibi hafif hidrokarbonlar yer alır. Ayrıca çıkarıldığı rezerve bağlı olarak farklı oranlarda karbondioksit (CO_2), azot (N_2), eser miktarda hidrojen sülfür (H_2S) ve helyum (He) içermektedir. Doğal gazın kimyasal bileşimi, çıkarıldığı rezervuarın jeolojik özelliklerine göre değişir. Gazın olgunluk seviyesi ve uygulanan saflaştırma işlemleri de bu farklılığı etkiler. Metan oranının yüksek olması yanma verimini yükselttiği için önemli bir avantaj sağlar. Bu durum, doğal gaza yüksek yanma verimi kazandırır. Aynı zamanda düşük karbon yoğunluğu nedeniyle diğer fosil yakıtlara göre daha çevreci bir enerji kaynağı hâline getirir [30].

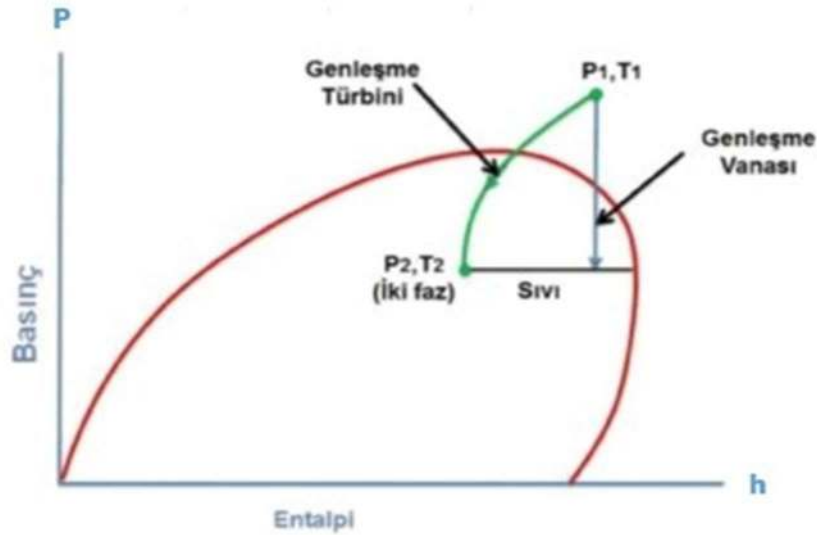
Doğal gaz, fiziksel özellikleri bakımından renksiz, kokusuz ve havadan hafif bir gazdır. Güvenlik amacıyla dağıtım şebekelerine verilmeden önce merkaptan esaslı odorant maddeler eklenir. Böylece olası sızıntılar daha kolay tespit edilir. Standart atmosferik koşullarda yoğunluğu yaklaşık $0,7\text{--}0,9 \text{ kg/m}^3$ olup bu nedenle açık alanlarda yükselerek dağılma eğilimi gösterir. Doğal gazın kaynama noktası yaklaşık $-161,5 \text{ }^\circ\text{C}$ 'dir. Bu özelliği sayesinde düşük sıcaklık ve yüksek basınç altında sıvılaştırılarak LNG formunda depolanması ve taşınması mümkündür. LNG teknolojisi, gaz hacmini yaklaşık 600 kat küçülterek depolama ve nakliye verimliliği sağlamaktadır [31].

Termodinamik özellikleri incelendiğinde doğal gazın yüksek ısı değerlere sahip olduğu anlaşılmaktadır. Alt ısı değeri (LHV) genellikle 35–40 MJ/m³ aralığında olup, üst ısı değeri (HHV) ise 39–45 MJ/m³ seviyesindedir. Bu değerler doğal gazın bileşimine göre değişmekte ve metan oranı yükseldikçe alt ısı değeri artmaktadır. Doğal gazın özgül ısı kapasitesi yaklaşık 2,2 kJ/kg·K düzeyindedir. Adyabatik yanma sıcaklığı ise 1950–2200 °C aralığında gerçekleşmektedir. Bu özellikler, doğal gaz kullanılan tüm enerji dönüşüm sistemleri (yakma tesisleri, gaz türbinleri ve enerji geri kazanım sistemleri) için önemli bir parametre olarak karşımıza çıkmaktadır [32].

Doğal gazın termodinamik davranışını tanımlamada sıkıştırılabilirlik faktörü (Z), Joule–Thomson katsayısı (μ_{JT}), entalpi (h) ile entropi (s) gibi parametreler temel öneme sahiptir. Sıkıştırılabilirlik faktörü, gazın ideal davranıştan sapma miktarını belirler. Bu büyüklük hem iletim hattı hesaplamalarında hem de basınç düşürme istasyonlarının tasarımında kullanılmaktadır. Joule–Thomson katsayısı ise basınç düşürme sürecindeki sıcaklık değişimini tanımlayan en önemli termodinamik değişkenlerden biridir. Bu parametre ise, özellikle turboexpander temelli enerji geri kazanım sistemlerinin tasarımında doğrudan kullanılmaktadır [12].

3.2. Joule–Thomson Olayı

Gerçek gazların davranışı, ideal gaz modelinden farklıdır ve moleküller arası çekim ile itme kuvvetlerinin etkisine bağlıdır. İdeal gazlarda entalpi yalnızca sıcaklığın bir fonksiyonu ile gerçek gazlarda entalpi hem sıcaklığa hem de basınca bağlı olarak değişkenlik gösterir. Bu nedenle sabit entalpi altında gerçekleşen bir genleşme sürecinde sıcaklık değişimi oluşur. Bu olgu ilk olarak Joule ve Thomson tarafından 1852 yılında deneysel olarak belirlenmiş ve Joule–Thomson (JT) olayı olarak tanımlanmıştır [33].



Şekil 1. İzentropik ve Joule-Thomson genleşmelerinin P–h diyagramındaki süreç karşılaştırması [22].

Joule–Thomson katsayısı (μ_{JT}), sabit entalpi koşulunda basınçtaki küçük bir değişime karşılık sıcaklığın ne yönde ve ne kadar değişeceğini ifade eder. μ_{JT} 'nin pozitif olması, gazın genleşme sırasında soğumasına yol açar. Negatif olması ise genleşme sürecinde ısınmaya neden olur. Bu davranış, gazın moleküler yapısına bağlıdır ve işlemin gerçekleştiği basınç–sıcaklık aralığına göre değişkenlik gösterir. Özellikle hidrokarbon türü gerçek gazlarda JT katsayısının pozitif olduğu geniş bir sıcaklık aralığı bulunmaktadır [34].

Joule–Thomson olayının anlaşılmasında önemli parametrelerden biri inversiyon sıcaklığıdır. İnversiyon sıcaklığı, μ_{JT} 'nin sıfır olduğu kritik noktayı bize gösterir. Bu noktada genleşme sırasında ısınma ve soğuma davranışı değişir. İnversiyon sıcaklığının üzerinde gaz genleşme sırasında ısınma, altında ise soğuma gerçekleşir. Metan için inversiyon sıcaklığı yaklaşık 200–220 °C aralığındadır. Bu nedenle doğal gaz dağıtım sistemlerinde normal şartlar altında yapılan basınç düşürme işlemlerinde Joule-Thomson katsayısı pozitifdir ve belirgin bir sıcaklık azalması ortaya çıkar.

Doğal gaz için Joule–Thomson katsayısının tipik değerleri 0,2–0,6 K/bar arasında değişmektedir. Bu değer dikkate alındığında, örneğin 19 bar'dan 4 bar'a yapılan bir basınç düşümünde sıcaklık yaklaşık 4–5 °C azalır. Kış koşulları değerlendirildiğinde ise bu soğuma atmosfer sıcaklıklarıyla birleşerek riski artırır.

Regülatörlerde yoğuşma, donma ve buzlanma görülebilir. Bu durum, basınç düşürme istasyonlarında kullanılan ekipmanların performansını etkiler [35].

Gazın genleşme sırasındaki sıcaklık değişimi, turboexpander giriş koşullarını doğrudan etkiler. Bu durum, sistem verimini belirleyen temel faktörlerden biridir. Aşırı soğuma, türbin verimini düşürebilir. Ayrıca faz değişimine yol açabilir veya güvenlik riskleri oluşturabilir. Ekonomik açıdan bakıldığında ise, yüksek ön ısıtma gereksinimi geri kazanılacak elektrik enerjisinin değerini azaltabilir. Bu nedenle Joule–Thomson etkisinin doğru şekilde değerlendirilmesi gerekmektedir [36].

Bu nedenle basınç düşürme istasyonlarında ön ısıtma gereksinimi ortaya çıkmaktadır. Joule–Thomson soğuması nedeniyle oluşabilecek donma ve yoğuşmayı önlemek için genellikle doğal gaz yakıtlı ısıtıcılar veya elektrikli ön ısıtma sistemleri kullanılmaktadır. Ancak  n ısıtma uygulamaları ek enerji tüketime yol açar ve işletme maliyetlerini artırır. Bu nedenle Joule–Thomson etkisinin doğru şekilde modellenmesi önemli olup ısıtma gereksiniminin hassas biçimde belirlenmesi ekonomik açıdan da kritik bir gerekliliktir. Joule–Thomson etkisi bu tez kapsamında önemli bir yer tutmaktadır.      basınç düşürme sırasında ortaya çıkan potansiyel enerjinin turboexpander aracılığıyla elektrik enerjisine dönüştürülmesi hedeflenmektedir.

3.3. Sürekli Akışlı Sistemler için Enerji Denklikleri

Doğal gaz dağıtım sistemlerinde kullanılan regülatör, kısılma vanası ve turboexpander gibi ekipmanların analizi temel termodinamik denklemler üzerinden yapılmaktadır. Bu denklemler, sürekli akışlı açık sistemler için geliştirilmiştir. Sürekli akışlı kontrol hacmi yaklaşımı, kütle, enerji, entropi ile ekserji geçişlerinin zamana bağlı olarak dengede olduğu varsayımına dayanır. Bu kapsamda basınç düşürme veya enerji dönüşüm süreçlerinde meydana gelen değişimler sistematik denge denklemleriyle modellenebilir. Böylece ekipman performansı da daha net olarak ortaya konulmaktadır.

Sürekli akışlı sistemlerde kütlenin korunumu ilkesi, kontrol hacmine giren ve çıkan kütlesel debilerin eşit olduğunu ifade eder. Bu yaklaşım, doğal gazın boru hatları boyunca sabit debiyle taşınmasında önemli bir temel oluşturur. Ayrıca debide oluşabilecek artış/azalışların izlenmesi ve dağıtım şebekesi kapasitesinin belirlenmesi

için de kritik olup çoklu giriş ve çıkışa sahip basınç düşürme istasyonlarında akış sürekliliğinin sağlanması önem arz etmektedir [37].

Enerji dengesi, birinci yasa kapsamında sürekli akışlı açık sistemlerde tanımlanır. Bu denklem; ısı transferi, şaft işi, entalpi değişimi ile kinetik–potansiyel enerji terimlerini içerir. Kısılma vanalarında süreç izentalpiktir ve entalpi sabit kalır; ancak Joule–Thomson etkisi sonucunda sıcaklık düşüşü meydana gelir. Turboexpanderlerde ise adyabatığe yakın bir genleşme gerçekleşir. Bu durumda basınç düşümü şaft işi üretimiyle sonuçlanır. Türbin performansı genellikle izentropik verim üzerinden değerlendirilir ve gerçek akış ile ideal izentropik akış arasındaki fark sistem verimliliğini belirler [38].

Termodinamiğin ikinci yasası kapsamında entropi dengesi, sistemde oluşan tersinmezliklerin nicel olarak belirlenmesini sağlar. Kısılma vanaları yüksek tersinmezlik içeren bileşenlerdir. Bu nedenle de entropi üretimi yüksektir. Bu durumda yalnızca enerji dengesi yeterli değildir. “Kullanılabilir enerji”yi tanımlayan ekserji dengesi de değerlendirilmelidir. Ekserji analizleri, turboexpanderlerin aynı basınç düşümünden mekanik işe dönüştürülebilir enerji üretmesi nedeniyle ekserji yıkımını önemli ölçüde azalttığını göstermektedir. Bu yaklaşım, enerji geri kazanım potansiyelinin gerçekçi biçimde değerlendirilmesi açısından önemli bir durumdur [39].

3.3.1. Kütlenin Korunumu (Süreklilik Denklemi)

Kütlenin korunumu ilkesi, sürekli akışlı açık sistemlerin analizinde kullanılan temel fiziksel yasadır. Bu ilkeye göre, kontrol hacmine giren kütle akış hızı ile aynı süre içinde kontrol hacminden çıkan kütle akış hızı eşit olmalıdır. Böylece sistem içinde kütle birikimi ya da kaybı oluşmaz. Bu prensip, doğal gaz basınç düşürme istasyonları gibi çoklu giriş–çıkış noktalarına sahip tesislerde akış sürekliliğinin sağlanması açısından kritik öneme sahiptir. Süreklilik denklemi, boru hatlarına giren ve çıkan debilerin dengelenmesine, farklı basınç seviyeleri arasında gaz transferinin kontrol edilmesine olanak sağlayarak sistem kapasitesinin doğru planlanmasına olanak tanır [37].

Bu kapsamda turboexpander gibi enerji dönüşüm ekipmanlarında yapılan termodinamik ve performans analizlerinin güvenilirliği, öncelikle kütle dengesinin doğru sağlanmasına bağlıdır. Bundan dolayı süreklilik denklemi yalnızca teorik bir fizik yasası olmayıp aynı zamanda doğal gaz sistemlerinde işletme güvenliği açısından vazgeçilmez bir öneme sahiptir.

Genel ifade (çok giriş – çok çıkış):

$$\sum \dot{m}_{giris} = \sum \dot{m}_{çıkış} \quad (1)$$

Tek giriş – tek çıkış için:

$$\dot{m}_{giris} = \dot{m}_{çıkış} = \dot{m} \quad (2)$$

Kütleli debinin tanımı:

$$\dot{m} = \rho \cdot V \cdot A \quad (3)$$

Hacimsel debi üzerinden ifade:

$$\dot{m} = \rho \cdot \dot{V} \quad (4)$$

Sıkıştırılabilir gaz için yoğunluk ifadesi:

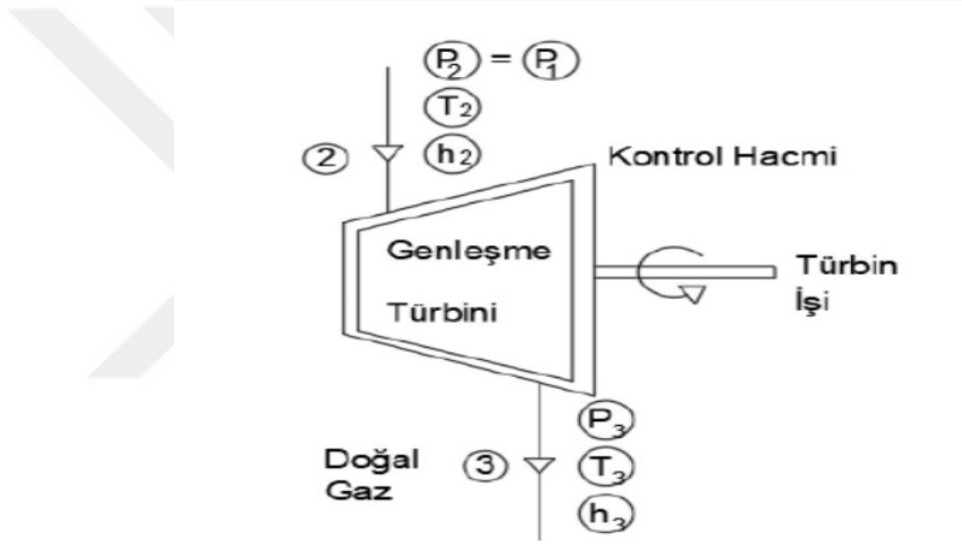
$$\rho = \left(\frac{P \cdot M}{Z \cdot R \cdot T} \right) \quad (5)$$

Sıkıştırılabilir gaz için kütleli debi ifadesi:

$$\dot{m} = \left(P \times \frac{M \cdot A}{Z \cdot R \cdot T} \right) \cdot V \quad (6)$$

3.3.2. Birinci Yasa (Enerji Denklemi)

Birinci yasa, yani enerji korunumu prensibi, sürekli akışlı sistemlerin termodinamik analizinde en temel yasadır. Bu ilkeye göre kontrol hacmine giren enerji ile çıkan enerji arasındaki fark, sistem içinde yapılan iş veya ısı geçişiyle dengelenir. Enerji denklemi yalnızca akışkanın iç enerjisini kapsamaz. Aynı zamanda entalpi, kinetik ve potansiyel enerji bileşenlerini de dikkate alır. Böylece basınç ve sıcaklık değişimleri yanında hız ve yükseklik farklarından doğan enerji değişimleri de dengeye dahil edilir. Doğal gaz dağıtım istasyonlarında bu yaklaşım; basınç düşürücü vanalarda, turboexpanderlerde, kompresörlerde ve ısı değiştiricilerde meydana gelen enerji dönüşümlerini incelemek için uygulanır [40].



Şekil 2. Genleşme türbininin kontrol hacmi yaklaşımıyla gösterimi [22].

Örneğin kısılma vanalarında süreç izentalpik olduğundan entalpi sabit kalırken basınç düşümü gerçekleşir ve bu durum Joule–Thomson etkisi nedeniyle akışkan sıcaklığında değişime yol açar. Buna karşılık turboexpanderlerde gazın genleşmesi sırasında basınç farkı nedeniyle oluşan enerji ve entalpi farkı mekanik işe dönüştürülerek bir şaft üzerinden elektrik enerjisi üretimi sağlanabilir. Bu nedenle birinci yasa, doğal gaz dağıtım sistemlerinde enerji akışının büyüklüğünü, dönüşüm biçimlerini ve ekipman performansını değerlendirmek için temel bir analiz aracı olarak kullanılmaktadır. Bu yaklaşım tesis verimliliğinin artırılması ve işletme güvenliğinin sağlanması açısından kritik öneme sahiptir [42].

Genel form (kontrol hacmi için):

$$\dot{Q} - \dot{W}_s = \sum \dot{m} \left(h + \frac{V^2}{2} + g \cdot z \right)_{\text{çıkış}} - \sum \dot{m} \left(h + \frac{V^2}{2} + g \cdot z \right)_{\text{giriş}} \quad (7)$$

Tek giriş – tek çıkış için sadeleştirilmiş ifade:

$$\dot{Q} - \dot{W}_s = \dot{m} \left[(h_2 - h_1) + \frac{V_2^2 - V_1^2}{2} + g \cdot (z_2 - z_1) \right] \quad (8)$$

Özel durumlar:

Adyabatik süreç (ısı geçişi yok):

$$\dot{Q} = 0 \quad (9)$$

Şaft işi yok (vana, ısı değiştirici):

$$\dot{W}_s = 0 \quad (10)$$

Kinetik ve potansiyel enerji farkları ihmal edilebilir (boru, eşanjör, regülatör):

$$\dot{Q} - \dot{W}_s = \dot{m} \cdot (h_2 - h_1) \quad (11)$$

$$h_2 = h_1 \text{ (izentalpik süreç)} \quad (12)$$

Turboexpander (türbin):

$$\dot{W}_s = \dot{m} \cdot (h_1 - h_2) \quad (13)$$

Türbin izentropik verimi:

$$\eta_t = \frac{(h_1 - h_2)}{(h_1 - h_{2s})} \quad (14)$$

Kompresör izentropik verimi:

$$\eta_t = \frac{(h_{2s} - h_1)}{(h_2 - h_1)} \quad (15)$$

Nozul/difüzör:

$$h_1 + \frac{V_1^2}{2} = h_2 + \frac{V_2^2}{2} \quad (16)$$

3.3.3. İkinci Yasa (Entropi ve Ekserji Analizi)

İkinci yasa, termodinamik süreçlerin yalnızca enerji miktarı açısından değil, enerji kalitesi ve kullanılabilirliği bakımından değerlendirilmesine imkân tanır. Bu yasa, tüm gerçek süreçlerde tersinmezlik bulunduğunu ortaya koyar ve buna bağlı olarak sistem içinde her zaman entropi üretimi gerçekleşir. Entropi dengesi, bir kontrol hacmine giren, çıkan ve sistemde üretilen entropinin karşılaştırılmasıyla tersinmezlik düzeyini belirler. Doğal gaz dağıtım istasyonlarında yer alan kısılma vanalarında yüksek entropi üretimi görülmektedir. Buna karşılık turboexpanderlerde basınç kaynaklı enerji işe dönüştürülebildiği için entropi artışı daha sınırlı kalmaktadır [43].

İkinci yasanın mühendislik uygulamalarına katkı sağlayan en önemli kavramlarından biri de ekserjidir. Ekserji, bir akışkanın çevre koşulları referans alınarak ne kadarının işe dönüştürülebileceğini ifade eden kullanılabilir enerji miktarıdır. Enerji korunmuş olsa da ekserji tersinmezlikler nedeniyle azalır. Bu azalma da literatürde “ekserji yıkımı” olarak tanımlanır. Bu nedenle ekserji analizi yalnızca enerji giriş ve çıkışlarını değerlendirmez ve aynı zamanda sistemin ne kadar etkin çalıştığını da gösterir. Kayıpların nerelerde yoğunlaştığını ve hangi bileşenlerin verimi düşürdüğünü belirlemek açısından kritik öneme sahiptir [44].

Doğal gaz dağıtım istasyonlarında yapılan entropi ve ekserji analizleri, kısılma vanalarının yüksek düzeyde ekserji yıkımına neden olduğunu, turboexpanderlerin ise aynı basınç düşümünü kullanarak mekanik iş ürettiği için ekserji kayıplarını belirgin ölçüde azalttığını göstermektedir. Buna karşın sistem tasarımında yapılan ön ısıtma işlemleri entropi artışına yol açsa dahi, doğal gaz dağıtımında işletme güvenliği ön planda tutularak bu işlemin yapılması zorunluluk arz etmektedir. Tüm bu kapsamlar

düşünüldüğünde ikinci yasa sistemdeki tersinmezlikleri azaltma ve verimli doğal gaz dağıtım istasyonlarının tasarlanmasında kritik bir rol üstlenir [45].

1. Genel Entropi Dengesi (kontrol hacmi, sürekli akışlı sistemler):

$$\dot{S}_{\text{üretim}} = \sum (\dot{m} \cdot s)_{\text{çıkış}} - \sum (\dot{m} \cdot s)_{\text{giriş}} - \sum \left(\frac{\dot{Q}_j}{T_{b,j}} \right) \geq 0 \quad (17)$$

2. Adyabatik kısılma için:

$$\dot{S}_{\text{üretim}} = \dot{m} \cdot (s_2 - s_1) \geq 0 \quad (18)$$

3. Adyabatik ve izentropik türbin için (ideal durumda):

$$s_2 = s_1 \quad (19)$$

$$s_2 > s_1 \quad (20)$$

4. Akış ekserjisi tanımı:

$$\psi = (h - h_0) - T_0 \cdot (s - s_0) + \frac{V^2}{2} + g \cdot z \quad (21)$$

5. Sürekli akışlı ekserji dengesi:

$$\sum (\dot{m} \cdot \psi)_{\text{giriş}} + \sum \left(1 - \frac{T_0}{T_{b,j}} \right) \cdot \dot{Q}_j - \dot{W}_s = \sum (\dot{m} \cdot \psi)_{\text{çıkış}} + \dot{E}_{\text{yıkım}} \quad (22)$$

6. Ekserji yıkımı (tersinmezliklerden kaynaklı kayıp):

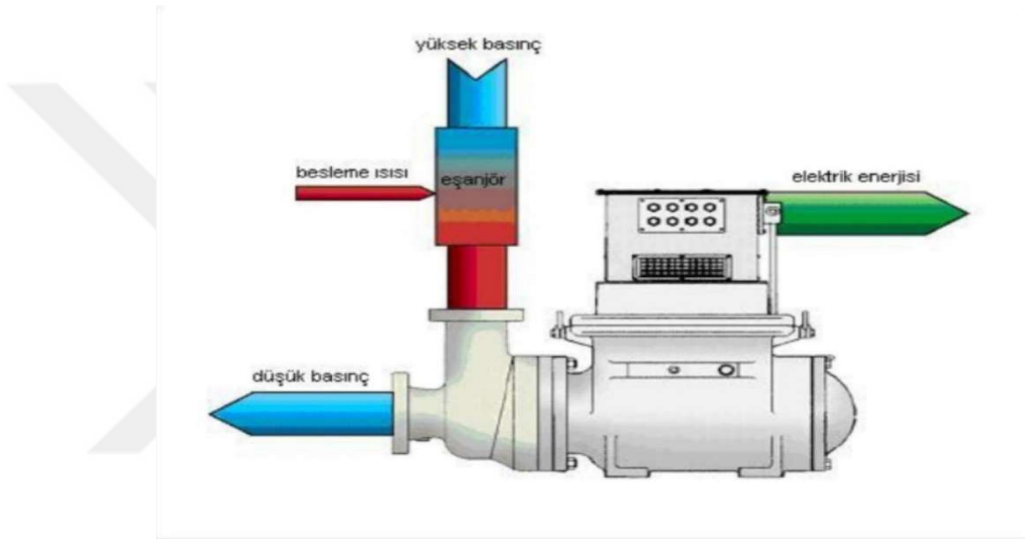
$$\dot{E}_{\text{yıkım}} = T_0 \cdot \dot{S}_{\text{üretim}} \geq 0 \quad (23)$$

7. Bileşen ekserjetik verimi (ör. türbin için):

$$\varepsilon_t = \frac{\dot{W}_s}{\dot{m} \cdot (\psi_1 - \psi_2)} \quad (24)$$

3.4. Turbo Gaz Genleştirici (Turboexpander)

Turbo gaz genleştirici (turboexpander), doğal gazın yüksek basınçtan düşük basınca genleşmesi sırasında açığa çıkan enerjiyi mekanik işe dönüştüren bir makinedir. Bu mekanik iş, bir jeneratör aracılığıyla da elektrik enerjisine çevrilir. Termodinamik açıdan turboexpanderler, basınç farkından oluşan enerjiyi izentropik genleşmeye yakın bir süreçle şaft işine dönüştürür. Böylece kısılma vanalarında tamamen kaybolacak ekserji geri kazanılır. Bu nedenle turboexpanderler yüksek verimli sistemler olup, basınç düşümü ile eşzamanlı enerji üretimini mümkün kılar. Doğal gaz dağıtım istasyonlarında bu nedenle önemli bir yer edinmiştir [46].

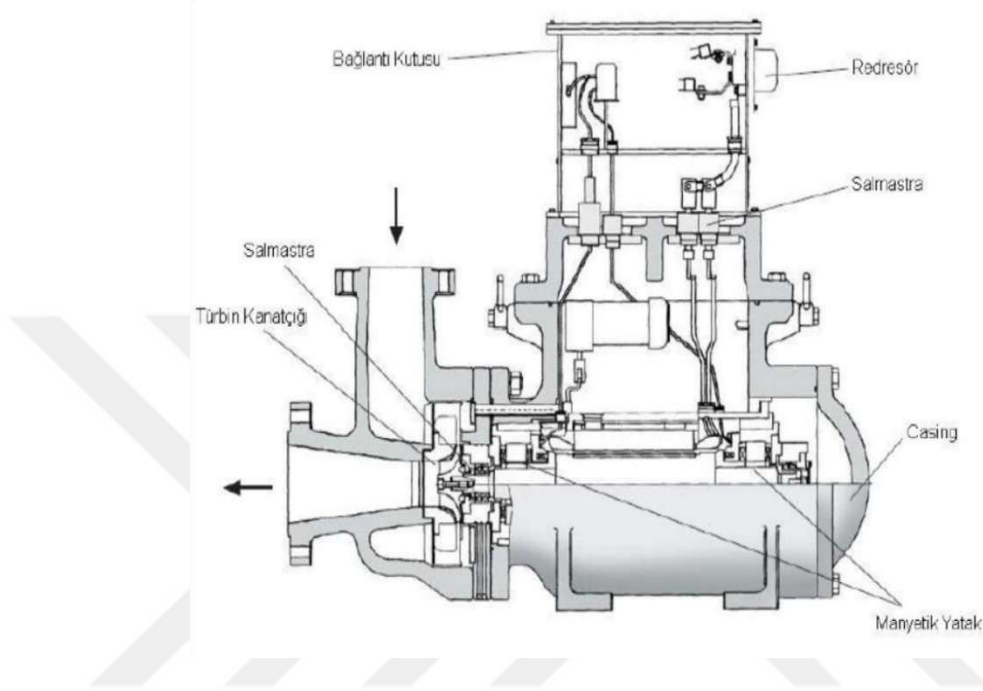


Şekil 3. Gaz genleştirme türbini ile enerji geri kazanım sistemi şeması[22].

Çalışma prensibi açısından turboexpanderler bir gaz türbini gibi davranır. Yüksek basınçlı doğal gaz, nozullar üzerinden hızlandırılarak türbin çarklarına yönlendirilir. Artan kinetik enerji rotor kanatlarına çarparak rotoru döndürür. Bunun sonucunda mekanik iş üretilmiş olur. Gerçek işletme koşullarında akışkan sürtünmesi, türbin kanat geometrisi ve akış ayrılmaları gibi tersinmezliklerden dolayı ideal izentropik süreç tam olarak gerçekleşmez. Ancak modern tasarımlarla izentropik verim oldukça yüksek değerlere ulaşabilmektedir [47].

Doğal gaz dağıtım sistemleri açısından turboexpanderlerin uygulanabilirliği özellikle basınç düşürme istasyonlarında önem kazanmaktadır. Türkiye’deki iletim şebekesi 35-70 bar aralığından şehir giriş istasyonları ile 4-19 bar seviyesine düşürülerek şehir içi bölge regülatörlerine verilir. Şehir içinde bulunan bölge regülatörleri vasıtasıyla 4-19

bar seviyelerinden 1-4 bar seviyelerine kadar indirilebilmektedir. Tüm bu literatür incelendiğinde kısılma vanalarında bu basınç farkı hiçbir işe dönüşmeden ekserji yıkımına yol açtığı görülmüştür. Buna karşılık ise turboexpanderler aynı basınç farkından elektrik üretimi sağlamaktadır.



Şekil 4. Basınç düşürme ile gaz genişletme türbini kesit görünümü [22].

Turboexpander uygulamalarında dikkat edilmesi gereken temel mühendislik sorunlarından biri, doğal gazın Joule–Thomson etkisi nedeniyle genişleme sırasında sıcaklığının belirgin biçimde düşmesidir. Bu sıcaklık azalması, özellikle yüksek nem ya da ağır hidrokarbon içeren doğal gazlarda donma, hidrat oluşumu ve yoğuşma risklerine yol açabilmektedir. Bu sorunlar hem boru hattının güvenli işletimini hem de türbin kanatlarının sağlamlığını tehdit edebilmektedir. Bu nedenle genişleme öncesinde gazın belirli bir seviye kadar önden ısıtılması gerekmektedir. Ön ısıtma sistemlerinin tasarımı doğrudan enerji denkliklerine bağlıdır. Ayrıca hedeflenen çıkış sıcaklıkları da bu süreci belirler [48].

Turboexpanderlerin ekonomik uygulanabilirliği değerlendirildiğinde, yatırım maliyeti ve bakım gereksinimleri dikkate alındığında en yüksek verim sürekli debili ve yüksek basınç farkına sahip istasyonlarda elde edilmektedir. Modern SCADA altyapılarından alınan gerçek zamanlı debi, basınç ve sıcaklık verileriyle yapılan

analizler, uygun türbin boyutlandırmasının enerji geri kazanım potansiyelini doğrudan etkilediğini göstermiştir. Bu nedenle ekonomik fizibilite çalışmaları yapılırken istasyonun işletme süresi ayrıntılı değerlendirilmelidir. Ayrıca basınç profili ve tüketim karakteristikleri de analiz sürecinin önemli bileşenleridir [49].

Bu bilgiler dahilinde özetle turboexpanderler, doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında enerji verimliliğini artıran stratejik ekipmanlardır. Ayrıca ekserji kayıplarını azaltmak ile birlikte kısılma vanalarının neden olduğu enerji kaybını elektrik üretimine dönüştürmeleri ve elektrik ihtiyacını yenilenebilir enerji ile çözüm sağlayarak hem çevresel hem de ekonomik katkı sağlamaktadır.

1. Enerji dengesi (adyabatik turboexpander için):

$$\dot{W}_s = \dot{m} \left[(h_2 - h_1) + \frac{V_2^2 - V_1^2}{2} + g \cdot (z_2 - z_1) \right] \quad (25)$$

Çoğu uygulamada hız ve yükseklik farkları ihmal edilir ve tezin 3.3.2. Birinci Yasa (Enerji Denklemi) kısmında yer alan $\dot{W}_s = \dot{m} \cdot (h_1 - h_2)$ enerji dengesi denklemi ile hesaplanır.

2. Bu şartlar altında ideal izentropik çıkış durumu $s_2 = s_1$ eşitliği üzerinden incelenir.

3. Türbin (turboexpander) izentropik verimi ise bu tezin 3.3.2. Birinci Yasa (Enerji Denklemi) bölümünde bulunan $\eta_t = \frac{(h_1 - h_2)}{(h_1 - h_{2s})}$ denklemi ile hesaplanmaktadır.

4. Türbinden elde edilen elektrik gücü (jeneratör bağlıysa):

$$P_{elektrik} = \dot{W}_s \cdot \eta_g \quad (26)$$

5. Joule–Thomson etkisi (çıkış sıcaklığı tahmini için):

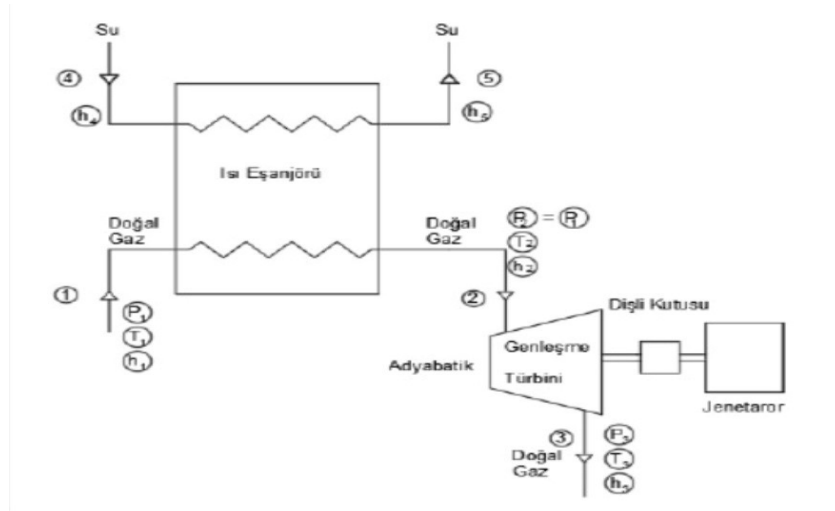
$$\Delta T = \mu_{JT} \cdot \Delta P \quad (27)$$

6. Ekserjetik verim (turboexpander için):

$$\varepsilon_t = \frac{\dot{W}_s}{\dot{m} \cdot (\psi_1 - \psi_2)} \quad (28)$$

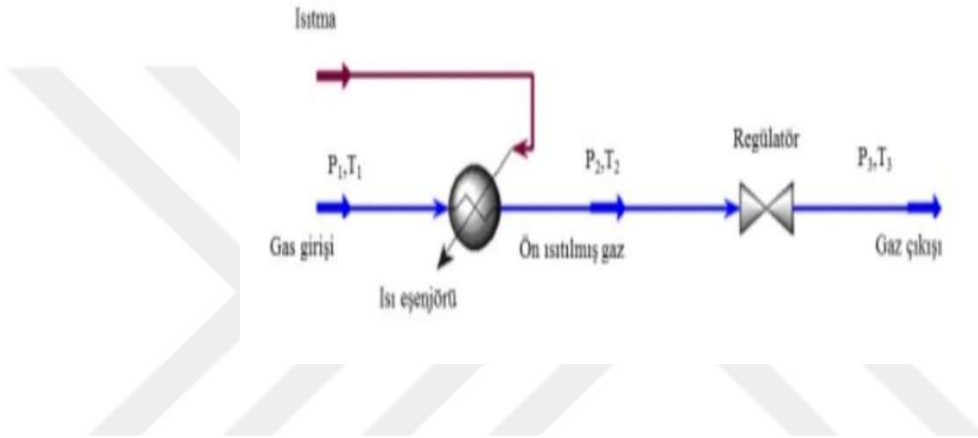
3.5. Ön Isıtma İhtiyacı ve Enerji Dengesi

Doğal gazın basınç düşürme istasyonlarında gazın basınç düşümüne tabi tutulması sırasında ortaya çıkan en önemli termodinamik olgulardan biri, Joule–Thomson etkisine bağlı sıcaklık düşüşleridir. Özellikle düşük çevre sıcaklıklarında bu azalma, doğal gazdaki su buharının yoğuşmasına ve hidrat oluşumuna neden olabilir. Hidrat kristalleri boru hatlarında tıkanmalara yol açabilir. Ayrıca valfler, filtreler ve turboexpander gibi hareketli parçalar üzerinde birikerek akışın kısıtlanmasına sebep olabilir. Bu durum mekanik aksamın zarar görmesine kadar ilerleyebilir. Bu nedenle ön ısıtma uygulaması kaçınılmazdır. Hem işletme güvenliğini sağlamak hem de boru hattı ve ekipman bütünlüğünü korumak için bir gereklilik olarak karşımıza çıkmaktadır. Yalnızca işletme sürekliliğini sağlamak için değil, aynı zamanda boru hattı ve ekipman bütünlüğünü korumak açısından da kritik bir mühendislik gerekliliğidir [50].



Şekil 5. Isı eşanjörü ve genleşme türbini içeren doğal gaz basınç düşürme ve enerji geri kazanım sistemi [22].

Ön ısıtma gereksinimi, enerji dengesi esas alınarak belirlenir. Bu yaklaşımda gazın giriş ve çıkış entalpileri arasındaki fark hesaplanır. Basınç düşürme işleminden önce gazın sıcaklığı, çıkış basıncındaki hidratlaşma veya yoğuşma sınırının üzerine çıkarılır. Enerji denklemi kullanılarak gerekli ısı yükü belirlenir. Hesaplama sırasında gazın bileşimi, debisi, basınç farkı ve ortam koşulları dikkate alınır. Gaz içindeki ağır hidrokarbonlar ve CO₂ miktarı arttıkça Joule–Thomson soğuması daha belirgin olur ve bununla birlikte doğal olarak ön ısıtma ihtiyacı da artar. Bu durum, ön ısıtma gereksiniminin doğal gaz bileşimine doğrudan bağlı olduğunu göstermektedir [3].



Şekil 6. Doğal gazın basınç düşürme öncesi ısıtılması için kullanılan ısı eşanjörü ve regülatör süreci [3].

Endüstriyel uygulamalarda ön ısıtma, genellikle doğal gaz yakıtlı ısıtıcılar veya elektrikli rezistanslarla sağlanır. Isıtıcı seçimi sırasında yatırım maliyeti, bakım ihtiyacı ve enerji tüketimi dikkate alınır. Çevresel etkiler de değerlendirilmesi gereken bir diğer faktördür. Ayrıca ısıtma sisteminin doğru boyutlandırılmaması, hem eksik ısıtma sonucu donma ve yoğuşma riskinin devam etmesine hem de aşırı ısıtma nedeniyle yüksek enerji kaybına ve işletme maliyetlerine yol açabilir. Bu nedenle ön ısıtma sürecinin doğru şekilde optimize edilmesi önemlidir. Böylece hem güvenlik sağlanır hem de ekonomik sürdürülebilirlik korunur [51].

Doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında ön ısıtma ihtiyacı, işletme güvenliğinin yanı sıra enerji verimliliği ve ekonomik performansı da etkiler. Doğru tasarlanan ön ısıtma sistemleri, hidrat oluşumu ve donma risklerini ortadan kaldırır. Böylece istasyonlar kararlı ve güvenilir şekilde çalışır. Ayrıca turboexpander

uygulamalarında gerekli giriş sıcaklıklarının korunması zorunludur. Bu durum ön ısıtmanın emniyet açısından kritik bir rol üstlenmesine neden olur. Bu nedenle enerji dengesi temelli sıcaklık kontrolü, modern doğal gaz dağıtım istasyonlarının temel tasarım kriterlerinden biri olmaktadır.

1. Genel enerji dengesi (ön ısıtma için gerekli ısı):

$$\dot{Q}_{\text{önisitma}} = \dot{m} \cdot \left[(h_{\text{çıkış}} - h_{\text{giriş}}) + \frac{V_{\text{çıkış}}^2 - V_{\text{giriş}}^2}{2} + g \cdot (z_{\text{çıkış}} - z_{\text{giriş}}) \right] \quad (29)$$

2. Pratik yaklaşım (hız ve yükseklik farkları ihmal edilirse):

$$\dot{Q}_{\text{önisitma}} = \dot{m} \cdot (h_{\text{çıkış}} - h_{\text{giriş}}) \quad (30)$$

3. Joule–Thomson etkisiyle sıcaklık düşüşü nedeniyle çıkan sıcaklığın hesaplanması için, 3.2. Joule-Thomson Olayı bölümünde yer alan $\Delta T = \mu_{JT} \cdot \Delta P$ denklemi kullanılmaktadır.

4. MATERYAL VE YÖNTEM

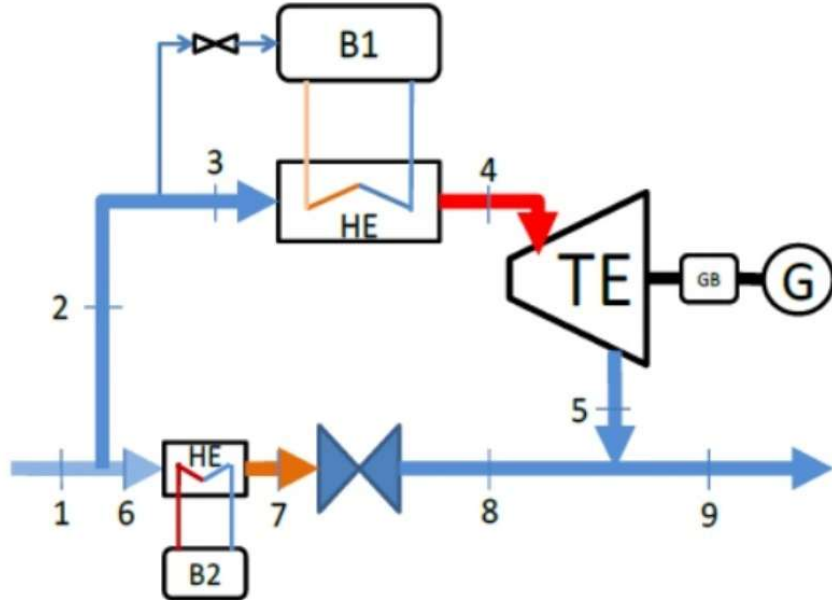
Bu tez çalışmasında, doğal gaz bölge regülatörlerinde gerçekleşen basınç düşümünden ortaya çıkan enerjinin elektrik enerjisine dönüştürülme potansiyeli incelenmiş ve bu dönüşümün sistem verimliliğine etkileri değerlendirilmiştir. Çalışmanın temel amacı, doğal gazın orta basınçlı şebekeden düşük basınçlı dağıtım hattına geçişi sırasında oluşan basınç farkından yararlanarak enerji geri kazanımının teknik ve ekonomik açıdan uygulanabilirliğini ortaya koymaktır. Bu doğrultuda araştırmada hem teorik hem de analitik yöntemler kullanılmış; termodinamik hesaplamalar, Joule–Thomson etkisine bağlı sıcaklık değişimi analizi ve ekonomik fizibilite karşılaştırmaları gerçekleştirilmiştir.

Çalışmanın yöntemi dört temel aşamadan oluşmaktadır. İlk aşamada, sistemin çalışma prensibi tanımlanmış ve farklı işletme koşullarını temsil eden üç senaryo geliştirilmiştir. İkinci aşamada, analizlerde kullanılacak temel veriler, parametreler ve

kabuller belirlenmiştir. Ayrıca, doğal gazın termodinamik özellikleri ile basınç, sıcaklık ve debi değerleri SCADA kayıtlarıyla desteklenmiştir. Üçüncü aşamada, enerji dönüşüm hesaplamaları açıklanmış olup, sürekli akışlı açık sistemler için enerji denklilikleri, Joule–Thomson sıcaklık düşümü ve turboexpander güç hesaplama yöntemleri tanımlanmıştır. Son aşamada ise, teknik analiz sonuçlarına dayalı kabuller doğrultusunda elektrik kazanımları hesaplanmış ve çevresel kazanımları ortaya konulmuştur.

4.1. Çalışmanın Senaryoları

Bu tez çalışmasında, doğal gaz bölge regülatörlerinde oluşan basınç düşümünden elektrik elde edilmesi amaçlanmıştır. Bu kapsamda sistem verimliliğine etkileri değerlendirmek için üç farklı senaryo geliştirilmiştir. Senaryolar, genleşme sürecinde ön ısıtma uygulanıp uygulanmaması esasına dayanmaktadır. Ayrıca İzmir Doğal gaz Dağıtım Şebekesi genelinde uygulanabilirlik de analiz edilmiştir. Her senaryo farklı işletme koşullarını temsil etmektedir. Böylece termodinamik performans ve enerji geri kazanım miktarı karşılaştırmalı olarak incelenmiştir.



Şekil 7. Turbo gaz genleştiricili sistem içeren doğal gaz bölge regülatörünün şematik görünümü [3].

Birinci senaryo, ön ısıtma uygulanmadan 19 bar giriş basıncının 4 bara düşürüldüğü ve 5000 m³/h debiyle çalışan bir bölge regülatörünü temsil eder. Çalışma süresi yıllık 4.380 saat olarak kabul edilmiştir. Bu koşullarda dış ısı girişi bulunmadığı için doğal gazın akışı adyabatik varsayılır. Basınç düşümü sırasında Joule–Thomson etkisiyle sıcaklık azalır. Senaryo, teorik olarak en yüksek enerji geri kazanımını sunmakla birlikte donma ve yoğuşma riski nedeniyle pratik kullanım alanı sınırlıdır.

İkinci senaryo, aynı işletme koşullarına sahip olacak şekilde tasarlanmış ancak genişleme öncesinde ön ısıtma uygulanmıştır. Çıkış sıcaklığı ölçüm güvenliği ve ilgili mevzuatlar gereği 15 °C'ye ayarlanır ve bununla birlikte donma ve hidrat oluşumu riski de engellenmiş olur. Bu senaryo ise güvenli ve sürdürülebilir işletme koşullarını sağlar.

Üçüncü senaryo, İzmir Doğalgaz Dağıtım A.Ş.'ye ait 235 adet bölge regülatörünü kapsamakla birlikte giriş ve çıkış basınçları, debiler ve çalışma süreleri değerlendirilmiştir. SCADA verileri kullanılarak yıllık çekiş miktarları hesaplanmıştır. Bu analiz, yüksek tüketimli bölge regülatör istasyonları için uygulanabilir bir enerji geri kazanım modeli ortaya koymuştur. En yüksek yıllık tüketim verisine sahip ve basınç farkı en fazla olan bölge regülatör istasyonları seçilmiş toplam elektrik üretim potansiyeli belirlenmiştir.

Bu üç senaryo ile doğal gaz bölge regülatör istasyonlarında basınç düşümünden elektrik enerjisi üretiminin farklı işletme koşullarındaki davranışı değerlendirilmiş ve ön ısıtmanın sistem performansına etkisi gösterilmiş ve bölgesel ölçekte enerji geri kazanım potansiyeli belirlenmiştir.

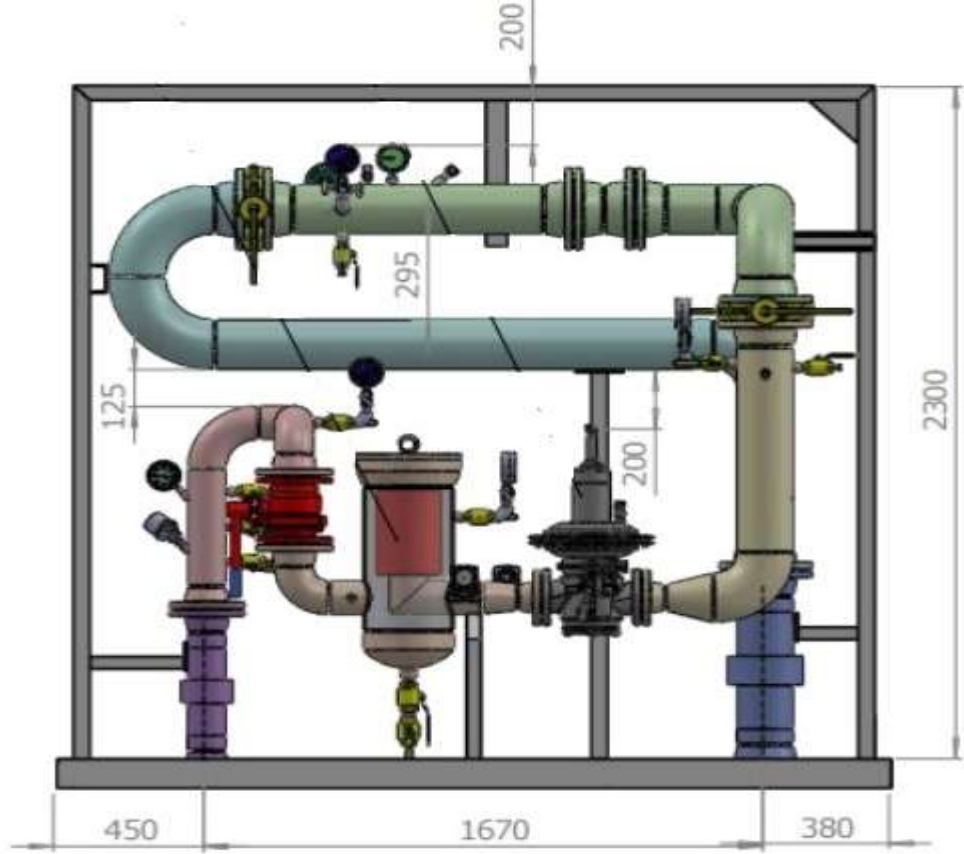
4.2. Kullanılan Veriler ve Alınan Kabuller

4.2.1 Kullanılan Veriler

Bu araştırmada kullanılan tüm operasyonel veriler, İzmir Doğalgaz Dağıtım A.Ş.'nin 2023 yılı SCADA kayıtlarından elde edilmiştir. Kullanılan veriler, bölge regülatörlerinde ölçülen debi, giriş–çıkış basınçları ve basınç düşümü sürecine ilişkin diğer teknik parametreleri içermektedir.

Çalışma kapsamında 01 Ocak 2023 – 31 Aralık 2023 tarihleri arasındaki bir yıllık veri değerlendirilmiştir. Bu döneme ait kayıtlar, İzmir ili doğal gaz

şebekesindeki 235 adet bölge regülatörünün SCADA verilerini kapsamaktadır. Ancak, bazı istasyonların yedek durumda olması veya yıl içinde pasif kalması nedeniyle analizlerde yalnızca aktif çalışan 180 adet istasyonun verileri dikkate alınmıştır. Bu yaklaşım, basınç düşürme süreçlerinin gerçek işletme koşullarını yansıtmak ve enerji geri kazanım değerlendirmelerinin güvenilirliğini artırmak amacıyla tercih edilmiştir.



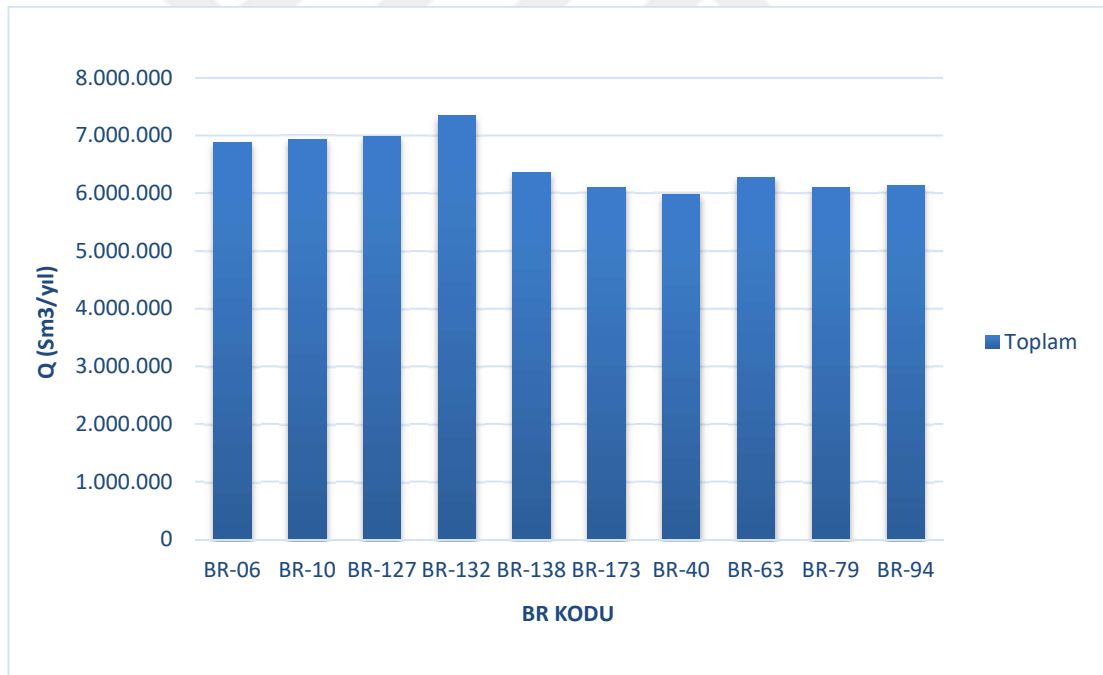
Şekil 8. Doğal gaz bölge regülatörü enstrüman ve skidinin üç boyutlu görünümü.

Kullanılan veriler, doğal gazın fiziksel davranışını ve enerji geri kazanım potansiyelini belirleyen temel değişkenleri içermektedir. Bu kapsamda her bir bölge regülatörü için giriş ve çıkış basınçları, yıllık doğal gaz çekiş hacmi ve elektrik tüketimi değerlendirilmiştir. Basınç ve debi ölçümleri, İzmir Doğalgaz'ın SCADA altyapısında kullanılan yüksek hassasiyetli cihazlarla kaydedilmiş ve yıllık hacimsel tüketim hesaplanmıştır.

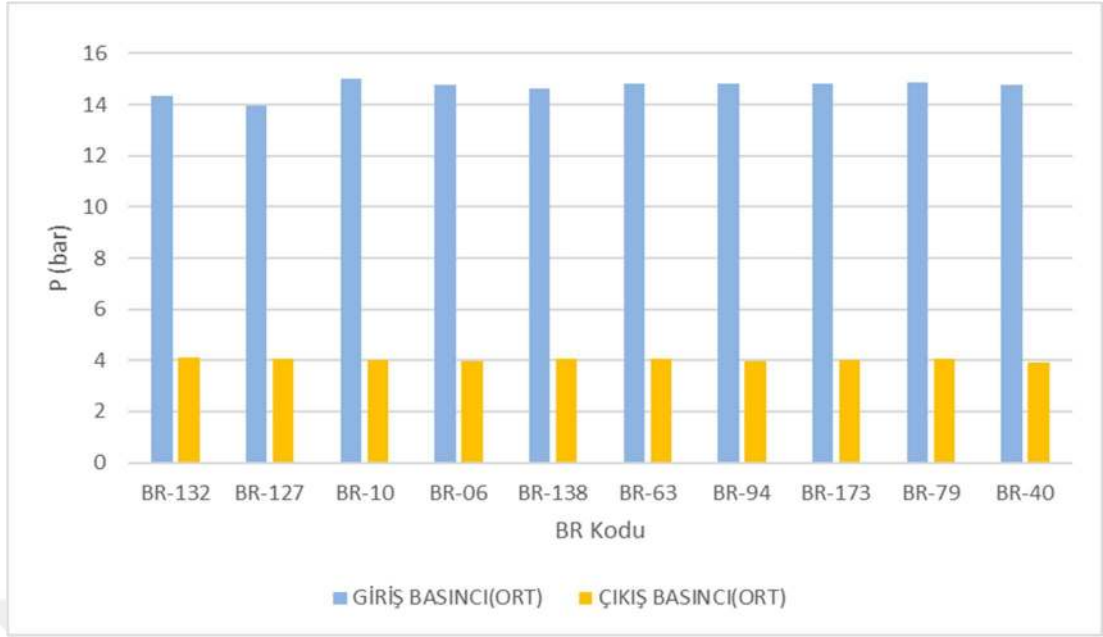
Ham verilerde eksik veya hatalı kayıtlar kontrol edilmiştir. SCADA verilerinde tespit edilen ani basınç sıçramaları ve debi düşüşleri analiz dışı bırakılmıştır. Ölçüm

birimleri standart hâle getirilmiş ve tüm değerler 15 °C sıcaklık ile 1 atm basınç koşullarına dönüştürülmüştür. Böylece farklı istasyonlardan elde edilen veriler termodinamik olarak karşılaştırılabilir duruma getirilmiştir.

Yapılan veri ön değerlendirmesi sonucunda, 180 adet istasyonda düzenli ve güvenilir ölçüm kaydı bulunduğu belirlenmiştir. Bu istasyonlar arasından yıllık doğal gaz debisi 4 ila 7 milyon $\text{Sm}^3/\text{yıl}$ aralığında ve yüksek basınç farkı olanlar seçilerek enerji geri kazanım potansiyeli analizi yapılmıştır. Özellikle BR-132, BR-10, BR-06, BR-127, BR-63, BR-138, BR-94, BR-173, BR-79 ve BR-40 kodlu istasyonlar, İzmir Doğalgaz altyapısının en yüksek debili bölgelerini temsil ettiği için ayrıntılı olarak incelenmiştir. Bu istasyonlar, toplam doğal gaz hacminin yaklaşık yüzde 11'ini oluşturarak şehir genelindeki enerji dönüşüm potansiyelinin temelini temsil etmektedir.



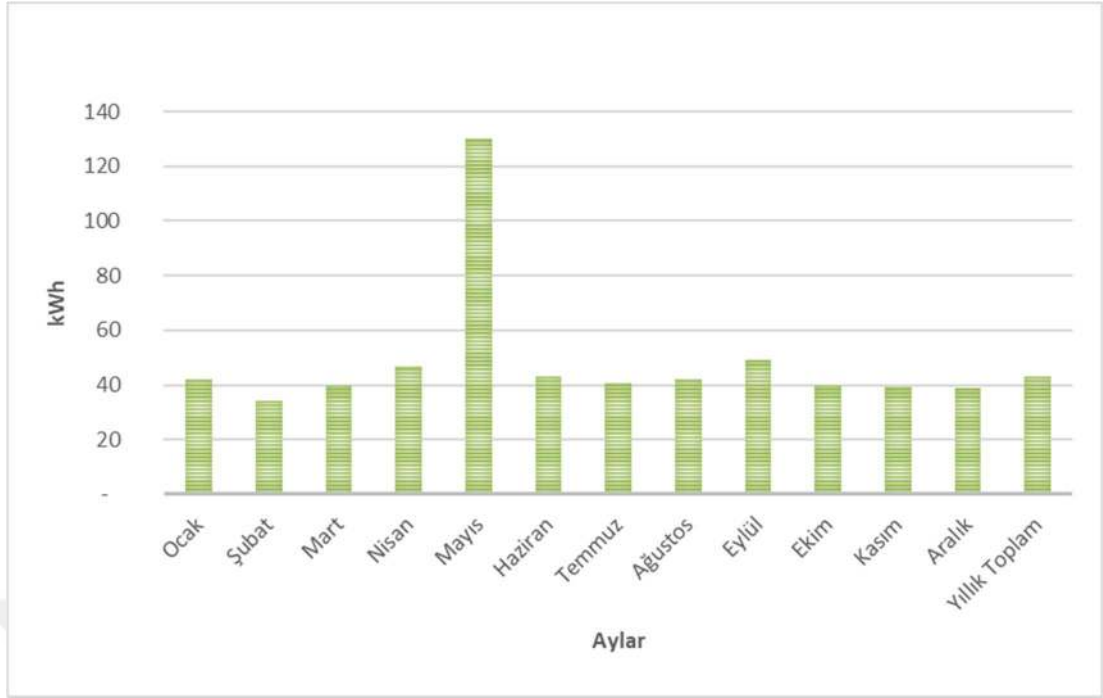
Şekil 9. En fazla çekiş yapan 10 adet bölge regülatörün yıllık tüketim verileri



Şekil 10. En fazla çekiş yapan bölge regülatör istasyonlarının giriş ve çıkış basınçları

Ek olarak, tüm aktif bölge regülatör istasyonlarının aylık ortalama elektrik tüketim verileri de ekonomik analiz kapsamında değerlendirilmiştir. Bu tezin Ek-2 kısmında 2023 yılı içerisinde bölge regülatörlerinin SCADA, haberleşme ve aydınlatma vb. ekipmanlarının ortalama elektrik tüketimi ve aylık olarak aktif bölge regülatörü miktarı verilmiştir.

İzmir Doğalgaz işletme kayıtlarına göre, bir istasyonun SCADA, haberleşme ve aydınlatma vb. ekipmanlarının ortalama elektrik tüketimi aylık 43 kWh, yıllık ise yaklaşık 516 kWh olarak hesaplanmıştır. Bu durumda 180 adet aktif istasyonun toplam yıllık enerji tüketimi yaklaşık 92,9 MWh düzeyindedir. Bu veri, turboexpander sistemlerinden elde edilecek enerji üretimiyle karşılaştırılarak sistemin enerji ihtiyacını karşılama oranının belirlenmesinde kullanılmıştır.



Şekil 11. Bölge regülatörü başına düşen aylık ortalama enerji ihtiyacı verileri

Verilerin tamamı İzmir Doğalgaz'ın teknik birimleri tarafından sağlanmış ölçüm sonuçları mevsimsel sıcaklık değişimleri, gaz yoğunluğu farklılıkları ve sistem basınç dalgalanmaları gibi dışsal etkilerden arındırılarak ortalama yıllık değerlere dönüştürülmüştür.

4.2.2 Alınan Kabuller

Bu analiz, sürekli akışlı açık sistem prensibine göre modellenmiştir. Kontrol hacminde enerji veya kütle birikimi olmadığı varsayılmıştır. Akış süreci adyabatik olarak; yani sistem ile çevre arasında ısı geçişi olmadığı kabul edilmiştir. Enerji denklemi oluşturulurken akışkanın kinetik ve potansiyel enerji değişimleri ihmal edilmiştir. Bu nedenle yalnızca entalpi farkına bağlı enerji dönüşümü dikkate alınmıştır.

Bu çalışmada, doğal gazın termodinamik özelliklerinin modellenmesinde literatürde yaygın olarak kabul edilen yaklaşım esas alınmıştır. Gaz karışımı, ortalama sabit özelliklere sahip ideal bir gaz olarak ele alınmıştır. Doğal gazın bileşiminin büyük ölçüde metan ağırlıklı (%85–95 CH₄) olduğu varsayılmış, standart koşullardaki

yoğunluk 0,78 kg/Nm³ olarak alınmıştır. Ayrıca sabit basınç altında özgül ısı kapasitesi için $C_p = 2,25$ kJ/(kg·K) değeri kabul edilmiştir.

Joule–Thomson katsayısının belirlenmesinde literatürde metan için 5–30 bar basınç aralığında yapılan deneysel ve teorik çalışmalar kullanılmıştır. Bu çalışmalar, ilgili basınç bölgesinde metan için $0,20 \leq \mu_{JT} \leq 0,25$ K/bar aralığında değerler rapor edildiğini göstermektedir. Bu nedenle hesaplamalarda ortalama değer olarak $\mu_{JT} = 0,22$ K/bar kullanılmıştır.

Belirtilen tüm bu varsayımlar doğrultusunda termodinamik analizler gerçekleştirilmiştir. Enerji dönüşüm hesaplamalarının tamamı ilgili kabuller temel alınarak yürütülmüştür.

4.3. Hesaplama Yöntemi

Bu çalışmada yapılan hesaplamalar, doğal gaz bölge regülatörlerinde basınç düşümü sırasında ortaya çıkan enerji potansiyelinin elektrik enerjisine dönüştürülmesine dayanmaktadır. Hesaplamalar, sürekli akışlı açık sistem enerji dengesi prensipleri kapsamında gerçekleştirilmiş ve analizlerde kullanılan denklemler, termodinamiğin birinci ve ikinci yasaları temel alınarak oluşturulmuştur. Süreç adyabatik kabul edilmiş ve doğal gazın fiziksel özellikleri sabit varsayılmıştır. Ayrıca kinetik ve potansiyel enerji değişimleri ihmal edilmiştir.

Analizlerin ilk aşamasında sistemden geçen doğal gazın kütleli debisi hesaplanmıştır. Bu hesaplamada doğal gazın ortalama yoğunluğu(ρ) ve hacimsel debisi(V) kullanılarak $\dot{m} = \rho \cdot \dot{V}$ eşitliği ile ifade edilmektedir.

Burada $\dot{m}$ kütleli debiyi (kg/s), ρ doğal gazın yoğunluğunu (kg/m³), $\dot{V}$ ise hacimsel debiyi (m³/s) göstermektedir.

Doğal gazın regülatör çıkışında meydana gelen sıcaklık değişimi Joule–Thomson etkisi dikkate alınarak belirlenmiştir. Basıncın düşmesi sırasında oluşan sıcaklık farkı, doğal gazın Joule–Thomson katsayısı (μ_{JT}) ile giriş ve çıkış basınçları ($P_{giriş}$, $P_{çıkış}$) arasındaki fark üzerinden hesaplanmıştır:

$$\Delta T = \mu_{JT} (P_{giriş} - P_{çıkış}) \quad (31)$$

Bu sıcaklık düşümü, ön ısıtma gereksinimi ve türbin giriş koşullarının belirlenmesi için doğrudan etkili olmaktadır.

Doğal gazın genleşmesi sonucu oluşan entalpi farkı ($\Delta h = h_1 - h_2$), türbinden elde edilebilecek teorik güç hesaplamasında kullanılmıştır. Turboexpander için enerji dengesi, adyabatik açık sistem kabulü ile denklem (32) ile tanımlanır:

$$\dot{W}_t = \dot{m}(h_1 - h_2)\eta_t \quad (32)$$

Burada $\dot{W}_t$ türbinden elde edilen mekanik gücü (kW), η_t ise türbinin izentropik verimini temsil etmektedir.

Türbinden elde edilen mekanik güç, jeneratör aracılığıyla elektrik enerjisine dönüşmektedir. Bunun sonucu olarak net elektrik gücü şu şekilde ifade edilir.

$$\dot{W}_{el} = \dot{W}_t \times \eta_g \quad (33)$$

Burada η_g , jeneratör verimini göstermektedir.

Tasarlanan sistemin yıllık olarak üretebileceği elektrik enerjisi ise, elde edilen anlık elektrik gücü ile yıllık çalışma süresinin çarpılmasıyla hesaplanır:

$$E_y = \dot{W}_{el} \times t_y \quad (34)$$

Bu ifadede t_y , bölge regülatörlerinin yıllık ortalama çalışma süresini gösterir. (Bu veri, çalışmanın kabulleri kapsamında yılda 4.380 saat olarak alınmıştır).

Ön ısıtmalı senaryoda, gazın genleşme öncesinde belirli bir sıcaklığa çıkarılması gerekmektedir. Bu ısıtma işlemi için gereken enerji miktarı denklem (35) kullanılarak hesaplanmıştır:

$$\dot{Q}_{\text{ısıtma}} = \dot{m} C_p (T_1 - T_{2,\text{gerçek}}) \quad (35)$$

Burada C_p doğal gazın özgül ısı kapasitesini (kJ/kg·K), T_1 ön ısıtma sonrası hedef sıcaklığı, $T_{2,\text{gerçek}}$ ise mevcut giriş sıcaklığını ifade etmektedir. Bu değer, sistemin net enerji kazancını belirlemeyi sağlayacaktır.

Bu çerçevede belirtilen hesaplamalar, üç farklı senaryo için ayrı ayrı uygulanmıştır. Her senaryo için türbin gücü, üretilen elektrik enerjisi, sıcaklık değişimleri ve net enerji kazancı belirlenmiştir. Elde edilen sonuçlar, 5. bölümde sunulmuş ve karşılaştırmalı olarak değerlendirilmiştir.

4.3.1. Belirsizlik Analizi

Bu çalışmada, bölge regülatör istasyonlarında turboexpander uygulaması için gerekli olan basınç, sıcaklık ve debi verileri, istasyonda hâlihazırda kullanılan ölçüm ekipmanları aracılığıyla elde edilmiştir. Hesaplamalarda kullanılan tüm verilerin güvenilirliği ve sonuçların doğruluğu, ölçüm cihazlarının teknik özellikleri ve çalışma koşullarına bağlı olarak belirli bir belirsizlik içermektedir.

Bölge regülatör istasyonlarında ölçümler giriş ve çıkış basıncı ($P_{\text{giriş}}$ ve $P_{\text{çıkış}}$), doğal gazın sıcaklığı (T) ve anlık hacimsel debi (Q) üzerinden gerçekleştirilmektedir.

Bu sistem temelde üç ana devreden oluşmaktadır.

- Basınç ölçümü için KELLER markalı bir basınç transmitter ve sensörleri,
- Sıcaklık ölçümü için WİKA markalı sıcaklık transmitter ve sensörleri,
- Debi ölçümü için DRESSER markalı debi ölçer.

Bu değerler sırasıyla basınç transmitterleri, sıcaklık sensörü ve quantometre tipi debi ölçer aracılığıyla SCADA sistemine kaydedilmektedir. Ölçüm sisteminin temel bileşenlerinin başlıca özellikleri Tablo 3'te sunulmuştur.

Tablo 3. Ölçüm sisteminde kullanılan elemanlarının temel özellikleri

Özellik	Giriş Basıncı (P ₁)	Çıkış Basıncı (P ₂)	Sıcaklık (T ₂)	Debi (Q)
Sensör Tipi	Basınç Transmitteri	Basınç Transmitteri	Sıcaklık Transmitteri	Quantometre
Marka	KELLER	KELLER	WIKA	DRESSER
Ölçüm Aralığı	0–40 bar	0–10 bar	–25°C ile +70 °C	0–1000 m ³ /h
Doğruluk	±0,25 bar	±0,25 bar	±0,3 °C	±2 %
Çözünürlük	0,01 bar	0,01 bar	±0,1 °C	1 m ³ /h

Bu sensörler, istasyondaki SCADA sistemine bağlı olarak sürekli veri iletmekte ve belirli aralıklarla ölçümler kaydedilmektedir. Bilindiği üzere ölçüm cihazlarında kullanılan elektronik sistemler, sensörlerin hassasiyeti, cihazların kalibrasyonu gibi teknik etkenler ölçüm doğruluğunu etkileyebilmekte olup belirli miktarda belirsizliğe yol açabilmektedir. Ayrıca, bu belirsizliklerin yanında hesap yönteminde kullanılan kabullerin de (Joule-Thomson katsayısı vb.) bir belirsizliği bulunmaktadır. Tüm bu belirsizlikler doğrultusunda değerlendirme yapıldığında sistemin sonuçlarının ±%5 belirsizlikte olması gerektiği öngörülmektedir.

4.4. Ekonomik Analiz Metodolojisi

Bu çalışmada ekonomik analiz, doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında kurulması öngörülen turboexpander sistemlerinin enerji üretim potansiyellerini, elektrik üretimi sonrası geri kazanılan enerjinin yıllık gelirlerini ve karbon salımı azaltımlarını kapsamaktadır. Analiz, sistemin enerji üretim kapasitesine dayalı olarak oluşturulan üç farklı senaryo için yürütülmüş ve her bir senaryo için İzmir genelinde yer alan bölge regülatör istasyonlarının yıllık elektrik ihtiyacını karşılaması üzerine elde edilen sonuçlar ile değerlendirmeler yapılmıştır.

Elde edilen enerji değeri, yıllık toplam üretim (E_y) cinsine dönüştürülmüş ve ekonomik analizde kullanılacak yıllık gelir (G), elektrik birim satış fiyatı (P) üzerinden hesaplanmıştır:

$$G = E_y \times P \quad (36)$$

Bu ifade, sistemin yıllık enerji satışından elde edeceği doğrudan parasal getiriye temsil etmektedir. 2025 yılı için Türkiye elektrik piyasası ortalama sanayi tarifesı 3,0 TL/kWh olarak alınmıştır.

Çalışmanın çevresel boyutunu belirlemek amacıyla, karbon salımı azaltım potansiyeli (ΔCO_2) hesaplanmıştır. Bu hesaplamada literatür araştırması yapılmış, ortalama karbon yoğunluğu 0,43 kg CO_2 /kWh olarak alınmış ve denklem (37) eşitliği kullanılmıştır [53]:

$$\Delta CO_2 = E_y \times 0.43 \quad (37)$$

Elde edilen emisyon azaltım değerleri önce yıllık toplam CO_2 karşılığına dönüştürülmüş, ardından bu miktarın çevresel etkisinin somutlaştırılması amacıyla “ağaç eşdeğeri” hesaplanmıştır. Bu kapsamda bir ağacın yıllık ortalama karbon tutma kapasitesi 21,8 kg CO_2 olarak alınmıştır [54].

Bu yöntemle, turboexpander sistemlerinin İzmir Doğalgaz altyapısına entegrasyonunun enerji verimliliği ve çevresel sürdürülebilirlik bağlamında karşılaştırmalı olarak analiz edilmiştir.

5. BULGULAR VE TARTIŞMA

Bu bölümde, doğal gaz bölge regülatörlerinde basınç düşümünün enerjiye dönüştürülmesine ilişkin hesaplama sonuçları değerlendirilmiştir. Çalışmada basınç, sıcaklık ve debi değerleri esas alınmış; enerji denklıkları, Joule–Thomson etkisi ve termodinamiğin birinci yasası kullanılarak türbinin üretebileceği teorik güç hesaplanmıştır.

Hesaplamalar, sistemin adyabatik ve sürekli akışlı açık sistem koşullarında çalıştığı varsayımıyla yapılmıştır. Bu durumda genleşme sonucu ortaya çıkan entalpi farkı mekanik işe dönüştürülmüş ve jeneratör verimi dikkate alınarak elektrik enerjisi belirlenmiştir. Elde edilen bulgular, performansın özellikle basınç oranı ve debi büyüklüğüne bağlı olduğunu göstermektedir.

Giriş ve çıkış basıncı arasındaki fark arttıkça türbin tarafından üretilen güç de artmaktadır. Regülatörden geçen debi büyüdükçe ise elde edilebilecek enerji miktarı da doğrusal olarak artmaktadır.

Joule–Thomson katsayısı kullanılarak basınç düşümüne bağlı sıcaklık değişimleri hesaplanmıştır. Sıcaklık düşüşü, genleşme sırasında ısı kaybına ve olası hidrat oluşumuna neden olabilmektedir. Bu durum, özellikle ön ısıtma uygulanmayan senaryolarda sistemin sürekli çalışmasını kısıtlayan bir etken olarak değerlendirilmiştir.

Sonuçlardan elde edilen bulgular, istasyonlar arasında elektrik üretimi açısından belirgin farklılıklar bulunduğunu göstermiştir. Bu farklılıklar; istasyonların saatlik tüketim kapasiteleri, basınç farkları ve yıllık çalışma sürelerinden kaynaklanmaktadır. Yüksek debili ve büyük basınç farkına sahip bölge regülatörlerinde enerji geri kazanımı daha yüksektir.

Genel olarak, yapılan analizler enerji geri kazanımının mümkün ve anlamlı olduğunu ortaya koymuştur. Uygun tasarım, doğru ısı yönetimi ve verimli ekipman seçimi ile önemli miktarda elektrik üretimi sağlanabileceği sonucuna ulaşılmıştır.

5.1. Senaryo 1 Sonuçları (Ön Isıtmasız Durum)

Bu senaryoda orta basınçlı doğal gaz dağıtımından düşük basınçlı dağıtım hattına geçişinde kullanılan bölge regülatöründe herhangi bir ön ısıtma işlemi sistemi kullanılmamıştır. Doğal gazın sadece doğrudan genleşme sürecinin gerçekleştiği durum incelenmiş ve tasarlanan sistem ile dış ortam arasında herhangi bir ısı alışverişi olmadığı kabul edilmiştir. Doğal gazın 19 bar giriş basıncından 4 bar çıkış basıncına doğrudan kısılma vanası üzerinden düşürüldüğü durum üzerinde çalışma yapılmıştır. Kısılma vanaları ile yapılan basınç düşürme işlemi, türbin içermediğinden sistem izentalpik kabul edilmekte olup genleşme sırasında Joule–Thomson (JT) etkisi doğal gazın sıcaklığında belirli bir düşüşe yol açmaktadır. Termodinamik varsayımlar, gaz özellikleri ve sıcaklık hesaplama yöntemi modelleme çerçevesi ve varsayımlar bölümünde ayrıntılı olarak açıklanmıştır.

Ayrıca bu senaryoda ön ısıtma gereksinimin nedenleri, sonuçların değerlendirilmesi kısmında açıklanmış ve ön ısıtmalı senaryoya geçişinin önemi vurgulanmıştır.

5.1.1. Modelleme Çerçevesi ve Varsayımlar

Bu analizde, 4.2.2. Alınan Kabuller bölümünde tanımlanan parametreler esas alınmıştır. Belirlenen çalışma senaryosunda, bölge regülatörünün giriş basıncı $P_{giriş} = 19$ bar ve çıkış basıncı $P_{çıkış} = 4$ bar olarak kabul edilmiştir. Türbin girişindeki doğal gazın giriş sıcaklığı $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ olarak belirlenmiş olup tüm hesaplamalar bu başlangıç değeri üzerinden yürütülmüştür.

Ayrıca istasyonun kapasitesi $5000\text{ Nm}^3/\text{h}$ olarak alınmış, sistemin yıllık çalışma süresi 4380 saat/yıl ve tam kapasite olarak kabul edilmiştir. Bu kapsamda, analiz yalnızca ön ısıtma uygulanmayan durum senaryosuna göre yapılandırılmış ve ilgili termodinamik hesaplamalar bu kabuller doğrultusunda gerçekleştirilmiştir.

5.1.2. Termodinamik Temel, Yöntem ve Hesaplamaları

Bu çalışma kapsamında, özellikleri alınan kabuller bölümünde açıklanan doğal gazın hacimsel debisi olan $5000\text{ Nm}^3/\text{h}$, termodinamik hesaplamalarda kullanılmak üzere kütsel debiye dönüştürülmüştür. Bu dönüşüm, standart koşullarda doğal gazın yoğunluk değerine bağlı olarak gerçekleştirilmiş ve analizlerde kütle bazlı enerji denklemlerinin uygulanmasına olanak sağlamıştır.

$$\dot{m} = \frac{(0,78 \times 5000)}{3600} = 1.08\text{ kg/h}$$

Bölge regülatörlerinde doğal gazın orta basınçtan düşük basınca düşürülmesiyle belirli bir basınç kaybı oluşmaktadır. Bu nedenle analizlerde temel parametre olarak regülatör giriş ve çıkış basınçları arasındaki fark dikkate alınmaktadır.

$$\Delta P = 19\text{ bar} - 4\text{ bar} = 15\text{ bar}$$

Tablo 4. En yüksek tüketim verisi bulunan 10 adet bölge regülatörünün giriş ve çıkış basınçları

İstasyon	Giriş Basıncı	Çıkış Basıncı
BR-132	14,32	4,11
BR-127	13,97	4,06
BR-10	15,01	4,03
BR-06	14,75	3,98
BR-138	14,63	4,05
BR-63	14,84	4,04
BR-94	14,84	3,97
BR-173	14,83	4
BR-79	14,89	4,06
BR-40	14,79	3,94

Modelleme çerçevesinde de belirtildiği üzere, doğal gaz bölge regülatör istasyonlarında basınç düşürme işlemi standart olarak kısılma vanaları üzerinden yapılmaktadır. Bu sistemlerde türbin veya mekanik iş üreten bir ekipman bulunmadığından dolayı süreç izoentalpik olarak değerlendirilir. Bu nedenle basınç düşümü sırasında oluşan sıcaklık değişimi doğrudan Joule–Thomson (JT) etkisi ile belirlenir.

Joule–Thomson etkisinin yönü, akışkanın gerçek gaz davranışına bağlı olarak değişkenlik gösterir. Bu kapsamda:

$$\mu_{JT} > 0 \quad \text{gaz soğur}$$

$$\mu_{JT} < 0 \quad \text{gaz ısınır}$$

şeklindeki termodinamik iki kriter geçerlidir.

Doğal gaz bileşiminde %85 üzeri derişimi ile baskın olan metan için 5–30 bar basınç aralığında Joule–Thomson katsayısının yaklaşık 0.20–0.25 K/bar aralığında olduğu bu tezin 3.2. Joule-Thomson olayında anlatılmıştır. Bu nedenle çalışma için $\mu_{JT} = 0.22$ K/bar değeri esas alınmış olup, bu değer metanın ilgili basınç ve sıcaklık bölgesinde soğuma rejiminde olduğunu göstermektedir.

$$\Delta T = 0,22 \times 15 = 3,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Basınç düşümünden kaynaklı olarak Joule-Thomson etkisi ile gazın sıcaklığı 3,3°C düşme eğilimi göstermektedir.

$$\Delta T = T_{giriş} - T_{çıkış} \quad (38)$$

$$T_{çıkış} = T_{giriş} - \Delta T$$

Bu senaryoda doğal gazın giriş sıcaklığı 15 °C olarak kabul edildiğinden, basınç düşürme sürecinde ortaya çıkan Joule–Thomson etkisinin sıcaklık üzerindeki etkileri ayrıntılı biçimde değerlendirilmiştir. İzoentalpik genleşme sonucunda meydana gelen sıcaklık azalımının, akışkanın termodinamik özelliklerini ve doğal gaz şebeke güvenliğini doğrudan etkilemesi nedeniyle, sistemde ön ısıtma uygulanmasının gerekliliği ortaya konulmuştur. Bu kapsamda, giriş sıcaklığına bağlı olarak oluşan potansiyel soğuma miktarı hesaplanmış ve bu soğumanın regülatör çıkışında donma, hidrat oluşumu gibi olumsuz sonuçlara yol açabileceği teknik olarak gösterilmiştir.

Bu senaryoda doğal gazın giriş sıcaklığı 15 °C olarak kabul edilmiştir. Basınç düşürme sürecinde oluşan Joule–Thomson etkisinin sıcaklık üzerindeki etkileri bu nedenle ayrıntılı şekilde değerlendirilmiştir. İzoentalpik genleşme sırasında meydana gelen sıcaklık düşüşü, akışkanın termodinamik özelliklerini doğrudan etkilemekte ve aynı zamanda doğal gaz şebekesi açısından güvenlik riski oluşturabilmektedir. Bu nedenle sistemde ön ısıtma uygulanmasının gerekliliği ortaya konulmuştur. Bu kapsamda, giriş sıcaklığına bağlı olarak oluşan potansiyel soğuma miktarı hesaplanmış ve bu soğumanın regülatör çıkışında donma, hidrat oluşumu gibi veya ilgili mevzuat ve şartnameler için olumsuz sonuçlara yol açabileceği teknik olarak gösterilmiştir.

5.1.3. Akış ve Isıl Davranışın Değerlendirilmesi

Ön ısıtma olmayan koşullarda sıcaklık düşümü, Joule–Thomson katsayısı (μ JT) kullanılarak hesaplanmıştır. Hesaplamalar, genleşme sırasında ortalama 3,3 °C’lik bir sıcaklık düşümü oluştuğunu göstermiştir. Özellikle yüksek rakımlı ve soğuk iklimler için düşük dış ortam sıcaklıklarında çıkış sıcaklığının 0 °C’nin altına düşmesi, hidrat ve buzlanma riskini artırmaktadır. Bu durum, türbin kanatlarında akış bozulmasına ve sürtünme kayıplarına neden olarak verimi düşürebilecektir.

Gazın soğuması, nem ve ağır hidrokarbonların yoğunlaşmasına yol açabilmektedir. Bu birikim, türbin ve boru hattı yüzeylerinde ekipman güvenliği açısından risk oluşturabilecektir. Bu nedenle ön ısıtmasız sistemlerde sürekli ve güvenli işletme koşullarını sürdürmek oldukça zordur.

5.1.4. Güvenlik ve İşletme Kısıtları

Ön ısıtmasız işletmede en önemli sorunlardan biri, doğal gaz sıcaklığının hızlı düşmesi sonucu oluşan hidrat ve buzlanma riskidir. Özellikle düşük sıcaklık ve yüksek basınç farkı koşullarında hidratlaşma, boru hattı ve türbin içinde akış kısıtlamalarına ve tıkanmalara neden olabilmektedir. Ayrıca kanat ucu bölgelerinde buz birikimi ve mekanik olarak hasar görme riskini artırır. Bu durum, türbinin ömrünü kısaltabilmekte ve bakım gereksinimini artırabilmektedir.

Ayrıca, literatür ve mevzuat bilgileri kapsamında 1 atm basınç altında 15°C sıcaklıktaki gazın ısıl değeri Sm^3 olarak baz alınmakta ve tüm faturalandırma, ölçüm hesaplamaları bu veri üzerinden karşılaştırmalı olarak tamamlanmaktadır.

Doğal gaz dağıtım şebekeleri saha uygulamalarında özellikle RM-A istasyonlarında olmak üzere, genellikle genişleme öncesinde doğal gazın ön ısıtılması, akış sıcaklığının kontrolü ve buzlanma kontrolü sistemlerinin kullanımıyla bu riskler giderilmektedir.

Bu riskler de doğal gazın ölçüm güvenilirliği için doğal gaz dağıtım şebekesi standartlarında (EPDK Doğalgaz Piyasası Kanunu ve ilgili işletme prosedürlerinde) belirlenen minimum çıkış sıcaklığı sınırlarının altına düşülmemesi gerektiğini göstermektedir.

5.1.5. Sonuçların Yorumu ve Senaryo 2'ye Geçiş Gerekeçesi

Ön ısıtmasız senaryo, bölge regülatörlerinde basınç düşümünden elektrik üretilebilecek en yüksek teorik potansiyeli göstermektedir. Hesaplanan güç değerleri, sistemin enerji geri kazanımı açısından belirli bir kapasiteye sahip olduğunu ortaya koymaktadır. Ancak sıcaklık düşüşü sonucu donma, hidratlaşma ve yoğunlaşma riskleri oluşmaktadır. Dağıtım süreçlerindeki yasal gereklilikler de sistemin sürekli işletimini sınırlamaktadır.

Bu nedenle ön ısıtmasız sistemler, mevsime bağılı sıcaklık değişimlerinin görüldüğü saha koşulları için uygun olmamaktadır. Sistemin güvenli ve kararlı çalışabilmesi için genleşme öncesinde doğal gazın belirli bir sıcaklığa kadar ısıtılması zorunlu olduğu sonucuna varılmaktadır. 5.2. Senaryo 2 bölümünde, ön ısıtma uygulamasıyla bu kısıtların nasıl giderildiği ve enerji verimliliği ile işletme güvenliğine etkileri ayrıntılı olarak incelenecektir.

5.2. Senaryo 2 Sonuçları (Ön Isıtmalı Durum)

Bu senaryoda, doğal gaz genleşmeden önce belirli bir sıcaklık seviyesine kadar ısıtılmaktadır. Amaç, Senaryo 1’de görülen düşük sıcaklığa bağılı hidrat ve buzlanma risklerini ortadan kaldırmaktır. Böylece sistemin güvenli, sürekli ve kararlı çalışması sağlanmış olacaktır. Ön ısıtma işlemi, türbin öncesine yerleştirilen bir ısı eşanjörü ile gerçekleştirildiği öngörülmüş olup doğal gazın sıcaklığı, genleşme öncesinde optimum değere yükseltilecek şekilde tasarlanmıştır. Bu koşul, sistemin termodinamik olarak güvenli sınırlar içinde kalmasını sağlamaktadır. Ayrıca enerji geri kazanım süreci bu senaryoda uygulanabilir bir potansiyel sergilemektedir.

5.2.1. Modelleme Çerçevesi ve Varsayımlar

Ön ısıtmalı senaryoda modelleme, Senaryo 1’deki temel varsayımlar ve tez kapsamında alınan kabuller korunarak sürdürülmüştür. Farklı olarak bu senaryoda doğal gaz, genleşme öncesinde ısı eşanjöründen geçmekte ve belirli bir enerji miktarıyla ön ısıtılmaktadır. Ön ısıtma sıcaklığı, genleşme sonunda doğal gaz sıcaklığının 15 °C’nin altına düşmemesini sağlayacak biçimde seçilmiştir.

Bu kapsamda, giriş basıncı yine 19 bar, çıkış basıncı 4 bar olarak alınmıştır. Isı eşanjörünün verimi hesaba katılmamış olarak kabul edilmiştir.

Gazın genleşme süreci yine adyabatik olarak ele alınmış, ancak genleşme öncesi sıcaklık artışı enerji denklemlerine dahil edilmiştir. Bu durumda, ısı eşanjöründen alınan enerji miktarı $\dot{Q}_{ısıtma} = \dot{m} C_p (T_1 - T_{2,gerçek})$ ve genleşme sonucu üretilen enerji ise, $\dot{W}_t = \dot{m} \eta_t (h_1 - h_{2s})$ 4.3. Hesaplama Yöntemi kısmında yer alan denklemler ile hesaplanmıştır.

Net enerji kazancı, bu iki terim farkı alınarak belirlenmiş ve sistemin gerçek enerji performansı hesaplanmıştır.

$$\dot{W}_{net} = \dot{W}_{el} - \dot{Q}_{ısıtma} \quad (39)$$

5.2.2. Termodinamik Temel, Yöntem ve Hesaplamaları

Ön ısıtılmalı durumda doğal gaz, genleşme öncesinde dış kaynaktan alınan enerjiyle ısıtılır. Bu ısı girişi, gazın giriş sıcaklığını yükselterek genleşme sürecinde yaşanacak sıcaklık düşümünü dengeler.

Enerji analizlerinde, türbinden elde edilebilecek iş miktarı kütsel debi ile entalpi düşümünün çarpımıyla belirlendiğinden, ilk adım hacimsel debinin kütsel debiye dönüştürülmesidir.

$$\dot{m} = \frac{(0,78 \times 5000)}{3600} = 1.08 \text{ kg/h}$$

Turbo ekspanderlerde gaz genleşmesi temelde izentropik süreç ile modellenir. Süreç boyunca sıcaklık değişimi basınç oranına bağlıdır ve denklem (40) ile ifade edilir:

$$T_{2s} = T_1 \cdot \left(\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right) \quad (40)$$

Bu oran türbinin izentropik sıcaklık düşüşünü belirlemede kullanılmaktadır.

Gerçek türbin davranışında izentropik süreç tam olarak gerçekleşmez. Bu nedenle çıkış sıcaklığı türbin izentropik verimi (η) kullanılarak düzeltilir ve gerçek çıkış sıcaklığı hesaplanır.

$$T_{2t\ddot{u}rbin} = T_1 - \eta_t \cdot (T_1 - T_{2s}) \quad (41)$$

Adyabatik üs olarak daha önce kabullerde de belirtildiği üzere $k=1,3$ olarak alınmıştır. Buradaki yer alan r katsayısı ise giriş ve çıkış basıncı oranını vermektedir.

$$C = 1 - \eta_t \cdot \left(1 - r^{\frac{k-1}{k}} \right) \quad (42)$$

$$C = 1 - 0,75 \times (1 - 0,698)$$

$$C = 0,7735$$

C katsayısı, türbin içerisindeki genişleme sürecinin ideal izoentropik durumdan ne ölçüde saptığını gösteren bir değer olup, gerçek çıkış sıcaklığının izoentropik sıcaklığa kıyasla farkını ifade etmektedir.

$$T_{2t\ddot{u}rbin} = C \cdot T_1 \quad (43)$$

Türbinin gerçek çıkış sıcaklığının belirlenmesinde, ideal izoentropik sıcaklık değerine ek olarak, kısılma benzeri izoentalpik süreçlerde ortaya çıkan Joule–Thomson kaynaklı sıcaklık düşümünün de dikkate alınması gerekmektedir.

$$T_{2gerçek} = C \cdot T_1 - \Delta T_{JT} \quad (44)$$

$$T_1 = \frac{T_{2gerçek} + \Delta T_{JT}}{C} \quad (45)$$

Bu hesaplamalardan hareketle, ilgili mevzuat hükümleri ve akış güvenliği gereklilikleri doğrultusunda türbin çıkışında hedeflenen $T_{2gerçek} = 15^\circ\text{C}$ sıcaklığının sağlanabilmesi için, sisteme uygulanması gereken T_1 ön ısıtma giriş sıcaklığı belirlenmiştir.

$$T_1 = \frac{(288 + 3.3)}{0.7735}$$

$$T_1 = 376,5 \text{ K} = 103,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Türbin çıkış sıcaklığının 15°C olması durumunda T_1 değeri yani ön ısıtma giriş sıcaklığı, denklem (44) ve (45) kullanılarak 103,5 °C bulunmuştur. Bu hesaplama gösteriyor ki ön ısıtma işlemi kapsamında doğal gazın sıcaklığını 103,5 °C' ye çıkarmak gerekmektedir. Hesaplanan sıcaklık yükselişi ön ısıtmasız durum için belirlenen Senaryo 1 çalışmasının hiçbir şekilde olmayacağını da kanıtlamaktadır.

Gerçek türbin gücünü hesaplayabilmek için önce gerçek entalpi düşümünü hesaplayarak tasarıma devam edilecektir.

$$\Delta h_{is} = c_p \cdot (T_1 - T_{2s}) \quad (46)$$

$$\Delta h_t = \eta_t \cdot \Delta h_{is} \quad (47)$$

$$\Delta h_{is} = 2,25 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}} \times (376,5 \text{ K} - 262,9 \text{ K}) = 256 \text{ kJ/kg}$$

$$\Delta h_t = 0,75 \times 256 = 192 \text{ kJ/kg}$$

$$P_t = m \cdot \Delta h_t \quad (48)$$

$$P_t = 1,08 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \times 192 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} = 208 \text{ kW}$$

Elde edilen veriler kütleli saatlik debi başına türbin verimliliği hesaba katılarak yapılan çalışmalar sonucunda üretilen maksimum enerjiyi vermektedir. Ancak, jeneratörde kabuller kısmında verilen jeneratör verimi de hesaba katılmış ve turbo gaz genleştirici sisteminden elde edilen net elektrik gücü bu tezin 3.4. Turbo Gaz Genleştirici (Turboexpander) bölümündeki $P_{net,elektrik} = \dot{P}_t \cdot \eta_g$ denklemi ile hesaplanmıştır.

$$P_{net,elektrik} = 208 \text{ kW} \times 0,95 = 198 \text{ kW}$$

Hesaplamalarda bulunan net elektrik gücü, türbinden elde edilen saatlik kütleli debi başına düşen güç olarak belirlenmiştir. Daha önceki kabullerimizde bir bölge regülatör istasyonunun 4380 saat/yıl olarak çalışacağı belirtildiğinden yıllık elektrik üretim gücü denklem (49) kullanılarak hesaplanmıştır.

$$E_{net,yıl} = \dot{P}_{net,elektrik} \cdot t \quad (49)$$

$$E_{net,yıl} = 198 \text{ kW} \cdot 4380 \frac{\text{h}}{\text{yıl}}$$

$$E_{net,yıl} = 0,87 \frac{\text{GWh}}{\text{yıl}}$$

Diğer taraftan üretilen elektrik yüksek bir kapasitede olmasına karşın doğal gazın belirli bir giriş sıcaklığına ulaşması için ön ısıtma işlemi gerekmektedir. Bununla birlikte doğal gaz bölge regülatör istasyonlarında ön ısıtma yapılması durumunda bir ön ısıtma yükü oluşacaktır.

$$\Delta T_{ısıtma} = T_1 - T_{gelen} \quad (50)$$

$$\Delta T_{ısıtma} = 376,5 \text{ K} - 288 \text{ K} = 88,5 \text{ K}$$

$$\dot{Q}_{ısıtma,m} = 1,08 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \times 2,25 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}} \times 88,6 \text{ K} \approx 216 \text{ kW}$$

Ön ısıtma için yıllık enerji gereksinimi baz alınırken doğal gaz tüketiminin büyük bir kısmı özellikle İzmir, Antalya, Adana illeri gibi sıcak bölgelerde kış aylarında (Aralık–Ocak–Şubat) kullanılması öngörülmüştür. Bu şekilde durumu ele aldığımızda türbinden elektrik üretimi için kabul olarak belirlediğimiz 4380 saat/yıl çalışma süresi kabulünü aynı şekilde kullanmak hesaplamalarda doğru bilgi olarak

karşımıza çıkmayacaktır. Ayrıca, reel durum düşünüldüğünde yaz aylarında dış hava sıcaklıkları istediğimiz 15°C 'lık türbin çıkış sıcaklığımızın üzerinde olacağından sıcaklık artma aralıkları düşme eğilimi gösterecektir. Bundan dolayı ön ısıtma ihtiyacının çalışma süresi %25 alınabilecek iken emniyet katsayısı düşünülerek %50 olarak alınmış ve 2190 h/yıl üzerinden hesaplama yapılmıştır.

$$\dot{Q}_{net,yıl} = \dot{Q}_{ısıtma,m} \times 2190 \frac{h}{yıl} \quad (51)$$

$$\dot{Q}_{net,yıl} = 216 \text{ kW} \times 2190 \frac{h}{yıl}$$

$$\dot{Q}_{net,yıl} = 0,47 \frac{Gwh}{yıl}$$

Sistemin net enerji kazancı, türbinden elde edilen net elektrik gücü ve ön ısıtma yükü arasındaki fark alınarak belirlenmiş ve sistemin gerçek enerji performansı hesaplanmıştır.

$$\dot{W}_{net} = \dot{W}_{el} - \dot{Q}_{ısıtma} \quad (52)$$

$$\dot{W}_{net} = 0,87 \frac{GWh}{yıl} - 0,47 \frac{GWh}{yıl} = 0,40 \frac{GWh}{yıl} = 400 \frac{MWh}{yıl}$$

$$\dot{W}_{net} = 0,87 \frac{GWh}{yıl} - 0,47 \frac{GWh}{yıl} = 0,40 \frac{GWh}{yıl}$$

$$\dot{W}_{net} = 400 \frac{MWh}{yıl}$$

Burada $\dot{W}_{el}$ yıllık elektrik üretimin, $\dot{Q}_{ısıtma}$ doğal gazın ön ısıtma ihtiyacı için gereken enerji yükünü, $\dot{W}_{net}$ ise sistemin net enerji üretimini ifade etmektedir.

Isıl denge açısından bakıldığında, ön ısıtma için harcanan enerji miktarı, türbinden elde edilen enerjiye göre daha düşük kalmaktadır. Elde edilen sonuçlara göre 5000 m³/h tüketim kapasiteli giriş basıncı 19 bar çıkış basıncı 4 bar olarak çalışan bir bölge regülatör istasyonunda alınan kabuller çerçevesinde yaklaşık 400 MWh/yıl net elektrik üretimi sağlanacağı görülmüştür.

5.2.3. Akış ve Isıl Davranışın Değerlendirilmesi

Ön ısıtma uygulaması doğal gazın akış davranışını olumlu yönde değiştirmiştir. Yüksek sıcaklık, doğal gazın viskozitesini düşürerek akışkanlık özelliğini iyileştirmiştir. Bu durum, türbin içindeki akış kayıplarını azaltmış ve izentropik verim üzerine de iyileştirici etki yaratmıştır. Genleşme sürecinde sıcaklık düşümü dengelenmiş, türbin kanatlarında yoğunlaşma ve buzlanma oluşmamıştır.

Bu bulgular, ön ısıtmanın güvenlik ve işletme açısından gerekli olduğunu göstermektedir. Ayrıca mekanik verimlilik ve ekipman ömrü üzerinde de önemli bir iyileşme sağlamaktadır.

5.2.4. Güvenlik ve İşletme Kısıtları

Senaryo 2, enerji geri kazanım sisteminin güvenli çalışması için gerekli koşulları sağlamaktadır. Ön ısıtma işlemi sonucunda türbin çıkış sıcaklığı her koşulda 15 °C'nin üzerinde tutulmuştur. Böylece türbin ve bağlantı elemanlarında hidratlaşma ve yoğunlaşma riski ortadan kalkmış ve mevzuata uygun bir sıcaklık elde edilmiştir.

Bu senaryonun sonucu olarak saha uygulamaları için gerçekçi ve sürdürülebilir bir çalışma koşulu sunduğu görülebilmektedir.

5.2.5. Sonuçların Yorumlanması

Senaryo 2 kapsamında yapılan analizler, turbo expander uygulamasında ön ısıtmanın sistem performansı ve güvenliği açısından zorunlu bir bileşen olduğunu ortaya koymuştur. Bu kapsamda sadece Joule-Thomson etkisi ile sıcaklığı düşen şekilde hesaplanan Senaryo 1'in de yüksek sıcaklık düşümü nedeniyle uygulanabilir olmadığını bir kez daha ortaya koymuştur. Ayrıca, görülen aşırı sıcaklık düşümü, hidrat oluşumu ve buzlanma riskleri nedeniyle sistemin sürdürülebilir şekilde çalışması mümkün değil iken, ön ısıtma uygulamasıyla genleşme sonrası çıkış sıcaklığı güvenli aralıkta tutulmuş ve işletme kararlılığı sağlanmıştır.

Ön ısıtma sonucunda türbin giriş sıcaklığının 103,5 °C seviyesine çıkarılması, genleşme sürecindeki sıcaklık kayıplarını dengelemiş ve türbin çıkışında istenen 15 °C değeri elde edilmiştir.

Enerji üretimi açısından değerlendirildiğinde sistemin net elektrik üretimi 0,87 GWh/yıl olarak hesaplanmış; ön ısıtma ihtiyacının reel çalışma süresine bağlı olarak yıllık yaklaşık 0,47 GWh seviyesinde olduğu belirlenmiştir. Bu koşullarda sistemin yıllık net enerji kazancı yaklaşık 0,40 GWh/yıl'a ulaşmakta, bu da turbo expander uygulamasının ekonomik ve enerji verimliliği açısından anlamlı bir geri kazanım potansiyeline sahip olduğunu göstermektedir.

Bu sonuçlar değerlendirildiğinde Senaryo 2' nin, güvenli çıkış sıcaklığı ve pozitif net enerji kazancı sayesinde gerçek saha koşullarına uygun olduğu görülmektedir.

5.3. Senaryo 3 Sonuçları (İzmir Geneli)

Bu senaryoda İzmir Doğalgaz Dağıtım A.Ş.'ye ait bölge regülatörlerinde basınç düşümünden enerji geri kazanımı potansiyeli sistem genelinde değerlendirilmiştir. İzmir ili doğal gaz dağıtım şebekesinde toplam 235 adet bölge regülatörü bulunmakta olup bunlardan 180 tanesi aktif olarak çalışmaktadır. Çalışmada veri temini sağlanan 180 adet istasyonun yıllık doğal gaz debileri, giriş ve çıkış basınç değerleri incelenmiş ve enerji üretim potansiyelleri belirlenmiştir.

Doğal gaz, şehir içi orta basınç dağıtım hatlarından şehir içi düşük basınç dağıtım hatlarına geçişte bölge regülatör istasyonlarında basınç düşürme işlemine tabi tutulmaktadır. Bu istasyonlarda gazın ortalama giriş basıncı 14–15 bar, çıkış basıncı ise yaklaşık 4 bar seviyesindedir. Dolayısıyla istasyonlardaki ortalama basınç farkı yaklaşık 10–11 bar aralığında olup, bu değer turboexpander sistemlerinin çalışması için uygun termodinamik koşulları sağlamaktadır. Basınç düşümü sırasında gazın Joule–Thomson etkisiyle soğuması, türbin çarkında mekanik iş üretimini mümkün kılmakta ve bu mekanik enerji jeneratör aracılığıyla elektrik enerjisine dönüştürülmektedir.

Bu çalışmada doğal gazın genleşmesinden elde edilebilecek yıllık elektrik enerjisi, doğrudan ölçüm yapılmadığından, senaryo 2' de hesaplamaları yapılmış denklemler ve 4.2.2. de yer alan kabullerden yararlanılarak hesaplanmıştır. Bu kapsamda enerji üretim miktarı, 5.2.2. Termodinamik Temel, Yöntem ve Hesaplamaları kısmında yer alan $\dot{W}_{net} = \dot{W}_{el} - \dot{Q}_{ısıtma}$ eşitlik yardımıyla tahmin edilmiştir.

İzmir geneli için yapılan hesaplamalarda, en yüksek tüketime sahip ve giriş ile çıkış arasındaki basınç farkı en yüksek olan 10 adet bölge regülatör istasyonunun verileri dikkate alındığında, bu istasyonların her birinde ortalama 90 MWh/yıl –110 MWh/yıl düzeyinde net elektrik üretimi elde edilebileceği belirlenmiştir. Bu değerlere göre İzmir genelinde belirlenen şartlara göre seçilen ilk 10 adet bölge regülatör istasyonunda yıllık toplam net elektrik üretimi yaklaşık olarak:

$$E_{toplam} = \sum_{i=1}^{10} \dot{W}_{net} \quad (53)$$

denklemleri ile hesaplanmış ve 958.000 kWh/yıl (yaklaşık 958 MWh/yıl) olarak bulunmuştur. Aslında bu sonuç, seçim kriteri en yüksek olan istasyona turboexpander kurulması durumunda, 180 adet aktif istasyonun toplam elektrik tüketiminin karşılanabileceğini göstermiştir. Ancak, şebeke tasarımıyla dolaylı bölge regülatörlerinin yıllara göre tüketim kapasiteleri, giriş ve çıkış basınçları miktarı değişebileceğinden dolayı ilk 10 adet istasyonda turbo expander kurularak net elektrik gücünün hesaplamasının yapılması daha doğru sonuçlar verecektir. Bu nedenle ilk 10 adet bölge regülatör istasyonunda üretilen net elektrik gücü toplamı, bölge regülatörlerindeki yıllık ortalama elektrik ihtiyacının yaklaşık 11 kat enerji üretimine karşılık gelmektedir. Dolayısıyla, yalnızca yüksek debili istasyona turboexpander kurulması durumunda, İzmir Doğalgaz dağıtım altyapısının tamamının enerji ihtiyacının karşılanabileceği, hatta sistemin enerji fazlası ile elektrik şebekesine satış imkanının oluşabileceği sonucuna ulaşılmıştır.

Basınç düşümünden elde edilen bu elektrik enerjisi, şebekeden alınan elektriğin yerini alacağı için önemli bir karbon emisyonu azaltımı da sağlamaktadır. Türkiye elektrik şebekesi için ortalama karbon yoğunluğu 0.43 kg CO₂/kWh olarak alınmıştır. Buna göre, yıllık CO₂ emisyon azaltımı aşağıdaki şekilde hesaplanmıştır:

Bu eşitlikten yıllık **411.94 ton CO₂** yani yaklaşık **412 ton CO₂** salımının engelleneceği hesaplanmıştır. Elde edilen bu değer, karbon tutma kapasitesi yaklaşık 21 kg/yıl olan bir ağacın referans alınması durumunda **19.600 ağacın yıllık karbon tutum kapasitesine** denk gelmektedir. Dolayısıyla İzmir genelinde yüksek kapasiteli 10 adet istasyona uygulanacak turboexpander sistemi çevresel katkı da yaratmaktadır.

Bu bulgular, İzmir Doğalgaz dağıtım sisteminde turboexpander uygulamasının teknik olarak uygulanabilir, çevresel açıdan ise son derece avantajlı bir teknoloji olduğunu göstermektedir. Özellikle 14–15 bar giriş basıncı ve 4 bar çıkış basıncı seviyelerinde çalışan bölge regülatörlerinde basınç farkının yeterli düzeyde olması, sistemin sürekliliği açısından elverişli bir çalışma ortamı sağlamaktadır.

Elde edilen enerji miktarı, İzmir Doğalgaz'ın 180 adet aktif istasyonunun tamamında kullanılan elektrik enerjisinden daha yüksek olup, sistem genelinde enerji bağımsızlığının sağlanmasına olanak vermektedir. Bu durum aynı zamanda, doğal gaz dağıtım şirketlerinin sıfır karbon ve sürdürülebilirlik hedefleri kapsamında önemli bir adım olarak değerlendirilebilir.

Sonuç olarak, Senaryo 3 kapsamında gerçekleştirilen analizler, İzmir il doğal gaz altyapısında basınç düşümünden enerji geri kazanımı uygulamasının sadece enerji verimliliği değil, aynı zamanda çevresel sürdürülebilirlik açısından da önemli katkılar sağlayacağını ortaya koymuştur.

5.3.1. Senaryo 1 – Tek İstasyon Uygulaması (BR-132)

Bu senaryoda İzmir Doğalgaz Dağıtım A.Ş.'ye ait en yüksek doğal gaz debisine sahip bölge regülatörü olan BR-132 istasyonuna turboexpander sisteminin kurulması durumu incelenmiştir. Bu istasyon, yıllık doğal gaz debisi, basınç farkı ve işletme sürekliliği açısından İzmir şebekesinin en uygun örneklerinden birini oluşturmaktadır.

İstasyon verilerine göre doğal gazın ortalama giriş basıncı 14,32 bar, çıkış basıncı 4,11 bar olup, basınç farkı (ΔP) = 10,21 bar olarak hesaplanmıştır. Yıllık doğal gaz debisi 7.345.789 Sm³/yıl seviyesindedir. Bu basınç düşümü, doğal gazın Joule–Thomson genleşmesiyle önemli miktarda mekanik enerji potansiyeli ortaya çıkarmaktadır.

Enerji üretimi hesaplamasında doğal gazın genleşmesiyle elde edilen net elektrik enerjisi, Senaryo 2 ön ısıtmalı durumda kullanılan eşitlikler ve denklemler kullanılarak hesaplanmıştır.

Turboexpander sisteminin BR-132 kodlu istasyona kurulması ile üretilen elektrik gücü $\dot{W}_{el} = 228 \text{ MW/yıl}$, doğal gazın ön ısıtma ihtiyacı için gereken enerji

yükü $\dot{Q}_{ısıtma} = 124 \text{ MW/yıl}$ olarak hesaplanmış olup, sistemin net enerji üretimi ise $\dot{W}_{net} = 104 \text{ MW/yıl}$ olacağı belirlenmiştir.

Özetle, BR-132 istasyonuna kurulacak turboexpander sistemi yıllık yaklaşık 104 MWh net elektrik üretecektir. Bu miktar, İzmir genelindeki 180 adet aktif bölge regülatörünün toplam yıllık elektrik tüketimini (92,9 MWh/yıl) tamamen karşılamak ile birlikte yaklaşık %10 kadar fazla elektrik üretimi sağlanacağı görülmüştür.

Elde edilen enerji üretimi, doğrudan şebekeden sağlanan elektriğin yerini alacağı için CO₂ salımlarında da azalma sağlayacaktır. Türkiye elektrik şebekesi ortalama karbon yoğunluğu 0.43 kg CO₂/kWh olarak dikkate alınmıştır. Buna göre yıllık CO₂ azaltımı:

$$\Delta CO_2 = 104.000 \frac{\text{kWh}}{\text{yıl}} \times 0.43 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}$$

$$\Delta CO_2 = 44,72 \text{ ton CO}_2$$

Bu değer, yıllık ortalama 21 kg CO₂ tutabilen bir ağaç esas alındığında yaklaşık 2098 adet ağacın karbon tutum kapasitesine denk gelmektedir. Dolayısıyla tek bir istasyonda gerçekleştirilecek turboexpander uygulamasıyla yılda 44,72 ton CO₂ salımı önlenilecektir.

Elde edilen sonuçlar, küçük ölçekli bir uygulamada bile sistemin çevresel katkısının anlamlı düzeyde olduğunu göstermektedir.

Bu değerlendirmeler ile Senaryo 1 kapsamında yapılan analiz, BR-132 istasyonuna kurulacak turboexpanderin yıllık 104 MWh elektrik üretebileceğini, İzmir genelindeki bölge regülatör istasyonlarının elektrik tüketiminin tamamını karşılayabileceğini ve 44,72 ton CO₂ salımını engelleyebileceğini ortaya koymuştur. Bu senaryo, tek istasyon bazında teknolojinin teknik uygulanabilirliğini kanıtlamakla birlikte, ekonomik ve sistemsel verimliliğin artması için çoklu istasyon uygulamalarının gerekli olduğunu göstermektedir.

5.3.2. Senaryo 2 – İlk On Yüksek Debili İstasyon Uygulaması (İzmir Geneli)

Bu senaryoda İzmir Doğalgaz Dağıtım A.Ş.'ye ait doğal gaz dağıtım sisteminde yer alan en yüksek doğal gaz debisine sahip on bölge regülatörüne (BR-

132, BR-10, BR-06, BR-127, BR-63, BR-138, BR-94, BR-173, BR-79 ve BR-40) turboexpander kurulması durumu değerlendirilmiştir. Bu istasyonlar, İzmir genelinde doğal gaz tüketiminin önemli bir kısmını karşılamakta ve dolayısıyla basınç düşümünden elde edilebilecek enerji potansiyelinin büyük bölümünü temsil etmektedir.

İstasyonlarda doğal gazın ortalama giriş basıncı 14,8 bar, çıkış basıncı 4,0 bar seviyesindedir. Buna göre ortalama basınç farkı (ΔP) yaklaşık 10,7 bar olarak belirlenmiştir. On istasyonun toplam yıllık doğal gaz debisi yaklaşık 65 milyon $\text{Sm}^3/\text{yıl}$ düzeyindedir. Bu veriler, sistemin toplam basınç düşüm enerjisini ortaya koymak açısından kritik öneme sahiptir.

Tablo 5. En yüksek tüketim verisi bulunan 10 adet bölge regülatöründe turboexpander sistemiyle üretilen enerji miktarları

TARİH	İSTASYON	Turboexpander sisteminde Üretilen Elektrik Miktarı (MWh/yıl)
01.2023-12.2023	BR-132	228
01.2023-12.2023	BR-127	215
01.2023-12.2023	BR-10	228
01.2023-12.2023	BR-06	225
01.2023-12.2023	BR-138	204
01.2023-12.2023	BR-63	204
01.2023-12.2023	BR-94	202
01.2023-12.2023	BR-173	200
01.2023-12.2023	BR-79	198
01.2023-12.2023	BR-40	197

İzmir geneli için yapılan hesaplamalarda, en yüksek tüketime sahip ve giriş çıkış basınç farkı en yüksek olan 10 adet bölge regülatör istasyonunun verileri dikkate alındığında, her biri için ayrı ayrı net elektrik üretimi hesaplanmış ve bunların toplamına karşılık gelen yıllık toplam net elektrik üretimi hesaplanmış ve **958.000 kWh/yıl** (yaklaşık **958,0 MWh/yıl**) olarak bulunmuştur.

Özetle, yıllık yüksek debi kapasitesine sahip giriş ve çıkış basınç farkı fazla olan ilk 10 adet bölge regülatör istasyonuna kurulacak turboexpander sistemi yıllık yaklaşık 958 MWh net elektrik üretecektir. Bu miktar, İzmir genelindeki 180 adet aktif

bölge regülatörünün toplam yıllık elektrik tüketimini (92,9 MWh/yıl) tamamen karşılamak ile birlikte yaklaşık 9,3 katı kadar fazla elektrik üretimi sağlanacağı görülmüştür. Başka bir deyişle, İzmir ile doğal gaz şebekesi bu uygulama ile net enerji üreticisi konumuna geçebilmektedir.

Elde edilen enerji üretimi, doğrudan şebekeden sağlanan elektriğin yerini alacağı için CO₂ salımlarında da azalma sağlayacaktır. Türkiye elektrik şebekesi ortalama karbon yoğunluğu 0.43 kg CO₂/kWh olarak dikkate alınmıştır. Buna göre yıllık CO₂ azaltımı:

$$\Delta CO_2 = 958.000 \frac{\text{kWh}}{\text{yıl}} \times 0.43 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}$$

$$\Delta CO_2 = 411,94 \text{ ton CO}_2$$

Bu değer, en yüksek debi kapasitesine sahip 10 adet bölge regülatöründe gerçekleştirilecek turboexpander uygulamasıyla yılda 411,94 ton CO₂ salımı önlenebilecektir.

Özetleyecek olursak, Senaryo 3 kapsamında yapılan analiz, İzmir Doğalgaz altyapısında en yüksek debili ve giriş-çıkış basınç farkı en fazla olan 10 adet bölge regülatör istasyonunda yapılacak turboexpander kurulumu ile yılda 958 MWh net elektrik üretimi sağlanmaktadır. Elde edilen net elektrik enerjisinin tamamı şirketin iç ihtiyacında kullanılabileceği gibi, fazla üretim sağlanan enerji de şebekeye geri satılarak ekonomik gelir kazancı da sağlanabilmektedir. Ayrıca, çevresel etki değerlendirmesi yapıldığında 10 adet bölge regülatör istasyonuna kurulan turboexpander sistemi ile yaklaşık 412 ton CO₂ azaltımı sağlanabileceğini görülmektedir.

5.4. Ekonomik Analiz Sonuçları

Bu bölümde, İzmir Doğalgaz Dağıtım A.Ş. altyapısında yer alan bölge regülatör istasyonlarında turboexpander teknolojisi kullanılarak gerçekleştirilebilecek enerji geri kazanım uygulamalarının ekonomik kazanımları ayrıntılı biçimde değerlendirilmiştir. Analiz kapsamında, sistemin teknik potansiyeli ve enerji üretim miktarları dikkate alınarak iki ayrı senaryo oluşturulmuştur. Bu senaryolar; yalnızca yıllık en yüksek debi kapasitesine sahip bir istasyonda pilot uygulamayı temsil eden

Senaryo 1 ve İzmir genelindeki yıllık en yüksek debi kapasitesine ve en fazla giriş-çıkış basınç farkına sahip 10 adet istasyonun sistematik olarak turboexpander entegrasyonu ile değerlendirilmesini konu alan Senaryo 2 olarak tanımlanmıştır.

Her bir senaryonun ekonomik performansı alınan kabullere göre gerçekleştirilmiş olup, elektrik birim satış fiyatı 3,0 TL/kWh olarak kabul edilmiştir.

Sistemin ekonomik değerlendirmesinde, doğal gazın basınç düşümü sürecinde ortaya çıkan genleşme enerjisinin mekanik işe dönüştürülmesi ve bu enerjinin jeneratör aracılığıyla elektrik enerjisine çevrilmesi esas alınmıştır. Hesaplamalarda kullanılan termodinamik parametreler, basınç farkı, yıllık gaz debisi ve gazın özgül genleşme katsayısı üzerinden türetilmiştir. Yıllık net elektrik üretimi (W_{net}), alınan kabuller ve veriler kullanılarak 5.3.1. Senaryo 1 ve 5.3.2. Senaryo 2 bölümlerinde hesaplanmıştır.

Ekonomik analizlerde yıllık kazanç, üretilen elektrik miktarının mevcut şebeke tarifiyle çarpımı sonucu elde edilmiştir. Buna göre toplam yıllık gelir (G) denklem (54) kullanılarak hesaplanmıştır:

$$G = E \times P \quad (54)$$

Burada E yıllık elektrik üretimini (kWh), P ise elektrik birim fiyatı (TL/kWh) göstermektedir.

Kullanılan kabuller ve veriler ile gerekli hesaplamalar 2 (iki) ayrı senaryo ile açıklanmış ve hem enerji bağımsızlığı hem de sıfır karbon hedefleri açısından önemi gösterilmiştir.

5.4.1. Senaryo 1 – Tek İstasyon Ekonomik Analizi (BR-132)

Bu senaryoda İzmir'in en yüksek doğal gaz debisine sahip istasyonu olan BR-132 değerlendirilmiştir. İstasyonun yıllık doğal gaz debisi 7.345.789 Sm³/yıl, giriş basıncı 14,32 bar, çıkış basıncı 4,11 bar olup, ortalama basınç düşümü 10,21 bar'dır.

Yapılan hesaplamalar sonucunda BR-132 istasyonunda kurulacak turboexpander sisteminin yıllık 104.000 kWh (104 MWh) elektrik üretimi sağlayacağı

tespit edilmiştir. Bu enerji miktarı, İzmir genelindeki aktif BR istasyonlarının toplam yıllık elektrik tüketimi karşılamak ile birlikte yaklaşık %10 kadar elektrik fazlası yaratmaktadır.

Her bir senaryonun ekonomik performansı alınan kabullere göre gerçekleştirilmiş olup, elektrik birim satış fiyatı 3,0 TL/kWh olarak kabul edilmiştir. 5.4. Ekonomik Analiz Sonuçları bölümünde verilen $G = E \times P$ denklemi ile yapılan hesaplamayla toplamda 312.000 TL/yıl elektrik satışından gelir elde edilebilecektir. Ön ısıtma yükünün 929.000 kWh/yıl olduğu baz alındığında sadece BR-132 kodlu bölge regülatör istasyonundan $G = E \times (\dot{W}_{el,yıl} - \dot{Q}_{ısıtma,yıl})$ denklemi kullanılarak, hem İzmir ilinde aktif olarak çalışan 180 adet bölge regülatörünün SCADA, haberleşme, aydınlatma vb. içim kullanılan yıllık elektrik tüketimi karşılanmış olacak hem de 33.300 TL/yıl elektrik fazlası elde edilebilecektir.

Senaryo 1, ekonomik açıdan İzmir Doğalgaz altyapısında pilot uygulama veya doğrulama projesi olarak değerlendirilebilir. Tek istasyon ölçeğinde uygulama, sistemin saha koşullarında test edilmesi, otomasyon entegrasyonu ve işletme güvenliği açısından önemli deneyim sağlayacaktır.

5.4.2. Senaryo 2 – İlk On Yüksek Debili İstasyon Ekonomik Analizi (İzmir Geneli)

İkinci senaryoda, yüksek debili olarak belirlenen BR-132 kodlu istasyona ek olarak BR-10, BR-06, BR-127, BR-63, BR-138, BR-94, BR-173, BR-79 ve BR-40 istasyonları da değerlendirilmiş ve toplamda on istasyonluk bir sistem modeli oluşturulmuştur.

Bu senaryoda İzmir'in en yüksek doğal gaz debisi ve basınç farkına sahip seçilen 10 adet bölge regülatör istasyonu değerlendirilmiştir.

Senaryo 2 kapsamında belirlenen bölge regülatör istasyonlarının yıllık toplam elektrik üretimi 2100 MWh/yıl, yıllık ön ısıtma yükü ise toplam 1142 MWh/yıl olarak belirlenmiştir.

Senaryo 2 kapsamında yapılan hesaplamalar sonucunda belirlenen 10(on) istasyonda kurulacak turboexpander sisteminin yıllık 2.100.000 kWh (2.100 MWh) elektrik üretimi sağlayacağı tespit edilmiştir.

Her bir senaryonun ekonomik performansı alınan kabullere göre gerçekleştirilmiş olup, elektrik birim satış fiyatı 3,0 TL/kWh olarak kabul edilmiştir.

5.4. Ekonomik Analiz Sonuçları bölümünde verilen $G = E \times P$ denklemi ile yapılan hesaplamayla toplamda 6.300.000 TL/yıl elektrik satışından gelir elde edilebilecektir. Ön ısıtma yükünün 1.142.000 kWh/yıl (1.142 MWh/yıl) olduğu baz alındığında belirlenen bölge regülatör istasyonlarından $G = E \times (\dot{W}_{el,yıl} - \dot{Q}_{ısıtma,yıl})$ denklemi kullanılarak, hem İzmir ilinde aktif olarak çalışan 180 adet bölge regülatörünün SCADA, haberleşme, aydınlatma vb. içim kullanılan yıllık elektrik tüketimi karşılanmış olacak hem de 2.595.300 TL/yıl elektrik fazlası elde edilebilecektir.

Tablo 6. En yüksek tüketim verisi bulunan 10 adet bölge regülatörünün turboexpander sistemiyle elde edilen verileri

Tarih	İstasyon	Giriş Basıncı (Ort.)	Çıkış Basıncı (Ort.)	Tüketim (Sm3/yıl)	Turboexpander sisteminde Üretilen Elektrik Miktarı (MWh/yıl)	Ön ısıtma Yüğü (MWh/yıl)	Net Elektrik Üretimi (MWh/yıl)
01.2023-12.2023	BR-132	14,32	4,11	7.345.789	228	124	104
01.2023-12.2023	BR-127	13,97	4,06	6.984.651	215	117	98
01.2023-12.2023	BR-10	15,01	4,03	6.932.738	228	124	104
01.2023-12.2023	BR-06	14,75	3,98	6.876.057	225	122	103
01.2023-12.2023	BR-138	14,63	4,05	6.354.589	204	111	93
01.2023-12.2023	BR-63	14,84	4,04	6.280.194	204	111	93
01.2023-12.2023	BR-94	14,84	3,97	6.132.894	202	110	92
01.2023-12.2023	BR-173	14,83	4	6.102.987	200	109	91
01.2023-12.2023	BR-79	14,89	4,06	6.098.798	198	108	90
01.2023-12.2023	BR-40	14,79	3,94	5.974.651	197	107	90

Senaryo 2, ekonomik açıdan yüksek yatırım gerektirmesine rağmen, uzun vadeli enerji üretimi, karbon azaltımı ve enerji bağımsızlığı hedefleri açısından en stratejik çözüm olarak değerlendirilmektedir. Üretilen fazla enerji, İzmir Doğalgaz'ın işletme binalarında, depolarında veya atölyelerinde kullanılabilir; ayrıca şebekeye satılarak ek gelir elde edilebilir.

5.5. Verilerin Karşılaştırmalı Değerlendirmesi

Bu bölümde, İzmir Doğalgaz Dağıtım A.Ş. bölge regülatörleri üzerinde gerçekleştirilen iki farklı senaryoya ilişkin yıllık debi miktarları, enerji üretim potansiyeli, karbon salım azaltımı ve sistem karşılama oranları karşılaştırmalı olarak değerlendirilmiştir. Senaryolar arasında temel fark, turboexpander sisteminin uygulanacağı istasyon sayısına dayanmaktadır. Birinci senaryoda yalnızca tek bir istasyon (BR-132), ikinci senaryoda en yüksek debili ve en fazla basınç farkına sahip ilk on adet istasyon analiz edilmiştir.

Tezin bu kısmında dört ana başlık üzerinden karşılaştırmalı değerlendirme yapılmıştır. İlk olarak her iki senaryo için toplam doğal gaz debisinin net elektrik üretim potansiyeline etkileri değerlendirilmiş olup, ikinci aşamada yıllık net elektrik üretimi üzerinden değerlendirme yapılmıştır. Üçüncü aşamada, üretilen net elektriğin İzmir genelinde yer alan ve aktif çalışan 180 adet bölge regülatör istasyonunun yıllık elektrik ihtiyacını karşılama oranları üzerinde hareket edilmiştir. Dördüncü aşamada ise turboexpander sistemi kurulan bölge regülatörlerinin çevresel etki ve faydaları değerlendirilmiş, yıllık CO₂ azaltım miktarları grafikler ile desteklenerek açıklanmıştır.

Senaryoların enerji üretimi, sistem karşılama oranı ve çevresel etkileri birlikte değerlendirildiğinde, enerji üretim miktarının istasyon sayısı ile orantılı şekilde arttığı, ancak artışın tam olarak doğrusal olmadığı görülmektedir. Bu durum, her istasyondaki basınç farkı ve debi değerlerinin farklı olmasından kaynaklanmaktadır. Özellikle yüksek debili istasyonlarda basınç farkı 10 bar seviyesinin üzerinde olduğundan, enerji üretim potansiyeli daha yüksektir.

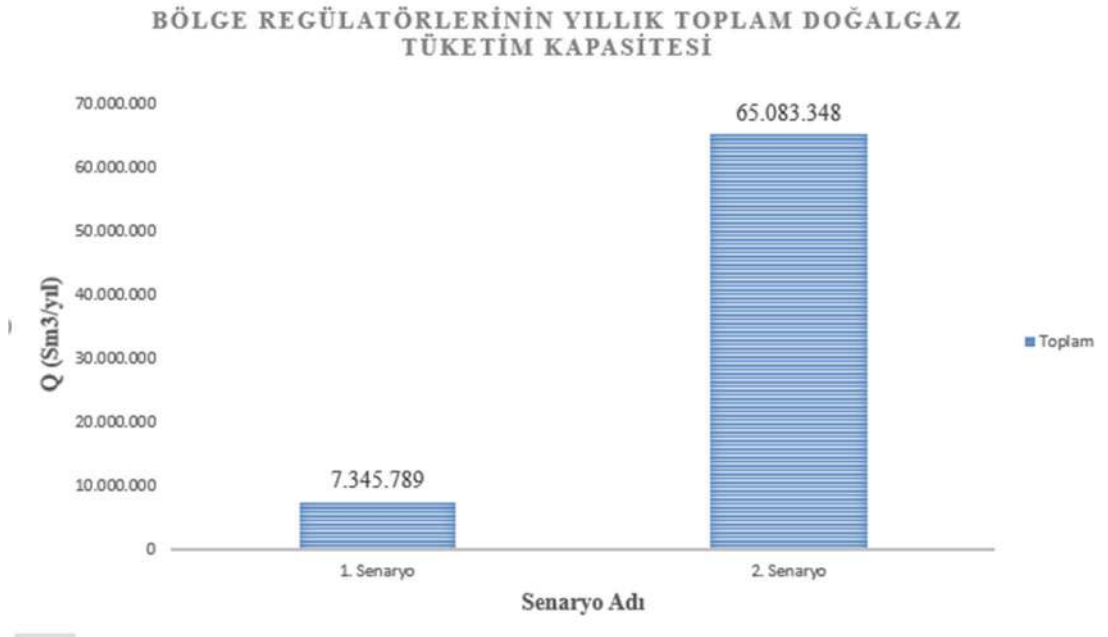
Teknik olarak, ilk senaryoda elde edilen enerji miktarı sistemin yıllık tüm enerji ihtiyacını karşılamakta ve enerji dengesi sağlanmakta; ikinci senaryo sistemin enerji ihtiyacını karşılamakla birlikte yüksek bir büyüklükte enerji fazlası oluşmaktadır. Bu durum, İzmir Doğalgaz'ın elektrik ihtiyacının tamamını kendi altyapısından karşılayabileceğini, fazla üretimi ise şebekeye aktararak ekonomik bir gelir kaynağı yaratabileceğini göstermektedir.

Çevresel açıdan bakıldığında, her iki senaryo da karbon salımını azaltmakta, ancak toplam etki istasyon sayısına bağlı olarak katlanarak artmaktadır. CO₂ azaltımı, doğrudan üretilen elektrik miktarıyla orantılıdır.

Özetle, senaryoların karşılaştırmalı değerlendirmesi, İzmir ile doğal gaz dağıtım sisteminde basınç düşümünden enerji geri kazanımı uygulamalarının teknik olarak uygulanabilir, çevresel olarak faydalı ve sürdürülebilir olduğunu ortaya koymaktadır. Özellikle ikinci senaryoda elde edilen sonuçlar, bu teknolojinin İzmir ölçeğinde enerji dengesi sağlayan ve karbon salımını azaltan bir çözüm olarak uygulanabilirliğini doğrulamaktadır.

5.5.1. Toplam Doğal gaz Debisi ($\text{Sm}^3/\text{yıl}$)

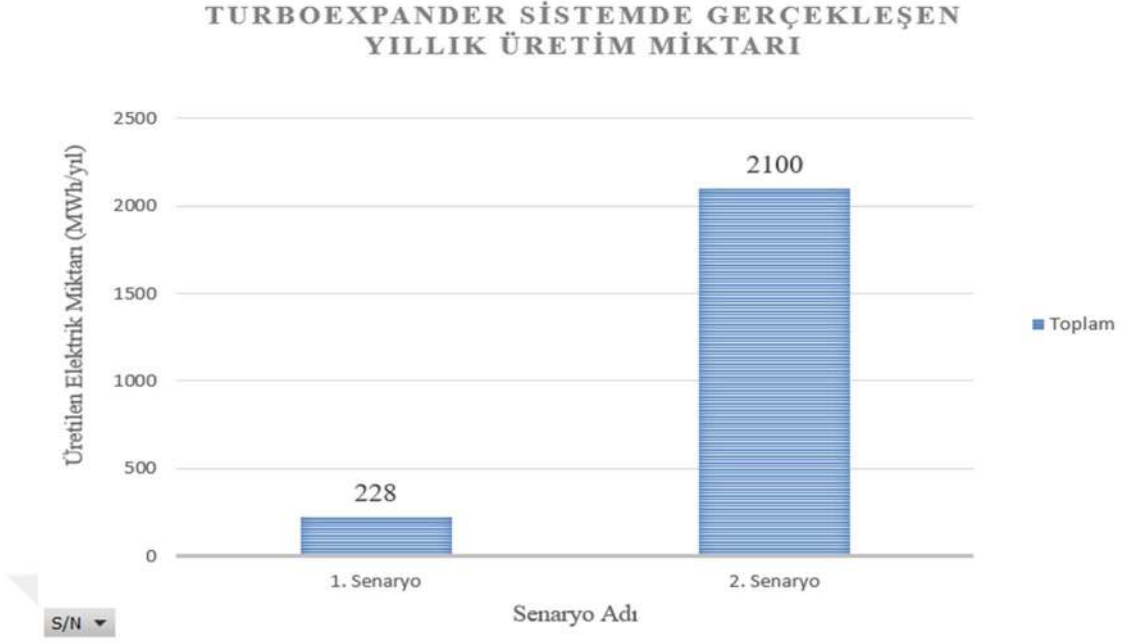
Bu grafik, senaryolarda değerlendirilen istasyon sayısına bağlı olarak doğal gaz debisindeki artışı göstermektedir. Tek istasyonlu yapı yaklaşık 7,3 milyon $\text{Sm}^3/\text{yıl}$ debiye sahipken, on istasyonlu sistem ise 65 milyon $\text{Sm}^3/\text{yıl}$ doğal gaz debisine ulaşmaktadır. Bu durum, sistem ölçeği büyüdükçe basınç düşümü potansiyelinin ve dolayısıyla enerji üretim kapasitesinin de arttığını göstermektedir.



Şekil 12. Bölge regülatörlerinin yıllık toplam doğal gaz tüketim kapasitesi

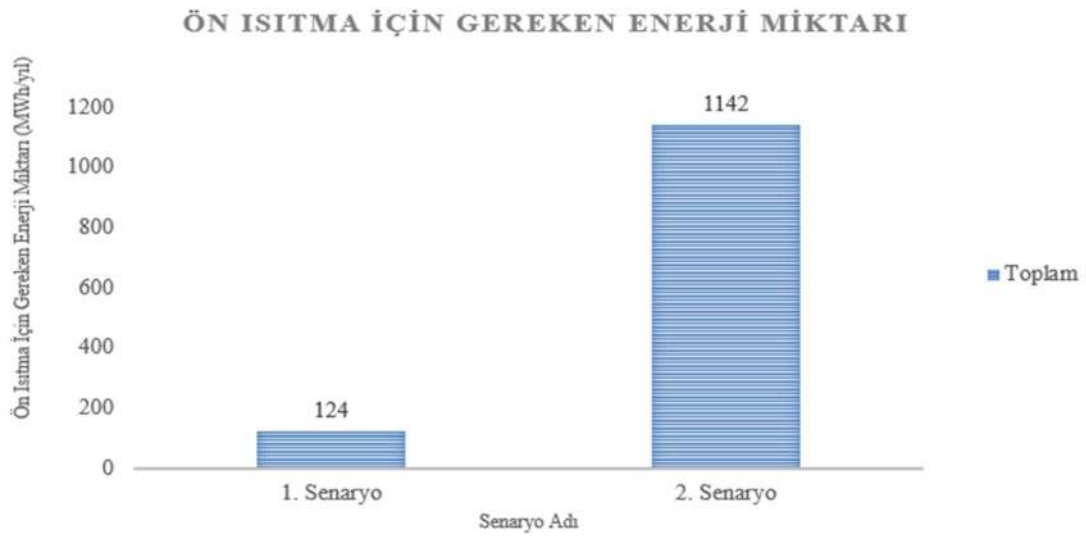
5.5.2. Yıllık Elektrik Üretimi ($\text{MWh}/\text{yıl}$)

Üretilen elektrik enerjisi, doğal gazın basınç düşümü sırasında elde edilen genişleme enerjisinin türbin aracılığıyla elektrik enerjisine dönüştürülmesiyle hesaplanmıştır. Tek istasyonlu senaryoda 228 $\text{MWh}/\text{yıl}$, on istasyonlu senaryoda ise 2.100 $\text{MWh}/\text{yıl}$ elektrik üretimi elde edilmektedir.



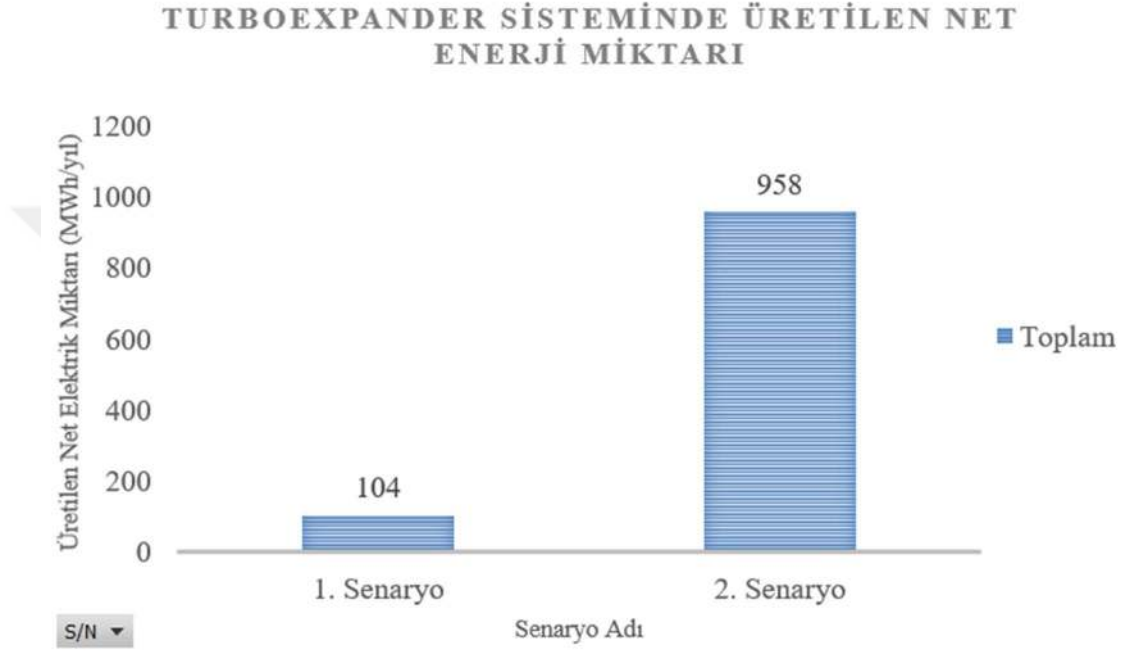
Şekil 13. Senaryolara göre turboexpander sisteminde yıllık elektrik üretim miktarları.

Ancak, bu hesaplamalar yapılırken doğal gaz basınç düşümü sırasında gerçekleşen sıcaklık düşümü nedeniyle ön ısıtma gerekliliği ortaya çıkmıştır. Ön ısıtma yapabilmek için bir ön ısıtma yükü, üretime negatif olarak etki edecektir. Tek istasyonlu senaryoda ön ısıtma ihtiyacı 124 MWh/yıl, on istasyonlu senaryoda ise 1.142 MWh/yıl enerji ihtiyacı gerektiği ortaya konmaktadır.



Şekil 14. Senaryolara göre turboexpander sisteminde ön ısıtma için gerekli enerji miktarı

Bu varsayımlar göz önünde bulundurulurken ihtiyaç olan net elektrik üretim kapasitesidir. Bu nedenle elektrik üretim kapasitesinden ön ısıtma için gerekli enerji miktarı çıkarılıp, net elektrik üretim miktarı hesaplanmıştır. Tek istasyonlu senaryoda net elektrik üretim miktarı 104 MWh/yıl olurken, on istasyonlu senaryoda ise 958 MWh/yıl net elektrik üretimi karşımıza çıkmaktadır.



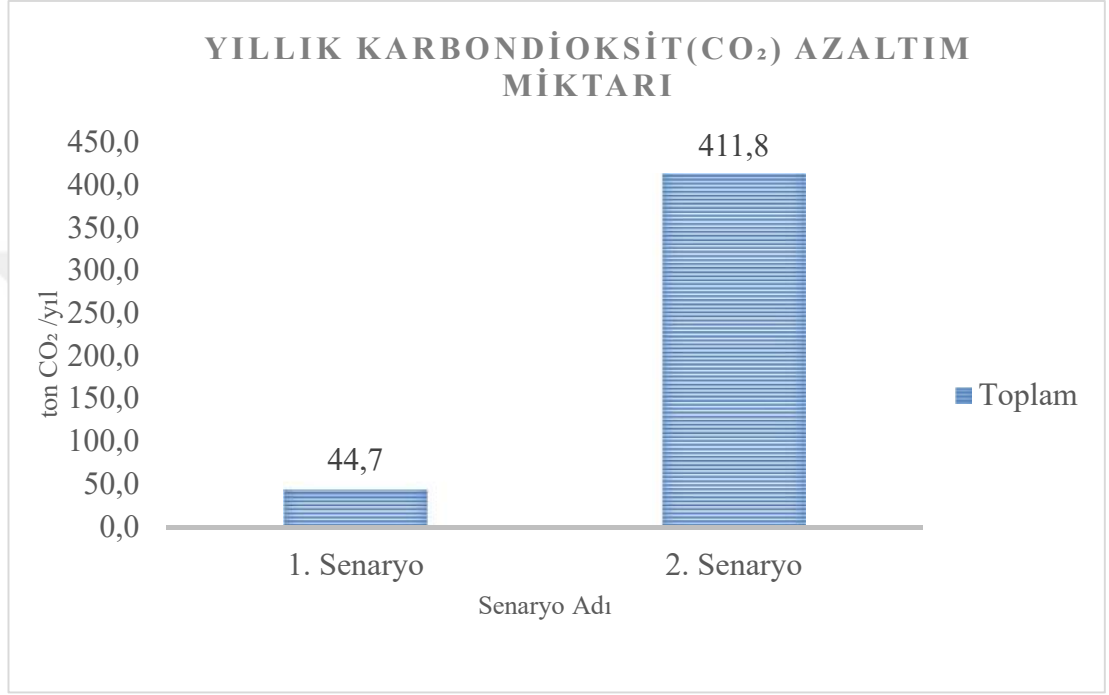
Şekil 15. Senaryolara göre turboexpander sisteminde üretilen yıllık net elektrik üretim miktarları

5.5.3. İzmir Genel Elektrik Tüketimini Karşılama Oranı (%)

Bu grafik, üretilen elektriğin İzmir ile doğal gaz altyapısının toplam elektrik ihtiyacını karşılama oranını göstermektedir. Tek istasyon senaryosunda bile 180 adet aktif çalışan bölge regülatörlerinin SCADA, haberleşme, aydınlatma vb. enerji ihtiyacınının %100'ü karşılanmakta olup, yaklaşık %10 kadar enerji fazlası elde edilmektedir. On istasyonlu senaryoda ise üretilen enerji, tüm enerji ihtiyacının yaklaşık %900'ü kadar enerji fazlası sağlamaktadır. Bu sonuç, sistemin yalnızca kendi enerji ihtiyacını karşılamakla kalmayıp, potansiyel olarak enerji ihracatçısı konumuna gelebileceğini göstermektedir.

5.5.4. Yıllık CO₂ Azaltımı (kg CO₂/yıl)

Tek istasyonlu senaryoda yıllık 44,72 ton CO₂ azaltımı sağlanırken, on istasyonlu senaryoda ise yaklaşık 412 ton CO₂ salımı engellenmektedir. Çevresel değerlendirme kapsamı değerlendirildiğinde; şekilde görüldüğü üzere, enerji üretimi arttıkça doğrudan orantılı olarak CO₂ azaltımı da artmakta olup çevresel etkisi ve sürdürülebilirliği açısından önem arz etmektedir.



Şekil 16. Senaryolara göre yıllık karbon salım azaltımı

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

6.1. Çalışmanın Genel Sonuçları

Bu tezde, İzmir Doğalgaz Dağıtım A.Ş. şebekesinde yer alan bölge regülatör istasyonlarında basınç düşümü sırasında ortaya çıkan atıl enerjinin turboexpander teknolojisi ile elektrik enerjisine dönüştürülme potansiyeli hem termodinamik hem de çevresel açıdan incelenmiştir. Çalışma kapsamında, 235 adet bölge regülatörünün 2023 yılına ait işletme verileri kullanılarak üç farklı senaryo tanımlanmış, Joule–Thomson soğuması, ön ısıtma gereksinimi ve türbin verimi dikkate alınarak enerji temelli analizler gerçekleştirilmiştir.

Senaryo yapısı itibarıyla; Senaryo 1’de tam kapasite çalışan tek bir bölge regülatörü üzerinden alınan kabuller ile turboexpander uygulaması ön ısıtmasız şekilde değerlendirilmiş, Senaryo 2’de ise aynı şartlar altında ön ısıtmalı şekilde tasarım değerlendirmeleri yapılmıştır. Senaryo 3 kapsamında ise 2 ayrı senaryo oluşturulmuştur. Senaryo 3 kapsamındaki ilk senaryoda 2023 yılı verilerine dayalı en yüksek tüketime sahip bölge regülatörü (BR-132) seçilmiştir. Ayrıca yine aynı kapsamda tüketim verileri en yüksek olan ilk on istasyon için aynı yaklaşım uygulanmış ve enerji geri kazanım potansiyeli ve çevresel katkıları yorumlanmıştır.

Termodinamik analizler, klasik kısılma vanaları ile gerçekleştirilen izentalpik basınç düşürme sürecinde ekserji yıkımının yüksek olduğunu, buna karşılık turboexpander uygulamasıyla aynı basınç farkından mekanik iş elde edilerek ekserji kayıplarının önemli ölçüde azaltılabildiğini göstermiştir. Bu da bize, basınç farkından dolayı ortaya çıkan enerjinin uygun teknolojiler ile geri kazanılabilecek önemli bir kaynak olduğunu ortaya koymaktadır.

Analizler sırasında yapılan hesaplamalar, türbin çıkış sıcaklığının işletme ve ölçüm güvenliği açısından 15°C’nin altına düşmemesi gerektiğini göstermiştir. Bu amaçla yürütülen enerji dengesi hesabında, türbin çıkışında 15°C elde edebilmek için gazın türbin girişinde yaklaşık 103,5°C’ye kadar ön ısıtılması gerektiği tespit edilmiştir.

Bu bulgu, “ön ısıtmasız tam kapasite” kabulüne dayanan Senaryo 1’in sahadaki gerçek işletme koşulları altında uygulanabilir olmadığını; dolayısıyla bölge regülatörlerine yapılması planlanan turboexpander entegrasyonunda ön ısıtmanın zorunlu olduğunu göstermektedir.

Ön ısıtma gereksinimi dikkate alınarak yapılan detaylı enerji dengesi sonucunda, turboexpander ile elde edilen brüt elektrik üretiminden ön ısıtma için harcanan enerji düşülerek net elektrik üretim kapasitesi hesaplanmıştır. Buna göre:

Tek istasyonlu senaryoda, yıllık ön ısıtma yükü yaklaşık 124 MWh/yıl, net elektrik üretim miktarı ise 104 MWh/yıl olarak bulunmuştur.

On istasyonlu senaryoda ise toplam ön ısıtma ihtiyacı 1.142 MWh/yıl, net elektrik üretimi ise 958 MWh/yıl seviyesine ulaşmaktadır.

Elde edilen sonuçlar, ön ısıtma gereksiniminin enerji geri kazanımını bir miktar azaltmasına rağmen, turboexpander uygulamasının özellikle yüksek debili istasyonlarda hâlâ önemli miktarda net elektrik üretimi sağlayabildiğini göstermektedir.

İzmir ili doğal gaz şebekesinde bulunan bölge regülatörlerinin yıllık elektrik tüketimleri dikkate alınarak yapılan değerlendirmede, senaryolara göre üretilen elektriğin bölge regülatörlerinin kendi elektrik ihtiyaçlarını karşılama oranı hesaplanmıştır. Tek istasyonlu senaryoda dahi, 180 adet aktif çalışan bölge regülatörünün SCADA, haberleşme ve aydınlatma gibi yardımcı sistemlere ait elektrik tüketiminin %100'ü karşılanmakta, ayrıca yaklaşık %10 düzeyinde enerji fazlası elde edilmektedir. On istasyonlu senaryoda ise turboexpander sisteminin ürettiği enerji, yıllık toplam elektrik ihtiyacının yaklaşık %900'ü kadar enerji fazlası oluşturmakta; bu da sistemin yalnızca kendi ihtiyacını karşılamakla kalmadığını ve potansiyel olarak şebekeye enerji verebilecek bir kapasiteye sahip olduğunu göstermektedir.

Çevresel açıdan yapılan değerlendirmede, sistemden elde edilen elektrik enerjisinin şebekeden satın alınan elektrik yerine kullanılması durumunda sağlanacak CO₂ emisyon azaltımı hesaplanmıştır. Tek istasyonlu uygulamada yıllık 44,72 ton CO₂ emisyonunun önlenemediği, on istasyonlu senaryoda ise bu miktarın yaklaşık 412 ton CO₂/yıl seviyesine yükseldiği görülmüştür.

Elektrik üretimi arttıkça CO₂ azaltımının da doğrusal olarak yükselmesi, turboexpander uygulamasının yalnızca ekonomik değil aynı zamanda çevresel açıdan da anlamlı bir katkı sunduğunu ortaya koymaktadır.

Genel olarak, yapılan analizler şu temel sonuçlara işaret etmektedir:

Turboexpander entegrasyonu, doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında teknik olarak uygulanabilir ve enerji/ekserji verimliliğini önemli ölçüde artıran bir yöntemdir.

Ön ısıtma gereksinimi, tasarımın ayrılmaz bir parçası olup, doğru boyutlandırılmadığı durumda hem donma ve hidrat oluşumu riski artmakta hem de gereksiz enerji tüketimi söz konusu olabilmektedir.

Net elektrik üretimi, ön ısıtma yükü düştükten sonra dahi, hem tek istasyonlu hem de çok istasyonlu senaryolarda bölge regülatörlerinin toplam elektrik ihtiyacını fazlasıyla karşılayacak düzeydedir.

Uygulama, CO₂ emisyonlarının azaltılmasına katkı sağlamakla birlikte ulusal enerji verimliliği ve iklim politikaları ile uyumlu bir çözüm sunabileceği öngörülmektedir.

6.2. İzmir Doğalgaz için Öneriler

6.2.1. Sürekli ve Yüksek Doğal Gaz Tüketimi Bulunan Sanayi İşletmelerinde Turboexpander Uygulamasının Yaygınlaştırılması

Sürekli ve yüksek doğal gaz tüketimi bulunan çelikhane, cam, seramik ve kimyasal proses tesisleri, turboexpander uygulamaları için teknik açıdan en uygun sahalar olarak kabul edilmektedir. Bu tesislerde debi ve basınç profilleri yıl boyunca kararlı seyretmekte ve bu durum, türbin performansının daha dengeli bir şekilde sürdürülmesine yardımcı olmaktadır. Proses gereklilikleri nedeniyle giriş basınçları ve basınç düşürme aralıkları genellikle yüksek olduğundan dolayı turboexpander sistemlerinin verimli çalışması kolaylaşmaktadır. Organize sanayi bölgelerinde benzer tüketim karakterine sahip işletmelerin tek bir merkez üzerinden beslenmesiyle ortak bir turboexpander sisteminin kullanılması da mümkün olup, bu yaklaşım işletme kolaylığı sağlamakla birlikte verimliliği de artıracaktır.

6.2.2. Birbirine Bağlı Bölge Regülatörlerinde Debinin Tek Bir Noktada Toplanarak Turboexpander Verimliliğinin Artırılması

Doğal gaz şebekesi içerisinde birbirine bağlı veya aynı hat üzerinden beslenen bölge regülatörlerinde debinin farklı istasyonlara dağılması, seçilen ve kurulumu yapılan turboexpander için yeterli akış miktarının oluşmasını engelleyebilmektedir. Bu nedenle, yakın konumda bulunan ve ortak çekiş yapan istasyonların debilerinin tek bir merkezde toplanması, daha yüksek bir gaz akışının elde edilmesine ve turboexpander kapasitesinin daha verimli kullanılmasına olanak sağlar. Debinin tek merkezde toplanması ile oluşturulacak birleşik regülatör istasyonu, tek bir turboexpander sistemiyle çoklu bölgeye hizmet verebilir. Ve böylece hem kontrol ve işletme süreçleri kolaylaşır hem de enerji geri kazanımı daha büyük bir yapıda gerçekleşir. Bununla birlikte, debi merkezleştirildiğinde ilgili istasyon kritik bir rol üstleneceğinden, arıza veya bakım durumlarında şebeke sürdürülebilirliğini korumak amacıyla uygun by-

pass hatları, yedekleme seçenekleri ve emniyet düzeneklerinin mutlaka tasarıma dâhil edilmesi gerekmektedir.

6.2.3. RM-A İstasyonu Çıkış Basıncının Şebeke Gereksinimleri Doğrultusunda Yükseltilerek Turboexpander Performansının Artırılması

İzmir ili doğal gaz orta basınç şebekesi güncel olarak belirli bir basınç seviyesinde işletilmekte olup, RM-A istasyonu çıkış basıncının şebeke dayanımı ve malzeme/işletme güvenliği koşulları esas alınarak daha yüksek bir değere ayarlanması, turboexpander girişindeki basınç farkını artırarak türbinin genleşme kapasitesini olumlu yönde etkileyebilecek bir yaklaşımdır.

Daha yüksek giriş basıncı ile türbin üzerinde oluşacak basınç farkı artacak, teorik olarak elde edilebilecek mekanik iş miktarı da paralel şekilde artacaktır. Bunun sonucunda enerji geri kazanımının kapasitesi de artma eğilimi gösterecektir. Ayrıca, bununla birlikte basınç artışı, genleşme sonrası sıcaklık düşüşünün büyümesine yol açacağından ön ısıtma ihtiyacının yeniden değerlendirilmesi gerekmekte ve minimum çıkış sıcaklığını garanti edecek şekilde ön ısıtma kapasitesinin optimize edilmesi gerekmektedir. Diğer taraftan basınç seviyesinin değiştirilmesi, orta basınç şebekesi boyunca istasyon içerisinde yer alan emniyet ventilleri, regülasyon set değerleri, koruma mekanizmaları ve kontrol ekipmanlarının yeniden kalibrasyonunu zorunlu kılmaktadır. Bu bağlamda RM-A istasyonu çıkış basıncının yükseltilmesi, doğru mühendislik tasarımları ile bir araya getirildiğinde turboexpander performansını ve enerji geri kazanım potansiyelini teknik açıdan artıracak uygulanabilir bir yöntem olarak değerlendirilebilir.

7. KAYNAKLAR

- [1] Mokhatab, S., Poe, W. A., & Speight, J. G. (2014). *Handbook of liquefied natural gas*. Gulf Professional Publishing.
- [2] Kidnay, A. J., Parrish, W. R., & McCartney, D. G. (2011). *Fundamentals of natural gas processing*. CRC Press.
- [3] Neşeli, M. A. (2014). *Doğalgaz basınç düşürme istasyonlarında elektrik üretiminin termoekonomik analizi (Doktora tezi)*. Ege Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- [4] Osiadacz, A. J. (1987). *Simulation and analysis of gas networks*. Elsevier.
- [5] Yılmaz, M., Çelik, A., & Kaya, M. (2006). *Vorteks tüplerin Türkiye'deki doğal gaz boru hatlarında kullanım olanakları*. Tesisat Mühendisliği Dergisi, (92), 29-38.
- [6] Farzaneh-Gord, M., & Rahbari, H. R. (2011). *Thermodynamic analysis of natural gas pressure reduction stations*. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 3(3), 422-429.
- [7] Osiadacz, A. J., & Chaczykowski, M. (2010). *Gas stations: theory, design, operation*. Fluid Systems.
- [8] Pozivil, J. (2004). *Use of expansion turbines in natural gas pressure reduction stations*. Acta Montanistica Slovaca, 9(3), 258-260. 777.
- [9] Bielka, P., & Kuczyński, S. (2022). *Energy recovery from natural gas pressure reduction stations with the use of turboexpanders: Static and dynamic simulations*. Energies, 15, 8890.
- [10] Moghadam Dezfouli, S., & Saffarian, M. (2022). *Investigating the possibility of using the turbo-expander for natural gas pressure reduction stations*. Chemical and Petroleum Engineering, 58(2), 137–145.
- [11] Darabi A., Shariati A., Ghanaei R., Soleimani A. (2016). *Economic assessment of a hybrid turboexpander-fuel cell gas energy extraction plant*. Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences, 24, 733–745.
- [12] Chaczykowski, M. (2010). *Transient flow in natural gas pipelines*. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2(1), 25–34.

[13] Howard, C. R., et al. (2011). *An investigation of the performance of a hybrid turboexpander–fuel cell system for power recovery at natural gas pressure reduction stations*. Applied Thermal Engineering, 31, 2165-2170.

[14] Kibritçi, A. (2014). *Şehir girişi doğal gaz basınç düşürme ölçüm istasyonlarında enerji tasarruf imkânlarının incelenmesi* (Yüksek lisans tezi). Karabük Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.

[15] Köse, D. (2014). *Doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında enerji geri kazanımının teknik ve ekonomik analizi* (Yüksek lisans tezi). Trakya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.

[16] Özer, D. (2014). *Doğalgaz basınç düşürme istasyonlarından elektrik üretiminin Çorlu–Kayseri ve Yalova RMS-A istasyonları için incelenmesi* (Yüksek lisans tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.

[17] Aytaş, E. N. (2014). *Doğalgaz basınç düşürme istasyonlarında gaz genişleme motoru kullanılarak elektrik enerjisi üretilmesi* (Yüksek lisans tezi). Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.

[18] Neşeli M. A., Özgener Ö., Özgener L. (2015). *Energy and exergy analysis of electricity generation from natural gas pressure reducing stations*. Energy Conversion and Management, 93, 109-120.

[19] Neşeli M. A., Özgener Ö., Özgener L. (2017). *Thermo-mechanical exergy analysis of Marmara Ereğli natural gas pressure reduction station (PRS): An application*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 77, 80-88.

[20] Borelli, D., et al. (2018). *Energy recovery from natural gas pressure reduction stations: Integration with low temperature heat sources*. Energy Conversion and Management, 159, 274-283.

[21] Uraltaş, Y. (2018). *Doğalgaz basınç düşürme ve ölçme istasyonlarında (RMS-A) elektrik enerjisi üretim imkânlarının incelenmesi* (Yüksek lisans tezi). Marmara Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.

[22] Üçok, T. (2018). *Doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında enerji geri kazanımında turbo gaz genişletirici kullanımı ve teknik analizi* (Yüksek lisans tezi). Dumlupınar Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.

- [23] Yao, S., et al. (2019). *Performance research on a power generation system using twin-screw expanders for energy recovery at natural gas pressure reduction stations under off-design conditions*. Applied Energy, 236, 1218-1230.
- [24] Danieli P., Carraro G., Lazzaretto A. (2020). *Thermodynamic and Economic Feasibility of Energy Recovery from Pressure Reduction Stations in Natural Gas Distribution Networks*. Energies, 13, 4453.
- [25] Yüceer, U. İ. (2020). *Energy recovery at natural gas pressure reduction stations (Yüksek lisans tezi)*. Ankara Yıldırım Beyazıt Üniversitesi, Graduate School of Natural and Applied Sciences.
- [26] Yeniçağ Ö. (2020). *RMS-A İstasyonlarında Enerji Verimliliğinin Artırılması (Yüksek Lisans Tezi)*. Celal Bayar Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- [27] El-Husseiny, A. (2021). *Exergy analysis of a turbo expander: Modeling and simulation*. Acta Chimica Slovenica, 68-2, 304-312.
- [28] Yurtsever, S. (2022). *Doğalgaz basınç düşürme istasyonlarında genişleme türbini ile elektrik üretimi ve ekonomik analizi (Yüksek lisans tezi)*. Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- [29] Karabiber, Y., Yağlı, H., Baydar, C., & Mert, İ. (2022). *RMS-A tipi doğalgaz basınç düşürme istasyonlarında elektrik üretim potansiyelinin incelenmesi*. International Journal of Multidisciplinary Studies and Innovative Technologies, 6(2), 231–237.
- [30] Mokhatab, S., Poe, W. A., & Speight, J. G. (2014). *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. Elsevier.
- [31] Kumar, S., Kwon, H. T., Choi, K. H., Lim, W., Moon, I., & Oh, S. (2011). *LNG: An eco-friendly cryogenic fuel for sustainable development*. Applied Energy, 88(12), 4264-4273
- [32] Turns, S. R. (2012). *An Introduction to Combustion: Concepts and Applications*. McGraw-Hill.
- [33] Reid, R. C., Prausnitz, J. M., & Poling, B. E. (2001). *The Properties of Gases and Liquids* (5th ed.). McGraw-Hill.

- [34] Lemmon, E. W., Huber, M. L., & McLinden, M. O. (2018). *NIST Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database (REFPROP)*. NIST.
- [35] Van Wylen, G. J., Sonntag, R. E., & Borgnakke, C. (1994). *Fundamentals of Classical Thermodynamics*. Wiley.
- [36] Dandekar, A. Y. (2013). *Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties*. CRC Press.
- [37] Çengel, Y. A., & Turner, R. H. (2013). *Fundamentals of Thermal-Fluid Sciences* (4th ed.). McGraw-Hill.
- [38] Moran, M. J., Shapiro, H. N., Boettner, D. D., & Bailey, M. B. (2006). *Fundamentals of Engineering Thermodynamics* (5th ed.). Wiley.
- [39] Bejan, A. (2016). *Advanced Engineering Thermodynamics* (4th ed.). Wiley.
- [40] Rogers, G. F. C., & Mayhew, Y. R. (1995). *Thermodynamic and Transport Properties of Fluids* (5th ed.). Blackwell Scientific Publications.
- [41] Atkins, P., & de Paula, J. (2014). *Atkins' Physical Chemistry* (10th ed.). Oxford University Press.
- [42] Kotas, T. J. (1995). *The Exergy Method of Thermal Plant Analysis*. Krieger Publishing.
- [43] Naeim, L. A, Hegazi A. A, Awad M. M, El-Amam S. H. (2022). *Thermodynamic analysis of gas turbine performance using the enthalpy–entropy approach*. Case Studying in Thermal Engineering, 34, 102036.
- [44] Çengel, Y. A., & Boles, M. A. (2015). *Thermodynamics: An engineering approach* (8th ed.). McGraw-Hill Education.
- [45] Kostowski, W. J., & Usón, S. (2013). *Thermoeconomic assessment of a natural gas expansion system integrated with a co-generation unit*. Applied Energy, 101, 58-66.
- [46] Kuczyński, S., Laciak M., Andrzej O., Szurlej A. Wlodek T. (2019). *Techno-Economic Assessment of Turboexpander Application at Natural Gas Regulation Stations*. Energies 2019, 12, 755.

[47] Paulus, S., & Gkritza, K. (2019). *Energy recovery from natural gas pressure reduction using turboexpanders*. Energy Conversion and Management, 198, 111900.

[48] Kon O. (2009). *Termodinamik kısılma olayında Joule-Thomson katsayısı ve inversiyon eğrileri*. BAÜ FBE Dergisi, 11(2), 81-93.

[49] Çomaklı, K., & Kaya, M. (2019). *Performance evaluation of natural gas pressure reduction stations using expanders*. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 63, 80–90.

[50] Keleşoğlu, S. (2006). *Doğal gaz basınç düşürme istasyonlarında enerji geri kazanımının teknik ve ekonomik etüdü* (Yüksek Lisans Tezi). Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.

[51] Carroll, J. J. (2020). *Natural Gas Hydrates: A Guide for Engineers* (4th ed.). Gulf Professional Publishing.

[52] Katz, D. L., Cornell, D., & Kobayashi, R. (1959). *Handbook of Natural Gas Engineering*. McGraw-Hill.

[53] Bak, Ö. (2019). *Tekstil endüstrisi kaynaklı emisyonların iklim değişiklikleri üzerine etkileri* (Yüksek lisans tezi). Sakarya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.

[54] Saini, D. (2017). *Screening and evaluation of candidate trees for terrestrial carbon storage in regions with high air pollution and water stress*. Carbon Management, 8(5–6), 445–456.

8. EKLER

Ek-1. İzmir ili 2023 Yılı Aktif Çalışan Tüm Bölge Regülatör İstasyon Kodları ve Ortalama Giriş-Çıkış Basıncı, Yıllık Tüketim Verileri

Ek-2. İzmir ili 2023 Yılı Aktif Çalışan Tüm Bölge Regülatör İstasyonlarının Aylık Ortalama Elektrik İhtiyaç Verileri



Ek-1. İzmir ili 2023 Yılı Aktif Çalışan Tüm Bölge Regülatör İstasyon Kodları ve Ortalama Giriş-Çıkış Basıncı, Yıllık Tüketim Verileri

TARİH	İSTASYON	GİRİŞ BASINCI(ORT)	ÇIKIŞ BASINCI(ORT)	TÜKETİM Sm3/yıl
01.2023-12.2023	BR-132	14,32	4,11	7.345.789
01.2023-12.2023	BR-127	13,97	4,06	6.984.651
01.2023-12.2023	BR-10	15,01	4,03	6.932.738
01.2023-12.2023	BR-06	14,75	3,98	6.876.057
01.2023-12.2023	BR-138	14,63	4,05	6.354.589
01.2023-12.2023	BR-63	14,84	4,04	6.280.194
01.2023-12.2023	BR-94	14,84	3,97	6.132.894
01.2023-12.2023	BR-173	14,83	4	6.102.987
01.2023-12.2023	BR-79	14,89	4,06	6.098.798
01.2023-12.2023	BR-129	13,91	4,1	5.984.651
01.2023-12.2023	BR-32	14,7	4,09	5.978.987
01.2023-12.2023	BR-159	14,91	4,09	5.978.461
01.2023-12.2023	BR-40	14,79	3,94	5.974.651
01.2023-12.2023	BR-108	14,84	4,06	5.970.657
01.2023-12.2023	BR-165	14,74	4,02	5.819.704
01.2023-12.2023	BR-75	14,81	3,99	5.816.204
01.2023-12.2023	BR-174	14,85	4,05	5.794.651
01.2023-12.2023	BR-121	14,85	3,98	5.645.130
01.2023-12.2023	BR-87	14,83	4,06	5.489.465
01.2023-12.2023	BR-150	14,79	4,06	5.453.479
01.2023-12.2023	BR-156	14,81	3,9	5.345.190
01.2023-12.2023	BR-04	15,01	3,9	5.237.123
01.2023-12.2023	BR-117	14,81	3,96	5.198.379
01.2023-12.2023	BR-166	14,83	4,06	5.180.479
01.2023-12.2023	BR-67	14,83	4,01	5.169.805
01.2023-12.2023	BR-92	14,83	4,04	5.139.803
01.2023-12.2023	BR-16	14,89	4,03	5.131.564
01.2023-12.2023	BR-103	14,88	4,11	5.098.354
01.2023-12.2023	BR-98	14,91	3,96	5.069.416
01.2023-12.2023	BR-158	14,86	4,03	5.031.983
01.2023-12.2023	BR-122	14,81	3,88	4.984.651
01.2023-12.2023	BR-118	14,77	4,02	4.948.615
01.2023-12.2023	BR-69	14,91	4,08	4.902.574
01.2023-12.2023	BR-15	14,91	4,02	4.897.412
01.2023-12.2023	BR-36	14,84	3,97	4.894.651
01.2023-12.2023	BR-25	14,79	4,03	4.845.321
01.2023-12.2023	BR-101	14,81	4,05	4.819.420
01.2023-12.2023	BR-44	14,83	3,96	4.784.512
01.2023-12.2023	BR-78	14,82	4,03	4.780.961
01.2023-12.2023	BR-41	14,81	4,03	4.777.965
01.2023-12.2023	BR-58	14,82	4	4.746.517
01.2023-12.2023	BR-113	14,79	4,06	4.687.135

01.2023-12.2023	BR-155	14,85	3,97	4.687.028
01.2023-12.2023	BR-22	14,78	4,02	4.654.875
01.2023-12.2023	BR-154	14,88	4,03	4.654.789
01.2023-12.2023	BR-128	13,96	3,99	4.651.328
01.2023-12.2023	BR-171	14,81	4,05	4.618.408
01.2023-12.2023	BR-178	14,76	4,06	4.615.329
01.2023-12.2023	BR-162	14,83	3,98	4.378.098
01.2023-12.2023	BR-07	14,81	3,97	4.344.581
01.2023-12.2023	BR-197	14,76	4,07	4.316.720
01.2023-12.2023	BR-95	14,77	4,02	4.310.698
01.2023-12.2023	BR-112	14,88	4,07	4.198.345
01.2023-12.2023	BR-179	14,79	4,04	4.194.349
01.2023-12.2023	BR-76	14,88	4,07	4.190.348
01.2023-12.2023	BR-204	14,8	4	4.189.849
01.2023-12.2023	BR-168	14,79	4,06	4.189.345
01.2023-12.2023	BR-148	14,71	4,02	4.169.542
01.2023-12.2023	BR-167	14,85	4,01	4.163.492
01.2023-12.2023	BR-65	14,79	4,06	4.160.567
01.2023-12.2023	BR-31	14,69	3,98	4.151.102
01.2023-12.2023	BR-51	14,79	4,01	4.138.413
01.2023-12.2023	BR-91	14,86	4,03	4.136.915
01.2023-12.2023	BR-192	14,81	4,05	4.136.873
01.2023-12.2023	BR-191	14,79	3,96	4.098.745
01.2023-12.2023	BR-124	14,79	3,94	3.987.465
01.2023-12.2023	BR-99	14,88	4,06	3.981.617
01.2023-12.2023	BR-135	14,51	3,98	3.978.640
01.2023-12.2023	BR-120	14,87	3,99	3.894.651
01.2023-12.2023	BR-38	14,72	3,99	3.894.650
01.2023-12.2023	BR-157	14,79	3,97	3.867.453
01.2023-12.2023	BR-181	14,76	3,99	3.864.513
01.2023-12.2023	BR-111	14,81	4,05	3.846.513
01.2023-12.2023	BR-81	14,79	4,02	3.810.391
01.2023-12.2023	BR-184	10,19	4,02	3.789.603
01.2023-12.2023	BR-26	14,84	4	3.789.465
01.2023-12.2023	BR-200	14,77	3,96	3.678.052
01.2023-12.2023	BR-187	10,35	4,11	3.654.138
01.2023-12.2023	BR-13	14,98	3,98	3.579.178
01.2023-12.2023	BR-28	14,88	4,02	3.548.941
01.2023-12.2023	BR-74	14,84	4,01	3.537.014
01.2023-12.2023	BR-24	14,75	4,04	3.510.378
01.2023-12.2023	BR-161	14,82	4,05	3.465.119
01.2023-12.2023	BR-144	14,76	4,03	3.406.901
01.2023-12.2023	BR-185	10,23	4,09	3.354.069
01.2023-12.2023	BR-195	14,7	3,94	3.345.027
01.2023-12.2023	BR-193	14,76	4,01	3.193.450
01.2023-12.2023	BR-43	14,82	3,97	3.184.309

01.2023-12.2023	BR-62	14,82	4,01	3.179.026
01.2023-12.2023	BR-136	14,55	3,98	3.178.453
01.2023-12.2023	BR-42	14,84	4,09	3.138.416
01.2023-12.2023	BR-100	14,76	4,05	3.068.497
01.2023-12.2023	BR-68	14,78	4,05	3.065.817
01.2023-12.2023	BR-71	14,83	4,06	3.053.468
01.2023-12.2023	BR-56	14,74	3,95	3.008.416
01.2023-12.2023	BR-115	14,84	4,03	2.987.465
01.2023-12.2023	BR-139	14,78	3,95	2.984.651
01.2023-12.2023	BR-86	14,86	3,98	2.965.132
01.2023-12.2023	BR-61	14,81	4,02	2.962.764
01.2023-12.2023	BR-93	14,86	3,99	2.948.653
01.2023-12.2023	BR-104	14,79	3,94	2.947.834
01.2023-12.2023	BR-203	14,79	4,04	2.915.776
01.2023-12.2023	BR-27	14,83	4,09	2.879.841
01.2023-12.2023	BR-186	10,22	4,03	2.879.605
01.2023-12.2023	BR-134	14,56	3,99	2.864.531
01.2023-12.2023	BR-96	14,79	4,03	2.816.975
01.2023-12.2023	BR-14	14,97	3,94	2.794.632
01.2023-12.2023	BR-146	14,83	4,05	2.794.600
01.2023-12.2023	BR-177	14,82	3,96	2.789.618
01.2023-12.2023	BR-180	14,76	3,98	2.789.460
01.2023-12.2023	BR-01	14,5	4,03	2.672.018
01.2023-12.2023	BR-130	14,02	4,06	2.654.132
01.2023-12.2023	BR-125	14,83	3,98	2.645.130
01.2023-12.2023	BR-194	14,69	3,93	2.645.034
01.2023-12.2023	BR-164	14,81	4,05	2.641.094
01.2023-12.2023	BR-149	14,78	3,99	2.543.120
01.2023-12.2023	BR-23	14,81	3,98	2.498.744
01.2023-12.2023	BR-53	14,75	4,04	2.497.103
01.2023-12.2023	BR-201	14,78	3,98	2.489.015
01.2023-12.2023	BR-90	14,83	3,98	2.465.332
01.2023-12.2023	BR-196	14,72	3,98	2.358.900
01.2023-12.2023	BR-131	14,13	4,03	2.314.568
01.2023-12.2023	BR-137	14,59	3,99	2.234.879
01.2023-12.2023	BR-109	14,78	4,01	2.179.403
01.2023-12.2023	BR-123	14,9	3,87	2.164.987
01.2023-12.2023	BR-21	14,8	4,01	2.149.741
01.2023-12.2023	BR-12	15,07	4,04	2.138.432
01.2023-12.2023	BR-57	14,83	4,98	2.135.698
01.2023-12.2023	BR-142	14,84	3,95	2.135.465
01.2023-12.2023	BR-70	14,86	4,1	2.098.021
01.2023-12.2023	BR-202	14,75	4,06	2.056.488
01.2023-12.2023	BR-189	11,22	4,05	2.056.483
01.2023-12.2023	BR-59	14,88	4,08	2.023.034
01.2023-12.2023	BR-82	14,8	4,03	2.003.186

01.2023-12.2023	BR-133	14,54	4,02	1.986.453
01.2023-12.2023	BR-147	14,86	4,01	1.984.651
01.2023-12.2023	BR-64	14,84	3,99	1.984.307
01.2023-12.2023	BR-110	14,78	4,02	1.978.461
01.2023-12.2023	BR-152	14,8	3,98	1.978.034
01.2023-12.2023	BR-107	14,78	4,03	1.970.654
01.2023-12.2023	BR-160	14,86	3,95	1.906.498
01.2023-12.2023	BR-29	14,77	3,99	1.846.515
01.2023-12.2023	BR-46	14,79	4,06	1.845.613
01.2023-12.2023	BR-143	14,79	4,02	1.798.465
01.2023-12.2023	BR-08	14,93	3,99	1.712.660
01.2023-12.2023	BR-141	14,81	3,96	1.701.496
01.2023-12.2023	BR-190	14,78	4,06	1.684.165
01.2023-12.2023	BR-176	14,86	3,99	1.678.415
01.2023-12.2023	BR-72	14,78	4,03	1.654.687
01.2023-12.2023	BR-11	15	4,02	1.537.841
01.2023-12.2023	BR-37	14,77	4,05	1.532.879
01.2023-12.2023	BR-05	14,97	3,92	1.508.198
01.2023-12.2023	BR-19	14,87	3,98	1.498.654
01.2023-12.2023	BR-60	14,86	4,03	1.498.651
01.2023-12.2023	BR-66	14,81	4,03	1.490.348
01.2023-12.2023	BR-119	14,8	4,01	1.465.312
01.2023-12.2023	BR-151	14,83	3,97	1.365.780
01.2023-12.2023	BR-198	14,81	4,03	1.319.487
01.2023-12.2023	BR-163	14,85	3,99	1.249.057
01.2023-12.2023	BR-145	14,75	4,02	1.097.434
01.2023-12.2023	BR-48	14,84	4,07	1.084.651
01.2023-12.2023	BR-102	14,77	4,03	1.009.458
01.2023-12.2023	BR-30	14,74	4,01	984.531
01.2023-12.2023	BR-33	14,68	4,05	984.115
01.2023-12.2023	BR-73	14,79	4,04	931.487
01.2023-12.2023	BR-172	14,79	4,03	916.032
01.2023-12.2023	BR-153	14,75	4,02	903.794
01.2023-12.2023	BR-47	14,81	3,99	841.399
01.2023-12.2023	BR-140	14,79	4,01	831.403
01.2023-12.2023	BR-09	14,88	3,98	814.405
01.2023-12.2023	BR-170	14,76	3,75	778.650
01.2023-12.2023	BR-39	14,8	4,03	751.309
01.2023-12.2023	BR-114	14,89	3,99	719.617
01.2023-12.2023	BR-49	14,83	4,03	709.341
01.2023-12.2023	BR-77	14,86	4,03	706.593
01.2023-12.2023	BR-116	14,83	4,01	606.981
01.2023-12.2023	BR-105	14,83	4,02	597.461
01.2023-12.2023	BR-18	14,79	3,96	579.750
01.2023-12.2023	BR-35	14,86	4,02	481.347
01.2023-12.2023	BR-54	14,78	3,99	476.021

Ek-2. İzmir ili 2023 Yılı Aktif Çalışan Tüm Bölge Regülatör İstasyonlarının Aylık Ortalama Elektrik İhtiyaç Verileri

2023	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Yıllık Toplam
Kwh	4.779	4.624	3.900	6.152	8.059	5.489	5.436	5.028	6.515	5.312	4.983	4.300	64.576
Çalışan BR Adedi	114	135	98	131	130	128	133	119	133	133	127	111	1.492
BR Başına Düşen Aylık Ortalama Enerji İhtiyacı Kwh	42	34	40	47	130	43	41	42	49	40	39	39	43

ÖZGEÇMİŞ

Erçin Nas, lise öğrenimini İzmir’de tamamladıktan sonra 2006 yılında Manisa Celal Bayar Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Makine Mühendisliği Bölümü’nde lisans eğitimine başlamış ve 2010 yılında mezun olmuştur. Aynı üniversitenin Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji Bilim Dalı’nda yüksek lisans eğitimine devam etmektedir. Akademik çalışmalarında enerji sistemleri, termodinamik ve doğal gaz altyapı uygulamaları üzerine yoğunlaşmıştır.

Mesleki kariyerine üretim, kalite ve satış mühendisliği alanlarında başlamış 2013 yılından itibaren de İzmir Doğalgaz Dağıtım A.Ş. bünyesinde görev yapmaktadır. Altyapı proje ve kontrol mühendisliği, işletme–acil müdahale ve onarım mühendisliği ile altyapı yapım ve yatırım mühendisliği pozisyonlarında doğal gaz şebekelerinin projelendirilmesi, yapımının denetlenmesi ve işletilmesi süreçlerinde aktif rol almıştır. 2021 yılından bu yana Endüstriyel Pazarlama Şefi olarak görev yapmakta olup, endüstriyel tüketicilere yönelik doğal gaz bağlantıları, kapasite analizleri, RMS-A ve bölge regülatör istasyonlarına ilişkin teknik ve ticari değerlendirmeleri yürütmektedir.

Mesleki ve akademik gelişimini desteklemek amacıyla yurt içi ve yurt dışında doğal gaz regülatörleri, istasyon tasarımları, kokulandırma sistemleri ve enerji uygulamalarına yönelik çeşitli teknik eğitim ve programlara katılmıştır. Çalışmalarını enerji verimliliği ve doğal gaz sistemlerinde kayıpların azaltılması odaklı projelerle sürdürmekte olup, doğal gaz bölge regülatörlerinde basınç düşümünden elde edilen enerjinin elektrik üretiminde kullanılabilirliğini inceleyen yüksek lisans tez çalışmasını tamamlamıştır.

ERÇİN
NAS

**Doğalgaz Bölge Regülatörlerinde Basınç Düşümünden Elde Edilen
Enerjinin Elektrik Eldesi Analizi ve Verimliliğe Etkisi**

2
2025