

DOKUZ EYLÜL ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

BİR TERMİK SANTRALİN ENERJİ VE VERİM
ANALİZİ

Bahattin KOCAEKİZ

Ağustos, 2010
İZMİR

BİR TERMİK SANTRALİN ENERJİ VE VERİM ANALİZİ

**Dokuz Eylül Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
Yüksek Lisans Tezi
Makine Mühendisliği Bölümü, Enerji Anabilim Dalı**

Bahattin KOCAEKİZ

**Ağustos, 2010
İZMİR**

YÜKSEK LİSANS TEZİ SINAV SONUÇ FORMU

BAHATTİN KOCAEKİZ, tarafından **PROF.DR İSMAİL HAKKI TAVMAN**, yönetiminde hazırlanan “**BİR TERMİK SANTRALİN ENERJİ VE VERİM ANALİZİ**” başlıklı tez tarafımızdan okunmuş, kapsamı ve niteliği açısından bir Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

.....

Prof. Dr. İsmail Hakkı TAVMAN

Danışman

.....

Jüri Üyesi

.....

Jüri Üyesi

Prof. Dr. Mustafa SABUNCU

Müdür

Fen Bilimleri Enstitüsü

TEŞEKKÜR

İlk olarak beni bugünlere getiren her zaman yanımda olan ve bana güvenen en kıymetli insanlar olan sevgili annem ve babama en büyük teşekkürü borç bilirim.

Öncelikle bu tez aşamasında bana yardımlarını esirgemeyen ve çalışmalarında yardımcı olan danışmanım sayın; Prof.Dr.İsmail Hakkı TAVMAN ile Teknik Dökümanların verilmesinde yardımını esirgemeyen YATAĞAN TERMİK SANTRALI İŞLETME MD. Sayın İrfan ARSLAN ile Üretim Müdürü Sayın Makine Baş Mühendisi Hüseyin ÇETİN'e, ayrıca Tez Hazırlama aşamasında bana destek veren Eşime ve Çocuklarıma teşekkür ederim.

Bahattin KOCAEKİZ

BİR TERMİK SANTRALİN ENERJİ VE VERİM ANALİZİ

ÖZ

Bu çalışmada Yatağan Termik Santralinin termodinamiğin birinci ve ikinci yasa yönünden verim analizi yapılmıştır. Enerji santralinin verim analizi yapılırken farklı çevre koşulları ile yükler incelenmiş ve dikkate alınmıştır. Performans parametreleri ve değişimleri incelenmiştir. Çalışmada sistemi oluşturan her üniteadaki faydalı güç, tersinir güç ve tersinmezlik miktarları tespit edilmiş ve sistemin genel verimleri hesaplanmıştır. İncelenen Termik Santral için yapılan ekserji analiz sonuçları santralin verimi hakkında daha kesin yorum yapılmasına olanak vermektedir. Bu çalışma ile enerji santralının enerji ve verim analizi incelenmiş ve önemi dile getirilmiştir.

Anahtar sözcükler: Çevrim, gaz türbini, enerji analizi

ENERGY AND EFFICIENCY ANALYSIS OF A POWER PLANT

ABSTRACT

In this study, efficiency analysis of combined cycle Yatağan Thermic Power Plant which is working in Yatağan/Muğla for industrial zone for first and second laws of thermodynamics is realized. While analyzing of efficiency of thermic power plant different environmental conditions and loads are observed and considered. The variations of the performance parameters and their magnitudes are studied. The useful power, reversible power and irreversibility are obtained for each component which constitutes the plant, and overall efficiencies of the plant are calculated. The result show the exergy analyses for a steam cycle system predict the plant efficiency more precisely. In addition to this, with this study, the efficiency of combined cycle thermic power plant for proses and efficiency law of thermodynamic is showed and gives the attention on it.

Keywords: Combined cycle, gas turbine, energy analysis

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
YÜKSEK LİSANS TEZİ SINAV SONUÇ FORMU	ii
TEŞEKKÜR	iii
ÖZ.....	iv
ABSTRACT	v

BÖLÜM BİR-YATAĞAN TERMİK SANTRAL HAKKINDA GENEL BİLGİ.... 1

1.1 Genel Bilgiler.....	1
1.1.1 Yatağan Termik Santralı Yerleşim Bölgesinin Tanıtımı	1
1.1.2 Santralın Kuruluş Amacı Ve Yer Seçimi	2
1.1.3 Sözleşmenin Yapılması.....	2
1.1.4 Kömür Temini.....	3
1.2 Proje Maliyeti Ve Ünitelerin Devreye Alınış Tarihleri	4
1.3 Yatağan Termik Santralının Teknik İncelenmesi	4
1.3.1 Kömür Alma Ve Hazırlama Sistemi	4
1.3.2 Kül Ve Curuf Atma Sistemi.....	5
1.3.3 Buhar Üretim Sistemi.....	7
1.3.4 Türbin Sistemi.....	8
1.3.5 Generatör Sistemi.....	10
1.3.6 Şalt Tesisleri.....	11
1.3.7 Su Ön Arıtma Sistemi	11
1.3.8 Demineralize Su Üretim Sistemi.....	13
1.3.9 Su Buhar Çevrimine Yapılan Kimyasal Mad.Dozajları.....	13
1.4 Santraldan Kaynaklanan Çevre Sorunlarının Giderilmesi Yönünde Yapılan	
Çalışmalar ve Baca Gazı Desülfürizasyon Tesisleri	14
1.4.1 Katı Atıklar	15
1.4.2 Sıvı Atıklar.....	15
1.4.3 Gaz Atıklar Ve Baca Gazı Desülfürizasyon Tesisleri.....	16
1.4.3.1 Kireç Taşı Depolama İşleme Absorbent Hazırlama Sistemi.....	18

1.4.3.2 Yıkayıcı Kule (Scrubber)	19
1.4.3.3 Alçı Susuzlaştırma ve Kül Karıştırma Sistemi.....	19

BÖLÜM İKİ – DÜNYA’DA VE TÜRKİYE’DE ENERJİ ÜRETİM

POLİTİKALARI	20
2.1 Genel Bilgiler.....	20
2.2 Türkiye’nin Enerji ve Üretim Politikası	20
2.2.1 Dünyada Enerji Ve Elektrik Üretim Sektörünün Görünümü.....	20
2.2.2 Türkiye’de Enerji ve Elektrik Üretim Sektörünün Görünümü	27
2.3 Elektrik Üretim A.Ş.’nin Elektrik Üretim Sektörü İçindeki Yeri.....	32
2.4 Elektrik Üretim Piyasasındaki Rekabet Açısından Elektrik Üretim A.Ş.’nin Değerlendirilmesi.....	35

BÖLÜM ÜÇ – ENERJİ VE VERİM ANALİZİ

3.1 Kızgın Buharlı Rankine Çevrimi	41
3.2 Ara Isıtmalı Rankine Çevrimi.....	42
3.3 Rejeneratif Çevrim.....	43
3.3.1 Kapalı Besleme Suyu Isıtıcıları	44
3.4 Yatağan Termik Santralı Su Buharı Çevrim Şeması	47
3.5 Santralda Üretilen ve Tüketilen Elektrik Miktarı	48
3.6 Üretim İçin Yakılan Kömür Miktarı	51
3.7 Üretim İçin Yakılan Fuel-Oil Miktarı.....	55
3.8 Üretimde Kullanılan Kömürün Alt Isıl Değeri	58
3.9 Brüt Üretimden Elde Edilen Buhar Miktarı.....	62
3.10 Brüt Üretimde Kazana Verilen Toplam Enerji	64
3.11 Brüt Üretimde Kazan ve Diğer Birimlerin Verim Analizi	66
3.11.1 Kazan Verimi	66
3.11.2 Boru Verimi	68
3.11.3 Türbin Verimi	70
3.11.4 Termik Verim.....	71

BÖLÜM DÖRT – SONUÇ	79
KAYNAKLAR.....	80
EKLER	83

BÖLÜM BİR

GİRİŞ

1.1 Genel Bilgiler

1.1.1 Yatağan Termik Santrali Yerleşim Bölgesinin Tanıtımı

Yatağan Muğla'nın bir ilçesidir. Muğla – Aydın karayolunun 26. kilometresinden ayrılan Milas-Bodrum karayolu kavşağı yakınında kurulmuştur. Muğla'ya 28 km, komşu il Aydın'a 79 km uzaklıktadır. Yüzölçümü 119.600 hektardır.

1976 yılına kadar bir köy görünümünde olan ilçe TEAŞ ve GELİ'nin kurulması ile birlikte sanayi bölgesi haline gelmiş, Yatağan'ın sosyal düzeni ve yaşamı bu kuruluşların sosyal tesisleri ile de olumlu yönde etkilenmiştir.



Şekil 1.1 Yatağan Termik Santralının genel görünüşü (YEAŞ, 2010)

1.1.2 Santralin Kuruluş Amacı Ve Yer Seçimi

Yatağan Termik Santrali, sanayide başka amaçla kullanılamayan Muğla-Yatağan linyit havzasındaki düşük kalorili kömürün değerlendirilmesi ve ulusal enerji sistemimizin ihtiyacının karşılanması amacıyla 1975 yılında yatırım programına alınmıştır. Santral bu amaçla Yatağan İlçesine 3 km uzaklıktaki 1.163.000 m² lik bir alan üzerine kurulmuştur.

Santralin yer seçiminde aşağıda belirtilen ölçütler dikkate alınmıştır:

- Kömür yatakları ile kül ve curuf atma sahasına yakınlığı,
- Santralin ihtiyacı olan suyun bulunabilirliği ve yakınlığı,
- Elektrik tüketim merkezlerine yakınlığı,
- Depreme mukavemet bakımından fay hattında bulunmayışı,
- Karayolu ulaşım kolaylığı,
- Rüzgar yönü.

1.1.3 Sözleşmenin Yapılması

1975 yılında yatırım programına alınan Santral, bilahare ihaleye çıkarılmış ve ihaleye katılan 6 firma arasında en uygun fiyat ve kredi şartlarını teklif etmiş bulunan Polonya'nın ELEKTRİM Firmasına ihale edilmiştir.

25.6.1976 tarihinde adı geçen firma ile ön anlaşma imzalanmış ve aynı yıl içerisinde sözleşme görüşmelerine başlanarak 20 Nisan 1977 tarihinde sözleşme imzalanmıştır. O günün fiyatları ile 1.486.523.500.-TL iç ve 149.055.140 USD dış bedelle ihale edilen santralin sözleşmesi ana hatlarıyla I. Ünite'nin 36 ay, II. Ünite'nin ise 39 ayda tamamlanmasını öngörmüştür.

Daha sonra Bakanlar Kurulunun 8 Nisan 1980 tarih ve 8/648 sayılı kararları ile Yatağan Termik Santrali III. Tevsi ünitesinin 1980 yılı yatırım programında ele alınması öngörülmüş, 1x210 MW'lık Yatağan III. Tevsi ünitesi de, yine Polonya ELEKTRİM Firmasıyla, 22 Temmuz 1980 tarihinde I. ve II. Ünite sözleşmesi temel alınarak sözleşme imzalanmıştır.

1.1.4 Kömür Temini

Yatağan Termik Santralında kullanılacak kömürün açık ocaklardan çıkarılışı ve 0-200 mm boyutlarında YEAS'a verilışı Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) Genel Müdürlüğü'ne bağlı Güney Ege Linyitleri İşletmesi tarafından yapılmaktadır. Muğla yöresi Türkiye'nin en önemli kömür havzalarından biri olup TKİ ve MTA tarafından 800 Milyon tonluk kullanılabilir kömür varlığı ifade edilmektedir. Yörede mevcut linyit kömürünün alt ısı değeri 1750-2100 kcal/kg olduğundan Termik Santralda elektrik üretiminden başka herhangi bir sanayide kullanmaya elverişli değildir.

Yatağan yöresindeki kömür rezervleri şu şekildedir (YEAS, 2010)

Turgut sektöründe	:	115.000.000 ton
Eskihisar sektöründe	:	128.566.000 ton
Bayır sektöründe	:	109.062.000 ton
Tınaz sektöründe	:	43.071.000 ton
Bağyaka sektöründe	:	19.556.000 ton
Toplam	:	415.255.000 ton



Şekil 1.2 Kömür ocağında yüzeyden kömür çıkarılışı (TKİ, 2009)

1.2 Proje Maliyetleri Ve Ünitelerin Devreye Alınış Tarihleri:

PROJE MALİYETİ:

1. ve 2. Ünite	:	192.854.703.- USD
3. Ünite	:	152.192.188.- USD
Toplam	:	345.046.891.- USD

Başlama tarihi:

Proje	:	20.04.1977
İnşaat	:	01.06.1977
Montaj	:	01.08.1978

Ünitelerin Devreye Giriş Tarihleri:

1. Ünite	:	20.10.1982
2. Ünite	:	15.06.1983
3. Ünite	:	18.12.1984

1.3 Yatağan Termik Santralının Teknik İncelenmesi

1.3.1 Kömür Alma Ve Hazırlama Sistemi

Üç ünite birden tam kapasite çalıştığında Yatağan Termik Santralının bir günlük kömür ihtiyacı ortalama 18.000 tondur. Bu kömürü sağlamak üzere Yatağan bölgesinde TKİ Güney Ege Linyitleri İşletmesinin üç ocağı bulunmaktadır: Eskihisar, Tınaz ve Bağyaka. Eskihisar Ocağı santrale en yakın olandır. Santralın kuruluşundan beri kömür alınan Eskihisar Ocağı'nın kömür kalitesi de diğer ocaklara kıyasla daha yüksektir.

GELİ ile yapılan sözleşmeye göre Eskihisar ocağından alınan kömürün alt ısı değeri 2000 ± 100 kcal/kg'dır. Ocaktan çıkarılan kömür GELİ araçları ile taşınarak primer kırıcıda kırıldıktan sonra 0-200 mm. boyutlarında YEAS'a teslim edilmektedir. Tınaz ve Bağyaka ocaklarından çıkarılan kömürün alt ısı değeri daha düşüktür. GELİ ile yapılan sözleşmeye göre kömür kalorisinin 1750 ± 100 kcal/kg

sınırlarında olması gerekmektedir. Bağyaka Ocağı santrale 9 km. ve Tınaz Ocağı ise 12,5 km. uzaklıktadır.

Tınaz Ocağından santrale kömür taşıyabilmek için yaklaşık 12,5 km. uzunluğunda Türkiye'nin en uzun konveyör bandı yapılmıştır. Konveyör bandının kapasitesi 700 ton/saattir.

GELİ'den alındıktan sonra işletmenin kömür kırma-eleme tesislerinde 0-40 mm. boyutlarına indirilen kömür, radyoaktif bant kantarları ile tartıldıktan sonra konveyör bantlarla 885.000 ton kapasiteli stok sahasına alınır. Sahada 3 adet kömür park makinası bulunmaktadır. Bu makinalar gelen kömürü sahaya dökme, stoktaki kömürü alarak santrale verme, gelen kömürü stoklamadan doğrudan santrale verme ve gelen kömürü santrale verirken üzerine stoktan alınan kömürü ilave etme şeklinde 4 farklı pozisyonda çalışabilmektedir.

Stok sahasından alınan kömür, çift bant sistemi ile her üniteye 6 adet bulunan +42 metre kotundaki her biri 200 ton kapasiteli kazan üstü bunkerlerine boşaltılır. Daha sonra bunker altından devir kontrollü çıkarıcılarla alınan kömür kazan çıkışından alınan 800°C sıcaklıktaki gazla karıştırılarak, öğütülüp kazana püskürtülmek üzere santralın zemin kotundaki her biri 50,2 t/h kapasiteli değirmenlere dökülmektedir.

Kazan dizaynında esas alınan kömür teknik değerleri aşağıdaki gibidir:

Kuru kömürde kül miktarı	:	% 28 ÷ 35
Nem miktarı	:	% 32 ÷ 40
Alt Isıl Değeri	:	2100 ± %10 kCal/kg

1.3.2 Kül Ve Curuf Atma Sistemi

3x210 MW gücündeki Yatağan Termik Santralında günde yaklaşık 18.000 ton linyit kömürü yakılmakta olup yanma sonucunda atık olarak yaklaşık 5.000 ton kül ve curuf karışımı çıkmaktadır. Bu karışımın % 96'sı elektrofiltrelerde tutulan uçucu kül, % 4'ü ise kazan yanma odası altından alınan curuftur.

Şartnamede verilen kül analiz değerleri :

- SiO ₂	:	23 ÷ 48 %	- SO ₃	:	5 ÷ 26 %
- Al ₂ O ₃	:	10 ÷ 28 %	- MgO	:	2,5 %
- Fe ₂ O ₃	:	4 ÷ 19 %	- Na ₂ O	:	0,6 %
- CaO	:	5 ÷ 23 %	- K ₂ O	:	1,5 %

Santraldan mevcut % 99,2 verimle çalışan elektrofiltreler yardımıyla bacalardan kül çıkışı hemen, hemen tümüyle önlenmektedir. Ancak santrala verilen kömürdeki kül oranının yüksek olması halinde % 35 kül oranına göre projelendirilmiş olan kül sevk tesisatının kapasitesi yetersiz kalmaktadır. Bu durumda önlem olarak ünitelerden yük düşülmekte ve böylece kül miktarı azaltılmaktadır. Ayrıca, ünitelerin devreye alınış ve devreden çıkışları esnasında baca gazı 135 °C'ye ulaşmadan elektrofiltreler devreye alınamadığı için yaklaşık 1-2 saat süre ile bacadan kül çıkışı önlenememektedir. Normal işletme şartlarında elektrofiltrelerin verimini yüksek tutabilmek için bütün hücrelerin çalışır vaziyette olmasına azami titizlik gösterilmektedir. Elektrofiltre altından, kazanın ara geçişinden, eko altından, bacadan ve luvo altından alınan kül, pnömomatik olarak her biri 1.000 ton kapasiteli 3 adet kül silolarında; kazan altından alınan curuf ise 2 x 1.200 ton kapasiteli curuf bunkerlerinde toplanmaktadır.

Kül silolarında biriken kül, her bir silonun altında bulunan kül ıslatma helezonlarında ıslatılarak konveyör bantlara aktarılır. Curuf bunkerlerinde biriken curuf da aynı banta boşaltılarak 2 km. mesafedeki kül stok sahasına taşınır ve burada raylar üzerinde hareket edebilen kül serme makinası ile santral sahasından gönderilen kireçli su ve diğer atık sular eşliğinde sulu sistem ile kül barajına atılır. 2001 yılı ocak ayından itibaren start-up çalışmalarına başlanan Baca Gazı Desülfirizasyon Sisteminden atık olarak çıkan alçı taşı (CaSO₄. 2H₂O) da aynı bantlarla kül barajına atılmaktadır.

1.3.3 Buhar Üretim Sistemi

Santralda bulunan OB-660 tipi buhar kazanları tabii sirkülasyonlu ve domlu tip olup pülverize edilmiş kömürü yakacak şekilde dizayn edilmiştir. Buhar kazanları çift geçişli olup ekonomizer, buharlaştırıcı panelleri, kızdırıcılar ve tekrar kızdırıcılar olmak üzere dört ana bölümden oluşur.

Santralda her ünite için 50.2 ton/saat kapasiteli altı adet değirmen olup, bir adedi yedektir. Kömür bunkerlerinde toplanan kömür, çıkarıcı ve transportlar vasıtasıyla taşınarak kazandan emilen sıcak gazla karıştırılıp değirmene verilir. Değirmenlerde toz haline getirilen kömür, taze hava ile karıştırılıp, kazan içine püskürtülerek yakılır.

Kazanların devreye alınması esnasında kömürü tutuşturacak sıcaklığa erişinceye kadar yardımcı yakıt olarak fuel-oil kullanılmaktadır. Ayrıca kömür kalorisinin çok düşük olduğu zamanlarda kazandaki alevin sönmemesi için veya santral yükünü artırabilmek için fuel-oil yakıcıları devreye alınabilmektedir. Santralda kullanılan fuel-oil 2000 m³ kapasiteli iki adet depolama tanklarındaki 60 °C sıcaklıktaki fuel-oil alınıp, ara ısıtıcılardan geçirilerek 140 °C’de kazana verilir.

Kazanlarda domda iki adet, taze buhar sisteminde üç adet ve tekrar kızdırılmış buhar sisteminde dört adet emniyet valfleri bulunmaktadır.

Kazan performans değerleri:

Maksimum devamlı kapasite	:	660 ton/saat
Taze buhar çıkış basıncı	:	139 kg/cm ²
Tekrar kızdırılmış buhar çıkış basıncı	:	24 kg/cm ²
Taze ve tekrar kızdırılmış buhar sıc.		535 ± 8 °C
Kazan termik verimi		% 87.5

Kazanda elde edilen buharın kimyasal özellikleri:

İletkenlik (200C de)	:	0,2 µS/cm
Silis	:	0,02 ppb
Demir	:	0,02 ppb
Sodyum ve potasyum		0,01 ppb



Şekil 1.3 Buhar üretim sistemi buhar kazanının dışardan görünümü (YEAŞ, 2010)

1.3.4 Türbin Sistemi

Santraldaki buhar türbinleri Polonya ZAMECH Firması imali 13K215 tipi üç gövdeli, tekrar kızdırmalı aksiyon tipi türbinlerdir. Türbin ara kademelerinden çekilen 6 adet ara buhar, kazan girişi öncesi kazan suyunun ısıtılarak termik verimin yükseltilmesinde kullanılmaktadır. Yüksek basınç, orta basınç, alçak basınç türbinleri ve generatör rotorları birbirlerine üç adet kaplinle bağlıdır. Rotorlar 6 adet taşıyıcı 1 adet klavuz yatak ile yataklanmıştır. Kazandan gelen taze buhar, türbinin yüksek basınç kademelerinde iş görerek kazana tekrar kızdırılmaya gönderilir. Tekrar kızdırılan buhar bu defa türbinin orta basınç kademesi ve sonra da alçak basınç kademelerine gelir. Türbini terkeden çürük buhar kondensere dökülerek su haline dönüştürülür. Bu kondensat alçak basınç ısıtıcıları, kazan besleme tankı ve yüksek basınç ısıtıcıları kademelerinde ısıtılarak pompalar vasıtasıyla tekrar kazana basılır.

Türbin performans değerleri :

Türbin tipi	:	13 K 215
Türbin verimi	:	% 42
Nominal güç	:	210MW
Maksimum güç		215 MW
Dönüş Hızı		3000 devir/dk
Yüksek basınç türbini giriş buhar basıncı		130 atm

Yüksek basınç türbini giriş buhar sıcaklığı		535 °C
Orta basınç türbini giriş buhar basıncı		22,8 atm
Orta basınç türbini giriş buhar sıcaklığı		535 °C
Alçak basınç türbini eksoz buhar basıncı		0,06 atm
Alçak basınç türbini eksoz buhar sıc.		55 °C
Soğutma suyu sıc.(kondenser girişi)		27 °C
Soğutma suyu sıc.(kondenser çıkışı)		34.1 °C



Şekil 1.4 Türbin (YEAŞ, 2010)

1.3.5 Generatör Sistemi

Generatör üç fazlı iki kutuplu, su ve hidrojen soğutmalı olup Polonya DOLMEL Firması imalatı TWW-215-2 tipindedir. Generatör rotoru alçak basınç türbini rotoruna bağlı bulunmaktadır. Generatör içinde bulunan hidrojenin dışarı kaçmasını önlemek amacıyla generatör rotor yataklarına hidrojen sızdırmazlık yağı verilmektedir.

Generatör performans verileri :

Sanal gücü	:	247 MW
Aktif gücü	:	210 MW
Generatör çıkış gerilimi	:	15750 V $\pm$ % 5
Bağlantı tipi	:	Yıldız
Frekans	:	50 $\pm$ 1 Hz
Stator akımı	:	9056 A
Soğutma tipi	:	Hidrojen + su
Verimi	:	% 98,60



Şekil 1.5 Generatör (YEAŞ, 2010)

1.3.6 Şalt Tesisleri

Santral yakınındaki şalt sahasında üç gerilim seviyesi mevcuttur: 380 kV, 154 kV ve 31,5 kV. Generatörde üretilen 15,75 kV gerilimli enerji her ünite çıkışında bulunan 253 MVA gücündeki ana trafolar ile 380 kV'a yükseltilerek şalt sahasına verilir. 380 kV şalt sistemi ikisi ana bara ve biri by-pass olmak üzere 3 paralel baradan oluşur ve 5 ayrı hat üzerinden enterkonekte şebekeye bağlanır: İzmir Işıklar I, Işıklar II, Denizli, Yeniköy ve Kemerköy. Ayrıca 3 Adet 150 MVA gücündeki kuplaj trafoları ile 380 kV'tan 154 kV'a düşürülen gerilim ile çift baralı 154 kV şalt sistemi oluşturulur. 154 kV üzerinden Yatağan yakınındaki Muğla, Aydın, Denizli, Marmaris, Milas, Yeniköy ve Germencik illeri ile ilçelerine verilmektedir. 154 kV çıkışında yer alan 70 MVA gücünde bir trafo ile oluşturulan 31,5 kV baradan Yatağan çevresindeki ilçe ve köyler beslenmektedir.

1.3.7 Su Ön Arıtma Sistemi

Santralin ihtiyacı olan 1600 m³/h ham su, 5 km uzaklıktaki Dipsiz su kaynağı ile 200 m uzaklıktaki 7 kuyular pompa istasyonlarından, 6.000 m³ hacimli ham su havuzuna alınır.

Ham su havuzunda tortular kısmen çökelir ve organik maddelerin yok edilmesi için ise klor dozajı yapılır. Ham su havuzundan 1.000 m³/h kapasiteli 3 adet flokulatöre pompalanan suya demir-2 sülfat ve kireç sütü dozajı yapılır. Su flokulatörde kimyasal maddelerle homojen olarak karıştırılır. Demir-2 sülfat suda bulunan kolloid maddeleri çökebilecek büyüklükte parçalar halinde birleştirir. Kireç sütü ise, suya geçici sertlik veren kalsiyum ve magnezyum bikarbonatları çöktürür.

Demir-2 sülfat ve kireç sütü ile çöktürülen tortular flokulatörün altından alınarak pompalar ile kül dağına sevk edilir. Flokulatörün üst seviyesinden oluklarla alınan su kum filtrelerinde süzülerek 2000 m³ hacimli yumuşak (dekarbonize) su havuzunda toplanır.

Yumuşak suyun kullanıldığı yerler :

1- Soğutma suyu olarak:

- a- Kondense soğutmada
- b- Yatak soğutmada

2- Demineralize su üretiminde kullanılır.

Yumuşak su, karbonat sertliğini gidermek için kireç sütünün fazlası ilave edildiğinden pH 9.0-10.5 tir. Bu pH değerinde suda geçici sertlik veren maddeler dışında kalan diğer yabancı maddeler (kalsiyum, magnezyum, demir, mangan, ve benzeri metal tuzları) soğutma sisteminde taş yapıcı özelliğe sahiptir.



Şekil 1.6 Su soğutma kuleleri ve su ön dinlendirme havuzları (YEAS, 2010)

Bu özelliğin giderilmesi için yatak soğutma suyu pompaları çıkışına ve soğutma kulelerine sülfürik asit ile birikinti ve korozyon inhibitörü dozajı yapılır. Soğutma kulelerine yapılan klorlu su dozajı ile soğutma kulelerinde organik maddelerin yok edilmesine çalışılır. Santralin soğutma kulelerinden kaybolan toplam soğutma suyu miktarı ortalama $1.300 \text{ m}^3/\text{h}$ tir.



Şekil 1.7 Su ön dinlendirme havuzu (YEAS, 2010)

1.3.8 Demineralize Su Üretimi Sistemi

İyon değiştirici reçinelerden geçirilerek elde edilen saf suya demineralize su denir. Bu reçineler katyon ve anyon tutucu olmak üzere iki türdür. Mix-bed kolonları ise anyon ve katyon değiştirici reçinelerin bir arada bulunduğu kolondur. Bu kolonda anyon ve katyon değiştirici reçinelerin bulunduğu kolonlardan kaçan iyonlar tutulur.

Belli bir süre sonra kirlenerek suyu arıtamaz hale gelen reçineler tekrar aktif hale getirilir. Bu işleme rejenerasyon denir. Katyon değiştirici reçinelerin rejenerasyonunda % 2-4 derişimde sülfürik asit, anyon değiştirici reçinelerin rejenerasyonunda ise 35 °C de % 4 derişimde sodyum hidroksit çözeltisi kullanılır.

1.3.9 Su Buhar Çevrimine Yapılan Kimyasal Madde Dozajları

Demineralizasyon işlemi ile elde edilen saf suyun içindeki çözünmüş halde bulunan atmosfer gazları henüz uzaklaştırılmış değildir. Bu gazlardan oksijen, yüksek basınç ve sıcaklığında etkisi ile çevrim borularının korozyonuna neden olur.

Bunu önlemek için oksijen gazının sudan uzaklaştırılması gerekir. Bu amaçla iki yöntem uygulanmaktadır.

1- Termik Yöntem: Bu yöntem “gazların çözünürlüklerinin sıcaklıkla ters orantılı olması” ilkesine dayanmaktadır. Kazan besleme suyu tankı üzerine konan degazör bu prensiple suda çözünmüş halde bulunan gazları uzaklaştırır. Degazör ters akım esasına göre üstten su alttan buhar verilerek çalışır.

2- Kimyasal Yöntem: Termik olarak uzaklaştırılamayan oksijen kimyasal olarak etkisiz hale getirilir. Bu amaçla kazan besleme suyu pompaları emiş ve kondensat tahliye pompaları basış hatlarını yapılan hidrazin dozajı, sudaki oksijenle tepkime vererek su ve azota dönüşür. Azot gazının herhangi bir korozyon etkisi yoktur. Hidrazin fazlası ise ayrılarak amonyak oluşturur. Meydana gelen amonyak suyun alkalitesini artırır ki bu da istenilen bir durumdur.

Kondensata dozajlanan hidrazin, vakum kaçaklarından sızan hava oksijenini gidermeye ve istenen pH'ın elde edilmesine yarar. Dom su fazına yapılan trisodyum fosfat depozit oluşturabilecek maddeleri tortu haline getirerek boru çeperlerindeki birikimi ve ayrıca, kazan ve domdaki alkaliliği sağlayarak korozyonu önler.

1.4 Yatağan Termik Santralından Kaynaklanan Çevre Sorunlarının Giderilmesi İçin Yapılan Çalışmalar

Son yıllarda ülkemizde giderek yaygınlaşan çevreyi koruma bilinci ve yoğunlaşan şikayetler sonucu, santral da çevre sorunlarının giderilmesi yönünden çalışmalar başlatılmış olup, bu çalışmalar halen devam etmektedir. Santralin çevreye etki eden atıklarını üç ana başlık altında toplamak mümkündür.

1.4.1 Katı Atıklar

Santralda kömürün kazanda yakılması sonucu ortaya çıkan kül ve curuf, konveyörlerle kül atma sahasına gönderilmektedir. Kül ve curuf atma sisteminde detaylı olarak yer verilmiştir.

Öncelikle külün çevreye yayılmasını önlemek amacıyla kül stok sahasının toprakla örtülmesi işi ihale edilmiş, ilk etapta 180 dönümlük alan 60 cm kalınlığında torakla örtülmüştür. Ayrıca düz olan kısımlara 60.000 ağaç dikilmiş ve eğimli yüzeylere de korunga bitkisi ekilmiştir. Aynı bölgede yine 150 dönümlük alanın da 30-40 cm kalınlığında kaplanması Müdürlük bünyesinde kendi imkanlarıyla 1994 yılında gerçekleştirilmiştir. Stoklanan külün çevreye yayılmasını önlemenin bir diğer yolu ise külü su ile karıştırarak atmaktır. Su içinde çökerek sert bir zemin oluşturan külün rüzgar ile uçuşması zorlaşmaktadır. Bu amaca yönelik olarak projelendirilen ve ihale edilen kül barajının yapımı 1992 yaz mevsiminde tamamlanmıştır. Kül barajı için 450.000 m³ gövde dolgusu yapılmış ve dolgunun Yatağan tarafına korunga otu ekilmiştir. Kül barajının başlangıçtaki hacmi 1.700.000 m³'tür ve beş kademedeki kül serildikten sonra 32.000.000 m³ kül stoklanmış olacaktır.

Külün sulu sistem ile kül barajına atılması sonucu:

- 1- Atılan külün çevreye yayılması önlenmiştir.
- 2- Sıvı atıklar bölümünde detaylı olarak anlatılacak olan ve çevre için diğer bir önemli sorun teşkil eden kireçli suyun külle karıştırılarak izole edilmesi sağlanmıştır.

1.4.2 Sıvı Atıklar

Santral için gerekli olan yumuşak suyun üretildiği Su Ön Arıtma Sisteminde atık olarak çıkan kireçli su karışımı önceleri mevcut iki büyük dinlendirme havuzunda bekletilmekte ve çökeldikten sonra kuruyan kireç kamyonlarla çevreye atılmakta iken, zaman içinde karşılaşılan güçlükler nedeniyle havuzlar kireçle dolmakta ve kireçli su karışımı dinlendirilmeden, bazen de Yatağan deresine karışmakta idi. 1992

yılı başlarından itibaren yapılan çalışmalar sonucu söz konusu kireçli su karışımının pompalarla doğrudan kül stok sahasına basılması ve külün sulu olarak atılması sağlanmıştır.

1.4.3 Gaz Atıklar Ve Baca Gazı Desülfürizasyon Tesis

Bilindiği üzere Santralla ilgili olarak çevre kirliliği konusunda en fazla tartışmaya yol açan hususlardan biri kazanlarda yanma esnasında oluşan kükürtdioksit gazının çevreye yayılmasıdır. Bu sorunun giderilmesi amacıyla santrala desülfürizasyon tesislerinin kurulması çalışmalarına başlanmıştır. Desülfürizasyon sistemi inşaatı için 23.07.1993 tarihinde Resmi Gazetede yayınlanarak ihaleye çıkılmış ve ihaleye giren 7 firmanın teklifi değerlendirilerek uygun görülen GÜRIŞ-BİSCHOFF Konsorsiyumu ile sözleşme imzalanmıştır.

Yatağan Termik Santralı Baca Gazı Desülfürizasyon Tesisinde kükürtoksitleri, toz partikülleri temizleyen ve min. % 95 kükürt arıtma verimi ile çalışacak olan ıslak kireç taşı prosesi kullanılması tasarlanmıştır.

Islak Kireç Taşı Prosesi, dünyada ticari boyutta en yüksek oranda uygulanan bir proses olup güvenilirliği, emre amade olma durumu ve SO₂ tutma verimi çok yüksek olan bir sistemdir. Bu prosesin en önemli özelliği, kireçtaşının yeryüzünde her yerde bulunabilmesi, kısa mesafelerden kolaylıkla ucuza temin edilebilmesi ve kükürt oksitleri yüksek oranda tutabilmesidir. Islak kireç taşı prosesinde nihai ürün olarak elde edilen alçı taşı kolay taşınabilen ve depolanabilen bir katı atıktır.

Yatağan Termik Santralı Baca Gazı Desülfürizasyon Tesisinde (BGD) dizayn değerleri (%100 yükte) aşağıda verilmektedir.

BGD girişindeki baca gazı debisi (max)	:	3x1.450.000 Nm ³ / h	(ıslak bazda)
BGD girişindeki SO ₂ konsantrasyonu	:	8400 mg / Nm ³	(ıslak bazda)
	:	10.240 mg / Nm ³	(kuru bazda)
BGD çıkışındaki SO ₂ konsantrasyonu	:	390 mg / Nm ³	(ıslak bazda)
	:	504.2 mg / Nm ³	(kuru bazda)

BGD Verimi(min)	:	% 95
BGD girişindeki partikül konsantrasyonu	:	608 mg / Nm ³ (ıslak bazda)
BGD çıkışındaki partikül konsantrasyonu	:	58.3 mg / Nm ³ (kuru bazda)
Scrubber partikül tutma verimi (min)	:	% 80
Kazandan gaz-gaz ısıtıcıya gelen baca gazı sıcaklığı	:	160 ° C
Baca gazının scrubbera giriş sıcaklığı	:	128.4 ° C
Baca gazının scrubberdan çıkış sıcaklığı	:	63.4 ° C
BGD çıkışı baca gazı sıcaklığı	:	91 ° C
CaCO ₃ saflığı (min)	:	% 90 (ağırlıkça)
Kireçtaşı parça büyüklüğü	:	0 – 60 mm
Kireçtaşı parça büyüklüğü (% 90 <)	:	63 µ (öğütüldükten sonra)
Su tüketimi	:	3 x 102.9 m ³ / h
Elektrik tüketimi	:	18 MW
Kireç taşı tüketimi (% 100 CaCO ₃ için)	:	3 x 16.5 ton / h

Baca Gazı Desülfürizasyon Tesisi üç ana sistem ve beraberindeki yardımcı sistemlerden meydana gelmiştir.

1. Kireç taşı depolama, işleme ve aborbent hazırlama sistemi,
2. 3 adet baca gazı yıkama sistemi (scrubber)
3. Alçı susuzlaştırma ve kül karıştırma sistemi



Şekil 1.8 Baca gazı desülfürizasyon ünitesi (YEAŞ, 2010)

1.4.3.1 Kireç Taşı Depolama, İşleme Absorbent Hazırlama Sistemi

TEAŞ ile MTA arasında yapılan bir sözleşme gereğince Desülfürizasyon tesislerinin çalıştırılmasında ihtiyaç duyulacak kireç taşı için santral yakınındaki Aldağ mevkiindeki kireç taşı yatağından temin edilmektedir.

Kireç taşını ihtiva eden yataktan çıkarılarak, 0-60 mm. büyüklüğünde kırılmakta ve kamyonlar vasıtası ile tesisin kireç taşı hazırlama ünitesine getirilmektedir. Kireç taşı hazırlama ünitesi %100 yedekli iki hat halinde kırma, öğütme ve absorbent hazırlama tesislerinden oluşmaktadır. Uygun boyuta getirilen kireç taşı ıslak bilyalı değirmenlerde öğütülerek absorbent haline getirilir ve değirmen hidrosiklonlarından geçirilerek yeterince öğütülmemiş olan malzemenin kireç sütünden ayrışması sağlanır. 63 µ boyutunda ve 350 gr / lt yoğunluğunda hidrosiklondan çıkan kireç sütü absorbent besleme tankında depolanır. Burada yoğunluk, su veya filtrat ilavesi yapılarak ayarlanır (250 gr/lt) ve scrubbera verilir.

1.4.3.2 Yıkayıcı Kule (scrubber)

Scrubber, kireç sütü ile baca gazının yıkandığı ve gazın kükürtdioksitlerden arındırıldığı yerdir. Santralin mevcut elektrofiltrelerden geçen baca gazı, booster fan ve gaz-gaz ısıtıcısından geçerek kireç sütü ile reaksiyona girdiği scrubbera gelir. Scrubberda; baca gazı aşağıdan yukarıya doğru hareket ederken, yukarıdan dökülen kireç sütü ile karşılaşır. Baca gazındaki SO_2 ve SO_3 resirküle edilen kireç sütü ile reaksiyona girerek $CaSO_3$ ve $CaSO_4$ sağlanır. Scrubberın oksidasyon bölgesinde sülfidler % 99 oranında oksitlenerek sülfata çevrilir ve son ürün olarak alçı taşı ($CaSO_4.2H_2O$) elde edilir.

Kükürtoksitlerden min. % 95 oranında temizlenen baca gazı scrubberi terketmeden önce scrubberın üst kısmında yer alan damla tutuculardan geçerek beraberinde sürüklediği suyu bırakır ve doymuş halde gaz-gaz ısıtıcısına gelir. Burada minimum 91 $^{\circ}C$ 'ye kadar ısıtılarak mevcut bacadan atmosfere atılır.

1.4.3.3 Alçı Susuzlaştırma ve Kül Karıştırma Sistemi

Scrubberdan alınan alçı taşı çamuru, pompalar vasıtası ile alçı taşı susuzlaştırma ünitesindeki alçı taşı hidrosiklonlarına gönderilir. Burada % 50 oranında suyu giderilen alçı taşı, alçı taşı depolama tankından kül karıştırma sisteminde yer alan karıştırıcıya (pug mill) pompalanır ve mevcut kül silolarından alınacak kül ile karıştırılarak son ürün elde edilir.

Kül ve alçı taşı çamurundan oluşan karışım kül bantları ile kül barajına gönderilir.

BÖLÜM İKİ

DÜNYA'DA VE TÜRKİYE'DE ENERJİ ÜRETİM POLİTİKALARI

2.1 Genel Bilgiler

2010 yılı Yatırım ve Finansman Programı Usul ve Esasları Genelgesinde “Teşebbüsler, faaliyette bulundukları sektörleri takip ederek sektör içindeki yerlerini daha iyi analiz edebilmek ve etkin sektörel politikalar geliştirebilmek veya geliştirilmesine yardımcı olabilmek amacıyla “2009 Yılı Sektör Rapor”u hazırlayacaktır denmektedir (EÜAŞ). Bu hüküm gereğince hazırlanan “2009 Yılı Elektrik Üretim Sektör Raporu”nda EÜAŞ’ın mevcut durumunu ve geleceğini etkileyebilecek olan yerel ve küresel baz da enerji sektöründe yaşanan gelişmeler, enerji politikası eğilimleri ve ileriye dönük sektörel beklentiler ile faaliyette bulunduğu elektrik üretim alanındaki rekabet pozisyonu incelenmiştir. Bu bağlamda hem dünyada hem de Türkiye’de bu sektörde yaşanan gelişmeler, iki başlık altında ayrı, ayrı ele alınmıştır. 3. Bölümde EÜAŞ’ın sektördeki konumu rakamlarla ortaya konmaya çalışılmış, son bölümde ise yine EÜAŞ’ın Türkiye içinde ve özellikle Türkiye’nin girmeye aday olduğu Avrupa Birliği’nde aynı sektörde faaliyette bulunan diğer şirketlerle, seçilmiş bazı kriterleri kullanarak, üretim ve performans kıyaslaması yapılmıştır.

2.2 Türkiye’nin Enerji ve Üretim Politikası

2.2.1 Dünyada Enerji Ve Elektrik Üretim Sektörünün Görünümü

Bilindiği üzere enerji, hayat kalitesini iyileştiren, ekonomik ve sosyal ilerlemeyi sağlayan en önemli faktördür. Günümüzde dünya nüfusunun % 20’sinden fazlasını teşkil eden 1,5 milyar insan halen elektriğe kavuşmuş değildir. 2030 yılında bu sayının sadece 200 milyon azalması beklenmektedir. Bu insanların % 85’i Afrika ve Güney Asya’nın kırsal bölgelerinde yaşamakta olup, enerjiye erişimlerinin sağlanması son derece önemlidir (IEA, 2009).

“Ancak, artan enerji fiyatları, küresel ısınma ve iklim değişikliği dünya enerji talebindeki artış, hızla tükenmekte olan fosil yakıtlara bağımlılığın yakın gelecekte devam edecek olması, yeni enerji teknolojileri alanındaki gelişmelerin artan talebi karşılayabilecek ticari gelişimden henüz uzak oluşu, ülkelerin enerji arz güvenliği konusundaki kaygılarını her geçen gün daha da arttırmaktadır. Bu gelişmelere ek olarak, 2008 ortalarında ABD’de başlayan mali krizin küresel ölçekteki yansımaları sebebiyle yeni yatırımların neredeyse durma noktasına geldiği, yatırımlar için düşük maliyetli kredi bulma olanaklarının çok zorlaştığı, sürekli dalgalanan petrol, doğal gaz ve malzeme fiyatlarının piyasaya hakim olduğu, sanayi üretimlerinde büyük düşüşlerin yaşandığı bir ortam da yaşanmaktadır. Örneğin, enerji şirketleri düşük fiyatlar, nakit akışındaki azalmalar ve talep belirsizlikleri nedeniyle daha az gaz ve petrol kuyuları açmakta, rafineri, petrol boru hatları ve güç santrallerine yaptıkları harcamaları kısmaktadır. Süregelen pek çok proje yavaşlatılmış, planlananların projelerden bazıları ya ertelenmiş ya da iptal edilmiştir. Enerji talebinde 2009 yılında öngörülen % 2’lik düşüş, 1981 yılından beri yaşanan ilk düşüş olmuştur. Tüm bu gelişmeler, dünyada olduğu gibi ülkemizde de elektrik üretim sektöründe faaliyet gösteren kurum ve kuruluşların önlerini görmelerinde zorluklar yaratmaya devam etmektedir”(Yıldız, T. 2009).

“Bunlara rağmen orta ve uzun vadede, dünyadaki nüfus artışı, sanayileşme ve kentleşme, doğal kaynaklara ve enerjiye olan talebi şüphesiz arttırmaktadır. Yapılan projeksiyon çalışmaları (IEA, 2009 – EIA, 2009), mevcut enerji politikalarının devamı halinde, 2030 yılında dünya enerji talebinin, ortalama yıllık % 1,5 ‘lik artışlarla, 2007 yılına göre % 40 daha fazla olacağına işaret etmektedir. Bu büyük talep artışının yüzde 90’ının, 2007 – 2030 döneminde ekonomik büyüme oranları yüksek (yıllık ortalama % 4,6) öngörülen ve hızlı nüfus artış oranına sahip OECD - dışı ülkelerde (özellikle Çin ve Hindistan’da), yıllık ortalama % 2,3’lük bir değerle, oluşacağı hesaplanmaktadır. Aynı dönemde Yıllık gayrisafi yurt içi hasıla (GSYH) artış ortalaması % 1,8 olarak öngörülen OECD ülkelerinde ise yıllık ortalama % 0,2’lik artışlar beklenmektedir. 2030 yılında Çin’in dünyanın en fazla enerji tüketen ülkesi konumuna gelmesi, Hindistan’ın ise Çin, ABD ve Avrupa Birliği’nin ardından dördüncü büyük enerji tüketicisi olması beklenmektedir. Söz konusu dört büyük

tüketici, 2030 yılına gelindiğinde dünya toplam enerji arzının % 55'ini tüketmekte olacaktır. Bu talep artışının sürdürülebilir koşullarda karşılanabilmesi için ise enerji sektöründe yaklaşık 25,6 trilyon ABD Doları (2008 rakamlarıyla) değerinde yatırımlar yapılmasına ihtiyaç duyulduğu hesaplanmaktadır” (Yıldız, T. 2009).

Türkiye'nin girmeye aday olduğu Avrupa Birliği (AB) ise günümüzde Çin'in ikinciliğe yükselmesi sebebiyle en büyük üçüncü enerji tüketicisi konumuna düşmüştür. AB genelinde birincil enerji talebindeki 2000 – 2007 döneminde düşük hızlarda seyretmektedir (yılda ortalama % 0,6). Bunun devam edeceği 2030 yılına kadar yıllık ortalama % 0,1 oranlarında artışlar yaşanacağı beklenmektedir. AB genelinde birincil enerji arzında 2007 yılında % 53 düzeyinde olan ithalat bağımlılığı oranının 2030 yılına kadar olan dönemde % 67'ye ulaşması beklenmektedir. Doğal gaz arzında ithalat bağımlılığının günümüzdeki % 60,3 düzeyinden % 84'e çıkacağı öngörülmektedir (EU Energ, 2010).

Tüm dünyada son 25 yılda, enerjiye paralel olarak özellikle elektriğe de artan oranda bağımlı hale geldiği gözlemlenmektedir. Elektriğin 2030 yılına kadar en hızlı büyüyen (% 2,5) son-kullanıcı enerji formu olması, 2007 – 2030 döneminde nihai enerji tüketimindeki payının % 17'den % 22'ye çıkması beklenmektedir. Ancak elektrik sektörü de 2009 yılında finansal zorluklar ve zayıf talep sebebiyle ciddi şekilde etkilenmiştir. Yüzde ikiye yakın gerçekleşmesi öngörülen düşüş miktarı, İkinci Dünya Savaşı'ndan bu yana görülen en büyük yıllık azalmaya işaret etmektedir. Düzelme beklenenden uzun sürer ve fosil yakıt fiyatları da düşük seyretmeye devam ederse elektrik sektöründeki yatırımlar, ilk yatırım maliyeti yüksek nükleer ve yenilenebilir enerji kaynaklarından daha çok kömür ve doğal gaza yönelebilir (IEA, 2009).

“ABD Enerji Bilgi İdaresi olan EIA tarafından hazırlanan senaryo çalışmasına göre (WEO2009) elektrik üretiminin, 2007'de 19,8 TWh'den % 2,5'lik artışlarla 2030'da 34,3 TWh'ye yükselmesi beklenmektedir. Bu rakamlar % 73,2'lik artışa (ortalama yıllık % 2,5'lik artışlarla) işaret etmektedir. Benzer şekilde, ABD Enerji Bilgi İdaresi olan EIA tarafından hazırlanan senaryo çalışmasına (IEO2008) göre ise

2006’da 18,0 TWh olan elektrik üretiminin % 76,7’lik bir artışla (% 2,4’lük artışlarla), 2030’da 31,8 TWh’e yükselmesi beklenmektedir. Özellikle gelişmekte olan ülkelerde görülen büyük ekonomik gelişmeler elektrik talebinin de bu ülkelerde artmasına sebep olmaktadır. Kişi başına gelirin artmasıyla yaşam standartları artmakta, bu da endüstri, aydınlatma ve ev aletleri için olan elektrik talebini arttırmaktadır. Bunun sonucu olarak, WEO2009 tarafından elektrik üretiminde öngörülen bu 14,5 TWh’lık artışın büyük kısmının (% 80’inin), 2007 - 2030 arasında ortalama yıllık % 0,9 oranında artış beklenen Türkiye’nin de aralarında bulunduğu OECD üyesi ülkelere ziyade, % 3,7 oranında kuvvetli bir artış beklenen OECD üyesi olmayan ülkelere gerçekleşeceği hesaplanmaktadır. Tüm dünyada elektrik enerjisi kurulu güç kapasitesinin 2030 yılına kadar brüt 4.800 GW artması beklenmektedir. Bu bağlamda elektrik sektörünün, yapılması beklenen 25,6 trilyon dolarlık enerji yatırımlarındaki payının tek başına 13,7 trilyon dolar (2008 rakamlarıyla) olacağı öngörülmektedir. Geriye kalan 6 trilyonluk yatırımın petrol, 5,2 trilyonluk yatırımın doğalgaz ve 0,8 trilyonluk yatırımın ise kömür sektöründe yapılacağı hesaplanmaktadır. 25,6 trilyonluk bu yatırımların yarısının talep ve üretimin en hızlı arttığı OECD-dışı ülkelere (Özellikle Çin) yapılması gerekmektedir” (Yıldız, T. 2009).

“Enerji kaynakları açısından incelendiğinde, birincil enerji arzında, petrol, doğal gaz ve kömürden oluşan fosil kaynaklı yakıtların ağırlıklı konumunun önümüzdeki yıllarda da devam etmesi beklenmekte ve talepteki bu artışın yüzde 77’lik bölümünün bu kaynaklardan karşılanması öngörülmektedir. 2030 yılında petrolün birincil enerji arzındaki en büyük paya (% 30) sahip olma niteliği devam ederken, doğal gazın ise elektrik üretimi ve sanayinin temel girdileri arasındaki payını koruması ve belirli oranda arttırması (2007’deki % 20,9’luk orandan 2030’da % 21,2’ye yükselmesi) beklenmektedir. Bu dönemde, elektrik üretiminde ise kömür ve doğal gazın en önemli kaynaklar olmaya devam edeceği, petrolün payının ise 2007’deki % 6 seviyesinden 2030’da % 2’lere düşeceği öngörülmektedir” (Yıldız, T. 2009).

Dünya genelinde enerji kaynakları olarak petrol ve doğal gaz rezervlerinin dağılımına bakıldığında, kanıtlanmış petrol rezervlerinin (1,342 milyar varil) %56'sının Ortadoğu'da bulunduğu görülmektedir (EIA, 2009 – OİL & GAS JOURNAL, 2008). En büyük rezervlere sahip 8 ülkenin (sırasıyla, S.Arabistan, Kanada, İran, Irak, Kuveyt, Venezuela, Birleşik Arap Emirlikleri, Rusya) ise Kanada ve Rusya hariç 6'sı OPEC üyesidir. Bu ülkeler toplam rezervlerin yaklaşık % 78,8'ine sahiptirler. Doğalgaz rezervlerinin de yaklaşık % 73'ü Hazar Bölgesi, Rusya ve Ortadoğu ülkelerinde bulunmaktadır. Sadece Rusya, İran ve Katar bu rezervlerin % 57'sini elinde bulundurmaktadır. Bir önceki yıl verilerine göre doğalgaz rezervlerinde miktar olarak İran ve ABD'de önemli sayılabilecek artışlar meydana gelirken, Kazakistan ve Katar'da ise düşüş görülmüştür. Dünya genelinde bir değerlendirme yapıldığında, petrol rezervlerinin 41, doğalgaz rezervlerinin 60, kömür rezervlerinin de 122 yıllık ömre sahip olduğu hesaplanmaktadır (BP, 2009).

Tüketim tarafına bakıldığında ise projeksiyonlar, en hızlı artışın hidrolik-dışı yenilenebilir enerji kaynakları (% 2,0) ve kömürde (% 1,9) olacağını göstermektedir. Doğalgaz tüketiminin ortalama yıllık % 1,5'lik artışlarla 2030 yılında 2007 yılına göre % 43, petrol tüketiminin ortalama % 0,9'luk artışlarla % 37 ve kömür tüketiminin ise % 53,5 artacağı öngörülmektedir. Bu dönemde fosil yakıt fiyatlarının yüksek seyredeceği ve hükümetlerin alternatif enerji kaynaklarına yöneliminin artacağı tahmin edilmektedir.

“2007 yılında dünya enerji tüketiminde kömürün payı %27 iken, bu payın 2030 yılında %29'lara ulaşması beklenmektedir. Kömür tüketimindeki artışın %97'sinin sorumlusunun OECD-dışı, özellikle Asya, ülkelerin olması ve kömürün elektrik üretimindeki payının ise %42'den (2007) %44'e (2030) yükselmesi beklenmektedir. Kömür tüketiminin düşmesi beklenen ülkeler; elektrik talep artışı düşük ve nüfus artış hızı yavaş olan Japonya ve OECD'deki Avrupa ülkeleridir. Dünyada her ne kadar kömür üretimi geniş alanlarda ve pek çok ülkede mümkün olsa da toplam kömür rezervlerinin %78'i 5 ülkede bulunmaktadır. Bunlar ABD (%29), Rusya (%19), Çin (%14), Avustralya (%9), Hindistan (%7)'dir. Bu ülkeler toplam üretimin de 2007 yılı verilerine göre %77'sini karşılamışlardır. Dünyada üretilen

kömürün % 62'si elektrik üretim sektörüne aktarılmakta iken geriye kalan yaklaşık üçte birlik kısmın hemen, hemen tamamı sanayi sektörüne aittir” (Yıldız, T. 2009).

Kömür yakıtlı elektrik üretiminin 2030 yılına kadar ortalama yılda % 2,7 artması beklenmektedir. Ancak kömürden elektrik üretimi ile ilgili projeksiyonlar, sera gazı emisyonlarını azaltmaya veya sınırlamaya yönelik mevzuatların veya uluslar arası anlaşmaların yürürlüğe girmesine göre önemli ölçüde değişebilir. Bu tarz kısıtlamalar olmadığı takdirde, özellikle Çin, ABD ve Hindistan gibi zengin kömür yataklarına sahip ülkelerde en pahalı yakıtların yerine kömürün kullanılacağı düşünülmektedir (EIA, 2009).

Doğalgaz yakıtlı elektrik üretiminin ise 2030 yılına kadar yıllık % 2,4'lük bir oranda artması öngörülmektedir.

“Yüksek petrol ve doğalgaz fiyatları, yenilenebilir enerji kaynaklarının daha geniş oranda kullanımını cesaretlendirmektedir. 2030 yılına kadar dünya genelinde hidroelektrik ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının tüketiminde yıllık % 3,4'lük artışlar beklenmektedir. Hidrolik dışında yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu güçteki oranı 2007'de % 2,5 iken, 2030 yılında bu oranın % 8,6'ya yükseleceği, hidroelektriğin ise aynı dönemde % 16'dan % 14'e gerileyeceği öngörülmektedir. Yenilenebilir kaynaklardaki artışa en büyük katkı ise rüzgar enerjisinden gelecektir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretiminde kullanım payının % 18 (2007) seviyesinden 2030 yılında % 22'ye ulaşacağı düşünülmektedir” (Yıldız, T. 2009).

Yenilenebilir enerji tüketiminde beklenen bu artışın OECD dışındaki ülkelerde özellikle Çin, Hindistan, Brezilya, Rusya, Vietnam ve Laos'da inşasına başlanan orta ve büyük ölçekli hidroelektrik santralardan gelmesi beklenirken, OECD ülkelerinde ise gelecekte, Kanada ve Türkiye haricinde, büyük ölçekli çok az hidroelektrik santral inşa projesi öngörülmektedir. OECD ülkelerindeki yenilenebilir enerji kaynaklarındaki artışın rüzgar ve biyokütleden karşılanması beklenmektedir. Rüzgar enerjisine olan yatırımlar, her ne kadar fosil yakıtlarla ekonomik olarak rekabet edemese de, Çin'de ve özellikle OECD üyesi Avrupa ülkelerinde (Danimarka,

İspanya, Almanya) artmaya devam etmektedir. Güneş (PV ve CSP) ve dalga enerjisi uygulamaları ise henüz emekleme aşamasında olup, 2030 yılında PV için 280 TWh, CSP için 124 TWh ve dalga enerjisi için de 13 TWh'lik elektrik üretim seviyelerine ulaşılması öngörülmektedir.

Nükleer enerjiden elektrik üretiminin ise 2007'de gerçekleşen 2,7 TWh değerinden 2030 yılında 3,7 TWh'e yükseleceği, ancak toplam enerji üretimindeki payının % 14'ten, % 11'e düşeceği hesaplanmaktadır. Dünyadaki nükleer santral kurulu gücünün ise 2007 yılındaki 371 GW değerinden, 2030'da 475 GW'a çıkması beklenirken, nükleer kapasitede Avrupa Birliği'nde düşüşler öngörülmektedir. Bazı ülkelerin (Almanya, Belçika) almış olduğu nükleer santraller kapatma kararlarının ve özellikle 2020 yılından sonra ömrünü tamamlayarak devreden çıkarılacak çok sayıda nükleer santralin varlığının etkisiyle Avrupa Birliği'nde 2007 itibarıyla 132 GW olan nükleer kurulu gücün 2030'da 103 GW'a inmesi beklenmektedir. Çin (52 GW) başta olmak üzere OECD-dışı Asya ülkelerinde 65 GW'lık artış tahmin edilmektedir. Rusya'nın ilave ünitelerle nükleer kapasitesini 2030 yılına kadar 10 GW arttıracığı düşünülmektedir. ABD'de de 14 GW'lık bir artışla 2030 yılında 115 GW'a ulaşılması beklenmektedir.

“Bir yanda, artan fosil yakıt fiyatları, enerji arz güvenliği, sera gazı emisyonları ile ilgili endişeler, diğer yanda ise geliştirilmiş reaktör tasarımlarından dolayı dünyanın pek çok bölgesinde yeni nükleer kapasite artırımları veya yeni santrallerin inşa edilmesi beklenmektedir (IEA). Çin Finlandiya ve Fransa'da 3. nesil reaktörlerin inşasına başlanmış olması, dünyanın en büyük üç kömür tüketen ülkesinin (Çin, ABD ve Hindistan) nükleer kapasitelerini 2025 yılına kadar önemli ölçüde arttırmayı hedeflemesi, İtalya, İngiltere, Macaristan, Çek Cumhuriyeti ve Polonya'nın yeni nükleer santral yapma arzusunu ifade etmesi, nükleer enerjiye yeni bir ilginin başladığına da delil sayılmaktadır. Fosil yakıt fiyatlarının 2009 yılında düşük seyretmesi ve ekonomik durgunluk, yüksek ilk yatırım maliyetine sahip olan nükleer enerjinin rekabet edebilirliğini zayıflatmakta ve santral projelerinin geleceğini tehlikeye atmakta ve bu da nükleer enerji konusundaki belirsizliklerin halen sürmesine sebep olmaktadır” (Yıldız, T. 2009).

Enerji kaynaklarındaki reel bazda fiyat artışlarına bakıldığında; 2000 – 2008 arasında petrol fiyatlarında % 183, doğalgaz fiyatlarına % 198, kömür fiyatlarında ise % 192’lik artışlar yaşanmıştır. 2008 – 2030 döneminde ise petrol fiyatlarının % 18, doğalgaz fiyatlarının % 36 artması beklenirken kömür fiyatlarının ise % 9,3 düşmesi beklenmektedir.

Çevre-enerji ilişkisinde önemli bir yer tutan iklim değişikliği ile mücadelede enerji sektörünün etkin rol oynaması öngörülmektedir. Enerji verimliliği başta olmak üzere teknolojik gelişmelere paralel iyileştirmeler, fosil yakıtlara alternatif olarak nükleer enerji ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımında yaygınlaşma, çevresel etkileri azaltma hedefine yoğunlaşan Ar-Ge faaliyetleri (karbon tutma ve depolama ve temiz kömür teknolojileri), gaz emisyonlarının azaltılmasına yönelik geliştirilen politikaların temel unsurları görünümündedir. Zira, karbondioksit eşdeğeri veriler açısından bakıldığında, enerji sektöründen kaynaklı ve sera etkisi yapıcı gaz emisyonlarının, 28,8 milyar ton’dan ortalama yıllık % 1,5’lik artışlarla 2030’da 40,2 milyar ton düzeyine ulaşacağı hesaplanmaktadır. Emisyonlardaki bu artışın daha çok, enerji tüketimlerinde beklenen artışa paralel olarak, gelişmekte olan OECD-dışı ülkelerde (başta Çin, Hindistan ve Ortadoğu ülkelerinde) görüleceği tahmin edilmektedir. 2010’da ise bu düşüşün yerini yükselişe bırakacağı tahmin edilmektedir. Çalışmalar 2030 yılında sıcaklık seviyesinin 6 °C artacağına işaret etmektedir.

2.2.2 Türkiye’de Enerji ve Elektrik Üretim Sektörünün Görünümü

Türkiye’nin enerji politikasının temel hedefi, enerji ve tabii kaynakları; verimli, etkin, güvenli ve çevreye duyarlı şekilde değerlendirerek, ülkenin dışa bağımlılığını azaltmak ve ülke refahına en yüksek katkıyı sağlamaktır.

Bu bağlamda Türkiye’nin enerji politikasının ana öğelerinden bazıları;

- Kaynak çeşitliliğine ve yerli, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına önem verilmesi,
- Dışa bağımlılığın en alt düzeye indirilmesi,
- Çevre üzerindeki etkilerin en aza indirilmesi,

- Enerjinin verimli, üretilmesi ve kullanılması,
- Kamu yararının ve tüketici haklarının gözetilmesi,
- Serbest piyasa uygulamaları içinde kamu ve özel kesim imkanlarının harekete geçirilmesi olarak ifade edilmiştir (Yıldız, T. 2009).

Türkiye, kalkınma hedeflerini gerçekleştirme, toplumsal refahı artırma ve sanayi sektörünü uluslararası alanda rekabet edebilecek bir düzeye çıkarma çabası içindedir. Bu durum, enerji talebinde uzun yıllardır hızlı bir artışı beraberinde getirmektedir. Önümüzdeki yıllarda da bu eğilimin devam edeceği hesaplanmaktadır. 2008 yılında 106 milyon ton petrol eşdeğerini (milyon tep) geçen yıllık enerji tüketiminin, 2010 yılında 126 milyon tep, 2020 yılında ise 222 milyon tep düzeyine ulaşacağı beklenmektedir. Bu değerler enerji talebinin yılda yaklaşık % 6 düzeyinde artış göstereceğine işaret etmektedir. Ancak 2009 yılında yaşanan global ekonomik krizin etkisiyle bu değerler halihazırda revize edilmektedir. Enerji arzında % 32 ile doğal gaz en büyük payı alırken, bunu % 29,9 ile petrol, % 29,5 ile kömür izlemiş, geri kalan % 8,6'lık bölüm ise hidrolik dahil olmak üzere yenilenebilir kaynaklardan karşılanmıştır (Yıldız, T. 2009)

Türkiye, enerji kaynakları bakımından net ithalatçı bir ülke konumundadır. Zira yerli kaynaklarının talebi karşılamada yetersiz olması nedeniyle; 2009 yılında enerji arzının petrolde ve doğalgazda % 90'ların üzerinde, kömürde ise %20 oranında olmak üzere toplam %74'lük bölümü ithalat ile karşılanmıştır.

2008 rakamlarıyla, ithal edilen doğalgazın yaklaşık %62'si Rusya, % 12'si İran, %11'i Cezayir, % 3'ü Nijerya ve % 12'si de Azerbaycan'dan temin edilmektedir. İthal edilen doğalgazın % 55,7'si elektrik üretiminde (2007'de % 50), %22,2'si konutlarda (2007'de % 22,5), %22,0'ı ise sanayide (2007'de % 27,5) kullanılmaktadır. Türkiye'nin doğalgaz tüketimi 2008 sonunda yıllık 35,6 milyar metreküp olarak gerçekleşmiştir. 2008 yılında doğalgazın elektrik sektöründe kullanımı artarken sanayi sektöründe kullanımı aynı ölçüde azalmıştır (BOTAŞ, 2008).

Gelişme düzeyi ile elektrik enerjisinin nihai enerji tüketimindeki payı arasında bir ilişki bulunmaktadır (GÜRAY B.Ş., 2009). 2009 yılında elektrik tüketimi bir önceki yıla (198,1 milyar kW-saat) göre % 2,42 azalarak 193,3 milyar kW-saat, elektrik üretimi ise bir önceki yıla göre (198,4 milyar kW-saat) % 2,02 azalarak 194,1 milyar kW-saat olarak gerçekleşmiştir. TEİAŞ'ın son projeksiyonlarına göre elektrik talebinin 2017 yılında baz talep senaryosuna göre 390,6, düşük talep senaryosuna göre ise yaklaşık 363 milyar kW-saat düzeyine ulaşacağı hesaplanmaktadır. Artan elektrik talebini karşılamak üzere, kurulu gücün 2017'de Baz Talep Senaryo-1'e göre 91,827 MW, Baz Talep Senaryo-2'ye göre 87,608 MW olarak gerçekleşeceği hesaplanmıştır. Ancak 2009 yılında yaşanan global ekonomik krizin etkisiyle bu değerler halihazırda revize edilmektedir (IEA, 2009).

18 Mayıs 2009 tarihli Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'ne göre 2023 yılına kadar tüm yerli ve kömür ve hidrolik potansiyellerinin kullanılması, rüzgar kurulu gücünün 20,000 MW'a, jeotermal kurulu gücünün 600 MW'a ulaştırılması hedeflenmektedir. 2020 yılında ise elektrik üretiminin % 5'inin nükleer enerjiden sağlanması öngörülmektedir.

Kaynaklar açısından bakıldığında, 2009 yılı itibariyle, toplam elektrik üretiminin % 48,6'sı doğalgazdan, % 21,7'si yerli kömürden, % 18,5'i hidrolik kaynaklardan, % 6,6'sı ithal kömürden, % 3,4'ü sıvı yakıtlardan, % 0,76'sı rüzgardan ve % 0,34'ü jeotermal ve biyogazdan sağlanmıştır. EÜAŞ'ın bu üretimde 2008 yılında sahip olduğu pay %49,2'den 2009 sonunda % 46,1'e düşerken, geri kalan % 53,9'luk 0.7'lik üretim ise özel sektör tarafından karşılanmaktadır (TEİAŞ, 2009).

Sanayinin temel girdileri arasında yer alan enerji sektöründe büyüme rakamları, gelişmiş ülkelere kıyasla oldukça yüksektir. Son 10 yılda Türkiye elektrik ve doğalgaz tüketim artış oranları bakımından Çin'den sonra ikinci sırayı almaktadır. Halen elektrik üretiminde önemli paya sahip olan doğal gazın, sanayide ve meskenlerde kullanımı giderek yaygınlaşmaktadır. 2002 yılındaki 17.4 milyar m³ düzeyinden, 2008 yılında 36 milyar m³ düzeyine yükselen doğal gaz tüketimimizin 2020 yılında 59,3 milyar m³ düzeyine ulaşması beklenmektedir.

“Türkiye, özellikle yüksek talep artışının karşılanması, yeterli yatırımların yapılması ve verimliliğin artırılması için enerji sektöründe rekabete dayalı ve şeffaf bir piyasa yapısının oluşturulması yönünde adımlar atmaktadır. Bu hedef doğrultusunda, 2001 yılında yayımlanan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile yeni üretim yatırımlarının özel sektör tarafından yapılması öngörülmüştür. Bunun yanı sıra 2001 yılında Doğal Gaz Piyasası Kanunu, 2003 yılında Petrol Piyasası Kanunu ve 2005 yılında LPG Piyasası Kanunu da yürürlüğe girmiştir. Çıkarılan bu yasal düzenlemeler aynı zamanda AB iç enerji piyasasına Türkiye’nin entegrasyonuna da yardımcı olma özelliği taşımaktadır. 2005 yılında “yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına ilişkin Kanun’u, 2007 yılında Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanun’u ile “Enerji Verimliliği Kanunu” yürürlüğe girerken, “Yerli Kömür Kaynaklarının Elektrik Üretimi Amaçlı Değerlendirilmesine ilişkin Yasal Düzenleme” de aynı yıl çıkarılmıştır. 2008 yılında “Rüzgar Enerjisine Dayalı Lisans Başvurularının Teknik Değerlendirilmesi Hakkında Yönetmelik” çıkarılmıştır. Ayrıca 3213 sayılı Maden Kanunu’nda ve uygulama yönetmeliklerinde yeni düzenlemeler yapılmıştır” (Yıldız, T. 2009).

Özellikle Yenilenebilir Enerji ile ilgili Kanun’da AB uygulamaları ile de paralel şekilde alım garantisi ve bazı destekleme mekanizmaları yer almıştır. Yenilenebilir Enerji ile ilgili Kanun’da ve “Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetlerinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması imzalanmasına ilişkin Usul ve Esaslar Hakkındaki Yönetmelik” çerçevesinde hidroelektrik santral (HES) yapmak üzere bugüne kadar 13.887 MW gücündeki 477 adet projeye EPDK tarafından lisans verilmiştir (EPDK, b.t.).

2004 yılı itibariyle 18 MW düzeyinde olan rüzgar enerjisi kurulu gücü 2008 yılı sonu itibariyle yaklaşık 364 MW’a, 2009 sonunda ise 753,7 MW’a ulaşmıştır. Yenilenebilir Enerji ile ilgili Kanun’un yürürlüğe girmesinden sonra 2.887 MW kurulu güce 80 adet yeni rüzgar projesine lisans verilmiştir. Bu projelerden toplam

1.000 MW kurulu güce ulaşılacak olan santrallerin yapımı devam etmektedir. Hedeflenen rakam 2020 yılı için 15.000 MW kurulu güce ulaşmaktır.

Hızla artan elektrik talebini karşılamak ve ithalat bağımlılığından kaynaklı riskleri azaltmak üzere 2017 - 2020 yılları arasında, nükleer enerjinin de elektrik üretim kompozisyonuna % 5 oranında dahil edilmesi planlanmaktadır. Bu amaçla, 5710 sayılı nükleer güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına ilişkin Kanun” 2008 yılı başında yürürlüğe girmiştir. Nükleer güç santrallerinin kurulmasına ilişkin süreç 2007 sonunda Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK) kriterlerinin yayınlanmasıyla başlamış ve 24.03.2008 tarihinde TETAŞ tarafından santral yapımını gerçekleştirecek firmanın seçimi için ilana çıkmıştır. 24.09.2008 tarihinde tek teklif (toplam 4800 MW gücünde dört ünitelik nükleer santral) alınmış olup, 2009 yılı sonlarında Danıştay, Yönetmeliğin bazı maddelerinin yürütmesini durdurmuştur. Bu kararın akabinde TETAŞ Genel Müdürlüğü nükleer santral kurulması amacıyla açılan yarışmayı iptal ederek süreci sonlandırmıştır.

Yerli kömür kaynaklarının ekonomiye kazandırılması amacıyla TKİ Genel Müdürlüğü uhdesinde bulunan kömür sahalarının santral yapma koşuluyla özel sektöre devredilmesine yönelik çalışmalar kapsamında, 5 adet saha (Tekirdağ-Saray, Bolu-Göynük, Çankırı-Orta, Adana-Tufanbeyli, Eskişehir-Mihalıççık) rödövars modeli ile özel sektöre devredilmiştir.

Benzer şekilde, 5710 sayılı Kanun’da yapılacak değişikliğe müteakip, Afşin-Elbistan havzasında bulunan linyit kaynaklarının elektrik üretimi amaçlı değerlendirilmesine ilişkin 2010 yılında ihaleye çıkılması planlanmaktadır. Burada en az toplam 2.400 MW kurulu güce sahip 2 adet termik santralin özel sektör tarafından yapılması öngörülmektedir (Yıldız, T. 2009)

Yapılan çalışmalar sonucunda 2008 yılı sonu itibariyle tespit edilmiş bulunan yerli enerji kaynakları potansiyeli ise aşağıdaki tabloda verilmektedir.

Tablo 2.1 2008 Yılı İtibariyle Türkiye'nin yerli kaynak potansiyeli (Mavi Kitap, b.t.).

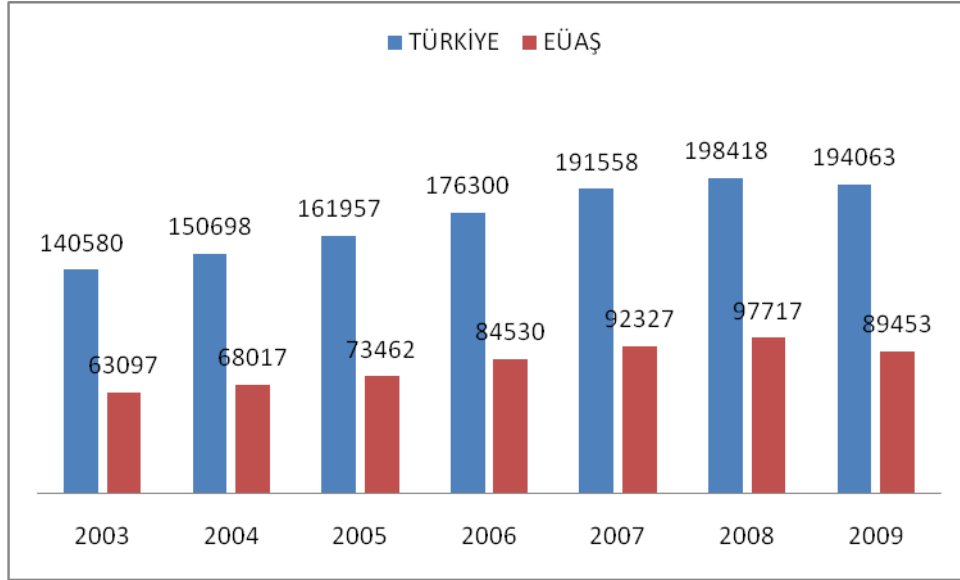
Kaynak	Potansiyel	
Linyit	8,4 milyar ton	
Taskömürü	1,3 milyar ton	
Asfaltit	77,5 milyon ton	
Ham Petrol	42,0 milyon ton	
Bitümler	18,5 milyon ton	
Hidrolik	129,4 milyar kWh/yıl	
Doğalgaz	7,0 milyar m ³	
Rüzgar	Çok Verimli:	8.000 MW
	Orta Verimli:	40.000 MW
Jeotermal	Jeotermal 32.010 MWt (510 MW'ı elektrik üretimine elverişli)	
Biyokütle	8,6 Mtep	
Güneş Enerjisi	32,6 Mtep	

2.3 Elektrik Üretim A.Ş.'nin Elektrik Üretim Sektörü İçindeki Yeri

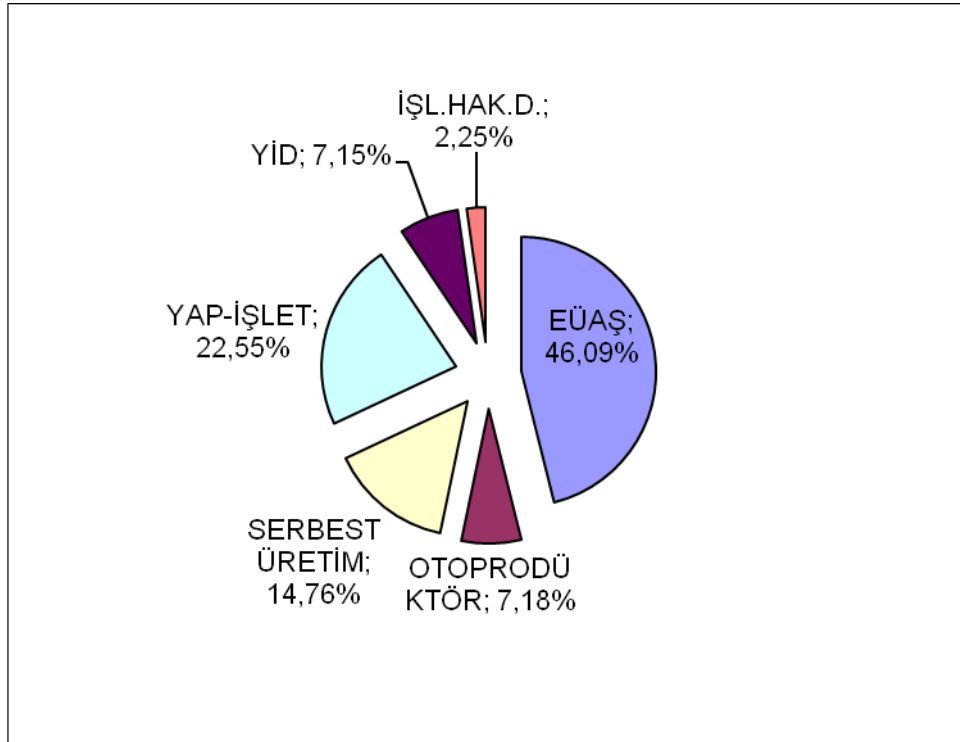
Elektrik Üretim Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü (EÜAŞ) enerji sektöründe elektrik üretim alanında faaliyet göstermekte olup, 12.191 personeli ile kamuya ait termik ve hidroelektrik santrallerinin işletilmesi, bakım, onarım ve rehabilitasyonlarının yapılması faaliyetlerini yürütmektedir. Ayrıca Bakanlar Kurulunca görev verilmesi halinde yeni üretim tesislerinin kurulması, işletilmesi ve kiralanması faaliyetlerini de yürütecektir.

EÜAŞ, 2009 yılı sonu itibariyle, 11.674 MW kurulu güce sahip 106 hidroelektrik ve 12.525 MW kurulu güce sahip 19 termik santrale sahip olup, toplam 24.199 MW kurulu gücü ile Türkiye kurulu gücünün % 54,3'ünü ve Türkiye elektrik enerjisi üretiminin ise % 46,1'ini karşılamaktadır. 2009 yılı sonu itibariyle 194.063 milyar

kWh olarak gerçekleşen Türkiye elektrik üretimi miktarının 89.453 milyar kWh'si EÜAŞ tarafından gerçekleştirilmiştir (Şekil - 1) ve (Şekil – 2).



Sekil 2.1 Türkiye elektrik üretim değerleri ve EÜAŞ'ın payı (TEİAŞ, 2009).



Sekil 2.2 2008 Yılı Türkiye Üretim Kuruluşlara Göre Dağılımı (TEİAŞ, 2009).

EÜAS termik santrallerinin kapasite kullanım oranı 2009 yılında % 74,4, emreamadelik oranı da 2009 sonunda % 87,9 olmuştur. Hidrolik santrallerin ise 2009 sonunda kapasite kullanım oranı % 28, emreamadelik oranı ise % 90 olarak gerçekleşmiştir (Tablo-2).

Tablo 2.2 EÜAŞ santrallerinin kapasite kullanım oranları ve emreamadelikleri (TEİAŞ, 2009).

	Kapasite Kullanım Oranı			Emreamadelik		
	2007	2008	2009	2007	2008	2009
Termik Santraller	72,1	77,0	74,4	85,8	87,9	87,9
Hidrolik Santraller	31,0	29,0	28,0	91,4	93,0	90,0

Elektrik üretim tesislerinin yanı sıra EÜAS, 3 adet kömür sahası (Tablo-3) ve 6 adet kireçtası sahası ruhsatına sahip olup, bunlardan Afşin/Elbistan Kışlaköy Kömür İşletmesi EÜAS tarafından işletilmektedir.

Tablo 2.3 Kömür Sahaları (TTK, 2010)

	2009 sonu görünür rezervler (milyon ton)
Afsin-Elbistan Kömür Havzası	4.402,0
Sivas/Kangal Kömür Havzası	79,4
Ankara/Çayırhan Kömür Havzası	235,3

Bu sahalarda 2008 yılında gerçekleştirilen toplam 36,65 milyon tonluk üretim miktarı 2009 yılında hemen, hemen sabit kalarak 36,26 milyon ton olarak gerçekleşmiştir (Tablo-4)

Tablo 2.4 2008 ve 2009 Yılı Kömür Üretim Miktarları (TTK, 2010)

	Üretim Miktarı (milyon ton)	
	2008	2009
Afsin-Elbistan Kömür Havzası	26.77	27,33
Sivas/Kangal Kömür Havzası	4.80	3,81
Ankara/Çayırhan Kömür Havzası	5.08	5,12
TOPLAM	36,65	36,26

Termik ve hidroelektrik santrallerin kapasite, emreanadelik ve güvenilirliklerinin artırılması maksadıyla, 2005 yılı başında rehabilitasyon çalışmalarına başlanmış olup, rehabilitasyonların 2013 yılında tamamlanması planlanmaktadır. Gerçekleştirilecek olan bakım, onarım ve rehabilitasyonlar ile mevcut üretim kapasitesinin 13,9 milyar kWh civarında arttırılması hedeflenmektedir.

2.4 Elektrik Üretim Piyasasındaki Rekabet Açısından Elektrik Üretim A.S.’nin Değerlendirilmesi

Bu bölümde, öncelikle EÜAS’ın, Türkiye’nin girmeye aday olduğu Avrupa Birliği’nde elektrik üretim sektöründe faaliyet gösteren en büyük 12 adet şirket/kuruluş ile bazı seçilmiş kriterler üzerinden kıyaslanmasına çalışılmıştır. Seçilen bu kriterler, şirketlerin Tablo-5’te yer alan sahip oldukları toplam kurulu güç ve toplam elektrik üretimi miktarları ile Tablo-6’da yer alan satış değerleri ve personel sayısıdır. Ardından da bir kamu şirketi olan EÜAŞ’ın Türkiye’de elektrik üretim sektöründeki diğer üretim gruplarıyla mukayesesi yapılmıştır.

Tablo-5’ten görülebileceği üzere toplam elektrik üretimi açısından bakıldığında EÜAS, AB’de faaliyet gösteren en büyük elektrik üretim şirketleri arasında ilk 10’da yer alabilecek bir büyüklüktedir. Ancak şunu da belirtmek gerekir ki bu şirketlerden E.On, Endesa, Enel, Fortum, GDF Suez ve Iberdrola gibi bazıları sadece Avrupa Birliği’nde değil ABD, Güney Amerika veya Rusya’da da elektrik üretimi yapan uluslararası ölçekte faaliyet gösteren şirketlerdir. Bazıları aynı zamanda doğal gaz

sektöründe yer almakta ya da elektrik iletim veya ticareti faaliyetlerini de yürütmektedir.

Tablo 2.5 Avrupa Birliği'nde faaliyet gösteren en büyük elektrik üretim şirketleri ve EÜAŞ'ın kurulu güç ve elektrik üretim miktarları açısından mukayesesi (IEA, 2009)

ŞİRKET	ÜLKE	Sahip Olduğu Toplam Kurulu Gücü (GWe)		Toplam Elektrik Üretimi (TWh)	
		2008	2009	2008	2009
EdF	(Fransa)	126,70		610,6	
E.On	(Almanya)	74,00	73,00	597,4	
RWE	(Almanya)	45,20	49,58	317,1	282,8
Endesa	(İspanya)	39,66	39,64	149,8	137,1
Vattenfall	(İsveç)	34,57	38,70	162,1	158,9
Electrabel	(Belçika)	16,00		97,4	
GDFSuez	(Fransa)	68,40		268,9	284,5
Enel	(İtalya)	83,32		156,9	
EnBW	(Almanya)	15,00	15,77	130,5	119,7
Iberdrola	(İspanya)	43,33	43,67	141,3	142,8
EÜAŞ	(Türkiye)	23,98	24,20	97,7*	89,5
CEZ	(Çek Cum.)	14,29	14,40	67,6	65,3
Fortum	(Finlandiya)	13,57	13,94	64,2	65,3

*Avrupa Birliği Üyesi 27 ülkede üretilen toplam enerji 2008 sonu itibarıyla 3.095,79 TWh olup, EÜAŞ'ın ürettiği 89,5 TWh elektrik üretimi AB'nin % 3,2'sine denk gelmektedir (Eurostat, 2009).

Tablo 2.6 Avrupa Birliği'nde faaliyet gösteren en büyük elektrik üretim şirketleri ve EÜAŞ'ın satış rakamları ve çalışan sayısı açısından mukayesesi (IEA, 2009)

ÜLKE	Satışları (milyar avro)		Çalışan Sayısı		
	2008	2009	2007	2008	2009
EdF (Fransa)	63,85	66,34	158.640	160.913	169.139
E.On (Almanya)	86,75	81,82	87.815	93.538	88.227
RWE (Almanya)	31,36	31,23	63.439	65.908	70.726
Endesa (İspanya)	21,73	24,43	28.037	26.587	26.305
Vattenfall (İsveç)	17,11**	19,34**	32.801	32.998	40.026
Electrabel (Belçika)	15,22		14.999	8.750	
GDFSuez (Fransa)	45,00	42,30	240.381	234.653	
Enel (İtalya)	61,18		73.500	75.981	
EnBW (Almanya)	12,74	12,39	20.499	20.357	20.914
Iberdrola (İspanya)	25,20	24,56	29.196	32.993	32.424
EÜAŞ (Türkiye)	4,62*	4,11*	13.207***	12.586***	12.191
CEZ (Çek Cum.)	6,63**	6,56**	30.094	27.217	32.985
Fortum (Finlandiya)	5,64	5,44	8.304	14.077	13.278

*Bağlı Ortaklıklar dahil

** (2008 yılı için 1 € = 1,905 TL = 9,6152 SEK = 26,435 CZK, 2009 yılı için 1 € = 2,1609 TL = 10,6191 SEK = 24,946 CZK olarak alınmıştır. Kaynak Avrupa Merkez Bankası (ECB) ve T.C. Merkez Bankası)

*** EÜAŞ çalışan sayısı, “tam zamanlı çalışan hizmet alımı personeli” sayılarını içermemektedir. Hizmet alımı yoluyla çalışan personel sayısı 2007 yılı için 4.604, 2008 yılı için 4.603, 2009 yılı için ise 5.093’tür.

Ayrıca, bu şirketlerin büyük kısmı elektrik ticareti, ısı satışı, nükleer enerji ve yenilenebilir enerji kaynakları da dahil Enerji üretim sektörünün hemen, hemen tüm dallarında faaliyet göstermekte olup, EÜAŞ ise sadece doğal gaz, kömür ve hidroelektrik santralardan yararlanmaktadır.

Aynı şirketlerin 2008 yılındaki verileriyle kıyaslandığında ise, EdF, Vattenfall ve Endesa dışında, net satışlarda EÜAŞ’la benzer oranlarda düşüşler görülmektedir.

2008 – 2009 döneminde toplam elektrik üretim miktarlarında Fortum ve Iberdrola dışında EÜAŞ'ın da aralarında bulunduğu diğer şirketlerde ise, global krizin etkisiyle azalmalar yaşanmıştır. 2007-2009 dönemi incelendiğinde Endesa ve EÜAŞ dışında tüm şirketlerin personel sayılarında belirgin artışlar yaşanmıştır.

EÜAŞ'ın Türkiye'deki konumuna bakıldığında ise gerek kurulu güç olarak gerekse de elektrik üretim değerleri açısından lider konumda olduğu görülmektedir (Tablo-7) (TEİAŞ, 2009).

Tablo 2.7 Türkiye’deki kurulu güç ve elektrik üretimin miktarlarının gruplara göre dağılımı (TEİAŞ, 2009)

		Kurulu Güç (MW)		Enerji Üretimi (GWh)	
		2008	2009	2008	2009
EÜAŞ	Termik	8.690,9	8.690,9	46.499,6	42.453,0
	Hidrolik	11.452,1	11.674,1	28.419,4	28.330,0
	Toplam	20.143,0	20.365,0	74.919,1	70.783,0
EÜAŞ’ın Bağlı Ortaklıkları	Termik	3.834,0	3.834,0	22.797,8	18.667,4
Mobil Santrallar	Termik	262,7	262,7	330,5	-
İşletme Hakkı Devredilen Santrallar	Termik	620,0	620,0	4.315,2	4.373,1
	Hidrolik	30,1	30,1	-	-
	Toplam	650,1	650,1	4.315,2	4.373,1
Yap-İşlet Santralları	Termik	6.101,8	6.101,8	43.342,6	43.766,3
Yap-İşlet-Devret Santralları	Termik	1.449,6	1.449,6	10.280,3	11.097,2
	Hidrolik+Rüzgar	999,4	989,8	2.890,5	2.787,4
	Toplam	2.499,0	2.439,4	13.170,8	13.884,6
Serbest Üretim Şirketleri	Termik	3.657,5	5.318,6	21.600,7	23.580,8
	Hidrolik+Rüzgar+Jeo	1.182,1	1.995,9	2.218,7	5.065,6
	Toplam	4.839,6	7.314,5	23.819,4	28.646,5
Otoprodüktör Santralları	Termik	2.978,5	3.033,4	14.972,4	12.302,2
	Hidrolik+Rüzgar	554,7	554,7	750,1	1.636,8
	Toplam	3.533,2	3.588,1	15.722,5	13.938,9
Türkiye Toplamı	Termik	27.594,9	29.310,9	164.139,2	156.240,0
	Hidrolik+Rüzgar+Jeo.	14.218,4	15.244,6	34.278,7	37.819,8
	Toplam	41.813,3	44.555,5	198.417,9	194.059,8

Bunun yansıması olarak EÜAŞ, elektrik üretiminden satışlarda, İstanbul Sanayi Odası’nın verilerine göre 2008 yılındaki 4,62 milyar TL’lik değerle, Türkiye’nin en büyük 2. sanayi kuruluşu olmuştur. Aynı listede yer alan “üretim şirketleri”nden, 373 MW kurulu güce sahip Ak Enerji Elektrik Üretim A.Ş. 74., 410 MW kurulu güce sahip Bis Enerji Elektrik Üretim A.Ş. 84, 455 MW kurulu güce sahip Enerjisa Enerji Üretim A.Ş. 97., 420 MW kurulu güce sahip Zorlu Enerji Elektrik Üretim A.Ş. ise

100. sırada yer almıştır. Görüldüğü üzere elektrik üretim şirketleri, diğer endüstri dallarında faaliyet gösteren pek çok şirketin aksine sıralamada bir önceki yıla göre daha üst sıralarda yer bulmuştur (Tablo-8).

Tablo-2.8 Türkiye’de elektrik üretim sektöründe faaliyet gösteren büyük şirketlerin İstanbul Sanayi Odası verilerine göre sıralamaları (TEİAŞ, 2008)

	ISO- 2009	ISO- 2008	Şirket	Kurulu Güç (MW)
↑	2	3	EÜAŞ	24.199
↑	74	94	Ak Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	373
↑	84	115	Bis Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	410
↑	97	127	Enerjisa Enerji Üretim A.Ş.	455
↑	100	138	Zorlu Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	420

Ancak, EÜAŞ’ın kurulu gücünde 2008 yılında %0.43, 2009 yılında ise % 0.92’lik bir artış yaşanmıştır. Oysa ki aynı yıllarda özel sektörde bu rakamlar 2008 yılı için % 4,75, 2009 yılı için ise % 14,57 olarak gerçekleşmiştir. Elektrik üretiminde ise, EÜAŞ tarafında 2008 yılında yaşanan % 5,84’lük artış, yerini 2009 yılında % 8,46’lık bir düşüşe bırakmıştır. Özel sektörün elektrik üretim rakamları ise 2008 yılında % 1,48’lik bir artışı gösterirken, 2009 yılında % 3,88’lik bir artışa işaret etmektedir. Elektrik Piyasası Kanunu’nun kısıtlamasından dolayı EÜAŞ yeni santral yapamamaktadır. Dolayısıyla önümüzdeki yıllarda, özel sektörün başlattığı yeni yatırımlarla elektrik piyasasında daha fazla pay sahibi olacağı görülmektedir.

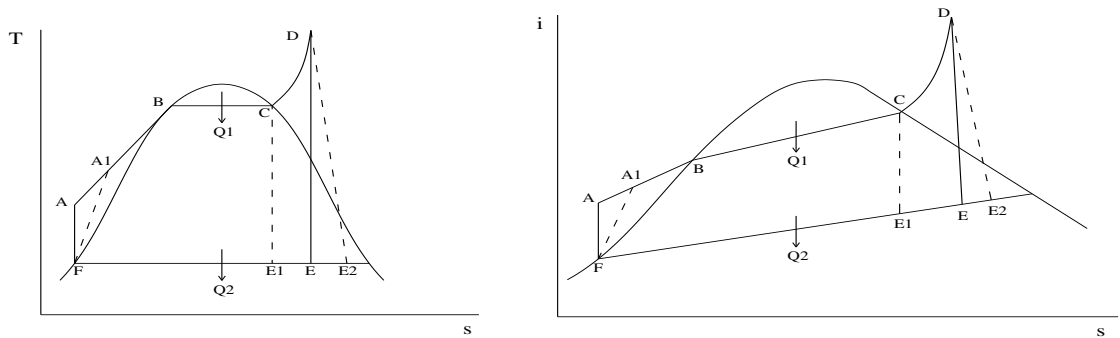
BÖLÜM ÜÇ

ENERJİ VE VERİM ANALİZİ

3.1 Kızgın Buharlı Rankine Çevrimi

Pratik buhar çevrimlerinde buhar türbine verilmeden önce kızdırılır. Buharın kızdırılması Şekil 3-1 de CD eğrisiyle, kızgın buharın sıcaklığı da D noktasında T_3 ile gösterilir.

Kızgın buhar kullanılmasının başlıca üç sebebi vardır. Suyun kritik sıcaklığı 647,4 K dir. Buharın kızdırılması çevrim basıncını arttırmaksızın çevrim sıcaklığının yükseltilmesini sağlar. Böylece çevrim sıcaklığı orta basınçlarda teknolojik sınır olan 850 K civarına çıkarılabilir. Buhar kızdırıldığında ısının çevrime verildiği ortalama etkin sıcaklık yükselerek çevrimin ısı verimi artar. Nihayet kızgın buharlı çevrimde genleşme işlemi daha çok buhar bölgesinde yer alır. Şekil de görüldüğü gibi, genleşme C noktasından başlarsa, (doymuş buhar) buharın genleşme sonundaki durumu E_1 olacaktır. Fakat E_1 deki kuruluk derecesi kızgın buharın isentropik genleşme sonu olan E noktasından daha düşüktür. Buharda fazla rutubet varsa damlacık çarpmaları dolayısıyla türbin kanatları aşınarak türbin verimi düşer. Bu sebeple buhar, son kuruluk derecesi 0,90 dan aşağı olmayacak kadar kızdırılır.



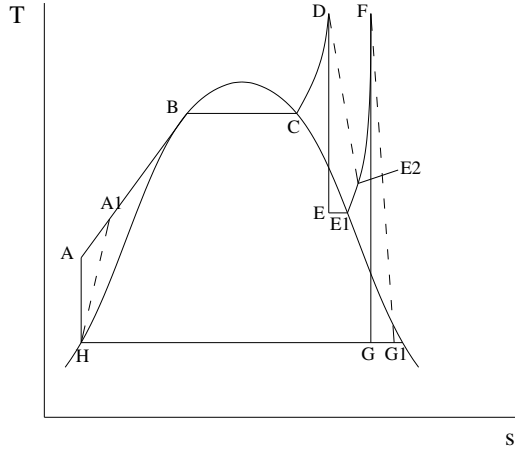
Şekil 3.1 Kızgın Buharlı Rankine çevrimi, T – s ve i – s diyagramları (Çiğdemoğlu, 1976)

Şekil 3-1 de ABCD işlemi boyunca sisteme Q_1 ısısı alınır. Bu işlem izobarik olduğundan $Q_1 = i_D - i_A$ yazılabilir. EF işlemi boyunca sistemden Q_2 ısısı atılır ve bu işlemde izobarik olduğundan $Q_2 = i_E - i_F$ olur (Çiğdemoğlu, 1976) .

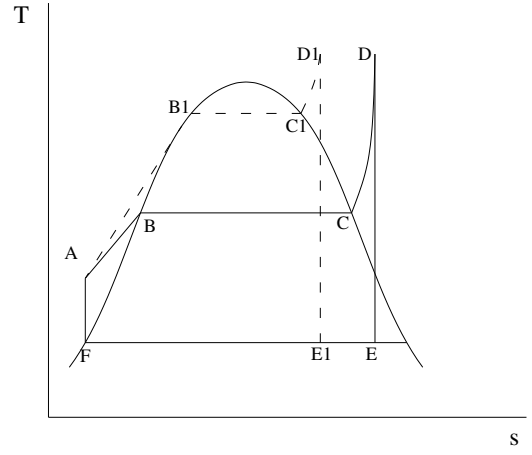
3.2 Ara Isıtmalı Rankine Çevrimi

Kızgın buharlı olsun veya olmasın bir Rankine çevriminde ısısının sisteme verildiği ortalama etkin sıcaklığı yükseltmenin en kolay yolu buharlaşma basıncını arttırmaktır. Şekil 3-2 de görüldüğü gibi, ısısının sisteme verildiği ortalama etkin sıcaklığı yükseltmekle sağlanan verim artımının büyük kısmı genişlemenin iki fazlı bölgede yer alan kısmı ile büyük ölçüde azalabilir. Çevrimin üst sıcaklığı 850 K civarında sınırlanmış olması bu problem buharın kızgınlığını arttırmakla çözülebilir. Fakat bir taraftan üst sıcaklığı teknolojik sınırın altında tutmak, diğer taraftan da genişleme sonunda buharın fazla ıslak hale gelmesini önlemek üzere kazandan kondansöre direkt genişleme için buharlaştırma basıncının 100 bar'dan pek yüksek olmaması gerekir.

Buhar D noktasına kadar kızdırıldıktan sonra türbinde E noktasına kadar genişletirilir. Bundan sonra ikinci bir kızdırıcıdan geçirilerek yine D noktası sıcaklığına kızdırılır ve bu defa türbinde G noktasına kadar genişletirilir. Bu iki genişleme iki ayrı türbinde veya bir türbinin iki kademesinde yer alabilir. Böylece türbinin fazla ıslak buhar karşısında kalması önlenir. En yüksek çevrim sıcaklığı sabit kalmakla birlikte ara ısıtma dolayısıyla yüksek sıcaklıkta çevrime daha çok ısı verilmekle ısı verimin artırıldığı görülmektedir (Çiğdemoğlu, 1976).



Şekil 3.2 Buharlaşma basıncının
Yükseltilmesinin etkisi
(Çiğdemoğlu, 1976)

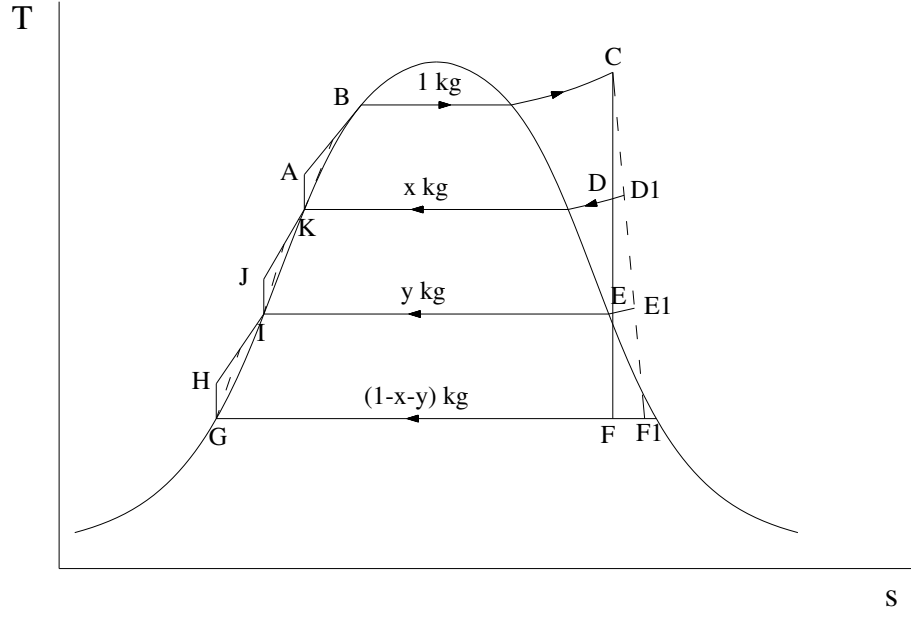


Şekil 3.3 Ara ısıtmalı Rankine çevrimi
(Çiğdemoğlu, 1976)

3.3 İdeal Ara Buhar Almalı Rankine Çevrimi

Temel Rankine çevriminin kızgın buhar ve ara ısıtma şeklinde değiştirilmesinin başlıca amacı çevrime yüksek ortalama etkin sıcaklıklarda ısı vermektir. Fakat ortalama etkin sıcaklık suyun kazana giriş sıcaklığını arttırmakla da yükseltilebilir. Rejeneratif çevrim bu amaçla geliştirilmiştir.

Kazan besleme suyunu ısıtmanın daha uygulanabilir bir yolu, türbinde genişleyen buharın bir bölümünü belirli noktalarda türbinden dışarı almaktır. Böylece, türbinde genişlemeye devam etmesi durumunda iş yapabilecek olan buhar, kazan besleme suyunu ısıtmak için kullanılmış olur. Bu işleme ara buhar alma veya rejenerasyon adı verilir. Kazan besleme suyunun, türbinden ayrılan buharla ısıtıldığı ısı değiştiricilerine ise besleme suyu ısıtıcısı veya rejeneratör denir.



Şekil 3.4 Ara Buhar Almalı Rankine Çevriminin T – s diyagramı (Çengel ve Boles, 1996)

Ara buhar alma, çevrim verimini yükseltmenin yanı sıra, kazan besleme suyuna yoğunlaştırıcuda karışmış olan havanın atılması için de uygun ortam oluşturur. Su buharına karışan havanın atılması kazanda paslanmanın önlenmesi açısından gereklidir. Ara buhar almanın bir başka yararı da türbindeki genişlemenin son aşamalarında özgül hacimdeki artıştan dolayı yüksek hacimsel debileri denetim altında tutmaktır. Bu nedenle ara buhar alma 1920’lerin başlarından beri buharlı güç santrallerinde uygulanmaktadır (Çengel ve Boles, 1996).

Besleme suyu ısıtıcısı, iki akışın doğrudan karışarak(açık) veya birbirine karışmadan (kapalı) ısı alışverişinde bulundukları bir ısı değiştiricisidir.

3.3.1 Kapalı Besleme Suyu Isıtıcıları

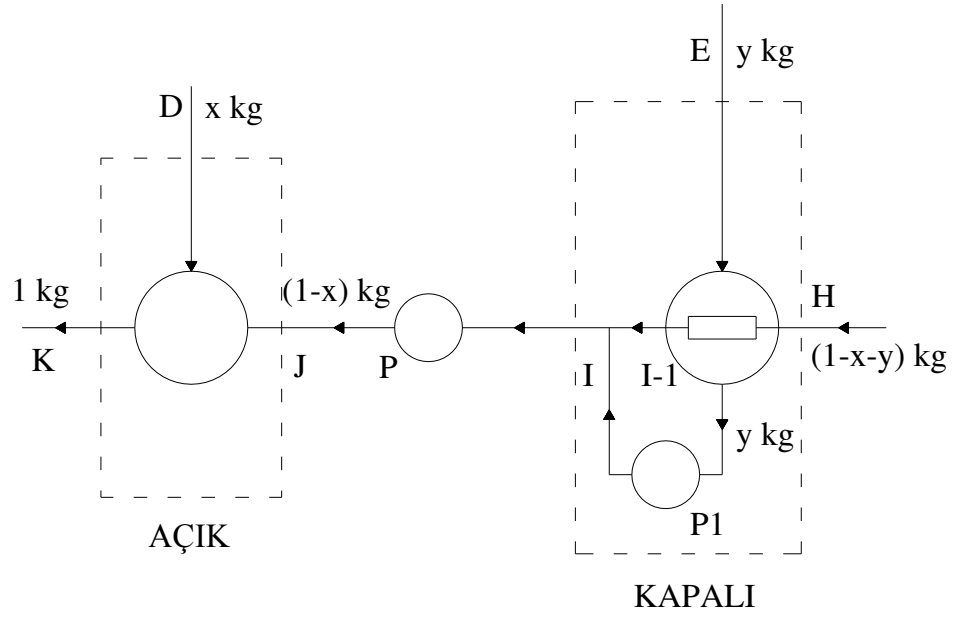
Buharlı güç santrallerinde yaygın olarak kullanılan bir başka tür besleme suyu ısıtıcısı kapalı besleme suyu ısıtıcısıdır. Burada türbinden ayrılan buhardan kazan besleme suyuna olan ısı geçişi, akışlar karışmadan gerçekleşir. İki akış, karışma olmadığı için farklı basınçlarda olabilir. İdeal bir kapalı besleme suyu ısıtıcısında,

kazan besleme suyu, türbinden ayrılan buharın ısıtıcıdan çıkış sıcaklığına ısıtılır. Buharın ısıtıcıdan çıkış hali ise türbinden ayrılma basıncındaki doymuş sıvı halidir. Gerçek güç santrallerinde, besleme suyu ısıtıcıdan, buharın çıkış sıcaklığının altında bir sıcaklıkta çıkar, çünkü ısı geçişinin olabilmesi için en az birkaç derecelik sıcaklık farkı gereklidir.

Yoğuşan buhar besleme suyu hattına pompalanır veya bir buhar kapanından geçirilerek bir başka besleme ısıtıcısına veya yoğuşturucuya gönderilir. Buhar kapanı sıvının daha düşük bir basınca kısılmasını sağlar fakat buharın geçmesine izin vermez. Kısılma işlemi sırasında buharın entalpisi değişmez.

Açık ve kapalı besleme suyu ısıtıcılarının karşılaştırılması şöyle yapılabilir: Açık besleme suyu ısıtıcıları basit ve ucuzdur., ayrıca etkin bir ısı geçişine olanak sağlar. Isıtıcıdan çıkışta, besleme suyu doymuş sıvı haline gelir. Fakat her ısıtıcı için bir besleme suyu pompası gereklidir. Kapalı bir besleme suyu ısıtıcısı, içindeki boru düzeni nedeniyle daha karmaşık bir yapıya sahiptir, bu nedenle daha pahalıdır. Kapalı bir besleme suyu ısıtıcısında akışlar doğrudan temas etmedikleri için ısı geçişi, açık ısıtıcıya oranla daha az etkindir. Bununla birlikte, kapalı besleme suyu ısıtıcıları her ısıtıcı için ayrı bir pompaya gerek göstermezler, çünkü türbinden ayrılan buhar ve besleme suyu farklı basınçlarda olabilir (Çengel ve Boles, 1996).

İncelemesi yapılan Yatağan Termik Santralda Kapalı tip Besleme Suyu Isıtıcıları yer almaktadır.



Şekil 3.5 Açık ve kapalı tip besleme suyu ısıtıcılarında enerji analizi (Çiğdemoğlu, 1976)

3.5 Santral da Üretilen ve Tüketilen Elektrik Miktarı

2009 yılı itibarıyla Yatağan Termik Santralda üretilen Elektrik Enerjisi miktarı aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 3.1 Yatağan Termik Santralda aylık bazda brüt üretim miktarı (YEAŞ, 2010)

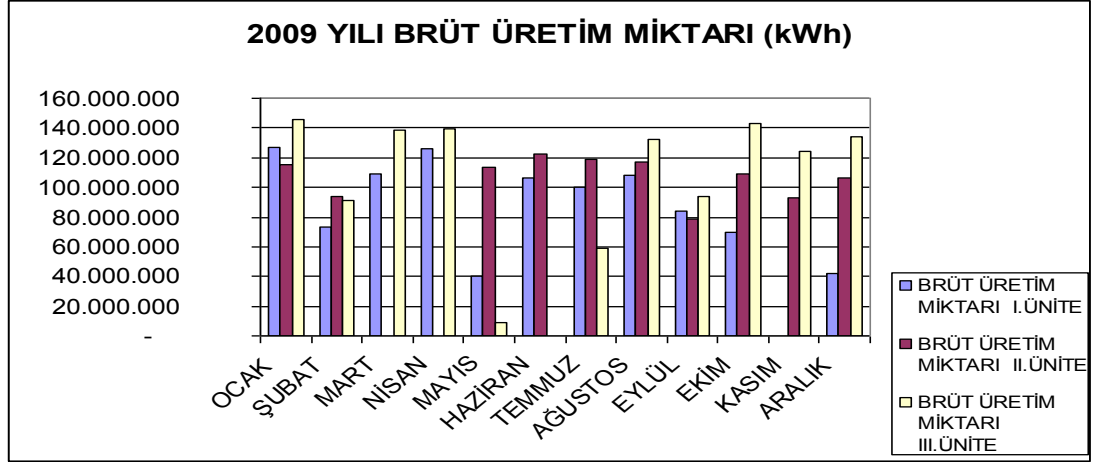
AYLAR	BRÜT ÜRETİM MİKTARI (kWh)			AYLIK ÜRETİM BİLGİLERİ
	I.ÜNİTE	II.ÜNİTE	III.ÜNİTE	
OCAK	127.185.000	115.270.000	146.025.000	388.480.000
ŞUBAT	73.400.000	93.940.000	90.750.000	258.090.000
MART	109.190.000	-	138.265.000	247.455.000
NİSAN	126.435.000	-	139.815.000	266.250.000
MAYIS	40.450.000	113.730.000	9.290.000	163.470.000
HAZİRAN	106.520.000	122.875.000	-	229.395.000
TEMMUZ	100.470.000	119.110.000	59.170.000	278.750.000
AĞUSTOS	107.920.000	116.760.000	131.845.000	356.525.000
EYLÜL	83.890.000	78.680.000	94.180.000	256.750.000
EKİM	69.280.000	109.395.000	142.780.000	321.455.000
KASIM	-	93.395.000	124.485.000	217.880.000
ARALIK	41.700.000	106.120.000	133.815.000	281.635.000

Tablo 3.2 Yatağan Termik Santralda aylık bazda iç tüketim miktarı(YEAŞ, 2010)

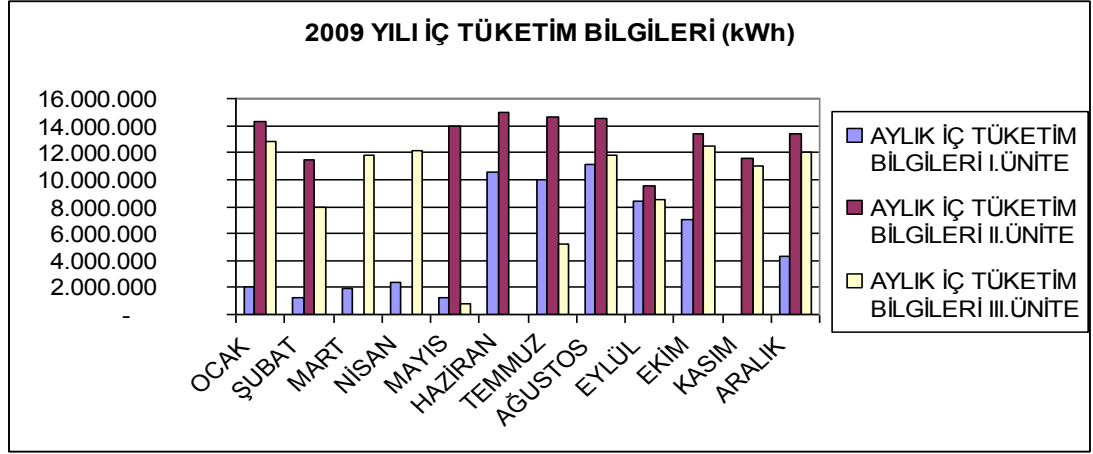
AYLAR	AYLIK İÇ TÜKETİM BİLGİLERİ (kWh)			AYLIK İÇ TÜK. BİLGİLERİ
	I.ÜNİTE	II.ÜNİTE	III.ÜNİTE	
OCAK	2.002.786	14.285.348	12.844.962	29.133.096
ŞUBAT	1.209.343	11.461.350	7.985.925	20.656.618
MART	1.955.216	-	11.819.410	13.774.626
NİSAN	2.414.505	-	12.163.164	14.577.669
MAYIS	1.192.719	13.913.013	822.306	15.928.038
HAZİRAN	10.556.538	14.927.292	-	25.483.830
TEMMUZ	9.966.733	14.694.134	5.209.818	29.870.685
AĞUSTOS	11.126.313	14.560.267	11.755.573	37.442.153
EYLÜL	8.434.010	9.578.229	8.469.094	26.481.333
EKİM	7.078.959	13.337.307	12.471.578	32.887.844
KASIM	-	11.531.260	11.062.473	22.593.733
ARALIK	4.321.752	13.368.513	12.064.576	29.754.841

Tablo 3.3 Yatağan Termik Santralda aylık bazda net üretim miktarı(YEAŞ, 2010)

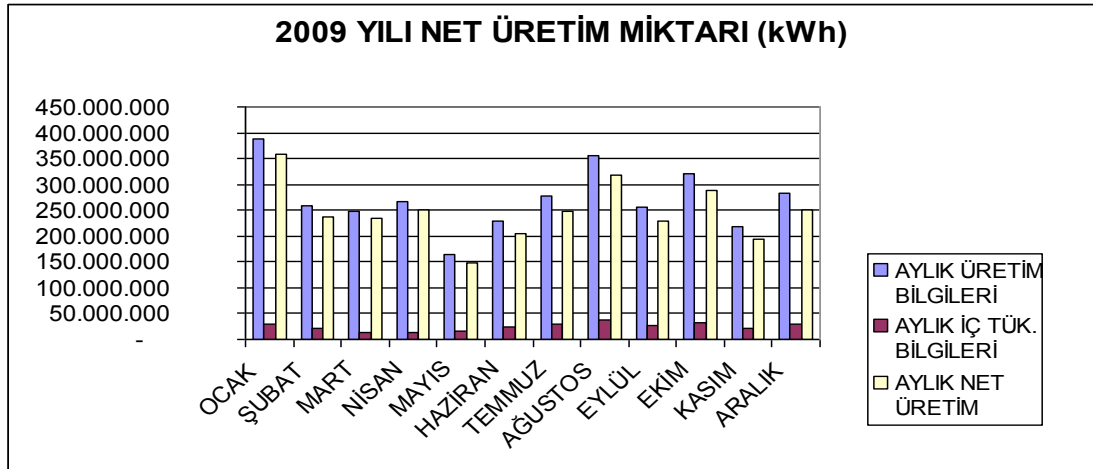
AYLAR	AYLIK ÜRETİM BİLGİLERİ	AYLIK İÇ TÜK. BİLGİLERİ	AYLIK NET ÜRETİM
OCAK	388.480.000	29.133.096	359.346.904
ŞUBAT	258.090.000	20.656.618	237.433.382
MART	247.455.000	13.774.626	233.680.374
NİSAN	266.250.000	14.577.669	251.672.331
MAYIS	163.470.000	15.928.038	147.541.962
HAZİRAN	229.395.000	25.483.830	203.911.170
TEMMUZ	278.750.000	29.870.685	248.879.315
AĞUSTOS	356.525.000	37.442.153	319.082.847
EYLÜL	256.750.000	26.481.333	230.268.667
EKİM	321.455.000	32.887.844	288.567.156
KASIM	217.880.000	22.593.733	195.286.267
ARALIK	281.635.000	29.754.841	251.880.159



Şekil 3.7 2009 Yılı brüt üretim miktarı



Şekil 3.8 2009 Yılı iç tüketim miktarı



Şekil 3.9 2009 Yılı net üretim miktarı

3.6 Üretim İçin Yakılan Kömür Miktarı

Tablo 3.4 Brüt Üretimde I.Ünitede Yakılan Kömür Miktarı(YEAŞ, 2010)

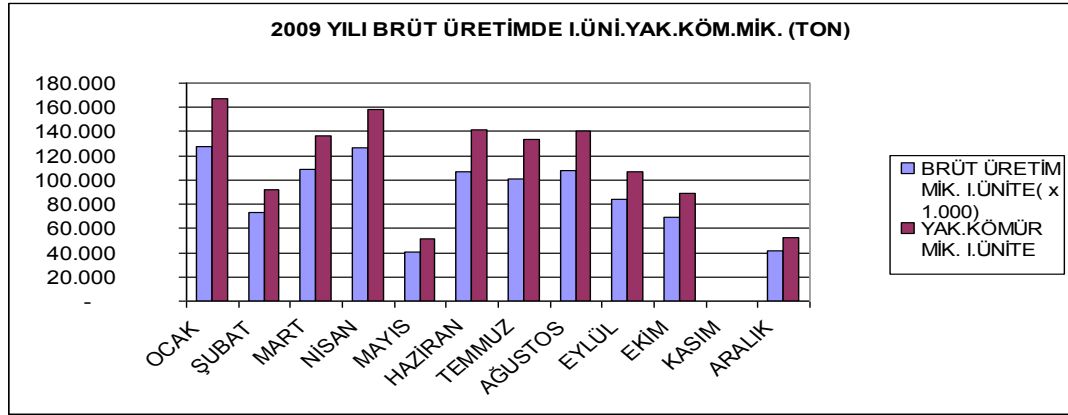
AYLAR	BRÜT ÜRETİM MİK. (kWh)	YAK.KÖMÜR MİK. (ton)
	I.ÜNİTE(x 1.000)	I.ÜNİTE
OCAK	127.185	166.880
ŞUBAT	73.400	92.079
MART	109.190	136.430
NİSAN	126.435	158.600
MAYIS	40.450	51.220
HAZİRAN	106.520	141.000
TEMMUZ	100.470	133.790
AĞUSTOS	107.920	140.860
EYLÜL	83.890	106.430
EKİM	69.280	88.610
KASIM	-	-
ARALIK	41.700	52.620

Tablo 3.5 Brüt Üretimde II.Ünitede Yakılan Kömür Miktarı(YEAŞ, 2010)

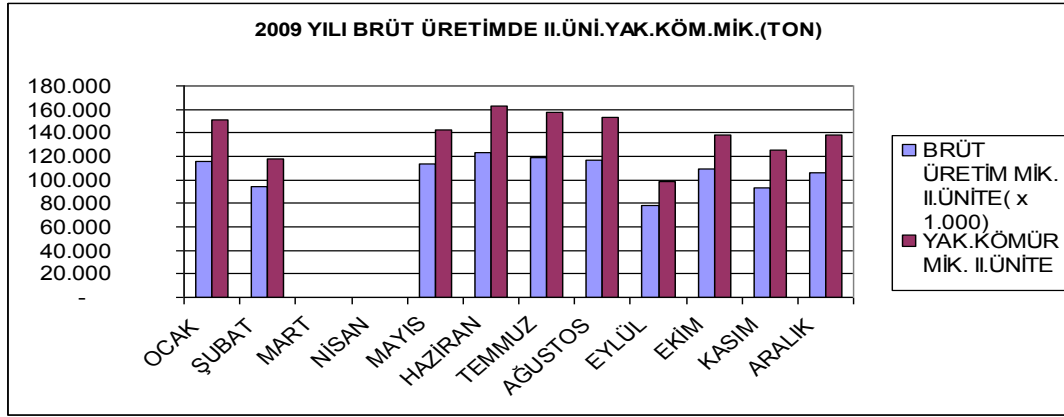
AYLAR	BRÜT ÜRETİM MİK.(kWh)	YAK.KÖMÜR MİK.(ton)
	II.ÜNİTE(x 1.000)	II.ÜNİTE
OCAK	115.270	50.630
ŞUBAT	93.940	18.260
MART	-	-
NİSAN	-	-
MAYIS	113.730	142.690
HAZİRAN	122.875	62.330
TEMMUZ	119.110	57.770
AĞUSTOS	116.760	52.870
EYLÜL	78.680	8.970
EKİM	109.395	38.390
KASIM	93.395	25.360
ARALIK	106.120	38.560

Tablo 3.6 Brüt Üretimde III.Ünitede Yakılan Kömür Miktarı(YEAŞ, 2010)

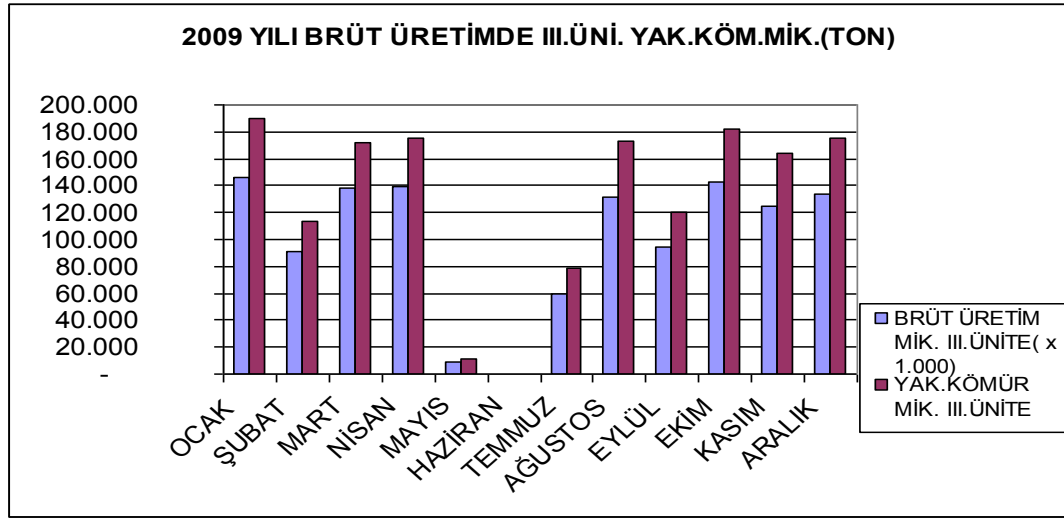
AYLAR	BRÜT ÜRETİM MİK.(kWh)	YAK.KÖMÜR MİK. (ton)
	III.ÜNİTE(x 1.000)	III.ÜNİTE
OCAK	146.025	189.850
ŞUBAT	90.750	113.840
MART	138.265	171.670
NİSAN	139.815	175.280
MAYIS	9.290	11.660
HAZİRAN	-	-
TEMMUZ	59.170	78.800
AĞUSTOS	131.845	172.650
EYLÜL	94.180	119.710
EKİM	142.780	181.680
KASIM	124.485	164.330
ARALIK	133.815	175.350



Şekil 3.10 Brüt üretimde I.ünitede yakılan kömür miktarı



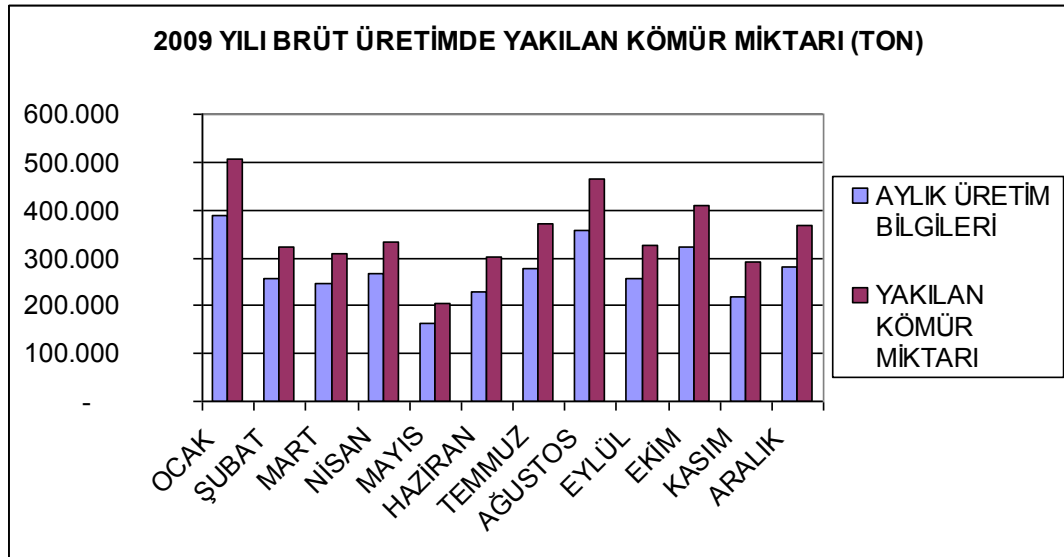
Şekil 3.11 Brüt üretimde II.ünitte yakılan kömür miktarı



Şekil 3.12 Brüt üretimde III.ünitte yakılan kömür miktarı

Tablo 3.7 Brüt üretimde aylık bazda üretim, üretimde yakılan kömür miktarı ve 1 kWh için gerekli kömür miktarı

AYLAR	AYLIK ÜRETİM BİL. (kWh)	YAK.KÖMÜR MİK.(ton)	1 kWh için Ger. Kömür
OCAK	388.480.000	507.360	0,131
ŞUBAT	258.090.000	324.179	0,126
MART	247.455.000	308.100	0,125
NİSAN	266.250.000	333.880	0,125
MAYIS	163.470.000	205.570	0,126
HAZİRAN	229.395.000	303.330	0,132
TEMMUZ	278.750.000	370.360	0,133
AĞUSTOS	356.525.000	466.380	0,131
EYLÜL	256.750.000	325.110	0,127
EKİM	321.455.000	408.680	0,127
KASIM	217.880.000	289.690	0,133
ARALIK	281.635.000	366.530	0,130

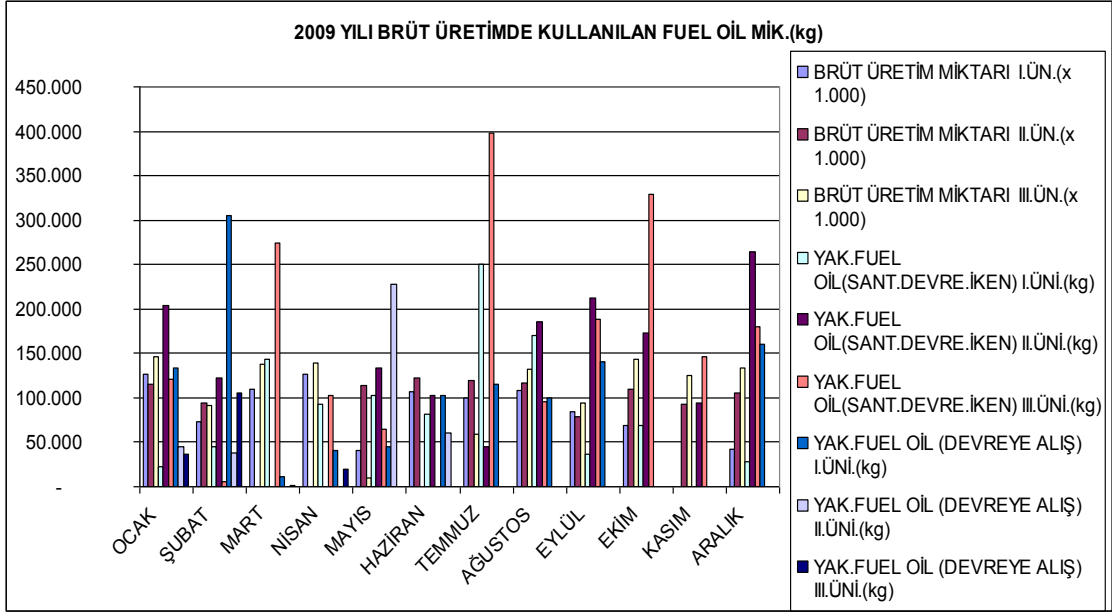


Şekil 3.13 Brüt üretimde aylık bazda üretim, üretimde yakılan kömür miktarı

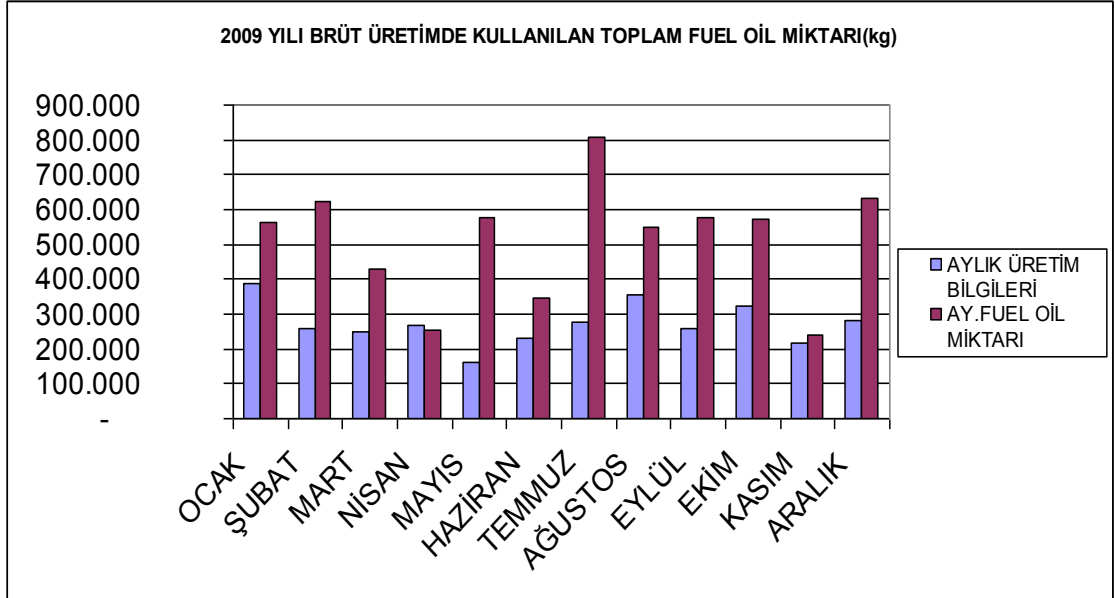
3.7 Üretim İçin Yakılan Fuel Oil Miktarı

Tablo 3.8 Brüt üretim için yakılan fuel oil miktarı (YEAŞ, 2010)

AYLAR	AYLIK ÜRETİM BİL. (kWh)	YAK.FUEL OİL DEVREDE İKEN (ton)			YAK.FUEL OİL DEVREYE ALİŞ (ton)		
		I.ÜNİ.	II.ÜNİ.	III.ÜNİ.	I.ÜNİ.	II.ÜNİ.	III.ÜNİ.
OCAK	388.480.000	23,00	204,00	121,00	133,00	45,00	36,00
ŞUBAT	258.090.000	45,60	123,00	5,00	305,00	38,00	106,00
MART	247.455.000	143,90	-	274,00	11,42	-	2,00
NİSAN	266.250.000	93,00	-	103,00	41,00	-	19,00
MAYIS	163.470.000	103,00	134,00	65,00	45,00	228,00	-
HAZİRAN	229.395.000	82,00	102,00	-	103,00	60,00	-
TEMMUZ	278.750.000	250,02	45,48	397,40	115,00	-	-
AĞUSTOS	356.525.000	170,00	185,00	96,00	100,00	-	-
EYLÜL	256.750.000	36,00	213,00	189,00	140,00	-	-
EKİM	321.455.000	68,94	173,36	329,72	-	-	-
KASIM	217.880.000	-	94,08	145,80	-	-	-
ARALIK	281.635.000	28,00	263,98	180,38	160,80	-	-



Şekil 3.14 Brüt üretim için yakılan fuel oil miktarı



Şekil 3.15 Yakılan toplam fuel oil miktarı

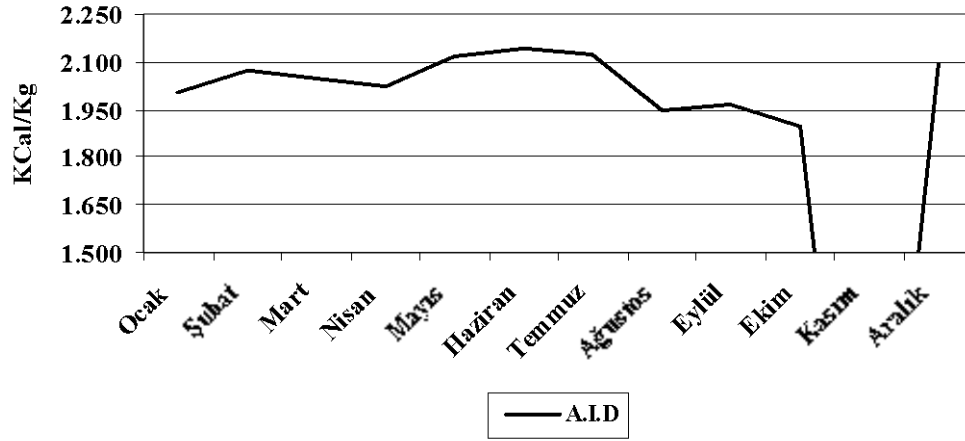
Tablo 3.9 Brüt üretim için yakılan toplam fuel oil miktarı ve brüt üretimdeki yüzde oranı

AYLAR	AYLIK ÜRETİM BİL. (kWh)	AY.FUEL OİL MİK. (ton)	% (FUEL-OİL) / (BRÜT ÜRETİM)
OCAK	388.480.000	562,00	0,000145
ŞUBAT	258.090.000	622,60	0,000241
MART	247.455.000	431,32	0,000174
NİSAN	266.250.000	256,00	0,000096
MAYIS	163.470.000	575,00	0,000352
HAZİRAN	229.395.000	347,00	0,000151
TEMMUZ	278.750.000	807,90	0,000290
AĞUSTOS	356.525.000	551,00	0,000155
EYLÜL	256.750.000	578,00	0,000225
EKİM	321.455.000	572,02	0,000178
KASIM	217.880.000	239,88	0,000110
ARALIK	281.635.000	633,16	0,000225

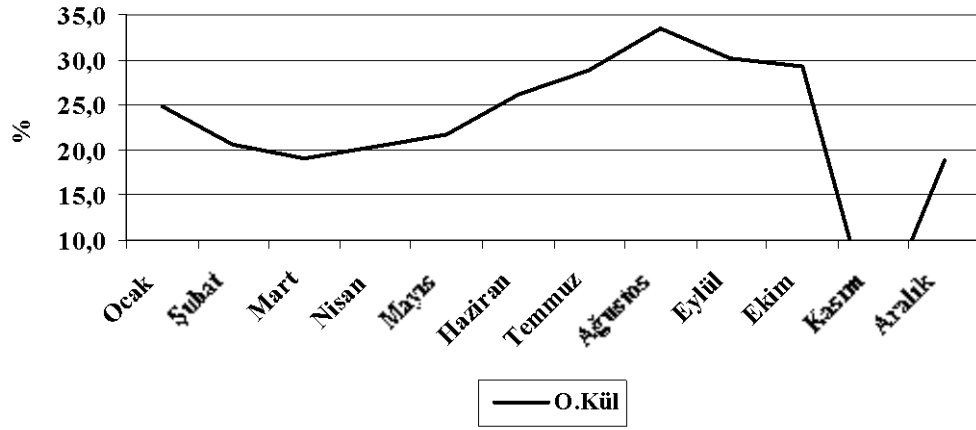
3.8 Üretimde Kullanılan Kömürün Alt Isıl Değerleri

Tablo 3.10 Üretimde kullanılan kömürün alt ısı değerleri (YEAŞ, 2010)

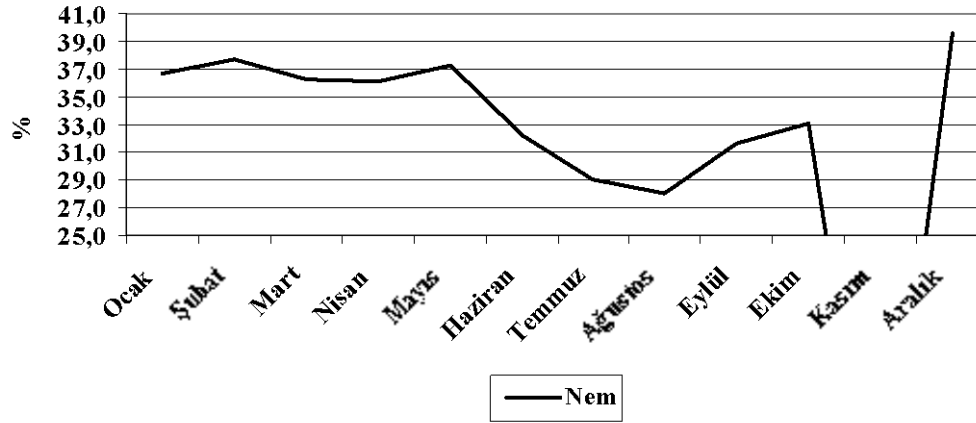
AYLAR	KÖMÜR ALT ISIL DEĞERİ (kcal/kg)		
	I.ÜNİ.	II.ÜNİ.	III.ÜNİ.
OCAK	2.005	1.985	2.007
ŞUBAT	2.072	1.960	1.966
MART	2.051	-	2.013
NİSAN	2.023	-	2.103
MAYIS	2.117	2.278	2.074
HAZİRAN	2.144	2.066	-
TEMMUZ	2.124	2.221	2.126
AĞUSTOS	1.949	1.974	1.999
EYLÜL	1.965	1.949	2.036
EKİM	1.894	1.996	1.923
KASIM	-	1.875	1.897
ARALIK	2.090	2.099	2.055



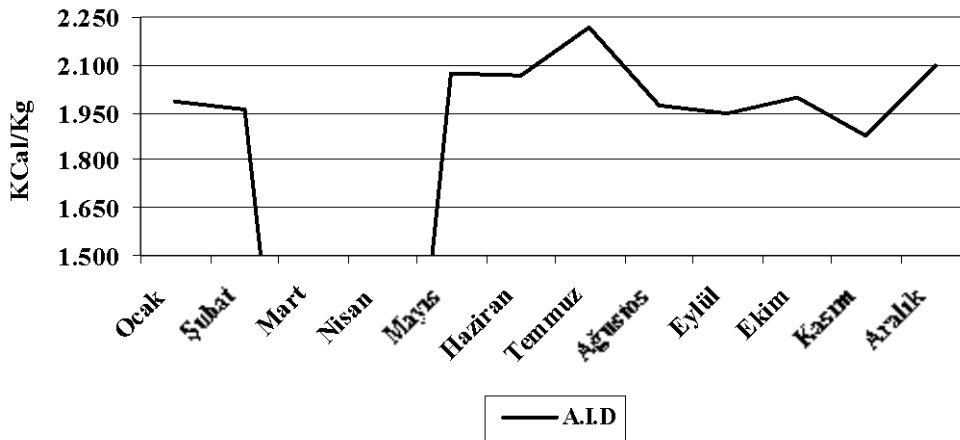
Şekil 3.16 Üretimde kullanılan I.ünitede yanan kömürün alt ısı değerleri



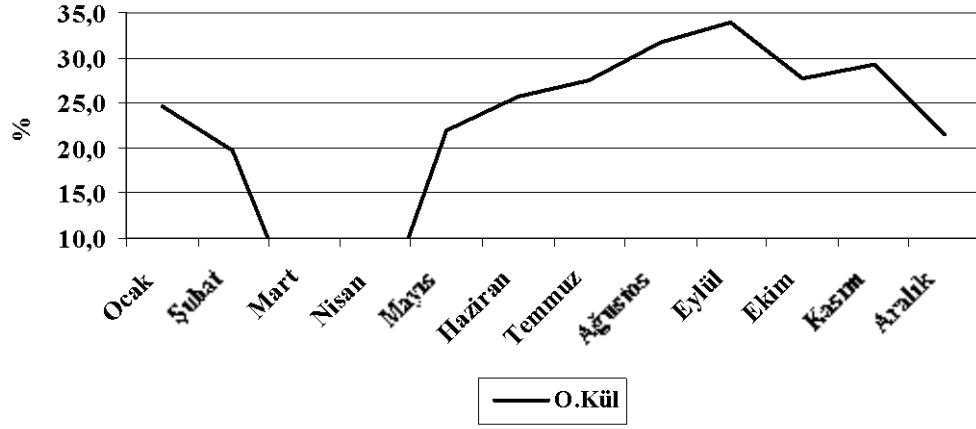
Şekil 3.17 Üretimde kullanılan I.ünitede yanan kömürün kül oranı



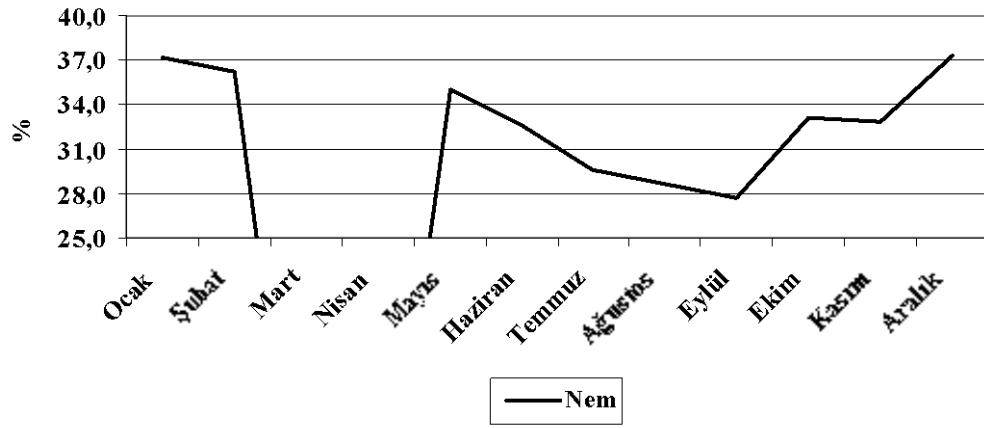
Şekil 3.18 Üretimde kullanılan I.ünitede yanan kömürün nem oranı



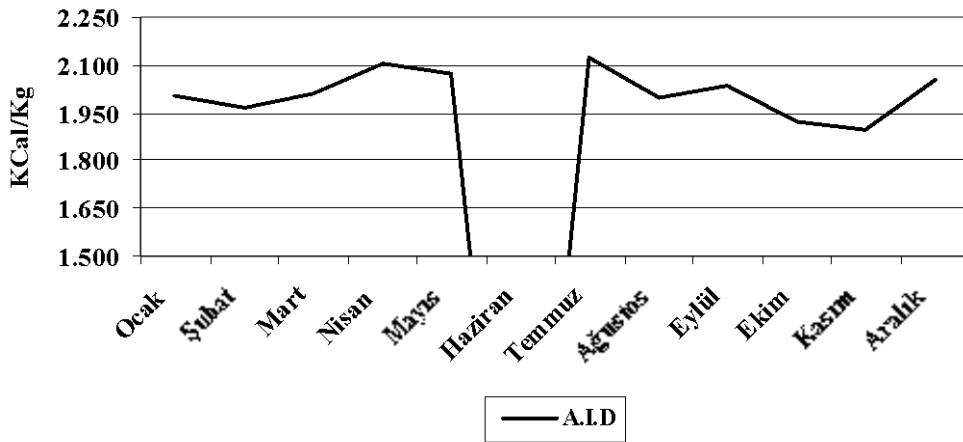
Şekil 3.19 Üretimde kullanılan II.ünitede yanan kömürün alt ısı değerleri



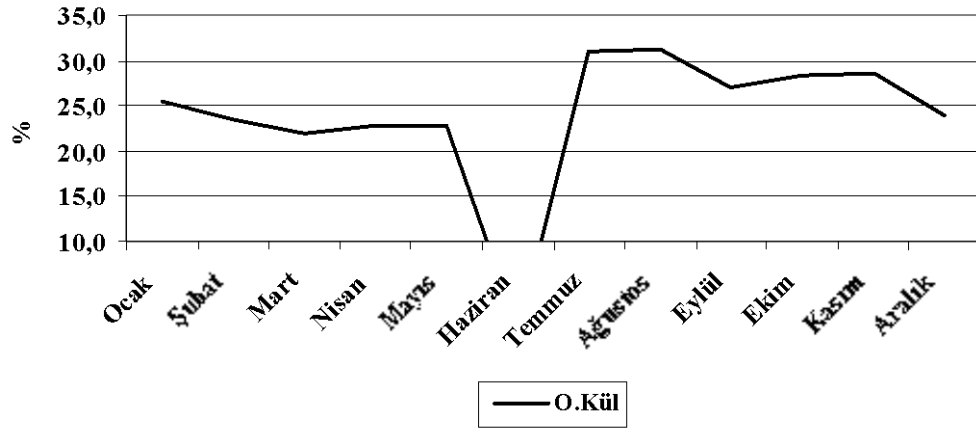
Şekil 3.20 Üretimde kullanılan II. ünite de yanan kömürün kül oranı



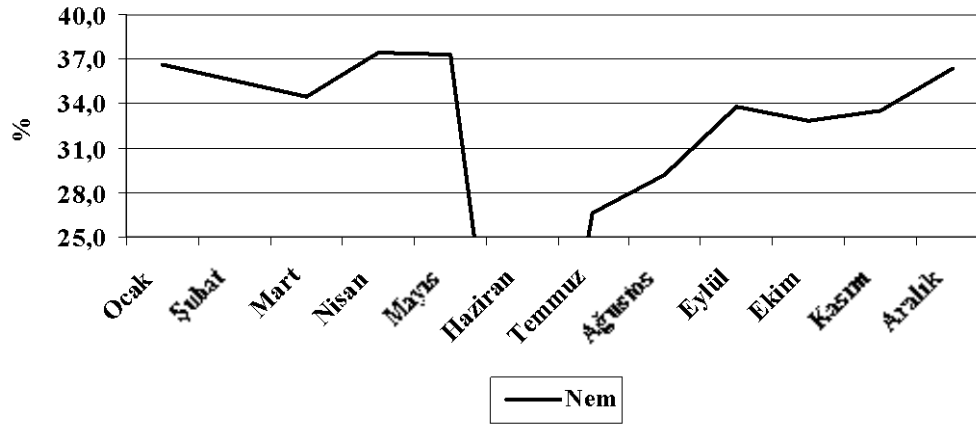
Şekil 3.21 Üretimde kullanılan II. ünite de yanan kömürün nem oranı



Şekil 3.22 Üretimde kullanılan III. ünite de yanan kömürün alt ısı değerleri



Şekil 3.23 Üretimde kullanılan II.ünitede yanan kömürün kül oranı

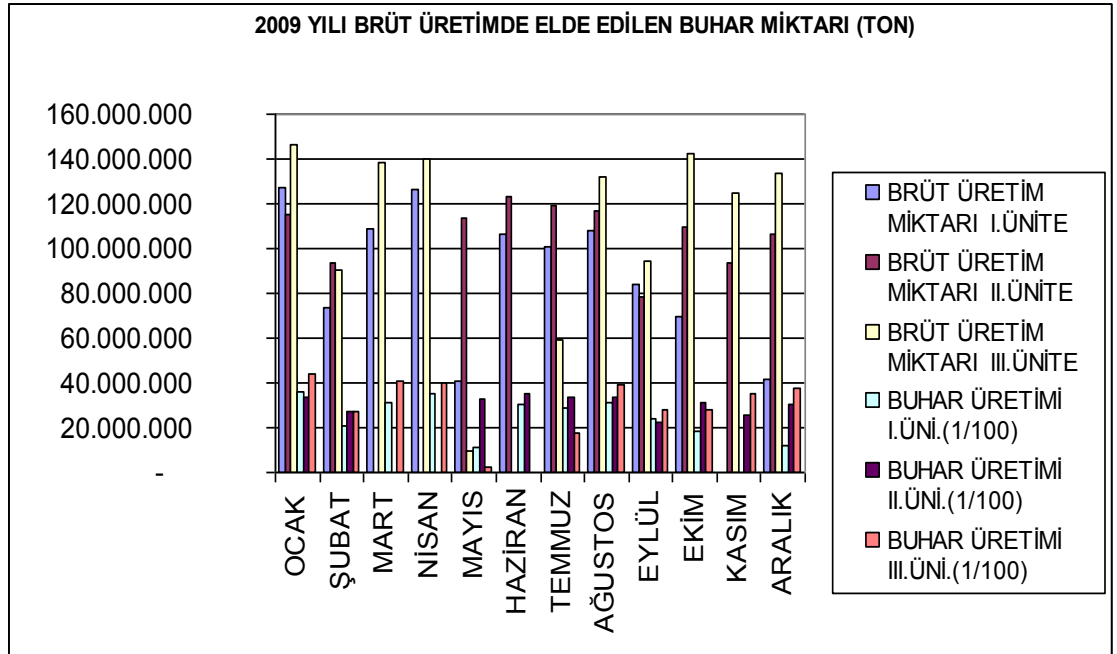


Şekil 3.24 Üretimde kullanılan II.ünitede yanan kömürün nem oranı

3.9 Brüt Üretimde Elde Edilen Buhar Miktarı

Tablo 3.10 Brüt üretimde elde edilen buhar (YEAŞ, 2010)

AYLAR	BRÜT ÜRETİM MİKTARI (kWh)			BUHAR ÜRETİMİ (ton)		
	I.ÜNİTE (1/1000)	II.ÜNİTE (1/1000)	III.ÜNİTE (1/1000)	I.ÜNİ. (1/100)	II.ÜNİ. (1/100)	III.ÜNİ. (1/100)
OCAK	127.185	115.270	146.025	36.110.000	33.586.000	43.633.000
ŞUBAT	73.400	93.940	90.750	20.984.000	27.320.000	26.862.000
MART	109.190	-	138.265	30.985.000	-	40.860.000
NİSAN	126.435	-	139.815	35.587.000	-	40.132.000
MAYIS	40.450	113.730	9.290	11.547.000	32.720.000	2.569.000
HAZİRAN	106.520	122.875	-	30.200.000	35.463.000	-
TEMMUZ	100.470	119.110	59.170	28.716.000	33.778.000	17.485.600
AĞUSTOS	107.920	116.760	131.845	31.035.000	33.395.000	38.840.000
EYLÜL	83.890	78.680	94.180	23.906.000	22.718.000	28.044.000
EKİM	69.280	109.395	142.780	18.644.000	31.499.000	28.044.000
KASIM	-	93.395	124.485	-	25.890.000	35.195.000
ARALIK	41.700	106.120	133.815	12.072.000	30.662.000	37.646.000



Şekil 3.25 Brüt üretimde elde edilen buhar

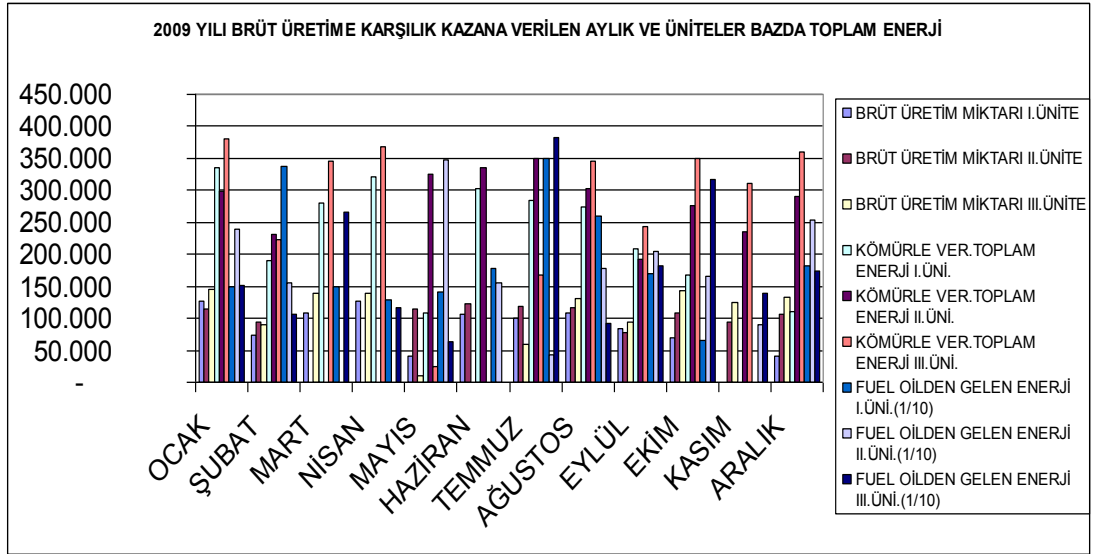
Tablo 3.11 Brüt üretimde elde edilen buhar ve kullanılan yakıtın üretim yüzdeleri

AYLAR	AYLIK Ü. BİL. (kWh)	AY.KÖM. MİK. (ton)	AY.FUEL OİL MİK. (ton)	BUHAR ÜRE.(ton)	ÜRETİM/ BUHAR	KÖMÜR/ BUHAR	FUEL-OİL/ BUHAR
OCAK	388.480.000	507.360	562,00	1.133.290	342,79	0,4477	0,00050
ŞUBAT	258.090.000	324.179	622,60	751.660	343,36	0,4313	0,00083
MART	247.455.000	308.100	431,32	718.450	344,43	0,4288	0,00060
NİSAN	266.250.000	333.880	256,00	757.190	351,63	0,4409	0,00034
MAYIS	163.470.000	205.570	575,00	468.360	349,03	0,4389	0,00123
HAZİRAN	229.395.000	303.330	347,00	656.630	349,35	0,4619	0,00053
TEMMUZ	278.750.000	370.360	807,90	799.796	348,53	0,4631	0,00101
AĞUSTOS	356.525.000	466.380	551,00	1.032.700	345,24	0,4516	0,00053
EYLÜL	256.750.000	325.110	578,00	746.680	343,86	0,4354	0,00077
EKİM	321.455.000	408.680	572,02	781.870	411,14	0,5227	0,00073
KASIM	217.880.000	289.690	239,88	610.850	356,68	0,4742	0,00039
ARALIK	281.635.000	366.530	633,16	803.800	350,38	0,4560	0,00079

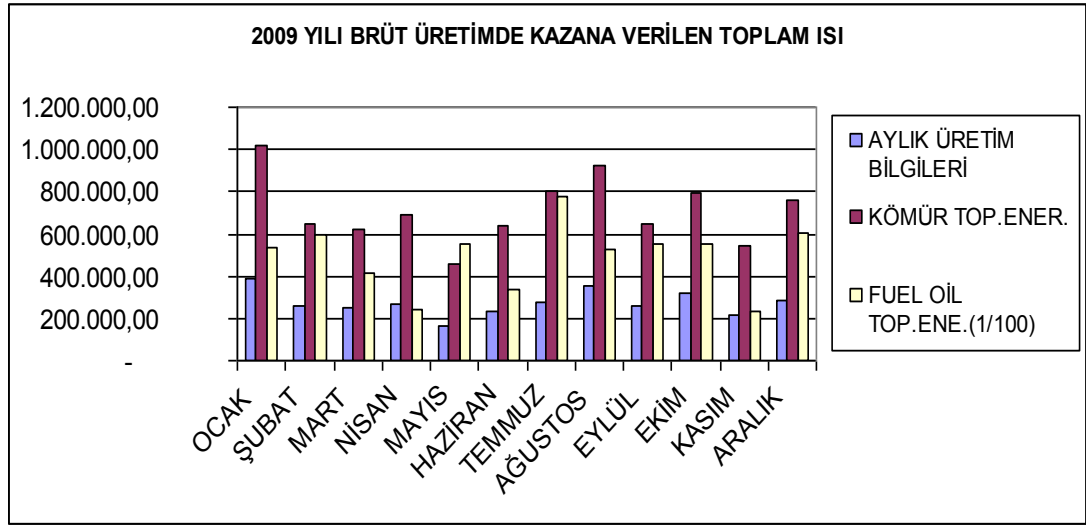
3.10 Brüt Üretimde Kazana Verilen Toplam Enerji

Tablo 3.12 Brüt üretimde kazana kömür ve fuel oille verilen toplam enerji (YEAŞ, 2010)

AYLAR	KÖMÜRLE VER.TOPLAM ENERJİ (kcal)			FUEL ÖİLDEN GELEN ENERJİ (kcal)		
	I.ÜNİ.	II.ÜNİ.	III.ÜNİ.	I.ÜNİ.(1/10)	I.ÜNİ.(1/10)	III.ÜNİ.(1/10)
OCAK	334.637,46	298.942,75	380.989,50	149.760,00	239.040,00	150.720,00
ŞUBAT	190.822,39	231.744,28	223.813,79	336.576,00	154.560,00	106.560,00
MART	279.797,52	-	345.582,42	149.107,20	-	264.960,00
NİSAN	320.854,87	-	368.575,17	128.640,00	-	117.120,00
MAYIS	108.437,14	325.047,69	24.178,06	142.080,00	347.520,00	62.400,00
HAZİRAN	302.317,91	335.414,78	-	177.600,00	155.520,00	-
TEMMUZ	284.115,85	350.369,04	167.497,63	350.419,20	43.660,80	381.504,00
AĞUSTOS	274.525,44	301.737,89	345.157,22	259.200,00	177.600,00	92.160,00
EYLÜL	209.178,67	192.911,93	243.730,68	168.960,00	204.480,00	181.440,00
EKİM	167.825,50	276.169,03	349.429,48	66.182,40	166.425,60	316.531,20
KASIM	-	235.074,16	311.756,01	-	90.316,80	139.968,00
ARALIK	109.978,40	290.850,98	360.391,47	181.248,00	253.420,80	173.164,80



Şekil 3.26 Brüt üretimde kazana kömür ve fuel oille verilen toplam enerji



Şekil 3.27 Brüt üretimde kazana verilen toplam enerji

3.11 Brüt Üretimde Kazan ve Diğer Ünitelerin Verim Analizi

3.11.1 Kazan Verimi

Tüm veriler incelemesi yapılan Yatağan Termik Santral Üretim Müdürlüğü ve Teknik Servis Departmanlarından alınmıştır. Verim analizi santral bünyesinde aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır.

Tablo 3.13 Taze buhar kazan çıkış şartları (YEAŞ, 2010)

ÖLÇME NOK.		Birim	I.Ünite	AÇIKLAMA
Taze Buhar SHT Kazan Çıkış	Miktarı	t/h	556,5	Kazan Bes.+ Püs.Suyu Debisi
	Sıcaklığı	⁰ C	540	Sabit Ölçüm
	Basıncı	kg/cm ²	127,9	Sabit Ölçüm
	Entalpisi	kcal/kg	824,3	Gaz-Buhar Tablosundan
	Isısı	10 ³ kcal	458723 (a)	Entalpi x Miktar
Tekrar Kızdırıcıdan Çıkan Buhar	Miktarı	t/h	506,174 (491,574+14,6)	Tekrar Kızdırıcıya Gir.+Tek.Kız.Buhar
	Sıcaklığı	⁰ C	540	Sabit Ölçüm
	Basıncı	kg/cm ²	18,1 (19,1-1)	Tekrar Kızdırıcıya Giren Basıncı - 1
	Entalpisi	kcal/kg	849,8	Gaz-Buhar Tablosundan
	Isısı	10 ³ kcal	430146,7 (b)	Entalpi x Miktar
Tekrar Kızdırıcıya Giren Buhar	Miktarı	t/h	491,574 (531,1305 -39,5565)	Türbinden Çıkan – 6 Nolu Ara Buhar
	Sıcaklığı	⁰ C	312,2 (314,2-2)	Türbinden Çıkış Sıc. - 2
	Basıncı	kg/cm ²	19,1 (20,1-1)	Türbinden Çıkış Basıncı - 1
	Entalpisi	kcal/kg	728,9	Gaz-Buhar Tablosundan
	Isısı	10 ³ kcal	358308,3 (c)	Entalpi x Miktar
Taze Buhar Püskürtme	Miktarı	t/h	124,9	Sabit Ölçüm
	Sıcaklığı	⁰ C	211,5	Kazan Besleme Suyu Sıcaklığı
	Basıncı	kg/cm ²	177,9	Kazan Besleme Suyu Basıncı
	Entalpisi	kcal/kg	215,8	Gaz-Buhar Tablosundan
	Isısı	10 ³ kcal	26953,42 (d)	Entalpi x Miktar

Tablo 3.13 (devamı)

Tekrar Kızdırılmış Buhar	Miktarı	t/h	14,6	Sabit Ölçüm
	Sıcaklığı	⁰ C	158	Sabit Ölçüm
	Basıncı	kg/cm ²	40	Sabit Ölçüm
	Entalpisi	kcal/kg	161,8	Gaz-Buhar Tablosundan
	Isısı	10 ³ kcal	2362,28 (e)	Entalpi x Miktar
Kazan Giriş Şartları	Miktarı	t/h	431,6	Sabit Ölçüm
	Sıcaklığı	⁰ C	211,5	Sabit Ölçüm
	Basıncı	kg/cm ²	177,9	Sabit Ölçüm
	Entalpisi	kcal/kg	215,8	Gaz-Buhar Tablosundan
	Isısı	10 ³ kcal	93139,28 (f)	Entalpi x Miktar

$$\text{Yakıtla Kazana Verilen Isı} = \{ \text{Yakılan Kömür} \times \text{Kömür Alt Isıl Değeri} + \text{Yakılan Fuel-Oil}(\text{Devrede iken} + \text{Devreye Girişte}) \times \text{Fuel-Oil A.I.D.} \times 1000 \} / (\text{Kazan Çalışma Saati})$$

$$\begin{aligned} \text{Yakıtla Kaz. Verilen Isı} &= \{ (166.880 \times 2.005) + (23 + 133) \times 9.600 \} \times 1.000 / 659 \text{ (h/ay)} \\ &= \{ (334.637,46 + 1.497,60) \times 1.000 \} / 659 \\ &= 510068,4 \text{ (10}^3\text{kcal)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Kazan Ver.} &= (\text{Kazandan Çıkan Buhar Isısı} + \text{Tekrar Kızdırıcıdan Çıkan Buhar Isısı}) - \\ &\quad (\text{Tekrar Kızdırıcıya Giren Buhar Isısı} + \text{Püskürtülen Taze Buhar Isısı} + \\ &\quad (\text{Tekrar Kızdırılmış Buhar Isısı} + \text{Kazan Giriş Şartları}) \} / \text{Yakıtla Kazana Verilen Isı} \end{aligned}$$

$$\text{Kazan Verimi} = \{ (a + b) - (c + d + e + f) \} / \text{Yakıtla Kazana Verilen Isı}$$

$$\text{Kazan Verimi} = \{ (458.723 + 430.146,7) - (358.308,3 + 26.953,42 + 2.362,28 + 93.139,28) \} / 510.068,4$$

$$\text{Kazan Verimi} = 888.869,6 - 480.763,3 / 510.068,4$$

$$\text{Kazan Verimi} = \% 80$$

3.11.2 Boru Verimi

Tablo 3.14 Taze buhar türbin şartları (YEAŞ, 2010)

ÖLÇME NOKTASI		Birim	I.Ünite	AÇIKLAMA
Orta Basınç Türbinine Giriş Şartları RHT Türbini	Miktarı	t/h	506,174	Tekrar Kızdırı. çıkan Buhar
	Sıcaklığı	⁰ C	535	Sabit Ölçüm
	Basıncı	kg/cm ²	17,1 (18,1-1)	Tekrar Kızdırı. çıkan Basınç - 1
	Entalpisi	kcal/kg	844,7	Gaz-Buhar Tablosundan
	Isısı	10 ³ kcal	427565,2 (g)	Entalpi x Miktar
Türbine Giren Taze Buhar	Miktarı	t/h	556,5	Kazan Çık.Debisi
	Sıcaklığı	⁰ C	535	Sabit Ölçüm
	Basıncı	kg/cm ²	121,3	Sabit Ölçüm
	Entalpisi	kcal/kg	825,6	Gaz-Buhar Tablosundan
	Isısı	10 ³ kcal	459.446,4 (h)	Entalpi x Miktar
Türbin Çıkış Şartları SHT	Miktarı	t/h	531,1305 (556,5-25,3695)	Türbine Giren Taze Buhar – 7 Nolu Ara Buhar
	Sıcaklığı	⁰ C	314,2	Sabit Ölçüm
	Basıncı	kg/cm ²	20,1	Sabit Ölçüm
	Entalpisi	kcal/kg	723,8	Gaz-Buhar Tablosundan
	Isısı	10 ³ kcal	384.432,3 (ı)	Entalpi x Miktar

$$\begin{aligned} \text{Boru Ver.} &= \frac{\{(\text{Orta Basınç Türbinine Giriş Şartları} + \text{Türbine Giren Taze Buhar}) - \\ &\quad (\text{Püskürtülen Taze Buhar Isısı} + \text{Tekrar Kızdırılmış Buhar Isısı} + \\ &\quad + \text{Kazana Giriş Şartları} + \text{Türbin Çıkış Şartları}) \}}{ \\ &\quad \{ (\text{Kazandan Çıkan Buhar Isısı} + \text{Tekrar Kızdırıcıdan Çıkan Buhar Isısı}) - \\ &\quad (\text{Tekrar Kızdırıcıya Giren Buhar Isısı} + \text{Püskürtülen Taze Buhar Isısı} + \\ &\quad (\text{Tekrar Kızdırılmış Buhar Isısı} + \text{Kazan Giriş Şartları}) \}} \end{aligned}$$

$$\text{Boru Verimi} = \{(g+h)-(e+f+d+i)\} / \{(a+b)-(c+d+e+f)\}$$

$$\begin{aligned} \text{Boru Verimi} &= \{(427.565,2+459.446,4)-(384.432,3+26.953,42+2.362,28+93.139,28)\} / \\ &\quad \{(458.723+430.146,7)-(358.308,3+26.953,42+2.362,28+93.139,28)\} \end{aligned}$$

$$\text{Boru Verimi} = \{(887.011,6-506.887,2)\} / \{(888.869,6-480.763,3)\}$$

$$\text{Boru Verimi} = 380.124,3 / 408.106,3$$

$$\text{Boru Verimi} = \% 93$$

$$\text{Borulardaki Kayıp} = 100 - 93 = \% 7$$

3.11.3 Türbin Verimi

$$\begin{aligned} \text{Türbin} &= \{ \text{Brüt Enerjinin Isı Değeri} \} / \\ \text{Verimi} &= \{ (\text{Orta Basınç Türbinine Giriş Şartları} + \text{Türbine Giren Taze Buhar}) - \\ &(\text{Püskürtülen Taze Buhar Isısı} + \text{Tekrar Kızdırılmış Buhar Isısı} + \\ &\text{Kazana Giriş Şartları} + \text{Türbinden Çıkış Şartları}) \} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Brüt En.} &= \{ \text{B Grubu Kayıp Enerji (YDM Talebi ile + Yakıt Kalitesi Nedeniyle +} \\ \text{Isı Değ.} &\text{FGD Çalışmaları Nedeniyle Kayıplar)} \} / \text{Çalışma Saati} / 1.000 \times 860 \end{aligned}$$

YDM= Yük Dağıtım Merkezi

FGD =Baca Gazı Desülfürizasyon (Flue Gas Desulphurisation)

$$\begin{aligned} \text{Türbin Verimi} &= \text{Brüt Enerjinin Isı Değeri} / [(g+h)-(e+f+d+i)] \\ &= (1.970.000+9.865.000+17.220.000)/662 \text{ h/ay} \times 860 \\ &= 29.055.000 / 662 \times 860 \\ &= 165.225,2 \end{aligned}$$

Brüt Enerjinin Isı Değeri YEAS'tan Teknik Bürodan alınmıştır.

$$\begin{aligned} \text{Türbin Verimi} &= 165.225,2 / [(427.565,2+459.446,4) - (384.432,3 + 26.953,42 + 2.362,28 + \\ &93.139,28)] \end{aligned}$$

$$\text{Türbin Verimi} = 165.225,2 / 380.124,3$$

$$\text{Türbin Verimi} = \% 43$$

3.11.4 Termik Verim

Termik Verim = Brüt Enerjinin Isı Değeri / Yakıt ile Kazana verilen ısı

$$\text{Brüt En. Isı Değ.} = \{ \text{B Grubu Kayıp Enerji (YDM Talebi ile + Yakıt Kalitesi Nedeniyle + FGD Çalışmaları Nedeniyle Kayıplar)} \} / \{ (\text{Çalışma Saati} / 1.000 \times 860) \}$$

$$\begin{aligned} &= (1.970.000 + 9.865.000 + 17.220.000) / 662 \text{ h/ay} \times 860 \\ &= 29.055.000 / 662 \times 860 \\ &= 165.225,2 \end{aligned}$$

Brüt Enerjinin Isı Değeri (YEAŞ, 2010)

$$\begin{aligned} \text{Yakıtlı Kazana Verilen Isı} &= \text{Yakılan Kömür} \times \text{Kömür Alt Isıl Değeri} + \text{Yakılan} \\ &\quad \text{Fuel-Oil (Devrede iken + Devreye Girişte)} \times \text{Fuel-Oil} \\ &\quad \text{A.I.D.} \times 1000 / \text{Kazan Çalışma Saati} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Yakıtlı Kaz.Ver. Isı} &= [(166.880 \times 2.005) + (23 + 133) \times 9.600] \times 1.000 / 659 \text{ (h/ay)} \\ &= [(334.637,46 + 1.497,60) \times 1.000] / 659 \\ &= 510.068,4 \text{ (10}^3\text{kCal)} \end{aligned}$$

$$\text{Termik Verim} = 165.225,2 / 510.068,4$$

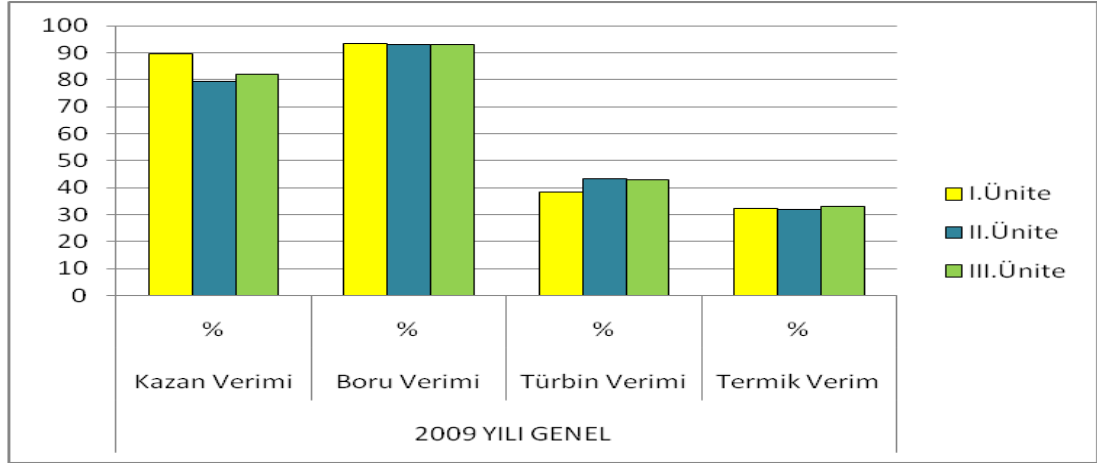
$$\text{Termik Verim} = \% 32$$

Tablo 3.15 Santrale ait 12 aylık ve Yıllık Kazan Verimi, Boru Verimi, Türbin ve Termik Verime ait bilgiler (YEAS, 2010)

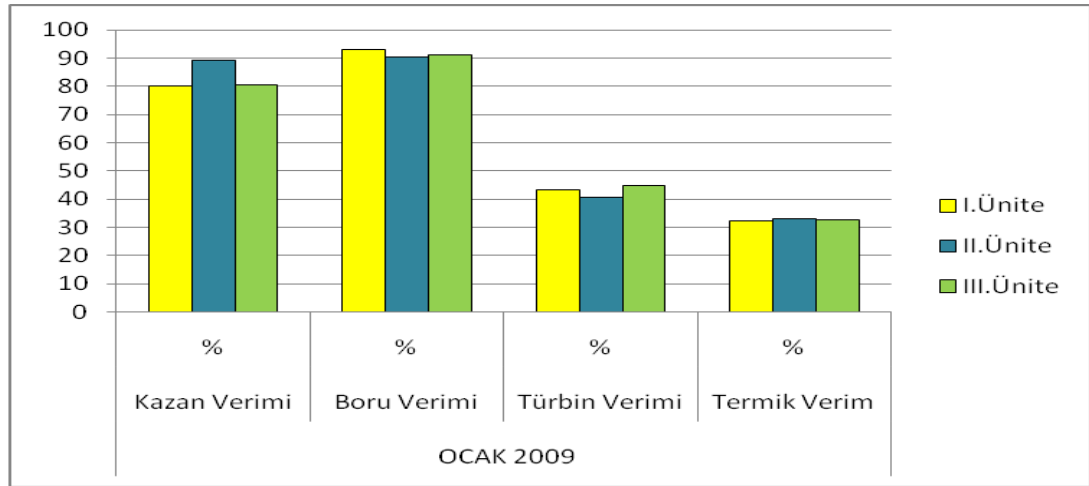
AYLAR			I.Ünite	II.Ünite	III.Ünite
OCAK 2009	Kazan Verimi	%	80	89	81
	Boru Verimi	%	93	90	91
	Türbin Verimi	%	43	41	45
	Termik Verim	%	32	33	33
ŞUBAT 2009	Kazan Verimi	%	83	90	89
	Boru Verimi	%	93	94	93
	Türbin Verimi	%	42	40	44
	Termik Verim	%	32	34	36
MART 2009	Kazan Verimi	%	85	-	83
	Boru Verimi	%	93	-	93
	Türbin Verimi	%	42	-	44
	Termik Verim	%	33	-	34
NİSAN 2009	Kazan Verimi	%	84	-	77
	Boru Verimi	%	93	-	93
	Türbin Verimi	%	43	-	46
	Termik Verim	%	34	-	33
MAYIS 2009	Kazan Verimi	%	80	68	83
	Boru Verimi	%	94	92	93
	Türbin Verimi	%	42	46	42
	Termik Verim	%	31	29	32
HAZİRAN 2009	Kazan Verimi	%	76	78	-
	Boru Verimi	%	94	94	-
	Türbin Verimi	%	42	42	-
	Termik Verim	%	30	31	-
TEMMUZ 2009	Kazan Verimi	%	77	75	73
	Boru Verimi	%	94	94	94
	Türbin Verimi	%	41	41	41
	Termik Verim	%	30	29	28

Tablo 3.15 (devamı)

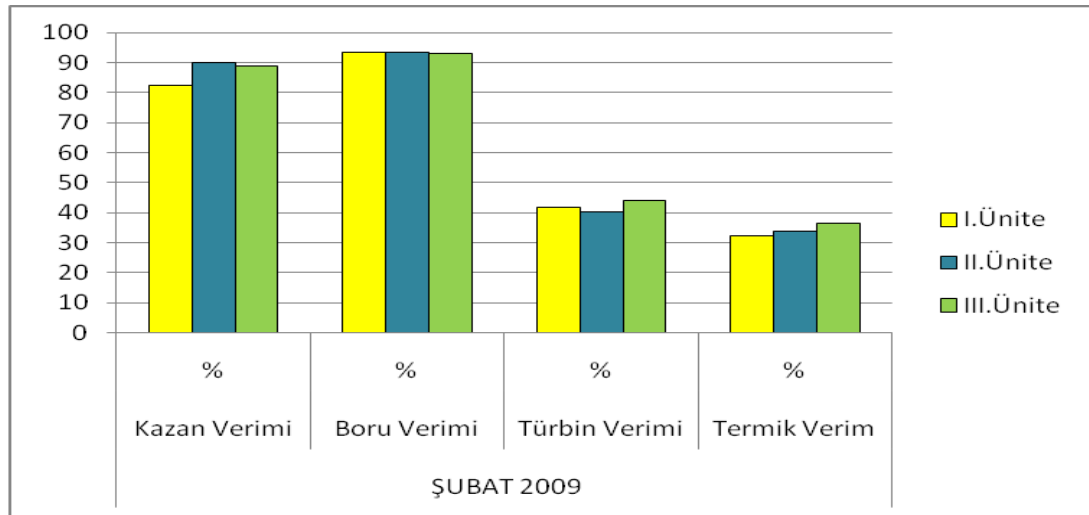
AĞUSTOS 2009	Kazan Verimi	%	88	84	85
	Boru Verimi	%	93	93	93
	Türbin Verimi	%	41	42	41
	Termik Verim	%	33	33	33
EYLÜL 2009	Kazan Verimi	%	85	79	86
	Boru Verimi	%	94	93	94
	Türbin Verimi	%	43	46	41
	Termik Verim	%	34	34	33
EKİM 2009	Kazan Verimi	%	-	72	80
	Boru Verimi	%	94	94	93
	Türbin Verimi	%	-	50	47
	Termik Verim	%	-	34	35
KASIM 2009	Kazan Verimi	%	-	84	90
	Boru Verimi	%	-	94	94
	Türbin Verimi	%	-	43	41
	Termik Verim	%	-	34	34
ARALIK 2009	Kazan Verimi	%	79	79	80
	Boru Verimi	%	94	93	93
	Türbin Verimi	%	43	42	43
	Termik Verim	%	32	31	32
2009 YILI GENEL	Kazan Verimi	%	90	79	82
	Boru Verimi	%	94	93	93
	Türbin Verimi	%	38	43	43
	Termik Verim	%	32	32	33



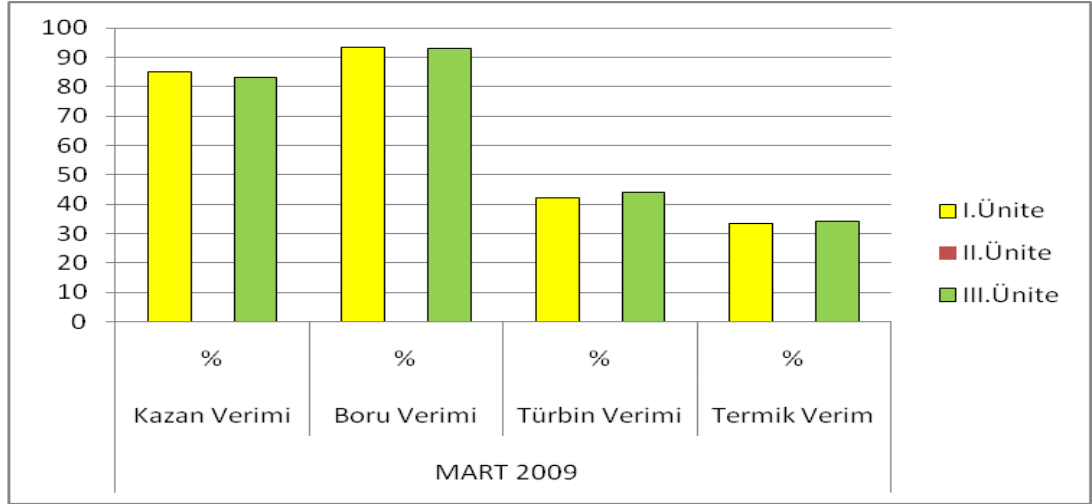
Şekil 3.28 2009 Yılı santral üniteleri genel verim



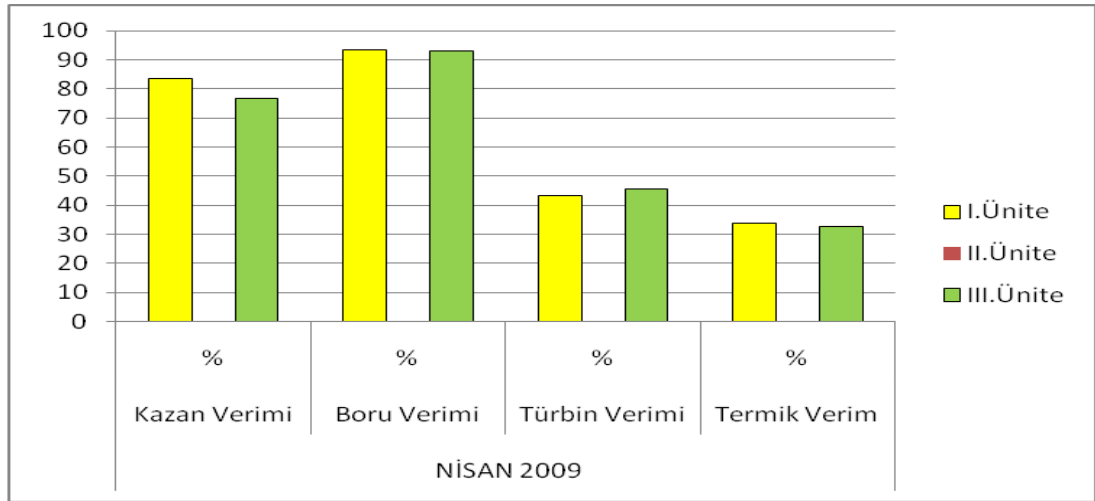
Şekil 3.29 2009 Yılı santral üniteleri ocak ayı verimleri



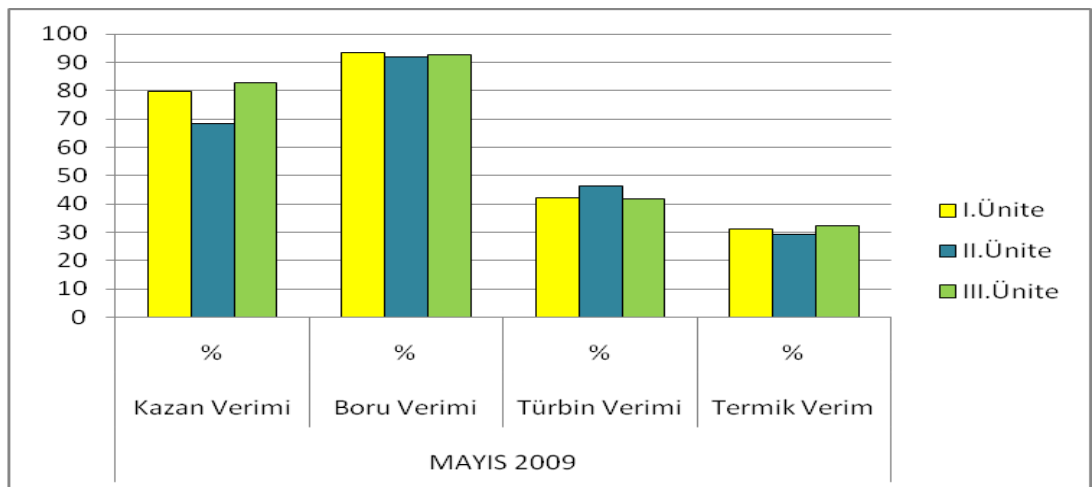
Şekil 3.30 2009 Yılı santral üniteleri şubat ayı verimleri



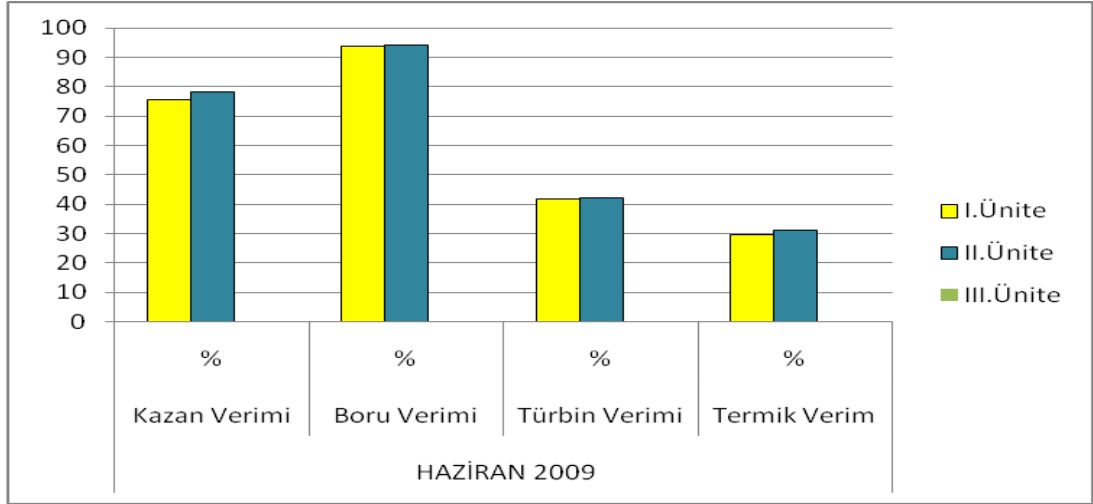
Şekil 3.31 2009 Yılı santral üniteleri mart ayı verimleri



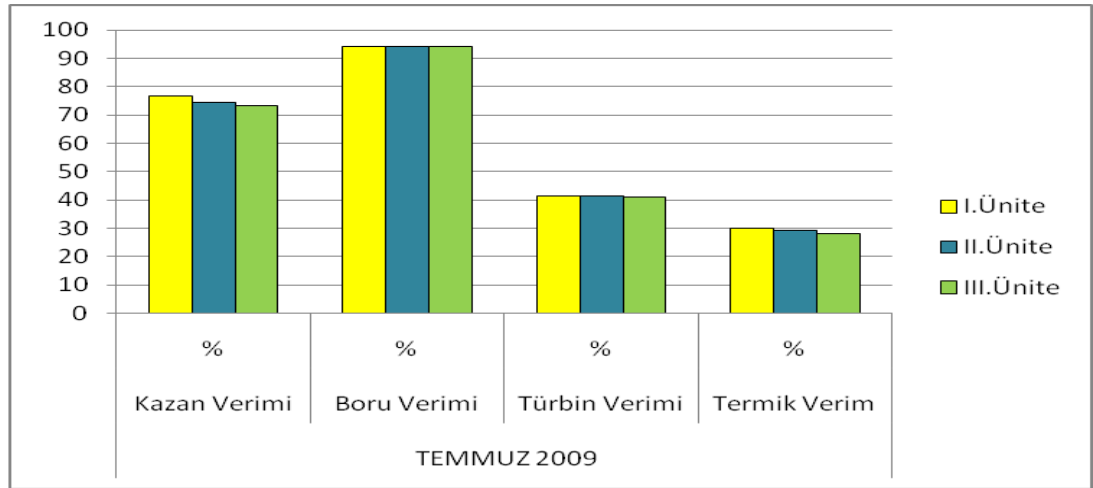
Şekil 3.32 2009 Yılı santral üniteleri nisan ayı verimleri



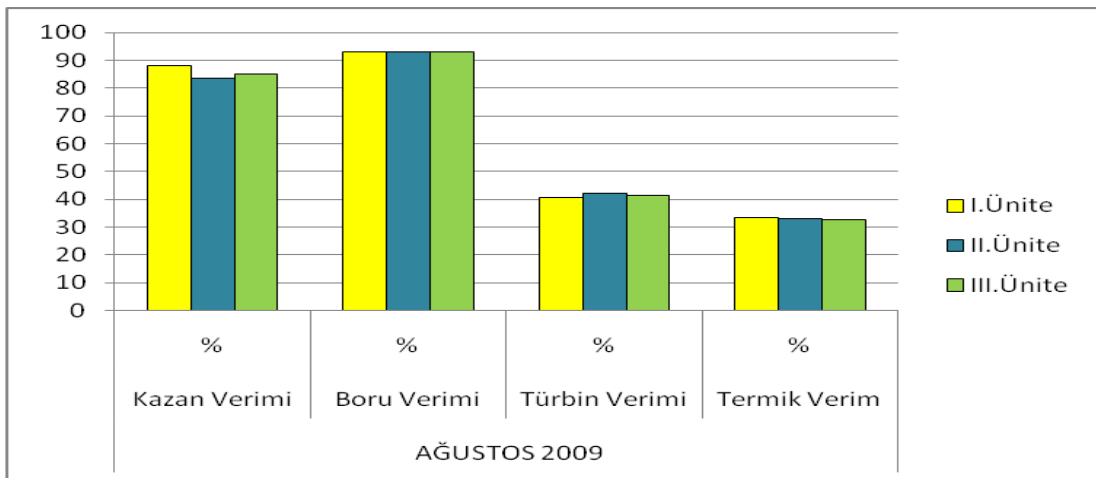
Şekil 3.33 2009 Yılı santral üniteleri mayıs ayı verimleri



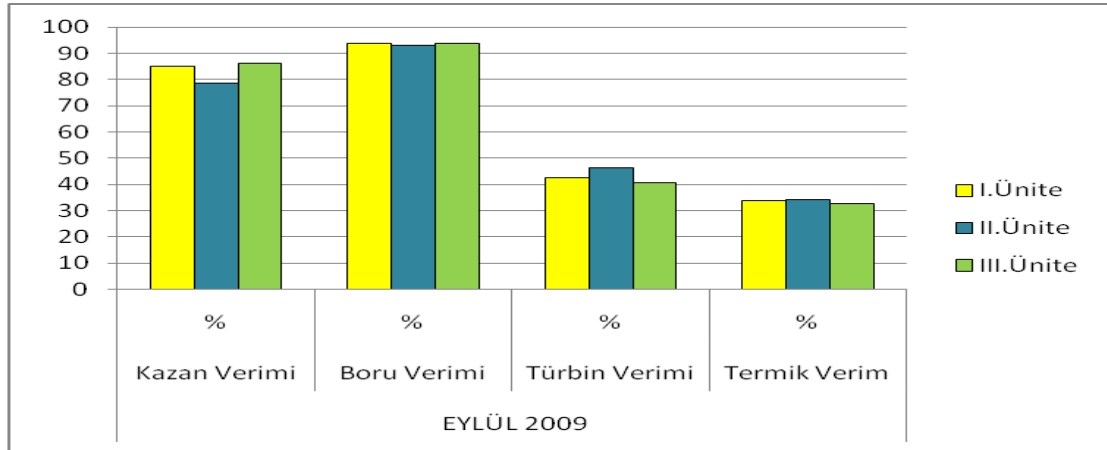
Şekil 3.34 2009 Yılı santral üniteleri haziran ayı verimleri



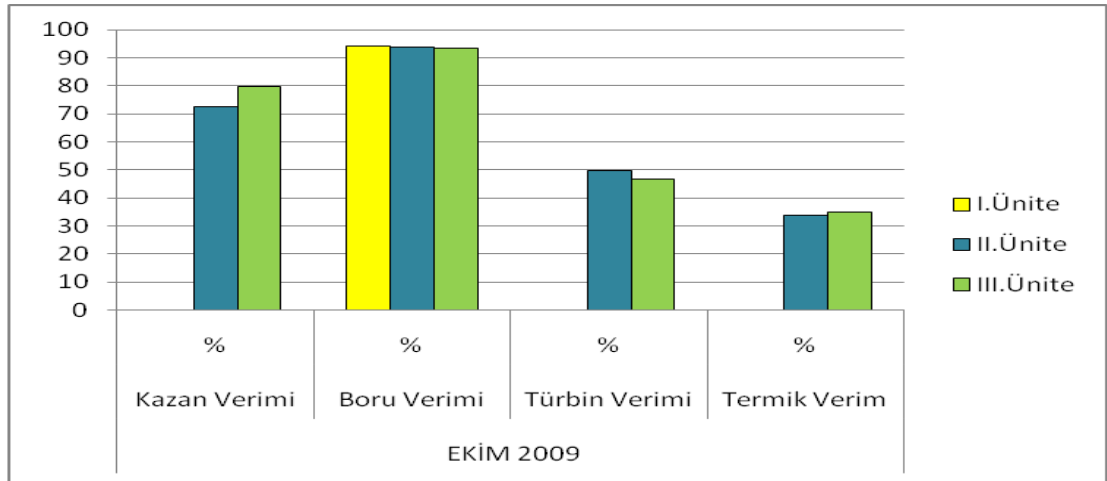
Şekil 3.35 2009 Yılı santral üniteleri temmuz ayı verimleri



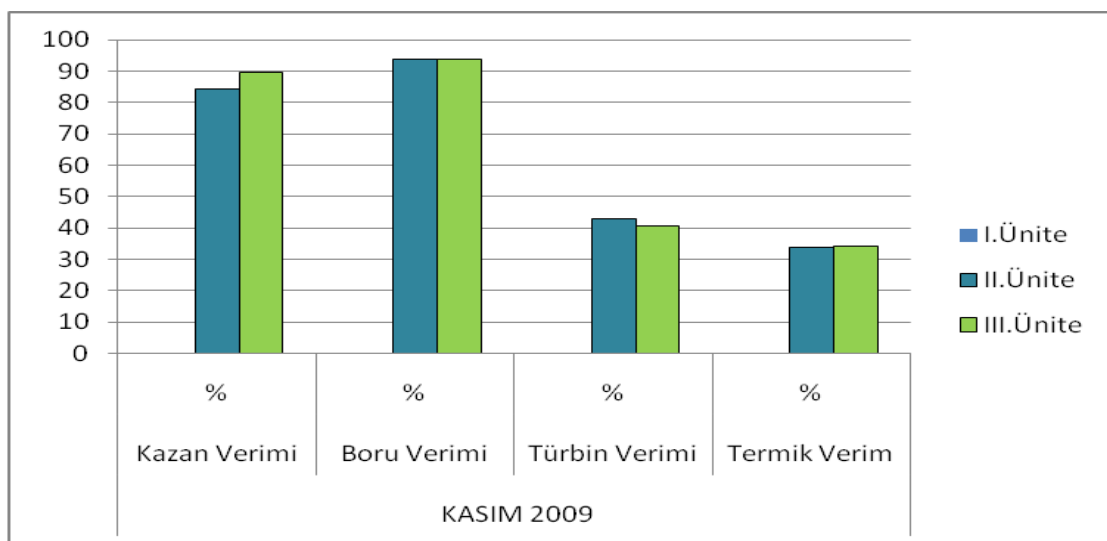
Şekil 3.36 2009 Yılı santral üniteleri ağustos ayı verimleri



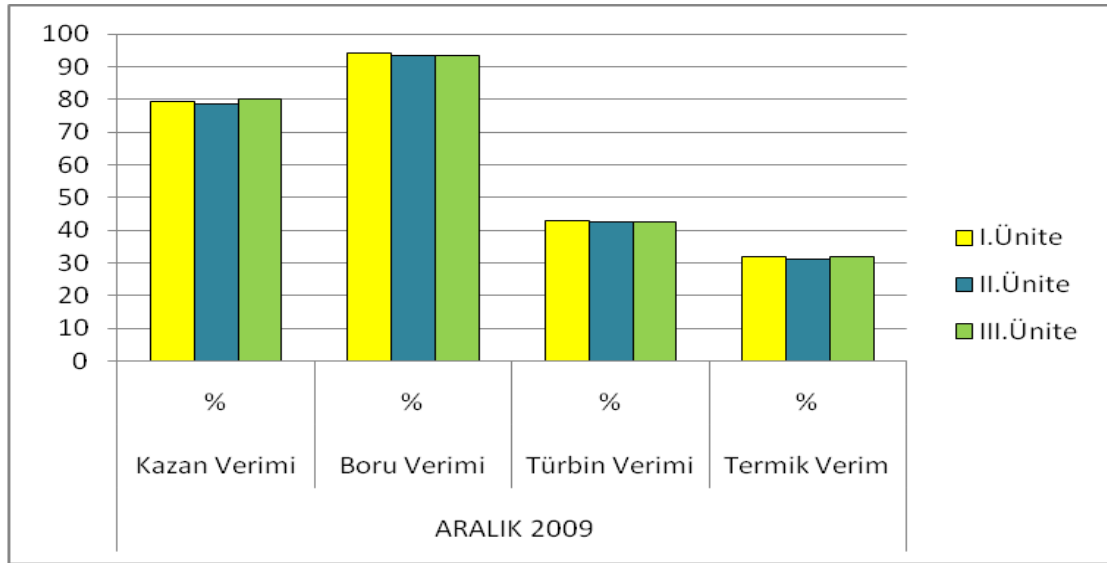
Şekil 3.37 2009 Yılı santral üniteleri eylül ayı verimleri



Şekil 3.38 2009 Yılı santral üniteleri ekim ayı verimleri



Şekil 3.39 2009 Yılı santral üniteleri kasım ayı verimleri



Şekil 3.40 2009 Yılı santral üniteleri aralık ayı verimleri

BÖLÜM DÖRT

SONUÇ

1970'lerden sonra yakıt fiyatlarının artışı ile enerji koruma konusu hakkındaki araştırmalar çok önemli ve gerekli hale geldi. Konvansiyonel elektrik üretiminin verimliliği oldukça düşüktür.

Santral da üretilen toplam elektrik enerjisinin % 10 u iç bünyede tüketilmektedir.

Aylara itibarıyla elektrik üretimindeki dalgalanmalar, kömürün ısı değerlerine bağlı olarak değişebilmektedir. Sadece kömürün ısı değerine bağlı olarak değişebildiği gibi, elektrik üretimini etkileyen başka sebeplerde mevcuttur.

Elektrik üretiminde kullanılan kömürün Alt Isıl Değeri düşük olduğundan, başka amaçlı kullanılamayacağı gibi, belirli zamanlarda kazan fuel-oil ile takviye edilmektedir.

Detaylı olarak elektrik üretim ve tüketim miktarları, buhar üretim ve tüketim miktarları, yakıt tüketim oranları, tesisin toplam verimi, elektrik üretimini etkileyen nedenler olup, incelenmiştir.

Santral bünyesinde soğutma kulelerindeki ortaya çıkan ısı enerjisi Yatağan'da konutlarda ısıtma olarak kullanılabilir.

KAYNAKLAR

Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş., (2008) “2008 Yılı Faaliyet Raporu”
<http://www.botas.gov.tr/icerik/tur/yayinrapor/faaliyetrapor.asp>

British Petrol, “*Statistical Review of World Energy*”, June 2009
http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2009_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2009.pdf

Çengel, Yunus A. ve Boles, Michael A.(1996) “*Mühendislik Yaklaşımıyla Termodinamik*”. McGraw-Hill, Inc. Eylül 1996 Literatür Yayıncılık İstanbul.

Çiğdemoğlu M. (1976) “*Teknik Termodinamiğe Giriş. Gaz ve Buhar Tabloları*”
 Kasım 1976 Ankara.

Energy Information Administration, (2009) “*International Energy Outlook 2009*”
 (2009).http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2009/WEO2009_es_english.pdf

Enerji, (b.t) “*2008 Yılı Genel Enerji dengesi Tabloları*”, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. http://www.enerji.gov.tr/duyurular/2008_yili_genel_enerji_dengesi.pdf

Enerji, (b.t)”*Mavi Kitap 2009*” Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Ankara, 2009
http://www.enerji.gov.tr/yayinlar_raporlar/Mavi_Kitap_2009.pdf ,

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu, (b.t) “*EPDK’dan lisans almış olan inşa halindeki projelerin ilerleme durumları*”, http://www.epdk.gov.tr/lisans/elektrik/ilerleme_proje.htm

European Commission, (2008) “*European Energy and Transport, Trends to 2030, 2007 Update*”. (8 April 2008). http://ec.europa.eu/dhs/energy_transport/figures/trends_2030_update_2007/energy_transport_trends_2030_update_2007_en.pdf

European Commission Energy, (b.t.) “*EU Energy in Figures*”, Energy Pocket Book (2010).http://ec.europa.eu/energy/publications/statistics/doc/2010_energy_transport_figures.pdf

Eurostat, 2009“ *Energy Monthly Statistics*”, Sayı 12 (2009). http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_details/publications?p_product_code=KS-BX-09-012

Güray B.Ş., (2009) “*Elektrik Sektöründe Arz-Talep Analizleri, Beklentiler ve Hedefler*”, 11.Uluslararası Enerji Arenası, Kasım 2009.

International Energy Agency, (2009) “*World Energy Outlook 2009*”
<http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo>

Oil & Gas Journal (2008) “*Worldwide Look at Reserves and Production*”, Cilt:106, Sayı:48, 22 Aralık 2008. <http://www.ogj.com/index/ogj-survey-downloads.html>

Türkiye Elektrik İletim A.Ş., (2009) “*Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2009-2018)*”, Haziran 2009
<http://www.teias.gov.tr/projeksiyon/KAPASITEPROJEKSIYON2009.pdf>

Türkiye Elektrik İletim A.Ş., “*Türkiye Elektrik Üretim ve İletim İstatistikleri 2008*”.(b.t.) <http://www.teias.gov.tr/istatistik2008/index.htm>

Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu, (b.t.) “*Kömür ocağında yüzeyden kömür çıkarılışı*” .http://www.tki.gov.tr/TKI/YillikFaaliyetler/0a60cdf1-84ab-4a2a-aba8-686afa5766bf2009_faaliyet_raporu.pdf

Türkiye Taşkömürü Kurumu, (Mart 2010) <http://www.taskomuru.gov.tr/file/2009.PDF>

Yeniköy Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş., (2010) “*Yatağan Termik Santralı Teknik Büro ve İstatistik Verileri*” (Şubat 2010)

Yeniköy Elektrik Üretim ve Ticaret A.Ş., YEAŞ (2010) “*Yatağan Termik Santralı Üretim Müdürlüğü Verileri*” (Şubat 2010)

Yıldız, T. (2009) “*Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Taner YILDIZ’ın Bakanlığın 2010 Bütçesini T.B.M.M. Plan ve Bütçe Komisyonuna Sunuş Konuşması*” (16 Kasım 2009), http://www.enerji.gov.tr/yayinlar_raporlar/2010_Genel_Kurul_Konusmasi.pdf

EKLER

Tablo ek.1 Santrale ait 1.Üniteye ait teknik verilerin SI sisteminde gösterilişi (YEAŞ, 2010)

ÖLÇME NOK.		Birim	I.Ünite	SI BİRİM	I.ÜNİTE DEĞER
Taze Buhar SHT Kazan Çıkış Debisi	Miktarı	t/h	556,5	kg	556.500,0
	Sıcaklığı	⁰ C	540,0	K	813,0
	Basıncı	kg/cm ²	127,9	Pa	1.254,3
	Entalpisi	kcal/kg	824,3	J/g	3.451,2
	Isısı	10 ³ kcal	458.723,0	kJ	1.920.581,5
Tekrar Kızdırıcıdan Çıkan Buhar	Miktarı	t/h	506,2	kg	506.174,0
	Sıcaklığı	⁰ C	540,0	K	813,0
	Basıncı	kg/cm ²	18,1	Pa	177,5
	Entalpisi	kcal/kg	849,8	J/g	3.557,9
	Isısı	10 ³ kcal	430.146,7	J	1.800.938,2
Tekrar Kızdırıcıya Giren Buhar	Miktarı	t/h	491,6	kg	491.574,0
	Sıcaklığı	⁰ C	312,2	K	585,2
	Basıncı	kg/cm ²	19,1	Pa	187,3
	Entalpisi	kcal/kg	728,9	J/g	3.051,8
	Isısı	10 ³ kcal	358.308,3	J	1.500.165,2
Taze Buhar Püskürtme	Miktarı	t/h	124,9	kg	124.900,0
	Sıcaklığı	⁰ C	211,5	K	484,5
	Basıncı	kg/cm ²	177,9	Pa	1.744,6
	Entalpisi	kcal/kg	215,8	J/g	903,5
	Isısı	10 ³ kcal	26.953,4	J	112.848,6

(Tablo ek.1 in devamı)

Tekrar Kızdırılmış Buhar	Miktarı	t/h	14,6	kg	14.600,0
	Sıcaklığı	$^{\circ}\text{C}$	158,0	K	431,0
	Basıncı	kg/cm^2	40,0	Pa	392,3
	Entalpisi	kcal/kg	161,8	J/g	677,4
	Isısı	10^3kcal	2.362,3	J	9.890,4
Kazan Giriş Şartları	Miktarı	t/h	431,6	kg	431.600,0
	Sıcaklığı	$^{\circ}\text{C}$	211,5	K	484,5
	Basıncı	kg/cm^2	177,9	Pa	1.744,6
	Entalpisi	kcal/kg	215,8	J/g	903,5
	Isısı	10^3kcal	93.139,3	J	389.955,5
Orta Basıncı Türbinine Giriş Şartları RHT Türbini	Miktarı	t/h	506,2	kg	506.174,0
	Sıcaklığı	$^{\circ}\text{C}$	535,0	K	808,0
	Basıncı	kg/cm^2	17,1	Pa	167,7
	Entalpisi	kcal/kg	844,7	J/g	3.536,6
	Isısı	10^3kcal	427.565,2	J	1.790.130,0
Türbine Giren Taze Buhar	Miktarı	t/h	556,5	kg	556.500,0
	Sıcaklığı	$^{\circ}\text{C}$	535,0	K	808,0
	Basıncı	kg/cm^2	121,3	Pa	1.189,5
	Entalpisi	kcal/kg	825,6	J/g	3.456,6
	Isısı	10^3kcal	459.446,4	J	1.923.610,2

(Tablo ek.1 in devamı)

Türbin Çıkış Şartları	Miktarı	t/h	531,1	kg	531.130,0
	Sıcaklığı	⁰ C	314,2	K	587,2
	Basıncı	kg/cm ²	20,1	Pa	197,1
	Entalpisi	kcal/kg	723,8	J/g	3.030,4
	Isısı	10 ³ kcal	384.432,3	J	1.609.541,2

Tablo ek.2 I. II. III. ünitelerin devreye girişlerinden itibaren yapmış oldukları üretim durumu (YEAŞ, 2010)

YILLAR	PROGRAM (MWh)	BRÜT ÜRETİM (MWh)	GERÇEKLEŞME FAKTÖRÜ %	TEORİK ÜRETİM (MWh)	KULLANMA FAKTÖRÜ %	EMRE AMADELİK ÜRETİM %
1983	-	1.866.700	-	2.842.560	66,00	-
1984	2.630.000	2.702.287	105,40	3.679.200	74,40	-
1985	3.277.000	3.802.759	116,00	5.518.800	58,90	-
1986	3.900.000	4.137.277	106,00	5.518.800	75,00	-
1987	4.000.000	3.182.390	79,60	5.518.800	57,70	-
1988	2.516.000	2.058.894	81,80	5.518.800	37,30	-
1989	3.028.000	3.024.064	99,90	5.518.800	54,80	79,00
1990	3.184.305	2.926.868	91,90	5.518.800	53,00	75,50
1991	2.855.948	2.761.336	96,70	5.518.800	50,00	75,00
1992	2.800.000	2.732.179	97,58	5.518.800	49,50	82,30
1993	2.800.000	2.288.210	81,70	5.518.800	41,50	74,30
1994	3.090.000	2.541.432	82,25	5.518.800	46,00	86,70
1995	3.090.000	3.003.164	97,19	5.518.800	54,40	68,30
1996	3.780.000	3.403.895	90,00	5.518.800	61,50	75,80
1997	3.501.000	3.521.190	101,00	5.518.800	64,00	73,00
1998	3.824.000	3.854.980	101,00	5.518.800	70,00	75,00
1999	3.805.000	2.902.200	76,00	5.518.800	53,00	88,00
2000	4.200.115	4.283.350	102,00	5.518.800	77,40	86,00
2001	3.915.000	3.581.085	91,00	5.518.800	65,00	73,00

Tablo ek.3 I. II. III. ünitelerin son 10 yıllık brüt ve net üretimleri (YEAŞ, 2010)

YILLAR	I. ÜNİTE		II. ÜNİTE		III. ÜNİTE	
	BRÜT ÜRETİM	NET ÜRETİM	BRÜT ÜRETİM	NET ÜRETİM	BRÜT ÜRETİM	NET ÜRETİM
	(KWh)	(KWh)	(KWh)	(KWh)	(KWh)	(KWh)
1990	948.935.000	814.655.850	841.273.000	721.828.587	1.136.660.000	979.157.654
1991	688.415.000	596.631.778	987.616.000	869.041.709	1.085.305.000	948.644.321
1992	795.400.000	699.639.429	993.939.000	875.217.009	942.840.000	827.362.764
1993	736.222.000	651.561.905	606.225.000	535.549.798	945.765.000	837.015.188
1994	953.562.000	847.060.759	856.523.000	760.751.810	731.347.000	648.639.336
1995	1.201.115.000	1.062.801.505	1.139.507.000	1.006.460.061	662.542.000	603.979.700
1996	1.009.010.000	898.385.168	1.136.050.000	1.008.324.762	1.258.835.000	1.116.114.310
1997	1.337.115.000	1.187.231.644	957.915.000	855.176.369	1.226.160.000	1.096.110.460
1998	1.126.640.000	1.006.485.940	1.355.720.000	1.207.850.245	1.372.620.000	1.233.485.053
1999	1.092.990.000	960.965.188	913.200.000	800.316.936	896.010.000	815.718.752
2000	1.391.700.000	1.219.878.030	1.384.685.000	1.293.642.130	1.506.965.000	1.325.611.321
2001	1.185.760.000	1.037.029.750	1.155.660.000	1.019.498.401	1.219.665.000	1.067.761.222

Tablo ek.4 Yatağan Termik Santralda kullanılan kömürün yıllara göre AİD ve tüketim ile kül oran miktarları (YEAŞ. 2010)

YILLAR	GELEN KÖMÜR				YANAN KÖMÜR			
	MİKTAR (TON)	AİD (Kcal / kg)		KÜL ORANI (%)	MİKTAR (TON)		AİD (Kcal / kg)	KÜL ORANI (%)
		Eskihisar	Tınaz		Tınaz			
1988	2.348.913	2181	1646	32,00	50,80	2.506.085	2017	38,10
1989	3.771.557	2140	2009	34,30	40,10	3.739.629	1971	38,00
1990	3.552.977	2042	1740	38,00	45,00	3.676.154	1935	40,40
1991	3.423.997	1899	1503	39,50	51,20	3.453.178	1767	44,80
1992	3.791.627	1826	1700	43,90	50,20	3.765.248	1586	50,80
1993	2.848.765	2102	1672	25,30	39,60	2.878.248	1929	29,30
1994	3.203.983	2113	1616	21,10	29,50	3.203.504	1896	24,40
1995	4.077.747	2103	1847	21,70	27,30	4.022.064	1962	24,50
1996	4.633.174	2022	1823	24,00	34,10	4.610.185	1878	25,70
1997	4.585.274	2008	1745	22,50	28,00	4.654.920	1955	22,70
1998	5.089.078	1969	1809	23,60	28,30	5.037.218	2030	22,20
1999	4.107.618	1903	1806	26,50	29,50	3.909.469	1910	26,90
2000	5.486.927	2065	1935	22,10	26,30	5.538.279	2020	23,60
2001	4.350.095	2075	1994	21,30	23,80	4.550.209	2010	22,90

NOT:1993 Yılından itibaren kül oranları orijinal baz üzerinden hesaplanmıştır.

YILLAR	BRÜT ÜRETİM (kWh)	İÇ TÜKETİM (kWh)	NET ÜRETİM (kWh)	YANAN KÖMÜR (Ton)	YANAN FUEL- OİL (Ton)	VERİM ORTALAMA	FAKTÖRÜ KULLANMA KAPASİTE	ISI SARFIYATLARI	ÇALIŞMA SAATI GENERATÖR
2001	3.581.085.000	411.771.673	3.124.289.373	4.550.209	9.879.56	33	65	2.594	18.967
2002	2.667.660.000	356.496.395	2.305.828.286	3.674.436	12.270.04	32	48	2.669	15.085
2003	2.096.970.000	260.055.470	1.832.720.653	2.829.153	7.258.80	32	38	2.637	11.899
2004	2.138.575.000	192.420.950	1.941.876.900	3.036.542	8.070.96	32	39	2.706	12.634
2005	3.344.000.000	293.536.600	3.043.775.400	4.340.798	7.076.33	33	61	2.570	18.974
2006	2.894.985.000	265.479.790	2.629.505.210	3.934.803	9.168.53	33	50	2.591	16.314
2007	3.068.955.000	294.634.349	2.773.320.651	4.061.613	5.419.16	34	55	2.720	16.365
2008	3.980.980.000	345.607.689	3.635.372.311	5.017.597	6.471.04	38,5	71,74	2.364	20.231
2009	1.553.140.000	120.226.276	1.401.238.724	1.982.419	2.793.32	33	51	2.405	8.075