

66734

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**KOJENERASYON SİSTEMLERİ VE
TOPKAPI ŞİŞE SAN. A.Ş.' DE ELEKTRİK ÜRETİLMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Mak.Müh. Bülent GÜZEL

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 9 Haziran 1997

Tezin Savunulduğu Tarih : 27 Haziran 1997

Tez Danışmanı : Prof. Dr. Murat TUNÇ

Diğer Jüri Üyeleri : Prof. Dr. Ahmet ARISOY

Prof. Dr. Taner ÖZKAYNAK

15/07/97
Murat Tunç
22/07/97
F. Taner Özkaynak
18/07/97

HAZİRAN 1997

ÖNSÖZ

Enerji kaynaklarındaki (özellikle fosil yakıtlardaki) hızlı tükenme ve bu yakıtların oluşturduğu çevre kirliliği alternatif kaynaklara yönelmeyi zorunlu kılmıştır. Türkiye 1996' dan sonra bir enerji sıkıntısı içine girmiştir. Ve gün geçtikçe bu enerji darboğazının, yatırım-tüketim dengesizliği yüzünden artacağı bilinmektedir.

Bu çalışmada, mevcut kojenerasyon sistemleri incelenmiş ve Topkapı Şişe San. A.Ş. için en uygun sistem seçilmiştir.

Bana bu konu üzerinde çalışma fırsatı sağlayan ve akademik çalışma titizliğini kazandıran, değerli hocam Prof. Dr. Murat Tunç' a teşekkür ederim.

Ayrıca çalışma esnasında karşılaştığım her türlü problemde değerli önerileriyle bana yol gösteren okul ve mesai arkadaşlarımla, manevi desteklerini her zaman hissettiğim sevgili ailem ve dostlarıma sonsuz teşekkür ederim.

İstanbul, Haziran 1997

Bülent Güzel

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ	ii
SEMBOL LİSTESİ	vi
ŞEKİL LİSTESİ	ix
TABLO LİSTESİ	xi
ÖZET	xii
SUMMARY	xiii
BÖLÜM 1 GİRİŞ	1
1.1 Türkiye'de Elektrik Enerjisinin Durumu	1
1.2 Enerji Fiyatları	2
BÖLÜM 2 KOJENERASYON	3
2.1 Giriş	3
2.2 Kojenerasyon Yaklaşımları	4
2.2.1 Merkezi İstasyonlu Buhar ve Elektrik Üretimi	5
2.2.2 Endüstriyel Tesisler	6
2.2.3 Toplam Enerji Sistemleri	7
2.3 Kojenerasyon Teknolojileri	7
2.3.1 Topping-cycles	8
2.3.2 Buhar Türbini Kojenerasyonu	9
2.3.3 Atık Isı Kullanımlı Gaz Türbin Kojenerasyonu	10
2.4 Kojenerasyon Etkinliklerinin Değerlendirilmesi	11
2.5 Kojenerasyon Projelerinde Elektrik ve Termal Enerji	13
2.6 Ana Makinalar	14
2.6.1 Gaz Türbinleri	15
2.6.2 Motorlar	16
2.6.2.1 Sıkıştırma Ateşlemeli (Dizel) Motorlar	17
2.6.2.2 Kıvılcım Ateşlemeli Motorlar	17
2.6.3 Buhar Türbinleri	18
2.6.4 Kombine Çevrim	19
2.7 Gaz Türbini ve Gaz Motorunun Karşılaştırılması	20
2.7.1 Değişik Yük Durumları	20
2.7.2 Çevre Sıcaklığının Etkisi	21

2.7.3 Çalışma Durumundaki fark	21
2.8 Kombine Sistem Çevrim Konfigirasyonları	22
2.8.1 Kullanılan HRSG' ler	23
2.8.1.1 Yanmasız HRSG' ler	23
2.8.1.2 İlave Yanmalı HRSG' ler	24
2.8.1.3 Tam Yanmalı HRSG' ler	24
2.8.2 Yanırsız ve İlave Yanmalı Üniteler	24
2.9 Enerji Korunum Potansiyeli	26
2.10 Kombine Elektrik ve Isı Üretim Sistemlerinin (CHP) Temel Elemanları	31
2.10.1 Motorlar	32
2.10.2 Jeneratörler	32
2.10.3 Isı Dönüşüm Sistemleri	33
2.10.3.1 Su-Su Isı Değişiricileri	33
2.10.3.2 Gaz-Su Isı Değişiricileri	34
2.10.3.4 Kondens Isı Değişiricileri	34
2.10.4 Egzost sistemleri	34

BÖLÜM 3 TOPKAPI ŞİŞE SAN. A.Ş. ' DE ELEKTRİK ÜRETİMİ 35

3.1 Topkapı Şişe'de Genel Durum ve Şişe Üretimi	35
3.2 Elektrik Kesintisinin Üretime Etkisi	36
3.3 Topkapı Şişe'nin Elektrik Üretim Tesisinin İhtiyaçları	38
3.4 Topkapı Şişe İçin Uygun Sistemin Seçimi	38
3.5 Elektrik Üretim Tesisleri	39
3.5.1 Çift Yakıtlı Gaz Motoru	39
3.5.1.1 Kojenerasyonda Kullanılan Gaz Motor Sistemleri	39
3.5.1.1.1 Motorlar	40
3.5.1.1.2 Isı Eşanjörleri	41
3.5.1.1.3 Acil Soğutma Eşanjörü	41
3.5.1.1.4 Jeneratör	41
3.5.1.1.5 Egzost Gazı Temizleme Sistemi	42
3.5.1.1.6 Elektrik Enerjisi Ekipmanları	42
3.5.1.1.7 Kojenerasyon Sisteminde Bağlantılar	42
3.5.1.2 İşletmede Kullanılacak Motorun Karakteristikleri	43
3.5.1.3 Atık Isı Kullanım Sistemi	45
3.5.1.3.1 Yağ Soğutucusu	46
3.5.1.3.2 Motor Gövde Soğutucusu ve 1. Kad. Şarj Havası Soğutucusu	47
3.5.1.3.3 Egzost Gazı Eşanjörü	47
3.5.1.3.4 İkinci Kademe Şarj Havası Soğutucusu	47
3.5.1.4 Santral Değerleri	48
3.5.1.4.1 Çevrim Verimleri	48
3.5.1.4.2 Üretim Miktarları	48
3.5.1.5 Maliyet Hesapları	49
3.5.1.5.1 İşletme Masrafları	49
3.5.1.5.2 Elektrik Geliri	49
3.5.1.5.3 Isı Geliri	50
3.5.1.5.4 1 kWh Elektrik İçin Maliyet	50

3.5.1.5.5 1 kWh Enerji (Elektrik + Isı) İçin Maliyet	50
3.5.1.6 Elektrik Kesintilerinin Ve Voltaj Dalgalanmalarının Neden Olduğu Kayıplar	51
3.5.1.7 Kademe Artışının Etkisi	51
3.5.1.8 Çift Yakıtlı Motor Sisteminin Geri Ödeme Süresinin Hesabı	52
3.5.1.9 Farklı Ünite Sayılarının Karşılaştırılması	56
3.5.1.10 Yüksek Kapasiteli Sistem Kullanımı	57
3.5.2 Gaz Türbini-Buhar Türbini Kombine Çevrimi	58
3.5.2.1 Atık Isı Kazanı Ve Buhar Türbini Sitemi	59
3.5.2.1.1 Atık Isı Kazanları	59
3.5.2.1.2 Atık Isı Kazanı Tasarım Özellikleri	60
3.5.2.1.3 Sistemdeki Atık Isı Kazanı Dizaynı	62
3.5.2.1.3.1 Dearetör Isıl Dengesi	64
3.5.2.1.3.2 Ekonomayzerdeki Isıl Denge	64
3.5.2.1.3.3 Kızdırıcıdaki Isıl Denge	64
3.5.2.1.3.4 Evaporatördeki Isıl Denge	64
3.5.2.2 Santral Değerleri	66
3.5.2.2.1 Çevrim Verimleri	66
3.5.2.2.2 Üretim Miktarları	67
3.5.2.3 Maliyet Hesapları	67
3.5.2.3.1 İşletme Masrafları	67
3.5.2.3.2 Elektrik Geliri	68
3.5.2.3.3 Isı Geliri	68
3.5.2.3.4 1 kWh Elektrik İçin Maliyet	68
3.5.2.3.5 1 kWh Enerji (Elektrik + Isı) İçin Maliyet	69
3.5.2.4 Kombine Sistemin Geri Ödeme Süresinin Hesabı	69
3.5.3 Gaz Türbini	73
3.5.3.1 1 kWh Elektrik İçin Maliyet	74
3.5.3.2 1 kWh Enerji (Elektrik + Isı) İçin Maliyet	74
BÖLÜM 4 SİSTEMLERİN KARŞILAŞTIRILMASI VE SONUÇ	75
4.1 Buhar Türbini Güç Tesisleri	75
4.2 Dizel Güç Tesisleri	75
4.3 Gaz Türbini Güç Tesisleri	76
KAYNAKLAR	80
ÖZGEÇMİŞ	82

SEMBOL LİSTESİ

b_b	: Birim Bakım Masrafı (Dm / kWh yıl)
SBM	: Senelik Bakım Masrafı (Dm / yıl)
SPM	: Semelik Personel Masrafı (Dm / yıl)
SSM	: Senelik Sigorta Masrafı (Dm / yıl)
b_d	: Doğalgaz Birim Fiyatı (Dm / m ³)
SYM	: Senelik Yakıt Maliyeti (Dm / yıl)
SYT	: Senelik Yakıt Tüketimi (kWh / yıl)
SIYT	: Senelik İlave Yakıt Tüketimi (kWh / yıl)
STYT	: Senelik Toplam Yakıt Tüketimi (kWh / yıl)
SEÜ	: Senelik Elektrik Üretimi (kWh / yıl)
SIÜ	: Senelik Isı Üretimi (kWh / yıl)
b_y	: Yağ Birim Fiyatı (Dm / lt)
SYAM	: Senelik Yağ Maliyeti (Dm / yıl)
SYAT	: Senelik Yağ Tüketimi (lt / yıl)
b_f	: Dizel Birim Fiyatı (Dm / kg)
SDT	: Senelik Dizel Tüketimi (kg / yıl)
SDM	: Senelik Dizel Maliyeti (Dm / yıl)
TEÜ	: Toplam Elektrik Üretimi (kg / yıl)
b_e	: Elektrik Birim Fiyatı (Dm / kWh)
TEB	: Toplam Elektrik Bedeli (Dm / yıl)

TIG : Toplam Isı Gücü (kWh / yıl)
YK : Yakıt Kazanımı (m³ / yıl)
YG : Yakıt Geliri (Dm / yıl)
YM : Yakıt Maliyeti (Dm / kWh)
TM : Toplam Maliyeti (Dm / kWh)
IG : Isı Geliri (Dm / kWh)
NM : Net Maliyet (Dm / kWh)
BTÇ : Buhar Türbin Çıkışı (kW)
Q : Isı (kW)
T : Sıcaklık (°C)
m : Kütle (kg / s)
Cp : Özgül Isı (kcal / kg °C)
P : Basınç (bar)
h : Entalpi (kJ / kg)

Grek Sembolleri :

η : Verim

Δ : Fark

Alt İndisler :

S : Isıtma Suyu

gs : Gövde Soğutma Suyu

g : Gaz

k : Şartlandırma Havası Soğutma Suyu

el : Elektrik

th : Termal

d : Doğalgaz

y : Yağ

f : Dizel

e : Elektrik

sk : Soğutma Kulesi

gs : Giriş Suyu



ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 2.1 : Yakıt Kullanım Verimliliği	4
Şekil 2.2 : Kojenerasyon Formları	5
Şekil 2.3 : Merkezi İstasyon Kojenerasyonu	6
Şekil 2.4 : Endüstriyel Kojenerasyon Sistemleri	6
Şekil 2.5 : Buhar Türbini Kojenerasyonu	8
Şekil 2.6 : Gaz Türbini Kojenerasyonu	8
Şekil 2.7 : Backpressure Buhar Türbinli İdeal Kojenerasyon Çevrimi İçin T-S Diyagramı	12
Şekil 2.8 : Güç Üretimi İçin Kombine Çevrim Sistemi	19
Şekil 2.9 : Kombine Çevrimin Termodinamiği	20
Şekil 2.10:Gaz Türbini ve Gaz Motorunun Çevre Sıcaklığına Göre Verim Değişimleri	21
Şekil 2.11:Uygulanabilir HRSG'li Gaz Türbin Enerji Sistemleri	22
Şekil 2.12:Yanışsız Isı Geri Kazanım Boylerinde Sıcaklık İlişkileri	25
Şekil 2.13:İki Kademeli Yanışsız Isı Geri Kazanım Boylerinde Sıcaklık İlişkileri	25
Şekil 2.14:Boyer Enerji Akışı	26
Şekil 2.15:Güç Tesisi Enerji Akışı	27
Şekil 2.16:Buhar Türbin Sistemli Kojenerasyon Enerji Akışı	27
Şekil 2.17:Kombine Çevrim Sistemli Kojenerasyon Enerji Akışı	28

Şekil 2.18:Dizel Sistemli Kojenerasyon Enerji Akışı	29
Şekil 2.19:Birim Elektrik Başına Enerji İhtiyacı	30
Şekil 2.20:Dönüşüm Verimlilik Aralığı	30
Şekil 3.1 : Gaz Motoru Isı Geri Kazanım Şeması	45
Şekil 3.2 : Tek Basıncılı Buhar Üreticisi İçin Sıcaklık Profili	61
Şekil 3.3 : Gaz Türbini -Buhar Türbini Kombine Sistem Şeması	65
Şekil 4.1 :Sistemlerin Sankey Diyagramları	79



TABLO LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Tablo 3.1 : 1997 İlk 4 Ayı Elektrik Kesintilerinin Etkileri	37
Tablo 3.2 : Çift Yakıtlı Motorun Fizibilitesi	52
Tablo 3.3 : Kademe Artışı Sonrası Fizibilite	55
Tablo 3.4 : İşletme Kayıpları Gözönüne Alındığındaki Fizibilite	56
Tablo 3.5 : Farklı Ünite Sayılarının ve Aynı Sistemlerinin Kombineli Durumları	57
Tablo 3.6 : Kombine Sistemin Fizibilitesi	70
Tablo 3.7 : Eş Elektrik Çıkışı İçin Kombine Sistemin Fizibilitesi	73
Tablo 4.1 : Sistemlerin Karşılaştırılmaları	77

ÖZET

Birleşik ısı ve güç üretimi olarak da tanımlanan kojenerasyon, aynı santralde tek bir enerji kaynağından mekanik güç ve ısı enerjisinin birlikte üretilmesidir. Ana amaç güç üretimi ise çevrim, Topping-cycle Kojenerasyon Sistemi olarak adlandırılır. Amaç, bir proseten geri kazanılan düşük seviyeli enerjiden güç üretmek ise Bottoming-cycle Kojenerasyon Sistemi olarak adlandırılır. Sistemin ana amacı, konvansiyonel mantıkta sadece elektrik üreten termik güç santrallerinden aynı zamanda ısı enerjisi elde edilmesidir (Combined Heat and Power). Mekanik güç bir elektrik jeneratörünün güç kaynağı olarak kullanılır.

Bu gün dünyada, elektrik üretimi ve ısı üretiminin birlikte yapıldığı çeşitli kojenerasyon sistemleri endüstriyel uygulamalarda kullanılmaktadır. Bu sistemler;

Gaz Türbini Çevrimi
Buhar Türbini Çevrimi
Gaz ve Buhar Türbinlerini içeren Kombine Çevrim
Gaz ve Dizel Motorlar
Cheng-cycle

şeklinde sıralanabilir.

Ayrıca bu sistemlere tek veya çok basınçlı atık ısı kazanları koyarak farklı prosesler için buhar elde etme olanakları da vardır.

Ancak bu sistemlerin bir kısmı Topkapı Şişe San. A.Ş.' deki kısıtlamalar nedeniyle gözönümde bulundurulmamıştır. Bu kısıtlamalar şöyle sıralanabilir;

- Proses buharına ihtiyaç olmaması
- Fabrika su tesisatının ve kapasitesinin yetersiz oluşu
- Güç tesisi alanının küçük olması

Kullanılan istem ne olursa olsun bir ısı açığa çıkacaktır (Soğutma sularının ısıları). Elde edilecek bu ısı işletmede alan ısıtmasında kullanılacaktır.

Kojenerasyon sistemleri farklı elektrik/ısı oranlarına sahiptirler. Bu yüzden işletmede bu oranın büyük olduğu yani yakıtın büyük kısmının elektriğe dönüştüğü sistemleri kullanmak uygun olacaktır.

SUMMARY

COGENERATION AND PRODUCTION OF ELECTRICITY IN TOPKAPI GLASS INDUSTRY INC. COMPANY

Since 1996 an inadequacy in electric energy has started in our country and an increase in this problem is expected to occur gradually.

Some of the causes for inadequacy of energy can be indicated as follows.

Turkey's present capacity of production of electric energy is 22,000MW. The greatest power in demand is about 14,000MW. The average power is 8500MW. At first glance, although it seems there exist no trouble, if one considers the ratio of present capacity of production in use which is about 65 %(14300MW), he or she can understand how critical the problem is.

For many years in future, Turkey has to make investment of electric centrals of 3000MW in power per year. Up to 1996, a problem of capacity in production was out of concern. However, if one compares the time required for the establishment of an electric central which is about 4 to 5 years in the world and 12 to 15 years in Turkey, it can be seen that an important inadequacy problem may appear in the next few years.

In addition to this, the production of electric energy in a cheaper way than TEK (Turkish Electric Foundation) did will be advantageous for the industry.

For the reasons indicated above, Topkapı Glass Industry, Inc. company is obliged to produce its own electricity. The production of electric energy under the light of the aims given below has been unavoidable for the company;

- To prevent production losses caused by the interrupts in electricity and variations in voltage levels.
- To get rid of negative effects of frequency and voltage level changes on the electric machines which is an important criteria for the quality of electricity.
- To provide a decrease in cost by producing cheaper electric energy.

THE EFFECT OF ELECTRICITY INTERRUPTS TO THE PRODUCTION

The electric cuts and voltage level changes cause both production losses and increases in stopping durations of mechanic and electronic systems by damaging them. The compressors that provide pressured air to the pneumatic working IS machines have been affected due to very little voltage level sustations.

According to 1996 data and prices;

One hour stopping costs 155 DM / section hr

For each and every network failure, an average of 2.592 min of production loss per each branch has been occurring in all manufacturing machines.

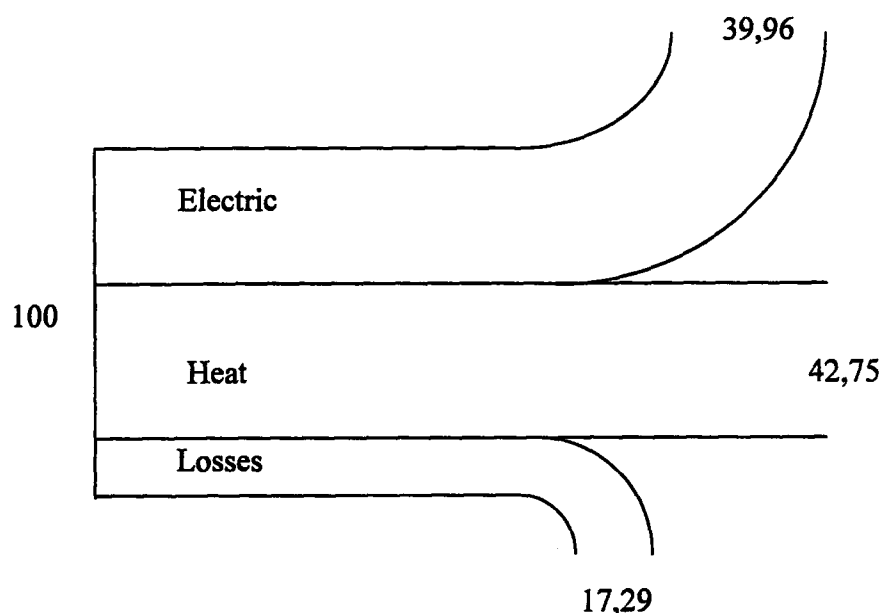
The total loss due to a network failure is about 750DM.

THE EFFICIENCY OF COGENERATION

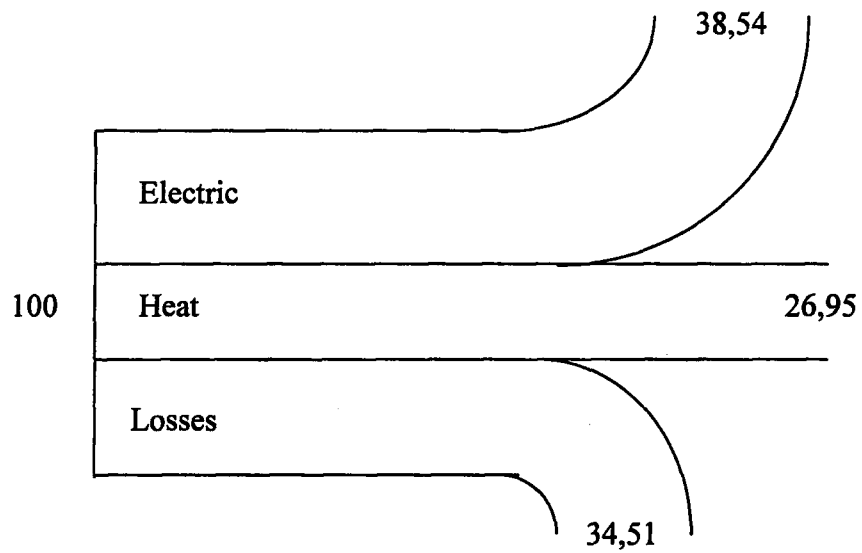
The cogeneration which is defined as combined production of heat and power is an altogether production of mechanical power and heat energy in the same central over a single energy source. If the main aim is to produce power, then the evolution is called as Topping - cycle Cogeneration System. If the aim is to produce power with a low level energy of feedback gained from a process, then it is called Bottoming-cycle Cogeneration System. The main aim, in a conventional concept, is to obtain heat energy from thermic electric power centrals simultaneously (Combined Heat and Power). The mechanical power is utilized as power source for an electricity generator.

In Figure1 , a more efficient energy consumption in the topping cogeneration system has been given. The cogeneration systems show the higher efficiency of consumption of heat and power obtained from a single system. In the Topping cogeneration system, the industrial process for production of power is either a condenser or a heat sink. Therefore, the cogeneration system usually gives 80 % or more of the input fuel energy that enter for the use of the system as useful output (heat or power) energy.

a) Diesel Motor



b) Combine Cycle



c) Gas Turbine

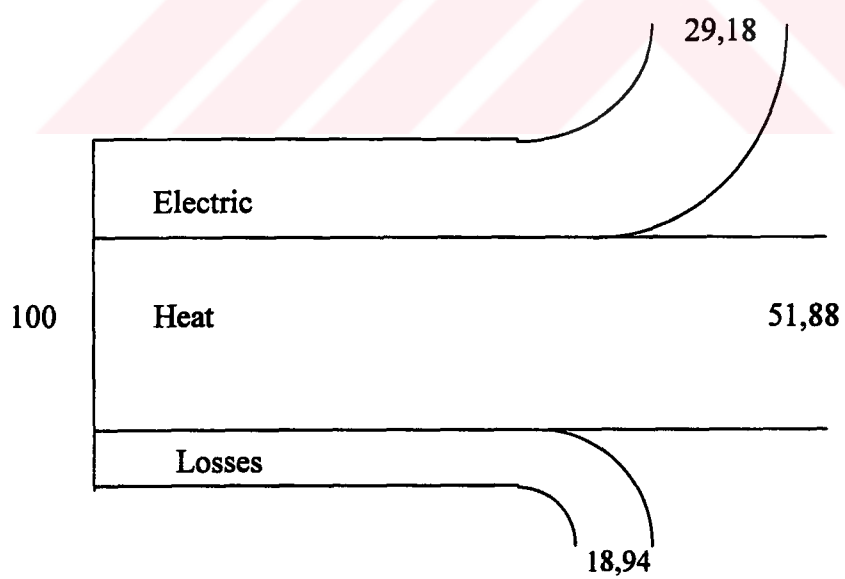


Figure 4.1 The Sankey Diagrams of The Systems

THE SELECTION OF APPROPRIATE SYSTEM

Today in all over the world, many kinds of cogeneration systems in which production of combined heat and power have been used in industrial applications.

Those systems can be given as below;

Gas Turbine Cycle
Steam Turbine Cycle
Combined Gas and Steam Turbine Cycle
Gas and Diesel Engines
Cheng-cycle

In addition to this , there exist possibilities of obtaining vapour for different processes, by putting single or multi pressured heat sinks to these systems.

However, some of these systems do not have been concerned because of restrictions in Topkapı Glass Industry Inc..These limitations can be ordered as follows;

- No need for process vapour
- Insufficient establishment and capacity of factory water
- The small area of Production of Power

Whatever the used system is, a heat will come out (The heat of cooling water) This obtained heat will be used in surface heating in the factory.

Cogeneration systems have different electricity/heat ratios. Because of this, it would be better to use the systems in which the largest portion of the fuel convert into electricity.

Different modes of cogeneration may increase the variety of electric/high or low temperatured heat ratios. A simple gas turbine cogeneration system produce only 29 Btu electricity per each 52 Btu steam (Figure1-c). However, a combined cycle cogeneration system that uses gas turbine and steam turbine produce 38,5 Btu electricity with 27 Btu vapour (Figure1-b) while the diesel cogeneration system that uses exhaust heat boiler produce 40 Btu electricity per each 42,7 Btu vapour load (Figure1-a).

Since there is no need for vapour in the procees, it is imposable to use only gas or vapour turbine.

The steam obtained in the Cheng-cycle system is injected into gas turbine. However, the system is eliminated as the amount of steam to be consumed can not be provided by the factory installation.

As it is indicated above, single pressured heat sink is going to be used since there is no need for process vapour.

Because of these reasons , it is decided that the suitable systems for the factory is either combined encircling or diesel engine . The pheasibility work of these two systems have been made and the results that are obtained have been compared. While making a comparison, the system in which only a gas turbine is used has been taken into consideration and the results have been assessed.

The system has to be composed of more than one unit. The system should not be entirely out of order during a breakdown or a maintenance. Because of this, the system is going to be made of two units. As the number of units increase, the cost of investment and being related to this the duration of payback increase. The price comparisons depending on the number of units have been made as follows.

For the surface heating, the cooling groups of the systems are going to be benefited. It is disadvantageous that this heat energy can be used for six months.

Both systems will use natural gas. But, the systems have been chosen such that they allow using a second fuel during a breakdown so that the production is not affected.

Also the engined system will use diesel fuel at a ratio of 1% to fire the natural gas.

THE COMPARISON OF THE SYSTEMS

The data available permit the following assessment when selecting optimal thermal power stations of conventional layout for economical power generation :

a) Diesel Power Plants

1. Low plant costs, including stand-by set
2. Low heat rates
3. Very efficient part-load behaviour
4. Suitability of poor fuel grades
5. Low cooling water requirements
6. Low space requirements
7. Short down-time periods for maintenance and overhauls
8. Short start-up times
9. Optimum utilisation thanks to adaptation to varying loads.
10. Possibility of installation in sectors of priority thus economising on transmission lines and transmission losses
11. Favourable phasing of financing by stepwise edition

b) Gas Turbine Power Plants

1. Simplicity of layout
2. Reduced space requirements
3. Low prime costs
4. Short start-up times
5. Negligible cooling water requirements

6. Low electrical in-plant requirements
7. Short assembly times
8. Easy controllability in the event of rapid load variations

In table.1, Gas Engine, Combined System and the System in which only Gas Turbine is used have been compared. Figure. 1 shows the sankey diagrams of the systems. In the comparison, efficiencies, cost per units of electric and heat energy output, payback duration and specific fuel consumption have been taken as bases.

It is decided that the most suitable system according to these data is the engined system with double fuel usage. The duration of 4,9 years of payback can be reduced to 3 years if one considers the promotion of the factory to an upper degree as a result of increase in the consumption of natural gas and being related to this the decrease in the unit price of natural gas.

Table 1 The Comparison of The Systems

	Gas Engine	Combine Cycle	Gas Turbine
Electrical Efficiency	%39,96	%38,54	%29,18
Thermal Efficiency	%42,75	%26,95	%51,88
System Efficiency	%82,71	%65,49	%81,06
Unit Investment Cost	1272,5 DM/kW	920 DM/kW	714 DM/kW
Fuel Cost	0,0839 DM/kWh _e	0,0862 DM/kWh _e	0,1139 DM/kWh _e
Total Cost	0,0964 DM/kWh _e	0,0971 DM/kWh _e	0,1252 DM/kWh _e
Heat Income	0,0404 DM/kWh _e	0,0132 DM/kWh _e	0,672 DM/kWh _e
Net Cost	0,0560 DM/kWh _e	0,0839 DM/kWh _e	0,580 DM/kWh _e
Fuel Cost	0,0405 DM/kWh	0,0851 DM/kWh	0,410 DM/kWh
Total Cost	0,0465 DM/kWh	0,0959 DM/kWh	0,451 DM/kWh
Income - Expense	3.928.095 DM/yıl	2.481.300 DM/yıl	
Pay back Time	4,9 sene	6,2 sene	
Specific Fuel Consup.	2,502 kWh _y / kWh _e	2,596 kWh _y / kWh _e	3,427 kWh _y / kWh _e
Specific Fuel Consup.	9008,176 kJ/kWh	9346, 6 kJ/kWh	12.338,5 kJ/kWh
Heat Rate	3851 kJ/kWh	5552 kJ/kWh	6401 kJ/kWh

BÖLÜM 1.GİRİŞ

1.1 Türkiye’de Elektrik Enerjisinin Durumu

1996’ dan itibaren ülkemizde elektrik enerjisinde bir darboğaz başlamıştır ve bu sıkıntının gittikçe artacağı beklenilmektedir. Enerji dar boğazına neden olarak aşağıdaki hususlar gösterilebilir.

Türkiye’ nin mevcut elektrik üretim kapasitesi 22.000 MW’ tır. Talep edilen en yüksek güç (puant güç) ise 14000 MW’ lardadır. Ortalama güç 8500 MW’ tır. İlk bakışta sorun var gibi gözüküyorsa da, mevcut üretim kapasitesinin emreamadelik oranının %65 olduğu düşünülürse (14300 MW) durumun ne kadar kritik olduğu görülebilir.[1]

Dünya ortalama elektrik tüketimi 2200 kWh/yılkişi düzeyindedir. Türkiye’ de ise 1200 kWh/yılkişi düzeyine ulaşmıştır. Türkiye’ nin de 2000 yılında dünya ortalamasını yakalayacağı tahmin edilmektedir.

Ancak yatırımlar ve ihtiyaçlar aynı miktarda değildir. Türkiye’ nin uzun yıllar boyunca her yıl 3000 MW gücünde elektrik santrali yatırımı yapması gerekmektedir. 1996’ ya kadar bir üretim kapasitesi problemi söz konusu değildi. Ancak bir santralin yapım süresinin dünyada 4-5 yıl, Türkiye’ de ise 12-15 yıl olduğu dikkate alınırsa önümüzdeki yıllar için önemli sıkıntılar olabileceği görülür.

Enerji tüketim miktarının yerli üretimle karşılanma oranı gittikçe düşecektir. Enerji kaynakları sınırlı olan ülkemiz için bu durum artan döviz ihtiyacı demektir. 1980 yılında %29 olan sanayi sektörü tüketim payı 12 yıl içinde yüzde olarak 6 puan artarken, bina sektörünün payı 8 puan azalmıştır. Bu durum ekonomik gelişme sonucu tüketim ağırlığının üretici sektöre doğru kaymasından kaynaklanmıştır ve

ileriye doğru bu eğilim devam edecektir. İşte bu nedenden dolayı, gelecekte öngörülen kalkınma hızının gerektirdiği üretim ve gelişme hızını etkilemeden daha güvenilir ve ekonomik enerji arzını sağlamasında enerjinin verimli kullanılmasının büyük önemi vardır. [2]

Ekonomik olarak enerji verimliliğinin artırılması, sadece ithal enerjinin azaltılmasını sağlamaz aynı zamanda ilave yeni enerji kaynaklarının devreye sokulması için yapılacak büyük sermaye yatırımlarından daha caziptir. Enerji tasarrufu, pahalı yatırımlardan daha çabuk ve ucuza elde edilebilen bir enerji kaynağıdır.

Kojenerasyon sistemlerinde elektriğin TEK' ten alınan fiyattan daha ucuza üretilmesiyle enerji tasarrufu sağlamak sanayiciler için avantaj olacaktır.

1.2 Enerji Fiyatları

Projenin karlılığı TEK ' ten alınan elektrik fiyatına ve doğalgaz fiyatına bağlıdır. Fiyat farkı azaldıkça yani elektrik fiyatı düşüp doğalgaz fiyatı arttıkça karlılık azalacak belki de zarar gündeme gelecektir. Bu yüzden elektrik ve doğalgaz fiyatlarının yıllara göre değişimini incelemek gerekmektedir. Fiyatların devlet tarafından belirlenmesi yerine piyasa şartlarında belirlenmesi sonucu 1989 ' dan sonra fiyatlarda büyük artışlar olmuştur. Elektrik ve doğalgaz fiyatları her ay değişmektedir.

Topkapı Şişe' nin aldığı elektrik ve doğalgaz fiyatları incelendiğinde elektriğin, 6-8 cent/kWh ve doğalgazın 12-14 cent/Nm³ 'den aldığı görülmektedir. Dünya fiyatlarına bakıldığında, 22 ülkenin 1985-1993 yılları arasındaki doğalgaz fiyatlarının 9-18 cent/Nm³ arasında değiştiği ve 2010 yılına kadar da fazla artmayacağı ve 18 cent' in üzerine çıkmayacağı tahmin edilmektedir. Elektrik fiyatları incelendiğinde ise fiyatların karasız olduğu ve gittikçe yükseldiği görülmektedir. [3]

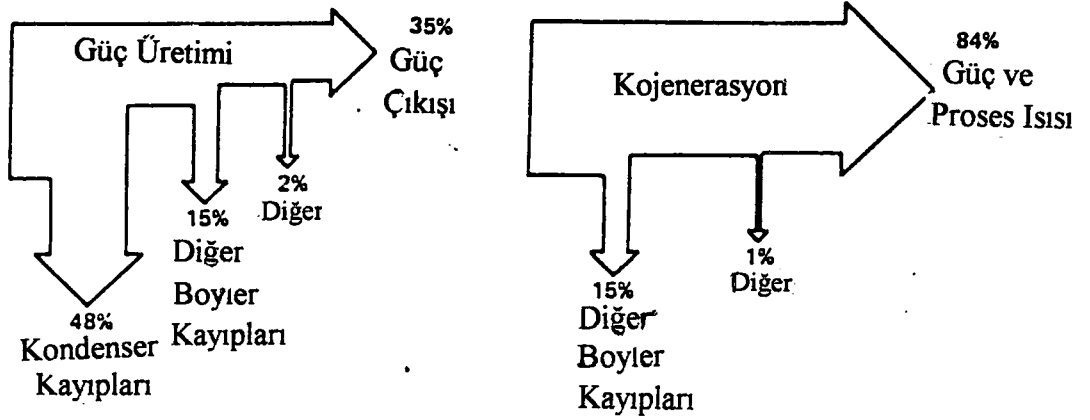
BÖLÜM 2. KOJENERASYON

2.1 Giriş

Birleşik ısı ve güç üretimi olarak da tanımlanan kojenerasyon, aynı santralda tek bir enerji kaynağından mekanik güç ve ısı enerjisinin birlikte üretilmesidir. Ana amaç güç üretimi ise çevrim, Topping-cycle Kojenerasyon Sistemi olarak adlandırılır. Amaç, bir prosesten geri kazanılan düşük seviyeli enerjiden güç üretmek ise Bottoming-cycle Kojenerasyon Sistemi olarak adlandırılır. Sistemin ana amacı, konvansiyonel mantıkta sadece elektrik üreten termik güç santrallerinden aynı zamanda ısı enerjisi elde edilmesidir (Combined Heat and Power). Mekanik güç genellikle bir elektrik jeneratörünün güç kaynağı olarak kullanılmakla birlikte pompa veya kompresörlerin tahrik kaynağı olarak da kullanılmaktadır. Kojenerasyon sistemleri genellikle yüksek sıcaklıkta çalışan çevrimler için uygundur. Bu çevrimlerde yüksek sıcaklıktaki ısı enerjisi, mekanik güç üretiminde kullanılır. Mekanik enerji üretiminde değerlendirilmeyen atık ısı ise kızgın ve/veya doymuş buhar üretiminde veya doğrudan kurutma amacıyla kullanılabilir. Isı enerjisinin iletimi sırasında, ortam olarak sıcak su veya buhar kullanılmaktadır. Bu seçim tüketicinin ihtiyacına ve iletim hattının içinde bulunduğu duruma göre değişebilir.[4,5,6]

Şekil 2.1' de kojenerasyon oku, tek bir sistemden elde edilen ısı ve gücün daha yüksek enerji kullanım verimliliğini göstermektedir. Topping kojenerasyon sisteminde, güç üretim tesisi için endüstriyel proses, bir kondenser yada ısı düşüm yeri olmaktadır. Böylece kojenerasyon sistemi genellikle tesisin kullanımı için giren yakıt enerjisinin %80 yada daha fazlasını yararlı çıkış olarak (ısı ve güç) verir.

Kojenerasyonla yapılan ısı ve güç üretiminin ekonomik öneminin yanında çevresel atıklar yönünden değerlendirildiğinde önemi daha da artmaktadır. Yalnızca elektrik



Şekil 2.1 Yakıt Kullanım Verimliliği

üretmek amacıyla kurulmuş santrallerin %38 ' lerdeki (Gaz türbinli kombine sistemlerde bu değer %50' yi aşmaktadır.) verimlerine karşın, hemen hemen aynı miktarda yakıt kullanan bir kojenerasyon santralının verimi %85' lerin üzerine çıkabilmektedir. Yani elde edilen her kW enerjiye karşılık çok daha az CO₂, NO_x ve SO₂ gazları atmosfere bırakılmaktadır. [4,7]

2.2 Kojenerasyon Yaklaşımları

Kojenerasyona üç ayrı yaklaşım vardır[8] :

- Merkezi Kullanımlı Tesis Sistemleri
- Endüstriyel Tesis Sistemleri
- Toplam Enerji yada Modüler Entegre Edilmiş Sistemler

Bu üç formdaki kojenerasyon sistemlerinin major nitelikleri Şekil 2.2' de görülmektedir. Hiçbirinin nitelikleri tam değildir. Çoğu uygulamalarda, birbirleriyle kesişebilirler.

Kojenerasyon terimi, çift amaç için üretilen ısı cinsinden enerji dönüşüm prosesini karakterize eder. Genellikle elektrik ve yaralı ısı (sıcak su veya buhar formunda) üretmek için kullanılırlar. Aslında çoğu çift amaçlı proses, elektrik güç üretimi için enerjinin kullanım verimliliğini artırır.



Şekil 2.2 Kojenerasyonun Formları

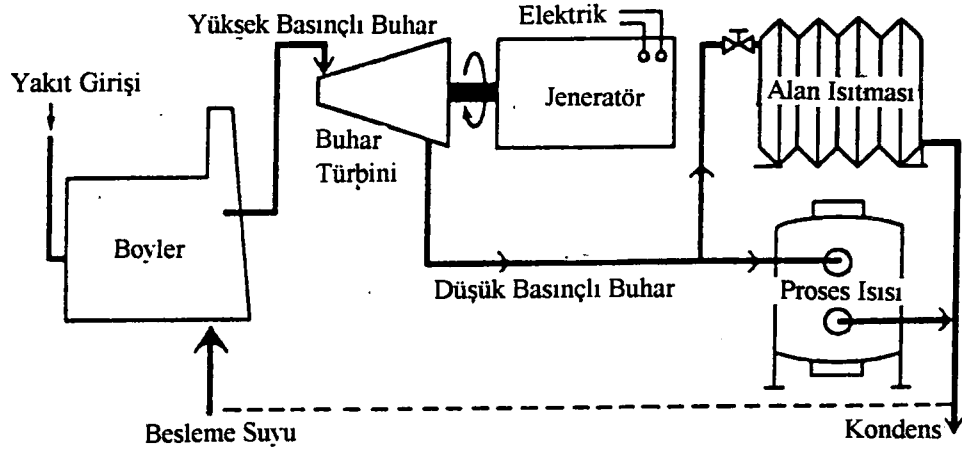
Merkezi ısıtma buharı / elektrik kojenerasyonu ve endüstriyel tesislerdeki kojenerasyon 50 yıldan fazladır kullanılmaktadır. Ancak Toplam Enerji Sistemi gibi bazı kavramlar yeni ele alınmaktadır.

2.2.1 Merkezi İstasyonlu Buhar ve Elektrik Üretimi

Büyük merkezi istasyon güç tesislerinde kojenerasyon (Şekil 2.3), ticari ve konutsal binalarda alan ısıtması ve sıcak su eldesi ve endüstri tesislerinde düşük sıcaklıkta proses ısısı yada her ikisini sağlar.

Bu sistemler aynı anda buhar ve elektrik üretirler. Son yıllarda bölgesel ısıtmada küçük, tek amaçlı, düşük basınçlı buhar üretimi yerine, büyük, yüksek basınçlı elektrik üretim istasyonları tercih edilmektedir. Çift amaçlı sistemlerin yatırım, işletme ve

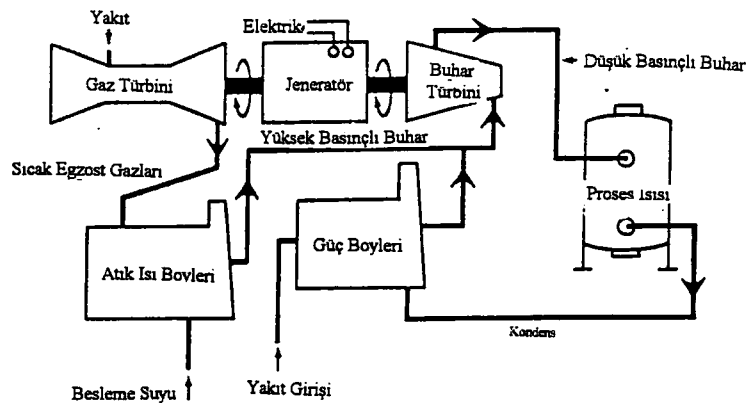
bakım maliyetlerinin daha kompleks ve yüksek olmasına rağmen, yakıt fiyatlarındaki artışlara bakılırsa karlılığı arttırmaktadır.



Şekil 2.3 Merkezi İstasyon Kojenerasyonu

2.2.2 Endüstriyel Tesisler

Bir çok tesiste (kağıt, kimya, petrol gibi elektriğin ve buharın büyük ölçülerde kullanıldığı endüstrilerde) kojenerasyon tercih edilmektedir. Mevcut tesislerde yeni yada daha verimli çift amaçlı kojenerasyon sistemleri kurulmaktadır. Örneğin kombine çevrim kojenerasyon sistemi kullanan bir kimya fabrikası (Şekil 2.4) 30 yıl önceki tesisinden % 30 daha fazla yakıt tasarrufuyla çalışır. Yıllık yaklaşık 50 milyon kWh elektrik üretilen bir tesiste, yılda 250 trilyon Btu tasarruf sağlanacaktır.



Şekil 2.4 Endüstriyel Kojenerasyon Sistemleri

2.2.3 Toplam Enerji Sistemleri

Elektrik ve ısı üretimini sağlayan çift amaçlı sistemler apartmanlarda, alışveriş merkezlerinde, üniversitelerde yada endüstriyel parklarda kullanılmaktadır. Ancak bu küçük sistemler yüksek maliyetlidirler. Küçük boyler ve jeneratörler için birim buhar yada elektrik çıkışı başına yatırım maliyeti, büyük endüstriyel yada merkezi sistemlere göre %50-100 daha fazladır. Yüksek bakım ve işçilik maliyetleri de işletim maliyetini artırır. Elektrik ve ısı için kullanıcı talebi saatlik, günlük ve mevsimlik olarak değişir. Çoğu ekipman aralıklı olarak çalışırlar. Ancak peak talebini de güvenli olarak karşılamak için ekipmanlar hazır beklemelidir. Gerekenden fazla ekipman da elektrik ve ısı için birim maliyetini artırır.

Gelişen teknolojilerle küçük sistemler daha ekonomik hale gelmektedirler. Bu tip uygulamalarda küçük bir gaz türbini, boyler ve bir buhar türbini güvenilir ve düşük işletim ve bakım maliyetleri ile üretim yapabilirler.

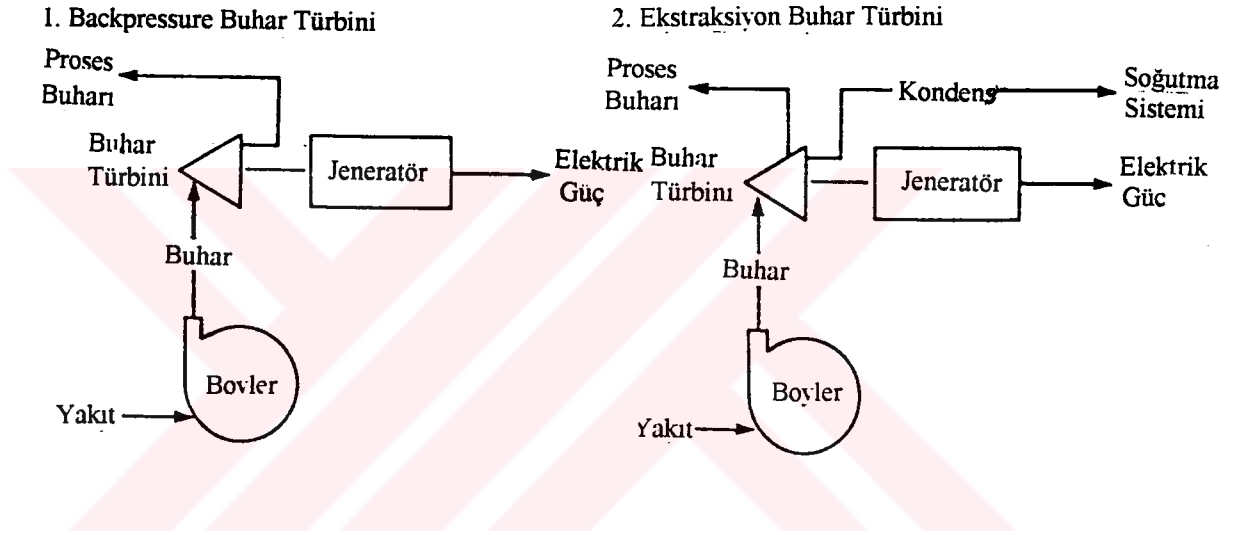
2.3 Kojenerasyon Teknolojileri

Topping-cycle yada Bottoming-cycle sistemleriyle elektrik yada mekanik gücün ve termal enerjinin ortak üretimi yapılabilir.[5,9]

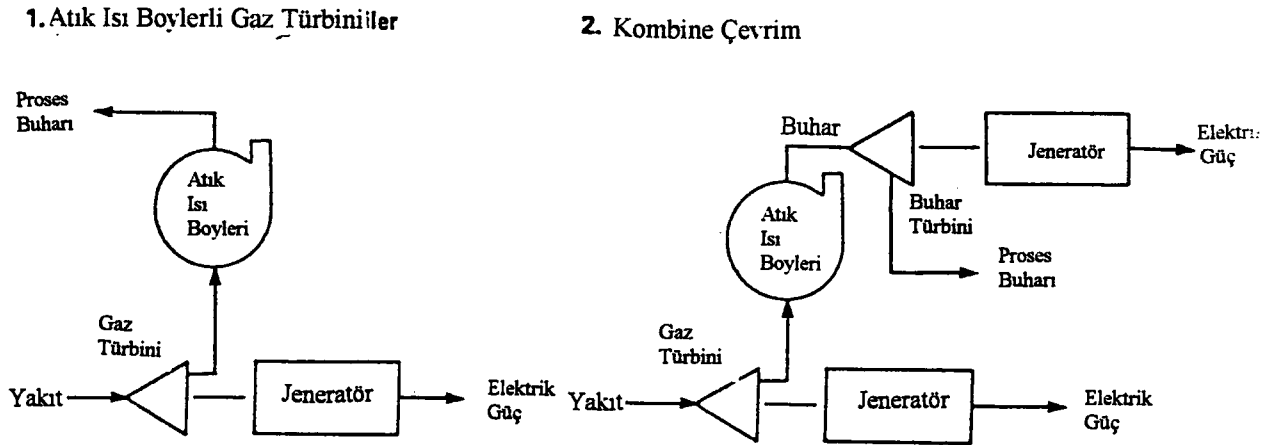
Topping-cycle sisteminde yakıt, elektrik üretmek üzere yakılır. Bu prosesden egzost olan termal enerji endüstride yada ısıtma amacıyla kullanılabilir. Bottoming-cycle sisteminde ise endüstriyel bir proses uygulamasından çıkan atık ısı elektrik üretmek üzere kullanılır. Kombine çevrim sisteminde bir topping-cycle gaz türbini kullanılır ve çıkan egzost gazları bir bottoming-cycle buhar türbininde daha çok elektrik ve proses için termal enerji üretmek üzere kullanılır.

2.3.1 Topping-cycles

Buhar türbini ve gaz türbini olmak üzere iki tip topping-cycle sistemi incelenecektir. Her iki sistemde Şekil 2.5 ve Şekil 2.6’ da görülmektedir. Her iki sistemdeki elektrik üretiminde de daha sonra endüstriyel bir proseste kullanmak için ısı veya buhar üretilir.



Şekil 2.5 Buhar Türbini



Şekil 2.6 Gaz Türbini

Şu anda kullanılan çoğu topping-cycle sistemi kömür, oil, gaz yada proses atık yakıtları ile kullanılır. Klasik buhar türbinleri sistemi kömür, oil, doğalgaz yada artık yakıt kullanırken gaz türbin kojenerasyon sistemleri doğalgaz veya oil kullanırlar. Artık oil ve kömür türevli gaz veya sıvı yakıtlar gibi daha bol yakıtlar kullanabilen yanma türbini sistemleri geliştirmek üzere yeni araştırmalar yapılmaktadır. Hükümetler topping-cycle kojenerasyon tesislerinde katı atık malzemelerin direkt yakılmasını teşvik etmektedirler.

İki topping-cycle sisteminde üretilen birim proses termal enerjisi başına çıkan güç seviyeleri arasında önemli bir fark vardır. Her iki sistem aşağıda tartışılmıştır.

2.3.2 Buhar Türbini Kojenerasyonu

Buhar türbini sistemleri genel olarak bir boyler ve bir back-pressure buhar türbininden oluşmuştur. Bu sistemde 600-1500 psig basınçlarda 750 ve 950 °F sıcaklıklar rasında boylerde buhar üretmek için fosil yakıtlar veya atık yakıtlar yakılır. Bu yüksek basınçlı buhar, bir rotoru döndürmek üzere buhar türbinine gönderilir. Türbin bir jeneratörü tahrik eder ve elektrik üretilir. Türbini terk eden düşük sıcaklık ve düşük basınçtaki buhar bir proses uygulamasında kullanılabilir. Back-pressure türbinin alternatifi olarak aynı tarzda çalışan, ancak endüstriyel bir proseste kullanmak için orta kademelerde farklı basınç ve sıcaklıklarda buhar çekilen Ekstraksiyon buhar türbini de kullanılabilir. Türbinin son kademesinden çıkan buhar bir endüstriyel prosese yada yeniden kullanılmak için yoğuşturularak boylere gönderilir.

Back-pressure türbinleri genelde, sadece proses buharı üreten klasik buhar türbinlerinden ve yalnız elektrik üreten güç tesislerinden %10-30 daha verimlidirler. Buhar türbinleri, gaz türbinleri yada dizel motorlarda üretilen birim güç başına daha az yakıta ihtiyaç duyarlar. Ancak birim proses buharı başına diğer iki sistem kadar elektrik üretemezler. Örneğin; 1 milyon Btu proses buharı başına buhar türbini

yaklaşık 43 kWh elektrik üretirken, gaz türbini 175 kWh elektrik üretir. Topping-cycle sisteminde üretilen elektrik, türbine giren buhar basıncıyla orantılı olarak artar.

2.3.3 Atık Isı Kullanımlı Gaz Türbin Kojenerasyonu

Sıkıştırılmış havayı ve bir gaz yakıt (doğalgaz) veya sıvı bir petrol ürünü (distile oil) yakarak işleten atık ısı geri kazanımlı gaz türbini bir topping-cycle sistemidir.

Yanarak genişleyen sıcak gazlar türbinin içinden geçerek bir rotoru döndürür. Gaz türbin rotoru bir jeneratöre bağlıdır ve elektrik üretir. Türbinden çıkan sıcak gazlar (yaklaşık 1000 °F) bir atık ısı boylerine girerek endüstriyel proses uygulaması ve alan ısıtması için buhar üretirler yada direkt olarak proses ısısı uygulamasında kullanılırlar.

Gaz türbin topping-cycle sistemi, buhar türbini topping-cycle sisteminden daha fazla yakıta ihtiyaç duyar. Ancak gaz türbin sistemi, buhar türbin sisteminden birim proses buharı başına daha fazla elektrik üretir. Kullanılan bazı gaz türbinleri çift yakıtlıdır. Hem doğalgaz hemde petrol türevlerini kullanabilirler.

Kombine çevrim sistemi ise, gaz türbin sisteminin bir türüdür. Gaz türbininden çıkan atık ısı, hemen proses ısısı veya buharına dönüştürmekten ziyade elektrik üretmek için kullanılır. Kombine çevrim sisteminin elektrik çıkışı 1 milyon Btu buhar başına 380 kWh' tır ve gaz türbin sistemlerindeki gibi yakıt değişkenliği sınırlıdır.

Gaz türbini, buhar türbini ve kombine sistemlerden ileride daha ayrıntılı bahsedilecektir.

2.4 Kojenerasyon Etkinliklerinin Değerlendirilmesi

İlk metod, Yakıt Kullanım Faktörü (Fuel Utilization Factor, FUF) veya toplam termal verimliliğe (η_t) dayanır ki bu da çevrimde elde edilen kullanılabilir enerjinin giren yakıta oranıdır. η_t ' nin değeri Denklem-1' de tanımlanır.[4]

$$\eta_t = \frac{(N + Q_t)}{Q_f} \quad (2.1)$$

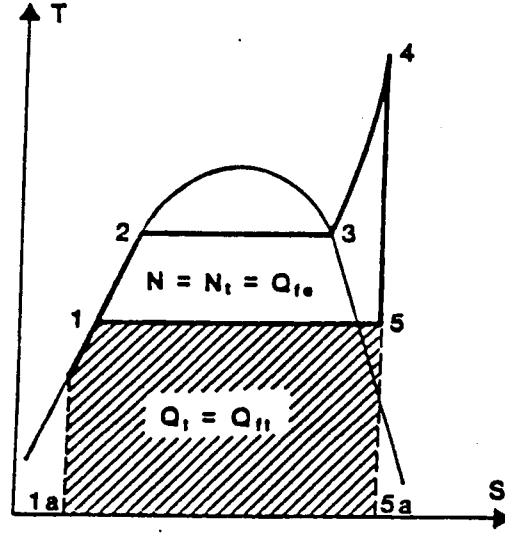
Bu metod termodinamiğin birinci kanununa dayanır. Bu metod örnekleme amaçlı kullanılmasına rağmen çoğu durumlarda kojenerasyon verimini değerlendirmede kullanılmaz. Şu nokta önemlidirki, daha çok yakıt kullanmak daha verimli çevrim anlamına gelmez. Kojenerasyon sistemlerinin çoğunda η_t % 70-80 arasındadır. Oysa sadece termal enerji sağlayan tesislerde genelde $\eta_t > 0,80$ dir.

η_t değerlerini farklı kojenerasyon tesislerinde karşılaştırma amaçlı kullanmak genelde kabul edilemez ve yanlış sonuçlar verebilir. Örneğin back-pressure buhar türbinli bir tesisin η_t değeri mekanik ve elektriksel üretim kayıplarını, boiler kayıplarını ve diğer termal kayıpları içerir. Buhar türbinlerinin içi kayıpları egzost entalpisinde artışlara yol açar ve termal enerji formuna girmesine rağmen η_t değerini etkilemez.

İdeal bir kojenerasyon çevrimi için (Şekil 2.7) η_t , $N + Q_t$ 'nin oranıdır. bu oran 1a-2-3-4-5a alanının, yine aynı alanla tanımlanmış Q_f ' e oranıdır. bu yüzden ideal çevrimlerde daima $\eta_t = 1$ 'dir.

Back-pressure buhar türbini kullanan klasik buhar tesisi ve ilave yanmalı kombine çevrim güç tesisi karşılaştırıldığında, her iki işletmede de aynı buhar türbini giriş parametreleri ve buharın aynı miktarda ve basınçta girdiği düşünüldüğünde kombine çevrimin toplam termal verimi diğer sisteme göre önemli ölçüde düşüktür. Çünkü gaz türbini hava / yakıt oranı, klasik boilerlerden 3 kat daha fazladır. Bu yüzden aynı

elektrik üretimi için egzost gazı kayıpları 2,5-3 kat daha fazladır. Bu kayıplar η_t 'de görülür.



Şekil 2.7 Backpressure Buhar Türbinli İdeal Kojenerasyon Çevrimi İçin T-S Diyagramı

Kojenerasyon etkinliğinin değerlendirilmesi için kullanılan başka bir metod ise işletmenin elektriksel etkinliğidir ki bu da termodinamiğin birinci kanununa dayanır.

$$\eta_{et} = N / (Q_f - Q_t/\eta_b) \quad (2.2)$$

Burda;

$$Q_t = 0$$

$$\eta_{et} = \eta_{ec} \text{ (Yoğuşmalı güç tesislerinin termal etkinliği)}$$

$$Q_{ft} = Q_t / \eta_b \text{ (Boylerde } Q_t \text{ ' yi (termal enerjiyi) üretmek için gerekli yakıt miktarı)}$$

Q_{fe} : Elektrik üretimini sağlayan yakıt miktarı

$$Q_{fe} = Q_f - (Q_t/\eta_b) = Q_f - Q_{ft}$$

$$\eta_{et} = N / Q_{fe}$$

Giren yakıt ikiye bölünür. Q_{fe} ve Q_{ft}

$$Q_f = Q_{fe} + Q_{ft}$$

Bu metodda kojenerasyondan sağlanan fayda, elektrik üretimi verme amaçlı olsa da, düşük potansiyelli termal enerji üretim tesisi kadar termal enerji sağlar. Şekil 2.7' de görüldüğü gibi back-pressure buhar türbini kullanan ideal kojenerasyon tesislerinde η_t ve Q_{fe} aynı alanla (1-2-3-4-5) tanımlanır ve bu yüzden $\eta_{et} = 1$ ' dir. η_t gibi η_{et} 'de buhar giriş ve egzost parametreleri ile türbin içi veriminden etkilenmez.

Aynı zamanda N_t ' de olduğu gibi elektrik üretimini etkileyen ve termal enerji olarak açığa çıkmayan katıplar η_{et} 'yi etkiler. Bu sebeplerden dolayı konvansiyonel güç işletmelerindeki güç değeri kombine çevrimli tesislerden daha yüksektir.

Kombine çevrim tesisi, konvansiyonel güç tesisine göre daha etkin bir kaynaktır. Ayrıca daha yüksek buhar giriş parametreleri veya daha düşük buhar türbini çıkış değerlerine sahip işletmeler, daha düşük buhar parametrelerine ve daha yüksek çıkış değerlerine sahip işletmelere göre daha verimlidirler.

2.5 Kojenerasyon Projelerinde Elektrik ve Termal Enerji

Denklem 2.1 ve Denklem 2.2' den görüleceği gibi η_t ve η_{et} parametreleri, enerji türlerini elektrik ve termal enerji olarak ayırmaz. Elektrik, yüksek potansiyele sahip bir enerjidir ve termal enerjiye göre üretimi sırasında daha çok kayıp olur.[4]

Termodinamiğin ikinci kanununa göre, termal enerjiden iş elde ederken bir miktar enerji çevrimden atılır. En etkin güç istasyonları bile yakıt enerjisinin %45' inden daha azını elektriğe çevirir. Toplam enerjinin %50 kadarı çok düşük potansiyelli termal enerji olarak atmosfere atılır.

Aynı zamanda, yakıtın ısıya dönüşümü, çevrimden dışarı herhangi bir enerji atımını gerektirmez. Yakıt enerjisinin büyük bir kısmı boyler kayıpları ve diğer önemsiz kayıplar haricinde termal enerjiye dönüşür.

Elektrik ve termal enerji arasındaki en büyük fark, iş yapma kabiliyetleridir. Elektrik enerjisinin büyük bir kısmı mekanik enerjiye dönüştürülürken, termal enerjinin yalnızca bir kısmı mekanik enerjiye dönüştürülebilir. Daha düşük potansiyele sahip termal enerji (farklı basınç ve sıcaklık), daha az mekanik iş üretir.

Enerjinin önemini yada değerini belirleyen en büyük faktör, üretebildiği iş miktarıdır. Bu faktöre göre elektrik, düşük potansiyelli termal enerjiden normalde 2,5-3 kat daha değerlidir. Sonuç olarak elektrik ve termal enerji, hiç bir zaman eşit değildir ve bu sebepten dolayı aynı şekilde yaklaşılmamalıdır.

Kojenerasyon çevrimleri termodinamiğin ikinci kanununa bağlı kalmaz. Çünkü atılan enerji daha sonra çevrimde kullanılır.

Elektrik enerjisi üretiminde büyük ölçüde termal enerji açığa çıkar. Bu da ısı kaynağı olarak yada daha fazla mekanik iş olarak üretilir. Ancak elektrik üretimi için atılan bu ısı kayıptır. Kojenerasyonun gerçek termodinamik avantajı, elektrik üretimi çevriminin bir ürünü olarak termal enerji açığa çıkmasıdır.

Kojenerasyon için kullanılan türbinler basit operasyonlar için daha küçük dizayn edilirler. Bu nedenle normal güç tesislerinden daha düşük termik verimleri vardır. Diğer taraftan kojenerasyondan üretilen elektrikte gerçekte termal kayıp yoktur. Fakat klasik güç tesislerinde bu kayıplar %50 civarındadır.

Sonuç olarak, kojenerasyonun max. verimliliği, elektrik üretiminden sonra termal enerjinin kullanılmasıyla sağlanır. Böylece yakıt tasarrufu sağlanır. Aşırı üretilen elektrik te satılarak gelir elde edilebilir.

2.6 Ana Makinalar

Ana makina, elektrik jeneratörlerini tahrik eden mekanik sisteme verilen addır. Isı ve elektriğin birlikte üretildiği sistemlerin kalbidir. Ana makinanın doğru seçilmesi

gerekir. Seçimdeki en önemli iki faktör, yakıt kullanabilirliği ve ısı/güç oranıdır. ana makinalar, gaz türbinleri, gaz ve dizel motorlar, buhar türbinleri ve gaz ve buhar türbinlerinin birlikte kullanıldığı kombine sistemlerden oluşur.[10]

2.6.1 Gaz Türbinleri

Gaz türbini son yıllarda geniş ölçekli ısı ve elektriğin birlikte üretildiği sistemler için kullanılan en yaygın ana makina olmuştur. Gaz türbini, bir veya daha fazla yanma odasında yakılan yakıttan üretilen basınçlı yanma gazları ile bir rotorun ve buna bağlı şaftın dönmesiyle mekanik güç üretir. Aynı veya başka bir güç türbini de yakma havasını sıkıştırmak için kullanılır.[11,12]

Yanma gazları güç türbinine 900-1200 °C sıcaklıkta girerler ve 450-550 °C sıcaklıklarda egzost edilirler. Egzost gazlarının sahip olduğu bu enerji çevresi için bir ısı enerjisi kaynağıdır. Kullanılır ısı / güç oranı aralığı gaz türbininin karakteristiklerine bağlı olarak 1,5/1 ile 3/1 arasındadır. Gaz türbini yakıtı yakmak için gerekli olan hava miktarından daha fazlasını içine alır. Bu yüzden egzost gazları fazla miktarda oksijen içerirler. Bu fazla oksijen ile extra yakıt yakılabilir. Böylece ilave yanma, toplam ısı / güç oranını 10/1 kadar yüksek değerlere çıkarabilir. Bu, değişken ısı yüklerinde bir sistemde bir esneklik sağlar ve yüksek sıcaklık uygulamalarında akışkan gaz sıcaklığının artırılmasını mümkün kılar. Gaz türbinleri yüksek güvenilirlikte ve minimal bakım ihtiyacıyla çalışırlar. Dünyada gaz türbinleri 500 kwe ‘ den 20 MW’ a kadar geniş bir güç aralığında üretilirler. Ancak 1 MWe’ den küçük türbinler, düşük verimlilikte çalışırlar ve birim kWe başına yüksek yatırım maliyeti gerektirirler. Yıllık çalışma saatinin %96’ sını çalışma garantisiyle üretilirler.

Gaz türbinlerinin avantajları şöyle sıralanabilir:

- Isı / güç oranında işletim esnekliği potansiyeli
- Uzun süreli kesintisiz çalışma güvenilirliği

- Yüksek kalitede ısı sağlaması
- Elektrik çıkışı frekans kontrolünü yüksek hızlarda da sabit kılma
- Yüksek güç / ağırlık oranı
- Soğutma suyuna ihtiyaç duymaması

Dezavantajları ise:

- Çıkış aralığı içindeki sınırlı ünite hacimleri
- Motorlara göre daha düşük mekanik verim
- Eğer gaz yanmalıysa yüksek basınçlara ihtiyaç duyması
- Yüksek gürültü seviyeleri
- Düşük yüklerde verim düşüklülüğü

2.6.2 Motorlar

Kombine ısı güç sistemlerinde kullanılan motorlar otomobillerde kullanılan benzin ve dizel motorlara benzeyen içten yanmalı motorlardır. Kullanılabilir ısı / güç oranı temel olarak 0,5/1 ile 2/1 arasındadır. Egzost gazı geniş ölçüde fazla hava içerir. İlave yanma mümkündür ve oranı 5/1' e çıkarabilir. [11,12]

Motorlar ve yağlama yağları soğutulmalıdır. Bu yüzden kullanılsın veya kullanılsın bu suyun ısınmasından dolayı 120 °C ' ye kadar sıcak su formunda bir ısı kaynağı oluşur. Egzost gazlarının ısısı yaklaşık olarak 400 °C' ye kadar çıkabilir. Soğutma ve egzost ısıları motor tarafından üretilen toplam ısı oranına eşittir. Ateşleme sistemlerine göre sınıflandırılan iki tip motor vardır. Basıncılı ve kıvılcımlı ateşleme.

2.6.2.1 Sıkıştırma Ateşlemeli (Dizel) Motorlar

Genellikle dört stroklu, turboşarjlı ve ara soğutmalı direkt enjeksiyonlu makinalardır. Dizel motorlar, gaz yağı, ağır artık fueloiller ve doğalgaz yakarlar. Çift yakıtlı modellerinde, gaz yakıtın küçük bir miktarı ateşleme için enjekte edilir. Şaft verimleri %35-45 arasındadır. Çıkış aralıkları 15 MWe 'a kadardır. Soğutma sistemleri kıvılcımla ateşlemeli sistemlere göre daha karışıktır ve sıcaklıklar max. 85 °C dir. Egzost hava seviyeleri yüksektir ve ilave yanma mümkündür. Bu motorlar 1500 d/d' ya kadar devirlerde çalışırlar. Genelde yaklaşık 2 MWe' a kadar motorlar orjinal otomotiv dizellerinin türevleridir. Gaz yağıyla işletilir ve hız aralıklarının üst seviyelerinde çalışırlar. 500 kWe' den yukardaki deniz dizel motorları ve çift yakıtlı veya artık yakıt kullanan makinalar orta ve düşük hız seviyelerinde çalışırlar.

2.6.2.2 Kıvılcım Ateşlemeli Motorlar

Dizel motorların bir türevidir. Ana avantajları motor soğutma suyunun 120 °C' ye kadar yüksek sıcaklıklarda çalışmasıdır. Şaft verimi %35' den düşüktür. Çıkış aralıkları max. 2MWe ile sınırlıdır. Küçük ve basit tesislerde kullanılırlar. Soğutma ve egzost ısıları seri olarak bir atık ısı boylerinde geri kazanılır ve düşük basınçlı buhar yada orta/düşük sıcaklıkta sıcak su elde edilir. Bu motorlar gaz yakıt yaktıkları için oldukça popülerdir. Biyogazlar ve benzer olarak geri kazanılmış gazlar da kullanılabilir. Ancak düşük kalorifik değerlerinden dolayı verilen motor çıkış değerlerinde düşüşler olur.

Motorların avantajları şöyle sıralanabilir:

- Geniş yük aralığında bile yüksek güç verimlilik
- Geniş ünite çıkış aralığı

Dezavantajları ise:

- Geri kazanılan ısı değerlendirilmese bile soğutulma zorunluluğu
- Düşük güç / ağırlık oranı ve dengeleme kuvvetlerinin dayanıklı tesislere ihtiyaç göstermesi

2.6.3 Buhar Türbinleri

Buhar türbinleri esas itibarıyla gaz türbinlerine benzerdir. Fakat türbini çalıştırmak için gerekli enerji, sıcak gazlar yerine kızgın buhar ile sağlanır. Buhar basıncına bağlı olarak üretilen güç, türbin içinde azaltılabilir. En basit düzenleme back-pressure türbinidir. Tüm buhar akışı makinadan geçer ve ihtiyaç duyulan basınçta türbinden egzost edilir. Birden fazla kademede ısı gereken yerlerde, yüksek kademede kullanmak için türbin boyunca uygun basınçta ekstraksiyon buharı çekilir. Daha düşük basınçlı prosesler için egzost edilmeden önce ilave güç üretimi için buhar devam eder. Çıkışa bir kondenser konularak vakuma doğru genişletilen buhar ile güç çıkışı artırılabilir. Bu şekilde düşük seviyeli ısı açığa çıkar ki genel kural olarak bu bir kombine ısı ve elektrik üretim sistemi değildir. Buhar türbin setleri çalışma şekillerine göre isimlendirilirler. (back-pressure, pass-out / back-pressure, pass-out / condensing)

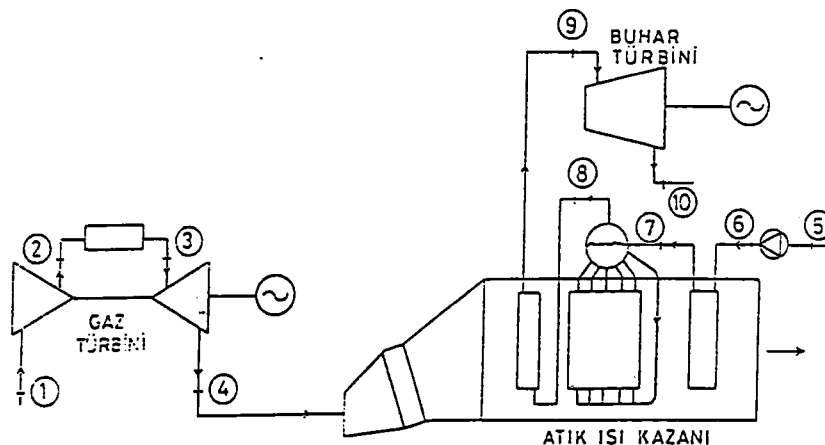
Buhar türbinleri sadece yüksek basınç ve sıcaklıkta buhar girişi ve nispeten düşük mertebede ısı çıkışında önemli miktarda güç üretirler. Tesis buhar boyler ihtiyacından dolayı pahalıdır. Bu yüzden buhar türbin uygulamaları, gaz türbinlerinden ve gaz motorlarından daha sınırlıdır. Çok ucuz bir yakıtın buhara ilk dönüşümünden sonra kullanımı daha sık bir uygulamadır. Türbin giriş basıncı ne kadar yüksek ise üretilen güç de o kadar yüksek olur. Ancak yüksek buhar basıncı, yüksek boyler yatırımı ve çalışma maliyeti getirir. Tesisin büyüklüğüne ve buhar ihtiyacına göre bir optimizasyon yapılır. Endüstride elektrik kullanımının artması, kullanılabilir ısı/güç oranının 3/1' den daha az olması mümkün olmayan belki 10/1 yada daha fazla olan buhar türbinleri kullanımını azalan buhar kullanımı pahasına sınırlamıştır. Buhar

türbinleri, gaz türbinlerinin bir çok özelliklerini paylaşır; güvenilirlik, yüksek hız ve yersiz tesis gereksinimleri yoktur. Gürültü problemi de gaz türbinlerinki gibi aşırı değildir.[12]

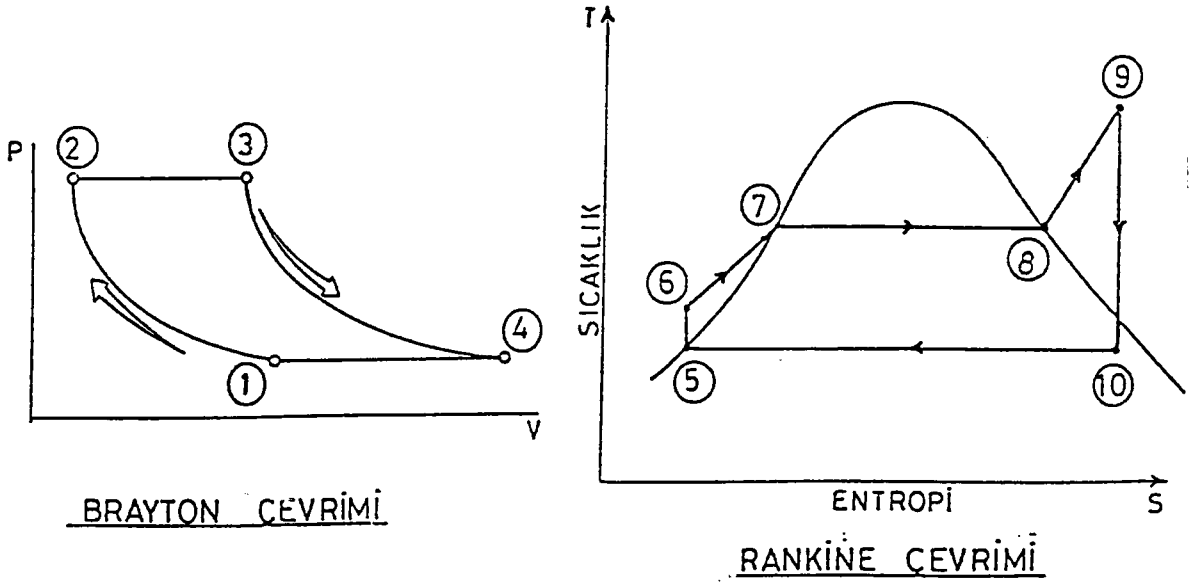
2.6.4 *Kombine Çevrim*

Tekil çevrimler yüksek ısı çıkışı sağlarlar. Bu ısı buhar üretmek için kullanılabilir. Üretilen buhar, elektrik üretimini arttırmak için bir buhar türbinine kısmen veya tamamen gönderilebilir, ki bu sisteme Kombine Çevrim denir (Şekil 2.8). Bu, gaz türbin sistemlerinde sık sık uygulanır. Gaz türbinleri yüksek dereceli ısı üretirler. Yani buhar türbin gücünü maksimize edecek kadar yüksek basınçta buhar üretilir ve hala bölge için düşük basınçlı buhar yada onun eşdeğeri sıcak su sağlanabilir. Kombine çevrimler yakıt enerjisinin %40 yada daha fazlasını elektriğe çevirebilirler. Eğer ilave yanma kullanılıyorsa kombine sistem, ısı ve elektriğin birlikte çok esnek üretimini sağlar.

Termodinamik olarak kombine çevrim, Brayton gaz türbin çevrimi ile bir Rankine buhar türbin çevrimini içerir (Şekil 2.9). Brayton çevriminden açığa çıkan egzost gazındaki atık ısı, Rankine çevrimi için ısı kaynağıdır. Buhar türbininden atılan ısının düşük sıcaklıkta olmasından dolayı da kullanılan yakıt yüksek bir verimle değerlendirilmiş olur. Elde edilen düşük basınç ve düşük sıcaklıklı buhar da alan ısıtmasında kullanılabilir. [13]



Sekil 2.8 Güç Üretimi İçin Kombine Çevrim Sistemi



Şekil 2.9 Kombine Çevrimin Termodinamiği

Kojenerasyon sisteminde atık ısı kazanı prosese gerekli buharın en az bir miktarını sağlar. Yada elektrik üretimini arttırmak için ve egzost gazı içerisindeki NO_x emisyonunu azaltmak için gaz türbinine, buharın kalitesinin iyi olması kaydı ile, buhar enjekte edilebilir (Cheng-cycle) [14]. Enjekte edilen buhar miktarı arttıkça üretilen elektrik miktarı da artar. Atık ısı kazanında üretilen buharın bir kısmını doğrudan gaz türbinine enjekte etmenin en önemli avantajlarından biri değişen proses gereksinimlerine göre sistemin uyum gösterebilmesidir.

2.7 Gaz Türbini ve Gaz Motorunun Karşılaştırılması [15]

2.7.1 Değişik Yük Durumları

Gaz türbinleri ve gaz motorları bütün yükü sabit miktarda çalıştırmak üzere dizayn edilmişlerdir. Halbuki yükteki bir azalma gaz türbinini daha çok etkiler. Yük azaldığı zaman toplam verim, özellikle elektrik verimi hızla düşer.

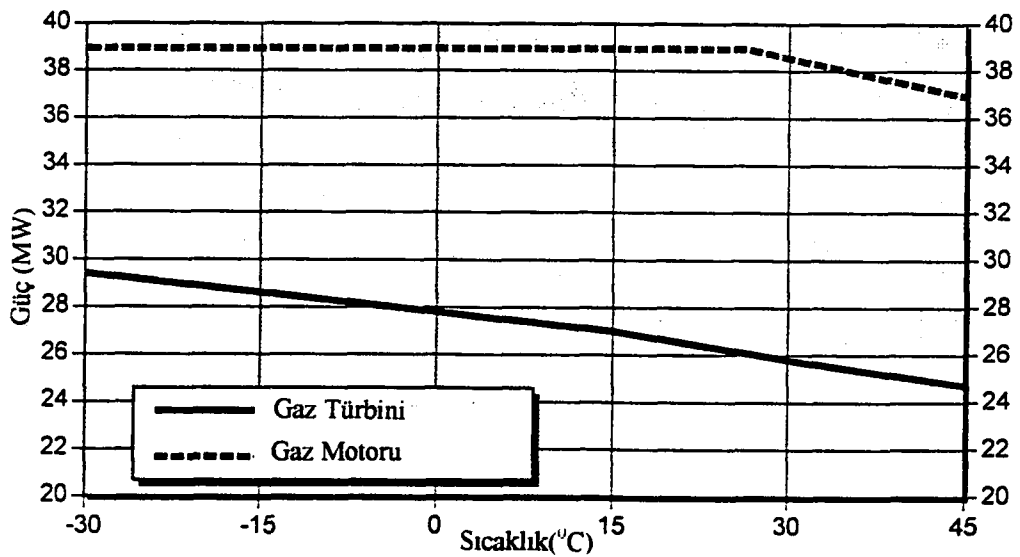
2.7.2 Çevre Sıcaklığının Etkisi

Gaz motorları yüksek sıcaklıklarda bile elektrik verimini korurken gaz türbinlerinin verimi 40°C 'nin üzerinde % 15-20 kadar düşer. Şekil 2.10' e göre gaz türbinin elektrik verimindeki azalma -30°C 'den $+15^{\circ}\text{C}$ 'ye kadar sabittir. Ancak daha yüksek sıcaklıklarda eğrinin eğimi artar.

2.7.3 Çalışma Durumundaki Fark

Start ve stop sayısındaki sıklık gaz türbinini daha fazla etkiler. Başlama zamanı ve çalışma modunda yükü kabul edecek aşamaya kadarki zaman gaz türbininde daha fazladır. Bu değer gaz türbininde 15 17 dakika iken gaz motorunda 2-3 dakikadır. Gaz motorlarının çalışma ömrü daha fazladır ve bakımı daha kolaydır.

Gaz motoru için min 4 barlık gaz basıncı gerekirken, gaz türbininde 16-20 bar basınç gerekir.



Şekil 2.10 Gaz Türbini ve Gaz Motorunun Çevre Sıcaklığına Göre Verim Değişimleri

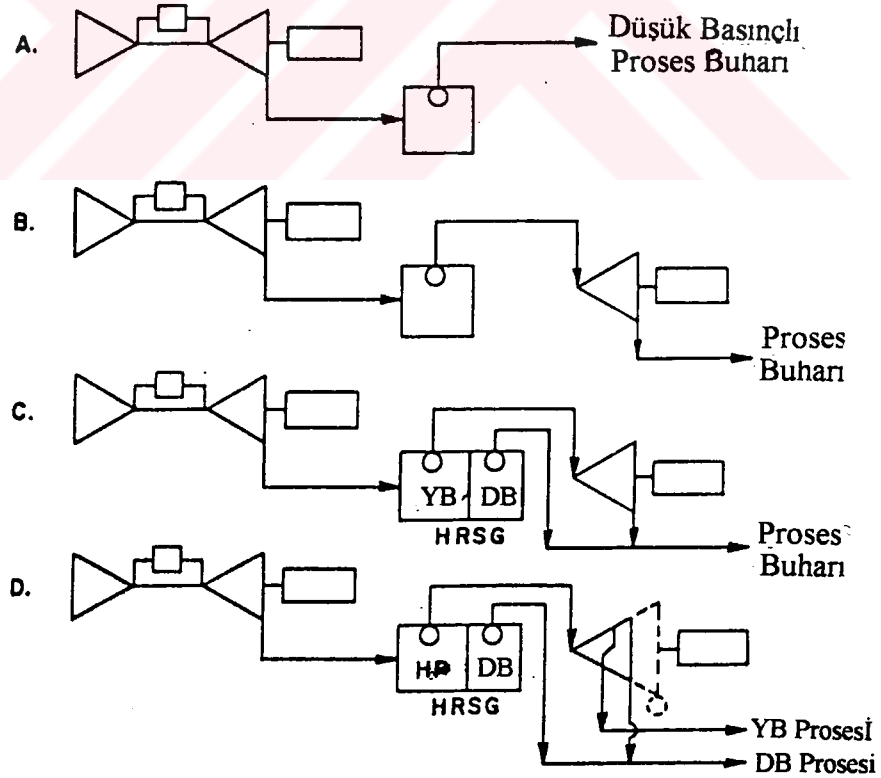
2.8 Kombine Sistem Çevrim Konfigürasyonları

Gaz türbin çevrimleri, yoğuşmasız buhar türbin kojenerasyon sistemlerine nispeten prosesteki birim buhar ihtiyacı başına daha çok güç çıkışı sağlarlar. Bu özellik, uygun yakıtın ekonomik olarak değerlendirildiği endüstriyel tesislerde neden geniş bir kabule sahip olduğunu açıklar.

Isı geri kazanım buhar üreticili (Heat Recovery Steam Generatör, HRSG) gaz türbinler için çeşitli çevrim konfigürasyonları Şekil 2.11’ de görülmektedir. [4]

A: Proses kullanımı için uygun şartlarda buhar üreten bir HRSG’ ye sahiptir ve en basit konfigürasyondur.

B: Arttırılmış buhar şartlarında buhar üretilir. Yani hem gaz türbininden hem de buhar türbininden güç üretilir. Bu konfigürasyon Şekil-3’ dekiler içinde en yüksek güç/ısı oranını verir.



Şekil 2.11 Uygulanabilir HRSG' li Gaz Türbin Enerji Sistemleri

C: 1973' den beri yakıt fiyatlarındaki hızlı artışın bir sonucu olarak yaygın kullanılan bir düzenlemedir. HRSG yüzeyine giren gaz sıcaklığı 1200 F yada daha düşük olduğunda genellikle çok basınçlı HRSG uygulanır. Çok basınçlı HRSG B' deki sisteme nispeten gaz türbin egzost enerjisi geri kazanımında bir artış sağlar.

D: Buhar türbin jeneratöründe bir yoğuşma bölümü içeren bir düzenlemedir. C' deki sistemin genişletilmiş halidir. Buhar türbinindeki yoğuşma bölümü, proses buharı talebine göre HRSG buhar üretiminin esnek olarak kullanılmasına izin verir.

2.8.1 Kullanılan HRSG' ler

Gaz türbin kojenerasyon sistemlerinde bir kaç tane HRSG opsiyonu kullanılır.[4]

- Yanmasız HRSG' ler
- İlave Yanmalı HRSG' ler
- Tam Yanmalı HRSG' ler

2.8.1.1 Yanmasız HRSG' ler:

Yanmasız bir HRSG, gaz türbini egzostundaki gizli ısının bir kısmının geri kazanılması için dizayn edilmiş konvektif ısı değiştiricilerdir. Bu üniteler proste direkt kullanım için 150 psig (doymuş) gibi düşük buhar şartlarında buhar sağlarlar. Yada prosese verilmeden önce buhar türbininde genişletmek için yükseltilmiş buhar şartlarında buhar üretebilirler. Bazu gaz türbin ünitelerinin egzost gazları 1000 °F yada daha fazla, 1500 psig ve 925 °F da buhar, kullanımı için uygun sıcaklıklarda olabilir.

Yanışız HRSG buhar üretimi, üniteye giren egzost akışının ve sıcaklığının bir fonksiyonudur. Böylece ünite, gaz türbinine bağlıdır ve kontrol edilemez.

2.8.1.2 İlave Yanmalı HRSG' ler

İlave yanmalı HRSG' lerde türbin egzost sıcaklığını 1700 °F' lara yada daha az miktarlara çıkarmak için yardımcı yakıcılar kullanılır. Bu üniteler aslında yanışsız dizaynlara benzer yapılarda konvektif ısı değıştiricilerdir. Yardımcı yakıcılar, gaz türbinin işletim modundan bağımsız olarak HRSG' nin buhar üretim kapasitelerini düzenlemeye izin verir. Bunların diğerklerine göre en büyük farkı, ısı transfer bölümünün kısa kanatlara sahip tüplerin olduğı yerdeki yakıcıların akış yönünde olmasıdır.

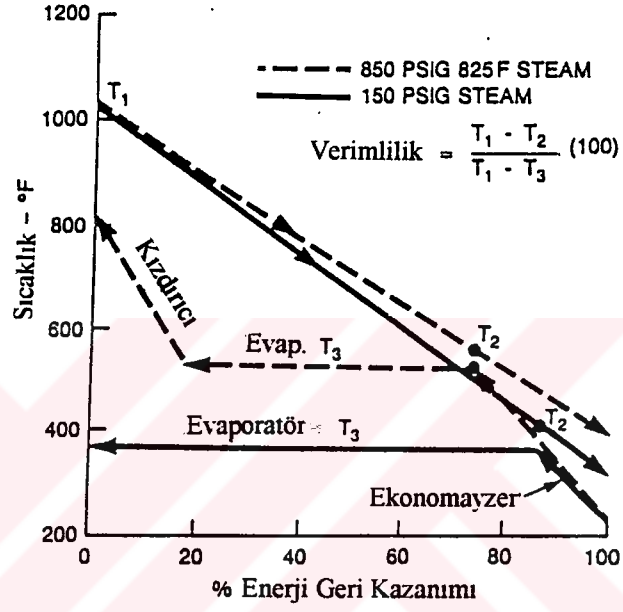
2.8.1.3 Tam Yanmalı HRSG' ler

Tam yanmalı tipindeki bir HRSG bir güç boyleri görünümündedir. Dizayn, genellikle yalnız istenilen buhar miktarını üretmek için ihtiyaç duyulan türbin egzost gaz miktarının, yanma sistemine girmesine izin verir. Egzost akışını dengelemek için by-pass yapılır ve ısı geri kazanım bölümünün ilersinde kullanılan gazlarla tekrar birleşirler. Tam yanmalı HRSG' lerde üretilebilecek max. buhar miktarı, genelde yanmasızlarda elde edilenin 6-7 katıdır. Tam yanmalı HRSG' ler endüstriyel uygulamalarda geniş olarak uygulanmazlar.

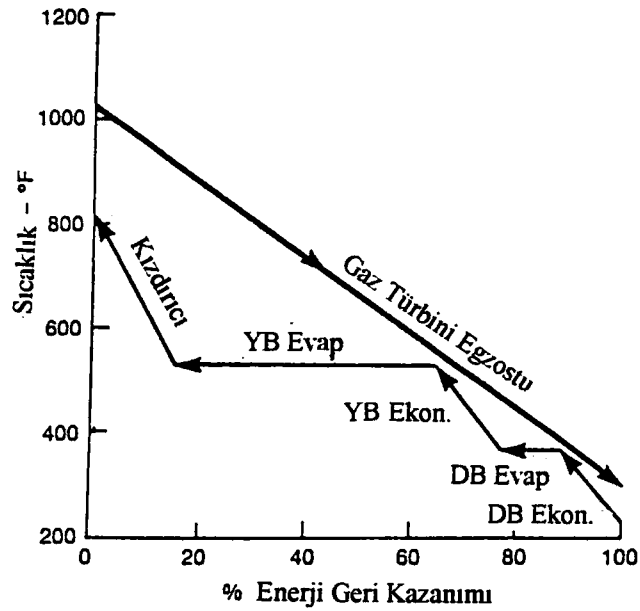
2.8.2 Yanışsız ve İlave Yanmalı Üniteler

Şekil 2.12' de yanışsız HRSG dizaynında sıcaklık ilişkileri basit bir diyagramla gösterilmiştir. $(T_2 - T_3)$ sıcaklık farkı, "pinch point" olarak ifade edilir ve ekonomayzerde dizayn edilmiş alt soğutmanın verimliliğı ve derecesiyle idare edilir. Ayrıca Şekil 2.12' de genelde istenen daha büyük besleme suyu ısıtmasının olduğı buhar türbin sistemlerinin tersine gaz türbin HRSG sistemlerinde düşük bir besleme

suyu sıcaklığı kullanımının önemini de göstermektedir. Şekil 2.12’ deki veriler aynı zamanda, bir HRSG’ nin kombine çevrimi desteklemek için ihtiyaç duyulan daha yüksek buhar şartlarını sağlamak için dizayn edilirse daha düşük enerji geri kazanımı olacağını göstermektedir. Şekil 2.13’ de de görüldüğü gibi çok kademeli enerji kazanımları, buhar türbin kojenerasyonu için kar artışı ve uygun baca sıcaklığı sağlar.[4]



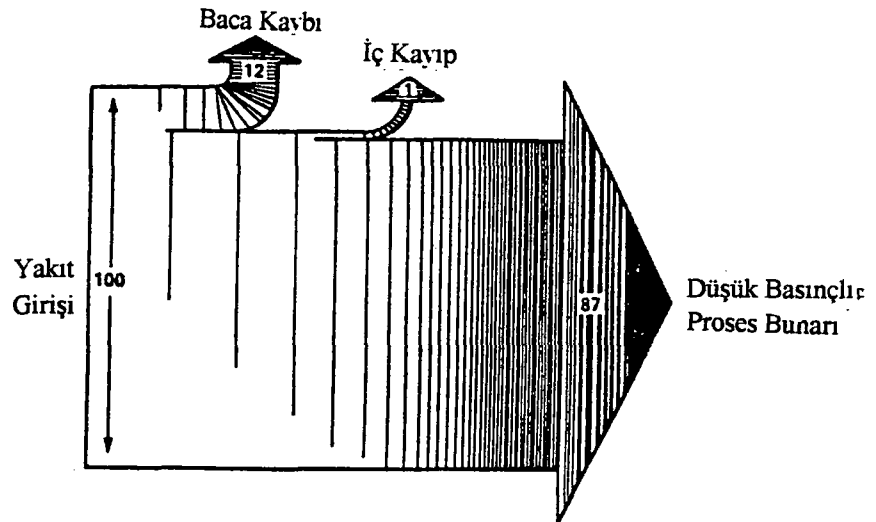
Şekil 2.12 Yanılsız Isı Geri Kazanım Boylerinde Sıcaklık İlişkileri



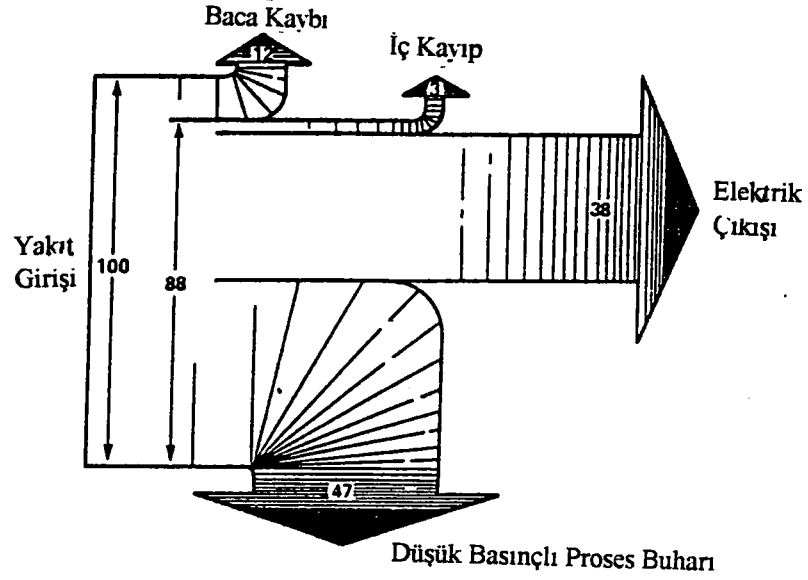
Şekil 2.13 İki Kademeli Yanılsız Isı Geri Kazanım Boylerinde Sıcaklık İlişkileri

2.9 Enerji Korunum Potansiyeli

Enerji korunum potansiyeli, kullanıcının ısı ve elektrik talebine kojenerasyon sistem tipine bağlıdır. Buhar türbinleri, gaz türbinleri ve dizel motorlar farklı elektrik/ısı oranında üretim yaparlar. Yakıt korunumu, kojenerasyon sisteminin enerji çıkışı tipiyle, kullanıcının bütün ihtiyaçlarını eşleme yeteneğine bağlıdır. Kojenerasyon sistemlerinde ısı çıkışı için kullanılan başlıca form buhardır. Endüstriyel yakıt kullanan tesislerin hemen hemen yarısında kolay buhar üretilir. İyi dizayn edilmiş endüstriyel bir boyler, yakıt enerjisinin %85-90' nını ısı enerjisine (buhara) dönüştürebilir (Şekil2.14). Halbuki yüksek basınçlı, yüksek sıcaklıkta ve tek amaçlı modern bir tesiste elektrik üretmek için buhar elde edildiğinde yakıtın yanma ısısının yalnızca %37-40' ı elektriğe dönüştürülür. Geri kalan %60-63' lük enerjinin büyük bir kısmı egzost buharı ile taşınır (Şekil 2.15). Bu miktar yakıt enerjisinin %45-48' i civarındadır. Üretilen elektrik, atılan düşük basınçlı buhardan elde edilebilir yüksek sıcaklıklar üretecek yada daha fazla iş yapacak kapasiteli yüksek kaliteli enerjidir.[8,16]

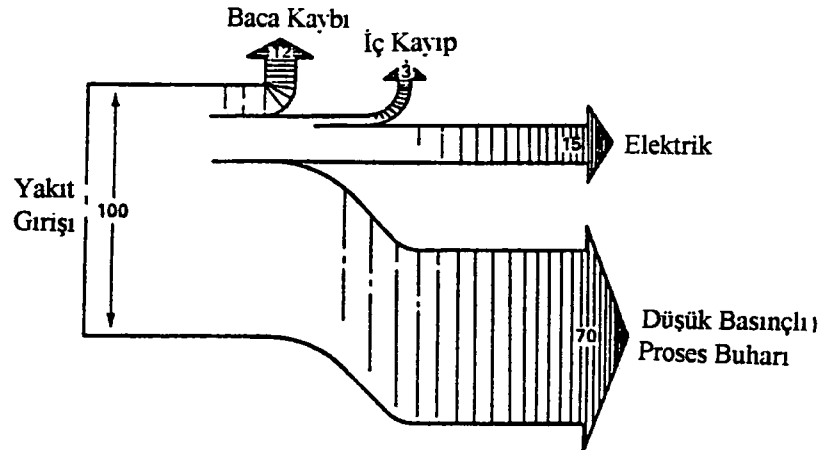


Şekil 2.14 Boyler Enerji Akışı



Şekil 2.15 Güç Tesisi Enerji Akışı

Kojenerasyon sistemleri yakıt kullanımının toplam verimliliğini artırırken kazancın bir kısmı elektrik güç üretiminin zararınadır. Isıtma amaçlı kullanım için türbinden atılan buhar yüksek basınçlı olduğunda, elektrik güç çıkışı oransal olarak azalır. 50 psi basınçta buhar üreten bir kojenerasyon tesisinde giren yakıt enerjisinin %15' i elektriğe dönüşür. Hemen hemen %70 civarında enerji buhar olarak atılır (Şekil 2.16).

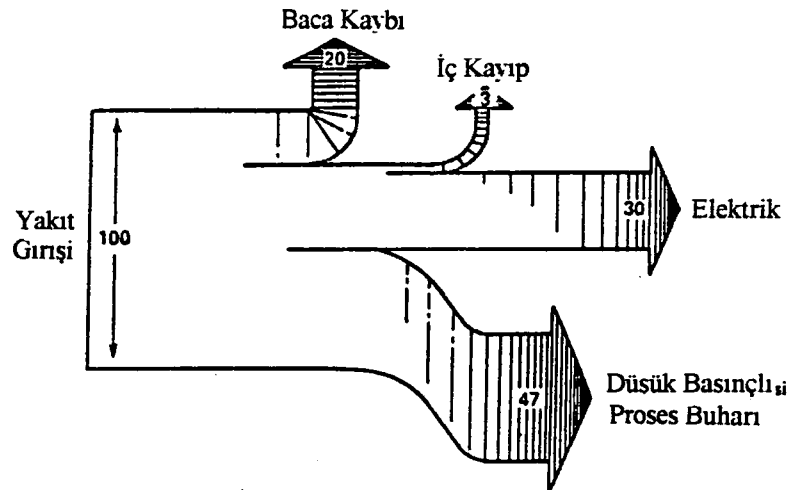


Şekil 2.16 Buhar Türbin Sistemli Kojenerasyon Enerji Akışı

Dizel motorlara yada gaz türbinlerine dayalı kojenerasyon sistemleri daha yüksek elektrik/ısı oranına sahiptirler. Bununla birlikte verilen bir sistem için oran, nispeten sabit ve kuruluş ihtiyacını eşlemek zorundadır yada enerji koruma potansiyelini kısıtlayacaktır. Eğer gerçek talep oranı, sistem dizayn oranından %1-2 daha fazla değişirse, genellikle atmayı basitleştirmek gerekli olur ve fazla enerji çıkışı değerlendirilmeden atılır.

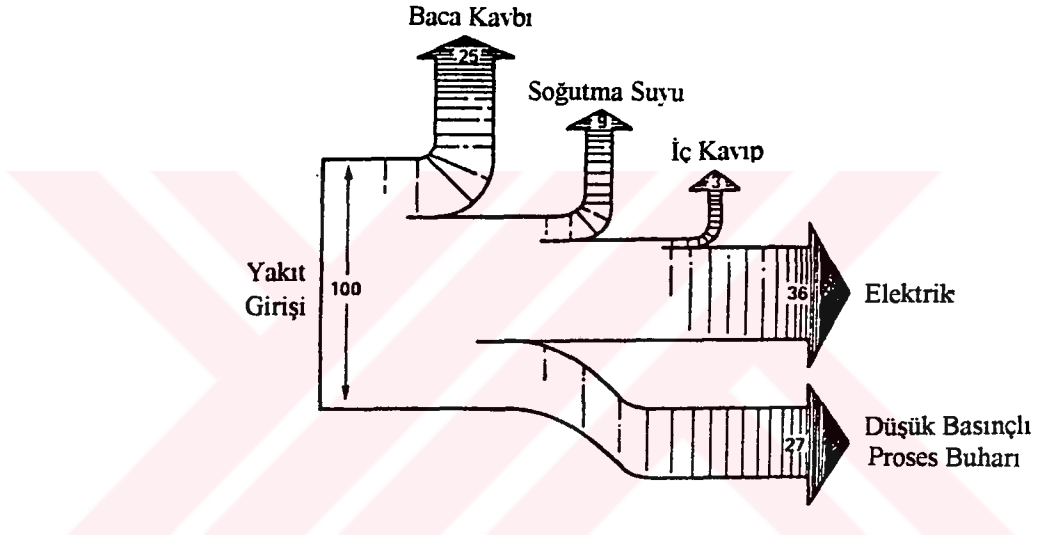
Kojenerasyon sistemleri, mekanik iş, aydınlatma yada ısıtma amaçlı kullanılan elektrik ve buharın değişken taleplerini karşılayabilir. Isıtma yükü kışın artar, elektrik ihtiyacı geceleri daha fazladır. Endüstriyel bir tesis günün bir vardiyası boyunca pik buhar ve elektrik talebi olabilir. Sonuç olarak ısı ve elektrik talepleri aynı anda birbirleriyle karşılaşmayabilirler. Yaralı yakıt korumalı bir kojenerasyon sistemi, yükleri eşlemek için oransal olarak elektrik ve ısıyı üretebilmeli yada ihtiyaçlara göre düzenleyebilmelidir. Proses buharı yada elektrik üretimi gibi tek amaçlı sistemlerde yakıt girişi ve işletim karakteristikleri yalnız bir çıkış talebine göre kontrol edilir.

Farklı kojenerasyon modları, elektrik/yüksek ve düşük sıcaklıklı ısı oranlarını çeşitlendirebilir. Basit bir buhar türbin kojenerasyon sistemi her 70 Btu buhar için yalnızca 15 Btu elektrik üretebilir (Şekil 2.16). Gaz türbini ve egzost ısı boyleri kullanan bir kombine çevrim kojenerasyon sistemi ise 47 Btu buhar yüküyle 30 Btu elektrik üretir (Şekil 2.17). Egzost ısı boyleri kullanan dizel kojenerasyon sistemi ise her 27 Btu buhar yükü için 30 Btu elektrik üretir (Şekil 2.18).



Şekil 2.17 Kombine Çevrim Sistemli Kojenerasyon Enerji Akışı

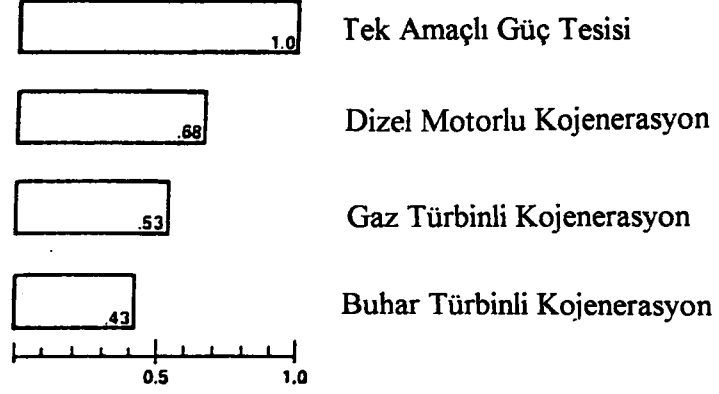
Bu elektrik/buhar oranları, genel bir endüstriyel kullanım için gerekli 50 psi buhar basıncına dayalıdır. Daha yüksek basınç ihtiyacı olan çoğu buhar sistemi için elektrik / buhar oranı, buhar türbini kojenerasyonunda daha düşecek, gaz türbini yada dizel motor için ise daha artacaktır. Bununla birlikte yüksek elektrik/buhar oranı için sistem dizaynında, birim elektrik başına yakıt tüketimi artar ve enerji korunum potansiyeli azalır. Bu yüzden bir kojenerasyon sisteminde tüm yakıt kullanım verimliliği, kullanıcının elektrik ve yüksek yada düşük basınçlı buhar ihtiyacına göre kurulan sistemin tipine bağlıdır.



Şekil 2.18 Dizel Sistemli Kojenerasyon Enerji Akışı

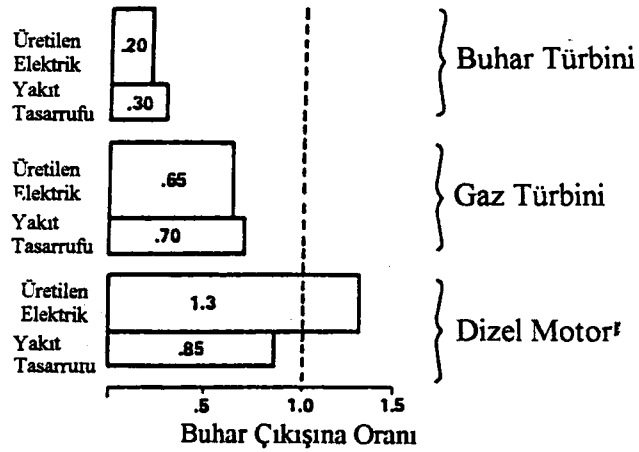
Kojenerasyon son zamanlarda endüstriyel bir tesisin, basit bir boyler ve buhar türbini ile elektrik ve buhar ihtiyacını karşılayan favori sistem olmuştur. Çoğu tesis enerji talebinin %65-80' i düşük basınçlı (25-150 psi) buhar olarak ve %20-35' i de elektrik olarak kullanılır.

Genelde endüstriyel kojenerasyon sistemleri, kuruluşun ısı ihtiyacını sağlamak ve elektriği sadece bir ürün olarak göz önünde bulundurarak dizayn edilirler. Bu elektrik bazen satılabilir de. Bazen de tek amaçlı güç tesisinde klasik olarak üretilen elektriğin yerini alır. Kullanılan sisteme bağlı olarak üretilen elektrik, tek amaçlı güç üretim tesisinin verimine göre normal olarak ihtiyaç duyulan yakıtın yalnızca %40-70' i ile üretilir (Şekil 2.19).



Şekil 2.19 Birim Elektrik Başına Enerji İhtiyacı

Böylece yakıt korunum potansiyeli, ürün olarak üretilebilen elektriğin miktarına ve dönüşte kullanıcının buhar yada sıcak su talebine bağlıdır. Verilen bir ısı çıkış ihtiyacı için buhar türbin kojenerasyonu, buhar çıkışındaki enerjinin max. %30' u yakıt tasarrufuyla elektrik üretimi yapar. Gaz türbini ve dizel motor sistemlerinde tüm yakıt tasarrufu, buhar çıkış enerjisinin %70-85' ine eşittir (Şekil 2.20). Bununla birlikte bu iki üretim modu yüksek elektrik/buhar oranıyla üretim yaptıkları için üretilen birim elektrik başına yakıt tasarrufu buhar türbinlerinden daha azdır.



Şekil 2.20 Dönüşüm Verimlilik Aralığı

Kojenerasyon kullanan tüm yakıt koruma potansiyeli, düşük basınçlı ısı ve elektrik için kullanıcı talebinin büyüklüğüne ve özelliklerine bakar. Bireysel kullanıcının ekonomik ihtiyaçlarına ve tam işleme göre kullanılan kojenerasyon sistemleri, max. yakıt tasarrufuyla üretirler. Sistem yakıt-ucuz elektrik sağlayan bir sistem olsa bile düşük elektrik/yüksek buhar oranına göre kullanılan bir kojenerasyon sistemi, yüksek elektrik/düşük buhar talebi olan bir kullanıcı için iyi servis vermez. Yakıtın çift kullanımını sağlayan elektrik üretiminin buhar üretimiyle birlikte olması ihtiyaç duyulan zamanda yada miktarda elektrik veya buharı üretemeyebilir. Bu çelişki, kojenerasyondan elde edilen yakıt korunum karlarının gerçekleşmesine mani olan faktörlerden biridir.

2.10 Kombine Elektrik ve Isı Üretim Sistemlerinin (CHP) Temel Elemanları

Bu sistemler beş temel elemandan oluşur.[17]

- Motor
- Elektrik Jeneratörü
- Isı Dönüşüm Sistemi
- Kontrol Sistemleri
- Egzost Sistemi

Bazı uygulamalarda gürültüyü azaltmak için bir akustik duvar da sisteme ilave edilmektedir.

Bu sistemde giren yakıt miktarının %80 ve bazen %90' ı elektriksel güce ve ısıya dönüştürülmektedir. Bu sistemi boylerli enerji işletmeleriyle karşılaştırmak mümkün olmasına karşın, boyler sadece ısı üretirken CHP ünitesi aynı zamanda yüksek değerde elektrik üretir ve bu sayede finansal açıdan da önemli fayda sağlar. Giren yakıtın yaklaşık %28' i faydalı elektrik gücüne dönüşürken, %50' si de faydalı ısıya dönüşür.

Bu dönüşümün etkinliği üniteye bağlıdır ve daha büyük alanlar kullanıldığında yakıtın %35' i faydalı elektrik gücüne dönüştürülebilir.

2.10.1 Motorlar

CHP sistemlerinde kullanılan 3 tip temel motor bulunmaktadır. Bunlar; endüstriyel gaz motorları, otomotiv türevi gaz motorları ve dizellerdir. Ölçüler 26 kWe' den başlamaktadır.

Günümüzde CHP sistemlerinde kullanılan popüler yakıt doğalgazdır. Bu da genellikle kıvılcım tutuşturmalı gaz motorlarında kullanılır. Motorlar otomotiv veya endüstriyel tiptir.

Yeni paket tip CHP sistemlerinde dizel motorlar da kullanılmakta olup, mevcut uygulamaların bir kısmında bu motorlar yedekleme amaçlı kullanılmaktadır. Dizel/gaz yakıt motorları 500 kWe' nin üstündeki büyük CHP sistemlerinde de mevcuttur.

2.10.2 Jeneratörler

CHP sistemlerinde asenkron ve senkron olmak üzere iki tip jeneratör kullanılır. Bir senkron jeneratör ana frekansın katlarıyla dönmektedir ve genellikle 50 Hz için 1000, 1500 ve 3000 d/d devirler elde edilir. Asenkron bir jeneratörde ise rotor hızı %2,5 daha fazladır ve güç çıkışları ile değişebilir.

2.10.3 Isı Dönüşüm Sistemleri

Genelde CHP sistemlerinde max. kazancı elde etmek için jeneratörden, motor soğutma devrelerinden ve egzost gazlarından mümkün olan en fazla ısıyı geri kazanmalıyız. Böylece sadece ısıtma yada proses buharı amaçlı sistemlerin ısı ihtiyacını azaltabiliriz. Yararlı ısının %90' nından fazlası geri kazanılabilir. Bunu sağlamak için birkaç ısı değiştiriciye ihtiyaç vardır. Yakıtın %50' si yüksek mertebede ısı olarak sıcak su formunda geri kazanılabilir. %10 veya daha fazlası ise 30-40 °C' de düşük dereceli ısı olarak geri kazanılabilir. Bu da tam kapasitede bir boylerin %75-80' i ile karşılaştırılabilir.

Kaynak sıcaklıkları geri kazanılan ısının formunu sınırlandırır. Giren yakıtın yaklaşık % 33' ü motor ceketlerinde düşük sıcaklıklı sıcak su formunda 70-85 °C civarında yada 15 psi' lik basınçlara kadar buhar olarak geri kazanılabilir. Egzost gazlarından 100 psi' lik buhar geri kazanımı gerçekleşebilir, ancak ısı kazanımının verimi klasik düşük sıcaklıklı sıcak su kazanımına göre düşüktür ve ekipmanları daha pahalıdır.

Kondens ısı kazanımıyla egzost gazlarının yoğuşma ısı, 30-40 °C' de sıcak su olarak geri kazanılabilir.

2.10.3.1 Su-Su Isı Değiştiricileri

%60' ın üzerinde yüksek mertebeli ısıyı motor soğutma ceketlerinden elde etmek mümkündür. Ancak basınç, korozyon ve termal şoktan dolayı bunu direkt olarak servis suyu kullanarak yapmak mümkün değildir. Bu yüzden ısı normalde su-su ısı değiştiricileriyle transfer edilir. En çok kullanılan tipi " shell and tube" ısı değiştiricisidir. Çoğu genelde uzundur ve bakım için rahat giriş sağlar.

2.10.3.2 Gaz-Su Isı Değiştiricileri

Egzost gazlarındaki ısı, gaz-su ısı değiştiricilerinden geri kazanılır. Bu, servis suyu olarak kullanılabilceği gibi gerektiğinde yüksek sıcaklıklara da çıkabilir. Egzost ısı değiştirgeci, ısı ihtiyacının az olduğu yaz aylarında veya acil durumlarda gaz tarafından by-pass edilebilir.

2.10.3.4 Kondens Isı Değiştiricileri

CHP ünitelerindeki gaz-su ısı değiştiricileri egzost gazı sıcaklığını 650 °C' den 120 °C' ye düşürürler. Bazı imalatçılar, ilave kondens ısı değiştiricileri ile egzost gazları içindeki su buharını yoğuşturarak daha fazla ısı kazanımı önerirler. Böylece termal verim artar. Egzost gazının yoğuşması gaz-hava oranına bağlı olarak 55-60 °C' de gerçekteşir. Bu ısı değiştiricisi genelde 40 °C' nin altında soğuk su kaynağına direkt olarak bağlanır.

Kondens ısı kazanımı genelde doğalgaz yakılan sistemlere uygulanır. Dizel veya biyogaz egzostları yüksek oranda sülfür dioksit içerir ve diğer atık ürünleri içerir ki, su buharı kondens edildiğinde egzost bağlantılarında çürümelere yol açabilir.

2.10.4 Egzost Sistemleri

CHP üniteleri, karbonmonoksit ve diğer zararlı gazları içeren yanma ürünlerini atacak egzost sistemlerine ihtiyaç duyarlar.

Bu gazlar aşırı koroziyel olup uygun malzeme kullanılmalı ve kondens drenajları sağlanmalıdır. Çoğu durumda motor sesini azaltmak için susturucu ilave edilmelidir.

Bu sebeplerden egzost, insanlardan ve pencerelerden uzak tutulmalıdır.

BÖLÜM 3. TOPKAPI ŞİŞE SAN. A. Ş. ' DE ELEKTRİK ÜRETİMİ

Birinci bölümde de belirtildiği gibi Türkiye bir enerji darboğazıyla karşı karşıyadır. Elektrik kesintileri ve voltaj dalgalanmaları gün geçtikçe artmaktadır. Bir çok işletme gibi Topkapı Şişe San. A.Ş. 'de kendi elektriğini üretme zorunluluğu içindedir.

Elektrik kesintileri ve voltaj dalgalanmaları kısa süreli de olsa, uzun süreli üretim kayıplarına yol açmaktadır. Ayrıca bu duruşlar kalıp yaralanmalarına, mekanizma ve sistemlerin hasara uğramalarına da sebep olmaktadır. Üstelik üretilen elektriğin birim maliyeti TEK 'ten alınan elektriğin birim fiyatından daha düşüktür. Yani kısaca;

- Elektrik kesintileri ve voltaj dalgalanmalarından dolayı oluşan üretim kayıplarını önleme
 - Frekans ve gerilim oynaması gibi elektriğin kalitesini etkileyen unsurların makinalara olan olumsuz etkilerini kaldırma
 - Ucuz elektrik üreterek maliyetlerin düşmesini sağlama
- amaçlarıyla elektrik üretimi işletme için kaçınılmaz olmuştur.

3.1 Topkapı Şişe 'de Genel Durum ve Şişe Üretimi

Topkapı Şişe 'de 4 fırın ve bunlara bağlı 15 makina ile oldukça geniş bir çeşitlilikte, 17 gr 'dan 2300 gr 'a kadar, şişe ve kavanoz imalatı yapılmaktadır. Şişe ve kavanoz üretimi, dünya standartlarında ileri teknolojiler kullanılarak IS (Individual Section) makinalarında gerçekleştirilmektedir.

IS makinaları, birbirinden bağımsız olarak çalışabilen ve gerektiğinde makinayı etkilemeden kapatılabilen “kol (section)” adı verilen bölümlerden oluşur. Kol

Elektrik kesintileri ve voltaj dalgalanmaları hem üretim kaybına yol açmakta hem de

mekanik ve elektronik sistemlere zarar vererek duruş sürelerini uzatmaktadır. Pnömatik çalışan IS makinalarına basınçlı hava sağlayan Kompresörler de en ufak voltaj dalgalanmalarından etkilenmektedirler. Tablo 3.1' de Elektrik kesintileri ve voltaj dalgalanmalarının süre ve sayıları ile sebep oldukları duruş süreleri gösterilmiştir.

Tablo 3.1 1997 İlk 4 Ayı Elektrik Kesintilerinin Etkileri

AYLAR (97)	DURUŞ Koldakika	KAYBEDİLEN NET TON	KAYBEDİLEN HASILAT (\$)
OCAK	10955	316	125.462
ŞUBAT	13100	364	143.795
MART	3715	96	39.363
NİSAN	693	20	7.453
TOPLAM	28463	796	316.073

' 96 verilerine ve fiyatlarına göre;

1 saatlik duruş maliyeti 155 DM / kolsaat' tir.

Her bir şebeke bozulması için tüm imalat makinalarında kol başına ortalama 2,592 dakika üretim kaybı olmaktadır. Buna göre;

$$112 \cdot 2,592 = 290 \text{ kol dakika} = 4,84 \text{ kol saat}$$

Bir şebeke bozulmasından dolayı oluşan toplam zarar;

$$4,84 \cdot 155 = 750 \text{ DM}$$

Bir saatlik elektrik kesintisinden dolayı oluşan toplam zarar;

$$112 \cdot 155 = 17360 \text{ DM/h}$$

3.3 Topkapı Şişe' nin Elektrik Üretim Tesisinin İhtiyaçları

Kapasite: Topkapı Şişe ve Araştırma: 7 MW

Makina Kalıp Sanayii : 1 MW

Gelecekteki artışlar : ~ 4 MW

Toplam Kapasite : ~ 12 MW net elektrik

Sistem: Dizel motor ve kombine sistem olmak üzere iki sistem karşılaştırılacaktır.

Yakıt: Ana yakıt olarak doğalgaz ve alternatif yakıt olarak da fueloil yada LPG kullanılacaktır.

Yerleşim: Boş alan sınırlı olduğu için sistem kompakt olmalıdır.

Tesis kendi su arıtma sistemiyle birlikte kurulmalıdır ve emisyon değerleri TA-LUFT seviyelerinde olmalıdır.

Kullanılacak jeneratör üç fazlı, 50 Hz, 34,5 kV ve $\cos\phi = 0,8$ olan senkronizasyon jeneratörü olmalıdır. Ayrıca jeneratör değişen yüklerde ve değişen güç faktörlerinde sürekli olarak çalışabilmelidir.

3.4 Topkapı Şişe İçin Uygun Sistemin Seçimi

Bölüm 2' de elektrik ve buhar üretiminin birlikte yapıldığı kojenerasyon sistemleri ve bunların konfigürasyonlarından bahsedilmişti. Ancak bu sistemlerin çoğu Topkapı Şişe' deki kısıtlamalar nedeniyle göz önünde bulundurulmamıştır. Bu kısıtlamalar şöyle sıralanabilir;

- Proses buharına ihtiyaç olmaması
- Fabrika su tesisatının ve kapasitesinin yetersiz oluşu
- Güç tesisi alanının küçük olması

İşletmede alan ısıtmasında, A, B, D fırınlarındaki atık ısı kazanlarından yararlanılır. Ancak ısıtma kapasitesinin artırılması ve tesisatın yenilenmesi sonucu bu sistemler yetersiz kalmaktadırlar. Bu yüzden elektrik üretim tesisinden elde edilecek ısı, mevcut sisteme uygun olarak işletmede alan ısıtmasında kullanılacaktır.

3.5 Elektrik Üretim Tesisleri

3.5.1 Çift Yakıtlı Gaz Motoru

Sistem birden fazla üniteden oluşmak zorundadır. Herhangi bir arıza anında yada bakım sırasında sistem tamamen devre dışı kalmamalıdır. Bu sebeple sistem iki üniteden oluşacaktır. Ünite sayısı arttıkça yatırım maliyeti artmakta ve buna bağlı olarak da geri ödeme süresi uzamaktadır. Ünite sayısına bağlı fiyat karşılaştırmaları ilerde yapılacaktır.

3.5.1.1 Kojenerasyonda Kullanılan Gaz Motor Sistemleri

Motorlu kojenerasyon sistemleri, kullanılan yakıtın termik enerjisini elektriğe dönüştürüp açığa çıkan atık ısısında kullanımına imkan vererek sistem veriminin artmasını sağlayan sistemlerdir.[18]

Kullanılan yakıtın % 35-40' ı elektriğe, % 45-50' si ise kullanılır termal enerjiye dönüşmektedir. Sadece % 10-15' lik bir kayıp söz konusudur.

Motor kapasitesi seçiminde elektrik ihtiyacı baz alınsa da kullanılabilir atık ısı miktarı da fizibiliteyi etkilemektedir. Atık ısı kış aylarında ısıtmada, yaz aylarında ise absorpsiyonlu soğutma sistemleri ile klima sistemlerinde kullanılabilir.

Motorlu kojenerasyon sistemleri motor, jeneratör, ısı eşanjörleri ve elektrik enerjisi kullanım ekipmanlarından oluşur.

3.5.1.1.1 Motorlar

İstenen güce göre 4 tip motor kullanılmaktadır.

- Otto-Gaz Motoru
- Dizel-Gaz Motoru
- Dizel Motoru
- Ağır Yağ Motoru

Doğalgazın en temiz ve en ucuz enerji kaynağı olması ve temiz yanma sayesinde motor ömrünü uzatması ve kükürt oranı düşük olduğu için çevreyi kirletmemesi nedenlerinden Otto-Gaz Motorları tercih edilmektedir. Otto-Gaz motorları havanın silindirlere alınmasına göre iki tiptirler.

- Serbest Emişli Gaz Motorları
- Turbo Şarjlı Fakir Karışım Gaz Motorları

Turbo şarjlı gaz motorlarında hava-yakıt karışımı serbest emişli motorlardaki gibi 1:1 oranında değil daha fakir olarak hazırlanmaktadır. Egzost gazı hattında bulunan bir türbin sayesinde hava sıkıştırılarak silindire verilmektedir. Fakir karışım sayesinde egzost gazları emisyonları da oldukça düşüktür. Ancak hava fazlalığı neticesinde düşük yanma hızı dolayısıyla da verim düşüklüğü söz konusudur.

3.5.1.1.2 Isı Eşanjörleri

Motorlu sistemlerde atık ısı, motor gövdesi, yağ soğutma grubu, şarj havası ilk kademe soğutucusu ve egzost gazından sağlanır. Şarj havası ek olarak ikinci kademedede de soğutulur.

3.5.1.1.3 Acil Soğutma Eşanjörü

Eşanjörden geçen su ısınarak ısıtma sistemine girmekte ve taşıdığı ısıyı bırakıp soğuduktan sonra tekrar eşanjöre dönmektedir. Herhangi bir sebeple soğumayan suyun, motorun aşırı ısınmasına neden olmaması için acil soğutma eşanjörü devreye girer ve ısının atılması sağlanır.

3.5.1.1.4 Jeneratör

Kojenerasyon sistemleri genellikle senkron jeneratörle çalışmaktadırlar. Senkron jeneratörler problemsiz yedek enerji ve endüktif kör güç üretimi gibi avantajları vardır. İç soğutmalı imal edilen jeneratörler, su soğutmalı sistemin pahalılığı ve elde edilen ısının (30 °C soğutma suyu) kullanılamaması nedeniyle oda havası ile direkt olarak soğutulurlar. En çok kullanılan tipler bakım istemeyen, fırçasız jeneratörler olup entegre tahrik ve gerilim kontrolü ile donatılmışlardır.

3.5.1.1.5 Egzost Gazı Temizleme Sistemi

Zararlı maddelerin sınır değerleri TA - LUFT normu ile belirlenmiştir. Endüstriyel tesislerde temizleme sistemlerinin bulunması ve fakir karışumlu motorların kullanılması ile TA - LUFT sınır değerlerinin altında kalılabilmektedir.

3.5.1.1.6 Elektrik Enerjisi Ekipmanları

Gerilim Yükseltici Transformatörler (Step-up Transformatör): Jeneratörün alçak gerilimli elektrik üretmesi halinde 400 V' luk gerilim bu transformatör tarafından orta gerilime (10 kV) dönüştürülür.

Orta Gerilim Şalt Tesisi: Üretilen elektrik enerjisinin transformatörden sonra işletme içi şebekeye verilmesini veya şehir şebekesine paralel hale getirip kullanımını sağlar.

Şebekeden Ayırma Tesisi: Şehir şebekesindeki alçak gerilim, düşük veya yüksek frekans ve faz kayması gibi durumları tesbit edip besleme şalterini açarak işletme içi şebekenin etkilenmesini önleyen tesistir. Bu sırada Kojenerasyon modülleri çalışmaya devam ederek ve kendi frekansını ayarlayarak işletme içi şebekeyi besler.

3.5.1.1.7 Kojenerasyon Sisteminde Bağlantılar

Motorlarda soğutma sisteminin aniden durdurulması mümkün değildir. Çünkü motor çalıştığı sürece ısınmakta ve soğutulması gerekmektedir. Ana amacı elektrik üretimi olan kojenerasyon sisteminde atık ısıya ihtiyaç olmasa bile soğutma işlemine devam edilecektir. Ayrıca tesis planlanırken soğutma suyunun motora giriş çıkış sıcaklıkları oldukça dar aralıklarda belirlenmiş olup sapmasız olarak kontrolü gerekir. Isıtma

amaçlı kullanılan tesislerde soğutma suyunun şartları hem motorun hem de ısıtmasisteminin şartlarına uygun olmalıdır.

Bu sebeplerden dolayı sistemin tasarlanmasında atık ısının kullanılabilirliği, elektrik ve ısı ihtiyaçları, ısı deposu kapasitesi gözönünde bulundurulmalıdır. Ayrıca sistemin devreden çıkması durumunda yeterli ısı rezervinin bulunması ve sistemdeki tüm sıcaklık ve basınç değerlerinin doğru ölçülmesi ve sürekli kontrol edilmesi gereklidir.

3.5.1.2 İşletmede Kullanılacak Motorun Karakteristikleri

Bu sistem için MAN marka 16 V 32/40 DG tipinde motor incelenmiştir. Bu motorun teknik özellikleri aşağıda belirtilmiştir.[19]

Çalışma çevrimi: 4 stroklu

Yanama prosesi (çift yakıt operasyonu): Ön oda enjeksiyonlu ateşleme proses ve düşük basınçlı gaz enjeksiyonu

Silindir Çapı: 320 mm

Piston Stroğu: 400 mm

Güç/ağırlık oranı : 10,9-12,1 kg/kW

Soğutma: Silindirler, şarj havası ve yakıt enjeksiyon nozulları su ile soğutulur.

Başlama: Sıkıştırılmış hava ile başlatılır.

Çift yakıt operasyonlarında NOx emisyonları:

NOx optimizeli versiyon:< 500 mgNOx/Nm³ egzost gazında (TA-Luft'a uygun olarak)

Tüketim optimizeli versiyon: < 1500 mgNOx/Nm³ egzost gazında

Motor ana yakıt olarak doğalgaz kullanmakta ve önceden de belirtildiği gibi doğal gazı yakmak içinde ana yakıtın % 1' i oranında dizel kullanılmaktadır.

Motor tipi: 16 V 32/40 DG

Yıllık çalışma süresi: 8000 saat/yıl (Bakım için gerekli duruşlar düşüldükten sonra)

Doğalgazın ısı değeri: 8250 kcal/m³

Ana yakıt tüketimi: 1535 m³/h = 14726 kW

Senelik yakıt tüketimi (SYT): 12.278.450 m³/yıl

Elektrik üretimi: 6145 kW

Sistemde kullanılan iç ihtiyaç: 200 kW

Net elektrik üretimi: 5945 kW

Senelik net elektrik üretimi (SEÜ): 47.460.000 kWh/yıl

Yağ tüketimi: 6,5 lt/h

İlave yakıt dizelin ısı değeri: 10.200 kcal/kg

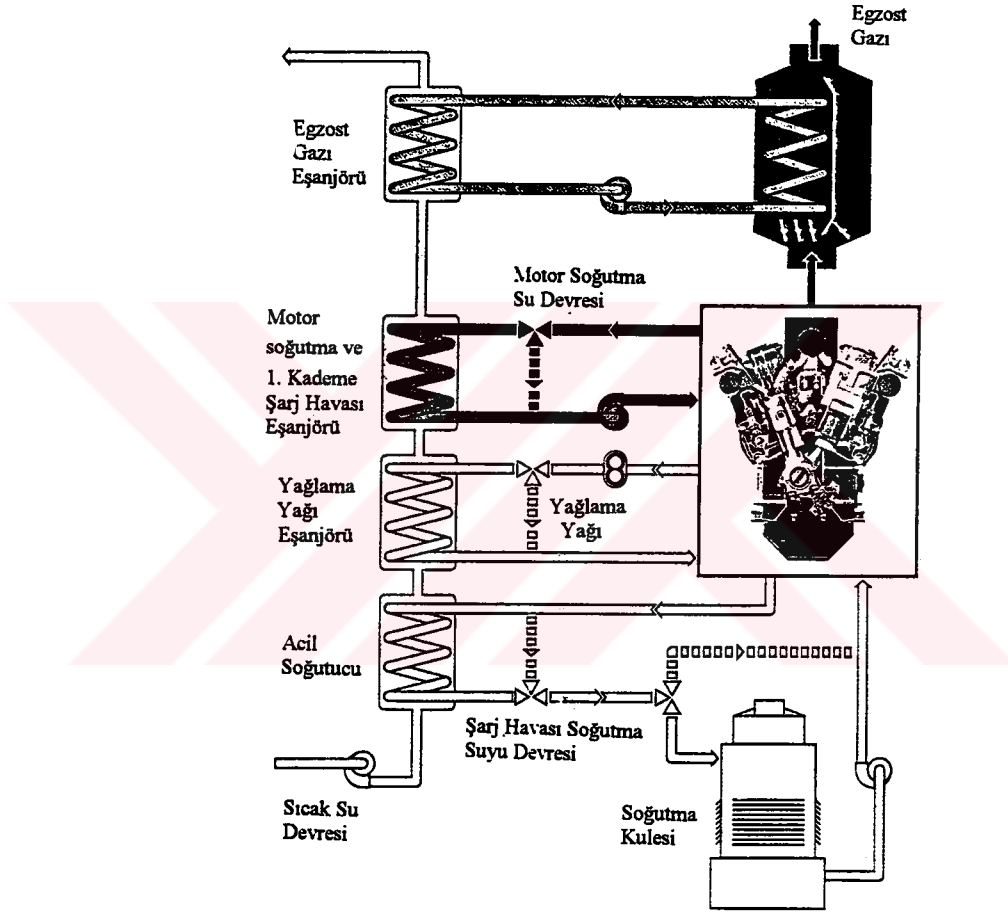
İlave yakıt tüketimi: 12,645 kg/h = 150 kW

Senelik ilave yakıt tüketimi (SİYT) : 101.159 kg/yıl

Toplam üretilen elektrik enerjisi: 95.120.000 kWh/yıl (2 ünitenin toplam üretimi)

3.5.1.3 Atık Isı Kullanım Sistemi

Motor soğutma ve egzost gazı ısılarının kullanımını gösteren şema Şekil 3.1' deki gibidir.



Şekil 3.1 Gaz Motoru Isı Geri Kazanım Şeması

Şekil 3.1' deki soğutma grupları ve sayısal değerleri aşağıdadır.

1) Motor soğutma suyu çıkış: 90 °C

Motor soğutma suyu giriş: 80 °C

2) 1. Kademe şarj havası soğutucusu çıkış: 80 °C

1. Kademe şarj havası soğutucusu giriş: 70 °C

Bu iki grup seri olarak kullanılır. Soğutucu su debisi 96 m³/h tir.

3) 2. Kademe şarj havası soğutucusu çıkış: 31 °C

2. Kademe şarj havası soğutucusu giriş: 25 °C

Soğutucu su debisi 96 m³/h tir.

4) Yağ soğutucusu çıkış: 73 °C

Yağ soğutucusu giriş: 65 °C

5) Egzost gazı çıkış: 120 °C

Egzost gazı giriş: 342 °C

Egzost gazı debisi 50897 kg/s' dir.

Isı geri kazanımından elde edilen ısı işletmede kullanılmak için 100-60 sisteminde olacak şekilde değerlendirilecektir.

3.5.1.3.1 Yağ Soğutucusu

Motorun yağ soğutucusu 730 kW gücündedir. Buna göre bu ısıyı alacak akışkanın debisi şöyle bulunur.

Isıtma sisteminden dönen suyun sıcaklığı 60 °C' dir. Bu suyun yağ soğutucusundan çıkış sıcaklığı 65 °C' dir.

$$Q = m_s \cdot C_p \cdot \Delta T$$

$$730 = m_s \cdot 4,185 (65 - 60) \Rightarrow m_s = 34,88 \text{ kg/s} = 125,6 \text{ t/h}$$

3.5.1.3.2 Motor Gövde Soğutucusu ve 1. Kademe Şarj Havası Soğutucusu

Motor gövde soğutucusundan elde edilen ısı;

$$Q = m_{gs} \cdot C_p \cdot \Delta T = 96.000 \cdot 4,2 \cdot (90 - 70) = 2240 \text{ kW}$$

$$Q = m_s \cdot C_p \cdot \Delta T$$

$$2240 = 34,88 \cdot 4,19 \cdot (T_{\text{ç}} - 65) \Rightarrow T_{\text{ç}} = 80 \text{ } ^\circ\text{C}$$

3.5.1.3.3 Egzost Gazı Eşanjörü

Egzost gazı eşanjörü ancak doğalgaz kullanıldığında $120 \text{ } ^\circ\text{C}$ ' ye kadar düşürülebilir.

$$Q = m_g \cdot C_p \cdot \Delta T = 50.897 \cdot 1,08 \cdot (342 - 120) = 3390 \text{ kW}$$

$$Q = m_s \cdot C_p \cdot \Delta T$$

$$3390 = 34,88 \cdot 4,21 \cdot (T_{\text{ç}} - 80) \Rightarrow T_{\text{ç}} = 103 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\text{Geri kazanılan toplam ısı : } 730 + 2240 + 3390 = 6360 \text{ kW} = 5.469.008 \text{ kcal/h}$$

3.5.1.3.4 İkinci Kademe Şarj Havası Soğutucusu

İkinci kademe şarj havası soğutucusu 585 kW gücündedir. Buna göre bu ısıyı alacak akışkanın debisi şöyle bulunur.

$$Q = m_k \cdot C_p \cdot \Delta T$$

$$585 = m_k \cdot 4,179 \cdot (31 - 25) \Rightarrow m_k = 23,33 \text{ kg/s} = 84 \text{ t/h}$$

3.5.1.4 Santral Değerleri

3.5.1.4.1 Çevrim Verimleri

Senelik yakıt tüketimi (SYT) : $14726 \cdot 8000 = 117.808.000 \text{ kWh/yıl}$

Senelik ilave yakıt tüketimi (SİYT) : $150 \cdot 8000 = 1.200.000 \text{ kWh/yıl}$

Senelik toplam yakıt tüketimi (STYT) : $119.008.000 \text{ kWh/yıl}$

Senelik elektrik üretimi (SEÜ) : $47.560.000 \text{ kWh/yıl}$

Senelik ısı üretimi (SIÜ) : $6360 \cdot 8000 = 50.880.000 \text{ kWh/yıl}$

Elektrik verimi; $\eta_{el} = SEÜ/STYT \cdot 100 = \% 39,96$

Isıl verim; $\eta_{th} = SIÜ/STYT \cdot 100 = \% 42,75$

Sistem verimi; $\eta = \eta_{el} + \eta_{th} = \% 82,71$

3.5.1.4.2 Üretim Miktarları

	<u>Aylık</u>	<u>Senelik</u>
Üretilen Elektrik (kWh) :	7.927.000	95.120.000
Üretilen Isı (kWh) :	8.480.000	101.760.000
Üretilen Isı (kcal) :	7.292.010.000	87.504.120.000
Üretilen Sıcak su (ton) :	169.000	2.024.000

3.5.1.5 Maliyet Hesapları

3.5.1.5.1 İşletme Masrafları

Bakım Masrafları ;

Birim bakım masrafı; $b_b = 0,0080 \text{ DM/kWh/yıl}$

Senelik bakım masrafı; $SBM = 0,0080 \cdot 6145 \cdot 8000 = 393.280 \text{ DM/yıl}$

Personel Masrafları;

Senelik personel masrafı; $SPM = 70.000 \text{ DM/yıl}$ (Modül fiyatının % 0,5' i)

Sigorta Masrafları:

Senelik sigorta masrafı; $SSM = 70.000 \text{ DM/yıl}$ (Modül fiyatının % 0,5' i)

Yakıt ve Sarf Maliyetleri:

Yakıt birim fiyatı; $b_d = 0,319 \text{ DM/m}^3$

Senelik yakıt maliyeti; $SYM = b_d \cdot SYT = 0,319 \cdot 12.278.450 = 3.916.825,55 \text{ DM/yıl}$

Yağ birim fiyatı; $b_y = 2,5 \text{ DM/lt}$

Senelik yağ maliyeti; $SYAM = b_y \cdot SYAT = 2,5 \cdot 52.000 = 130.000 \text{ DM/yıl}$

Dizel birim fiyatı; $b_f = 0,734 \text{ DM/kg}$

Senelik dizel maliyeti; $SDM = b_f \cdot SDT = 0,734 \cdot 101.159 = 74.250,7 \text{ DM/yıl}$

3.5.1.5.2 Elektrik Geliri

Enerji miktarı: $TE\ddot{U} = 2$. $SE\ddot{U} = 95.120.000 \text{ kWh/yıl}$

Birim Fiyatı; $b_e = 0,118 \text{ DM/kWh}$

Toplam elektrik bedeli; $TEB = b_e \cdot TE\ddot{U} = 11.224.160 \text{ DM/yıl}$

3.5.1.5.3 Isı Geliri

Toplam ısı gücü; $TIG = 2 \cdot SI\ddot{U} = 101.760.000 \text{ kWh/yıl}$

Kullanılan yakıt cinsi doğalgazdır.

Yakıt verimi olarak %88 alınmıştır. Buna göre yakıt kazanımı ;

$$YK = TIG \cdot 860 / 8250 \cdot 0,88 = 12.054.214,88 \text{ m}^3\text{yıl}$$

Yakıt birim fiyatı; $b_d = 0,319 \text{ DM/m}^3$

Yakıt geliri; $YG = b_d \cdot YK = 3.845.294 \text{ DM/yıl}$

Elde edilecek ısıdan 6 ay faydalanılabileceğinden yakıt geliri $YG = 1.922.647 \text{ DM/yıl}$

3.5.1.5.4 1 kWh Elektrik İçin Maliyet

Birim Fiyatı; $b_e = 0,118 \text{ DM/kWh}$

Yakıt maliyeti; $YM = (SYM + SDM) / SE\ddot{U} = 0,0839 \text{ DM}$

Toplam maliyet; $TM = YM + (SBM + SPM + SSM + SYAM)/SE\ddot{U} = 0,0964 \text{ DM}$

Isı geliri; $IG = YG / SE\ddot{U} = 0,0404 \text{ DM}$

Net maliyet; $NM = TM - IG = 0,0560 \text{ DM}$

3.5.1.5.5 1 kWh Enerji (Elektrik + Isı) İçin Maliyet

Yakıt maliyeti; $YM = (SYM + SDM) / (SE\ddot{U} + SI\ddot{U}) = 0,0405 \text{ DM}$

Toplam maliyet; $TM = YM + (SBM + SPM + SSM + YAM)/(SE\ddot{U} + SI\ddot{U}) = 0,0465 \text{ DM}$

3.5.1.6 Elektrik Kesintilerinin ve Voltaj Dalgalanmalarının Neden Oldukları Kayıplar

Bir kolun 1 saatlik duruş maliyeti 155 DM/kolsaat ' tir. Daha önce 97' nin ilk 4 ayındaki elektrik kesintisi ve voltaj dalgalanmalarının sürelerinden ve oluş sayılarından bahsedilmişti. Bu duruşların neden olduğu kayıp, 96' da 1.832.243 DM/yıl dır.

3.5.1.7 Kademe Artışının Etkisi

Elektrik üretim tesisinin, işletmenin doğalgaz tüketimini arttırması sonucu işletme bir üst kademeye geçmiştir. Böylece birim fiyatta düşme olmuştur.

İşletmedeki mevcut aylık sarfiyat: 3.700.000 Sm³/ay

Bu değere göre sarfiyat 3. kademede ve birim fiyat 0,319 DM/m³ 'tür.

Tesisin getirdiği ek sarfiyat: 2.210.400 Sm³/ay

Toplam sarfiyat: 5.910.400 Sm³/ay

Bu değere göre sarfiyat 4. kademede ve birim fiyat 0,3146 DM/m³ 'tür.

3.5.1.8 Çift Yakıtlı Motor Sisteminin Geri Ödeme Süresinin Hesabı

Tablo 3.2' de sistemin fizibilitesi görülmektedir.

Tablo 3.2 Çift Yakıtlı Motorun Fizibilitesi

Yıllar	0	1	2	3	4	5
İşletme Giderleri (DM)						
Toplam Yatırım:	15.130.000					
Bakım Masrafları:		786.560	786.560	786.560	786.560	786.560
Personel Masrafları:		70.000	70.000	70.000	70.000	70.000
Sigorta Masrafları:		70.000	70.000	70.000	70.000	70.000
Top. İşletme Gid.:	15.130.000	926.560	926.560	926.560	926.560	926.560
Yakıt ve Sarf Mad. Gid.(DM)						
Senelik Yakıt Maliyeti		7.833.651	7.833.651	7.833.651	7.833.651	7.833.651
Senelik Yağ Maliyeti		260.000	260.000	260.000	260.000	260.000
Senelik İlave Yakıt Maliyeti		148.501	148.501	148.501	148.501	148.501
Toplam Giderler		9.218.712	9.218.712	9.218.712	9.218.712	9.218.712
Gelirler (DM)						
Elektrik Bedeli:		11.224.160	11.224.160	11.224.160	11.224.160	11.224.160
Yakıt Geliri:		1.922.647	1.922.647	1.922.647	1.922.647	1.922.647
Toplam Gelirler:		13.146.807	13.146.807	13.146.807	13.146.807	13.146.807
Gelir - Gider:	- 15.130.000	3.928.095	3.928.095	3.928.095	3.928.095	3.928.095
Nakit Değer:	- 15.130.000	3.603.757	3.306.199	3.033.210	2.782.762	2.552.992
Kapital Değeri:	- 15.130.000	-11.526.243	-8.220.044	-5.186.834	-2.404.072	148.920

Tablo 3.2 Çift Yakıtlı Motorun Fizibilitesi (Devam)

Yıllar	6	7	8	9	10
İşletme Giderleri (DM)					
Toplam Yatırım:					
Bakım Masrafları:	786.560	786.560	786.560	786.560	786.560
Personel Masrafları:	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000
Sigorta Masrafları:	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000
Top. İşletme Gid.:	926.560	926.560	926.560	926.560	926.560
Yakıt ve Sarf Mad. Gid.(DM)					
Senelik Yakıt Maliyeti	7.833.651	7.833.651	7.833.651	7.833.651	7.833.651
Senelik Yağ Maliyeti	260.000	260.000	260.000	260.000	260.000
Senelik İlave Yakıt Maliyeti	148.501	148.501	148.501	148.501	148.501
Toplam Giderler	9.218.712	9.218.712	9.218.712	9.218.712	9.218.712
Gelirler (DM)					
Elektrik Bedeli:	11.224.160	11.224.160	11.224.160	11.224.160	11.224.160
Yakıt Geliri:	1.922.647	1.922.647	1.922.647	1.922.647	1.922.647
Toplam Gelirler:	13.146.807	13.146.807	13.146.807	13.146.807	13.146.807
Gelir - Gider:	3.928.095	3.928.095	3.928.095	3.928.095	3.928.095
Nakit Değer:	2.342.195	2.148.803	1971379	1808604	1659270
Kapital Değeri:	2.491.115	4.639.918	6.611.297	8.419.901	10.079.172

Tablo 3.2 Çift Yakıtlı Motorun Fizibilitesi (Devam)

Yıllar	11	12	13	14	15
İşletme Giderleri (DM)					
Toplam Yatırım:					
Bakım Masrafları:	786.560	786.560	786.560	786.560	786.560
Personel Masrafları:	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000
Sigorta Masrafları:	70.000	70.000	70.000	70.000	70.000
Top. İşletme Gid.:	926.560	926.560	926.560	926.560	926.560
Yakıt ve Sarf Mad. Gid.(DM)					
Senelik Yakıt Maliyeti	7.833.651	7.833.651	7.833.651	7.833.651	7.833.651
Senelik Yağ Maliyeti	260.000	260.000	260.000	260.000	260.000
Senelik İlave Yakıt Maliyeti	148.501	148.501	148.501	148.501	148.501
Toplam Giderler	9.218.712	9.218.712	9.218.712	9.218.712	9.218.712
Gelirler (DM)					
Elektrik Bedeli:	11.224.160	11.224.160	11.224.160	11.224.160	11.224.160
Yakıt Geliri:	1.922.647	1.922.647	1.922.647	1.922.647	1.922.647
Toplam Gelirler:	13.146.807	13.146.807	13.146.807	13.146.807	13.146.807
Gelir - Gider:	3.928.095	3.928.095	3.928.095	3.928.095	3.928.095
Nakit Değer:	1.522.266	1396574	1281261	1175469	1078412
Kapital Değeri:	11.601.436	12.998.010	14.279.271	15.454.740	16.533.151

Çift yakıtlı motorun geri ödeme süresi 4,94 sene çıkmaktadır. 15 yıl sonraki kapital değeride 16.533.152 DM' dir.

Kademe artışından dolayı doğalgaz birim fiyatındaki düşme sonucu

Yakıt Maliyeti : 7.725.113 DM

Yakıt Geliri : 1.896.008 DM olmaktadır.

Buna göre geri ödeme süresi azalmaktadır. Yeni geri ödeme süresi Tablo 3.3' de görülmektedir.

Tablo 3.3 Kademe Artışı Sonrası Fizibilite

Yıllar	0	1	2	3	4	5
Gelir - Gider:	- 15.130.000	4.009.994	4.009.994	4.009.994	4.009.994	4.009.994
Nakit Değer:	- 15.130.000	3.678.894	3375132	3096451	2840781	2606221
Kapital Değeri:	- 15.130.000	-11.451.106	-8.075.974	-4.979.523	-2.138.742	467.479
Yıllar	6	7	8	9	10	
Gelir - Gider:	4.009.994	4.009.994	4.009.994	4.009.994	4.009.994	
Nakit Değer:	2.391.028	2193604	2012480	1846312	1693865	
Kapital Değeri:	2.858.507	5.052.111	7.064.591	8.910.903	10,604,768	
Yıllar	11	12	13	14	15	
Gelir - Gider:	4.009.994	4.009.994	4.009.994	4.009.994	4.009.994	
Nakit Değer:	1.554.004	1425692	1307974	1199976	1100896	
Kapital Değeri:	12,158,774	13,584,466	14,892,440	16,092,416	17,193,312	

Artan gelire göre geri ödeme süresi 4,82 sene ve 15 yıl sonraki kapital değeri de 17.193.314 DM olmaktadır.

Elektrik ve voltaj dalgalanmalarının önlenmesinden dolayı oluşan gelir 1996 yılı şartlarına göre 1.832.243 DM/yıl' dır. Buna göre geri ödeme süresi oldukça düşecektir (Tablo 3.4).

Tablo 3.4 İşletme Kayıpları Gözönüne Alındığındaki Fizibilite

Yıllar	0	1	2	3	4	5
Gelir - Gider:	- 15.130.000	5.842.237	5.842.237	5.842.237	5.842.237	5.842.237
Nakit Değer:	- 15.130.000	5.359.851	4917294	4511279	4138788	3797054
Kapital Değeri:	- 15.130.000	-9.770.149	-4.852.855	-341.576	3.797.212	7.594.265

Yıllar	6	7	8	9	10
Gelir - Gider:	5.842.237	5.842.237	5.842.237	5.842.237	5.842.237
Nakit Değer:	3.483.535	3195904	2932022	2689928	2467824
Kapital Değeri:	11.077.800	14.273.704	17.205.725	19.895.654	22.363.478

Yıllar	11	12	13	14	15
Gelir - Gider:	5.842.237	5.842.237	5.842.237	5.842.237	5.842.237
Nakit Değer:	2.264.059	2077118	1905613	1748269	1603916
Kapital Değeri:	24.627.537	26.704.655	28.610.269	30.358.537	31.962.454

Geri ödeme süresi 3,08 seneye düşmekte ve kapital değeri 31.962.453 DM' a yükselmektedir.

3.5.1.9 Farklı Ünite Sayılarının Karşılaştırılması

Tablo 3.5' de daha önce incelediğimiz çift yakıtlı motor sisteminin 3 üniteli olması hali ve her iki sistemin kombine sistem olma durumları karşılaştırılmıştır.

Tablo 3.5' deki değerlerden de anlaşılacağı gibi 3 üniteli sistemde hem geri ödeme süresi uzamakta hemde üretim miktarı fabrika ihtiyacını aşmaktadır.

Her iki sistemde de kombine sistem kullanılması halinde buhar türbini ve egzost gazı boylerinin yüksek yatırım maliyetleri gerektirmesi sonucu geri ödeme süreleri uzamaktadır.

Tablo 3.5 Farklı Ünite Sayılarının ve Aynı Sistemlerin Kombineli Durumları

Motor Tipi	2 x 16 V 32/40 DG	3 x 12 V 32/40 DG
Net Elektrik Çıkışı	11.890 kW	13.350 kW
Net Elektrik Verimi	% 39,96	% 39,96
Kombine Elektrik Çıkışı	12.550 kW	14.000 kW
Kombine Elektrik Verimi	% 42,18	% 41,91
Yatırım Mal. (Kombinesiz)	15.130.000 DM	17.997.000 DM
Yatırım Mal. (Kombineli)	18.315.000 DM	21.820.000 DM
İşletim Mal. (Kombinesiz)	0,0560 DM/kWh	0,0567 DM/kWh
İşletim Mal. (Kombineli)	0,0551 DM/kWh	0,0560 DM/kWh
Geri Ödeme Sür. (Kombinesiz)	4,9 sene	5,2 sene
Geri Ödeme Sür. (Kombineli)	5,4 sene	6,0 sene

3.5.1.10 Yüksek Kapasiteli Sistem Kullanımı

Göz önünde bulundurulan sistemin yüksek kapasiteli seçilip ihtiyaç fazlası elektriğin TEK' ten alış fiyatının % 70' ine yine TEK 'e satılması halinde sistemin fizibilitesi incelenmiştir.

Motor tipi: 5 x 18 V 48/60

Tesisin Kapasitesi: $5 \times 18.240 = 91.200 \text{ kW}$

Yatırım maliyeti: 104.400.000 DM

Bakım masrafı: 5.836.000 DM/yıl

Personel masrafı: 480.000 DM/yıl

Sigorta masrafı: 480.000 DM/yıl

Yakıt ve Sarf masrafı: 63.219.879 DM/yıl

Elektrik geliri: 11.224.160 DM/yıl

Satılan Elektrik geliri: 52.408.048 DM/yıl

Isı geliri: 2.000.000 DM/yıl

Geri kalan ısı kullanılabileseydi: 12.747.303 DM/yıl

Gelir - Gider = 8.362.832 DM/yıl

Satılan elektrik geliri düşük olduğu için sistem fizibil olmamaktadır.

3.5.2 Gaz Türbini - Buhar Türbini Kombine Çevrimi

Bu sistem için Solar Turbines firmasının Taurus 60 tipindeki türbini incelenmiştir.

Taurus 60 gaz türbini de dual-fuel motor gibi çift yakıtlıdır. Doğalgaz ve distile fuel kullanır.[20]

Türbin tipi: Taurus 60

Yıllık çalışma süresi: 8400 saat/yıl (Bakım için gerekli duruşlar düşüldükten sonra)

Doğalgazın ısı değeri: 8250 kcal/m³

Yakıt tüketimi: 1676 m³/h = 16076 kW

Senelik yakıt tüketimi (SYT) : 14.074.275 m³/yıl

Elektrik üretimi: 4731 kW

Sistemde kullanılan iç ihtiyaç: 40 kW

Net elektrik üretimi : 4691 kW

Senelik net elektrik üretimi (SEÜ) : 39.404.400 kWh/yıl

Yağ tüketimi: 0,2 lt/h

Toplam üretilen elektrik enerjisi: 78.808.800 kWh/yıl (2 türbinin toplam üretimi)

3.5.2.1 Atık Isı Kazanı ve Buhar Türbini Sistemi

3.5.2.1.1 Atık Isı Kazanları

Sistemin gereksinimlerine göre sıcaklık ve basınç değerlerinde optimum buhar üretimini sağlamak için egzost gazı devresine konulan atık ısı kazanı yatırım maliyetini, işletme maliyetini ve toplam çevrim verimini etkileyen önemli bir elemandır.

Bölüm-2' de ifade edildiği gibi atık ısı kazanları çeşitli kombinasyonlarda kullanılabilirler. Doğal yada cebri dolaşım, tek, ikili yada çok basınç sistemli ve ilave yanmalı yada yanmasız sistemler gibi farklı kombinasyonlarda kullanılırlar.[13]

Doğal dolaşım sistemlerinde borular dikey konumda olup gaz akış yönüne diktir. Dolaşım oranının yaklaşık olarak 15:1 ve daha yüksek olması boruların uzun ömürlü olmasına, borulardaki suyun aralık derecesindeki hassasiyetin azalmasına ve yük değişikliklerinde dolaşımın kendini kompanse etmesini sağlar.

Cebri dolaşım kazanlarda ise dolaşım oranı daha düşüktür. Borular yataydır ve gaz akışı borulara dik olacak şekilde yukarıya doğrudur. Bu sistemler daha dar alan kaplarlar ve soğuktan devreye girişleri daha kısadır.

Tek basınçlı sistemde egzost gazından alınabilen enerji gaz sıcaklığının buharın doyma sıcaklığının altına indirilememesinden dolayı sınırlıdır. Çok basınçlı sistemlerde ise değişik doyma sıcaklıklarına bağlı olarak ısı çekildiği için daha fazla enerji geri kazanılabilir.

Gaz türbinleri egzost gazında genellikle % 13-17 civarında oksijen bulunur. Atık ısı kazanına yerleştirilen bir brülör ile egzost gazının sıcaklığı yükseltilerek buhar üretim kapasitesi 3-4 kat artırılabilir.

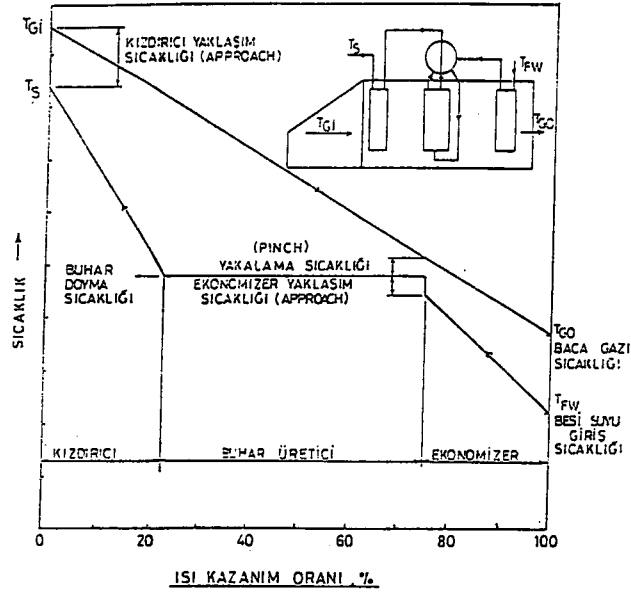
Boru demetleri arasından geçen egzost gazının yüksek direnç kayıp neden olacak şekilde tasarımları, atık ısı kazanının maliyetini düşürür ancak aynı zamanda, türbin performansını da düşürür. Her 25 mmss direnç kaybı, türbinin güç çıkışında % 0,25' lik bir performans kaybına neden olur. Genelde egzost gazı direnç kaybı 250-305 mmss' dur.

3.5.2.1.2 Atık Isı Kazanı Tasarım Özellikleri

Sıcaklık Profili : Kısaca, atık ısı kazanının sıcaklık dağılımını gösterir. Tek basınç sistemli bir atık ısı kazanının sıcaklık profili Şekil 3.2' de gösterilmiştir.

Yakalama Sıcaklığı (Pinch) : Yakalama sıcaklığı, buhar üretim demeti bölümünden çıkan gazın sıcaklığı ile buharın doyma sıcaklığı arasındaki farktır. Sistem tasarımında önemli rol oynar. Düşük yakalama sıcaklığı değerleri, buhar üretim miktarını arttırmakla birlikte ısı yüzeylerinin ve sistemin maliyetinin de artmasına neden olur. Optimum bir değere ulaşmak için elde edilecek buhar miktarı ile sistem maliyetinin birlikte düşünülüp iterasyon yapılması gerekir.

Yaklaşma Sıcaklığı (Approach) : Kızdırıcı için bu değer gazın giriş sıcaklığı ile kızdırıcıdan çıkan buhar sıcaklığı arasındaki farktır. Ekonomayzer için ise buharın doyma sıcaklığı ile ekonomayzerden çıkan suyun sıcaklığı arasındaki farktır. Düşük kızdırıcı yaklaşma sıcaklığı da yakalama sıcaklığı gibi yüzey alanlarının artmasına ve dolayısıyla maliyetin artmasına sebep olur. Ekonomayzer yaklaşma sıcaklığının belirlenmesinin en büyük yararı ise ekonomayzerde buhar üretilmesini engelleyecek şekilde bir tasarıma olanak sağlamasıdır. Ekonomayzerde buhar oluşumu, boru demetleri içersinde suyun dengesiz dağılımı, boruların buhar tarafından bloke edilmesi, dram seviyesi dengesinin bozulması gibi istenmeyen durumlara neden olur. Bu da ekonomayzerin dolayısıyla da sistemin performansını etkiler.



Şekil 3.2 Tek Basıncılı Buhar Üreticisi İçin Sıcaklık Profili

Aşağıdaki yakalama ve yaklaşma sıcaklık değerleri tecrübelerle elde edilmiş olup ekonomik ve teknik olarak olumlu sonuçlar vermektedir. Bu değerler tasarıma göre daha düşük yada daha yüksek alınabilir.

Yakalama Sıcaklığı (Pinch) : 11 - 28 °C

Kızdırıcı Yaklaşma Sıcaklığı (Approach) : 20 - 30 °C

Ekonomayzer Yaklaşma Sıcaklığı (Approach) : 6 - 15 °C

Ekonomayzer Giriş Suyu Sıcaklığı : Ekonomayzer giriş suyu sıcaklığı düşük sıcaklık korozyonunu engelleyecek şekilde belirlenmelidir. Eğer suyun sıcaklığı gazın çiğlenme noktasından düşük ise boru yüzeyinde sülfirik asit yada hidroklorik asit oluşur ve korozyona neden olur. Çiğlenme noktası gaz içerisindeki kükürt miktarına bağlı olarak değişir.

Gaz Kanalları ve Kazan Duvarları : Atık ısı gaz kanalları ve duvarlarındaki basınç yaklaşık 380 mmss basıncına kadar çıkabilir. Dış yüzey sıcaklıkları, 25 °C ortam sıcaklığında 60 °C' nin altında olacak şekilde düşünülür ve buna göre izole edilirler.

İç yüzeyleri ise izolasyon malzemesinin egzost gazı tarafından süpürülmemesi için aşınma plakaları ile kaplanır.

3.5.2.1.3 Sistemdeki Atık Isı Kazan Dizayını

Kombine sistemde iki gaz türbininin egzost gazları birleştirilerek bir atık ısı kazanına verilir. Bu kazandan elde edilen kızgın buhar bir Back-pressure buhar türbinine gönderilmektedir. Buhar türbini de bir jeneratörü tahrik ederek elektrik üretmektedir. [2,21] Sistemin teknik verileri ve ısı hesapları aşağıda görülmektedir. Sistemin şeması de Şekil 3.3' de görülmektedir.

Egzost gazı debisi: 42,2 kg/s

Egzost gazı sıcaklığı: 486 °C

Egzost gazı entalpisi: 524,88 kJ/kg

Dram şartları: 40 bar, 250 °C şartlarında buhar seçildi.

Buhar debisi: 4,5 kg/s

Kızdırıcı yaklaşım (Approach) sıcaklığı: 30 °C (kabul)

Yakalama (Pinch) sıcaklığı: 12 °C (kabul)

Bu değerlere göre;

Kızdırıcıda bir miktar basınç kaybı olacaktır. Buna göre kızdırıcıdan çıkan buharın şartları;

$$T = 486 - 30 = 456 \text{ }^{\circ}\text{C}, 37 \text{ bar ve } 3346,62 \text{ kJ/kg}$$

Dramdan çıkıp kızdırıcıya giren doymuş buharın şartları;

$$T = 250 \text{ }^{\circ}\text{C}, 40 \text{ bar ve } 2800,34 \text{ kJ/kg}$$

Evaporatördeki ve dramdaki basınç kayıpları gözönüne alındığında ekonomayzerden suyun çıkış şartları ;

$$T = 250^{\circ}\text{C}, 48 \text{ bar ve } 1085,76 \text{ kJ/kg}$$

Kızdırıcıdan çıkan kızgın buharın türbine gidinceye kadar basıncında ve sıcaklığında bir miktar düşme olacaktır. Bir miktar buhar da dearetör' e gönderilecektir. Buna göre türbine giren buhar şartları;

$$T = 450^{\circ}\text{C}, 35 \text{ bar ve } 3337,97 \text{ kJ/kg}, 4,41 \text{ kg/s} \quad , \text{ Çıkış şartları ise;}$$

$$P = 0,2023 \text{ bar}, 60,3^{\circ}\text{C ve } 2608,69 \text{ kJ/kg}$$

Bu değerlere göre türbin çıkışı 3214 kW' tır.

Dişli sistemi verimi $\eta_g = 0,98$ ve jeneratör verimi $\eta_j = 0,965$ olduğuna göre elektrik çıkışı;

$$BTÇ = 3214 \cdot 0,98 \cdot 0,965 = 3039,5 \text{ kW}$$

Türbinden çıkan buharın yoğuşturulması gereklidir. Yoğuşan buharın şartları;

$$P = 0,2023 \text{ bar}, 57,3^{\circ}\text{C ve } 239,95 \text{ kJ/kg}, 4,41 \text{ kg/s}$$

Buharın yoğuşturulması için kullanılan soğutma kulesinin şartları;

$$\text{Giriş: } 5 \text{ bar}, 34,3^{\circ}\text{C ve } 144,23 \text{ kJ/kg}$$

$$\text{Çıkış: } 5 \text{ bar}, 54,3^{\circ}\text{C ve } 227,81 \text{ kJ/kg}$$

$$Q = m_{sk} \cdot (227,81 - 143,68) = 4,41 \cdot (2608,69 - 239,95)$$

$$m_{sk} = 447 \text{ t/h} \quad \text{Soğutma kulesi suyu debisi}$$

3.5.2.1.3.1 Dearetör Isıl Dengesi

Dearetör sıcaklığı genelde bu tip sistemlerde 102-108 °C civarındadır. Dearetörden çıkan su, dearetöre giren suyu bir ısı değıştiricide ısıtır. Dearetöre giren suyun 90 °C'ye ısıtıldığı kabul edilirse. Dearetörden çıkan suyun sıcaklığı;

$$(0,3 \cdot 3337,97 + 15,87 \cdot 377,28) / 16,17 = 432,2 \text{ kJ/kg} \Rightarrow 103 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$(377,28 - 240,28) \cdot 4,41 = 4,5 (435,5 - h_{gs}) \Rightarrow h_{gs} = 300,1 \text{ kJ/kg} \Rightarrow 71 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

3.5.2.1.3.2 Ekonomayzerdeki Isıl Denge

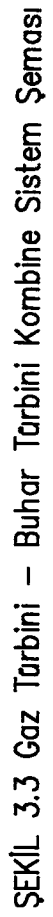
$$Q = (1085,76 - 300,1) \cdot 4,5 = 42,2 \cdot (283,7 - h_g) \Rightarrow h_g = 199,9 \text{ kJ/kg} \Rightarrow 196 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

3.5.2.1.3.3 Kızdırıcıdaki Isıl Denge

$$Q = (3346,62 - 2800,34) \cdot 4,5 = 42,2 \cdot (524,88 - h) \Rightarrow h = 466,63 \text{ kJ/kg} \Rightarrow 431 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

3.5.2.1.3.4 Evaporatördeki Isıl Denge

$$Q = (2800,4 - 1085,8) \cdot 4,5 = 42,2 \cdot (466,3 - h) \Rightarrow h = 283,7 \text{ kJ/kg} \Rightarrow 262 \text{ }^{\circ}\text{C}$$



ŞEKİL 3.3 Gaz Türbini – Buhar Türbini Kombine Sistem Şeması

Türbin Çıkışı: 3040 kW

İç Tüketim: 30 kW

Net Elektrik Üretimi: 3010 kW

Senelik Net Elektrik Üretimi : 25.284.000 kWh/yıl

Toplam Üretilen Elektrik: 104.092.800 kWh/yıl

Türbin Yağ Tüketimi: 0,2 lt/h

Türbinin soğutma sularından da alan ısıtmasında yararlanılmaktadır. Bu değer 5200 kWh' tır. Baca gazı sıcaklığı da 120 °C' ye düşürüldüğünde elde edilen ısı;

$$Q = 42,2 \cdot 1,08 \cdot (196 - 120) = 3464 \text{ kWh}$$

$$\text{Isı gücü: } 5200 + 3464 = 8664 \text{ kWh}$$

3.5.2.2 Santral Değerleri

3.5.2.2.1 Çevrim Verimleri

$$\text{Senelik yakıt tüketimi (SYT) : } 2 \cdot 16076 \cdot 8400 = 270.076.800 \text{ kWh/yıl}$$

$$\text{Senelik elektrik üretimi (SEÜ) : } 104.092.800 \text{ kWh/yıl}$$

$$\text{Senelik ısı üretimi (SIÜ) : } 8664 \cdot 8400 = 72.777.600 \text{ kWh/yıl}$$

$$\text{Elektrik verimi; } \eta_{el} = \text{SEÜ} / \text{STYT} \cdot 100 = \% 38,54$$

$$\text{Isıl verim; } \eta_{th} = \text{SIÜ} / \text{STYT} \cdot 100 = \% 26,95$$

$$\text{Sistem verimi; } \eta = \eta_{el} + \eta_{th} = \% 65,49$$

3.5.2.2.2 Üretim Miktarları

	<u>Aylık</u>	<u>Senelik</u>
Üretilen Elektrik (kWh) :	8.674.400	104.092.800
Üretilen Isı (kWh) :	6.064.800	72.777.600
Üretilen Isı (kcal) :	5.215.728.000	62.588.736.000

3.5.2.3 Maliyet hesapları

3.5.2.3.1 İşletme Masrafları

Bakım Masrafları

Birim bakım masrafı; $b_b = 0,0100$ DM/kWh/yıl

Senelik bakım masrafı; $SBM = 0,0100 \cdot 104.092.800 = 1.040.928$ DM/yıl

Personel Masrafları

Senelik personel masrafı; $SPM = 42.500$ DM/yıl (Modül fiyatının % 0,5' i)

Sigorta Masrafları

Senelik sigorta masrafı; $SSM = 42.500$ DM/yıl (Modül fiyatının % 0,5' i)

Yakıt ve Sarf Maliyetleri

Yakıt birim fiyatı; $b_d = 0,319$ DM/m³

Senelik yakıt maliyeti; $SYM = b_d \cdot SYT = 0,319 \cdot 28.148.550 = 8.979.388$ DM/yıl

Yağ birim fiyatı; $b_y = 2,5$ DM/lt

Senelik yağ maliyeti; $SYAM = 8400$ DM/yıl (2 gaz tür.) + 4200 DM/yıl (buhar tür.)

$SYAM = 12.600$ DM/yıl

3.5.2.3.2 Elektrik Fiyatları

Enerji miktarı: $TE\ddot{U} = 104.092.800 \text{ kWh/yıl}$

Birim Fiyatı; $b_e = 0,118 \text{ DM/kWh}$

Toplam elektrik bedeli; $TEB = b_e \cdot TE\ddot{U} = 12.282.950 \text{ DM/yıl}$

3.5.2.3.3 Isı Geliri

Toplam ısı gücü; $TIG = 72.777.600 \text{ kWh/yıl}$

Kullanılan yakıt cinsi doğalgazdır.

Yakıt verimi olarak %88 alınmıştır. Buna göre yakıt kazanımı ;

$$YK = TIG \cdot 860 / 8250 \cdot 0,88 = 8.621.038 \text{ m}^3/\text{yıl}$$

Yakıt birim fiyatı; $b_d = 0,319 \text{ DM/m}^3$

Yakıt geliri; $YG = b_d \cdot YK = 2.750.111 \text{ DM/yıl}$

Elde edilecek ısıdan 6 ay faydalanılabileceğinden yakıt geliri $YG = 1.375.056 \text{ DM/yıl}$

3.5.2.3.4 1 kWh Elektrik İçin Maliyet

Birim Fiyatı; $b_e = 0,118 \text{ DM/kWh}$

Yakıt maliyeti; $YM = (SYM + SDM) / SE\ddot{U} = 0,0862 \text{ DM}$

Toplam maliyet; $TM = YM + (SBM + SPM + SSM + SYAM)/SE\ddot{U} = 0,0971 \text{ DM}$

Isı geliri; $IG = YG / SE\ddot{U} = 0,0132 \text{ DM}$

Net maliyet; $NM = TM - IG = 0,0839 \text{ DM}$

3.5.2.3.5 1 kWh Enerji (Elektrik + Isı) İçin Maliyet

Yakıt maliyeti; $YM = (SYM + SDM) / (SEÜ + SIÜ) = 0,0851 \text{ DM}$

Toplam maliyet; $TM = YM + (SBM + SPM + SSM + SYAM) / (SEÜ + SIÜ) = 0,0959 \text{ DM}$

3.5.2.4 Kombine Sistemin Geri Ödeme Süresinin Hesabı

Tablo 3.6' da sistemin fizibilitesi görülmektedir. Burada dikkat edilmesi gereken husus, gaz türbininin elektrik çıkış değerinin fazla oluşundan dolayı daha fizibil görülmüştür. Tablo 3.7' de sistem, gaz motoruyla aynı elektrik çıkış değeri ile karşılaştırılmıştır. Böylece çıkan sonuç daha gerçekçi olmuştur.

Tablo 3.6' da görülen hesapta geri ödeme süresi 3,97 sene ve kapital değeri de 17.135.562 DM iken, Tablo 3.7' de gerçek geri ödeme süresi 6,2 sene çıkmaktadır.

Tablo 3.6 Kombine Sistemin Fizibilitesi

Yıllar	0	1	2	3	4	5
İşletme Giderleri (DM)						
Toplam Yatırım:	11.400.000					
Bakım Masrafları:		1.040.928	1.040.928	1.040.928	1.040.928	1.040.928
Personel Masrafları:		42.500	42.500	42.500	42.500	42.500
Sigorta Masrafları:		42.500	42.500	42.500	42.500	42.500
Top. İşletme Gid.:	11.400.000	1.125.928	1.125.928	1.125.928	1.125.928	1.125.928
Yakıt ve Sarf Mad. Gid.(DM)						
Senelik Yakıt Maliyeti		8.979.388	8.979.388	8.979.388	8.979.388	8.979.388
Senelik Yağ Maliyeti		12.600	12.600	12.600	12.600	12.600
Toplam Giderler		10.117.916	10.117.916	10.117.916	10.117.916	10.117.916
Gelirler (DM)						
Elektrik Bedeli:		12.282.950	12.282.950	12.282.950	12.282.950	12.282.950
Yakıt Geliri:		1.375.056	1.375.056	1.375.056	1.375.056	1.375.056
Toplam Gelirler:		13.658.006	13.658.006	13.658.006	13.658.006	13.658.006
Gelir - Gider:	-11.400.000	3.540.090	3.540.090	3.540.090	3.540.090	3.540.090
Nakit Değer:	-11.400.000	3.247.789	2979623	2733599	2507889	2300816
Kapital Değeri:	-11.400.000	-8.152.211	-5.172.588	-2.438.989	68.900	2.369.716

Tablo 3.6 Kombine Sistemin Fizibilitesi (Devam)

Yıllar	6	7	8	9	10
İşletme Giderleri (DM)					
Toplam Yatırım:					
Bakım Masrafları:	1.040.928	1.040.928	1.040.928	1.040.928	1.040.928
Personel Masrafları:	42.500	42.500	42.500	42.500	42.500
Sigorta Masrafları:	42.500	42.500	42.500	42.500	42.500
Top. İşletme Gid.:	1.125.928	1.125.928	1.125.928	1.125.928	1.125.928
Yakıt ve Sarf Mad. Gid.(DM)					
Senelik Yakıt Maliyeti	8.979.388	8.979.388	8.979.388	8.979.388	8.979.388
Senelik Yağ Maliyeti	12.600	12.600	12.600	12.600	12.600
Toplam Giderler	10.117.916	10.117.916	10.117.916	10.117.916	10.117.916
Gelirler (DM)					
Elektrik Bedeli:	12.282.950	12.282.950	12.282.950	12.282.950	12.282.950
Yakıt Geliri:	1.375.056	1.375.056	1.375.056	1.375.056	1.375.056
Toplam Gelirler:	13.658.006	13.658.006	13.658.006	13.658.006	13.658.006
Gelir - Gider:	3.540.090	3.540.090	3.540.090	3.540.090	3.540.090
Nakit Değer:	2.110.840	1936550	1776652	1629956	1495372
Kapital Değeri:	4.480,556	6,417,106	8,193,758	9,823,714	11,319,086

Tablo 3.6 Kombine Sistemin Fizibilitesi (Devam)

Yıllar	11	12	13	14	15
İşletme Giderleri (DM)					
Toplam Yatırım:					
Bakım Masrafları:	1.040.928	1.040.928	1.040.928	1.040.928	1.040.928
Personel Masrafları:	42.500	42.500	42.500	42.500	42.500
Sigorta Masrafları:	42.500	42.500	42.500	42.500	42.500
Top. İşletme Gid.:	1.125.928	1.125.928	1.125.928	1.125.928	1.125.928
Yakıt ve Sarf Mad. Gid.(DM)					
Senelik Yakıt Maliyeti	8.979.388	8.979.388	8.979.388	8.979.388	8.979.388
Senelik Yağ Maliyeti	12.600	12.600	12.600	12.600	12.600
Toplam Giderler	10.117.916	10.117.916	10.117.916	10.117.916	10.117.916
Gelirler (DM)					
Elektrik Bedeli:	12.282.950	12.282.950	12.282.950	12.282.950	12.282.950
Yakıt Geliri:	1.375.056	1.375.056	1.375.056	1.375.056	1.375.056
Toplam Gelirler:	13.658.006	13.658.006	13.658.006	13.658.006	13.658.006
Gelir - Gider:	3.540.090	3.540.090	3.540.090	3.540.090	3.540.090
Nakit Değer:	1.371.901	1258625	1154702	1059359	971889
Kapital Değeri:	12.690.987	13.949.612	15.104.313	16.163.673	17.135.562

Tablo 3.7 Eş Elektrik Çıkışı İçin Kombine Sistemin Fizibilitesi

Yıllar	0	1	2	3	4	5
Gelir - Gider:	- 11.400.000	2.481.300	2.481.300	2.481.300	2.481.300	2.481.300
Nakit Değer:	- 11.400.000	2.276.422	2088461	1916019	1757816	1612675
Kapital Değeri:	- 11.400.000	-9.123.578	-7.035.117	-5.119.098	-3.361.282	-1.748.607
Yıllar	6	7	8	9	10	
Gelir - Gider:	2.481.300	2.481.300	2.481.300	2.481.300	2.481.300	
Nakit Değer:	1.479.518	1357356	1245281	1142459	1048128	
Kapital Değeri:	-269.089	1.088.267	2.333,548	3.476.007	4.524,135	
Yıllar	11	12	13	14	15	
Gelir - Gider:	2.481.300	2.481.300	2.481.300	2.481.300	2.481.300	
Nakit Değer:	961.585	882188	809347	742520	681211	
Kapital Değeri:	5.485.720	6.367.908	7.177,255	7.919.775	8.600,986	

3.5.3 Gaz Türbini

İkinci sistemde kullanılan 2 adet Taurus gaz türbininin buhar türbinesiz kullanımları halindeki değerler karşılaştırılmıştır.

Yatırım Maliyeti: 6.700.000 DM

Toplam Elektrik Enerjisi (TEÜ) : 78.808.800 kWh/yıl

Elektrik verimi: $\eta_{el} = SEÜ/STYT \cdot 100 = \% 29,18$

Isı Üretimi: $Q = 42,2 \cdot 1,08 \cdot (486 - 120) = 16.681 \text{ kW}$

Senelik Isı Üretimi (SIÜ) : $16.681 \cdot 8400 = 140.120.400 \text{ kWh/yıl}$

Isıl verim; $\eta_{th} = SIÜ/STYT \cdot 100 = \% 51,88$

Sistem verimi; $\eta = \eta_{el} + \eta_{th} = \% 81,06$

Senelik Yakıt Maliyeti (SYM) : 8.979.388 DM/yıl

Senelik Yağ Maliyeti (SYAM) : 8400 DM/yıl

Toplam Elektrik Bedeli (TEB) : 9.299.438 DM/yıl

Yakıt Kazanımı (YK) : 16.598.284 m³/yıl

Yakıt Geliri (YG): 5.294.853 DM/yıl

3.5.3.1 1 kWh Elektrik İçin Maliyet

Birim Fiyatı; $b_e = 0,118 \text{ DM/kWh}$

Yakıt maliyeti; $YM = (SYM) / SEÜ = 0,1139 \text{ DM}$

3.5.3.2 1 kWh Enerji (Elektrik + Isı) İçin Maliyet

Yakıt maliyeti; $YM = (SYM / (SEÜ + SIÜ)) = 0,0410 \text{ DM}$

BÖLÜM 4. SİSTEMLERİN KARŞILAŞTIRILMASI VE SONUÇ

Ekonomik güç üretimi için klasik projelerin optimal termal güç istasyonları seçiminde şu bilgilerden faydalanılabilir;

4.1 Buhar Türbin Güç Tesisleri

- Hemen hemen bütün yakıt türleri yakılabilir.
- Karşılaştırılabilir kısmi yük hareketi
- Pratik olarak çıkış gücü, hava sıcaklığından bağımsızdır.
- Düşük gürültü seviyesi açık hava tesisatları için uygundur.
- Uzun ömürlüdür.
- Buhar ısıtmalı sistemler için uygun kombinasyon olasılıkları vardır.

4.2 Dizel Güç Tesisleri

- Yedekte bulunan grup dahil düşük tesis maliyetleri
- Düşük ısı oranları
- Çok verimli kısmi yük hareketi
- Fakir yakıt dereceleri için uygunluk
- Düşük soğutucu su gereksinimi
- Düşük alan gereksinimi
- Bakım ve onarım için kısa kesme-zaman aralıkları
- Kısa çalıştırma zamanı
- Çeşitli yükler için optimum kullanılabilirlik

- Sektördeki iletim hatları ve iletim kayıpları nedeniyle mümkün olan ekonomik öncelikler
- Kademe tarzında ilavelerle finansın uygun şekilde kademelendirilmesi

4.3 Gaz Türbin Güç Tesisleri

- Projenin basitliği
- Azaltılmış alan gereksinimi
- Düşük makina maliyetleri
- Kısa çalıştırma zamanları
- İhmal edilebilir soğutucu su gereksinimi
- Düşük iç elektrik gereksinimi
- Kısa montaj zamanları
- Hızlı yük varyasyonları halinde kolay kontrol edilebilme

Dizel ve kombine sistemlerin tesis maliyetleri, eğer anormal bölge ve işletme şartları varsa (rakım, çevre sıcaklığı, sahil bölgelerindeki tuz yüklü hava, yüksek vanadyum ve sodyum içerikli yakıt kullanımı) daha yüksek olacak ve çıkış güçlerinde düşmeler olacaktır.

Dizel makinalarda, tekli grupların yakıt tüketim oranları, yarım ve tam yük arasında hemen hemen aynıdır. Dolayısıyla çok yönlü dizel motor tesislerinde, yakıt tüketimi geniş bir çıkış aralığında hemen hemen sabittir. Oysa gaz türbinlerinde bu değişim oldukça fazladır.

Dizel tesislerde bir kaç ünite arasındaki dağıtım çeşitliliği ve tek makinanın kullanılabilir performansı kararlı bir verim sağlar. Gaz türbinlerinin performans eğrisi sadece tek bir makinaya bağlıdır. Çok üniteli tesislerde toplam tesis kapasitesi için bir düzeltme gerekir.

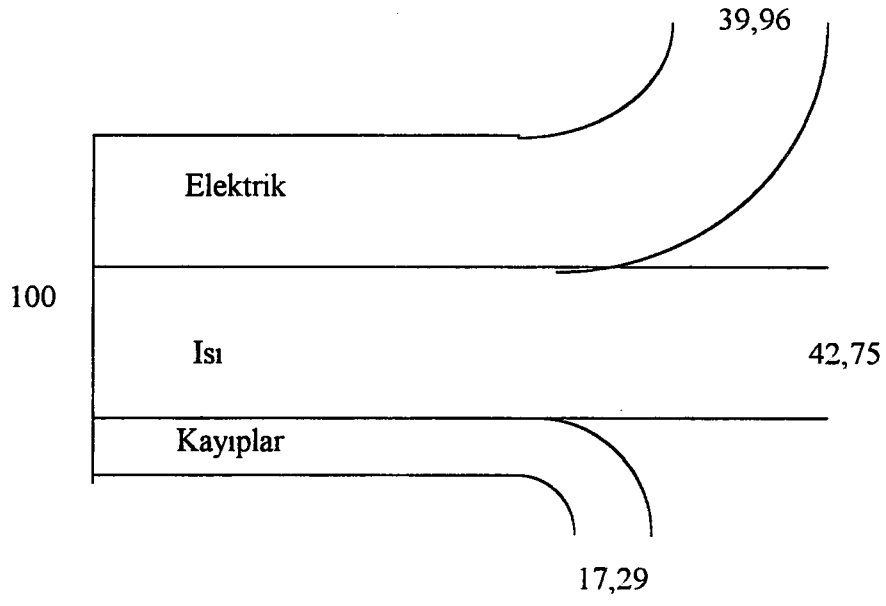
Fizibilitesi yapılan 3 sistemin çıkan sonuçları Tablo 4.1’ de özetlenmiş ve birbirleriyle karşılaştırılmıştır. Şekil 4-1’ de de bu üç sistemin sankey diyagramları görülmektedir. İşletme için en uygun sistem, bütün yük durumlarında en iyi ekonomiyle çalışan, kWh başına en düşük maliyete sahip ve en kısa geri ödeme süresine sahip sistem uygun olacaktır. Bu sistem de Tablo 4.1’ den de görüldüğü üzere Gaz Motoru Sistemidir.

Tablo 4.1 Sistemlerin Karşılaştırılmaları

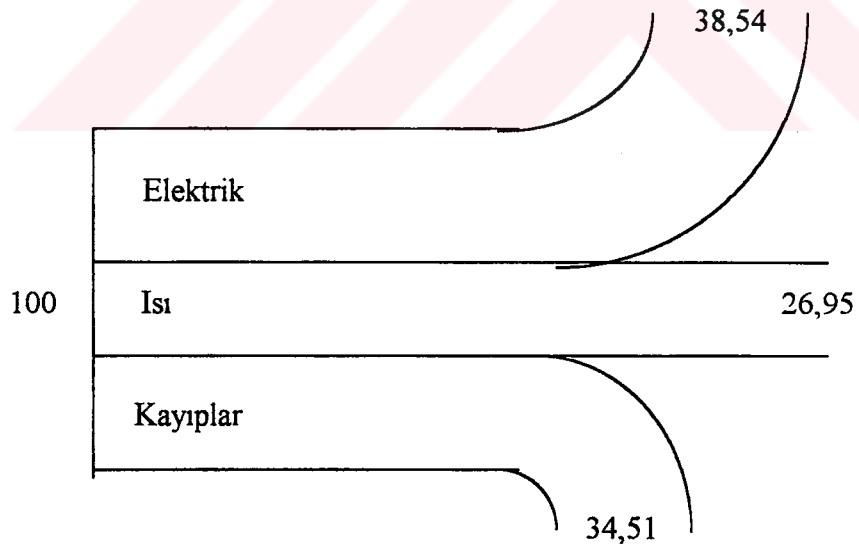
	Gaz Motoru	Kombine Çevrim	Gaz Türbini
Elektrik verimi	%39,96	%38,54	%29,18
Isıl verim	%42,75	%26,95	%51,88
Sistem verimi	%82,71	%65,49	%81,06
Birim Yatırım Mal.	1272,5 DM/kW	920 DM/kW	714 DM/kW
Yakıt Maliyeti	0,0839 DM/kWh _e	0,0862 DM/kWh _e	0,1139 DM/kWh _e
Toplam Maliyet	0,0964 DM/kWh _e	0,0971 DM/kWh _e	0,1252 DM/kWh _e
Isı Geliri	0,0404 DM/kWh _e	0,0132 DM/kWh _e	0,672 DM/kWh _e
Net Maliyet	0,0560 DM/kWh _e	0,0839 DM/kWh _e	0,580 DM/kWh _e
Yakıt Maliyeti	0,0405 DM/kWh	0,0851 DM/kWh	0,410 DM/kWh
Toplam Maliyet	0,0465 DM/kWh	0,0959 DM/kWh	0,451 DM/kWh
Gelir - Gider	3.928.095 DM/yıl	2.481.300 DM/yıl	
Geri Ödeme Süresi	4,9 sene	6,2 sene	
Spesifik Yakıt Tük.	2,502 kWh _y / kWh _e	2,596 kWh _y / kWh _e	3,427 kWh _y / kWh _e
Spesifik Yakıt Tük.	9008,176 kJ/kWh	9346, 6 kJ/kWh	12.338,5 kJ/kWh
Isı Oranı	3851 kJ/kWh	5552 kJ/kWh	6401 kJ/kWh

Tablo 4.1’ de Gaz Motoru, Kombine Sistem ve sadece Gaz Türbininin kullanıldığı sistemler karşılaştırılmıştır. Karşılaştırmada verimler, birim elektrik ve birim enerji (elektrik + ısı) çıkışı başına maliyetler, geri ödeme süreleri ve özgül yakıt tüketimleri baz alınmıştır.

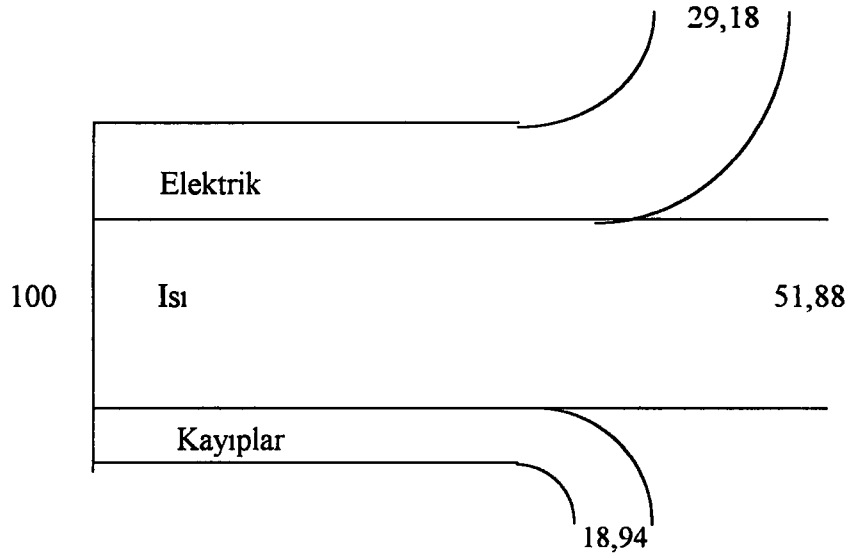
a) Dizel Motor



b) Kombine Çevrim



c) Gaz Türbini



Şekil 4.1 Sistemlerin Sankey Diyagramları

Kojenerasyon sistemleri farklı elektrik/yüksek yada düşük sıcaklıklı ısı oranlarına sahiptirler. Basit bir gaz turbin kojenerasyon sistemi 52 Btu buhar başına sadece 29 Btu elektrik üretir (Şekil4.1-c). Halbuki bir egzost ısı boyleri kullanan dizel kojenerasyon sistemi 42,7 Btu buhar başına 40 Btu elektrik üretirken (Şekil4.1-a), gaz türbini ve buhar türbini kullanan kombine çevrim kojenerasyon sistemi 27 Btu buhar başına 38,5 Btu elektrik üretir (Şekil4.1-b).

KAYNAKLAR

- [1] TEKNİK OTURUM TEBLİĞLERİ 2, Türkiye 6. Enerji Kongresi, İZMİR, 17-22 Ekim 1994
- [2] TEKNİK OTURUM TEBLİĞLERİ 5, Türkiye 6. Enerji Kongresi, İZMİR, 17-22 Ekim 1994
- [3] ENERJİ İSTATİSTİKLERİ, Türkiye 6. Enerji Kongresi, İZMİR, 17-22 Ekim 1994
- [4] DİLİP R. LİMAYE, Planning Cogeneration Systems, The Fairmont Press, Atlanta, (1992)
- [5] ÖZCAN AĞABAY, Kojenerasyon Teknolojileri, Energy With All Aspects in 21. St Century Symposium, İstanbul, April 28 - 30, 1994
- [6] BÜLENT ÖZGÜREL VE SABİH ŞAHİN, Kojenerasyon (Kombine Isı ve Güç Üretimi), Energy With All Aspects in 21. St Century Symposium, İstanbul, April 28 - 30, 1994
- [7] KEN MANNING, Opportunity for Cogeneration, 1996 ASHRAE Technology Award Case Study
- [8] BRUCE W. WILKINSON AND RICHARD W. BARNES, Cogeneration of Electricity and Useful Heat, Crc Press, Florida, (1993)
- [9] D.J. DE RENZO, Cogeneration Technology and Economics for the Process Industries, Noyes Data Corporation, New Jersey, (1983)
- [10] ENERGY EFFICIENCY OFFİCE, Good Practice Guide 43, Oxon, (1992)
- [11] B. SCHROEDTER, Cogeneration With Gas Engines and Gas Turbines, MAN Dezentrale Energiesysteme GmbH, Presentation November 1993
- [12] PETER J. BROWN, Steam Turbines, Gas Turbines and Combined Cycles, İstanbul First International Cogeneration Conference, June 2 - 3, 1994
- [13] Ö. OĞUZ KAYA, Gaz Türbini Atık Isı Kazanları, Babcock Wilcox Gama Kazan Teknolojisi A.Ş., (1995)
- [14] BAHRİ ŞAHİN, NİHAT TEKİN, Gaz Türbinlerinde Su Buharı Enjeksiyonun Termal Verime Etkisi, YTÜ Dergisi, 1993/3 Ayrı Baskı

- [15] WARTSILA DIESEL KATALOGLARI, Trollhattan, Sweden, (1996)
- [16] PROF. MELVIN H. CHIOGIOJI, Industrial Energy Conservation, Marcel Dekker Inc., (1979)
- [17] ENERGY EFFICIENCY OFFICE, Good Practice Guide 1, Oxon, (1989)
- [18] SİMKO ANL - KOJENERASYON GRUBU, Gaz Motorlu Birleşik Isı Güç Sistemleri Üzerine Genel Bilgiler, Yayın No 1, Şubat 1994
- [19] MAN KATALOGLARI, Augsburg, Germany, May 1996
- [20] SOLAR TURBINES KATALOGLARI, San Diego, USA, (1996)
- [21] CENGİZ BIÇAKÇI, MEHMET DEMİREL, Gaz Türbinin Seçimi, İşletme, Bakım ve Mali Analizi, Zorlu Enerji Yayını, (1994)
- [22] BABCOCK WILCOX GAMA KATALOGLARI, Ohio, USA, (1996)
- [23] HAROLD C. SMITH JR., Hospital Plant Features Two - Engine Cogeneration System for Improved Energy Efficiency, 1995 ASHRAE Technology Awards
- [24] FRANCO CANCI, Medium - Size Cogeneration Plants : Analysis of Typical Installations, Energy With All Aspects in 21. St Century Symposium, İstanbul, April 28 - 30, 1994
- [25] RENE MONTAZ - ROSSET SOFREGAZ, Industrial Natural Gas Fired Cogeneration Systems : An Economical and Non - Polluting Technology, İstanbul International Gas Utilization and Applications Conference and Exhibition, September 22 - 24, 1994
- [26] ALP ZOR, Kojenerasyonun Krasnodar Şehri Askeri Toplu Konut Projesindeki Uygulaması, İstanbul International Gas Utilization and Applications Conference and Exhibition, September 22 - 24, 1994
- [27] ENERJİ DERGİSİ, Haziran 1996
- [28] Doğalgaz Dergisi, Sayı 43
- [29] MACRO DERGİSİ, Ocak 1996

ÖZGEÇMİŞ

Güzel Bülent, 1975 yılında Şanlıurfa’ da doğdu. Lise öğrenimini İstanbul Etiler Lisesi’nde tamamladı. 1995 yılında Y.T.Ü. Makina Fakültesi Makina Mühendisliği bölümünden mezun oldu, aynı yıl İ.T.Ü. Makina Fakültesi Enerji Bölümünde Yüksek Lisans öğrenimine başladı. 1995 ‘ de Arpsan İnşaat’ ta Proje Mühendisi olarak çalıştı. 1996 yılında Şişecam’ da Üretim Mühendisi olarak çalışmaya başladı ve halen bu görevini sürdürmektedir.

