



**BÖLGESEL ISITMA YAPILAN YERLEŞKELERDE
ISI MERKEZLERİNE KOJENERASYON SİSTEMİNİN
ENTEGRASYONU VE MUŞ ALPARSLAN
ÜNİVERSİTESİ KAMPÜSÜ ÖRNEĞİ**

Turgay KABACAN

Yüksek Lisans Tezi

Anabilim Dalı: Makine Mühendisliği

Danışman: Prof. Dr. Mustafa İNALLI

AĞUSTOS 2019

T.C.
FIRAT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**BÖLGESEL ISITMA YAPILAN YERLEŞKELERDE ISI MERKEZLERİNE
KOJENERASYON SİSTEMİNİN ENTEGRASYONU VE
MUŞ ALPARSLAN ÜNİVERSİTESİ KAMPÜSÜ ÖRNEĞİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Müh. Turgay KABACAN

142120118

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih: 4 Temmuz 2019

Tezin Savunulduğu Tarih: 5 Ağustos 2019

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Mustafa İNALLI (F.Ü.)

Diğer Jüri Üyeleri: Doç. Dr. Meral ÖZEL (F.Ü.)

Dr. Öğr. Üyesi Erdem IŞIK (Munzur Ü.)

AĞUSTOS-2019

ÖNSÖZ

Teknolojinin toplum hayatına yayılmasıyla enerjiye olan talep artmaktadır. Buna karşın birincil enerji kaynakları ise hızla azalmaktadır. Dolayısıyla enerjinin verimli bir şekilde kullanımı her geçen gün daha da zorunlu hale gelmektedir. Bu durum enerji üretim profesyonellerini, enerjiyi daha verimli üreten, daha güvenilir ve enerji maliyetlerinin daha düşük olduğu sistemlere yönlendirmiştir. Bu sistemlerin başında II. Dünya Savaşından beri kullanılmakta olan ve ülkemizde de son yıllarda oldukça rağbet gören kojenerasyon sistemleri gelmektedir. Kojenerasyon, bir tek enerji kaynağı kullanarak elektrik ve ısı enerjisinin aynı anda üretilmesidir.

Bu çalışmada, kojenerasyon sistemlerinin tarihsel gelişimi açıklanmış, kojenerasyon sistemleri ayrıntılı bir şekilde incelenmiş, geleneksel güç üretim sistemleri ile kıyaslanmış, genel yararları ele alınmış, farklı kojenerasyon türlerinin avantaj ve dezavantajları ortaya konularak kıyaslamalar yapılmış ve bu sistemlerde kullanılan ilk çevrim elemanları hakkında bilgi verilmiştir. Kojenerasyon sistemlerinin Türkiye'deki durumu ile Türkiye'deki ve Avrupa'daki mevcut kojenerasyon sistemleri mevzuatı hakkında bilgi verilmiştir.

Daha sonra, enerji verimliliği esasına dayanan kojenerasyon sistemlerinin farklı uygulamalarından bahsedilmiş, bölgesel ısıtma yapılan, yani birden fazla yapının bulunduğu bir bölgede tüm binaların tek merkezden ısıtıldığı, yerleşkelerde ısı merkezlerine entegrasyonu incelenmiştir. Ayrıca kojenerasyon sistemlerinin enerji ve ekserji analizlerinin nasıl yapılacağı ortaya konarak, sistem seçim kriterlerinin kojenerasyon sisteminin enerji ve ekserji verimliliğine etkileri incelenmiştir.

Son olarak, MŞÜ (Muş Alparslan Üniversitesi)'nin enerji işletme verileri belirlenip, kojenerasyon sisteminin tasarımı yapılmıştır. Tasarım sonrasında kojenerasyon sisteminin enerji ve ekserji verimleri hesaplanmış ve bu verim değerlerinin optimizasyonu için yapılması gerekenler ele alınmıştır.

Değerlendirmeler neticesinde; kojenerasyon sistemlerinin kullanımının, ülkemiz genelinde faydalılık/kârlılık kriterleri ve MŞÜ özelinde faydalılık/kârlılık durumu ortaya konmuştur.

Bu çalışmanın her aşamasında beni destekleyen, başta danışmanım Prof. Dr. Mustafa İNALLI'ya, Fırat Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Makine Mühendisliği Bölümü'nün öğretim üyelerine ve Fırat Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü'nün yöneticilerine teşekkürlerimi sunarım. Çalışmanın hazırlanması esnasında desteklerini esirgemeyen aileme, çalışmalar esnasında bilgi ve tecrübelerini benimle paylaşan çalışma arkadaşlarıma teşekkür ederim. Ayrıca bugüne kadar edindiğim, okuma yazmadan başlayıp mesleki ve akademik bilgiye kadar gelen bilgi birikimimi borçlu olduğum, eğitim ve öğretimime katkıda bulunan, tüm öğretmen ve hocalarıma, emek veren tüm aileme teşekkür ederim.

Turgay KABACAN
ELAZIĞ-2019

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa No</u>
ÖNSÖZ	I
İÇİNDEKİLER	II
ÖZET	VI
SUMMARY.....	VII
ŞEKİLLER LİSTESİ.....	VIII
TABLolar LİSTESİ	X
KISALTMALAR LİSTESİ.....	XI
SEMBOLLER LİSTESİ.	XII
1. GİRİŞ.....	1
1.1. Kojenerasyon Sistemleri ile İlgili Mevcut Literatür.....	2
1.2. Enerji Kaynakları ve Türkiye’de Elektrik Üretimi.....	5
1.3. Kojenerasyon Sistemleri.....	7
1.3.1. Verimlilik Tespiti.....	7
1.3.2. Sistemin Çıktıları.....	8
1.3.3. Sistemin Avantajları	9
1.3.4. Kullanım Alanları.....	9
1.3.5. Kapasite Seçim Kriterleri.....	10
1.3.6. Çalışma Modları	11
1.3.7. Kojenerasyon Sistemlerinde EYO	12
1.4. Kojenerasyon Genel Üretim Teknikleri.....	13
1.4.1. Gaz Türbinleri.....	13
1.4.2. Gaz Motorları.....	14
1.5. Kojenerasyon Sistemi Seçim Kriterleri.....	16
1.6. Kojenerasyon Sistemlerinde Kullanılan Motorlar.....	16
1.7. Kojenerasyon Sistemlerinde Kullanılan Yakıt Tipleri	16
1.8. Kojenerasyon Sistemlerinin Tarihsel Gelişimi.....	17
1.9. Kojenerasyon Sistemleri ile İlgili Mevcut Mevzuat.....	18
1.9.1. Türkiye’de Mevcut Mevzuat.....	18
1.9.2. Avrupa Birliği’nde Mevcut Mevzuat.....	19

1.10. Kojenerasyon Sistemlerinin Yararları.....	21
1.11. Kojenerasyon ile Geleneksel Güç Santralinin Karşılaştırılması.....	22
1.12. Türkiye’de Kojenerasyon	27
1.13. Bölgesel Isıtma	28
1.13.1. Bölgesel Isıtma Sisteminin Elemanları	29
2. MATERYAL ve METOT.....	30
2.1. Kojenerasyon ile Bölge Isıtması ve Ekonomik Olabilirliği.....	30
2.2. Kojenerasyonun Bölge Isıtmada Kullanılabilirliği.....	30
2.3. Ekonomik Olabilirliğin Belirlenmesi.....	32
2.4. Enerji Analizi.....	35
2.4.1. Elektrik Verimi.....	36
2.4.2. Isıl Verim.....	36
2.4.3. Toplam Verim.....	36
2.4.4. Net Toplam Verim	37
2.5. Kojenerasyon Sistemi ile Elde Edilen Enerji Tasarrufu	37
2.6. Kojenerasyon Sistemi ile Elde Edilen Emisyon Düşümü.....	38
2.7. Ekserji Analizi	39
2.7.1. Ekserji Verimi.....	39
2.7.2. Kojenerasyon Sistemlerinde Ekserji Analizi.....	39
2.8. MŞÜ Kampüsü Kojenerasyon Sisteminde Enerji Üretimi Maliyet Analizi.....	40
2.8.1. MŞÜ Kampüsünde İhtiyaç Duyulan Eşdeğer Elektrik Güçleri	41
2.8.2. Atık Isı Kullanımsız Elektrik Enerjisi Birim Maliyet Analizi	41
2.8.3. Atık Isı Kullanımlı Elektrik Enerjisi Birim Maliyet Analizi.....	42
2.9. Kojenerasyon Sistemi Ekonomik Analiz Metotları.....	43
2.10. Ekonomik Değerlendirme Metotları ve Ölçütleri.....	43
2.11. Statik Değerlendirme Metotları	44
2.11.1. Geri Ödeme Süresi Metodu.....	44
2.11.2. Kârlılık Oranı Metodu.....	45
2.12. Dinamik Değerlendirme Metotları.....	46
2.12.1. Net Şimdiki Değer Metodu	46
2.12.2. İç Kârlılık Oranı Metodu.....	47
2.12.3. Fayda/Maliyet Oranı Metodu.....	48
3. BULGULAR	49

3.1. MŞÜ Kampüsünde Isı-Elektrik Enerji İhtiyaçları ve Isı Merkezi.....	49
3.2. MŞÜ Kampüsü için Kojenerasyon Sistemi Seçim Kriterleri.....	51
3.3. MŞÜ Kampüsünde Kojenerasyonla Elektrik Üretimi.....	52
3.4. MŞÜ Kampüsünde İhtiyaç Duyulan Eşdeğer Elektrik Güçleri	53
3.5. MŞÜ Kampüsü için Kojenerasyon Sisteminin Özelliklerinin Belirlenmesi.....	55
3.6. MŞÜ Kampüsü için Kojenerasyon Sistem Seçimi.....	56
3.7. Kojenerasyon Sistemi Enerji Analizi.....	58
3.7.1. Kojenerasyon Sistemi Elektrik Enerjisi Verimi	58
3.7.2. Kojenerasyon Sistemi Isıl Enerji Verimi.....	59
3.7.3. Kojenerasyon Sistemi Toplam Enerji Verimi	60
3.7.4. Kojenerasyon Sistemi Net Toplam Enerji Verimi.....	60
3.7.5. Kojenerasyon Sistemi Elektrik Isı Oranı ve Isı Oranı.....	61
3.7.6. Kojenerasyon Sisteminin Kullanılmadığı Sistemle Karşılaştırma	63
3.7.7. Kojenerasyon Sisteminin Enerji Tasarrufu	64
3.8. Kojenerasyon Sistemi ile Emisyon Düşümü.....	65
3.9. Kojenerasyon Sistemi Ekserji Analizi.....	65
3.9.1. Kojenerasyon Sisteminden Elde Edilen Isının Ekserjisi.....	65
3.9.2. Kojenerasyon Sisteminde Kullanılan Yakıtın Kimyasal Ekserjisi.....	66
3.9.3. Kojenerasyon Sisteminde Toplam Ekserji Verimi.....	66
3.9.4. Kojenerasyon Sisteminde Net Toplam Ekserji Verimi.....	67
3.10. Kojenerasyon Sisteminde Enerji Üretim Maliyetleri	68
3.10.1. Atık Isı Kullanımsız Elektrik Enerjisi Birim Maliyeti.....	68
3.10.2. Atık Isı Kullanımlı Elektrik Enerjisi Birim Maliyeti.....	70
3.11. Kojenerasyon Sistemi Ekonomik Analizi	72
3.12. Ekonomik Değerlendirme Metotları ile Analiz.....	74
3.13. Statik Değerlendirme Metotları ile Analiz	74
3.13.1. Geri Ödeme Süresi Metodu ile Analiz.....	74
3.13.2. Kârlılık Oranı Metodu ile Analiz.....	75
3.14. Dinamik Değerlendirme Metotları ile Analiz.....	75
3.14.1. Net Şimdiki Değer Metodu ile Analiz.....	75
3.14.2. İç Kârlılık Oranı Metodu ile Analiz.....	76
3.14.3. Fayda/Maliyet Oranı Metodu ile Analiz.....	77
4. TARTIŞMA, SONUÇ ve ÖNERİLER	78

KAYNAKLAR.....	83
EKLER.....	86
Ek.1. Kojenerasyon Sistemi Performans Hesabı Matlab Programı.....	86
Ek.2. Kojenerasyon Sistemi Bağlantı ve Akış Şeması	89
Ek.3. Yüksek Lisans Tez Çalışması İzin Yazısı.....	90
ÖZGEÇMİŞ.....	91



ÖZET

Bu çalışmada, kojenerasyon sistemlerinin tarihsel gelişimi açıklanmış, kojenerasyon sistemleri ayrıntılı bir şekilde incelenmiş, geleneksel güç üretim sistemleri ile kıyaslanmış, genel yararları ele alınmış, farklı kojenerasyon türlerinin avantaj ve dezavantajları ortaya konularak kıyaslamalar yapılmış ve bu sistemlerde kullanılan ilk çevrim elemanları hakkında bilgi verilmiştir.

Ayrıca kojenerasyon sistemlerinin farklı uygulamalarından bahsedilmiş ve bölgesel ısıtma yapılan yerleşkelerde ısı merkezlerine entegrasyonu incelenmiştir. Bu aşamada, kojenerasyon sisteminin yapısal açıdan tür seçim kriterleri, kapasite seçim kriterleri, operasyon modu seçim kriterleri, EIO (Elektrik Isı Oranı) seçim kriterleri, yakıt türü seçim kriterleri belirlenmiştir. Kojenerasyon sistemlerinin enerji ve ekserji analizlerinin nasıl yapılacağı ortaya konarak, sistem seçim kriterlerinin kojenerasyon sisteminin enerji ve ekserji verimliliğine etkileri incelenmiştir.

Yapılan analizlere bağlı olarak, MŞÜ'nin enerji işletme verileri belirlenip, bir önceki aşamada yapılan incelemeler sonucu elde edilen neticeler ışığında kojenerasyon sisteminin tasarımı yapılmıştır. Tasarım sonrasında kojenerasyon sisteminin çalışma koşulları tespit edilip enerji ve ekserji verimleri hesaplanmış ve bu verim değerlerinin optimizasyonu için yapılması gerekenler ele alınmıştır. Böylece kojenerasyon sisteminin ilk yatırım maliyeti ile enerji üretim maliyetleri hesaplanıp fizibilite analizi ve farklı yöntemlerle fayda/maliyet analizleri yapılmıştır. Daha sonra geri ödeme süresi hesaplanmış ve kojenerasyon sisteminin enerjik, ekserjetik ve ekonomik karakteristikleri hakkında değerlendirmeler yapılmıştır. Çalışmanın sonucunda kojenerasyon sistemlerinin kullanımının faydalılık/kârlılık kriterleri ortaya konmuştur.

Anahtar Kelimeler: Kojenerasyon, Bölgesel Isıtma, Fizibilite Analizi, Ekonomik Analiz

SUMMARY

Integration of Cogeneration System to Heat Centrals in District Heating Places and Muş Alparslan University Campus Sample

In this study, cogeneration systems' historical development is explained, systems are studied in detail, compared with classical power generation systems, common benefits of systems are mentioned, different cogeneration system types are compared by presenting advantages and disadvantages of other cogeneration system types and information about primer cycle elements used by cogeneration systems is given.

Also, different applications of cogeneration systems are mentioned and integration of cogeneration systems to heat centrals in district heating places is studied. In this stage, criteria of structural type selection, capacity selection, operation mode selection, EHR (Electric Heat Ratio) selection, fuel type selection are determined. Effects of system type selection criteria to cogeneration systems' energy and exergy efficiency are studied by explaining cogeneration systems' energy and exergy analysis.

Depends on the analysis, MŞÜ's energy operating datas are determined and cogeneration system designed by using results of studies on previous stage. After designing, cogeneration system's working conditions are determined, energy and exergy efficiencies are calculated and what need to do to optimize these efficiency values are studied. So initial investment cost and energy production cost of cogeneration system are calculated and cogeneration system's feasibility analysis and benefit/cost analysis are made by using different methods. Next, payback period is calculated and cogeneration system's energetic, exergetic and economic characteristics are discussed. As a result of the study beneficial/profitable criteria of using cogeneration systems are proved.

Keywords: Cogeneration, District Heating, Feasibility Analysis, Economic Analysis

ŞEKİLLER LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 1.1	Geleneksel sistem ile gaz motorlu kojenerasyon sisteminin teorik verimlerinin karşılaştırılması.....2
Şekil 1.2	Türkiye 2017 yılı elektrik kurulu gücü ve üretim kaynaklarına göre dağılımı.....5
Şekil 1.3	Türkiye 1970-2016 yılları arası toplam elektrik enerjisi kurulu gücünün değişimi.....6
Şekil 1.4	Türkiye 2017 yılı elektrik üretimi ve üretim kaynaklarına göre dağılımı.....6
Şekil 1.5	Türkiye 1970-2016 yılları arası elektrik üretimi değişimi.....7
Şekil 1.6	Kojenerasyon sistemlerinin gaz motorlarının enerji çıktıları.....8
Şekil 1.7	Örnek kojenerasyon ve trijenerasyon sistem gösterimi.....11
Şekil 1.8	Kojenerasyon sistemlerinde %100 enerji girdisine karşılık elektrik üretim ve atık ısı oranları.....13
Şekil 1.9	Gaz motorlu kojenerasyon sistemi prensip şeması.....14
Şekil 1.10	Geleneksel ve kojenerasyon sistemlerine ait enerji akış diyagramları.....22
Şekil 1.11	Kojenerasyon ve geleneksel buhar türbinli elektrik üretim sistemleri.....23
Şekil 1.12	Kojenerasyon ve geleneksel sistemlerde elektrik ve ısı enerjisi üretiminin karşılaştırılması.....24
Şekil 1.13	Kojeneratör sistemler ile geleneksel sistemlerin enerji üretme kabiliyetlerinin karşılaştırılması.....24
Şekil 1.14	Doğalgaz tabanlı yakıtlarla çalışan gaz motorlu kojenerasyon ve trijenerasyon santrallerinin sektörlere göre dağılımı.....27
Şekil 1.15	Türkiye’de lisanslı kojenerasyonla elektrik üretimi toplam kurulu gücü ve toplam işletmedeki kapasite oranları.....28
Şekil 2.1	Dizel veya gaz motorlu kojenerasyon sistem şeması.....31
Şekil 2.2	Isı makinesi enerji akış diyagramı.....31
Şekil 2.3	Örnek yük-süre eğrisi.....34
Şekil 3.1	MŞÜ 2018 yılı ısı ve elektrik enerjisi tüketim değerleri.....51
Şekil 3.2	MŞÜ 2018 yılı ısı ve elektrik enerjisi tüketim maliyetleri.....51
Şekil 3.3	MŞÜ 2018 yılı anlık ortalama elektrik enerjisi tüketim değerleri.....55

Şekil 3.4	Seçilen kojenerasyon sisteminin genel görünüşü.....	57
Şekil 3.5	Seçilen kojenerasyon sisteminin bağlantı ve akış şeması.....	57
Şekil 3.6	Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki elektrik verim değerleri.....	59
Şekil 3.7	Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki ısı verim değerleri	59
Şekil 3.8	Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki EYO değerleri.....	60
Şekil 3.9	Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki net toplam enerji verim değerleri.....	61
Şekil 3.10	Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki EIO değerleri.....	62
Şekil 3.11	Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki IO değerleri.....	62
Şekil 3.12	Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki BET_c değerleri.....	64
Şekil 3.13	Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki net toplam ekserji verim değerleri.....	67
Şekil 3.14	Kojenerasyon sisteminin kısmi yüklemelere göre ısı kullanımsız elektrik üretimi birim maliyet değişimi.....	70
Şekil 3.15	Kojenerasyon sisteminin kısmi yüklemelere göre ısı kullanımlı elektrik üretimi birim maliyet değişimi.....	72
Ek Şekil 1.1	Kojenerasyon Sistemi Bağlantı ve Akış Şeması.....	89

TABLolar LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Tablo 1.1	Türkiye 2015 yılı tüketime sunulan elektrik enerjisinin abone grupları dağılımı.....5
Tablo 1.2	Türkiye’de enerji piyasası ile ilgili kanunlardan bazıları19
Tablo 1.3	Avrupa Birliği kojenerasyonla ilgili yayınlanmış direktifler.....20
Tablo 3.1	MŞÜ ısı merkezinde kullanılan kızgın su kazanlarının teknik özellikleri.....49
Tablo 3.2	MŞÜ 2018 yılı aylık ısı-elektrik enerjisi tüketim miktarları ve maliyetleri...50
Tablo 3.3	MŞÜ 2018 yılı aylık anlık ortalama elektrik enerjisi tüketim miktarları.....54
Tablo 3.4	Seçilen kojenerasyon sisteminin teknik özellikleri.....56
Tablo 3.5	Enerji analizlerinde kullanılacak kojenerasyon sistemine ait veriler.....58
Tablo 3.6	Ekonomik analizlerde kullanılacak kojenerasyon sistemine ait veriler.....73

KISALTMALAR LİSTESİ

ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
BET	: Birincil Enerji Tasarrufu
BGÖS	: Basit Geri Ödeme Süresi
CCHP	: Combined Cooling Heat and Power
CHP	: Combined Heat and Power
COP	: Coefficient of Performance
DGÖS	: Dinamik Geri Ödeme Süresi
ED	: Emisyon Düşümü
EHR	: Electric Heat Ratio
EIO	: Elektrik Isı Oranı
EYO	: Enerjiden Yararlanma Oranı
FC	: Yatırımın sabit tutarı
FMO	: Fayda/Maliyet Oranı
GD	: Gelecekteki Değer
GÖS	: Geri Ödeme Süresi
IO	: Isı Oranı
İKO	: İç Kârlılık Oranı
KDV	: Katma Değer Vergisi
KO	: Kârlılık Oranı
LNG	: Liquid Natural Gas
LPG	: Liquid Petrol Gas
MŞÜ	: Muş Alparslan Üniversitesi
NŞD	: Net Şimdiki Değer
OYKO	: Ortalama Yıllık Kârlılık Oranı
ŞD	: Şimdiki Değer
TRT	: Türkiye Radyo ve Televizyon Kurumu
YAP	: Yıllık Amortisman Payı
YCS	: Yıllık Çalışma Süresi
YNK	: Yıllık Net Kâr
YT	: Yatırım Tutarı

SEMBOLLER LİSTESİ

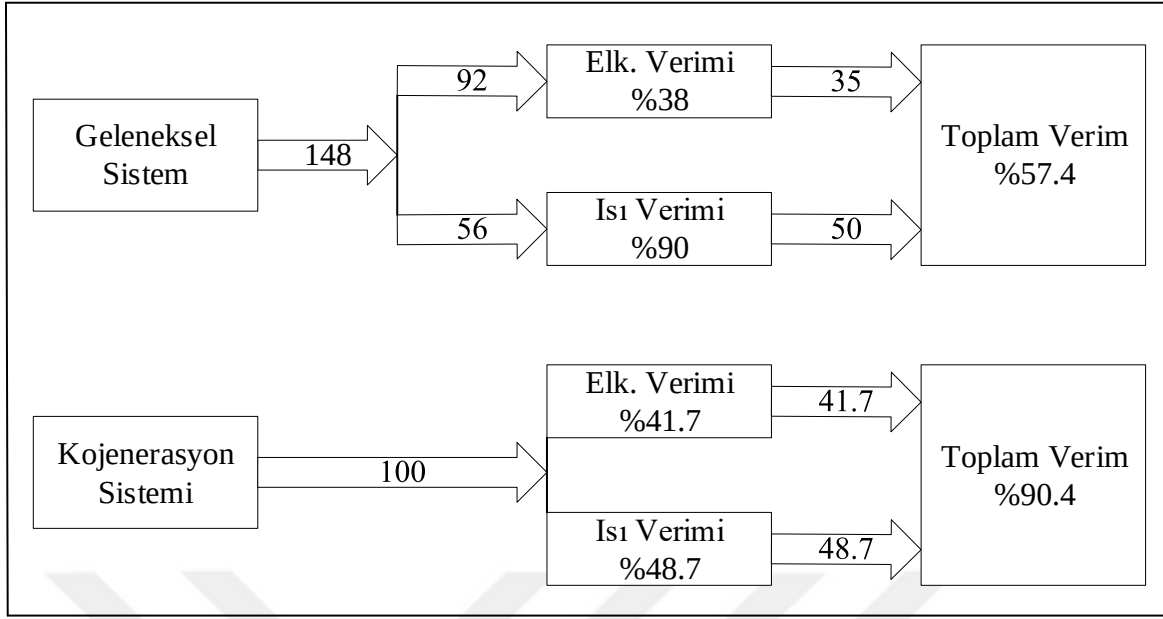
B_t	: t inci yıldaki nakit girdisi
BET	: Birincil enerji tasarrufu
BET_c	: Mali birincil enerji tasarrufu
$BGÖS$	: Basit geri ödeme süresi
C_0	: Başlangıçtaki nakit akışı
C_e	: Sistemde üretilen elektrik enerjisinin atık ısı kullanımsız birim maliyeti
$C_{e,net}$	: Sistemde üretilen elektrik enerjisinin atık ısı kullanımlı birim maliyeti
$C_{e,skb}$	: Şebekeden alınan elektrik enerjisinin birim maliyeti
$C_{el,tas}$	: Elektrik üretiminden elde edilen tasarruf tutarı
C_n	: n dönem sonra gerçekleşecek nakit akışı
C_t	: t inci yıldaki nakit çıkışı
C_{ty}	: Kullanılan yakıtın toplam tutarı
$C_{t,net}$	: Kullanılan yakıtın net toplam tutarı
$C_{t,tas}$	: Atık ısı kullanımıyla sağlanan elektrik enerjisi birim fiyatı tasarruf tutarı
C_{QL}	: Üretilen atık ısının birim maliyeti
C_y	: Kullanılan yakıtın birim maliyeti
$DGÖS$	: Dinamik geri ödeme süresi
$E_ç$	: Sistemden çıkan enerji
E_d	: Sistemde depolanan enerji
$E_{el,eş,i}$	: i ayı eşdeğer elektrik gücü
$E_{el,eş,yıl}$	: Yıllık eşdeğer elektrik gücü
$E_{el,tük,i}$	: i ayında tüketilen elektrik enerjisi
$E_{el,tük,yıl}$	: Yıllık tüketilen elektrik enerjisi
$E_{el,ürt,yıl}$	: Sistemde üretilen toplam yıllık elektrik enerjisi
E_g	: Sisteme giren enerji
ED	: Emisyon düşümü
EIO	: Elektrik/Isı oranı
$Ex_ç$	: Sistemden çıkan ekserji
Ex_d	: Sistemde depolanan ekserji
Ex_g	: Sisteme giren ekserji
Ex_{QL}	: Sistemin ürettiği atık ısının ekserjisi
$Ex_{tük}$	: Sistemde tüketilen ekserji
Ex_y	: kullanılan yakıtın ekserjisi
EYO	: Enerjiden yararlanma oranı
FC	: Yatırımın sabit tutarı
FMO	: Fayda/Maliyet oranı
GD	: Gelecekteki değer
$GÖS$	: Geri ödeme süresi
H	: Yatırımın ekonomik ömrü sonundaki hurda değeri
IO	: Isı oranı
i	: Yıllık enflasyon oranı

$\dot{K}O$	: İç kârlılık oranı
KO	: Kârlılık oranı
LHV_y	: Kullanılan yakıtın alt ısı değeri
n	: Yatırımın ekonomik ömrü
$N\dot{S}D$	: Net şimdiki değer
$OYKO$	: Ortalama yıllık kârlılık oranı
P	: Yatırımın ekonomik ömrü boyunca sağlayabileceği kâr
Q_H	: Sisteme verilen ısı
$Q_{H,e,ref}$	: Referans durumda elektrik üretimi için sisteme verilen ısı
$Q_{H,net}$	: Sisteme verilen net ısı
$Q_{H,Q_L,ref}$	: Referans durumda ısı eldesi için sisteme verilen ısı
$Q_{H,ref}$	: Referans durumda elektrik üretimi ve ısı üretimi için sistemlere verilen ısı
Q_L	: Sistemden çevreye verilen ısı, atık ısı
$Q_{L,kul}$	: Sistemden çevreye verilen kullanılabilir ısı
r	: Yıllık faiz oranı
S	: İşletme sermayesi
$\dot{S}D$	: Şimdiki değer
T_H	: Isı alınan ortam sıcaklığı veya ısı verilen akışkan çıkış sıcaklığı
T_L	: Isı verilen ortam sıcaklığı
W	: Sistemin elektrik üretimi
W_{int}	: Sistemin dâhili elektrik tüketimi
Y_{QH}	: Sistemde üretim için gereken yakıt miktarı
$Y_{Q_L,kul}$	: Sistemden alınan atık ısıyı elde etmek için gereken yakıt miktarı
YAP	: Yıllık amortisman payı
YCS_{etk}	: Yıllık etkin çalışma süresi
YGd_y	: Yıllık yakıt gideri
YGd_{si}	: Yıllık sistem işletme gideri
YG_e	: Yıllık elektrik geliri
YG_i	: Yıllık ısı geliri
YNK	: Yıllık net kâr
YNK_t	: t inci yıldaki Yıllık ortalama net kâr
YT	: Yatırım tutarı
α_{Q_L}	: Sistemin ısı ekserji faktörü
α_y	: Hidrokarbonlu yakıt ekserji faktörü
γ_F	: Emisyon faktörü
η	: Sistemin enerji verimi
η_{alt}	: Rakım etkisi verimi
η_e	: Elektriksel verim
$\eta_{e,ref}$	: Referans durumda elektrik üretim verimi
η_{net}	: Net toplam verim
η_{Q_L}	: Isıl verim
$\eta_{Q_L,ilt}$	: Sistemden çevreye verilen ısının iletim verimi
$\eta_{Q_L,ref}$	: Referans durumda ısı üretim verimi
ψ	: Sistemin ekserji verimi
ψ_{net}	: Sistemin net toplam ekserji verimi
ψ_t	: Sistemin toplam ekserji verimi

1. GİRİŞ

Günümüzde fosil yakıt kaynaklarının azalmış olmasına bağlı olarak gündemde olan yeni türde enerji üretim tekniklerinin yüksek fiyatlı olması, son yıllarda şebeke ile dağıtılan elektriği hali hazırda pahalı fiyatlarla satın almak durumunda kalan kuruluşları harici yeni seçenekler aramaya teşvik etmiştir. Doğalgaz veya biyogaz türünden yakıtlarla çalışan gaz motorlarından oluşan kojeneratör sistemler, kuruluşlar için ucuz elektrik üretmenin yanı sıra eş zamanlı şekilde atık ısı geri kazanımı ile kuruluşların ısı ihtiyaçlarını da temin etmektedir [1].

Enerji ihtiyacının önemli bir kısmını oluşturan fosil yakıt kaynaklarındaki azalma, nükleer enerji tesislerine karşı duyulan güvensizlik, alternatif enerji kaynaklarının istenilen seviyede talebi karşılayamaması, çevrenin kirlenmesi ve iklim değişiklikleri enerji verimliliğinin önemini her geçen gün daha da artırmaktadır. Geleneksel güç santrallerinde fosil yakıtların enerjilerinin yaklaşık üçte biri elektriğe dönüştürülebilmekte, kalan üçte ikilik kısmı ise çevreye atılmaktadır. Termik santrallerde kullanılan, kazanlarda ısı üretimi gibi geleneksel enerji üretim sistemleri çevreyi kirletmekte olup, birincil enerjinin yaklaşık %55-65'ini atık ısı olarak çevreye attığından, bu tip enerji üretim sistemleri ekonomik değillerdir. Buna karşılık, bir kojenerasyon sisteminde elektrik üretimi sırasında açığa çıkan atık ısı, ısı değiştiriciler yardımı ile çeşitli ısı gereksinimlerini (sıcak su üretimi, buhar üretimi vb.) karşılamak üzere değerlendirilebilmektedir. Gaz yakıt ile çalışan kojenerasyon sistemlerinde elektrik ve ısı enerjisinin eş zamanlı olarak üretilmesi ile verim %80-90 düzeylerine çıkabilmektedir [2]. Şekil 1.1'de geleneksel sistem ile gaz motorlu kojenerasyon sisteminin teorik verimlerinin karşılaştırılması gösterilmiştir.



Şekil 1.1 Geleneksel sistem ile gaz motorlu kojenerasyon sisteminin teorik verimlerinin karşılaştırılması [3].

Kojenerasyonun temelinde güç üretimi yapan bir ısı makinesinin atık ısısından yararlanılması vardır. Kojenerasyon, sistemden doymuş buhar ve/veya sıcak su ve elektrik ve/veya mekanik enerji elde edilmesi ile öncelikli ısı olmak üzere elektrik ve mekanik enerjilerin bir arada üretilmesidir. Çıktılar gaz türbini veya motorun gücünden ve egzoz gazı veya soğutma sistemlerinin atık ısısından elde edilir. Toplam sistem verimi %80-90 civarlarındadır. İlk yatırım gideri 2-4 yıl gibi çok kısa bir sürede geri ödenir. Temel olarak elektrik enerjisi üretme işlemi kullanılan primer yakıtın yanmasıyla kimyasal enerjisinin mekanik enerjiye, bu enerjinin de jeneratör (alternatör) yardımıyla elektrik enerjisine dönüşmesidir. Yanma ürünü olan 400-500 °C sıcaklıktaki egzoz gazından ve sistemin soğutulmasından elde edilen ısı ısı değiştiricilerinden geçirilerek buhar veya sıcak su elde edilmektedir [4].

1.1. Kojenerasyon Sistemleri ile İlgili Mevcut Literatür

Kojenerasyon sistemleri günümüzde hızla yaygınlaşmaktadır. Bu sistemlerle ilgili birçok araştırma ve yayın yapılmış ve yapılmaktadır. Konu ile ilgili literatür araştırması aşağıda sunulmuştur:

A. R. Marc ve arkadaşları, 2005 yılında bir kojenerasyon ve bölgesel enerji sisteminin verimini inceleyerek ısı analizini yapmışlardır. Çalışmada elektriğin, ısıtmanın ve

soğutmanın eş zamanlı olduğu kojenerasyon (trijenerasyon) sistemini inceleyerek ele alınan bölge için toplam performans ve verim analizi yapmışlardır. Sistemin enerji verimlerinin %83-94, ekserji verimlerinin %28-29 değerleri arasında olduğunu tespit etmişlerdir [5].

M. Ü. Çalışıcı, 2005 yılında kojenerasyon kullanarak elektrik ve ısının aynı anda üretilmesine dair iki ayrı uygulamayı ele almıştır. Bunların ilki gaz türbinli kojenerasyon uygulaması, ikincisi ise gaz motorlu kojenerasyon uygulamasıdır. Çalışmada her iki sistem tipinin üstünlükleri ve ayırıcı yanları tespit edilerek sistem seçiminde dikkat edilecek unsurlar ve sisteme etkileyen faktörlerin tamamı detaylı olarak araştırılmıştır [6].

Ö. Eren, 2006 yılında Kütahya’da bir porselen ve vitriye fabrikasında, yapılmak istenen kojenerasyon sisteminin kapasitesini belirlemesini yapmış, işletme içinde kullanılan enerji kaynaklarının dağılımı üzerinde çalışmış ve en uygun kojenerasyon türü olarak gaz motorlu kojenerasyon türü üzerinde durmuştur. İkincil enerji ihtiyacı olarak sprey kurutucu birimi için kullanılacak olan ısı enerjisini belirlemiştir. İhtiyaç duyulan enerjilere göre ilgili kuruluşlardan kojenerasyon sistemlerine dair bilgileri toplamış, gaz motorlu ve gaz türbinli kojenerasyon sistemlerini karşılaştırmıştır [7].

İ. İster, 2006 yılında bir kuruluştaki bulunan mevcut bir trijenerasyon sisteminin kullanılabilirliğini incelemiş ve sistem fizibilitesini yapmıştır. Çalışmanın neticesinde fizibilite bakımından incelenecek parametreleri tanımlayarak trijenerasyon sisteminin uygulanabilirliğini ortaya koymuş ve kuruluş için sistemin işletilebilirlik şartlarını belirlemiştir [8].

O Kıncay ve Z. Yumurtacı, 2006 yılında Yıldız Teknik Üniversitesi Davut Paşa Kampüsü’nün yıllık elektrik ve ısı tüketimlerini hesaplayarak, en uygun kojenerasyon tesisinin ekonomik modellemesini yapmışlardır. Bu modelleme ve analiz sonucunda kampüse kurulacak kojenerasyon sisteminin toplam getirisinin yılda 1884171.4 \$ olup sistemin kendini amorti süresinin 15 ay olduğu tespit edilmiştir. Tesisin işletme geliri de yıllık net 573672.1 \$ olarak elde edilmiştir. Sonuçta bu veriler ışığında kojenerasyon uygulamasının kârlılığı ortaya konulmuştur [9].

N. Akdeniz, 2007 yılında Süleyman Demirel Üniversitesi’nin elektrik ve ısı enerjisi gereksinimini karşılamak için modellenen 10 MW kapasitesindeki doğalgazla çalışan kojenerasyon sistemini termodinamik, ekserjetik ve ekonomik bakımdan analiz etmiştir. Gaz türbinli kojenerasyon sisteminin ekonomik incelemesinden sonra, gaz türbinli ve gaz motorlu sistemler için maliyet incelemeleri yapılmış ve elde edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır [10].

U. akır, 2007 yılında kojenerasyon uygulamasında kullanılan ilk çevrim elemanlarını detaylı şekilde incelemiş ve genel olarak tanımlamıştır. Erzurum Aziziye Araştırma Hastanesi'nin enerji ihtiyacını karşılamak için doğalgaz motorlu iki farklı kojenerasyon sisteminin çalışma koşulları ile ekonomikliğini araştırmıştır. Çalışmada sistem türü belirlenmesi, seçilen sistem türünün analizi ve uygulanmasında kullanılan yaygın metotlardan ayrı şekilde detaylandırma yapılmıştır. Bu analizde sistemin yıllık çalışma süreleri ve çalışma koşulları yerine, günlük çalışma süreleri ve koşulları dikkate almıştır [11].

G. Chicco ve P. Mancarella, 2008 yılında kojenerasyon ve trijenerasyon tesislerinin, bölgesel ısıtma yapılan yerlerde anlamlı ölçüde enerji tasarrufu sağladığını ve farklı kirletici gazların emisyonunun ayrıştırma yöntemi kullanılarak düşürülebileceğini göstermişlerdir. Çalışmada, üretime dayalı şekilde kojenerasyon ve trijenerasyon tesislerinden çıkan CO₂ ve diğer sera gazlarının emisyonunun düşürülmesini ifade eden özgün bir indikatöre bağlı trijenerasyon CO₂ emisyon redaktörü olarak isimlendirilen farklı bir yaklaşımı ele almış ve sunmuşlardır. İndikatör, kojenerasyon ve trijenerasyon sistemlerinde karakteristik performansların kara kutu modeline bağlı görevler ve geleneksel kaynaklardan çıkan sera gazı salınımlarının özellikleri olarak tanımlanmıştır [12].

H. Y. Kwak ve arkadaşları, 2008 yılında özel konutların bulunduğu bölgelerde sekiz apartman binasının, büyüklükleri 57200 m² ile 18276 m² arasında olan yerlerini seçmiş ve bu apartman binalarında kojenerasyon kullanılarak ne kadar enerji tasarrufu sağlandığını ele almışlardır. Elektrik ve ısı ihtiyacına göre her apartman için ayrı kojenerasyon uygulaması en elverişli düzeni belirleyen bir bilgisayar yazılımı ile tespit edilmiştir. Apartman binalarının kojenerasyon ile tanışmasıyla ekonomik fayda elde edileceği öngörülmüş ve gözlemlenen verilerle öngörülen veriler karşılaştırılmıştır. Kojenerasyon uygulamalarının benimsenmesiyle doğalgaz tasarrufunun %30'dan fazla olacağı ve enerji tüketiminde toplam yaklaşık ekonomik kazanımın 3.6 \$/m²yıl olacağı sonucuna varılmıştır [13].

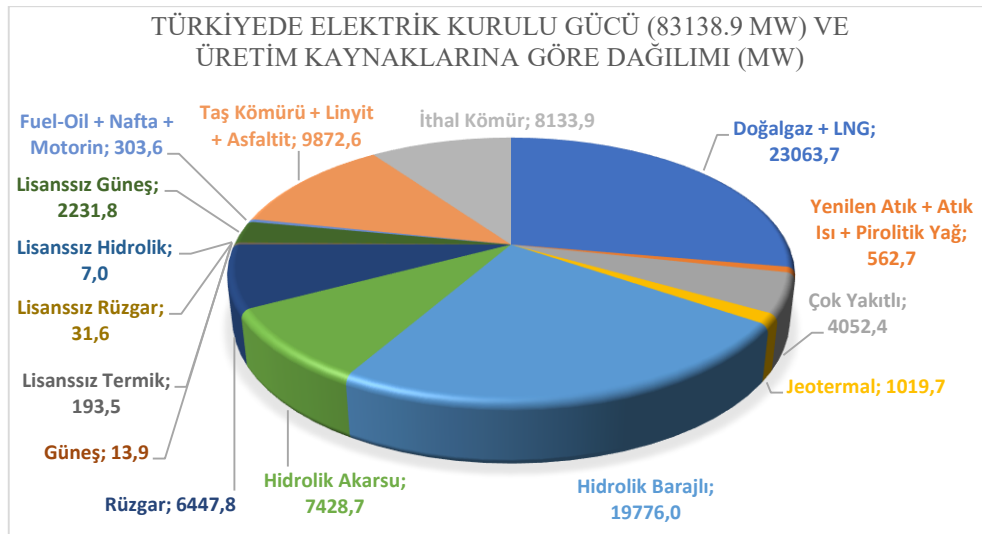
H. Öztürk ve D. Kaya, 2014 yılında kojenerasyon ve trijenerasyon sistemlerinin tasarımı, projelendirmesi ve analiz edilmesine dair hesaplamaları ortaya koymuşlar, gaz türbinli ve gaz motorlu sistemlerin karşılaştırmasını yapmışlardır. Kullanılan yakıtları inceleyerek karşılaştırmışlardır. Bu sistemlerin enerji, ekserji ve ekonomik analizlerinin yapılma yöntemlerini ortaya koyarak geri ödeme sürelerini hesaplamışlardır [2].

1.2. Enerji Kaynakları ve Türkiye’de Elektrik Üretimi

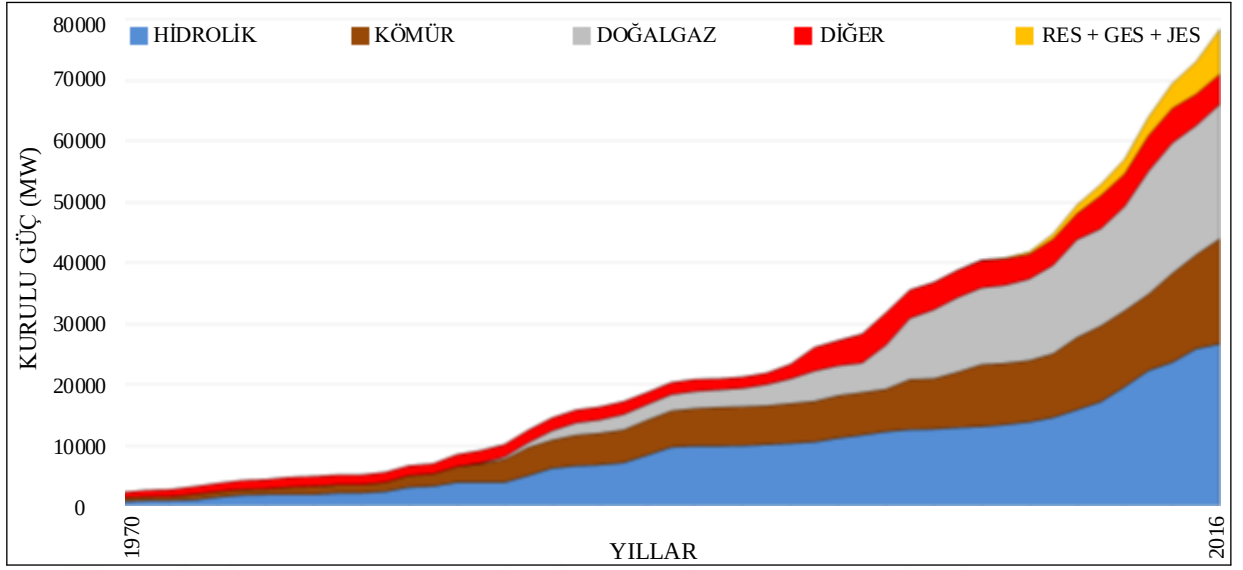
Tablo 1.1’de, Şekil 1.2’de, Şekil 1.3’te, Şekil 1.4’te ve Şekil 1.5’te sırasıyla Türkiye 2015 yılında tüketime sunulan elektriğin abone gruplarına göre dağılımı, 2017 yılı kasım ayı sonu elektrik kurulu gücü ve üretim kaynaklarına göre dağılımı, 1970-2016 yılları arası toplam elektrik kurulu gücünün değişimi, 2017 yılı elektrik üretimi ve üretim kaynaklarına göre dağılımı ve 1970-2016 yılları arası elektrik üretimi değişimi gösterilmiştir [14]. Şekillerde gösterildiği üzere kojenerasyonun elektrik üretimindeki payı sadece %0.2 seviyesindedir.

Tablo 1.1 Türkiye 2015 yılı tüketime sunulan elektrik enerjisinin abone grupları dağılımı [14].

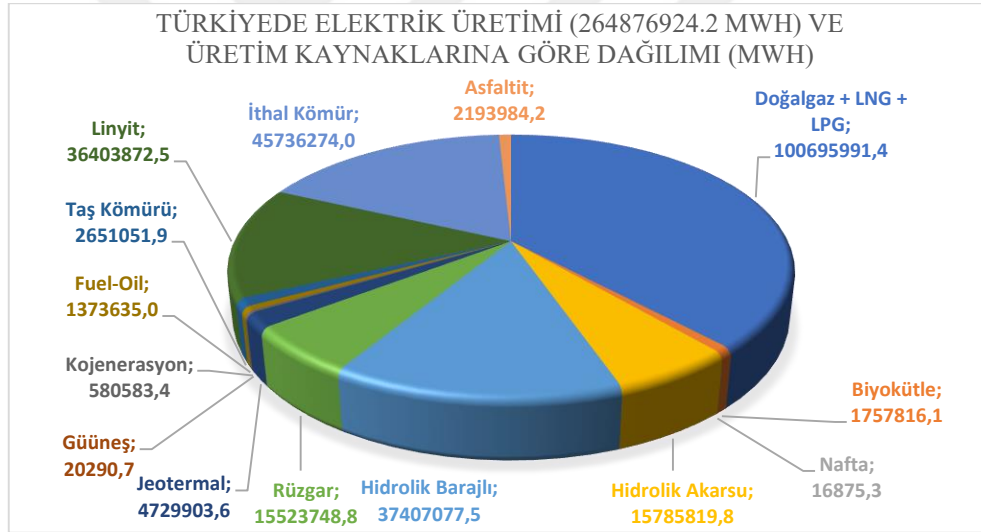
ABONE GRUBU	TÜKETİM (2015)		ABONE (2015)	
	MWH	%	ADET	%
Mesken	47900834	22.0	32358785	82.1
Ticarethane	56921566	26.2	5954209	15.1
Sanayi	103534820	47.6	160288	0.4
Tarımsal Sulama	4222135	1.9	582497	1.5
Aydınlatma	4074295	1.9	304466	0.8
Diğer	658600	0.3	68973	0.2
Toplam	217312250	100.0	39429218	100.0



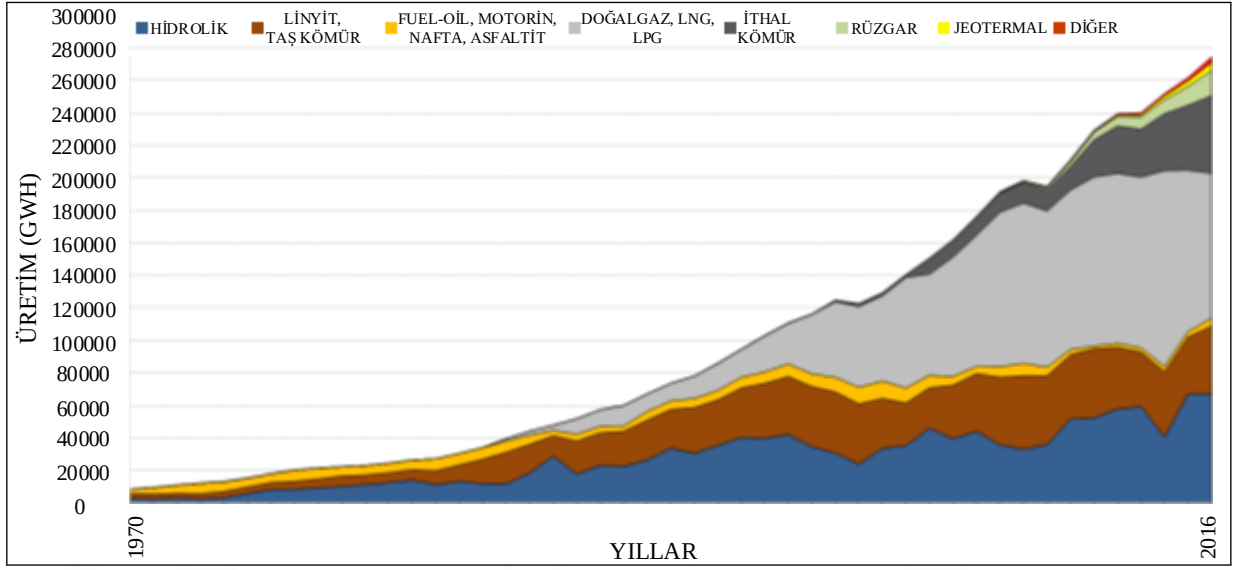
Şekil 1.2 Türkiye 2017 yılı elektrik kurulu gücü ve üretim kaynaklarına göre dağılımı [14].



Şekil 1.3 Türkiye 1970-2016 yılları arası toplam elektrik enerjisi kurulu gücünün değişimi [14].



Şekil 1.4 Türkiye 2017 yılı elektrik üretimi ve üretim kaynaklarına göre dağılımı [14].



Şekil 1.5 Türkiye 1970-2016 yılları arası elektrik üretimi değişimi [14].

1.3. Kojenerasyon Sistemleri

1990'ların ilk yıllarından itibaren ülkemizde de kendini tanıtmayı başarmış olan kojenerasyonun kelime anlamı, yardımcı/destekçi üretimdir. Gaz motorlu kojeneratör sistemleri denildiğinde hatırlanması gereken şey ise elektrik ve ısı enerjilerinin aynı zamanda tek yakıt girişi ile üretilmesini sağlayan sistemler olmalıdır [15]. Bu sistemlerde yaygın olarak kullanılan yakıtlar; doğalgaz, LNG (Liquid Natural Gas) ve biyogaz yakıtlarıdır.

1.3.1. Verimlilik Tespiti

Elektrik ve ısı'nın birbirinden ayrı üretildiği geleneksel sistemler göz önüne alınırsa toplam verimlilik %57.4 mertebesinde iken [16], 2.15 MWh/h'lık elektrik enerji üretim kapasitesine sahip gaz motorlu bir kojeneratör sistemin veriminin %90.4 seviyesindedir [17]. Kaybedilen enerjinin çoğunluğu motorun şasisinden ortama dağılan ısı enerjisidir. Toplam verimin %96 düzeylerine çıkarılması için çalışmalar sürmektedir. Verimliliklere bakıldığında genel olarak kojenerasyon sistemlerinin elektrik üretim verimi %41.7, ısı üretim verimi ise %48.7 seviyelerindedir.

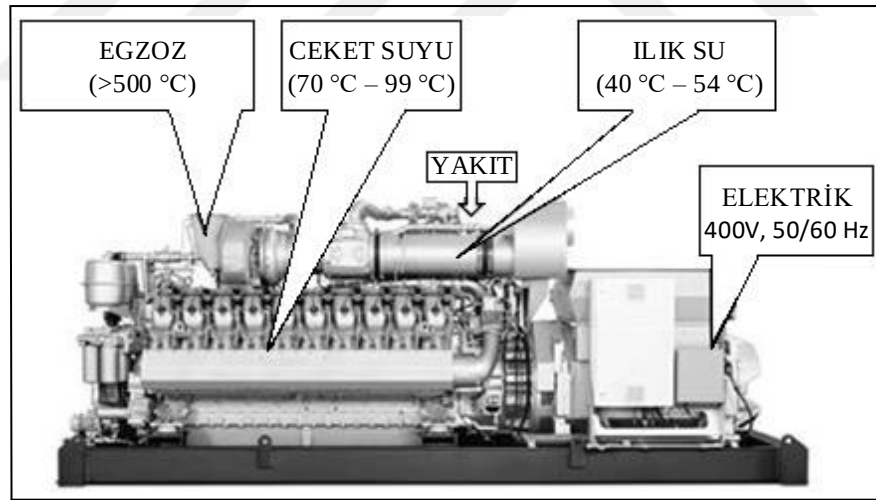
Elektrik verimi gaz motoruna entegre şekilde bağlanmış, çoğunlukla sabit mıknatıslı senkron bir elektrik üreticinin ürettiği elektrik enerjisinin, gaz motorunun yakıt tüketimine

oranıdır. Isıl verim ise gaz motorundan elde edilebilen ve kullanılabilen tüm ısı enerjisi çıktılarının toplamının gaz motorunun yakıt tüketimine oranıdır [18].

1.3.2. Sistemin Çıktıları

Gaz motorlarında ısılı çıktılar egzoz gazından, motor ceket suyundan ve ılık soğutma suyundan elde edilen ısılardır. Otto çevrimli ve 4 kademeli olan gaz motorları, motorlu araçların motorları gibidir. Burada gaz motorunun egzoz gazı motorlu aracın egzozundan atılan yanma gazına, ceket suyu soğutma çevrimi de motorlu araçlarda radyatöre gönderilip soğutulan çevrime karşılık gelir.

Egzoz gazları tahliye edilirken sıcaklığı 500 °C seviyesindedir. Egzoz gazının, kojenerasyon ile üretim yapan tesislerde üretime entegre edilmiş sıcak su kazanında, kızgın su kazanında, kızgın yağ kazanında veya buhar kazanında kullanılması ile atık ısı geri kazanılır. Örnek bir gaz motorundan elde edilen çıktılar Şekil 1.6’da gösterilmiştir.



Şekil 1.6 Kojenerasyon sistemlerinin gaz motorlarının enerji çıktıları [3].

Ceket suyu, motorun soğutulmasında kullanılan sıvıdır. Bu soğutma çevrimi yüksek sıcaklık çevrimi olarak da bilinir. Motor türlerine bağlı olarak sıcaklıklar farklı tayin edilir. Çoğunlukla ceket suyunun giriş sıcaklığı 70 °C seviyesinde, çıkış sıcaklığı ise 95 °C seviyesindedir. Kojenerasyonla üretimde verimli çalışma için sıcaklığı artan ceket suyunun sıcaklığının düşürülmesi sistemin sürekliliği için şarttır. Ceket suyu soğutulmasında iki seçenek bulunur. Bunlardan ilki sıcaklığı artan suyun radyatörlerde soğutulup atık ısının

atmosfere yayılması ve soğutulan suyun motora geri gönderilmesidir. Bu durumda işlem kojenerasyon değil jenerasyon yani elektrik üretimi olur. İkincisi ise kojenerasyondaki ısı geri kazanımının uygulamalarından birisi olan eşanjörle atık ısının kullanılabilir ortama transfer edilmesi seçeneğidir. Sıcaklığı artan ceket suyu, eşanjör vasıtası ile ısısını ısı ihtiyacı olan ve kendisinden daha düşük sıcaklıkta bulunan akışkana aktarır.

Gaz motorlu kojeneratörlerde, hava ile soğutulan eşanjör, su ile soğutulan eşanjör ve radyatör arasında ılık su içeren kapalı devre bir çevrim bulunur ve düşük sıcaklık çevrimi olarak anılır. Akışkan sıcaklıkları üreticiden üreticiye değişse de giriş sıcaklığı 40 °C seviyesinde, çıkış sıcaklığı ise 44 °C civarındadır. Motorun soğutularak güvenli ve verimli işletilmesinde düşük sıcaklık çevriminin rolü çok önemlidir. Sıcaklığı artan ılık su, eşanjörler vasıtası ile tesise ısı transfer ederek hava ile soğutulan eşanjöre geri gönderilir.

Gaz motorlarına entegre edilmiş senkron jeneratörde üretilen elektriğin frekansı ülkemiz şebekesi için geçerli olan 50 Hz ve gerilim seviyesi ülkemiz endüstriyel kullanımı için geçerli olan 400 V değerlerindedir. Jeneratör çıkış gerilimi olan 400 V'un, hangi gerilim seviyesinden senkronize edileceğinin belirlenmesinde tesisin kendi yapısına ve ihtiyaçlarına göre değerlendirme ve tasarım yapılmalıdır.

1.3.3. Sistemin Avantajları

Kojenerasyon sistemlerinin en olumlu yanı enerji üretiminin yerinde yapılması ve daha az kayıpla kullanıma sunulmasıdır. Üretilen elektriğin şebeke elektriğine kıyasla daha kaliteli olması işlemin sürdürülebilirliğini ve sistemin güvenilirliğini artırmaktadır [15]. Enerjinin yerinde üretilip kullanılıyor olması, kuruluşları dağıtım şirketlerine ödenen tutarlardaki perakende satış hizmet bedeli, iletimle ve dağıtımla ilgili bedelleri, TRT payı, enerji fonu kesintisi ve belediye özel tüketim vergisi gibi ekstra ödeme yüklerinden kurtarmaktadır. Kojenerasyon sistemleri çevreci olup karbon salınımının düşürülmesine de katkı sağlamaktadır.

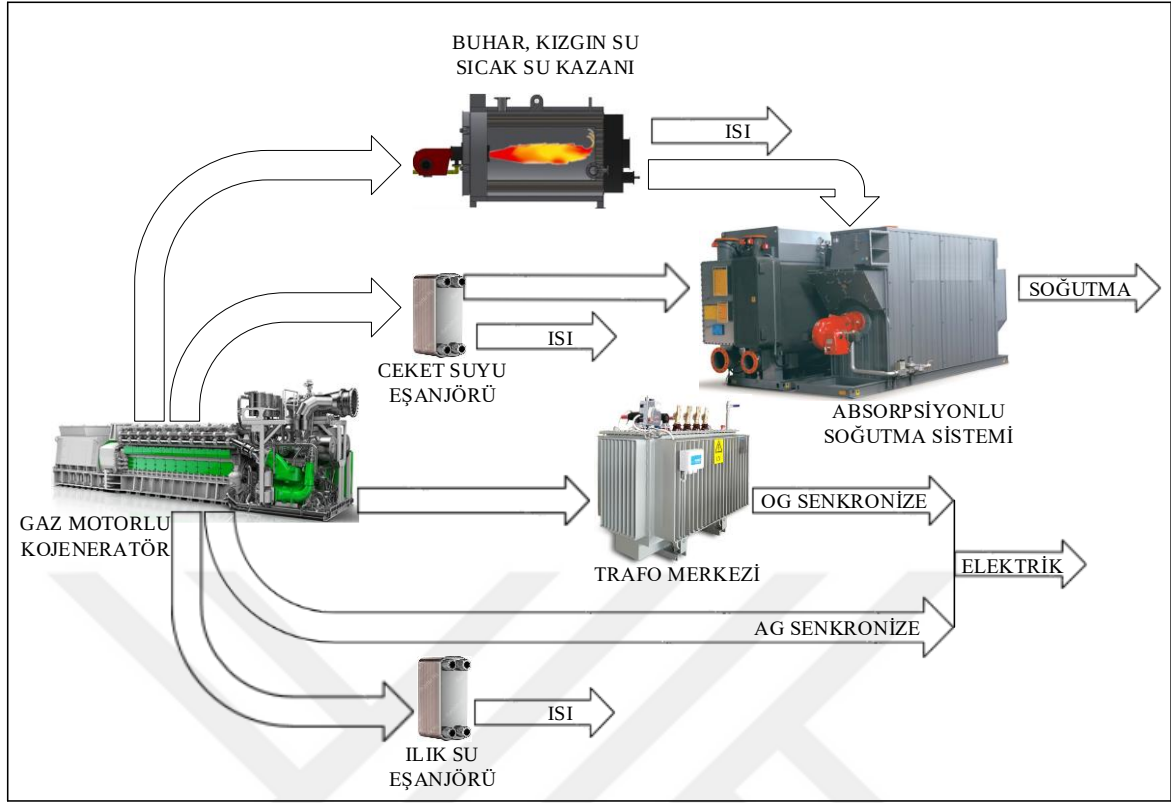
1.3.4. Kullanım Alanları

Kojenerasyon sistemlerinin geniş bir uygulama alanı vardır. Kojenerasyon sistemlerinin uygulanabileceği yerlerden başlıcaları:

- a) Tekstil fabrikaları,
- b) Kâğıt fabrikaları,
- c) Seramik fabrikaları,
- d) Kimyasal malzeme üretim fabrikaları,
- e) Plastik fabrikaları,
- f) Gıda fabrikaları,
- g) Orman ürünleri fabrikaları,
- h) Oteller,
- i) Hastaneler,
- j) Apartmanlar ve siteler,
- k) Villalar,
- l) Alışveriş merkezleri,
- m) İş merkezleri ve
- n) Biyogaz ve çöp gazı tesisleri'dir.

1.3.5. Kapasite Seçim Kriterleri

Şekil 1.7'de gösterilen örnekteki benzer kojeneratör sistemlere dair kapasite seçimi her açıdan önem teşkil etmektedir. Kojeneratör sistemin asıl maksadı enerji tasarrufu sağlamak olup bu tasarrufun çoğunluğu elektrik enerjisinden sağlanmaktadır. Bu bakımdan, seçilecek sistemin gaz motorunun tam yükte veya buna yakın yüklerde çalıştırılması, yerinde tüketilebilecek kadar elektrik enerjisi üretilmesi, ısı enerjisi çıktılarının da mümkün olduğunca tamamına yakınının kullanılması gerekir [19]. Ülkemizde kojeneratör sistemlerin kapasiteleri belirlenirken yapılan en önemli hatalar; sadece elektrik tüketimine veya sadece ısı ihtiyacına bakarak buna göre karar alınması, farklı bir başka tesiste kurulu olan farklı bir sistemin taklit edilmesi veya fazla enerji üretilip satma isteğidir.



Şekil 1.7 Örnek kojenerasyon ve trijenerasyon sistem gösterimi

Kapasite seçiminde enerji tüketimleri ele alınırken uyulması gereken yöntem geriye dönük en az bir yıllık enerji tüketimlerinin en az aylık periyotlarla ele alınmasıdır.

Ülkemizde kuruluşlar çoğunlukla yaz mevsiminde yükselen bir elektrik enerjisi tüketim eğrisine sahiptirler. Kojenerasyon ve trijenerasyon uygulamalarında en düşük geri ödeme süresinin sağlanması elektrik kapasitesinin tüketim eğrisinin hemen altında seçilmesi ile mümkün olur. Bu kapasiteye tekabül eden ısı üretimi veya soğutma üretimi kapasitesi talep edilenden fazla ise sınır değeri biraz daha düşürülebilir, bu şekilde hem elektrik hem de ısı veya soğutma üretimlerinin tamamına yakınının tüketilmesi mümkün olacak ve enerji verimi bakımından daha cazip sistemler kullanılmış olacaktır [20].

1.3.6. Çalışma Modları

Kojeneratör sistemler birbirinden farklı üç modda çalıştırılabilmektedirler. Bunlar:

- Şebeke ile Paralel Mod: Kojeneratör sistem kuruluşun taban elektrik ihtiyacını sağlamak maksadıyla sürekli olarak devrededir. Sistem kapasitesini aşan elektrik

enerjisi talepleri elektrik şebekesine karşılanır. Paralel mod güvenilirlik niteliğini artırdığı için en fazla tercih edilen çalışma modu olmaktadır.

- b) Ada Modu: Kojeneratör sistemler ada modunda jeneratör seti şebekeden bağımsız olarak, sanki kendisi şebekeymiş gibi çalışır. Şebeke ile paralel modda, şebekenin her hangi bir şekilde kesintiye uğraması ile de jeneratör seti ada moduna dönüşmüş olur. Ada modunda çalışmanın en olumsuz yanı, gaz motorlu kojeneratör sistemlerin blok yük karşılama yeteneklerinin düşük olması ve motorların ilk çalıştırmada çekilen yüksek akımlara dizel jeneratörler kadar hızlı tepki verememeleridir.
- c) Yedek Mod: İhtiyaç anında elektrik şebekesi kesintiye uğradığında jeneratör setinin yedek bir güç üretici olarak çalıştırıldığı moddur. Kojenerasyon tesis maliyeti, aynı kapasitedeki bir dizel jeneratör tesis maliyetinden çok daha yüksek olduğundan, yedek olarak çalışmaktan ibaret bir tesisin kurulması günümüz koşullarında kabul edilebilir bir yatırım olmamaktadır.

1.3.7. Kojenerasyon Sistemlerinde EYO

Bir kojenerasyon santralinde, buhar türbini çevrimi (Rankine), gaz türbini çevrimi (Brayton) veya gaz buhar çevrimi kullanılabilir. Buhar türbinli güç santrallerinde, buhar kazanı ile buhara verilen enerjinin tamamı elektrik enerjisine veya işlem ısısına dönüştürülür. Bu nedenle kojenerasyon santrali için EYO (Enerjiden Yararlanma Oranı) oldukça yüksektir. Genel olarak, kojenerasyon sistemlerinde sisteme verilen enerjinin yaklaşık %40-45'i elektriğe dönüştürülür. Geriye kalan yaklaşık %45-50'lik kısmı atık ısı olarak ortam ısıtmaya veya işleme verilir. Şekil 1.8'de bu oranlar gösterilmiştir.



Şekil 1.8 Kojenerasyon sistemlerinde %100 enerji girdisine karşılık elektrik üretim ve atık ısı oranları

1.4. Kojenerasyon Genel Üretim Teknikleri

Kojenerasyon iki çeşit ana tahrik ünitesi vasıtasıyla uygulanmaktadır; gaz türbini ve gaz motoru ya da dizel motor. Gaz türbinleri kojenerasyon uygulamaları için yaygın olarak 4.5-20 MW güç aralığında kullanım alanı bulmaktadır. Buna karşılık gaz motorları daha küçük güçlerde, yurdumuzda da özellikle 1 MW seviyelerinde uygulanmaktadır. Ancak gaz motorlu kojenerasyon uygulamalarını bu boyutta sınırlamak doğru değildir. Tek modülde 100 kW seviyelerinden 3 MW kapasitelerine kadar motorlar mevcut olup, bunların çoklu modülleri ile yapılan santrallerde 10 MW kapasitelere ulaşılabilir.

1.4.1. Gaz Türbinleri

Gaz türbini yakıt enerjisini mekanik enerjiye çeviren makinedir. Sıkıştırılmış havayı nozullarda genişletir ve çıkış şaftıyla bir jeneratör veya kompresörü çalıştırır. Makinenin içerisinde sıkıştırılmış hava bir eksenel veya radyal akış kompresörü ile gerçekleştirilir.

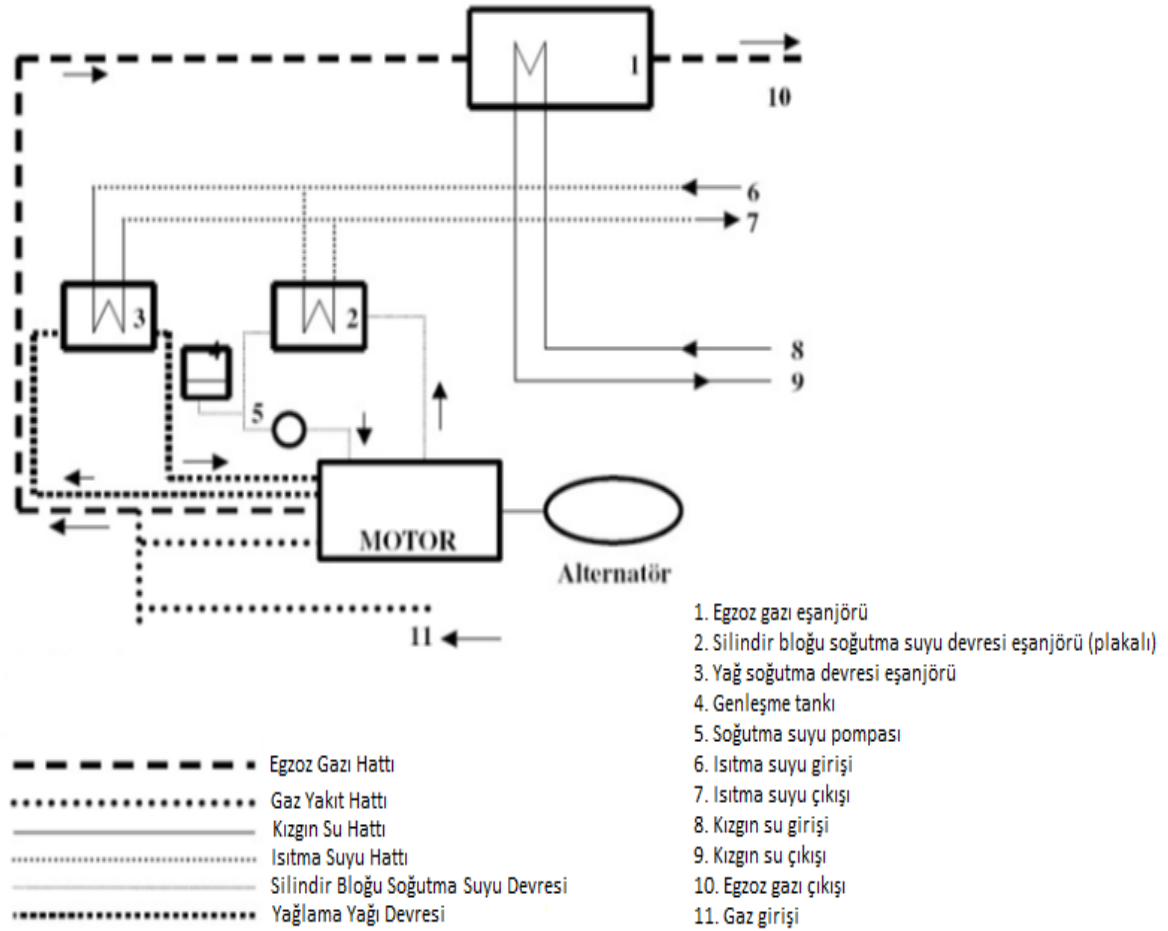
Gaz türbinlerinde önemli olan kızgın havanın eldesidir. Yaklaşık 1200 °C'deki kızgın hava nozullarda kinetik enerjiye dönüştürebilecek belirli bir miktardaki ısıyı içerir. Yüksek hızdaki hava türbin seyyar kanatlarında yön değiştirir ve türbin tekerleğinin dönmesini sağlar. Bu olay kapasiteye göre ikinci hatta üçüncü tekerlekte de gerçekleşebilmektedir. Gaz

türbinlerinin genel itibarı ile jeneratör çalıştırma, kompresör çalıştırma, gemilerin çalıştırılması ve uçakların çalıştırılması gibi kullanım alanları bulunmaktadır.

1.4.2. Gaz Motorları

Elektrik gereksinimi ısı gereksiniminden fazla olan uygulamalarda en çok tercih edilen çözümlerdendir. Piston silindir sistemli bir gaz motorunda kullanılan yakıtın (birincil enerjinin) dönüştüğü enerji türleri şöyle sıranabilir; %35-40 mekanik enerjiye, %30-35 motor gömlek ısısına ve %25-30 egzoz ısısına dönüşmektedir. %7-10 kadar ısı enerjisi ise radyasyon yoluyla kaybolmaktadır [21].

Gaz motorlu kojenerasyonda sistemden alınan ısı enerjisi üç sistem unsurundan elde edilir. Bunlar; yağ soğutma devresi, egzoz gazları ve motor blok soğutma devresidir. Şekil 1.9’da gaz motorlu kojeneratörlerden oluşan bir tesisin prensip şeması gösterilmiştir.



Şekil 1.9 Gaz motorlu kojenerasyon sistemi prensip şeması [21].

Gaz motoru uygulamalarının avantajları:

- a) Daha yüksek miktarda elektrik enerji çıktısı sağlayabilecek ($EIO \approx 0.8$), toplam %40 mertebesinde elektrik üretim verimi ile elektrik gereksiniminin ısı gereksiniminden daha yüksek olduğu durumlarda tercih edilmesi uygun olan seçeneklerdir. Gaz motorları elektriğin yanı sıra, ısıtma ve/veya soğutma amaçlı ısı enerjisi gereksinimi duyan; üniversite kampüsleri, tatil köyleri, oteller, yüzme havuzlu spor kompleksleri toplu konutlar, gibi uygulama alanlarında çok uygun çözümler olmaktadır.
- b) Toplam çevrim verimi oranlarının %85 ile %91 arasında bulunmasıyla türbinli sistemlerle karşılaştırıldığında toplam verimce türbinli sistemlerden üstündürler. Ayrıca türbinli sistemlerin aksine elektrik çevrim verimleri artıkça toplam çevrim verimleri önemli miktarda düşüş göstermemektedir.
- c) Yakıt/hava karışım oranı düşük veya katalizörlü yakma sistemleriyle, çevreye dost temiz bir yakıt olan doğalgazın bir araya gelmesi neticesinde çok düşük zararlı emisyon seviyelerine ulaşabilmektedir. Çağdaş fakir karışım yakma sistemlerini içinde barındıran motorlar çevreye zararlı NO_x emisyonlarını azaltmak için katalizör gereksinimi duymaksızın binlerce saat izin verilen emisyon değerlerinin altında işletilebilmektedir.
- d) Kısmi yük verimlerinin çok düşük olmaması ve ada modunda birden fazla modülle konfigüre edilebilmeleri gaz motorlu kojeneratör sistemlerini en esnek kojenerasyon sistemleri kılmaktadır. Kısmi yük altında çalışmaları gerektiğinde verimlerinin önemli miktarda düşmemesi ve modüllerin ihtiyaç arttığında sırayla devreye girip ihtiyaç azaldığında yine sırayla devreden çıkma imkânları, sistemin elektrik ve ısı talebinde gün içinde sürekli değişen talep miktarlarını ve EIO değişimlerini rahatça kompanse etmesine izin vermektedir. Böylelikle günlük periyotta enerji maliyetlerinin düşürülmesi mümkün olmaktadır.
- e) Gaz motorlarının çok kısa sürede devreye girme ve devreden çıkma kabiliyetleri bulunmaktadır. Ayrıca gaz motorlu sistemler daha az devre elemanı içerdiklerinden diğer sistemlere göre daha kısa sürelerde tesis edilebilmekte olup, gaz motorlu sistemlerden oluşan tesislerin iç tüketimlerinin daha az olması da gaz motorlarına yıllar boyu %98'in üzerinde bir emre amadelik oranı sağlamaktadır.
- f) Gaz motorlarında sanılanın aksine yakıt olarak sadece doğalgaz yakılmayıp atık arıtma merkezlerinden elde edilen kanalizasyon gazı (Sewage gas), çöp ayrıştırma ve depolama merkezlerinden elde edilen çöplük gazı (Landfill gas), bunların dışında

biyogaz ve kok gazı vb. yakıtlar da kullanılabilir. Ayrıca atıklardan sağlanan bu yakıtlar elektrik ve ısı üretiminde direkt olarak kullanılabilir yakıtlardır. Gaz motorlarında yakıt direkt olarak motorlarda yakılmakta, önce yakıp buhar üretmek, sonra da bu buharla bir buhar türbini çevirmek gibi işlemler gerekmemektedir [22].

1.5. Kojenerasyon Sistemi Seçim Kriterleri

Kojenerasyon sistemlerinde kapasite belirlemesi yapılırken değerlendirilen kriterler:

- a) İşletmenin elektrik-ısı kullanım yapısı ve tüketim dengesi,
- b) İşletmenin yıllık çalışma süresi,
- c) İşletmenin enerji ihtiyacı seviyesi ve
- d) Birincil enerji kaynaklarının (nafta, fuel-oil, gaz ve LPG (Liquid petrol gas)) tedarik edilebilirliği ve ekonomik açıdan kullanılabilirlikleridir.

Bu kriterlerin en önemlileri ilk üç kriterdir. Uygun santral seçimi için yıllık veya aylık ya da haftalık bazda tüketim değerleri tespit edilmeli, bu değerler grafikler haline getirilmelidir. Elektrik kapasitesinin tespit edilmesini müteakip ısı tüketim verileri incelenir. Çoğunlukla yüksek sıcaklıklarda enerji gerekiyorsa, elektrik/ısı oranı yaklaşık 1/2 oranında bulunuyorsa, sistem için uygun ekonomik yakıt mevcutsa ve santral kapasitesi gaz türbinleri kapasite aralığında bulunuyorsa sıcak hava, kızgın yağ ya da buhar üretmek üzere ihtiyaca uygun gaz türbinli kojenerasyon santrali seçilmelidir.

1.6. Kojenerasyon Sistemlerinde Kullanılan Motorlar

Kojenerasyon sistemlerinde kullanılan motorlar genel olarak iki tiptir. Bunlar fakir karışım yakmalı otto çevrimli motorlar ve sıkıştırma patlatmalı prensipte çalışan dizel çevrimli motorlardır.

1.7. Kojenerasyon Sistemlerinde Kullanılan Yakıt Tipleri

Motorlu kojenerasyonda kullanılacak yakıtlar; kok gazı, biyogaz, piroliz gazı (odun gazı), propan, doğalgaz ve LNG olarak sıralanabilir. Bunlardan doğalgaz, propan ve LNG ticari kullanıma açık yakıtlardır. Diğer yakıtlar özel işletmeler, çöplükler veya arıtma

tesislerinden elde edilir. Özellikle işlemlerinde çözücü atmosfer veya özel gazlar üreten müesseselerde bu imkân çok kârlı yatırım sonuçları vermektedir. Dizel motorlar, yaklaşık 4 MW kapasiteye kadar çıkabilmekte olup dizel ya da gaz-dizel çift yakıt kullanımında, bu kapasitenin üzerine çıkabilen, 4 ve 6 numaralı fuel-oil yakabilen motorlar da mevcuttur. Gaz yakıtların motorlarda yakılabilmesinin olmazsa olmazı metan sayısıdır, bunun arkasından ısı değeri ve laminar alev hızı gelir.

1.8. Kojenerasyon Sistemlerinin Tarihsel Gelişimi

Ülkemizde de kullanımı yaygınlaşan kojenerasyon teknolojisinin, ilk örnekleri 1900'lü yılların başında görülmüş, daha sonra ucuz yakıt döneminde terk edilmiştir. 1970'lerde yaşanan petrol krizlerinden sonra yeniden uygulanmaya başlanmış ve geliştirilmiştir. 20. yy. başlarından itibaren kojenerasyon güç santralleri yerleşim yerlerinde kurulmaya ve bölgesel ısıtma yapılmaya başlanmış, 1940'lı yıllarda yakıt fiyatlarının düşmesiyle çekiciliğini yitirmiştir. Ancak 1970'li yıllarda yakıt fiyatlarının tekrar yükselişiyle bu santrallerin kurulması tekrar hızlanmıştır.

Kojenerasyon ekonomik bakımdan faydalı bir uygulamadır. Bu nedenle son yıllarda kojenerasyon santrallerinin kurulması hız kazanmaktadır. Bölgesel ısıtma uygulamalarının yaygın olarak kullanıldığı ülkelerde, kojenerasyon daha çok kullanılır ve bu nedenle daha erken gelişme imkânı bulmuştur. Örneğin ABD'de yapılar çok yüksek yapıldığından ısıtma sistemlerinde ısıtma sıcak su ile yapılamayıp, sıcak su yerine alçak basınçlı buhar kullanılarak ısıtma yapılmaktadır. Isı merkezleri ile kullanım veya ısınma alanları arasında ise yüksek basınçlı buhar kullanılmaktadır. Isıtma için gereken bu buhar kullanımı nedeniyle bileşik ısı-güç üreten merkezlerin yıllık verimi yüksek olmaktadır. İçinde bulunduğumuz yüzyılın sonuna kadar ABD'de tüketilen elektriğin %15'inden fazlasının kojenerasyon santrallerinden sağlanması beklenmektedir [23].

İngiltere'de bölgesel ısıtma uygulamaları 1945 yılından beri gelişmektedir. Son yirmi beş yıllık dönem içinde kojeneratör sistemlerdeki gelişmeler ile kojenerasyon uygulamaları hızlı bir şekilde yaygınlaşmıştır [23].

Almanya'da bölge ısıtması uygulamaları için kaynar su kullanımına ve kojenerasyon kullanımına geçilmesi 1930'lar sonrasına tekabül eder. Isı merkezinde ayrıca yakıt olarak çöp kullanan büyük kapasiteli buhar kazanları da bulunmakta olup böylece işletme rantabilitesi yüksek olmaktadır [23].

İskandinav ülkeleri ise kojenerasyon tesisleri ve bölgesel ısıtma merkezleri bakımından dünya çapında en önde gelen ülkeler konumundadırlar [23].

1.9. Kojenerasyon Sistemleri ile İlgili Mevcut Mevzuat

Avrupa Birliği'nde ve Türkiye'de kojenerasyon sistemlerinin uygulanmasına dair birçok mevzuat düzenlenmiştir. Bu mevzuat unsurlarına dair bilgiler aşağıda sunulmuştur:

1.9.1. Türkiye'de Mevcut Mevzuat

2001 yılında kabul edilen 4628 sayılı elektrik piyasası kanunuyla elektrik enerjisi sektöründeki faaliyetlerin düzenli, hızlı ve etkin bir biçimde yürütülmesini sağlamak amaçlanmıştır. Bunun için sosyoekonomik gelişmenin temel girdisi olan elektrik enerjisinin üretimi, iletimi, dağıtımı ile tüketicilere kesintisiz, güvenli ve düşük maliyetli olarak sunulmasına yönelik düzenlemelerin, yerli ve yabancı özel sektör yatırımcılarının ağırlıklı olduğu yeni bir piyasa yapısı dâhilinde gerçekleştirilebilmesi için gerekli alt yapı hazırlanmıştır. Yasa ile bir kamu hizmeti olan elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı konularının, piyasa koşullarında özel hukuk hükümlerine göre sürdürülmesi sağlanmakta ve bağımsız bir kurul tarafından bu piyasanın düzenlenmesine ilişkin yeni bir sistem oluşturulmaktadır.

4628 sayılı yasayla, elektrik enerjisinin üretimi ve dağıtımının özel kişilere gördürülmesinde kamu hizmeti imtiyazı yöntemi yerine, lisans sistemine geçilmektedir. Bu yasayla elektriğin iletimi dışındaki tüm hizmetlerden kamunun çekilmesi ve tümüyle özel sektöre bırakılması amaçlanmaktadır. Lisans almak suretiyle her tüzel ve gerçek kişi bu piyasada faaliyet gösterebilecektir. Elektrik piyasası kanununda belirtildiği gibi 6 çeşit lisans türü bulunmaktadır. Bunlar üretim lisansı, iletim lisansı, dağıtım lisansı, toptan satış lisansı, perakende satış lisansı ve otoprodüktör ve otoprodüktör grubu lisansıdır.

Otoprodüktör lisansının alınması suretiyle tesislerde kojenerasyon sistemlerinin uygulanabilmesi mümkün olmaktadır. Bayındırlık ve İskân Bakanlığı tarafından yayınlanan "Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliği" bölüm 10 madde 23'te toplam inşaat alanı en az 20000 m²'nin üzerinde olan bina tasarımında kojenerasyon sistemlerinin uygulama imkânlarının analiz edileceği ve inşaat maliyetinin %10'nunu geçmeyen durumlarda uygulamalar yapılacağı belirtilmiştir. Türkiye'de enerji piyasası ile ilgili kanun ve

yönetmeliklerden bazıları Tablo 1.2’de sıralanmıştır. Bunlardan kojenerasyon analizini zorunlu kılan enerji performansı yönetmeliği 05/12/2009 tarihinden itibaren yürürlüğe girmiştir.

Tablo 1.2 Türkiye’de enerji piyasası ile ilgili kanunlardan bazıları

AÇIKLAMA	KANUN NO	TARİH
Elektrik Piyasası Kanunu	4628	20/02/2001
Doğalgaz Piyasası Kanunu	4646	18/04/2001
Petrol Piyasası Kanunu	5015	04/12/2003
Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (LPG) Piyasası Kanunu	5307	02/03/2005
Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımına ilişkin kanun	5346	18/05/2005
Bayındırlık ve İskân Bakanlığı binalarda enerji performansı yönetmeliği	-	05/12/2008

1.9.2. Avrupa Birliği’nde Mevcut Mevzuat

Avrupa Birliği kojenerasyon sisteminin desteklenmesi amacıyla pazarın liberalizasyonunun yapılmasından, sübvansiyon ve destek politikalarına kadar bir dizi direktif yayınlamış olup, bu direktifler konu başlıklarına göre Tablo 1.3’te sıralanmıştır [24].

Tablo 1.3 Avrupa Birliği kojenerasyonla ilgili yayınlanmış direktifler [24].

NO	KOJENERASYON
1	2004: Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 february 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC
	SÜBVANSİYON VE DESTEK POLİTİKALARI
1	2003: Decision No 1230/2003/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 adopting a multiannual programme for action in the field of energy: "Intelligent Energy - Europe" (2003 - 2006)
	EMİSYON İLKİM DEĞİŞİKLİĞİ VE ÇEVRE
1	2004: Directive 2004/101/EC amending Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community, in respect of the Kyoto Protocol's project mechanisms
2	2003: Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC
3	2002: Decision No 1600/2002/EC of the European Parliament and of the Council of 22 July 2002 laying down the Sixth Community Environment Action Programme
4	2001: Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants
5	2000: Directive 2000/14/EC of the European Parliament and of the Council on the approximation of the laws of the Member States relating to the noise emission in the environment by equipment for use outdoors
6	1996: Council Directive 96/61/EC concerning integrated pollution prevention and control, see also the page of the European IPPC Bureau with the Best Available Technology (BAT) reference documents ("BREFs")
	ENERJİ PAZARININ LİBERALİZASYONU
1	2003: Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC
2	2003: Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council Concerning common Rules for the Internal Market in Natural Gas and Repealing Directive 98/30/EC
	ENERJİ TALEBİNİN YÖNETİLMESİ, ENERJİ VERİMLİLİĞİ VE SÜRDÜRÜLEBİLİRLİĞİ
1	2002: Directive 2002/91/EC of the European Parliament and of the Council on the energy performance of buildings
	ENERJİ VERGİLENDİRMESİ
1	2003: Council Directive 2003/96/EC restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity
	YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI
1	2001: Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market

1.10. Kojenerasyon Sistemlerinin Yararları

Dünya genelinde elektrik şebeke santrallerinde yılda üretilen elektrik enerjisinin toplamının, Almanya, Fransa, İngiltere ve İspanya'nın toplam enerji ihtiyaçlarına tekabül eden miktardaki bir kısmı dağıtım ve iletim hatlarında meydana gelen kayıplar nedeni ile boşa gitmektedir. Modern termik güç santrallerinin verimleri ortalaması %34 mertebesinde ve geçen kırk yılı aşkın süredir bu verim değeri herhangi kayda değer bir yükseliş göstermemiştir. Enerji sektöründe düşük verim oranı ve enerji kayıpları nedeni ile her yıl 400 milyar doları aşan miktarda ekonomik kayıp söz konusudur [25].

Kojenerasyon sistemlerinin ülkemiz ve dünya için yararları enerji üretimindeki ve dağıtımındaki güçlükler dikkate alındığında aşağıdaki şekilde sıralanabilir:

- a) Yüksek enerji üretim verimi sayesinde yılda 2 milyon ton fuel-oil veya eşdeğeri yakıt tasarrufu sağlayarak 360 milyon dolar tasarruf yapılmaktadır.
- b) 1500 MW kapasitede motorlu, 2000 MW kapasitede türbinli kojeneratör sistemle ülkemizde bu güçte elektrik üretimi yapacak kömürlü santrallerle karşılaştırılırsa 1900 TE) sera etkisi oluşturacak emisyon yani CO₂ tasarrufu (%50) sağlanmaktadır.
- c) Farklı tür yakıtların kullanılabilmesi sayesinde sadece doğalgaza bağlı olmayıp diğer yakıtları da kullanabilmesiyle ekstra değer oluşturmaktadır.
- d) Tüketim yerinde bulunmaları sayesinde dağıtım ve iletim kayıpları yaşanmaması sayesinde yılda 196 milyon dolar değerinde 2800 GWh enerji tasarruf edilmektedir.
- e) Yatırımcılarına, kaliteli enerjiyi şebeke fiyatının yaklaşık yarısı kadar maliyetle üretme imkânı sağladıkları için dünya piyasalarında rekabeti artırmaktadır.

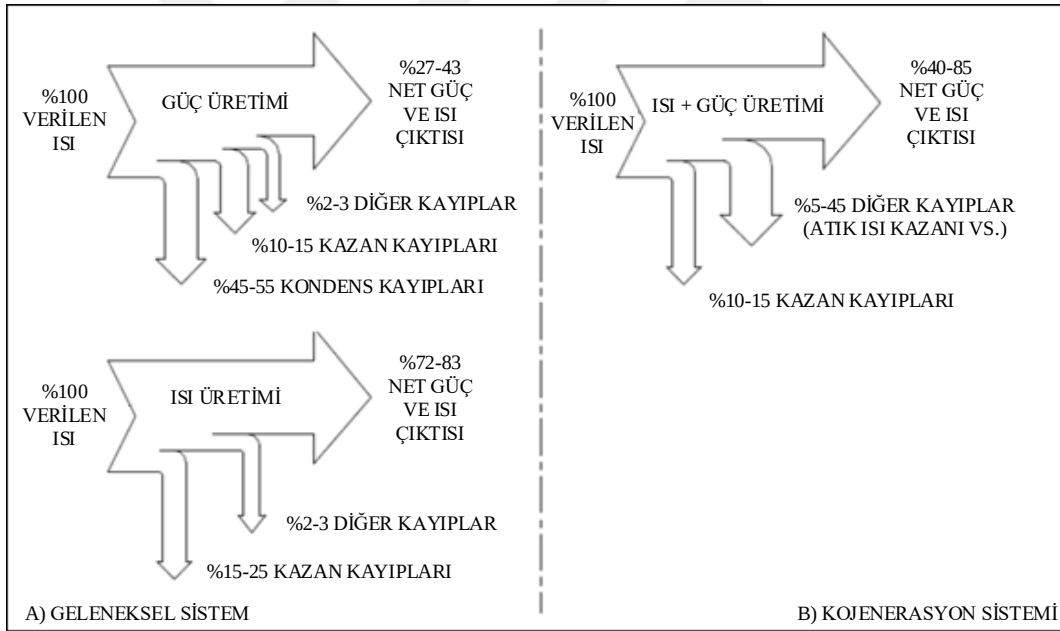
Danimarka, Finlandiya ve Hollanda gibi ülkelerde üretilen toplam enerjinin %30'a yakın kısmı kojeneratör sistemler ile üretilmektedir. Kyoto Protokolüne taraf olmuş olan Avrupa Birliği'nde kojenerasyon sistemlerinin enerji üretimindeki payının bu sistemler daha fazla önemsenmek süreti ile hızla artırılması için kararlar alınmıştır. Bunun yanında ABD'de de kojenerasyon sistemlerinin gelişimi ve yaygınlaşması için stratejiler geliştirilmiştir [25].

Kojenerasyon sistemleri gelişen dünyadaki artan enerji açığını önlemek ve atık enerjiden daha fazla yararlanmak için tasarlanmaktadır. Bu sistemlerin kazançları:

- a) Ucuz ve kaliteli enerji üretimi
- b) En az üretim ve işçilik kaybı,
- c) Yüksek enerji çevrim verimi,
- d) Çevre dostu olması, daha az CO₂, SO₂ ve NO_x emisyonu,

- e) Çok çeşitli yakıt kullanılabilmesi,
- f) Tüketim bölgelerinin yakınına kurulduklarından, iletim ve dağıtım hat kayıplarının en aza indirilebilmesi ve
- g) Şebeke ile paralel çalışabildiklerinden, ihtiyaç fazlası ya da eksikliği elektrik enerjisinin şebekeye satılabilmesi ya da şebekeden alınabilmesidir.

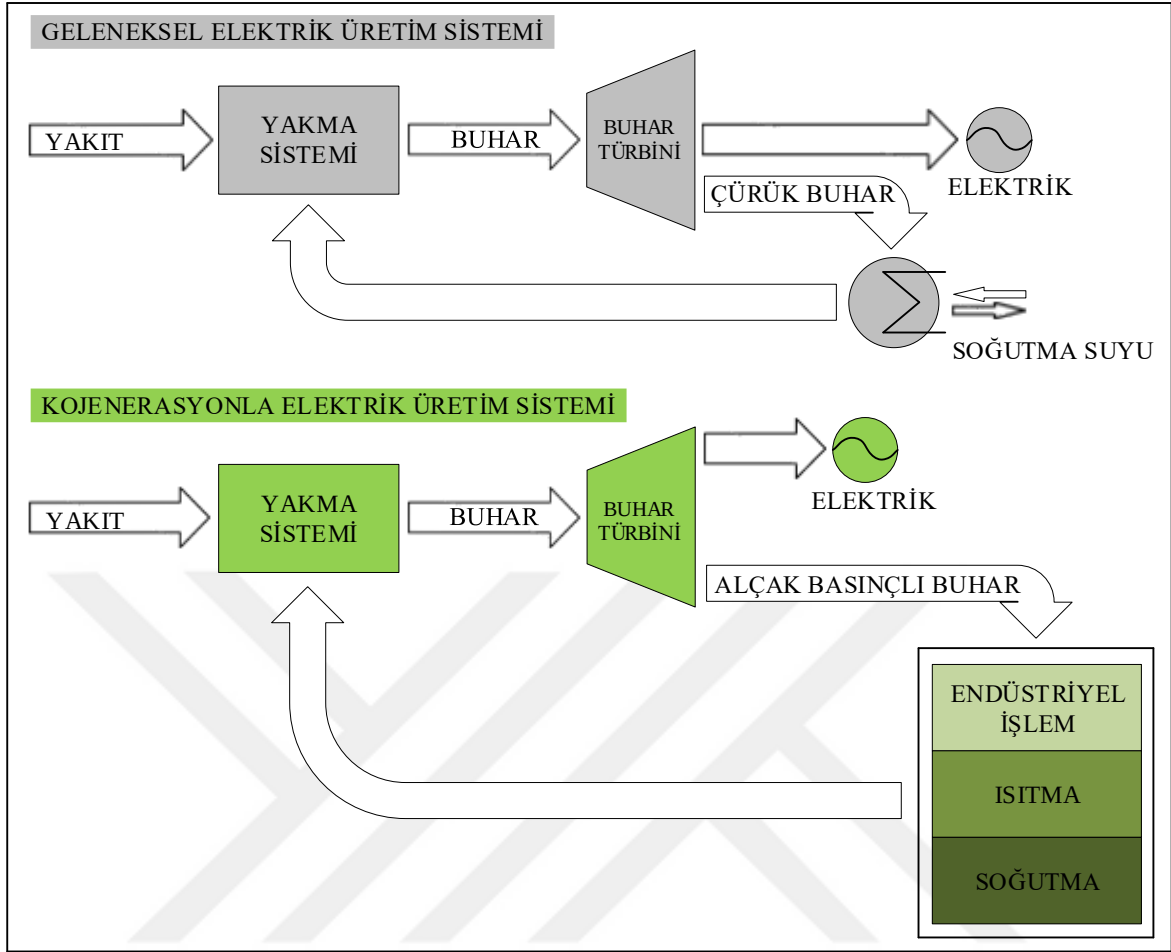
Kojenerasyon tekniği ile yüksek teknoloji ürünü bilgisayar ve elektronik kumandalı mekanizmalar barındıran tesislerde gereksinim bulunan yüksek kaliteli elektrik enerjisi üretilmektedir. Şekil 1.10'da elektrik ve ısı enerjilerinin birbirinden ayrı üretildiği geleneksel teknik ile kojenerasyon tekniğinin akış diyagramları gösterilmiştir. Şekilde de gösterildiği üzere kojenerasyon tekniğinde elektrik ve ısı olmak üzere iki enerji aynı anda üretilmektedir. Burada ek yakıt tüketilmediğinden giren yakıt enerjisinden daha fazla istifade edilmektedir.



Şekil 1.10 Geleneksel ve kojenerasyon sistemlerine ait enerji akış diyagramları [26].

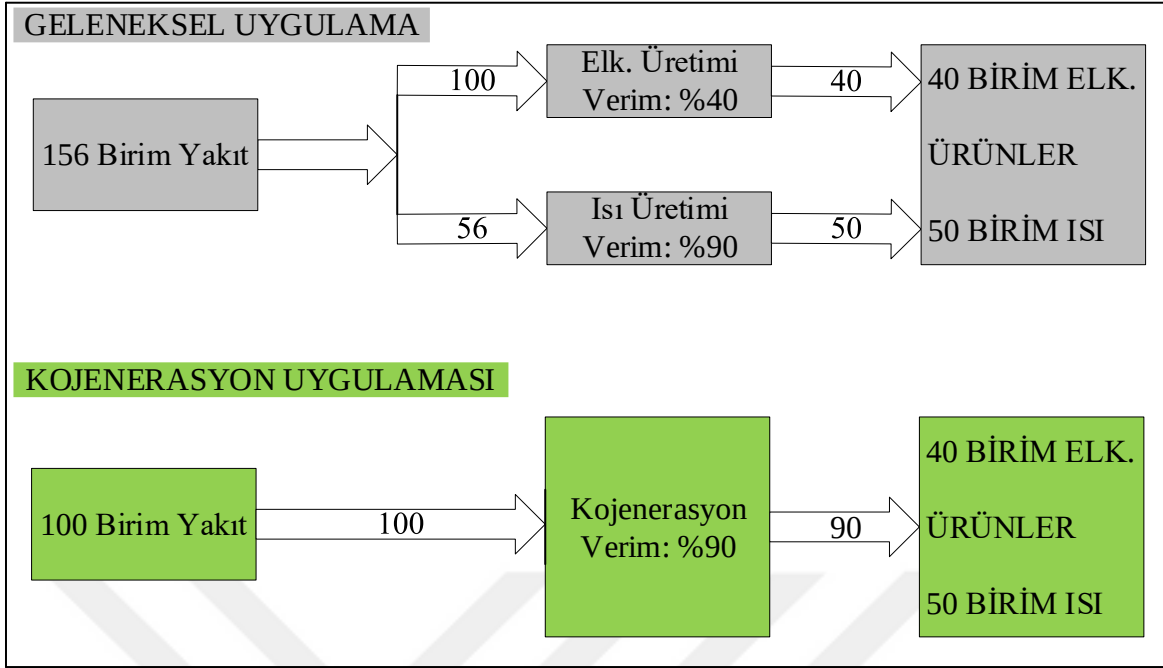
1.11. Kojenerasyon ile Geleneksel Güç Santralinin Karşılaştırılması

Elektrik üretiminde üretilen çürük buharın geniş kullanım alanı bulunmaktadır. Farklı türde enerjilere (elektrik ve ısı) gereksinim duyan tüketicilerin ihtiyaçlarını tek bir tesisten aynı anda karşılayabilmelerinin birçok faydası bulunur. Şekil 1.11'de kojenerasyon ve geleneksel buhar türbinli elektrik üretim sistemleri gösterilmiştir.

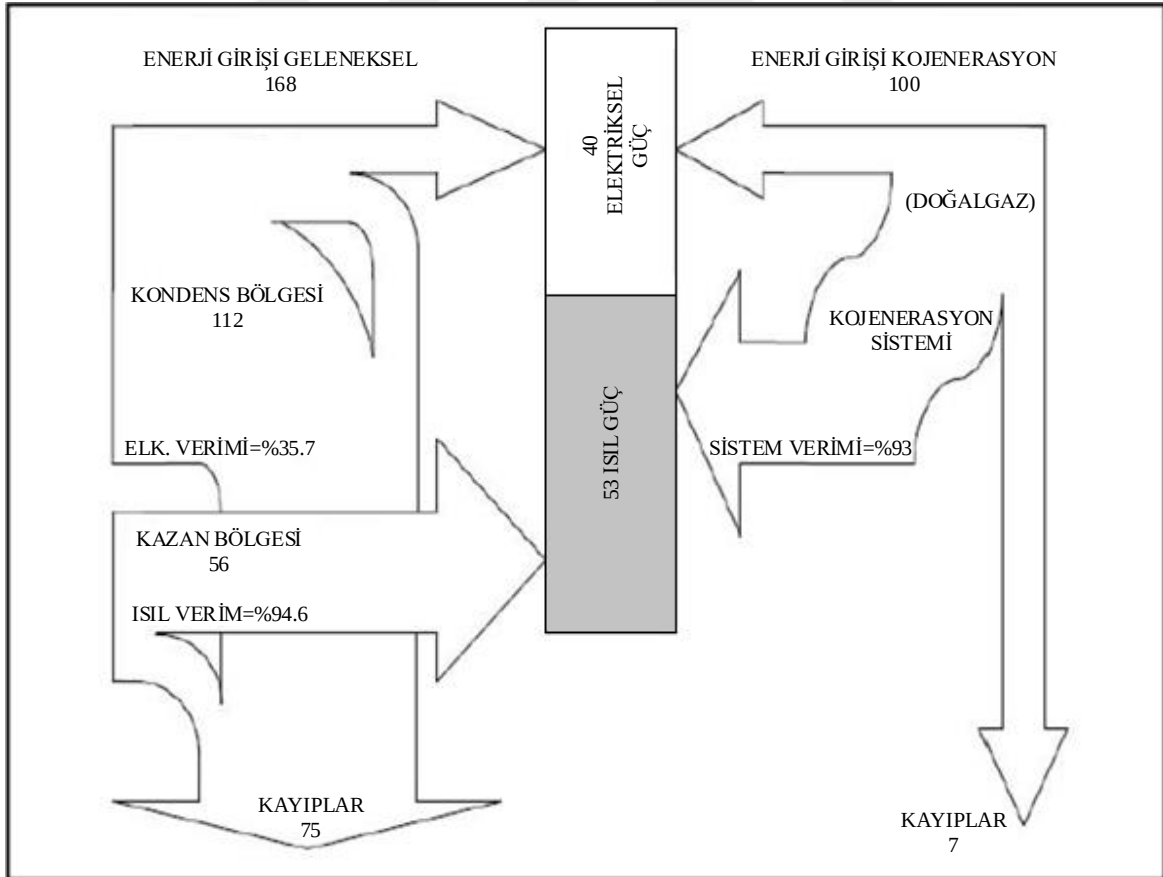


Şekil 1.11 Kojenerasyon ve geleneksel buhar türbinli elektrik üretim sistemleri

Geleneksel bir sistemde, yakıt olarak giren enerjinin, kullanılan yöntem ve teknoloji kombinasyonuna bağlı olarak, %30-40'ı elektrik enerjisine dönüşebilmektedir. Kojenerasyon tekniğinde ise enerji girdisinin %35-45'i elektrik enerjisi ve %50-60'ı da ısı enerjisi olmak üzere, toplam %90'a kadarı geri kazanılmaktadır. Kojenerasyon tercih edilmediğinde elektrik ayrı kaynaktan buhar ayrı kaynaktan elde edilecektir ki, bu halde kojenerasyon tekniğindeki %90'lık miktarda ikincil enerjiyi elde etmek için %156'lık enerji girdisine ihtiyaç duyulacaktır. Şekil 1.12'de ve Şekil 1.13'te sırasıyla kojenerasyon sistemi ile geleneksel sistemlerin elektrik ile ısı enerjisi üretimlerinin akış diyagramı ve Sankey diyagramı kullanılarak karşılaştırılması gösterilmiştir. Şekillerde de gösterildiği üzere; 40 birim elektriksel, 50 birim ısı güce ihtiyacı olan bir tesisin bu ihtiyaçlarını karşılamak için geleneksel sistemde 168 birim enerji gerekirken, kojenerasyon sistemi ile 100 birim enerji yeterli olmaktadır [22].



Şekil 1.12 Kojenerasyon ve geleneksel sistemlerde elektrik ve ısı enerjisi üretiminin karşılaştırılması [27].



Şekil 1.13 Kojeneratör sistemler ile geleneksel sistemlerin enerji üretme kabiliyetlerinin karşılaştırılması [22]

Geleneksel güç santrallerinde fosil esaslı yakıt enerjisinin yaklaşık üçte biri elektrik enerjisine dönüştürülürken açığa çıkan ısının çevreye atılmasına karşın kojenerasyon sisteminde elektrik üretimi sırasında ortaya çıkan atık ısı çeşitli ısı ihtiyaçları için (sıcak su, buhar, absorpsiyonlu soğutma, vb.) değerlendirilmektedir. Gazla çalışan kojenerasyon sistemlerinde elektrik ve ısı eş zamanlı olarak üretilmesi ile %80-90 oranında verim elde edilebilmektedir. Böylece primer enerjinin atık kısmı minimum düzeyde tutulmaktadır. Bu yüksek sistem verimi sayesinde kojenerasyon sistemi, ilk yatırım tesis giderini kısa sürede geri ödeyebilmektedir [28, 29].

Kojenerasyon yakıtı verimli kullanarak karbon emisyonunun düşürülmesine katkısı bulunan nitelikte bir enerji üretim tekniği olduğundan çevre için, tükettiği yakıtın büyük bölümünü enerji olarak vermesi nedeni ile de sanayi kuruluşları için yararlı bir seçenektir.

Kojenerasyon; tekstil, kâğıt, seramik, kimya, sunta gıda, metal işleme gibi ısı ve elektriğin yoğun olarak kullanıldığı sektörlerde enerjinin maliyetini yarıya yakın düşürmekte ve rekabet imkânını artırıcı sektörel gereksinimlerden biri olmaktadır [30, 31].

Kojenerasyon sistemleri yüksek enerji verim değerinin gerekliliği temeli üzerine kurulduğu kadar endüstriyel enerji alanında karbon miktarının azaltılması yönündeki politikaları desteklemek temeli üzerine de kurulmuştur. Çünkü insanoğlunun neden olduğu CO₂ emisyonlarının kaynağını sanayi sektörü ve enerji üretimi yapan sistemler oluşturmaktadır. Fosil yakıtların yakılması sonucu oluşan yüksek CO₂ konsantrasyonları sera etkisinin oluşmasına neden olmaktadır ki bu durum ciddi bir çevre sorunu arz etmektedir. Kojenerasyon CO₂ emisyon miktarının düşürülmesi ve enerji kayıplarının önlenmesi için en akılcı ve en kolay uygulanabilir yöntemlerden biridir. Bu nedenlerle günümüzde hali hazırda bulunan kuruluşlarda yeni ve daha yüksek verimli çift maksatlı kojenerasyon sistemleri kurulmaktadır [32, 33, 34].

Kojenerasyon tekniğinin verimini artırmada önemli olan sistemin çalışma saatinin en yükseğe çıkarmak ve elektrik ve atık ısıнын sürekli kullanılmasını sağlamaktır. Burada elektrik ihtiyacı miktarı ve ısı ihtiyacı miktarı değiştikçe elektrik ısı oranı değişimlerini kompanse edebilecek sistemlere duyulan ihtiyaç ortaya çıkmaktadır.

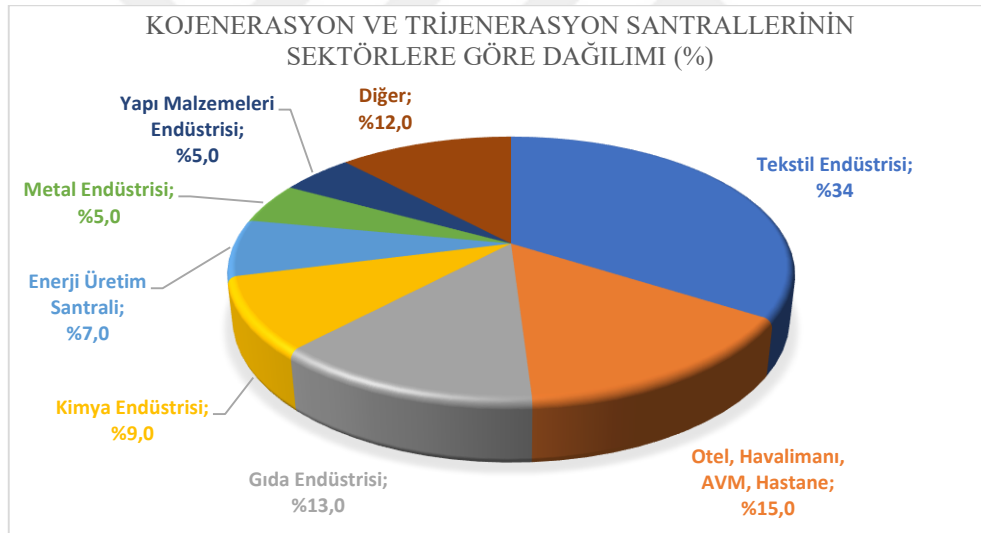
Bu sistemlerin ilk akla gelenleri aşağıda verilmiştir:

- a) Çoklu modül kullanımı: Sistem kapasitesi belirlenirken bir yıllık elektrik yük eğrisini incelemek önemlidir. Bazı durumlarda birden fazla modül kullanımına karar vermek daha ekonomik olabilmektedir.

- b) Akümülayon tankı kullanımı: Üretilen ısınn ihtiyaçtan fazla olduğu durumlar oluyorsa, fazla ısı akümülayon tanklarında depolanıp ihtiyaçnn arttığı durumlarda tanklardan çekilerek kullanıma verilmesiyle toplam verimin düşmesi önlenir.
- c) Şebekeyle paralel çalışma: Elektrik ihtiyaçnn üretimi aştığı durumlarda şebekeden elektrik alarak, aksi durumda ise üretilen fazlaelektriği şebekeye satarak, sistemin tam yükte dolayısı ile en yüksek verimde çalışması sağlanır. Ancak bu alternatif, ülkemizde bulunan yasal güçlükler ve şebekelerin yapısal düzensizlikleri nedeniyle nadiren uygulanmaktadır.
- d) Kombine çevrimin by-pass ile kullanımı: Türbinli kojeneratör sistemlerde, atık ısı kazanından alınan buharı; elektrik ihtiyaçı yükseldiğinde ikincil bir buhar türbinine yönlendirerek, üretilen toplam elektrik miktarı arttırılır. Böylece elektrik verimi %45 mertebesine ulaştırılabilir. Isı ihtiyaçı yükseldiğinde türbin by-pass edilmek suretiyle buharın tümüyle ısıtma amaçlı kullanımı sağlanabilir. Isı ihtiyaçnn pik olduğu hallerde; türbinde egzoz çıkış bölgesine ekstra yakıt enjeksiyonu uygulanarak bir art yanma sağlanabilir ve ısı üretimi arttırılabilir.
- e) Ara buhar alma: Buhar türbini kullanımında türbinden ara buhar alınması suretiyle değişen elektrik ısı oranları kompanse edilebilir.
- f) Damper sistemi ve by-pass bacası kullanımı: Isı ihtiyaçı olmadığında ısı damperlerin yönlendirilmesi ile by-pass bacasından dışarıya atılabilir. En verimsiz kompanzasyon biçimi budur. Isının tümüyle atılması ile %80 mertebesindeki toplam verim %30 mertebesine kadar iner.
- g) Pik yük boyleri/chilleri kullanımı: Bir yılı aşkın zaman aralıklarına ait ısı ihtiyaçı eğrilerine bakılacak olursa, toplamda az bir süre de olsa bazı zamanlarda ısı ihtiyaçı kojeneratör sistemin toplam ısı üretimini aşmaktadır. Bu pik durumları kompanse etmek için sisteme ekstra kojenerasyon modülü ilave etmek maliyeti yükseltirken verimi düşürecektir. Kojenerasyon modülleri yılda 365 gün, günde 24 saat (bakım – onarım süreleri hariç) çalışabilecek şekilde tasarlanmış ve üretilmiştir. Bu çalışma şartlarında kendisini 2-4 yılda geri ödeyecektir. Oysa çalışma süresi azaldığında, bu geri ödeme süreleri çok uzayacaktır. Bu tür pik durumlar için ilave bir boyler veya soğutma ihtiyaçı için pistonlu bir chiller kullanmak daha ekonomik olacaktır [22].

1.12. Türkiye’de Kojenerasyon

Kojenerasyon tekniği ülkemizde eski olmayıp, devletin kamu kuruluşları olan rafineri, imento, şeker, kâğıt ve demir-elik fabrikaları ile petrokimya endüstrilerinde 1960’lardan beri uygulanan bir tekniktir. 1985’te yapılan yasal düzenlemelerle, özel kuruluşların da konuya ilgilisi artmıştır. şekil 1.14’te ve şekil 1.15’te sırasıyla, doğalgaz tabanlı yakıtlarla çalışan gaz motorlu kojenerasyon ve trijenerasyon santrallerinin sektörlere göre yüzdesel dağılımı ve Türkiye’de lisanslı kojenerasyonla elektrik üretimi toplam kurulu gücü ve toplam işletmedeki kapasite oranları gösterilmiştir [35]. şekillerde gösterildiği üzere üretim işlemlerinde buhar ihtiyaının ve ısı ihtiyaının en yoğun olduğu tekstil endüstrisi doğalgaz tabanlı yakıtlarla çalışan gaz motorlu kojenerasyon ve trijenerasyon santrallerini en çok kullanan sektör durumundadır.



şekil 1.14 Doğalgaz tabanlı yakıtlarla çalışan gaz motorlu kojenerasyon ve trijenerasyon santrallerinin sektörlere göre dağılımı [28].



Şekil 1.15 Türkiye’de lisanslı kojenerasyonla elektrik üretimi toplam kurulu gücü ve toplam işletmedeki kapasite oranları [28].

1.13. Bölgesel Isıtma

Bölgesel ısıtma, birçok binanın merkezi bir ısı santralinden veya jeotermal gibi başka bir ısı kaynağından sıcak su ihtiyacının karşılanmasıdır. Isı santrali; bir kojenerasyon santrali, sadece ısı üreten bir santral veya ikisinin birleşiminden oluşabilmektedir. Bu santralde üretilen ısı yalıtımlı çift borulu bir dağıtım sistemi vasıtasıyla sıcak su, kızgın su veya buhar fazında binalara ulaştırılır.

Bölgesel ısıtmanın her yapının, binanın veya konutun birbirinden bağımsız şekilde ısıtılmasıyla kıyaslandığında avantajlı yönleri vardır. Bu avantajların başlıcaları atıkların denetlenebilmesiyle çevresel kirliliğin kontrol altında tutulabilmesi, yakıt tüketiminin daha ekonomik hale gelmesi ve yakıt alternatiflerinin sayısının fazlalığıdır. Bölgesel ısıtmanın en önemli dezavantajı ise ilk yatırım maliyetinin yüksekliğidir. Diğer yandan doğru üretim planlama ve yerleşim planının doğruluğu sağlanarak maliyeti düşürmek mümkündür.

Bölge ısıtma sistemleri temel olarak ısı üretiminin yapıldığı merkezden, ısı dağıtımının yapıldığı şebekeden ve ısıyı alıcılara ulaştıran bağlantılardan oluşur. Merkezde, ısınn dağıtılmasını sağlayan aracı iş akışkanını işlevini gören sıcak su, kızgın su veya buhar üretimi yapılır. Aracı iş akışkanı olarak sıcak su ve kızgın su kullanımı daha yaygındır. Isı merkezinde ayrıca aracı iş akışkanının şebeke aracılığıyla dağıtımını sağlayan pompalar ve bunların kontrol sistemleri bulunur.

Isı enerjisinin, ısı merkezinde üretilen sıcak iş akışkanının bir boru içerisinde sirküle ettirilmesi yoluyla kullanıcılara ulaşması sağlanır. Akışkanın merkezden çıkış sıcaklığı 90-120 °C arasında olmaktadır. Boru ağı üzerindeki dolaşımda akışkandaki sıcaklık düşümü ise boru ağının yalıtım şartlarına bağlı olarak 4 °C ile 12 °C arasındadır. Boru hatları yer altında galeriler içerisinde yerleştirilebileceği gibi, yer üstünde veya toprak altında gömülü şekilde de yerleştirilebilir. Son zamanlarda koruyucu polietilen kılıf içinde yalıtılmış, kılıf ile boru arası poliüretan dolgu ile doldurulmuş ön yalıtımlı çelik borular yaygın şekilde uygulanmaktadır. Dağıtım hatlarında ayrıca genleşme elemanları, vanalar ve ekstra pompalama ekipmanları yer almaktadır.

1.13.1 Bölgesel Isıtma Sisteminin Elemanları

Bölgesel ısıtmada iki kapalı hat sistemi bulunur. Birincil (primer) hat; ısı santralinde üretilen ısıyı binalara taşıyan hattır. İkincil (sekonder) hat ise; yapılar içerisinde ısıyı dağıtan hattır. Birincil ve ikincil devreler genellikle yapının alt katında eşanjör dairesinde birleşir veya kesişirler. Genellikle bu ikisi arasında bir ısı değiştirici (serpantin veya eşanjör) bulunur. Bu eşanjörde primer hat akışkanı ile sekonder hat akışkanı birbirlerine karışmaksızın ısı transferinde bulunur.

Bir bölgesel ısıtma sisteminin ana bileşenleri aşağıdaki gibidir:

- a) Isı santrali (ısı merkezi),
- b) Dağıtım şebekesi ve
- c) Eşanjör daireleri.

2. MATERYAL ve METOT

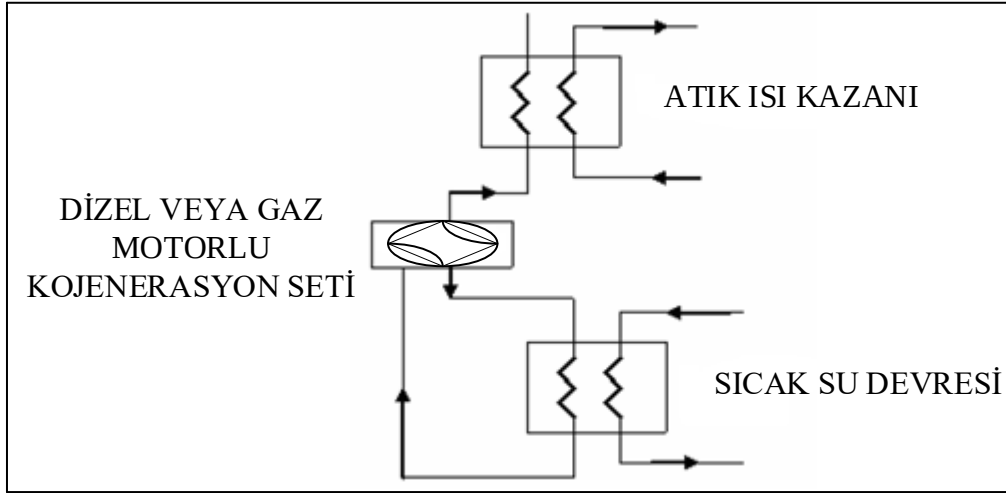
2.1. Kojenerasyon ile Bölge Isıtması ve Ekonomik Olabilirliği

Endüstriyel işlemler veya bölgesel ısıtma yapmak için elektrik ve ısı aynı anda üretilmesi, enerji dönüşümünün verimliliğini artıracak bir seçimdir. Kojenerasyon tekniği ile CO₂ emisyonu da azalmaktadır. 1990'ların ortalarında Avrupa Birliği'nde elektrik üretiminin %10'undan daha azı üye ülkeler arasında önemli değişiklikler eşliğinde üretilmekteydi. Bu değişikliklerin ana nedenleri kentlerin jeolojik ve fiziksel yapılarından veya sanayi yapılarındaki farklılıklardan ziyade farklı ulusal kanunların var olmasıydı. Tek enerji taşıyıcı (single energy carrier) yönergesi kojenerasyon tekniğini geliştirmekte ancak bölgesel ısıtma sistemlerinin gelişmesini ve genişlemesini desteklememektedir [36].

Hem endüstride hem de mesken ısıtmasında ihtiyaç duyulan elektrik ve ısı enerjilerinin tek kaynaktan elde edilmesi ile sağlanacak enerji tasarrufu çevresel sorunları azaltıp dışa bağımlılığımızı düşürürken, kaynaklarımızın hızlı tükenmesinin de önüne geçecektir.

2.2. Kojenerasyonun Bölge Isıtmada Kullanılabilirliği

Kojenerasyonun bölgesel ısıtmada kullanılması durumunda anlamlı ölçüde yakıt tasarrufu sağlanabilmekte ve bunun yanı sıra elektrik de üretilmektedir [37]. Kojenerasyon tesisinde üretilen ısı, ön yalıtımlı borularla buhar olarak veya sıcak su olarak yapılara taşınır. Isı enerjisi 120 °C sıcaklığa kadar boru şebekesiyle pompalanarak taşınmakta ve bina altı makine dairelerinde ısı değiştirme üniteleri aracılığıyla binaların ısıtılması ve sıcak kullanım suyunun elde edilmesini sağlamaktadır. Isı enerjisi yılın her günü, günün her saati ısıtma için ve kullanım için hazır şekilde binaya teslim edilebilmektedir. Kojenerasyonda son dönemde yaygınlaşan bir diğer yöntem de Şekil 2.1'de gösterildiği üzere dizel veya gaz motorla birlikte atık ısı kazanı kullanılmasıdır. Bu yöntemde egzoz gazları bir atık ısı kazanından geçirilir ve buhar veya sıcak su üretimi sağlanır. Diğer yandan motor soğutma suyundan da sıcak su üretmek için yararlanılır. Elektrik üretim kapasitesi 0.5 ile 10 MW, ısı üretme verimi ise %40 ile %50 arasındadır. Dizel veya gaz motorlu kojenerasyonda elektrik ısı oranı bir civarındadır.

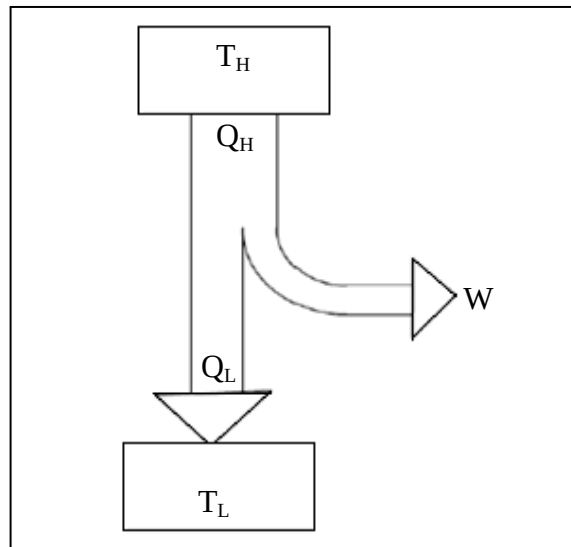


Şekil 2.1 Dizel veya gaz motorlu kojenerasyon sistem şeması [27].

Kojenerasyon sistemlerinde temel hedef, Şekil 2.2’de gösterilen temel ısı makinesinde olduğu gibi sistemden çevreye verilmesi zorunlu olan atık ısıyı faydalı kılmak ve bu ısıdan yararlanmaktır. Temel ısı makinesi ele alındığında üretilen iş W ’nin verilen ısı enerjisi Q_H ’a oranı ısı verimi η ’dır [38]. η değeri:

$$\eta = \frac{W}{Q_H} \quad (2.1)$$

şeklinde ifade edilir.



Şekil 2.2 Isı makinesi enerji akış diyagramı [39].

Kojenerasyon sistemlerinin ısı verimi elektrik çevrim verimi olarak da anılmaktadır. Çevreye uzaklaştırılan ısı enerjisi Q_L , kojenerasyon sisteminde faydalanılan ısı olmakta ve bu şekilde EYO en yüksek düzeye çıkarılabilmektedir. Buradaki EYO:

$$EYO = \frac{W+Q_L}{Q_H} \quad (2.2)$$

şeklinde ifade edilir.

Kojenerasyon sistemlerinde EYO yerine toplam verim ifadesi de kullanılmaktadır. Termodinamiğin birinci yasası gereği %100 verimde EYO=1 olması gerekse de uygulamada atık ısının tamamından faydalanılmadığından bu mümkün kılınamamaktadır. Atık ısı doğrudan ısı enerjisi olarak kullanılmadığından, ısıdan yararlanma verimi %35 ile %55 arasında olan uygulamalar hayata geçirilebilmektedir. Kombine çevrimlerde İstanbul Ambarlı Çevrim Santrali dünya çapındaki en iyi örneklerinden biri olduğu halde ısı verimi %50 civarındadır. Oysa atık ısının yine ısı olarak kullanıldığı kojenerasyon sistemlerinde toplam sistem verimi olan EYO %80 hatta %90 seviyelerine kadar çıkarmak mümkün olmuştur. Kojenerasyon santrallerinde üretilen iş olarak elektriğin kullanılan faydalı ısıya oranı, EIO şeklinde ifade edilebilir. EIO, kojenerasyonun önemli karakteristiklerinden biri olarak ele alınır. Türbinli sistemlerde genel olarak EIO'nın tersi ($1/EIO$) olan IO (Isı Oranı) temel karakteristik olarak ele alınır [38]. EIO ve IO sırasıyla:

$$EIO = \frac{W}{Q_L} = \frac{\eta_e}{\eta_{Q_L}} = \frac{\eta_e}{1-\eta_e} \quad (2.3)$$

$$IO = \frac{Q_L}{W} = \frac{\eta_{Q_L}}{\eta_e} = \frac{1-\eta_e}{\eta_e} \quad (2.4)$$

şeklinde ifade edilirler.

2.3. Ekonomik Olabilirliğin Belirlenmesi

Kojenerasyon tekniği, enerji üretim sektörünün özel olarak, hassas bir şekilde ele alması gereken bir meseledir. Bu sistemlerin ekonomik ömürleri 100000-150000 saat

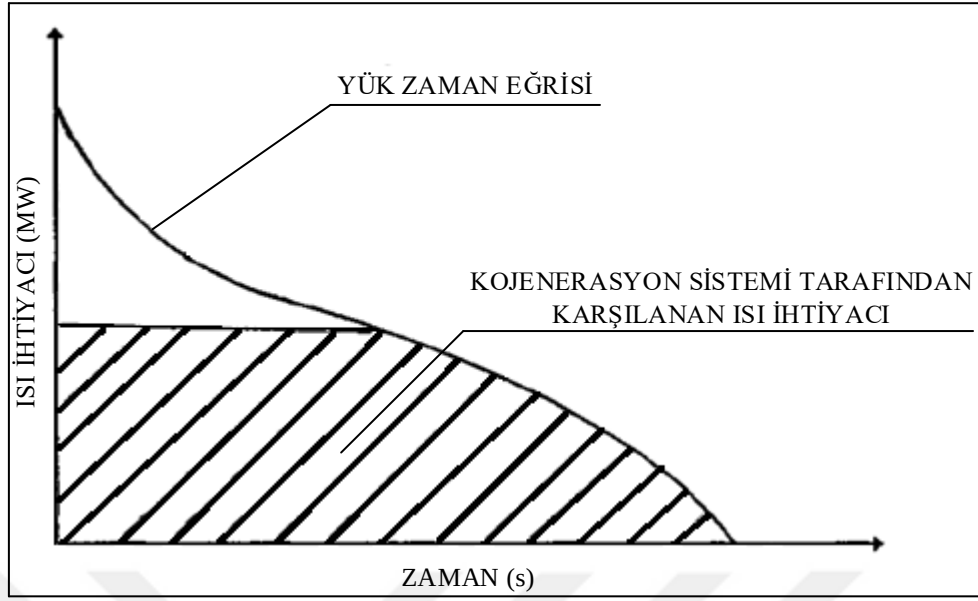
seviyesindedir. Bu da yaklaşık 12-20 yıllık bir ömür anlamına gelmektedir [40]. Enerjiyi zekice ve yüksek verimde kullanan şirketler piyasada daha fazla rekabet edebileceklerdir.

Kojenerasyon tekniği ile yapılan bölgesel ısıtmanın olasırlığı iklim, termodinamik ve ekonomik kriterler birlikte dikkate alınarak belirlenir. Ekonomik açıdan olasırlığın tespit edilebilmesi için uygulamanın yıllık işletme gelirleri ile yatırım giderinin hesaplanmasına ihtiyaç duyulur. Yıllık işletme geliri kabaca; elektrik ve ısı ihtiyaçlarının birbirinden ayrı olarak karşılanması halinde ödenecek yıllık elektrik, ısıtma, bakım onarım ve personel giderlerinden, kojenerasyon sisteminin yıllık yakıt, bakım onarım ve personel giderleri çıkartılarak hesaplanır. Yatırım gideri ise kabaca; kojenerasyon sisteminin edinilmesi için başlangıçta ödenen paradır. Bu veriler tespit edildikten sonra şimdiki değer, yıllık net kazanç ve geri ödeme süresi gibi ekonomik analiz metotlarından biri veya birkaçı kullanılarak yatırımın gerçekleştirilmesi hakkında karar verilebilecektir [41].

Uygulamanın gerçekleştirileceği yerin elektrik ve ısı ihtiyaçlarının, kojenerasyon santralının elektrik-ısı oranına uygun olması, üzerinde dikkatle durulması gereken bir konudur. Bu uygunluğu tam anlamıyla sağlamak mümkün olmasa da üretilen elektriğin fazlasının şebekeye satılabilmesi, elektrik ihtiyacı sistemce karşılanamadığında şebekeden alınabilmesi mümkündür. Isı enerjisi ihtiyacı eksiği yardımcı kazanlar vasıtasıyla, ısı enerjisi fazlası ise akümülayon tankları vasıtasıyla belirli miktarlarda dengelenebilir.

Kojenerasyon sisteminin kullanılma oranı yani yük faktörü dikkat edilmesi gereken bir diğer parametredir. Yük faktörü iklim koşullarıyla doğrudan bağlantılıdır. Bölge ısıtma sistem tasarımında kojenerasyon sisteminin ısı üretim kapasitesi genel olarak ısıtma sisteminin en yüksek ısı ihtiyacının yarısını karşılayacak şekilde seçim yapılır. Bu şekilde kojenerasyon sisteminin, yılın çoğunluğunda tam yüke yakın kapasitede üretim yapması temin edilir. Isı ihtiyacının yüksek seviyelerde olduğu kısa süreler içinse yardımcı kazanlar devreye alınır.

Kojenerasyon santralının kapasitesi belirlenirken yük-süre eğrisinden de yararlanılabilir. Şekil 2.3'te örnek bir yük-süre eğrisi gösterilmiştir [42].



Şekil 2.3 Örnek yük-süre eğrisi [42].

Elektriğin şebekeye satış fiyatı, şebekeden alış fiyatı, kojenerasyon sisteminde tüketilen yakıtın birim fiyatı olabilirlik hesaplamalarında dikkate alınması gereken ekonomik değerlerdir. Diğer yandan kojenerasyon sisteminin kendisi, dağıtım boru hatları, yardımcı sistemler ve konut boru bağlantı hatları için sabit yatırım değerleri ile finansal faiz oranı, işletme ve bakım onarım giderleri de olabilirlik hesaplarında önemli unsurlardır.

Bazı hallerde üretilen ısıнын veya elektriğin birim fiyatının belirlenmesi gerekebilir. Fiyat tespiti, çıktıların enerjileri veya ekserjileri dikkate alınarak yapılabilir. Çıktıların enerjileri dikkate alınarak yapılacak hesaplama için:

$$C_e + \frac{C_{QL}}{EIO} = \frac{C_y}{\eta_{QL}} + \frac{YT*YAP}{YCS_{etk}*W} \quad (2.5)$$

denklemini kullanılabilir [43]. Denklem (2.5)'te elektrik ve ısıнын fiyatları iki bilinmeyeni ifade etmektedir. Burada bir denkleme daha ihtiyaç vardır. Bu durumda ya çıktıların enerji niteliğinde eşit fiyatta olduğu varsayılır, diğer şekilde ifade edilirse $C_e = C_{QL}$ kabul edilir ya da ısı enerjisi fiyatının yakıt fiyatına eşit olduğu varsayılır ve $C_{QL} = C_y$ kabul edilir.

2.4. Enerji Analizi

Kojenerasyon sistemlerinde enerji analizi yapılırken termodinamiğin birinci yasası dikkate alınarak enerji verimliliği incelenir. Sistemin enerji dengesi:

$$\sum E_g = \sum E_d + \sum E_{\dot{q}} \quad (2.6)$$

şeklinde ifade edilir.

Kararlı haldeki sistemin enerji verimi denklem (2.1)'de verildiği üzere:

$$\eta = \frac{W}{Q_H}$$

şeklinde hesaplanır.

Enerji analizi, enerji kaynağının seçiminde, alternatiflerin değerlendirilmesinde ve tasarım kriterlerinin belirlenmesinde kullanılacaktır. İçinde bulunduğumuz zaman diliminde enerji veriminin artırılmasını gerekli kılan en önemli nedenlerden biri çevresel etkilerle, küresel iklim değişiklikleriyle ve CO₂ emisyonlarıyla ilgilidir.

Elektrik, ısı veya yakıt enerjisine dair yapılan verim veya etkinlik tanımlamaları termodinamiğin birinci yasasına dayanılarak yapılmaktadır. Etkinlik veya verim hesaplamaları denklem (2.1)'de verildiği üzere toplam yararlı çıktıların toplam girdilere oranı şeklinde hesaplanır. Burada yararlı çıktılar genellikle elektrik enerjisi-mekanik enerji ve ısıl enerji olmak üzere iki tür olabilmektedir.

Termodinamiğin ikinci yasasına göre ısı, düşük sıcaklıktaki ortamdan yüksek sıcaklıktaki ortama dışardan müdahale olmaksızın geçememektedir. İşte böyle bir geçişi sağlamaya veya yüksek sıcaklıktaki ortamdan düşük sıcaklıktaki ortama ısı geçişi sırasında geçiş ısının bir bölümünden iş elde etmeye yarayan makineler ısı makineleri olarak ifade edilir ve buradaki giren veya çıkan ve faydalı enerjiler arasındaki oran ısı makinesinin verimini ortaya koymaktadır.

2.4.1. Elektrik Verimi

İş üreten bir ısı makinesi göz önünde bulundurulursa makinede üretilen iş W , makineye bu işi üretmek üzere verilen enerjiye Q_H oranlandığında iş üreten ısı makinesinin verimi η elde edilecektir. Burada üretilen iş elektrik enerjisi olarak elde ediliyorsa verim elektrik verimi olarak nitelendirilir.

Kojenerasyon sisteminde elektrik ve ısı verimleri ayrı olarak hesaplanabilir. Sistemin elektrik verimi, sistemden elde edilen elektrik enerjisinin sisteme verilen ısı-yakıt enerjisine oranı olarak tanımlanır. Elektrik verimi η_e :

$$\eta_e = \frac{W}{Q_H} \quad (2.7)$$

şeklinde ifade edilir.

2.4.2. Isıl Verim

Isı üreten bir ısı makinesi göz önünde bulundurulursa makinede üretilen ısı Q_L , makineye bu ısıyı üretmek üzere verilen yakıtın enerjisine Q_H oranlandığında iş üreten ısı makinesinin verimi η elde edilecektir.

Sistemin ısı verimi, sistemden elde edilen ısı enerjisinin sisteme verilen ısı veya yakıt enerjisine oranı olarak tanımlanır. Isıl verim η_{Q_L} :

$$\eta_{Q_L} = \frac{Q_L}{Q_H} \quad (2.8)$$

şeklinde ifade edilir.

2.4.3. Toplam Verim

Kojenerasyon sisteminde toplam verim elektrik ve ısı verimlerin toplamına eşit olup:

$$\eta_e + \eta_{Q_L} = \frac{W+Q_L}{Q_H}$$

olarak hesaplanır ve bu denklem bize denklem (2.2)'yi yani EYO'nı verir. Diğer bir ifade ile kojenerasyon sisteminde toplam verim EYO'dır.

2.4.4. Net Toplam Verim

Sistemin net toplam enerji verimi toplam enerji verimi hesabına sistemin dâhili güç tüketiminin eklenmesi ile hesaplanır. Net toplam enerji verimi η_{net} :

$$\eta_{net} = \frac{W+Q_L}{Q_H+W_{int}} \quad (2.9)$$

şeklinde tanımlanır.

2.5. Kojenerasyon Sistemi ile Elde Edilen Enerji Tasarrufu

Kojenerasyon sistemi ile elde edilen enerji tasarrufunu hesaplamak için kojenerasyon sisteminin kullanıldığı ve kullanılmadığı durumlar karşılaştırılacaktır. Bunun için kojenerasyon sisteminin kullanılmadığı durum referans durumu olarak tanımlanacaktır. Elektrik ve ısı enerjilerinin ayrı ayrı üretilmeleri durumunda elektrik ve ısı enerjisi üretimi için referans etkinlik değerleri $\eta_{e,ref}$ ve $\eta_{Q_L,ref}$ dikkate alınır. Doğalgaz kaynaklı elektrik ve ısı enerjisi üretimi için referans verim değerleri sırasıyla 0.50 ve 0.90 olarak dikkate alınır [2]. Böylece referans durumdaki birincil enerji tüketimi ile kojenerasyonlu durumdaki birincil enerji tüketimi arasındaki fark, birincil enerji olan yakıttan tasarrufu yani BET (Birincil Enerji Tasarrufu)'nu ifade edecektir. Bu ifadeler düzenlendiğinde BET:

$$Q_{H,e,ref} = \frac{W}{\eta_{e,ref}} \quad (2.10)$$

$$Q_{H,Q_L,ref} = \frac{Q_L}{\eta_{Q_L,ref}} \quad (2.11)$$

$$Q_{H,ref} = Q_{H,e,ref} + Q_{H,Q_L,ref} \quad (2.12)$$

$$BET = Q_{H,ref} - Q_{H,net} = \frac{W}{\eta_{e,ref}} + \frac{Q_L}{\eta_{Q_L,ref}} - Q_{H,net} \quad (2.13)$$

şelinde elde edilecektir.

MŞÜ’nde yakıttan elektrik üretimi gibi bir işlem yapılmamaktadır. Bu nedenle BET hesaplamasında öncelikle kojenerasyon sisteminin kullanıldığı durumda üretilen elektrik enerjisinin atık ısı kullanımlı birim maliyeti $C_{e,net}$ ile şebekeden alınan elektrik enerjisinin birim maliyeti $C_{e,sbk}$ arasındaki fark hesaplanacaktır. Daha sonra bu fark yıllık elektrik enerjisi tüketimi ile çarpılacaktır. Böylece hesaplanan toplam tasarruf bedelinin satın alabileceği birincil enerji kaynağı olan yakıtın enerji miktarı Mali Birincil Enerji Tasarrufu şeklinde BET_c hesaplanacaktır. Denklem (2.33)’te $C_{e,net} = \dot{C}_{t,net}/\dot{W}$ şeklinde tanımlanmıştır. Böylece:

$$BET_c = (C_{e,sbk} - C_{e,net}) * E_{el,ürt,yıl} * \frac{9.59}{C_y} \quad (2.14)$$

denklemini elde edilir. Burada yıllık eşdeğer güçte elektrik üretimiyle elektrik tüketiminde elde edilen tasarruf tutarı $C_{el.tas}$ denklem (2.14)’ün çarpım halindeki ilk iki terimidir ve $C_{el.tas}$:

$$C_{el.tas} = (C_{e,sbk} - C_{e,net}) * E_{el,ürt,yıl} \quad (2.15)$$

denklemini ile hesaplanır.

2.6. Kojenerasyon Sistemi ile Elde Edilen Emisyon Düşümü

Tasarruf edilen yakıta bağlı yanma ED (Emisyonlarındaki Düşüm):

$$ED = BET * \gamma_F \quad (2.16)$$

olarak hesaplanır. Emisyon faktörü γ_F , 251 kg/MWh olarak alınır. Ayrıca bu değer, nakliyat hazırlık işleme ve yakma işlemlerinden kaynaklanan emisyonları da içermektedir [2].

2.7. Ekserji Analizi

Termodinamiğin birinci yasası dikkate alınarak yapılan analizlerde enerjinin miktarı göz önünde bulundurulurken enerjinin kalitesi göz ardı edilir. Belirli bir miktardaki enerjinin kalitesi enerjinin yararlılığı veya ekserji olarak nitelendirilir ve enerjinin başarabileceği, fayda sağlayabileceği işi belirtir.

Ekserji analizi, faydalı olarak nitelendirilen kullanılabilir enerji ve tersinmezlik olarak nitelendirilen kullanılamayan enerjinin tespiti olarak ifade edilebilir. Termodinamik sistemler için ekserji dengesini oluşturan faktörler; sisteme giren ekserji, sistemden çıkan ekserji, sistemdeki ekserji değişimi, dış ortama sızan ekserji ve sistemde kaybolan-tüketilen ekserjidir. Bir sistemin ekserji dengesi genel olarak:

$$\sum Ex_g = \sum Ex_d + \sum Ex_{\dot{c}} + \sum Ex_{tük} \quad (2.17)$$

şeklinde ifade edilir.

2.7.1. Ekserji Verimi

Ekserji verimi tıpkı enerjide olduğu gibi sistemden alınan toplam ekserjinin sisteme verilen toplam ekserjiye oranıdır. Ekserji verimi ψ :

$$\psi = \frac{\sum Ex_{\dot{c}}}{\sum Ex_g} \quad (2.18)$$

şeklinde ifade edilir.

2.7.2. Kojenerasyon Sistemlerinde Ekserji Analizi

Üretilen veya dönüştürülen bir enerji türünün daha kaliteli enerji türlerine dönüştürülmesi esnasında tüketilen, üretilen veya dönüştürülen enerjinin sadece miktarının değil kalitesinin de dikkate alınması gerekir. Termodinamiğin ikinci yasasına göre kojenerasyon sistemlerinin etkinliği, tesisten elde edilen yararlı enerjinin tesise verilen yararlı enerjiye oranıdır.

Kojenerasyon sistemlerinde üretilen elektrik ve ısı enerjileri arasındaki kalite farkı ekserji verimi ifadesiyle tanımlanabilir. Kojenerasyon sisteminin ekserji verimi, elektrik ve ısı enerjilerindeki ekserjinin giren yakıt ekserjisine oranı olarak nitelendirilebilir.

Kojenerasyon sistemlerinde toplam ekserji verimi ψ_t :

$$\psi_t = \frac{W + Ex_{QL}}{Ex_y} \quad (2.19)$$

şeklinde ifade edilir.

Kojenerasyon sistemlerinde net toplam ekserji verimi ψ_{net} :

$$\psi_{net} = \frac{W + Ex_{QL}}{Ex_y + W_{int}} \quad (2.20)$$

şeklinde ifade edilir.

Kojenerasyon sistemlerinden elde edilen ısıнын ekserjisi Ex_{QL} :

$$Ex_{QL} = \alpha_{QL} * Q_{L,kul} = \left(1 - \frac{T_L}{T_H}\right) * Q_{L,kul} \quad (2.21)$$

şeklinde ifade edilir. Burada kapalı sistemden karışmayan akışkanlı ısı değıştiricide transfer edilen ısı için $\alpha_{QL} = 1 - T_L/T_H$ olacaktır.

Kojenerasyon sistemlerinde kullanılan yakıtın kimyasal ekserjisi Ex_y :

$$Ex_y = \alpha_y * LHV_y \quad (2.22)$$

denklemleri ile hesaplanır. Hidrokarbon karışımlarından oluşan yakıtlar için $\alpha_y = 1.04 \sim 1.06$ alınır [2].

2.8. MŞÜ Kampüsü Kojenerasyon Sisteminde Enerji Üretimi Maliyet Analizi

Kojenerasyon sisteminde motorun düşük yüklerde çalışması halinde üretilen elektriğin birim maliyeti de yükselir. Motor tam yükte çalışırken 635 kW elektrik gücünü verebilmek için tükettiği yakıt enerjisinin %40.76'sını elektrik enerjisine dönüştürmektedir. Yakıttan

elde edilen mekanik enerji motor milinden jeneratöre aktarılırken gerçekleşen %3.35 kayıp %40.76'lık elektrik üretim verimine dahildir.

2.8.1. MŞÜ Kampüsünde İhtiyaç Duyulan Eşdeğer Elektrik Güçleri

Kampüste ihtiyaç duyulan eşdeğer elektrik güçleri $\dot{E}_{el,es,yıl}$ yıllık eşdeğer elektrik tüketimine göre:

$$\dot{E}_{el,es,yıl} = \frac{E_{el,tük,yıl}}{365*24} = \frac{\sum_{i=1}^{12} E_{el,tük,i}}{365*24} \quad (2.23)$$

denklemleri ile hesaplanır. En yüksek tüketimin gerçekleştiği aralık ayı eşdeğer elektrik tüketimine göre eşdeğer elektrik güçleri:

$$\dot{E}_{el,es,12} = \frac{E_{el,tük,12}}{31*24} \quad (2.24)$$

olarak hesaplanır.

2.8.2. Atık Isı Kullanımsız Elektrik Enerjisi Birim Maliyet Analizi

$\dot{W}$ miktarda elektrik enerjisi elde etmek için gereken yakıt gücü $\dot{Q}_H$, $\dot{Q}_H$ miktarda gücü elde etmek için gereken yakıt miktarı $\dot{Y}_{QH}$, $\dot{Y}_{QH}$ miktardaki yakıtın toplam maliyeti $\dot{C}_{ty}$ ve sadece girdi ve çıktılar hesaplanarak üretilen elektrik enerjisinin atık ısı kullanımsız birim maliyeti C_e sırasıyla:

$$\dot{Q}_{H,net} = \frac{\dot{W}}{\eta_{alt}*\eta_e} \quad (2.25)$$

$$\dot{Y}_{QH} = \frac{\dot{Q}_{H,net}}{LHV_Y} \quad (2.26)$$

$$\dot{C}_{ty} = \dot{Y}_{QH} * C_Y \quad (2.27)$$

$$C_e = \frac{\dot{C}_{ty}}{\dot{W}} = \frac{C_y}{\eta_{alt} * \eta_e * LHV_Y} \quad (2.28)$$

denklemleri ile hesaplanır. Bu denklemler kojenerasyon sisteminin ısıl faydasından yararlanılmadan sadece elektrik üretilmesi durumunda elektrik enerjisi birim fiyatını verecek ifadelerdir.

2.8.3. Atık Isı Kullanımlı Elektrik Enerjisi Birim Maliyet Analizi

Isıtma için kullanılabilecek yararlı atık ısı miktarı $\dot{Q}_{L,kul}$, $\dot{Q}_{L,kul}$ miktarda gücü elde etmek için gereken yakıt miktarı $\dot{Y}_{Q_{L,kul}}$, tasarruf edilen $\dot{Y}_{Q_{L,kul}}$ miktardaki yakıtın toplam maliyeti $\dot{C}_{t,tas}$, $\dot{W}$ miktarda elektrik enerjisi elde etmek için gereken ve kullanılan ısıнын yakıt karşılığı tutarı çıkarılmış net maliyeti $\dot{C}_{t,net}$ ve sadece girdi ve çıktılar hesaplanarak üretilen elektrik enerjisinin atık ısı kullanımlı birim maliyeti $C_{e,net}$ sırasıyla:

$$\dot{Q}_{L,kul} = \dot{Q}_L * \eta_{Q_{L,ilt}} \quad (2.29)$$

$$\dot{Y}_{Q_{L,kul}} = \frac{\dot{Q}_{L,kul}}{LHV_Y} \quad (2.30)$$

$$\dot{C}_{t,tas} = \dot{Y}_{Q_{L,kul}} * C_y \quad (2.31)$$

$$\dot{C}_{t,net} = \dot{C}_{ty} - \dot{C}_{t,tas} \quad (2.32)$$

$$C_{e,net} = \frac{\dot{C}_{t,net}}{\dot{W}} = \frac{\dot{C}_{ty} - (\frac{\dot{Q}_L * \eta_{Q_{L,ilt}}}{LHV_Y} * C_y)}{\dot{W}} \quad (2.33)$$

denklemleri ile hesaplanır. Bu denklemler kojenerasyon sisteminin ısıl faydasından yararlanılması durumunda elektrik enerjisi birim fiyatını verecek değerleri ifade eden denklemlerdir.

2.9. Kojenerasyon Sistemi Ekonomik Analiz Metotları

Bir kojenerasyon sisteminin kurulup kurulmayacağına dair karar alınırken ekonomik analiz yapılması ve bu analiz sonuçlarının dikkate alınarak karar verilmesi önemlidir. Analiz yapılırken dikkate alınması gereken önemli parametreler:

- a) Satın alınan elektrik gücünün satın alma birim maliyeti,
- b) Kullanılacak yakıtın birim maliyeti,
- c) Sisteme dair bakım giderleri ile işletme giderleri,
- d) Sistem için yapılan yatırımın geri ödeme süresi,
- e) Geri ödeme süresini etkileyen faiz oranları, vergiler ve sigorta giderleri,
- f) Personel giderleri ve
- g) İdari giderlerdir.

Yakıt giderleri kapasiteye ve kullanım oranına göre değişiklik gösterir. Bakım giderleri dikkate alınırken periyodik bakımın yanı sıra öngörülemeyen bakım ve onarım giderleri de hesaba katılmalıdır. Analizde sistemin yıllık elektrik ve ısı üretimi ile kısmi çalışma durumları mutlaka dikkate alınması gereken unsurlardır.

Çalışan sistemlerin, özellikle de termodinamik sistemlerin uzun süreler boyunca ve kesintisiz çalışması kârlılığı dikkate değer düzeyde artırır ve sistemin geri ödeme süresini düşürür.

Seçilmesi öngörülen marka ve modeldeki kojenerasyon sistemlerinin saatlik ekonomik ömrü üretici tarafından 130000 saat olarak bildirilmiştir. Bakım onarım süreleri hariç tutularak sürekli çalışma göz önünde bulundurulduğunda, yıllık etkin çalışma süresi 8666 saat olarak kabul edilecektir. Böylelikle sistemin ekonomik ömrü 15 yıl olacaktır.

2.10. Ekonomik Değerlendirme Metotları ve Ölçütleri

Kojenerasyon sistem yatırımının kabul edilebilirliğinin belirlenmesi amacıyla kullanılacak değerler:

- a) GÖS (Geri Ödeme Süresi),
- b) NŞD (Net Şimdiki Değer),
- c) İKO (İç Kârlılık Oranı) ve
- d) FMO (Fayda/Maliyet Oranı)'dır.

Bu ölçütler ekonomik analizin hangi açıdan yapıldığından bağımsız şekilde, maddi olarak ifade edilen fayda ve maliyetlerin karşılaştırılması için kullanılır. Kârlılık göstergesi olan bu ölçütler hem yatırımcı kuruluş tarafından yapılan ticari değerlendirmelerde, hem de ulusal açıdan yapılan ekonomik ve sosyal fayda/maliyet değerlendirmelerinde kullanılabilir.

Ekonomik değerlendirmelerde kullanılan farklı metotlar farklı sonuçlar verebilirler. Bu metotlardan hiç biri mükemmel olarak nitelendirilemez. En doğru kararı alabilmek için seçilen metodun değerlendirilecek yatırıma en uygun metot olması ve ölçütlerin sayısal olarak ifade edilebilir olması gerekir. Yatırım değerlendirme metotları, paranın zaman değerini göz önünde bulundurmalarına göre statik ve dinamik metotlar olarak iki türdür. Mevcut faiz veya iskonto değerleri dikkate alınarak, belirli bir süre içinde paranın edinileceği veya harcanacağı dönemlere göre değişik değerlerde ele alınması paranın zaman değerinin dikkate alınması olarak nitelendirilir.

2.11. Statik Değerlendirme Metotları

Statik değerlendirme metotlarında paranın zaman değeri dikkate alınmaz ve değerlendirme bir dönem ile sınırlı tutulur. Statik değerlendirme metotları başlıca iki grup altında gruplandırılabilir. Bunlar:

- a) GÖS Metodu ve
- b) KO (Kârlılık Oranı) Metodu'dur.

2.11.1. Geri Ödeme Süresi Metodu

Bir yatırımın sağlayacağı net faydanın yatırım tutarını karşılayabilmesi için gereken süre geri ödeme süresidir. Geri ödeme süresi metodunda yatırımın cazibesi geri ödeme süresi ile ters orantılıdır. Yatırımın sağlayacağı net fayda parasal açıdan yıllara göre değişiklik göstermiyorsa GÖS, BGÖS (Basit Geri Ödeme Süresi) olarak hesaplanır. BGÖS ve GÖS:

$$BGÖS = \frac{YT}{YNK} \quad (2.34)$$

$$GÖS = \frac{YT-H}{YNK-YAP} \quad (2.35)$$

olarak hesaplanır. Burada YAP (Yıllık Amortisman Payı) ise:

$$YAP = FC * \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.36)$$

şeklinde hesaplanır. Paranın zaman değerini dikkate alan DGÖS (Dinamik GÖS) ise:

$$DGÖS = \frac{\ln\left[\frac{YNK}{YNK - YT * r}\right]}{\ln[1+r]} \quad (2.37)$$

şeklinde hesaplanır.

Bu metotla yatırım, ilk yatırım tutarının ne kadar sürede geri alınabileceği bakımından değerlendirilir. Geri ödeme süresi metodu yatırımın kârlılığından ziyade yatırımın likiditesini ifade eder. Geri ödeme süresi metodu daha çok, birden fazla yatırımın kıyaslanarak karar alınması durumunda veya belirli ekonomik ömrü bulunan yatırımların geri ödeme süresi ile ekonomik ömrünün kıyaslanarak karar alınması durumunda faydalı olmaktadır.

2.11.2. Kârlılık Oranı Metodu

KO, yatırımın ekonomik ömrü süresince sağlayabileceği kârın ilk yatırım tutarına oranı olarak ifade edilir ve iki şekilde hesaplanabilir. Bunlar:

- a) KO ve
- b) OYKO (Ortalama Yıllık Kârlılık Oranı)'dır.

KO ve OYKO basit olarak:

$$KO = \frac{P}{YT} \quad (2.38)$$

$$OYKO = \sum_{t=1}^n \frac{YNK_t}{n\left[S + H + \frac{1}{2} * (FC - H)\right]} \quad (2.39)$$

şeklinde hesaplanır.

2.12. Dinamik Değerlendirme Metotları

Yatırım projelerinin değerlendirilmesinde çoğunlukla kullanılan ve paranın zaman değerini dikkate alan değerlendirme metotlarıdır. Ülkemiz gibi ekonomisinde göz ardı edilemeyecek seviyede enflasyon bulunan ülkeler için dinamik değerlendirme metotları yatırım değerlendirmelerinde daha doğru kararlar verilmesini sağlamaktadır. Dinamik değerlendirme metotları başlıca üç gruba ayrılabilir. Bunlar:

- a) NŞD Metodu,
- b) İKO Metodu ve
- c) FMO Metodu'dur.

2.12.1. Net Şimdiki Değer Metodu

NŞD, yatırım değerlendirmelerinde en çok kullanılan metotlardan biridir. NŞD, yatırımın ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı getiriler ile götürülerin önceden belirlenmiş bir indirgeme oranı ile içinde bulunulan zaman dilimine indirgenmiş değerleri arasındaki farkı inceler. Yatırımın onaylanması için $NŞD \geq 0$ olmalıdır. NŞD büyüdükçe yatırım cazip hale gelir.

NŞD metodunda yatırımın gelecek yıllar içindeki getirileri seçilen indirgeme oranına göre güncel değerine dönüştürülür. ŞD (Şimdiki değer), gelecekte gerçekleşecek olan bir nakit hareketinin miktarının, paranın zaman değerini ve göze alınan riskin ölçüsünü yansıtan bir faiz veya iskonto oranıyla içinde bulunulan zamana indirgenmiş halidir. NŞD metodunda girdi ve çıktılar önceden indirgendiğinden NŞD metoduna indirgenmiş nakit akışı metodu da denir.

GD (Gelecekteki Değer), başlangıçtaki yatırım tutarının, paranın zaman değerini ve göze alınan riskin ölçüsünü yansıtan bir faiz veya iskonto oranıyla geleceğe yükseltgenmiş halidir. ŞD, NŞD ve GD değerleri:

$$\text{ŞD} = \frac{C_n}{(1+r)^n} \quad (2.40)$$

$$NŞD = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - \left[\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \right] + \frac{H}{(1+r)^{n+1}} \quad (2.41)$$

$$GD = C_0 * (1 + i)^n \quad (2.42)$$

denklemleriyle hesaplanır.

2.12.2. İç Kârlılık Oranı Metodu

İKO, yatırımın ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı net gelirlerinin şimdiki değerlerini yatırım giderlerinin şimdiki değerlerine eşitleyen indirgeme oranıdır. İKO, genel olarak evrensel düzeyde uygulanabilir ve yatırım kararları açısından en güvenilir metot olarak kabul edilir. İKO hesaplamalarında deneme yanılma yöntemi ile sonuca ulaşılır. Bu maksatla başlangıçta yaklaşık bir indirgeme oranı ile NŞD bulunur. Hesaplanan NŞD pozitif ise NŞD’i negatif yapacak büyüklükte bir indirgeme oranı seçilerek, hesaplanan NŞD negatif ise NŞD’yi pozitif yapacak büyüklükte bir indirgeme oranı seçilerek tekrar hesaplama yapılır. İKO NŞD’i pozitif yapan indirgeme oranından büyük, negatif yapan indirgeme oranından küçük olacaktır. İKO:

$$\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - \left[\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \right] + \frac{H}{(1+r)^{n+1}} = 0 \quad (2.43)$$

denklemini sağlayan iskonto veya faiz oranı r olarak belirlenir.

İKO hesaplamasında deneme yanılma yoluyla denklem (2.43) sağlanır. Bu maksatla önce rasgele seçilecek makul bir r alınarak NŞD hesaplanır. NŞD pozitif ise r artırılarak tekrar hesaplama yapılır. NŞD negatif ise r azaltılarak tekrar hesaplama yapılır. Bu iterasyonlara, NŞD sıfıra eşitleninceye veya makul bir aralıkta kalıncaya kadar devam edilir.

İKO değerlendirmesinde hesaplanan r oranı kârlılık oranıdır ve yatırımdan beklenen kârlılığa eşit veya büyük ise yatırım onaylanır. Yatırımdan beklenebilecek en düşük kârlılık oranı sermaye maliyeti olacaktır. Sermaye maliyetini belirleyen r oranı ise sermaye piyasasındaki borçlanmalar için uygulanan, yatırımcı tarafın ödediği gerçek faiz oranına eşit olacaktır.

2.12.3. Fayda/Maliyet Oranı Metodu

FMO, Bir yatırımın ekonomik ömrü süresince sağlayacağı getirilerin şimdiki değerlerinin, yatırım harcamalarının şimdiki değerlerine oranıdır. FMO metodunun kullanıldığı değerlendirme çalışmalarında kabul edilebilirlik ölçütü $FMO \geq 1$ olmasıdır. FMO değeri arttıkça yatırımın cazibesi artar. FMO:

$$FMO = \frac{\left[\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} \right] + \frac{H}{(1+r)^{n+1}}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}} \quad (2.44)$$

şeklinde hesaplanır.

3. BULGULAR

3.1. MŞÜ Kampüsünde Isı-Elektrik Enerji İhtiyaçları ve Isı Merkezi

MŞÜ kampüsünde ısınma ve elektrik ihtiyacı olan farklı türlerde binalar ve konutlar mevcuttur. Bu binalar ve konutlar Muş ilinin iklim şartlarından dolayı kış aylarında 7-8 ay boyunca 24 saat ısınma ihtiyacı duymaktadır. Yaz aylarında da havuz ısıtması ve sıcak kullanım suyu ihtiyacının karşılanması ihtiyacı bulunduğundan, kampüs genelinde ısıtma sistemi 365 gün 24 saat hizmet vermektedir.

Kampüste bölgesel ısıtma yapan bir ısı merkezi binası bulunup, ısıtma primer devresi “Eğitim Zonu” ve “Lojman Zonu” olarak iki zondan oluşmaktadır. Isı merkezinde Türkiye menşeli üç adet kızgın su kazanı bulunmaktadır. Kazanların brülörleri çoklu yakıtlı olup, fuel-oil, dizel yakıt, doğalgaz veya LNG yakabilmektedir. MŞÜ kampüsü ısı merkezinde yakıt olarak doğalgaz kullanılmaktadır. Kazanlarda ilk dört sezondan sonra fuel-oil yerine LNG kullanımına daha sonra da doğalgaz kullanımına geçilmiştir. Kazanların toplam kapasiteleri 19500000 kcal/h olup toplam ısı transfer yüzeyi 795 m²’dir. Isı merkezinde kullanılan kızgın su ısıtma kazanlarının teknik özellikleri Tablo 3.1’de gösterilmiştir.

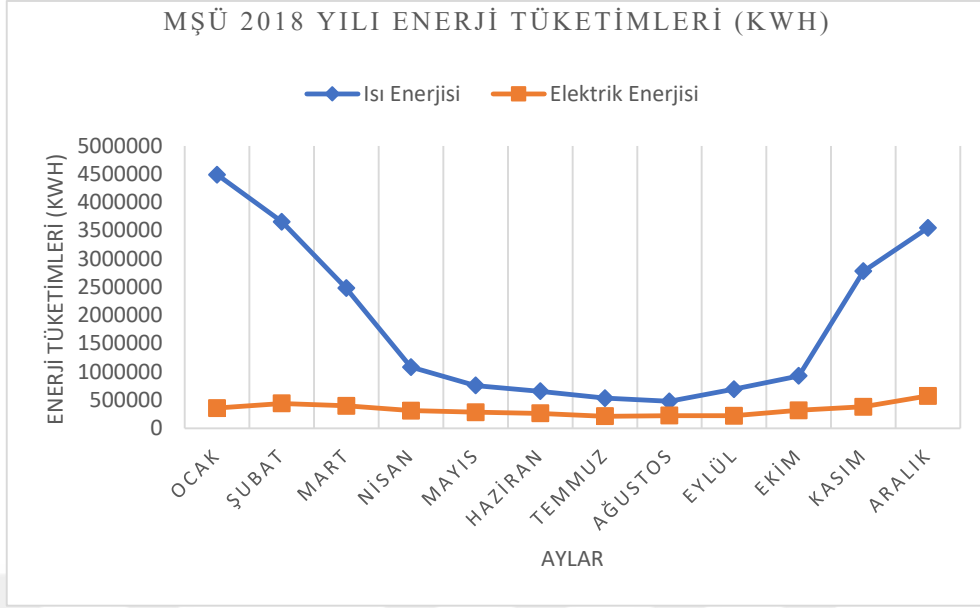
Tablo 3.1 MŞÜ ısı merkezinde kullanılan kızgın su kazanlarının teknik özellikleri

MŞÜ ISI MERKEZİNDE KULLANILAN KIZGIN SU KAZANLARININ TEKNİK ÖZELLİKLERİ				
KAZAN NO	1	2	3	TOPLAM
TİP	KIZGIN SU	KIZGIN SU	KIZGIN SU	-
ÜRETİCİ	TÜRKİYE MENŞELİ	TÜRKİYE MENŞELİ	TÜRKİYE MENŞELİ	-
ADET	1	1	1	3
YAKIT TÜRÜ	ÇOKLU YAKITLI	ÇOKLU YAKITLI	ÇOKLU YAKITLI	-
	FUEL-OIL	FUEL-OIL	FUEL-OIL	
	DİZEL YAKIT	DİZEL YAKIT	DİZEL YAKIT	
	DOĞALGAZ (LNG)	DOĞALGAZ (LNG)	DOĞALGAZ (LNG)	
KAPASİTE	6500000 kcal/h	6500000 kcal/h	6500000 kcal/h	19500000 kcal/h
ISI TRANSFER YÜZEY ALANI	265 m ²	265 m ²	265 m ²	795 m ²
İŞLETME BASINCI	12 BAR	12 BAR	12 BAR	-
İŞLETME SICAKLIKLARI	110-130 °C	110-130 °C	110-130 °C	-

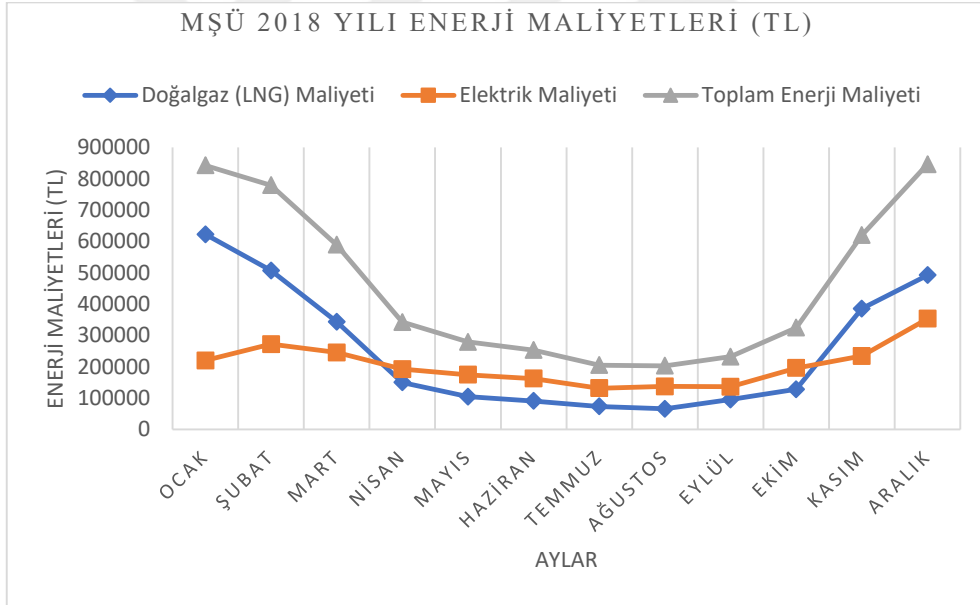
MŞÜ kampüsünde elektrik enerjisi tüketimi, yaz aylarında öğretim dönemine ara verilmesi ve ısıtma sisteminin kapasitesinin, dolayısı ile sistemin elektrik tüketiminin düşmesi nedenleri ile düşmektedir. MŞÜ için İdari ve Mali İşler Daire Başkanlığı'ndan edinilen bilgilere göre doğalgaz birim maliyeti KDV hariç 1.33 TL/Nm³, elektrik enerjisi birim maliyeti KDV hariç 0.620 TL/kWh'tir. Tüm tablolarda ve hesaplamalarda KDV hariç tutarlar dikkate alınmıştır. Tablo 3.2'de, Şekil 3.1'de ve Şekil 3.2'de sırasıyla MŞÜ 2018 yılı aylık ısı ve elektrik enerjisi tüketim değerleri ile maliyetleri, MŞÜ 2018 yılı aylık ısı ve elektrik enerjisi tüketim değerleri ve MŞÜ 2018 yılı aylık ısı ve elektrik enerjisi tüketim maliyetleri gösterilmiştir. Şekil 3.1 ve Şekil 3.2'de gösterildiği üzere elektrik enerjisi maliyeti birim fiyat bazında ısı enerjisi yani doğalgaz maliyetinden çok daha yüksektir.

Tablo 3.2 MŞÜ 2018 yılı aylık ısı-elektrik enerjisi tüketim miktarları ve maliyetleri

MŞÜ 2018 YILI AYLIK ISI-ELEKTRİK ENERJİSİ TÜKETİM MİKTARLARI VE MALİYETLERİ					
AY	ISIL ENERJİ TÜKETİMİ (kWh)	DOĞALGAZ MALİYETİ (TL)	ELEKTRİK ENERJİ TÜKETİMİ (kWh)	ELEKTRİK ENERJİ MALİYETİ (TL)	TOPLAM ENERJİ MALİYETİ (TL)
OCAK	4489589	622447.50	354690	219907.80	842355.30
ŞUBAT	3656583	506957.53	439028	272197.36	779154.89
MART	2479032	343699.01	396157	245617.34	589316.35
NİSAN	1081757	149977.41	310868	192738.16	342715.57
MAYIS	756861	104933.04	281396	174465.52	279398.56
HAZİRAN	654592	90754.22	262288	162618.56	253372.78
TEMMUZ	530439	73541.35	212151	131533.62	205074.97
AĞUSTOS	476402	66049.53	221489	137323.18	203372.71
EYLÜL	690207	95691.97	220166	136502.92	232194.89
EKİM	924892	128229.27	316620	196304.40	324533.67
KASIM	2780146	385446.18	377748	234203.76	619649.94
ARALIK	3549513	492113.09	570112	353469.44	845582.53
TOPLAM	22070013	3059840.11	3962713	2456882.06	5516722.17



Şekil 3.1 MŞÜ 2018 yılı ısı ve elektrik enerjisi tüketim değerleri



Şekil 3.2 MŞÜ 2018 yılı ısı ve elektrik enerjisi tüketim maliyetleri

3.2. MŞÜ Kampüsü için Kojenerasyon Sistemi Seçim Kriterleri

Tablo 3.2’de gösterildiği üzere ısı enerjisi tüketimleri elektrik enerjisi tüketimleri ile kıyaslanmayacak düzeyde yüksektir. Bu nedenle kojenerasyon sistem seçimi hesaplamaları yapılırken MŞÜ elektrik enerjisi tüketim değerleri referans alınacaktır. Sistem seçiminde kampüsün gereksinimi olan elektrik enerjisinin üretilmesi öncelikli hedef olarak

belirlenmiştir. Gereksinim duyulan elektrik enerjisi referans alındığından, seçilecek sistemin elektrik veriminin yüksek olması gerekmektedir. Bunun için kampüsün elektrik ihtiyaç seviyesi, doğalgazın kullanılabilir olması ve gaz motorlarının avantajları göz önünde bulundurularak gaz motorlu bir kojenerasyon sisteminin seçiminin uygun olacağı değerlendirilmiştir. Kampüsün yıllık süreçte toplam elektrik ihtiyacının olabilecek en fazla miktarının kojenerasyonla üretilmesi ve diğer yandan oluşan ısı enerjisinin de gereksinim bulunan yerlerde etkili bir biçimde kullanılması hedeflenmiştir.

Kampüsün ısı enerji ihtiyacı özellikle kış aylarında elektrik enerji ihtiyacına göre çok daha fazla olacağından ısı enerji ihtiyacının tamamının kojenerasyon sistemi ile karşılanması, ilk yatırım maliyeti göz önünde bulundurularak kapasite seçimi yapıldığında mümkün olamayacaktır. Kojenerasyonla üretilen ısı enerjisine ek ısı gereksinimi olduğu zamanlarda atık ısı kazanları olarak ısıtma kazanlarından yararlanılması uygun olacaktır.

3.3. MŞÜ Kampüsünde Kojenerasyonla Elektrik Üretimi

Çeşitli yakıtlar kullanarak çalışan kojenerasyon sistemleri olmakla birlikte; yakıt maliyetinin ucuzluğu, kontrol mekanizmasının kolaylığı, mevcut sistemin doğalgazlı olması ve ülke çapında yaygınlaşmış kullanımı nedeni ile doğalgazlı kojenerasyon sistemi seçilmiştir. Doğalgaz motorlu kojenerasyon sistemlerinin bu çalışmanın odağına yerleşmiş olmasının nedeni de yukarıda sayılan koşullardır. İlk yatırım maliyetinin optimum koşulları sağlaması için, kurulacak sistem yıl boyunca elektrik dağıtım şirketinden elektrik almaya hiç ihtiyaç duymayacak bir sistem olmayacaktır. Kojenerasyon sisteminin elektrik dağıtım şebekesi ile devamlı paralel çalışacağı varsayılmıştır. Elektrik sistemi zaman zaman şebekeden bir miktar elektrik alacaktır. Sistem ilk yatırım ve bakım onarım maliyetlerinin daha düşük olması için tek motorlu şekilde tasarlanacaktır. Seçilecek sistemden beklenti, kampüsün yıllık elektrik ihtiyacının mümkün olduğu kadar fazla miktarını karşılayabilmesidir.

Elektrik enerji tüketimi baz alınarak kojenerasyon seçimi yapılırken genellikle üç metot tercih edilir:

- a) Tüm yıl boyunca tüketilen elektrik miktarı baz alınarak tesisin elektrik gücü hesaplanır ve buna göre sistem kapasitesi ve türü belirlenir. Bu uygulamada yıl boyunca tüketilen toplam elektrik miktarı yılın toplam saatine bölünerek güç belirlenir.

- b) Yıl içinde en fazla tüketimin olduğu ay baz alınarak o ayın verilerine göre hesaplanacak olan güçte bir kojenerasyon sistem seçimi yapılır. Bu uygulamada en fazla tüketim olan ayın toplam elektrik tüketimi ayın toplam saatine bölünerek güç belirlenir.
- c) Bütün yıl boyunca en yüksek miktarda elektrik enerjisi tüketilen gün baz alınarak tesisin anlık olarak en fazla elektrik tükettiği ana göre sistem seçimi yapılır. Bu uygulamada grafiklerle veya ölçüm aletleri ile istenen zaman dilimi içinde en fazla güç çekilen an belirlenerek güç seçimi yapılır.

Tablo 3.2’de gösterildiği üzere 2018 yılı verilerine göre kampüsün en yüksek aylık elektrik tüketimi 570112.00 kWh ile aralık ayında gerçekleşmiştir. En düşük elektrik tüketimi ise 212151.00 kWh ile temmuz ayında gerçekleşmiştir. Yıl boyunca tüketilen toplam elektrik enerjisi de 3962713.00 kWh olarak gerçekleşmiştir.

3.4. MŞÜ Kampüsünde İhtiyaç Duyulan Eşdeğer Elektrik Güçleri

Yılın her ayında, her gününde ve her saatinde eşdeğer enerji tüketimini referans alarak hesap yapılacak olursa, yıllık eşdeğer elektrik tüketimi $\dot{E}_{el,es,yıl}$, eldeki veriler denklem (2.23)’te yerine konursa:

$$\dot{E}_{el,es,yıl} = \frac{E_{el,tük,yıl}}{365 \cdot 24} = \frac{3962713}{8760} = 452 \text{ kW}$$

olarak hesaplanır. Kojenerasyon uygulamalarının çoğunda en yüksek elektrik enerjisi tüketiminin gerçekleştiği ay baz alınarak sistem tayini yapılmaktadır. En yüksek tüketimin gerçekleştiği aralık ayı eşdeğer elektrik tüketimi $\dot{E}_{el,es,12}$, eldeki veriler denklem (2.24)’te yerine konursa:

$$\dot{E}_{el,es,12} = \frac{E_{el,tük,12}}{31 \cdot 24} = \frac{570112}{744} = 766 \text{ kW}$$

olarak hesaplanır. MŞÜ 2018 yılı aylık anlık ortalama elektrik enerjisi tüketim miktarları, yıllık eşdeğer elektrik tüketim değeri $\dot{E}_{el,es,yıl}$ ve aylık eşdeğer elektrik tüketim değerleri $\dot{E}_{el,es,i}$ Tablo 3.3’te gösterilmiştir.

Tablo 3.3 MŞÜ 2018 yılı aylık anlık ortalama elektrik enerjisi tüketim miktarları

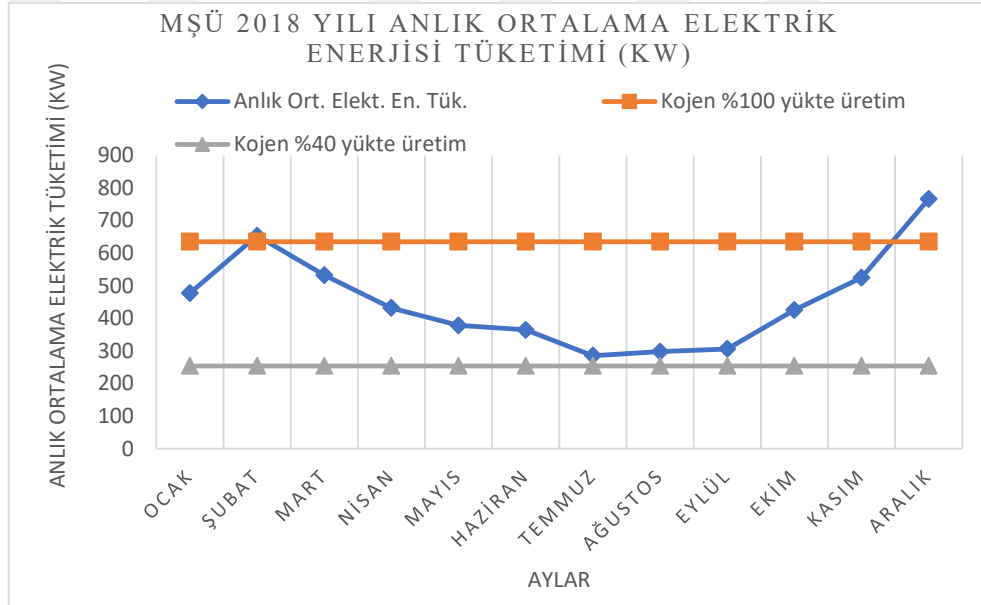
MŞÜ 2018 YILI AYLık ANLık ORTALAMA ELEKTRİK ENERJİSİ TÜKETİM MİKTARLARI		
AY	ELEKTRİK ENERJİ TÜKETİMİ (KWH)	ANLİK ORTALAMA ELEKTRİK GÜCÜ (KW)
OCAK	354690	477
ŞUBAT	439028	653
MART	396157	532
NİSAN	310868	432
MAYIS	281396	378
HAZİRAN	262288	364
TEMMUZ	212151	285
AĞUSTOS	221489	298
EYLÜL	220166	306
EKİM	316620	426
KASIM	377748	525
ARALIK	570112	766
TOPLAM	3962713	452

Gaz motorlu kojenerasyon sistemlerinde motorların çalışma yükünün %40'ın altına düşmesi hem sistem verimini oldukça düşürmekte hemde motorların çalışma ömrünü kısaltmaktadır. Motorların %40 altında bir yüklenme ile çalıştırılması halinde birim güç maliyeti ile amortisman maliyeti de artmaktadır. Dolayısıyla kullanılacak motorun %40 yükün altında çalışmasına izin verilmemesi gerekmektedir. Kojenerasyon sistemlerinde kullanılan motorlarda elektrik ihtiyacının motor-elektrik üretim kapasitesinin %40'ın altına düşmesi halinde kojenerasyon sistemi otomatik olarak devreden çıkmakta ve enerji ihtiyacını gidermek için şebekeden faydalanılmaktadır.

Yüksek verimde çalışma için sistemin mümkün olduğu kadar tam yükte veya tam yüke yakın yüklemelerde çalışması tercih edilmelidir. Ayrıca kampüs için tercih edilecek sistemin, gün içinde tüketilen toplam elektrik enerjisinin mümkün olduğu kadar fazlasını karşılaması, toplam verimin artırılabilmesi ve atık ısının daha fazlasının değerlendirilebilmesi için kojenerasyonun çalışma saatleri ile ısıtma kazanlarının çalışma saatleri mümkün olduğu kadar çakışması sağlanmalıdır.

3.5. MŞÜ Kampüsü için Kojenerasyon Sisteminin Özelliklerinin Belirlenmesi

Şekil 3.3'te MŞÜ 2018 yılı aylık anlık ortalama elektrik enerjisi tüketim miktarları gösterilmiştir. Kojenerasyon sisteminin dışarıdan elektrik almamak için sağlaması gereken elektrik gücü; temmuz ayında 285 kW iken aralık ayında 766 kW olmalıdır. Ancak %40 yükün altında yüklemelerde çalışmayacak olan sistem dikkate alındığında 766 kW değeri 285 kW değerinin $100/40$ 'ından, yani %250'sinden daha fazladır. Bu durumda seçilecek kojenerasyon sistemi ya sürekli tüm elektrik ihtiyacını düşük kapasitesi nedeniyle karşılayamayacak ya da gereksinimin düşük olduğu zamanlarda gereğinden yüksek kapasiteli olduğundan %40 yükleme altında kalacak ve elektrik üretimi yapamayacaktır.



Şekil 3.3 MŞÜ 2018 yılı aylık ortalama elektrik enerjisi tüketim değerleri

Şekil 3.3'te görülen yatay doğrular seçimi öngörülen kojenerasyon sisteminin %40 ve %100 yükte üretim kapasitesini göstermektedir. Grafikte kapasitesinin %40 ile %100'ü aralığında tesisin güç gereksinim değerlerini olabildiğince karşılayabilen bir kojenerasyon motoru dikkate alınmıştır. Bu kojenerasyon sistemi tam yükte 635 kW ile %40 yükte 254 kW güçleri arasında çalışır. Böylece elektrik enerji arzı için optimum olan sistem şubat ve aralık aylarındaki kısmi zamanlar dışında tüm yıl boyunca kampüsün ihtiyacını karşılayabilecektir.

Pratikte motor kapasiteleri üretici firmalar tarafından standartlaştırılmıştır. Dolayısıyla hesaplandığı gibi tam olarak istenilen güçte bir motor yüksek olasılıkla temin edilemeyecektir. Böyle bir durumda gerekli gücün bir üst kapasitesindeki motor tercih edilir.

Kojenerasyon uygulamalarında, birden fazla motorun kullanıldığı ada sistemler haricindeki uygulamalarda tesisin şebekeyle olan bağlantısı korunur. Ani ve aşırı yüklenmelerde sistemin korunması için tüm yüklerde mutlaka ihtiyaç duyulan enerjinin bir kısmı şebekeden karşılanmalıdır.

3.6. MŞÜ Kampüsü için Kojenerasyon Sistem Seçimi

MŞÜ kampüsü için, kojenerasyon sisteminden en yüksek seviyede faydalanmak üzere 635 kW elektrik gücü kapasiteli General Electric markalı Jenbacher JMS312 GS-N.L model gaz motorlu kojenerasyon sistemi seçilmiştir. Kojenerasyon motorunun elektrik çıkış gücü 635 kW, ısı gücü 729 kW'tır [44]. 635 kW elektrik gücündeki bu motor Şekil 3.3'te gösterildiği üzere MŞÜ kampüsünde şubat ve aralık aylarında kısmi zamanlar dışındaki tüm zamanlarda kampüsün ihtiyacını karşılayabilecek kapasitededir. Tablo 3.4'te, Şekil 3.4'te ve Şekil 3.5'te sırasıyla seçilen kojenerasyon sisteminin teknik özellikleri, genel görünüşü ile bağlantı ve akış şeması gösterilmiştir.

Tablo 3.4 Seçilen kojenerasyon sisteminin teknik özellikleri

GENERAL ELECTRIC JENBACHER JMS312 GS-N.L GAZ MOTORLU KOJENERASYON SİSTEMİ TEKNİK ÖZELLİKLERİ (%100 YÜKTE)	
YAKIT TÜRÜ	DOĞALGAZ
GAZ GİRİŞİ (Nm ³ /h)	162.46
ENERJİ GİRİŞİ (kW)	1558
MEKANİK GÜCÜ (kW)	657
ELEKTRİK GÜCÜ (kW)	635
ISIL GÜCÜ (kW)	729
TOPLAM GÜÇ (kW)	1364
ELEKTRİK VERİMİ (%)	40.76
ISIL VERİM (%)	46.79
TOPLAM ÇEVİRİM VERİMİ (%)	87.55
EGZOZ GAZ SICAKLIĞI (°C)	454
EGZOZ GAZ DEBİSİ (kg/h) (ISLAK/KURU)	3387/3144
SOĞUTMA SUYU GİDİŞ SICAKLIĞI (°C)	90
SOĞUTMA SUYU DÖNÜŞ SICAKLIĞI (°C)	70
SOĞUTMA SUYU DEBİSİ (m ³ /h)	35.1
MOTOR ÇALIŞMA PRENSİBİ	4 ZAMANLI
MOTOR SİLİNDİR SAYISI	12
MOTOR SIKIŞTIRMA ORANI	12.5
MOTOR DEVİR SAYISI (d/d)	1500



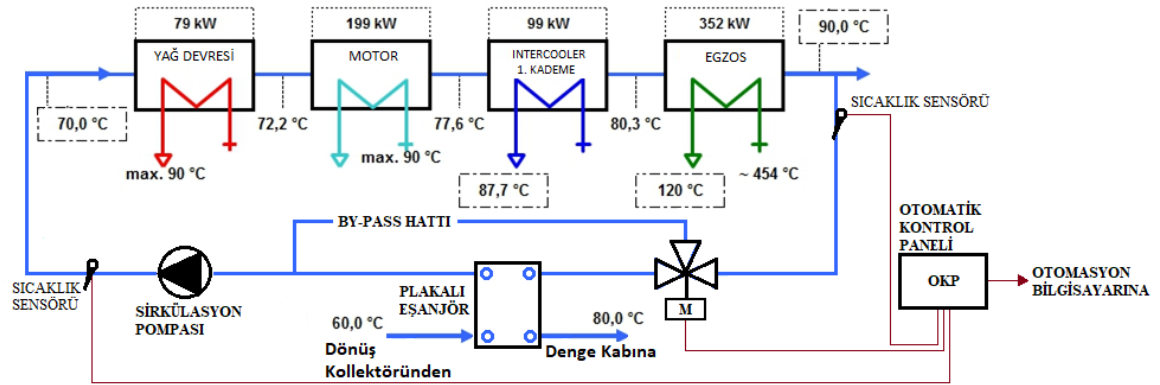
Şekil 3.4 Seçilen kojenerasyon sisteminin genel görünüşü [44].

Sıcak Su Devresi (Glikol katkısı: %37)

Elektrik Çıktısı= 635 kWel
Geri Kazanılabilir Isı Çıktısı= 729 kW
Sıcak Su Debisi= 35.1 m³/h

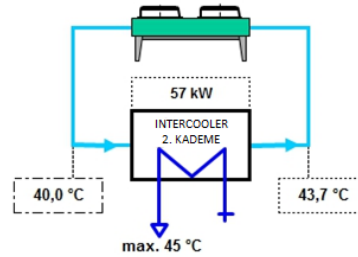
MUŞ ALPARSLAN ÜNİVERSİTESİ
BAĞLANTI ve AKIŞ ŞEMASI

JMS 312 GS-N.L
J312 GS-D05



Düşük Sıcaklık Devresi (Glikol katkısı: %37)

Kazanılmayan Isı= 57 kW
Soğutma Suyu Debisi= 15 m³/h



Şekil 3.5 Seçilen kojenerasyon sisteminin bağlantı ve akış şeması

Seçimi öngörülen kojenerasyon sistemi toplam çalışma zamanının büyük kısmında tam yükten uzak yüklemelerde çalışır. Bu da üretilen elektriğin birim maliyetini yükseltici yönde etki yapmaktadır.

3.7. Kojenerasyon Sistemi Enerji Analizi

Kampüste yakıt olarak doğalgaz kullanılmakta olup ısı ve elektrik üretimi için de birincil enerji kaynağı olarak doğalgaz kullanılacaktır. Elektrik üretiminden kaynaklanan atık ısı, ısıtma sisteminde atık ısı kazanı olarak ısıtma kazanlarında kullanılacaktır. Enerji analizlerinde kullanılacak kojenerasyon sistemine ait veriler Tablo 3.5’te gösterilmiştir.

Tablo 3.5 Enerji analizlerinde kullanılacak kojenerasyon sistemine ait veriler

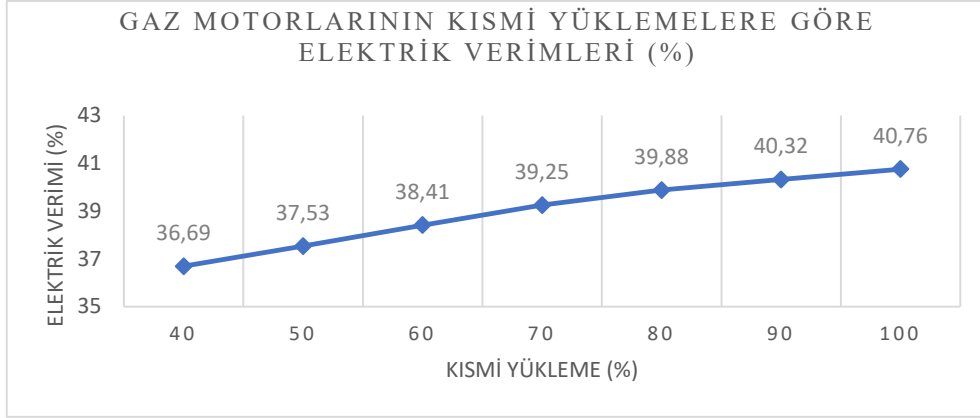
MŞÜ KOJENERASYON SİSTEMİ GİREN-ÇIKAN ENERJİ DEĞERLERİ	
ENERJİ TÜRÜ	ENERJİ (GÜÇ) MİKTARI (KW)
ÜRETİLEN ELEKTRİK GÜCÜ ($\dot{W}$)	635
ÜRETİLEN ISI GÜCÜ ($\dot{Q}_L$)	729
TÜKETİLEN YAKITIN GÜCÜ ($\dot{Q}_H$)	1558
SİSTEMİN DÂHİLİ GÜÇ TÜKETİMİ ($\dot{W}_{int}$)	7

3.7.1. Kojenerasyon Sistemi Elektrik Enerjisi Verimi

Sistemin elektrik verimi, $\dot{W}$ ve $\dot{Q}_H$ değerleri alınıp denklem (2.7)’de enerji değerleri yerine güçler konursa deniz seviyesinde ve %100 yükte:

$$\eta_e = \frac{\dot{W}}{\dot{Q}_H} = \frac{635}{1558} = 0.408 = \%40.76$$

olarak hesaplanır. Şekil 3.6’da kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki elektrik verim değerleri gösterilmiştir.



Şekil 3.6 Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki elektrik verim değerleri

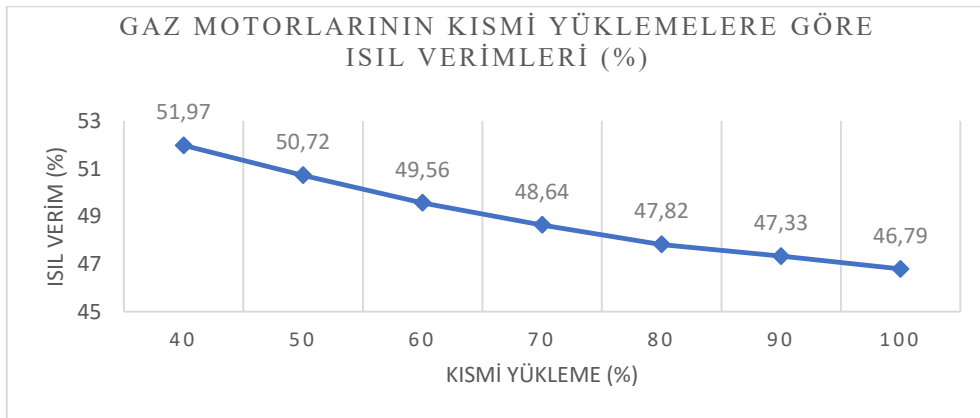
Bu verilere göre sistem %40 yükte çalışırken elektrik verimi %36.69 olurken %100 yükte çalışma esnasında ise %40.76 olmaktadır.

3.7.2. Kojenerasyon Sistemi Isıl Enerji Verimi

$\dot{Q}_L$ ve $\dot{Q}_H$ değerleri alınıp denklem (2.8)'de enerji değerleri yerine güçler konursa deniz seviyesinde ve %100 yükte:

$$\eta_{QL} = \frac{\dot{Q}_L}{\dot{Q}_H} = \frac{729}{1558} = 0.468 = \%46.79$$

olarak hesaplanır. Şekil 3.7'de kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki ısı verim değerleri gösterilmiştir.



Şekil 3.7 Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki ısı verim değerleri

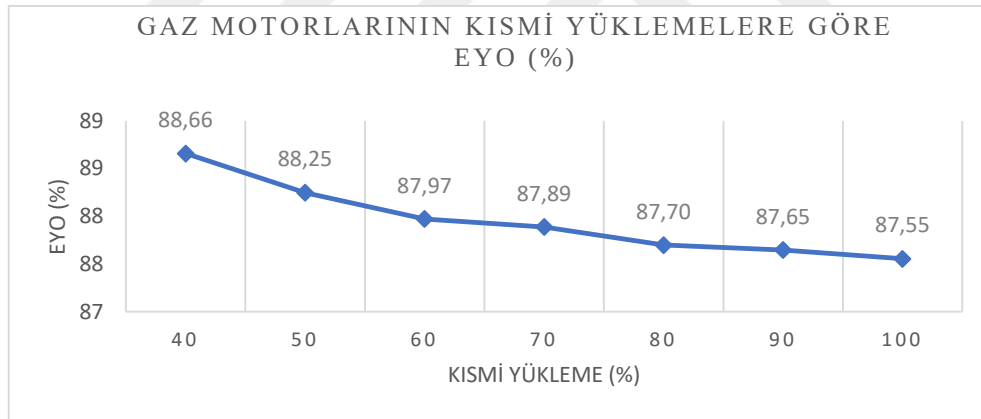
Bu verilere göre sistem %40 yükte çalışırken ısı verimi %51.97 olurken %100 yükte çalışma esnasında ise %46.79 olmaktadır.

3.7.3. Kojenerasyon Sistemi Toplam Enerji Verimi

$\dot{W}$, $\dot{Q}_L$ ve $\dot{Q}_H$ değerleri alınıp denklem (2.2)'de enerji değerleri yerine güçler konursa deniz seviyesinde ve %100 yükte:

$$EYO = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_L}{\dot{Q}_H} = \frac{635 + 729}{1558} = 0.875 = \%87.55$$

olarak hesaplanır. Toplam enerji verimi aynı zamanda EYO'dır ve elektrik enerji verimi ile ısı enerji veriminin toplamına eşittir. Şekil 3.8'de kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerde hesaplanan EYO değerleri gösterilmiştir.



Şekil 3.8 Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki EYO değerleri

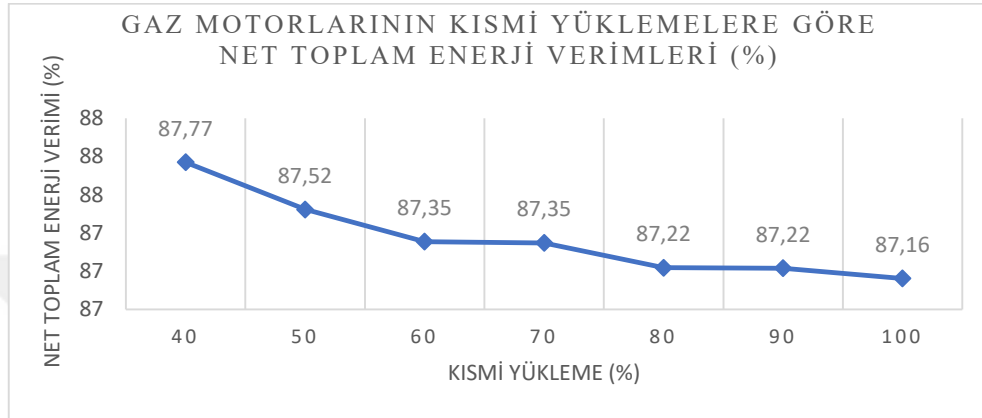
Bu verilere göre sistem %40 yükte çalışırken EYO %88.66 olurken %100 yükte çalışma esnasında ise %87.55 olmaktadır.

3.7.4. Kojenerasyon Sistemi Net Toplam Enerji Verimi

$\dot{W}$, $\dot{Q}_L$, $\dot{Q}_H$ ve $\dot{W}_{int}$ değerleri alınıp denklem (2.9)'da enerji değerleri yerine güçler konursa deniz seviyesinde ve %100 yükte:

$$\eta_{net} = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_L}{\dot{Q}_H + \dot{W}_{int}} = \frac{635 + 729}{1558 + 7} = 0.872 = \%87.16$$

olarak hesaplanır. Şekil 3.9’da kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki net toplam enerji verim değerleri gösterilmiştir.



Şekil 3.9 Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki net toplam enerji verim değerleri

Bu verilere göre sistem %40 yükte çalışırken net toplam enerji verimi %87.77 olurken %100 yükte çalışma esnasında ise %87.16 olmaktadır.

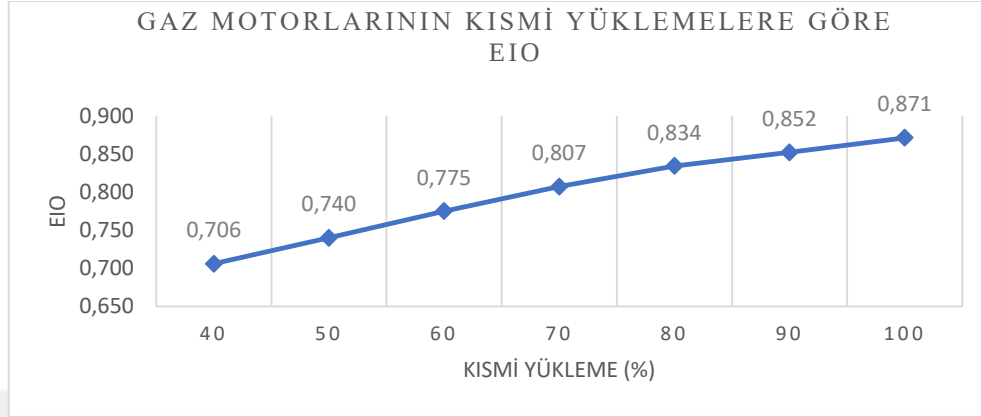
3.7.5. Kojenerasyon Sistemi Elektrik Isı Oranı ve Isı Oranı

Sistemden tam yükte alınacak elektrik gücü 635 kW ısıl güç ise 729 kW’tır. %40 yükte alınacak elektrik ve ısıl güç ise sırasıyla 254 kW ve 369 kW’tır. Isıl gücün ısıtma sisteminde %98 mertebesinde verimle değerlendirildiği göz önünde bulundurulduğunda sistemden elde edilecek ısıl güçler tam yükte ve %40 yükte sırasıyla 714.42 kW ve 352.58 kW olacaktır. Ancak EIO ve IO hesaplamalarında kojenerasyon sisteminin çıktıları dikkate alınacaktır. Motorun %100 yükteki çalışmasında EIO ve IO değerleri, η_e ve η_{Q_L} değerleri alınıp denklemler (2.3) ve (2.4)’te yerine konursa sırasıyla:

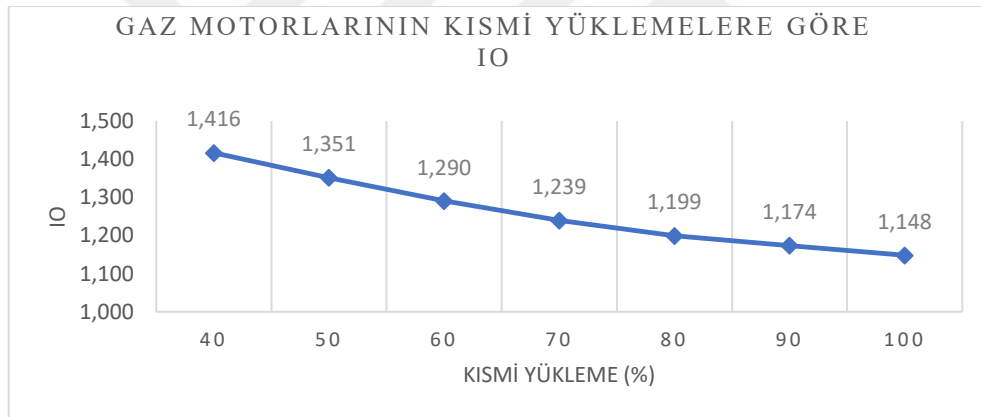
$$EIO = \frac{\eta_e}{\eta_{Q_L}} = \frac{0.4076}{0.4679} = 0.871$$

$$IO = \frac{\eta_{Q_L}}{\eta_e} = \frac{0.4679}{0.4076} = 1.148$$

olarak hesaplanır. Şekil 3.10’da ve Şekil 3.11’de sırasıyla kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki EIO değerleri ve IO değerleri gösterilmiştir.



Şekil 3.10 Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki EIO değerleri



Şekil 3.11 Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki IO değerleri

Bu verilere göre sistem %40 yükte çalışırken EIO 0.706, %100 yükte çalışırken ise 0.871 olurken, %40 yükte çalışırken IO 1.416, %100 yükte çalışma esnasında ise 1.148 olmaktadır.

Şekil 3.1’de gösterildiği üzere tüm yıl boyunca ısı ihtiyacı elektrik ihtiyacının %114.8’inden çok daha fazladır. Bu nedenle kojenerasyonun devam ettiği tüm zamanlarda MŞÜ kampüsünün elektrik ihtiyacını karşılayacak yükte çalışan sistemin ürettiği atık ısı kampüsteki ısı ihtiyacından düşük olacaktır. Dolayısı ile üretilen atık ısının tamamı kojenerasyon devam ettiği sürece faydalı enerji olarak kullanılabilir.

3.7.6. Kojenerasyon Sisteminin Kullanılmadığı Sistemle Karşılaştırma

Kojenerasyon sisteminin kullanılmadığı durumda, denklem (2.13) ile hesaplanan BET sağlanamayacaktır. $C_{e,net}$ değeri; motorun %100 yükte çalışmasında 0.244 TL/kWh, %40 yükte çalışmasında ise 0.252 TL/kWh olmaktadır. Yıllık eşdeğer elektrik gücü ihtiyacı 452 kW'tır. Motorun %100 yükte 635 kW ve %40 yükte 254 kW çalışmasında atık ısı kullanımlı elektrik enerjisi birim maliyetleri arasında lineer enterpolasyon yapılacak olursa 452 kW eşdeğer güçte çalışan sistemde atık ısı kullanımlı elektrik enerjisi birim maliyeti $C_{e,net}$:

$$C_{e,net} = 0.252 - \frac{0.244-0.252}{635-254} * (254 - 452) = 0.247 \text{ TL/kWh}$$

olarak hesaplanır.

Toplam yıllık elektrik enerjisi tüketimi $E_{el,tük,yıl} = 3962713$ kWh'dir. 452 kW eşdeğer güçte çalışan sistemde yıllık çalışma saati bakım vs. zamanları haricinde 8666 saat olarak alınacak olup sistemin yıllık toplam üretimi; $E_{el,ürt,yıl} = 3920191$ kWh olacaktır.

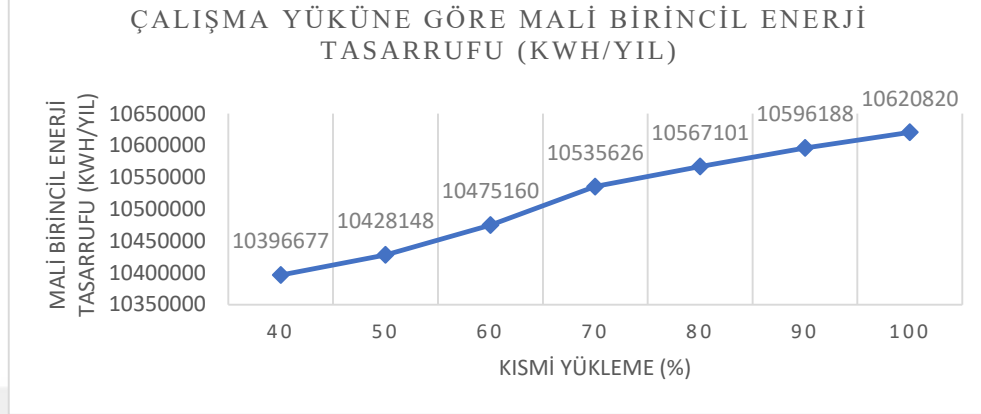
Şebekeden alınan elektrik enerjisinin birim maliyeti $C_{e,sbk} = 0.620$ TL/kWh olup bu değerler (2.14) denkleminde yerine konursa yıllık BET_c:

$$\begin{aligned} BET_c &= (C_{e,sbk} - C_{e,net}) * E_{el,ürt,yıl} * \frac{9.59}{C_y} \\ &= (0.620 - 0.247) * 3920191 * \frac{9.59}{1.33} = 1462231.24 \left(\frac{TL}{yıl} \right) * 7.211 \left(\frac{kWh}{TL} \right) \\ &= 10544149 \text{ kWh/yıl} \end{aligned}$$

olarak hesaplanır. Burada yıllık eşdeğer güçte elektrik üretimiyle elektrik tüketiminde elde edilen tasarruf tutarı $C_{el,tas}$ denklem (2.15) kullanılarak hesaplanırsa;

$$\begin{aligned} C_{el,tas} &= (C_{e,sbk} - C_{e,net}) * E_{el,ürt,yıl} = (0.620 - 0.247) * 3920191 \\ &= 1462231.24 \text{ TL/yıl} \end{aligned}$$

olarak hesaplanır. Şekil 3.12’de kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki BET_c değerleri gösterilmiştir.



Şekil 3.12 Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki BET_c değerleri

Bu verilere göre sistem %40 yükte çalışırken BET_c 10396677 kWh/yıl olurken %100 yükte çalışma esnasında ise 10620820 kWh/yıl olmaktadır.

3.7.7. Kojenerasyon Sisteminin Enerji Tasarrufu

$\eta_{e,ref}$ ve $\eta_{Q_L,ref}$ değerleri ile $\dot{W}$ değeri olarak $\dot{E}_{el,eş,yıl} = 452$ kW değeri, $\dot{Q}_{L,kul}$ değeri olarak 452 kW elektrik üretim gücüne karşılık gelen 547.08 kW değeri ve $\dot{Q}_{H,net}$ değeri olarak da 1011.08 kW toplam üretim gücüne karşılık gelen 1352.14 kW değeri alınıp denklemler (2.10), (2.11), (2.12) ve (2.13) enerji değerleri yerine güçler konursa BET:

$$\dot{Q}_{H,e,ref} = \frac{\dot{W}}{\eta_{e,ref}} = \frac{452}{0.50} = 904 \text{ kW}$$

$$\dot{Q}_{H,Q_L,ref} = \frac{\dot{Q}_{L,kul}}{\eta_{Q_L,ref}} = \frac{547.08}{0.90} = 607.87 \text{ kW}$$

$$\dot{Q}_{H,ref} = \dot{Q}_{H,e,ref} + \dot{Q}_{H,Q_L,ref} = 904 + 607.87 = 1511.87 \text{ kW}$$

$$BET = 8666 * (\dot{Q}_{H,ref} - \dot{Q}_{H,net}) = 8666 * (1511.87 - 1352.14)$$

$$= 1384220.18 \text{ kWh/yıl}$$

olarak hesaplanır.

3.8. Kojenerasyon Sistemi ile Emisyon Düşümü

BET ve $\gamma_F = 251 \text{ kg CO}_2/\text{MWh}$ değerleri denklem (2.16)'da yerine konursa:

$$ED = BET * \gamma_F = 1384.220 * 251 = 347439.22 \text{ kg CO}_2/\text{yıl}$$

olarak hesaplanır.

3.9. Kojenerasyon Sistemi Ekserji Analizi

3.9.1. Kojenerasyon Sisteminden Elde Edilen Isının Ekserjisi

$\dot{Q}_{L,kul}$ değeri alınıp denklem (2.21) ekserjiler yerine birim zamandaki ekserjiler cinsinden yazılır ve 60 °C ile 80 °C arasında çalışan eşanjör için $\alpha_{QL} = 1 - T_L/T_H = 1 - 333/353 = 0.0567$ olarak hesaplama yapılırsa, motorun %100 yükte çalışmasında:

$$\dot{E}x_{QL} = \alpha_{QL} * Q_{L,kul} = \left(1 - \frac{T_L}{T_H}\right) * Q_{L,kul} = 0.0567 * 729 * 0.98 = 40.51 \text{ kW}$$

olarak hesaplanır. Motorun, yıllık eşdeğer tüketimi karşılayacak olan 452 kW elektrik gücü üretimine karşılık gelen %71.18 yükte çalışmasında:

$$\dot{E}x_{QL} = \alpha_{QL} * \dot{Q}_{L,kul} = \left(1 - \frac{T_L}{T_H}\right) * Q_{L,kul} = 0.0567 * 559.08 * 0.98 = 31.07 \text{ kW}$$

olarak hesaplanır.

3.9.2. Kojenerasyon Sisteminde Kullanılan Yakıtın Kimyasal Ekserjisi

$L\dot{H}V_{\dot{Q}_H}$ değeri alınıp denklem (2.22) ekserjiler yerine birim zamandaki ekserjiler cinsinden yazılır ve $\alpha_y = 1.05$ alınarak hesaplama yapılırsa, motorun %100 yükte çalışmasında:

$$\dot{E}x_y = \alpha_y * L\dot{H}V_{\dot{Q}_H} = 1.05 * 1832.82 = 1924.46 \text{ kW}$$

olarak hesaplanır. Motorun, yıllık eşdeğer tüketimi karşılayacak olan 452 kW elektrik gücü üretimine karşılık gelen %71.18 yükte çalışmasında:

$$\dot{E}x_y = \alpha_y * L\dot{H}V_{\dot{Q}_H} = 1.05 * 1352.14 = 1419.75 \text{ kW}$$

olarak hesaplanır.

3.9.3. Kojenerasyon Sisteminde Toplam Ekserji Verimi

$\dot{W}$, $\dot{E}x_{Q_L}$ ve $\dot{E}x_y$ değerleri alınıp denklem (2.19) ekserjiler yerine birim zamandaki ekserjiler cinsinden yazılırsa, motorun %100 yükte çalışmasında:

$$\psi_t = \frac{\dot{W} + \dot{E}x_{Q_L}}{\dot{E}x_y} = \frac{635 + 40.51}{1924.46} = 0.351 = \%35.10$$

olarak hesaplanır. Motorun, yıllık eşdeğer tüketimi karşılayacak olan 452 kW elektrik gücü üretimine karşılık gelen %71.18 yükte çalışmasında:

$$\psi_t = \frac{\dot{W} + \dot{E}x_{Q_L}}{\dot{E}x_y} = \frac{452 + 31.07}{1419.75} = 0.340 = \%34.03$$

olarak hesaplanır.

3.9.4. Kojenerasyon Sisteminde Net Toplam Ekserji Verimi

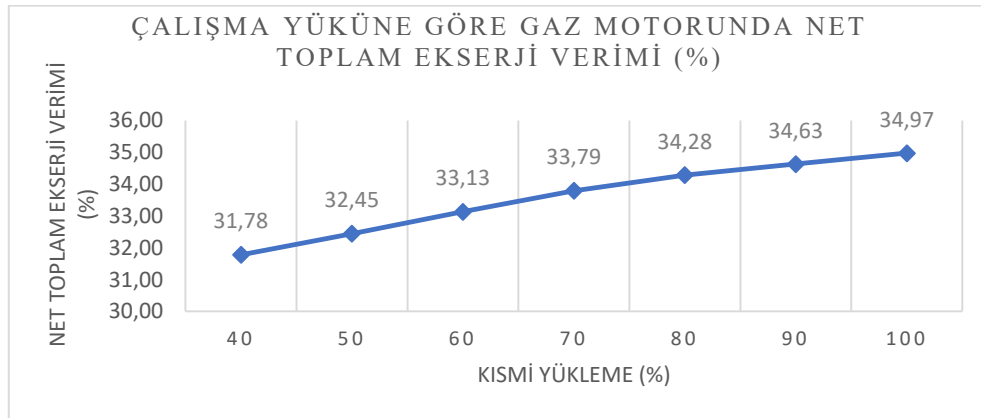
$\dot{W}$, $\dot{Ex}_{QL}$, $\dot{Ex}_y$ ve $\dot{W}_{int}$ değerleri alınıp denklem (2.20) ekserjiler yerine birim zamandaki ekserjiler cinsinden yazılırsa, motorun %100 yükte çalışmasında:

$$\psi_{net} = \frac{\dot{W} + \dot{Ex}_{QL}}{\dot{Ex}_y + \dot{W}_{int}} = \frac{635 + 40.51}{1924.46 + 7} = 0.350 = \%34.97$$

olarak hesaplanır. Motorun, yıllık eşdeğer tüketimi karşılayacak olan 452 kW elektrik gücü üretimine karşılık gelen %71.18 yükte çalışmasında:

$$\psi_{net} = \frac{\dot{W} + \dot{Ex}_{QL}}{\dot{Ex}_y + \dot{W}_{int}} = \frac{452 + 31.07}{1419.75 + 7} = 0.339 = \%33.86$$

olarak hesaplanır. Şekil 3.13'te kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki net toplam ekserji verim değerleri gösterilmiştir.



Şekil 3.13 Kojenerasyon sisteminin değişik yüklemelerdeki net toplam ekserji verim değerleri

Bu verilere göre sistem %40 yükte çalışırken ψ_{net} %31.78 olurken %100 yükte çalışma esnasında ise %34.97 olmaktadır.

3.10. Kojenerasyon Sisteminde Enerji Üretimi Maliyetleri

Kojenerasyon sisteminde motorun düşük yüklerde çalışması halinde üretilen elektriğin birim maliyeti de yükselir. Motor tam yükte çalışırken 635 kW gücü verebilmek için tüketilen yakıt enerjisinin %36.69'u elektrik enerjisine dönüştürülmektedir.

3.10.1. Atık Isı Kullanımsız Elektrik Enerjisi Birim Maliyeti

Motorun %100 yükte çalışması halinde üretilen elektriğin ısı kullanımsız birim maliyeti: $\dot{W}$ miktarda elektrik enerjisi elde etmek için gereken yakıt gücü $\dot{Q}_{H,net}$ denklem (2.25) kullanılırsa, MŞÜ kampüsünün 1350 m yükselti etkisini hesaba katarak ($\eta_{alt} = 0.85$):

$$\dot{Q}_{H,net} = \frac{\dot{W}}{\eta_{alt} \cdot \eta_e} = \frac{635}{0.85 \cdot 0.4076} = 1832.82 \text{ kW}$$

olarak hesaplanır. Doğalgazın alt ısı değeri $LHV_Y = 9.59 \text{ kWh/Nm}^3$ olduğundan, $\dot{Q}_{H,net}$ miktarda gücü elde etmek için gereken yakıt miktarı $\dot{Y}_{QH}$ denklem (2.26) kullanılarak:

$$\dot{Y}_{QH} = \frac{\dot{Q}_{H,net}}{LHV_Y} = \frac{1832.82}{9.59} = 191.12 \text{ Nm}^3/h$$

olarak hesaplanır. 2019 yılı için doğalgazın metreküp birim fiyatı (KDV hariç) $C_y = 1.33 \text{ TL/Nm}^3$ 'tür. 635 kW elektrik gücü elde etmek için gereken $\dot{Y}_{QH}$ miktardaki yakıtın toplam maliyeti $\dot{C}_{ty}$ denklem (2.27) kullanılarak:

$$\dot{C}_{ty} = \dot{Y}_{QH} \cdot C_y = 191.12 \cdot 1.33 = 254.19 \text{ TL/h}$$

olarak hesaplanır. Sadece girdi ve çıktılar hesaplanarak üretilen elektrik enerjisinin atık ısı kullanımsız birim maliyeti C_e denklem (2.28) kullanılarak:

$$C_e = \frac{\dot{C}_{ty}}{\dot{W}} = \frac{254.19}{635} = 0.400 \text{ TL/kWh}$$

olarak hesaplanır. Bu değer 2019 yılı itibariyle MŞÜ kampüsünde elektrik enerjisi KDV hariç birim fiyatı olan 0.620 TL/kWh'in %64.52'sine eşittir.

Motorun %40 yükte çalışması halinde üretilen elektriğin ısı kullanımsız birim maliyeti: $\dot{W}$ miktarda elektrik enerjisi elde etmek için gereken yakıt gücü $\dot{Q}_{H,net}$ denklem (2.25) kullanılarak, MŞÜ kampüsünün 1350 m yükselti etkisini hesaba katarak ($\eta_{alt} = 0.85$):

$$\dot{Q}_{H,net} = \frac{\dot{W}}{\eta_{alt} \cdot \eta_e} = \frac{254}{0.85 \cdot 0.3669} = 814.46 \text{ kW}$$

olarak hesaplanır. Doğalgazın alt ısı değeri $LHV_Y = 9.59 \text{ kWh/Nm}^3$ olduğundan, $\dot{Q}_{H,net}$ miktarda gücü elde etmek için gereken yakıt miktarı $\dot{Y}_{QH}$ denklem (2.26) kullanılarak:

$$\dot{Y}_{QH} = \frac{\dot{Q}_{H,net}}{LHV_Y} = \frac{814.46}{9.59} = 84.93 \text{ Nm}^3/h$$

olarak hesaplanır. 2019 yılı için doğalgazın metreküp birim fiyatı (KDV hariç) $C_Y = 1.33 \text{ TL/Nm}^3$ 'tür. 254 kW elektrik gücü elde etmek için gereken $\dot{Y}_{QH}$ miktardaki yakıtın toplam maliyeti $\dot{C}_{ty}$ denklem (2.27) kullanılarak:

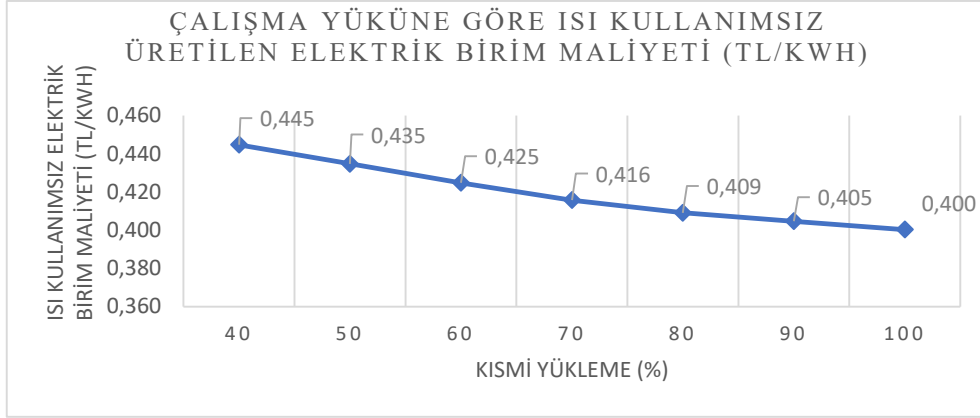
$$\dot{C}_{ty} = \dot{Y}_{QH} \cdot C_Y = 84.93 \cdot 1.33 = 112.95 \text{ TL/h}$$

olarak hesaplanır. Sadece girdi ve çıktılar hesaplanarak üretilen elektrik enerjisinin atık ısı kullanımsız birim maliyeti C_e denklem (2.28) kullanılarak:

$$C_e = \frac{\dot{C}_{ty}}{\dot{W}} = \frac{112.95}{254} = 0.445 \text{ TL/kWh}$$

olarak hesaplanır. Bu değer 2019 yılı itibariyle MŞÜ kampüsünde elektrik enerjisi KDV hariç birim fiyatı olan 0.620 TL/kWh'in %71.77'sine eşittir.

Sonuçlar kojenerasyon sisteminin ısıl faydasından yararlanılmadan sadece elektrik üretilmesi durumunda elektrik enerjisi birim fiyatını ifade etmektedir. Yapılan bu hesaplamalarda elde edilen maliyet sonuçları Şekil 3.14'te yük durumlarına göre gösterilmiştir.



Şekil 3.14 Kojenerasyon sisteminin kısmi yüklemelere göre ısı kullanımsız elektrik üretimi birim maliyet değişimi

Burada gösterildiği üzere sistemin çalışma yüklerine göre elektrik enerjisi birim maliyeti 0.400 TL/kWh ile 0.445 TL/kWh arasında değişmektedir.

3.10.2. Atık Isı Kullanımlı Elektrik Enerjisi Birim Maliyeti

Motorun %100 yükte çalışması halinde üretilen elektriğin ısı kullanımı ile birim maliyeti: Isıtma için kullanılabilecek yararlı atık ısı miktarı $\dot{Q}_{L,kul}$ denklem (2.29) kullanılarak:

$$\dot{Q}_{L,kul} = \dot{Q}_L * \eta_{Q_L,ilt} = 729 * 0.98 = 714.42 \text{ kW}$$

olarak hesaplanır. $\dot{Q}_{L,kul}$ miktarda gücü elde etmek için gereken yakıt miktarı $\dot{Y}_{Q_L,kul}$ denklem (2.30) kullanılarak:

$$\dot{Y}_{Q_L,kul} = \frac{\dot{Q}_{L,kul}}{LHV_Y} = \frac{714.42}{9.59} = 74.50 \text{ Nm}^3/h$$

olarak hesaplanır. 2019 yılı için doğalgazın metreküp birim fiyatı (KDV hariç) $C_y=1.33$ TL/Nm³'tür. Tasarruf edilen $\dot{Y}_{Q_L,kul}$ miktardaki yakıtın toplam maliyeti $\dot{C}_{t,tas}$ denklem (2.31) kullanılarak:

$$\dot{C}_{t,tas} = \dot{Y}_{Q_L,kul} * C_y = 74.50 * 1.33 = 99.08 \text{ TL/h}$$

olarak hesaplanır. 635 kW elektrik enerjisi elde etmek için gereken ve kullanılan ısıнын yakıt karşılığı tutarı çıkarılmış net maliyeti $\dot{C}_{t,net}$ denklem (2.32) kullanılarak:

$$\dot{C}_{t,net} = \dot{C}_{ty} - \dot{C}_{t,tas} = 254.19 - 99.08 = 155.11 \text{ TL/h}$$

olarak hesaplanır. Sadece girdi ve çıktılar hesaplanarak üretilen elektrik enerjisinin atık ısı kullanımlı birim maliyeti $C_{e,net}$ denklem (2.33) kullanılarak:

$$C_{e,net} = \frac{\dot{C}_{t,net}}{\dot{W}} = \frac{155.11}{635} = 0.244 \text{ TL/kWh}$$

olarak hesaplanır. Bu değer 2019 yılı itibariyle MŞÜ kampüsünde elektrik enerjisi KDV hariç birim fiyatı olan 0.620 TL/kWh'in %39.35'ine eşittir.

Motorun %40 yükte çalışması halinde üretilen elektriğin ısı kullanımı ile birim maliyeti: Isıtma için kullanılabilecek yararlı atık ısı miktarı $\dot{Q}_{L,kul}$ denklem (2.29) kullanılarak:

$$\dot{Q}_{L,kul} = \dot{Q}_L * \eta_{Q_L,ilt} = 359.77 * 0.98 = 352.58 \text{ kW}$$

olarak hesaplanır. $\dot{Q}_{L,kul}$ miktarda gücü elde etmek için gereken yakıt miktarı $\dot{Y}_{Q_L,kul}$ denklem (2.30) kullanılarak:

$$\dot{Y}_{Q_L,kul} = \frac{\dot{Q}_{L,kul}}{LHV_Y} = \frac{352.58}{9.59} = 36.77 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

olarak hesaplanır. 2019 yılı için doğalgazın metreküp birim fiyatı (KDV hariç) $C_y=1.33$ TL/Nm³'tür. Tasarruf edilen $\dot{Y}_{Q_L,kul}$ miktardaki yakıtın toplam maliyeti $\dot{C}_{t,tas}$ denklem (2.31) kullanılarak:

$$\dot{C}_{t,tas} = \dot{Y}_{Q_L,kul} * C_y = 36.77 * 1.33 = 48.90 \text{ TL/h}$$

olarak hesaplanır. 254 kW elektrik enerjisi elde etmek için gereken ve kullanılan ısıнын yakıt karşılığı tutarı çıkarılmış net maliyeti $\dot{C}_{t,net}$ denklem (2.32) kullanılarak:

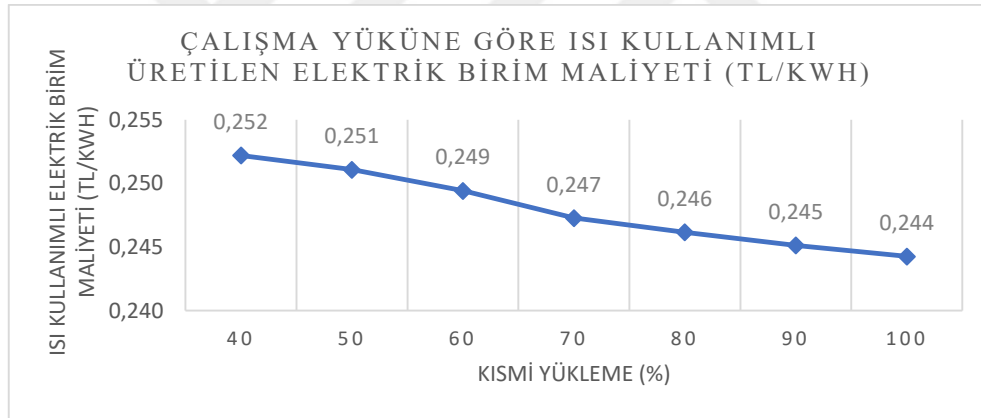
$$\dot{C}_{t,net} = \dot{C}_{ty} - \dot{C}_{t,as} = 112.95 - 48.90 = 64.05 \text{ TL/h}$$

olarak hesaplanır. Sadece girdi ve çıktılar hesaplanarak üretilen elektrik enerjisinin atık ısı kullanımlı birim maliyeti $C_{e,net}$ denklem (2.33) kullanılarak:

$$C_{e,net} = \frac{\dot{C}_{t,net}}{W} = \frac{64.05}{254} = 0.252 \text{ TL/kWh}$$

olarak hesaplanır. Bu değer 2019 yılı itibariyle MŞÜ kampüsünde elektrik enerjisi KDV hariç birim fiyatı olan 0.620 TL/kWh'in %40.65'ine eşittir.

Sonuçlar kojenerasyon sisteminin ısıl faydasından yararlanılma durumunda elektrik enerjisi birim fiyatını ifade etmektedir. Yapılan bu hesaplamalarda elde edilen maliyet sonuçları Şekil 3.15'te yük durumlarına göre gösterilmiştir.



Şekil 3.15 Kojenerasyon sisteminin kısmi yüklemelere göre ısı kullanımlı elektrik üretimi birim maliyet değişimi

Burada gösterildiği üzere sistemin çalışma yüklerine göre elektrik enerjisi birim maliyeti 0.244 TL/kWh ile 0.252 TL/kWh arasında değişmektedir.

3.11. Kojenerasyon Sistemi Ekonomik Analizi

Kojenerasyon sisteminin ekonomik analizinde aşağıdaki parametreler göz önüne alınacaktır:

- Satın alınan elektrik gücünün satın alma birim maliyeti,
- Kullanılacak yakıtın birim maliyeti,

- c) Sisteme dair bakım ve işletme giderleri,
- d) Sistem için yapılan yatırımın geri ödeme süresi,
- e) Geri ödeme süresini etkileyen faiz oranları, vergiler ve sigorta giderleri,
- f) Personel giderleri ve
- g) İdari giderler.

Ekonomik analizlerde kullanılacak veriler detayları ile Tablo 3.6’da gösterilmiştir.

Tablo 3.6 Ekonomik analizlerde kullanılacak kojenerasyon sistemine ait veriler

MŞÜ KOJENERASYON SİSTEMİ EKONOMİK ANALİZ VERİLERİ			
VERİ TÜRÜ	ALT VERİ TÜRÜ	DEĞER	TOPLAM
YATIRIM SÜRESİ (EKONOMİK ÖMRÜ)	130000 SAAT 8666 SAAT/YIL		15 YIL
YATIRIM TUTARI (TL)	KOJENERATÖR GRUBU (1 AD.)	2550000.00 TL	2990000.00 TL
	OTOMASYON SİSTEMİ	60000.00 TL	
	GAZ BORULARI VE BACA	150000.00 TL	
	İZOLASYON	10000.00 TL	
	ÖN GÖRÜLEMİYEN MALZEME İŞÇİLİK VE NAKLİYE GİDERLERİ	50000.00 TL	
	İLK DOLUM MASRAFLARI (MOTOR YAĞI VE ANTİFRİZ)	20000.00 TL	
	İNŞAAT İŞLERİ VE ÇELİK KONSTRÜKSİYON	30000.00 TL	
	NAKLİYE VE MONTAJ	50000.00 TL	
	SİGORTA MASRAFLARI	50000.00 TL	
	RESMİ İZİNLER	20000.00 TL	
YILLIK GELİRLER (TL)	ELEKTRİK GELİRİ	2428559.84 TL	3086070.00 TL
	ISI GELİRİ	657510.16 TL	
YILLIK GİDERLER (TL)	YAKIT GİDERLERİ	1625074.89 TL	1856163.00 TL
	MOTOR YAĞI VE ANTİFRİZ	80088.11 TL	
	PERİYODİK BAKIM, PERSONEL VE İDARİ GİDERLER	151000.00 TL	
YILLIK ORTALAMA NET KÂR (TL)	(YILLIK GELİRLER) – (YILLIK GİDERLER)		1229907.00 TL
YATIRIMIN HURDA BEDELİ (TL)	-	-	255000.00 TL

3.12. Ekonomik Değerlendirme Metotları ile Analiz

Kojenerasyon sistem yatırımının kabul edilebilirliğinin belirlenmesi amacıyla yapılacak analizde GÖS, NŞD, İKO ve FMO metotları kullanılacaktır.

3.13. Statik Değerlendirme Metotları ile Analiz

Statik değerlendirme metotları ile analizler yapılırken paranın zaman değeri dikkate alınmayacak ve değerlendirmeler bir dönem ile sınırlı tutulacaktır. Statik değerlendirme metotları ile analizlerde GÖS ve KO metotları kullanılacaktır.

3.13.1. Geri Ödeme Süresi Metodu ile Analiz

Geri ödeme süresi metodunda yatırımın cazibesi geri ödeme süresi ile ters orantılıdır. Kojenerasyon süresinin BGÖS, denklem (2.34)'e göre:

$$BGÖS = \frac{YT}{YNK} = \frac{2990000}{1229907} = 2.43 \text{ yıl}$$

olarak hesaplanır. GÖS ise; yıllık faiz oranı, geçen 15 yılın ortalamasına bakıldığında yıllık %16, yıllık enflasyon oranı da geçen 15 yılın ortalamasına bakıldığında yıllık %9 olduğundan gelecek 15 yıl içinde yıllık faiz oranı ortalama %16, yıllık enflasyon oranı da %9 alınarak, denklemler (2.36) ve (2.35)'e göre:

$$YAP = FC * \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = 2900000 * \frac{0.09(1+0.09)^{15}}{(1+0.16)^{15} - 1}$$

$$= 115018.51 \text{ TL/yıl}$$

$$GÖS = \frac{YT-H}{YNK-YAP} = \frac{2990000-255000}{1229907-115018.51} = 2.45 \text{ yıl}$$

olarak hesaplanır. Paranın zaman değerini dikkate alan DGÖS ise denklem (2.37) kullanılarak:

$$DGÖS = \frac{\ln\left[\frac{YNK}{YNK-YT*r}\right]}{\ln[1+r]} = \frac{\ln\left[\frac{1229907}{1229907-2990000*(0.16)}\right]}{\ln[1+0.16]} = 3.32 \text{ yıl}$$

olarak hesaplanır.

3.13.2. Kârlılık Oranı Metodu ile Analiz

Kojenerasyon sisteminin kârlılık oranı; denklem (2.38) kullanılarak:

$$KO = \frac{P}{YT} = \frac{1229907*15}{2990000} = 6.17 = \%617$$

olarak hesaplanır. OYKO ise, yatırımın yıllara göre YNK'ında, değişikliğe sebep olacak bilinen bir etken bulunmadığından denklem (2.39) kullanılarak:

$$\begin{aligned} OYKO &= \sum_{t=1}^n \frac{YNK_t}{n\left[S+H+\frac{1}{2}(FC-H)\right]} \\ &= \frac{\sum_{t=1}^{15} [1229907*(1+0.09)^t]}{15*[2990000+255000+\frac{1}{2}(2900000-255000)]} = 0.575 = \%57.45 \end{aligned}$$

olarak hesaplanır.

3.14. Dinamik Değerlendirme Metotları ile Analiz

Dinamik değerlendirme metotları ile analizler yapılırken paranın zaman değeri dikkate alınacaktır. Dinamik değerlendirme metotları ile analizlerde NŞD, İKO ve FMO metotları kullanılacaktır.

3.14.1. Net Şimdiki Değer Metodu ile Analiz

Yatırımın onaylanması için $NŞD \geq 0$ olmalıdır. NŞD büyüdükçe yatırım cazipleşir. Kojenerasyon sisteminin NŞD'i, sırasıyla denklemler (2.40), (2.41) ve (2.42) kullanılarak:

$$\S D = \frac{C_n}{(1+r)^n}$$

$$GD = C_0 * (1 + i)^n$$

$$N\$D = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - \left[\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \right] + \frac{H}{(1+r)^{n+1}}$$

$$= \left[\sum_{t=1}^n \frac{YNK*(1+i)^t}{(1+r)^t} \right] - C_0 + \frac{H}{(1+r)^{n+1}}$$

$$= \left[\sum_{t=1}^{15} \frac{1229907*(1+0.09)^t}{(1+0.16)^t} \right] - 2990000 + \frac{255000}{(1+0.16)^{16}}$$

$$= 8656289.24 TL$$

olarak hesaplanır. Burada başlangıçtaki nakit akışı C_0 , bu yatırımda YT'na eşittir; $C_0 = YT$

3.14.2. İç Kârlılık Oranı Metodu ile Analiz

İKO hesaplamalarında deneme yanılma yöntemi uygulanacaktır. Bu maksatla başlangıçta yaklaşık bir indirgeme seçilerek N\$D bulunacak, hesaplanan N\$D pozitif ise N\$D'i negatif yapacak büyüklükte bir indirgeme oranı seçilerek, hesaplanan N\$D negatif ise N\$D'yi pozitif yapacak büyüklükte bir indirgeme oranı seçilerek hesaplamalar İKO sıfıra eşit oluncaya kadar tekrar edilecektir. Böylece kojenerasyon sisteminin İKO, denklem (2.43) kullanılarak ve başlangıç r değerini $r=0.16$ kabul ederek:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} - \left[\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \right] + \frac{H}{(1+r)^{n+1}}$$

$$= \left[\sum_{t=1}^n \frac{YNK*(1+i)^t}{(1+r)^t} \right] - C_0 + \frac{H}{(1+r)^{n+1}}$$

$$= \left[\sum_{t=1}^{15} \frac{1229907*(1+0.09)^t}{(1+0.16)^t} \right] - 2990000 + \frac{255000}{(1+0.16)^{16}}$$

olur. Böylece denklemi sağlayan iskonto veya faiz oranı r deneme yanılma yöntemi ile:

$$\dot{IKO} = r = 0.535781759 = \%53.58$$

olarak hesaplanır. Burada hesaplanan iskonto veya faiz oranı r , bu yatırımı kârsız kılan finans piyasası mevduat faiz oranıdır. Diğer bir ifade ile YT'na bu orandan mevduat faizi alınabilmesi durumu bu yatırımın kârsız olduğu anlamına gelecektir. Ancak gelecek yıllar için öngörülen yıllık faiz oranı $r = \%16$ olup yatırımın İKO bu yıllık faizden çok daha yüksektir.

3.14.3. Fayda/Maliyet Oranı Metodu ile Analiz

Kojenerasyon sisteminin yatırımın olarak uygunluğunun tespiti için $FMO \geq 1$ olup olmadığı denetlenecektir. Kojenerasyon sisteminin FMO, denklem (2.44) kullanılarak:

$$FMO = \frac{\left[\sum_{t=0}^n \frac{B_t}{(1+r)^t} \right] + \frac{H}{(1+r)^{n+1}}}{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}$$

$$= \frac{\left[\sum_{t=1}^{15} \frac{3086070 \cdot (1+0.09)^t}{(1+0.16)^t} \right] + \frac{255000}{(1+0.16)^{16}}}{\left[\sum_{t=1}^{15} \frac{1856163 \cdot (1+0.09)^t}{(1+0.16)^t} \right] + 2990000}$$

$$= \frac{29163217.85 + 23725.33}{17540653.95 + 2990000} = 1.422 = \%142.16$$

olarak hesaplanır. Burada da başlangıçtaki nakit akışı C_0 , bu yatırımda YT'na eşittir; $C_0 = YT$.

4. TARTIŞMA, SONUÇ ve ÖNERİLER

Kojenerasyon sistemlerinin güvenilirliğinin artırılması ve daha ekonomik olması için kullanılacak yakıtın kolay ve ucuz bulunabilmesi, sürekli ve güvenilir olması çok önemlidir. Doğalgaz teknik özelliklerinin yanı sıra ergonomik ve ekonomik olmasından dolayı kojenerasyon sistemlerine en uygun olan yakıt türüdür. Bu çalışmada ülkemizde doğalgaz hattının yaygın olarak döşenmiş olması, tedarik edilmesinin kolay olması ve MŞÜ kampüsünde mevcut yakma sisteminin doğalgazlı olması göz önünde bulundurularak kurulacak kojenerasyon sistemi için, yakıt olarak doğalgazın kullanılması tercih edilmiştir.

Kojenerasyon sistemi kapasite seçiminde kampüsün elektrik tüketim miktarı, elektrik ve ısı enerji ihtiyaçları arasındaki oran ve gerekli elektriksel gücün yıl içinde çok değişken olması da göz önüne alınmıştır. Aylık tüketimler dikkate alınarak eşdeğer tüketim güçlerine göre oluşturulan eğri yardımıyla sırasıyla 766 kW ile en çok ve 285 kW ile en az elektrik tüketimlerinin olduğu aralık ve temmuz ayları temel alınarak motor gücü kapasitesi seçilmiştir. Sistem türü seçiminde türbin sistemlerinin gerekli elektrik gücüne göre kurulumunun çok pahalı olması, işletme-bakım maliyetlerinin çok yüksek olması ve sistemin çalışma şartları da (ilk çalıştırma ve devreye girme süresi, değişken yüklerde kullanım ve kapasite performansı vs.) dikkate alınarak doğalgaz motorlu kojenerasyon sistemleri tercih edilmiştir. Hesaplanan değerler ışığında General Electric markalı Jenbacher JMS312 GS-N.L model gaz motorlu kojenerasyon sistemi seçilmiştir.

Çalışmada ulaşılan sonuçlardan birisi MŞÜ kampüsünün soğuk iklim bölgesinde olmasının sonucu olarak; sistem seçimi yapılırken genel uygulamalarda olduğu gibi elektrik-ısı oranından tam olarak faydalanılamayacağı olmuştur. Çünkü soğuk iklim bölgelerinde binaların ısı yükleri elektrik yüklerinden çok fazla olmaktadır. Kampüs için gerekli olan elektrik miktarının büyük bir kısmı kojenerasyon tarafından karşılanabilmesine rağmen; sistemden elde edilecek ısı enerjisi kampüsün ihtiyaç duyduğu ısı enerjisinin sadece bir kısmını karşılayabilmektedir. Sistemin IO değeri %40 ile %100 yüklemeler arasında 1.416 ile 1.148 arasında olacaktır. Kampüsün ihtiyaçlarına göre aylık tüketimler temel alındığında hesaplanan IO değerlerinin en düşüğü ise ağustos ayında gerçekleşen 2.151 değeridir. Böylelikle kojenerasyon sisteminde elde edilen ısıнын tamamının sistem çalıştığı sürece kampüs için kullanılabilir olduğu anlaşılmaktadır.

Diğer bir önemli sonuç ise kampüste kurulacak olan kojenerasyon sisteminden edinilecek faydanın ideal en yüksek düzeyde edinilmesinin zorluğudur. Çünkü kampüsün aylık elektrik tüketim değerlerindeki değişim kojenerasyon sisteminin sürekli en verimli çalışma şartı olan %100 yükte çalışma süresini kısaltmaktadır. Kojenerasyon sistemi, elektrik ihtiyacı sistem kapasitesinin %40'ının altına düştüğünde otomatik olarak kendini kapatacağından yıl boyunca sadece %40 ve %100 yüklemeler aralığında çalışacaktır. Elektrik tüketiminin değişkenliği nedeniyle kojenerasyon sistemi yıl boyunca %100 yükte çalışamayacağı için ürettiği elektriğin maliyeti ve yatırımın geri ödeme süresi sistemin %100 çalışmasında gerçekleşecek değerlerin üzerinde, yatırımın kârlılık oranı ise sistemin %100 çalışmasında gerçekleşecek değerlerin altında olacaktır.

Seçilen sistemin elektrik verimi deniz seviyesinde %40 ile %100 yükler arasında 0.3669 ile 0.4076 arasında değişmektedir. Yıllık eşdeğer üretim kapasitesinde çalışmasında ise bu değer 0.3932'dir. Yine aynı yükler arasında sistemin net toplam enerji verimi ise deniz seviyesinde 0.8777 ile 0.8716 arasında değişmektedir. Yıllık eşdeğer üretim kapasitesinde çalışmasında ise 0.8769'dur. Görüldüğü gibi yükleme arttıkça elektrik verimi artmakta ancak toplam net verim az da olsa düşüş göstermektedir. Buna rağmen sistemin yüksek yükleme oranlarında çalışması maliyeti düşürmektedir. Bunun nedeni elektrik enerjisinin birim maliyetinin ısı enerjisine göre çok daha yüksek olmasıdır.

Sistemin sağladığı enerji tasarrufu, yıllık 3962713 kWh elektrik enerjisi tüketen kampüste geleneksel üretim yöntemleriyle kıyaslandığında 1384220 kWh/yıl olacaktır. Yakıt tasarrufundan ile CO₂ emisyon düşümü ise 347439 kg CO₂/yıl olacaktır. Ayrıca yıllık eşdeğer üretim gücüne göre elektrik üretiminden elde edilen tasarruf tutarı yatırım maliyeti ve paranın zaman değeri dikkate alınmaksızın 1462231 TL/yıl olacaktır. Bu tutar güncel fiyatlarla doğalgaz cinsinden 10544149 kWh/yıl'lık enerjiye eşdeğerdir.

Sistemin net toplam ekserji verimi de tıpkı net toplam enerji verimi gibi yükleme arttıkça artmakta ve %40 ile %100 çalışma yükleri arasında 0.3178 ile 0.3497 değerleri arasındadır. 452 kW'lık yıllık eşdeğer üretim kapasitesinde çalışmasında ise 0.3386'dır. Ekserjetik verimin enerji veriminin %40'ı mertebesinde olmasının nedeni ısı ekserjisinin oldukça düşük olmasıdır. Sistemin %71 yükte 452 kW'lık eşdeğer güçteki üretimde tükettiği yakıtın ekserjisi 1419 kW iken ürettiği elektrik ekserjisi 452 kW, ısı ekserjisi ise 31.07 kW'tır.

Sistem %40 yükte 814 kW'lık yakıt tüketerek 254 kW'lık elektrik, 360 kW'lık ısı üretecektir. %100 yükte 1833 kW'lık yakıt tüketerek 635 kW'lık elektrik, 729 kW'lık ısı üretecektir. Yıllık eşdeğer güçte çalışmada 1352 kW'lık yakıt tüketerek 452 kW'lık elektrik

559 kW'lık ısı üretecektir. Bu koşullarda sistemin ürettiği elektrik enerjisinin birim maliyeti atık ısı kullanılmasa dahi %40 yükte 0.445 TL/kWh, %100 yükte ise 0.400 TL/kWh olacaktır. Atık ısı kullanıldığında ise birim maliyetler %40 yükte 0.252 TL/kWh, %100 yükte ise 0.244 TL/kWh olacaktır. Yıllık 452 kW'lık eşdeğer kapasitede yapılacak üretimde elektrik enerjisi birim maliyeti 0.247 TL/kWh olacaktır. Bu maliyet değeri 0.620 TL/kWh'lik şebeke fiyatı ile kıyaslandığında kojenerasyon sisteminin ekonomik faydası açıkça görülmektedir.

Kojenerasyon sisteminin ekonomik faydası kümülatif olarak değerlendirildiğinde; sistemin 2990000 TL'lik ilk yatırım maliyeti ile 15 yıllık ekonomik ömrü boyunca, ilk yıl itibarıyla yılda 1230000 TL net kâr getireceği anlaşılmıştır. Buna göre paranın zaman değeri dikkate alınmaksızın BGÖS 2.43 yıl, GÖS ise 2.45 yıl olacaktır. Paranın zaman değeri dikkate alındığında ise DGÖS 3.32 yıl olup yatırım 3.32 yıldan sonra kâra geçecektir. Yatırımın 2990000 TL'lik ilk yatırım maliyetine karşılık kârının NŞD'i 8656289 TL, FMO ise %142.16 olacaktır ki bu değerler yatırımın kârlılığını açıkça ortaya koymaktadır.

Sonuçta MŞÜ kampüsü için belirlenen şartlarda çalışacak doğalgaz yakıt motorlu kojenerasyon sisteminin ekonomik açıdan mevcut enerji piyasası koşullarına göre oldukça kârlı bir yatırım olacağı ve geleneksel enerji üretim yöntemlerine kıyasla dikkate değer oranda enerji tasarrufu sağlayacağı ortaya konmuştur.

Yatırımın kârlılığı, kampüsün yıl boyunca elektrik ihtiyacındaki değişimler nedeniyle sabit veya çok değişken olmayan güç ihtiyacı olan bir yerleşkeye göre daha düşük olacaktır. Ayrıca Muş ilinin 1350 m'lik yükseltisinden dolayı kojenerasyon sistemi aynı miktarda yakıtle deniz seviyesinde çalışmasına göre %15 daha düşük miktarda elektrik üretecektir. Bu nedenle de yatırımın kârlılığı deniz seviyesinde veya yakın seviyelerde yapılacak aynı yatırıma göre daha düşük olacaktır. Bu dezavantajlarına rağmen yıllık yaklaşık 4000 MWh'lik elektrik tüketimi olan MŞÜ kampüsü yerleşkesinde kojenerasyon sistemi yatırımı hem ekonomik hem enerjik hem de çevresel açıdan oldukça dikkate değer bir fayda sağlamaktadır.

Kojenerasyon sistemlerine yapılacak yatırımların ülke genelinde; bölgesel ısıtma yapılan üniversite kampüslerinde, endüstriyel tesislerde, hastanelerde, otellerde ve hatta sosyal konutlarda ve toplu konutlarda hayata geçirilmesi ekonomik enerjik ve çevresel açıdan ülke yararına olup enerji tüketiminin azaltılması ile de enerjiyi ithal eden bir ülke olarak dışa bağımlılığın azaltılmasına katkı sağlayacaktır.

Kojenerasyon uygulaması yapılacak tesislerde veya bölgelerde kojenerasyon sisteminin ısı çıkışları mevcut ısıtma tesisatı veya ısı işlemlerde kullanılacağından işletme ve ürün maliyetlerinin hesaplanmasında kojenerasyon sisteminin çalışma koşulları büyük önem arz etmektedir. Bu hesaplamaların neticelerinin yanı sıra; ilk yatırım maliyetlerinin, bakım onarım maliyetlerinin, sarf malzeme maliyetlerinin, personel ve idari hizmet maliyetlerinin, GÖS'lerinin ve FMO'larının da yatırımın değerlendirmesinde göz önünde bulundurularak karar verilmesi gerekmektedir. Bu çalışmada tüm bu unsurlar dikkate alınarak hesaplamalar yapılmış ve kojenerasyon sisteminin uygulanması MŞÜ kampüsü şartlarında değerlendirilmiştir. Değerlendirme sonucunda kojenerasyon sisteminin ekonomik, enerji tüketimi ve çevresel etkiler açısından oldukça faydalı olduğu ortaya konmuştur.

Kojenerasyon sistemleri üzerinde ele alınması gereken bazı durumlar söz konusudur. Bunlardan ilki içten yanmalı motorlarda yükselti etkisidir. Kojenerasyon sistemlerinde otto çevrimli fakir karışımli içten yanmalı motorlar tercih edilirken yükselti etkisi muhakkak suretle dikkate alınmalı, 500 metre üzerinde gerçekleştirilecek uygulamalarda elektrik üretim veriminin yanı sıra motor çıkış gücünü etkileyen yükselti verimi de ekonomik analizlere dâhil edilmelidir.

İçten yanmalı kojenerasyon sistemlerinde ikinci kademe intercooler soğutmasında oluşan atık ısı, soğutma devresinin düşük sıcaklığı nedeni ile kullanılamamaktadır. MŞÜ kampüsü için seçilen 635 kW elektrik, 729 kW ısı üretim kapasiteli sistemin ikinci kademe intercooler soğutulmasında oluşan ve kullanılamayan atık ısının değeri 57 kW gibi azımsanamayacak bir değerdir. Endüstriyel soğutma uygulamalarında kullanılan ısı pompalarının performans katsayıları COP (Coefficient of Performance) genel olarak 5 mertebesinde. Biri evaporatör biri kondenser olarak çalışacak iki eşanjörü, bir kompresörü ve bir genişleme valfi bulunan temel yapıda bir ısı pompası ile ikinci kademe intercooler soğutulmasından elde edilen atık ısı atık ısı kazanında kullanılabilir hale getirilebilecektir. Burada ısı pompası; evaporatörü intercooler soğutma devresi tarafına, kondenseri de motor soğutma devresi tarafına monte edilerek uygulanacaktır. Böylece performans katsayısı 5 olan ısı pompasının sağlayacağı net ısı kazanı 45 kW mertebesinde olacaktır.

Kojenerasyon sistemlerinin gövdesinden taşınım ve ışınlama çevreye ısı kaybı yaşanmaktadır. Çevreye atılarak kaybedilen bu ısı azaltılarak kullanılabilir atık ısı miktarında artış sağlanabilecektir. Bunun için kojenerasyon sistemi, iç tarafı parlak yansıtıcı yüzeyli alüminyum folyo kaplı camyünü elyaf ile döşenmiş bir kabin içine yerleştirilebilir.

İçten yanmalı motorlarda motor bloğunun dış sıcaklığının 90 °C'nin üzerine çıkması motorun ekonomik ömrünü kısaltmakta hatta hasarlara neden olabilmektedir. Motor bloğunun dış sıcaklığının 90 °C'nin altına düşmesi ise motor yakıt tüketimini artırmakta, dolayısıyla mekanik/elektrik güç üretim verimini düşürmektedir. Bu durumlar ve sistemin soğutma devresinde dönüş sıcaklığının müsaade edilen dönüş sıcaklığı değeri olan 65 °C'nin altına düşmesi ve motorun verimini düşürecek şekilde soğuması veya sistemin kapanarak üretim kaybına neden olması engellenebilir. Bunun için soğutma devresine eşanjörü by-pass eden ve soğutma devresiyle aynı çapta bir boru hattı montajı yapılır. Bu hat girişine lineer gövdeli, oransal motorlu bir üç yollu motorlu vana konur ve üç yollu motorlu vana KNX, Modbus veya Lonworks iletişim protokolü kullanan ısı kontrol modüllerinden oluşan bir otomasyon kontrol paneline bağlanır. Aynı otomasyon kontrol paneline, soğutma suyu motor tarafı giriş ve çıkışına yerleştirilecek birer adet daldırma tip sıcaklık sensörü bağlanır. Böylece soğutma suyu, motor tarafı girişindeki ve çıkışındaki sıcaklık değerlerini ayarlamak için otomasyon sisteminin bağlı bulunduğu otomasyon bilgisayarı vasıtasıyla set değerleri girişte 65 °C çıkışta ise 90 °C olarak ayarlanır. Otomasyon sistemi motor tarafı giriş sıcaklığı 65 °C'nin, çıkış sıcaklığı ise 90 °C'nin altına düştüğünde üç yollu motorlu vana vasıtası ile soğutma suyunun bir kısmını by-pass hattına yönlendirir, aksi durumda ise eşanjör hattına yönlendirir. Böylece motor soğutma suyunun sıcaklığı motor tarafının girişinde sürekli 65 °C'nin üstünde, çıkışında ise sürekli 90 °C'de sabit tutulacak ve motorun sıcaklığa bağlı verimi de üretimin sürekliliği de garanti altına alınmış olacaktır.

Kojenerasyon sisteminin sağlayacağı atık ısı hiçbir zaman kampüs ısı ihtiyacından fazla olmayacağından sistemin tesisatında fazla ısı biriktirmek üzere bir pik kazanı kullanılmasına ihtiyaç bulunmamaktadır.

KAYNAKLAR

- [1] **Pan, T., Xu, D., Li, Z., Shieh, S., Jang, S.**, 2013, Efficiency improvement of cogeneration system using statistical model, *Energy Conversion and Management*, 68, 169-176.
- [2] **Öztürk H., Kaya D.**, 2014, Kojenerasyon ve Trijenerasyon Tekniği, Umuttepe Yayınları, Kocaeli.
- [3] **ZOR, K., TEKE A.**, Pistonlu Gaz Motorlarıyla Tahrik Edilen Kojenerasyon Sistemleri ile Yerde Enerji Üretimi, <http://www.3eelectrotech.com.tr/arsiv/yazi/126-pistonlu-gaz-motorlariyla-tahrik-edilen-kojenerasyon-sistemleri-ile-yerindeenerji-uretimi>, 19 Ocak 2018.
- [4] www.icciconference.com Uluslararası Kojenerasyon Konferansı. 11 Ocak 2018.
- [5] **Marc, A. R., Minh, N. L., Dinçer, İ.**, 2005, Efficiency Analysis of a Cogeneration and District Energy System, *Applied Thermal Engineering*, 25, 147-159.
- [6] **Çalışıcı, M.Ü.**, 2005, Kojenerasyon Sistemleri ve Bir İşletmenin İhtiyacını Karşılacak Kojenerasyon Sisteminin Teknik ve Ekonomik Uygulanabilirliği, Yüksek Lisans Tezi, Mustafa Kemal Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Antakya.
- [7] **Eren, Ö.**, 2006, Örnek bir işletmede kojenerasyon tesisi uygulaması, Yüksek Lisans Tezi, Dumlupınar Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Kütahya.
- [8] **İster, İ.**, 2006, Mevcut Bir Fabrikada Trijenerasyon Uygulaması, Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [9] **Kıncay, O., Yumurtacı, Z.**, 2006, Bir Üniversite Kampüsü İçin Uygun Enerji Sisteminin Seçimi, *Tesisat Mühendisliği Dergisi*, 95, 5-12.
- [10] **Akdeniz, N.**, 2007, Doğal Gazlı Kojenerasyon Sisteminin Ekserjetik Analizi, Yüksek Lisans Tezi, Süleyman Demirel Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Isparta.
- [11] **Çakır, U.**, 2007, Aziziye Araştırma Hastanesi Enerji Gereksinimi İçin Kojenerasyon Sisteminin Uygulanabilirliği, Yüksek Lisans Tezi, Atatürk Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Erzurum.
- [12] **Chicco, G., Mancarella, P.**, 2008, Assessment of the Greenhouse Gas Emissions from Cogeneration and Trigeneration Systems. Part I: Models and Indicators, *Energy* 33, 410-417.
- [13] **Kwak, H. Y., Sung, J., Oh, S. D., Oh, H. S., Seo H.**, 2008, Economic Optimization of a Cogeneration System for Apartment Houses in Korea, *Energy and Buildings* 40, 961-967.
- [14] <https://www.teias.gov.tr/> TEİAŞ. 11 Ocak 2018.
- [15] **Wu, D., Wang, R.**, 2006, Combined cooling, heating and power: A review, *Progress in Energy and Combustion Science*, 32, 459-495.

- [16] **Onovwiona, H., Ugursal, V.**, 2006, Residential cogeneration systems: review of the current technology, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10, 389-431.
- [17] <http://www.sozenenerji.com/Resim/Upload/mtu-2145-kw.pdf> MTU Onsite Energy, Gaz Motoru Teknik Kataloğu. 11 Ocak 2018.
- [18] Directive 2004/8/EC, 2004, of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of Cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC, *Official Journal of the European Union*, L52/50.
- [19] **Santini, E., Romito, D.**, 2012, Sizing and economic analysis of a trigeneration and CHP system in a commercial site, 2nd IEEE ENERGYCON Conference & Exhibition, *Advances in Energy Conversion Symposium*.
- [20] **Gimelli, A., Muccillo, M.**, 2013, Optimization criteria for cogeneration systems: Multi-objective approach and application in an hospital facility, *Applied Energy*, 104, 910-923.
- [21] www.dersimizkimya.com Anonim, Kojenerasyon Nedir?, 18 Şubat 2009.
- [22] **Koçak, T., Gülsen, O.**, 1998, Kojenerasyon Nedir? Kojenerasyon Teknikleri ve Sistem Seçimi, Bölgesel Isıtma ve Kojenerasyon Konferansı Bildiriler Kitabı, MMO Yayın No:210, 35-38.
- [23] **İnalı, M., Yücel H. L., Işık E.**, 2002, Kojenerasyon Sistemlerinin Teknik ve Ekonomik Uygulanabilirliği, *Mühendis ve Makina Dergisi*, 506, 13-25.
- [24] http://www.cogen-europe.eu/Links/EU_documents.htm The European Association for the Promotion of Cogeneration, EU legislation & policy documents relevant to cogeneration, 15 Haziran 2009.
- [25] **Topuz, G.**, 2003, Çeşitli Kojenerasyon Uygulamaları ve Ülkemize Sağladığı Yararlar, Türkiye Kojenerasyon Demeği, www.eie.gov.tr, 11 Ocak 2018.
- [26] **Arat, B.**, 2006, Organize Sanayii Bölgelerinde Kojenerasyon Santralinin Yer Optimizasyonu, Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [27] **Albayrak, S.**, 2007, Kojenerasyonun Bölgesel Isıtma Sisteminde Kullanılabilirliği ve Klasik Bölgesel Isıtma ile Karşılaştırılması, Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
- [28] **Önen, A.**, 1999, Çorlu Emlak Konut Sitesinde Isı Kuvvet Santralinin Uygulanabilirliği, Yüksek Lisans Tezi, Trakya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Trakya.
- [29] **İmal, M.**, 1991, Endüstriyel Tesislerde Kullanılan Buharlı Birleşik Isı-Güç Sistemleri, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [30] **Tomsic, M., and Mansour, F.**, 1989, Optimal Operation of Cogeneration Plants in Industry, *Energy*, 14(8), 483-490.

- [31] **Sönmez, A.**, 1988, Kojenerasyon Teknolojisi ve Bir Kombine Çevrim Santralinde Çalışma Sartlarının Belirlenmesi, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [32] **Bonilla, D., Akisawa, A., Koshiagi, T.**, 2003, Modelling the Adoption of Industrial Cogeneration in Japon Using Manufacturing Plant Survey Data, Energy Policy, 31, 895-910.
- [33] **Wahlund, B., Yan, J., Westermarck, M.**, 2002, A Total Energy System of Fuel Upgrading by Drying Biomass Feeds to for Cogeneration: A Case Study of Skelleftea Bio Energy Combine, Biomass and Bio Energy, 23, 271- 281.
- [34] **Taki, Y., Babus' Haq, R.F., Probert, D.**, 1993, A Cogeneration-District Heating Scheme for Leicester city, UK Energy, 18(6), 687-698.
- [35] **Zor, K.**, 2015, Developing a software program to determine the optimal capacity rating of cogeneration and trigeneration plants driven by gas engines for unlicensed generation of electricity, Yüksek Lisans Tezi, Çukurova Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Adana.
- [36] **Grohnheit, P.E. and Martensen, B.O.G.**, 2003, Competition in the Market for Space Heating. District Heating as the Infrastructure for Competition Among Fuels and Technologies, Energy Policy, 31, 817-826.
- [37] **Bavbek, M.**, 1990, Bölgesel Isıtma Bileşik Isı -Güç Santrali Tasarım ile ilgili Bilgisayar Program Geliştirme, Yüksek Lisans Tezi, Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
- [38] **Işık, E., İnallı, M.**, Kojenerasyon ve Bölgesel Isıtma Sistemlerindeki Gelişmeler, Mühendis ve Makine, Cilt: 46, Say:550, 23-25.
- [39] **Gün R.**, 2009, Kojenerasyon Sistemlerinin Ekonomik Analizi ve Bir Uygulama, Yüksek Lisans Tezi, Marmara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [40] **Roy-Aikins, J.E.A.**, 1994, Cogeneration in Rural Development, Energy, 20(2), 95-104.
- [41] **Derbentli, T.**, 1996, Bileşik Isı-Güç Üretimi, Enerji: Isıtma, Soğutma, Havalandırma, Yalıtım ve Doğalgaz Dergisi, 1(6), 67-68.
- [42] **Derbentli, T.**, 1998, Bölge Isıtması ve Kojenerasyonun Ekonomik Olurluluğu, Bölgesel Isıtma ve Kojenerasyon Konferansı Bildiriler Kitabı, MMO Yayın No:210, 61-69.
- [43] **Tsatsaronis, G. and Pisa, J.**, 1994, Exergoeconomic Evaluation and Optimisation of Energy Systems-Application to the CGAM Problem, Energy-The International Journal, 19(3), 287-321.
- [44] GE Jenbacher JMS312 GS-N.L Technical Description Cogeneration Unit with Island Operation Static Grid Code Data Sheet.

EKLER

Ek.1. Kojenerasyon Sistemi Performans Hesabı Matlab Programı

```
%SEMBOLLER
%aQL      : Sistemin ısı ekserji faktörü
%aY       : Hidrokarbonlu yakıt ekserji faktörü
%B        : Yıllık gelirler
%BET      : Birincil Enerji Tasarrufu
%BETc     : Mali Birincil Enerji Tasarrufu
%BGOS     : Basit Geri Ödeme Süresi
%Bt       : t inci yıldaki nakit girdisi
%C        : Yıllık giderler
%C0       : Başlangıçtaki nakit akışı
%Ce       : Üretilen elektrik enerji atık ısı kullanımsız birim
maliyeti
%Cenet    : Üretilen elektrik enerji atık ısı kullanımlı birim
%maliyeti
%Celtas   : Elektrik üretiminden elde edilen tasarruf tutarı
%Cesbk    : Şebekeden alınan elektrik enerjisinin birim maliyeti
%CQL      : Üretilen atık ısının birim maliyeti
%Ct       : t inci yıldaki nakit çıktısı
%Ctnet    : Kullanılan yakıtın net toplam tutarı
%Cttas    : Atık ısı kullanımlı elektrik en. birim fiyat tasarruf
tutarı
%Cty      : Kullanılan yakıtın toplam tutarı
%Cy       : Kullanılan yakıtın birim maliyeti
%DGOS     : Dinamik Geri Ödeme Süresi
%ED       : Emisyon Düşümü
%Eelesi   : i ayı eşdeğer elektrik gücü
%Eelesyil : Yıllık eşdeğer elektrik gücü
%Eeltuki  : i ayında tüketilen elektrik enerjisi
%Eeltukyil : Yıllık tüketilen elektrik enerjisi
%Eelurtyil : Sistemde üretilen toplam yıllık elektrik enerjisi
%EIO      : Elektrik Isı Oranı
%ExQL     : Sistemin ürettiği atık ısının ekserjisi
%Exy      : kullanılan yakıtın ekserjisi
%EYO      : Enerjiden Yararlanma Oranı
%FC       : Yatırımın sabit tutarı
%FMO      : Fayda/Maliyet Oranı
%gammaF   : Emisyon faktörü
%GOS      : Geri Ödeme Süresi
%H        : Yatırımın ekonomik ömrü sonundaki hurda değeri
%IO       : Isı Oranı
%i        : Yıllık enflasyon oranı
%IKO      : İç Karlılık Oranı
%KO       : Karlılık Oranı
%LHVy     : Kullanılan yakıtın alt ısı değeri
%n        : Yatırımın ekonomik ömrü
%nalt     : Rakım etkisi verimi
%ne       : Elektriksel verim
%nerref   : Referans durumda elektrik üretim verimi
%nnet     : Net toplam verim
%nQL      : Isıl verim
```

%nQLilt : Sistemden çevreye verilen ısı'nın iletim verimi
 %nQLref : Referans durumda ısı üretim verimi
 %NSD : Net Şimdiki Değer
 %OYKO : Ortalama Yıllık Karlılık Oranı
 %P : Yatırımın ekonomik ömrü boyunca sağlayabileceği kar
 %psinet : Sistemin net toplam ekserji verimi
 %psit : Sistemin toplam ekserji verimi
 %QH : Sisteme verilen ısı
 %QHeref : Referans durumda elektrik üretimi için sisteme verilen ısı
 %QHnet : Sisteme verilen net ısı
 %QHQLref : Referans durumda ısı eldesi için sisteme verilen ısı
 %QHref : Referans durumda enerji üretimi için sistemlere verilen ısı
 %ısı : Sistemden çevreye verilen ısı, atık ısı
 %QL : Sistemden çevreye verilen kullanılabilir ısı
 %QLkul : Sistemden çevreye verilen kullanılabilir ısı
 %r : Yıllık faiz oranı
 %S : İşletme sermayesi
 %SD : Şimdiki Değer
 %t : Yıllar
 %W : Sistemin elektrik üretimi
 %Wint : Sistemin dahili elektrik tüketimi
 %YAP : Yıllık Amortisman Payı
 %YCS : Yıllık Çalışma Süresi
 %YCSetk : Yıllık Etkin Çalışma Süresi
 %YGdsi : Yıllık sistem işletme gideri
 %YGdy : Yıllık yakıt gideri
 %YGe : Yıllık elektrik geliri
 %YGi : Yıllık ısı geliri
 %YNK : Yıllık Net Kar
 %YNKt : t inci yıldaki Yıllık Ortalama Net Kar
 %YQH : Sistemde üretim için gereken yakıt miktarı
 %YQLkul : Alınan atık ısıyı elde etmek için gereken yakıt miktarı
 %YT : Yatırım Tutarı
 %YUK : Kojenerasyon sistemi çalışma yük yüzdesi

%İŞLEMLER

YUK=71.18;
 W=452;
 QL=559;
 QH=1151;
 Wint=7;
 nalt=0.85;
 nQLilt=0.98;
 neref=0.5;
 nQLref=0.9;
 gammaF=0.251;
 aQL=0.0567;
 ay=1.05;
 LHVy=9.59;
 YCS=8760;
 YCSetk=8666;
 Eltukeyil=3962713;
 Cesbk=0.62;
 Cy=1.33;
 n=15;
 YT=2990000;
 S=2990000;
 YGdsi=231088.11;
 H=255000;
 i=0.09;

```

r=0.16;
FC=2900000;
ne=W/QH;
nQL=QL/QH;
EYO=ne+nQL;
nnet=(W+QL)/(QH+Wint);
EIO=ne/nQL;
IO=1/EIO;
QHnet=W/(nalt*ne);
QLkul=QL*nQLilt;
QHeref=W/neref;
QHQLref=QLkul/nQLref;
QHhref=QHeref+QHQLref;
BET=YCSetk*(QHhref-QHnet);
ED=BET*gammaF;
ExQL=aQL*QL*nQLilt;
Exy=ay*QHnet;
psit=(W+ExQL)/Exy;
psinet=(W+ExQL)/(Exy+Wint);
Eelesyil=Eeltukyil/YCS;
Eelurtyil=YCSetk*Eelesyil;
YQH=QHnet/LHvy;
Cty=YQH*Cy;
Ce=Cty/W;
YQLkul=QLkul/LHvy;
Cttas=YQLkul*Cy;
Ctnet=Cty-Cttas;
Cenet=Ctnet/W;
Celtas=(Cesbk-Cenet)*Eelurtyil;
BETc=(Cesbk-Cenet)*Eelurtyil*LHvy/Cy;
YGe=W*YCSetk*Cesbk;
YGi=QLkul*YCSetk/LHvy*Cy;
B=YGe+YGi;
YGdy=QHnet*YCSetk/LHvy*Cy;
C=YGdy+YGdsi;
YNK=B-C;
BGOS=YT/YNK;
YAP=FC*i*((1+i)^n)/(((1+r)^n)-1);
GOS=(YT-H)/(YNK-YAP);
DGOS=(log(YNK/(YNK-YT*r)))/(log(1+r));
KO=YNK*n/YT;
syms t
OYKO=(symsum(YNK*((1+i)^t),t,1,n))/(n*(S+H+(1/2*(FC-H))));
NSD=symsum((YNK*(1+i)^t)/((1+r)^t),t,1,n)-YT+H/((1+r)^(n+1));
FMO=(symsum((B*(1+i)^t)/((1+r)^t),t,1,n)+(H/((1+r)^(n+1))))/((symsum((C*(1+i)^t)/((1+r)^t),t,1,n))+YT);

%ÇIKTILAR
ne,nQL,EYO,nnet,EIO,IO,QHnet,QLkul,QHeref,QHQLref,,QHhref,BET,ED,ExQL,Exy,
psit,psinet,Eelesyil,Eelurtyil,
YQH,Cty,Ce,YQLkul,Cttas,Ctnet,Cenet,Celtas,BETc,YGe,YGi,B,YGdy,C,YNK,BGOS,
YAP,GOS,DGOS,KO,OYKO,NSD,FMO,

fprintf('OYKO=%15.4f\n',OYKO)
fprintf('NSD=%16.4f\n',NSD)
fprintf('FMO=%16.4f\n',FMO)

```

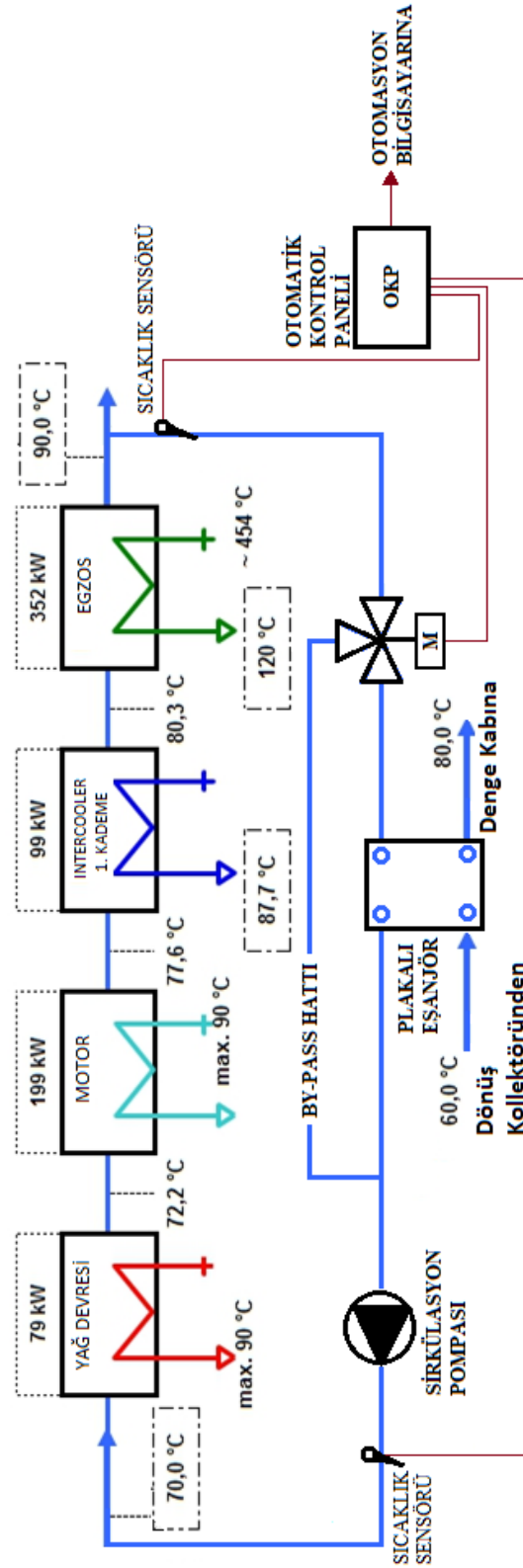
MUŞ ALPARSLAN ÜNİVERSİTESİ
BAĞLANTI ve AKIŞ ŞEMASI

Sıcak Su Devresi (Glikol katkısı: %37)

Elektrik Çıktısı= 635 kWel

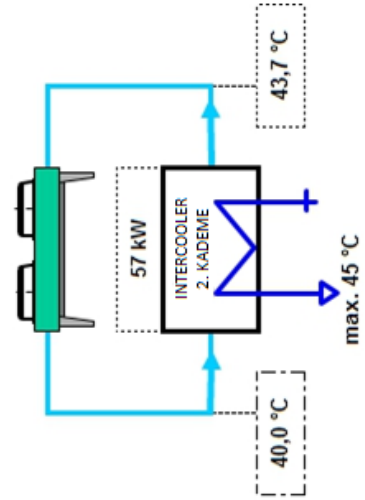
Geri Kazanılabilir Isı Çıktısı= 729 kW

Sıcak Su Debisi= $35.1 \text{ m}^3/\text{h}$



Düşük Sıcaklık Devresi (Glikol katkısı: %37)

Kazanılmayan Isı=	57 kW
Soğutma Suyu Debisi=	15 m ³ /h



Ek Şekil 1.1 Kojenerasyon Sistemi Bağlantı ve Akış Şeması

Ek.3. Yüksek Lisans Tez Çalışması İzin Yazısı

Evrak Tarih ve Sayısı: 23/02/2018-E.810



T.C.
MUŞ ALPARSLAN ÜNİVERSİTESİ REKTÖRLÜĞÜ
Yapı İşleri ve Teknik Daire Başkanlığı



Sayı : 26583699-900
Konu : Yüksek Lisans Tez Çalışması İzni
Hakkında

FIRAT ÜNİVERSİTESİ
(Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürlüğü'ne)

Başkanlığımız emrinde uzman olarak görev yapmakta olan Makine Mühendisi Turgay KABACAN'ın üniversiteniz Fen Bilimleri Enstitüsünde devam ettiği yüksek lisans öğrenimi kapsamında "Bölgesel Isıtma Yapılan Yerleşkelerde Isı Merkezlerine Kojenerasyon Sisteminin Entegrasyonu ve Muş Alparslan Üniversitesi Kampüsü Uygulaması" konulu tez çalışmasında gerekli çalışmaları, incelemeleri yapması ve bu çalışmada üniversitemiz verilerini kullanması başkanlığımızca uygun görülmüştür.

Bilgilerinizi ve gereğini arz ederim.

e-imzalıdır
Arş. Gör. Asaf ASATEKİN
Daire Başkanı V.

Evrakın Doğrulanması İçin : <http://obyv.alparslan.edu.tr/Dogrula/6PH7VE>

Adres: Muş Alparslan Üniversitesi Kulliyesi 49250- MUŞ
Telefon: (0436) 249 49 49 Faks: (0436) 249 10 22
e-Posta: genel.sekretarlik@alparslan.edu.tr Elektronik Ağ: www.alparslan.edu.tr

Ayrıntılı bilgi için irtibat: Önder Karaslan
Unvanı: Bilgisayar İşletmeni
Dahili No: (436) 249 49 49



Bu belge, 5070 sayılı Elektronik İmza Kanununa göre Güvenli Elektronik İmza ile imzalanmıştır

ÖZGEÇMİŞ

1980 yılında Gaziantep’te doğdu. İlköğrenimini Gaziantep Nuri Pazarbaşı İlk Öğretim Okulu’nda, Orta öğrenimini ise Gaziantep F.N. Tekerekoğlu Anadolu Lisesi’nde tamamladı. 1998 yılında Ankara’da başladığı Gazi Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Makine Mühendisliği Bölümü’ndeki lisans öğrenimini, belirli dönemlerde öğrenimine ara vererek, 2011 yılında tamamladı. 2012 yılında MŞÜ’nde Yapı İşleri ve Teknik Dairesi Başkanlığı’nda mühendis olarak başladığı görevine öğretim görevlisi olarak devam etmektedir. 2015 yılında Elazığ’da, Fırat Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Termodinamik Ana Bilim Dalı’nda başladığı yüksek lisans öğrenimine devam etmektedir.