

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**KOMBİNE ÇEVİRİM SANTRALLERİNDE VERİMLİLİK VE TASARRUF
OLANAKLARININ BELİRLENMESİ : ÖRNEK BİR TESİSİN
İNCELENMESİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Hale ALTAY**

Anabilim Dalı : Enerji Bilim ve Teknoloji

Programı : Enerji Bilim ve Teknoloji

OCAK 2010

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**KOMBİNE ÇEVİRİM SANTRALLERİNDE VERİMLİLİK VE TASARRUF
OLANAKLARININ BELİRLENMESİ : ÖRNEK BİR TESİSİN
İNCELENMESİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Hale ALTAY
(301071040)**

**Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 25 Aralık 2009
Tezin Savunulduğu Tarih : 29 Ocak 2010**

**Tez Danışmanı : Yrd.Doç. Dr. Önder GÜLER (İTÜ)
Diğer Jüri Üyeleri : Prof.Dr. Ahmet BAYÜLKEN (İTÜ)
Yrd. Doç. Dr. Güven KÖMÜRGÖZ (İTÜ)**

OCAK 2010

ÖNSÖZ

Bu çalışmada kombine çevrim santralleri verimliliği, verimliliği etkileyen faktörler, örnek tesiste verimlilik ve tasarruf olanakları anlatılmıştır.

Yüksek lisans eğitimim boyunca yardımlarını esirgemeyen ve bana her zaman yol gösteren değerli tez danışmanım Yar.Doç.Dr. Önder Güler'e teşekkür ederim.

Tez çalışmamın hazırlanmasında fabrika olanaklarından yararlanmama yardımcı olan tesis çalışanları ve müdürüne teşekkür ederim.

Ocak 2010

Hale Altay

(Kimya Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ	iii
İÇİNDEKİLER.....	v
KISALTMALAR.....	vii
ÇİZELGE LİSTESİ	ix
ŞEKİL LİSTESİ	xi
SEMBOLLER.....	xii
ÖZET	xv
SUMMARY	xvii
1. GİRİŞ.....	1
2. TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİMİ, KAYNAK VE ORANLARI	3
2.1 Türkiye’de Elektrik Enerjisi Gelişiminin Tarihçesi ve Genel Üretim Bilgileri	3
2.2 Türkiye’de Elektrik Enerjisi Üretimi.....	7
2.3.1 Hidroelektrik santraller.....	8
2.3.2 Rüzgar santralleri.....	9
2.3.3 Jeotermal santraller.....	11
2.3.4 Nükleer santraller	12
2.3.5 Termik santraller.....	12
3. KOMBİNE ÇEVİRİM SANTRALLERİ İŞLEYİŞ VE YAPISI.....	15
3.1 Kombine Çevrimin Tanımı.....	15
3.2 Kombine Çevrim Santrallerinin Avantajları.....	16
3.3 Kombine Çevrim Santralleri Uygulamaları.....	19
3.3.1 İlave yanmasız kombine çevrim santralleri.....	19
3.3.1.2 Buhar türbinlerine gaz türbini ilavesi ile güç ve verim arttırımı.....	20
3.3.1.2 Gaz türbinlerine buhar türbini ilavesi ile güç ve verim arttırımı.....	20
3.3.2 Tam yanmalı kombine çevrim santralleri.....	21
3.3.2 Paralel güç üniteli kombine çevrim santralleri.....	21
4. MEVCUT TESİS İNCELEMESİ, ÜRETİM ÜNİTELERİ ve ENERJİ ANALİZİ	23
4.1 Tesisin Tanımı	23
4.2 Prosesin Tanımı	23
4.3 Tesisin Enerji Üretim-Tüketim Değerleri ve Verimlilik Analizi	25
4.3.1 Gaz türbini.....	28
4.3.1.1 Gaz türbini verimi.....	29
4.3.1 Buhar türbini.....	31
4.3.1.1 Buhar türbini verimi.....	33
5. KOMBİNE ÇEVİRİM SANTRALLERİNDE VERİM ARTTIRMA YÖNTEMLERİ	35
5.1 Gaz Türbinleri Tasarımı ve Türbin Giriş Sıcaklığının Verimliliğe Etkisi.....	35
5.2 Minimum Sıcaklık Farkının Kombine Çevrim Verimliliğine Etkisi.....	38
5.3 Yakıt Seçimi	38

5.4 Yakıt Isıtma.....	39
5.5 Hava Sıcaklığı ve Yer Yüksekliği	40
5.6 Nemlilik	44
5.7 Giriş ve Egzoz Kayıpları.....	44
5.8 Hava Çekme.....	44
5.9 Performans Bozulması	45
5.10 Seyreltici Enjeksiyon	45
6. TESİSTE ISI ENERJİSİ İLE İLGİLİ TASARRUF OLANAKLARI	47
6.1 Atık Isı Kazanı Verim Hesabı ve Baca Gazı Analizi.....	47
6.2 Hava Yakıt Oranı	50
6.3 Yalıtım	51
6.4 Isı Geri Kazanımı.....	55
6.5 Buhar Kapanları	55
6.6 Kondens Geri Kazanımı.....	57
7. TESİSTE ELEKTRİK ENERJİSİ İLE İLGİLİ TASARRUF OLANAKLARI	59
7.1 Elektrik Sisteminin İncelenmesi	59
7.2 Üretilen Elektriğin Birim Maliyet analizi.....	59
7.3 Motorlar	63
7.3.1 Yüksek verimli motor kullanılması	63
7.3.2 Hız kontrol cihazlarının kullanılması	65
7.4 Basınçlı Hava Sistemleri ve Kompresörler.....	66
7.4.1 Kompresör havasının soğuk ortamdan alınması.....	67
7.4.2 Hat sonu basıncı	69
7.4.3 Hava kaçaklarının önlenmesi.....	70
8. KOMBİNE ÇEVİRİM SANTRALİNİN KOJENERASYON TESİSİNE DÖNÜŞTÜRÜLMESİ	73
8.1 Bölgesel Isıtma Sistemleri	73
8.2 Bölgesel Soğutma Sistemleri	79
8.3 Sera Isıtılması	80
SONUÇLAR VE DEĞERLENDİRMELER.....	83
KAYNAKLAR	85
EKLER	89

KISALTMALAR

EİEİ	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
DSİ	: Devlet Su İşleri
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
EÜAŞ	: Elektrik Üretim A.Ş.
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
MTA	: Maden Tetkik ve Arama
ÇEAŞ	: Çukurova Elektrik A.Ş.
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
YİD	: Yap-İşlet-Devret YİD
İHD	: İşletme Hakkı Devri
Yİ	: Yap işlet
HES	: Hidroelektrik santral
REPA	: Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlas
HRSG	: Atık ısı kazanı
Hp	: Yüksek basınç
Lp	: Alçak basınç
TGS	: Türbin giriş sıcaklığı
MSF	: Minimum sıcaklık farkı
LHV	: Alt ısı değer
HHV	: Üst ısı değer
YMTa	: Yıllık Mali Tasarruf
CEMEP	: Avrupa Elektrik Makineleri ve Güç Elektroniği İmalatçıları Komitesi
DHS	: Değişken hız sürücü
GDO	: Güç Düşüm Oranı
GTO	: Güç Tüketim Oranı
KKO	: Kompresör kapasite kullanım oranı
CHP	: Birleşik ısı güç santrali

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Türkiye elektrik enerjisi kurulu güç ve üretiminin kuruluşlara göre dağılımı.	5
Çizelge 2.2 : Türkiye elektrik enerjisi üretimi-tüketimi.	6
Çizelge 2.3 : Türkiye elektrik enerjisi üretiminin birincil kaynaklara göre dağılımı ..	7
Çizelge 2.4 : Dünya ve Türkiye hidroelektrik potansiyeli.	8
Çizelge 2.5 : 2008 yılı itibariyle rüzgar enerjisinde yerli potansiyelin durumu.	10
Çizelge 4.1 : ABC santralının tüketim değerleri.....	25
Çizelge 4.2 : ABC santrali üretim değerleri ve aylık verim değerleri.	26
Çizelge 4.3 : Buhar türbini giriş çıkış basınç ve sıcaklık değerleri.	33
Çizelge 4.4 : Hp ve Lp türbinlerin ürettikleri elektrik ve verimlilik değerleri.....	34
Çizelge 6.1 : ABC santrali anlık baca gazı değerleri.....	50
Çizelge 6.2 : Vana ve flanş eşdeğer boru ısı kayıp değerleri.	52
Çizelge 6.3 : Farklı çaplardaki boruların yalıtımlı yarıçap uzunlukları.	54
Çizelge 6.4 : Tesiste tespit edilen yalıtımsız yerler ve ısı kayıpları.....	54
Çizelge 7.1 : ABC santrali aylar itibariyle üretim ve yük faktörü bilgileri.	60
Çizelge 7.2 : ABC santrali aylara göre birim elektrik maliyeti.....	62
Çizelge 7.3 : 2 ve 4 kutuplu motorlar için verim sınıfları.....	64
Çizelge 7.4 : Buhar türbini motorlar tasarruf miktarı.	64
Çizelge 7.5 : Gaz türbini motorlar tasarruf miktarı.....	65
Çizelge 7.6 : Motorlarda hız sürücüsü kullanılmasının enerji tasarrufu hesabı.....	66
Çizelge 7.7 : ABC tesisi için hız sürücüsü sisteminin maliyeti ve geri ödeme süresi	66
Çizelge 7.8 : Değişik basınçlarda her bir delikten meydana gelen hava kaçakları	71
Çizelge 8.1 : ABC santralinde buhar türbini akış hatlarının özellikleri.....	77
Çizelge 8.2 : Sera içerisinde 10 °C'lik bir sıcaklık sağlayacak 12-15 °C sıcaklığındaki sudan kullanılacak debiler	81
Çizelge A.1 : A'dan H'ye Türkiye'de otoproduktör santraller.....	89
Çizelge A.2 : H'den T'ye Türkiye'de otoproduktör santraller	90
Çizelge A.3 : T'den Z'ye Türkiye'de otoproduktör santraller.....	91

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Türkiye elektrik kurumu yapılanması.....	4
Şekil 2.2 : Türkiye 2008 yılı kurulu gücün üretici kuruluşlara dağılımı.....	5
Şekil 2.3 : Türkiye 2008 yılı elektrik üretimi üretici kuruluşlara dağılımı.....	6
Şekil 2.4 : Türkiye elektrik üretimi yıllara göre değişimi.....	6
Şekil 4.1 : Kombine çevrim santrali	24
Şekil 4.6 : ABC santralinde elektrik ve doğal gaz tüketim payı.....	26
Şekil 4.3 : ABC santrali üretim-tüketim dengesi	27
Şekil 4.5 : P-V diyagramı ve akış şeması.....	30
Şekil 4.6 : Buhar türbini akış şeması	32
Şekil 4.7 : Rankine çevrimi T-S diyagramı ve akış şeması.	33
Şekil 5.1 : Yıllar itibariyle kombine çevrim ve konvansiyonel santrallerin verim artışı	35
Şekil 5.2 : Türbin giriş sıcaklığının kombine çevrim verimine etkisi.....	36
Şekil 5.3 : Yüksek verimli gaz türbini	36
Şekil 5.4 : Kompresör basınç oranı ile kombine çevrim gücünün değişimi.....	37
Şekil 5.2 : Kompresör basınç oranı ile kombine çevrim veriminin MSF' ye göre değişimi	38
Şekil 5.3 : Rakım düzeltme eğrisi.....	40
Şekil 5.1 : Türbin giriş havası sıcaklığının güç üretimine etkisi.....	42
Şekil 5.2 : Nem etki oranı	44
Şekil 5.3 : Buhar enjeksiyonunun enerji üretimine etkisi	46
Şekil 6.1 : Lp kazanı	48
Şekil 6.2 : Hp kazanı	48
Şekil 6.3 : Atık ısı kazanı yararlı ve harcanan ısılar	49
Şekil 6.4 : Basınç değişimine göre buhar kaçağı miktarı.....	56
Şekil 7.1 : Enerji tasarrufu için dış ortam havasının kullanılması	68
Şekil 8.1 : Termik santraller için bölgesel ısıtma şeması.....	75
Şekil 8.2 : ABC tesisi buhar türbini üretim şeması.....	76
Şekil 8.3 : ABC santrali için tasarlanan bölgesel ısıtma şeması	77
Şekil 8.4 : Bölgesel soğutma şeması.....	79
Şekil 8.5 : Atık ısıyla sera ısınması.....	80
Şekil B.1 : Chemcad program ekranı.....	95

SEMBOLLER

W_k	: Kombine çevrim gücü
η_k	: Kombine çevrim verimi
W_{BT}	: Buhar türbini gücü
W_{GT}	: Gaz türbini gücü
QYO	: Toplam gücün yanma odasında verilen ısı güce oranı
C_{phava}	: Hava özgül ısısı
$C_{pdoğalgaz}$: Doğal gaz özgül ısısı
η_{Bry}	: Brayton çevrimi verimi
η_g	: Gaz türbini verimi
η_{hp}	: Hp buharı verimi
η_{lp}	: Lp buharı verimi
h_4	: Kuru buharın entalpisi
h_1	: Sıvı durumdaki entalpisi
h_3	: Kızgın buharın entalpisi
$h_{türbingiriş}$: Türbin girişi kızgın buharın entalpisi
$h_{türbinçıkış}$: Türbin çıkışı doymuş buharın entalpisi
$h_{kondenserçıkış}$: Kondenser çıkışı sıvı entalpisi
g	: Birim elektrik enerjisi maliyeti
m	: Fazla hava oranı
A_o	: Teorik hava miktarı
G	: Gerçek toplam hava miktarı
m_{su}	: Hp ve lp kazana giren besleme suyu debisi
m_{egzoz}	: Kazana giren egzoz gazı debisi
h_{buhar}	: Hp ve lp kazandan çıkan buhar entalpisi
h_{su}	: Hp ve lp kazana giren besleme suyu entalpisi
t_{egzoz}	: Egzoz giriş sıcaklığı
t_{baca}	: Baca gazı çıkış sıcaklığı
C_{egzoz}	: Egzoz gazı özgül ısısı
η_{kazan}	: Atık ısı kazanı verimi
$Q_{yalıtımsız}$: Yalıtımlı boru ısı kaybı
$Q_{yalıtlı}$: Yalıtımsız boru ısı kaybı
h_1	: Silindir içi akışkan ile yüzey arası ısı taşınım katsayısı
h_2	: Silindir dışındaki hava ile dış yüzey arası ısı taşınım katsayısı
k_1	: Boru malzemesi ısı iletim katsayısı
k_2	: Yalıtım malzemesi ısı iletim katsayısı
H_u	: Kullanılan yakıtın alt ısı değeri
C_f	: Aylık yakıt maliyeti
F	: Yakıt fiyatı
E	: Aylık elektrik üretimi
g_f	: Üretim maliyeti içerisindeki yakıt maliyetlerinin payı
g_k	: Sabit yatırım
P_m	: Kombine çevrim gücü
P	: Kombine çevrim verimi
t_y	: Buhar türbini gücü

η_{komp}	: Gaz türbini gücü
T_d	: Toplam gücün yanma odasında verilen ısı güce oranı
T_e	: Hava özgül ısısı
P_1	: Doğal gaz özgül ısısı
P_2	: Brayton çevrimi verimi
P_e	: Gaz türbini verimi
k	: Hp buharı verimi
P_{komp}	: Lp buharı verimi
t_y	: Kuru buharın entalpisi
Q_{sera}	: Gaz türbini verimi
$t_{\text{giriş}}$: Hp buharı verimi
$t_{\text{çıkış}}$: Lp buharı verimi

KOMBİNE ÇEVİRİM SANTRALLERİNDE VERİMLİLİK VE TASARRUF OLANAKLARININ BELİRLENMESİ : ÖRNEK BİR TESİSİN İNCELENMESİ

ÖZET

Yapılan çalışmanın amacı, bir kombine çevrim santrali olan ABC tesisinde sistemde toplam verimliliği arttırmak için yapılacakları, enerji tüketiminde verimliliğinin artırılması için alacakları önlemleri, işletmedeki enerji verimliliğinin artırılması için gerekli düzenlemeleri anlatmaktır.

Bu amaç doğrultusunda ABC Santrali'nde çalışmalar yapılmıştır. ABC Santrali 1998 yılında devreye alınmış olup yeni bir tesis olması sebebiyle enerji verimliliği açısından bazı tedbirler alınmış olduğu görülmektedir.

Ancak verimlilik adına yapılması gereken konularda mevcuttur. Bütün incelemeler sonucunda tesise fayda sağlamak ve enerjinin en verimli şekilde kullanılması hedef alınmıştır. Çalışmada üretim üniteleri ve yardımcı tesisler detaylı olarak incelenmiş ve verimlilik enerji tasarrufu çalışmaları, tasarruf noktalarını belirlenmesi, uygulanması ve enerji verimliliğine etkisi araştırılmıştır.

Çalışmada ikinci bölümde Türkiye elektrik enerjisi mevcut durumu, üretimi, tüketimi, elektrik enerjisi üretim sistemleri ve Türkiye'deki durumu irdelenmiştir. Üçüncü bölümde kombine çevrim santralleri tanıtılmış, avantajları vurgulanmış ve çeşitleri anlatılmıştır.

Dördüncü bölümde tesis ve proses tanıtılmış , üretim-tüketim analizleri verilmiş, ana üretim üniteleri olan gaz türbini ve buhar türbini ayrıntılı olarak incelenmiş, termodinamik özellikleri verilerek verimlilikleri hesaplanmıştır. Hesaplamalarda Chemcad simulasyon programı kullanılmıştır.

Beşinci bölümde kombine çevrimlerde verim arttırma yöntemleri anlatılmıştır. Altıncı ve yedinci bölümlerde bölümde ısı ve elektrik enerjisi tasarruf olanakları araştırılmış, kazan verimliliği, buhar sistemleri, yalıtım, atık ısı, enerji tüketim ve maliyetleri, basınçlı hava sistemleri, motorlar ve elektrik enerjisi sistemlerinin incelenmesi ve tasarruf imkanlarının belirlenmesi konularını kapsamaktadır.

Sekizinci bölümde ise sistemin elektrik enerjisi yanında ısı enerjisi sağlaması durumu incelenmiştir. Sistemden çekilen ısının bölgesel ısıtma, bölgesel soğutma ve sera ısıtması uygulamalarında kullanılması durumu anlatılmıştır.

ENERGY EFFICIENCY IN COMBINED CYCLE POWER PLANTS AND DETERMINATION OF ENERGY-SAVING OPPORTUNITIES : ANALYSIS OF A SAMPLE PLANT

SUMMARY

The purpose of this study is to explain how to improve the total efficiency of ABC plant, which is a combined cycle plant, precautions to take at energy consumption and to depict regularities to provide the energy efficiency in the plant.

Towards this purpose, some works have been done in the ABC plant. Because of the ABC plant is recently constructed, in 1998, some precautions has been taken in the name of energy efficiency. Although, there are some works to do in the name of efficiency. In the conclusion of all examinations, taking advantages for the plant and utilizing energy are taken as the main aim. Production units and assistant plants are examined detailed.

In the second part of study, existing electrical energy status of Turkey, production, consumption and systems for electrical energy production are included. In the third part of study, combined cycle plants are introduced, advantages and variety of this type of plants are emphasized. In the fourth part of study, plant and process is introduced, production-consumption analyzes are given, gas turbines and vapour turbines which are main production units are examined in detail and thermodynamic properties are given and their efficiencies are calculated. In calculations, Chemcad simulation program has been used.

In the fifth part of study, methods of improving efficiency in combined cycle plants are explained. In the sixth and the seventh part of study exists, heat and electricity energy saving resources have been searched, boiler efficiency, vapour systems, isolation, waste heat, energy consumption and costs, air pressure systems, study of electricity energy systems and determination of saving potentials at ABC plant.

In the eighth part of study, the case of heat that obtained with electricity energy from ABC combined cycle plant is studied. By this obtained heat the usage of this energy have been analyzed and determined.

1.GİRİŞ

Ülkelerin sosyal ve ekonomik gelişmelerinin en önemli göstergelerinden biri enerjidir. Ülkenin de bu enerjiyi güvenilir, kesintisiz, temiz ve ucuz yollardan sağlaması önemlidir. Günümüzde yalnız enerji kaynağı temini ve enerji üretimini temel alan politikaların yerini, gelişmiş toplumlarda enerji-ekoloji-çevre dengesini temel alan ve kaynak çeşitliliği ve jeopolitik gerçekleri dikkate alan modeller almaya başlamıştır.

Enerji kullanımında %70 dışa bağımlı olan Türkiye petrol ve doğal gazı ithal etmektedir. Enerji kullanımında Türkiye'nin yenilenebilir kaynaklara eğilmesi, kendi kaynaklarından başta hidrolik, rüzgar ve linyit olmak üzere yararlanma oranını arttırması, yurt içi kaynak arama çalışmalarına önem vermesi gerekmektedir.

Enerji-çevre denklemi içerisinde Türkiye'de 1987 yılından itibaren bu yana doğalgaz kullanımı ön plana çıkmış ve bu tarihten itibaren kullanım oranı sürekli artış göstermiştir. Fakat Türkiye doğal gaz rezervi yok denecek kadar azdır ve doğal gaz rezervi ülkenin bir yıllık doğalgaz tüketimini karşılayabilecek miktarda bile değildir. Türkiye doğalgaz kullanımı artış oranı AB ülkeleri ve dünya ortalamasının çok üzerindedir. Türkiye'de tüketilen doğalgaz büyük oranda elektrik santrallerinde kullanılmaktadır. Türkiye toplam elektrik tüketiminin % 45'ini doğalgaz ile çalışan santrallerden elde etmekte iken, bu alanda dünya ortalaması %15 civarındadır [1].

Türkiye; doğal gazı, petrol ürünlerini ve elektriği en pahalı kullanan ülkelerden biridir. Ülkemiz enerji ve özellikle elektrik üretimini büyük oranda tek ve ithal bir kaynağa, yani doğal gaza bağlamıştır. Bunun en önemli sebeplerinden biri de günümüzde yaşanan çevre sorunlarının kritik boyutlara ulaşması ve bu doğrultuda kömür ve petrole göre doğal gazın temiz bir yakıt olmasıdır. Bu nedenle, elektrik enerjisi üretiminde düşük karbon içeren doğal gazın yaygın olarak kullanılması ile yüksek verimle çalışarak birim elektrik enerjisi üretiminde daha az yakıt tüketecek ve dolayısıyla daha az sera gazı salınımıyla elektrik üretecek yeni teknolojiler geliştirilmeye başlanmıştır. Bu anlamda kombine çevrim santralleri günümüzde en

yaygın tesis edilen ve son yıllarda en çok tercih edilen yük santralleri durumuna gelmiştir.

2.TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİMİ, KAYNAK VE ORANLARI

2.1.Türkiye’de Elektrik Enerjisi Gelişiminin Kısa Tarihçesi ve Genel Üretim Bilgileri

Elektrik enerjisi tüketimi ülkelerin gelişmişlik düzeyinin en önemli göstergelerinden biri olarak kabul edilmektedir. Kullanım kolaylığı, istenildiği anda diğer enerji türlerine dönüştürülebilmesi günlük hayattaki yaygınlığıyla en çok tüketilen enerji çeşidi olmuştur.

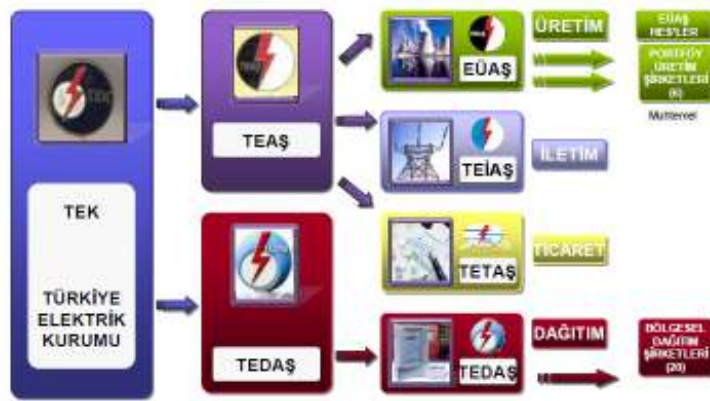
Elektrik enerjisi 19.yy da keşfedilmiş olup, artan gereksinim sonucunda elektrik enerjisi üretim kaynakları çeşitlenmiştir. Daha sonra üretimde birincil kaynakların yanı sıra yeni ve yenilenebilir kaynaklar, rüzgâr, güneş, biyokütle ve benzeri kaynakların da değerlendirilmesine başlanmıştır [2].

Elektrik enerjisi ilk defa 1878 yılında günlük hayatta kullanılmaya başlamış, İlk elektrik santrali 1882’ de Londra’da hizmete girmiştir. Ülkemizde ilk elektrik üretimi, 1902 yılında Tarsus’ta tesis edilen 2 kW gücündeki küçük bir hidroelektrik santral ile üretilmeye başlanmıştır. İlk termik santral ise 1913 yılında İstanbul Silahtarağa’da hizmete girmiştir. Bu ilk santral 15 MW güce sahipti. 1923 yılında kurulan Türkiye Cumhuriyeti’de kurulu güç 33 MW iken bugün 1.228 kat artarak 41813 MW’a ulaşmıştır. 1923 yılında 45 milyon kWh olan üretimimiz ise 3.904 kat artarak bugün 198 milyar kWh’a ulaşmıştır [2].

Cumhuriyetin ilk yıllarında Türkiye’de elektrik çalışmaları genelde yabancı işletmelerin elinde olan küçük yerel santraller ve onların beslediği birbirlerinden ayrı yerel dağıtım şebekelerinin işletilmesi şeklinde olmuştur. 1939 yılında yabancı şirketlere verilmiş olan bu imtiyazlar devletleştirilerek genellikle dağıtım hizmetleri belediyelere devredilmiştir. 1935 yılında ise Etibank, Maden Tetkik ve Arama (MTA), Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) gibi bir çok kurum kurulmuştur. Bunu izleyen dönemlerde İller Bankası ve Devlet Su İşleri (DSİ) Genel Müdürlükleri hizmete açılmıştır. Bu tarihte elektrik enerjisi gelen il sayısı 43’e yükselmiştir.1948 yılında, o güne en büyük tesis olan Çatalağzı Termik Santrali devreye girmiş ve 1952

yılında 154 kV'luk bir iletim hattı ile İstanbul'a elektrik takviyesi yapılmıştır. Bu Enerji nakil hattı, ulusal enerji sisteminin de (Enterkonnekte sistem) başlangıcını oluşturmuştur. Aynı tarihlerde ülkemiz baştan başa ulusal iletim ağı ile bağlanmış, bu hatlar da değişik güç ve tipte binlerce trafo ile donatılmıştır. 1950'li yıllarda Devlet ve özel sektör eliyle santraller yapılmaya ve işletilmeye başlanmıştır. Bunlar Çukurova Elektrik A.Ş. (ÇEAŞ) ile Kepez Elektrik A.Ş.'dir. 1970 yılına gelindiğinde; artan üretim, dağıtım ve tüketim miktarı ve hizmetin yaygınlaşması, kurumsal bir yapıyı zorunlu kılmış ve TEK (Türkiye Elektrik Kurumu) kurulmuştur. Böylelikle, Belediyeler ve İller Bankası dışında bütünlük sağlanmıştır. 1984 yılında özel sektör şirketlerine de enerji üretimi, iletimi ve dağıtımını konularında olanaklar sağlanmıştır [2].

Türkiye Elektrik Kurumu, kuruluşundan 23 yıl sonra özelleştirme kapsamına alınmıştır. Bu düzenlemenin bir devamı olarak da kurum, TEİAŞ ve TEDAŞ adı altında iki ayrı İktisadi Devlet Teşekkülüne ayrılmıştır. TEAŞ ise; TEİAŞ, EÜAŞ, TETAŞ adı altında üç ayrı İktisadi Devlet Teşekkülü olarak yeniden teşkilatlandırılmıştır. Bu karar doğrultusunda, TEİAŞ elektrik enerjisi iletimi, EÜAŞ üretimi ve TETAŞ da toptan satışı konusunda faaliyet yürütecek şekilde yapılandırılmıştır. Şekil 2.1'de Türkiye Elektrik Kurumu'nun zaman içinde yapılanması görülmektedir [2].



Şekil 2.1: Türkiye Elektrik Kurumu yapılanması [3]

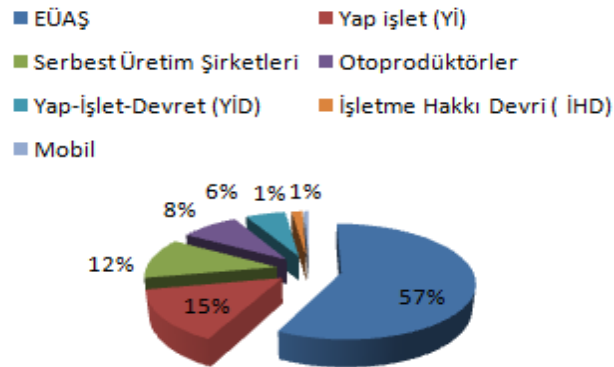
2008 yılı sonunda Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücü bir önceki yıla göre %2,4 lük artış oranı ile 981,5 MW artışla 41.817,2 MW olarak gerçekleşmiştir. Termik santrallerde 323,4 MW, hidrolik santrallerde 433,8 MW, jeotermal ve rüzgar santrallerinde ise 224,3 MW artış sağlanmıştır [4]. Türkiye elektrik enerjisi kurulu

güç ve üretiminin üretici kuruluşlara göre dağılımı Çizelge 2.1’de ve Şekil 2.2 ve Şekil 2.3’de gösterilmiştir.

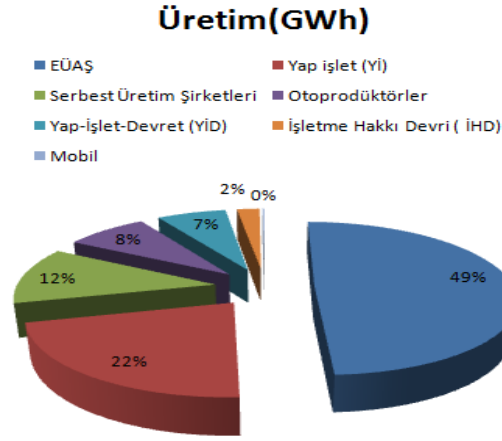
Çizelge 2.1 : Türkiye elektrik enerjisi kurulu güç ve üretiminin üretici kuruluşlara göre dağılımı [5]

Kuruluşlar	Üretim(GWh)	Kurulu güç (MW)
EÜAŞ	97.716,8	23.977,0
Yap işlet (Yİ)	43.342,6	6.101,8
Serbest Üretim Şirketleri	23.819,4	4.839,6
Otoprodüktörler	15.722,6	3.553,2
Yap-İşlet-Devret (YİD)	13.170,8	2.449,0
İşletme Hakkı Devri (İHD)	4.315,2	650,1
Mobil	330,5	262,7
TOPLAM	198417,9	41813,4

Kurulu güç (MW)

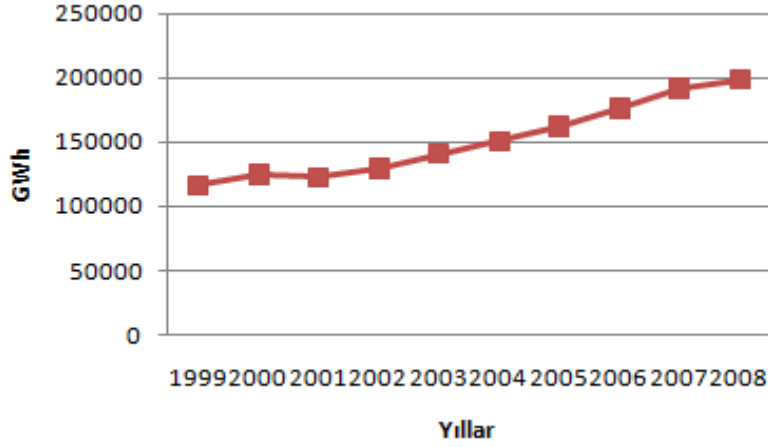


Şekil 2.2: 2008 yılı Kurulu gücün üretici kuruluşlara göre dağılımı [5]



Şekil 2.3: Türkiye 2008 yılı elektrik üretimi üretici kuruluşlara dağılımı [5]

Türkiye elektrik üretimi yıllar itibariyle şekil 2.4’te gösterilmiştir.



Şekil 2.4 : Türkiye elektrik üretimi yıllara göre değişimi [6]

2008 yılı Türkiye elektrik üretimi ve tüketimi bir önceki yıla göre %3,6’a karşılık gelen 6.860 milyon kWh artış ile 198.418 milyon kWh, tüketim ise %4,3’e karşılık gelen 8.085 milyon kWh artış ile 198.085 olmuştur. Üretimde %82,7’lik payla termik santraller başı çekmektedir. İkinci pay ise hidrolik kaynaklara aittir [4]. Çizelge 2.2’de Türkiye elektrik enerjisi üretimi tüketimi 2007-2008 yılları itibariyle verilmiştir.

Çizelge 2.2: Türkiye elektrik enerjisi üretimi tüketimi [4]

	2007		2008		Artış
	GWh	%	GWh	%	%
Termik	155.196,3	81,0	164.139,3	82,7	5,8
Hidrolik	35.850,8	18,7	33.269,8	16,8	-7,2
Jeo-rüzgar	511,0	0,3	1.008,9	0,5	97,4
Bürüt üretim	191.558,1	100,0	198.418,0	100,0	3,6
Dış alım	864,3		789,4		
Dış satım	2.422,2		1.122,2		
Bürüt tüketim	190.000,2		198.085,2		4,3

Türkiye elektrik enerjisi üretiminin birincil kaynaklara göre dağılımı 2007-2008 yılları itibariyle Çizelge 2.3'de verilmiştir. Elektrik enerjisi üretiminde doğal gaz öncelikli kaynak olarak görülmektedir. İkincil kaynak kömür, üçüncül kaynak ise hidrolik kaynaklardır.

Çizelge 2.3 : Türkiye elektrik enerjisi üretiminin birincil kaynaklara göre dağılımı [4]

	2007		2008		Artış
	GWh	%	GWh	%	%
Kömür	53.431,0	27,9	57.715,6	29,1	8,0
Sıvı yakıtlar	6.526,8	3,4	7.518,5	3,8	15,2
Doğal gaz	95,024,8	49,6	98.685,3	49,7	3,9
Yenilenebilir+ atık	213,7	0,1	219,9	0,1	2,9
Hidrolik	35.850,8	18,7	33.269,8	16,8	-7,2
Jeo + rüzgar	511,0	0,3	1.008,9	0,5	97,4
Toplam	191.558,1	100,0	198.418,0	100,0	3,6

2.2.Elektrik Enerjisi Üretimi

Elektrik, bakır gibi iletken bir telin manyetik bir alan içinde hareket ettirilmesi ile üretilir.

Bugün birkaç çeşit elektrik üretme metodu vardır. Tabiatta hiçbir enerji yoktan var edilmez; Elektrik üretirken de enerji yoktan var edilemez, doğada bulunan ve var olan ancak; "Isı, Güneş, rüzgar ve benzerleri" gibi direkt kullanımı daha zor olan değişik enerji türlerinin şekil değiştirmesiyle elde edilmektedir[7]. Fosil yakıtlı santraller ısı üretimi için doğal gaz, kömür ve petrol yakarlar. Nükleer santraller da uranyum yakıtını parçalayarak ısı üretirler. Ancak bütün bu değişik tip santraller

ürettikleri ısıyı, suyu buhar haline dönüştürmek için kullanırlar. Oluşan buhar ise elektrik jeneratörüne bağlı olan türbine verilir. Su buharı, türbin şaftı üzerinde bulunan binlerce kanatçık üzerinden geçerken daha önce üretilen ısıdan almış olduğu enerjiyi kullanarak, türbin şaftını döndürür. Bu dönme, jeneratörün elektrik üretmek için gereksinim duyduğu mekanik harekettir. Jeneratörde oluşan elektrik ise iletim hatları denilen iletken teller ile kullanılacağı yere gönderilir. Elektrik üretmek için kullanılan diğer bir yöntem ise hidrolik santrallerdir. Bu yöntem ile barajlarda biriktirilen su, bir su türbinini üzerinden geçirilir ve elektrik üretilir. Yukarıda bahsedilen bu yöntemler büyük miktarlarda elektrik enerjisini üretmek için kullanılırlar. Bunların yanı sıra rüzgar, güneş ve jeotermal enerji kullanarak da elektrik üretilmektedir. Su, güneş, rüzgar ve jeotermal kaynaklara, yenilenebilir enerji kaynakları denir. Bu kaynaklar tükenmeyen enerji kaynaklarıdır. Petrol, doğal gaz, kömür, uranyum gibi maddeler önümüzdeki birkaç yüzyıl içinde tükenecektir. Elektrik üretiminin yapıldığı bu sistemlere de genel olarak elektrik santralleri denir [7].

2.2.1.Hidroelektrik santraller

Hidroelektrik enerji barajların önüne kurulan elektrik santrallerinde elde edilen enerjidir. Hidroelektrik enerji santrallerinin tercih edilme nedenlerinin başında çevre dostu olmaları ve düşük potansiyel risk taşımaları gelmektedir. Bu tür santraller ani talep değişimlerine cevap verebilmektedir. Bu nedenle ülkemizde de pik santral olarak kullanılmaktadır. Hidroelektrik Santraller, çevreyle uyumlu, temiz, yenilenebilir, pik talepleri karşılayabilen, yüksek verimli (% 90'ın üzerinde), yakıt gideri olmayan, enerji fiyatlarında sigorta rolü üstlenen, uzun ömürlü (200 yıl), yatırımı geri ödeme süresi kısa (5-10 yıl), işletme gideri düşük, dışa bağımlı olmayan yerli bir kaynaktır [8].

Son yıllarda Türkiye'de toplam enerji üretiminde hidroelektriğin payı azalırken, termik santrallerde üretilen enerjinin payı yükselmiştir. Bunun sebebi ise doğal gazın önlenemez yükselişidir. Türkiye'nin doğal gaz kaynakları yok denecek kadar az olmasına rağmen endüstride ve evlerde artan enerji ihtiyacı sebebiyle doğal gaz ile çalışan güç santrallerinin sayısı artış göstermiştir [8]. Dünya ve Türkiye hidroelektrik potansiyeli Çizelge 2.4'de gösterilmiştir.

Çizelge 2.4 : Dünya ve Türkiye hidroelektrik potansiyeli [8]

Dünya ve Türkiye Hes Potansiyeli			
	Brüt HES Potansiyel (GWh/yıl)	Teknik HES Potansiyel (GWh/yıl)	Ekonomik HES Potansiyel (GWh/yıl)
Dünya	40.150.000	14.060.000	8.905.000
Avrupa	3.150.000	1.225.000	1.000
Türkiye	433.000	216.000	140.000

Günümüz itibariyle Türkiye’de 172 adet hidroelektrik santral işletmede bulunmaktadır. Son yıllarda yaşanan kuraklıklar sebebiyle hidroelektrik santraller üretimde beklenen katkıyı sağlayamamış, 2008 yılında Türkiye elektrik üretiminin sadece %16,77’si hidroelektrik santrallerden temin edilmiştir. 2004-2008 döneminde 600 MW gücünde yeni hidroelektrik santral işletmeye alınmış olmasına karşın, 2008 yılında Türkiye hidroelektrik üretimi 33 milyar kWh düzeyinde kalmıştır. Oysa, 2004 yılında hidroelektrik santrallerinden 46 milyar kWh üretim yapılmıştır [9].

Hidroelektrik enerji üretiminde kapasite kullanımı %73 civarındadır. Bunun durumun sebeplerinin başında işletme politikası, kuraklık, arızalar, bakım-onarım, gibi nedenler gelmektedir [9].

Avantajları;

Hidroelektrik santrallerin en önemli çevresel avantajları sera gazı etkisi yaratmamasıdır. Ayrıca karbon emisyonları düşük olup, asit yağmuru problemleri yok denecek kadar azdır. Dünyada ekonomik olarak yapılabilir hidroelektrik üretim potansiyelinin yarısının bile geliştirilmesi, sera gazı emisyonlarının % 13 oranında azalmasını sağlayacaktır.

Türkiye’deki akarsuların eğimi fazla olduğu için akarsular yoluyla erozyon ciddi tehlike arz etmektedir. Hidroelektrik santraller akarsularla oluşan erozyonun önlenmesine yardımcı olur. Barajlar ve bentler suyun hızını keserek erozyonu önemli ölçüde durdurabilmektedir [10].

Dezavantajları;

Yukarıda sayılan çevreye olan olumlu etkilerinin yanında hidroelektrik santrallerin olumsuz etkileri de mevcuttur. Bu etkiler, doğal ortamı orta derecede olsa olumsuz etkilemeleri, izafi büyüklüklerinin yüksek olması, su kalitesinin bozulmasına sebep

olmaları, ormanların tahrip olmasına neden olmaları, nehir akısına engel olmaları ve su yasamı üzerinde olumsuz etki yaratabilmeleridir [10].

2.2.2.Rüzgar santralleri

Rüzgâr yeryüzünün her tarafının aynı miktarda ısınmamasından dolayı meydana gelir. Yeryüzünün farklı ısınması, havanın sıcaklığının, neminin ve basıncının farklı olmasına, farklı basınçta havanın hareketine neden olur. Bu hareketle, ısıları farklı olan hava kütlelerinin yer değiştirir ve rüzgar oluşur [11].

Ülkemizde yıllık rüzgâr hızı 8,5 m/s ve üzerinde olan bölgelerde en az 5.000 MW, 7,0 m/s'nin üzerindeki bölgelerde ise en az 48.000 MW büyüklüğünde rüzgâr enerjisi potansiyeli bulunduğu, 2007 yılında gerçekleştirilmiş olan Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) ile tespit edilmiştir.

2004 yılı itibariyle sadece 18 MW düzeyinde olan rüzgâr enerjisi kurulu gücünün artırılmasında aşama kaydedilmiştir. 2009 yılı başı itibariyle Türkiye rüzgâr enerjisi kurulu gücü 727,45 MW düzeyine ulaşmıştır. Yenilenebilir Enerji Kanununun yürürlüğe girmesinden sonra 3.363 MW kurulu gücünde 93 adet yeni rüzgar projesine lisans verilmiştir. Bu projelerden yaklaşık 1.100 MW kurulu gücünde santrallerin yapımı devam etmektedir [9]. Çizelge 2.5'de 2008 yılı itibariyle rüzgar enerjisinde yerli potansiyelin durumu verilmiştir.

Çizelge 2.5 : 2008 yılı itibariyle rüzgar enerjisinde yerli potansiyelin durumu[9]

Kaynak Türü	Yerli Potansiyel
Rüzgâr	Çok Verimli: 8.000 MW
	Orta Verimli: 40.000 MW

Rüzgar santralleri kara üzerine kurulabildiği gibi deniz üzerine de kurulabilmektedir. Ülkemizde kurulan ve kurulması planlanan santrallerin hepsi kara santralleridir. Deniz üzerine kurulacak santraller bakımından Türkiye üç tarafının denizlerle çevrili olmasından dolayı önemli bir yere sahiptir. Ege, Akdeniz ve Karadeniz kıyıları santral yapımı bakımından oldukça zengindir. Ege kıyıları, Karadeniz'in Sinop ve çevresi, Akdeniz'in ise İskenderun ve çevresi rüzgar alan kıyılarıdır. Fakat şu ana kadar deniz santralleri kurulmasıyla ilgili herhangi bir girişim bulunmamaktadır.

Rüzgar santrallerinin çevresel avantajları şöyle sıralanabilir;

-Tükenmeyen yenilenebilir enerji kaynağıdır ve fosil yakıt tüketimini de azaltır.

- Yakıt masrafları ve hammadde ihtiyaçları yoktur.
- Temiz enerji kaynağı olduğundan çevreye zararı yoktur.
- Diğer santrallere göre daha kısa sürede kurulabilir (4-5 ay). Bu da çevreye daha az zarar vermektedir. Örneğin nükleer santraller ortalama 7 yıl, hidroelektrik santraller 2–10 yıl, doğal gaz santralleri 1,5 yılda kurulabiliyor.
- Sera gazı etkisi yapmamaktadır.
- Santral arazisi ikili kullanıma açıktır. Yani rüzgar santrali çalışırken aynı zamanda ağaçlandırma ve tarımsal faaliyetler yapılabilir. Böylece ormanlık alanların azalmasını engellemiş olur.
- Ömrü dolan türbinleri söküp kaldırmak mümkündür. Arazi yeniden kullanılabilir.

Dezavantajlar;

- Üretilen elektriğin kalite sorunları vardır.
- Yüksek kurulu güçlü tesislerin büyüklüklerinin oldukça fazla olması,
- Rüzgar türbinlerinin çevreye olan etkilerinin en büyüğü olarak gürültü seviyesi gösterilmektedir. 1991 yılında yapılan değerlendirmeye göre bir rüzgar türbininin 150 m yatay uzaklıktaki gürültü miktarının 43 Db (A) olduğu görülmektedir. Bu da bir ofis gürültüsünden daha azdır. Günümüz teknolojisi ile bu gürültü seviyesi daha da aşağıda kalıp, dezavantaj olmaktan çıkacaktır.
- Rüzgar santralleri yapmasa bile büyük kulesi ve pervaneleri ile doğal manzarayı bozması, kuşların ölümüne sebep olması ve telsiz iletişimini bozması gibi zararları da vardır [13].

2.2.3.Jeotermal santraller

Jeotermal enerji yer içinde bulunan sıcak kayalara rastlayan yer altı sularının ısınıp buharlaşması ile oluşan buharın yer kabuğundaki zayıf noktalardan çıkan buharı yararlanılarak bina ısıtmada ve elektrik elde etmekte kullanılan bir enerjidir [14]. Jeotermal kaynaklar yoğun olarak aktif kırık sistemleri ile volkanik ve magmatik birimlerin etrafında oluşmaktadır

Jeotermal enerjiye dayalı modern jeotermal elektrik santrallerinde CO₂, NO_x, SO_x gazlarının salınımı çok düşük olduğundan temiz bir enerji kaynağı olarak değerlendirilmektedir.

Jeotermal enerji, sıcaklıklarına göre bir çok değişik alanda kullanılabilir. Düşük (20-70°C) sıcaklıklı sahalar başta ısıtmacılık olmak üzere, endüstride,

kimyasal madde üretiminde kullanılmaktadır. Orta sıcaklık (70-150°C) ve yüksek sıcaklık (150°C'den yüksek) sahalar ise elektrik üretiminin yanı sıra reenjeksiyon koşullarına bağlı olarak entegre şekilde ısıtma uygulamalarında da kullanılabilir.

Ülkemizin jeotermal potansiyeli 31.500 MW' tır. Türkiye Alp-Himalaya kuşağı üzerinde yer alması sebebiyle oldukça yüksek jeotermal potansiyeline sahiptir. Ülkemizde potansiyel oluşturan alanlar Batı Anadolu'da (%77,9) yoğunlaşmıştır. Bu güne kadar potansiyelin %13'ü (4.000 MW) MTA tarafından kullanıma hazır hale getirilmiştir. Türkiye'deki jeotermal alanların %55'i ısıtma uygulamalarına uygundur. Ülkemizde, jeotermal enerji kullanılarak 1200 dönüm sera ısıtması yapılmakta ve 15 yerleşim biriminde 100.000 konut jeotermal enerji ile ısıtılmaktadır. Jeotermal enerji arama çalışmaları son yıllarda canlandırılmış, 2003 yılından itibaren Enerji Bakanlığı kuruluşu olan MTA Genel Müdürlüğü tarafından yapılan arama çalışmaları sonucu 840 MW jeotermal enerji kaynağı tespit edilmiştir. Jeotermal enerji potansiyelimizin 1.500 MW'lık bölümünün elektrik enerjisi üretimi için uygun olduğu değerlendirilmekte olup kesinleşen veri şu an için 600 MWe'dir. 39 MW'lık bir bölümü elektrik üretim amaçlı kullanılmaktadır. 55 MW'lık jeotermal elektrik üretim santrali yapım aşamasındadır [9].

2.2.4.Nükleer santraller

Türkiye'de nükleer enerji santrali kurulması tartışılan bir konu olmasına rağmen elektrik enerjisi arz ve talep projeksiyonlarına bağlı olarak, 2015 yılından başlayarak yaklaşık 5.000 MW gücünde nükleer santral kapasitesinin işletmeye alınması planlanmaktadır. Bu amaçla Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin Kanun (2007) çıkartılmıştır. Nükleer güç santrallerinin kurulmasına ilişkin süreç devam etmektedir. Mersin-Akkuyu'da kurulması planlanan Türkiye'nin ilk nükleer santralının lisansı alınmış olup, Sinop için lisanslama çalışmaları devam etmektedir [9].

2.2.5.Termik santraller

Termik santrallerin çalışması yakılan çeşitli fosil yakıtlardan (kömür, fueloil, doğalgaz v.b.) elde edilen ısı (enerji) ile suyun ısıtılarak yüksek basınçlı buhar haline

dönüştürülmesi ve buhar vasıtasıyla türbinlerinin çok hızlı şekilde döndürülerek elektrik enerjisi üretimi esasına dayanır [15].

Türkiye’de termik santrallerde elektrik üretimi için maden kömürü linyit, fuel- oil, motorin, doğal gaz, sıvılaştırılmış gaz, nafta gibi fosil yakıtlar ve türevleri ile jeotermal kaynaklar ve atıklar kullanılmaktadır. Bir tesis ve ya tesisler topluluğuna ısı ve ya elektrik üreten termik santraller haricinde, üretimini genel iletim sistemine veren 30’un üzerinde tesis bulunmaktadır. Bu tesislerden bazıları tek enerji kaynağıyla bazıları birden fazla enerji kaynağı ile çalışmaktadır. 2008 yılında termik santrallerin Türkiye üretimi 164.139 GWh’dır. Bu santraller içinde doğalgaz ve linyit ile çalışan termik santraller çoğunluktadır. Bu santrallerden maden kömürü, linyit ile çalışanlar hammaddenin kaynağına yakın, doğalgaz, fuel-oil gibi yakıtlarla çalışanlar ise tüketim bölgelerine yakın kurulmuştur [16].

Türkiye’de kömür ile çalışan termik santrallerde Çatalağzı termik santralinde maden kömürü diğerlerinde ise linyit kullanılmaktadır. Doğal kaynakların ve sağlanan enerjinin yetersiz olduğu yerlerde (Gökçe ada, Marmara adası, Kangal, Erçiş, Engil gibi) yerel ihtiyaçların karşılanması için motorin veya fuel oil ile çalışan daha küçük kapasiteli termik santraller kurulmuştur. Son 20 yılda Türkiye’de doğal gazdan elektrik üretimi yaygınlaşmıştır. Elektrik üretiminde Hamitabat’la başlayan doğalgaz kullanımı, Marmara bölgesinde İstanbul ve çevresi ile Bursa’ya da yayılmıştır. Bu termik santrallerden bir kısmı ısı ve elektriği birlikte üretmektedir. Türkiye’de kombine çevrim santralleri gün geçtikçe yaygınlaşmaktadır [16].

3.KOMBİNE ÇEVİRİM SANTRALLERİ

3.1.Kombine Çevrimin Tanımı

Kombine çevrim, gaz türbin çevrimi ve buhar çevriminin bir sistem içine alınarak birbirini tamamlayıcı şekilde çalıştırılması olarak ifade edilir. Kombine çevrim fikri basit Brayton çevriminin veriminin, yüksek sıcaklıklarda çalışmasının sağladığı kazançlardan yararlanmak ve egzoz gazlarıyla atılan ısı enerjisini geri kazanarak bu enerjiyi buharlı güç çevrimi gibi bir alt çevrimde ısı kaynağı olarak değerlendirmek fikrinden hareketle ortaya çıkmıştır.

Kombine güç çevrimleri geçen yüzyılın başından beri tasarlanan sistemler olmasına rağmen ilk kombine çevrim santralının 1950'de kurulmuş olup, daha sonra hızla artan uygulamaları ile günden güne gelişim göstermektedir [17].

Kombine çevrimlerde birincil olarak elektrik üretimi sağlanmakla birlikte, istenirse çevrimden ara buhar alınarak santral, (birleşik ısı-güç kojenerasyon) sistemi olarak da çalıştırılabilir. Bu özelliği ile kombine çevrimler, ısı-güç üretiminde günümüzde var olan en verimli yöntem konumundadır.

Genel olarak kombine çevrimin çalışma prensibi şöyle özetlenebilir:

Atmosferden alınan hava, bir filtre sisteminden geçirildikten sonra gaz türbinin kompresör kısmına girer ve burada sıkıştırılarak yanma odasına iletilir. Yanma odasına püskürtülerek verilen yakıt da bu sıkıştırılmış hava ile karışarak yanar. Yanma sonucu oluşan 1000-1100°C sıcaklığındaki atık gazlar bir egzoz kanalıyla atık ısı kazanına iletilir. Egzoz gazlarının ısısu burada su/buhar çevrimine transfer edilerek soğur ve bacadan atmosfere atılırlar.

Atık ısı kazanlarında, genel olarak üç ayrı eşanjör bölümü bulunur. Su/buhar çevriminde, su/ kondensat ilk önce kazanın ekonomizer bölümüne girer ve doyma sıcaklığının çok az altında bir sıcaklığa kadar ısıtılır, daha sonra evaporatör bölümünde buhar haline dönüşür ve bu doymuş buhar kızdırıcı bölümünde tekrar ısıtılarak kızgın buhar olarak türbinine verilir. Yukarıda tek basınç kademeli bir kazan/buhar türbinini grubu için su/buhar çevrimi basit olarak izah edilmiştir. Ancak,

kazan/buhar türbini gruplarının tekrar kızdırmalı veya tekrar kızdırmaz, iki ya da üç basınç kademeli olmaları durumunda; ekonomizör, evaporatör ve kızdırıcı bölümleri de her bir basınç kademesi için kazan içinde ayrı ayrı yer alırlar ve bu basınç kademelerine bağlı olarak su/buhar çevrimi de kendi içinde ayrı çevrimler oluşturur [18].

Termik enerjinin mekanik enerjiye dönüşmesi ise atık ısı kazanında üretilerek türbine verilen buharın, türbin kademelerinde genişmesiyle olur. Böylece türbinin tahrik edilmesiyle de türbine bağlı jeneratörden elektrik enerjisi üretilir. Buhar türbininden çıkan düşük basınç ve sıcaklıktaki buhar kondensere gelir ve burada soğutma sistemi vasıtasıyla yoğuşturularak su haline dönüşür. Daha sonra kondensat pompaları ile, içlerindeki yoğuşmamış gazların alınması için degazör/ besleme suyu tankına gönderilir. Su, besleme suyu tankından besleme suyu pompaları ile tekrar atık ısı kazanına basılır. Bu şekilde su/ buhar kapalı çevrimi; kazan, buhar türbini ve kondenser arasında sirküle eder [18].

3.2. Kombine Çevrim Santrallerinin Avantajları

Kombine çevrim santralleri düşük yatırım maliyeti, kısa inşaat süreleri, verimli çalışma ve az miktarda çevresel etki gibi avantajlarıyla gerek dünya gerekse ülkemizde oldukça talep görmektedir. Bu santrallerin verimi doğal gazda %60, kömürde %40'lara kadar ulaşmaktadır. Doğal gazın temiz yakıt olması, kükürt içermemesi, partikül miktarının az olması gibi nedenlerden dolayı çevreye etkileri minimum düzeydedir. En önemli emisyonları CO ve yüksek sıcaklıkta meydana gelen yanma sonucu oluşan NO_x'tir. NO_x emisyonları için de (Dry low NO_x) kullanılabilir [19].

Kombine çevrimin santralleri fosil yakıtlı santraller içinde en yüksek verime sahip santrallerdir. Doğalgaz yakıtlı kombine çevrim termik santralleri diğer fosil kaynaklı yakıt kullanan termik, nükleer ve hidroelektrik santrallerine göre daha düşük kurulum maliyeti ile daha kısa sürede işletmeye alınabilmektedirler. Yüksek verim ve güç elde etmenin yanında kombine çevrimler esnek işletme koşullarına uygun, çabuk devreye alınabilme, tam yük ve değişken yük durumlarına kolay adapte olabilme, hatta değişken yük durumlarında da yüksek verimle çalışma özelliklerine sahiptirler [20].

Kombine çevrim santrallerinin iç yapısı ve tasarımı çevrim verimliliğine etki etmektedir. Örneğin, tekrar kızdırmalı ve üç basınç kademeli kombine çevrimlerde net % 55 civarında verime ulaşılmıştır. Kombine çevrimlerde santral gücü arttıkça çevrim verimliliği de yükselir.

Kombine çevrim santrallerinin diğer avantajı da elektrik üretiminin yanı sıra ısı üretim de yapabilmesidir. Talep olduğu sürece bu ısı, proseste ya da bölgesel ısıtma gibi sistemlerde kullanılabilir. Isı, buhar türbininden yada kazandan çekilebilir. Ara ısı çekme işlemiyle kombine çevrim ısı verimliliği % 85-90 seviyelerine ulaşır ve birleşik ısı-güç (kojenerasyon) sistemi olarak adlandırılır.

Kombine çevrimlerde kullanılan yakıt yelpazesi de oldukça geniştir. Çoğunlukla doğal gaz kullanılmakla beraber, doğal gazın her çeşidi, ham petrolden motorin ve fuel-oil'e kadar tüm likit yakıtlar kombine çevrim sistemlerinde kullanılabilir. Ayrıca kömür de önceden gazlaştırılarak kombine çevrimlerde kullanılmaktadır. Bunun yanında istendiği takdirde gaz türbin brulörleri çift yakıt yakabilecek şekilde de dizayn edilmektedir. Örneğin Ambarlı Kombine Çevrim Santralinde doğalgazın yanı sıra gerektiğinde fuel-oil de kullanılabilmektedir [18].

Kombine çevrim santrallerinin bir diğer avantajı da soğutma suyu ihtiyacının az olmasıdır. Bunun sebebi kombine çevrim sisteminde buhar türbininin elektrik üretimine katkısının toplam üretimin üçte biri kadar olmasıdır. Bu nedenle sistemle ilgili masraflar ve çevreye yapılan ısı deşarjı da dahil olmak üzere soğutma suyu ile ilgili bir çok sorun büyük ölçüde azaltılmış olmaktadır.

Ayrıca % 55 hatta günümüzde % 60'lara varan yüksek verimi nedeniyle, yakıt fiyatlarına göre değişkenlik göstermesine rağmen genel olarak konvensiyonel buhar santrallerine göre kombine çevrim santrallerinin birim üretim (kWh) maliyeti daha azdır.

Kombine çevrim santrallerinin verimlerinin yanı sıra emre amadelik ve güvenilirlik oranları da yüksektir. Gerek verim ve üretim kapasitesinin, gerekse emre amadelik ve güvenilirlik oranlarının yüksek olması nedeniyle toplam yatırımın geri ödeme süresi de çok kısa olmaktadır [18].

Kombine çevrim santrallerinin yaktığı doğal gaz temiz ve çevre dostu bir yakıttır. Doğal gaz kükürt, partikül ve istenmeyen diğer yabancı maddeleri içermediğinden dolayı çevreye olan etkileri de minimum düzeydedir. Kombine çevrim santrallerinin

en önemli emisyonlarından biri karbondioksit ve türbindeki yüksek sıcaklıktaki yanmadan dolayı oluşan azot oksittir. Bu emisyonun da minimum düzeyde tutulması için “dry low NO_x” teknolojisi kullanılmaktadır [19].

Bunların yanı sıra özellikle ilave yanmasız kombine çevrim santralleri ele alındığında diğer avantajlar da şöyle özetlenebilir;

-Konvansiyonel termik santrallere göre tesis süresi daha kısa ve modüler yapısı daha basit olan kombine çevrim santrallerinin işletmesi daha kolaydır. Bundan dolayı işletme personeli ihtiyacı daha az olmaktadır.

-Kombine çevrim santralleri için ihtiyaç duyulan alan diğer konvansiyonel santrallere göre daha azdır. Örneğin yaklaşık aynı üretim gücüne sahip olan Afşin-Elbistan Santraline yaklaşık 120 hektar bir alan kullanılırken, Ambarlı Kombine Çevrim Santralinin ana yapılar ve salt sahası yerleşim alanı, fuel-oil arıtma sistemi dahil yalnızca 23 hektardır.

-Gaz türbin üniteleri ile atık ısı kazanları arasına by-pass bacası ve damperlerinin konulması durumunda gaz türbinlerinin, kazan ve buhar türbin ünitelerinin tamamlanmasını beklemeden çok kısa sürede işleme alınabilmesi ve kombine çevrim grubunun devreye alınmasına kadar sürekli basit çevrimde çalıştırılabilme olanağı mevcuttur. Örneğin, Ambarlı Kombine Çevrim Santralının ilk iki gaz türbin Ünitesi sözleşmenin yürürlüğe girmesinden 8 ay sonra devreye alınmıştır.

- Kombine çevrim santrallerini çabuk devreye alınabilen sistemlerdir. Bunun sebebi ise gaz türbinlerinin 15-20 dakikada tam yüke ulaşabilme özelliğidir.

-Küçük yerleşim alanı ihtiyacı nedeniyle istenirse şehir yük merkezlerinin çok yakınında kurulabilme olanağı vardır.

Yukarıda bahsedilen avantajları nedeniyle bir yandan dünyanın bir çok ülkesinde yeni kombine çevrim santralleri kurulurken bir yandan da konvansiyonel termik santraller çeşitli uygulamalarla kombine çevrim haline dönüştürülmektedir. Bu tip dönüşüm uygulamaları ve belli başlı kombine çevrim sistemleri aşağıda özetle anlatılmıştır [18].

3.3.Kombine Çevrim Santralleri Uygulamaları

Kombine çevrim santrallerinin aşağıdaki üç ana grupta uygulamaları mümkündür.

- İlave yanmasız kombine çevrim
- Tam yanmalı kombine çevrim
- Paralel-güç üniteli kombine çevrim

Bu üç uygulama şekliinden birinin seçilmesi tamamen yakıtın kullanımı ile mevcut bir santralin iyileştirilmesi veya yeni bir santralin kurulması durumları için planlama çalışmalarına bağlı olacaktır [18].

3.3.1. İlave yanmasız kombine çevrim santralleri

İlave yanmasız kombine çevrim santrallerinde, yanma tamamen gaz türbininde olur ve türbinin egzoz gazı bir atık ısı kazanına gönderilir. Basit konveksiyon tip ısı değiştiricileri olan atık ısı kazanlarında ise, herhangi ilave bir yakıt yakılmadan sadece gaz türbini egzoz gazlarının yüksek ısısından yararlanılmak suretiyle buhar elde edilir. Genel olarak gaz türbinleri ile aynı sayıdaki atık ısı kazanları, buhar kapasitesine bağlı olarak bir veya daha çok buhar türbinine bağlanır.

Bu tip kombine çevrim santrallerinin de buhar çevrimi, "iki basınç kademeli/tekrar kızdırmaz" veya " üç basınç kademeli / tekrar kızdırmalı" şeklinde olmaktadır. İki basınç kademeli kombine çevrimler, basit tekrar kızdırmaz buhar çevrimleri olmasına karşın oldukça iyi bir termik performans göstermektedirler. Ülkemizde doğalgaz ile çalışan bu tipte iki kombine çevrim santrali bulunmaktadır.

Hamitabat (Lüleburgaz)'da kurulmuş olan 1.200 MW Trakya Doğalgaz Kombine çevrim Santralının 2+2+1 konfigürasyonundaki dört kombine çevrim bloğunda toplam 8 adet gaz türbin ünitesi, 8 adet atık ısı kazanı ve 4 adet buhar türbin ünitesi bulunmaktadır. Gaz türbinlerinin nominal kapasitesi 95 MW, buhar türbinlerinin nominal kapasitesi ise 110 MW' dır. Performans testlerinde elde edilen en düşük verim % 50,23 ve en yüksek verim ise % 52,20 olmuştur.

İstanbul'un 40 km batısında kurulmuş olan 1.350 MW Ambarlı Doğalgaz Kombine Çevrim Santralının yine 2+2+1 konfigürasyonundaki üç kombine çevrim bloğunda ise toplam 6 adet gaz türbin ünitesi, 6 adet atık ısı kazanı ve 3 adet buhar türbin ünitesi bulunmaktadır. Gaz türbinlerinin kapasitesi 138,80 MW, buhar türbinlerinin

nominal kapasitesi ise 17,40 MW' dır. Performans testlerinde elde edilen en düşük verim % 52, en yüksek verim ise % 52,50 olmuştur.

Bursa Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali'nde her biri 704,9 MW gücünde iki kombine çevrim bloğu bulunmaktadır. Her kombine çevrim bloğu iki adet gaz türbin, jeneratör ünitesi ile bir adet buhar türbin ve jeneratör ünitesinden meydana gelmektedir. Tesiste "F" tipi olarak adlandırılan gelişmiş gaz türbinlerinin kullanıldığı santralın atık ısı kazanları/buhar türbini grubu, "üç basınç kademeli/tekrar kızdırmalı" tiptir ve net verim % 55 mertebesindedir.

Ayrıca, düz-buhar çevrimli yada düz-gaz çevrimli termik santraller de, mevcut buhar türbin ünitelerine gaz türbinleri veya mevcut gaz türbinlerine buhar türbinleri eklenmesiyle, ilave yanmasız kombine çevrim santraline dönüştürülerek daha yüksek verim ve çıkış güçlerine ulaşabilir [18].

3.3.1.1. Buhar türbinlerine gaz türbinleri ilavesi ile güç ve verim artırımı

Bu sistemde; santralın mevcut buhar türbinine ait buhar kazanları, yeni atık ısı kazanları ile değiştirilir ve atık ısı kazanları ile aynı sayıda gaz türbini sisteme ilave edilir. Bu dönüşüm özellikle buhar türbinlerinin hizmet ömrünün kömür yakıtlı kazanlardan daha uzun olması nedeniyle uygulanabilir olmaktadır.

Bu şekilde santral veriminin % 37-38 seviyelerinden yaklaşık % 50 gibi oldukça yüksek bir seviyeye çıkarılmasının yanı sıra; kombine çevrim sistemlerinde takribi 60'a 40, 65'e 35 mertebelerinde olan gaz türbini/buhar türbini kapasite oranları dikkate alındığında santral toplam kapasitesi de iki hatta üç kat arttırılmış olmaktadır [18].

3.3.1.2. Gaz türbinlerinde buhar türbini ilavesi ile güç ve verim artırımı

Basit çevrimde çalışan mevcut gaz türbin üniteleri, atık ısı kazanı ve buhar türbini ilavesiyle kombine çevrim santralına dönüştürülebilir. Bu durumda gaz türbini egzozunun ısısı tümüyle atık ısı kazanında kullanılacağından dolayı mümkün olan en yüksek verim elde edilmiş ve santral kapasitesi de yakıt tüketimi arttırılmaksızın en az % 50 oranında yükseltilmiş olacaktır.

Bu tip bir uygulama 1975 yılında işletmeye alınmış olan İzmir-Aliğa gaz türbinlerinde yapılmış ve mazotla çalışan her biri 30 MW'lık dört gaz türbin ünitesine 1980-1983 yıllarında aynı sayıda atık ısı kazanı ve her biri 30 MW'lık iki buhar

türbin ünitesi ilave edilerek santral verimi yaklaşık % 28 mertebesinde % 44 mertebesine yükseltilmiştir [18].

3.3.2. Tam yanmalı kombine çevrim santralleri

Bu tip santraller 70'li yıllarda Avrupa'daki elektrik üretim tesislerinde bugünün şartlarına göre daha düşük giriş ve egzoz sıcaklıklarına sahip gaz türbinlerinden oluşan ünitelerin verimini yükseltmek amacıyla yaygın olarak uygulanmıştır.

Tam yanmalı kombine çevrimlerde gaz türbini egzozu, çekiş fanları tarafından atmosferden alınan hava ile karışarak, buhar kazanlarında ana yakıtın (genellikle kömür) yakılmasında gereken yanma havasının ön ısıtmasını sağlar. Bu işlem ile tam bir yanma sağlanmış olmaktadır. Hem atmosferden alınan havadaki, hem de gaz türbin egzozundaki hemen hemen tüm oksijen ana yakıtın yakılmasında kullanılmakta yalnızca % 3-5 mertebesinde bir oksijen miktarı baca gazı ile atılmaktadır. Böylece NO_x konsantrasyonu da daha düşük bir seviyeye çekilmektedir.

Ayrıca herhangi bir konvansiyonel buhar kazan/ türbin ünitesinin gaz türbin üniteleri ilavesi ile tam yanmalı kombine çevrim santralına dönüştürülmesi mümkündür. Bu durumda gaz türbin egzozu ve ilave fanlarla alınan hava kazanlarda kullanılacağından mevcut ünitenin ön ısıtıcılarının ve cebri çekiş fanlarının kaldırılması gerekmektedir [18].

3.3.3. Paralel güç üniteli kombine çevrim santralleri

Bu tip santrallerde buhar türbinleri iki ayrı bağımsız güç kaynağından beslenmektedir.

Paralel-Güç üniteli Kombine Çevrim Santrallerinde, genel olarak ana kaynak konvansiyonel bir buhar kazanı, ikinci kaynak ise gaz türbinine bağlı bir atık ısı kazanı olmaktadır. Bu anlamda paralel-güç üniteli kombine çevrim, tam yanmalı çevrim ile ilave yakıtlı çevrimin birleşimi olarak da düşünülebilir.

Bu sistemde gaz türbini egzoz gazı, üniteye bağlı atık ısı kazanına verilir, diğer buhar kazanında yakıtın yanmasına destek amaçlı olarak kullanılmaz. Bu tip santrallerin en büyük avantajı dizayn, yakıt ve işletme yönünden esnek olmasıdır. Gaz türbini ve buhar türbini kapasiteleri ile buna bağlı olarak gaz veya likit yakıtların katı yakıtlara oranı serbestçe tayin edilebilmektedir. Bununla birlikte, kömür yakıtlı kazanın baca

gazı emisyonlarının kabul edilebilir limitlerin altına çekilebilmesi için arıtma tesislerine de ihtiyaç duyulabilir.

Mevcut buhar türbin üniteleri de iki ayrı yöntemle paralel güç üniteli kombine çevrim santrallerine dönüştürülebilir. Birinci yöntemde, üniteye gaz türbini ve atık ısı kazanı ilave edilerek buradan elde edilen buhar ile mevcut kazandan elde edilen buharın takviye edilmesi neticesinde buhar türbininin tam kapasitede kullanılması sağlanabilir.

Genel olarak buhar kazanlarının hizmet ömrünün buhar türbinlerinden daha kısadır. Bu yüzden zamanla kazanların daha düşük yükte çalışmalarının zorunlu hale gelir. Bu tip durumlarda bu sistem uygulanabilir olmaktadır.

İkinci yöntem de ise, üniteye eklenen gaz türbini ve atık ısı kazanı yalnızca mevcut sistemin kondensat ve/veya besleme suyu ısıtılmasında kullanılır. Böylece hem santral verimi hem de çıkış gücü yükseltilmiş olur [18].

4.MEVCUT TESİS İNCELENMESİ, ÜRETİM ÜNİTELERİ VE ENERJİ ANALİZİ

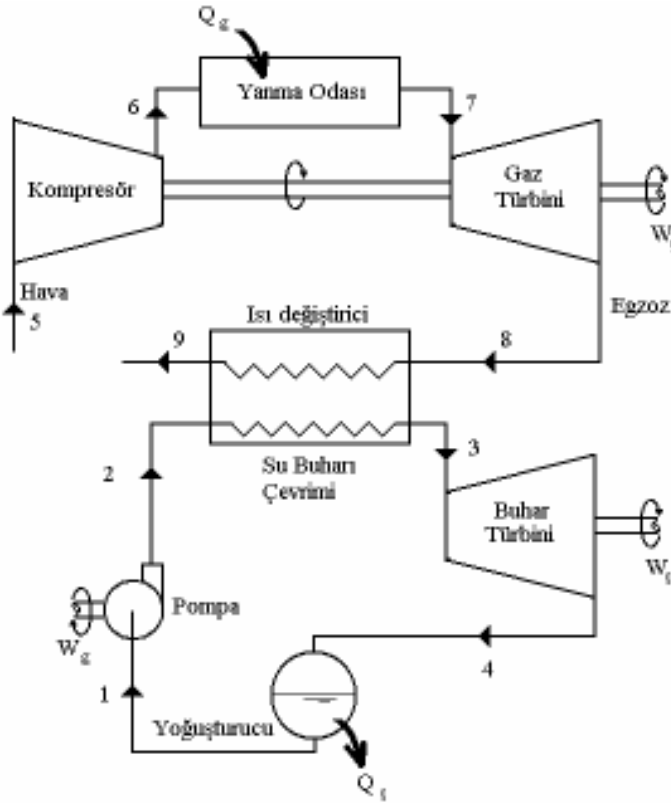
4.1.Fabrikanın Tanımı

Eskişehir ABC Otoprodüktör Grubu Sanayi ve Ticaret A.Ş. (ABC A.Ş.) 1997 yılında Organize Sanayi Bölgesinde faaliyette bulunan 227 firmanın ortaklığı ile kurulmuştur. Firma 3.000 m² açık alan, 2.970 m² kapalı alan üzerine kurulmuştur. Yılda 420 Milyon kwh üretim yapan santralin yapım çalışmalarına Şubat 1998'de başlanmış olup 7 ay gibi kısa bir sürede tamamlanarak 9 Ağustos 1998 tarihinde hizmete girmiştir. Santralin ilk ünitesi olan gaz türbini 37 MW gücünde olup, yılda 270 Milyon kwh/yıl elektrik üretmektedir. Basit çevrim ile çalışan santralin 18,5 MW'lık ikinci ünitesi ise 2001 yılında faaliyete geçerek kombine çevrim haline getirilmiştir. Bu ek ünite de ise yılda 135 Milyon kwh/yıl elektrik üretilmektedir. Santral sadece elektrik enerjisi üretmektedir. Gaz türbininden çıkan atık ısıdan faydalanmak amaçlı tesiste gaz türbini için 1 adet atık ısı kazanı bulunmaktadır. Atık ısı kazanından 2 kademe olarak elde edilen buhar, buhar türbinine gönderilerek elektrik enerjisi üretiminde kullanılmaktadır. Buhar türbinin egzozundan çıkan çürük buhar su soğutmalı kondenser ünitesinde yoğunlaştırularak tekrar kullanılmak üzere kazana su olarak pompalanmaktadır.

4.2.Prosesin Tanımı

ABC Santrali doğalgaz yakıtlı bir kombine çevrim santralidir. Sistem basit ve kombine olmak üzere iki adet çevrimden oluşmaktadır. Basit çevrimi Gec Alsthom PG 6551 modelinde gaz türbini oluşturmaktadır. Bu gaz türbinlerinin her birine 10 bar civarında doğal gaz girişi sağlanmaktadır. Ayrıca türbin içerisine filtrelerden geçirilen hava yüksek oranlarda sıkıştırılarak (1:10) türbin yanma odasında gerçekleştirilen yanma sonucu ortaya çıkan enerji ile gaz türbin jeneratörü çevrilmekte ve her türbin için yaklaşık 37 MW'lık elektrik enerjisi 11kV seviyesinde üretilmektedir. Kombine çevrim kısmında, gaz türbini egzoz gazının ısı enerjisinden kızgın buhar elde edilmesini sağlayan Babcock Wilcox Marka atık ısı

kazanı (HRSG), bir adet Alsthom marka buhar türbini ve buhar türbin egzozundan çıkan çürük buharı yoğunlaştırarak suya çeviren bir adet de su soğutmalı kondenser bulunmaktadır. Gaz türbininden çıkan yaklaşık 540 °C ‘deki egzoz gazının ısı enerjisi, kazandaki suyun kızgın buhar haline getirilmesinde kullanılır ve kazan bacasından 130 °C civarında gaz çıkışı sağlanır. Kazanda çift kademeli buhar elde edilir. Birinci kademe yüksek basınç kısmında 490 °C 72 bar’da 58 ton/saat, ikinci kademe 195 °C 5,5 bar’da 13 ton/saat kızgın buhar elde edilir ve bu buhar, buhar hatları vasıtasıyla alçak ve yüksek basınç buhar türbinine çift kademede ayrı olarak giriş yapar. Yüksek basınç türbininden çıkan buhar ise alçak basınç türbinine gelir. Buhar türbininden geçirilen kızgın buharın türbin rotorunu hareket ettirmesi ve bununla jeneratörü çevirmesiyle yaklaşık 18 MW’lık elektrik enerjisi daha üretilmiş olur. Şekil 4.1’de tipik bir Kombine çevrim santralini şeması verilmiştir.



Şekil 4.1 : Kombine çevrim santralini [20]

Buhar türbininden çıkan çürük buhar olarak adlandırılan su-buhar karışımı, su soğutmalı kondenserde yoğunlaştırularak kondens tankına biriktirilir ve buradan pompalar vasıtasıyla kazana tekrar geri basılır. Böylelikle demineralize su kaybının minimum seviyelere indirilmiş olur. Demineralize su olarak bilinen saflaştırılmış ve minerallerinden ayrıştırılmış su, santralini yardımcı tesisi olan

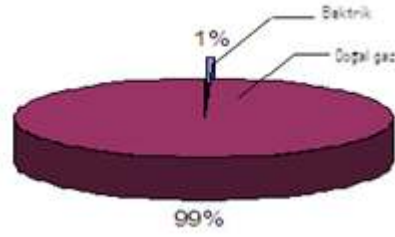
deminaralize su ünitesinde hazırlanır. Oldukça maliyetli olan bu suyun en az kayıpla sistemde kapalı çevrim olarak kullanılması santralin elektrik üretim maliyetleri açısından çok önemlidir.

4.3.Tesisin Enerji Üretim-tüketim Değerleri ve Verimlilik Analizi

ABC Santrali bir elektrik üretim santralidir ve elektrik üretiminde doğal gaz kullanmaktadır. Üretim yapan bir fabrika gibi düşünülecek olursa santralde doğal gaz, üretimin hammaddesi olarak değerlendirilebilir. Buradan da anlaşılacağı üzere sistemin en büyük enerji kaynağı doğalgazdır. Sistemde kullanılan diğer bir enerji kaynağı ise kombine çevrim olarak çalışan santralde ekipmanların ve yardımcı tesislerin çalışmasını sağlamak için tüketilen elektrik enerjisidir. Bu nedenle tesiste tüketilen enerji incelemesinde üretimin ana girdisi doğalgaz ve üretimin sağlanması için tüketilen elektrik enerjisi (iç ihtiyaç) olmak üzere iki farklı enerji kullanılmıştır. Yapılan hesaplamalara göre yıllık kullanılan elektriğin enerji değeri 5.242 Gcal iken, doğalgaz 780.500 Gcal civarlarındadır. ABC santralinin tüketim değerleri Çizelge 4.1’de ve elektrik doğalgaz oranları Şekil 4.2’de verilmiştir.

Çizelge 4.1: ABC santralinin tüketim değerleri

	Elektrik		Doğalgaz	
	iç ihtiyaç tüketim	iç ihtiyaç tüketim	Gaz tüketimi	Gaz tüketimi
Birim	MWh	Gcal	Sm ³	Gcal
Ocak	575,37	494,73	9.418.039	77.698,82
Şubat	532,22	457,63	8.742.241	72.123,49
Mart	529,38	455,18	8.429.826	69.546,06
Nisan	532,79	458,12	8.675.594	71.573,65
Mayıs	546,06	469,53	9.034.911	74.538,02
Haziran	521,05	448,02	7.910.656	65.262,91
Temmuz	536,62	461,41	8.405.431	69.344,81
Ağustos	542,33	466,32	8.581.759	70.799,51
Eylül	523,71	450,31	8.254.147	68.096,71
Ekim	438,02	376,63	5.766.089	47.570,23
Kasım	336,91	289,69	4.882.181	40.277,99
Aralık	481,9	414,36	6.514.907	53.747,98
Toplam	6.096,36	5.241,93	94.615.781	78.0580,2
Ortalama	508,03	436,8275	7.884.648	65.048,35



Şekil 4.2 : ABC santralinde elektrik ve doğal gaz tüketimi payı

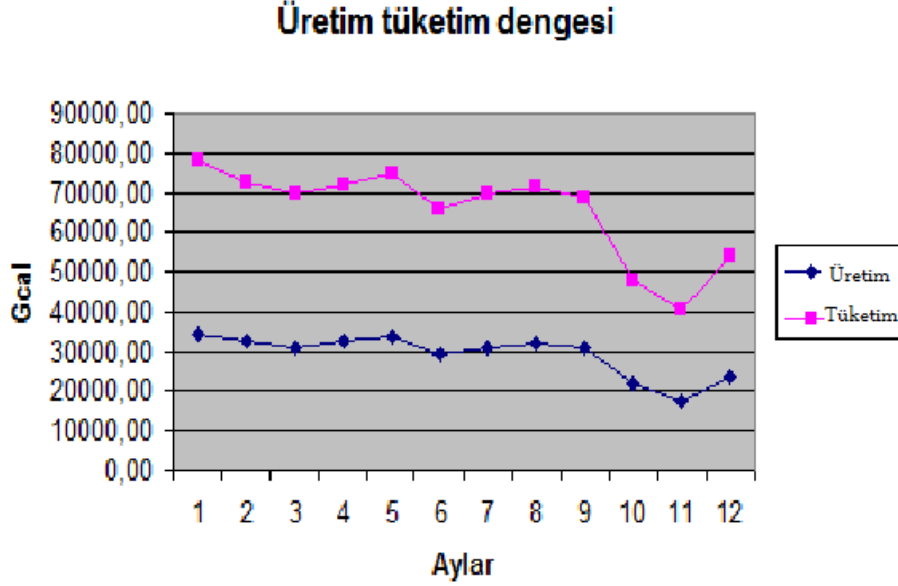
ABC Santrali, kombine çevrim elektrik santrali olması sebebiyle tek ürün çıktısı elektrik enerjisidir. Üretilen ürünün yine bir enerji kaynağı olması sebebiyle hem tüketilen enerjiyi hem de ürünü GCal cinsinden ifade etmek mümkündür. Yapılan hesaplamalara göre ABC santrali yıllık ortalama verim % 44,7 olarak bulunmuştur. Çizelge 4.2’de ABC santrali üretim değerleri ve aylık verim değerleri verilmiştir.

Çizelge 4.2 : ABC santrali üretim değerleri ve aylık verim değerleri

	Bürüt üretim	Net üretim	net üretim	Verim
Birim	MWh	MWh	Gcal	%
Ocak	40.761,6	40.186,3	34.553,96	0,44472
Şubat	38.222,6	37.690,4	32.407,92	0,44934
Mart	36.818,4	36.289	31.202,9	0,44867
Nisan	38.224,3	37.691,5	32.408,84	0,4528
Mayıs	39.837,4	39.291,3	33.784,44	0,45325
Haziran	34.243,3	33.722,3	28.995,94	0,44429
Temmuz	36.668,3	36.131,7	31.067,68	0,44802
Ağustos	37.551,7	37.009,4	31.822,32	0,44947
Eylül	36.201,1	35.677,4	30.677,04	0,45049
Ekim	25.721,7	25.283,7	21.740,03	0,45701
Kasım	20.486,6	20.149,7	17.325,62	0,43015
Aralık	27.717,5	27.235,6	23.418,44	0,43571
Toplam	412.454,5	406.358,3	349.405,1	
Ortalama	34.371,21	33.863,19	29.117,09	0,44699

Çizelgelardan da açıkça görülebileceği üzere santralin üretimi arttığında tüketim değerleri de artmaktadır. Burada ürün elde edilirken ana girdinin doğalgaz olmasının etkisi çok büyüktür. Çizelgelarda dikkat edilmesi gereken diğer bir nokta da üretilen elektrik ile santralin iç ihtiyaç elektrik tüketimi arasındaki ilişkidir. Üretimin artması ile iç ihtiyaç elektrik tüketimi artmakla beraber artış oranı çok daha düşük kalmaktadır. Buradan çıkarılabilecek sonuç; iç ihtiyaç kullanımında kullanılan elektrik miktarının oldukça dar bir alanda değişmesidir. Üretim tam kapasitede iken en üst seviyede iç ihtiyaç elektrik enerjisi kullanılırken, üretim büyük oranlarda

azalsa bile iç ihtiyaç elektrik tüketimi aynı oranlarda azalmamaktadır. Üretimde kullanılan doğalgaz enerjisi yanında tüketilen elektrik enerjisi çok düşük miktarlarda kalmaktadır. Şekil 4.3'te sistemin üretim tüketim dengesi görülmektedir. Şekil 4.3'te üretim, tesisteki elektrik üretimini, tüketim ise tesisin doğal gaz ve iç ihtiyaç elektrik tüketimini göstermektedir.



Şekil 4.3 : ABC santrali üretim tüketim dengesi

Şekil 4.3'deki grafikte de görüldüğü gibi üretim ve tüketim değerleri paralellik göstermektedir. Bu durumda sistemde çok yüksek oranlarda hatalı ölçüm ve enerji kaybı yoktur denilebilir. Sistemin genel olarak bahar mevsimlerinde daha yüksek verimlerde olduğu görülmektedir. Bunun da sebebi türbinlerin kompresör verimlerinin 10°C-15°C civarlarında maksimum değerlere gelmesinden kaynaklandığı söylenebilir. Türbinlerin kontrol sistemlerinde çıkış sıcaklığı, frekans kontrol ve gerilim kontrol gibi çalışma noktalarının tayinini belirleyen kriterler mevcuttur. Ortam sıcaklığının seçilen çalışma kriteri olan çıkış sıcaklık değerinin maksimum tutulması şartıyla en uygun olduğu bahar mevsimlerinde maksimum verimler elde edilmektedir.

Kombine çevrim sisteminin toplam gücü (W_k), gaz türbin çevrimi ve buhar çevrimi net güçlerinin toplamından oluşmaktadır. Kombine çevrim sisteminin toplam verimi (η_k) de toplam gücün yanma odasında verilen ısıl güce oranı şeklindedir [21].

Toplam güç ve verim ifadeleri denklem (4.1) ve (4.2)'de verilmiştir.

$$W_k = W_{BT} + W_{GT} \quad (4.1)$$

$$\eta_k = \frac{W_k}{Q_{YO}} \quad (4.2)$$

Verim;

Firmanın aylık verilen üretim tüketim bilgilerine göre verim hesabı;

Toplam verim= Aylık toplam üretim / Gaz ısı değeri x Toplam gaz tüketimi

Şeklinde hesaplanmıştır.

4.3.1. Gaz türbini

Sistemde gaz türbini Gec Alsthom PG 6551 modelinde 37 MW gücünde, tek milli kombine çevrim türbinidir ve 1 jeneratöre sahiptir. Türbinin bölümleri ise başlangıç elemanı, destek sistemleri, aksiyal akış kompresörü, yakma sistemi elemanlarından oluşmaktadır. Türbin 3 kademelidir. Kompresör ve türbin aynı çizgi üstünde tek milli, rotor üzerinde 2 basınçlı yağlı yatak üzerindedir.

Hava aksenal kompresöre çevre şartlarında girer. Gaz türbini endüstrisi tarafından standart koşullar kullanılır, çünkü bunlar günden güne ve konumdan konuma değişir, 15 °C, 1013 bar ve %60 bağıl nem Uluslararası Standartlar Organizasyonu (ISO) tarafından kabul edilmiştir ve ISO koşulları olarak kabul edilir.

Kompresöre 1 noktasından giren hava daha yüksek basınca kadar sıkıştırılır. Isı verilmemesine rağmen, sıkıştırma havanın sıcaklığını artırır öyle ki kompresörden boşaltılan (deşarj edilen) hava yüksek sıcaklık ve basınçta; havanın kompresörü terk etmesi üzerine, 2 numaraya gösterilen yakıtın enjekte edildiği ve yanmanın gerçekleştiği yanma odasına girer. Yanma prosesi esasen sabit basınçta gerçekleşir. Birincil yanma bölgesinde (stokiyometrik koşullara yaklaşarak) yüksek yerel sıcaklığa ulaşılmasına rağmen, yanma sistemi karışımı, yakmayı, seyreltmeyi ve soğutmeyi sağlayacak şekilde tasarlanmıştır. Böylece yanma karışımı yanma sistemini terk ederken 3 noktasında karıştırılmış ortalama sıcaklıkta türbine girer. Gaz türbininin türbin kısmında sıcak gazların enerjisi işe dönüştürülür [22].

Bu dönüşüm iki aşamada gerçekleşir. Türbinin nozul (lüle) kısmında, sıcak gaz genişler ve termal enerjinin bir kısmı kinetik enerjiye dönüşür. Türbinin takip eden kanat kısmında, kinetik enerjinin bir kısmı dönen kovalara (kanatlara) aktarılır ve işe dönüştürülür. Türbin tarafından üretilen işin bir kısmı kompresöre hareket vermek için kullanılır ve kalan kısmı gaz türbininin çıkış flanşında kullanılabilir iş olarak elde

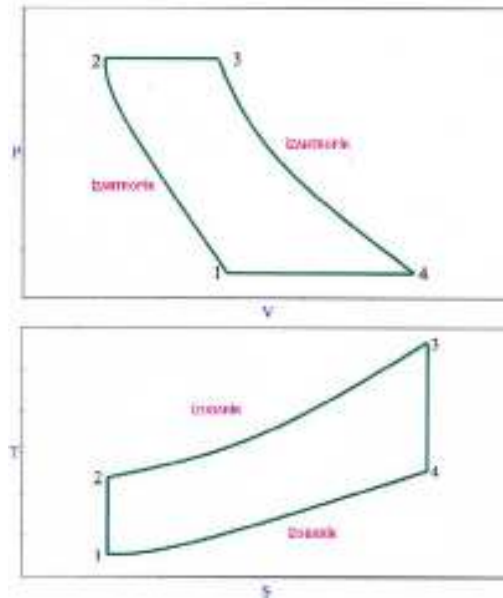
edilir. Tipik olarak (genellikle), türbin kısmında üretilen işin %50'den fazlası aksenal akışlı kompresöre hareket vermek için kullanılır.

Egzoz 400-600 °C'de atılır ve kayda değer enerji kaybına rağmen modern gaz türbinleri yüksek verimlilik (%42'ye kadar) ve önemli enerji üretimi sağlarlar. ABC santralinde ise 1100 °C civarında gerçekleşen yanma olayı sonucunda egzoz 540 °C'de atık ısı kazanına gönderilir.

Bir önemli dezavantaj ise gaz türbini kısmı yükte iyi performans sergilemez. Örneğin, %50 yükte, gaz türbini tam yükteki verimin %75'ine ulaşır ve %30 yükte nominal verimliliğin %50'sine düşer. Bundan dolayı, kısmi yük performansını arttırmak için düzenlemeler, örneğin kontrollü giriş kılavuz kanatları ve çoklu şaft (mil) tasarımları uygulanmıştır [22].

4.3.1.1. Gaz türbini verimi

Bütün gaz türbinlerinin çalışmasının dayandığı termodinamik çevrim Brayton çevrimi, diğer bir adıyla joule çevrimi olarak adlandırılır. Şekil 4.4'de bu çevrimin klasik basınç - hacim ve sıcaklık entropi grafiklerini gösterir. Bu grafikteki rakamlar şekil-1'de kullanılan rakamlara tekabül eder. 1'den 2'ye giden yol kompresördeki sıkışmayı gösterir, 2'den 3'e giden yol yanma odasında sabit basınçta ısı girişini gösterir ve 3'ten 4'e giden yol türbindeki genişlemeyi gösterir.

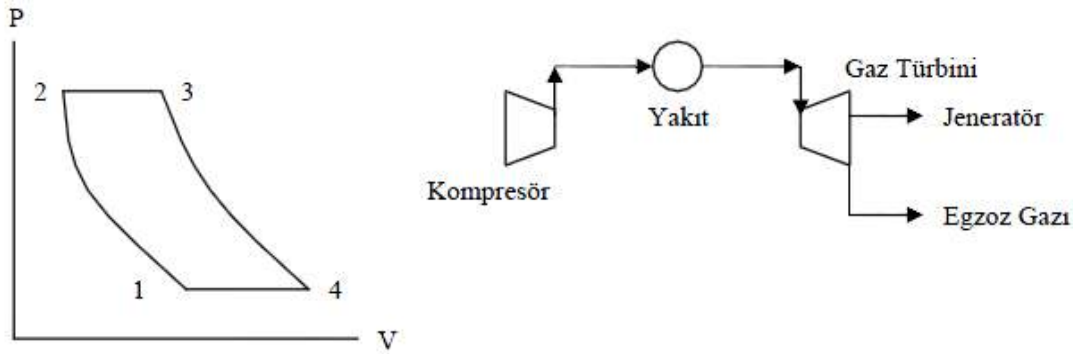


Şekil 4.4: Brayton çevrimi[22]

Brayton çevrim grafiğinde 4'ten 1 giden yol sabit basınçta soğutma işlemin gösterir. Açık çevrim gaz türbinlerinde, soğutma sürekli olarak atmosferden sağlanan taze ve soğuk hava ile 1 noktasında sağlanır karşılığında sıcak gazlar atmosfere 4 noktasında atılır.

Brayton çevrimi iki önemli parametresi basınç oranı ve yanma sıcaklığıdır. Çevrimin basınç oranı 2 noktasındaki (kompresör deşarj basıncı) basıncın 1 noktasındaki (kompresör giriş basıncı) basınca oranıdır. İdeal çevrimde, bu basınç oranı birde 3 noktasındaki basıncın 4 noktasındaki basınca oranı eşittir. Bununla birlikte, gerçek çevrimde yanma odasında bir miktar basınç kaybı olur. Bu nedenle, 3 noktasındaki basınç 2 noktasındakinden bir miktar azdır. Diğer önemli parametre, yanma sıcaklığı, çevrimde ulaşılan en yüksek sıcaklık olarak tanımlanır. Yüksek basınç oranı güç üretiminin artmasına sebep olur ve maksimum verimlilik yanma sıcaklığının artmasıyla değişir. Basınç oranı arttıkça, artan yanma sıcaklığından elde edilen verim artar [22].

Gaz türbini verimi, Brayton çevrimi esas alınarak hesaplanmaktadır. Brayton çevrimi Şekil 4.5'de verilmiştir [23].



Şekil 4.5 : P-V diyagramı ve akış şeması [23]

Gaz türbini P-V diyagramında kabul edilen değerler; $T_1 = 288 \text{ K}$, 15°C (Çevre sıcaklığı), $P_1 = 1 \text{ bar} = 10^5 \text{ Pa}$ (Atmosfer basıncı), $n_{\text{hava}} = 1,23$, $c_{\text{phava}} = 1,0035 \text{ kJ/kgK}$ $c_{\text{pdöğalgaz}} = 0,67 \text{ kJ/kgK}$ olarak alınmaktadır.

P_2 (sıkışma sonu basınç)=10,39 ve T_4 (egzoz sıcaklığı)=540 °C gaz türbini katalog değerlerinden alınmıştır. Buna göre gaz türbini sıkışma sonu ve yanma sıcaklıkları ile verimi aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır [23].

$$\frac{T_1}{T_2} = \left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{(n-1)/n} \quad (4.3)$$

$$\frac{T_4 - T_1}{T_1} = \frac{T_3 - T_2}{T_2} \quad (4.4)$$

$$\eta_{\text{Bry}} = 1 - \left(\frac{1}{P_1 / P_2} \right)^{(n-1)/n} \quad (4.6)$$

Denklem (4.6) kullanılarak yapılan hesaba göre göre, teorik verim, $\eta_{\text{Bry}}=0,354$ olarak bulunmuştur.

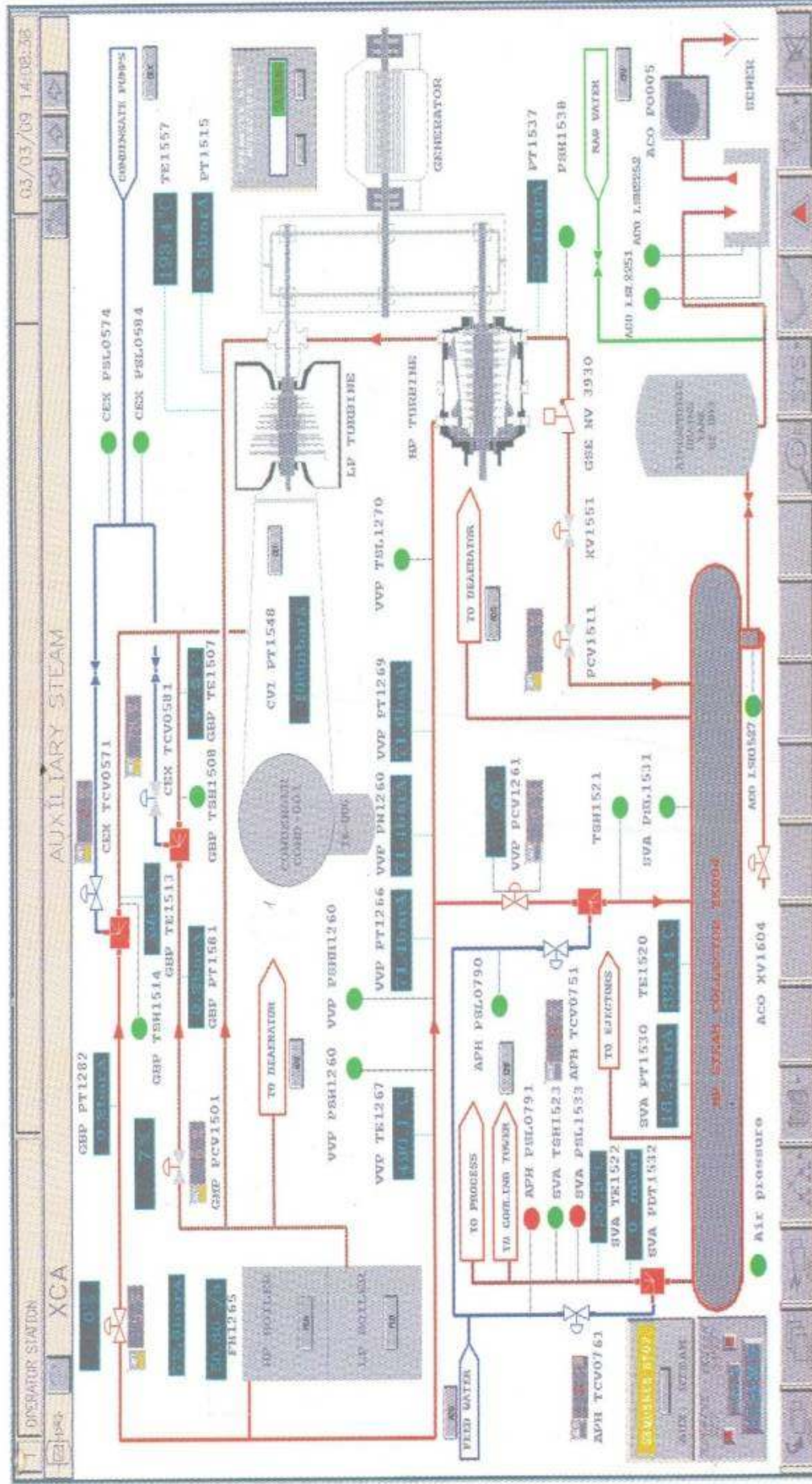
Gaz türbini giriş çıkış değerlerine göre ise verimliliği ise;

$$\text{Gazın debisi} \times \text{Doğal gazın ısı değeri} \times \eta_{\text{Bry}} = \text{Gaz Türbini Gücü (kW)} \quad (4.7)$$

şeklinde hesaplanmaktadır [23]. ABC firmasından alınan günlük verilere göre; 303.807 m³ günlük doğal gaz girişi olmaktadır. Bununla beraber 1.296,3 MWh elektrik üretimi olmakta ve bu üretimin ise 864,2 MWh'ı gaz türbini tarafından sağlanmaktadır. MWh olan birimler denklem (4.7)'de kcal'a çevrilerek hesaplanmıştır. Buna göre η_g gaz türbini termik verimi 0,296 olarak hesaplanmıştır.

4.3.2. Buhar türbini

ABC santralinde buhar türbini Alstom power marka, 2 basınç kademeli olup yüksek ve alçak basınç kısmından oluşmaktadır. İşletmede buhar türbininin çıkış gücü 18,5 MW'dır. ABC santralinde gaz türbininde üretilen egzoz gazı atık ısı kazanına gönderilir. Santralde bulunan atık ısı kazanı Lp ve Hp olmak üzere 2 bölümden oluşmaktadır. Hp bölümünde üretilen yaklaşık 490 °C 72 bar civarındaki kızgın buhar Hp türbine gelip burada bir miktar enerjisini bıraktıktan sonra Lp türbine gelir, ayrıca Lp kazanından çıkan 193 °C ve 5,5 bar'daki buhar da Lp türbinine gelir. Türbinin içerisinde sabit ve seygar kanatlar vardır. Sabit kanat buharın basıncını düşürüp onu seygar kanatların üzerine püskürtülür. Seygar kanatta kendisine gelen buharın içindeki kinetik enerjisi alarak döner. Kanatlar buharın önünde engel teşkil etmektedir. Buhar bu engellerden geçerken enerjisini bunlara vererek kaybetmektedir. Bu yüzden basınç ve sıcaklığı düşer. Aşağı yukarı %10-15'i suya dönüşür. Türbinden çıkan enerjisini kaybetmiş buhar, ikinci aşama elektrik enerjisi ürettikten sonra çürük buhar haline gelmektedir. Şekil 4.6'de buhar türbini akış şeması ve Çizelge 4.3'de Hp ve Lp türbine ait bilgiler verilmiştir.



Şekil 4.6 : Buhar türbini akış şeması

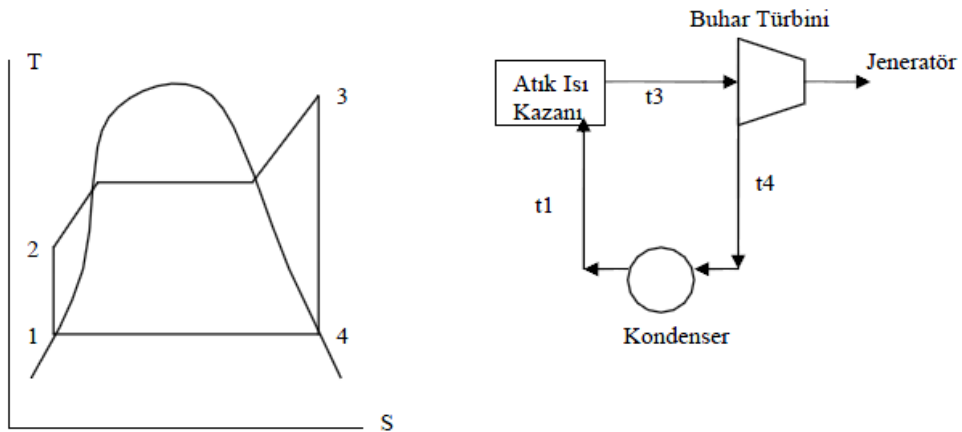
Çizelge 4.3 : Buhar türbini giriş çıkış basınç ve sıcaklık değerleri

	Hp	Lp
Giriş basıncı (bar abs)	71,6	5,5
Giriş sıcaklığı °C	490	193
Buhar çıkış basıncı (bar abs)	5,5	0,108
Çıkış sıcaklığı °C	183	47

Buhar türbininden çıkan buhar, soğutma kulelerinden gelen soğutma suyu ile kondenserlerde yoğuşturularak, suya dönüştürülür. Kondenserlerin alt bölümünde biriken yoğuşma suyu tekrar kaynatılmak üzere kazanlara gönderilir. Kazanlarda üretilen buhar, buhar türbinine gönderilerek çevrim tamamlanır.

4.3.2.1. Buhar türbini verimi

Buhar türbini verimi Rankine Çevrimi ile hesaplanmaktadır. Rankine çevrimi Şekil 4.7' de gösterilmektedir [23]. Türbin verimliliklerini ve çevrim verimliliklerini hesaplamak için entalpi değerlerinin bilinmesi gerekmektedir. Buhar türbini hatlarının entalpi ve diğer termodinamik özellik değerleri Chemcad simülasyon programı yardımıyla hesaplanmıştır. Hesaplanan değerler EK'de verilmiştir. Ayrıca Lp ve Hp buhar türbinleri Chemcad simülasyon programında tasarlanmış, türbinlerin verimleri ve elektriksel güçleri bu programda hesaplanarak ve Çizelge'da verilmiştir. Çevrim verimlilikleri ise aşağıdaki gibi hesaplanmaktadır. Hesaplarda Hp ve Lp hatlarının ayrı ayrı çevrim oluşturduğu göz önüne alınmıştır.



Şekil 4.7 : Rankine çevrimi T-S diyagramı ve akış şeması [23]

Rankine çevrimi ile çalışan buhar türbini çevrimi verimi denklem (4.8)'de görüldüğü gibi yararlı entalpi farkının toplam entalpi farkına oranıyla hesaplanmaktadır. Bu hesap ise aşağıda verilmiştir. Entalpi değerleri kcal/kg, birimlerindedir.

$$\eta_{\text{rankine}} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_1} \quad (4.8)$$

Denklem (4.8) 'de h_4 kuru buharın entalpisi, h_1 sıvı durumdaki entalpisi, h_3 kızgın buharın entalpisidir. Denklem (4.9)'da ise η_{hp} , Hp buharı çevrimi verimidir ve $h_{\text{türbin giriş}}=808,13$ kcal/kg, $h_{\text{türbin çıkış}}=555,90$ kcal/kg, $h_{\text{kondenser çıkış}}=57,2$ kcal/kg değerlerindedir.

$$\eta_{\text{hp}} = \frac{h_{\text{türbingiriş}} - h_{\text{türbinçıkış}}}{h_{\text{türbingiriş}} - h_{\text{kondenserçıkış}}} \quad (4.9)$$

$\eta_{\text{hp}}=0,34$ olarak bulunur.

Denklem (4.10)'da η_{lp} , Lp buhar çevrimi için verimdir ve $h_{\text{türbin giriş}}=677,79$ kcal/kg, $h_{\text{türbin çıkış}}=557,06$ kcal/kg , $h_{\text{kondenser çıkış}}=57,2$ kcal/kg değerlerindedir.

$$\eta_{\text{lp}} = \frac{h_{\text{türbingiriş}} - h_{\text{türbinçıkış}}}{h_{\text{türbingiriş}} - h_{\text{kondenserçıkış}}} \quad (4.10)$$

$\eta_{\text{lp}}=0,20$ olarak bulunur.

Chemcad simülasyon programında giriş çıkış değerlerine göre Hp ve Lp türbine ait verim ve elektriksel değerler hesaplanmıştır. Buna göre Hp türbininde yaklaşık 8,6 MW, Lp türbin gücü ise 9,3 MW elektrik üretilmektedir. Buhar türbini verileri Çizelge 4.4'e işlenmiştir. Hesaplamalarda jeneratör verimi 0,95 olarak alınmıştır. Türbinlere ait Chemcad'de hesaplanan tüm değerler EK'de verilmiştir.

Çizelge 4.4 : Hp ve Lp türbinlerin ürettikleri elektrik ve verimlilik değerleri

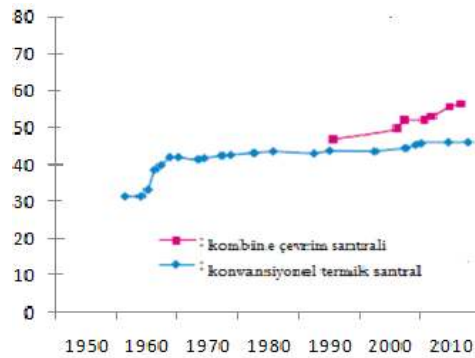
	Hp	Lp
Elektriksel güç kW	8.652,67	9.289,67
Verim %	88	82

5.KOMBİNE ÇEVİRİM SANTRALLERİNDE VERİM ARTTIRMA YÖNTEMLERİ

Gaz türbini performansı çeşitli faktörlerden etkilenir örneğin, giriş havasının özelliği, türbin tasarımı ve giriş sıcaklığı gibi. Bu faktörlerin etkileri takip eden bölümde kısaca değinilmiştir.

5.1. Gaz Türbinleri Tasarımı ve Türbin Giriş Sıcaklığının Verimliliğe Etkisi

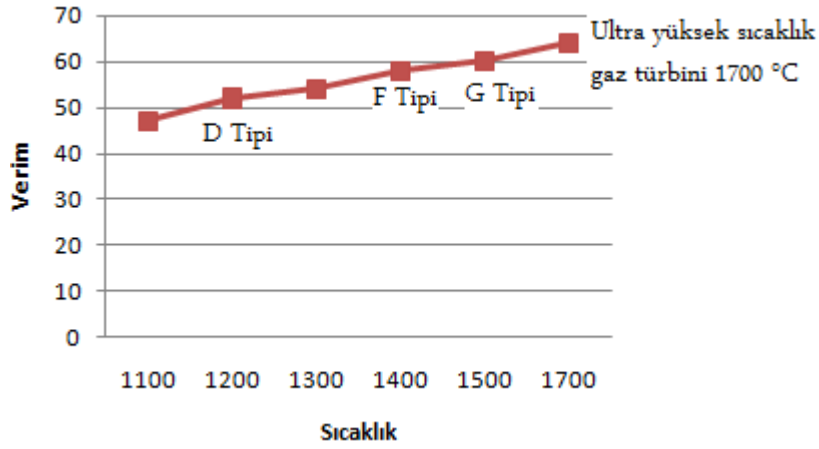
Gaz türbinleri giriş sıcaklıklarına göre guruplara ayrılırlar. Çeşitli üretim firmaları yanma sıcaklıklarına göre türbinlerine çeşitli sınıflandırmalar yapmışlardır. D tipi gaz türbinleri 1100 °C giriş sıcaklığına sahiptiler. Gelişen teknolojiyle türbin giriş sıcaklıkları 1300 °C yükseltildi ve F tipi gaz türbinleri kullanılmaya başlandı. Daha sonra bunu giriş sıcaklıkları 1500 °C'ye ulaşabilen G tipi gaz türbinleri izledi. Son teknoloji G tipi türbinler kombine çevrimle beraber %59 aşan verimliliğe (LHV) ve %53 (HHV) ulaştı. Şekilde klasik termik santral ve kombine çevrim santrallerinin karşılaştırılması verilmiştir. ABC santrali gaz türbini 1100 °C türbin giriş sıcaklığına sahiptir ve bu özelliğiyle çok verimli bir türbin olmadığı görülmektedir. Yükselen verimlere karşılık her Kwh'e düşen CO₂ emisyon değerleri düşmüştür. Şekil 5.1'de yıllar itibariyle kombine çevrim ve konvansiyonel santrallerin verim artışı grafiği verilmiştir [24].



Şekil 5.1 : Yıllar itibariyle kombine çevrim ve konvansiyonel santrallerin verim artışı [24]

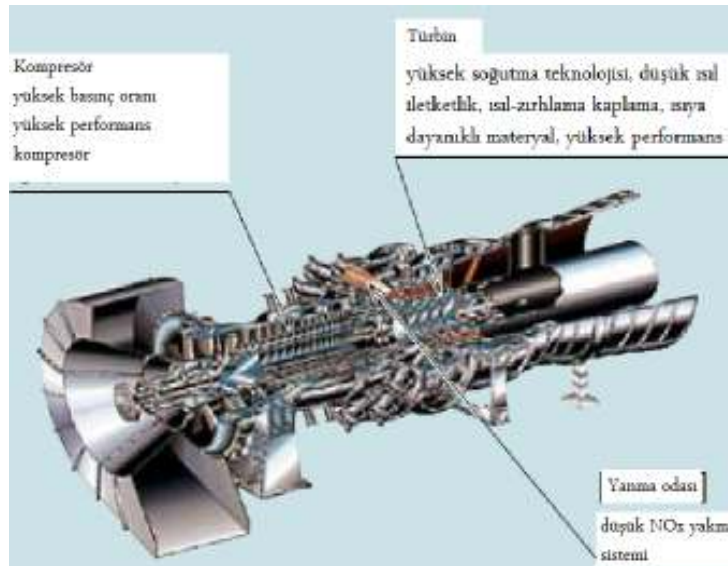
Gelişen teknolojiyle verimlilikler yükselmiş ve bununla birlikte CO₂ salınımları da azalmıştır. Gaz türbinlerinde verimliliği yükseltmek çevrim sıcaklığını attırmakla

mümkündür. Şekil 5.2’de maksimum çevrim sıcaklığı (gaz türbini giriş sıcaklığı) ve verimlilik arasındaki ilişki görülmektedir.



Şekil 5.2 : Türbin giriş sıcaklığının kombine çevrim verimine etkisi [24]

1700 °C Sınıfı kombine çevrim gaz türbinleri verimliliği LHV’ da 1500 °C F ve G tipi ile karşılaştırıldığında %62-65 seviyelerine ulaşır. Klasik tip santrallerde ise daha yüksek seviyeye ulaşması beklenilmektedir. Yüksek verimli 1700 °C sınıfı gaz türbinini yapısı Şekil 5.3’de görülmektedir.

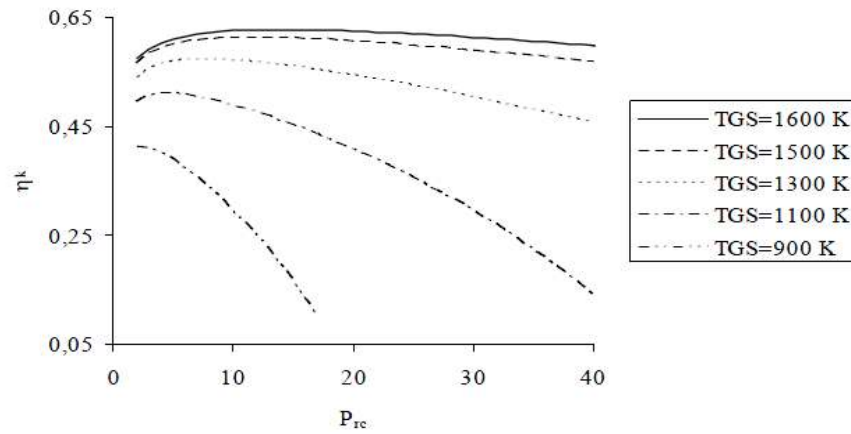


Şekil 5.3 : Yüksek verimli gaz türbini [24]

1700 °C Sınıfı gaz türbinleri geliştirilmesinde 6 çeşit komponent üzerinde durulmuştur: yanma odası, soğutma teknolojisi, ısıya dayanıklı materyaller, ısıdan koruyucu tabakalar, türbin ve komprensör aerodinamikleri [24].

Şekil 5.4’de komprensör basınç oranı ile kombine çevrim veriminin değişimi görülmektedir. Belirli bir TGS değeri için, kombine çevrim verimi önce artmakta ve

bir maksimum noktadan geçip sonra düşmektedir. Görüldüğü gibi her TGS değeri için, kombine çevrim verimini maksimum yapan optimum bir nokta vardır. Bu noktadaki basınç oranı ise optimum kompresör basınç oranı olarak tanımlanmıştır. Şekil incelendiğinde düşük TGS değerlerinde, kompresör basınç oranındaki artışla kombine çevrim veriminin hızla düştüğü görülmektedir. Bu nedenle özellikle düşük sıcaklıklarda optimum nokta oldukça önemlidir. Yüksek sıcaklıklarda (1400 K ve üzeri) ise, kompresör basınç oranının artmasıyla kombine çevrim verimindeki düşüş daha yavaş olmakta ve optimum noktadan sonra verim eğrisi yataya yakın gitmektedir [25].



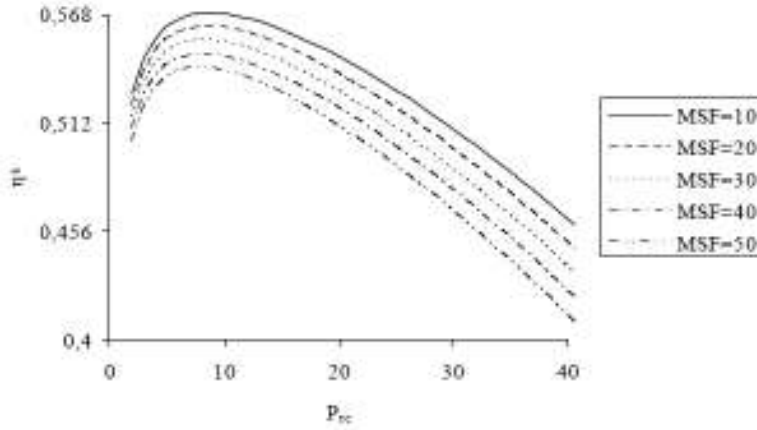
Şekil 5.4 : Kompresör basınç oranı ile kombine çevrim veriminin değişimi [25]

Ayrıca kompresör basınç oranı ile buhar türbini net gücü azalmaktadır. Aynı TGS'ler için kompresör basınç oranının artması ile buhar türbini net gücü ile düşmektedir. Çünkü, kompresör basınç oranının artması ile atık ısı kazanına gazların giriş sıcaklığı düşmekte, bu da AIK'nda üretilen buhar miktarını azaltarak buhar türbini net gücünün düşmesine neden olmaktadır.

Kombine çevrim veriminin artması, türbin giriş sıcaklığının artmasıyla mümkündür. Şekil 5.4'de görüldü gibi, türbin giriş sıcaklığının yükselmesi ile kombine çevrim verimi artmaktadır. Buna göre kombine çevrim veriminin yüksek olması isteniyorsa, TGS mümkün olduğu kadar yüksek seçilmelidir. Fakat; TGS'yi belirleyen de gaz türbinlerinde kullanılan malzemenin ısıl dayanım sınırıdır ve çok fazla artırılamaz. Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti ise genel olarak kombine çevrim gücü ve verimi arttıkça düşmektedir [21].

5.2. Minimum Sıcaklık Farkının Kombine Çevrim Performansına Etkisi

Minimum sıcaklık farkı (MSF) kombine çevrimlerde egzoz gazı ile sisteme beslenen suyun arasındaki en düşük sıcaklık farkıdır. ABC santralinde bu değer yaklaşık 40 °C olarak tespit edilmiştir. Minimum sıcaklık farkı (MSF) 10 K ile 50 K arasında değiştirilerek, kombine çevrim sistem performansı üzerine olan etkisi Şekil 5.5’de gösterilmiştir. Kombine çevrim gücünün ve veriminin yüksek olması isteniyorsa, MSF mümkün olduğu kadar düşük seçilmelidir. Fakat MSF’nin belirli bir değerin altında olmaması istenir. Çünkü, MSF’nin düşmesi atık ısı kazanı boyutlarını artırarak maliyetin büyümesine neden olacaktır. Bu yüzden maliyetin etkisi de dikkate alındığında daha gerçekçi değerlendirme yapmak mümkün olacaktır.



Şekil 5.5 : Kompresör basınç oranı ile kombine çevrim veriminin MSF’ye göre değişimi [25]

5.3. Yakıt Seçimi

Gaz türbininden elde edilen iş, kütle akışının yakılacak gazdaki ısı enerjisinin ve türbinde sıcaklık değişiminin çarpımıdır. Kütle akışı, kompresörün hava akışı ve yakıt akışının toplamıdır. Isı enerjisi yakıttaki elemanların ve yanma ürünlerinin fonksiyonudur. Doğalgaz gazyağından yaklaşık olarak %2 daha fazla enerji üretir. Bu doğalgazın yanma ürünlerinin özgül ısılarının daha yüksek olmasındandır, doğalgazın daha yüksek hidrojen/karbon oranından daha yüksek su buharı içeriği üretilmesinden meydana gelir. Bu etki, doğalgazın net kalori değerinin daha büyük olmasından dolayı doğalgazın kütle akışı gazyağının kütle akışından daha az olsa bile görülür [22].

ABC santralinde sistem doğal gazın yanında motorin ile de çalışacak şekilde dizayn edilmiştir. Fakat motorin doğal gaza göre pahalı bir yakıt olduğu için tercih edilmemektedir.

Aşağıda motorine ait hesaplamalar verilmektedir.

ABC santralinde günlük verilere göre 1.059 MWh elektrik üretimi olmaktadır; bu üretimin ise 714 MWh'ı gaz türbini tarafından üretilmektedir. MWh olan birimler denklemde kcal'a çevrilerek ifade edilmiştir. Hesaplamalar günlük değerler üzerinden yapılmıştır. Gaz türbininin ürettiği elektrik değerleri ve gaz türbini verimi sabit kalmak şartıyla sistemde motorin kullanılması durumuna ait sonuçlar aşağıda özetlenmiştir.

$$\text{Beslenen gaz miktarı} \times \text{Doğal gazın ısı değeri} \times \eta_k = \text{Üretilen enerji} \quad (5.1)$$

Denklem (5.1)'de gaz türbininde 714 MWh üretim değeri ve aynı verim değeri için harcanan motorin kütlesi motorin kütlesi 186.991,19 kg olarak bulunmuştur. Bu denklemde motorin ısı değeri 10.800 kcal/kg alınmıştır. Motorin kullanılması durumunda yakıt maliyeti ise 433.205,8 TL olarak hesaplanmıştır. Bu hesaplamada ise motorin birim fiyatı 2,20 TL/kg alınmıştır. Oysa doğalgazda aynı üretim ve verim değerleri için bu maliyet 130.189,31 TL'dir. Bu durumda motorinin kullanılması ekonomik görünmemektedir.

5.4.Yakıt Isıtma

Kombine çevrim enerji santrallerinin çoğu en yüksek verim için tasarlanmıştır. Bu santraller genelde bütünleşmiş gaz yakıtı ısıtıcıları kullanırlar. Toplam gaz sıcaklığını yanma sıcaklığına çıkarmak için yakıt akış hızı düşürüldüğü için ısıtılmış yakıt gaz türbininde daha yüksek verim meydana getirir. Yakıt ısıtma, artan hacim akış azalmasından dolayı gaz türbinin enerji üretimini düşürür. Genelde, yakıt için ısı kaynağı buhar çevrim besli suyudur. Çünkü gaz türbini yakıt ısıtma sisteminde bu enerjinin kullanılması termodinamik olarak avantajlıdır, kombine çevrim verimliliği yaklaşık olarak %0,6 iyileştirilebilir [22].

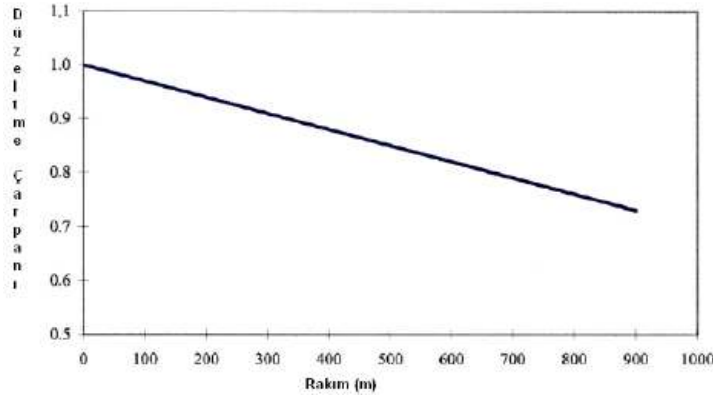
ABC santralinde yakıt ısıtma, Lp kazanından çıkan 5,5 bar 200 °C sıcaklığa sahip olan buhar ile 2 ısı değiştirici vasıtasıyla sağlanmaktadır. Bu işlem sonucunda gaz 40°C'ye kadar ısıtılmaktadır.

5.5. Hava Sıcaklığı ve Yer Yüksekliği

Gaz türbini performansı kompresöre giren havanın kütle debisini veya yoğunluğunu etkileyen herhangi bir şey tarafından değiştirilebilir. Her gaz türbini modelinin kendine has çevre sıcaklığı etkisinin eğrisi vardır, hava kütle debisi kadar çevrim parametrelerine ve bileşen verimine bağlıdır.

Rakım ve barometrik basınç için düzeltme daha doğrudur. Yer yüksekliği arttıkça hava yoğunluğunu düşer. Sonuçta oluşan hava kışı ve enerji üretimi orantılı olarak düştükçe, ısı oranı ve diğer çevrim parametreleri etkilenmez. Standart rakım düzeltme eğrisi Şekil 5.6'de verilmiştir [22].

ABC santrali deniz seviyesinden 800 m yükseklikte bir santraldir. Bu yüzden kurulu güce göre üretimi daha düşüktür.



Şekil 5.6 : Rakım düzeltme eğrisi

Gaz türbinleri sabit hacimli hava akışı ile çalışırlar, fakat ürettikleri güç havanın kütsel akışı ile belirlenir. Bunun sonucu olarak yoğunluğu daha fazla olan hava kütselinin türbine akması daha yüksek güç üretimi sağlayacaktır. Sıcak hava soğuk havadan daha az yoğundur ve daha az güç üretimine sebep olur. Ayrıca sıcak havanın sıkıştırılması soğuk havaya göre daha zordur. Bu durum ise havanın sistemden daha az elde edilebilir net enerji ile ayrılarak kompresörde daha fazla iş yapmasını gerektirir [26].

Gaz türbinlerinin verimini azaltan en önemli etkenlerden biri kompresörün türbinden çektiği yüksek miktardaki enerjidir ki bu çoğu zaman türbinin ürettiği enerjinin yarısından fazlasını oluşturur. Kompresör giriş havasının soğutulması ile kompresörün birim hava için harcadığı enerji azalacağı gibi yanma odasına giren çalışma maddesi miktarı artar. Bununla birlikte kapasite artışı ve verim

yükselmektedir. Böylece santralin yaz aylarında üretim kaybın azalması sağlanır [27].

ABC santrali yaklaşık 1 sene önce sisteme monte edilen evaporatif soğutma sistemine sahiptir. Böylelikle üretimde 2 MW'a varan üretim artışları elde edilmiştir. Soğutucu bölge iklimin kış aylarında soğuk geçmesinden dolayı bu mevsimde yaklaşık 6 ay süre ile sistemden çıkarılarak bakıma alınmaktadır. Yaz aylarında yaklaşık 35-38 °C dereceye çıkan ortam sıcaklıklarında hava soğutulmuş olarak üretimde artış sağlanmaktadır.

Sisteme soğutma uygulandığında ulaşılabilen güç artışı % 15 civarındadır. Soğutma daha fazla havanın türbine girmesine sebep olur böylelikle daha fazla güç üretilir. Genel olarak giriş havasının 15 °C'den 38 °C'ye yükselmesi kapasitenin % 27 oranında düşmesine sebep olur. Eğer giriş havası 6 °C'ye soğutulursa güç üretim kapasitesi standart kapasitenin % 73'ünden %110'una yükselecektir. Bu durumsa %40-%50 güç artışına tekabül etmektedir.

Gaz türbini kapasiteleri ISO tarafından tanımlanan % 60 izafi nem, +15 °C sıcaklık ve deniz seviyesinde verilmektedir. Diğer koşullardaki kapasiteler için doğrultma faktörleri üretici firmada mevcuttur. Genel bir yaklaşım olarak aşağıdaki faktörler kullanılabilir.

-Giriş havası sıcaklığında her 10 °C yükseliş %8 güç kaybına sebep olur.

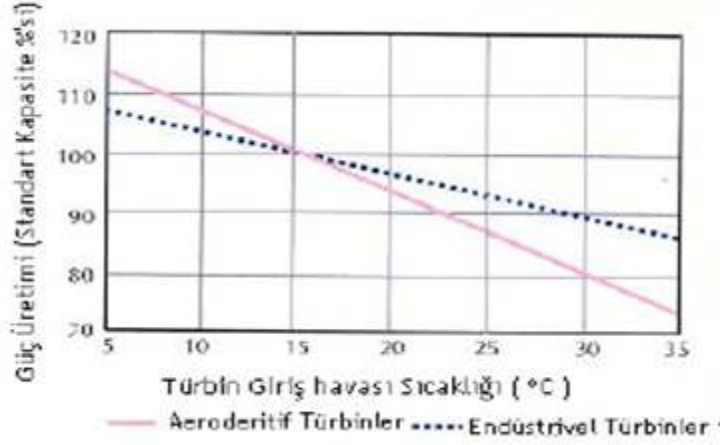
-Rakımda her 300 m yükseliş güç üretimini % 3,5 düşürür [22].

-Girişte filtre, susturucu, kanallardaki toplam her 1 kpa ek basınç kaybı güç üretimini % 2 düşürür.

-Çıkışta boyler, susturucu ve kanallardaki her 1 kpa basınç kaybı güç üretimini %1.2 düşürür.

Giriş havası soğutulması sisteme bazı yararlar sağlar.

Güç üretiminin artması: Hava sıcaklığının 15 °C'nin üstünde olduğu durumlarda gaz türbini güç kayıplarını önler ve azaltır. Ayrıca şekil'de gösterildiği üzere türbin giriş havasının 15 °C altına soğutulması standart gaz türbini güç üretim kapasitesinin üzerinde bir güç çıkışı alınmasını sağlar. Şekil 5.7'de türbin giriş havası sıcaklığının güç üretimine etkisi verilmiştir.



Şekil 5.7 : Türbin giriş havası sıcaklığının güç üretimine etkisi [26]

Yakıt verimliliğinin artması: Dizaynda belirlenen verimlilik ve ısı oranıyla karşılaştırıldığında hava soğutması sıcak havalarda yakıt verimliliğinin düşüşünü engeller. 15 °C den 38 °C'ye yükselen hava sıcaklığı ısı oranını da yükseltir. Bu durumda verimlilik % 4 düşer. Türbin giriş havasının 15 °C den 6 °C'ye düşmesi ise yakıt verimliliği yaklaşık %2 yükseltir.

Türbin ömrünü artırır: Türbinin düşük emiş havası sıcaklığında çalışması ömrünü artırır ve bakım masraflarını düşürür. Daha düşük ve sabit emiş havası sıcaklığı türbin ve parçalarındaki aşınmayı azaltır.

Kombine çevrim verimi artar: Düşük emiş havası sıcaklığı egzoz gazı sıcaklığını düşürür. Bu da ısı geri kazanım buhar jeneratörü kapasitesini düşürür. Ancak giriş havası miktarının artışı aynı şekilde egzoz gaz miktarını da artırmakta bu da sıcaklık düşümü dolayısıyla kaybedilen kapasiteyi fazlasıyla karşılamaktadır.

Kapasite artırım yatırımını geciktirir: Kazanılan ek kapasite gerekli yeni yatırımın geciktirilmesine olanak tanır.

Sistemin temel verimini artırır: Enerji kullanım yükünün az olduğu zamanlarda elektrik tahrikli chiller vasıtasıyla enerji depolanması sistemin toplam verimini artırır. Ayrıca gece çalıştırılan elektrikli chiller düşük kondenser sıcaklığı nedeniyle yüksek verimde çalışır. Sürekli olarak yüksek elektrik ve ısı üretimi amaçlanıyorsa enerji depolama değil sürekli çalışan sistemler kullanma zorunluluğu vardır.

Su/buhar püskürtülme ihtiyacını yok eder: Türbinin kütleli debisini artırmak ve NO_x emisyon miktarını düşürmek için su/buhar püskürtme uygulamaları yapılmaktadır. Ancak bazı durumlarda buhar püskürtülmesi türbin kapasitesini

düşürmekte yada CO emisyonunu artırmaktadır. Türbin giriş havası soğutma uygulaması sayesinde düşük giriş havası sıcaklığı elde edilmesi yanma gazı sıcaklığını düşürerek NO_x emisyon miktarını düşürür ve bu sayede NO_x kontrolü için su/buhar püskürtme ihtiyacı ortadan kalkar. Türbin giriş havası soğutma sistemi ayrıca CO emisyonu artışına yol açan çeşitli türbin/jeneratör kapasite artırma tedbirlerine de ihtiyaç bırakmaz ayrıca kontrol kolaydır ve karmaşık kontrol sistemlerinden bizi korur.

Güç üretimi miktarının önceden belirlenebilirliğinin iyileştirilmesini sağlar: Bazı türbin giriş havası soğutma teknolojileri, hava koşullarından bağımsız, potansiyel olarak minimum 6 °C' ye kadar istenen sıcaklıkta çalışmaya imkan verir. Bu teknolojiye sahip sistemler, güç çıkış miktarının önceden tahmin edilmesini kolaylaştırır ve gaz türbini kullanan güç üretim santrallerin üretim tahminlerinin yapılması için gerekli olan değişkenlerden biri olan havanın değişkenler listesinden elenmesini sağlarlar [26]. Sistemin diğer bazı faydaları da aşağıdaki gibidir.

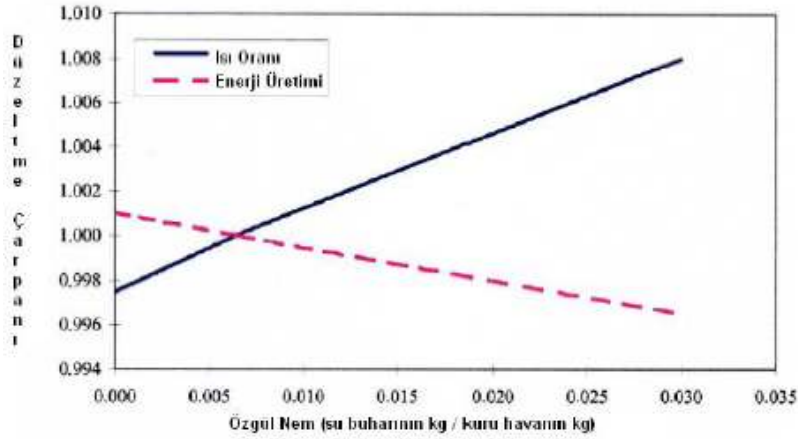
- Evaporatif media aynı zamanda havayı da filtre eder.
- Soğutucu bataryalar önemli miktarda suyu yoğunlaştırır ve bu su soğutma kulesi yada evaporatif kondenserler için kıymetli bir besleme suyudur.
- Basit bir sistemdir ve sadece gerektiğinde kullanılabilir.
- Genel sistem veriminin artması nedeniyle emisyon oranı düşer.
- Giriş havası sıcaklığı gerekli türbin kapasitesine uygun olarak kontrol edilebilir. Bu sayede kontrol amaçlı olan giriş yönlendirici vanası %100 açık tutularak, sistem basınç kaybından dolayı ortaya çıkan zarardan kurtulabilir.

Sistemin avantajlarının yanında bazı dezavantajları da vardır.

- Ek yer ihtiyacı ortaya çıkar ve sistemin ek bakım ihtiyacı olmaktadır.
- Giriş havasına konan batarya yada evaporatif medya basınç kaybına yol açar [26].

5.6.Nemlilik

Kuru havadan biraz daha yoğun olan nemli hava, Şekil 5.8'de gösterildiği gibi enerji üretimini ve ısı oranını dahi etkiler. Geçmişte bu etkinin önemsenmeyecek kadar küçük olduğu düşünülürdü. Bununla birlikte, gaz türbinlerinin artan büyüklüğü ve NO_x emisyon kontrolü için su ve buhar enjeksiyonunun kullanımıyla bu etkinin önemi artmıştır.



Şekil 5.8 : Nem etki oranı [22]

5.7.Giriş ve Egzoz Kayıpları

Girişe veya egzozda ısı geri kazanım cihazlarına hava filtrasyonu, susturucu, buğulu soğutma ya da soğutucu yerleştirmek sistemde basınç kaybına neden olur. Bu basınç kayıplarının etkileri tasarıma özgüdür. Genelde, kompresöre hava girişinde 10 mbar'lık düşüş (a) ısı oranı %0,4 artar (b) enerji üretimi %1,4 düşer ve (c) egzoz sıcaklığı 1 °C artar. Benzer şekilde, egzoz gaz çıkışında 10 mbar'lık basınç düşüşü (a) ısı oranı % 0,4 artar, (b) enerji üretimi 0,4 düşer ve (c) egzoz sıcaklığı 1 °C artar [22].

5.8.Hava Çekme

Bazı gaz türbini uygulamalarında, kompresörden hava çekmek cazip olabilir. Genelde, kompresör deşarj bloğundan bloğa veya üzerindeki borulamaya modifikasyon yapmadan kompresör hava akışının %5'ine kadar hava çekilebilir. Basınç ve hava sıcaklığı makinenin tipine ve yer koşullarına göre, makine ve yanma odası yapılandırmasına bağlı olarak, bloğa, borulamaya ve kontrollere bazı modifikasyonlar (iyileştirme) yaparak hava çekişi %6 ile 20 arasında mümkündür. %20'nin üzerinde hava çekişi türbin bloğuna ve ünite yapılandırmasına kapsamlı modifikasyonlar gerektirir. Pratik kural olarak, her %1 hava çekişi %2 güç kaybına neden olur [22].

5.9.Performans Bozulması

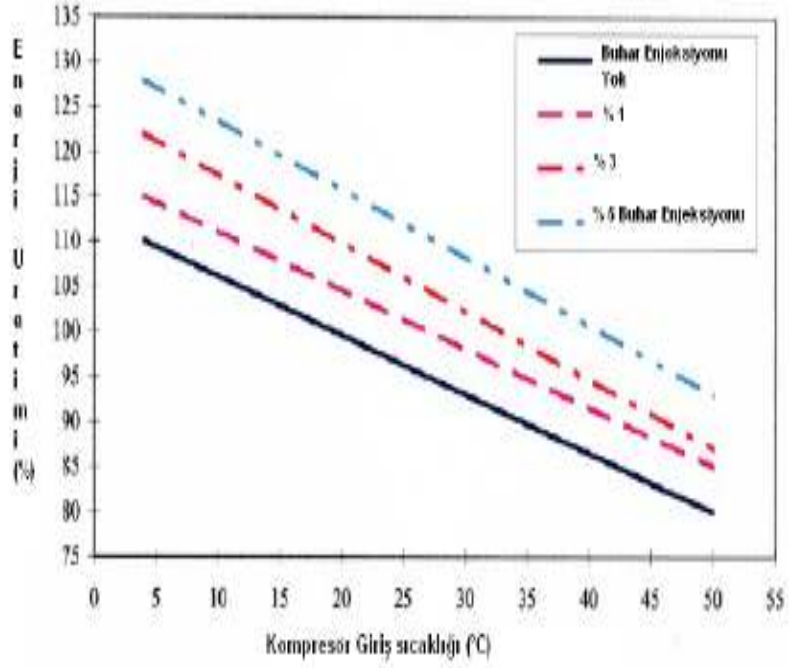
Bütün turbo makinelerde zamanla performans kaybı yaşanır. Gaz türbininde performans bozulması iyileştirilebilir veya iyileştirilemez olarak sınıflandırılır. İyileştirilebilir kayıp genelde kompresörde tortu oluşumuyla ilgilidir ve suyla yıkamayla kısmı olarak ya da, üniteyi açtıktan sonra kompresör kanatlarının ve kanatçıklarının mekanik olarak tamamen temizlenmesiyle düzeltilebilir. İyileştirilemeyen kayıplar genel olarak artan türbin ve kompresör boşluklarından ve yüzey tesviyesinin ve kanat dış hatlarının değişmesinden kaynaklanır. Çünkü bu kayıp elemanların verimliliğindeki azalmadan kaynaklanır, operasyonel prosedürler, dış temizlik ya da kompresör temizliğiyle iyileştirilemez, ancak sadece etkilenen parçaların tavsiye edilen kontrol zamanlarında değiştirilmesiyle iyileştirilebilir. Son saha tecrübeleri, sık çevrim dışı suyla yıkamanın sadece iyileştirilebilir kayıpları azaltmada etkili olmadığını aynı zamanda iyileştirilemeyen kayıp oranını azaltmada etkili olduğunu gösterir. Bu verilerden bir genelleme yapılabilir; kuru, sıcak iklimlerde yerleşik makineler nemli iklimdekilerden daha az bozulur [22].

5.10.Seyreltici Enjeksiyon ve Güç Artışı İçin Buhar ve Su Enjeksiyonu

NO_x emisyonları kontrolü için uygulanabilen düzenlemeleri karşılamak üzere genelde su ya da buhar enjeksiyonu kullanılır. Bu, su ya da buharı yanma odasına olarak gerçekleştirilir. Her bir gaz türbini yapılandırmasının yanma sistemini ve türbin kısmını korumak için su ya da buhar enjeksiyonu seviyesi limiti vardır. İstenilen NO_x seviyesini elde etmek için gereken su ya da buhar miktarına bağlı olarak enerji üretimi ilave kütle akışından dolayı artar. Şekil 5.11’de tipik gaz türbini için buhar enjeksiyonunun enerji üretimine etkisini gösterir.

Yanma odasına NO_x emisyonunu azaltmak için su veya buhar enjeksiyonu kütle akışını artırır ve böylelikle güç üretimi artar. Genelde, su miktarı NO_x gereksinimlerini karşılamak için işletme maliyetini ve muayene (bakım) aralıklarına olan etkiyi azaltacak şekilde kısıtlanır. Güç artışı için buhar enjekte edildiğinde, gaz türbininin kompresör deşarj bloğuna aynı zamanda yanma odalarına uygulanır. Üretime ve ısı oranına etkisi Şekil 5.9’da gösterilmiştir. Tipik olarak, gaz türbinleri yanma odalarına ve kompresör deşarjına buhar enjeksiyon miktarını kompresör hava akışının %5’i kadar olacak şekilde tasarlanmıştır. Güç artışı için su veya buhardan biri kullanıldığında, kontrol sistemi normalde makine tam yüke ulaşana kadar sadece

NO_x'un azaltılması için gereken miktar kadar kullanılması için tasarlanmıştır. Bu noktada, ilave buhar veya su yönetici kontrol tarafından kabul edilebilir [22]. ABC santralinde sisteme NO_x emisyonunu azaltmak için sisteme su/buhar enjeksiyonu yapılmamaktadır.



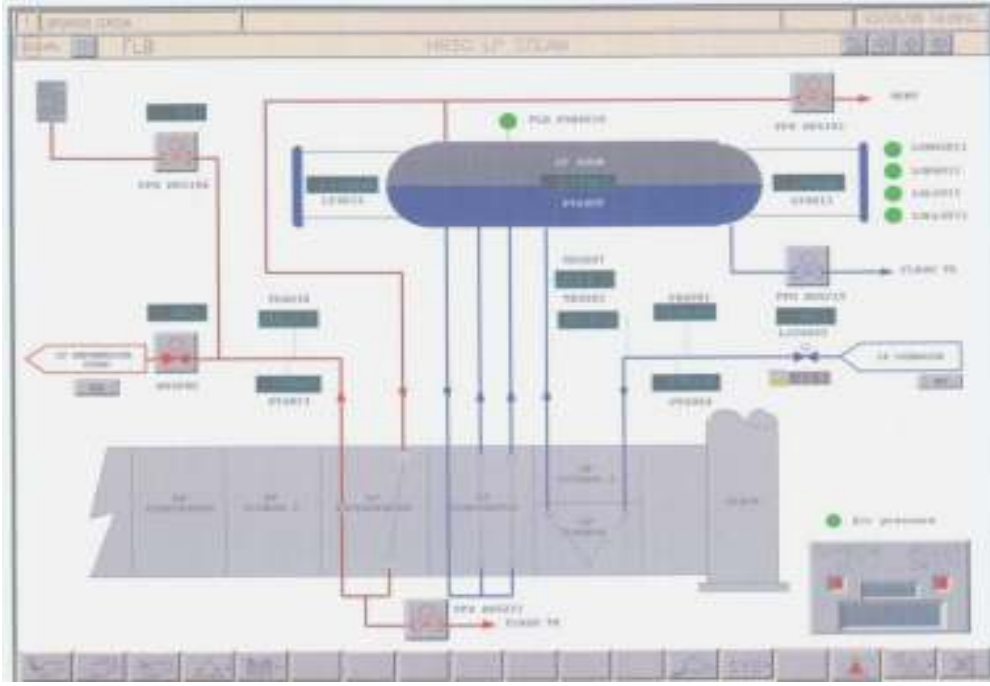
Şekil 5.9 : Buhar enjeksiyonunun enerji üretimine etkisi [22]

6.TESİSTE ISI ENERJİSİ İLE İLGİLİ ENERJİ TASARRUF OLANAKLARI

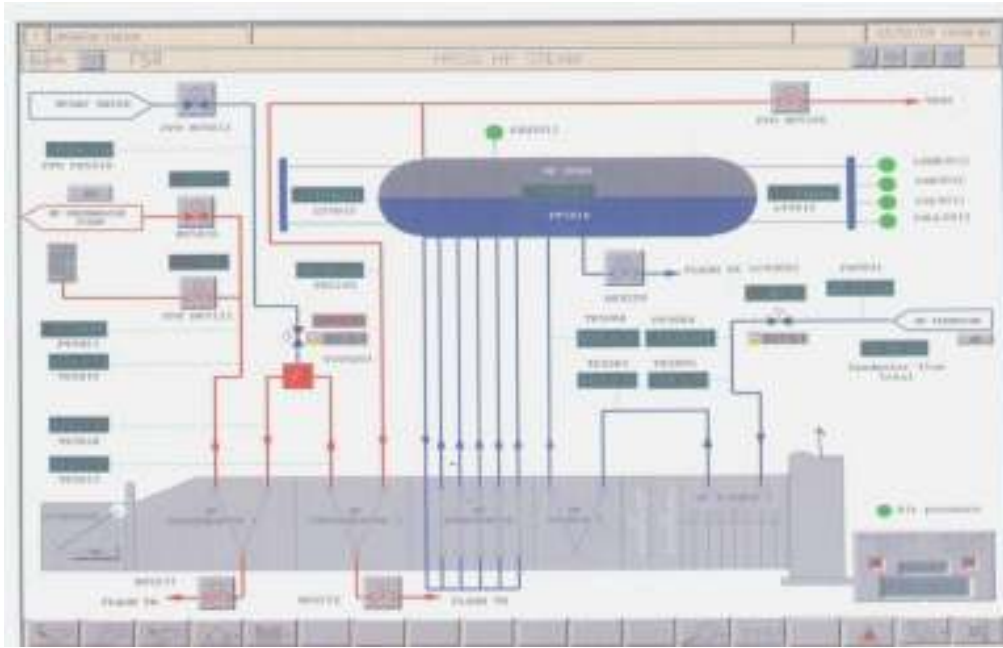
6.1.Atık Isı Kazanı Verim Hesabı ve Baca Gazı Analizi

ABC Santralında 75 ton/saat kapasiteli 1 adet Bobcock Wilbox/Espanola kazan bulunmakta olup 2 kademeli basınçta buhar oluşturularak buhar türbininde elektrik enerjisi üretilmektedir. Atık ısı kazanı sanayi tipi brülörlü kazanlardan farklı olarak yakıt girişi olmayan, gaz türbininin atık ısını kullanarak kızgın buhar elde etme prosesini sağlayan ekipmandır. Kazana gaz türbine yanma odasından gaz çıkış kanalı vasıtasıyla yaklaşık 540 °C ısıya sahip gaz girişi olmaktadır. Atık ısı kazanı 540 °C sıcaklığındaki egzoz gazı kütleindeki ısıyı su borularının içindeki demineralize suya aktararak kızgın buhar elde edilmesini sağlamaktadır. Kazan bacasından nihai olarak yaklaşık 130 °C’de gaz çıkışı olmaktadır. Bunun altındaki ısılarda gaz çıkışına izin verilmemektedir, çünkü bunun altındaki sıcaklıklarda yoğuşmalar meydana gelmekte ve ciddi korozyon problemlerine yol açmaktadır.

Atık ısı kazanı Lp ve Hp olmak üzere iki bölümden oluşmaktadır. Lp kısmında yaklaşık 13,5 t/h debide düşük basınç buhar, Hp kısmında ise yaklaşık 58 t/h debide yüksek basınçlı buhar elde edilmektedir. Her iki sistem de ekonamizör, evoparatör ve aşırı kızdırma bölümlerinden oluşmaktadır. Atık ısı kazanı bölümleri Lp ve Hp olmak üzere Şekil 6.1 ve 6.2’dede ayrıntılı olarak gösterilmiştir.



Şekil 6.1 : Lp kazanı



Şekil 6.2 : Hp kazanı

Atık ısı kazanı verimini hesaplamadan önce öncelikle sistemden atılan egzoz gazı miktarını hesaplamak gerekir. Doğal gaz için teorik atık gaz miktarı 1 m³ doğal gaz için 11.1 m³ olarak belirlenmiştir. Fazla hava oranı m ise denklem (6.1) yardımıyla hesaplanabilir.

$$m = \frac{21}{21 - O_2} \quad (6.1)$$

Yukarıda O₂ oksijen yüzdesi olarak, m fazla hava oranı olarak ifade edilmektedir [28]. Baca gazı verilerine göre oksijen oranı % 15 olduğuna göre; m=3,5 olarak bulunur.

Denklem (6.2)'den teorik hava gereksinimi miktarı A₀;

$$A_0 = 2,31 \times \frac{100}{21} \quad (6.2)$$

A₀=11 m³ olarak bulunur.

Denklem (6.3)'den gerçek toplam hava miktarı ise;

$$G = G_0 + (m-1) \times A_0 \quad (6.3)$$

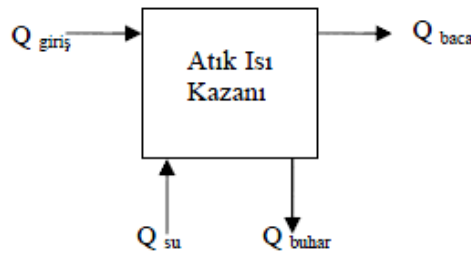
Şeklinde hesaplanmaktadır [28].

Burada teorik toplam atık gaz miktarını daha önce hesap etmiş olduğumuz 11.1 m³ olarak alır ve baca gazındaki O₂ yüzdesinin de 15 olarak ölçüldüğünü varsayarak denklem (6.3)'den örnekleme yapacak olursak egzoz gazı miktarı;

G = 38,6 m³ olarak bulunur.

Hesaplamalara göre ABC tesisi 1 m³ doğalgaz için 38,6 m³ atık gaz üretir. Tesiste doğal gaz yaklaşık 12000 m³/h idi. Buna göre atık ısı kazanına gönderilen egzoz gazı miktarı 463.200 m³/h olarak bulunur.

Atık ısı kazanı verimi, kazanda kullanılan yararlı ısının kazanda harcanan ısıya oranıdır ve denklem (6.4) yardımıyla hesaplanmaktadır[23]. Kazanın çalışma şeması Şekil 6.3'de gösterilmektedir.



Şekil 6.3 : Atık ısı kazanı yararlı ve harcanan ısılar [23]

$$\eta_{\text{kazan}} = \frac{m_{\text{su}} (h_{\text{buhar}} - h_{\text{su}})}{m_{\text{egzoz}} \times c_{\text{egzoz}} (t_{\text{egzoz}} - t_{\text{baca}})} \quad (6.4)$$

Denklem (6.4)'de kazan veriminin hesaplanmasında kullanılan değerler; sırasıyla Hp ve Lp kazana giren besleme suyu debisi $m_{su}=58.800$ kg/h ve 13.500 kg/h, kazana giren egzoz gazı $m_{egzoz}= 463.200$ m³/h, sırasıyla Hp ve Lp kazandan çıkan buhar entalpisi $h_{buhar}=808,13$ ve $677,79$ kcal/kg, sırasıyla Hp ve Lp kazana giren besleme suyu entalpisi $h_{su}= 88,18$ ve $85,98$ kcal/kg, $t_{egzoz}=540$ °C, $t_{baca}=130$ °C, $c_{egzoz}= 0,33$ kcal/m³'dür. Bu veriler denklemde yerine koyulacak olunursa, $\eta_{kazan}=0,8$ olarak bulunur.

Baca gazı analiz raporuna ait sonuçlar aşağıda verilmiştir. Analiz raporundaki ölçüm sonuçlarına göre türbinlerde tam verimli bir yanma gerçekleşmektedir. Daha sonraki bölümlerde de anlatılacağı üzere türbin, hava oranını otomatik olarak ayarlamaktadır. Türbinlerde yanma odasında çok yüksek sıcaklıklarda bir yanma olduğu için NO oluşumu gözlenmektedir. Baca gazındaki emisyon miktarları ve diğer değerler aşağıda verilmiştir.

Çizelge 6.1 : ABC santrali anlık baca gazı değerleri

CO ppm	0
O ₂ %	15,01
NO mg/m ³	178,23
NO ppm	133,01
Hız m/s	23,6
Sıcaklık °C	130

6.2. Hava Yakıt Oranı

Sistemde kullanılan gaz türbini kompresörü, havayı 1:10 oranında sıkıştırarak yanma odasına gönderir. Bu sistem tasarımı alakalı olduğundan bu bölümdeki basınç set değerinin değiştirilerek yanma odasında daha yüksek basınçlı dolayısı ile daha fazla hava yollanması işlemi üretici firma tarafından yapılabilmektedir. Dolayısı ile yanma odalarındaki hava yakıt oranını dışarıdan müdahale ile ayarlamak mümkün değildir. Sadece türbin üreticisi firmaların yetkilileri tarafından bu oranda değişiklik yapılabilmektedir.

ABC Santrali'nde kullanılan kazan atık ısı kazanı olması sebebiyle gaz türbin egzozundan çıkan yüksek ısılı atık gaz ile enerji girişi sağlanmakta olup bir yakıt

girişi bulunmamaktadır; dolayısıyla bir hava / yakıt oranından bahsetmek mümkün değildir.

Mevcut durumda kullanılan havanın, teorik hava miktarına bölünmesiyle elde edilen değer hava fazlalık katsayısı olarak isimlendirilir. Baca gazında ölçülen O₂ değerlerine bağlı olarak aşağıdaki denklem yardımıyla fazla hava oranı hesaplanır [29]. İnceleme yapılan tesiste fazla hava oranı;

$$\text{Fazla Hava Oranı (\%)} = \left[\frac{O_2}{21 - O_2} \right] \times 100 \quad (6.5)$$

O₂= Oksijen hacimce % = 15 %

Fazla Hava Oranı (%)= 250 %

6.3. Yalıtım

Yalıtım/İzolasyon binalarda/tesisatlarda ısı kaybını önlemek/minimuma indirmek amacıyla yapılan işlemlerdir. Isı tasarrufu/yalıtımı enerjiyi verimli ve etkin kullanmak açısından çok önemlidir. Yalıtım fazla yatırım maliyeti gerektirmemekle birlikte, kendisini kısa sürede geri ödeyebilen, enerji tasarrufu yöntemlerinden biridir.

Sanayinde yalıtım uygulamaları borularda, tanklarda ve proses elemanlarında olan istenmeyen ısı kayıplarını azaltılması ve çok yüksek yüzey sıcaklığı olan yerlerde çalışan personelin emniyetinin sağlanmak amacıyla yapılır. Bu yalıtım uygulamaları; tesis yalıtımı (kazan dairesi, tank, kanal, baca, ve fırın yalıtımı) boru sistemlerinin yalıtımı, bina yalıtımını kapsar [29].

Boru ve bina yalıtımı dışında kalan, kazan dairesi, tank, kanal, baca ve fırın yalıtımlarını tesis yalıtımı uygulamaları içinde yer alır. Tesis yalıtımındaki amaç aşırı ısınmanın, istenmeyen ısı kayıplarının, gürültünün, terlemenin, donmanın, önüne geçerek enerji tasarrufu yanında tesisin işletme güvenliğini de sağlamaktır. Kazan yalıtımında ilk hedef ortama olan ısı kaybını azaltmak için kazan dış yüzeylerinin yalıtılması sonucu, sıcak akışkanın özelliklerinin istenilen seviyede tutulmasını sağlamak ve yüzey kayıplarını düşürmek, ikinci hedef ise; yanma odası ve bacada çok yüksek sıcaklıklarda gazlarla temas eden yüzeylerin yalıtılarak korunmasıdır. Burada önemli olan amaca yönelik uygun malzemeyi seçmek gerekir. Kazan

örneğinde ilk hedefe yönelik uygulama için cam yünü, kaya yünü gibi mineral esaslı yalıtım malzemeleri kazan gövdesinin dış yüzeyine kaplanır, bu malzeme üzerine saç levhalar kaplanarak korumaya alınır. Yalıtım malzemesine karar verildikten sonra montaj doğru bir şekilde yapılmalıdır çünkü tesis yalıtımında diğer yalıtım uygulamalarında olduğu gibi değişiklik yapmak oldukça zordur [30].

Boru yalıtımı; vana ve flanşlar dahil olmak üzere tüm boruların kaçakları önlenerek uygun yalıtım malzemeleri ile izolasyonunu kapsar. Yaygın boru izolasyon malzemesi olarak kauçuk köpüğü, cam-yünü, polietilen köpük, perlit ve flex türü malzemeler kullanılmaktadır. Bu malzemeler prefabrike olup, çeşitli çaplardaki borulara hemen uygulanabilecek şekilde hazır olarak piyasada bulunmaktadır. Buhar borularındaki diğer önemli bir ısı kaybı da izole edilmemiş flanş, vana ve fittingsten kaynaklanır. Çizelge 6.2’de, durgun bir ortamdaki borularda bulunan flanş ve vanalardan olan ısı kaybı, eşdeğer boru uzunluğu olarak verilmiştir. Bu kayıpların önlenmesi için prefabrike izolasyon malzemesi üretilmektedir veya özel olarak yapılmış kutular kullanılabilir. Ancak bu izolasyon, elemana kolayca ulaşılabilecek biçimde sökülebilir olmalıdır [29]. Çizelge 6.2’de vana ve flanş eşdeğer boru ısı kayıp değerleri verilmiştir.

Çizelge 6.2 : Vana ve flanş eşdeğer boru ısı kayıp değerleri [31]

Parça	DN	Boru Sıcaklığı		
		50 °C	100 °C	300 °C
Flanş Çifti	25	0,2 m	0,4 m	1,0 m
	100	0,5 m	1,0 m	2,5 m
	300	1,5 m	3,0 m	7,0 m
Vana	25	0,5 m	1,0 m	2,5 m
	100	1,2 m	2,5 m	7,0 m
	300	3,0 m	6,0 m	12 m

İzolasyon kalınlığının artması ile ısı kaybının azalması sağlanamaz. Dolayısı ile izolasyonu fazla arttırmanın yararı yoktur. Bu kavram ekonomik izolasyon kalınlığı ile belirlenir. Ekonomik açıdan bu değer yatırım maliyeti ile yakıt tasarrufu karlılığı arasındaki optimum faydanın sağlandığı izolasyon kalınlığına karşı gelmektedir [29]. Santralde atık ısı kazanına ait tüm ekipmanlar, ana kazan gövdesi ve kazan bacası da dahil olmak üzere tüm sistemler yalıtılmıştır. Türbin çıkış sıcaklıkları çok yüksek

değerlerde olduğundan buradaki ısının maksimum oranlarda değerlendirilebilmesi ve ısı kaybının en aza indirilebilmesi için yüksek sıcaklıklara dayanıklı olmasından dolayı buhar hatları ve diğer sıcak yüzeylerde minimum 125 kg/m² yoğunluğunda taş yünü ile izolasyon sağlanmıştır. Su hatlarında ise cam yünü kullanılmıştır. Kazana ait vana, pompa, filtre ve benzeri ekipman standartlara uygun şekilde kaya yünü ve cam yünü gibi malzemelerle izole edilmiş ve bütün izolasyonlar gofrajlı alüminyum ile kaplanmıştır. Yapılan bu yalıtım sonucu kazan yüzeyinden, buhar hatlarından ve su hatlarından mümkün olan en düşük ısı kaybı oranları elde edilmiştir. ABC Santralında sıcak yüzeyler, buhar ve su hatları standartlara uygun şekilde yalıtılmıştır. Yüzeyin veya hattın özelliklerine göre gerekli kalınlıklarda kaya yünü veya cam yünü uygulanmış, bu uygulamanın üzeri de gofrajlı alüminyum ile kaplanarak en üst düzeyde yalıtım sağlanarak enerji kaybının önüne geçilmiştir. Fakat yapılan incelemeler sonucunda bir kaç hatta, vana ve flanşta yalıtımsız yerlere rastlanmıştır.

ABC tesisinde tespit edilen yalıtımsız yerler, sıcaklıkları ve özellikleri:

-Mp kolektör borusu 250 °C DN 250 °C

-Gaz türbini gaz eşanjör çıkışı 3 adet vana 2 metre izolasyonsuz boru DN 300 90 °C

-Lp destek DN 100 160 °C

-Drain vanaları adet DN 100 180 °C

Isı kayıp denklemi denklem (6.6) ve (6.7)'de gösterilmiştir [32].

$$Q_{\text{yalıtımsız}} = \frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^3 \quad (6.6)$$

$$Q_{\text{yalıtlı}} = \frac{2\pi L(T_1 - T_2)}{\frac{1}{r_1 h_1} + \frac{1}{k_1} \ln \frac{r_2}{r_1} + \frac{1}{k_2} \ln \frac{r_3}{r_2} + \frac{1}{r_2 h_2}} \quad (6.7)$$

Denklem (6.6) ve (6.7)'de silindir içi akışkan ile yüzey arası ısı taşınım katsayısı $h_1=300 \text{ W/m}^2\text{C}$, silindir dışındaki hava ile dış yüzey arası ısı taşınım katsayısı $h_2=15 \text{ W/m}^2\text{C}$, boru malzemesi ısı iletim katsayısı $k_1=120 \text{ W/m}^2\text{C}$, yalıtım malzemesi ısı iletim katsayısı $k_2= 0,04 \text{ W/m}^2\text{C}$ değerindedir.

Çizelge 6.4’de tesiste bulunan yalıtımsız yerler, boru tipleri sıcaklıkları ve hesaplanan ısı kayıpları verilmiştir. Çizelge 6.3’de ise farklı çaplardaki boruların yalıtımlı yarıçap uzunlukları verilmiştir.

Çizelge 6.3 : Farklı çaplardaki boruların yalıtımlı yarıçap uzunlukları

r ₁ DN100	0.0504m	boru iç yarıçapı	Yalıtım kalınlığı	Yalıtımlı yarıçap
r ₂ DN100	0.054m	boru dış yarıçapı	0.1 m	r ₃ = 0.154
r ₁ DN250	0.1302m	boru iç yarıçapı		
r ₂ DN250	0.1365m	boru dış yarıçapı	0.1 m	r ₃ = 0.2365
r ₁ DN300	0.15485m	boru iç yarıçapı		
r ₂ DN300	0.16195m	boru dış yarıçapı	0.1 m	r ₃ = 0.26195

Çizelge 6.4 : Tesiste tespit edilen yalıtımsız yerler ve ısı kayıpları

Ad	DN	Sıcaklık C	Q(W) Yalıtımsız	Q (W) Yalıtımlı
Mp kolektör 0.5 m	250	300	1.721	62,9
Mp kolektör Flanş	250	300	20.652	754,8
Gaz türbin 3 adet vana	300	90	18.796,5	653,4
Gaz türbin 2 m boru	300	90	2.088.5	72,6
Lp drain vanaları 3 adet	100	180	10.713	499,4
Lp destek 1.1 m	100	160	765,16	36,67
Lp destek flanş	100	160	2.573,7	123,4
Toplam			57.309	2.203,17

Tasarruf miktarı = 57,309 – 2,203 = 55.106 kW =47382.63 kcal/h

Doğalgaz ısıl değeri = 8250 kcal/m³

Doğalgaz fiyatı= 0,74 TL/m³

Yıllık Mali Tasarruf (YMTa) aşağıdaki gibi olacaktır;

YMTa = 47.382,63 kcal/h x 24 x 360 x 0,74 TL/m³ / 8250 kcal/m³

YMTa = 36.720,67 TL

Bina yalıtımı ise TS 825'te belirtilen ısı iletim katsayılarına göre belirlenir. İyi bir bina yalıtımı gerçekleştirilirse yaz aylarında soğutma sisteminin, kış aylarında ise ısı ısıtma sisteminin kapasitesi düşecek, dolayısıyla enerji tasarrufu sağlanacaktır [29].

6.4. Isı Geri Kazanımı

Sistemde kullanılan Bobcock kazan tamamıyla atık ısının kazanımı için kurulmuştur. Türbin çıkış sıcaklıkları çok yüksek değerlerde olduğu için kazanda yüksek basınçta buhar elde edilmekte ve bu buhar, buhar türbininden elektrik eldesinde kullanılmaktadır.

Ayrıca sistemde düşük basınçta da buhar üretilmekte ve bu buhar sisteme giren kazan sularının sisteme girmeden önce belli değerlere kadar ısıtılması işleminde kullanılmaktadır. Kazana alınan suyun ön ısıtılma işleminin nedeni suyun aniden yüksek sıcaklıklarla karşı karşıya kalarak sisteme zarar vermemesi içindir. Bu işlem kazandan elde edilen Lp buharın bir kısmı ve flash tank dediğimiz yapıdan elde edilen buhar ile gerçekleştirilmektedir. Kazan suyunun içindeki bazı mineraller yüksek sıcaklıkta çözünürlüklerinin değişmesi sonucu suyun içerisinde tortulaşmalar ve kazanda ısı transferini azaltarak verimin düşmesine sebep olurlar. Bu nedenle kazana iletkenliği düşük besi suyu verilmelidir. Kazan suyunda oluşan tortular temizlenmezse kireç taşı oluşumuna neden olur. Kazan içerisindeki suyun bir miktarının belli aralıklarla boşaltılmasına “ blöf ” adı verilir. Atık ısı kazanlarında da blöf yapılmaktadır ve buradan oluşan ısının geri kazanılması için flaş tank kullanılmaktadır. Santralde 1500 kg/h debisinde blöf olmaktadır. Santral kontrol binası bu sistem kullanılarak ısıtılmakta ve atık ısı kazanının atık ısısından da yararlanılmaktadır. Ayrıca ABC santralinde yine bu sistem yakıt ısıtmakta kullanılmaktadır.

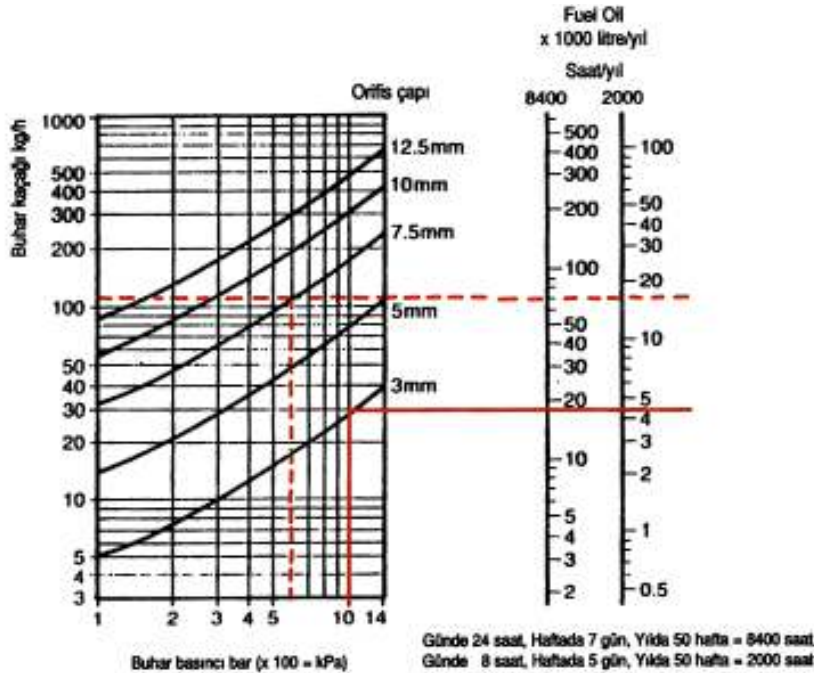
6.5. Buhar Kapanları

İşletmelerde enerji sarf edilerek üretilen buharın ısı veriminden yararlanmak gerekir. Ancak, buhar sistemlerinde çeşitli nedenlerden ısı kayıpları meydana gelir ve böylece buharın bir kısmı kondense (suya) dönüşür. Bu kondens, sistemin sıcaklığını düşürür, koç darbelerine neden olur. Sistemin ısı veriminden azami oranda yararlanmak için buhar tesisatlarında kondenstoplar kullanılır. Buhar yoğunlaşırken buharlaşma

entalpisi açığa çıkar. Kondens, sadece doymuş suyun entalpisini içerir. Azami ısı iletimini sağlamak için kondensin buhar hacminden çıkartılması gerekmektedir. Buharla beraber olan, ısı iletimini engelleyen hava ve diğer gazların da tahliye edilmesi gerekmektedir. Kondenstoplar; hava, gaz ve kondensi (suyu) otomatik olarak tahliye eden fakat buharı tutan cihazlardır [33].

Çeşitli nedenlerden dolayı kondenstoplarda problem olabilir. Kondenstop kapalı durumda kalırsa buhar çekişi aniden azalacaktır. Kondenstop, tam açık veya kısmen açık durumda arızalı ise buhar sarfiyatı devam edecek ve bu durum gereksiz buhar kaybına dolayısıyla enerji kaybına neden olacaktır.

Şekil 6.4’de diyagramda da görüleceği üzere, arızalı, buhar kaçıran bir kondenstopun işletmeye verdiği zarar büyük boyutlardadır.



Şekil 6.4 : Basınca değişimine göre buhar kaçağı miktarı[34]

ABC Santrali’nde kombine çevrim santrali olması nedeniyle sıcak su ve buhar kullanımını son derece önemlidir. Gaz türbin egzozundan çıkan yüksek ısı enerjili gaz atık ısı kazanında kızgın buhar oluşumunda kullanılır ve buhar hatlarıyla buhar türbinine ulaştırılır. Kızgın buhar enerji transferinde büyük rol oynar. Buharın bu denli önem taşıdığı sistemde buhar kapanları da son derece önemli bir yere sahiptir. ABC Santrali’nde toplam 3 adet şamandıralı kondenstop bulunmaktadır. Bu tip kondenstoplar kondensi oluştuğu anda tahliye etmesi nedeniyle verimleri yüksektir.

Düşük ve yüksek kondens kapasitelerini buhar kaçağı olmaksızın tahliye eder. Mevcut sistemde yapılan gözlemlerde buhar kapanlarında kaçak olmadığı tespit edilmiştir.

6.6. Kondens Geri Kazanımı

Santralde proseste demineralize (saf) su kullanımı yapılmaktadır. Yardımcı tesislerden biri olan demineralize su tesisinde hazırlanan bu su hazırlama prosesinden dolayı oldukça yüksek maliyetlidir; dolayısıyla tesis mümkün olduğunca su sarfiyatının önüne geçmek ve kondensin geri kazanılmasını sağlamak amaçlı olarak dizayn edilmiştir. Proses şemasında ve kazanın çalışma prensibine ait şemalarda kondens dönüşleri gösterilmektedir. Buhar türbininden çıkan çürük buhar olarak adlandırılan su-buhar karışımı, su soğutmalı kondenserde yoğunlaştırılarak kondens tankına biriktirilir ve buradan da pompalar vasıtası ile kazana tekrar geri basılır. Böylelikle demineralize su kaybının minimum seviyelerde gerçekleşmesi sağlanır.

7.TESİSTE ELEKTRİK ENERJİSİ İLE İLGİLİ ENERJİ TASARRUF OLANAKLARI

7.1.Elektrik Dağıtım Sisteminin İncelenmesi

ABC Santrali'nde bir çok gerilim seviyelerinde elektrik sistemleri bulunmaktadır. Santraldeki türbinler ve yardımcı sistemlerin çalışması için pompa, motor vs. tüketim birimlerinin elektrik enerjisi ihtiyacını sağlamak için alçak gerilim sistemine ihtiyaç duyulmaktadır. Motorlar, aydınlatma sistemi, ısıtıcılar ve bunun gibi sistemlerin beslenmesi için 34,5 kV baraya bağlı trafosu ile 0,4 kV seviyesinde elektrik elde edilmektedir. Türbin jeneratörlerinde üretilen elektrik 11 kV seviyesindedir. Santralde 34,5 kV seviyesinde arabalı kesicilerden oluşan bir şalt tesisi bulunmaktadır.

7.2.Üretilen Elektriğin Birim Maliyet Analizi

Botaş'ın resmi internet sitesinden alınan kesintisiz doğalgaz birim fiyatlarına göre birim elektrik üretim maliyeti aşağıdaki Çizelgede hesaplanan değerlerdedir. Birim üretim maliyetinde gaz tüketiminin maliyete etkisi 2008 yılında aşağıdaki gibi oluşmuştur. Elektrik maliyetinin yaklaşık %81'lik kısmını doğalgaz tüketimi oluşturmaktadır.

Kömür, fuel-oil, linyit ve doğalgaz gibi fosil yakıtlarla çalışan santrallerde birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin önemli bir kısmını yakıt maliyeti oluşturmaktadır. Bu nedenle, yıllık yakıt maliyetinin ve birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içindeki yakıt maliyetinin payının bulunması gerekir. W_k , kombine çevrim gücünü, L_f bir değere getirilmiş ortalama şebeke yük faktörünü göstermektedir. L_f , santralin bir yıl boyunca ürettiği elektriğin, o yıl içerisinde tam kapasite ile çalışması durumunda üreteceği elektriğe oranıdır. L_f yıldan yıla değişmektedir. ABC santrali için bu oran yıllık 0.83 olarak bulunmuştur. Bu değer aylık üretim miktarlarına göre de hesaplanabilir. L_f değeri yıllık hesaplanabileceği gibi aylık değerler üzerinden de hesaplanabilmektedir. ABC Kombine çevrim santralinde aylık olarak hesaplanan L_f değerleri Çizelge 7.1'de verilmiştir [21].

Çizelge 7.1 : ABC santrali aylar itibariyle üretim ve yük faktörü bilgileri

Aylar	W _k xAylık çalışma saati kWh	L _f
Ocak	41.292	0,973221
Şubat	38.628	0,975728
Mart	41.292	0,878838
Nisan	39.960	0,94323
Mayıs	41.292	0,951548
Haziran	39.960	0,843901
Temmuz	41.292	0,875029
Ağustos	41.292	0,896284
Eylül	39.960	0,892828
Ekim	41.292	0,612314
Kasım	39.960	0,504247
Aralık	41.292	0,659586

Aylık elektrik üretimi E olarak alınırsa;

$$E=8760 \times W_k \times L_f \quad (7.1)$$

H_u kullanılan yakıtın alt ısıl değeri, η_k kombine çevrim verimi, F (tl/kg) yakıt fiyatı olmak üzere aylık yakıt maliyeti (C_f) denklemden hesaplanabilir [21].

$$C_f = \frac{8760 \times W_k \times L_f \times F}{H_u \times \eta_k} \quad (7.2)$$

$$g_f = \frac{C_f}{E} = \frac{F}{H_u \times \eta_k} \quad (7.3)$$

Hesaplamalarda yakıt olarak doğalgaz seçilmiş ve doğalgazın birim fiyatı da aylık değerler üzerinden alınmıştır. Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içerisindeki yakıt maliyetlerinin payı g_f ; yıllık yakıt maliyeti yıllık elektrik enerjisi üretim miktarına bölünerek bulunabilir [21].

$$g_f = \frac{C_f}{E} = \frac{F}{H_u \times \eta_k} \quad (7.4)$$

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti (g); birim elektrik enerjisi üretim maliyeti içindeki sabit yatırım, bakım, onarım maliyetlerinin payı ve yakıt maliyetlerinin payının toplamından oluşmaktadır. ABC santrali için g_k değeri yetkililerce 0,025 tl/kWh olarak verilmiştir.

$$g=g_k+g_f$$

(7.5)

Yıllık ABC santrali için yapılan hesaplamalarda L_f değeri 0,83 olarak bulunmuştur. Diğer maliyet hesapları da yukarıda maliyet denklemleri yardımıyla hesaplanmıştır. Çizelge 7.2'de verilmiştir.

Çizelge 7.2 : ABC santrali aylara göre birim elektrik maliyeti

Gaz tüketimi	Net üretim E	Verim %	BOTAŞ F	Doğal gaz maliyet C _f	Bakım onarım g _k	Toplam	Elektrik birim fiyat g _f	Elektrik birim fiyat g
Gcal	Gcal	%	TL/sm ³	TL	TL/ay	TL/ay	Kr/kWh	Kr/kWh
77.698,82	34.553,96	0,4447	0,460302	4.335.142	1.004.656	5.339.798	10,78763	13,28763
72.123,49	32.407,92	0,4493	0,460302	4.024.071	942.260,3	4.966.331	10,67664	13,17664
69.546,06	31.202,90	0,4486	0,460302	3.880.266	907.224,3	4.787.490	10,69269	13,19269
71.573,65	32.408,84	0,4528	0,460302	3.993.393	942.287	4.935.680	10,59495	13,09495
74.538,02	33.784,44	0,4532	0,460302	4.158.788	982.282,5	5.141.070	10,5845	13,0845
65.262,91	28.995,94	0,4442	0,501729	3.969.006	843.057	4.812.063	11,76968	14,26968
69.344,81	31.067,68	0,4480	0,501729	4.217.248	903.292,8	5.120.541	11,67188	14,17188
70.799,51	31.822,32	0,4494	0,602075	5.166.863	925.234	6.092.097	13,96096	16,46096
68.096,71	30.677,04	0,4504	0,602075	4.969.616	891.935	5.861.551	13,92931	16,42931
47.570,23	21.740,03	0,4570	0,631577	3.641.729	632.091,3	4.273.820	14,40349	16,90349
40.277,99	17.325,62	0,4301	0,776776	3.792.361	503.742,5	4.296.104	18,82093	21,32093
53.747,98	23.418,44	0,4357	0,776776	5.060.623	680.891	5.741.514	18,58089	21,08089

7.3.Motorlar

ABC santralının bir enerji santrali olması sebebiyle motorları da kapsayan yardımcı üniteler genelde %100 yedekli olarak çalışan motorlardan oluşmaktadır. Kumanda sistemleri ile üniteler izlenmekte ve motorlardan birinin arıza yapması durumunda derhal yedek motor devreye girerek tüm yükü üzerine almaktadır.

7.3.1.Yüksek verimli motor kullanılması

Üretilen elektriğin yaklaşık yarısı, sanayi sektöründe kullanılanın ise yaklaşık üçte ikisi motorlar tarafından tüketilmektedir. Bu da sanayide yüksek verimli motor kullanımının enerji maliyetlerinin düşürülmesinde ne kadar önemli olduğunu gösterir [35].

Avrupa Elektrik Makineleri ve Güç Elektroniği İmalatçıları Komitesine (CEMEP) göre 3 fazlı AC asenkron sincap kafesli motorlar için verim sınıfları:

EFF1= Yüksek verimli

EFF2= Verimi iyileştirilmiş

EFF3= Düşük verimli

EFF1 tasarruflu motorlar yüksek verimlilikleri ile ön plana çıkmaktadırlar. Bu tip motorlara yapılan yatırım kısa sürede kendini amorti eder. Motor satın alırken işletmede oluşacak enerji masrafları dikkate alınmalıdır. Bir motorun çalışma süresindeki toplam masrafların % 97 sini enerji giderleri oluşturmaktadır. Geriye kalan % 3 lük kısım ise satın alma montaj ve bakım masraflarıdır. Çizelge 7.3'de 2 ve 4 kutuplu motorlar için verim sınıfları verilmiştir.

Çizelge 7.3 : 2 ve 4 kutuplu motorlar için verim sınıfları

kW	2 kutup motorlar		4 kutup motorlar	
	EFF2	EFF1	EFF2	EFF1
1,1	76,2	82,8	76,2	83,8
1,5	78,5	84,1	78,5	85
2,2	81	85,6	81	86,4
3	82,6	86,7	82,6	87,4
4	84,2	87,6	84,2	88,3
5,5	85,7	88,6	85,7	89,2
7,5	87	89,5	87	90,1
11	88,4	90,5	88,4	91
15	89,4	91,3	89,4	91,8
18,5	90	91,8	90	92,2
22	90,5	92,2	90,5	92,6
30	91,4	92,9	91,4	93,2
37	92	93,3	92	93,6
45	92,5	93,7	92,5	93,9
55	93	94	93	94,2
75	93,6	94,6	93,6	94,7
90	93,9	95	93,9	95

Enerji tasarrufu= Motor gücü (Kw) x Yük faktörü x İşletme saati((1/V₁)-(1/V₂)) (7.6)

Yıllık kazanç=Enerji tasarrufu x Enerji fiyatı (7.7)

Çizelge 7.4 ve 7.5'te buhar türbini ve gaz türbini için tasarruf miktarları verilmiştir.

“*” simgesi ile işaretlenen motorlar yedeklidir.

Çizelge 7.4 : Buhar türbini motorlar tasarruf miktarı

Makinanın adı	Güç kW	Verim sınıfı	Tasarruf (kWh/yıl)	YMTa TL	Yatırım tutarı TL	Geri ödeme süresi (yıl)
Condenser pompası*	37	EFF2	3.681,9	567	2.250	3,9
Filtrasyon pompası	18.5	EFF2	2.576,5	396,8	1.137	2,8
Sirkulasyon pompası	75	EFF2	5.564,9	857	4.225	4,9
Auxiliary soğutma suyu pompası*	21.5	EFF2	2.944,8	453,5	1.346	2,9
Besleme suyu pompası*	75	EFF2	5.564,9	857	4.225	4,9
Sealing fanı*	4	EFF2	1.211,4	186,5	400	2.14
Revers ozmoz pompa	15	EFF2	2.294	353,3	850	2.4
Kontrol pompası*	4	EFF2	1.211,4	186,5	400	2.1
Toplam			25.050	3857,6	14.833	

Çizelge 7.5 : Gaz Türbini Motorlar Tasarruf Miktarı

Makina adı	Güç kW	Verim sınıfı	Tasarruf kWh/yıl	YTMa TL	Yatırım tutarı TL	Geri ödeme süresi (yıl)
Fin fan soğutucu 3 adet*	15	EFF2	6.882	1.060	2.550	2,1
Yardımcı yağ pompası	22	EFF2	2.944,8	453,5	1.346	2,9
Acil yağ pompası	7.5	EFF2	1.582	243,6	510	2,1
Turbin egzoz üfleme fanı*	30	EFF2	3.481,9	536,21	1.700	3.1
Yağ temizleyici	5.5	EFF2	1.380	212.5	450	2.1
Turbin bölümleri fanı	18.5	EFF2	2.576,5	396,8	1.137	2,9
G.T. yıkama tankı pompası	15	EFF2	2.294	353,3	850	2,4
Mazot pompası*	11	EFF2	1897	292,2	700	2,4
G.T. İnlet soğutma pompası	3	EFF2	1.128,4	173,8	350	2.0
Toplam			24.922	3.626	10.293	

7.3.2.Hız kontrol cihazlarının kullanılması

Motorun dönüş hızını ve alternatif akımın frekansını değiştirerek motorun gereğinden fazla yük çekmesini önleyen sistemler değişken hızlı sürücü (DHS) sistemleri, başka bir deyişle invertörlü ve ya değişken frekanslı sürücü olarak da bilinir. Bu sistemle aynı iş çok daha az enerji kullanarak yapılır böylelikle % 50 ye varan enerji tasarrufu sağlanabilir. Kurulacak sistem için en önemli nokta sistemin doğru uygulamalar için seçilmesidir. Maliyeti yüksek olan bu sistemlerde ihtiyacı olan pompa ve kompresör uygulamalarında sistem 2 yıl yada daha az bir sürede kendini amörte eder. Bazı çalışmalar motor potansiyelin %10'luk kısmı verim artışıyla sağlanabilir. Geri kalan %90'lık kısım motorlarda DHS sistemler ile gerçekleştirilebilir [36].

Denklem (7.8)'de hız ve çekilen güç arasındaki ilişki verilmiştir. Sistemin yıl içinde yaklaşık %85 kapasite ile çalıştığı kabul edilmiştir. Burada, n_1 =tam kapasite halinde hız, n_2 =değişen kapasitedeki hız, P_1 =tam kapasitede çekilen güç, P_2 =değişen kapasitede çekilen güç'tür.

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^3 \quad (7.8)$$

Denklem (7.8)'e göre enerji tasarrufu 0,385 olarak bulunmuştur. Kapasite kullanım oranına göre bulunan bu değer baz alınarak, sistem de DHS kullanımı ile ortalama olarak % 35'lik bir tasarruf sağlanacağı öngörülmüştür. Çizelge 7.6'da motorlarda Hız sürücüsü kullanılmasının enerji tasarrufu değerleri verilmiştir.

Çizelge 7.6: Motorlarda hız sürücüsü kullanılmasının enerji tasarrufu hesabı

Makine veya Makine Grubu	P _m kW	Adet	t _y h	b YTL/kWh	Yıllık Çekilen Enerji kWh	S kWh	YMTa TL
Fin fan soğutucu	15	3	8760	0,154	394.200	137.970	21.247
Besleme suyu pompası	75	1	8760	0,154	657.000	229.950	35.412
Fan soğutucu kule	110	1	8760	0,154	963.600	337.260	51.938
Booster pompası	250	1	8760	0,154	2.190.000	766.500	118.041
Kondens pompası	37	1	8760	0,154	324.120	113.442	17.470
Soğutma suyu pompası	11	1	8760	0,154	96.360	32.676	5.032
Filtrasyon pompası	5	1	8760	0,154	48.180	16.863	2.597
Toplam	9				4.673.460	1.634.661	251.737

Yapılan hesaplarda; yıllık çalışma saati (t_y) = 8760, elektrik birim fiyatı (b) = 0,154 TL/kWh olarak alınmıştır.

Çizelge 7.5'deki değerler aşağıda tek bir motor grubu için verilen (7.9) ve (7.10) denklemlerinin her bir motor grubuna yapılmasıyla elde edilmiştir.

$$\text{Yıllık çekilen enerji} = \text{Motor gücü} \times \text{Motor sayısı} \times \text{Yıllık çalışma saati} \quad (7.9)$$

$$\text{Yıllık Mali Tasarruf} = S \times \text{Elektrik birim fiyatı (TL/kWh)} \quad (7.10)$$

Sistemin geri ödeme süresi ise hız sürücüsü maliyetinin elde edilecek tasarruf bedeline bölünmesiyle bulunmuş ve Çizelge 7.7'de gösterilmiştir.

Çizelge 7.7: ABC tesisi için hız sürücüsü sisteminin maliyeti ve geri ödeme süresi

Makine veya Makine Grubu	P _m (kW)	Motor Sayısı	YMTa (YTL)	Toplam İnverter Maliyeti (YTL)	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Fin fan soğutucu	15	3	21.247	5.361	0,25
Besleme suyu pompası	75	1	35.412	6.745	0,19
Fan soğutucu kule	110	1	51.938	8.760	0,17
Booster pompası	250	1	118.041	19.272	0,16
Kondens pompası	37	1	17.470	3.442	0,20
Soğutma suyu pompası	11	1	5.032	1.401	0,30
Filtrasyon pompası	5	1	2.597	1.033	0,4
TOPLAM			251.737	46.014	0,18

7.4. Basınçlı hava sistemleri ve kompresörler

Kompresörler tesislerde ihtiyaç duyulan basınçlı havayı temin eden sistemlerdir. Basınçlı hava sistemleri genelde gereğinden fazla enerji tüketir. Bu durum basınçlı hava sistemlerindeki bazı olumsuzluklardan kaynaklanır. Bunlar, kompresör emiş

havasının iç ortamdan alınması, hat sonu basıncı kontrolü, hava kaçakları, nemlilik bakımsızlık, voltaj değişimleri hava hatlarındaki dirsek çokluğu, farklı kotlardan tesisat çekilmesi gibi [14]. Üretimi arttırmak ve işgücü kullanımını azaltmak için bu hususlar dikkatli bir analiz yapmayı gerektirir. Çünkü kompresör, çoğunlukla, bir fabrikada enerji harcaması kalemlerinin en büyüğüdür ve bu nedenle, kompresörün verimliliği toplam faaliyet maliyeti üzerinde önemli bir etkiye sahiptir.

Basıncı hava ile çalışan aletler bir kısmı sürekli çalışırken bir kısmı düzensiz aralıklarla çalışır ve böylece daha fazla hava tüketir. Bu durumda ihtiyaç duyulan kapasitenin belirlenmesi öncelikli yapılması gereken incelemelerdir. Toplam basınçlı hava ihtiyacı her bir aletin maksimum tüketimlerinin toplamı olmamalı; ortalama tüketimlerinin bileşkesi olmalıdır. Ortalama tüketimin belirlenmesi için ise yük faktörü kullanılmalıdır. Pnömatik cihazlar genellikle belli aralıklarla kullanılır ve çoğunlukla tam yükte kullanılmazlar. Gerçek hava tüketimleri de bu nedenle kataloglarında verilen maksimum tüketimlerinden azdır [37].

Sistemde 2 adet Worthington - Creyssensac marka Rollair marka elektrik motoru ile çalışan ses yalıtımlı ve soğutmalı kompresör bulunmaktadır. Kompresör döner helezonlu, tek kademe ve yağ soğutmalıdır. Yatay tank yağı ve havayı depolamak için kullanılır. Kompresör ve motor makine şasesinde sabittir. ABC Santrali'nde basınçlı hava proseste kullanılmamakta, sadece pnömatik saha ekipmanları ve kumanda sistemlerinde kullanılmaktadır.

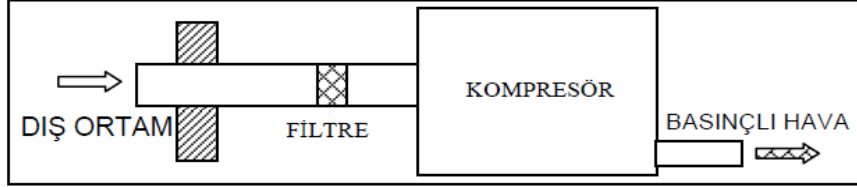
Basınçlı havanın kullanım alanı daha çok kontrol sistemleri olduğundan büyük önem arz etmekte bu nedenle her türlü dizayn ve ayar üretici firma tarafından düzenli olarak yapılmaktadır.

7.4.1. Kompresör havasının soğuk ortamdan alınması

Santralin yüksek basınçlı hava sistemi kapalı yardımcı tesis binasında bulunmaktadır. Kompresörler hava emişini bina içerisinden yapmaktadır. Kompresörlerden çıkan sıcak havanın değerlendirilebileceği bir proses bulunmaması sebebiyle, bu hava dış ortama verilmektedir.

Sıcaklık düştükçe havanın yoğunluğu artar, artan bu yoğunlukla birim sürede daha fazla hava çekilir ve sıkıştırılır. Böylece daha az güç ile daha fazla hava sıkıştırılır. Yaklaşık olarak emiş havasının sıcaklığının her 3 °C düşüşünde, enerji tüketimi %2 azalır. Bu nedenle havanın soğuk ortamdan alınması enerji tasarrufu bakımından

oldukça önemlidir. Bu amaçla genelde hava girişinin binanın kuzeyinden ve yağmur almayan bir yerden yapılması sağlanmalıdır [38]. Genelde kompresörler kapalı odalarda çalıştığından ve oda içinden emiş yapıldığından, dış ortama göre daha sıcak hava ile çalışırlar. Bunu yerine Şekil 7.1’de gösterildiği gibi bir hava kanalı ile dış ortamdan hava alınması yararlıdır [39].



Şekil 7.1 : Enerji tasarrufu için dış ortam havasının kullanılması

Sıcaklık düşümüyle tasarruf edilecek enerji miktarı aşağıda (7.11) no’lu denklemlerle verilmiştir [38].

$$\text{Enerji Tasarruf Miktarı (kW)} = \text{GDO} \times \text{Nominal güç} \times t_y \times (\text{YF} / \eta_{\text{motor}}) \quad (7.11)$$

Denklem (7.10)’da kompresör motor gücü (P)=18 kW, yıllık çalışma süresi (t_y)= 8760 saat, kompresör motor verimi (η_{komp})=0,91, kompresör kullanma faktörü (KKO)=1, dış ortam sıcaklığı (T_d)=8°C, emiş havası sıcaklığı (T_e)=18°C, elektrik birim maliyeti =0,154 YTL / kWh olarak alınmıştır.

$$\text{Güç Düşüm Oranı (GDO)} = 1 - \frac{T_d + 273}{T_e + 273} \quad (7.12)$$

Yapılan hesaplamalara göre (GDO)=0,0343, enerji tasarruf miktarı (ETM)=5.943,32 kWh/yıl, yıllık mali tasarruf = 915,3 YTL/yıl olarak bulunmuştur.

Yatırım bedeli;

3 m. hava kanalı = 150 YTL

İşçilik = 250 YTL

Toplam sistem bedeli 250 + 150 = 400 YTL

$$\text{Sistem Geri Ödeme Süresi} = \text{Sistem maliyeti} / \text{Aylık mali tasarruf} \quad (7.13)$$

Denklem (7.13)’e göre sistem geri ödeme süresi 5,2 ay olarak bulunmuştur.

Kompresörün soğutulması ile alınan ısısının maliyeti şu şekilde hesaplanır:

$$\text{Elektrik enerjisi tüketimi} = P \times \text{KKO} \times t_y \quad (7.14)$$

Denklem (7.14)'den elektrik enerjisi tüketimi 157.680 kWh/yıl olarak bulunur. Teorik olarak kompresörün çektiği gücün %94'ünün ısı enerjisi olarak atıldığı anlatılmıştı. Bu durumda atılan ısı miktarı 148.219,2 kWh/yıl olarak bulunur.

Bu ısının bir kazanda üretilebilmesi için harcanan yakıt bedeli; yakıt alt ısıl değeri= 8250 kcal/m³, yakıt birim fiyatı = 0,74 YTL/m³ alınarak 11.431,5 YTL olarak bulunur.

7.4.2. Hat sonu basıncı

Basıncılı hava hatlarındaki sızıntılar, çatlaklar, uygun dizayn edilmemiş boru hattı gibi nedenlerden dolayı basıncılı hava hatlarında basınç kayıpları meydana gelmektedir. Bu kayıplar nedeniyle işletmedeki basıncılı hava ihtiyacının karşılanabilmesi için havanın, ihtiyaç duyulan basınçtan daha yüksek basınca sıkıştırılması gerekir. Bu ise kompresörün elektrik tüketimini arttırır. Bu nedenle buhar hattının bakımı düzenli olarak yapılmalıdır. Farklı basınçta havaya ihtiyaç duyan cihazlar eğer yapılabiliyorsa ayrı kompresörlerle beslenmeli veya ilgili cihaza ait hat ayrılıp o hattın girişine bağlanan bir regülatör ile basınç düşürülerek kayıplar azaltılmalıdır.

Basınç düşümü ile sağlanacak enerji tasarrufu şu şekilde hesaplanır [38] :

$$\text{Güç Tüketim Oranı (GTO)} = \frac{\left[\frac{(P_2 + P_e)}{P_e} \right]^{(k-1)/k} - 1}{\left[\frac{(P_1 + P_e)}{P_e} \right]^{(k-1)/k} - 1} \quad (7.15)$$

$$\text{Tasarruf edilen enerji} = \frac{P_{\text{komp}} \times \text{KKO} \times t_y \times (1 - \text{GTO})}{\eta_{\text{komp}}} \quad (7.16)$$

Bu denklemlerde; P₁= kompresör çıkış basıncı (bar), P₂=kompresörün düşürülebilecek çıkış basıncı (bar), P_e=kompresör emiş basıncı (bar), k=hava özgül ısı oranı (k=1,4), P_{komp}=kompresör motor gücü (kW), KKO=kompresör kapasite kullanım oranı, t_y=yıllık çalışma süresi, η_{komp}=kompresör motor verimi olarak verilmiştir.

ABC tesisindeki mevcut ana kompresörünün çıkış basıncı 8,5 bar ve kullanım noktasındaki basıncılı hava ihtiyacı 6 bar olarak tespit edilmiştir. Yapılacak bakım ve onarım sonucu 2,5 bar'lık basınç düşümünün 1 bar'a indirilebileceği yetkililerce belirtilmiştir. Bu iyileştirmeden sonra kompresörün çıkış basıncı talebin

karşılanabileceği 8,5 bar'a set edilebilecektir. Bu değişikliklerden sonra elde edilebilecek tasarruf miktarı (7.14) ve (7.15) no'lu eşitlikler kullanılarak hesaplanmıştır. Denklemlerde $k=0,4$; $P_e=1$ bar; $KKO=1$; $t_y=8400$ saat; $P_{komp}=18$ kW; $\eta_{komp}=0,91$; elektrik birim fiyatı 0,154 YTL/kWh'tir.

Denklem (7.15)'den GTO değeri 0,899 olarak hesaplanmıştır. Tasarruf edilen enerji ise denklem (7.16)'dan 17.500,7 kWh/yıl, yıllık mali tasarruf 2.695 YTL olarak bulunur.

7.4.3.Hava kaçaklarının önlenmesi

Hava kaçakları, basınçlı hava sisteminde meydana gelen enerji kayıplarının en önde gelen sebebidir. Ayrıca çeşitli çalışmaların gösterdiğine göre, üretilen basınçlı havanın yaklaşık %25'i sızıntılar nedeni ile kayıp olmaktadır. Bu kayıpların tamamen önlenmesi pratik değildir ve %10'a indirilmesi kabul edilebilir bir sınırdır [38].

Basınçlı havanın kaçak noktasındaki sıcaklığı, hat basıncı, kompresör emişindeki hava sıcaklığı ve havanın kaçtığı deliğin çapı kaçak hava miktarını etkileyen faktörlerden en önemlileridir. Çizelge 7.8'de basınç ve delik çapına bağlı kaçak miktarları verilmiştir. Bunların yanında sıcaklık değişimleri ve titreşim, bağlantıların gevşemesinin ve böylece de sızıntıların oluşmasının başlıca sebepleridir. Genelde hava kaçakları boruların bağlantı yerlerinde, flanşlarda, manşon ve dirseklerde, redüksiyonlarda, vana gövdelerinde, filtrelerde, hortumlarda, çek valflerinde, uzatmalarda ve basınçlı havayı kullanan cihazlarda olmaktadır. [30] Kaçaklardan dolayı meydana gelen hava kaçağı miktarını hesaplamak için ise basınç düşümü izlenmelidir. Bu hesaplama yapılırken öncelikle tesis içinde basınçlı havaya ihtiyaç duyan bütün üniteler durdurulur. Daha sonra kompresörün boşa ve yükte çalışma süreleri ölçülerek birçok defa kaydedilir ve aşağıdaki denklem yardımı ile kaçak miktarı bulunur [30].

$$\text{Toplam Kaçak Miktarı (1/s)} = (\text{Kompresör kapasitesi} \times t_{\text{yükte}}) / (t_{\text{yükte}} + t_{\text{boşta}}) \quad (7.16)$$

Burada, $t_{\text{yükte}}$ ve $t_{\text{boşta}}$, sırasıyla saniye olarak yükte ve boşa çalışma süreleridir.

Pratik olarak toplam kaçak miktarının 3'e bölünmesi ile boşa harcanan güç yaklaşık olarak kW cinsinden bulunabilir [38].

Çizelge 7.8 : Değişik Basınlarda Her Bir Delikten Meydana Gelen Hava Kaçakları
[30]

Alet Basıncı (bar)	Değişik Çaptaki Deliklerden (lt/s) Olarak Meydana Gelen Hava Kaçakları						
	0,5 mm	1 mm	2 mm	3 mm	5 mm	10 mm	12,5 mm
0,5	0,06	0,22	0,92	2,1	5,7	22,8	35,5
1,0	0,08	0,33	1,33	3,0	8,4	33,6	52,5
2,5	0,14	0,58	2,33	5,5	14,6	58,6	91,4
5,0	0,25	0,97	3,92	8,8	24,4	97,5	152,0
7,0	0,33	1,31	5,19	11,6	32,5	129,0	202,0

İşletme basınçlı hava sisteminde kontroller periyodik olarak yapılmakta ve oluşan kaçaklara anında müdahale edilebilmektedir. Ancak sistemin ilk kuruluşundan sonra yeni hava bağlantılarının yapılmaması ve planlı bakım çalışmaları kaçakların oluşmamasında en önemli faktördür. Bunların yanı sıra basınçlı hava tankına yıllık basınç testleri de düzenli olarak uygulanmaktadır.

8. KOMBİNE ÇEVİRİM SANTRALİNİN KOJENERASYON TESİSİNE DÖNÜŞTÜRÜLMESİ

ABC santralinde klasik verim arttırma yöntemleri yanında sistemden ara buhar çekerek bir kojenerasyon tesisine dönüştürülebilir. Çekilen ara buhar için söz konusu bölgede alıcı bulunmamaktadır, fakat bölgeye yakın bir yerleşim yerini bölgesel ısıtma sistemiyle ısıtmak mümkündür.

Bölgesel ısıtma sistemlerinden değinilmeden önce, kojenerasyon teriminden bahsetmek gerekmektedir. Tek bir sistemden eş zamanlı olarak elektrik ve/veya mekanik güç ile kullanılabilir ısı üretilmesine kojenerasyon denir [40]. Termik santrallerde elektrik, kazanlarda ısı üretimi gibi konvansiyonel enerji üretim sistemlerinde birincil enerjinin %50 -65'i atık ısı olarak atılmaktadır. Bu şekilde enerjinin büyük kısmı boşa harcanmaktadır. Fakat bir kojenerasyon sisteminde elektrik üretimi sırasında ortaya çıkan ısı, ısı değıştiriciler yardımı ile çeşitli ısı ihtiyaçları için (Sıcak su, buhar, absorpsiyonlu soğutma vb.) değerlendirilebilmektedir. Gazla çalışan CHP (Bileşik Isı ve Güç) sistemlerinde elektrik ve ısının eş zamanlı üretilmesiyle %80-90 oranında verim elde edilebilmektedir. Bu şekilde atılan birincil enerjinin bir kısmı daha değerlendirilmiş olur. Bu yüksek sistem verimi sayesinde kojenerasyon sistemi, ilk yatırım tesis giderini 1,5 - 3 sene gibi çok kısa bir sürede geri öder [41].

ABC santrali için öncelik elektrik üretimidir. Bu yüzden sistemden büyük miktarda ısı enerjisi eldesi olmayacaktır. İhtiyaç dahilinde sistemden ısı çekilecektir. Böylelikle sistem verimi artacak fakat sistem büyük oranda elektrik üretmeye devam edeceği için verimi % 80-90 seviyelerine ulaşamayacaktır.

8.1.Bölgesel ısıtma sistemler

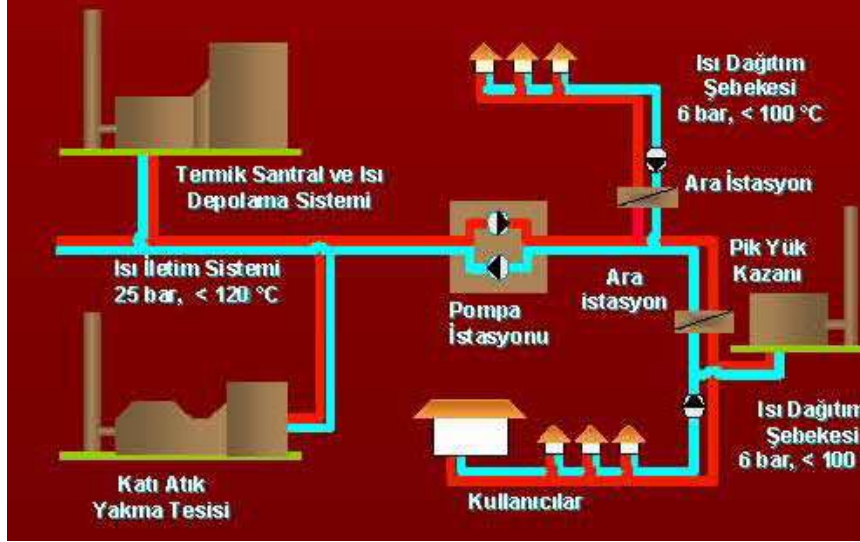
Bölge Isıtma Sistemi, bir veya birçok yerleşim biriminin aynı ısı üretim merkezinden ısıtılmasıdır. Üretilen ısı, ön yalıtımlı borular vasıtasıyla yerleşim birimine taşınır. Ülkemizde yaygın olarak bulunan büyük ölçekli konvansiyonel yöntemlerle güç üreten tesislerin birleşik ısı güç sistemlerine dönüştürülmesi sağlanarak bölgesel

ısıtma için gerekli olan enerji sağlanabilir. Bu ısıtma kızgın buhar, kaynar su yada sıcak su ile sağlanabilir [19].

Bölgesel ısıtma yapılacak yerleşim yeri çeşitlilik göstermektedir. Örneğin, seçilen yerleşim yeri bir site olabileceği gibi, bir mahalle veya bir kent de olabilir. Bazı uygulamalarda ısı santralleri sıcak su veya buhar üreten kazanlardan oluşur. Başka bir deyişle santralde sadece ısı üretilir. Bazı santrallerde ise ısı ve elektrik birlikte üretilir. Bu tür santrallerde buhar türbini, gaz türbini veya dizel (gaz) motoru kuruludur. İkinci uygulama bileşik ısı-güç üretimi veya kojenerasyon olarak bilinir.

Bölge ısıtmasının, her apartmanın veya konutun ayrı ayrı ısıtılmasına oranla bazı avantajları vardır. Bunların arasında atıkların denetlenerek çevre kirliliğinin önlenmesi, yakıtın ekonomik yakılması, yakıt seçeneklerinin fazlalığı öncelikle belirtilmelidir. Bölge ısıtmasının en büyük dezavantajı ise ilk yatırım maliyetinin yüksek olmasıdır. Ancak planlı ve düzenli yerleşim bölgeleri ile maliyeti azaltmak olanaklıdır [42].

Sanayi tesisleri civarında kurulmuş olan toplu konutlarda, sanayi için elektrik ve buhar, konutlar için ısıtma suyu ve sıcak kullanma suyu üreten, böylece hem elektriği, hem buharı hem de sıcak suyu çok ekonomik maliyetlerde üreten kojenerasyon merkezleri dünyada 30-40 yıldan beri kullanılmaktadır. Finlandiya'da, İsveç'te ve Kanada'da şehirler bu sisteme göre ısıtılmakta ve aydınlatılmaktadır. Bu uygulama, İstanbul'da Esenyurt (Bahçeşehir) ve Çorlu'da başlamıştır. Böylece, ithal edilen enerji hammaddelerinin en ekonomik şekilde kullanılması sağlanacak hem de, doğal gaz yakan bu tesisler sayesinde baca gazı atıkları (NO_x , CO , SO_2/SO_3) Çevre Bakanlığı'nın koyduğu sınırların çok altında tutularak hava temizliğine katkıda bulunmaktadır[43]. Şekil 8.1' de Termik santraller için bölgesel ısıtma şeması gösterilmiştir.



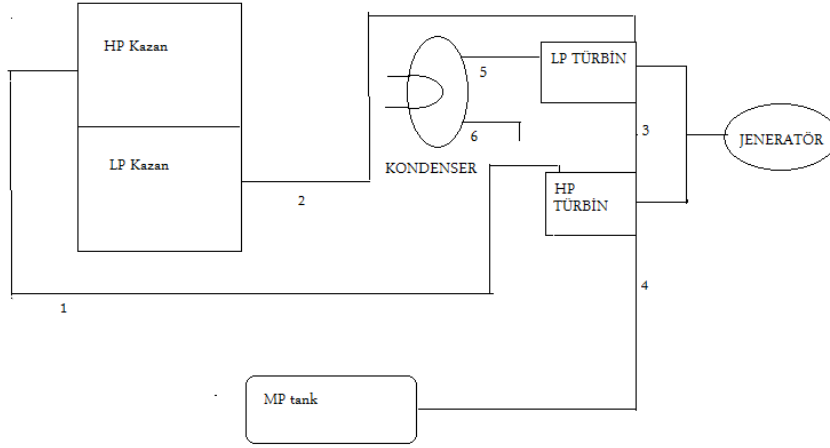
Şekil 8.1 : Termik santraller için bölgesel ısıtma şeması

Bölgesel ısıtma sistemleri ısı üretme merkezi tesisi, dağıtım şebekesi ve tüketim sistemleri olmak üzere 3 temel kısımdan oluşmaktadır. Üretim merkezleri güç santrallerinde, jeotermal santrallerde yada büyük kazanlarda ortaya çıkan enerjinin değerlendirildiği kojenerasyon tesisi şeklinde olabilir. Dağıtım şebekesi yalıtılmış borular, boruların içine yerleştirildiği kanallar ve taşıyıcı sistemlerden oluşur. Yatırım maliyetinin büyük kısmı dağıtım şebekesine harcanır [44]. Boru şebekesi kanallarının içine yerleştirilebileceği gibi, yer üstünde veya toprağa gömülü de olabilir. Günümüzde çelik bir koruyucu kılıf içinde yalıtılmış plastik veya çelik borular yaygın olarak kullanılmaktadır. Dağıtım sisteminde ayrıca genleşme elemanları, vanalar, yardımcı pompalar yer alır. Tüketim sistemleri ise ısıyı konutlara dağıtan ekipmanlardır. Kullanıcı bağlantıları, şebeke ile konut arasında ısıl enerji aktarımını sağlayan ısı değiştirici ve konut içindeki ısıtma tesisatından oluşur [42].

Bölgesel ısıtma sistemleri ısıl verimliliği yüksek sistemlerdir. Bölgesel ısıtma sistemlerinin tüketiciye sağladığı ekonomik faydalar yüksek olup, maliyetleri diğer sistemlere göre düşüktür. Ayrıca bu sistemlerin çevreye zararı minimum seviyededir.

ABC santralinde üretilecek bir kısım ısının bölgesel ısıtmada kullanılması tasarlanmış olup bölgesel ısıtma için 130 °C gidiş ve 80 °C dönüş sıcaklığı olarak tasarlanmıştır Bölgesel ısıtmada ikincil merkezlerden konutlara ısıyı taşıyacak akışkanın gidiş dönüş sıcaklıkları sırasıyla 90 ve 70 °C kabul edilmiştir [19]. Tesis kışın kojenerasyon tesisi yazın güç tesisi olarak çalışacaktır. Atık ısıdan faydalanılabilmesi için bir kısım elektrik üretiminden vazgeçilmesi söz konusudur.

Bölgesel ısıtmada kullanılacak suyun ısıtılması, Şekil 8.2’de 2 kademedeki oluşan buhar türbini yüksek basınç buhar türbini aynen çalıştırılarak, Lp kazanından çıkan ve alçak basınç türbinine giden hat iptal edilerek yada alçak basınç türbininden artan ısı ihtiyacına göre buhar çekilmesi şeklinde düşünülmüştür. Isıtma sezonunun dışında da alçak basınç buhar türbininin tam kapasite ile çalıştırılmasının mümkün olduğu görülmektedir.



Şekil 8.2 : ABC tesisi buhar türbini üretim şeması

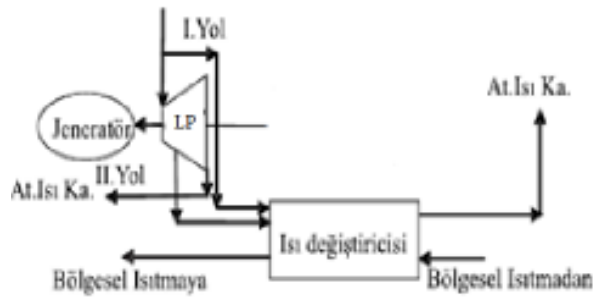
Çizelge 8.1’de ABC santralinde buhar türbini akış hatlarının sıcaklık basınç ve kimyasal durumu verilmiş ve hesaplamalar bu değerler üzerinden yapılmıştır. Hatların entalpi ve enerji değerleri Chemcad simülasyon programı kullanılarak hesaplanmıştır. Program çıktıları EK’de verilmiştir. Buhar türbini akış hatlarının entalpi ve enerji değerleri hesaplanarak Çizelge 8.1’de verilmiştir. Sistemde analiz kolaylığı açısından bazı kabuller yapılarak Şekil 8.2’deki gibi basitleştirilmiş, asıl inceleme konusu olan atık ısının değerlendirilmesi ve bir miktar elektrik üretiminden vazgeçilecek kısım olan buhar türbininin Hp ve Lp kademeleri ayrı ayrı incelenmiştir.

Çizelge 8.1 : ABC santralinde buhar türbini akış hatlarının özellikleri

Özellik	Hp giriş	Hp çıkış	Lp giriş	Lp çıkış	Mp giriş	Kondenser
Sıcaklık °C	490,1	183	193,4	47,2	362,4	47,2
Basınç Bar	716	5,5	5,5	0,108	29,4	0,108
Entalpi kcal/kg	808,134	672,238	677,813	565,228	751,289	57,2
Buhar fraksiyonu	1	1	1	0.9	1	0
Debi kmol/h	3263,94	3152,92	749,37	4013,3	111,0	4013,3
Debi kg/h	58.800	56.800	13.500	70.300	2.000	70.300
Enerji kW	55.254	44.407	10.642	46.213	1747,5	4676,6

ABC tesisinde, gaz türbininden 540 °C’de çıkan egzoz gazları atık ısı kazanında sıcak su buharını ısıtmakta, burada su buharını kızgın buhar haline dönüştürmektedir. HP türbinine 71,6 bar 490 °C’de gelen kızgın buhar burada 8,6 MW’lık elektrik ürettikten sonra, Lp Türbine gelir. Burada Lp kazanından gelen buhar ile 9,3 MW’lık elektrik ürettikten sonra kondensere gelerek çevrimi tamamlar. Atık egzoz gazları ise son aşama olarak kazanlarda bulunan ekonomizörden geçerek bacadan dışarı atılır.

Sistemde alçak basınç türbinine giden hattın bölgesel ısıtma sistemi için kullanılması planlanmıştır. Ayrıca yine bölgesel ısıtma için türbinden ara buhar çekmek de mümkündür. Böylece yaklaşık 1,8 MW’lık elektrik üretiminden vazgeçilecek, 5.5 barlık alçak basınç türbinine giden hattaki enerji bölgesel ısıtma için kullanılacak suya aktarılacaktır. 5,5 barda çekilen buhar 160 °C’de yoğunlaşarak 90 °C’de kondenseri terk edecektir. 9,2 MW enerjiyi bölgesel ısıtmaya sağladıktan sonra atık ısı kazanına geri dönecektir. Şekil 8.3’de ABC santrali için tasarlanan bölgesel ısıtma hatları şeması verilmiştir. Fakat hesaplamalarda şekilde gösterilen 1. Yol kullanılacaktır.



Şekil 8.3 : ABC santrali için tasarlanan bölgesel ısıtma hatları şeması

Isı ihtiyacı yükünün azalması durumunda, ısı ihtiyacı dışında kalan buharın alçak basınç türbininden geçirilerek güç üretimi yapıp esnek talebe duyarlı elektrik ve ısı üretimi yapılabilecektir. Bu sistemle hem tesisin kuruluş amacı olan elektrik üretimi yapılacak hem de bölgesel ısıtma sağlanacaktır.

1.150 adet konuttan oluşan D bölgesi ABC santralinden gelen buhar ile ısıtılacaktır. Her bir konutun ısı ihtiyacı ortalama 8 kW olarak alınmıştır. Böylelikle 9.200 kW'lık bir ısı ihtiyacı ortaya çıkmaktadır. Her 100 konut için 1 ısı değiştiricisi düşünülürse 13 ısı değiştiricisine ihtiyaç vardır. Santraller bölgesel ısıtma arası yaklaşık 7 km'dir. Gereken boru uzunluğu da 10.000 m alınmıştır.

Güç tesisindeki ısı değiştiricisi 1 adettir. Kayıplar da katılırsa ısı değiştiricisinin 11.000 kW'lık olacağı anlaşılır. Merkezi ısı değiştiricisi maliyeti 500.000 TL'dir. Her bir ısı değiştiricisi maliyeti 9.000 TL ve ortalama şebeke maliyeti 50 TL dir. Elektriğin birim fiyatı 0,154 TL/ kWh olarak alınmıştır. Sistemim 6 ay çalıştığı kabul edilmiştir.

Şebeke toplam maliyeti= Ana ısı değiştirici fiyatı + Isı değiştiriciler + Boru uzunluğu x Boru maliyeti **(8.1)**

Şebeke toplam maliyeti 1.108.000 TL olarak bulunur.

Alçak basınç türbinine giden alçak basınç kazanından çıkan hatta iptal edilmesi durumunda elektrik üretim kaybının 6 aylık maliyeti;

Üretim kaybının 6 aylık maliyeti=Vazgeçilen enerji x 180 x 24 x Elektrik fiyatı **(8.2)**

Üretim kaybının 6 aylık maliyeti 1.197.504 TL olur. Konutlardan elde edilecek ısıtma geliri ise;

Konutlardan elde edilecek ısıtma geliri=Konut sayısı x 6 x Bir konuttan elde edilen gelir **(8.3)**

Konutlardan elde edilecek ısıtma geliri 1.725.000 TL olarak bulunur. Net gelir ise Isıtma geliri ve üretim kaybının 6 aylık maliyeti farkı şeklindedir ve 527.496 TL'dir. Geri dönüş süresi ise şebeke toplam maliyetinin net gelire oranıdır ve 2,1 yıl olarak bulunur.

Ayrıca bölgede bulunan konutların sistem kurulmadan önce harcayacağı doğal gazın maliyeti ise,

$$250 \text{ TL} \times 6/0,74 \text{ TL/m}^3 = 2.027 \text{ m}^3$$

1.150 konut için ise,

$2.027\text{m}^3 \times 1.150 = 2.331.081 \text{ m}^3$ doğalgazdan tasarruf edilmiş olacağı gibi bu miktar doğalgazın oluşturacağı çevresel etkilerde minimize edilir.

Bu sistem ile hem çok az bir elektrik üretiminden vazgeçilerek bölgenin ısıtması sağlanmış hem de santralin verimliliği yükseltilmiş olur.

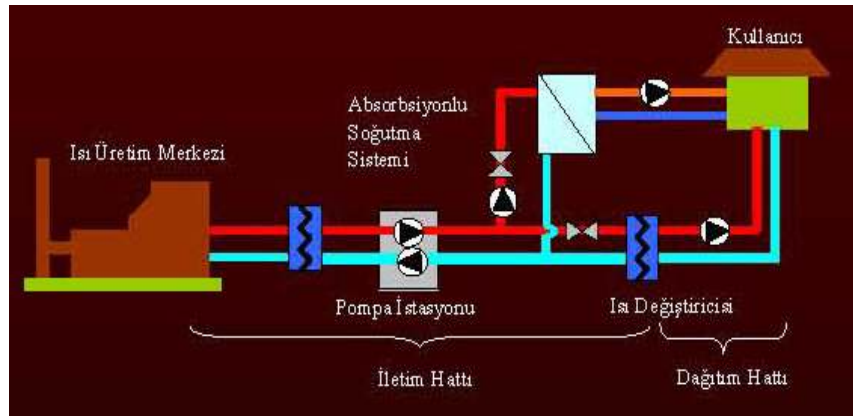
55 MW üretim yapan tesisin gücü 1,8 MW'lık elektrik üretiminden vazgeçilmesi ve 9,2 MW ısıının bölgesel ısıtma sisteminde kullanılmasıyla 62,4 MW'a yükselir. Bu durumda tesisin kojenerasyon tesisine dönüştürülmesiyle elde edilecek olan verim denklem (8.4) kullanılarak hesaplanır.

$$\eta_k \times \text{yakıt alt ısı değeri} \times \text{doğal gaz debisi} = \text{kombine çevrim gücü} \quad (8.4)$$

Bu durumda kombine çevrim verimi $\eta_{tk} = 0,516$ olarak bulunur.

8.2.Bölgesel soğutma sistemleri

Soğutma yapmak için enerji kaynağı olarak elektrik yerine ısı da kullanılabilir. Termik santrallerin atık ısıları, absorpsiyonlu soğutma sistemlerinde kullanılarak soğuk su elde edilebilir [45]. Absorpsiyonlu soğutma cihazları yardımıyla üretilen ısıının soğutma ve iklimlendirme amaçlı da kullanılması mümkündür. Bu tip kullanımlarda üretim çevrimi, tri-jenerasyon (elektrik, ısı ve soğutmanın birlikte üretilmesi) olarak adlandırılır. Üretilen soğuk su konutlara ön yalıtımlı borular ile taşınır. Şekil 8.4'de bölgesel soğutma sistemi şeması verilmiştir.



Şekil 8.4 : Bölgesel soğutma sistemi şeması

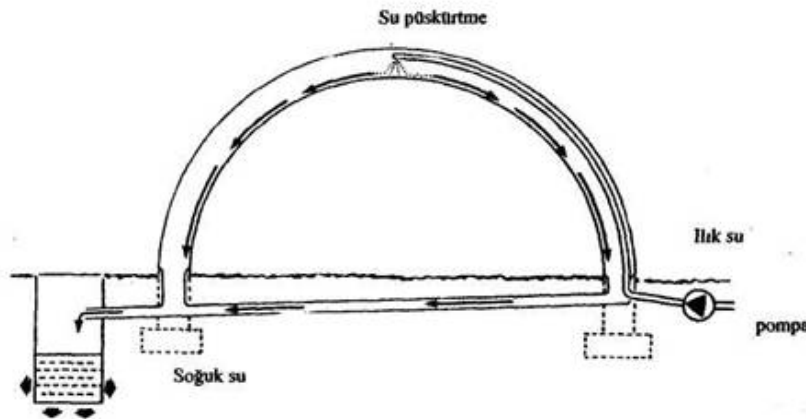
Üretilen ısıının, ısıtma sezonu dışında yaz aylarında da kullanılabilmesi, kojenerasyon ünitelerinin çalışması açısından da oldukça uygundur. Yaz aylarında kojenerasyon

ünitelerinin ürettiği ısının tamamının kullanılmaması ihtimali bazen uygun olabilecek güçteki ünitelerden daha küçüklerinin tercih edilmesine neden olmaktadır. Eğer ısıyı soğutmaya çevirebiliyorsak, kojenerasyon ünitelerinin yaz aylarında çalışması hiçbir şey engelleyemez. Üretilen soğutma, iklimlendirmenin ihtiyaç duyulduğu her yerde, hastaneler, oteller, spor salonları, bankalar, alışveriş merkezleri vb. kullanılabilir [46].

ABC tesisinde bu sistem kurulabilir fakat yüksek yatırım maliyeti gerektirmektedir. Ayrıca tesisin bulunduğu Eskişehir bölgesinin yaz aylarındaki iklimsel özellikleri göz önüne alındığında soğutma sisteminin ekonomik ve işlevsel olmayacağı tespit edilmiştir.

8.3.Seracılık uygulamaları

Sera ısıtmasında düşük sıcaklıklar yeterli olduğundan kondenser atık ısılarını doğrudan kullanma imkanı vardır [45]. Seralarda, büyük sanayi tesislerinden dışarıya atılan ısı enerjisinin ısıtma amacıyla kullanılması mümkündür. Bu amaçla öncelikle demir-çelik, güç üretim, tuğla ve gıda işleme tesisleri düşünülebilir. Şekil 8.5’de çift kat örtü arasından, düşük sıcaklıktaki atık ısının dolaştırılması ile sera ısıtma işlemi görülmektedir. Bu sistem aynı zamanda, düşük sıcaklıklı yer altı sularının kullanımına da olanak sağlamaktadır. Yapılan bir araştırmada, iç ortamda 10 °C’lik bir sıcaklık istenmesi durumunda, iki örtü arasından geçmesi gereken su miktarı Çizelge 8.2’de görüldüğü gibi belirlenmiştir [47].



Şekil 8.5 : Atık ısı ile sera ısıtılması

Çizelge 8.2 : Sera içerisinde 10 °C'lik bir sıcaklık sağlayacak 12-15 °C sıcaklığındaki sudan kullanılacak debiler [47]

Dış ortam sıcaklığı °C	12 °C'de su lt/dak
0	500
-5	1000
-10	1500
-15	2000
-20	2500
-25	3000

Şekil 8.5'de ise, bir güç üretim türbininin egzoz gazının sera ısıtmasında kullanılması gösterilmiştir. Burada, egzoz gazı, taze dış hava ile karıştırılarak sera içerisine alınmakta ve böylece sera havalandırma havası ve sera havası ısıtılmakta ve karbondioksit gübrelemesi yapılmaktadır. Bu uygulamada da sıcak hava çift kat örtü arasından üflenmektedir.

2.000 m²'lik bir seranın ısı gereksinimi, 10 °C'lik bir sıcaklık farkı için yaklaşık 210.000 W alınırsa, bu değer 792 MJ/h eder [47].

Bu durumda 130 °C'de baca gazından 792 MJ/h'lık bir ısı çekilecektir. Birim dönüştürme yapılırsa bu değer 189.166 kcal/h olur.

Denklem (8.5)'de seranın ısıtılması için gerekli ısı Q_{sera} 189.166 kcal/h, ısı değiştiriciye giriş sıcaklığı 130 °C t_{giris} , ısı değiştiriciden çıkış sıcaklığı t_{cikis} , egzoz gazı özgül ısı c_{egzoz} 0,33 kcal/h, egzoz gazı debisi m_{egzoz} 423.200 m³/h'tir.

$$Q_{sera} = m_{egzoz} \times c_{egzoz} \times (t_{giris} - t_{cikis}) \quad (8.5)$$

$$189.166 \text{ kcal/h} = 423.200 \text{ m}^3/\text{h} \times 0,33 \text{ kcal/m}^3 \times (130 - t_{cikis}) \text{ } ^\circ\text{C}$$

2.000 m² seranın ısıtılmasıyla baca gazı sıcaklığı 1,23 °C düşer. Baca gazı sıcaklığının 120 °C'ye düşürülmesiyle yaklaşık 17.000 m² sera ısıtılabilir.

9. SONUÇLAR VE DEĞERLENDİRMELER

Bu tez çalışmasında kombine çevrim santrallerinde toplam verim artırma yöntemleri ve ABC tesisinde enerji tasarruf yöntemleri araştırılmış ve uygun olabilecek yöntemler üzerinde durulmuştur. Sistemin üretim üniteleri termodinamik açıdan incelenmiş, hatların termodinamik özellikleri bilgisayar programında hesaplanmıştır. Ayrıca gaz türbini, buhar türbini ve atık ısı kazanı verimleri de hesaplanmıştır. Yapılan hesaplamalara göre yıl içindeki kombine çevrim verimi %44,7 olarak bulunmuştur. Çevrim verimliliği ortalama değerlere uymakla beraber daha verimli bir çevrim için bu değerin arttırılabileceği tespit edilmiştir.

ABC santrali kombine çevrim olması itibariyle önemli verim artırma yöntemleri sistemin tasarım aşamasında uygulanmıştır: atık ısı değerlendirilmesi, kondens kazanımı gibi. Bu yöntemler dışında kombine çevrimlerde toplam verim artırma yöntemlerinden, sistem verimliliğini belirleyen en önemli faktör yanma sıcaklığının arttırılmasıdır. Sıcaklık arttığı sürece sistemin verimi artmakta dolayısıyla sistemden elde edilecek güç de artmaktadır. Gaz türbinin yüksek yanma sıcaklıklarında çalışabilmesi türbin tasarımına bağlıdır. Günümüzde 1700 °C' ye kadar dayanıklı türbinler geliştirilmiştir. Diğer önemli yöntem, gaz türbini giriş havası soğutulmasıdır. Tesise giriş havası soğutulması sağlamak için yakın zaman önce evaporatif soğutma sistemi kurulmuş ve yaz aylarında 2 MW' a kadar güç artışı elde edilmiştir. Gaz Türbinine buhar enjeksiyonu yönteminde ise buhar türbininden çekilecek buharla gaz türbininde güç artışı hedeflenmiştir. Fakat bu yöntemle buhar türbininden elde edilecek elektrik enerjisinden vazgeçmek gerektiği için uygulanmamıştır.

Tesiste kazan, yalıtım, buhar sistemleri, basınçlı hava sistemleri, motorlar ve elektrik enerjisi sistemlerinin incelenmesi ve tasarruf imkanlarının belirlenmesi konuları da araştırılmıştır. Yapılan incelemelerde mevcut sistemin kombine çevrim sistemi olması sebebiyle atık ısıdan atık ısı kazanı vasıtasıyla yeterince yararlanıldığı, çürük buhardan elde edilen kondensin de tekrar sisteme beslendiği açıkça görülmektedir. Sistemde 130 °C' de çıkan baca gazı sıcaklığının 10 -15 °C daha düşürülebileceği

tespit edilmiştir. Bunun dışında sistemde yalıtımsız noktalar tespit edilmiş, motor verimlilikleri araştırılmış, basınçlı hava sistemlerinde tasarruf edilecek noktalar bulunmuş ve ayrıntılı şekilde maliyetleri hesaplanmıştır. Hesaplamalara göre yıllık yaklaşık 280.000 TL'lık mali tasarruf sağlanabileceği belirlenmiştir.

Tesis elektrik üreten bir sistemdir ve tesisin en önemli çıktısı elektriktir. Bunun dışında sistemden çekilecek bir ara buhar proses ısısı olarak söz konusu bölgede alıcı bulamamaktadır. Fakat yine sistemden çekilecek ara buharla sisteme yakın 1.150 konutluk yerleşim yerinin ısıtılması düşünülmüştür. Bunun için 1,8 MW'lık elektrik üretiminden vazgeçilmiştir. Böylece söz konusu yerleşim yeri için doğal gaz tüketiminde tasarruf sağlanmıştır. Sistemin maliyeti irdelenmiş ve geri dönüş süresi yaklaşık 2,1 yıl olarak hesaplanmıştır. Böylece sistem verimliliği yaklaşık % 52'ye yükseltilmiştir. Bölgesel ısıtma yanı sıra sistemden çekilecek ara buharla bölgesel soğutma yapılabileceği düşünülmüş fakat yüksek yatırım maliyeti ve tesisin bulunduğu bölgenin iklimsel özelliklerine dayanarak ekonomik ve işlevsel olmayacağına karar verilmiştir. Ayrıca baca gazı sıcaklığı 10 °C daha düşürülerek yaklaşık 17.000 m² seranın ısıtılacağı öngörülmüştür.

KAYNAKLAR

- [1] **Url-1**
<http://www.igdas.com.tr/Docs/Pdf/DunyadaveTurkiyedeDogalgaz.pdf>, Alındığı tarih, (7.11.2009)
- [2] **Url-2 Elektrik Mühendisleri Odası**,
http://www.emo.org.tr/ekler/0082ac261d74f5a_ek.pdf, Alındığı tarih, (15.10.2009)
- [3] **Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. Genel Müdürlüğü (TETAŞ)**,
Sektör Raporu, Mayıs 2009 Ankara
- [4] **Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ)**, Faaliyet Raporu 2008
- [5] **Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ)**, Yıllık Faaliyet Raporu 2008
- [6] **Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ)**, Elektrik Üretim Sektör Raporu 2008
- [7] **Url-3** <http://www.catestermik.com/index/teknikbilgi/elektriknedir.html>, Alındığı tarih, (5.09.2009)
- [8] **Url-4** <http://www.dsi.gov.tr/hizmet/enerji.htm>, Alındığı tarih, (4.9.2009)
- [9] **Url-5** <http://www.enerji.gov.tr/>, Alındığı tarih, (16.09.2009)
- [10] **Acar E., Doğan A.**, 2008, Potansiyel ve Çevresel Etkilerinin Değerlendirilmesi, VII. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu UTES'2008, 17-19 Aralık, İstanbul
- [11] **Taşgetiren S.**, 1998, Rüzgar Enerjisi, Ekoloji ve Çevre Dergisi, Cilt 8 Sayı:29, 25-30
- [12] **Çınar (Demirhan), Ö.**, 2002, Türkiye'nin Rüzgar Enerjisi Avantajları ve Hatay İlinde Maliyet ve Enerji Potansiyelinin Araştırılması, *Yüksek lisans tezi*, S.D.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü
- [13] **Kocaman B.**, 2003, Elektrik Enerjisi Üretim Santralleri, Birsen Yayınevi, s:253
- [14] **Yusuf Yaman**, 2007, Enerji Tasarrufu ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları, Birsen Yayınevi, s:207
- [15] **Goncaloğlu B.İ., Ertürk F., Ekdal A.**, 2000, Termik Santrallerle Nükleer Santrallerin Çevresel Etki Değerlendirmesi Açısından Karşılaştırılması, Yıldız Teknik Üniversitesi, Çevre Mühendisliği Bölümü, Beşiktaş İstanbul, Cilt: 9, Sayı: 34 s: 9-14
- [16] **Avcı S.**, 2005, Türkiye'de Termik Santraller ve Çevresel Etkileri, İstanbul Üniversitesi Edebiyat Fakültesi Coğrafya Bölümü Coğrafya Dergisi, sayı 13, s:1-26
- [17] **Ünver Ü., Kılıç M.**, 2005, Bir Kombine Güç Santralinin Termodinamik Analizi, Mühendis ve Makine, Cilt:46 Sayı:545
- [18] **Özgürel B., Egeli S.**, 1995, Doğal Gaz Yakıtlı Kombine Çevrim Santralleri, Tmmob, Makine Mühendisleri Odası, Uluslararası Doğal Gaz Konferansı Bildiriler Kitabı, 1-4 Kasım, Yayın no:179, s:80

- [19] **Öztürk İ., Karaali R.**, 2007, Güç Üreten bir Tesisin Kojenerasyon Tesisine Dönüştürülmesi, Mühendis ve Makine, Cilt:48 Sayı:575
- [20] **Ünver Ü., Kılıç M.**, 2005, Çevre Sıcaklığının Bir Kombine Güç Santralinin Performansına Etkisi, Uludağ Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Dergisi, Cilt 10, Sayı 1
- [21] **Çetin B.**, 2005, Kombine Çevrim Sistemleri İçin Gaz Türbin Dizayn Parametrelerinin Birim Elektrik Enerjisi Üretim Maliyete Etkisi, Sigma Mühendislik ve Fen Bilimleri Dergisi, 2005/3
- [22] **Poullikkas A.**, 2004, An Overview of Current and Future Sustainable Gas Turbine Technologies, 24 May
- [23] **Yenice T.O.**, 2005, Doktora Tezi, Kırsal Kesimde Kurulabilecek Doğalgaz Yakıtlı Otoproduktör Kojenerasyon Santralleri Üzerine Bir Araştırma, Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Tarım Makinaları Anabilim Dalı
- [24] **Ishikawa M., Terauchi M.**, 2008, Development of High Efficiency Gas Turbine Combined Cycle Power Plant, Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. Technical Review Vol. 45 No. 1, Mar.
- [25] **Çetin B., Erdem H., Sevilgen H.**, 2006, Gaz Türbinli Kombine Çevrim Sistemlerinin Termodinamik Optimizasyonu, Mühendislik ve Fen Bilimleri Dergisi 2006/2, Yıldız Teknik Üniversitesi, Makina Fakültesi, Makina Mühendisliği Bölümü, Yıldız-İstanbul
- [26] **Acül H., Şahin N.**, 2005, Enerji Tesislerinde Kurulan Türbin Giriş Havası Soğutma Üniteleri, 11. Uluslararası Enerji ve Çevre Fuarı ve Konferansı , Mayıs 2005
- [27] **Çıtlak R.**, Türkiyede Faaliyet Gösteren Doğalgaz Kombine Çevrim ve Kojenerasyon Santrallerinde Kompresör Emiş Havaasının Pülvarize Su Püskürtülmesi Yöntemi ile Soğutulmasının Teknik ve Ekonomik Analizi, Hamitabat Kombine Çevrim Santrali Üretim Müdürlüğü, <http://www.heas.gov.tr> , Alındığı Tarih, (14.10.2009)
- [28] **Durukan M.**, 1995, Yanma Gaz Analizleri ve Doğal Gaz Uygulamalarındaki Önemi, Tesisat Mühendisliği Dergisi, Ocak-Şubat, Sayı:18
- [29] **Özbek G.**, 1995, Borularda Isı Yalıtımı , Tesisat Mühendisliği Dergisi, Mayıs-Haziran 1995, Sayı:20
- [30] **Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü**, “Sanayide Enerji Yönetimi Esasları”, Cilt III, Ankara, 2006
- [31] **Url-6** www.yakacikvalf.com, Alındığı tarih, (10.03.2009)
- [32] **Tmmob Makine Mühendisleri Odası İstanbul Şubesi**, 2005, Yalıtım Kitabı, Yayın no: MMO/2005/399
- [33] **Ünlü C.**, 1995, Buhar Tesisatlarında Kullanılan Kondensatörler ve Enerji Tasarrufları , Tesisat Mühendisliği Dergisi, Ekim 1995, sayı:22
- [34] **Url-7-**
www.webmanagerextra.com/images2/img/142/File/BuharTesisatlarindaKondensTahliyesiveKondensatörler.pdf , Alındığı tarih, (8.9.2009)

- [35] **Url-8-** www.arcelik.com.tr , Alındığı tarih, (16.10.2010)
- [36] **U rl-9-**
http://www.eie.gov.tr/turkce/en_tasarrufu/uetm/Motor_Verimliliği_Brosuru.pdf,
Alındığı tarih, (16.10.2010)
- [37] **Çiftçi Ü., I.**, 1999, Kompresör Seçimi, Ulusal Hidrolik Pnömatik Kongresi ve Sergisi
- [38] **Kaya D., Güngör C.**, 2002, Sanayide Enerji Tasarrufu Potansiyeli – I+ II, Mühendis Makine, Sayı:514, s.20-30
- [39] **Üser Y., Yalçın M.A., Özen Ş., Cerit B.**, 2005, IV. Ulusal Hidrolik ve Pnömatik Kongresi, Endstriyel Bir Tesisteki Basıncılı Hava Üretim ve Dağıtım Sistemlerinde Enerji Tasarrufu Analizi
- [40] **Elhanan E., Derbentli T.**, 2007, Gaz Türbinli Kojenerasyonla Elektrik Üretimi ve Soğutma, Cilt:6, Sayı:5-6
- [41] **Koçak T., Gülsen O.**, 1998, Kojenerasyon nedir? Kojenerasyon Teknikleri ve Sistem Seçimi, Tmmob, Makine Mühendisleri Odası, Bölgesel Isıtma ve Kojenerasyon Bildiriler Kitabı, 24-25 Ekim, Yayın no: 210, s:33
- [42] **Derbentli T.**, 1998 , Bölge Isıtması ve Kojenerasyonun Ekonomik Olurluluğu, Tmmob, Makine Mühendisleri Odası, Bölgesel Isıtma ve Kojenerasyon Konferansı Bildiriler Kitabı, 24-25 Ekim, Yayın no: 210, s:62-63
- [43] **Ağış Ö.**, 1995, Doğal Gazla En Verimli Şehir Isıtma Teknolojisi: Bir Örnek Şehrin Aynı Merkezden Isıtılması ve Aydınlatılması, Tmmob Makine Mühendisleri Odası Uluslararası Doğalgaz Kongresi Bildiriler Kitabı, Yayın no:179, 14 Kasım
- [44] **Narter F., Öztürk İ.**, 1996, Merkezi Isıtma ve Tesisat Mühendisliği Dergisi Teknik Yayınlar-I
- [45] **Yaşar N.**, 2009, Elektrik Üretim Tesislerinde Verimliliğin Arttırılması ve Atık Isıların Değerlendirilmesi , Eüaş Genel Müdürlüğü, 1.Ulusal Enerji Verimliliği Forumu, 15-16 Ocak
- [46] **Url-10** <http://www.arkeenerji.com/cms/index.php?&M=5> , Alındığı tarih, (19.10.2009)
- [47] **Kürklü A., Havgören F.**, 2007, Sera Planlaması, Akdeniz Üniversitesi Ders Kitabı

EK-A

Tablo A.1’de A’dan H’ye Türkiye’de otoprodüktör santrallerin listesi verilmiştir.

Tablo A.1: A’dan H’ye Türkiye’de otoprodüktör santraller

NO	SANTRALLAR	YERİ	YAKIT CİNSİ	ÜRETİM KAP.GWH	KURULU GÜÇ (MW)
1	AKBAŞLAR(*)	Bursa	DG+FUEL-OİL		12,825
2	AKÇA TEKSTİL (Menderes)	Denizli	DG+SIVI	70,0	18,730
3	AKIN ENERJİ	Kırklareli	DOĞALGAZ	37,2	4,875
4	AKSEN	Gaziantep	FUEL-OİL	168,0	21,100
5	AKTEKSTİL-1	Gaziantep	FUEL-OİL	104,3	13,040
6	ALKİM KAĞIT	İzmir	DOĞALGAZ/NAFTA	34,0	5,162
7	ALKİM ALKALİ KİMYA	Afyon	K+F.OİL+LPG+MOT.	20,7	3,385
8	ALTINMARKA	İstanbul	D.G	30,5	3,596
9	ALTINYILDIZ	İstanbul	DOĞALGAZ/NAFTA	39,7	4,700
10	AMYLUM NIŞASTA	Adana	FUEL-OİL	44,6	6,200
11	ANADOLU EFES BİRA	Ankara	FUEL-OİL	30,6	3,840
12	ARÇELİK ÇAYIROVA	İstanbul	D.G+F.O+M	37,0	6,500
13	ARÇELİK E.ŞEHİR	Eskişehir	D.G+F.O+M	35,5	6,300
14	ARENKO	Denizli	FUEL-OİL	101,6	12,706
15	ATAER ENERJİ	İzmir	DG+NAFTA	306,9	70,290
16	ATATEKS	Tekirdağ	DG+Nafta	43,5	5,630
17	AYDIN ÖRME	Sakarya	DOĞALGAZ		7,520
18	AYKA TEKSTİL	Tekirdağ	DG	40,0	5,500
19	BAHARİYE MENSUCAT				1,036
20	ATLAS HALICILIK	Tekirdağ	DG	6,0	1,025
21	BAĞFAŞ	Balıkesir	YEN.ATIK		10,000
22	BAYDEMİRLER	İstanbul	DOĞALGAZ	8,6	9,309
23	BELKA	Ankara	YEN.ATIK	24,1	3,200
24	BEY ENERJİ	Tekirdağ	D.G+M	32,7	5,000
25	BİL ENERJİ	Ankara	D.G.+M	255,3	36,587
26	BİRKO ENERJİ	Niğde	FUEL-OİL	85,8	11,520
27	BİRLİK ENERJİ	Denizli	FUEL-OİL	272,0	37,000
28	BOSEN	Bursa	DG	500,0	131,022
29	CAN TEKSTİL	Tekirdağ	D.G.+M	37,0	5,200
30	COGNİS-HENKEL	İstanbul	DOĞALGAZ	6,4	1,000
31	ÇIRAĞAN SARAYI İŞL.	İstanbul	DOĞALGAZ	9,0	1,358
32	ÇOLAKOĞLU	İzmit	İTHAL KÖMÜR	1.520,0	190,000
	ÇOLAKOĞLU		DOĞALGAZ	987,2	123,400
33	DENİZLİ ÇİMENTO	Denizli	FUEL-OİL	105,0	13,600
34	DENTAŞ	Denizli	NAFTA	31,7	5,000
35	DESA	İzmir	DG+LPG+N	68,0	10,550
36	DOĞUŞ	Kırklareli	DOĞALGAZ	6,0	1,000
37	ECZACIBAŞI BAXTER HAST.ÜR.	İstanbul		5,8	1,033
38	E.ŞEHİR ENDÜSTRİYEL ENER.	Eskişehir	D.G.+M	329,2	59,025
39	EDİP IPLİK	Kırklareli	D.G+LPG	37,2	4,875
40	EGE BİRLEŞİK ENERJİ	İzmir	LPG+D.G.+M	94,0	12,825
41	EKOTEN TEKSTİL	İzmir	DOĞALGAZ		1,932
42	ENERJİ-SA(Çanakkale)	Çanakkale	DOĞALGAZ/NAFTA	520,0	64,085

Tablo A.1: A'dan H'ye Türkiye'de otoprodüktör santraller (Devam)

43	ENERJİ-SA(Köseköy)	İzmit	DOĞALGAZ/NAFTA+M	930,0	120,000
44	ENERJİ-SA(Mersin)	İçel	DOĞALGAZ/NAFTA	520,0	64,535
45	ENERJİ-SA(Zeytinli)	Adana	DOĞALGAZ/NAFTA	850,0	130,170
46	ERAK GİYİM	Tekirdağ	DOĞALGAZ		1,365
47	ERDEMİR	Zonguldak	DOĞALGAZ		80,000
	ERDEMİR		F.O+K.G+Y.F.G+DG	1.000,0	75,000
48	ETİ ALÜMİNYUM	Konya	FUEL-OİL	27,5	11,900
49	ETİ BOR A.Ş.(BANDIRMA ASİT)(*)	Balıkesir	YEN.ATIK		11,500
50	ETİ BOR A.Ş.(BANDIRMA BORAKS)(*)	Balıkesir	LİNYİT	40,0	10,660
51	ETİ BOR A.Ş.(BORİK ASİT)	Kütahya	LPG	39,6	10,400
52	EVYAP	İstanbul	DG	7,0	5,120
53	GOODYEAR (ADAPAZARI)	Adapazarı	D.G+LPG	69,0	9,600
54	GOODYEAR (İZMİT)	İzmit	D.G+LPG	32,0	4,200
55	GRANİSER GRANİT	Manisa	DG		5,500
56	GÜL ENERJİ	Gaziantep	FUEL-OİL	90,0	25,000

Tablo A.2'de H'den T'ye Türkiye'de otoprodüktör santrallerin listesi verilmiştir.

Tablo A.2: H'den T'ye Türkiye'de otoprodüktör santraller

SIRA NO	SANTRALLAR	YERİ	YAKIT CİNSİ	ÜRETİM KAP.GWH	KURULU GÜÇ (MW)
58	HABAŞ(BİLECİK)	Bilecik	FUEL-OİL	120,0	18,000
59	HABAŞ(İZMİR)	İzmir	FUEL-OİL	240,0	36,000
60	HABAŞ(ALİAĞA)	İzmir	D.G	1.920,0	201,460
61	HALKALI KAĞIT	İstanbul	D.G+M	39,0	5,066
62	HAYAT KAĞIT	Çorum	DG	56,3	7,531
63	HAYAT KİMYA	İzmit	DG	32,0	5,200
64	ISPARTA MENSUCAT	İsparta	FUEL-OİL	79,2	10,700
65	İÇDAŞ ÇELİK	Çanakkale	İTHAL KÖMÜR	948,0	135,000
66	İGSAŞ	İzmit	D.G+F.O	68,0	11,000
67	İSDEMİR	Hatay	F.O.+T.K.+K	750,0	220,400
68	İSKO	Bursa	D.G+LPG	75,0	9,200
69	İZAYDAŞ	İzmit	YEN.ATIK	5,7	5,200
70	KAHRAMANMARAŞ KAĞIT	Kahramanmaraş	İTHAL KÖMÜR		6,000
71	KALE SERAMİK	Çanakkale	D.G+SIVI	157,0	21,600
72	KARDEMİR	Karabük	TAŞ KÖMÜR	230,0	35,000
73	KAREN	K.Maraş	F.O	200,0	24,340
74	KARTONSAN	İzmit	D.G+M	118,0	23,976
75	KEMERBURGAZ(İBB)	İstanbul	YEN.ATIK	7,2	4,000
76	KIRKA BORAKS	Eskişehir	FUEL-OİL		8,200
77	KOMBASSAN KAGIT, GIDA	Tekirdağ	DOĞALGAZ	38,1	5,500
78	KOMBASSAN KAG.MATBAA,GIDA	Konya	DOĞALGAZ	35,7	5,500
79	KORUMA KLOR	İzmit	DOĞALGAZ	76,8	9,600
80	KÜÇÜKÇALIK TEKSTİL	Bursa	DOĞALGAZ		8,000
81	MAKSİ ENERJİ	İstanbul	D.G+M	58,0	7,700
82	MANİSA ORGANİZE SAN.(MOSB)	Manisa	DOĞALGAZ	515,0	84,834

Tablo A.2 : H'den T'ye Türkiye'de otoprodüktör santraller (Devam)

83	MARMARA KAĞIT	Bilecik	LİNYİT		2,000
84	MEDUNION	İzmir	FUEL-OİL	26,9	3,380
85	MENSA	Adana	NAFTA	54,8	10,400
86	MERCEDES BENZ TÜRK	İstanbul	DOĞALGAZ	36,8	8,280
87	MODERN ENERJİ	Tekirdağ	DOĞALGAZ	388,0	55,060
88	MODERN ENERJİ	İzmir	D.G+LPG		32,180
	MOPAK		DG+LPG	33,0	4,550
89	MOPAK (DALAMAN)	Muğla	F.O+DİĞER		26,200
90	NUR YILDIZ	Tekirdağ	DOĞALGAZ	6,5	1,360
91	ORS	Ankara	FUEL-OİL	60,9	7,360
92	ORTA ANADOLU MENSUCAT	Kayseri	NAFTA+LPG+D.G.	62,0	10,000
93	ÖZAKIM	Bursa	D.G	50,0	7,000
94	PAK GIDA	Düzce	DG	55,2	2,1
95	PAK GIDA	İzmit	D.G+LPG	55,2	4,8
	PAKMAYA		DG		2,1
96	PAKMAYA	İzmir	D.G+LPG		4,8
	PAK GIDA		D.G.		5,7
97	PETKİM ALİAĞA	İzmir	FUEL-OİL	1.041,7	170,000
98	PETLAS	Kırşehir	L+LPG+FO		6,000
99	POLİNAS	Manisa	FUEL-OİL	74,5	10,000
100	SAMUR	Ankara	FUEL-OİL	28,0	7,360
101	SARKUYSAN	İzmit	DOĞALGAZ	54,0	7,690
102	SEKA AKDENİZ	Mersin	F.O+S.L+K	105,0	20,000
103	SEKA AKSU	Giresun	FUEL-OİL	25,0	8,000
104	SEKA BALIKESİR -ALBAYRAK TURİZM	Balıkesir	F.O+K+T	56,2	9,300
105	SEKA ÇAY-GAP İNŞ.YATIRIM DIŞ TİC.	Afyon	F.O+DİĞER	50,0	8,000
106	SEKA(çaycuma) OYKA KAĞIT	Zonguldak	F.O+DİĞER	37,2	10,000
107	SEKA İZMİT	İzmit	D.G+F.O	21,0	18,000
108	SİMKO	İstanbul	DOĞALGAZ	8,0	2,054
109	SÖKTAŞ	Aydın	LPG	33,5	4,500
110	SÖNMEZ FLAMENT	Bursa	DOĞALGAZ	32,0	4,120
111	STARWOOD	Bursa	DG	120,0	17,310
112	STANDART PROFİL	Düzce	DOĞALGAZ	45,0	6,738
113	ŞAHİNLER	Tekirdağ	DOĞALGAZ	176,0	26,000

Tablo A.3'de T'den Z'ye Türkiye'de otoprodüktör santrallerin listesi verilmiştir.

Tablo A.3: T'den Z'ye Türkiye'de otoprodüktör santraller

SIRA NO	SANTRALLAR	YERİ	YAKIT CİNSİ	ÜRETİM KAP.GWH	KURULU GÜÇ (MW)
114	TANRIVERDİ	Tekirdağ	DOĞALGAZ	38,7	4,660
115	TEKBOY TEKSTİL	Kırklareli	DOĞALGAZ	16,0	2,246
116	TERMAL SERAMİK	Bilecik	DG+SIVI	34,2	4,600
117	TEZCAN GALVANİZ	İzmit	DG	32,0	3,664
118	TİRE KUTSAN	İzmir	FUEL-OİL	37,0	8,000
119	TOPRAK ENERJİ	Eskişehir	DOĞALGAZ	70,0	9,000
120	TOROS ENERJİ (CEYHAN)	Adana	NAFTA	31,5	4,736
121	TOROS ENERJİ (MERSİN)	Mersin	NAFTA	53,3	12,136
122	TRAKYA İPLİK	Tekirdağ	DG+SIVI	17,0	4,200
123	TÜBAŞ	Tekirdağ	DOĞALGAZ	8,6	1,360
124	TÜGSAŞ (GEMLIK)	Bursa	DOĞALGAZ		8,000

Tablo A.3: T'den Z'ye Türkiye'de otoprodüktör santraller

125	TÜP MERSERİZE	Kırklareli	DG+LPG+M	43,7	4,7
123	TÜP MERSERİZE	Batman	DG	17,0	1,0
	TÜPRAŞ BATMAN RAFİNERİ(*)		FUEL-OİL		10,250
124	TÜPRAŞ BATMAN RAFİNERİ(*)	İzmir	MOTORİN		10,300
	TÜPRAŞ İZMİR RAFİNERİ		FUEL-OİL	290,0	44,000
128	TÜPRAŞ İZMİR RAFİNERİ (*)	İzmit	FUEL-OİL	210,9	45,000
129	TÜPRAŞ O.A. RAFİNERİ	Kırıkkale	FUEL-OİL	105,0	24,000
130	İSTANBUL ELYAF	Yalova	DG	65,0	12,300
131	YILDIZ SUNTA	İzmit	DG	30,0	5,200
132	YONGAPAN(KASTAMONU ENT.)	İzmit	DG	33,7	9,740
133	YURTBAY	Eskişehir	DG	80,1	7,780
134	ZEYNEP GİYİM SAN.	Tekirdağ	DG	8,1	1,165
				19.461,4	3193,079
	DİĞERLERİ (*)		MOTORİN		8,026
	DİĞERLERİ (*)		DOĞALGAZ+SIVI	56,0	27,840
	DİĞERLERİ(*)		FUEL-OİL	136,7	62,335
	DİĞERLERİ(*)		LİNYİT	236,9	127,803
	DİĞERLERİ(*)		KATI+SIVI	156,4	64,800
	DİĞERLERİ TOPLAM			586,0	290,804
	TERMİK TOPLAM			20.047,4	3483,883
1	DELTA PLASTİK	İzmir	RÜZGAR	4,5	1,500
2	SUNJÜT SUNİ JÜT SAN.	İstanbul	RÜZGAR	2,4	1,200
	RÜZGAR TOPLAM			6,9	2,700
1	OYMAPINAR	Antalya		1.620,0	540,000
	BARAJLI TOPLAM			1.620,0	540,000
1	BAĞCI (YAPRAK) SU ÜRÜNLERİ	Muğla	AKARSU	1,7	0,300
2	KAREL ENERJİ (PAMUKOVA)	Adapazarı	AKARSU	55,0	9,300
3	MOLU	Kayseri	AKARSU	12,0	3,400
4	MURGUL BAKIR	Artvin	AKARSU	9,0	4,700
5	SÜLEYMANLI(İSKUR)	K.maraş	AKARSU	17,9	4,600
6	YEŞİLLİLER	Kırşehir	AKARSU		0,500
	AKARSU TOPLAM			95,6	22,800
	HİDROLİK TOPLAM			1.715,6	562,800
	OTOPRODÜKTÖR TOPLAM			21.769,9	4049,383

EK B

CHEMCAD PROGRAMI ÇIKTISI

CHEMCAD 6.0.1

Page 1

Job Name: Untitled Date: 12/25/2009 Time: 16:34:33

Stream No.	Hp çıkış	lp çıkış	lp giriş	lp çıkış
Stream Name				
Temp C	182.9180*	47.2672	193.4000*	47.2672
Pres bar	5.5000*	0.1080	5.5000*	0.1080
Enth MW	44.407	36.524	10.642	8.7462
Vapor mole fraction	1.0000	0.88621	1.0000	0.89350
Total kmol/h	3152.9283	3152.9285	749.3756	749.3756
Total kg/h	56800.0024	56800.0060	13500.0004	13500.0004
Total std L m3/h	56.8001	56.8001	13.5000	13.5000
Total std V m3/h	70668.62	70668.63	16796.24	16796.24
Flowrates in kg/h				
Water	56800.0024	56800.0060	13500.0004	13500.0004

Stream No.	Hp giriş	hp çıkış	hp giriş	mp gidiş
Stream Name				
Temp C	490.1000*	182.9182	490.1000*	363.5911
Pres bar	71.6000*	5.5000	71.6000*	29.4000
Enth MW	53.384	44.407	1.8797	1.7489
Vapor mole fraction	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Total kmol/h	3152.9283	3152.9283	111.0186	111.0186
Total kg/h	56800.0024	56800.0024	2000.0000	2000.0000
Total std L m3/h	56.8001	56.8001	2.0000	2.0000
Total std V m3/h	70668.62	70668.62	2488.33	2488.33
Flowrates in kg/h				
Water	56800.0024	56800.0024	2000.0000	2000.0000

CHEMCAD 6.0.1

Page 1

Job Name: Untitled Date: 12/25/2009 Time: 16:37:23

Lp türbin

Equip. No.	2
Name	
Pressure out bar	0.1080
Type of Expander	1
Efficiency	0.8190
Actual power MW	-7.8832
Cp/Cv	1.3557
Theoretical power MW	-9.6254
Ideal Cp/Cv	1.2603
Calc Pout bar	0.1080

Job Name: Untitled Date: 12/25/2009 Time: 16:37:51

Lp türbin

Equip. No.	1
Name	
Pressure out bar	0.1080
Type of Expander	1
Efficiency	0.8190
Actual power MW	-1.8954
Cp/Cv	1.3510
Theoretical power MW	-2.3143
Ideal Cp/Cv	1.2666
Calc Pout bar	0.1080

Job Name: Untitled Date: 12/25/2009 Time: 16:39:30

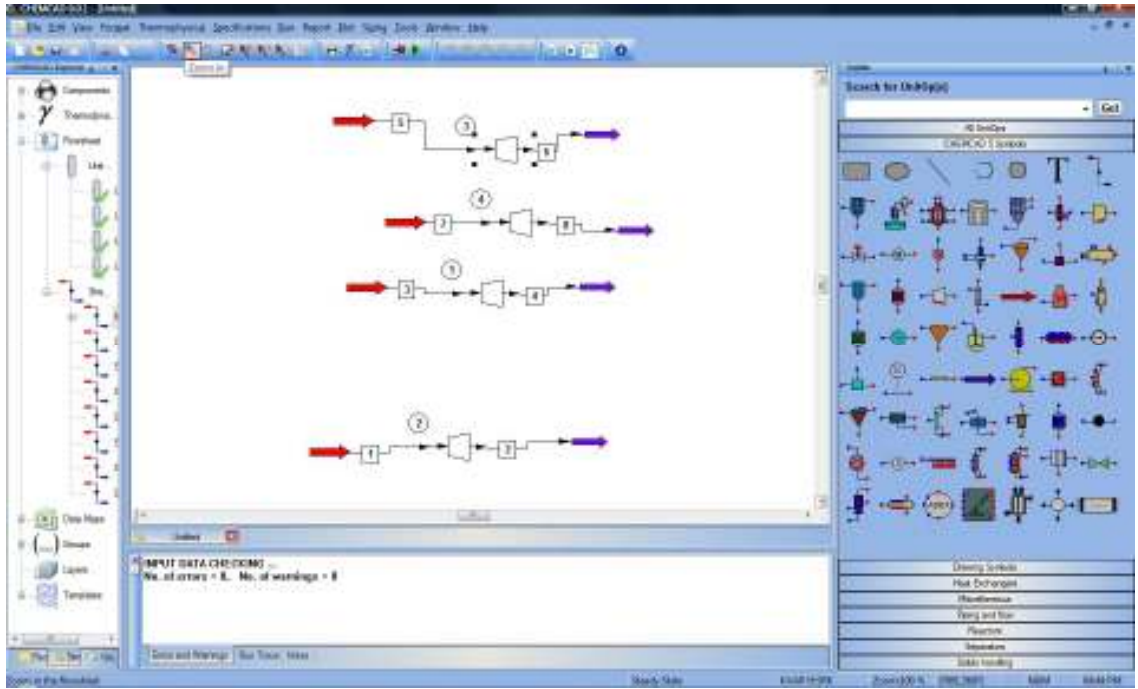
Hp türbin

Equip. No.	4
Name	
Pressure out bar	29.4000
Type of Expander	1
Efficiency	0.8800
Actual power MW	-0.1308
Cp/Cv	1.3823
Theoretical power MW	-0.1486
Ideal Cp/Cv	1.2361
Calc Pout bar	29.4000

Job Name: Untitled Date: 12/25/2009 Time: 16:40:50

Hp türbin

Equip. No.	3
Name	
Pressure out bar	5.5000
Type of Expander	1
Efficiency	0.8800
Actual power MW	-8.9770
Cp/Cv	1.3823
Theoretical power MW	-10.2011
Ideal Cp/Cv	1.2361
Calc Pout bar	5.5000



Şekil B.1: Chemcad akış şeması

ÖZGEÇMİŞ

Ad Soyad: Hale ALTAY

Doğum Yeri ve Tarihi: 14.05.1984, Eskişehir

Lisans Üniversitesi: İstanbul Teknik Üniversitesi, Kimya Mühendisliği

