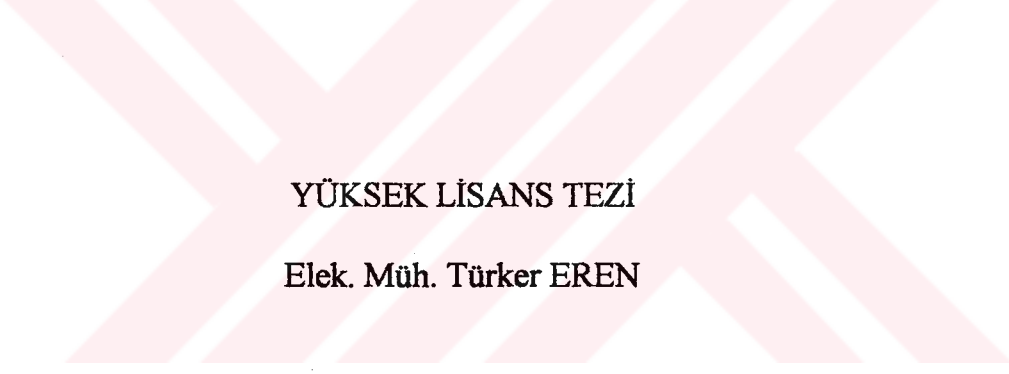


BİRLEŞİK ISI-GÜÇ ÜRETİM SANTRALLARI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Elek. Müh. Türker EREN

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 15 Ocak 1996

Tezin Savunulduğu Tarih : 31 Ocak 1996

Tez Danışmanı : Doç.Dr. Adnan KAYMAZ

Diğer Jüri Üyeleri : Doç.Dr. Ömer USTA

Öğr.Gör. İsa İLİSU

ÖNSÖZ

Birleşik Isı-Güç Üretim Santralleri'nin, teknik ve ekonomik açıdan incelenmesi amacıyla yaptığım bu çalışmayı yönlendiren ve değerli katkılarıyla büyük destek sağlayan Sn. Hocam Doç.Dr. Adnan KAYPMAS'a en içten teşekkürlerimi sunarım.

İstanbul, 1996

Türker EREN



İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ	ii
ÖZET	iv
SUMMARY	v
BÖLÜM 1. GİRİŞ	1
BÖLÜM 2. BİRLEŞİK ISI-GÜÇ ÜRETİMİ SİSTEMLERİ	4
2.1. Genel Bakış	4
2.2. Termodinamik Yasa ve Kavramlar	10
BÖLÜM 3. BİRLEŞİK ISI-GÜÇ ÜRETİMİ TÜRLERİ	15
3.1. Çevrim Biçimine Göre	15
3.2. Kullanılan Isı-Güç Üreticisinin Cinsine Göre	17
3.2.1. Buhar Türbinli Çevrimler	17
3.2.1.1. Kondensersiz Çevrim	17
3.2.1.2. Kondenserli Çevrim	24
3.2.1.3. Buhar Türbinli Çevrimlerde Maliyet	28
3.2.2. Gaz Türbinli Çevrimler	28
3.2.2.1. Gaz Türbinli Çevrimin Ana Elemanları	28
3.2.2.2. Çeşitli Gaz Türbinli Çevrim Seçenekleri	33
3.2.2.3. Gaz Türbinli Çevrimlerde Maliyet	37
3.2.3. Gaz ve Diesel Motorlu B.I.G.Ü. Sistemleri	39
BÖLÜM 4. EKONOMİK İNCELEME	43
4.1. Ekonomik Değerlendirme Yöntemleri	43
4.1.1. Geri Ödeme Süresi Yöntemi	43
4.1.2. Ortalama Kârlılık Oranı Yöntemi	43
4.1.3. Güncelleştirilmiş Net Değer Yöntemi	44
4.1.4. İç Verim Oranı Yöntemi	44
4.2. Birleşik Isı-Güç Üretimi Ekonomisi	45
BÖLÜM 5. BİRLEŞİK ISI-GÜÇ ÜRETİMİ SİSTEMLERİNİN PLANLAMA KRİTERLERİ	53
BÖLÜM 6. BİRLEŞİK ISI-GÜÇ ÜRETİMİNDE OPTİMUM SİSTEM KAPASİTESİNİN VE TÜRÜNÜN SAPTANMASI	57
BÖLÜM 7. SONUÇ VE ÖNERİLER	80
KAYNAKLAR	82
ÖZGEÇMİŞ	84

ÖZET

Enerji gereksiniminin sürekli olarak artması ve buna karşılık, ham enerji kaynaklarının da hızla tükenmesi, günümüzde, yüksek verimli enerji dönüşüm çevrimlerinin geliştirilmesinin önemini artırmıştır. Kullanılabilir elektrik ve ısı enerjisinin, birlikte, eş zamanlı olarak üretimi biçiminde tanımlanabilen Birleşik Isı-Güç Üretimi (B.I.G.Ü.) sayesinde, % 85-90 düzeyinde bir toplam verime ulaşılabilmekte ve böylece ham enerji kaynaklarının kullanımında büyük bir tasarruf sağlanmaktadır.

Bu tezde, bu önemi nedeni ile, endüstri tesislerinin ve toplu yerleşimlerin elektrik ve ısı enerjisi gereksinimlerinin karşılanmasında yaygın olarak kullanılan B.I.G.Ü. Sistemleri incelenmiştir. Değişik tip B.I.G.Ü. çevrimleri, ayrıntılı olarak ele alınmış ve birbirlerine olan üstünlükleri, nerede hangi tip çevrimin kullanılması gerektiği maliyetler de dikkate alınarak saptanmıştır. Bu amaçla, Microsoft Excel paket programından faydalanılarak ele alınan örnek bir tesis üzerinde, ekonomik incelemeler yapılmıştır. Ayrıca, bir B.I.G.Ü. Sistemi'nin planlanmasında kullanılacak teknik ve ekonomik kriterler verildikten sonra, optimum çevrim kapasitesi ve türünün saptanmasına ilişkin tesis ve üretim maliyet denklemleri oluşturulmuş ve bir çevrim örneği için, optimum güç, Mathcad paket programı yardımıyla, grafik yöntem kullanılarak hesaplanmıştır.

SUMMARY

COGENERATION

Over the last century, the demand for energy in all over the world has increased considerably, while the amount of primary energy sources have decreased dramatically. Therefore, the world will have a big difficulty for meeting its own energy demand in the future. This matter forces the engineers to develop highly efficient energy conversion cycles. Combined Heat and Power Generation (CHPG) or Cogeneration, which could be defined as the coincident production of both mechanical or electrical power and other forms of useful energy, like heat or process steam, from the same facility, is a power producing cycle contributing to this purpose with its fuel saving aspect. Although industrial cogeneration has been used in large industrial facilities like pulp and paper, textile, petroleum, chemical and food industries from the beginning of the last century, with the rapid changes in energy prices in the 1970s, the fuel-conserving aspect of cogeneration became a major driver for the increased interest in this technology. Today, industrial power, produced by cogeneration, competes with utility power generation, especially in developed countries. While this technology has been used in industry since 1970s in our country, it has spread rapidly with new industrial and district heating applications over the last years.

In a classical system, an industrial company, which needs both electricity and process heat, provides its electricity demand from the electricity utility and steam demand from a steam boiler found in its own plant area. On the other hand, electricity is usually generated in utility thermal power plants which have approximately 35 % efficiency. About 50 % of the thermal energy of fuel is rejected to the atmosphere by condenser in steam-turbine power plants and by exhaust gasses in gas-turbine power plants. This loss is the result of the technology used today to generate electricity in thermal power plants. Whereas, the exhaust energy that remains after the production of shaft power is of sufficiently high quality to be useful in thermal heat processes. When the exhaust energy is used in a process, overall efficiency could reach up to 85-90 % and significant amount of fuel savings could be obtained. Moreover, since less fuel is used to produce same amount of energy by this method of generation called CHPG, the environment is less damaged compared to the classical or separate generation method.

From an energy source point of view, cogeneration is beneficial only if it saves primary energy when compared with separate generation of electricity and steam (or heat). The cogeneration plant efficiency η_{co} is given by

$$\eta_{co} = \frac{E + \Delta H_s}{Q_A}$$

where E = electric energy generated
 ΔH_s = heat energy, or heat energy in process steam
 = (enthalpy of steam entering the process)
 - (enthalpy of process condensate returning to plant)
 Q_A = heat added to plant (in coal, natural gas, etc.)

For separate generation of electricity and steam, the heat added per unit total energy output is

$$\frac{e}{\eta_e} + \frac{(1-e)}{\eta_h}$$

where e = electrical fraction of total energy output = $\frac{E}{(E + \Delta H_s)}$
 η_e = electric plant efficiency
 η_h = steam (or heat) generator efficiency

The combined efficiency η_c for separate generation is therefore given by

$$\eta_c = \frac{1}{(e/\eta_e) + (1-e)/\eta_h}$$

and cogeneration is beneficial if the efficiency of the cogeneration plant (η_{co}), exceeds that of separate generation (η_c).

In evaluating and comparing alternative cogeneration cycles, two concepts, Net Heat to Process (NHP) and Fuel Chargeable to Power (FCP), are key. Net Heat to Process is defined as the net energy supplied by the cogeneration system to the process load, and it is necessary to maintain a constant NHP for all systems being considered and compared. Fuel Chargeable to Power is defined as the incremental fuel for the cogeneration system relative to the fuel needs of a heat only system divided by the net incremental power produced by the cogeneration system. These concepts have been discussed in detail in Chapter 2. Furthermore, a brief review of thermodynamics as applied to power-turbine cycles has been included in this chapter.

Two types of cogeneration facilities are distinguished according to the types of cycles. These are topping cogeneration cycle and bottoming cogeneration cycle. The topping cycle is one where the primary focus is on the electrical energy demand to be satisfied. The fuel is primarily used to generate electricity while any excess heat, available from the electric production process, is used in any industrial plant process which also requires heat. On the other hand, the bottoming cycle is one where the primary focus is on the thermal energy demand to be satisfied. The fuel is primarily used to generate heat for an industrial plant process. Any excess heat, available from the industrial plant process, is used to generate electricity. Since the topping cycle is more commonly used in industry, the focus of this thesis will be on this type of cycle.

However, there are four broad categories of cogeneration cycle in types of power generator equipment. These are steam-turbine cycle, gas-turbine cycle, steam and gas-turbine combined cycle and gas-Diesel engine cycle that each has its own merits and demerits. For instance, steam-turbine cogeneration cycles can be applied when a low-cost fuel is available such as coal, wood chips, refuse and so on, but, power -to- heat ratio, which is defined as the ratio of power produced to NHP, can not usually exceed about 80,6 kW/10⁹ J in steam-turbine cycles. This is generally less power than that required to satisfy most industrial plant electrical energy needs. Thus, a purchased power tie or additional condensing steam-turbine capacity for power generation is necessary to provide the balance of the industrial plant power needs. However, the use of condensing steam-turbine cycle results in much higher FCP costs, which opposes to the aim of cogeneration. Although gas-turbine cycles provide higher power -to- heat ratios than do steam-turbine cycles at favorable fuel chargeable to power, and also have a lower capital cost than do steam-turbine cycles on a \$/kW basis they use high quality fuels like natural gas and oil. Therefore, gas turbine cycles are typically applied when the power -to- heat ratio is greater than 80,6, and when natural gas or oil is an available and economical fuel.

Combined cycles, consisting of gas-turbine and steam turbine cycles, are used in industrial plants having relatively high electricity demand and in utility plant applications. This type of cycle is also used when selling the electricity to utility is possible and economical. Gas and Diesel engine type cogeneration is used generally in hospital, hotel and commercial sector applications which have less electricity and heat demands compared to industrial applications. However, this type of cogeneration requires high quality and expensive fuels.

The advantages and drawbacks of the cycles mentioned above, and which type of cycle should be used in an application have been set forth in Chapter 3. In addition, for a numerical example, performance calculations of a

steam-turbine cogeneration cycle have been done, key criterians like NHP, FCP and power -to- heat ratio have been found, and power -to- heat ratios versus turbine throttle conditions and process steam conditions have been plotted in graphs. The costs of cycles, except for gas and Diesel engine cycle, have also been presented in tables in Chapter 3.

The economic evaluation techniques used to evaluate a cogeneration investment have been discussed briefly, and advantages and disadvantages of each technique have been given in Chapter 4. Economics of cogeneration have also been included in detail in this chapter, and technical and economical data of an industrial plant have been used for this study. This industrial facility has several options for providing both steam and electricity. It can:

1. Install a gas-fired ambient-air boiler for the steam needs of the plant and purchase 40 MW of electricity from the utility.
2. Install a coal-fired cogeneration system sized to provide steam needs with any supplementary electricity purchased from the utility.
3. Install a simple-cycle gas turbine and Heat Recovery Steam Generator (HRSG) to supply steam needs with any supplementary electricity purchased from the utility.
4. Install a combined-cycle gas turbine, HRSG, and steam turbine sized to provide all of the steam needs and more electricity than the facilities demand, and to sell exceeding amount of electricity to the utility.

Here, the economics study has been made in Microsoft Excel by using costs of cycles given in Chapter 3. By taking the first case as a reference, it has revealed that the third alternative is the most economical. Same study has been done for the case that the industrial facility already has a steam boiler and equipment, and the third alternative has been found most economical also in this case. Moreover, the graphics showing the change in investment pay-back years versus electric rate, electric buyback rate and natural gas fuel cost have been plotted.

Technical and economical criterions used in planning a cogeneration system have been discussed in Chapter 7. Some sort of preventations should be taken to provide the cogeneration system to produce reliable electricity and steam. In addition to this, long-term steam, electricity and fuel price contracts should be signed to decrease the risk of investment. The details of criterions and preventations have been included in this chapter.

The study for determining the optimum capacity and type of cogeneration for an industrial facility has been done in Chapter 6. The equations of capital and production costs have been formed for different five alternatives, which are classical systems having a steam boiler and buying electricity from the utility, steam-turbine cycle, gas-turbine simple cycle, gas

and steam-turbine combined cycle, and gas-Diesel engine cycle. While preparing these equations, it was assumed that the industrial facilities electricity and heat demands change in time in a day. The period of a day studied has been divided into little periods to show the case mentioned above. Thus, the continuous change has been converted to the step by step change by assuming that the demands are constant in a little period and change from a period to another one. However, equations have been simplified by assuming that the demands of a day are same for all days in a year. It has been thought that the incremental capital costs of each cycles to the classical system are paid back by incremental production cost advantages obtained by these cycles. When the equations prepared according to this assumption are solved by suitable mathematical methods, the capacity values and operating schedules of cycles which give the minimum pay-back years will be obtained. After that, the pay-back years values of the cycle having the minimum pay-back years is compared, with market conditions, and then, the decision for investment is made according to this comparison.

In this thesis, only the solution for gas-turbine simple cycle has been made, since sufficient technical and economical data of other cycles are not in hand. In the solution, for simplicity, it was assumed that the cycle produces power constantly in related value. The optimum power value giving the minimum pay-bak years has been determined by graphic method using Mathcad program. What's more, how the optimum power and the minimum pay-back years values change with utilities electric rate and buyback rate, and natural gas price, have been presented in graphics. When sufficient data are obtained, same study can be made for other cycles.

The recommendations about the conditions in which a cogeneration cycle can be installed, and general conclusions of the thesis have been given in Chapter 7.

BÖLÜM 1

GİRİŞ

Son yıllarda tüm dünyada gerçekleşen enerji kullanımı incelendiğinde, gelecekte ortaya çıkacak olan talebin karşılanmasında önemli bir takım sıkıntılar olduğu ortaya çıkmaktadır. İncelemeler, bütün ülkelerde enerji ihtiyacının sürekli olarak arttığını ve ilerde de artmaya devam edeceğini göstermiştir. İstatistiklere dayanarak, dünya enerji ihtiyacının her 10 yılda yaklaşık iki katına çıktığı, bu artış hızının, Türkiye gibi gelişmekte olan ülkelerde daha da yüksek olduğu ve enerji ihtiyacının 7 yılda iki katına çıktığı söylenebilir [1]. Buna karşılık, kullanılabilir ham enerji kaynakları ise sürekli azalmakta olup, dünyamızın sahip olduğu ham enerji maddelerinin (kömür, petrol, doğal gaz v.b.) miktarı hakkında değişik bilgiler bulunsa da enerji ihtiyacının artış hızına göre, bu kaynakların günün birinde tükeneceği bir gerçektir. Tükenmeyen enerji kaynaklarından biri olan hidrolik enerjinin (su kuvveti) tümünden gerçekçi bir şekilde faydalanılması halinde bile, buradan elde edilecek enerji, dünyamızın bugünkü ve yarınki ihtiyacını karşılamaktan çok uzaktır [1]. Yenilenebilen diğer enerji kaynakları olan güneş, rüzgâr ve gel-git enerjisinden ise etkin ve gerçekçi olarak elektrik enerjisi üretmek, günümüz şartlarında, büyük boyutlarda, olanaksızdır. Ayrıca, bu kaynaklardan elde edilecek enerjinin, doğa koşullarına bağlı olarak, zamanla değişmesi, güvenilirliğini azaltmaktadır. Zamanla oluşacak elektrik enerjisi yetersizliğinin ülke ve dünya ekonomisinde doğuracağı zararlar düşünüldüğünde, bunun önemli bir sorun olduğu ortaya çıkmaktadır. Dünyamızın, günümüz ve gelecekteki enerji sorununun çözümü olarak görülen nükleer enerji ise, yakın geçmişte yaşanan nükleer santral kazaları ve buna tepki olarak artan çevreci hareketler nedeni ile belirsizliğini sürdürmektedir.

Dünyamızın, enerji ihtiyacını karşılama konusunda yukarıda belirtildiği gibi önemli sorunları olduğuna ve günümüz teknolojisi ile bu sorunu kökten çözecek bir enerji üretim biçimi bulunmadığına göre, birincil (ham) enerji kaynaklarının yüksek bir verimle işe dönüştürülmesi, insanoğlunun en önemli amacı olmak durumundadır. Bu amaç, mühendisleri yüksek verimli enerji

dönüştürme çevrimleri geliştirmeye yöneltmiştir. Yüksek verimlerinden dolayı, elektriksel ve/veya mekaniksel gücün ve bunun yanında yararlanılabilir ısının, eş zamanlı olarak, termik yanmalı motor ve türbinler aracılığı ile üretilmesi olarak tanımlayabileceğimiz Birleşik Isı-Güç Üretim Sistemleri (B.I.G.Ü.S.), bu amaca cevap vermektedir. Sağladıkları enerji tasarrufu dolayısıyla parasal kazanç ve sundukları kaliteli elektrik enerjisi nedeniyle B.I.G.Ü. sistemleri endüstriyel güç ve ısı üretiminde önemli bir paya sahiptirler [2]. Bu sistemler sadece büyük endüstriyel tesisler için değil, aynı zamanda Belediyeler ve Enerji Üretim Merkezleri için de ekonomik çözümler getirmektedir. Özellikle 1970'lerde yaşanan enerji fiyatlarındaki büyük ve hızlı artış yanında, günümüzde de yakıt ve enerji fiyatlarındaki daha küçük fakat sürekli olan artışlar, endüstri ve ilgili enerji kuruluşlarını daha ekonomik teknolojiler kullanmaya yöneltmiş ve bu nedenle B.I.G.Ü. sistemleri büyük önem kazanarak uygulamaya girmişlerdir.

Bu çalışmada, Bölüm 2'de Birleşik Isı-Güç Üretimi'nin (B.I.G.Ü.) ilkesi ve bu ilkeye dayanarak, toplam enerji üretim veriminin nasıl yükseldiği ele alınmıştır. Bölüm 3'de ise değişik tip B.I.G.Ü. çevrimleri ayrıntılı olarak incelenmiş, bu tiplerin birbirlerine göre üstünlükleri ve hangi durumlarda hangi çevrimlerin kullanılması gerektiği belirtilmiştir.

Bölüm 4'de, genel ekonomik değerlendirme yöntemleri, ele alınıp, kısaca anlatıldıktan sonra, örnek olarak, elektrik ve ısı gereksinimi bir yıl boyunca sabit kalan bir endüstri tesisi için, farklı çevrim tiplerinin maliyetleri dikkate alınarak, hangi tip çevrimin seçilmesinin daha uygun olacağı, Microsoft Excel paket programı yardımıyla saptanmıştır.

Bir B.I.G.Ü. Sisteminin kurulmasında dikkate alınacak teknik ve ekonomik planlama kriterleri ise Bölüm 5'de verilmiştir. Bölüm 6'da, bu bilgiler ışığında, optimum B.I.G.Ü. Sistemi kapasitesi ve türünün saptanmasında kullanılacak tesis ve üretim maliyeti denklemleri, bütün çevrimler için, oluşturulmuştur. Daha sonra, elektrik ve ısı enerjisi gereksinimleri zamanla değişen bir tesis örnek alınmıştır. Burada, diğer çevrimlere ilişkin yeterli teknik ve ekonomik veriler ulaşılamadığı için sadece gaz türbinli basit çevrime ilişkin optimum güç, Mathcad paket programı yardımıyla ve grafik yöntemle bulunmuştur. Ayrıca, şebekenin elektrik enerjisi birim satış fiyatı, geri alış fiyatı ve doğal gaz fiyatına bağlı olarak

optimum güç ve geri ödeme süresinin değişimleri grafikler yardımıyla gösterilmiştir.

Bölüm 7'de sonuç olarak, Birleşik Isı-Güç Üretiminin hangi durumlarda kullanılabileceğine ilişkin öneriler verilmiştir.



BÖLÜM 2

BİRLEŞİK ISI-GÜÇ ÜRETİMİ SİSTEMLERİ

2.1. Genel Bakış

Günümüzde, birçok endüstri tesisinde hem elektrik enerjisine, hem de ısı enerjisine ihtiyaç duyulmaktadır. Bunlara kağıt, tekstil, kimya, gıda, çimento, seramik, petrokimya sanayiinde üretim yapan tesisler örnek gösterilebilir [3]. Böyle bir tesis, elektrik enerjisini kendisi üretemiyorsa, bunu, elektrik şebekesinden satın almakta, genellikle ihtiyaç duyduğu buhar şeklindeki ısı enerjisini ise bir buhar kazanından, kömür, fuel-oil, doğal gaz gibi bir birincil enerji maddesini yakarak karşılamaktadır. Elektrik enerjisinin satın alındığı şebekede ise üretim, büyük oranda termik santraller ile gerçekleştirilmekte olup, bu santrallerin verimleri ise % 35 civarında gerçekleşmektedir. Diğer bir deyişle, 35 birimlik ısı değeri olan elektrik enerjisi üretmek için 100 birimlik değerde bir ısı enerji harcanmaktadır. Bu düşük verim, birincil yakıtlardan elde edilen ısı enerjisini elektrik enerjisine çevirmek için bugün dünyanın her yerinde kullanılan teknolojinin doğal bir sonucu olarak ortaya çıkmaktadır [4].

Buhar santrallerinde, kazanda elde edilen buhar ile çalışan bir buhar türbini, bir senkron generatörü çevirmekte ve elektrik enerjisi elde edilmektedir. Buhar türbinlerine verilen yüksek basınç ve sıcaklıktaki buhar, türbini düşük basınç ve sıcaklıkta terkederken, girişte sahip olduğu enerjinin yarısından fazlasını hala üzerinde taşımaktadır. Elektrik üretmek için yetersiz kalitede olan bu çıkış buharı (örneğin 30°C sıcaklık ve 0,037 atmosfer vakumda) kondenserde yoğunlaştırulup tekrar buhar kazanına su olarak yollanmaktadır [4]. Kondenserde dolaşan soğutma suyuna enerjisini veren türbin çıkış buharı, su haline dönüşerek tekrar kazana geri dönmektedir. Bu kıymetli, fakat düşük kaliteli enerji, soğutma suyu ile çevrimden atılmaktadır. Böylece, buhar kazanında yakılan yakıtın enerjisinin hemen hemen yarısı yok olmakta ve kazan ile generatör kayıplarıyla beraber toplam verim % 35 mertebesinde gerçekleşmektedir. Bugün için verimi yükseltici düzenlemelerle modern santrallarda, ancak % 40 civarında bir verime ulaşılabilmektedir.

Çıkış buharı ile türbinden atılan bu enerjiden faydalanılarak "Birleşik Isı-Güç Üretimi" gerçekleştirilmekte ve sistemin toplam verimi % 85-90 mertebesine yükseltilebilmektedir [3,5]. Bu yolla, önemli ölçüde bir enerji tasarrufu sağlanmaktadır. Böyle uygulamalarda çıkış buharı, çok düşük sıcaklık ve basınca düşürülmeden, birkaç yüz derece sıcaklıkta alınmaktadır. Bu durumda, türbinde buhar enerjisinden daha az yararlanılmakla beraber, çıkış buharı tam olarak değerlendirildiği için toplam verim yükselmiş olmaktadır.

İhtiyaç duyduğu elektrik enerjisini ve buharı temin etmek hususunda iki seçeneği olan bir endüstriyel tesisin, elektrik enerjisini, % 40 verimle elektrik üreten bir şebeke santralından ve buharı da % 90 verimle çalışan bir buhar kazanından, ya da elektrik ve ısı enerjisini eş zamanlı olarak, % 38 elektrik, % 52 ısı verime sahip bir B.I.G.Ü. sisteminden sağladığı varsayalım. Şekil 2.1.a ve b'de, ikinci seçeneğin birincisine olan üstünlüğünü gösterebilmek amacıyla, bu her iki seçeneğe ait verim dağılımları ve primer enerji kullanımları verilmiştir.

Görüldüğü gibi, ikinci seçeneğin tercih edilmesi ile giriş enerjisinde % 34,6'lık bir ekonomiklik elde edilmekte, daha az enerji kullanımı nedeniyle çevresel atıkların oluşumu da azaltılmakta ve böylece çevrenin daha çok korunması sağlanmış olmaktadır.

Enerji kaynağı açısından, B.I.G.Ü. sistemi, elektrik ve ısıyı ayrı ayrı üretildiği sisteme göre birincil enerji kullanımında tasarruf sağlıyorsa faydalıdır. Şekil 2.1'de şematik olarak verilen bilgiler bir formül şekline dönüştürülürse, B.I.G.Ü. sisteminin verimi,

$$\eta_{co} = \frac{E + \Delta H_s}{Q_A} \quad (2.1)$$

biçiminde ifade edilebilir. Burada

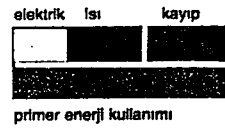
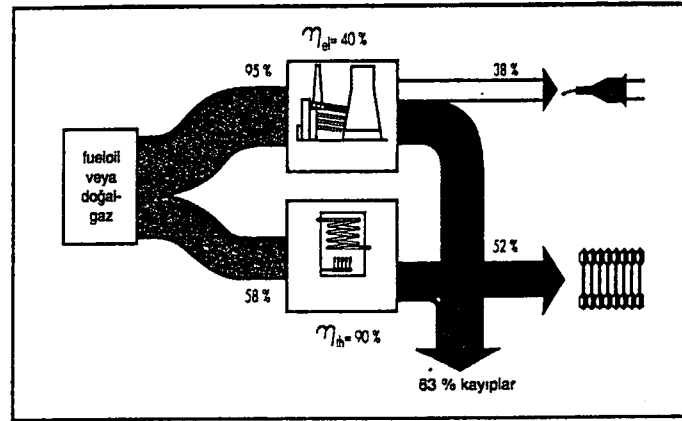
E = üretilen elektrik enerjisini,

ΔH_s = ısı enerjisi ya da işlem buharındaki ısı enerjisini,

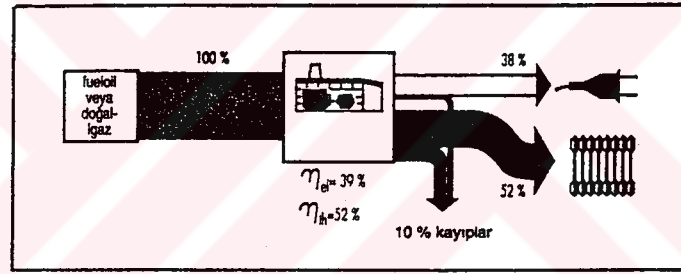
= (işleme giren buharın entalpisi-ışlemden dönen yoğunlaşmış buharın entalpisi)

Q_A = sisteme giren yakıt ısısını

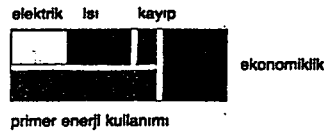
göstermektedir.



(a)



$$\left(\frac{1-100}{153} \right) \cdot 100 = 34,6\% \text{ Giriş enerjisinde sağlanan ekonomiklik}$$



(b)

Şekil 2.1. Elektrik ve ısı enerjisinin,
 a) Ayrı ayrı üretilmesi,
 b) Birlikte üretilmesi durumunda, verim dağılımı ve
 primer enerji kullanımları.

Elektrik ve buharın ayrı ayrı üretilmesi durumunda birim toplam enerji çıkışı başına sisteme girecek yakıt ısı (enerjisi) miktarı,

$$\frac{e}{\eta_e} + \frac{(1-e)}{\eta_h}$$

olacaktır. Burada,

$$e = \text{toplam enerji çıkışının elektriğe ait olan kısmını,}$$

$$= \frac{E}{(E + \Delta H_s)}$$

η_e = elektrik santrali verimini,

η_h = buhar üretici (kazan) verimini,

göstermektedir. Bu tür enerji üretiminde birleşik verim,

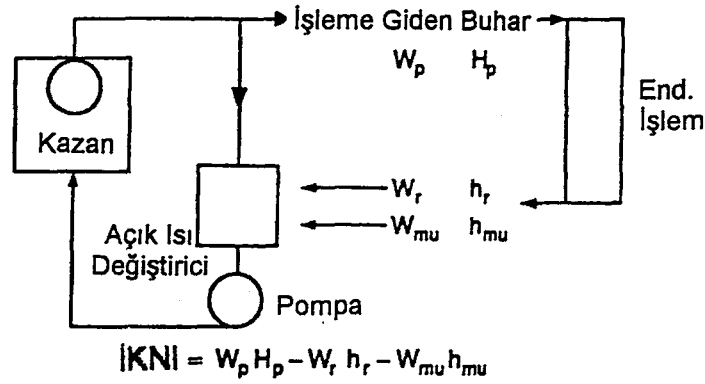
$$\eta_c = \frac{1}{(e/\eta_e) + [(1-e)/\eta_h]} \quad (2.2)$$

olacaktır [6]. Açık ki, eğer B.I.G.Ü. santralının verimi (Eşitlik 2.1), ayrı ayrı üretimin birleşik veriminden (Eşitlik 2.2) büyük olması halinde B.I.G.Ü. faydalı (ekonomik) olacaktır.

B.I.G.Ü. sistemlerinde, buhar türbini yerine gaz türbinleri de kullanılabilmekte olup, bu durumda gaz türbininin çıkışındaki yüksek sıcaklıklı gazdan, bir atık ısı kazanında buhar elde edilmesi ya da bu sıcak gazın endüstriyel tesise doğrudan gönderilmesi yoluyla yararlanılarak, yüksek verimlere ulaşılabilmektedir.

B.I.G.Ü. sistemlerinin karşılaştırılmasında ve değerlendirilmesindeki kavramlardan birisi "İşlemde Kullanılan Net Isı" (İKNI), diğeri ise "Elektriğe Dönüşen Yakıt" (EDY) dır [3]. Bunlar aynı, zamanda ekonomik modelde kullanılacak veriler için temel oluşturmaktadır.

"İşlemde Kullanılan Net Isı", Şekil 2.2'de gösterildiği gibi, B.I.G.Ü. sistemi tarafından işleme gönderilen ısı enerjisi ile işlemde dönen ısı enerjisi arasındaki fark olarak tanımlanır. Ele alınan tüm sistemler için sabit bir İ.K.N.I.'nin korunması gereklidir.



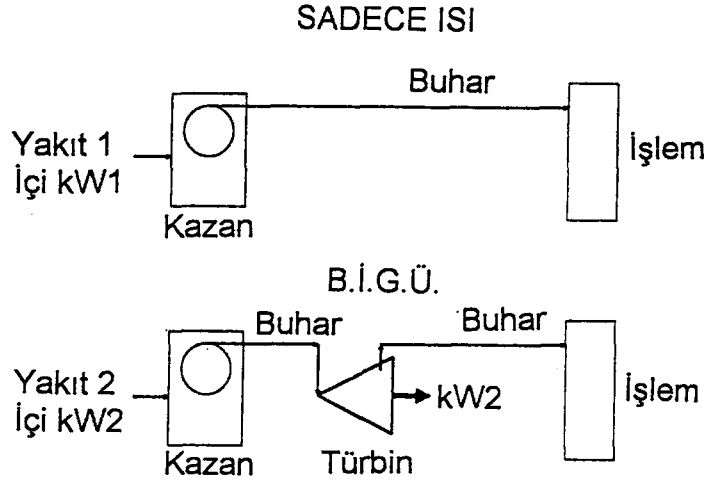
Şekil 2.2. İşlemden kullanılan net ısı (İ.K.N.I.).

"Elektriğe Dönüşen Yakıt" (EDY) ise B.I.G.Ü. sisteminin güç üretimindeki etkinliğinin bir göstergesi olup, sadece ısı üreten bir sistemin gerek duyduğu yakıt miktarı ile B.I.G.Ü. sisteminin kullandığı yakıt miktarı arasındaki farkın B.I.G.Ü. sistemi tarafından üretilen toplam güç farkına oranı olarak tanımlanmıştır. Basitçe EDY, yakıt farkının, güç farkına oranıdır. Şekil 2.3'de, ikisi de aynı işlem buharını veren iki ısı çevrimi verilmiştir. Burada buhar kazanlı normal sistem, sadece işlem buharını üretmekte olup, buna ek olarak sistemin şebekeden elektrik enerjisi alınarak sağlanan iç ihtiyaç gereksinimi (içi kW1) söz konusudur. B.I.G.Ü. çevriminde ise hem kW2 gücü, hem de işlem buharı üretilmekte, aynı zamanda bir iç ihtiyaç gücüne de (içi kW2) gereksinim duyulmaktadır. Buna göre

$$EDY = \frac{YAKIT2 - YAKIT1}{kW2 - (İçi kW2 - İçi kW1)} \quad (2.3)$$

biçiminde tanımlanabilir [3].

Sadece elektrik enerjisi üreten bir santral için (endüstriyel ya da şebeke santrali) EDY ve net ısı oranı (verim) aynı anlama gelen terimler olup, genellikle, kcal/kWh veya kJ/kWh olarak ifade edilirler. Buhar türbinli B.I.G.Ü. sistemlerinde EDY, 4200 ile 10500 kJ/kWh arasında değişmektedir. Kondenserli buhar türbini çevrimi kullanan termik santralde ise bu oran, 10000 ile 13200 kJ/kWh arasındadır [3,5]. Görüldüğü gibi, B.I.G.Ü. kullanımı ile yakıttan büyük bir ölçüde tasarruf sağlanmaktadır.



Şekil 2.3. "Elektriğe Dönüştürülen Yakıt" tanımı için kullanılan şema.

Yaygın olmamakla birlikte, şebeke santrallerinde de B.İ.G.Ü., uygulanmaktadır. Bu durumda, buhar kullanımı yüksek olan sanayi tesislerinin termik santral civarında kurulması ve atık ısı ile elde edilen buharın bu tesislere satılması gerekmektedir. Bir diğer uygulama şekli ise, santral civarındaki yerleşim merkezlerinin, yalıtımlı bir merkezi ısıtma boru şebekesi ile, konut ve işyerlerinin ısı ve sıcak su ihtiyacının karşılanmasıdır. Bu uygulama İsveç'te yaygın olarak yapılmakta ve termik santrale 30 km'ye kadar uzaklıkta kurulan toplu yerleşim merkezlerinin ısıtılması için gerekli olan ısı enerjisi bu yolla sağlanmaktadır [4]. Öte yandan, şebekede kullanılan kombine çevrim santrallerini de B.İ.G.Ü. uygulaması olarak düşünmek mümkündür. Fakat burada esas amaç, elektrik enerjisi üretmek olduğundan, bu santrallerde verimler çok yüksek olmayıp % 50 civarındadır.

Birleşik Isı-Güç Üretimi'nde üretilen ısının faydalı bir şekilde kullanılması gerekmektedir ve dolayısıyla bu ısının nereelerde ve ne şekilde kullanılabileceğinin bilinmesinde fayda vardır. Başlıca kullanım şekilleri,

1. Ortam ısıtması (sıcak su, buhar),
2. Kurutma (sıcak su, buhar, egzost gazı, hava),
3. Kazan suyunun ön ısıtılması,
4. Absorpsiyonlu soğutma,
5. Proses ısıtma (sıcak su, buhar)
6. Kullanım için sıcak su sağlanması,
7. Yağ alma ve temizleme (sıcak su, buhar),
8. Proses buharı; çamaşırhane v.b.

olarak verilebilmektedir [2].

2.2. Termodinamik Yasa ve Kavramlar

Buhar ve gaz türbini performans hesaplamalarına yardımcı olması amacıyla kısa bir mühendislik termodinamiği bilgisinin verilmesi amaçlanmıştır.

Kararlı hal kapalı akış işleminde Termodinamiğin I. Yasası, iş yapan bir akışkan (buhar, su, hava gibi) için enerji korunumunun bir ifadesi olup,

$$q_{IN} - w_{OUT} = \Delta h + \Delta KE + \Delta PE \quad (2.4)$$

biçiminde ifade edilmektedir. Burada,

q_{IN} = işleme giren ısı [kcal/kg]

w_{OUT} = üretilen iş [kcal/kg]

Δh = işlem sırasında entalpi değişimi [kcal/kg]; genellikle "bir akışkanın toplam ısı kapasitesi" olarak adlandırılır.

ΔKE = işlem sırasında kinetik enerjideki değişim [kcal/kg]

ΔPE = işlem sırasında potansiyel enerjideki değişim [kcal/kg]

olarak tanımlanmıştır.

Elektrik santrali uygulamalarında, türbinin giriş ve çıkışındaki hızlar yaklaşık eşit, giriş ile çıkış arasındaki yükseklik farkının çok az olması nedeni ile ΔKE ve ΔPE sıfır kabul edilebilmektedir.

Entalpi ya da ısı miktarı, iş yapan akışkanın bir özelliği olup, $h=u+P.v$ olarak tanımlanır. Burada,

u = iş yapan akışkanın iç enerjisini [kcal/kg],

P = iş yapan akışkanın basıncını [kpa],

v = özgül hacimi [m^3/kg]

göstermektedir.

Buharın entalpi tabloları Termodinamik ile ilgili birçok kaynak kitapta bulunmakta ve "İdeal gaz" olarak kabul edilen akışkanlar için entalpi değişimi hesabı:

$$\Delta h = \int_{T_1}^{T_2} C_p(T) dT = \bar{C}_p \cdot (T_2 - T_1) \quad (2.5)$$

biçiminde verilmektedir [3]. Burada,

$$C_p(T) = \text{gazın sabit basınçtaki özgül ısısı [kcal/kg}^\circ\text{K]},$$

(C_p akışkan sıcaklığına bağlıdır)

$$T_1, T_2 = \text{işlemden önceki ve sonraki sıcaklıklar [}^\circ\text{K]},$$

$$\bar{C}_p = T_1, T_2 \text{ sıcaklık aralığında ortalama özgül ısı [kcal/kg}^\circ\text{K]}$$

olarak tanımlanmıştır. Genel olarak pratikte, hava ve gaz türbini egzost gazı "ideal gaz" olarak kabul edilmektedir.

Akışkanın önemli bir diğer termodinamik özelliği ise entropidir ve,

$$\Delta s = \int_{\text{durum 1}}^{\text{durum 2}} \frac{dq}{T} \quad (2.6)$$

olarak tanımlanmıştır. Burada,

$$\Delta s = \text{entropi değişimi [kcal/kg}^\circ\text{K]},$$

$$dq = \text{durum 1'den durum 2'ye geçişte akışkana verilen ısı miktarı [kcal/kg]},$$

$$T = \text{mutlak sıcaklık [}^\circ\text{K]}$$

dır. Yukarıdaki ifadelerde birim olarak kcal yerine kJ da kullanılmaktadır.

Isı ilavesinin olmadığı (adyabatik) ideal (kayıpsız) bir işlemde entropi sabit olup, bu özellik türbin çevrimlerinin termodinamik hesabında kullanılmaktadır [3].

İş yapan bir akışkanın anahtar özellikleri olan entalpi ve entropi, "Mollier diyagramı" ya da "entropi diyagramı" olarak adlandırılan diyagramla verilmektedir. Şekil 2.4'de buhar için entropi diyagramının bir bölümü verilmiştir [7].

Buhar türbinlerinde buharın ısısından ne ölçüde yararlanılabileceği, bu diyagramdan anlaşılmaktadır. Örnek olark, basıncı 30 ata ve sıcaklığı 400°C olan 1 kg buharın, kayıpsız çalışan bir buhar türbininde, basıncı 0,05 ata'ya düşünceye kadar genişletilmesi durumunda adyabatik hal değişiminde, buharın ısı miktarından ne kadarının işe çevrileceği hesaplanmak istensin.

Buhar adyabatik genişlemesinde, hiçbir ısı alınıp verilmediği için entropi artımı olmayacaktır (yani $\Delta s=0$). Buna göre hal değişimi, diyagram

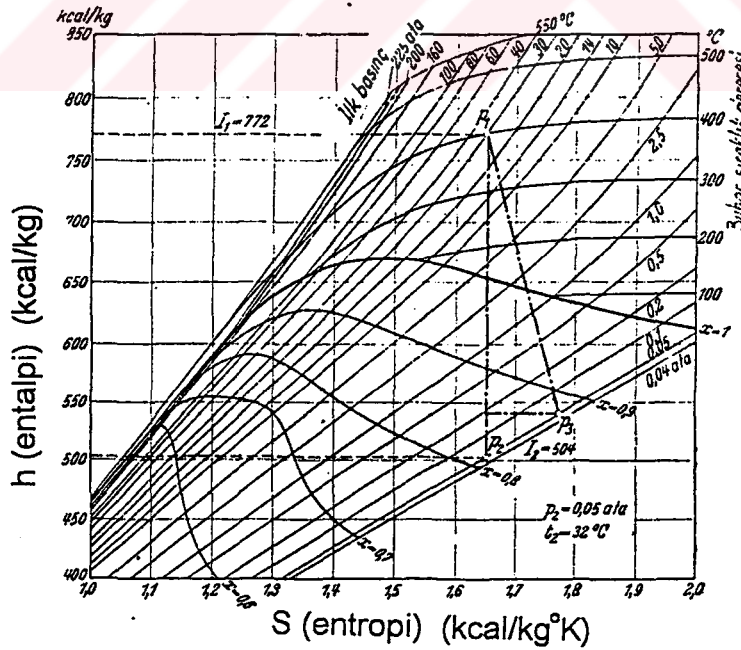
üzerinde ($P_1=30$ ata, $T_1=400^\circ\text{C}$) noktasını ($P_2=0,05$ ata) noktasına birleştiren bir düşey çizgi ile gösterilebilir. Buharın ısı miktarı P_1 noktasında $h_1=772$ kcal/kg, P_2 noktasında $h_2=504$ kcal/kg'dır. Mekanik işe çevrilen miktarı

$$\Delta h = h_1 - h_2 = 772 - 504 = 268 \text{ kcal / kg}$$

dır. Su-buhar tablosunda, P_2 noktasındaki 0,05 ata'lık doyma basıncına $T_2=32^\circ\text{C}$ sıcaklık karşılık düşmektedir. Türbini terkeden buhar 472 kcal/kg'lık ısıyı kondenserde soğutma suyuna verir ve yoğunur. Yoğuşan bu buhar halâ $504-472=32$ kcal/kg'lık ısıya sahip olup, bu 32 kcal/kg'lık ısı tekrar kazana gönderilmekte ve sonuç olarak çevrime $772-32=740$ kcal/kg ısı verilmekte ve bu çevrimin termik verimi

$$\eta_{th} = 268 / 740 = \%36,2$$

olmaktadır. Görüldüğü gibi, kayıpsız bir türbinle bile, verilen ısının ancak % 36,2'si mekanik işe çevrilebilmektedir. Bu, termodinamiğin II. Yasası'nın doğal bir sonucudur. Bu yasaya göre yüksek sıcaklıklı bir kaynaktan alınan ısının tamamı işe çevrilemeyip, belli bir miktarı, düşük sıcaklıklı bir kaynağa atılmak zorundadır.



Şekil 2.4. Buharın entropi diyagramı.

Fakat gerçekte, türbinin verimi de % 100 değil, daha düşüktür. Çünkü, buhar türbinin içinden geçerken ısı şeklinde ortaya çıkan bir sürtünme ve kısılma kaybı meydana gelir. Bu ısı her ne kadar buharın içinde kalırsa da, ısı düşümünü kötüleştirilir, yani küçültür. Bunun sonucu olarak, gerçek termik olaya karşılık gelen entropi, bu kayıplar nedeniyle oluşan ısının eklenmesi ile artmakta ve yeni hal değişimi, yaklaşık olarak P_1P_3 hattına göre gerçekleşmektedir. Faydalanılan ısı düşümü de doğal olarak küçülmektedir. Verilen örnekte faydalanılan miktar, teorik değerin (P_1P_2 hattı) ancak % 85'i kadar olup, buna türbin iç verimi adı verilmektedir. Bu iç verimden dolayı faydalanılan enerji $268 \times 0,85 = 228$ kcal/kg değerine düşmektedir. Diğer taraftan türbinin mekanik verimi (yataklardaki sürtünmeden dolayı) yaklaşık % 98 alınabilmekte ve bu durumda mekanik iş üretiminde, toplam verim;

$$\eta_{top} = 0,362 \cdot 0,85 \cdot 0,98 \cong \% 30$$

olmaktadır [7]. Görüldüğü gibi burada, % 70 gibi bir kayıp söz konusudur. Santrallerde üretilen enerjinin miktarı gözönüne alındığında, birincil enerji kaynağının bu düşük verimden dolayı oluşan ekonomik kaybı oldukça düşündürücüdür.

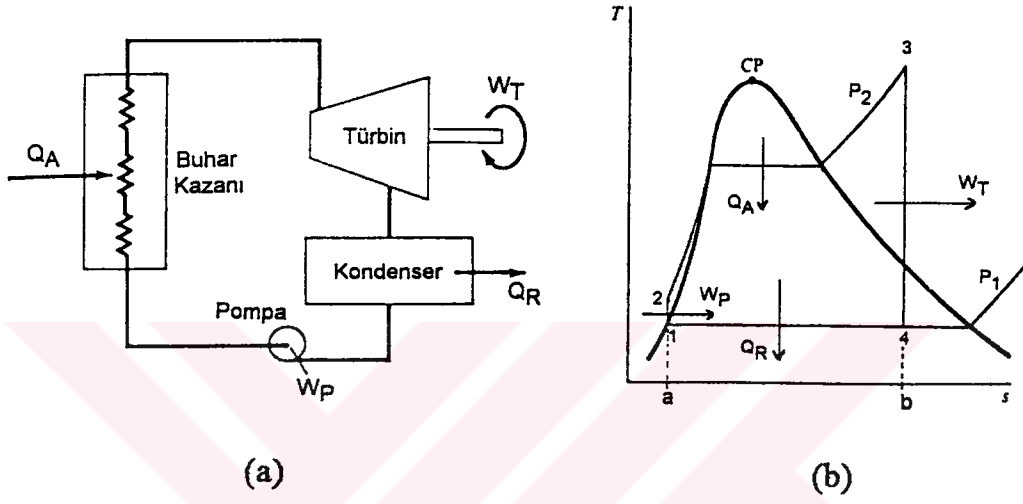
Termodinamik işlemler, bir termodinamik akışkanın ısıtılması, bir türbinde genleştirilmesi, düşük kaliteli atık ısıyı atarak (veya endüstriyel işlem ısısı şeklinde kullanılarak) soğutulması, sıkıştırılması ve tekrar ısıtılmak üzere çevrimin başlangıcına gönderilmesi biçiminde bir ısı çevrimi oluşturacak şekilde birbirleri ile bağlıdır. Bu işlemde akışkana bir ısı eklenmekte ve mekanik enerji üretilmektedir. Buhar türbinli çevrimlerde kullanılan basit bir Rankine çevrimi ve bu çevrime ait T-s (sıcaklık-entropi diyagramı) Şekil 2.5'de gösterilmiştir [6].

Bu çevrimde, yoğuşturucudan gelen doymuş su (1), bir pompa ile kazana basılarak, basıncı P_2 değerine çıkartılır (2). Bu sıkıştırma işleminin ideal halde kayıpsız olduğu ve bu nedenle entropinin sabit kaldığı varsayılmakta olup, (2) ile (3) arasında, sabit basınçta kazandan ısı çekilerek suyun hal değiştirmesi ve kızgın buharın (aşırı ısıtılmış buhar) oluşması sağlanır. (2) ile (3) arasındaki ısı girişi nedeni ile entropi artacak, (3) ile (4) arasında ise buhar kayıpsız kabul edilen türbinde P_2 basıncına kadar genişletilerek mekanik iş elde edilecektir. İdeal durumda türbin kayıpsız olduğundan, genleşme sabit entropide gerçekleşmekte, (4) ile (1) arasında ise

atık buhardan ısı çekilerek yoğuşturulmakta ve böylece, çevrimin başlangıç noktasına geri dönüş sağlanmış olmaktadır. Böyle bir çevrimin verimi ise

$$\eta = \frac{ALAN(1234)}{ALAN(a23b)} \quad (2.7)$$

olarak verilmektedir.



Şekil 2.5. a) Basit bir Rankine çevrimi,
b) Bu çevrime ilişkin T-s diyagramı.

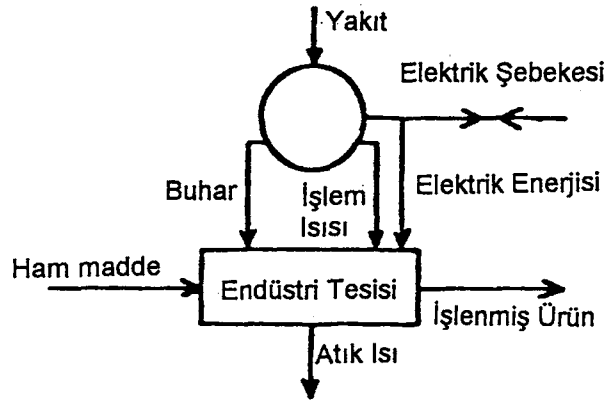
BÖLÜM 3

BİRLEŞİK ISI-GÜÇ ÜRETİMİ TÜRLERİ

Birleşik Isı-Güç Üretimi, çevriminin biçimine ve kullanılan güç ile ısı üretim elemanının cinsine göre iki gruba ayrılmaktadır.

3.1. Çevrim Biçimine Göre

"Üst Çevrim" ve "Alt Çevrim" olmak üzere ikiye ayrılan B.I.G.Ü. türlerinden, "Üst Çevrim"de öncelikli amaç, talep edilen elektrik enerjisinin karşılanmasıdır. Burada yakıt, öncelikle elektrik ya da mil gücü üretmek amacıyla kullanılmakta, elektrik enerjisi üretiminden geri kalan atık ısı enerjisi ise ısıl işlemlerde kullanılabilecek kadar yeterli yüksek kalitede olduğundan (tipik olarak 3,5 bar ile 42 bar arasında doymuş veya aşırı ısıtılmış buhar) endüstriyel işleme gönderilerek endüstri tesisinin ısı ihtiyacı karşılanmaktadır. Tesisin ısı talebinin fazla olması halinde yardımcı bir kazana ihtiyaç duyulabilir [6,8]. Şekil 3.1'de "Üst Çevrim" şematik olarak gösterilmiştir.

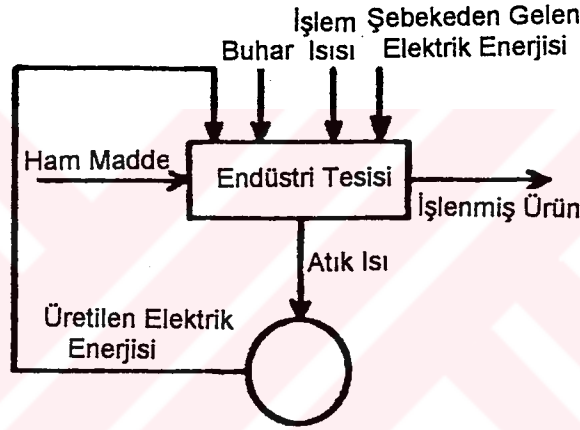


Şekil 3.1. Üst çevrim B.I.G.Ü.

B.I.G.Ü.'de kâğıt ve kimya endüstrisinde olduğu gibi genellikle, üst çevrim kullanılmaktadır. Buhar türbinli bir üst çevrimde, endüstri tesisinin gereksinimlerine bağlı olarak işlem buharı, ya türbinin orta kısımlarından

çekilmekte (ara buhar alınmasıyla kazan geri besleme suyunun ısıtılması gibi), ya da türbinin çıkışından alınmaktadır (karşı basınç türbini) [6].

"Alt Çevrim"de ise birincil amaç tesisin ısı ihtiyacını karşılamaktır. Bu amaçla, yakılan yakıttan elde edilen ısı enerjisi tesiste kullanılmakta, kullanımdan arta kalan ısı ise, elektrik üretimi biçiminde değerlendirilmektedir. Burada, düşük bir verimle elektrik enerjisi üretileceği açıktır. Çünkü elektrik üretmek amacıyla, şebeke termik santrallerinde olduğu gibi kondenserli bir buhar türbini çevrimi kullanılacaktır. Buhar türbininden çıkan atık ısı kondenserde harcanacağından verim düşecektir. Bu nedenle B.I.G.Ü.'nde az kullanılan [6,8] alt çevrim, Şekil 3.2'de şematik olarak gösterilmiştir.



Şekil 3.2. Alt çevrim B.I.G.Ü.

"Alt Çevrim" uygulaması, yüksek sıcaklıklar gerektiren çimento fırınlarının kullanıldığı çimento endüstrisinde ve cam endüstrisinde görülmektedir. Ancak, birçok endüstriyel tesiste nispeten daha düşük sıcaklık ve basınçta buhara gerek duyulduğundan, üst çevrim uygulamaları daha yaygındır [6]. Bu nedenle burada, öncelikle, "Üst Çevrim" ele alınacaktır.

3.2. Kullanılan Isı-Güç Üreticisinin Cinsine Göre

3.2.1. Buhar Türbinli Çevrimler

3.2.1.1. Kondensersiz Çevrim

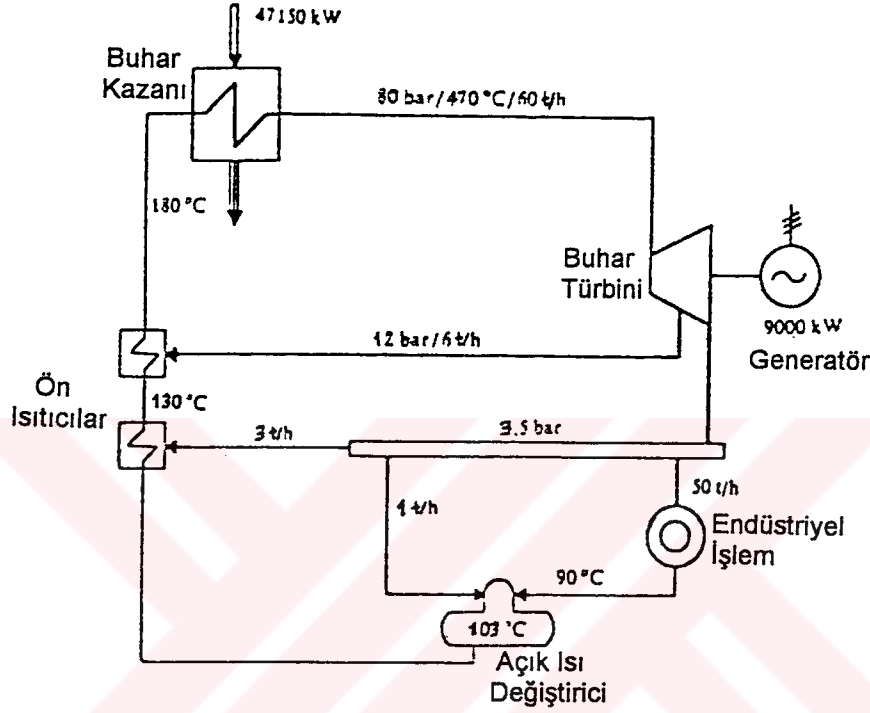
Buhar türbinli B.I.G.Ü.'de, bir kazanda elde edilen buhar, bir buhar türbininden geçirilmekte, elde edilen mekanik enerji ile bir generatör üzerinden elektrik enerjisi üretilmektedir. Türbin çıkışındaki atık ısı (buhar) ise, bir endüstriyel işleme gönderilerek, birincil enerjinin daha verimli bir şekilde kullanımı sağlanmaktadır. Buhar kazanında çeşitli yakıtlar yakılmaktadır (kömür, petrol, doğal gaz, odun veya çöp gibi) [3]. Buhar türbinleri, istenen endüstriyel işlem basıncı düzeyinde buhar verecek şekilde tasarlandığından, özel boyutlarda satılan gaz türbinlerinden farklı olarak, müşterinin isteğine göre tasarlanan makineler olup, nadiren tıpatıp aynı bileşenlere ve özelliklere sahiptirler. Bu nedenle B.I.G.Ü.'nin uygulanacağı endüstriyel tesise uygun bir buhar türbininin seçimi çok önemlidir [5]. Bu seçimde dikkat edilecek en önemli nokta, üretilen elektrik enerjisinin, endüstriyel işlemde kullanılan ısı miktarına oranı olarak ifade edilen "Isı-Güç Oranı"dır. Eğer bir endüstriyel tesis, $500 \cdot 10^6$ kJ/h'lik ısı ve 20 MW güç isterse, ısı-güç oranı

$$(20 \cdot 10^3 \text{ kW}) / (500 \cdot 10^6 \text{ kJ/h}) = 40(\text{kW}) / 10^6(\text{kJ/h})$$

olacaktır [3].

"Isıl olarak optimize edilmiş" buhar türbinli B.I.G.Ü. çevrimlerinde, buhar doğrudan karşı basınçlı (kondensersiz) veya ara buhar almalı karşı basınçlı türbinlerde genişlemektedir. "Isıl olarak optimize edilmiş" en etkin buhar türbinli B.I.G.Ü. çevrimleri kullanılsa bile, kondensersiz bir buhar türbini ile elde edilebilecek güç miktarı, işleme gönderilen birim ısı enerjisi başına genellikle $80,6 (\text{kW})/10^6 (\text{kJ/h})$ 'ı geçememektedir. Bu ise, çoğu endüstriyel tesisin elektrik ihtiyacından azdır. Bu nedenle, bu tesisin şebekeden elektrik enerjisi alması veya B.I.G.Ü. sisteminde kısmen kondenserli buhar türbini kullanımı gerekli olmaktadır [5]. Bunun ne gibi sonuçlar doğuracağı ve hangi durumlarda kullanılabileceği daha sonra ele alınacaktır.

Şekil 3.3'de B.I.G.Ü. uygulamalarında, buhar türbininin kullanımını gösteren örnek bir kondensersiz çevrim verilmiştir. Kullanılan yakıt ve üretilen elektrik miktarları, türbin giriş ve çıkışındaki buharın özellikleri ve endüstriyel tesisin buhar gereksinimleri şekil üzerinde gösterilmiştir.

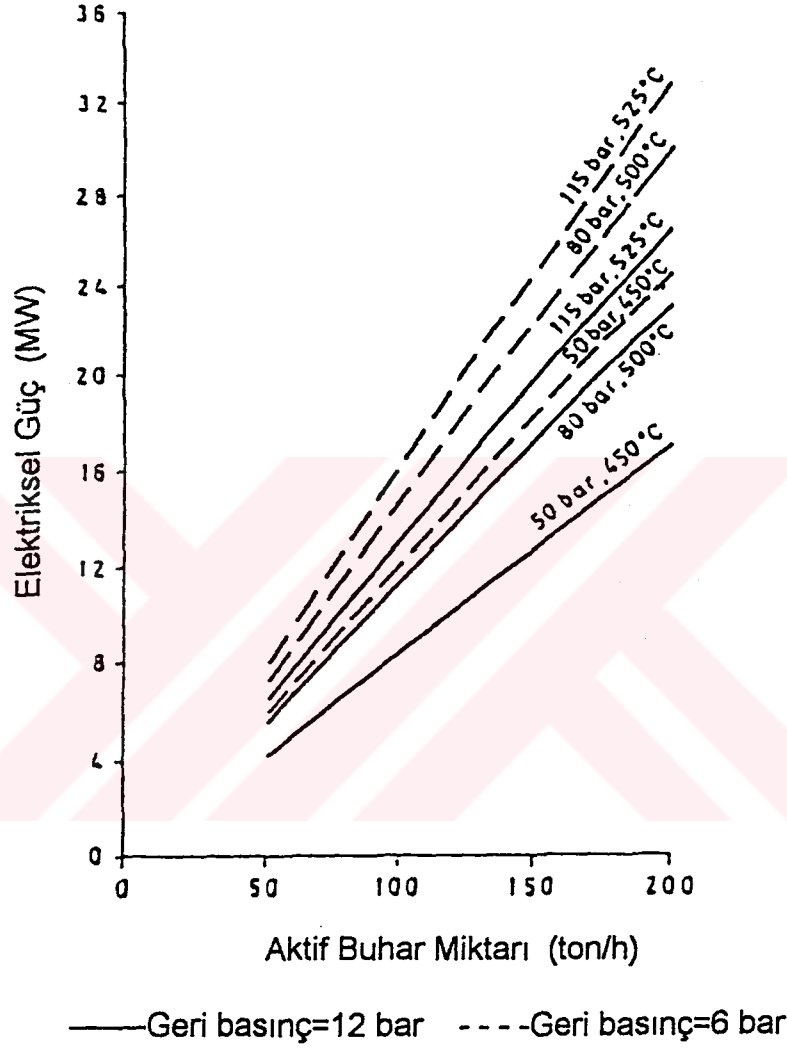


Şekil 3.3. Buhar türbinli ve kondensersiz bir B.I.G.Ü. çevrimi.

Türbin girişi buhar basıncının hangi değerde olacağı, istenen elektrik gücü ihtiyacına bağlıdır. Örneğin karşı basınç yükseldikçe, yeterli miktarda elektrik enerjisi üretmek için türbin giriş basıncının (aktif buhar basıncı) da yükselmesi gerekir. Şekil 3.4'de, çeşitli aktif buhar basınç seviyelerinde ne kadar elektrik enerjisi üretileceği, buhar miktarının bir fonksiyonu olarak görülmektedir.

Buradan da görülebileceği gibi, aktif buhar basıncının artmasıyla üretilen elektrik miktarı da artmakta, bu ise buharı üreten kazanın yatırım maliyetinin artmasını beraberinde getirmektedir [9]. İyi bir aktif buhar basıncı seçimi için ekonomik hesapların yapılması gereklidir.

Basitleştirilmiş bir B.I.G.Ü. çevriminin performans hesabını göstermek amacıyla aşağıdaki basit örnek ele alınmıştır. Gerçek bir sistemin tasarımında bu örnekte ele alınmayan bir takım ek santral ekipmanları (donanımları) da kullanılacaktır [3].

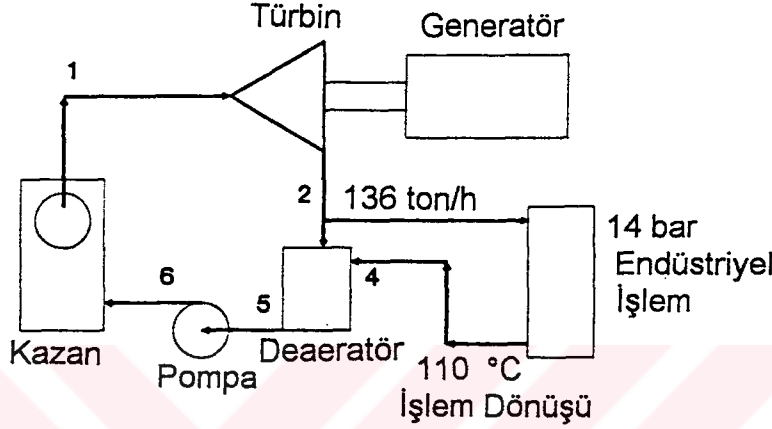


Şekil 3.4. Aktif buhar basınç seviyelerine ve miktarlarına göre elektrik enerjisi üretimi.

ÖRNEK:

Bir endüstri tesisi, 1400 kPa (14 bar) basınçta ve 136 ton/saat debide buhara ihtiyaç duymaktadır. İşlemden kullanıldıktan sonra buhar, 110°C sıcaklıkta yoğunlaşmış olarak çevrime geri gönderilmektedir. 10 MPa (100 bar) basınç ve 480°C sıcaklıkta buhar üreten kazanın verimi % 85 ve türbinin

verimi % 80 olup, türbin çıkışında, buhar doğrudan işleme girmektedir. Tesiste, bir açık besleme suyu ısıtıcısı (deaerator) bulunmakta ve türbin çıkışındaki 1400 kPa'lık buharı kullanmaktadır (besleme suyunu ısıtma işlemi çevrimin verimini arttırmaktadır). Bu çevrimden elde edilecek elektrik gücünün, tüketilen yakıt miktarının, "Elektriğe Dönüşen Yakıt" ve "Isı-Güç Oranı"nın hesabı aşağıdaki gibidir (Bu çevrimin şematik gösterilimi Şekil 3.5'de verilmiştir).



Şekil 3.5. Bir endüstri tesisinde kullanılacak B.I.G. Üretimi'nin şematik gösterilimi.

Çözüm için ilk adım, türbinin genişleme çizgisinin hesaplanmasıdır. Su ve Kızgın Su Buharı Tablosu'ndan, türbin girişindeki buharın (10 MPa; 480 °C) entalpisi 3323,2 kJ/kg ve entropisi de 6,5312 kJ/kg°K olarak bulunur [10]. Türbinin kayıpsız olduğu varsayıldığında, genişlemenin sabit entropide gerçekleştiği ve 1400 kPa'a kadar genişleyen buharın türbin çıkışındaki entalpisinin 2819,3 kJ/kg, sıcaklığının ise 207 °C olduğu Su ve Kızgın Su Buharı Tablosu kullanılarak hesaplanır (Tabloda, 1,4 MPa bölümünde 6,4941 ile 6,6030 kJ/kg°K'lik entropiler arasında enterpolasyon yapılarak) [10]. Entalpi değişimi,

$$3323,2 - 2819,3 \cong 504 \text{ kJ/kg}$$

dir ve % 80 verimli bir türbin bu değişimin ancak % 80'ini, yani

$$504 \cdot 0,8 = 403,2 \text{ kJ/kg}$$

ını işe dönüştürdüğünden, türbin çıkışının entalpisi

$$h_2 = 3323,2 - 403,2 = 2920 \text{ kJ/kg}$$

olarak bulunacaktır. Bu entalpiden hareketle, türbin çıkış entropisi 6,7329 kJ/kg^oK ve sıcaklığı 247 °C olarak Su ve Kızgın Su Buharı Tablosu'ndan hesaplanır (Tabloda, 1,4 MPa bölümünde 2903,6 ile 2951 kJ/kg'lık entalpiler arasında enterpolasyon yapılarak) [10].

İkinci adım, açık besleme suyu ısıtıcısının ısı dengesinin hesaplanmasıdır. Isıtıcıda, türbin çıkışı ile, endüstriyel işlem dönüşünden gelen akışlar karıştırılmaktadır. M_T türbin akışı için besleme suyu ısıtıcısının enerji dengesi,

$$h_5 \cdot M_T = 136000 \cdot h_4 + (M_T - 136000) \cdot h_2$$

biçiminde verilebilir. Burada h_5 , Şekil 3.5'deki 5 numaralı noktanın entalpisidir. Isıtıcı çıkışı 1400 kPa'da doymuş bir sıvı olacak şekilde tasarlanmalıdır. Bu nedenle $h_5=830$ kJ/kg olarak, Basınca Göre Düzenlenmiş Su ve Su Buharı Tablosu'ndan bulunur [10]. Benzer şekilde endüstriyel işlemde geri dönen 110 °C'daki doymuş sıvının (4 noktası) entalpisi de Sıcaklığa Göre Düzenlenmiş Su ve Su Buharı Tablosu'ndan $h_4=461$ kJ/kg olarak elde edilir [10]. Bu durumda ısıtıcıdaki ısı dengesi,

$$830 \cdot M_T = 136000 \cdot 461 + (M_T - 136000) \cdot 2920$$

biçiminde yazılabilir. Buradan, M_T türbin debisi (akışı),

$$M_T \cong 160000 \text{ kg/h} = 160 \text{ t/h}$$

olarak hesaplanır.

Kazan besleme suyu pompası, ısıtıcıdan çıkan suyun basıncını 1,4 MPa'dan 10 MPa'a yükseltir ve buradaki entalpi değişimi, özgül hacmin, pompa veriminin ve basınç değişiminin bir fonksiyonu olarak,

$$\Delta h_{56} = h_6 - h_5 \approx \frac{v_5(P_6 - P_5)}{\eta_p} \quad (2.8)$$

biçiminde yazılabilir. Basınca Göre Düzenlenmiş Su ve Su Buharı Tablosu'ndan 5 noktasının özgül hacmi $v_5=1,1489 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg}$ olarak tesbit edilip, pompa veriminin % 75 olarak kabulü ile (2.8) denkleminde

$$\Delta h_{56} = 1,1489 \cdot 10^{-3} \cdot (10 \cdot 10^3 - 1,4 \cdot 10^3) / 0,75 = 13 \text{ kJ / kg}$$

olarak bulunur [10]. Buna göre kazana giriş entalpisi,

$$h_6 = 830 + 13 = 843 \text{ kJ / kg}$$

olacaktır. Kazana giren yakıtın enerji olarak miktarı ise,

$$\begin{aligned} \text{Yakıt girişi} &= (3323,2 - 843) \text{ kJ / kg} \cdot 160 \cdot 10^3 \text{ kg / h} \cdot 1 / 0,85 \\ &= 466,86 \cdot 10^6 \text{ kJ / h} \end{aligned}$$

olarak hesaplanır. Kazanda, yakıt olarak doğal gaz kullanıldığını varsayılırsa ve doğal gazın alt ısı değeri yaklaşık olarak $21 \cdot 10^3 \text{ kJ/m}^3$ alınırsa, yakıt girişi $22232 \text{ m}^3/\text{h}$ olarak elde edilir. 24300 kJ/kg alt ısı değeri olan 6 numaralı Fuel-Oil kullanılması durumunda yakıt girişi, 19212 kg/h olacaktır [1].

Bir türbinden elde edilecek mekanik gücün, türbinin giriş ve çıkışındaki entalpi değişimi ile kütle akışının (debinin) çarpımına eşit olduğu düşünülürse,

$$\begin{aligned} \text{Türbin çıkış gücü} &= 403,2 \text{ kJ / kg} \cdot 160 \cdot 10^3 \text{ kg / h} \\ &= 64,512 \cdot 10^6 \text{ kJ / h} \\ &= 17920 \text{ kW} \end{aligned}$$

olarak hesaplanacaktır. Burada, generatör veriminin % 96 olarak kabul edilmesi ile generatörde üretilecek elektrik gücü 17203 kW olarak bulunur.

Kazan besleme suyu pompasının çalışması için elektrik gücüne gereksinimi olduğuna ve % 96 verimli bir motor kullanıldığına göre motorun çektiği güç:

$$13 \text{ kJ / kg} \cdot 160 \cdot 10^3 \text{ kg / h} \cdot 1 / 0,96 = 2,166 \cdot 10^6 \text{ kJ / h} = 602 \text{ kW}$$

olarak bulunur. Bu durumda santralin net elektriksel çıkış gücü

$$\text{Net elektriksel çıkış gücü} = 17203 - 602 = 16601 \text{ kW}$$

olacaktır.

Benzer şekilde, endüstriyel işlem tarafından çekilen toplam ısı da, işlemin giriş ve çıkışındaki entalpi farkı ile debinin çarpımıdır. Buna göre,

$$\begin{aligned} \text{İşlemde kullanılan net ısı} &= (2920 - 461) \text{ kJ / kg} \cdot 136 \cdot 10^3 \text{ kg / h} \\ &= 334,424 \cdot 10^6 \text{ kJ / h} \end{aligned}$$

olacaktır.

"Elektriğe Dönüştürülen Yakıt" oranını bulmak için öncelikle, endüstriyel işleme $334,424 \cdot 10^6$ kJ/h'lık ısı verebilecek bir kazanın yakıt girişinin hesaplanması gerekir. Burada, kazan verimi % 85 olarak kabul edilirse,

$$\begin{aligned} \text{Kazan yakıt girişi} &= \frac{334,424 \cdot 10^6 \text{ kJ / h}}{0,85} \\ &= 393,44 \cdot 10^6 \text{ kJ / h} \end{aligned}$$

bulunur. Buna göre EDY, Eşitlik 2.3 kullanılarak

$$\text{EDY} = \frac{(466,86 - 393,44) \cdot 10^6 \text{ kJ / h}}{16601 \text{ kW}} = 4423 \text{ kJ / kWh}$$

olarak hesaplanır.

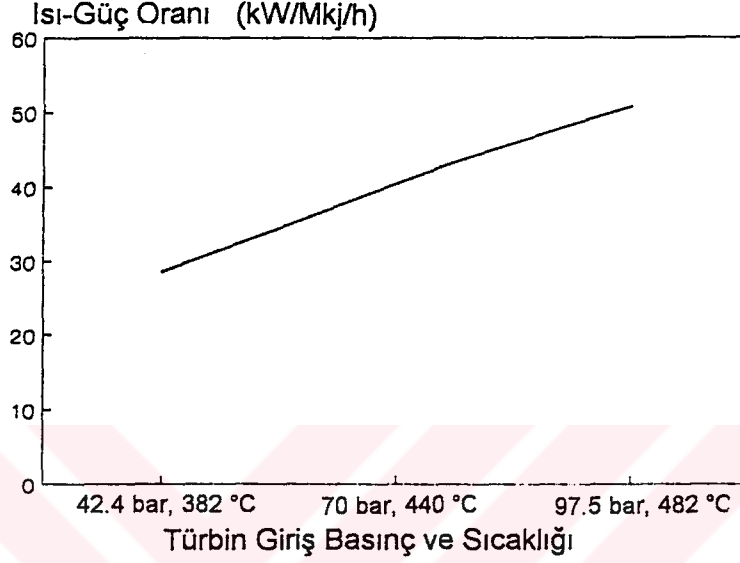
"Isı-Güç Oranı" ise üretilen elektrik gücünün, endüstriyel işlemde kullanılan net ısıya bölümü ile bulunur. Bu,

$$\text{Isı-Güç Oranı} = \frac{16601 \text{ kW}}{334,424 \cdot 10^6 \text{ kJ / h}} = 49,6 \text{ kW / } 10^6 \text{ kJ / h}$$

biçimindedir.

Farklı türbin giriş koşulları (basınç ve sıcaklık) için ısı-güç oranının nasıl değiştiği Şekil 3.6'da gösterilmiştir. Bu grafik türbinin genleşme çizgisini ve türbin çıkış koşullarını sabitleştirerek hazırlanmıştır. Bu yöntemde, işleme

giden ısı sabit tutulup, arzu edilen türbin giriş basıncına karşı düşen giriş sıcaklığı, genleşme çizgisinin üzerinde olacak biçimde saptanır [3]. Şekil 3.6'da görüldüğü gibi türbin giriş koşullarının artması ısı-güç oranını artırmaktadır.

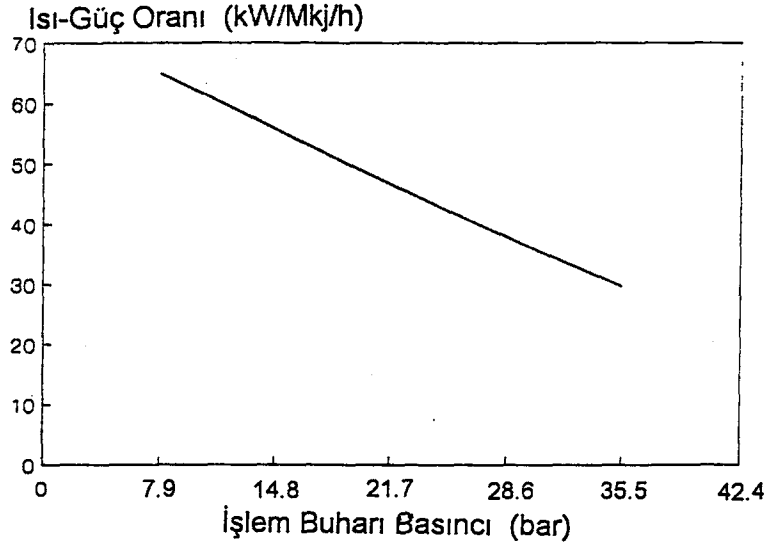


Şekil 3.6. Türbin giriş basıncı ve sıcaklığına göre ısı-güç oranının değişimi.

Şekil 3.7'de ise türbin giriş basıncı ve sıcaklığının 10 MPa, 480 °C'da sabit tutulup türbin çıkış basıncı yani işleme giden buharın basıncının değiştirilmesiyle ısı-güç oranı değişimi verilmiştir. Endüstriyel işleme giden buharın basıncı yükseldiğinde türbin giriş ve çıkışı arasındaki entalpi düşümü azalacağından üretilen elektriksel güç ve dolayısıyla ısı-güç oranı da azalacaktır [3].

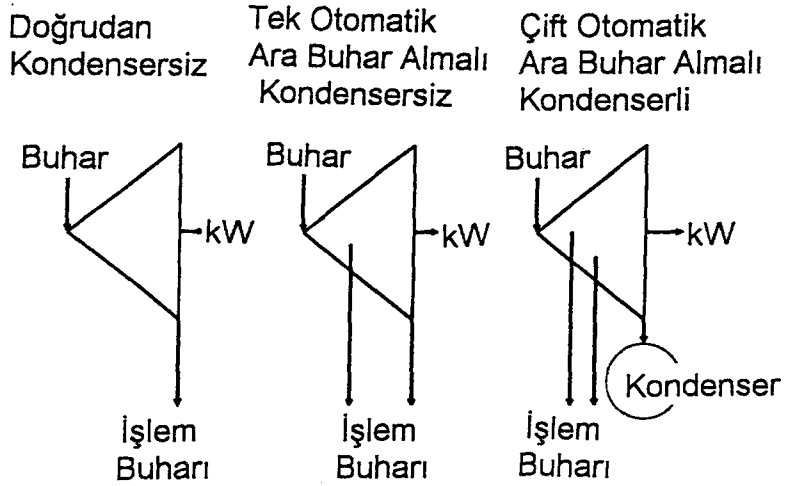
3.2.1.2. Kondenserli Çevrim

Daha önce de belirtildiği gibi, kondensersiz buhar türbinli B.I.G.Ü. çevrimlerinde ısı-güç oranı yaklaşık $80,6 \text{ (kW)/}10^6 \text{ (kJ/h)}$ ile sınırlandırılmıştır. Bu oran, Şekil 3.6 ve 3.7'den de görüldüğü gibi, işleme giden buharın koşullarına (basıncı ve sıcaklık) ve türbin giriş buharı koşullarına bağlıdır. Üretilen elektriksel gücün, endüstriyel tesisin ihtiyacını karşılamadığı durumlarda kondenserli B.I.G.Ü. çevrimine başvurulur. Elektriksel güç, buharın, türbini daha düşük basıncı ve sıcaklıklarda terk etmesi ve üzerinde



Şekil 3.7. Endüstriyel işleme giden buharın basıncına göre ısı-güç oranının değişimi.

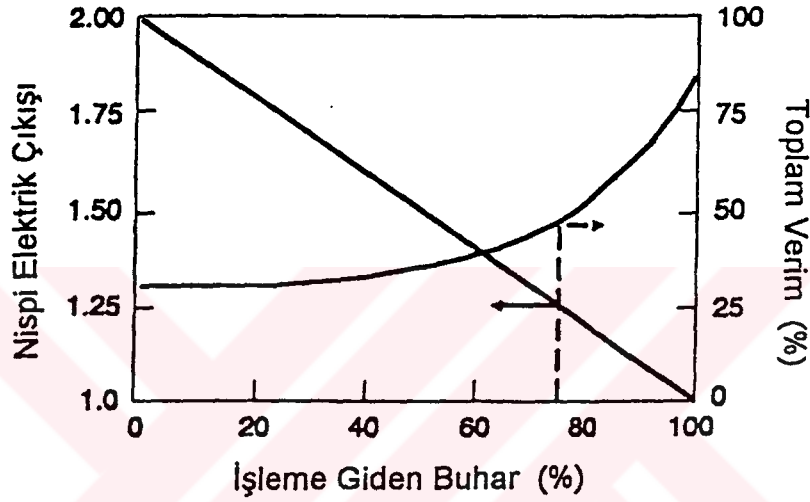
taşıdığı faydalanılamayacak kalitedeki ısıyı bir kondenserde atması sağlanarak artırılabilir. Burada, kondenserde kaybolan ısı gözönüne alındığında, kondensersiz B.I.G.Ü. çevrimindeki kadar verim elde edilemeyeceği ortaya çıkar [3,5].



Şekil 3.8. B.I.G. Üretimi'nde kullanılan buhar türbinli çevrimler.

sisteme ait toplam verim ve elektrik üretim eğrileri, değişik işlem buharı talepleri için Şekil 3.10'da gösterildiği gibi olacaktır [5].

Kondenserli buhar türbininin B.I.G.Ü. sisteminde kullanılması ile, endüstriyel işleme giden ısının sabit kaldığı varsayımıyla, üretilecek elektrik gücü arttığından ısı-güç oranı da artacaktır. Fakat bu yolla sistemin toplam verimi düştüğü için, ısı-güç oranındaki bu artış, daha yüksek "Elektriğe Dönüşen Yakıt" masrafına yol açacaktır.



Şekil 3.10. Değişik işlem buharı gereksinimlerinde buhar türbinli çevrim performansı.

Kondenserli güç üretimi kondensersiz üretim kadar verimli olmamasına rağmen, ekonomikliği, birçok endüstriyel uygulamada kanıtlanmıştır. Tercih edilen bu ekonomiklik, çoğunlukla

- Kondenserli olarak üretilen gücün, şebekeden elektrik enerjisi alımını kontrol etmek (azaltmak) için kullanıldığı,
- Odun, kömür, çöp gibi düşük maliyetli yakıtların kullanılabilirdiği,
- Elektrik kesintisinin büyük zararlara yol açabileceği,
- Şebekeye enerji satışının elverişli hale geldiği (özellikle düşük yakıt maliyeti nedeniyle),

işletmelerde görülmektedir [3,5].

3.2.1.3. Buhar Türbinli Çevrimlerde Maliyet

Tablo 3.1'de, 11,4 bar basınçta 91 ton/h endüstriyel işlem buharı sağlayan kondensersiz bir buhar türbinli B.I.G.Ü. santrali için tipik toplam yatırım maliyetleri verilmiştir. Bu maliyetler, santralin yapımı sırasında kullanılan sermayenin yapım süresi boyunca oluşan faizini de içermekte olup, santral gücünün iki katına çıkarılması yatırım maliyetini % 75 arttırmaktadır.

Yıllık işletme ve bakım maliyeti tahminleri de Tablo 3.1'de verilmiştir. Santral büyüklüğünü, iki katına çıkarmak işletme maliyetini yaklaşık % 25 arttırmakta olup, ortalama yıllık bakım maliyeti, yıllık sermaye maliyetinin % 3'ü olarak alınmaktadır [3].

Tablo 3.1. Buhar türbinli çevrimlere ilişkin toplam maliyetler (1990 yılında).

Sistem	Kömür yakıtlı (SO ₂ arındırılmalı)	Kömür yakıtlı (SO ₂ arındırmaz)	Doğal gaz yakıtlı	Çöp yakıtlı (baca filtreli)	Doğal gaz yakıtlı (elektrik üretimi yok)
Yakıt girişi (Mkj/h)	305	305	305	316	258
Çıkış gücü (kW)	9350	9150	9350	9050	0
Buhar üretimi * (ton/h)	91	91	91	91	91
Toplam tesis maliyeti (M\$)	29.6	36.7	19.6	40.0	12.3
İşletme masrafı (M\$/yıl)	1.9	1.9	1.2	1.9	0.8
Bakım masrafı (M\$/yıl)	0.89	1.1	0.56	1.2	0.36

* 11.4 bar'da doymuş buhar

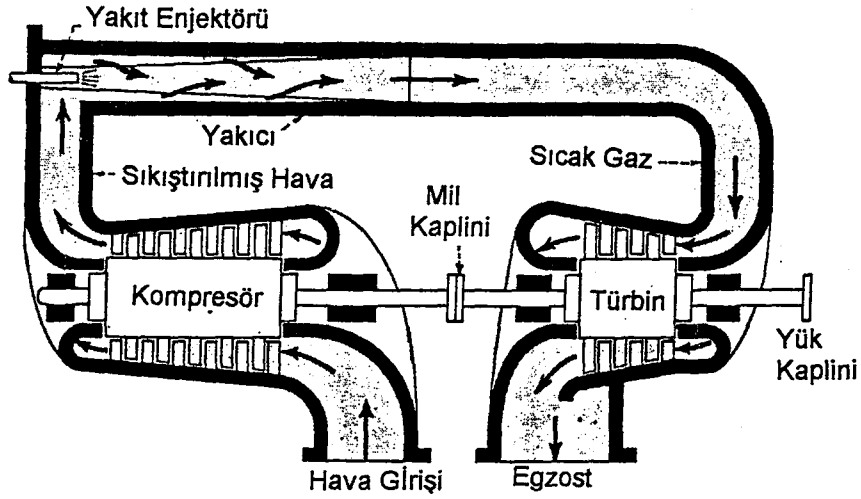
3.2.2. Gaz Türbinli Çevrimler

3.2.2.1. Gaz Türbinli Çevrimin Ana Elemanları

Gaz Türbinleri:

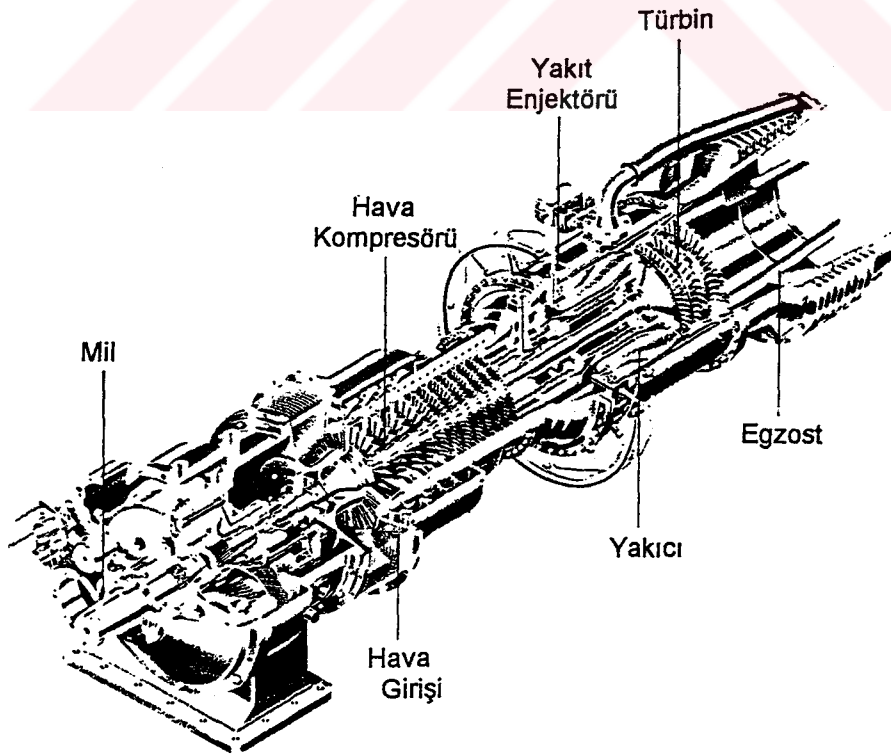
Gaz türbinleri, otomobil motoru gibi bir makina olup yakıt enerjisini mekanik enerjiye dönüştürürler. Sıkıştırılan ve sıcaklığı yükseltilecek hava, türbin kanatlarında genişlerken enerjisini mil aracılığıyla generatöre verir [11]. Şekil 3.11'de bir gaz türbininin akış devresi görülmektedir [12].

Atmosferden emilen hava, türbinle aynı mil üzerinde bulunan bir kompresörle sıkıştırılır. Sıkıştırılmış hava, çok sayıda yanma odalarında, yakıt kullanılarak daha yüksek sıcaklığa getirilir (yaklaşık 1200 °C). Kızgın



Şekil 3.11. Gaz türbini akış şeması.

gaz, türbin içinde genişlerken ayar kanatları aracılığı ile hızı da artırılır. Rotor üzerindeki kanatçıklara çarpan kızgın gaz, kinetik enerjisini kanatçıklara vererek milin dönmesini sağlar. Türbin içinde bu işlemler, kademeli olarak gerçekleşir. Çıkışta gaz sıcaklığı 500°C ve 1 bardadır. Milin dönüş hızı değişik imalatlarda farklı olabilmekte olup, bu hız, bir dişli sistemi (redüktör) ile 1500-3000 devir/dakika olan standart devir sayısına düşürülür [11,12]. Şekil 3.12'de bir gaz türbini kesiti gösterilmekte olup, burada görüldüğü gibi kompresör, yanma odası ve türbin aynı mil üzerindedir.



Şekil 3.12. Bir gaz türbini kesiti.

Gaz türbinleri, havanın sıkıştırılması ile çalışmaya başladığından, yol alması için bir yol vericiye ihtiyaç vardır. Bir elektrik motoru, diesel motoru veya tristörlü yol verici yol alma amacıyla kullanılabilir.

Yakıt olarak genellikle doğal gaz kullanılır. Doğal gaz, yakıtlar arasında en temiz ve sorunsuz olanıdır. Küçük doğal gaz santrallerinde alternatif bir yakıt olarak kullanılan LPG, petrol kökenli yakıt olup, propan ve bütan gazlarından oluşmaktadır. Doğal gaz ise metan ağırlıklıdır. LPG'deki bütan ve propan daha çok hidrojen içerip, yanması metana göre daha kötüdür. Gaz türbinlerinde sıvı yakıt (fuel oil) da kullanılabilir. 1, 2, 3, 4, 5, 6 numara şeklinde sınıflandırılmış olan fuel oil'in hepsi gaz türbinlerinde doğrudan kullanılamaz, 5 ve 6 numaralı yağlar için özel donanım gerekmektedir.

Gaz türbinlerinin verimleri % 30 civarında olup, yeni araştırmaların sonucu, sıcaklığa dayanıklı malzemelerin bulunması ile, türbin girişindeki gaz sıcaklığı 1500 °C'a çıkabilmekte ve bu sayede % 40'ların üzerinde verimlere ulaşılabilmektedir. B.I.G.Ü. uygulamalarında, atık ısıdan yararlanılabildiği için verimin çok yüksek olması gerekli görülmemektedir [11].

Buhar türbinleri, özel faaliyet gereksinimlerini karşılamak üzere, müşteri isteğine bağlı olarak yapılmakta olup, buhar türbininin gücü, ısı oranı, buhar çekme noktaları ve diğer faktörler genellikle tasarım ve üretim aşamasında açıkça belirtilmektedir. Gaz türbinleri ise geleneksel olarak sabit model tasarımı temel alınarak üretilmekte (1-200 MW arasında), böylece üretici, belirli güç ve verimlerde birçok modele sahip olmaktadır. Bu nedenle gaz türbinli B.I.G.Ü. çevrimleri, genellikle belirli bir gaz türbini modeli için tasarlanmaktadır [3].

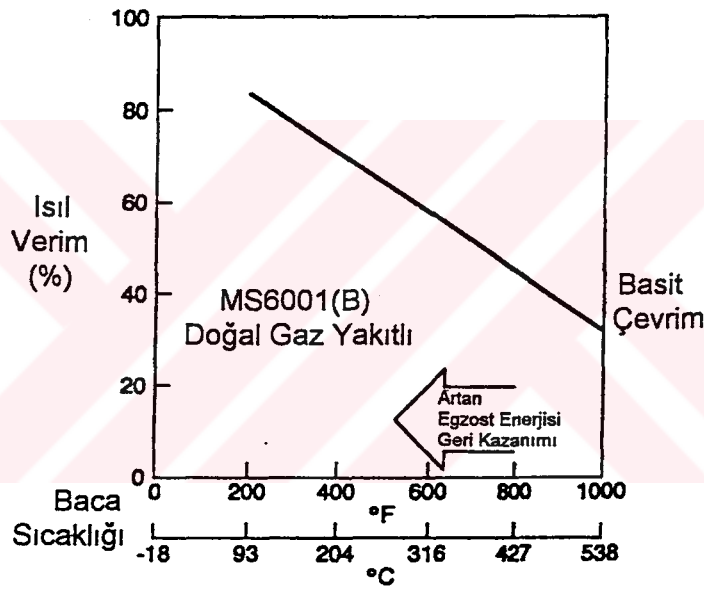
Atık Isı Kazanları:

Gaz türbinli çevrimlerin ekonomikliği, giriş yakıt enerjisinin % 60-70'ini oluşturan egzost enerjisinin etkin (verimli) kullanımına bağlıdır. Şekil 3.13'de etkin ısı geri kazanımının yapılmasıyla ortaya çıkan toplam sistem verimindeki artış gösterilmiştir.

Bu atık egzost ısının en etkin ve yaygın kullanımı, atık ısı kazanları ile buhar üretmektir. Ateşlemesiz ve ilave ateşlemeli olmak üzere iki temel tip atık ısı kazanından, ateşlemesiz atık ısı kazanı sadece gaz türbini egzostundaki

enerjiyi kullanmakta ve bu nedenle buhar üretimi, debinin ve egzost sıcaklığının bir fonksiyonu olarak elde edilmektedir.

İlave ateşlemeli atık ısı kazanında ise, gaz türbininin egzost sıcaklığını yükseltmek amacıyla ilave yakıt kullanılmaktadır. Bir gaz türbini egzostu, yanma işleminde kullanılabilecek yeterlilikte oksijeni (% 15) içermekte olup, bu, atık ısı kazanında yakıtın yanmasında kullanılacak olan havanın sıcak olması nedeniyle, havanın bir ön ısıtma işleminden geçirilmesine denk bir etki yapmaktadır. Dolayısıyla, aynı miktarda buharı üretmek için çevre (atmosfer) havasını kullanan bir kazanınkinden (yaklaşık % 10-20) daha az yakıt tüketilmesi sağlanmaktadır [3].

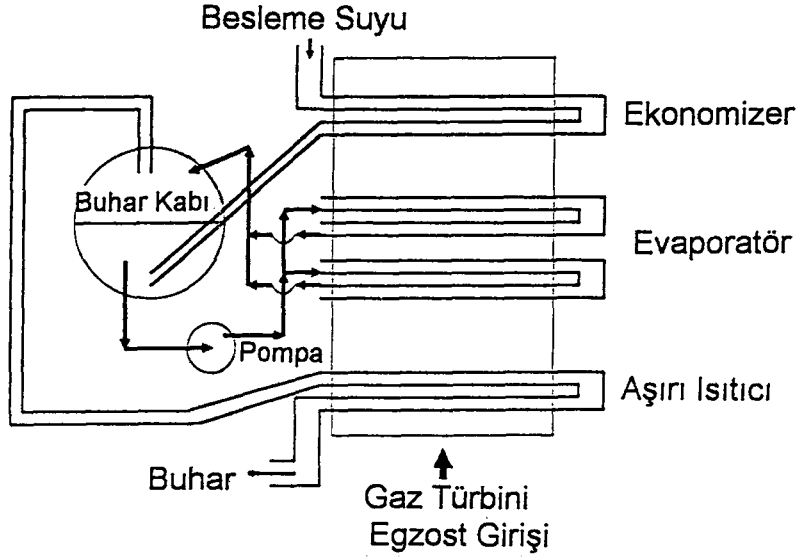


Şekil 3.13. Toplam verimin egzost enerjisinin kullanımına göre değişimi.

Tek basınç düzeyli bir atık ısı kazanı, Şekil 3.14'de gösterildiği gibi üç bölümden oluşmaktadır.

Gaz türbininin egzostu, atık ısı kazanının aşırı ısıtıcı bölümünden girip ekonomizer bölümünden çıkmakta, besleme suyu ise atık ısı kazanının ekonomizer bölümüne girmekte ve sıcaklığı, buhar kabının tasarım basıncında doymuş su sıcaklığına yükselmektedir. Atık ısı kazanının baca sıcaklığı ne kadar düşük olursa, geri kazanılan enerji o kadar fazla olacaktır. Bu nedenle ekonomizerde, besleme suyu sıcaklığı için, uygulanabilir en düşük

sıcaklığın kullanılması gereklidir. Fakat bu sıcaklık, keyfi olmayıp gaz tarafındaki korozyon oluşumunu engellemek amacıyla sınırlandırılmıştır [5].



Şekil 3.14. Tek basıncılı bir atık ısı kazanının bileşenleri ve çalışma prensibi.

Evaporatör bölümünde, su tarafından soğrulan ısı enerjisi ile buhar üretilmekte, buhar ve su, buhar kabında birbirinden ayrılmakta, buhar kabından gelen doymuş buhar, daha sonra aşırı ısıtıcı da ısıtılmaktadır. Bu arada, kazana 540 °C'da giren egzost gazı da kazanı 120 °C sıcaklıkla baca yolu ile terketmektedir.

Ateşlemesiz atık ısı kazanları, egzost enerjisinin % 95'ini geri kazanacak biçimde ekonomik olarak tasarlanabilirler. Daha yüksek verimler de mümkündür, fakat, burada, ısı transfer yüzeyinin artan maliyeti dikkate alınmalıdır. Ateşlemesiz atık ısı kazanları, gaz türbininin çalışma enerjisine bağlı olarak buhar ürettikleri için elektrik ihtiyacı ile buhar ihtiyacının çakışmadığı durumlarda buhar yetersizliği veya fazlalığı sorunlarıyla karşılaşılabilir.

Daha çok buhara ihtiyaç duyulduğunda, bir atık ısı kazanı ilave olarak ateşlenir. İlave ateşleme, atık ısı kazanının aşırı ısıtıcı bölümüne girmeden önce, egzost gazı sıcaklığını yükseltir. İlave ateşleme, atık ısı kazanının aşırı ısıtıcı bölümünden önce, gaz türbininin egzost gazı bacasına bir yardımcı ateşleyici yerleştirmek yoluyla gerçekleştirilmektedir. İlave ateşleme ile

egzost gazı sıcaklığı en fazla 930 °C civarına çıkartılabilmektedir. Gaz sıcaklığını yükseltmek için gerekli olan yakıt girişi yaklaşık olarak [3],

$$YAKIT = m_{GAZ} \cdot C_p \cdot (T_1 - T_{EXH}) [kJ/h]$$

biçiminde hesaplanabilir [3]. Burada,

m_{GAZ} = gaz türbini egzostunun debisi [kg/h],

C_p = gazın özgül ısısı [kJ/kg °K],

T_1 = atık ısı kazanına girişteki arzu edilen son sıcaklık [°K],

T_{EXH} = gaz türbini egzost sıcaklığı [°K],

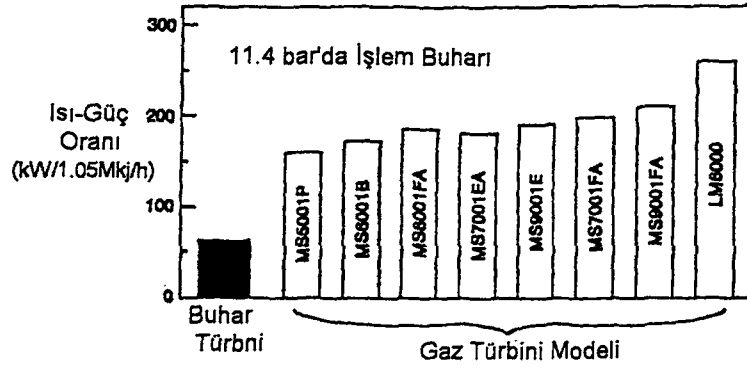
dır.

3.2.2.2. Çeşitli Gaz Türbinli Çevrim Seçenekleri

Daha ekonomik ve daha elverişli elektrik enerjisi üretebilmek için yapılan çalışmalar sonucunda, yakıt olarak doğal gaz ve hafif yağlar kullanan gaz türbinlerinin endüstriyel güç üretiminde kullanımı gün geçtikçe artmaktadır. Bu artışta, gaz türbinli santrallerin kolay ve kısa sürede tesis edilmesi, diğer santrallere göre ucuz olması, küçük boyutlu ve ağırlığının az olması gibi üstünlüklerinin büyük katkısı vardır [9,11].

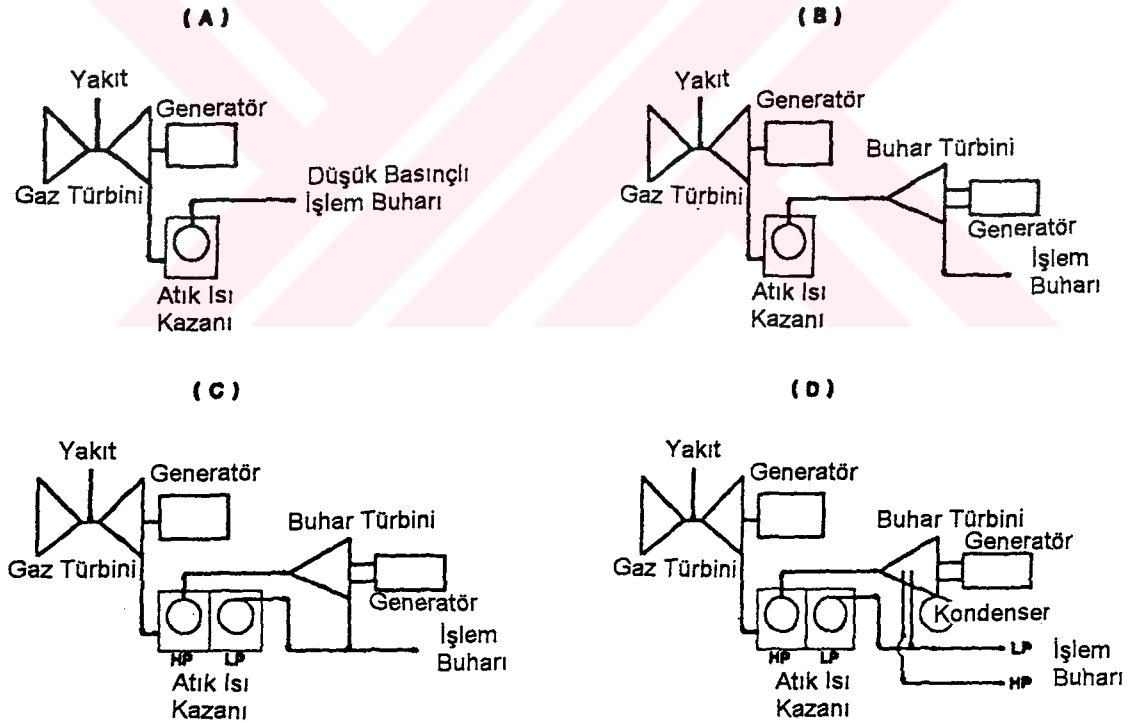
B.I.G.Ü. sistemlerinde gaz türbinli çevrimlerinin kullanılmasının diğer bir önemli sebebi ise, endüstriyel tesisin ihtiyaç duyduğu ısı-güç oranı ile ilgilidir. Daha önce de belirtildiği gibi, yüksek toplam verimlere sahip olan kondensersiz buhar türbinli çevrimlerle sağlanabilecek ısı-güç oranı sınırlıdır. Gaz türbinli çevrimlerde ise uygun bir "Elektriğe Dönüştürülen Yakıt"da daha yüksek ısı-güç oranına sahip olunabilir. Bunun nedeni, gaz türbini atık ısısının, bir buhar türbinini çalıştırabilecek kalitede buhar üretmek amacıyla kullanılabilir olmasıdır. Kombine çevrim olarak adlandırdığımız bu çevrimle, üretilen elektrik enerjisi arttığı için ısı-güç oranı da yükselmiş olur. Bu özellik ve iyi bir EDY oranı, kanıtlanmış güvenilirlik ile birleşince, gaz türbinlerini, uygun yakıtların ekonomik olarak elde edilebildiği yerlerdeki uygulamalarda büyük ölçüde kabul edilir kılmaktadır [3,5].

Şekil 3.15'de gösterildiği gibi, gaz türbinli çevrimler, ısı olarak optimize edilmiş buhar türbinli çevrimlerin 2,5-4 katı kadar ısı-güç oranına sahiptirler.



Şekil 3.15. Buhar türbini ve değişik gaz türbini modellerinin ısı-güç oranı bakımından karşılaştırılması.

Şekil 3.16'da 4 değişik tip gaz türbinli B.I.G.Ü. çevrimi gösterilmiş olup, bunlardan Şekil 3.16'da verilen en basit çevrimdir. Burada yaklaşık 540°C olan türbin egzostu, endüstri tesisi için gerekli endüstriyel işlem basıncında, buhar üretmek için kullanılan bir "Atık Isı Kazanı"na gitmektedir.



Şekil 3.16. Değişik gaz türbinli B.I.G.Ü. çevrimleri.

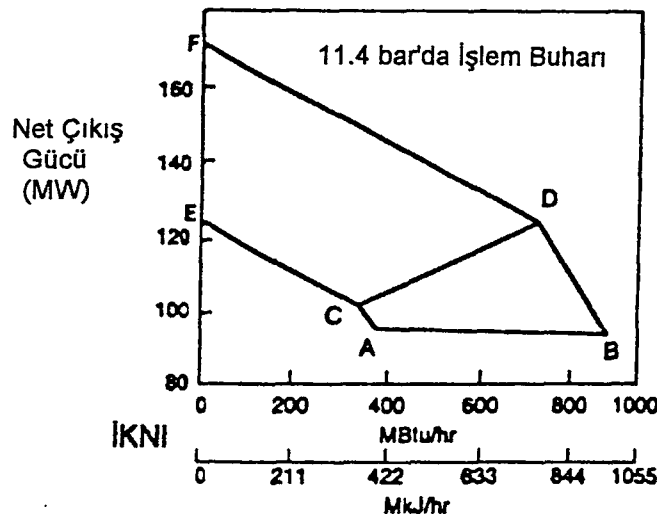
Şekil 3.16.b'de verilen sistemde ise, atık ısı kazanı, yüksek basınç ve sıcaklıkta buhar üretmek üzere tasarlanmış olup, buhar, bir buhar türbininden geçtikten sonra endüstriyel işleme gönderilmektedir. Bilindiği gibi, gaz

türbinli ve buhar türbinli çevrimlerinin birlikte kullanımı, "kombine çevrim" olarak adlandırılmaktadır.

Şekil 3.16.c'de ise, yüksek ve alçak olmak üzere iki basınç düzeyli bir atık ısı kazanı düzenlemesi gösterilmiş olup, birden fazla basınç düzeyli atık ısı kazanlarında, gaz türbini egzost enerjisi, tek basınçlı kazanlara göre daha verimli kullanılır ve bu EDY oranını % 10-15 azaltır.

Şekil 3.16.d'de ise, buhar türbini tarafında bir kondenseri kapsamakta olup, kondenser, ısı güç oranının artmasına, EDY oranının ise artmasına yol açmaktadır [3]. Bu çevrim, en karmaşık çevrim olmasına karşın, B.I.G.Ü. uygulamalarında önemli ölçüde esneklik sağlamaktadır. İşleme giden buhar az geldiğinde, türbinin düşük basınç bölümünden gereken miktarda buhar çekilerek eksik kapatılabilir. İşleme giden buharın fazla gelmesi halinde ise, bu fazlalık, buhar türbininin düşük basınç bölümünde genişlettikten sonra kondenserde enerjisini kaybetmekte ve böylece buhar türbininde üretilen güç artmaktadır. Dolayısıyla ısı ve güç üretimi değişimlerinde büyük bir esneklik sağlanmış olmaktadır [5].

Şekil 3.17'de, belirli bir gaz türbini modeli kullanan çeşitli gaz türbinli çevrimler için bir performans grafiği verilmiştir. Grafikte, 89,5 MW'lık ve doğal gaz yakıtlı bir gaz türbini modeli için, güç çıkışına karşılık endüstriyel işleme giden ısı değişimi verilmiştir. Tablo 3.2'de bu grafiği çizmek için kullanılan performans değerleri verilmiştir.



Şekil 3.17. Belirli bir gaz türbini modeli kullanan çevrimlerin performans grafiği.

Tablo 3.2. Belirli bir gaz türbini modeli kullanan çevrimlerin performans değerleri.

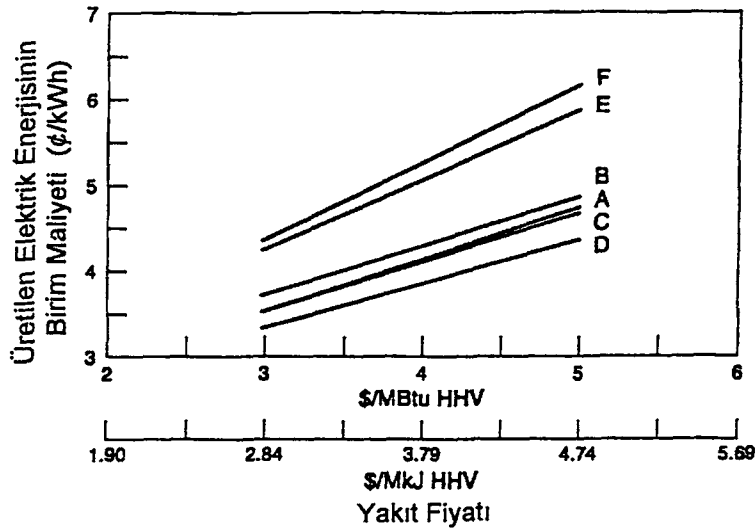
Çevrim	A	B	C	D	E	F
Net çıkış gücü (MW)	89.5	88.7	104.0	125.2	126.5	172.5
IGNI (Mkj/h)	410	895	366	781	0	0
EDY (kj/kWh)HHV	6420	6040	6040	5370	8420	9280
HHV : Üst ısı değeri						

En basit çevrimde, bir gaz türbini egzostu, endüstriyel işlem buharı basıncında buhar sağlayan bir ateşlemesiz atık ısı kazanına gönderilmektedir (A noktası). Burada, güç çıkışı sadece gaz türbininden, işlem ısısı ise atık ısı kazanından sağlanmaktadır. Toplam işleme giden ısı miktarı, ilave ateşlemeli atık ısı kazanı kullanarak, yükseltilebilmektedir (B noktası). Bu ilave ateşleme ile egzost gazı sıcaklığı 871 °C'a çıkartılmıştır.

Eğer güç üretiminin artırılması isteniyorsa, daha yüksek basınç ve sıcaklıktaki bir atık ısı kazanı buharı, önce kondensersiz bir buhar türbininden geçirilip, daha sonra işleme gönderilebilir. Grafikte C noktası ile gösterilen bu durumda, iki basıncılı bir atık ısı kazanı kullanılmıştır. Yüksek basınç kısmı 87,2 bar, 482 °C'da, alçak basınç kısmı 11,4 bar ve bu basınçtaki doyma sıcaklığında, buhar üretmektedir. D noktası ise buhar türbinine gönderilen buharın bir ilave ateşlemeli atık ısı kazanı ile elde edildiği durumu göstermektedir.

Eğer daha da fazla güç üretilmesi isteniyorsa, atık ısı kazanı buharının bir kısmı ya da tamamı kondenserli bir buhar türbinine gönderilmektedir. Grafikte CE, DF doğruları boyunca veya CD doğrusunun solundaki bir ara noktadaki çalışma durumu, kondenserli buhar türbininin kullanıldığı durumdur. E ve F noktaları ise endüstriyel işleme ısı gönderiminin olmadığı kombine çevrimi göstermektedir. Bu nedenle, EF doğrusu boyunca sadece güç üretilmekte ve dolayısıyla EDY oranı çok yükselmektedir [5].

Şekil 3.17'de ABCD alanı, B.I.G.Ü. uygulamasında, bir gaz türbininin ısı olarak optimize edilmiş olarak kullanıldığı, yani en düşük EDY oranının sağlandığı alandır.



Şekil 3.18. Tablo 3.2'de verilen çevrimlerin birim güç üretim maliyetlerinin yakıt fiyatına göre değişimleri.

Şekil 3.18'de, A'dan F'ye kadar olan çevrimlerin birim güç üretim maliyetlerinin yakıt fiyatına göre değişimleri gösterilmiştir. Birim maliyetler, yatırılan sermayenin % 20'si oranında bir sabit masraf ile yakıt, işletme ve bakım gibi üretim masraflarını kapsamaktadır.

Şekil 3.18'den de görüldüğü gibi, A'dan D'ye kadar olan "ısı olarak optimize edilmiş" çevrimler, büyük güç çevrimleri olan E ve F'den yaklaşık % 20 daha düşük birim güç üretim maliyetlerine sahiptirler. Buna rağmen, bölgeye özel yakıt ve elektrik enerjisi maliyetleri veya elektrik enerjisi satımı olanakları kondenserli çevrimleri de ekonomik kılabilir [5].

3.2.2.3. Gaz Türbinli Çevrimlerde Maliyet

Gaz türbinlerinin belli modeller halinde üretildiği ve bu modellere uygun B.I.G.Ü. sistemlerinin gerçekleştirildiği daha önce belirtilmiş olup, bu amaçla Tablo 3.3'de farklı gaz türbinleri ve atık ısı kazanları kullanılarak oluşturulacak sistemlere ilişkin veriler sunulmuştur. Bu tablo; deniz seviyesinde, 25 °C çevre sıcaklığı temel alınarak hazırlanmış olup, gerçek proje hesaplarında, tesisin kurulacağı bölgeye ilişkin çevre koşullarına göre yapımının vereceği değerler kullanılmalıdır.

Tablo 3.4'de, Tablo 3.3'deki gaz türbini modelleri kullanılarak gerçekleştirilen B.I.G.Ü. sistemlerinin toplam yatırım maliyetleri verilmiştir. Bu maliyetler, tesisin yapımı sırasında kullanılan sermaye için ödenen faiz yükü ve arsa maliyetini kapsamaktadır.

Tablo 3.3. Değişik gaz türbinli çevrimlere ilişkin veriler.

Gaz türbini modeli	Model 5	Model 6	Model 7	Model 25	Model 50
Sadece gaz türbini (26°C, deniz seviyesi)					
Yakıt girişi (Mkj/h) (HHV)*	340	445	939	220	314
Çıkış gücü (kW)	22400	33900	73200	19400	27300
Egzost çıkışı (ton/h)	420	474	1000	228	403
Egzost sıcaklığı (°C)	503	553	543	527	437
Gaz türb. ısı verimi (HHV)*	%24	%27	%28	%31	%31
Ateşlemesiz atık ısı kazanı					
		Buhar	Üretimi (ton/h)		
12 (bar), 188 (°C)	66	87	178	39	49
30 (bar), 346 (°C)	53	72	146.5	32	38
62.7 (bar), 443 (°C)	45	63.5	129	27.5	
91.7 (bar), 485 (°C) ve	45	60	121		
12 (bar), 188 (°C)**	13	14	32		
Ek ateşlemeli atık ısı kazanı					
Ek yakıt girişi (Mkj/h)	213	211	110		239.5
		Buhar	Üretimi (ton/h)		
30 (bar), 346 (°C)	131	147	71		126
62.7 (bar), 443 (°C)	122	137	67		117
91.7 (bar), 485 (°C)	118	134	65		114

* HHV: Üst ısı değeri

** İki basınç düzeyli atık ısı kazanı

Tablo 3.4. Tablo 3.3'de verilen gaz türbini modellerinin kullanıldığı çevrimlere ilişkin toplam yatırım (tesis) maliyetleri.

Sistem	Model 5	Model 6	Model 7	Model 25	Model 50
Gaz türbinli basit çevrim					
Ateşlemesiz AIK'lı	22.8	28.2	48.7	23.4	31
Ek ateşlemeli AIK'lı	26.2	31.6	54.7	26.0	35
Gaz ve buhar türbinli kombine çevrim					
Ateşlemesiz AIK'lı	34.6	42.2	70.7	31.3	34.6
Ek ateşlemeli AIK'lı	44.6	51.5	88.8	37.9	38.6

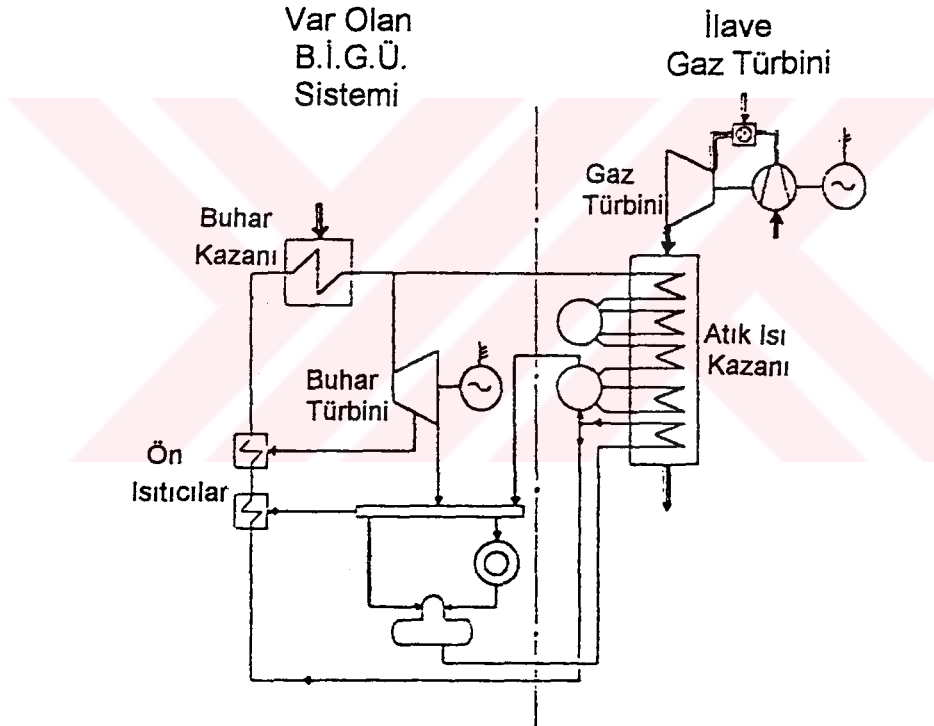
AIK : Atık Isı Kazanı

Tablo 3.4, iki tip çevrime ayrılmıştır. Birinci tip çevrim gaz türbini ve atık ısı kazanından oluşan çevrim, ikinci tip çevrim ise gaz türbini, atık ısı kazanı ve buhar türbininden oluşan kombine çevrimdir [3].

Birçok B.I.G.Ü. sistemi uygulamasında, bir buhar kazanı ve buhar çevrimine ilişkin donanımı var olan endüstriyel tesisler için sistem tasarımı yapılmaktadır. Var olan buharlı bir B.I.G.Ü. sisteminin elektrik üretim

kapasitesini arttırmak için sisteme, Şekil 3.19'daki gibi bir gaz türbini ekleyerek kombine çevrimi elde edilmesi, buna örnek olarak gösterilebilir [9]. Bu durumda, endüstriyel tesiste bulunan buhar donanımını kullanarak maliyette önemli ölçüde (% 20 oranında) tasarruf yapılabilir [3,5].

İşletme ve bakım masrafları ek masraflar olup, ortalama yıllık bakım masrafı, toplam tesis masrafının yaklaşık % 3'ü civarındadır. Atık ısı kazanlı Model 6 gaz türbini için yıllık işletme masrafı yaklaşık 1,3 milyon \$'dır. Bir kombine çevrim modelinde ise, işletme masrafı yaklaşık 1,5 milyon \$'a çıkar. İşletme masrafı, gaz türbini model büyüklüğünden nispeten bağımsız olup, örneğin gaz türbini model büyüklüğünü iki katına çıkarmak, işletme masrafını sadece % 25 arttırmaktadır [3].

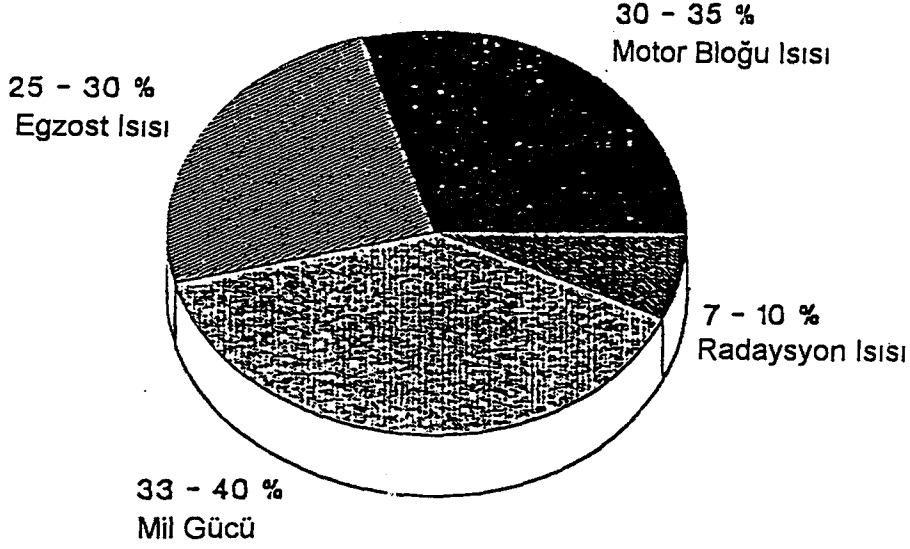


Şekil 3.19. Var olan bir buharlı B.I.G.Ü. sistemine gaz türbininin eklenmesi.

3.2.3. Gaz ve Diesel Motorlu B.I.G.Ü. Sistemleri

Doğal gaz ve diesel motorları, temelde, birer kimyasal enerji dönüştürücüleridir. Yakıt kullanarak mekanik güç elde etmenin bilinen pratik tek yolu bunların yakılmasından geçmektedir. Bu yolla, yanan yakıtın % 100 verimle mekanik enerjiye dönüştürülmesi mümkün olmayıp, bir gaz

motorundaki enerji dağılımı, başka bir deyişle yanan yakıtın enerjisinin nerede ne şekilde harcandığı Şekil 3.20'de gösterilmiştir.



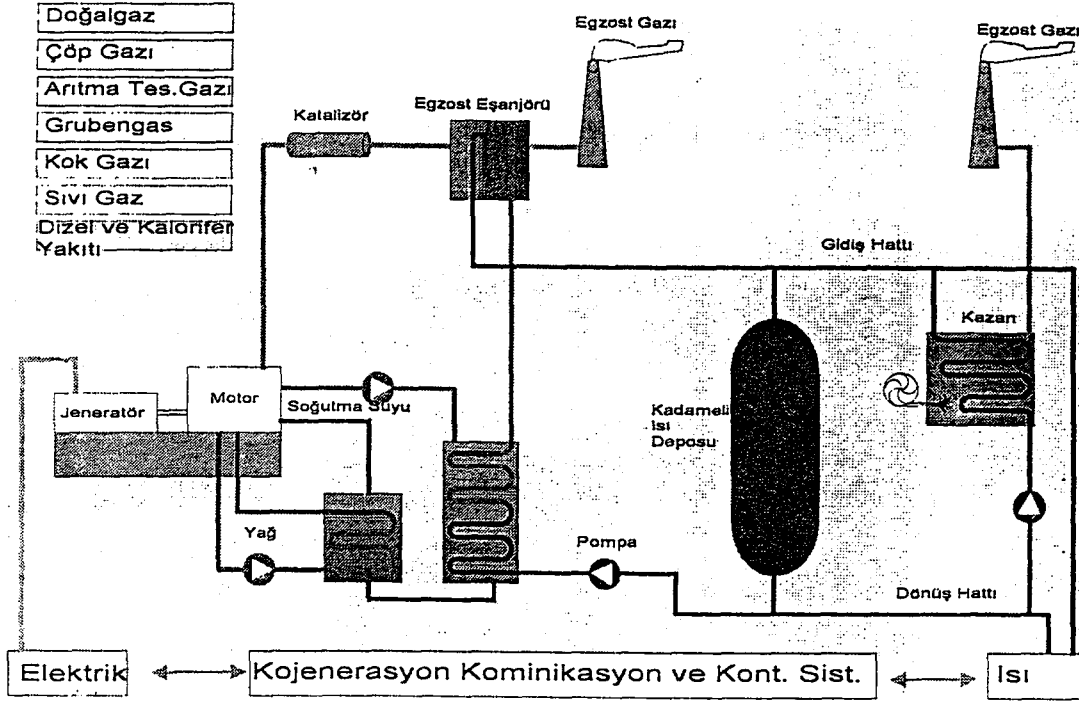
Şekil 3.20. Bir gaz motorundaki enerji bilançosu.

Enerji dağılımında, % 7-10 oranında görülen radyasyonla kaybolan ısıdan faydalanılması mümkün olmadığından, geride kalan % 50 oranındaki kayıptan faydalanma yoluyla, toplam verimin % 90 gibi oldukça yüksek bir değerde elde edilebileceği görülmektedir.

Bir motorun ısı olarak kaybettiği enerjinin geri kazanılmasının en basit yolu, motorun radyatörü üzerinden sağlanan sıcak havanın değerlendirilmesidir. Motor gövdesinden ve egzost ısı dönüştürücüsünden (eşanjöründen) sıcak su sağlayan sistemler de, yine ısı geri kazanımının basit birer uygulamasıdır. Bunların dışında, motor üzerinden buhar üreten sistemler de olmasına rağmen bunların maliyetleri daha fazla olmaktadır.

Şekil 3.21'de motorlu bir B.I.G.Ü. sisteminin prensip şeması verilmiştir.

Sistemde çekirdek kısım olarak adlandırılan motor-generatör ikilisi, yakıt enerjisini mekanik ve dolayısıyla elektrik enerjisine dönüştürmektedir. Şekil 3.21'de görülen diğer tüm elemanlar atık ısının geri kazanılması ve kullanımı ile ilgilidir. Bunlar ısı dönüştürücüleri, ısı deposu ve ısıtma sistemindeki puant yükleri karşılayan kazandan oluşmaktadır.



Şekil 3.21. Motorlu B.I.G.Ü. prensip şeması.

Böyle bir sistemden elde edilebilecek sıcaklık seviyeleri, incelendiğinde,

- Egzost gazının makineyi 400-500 °C sıcaklıkta terkettiği,
- Çeşitli egzost-kaskatları ile sıcaklık seviyesinin 200 °C sıcaklıktaki işlem buharına dönüştürülebildiği,
- Eğer egzost gazı ısı dönüştürücüsü sıcak sulu ısıtma çevrimine yönelik çalıştırılıyorsa, ısı dönüştürücüsünün su tarafının 90-130 °C arasında sıcaklık seviyesine getirilebildiği,
- Kullanılabilir motor soğutma suyu sıcaklık seviyesinin, normal soğutulan motorlarda 75-90 °C, kızgın soğutulan motorlarda 120 °C olduğu,
- Yağ soğutma ısı dönüştürücüleri ile su devresinde 60-75 °C'lık sıcaklık elde edilebildiği,

görülmektedir.

Motordaki bu çeşitli ısı kaynaklarından elde edilen ısılar, ancak bu kaynakları birbirine bağlayan faydalı bir ısıl işlem zinciri ile kullanılabilir hale gelmektedirler.

Eğer ısıtma sistemi için gerekli sıcaklık seviyesi, motorun soğutma çevrimi ile elde edilemiyorsa sisteme bağlanan bir kazan ile sıcaklık seviyesi

daha yukarı çekilebilir. Ayrıca atık ısının kullanılmadığı durumlarda, motorun çalışmasını kesintiye uğratmamak için acil soğutma ısı dönüştürücüleri veya soğutma kuleleri ile ısı dışarı atılmalıdır. Fazla ısının atılması yerine bunun bir ısı deposunda depolanması daha verimli olmakta, diğer taraftan bu yolla ısı talebinin de yaklaşık olarak sabitleşmesi sağlanmaktadır.

Birleşik Isı-Güç Sistemlerinde gaz ve diesel motorları, 30 kW'dan 7 MW elektrik gücüne kadar modüler olarak kullanılmakta, ancak bugüne kadar yapılmış tesislerin % 70'inde güç, 300 kW ile 2 MW arasında gerçekleşmiştir. Özellikle otel, hastane, iş merkezi gibi, fabrikalara göre daha düşük güçlü tesislerdeki B.I.G.Ü. uygulamalarında, gaz ve diesel motorları büyük kullanım olanağı bulmuşlardır.



BÖLÜM 4.

EKONOMİK İNCELEME

4.1. Ekonomik Değerlendirme Yöntemleri

Ekonominin amacı, her alanda yapılan tüm yatırımlardan en fazla kazancı elde etmektir. Bir yatırımın, bu amacı ne ölçüde gerçekleştirebileceğini saptamak için aşağıda verilen ekonomik değerlendirme yöntemlerinden faydalanılması gerekmektedir.

- Geri Ödeme Süresi Yöntemi,
- Ortalama Kârlılık Oranı Yöntemi,
- Güncelleştirilmiş Net Değer Yöntemi,
- İç Verim Oranı Yöntemi.

4.1.1. Geri Ödeme Süresi Yöntemi

Yapılan yatırımın kaç sene içinde geri alınabileceğini gösteren rakama geri ödeme süresi denilmekte olup, bu sürenin kısa olması yapılan yatırımın iyiliğini göstermektedir. Bu yöntemin, geri ödeme süresinin bitiminden sonra projenin sağlayacağı kazançları hesaba katmaması, ve geri ödeme süresi içinde hangi yıl ne kadar kazanç olduğunu göz önünde bulundurmaması gibi iki sakıncası vardır. Oysa paranın zamana göre değeri değişmektedir.

4.1.2. Ortalama Kârlılık Oranı Yöntemi

Ortalama kâr, projenin ömrü boyunca elde edilen toplam kârın, geçen toplam yıl sayısına bölümü olarak tanımlanıp, bu değer ne kadar yüksek olursa, yapılan yatırımda o kadar iyi olacaktır. Fakat bu yöntemin sakıncası da, hangi yıl ne kadar kâr elde edildiğini, başka bir deyişle paranın güncel değerini göz önünde bulundurmamasıdır.

4.1.3. Güncelleştirilmiş Net Değer Yöntemi

Bu yöntemde, belli bir faiz oranına göre, her yıl elde edilen kazançlar bugünkü değerlere çevrilip toplanmakta ve yatırım maliyetinin bugünkü değerinden çıkartılmaktadır. Ortaya çıkan farkın sıfırdan büyük olması, yatırımın kabul edilebilirliğini gösterir. Alternatif yatırımlar arasında en büyük pozitif farka sahip olanı en iyisidir. Güncelleştirilmiş Net Değer kavramı,

$$GND = \sum_{t=1}^n C_t / (1+i)^t - I_0 \quad (4.1)$$

biçiminde ifade edilmektedir. Burada,

C_t = t yılındaki kazancı,

i = faiz oranını,

I_0 = projenin yatırım maliyetinin bugünkü değerini,

göstermektedir. Burada, $GND \geq 0$ olması, yatırımın kabul edilebilir olduğunu göstermektedir.

4.1.4. İç Verim Oranı Yöntemi

Bu yöntemde, her yıl için kazanç hesaplanmakta ve bu kazanç, bir faiz oranı (indirgeme oranı) kullanarak, yatırımın yapıldığı yıla (bugüne) indirgenmektedir. Bu işlem, birkaç indirgeme oranı kullanarak tekrarlanmaktadır. Yıllık kazançların güncel değerlerinin toplamının başlangıç yatırımına eşit olduğu indirgeme oranı İç Verim Oranı (İVO) olarak tanımlanmaktadır. Bu,

$$\sum C_t / (1+İVO)^t = I_0 \quad (4.2)$$

biçiminde ifade edilebilmektedir. İVO'nun, banka faizinden yüksek olması halinde yatırım kabul edilebilir. Banka faizine eşit İVO'da yatırımcı, bir proje gerçekleştirerek elde edebileceği kazancı, parasını bankaya yatırarak da elde edebileceği için, proje yatırımını yapmakta kararsız kalacaktır. İVO, banka faizinden ne kadar büyükse yapılacak yatırım da o kadar kârlı bir yatırım olacaktır.

Yukarıda anlatılan ilk iki yöntem sakıncalarına rağmen piyasada, pratik oldukları için çok kullanılmakta, fakat, uzmanca ve doğru bir ekonomik değerlendirme için, güncelleştirmenin uygulandığı GND ve İVO yöntemlerinin kullanılması tercih edilmelidir.

4.2. Birleşik Isı-Güç Üretimi Ekonomisi

Bir endüstri tesisinin, gereksinim duyduğu buhar ve elektriği sağlamak üzere birkaç seçeneği vardır. Bunlar,

1. Buharı, tesiste kurduğu bir buhar kazanında üretmek ve elektriği şebekeden satın almak,
2. Birleşik Isı-Güç Üretimi ile buharı ve tesisin elektrik ihtiyacının bir kısmını üretmek, geri kalan elektriği şebekeden satın almak,
3. Birleşik Isı-Güç Üretimi ile buharı ve tesisin ihtiyacı kadar elektriği üretmek,
4. Birleşik Isı-Güç Üretimi ile buharı ve tesisin ihtiyacından daha fazla elektrik enerjisini üretmek ve elektrik enerjisinin üretim fazlasını şebekeye satmak.

olarak verilebilir. Burada, 2., 3. ve 4. seçenekler, kullanımı elverişli yakıt ve ısı-güç oranı gereksinimine bağlı olarak, buhar türbinli, gaz türbinli veya gaz-diesel motorlu bir çevrimle gerçekleştirilebilir.

B.I.G.Ü. faaliyetinin sahibi bir endüstriyel şirket veya bir yatırımcı-işletmeci olabileceği gibi, bir endüstriyel şirket ve bir yatırımcı-işletmeci ortaklığı veya bir elektrik şebekesi ortaklığı da söz konusu olabilir. Bu alternatiflerden hangisinin seçileceği, endüstriyel şirketin finans kapasitesine, B.I.G.Ü. sistemini işletme riski ve diğer işletme haklarını paylaşma isteğine bağlı olacaktır.

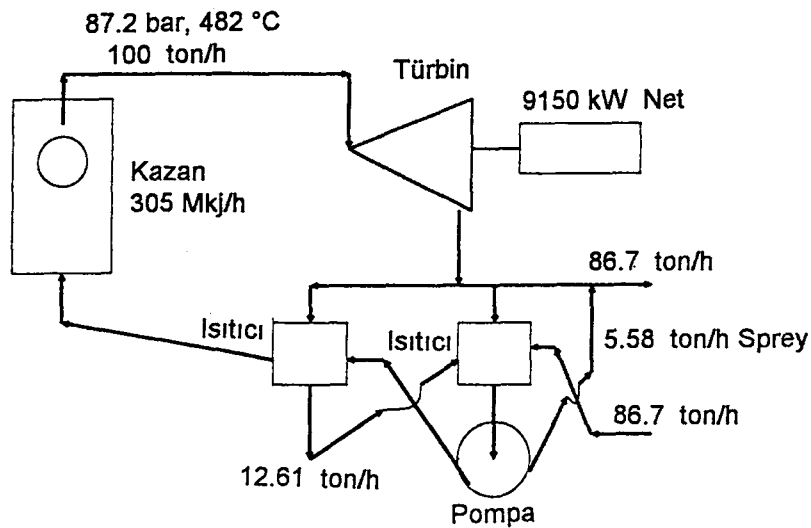
Bir sistemin seçimi, proje maliyetine, santralin yıllık işletme süresine, ihtiyaç duyulan ve gelecekte ihtiyaç duyulması beklenen buhar ve elektrik enerjisi miktarlarına, yakıt maliyetine ve elde edilebilirliğine, elektrik enerjisi fiyatına ve arzulanan İç Verim Oranı'na bağlıdır. Aşağıda, bir tesisin buhar ve elektrik taleplerini karşılamak konusunda verilecek örneklerle bu faktörlerin etkileri açıklanmıştır.

ÖRNEK 4.1.

Yeni kurulan bir endüstriyel tesisin 11,4 bar'da doymuş buhar ihtiyacı 86,7 ton/saat ve buharın işlemiden geri dönüş sıcaklığı 66 °C'dır. Bu tesis, kömürü 1,42 \$/milyon kJ'lük birim fiyattan, doğal gazı ise 3,32 \$/milyon kJ'lük birim fiyattan satın alabilmekte ve ayrıca güç ihtiyacı da 40 MW'dır. Şebekenin elektrik satış fiyatı 5 ¢/kWh (cent/kWh), geri alış fiyatı ise 4 ¢/kWh olup, tesis 8000 saat/yıl işletme süresini amaçlamaktadır. Bu tesisin yukarıda açıklandığı gibi 4 seçeneği vardır. Bunlar,

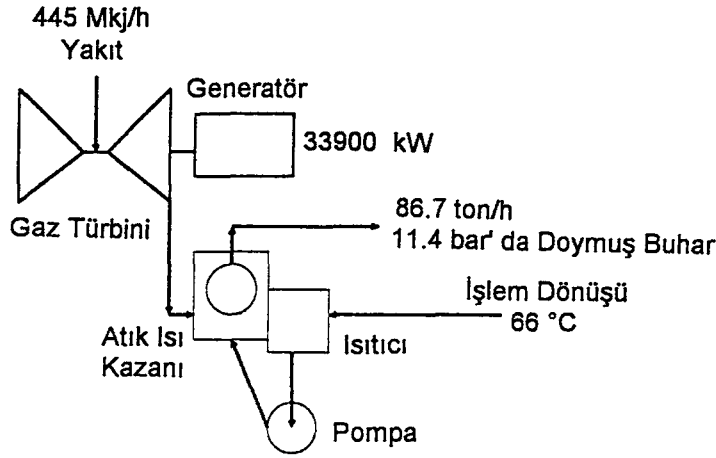
1. Buhar ihtiyacı için doğal gaz yakıtlı bir buhar kazanı tesis etmek ve 40 MW'lık elektriği şebekeden satın almak,
2. Buhar ihtiyacını karşılayacak boyutta, kömür yakıtlı bir buhar türbinli B.I.G.Ü. Sistemi kurmak ve bu sistemin karşılayamadığı miktardaki elektriği şebekeden satın almak (Şekil 4.1),
3. Model 6 tipi bir gaz türbini ve ateşlemesiz bir atık ısı kazanından oluşan bir basit çevrim kurarak buhar ihtiyacının tamamını ve elektrik ihtiyacının bir kısmını karşılamak (Şekil 4.2),
4. Model 7 tipi bir gaz türbini, ateşlemesiz bir atık ısı kazanı ve bir buhar türbininden oluşan kombine çevrim tesisi kurarak buhar ihtiyacının tamamını, elektrik ihtiyacının fazlasını üretmek ve üretim fazlası elektriği şebekeye satmak (Şekil 4.3).

dır.

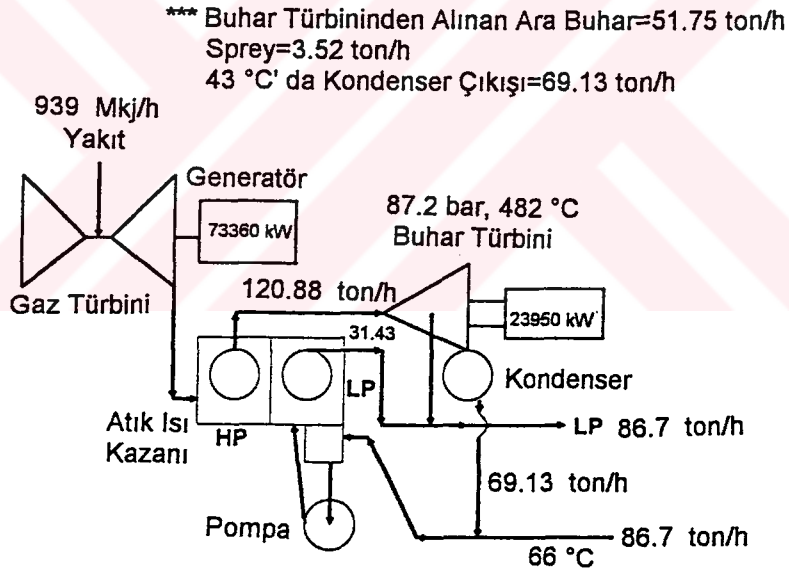


Şekil 4.1. Kömür yakıtlı, buhar türbinli B.I.G.Ü. Sistemi.

Burada, her seçenek için yapılacak olan ekonomik bir değerlendirme, endüstriyel şirketin hangi seçeneği tercih etmesi gerektiğini belirleyecektir.



Şekil 4.2. Model 6 gaz türbinli, atık ısı kazanlı B.I.G.Ü. Sistemi.



Şekil 4.3. Model 7 gaz türbinli, atık ısı kazanlı ve buhar türbinli kombine çevrim B.I.G.Ü. Sistemi.

Şekil 4.1'de verilen kömür yakıtlı çevrimin teknik değerleri, Tablo 3.1'den, Şekil 4.2 ve 4.3'deki doğal gaz yakıtlı çevrimlere ait teknik değerler ise Tablo 3.3'den elde edilmiştir. Seçeneklerin maliyetleri hakkındaki bilgiler ise Tablo 3.1 ve Tablo 3.4'den alınmıştır.

Tablo 4.1. Örnekte verilen endüstri tesisinin kullanabileceği seçeneklere ilişkin ekonomik değerlendirmeler.

	(1)	(2)	(3)	(4)
	Doğal gaz yakıtlı kazan	Kömür yakıtlı buhar türbinli B.I.G.Ü. (baca filtrelili)	Model 6 gaz türbinli atık ısı kazanlı B.I.G.Ü.	Model 7 gaz türbinli kombine çevrim B.I.G.Ü.
Yakıt girişi (milyonkj/h)	258.5	305	445.3	939
Yakıt fiyatı (\$/milyonkj)	3.32	1.42	3.32	3.32
Üretilen elektriksel güç (kW)	0	9150	33900	96310
Şebekeden alınan elekt. güç (kW)	40000	30850	6100	0
Şebekeye satılan elekt. güç (kW)	0	0	0	56310
Şebekenin elekt. satış fiyatı (\$/kWh)	0.05	0.05	0.05	0.05
Şebekenin elekt. alış fiyatı (\$/kWh)	0.04	0.04	0.04	0.04
Tesisin yatırım maliyeti (M\$)	12.3	36.7	28.2	70.7
Yıllık işletme masrafı (M\$/yıl)	0.8	1.9	1.3	1.9
Yıllık bakım masrafı (M\$/yıl)	0.36	0.96	0.72	1.8
Yıllık işletme süresi (saat)	8000	8000	8000	8000
Yıllık yakıt masrafı (M\$/yıl)	6.87	3.46	11.83	24.94
Yıllık şebekeye ödenen para (M\$/yıl)	16.00	12.34	2.44	-18.02
Yıllık işletme+bakım masrafı (M\$/yıl)	1.16	2.86	2.02	3.7
Toplam yıllık masraf (M\$/yıl)	24.03	18.66	16.29	10.62
BIGÜ'nden sağl. yıllık kazanç (M\$/yıl)	Referans	5.36	7.74	13.41
Yatırımın geri ödeme süresi (yıl)	Referans	4.55	2.05	4.36
Yatırımın İ.V.Oranı (%/yıl)	Referans	% 18	% 37	%19

M :Milyon

Bu verilerin kullanılması ile, seçeneklerin ekonomik değerlendirmeleri; tüm seçeneklerin yıllık üretim maliyetlerinin bulunmasından sonra 1. seçenek, referans alınarak, diğer seçeneklerin buna göre yılda ne kadar kazanç sağladıkları hesaplanarak yapılmaktadır. Herbir seçeneğin yatırım maliyeti göz önüne alınarak geri ödeme süreleri veya iç verim oranları bulunmakta, bu değerlere göre hangi seçeneğin en uygun olduğu belirlenmektedir. Daha sonra, uygun bulunan seçeneğin iç verim oranı banka faizi ile karşılaştırılmakta ve yatırımın yapılıp yapılmayacağına karar verilmektedir.

Yukarıda anlatılan tüm hesaplama ve değerlendirmeler, bu örnek için, Microsoft Excell paket programı kullanılarak yapılmış, İç Verim Oranı'nın hesabında, Excell içindeki Finansal Fonksiyonlar kısmında bulunan DDB ve IRR fonksiyonları kullanılmıştır. Veriler ve elde edilen sonuçlar Tablo 4.1'de verilmiştir.

Tablo 4.1'den görüldüğü gibi, buhar gereksiniminin doğal gaz yakıtlı kazandan, elektrik gereksiniminin şebekeden sağlandığı 1. sisteme göre diğer üç B.I.G.Ü. sisteminin de toplam yıllık üretim masrafı avantajı vardır. Tablo 4.1'de, 2., 3. ve 4. sistemlerin 1. sisteme göre yatırım farkları kullanılarak hesaplanan geri ödeme sürelerine göre 3. sistem, en kısa geri ödeme süresine sahip olduğu için en iyi yatırım olarak görülmekte, ancak, bunu İ.V. Oranları kontrol edilmeden söylemek, doğru bir yatırım kararı açısından sakıncalı olmaktadır. Bu amaçla, yıllık % 5 enflasyon oranı kullanılarak, 15 yıllık İ.V.O. hesaplaması yapılmış ve sonuçlar Tablo 4.1'de son satırda verilmiştir. Buradan görüldüğü gibi endüstriyel tesis için, 4 seçenek içinde, en yüksek İ.V. Oranı'na sahip olan 3. sistem en kârlı sistemdir. % 37'lik bu İ.V. Oranı, % 20'lik yatırım kıstası (banka faizi ya da gelir getiren farklı yatırım araçlarının getirisi) ile karşılaştırıldığında, % 17 gibi bir fazlalıktan dolayı yatırım kararının rahatlıkla verilebileceği ortaya çıkmaktadır.

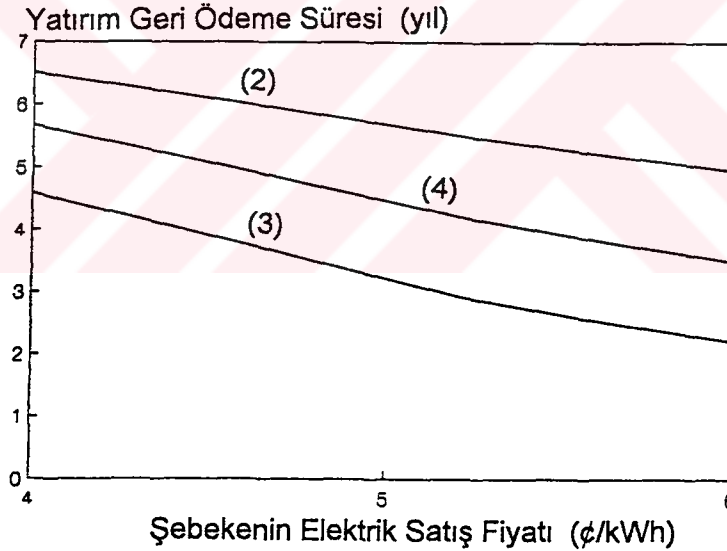
Tablo 4.2. Mevcut buhar donanımının kullanılması durumunda yapılan ekonomik değerlendirmeler.

	(1)	(2)	(3)	(4)
	Doğal gaz yakıtlı kazan	Kömür yakıtlı buhar türbinli B.I.G.Ü. (baca filtreli)	Model 6 gaz türbinli atık ısı kazanlı B.I.G.Ü.	Model 7 gaz türbinli kombine çevrim B.I.G.Ü.
Yakıt girişi (milyonkj/h)	258.5	305	445.3	939
Yakıt fiyatı (\$/milyonkj)	3.32	1.42	3.32	3.32
Üretilen elektriksel güç (kW)	0	9150	33900	96310
Şebekeden alınan elekt. güç (kW)	40000	30850	6100	0
Şebekeye satılan elekt. güç (kW)	0	0	0	56310
Şebekenin elekt. satış fiyatı (\$/kWh)	0.05	0.05	0.05	0.05
Şebekenin elekt. alış fiyatı (\$/kWh)	0.04	0.04	0.04	0.04
Tesisin yatırım maliyeti (M\$)	0	30.09	23.12	57.97
Yıllık işletme masrafı (M\$/yıl)	0.8	1.9	1.3	1.9
Yıllık bakım masrafı (M\$/yıl)	0.36	0.96	0.72	1.8
Yıllık işletme süresi (saat)	8000	8000	8000	8000
Yıllık yakıt masrafı (M\$/yıl)	6.87	3.46	11.83	24.94
Yıllık şebekeye ödenen para (M\$/yıl)	16.00	12.34	2.44	-18.02
Yıllık işletme+bakım masrafı (M\$/yıl)	1.16	2.86	2.02	3.7
Toplam yıllık masraf (M\$/yıl)	24.03	18.66	16.29	10.62
BIGÜ'nden sağl. yıllık kazanç (M\$/yıl)	Referans	5.36	7.74	13.41
Yatırımın geri ödeme süresi (yıl)	Referans	5.61	2.99	4.32
Yatırımın İ.V.Oranı (%/yıl)	Referans	% 15	% 27	%19

M :Milyon

Eğer kullanılmakta olan (mevcut) bir endüstri tesisi söz konusu ve bu tesiste buhar üretimi için doğal gaz yakıtlı bir buhar kazanı kullanılıyorsa, kurulacak B.I.G.Ü. Sistemlerinin ekonomik değerlendirmesi doğal olarak, var olan bu buhar üretim donanımı düşünülerek yapılmalıdır. Burada bu değerlendirmeler, Tablo 4.1'deki verilerin aynısı kullanılarak yapılmış olup, sonuçlar Tablo 4.2'de gösterilmiştir. Bu hesaplarda, mevcut buhar donanımının kullanılmasının; 2., 3. ve 4. sistemlerin yatırım maliyetlerini % 18 azalttığı öngörülmüştür. Tablo 4.2'den de görüldüğü gibi, bu durumda da, 3. sistem yine en kısa geri ödeme süresi ve en yüksek İ.V. Oranı'na sahip olduğu için en kârlı yatırım olarak değerlendirilmiştir. % 27'lik iç verim oranı, % 20'lik kıstastan daha büyük olduğu için yatırımın yapılması yönündeki karar sağlıklı bir karar olacaktır.

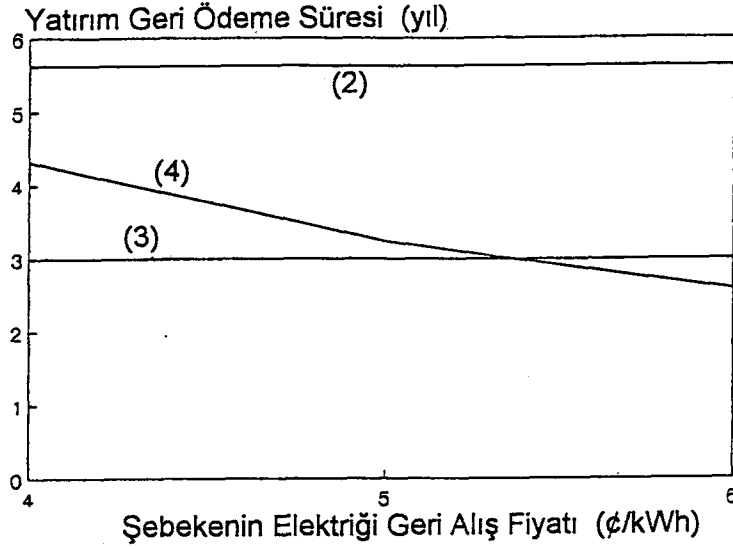
Şekil 4.4, 4.5 ve 4.6'da yatırım geri ödeme süresinin, şebekenin elektrik satış ve geri alış fiyatına ve doğal gaz (yakıt) fiyatına bağlı olarak değişimi, diğer parametreler sabit tutularak gösterilmiştir.



Şekil 4.4. Yatırım geri ödeme süresinin şebekenin elektrik satış fiyatına göre değişimi.

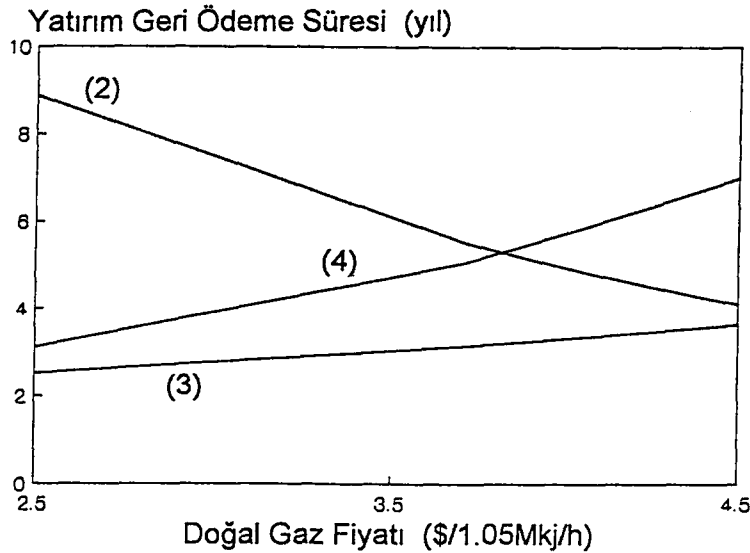
Şebekenin elektrik enerjisini geri alış fiyatı, arttığı zaman, sadece 4. sistemin yatırım geri ödeme süresi azalır 2. ve 3. sistemlerin geri ödeme sürelerinde değişiklik olmayacaktır (Şekil 4.5). Geri alış fiyatındaki bir artış, elektriğin şebekeye geri satılmasından elde edilen gelirin artmasına, dolayısıyla geri ödeme süresinin azalmasına yol açtığı için ve sadece 4.

sistemde şebekeye elektrik satışı söz konusu olduğu için böyle bir sonuç ortaya çıkmıştır.



Şekil 4.5. Yatırım geri ödeme süresinin şebekenin elektriği geri alış fiyatına göre değişimi.

Doğal gaz fiyatının artması, doğal gaz yakıtlı B.I.G.Ü. Sistemlerinin (3. ve 4. sistem) yatırım geri ödeme süresini artırırken kömür yakıtlı sisteminkini (2. sistem) azaltmaktadır (Şekil 4.6). Eğer elektriğin fiyatı, doğal gaz fiyatı artarken sabit kalacak olursa, elektrik üretiminden kaynaklanan maliyet tasarrufu da azalacak ve böylece yatırım geri ödeme süresi de artacaktır.



Şekil 4.6. Yatırım geri ödeme süresinin doğal gaz fiyatına göre değişimi.

Şekil 4.4, 4.5 ve 4.6'da verilen grafikler, ekonomik parametrelerden sadece, birine karşı duyarlılığı göstermektedir. Gerçekte ise bu parametrelerin tümü birbirleriyle ilişkilidir. Örneğin elektriğin satış fiyatı, yakıt fiyatına, elektriğin geri alış fiyatı ise elektriğin satış fiyatına bağlı olup, bu parametreler arasındaki ilişkinin derecesi ise şebekenin özelliğine bağlıdır. Eğer şebeke, elektriği ürettiği santrallerde, yakıt olarak, kömürden büyük oranda yararlanıyorsa, elektrik satış ve geri alış fiyatı doğal gaz fiyatından oldukça bağımsız olacaktır.

Örnekte 8000 saat/yıl olarak alınan işletme süresi, sürekli olarak 3 vardiya çalışan ve yılda 4 haftalık ve önceden planlanmış bir kesintisi olan bir tesisin karakteristik işletme süresi değeridir. Sistem yatırımındaki sabit masraflar değişmediği için yıllık işletme süresinin düşmesiyle B.I.G. Üretimi'nin ekonomik çekiciliğinin azalacağı açıktır. Pratikte, uygulanabilir B.I.G.Ü. sistemleri, yüksek yıllık işletme sürelerine sahiptirler. Ayrıca, tesis boyutu da sistemin genel ekonomisi üzerinde etkin rol oynamaktadır. Özellikle, buhar ihtiyacının fazla olduğu (≥ 45 ton/saat) projeler ekonomik açıdan daha elverişli görülmektedir.

BÖLÜM 5.

BİRLEŞİK ISI-GÜÇ ÜRETİM SİSTEMLERİNİN PLANLAMA KRİTERLERİ

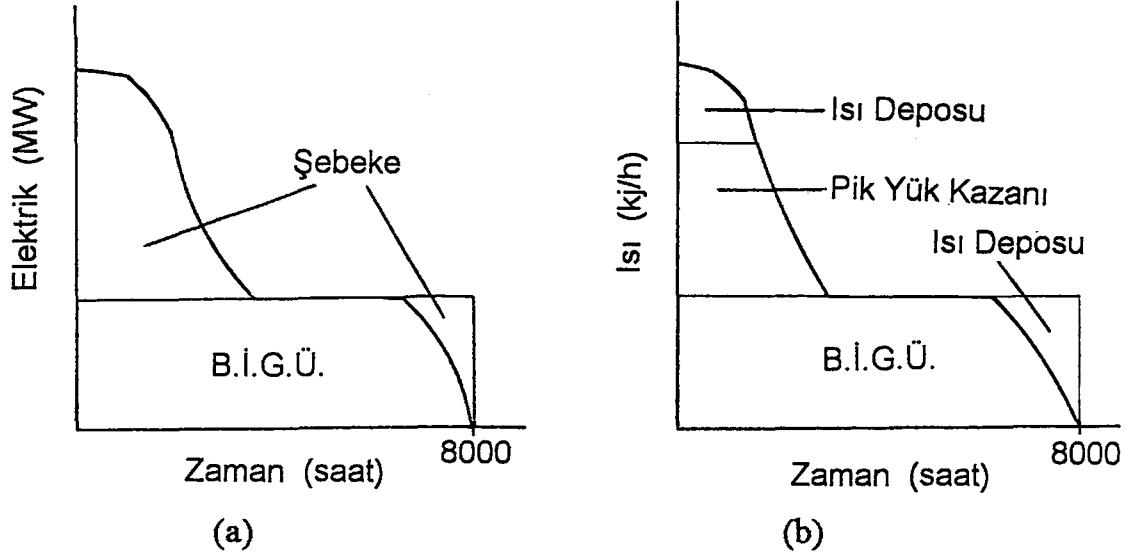
İşletme gereksinimlerine bağlı olarak, optimum bir B.I.G.Ü. Sistemi tasarımıda kullanılan temel kriterlerin başında ısı-güç oranı gelir. Endüstriyel tesisin ve B.I.G.Ü. Sisteminin ısı-güç oranları eşit ya da birbirlerine çok yakın olmalıdır. Başka bir deyişle,

$$\frac{\text{Elektrik Enerjisi Gereksinimi}}{\text{Isı Enerjisi Gereksinimi}} = \frac{\text{Elektrik Enerjisi Üretimi}}{\text{Isı Enerjisi Üretimi}}$$

olmalıdır.

Tesisin elektrik enerjisi ve ısı enerjisi gereksinimlerinin miktarları yanında, bunların gün içinde ve aylara göre nasıl değiştiği de çok önemlidir. Bunun için tesisin daha önceki yıllarda günlük ve aylık elektrik ve ısı enerjisi taleplerini gösteren istatistiki verilere ihtiyaç duyulur. Bu veriler kullanılarak tesise ait elektrik ve ısı yükü profilleri (yük eğrileri) oluşturulur.

Şekil 5.1'de bir tesisin günlük enerji talepleri kullanılarak oluşturulmuş yıllık elektrik ve ısı kullanım eğrileri gösterilmiştir. Bu eğrilerden hareketle, kurulacak B.I.G.Ü. Sisteminin güç kapasitesi ve ısı-güç oranı belirlenmektedir. Bu belirlemede üretilen elektrik ve ısı enerjilerinin hangi oranda kullanılabildiğini göstermekte olan "yararlanma oranı", dikkate alınmalıdır. Sistemin ürettiği elektrik ve ısı enerjisinden yararlanabilme yüzdesinin büyük olması sistemin kendisini kısa sürede amorti etmesi anlamına gelmektedir. Yani B.I.G.Ü. Sisteminin kapasitesi öyle seçilmelidir ki, tesis atıl kalmamalı ve yıllık işletme süresi 5000 saatin altına inmemelidir. Bunu sağlamak için puant elektrik enerjisi talebinin şebekeden satın alınması, puant ısı talebinin ise yedek bir kazan ve ısı depolarından karşılanması yoluna gidilmelidir. Yedek kazan ve ısı depolarının kapasiteleri ise ısı yük eğrisinden bulunabilir.



Şekil 5.1. a) Yıllık elektrik yükü eğrisi.

b) Yıllık ısı yükü eğrisi.

Günlük çalışma periyodu içerisinde, ısıtma ihtiyacının azalması nedeniyle, sistemden çekilen atık ısı miktarındaki düşüşlerin, gaz ve diesel motorlu B.I.G.Ü. Sistemlerinde, motorların çalışmasını kötü yönde etkiilemesini önlemek için bir ısı deposu devreye sokularak motorların yeterince soğutulmaları sağlanmalıdır. Aynı şekilde elektrik talebinde düşüşler olması halinde sistemin çalışması durmamalı ve üretilen fazla elektrik enerjisi ulusal elektrik şebekesine satılabilmelidir. Fakat bugün için ülkemizde geçerli olan yasalar kapsamında TEDAŞ tarafından B.I.G. Üretimi yapan kuruluşlara (otoprodüktör) ödenen elektrik enerjisi bedelinin düşük olması nedeniyle elektrik satışları büyük miktarlarda gerçekleştirilmemekte ve B.I.G.Ü. Sistemi, tesisin temel elektrik yükünü karşılayacak şekilde tasarlanmaktadır. Eğer TEDAŞ'ın ödediği enerji bedeli uygun değerlere çıkarılırsa, B.I.G.Ü. Sistemi şebekeye satılacak bir gücü de üretmek üzere tasarlanabilir.

Atık ısı kullanımının yaz aylarında da devam etmesi için Absorpsiyonlu Soğutma Tekniği'nden faydalanılmakta, mekanik kompresyonlu soğutma sistemlerinden (örneğin günlük hayatta kullanılan buzdolapları) farklı olarak, soğutma işlemini sağlamak üzere bir ısı kaynağından yararlanan absorpsiyonlu soğutma makineleri sayesinde atık ısının yaz aylarında soğutma amacıyla kullanımı sağlanmaktadır.

B.I.G.Ü. Sistemi'nin elektrik ve termik gücünün belirlenmesinden sonra mevcut gereksinime uygun olarak, ısı ihtiyacında kullanılmak üzere, sıcaklık seviyesinin belirlenmesi gerekmektedir. Bu seçim, özellikle atık ısı geri kazanım sisteminin tasarımında büyük önem taşımaktadır. Ayrıca bir motor veya bir türbinden elde edilecek sıcaklıklar farklı olduğundan, tesiste kullanılacak bu sıcaklık seviyesinin seçimi, B.I.G. Üretiminin türünün de belirlenmesini sağlamaktadır. Tablo 5.1'de, örnek olarak çeşitli endüstriyel işlemlerde kullanılan sıcaklık ve buhar basıncı değerleri verilmiştir.

Tablo 5.1. Çeşitli endüstriyel işlemlerde kullanılan sıcaklık ve buhar basıncı değerleri.

Mutlak Basıncı (bar)	Sıcaklık (°C)	Kullanım Alanı
0.6	86	Isıtma
1	100	Malt
2.5	128	Kaynatma
3.6	140	Kağıt
5	152	Tekstil, Maya
10	180	Selüloz
19,40,80	210,250,295	Petrol Ürünleri
	>1000	Cam Ergitme

B.I.G.Ü. Sistemleri, güvenilir bir biçimde buhar ve güç sağlamak üzere tasarlanmalıdır. Donanım arızalarından kaynaklanacak buhar ve güç kesintileri, endüstriyel üretim kayıplarına yol açabileceği gibi, bazı işletmelerde, bu kesintiler, ürün katılaşması nedeniyle, tesiste, donanımlara zarar verebilir. Bunun yanında, daha önceden planlanmış bakım ve onarımlar nedeniyle B.I.G.Ü. sisteminin çalışması 2-4 hafta süreyle kesintiye uğrayabilir. Ancak, endüstriyel tesisin bakımının da bu süre içerisinde gerçekleştirilmesi ile, üretim kayıplarının oluşması önlenebilir.

Kayıpların fazla olduğu durumlarda, buhar ve elektrik enerjisi için bir yedek sistem tasarlanarak önlem alınır. Bu,

1. Sistem kapasitesini ikiye bölüp, eşit güçte iki B.I.G.Ü. Sistemi kurulması,
2. Yedek bir kazanda buhar üretilmesi, elektriğin ise şebekeden satın alınması

biçiminde iki türlü gerçekleştirilebilir. Birinci seçenek, sistem boyutu ve maliyeti arasındaki ilişki, yani yarı güçte iki gaz türbinli bir sistemin maliyetinin tam güçte tek gaz türbinli bir sistemin maliyetinden % 15 daha fazla olması, nedeniyle tercih edilmez. Bu nedenle 2. seçenek daha çok kullanılmaktadır.

Çoğunlukla, B.I.G.Ü. Sistemlerinin yatırım gereksinimleri, bir endüstriyel şirketin maddi olanaklarının üstündedir. Bu durumda başka bir yatırımcı ile ortaklık söz konusu olabilir. Örneğin, bu yatırımcı projenin yarısını finanse edip, santral işletmesi üzerinde eşit haklara sahip olabilir. Bir B.I.G.Ü. projesini finanse edilmesi, projenin ekonomik faydalar getirmesini ve işletme riskinin kabul edilebilir bir düzeyde olmasını gerektirir. Bu riskin azalması için üç temel öge olan buhar üretimi, elektrik üretimi ve yakıt kaynağı üzerinde, daha önceden garanti edilmiş, fiat ve talep değerlerinin var olması şarttır.

Eğer, bu üç ögeden herhangi biri kesintiye uğrarsa veya önemli ölçüde azalırsa, projenin yaşayabilirliği tehlikeye girer ve büyük olasılıkla finansman faizlerinin ve geri ödemelerin karşılanamaması sonucu ortaya çıkar. Bu sorunu aşmak için buhar ve elektrik enerjisi talebi ile şebekenin elektrik enerjisini geri alış fiyatı ve yakıt fiyatı için uzun vadeli (örneğin 15 yıllık) kontratlar imzalamak gereklidir. Ayrıca, elektrik enerjisinin geri alınış fiyatı ve yakıt fiyatı kontratları düzenlenirken enflasyon da göz önüne alınmalıdır.

Uzun vadeli kontratlarla risk azaltılabilir gibi görünse de Türkiye gibi, ekonomik kararların sürekli değiştiği ve kararlı bir piyasanın oluşmadığı ülkelerde bir B.I.G.Ü. projesine girişmek finansal açıdan tehlikeli olabilmekte, bu nedenle bu gibi ülkelerde, projenin, kendisini mümkün olan en kısa sürede amorti etmesi istenmektedir.

Bir B.I.G.Ü. projesini gerçekleştirmenin doğru olup olmayacağına ve gerçekleştirildiği takdirde, bunun kapasitesinin ve donanımının ne olacağına, yukarıda anlatılan tüm kriterler göz önünde bulundurularak karar verilmelidir.

BÖLÜM 6.

BİRLEŞİK ISI-GÜÇ ÜRETİMİNDE OPTİMUM SİSTEM KAPASİTESİNİN VE TÜRÜNÜN SAPTANMASI

Bu bölümde, elektrik enerjisi ve buhar şeklindeki ısı enerjisi gereksinimlerini karşılamak üzere bir B.I.G.Ü. çevrimi kurmak isteyen bir endüstri tesisinin, böyle bir çevrim kurmasının ekonomik olup olmayacağını, hangi tür ve güçte bir çevrim seçmesinin daha ekonomik olacağını tesbiti ele alınmıştır.

Burada, enerji üretimde beş tür çevrim seçeneği olup, bunlar,

1. Buhar gereksiniminin bir buhar kazanından, elektrik enerjisi gereksiniminin ise elektrik şebekesinden sağlanması biçiminde olan klasik sistem,
2. Buhar türbinli çevrim,
3. Gaz türbini ve ateşlemesiz veya ilave ateşlemeli atık ısı kazanından oluşan bir çevrim,
4. Gaz türbini, ateşlemesiz veya ilave ateşlemeli atık ısı kazanı ve buhar türbininden oluşan bir kombine çevrim,
5. Gaz veya Diesel motorlu bir çevrim,

olarak verilebilmektedir.

Aşağıda, bu beş ayrı çevrimin ekonomik durumunu belirleyecek denklemler oluşturulacak ve bu denklemlerin çözümü sonucunda en uygun seçenek ortaya çıkarılacaktır.

Burada, ele alınan sanayi tesisinin elektrik gücü ve buhar gereksinimlerinin zamanla değiştiğini göstermek üzere, ele alınan bir günlük sürenin, daha küçük zaman dilimlerine bölündüğü ve her dilim boyunca gereksinimin sabit kaldığı, ancak her bir ayrı dilimdeki değer, günlük yük değişiminin gereği olarak, birbirinden farklı olduğu kabul edilmiştir (sürekli değişimin basamak halindeki bir değişime dönüştürülmesi). Tesisin, günlük yük karakteristiklerinin yıl boyunca aynı kaldığı varsayılarak (ortalama günlük yük eğrisi kabulü), çözüm basitleştirilmiştir. Ancak, bu varsayımın, çözümün

doğruluk derecesini azalttığı da bir gerçektir. Böyle bir varsayımın yapılması, denklemlerdeki bilinmeyen sayısını azaltacağı için, çözüm daha basit olacaktır. Ayrıca, bir günlük süre içindeki zaman dilimlerinin sayısının artırılması da doğruluğu pozitif yönde etkilemekle beraber, bilinmeyen sayısını çoğaltması nedeniyle karmaşıklığın artmasına yol açacaktır [15].

Bu incelemede ele alınan endüstri tesisi ile ilgili olarak, aşağıdaki tanımlar yapılmıştır. Bunlar,

N : bir gün içindeki zaman dilimlerinin sayısı,

j : zaman diliminin numarası,

t : bir zaman diliminin süresi (saat),

k : tesisin bir yıl boyunca işletme kaldığı gün sayısı,

P_j : tesisin j . dilimdeki elektrik gücü gereksinimi (kW),

m_j : tesisin j . dilimdeki buhar gereksinimi (ton/saat),

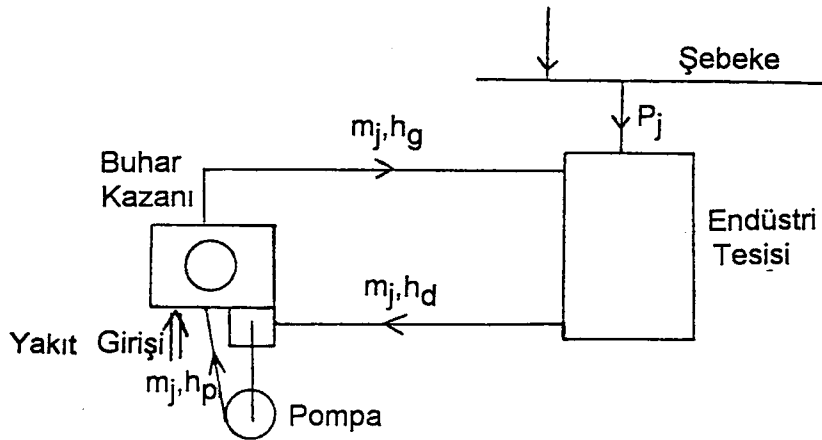
p_g, T_g, h_g : tesisde gereksinim duyulan buhar basıncı, sıcaklığı ve entalpisi (bar, °C, kJ/kg),

p_d, T_d, h_d : tesisde işlemten geçtikten sonra çevrime geri dönen su ya da buhar basıncı, sıcaklığı ve entalpisi (bar, °C, kJ/kg),

dır.

Buna göre, seçenekler sırayla ele alınıp, gerekli incelemeler yapılacaktır.

1. Seçenek:



Şekil 6.1. Klasik sistemin şematik gösterilimi.

Burada, ilk adımda, h_g ve h_d parametreleri gidiş ve dönüş buhar koşullarına göre termodinamik tablolardan bulunmaktadır. Kolaylık açısından, geri besleme suyu pompasının, entalpide yapacağı değişiklik ihmal edilerek, $h_p \approx h_d$ alınırsa, kazan tarafından buhara verilen birim enerji,

$$\Delta h = h_g - h_d \quad (6.1)$$

biçiminde ifade edilebilir.

Endüstri tesisinin yıllık elektrik enerji maliyeti,

$$A = k \cdot t \cdot \sum_{j=1}^N P_j \cdot f \quad (6.2)$$

olarak, buhar kazanında kullandığı yıllık yakıt maliyeti,

$$Y = k \cdot t \cdot \sum_{j=1}^N m_j \cdot \Delta h \cdot y / \eta_k \quad (6.3)$$

olarak ve buhar kazanının yıllık işletme ve bakım maliyeti,

$$I = \text{Max}(m_1, m_2, \dots, m_N) \cdot \Delta h \cdot (i + b) \quad (6.4)$$

olarak ifade edildiğinde, bir yıllık toplam maliyet,

$$C = A + Y + I \quad (\$/\text{yıl}) \quad (6.5)$$

biçiminde olacaktır. Burada,

f : elektrik enerjisi satan kuruluşun enerji birim satış fiyatı ($\$/\text{kWh}$),

y : birim yakıt fiyatı ($\$/\text{milyon kJ}$),

η_k : buhar kazanının verimi,

$\text{Max}(m_1, m_2, \dots, m_N)$: $m_1, m_2, \dots, m_N$ içinde en büyük değerde olanı,

i, b : buhar kazanının yıllık birim işletme ve bakım masrafı

$[(\$/\text{yıl}) / (\text{kJ/h})]$

olarak tanımlanmıştır.

Buhar kazanının tesis maliyeti ise,

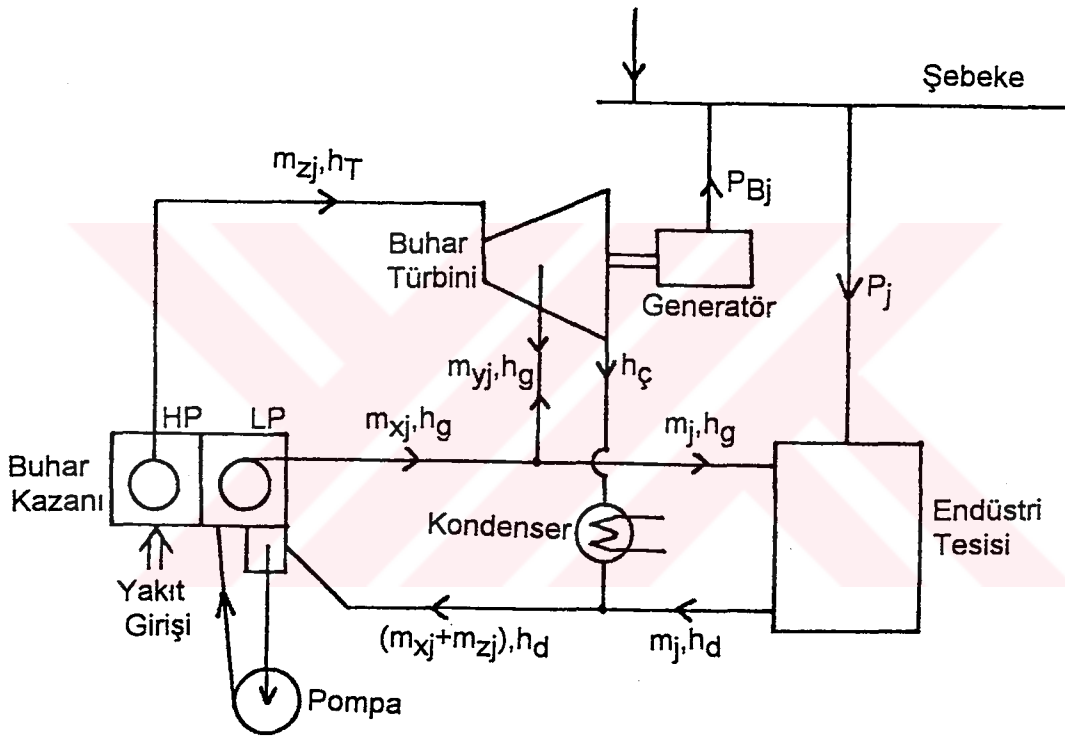
$$M = a \cdot \text{Max}(m_1, m_2, \dots, m_N) \cdot \Delta h \quad (\$) \quad (6.6)$$

biçiminde olup, burada,

a : birim tesis maliyeti (\$/kJ/h)

dir.

2. Seçenek:



Şekil 6.2. Buhar türbinli bir çevrimin şematik gösterilimi.

Buhar türbininin j . dilimde ürettiği mekanik güç,

$$P_{BTj} = [m_{zj} \cdot (h_T - h_g) + (m_{zj} - m_{yj}) \cdot (h_g - h_{\phi})] \cdot 1/3600 \text{ (kW)} \quad (6.7)$$

dır. Elektriksel güç ise, geri besleme suyu pompasının çektiği gücün iç ihtiyaç gücü olarak düşünülmesi ve bunun üretilen elektriksel gücün yaklaşık % 4'ü olduğu kabulü ile,

$$P_{Bj} = P_{BTj} \cdot \eta_g \cdot 0,96 \text{ (kW)} \quad (6.8)$$

biçiminde hesaplanacaktır. Burada,

- h_T : kazandan çıkıp türbine giren buharın entalpisi (kJ/kg)
- h_ϕ : türbinden çıkıp kondensere giren buharın entalpisi (kJ/kg),
- m_{zj} : j. dilimde, kazanın yüksek basınçlı bölümünden çıkan buharın debisi (ton/saat),
- m_{xj} : j. dilimde kazanın düşük basınçlı bölümünden çıkan buharın debisi (ton/saat),
- m_{yj} : j. dilimde türbinin ara buhar alma noktasından çekilen ya da bu noktadan türbine giren buharın debisi (ton/saat),
- η_g : generatör verimi,

olarak tanımlanmıştır.

j. dilimde gerekli olan birim yakıt miktarını ise,

$$Y_{Bj} = [m_{xj} \cdot h_g + m_{zj} \cdot h_T - (m_{xj} + m_{zj}) \cdot h_d] \cdot \eta_k \text{ (kJ/h)} \quad (6.9)$$

eşitliği verecektir.

Buna göre, bu çevrimde, şebekeden alınan, yıllık elektrik enerjisinin maliyeti,

$$A_B = k \cdot t \cdot \sum_{j=1}^N \text{Max}[(P_j - P_{Bj}), 0] \cdot f \quad (6.10)$$

olarak, şebekeye elektrik enerjisi satışından elde edilecek yıllık gelir,

$$S_B = k \cdot t \cdot \sum_{j=1}^N \text{Max}[(P_{Bj} - P_j), 0] \cdot g \quad (6.11)$$

olarak ve yıllık yakıt masrafı ise,

$$Y_B = k \cdot t \cdot \sum_{j=1}^N Y_{Bj} \cdot y \quad (6.12)$$

biçiminde hesaplanacaktır. Burada,

g : elektriğin şebekeye satışındaki birim fiyatı (\$/kWh)

dır. $\text{Max} [(P_j - P_{Bj}), 0]$ ifadesi, $(P_j - P_{Bj})$ 'nin kontrolünü yapıp, bu değerin sıfırdan büyük olduğu durumlarda $(P_j - P_{Bj})$ değerinin alınacağını, sıfırdan küçük olduğu aksi durumlarda ise bu değerin sıfır olarak alınacağını göstermektedir [15].

Buna göre, bu çevrimde, işletme ve bakım masrafı dahil yıllık üretim masrafı,

$$C_B = A_B - S_B + Y_B + \text{Max}(P_{BT1}, P_{BT2}, \dots, P_{BTN}) \cdot (i_B + b_B) \text{ ($/yıl)} \quad (6.13)$$

olarak, tesisin maliyeti ise

$$M_B = a_B \cdot \text{Max}(P_{BT1}, P_{BT2}, \dots, P_{BTN}) \text{ ($) } \quad (6.14)$$

şeklinde ifade edilebilir. Burada,

i_B, b_B : buhar türbinli çevrimin yıllık birim işletme ve bakım masrafları (\$/yıl/kW),

a_B : buhar türbinli çevrimin birim tesis maliyeti (\$/kW),

olup, bu değerler çevrimin gücüne göre değişmektedirler. Değişik güçlerdeki buhar türbinli çevrimlerin maliyetleri ve yıllık işletme masrafları kullanılarak, a_B ve i_B 'nin değerleri için bazı ampirik formüller (P_{BT} 'ye bağlı), eğri uydurma yöntemiyle bulunabilmekte olup, bu işlemler için mevcut bir takım paket programlardan faydalanılabilir. Genellikle, birim bakım masrafı (b_B), birim tesis masrafının (a_B) % 3'ü mertebesindeir. Bu genellemenin yapılması büyük bir hata getirmemektedir.

Bu matematiksel modellerin amacı, klakisk bir sistem olan 1. seçeneğe göre yapılan yatırım farkının, klasik sisteme göre elde edilen yıllık üretim masrafı farkı (avantajı) ile geri ödendiği düşünülürse, bu geri ödeme süresini minimum yapan buhar türbini gücü, buhar kazanı kapasitesi ve bu minimum geri ödeme süresini bulmaktır. Burada amaç fonksiyonu için,

$$H(m_{xj}, m_{yj}, m_{zj}, h_T) = (M_B - M) / (C - C_B) \quad (6.15)$$

ve sınır koşulları için ise

$$m_j = m_{xj} + m_{yj} \quad (6.16)$$

$$m_{xj}, m_{zj}, h_T \geq 0 \quad (6.17)$$

$$P_{BTj} \geq P_{BTmin} \quad (6.18)$$

ifadeleri yazılabilecektir. Burada, P_{BTmin} , imal edilen en küçük buhar türbini gücüdür.

Amaç fonksiyonu ve sınır koşulları biçiminde verilen bu denklemlerin, matematiksel programlama teknikleri ile çözümü sonucunda, buhar türbini gücü ve buhar kazanı kapasitesi belirlenmiş olmakla kalmayıp, ayrıca bunların gün içindeki çalışma programları da elde edilebilmektedir.

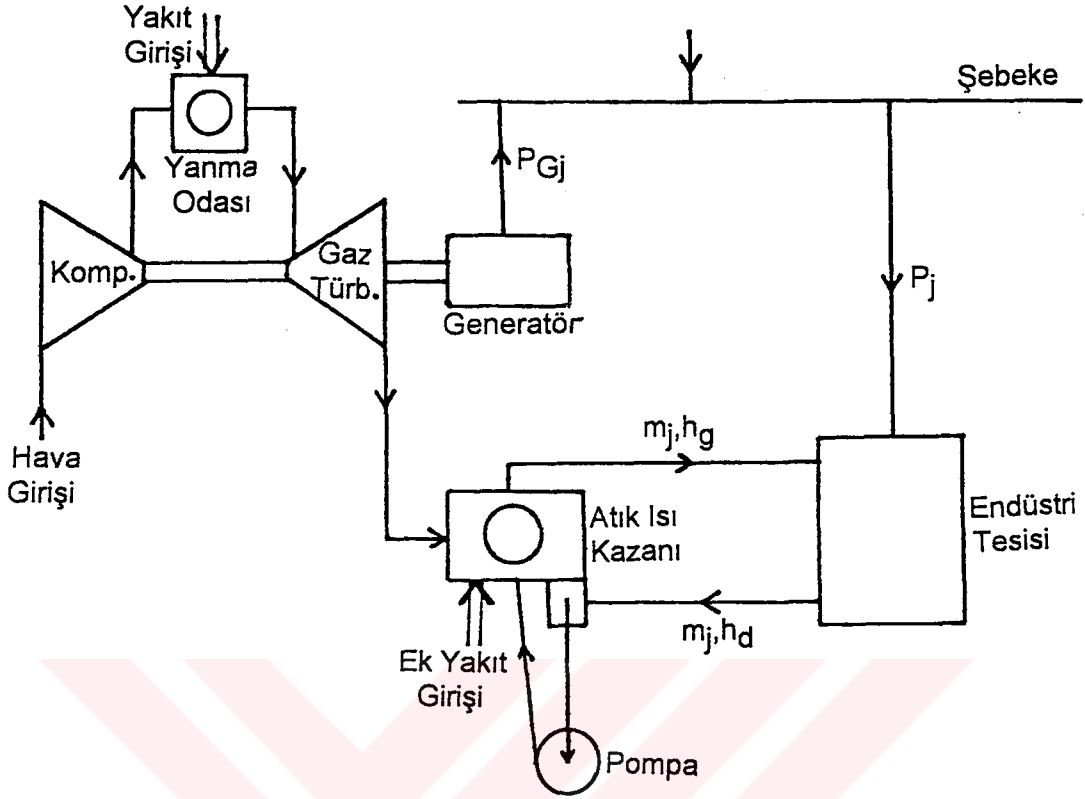
3. Seçenek:

Sadece gaz türbini ve atık ısı kazanından oluşan bu çevrimde, şebekeden elektrik enerjisi alım masrafı,

$$A_G = k \cdot t \cdot \sum_{j=1}^N \text{Max}[(P_j - P_{Gj}), 0] \cdot f \quad (6.19)$$

olarak, şebekeye elektrik enerjisi satışından elde edilen gelir,

$$S_G = k \cdot t \cdot \sum_{j=1}^N \text{Max}[(P_{Gj} - P_j), 0] \cdot g \quad (6.20)$$



Şekil 6.3. Gaz türbinli basit çevrimin şematik gösterilimi.

olarak, gaz türbininde kullanılan yakıtın masrafı,

$$Y_G = k \cdot t \cdot \sum_{j=1}^N P_{Gj} \cdot d \cdot y \quad (6.21)$$

olarak ve atık ısı kazanında kullanılan ek yakıtın masrafı ise,

$$K_G = k \cdot t \cdot \sum_{j=1}^N \text{Max}[(m_j \cdot \Delta h - 1/s \cdot P_{Gj}), 0] \cdot y \quad (6.22)$$

biçiminde bulunabilir. Burada,

P_{Gj} : gaz türbini tarafından j. dilimde üretilen elektriksel güç (kW)

d : gaz türbininde 1 kW'lık elektriksel güç üretmek için gerekli olan yakıt miktarı (kJ/h / kW),

s : gaz türbinli çevrimin ısı güç oranı (kW / kJ/h),

dır.

Buna göre, bu çevrimin, işletme ve bakım masrafları dahil, yıllık üretim masrafı için,

$$C_G = A_G - S_G + Y_G + K_G + \text{Max}(P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{GN}) \cdot (i_G + b_G) \quad (6.23)$$

ifadesi verilebilir. Burada,

i_G, b_G : gaz türbinli basit çevrimin yıllık birim işletme ve bakım masrafları (\$/yıl / kW)

nı göstermektedir. Bu çevrimin tesis maliyeti ise

$$M_G = a_G \cdot \text{Max}(P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{GN}) \quad (6.24)$$

olup, burada,

a_G : birim tesis masrafı (\$/kW)

dır. Daha önceki seçeneklerde olduğu gibi, burada da a_G ve i_G için ampirik bir formül, b_G 'nin değeri için ise % 3. a_G bağıntısı kullanılabilir. Bu durum için amaç fonksiyonu,

$$H(P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{GN}) = (M_G - M) / (C - C_G) \quad (6.25)$$

olup, sınır koşul ise,

$$P_{Gj} \geq P_{G \min} \quad (6.26)$$

şeklindedir. H 'ı minimum yapan $P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{GN}$ değerlerinin bulunmasıyla gaz türbini gücü, atık ısı kazanı kapasitesi ve çevrimin günlük çalışma programı saptanmış olacaktır.

4. Seçenek:

Söz konusu bu çevrimin incelenmesi, 2. ve 3. seçeneklerdeki incelemelerin birleştirilmesiyle gerçekleştirilecek olup, buna göre, bu çevrimden elde edilecek elektriksel güç,

$$P_{Kj} = P_{Bj} + P_{Gj} \quad (6.27)$$

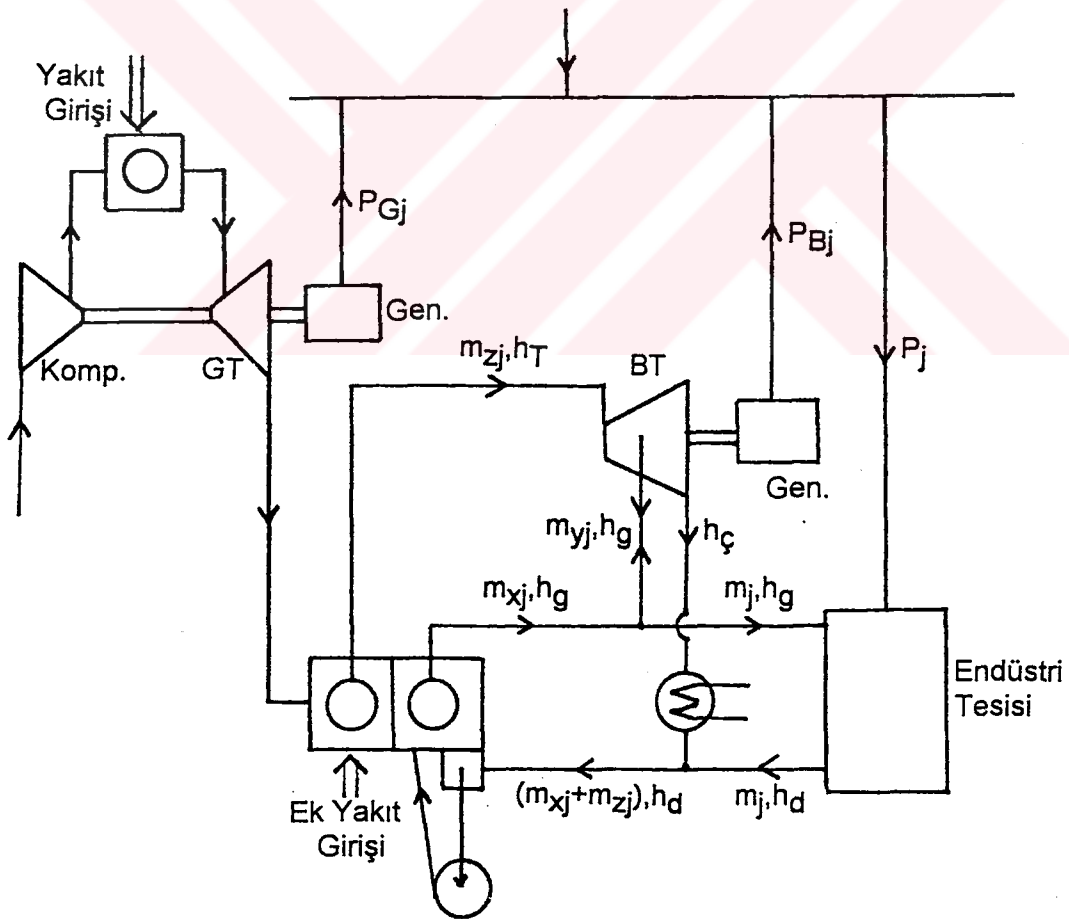
olacaktır. Bu çevrime ilişkin, elektrik enerjisinin şebekeden alım masrafı,

$$A_K = k \cdot t \cdot \sum_{j=1}^N \text{Max}[(P_j - P_{Kj}), 0] \cdot f \quad (6.28)$$

biçiminde, şebekeye elektrik enerjisi satışından elde edilecek gelir,

$$S_K = k \cdot t \cdot \sum_{j=1}^N \text{Max}[(P_{Kj} - P_j), 0] \cdot g \quad (6.29)$$

olarak, gaz türbininde kullanılan yakıt masrafı,



Şekil 6.4. Kombine çevrimin şematik gösterilimi.

$$Y_K = k \cdot t \cdot \sum_{j=1}^N P_{Gj} \cdot d \cdot y \quad (6.30)$$

biçiminde, atık ısı kazanında kullanılan ek yakıtın masrafı,

$$K_K = k \cdot t \cdot \sum_{j=1}^N \text{Max}[(Y_{Bj} \cdot \eta_k - 1/s \cdot P_{Gj}), 0] \cdot y \quad (6.31)$$

olarak, işletme ve bakımı da içeren yıllık toplam üretim masrafı,

$$C_K = A_K - S_K + Y_K + K_K + \text{Max}(P_{G1}, P_{G2}, \dots, P_{GN}) \cdot (i_G + b_G) + \\ \text{Max}(P_{BT1}, P_{BT2}, \dots, P_{BTN}) \cdot (i_B + b_B) \quad (6.32)$$

olarak ve tesis maliyeti ise,

$$M_K = M_B + M_G \quad (6.33)$$

ifadesine göre hesaplanacaktır.

Burada amaç fonksiyonu,

$$H(P_{Gj}, m_{xj}, m_{yj}, m_{zj}, h_T) = (M_K - M) / (C - C_K) \quad (6.34)$$

ve sınır koşulları,

$$m_j = m_{xj} + m_{yj} \quad (6.35)$$

$$m_{xj}, m_{zj}, h_T \geq 0 \quad (6.36)$$

$$P_{Bj} \geq P_{Bmin} \quad (6.37)$$

$$P_{Gj} \geq P_{Gmin} \quad (6.38)$$

biçiminde olup H'yı minimum yapan P_{Gj} , m_{xj} , m_{yj} , m_{zj} , h_T değerleri bulunacaktır.

5. Seçenek:

Gaz veya Diesel motorlu çevrime ilişkin inceleme, 3. seçenekteki gaz türbinli basit çevrim incelemesi ile benzer biçimde olacaktır. Burada gaz türbininin yerine, gaz veya Diesel motoru kullanılıp, gaz türbinine ilişkin tüm büyüklükler ise motora ilişkin büyüklükler olarak değiştirilecektir. Bu nedenle, burada, aynı incelemeyi tekrarlamaya gerek duyulmamıştır.

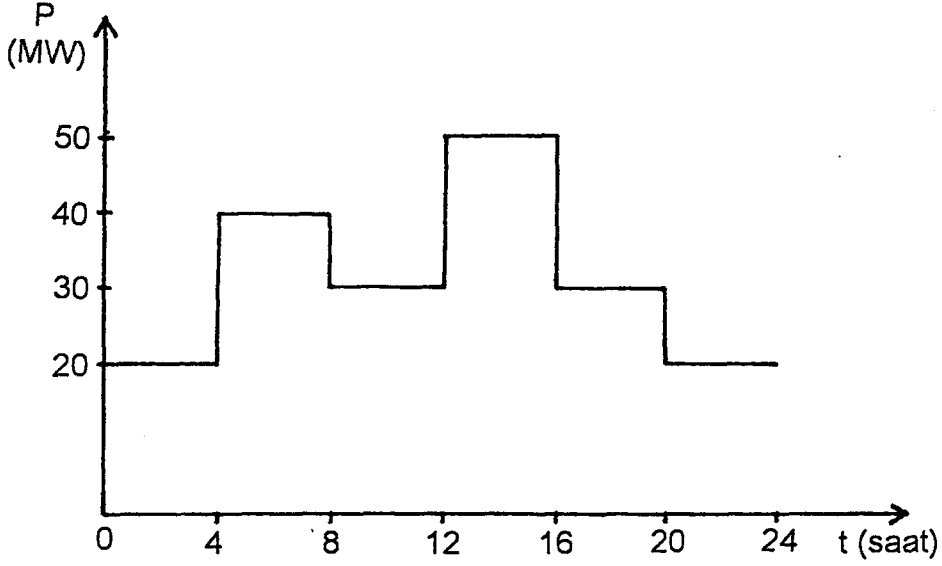
Sonuç olarak, 1. seçenek referans alındığında, 2., 3., 4. ve 5. seçeneklerin bu seçeneğe göre sahip oldukları geri ödeme süreleri karşılaştırılarak, en kısa geri ödeme süreli seçeneğin uygunluğu kararlaştırılacaktır. Eğer bu seçeneğin geri ödeme süresi, piyasanın ekonomik koşullarına göre yeterince kısa ise, bu yatırımın gerçekleştirilmesi yönünde karar verilmelidir.

Aşağıda, elektrik ve ısı enerjisi gereksinimleri ve bunların gün içindeki değişimleri belli olan örnek bir endüstri tesisi için, kurulması düşünülen B.I.G.Ü. Sisteminin, optimum kapasitesinin (gücünün) saptanması ele alınacaktır. Bu çalışmada, diğer çevrimlere ilişkin teknik ve ekonomik verilerin yeterli olmaması nedeniyle, sadece gaz türbinli basit bir çevrim için optimum güç hesabı yapılmıştır. Benzer çalışma, yeterli verilerin elde edilmesi halinde, sözü edilen diğer çevrimler için de gerçekleştirilebilecektir. Gaz türbinli çevrime ilişkin hesaplarda, Tablo 3.1, Tablo 3.3 ve Tablo 3.4'deki veriler kullanılmıştır.

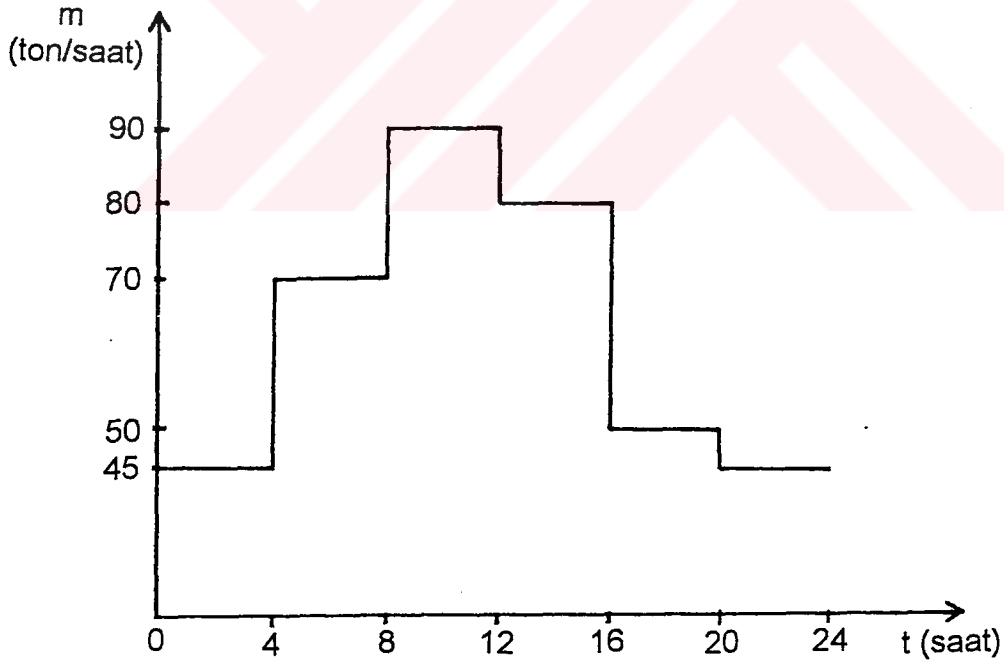
Ayrıca, burada çözümün basit olması açısından, üretilen gücün, gün boyunca, sabit ve nominal değerde kaldığı kabulü yapılmıştır. Bu yaklaşım, Türkiye gibi, elektrik enerjisi alış ve satış fiyatlarının gün içinde zamanla değişmeyip, sabit kaldığı (değişken enerji tarifesi kullanılmayan) ülkelerde kurulacak olan B.I.G.Ü. çevrimleri için büyük bir hata getirmeyecektir.

Ele alınacak olan endüstri tesisi, 11,4 bar'da doymuş buhara gereksinim duymakta ve bu buharı çeşitli işlemlerde kullandıktan sonra 65,5 °C'da doymuş su olarak çevrime geri göndermektedir. Endüstri tesisinin, bu basınç ve sıcaklıktaki buhar ihtiyacını mevcut bir buhar kazanından sağladığı ve bu tesisin kullanılması ile kurulması düşünülen B.I.G.Ü. çevrimi maliyetinin % 18 azaldığı kabul edilmiştir. Şekil 6.5 ve 6.6'da bu sanayi tesisine ilişkin,

ortalama günlük elektrik ve ısı yükü (buhar debisi) karakteristikleri verilmiş olup, bu tesis yılda 335 gün çalıştırılmaktadır.



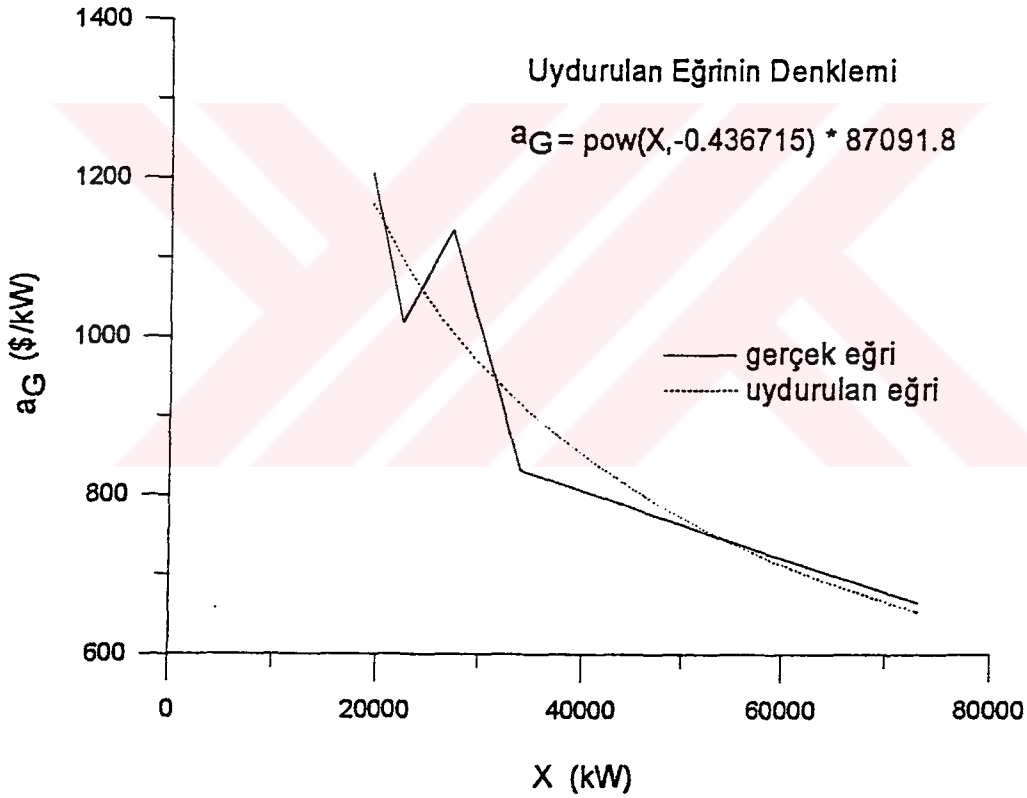
Şekil 6.5. Endüstri tesisinin ortalama günlük elektrik enerjisi gereksinimi.



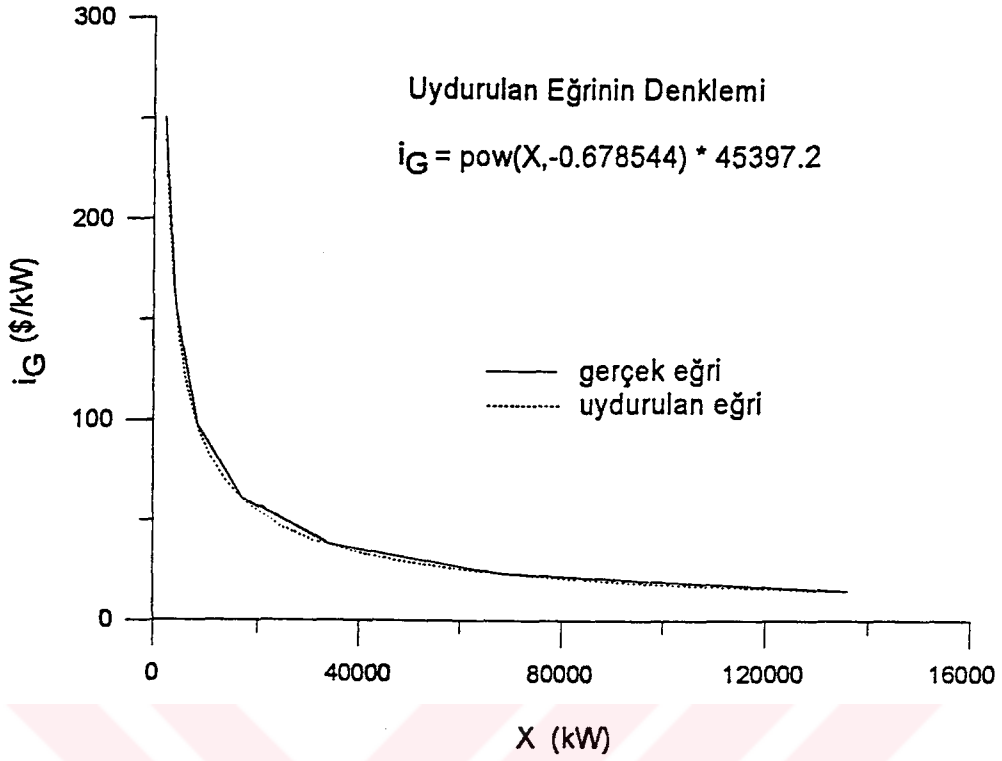
Şekil 6.6. Endüstri tesisinin ortalama günlük ısı enerjisi (buhar) gereksinimi.

Kurulması düşünülen gaz türbinli çevrimin optimum gücünün bulunmasında, daha önce "4. Seçenek" adı altında verilmiş olan denklemlerden

faydalanılmış ve bu denklemlerdeki P_G değeri, belli sınırlar arasında değiştirilerek, en küçük geri ödeme süresini veren değer, grafik yöntemle saptanmaya çalışılmıştır. Grafiğin minimumdan geçtiği nokta civarında, P_G 'nin değişim aralığı daraltılarak daha hassas bir grafik elde edilmiş, ayrıca, bu civardaki güç ve geri ödeme süresi değerleri bir tabloya aktarılmıştır. Tüm bu işlemler, Mathcad paket programı kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Gaz türbinli çevrime ilişkin birim tesis maliyeti (a_G) ve bir işletme maliyeti (i_G) için kullanılan ampirik formüller, Tablo 3.4'deki veriler kullanılarak, eğri uydurma yöntemiyle elde edilmiş ve bu amaçla GRAPHER paket programından yararlanılmıştır. Şekil 6.7'de ve Şekil 6.8'de a_G ve i_G için uydurulan eğriler ve bu eğrilerin denklemleri verilmiştir.



Şekil 6.7. Birim tesis maliyeti (a_G) için uydurulan eğri ve bu eğrinin denklemleri.



Aşağıda, Mathcad paket programı kullanılarak gerçekleştirilen işlemler ve sonuçlar verilmektedir. Burada, P_G değişkeni yerine x değişkeni kullanılmıştır.

$$N = 6$$

$$t = 4 \text{ saat}$$

$$k = 335 \text{ gün}$$

$$\Delta h = 2503 \text{ kJ/kg}$$

$$f = 0,05 \text{ \$/kWh}$$

$$g = 0,04 \text{ \$/kWh}$$

$$y = 3,32 \text{ \$/milyon kJ}$$

$$d = 12850 \text{ kJ/h/kW}$$

$$s = 1/7000 \text{ kW/kJ/h}$$

$$M = 12,3 \cdot 10^6 \text{ \$}$$

$$\eta_k = 0,85$$

$$P = [20 \cdot 10^3, 40 \cdot 10^3, 30 \cdot 10^3, 50 \cdot 10^3, 30 \cdot 10^3, 20 \cdot 10^3] \text{ kW}$$

$$m = [45 \cdot 10^3, 70 \cdot 10^3, 90 \cdot 10^3, 80 \cdot 10^3, 50 \cdot 10^3, 45 \cdot 10^3] \text{ kg/saat}$$

$$j = 1 \dots N$$

$$A_G(x) = k \cdot t \cdot f \cdot \sum_{j=1}^N \frac{[|P_j - x| + P_j - x]}{2} \quad (6.39)$$

$$S_G(x) = k \cdot t \cdot g \cdot \sum_{j=1}^N \frac{[|x - P_j| + x - P_j]}{2} \quad (6.40)$$

$$Y_G(x) = x \cdot d \cdot t \cdot N \cdot k \cdot y \cdot 10^{(-6)} \quad (6.41)$$

$$K_G(x) = k \cdot t \cdot y \cdot 10^{(-6)} \cdot \sum_{j=1}^N \frac{[|m_j \cdot \Delta h - 1/s \cdot x| + m_j \cdot \Delta h - 1/s \cdot x]}{2} \quad (6.42)$$

$$M_G(x) = x^{(-0,436715)} \cdot 87091,6 \cdot x \cdot 0,82 \quad (6.43)$$

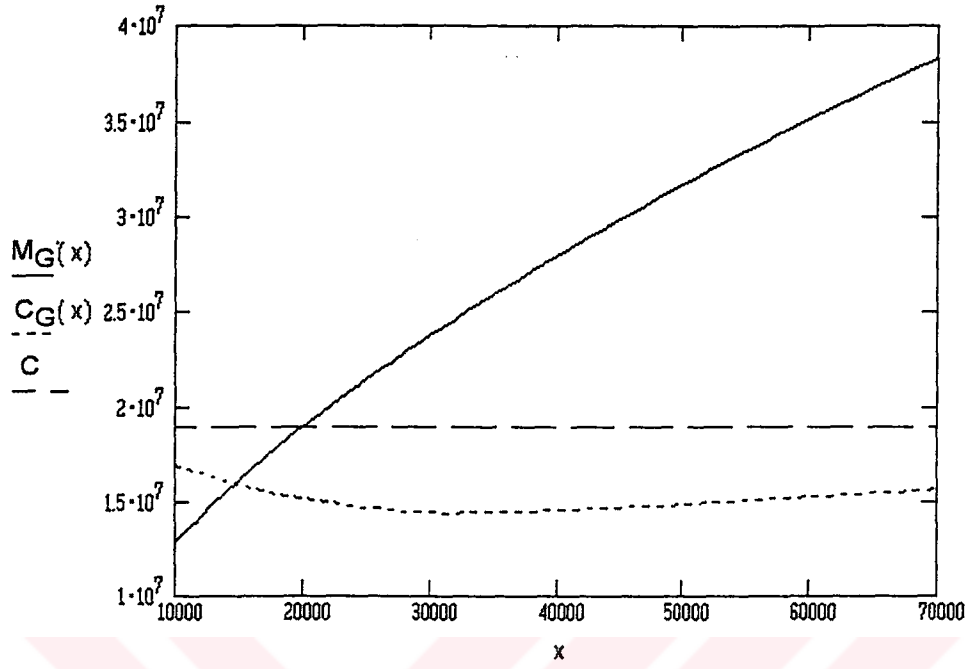
$$C_G(x) = A_G(x) - S_G(x) + Y_G(x) + K_G(x) + 0,03 \cdot M_G(x) + x^{(-0,678544)} \cdot 45397,2 \cdot x + 1,16 \cdot 10^6 \quad (6.44)$$

$$C = k \cdot t \cdot \sum_{j=1}^N [P_j \cdot f + m_j \cdot \Delta h / \eta_k \cdot y \cdot 10^{(-6)}] + 0,03 \cdot M + 0,8 \cdot 10^6 \quad (6.45)$$

$$x = 10 \cdot 10^3, 11 \cdot 10^3 \dots 70 \cdot 10^3$$

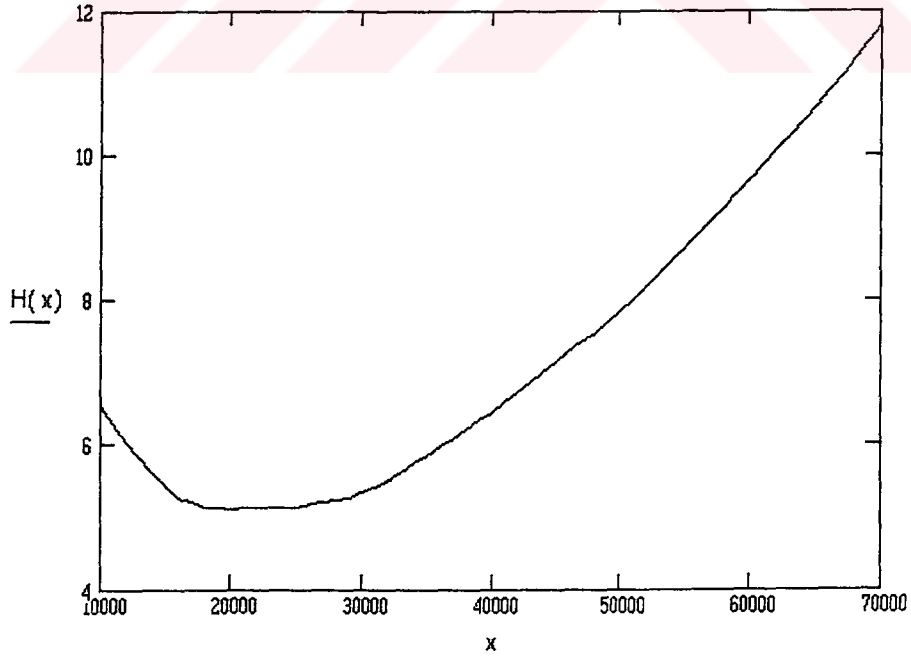
$$H(x) = M_G(x) / [C - C_G(x)] \quad (6.46)$$

Şekil 6.9'da, x'in 10 ... 70 MW aralığındaki değişimine göre elde edilen, gaz türbinli çevrime ilişkin tesis maliyeti ($M_G(x)$), yıllık üretim masrafı ($C_G(x)$) ve klasik sisteme ilişkin yıllık üretim masrafı (C) grafikleri gösterilmektedir. Şekil 6.10'da ise x'in aynı aralıktaki değişimine karşılık elde edilen yatırım geri ödeme süresi ($H(x)$) verilmektedir. Şekil 6.10'da görüldüğü gibi $H(x)$, $x=20$ MW civarında minimumdan geçmekte olup, tam olarak minimum nokta, bu şekil üzerinde görülememektedir. Daha doğru bir sonuca ulaşmak amacıyla, x'in 19,5 ... 20,5 MW aralığındaki değişimine karşılık düşen, daha hassas bir $H(x)$ grafiği Şekil 6.11'de gösterilmiştir. Ayrıca $x=20$ MW civarındaki güç ve geri ödeme süresi değerleri hesaplatılmış ve elde edilen değerler, Tablo 6.1'de verilmiştir.

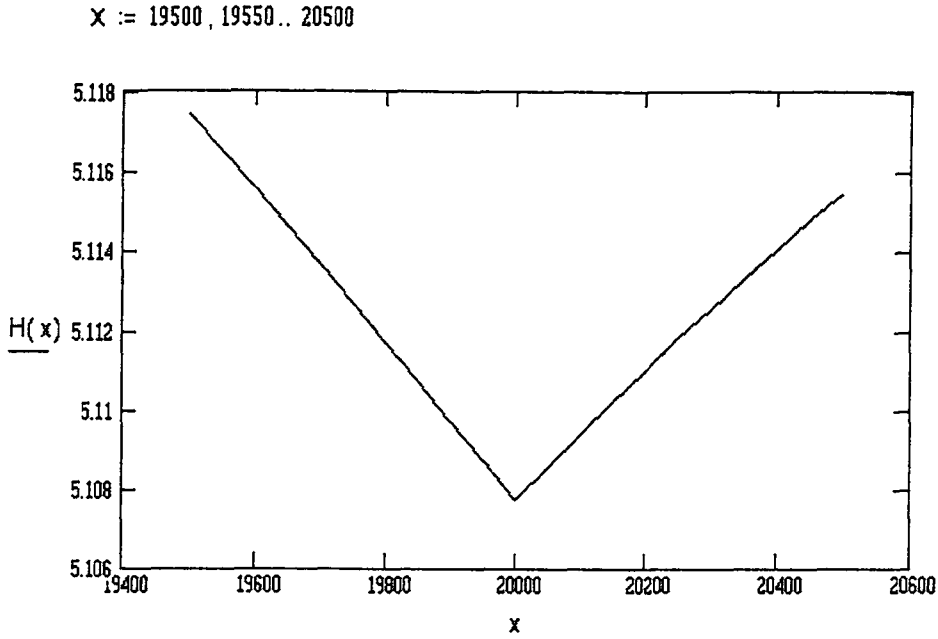


Şekil 6.9. $x=10 \dots 70$ MW aralığında M_G , C_G ve C 'nin x 'e göre değişimi.

$x := 10000, 11000 \dots 70000$



Şekil 6.10. $x=10 \dots 70$ MW aralığında yatırım geri ödeme süresi (H)'nin x 'e göre değişimi.



Şekil 6.11. $x=19,5 \dots 20,5$ MW aralığında, yatırım geri ödeme süresinin x 'e bağlı değişimini daha hassas olarak gösteren grafik.

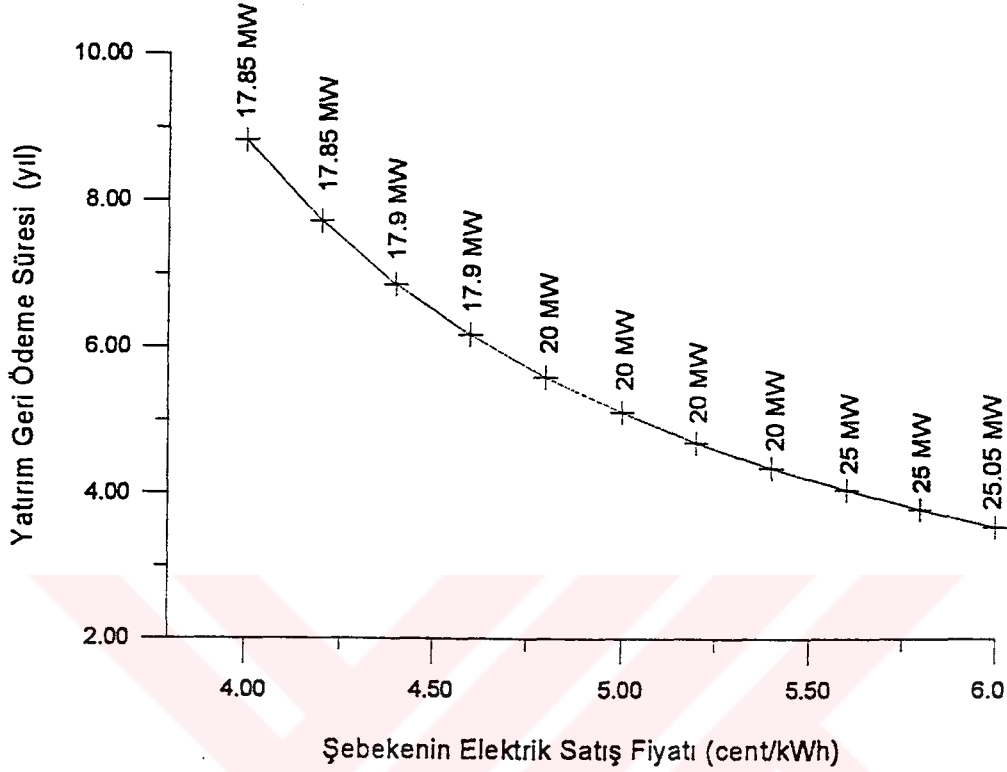
Tablo 6.1. $x=19,8 \dots 20,2$ MW aralığında, yatırım geri ödeme süresinin x 'e bağlı değişim tablosu.

x	$H(x)$
19800	5.11172
19850	5.11074
19900	5.10975
19950	5.10875
20000	5.10775
20050	5.10858
20100	5.1094
20150	5.11021
20200	5.111

Şekil 6.11 ve Tablo 6.1'den görüldüğü gibi optimum çevrim gücü 20 MW ve bu güçteki çevrim için yapılan yatırımın geri ödeme süresi yaklaşık 5,1 yıldır.

Değişik şebeke elektrik satış ve geri alış fiyatları ve doğal gaz fiyatları için aynı program çalıştırılıp her bir fiyata karşılık düşen optimum güç ve bu

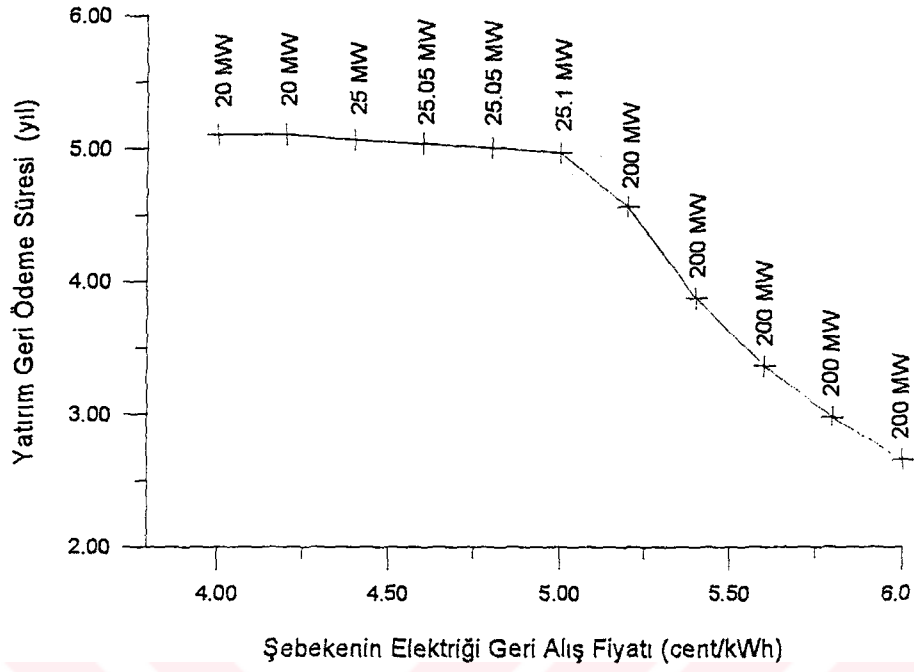
güçteki yatırımın geri ödeme süresi değerleri elde edilmiştir. Bu değerler grafik olarak Şekil 6.12, 6.13 ve 6.14'de gösterilmiştir.



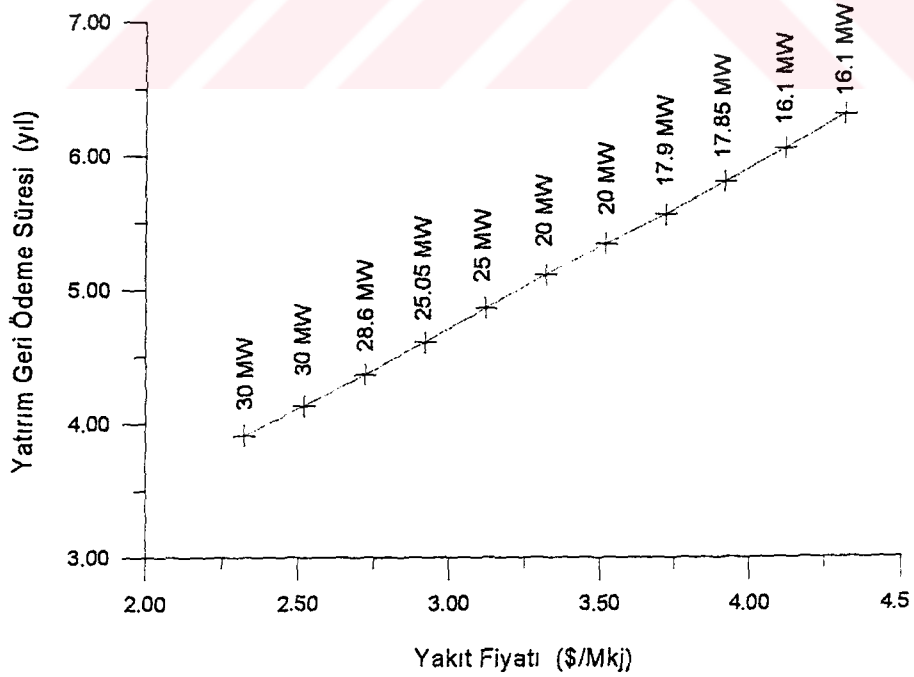
Şekil 6.12. Yatırım geri ödeme süresinin, şebekenin elektrik satış fiyatına göre değişimi.

Şekil 6.12'de görüldüğü gibi, şebekenin elektrik satış fiyatı arttıkça yatırım geri ödeme süresi düşmektedir. B.I.G.Ü. ile elektrik enerjisi üretilerek şebekeden elektrik enerjisi alımında tasarruf sağlanması ve artan şebeke fiyatlarıyla bu tasarrufun daha da çoğalması nedeniyle böyle bir sonuç ortaya çıkmıştır. Başka bir ifadeyle, şebekenin elektrik satış fiyatı artmasına karşın, endüstri tesisinin ürettiği elektrik enerjisinin birim fiyatı olarak düşünülebilen EDY (Elektriğe Dönüşen Yakıt) oranının sabit kalması bu sonucu doğurmuştur.

Artan şebeke geri alış fiyatıyla yatırım geri ödeme süresinin, belli bir değere kadar fazla değişmediği, bu değerden sonra hızlı bir düşüş gösterdiği Şekil 6.13'den görülmektedir. Burada da gaz türbinli çevrimin EDY oranı sabit olup, şebekenin belirli bir elektrik geri alış fiyatı değerine kadar (yaklaşık 5 ¢/kWh), EDY ile elektrik geri alış fiyatı arasında, güç artışının getireceği tesis maliyeti artışlarını karşılayacak kadar yeterli fark oluşmadığı için, şebekeye



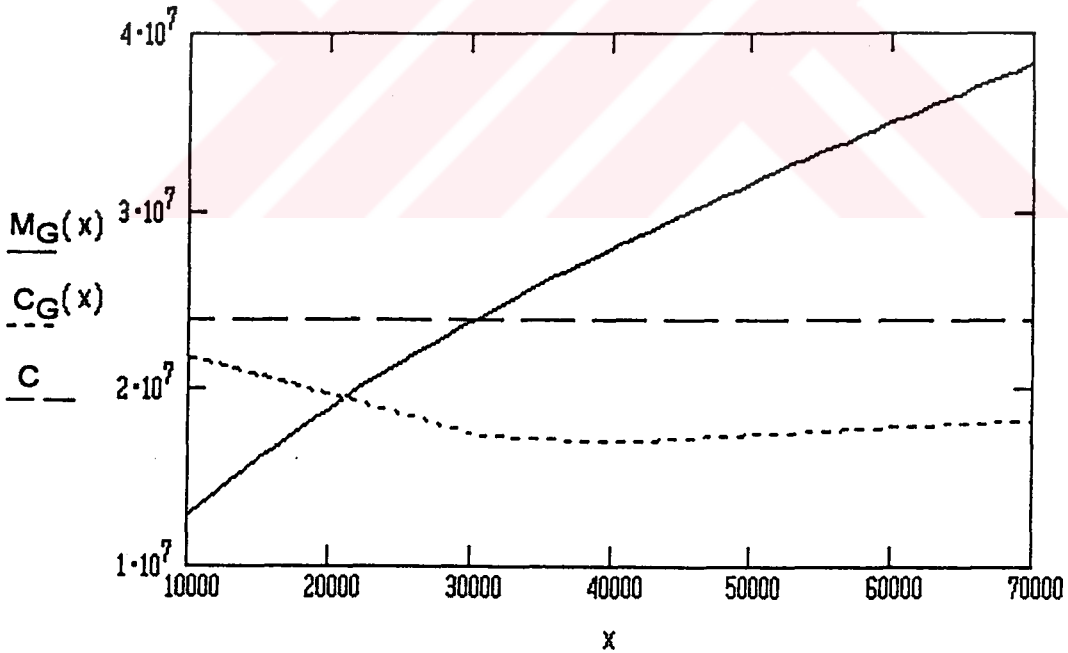
Şekil 6.13. Yatırım geri ödeme süresinin, şebekenin elektriği geri alış fiyatına göre değişimi.



Şekil 6.14. Yatırım geri ödeme süresinin, yakıt fiyatına göre değişimi.

büyük miktarlarda elektrik satışı uygun değildir. Bu nedenle, bu değere kadar elektrik geri alış fiyatının artması yatırım geri ödeme süresini fazla düşürmemekte, optimum güç fazla artmamaktadır. Bu değerden sonra, yeterli farkın oluşması nedeniyle şebekeye büyük miktarlarda elektrik satılabilmekte ve geri ödeme süresi hızla düşmektedir. Gerçekte, şebekenin, elektriği sattığı fiyattan daha yüksek bir fiyata geri alması, şebeke açısından kaçınılması gereken bir durumdur. Bununla birlikte, değişken elektrik tarifesinin uygulandığı ülkelerde, gün içinde, kısa süreli olarak böyle bir durumla karşılaşmaktadır. Bu ülkelerde, B.I.G.Ü. Santrallerinin günlük çalışma programları da bu değişime göre planlanmaktadır.

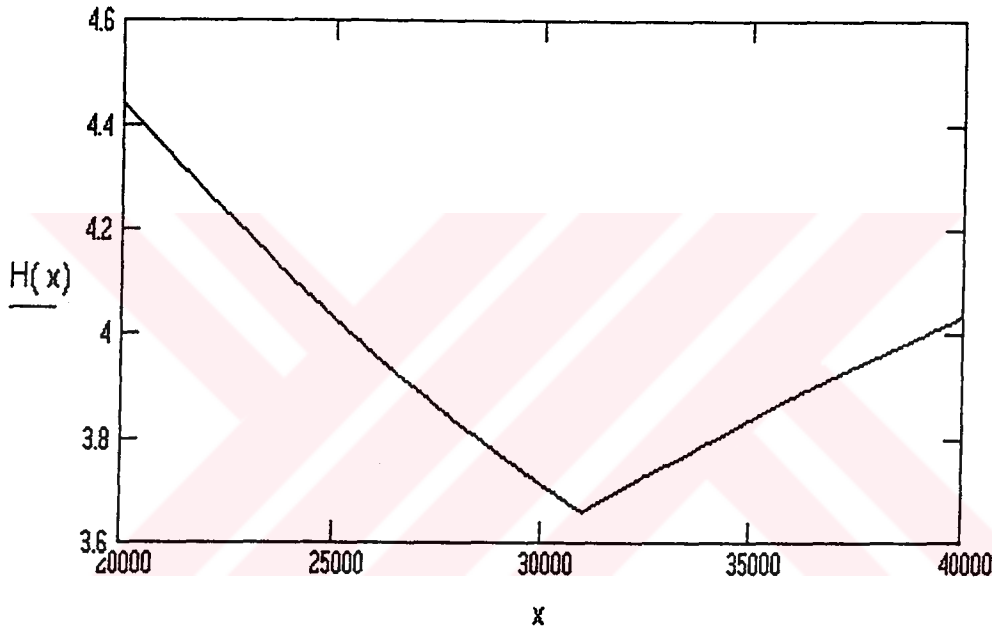
Şekil 6.14'de, yakıt (bu örnekte doğal gaz) fiyatının yükselmesiyle yatırım geri ödeme süresinin arttığı görülmektedir. Yakıt fiyatının artması, yakıt farkının güç farkına oranı olarak tanımlanmış olan EDY oranını yükseltmektedir. Dolayısıyla, B.I.G.Ü. ile üretilen birim elektrik enerjisinin (1 kWh) klasik sisteme göre sağladığı kazanç azalmakta ve böylece geri ödeme süresi artmaktadır.



Şekil 6.15. Sabit ısı ve elektrik enerjisi gereksinimi durumu için, elde edilen $M_G(x)$, $C_G(x)$ ve C eğrileri.

Bu bölümde kullanılan yöntem ve yapılan inceleme, bir B.I.G.Ü. Santrali'nin yatırım kararını vermek amacıyla faydalanılabilecek bir ön fizibilite çalışması niteliğindedir. Bu incelemenin kullanılabilirliğini gösterebilmek amacıyla, literatürde [3] ele alınan, ısı ve elektrik gereksinimi gün ve yıl boyunca sabit olan endüstri tesisi örneği üzerinde aynı yöntem uygulanmıştır. Elde edilen sonuçlar, grafik ve tablo biçiminde, Şekil 6.15, 6.16 ve Tablo 6.2'de verilmiş olup, yeterli yakınsamanın sağlandığı görülmüştür.

$$X := 20000, 21000 \dots 40000$$



Şekil 6.16. Sabit ısı ve elektrik enerjisi gereksinimi durumu için, elde edilen yatırım geri ödeme süresi ($H(x)$) eğrisi.

Tablo 6.2. Sabit ısı ve elektrik enerjisi gereksinimi durumu için, $H(x)$ 'in, $x=30,7 \dots 31,2$ MW aralığında x 'e bağlı değişim tablosu.

x	$H(x)$
30700	3.67
30750	3.67
30800	3.66
30850	3.66
30900	3.66
30950	3.66
31000	3.66
31050	3.66
31100	3.66
31150	3.66
31200	3.67

BÖLÜM 7

SONUÇ VE ÖNERİLER

Enerji kaynaklarının verimli olarak kullanımının büyük önem kazandığı günümüzde Birleşik Isı-Güç Üretim Sistemleri, bu anlamda önemli bir fırsat oluşturmaktadırlar. Aşağıda ana hatları verilmiş olan koşulların oluşması halinde, bu sistemlerin gündeme getirilip incelemelerinin yapılması gereklidir. Bu koşullar,

1. Hem ısı ve hem de elektrik enerjisi ihtiyacı olan yeni endüstriyel tesislerin kurulması,
 2. Varolan tesislerde yapılan büyük genişlemeler,
 3. Eskiye buhar üretim donanımının değiştirilmesi,
 4. Yakıt ve elektrik enerjisi maliyetlerinde önemli değişiklikler oluşması,
 5. Şebekeye elektrik enerjisi satışı fırsatının doğması,
- biçiminde sıralanabilir.

Büyük işlem ısı talebi olan yeni bir endüstriyel tesis ya da mevcut bir tesiste yapılan kapasite arttırmaları, B.I.G. Üretimi'ni değerlendirmek için önemli bir fırsattır.

Eskimiş, düşük basınçlı işlem buharı kazanlarının veya bir buhar türbinli B.I.G.Ü. Sistemi'ni beslemek için kullanılan yüksek basınçlı kazanların değiştirilerek, yerlerine bir gaz türbininin atık ısını değerlendiren atık ısı kazanlarının kullanılmasının büyük ekonomik faydalar getirdiği açıktır. Bu uygulama, sistemin ısı-güç oranını arttırdığı gibi tesisin daha ucuza elektrik enerjisi üretmesini de sağlamaktadır. Ayrıca, yapılacak yatırımın maliyeti de mevcut donanımların kullanımı nedeniyle daha düşük olacaktır.

Eğer bir işletme, enerji maliyetlerinde önemli bir değişiklik olacağını tahmin ederse, B.I.G. Üretimi'nin ekonomikliğini incelemelidir. Bu, satın alınan elektriğin fiyatının, yakıt fiyatından daha hızlı arttığı ülkelerde daha önemlidir. Ayrıca, eğer B.I.G.Ü. Sistemi, iyi bir Elektriğe Dönüştürme Yakıt oranı elde ederse, yakıt fiyatının artmasıyla kârlılık oranı da artabilir.

B.I.G. Üretimi'nde, şebekeye uygun fiyatlarda elektrik enerjisi satılabilecekse, bu olanak değerlendirilmelidir. Özellikle, büyük miktarda ısı talebi olan endüstriyel tesislerde, bu üretim şekli büyük faydalar sağlamaktadır.

20. yüzyılın başlarından beri çeşitli şekillerde kullanılan Birleşik Isı-Güç Üretim Sistemleri, etkin güç üretim seçeneklerini ulusal elektrik şebekesi ile birleştirerek, endüstriyel enerji maliyetlerinin kontrolunda önemli bir rol oynamayı sürdürmektedir. Tüm dünyada, endüstriyel tesislerin, girişimcilerin ve şebekelerin düşük maliyetli elektrik enerjisi ve işlem ısısı arayışları, yüksek verimli ve çevre dostu olan bu sistemlerin önemini daha da arttırmaktadır.

Bu sistemler, ülkemizde de yeni yeni kullanılmaya başlanmıştır. Elektrik enerjisi üretimi için gerekli yatırımların büyük sermayeler gerektirmesi nedeniyle devlet bütçesinin olumsuz etkilendiği ve özelleştirmenin hız kazandığı günümüzde, B.I.G.Ü. Sistemlerinin kullanımı, ulusal elektrik şebekesine de yararlı olacaktır.

Bu tezde, geleceğin enerji sistemini düzenlemede kullanılacak seçeneklerden biri olan "Birleşik Isı-Güç Üretim Sistemleri" incelenmiştir. B.I.G.Ü. Sistemleri'nin optimum biçimde tasarlanmasının, tüm donanımın bir arada düşünülmesi gereken karmaşık bir işlem olduğu gözden kaçırılmamalıdır. Uygulamalardan gelen mühendislik tecrübe ve kararlarından mümkün olan en fazla bilgi alınmalı ve her projenin kendine özgü sorun ve çözümleri olduğu unutulmamalıdır.

KAYNAKLAR

- [1] BAYRAM, M., Elektrik Tesisleri Dersleri, Cilt 1, İstanbul Teknik Üniversitesi Matbaası, Gümüşsuyu, 1978.
- [2] TURNA, T., Caterpillar Gaz Motorlarının ve Gaz Türbinlerinin Birleşik Isı-Güç Sistemleri Teknolojisinde Kullanılması, İstanbul, 1994.
- [3] STOLL, H.G., Least-Cost Electric Utility Planning, John Wiley & Sons, 1989.
- [4] AR, M., Sanayide Enerji Tasarrufu, Türkiye Sınai Kalkınma Bankası A.Ş., s. 231-241, Ekim 1980.
- [5] FISK, R.W., KOVACIK, J.M., PALMER, W.B., Cogeneration Application Considerations, 37th GE Turbine State-of-the-Art Technology Seminar, GER-3430D, Schenectady, NY, July 1993.
- [6] EL-WAKIL, M.M., Powerplant Technology, McGraw-Hill Book Company, pp. 72-76, 1984.
- [7] GÖNENÇ, İ., Elektrik Santralleri ve Şebekeleri, Fasikül I, İstanbul Teknik Üniversitesi Matbaası, Gümüşsuyu, 1960.
- [8] PUTTGEN, H.B., MACGREGOR, P.R., Optimum Scheduling Procedure For Cogenerating Small Power Producing Facilities, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 4, No. 3, pp. 957-963, August 1989.
- [9] SCHENK, H.R., Endüstriyel Güç Santralleri, Swisstech-İstanbul, 1-4 Mart 1988.
- [10] BİNARK, A.K., Termodinamik Tablolar - Şekiller, Ekim 1990.
- [11] GÜRSEL, G., Gaz Türbinleri, EMO Bursa Şubesi Bülteni, Yıl: 7, Sayı: 25, Mayıs-Haziran 1995.
- [12] SKROTZKI, B.G.A., Electric Generation-Hydro, Diesel, and Gas-turbine Stations, McGraw-Hill Book Company, pp. 404-453, 1956.

- [13] SCHMINDINGER, J., Kojenerasyon Sistemleri-Planlama, Optimizasyon İmkânları ve Uygulama, 3e, Haziran-Temmuz 1994.
- [14] OCAKÇIOĞLU, A.B., Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi, Ak Yayınları, İstanbul, 1978.
- [15] BAUGHMAN, M.L., EISNER, N.A., MERRILL, P.S., Optimizing Combined Cogeneration and Thermal Storage Systems: An Engineering Economics Approach, IEEE Trans. on Power Syst., Vol. 4, No. 3, pp. 974-980, August 1989.
- [16] Kraftanlagen Anlagentechnik München, ABB, Borusan Makina (Caterpillar) firmalarının konuyla ilgili katalogları.



ÖZGEÇMİŞ

Türker Eren, 1972'de Erzincan - Kemaliye'de doğdu. Lise öğrenimini Balıkesir - Burhaniye Lisesi'nde tamamlayıp 1988 yılında, İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü'ne girdi. Bu bölümden 1992 yaz yarıyılında bölüm ikincisi olarak mezun olup, aynı yıl, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik Mühendisliği Programında Yüksek Lisans öğrenimine başladı. Eren, 1994 yılından beri İ.T.Ü. Elektrik-Elektronik Fakültesi, Elektrik Mühendisliği Bölümü, Elektrik Tesisleri Anabilim Dalı'nda araştırma görevlisi olarak çalışmaktadır.