

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

106194

ELEKTRİK SANTRALLERİNİN ÇEVRESEL  
VE MALİYET YÖNÜNDEN İNCELENMESİ

Mak. Müh. Ahmet Önder YANGIN

F:B:E: Makine Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji Programında  
Hazırlanan

YÜKSEK LİSANS TEZİ

106194

Tez Danışmanı : Doç. Dr. Şükrü BEKDEMİR

Doç. Dr. Sideri BAKDEMİR

*[Handwritten signature]*

Prof. Dr. Ahmet Bayülken

*[Handwritten signature]*  
26/3/2001

Prof. Dr. Hüseyin Kızılkıran  
*[Handwritten signature]*

İSTANBUL, 2001

TC. YÜKSEKÖĞRETİM KURULU  
DOKÜMANTASYON MERKEZİ

# İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ .....	iv
ŞEKİL LİSTESİ .....	vi
ÇİZELGE LİSTESİ .....	vii
ÖNSÖZ .....	viii
ÖZET .....	ix
ABSTRACT .....	x
1. GİRİŞ .....	1
2. TÜRKİYE VE DÜNYADA ELEKTRİK ÜRETİMİNİN KAYNAKLARA GÖRE DAĞILIMI .....	2
2.1 Dünya Elektrik İstatistikleri .....	2
2.2 Türkiye Elektrik İstatistikleri .....	6
3. KOMBİNE ÇEVİRİM SANTRALLERİNİN TERMODİNAMİK ANALİZİ .....	9
3.1 Verim İfadesinin Çıkarılışı .....	10
3.1.1 P ve T arasındaki isentropik denklemin çıkartılışı .....	10
3.1.2 Kompresör işinin çıkartılışı .....	11
3.1.3 Gaz türbini işinin çıkartılışı .....	11
3.1.4 Pompa işinin çıkartılışı .....	12
3.1.5 Verim ifadesinin çıkartılışı .....	12
3.1.6 Basınç kayıplı çevrim .....	13
3.1.7 Basınç kayıplı çevrimin verim ifadesinin çıkartılışı .....	13
3.1.8 Elektrik verimi .....	18
3.2 Yakıt Sarfiyatı Ve Maliyeti .....	18
4. SANTRALLERİN ÇEVRESEL YÖNDEN ANALİZİ .....	19
4.1 Termik Santrallerin Çevresel Yönden Analizi .....	19
4.1.1 Tam yanma için gerekli olan oksijen miktarının hesabı .....	19
4.1.2 Tam yanma için gerekli hava miktarı .....	20
4.1.3 Bir Kg yakıt başına çıkan duman gazlarının kütleli miktarı .....	21
4.1.4 Bir Kg yakıt başına çıkan duman gazlarının moleküler miktarı .....	22
4.1.5 Bir Kg yakıt başına çıkan duman gazlarının hacimsel miktarı .....	23
4.1.6 Termik Santralden senede çıkan duman gazlarının miktarı .....	24
4.1.7 Yakıtın alt ısıl değerinin hesabı ve teknik değerler .....	25
4.1.8 Termik santrallerin ürettikleri KWh başına meydana gelen gaz miktarları .....	28
4.1.9 Örnek uygulama .....	28
4.1.10 Termik santrallerin çevre üzerindeki etkileri .....	34
4.1.11 Hava Kirlenmesi Kontrolü .....	40
4.2 Nükleer Santrallerin Çevresel Yönden Analizi .....	45
4.2.1 Çekirdek parçalanması ve zincirleme reaksiyon .....	45

4.2.2	Nükleer santrallerin yaydıkları radyasyon ve etkileri .....	46
4.2.3	Nükleer artıklar ve çevre .....	47
4.2.4	Teknik veriler ve örnek uygulama .....	49
4.3	Diğer Santrallerin Çevresel Yönden Etkileri .....	50
5.	SANTRALLERİN MALİYET YÖNÜNDEN ANALİZİ .....	52
5.1	Elektrik Üretim Maliyeti .....	52
5.1.1	Yatırım maliyeti .....	52
5.1.2	İşletme ve bakım maliyeti .....	53
5.1.3	Yakıt maliyeti .....	53
5.1.4	Toplam maliyet ve yıllık maliyet .....	54
5.1.5	Birim enerji başına üretim maliyeti .....	55
5.1.6	Yatırım maliyetinin güce göre değişimi .....	55
5.1.7	Teknik değerler .....	56
5.1.8	Örnek uygulama .....	57
5.2	Santrallerin Maliyet Yönünden Birbirleriyle Mukayesesi .....	62
6.	SONUÇLAR .....	80
6.1	Çevresel Analiz Sonuçları .....	80
6.2	Ekonomik Analiz Sonuçları .....	82
	KAYNAKLAR .....	85
	ÖZGEÇMİŞ .....	86

## SİMGE LİSTESİ

A	Amortisman haddi
B	İşletme ve bakım giderlerinin inşaat başlangıcındaki yatırım masrafına oranı
Be	Özgül yakıt tüketimi
Cp	Sabit basınçta özgül ısı
DG	Bacadan çıkan duman gazı
f	Havada bulunan nemin havaya göre oranı
fk	Santralin kullanma katsayısı
Hu	Yakıtın alt ısıl değeri
I	İnşaat başlangıcındaki yatırım değeri
IB	Bir yıla düşen işletme ve bakım giderleri
IA	Bir yıla düşen yatırım giderleri
Is	Özgül yatırım maliyeti
It	İnşaat süresi sonundaki yatırım değeri
i	Faiz oranı
K	Toplam kütleli duman gazı miktarı
KCO <sub>2</sub>	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan kütleli CO <sub>2</sub> emisyonu
KCO	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan kütleli CO emisyonu
KSO <sub>2</sub>	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan kütleli SO <sub>2</sub> emisyonu
KN <sub>2</sub>	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan kütleli N <sub>2</sub> emisyonu
KD <sub>2</sub>	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan kütleli diğer gazların emisyonu
KO <sub>2</sub>	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan kütleli O <sub>2</sub> emisyonu
L <sub>ger</sub>	Gerçek hava miktarı
kL <sub>ger</sub>	Kütleli gerçek hava miktarı
mL <sub>ger</sub>	Moleküler gerçek hava miktarı
vL <sub>ger</sub>	Hacimsel gerçek hava miktarı
L <sub>minKH</sub>	Teorik yanma için gerekli kuru hava miktarı
kL <sub>minKH</sub>	Teorik yanma için gerekli olan kütleli kuru hava miktarı
mL <sub>minKH</sub>	Teorik yanma için gerekli olan moleküler kuru hava miktarı
vL <sub>minKH</sub>	Teorik yanma için gerekli olan hacimsel kuru hava miktarı
$\bar{M}$	bir kilo mol başına düşen kütleli ağırlık
M	Toplam moleküler duman gazı miktarı
MCO <sub>2</sub>	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan moleküler CO <sub>2</sub> emisyonu
MCO	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan moleküler CO emisyonu
MSO <sub>2</sub>	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan moleküler SO <sub>2</sub> emisyonu
MN <sub>2</sub>	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan moleküler N <sub>2</sub> emisyonu
MD <sub>2</sub>	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan moleküler diğer gazların emisyonu
MO <sub>2</sub>	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan moleküler O <sub>2</sub> emisyonu
m <sub>y</sub>	Yıllık yakıt sarfiyatı
n	Santralin inşaatı ile birlikteki toplam ömrü
N	Güç
O <sub>min</sub>	Teorik yanma için gerekli oksijen miktarı
kO <sub>min</sub>	Teorik yanma için gerekli olan kütleli oksijen miktarı
mO <sub>min</sub>	Teorik yanma için gerekli olan moleküler oksijen miktarı
vO <sub>min</sub>	Teorik yanma için gerekli olan hacimsel oksijen miktarı
P	Basınç
RO <sub>2k</sub>	Oksijen gazının hava içindeki kütleli oranı
RN <sub>2k</sub>	Azot gazının hava içindeki kütleli oranı
RCO <sub>2k</sub>	Karbondiyoksit gazının hava içindeki kütleli oranı
RD <sub>2k</sub>	Diğer gazların hava içindeki kütleli oranı
RO <sub>2m</sub>	Oksijen gazının hava içindeki moleküler oranı

$R_{N_2m}$	Azot gazının hava içindeki moleküler oranı
$R_{CO_2m}$	Karbondioksit gazının hava içindeki moleküler oranı
$R_{D_2m}$	Diğer gazların hava içindeki moleküler oranı
$R_{O_2v}$	Oksijen gazının hava içindeki hacimsel oranı
$R_{N_2v}$	Azot gazının hava içindeki hacimsel oranı
$R_{CO_2v}$	Karbondioksit gazının hava içindeki hacimsel oranı
$R_{D_2v}$	Diğer gazların hava içindeki hacimsel oranı
$r_p$	Basınç oranı
$s$	Santralin ticari ömrü
$T$	Sıcaklık
$U_E$	Birim enerji başına üretim maliyeti
$U_T$	Santralin toplam ömrü boyunca olan giderler
$U_Y$	Santralin bir senelik toplam gideleri
$V$	Hacim
$V$	Toplam duman gazı hacimsel miktarı
$\bar{V}$	Bir kilo molün kapladığı hacim
$V_{CO_2}$	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan hacimsel $CO_2$ emisyonu
$V_{CO}$	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan hacimsel $CO$ emisyonu
$V_{SO_2}$	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan hacimsel $SO_2$ emisyonu
$V_{N_2}$	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan hacimsel $N_2$ emisyonu
$V_{D_2}$	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan hacimsel diğer gazların emisyonu
$V_{O_2}$	Bir kg yakıt başına bacadan çıkan hacimsel $O_2$ emisyonu
$z$	Santralin inşaat süresi
$v$	Özgül hacim
$W$	Yakıt içindeki suyun kütleli oranı
$X$	Yakıt içindeki karbonun yanmadan sonra karbondioksite dönüşme oranı
$Y$	Yıllık yakıt maliyeti
$Y_m$	Yakıt fiyatı
$\lambda$	Hava fazlalık katsayısı
$\eta$	Verim

## ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1	Dünya elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı .....	3
Şekil 2.2	1973 ve 1996 yıllarındaki dünya elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı .....	3
Şekil 2.3	1973 ve 1996 yıllarındaki dünya elektrik üretiminin bölgelere göre dağılımı .....	4
Şekil 2.4	Dünya elektrik tüketiminin sektörel dağılımı .....	5
Şekil 2.5	1973 ve 1996 yıllarındaki dünya elektrik tüketiminin sektörlerle göre dağılımı .....	5
Şekil 2.6	Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı .....	6
Şekil 2.7	1973 ve 1996 yıllarındaki Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı .....	7
Şekil 3.1	Kombine çevrim veriminin yıllara göre gelişimi .....	9
Şekil 3.2	Kombine çevrim santralının tesis şeması .....	9
Şekil 3.3	Kombine çevrimin T – S diyagramı .....	10
Şekil 3.4	Basınç kayıplı çevrimin P – V ve T – S diyagramı .....	13
Şekil 3.5	Kombine çevrimde verim ve gücün çevre sıcaklığına göre değişimi .....	16
Şekil 3.6	Kombine çevrimde verimin T <sub>3</sub> ve T <sub>4</sub> ' e göre değişimi .....	16
Şekil 3.7	Kombine çevrimde gücün kondenser soğutma suyu sıcaklığına göre değişimi .....	17
Şekil 3.8	Kombine çevrimde verimin yüke göre değişimi .....	17
Şekil 4.1	Kömür santrallerinin çevre üzerindeki etkileri .....	36
Şekil 4.2	Kirlenme Kontrolü Kademeleri .....	40
Şekil 4.3	Sıcak Emisyonların Soğutulması .....	41
Şekil 4.4	Partikül Halindeki Kirleticilerin Kontrol Cihazları .....	43
Şekil 4.5	Gaz Kirleticiler İçin Kontrol Cihazları .....	44
Şekil 4.6	Tane Büyüklüğüne Göre Kontrol Cihazı Seçimi .....	44
Şekil 4.7	Nükleer santrallerin çevre üzerindeki etkileri .....	48
Şekil 5.1	150 MW gücündeki santrallerin 500 – 2000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri .....	70
Şekil 5.2	150 MW gücündeki santrallerin 2000 – 5000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri .....	71
Şekil 5.3	150 MW gücündeki santrallerin 5000 – 7000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri .....	72
Şekil 5.4	500 MW gücündeki santrallerin 500 – 2000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri .....	73
Şekil 5.5	500 MW gücündeki santrallerin 2000 – 5000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri .....	74
Şekil 5.6	500 MW gücündeki santrallerin 5000 – 7000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri .....	75
Şekil 5.7	1000 MW gücündeki santrallerin 500 – 2000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri .....	76
Şekil 5.8	1000 MW gücündeki santrallerin 2000 – 5000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri .....	77
Şekil 5.9	1000 MW gücündeki santrallerin 5000 – 7000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri .....	78
Şekil 5.10	ABD özgül elektrik maliyetleri .....	79

## ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1	Dünya elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı .....	2
Çizelge 2.2	Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı .....	6
Çizelge 2.3	Türkiye kurulu gücünün kaynaklara göre dağılımı .....	7
Çizelge 2.4	Türkiye elektrik tüketiminin sektörlere göre dağılımı .....	8
Çizelge 4.1	Termik santrallerin çevresel analizi .....	34
Çizelge 4.2	Türkiye Elektrik Sektörü İçindeki NO <sub>x</sub> ve SO <sub>x</sub> Emisyonları .....	35
Çizelge 4.3	Termik Santrallerde Yakıt Cinsine Göre Emisyon Miktarları .....	35
Çizelge 4.4	İnsan Etkinliklerinden Etkilenen Önemli Sera Gazlarına İlişkin Özet Bilgiler .....	38
Çizelge 4.5	Çeşitli dozlar ve etkileri .....	46
Çizelge 5.1	150 MW gücündeki santrallerin özgül elektrik maliyetleri .....	62
Çizelge 5.2	500 MW gücündeki santrallerin özgül elektrik maliyetleri .....	63
Çizelge 5.3	1000 MW gücündeki santrallerin özgül elektrik maliyetleri .....	63
Çizelge 5.4	Bazı ülkelerdeki elektrik fiyatları .....	68



## ÖNSÖZ

Fosil yakıtların yakın bir gelecekte tükenecek olması ve yarattıkları çevre sorunları santrallerin daha verimli kullanılması gereğini ortaya çıkarmaktadır. Bunlara ilave olarak daha ucuza üretilecek elektriğin bir ülkenin ekonomik gelişmesindeki önemi büyüktür.

Bu çalışma da santraller alternatif enerji kaynakları da göz önünde tutularak çevresel ve ekonomik yönden birbirleriyle mukayese edilmiştir.

Bana, zevkle çalıştığım bu konuda çalışma olanağı veren değerli hocam sayın Doç. Dr. Şükrü Bekdemir'e teşekkür ederim.





## ÖZET

Bu çalışma da amaç, santrallerin çevresel ve ekonomik etkilerini ve bu hususların hesaplama yöntemlerini belirtmektir.

Çevresel analizler için yakıtın bileşimi göz önüne alınarak yanma sonucu çıkacak moleküller veya elementlerin miktarları hesaplanmıştır. Ekonomik analiz için ise yatırım, işletme ve bakım ve yakıt maliyetleri ayrı ayrı göz önünde tutularak bir yıla düşen toplam maliyetler bulunmuştur.

Sonuçlar, çalışmanın son bölümünde verilmiştir. Buna göre santrallerin çevresel ve ekonomik yönleri güce, verime ve kullanma katsayısına göre değişiklik göstermektedir. Çevresel ve ekonomik yönden kombine çevrim santrallerinin iyi bir seçim olacağı, ortaya çıkan sonuçlardan biridir. Yüksek güce sahip hidrolik santrallerde ekonomik yönden avantajlı olmakla birlikte çevresel yönden en iyi seçimdir. Linyit yakıtlı santrallerin ise çevresel yönden en zararlı santraller olduğu rahatlıkla söylenebilir.



## **ABSTRACT**

The purpose of this study is to describe the environmental and economical effects and calculation methods of the power plants.

For the environmental analysis, the quantity of the molecules or elements to be produced is calculated by considering the consumption of the fuel. For the economical analysis, investment, management and maintenance and fuel costs are considered separately and total costs Per year are determined.

The results are given in the last section of the study. According to this, the environmental and economical aspects of the power plants varies depending on the power, efficient and utilization coefficients. One of the conclusions reached is that, combined cycle power plants would be a good choice concerning the environmental and economical aspects. Hydraulic power plants having high power are the best choice for environmental factors, although they are also advantageous concerning the economical aspects. It can be easily stated that power plants with lignite fuel are the most harmful power plants concerning the environment.



## 1. GİRİŞ

Günümüzde elektrik enerjisi üretimi için dünyada yakıt kökenli birincil enerjinin yaklaşık % 40'a yakını harcanmakta ve buna karşın elektrik enerjisi tüketimi toplam enerji tüketiminin % 15'ini karşılamaktadır.

Elektrik enerjisi günümüz teknolojisinde vazgeçilmez bir enerji kaynağıdır. Bir ülkenin gelişim hızı elektrik üretim hızına paralel olarak artmaktadır. Özellikle elektriğin ucuza üretilmesi ile birlikte ucuza satılması iç talebi kamçılar ve bu sayede artan üretimle birlikte ekonomik gelişmede artan bir ivmeyle hız kazanır. Buna benzer şekilde temiz elektrik üretimi de canlı sağlığını tehdit etmeyeceği gibi doğaya da zarar vermez. Bu şekilde temiz elektrik üretimi ile birlikte doğanın korunduğu gibi çevre kirliliğinin getireceği ekolojik ve ekonomik sorunlar da önlenmiş olur. İşte bu nedenlerden dolayı elektrik üreten santrallerin çevresel ve ekonomik maliyetlerinin mümkün olduğunca minimumda tutulması gerekir.

Santrallerin çevresel etkilerini belirleyen faktörler ve kirlilik boyutlarının saptanması için gerekli analizler 4. Bölümde anlatılmıştır. Santrallerin ekonomik boyutlarını belirleyen faktörler ve santral maliyetlerinin analizi de 5. Bölümde anlatılmıştır. Bu bilgiler ışığında santrallerin çevresel ve ekonomik yönleri incelenebilir.

Santrallerin maliyet yönlerinin incelenmesinde bir takım kabuller yapılmıştır. Buna göre işletme ve bakım katsayısı B, hidrolik santraller için 0,005, nükleer santraller için 0,030, güneş enerji santralleri için 0,020 alınmıştır. Bu santraller için toplam ömür, hidrolik santraller için 50, güneş ve nükleer enerji santralleri için 40 alınırken ticari ömür ise hidrolik santraller için 44, güneş enerji santralleri için 34 ve nükleer santraller için 32 yıl alınmıştır.

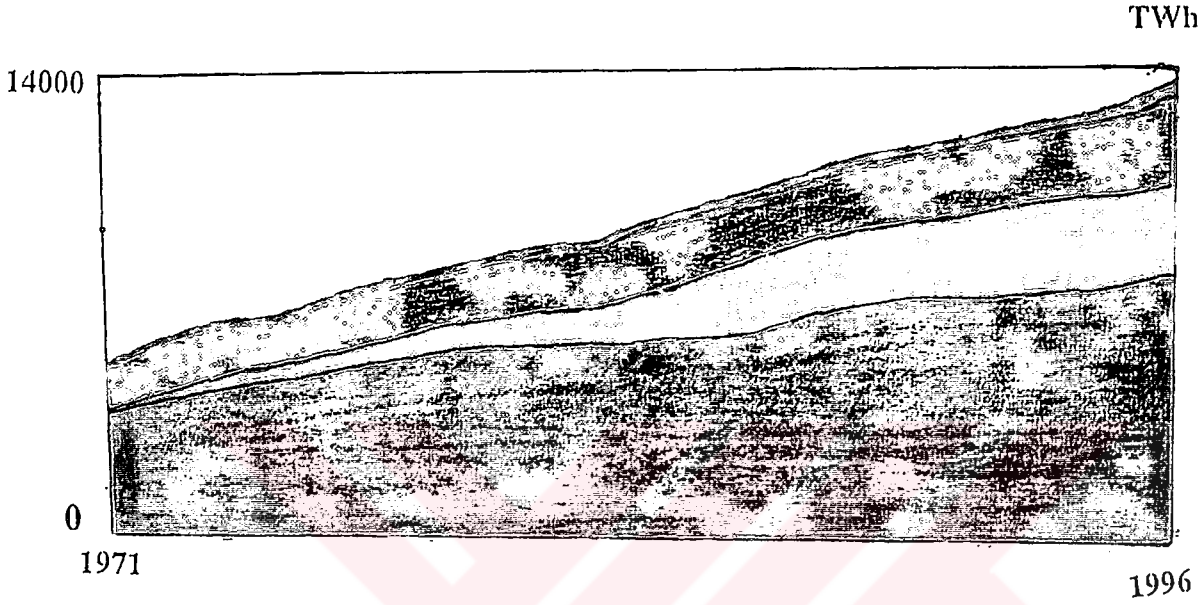
## 2. TÜRKİYE ve DÜNYADA ELEKTRİK ÜRETİMİNİN KAYNAKLARA GÖRE DAĞILIMI

### 2.1. Dünya Elektrik İstatistikleri

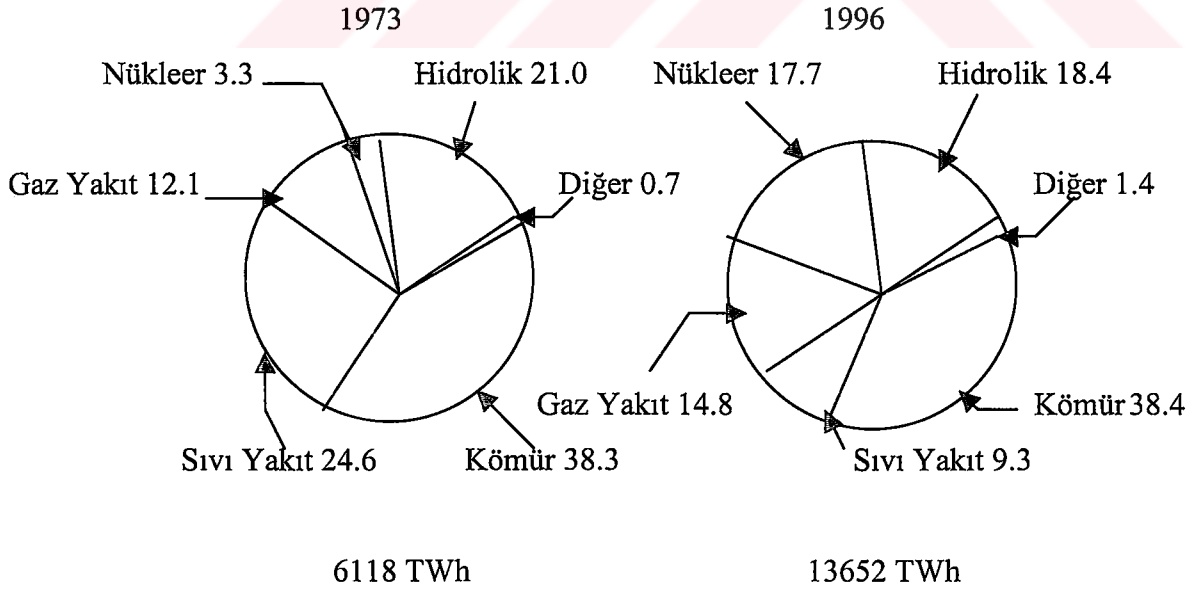
Çizelge 2.1 Dünya elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı ( United Nations Unies, 1995)

Milyon kWh

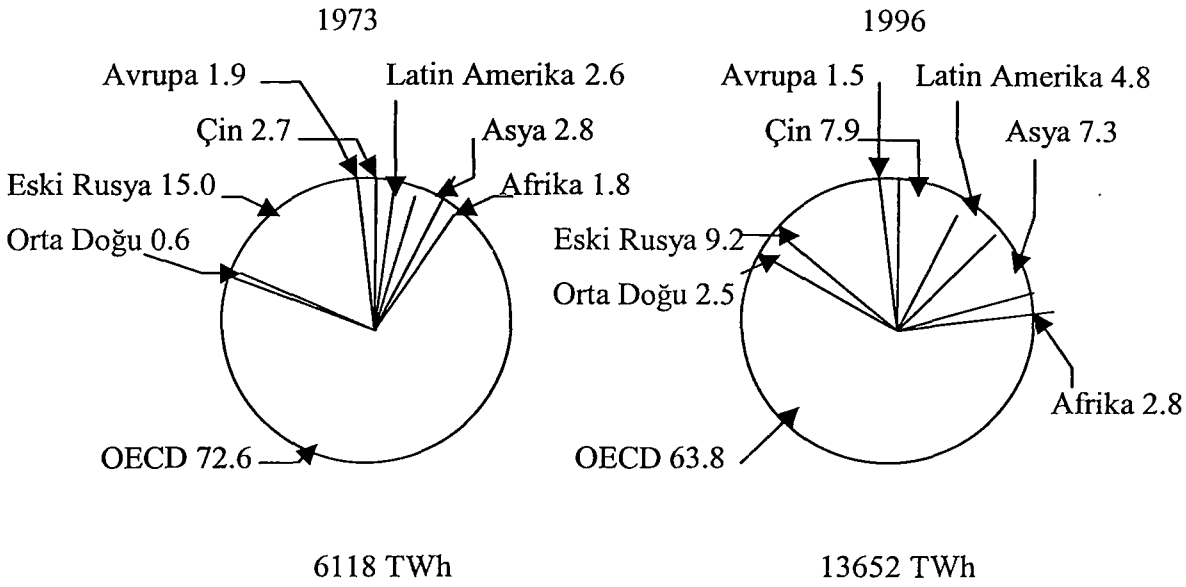
Bölge	Yıl	Termik	Hidrolik	Nükleer	Geotermal	Toplam
Dünya	1992	7730788	2251002	2116693	43561	12142044
	1993	7805561	2414497	2155076	45033	12420167
	1994	8066216	2392765	2201039	47880	12707900
	1995	8249317	2532516	2267791	48040	13097664
Afrika	1992	268253	55740	9300	339	333632
	1993	280947	55925	7200	340	344412
	1994	294856	56658	9600	329	361764
	1995	297458	57346	9600	360	364764
K. Amerika	1992	2453296	606028	703338	26381	3789043
	1993	2537673	665226	708888	27498	3939285
	1994	2603918	626660	752605	28096	4011279
	1995	2625964	684120	771117	27054	4108255
G. Amerika	1992	93044	381567	8841	—	483452
	1993	95575	414709	8192	—	518476
	1994	95436	436361	8345	—	540142
	1995	98772	462874	10819	—	572465
Asya	1992	2341494	478926	321278	8654	3150352
	1993	2444221	532638	350228	9382	3336469
	1994	2665124	516592	381588	10272	3573576
	1995	2788739	563596	414247	11716	3778298
Avrupa	1992	2418620	691010	1073936	5915	4189481
	1993	2289026	704222	1080568	5654	4079470
	1994	2244814	712873	1048901	7088	4013676
	1995	2272438	719627	1062008	6815	4060888
Okyanusya	1995	165946	44953	—	2095	212994



Şekil 2.1 Dünya elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı ( OECD, 2000 )



Şekil 2.2 1973 ve 1996 Yıllarındaki dünya elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı  
( OECD, 2000 )



Şekil 2.3 1973 ve 1996 Yıllarındaki dünya elektrik üretiminin bölgelere göre dağılımı  
( OECD, 2000 )

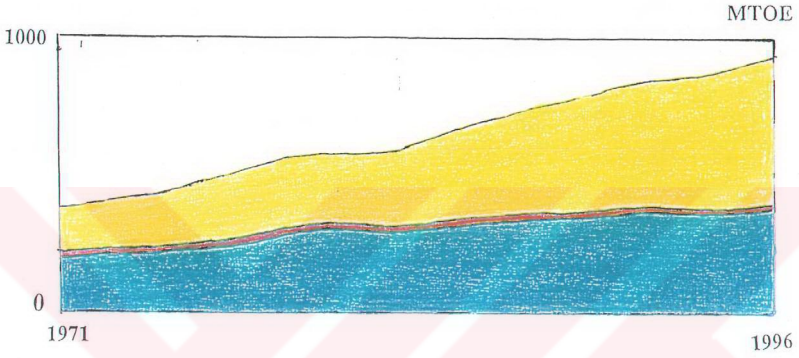
Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü ( OECD ) Üyeleri: ABD, Almanya, Avustralya, Avusturya, Belçika, Çek Cumhuriyeti, Danimarka, Finlandiya, Fransa, Hollanda, İngiltere, İrlanda, İtalya, İspanya, İsveç, İsviçre, İzlanda, Japonya, Kanada, Kore, Lüksemburg, Macaristan, Meksika, Norveç, Polonya, Portekiz, Türkiye, Yeni Zelanda ve Yunanistan

Orta Doğu Ülkeleri: Bahreyn, Birleşik Arap Emirlikleri, İran, Irak, İsrail, Katar, Kuveyt, Lübnan, Suriye, Suudi Arabistan, Umman, Ürdün ve Yemen

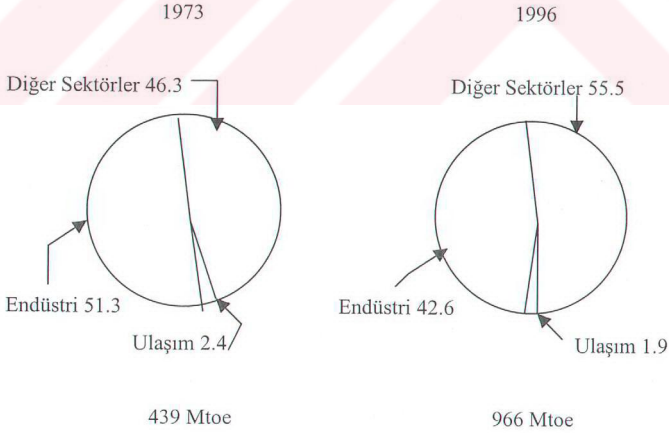
Şekil 2.3' de adı geçen kıtalara; OECD, orta doğu ülkeleri ve yine şekil 2.3' de adı geçen ülkeler dahil değildir.

Günümüzde dünyadaki birincil enerji üretiminin yaklaşık % 40' ına yakın miktarı elektrik enerjisi üretiminde kullanılmaktadır. Elektrik enerjisi tüketimi ise toplam enerji tüketiminin yaklaşık % 15' ini oluşturmaktadır. Dünyada 1973 ile 1996 yılları arasındaki ortalama elektrik enerjisi üretimi yıllık ortalama % 3,55 oranında artmıştır. Buna göre termik santrallerdeki yıllık ortalama artış % 2,7, hidrolik santrallerdeki yıllık ortalama artış % 3, Nükleer santrallerdeki yıllık ortalama artış % 11,4 ve diğer santrallerdeki yıllık ortalama artış ise %

6,7 dolayında gerçekleşmiştir. 1996 senesi itibarı ile yıllık kişi başına düşen elektrik miktarı ise 2427 kWh / Yıl olmuştur.



Şekil 2.4 Dünya elektrik tüketiminin sektörel dağılımı ( OECD, 2000 )



Şekil 2.5 1973 ve 1996 Yıllarındaki dünya elektrik tüketiminin sektörlere göre dağılımı ( OECD, 2000 )

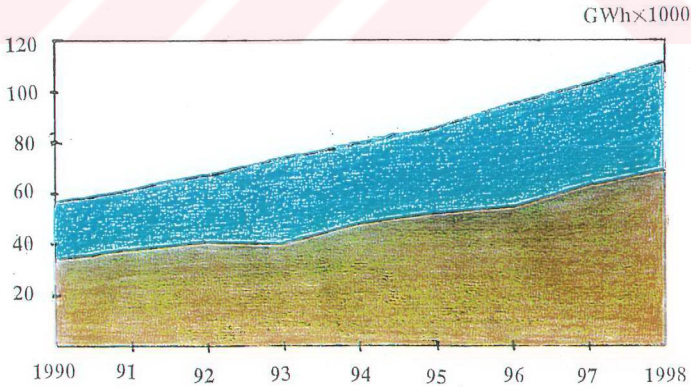


## 2.2. Türkiye Elektrik İstatistikleri

Çizelge 2.2 Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı ( Enerji. gov., 2000 )

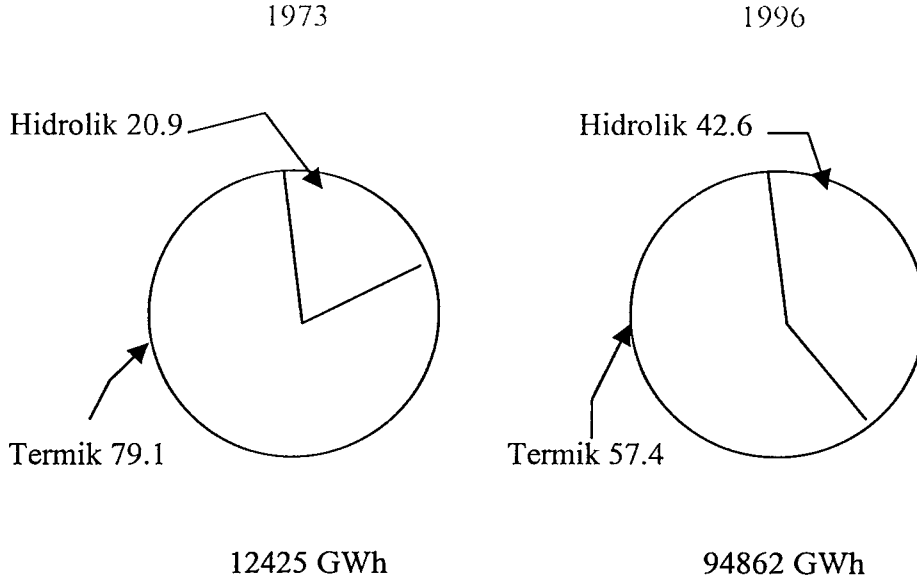
GWh

Yıl	Termik	Hidrolik	Rüzgar	Toplam	Kişi Başına Tüketim (kWh / yıl)
1990	34395	23148	—	57543	835
1991	37563	22683	—	60246	860
1992	40774	26568	—	67342	921
1993	39857	33951	—	73808	984
1994	47736	30586	—	78322	999
1995	50707	35541	—	86248	1093
1996	54387	40475	—	94862	1183
1997	63480	39816	—	103296	1303
1998	68788	42229	6	111023	1386



Şekil 2.6 Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı ( Enerji. gov., 2000 )





Şekil 2.7 1973 ve 1996 Yıllarındaki Türkiye elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı  
( Enerji. gov., 2000 )

Çizelge 2.3 Türkiye kurulu gücünün kaynaklara göre dağılımı ( Enerji. gov., 2000 )

MW

Santral Tipi	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Termik	10992,7	11089,0	11312,1	11786,8	13036,3	15491,7
Hidrolik	9864,6	9862,8	9934,8	10102,6	10306,5	10537,2
Rüzgar	-	-	-	-	8,7	8,7
Toplam	20857,3	20951,8	21246,9	21889,4	23351,5	26116,8

Türkiye de jeotermal kaynaklar ile üretilen elektrik enerji miktarı ise azdır. 1990 senesinde 80 GWh olan üretim ilerleyen yıllarda da pek değişmemiş ve 1998 yılı itibarı ile 85 GWh miktarında gerçekleşmiştir. Jeotermal kaynaklar yukarıdaki tablolarda termik santrallere dahil edilmiştir.

1970 – 1980 arası Türkiye de ortalama yıllık elektrik üretimi artışı termik santrallerde % 7,9, hidrolik santrallerde % 14,1 ve toplamda % 10,4 olmuştur. 1980 – 1990 yılları arasında yıllık ortalama artış ise termik santrallerde % 11,2, hidrolik santrallerde % 7,3 ve toplamda % 9,5 olarak gerçekleşmiştir. 1990 – 1998 yılları arasında bu oranlar termik santrallerde % 9,1, hidrolik santrallerde % 7,8 ve toplamda % 8,6 oranında artarken 1990 – 1998 yılları arasında

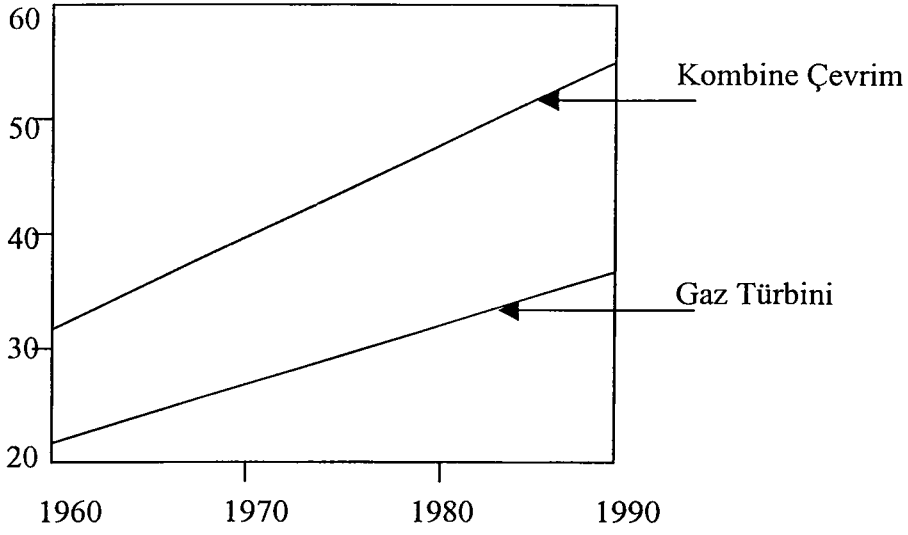
kiři başına dūřen elektrik miktarındaki ortalama yıllık artış ise % 6,5 dolayında gerçekleşmiştir.

Çizelge 2.4 Tūriye elektrik ūretiminin sektörlere göre dađılımı ( Enerji. gov., 2000 )

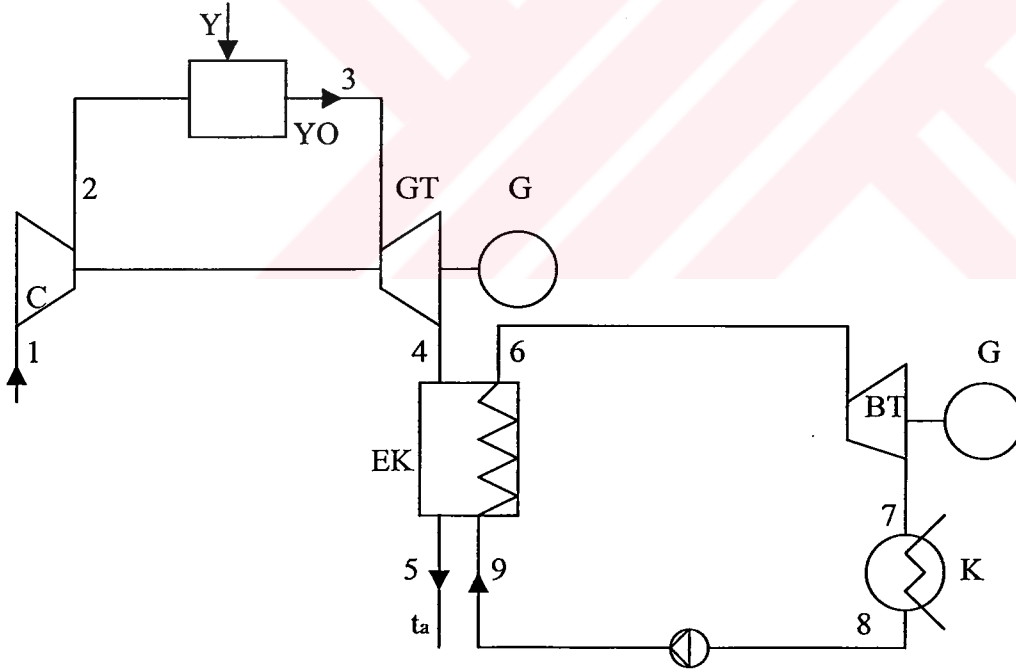
GWh

Yıllar	Ev ve Ticarethaneler	Resmi daireler	Sokak Aydınlatması	Sanayi	Diğer	şebeke Kaybı	Brüt Tüketim
1990	11618	1463	1231	29212	3296	6680	54408
1991	13887	1864	1418	28512	3602	7562	57350
1992	14752	2009	1860	31536	3829	8995	63294
1993	16164	2266	2270	34247	4289	10252	70078
1994	17154	3315	2502	34138	4291	11843	73814
1995	18688	3012	3106	38007	4581	13769	81859
1996	22135	3002	3085	40638	5297	15855	90355
1997	25367	3803	3310	43491	5914	18582	100738
1998	27768	4272	3691	46139	5836	20795	108799
1999	30834	3747	4280	46000	6361	21524	113031

### 3. KOMBİNE ÇEVİRİM SANTRALİNİN TERMODİNAMİK ANALİZİ



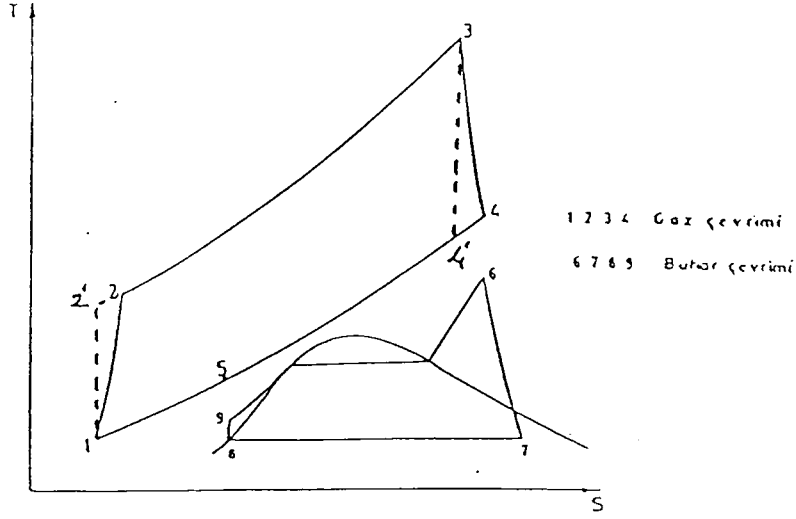
Şekil 3.1 Kombine çevrim veriminin yıllara göre gelişimi ( Bekdemir, 1988 )



Şekil 3.2 Kombine çevrim santralının tesis şeması

Gaz çevriminin yanı sıra, gaz türbinlerinden çıkan yüksek sıcaklıklardaki egzost gazlarından faydalanmak için ayrıca bir buhar çevrimi bulunan bu sistem kombine gaz buhar çevrimini oluşturur. Bu sayede tek başına maksimum verimi % 33 olan gaz türbinli santrallere göre

kombine çevrim santrallerindeki verim % 50'lere ulaşabilmektedir. Günümüzde yüksek güçte yapılan kombine çevrim santrallerinin verimi % 57'ye ulaşmıştır.



Şekil 3.3 Kombine çevrimin T – S diyagramı

### 3.1. Verim İfadesinin Çıkartılışı

#### 3.1.1. P ve T Arasındaki İsentropik Denklemin Çıkartılışı:

$$P_1 \cdot V_1 = \text{sabit} \quad (3.1)$$

$$P_1 \cdot V_1^k = P_2 \cdot V_2'^k \quad (3.2)$$

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{V_1^k}{V_2'^k} \quad (3.3) \quad \frac{P_1 \cdot V_1}{P_2 \cdot V_2'} = \frac{m \cdot R \cdot T_1}{m \cdot R \cdot T_2'} \quad (3.4)$$

3.4 denklemindeki m ve R değerleri sadeleşir.

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2'} \cdot \frac{P_2}{P_1} \quad (3.5)$$

Sıkıştırma oranını  $r_p$  ile gösterelim.

$$r_p = P_2 / P_1 \quad (3.6)$$

3.5 denklemini, 3.3 denklemindeki Yerine  $r_p$  ifadesi kullanılarak konulunca aşağıdaki denklem ortaya çıkar.

$$T_2' / T_1 = r_p^{(k-1)/k} \quad (3.7)$$

3.7 denkleminin her iki tarafından 1 çıkartıp yine her iki tarafı  $T_1$  ile Çarparsak

$$T_2' - T_1 = T_1 \cdot \left[ r_p^{(k-1)/k} - 1 \right] \quad (3.8)$$

Bu denklemi türbin tarafı için yazarsak  $(P_3 / P_4 = P_2 / P_1)$

$$T_3 - T_4' = T_4' \cdot \left[ r_p^{(k-1)/k} - 1 \right] \quad (3.9)$$

3.1.2. Kompresör İşinin Çıkartılışı:

$$W_c = C_{pa} \cdot (T_2 - T_1) \quad (3.10)$$

3.8 isentropik denklemini 1 – 2 arasındaki politropik şekle getirmek için sağ taraf kompresör verimine bölünür.

$$T_2 - T_1 = (T_1 / \eta_c) \cdot \left[ r_p^{(k-1)/k} - 1 \right] \quad (3.11)$$

Denklemden  $\eta_c$  kompresör verimidir.

$$W_c = C_{pa} \cdot (T_1 / \eta_c) \cdot \left[ r_p^{(k-1)/k} - 1 \right] \quad (3.12)$$

3.1.3. Gaz Türbini İşinin Çıkartılışı:

$$W_{gt} = C_{pg} \cdot (T_3 - T_4) \quad (3.13)$$

3.9 isentropik denklemini 3 – 4 arasındaki politropik şekle getirmek için sağ taraf türbin verimiyle çarpılır.

$$T_3 - T_4 = T_4 \cdot \eta_t \cdot \left[ r_p^{(k-1)/k} - 1 \right] \quad (3.14)$$

Denkleimde  $\eta_t$  türbin verimidir.

$$W_{gt} = C_{pg} \cdot T_4 \cdot \eta_t \cdot \left[ r_p^{(k-1)/k} - 1 \right] \quad (3.15)$$

### 3.1.4. Pompa İşinin Çıkartılışı:

$$W_p = h_9 - h_8 \quad (3.16) \quad h_9 - h_8 = v \cdot (P_9 - P_8) \quad (3.17)$$

Pompa işi çok küçük olduğu için burada pompa verimi ihmal edilecektir. Eğer pompa verimi de katılsaydı denklem şu şekilde olurdu:

$$W_p = (h_9 - h_8) / \eta_p \quad (3.18)$$

Burada  $v$  özgül hacim,  $\eta_p$  pompa verimidir.

### 1 Kg Egzost Gazının Üretebileceği Buhar Miktarının ( $m_b$ ) Bulunması:

$$C_{pm} \cdot (T_4 - T_a) \cdot \eta_{eg} = m_b \cdot (h_6 - h_9) \quad (3.19)$$

$$m_b = \frac{C_{pm} \cdot (T_4 - T_a) \cdot \eta_{eg}}{h_6 - h_9} \quad (3.20)$$

$\eta_{eg}$  egzost kazanı verimidir.

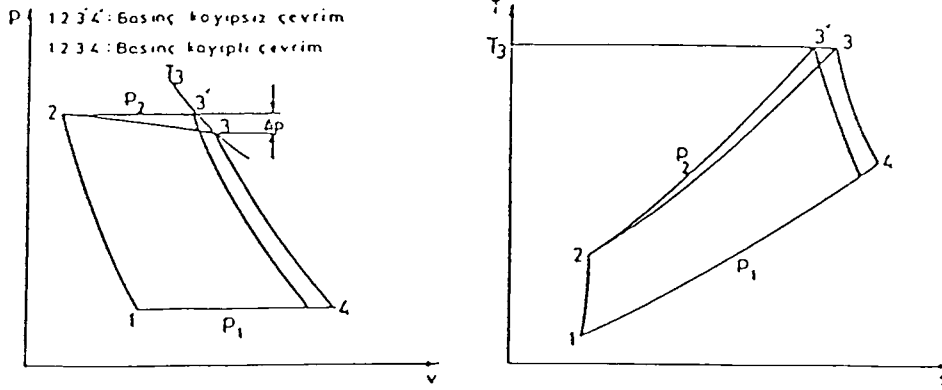
### 3.1.5. Verim İfadesinin Çıkartılışı:

$$\eta_{ii} = \frac{\text{Gaz türbini net işi} + \text{Buhar türbini net işi}}{\text{Yanma odasında verilen ısı}}$$

$$\eta_{ii} = \frac{C_{pg} \cdot (T_3 - T_4) - C_{pa} \cdot (T_2 - T_1) + m_b \cdot \left[ (h_6 - h_7) - (h_9 - h_8) \right]}{C_{pg} \cdot (T_3 - T_2)} \quad (3.21)$$

Bulunan bu verim değerinde yanma odasındaki basınç kayıpları göz önüne alınmamıştır.

## 3.1.6. Basınç Kayıplı Çevrim:



Şekil 3.4 Basınç kayıplı çevrimin P – V ve T –S diyagramı

Gerçekte gaz türbini çıkışı, kompresör girişi ve yanma odasında bir miktar basınç kayıpları olur. Bunların içinde özellikle yanma odasındaki basınç kaybı önemlidir. Bu husus göz önüne alındığında ve Yanma odasındaki basınç kaybını  $\Delta p$  ile gösterirsek:

$$\Delta p = P_2 - P_3 \quad (3.22)$$

$$\epsilon_p = \Delta p / P_2 \quad (3.23)$$

$$P_3 = P_2 \cdot (1 - \epsilon_p) \quad (3.24)$$

## 3.1.7. Basınç Kayıplı Çevrimin Verim İfadesinin Çıkartılışı:

Bu denklemi çıkarmak için 3.20 denklemini 3.21' deki yerine koyup; gaz türbini işi, kompresör işi ve yanma odasında verilen ısıyı  $T_1$ ,  $T_3$ ,  $\eta_t$ ,  $\eta_c$ ,  $r_p$  ve  $\epsilon_p$  ye göre düzenlenecektir.

$$\frac{C_{pg} \cdot T_3 \cdot \left[ \frac{T_3 - T_4}{T_3} \right] - C_{pa} \cdot T_1 \cdot \left[ \frac{T_2 - T_1}{T_1} \right]}{C_{pg} \cdot \left[ T_3 - T_1 \cdot (T_2 / T_1) \right]} + \frac{C_{pm} \cdot (T_4 - T_a) \cdot \left[ (h_6 - h_7) - (h_9 - h_8) \right] \cdot \eta_{eg}}{C_{pg} \cdot \left[ T_3 - T_1 \cdot (T_2 / T_1) \right] \cdot (h_6 - h_9)} \quad (3.25)$$

Denklemini istediğimiz hale getirmek için 3.25 denklemindeki gaz türbininden başlayarak kompresör ve yanma odası ifadelerinin parantez içindeki kısımlarını  $r_p$ ,  $\eta_c$ ,  $\eta_t$  ve  $\epsilon_p$  şeklindeki ifadelerle çevrilmesi gerekmektedir. Bu nedenle kolaylık olması için 3.25 denklemini açılarak yazılmıştır.

$$\frac{T_4 - T_3}{T_4' - T_3} = \eta_t \quad (3.26) \quad T_3 - T_4 = \eta_t \cdot (T_3 - T_4') \quad (3.27)$$

Her iki taraf  $T_3$  ile bölünürse; Buradan bu denklem:

$$(T_3 - T_4) / T_3 = \eta_t \cdot \left[ 1 - (T_4' / T_3) \right] \quad (3.28)$$

Olur. Bu denklemin sağ tarafını  $r_p$  ve  $\epsilon_p$  değerlerine çevirmek için aşağıdaki denklemi kullanmamız gerekir.

$$T_4' / T_3 = (P_4 / P_3)^{(k-1)/k} \quad (3.29)$$

$$\frac{T_4'}{T_3} \left[ \frac{P_1}{P_2 \cdot (1 - \epsilon_p)} \right]^{\frac{k-1}{k}} \quad (3.30)$$

3.30 değerini 3.28 denkleminde yerine yazarsak

$$(T_3 - T_4) / T_3 = \eta_t \cdot \left[ 1 - \left[ 1 / r_p \cdot (1 - \epsilon_p) \right]^{\frac{k-1}{k}} \right] \quad (3.31)$$

Buna benzer dönüşümleri ise şimdi kompresör tarafı için yapacak olursak:

$$\frac{T_2' - T_1}{T_2 - T_1} = \eta_c \quad (3.32) \quad T_2' - T_1 = \eta_c \cdot (T_2 - T_1) \quad (3.33)$$

Buradan her iki taraf  $T_1$  ile bölünürse bu denklem aşağıdaki biçime getirilebilir:

$$\frac{T_2 - T_1}{T_1} = \left[ \frac{T_2'}{T_1} - 1 \right] \cdot \frac{1}{\eta_c} \quad (3.34)$$



3.7 denklemini 3.34 denklemindeki yerine koyarsak aşağıdaki denklem elde edilir.

$$(T_2 - T_1) / T_1 = \left[ r_p^{(k-1)/k} - 1 \right] \cdot (1 / \eta_c) \quad (3.35)$$

3.35' deki denklemin sol tarafını  $T_2 / T_1$  şekline dönüştürürsek 3.25 denklemindeki  $T_2 / T_1$  (yanma odası) kısmına istediğimiz parametrelere sahip değerleri koymuş oluruz.

$(T_2 - T_1) / T_1 = (T_2 / T_1) - 1$  şeklinde yazılabileceği için 3.35 denklemini aşağıdaki şekle getirilebilir.

$$T_2 / T_1 = (r_p^{(k-1)/k} - 1) \cdot (1 / \eta_c) + 1 \quad (3.36)$$

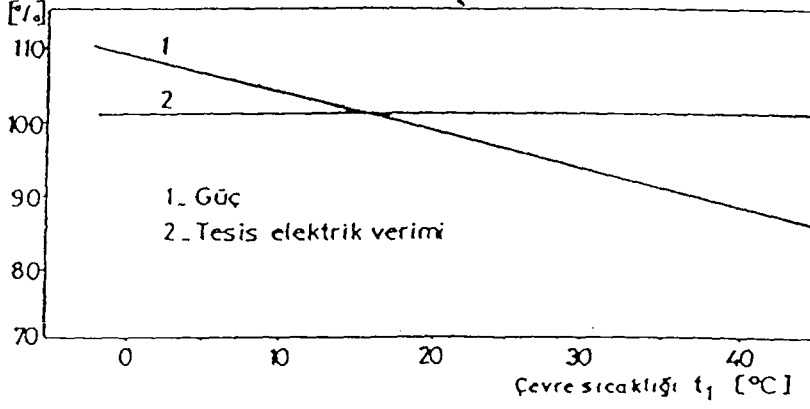
3.31, 3.35 ve 3.36 eşitliklerini 3.25 denklemindeki yerlerine koyarsak

$$\eta_{tc} = \frac{C_{pg} \cdot T_3 \cdot \eta_t \cdot \left[ 1 - \frac{1}{P_{rc} \cdot (1 - \epsilon_p)} \right]^{\frac{k-1}{k}} - C_{pa} \cdot (1 / \eta_c) \cdot T_1 \cdot (r_p^{(k-1)/k} - 1) \cdot \eta_{mgt} + C_{pg} \cdot \left[ T_3 - T_1 \cdot \left[ 1 + (1 / \eta_c) \cdot (r_p^{(k-1)/k} - 1) \right] \right]}{C_{pm} \cdot (T_4 - T_a) \cdot \left[ (h_6 - h_7) - (h_9 - h_8) \right] \cdot \eta_{eg} \cdot \eta_{mbt} + C_{pg} \cdot \left[ T_3 - T_1 \cdot \left[ 1 + (1 / \eta_c) \cdot (r_p^{(k-1)/k} - 1) \right] \right] \cdot (h_6 - h_9)} \quad (3.37)$$

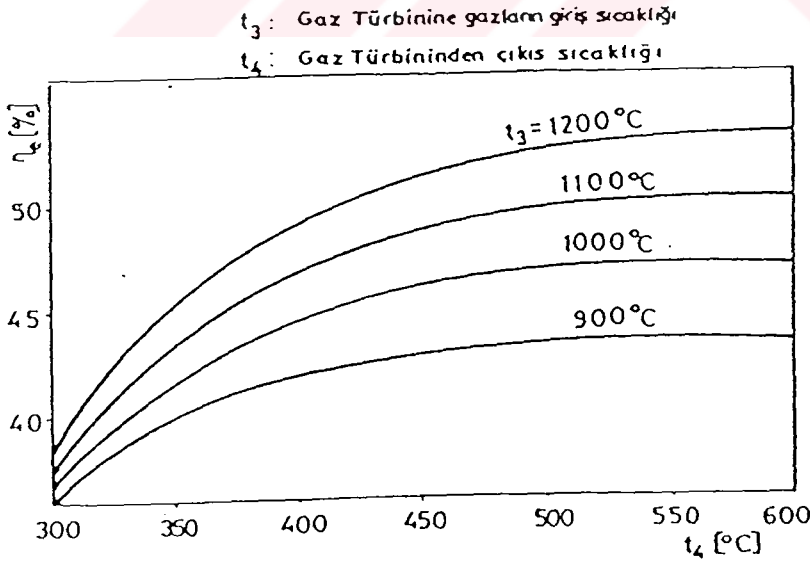
$\eta_{mgt}$  gaz türbini ve kompresörü mekanik verimi,  $\eta_{mbt}$  buhar türbini ve pompanın mekanik verimidir.  $\eta_c$  0,8 ile 0,88;  $\eta_t$  0,81 ile 0,9 arasında değişir.

Egzost kazanı çıkış sıcaklığı  $T_a$  düştükçe termik verim değeri yükselir. Ancak sülfürik asidin düşük sıcaklıklarda yoğunlaşarak korozyona neden olma tehlikesi nedeniyle sıvı yakıt kullanılması durumunda 160 C nin altına düşülmez. Doğal gaz içinde kükürt yok denecek kadar azdır. Bu nedenle doğal gaz yakıtlı tesislerde egzost sıcaklığı 100 C ye kadar hatta daha altına da düşebilir.  $\eta_{ek}$  egzost kazanı verimi olup sadece zarf kayıplarını içerir. Egzost kazanında yakıt yakılmadığı için ocak kaybı ve baca kaybı yoktur. Bu değer 0,97 olarak alınabilir. Günümüzde ek bir yakıt yakılmadan gaz türbini arkasına buhar türbini eklenmesiyle yaklaşık % 50' lik bir verim ve güç artışı sağlanabilmektedir. Gaz türbini gücü yaklaşık olarak buhar

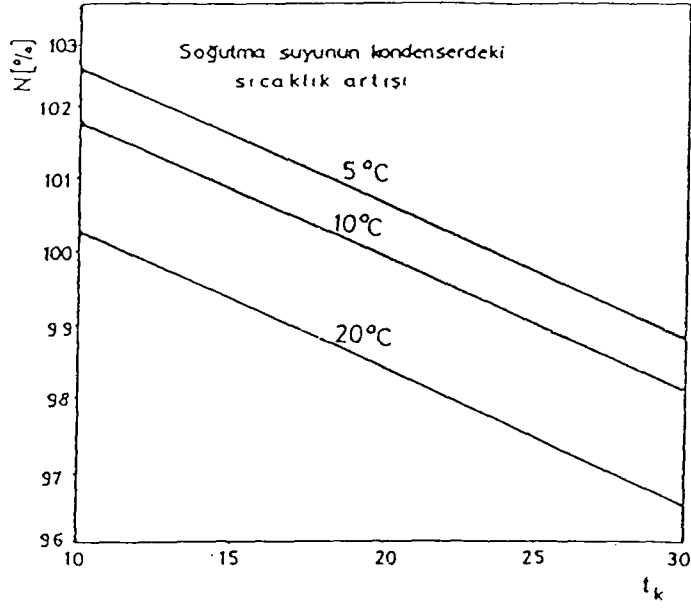
türbininden iki misli daha fazla güç üretebilmekte dolayısıyla kombine çevrim santrallerinin ürettiği elektrik enerjisinin yaklaşık 3'te 2'si gaz türbini tarafından sağlanmaktadır. Daha fazla güç gereksinimi durumunda egzost kazanında ek yanma yapılabilir.



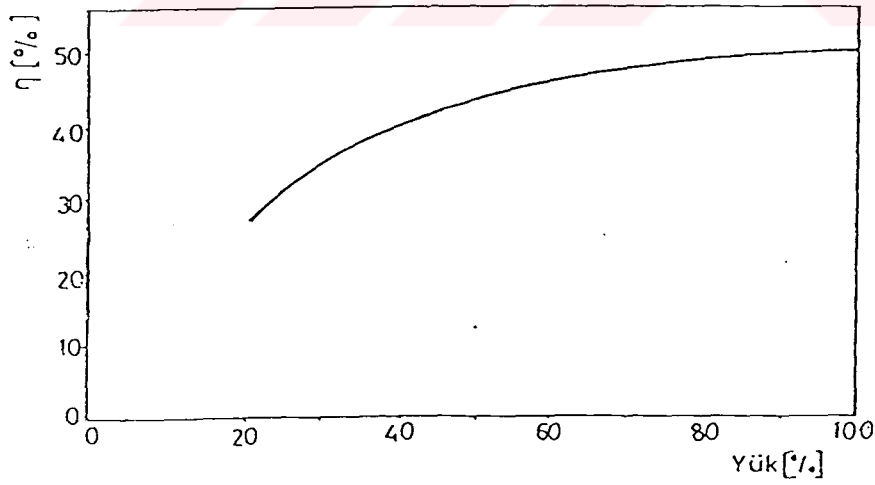
Şekil 3.5 Kombine çevrimde verim ve gücün çevre sıcaklığına göre değişimi  
( Bekdemir, 1988 )



Şekil 3.6 Kombine çevrimde verimin  $T_3$  ve  $T_4$ 'e göre değişimi ( Bekdemir, 1988 )



Şekil 3.7 Kombine çevrimde gücün kondenser soğutma suyu sıcaklığına göre değişimi  
( Bekdemir, 1988 )



Şekil 3.8 Kombine çevrimde verimin yüke göre değişimi ( Bekdemir, 1988 )

### 3.1.8. Elektrik Verimi:

$$\eta_{el} = \eta_b \cdot \eta_d \cdot \eta_{ti} \cdot \eta_m \cdot \eta_g \quad (3.38)$$

$\eta_{el}$  = Elektrik verimi

$\eta_b$  = Yanma odasındaki yanma verimi 0,97 – 0,98 alınabilir.

$\eta_d$  = Devre verimi. Boru devrelerindeki ısı kayıplarını içerir. Buhar türbinleri için iyi bir izolasyonla 0,99' a kadar çıkar. Kombine çevrimde üretilen elektriğin sadece ortalama 3' de 1' i buhar türbininde elde edildiği için ihmal edilebilir.

$\eta_{ti}$  = İndike verim

$\eta_m$  = mekanik verim. Türbin gücünün artmasıyla artar. 0,98 – 0,995 alınabilir.

$\eta_g$  = jeneratör verimi. Türbin gücünün artmasıyla artar. 0,97 – 0,98 alınabilir.

$$\eta_{te} = \eta_{ti} \cdot \eta_m \quad (3.39)$$

$\eta_{te}$  = Efektif verim

$$\eta_{el} = \eta_b \cdot \eta_{te} \cdot \eta_g \quad (3.40)$$

## 3.2. Yakıt Sarfiyatı ve Maliyeti

$$m_y = N \cdot 8760 \cdot 3600 \cdot f_k / \eta_{el} \cdot H_u \quad (3.41)$$

Burada;  $m_y$  yıllık yakıt sarfiyatı, N: kurulu güç,  $f_k$  kullanma katsayısı,  $H_u$ : yakıtın alt ısı değeri. Yakıt sarfiyatı  $m_y$ ' nin kg / yıl çıkması için N: kW,  $H_u$  ise kJ / kg alınır.

$$Y = m_y \cdot y_m \quad (3.42)$$

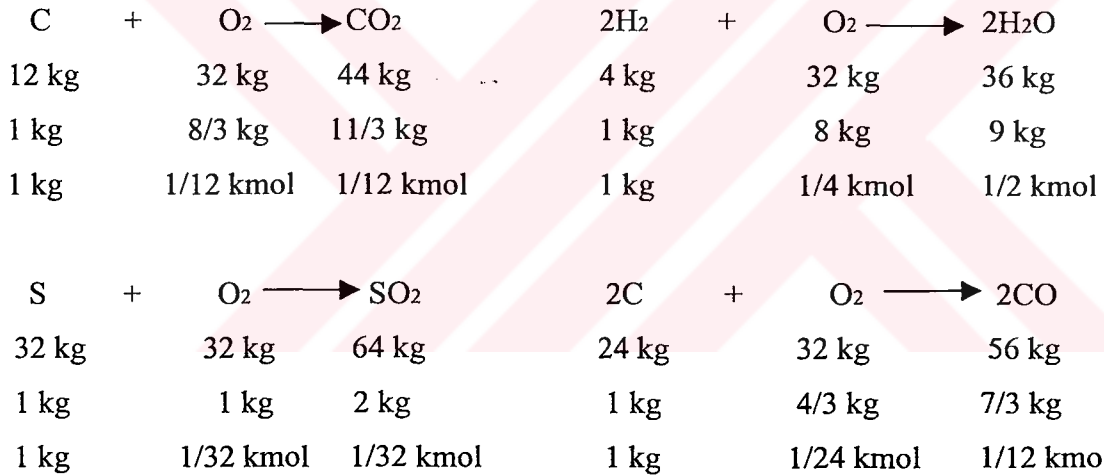
Burada Y: yıllık yakıt maliyeti,  $y_m$  ise kg başına düşen yakıt fiyatıdır. Eğer söz konusu yakıt gaz yakıt ise kg değerleri yerine  $Nm^3$  değeri alınır. Kombine santrallerde ortalama olarak elektrik verimi % 50' dir. Ancak Türkiye deki şebeke kayıpları % 18' dir. Dolayısıyla % 82 olan şebeke verimini de hesaba katacak olursak yüksek verime sahip kombine santrallerde üretilen elektriğin ancak % 41' i elektrik talep eden sektörlerle ulaşmaktadır. Bu nedenle Türkiye deki kombine santrallerin Yakıt maliyetinin % 59' u kayıplara gitmektedir ve yine aynı nedenden dolayı bu santrallerin yarattığı çevre kirliliğinin % 59' u bu kayıplardan kaynaklanmaktadır.

#### 4. SANTRALLERİN ÇEVRESEL YÖNDEN ANALİZİ

Hidroelektrik santrallerin enerji kaynağı su, jeotermal santrallerin enerji kaynağı yeraltından çıkan buhar olduğu için bu santrallerin çevresel yönden fazlaca bir zararı yoktur. Rüzgar enerjisi ve güneş enerjisinin de çevresel yönden kirlenme etkisi olmadığı için bu enerjileri kullanan santrallerinde çevresel yönden pek bir sakıncası yoktur. Dolayısıyla öncelikle termik ve nükleer santrallerin çevresel yönden analizleri yapılacaktır.

##### 4.1. Termik Santrallerin Çevresel Yönden Analizi

3.41 denkleminde bir senede kullanılan yakıt miktarını  $m_y = N \cdot 8600 \cdot f_k / \eta_{el} \cdot H_u$  olarak bulunmuştu. Şimdi ise 1 kg 'lık yakıt başına çıkan egzost gazlarını, yani bacadan atılan gazlar bulunursa bu sayede yıllık yakıt kütlesiyle çarparak bir santralden bir senede üretilmiş olan gazlar bulunmuş olur.



Yukarıdaki ifadeler 1 kg karbon, hidrojen ve kükürt başına düşen karbondioksit, karbonmonoksit, kükürtdioksit ve su miktarlarını kg ve kmol cinsinden göstermektedir. Ayrıca bu gazların oluşabilmesi için gerekli oksijen miktarlarını aynı şekilde kg ve kmol cinsinden göstermektedir.

##### 4.1.1. Tam Yanma İçin Gerekli Olan Oksijen Miktarının Hesabı:

$$k_{O_{min}} = (8/3) \cdot C + 8 \cdot H + S - O_y \quad \text{kg O}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.1)$$

$$\bar{M}_O = 32 \text{ kg / kmol}$$

Burada  $O_y$  yakıttaki oksijenin kütle oranıdır. Bu ifadeyi kmol cinsinden yazmak için 4.1 denklemini oksijenin kmol ( $\bar{M}_O$ ) ağırlığına bölünür.

$$mO_{min} = kO_{min} / \bar{M}_O \quad (4.2)$$

$$mO_{min} = (1/12) \cdot C + (1/4) \cdot H + (1/32) \cdot S - (1/32) \cdot O_y \quad \text{kmol O}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.3)$$

$$V_{O_2} = 22,4 \quad \text{Nm}^3 / \text{kmol} \quad (4.4)$$

4.1 ve 4.2 denklemleri için C, H, S ve  $O_y$  1 kg yakıt içindeki kütle oranlarıdır. Gerekli oksijen miktarını hacimsel olarak bulmak için ise 4.3 denklemi ile 4.4 denklemi çarpılır.

$$vO_{min} = mO_{min} \cdot \bar{V}_{O_2} \quad (4.5)$$

#### 4.1.2. Tam Yanma İçin Gerekli Hava Miktarı:

$$kL_{minKh} = kO_{min} / R_{O_2k} \quad \text{kg kuru hava / kg yakıt} \quad (4.6)$$

$$mL_{minKh} = mO_{min} / R_{O_2m} \quad \text{kmol kuru hava / kg yakıt} \quad (4.7)$$

$$vL_{minKh} = vO_{min} / R_{O_2v} \quad \text{Nm}^3 / \text{kg yakıt} \quad (4.8)$$

Burada  $R_{O_2k}$  oksijenin atmosfer içindeki kütle oranıdır,  $R_{O_2m}$  ve  $R_{O_2v}$  sırasıyla oksijenin atmosfer içindeki molar ve hacimsel oranıdır ve birbirine eşittir.  $kL_{minKh}$  tam yanma için kg cinsinden 1 kg yakıt için gerekli kuru hava miktarı,  $mL_{minKh}$  tam yanma için kmol cinsinden 1 kg yakıt için gerekli kuru hava miktarı ve  $vL_{minKh}$   $\text{m}^3$  cinsinden 1 kg yakıt için gerekli kuru hava miktarıdır.

$$R_{O_2k} = 0,227 \quad R_{N_2k} = 0,759 \quad R_{CO_2k} = 0,00063$$

$$R_{O_2m} = R_{O_2v} = 0,2095 \quad R_{D_2k} = 0,01337$$

Termik santrallerde tam yanma için gerekli hava miktarından daha fazlası alınır. Buna hava fazlalık katsayısı denir ve bu katsayı  $\lambda$  ile gösterilir. Bu nedenle gerçek hava miktarının bulunması için minimum kuru hava miktarları  $\lambda$  ile çarpılır.

$$kL_{ger} = \lambda \cdot kL_{minKh} \quad (4.9)$$

$$mL_{ger} = \lambda \cdot mL_{minKh} \quad (4.10)$$

$$vL_{ger} = \lambda \cdot vL_{minKh} \quad (4.11)$$

#### 4.1.3. Bir Kg Yakıt Başına Çıkan Duman Gazlarının Kütlesel Miktarı:

Burada yapılacaklar konunun daha ilk başında verilen kimyasal tepkime denklemlerinin oluşan egzost gaz kısımlarındaki kütle oranları yazmak ve bunlara havadan alınanları dahil etmektir. Ancak havadan alınan miktarlar çok küçük miktarlardır ve ihmal edilebilirler.

$$K_{CO_2} = (11/3) \cdot C \cdot X + R_{CO_2k} \cdot \lambda \cdot k_{LminKh} \quad \text{kg CO}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.12)$$

$$K_{CO} = (7/3) \cdot C \cdot (1 - X) \quad \text{kg CO} / \text{kg yakıt} \quad (4.13)$$

$$K_{H_2O} = 9 \cdot H + W + f \cdot \lambda \cdot k_{LminKh} \quad \text{kg H}_2\text{O} / \text{kg yakıt} \quad (4.14)$$

$$K_{SO_2} = 2 \cdot S \quad \text{kg SO}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.15)$$

$$K_{N_2} = N + R_{N_2k} \cdot \lambda \cdot k_{LminKh} \quad \text{kg N}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.16)$$

$$K_{D_2} = R_{D_2k} \cdot \lambda \cdot k_{LminKh} \quad \text{kg D}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.17)$$

$$K_{O_2} = R_{O_2k} \cdot \lambda \cdot k_{LminKh} - k_{OminX} \quad \text{kg O}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.18)$$

Toplam duman gazı kütle miktarı ise aşağıdaki gibidir:

$$K = K_{CO_2} + K_{CO} + K_{H_2O} + K_{SO_2} + K_{N_2} + K_{D_2} + K_{O_2} \quad \text{kg duman gazı} / \text{kg yakıt} \quad (4.19)$$

4.19 denklemi 1 kg yakıtın yanmasından dolayı bacadan çıkan duman gazlarını gösterir. Burada X yanma katsayısıdır ve yakıtta bulunan toplam karbon ağırlığının karbondioksit'e dönüşen kısmının yüzdesel oranını verir. Geri kalan karbon miktarı ise bacadan karbonmonoksit olarak çıkar. D<sub>2</sub> olarak gösterilen denklem havadan alınan karbondioksit, azot gazı ve oksijen gazı dışındaki diğer gazları gösterir. f burada havada bulunan nemin havaya göre kütle oranıdır. W yakıt içindeki su kütlesidir.

X = 1 ise tam yanma

X = 0 ise yarı yanma

0 < X < 1 ise eksik yanma

Eğer  $X = 0$  veya  $0 < X < 1$  durumu söz konusu ise bacadan karbonmonoksit çıkıyor demektir. Bazı karbon atomlarının 2 yerine 1 oksijen atomu ile reaksiyona girmesi nedeni ile bacadan beklenenden çok oksijen çıkacaktır. İşte bu durumun da hesaplanabilmesi için 4.18 denkleminde  $kO_{min}$  yerine  $kO_{minX}$  kullanılmıştır.

$$kO_{minX} = \left[ \frac{1 + X}{2} \right] \cdot (8/3) \cdot C + 8 \cdot H + S - O_y \quad \text{kg O}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.20)$$

#### 4.1.4. Bir Kg Yakıt Başın Çıkan Duman Gazlarının Moleküler Miktarı:

$$MCO_2 = (1/12) \cdot C \cdot X + R_{CO_2m} \cdot \lambda \cdot mL_{minKh} \quad \text{kmol CO}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.21)$$

$$MCO = (1/12) \cdot C \cdot (1 - X) \quad \text{kmol CO} / \text{kg yakıt} \quad (4.22)$$

$$MH_2O = (1/2) \cdot H + (1/\bar{M}_{H_2O}) \cdot W + f_m \cdot \lambda \cdot mL_{minKh} \quad \text{kmol H}_2\text{O} / \text{kg yakıt} \quad (4.23)$$

$$MSO_2 = (1/32) \cdot S \quad \text{kmol SO}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.24)$$

$$MN_2 = (1/\bar{M}_{N_2}) \cdot N + R_{N_2m} \cdot \lambda \cdot mL_{minKh} \quad \text{kmol N}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.25)$$

$$MD_2 = R_{D_2m} \cdot \lambda \cdot mL_{minKh} \quad \text{kmol D}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.26)$$

$$MO_2 = R_{O_2m} \cdot \lambda \cdot mL_{minKh} - mO_{minX} \quad \text{kmol O}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.27)$$

Toplam duman gazı moleküler miktarı:

$$M = MCO_2 + MCO + MH_2O + MSO_2 + MN_2 + MD_2 + MO_2 \quad \text{kmol d. gazı} / \text{kg yakıt} \quad (4.28)$$

$f_m$  havada bulunan nemin havaya göre molar oranıdır.  $W$  1 kg yakıt içindeki suyun kütleli oranıdır. Yine aynı şekilde  $X$  yakıtta bulunan karbon atomlarının karbondioksit'e dönüşmelerinin ağırlık yüzdesidir.

$$R_{N_2m} = 0,7805$$

$$R_{O_2m} = 0,2035$$



$$R_{CO_2m} = 0,0004$$

$$R_{D_2m} = 0,0096$$

$R_{CO_2}$  ve  $R_{D_2}$  değerleri küçük olduğu için ihmal edilebilir.

$$m_{O_{minX}} = \left[ \frac{1 + X}{2} \right] \cdot (1/12) \cdot C + (1/4) \cdot H + (1/32) \cdot S - (1/32) \cdot O_y \quad (4.29)$$

4.1.5. Bir Kg Yakıt Başına Çıkan Duman Gazlarının Hacimsel Miktarı:

$$V_{CO_2} = (\bar{V}_{CO_2} / 12) \cdot C \cdot X + R_{CO_2v} \cdot \lambda \cdot v_{L_{minKh}} \quad Nm^3 \text{ CO}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.30)$$

$$V_{CO} = (\bar{V}_{CO} / 12) \cdot C \cdot (1 - X) \quad Nm^3 \text{ CO} / \text{kg yakıt} \quad (4.31)$$

$$V_{H_2O} = (\bar{V}_{H_2O} / 2) \cdot H + (\bar{V}_{H_2O} / \bar{M}_{H_2O}) \cdot W + f_v \cdot \lambda \cdot v_{L_{minKh}} \quad Nm^3 \text{ H}_2O / \text{kg y.} \quad (4.32)$$

$$V_{SO_2} = (\bar{V}_{SO_2} / 32) \cdot S \quad Nm^3 \text{ SO}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.33)$$

$$V_{N_2} = (\bar{V}_{N_2} / \bar{M}_{N_2}) \cdot N + R_{N_2v} \cdot \lambda \cdot v_{L_{minKh}} \quad Nm^3 \text{ N}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.34)$$

$$V_{D_2} = R_{D_2v} \cdot \lambda \cdot v_{L_{minKh}} \quad Nm^3 \text{ D}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.35)$$

$$V_{O_2} = R_{O_2v} \cdot \lambda \cdot v_{L_{minKh}} - v_{O_{minX}} \quad Nm^3 \text{ O}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.36)$$

$$V = V_{CO_2} + V_{CO} + V_{H_2O} + V_{SO_2} + V_{N_2} + V_{D_2} + V_{O_2} \quad Nm^3 \text{ duman gazı} / \text{kg yakıt} \quad (4.37)$$

$\bar{M}_{N_2} = 28 \text{ kg} / \text{kmol}$ ,  $\bar{V}_{CO_2} = \bar{V}_{CO} = \bar{V}_{H_2O} = \bar{V}_{SO_2} = \bar{V}_{N_2} = 22,4 \text{ m}^3 / \text{kmol}$ . Hacimsel ve moleküler R oranları birbirlerine eşittir. V, toplam duman gazı hacimsel miktarıdır.

$$R_{N_2v} = 0,7805$$

$$R_{O_2v} = 0,2035$$

$$R_{D_2v} = 0,0096$$

$$R_{CO_2v} = 0,0004$$

$$v_{O_{minX}} = m_{O_{minX}} \cdot \bar{V}_{O_2} \quad Nm^3 \text{ O}_2 / \text{kg yakıt} \quad (4.38)$$

#### 4.1.6. Fosil Yakıtlı ( Termik ) Santralden Senede Çıkan Duman Gazlarının Miktarı:

Santralden çıkan yıllık duman gazlarının miktarlarını bulmak için santrali yıllık yakıt sarfiyatının ve 1kg yakıt başına çıkan gazların miktarlarının ( kütleli molar veya hacimsel olabilir. Birinin hesap edilmesi ile diğerine geçilebilir. ) hesap edilmesi gerekir. Yıllık yakıt sarfiyatı 3.41 denkleminde gösterilmiştir. Bu denklem:

$$m_y = \frac{N \cdot 8760 \cdot 3600 \cdot f_k}{\eta_{el} \cdot H_u}$$

Buradan hesap edilen yıllık yakıt sarfiyatı 1 kg yakıt başına duman gazı miktarlarının hesaplandığı denklemler ile çarpılarak yıllık istenen duman gazları bulunur. Örneğin yıllık toplam hacimsel duman gazlarını istiyorsak

$$\text{Yıllık toplam hacimsel duman gazı miktarı : } m_y \cdot V \quad \text{Nm}^3 \text{ duman gazı / yıl}$$

Eğer yıllık CO<sub>2</sub> ve SO<sub>2</sub> miktarlarını kg cinsinden bulmak istiyorsak

$$\text{Yıllık kütleli CO}_2 \text{ miktarı : } m_y \cdot K_{CO_2} \quad \text{kg CO}_2 \text{ / yıl}$$

$$\text{Yıllık kütleli SO}_2 \text{ miktarı : } m_y \cdot K_{SO_2} \quad \text{kg SO}_2 \text{ / yıl}$$

Ayrıca eğer yakıtta kül varsa 1 kg yakıt içinde bulunan kütleli kül miktarının yıllık yakıt miktarı (  $m_y$  ) ile çarpılarak yıllık bacadan atılan kül miktarının bulunması mümkündür.

$$\text{Yıllık kütleli kül miktarı} = 1 \text{ kg yakıttaki kütleli kül oranı} \cdot m_y \quad \text{kg Kül / yıl} \quad (4.39)$$

Diğer gazlarında kütleli, moleküllü veya hacimsel yıllık değerleri 4.1.3., 4.1.4., 4.1.5. konularında verilmiş denklemlerle yıllık yakıt miktarı (  $m_y$  ) ile çarpılarak bulunabilir.

Görülüyor ki bir termik santralin çevresel etkilerinin inceleyebilmek için; kullanılan yakıtın kimyasal yapısının ve alt ısı değeri, CO<sub>2</sub> ve CO miktarlarını tayin eden X yanma katsayısının,  $f_k$  kullanma katsayısının, santralin elektrik veriminin (  $\eta_{el}$  ) ve santral gücünün ( N ) bilinmesi gerekir. Ayrıca X yanma katsayısının yanma verimine yani kazan ya da yanma odası verimine dolayısıyla santralin elektrik verimi üzerinde etkisi vardır. Karbonmonoksit' de karbonun bir oksijen atomuyla reaksiyona girmesinden dolayı CO<sub>2</sub>' ye göre daha az enerji

açığa çıkar ve bu istenmeyen bir durumdur. X' in durumu Yakıtın kalitesi ve Yanma koşullarına göre değişir.

Duman gazlarında bulunan SO<sub>2</sub> ve N oksijenle reaksiyona girerek SO<sub>x</sub> ve NO<sub>x</sub> meydana getirirler ve yine su buharı ile reaksiyona girerek HSO<sub>x</sub> ve HNO<sub>x</sub> asitlerini oluştururlar. Bu asitler çevre için zararlıdır ve asit yağmurlarının sebeplerinden birini oluştururlar. Santrallerde bu emisyonların düşürülmesi mümkündür. SO<sub>x</sub> % 80 - % 99 azaltılabilirken NO<sub>x</sub> % 25 - % 45 arasında azaltılabilir. Ancak bacadan çıkan tonlarca CO<sub>2</sub>' nin filtre edilebilmesi mümkün değildir.

#### 4.1.7. Yakıtın Alt Isıl Değerinin Hesabı ve Teknik Değerler:



Bu reaksiyon denklemleri reaksiyon sonunda çıkan ısı miktarlarını kJ / kmol cinsinden göstermektedir. Bu değerleri kJ / kg cinsine çevirmek için C sayesinde bu enerji açığa çıkmışsa karbonun molar ağırlığına (  $\bar{M}_c$  ), H<sub>2</sub> gazı sayesinde bu enerji açığa çıkmışsa H<sub>2</sub> gazının molar ağırlığına (  $\bar{M}_{H_2}$  ), S sayesinde bu enerji açığa çıkmışsa Kükürdün molar ağırlığına (  $\bar{M}_s$  ) bölünür. Böylece üst ısıl değeri:

$$\bar{M}_c = 12 \text{ kg / kmol}$$

$$\bar{M}_{H_2} = 2 \text{ kg / kmol}$$

$$\bar{M}_s = 32 \text{ kg / kmol}$$

$$H_o = 33884.C.X + 10325.C.(1 - X) + 142259. \left[ H - (O_y / 8) \right] + 9253.S \text{ kJ / kg} \quad (4.40)$$

Yakıt içinde bulunan oksijen miktarı (  $O_y$  ) su halindedir. Dolayısıyla yakıt içinde oksijenle molekül oluşturmuş ve su halindeki hidrojenin enerji vermesi mümkün değildir. Bu nedenle

hidrojenden  $O_y$  çıkartılır. Yakıt içindeki oksijenin 8'e bölünmesinin nedeni ise hidrojenin oksijenle yaptığı su molekülündeki 1'e 8 kütleli oranıdır.

Bu denklemi alt ısı değeri için yazmak istersek yanma sonucu oluşacak yakıttan ve havadan meydana gelen toplam su buharının gizli ısını çıkartmak gerekir. Nasıl ki suyu buharlaştırmak için ısıtıyorsak yani ısı veriyorsak buhar da sıvı faza geçerken çevreye ısı verir. Ancak duman gazları yüksek sıcaklıklarda bacayı terk ettikleri için bu gizli ısıdan faydalanılamaz. Alt ısı değerini buna göre yazarsak:

$$H_u = H_o - 2504 \cdot (9 \cdot H + W) \quad \text{kJ / kg}$$

Burada 2504, 1 kg'lık suyu buharlaştırmak için verilen ısı veya 1 kg'lık buharın sıvı hale geçmek için çevreye kJ / kg cinsinden verdiği ısı. Hidrojenin 9 ile çarpılmasının nedeni ise toplam su kütleli oranının 9' da 1' i olmasından kaynaklanır.

$$H_u = 33884 \cdot C \cdot X + 10325 \cdot C \cdot (1 - X) + 142259 \cdot \left[ H - \left( \frac{O_y}{8} \right) \right] + 9253 \cdot S - 2503 \cdot (9 \cdot H + W) \quad \text{kJ / kg} \quad (4.41)$$

Bu denklemde C, H,  $O_y$ , S değerleri 1 kg yakıtın kütleli oranlarıdır.

Gazlar yakıtları için alt ısı değeri:

Yukarıdaki alt ısı değeri Katı ve sıvı yakıtları için geçerlidir. Dolayısıyla  $\text{Nm}^3$  başına düşen ısı değerleri gaz yakıtları için şu şekilde yazabiliriz:

$$H_u = 126,4 \cdot \text{CO} + 107,6 \cdot \text{H}_2 + 358 \cdot \text{CH}_4 + \sum_{i=1}^n Z \cdot C_{xi}H_{yi} \quad \text{kJ / Nm}^3 \quad (4.42)$$

Buradaki denklemde bulunan CO,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$  ve  $C_{xi}H_{yi}$  gibi gazlar, 1  $\text{Nm}^3$  yakıtta bulunan gazların molar yani hacimsel oranlarıdır. Denklem son tarafında yakıtta mevcut olabilecek diğer gazların verebilecekleri enerji miktarları (Z) aşağıda verilmiştir.

Gazlar	Asetilen	Etilen	Etan	Propilen	Propan	Bütlen	Benzen	Bütan
$C_{xi}H_{yi}$	$\text{C}_2\text{H}_2$	$\text{C}_2\text{H}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_3\text{H}_6$	$\text{C}_3\text{H}_8$	$\text{C}_4\text{H}_8$	$\text{C}_6\text{H}_6$	$\text{C}_4\text{H}_{10}$
Z	569,4	599,6	643,5	882,2	935,7	1138,4	1403,4	1216,3

Türkiye de tüketimi karşılayacak doğal gaz olmadığı için dışarıdan doğal gaz alınır. Bunlardan Rus doğal gazı % 98,52 metan, % 0,4 etan ve % 0,8 azot içerir. Cezayir doğal gazı ise % 91,5 metan % 0,8 etan ve % 0,3 azot ihtiva eder. Yakıtların alt ısı değerleri aşağıda verilmiştir:

Yakıt	$H_u$	Birim
Doğal Gaz	34165	$\text{kJ} / \text{Nm}^3$
Taş Kömür	17200	$\text{kJ} / \text{kg}$
Linyit	10800	$\text{kJ} / \text{kg}$
Fuel Oil	40200	$\text{kJ} / \text{kg}$
Motorin	43120	$\text{kJ} / \text{kg}$

4.41 ve 4.42 denklemleri yakıtların alt ısı değerlerini yaklaşık olarak verirler. Bu alt ısı değerleri yakıtta bulunan elementlerin oranlarına bağlı olmakla birlikte yakıtın yapısına bağlı olarak değişkenlik gösterebilirler.

Termik santrallerin  $\eta_k$  kullanma katsayıları maksimum 0,8' e kadar çıkabilmektedir. Türkiye' de ortalama olarak 0,6 ' dır.  $\eta_{el}$  verimleri ise aşağıda verilmiştir.

Santral Tipi	$\eta_{el}$
Buhar Türbinli Santral ( Linyit )	0,38
Buhar Türbinli Santral ( Fuel Oil ve Doğal Gaz )	0,40
Gaz Türbinli Santral	0,32
Kombine Çevrim Santrali ( Motorin )	0,49
Kombine Çevrim Santrali ( Doğal Gaz )	0,50
Diesel Santrali	0,49
Kombine Çevrimli Diesel Santrali ( Fuel Oil )	0,53
Kombine Çevrimli Diesel Santrali ( Doğal Gaz )	0,54

#### 4.1.8. Termik Santrallerin Ürettikleri kWh Başına Meydana Gelen Gaz Miktarları:

kWh başına gaz miktarlarını bulmak için kWh başına gereken yakıt miktarı bulunur ve 4.1.3, 4.1.4 ve 4.1.5' de bulduğumuz denklemler ile çarpılarak istenilen Duman gaz'ının miktarı 1 kWh elektrik üretimi başına bulunur. kWh elektrik üretimi başına yakıt tüketimi özgül yakıt tüketimidir. Özgül yakıt Tüketimini  $B_e$  olarak gösterirsek :

$$B_e = \frac{m_y}{N \cdot 8760 \cdot f_k} \quad \text{kg / kWh}$$

$$B_e = \frac{3600}{\eta_{el} \cdot H_u} \quad \text{kg / kWh} \quad (4.43)$$

Burada  $H_u$ ' nun birimi kJ / kg' dır.

kWh başına bacadan çıkan duman gazlarını bulmak için ise  $B_e$  daha önce bulduğumuz denklemler ile çarpılır. Örnek olarak eğer kWh başına çıkan karbondioksitin molar miktarını bulmak istersek özgül yakıt tüketimini 4.21' inci denklem olan  $M_{CO_2}$  ile çarpılır. Böylece üretilen birim elektrik enerjisi başına oluşan çevre kirliliği saptanmış olur. Böylece santraller birbirleri ile çevre kirliliği bakımından sağlıklı bir biçimde kıyaslanabilirler.

#### 4.1.9. Örnek Uygulama:

1000 MW kurulu güce sahip yakıtı linyit kömürü olan buhar türbinli bir santral ile doğal gazlı kombine çevrim santralinin yıllık ve kWh başına kütleli  $CO_2$  ve  $SO_2$  ve kül miktarlarını ve teorik yanma için minimum hava ve oksijen miktarlarını hesaplayalım.

İlk olarak buhar türbinli santral için:

$$f_k = 0,6$$

$$X = 1$$

$$\eta_{el} = 0,38$$

$$\lambda = 1,5$$

Yakıt bileşimi ( linyit ):

$$C : 0,3612$$

$$H_2 : 0,0271$$

$$S : 0,0104$$

$$O_2 : 0,1696$$

$$N_2 : 0,0087$$

$$W : 0,3700$$

$$P : 0,0530 \text{ ( kül miktarı )}$$

Yakıt için verilen değerler kütleli oranlardır . Öncelikle yakıtın alt ısı değerini bulalım.

$$H_u = 33883,8 \cdot 0,3612 \cdot 1 + 142259 \cdot \left[ 0,0271 - ( 0,1696 / 8 ) \right] + 9252,8 \cdot 0,0104$$

$$- 2503,7 \cdot ( 9 \cdot 0,0271 + 0,37 )$$

$$H_u = 11637 \text{ kJ / kg}$$

Yıllık yakıt sarfiyatını bulalım. Burada N, kW cinsinden yazılmalı

$$m_y = \frac{1000000 \cdot 8760 \cdot 3600 \cdot 0,6}{0,38 \cdot 11637}$$

$$m_y = 4279 \cdot 10^6 \text{ kg / yıl}$$

Teorik yanma için gerekli olan minimum oksijen miktarını bulalım:

$$\kappa_{O_{\min}} = ( 8 / 3 ) \cdot 0,3612 + 8 \cdot 0,0271 + 0,0104 - 0,1696$$

$$\kappa_{O_{\min}} = 1,0208 \text{ kg O}_2 / \text{kg yakıt}$$

Teorik yanma için gerekli kuru hava miktarı:

$$\kappa_{L_{\min KH}} = 1,0208 / 0,227$$

$$\kappa_{L_{\min KH}} = 4,5 \text{ kg kuru hava / kg yakıt}$$

Bir Kg yakıt başına CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> ve kül ( R<sub>CO<sub>2</sub>k</sub> atmosferden gelen kısım olduğu için ihmal edilecek ) miktarları:

$$\begin{aligned} KCO_2 &= ( 11 / 3 ) \cdot 0,3612 \cdot 1 \\ KCO_2 &= 1,324 \quad \text{kg CO}_2 / \text{kg yakıt} \\ KSO_2 &= 2 \cdot 0,0104 \\ KSO_2 &= 0,0208 \quad \text{kg SO}_2 / \text{kg yakıt} \\ KP &= 0,053 \quad \text{kg Kül / kg yakıt} \end{aligned}$$

Bir Yıl sonundaki toplam miktarları bulmak için bulunan gaz miktarları yıllık yakıt tüketimi ile çarpılır.

$$\begin{aligned} \text{Yıllık KCO}_2 &= 4279 \cdot 10^6 \cdot 1,324 \\ \text{Yıllık KCO}_2 &= 5,665 \cdot 10^9 \quad \text{kg CO}_2 / \text{yıl} \\ \text{Yıllık KCO}_2 &= 5,665 \quad \text{milyon ton CO}_2 / \text{yıl} \\ \text{Yıllık KSO}_2 &= 4279 \cdot 10^6 \cdot 0,0208 \\ \text{Yıllık KSO}_2 &= 89 \cdot 10^6 \quad \text{kg SO}_2 / \text{yıl} \\ \text{Yıllık KSO}_2 &= 89 \quad \text{bin ton SO}_2 / \text{yıl} \\ \text{Yıllık KP} &= 4279 \cdot 10^6 \cdot 0,053 \\ \text{Yıllık KP} &= 227 \cdot 10^6 \quad \text{kg Kül / yıl} \\ \text{Yıllık KP} &= 227 \quad \text{bin ton Kül / yıl} \end{aligned}$$

Görüldüğü gibi 1000 MW kurulu gücündeki linyit kömürlü bir buhar türbini kapasitesinin % 60' ı ile çalıştığı zaman bir senede çevreye 5,665 milyon ton karbondioksit, 89 bin ton kükürtdioksit ve 227 bin ton kül bırakmaktadır. Bu rakamları üretilen kWh elektrik enerjisi başına yazmak için kg yakıt başına bulunan gazların kütleli miktarları 4.43 denklemindeki özgül yakıt tüketimi olan B<sub>e</sub> ile çarpılır ya da daha kolay olması için son olarak bulunan yıllık kütleli gaz miktarları; N, 8760 ve f<sub>k</sub> değerlerine bölünür. N, kW olarak alınır.

$$K_{\text{gaz}} (\text{kWh}) = \frac{\text{Yıllık KGaz}}{N \cdot 8760 \cdot f_k} \quad \text{kg Gaz / kWh} \quad ( 4.44 )$$

kWh başına kütleli karbondioksit miktarı:

$$KCO_2 (\text{kWh}) = \text{Yıllık KCO}_2 / ( N \cdot 8760 \cdot f_k ) = 5,665 \cdot 10^9 / ( 1000000 \cdot 8760 \cdot 0,6 )$$



$$\text{KCO}_2 \text{ ( kWh )} = 1,08 \quad \text{kg KCO}_2 / \text{kWh}$$

kWh başına kütleli kükürtdioksit miktarı:

$$\text{KSO}_2 \text{ ( kWh )} = \text{Yıllık KSO}_2 / ( N \cdot 8760 \cdot f_k ) = 89 \cdot 10^6 / ( 1000000 \cdot 8760 \cdot 0,6 )$$

$$\text{KSO}_2 \text{ ( kWh )} = 0,017 \quad \text{kg KSO}_2 / \text{kWh}$$

kWh başına kütleli kül miktarı :

$$\text{KP ( kWh )} = \text{Yıllık KP} / ( N \cdot 8760 \cdot f_k ) = 227 \cdot 10^6 / ( 1000000 \cdot 8760 \cdot 0,6 )$$

$$\text{KP ( kWh )} = 0,043 \quad \text{kg KP / kWh}$$

Kombine çevrim santrali için:

$$f_k = 0,6$$

$$X = 1$$

$$\eta_{el} = 0,50$$

$$\lambda = 4$$

Yakıt Bileşimi ( doğal gaz ):

Metan ( CH<sub>4</sub> ) % 98.5

Etan ( C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> ) % 0.5

N<sub>2</sub> % 1

Bu oranlar hacimsel oranlardır. İlk olarak yakıtın alt ısı değerini hesaplayalım.

$$H_u = 85,5 \cdot 98,5 + 153,7 \cdot 0,5$$

$$H_u = 35582 \quad \text{kJ / Nm}^3$$

Bu değeri kJ / kg değerine çevirmek için öncelikle her bir gaz molar ağırlığına çarpılarak gazın molar ağırlığı bulunur. Sonra alt ısı değeri gazın molar hacmine çarpılarak yine gazın molar ağırlığına bölünür.

$$\bar{M}_{\text{yakıt}} = 0,985 \cdot \bar{M}_{\text{C}_2\text{H}_4} + 0,005 \cdot \bar{M}_{\text{C}_2\text{H}_6} + 0,01 \cdot \bar{M}_{\text{N}_2}$$

$$\bar{M}_{\text{yakıt}} = 16,19 \quad \text{kg / kmol}$$

$$H_u = 35582 \cdot \bar{V}_{\text{yakıt}} / \bar{M}_{\text{yakıt}}$$

$$\bar{V}_{\text{yakıt}} = 22,4 \quad \text{Nm}^3 / \text{kmol}$$

$$H_u = 49230 \quad \text{kJ / kg}$$

Yakıttaki C, H<sub>2</sub> ve N<sub>2</sub> bileşenlerin hacimsel oranlarını kütleli oranlara çevirmek için metan ve etan hacimsel oranları bu gazları oluşturan elementlerin molar ağırlığına çarpılır. Daha sonra bu değerler yakıtın yakıt' ın molar ağırlığına bölünür.

$$C = (0,985 \cdot 12 + 0,005 \cdot 24) / 16,19$$

$$H = (0,985 \cdot 4 + 0,005 \cdot 6) / 16,19$$

$$N = (0,01 \cdot 28) / 16,19$$

1 kmol metanda karbon ağırlığı 12 kg, hidrojen ağırlığı 4 kg' dır. 1 kmol etanda ise karbon ağırlığı 24 kg, hidrojen ağırlığı 6 kg' dır. Bu durum atom sayısı ile orantılıdır. Yukarıdaki işlemlerle 1 kg doğal gazın kütleli yakıt bileşeni şu şekilde çıkar:

$$C = 0,7375 \quad \text{kg C / kg yakıt}$$

$$H_2 = 0,2452 \quad \text{kg H}_2 / \text{kg yakıt}$$

$$N_2 = 0,0173 \quad \text{kg N}_2 / \text{kg yakıt}$$

Yıllık Yakıt Sarfıyatı:

$$m_y = \frac{1000000 \cdot 8760 \cdot 3600 \cdot 0,6}{0,5 \cdot 49230}$$

$$m_y = 768,7 \cdot 10^6 \quad \text{kg / yıl}$$

Teorik yanma için gerekli oksijen ve hava miktarları:

$$k_{O_{\min}} = (8 / 3) \cdot 0,7375 + 8 \cdot 0,2452$$

$$k_{O_{\min}} = 3,93 \quad \text{kg O}_2 / \text{kg yakıt}$$

$$k_{L_{\min KH}} = 3,93 / 0,227$$

$$k_{L_{\min KH}} = 17,3 \quad \text{kg kuru hava / kg yakıt}$$

Yakıtta kükürt ve kül olmadığı için istenilenlerden sadece CO<sub>2</sub> miktarını hesaplayabiliriz. 1 kg yakıttan çıkan, senede çıkan ve kWh başına çıkan CO<sub>2</sub> miktarını bulunması ( meydana gelen çevre kirliliğinin net bir şekilde ortaya çıkması için havadan gelen karbondioksit oranı ihmal edilecek ):

$$KCO_2 = ( 11 / 3 ) . 0,7375 . 1$$

$$KCO_2 = 2,7 \quad \text{kg CO}_2 / \text{kg yakıt}$$

$$\text{Yıllık KCO}_2 = 768,7 . 10^6 . 2,7$$

$$\text{Yıllık KCO}_2 = 2,07 . 10^9 \quad \text{kg CO}_2 / \text{yıl}$$

$$KCO_2 (\text{kWh}) = 2,07 . 10^9 / ( 1000000 . 8760 . 0,6 )$$

$$KCO_2 (\text{kWh}) = 0,394 \quad \text{kg CO}_2 / \text{kWh}$$

Bu örnekte görüldüğü gibi eşit kurulu güç ve eşit kullanma kapasitesine sahip iki santral arasında çevresel etki açısından büyük fark bulunmaktadır. Bu sonucu yaratan iki önemli faktör vardır. Bunlardan biri elektrik verimi diğeri ise kullanılan yakıtın cinsidir.

Bu hesapları hepsinin yakıtı doğal gaz olacak şekilde buhar türbinli, gaz türbinli ve kombine çevrimli diesel santralleri için yapacak olursak daha önce kombine çevrim için yaptığımız hesaplardan faydalanabiliriz. O kısımda doğal gazın kütle oranlarını ve alt ısıl değerini bulmuştuk. Bu santrallerin hepsi için  $X = 1$  ve  $f_k = 0,6$  alarak  $KCO_2$ ,  $KSO_2$  ve  $KP$  miktarları yine aynı denklemler kullanılarak bulunur. Ancak yakıtta kükürt ve kül olmadığı için bacadan SO<sub>2</sub> ve kül çıkmaz.

Doğal gazlı buhar türbini santrali :

$$B_e = 3600 / \eta_{el} . H_u \quad \text{kg / kWh} \quad ( 4.45 )$$

$$B_e = 3600 / 0,4 . 49230 \quad B_e = 0,1828 \quad \text{kg / kWh}$$

KCO<sub>2</sub> miktarı bu yakıt için 2,7 kg CO<sub>2</sub> / kg yakıt olarak bulunmuştu.

$$KCO_2 (\text{kWh}) = 0,1828 . 2,7$$

$$KCO_2 (\text{kWh}) = 0,494 \quad \text{kg CO}_2 / \text{kWh}$$

Aynı işlemler gaz türbinli ve kombine çevrimli Diesel santralleri için yaparsak buhar türbinli santral için miktarı etkileyecek tek faktör elektrik verimidir. Dolayısıyla  $\eta_{el} = 0,32$  olan gaz türbinli santral için:

$$KCO_2 (\text{kWh}) = 0,617 \quad \text{kg CO}_2 / \text{kWh}$$

$\eta_{el} = 0,54$  olan kombine çevrimli diesel santrali için:

$$KCO_2 (\text{kWh}) = 0,366 \quad \text{kg CO}_2 / \text{kWh}$$

Çizelge 4.1 Termik santrallerin çevresel analizi

Santral Tipi	Yakıt Tipi	kg CO <sub>2</sub> / kWh	kg SO <sub>2</sub> / kWh	kg P / kWh
Buhar Türbinli	Linyit	1,08	0,017	0,043
Gaz Türbinli	Doğalgaz	0,617	–	–
Buhar Türbinli	Doğalgaz	0,494	–	–
Kombine Çevrim	Doğalgaz	0,394	–	–
Kom.Çev. Diesel	Doğalgaz	0,366	–	–

Bu çizelge yapılan hesaplamaların sonucunda oluşturulmuştur.

#### 4.1.10. Termik Santrallerin Çevre Üzerindeki Etkileri:

Bir önceki örnekte görüldüğü gibi termik santraller çevreye CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> ve kül bırakırlar. Ayrıca bunların dışında duman gazları içinde bulunan azot gazının yüksek sıcaklıkta birleşmesiyle NO<sub>x</sub> meydana gelir. NO<sub>x</sub> ve SO<sub>2</sub> atmosferde su buharı ile reaksiyona girerek HNO<sub>3</sub> ve H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> gazlarını oluştururlar. Bu gazlar asidik özellik taşırlar ve asit yağmurlarına neden olur. Asit yağmurları bitki örtüsüne zarar verir. Ayrıca göllerde PH değerinin düşmesine neden olarak balıkların ölmesine sebebiyet verir. Asit yağışının % 60 – 70 kadarını SO<sub>2</sub> geri kalanının büyük çoğunluğu ise NO<sub>x</sub> gazları etkisiyle oluşur. SO<sub>2</sub> bilhassa ağır sanayi ve termik santrallerden NO<sub>2</sub> ise daha çok taşıtlardan kaynaklanmaktadır. Bu emisyonlardan SO<sub>2</sub> gazının % 95' inin NO<sub>2</sub> gazının da % 45' inin filtre edilerek azaltılması mümkündür. 500 MW kömür yakıtlı santral 70' li yıllarda senede 60 bin ton SO<sub>2</sub> ortaya çıkarırken günümüzde bu rakam 20 bin tondur. Bunun yanında yakıtlarda bulunan kükürt' ün kimyasal yöntemle yakıttan arındırılması da bazı yakıtlar için mümkün olabilmektedir.

Termik santraller küresel ısınmaya da sebebiyet verirler. Güneşten gelen kısa dalga boyu ışınların çok az kısmı atmosfer tarafından uzaya yansıtılır. Geri kalan kısım dünyanın yüzeyi

tarafından soğurular ve bu enerji yüzeyin ısınmasına sebep olur. Soğurulan enerjinin bir bölümü uzun dalga ışınım halinde atmosfere geri yansır ve bu enerjinin büyük kısmı atmosfer tarafından engellenir. Karbondioksit ise bu engellenen enerji miktarının artmasına neden olur. Bu nedenle artan CO<sub>2</sub> miktarı dünyanın daha da ısınmasına neden olur. sıcaklık artışı küresel çölleşmeye, kutup buzullarının erimesine ve hızlı hava hareketleri ile anormal iklim olaylarına neden olur. Kullanılan yakıtın cinsine bağlı olarak yakıt içinde bulunan radyoaktif maddelerden dolayı termik santrallerin çevreye yaydıkları radyasyon miktarı nükleer santrallere nispeten 2 kata kadar daha fazla olabilmektedir. Termik santraller tarafından çevreye atılan gazlar anormal iklim olaylarına katkı sağlayıp bu tip doğal afetlerin artmasına neden olmaktadır.

Çizelge 4.2 Türkiye elektrik sektörü içindeki NO<sub>x</sub> ve SO<sub>x</sub> emisyonları ( Fe. doe. gov., 2001 )

Bin Ton						
	1990	1991	1992	1993	1994	1995
NO <sub>x</sub>	52,0	55,4	60,8	62,1	72,7	99,7
SO <sub>x</sub>	744,5	775,7	807,1	750,0	812,6	949,3

Çizelge 4.3 Termik santrallerde yakıt cinsine göre emisyon miktarları ( Fe. doe. gov., 2001 )

	kg CO <sub>2</sub> / kWh	kg SO <sub>2</sub> / kWh	kg NO <sub>x</sub> / kWh
Kömür	0,97	0,0061	0,0034
Doğalgaz	0,47	0,0000032	0,0008
Petrol	0,71	0,0051	0,0010
ABD Ortalaması	0,69	0,0036	0,0022

Her bir gazın canlılar üzerinde yarattığı zararlar aşağıdaki şekilde özetlenebilir:

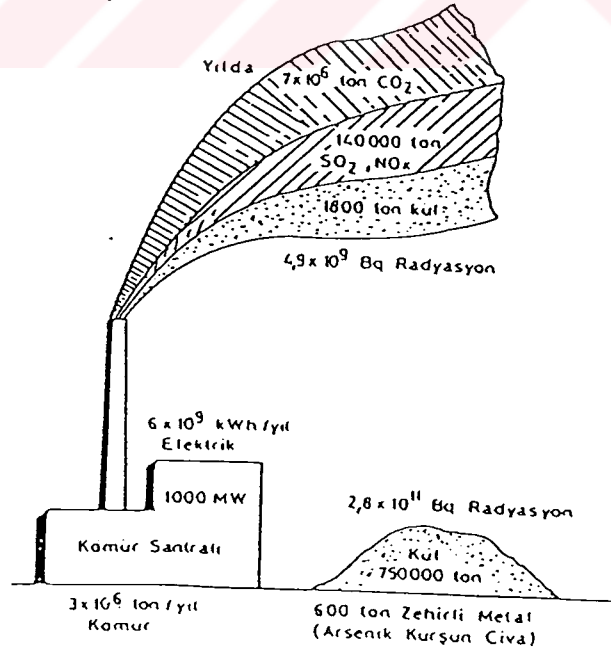
**CO:** Kanda bulunan ve oksijen transferini sağlayan hemoglobinin karbonmonoksit ile olan ilgisi oksijene olan ilgisinden 200 kat daha fazladır. Bu nedenle karbonmonoksit hemoglobinle tepkimeye girerek kanın oksijen taşıma kabiliyetini azaltır ve dokulara oksijen gitmesini engelleyerek zehirlenmeye neden olur. Karbonmonoksit bu nedenle insan ve hayvan sağlığı açısından oldukça tehlikelidir. Bu gaz termik santrallerde eksik yanma sonucu ortaya çıkar. Eksik yanmayı hava fazlalık katsayısı, yanma hızı ve yanma süresi gibi faktörler belirler.

Yanma ile ilgili faktörler yakıtın bulunduğu fazla ve yapısıyla ilgilidir. Yakıtın kimyasal tepkimeye girmesi için gaz fazına geçmesi gerektiği için eksik yanmanın en az dolayısıyla karbonmonoksit miktarının en az olduğu yanma doğal gaz ile gerçekleştirilebilir.

**SO<sub>2</sub>:** Kükürtoksitlerin havada su buharı ile tepkimesi sonucu oluşan sülfürik asit, asit yağmurlarını oluşturarak önemli ölçüde kirliliğe neden olurlar. Kükürtdioksitler; solunum sistemini etkileyerek bronşit ve astım gibi kronik hastalıkların oluşmasına yol açarlar. Özellikle bitki örtüsüne zarar verirler.

SO <sub>2</sub> miktarı	Etkileri
80 µg / m <sup>3</sup>	Görüş mesafesinin kısılması
100 µg / m <sup>3</sup>	Solunum bozuklukları
250 µg / m <sup>3</sup>	Solunumun güçleşmesi
500 µg / m <sup>3</sup>	Hastaneye müracaat ve ölüm oranlarındaki artış

İstanbul' da kükürtdioksit miktarı 1991' de 270 µg / m<sup>3</sup> mertebesine kadar çıkmışken günümüzde bu rakam maksimum 50 – 60 µg / m<sup>3</sup> mertebesindedir.



Şekil 4.1 Kömür santrallerinin çevre üzerindeki etkileri ( Türkiye nükleer enerji ve çevre paneli, 1997 )

Şekil 4.1'de 1000 MW gücündeki bir kömür yakıtlı termik santralinin çevre üzerindeki etkileri verilmiştir. Bu santralin ürettiği elektrik kapasitesi  $6.10^9$  kWh / yıl verildiğine göre bu santral % 68,5 kapasitesinde çalışmaktadır.

**NO<sub>x</sub>:** Azotmonoksit ( NO ), karbonmonoksite benzer şekilde kandaki hemoglobinle birleşir ve kanın oksijen taşıma kapasitesini azaltarak zehirlenmeye neden olur. Azotdioksit ( NO<sub>2</sub>) ise solunum sistemini ve akciğer dokularını tahriş eder.

#### **Sera Etkisi:**

Fosil yakıtların yakılması, ormansızlaştırma, tarım ve arazi kullanımı değişiklikleri gibi insan etkinlikleri, küresel olarak sera gazlarının ve bazı bölgelerde de sülfat aerosollerinin atmosferdeki birikimlerini arttırmaktadır. Bu artış sanayi devriminden beri sürmektedir. Sera gazlarının birikimindeki artış atmosferi ısıtma eğilimi gösterirken, aerosollerdeki artış soğutma eğilimindedir. İklimsel değişebilirlik araştırmaları ve iklim senaryoları / modelleri, sera gazlarındaki ve aerosollerdeki bu değişikliklerin; sıcaklık, yağış, toprak nemi ve deniz seviyesi gibi iklimsel ve iklim ile ilişkili elemanlardaki küresel ve bölgesel değişiklikleri yönlendirdiklerini göstermektedir. Sera gazlarının ve aerosollerin etkilerini birlikte dikkate alan en duyarlı iklim modelleri, küresel ortalama yüzey sıcaklıklarında 2100 yılına kadar 1 – 3,5 C arasında bir artış ve buna bağlı olarak deniz seviyesinde de 15 – 95 cm arasında bir yükselme olacağını öngörmektedir. İçerdiği tüm belirsizliklere karşın, küresel ısınmanın sürmesi durumunda, bazı bölgeler için ekstrem yüksek sıcaklıklar, taşkınlar, yaygın ve şiddetli kuraklık olayları, onların doğal bir sonucu olan çalılık ve orman yangınları ile insan sağlığını ve eko sistemlerin işlevselliğini de içeren bazı ciddi potansiyel değişikliklerin olacağı oldukça yüksek bir güvenilirlik düzeyinde öngörülmektedir.

Yerkürenin sıcaklık dengesinin kuruluşundaki en önemli süreç olan doğal sera etkisinin oluşumu, atmosferin kısa dalgalı güneş ışınımını geçirme, buna karşılık uzun dalgalı yer ışınımını emme ya da tutma eğiliminde olmasına bağlıdır.

Yerküre, güneşten gelen kısa dalgalı ışınımın bir bölümünü yer yüzünde, bir bölümünü alt atmosferde ( troposfer ) emer. Güneş ışınımının bir bölümü ise, emilme gerçekleşmeden yüzeyden ve atmosferden yansıtılarak uzaya kaçar. Yüzeyde ve troposferde tutulan enerji, atmosfer ve okyanus dolaşımıyla yeryüzüne dağılır ve uzun dalgalı yer ışınımı olarak atmosfere geri verilir. Yeryüzünden salınan uzun dalgalı ışınımın önemli bir bölümü, yine atmosfer tarafından emilir ve daha az güneş enerjisi alan yüksek enlemlerde ve düşük sıcaklıklarda salınır. Atmosferdeki gazların gelen güneş ışınımına karşı geçirgen, buna

karşılık geri salınan uzun dalgalı yer ışınlamına karşı çok daha az geçirgen olması nedeniyle yerküre'nin beklenenden daha fazla ısınmasını sağlayan ve ısı dengesini düzenleyen bu doğal süreç sera etkisi olarak adlandırılmaktadır. Ortalama koşullarda, yer atmosfer sistemine giren kısa dalgalı güneş enerjisi ile geri salınan uzun dalgalı yer ışınlamı dengededir. Güneş ışınlamı ile yer ışınlamı arasındaki bu dengeyi ya da enerjinin atmosferdeki ve atmosfer ile kara ve deniz arasındaki dağılımını değiştiren herhangi bir etmen, iklimi de etkileyebilir. Yer ve atmosfer sisteminin enerji dengesindeki herhangi bir değişiklik ışınlamsal zorlama olarak adlandırılmaktadır.

Atmosferdeki antropojen ( insan kaynaklı ) sera gazı birikimlerinde sanayi devriminden beri gözlenen artış sürmektedir. Karbondioksit ( CO<sub>2</sub> ), metan ( CH<sub>4</sub> ) ve diazotmonoksit ( N<sub>2</sub>O ) birikimleri, yaklaşık 1750 yılından beri, sırasıyla % 30, % 145 ve % 15 oranlarında artmıştır. CO<sub>2</sub> salınımlarındaki antropojen artışların şimdiki hızıyla sürdürülmesi durumunda, sanayi öncesi dönemde yaklaşık 280 ppmv, 1994'de 358 ppmv olan CO<sub>2</sub> birikiminin 21. Yüzyılın sonuna kadar 500 ppmv'ye ulaşacağı öngörülmektedir. Sera gazı birikimindeki bu artışlar, yerkürenin uzun dalgalı ışınlam yoluyla soğuma etkisini zayıflatarak, yerküreyi daha fazla ısıtma eğilimindeki bir pozitif ışınlamsal zorlamanın oluşmasını sağlamaktadır. Yer ve atmosfer sisteminin enerji dengesine yapılan bu pozitif katkı, artan ya da kuvvetlenen sera etkisi olarak adlandırılır. Bu ise, yerküre atmosferindeki doğal sera gazları ( su buharı ( H<sub>2</sub>O), CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O ve ozon ( O<sub>3</sub> )) yardımıyla yüz milyonlarca yıldan beri çalışmakta olan bir etkinin, bir başka sözle doğal sera etkisinin kuvvetlenmesi anlamını taşımaktadır. Artan sera etkisinden kaynaklanabilecek bir küresel ısınmanın büyüklüğü, her sera gazının birikimindeki artışın boyutuna, bu gazların ışınlamsal özelliklerine, atmosferik yaşam sürelerine ve atmosferdeki varlıkları sürmekte olan öteki sera gazlarının birikimlerine bağlıdır.

Çizelge 4.4 İnsan etkinliklerinden etkilenen önemli sera gazlarına ilişkin özet bilgiler  
( Meteor. gov., 2001 )

Sera Gazları	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	CFC11
Atmosferik Birikim	ppmv	ppbv	ppbv	pptv
Sanayi Öncesi ( 1750 – 1800 )	280	700	275	0
1994	358	1720	312	268 <sup>(1)</sup>
Yıllık Değişim ( birikim )	1,5	10	0,8	0
Yıllık Değişim ( yüzde ) <sup>(2)</sup>	0,4	0,6	0,25	0
Atmosferik Ömrü ( yıl )	50 – 200 <sup>(3)</sup>	12	120	50



Ppmv = hacim olarak milyonda kısım; ppbv = hacim olarak milyarda kısım; pptv = hacim olarak trilyonda kısım.

( 1 ) 1992 – 1993 verilerinden tahmini olarak

( 2 ) CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> ve N<sub>2</sub>O'nun büyüme oranları, 1984'ten sonraki dönemin ortalamasına dayanmaktadır.

( 3 ) okyanus ve biyosfer gibi yutaklarca ve çeşitli yutak süreçlerince farklı ortamlarda emilmesi ve bu süreçlerin karmaşık olması nedeniyle, IPCC raporlarında CO<sub>2</sub>'nin atmosferik ömrü için tek bir değer verilmemiştir.

Traposferdeki insan kaynaklı aerosoller ( uçucu küçük parçacıklar ) ve özellikle fosil yakıtların yanmasından çıkan kükürdioksit kaynaklı sülfat aerosolleri, güneş ışınımını yeryüzüne ulaşmadan tutar ve uzaya yansıtır. Aerosol birikimlerindeki değişiklikler, bulut miktarını ve bulutun yansıtma özelliğini değiştirebilir. Genel olarak, traposferdeki aerosollerde gözlenen artışlar, iklimi soğutma eğilimindeki bir negatif ışınımsal zorlama oluştururlar. Sera gazlarının yaşam süreleri on yıllardan yüz yıllara değişmekte, buna karşılık aerosollerin yaşam süreleri birkaç gün ile birkaç hafta arasında kalmaktadır. Bu yüzden onların atmosferdeki birikimleri, salınımlardaki değişikliklere çok daha hızlı bir biçimde yanıt verebilmektedir.

#### **Asit Yağmurları:**

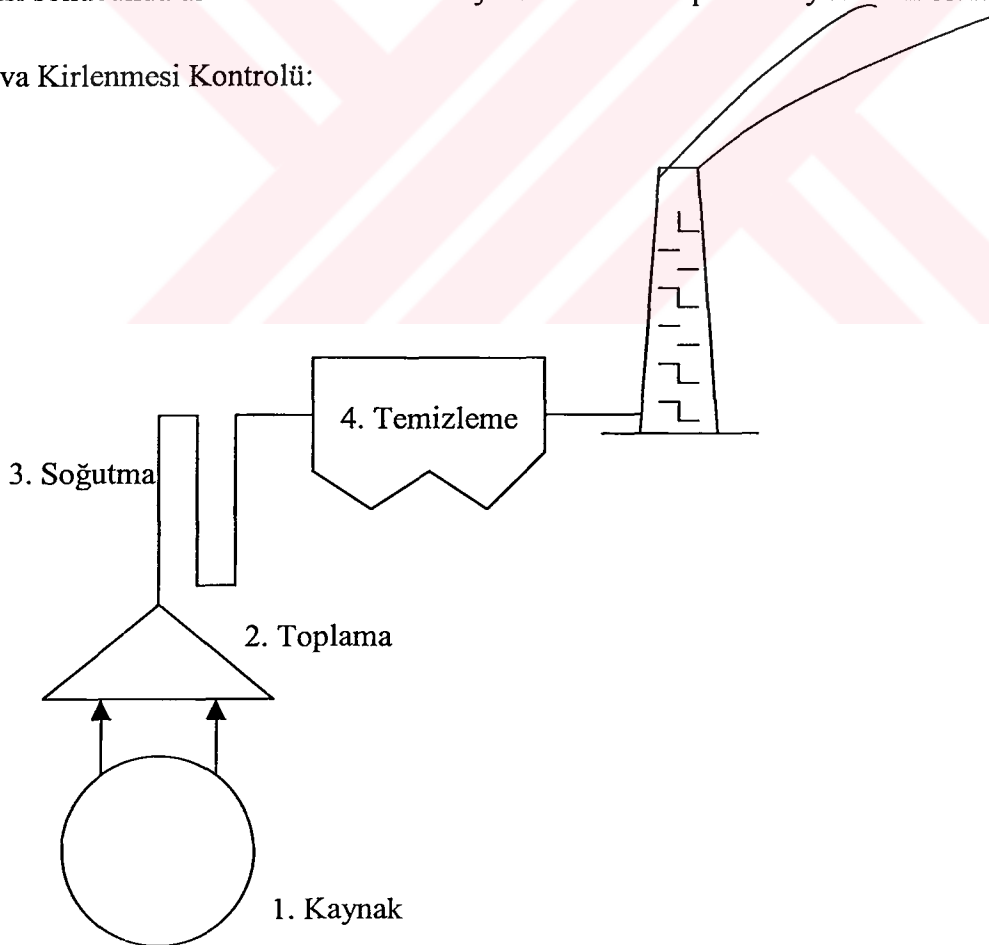
Endüstriyel faaliyetler, konutlarda ısınma amaçlı olarak kullanılan fosil yakıtlar, motorlu taşıtlardan çıkan egzoz gazları ve fosil yakıtlara dayalı olarak enerji üreten termik santraller, bu faaliyetleri sonucu havayı kirletmekte ve kükürdioksit, azotoksit, partikül madde ve hidrokarbon yaymaktadır. 2 ile 7 gün arasında havada asılı kalabilen bu kirleticiler, atmosferde çeşitli kimyasal ve fiziksel reaksiyonlara uğrayarak, zaman zaman çok uzaklara taşınabilmekte, atmosferdeki su partikülleri ve diğer bileşenlerle tepkimeye girerek sülfüroz asit ( HSO ), sülfürik asit ( H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> ) ve nitrik asit ( HNO<sub>3</sub> ) gibi kirletici maddelerin oluşumuna sebebiyet verirler. Çeşitli yanma olayları sonucu havaya karışan SO<sub>2</sub>, SO<sub>3</sub> ve NO<sub>x</sub> gibi gazlar yağışla birleşip asit meydana getirebilmekte ve bunların yeryüzüne yağması ile asit yağmurları oluşmaktadır. Bunların yeryüzüne geri dönüşleri kuru ve yaş asit depolanması sonucu oluşur. Yaş depolamada atmosferde oluşan bütün ürünler, yağmur ve kar içinde çözülmüş halde yeryüzüne taşınırlar. Kuru depolamada ise atmosferdeki partiküllerin ve gazların yeryüzüne taşınması esnasında yağmur ve kar bulunmaz, sis içinde aerosol şeklinde bulunurlar. Bu çerçevede belirtildiği gibi, yalnız yağmur değil, diğer bütün yağış biçimleri de

asidik olabilmektedir. asit yağmuru toprağın kimyasal yapısını ve biyolojik koşullarını etkilemektedir. Toprağın yapısında bulunan kalsiyum, magnezyum gibi elementleri yıkayarak taban suyuna taşımakta, toprağın zayıflamasına ve zirai verimin düşmesine neden olmaktadır. Toprağın asitleşmesine en çok katkıda bulunan maddeler, atmosferde birikme sonucu toprağa geçen kükürt bileşikleridir. Azot bileşikleri ise bitkilerin özümseyeceği miktardan fazla olduğu zaman toprağın asitleşmesinde rol oynamaktadır.

Asidik zerrecikler genellikle sülfürdioksit ve nitrikoksitlerin atmosferdeki yayılması sonucu oluşur. Sonuçta oluşan nitrik sülfürik asit diğer partiküller ( toz, is, kurum, duman vs ) üzerine yapışır. Bu partiküllerin direkt olarak solunması bu asidik yapıların doğrudan akciğerlere kadar gitmesine neden olmaktadır. Bu asidik yapıdaki tozlar ve gazlar nemli ve sıcak akciğer alveollerinde kimyasal olarak kana geçebilirler.

Asit yağmurlarının insanlar üzerindeki dolaylı etkileri yüzey ve içme suları, yer altı suları, toprak, ağır metaller, bitkiler ve balıklar üzerindeki etkilerine bağlı olarak bu unsurların kullanılması sonucunda uzun vadede insan bünyesinde asidik depolanmaya neden olur.

#### 4.1.11. Hava Kirlenmesi Kontrolü:



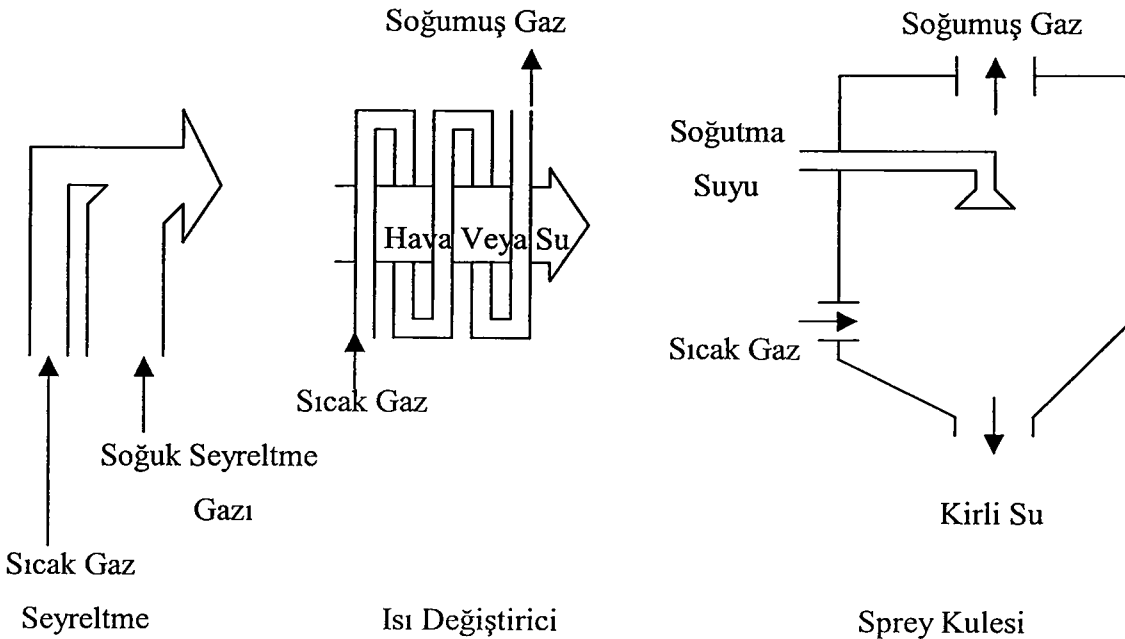
Şekil 4.2 Kirlenme kontrolü kademeleri ( Karpuzcu, 1981 )

Yukarıda emisyon kontrolünün adımları görülmektedir. Çoğu zaman hava kirlenmesi probleminin en kolay çözümlerinden biri, kirlenmeye sebep olan olayların durdurulmasıdır. Sözgelimi bazı kömür türleri kimyasal yöntemlerle kükürttten arındırılabilir ya da doğal gaz gibi daha temiz yakıt kullanılarak kükürt ve kül problemi çözümlenebilir. Dünyada linyit rezervi 400 yıl, taş kömür rezervi 170 yıl, ham petrol rezervi 45 yıl ve doğal gaz rezervi 60 yıl yetecek kadardır. Özellikle Türkiye de çıkartılan linyit fiyatlarının çok düşük olması linyit kullanımını cazip hale getirmektedir. Hem fiyat olarak en ucuz hem rezerv ömrü en uzun olması linyit kullanımını mecburi kılmaktadır.

Hava kirlenmesi kontrolünün ilk kademesi kirleticilerin toplanmasıdır. Kirletici emisyonlar meydana geldikleri kaynaklardan atmosfere verilmesi sırasında kontrol cihazlarına verilemeyecek kadar yüksek sıcaklıktadır. Bunun için emisyonların cihazlara verilmeden önce soğutulması gerekir. Emisyonların soğutulması:

- Emisyonların seyreltilmesi
- Emisyonların su ile soğutulması
- Emisyonların helezon şeklindeki borulardan geçirilerek soğutulması

Metodlarından biri ile yapılabilir. Çeşitli tipteki soğutucular aşağıda gösterilmiştir.



Şekil 4.3 Sıcak emisyonların soğutulması ( Karpuzcu, 1981 )

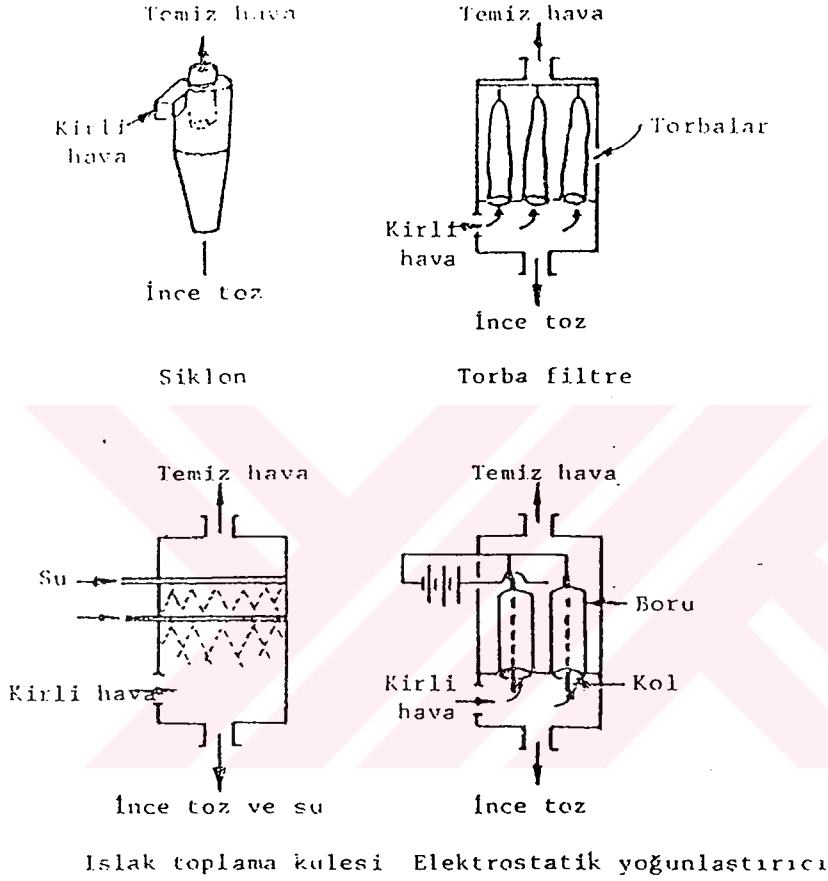
Seyreltme metodu ancak ortaya çıkan gazların çok az olması halinde uygulanabilir. Su ile soğutmada partiküller ve gaz kirleticilerin bir kısmı temizlenmiş olabilir. Seyreltme metoduna nazaran daha uygundur. Ancak sonunda temizlenmek üzere ortaya kirli ve sıvı bir artık meydana gelmektedir. Soğutma boruları en uygun soğutuculardır. Özellikle ısının korunup kullanılması halinde bu metot daha da elverişli olmaktadır.

Uygun temizleme cihazının seçimi, kirletici karakterine ve kontrol cihazının özelliklerine göre yapılır. Hava kirleticilerinin büyüklükleri çok değişken olduğu için tane büyüklüğüne uygun cihaz seçilmelidir. Ayrıca emisyonların ihtiva ettiği kimyasal maddenin cinsleri, muayyen tipteki cihazların kullanılmasını gerektirebilir. Mesela yüksek konsantrasyondaki SO<sub>3</sub>'ün temizlenmesi su spreyleyi ile yapılmalıdır. Ancak temizleme sonunda ortaya çıkan H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> için çok dikkatli olmak gerekir ( ciddi korozyon problemi doğurur ). Aşağıda en çok kullanılan temizleme cihazları özetlenmiştir.

- a) Çökeltme odaları: su tasfiyesindeki çöktürme havuzlarına benzer tarzda geliştirilip emisyonların çıktığı bacalara yerleştirilmiştir. Bu cihazlarda sadece çok iri partiküller tutulabilmektedir.
- b) Siklonlar: iri partiküllerin uzaklaştırılmasında yaygın bir şekilde kullanılmaktadır. Kirli hava, tabanı konik olan bir silindirin içine çevreden süratli bir şekilde püskürtülür ( bu cihazlar şekil 4.4'te gösterilmiştir ). Bu esnada silindir cidarına çarpan partiküller tabanda birikir ve koni tabanından dışarı atılır. Siklonlar daha ziyade ön tasfiye olarak kullanılır.
- c) Torba filtreler: vakum filtreleri gibi çalışır. Bezden yapılmış torbalar içine gönderilen kirli hava ince tozlarını bırakır. Torba filtreler, mikron mertebesinden daha küçük partiküllerin hemen hemen tamamını uzaklaştırır. Sanayide yaygın bir şekilde kullanılmaktadır. Tek mahzuru sıcaklık ve neme karşı hassas olmasıdır.
- d) Islak toplayıcılar: pek çok şekil ve biçimde imal edilmektedir. Basit bir toplama kulesi Şekil 4.4'te gösterilmiştir. İri partiküllerin uzaklaştırılmasında etkili bir metot'tur. Neticede kirli su ve buhar meydana gelmesi bu cihazların mahzurunu teşkil eder.
- e) Elektrostatik yoğunlaştırıcılar: elektrik sanrallerinde çok kullanılır. Bunun sebebi gerekli enerjinin ucuz bir şekilde temin edilebilmesidir. Partiküller, iki yüksek voltajlı elektrod arasında elektronla yüklenerek pozitif yüklü elektroda doğru hareket ettirilir ve ortamdan ayrılmış olur. Bu cihazların hareketli parçaları yoktur.

İşletme için elektrik gereklidir. Çok küçük zerreciklerin uzaklaştırılmasında etkili olan bu cihazlar oldukça pahalıdır.

Bu temizleme cihazlarının bazıları, partikül halindeki kirleticilerin kontrol cihazları adı altında şekil 4.4'te gösterilmiştir

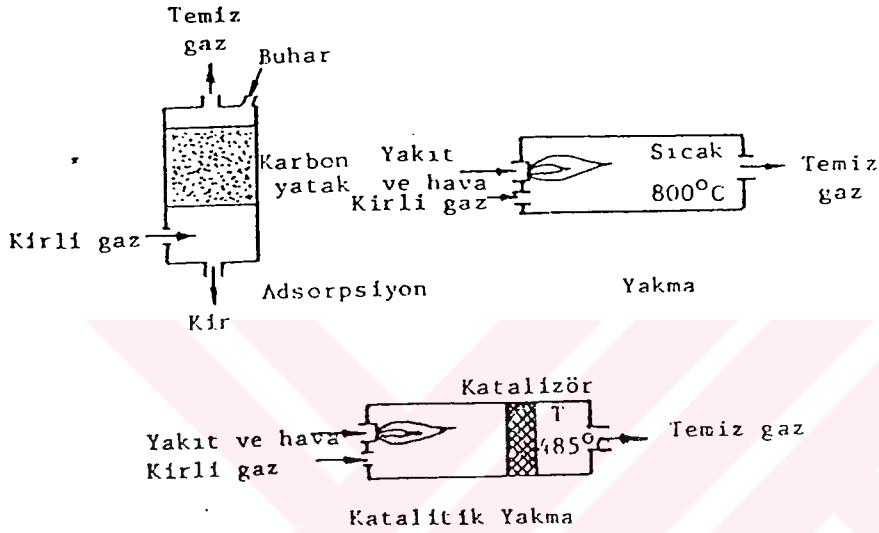


Şekil 4.4 Partikül halindeki kirleticilerin kontrol cihazları ( Karpuzcu, 1981 )

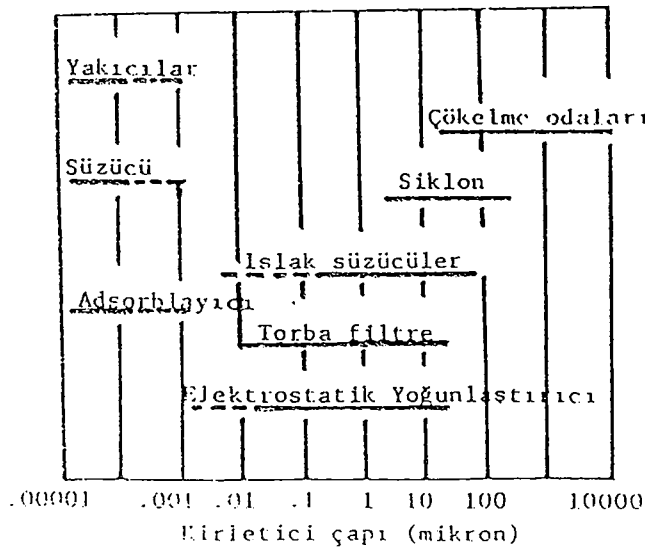
- f) Gazlı toplayıcılar: ıslak toplayıcılara çok benzerler. Çözücü olarak su yerine gaz kullanılır.
- g) Adsorbsiyon: kirleticilerin tutulmasında aktif karbon gibi adsorplayıcıların kullanılmasıdır. Adsorplayıcıların çok pahalı bazı durumlarda bulunmaları zordur. Organik menşeli kirleticiler için kirleticiler için daha uygundur.

- h) Yakma ( insinerasyon ) : Gaz halindeki kirleticileri yakmak suretiyle  $CO_2$ ,  $H_2O$  ve invert maddelere dönüştüren bir metottur. Bu metot sadece yanabilen buharlara uygulanabilir.
- i) Katalitik yakma metodu: bu metotta, kirleticilerin kimyasal olarak yapısını değiştirecek bir katalizör kullanılır.

Şekil 4.5'te gaz halindeki kirleticilerin kontrolü için çeşitli metotlar gösterilmiştir.



Şekil 4.5 Gaz kirleticiler için kontrol cihazları ( Karpuzcu, 1981 )



Şekil 4.6Tane Büyüklüğüne Göre Kontrol Cihazı Seçimi ( Karpuzcu, 1981 )

## 4.2. Nükleer Santrallerin Çevresel Yönden Analizi

### 4.2.1. Çekirdek Parçalanması ve Zincirleme Reaksiyon:

Ağır elementler ( çekirdeğinde 83' den fazla proton barındıranlar ) kararsız oldukları için daha küçük atomlara dönüşebilirler. Bir nötronun uranyum gibi ağır bir atomun çekirdeğine çarparak yutulmasıyla kararsız hale gelen atom parçalanır. Bu parçalanma sırasında çekirdekten parçacıklar ve enerji dalgaları ortaya çıkar. Fisyon sonucunda ortaya çıkan nötronlar diğer atomların çekirdekleri tarafından yutulur ve aynı reaksiyonlar ardışık şekilde tekrarlanır. Bu sürecin birkaç kez yinelenmesi sonucunda saniyenin bir saniyenin çok altında bir sürede milyarlarca çekirdeğin bölünmeye uğradığı bir zincirleme tepkime oluşur. Nükleer reaktörlerde kendi kendine kesintisiz biçimde süren bu bölünmeler dizisinin dikkatle denetim altında tutulmasıyla, açığa çıkan devasa enerjinin kullanılması olanaklı hale gelir. Bu enerji iki biçimde ortaya çıkar: ışıınım ( radyasyon ) enerjisi ve yüksek hızla fırlayan çekirdek bölünmesi ürünlerinin kinetik enerjisi. Bölünme ürünleri hızlarını kaybettikçe bu enerjin büyük bölümü ısı enerjisine dönüşür. Çekirdek tepkimeleri sonucunda ortaya çıkan enerji, kimyasal tepkimelere göre yaklaşık milyon kat düzeyinde daha fazladır.

Çekirdek bölünmesi tepkimesine kolayca sokulabilen ve bu tepkimeyi zincirleme bir süreç halinde sürdüren tek doğal madde uranyum – 235 ( U – 235 ) izotopudur. Az bulunan bir izotop olan U – 235 doğal uranyumda U – 238 izotopu ile birlikte 1 / 140 oranında yer alır. Yavaş hareket eden tek bir nötron U – 235' atomunun çekirdeğine çarptığında, çekirdek birdenbire kararsız bir durum alır ve iki parçaya bölünür. Bu bölünmede ortalama iki ya da üç nötron açığa çıkar. Zincirleme tepkimenin sürebilmesi için bu nötronlardan en az birinin yeni bir çekirdek bölünmesi sağlaması gerekir. Her çekirdeğin bölünmesiyle ortaya çıkan nötronların birinin yine fisyon yapabilecek çekirdek tarafından yutulması ile kontrollü bir şekilde enerji sağlanır. Eğer bu sayı birden büyük olursa çekirdek bölünmeleri zamana göre katlanarak artar veya küçük olursa çekirdek bölünmeleri zamana göre katlanarak azalır. Ancak doğal uranyumla zincirleme tepkimenin sürdürülebilmesi zordur. U – 235 çekirdeklerinin bölünmeye girmesi olasılığını artırmak için nötronlar yavaşlatılır. Bu sayede U - 235 çekirdeklerine nötronların çarpma olasılığı artar. Döteryum oksit ve grafit gibi maddeler tepkime sırasında nötronları yavaşlatırlar ama soğurmazlar. Reaktörde nötron salım hızını ve böylece tepkime hızını denetlemek için genellikle çubuk biçiminde olan ve yavaş nötronları soğurabilen malzemeler kullanılır. Bu çubuklar kadmiyum ya da bordan yapılır. Doğal uranyum içinde U - 235 yoğunluğu çok düşük olduğundan, nötronlar bölünebilir, çekirdeklere çarpmaksızın nükleer yakıttan ayrılabilir ya da sayıca çok daha fazla olan



U – 238 çekirdeklerine çarparak soğurulabilir. Bu olasılığı azaltmak amacıyla nükleer yakıt olarak, U – 235 yüzdesi doğal uranyumunkinden daha fazla olan zenginleştirilmiş uranyum kullanılır. Yalnızca doğal uranyumdan yararlanıldığında nükleer yakıtlardan elde edilebilecek enerji sınırlı olduğundan bölünemeyen uranyumu ve öteki elementleri bölünebilir izotoplara dönüştüren reaktörler geliştirilmiştir.

#### 4.2.2. Nükleer Santrallerin Yayıdıkları Radyasyon ve Etkileri:

İnsanların 1 yılda aldığı radyasyon 2 – 3 mSv' dir. Kısa sürede alınan ve sınır değer üzerindeki yüksek dozların etkisi birkaç gün ve bir kaç ay içinde; deri yanıkları, katarakt, akut radyasyon hastalığı veya ani ölümler şeklinde kendini gösterir. kısa süreli sınır doz 1 mSv' dir. Uzun sürede alınan alçak dozların etkileri ise birkaç yıl veya birkaç 10 yıl sonra; lösemi, kanser ve genetik anormallikler şeklinde gözükabilir. Radyasyonla çalışan kişiler için doğal radyasyonun üzerinde kalınacak maksimum miktar ise ülkelere göre yıllık 20 ile 50 mSv arasında değişiklik göstermektedir. 1 Sv dozu kısa zamanda almış olan 100 kişiden ikisi ileride zarar görebilir. Bu miktar doza maruz kalmış kimselerin % 30 – 40 kadarında iştahsızlık, halsizlik, mide bulantısı gibi rahatsızlıklar gözlene de bu durum 1 hafta içinde geçer. 1 mSv halk için uzun süreli müsaade edilebilen ilave doz miktarıdır. Halk için müsaade

Çizelge 4.5 Çeşitli dozlar ve etkileri ( Türkiye nükleer enerji ve çevre paneli, 1997 )

Kısa Süreli Yüksek Dozlar		Uzun Süreli Alçak Dozlar	
Sv	Çeşitli Etkiler	mSv	Sınır Dozlar
10	Birkaç haftada ölüm	50	Çalışanlara yıllık sınır doz(MMD)
4 - 5	% 50 Ölüm	5	Halk için MMD
>2	Radyasyon hastalığı, hayat kısalması	1	Uzun süreli halk için MMD, bir mide röntgeni
1	Sınır doz, gecikmiş etki	0,01	Yıllık televizyon dozu
0,50	Gözlenebilir bir etki yok	0,002	Nükleer endüstrinin yıllık genel etkisi
0,25	Kaza koşullarında sınır doz(MMD)		
0,12	Çernobil kazasında yakın çevrede alınan doz		



Edilen maksimum doz ( MMD ), bir defaya mahsus olmak üzere 5 mSv / yıl'dır. Çizelge 4.5'de çeşitli dozlar ve etkileri gösterilmiştir.

Nükleer santrallerden dolayı halkın ek olarak aldığı miktar yılda 0,05 mSv' in altındadır. ABD' de bir reaktörün 80 kilometre yarıçaplı yakın çevresinde yaşayan halkın aldığı doz 0.004 mSv / yıl kadardır. ABD' de tüm nükleer endüstrinin ülke halkı üzerindeki ortalama etkisi 0.001 mSv / yıl civarındadır. İngiltere de ise nükleer endüstrinin ülke halkına getirdiği ortalama doz 0.002 mSv / yıl olmasına karşın Kömür santralleri baca gazlarının neden olduğu ortalama doz ise 0.004 mSv / yıl olmaktadır.

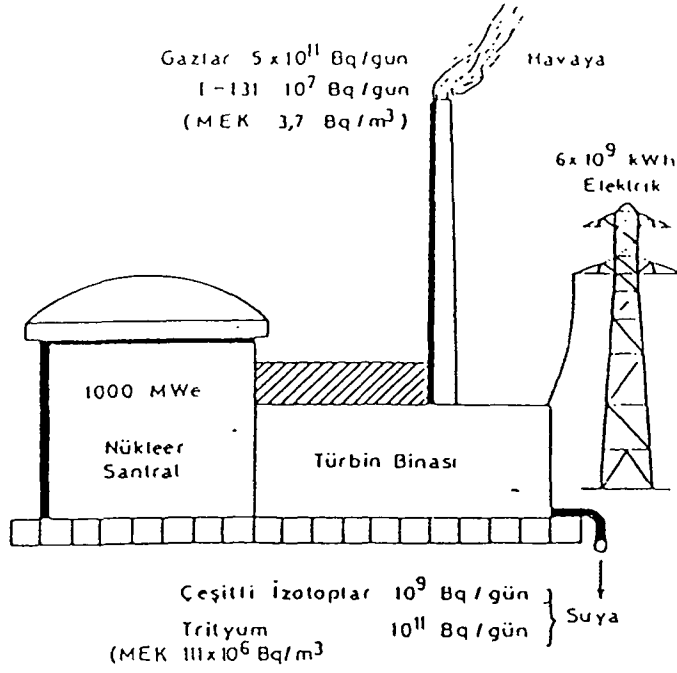
Bu durum gösteriyor ki normal çalışma koşullarında nükleer endüstrinin halk kitlelerine getirdiği radyasyon dozları yok denecek kadar azdır.

#### 4.2.3. Nükleer Artıklar ve Çevre:

1000 MW gücündeki PWR tipi bir nükleer santral bacasından çevreye 500 milyar g / gün asal gazlar, 10 milyar Bq / gün iyot – 131 bırakır. Asal gazların yarı ömürleri az olduğu için onlar önemsizdir. Yarı ömrü 8 gün olan iyot – 131 önemli ise de bunun havadaki müsaade edilen konsantrasyonu 3,7 Bq / metreküp olduğuna göre, bu reaktör çevresinde müsaade edilen konsantrasyona inecektir. 1000 MW gücündeki aynı reaktör, kondenser soğutma suları ile nehir veya denize 10 milyar Bq / gün çeşitli izotoplar ile 100 milyar Bq / gün trityum bırakır. Burada önemli olan yarı ömrü 12,3 yıl olan trityumdur. Bunun halk için sudaki müsaade edilen konsantrasyonu 111 milyar Bq / metreküp olduğuna göre bunun 42 metreküp / saat debisi olan bir nehre bırakılmasında hiç bir sakınca yoktur.

Yukarıda verilen değerler 1000 MW gücündeki PWR tipi lisans almış bir reaktöre ait olduklarına göre zaten bunlar baca gazları için verilen 0,15 mSv / yıl triod dozu ve kondenser suları için verilen 0,03 mSv / yıl sınır dozlarının altında kalan değerlerdir. Görüleceği gibi nükleer santraller normal çalışma koşullarında çevrede havayı ve suyu kirletmezler.

Çevre kirlenmesi bakımından nükleer enerjiye yüklenebilecek en önemli sakınca radyoaktif artıklar problemidir. Bir nükleer santralin işletilmesi esnasında reaktörde oluşan sıvı ve katı radyoaktif maddeler önemsizdir. Bunların reaktör binası içinde zararsız hale gelinceye kadar depolanması kolayca mümkün olabilmektedir.



Şekil 4.7 Nükleer santrallerin çevre üzerindeki etkileri ( Türkiye nükleer enerji ve çevre paneli, 1997 )

Nükleer reaktörlerde oluşan en önemli artık, kullanılmış yakıt elemanlarıdır. Bunlar reaktör binaları içindeki havuzlarda 10 sene kadar saklanabilmektedir. Eğer yakıt elemanları yeniden işleme tabi tutulmayacaklar ise bunların çevreye zarar vermeyecek şekilde gömülmesi gerekir.

1000 MW gücündeki bir nükleer reaktör yılda 25 ton kadar kullanılmış yakıt ( zenginleştirilmiş uranyum yakıtı ) çıkarır. İçinde Pu – 241, Cs – 137, Am – 141 gibi çok aktif ve Pu – 239, Cs – 135 gibi çok uzun ömürlü radyoaktif elementler bulunan bu yakıtların depolanması kolay bir iş değildir. Kullanılmış yakıtlar yeniden işleme tabi tutuldukları takdirde içindeki fisyon maddeleri alındıktan sonra 1000 kg / GW fisyon parçaları, 70 kg / GW aktinitler ve 2 kg / GW kadar plütonyum bulunan radyoaktif artıklar çıkar. Bunların milyonlarca yıl çevreye zarar vermeyecek şekilde depolanmaları gerekir. Günümüzde bu probleme teknik ve ekonomik bakımdan çözüm bulunmuştur. En uygun gözükten çözümde, radyoaktif artıklar ilk olarak camlaştırma işlemine tabi tutulurlar. Sonra bunlar 3 mm paslanmaz çelik, 10 cm kurşun ve 6 mm titanyumdan oluşan korozyona dayanıklı fiçiler içine konur ve yer altında uygun bir katman içine açılmış galerilere yerleştirilerek girişleri tikanır. Seçilen katmanın yer altı sularını geçirmeyen ve milyonlarca yıl yerinden oynamamış bir tabaka olduğuna göre mesele hallolmuş sayılır. Bu

radioaktivitenin yeraltı sularına karışarak insanlara zarar verme olasılığı çok azdır. Kömür madenciliği tekniği ile açılmış olan bu galeriler tahrip olsa ve fiçılar yer altı suları ile temasa gelse dahi, metal tabakalar ve cam kaplamanın her biri yüz binlerce yıl korozyona dayanır.

#### 4.2.4. Teknik Veriler ve Örnek Uygulama:

Nükleer santrallerin termik verimleri reaktör tipine göre % 32 – 48 arasında değişmektedir. Kullanma katsayısı termik santrallerden düşük olmakla beraber  $f_k = 0,6$  değerini pek geçmez. Santrallerin kullandıkları yakıt tipleri alt ısı değerleri aşağıda verilmiştir.

##### Yakıt Tipi

Doğal Uranyum ( Hafif su reaktöründe )	500	GJ / kg
Zenginleştirilmiş Uranyum ( Modern reaktörlerde )	3900	GJ / kg

Reaktörlerin büyük çoğunluğunda uranyum yakıtı zenginleştirilerek kullanılır. Yakıttan elde edilen enerji reaktör cinsine ve teknolojisine göre değişir. Yakıtın zenginleştirilmesi için pek çok çeşitli yöntemler kullanılır. Doğal uranyumda % 0,7 U – 235 izotopu ve % 99,3 U – 238 izotopu bulunur. Yukarıda verilen zenginleştirilmiş uranyum % 3,5 U – 235 izotopuna sahiptir. Zenginleştirilmiş uranyumdan 1 kg elde edilmesi için 8 kg doğal uranyuma ihtiyaç vardır. Kullanılmış yakıtın sadece % 4' ü nükleer artıktır. Geri kalan % 96' sı uranyumdur ancak bu uranyum yakıtındaki U – 235 miktarı % 1' e ya da bu rakamın daha da altına indirilmiştir. Dolayısıyla kullanılmış yakıtın tekrar zenginleştirilerek kullanılması durumunda kullanılmış yakıttan yeniden kullanılabilir yakıt miktarı oldukça inecedir.

Örnek olarak 1000 Mw kurulu güce sahip, kullanma katsayısı  $f_k = 0,50$  ve  $\eta_{el} = 0,33$  olan nükleer bir santralde yakıt olarak zenginleştirilmiş uranyum kullanılması durumunda yıllık yakıt tüketimi, yıllık artık miktarını ve kWh başına yıllık artık miktarını hesaplamak istersek:

Santralde kullanılan 1 kg yakıtın 3900 GJ / kg enerji ürettiği kabul ediliyor.

$$m_y = \frac{1000000 \cdot 8760 \cdot 3600 \cdot 0,5}{0,33 \cdot 3900000000} \quad H_u = \text{kJ / kg şeklinde yazılır.}$$

$$m_y = 12252 \quad \text{kg / yıl}$$

Bu yakıtın % 96' sı uranyum ve % 4' ü artık olduğuna göre

$$m_{\text{artık}} = 12252 \cdot 0,04$$

$$m_{\text{artık}} = 490 \quad \text{kg artık / yıl}$$

$$m_{\text{artık}}$$

$$m_{\text{artık}} (\text{kWh}) = \frac{\quad}{N \cdot 8760 \cdot f_k}$$

$$m_{\text{artık}} (\text{kWh}) = 1,12 \cdot 10^{-7} \quad \text{kg artık / kWh}$$

$$m_{\text{artık}} (\text{GWh}) = 0,112 \quad \text{kg artık / GWh}$$

kWh başına bulunan kütleli artık miktarı, daha önceden hesaplanan kombine çevrim santrali ve buhar türbinli santrallerin kWh başına ürettikleri elektrik sonucu bacadan çıkan karbondioksitin kütleli miktarı ile mukayese edildiğinde doğal gaz yakıtlı kombine çevrim santralının 3,5 milyonda biri ve linyit yakıtlı buhar türbinli santralin 9,6 milyonda biridir.

### 4.3. Diğer Santrallerin Çevresel Yönden Etkileri

Termik ve Nükleer santraller dışındaki elektrik santrallerin çevreye olan zararları yoktur ya da çok azdır. Hidroelektrik santrallerinde akarsuyun barajdaki potansiyel farklılığından kaynaklanan suyun kinetik enerjisinden elektrik üretimi sağlanır. Dünya elektrik üretiminin yaklaşık % 19,5' ini sağlayan hidroelektrik santralleri büyük alanların su altında kalmasına neden olur ve barajın aşağısında kalan bölgenin doğasında değişiklik yaratır. Buna karşın bu santraller sulama ve içme suyu olanakları sağlar.

Rüzgar enerji santrallerinde pervane kanatları kuşların ölümüne neden olabilir. Gürültülü çalışırlar ve radyo iletişimini engelleyebilirler. Rüzgar enerjisi, dünyanın atmosferindeki sıcaklık farklılıklarının basınç farklılığına dönüşmesiyle ortaya çıkar. Rüzgar enerjisi de akarsuyun kinetik enerjisi de güneş enerjisinin bir sonucudur.

Güneş enerji santralleri çok az miktarda radyasyon yayarlar. Güneş enerji santralleri ve rüzgar enerji santrallerinin çevresel yönden olumlu olmasına karşın maliyet yönünden olumsuzlukları bir sonraki konuda anlatılacaktır. Ayrıca diğer alternatif enerji kaynaklarından

deniz enerjisinden yararlanan santrallerin çevre açısından bir sakıncası yoktur. Eski jeotermal santraller ise birim enerji başına termik santrallerin ürettiği CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub> ve NO<sub>x</sub> miktarlarının binde birini çevreye yayarlarken yeni jeotermal santrallerde bu oran çok daha azdır. Ancak bu santrallerde maliyet yönünden diğer santraller ile rekabet edebilecek durumda değildirler. Bundan dolayı rüzgar, güneş, deniz ve jeotermal kaynaklardan elektrik enerjisi üretimi dünyanın toplam elektrik üretiminin % 1,4' ünü oluşturur.



## 5. SANTRALLERİN MALİYET YÖNÜNDEN ANALİZİ

### 5.1. Elektrik Üretim Maliyeti

Elektrik enerjisi üreten müessese yalnız kendi sermayesi ile çalışır ya da yabancı sermayeden faydalanır. Bunlardan ilkinen hemen hemen hiç rastlanmaz. Elektrik enerjisi üretiminde yabancı sermayelerden faydalanılır ve esasen bu durum genel olanıdır. Bu takdirde sermaye masrafları yabancı sermayenin faizi ve amortismanından oluşur.

Elektrik üretim maliyeti santralde üretilen elektrik enerjisinin iletim hattına kadar olan maliyetini içerir. Elektrik maliyeti; yatırım, işletme, bakım ve yakıt maliyetlerinin toplamından oluşur. Kolaylık sağlamak amacı ile işletme ve bakım maliyetleri birlikte ve inşaat başlangıcındaki yatırım giderinin belli bir oranı kadar alınacaktır.

Üretim Maliyeti = Yatırım Maliyeti + İşletme ve Bakım Maliyeti + Yakıt Maliyeti

#### 5.1.1. Yatırım Maliyeti:

Yatırım maliyeti, santralin kuruluş sırasındaki proje, arazi, alt yapı, inşaa, makine teçhizat, nakliye gibi giderlerle bunlarla ilgili kredi faiz giderlerinden ibarettir. Yatırım giderleri santralin tüm ömrü boyunca dağıtılarak elektrik üretim maliyetine bindirilir.

Yatırım maliyetini bulmak için, yatırım giderlerinin inşaat süresi sonundaki ana para ve faizin toplam tutarı olduğuna göre inşaat başlangıcındaki değeri

$$I = \frac{I_T}{(1 + i)^z} \quad (7.1)$$

Burada  $i$  faiz oranı,  $I_T$  inşaat süresi sonundaki yatırım maliyeti,  $I$  inşaat başlangıcındaki yatırım değeri,  $z$  santralin inşaat süresidir. 7.1 denkleminde  $z$  yıl olarak yazılmalıdır. Aşağıda bazı santrallerin kuruluş süresi verilmiştir.

Santral Tipi ( N = 150 MW )	Kuruluş süresi z ( ay )
Buharlı Türbinli Santral ( Fuel Oil – Doğal Gaz )	36
Buhar Türbinli Santral ( Linyit )	42
Gaz Türbinli Santral	18

Kombine Çevrim Santrali	30
Diesel Santrali	26
Kombine Çevrimli Diesel Santrali	30

Alınan kredinin faizi ile birlikte santralin bütün ömrü boyunca ödendiği kabul edilirse bu durumda yatırım giderlerinin bir yıla düşen tutarı için amortisman miktarının hesaplanması gerekir. Amortisman miktarı santralin bütün ömrü boyunca faizi ile birlikte harcanan toplam yatırım giderinin 1 seneye düşen oranını gösterir. dolayısıyla inşaat başlangıcındaki yatırım değerinin amortisman haddi ile çarpılması ile yatırım giderlerinin bir yıla düşen tutarı ortaya çıkar.

$$A = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad (7.2)$$

$$I_A = I \cdot A \quad \text{değer / yıl} \quad (7.3)$$

Burada  $I_A$  yatırım giderlerinin 1 yıla düşen tutarıdır.  $n$  santralin inşaatı ile birlikte toplam ömrüdür ve yıl olarak yazılır.  $i$  kredi faiz oranıdır.

#### 5.1.2. İşletme ve Bakım Maliyeti:

Bu maliyet içinde, personel ücretleri, bakım ve onarım için malzeme giderleri, sigorta ve vergi gibi giderler bulunur. Bu giderler maliyet hesabında genellikle yatırım maliyetlerinin belirli bir yüzdesi olarak alınır. Bu yüzde  $B$  olarak ifade edilirse

$$I_B = I \cdot B \cdot (s/n) \quad \text{değer / yıl} \quad (7.4)$$

Burada  $s$  santralin ticari ömrü,  $n$  santralin toplam ömrüdür.  $I_B$  bir yıllık işletme ve bakım giderleridir.

#### 5.1.3. Yakıt maliyeti:

Yakıt maliyeti termik santrallerde en büyük maliyeti oluşturmaktadır. Bazen yakıt masrafları toplam masrafların % 80' ine kadar bile çıkabilmektedir. Bu nedenle yakıt maliyeti termik

santrallerde önemli yer tutar. Nükleer santraller dışındaki diğer santrallerde yakıt giderleri yoktur. Nükleer santrallerde ise yakıt maliyeti toplam maliyetler içinde çok ufak paya sahiptir.

Yıllık yakıt maliyeti 3.41 ve 3.42 denklemleriyle daha önce belirtilmişti. Burada iki denklemi bir denklem şeklinde şu şekilde yazabiliriz:

$$Y = \frac{N \cdot 8760 \cdot 3600 \cdot f_k \cdot y_m}{\eta_{el} \cdot H_u} \quad \text{değer / yıl} \quad (7.5)$$

Burada Y yıllık yakıt maliyeti,  $y_m$  kg veya  $m^3$  başına yakıt maliyetidir. Denklemi daha da kısaltmak için

$$E = N \cdot 8760 \cdot f_k \quad (7.6)$$

$$Y = \frac{E \cdot 3600 \cdot y_m}{\eta_{el} \cdot H_u} \quad \text{değer / yıl} \quad (7.7)$$

#### 5.1.4. Toplam Maliyet ve Yıllık Toplam Maliyet:

z santralin inşaat süresi, n santralin inşaatı ile birlikte toplam ömrüydü. Buradan santralin ticari ömrü çıkar. Ticari ömre s dersek:

$$s = n - z \quad (7.8)$$

santrallerde bütün ömür boyunca olan maliyetleri bulmak için yıllık yatırım giderleri n ile, yıllık işletme ve bakım maliyetleri s ile, yıllık yakıt giderleri de s ile çarpılır. Böylece toplam santral maliyeti:

$$U_T = I \cdot A \cdot n + I \cdot B \cdot s + Y \cdot s \quad \text{değer / toplam ömür} \quad (7.9)$$

$U_T$  Santralin bütün ömrü boyunca harcanan masraflardır. Eğer bu denklemi yıllık yazacak olursak o zaman 7.8 denklemini santralin toplam ömrü olan n değerine böleriz.

$$U_Y = I \cdot A + I \cdot B \cdot (s/n) + Y \cdot (s/n) \quad \text{değer / yıl} \quad (7.10)$$



Uy bir senede santral için harcanan masraflardır.

#### 5.1.5. Birim Enerji Başına Üretim Maliyeti:

Yukarıda bulunan yıllık maliyet bir yılda üretilen elektrik enerjisine bölünerek birim enerji başına üretim maliyeti ( Özgül enerji maliyeti ) bulunur.

$$U_E = \frac{I . A + I . B . ( s / n ) + Y . ( s / n )}{N . 8760 . f_k . ( s / n )} \quad \text{değer / kWh} \quad ( 7.11 )$$

$$U_E = \frac{I_A . ( n / s ) + I_B + Y}{E} \quad \text{değer / kWh} \quad ( 7.12 )$$

#### 5.1.6. Yatırım Maliyetinin Güce Göre Değişimi:

Yatırım maliyetleri santral gücüyle doğru orantılı olarak değişmez. Birim güç için maliyet değerleri düşük güçlü santrallerde büyük güçlü santrallere göre daha yüksektir. Santral güçleri ile yatırım maliyetleri arasında aşağıdaki bağıntı vardır.

$$\frac{I_1}{I_2} = \left[ \frac{N_1}{N_2} \right]^m \quad ( 7.13 )$$

Denklemden  $I_1$ ,  $I_2$  toplam yatırım maliyetleri;  $N_1$  ve  $N_2$  santral güçleridir.  $m$  değeri elektrik santrallerinde uzun yıllar 0,6 alınmaktaydı. Son yıllarda bu değer daha yüksek olarak alınmakta olup 0,7 ve daha üzeri değerlere çıkabilmektedir. Santrallerin maliyetlerinin güce göre değişimi sabit bir  $m$  değerinde olmayıp güce göre değişiklik gösterebilir.

Özgül yatırım maliyetini  $I_s$  olarak gösterirsek, özgül yatırım maliyetinin güce bağlı değişimini veren denklemi kurmak için 7.13 denkleminde  $I_1 = I_{s1} . N_1$  ve  $I_2 = I_{s2} . N_2$  değerlerini koyduğumuzda aşağıdaki eşitlik elde edilir:

$$\frac{I_{s1}}{I_{s2}} = \left[ \frac{N_2}{N_1} \right]^{1-m} \quad ( 7.14 )$$

## 5.1.7. Teknik Değerler:

## Özgül Yatırım Maliyetleri:

Santral Tipi ( N = 150 MW )	Is ( \$ / kW )
Linyit Santrali	1400
Kömür Santrali	1300
Buhar Türbinli Fuel oil Santrali	1150
Buhar Türbinli Doğal gaz Santrali	1100
Kombine Çevrim Santrali	650
Gaz Türbinli Santral	450
Diesel Santrali	550
Kombine Çevrimli Diesel Santrali	700
Nükleer Santral	2250
Hidroelektrik Santral	1600
Güneş Enerji Santrali	6000

## İşletme ve Bakım Maliyet Oranları:

Santral Tipi	B
Linyit Santrali	0,016
Buhar Türbinli Fuel Oil ve Doğal Gaz Santrali	0,015
Gaz Türbinli Santral	0,020
Kombine Çevrim Santrali	0,020
Diesel Santrali	0,030
Kombine Çevrimli Diesel Santrali	0,030

## Yakıt Fiyatları ve Alt Isıl Değerleri:

Yakıt	$y_m$	$H_u$
Doğal Gaz	0,091 \$ / Nm <sup>3</sup>	34165 kJ / Nm <sup>3</sup>
Taş Kömür	46,50 \$ / ton	17200 kJ / kg

Linyit	13,39	\$ / ton	10800	kJ / kg
Fuel Oil	0,17	\$ / kg	40200	kJ / kg
Motorin	0,30	\$ / kg	43120	kJ / kg
Zenginleştirilmiş Uranyum	1030	\$ / kg	3900	GJ / kg

#### Santral Ömürleri:

Santral Tipi	Santralin Ömrü n ( Yıl )
Buhar Türbinli Santral	33,5
Gaz Türbinli Santral	26,5
Kombine Çevrim Santrali	27,5
Diesel Santrali	22,0

#### Güce Göre Maliyette Kullanılan m değerleri:

Santral Tipi	m
Buhar Türbinli Santral	0,70
Gaz Türbinli Santral	0,60
Kombine Çevrim Santrali	0,65
Diesel Santrali	0,60
Kombine Çevrimli Diesel Santrali	0,65

#### 5.1.8. Örnek Uygulama:

150, 500, 1000 MW güçlerinde ve kullanma katsayıları  $f_k = 0,5$  olan hidrolik, nükleer, doğal gazlı kombine çevrim, doğal gazlı gaz türbini ve linyit yakıtlı buhar türbini santrallerinin özgül elektrik maliyetlerini hesaplayalım.

Nükleer ve hidrolik santralin maliyet hesabında bazı değerler eksik olduğu için bir takım kabuller yapılacaktır. Nükleer santral için toplam santral ömrü  $n = 40$  yıl ve inşaat süresi  $z = 8$  yıl, hidrolik santral için toplam santral ömrü  $n = 50$  yıl ve inşaat süresi  $z = 6$  yıl alınacaktır. Ayrıca nükleer santrallerde bakım ve işletme masrafları yüksek olduğu için  $B = 0,030$ , hidrolik santrallerde ise bu masraflar termik santrallerden daha düşük olduğu için  $B = 0,005$  alınacaktır.

Faiz oranı  $i = 0,1$  ( % 10 ) olsun. İlk önce bütün bu santraller için amortisman değerlerini bulalım. 7.2 denkleminde değerler yerine konulduğunda denklemden çıkan A değerleri:

Santral Tipi	n	A	B
Hidrolik	50,0	0,1009	0,005
Nükleer	40,0	0,1023	0,030
Kombine Çevrim ( Doğal Gaz )	27,5	0,1078	0,020
Buhar Türbinli ( Linyit )	33,5	0,1043	0,016
Gaz Türbinli ( Doğal Gaz )	26,5	0,1087	0,020

7.12 de bulunan denklem şu şekilde yazılabilir:

$$U_E = \frac{I_s \cdot [ A \cdot ( n / s ) + B ]}{8760 \cdot f_k} + \frac{3600 \cdot y_m}{\eta_{el} \cdot H_u} \quad \text{değer / kWh} \quad ( 7.15 )$$

Burada nükleer santralin verimini % 33 alalım. Hidrolik santrallerde ise yakıt masrafının olmamasından dolayı denklemin sağ tarafı bu santraller için sıfırdır. Bu denklemden santraller için daha önceden verilmiş değerler:

Santral Tipi	$Y_m$	s	n	$\eta_{el}$
Hidrolik	—	44	50,0	—
Nükleer	1030	32	40,0	0,33
Kombine Çevrim ( Doğal Gaz )	0,091	25	27,5	0,50
Buhar Türbinli ( Linyit )	0,013	30	33,5	0,38
Gaz Türbinli ( Doğal Gaz )	0,091	25	26,5	0,32

Santral Tipi	$H_u$	$I_s$	I
Hidrolik	—	1600	$240 \cdot 10^6$
Nükleer	$3900 \cdot 10^6$	2250	$337 \cdot 10^6$
Kombine Çevrim ( Doğal Gaz )	34165	650	$97 \cdot 10^6$

Buhar Türbinli ( Linyit )	10800	1400	$210 \cdot 10^6$
Gaz Türbinli ( Doğal Gaz )	34165	450	$67 \cdot 10^6$

Burada yatırım maliyeti olan I değerlerinin bulunması için özgül yatırım maliyeti  $I_s$  santral gücü N ile çarpılır. Bütün bu değerler 7.15 denkleminde yerine konulduğu zaman 150 MW kurulu gücünde ve % 50 kapasiteyle çalışan santrallerin özgül elektrik maliyetleri bulunmuş olur.

Santral Tipi	$U_E ( N = 150 \text{ MW}, f_k = 0,5 )$	
Hidrolik	0,044	\$ / kWh
Nükleer	0,084	\$ / kWh
Kombine Çevrim ( Doğal Gaz )	0,040	\$ / kWh
Buhar Türbinli ( Linyit )	0,054	\$ / kWh
Gaz Türbinli ( Doğal Gaz )	0,044	\$ / kWh

Şimdi ise 500 MW gücündeki ve  $f_k = 0,5$  çalışma koşulundaki aynı tip santrallerin özgül maliyetlerini inceleyelim. Bu hesaplamada kolaylık olsun diye  $m = 0,7$  alınacaktır. Öncelikle bu santraller için özgül yatırım maliyetlerini bulalım:

$$\frac{I_{s2}}{I_{s1}} = \left[ \frac{N_2}{N_1} \right]^{1-m}$$

$N_2$  yerine 500 ve  $N_1$  yerine 150 konulduğunda

$$I_{s2} = 0,7 \cdot I_{s1}$$

Olarak bulunur. Bu durum 500 MW'lık santrallerin özgül yatırım maliyetlerinin, 150 MW'lık santrallerin özgül yatırım maliyetlerine göre 0,7 oranında daha düşük maliyette gerçekleştiğini gösterir. Dolayısıyla burada özgül maliyetler 0,7 ile çarpılacaktır. Ayrıca santrallerin kurulu güçleri arttığı için kuruluş sürelerinin de 1,5 misli arttığı kabul edilecektir. Dolayısıyla burada da kuruluş süreleri 1,5 ile çarpılacaktır.

Santral Tipi	s	n	Is	I
Hidrolik	44	53,00	1120	$560 \cdot 10^6$
Nükleer	32	44,00	1575	$788 \cdot 10^6$
Kombine Çevrim ( D G )	25	28,75	455	$228 \cdot 10^6$
Buhar Türbinli ( Linyit )	30	35,25	980	$490 \cdot 10^6$
Gaz Türbinli ( D G )	25	27,25	315	$158 \cdot 10^6$

Santralin toplam ömrü arttığı için amortisman değerleri de biraz değişir:

Santral Tipi	A
Hidrolik	0,1006
Nükleer	0,1015
Kombine Çevrim ( Doğal Gaz )	0,1069
Buhar Türbinli ( Linyit )	0,1036
Gaz Türbinli ( Doğal Gaz )	0,1080

Bu değerler rehberliğinde  $N = 500$  MW ve  $f_k = 0,5$  değerlerindeki santraller için özgül maliyetler şu şekilde olur:

Santral Tipi	$U_E ( N = 500 \text{ MW}, f_k = 0,5 )$	
Hidrolik	0,032	\$ / kWh
Nükleer	0,064	\$ / kWh
Kombine Çevrim ( Doğal Gaz )	0,034	\$ / kWh
Buhar Türbinli ( Linyit )	0,042	\$ / kWh
Gaz Türbinli ( Doğal Gaz )	0,040	\$ / kWh

1000 MW gücündeki santraller için yapacağımız hesaptan değerini yine 0,7 alırsak 7.14 denklemi ile yapacağımız hesap sonucunda; 1000 MW'lık santralin özgül yatırım maliyetinin, 150 MW'lık santralin özgül yatırım maliyetine göre 0,566 oranında olduğu görülür. Hesaplama kolaylık olması için 1000 MW'lık santralin özgül yatırım maliyeti, 150 MW'lık santralin özgül yatırım maliyetinin yarısı alınacaktır. Santrallerin kurulu güçleri arttığı için kuruluş sürelerinin de 2 misli arttığı kabul edilecektir.

Santral Tipi	s	n	Is	I
Hidrolik	44	56	800	$800 \cdot 10^6$
Nükleer	32	48	1125	$1125 \cdot 10^6$
Kombine Çevrim ( D G )	25	30	325	$325 \cdot 10^6$
Buhar Türbinli ( Linyit )	30	37	700	$700 \cdot 10^6$
Gaz Türbinli ( D G )	25	28	225	$225 \cdot 10^6$

Santrallerin bu ömürleri için amortisman değerleri de aşağıdaki gibi olur.

Santral Tipi	A
Hidrolik	0,1005
Nükleer	0,1010
Kombine Çevrim ( Doğal Gaz )	0,1061
Buhar Türbinli ( Linyit )	0,1030
Gaz Türbinli ( Doğal Gaz )	0,1075

Bu değerler sonucunda  $N = 1000$  MW ve  $f_k = 0,5$  değerlerindeki santraller için özgül maliyetler şu şekilde olur:

Santral Tipi	$U_E ( N = 1000 \text{ MW } , f_k = 0,5 )$	
Hidrolik	0,024	\$ / kWh
Nükleer	0,049	\$ / kWh
Kombine Çevrim ( Doğal Gaz )	0,030	\$ / kWh
Buhar Türbinli ( Linyit )	0,034	\$ / kWh
Gaz Türbinli ( Doğal Gaz )	0,037	\$ / kWh

## 5.2. Santrallerin Maliyet Yönünden Birbirleriyle Mukayesesi

Elektrik maliyeti hesabında görüldü ki birim elektrik maliyeti; santral gücünün, santral ömrünün, santral veriminin, kullanma katsayısının ve yakıtın alt ısı değerinin artmasıyla azalır ve yine aynı şekilde yakıt maliyetinin, inşaat süresinin, özgül yatırım maliyetinin, işletme ve bakım masraflarının yatırım giderlerinden aldığı payın ve faiz oranının azalmasıyla da birim elektrik maliyeti azalmaktadır. Burada özgül elektrik maliyetini etkileyen 10 temel faktör bulunmaktadır. Farklı eşdeğer çalışma saatlerinde çalışan 150 ve 500 MW gücündeki santraller için hesaplanan özgül elektrik maliyetleri aşağıdaki gibidir:

Çizelge 5.1 150 MW gücündeki santrallerin özgül elektrik maliyetleri \$ / kWh

150 MW	Eşdeğer Çalışma Saati							
	500	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000
Buhar Tür. ( Linyit )	0,382	0,197	0,104	0,073	0,058	0,048	0,042	0,038
Buhar Tür. ( T. K. )	0,370	0,198	0,111	0,083	0,068	0,060	0,054	0,050
Gaz Tür ( D. G. )	0,152	0,091	0,060	0,050	0,045	0,042	0,040	0,039
Kom. Çev. ( D. G. )	0,199	0,109	0,064	0,049	0,042	0,037	0,034	0,032
Hidrolik	0,383	0,191	0,096	0,064	0,048	0,038	-	-
Nükleer ( Zen. Uran. )	0,713	0,358	0,180	0,121	0,092	0,074	0,062	0,054
Güneş Enerji	1,684	0,842	0,421	0,281	-	-	-	-

Hesaplamalarda kullanılan linyit ve taş kömürü değerleri 1992 Türkiye fiyatları, doğal gaz'ın değeri ise 1997 OECD fiyatlarıdır.

Hidrolik santraller, mevsimlere göre sürekli değişkenlik gösteren su akış rejiminden dolayı yüksek kullanma katsayısına ulaşamaz. Hidrolik santraller için kullanma katsayısı kurulduğu nehrin su debisinin mevsimlere göre gösterdiği farklılığa göre değişir. Türkiye de hidrolik santrallerin kullanma katsayıları son yıllara göre 0,35 ile 0,47 arasında değişiklik göstermektedir. Güneş enerji santrallerinde ise bu katsayıyı güneşlenme süresi belirler. Güneş ışınlarının bulut gibi hiç bir engele takımadan direkt gelmesi gerekir ve bu durum bölgeden bölgeye değişir. Mesela bu süre Almanya için bir yılda 1500 saatken Türkiye için 2600 saattir.



Çizelge 5.2 500 MW gücündeki santrallerin özgül elektrik maliyetleri \$ / kWh

500 MW	Eşdeğer Çalışma Saatleri							
	500	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000
Santral Tipi								
Buhar Tür. ( Linyit )	0,281	0,146	0,079	0,056	0,045	0,038	0,034	0,031
Buhar Tür. ( T. K. )	0,276	0,151	0,088	0,067	0,057	0,050	0,046	0,043
Gaz Tür. ( D. G. )	0,117	0,073	0,052	0,044	0,041	0,039	0,037	0,036
Kom. Çev. ( D. G. )	0,149	0,084	0,052	0,041	0,035	0,032	0,030	0,028
Hidrolik	0,283	0,141	0,071	0,047	0,035	0,028	-	-
Nükleer ( Zen. Uran. )	0,537	0,270	0,136	0,092	0,070	0,056	0,047	0,041
Güneş Enerji	1,248	0,624	0,312	0,208	-	-	-	-

Çizelge 5.3 1000 MW gücündeki santrallerin özgül elektrik maliyetleri \$/ kWh

1000 MW	Eşdeğer Çalışma Saatleri							
	500	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000
Santral Tipi								
Buhar Tür. ( Linyit )	0,212	0,112	0,061	0,045	0,036	0,031	0,028	0,026
Buhar Tür. ( T. K. )	0,211	0,118	0,072	0,056	0,049	0,044	0,041	0,039
Gaz Tür. ( D. G. )	0,093	0,062	0,046	0,040	0,038	0,036	0,035	0,034
Kom. Çev. ( D. G. )	0,115	0,067	0,043	0,035	0,031	0,029	0,027	0,026
Hidrolik	0,213	0,106	0,053	0,035	0,027	0,021	-	-
Nükleer ( Zen. Uran. )	0,411	0,207	0,105	0,071	0,054	0,044	0,037	0,032
Güneş Enerji	0,942	0,471	0,236	0,157	-	-	-	-

Bu çizelgeler yapılan hesaplamaların sonucunda oluşturulmuştur. Buradaki santrallerin maksimum eşdeğer çalışma süreleri büyükten küçüğe termik, nükleer, hidrolik ve güneş enerjisi santralleri şeklindedir.

Termik santraller dünyada toplam elektrik üretiminde % 62,5 gibi büyük bir paya sahiptirler. Bunun en büyük nedeni burada da görüldüğü gibi düşük maliyettir. En düşük özgül elektrik maliyetine sahip olan diesel tipi santraller yüksek güçlerde yapılamazlar. Ayrıca termik santrallerde 70'li yıllarda bir ton SO<sub>2</sub>' yi bacada tutmak 600 dolara mal olurken günümüzde bu rakam 350 dolardır. Bu durum 1 kWh başına 0,017 kg SO<sub>2</sub> üreten bir linyit kömürü yakıtlı

buhar türbinli santralde her 1 kWh elektrik üretimi için 0,00595 \$ ek maliyet getirir. Kombine çevrim, gaz türbini, kombine çevrimli diesel ve diesel santralleri çabuk devreye girip çıkabildiklerinden ve yatırım masraflarının az olmasından dolayı enerji talebinin yüksek olduğu zamanlarda kısa süreli olarak devreye giren pik yük santralleri olarak da kullanılabilirler.

Nükleer santraller dünyada toplam elektrik üretiminin % 17,7' sini oluşturur. Bu santrallerin yakıt masrafları termik santrallere göre çok düşük olmasına karşın güvenlik önlemlerinden dolayı yatırım ve işletme ve bakım masrafları yüksektir. Bu santraller yüksek güç kapasitelerinde yapılırlar. Zaten yakıt masrafları çok düşük olduğu için ekonomik olan da budur. Bu santrallerin kuruluş süreleri uzundur. Yüksek güç kapasitesine sahip bir nükleer santralin kuruluş süresi 8 – 14 yıl gibi uzun bir zaman alabilir.

Hidrolik santraller dünya elektrik üretiminin % 18,4' ünü gerçekleştirirler. Bu santrallerin personel ihtiyacı termik santrallerden daha azdır. Buna karşın aynı güç kapasitesi için kuruluş süreleri daha uzundur. Akarsu rejiminin dengesiz olmasından dolayı bu santrallerin değişen zamana göre ürettikleri elektrik gücü 1' e 10 mertebesinde değişebilir. Aynı zamanda kuraklık veya bol yağış gibi durumların etkisiyle üretimlerinde yıllara göre ciddi değişiklikler gösterebilirler. Bu sebepler hidrolik santrallerin olumsuz yönleri olduğu gibi maliyet açısından da olumsuz etkiler. Ancak yaptığımız hesaplarda yüksek güçlü hidrolik santrallerin termik santrallerden daha ucuza elektrik üretebileceği görülmektedir. Yıllara göre ürettiği elektriğin istikrarlı olmamasından dolayı yanında takviye edecek başka tip santrallerde olmalıdır. bir ülke için tek başına güvenilir bir kaynak olamaz. Zaten bir ülkenin enerji programında talep edilen elektriğin ötesinde yedek gücünde bulunması gerektiğinden böyle istikrarsız üretim yapan santralden çok fazla bulunması durumunda kurulan santrallerin kurulu gücünün termik ve nükleer santrallere göre daha fazla olması gerektiği açıktır. Hidrolik santraller akarsuların potansiyel farkından yararlanırlar. Türkiye nin akarsularının kapasitesi 430 bin GWh' dir. Ancak bu santrallerin üretilen elektrik yaklaşık 100 bin GWh' dir. 1998 senesinde Türkiye de hidrolik santrallerin ürettiği elektrik enerjisi 42230 GWh olduğuna göre bu potansiyelin % 42' si kullanılmış demektir. Dünyada ise toplam potansiyelin yaklaşık % 20' si kullanılmaktadır.

Dünya elektrik üretimini % 1,4' ünü sağlayan diğer santraller ise bu durumlarını yüksek olan maliyetlerine borçludur. Bunlardan rüzgar enerji santralleri çabuk devreye girerler. Verim teorik olarak maksimum % 59 olabilir. Pratikte ise sürekli istenilen rüzgar akımının olmaması nedeni ile % 30 – 15 arasındadır. Bu santraller ortalama olarak yıllık maksimum kapasitesinin

% 20' sini üretebilir. Değişen hava akımına göre ürettiği elektriğin de değişmesinden dolayı düşük güçte çalışırken ihtiyaç duyulan takviyenin yapılabilmesi için gerekli olan elektriğin, yüksek güçte çalışırken depolanabilmesi için gerekli olan sistemler yatırım maliyetini artırır. Bu santrallerin her biri en fazla 0,5 MW civarında üretim yapabileceğinden çok büyük alan gerektirirler. Ancak rüzgar enerji santralleri deniz üzerinde de kurulabilmektedir. Bu santrallerin ortalama rüzgar hızlarının yüksek olduğu yerlere ve birbirlerinin hava akımını kesmeyecek şekilde geniş aralıklı kurulması gerekir.

Güneş son derece büyük bir enerji kaynağıdır. Dünyanın güneşten aldığı toplam ışınım enerjisi dünya elektrik üretim kapasitesinin 200 bin katıdır. Ama bu ışınımın yoğunluğu yer yüzeyinde oldukça düşüktür. Ancak son derece temiz ve tükenmez bir enerji kaynağıdır. Güneş ışınımı ile 3 şekilde enerji üretilir. Bunlardan ilki düz kollektörlerdir. Bunlardan sıcak su elde edilmesinde yararlanır. Elektrik üretimi için değildir ve konu dışıdır. İkincisi foto voltaik pilleridir ( güneş pilleri ). Bu piller aracılığıyla güneş ışınımı doğrudan elektrik enerjisine dönüştürülür. Bir metal ile silisyum gibi bir yarı iletkenin ya da iki ayrı yarı iletkenin birleşme noktasına ışık düşürüldüğünde bu noktada zayıf bir elektrik gerilimi oluşur. tek bir foto pilin üretebileceği elektrik gerilimi bir voltun kesri düzeyindedir. Ama bir çok foto pil bir araya getirilerek bir kilo Watt' tan daha fazla elektrik enerjisi elde edilebilir. Bu yolla hazırlanan modern güneş pillerinin elektrik verimi % 7 –11 dolayındadır. Yani ışınım enerjisinin ancak bu kadarlık bölümü elektrik enerjisine dönüştürülebilir. Güneş ışınımı yoğunluğunun düşük olması da dikkate alındığında, foto pillerden bugün ancak hesap makinesi ve saat gibi zayıf akımlar gerektiren aygıtlarda pratik olarak yararlanılabilmektedir. Meteoroloji ve haberleşme uydularında kullanılan güneş pilleri çok daha büyük donanımlardır. Güneş enerjisinden elektrik enerji elde etmenin daha kullanışlı diğer bir yöntemi ise odaklamalı kollektörlerdir. Bu aygıtlar, geniş alan üzerinde topladıkları güneş ışığını yansıtarak küçük bir karartılmış kollektör üzerine odaklar. Böylece ışığın yoğunluğu iyice artırılmış olur. Rankine çevrimine göre çalışan bu sistemde odaklayıcı kollektörler, buhar türbinli santrallerindeki kazanların görevini görür. Kollektör verimleri % 80 – 20 arasında değişir. Verimin yüksekliği kollektör kalitesine bağlı olduğu gibi dış hava sıcaklığından da oldukça etkilenir. Dolayısıyla kışın daha düşük kollektör verimi sağlanırken yazın bu verim daha yüksektir. Şimdi güneş enerji santrallerinin dez avantajlarını belirlemek için kaba bir hesap yapacak olursak: öncelikle verimi hesaplamak için kollektör verimini % 70 alırsak ve bunun dışındaki türbin, jeneratör, mekanik ve pompa verimleri ile boru devre kayıplarının da bulunduğu rankine çevriminin toplam verimini % 40 kabul edersek bu durumda santralin elektrik verimi bu iki verimin çarpımından ibaret olur ki bu da % 28 yapar.

Şimdi ise 150 MW'lık bir santral için gerekli olan toplam ayna yüzey alanını bulalım. Türkiye'de  $m^2$ 'ye düşen ışınım enerjisi gücü 300 Watt'dır. Bu durumda gerekli olan yüzey alanı  $150000000 / 300$  olacaktır. Bu durumda gerekli olan odaklayıcı ayna alanı  $500000 m^2$  olacaktır. Santral verimini de dahil edersek bu durumda gerekli olan odaklayıcı ayna yüzeyi  $500000 / 0,28$  dolayısıyla  $1785714 m^2$  olur. Ya da  $1.79 km^2$  olur. Yani 84 MW'lık bir santral için  $1 km^2$  odaklayıcı ayna yüzeyi gerekmektedir. Güneş enerjisinin dezavantajları bununla da bitmiyor. Odaklayıcı aynalara güneş ışınlarının direkt olarak gelmesi gerekiyor. Bu nedenle bu aynaların sürekli güneşi takip etmeleri gerekir ve ancak güneşlenme süresinden faydalanabilirler. Ekvatora indikçe artan güneşlenme süresi Türkiye'de bir yıl için 2600 saattir. Dolayısıyla Türkiye'de kurulacak bu tip bir santralin yılda 2000 eşdeğer saat çalışabileceği kabulü yapılırsa bu durum % 23'lük kullanma katsayısı anlamına gelir. Halbuki bir santralde maliyetin mümkün olduğunca azaltılması için kullanma katsayısının mümkün olduğunca artırılması gerekir. Güneş enerji santrali için kullanma katsayısının düşüklüğü ve istikrarsız elektrik üretiminden dolayı gereken elektrik depolama sistemleri birim elektrik üretim maliyetini oldukça artırır. Ayrıca bir kaç hafta yağmurlu ve bulutlu olan havalarda bu santraller hiç üretim yapamama gibi durum da söz konusu olabilir. Ancak Türkiye'den daha güneye inildikçe artan ışınım şiddeti gücü odaklayıcı ayna alanını azaltır, kollektör verimini artırır ki bu da ayna alanının azalmasına yardımcı bir faktördür ve güneşlenme süresi artar ki bu da santralin kullanma katsayısını artırır. Güneş ışığının odaklandığı hedefin sıcaklığı  $2000 C$ 'nin üzerine kadar çıkabilir. Bu nedenle odaklayıcı kollektörler, çeşitli maddelerin yüksek sıcaklıklardaki özelliklerinin incelenmesinde de kullanılır.

Diğer kaynak ise deniz enerjisinden faydalanmaktır. Deniz enerjisinden bir yılda 140 milyar kWh enerji üretimi mümkündür. Ancak bu enerjinin muntazam olmaması göz önünde tutulursa üretilebilecek elektrik enerjisi yaklaşık 40 milyar kWh'dır. Deniz enerjisinden elektrik üretebilecek santraller:

- a. Dalga enerji santrali
- b. Otec santrali
- c. Gelgit enerji santrali

Bu santrallerden Otec ( okyanus termal ) santralleri denizin alt ve üst sıcaklık farklarından yararlanır. Yüzeyde su sıcaklığı  $298 K$  iken yaklaşık 1 km derinlikte  $278 K$ 'dir. Buradan verim:

$$\eta = 1 - \frac{278}{298} = 0,067$$

Görüldüğü gibi verim çok düşüktür ( % 6,7 ). Bu nedenle 1 MW elektrik üretmek için 15 MW'lık kaynağa ihtiyaç var. Çok fazla miktarda suyun sirküle edilmesi gerekir. Çok fazla miktardaki su kütlesi nedeni ile üretilen bu enerjinin de büyük miktarı pompalara gider. Bu sistemlerde türbini hareket ettiren akışkan olarak amonyak kullanılır. Çünkü akışkanın en fazla 298 K' de gaz halini alması gerekirken, en az 278 K' de sıvı halini alması gerekmektedir. Otec santralleri ile ilgili olarak 1930' larda Küba sisteminde 22 kW üretim gücüne 80 kW'lık pompa gücü gerekiyordu. 1980' lerde Havaideki sistemde 52 kW'lık üretim gücüne karşılık bunun 37 kW miktarı pompaya harcanırken 15 kW' ı satılıyordu. Japon sisteminde freon gazı kullanıldı. 100 kW' ın 32 si satıldı. Bu santral sisteminde iki ısı değiştirgeci var. Biri türbine gitmeden önce ılık su ile amonyağı gaz haline getirir. Diğeri ise türbinden çıkan amonyağı soğutur.

Gelgit enerji santralinde Ay'ın çekim kuvvetinden yararlanır. Ay'ın gelgit oluşturma etkisi, ay'ın çekim kuvvetinin yer merkezindeki değeri ile yer yüzeyindeki değeri arasındaki farkın yer yüzeyi boyunca değişmesinden kaynaklanır. Bu durum deniz yükseltisinin değişmesine neden olur ve baraj kullanılır. Deniz yüzeyinin yükselmesi ve ya alçalması ile barajın bir tarafı diğer taraftan daha yüksek olacaktır. Bu potansiyel fark barajlardaki su türbinleriyle elektrik enerjisine dönüştürülür. Bu santrallerdeki üretim belirli zaman aralıklarında gerçekleştirilebilir.

Jeotermal kaynakların ise %95 elektrik üretimi gerçekleştirecek yeterli sıcaklığa sahip değildir. Bu kaynaklar büyük çoğunlukla ısıtmada kullanılır. Dünya elektrik üretiminin % 0,36' sını oluşturur.

Görüldüğü gibi termik, nükleer ve hidrolik dışındaki santraller düşük verim veya az olan eşdeğer çalışma saatlerinden ve yüksek yatırım maliyetlerinden dolayı özgül enerji maliyeti yönünden pahalıdır ve rekabet edemezler. Bu santraller genellikle düşük kapasitelerde yapılabildiği gibi büyük alan işgal ederler. Deniz enerjisinden ve jeotermal kaynaklardan elde edilebilecek elektrik enerjisi bugünkü gereksinimlerin çok altındadır.

Çizelge 5.3'den görüleceği gibi Amerika dışında gelişmiş ülkelerin elektrik fiyatları, gelişmekte olan ülkelere göre daha fazladır. Ortalama elektrik fiyatları sent / kWh değerinden

Japonya da 18,5, Almanya da 10,1, Brezilya da 5,5, Hindistan da 4,6, Meksika da 3,8, gelişmekte olan ÷lkelerde 4,3 ve Amerika da 4,7 iken OECD ÷lkelerinde bu rakam ortalama olarak 7,9 sent / kWh' dir. OECD ÷lkelerinin çoęunluęunu gelişmiş ÷lkeler oluşturmaktadır.

Çizelge 5.3 Bazı ÷lkelerdeki elektrik fiyatları ( OECD, 2000 )

Elektrik Fiyatları ( \$ / kWh )			Elektrik Fiyatları ( \$ / kWh )		
÷lke	Endüstri	Ev	÷lke	Endüstri	Ev
Avustralya	0,0634	0,0830	Japonya	0,1572	0,2298
Belçika	0,0654	0,1909	Meksika	0,0500	0,0556
Çin	0,0669	0,1002	Polonya	0,0352	0,0598
Çek Cum.	0,0497	0,0366	Güney Afrika	0,0235	0,0452
Danimarka	0,0634	0,1929	İspanya	0,0643	0,1631
Fransa	0,0487	0,1093	İsviçre	0,1026	0,1366
Almanya	0,0860	0,1803	Türkiye	0,0751	0,0782
Hindistan	0,0673	0,0283	İngiltere	0,0691	0,1223
İtalya	0,0980	0,1570	Amerika	0,0407	0,0831



Buhar Türbinli Santral ( Linyit )



Buhar Türbinli Santral ( Taş Kömür )



Gaz Türbinli Santral ( Doğal gaz )



Kombine Çevrim Santrali ( Doğal Gaz )



Hidrolik Santral

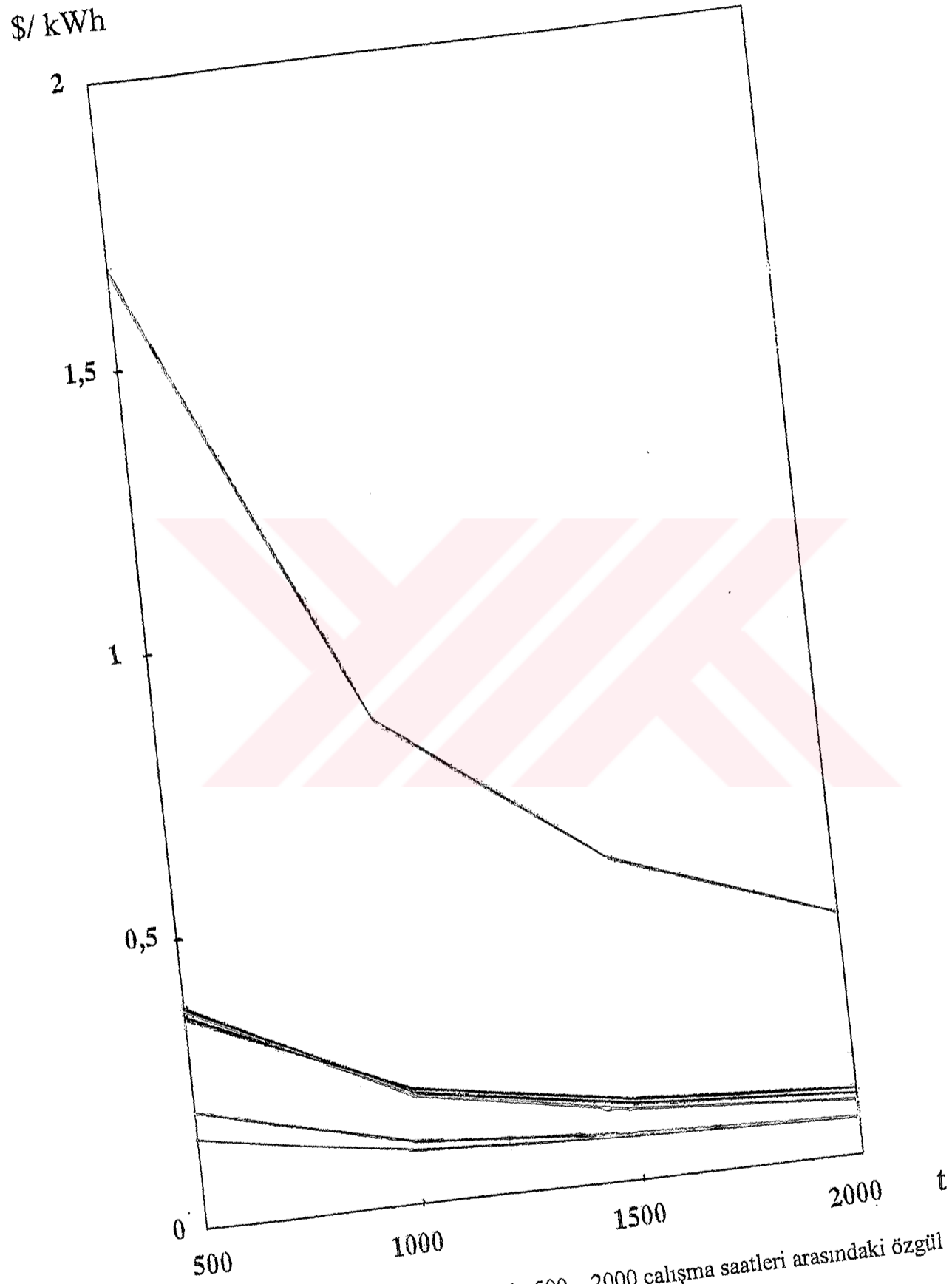


Nükleer Santral ( Modern Reaktörlerde Zenginleştirilmiş Uranyum )



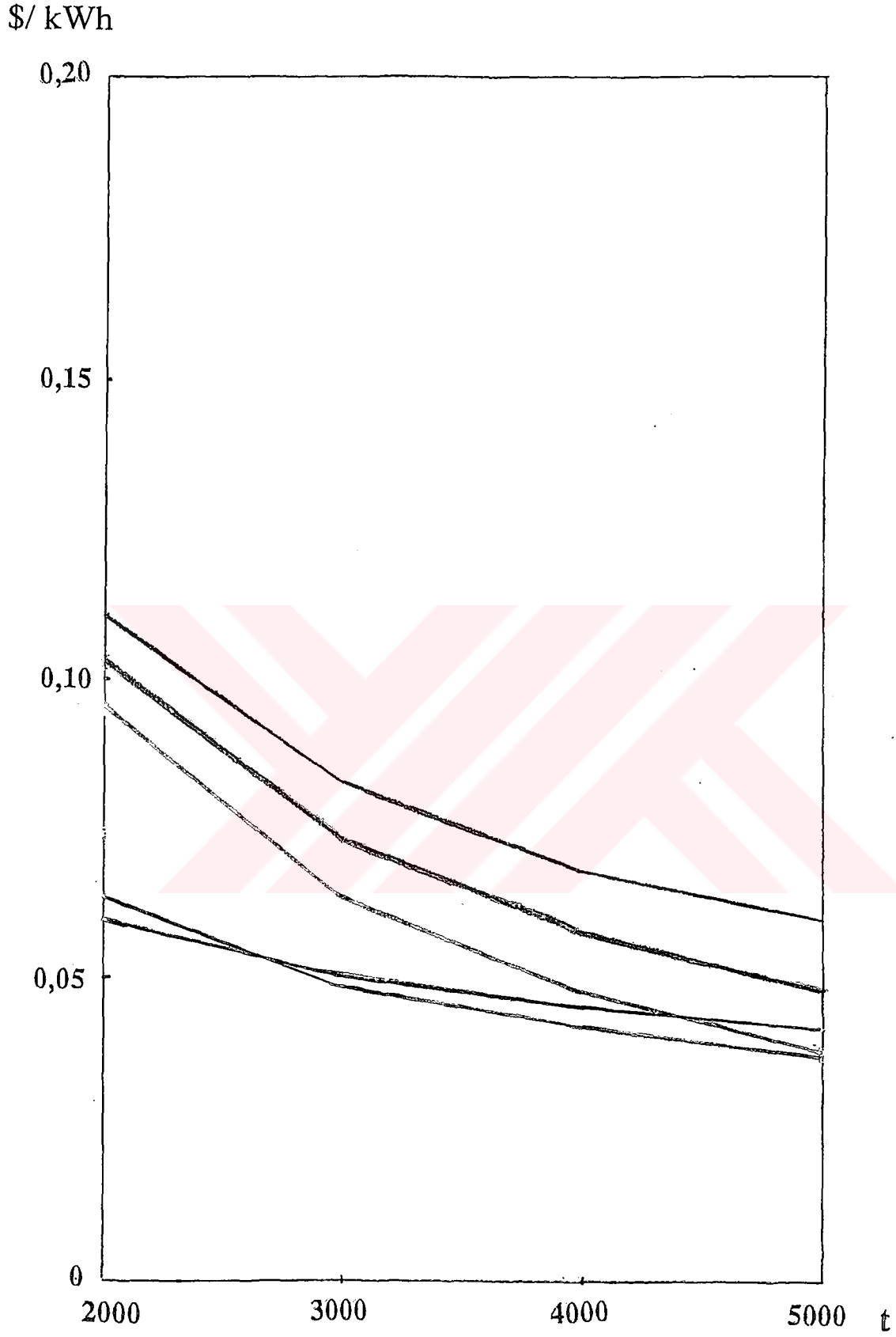
Güneş Enerji Santrali



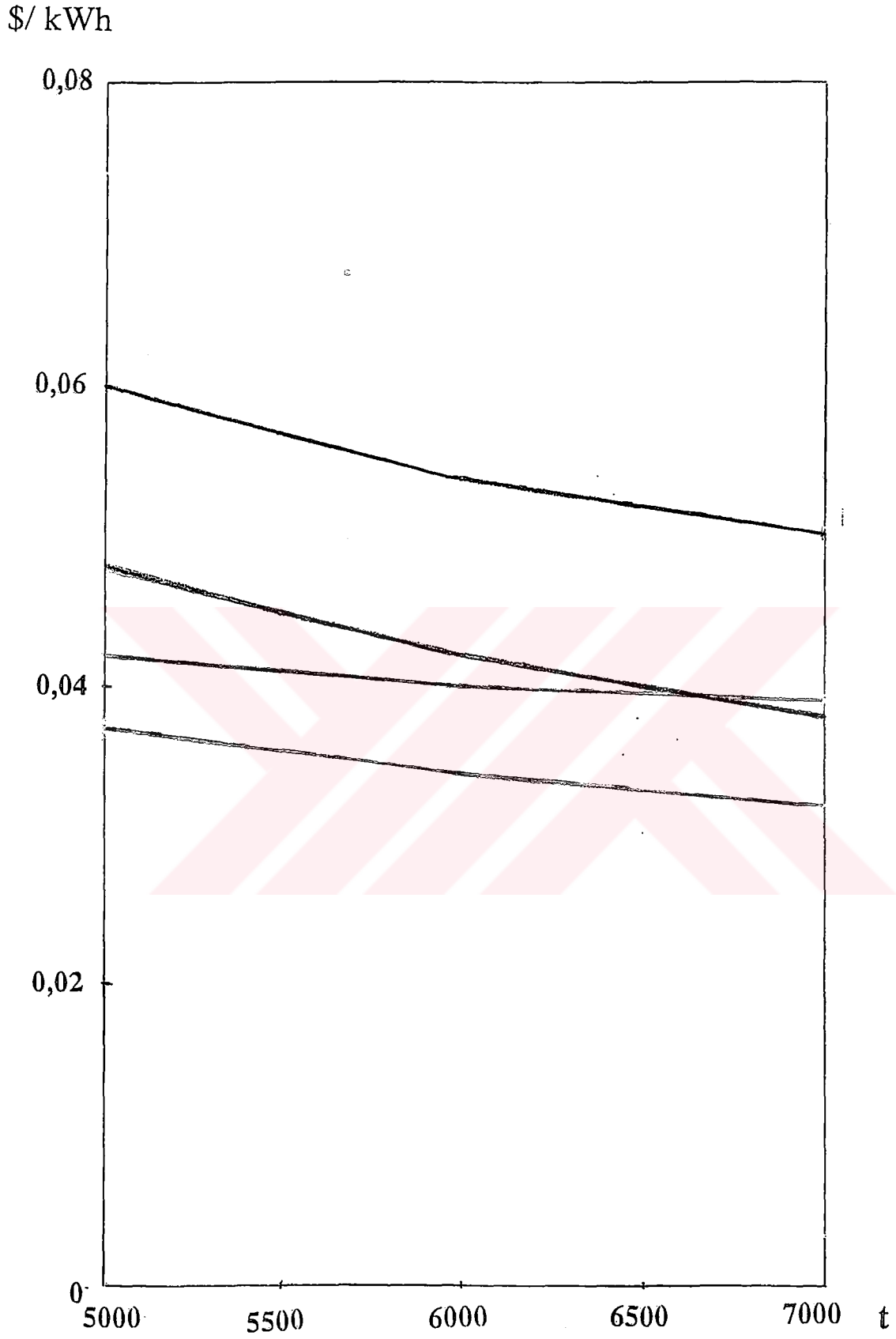


Şekil 5.1 150 MW gücündeki santrallerin 500 – 2000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri

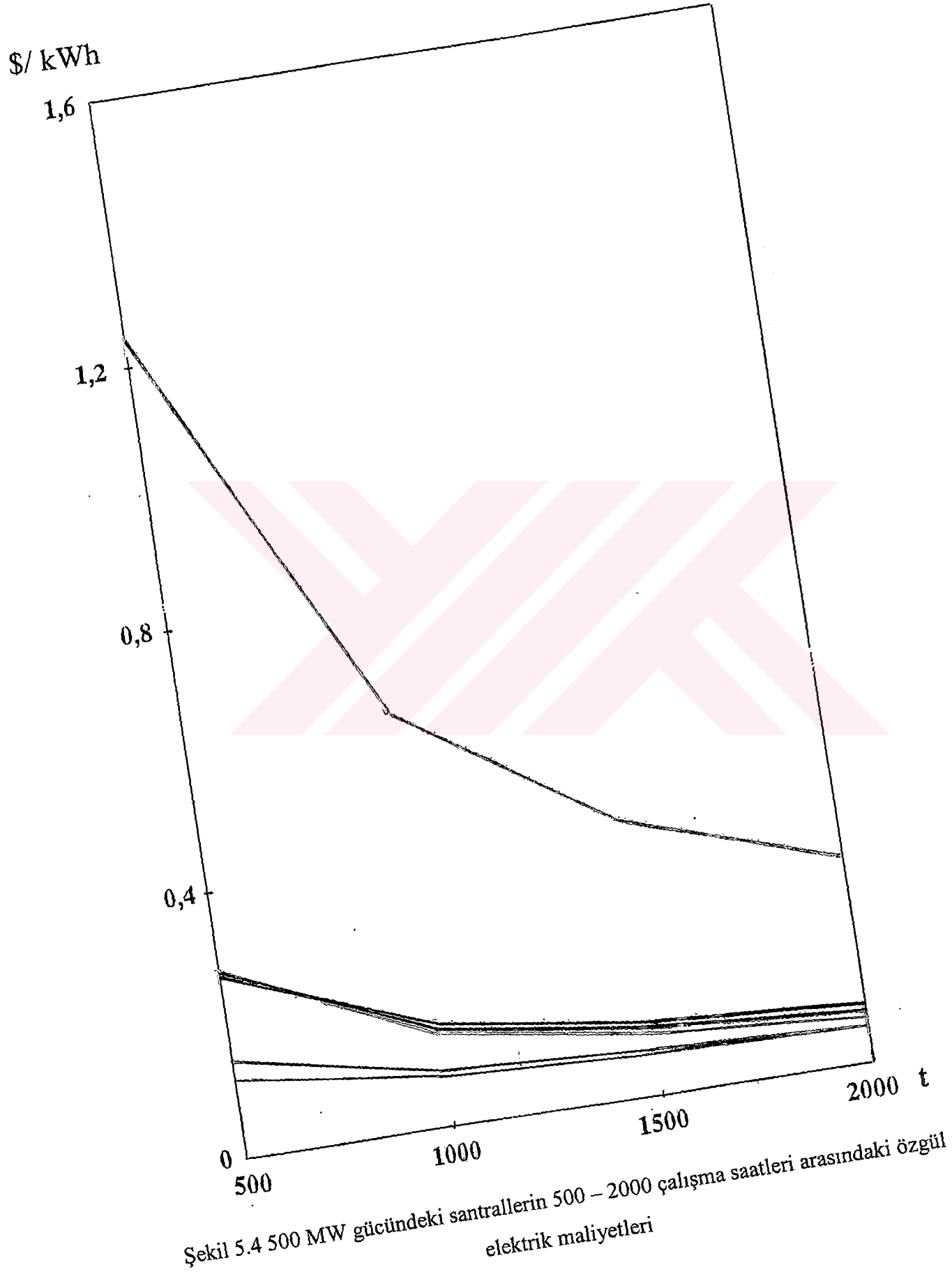


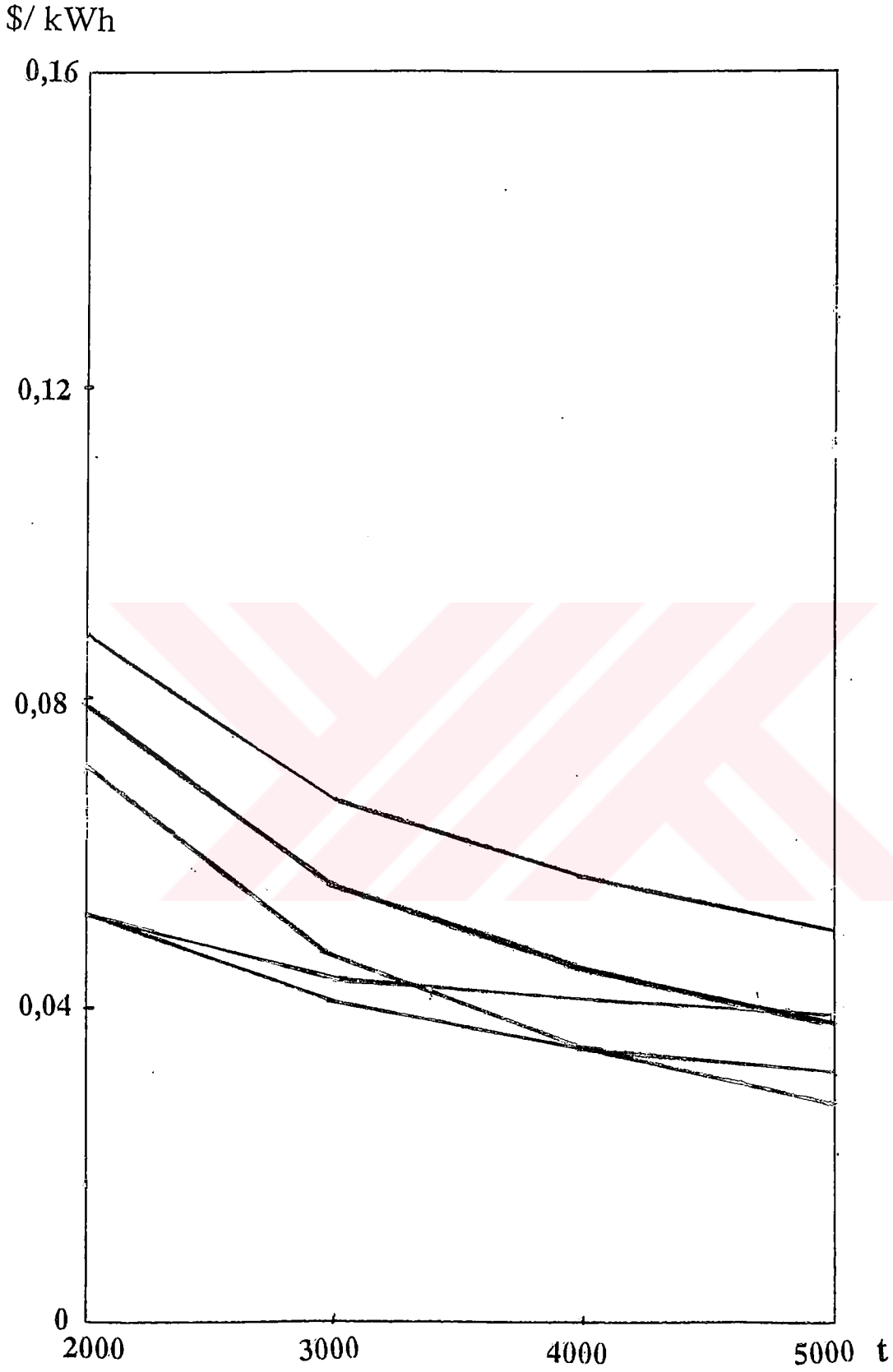


Şekil 5.2 150 MW gücündeki santrallerin 2000 – 5000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri

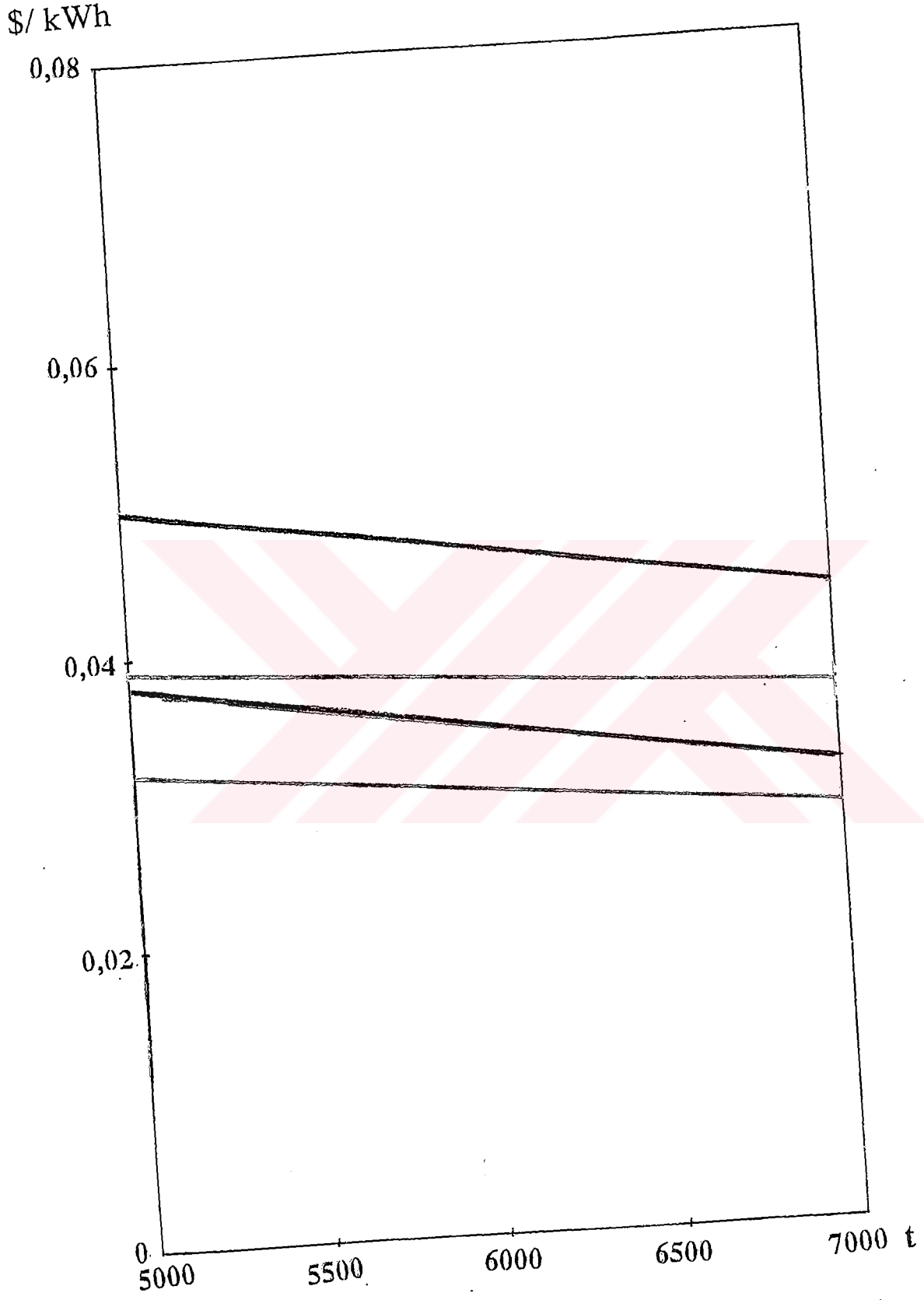


Şekil 5.3 150 MW gücündeki santrallerin 5000 – 7000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri

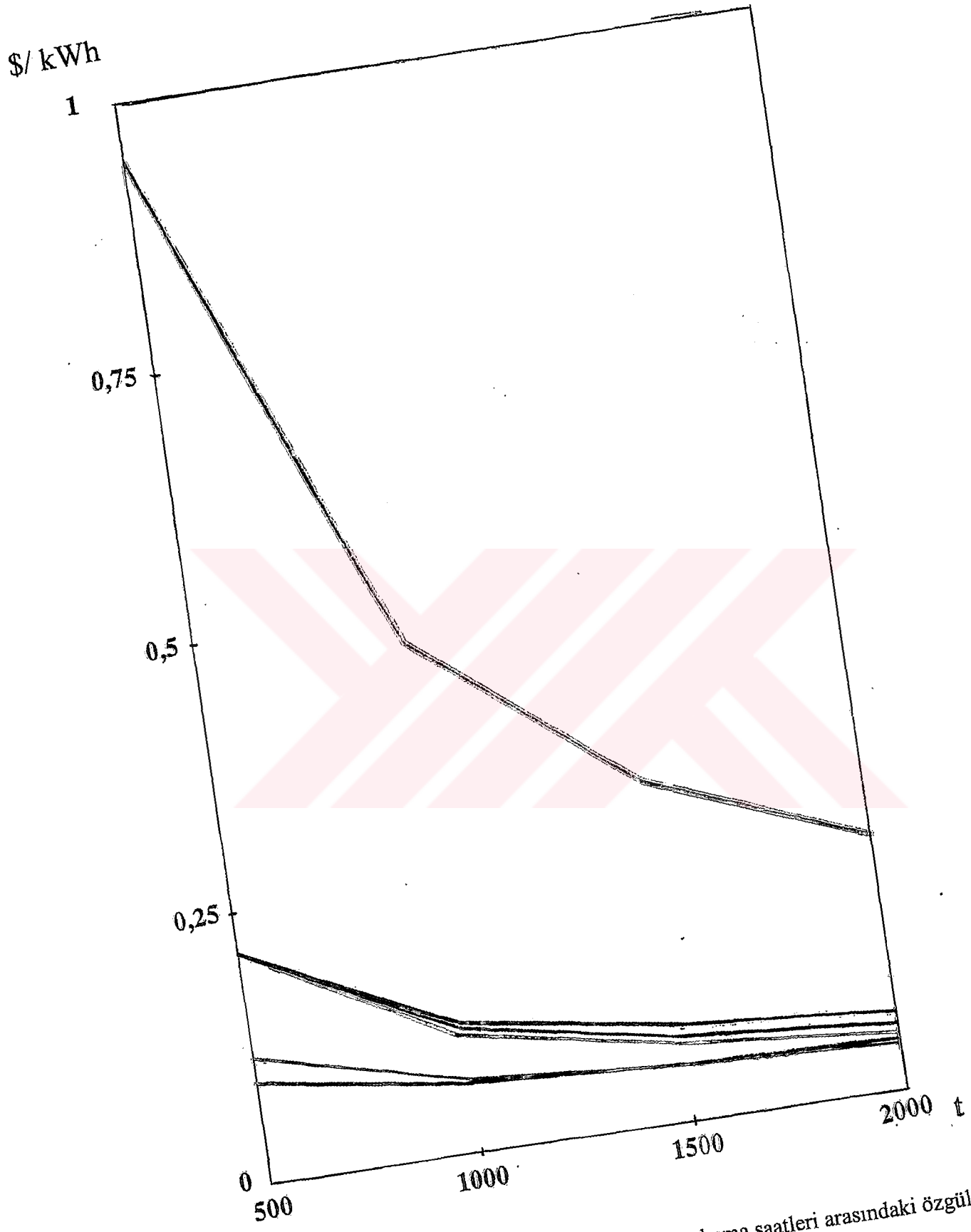




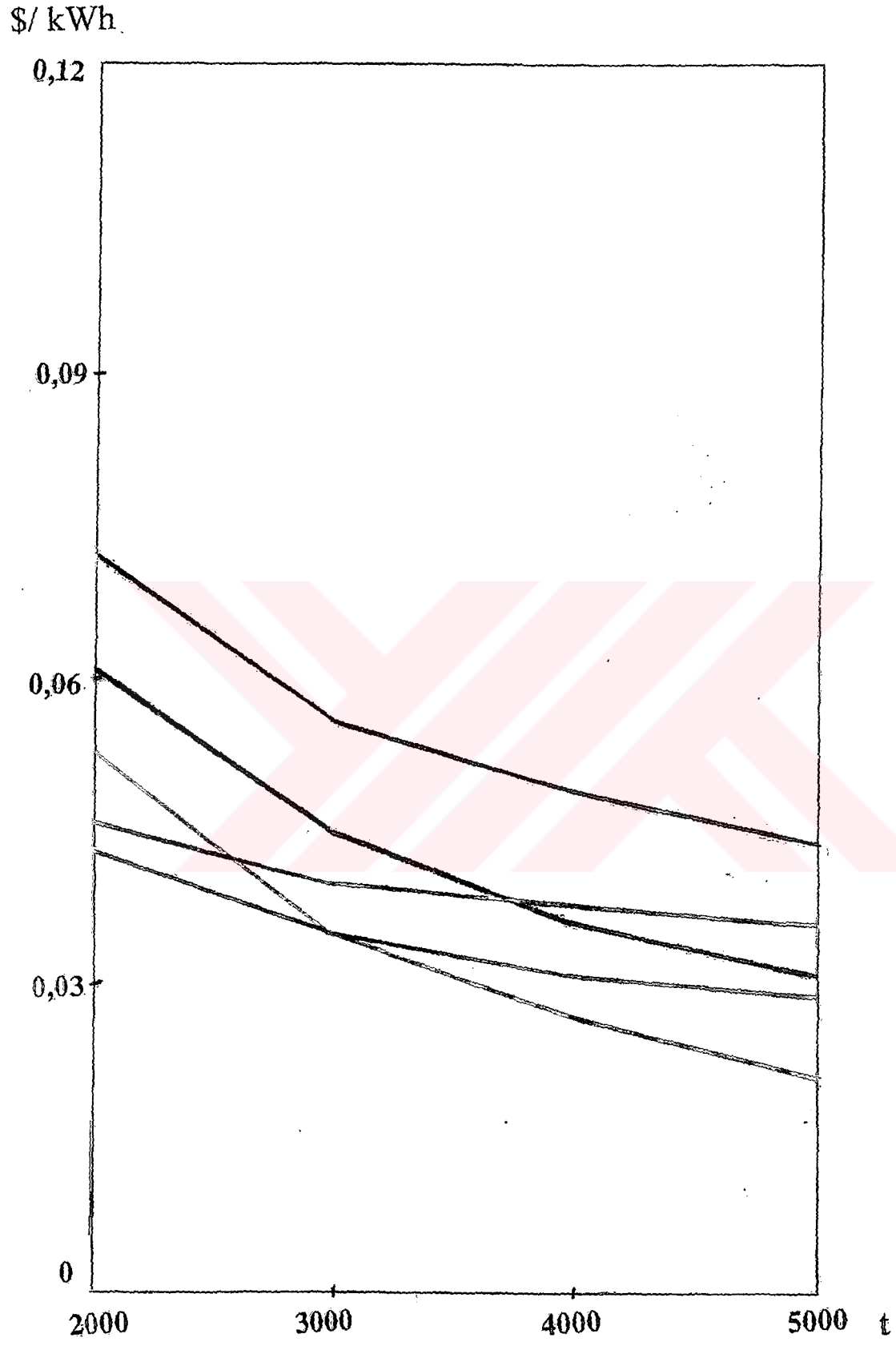
Şekil 5.5 500 MW gücündeki santrallerin 2000 – 5000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri



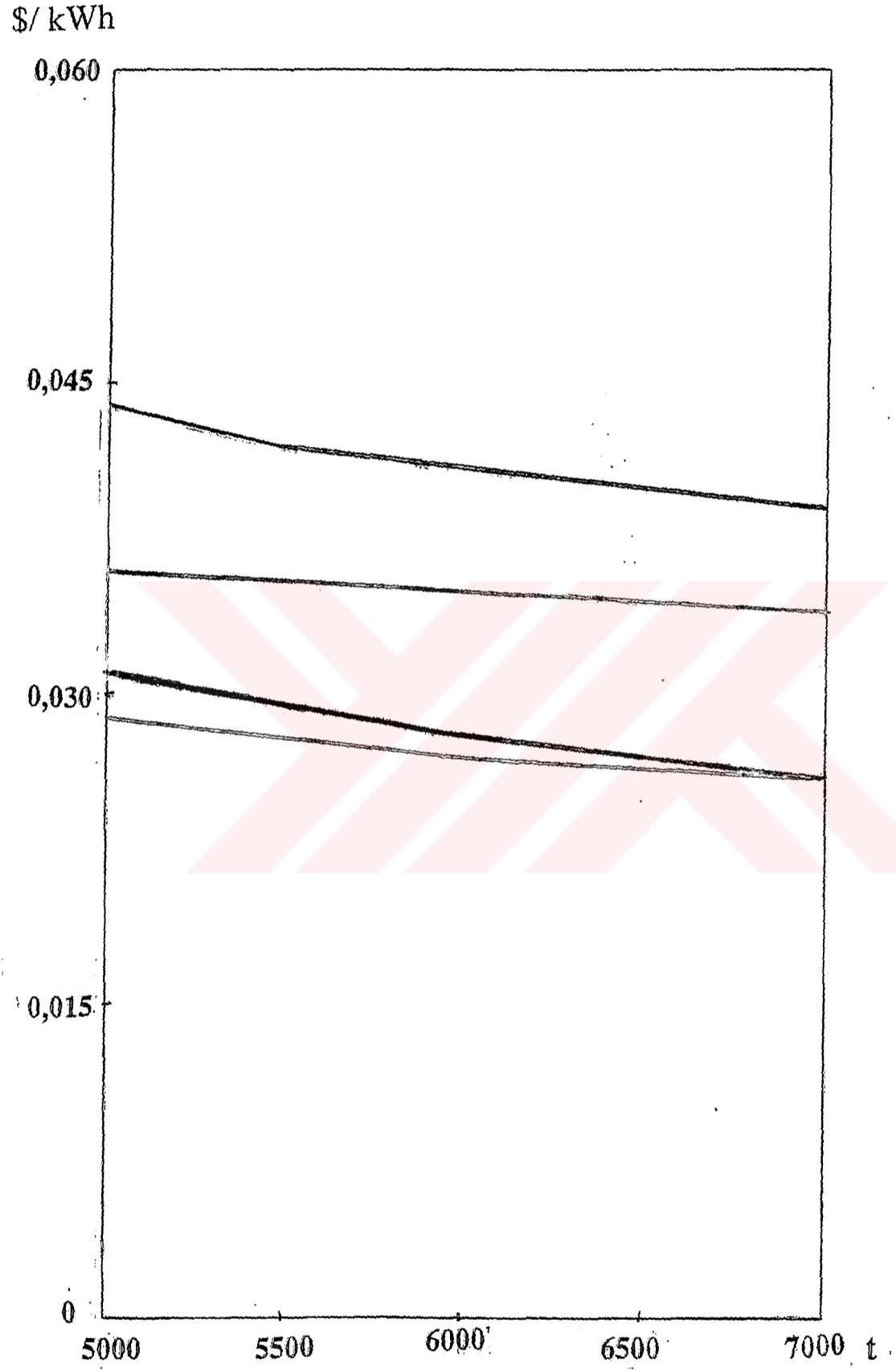
Şekil 5.6 500 MW gücündeki santrallerin 5000 – 7000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri



Şekil 5.7 1000 MW gücündeki santrallerin 500 – 2000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri



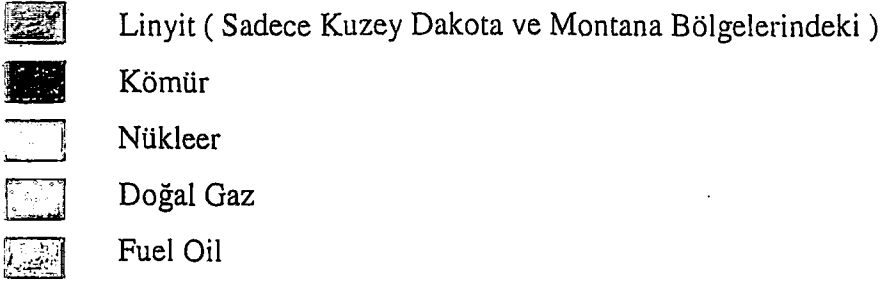
Şekil 5.8 1000 MW gücündeki santrallerin 2000 – 5000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri



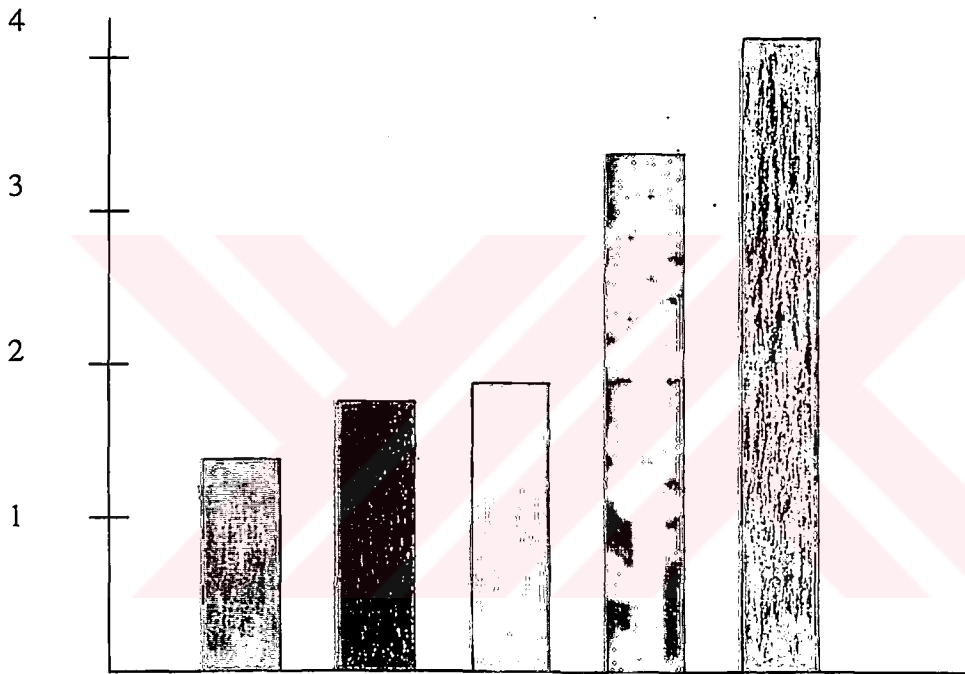
Şekil 5.9 1000 MW gücündeki santrallerin 5000 – 7000 çalışma saatleri arasındaki özgül elektrik maliyetleri



Amerika Birleşik Devletlerindeki özgül elektrik üretim maliyetleri aşağıda gösterilmiştir.



Sent / KWh



Şekil 5.10 ABD özgül elektrik maliyetleri ( Lignite-energy-council.org )

Yukarıdaki istatistiklere karşın sent / kWh değerinden maliyetler jeotermal santrallerde 6 – 8, foto voltaik güneş pillerinde 25 ve rüzgar enerji santrallerinde 5 değerlerindedir.

## 6. SONUÇLAR

Bu çalışmada yapılan analizler sonucu santraller, hem çevresel hem de ekonomik yönden incelenmiştir. Çevresel yönden santralleri çevreyi zarar verenler ve çevre yönünden sakıncası olmayanlar şeklinde ikiye ayırırsak, çevreye zarar verenler olarak termik santraller ve nükleer santraller olarak gösterirken sakıncası olmayanlar olarak da diğer santralleri gösterebiliriz.

### 6.1. Çevresel Analiz Sonuçları

Termik santrallerde yaptığımız analizler sonucu yaratılan kirliliğin iki önemli faktöre bağlı olduğunu ve bunlarında santralin elektrik verimi ve kullanılan yakıt olduğunu daha önce söylemiştik. Burada yakıttan kastedilen yakıtın kimyasal bileşimi. Yani içinde barındırdığı elementlerin yakıt içindeki oranı. Bu yakıt içindeki oran hem yanma sonucu çıkacak gazların oranlarını hem de yakıtın alt ısıl değerini belirler. Yakıttan mümkün olduğunca temiz ve alt ısıl değerinin yüksek ve olması için bileşimindeki hidrojenin mümkün olduğunca çok, kükürt ve oksijenin mümkün olduğunca az hatta hiç olmaması gerekir. Aslında teorik olarak kimyasal reaksiyon sonucu en yüksek enerji verebilen ve en temiz yakıt saf hidrojenidir. Çünkü hidrojenin hava ile reaksiyona çıkacak olan bileşim saf sudur. Ancak saf hidrojenin elde edilmesi çok pahalıdır ve bu yönden santrallerde kullanılması mümkün değildir. Elektrik santralleri için kullanılacak en temiz yakıt ise doğal gazdır. Doğal gaz da kükürt yok denecek kadar azdır ve bazı doğal gazlarda ise kükürt bulunmaz. Çevre açısından en temiz doğal gaz ise bileşiminde hiç kükürt bulundurmayan ve en fazla oranda etan gazına sahip doğal gazlardır. Yakıtların ürettikleri birim enerji başına yarattıkları kirlilik küçükten büyüğe gaz, sıvı ve katı şeklindedir. Termik santrallerde ise çevre kirliliği verim düştükçe artar. Yaptığımız hesaplarda linyit yakıtlı buhar türbinli santrallerin çevreyi en çok kirleten santraller olduğu görülmüştür. Eğer linyit yakıtı gaz türbininde kullanılabilseydi bu santral en düşük verime sahip olduğu için sonuçları daha vahim olacaktı. Ancak bilindiği gibi katı yakıtlar sadece buhar türbinli santrallerde kullanılabilirler. Bütün santralleri aynı yakıtla değerlendirmeye aldığımızda ( gaz veya sıvı yakıt ) yaratılan kirliliğin santrallerin verimleriyle ters orantılı olarak arttığı açıkça görülmektedir. Bu nedenden dolayı kombine çevrimli diesel santralinde olduğu gibi en yüksek verime sahip bu santralin en temiz yakıt olan doğal gaz ile işletilmesi durumunda  $0,366 \text{ kgCO}_2 / \text{kWh}$  gibi diğer termik santrallerin ulaşamayacağı en iyi sonuç ortaya çıkmaktadır. Ancak buradaki hesaplarda kullandığımız doğal gaz' dan daha kaliteli bir doğal gaz'ın kullanılması durumunda bu sonuç çok az da olsa düşecektir. Buna karşın linyit yakıtlı buhar türbini santrali ise  $1,08 \text{ kg CO}_2 / \text{kWh}$ ,  $0,017 \text{ kg SO}_2 / \text{kWh}$ ,  $0,043 \text{ kg kül} / \text{kWh}$  değerleriyle en kötü sonuca ulaşmaktadır. Canlı sağlığı açısından çok tehlikeli olan  $\text{SO}_2$  ve kül miktarlarını göz önüne almasak bile bu santralin

çevreye attığı CO<sub>2</sub> miktarı, yakıtları doğal gaz olan gaz türbinli santralden % 75, buhar türbinli santralden % 119, kombine çevrim santralden %174, kombine çevrimli diesel santralden ise % 195 daha fazladır ki bu neredeyse 3 katı demektir. Sonuç olarak aynı elektrik üretimine karşın bilhassa yakıt kalitesinden doğan böylesine büyük farklılıklar mevcuttur. Daha önceki konularda belirttiğimiz gibi SO<sub>2</sub> gazının çok büyük kısmının filtre edilmesi mümkündür. Ancak SO<sub>2</sub> ve NO<sub>2</sub> gibi gazların bacada tutulması ek maliyetlere neden olmaktadır. Burada unutulmaması gereken bir nokta vardır ki o da çevreyi daha çok kirleten santrallerin yakıtları ürettikleri birim enerji başına daha ucuz olsa dahi, bu santrallerin yarattıkları çevre kirliliğinin insan hayatı üzerindeki etkileri, ekolojik olarak etkileri, tarıma ve turizme vereceği ekonomik zararlar ve CO<sub>2</sub> dışındaki diğer gazların filtre edilmesinin getireceği ek mali yük veya edilmemesinin getireceği başka sorunlar ile sağlık sektörü üzerindeki ekonomik zararlarının bir ülke ekonomisine yarar mı yoksa zarar mı vereceği ayrı bir tartışma konusu olabilir. Termik santrallerde çevresel yönden içlerinden en iyisi olmasına karşın kombine çevrimli diesel santralleri yapı itibarı ile yüksek güçlere çıkamadığı için çevresel yönden bu santrale çok yakın olan kombine çevrim santrallerin de bu açıdan çok uygun seçim olabileceği açıkça görülmektedir.

Nükleer santrallerde bacadan ve kondenser suyundan atılan gazlar ve elementler çevre için önemli bir sorun teşkil etmezler. Bunlar içinde en sakıncalı olanı yarı ömrü 12,3 yıl olan trityumdur. 1000 MW gücündeki bir santralin bu elementi sadece 42 m<sup>3</sup> / saatlik bir debiye sahip bir nehre bırakmasıyla müsaade edilen konsantrasyona inilir. çevre açısından en önemli sorun nükleer artıklardır. Bu artıkların en tehlikelisi ise plütonyum 244 izotopudur ve yarı ömrü 24000 yıldır. Nükleer artıkların gömüldüğü yerin milyonlarca yıl yerinden oynamamış tabakalar olduğunu ve artıkların korunduğu fiçilerin yüz binlerce yıl korozyona dayandığını düşünecek olursak tam bir garanti verilemese bile, bu sorunda büyük bir problem teşkil etmez. Üretilen artık miktarı reaktör tipine göre değiştiği gibi PWR tipi modern bir reaktörden çıkan nükleer artık 0,112 kg / GWh miktarındadır. Bu rakam çevreyi en çok kirleten linyit yakıtlı buhar türbinli santralin 9,6 milyonda, doğal gaz yakıtlı kombine çevrim santralının 3,5 milyonda biri, doğal gaz yakıtlı kombine çevrimli diesel santralının 3,27 milyonda biridir.

Yukarda saydığımız nedenlerden dolayı çevreye zarar verenler olarak gösterdiğimiz santrallerden termik santraller bu konuda rahatlıkla başı çeker. Sakıncası olmayanlar olarak gösterdiğimiz diğer santrallerin çevreye verdiği zararlar termik santraller ile mukayese edilemeyecek kadar önemsizdir.

## 6.2. Ekonomik Analiz Sonuçları

Maliyet yönünden yapılan hesaplamalarda, eşdeğer çalışma süresi az olan santrallerde yatırım maliyetinin önemli yer tuttuğu, buna karşın yüksek eşdeğer çalışma süresinde çalışan santrallerde ise yakıt maliyetinin de önem kazandığı sonucuna varılabilir. Yakıt maliyeti olmayan santrallerde ( buna nükleer santrallerde katılabilir ) eşdeğer çalışma sürelerinin artmasıyla özgül elektrik maliyetinde çok daha keskin düşüşler görülmektedir. Santrallerde yüksek güçlere doğru gidildikçe uygun özgül elektrik maliyetleri, yakıt masrafları olmayan santrallerde daha önemli yer tutarken düşük güçlere doğru gidildikçe özgül elektrik maliyetlerindeki artış, yakıt maliyeti olmayan santrallerde daha fazla olduğu için bu noktada termik santraller daha yüksek önem taşır. Maliyet hesaplarında 2000 saatten sonra güneş enerji santralleri, 5000 saatten sonra ise hidrolik santraller göz önüne alınmamıştır. Bunun nedeni ise Türkiye için güneşlenme süresinin bir yılda 2600 saat olması ve hidrolik santrallerde ise su akış rejiminin mevsim içindeki farklılıklarından dolayı kullanma kapasitelerinin düşüklüğü. Türkiye de son yıllarda hidrolik santrallerdeki ortalama en yüksek kullanma katsayısı % 46 ( 1998 ) olmuştur. Buna karşın Türkiye de bilhassa hidrolik santrallerde kullanma katsayılarının % 30'lara düştüğü kurak dönemlerde, termik santrallerdeki ortalama kullanma katsayıları % 60'lara ulaşmaktadır.

Daha önceden de belirttiğimiz gibi yatırım maliyetini etkileyen 10 faktör bulunmaktadır. Ancak ne yazık ki yakıt maliyeti olmayan santrallerin özgül yatırım maliyetlerinin termik santrallere göre daha yüksek olmasından dolayı, çevresel açıdan en sakıncalı olan termik santrallerin bilhassa pik yüklerde ve düşük güçlerde ekonomik yönden büyük üstünlükleri olmasını sağlar. Yaptığımız hesaplar sonucunda 150 MW gücündeki santrallerde 500 - 2000 saat arasındaki çalışma koşullarında en ekonomik olan 3 santral tipi sırasıyla gaz türbinli, kombine çevrim ve hidrolik santraller şeklindedir. 500 - 2000 saate kadar olan çalışma koşullarındaki en pahalı üçlü ise sırasıyla güneş enerji, nükleer ve taş kömür yakıtlı buhar türbinli santrallerdir. Hidrolik santraller, linyit santrallerini 526 ( % 6 ) ve taş kömür santralını 760 ( % 8,7 ) saatten sonraki çalışma koşullarında geçerken linyit yakıtlı buhar türbinli santral, 951 ( % 10,9 ) saatten sonra taş kömür yakıtlı buhar türbinli santral ekonomik olarak yakalar ve geçer. 2000 – 5000 saatleri arasındaki çalışma koşulunda ise ortalama olarak ekonomiklik sırasını kombine çevrim, gaz türbini ve hidrolik santral şeklinde sıralarken en pahalı sıralamasında ise Türkiye için bu şartlara çıkamayacak güneş enerji santrallerini göz önüne almayarak nükleer, taş kömür yakıtlı buhar türbini ve linyit yakıtlı santral olarak sıralayabiliriz. Bu şartlarda kombine çevrim santral, gaz türbini santralını 2709 ( % 30,9 ) saatten sonra; hidrolik santral, gaz türbinli santral 4358 ( % 49,8 ) saatten sonraki

çalışma koşullarında ekonomik olarak geçer. 5000 – 7000 saatleri arasındaki çalışma koşulların da ekonomiklik sırasıyla kombine çevrim, gaz türbini, linyit, taş kömürü ve nükleer santralleri şeklindedir. Bu koşullara çıkması pek mümkün olmayan hidrolik santraller hesaplamada dikkate alınmamıştır. Eğer hidrolik santralıda hesaba katsaydı bu santraller, bu çalışma koşullarındaki en ekonomik 1. Santral tipi olacaktı. Bu çalışma koşulları içinde linyit santralı, gaz türbini santralını 6713 ( % 76,6 ) saatten sonra ekonomik olarak geçmektedir ve eğer hidrolik santraller hesaplamaya katılsaydı kombine çevrim santralını 5286 ( % 60,3 ) saatten sonra ekonomik yönden geçecekti.

500 MW gücünde, özgül yatırım maliyetleri düştüğü için yakıt maliyeti olmayan ya da çok az olan hidrolik ve nükleer santraller ekonomik açıdan daha iyi konuma gelir. Ancak bunlar içinde en pahalısı yine nükleer santraller olmaktadır. hidrolik santraller 3978 saatten sonra en ekonomik birinci santral halini alır. 500 - 2000 saate kadar olan koşullarda santraller ekonomiklik olarak sırasıyla gaz türbini, kombine çevrim, hidrolik, linyit yakıtlı buhar türbini, taş kömürü yakıtlı buhar türbini, nükleer ve güneş enerji santralı şeklinde sıralanırlar. Hidrolik santral, linyit santralını 556 ( % 6,3 ) ve taş kömür santralını 631 ( % 7,2 ) saatten sonra ekonomik olarak geçer. linyit santralı, taş kömür santralını 692 ( % 7,9 ) saatten sonraki çalışma koşullarında ekonomik olarak geçer. 2000 – 5000 arasındaki çalışma koşullarındaki ekonomiklik sırasını, kombine çevrim, hidrolik, gaz türbini, linyit yakıtlı buhar türbini, taş kömür yakıtlı buhar türbini ve nükleer santraller şeklinde sıralayabiliriz. Kombine çevrim santralı, gaz türbini santralını 2007 ( % 22,9 ) saatten sonra; hidrolik santraller, gaz türbini santralını ise 3268 ( % 37,3 ) ve kombine çevrim santralını 3978 ( % 45,4 ) saatten sonraki çalışma koşullarında geçer. Linyit yakıtlı buhar türbini santralıda gaz türbin santralını 4935 ( % 56,3 ) çalışma saati sonrasında geçer. 5000 – 7000 saat çalışma koşullarında yine hidrolik santralleri hesaba katmazsak ekonomiklik sırası, kombine çevrim, linyit yakıtlı buhar türbini, gaz türbini, taş kömür yakıtlı buhar türbini ve nükleer santraller şeklinde olur. Nükleer santral, taş kömürü yakıtlı buhar türbini santralını 6311 ( % 72 ) saatten sonraki çalışma koşullarında ekonomik olarak geçer. Bütün bu hesaplamalarda, kombine çevrim ve gaz türbini santrallerinin yakıtları doğal gazdır.

1000 MW gücündeki santrallerde yakıt maliyetinin daha önem kazandığı ve artan kurulu güçle birlikte yakıt maliyetinin toplam maliyetten aldığı payın büyüdüğü görülmektedir. 500 – 2000 çalışma saatleri arasında ekonomiklik, gaz türbinli, kombine çevrim, hidrolik, linyit, taş kömürü, nükleer ve güneş enerji santralleri şeklinde sıralanmaktadır. Linyit santralı, taş kömür santralını 513 ( % 5,9 ); hidrolik santral, taş kömür santralını 527 ( % 6 ) ve linyit santralını 544 ( % 6,2 ) saatten sonraki çalışma koşullarında geçerken kombine çevrim



santralı, gaz türbini santralını 1510 ( % 17,2 ) saatten sonra geçmektedir. 2000 – 5000 çalışma saatlerindeki ekonomiklik sırası, hidrolik, kombine çevrim, gaz türbini – linyit, taş kömür ve nükleer santraller şeklinde sıralanabilir. Hidrolik santral, gaz türbini santralını 2494 ( % 28,5 ) çalışma saatinde geçerken kombine çevrim santralını 3048 ( % 34,8 ) saatten sonraki çalışma koşulunda geçmektedir. Linyit santralı, gaz türbini santralını 3692 ( % 42,1 ) çalışma saatinden sonra; nükleer santral, taş kömür santralını 4953 ( % 56,5 ) çalışma saatinden sonra geçmektedir. 5000 – 7000 çalışma saatlerindeki ekonomiklik, kombine çevrim, linyit, gaz türbinli, nükleer ve taş kömür santralleri olarak sıralanmıştır. Bu çalışma saatleri aralığında; nükleer santral, gaz türbini santralını 6373 ( % 72,7 ) çalışma saatinden sonra geçerken linyit santralı, kombine çevrim santralını 6720 ( % 76,7 ) saatten sonraki çalışma koşulunda geçmektedir.

Hesaplamalarda termik, hidrolik ve nükleer santraller dışında alternatif olarak güneş enerjisi santralleri incelenmiş ve rekabet edemeyecek düzeyde olduğu görülmüştür. Alternatif enerji kaynaklarında enerji kaynaklarının zayıflığı ve süreksizliği nedeniyle ki bunların bazılarında başka sebepler de eklenebilir, diğer alternatif enerji kaynaklı santraller de büyük olasılıkla pek farklı sonuçlar vermeyecektir.

Yapılan hesaplarda kullanılan doğal gaz fiyatları 1997 OECD fiyatları ortalamasıdır. Katı yakıtlar ise 1992 Türkiye fiyatları olmasına karşın taş kömürü fiyatı 1997 OECD taş kömürü fiyatıyla büyük uygunluk taşımaktadır ( 46 ya 46,5 \$ / ton ). 1997 yılından günümüze bilhassa akaryakıtta meydana gelen fiyat artışlarının, elektrik üretim maliyeti büyük oranda yakıt maliyetine dayanan santrallerde dez avantaj yaratırken diğer santrallerin maliyet yönünden daha avantajlı konuma geçeceği söylenebilir.

Kombine çevrim santralleri her türlü güç ve çalışma saatlerindeki maliyet yönünden avantajları ve çevresel yönden termik santrallerin en iyilerinden biri olması nedeni ile tüm santraller içinde en uygun olanlardan biri olduğu rahatlıkla söylenebilir. Ancak termik santrallerde yakıtlar ekonomiklik içinde önemli yer alır ve yakıt fiyatlarının değişkenliği de bu santrallerin ekonomikliğinin değişmesine neden olur.

**KAYNAKLAR**

Bekdemir, Ş., (1988), Orta Güçlü Bir Isı Kuvvet Santralinde Kullanılabilecek Çeşitli Tahrik Makineli Sistemlerin Enerji Maliyeti Bakımından Optimal Durumun Tespiti, Doktora Tezi, YTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul

Önal, G., Kömür Kimyası ve Teknolojisi, İTÜ Matbaası, İstanbul

(1997), Energy Statistics Yearbook 1995, United Nations Unies, Newyork

(1997), Türkiye Nükleer Enerji ve Çevre Paneli, İTÜ, İstanbul

(1992), The World Bank Energy and İndustry, The İnternational Bank for Reconstruction and Development

Özdemir, H., (1995), Enerji Kökenli SO<sub>2</sub> Emisyonlarının İncelenmesi ve Hava Kalitesine Etkilerinin Modellenmesi, Yüksek Lisans Tezi, İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul

Yücel, F. B., (1994), Enerji Ekonomisi, Febel Matbaası, İstanbul

Boduroğlu, T., (1965), Elektrik Ekonomisi, İTÜ Matbaası, İstanbul

Öztan, Y., (1985), Çevre Kirlenmesi, Karadeniz Üniversitesi Basımevi, Trabzon

Karpuzcu, M., ( 1981 ) Çevre Kontrolünün Esasları, İTÜ Matbaası, İstanbul

[www.enerji.gov.tr](http://www.enerji.gov.tr)

[www.oecd.int](http://www.oecd.int)

[www.uic.com.au](http://www.uic.com.au)

[www.lignite-energy-council.org](http://www.lignite-energy-council.org)

[www.fe.doe.gov](http://www.fe.doe.gov)

[www.tbmm.gov.tr](http://www.tbmm.gov.tr)

[www.meteor.gov.tr](http://www.meteor.gov.tr)

[www.unimedyanet.tr](http://www.unimedyanet.tr)

[www.dic.gov.tr](http://www.dic.gov.tr)

**ÖZGEÇMİŞ**

Doğum tarihi	6.4.1974	
Doğum yeri	İstanbul	
Lise	1985 – 1991	Özel Yıldız Lisesi
Lisans	1993 – 1997	Yıldız Teknik Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Makine Mühendisliği Bölümü
Yüksek Lisans	1998 – 2001	Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Mühendisliği Anabilim Dalı, Enerji Programı

