

168438

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

TÜRKİYE’NİN ALTERNATİF ENERJİ KAYNAKLARI VE
EKONOMİK ETÜDÜ

Makine Mühendisi Beril YAZICI

FBE Makine Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji makineleri Programında
Hazırlanan

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı: Yrd. Doç. Dr. Zehra YUMURTACI (YTÜ)

Doç. Dr. İbrahim Şenol

Doç. Dr. Sükrü Bekdemir

İSTANBUL, 2005

İÇİNDEKİLER

Sayfa

SİMGE LİSTESİ	iv
KISALTIMA LİSTESİ	v
ŞEKİL LİSTESİ	vi
ÇİZELGE LİSTESİ	vii
ÖNSÖZ	viii
ÖZET	ix
ABSTRACT	x
1. GİRİŞ	1
2. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI	5
3. 21. YÜZYILA GİRERKEN TÜRKİYE'NİN ENERJİ DURUMUNA GENEL BAKIŞ	8
3.1 Türkiye'nin Genel Enerji Durumu	8
3.2 Türkiye'nin Enerji Kaynakları ve Enerji Dışalımı	14
3.3 Türkiye'nin Elektrik Enerjisi Durumu	15
4. TÜRKİYE'NİN FOSİL YAKIT REZERVLERİ, ÜRETİM VE GELİŞTİRME OLANAKLARI	18
4.1 Taşkömürü	19
4.2 Linyit	19
4.3 Asfaltit	22
4.4 Bitümlü Şeyler	22
4.5 Turba	23
4.5 Petrol	24
4.6 Doğal Gaz	26
4.7 Uranyum	26
4.8 Toryum	26
5. TÜRKİYE'NİN YENİLENEBİLİR ENERJİ POTANSİYELLERİ, KULLANIMI VE GELİŞTİRME OLANAKLARI	27
5.1 Hidrolik Enerji	29
5.1.1 Hidroelektrik Potansiyelin Değerlendirilmesi	30
5.1.2 Hidroelektrik Santraller	33
5.1.3 Yeni Hidroelektrik Santraller Stratejisi	36
5.2 Hidrojen Enerjisi	37
5.2.1 Hidrojen Yakıtının Özellikleri	38
5.2.2 Hidrojen Üretimi, Depolanması ve Taşınması	41
5.2.3 Hidrojen Enerjisi ve Türkiye	43
5.3 Jeotermal Enerji	43
5.3.1 Jeotermal Isıl Sistemler	45
5.3.2 Jeotermal Elektrik Sistemleri	47
5.3.3 Jeotermal Enerji ile İlgili Sorunlar	47

5.4	Güneş Enerjisi	48
5.4.1	Güneş Isıl Sistemler.....	52
5.4.2	Güneş Elektrik Sistemleri.....	52
5.4.2.1	Güneş fotovoltaik	52
5.4.2.2	Güneş termik	53
5.4.3	Güneş Enerjisi ile İlgili Sorunlar.....	53
5.5	Rüzgar Enerjisi	54
5.5.1	Şebekeden Bağımsız Rüzgar Elektrik Sistemleri.....	58
5.5.2	Şebeke Bağlantılı Rüzgar Elektrik Sistemleri.....	58
5.5.3	Türkiye Rüzgar Santralleri	59
5.6	Deniz Kökenli Yenilenebilir Enerjiler.....	63
5.7	Biyomas Enerji	64
5.7.1	Biyomas Yetiştiricilik.....	65
5.7.1.1	Biogaz.....	65
5.7.1.2	Çöp termik santralleri	66
5.7.2	Biyomas Enerji ile İlgili Sorunlar.....	66
6.	TÜRKİYE AÇISINDAN NÜKLEER ENERJİNİN YERİ	68
6.1	Nükleer Teknolojinin Bugünkü Durumu.....	68
6.2	Türkiye'de Nükleer Santral Çalışmaları	70
6.3	Türkiye İçin Nükleer Enerji Stratejisi	70
7.	ENERJİ MALİYETİ HESAPLARI	73
7.1	Termik Santrallerde Maliyet Hesabı	73
7.2	Nükleer Santrallerde Maliyet Hesabı	78
7.3	Hidroelektrik Santrallerde Maliyet Hesabı.....	84
7.4	Rüzgar Santrallerinde Maliyet Hesabı.....	85
7.5	Güneş Santrallerinde Maliyet Hesabı.....	86
7.6	Elektrik Enerjisi Üretimi Maliyet Hesabı Açısından Enerji Kaynaklarının Mukayesesi	87
8.	EKSERJİ.....	107
9.	ENERJİ VE ÇEVRE	119
10.	SONUÇ VE ÖNERİLER	121
	KAYNAKLAR.....	125
	ÖZGEÇMİŞ.....	130

SİMGE LİSTESİ

Bu	Yanma oranı
Btep	Bin ton eşdeğer petrol
Cf	Yakıt masrafı
Ck	Yatırım masrafı
Cm	Bakım onarım masrafı
Cs	Birim tesis bedeli
E	Yıllık üretilen enerji miktarı
e	Eskalasyon oranı
Fç	UF ₆ 'ya çevirme fiyatı
Fi	Yakıt elemanı imalat fiyatı
Fu	Uranyum konsantresi fiyatı
Fz	Zenginleştirme fiyatı
gf	Birim enerji için yakıt masrafı
gk	Birim enerji için yatırım masrafı
gm	Birim enerji için bakım onarım masrafı
Id	Direkt tesis bedeli
i	Faiz oranı
k	Faiz katsayısı
L	İnşaat süresi
Lf	Şebeke yük faktörü
Mtep	Milyon ton eşdeğer petrol
n	Amortisman ömrü
Np	Uranyumun giriş zenginliği
Nw	Kuyruk malzemesi zenginliği
Ps	Özgül güç
r	İskonto oranı
t	zaman
V	Rüzgar hızı
η	TermiK verim

KISALTMA LİSTESİ

DMİ	Devlet meteoroloji işleri
DSİ	Devlet su işleri
EİE	Elektrik işleri etüd idaresi
EMO	Elektrik mühendisleri odası
EOM	Enerji optimizasyon modeli
ESM	Enerji simülasyon modeli
GSMH	Gayri safi milli hasıla
HES	Hidroelektrik santral
ICOLD	Uluslar arası barajlar komisyonu
IEA	Uluslar arası enerji ajansı
KHES	Küçük hidroelektrik santral
MAED	Model for analysis of energy demand
MTA	Maden tetkik arama
PHWR(CANDU)	Ağır sulu doğal uranyumlu nükleer santral tipi
TBET	Toplam birincil enerji tüketimi
TEAŞ	Türkiye elektrik üretim A.Ş
TEK	Türkiye elektrik kurumu
TTK	Türkiye taşkömürü kurumu
TÜSİAD	Türkiye sanayici işadamları derneği
WASP	Wind atlas analysis and application program

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 3.1 Türkiye’de birincil enerji üretim ve tüketimi(5).....	8
Şekil 3.2 Türkiye’de birincil enerji kaynağı tüketimi(5).....	9
Şekil 3.3 Türkiye’de sektörlerin enerji tüketiminden aldıkları pay(5).....	10
Şekil 3.4 Türkiye enerji gelişim indeksi(5).....	10
Şekil 3.5 1990-1997 Dönemi enerji tüketim artışı(5).....	11
Şekil 3.6 Türkiye’de termik ve hidroelektriksel kurulu gücün gelişimi(5).....	15
Şekil 3.7 Türkiye’de elektrik üretiminin birincil kaynaklara dağılımı(5).....	15
Şekil 3.8 1997 Yılı elektrik üretiminde kaynak payları(5).....	16
Şekil 4.1 Türkiye linyit rezervlerinin ısıl değerlere göre dağılımı(5).....	22
Şekil 5.1 Türkiye’de yenilenebilir enerji potansiyelinin kaynak bazında dağılımı(5).....	29
Şekil 5.2. Önemli havzaların yıllık ortalama akış ve enerji potansiyelleri(5).....	30
Şekil 5.3 Türkiye ekonomik hidroelektrik potansiyelinin değerlendirilme durumu(5).....	34
Şekil 5.4 Türkiye’de oluşturulması gereken kurulu güç trendi(5).....	36
Şekil 5.5 Jeotermal sahaların kuyu sıcaklıkları(5).....	44
Şekil 5.6 Türkiye güneş radyasyon intensitesi(5).....	48
Şekil 5.7 Türkiye’de güneş enerjisi üretim projeksiyonu(5).....	51
Şekil 5.8 Türkiye rüzgar potansiyel dağılımı.....	57
Şekil 5.9 Türkiye rüzgar hız dağılımı.....	57
Şekil 5.10 Türkiye için önerilen rüzgar kurulu gücü(5).....	63
Şekil 5.11 Türkiye biomas olanaklarının karşılaştırılması(5).....	64
Şekil 6.1 Nükleer kurulu gücü 3000 MW’ın üzerinde olan ülkeler(5).....	68
Şekil 6.2 Türkiye için nükleer santral projeksiyonu(5).....	72
Şekil 8.1 Güneş sisteminde enerji kayıpları.....	115
Şekil 8.2 Rüzgar sisteminde enerji kayıpları.....	116
Şekil 8.3 Jeotermal sistemde enerji kayıpları.....	117
Şekil 8.4 Çıkan enerjinin giren enerjiye oranı.....	118
Şekil 8.5 Üretilen net enerji miktarı.....	118
Şekil 10.1 Sera gazı emisyonları değişimi.....	120

ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Tablo 3.1 Türkiye’de birincil enerji üretim ve tüketimi.....	11
Tablo 3.2 Türkiye’nin enerji ithalatı ve ihracatı(5).....	14
Tablo 3.3 Türkiye’de elektriksel kurulu güç ve üretim-tüketim trendi(5).....	16
Tablo 3.4 Türkiye’de elektrik enerjisinde yakın geçmiş ve yakın gelecek(5).....	17
Tablo 4.1 Türkiye’nin fosil yakıt rezervleri(5).....	18
Tablo 4.2 Türkiye taşkömürü rezervleri(5).....	19
Tablo 4.3 Önemli linyit yatakları rezervleri ve ısıl değerleri(5).....	20
Tablo 4.4 Türkiye’nin bitümlü şeyl rezervleri(5).....	23
Tablo 4.5 Türkiye rafinerilerinin kapasitesi ve işledikleri petrol miktarı(5).....	25
Tablo 4.6 Türkiye’nin uranyum rezervleri(5).....	26
Tablo 5.1 Türkiye’nin yenilenebilir enerji kaynakları potansiyeli(5).....	27
Tablo 5.2 Türkiye’nin hidroelektrik potansiyeli(5).....	30
Tablo 5.3 Türkiye’de havzalara göre yıllık akış ve brüt hidroelektrik potansiyel(5).....	31
Tablo 5.4 Türkiye hidroelektrik potansiyelinin değerlendirilmedurumu(5).....	33
Tablo 5.5 Büyük hidroelektrik santrallerinin kurulu güçleri(5).....	34
Tablo 5.6 İnşa halinde olan hidroelektrik santral projeleri(5).....	35
Tablo 5.7 Henüz inşaatına geçilmemiş 360 HES’in güç dağılımı(5).....	37
Tablo 5.8 Hidrojen ve diğer motor yakıtlarının karşılaştırmalı temel özellikleri(5).....	39
Tablo 5.9 Çevresel uygunluk faktörleri (5).....	40
Tablo 5.10 Emniyet faktörüne göre yakıt sıralaması(5).....	40
Tablo 5.11 Türkiye ve dünyadaki jeotermal uygulamalar(5).....	44
Tablo 5.12 Ekim 1998 itibari ile jeotermal suların merkezi ısıtma amaçlı kullanımı(5).....	46
Tablo 5.13 Bölgelere göre güneş radyasyon intensitesi(5).....	49
Tablo 5.14 Türkiye’de bölgelere göre güneş enerjisi potansiyeli(5).....	49
Tablo 5.15 3m/s ve üstü ortalama rüzgar hızına sahip bölgelerimiz.....	54
Tablo 5.16 Bölgelere göre ortalama rüzgar gücü yoğunlukları.....	55
Tablo 5.17 Türkiye genelinde rüzgar potansiyeli açısından zengin bazı bölgeler.....	55
Tablo 5.18 EİE gözlem istasyonları ort. rüzgar hızı sonuçları (m/s).....	56
Tablo 5.19 Yap-işlet-devret modeli ile kurulmak istenen Türkiye rüzgar santralleri(5).....	60
Tablo 5.20 Türkiye için önerilen rüzgar kurulu gücü ve enerji üretimi(5).....	62
Tablo 5.21 Türkiye’de yapılması önerilen biomas enerji üretimi(5).....	66
Tablo 6.1 Fransa’da elektrik üretim maliyetleri (centime/kWh)(5).....	69
Tablo 6.2 Nükleer kurulu güç ve elektrik üretimi projeksiyonu(5).....	71

ÖNSÖZ

Türkiye'nin alternatif enerji kaynakları potansiyelinin incelenmesi ve ekonomik etüdü amacı ile yapılan bu çalışma sırasında yakın ilgi ve yardımlarını esirgemediği sürekli destek olan tez danışmanım Yrd. Doç. Dr. Zehra Yumurtacı'ya ve Prof. Dr. Bahri Şahin'e teşekkürlerimi sunarım.

Saygılarımla,

Beril YAZICI



ÖZET

Enerji modern yaşamın temel ihtiyaçlarından birisidir ve günümüzde gelişmişlik ölçütü olarak kabul edilmektedir. Gerek gelişen dünyanın gereksinimlerini karşılamak üzere gerekse çevreye verdiği zarar neticesinde fosil yakıt kullanımı yetersiz kalmış ve insanoğlu yeni alternatif enerji kaynaklarına yönelmiştir.

Bu çalışmada dünyanın enerji kaynaklarının potansiyeline genel bir giriş yapıldıktan sonra Türkiye'nin yenilenebilir ve diğer enerji kaynakları potansiyeli, kullanımı ve gelişimi ele alınmıştır. Bu enerji kaynakları yatırım maliyeti, birim enerji maliyeti, emisyon değerleri ve ekserji yönünden karşılaştırma yapılarak avantaj ve dezavantajları ile ortaya konmuştur.

Bu tezin gelecekte yapılacak çalışmalara ışık tutması açısından genel tavsiyelerde ve bu çalışmanın sonucunda elde edilen bilgiler ışığında da birtakım önerilerde bulunulmuştur.

Anahtar Kelimeler: Enerji Kaynakları, Yenilenebilir enerji kaynakları, Fosil yakıtlar, Ekserji, Ekonomik Analiz

ABSTRACT

Energy is one of the basic necessities of modern life and is deemed to be a criterion of development for the societies today . Whether it be to satisfy the requirements of developing world or as the result of the damage it incurs to environment, use of fossil fuels have been insufficient and humankind have headed towards new alternative energy sources.

In this study, potentials of alternative energy sources have been addressed, the availability of such potential has been examined and its future state has been discussed. For this purpose, cost analysis on wind, solar, and renewable energy sources have been made for fueled power plants (such as coal and natural gas), hydroelectric power plants, nuclear power plants, and power plants that use renewable energy sources. In cost calculations carried out cost of investment, annual maintenance and repair costs, and fuel costs have been calculated and energy production unit cost has been found for this energy sources. All these power plants have been compared in the light of the foregoing and the best type is attempted to have been identified based on these factors.

In this study, some offers are defined for study which will worked in the future.

Key Words:

Economic Analysis, Renewable Energy, Energy Sources, Exergy

1. GİRİŞ

Gelişen teknoloji ile ulaştığımız uygar yaşam standartlarının temel taşı olan enerji kavramı, günümüzde vazgeçilmez bir unsur haline gelmiştir. Enerji tüketiminin artması kişi başına düşen milli geliri büyütmede ve ekonomiyi geliştirmektedir. Bu nedenle ülkelerin gelişmişlik düzeylerinin belirlenmesinde kullanılan kriterlerden biri kişi başına düşen yıllık birincil enerji tüketimidir. Kişi başına düşen yıllık elektrik tüketimi de bu amaçla kullanılabilir olup, ayrıca yaşam düzeyinin bir göstergesidir.

On bölümden oluşan bu çalışmada; Türkiye'nin alternatif enerji kaynakları potansiyeli ve bu kaynakların ekonomik etüdü ele alınmıştır. Bu doğrultuda, 2. Bölümde literatür araştırması yapılarak, 3. Bölümde Türkiye'nin enerji durumu irdelenmiştir. 4. Bölümde Türkiye'nin fosil yakıt rezervleri, 5. Bölümde Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarının potansiyelleri ele alınmıştır. 6. Bölümde nükleer enerji konusu işlenmiştir. 7. Bölümde ise maliyet hesapları irdelenmiş, 8. Bölümde ekserji analizi yapılarak alternatif enerji kaynakları mukayese edilmiştir. 9. Bölümde alternatif enerji kaynakları çevreye etkileri yönünden ele alınarak, 10. Bölümde sonuç ve öneriler sıralanmıştır.

Enerji Dünyasına bakıldığında, kişi başına düşen yıllık birincil enerji tüketiminde, dünya ortalamasının 1.45 tep/kişi.yıl, OECD ortalamasının 4.56 tep/kişi.yıl, Avrupa Birliği ortalamasının 3.69 tep/kişi.yıl ve Türkiye ortalamasının 1.10 tep/kişi.yıl olduğu görülmektedir. Elektrik tüketimi açısından da benzer bir durum vardır. Dünya genelinde kişi başına düşen yıllık ortalama elektrik tüketimi 2376 kWh/kişi.yıl iken, Türkiye ortalaması, kaçak ve kayıplar dışında net 1281 kWh/kişi.yıl düzeyine ulaşabilmektedir.

Türkiye bilindiği kadarıyla fosil yakıt rezervleri bakımından zengin bir ülke değildir. Kömür, petrol, doğal gaz, asfaltit ve bitümlü şistlerin görünür, muhtemel ve mümkün rezervlerinin toplamı 2 454 Mtep kadardır. Bilinen bitümlü şist, toryum ve uranyum yatakları potansiyel rezervler olarak beklemektedir. Türkiye, tükenbilir konvansiyonel fosil yakıt rezervlerinin aksine, tükenmez doğal kaynakların potansiyeli bakımından zengin bir ülkedir. Ülkemizde kullanılabilir ve/veya ekonomik boyutları ile 124.5 TWh/yıl hidrolik, 1.8 Mtep/yıl jeotermal, 25 Mtep/yıl güneş, 50 TWh/yıl rüzgar ve 32 Mtep/yıl biyomas enerji potansiyeli bulunmaktadır. Bu nedenle Türkiye, yenilenebilir enerjiler üzerinde atılım yapan bir ülke olmak zorundadır.

Geleceğe yönelik enerji talep ve üretim kapasitesi ile ilgili senaryolar, gelişme trendlerine bağlı biçimde, simülasyon ve optimizasyon modelleri ile hesaplanabilmektedir. Enerji ve

Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Türkiye'nin birincil enerji talebini 2000 yılı için 91 030 Btep, 2020 yılı için 314 353 Btep olarak hesaplamıştır. Bu trend 2023 yılına uzatıldığında talep 367 780 Btep bulunmaktadır. Buna göre 2000 yılında 1 382 kep/kişi olacak kişi başına enerji tüketimi, 2023 yılında 4 350 kep/kişi değerine ulaşacaktır. Yeni teknolojilere, enerji maliyeti düşük sanayiye ve enerjinin rasyonel kullanımına bağlı kriterlerle söz konusu talebin, 2000 yılında 90 800 Btep, 2020 yılında 306 612 Btep ve 2023 yılında 359 526 Btep olacağı, bu çalışmada kullanılan özel bir simülasyon modeli ile saptanmıştır. Bu senaryoya göre kişi başına birincil enerji tüketimi 2000 yılında 1 379 kep/kişi ve 2023 yılında 4 252 kep/kişi olacaktır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Türkiye'nin yerli birincil enerji üretiminin 2000 yılında 31 091 Btep'den 2020 yılında 79 399 Btep'e çıkabileceğini öngörmüştür. Söz konusu trend ile 2023 yılında 91 408 Btep yerli enerji üretimi yapılabilir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına göre, 2000-2020 arasında yerli enerji üretiminin tüketimi karşılama oranı % 34.2'den % 25.3'e düşerken, ortaya konulan özgün talep ve üretim trendlerine göre, yerli üretimin tüketimi karşılama oranı aynı dönemde % 38.1'den % 30.9'a düşebilecektir. Bakanlığın planlaması 2000 yılında 59 940 Btep ve 2020 yılında 234 953 Btep enerji ithali öngörmektedir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına bağlı olarak, Türkiye Elektrik Üretim - İletim A.Ş. (TEAŞ) planlamasına göre; 2000 yılında 134 307 GWh elektrik talebinin karşılanması için gerekli kurulu güç 30 395 MW ve 2020 yılında 547 060 GWh elektrik talebinin karşılanması için gerekli kurulu güç 108 999 MW'dır. Aynı trendle 2023 yılının talebi 639 045 GWh'a ve gereken kurulu gücü 124 235 MW'a ulaşmaktadır.

2023 yılında, bugünkü ekonomik hidroelektrik potansiyelin tamamının kullanılabilir duruma gelebilmesi için, hidroelektrik kurulu gücün; 2005 yılında 20 824 MW, 2010 yılında 25 565 MW, 2015 yılında 30 628 MW, 2020 yılında 33 186 MW ve 2023 yılında 35 635 MW olması gerekmektedir. Böylece 2023 yılında üretim 124 721 GWh'a çıkabilecektir.

Türkiye de jeotermal enerji özellikle ısıtma için önemlidir. Bugün jeotermal enerji ile 50 000 konut eşdeğeri 350 MWt kapasitede ısıtma yapılmaktadır. Oysa, bu değer kanıtlanmış kullanılabilir potansiyelle 350 000 konut eşdeğeri 2 250 MWt düzeyine ulaştırılması için gerekli önlemler alınmalıdır. Enerji planlaması ile hedeflenmesi gereken ısıtma gücü 1200000 konut eşdeğeri 7 500 MWt olmalıdır. Türkiye'de jeotermal elektrik potansiyeli, günümüz teknolojisi ile sınırlıdır. Şu anda 20.4 MWe kurulu gücünde olsa da, 12-15 MWe güçle

çalıştırılan bir santral vardır. Türkiye'nin kanıtlanmış jeotermal elektrik potansiyeli 200 MWe düzeyinde belirtilmekle birlikte, bunun kısa zamanda 350 MWe düzeyine çıkarılabileceği beklenmektedir.

Güneş enerjisi Türkiye'nin en görkemli doğal kaynağıdır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ısıl uygulamalarla güneş enerjisinden yapılacak üretimi, 2000 yılı için 121 Btep, 2020 yılı için de 745 Btep gibi yokumsanacak düzeyde öngörmektedir. Oysa, ekonomiklik sınırlarındaki teknolojik uygulamalarla, güneş enerjisinden yapılabilecek üretimin 2000 yılında 287 Btep, 2010 yılında 1 458 Btep, 2020 yılında 3 882 Btep ve 2023 yılında da 4 854 Btep düzeyine çıkarılması olanaklıdır. En geç önümüzdeki 10 yıl içinde, Türkiye'nin gündemine güneş-doğal gaz hibrid termik elektrik santralleri de alınmalıdır.

Son yıllarda dünyada rüzgar santrallerinin kurulu gücü hızlı bir artış göstermiş, Türkiye de bu gelişimden etkilenmiş ve kurulu güçleri toplamı en az 645.42 MW olacak 30 rüzgar santrali başvurusu yapılmıştır. Buna karşın, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın enerji planlaması ile TEAŞ elektrik planlamasında rüzgar enerjisi yer almamaktadır. Yapılan model çalışması, rüzgar santralleri kurulu gücünün 2000 yılında 300 MW'dan başlayarak, 2010 yılında 2 979 MW'a, 2020 yılında 7 849 MW'a ve 2023 yılında 9 733 MW'a çıkarılmasının olanaklı olduğunu göstermiştir. Rüzgardan elde olunacak elektrik 2000 yılında 675 GWh, 2023 yılında 21 900 GWh olacaktır. Toplam elektrik arzındaki payı ise % 0.5'den % 3.5'a çıkmaktadır.

Türkiye'nin enerji bütçesinde odun ile hayvan ve bitki artıkları biçiminde ticari sayılmaması gereken klasik biomas önemli bir yer tutmaktadır. 1997 yılı verilerine göre toplam birincil enerji üretiminin % 25.5'i klasik biomasdan sağlanmıştır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına göre, Türkiye'nin enerji bütçesinde klasik biomasın 2000 yılında 6 963 Btep ve 2020 yılında da 7 381 Btep ile yer alması öngörülmüştür. Oysa, klasik biomasın 2000 yılındaki 6 963 Btep'den 2020 yılında 3 980 Btep'e düşürülmesi, buna karşın 2000 yılında 17 Btep ile başlayacak modern biomas üretiminin, 2020 yılında 3 515 Btep ve 2023 yılında 4 049 Btep'e çıkarılması olanaklıdır.

Türkiye'nin 1998 yılında revize edilen elektrik planlamasına göre, 1000 MW gücündeki ilk nükleer santral 2007 yılında devreye girecektir. Yine 1000 MW gücünde ikinci nükleer santralin ise 2010 yılında devreye girmesi öngörülmektedir. Türkiye 2010 yılına kadar nükleer teknolojiyi kazanma ve elektrik üretiminde kaynak çeşitlemesi yapmak amaçları ile nükleer santral alanına girmek istemektedir. 2010-2020 yılları arasında nükleer santrallara 8 ünite daha eklenerek, kurulu gücün 10 000 MW'a çıkarılması planlanmıştır. Bu trendle

nükleer kurulu güç, Cumhuriyet'imizin 100. yılını dolduracağı 2023 yılında 15 000 MW olabilecektir.

Yapılan enerji modellemesinde ise, 2023 yılında nükleer kurulu gücün 17 700 MW'a çıkarılması gerektiği görülmüştür. Böylece, Cumhuriyet'in 100. yılında nükleer enerjiden ve hidrolik enerjiden sağlanabilecek elektrik üretimleri 124 milyar kWh ile başa baş gelmektedir.

Konvansiyonel yakıtların yanma ürünü karbondioksitin global ısınmaya neden olması, fosil yakıtların giderek tükenmekte oluşu gibi nedenlerle, teknolojisi geliştirilerek ortaya konulan yeni yakıt hidrojenidir. Hidrojen birincil enerji kaynağı olmayıp, birincil enerji kaynakları ile değişik hammaddelerden ve özellikle sudan üretilen bir enerji taşıyıcısıdır. Bugün dünyanın en önemli çevre sorunu global ısınmadır. Global ısınmanın oluş nedeni, aşırı fosil yakıt kullanımından kaynaklanmaktadır. Fosil yakıt yanma emisyonlarının karbondioksit gibi sera gazlarını içermesi, atmosferin artan sera etkisi ile iklim değişikliklerine neden olabilecek bir global ısınma sürecini başlatmıştır. Çözüm, nükleer enerji ile yeni ve yenilenebilir alternatif enerji kaynaklarında aranmalıdır. Ancak, bu kaynakların da belli ölçüde çevre sorunları olduğu unutulmamalı, bu sorunları azaltıcı ve giderici önlemler eksiksiz uygulanmalıdır.

2. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI

Dinçer İ (2002), hidrojen enerjisini çevre faktörleri açısından ele almış ve hidrojenin gelecek açısından en fazla ümit bağlanan enerji taşıyıcılarından biri olduğuna değinmiştir. Fosil yakıtların yanması sonucu oluşan asit yağmurları, stratosferik ozon tükenmesi, sera etkisi ele alınmış bunların çevreye verdikleri zararlar üzerinde durulmuştur. Hidrojenin şu an için diğer yakıt türlerine göre daha pahalı olduğu ancak çevresel faktörler göz önünde bulundurulduğunda yenilenebilir enerji kaynaklarının tercih edilmesi gerektiği belirtilmiştir. Ayrıca çok yönlü, güvenli, etkin olması açısından şu an uzay mekiklerinde kullanılan hidrojenin gelecekte taşıma araçlarında jeneratör sistemlerinde yayılacağını ifade etmişlerdir.

Koroneos C, Spachos T, Moussiopoulos N, (2001), yenilenebilir enerji kaynaklarının fosil yakıtlara göre tükenmez nicelikte olmaları ve çevreye çok daha az zarar vermeleri açısından alternatif olabileceğine işaret etmişlerdir. Güneş, rüzgar, jeotermal enerji kaynaklarının ekserji analizini yaparak bu kaynakları mukayese etmişlerdir. Buna ek olarak yenilebilir enerji kaynakları ile yenilebilir olmayan enerji kaynakları kıyaslanarak etkinlikleri açısından değerlendirilmiştir. Sonuç olarak fosil yakıtlar kullanılarak daha fazla enerji üretilebiliyor olsada üretilen enerjinin harcanan enerjiye oranının yenilebilir sistemlere göre daha düşük olduğunu saptamışlardır. Üretilen net enerji mukayesesi yapıldığında sıralamanın güneş termal > doğal gaz > nükleer parçalanma > güneş enerjisi şeklinde olduğu sonucuna varılmıştır. Enerji kaynakları çıkan enerji / giren enerji oranı yönünden mukayese edildiği takdirde ise sıralamanın solar termal, doğal gaz, rüzgar enerjisi, jeotermal, linyit, güneş enerjisi şeklinde olduğunu belirtmişlerdir.

Yumurtacı Z, Bilgen E, Öztürk R, Gül İ, hidrojen enerjisini ele alarak bu enerjinin eldesi yöntemlerinin, taşıma ve depolama yöntemlerinin üzerinde durmuşlardır. Yaptıkları incelemeler doğrultusunda hidrojenin doğal bir yakıt olmayıp birincil enerji kaynaklarından yararlanılarak üretilen sentetik bir yakıt olduğu sonucuna varmışlardır. Hidrojen içermesi bakımından en zengin maddelerin sırasıyla su, fosil yakıtlar, biomas olduğunu ifade etmişlerdir. Gaz hidrojenin basınç altında depolanması, yer altında depolanması, hidrojenin metal hidritlerde depolanması ve sıvı hidrojenin depolanması açısından yapılan maliyet analizi sonucunda en düşük maliyetli depolama yönteminin 0,116 USD/kg ile metal hidritte depolama, en yüksek yönteminde 1,48 USD/kg ile sıvı hidrojenin depolanması olduğu saptanmıştır. Yapılan hesaplar sonucu aynı miktardaki hidrojen için en düşük maliyetli iletim yönteminin 0,067 USD/kg maliyet ile sıvı hidrojenin demiryoluyla iletimi olduğu ve en yüksek maliyetli iletimin ise 3,2025 USD/kg maliyet ile boru hatlarıyla iletim olduğu

vurgulanmıştır. Deniz suyundan elektrolizle hidrojen üretilmesi için ise gerekli toplam maliyetin 0,2747 USD/kWh olarak bulunduğunu ifade etmişlerdir. Hidrojenin üretilmesi için son aşama olan elektroliz işleminde ise 1kg. hidrojen üretmek için gereken maliyeti 5,373 USD/kg yani 0,1047 USD/kWh olarak açıklamışlardır.

Akkaya A, Akkaya E, Dağdaş A, (2002), Yenilenebilir enerji kaynaklarını ele almışlar ve bu kaynakların çevre üzerindeki olumsuz etkilerini vurgulamışlardır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının çevresel açıdan bilinen üstünlüklerinin yanısıra, biokütle enerjisinin toprak erozyonuna, su kalitesinin bozulmasına, ormanların deformasyonuna, hava kirlenmesine yol açtığını belirtmişlerdir. Ayrıca rüzgar enerjisinin elektro-manyetik alanı bozma, kuş ölümleri gibi yan etkileri olduğunu ortaya koymuşlardır. Hidroelektrik enerjinin olumsuz yönlerini doğal ortamın tahribi, ormanların deformasyonu, su kalitesinin bozulması, sera etkisinin oluşması şeklinde açıklamışlardır. Jeotermal enerjinin toprak çökmesi, termal kirlilik, su ve hava kirlenmesi yaratabileceği, bunun yanısıra deniz kökenli enerjinin ise termal yapıyı değiştirebileceği, su kimyasını değiştirerek deniz ekosistemine zararlı etkileri olacağını bildirmişlerdir.

Şahin M, Altınok T, (2002), nükleer ve kömür santrallerinin çevre açısından değerlendirilmesi üzerinde durmuşlardır. Dünyanın elektrik üretiminde fosil yakıt payının %63 iken ülkemizde bu değer %61 olduğuna ve fosil yakıt kullanımı ile CO₂, SO₂, NO₂ gibi zararlı emisyonların ortaya çıkması sonucu oluşacak çevre kirliliğine değinmişlerdir. Ortalama olarak her insanın 2,69 mSv/yıl radyasyon aldığını nükleer santrallerin yakınında yaşayanların ise bu doza ilaveten 0,01 mSv/yıl daha fazla radyasyon aldığını belirtmişlerdir. ABD'deki Ulusal Radyasyondan Koruma Komitesinin izin verdiği en fazla dozun 5 mSv/yıl olduğunu, Çevre Koruma Ajansının verilerine göre kömür içindeki ortalama uranyum miktarının milyonda 1,3, toryum miktarının da milyonda 3,2 kadar olduğunu açıklamışlardır. Sonuç olarak Türkiye genelinde elektrik üreten termik santrallerde yaklaşık 64 milyon ton linyit kömürü yakıldığını ve bu santrallerden 83,2 ton uranyum, 204,8 ton toryumun çevreye yayıldığını belirtmişlerdir.

Çağlar M, Canbaz M, (2002), diğer ülkelerle Türkiye rüzgar enerjisi potansiyelinin ve kullanımının kıyaslamasını ele almışlardır. Bu çalışmada dünya rüzgar enerji santralleri kurulu gücünün 1990 yılında 2160MW iken 2001 yılında hızlı bir artışla 22000 MW'a yükseldiğini Avrupa'da ise 2000 yılında 12822 MW iken 2001'de 17361 MW düzeyine ulaştığını ve 40 milyar kWh elektrik üretiminin gerçekleştiğini belirtmişlerdir. Bu elektrik enerjisi için 16 milyon ton kömür yanacağını ve 24 milyon ton CO₂ emisyonunun havaya karışacağı

vurgulanmıştır. RES kurulu gücünün 2001 yılında Almanya'da 7270, İspanya'da 2789, ABD'de 2782, Danimarka'da 2374, Hindistan'da 1340, İtalya'da 506, Hollanda'da 478, İngiltere'de 415MW iken Türkiye'de 18,9MW olduğunu bildirmişlerdir.

Gülen J, Pişkin S, (2002), Çalışmalarında Türkiye'nin hidrolik potansiyelini ve çevresel etkilerini ele almışlardır. Hidroelektrik enerjisi ile elektrik üretiminin yaklaşık olarak %20'sinin karşılandığını gelişmiş ülkelerde bu oranın %40 olduğunu belirtmişlerdir. Meteorolojik gözlemlere göre yılda 643 mm yağmur düşüşünün 501 milyar m³ suya eşdeğer olduğunu, bu değerinde sadece 186 milyar m³'ünün ırmaklara ve denizlere aktığını bildirmişlerdir. Türkiye'nin toplam hidroelektrik potansiyelinin ve toplam enerji üretim kapasitesinin yaklaşık olarak 50 GW ve 112 TWh/yıl olduğunu açıklamışlardır. Ayrıca baraj gölünün geniş yüzey alanının buharlaşmayı arttırması sebebiyle tarım alanlarında tuzlanma ve çoraklaşma oluşabileceğini belirtmişlerdir.

Çengel Y, (2001), dünyada ve Türkiye'de jeotermal ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı üzerine çalışmış bu araştırmasında bu kaynakların potansiyellerini ortaya koymuştur. Araştırmasında dünya kıyılarında toplam dalga enerjisinin büyüklüğünün 2 ile 3 milyon MW olduğunu, şu anda dünyada kurulu bulunan rüzgar gücünün 13400 MW olduğunu ki bunun da Türkiye'nin toplam kurulu gücünün yarısı kadar olduğunu belirtmiştir. Ayrıca jeotermal enerjinin dünya elektrik enerjisi talebinin %8,3'ünü karşılayabileceğine değinmiştir.

Güney İ, Sağlam Ş, (2001), Türkiye'de rüzgar enerjisinin kullanım durumunu ele almışlar ve çalışmalarında Türkiye'de yapılmış olan rüzgar ölçümlerine dayanarak rüzgar enerjisinden faydalanılabilecek en verimli bölgeleri belirlemiştirler. Sonuç olarak Marmara (51,91 W/m²), Güneydoğu Anadolu (29,33 W/m²) ve Ege Bölgesini (23,447 W/m²) ile rüzgar tarlalarının kurulabileceği bölgeler olarak saptamışlardır.

Güney İ, Karatepe Y, (2001), Türki'nin jeotermal enerji potansiyelinin değerlendirilmesini işlemişlerdir. Türkiye'de bilinen jeotermal alanların %95'inin ısıtmaya uygun olduğunu, ısıtmaya uygun alanlarda kanıtlanmış bulunan potansiyelin 2843 MW olduğunu vurgulamışlardır. Ekonomik mukayese yapıldığı takdirde ise Türkiye'de jeotermal enerji mesken ısıtım maliyeti itibariyle fuel-oil, doğal gaz, kömür tesisine oranla jeotermal tesisin çok daha ekonomik olduğunu saptamışlardır. Bunun yanısıra Batı Anadolu'da, ilk yatırım ve işletme giderleri ucuz, çevreye duyarlı olan jeotermal sisteme dayalı 350 MW kurulu güce sahip santrallerin kurulabileceğini bildirmişlerdir.

3. 21. YÜZYILA GİRERKEN TÜRKİYE'NİN ENERJİ DURUMUNA GENEL BAKIŞ

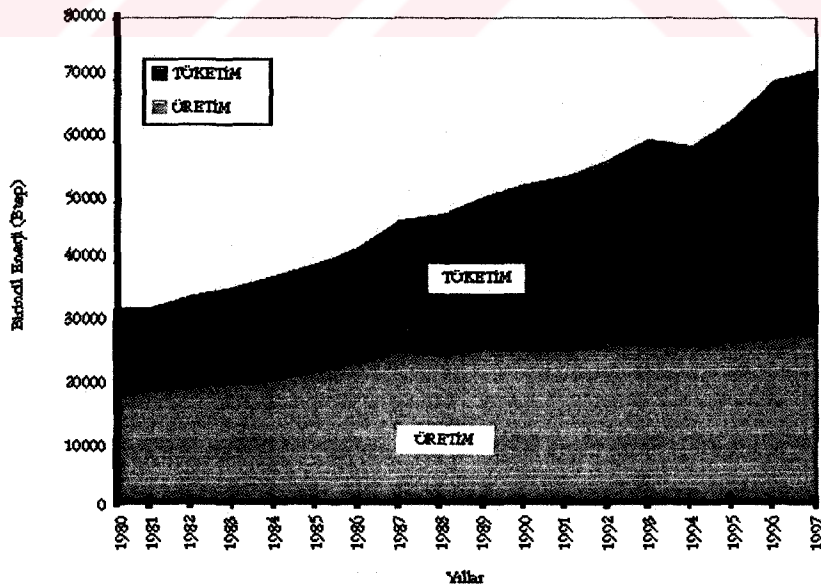
3.1 Türkiye'nin Genel Enerji Durumu

1970-1997 yılları arasında yerli birincil enerji kaynakları üretimi 14 493 Btep'den 1.9 kat artarak 27 687 Btep'e ulaşmıştır. Bu dönemde linyit üretimi 6.8 kat artarak, en büyük katkıyı sağlamıştır. 1997 yılı linyit üretimi 11 759 Btep olup, toplam üretimin % 42.5'ini kapsamaktadır. Üretim büyüklüğü sıralamasında linyitten sonra gelen kaynaklar, üretimdeki payları ile birlikte; odun % 19.9, petrol % 13.1 ve hidrolik enerji % 12.4 biçiminde yer almaktadır.

1970 yılına göre 1997 yılında petrol üretiminin azalmış olması bir sorundur. 1997 yılı petrol üretimi, 1970 yılı üretiminin % 97.6'sı kadardır.

1970-1997 arasında yerli üretim kaynaklarına, 1976 yılından başlayarak doğal gaz, 1984 yılından başlayarak jeotermal enerji ve 1986 yılından başlayarak güneş enerjisi eklenmiştir. Eklenen bu üç kaynaktan 1997 yılında yapılan yerli üretim toplam birincil enerji üretiminin % 1.8'i kadardır.

1970-1997 yılları arasında birincil enerji tüketimi 3.8 kat artış göstermiş ve 18 849 Btep'den 71 367 Btep'e yükselmiştir. 1997 yılında tüketimde yıllık artış hızı % 2.8 olmuştur. 1980-1997 döneminde yerli enerji üretimi ve toplam tüketim Şekil 3.1'de gösterilmiştir.

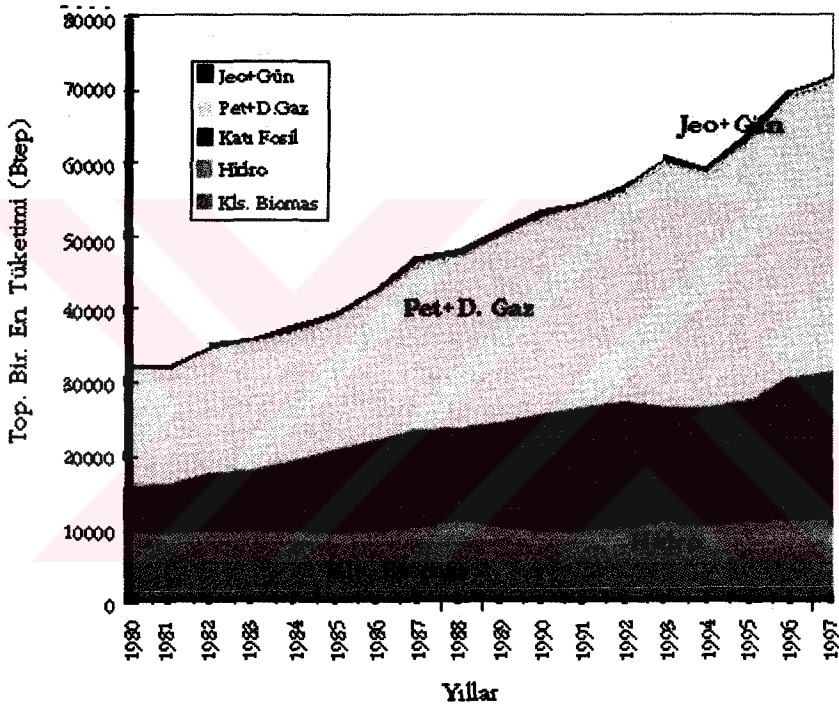


Şekil 3.1 Türkiye'de birincil enerji üretim ve tüketimi(5)

Petrol tüketiminin % 9.1'i, doğal gaz tüketiminin % 2.3'ü, taşkömürü tüketiminin %15.8'i yerli üretimle karşılanmıştır. Linyit tüketiminin tamamı yerli üretime dayanmaktadır.

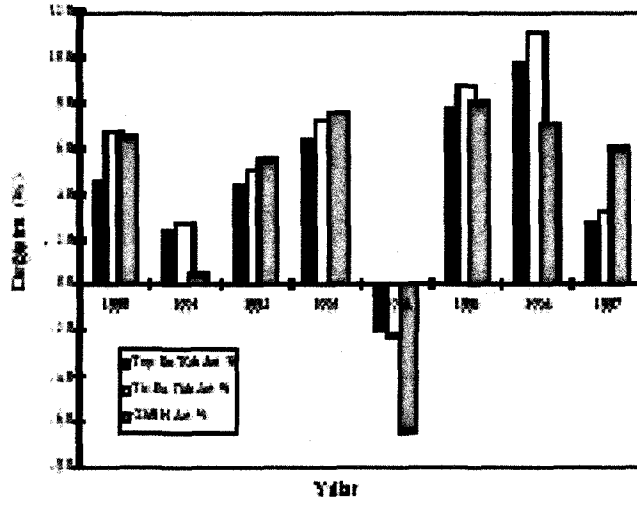
Yenilenebilir enerjinin toplam enerji arzı içindeki payı % 33.2 düzeyindedir. Hidrolik enerjinin tek başına yerli üretimdeki payı % 12.4 iken, klasik biomas (odun + hayvan ve bitki artıkları) payı % 25.4'dür.

1997 yılı verilerine göre, yenilenebilir enerjinin Türkiye'nin genel enerji tüketimindeki payı ise % 15 kadardır. Hidrolik, jeotermal ve güneş enerjisinin tüketimdeki toplam payı % 5.2 olmuştur.



Şekil 3.2 Türkiye'de birincil enerji kaynağı tüketimi(5)

1997 yılında birincil enerji kaynakları tüketimi içinde doğal gazın payı % 12.8'e çıkmıştır. 1997 yılında tüketilen 71 367 Mtep birincil enerjinin tüketim sektörlerine dağılım payları Şekil 3.3'de verilmiştir. Tüketimde en ağırlıklı pay % 43.4 ile petrol ve doğal gaza ait olup, kömürün payı % 34.9 ve elektriğin payı % 18.3'dür.



Şekil 3.5 1990-1997 Dönemi enerji tüketim artışı(5)

Tablo 3.1 Türkiye’de birincil enerji üretim ve tüketimi

KAYNAKLAR	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	Gerçekleşen				Planlanan		
Taşkömürü							
Üretim	1636	1319	1382	1347	1678	2729	3100
Tük/Talep	6428	6690	9115	8495	8173	9571	11174
Linyit							
Üretim	10471	10735	10899	11759	12514	12685	13007
Tük/Talep	10331	10605	11187	12280	12514	12685	13007
Asfaltit							
Üretim	0	29	15	13	43	43	43
Tük/Talep	0	28	15	13	43	43	43
Petrol							
Üretim	3871	3692	3675	3630	3230	3056	2851
Tük/Talep	27142	29324	30939	30515	33493	35364	38244
Doğal Gaz							
Üretim	182	166	187	230	684	662	557
Tük/Talep	4921	6313	7384	9165	11954	15660	17030
Hidrolik							
Üretim	2630	3057	3481	3424	3520	3543	3763
Tük/Talep	2630	3057	3481	3424	3520	3543	3763

Jeotermal

Üretim	115	138	162	179	256	329	432
--------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Tük/Talep	115	138	162	179	256	329	432
-----------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Güneş

Üretim	45	52	80	80	98	109	121
--------	----	----	----	----	----	-----	-----

Tük/Talep	45	52	80	80	98	109	121
-----------	----	----	----	----	----	-----	-----

Klasik Biomas (odun + hayvan ve bitki artıkları)

Üretim	7109	7068	7045	7024	7004	6983	6963
--------	------	------	------	------	------	------	------

Tük/Talep	7109	7068	7045	7024	7004	6983	6963
-----------	------	------	------	------	------	------	------

Elektrik İthal ve İhracı

Net ithal	-46	-60	-6	191	246	?	?
-----------	-----	-----	----	-----	-----	---	---

Merkezi Isıtma

Talep	0	0	0	0	0	0	253
-------	---	---	---	---	---	---	-----

Genel Enerji

Üretim	26059	26255	26926	27687	29028	30140	31090
--------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Tük/Talep	58675	63215	69402	71367	77301	84289	91030
-----------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

2000 yılında birincil enerji talebinin % 34'ü yerli üretimle karşılanacaktır.

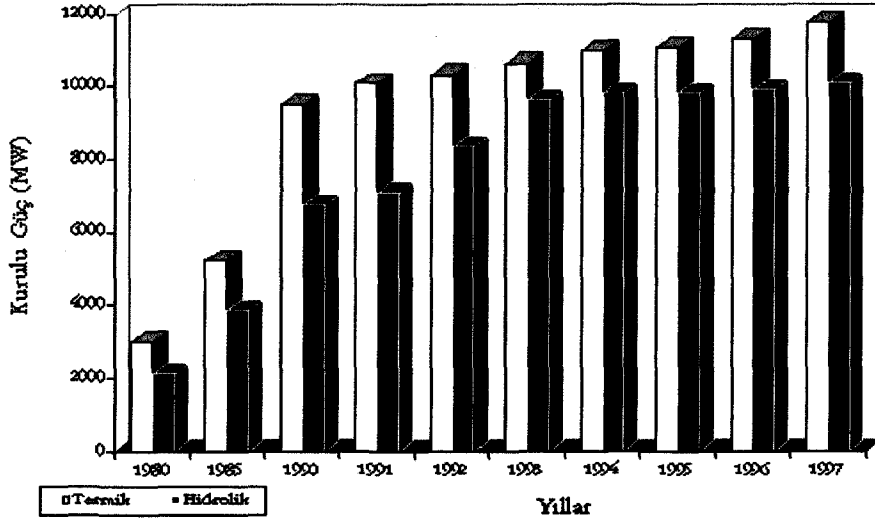
3.2 Türkiye'nin Enerji Kaynakları ve Enerji Dışalımı

2000 yılı için planlanan enerji ithalatı ise 59 940 Btep düzeyindedir. 1990-2000 dönemi için gerçekleşen ve beklenen değerlerle enerji ithalatı ve ihracatı Tablo 3.2'de gösterilmiştir.

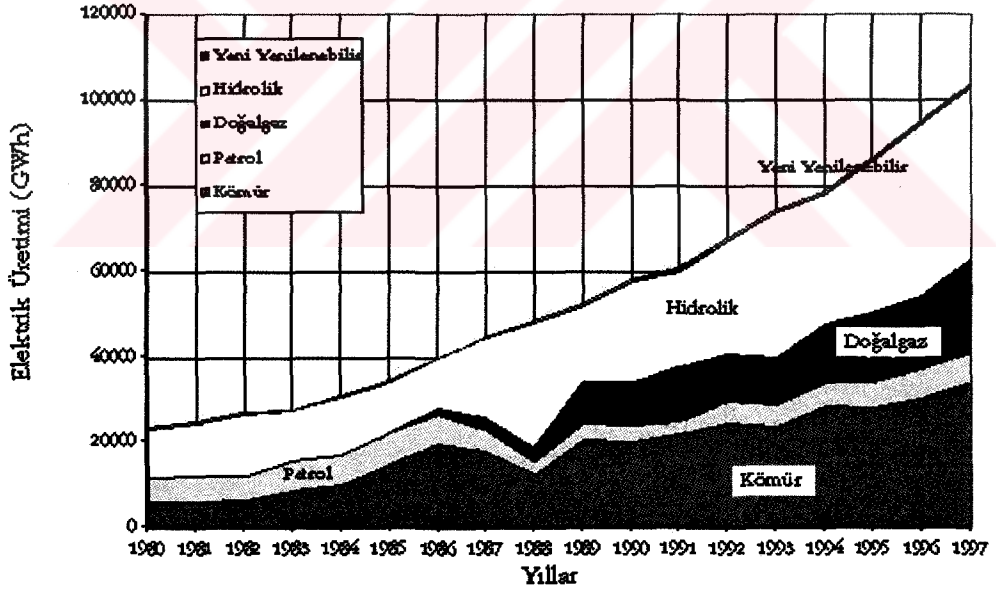
Tablo 3.2 Türkiye'nin enerji ithalatı ve ihracatı(5)

Yıllar	İthalat					İhracat (Btep)	Tüketimdeki İthal Payı
	T. Kömür (bin ton)	Petrol (bin ton)	D. Gaz (106 m3)	Elektrik (GWh)	Toplam (Btep)		
Gerçekleşen							
1990	5556	22396	3257	176	30935	2118	58.8
1991	6083	19982	4035	759	29597	2808	54.9
1992	5414	21768	4437	189	31488	2042	55.9
1993	5640	25729	4954	213	36180	2254	59.1
1994	5463	24629	5375	31	35344	2280	60.2
1995	5941	27169	6755	0	39684	1947	62.8
1996	5525	28330	7837	270	41828	1883	60.3
1997	8311	28264	9885	2492	45629	1630	63.9
Beklenen							
1998	10648	29496	12384	2859	48736	1500	63.1
1999	11217	31461	16481	-	54874	1500	65.1
2000	13237	34496	18102	-	60768	1500	66.8

3.3 Türkiye'nin Elektrik Enerjisi Durumu



Şekil 3.6 Türkiye’de termik ve hidroelektriksel kurulu gücün gelişimi(5)

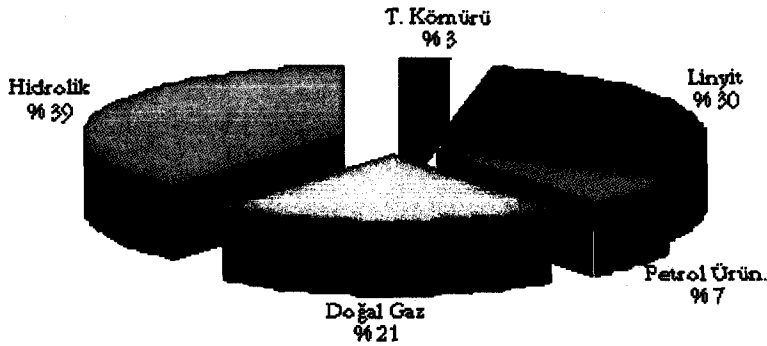


Şekil 3.7 Türkiye’de elektrik üretiminin birincil kaynaklara dağılımı(5)

Türkiye'nin elektriksel kurulu gücü, üretim, tüketim, ithalat ve ihracat değerleri gelişim trendine ilişkin veriler Tablo 3.3'de verilmiştir. 1997 yılında Türkiye'nin elektriksel kurulu gücü 21 889.4 MW, elektrik üretimi 104 285.1 GWh, elektrik ithalatı 2 492.3 GWh, elektrik ihracatı 271 GWh ve toplam tüketimi 106 506.4 GWh olmuştur.

Tablo 3.3 Türkiye’de elektriksel kurulu güç ve üretim-tüketim trendi(5)

YIL	Kurulu Güç (MW)	Üretim (GWh)	İthalat (GWh)	İhracat (GWh)	Tüketim (GWh)	Tüketim Artışı (%)
1970	2 234.9	8 623.0	0	0	8 623.0	10
1980	5 118.7	23 275.4	1 341.1	0	24 616.5	4.5
1985	9 119.1	34 218.9	2 142.4	0	36 361.3	9.3
1990	16 315.1	57 543.0	175.5	906.8	59 811.7	8
1991	17 206.6	60 246.3	759.4	506.4	60 499.4	6.5
1992	18 713.6	67 342.2	188.8	314.2	67 216.8	11.1
1993	20 335.1	73 807.5	212.9	588.7	73 431.7	9.2
1994	20 857.3	78 321.7	31.4	570.1	77 783.0	5.9
1995	20 951.8	86 274.4	0	695.8	85 551.6	10
1996	21 246.9	94 861.6	270.1	343.1	94 788.6	10.8
1997	21 889.4	104 285.1	2 492.3	271	106 506.4	12.4



Şekil 3.8 1997 Yılı elektrik üretiminde kaynak payları(5)

Son verilere göre 2000 yılında kurulu gücün 28 132 MW'a ulaşması beklenmektedir. Tablo

3.4'de elektrikte son yıllarda gerçekleşen değerlerle, yakın gelecekte beklenen değerler verilmiştir.

Tablo 3.4 Türkiye'de elektrik enerjisinde yakın geçmiş ve yakın gelecek(5)

Açıklama	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	Gerçekleşen				Beklenen		
Kurulu Güç (MW)							
Termik	10992.7	11089	11312.1	11786.8	13462.8	15453.2	17235
Hidrolik	9864.6	9862.8	9934.8	10102.6	10387.3	10839.6	11714
Toplam	20857.3	20951.8	21246.9	21889.4	23850.1	26292.8	28949
Enerji (GWh)							
Üretim	78321.7	86274.4	94861.6	104285.1	112200	122600	148000
İthalat	31.4	0	270.1	2492.3	3200	2400	?
İhracat	570.1	695.8	343.1	271	300	300	?

4. TÜRKİYE'NİN FOSİL YAKIT REZERVLERİ, ÜRETİM VE GELİŞTİRME OLANAKLARI

Bu bölümde Türkiye'nin taşkömürü, linyit, petrol, doğal gaz, asfaltit, bitümlü şist, uranyum ve toryum rezervleri açıklanmakta, yapılan üretimler ve bu rezervlerin geliştirilmesi olanakları üzerinde durulmaktadır. Türkiye'nin fosil kökenli enerji kaynaklarının rezervleri Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı kayıtlarına göre topluca Tablo 4.1'de özetlenmiştir.

Tablo 4.1 Türkiye'nin fosil yakıt rezervleri(5)

Rezervler	Görünür	* Muhtemel	Mümkün	Toplam
Taşkömürü (milyon ton)	428	449	249	1 126
Linyit (milyon ton)				
Elbistan	3 357	-	-	3 357
Diğerleri	3 982	626	110	4 718
Toplam	7 339	626	110	** 8 075
Asfaltit (milyon ton)	45	29	8	82
Bitümlü Şist (milyon ton)	555	1 086		1 641
Petrol (milyon ton)	46.3			46.3
Kalan üretilebilir rezerv				
Doğal Gaz (milyar m3)				
Kalan üretilebilir rezerv	9.4			9.4
Nükleer Kaynaklar (ton)				
Uranyum (U3O8)	9 129			9 129
Toryum (ThO2)	380 000			380 000

Türkiye, en çok kullanılan fosil enerji kaynaklarından kömür, petrol ve doğal gaz rezervlerine

sahip olmakla birlikte, linyit dışında bu rezervlerin büyüklükleri sınırlı olup, üretim ihtiyacı yanıtlamaktan uzaktır. Kömür, petrol, doğal gaz, asfaltit ve bitümlü şistlerin görünür, muhtemel ve mümkün rezervlerinin toplamı 2 454 Mtep'dir.

4.1 Taşkömürü

Türkiye'nin bilinen taşkömürü rezervi toplam olarak 1 126 548 000 tondur.

Zonguldak havzasının bütününden yapılan taşkömürü üretimi 1997 yılında 2 513 000 ton olmuştur. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına göre 2000 yılında 6.6 milyon ton, 2010 yılında 41.9 milyon ton ve 2020 yılında 148.9 milyon ton taşkömürü ithalatı öngörülmektedir.

Tablo 4.2 Türkiye taşkömürü rezervleri(5)

Saha	Görünür (103 ton)	Muhtemel (103 ton)	Mümkün (103 ton)	Toplam (103 ton)	Su (%)	Kül (%)	S (%)	AID (kJ/kg)
Zonguldak Armutçuk	19 615	11 509	10 185	41 309	6	9	0.9	6 275
Zonguldak Kozlu	63 400	55 926	47 975	167 301	5	12	0.8	6 740
Zonguldak Üzülmüş	161 135	94 342	74 020	329 497	5	12	0.8	6 740
Zonguldak Karadon	151 442	153 752	117 144	422 338	5.5	13	0.8	6 710
Bartın Amasra	32 799	133 304	-	166 103	7	14	1.5	5 840
TOPLAM	428 391	448 833	249 324	1 126 548				

S: Kükürt, AID: Alt ısı değeri

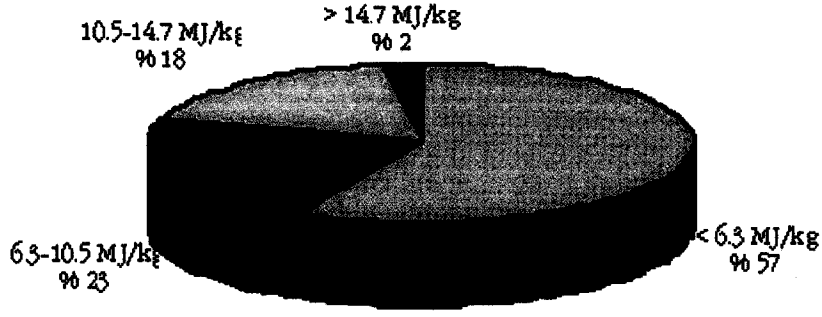
4.2 Linyit

Toplam rezerv 8 075 milyon tondur. Bunun 7 339 milyon tonu görünür rezervdir. Üretilen rezerv ise 3 900 milyon tondur. Toplam rezervin 3 300 milyon tonu Elbistan'dadır.

Tablo 4.3 Önemli linyit yatakları rezervleri ve ısıl değerleri(5)

SAHA	Isıl Değer (kJ/kg)	Rezerv (ton) G=Görünür M=Muhtemel	Rezerv (TET)
Kahramanmaraş (Elbistan)	4 396	3 758 000 000 (G+M)	529 878 000
Kütahya (Tunçbilek)	16 747	331 195 000 (G+M)	187 787 565
Beypazarı	A		
B	10 705	186 000 000 (G)	
Alt Damar	11 886	142 000 000 (G)	
	8 323	63 400 000 (G)	140 993 800
Manisa (Soma Eynez)			
KP1	8 985	18 256 780 (G)	
KM2	14 352	221 369 900 (G)	
KM3	7 247	31 587 715 (G)	
Kütahya (Seyitömer)	11 513	205 000 000 (G)	79 171 000
Adana (Tufanbeyli)	5 698	334 400 000 (G+M)	62 198 400
Manisa (Soma-Işıklar)	14 654	107 000 000 (G+M)	52 965 000
Bolu (Mengen-Salıpazarı)	19 908	78 000 000 (G+M)	52 728 000
İstanbul (Silivri-Sinekli)	8 374	183 600 000 (G+M)	51 040 800
Muğla (Turgutlu)	10 815	130 000 000 (G+M)	47 060 000
Manisa			
(Soma-Deniş 1)	11 204	59 500 000 (G)	43 629 600
(Soma-Deniş 2)	6 795	94 900 000 (G)	
Muğla (Bayır)	11 183	109 000 000 (G)	40 875 000

Çanakkale (Çan)	12 326	92 000 000 (G)	38 180 000
Muğla (Yatağan-Eskihisar)	8 792	109 000 000 (G)	26 833 000
Muğla (Milas-Karacahisar)	9 441	85 700 000 (G)	26 995 000
Muğla (Milas-Ekizköy)			
Açık	9 232	83 700 000 (G)	26 833 000
Kapalı	9 286	34 000 000 (G)	
Sivas (Kangal-Kalburçayırı)	5 573	140 300 000 (G)	25 534 600
Muğla (Milas-Hüsamlar)	6 979	104 300 000 (G)	23 989 000
Muğla (Milas-Sekköy)			
Açık	7 494	89 400 000 (G)	22 453 900
Kapalı	7 762	11 000 000 (G)	
Tekirdağ (Saray-K.Yoncalı)			
Açık	7 494	89 400 000 (G)	22 453 900
Kapalı	9 186	31 700 000 (G)	
Eskişehir (Mihallıçık)	10 630	57 000 000 (G)	20 292 000
Bingöl (Karlıova)	6 104	89 000 000 (G)	17 800 000
Manisa (Soma-Mumyatepe)	12 226	38 500 000 (G)	15 823 500
Çankırı (Orta)	3 634	123 000 000 (G)	14 145 000
Erzurum (Horasan-Aliçeyrek)	6 213	59 000 000 (G)	11 994 700



Şekil 4.1 Türkiye linyit rezervlerinin ısıl değerlere göre dağılımı(5)

1997 yılı linyit üretimi 57 387 000 tondur. Linyit üretiminin 2010 yılında 108 milyon tona ve 2020 yılında da 199 milyon tona çıkarılması hedeflenmektedir.

4.3 Asfaltit

Türkiye'nin asfaltit yatakları Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde Şırnak ve Silopi civarında filonlar şeklinde bulunmaktadır. Her iki alan da TKİ'nin elindedir. Toplam rezerv 82 milyon tondur (bugüne kadar üretilen miktar bu rakama dahildir). Yıllık üretim 1982 yılında en yüksek düzeyi olan 860 000 tona ulaşmış, ancak daha sonra önemli ölçüde düşmeye başlamıştır. 1997 yılı üretimi 29 000 ton olmuştur.

Asfaltit ısıl değeri yüksek (18 000 kJ/kg), içinde nadir mineraller bulunan ve katı yakıt olarak kullanılmakla birlikte, sentetik petrol üretimine elverişli hammadde durumundadır. Asfaltitin termik santral yakıtı olarak kullanılması planlanmaktadır.

4.4 Bitümlü Şeyler

Kerojen adlı organik bir madde içeren ince taneli ve yapraklı yapıya sahip sedimanter kayalar olarak tanımlanan bitümlü şeyler, içerdikleri kerojenden ötürü bir yakıt hammaddesi durumundadır. Bunlara bitümlü şist, petrolü şey gibi adlar verilmekte ise de bitümlü şey olarak tanımlanması daha uygundur.

Trakya, Orta ve Doğu Anadolu Bölgesi dışında ülkemizin pek çok yöresinde bitümlü şey yatakları vardır. Görünür 555 milyon ton, muhtemel 1 086 milyon ton olmak üzere toplam 1.6 milyar ton rezerv saptanmıştır. Isıl değerleri 1 528-5 820 kJ/kg arasındadır.

Tablo 4.4 Türkiye'nin bitümlü şeyl rezervleri(5)

Saha	Görünür (103 ton)	Muhtemel (103 ton)	Toplam (103 ton)
Beypazarı, Ankara	327 000	-	327 000
Seyitömer, Kütahya	83 320	38 850	122 170
Göynük-Hatıldağ, Bolu	73 372	281 587	359 959
Göynük-Himmetoğlu, Bolu	65 968	-	65 968
Ulukışla, Niğde	-	130 000	130 000
Mengen, Bolu	-	50 000	50 000
Bahçecik, Kocaeli	-	42 000	42 000
Burhaniye, Balıkesir	-	15 600	15 600
Beydili, Ankara	-	300 000	300 000
Dudurga, Çorum	-	138 000	138 000
Çeltek, Amasya	-	90 000	90 000
TOPLAM	554 660	1 086 037	1 640 697

Bitümlü şeyllerin termik santral yakıtı ve/veya damıtma yöntemi ile sentetik petrol hammaddesi olarak kullanılmaları olanağına karşın, ısıl değerinin düşüklüğü, işletilme güçlükleri ve kül oranlarının yüksekliğinden ötürü üretim ve tüketimi olmayıp, potansiyel yakıt olarak beklemektedirler.

4.5. Turba

Oluşumu henüz tamamlanmamış kömür türü fosil yakıtlardır. Türkiye'nin önemli turba

yatakları Kayseri ve Yüksekova'da bulunmaktadır. Türkiye'nin toplam turba alanı, Dünya Enerji Konseyi 1998 istatistiklerinde 56 bin hektar olarak bildirilmektedir. Kayseri Ambar Ky yöresindeki turbaların ısıl değeri 6 100 kJ/kg olup, rezerv 105 milyon ton hesaplanmıştır. Yüksekova turbalarının rezervi 85 milyon ton olarak belirlenmiştir. Bunlarda kuru numunenin ısıl değeri 12 560 kJ/kg'a kadar çıkmaktadır.

4.5 Petrol

Türkiye'de petrol taşıyabilir efektif alan ihtimali karalarda 188 662 km², denizlerde 146 443 km² olmak üzere toplam 335 105 km²'dir. Bu sahaların kesin bulgulanması için detaylı arama yapılması gereken alanlar ise; karalarda 545 000 km², denizlerde 296 000 km², yani toplam 841 000 km² kadardır. Türkiye'de ortalama 1.8-10.4 milyar ton arasında petrol rezervi bulunabileceği ne srlmştir. Böyle bir rezervden çıkarılabilecek petrol ise 274 milyon ton ile 1.58 milyar ton arasındadır.

1997 yılı sonu itibariyle Türkiye'de bilinen sahalara göre rezervardaki petrol rezervi 6 670 189 000 varil yani 978 749 000 tondur. Buna göre retilabilir petrol 149 699 000 ton olmaktadır. Bu rezervden yapılmış olan kümülatif üretim 103 362 868 ton olduğundan, geriye kalan retilabilir petrol rezervi 317 161 852 varil ya da 46 336 132 tondur.

Tablo 4.5 Türkiye rafinerilerinin kapasitesi ve işledikleri petrol miktarı(5)

Rafineri	Kurulu Kapasite 1997 yılında (ton/yıl)	İşlenen petrol (ton/yıl)
BATMAN (1955)	1 100 000	Yerli Petrol : 824 893
İZMİT (1961)	11 500 000	Yerli Petrol : 713 864
		İthal Petrol : 8 159 702
		Toplam : 8 873 566
ATAŞ (1962)	4 400 000	Yerli Petrol : 540 477
		İthal Petrol : 2 940 764
		Toplam : 3 481 241
İZMİR (1972)	10 000 000	Yerli Petrol : 245 357
		İthal Petrol : 9 676 758
		Toplam : 9 922 115
KIRIKKALE (1986)	5 000 000	Yerli Petrol : 947 147
		İthal Petrol : 2 619 847
		Toplam : 3 566 994
Toplam	32 000 000	Yerli Petrol : 3 271 738
		İthal Petrol : 23 397 071
		Toplam : 26 668 809

4.6 Doğal Gaz

Türkiye'nin bilinen doğal gaz üretim alanları Trakya ve Güneydoğu Anadolu bölgesinde bulunmaktadır. 1997 yılı sonu itibariyle Türkiye'nin bilinen sahalarındaki doğal gaz rezervi, rezervuardaki toplam gaz olarak 18 104 718 000 m³, üretilabilir toplam gaz olarak 12 338 576 000 m³ düzeyinde verilmektedir. 1997 yılında Türkiye'nin yerli doğal gaz üretimi 253 215 832 m³ olmuştur. Talebi karşılamak için 1997 yılında 9 874 000 000 m³ doğal gaz ithal olunmuştur. Türkiye'nin doğal gaz talebi 2000 yılında 20 790 milyon m³, 2010 yılında 53 553 milyon m³, 2020 yılında 80 000 milyon m³ düzeyine çıkacaktır.

4.7 Uranyum

Tablo 4.6 Türkiye'nin uranyum rezervleri(5)

Saha	Tenör (U3O8)	Rezerv (U3O8)
Salihli Köprübaşı	0.05	2 852
Eşme-Fakılı	0.05	490
Söke-Küçükçavdar	0.04	208
Söke-Demirtepe	0.08	1 729
Yozgat-Sorgun	0.1	3 850
TOPLAM	0.04-0.1	9 129

4.8 Toryum

Türkiye'nin bilinen tek toryum yatağı Eskişehir-Sivrihisar-Kızılcaören'de bulunmaktadır. Buradaki rezerv 380 000 tondur.

5. TÜRKİYE'NİN YENİLENEBİLİR ENERJİ POTANSİYELLERİ, KULLANIMI VE GELİŞTİRME OLANAKLARI

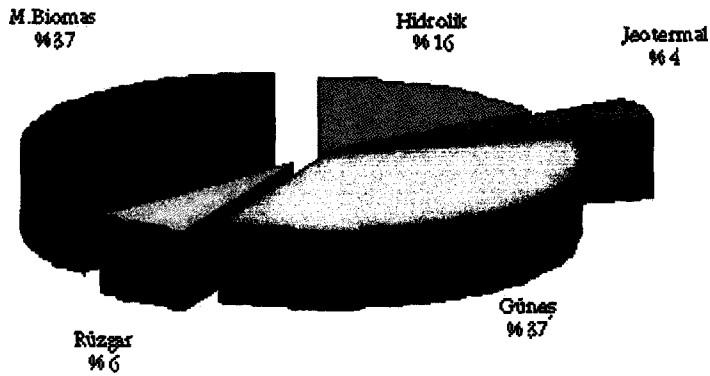
Bu bölümde hidrolik enerji, jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, deniz dalga enerjisi ve biomas enerji potansiyelleri üzerinde durulmakta, kullanım düzeyleri açıklanmakta, bu kaynaklara ilişkin kullanılabilir potansiyellerin geliştirilme olanakları irdelenmektedir. Türkiye'nin yenilenebilir karakterli başlıca enerji kaynaklarının potansiyelleri topluca Tablo 5.1'de gösterilmiştir.

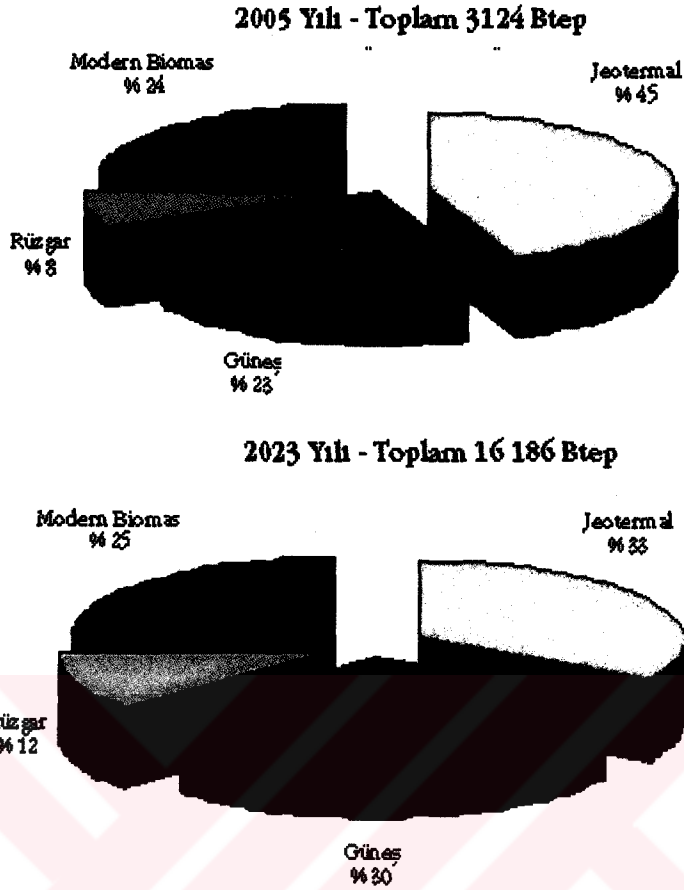
Tablo 5.1 Türkiye'nin yenilenebilir enerji kaynakları potansiyeli(5)

KAYNAKLAR	Brüt	Teknik	Ekonomik (kullanılabilir)
Hidrolik Enerji			
(MW)	107 500	53 750	34 862
(milyar kWh/yıl)	430	215	124.5
Jeotermal Enerji			
Isı (MW)	31 500	7 500	2 843
(Mtep/yıl)	-	5.4	1.8
Elektrik (MW)	4 500	500	350
(milyar kWh/yıl)	-	-	1.4
Güneş Enerjisi			
Isı + Elektrik (MW)	111 500 x 103	1 400 000	116 000
(milyar kWh/yıl)	977 000	6 105	305
(Mtep/yıl)	80 000	500	25
Rüzgar Enerjisi (karasal)			
Elektrik (MW)	220 000	55 000	20 000

(milyar kWh/yıl)	400	110	50
Rüzgar Enerjisi (denizsel)			
Elektrik (MW)	-	60 000	-
(milyar kWh/yıl)	-	180	-
Deniz Dalga Enerjisi			
Elektrik (MW)	75 000	9 000	-
(milyar kWh/yıl)	150	18	-
Klasik Biomas Enerji			
Yakıt (Mtep/yıl)	30	10	7
Modern Biomas			
Yakıt (Mtep/yıl)	90	40	25

Türkiye'de bugün yenilenebilir kaynaklardan en çok klasik biomas enerji ve hidrolik enerji kullanılmaktadır. Jeotermal enerji üçüncü sırada yer almakla birlikte, kullanımı sınırlıdır. Güneş enerjisinin kullanımı sembolik düzeyde iken, rüzgar enerjisinin kullanımı yeni başlamakta, deniz dalga enerjisi üzerinde hiç durulmamaktadır.

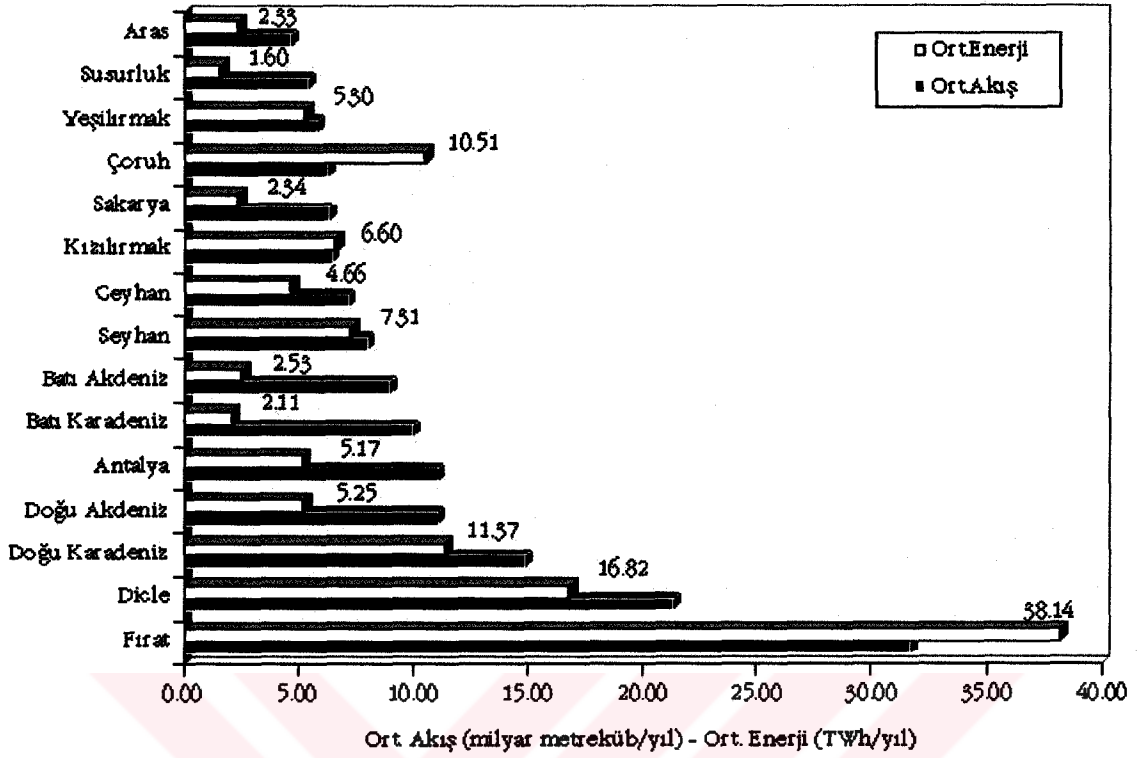




Şekil 5.1 Türkiye’de yenilenebilir enerji potansiyelinin kaynak bazında dağılımı(5)

5.1 Hidrolik Enerji

Türkiye’de 26 akarsu havzasına dağılmış olan su kaynaklarının enerji üretimi açısından toplam debisi 186 km³/yıl düzeyindedir. Bu doğal olanakta havzaların en büyük payları sırasıyla; Fırat % 17, Dicle % 11.5, Doğu Karadeniz % 8, Doğu Akdeniz % 6 ve Antalya % 5.9 düzeyindedir. Türkiye’nin hidrolik kaynaklarının teorik olarak, ortalama debi ve düşü koşullarında hesaplanan brüt potansiyeli 430 milyar kWh/yıl’dır. Bu kaynaktan sağlanabilecek teknik potansiyel, 215 milyar kWh/yıl olarak hesaplanmıştır. Hem teknik ve hem de ekonomik yapılabirlik koşulları altında kullanılabilir potansiyel, bugün için 124.5 milyar kWh/yıl olarak bildirilmektedir. Ancak, ekonomik potansiyele bağlı güvenilir enerji üretim potansiyeli 79.7 milyar kWh/yıl kadardır. Bu değer 2010 yılında 85.4 milyar kWh’a ve 2020 yılında da 103.7 milyar kWh’a ulaşması planlanmaktadır.



Şekil 5.2. Önemli Havzaların Yıllık Ortalama Akış ve Enerji Potansiyelleri(5)

5.1.1 Hidroelektrik Potansiyelin Değerlendirilmesi

Düşü-akım diyagramları yöntemine göre değişik araştırmacılar tarafından hesaplanmış brüt hidroelektrik potansiyel değerleri Tablo 5.2'de topluca gösterilmiştir. Tablodaki güç değerleri 8760 h/yıl değerine göre hesaplanmış teorik değerlerdir.

Tablo 5.2 Türkiye'nin hidroelektrik potansiyeli(5)

İlgili Çalışma	Gözlem istasyonları (adet)	Toplam gözlem süresi (istasyon.yıl)	Brüt potansiyel (TWh/yıl)	(MW)
DSİ (Öziş), 1965	229	1 700	433	49 417
Öziş, 1966	518	3 000	436	49 800

Öziş, 1971	660	4 300	435	49 240
Erke, 1978	660	4 300	455	51 978
Öziş, et.al., 1985	660	4 300	433	49 427
Baran ve Durnabaş, 1987	1 467	13 400	442	50 428

Brüt hidroelektrik potansiyel için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı yayınlarında ve raporlarında 430 TWh/yıl ve Devlet Su İşleri (DSİ) yayınlarında ise 433 TWh/yıl değeri esas alınmaktadır. DSİ tarafından benimsenen ve ayrıntısı ile 432 981 GWh/yıl enerji olan brüt potansiyelin güç karşılığı, 8760 h/yıl değerine göre 49 427 MW'dır. Hidroelektrik santrallerin yıllık çalışma süresi 4000 h/yıl varsayımı ile söz konusu enerjinin karşılığı olacak kurulu güç gereksinimi 108 245 MW'dır. Brüt potansiyelin tamamı üretime dönüştürülemez. Üretime dönüştürülebilecek maksimum potansiyel teknik potansiyel olmaktadır.

Tablo 5.3 Türkiye'de havzalara göre yıllık akış ve brüt hidroelektrik potansiyel(5)

Havza	Ortalama yıllık akış (milyar m ³)	Akışa katkı (%)	Hidroelektrik Potansiyel (GWh/yıl)	(MW)	Potansiyel (%)
Fırat	31.61	17	84 122	9 603	19.4
Dicle	21.33	11.5	48 706	5 560	11.2
Doğu Karadeniz	14.9	8	48 478	5 534	11.2
Doğu Akdeniz	11.07	6	27 445	3 133	6.3
Antalya	11.06	5.9	23 079	2 634	5.3
Batı Karadeniz	9.93	5.3	17 914	2 045	4.1
Batı Akdeniz	8.93	4.8	13 595	1 552	3.1
Marmara	8.33	4.5	5 177	591	1.2
Seyhan	8.01	4.3	20 875	2 383	4.8

Ceyhan	7.18	3.9	22 163	2 530	5.1
Kızılırmak	6.48	3.5	19 552	2 232	4.5
Sakarya	6.4	3.4	11 335	1 294	2.6
Çoruh	6.3	3.4	22 601	2 580	5.2
Yeşilirmak	5.8	3.1	18 685	2 133	4.3
Susurluk	5.43	2.9	10 573	1 207	2.4
Aras	4.63	2.5	13 114	1 497	3
Konya-kapalı	4.53	2.4	1 218	139	0.3
Büyük Menderes	3.03	1.6	6 263	715	1.4
Van Gölü	2.39	1.3	2 593	296	0.6
Kuzey Ege	2.09	1.1	2 882	329	0.7
Gediz	1.95	1.1	3 916	447	0.9
Meriç-Ergene	1.33	0.7	1 000	114	0.2
Küçük Menderes	1.19	0.6	1 375	157	0.3
Asi	1.17	0.6	4 897	559	1.1
Burdur-Göller	0.5	0.3	885	101	0.2
Akarçay	0.49	0.3	543	62	0.1
TOPLAM	186.05	100	432 981	49 427	100

Ekonomik hidroelektrik potansiyel için 1990 sonrasındaki pekçok raporda 124.5 TWh/yıl değerinin yazılmış olmasına karşın, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 1998 raporlarında 123 799 GWh/yıl ve DSİ de son olarak 123 385 GWh/yıl değerini vermektedir. 2000-2025 arasındaki dönemde bu değer 150 TWh/yıl değerini çok aşması beklenmelidir. Devlet Su

İşleri tarafından yapılan çalışmalara göre 123.4 TWh/yıl ekonomik potansiyelin değerlendirilmesi için 493 adet hidroelektrik santralla 34 892 MW kurulu güce gerek vardır. Bu hesaplamada hidrolik santralların yıllık çalışma süresi, 8 760 saatin % 40'ını kapsar biçimde ortalama 3 540 saat dolaylarında alınmıştır. Bu varsayıma göre teknik potansiyelin tamamının değerlendirilmesi için gereken kurulu güç 61 000 MW kadardır. Hidroelektrik santralların yıllık maksimum çalışma süreleri de 5 000 h'ı aşmamaktadır.

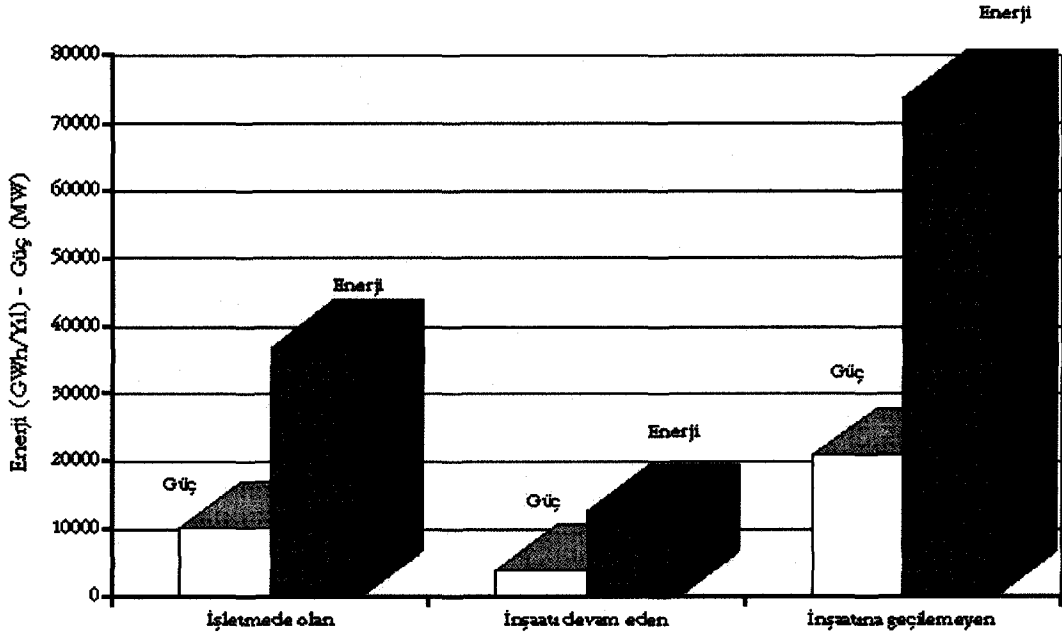
5.1.2 Hidroelektrik Santrallar

Kurulu gücü 250 MW'dan büyük olan hidroelektrik santralların 1997 yılı üretimleri Tablo 5.4'de yer almaktadır. Tabloda gösterilen sekiz santral üretimin % 81'ini sağlamıştır. Yine gücü 250 MW'dan büyük olan inşa halinde ve inşasına başlanamamış hidroelektrik santrallar da Tablo 5.6'de verilmiştir. Gücü 250 MW'ın üzerinde çalışan, inşa halinde olan ve inşasına başlanamamış santrallar toplam 25 adettir.

Tablo 5.4 Türkiye hidroelektrik potansiyelinin değerlendirilme durumu(5)

Hidroelektrik santral projelerinin durumu	HES (Adet)	Toplam kurulu güç (MW)	Yıllık ortalama enerji (GWh/yıl)	Payı (%)	Ardışık Payı (%)	Ort. yük Faktörü (%)
1997 yıl sonunda işletmede olan	100	10 108	36 866	30	30	42
İnşaatı devam eden	33	3 938	12 580	10	40	36
İnşaatına geçilemeyen	360	20 816	73 939	60	100	40
TOPLAM	493	*34 862	123 385	100	-	40

(*) Çalışmayan küçük santralların 10 MW toplamı da dahildir.



Şekil 5.3 Türkiye ekonomik hidroelektrik potansiyelinin değerlendirilme Durumu(5)

Tablo 5.5 Büyük hidroelektrik santrallerinin kurulu güçleri(5)

Santralin adı	Gücü (MW)	Üretimi (GWh/1997)	
		Brüt	Net
Atatürk HES	2 400.0	10 610.9	10 520.6
Karakaya HES	1 800.0	8 800.1	8 746.9
Keban HES	1 330.0	7 676.8	7 437.0
Altinkaya HES	700	1 253.7	1 233.4
Oymapınar HES	540	1 187.1	1 170.1
Hasan Uğurlu HES	500	1 192.5	1 161.9
Sır HES	284	752.0 ortalama üretim	
Gökçekaya HES	278.4	589.6	582.6

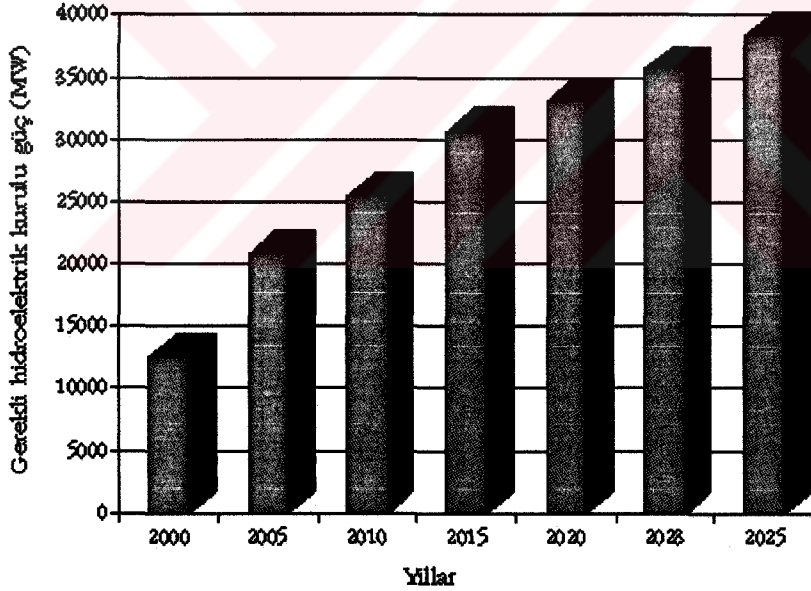
Tablo 5.6 İnşa halinde olan hidroelektrik santral projeleri(5)

Proje Adı	Kurulu Gücü (MW)	Ortalama üretimi (GWh/yıl)	Açıklama
Birecik	672	2 460	YİD modeli ile inşası sürmekte.
Berke	510	1 668	ÇEAŞ tarafından inşası sürmekte.
Deriner	670	2 118	DSİ tarafından inşası sürmekte.
Ilısu	1 200	3 833	DSİ tarafından inşası sürmekte.
Yusufeli	540	1 705	DSİ tarafından yapılacak kesin projesi hazır.
Borçka	300	1 039	DSİ tarafından yapılacak kesin projesi hazır.
Artvin	332	1 026	DSİ tarafından yapılacak kesin projesi hazır.
Kayraktepe	420	991	Kesin projesi hazır.
Boyabat	513	1 468	YİD modeli ile Danıştay onayından geçmiş, kesin projesi hazır.
Yedigöze	250	969	YİD modeli ile sözleşme görüşmeleri başlanmış, kesin projesi hazır.
Ermenek	320	1 022	Kesin projesi yapılmakta.
Doğanlı	462	1 327	Master planı hazır.
Uzungöl	380	1 000	Planlaması hazır.
Göktaş	270	1 160	YİD modeli ile değerlendirilmesi devam eden, planlaması hazır.
Çetin	350	1 237	YİD ile başvuru aşamasında, ön incelemesi hazır.
Beyhanı	300	1 435	Ön incelemesi hazır.

Kaleköy	293	1 293	Ön incelemesi hazır.
Of-Solaklı	380	1100	YİD modeli ile sözleşmesi hazır.

5.1.3 Yeni Hidroelektrik Santraller Stratejisi

TEAŞ tarafından ENPEP ELECTRIC ve WASP III+ optimizasyon modelleri kullanılarak yapılan çalışmaya göre hidroelektrik kurulu gücün 2005 yılında 17 981 MW, 2010 yılında 24 935 MW, 2015 yılında 28 806 MW ve 2020 yılında 29 984 MW olması gerekmektedir. Böylece 2020 yılında üretilecek hidrolik enerji 103 715 GWh olacaktır. Ekonomik hidroelektrik potansiyelin tamamının 2023 yılında kullanılabilir duruma getirilmesi için hidroelektrik kurulu gücün; 2005 yılında 20 824 MW, 2010 yılında 25 565 MW, 2015 yılında 30 628 MW, 2020 yılında 33 186 MW ve 2023 yılında 35 635 MW olması gerekmektedir. Böylece 2023 yılında üretim 124 721 GWh'a çıkabilecektir.



Şekil 5.4 Türkiye’de oluşturulması gereken kurulu güç trendi(5)

Yeni bir strateji saptanırken projelerin büyüklüğü önemlidir. Türkiye'nin işletmede olan altı büyük hidroelektrik santralının (Atatürk, Karakaya, Keban, Altınkaya, Oymapınar, Hasan Uğurlu) güçlerinin toplamı 7 270 MW ve yıllık ortalama üretimleri toplamı 26.7 TWh/yıl olup, kurulu gücün % 72'sini ve ekonomik hidroelektrik potansiyelin de % 21.5'ini

kapsamaktadır.

Türkiye'de inşaatına henüz geçilemeyen 360 proje kapsamında; 1000 MW'dan büyük bir proje, 500 MW'dan büyük iki proje bulunmaktadır. Bunların toplam güçleri 2 253 MW'dır. 250-500 MW güç kademesinde toplam gücü 3 596.6 MW olan 11 proje vardır. Hidroelektrik projelerin 300 adet ile büyük bir bölümü 10-100 MW arasında olup, toplam güçleri 8 137.7 MW'dır.

Tablo 5.7 Henüz inşaatına geçilmemiş 360 HES'in güç dağılımı(5)

Güç Kademesi	Proje Sayısı	Güç Toplamı		Ortalama Üretim		Güvenilir Üretim	
		(MW)	%	(GWh)	%	(GWh)	%
< 5 MW	46	121.9	0.59	657	0.89	290	0.67
5 - 10 MW	52	371.2	1.78	1 682	2.27	745	1.73
10 - 50 MW	143	3 547.1	17.04	15 548	21.03	7 997	18.57
50 - 100 MW	59	4 097.5	19.69	14 964	20.24	9 213	21.39
100 - 250 MW	46	6 827.8	32.8	21 806	29.49	13 156	30.54
250 - 500 MW	11	3 596.6	17.28	12 276	16.6	7 158	16.62
500 - 1000 MW	2	1 053.0	5.06	3 173	4.29	2 054	4.77
> 1000 MW	1	1 200.0	5.77	3 833	5.18	2 459	5.71
TOPLAM	360	20 815.2	100	73 939	100	43 071	100

5.2 Hidrojen Enerjisi

Birincil enerji kaynaklarının, fiziksel durum değişimi içeren biçimde dönüştürülmesi ile elde olunan ikincil enerjilere, "enerji taşıyıcısı" denir. Elektrik 20. yüzyıla damgasını vuran bir enerji taşıyıcısıdır. Hidrojen ise 21. yüzyıla damgasını vuracak bir diğer enerji taşıyıcısıdır. Hidrojen kullanım verimi yüksek bir yakıttır. Çevre dostudur. Teknolojik gelişim, çevre etkisini de içeren efektif maliyetinin diğer yakıtlardan düşük olmasını sağlar duruma

gelmiştir.

Hidrojenin kullanılmasını gerektiren başlıca iki neden olup, biri fosil yakıtların yanma emisyonu karbon dioksitin artmasından kaynaklanan, global ısınmaya neden olan çevre sorunu, diğeri petrol ve doğal gaz gibi akışkan hidrokarbonların bilinen üretilebilir rezerv ömürlerinin insan ömrü ile kıyaslanabilecek boyuta düşmüş olmasıdır.

5.2.1 Hidrojen Yakıtının Özellikleri

Bugün yakıt seçimindeki kriterler olarak; motor yakıtı olma özelliği, dönüştürülebilirlik ya da çok yönlü kullanıma uygunluk, kullanım verimi, çevresel uygunluk, emniyet ve efektif maliyet açısından yapılan değerlendirmeler, hidrojen lehine sonuç vermektedir. Yakıtın dönüştürülebilirliği ya da çok yönlü kullanımı, yanma işlemi dışında, diğer enerji dönüşümlerine uygunluğunu gösterir. Hidrojen alevli yanmaya, katalitik yanmaya, direkt buhar üretimine, hidridleşme ile kimyasal dönüşüme ve yakıt hücresi ile elektrik dönüşümüne uygun bir yakıt iken, fosil yakıtlar yalnızca alevli yanmaya uygundur.

Hidrojen alevli yanma özelliği ile içten yanmalı motorlarda, gaz türbinlerinde ve ocaklarda yakıt olarak kullanılabilir. Hidrojenin direkt buhara dönüşüm özelliği, buhar türbinleri uygulamasında kolaylık sağlamaktadır. Bu özelliği ile endüstriyel buhar üretimi de kolaylaşmaktadır. Hidrojenin katalitik yanma özelliğinden mutfak ocakları, su ısıtıcılar ve sobalara uygulanmasında yararlanılmaktadır. Hidridleşme özelliği, emniyetli hidrojen depolaması açısından önemlidir. Hidrojen Carnot çevriminin sınırlayıcı etkisi altında kalmadan, yakıt pillerinde elektrokimyasal çevrimle direkt elektrik üretiminde de kullanılabilir.

Hidrojen, en hafif kimyasal elementtir. Sıvı hidrojenin birim kütlelerinin ısı değeri 141.9 MJ/kg olup, petrolden 3.2 kat daha fazladır. Sıvı hidrojenin birim hacminin ısı değeri ise 10.2 MJ/m³ tür ve petrolün % 28'i kadardır. Gaz hidrojenin birim kütlelerinin ısı değeri sıvı hidrojenle aynı olup, doğal gazın 2.8 katı kadarken, birim hacminin ısı değeri 0.013 MJ/m³ ile doğal gazın % 32.5'i olmaktadır. Metal hidridlerin kütleli enerji içeriği 2-10 MJ/kg ile sıvı hidrojene göre çok küçükken, hidridlerin hacimsel enerji içeriği 12.6-14.3 MJ/m³ ile gaz ve sıvı hidrojenden büyüktür.

Bir yakıtın motor yakıtı olma özelliği yalnızca ısı değerine bağlı değildir. Ayrıca devindirmetahrik etme (motivity) faktörü önemli olup, bu faktör yakıtın kütlesi ve buna karşılık olan hacmine bağlı biçimde, en yüksek ısı değerli yakıtla analitik karşılaştırması sonucu

hesaplanır. Hidrojenle birlikte çeşitli motor yakıtlarının özellikleri Tablo 5.8'de gösterilmiştir.

Tablo 5.8 Hidrojen ve diğer motor yakıtlarının karşılaştırmalı temel özellikleri(5)

Yakıt	Kimyasal formül	Isıl değer (MJ/kg)	Isıl değer (MJ/m ³)	Devindirme faktörü. (%)
<i>Sıvı yakıtlar</i>				
Fuel-oil	C _{≤20} H _{≤42}	45.5	38.65	78
Benzin	C ₅₋₁₀ H ₁₂₋₂₂	47.4	34.85	76
Jet yakıtı	C ₁₀₋₁₅ H ₂₂₋₃₂	46.5	35.30	75
LPG	C ₃₋₄ H ₈₋₁₀	48.8	24.40	62
LNG	~ CH ₄	~ 50.0	~23.0	61
Methanol	CH ₃ OH	22.3	18.10	23
Ethanol	C ₂ H ₅ OH	29.9	23.60	37
LH ₂	H ₂	141.9	10.10	100
<i>Gas yakıtlar</i>				
Doğal gaz	~ CH ₄	~ 50.0	0.040	75
GH ₂	H ₂	141.9	0.013	100

Hidrojen yüksek alev hızına, geniş alev cephesine ve yüksek detanasyon sıcaklığına sahip olup, kontrolsüz yanmaya (vuruntuya) karşı dayanıklıdır. Hidrojenin geniş bir tutuşma açıklığı olduğundan, bu tür motorlar değişik hava fazlalık katsayılarında çalıştırılabilmektedir.

Hidrojenle çalışan içten yanmalı motorun yanma sırasında oluşan azot oksit (NO_x) emisyonu, mevcut bir motordan 200 kat daha azdır. Kaldı ki, benzin-hava karışımına % 5 hidrojen eklenince NO_x emisyonu % 30-40 azalma göstermektedir. Bu da çevre açısından önemli bir kazançtır. Nitekim, son yıllarda çift yakıtlı motorlar denilen, hidrojen/benzin ve hidrojen/doğal gaz karışımli Otto çevrimli motorların ortaya çıkarılmasının nedeni, karışımın fakirleştirilmesi ile özgül yakıt tüketiminin azaltılmasıdır. Fakir karışımli motorların CO_x ve HC emisyonları azalmaktadır. Çift yakıtlı motorların, günümüz klasik motorları ile hidrojen motorları arasında bir geçiş aşaması oluşturması beklenmektedir.

Yakıtlar için önemli olan bir özellik de çevresel uygunluktur. Fosil yakıt kullanımının hava kalitesi, insanlar, hayvanlar, plantasyonlar ve ormanlar, akuatik ekosistemler, insan yapısı yapılar, açık madencilik, iklim değişikliği, deniz seviyesi yükselmesi üzerindeki olumsuz etkilerinden kaynaklanan çevre zararları dünya genelinde, 1990 verileriyle; kömür için 9.8 ABD \$/GJ, petrol için 8.5 ABD \$/GJ ve doğal gaz için 5.6 ABD\$/GJ olarak saptanmıştır.

Tablo 5.9 Çevresel uygunluk faktörleri (5)

Enerji sistemi	Yakıt	Çevresel zarar (ABD \$/GJ)	Çevresel uygunluk faktörü
Fosil Yakıt		8.42	
	Kömür	9.82	0.047
	Petrol	8.47	0.054
	Doğal gaz	5.6	0.082
Kömür/sentetik yakıt		10.47	
	Sent. gaz	13.77	0.033
	S.doğ.gaz	9.13	0.050
Güneş-hidrojen		0.46	
	Hidrojen	0.46	1.000

Hidrojenin diğer yakıtlarla emniyet faktörü açısından kıyaslanması Tablo 5.10'da yer almaktadır.

Tablo 5.10 Emniyet faktörüne göre yakıt sıralaması(5)

Karakteristikler	Benzin	Metan	Hidrojen
Yakıtın zehirliliği	3	2	1
Yanma ürünlerinin zehirliliği (CO, SO _x , NO _x , HC, PM)	3	2	1
Yoğunluk	3	2	1

Diffüzyon katsayısı	3	2	1
Özgül ısı	3	2	1
Ateşleme sınırı	1	2	3
Ateşleme enerjisi	2	1	3
Ateşleme sıcaklığı	3	2	1
Alev sıcaklığı	3	1	2
Patlama enerjisi	3	2	1
Alev emissivitesi	3	2	1
TOPLAM PUAN	30	20	16
Emniyet faktörü	0.53	0.8	1

(*) 1 En emniyetli, 2 Daha az emniyetli, 3 En az emniyetli

Yakıtların ekonomik kıyaslaması efektif maliyete göre yapılır. Efektif maliyet çıplak maliyet ve çevre zararlarını içeren maliyet ile kullanım veriminin fonksiyonudur. Efektif maliyete göre hesaplanan ekonomiklik faktörü hidrojende 1 iken doğal gaz dışındaki fosil yakıtlarda 0.37-0.61 arasında değişmekte olup, hidrojenden daha az ekonomiktirler. Ancak, doğal gazın ekonomiklik faktörü bugün için hidrojenden yüksektir.

Dış maliyet, yani çevre maliyeti gözönüne alınmaksızın hidrojen endüstri, konut ve elektrik sektörlerinde doğal gazdan 1.5-3.7, petrol ürünlerinden 1.3-3.5 ve kömürden 4.7-5.8 kat daha pahalı görünmektedir. Ancak, yakıt hidrojenin kütleli üretimi yapılmadığından bu karşılaştırmalar göreceli kalmaktadır.

5.2.2 Hidrojen Üretimi, Depolanması ve Taşınması

Hidrojen bir doğal yakıt olmayıp, birincil enerji kaynaklarından yararlanılarak değişik hammaddelerden üretilen bir sentetik yakıttır. Hidrojen üretiminde tüm enerji kaynakları kullanılabilir. Kullanılan hammaddeler ise su, fosil yakıtlar ve biyomas materyaldir.

Bugün dünyada teknolojik gereksinimlerle yılda 500-600x10⁹ m³ hidrojen fosil yakıtlardan üretilerek kullanılmaktadır.

Yakıt hidrojenin temelde, sudan yenilenebilir enerjilerle üretilmesi ana ilkedir. Hidrojen üretim yöntemlerinin başında suyun direkt elektrolizi gelir. Elektroliz için elektrik gereksinimi fosil yakıtlardan, hidroelektrik kaynaktan, nükleer güçten, jeotermal enerjiden, güneş, rüzgar ve deniz dalgaları enerjilerinden elde olunabilir. Gelecek için üzerinde en çok durulan yöntem fotovoltaiik güneş üreteçlerinin kullanılmasıdır. Hidrojen suyun ısı parçalanması (termal krakingi) ile de üretilmektedir. Bir diğer hidrojen üretim yöntemi doğal gazın ve gaz hidrokarbonların buhar reformasyonudur.

Hidrojen üretimi için ayrıca kömür gazifikasyon yöntemi vardır. Gazifikasyon işlemi kolaylıkla kükürtün elimine edilmesine olanak tanıdığından çekici bulunmaktadır. Ortalama olarak 6 kg kömürden 3.785 lt benzine eşdeğer 1 kg hidrojen elde olunur. Kömür dünyanın en zengin fosil yakıtıdır. Bilinen kömür yataklarına biçilen güvenilir ömür 200 yıl kadarsa da, bunun 400 yıla uzanabileceği söylenmektedir. Katı atıklar ve kanalizasyon materyalleri de hidrojen üretimi için hammadde olup, gazifikasyon işlemine bağlı olarak, sentez gazının hava veya oksijenle reformasyonu hidrojen vermektedir. Termokimyasal çevrimlerle sudan, fotokimyasal işlemle organometalik bileşikler veya enzim su karışımından hidrojen üretilir.

Hidrojen üretimi için sıralanan teknikler dışında; fotoelektrokimyasal, biyolojik ve biyokimyasal gibi başka teknikler vardır. Biyolojik üretimde, mikroalgalar ve cyanobacterialar ile biofotoreaktörlerden fotobiyolojik yöntemlerle hidrojen elde olunmaktadır. Ayrıca, denizlerde direkt güneş enerjisi çevrimi ile hidrojen üretimi, uzay güneş güç istasyonlarının enerjisiyle hidrojen üretimi gibi yöntemler üzerinde çalışılmaktadır.

Hidrojen üretimi için kullanılan alışılmış teknolojiler; doğal gazın katalitik buhar reformasyonu, ağır petrolün kısmi oksidasyonu (pox), kömürün gazifikasyonu (Koppers-Totzek ve Texaco gazifikasyon işlemleri), buhar-demir işlemi ve suyun elektrolizi biçiminde sıralanabilir. Yakıt olarak kullanılacak hidrojenin kütleli üretim için suyun direkt elektrolizi, fotoelektrokimyasal üretim, termokimyasal üretim, fotobiyolojik üretim yöntemleri ağırlık kazanmıştır.

Üretilen hidrojen depolanabilmekte, boru hatları ve/veya tankerlerle taşınabilmektedir. Doğal gaz boru hatlarının gelecekte hidrojen taşınması için kullanılabilceği belirtilmektedir. Hidrojenin depolama yöntemleri; tüpleniş alçak basınçlı gaz (12 bar) ve yüksek basınçlı gaz

(150 bar) dışında sıvılaştırılmış biçimde, kriyojenik (dondurulmuş) tanklarda (220 kPa) ve metalik hidrid biçiminde olabilmektedir. Hidrojen gaz biçiminde boru hatlarıyla taşınabildiği gibi, yüksek basınçlı gaz ve sıvılaştırılmış biçimde tankerlerle taşınabilmektedir. Gaz hidrojenin zeolit ortamlarda depolanması çalışmaları vardır. Ancak, enerji içeriğinin yüksekliği açısından gaz yerine sıvı hidrojen depolama teknikleri üzerinde durulmaktadır.

Hidrojenin hidridlerle depolanması ve taşınması da önemle ele alınmaktadır. Geliştirilen hidridler; titanyum alaşımları (özellikle demir-titanyum), palladyum alaşımları, zirkonyum alaşımları, titanyum-zirkonyum-vanadyum-nikel alaşımları, titanyum-zirkonyum-vanadyum-demir-krom-mangan alaşımları, magnezyum-nikel alaşımları vs. gibi materyallerle oluşturulmaktadır.

5.2.3 Hidrojen Enerjisi ve Türkiye

Türkiye gibi gelişme sürecinde ve teknolojik geçiş aşamasındaki ülkeler açısından, uzun dönemde fotovoltaiik güneş-hidrojen sistemi uygun görülmektedir. Fotovoltaiik panellerden elde olunacak elektrik enerjisi ile suyun elektrolizinden hidrojen üreten bu yöntemde, 1 m³ sudan 108.7 kg hidrojen elde olunabilir ki, bu 422 litre benzine eşdeğerdir.

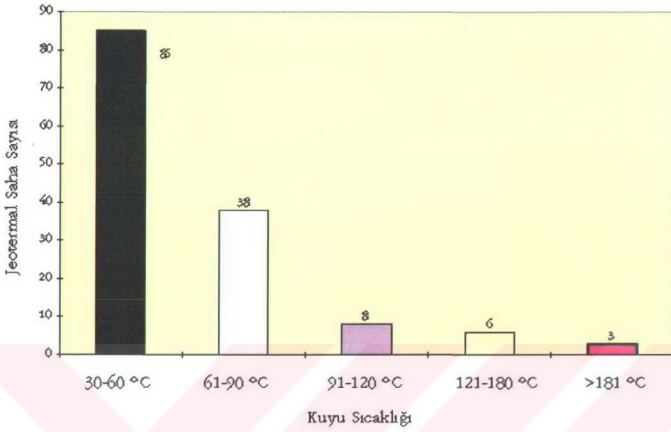
Türkiye'nin hidrojen üretimi açısından bir şansı, uzun bir kıyı şeridi olan Karadeniz'in tabanında kimyasal biçimde depolanmış hidrojen bulunmasıdır. Karadeniz'in suyunun % 90'ı anaerobiktir ve hidrojensülfid (H₂S) içermektedir. 1000 m derinlikte 8 ml.lt-1 olan H₂S konsantrasyonu, tabanda 13.5 ml.lt-1 düzeyine ulaşmaktadır. Elektroliz reaktörü ve oksidasyon reaktörü gibi iki reaktör kullanılarak, H₂S den hidrojen üretimi konusunda yapılmış teknolojik çalışmalar vardır.

2020-2025 döneminde yerli hidrojen üretiminin 10 Mtep'in üzerine çıkabileceği, 2015 yılından sonra fosil yakıt dışalımını azaltıcı etki yapacağı bulgulanmıştır. Giderek sağlanacak hidrojen üretimi artışıyla, yerli petrol, doğal gaz ve kömür üretiminin sıfırlanabileceği 2065 yılında, yaklaşık 290 Mtep hidrojen üretilabileceği görülmüştür. Hidrojen üretimine bağlı biçimde ulusal kazancın artacağı saptanmıştır.

5.3 Jeotermal Enerji

Bugüne kadar bulunan jeotermal alanların % 95'i ısı uygulamalara uygun sıcaklıkta olup, 30 °C'nin üzerindeki toplam 140 jeotermal alan Türkiye sathına dağılmış olmakla birlikte, çoğu Batı, Kuzey-Batı ve Orta Anadolu'da toplanmıştır. Bu alanların kuyu sıcaklıklarına göre

dağılımı Şekil 5.5'de gösterilmiştir.



Şekil 5.5 Jeotermal sahaların kuyu sıcaklıkları(5)

Isıl uygulamalar için Türkiye'nin olası toplam jeotermal ısı kapasitesi 31 500 MW düzeyinde olup, brüt potansiyele karşılıktır. Ancak, teknik potansiyele karşılık kullanılabilir ısı hedef potansiyel 7 500 MW düzeyindedir. Günümüz koşullarında değerlendirmeye uygun ve ekonomik denilebilecek kanıtlanmış ısı potansiyel 2 843 MW'dır. Bugün için ısıtma amacıyla kurulu jeotermal ısı kapasite 350 MW ve kaplıca biçiminde yararlanılan ısı güç 285 MW olmak üzere toplam 635 MW jeotermal ısı kapasite değerlendirilmiştir. Türkiye'nin brüt olarak alınabilecek teorik jeotermal elektrik potansiyeli 4 500 MW olarak varsayılmışsa da, eldeki verilere göre teknik potansiyelin 500 MW'ı geçemeyeceği kestirilmektedir.

Türkiye jeotermal enerji zenginliği açısından dünyanın yedinci ülkesi olup, bu enerjinin ısı ve elektriksel kullanımı geliştirilmek zorundadır. Türkiye'deki mevcut jeotermal uygulamalar, dünyadaki toplam jeotermal uygulamalarla karşılaştırmalı biçimde Tablo 5.11'de gösterilmiştir.

Tablo 5.11 Türkiye ve dünyadaki jeotermal uygulamalar(5)

Uygulama Türü	Türkiye	Dünya
Elektrik Üretimi (Kuru Güç)	20.4 MWe	8 600 MWe
Karbondioksit Üretimi	40 000 ton/yıl (Dünyada ilk ve tek)	
Direkt kullanım (konut, sera,termal tesis ısıtma)	350 MWt	
Balneolojik kullanım	285 MWt	11 300 MWt
Toplam	635 MWt	

5.3.1 Jeotermal Isıl Sistemler

Türkiye'de bilinen jeotermal alanların % 95'i ısıtmaya uygundur. Jeotermal merkezi ısıtmaya uygun olabilecek aşağıda sıralanan yerleşim bölgeleri saptanmıştır.

ACIGÖL	BUHARKENT	EZİNE	KARAHAYIT	SARAYKÖY
AĞRI	BULDAN	ERZURUM	KEMALPAŞA	SARICAKAYA
AHMETLİ	BURSA	GEDİZ	KIZILCAHAMAM	SEBEN
AKYAZI	ÇAN	GERMENCİK	KÖS	SEFERİHİSAR
ALANGÜLLÜ	ÇALTI	GÜRE	KOZAKLI	SİVAS
ALİAĞA	ÇERKES	HAVRAN	KURŞUNLU	SORGUN
ARMUTLU	ÇERMİK	HAVZA	KUZULUK	SÖKE
AYAŞ	ÇEŞME	HAYMANA	LAPSEKİ	SULTANHİSAR
AYDIN	ÇİFTEHAN	HEYBELİ	NARKÖY	SULUSARAY
AYVACIK	DENİZLİ	HİSARALAN	NAZİLLİ	SUSURLUK
BALIKESİR	DİKİLİ	ILGIN	PAMUKÇU	SÜLEYMANLI
BALYA	DİYADİN	ILICA	PASINLER	TATVAN
BAYINDIR	EDREMİT	İNCİRLİOVA	REŞADİYE	TURGUTLU

BERGAMA	EMET	İZMİR	SALAVATLI	YALOVA
BİGADİÇ	ESKİŞEHİR	KALKIM	SALİHLİ	YENİCE
BOLVADİN	ERCİŞ	KARACASU	SANDIKLI	ZİGA

Isıl potansiyelde hedeflenen 7 500 MWt ise 1 200 000 konut eşdeğeridir. Türkiye'nin brüt jeotermal ısı kapasitesini gösteren 31 100 MWt güç 5 milyon konut eşdeğerine karşılıktır. Bugün için Türkiye'de direkt kullanım kurulu gücü 350 MWt olup, 50 000 konut eşdeğeridir. Tablo 5.12'de jeotermal suların merkezi ısıtma amaçlı kullanım kapasiteleri, uygulama yapılan yerler itibarı ile gösterilmiştir.

Tablo 5.12 Ekim 1998 itibarı ile jeotermal suların merkezi ısıtma amaçlı kullanımı(5)

Jeotermal ısıtma yapılan yerler	Isıtılmakta olan mevcut kapasite (konut eşdeğeri)
Gönen (Balıkesir)	3 000
Simav (Kütahya)	2 700
Kırşehir	1 800
Kızılcahamam (Ankara)	2 000
Balçova + Narlıdere (İzmir)	6 500
Dokuz Eylül Üniversitesi (İzmir)	3 000
Sandıklı (Afyon)	1 000
Balçova Termal Tesisleri ve Balçova Termal Princess Hotel	2 500
Afyon Oruçoğlu Termal Resort	500

Afyon şehir merkezi	4 000
Ser (200 d) ve kaplıcalar ile 35 adet	
küçük jeotermal ısıtma sistemleri	22 000
	49 700
TOPLAM	Yaklaşık 50 000 (350 MWtermik)

5.3.2 Jeotermal Elektrik Sistemleri

Dünya genelinde kurulu jeotermal elektrik santralleri kapsamında Türkiye, 20.4 MWe kurulu güçlü Denizli-Kızıldere Santrali ile 14. sırada bulunmaktadır. Ancak, bu santral 12-15 MWe güçle çalıştırılmaktadır. Kızıldere santralının teknolojisi eskidir. Bu santraldan 700 t/h kütleli debi ve 147 °C sıcaklıkla çıkan akışkan Menderes Nehri'ne atılmakta ise de Denizli'de kent ısıtması için kullanılabilir ve bu proje bir an önce gerçekleştirilmelidir. Aydın-Germencik'de 100 MWe gücünde santral besleyecek potansiyel bulunmakta ise de, şimdilik 25 MWe gücünde ve 187.3 GWh/yıl üretim kapasitesinde bir santralin kurulması için ön çalışmalar başlatılmıştır. Aydın'da 5 MWe güçte ve 37.5 GWh/yıl üretim kapasitesinde bir santral kurmak için yapılan müracaat da değerlendirilmektedir.

Türkiye'nin kanıtlanmış jeotermal elektrik potansiyeli 200 MWe düzeyinde belirtilmekle birlikte, gerekli çalışmalarla bunun kısa zamanda 350 MWe düzeyine çıkarılabileceği kestirilmektedir.

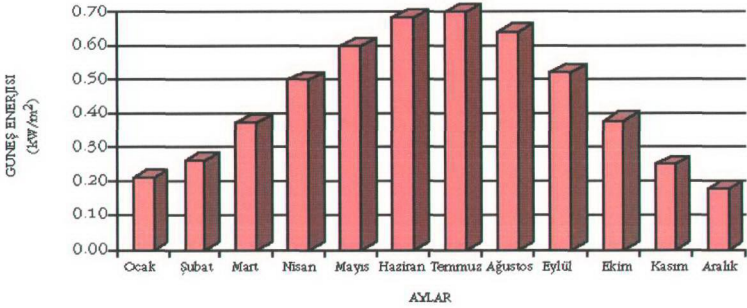
5.3.3 Jeotermal Enerji ile İlgili Sorunlar

Türkiye'de yeteri kadar jeotermal araştırma ve üretim kuyusu açılmamıştır. Türkiye'de toplam 200 kuyu varken, Amerika'da Oregon jeotermal bölgesinde 500 kuyu bulunmaktadır. Türkiye'de jeotermal enerjide yeterli arama ve araştırma yapılmaması, yasal düzenleme olmaması, jeotermal kuyu riskinin devlet tarafından üstlenilmemesi, jeotermal kaynak doğal kaynak görülerek özel sektöre kuyu mülkiyeti verilmemesi, yeterince finansman ve kredi temin edilememesi, teşvik uygulanmaması gelişmeleri engellemektedir.

5.4 Güneş Enerjisi

Türkiye coğrafi konumu açısından 36-42 °N enlemleri arasında yer almakta ve güneş kuşağı içerisinde bulunmaktadır. Yıllık ortalama güneşlenme süresi 2 609 h olup, yılın % 29.8'ini oluşturmaktadır. Güneşlenme süresi yönünden en zengin bölgeyi 3 016 h ile Güneydoğu Anadolu kapsamakta, bunu sırasıyla Akdeniz (2 923 h), Ege (2 726 h), İç Anadolu (2 712 h), Doğu Anadolu (2 693 h), Marmara (2 528 h) bölgeleri izlemekte, en düşük değer 1 966 h ile Karadeniz bölgesinde görülmektedir. Güneşlenme süresinin aylık dağılımında Türkiye ortalaması maksimum değer 362 h ile Temmuz, minimum değer 98 h ile Aralık ayına aittir.

Türkiye'de güneş radyasyon intensitesinin yıllık ortalaması yatay düzlem üzerinde 3.7 kWh/m².gün olup, aylara göre 5.9 kWh/m².gün ile 1.5 kWh/m².gün arasında değişmektedir. Türkiye ortalaması olarak güneş radyasyon intensitesinin aylara göre değişimi Şekil 5.4'deki diyagramda görülmektedir. Yıllık ortalama güneş radyasyon intensitesinin coğrafi bölge değerlerine gelince; Güneydoğu Anadolu'da 3.97 kWh/m².gün, Akdeniz'de 3.86 kWh/m².gün, İç Anadolu'da 3.81 kWh/m².gün, Ege'de 3.78 kWh/m².gün, Marmara'da 3.03 kWh/m².gün ve Karadeniz'de 2.86 kWh/m².gün olmaktadır. Türkiye yüzeyine yılda düşen güneş enerjisi 977 x 1012 kWh kadardır. Bu yıl boyunca göre 111.5 x 106 MW güce eşdeğer olup, elektrik santralleri kurulu gücümüzün 5000 katını aşkındır. Açıklanan değerler 80 000 Mtep/yıl düzeyine karşılık olan brüt potansiyeldir. Brüt potansiyelin tümünün enerji üretim amacıyla kullanılması söz konusu olamaz. Teknik olarak kullanılması hedeflenebilecek potansiyel 500 Mtep/yıl düzeyinde varsayılabılır. Bugün için kullanılması hedeflenebilecek ekonomik potansiyel 25 Mtep/yıl kadardır.



Şekil 5.6 Türkiye güneş radyasyon intensitesi(5)

Tablo 5.13 Bölgelere göre güneş radyasyon intensitesi(5)

BÖLGELER	YILLIK		TEMMUZ		ARALIK	
	MJ/m2gün	kW/m2	MJ/m2gün	kW/m2	MJ/m2gün	kW/m2
G. Doğu Anadolu	14.3	0.477	23	0.767	8.5	0.283
Akdeniz	13.9	0.463	21.7	0.723	5.5	0.183
İç Anadolu	13.7	0.457	21.6	0.72	4.8	0.16
Ege	13.5	0.45	21.7	0.723	5	0.167
Doğu Anadolu	13.4	0.447	20	0.667	4.9	0.163
Marmara	10.9	0.363	17.8	0.593	4	0.133
Karadeniz	10.3	0.343	15.3	0.51	4.7	0.157

Sonuçlar incelendiğinde güneş ışınım şiddeti açısından en zengin bölgelerimizin Güneydoğu Anadolu Bölgesi ve Akdeniz Bölgesi olduğu görülmüştür. Karadeniz Bölgesi ve Marmara Bölgesi güneş ışınım şiddeti olarak diğer bölgelere göre daha zayıf kalmışlardır. Ancak diğer bölgelerimize göre zayıf gibi görünen bu bölgelerimiz bile güneş enerjisi uygulamaları için oldukça müsait durumdadırlar.

Yıllık ortalama güneşlenme süreleri de incelendiğinde Güneydoğu Anadolu Bölgesi ve Akdeniz Bölgesi'nin yıllık güneşlenme sürelerinin yaklaşık 3000 saat olduğu görülmektedir. Bu bölgelerimizi sırasıyla Ege, İç Anadolu, Doğu Anadolu, Marmara ve Karadeniz Bölgeleri takip etmektedir.

Termal güneş santrallerinin bir yere kurulabilmesi için o yerin yılda ortalama en az 2000 saat güneşlenebilmesi şartı aranmaktadır. Güneşlenme süresi açısından en zayıf görünen Karadeniz Bölgesi bile 1966 saat ile bu şartı sağlayabilmektedir.

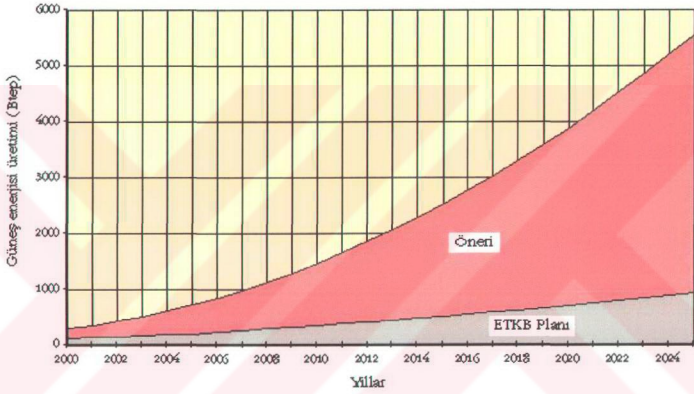
Tablo 5.14 Türkiye'de bölgelere göre güneş enerjisi potansiyeli(5)

BÖLGE	Radyasyon Enerjisi		Güneşlenme Periyodu			
	Yıllık Ort. kWh/m ² .yıl	Maks. kWh/m ² .yıl	Min. kWh/m ² .yıl	Yıllık Ort. h/yıl	Maks. h/ay	Min. h/ay
Güney Doğu Anadolu	1491.2	188.1	49.6	3016	407	126
Diyarbakır	1447.6	200.8	51.1	2946	388	110
Akdeniz	1452.7	176.6	48.9	2923	360	101
Antalya	1378.2	180	44.2	3062	385	139
İç Anadolu	1432.6	176.6	42.2	2712	381	98
Ankara	1491.8	204.2	42.6	2661	380	80
Ege	1406.6	168.7	40.9	2726	371	96
Bornova –İzmir	1229.9	163.5	37.5	2770	386	108
Doğu Anadolu	1398.4	182.8	48.6	2693	373	165
Erzurum	1298.8	167.9	48.1	2617	353	100
Marmara	1144.2	166.9	33.4	2528	351	87
Florya-İstanbul	1328.3	185.5	38.7	2369	357	76
Karadeniz	1086.3	141.7	34	1966	273	82
Trabzon	1008.6	144.3	35.5	1672	201	96

Türkiye'de bugün güneşli su ısıtıcı kolektörlerle çekilen toplam enerji 120 Btep/yıl düzeyinde olmakla birlikte, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı raporlarında 1996 ve 1997 için 80 Btep/yıl olarak bildirilmektedir. Bakanlığın planlama çalışmasına göre, ısıtıcı uygulamalara

dayalı biçimde güneş enerjisi kullanımı 2020 yılında 745 Btep olacaktır. Trend 2025 yılına kadar uzatıldığında 932 Btep'e çıkmaktadır. Bu trend ile 2000-2020 döneminde güneşten çekilecek enerji kümülatif toplam olarak 11.9 Mtep olsa da, söz konusu planlama güneş enerjisinin kullanılmaması demektir.

ESM-EOM model çalışmasına dayalı planlamaya göre; 2000 yılında 287 Btep, 2005 yılında 716 Btep, 2010 yılında 1 458 Btep, 2015 yılında 2 514 Btep, 2020 yılında 3 882 Btep, 2023 yılında 4 854 Btep ve 2025 yılında 5 564 Btep güneş enerjisi üretimi öngörülmüştür. Önerilen bu trendin 2000-2025 dönemi kümülatif toplamı 59.8 Mtep'dir.



Şekil 5.7 Türkiye'de güneş enerjisi üretim projeksiyonu(5)

Güneş enerjisinin kullanım alanları çok çeşitli olup, amaca göre değişmektedir. Bu enerjinin kullanım amaçları şöyle sıralanabilir:

- * Konutlarda ve ticarethanelerde ısı ve elektriğe dayalı bir bölüm enerji isteminin karşılanması.
- * Sanayi enerji isteminin bir bölümünün ısı ve elektriğin birlikte üretimine dayalı entegre güneş enerjisi teknolojisiyle karşılanması.
- * Kırsal kesimde ve tarımsal teknolojide enerji isteminin olabildiğince karşılanması.
- * İletişim araçlarında (radyo, TV, telefon), sinyalizasyon ve otomasyonda bir bölüm enerji isteminin karşılanması.

- * Gündüz ve gece aydınlatmasında güneş enerjisinin kullanılması.
- * Güneş santralleri ile elektrik üretilmesi.
- * Bazı taşıma ve ulaştırma araçlarında çalıştırıcı enerji olarak kullanılması.
- * Askeri ve uzay uygulamaları gibi özel amaçlarla güneş enerjisinin kullanılması.

5.4.1 Güneş Isıl Sistemler

Güneş ısıl sistemlerinin başında güneşli su ısıtıcılar gelmektedir. Türkiye'de halen 3 000 000 m² kurulu kolektör alanı ile güneşli su ısıtıcılardan 120 Btep enerji kazanılmaktadır. Bir diğer uygulama ise güneşli ısıtma sistemidir. Aktif ya da pasif bir güneşli ısıtma sistemi, yapının ısı gereksiniminin % 50'den fazlasını güneşten sağlayabilmelidir.

Güneş ısı uygulamalarının bir başkası da güneşli soğutuculardır. Sıcak iklim bölgelerinde elektrik tüketimi içerisinde soğutma uygulamalarının payı % 40'lara ulaşabilmektedir. Buhar kompresyonlu, buhar sorpsiyonlu ve buhar-jet güneşli soğutma sistemleri ticari uygulama alanında yer almaktadır.

5.4.2 Güneş Elektrik Sistemleri

Güneş enerjisinden elektrik üretimi direkt ve indirekt iki yöntemle yapılabilmektedir. Direkt yöntemde fotovoltaiik, termoelektrik ve termoiyonik çevriciler yer alır. Büyük çapta elektrik üretimi için bunlardan yalnızca fotovoltaiik (PV) sistemler kullanılabilir. İndirekt yöntem ise güneş termik elektrik üretimidir.

5.4.2.1 Güneş fotovoltaiik

Güneş fotovoltaiik sistemler şebekeden bağımsız ve şebeke bağlantılı olmak üzere ikiye ayrılır. Şebeke bağlantılı sistemler dağınık PV güç sistemleri olabileceği gibi, PV santralleri biçiminde de olmaktadır.

Şebekeden bağımsız olanlar, belli bir birimin elektrik gereksinimini sağlayan güneş pili veya PV modüllerine dayanır. Güneş pili bataryası da denilen bu modüllerden üretilen DC elektrik akımı ile tüketici beslenir. Sistemde akü ünitesi bulunur. Beslenen özel bir makina-tesis olabileceği gibi, bir yapı da olabilmektedir. Yapıların çatılarına modüllerin yerleştirilmesi, kiremitlere entegre yapılabilmektedir. Şebekeden bağımsız bu sistemlerin güçleri birkaç Wp'dan 25 kWp'a kadar uzanmaktadır. Ticari güneş pili ve modüllerin verimi en çok % 15

kadardır. PV güç sistemlerinin maliyetleri; sistemin büyüklüğüne, verimine ve kalitesine, sistemin şebekeye bağlı ya da bağımsız oluşuna, ülkelerine göre geniş bir açıklıkta değişmekte ve 4 100 ABD \$/kW'dan başlayıp, 10 000 ABD \$/kW'a çıkabilmektedir. Çoğunlukla 5 000-6 000 ABD \$/kW sistem fiyatı egemendir. Genelde birim enerji maliyetleri de 15 cent/kWh düzeyini aşkın olmakla birlikte, Avrupa Birliği tarafından geliştirilmiş projelerde 50 MW'lık santrallerle bu maliyetin 8.5 cent/kWh düzeyine çekileceği belirtilmektedir. Bu amaçla, şimdilik 5 MW kurulu güçlü bir santral Girit adasında inşa edilmekte olup, 2003 yılında gücünün 50 MW'ya çıkarılması planlanmıştır.

PV santralleri kurulu gücünün 2005 yılında 25 MW, 2010 yılında 200 MW ve 2020 yılında da 1 000 MW olması hedeflenmelidir.

5.4.2.2 Güneş termik

Güneş termik elektrik santrallerinde; güneş enerjisi ile elde olunan buhar gücünden, klasik termik santrallerde olduğu gibi türbin-jeneratör ünitesi ile elektrik üretilmektedir. Bu santraller kolektörlerine göre gruplandırılır. Güneş termik elektrik santralleri heliostat tarlalı ve merkezi güç kuleli, parabolik oluk tipi odaklı kolektör tarlalı ve dağıtık parabolik çanak tipi kolektör tarlalı olabilmektedir. Özellikle ilk iki tipin büyük çapta elektrik üretimine uygun olduğu görülmüştür.

Değişik tip güneş termik santrallerinin maliyetleri 1 800-4 000 ABD \$/kW arasında bulunmaktadır. Güneş-doğal gaz hibrid santralının ilk örneği olan Luz santralında maliyet, ilk ünitelerde 2 850 - 3 000 ABD \$/kW iken, bugün 160-200 MW'lık ünitelerle 1 800 - 2 000 ABD \$/kW düzeyine çekilebileceği belirtilmektedir. İlk güneş termik santrallerinin enerji maliyeti 20 cent/kWh'ı aşkın olurken, Luz tipi hibrid termik santralleri için bugün hesaplanan maliyet 5-7 cent/kWh kadardır. Türkiye'de 2020 yılında güneş-doğal gaz hibrid termik santralleri kurulu gücünün 4 000-5 000 MW'a çıkarılması planlanmalıdır.

5.4.3 Güneş Enerjisi ile İlgili Sorunlar

Ülkemizde güneş enerjisi yalnız su ısıtıcılarla kullanılmaktadır. Diğer kullanım alanlarının ortaya çıkması için demonstrasyon çalışmaları yapılmalıdır. Güneşle pasif ve/veya aktif biçimde ısıtılan kamu binaları inşa edilmeli ve giderek yaygınlaştırılmalıdır. Güneşli yüksek sıcaklık uygulamaları, soğutma tekniği, PV düzeneklerle elektrik üretimi halka gösterilmelidir.

5.5 Rüzgar Enerjisi

Ülkemizde DMI kayıtlarına göre rüzgar santrali kurma çalışmalarında düşünülebilecek, yıllık ortalama rüzgar hızı 3m/s üzerinde olan yerler çizelge olarak aşağıda verilmiştir. (ancak, günümüzde şebeke bağlantılı RES uygulamaların yaklaşık 10m de 6m/s de ekonomik olarak yapılabildiği unutulmamalıdır.)

Tablo 5.15 3m/s ve üstü ortalama rüzgar hızına sahip bölgelerimiz

	V(m/s)		V(m/s)		V(m/s)
Antakya	4,2	Kdz. Ereğli	3,8	Kireçburnu	4,7
Antalya	3,1	Florya	3,5	Seydişehir	3,3
Ayvalık	3,2	Gökçeada	4,4	Silifke	3,1
Balıkesir	3,1	Göztepe	3,0	Sinop	4,7
Bandırma	5,2	İnebolu	3,7	Siverek	4,0
Bergama	3,2	İpsala	3,8	Sivrihisar	3,0
Ankara	3,2	İzmir	3,5	Şile	3,1
Bilecik	3,4	K.maraş	3,4	Tefenni	3,3
Bozcaada	7,0	Karapınar	3,6	Tekirdağ	3,1
Cihanbeyli	3,7	Kırklareli	3,0	Uzunköprü	4,1
Çanakkale	4,9	Kumköy	4,9	Yenişehir	3,0
Çeşme	3,8	Menemen	4,1	Yozgat	3,0
Çorlu	3,9	Muğla	3,4		

Dikili	3,0	Nevşehir	3,2		
Doğubeyazıt	3,1	Niğde	3,4		

EİE İdaresi Genel Müdürlüğü, DMİ kayıtlarına dayalı “Türkiye Rüzgar Enerjisi Doğal Potansiyeli” adı altında bir çalışma yapmıştır. Bu çalışma sonuçları bölge ve il bazında verilerek rüzgar potansiyeline yaklaşımda bulunmaya çalışmıştır

Tablo 5.16 Bölgelere göre ortalama rüzgar gücü yoğunlukları

Bölge adı	Ort. Rüzgar Gücü Yoğunluğu (W/m ²)
Akdeniz Bölgesi	21,36
İç Anadolu Bölgesi	20,14
Ege Bölgesi	23,47
Karadeniz Bölgesi	21,31
Doğu Anadolu Bölgesi	13,19
Güney Doğu Anadolu Bölgesi	29,33
Marmara Bölgesi	51,91

Çizelgede görüleceği gibi, ülkemizin en büyük rüzgar potansiyeline sahip bölgesi Marmara bölgesi dir. EİE idaresinin tümüyle DMİ kayıtlarına göre 10m de yaptığı bu çalışmalardan elde edilen güç yoğunluğu değerlerinin, günümüz ekonomik RES uygulamaları için gerekli olan en az 300-400W/m² değerlerinden çok küçük olduğu görülmektedir. Yine bu çalışma kapsamında rüzgar gücü yoğunluğunun DMİ kayıtlarına göre belirlendiği yörelerimiz çizelge olarak aşağıda verilmektedir

Tablo 5.17 Türkiye genelinde rüzgar potansiyeli açısından zengin bazı bölgeler

İstasyon adı	Rüzgar Gücü Yoğunluğu (M/m ²)
Bandırma	152.6
Antakya	108.9
Kumköy	82.9
Mardin	81.4
Sinop	77.9
Gökçeada	74.5

Çorlu	72.3
Çanakkale	71.2

Yukarıda çizelge sonuçlarına göre, ülkemizde bu amaç doğrultusunda uygulama yapmak olanaklı görünmemektedir.

Tablo 5.18 EİE gözlem istasyonları ort. rüzgar hızı sonuçları (m/s)

Gökçeada	6.9	Akhisar	6.6	Didim	4.8
Kocadağ	8.5	Datça	6.0	Belen	6.7
Yalıkavak	6.6	Söke	4.3	Sinop	4.7
Bandırma	5.0	Karabiga	6.4	Nurdağı	7.2
Şenköy	7.5	Karaburun	6.7	Göktepe	5.8
Zengen	3.6				

WASP ile Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyeli

Bu data seti WASP (wind atlas analysis and application program) ve çeşitli Fortran programları yardımıyla analiz edilmiştir.

Hatadan arındırılmış rüzgar hız ve yön bilgileri bölgesel rüzgar potansiyeli tespitinde kullanılır. Rüzgar atlası çalışması, bölgesel rüzgar potansiyelini yerden 50 m yükseklik ve 5 farklı yüzey durumu için rüzgar hız aralıkları ve bunlara karşılık gelen rüzgar enerji yoğunluklarını gösterecek şekilde haritalandırılma işlemidir.

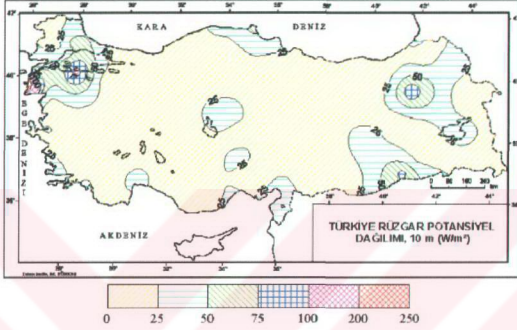
Türkiye'de yerleşim alanları dışında 10 m yükseklikteki rüzgar hızı yıllık ortalaması, Ege Bölgesi ve diğer kıyı alanlarında 4.5 - 5.6 m/s, iç kesimlerde 3.4 - 4.6 m/s arasındadır. 10 m yükseklikte yıllık ortalama rüzgar hızı 4 - 5 m/s olan yörelerimizde, türbin kurulması açısından önemli olan 50 m yükseklikteki güç yoğunluğu çoğu kez yıllık ortalama olarak 500 W/m² düzeyini aşmaktadır.

Rüzgar enerjisi üzerinde yapılan teorik çalışmalara göre, Türkiye'nin karasal alanlarında 400 milyar kWh/yıl brüt potansiyel ve 120 milyar kWh/yıl teknik potansiyel olduğu hesaplanmıştır. Brüt potansiyel 160 000 MW, teknik potansiyel de 48 000 MW rüzgar gücüne karşılıktır. Ancak, Türkiye'nin ekonomik rüzgar potansiyelinin 50 milyar kWh/yıl olduğu kestirilmektedir. Bu potansiyelin değerlendirilmesi için gereken kurulu rüzgar gücü ise 20 000 MW'dır.

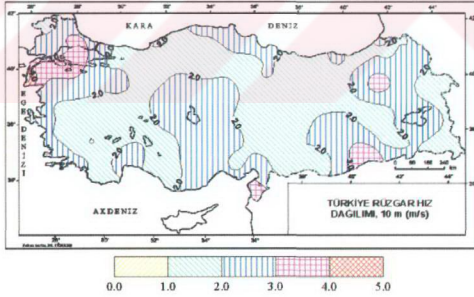
Uydu ile uzaktan algılama verilerine dayalı biçimde yapılmış hesaplamalar, çoğunluğu batıda

olmak üzere Türkiye kıyı alanlarında kullanılabilir 8 200 MW'lık bir potansiyelin varlığını göstermektedir. Bugün Türkiye'de ölçümlerle kanıtlanmış güvenilir 12.4 milyar kWh/yıl rüzgar potansiyeli, yaklaşık 5 000 MW kurulu güçle değerlendirilmeyi beklemektedir.

Söz konusu karasal potansiyellerin dışında Türkiye deniz alanlarında rüzgar teknik potansiyelinin 60 000 MW (150 milyar kWh/yıl) düzeyini aşkın olduğu kestirilmektedir.



Şekil 5.8 Türkiye rüzgar potansiyel dağılımı



Şekil 5.9 Türkiye rüzgar hız dağılımı

Rüzgardan sağlanacak güç rüzgar hızının kübü ve kullanılacak rüzgar türbininin rotor süpürme alanı ile doğru orantılıdır. Önemli faktör olan rüzgarın hızı, yerden yükseldikçe logaritmik artış göstermektedir. Bir yörede kurulacak rüzgar santralından elde olunabilecek

güç, yalnızca kullanılan makina sayısı ve makina büyüklüğü ile sınırlanmakta, doğal karakteri ile sınırsız bulunmaktadır. Günümüzde rüzgardan elektrik üretimi için büyük güçlü türbinlerle kurulan rüzgar santrallerinin (rüzgar çiftliklerinin) yanında, küçük güçlü türbinler olan rüzgar jeneratörleri de kullanılmaktadır. Rüzgar enerjisi bakımından deniz alanları karalara göre daha büyük zenginlik gösterdiği için denizlerde de denizüstü (off-shore) tip rüzgar santrallerinin kurulmasına başlanmıştır.

5.5.1 Şebekeden Bağımsız Rüzgar Elektrik Sistemleri

Şebekeden bağımsız rüzgar elektrik sistemleri birkaç kW ile 100 kW arasında kullanılmakla birlikte, çoğunlukla 30 kW'ı aşmamaktadır. Bu tür rüzgar jeneratörleri üç palli bir çark, transmisyon sistemi, DC jeneratör, yöneltici kuyruk ve fren sisteminden oluşur. Makina daha çok direk tipi pilon üzerine yerleştirilir. Elde olunan DC elektrik akü ile depolanabilir.

Türkiye'de özellikle 10 kW'dan küçük güçlerde rüzgar+güneş PV elektrik sistemlerine bir talep olduğu ve bu tür sistemlerin piyasaya çıkarıldığı da görülmektedir.

5.5.2 Şebeke Bağlantılı Rüzgar Elektrik Sistemleri

Rüzgar santralının ana yapı elemanı türbinidir. Rüzgar santrallerinde kullanılan türbinlerin hemen tümü yatay eksenli propeller türbinlerdir. Rotor kanat sayıları bir ile üç arasında değişmektedir. Kanatlar kompozite malzemeden yapılıdır. Çoğunlukla up-wind (üst rüzgarlı-rüzgarın kuleden önce rotora çarptığı) tip türbinler kullanılır.

Türbin rotor çapları 18-70 m, rotor süpürme alanları 255-3 850 m², rotor dönü hızları 28-60 rpm arasındadır. Kule yükseklikleri 75 m'ye dek uzanabilmektedir. Çalışmaya başlama için hub (rotor göbeği) yüksekliğinde gerekli rüzgar hızı 3-4 m/s olup, nominal güç üretim koşulu için 11-14 m/s rüzgar hızı gerekmektedir. Türbinler; mikroişlemcili logic kontrol-kumanda sistemli, stall güç ayarlı ve disk frenlidir. Senkron veya asenkron jeneratörlü olmaktadırlar. Transmisyon sistemi bulunmayan değişken hızlı senkron jeneratörlü tipleri de vardır. Rotor kütleleri 3-26 t, tüm donanımı ile gövde (tekne) kütleleri 10-56 t, kule kütleleri 12-88 t arasında değişmektedir.

Bugün rüzgar santralleri tek türbinli olarak değil, genellikle birden çok türbin içeren ve şebeke ile bağlantılı rüzgar çiftlikleri biçiminde kurulmaktadır. Büyük denilen türbinlerin güçleri 1990 yılında 100-250 kW iken, günümüzde 450- 2 000 kW arasında bulunmaktadır. Bugünkü uygulamada daha çok 400-1 500 kW'lık türbinler kullanılmaktadır. Dünya genelinde

türbin pazarı 2000 MW/yıl düzeyine ulaştığında, birim kurulu güç maliyetinin 750 \$/kW değerinin altına çekilebileceği tahmin edilmektedir.

Rüzgardan üretilen elektriğin birim maliyeti ülkelere göre farklılık göstermektedir. 1981 yılında bu maliyet dünya genelinde 25-30 cent/kWh iken, bugün 10 cent/kWh'in altındadır. 1996 yılı verileri ile Amerika'da 3.9 cent/kWh, Almanya'da 10 cent/kWh olup, 1997 yılı verileri ile Almanya'da 5.6 cent/kWh, İngiltere'de 5.7 cent/kWh kadardır.

5.5.3 Türkiye Rüzgar Santralleri

1994 yılında hazırlanan 7. Beş Yıllık Kalkınma Planı Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonu Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Grubu Raporu'nda, 2005 yılında 20 MW ve 2010 yılında 50 MW'lık rüzgar kurulu gücü önerilmiştir. Güç büyüdükçe, yeni teknoloji ürünü türbinler ortaya çıktığından, birim fiyat artmaktadır. 450-600 kW'lık türbinler 900-1 100 \$/kW iken, en çok kullanılan 750-1 000 kW'lık türbinlerde 1 200-1 300 \$/kW, 1 000-1 500 kW'lık türbinlerde 1 400-1 500 \$/kW olmaktadır. Yeni teknoloji ürünü olan 1 500-2 000 kW'lık türbinler için fiyat 1 750 \$/kW'a yükselmektedir.

Tablo 5.19 Yap-işlet-devret modeli ile kurulmak istenen türkiye rüzgar santralleri(5)

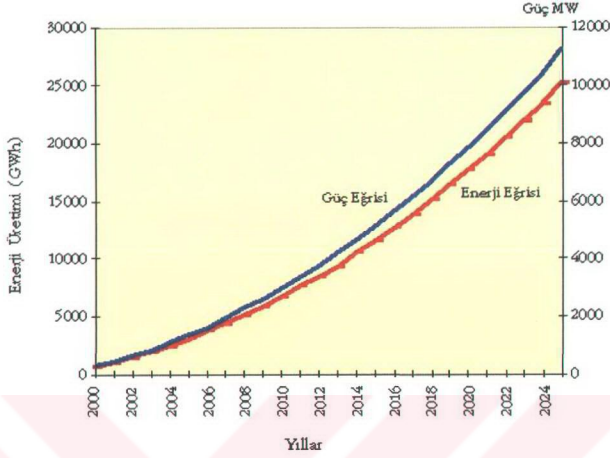
Projenin Adı	Yeri	Gücü (MW)
Sözleşmesi imzalanmış rüzgar projesi		
Çeşme Alaçatı Rüzgar Santrali (ARES A.Ş.)	İzmir-Çeşme-Alaçatı	7.2
Sözleşme görüşmesi süren rüzgar projesi		
Kocadağ Rüzgar Santrali (As Makinsan)	İzmir-Çeşme-Kocadağ	50.4
Fizibilite raporu değerlendirilen rüzgar projeleri		
Bozcaada Rüzgar Santrali (Genel Enerji-Yeni Gün İnşaat)	Çanakkale-Bozcaada	5
Çanakkale Rüzgar Santrali (As Makinsan)	Çanakkale	30
Bozcaada Rüzgar Santrali (Demirer Holding A.Ş.)	Çanakkale-Bozcaada	10.2
Revize fizibilite raporu beklenen rüzgar projeleri		
Akhisar Rüzgar Santrali (Ak-En Enerji -SASAŞ İnşaat)	Manisa-Akhisar	12
Gökçeada Rüzgar Santrali (Simelko)	Çanakkale-Gökçeada	1.62
Fizibilite raporu beklenen rüzgar projeleri		
Akhisar Rüzgar Santrali (Demirer Holding)	Manisa-Akhisar	30
Datça Rüzgar Santrali (Demirer Holding)	Muğla-Datça	30
Mazıdağ Rüzgar Santrali (Demirer Holding)	İzmir-Çeşme-Alaçatı	39
Hacıömerli Rüzgar Santrali (Demirer Holding)	Aliağa-İzmir	45
Bodrum Rüzgar Santrali (Demirer Holding)	Muğla-Bodrum-Yalıkavak	19.8
Kocadağ Rüzgar Santrali (MAGE)	İzmir-Çeşme-Kocadağ	43.5

Yaylaköy Rüzgar Santralı (MAGE)	İzmir-Karaburun	15
Şenköy Rüzgar Santralı (Akfirat A.Ş.)	Hatay-Şenköy	12
Çeşme Rüzgar Santralı (Prokon)	İzmir-Çeşme	12
Yalıkavak Rüzgar Santralı (Atlantis Ticaret)	Muğla-Bodrum- Yalıkavak	15
Beyoba Rüzgar Santralı (Atlantis Ticaret)	Manisa-Akhisar- Beyoba	15
Lapseki Rüzgar Santralı (Atlantis Ticaret)	Çanakkale-Lapseki	15
Bandırma Rüzgar Santralı (Atlantis Ticaret)	Balıkesir-Bandırma	15
Datça Rüzgar Santralı (Atlantis Ticaret)	Muğla-Datça	15
Karaburun Rüzgar Santralı (Atlantis Ticaret)	İzmir-Karaburun	22.5
Başvuru raporu değerlendirilen rüzgar projeleri		
Karabiga Rüzgar Santralı (As Makinsan)	Çanakkale-Karabiga	15.0-30.0
Kapıdağ Rüzgar Santralı (As Makinsan)	Balıkesir-Erdek	20.0-35.0
Belen Rüzgar Santralı (Teknik Ticaret)	Hatay-Belen	20.0-30.0
Intepe Rüzgar Santralı (Interwind Ltd)	Çanakkale-Intepe	30
Intepe Rüzgar Santralı (SantaF A.Ş.)	Çanakkale-Intepe	13.2
Başvuru raporu sunulup, ölçümleri beklenen rüzgar projeleri		
Karabiga Rüzgar Santralı (Teknik Ticaret)	Çanakkale-Karabiga	5.0-7.0
Karabiga Rüzgar Santralı (Ak-En)	Çanakkale-Karabiga	12
Yellice Rüzgar Santralı (As Makinsan)	İzmir-Yellice Belen- Karaburun	70.0-100.0
TOPLAM (30 Proje)		645.42- 737.42

İlk projelerde Ege ve Marmara kıyıları öncelik kazanmıştır. Yapılan başvurularla Çeşme yarımadasında toplam kurulu gücü 260-290 MW arasında olacak rüzgar santrali kurulmak istenmektedir. Bugüne kadar yapılan çalışmalardan ve etütlerden çıkan sonuçlara göre; Afyon, Akhisar, Alaçatı, Anamur, Antakya, Bandırma, Belen, Bozcaada, Bozkurt, Çanakkale, Çeşme, Çorlu, Datça, Didim, Dikili, Edremit, Erdek, Erzurum, Foça, Gökçeada, Haymana, İnebolu, Karabiga, Karaburun, Karaman, Kocadağ, Kumköy, Malatya, Mardin, Nurdağ, Pozantı, Samsun, Seydişehir, Silifke, Sinop, Söke, Şarköy, Tekir Yaylası, Ulukışla, Urla, Yalıkavak yöreleri rüzgar enerjisi bakımından zengin görülmektedir. ESM ve EOM modellerin çıktıklarına göre yapılan hesaplamayla, 2000-2025 döneminde olması gereken rüzgar kurulu gücünün gelişimi Tablo 5.20 ve Şekil 5.10'da gösterilmiştir. Buna göre kurulu güç 2010 yılında 2 979 MW ve 2025 yılında 11 200 MW olabilecektir. Rüzgar santrallerinin yıllık çalışma süresi 1500-3000 h arasında olup, optimal olarak 2000-2500 h, güvenilir olarak 1800 h alınabilir. Bu çalışmada ortalama yıllık üretim için 2250 h'lık çalışma süresi temel alınmıştır. Buna göre 2025 yılında 25 200 GWh elektrik üretilebilecektir.

Tablo 5.20 Türkiye için önerilen rüzgar kurulu gücü ve enerji üretimi(5)

Yıl	Güç Kurulu (MW)	Ortalama Üretim (GWh)	Arzdaki payı (%)
2000	300	675	0.5
2005	1 359	3 058	1.53
2010	2 979	6 703	2.31
2015	5 142	11 570	2.91
2020	7 849	17 660	3.23
2023	9 733	21 900	3.43
2025	11 200	25 200	3.55



Şekil 5.10 Türkiye için önerilen rüzgar kurulu gücü(5)

5.6 Deniz Kökenli Yenilenebilir Enerjiler

Deniz kökenli yenilenebilir enerjiler; deniz dalga enerjisi, deniz sıcaklık gradyent enerjisi, deniz akıntıları enerjisi (boğazlarda) ve gel-git (med-cezir) enerjisidir. Ancak, Türkiye'de gel-git enerjisi olanağı yoktur. Türkiye için söz konusu enerji grubu içerisinde en önemlisi deniz dalga enerjisidir. Çanakkale ve İstanbul boğazlarında deniz akıntıları varsa da, deniz trafiği bu enerjinin kullanılma olanağını sınırlandırmaktadır.

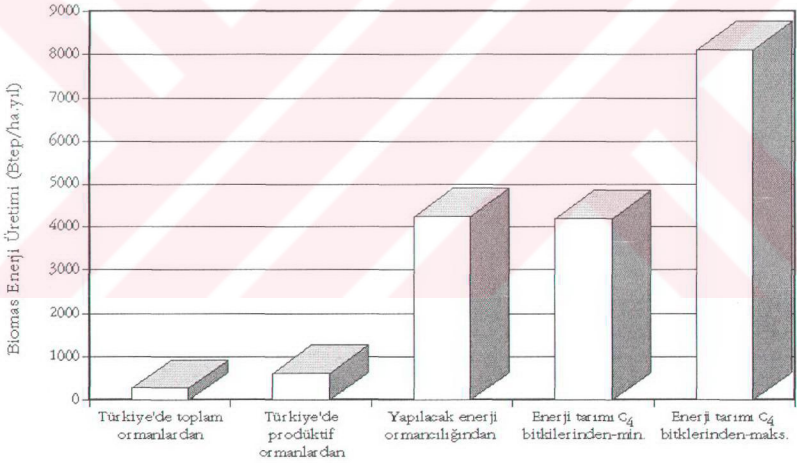
Türkiye'nin Marmara denizi dışında açık deniz kıyıları 8 210 km'yi bulmaktadır. Ancak, Türkiye'de dalga rasatları ve bunlara ilişkin ölçüm verileri yoktur. Dalga cephesinin gücü, okyanuslar dışında 10-40 kW/m arasında değişmekle birlikte, Akdeniz kıyıları için bu değer ortalama 13 kW/m olarak verilmektedir. Türkiye dışında Akdeniz'de yapılmış ölçümler, bu gücün yıl boyu 8.4-15.5 kW/m arasında değiştiğini göstermiştir. İç denizlerde daha da düşebilmektedir.

Türkiye kıyılarının beşte birinden yararlanılarak sağlanabilecek dalga enerjisi teknik potansiyeli 18.5 milyar kWh olarak kestirilmektedir. Deniz dalga enerjisinin kullanılması, Türkiye'nin gündemine henüz girmemiş olmakla birlikte, öncü santraller dünyada kurulmuş bulunmaktadır.

Türkiye'de denizlerden elde olunabilecek deniz dalga, deniz akıntıları ve deniz sıcaklık gradyent enerjileri ile ilgili ölçümler yapılmalı, var olan potansiyeller saptanarak teknolojik olanaklar çerçevesinde yapılabilecek uygulamalar belirlenmelidir. Ancak, bu alanda çalışma yapacak herhangi bir kurum ve kuruluş şu anda bulunmamaktadır.

5.7 Biomas Enerji

Türkiye'de kültürel yetiştiriciliğe ve gıda üretimi dışında fotosentezle kazanılabilecek enerjiye bağlı olarak biomas enerji brüt potansiyeli teorik olarak 135-150 Mtep/yıl kadar hesaplanmakla birlikte, kayıplar düşüldükten sonra net değer 90 Mtep/yıl olacağı varsayılmaktadır. Ancak, ülkenin tüm yetiştiricilik alanlarının yıl boyu yalnızca biomas yakıt üretim amacıyla kullanılması olanaklı değildir. Olabilecek en üst düzeydeki yetiştiriciliğe göre teknik potansiyel 40 Mtep/yıl düzeyinde bulunmaktadır. Ekonomik sınırlamalarla 25 Mtep/yıl değeri, Türkiye'nin ekonomik biomas enerji potansiyeli alınabilir.



Şekil 5.11 Türkiye biomas olanaklarının karşılaştırılması(5)

Biomas enerji kullanımı klasik ve modern olmak üzere iki grupta ele alınır. Klasik biomas enerji konvansiyonel ormanlardan elde olunan yakacak odun, yine yakacak olarak kullanılan bitki ve hayvan artıklarından oluşmaktadır. Klasik biomas enerji kullanımının temel karakteri ilkelden gelişmişine dek çeşitli yakma araçları ile biomas materyalden enerjinin direkt yanma tekniği ile elde edilmesidir. Sanayileşmemiş kırsal toplumlarda kullanımı yaygındır.

Modern biomas kaynakları enerji ormancılığı ürünleri ile orman ve ağaç endüstrisi atıkları, enerji tarımı ürünleri, tarım kesiminin bitkisel artıkları ve hayvansal atıkları, kentsel atıklar, tarımsal endüstri atıkları biçiminde sıralanır. Söz konusu biomas materyaller alçak ve yüksek biomas yakıt teknikleri ile işlenerek katı, sıvı ve gaz yakıtlara çevrilir. Biomas yakıtlar odun biriketi ve alkolden sentetik ham petrole kadar uzanmaktadır.

Modern biomas yakıtların birim maliyetlerinin ve/veya fiyatlarının fosil yakıt fiyatlarının altında olması gerekir.

Dünya Enerji Konseyi raporlarında 2020 yılında yeni ve yenilenebilir kaynaklarla enerji talebinin minimum % 3-4'ünün, maksimum % 8-12'sinin karşılanabileceği belirtilmektedir. Ortaya konulan senaryoya göre modern biomas ile sağlanacak enerji jeotermal enerjinin 6.4 katı, rüzgar enerjisinin 2.6-3 katı, güneş enerjisinin 1.6-2.2 katı olabilecektir. Görüleceği gibi en büyük pay modern biomasa ayrılmıştır.

Günümüzde Avrupa Birliği kapsamında enerji tüketiminin % 2-3'ü biomasdan karşılanmakta olup, bazı AB ülkelerinde biomasın payı % 10-16 düzeyinde bulunmaktadır. Ancak, ilkel tezek kullanımı hiç yoktur. 2020 yılında modern biomas enerji üretiminin ABD'de 235-410 Mtep, Almanya'da 11-21 Mtep, Japonya'da 9-12 Mtep olması planlanmıştır. Oysa, Enerji ve Tabii kaynaklar Bakanlığının Türkiye için 2020 yılına kadar uzanan planlama ve projeksiyonlarında modern biomasa hiç yer verilmemektedir.

5.7.1 Biomas Yetiştiricilik

Biomas yetiştiricilik enerji ormanlarına ve enerji bitkilerine bağlı olarak yapılmaktadır. Bu yetiştiriciliğin amacı, modern biomas yakıt hammaddesini elde etmektir. Ormancılık ve tarıma dayalı bu yetiştiriciliğin temelinde enerji çevrimi olarak fotosentez yatmakta, hızlı fotosentezle çabuk büyüyen bitkiler üzerinde durulmaktadır.

Klasik doğal ormanlardaki ağaç türlerine dayalı verimli baltalıklardan yılda ençok 7 t/ha odun üretmek olanaklı olup, buna göre odun plantasyonunun gücü 2.8 kW/ha kadardır.

5.7.1.1 Biogaz

Biomas materyalin yakma dışında en basit değerlendirmesi anaerobik fermantasyonla biogaz üretimidir. Biogaz, insan faaliyetleri sonucu üretilen organik içerikli çöpler, tarım faaliyetleri sonucu açığa çıkan hayvan dışkıları, pamuk, mısır, buğday gibi bitkilerin sap ve saman artıkları, şeker ve gıda faaliyetleri sonucu üretilen melas, meyve posaları gibi biomas

materyalin anaerobik koşullarda, optimal olarak 35 °C mezofilik ve 60 °C termofilik sıcaklıkta, 6.7-7.6 pH ortamında enzimatik hidroliz, bakterilerle organik aside dönüşme ve metan jenerasyonu işlemlerinden oluşan fermantasyon sonucunda elde olunmaktadır. 1 kg kuru organik maddeden elde olunabilecek biogaz miktarı 0.15-0.20 m³ kadardır. Biogazı oluşturan bileşenler metan, karbondioksit, su buharı, hidrojen sülfür, amonyak, azot ve hidrojenidir. Bileşiminde kabaca % 55-70 CH₄ ve % 35-45 CO₂ ve az miktarda diğerleri bulunur. Biogazın ısı değeri karışımdaki CH₄ yüzdesine bağlı olarak 19 -27.5 MJ/m³ arasındadır. Biogaz üretimi sonucu kalan katı ve sıvı organik artık ise bitki besin değeri yüksek gübredir.

5.7.1.2 Çöp termik santralleri

Çöp yakıtlar kent atıklarından sağlanmaktadır. Çöp termik santralleri enerji üretiminin yanı sıra, çöp yok etme işlevi de görerek önem kazanmaktadır. Bu santrallerden yalnızca elektrik üretilebileceği gibi, ısı ve elektriğin birlikte üretildiği kombine çevrimli olanları vardır.

Çöp yakıtların ısı değerleri değişik olmaktadır. Isıl değer konutsal atıklarda 6.2-8.4 MJ/kg, büyük yığın atıklarda 8-16.7 MJ/kg, ticarethane, sanayi ve belediye atıklarında 7.5-12.5 MJ/kg, kağıtsal atıklarda 14.2-15 MJ/kg, mutfak atıklarında 5.8-6.7 MJ/kg, plastik atıklarda 18-27.2 MJ/kg, tekstil atıklarında 17.1-20.5 MJ/kg, kanalizasyon atıklarında (kuru organik fraksiyon olarak) 14.6-20.9 MJ/kg'dır. Bu değerlerin ortalaması bazı linyit santrallerinde kullanılan kömürün ısı değerinden yüksektir.

5.7.2 Biomas Enerji ile İlgili Sorunlar

ESM ve EOM modellerinin çıktılarına göre, Türkiye koşullarında yapılabilecek klasik ve modern biomas enerji üretiminin yıllara göre gelişimi, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın öngördüğü odun, hayvan ve bitki artıkları kullanımı ile karşılaştırmalı biçimde Tablo 5.21'de gösterilmiştir.

Tablo 5.21 Türkiye'de yapılması önerilen biomas enerji üretimi(5)

Yıllar	Klasik Biomas (Btep)	Modern Biomas (Btep)	Toplam (Btep)	ETKB'na göre odun+hay.bit.art. (Btep)
2000	6 963	17	6 980	6 963

2005	6 491	765	7 256	7 057
2010	5 734	1 652	7 386	7 158
2015	4 789	2 500	7 289	7 268
2020	3 980	3 515	7 495	7 381
2023	3 560	4 049	7 609	7 437
2025	3 307	4 406	7 713	7 479
2000-2025 kümülatif toplamı	136 347	55 574	191 921	187 608

Yakacak odun açısından Türkiye baltalıkları Avrupa değerleri ile kıyaslanacak olursa, hem verim düzeyleri ve hem de yetiştirilen ağaçların ısı değerleri düşüktür. Ülkemizdeki baltalıkların verimi 0.85 t/ha ve birim gücü de 0.33 kW/ha gibi çok yetersiz düzeydedir. Bu nedenle, ülkemizdeki yakacak odun üretiminin verimli plantasyonlara dayalı biçimde enerji ormancılığı anlayışı ile yeniden düzenlenmesi zorunlu bulunmaktadır. Enerji tarımı ise ülkemizde hemen hiç el atılmamış bir konudur. Türkiye'de hububat bitkilerinin katı artık miktarı 39.2-52.3 milyon ton, mısır için 3.8-4.8 milyon ton, şeker pancarı için 1.3-1.5 milyon ton ve patates için de 522-617 bin ton kadardır. Bu artıklar çeşitli biçimlerde işlenerek biomas yakıt olarak kullanılabilir. Ayrıca, yağlı tohum bitkileri ve zeytincilik artıkları da önemli biomas hammaddelerdir. Kuru bazda hesaplanan toplam biomas artık miktarı 54 800-70 400 milyon ton/yıl ve enerji üretimi için kullanılabilir olan kısmı 37 3001-47 900 milyon ton/yıl sınırlarındadır. Biomas materyalin ortalama ısı değeri 17.5 MJ/kg varsayılarak, bu miktardan sağlanacak yıllık enerji 14.8-19.0 Mtep/yıl bulunmaktadır. Ülkemizde biogaz çalışmalarına yeniden önem verilmeli, bölgelerde kurulacak pilot tesisler yaygınlaştırılmalıdır. 7. Beş Yıllık Kalkınma Planı Özel İhtisas Komisyonu çalışmasında İstanbul'da 125 MW, Ankara'da 40 MW, İzmir'de 30 MW'lık çöp santrallerinin kurulması istenmişti. Bugün için Türkiye'de çöp santrallerinin kurulması Yap-İşlet-Devret Modeli ile sürdürülmektedir.

talebi 2000 yılında 60 300 ton, 2010 yılında 57 400 ton ve 2020 yılında 46 500 ton olarak hesaplanmaktadır. Bu talep gelişimi ile dünyada bir yüzyıl için uranyum yakıtı sorunu bulunmamaktadır.

IAEA/Worldatom tarafından rapor edildiğine göre nükleer santrallerin kurulması için gereken yatırım 2 000-2 500 ABD \$/kW iken, kömür santrallerinde 1 100-1 600 ABD \$/kW, petrol santrallerinde 1 000 - 1 200 ABD \$/kW ve gaz santrallerinde 600-900 ABD \$/kW olmaktadır. Nükleer santrallerde ilk yatırım fosil yakıt santrallerinden daha yüksek olmakla birlikte, yatırımın santral ömrüne bağlı amortismanı, yakıt, işletme ve bakım giderleri hesaba katıldığında enerji maliyetleri konvansiyonel santrallerle rekabet edebilmektedir. Birim enerji maliyetleri ülkelere göre koşullara bağlı olarak değişmektedir.

Nükleer elektrik üretimin en büyük pay kapsadığı Fransa'da elektrik maliyetleri, IAEA/Worldatom raporlarına göre Tablo 6.1'de gösterilmiştir.

Tablo 6.1 Fransa'da elektrik üretim maliyetleri (centime/kWh)(5)

Kaynak	Yıl	Yatırım	İşletme	Yakıt	AR-GE	Toplam
Nükleer	1993	13.6	5.6	4.5-6.2	0.4	24.1-25.8
	1997					20.7-21.2
Kömür(a)	1993	11.3	5.8	11.7-17.7	-	28.8-34.8
	1997					22.7-26.5
Gaz(b)	1993	5.9	2.4	21.1-27.4	-	29.4-35.7
	1997					19.1-28.2

a-Dolaşımli akışkan yatak termik santrali,

b-Kombine çevrim santrali

21. yüzyılın ilk yarısında, dünya nükleer kurulu gücü güvenliği artırılmış santrallerle sürekli gelişecek ve nükleer enerji giderek artan önem kazanacaktır.

6.2 Türkiye'de Nükleer Santral Çalışmaları

Türkiye kendi hidrolik, linyit ve taşkömürü kaynaklarından ekonomik olarak en çok 246 milyar kWh/yıl elektrik üretebilecektir. Oysa, 2010 yılındaki elektrik talebi 290 milyar kWh ve 2020 yılındaki elektrik talebi de 547 milyar kWh'dır. Aradaki farkın ithal kömür ve ithal doğal gaz ile kapatılması önemli ithal ve çevre sorunlarını ortaya çıkaracaktır. Bu nedenle, temiz, güvenli, ekonomik ve yoğun üretime uygun nükleer teknoloji Türkiye için zorunlu duruma gelmiştir.

TEAŞ tarafından yapılan çalışmalar, kurulacak nükleer santraldan elde olunacak elektriğin maliyetinin 4-4.5 cent/kWh dolaylarında olacağını göstermiştir. Olumsuz bazı koşullar dikkate alınsa bile, bu maliyetin 5.20 cent/kWh düzeyinin üzerine çıkmayacağı belirtilmektedir. Bugün ithal kömür santralleri için hesaplanan birim maliyeti 4.6 cent/kWh, doğal gaz santralleri için 3.5-4 cent/kWh düzeyindedir.

6.3 Türkiye İçin Nükleer Enerji Stratejisi

Türkiye geleceğe yönelik bir bakışla herşeyden önce santral tipini belirlemek zorundadır. Yakıt olarak doğal uranyum kullanmaya uygun basınçlı ağır sulu reaktör (PHWR) tipi mi, yoksa zenginleştirilmiş uranyum kullanması gereken basınçlı hafif sulu (PWR) veya kaynar sulu reaktör (BWR) tipi mi seçilecektir? Yoksa, bir zaman sürecinde birden fazla tip üzerinde mi durulacaktır. Bu soruların yanıtı, Türkiye'nin geleceğe yönelik teknoloji kazanımı açısından önemlidir. Böyle bir teknoloji seçimine karar verecek yer; geniş bir yelpazede ilgili kuruluşların ve konu uzmanlarının görüşleri alınmak koşulu ile Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu olmalıdır.

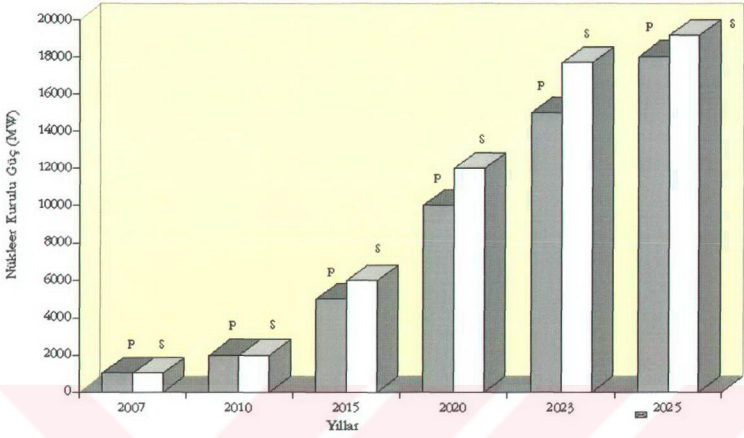
Nükleer santral için herhangi bir diğer santral gibi yöntem uygulamak doğru olmamakla birlikte; seçilecek santralin veriminin yüksek olması, teknolojisinin ve konsorsiyuma katılan firmaların geleceğinin bulunması, dünyada yaygınlaşmış tipte ve yeni teknolojik aşama sağlamış, en yüksek ve en son standartlara uygun olması, firmaların uluslararası tecrübelerinin bulunması, teknolojik açıdan tek ülkeye bağımlılık getirmemesi, Türkiye'ye teknoloji transferi sağlaması, santral güvenliğinin yüksek bulunması, üretilen elektriğin birim maliyetinin düşük ve işletmecilik rantabilitesinin yüksek olması üzerinde durulması gereken kriterlerdir. Ağır sulu reaktörler yakıt olarak doğal uranyum kullandıklarından yakıt tüketimleri basınçlı su reaktörlerine göre yaklaşık dört kat daha fazladır.

Türkiye'nin 1998 yılında revize edilen elektrik planlamasına göre 1000 MW gücündeki ilk nükleer santral 2007 yılında devreye girecektir. Yine 1000 MW gücünde ikinci nükleer

santralin ise 2010 yılında devreye girmesi öngörülmektedir. 2010 yılında toplam 2000 MW kurulu güçle nükleer enerjinin ülkemiz elektrik üretimindeki payı % 3 ve genel enerji içindeki payı % 1 olacaktır. 2010-2020 yılları arasında nükleer santrallara 8 ünite daha eklenerek, kurulu gücün 10 000 MW'a çıkarılması planlanmıştır. Buna göre 2020 yılında nükleer enerjinin elektrik üretimindeki payı % 9 ve genel enerji bütçesindeki payı % 2.5 olacaktır. Bu trendle nükleer kurulu güç Cumhuriyetimizin 100. yılını dolduracağı 2023 yılında 15 000 MW olabilir. 2010-2020 dönemi nükleer enerjiye ciddi adım atılması dönemi olmalı ve nükleer kurulu güç, bazı kömür santrallarından vaz geçilerek daha yüksek tutulmalıdır. Çünkü, nükleer santralin ve nükleer elektriğin maliyeti bugünkü koşullarda bile kömür santrallarından düşüktür. 6. Bölümde açıklanan ESM-EOM modellerinin çıktıları ile oluşturulan senaryoya göre, 2023 yılında nükleer gücün 17 700 MW'a ulaşması söz konusu olabilir. Tablo 6.2'de iki seçeneğe göre nükleer kurulu güç ve nükleer enerji üretiminin gelişimi diğer kaynaklarla karşılaştırmalı biçimde verilmiştir. Şekil 6.2'de ise oluşturulması planlanarak beklenen ve önerilen nükleer güç büyüklükleri grafiksel biçimde karşılaştırılmıştır.

Tablo 6.2 Nükleer kurulu güç ve elektrik üretimi projeksiyonu(5)

Yıl	Brüt elektrik talebi (GWh)	TEAŞ'a göre nükleer üretim (GWh)	TEAŞ'a göre nükleer kurulu güç (MW)	Modele göre nükleer üretim (GWh)	Modele göre nükleer kurulu güç (MW)	ETKB'ye göre hidrolik üretim (GWh)	Modele göre hidrolik üretim (GWh)
2007	231794	7017	1000	7017	1000	72322	77035
2010	289820	14034	2000	14034	2000	85391	89477
2015	398168	35085	5000	42102	6000	99136	107198
2020	547060	70170	10000	84204	12000	103715	116151
2023	639045	105255	15000	124134	17700	107890	124751
2025	708952	126306	18000	134308	19140	108204	134709



Şekil 6.2 Türkiye için nükleer santral projeksiyonu(5)
P: ETKB/TEAŞ Planlaması, S: Raporda önerilen

7. ENERJİ MALİYETİ HESAPLARI

7.1 Termik Santrallerde Maliyet Hesabı

600 MW_e gücündeki bir kömür santralinde elektrik enerjisi üretim maliyeti hesaplanması:

Santralin termik verimi:%36

Kullanılan kömürün alt ısı değeri:6,6 10⁶ kcal/ton

Fiyatı: 64 USD/ton

Şebeke yük faktörü: %73

Amortisman ömrü: 25 yıl

İnşaat süresi: 5 yıl

İskonto oranı: %5

Eskalasyon oranı:%4,5

Faiz oranı:%5

İnşaat süresince yatırım harcamalarının dağılımı:

1.yıl	2.yıl	3.yıl	4.yıl	5.yıl
%20	%30	%30	%15	%5

1.Metod: Basit Hesap

Yıllık sabit sermaye masrafı (C_k):

Enerji üretim santrallerinde, birim tesis bedeli ile güç arasındaki fonksiyonel ilişki: $C_s = C_{so} (N_0/N)^m$ şeklindedir. Burada C_s:birim fiziksel tesis bedelini, C_{so} ve N₀

Referans gücündeki santralin birim tesis bedelini, m ise birim fiziksel tesis bedelinin güç ile değişimini karakterize eden bir sabiti göstermektedir. $I_d = C_s * N$ olduğunu hatırlayarak;

Birim tesis bedeli:1400 USD/ kW_e alınarak inşaat bedeli hesaplanacak olursa:

$$I_d = 1400 * 600 * 10^3$$

$$I_d = 840 * 10^6 \text{ USD}$$

İnşaat süresince eskalasyon hesabı:

Yıl Sonu	Eskalasyon Periyodu	Harcama Dağılımı(%)	Eskalasyonsuz Harcama Planı y_t (Milyon Dolar)	Eskale Edilmiş Harcama Planı $Y_e(t)=y_t(1+e)^t$ (Milyon Dolar)	Eskalasyon Yükü (Milyon Dolar)
1995	1	20	168	175,6	7,6
1996	2	30	252	275,2	23,2
1997	3	30	252	287,6	35,6
1998	4	15	126	150,2	24,2
1999	5	5	42	52,3	10,3
Toplam	6	100	840	940,9	100,9

İnşaat süresince faiz hesabı:

Yıl Sonu	Fiaz Periyodu	Eskale Edilmiş Harcama $Y_e(t)=y_t(1+e)^t$ (milyon Dolar)	Eskale Edilmiş Harcama + Faiz $T_t=Y_e(t)((1+i)^{L+1-t})$ (Milyon Dolar)	Faiz Yükü
1995	4	175,6	213,4	37,8
1996	3	275,2	318,6	43,4
1997	2	287,6	317,1	29,5
1998	1	150,2	157,7	7,5
1999	0	52,3	52,3	0
Toplam		940,9	$I_k=1059,1$	118,2

$$C_k = I_k(i(1+i)^n / ((1+i)^n - 1))$$

$$C_k = 1059,1(0,05(1+0,05)^{25} / ((1+0,05)^{25} - 1))$$

$$C_k = 75,14 \text{ M USD/Yıl}$$

Ortalama yıllık elektrik enerjisi üretimi:

$$E_e = 8760 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * (600.10^3) * 0,73$$

$$E_e = 3,84.10^9 \text{ kW}_e\text{h/Yıl}$$

$$g_k = C_k / E_e$$

$$g_k = 75,14 * 10^6 * 10^3 / 3,84 * 10^9$$

$$g_k = 19,57 \text{ mills/kW}_e\text{h}$$

Onarım ve Bakım Masrafları:

$$C_m = (54,7 * 10^3)(600 * 10^3)$$

$$g_m = C_m / E = (54,7 * 10^3)(600 * 10^3) / 3,84.10^9 = 32,8 * 10^6 \text{ USD/Yıl} / 3,84.10^9$$

$$g_m = 8,54 \text{ mills/kW}_e\text{h}$$

Yakıt Masrafları:

$$g_f = Fq / H_u = 64 * 10^3 * (860 / 0,36) / 6,6 * 10^6 = 23,2 \text{ mills/kW}_e\text{h}$$

Toplam elektrik enerjisi üretim maliyeti:

$$g_t = g_k + g_m + g_f = 19,57 + 8,54 + 23,20 = 51,31 \text{ mills/kW}_e\text{h}$$

2. Metod: Bir Değere Getirilmiş Maliyet (Levelised Cost) Metodu ile Çözüm:

$$C_k = I_k (i(1+i)^n / (1+i)^n - 1)$$

$$C_k = 1059,1 (0,05(1+0,05)^{25} / (1+0,05)^{25} - 1)$$

$$C_k = 75,14 \text{ M USD/Yıl}$$

Ortalama yıllık elektrik enerjisi üretimi:

$$E_e = 8760 * N_e * L_f$$

$$E_e = 8760 * (600.10^3) * 0,73 \quad E_e = 3,84.10^9 \text{ kW}_e\text{h/Yıl}$$

$$g_k = C_k / E_e$$

$$g_k = 75,14 * 10^6 * 10^3 / 3,84 * 10^9 \quad g_k = 19,57 \text{ mills/kW}_e\text{h}$$

Onarım ve Bakım Masrafları:

$$C_m = (54,7 * 10^3)(600 * 10^3)$$

$$g_m = C_m / E = (54,7 * 10^3)(600 * 10^3) / 3,84.10^9 = 32,8 * 10^6 \text{ USD/Yıl} / 3,84.10^9$$

$$g_m = 8,54 \text{ mills/kW}_e\text{h}$$

Yakıt Masrafları:

$$g_f = Fq / H_u = 64 * 10^3 * (860 / 0,36) / 6,6 * 10^6 = 23,2 \text{ mills/kW}_e\text{h}$$

$$C_f = g_f * E = (23,20.10^3)(3,84.10^9) = 89,09.10^6 \text{ USD/Yıl}$$
 olarak bulunmuştu, buna göre

Levelised Cost Metodu ile Sermaye Maliyeti Hesabı:

Yıl	t	Borç	Yıllık faiz ödemesi%5	Yıllık anapara ödemesi	Yıllık sermaye masrafı Ck	$(1+r)^{-t}$ r=%5	Bugünkü Değer (1.1.2000)
2000	1	1059,1	52,95	22,19	75,14	0,952	71,53
2001	2	1036,91	51,84	23,29	75,14	0,907	68,15
2002	3	1013,62	50,68	24,46	75,14	0,864	64,92
2003	4	989,16	49,46	25,68	75,14	0,823	61,84
2004	5	963,48	48,17	26,97	75,14	0,783	58,83
2005	6	936,51	46,82	28,31	75,14	0,746	56,05
2006	7	908,23	45,41	29,73	75,14	0,711	53,42
2007	8	878,47	43,92	31,22	75,14	0,677	50,87
2008	9	847,25	42,36	32,78	75,14	0,645	48,46
2009	10	814,48	40,72	34,42	75,14	0,614	46,14
2010	11	780,06	39	36,14	75,14	0,585	43,96
2011	12	743,92	37,2	37,94	75,14	0,557	41,85
2012	13	705,98	35,3	39,84	75,14	0,53	39,82
2013	14	666,14	33,31	41,83	75,14	0,505	37,95
2014	15	624,3	31,21	43,92	75,14	0,481	36,14
2015	16	580,38	29,02	46,12	75,14	0,458	34,41
2016	17	534,26	26,71	48,43	75,14	0,436	32,76
2017	18	485,83	24,29	50,85	75,14	0,415	31,18
2018	19	434,98	21,75	53,39	75,14	0,396	29,76
2019	20	381,59	19,08	56,06	75,14	0,377	28,33
2020	21	325,53	16,28	58,86	75,14	0,359	26,98
2021	22	266,67	13,33	61,81	75,14	0,342	25,7
2022	23	204,86	10,24	64,9	75,14	0,325	24,42
2023	24	139,96	7	68,14	75,14	0,31	23,29
2024	25	71,82	3,59	71,8	75,14	0,295	22,17
TOPLAM		0	819,64	1059,1	1878,5	-	1058,93

$$25 \quad 25$$

$$\Sigma Ck(1+r)^{-t} = \Sigma 75,14(1,05)^{-t} = 1058,93M \text{ USD}$$

$$t=1 \quad t=1$$

$$25 \quad 25$$

$$\Sigma E(1+r)^{-t} = \Sigma 3,84 \cdot 10^9 (1,05)^{-t} = 54,12 \cdot 10^9 \text{ kW}_h$$

$$t=1 \quad t=1$$

$$g_k = 1058,93 \cdot 10^6 \cdot 10^3 / 54,12 \cdot 10^9$$

$$g_k = 19,57 \text{ mills} / \text{ kW}_h$$

Levelised Cost Metodu ile Bakım Onarım ve Yakıt Maliyeti Hesabı:

Yıl	t	Yıllık onarım masrafı C_m	Bugünkü değeri (1.1.2000)	Yıllık yakıt masrafı C_f	Bugünkü değeri (1.1.2000)	$(1+r)^{-t}$ $r=5\%$
2000	1	32,8	31,23	89,09	84,81	0,952
2001	2	32,8	29,75	89,09	80,8	0,907
2002	3	32,8	28,34	89,09	76,97	0,864
2003	4	32,8	26,99	89,09	73,32	0,823
2004	5	32,8	25,68	89,09	69,76	0,783
2005	6	32,8	24,47	89,09	66,46	0,746
2006	7	32,8	23,32	89,09	63,34	0,711
2007	8	32,8	22,21	89,09	60,31	0,677
2008	9	32,8	21,16	89,09	57,46	0,645
2009	10	32,8	20,14	89,09	54,7	0,614
2010	11	32,8	19,19	89,09	52,12	0,585
2011	12	32,8	18,27	89,09	49,62	0,557
2012	13	32,8	17,38	89,09	47,22	0,53
2013	14	32,8	16,56	89,09	44,99	0,505
2014	15	32,8	15,78	89,09	42,85	0,481
2015	16	32,8	15,02	89,09	40,8	0,458
2016	17	32,8	14,3	89,09	38,84	0,436
2017	18	32,8	13,61	89,09	36,97	0,415
2018	19	32,8	12,99	89,09	35,28	0,396
2019	20	32,8	12,37	89,09	33,59	0,377
2020	21	32,8	11,78	89,09	31,98	0,359
2021	22	32,8	11,22	89,09	30,47	0,342
2022	23	32,8	10,66	89,09	28,95	0,325
2023	24	32,8	10,17	89,09	27,62	0,31
2024	25	32,8	9,68	89,09	26,28	0,295
TOPLAM		820	462,27	2227,25	1255,51	-

25 25

$$\Sigma C_m(1+r)^{-t} = \Sigma 32,80(1,05)^{-t} = 462,27 \text{ M USD}$$

t=1 t=1

25 25

$$\Sigma C_f(1+r)^{-t} = \Sigma 89,09(1,05)^{-t} = 1255,51 \text{ M USD}$$

t=1 t=1

25 25

$$\Sigma E(1+r)^{-t} = \Sigma 3,84 \cdot 10^9 (1,05)^{-t} = 54,12 \cdot 10^9 \text{ kW}_e\text{h}$$

t=1 t=1

$$g_m = 462,27 \cdot 10^6 \cdot 10^3 / 54,12 \cdot 10^9$$

$$g_m = 8,54 \text{ mills/ kW}_e\text{h}$$

$$g_f = 1255,51 \cdot 10^6 \cdot 10^3 / 54,12 \cdot 10^9$$

$$g_f = 23,2 \text{ mills/ kW}_e\text{h}$$

Toplam elektrik enerjisi üretim maliyeti:

$$g_r = g_k + g_m + g_f = 19,57 + 8,54 + 23,20 = 51,31 \text{ mills/kW}_e\text{h (Şahin, 1995)}$$

7.2 Nükleer Santrallerde Maliyet Hesabı

1285 MW_e net gücündeki PWR tipi bir nükleer santralde elektrik enerjisi maliyetinin bulunuşu:

Uranyumun giriş zenginliği	N _p : %3,25
Kuyruk malzemesi zenginliği	N _w : %0,322
Yanma oranı	B _u : 33000 MWG/ton
Özgül güç	P _s : 36 kW _t /kg
Termik verim	η: %33
Şebeke yük faktörü	L _r : %72
Uranyum konsantrasi fiyatı	F _u : 80 USD/kgU
UF ₆ 'ya çevirme fiyatı	F _ç : 7 “
Zenginleştirme fiyatı	F _z : 128 “
Yakıt elemanı imalat fiyatı	F _i : 250 “
İnşaat süresi	L: 7 yıl
İskonto oranı	r: %5
Eskalasyon oranı	e: %5
Faiz oranı	i: %6
Amortisman ömrü	n: 30 yıl

İnşaat süresince yatırım harcamaları dağılımı:

1. Yıl 2. Yıl 3. Yıl 4. Yıl 5. Yıl 6. Yıl 7. Yıl

%6 %13 %22 %14 %19 %18 %8

- Birim tesis bedeli: 1750 USD/kW_e

-Direkt tesis bedeli(I_d): $(1285 \cdot 10^3)1750=2249$ M USD

-Santralin servisten çıkarılması masrafı olarak yatırım bedelinin %10'u kadar bir harcamanın ömür sonunda yapılacağı varsayılırsa bu harcamanın santralin işletmeye geçiş tarihi itibariyle değeri: $2249 \cdot (10/100) \cdot (1,05)^{-30} = 52,04$ M USD

-İlk yakıt yükü masrafı:

$$U = N_p - N_w / N_f - N_w = 3,25 - 0,322 / 0,71 - 0,322 = 7,54 \text{ kg DU/kg ZU}$$

$$V_f = (2N_f - 1) \ln(N_f / 1 - N_f) = (2 \cdot 0,0071 - 1) \ln(0,0071 / 1 - 0,0071) = 4,87$$

$$V_p = (2N_p - 1) \ln(N_p / 1 - N_p) = (2 \cdot 0,0325 - 1) \ln(0,0325 / 1 - 0,0325) = 3,17$$

$$V_w = (2N_w - 1) \ln(N_w / 1 - N_w) = (2 \cdot 0,00322 - 1) \ln(0,00322 / 1 - 0,00322) = 5,67$$

$$\text{Ayırma işi miktarı } W = 1 \cdot V_p + (U - 1)V_w - Uv_f$$

$$W = 1 \cdot 3,17 + (7,54 - 1) \cdot 5,67 - 7,54 \cdot 4,86$$

$$W = 3,61 \text{ kg SWU}$$

$$\text{Zengin uranyum fiyatı } F_{zu} = Uf_u + Uf_{\phi} + Wf_z + F_i$$

$$F_{zu} = 7,54(80 + 7) + 3,61 \cdot 128 + 250$$

$$F_{zu} = 1368 \text{ USD/kg ZU}$$

$$\text{Reaktörün brüt gücü} = 1285 + 65(\text{iç tüketim}) = 1350 \text{ MWe}$$

$$\text{İlk yakıt yükü: } Y = (1/P_s) \cdot (N_e / \eta) = (1/36) \cdot (1350 / 0,33) = 113,6 \text{ ton ZU}$$

İlk yakıt yükü maliyeti: $(113,6 \cdot 10^3) \cdot 1368 = 155,4 \cdot 10^6$ USD Ödemenin 1996'da yapılacağı varsayılarak bu tarihe dek olan eskalasyon ve ödeme tarihinden işletmeye geçiş tarihine kadar olan faiz yükü de dikkate alınırsa inşaatın bitiş tarihi itibariyle ilk yakıt yükü masrafı: $155,4 \cdot (1,05)^3 \cdot (1,06)^3 = 214,26$ M USD

İnşaat süresince faiz ve eskalasyon hesapları:

Yıl sonu	Harcama dağılımı%	Eskalasyonsuz harcama planı M USD	Eskale edilmiş harcama M USD	Eskalasyon yükü M USD	Eskale edilmiş harcama+Faiz M USD	Faiz yükü M USD
1993	6	134,94	141,69	6,75	200,99	59,3
1994	13	292,37	322,34	29,97	431,36	109,02
1995	22	494,78	572,77	77,99	723,11	150,34
1996	14	314,86	382,71	67,85	455,81	73,1
1997	19	427,31	545,37	118,06	612,78	67,41
1998	18	404,82	542,5	137,68	575,05	32,55
1999	8	179,92	253,16	73,24	253,16	0
Toplam	100	2249	2760,54	511,54	3252,26	491,72

Toplam yatırım masrafı:

Kuruluş masrafı:2249 M USD

Eskalasyon yükü:511,54 M USD

Faiz yükü:491,72 M USD

Kapatma masrafı:52,04 M USD

İlk yakıt yükü:214,26 M USD

Toplam: $I_k=3518,56$ M USD

-Yıllık Elektrik Üretimi:

$$E=8760*(1285.10^3)*0,72=8,1.10^9 \text{ kW}_e\text{h/Yıl}$$

1.Metod:Basit Hesaplama

$$\text{Amortisman} :0,06*(1,06)^{30}/(1,06)^{30}-1=0,0727$$

Ara deęiřtirmeler:0,0033

Sigorta masrafları:0,007

Sabit masraf katsayısı:0,0830

$C_k=I_k*\text{sabit masraflar katsayısı}$

$$C_k=3518,56*0,083=292,04 \text{ M USD/Yıl}$$

$$g_k=C_k/E=292,04.10^6.10^3/8,1.10^9=36,05 \text{ mills/kW}_e\text{h}$$

Bakım Onarım Masrafları:

$$C_m:55*(1285.10^3)=70,68.10^6 \text{ USD/Yıl}$$

$$g_m = 70,68 \cdot 10^6 \cdot 10^3 / 8,1 \cdot 10^9 = 8,73 \text{ mills/kW}_e\text{h}$$

Yakıt Masrafı:

$$\text{Yıllık yakıt tüketimi } y = N_e \cdot L_f \cdot 365 / \eta_{Bu} = 1350 \cdot 0,72 \cdot 365 / 0,33 \cdot 33000 = 32,6 \text{ ton}$$

$$\text{Yıllık yakıt maliyeti: } y \cdot F_{zu} = (32,6 \cdot 10^3) \cdot 1368 = 44,6 \cdot 10^6 \text{ USD/Yıl}$$

$g_f = \text{mills/kW}_e\text{h}$ $C_f/E = 44,6 \cdot 10^6 \cdot 10^3 / 8,1 \cdot 10^9 = 5,5 \text{ mills/kW}_e\text{h}$ Bu değere arka masraflar olarak 2 ve zaman faktörünün etkisi olarak 0,8 mills/kW_eh eklenirse $g_f = 8,3 \text{ mills/kW}_e\text{h}$ bulunur. Bu durumda $g_t = g_m + g_k + g_f = 8,73 + 36,05 + 8,3 = 53,08 \text{ mills/kW}_e\text{h}$ bulunur.

2.metod: Levelised Cost ile:

$$C_k = I_k (i(1+i)^n / (1+i)^n - 1)$$

$$C_k = 3518,56 (0,06(1,06)^{30} / (1,06)^{30} - 1)$$

$$C_k = 255,62 \text{ M USD}$$

1.yıl için yük faktörü:	%57	İşletme saati:5000saat/yıl
2.yıl için “ :	%68	“ :6000 “
3 yıl için “ :	%75	“ :6600 “
Bir değere getirilmiş(r=%5)	%73	“ :6465

Yukarıdaki yük faktörlerine göre yıllık satılabilir elektrik enerjisi miktarı:

$$1.\text{yıl} \quad E = (1285 \cdot 10^3) \cdot 5000 = 6,42 \cdot 10^9 \text{ kW}_e\text{h/yıl}$$

$$2.\text{yıl} \quad E = (1285 \cdot 10^3) \cdot 6000 = 7,71 \cdot 10^9 \text{ kW}_e\text{h/yıl}$$

$$3.\text{yıl ve sonrası} \quad E = (1285 \cdot 10^3) \cdot 6600 = 8,48 \cdot 10^9 \text{ kW}_e\text{h/yıl}$$

Yıllık bakım ve onarım masrafları(C_m):

Yıl	2000	2010	2020	2030
Eskalasyon	1	1,1	1,2	1,3
Yıllık bakım onarım	70,68	77,75	84,82	91,88

Masrafı (M USD)

Yıllık yakıt masrafları(C_f):

$$y_{zu} = N_e \cdot L_f \cdot 365 / \eta_{Bu} = 1350 \cdot 0,738 \cdot 365 / 0,33 \cdot 33000 = 33,39 \text{ ton/yıl}$$

Doğal uranyum eşdeğeri,

$$y_{DU} = y_{zu} \cdot U = 33,39 \cdot 7,54 = 251,76 \text{ ton/yıl}$$

U₃O₈ miktarı,

$$Y(U_3O_8) = M(U_3O_8)M(DU) \cdot y_{DU} = 1,179 \cdot 251,76 = 296,82 \text{ ton/yıl}$$

Arka masraflar için 520 USD/kgU alınarak yıllık yakıt masrafı hesabı aşağıda yapılmıştır:

$$U_3O_8 \text{ temini masrafı} \quad : 296,82 \cdot 10^3 (\text{kg/yıl}) \cdot 80 (\text{USD/kg}) = 23,74 \cdot 10^6 \text{ USD/yıl}$$

Çevirme masrafı : $251,76 \cdot 10^3 (\text{kg/yıl}) \cdot 7 (\text{USD/kg}) = 1,76 \cdot 10^6 \text{ USD/yıl}$

Zenginleştirme masrafı: $33,39 \cdot 10^3 (\text{kg/yıl}) \cdot 3,61 (\text{kgSWU/kg}) \cdot 128 (\text{USD/kgSWU}) = 15,43 \cdot 10^6 \text{ USD/yıl}$

İmalat masrafı : $33,39 \cdot 10^3 (\text{kg/yıl}) \cdot 250 (\text{USD/kg}) = 8,35 \text{ USD/yıl}$

Arka masraflar : $33,39 \cdot 10^3 (\text{kg/yıl}) \cdot 520 (\text{USD/kg}) = 17,36 \text{ USD/yıl}$

Yakıt masrafları toplamı : $66,64 \cdot 10^6 \text{ USD/Yıl}$

Levelised Cost ile Yatırım Maliyeti(C_k) Hesabı:

Yıl	t	Borç (MUSD)	Yıllık faiz ödemesi (MUSD)	Yıllık anapara ödemesi (MUSD)	Yıllık semaye masrafı (MUSD) (C_k)	$(1+r)^t$ r=%5	Bugünkü değer (1.1.2000) (M USD)	Elektrik Üretimi (E) 10^9 kWh	$E \cdot (1+r)^t$ 10^9 kWh
2000	1	3518,56	211,11	44,51	255,62	0,952	243,35	6,42	6,11
2001	2	3474,05	208,44	47,18	255,62	0,907	231,85	7,71	6,99
2002	3	3426,88	205,61	50,01	255,62	0,864	220,85	8,48	7,33
2003	4	3376,87	202,61	53,01	255,62	0,823	210,37	8,48	6,98
2004	5	3323,86	199,43	56,19	255,62	0,783	200,15	8,48	6,64
2005	6	3267,67	196,06	59,56	255,62	0,746	190,69	8,48	6,33
2006	7	3208,11	192,49	63,13	255,62	0,711	181,74	8,48	6,03
2007	8	3144,98	188,7	66,92	255,62	0,677	173,05	8,48	5,74
2008	9	3078,06	184,68	70,94	255,62	0,645	164,87	8,48	5,47
2009	10	3007,12	180,43	75,19	255,62	0,614	156,95	8,48	5,21
2010	11	2631,93	175,91	79,71	255,62	0,585	149,54	8,48	4,96
2011	12	2852,23	171,13	84,49	255,62	0,557	142,38	8,48	4,72
2012	13	2767,74	166,06	89,56	255,62	0,53	135,48	8,48	4,49
2013	14	2678,18	160,69	94,93	255,62	0,505	129,09	8,48	4,28
2014	15	2583,25	155	100,62	255,62	0,481	122,95	8,48	4,08
2015	16	2482,63	148,96	106,66	255,62	0,458	117,07	8,48	3,88
2016	17	2375,97	142,56	113,06	255,62	0,436	111,45	8,48	3,7
2017	18	2262,91	135,77	119,85	255,62	0,415	106,08	8,48	3,52
2018	19	2143,06	128,58	127,04	255,62	0,396	101,22	8,48	3,36
2019	20	2016,02	120,96	134,66	255,62	0,377	96,37	8,48	3,2
2020	21	1881,36	112,88	142,74	255,62	0,359	91,77	8,48	3,04
2021	22	1738,3	104,32	151,3	255,62	0,342	87,42	8,48	2,9
2022	23	1587,32	95,24	160,38	255,62	0,325	83,08	8,48	2,76
2023	24	1426,94	85,62	170	255,62	0,31	79,24	8,48	2,63
2024	25	1256,94	75,42	180,2	255,62	0,295	75,41	8,48	2,5
2025	26	1076,74	64,6	191,02	255,62	0,281	71,83	8,48	2,38
2026	27	885,72	53,14	202,48	255,62	0,268	68,51	8,48	2,27
2027	28	683,24	40,99	214,63	255,62	0,255	65,18	8,48	2,16
2028	29	468,62	28,12	227,5	255,62	0,243	62,11	8,48	2,06
2029	30	241,12	14,47	241,15	255,62	0,231	59,05	8,48	1,96
Toplam	-	-	4149,98	3518,62	7668,6	-	3929,1	251,57	127,68

30 30

$\sum C_k(1+r)^{-t} = \sum 255,62(1,05)^{-t} = 3929,1 \text{ M USD}$

t=1 t=1

30

$$\Sigma E(1+r)^{-t} = 127,68.109 \text{ kWh}$$

t=1

$$g_k = 3929,1 * 10^6 * 10^3 / 127,68 * 10^9$$

$$g_k = 30,77 \text{ mills/ kWh}$$

Levelised Cost Metodu ile Bakım Onarım ve Yakıt Maliyeti Hesabı:

Yıl	t	Yıllık onarım masrafı C_m	Bugünkü değeri (1.1.2000)	Yıllık yakıt masrafı C_f	Bugünkü değeri (1.1.2000)	$(1+r)^{-t}$ r=%5
2000	1	70,68	67,29	66,64	63,44	0,952
2001	2	70,68	64,11	66,64	60,44	0,907
2002	3	70,68	61,07	66,64	57,58	0,864
2003	4	70,68	58,17	66,64	54,84	0,823
2004	5	70,68	55,34	66,64	52,18	0,783
2005	6	70,68	52,73	66,64	49,71	0,746
2006	7	70,68	50,25	66,64	47,38	0,711
2007	8	70,68	47,85	66,64	45,12	0,677
2008	9	70,68	45,59	66,64	42,98	0,645
2009	10	70,68	43,4	66,64	40,92	0,614
2010	11	77,75	45,48	66,64	38,98	0,585
2011	12	77,75	43,31	66,64	37,12	0,557
2012	13	77,75	41,21	66,64	35,32	0,53
2013	14	77,75	39,26	66,64	33,65	0,505
2014	15	77,75	37,4	66,64	32,05	0,481
2015	16	77,75	35,61	66,64	30,52	0,458
2016	17	77,75	33,9	66,64	29,05	0,436
2017	18	77,75	32,27	66,64	27,65	0,415
2018	19	77,75	30,79	66,64	26,39	0,396
2019	20	77,75	29,31	66,64	25,12	0,377
2020	21	84,82	30,45	66,64	23,92	0,359
2021	22	84,82	29	66,64	22,79	0,342
2022	23	84,82	27,57	66,64	21,66	0,325
2023	24	84,82	26,29	66,64	20,66	0,310
2024	25	84,82	25,02	66,64	19,66	0,295
2025	26	84,82	23,83	66,64	18,72	0,281
2026	27	84,82	22,73	66,64	17,86	0,268
2027	28	84,82	21,63	66,64	16,99	0,255
2028	29	84,82	20,61	66,64	16,19	0,243
2029	30	84,82	19,59	66,64	15,39	0,231
Toplam	-	2332,5	1161,06		1024,28	-

30

$$\Sigma C_m(1+r)^{-t} = 1161,06 \text{ M USD}$$

t=1

30

$$\Sigma C_t(1+r)^{-t}=1024,28 \text{ M USD}$$

t=1

30

$$\Sigma E(1+r)^{-t}=127,68 \cdot 10^9 \text{ kW}_e\text{h}$$

t=1

$$g_m=1161,06 \cdot 10^6 \cdot 10^3 / 127,68 \cdot 10^9$$

$$g_m=9,09 \text{ mills/ kW}_e\text{h}$$

$$g_f=1024,28 \cdot 10^6 \cdot 10^3 / 127,68 \cdot 10^9$$

$$g_f=8,02 \text{ mills/ kW}_e\text{h}$$

Toplam elektrik enerjisi üretim maliyeti:

$$g_t=g_k+g_m+g_f=30,77+9,09+8,02=47,88 \text{ mills/kW}_e\text{h (Şahin, 1995)}$$

7.3 Hidroelektrik Santrallerde Maliyet Hesabı

1989 yılında tam kapasite ile servise girmiş bulunan 4*175 MWe gücündeki Altinkaya hidroelektrik santralinde elektrik enerjisi maliyetinin hesaplanması:

Şebeke yük faktörü $L_f=\%27$

Amortisman ömrü $n=35$ yıl

Faiz oranı $i=\%6$

Birim tesis bedeli: 1000 USD/kWe

$$(i(1+i)^n/(1+i)^n-1)=0,069$$

Amortisman katsayısı = 0,069

Sigorta vs. = 0,031

Sabit masraflar katsayısı = 0,10

Direkt inşaat bedeli(I_d) = $(700 \cdot 10^3 \text{ kWe}) \cdot 1000 \text{ USD} = 700 \text{ M USD}$

$C_k=700 \text{ M USD} \cdot \text{sabit masraflar katsayısı}$

$C_k=700 \cdot 0,1=70 \text{ M USD}$

$E=8760 \cdot (700 \cdot 10^3) \cdot 0,27=1,65 \cdot 10^9 \text{ kW}_e\text{h/yıl}$

$g_k=C_k/E=70 \cdot 10^6 \cdot 10^3 / 1,65 \cdot 10^9=42,4 \text{ mills/kW}_e\text{h}$

Yıllık bakım onarım masrafları:

Ortalama değer olarak 10 USD/kW_eyıl alınırsa:

$C_m=(700 \cdot 10^3) \cdot 10=7 \cdot 10^6 \text{ USD/Yıl}$

Birim enerji başına maliyet:

$g_m=C_m/E=7 \cdot 10^6 \cdot 10^3 / 1,65 \cdot 10^9=4,2 \text{ mills/kW}_e\text{h}$

Yüksek gerilim taşıma hattı masrafları içinde 1,4 mills/kW_eh ilave ederek toplam elektrik enerjisi maliyeti: $g_t=42,4+4,2+1,4=48 \text{ mills/kW}_e\text{h}$ bulunur. (Şahin, 1995)

7.4 Rüzgar Santrallerinde Maliyet Hesabı

100 kW_e gücündeki rüzgar sisteminde elektrik enerjisi üretim maliyeti hesabı:

-Birim tesis bedeli: 1200 USD/kW_e

-Pervane çapı:30m.

-Gerekli minimum rüzgar hızı $V_R=0,92 \text{ m/sn.}$

-Bölgenin ortalama rüzgar hızı $V=0,67 \text{ m/sn.}$

-İnşaat süresi:30 ay

-Amortisman ömrü:20 yıl

-Eskalasyon(e):%0,5

-Yıllık faiz(i):%0,625

-Bakım Onarım masrafı yüzdesi:%5

$V_R/V=0,92/0,67=1,37$ için $K=1,1$ seçildi.

$L_f=(V/V_R)^3 \cdot K=(0,67/0,92)^3 \cdot 1,1=\%43$

g =Elektrik enerjisi üretim maliyeti, mills/kW_eh

i =Yıllık faiz oranı,%

i_1 =Aylık faiz oranı,%

m =Sermaye masrafının yüzdesi olarak Bakım Onarım masrafı

L_f =Santralin şebeke yük faktörü,%

C_s =Birim tesis bedeli,USD/kWe

k =İnşaat süresince eskalasyon ve faiz etki katsayısı

e =Ortalama aylık eskalasyon,%

T =İnşaat süresi,ay

n =Amortisman süresi,yıl

$$k = \left(\frac{(1+i_1)^{T+1}}{i_1} \right) (1+e)^T / T + 1$$

$$k = \left(\frac{(1,00625)^{31} - 1}{0,00625} \right) * (1,005)^{30} / 31 = 1,27$$

$$g = \left(\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} + m \right) * (C_s / 8.76 \cdot L_f) * k$$

$$g = \left(\frac{0,075(1,075)^{20}}{(1,075)^{20} - 1} + 0,05 \right) \frac{1200 * 1,27}{8.76 * 0,43}$$

g =60 mills/kW_eh bulunur. (Şahin, 1995)

7.5 Güneş Santrallerinde Maliyet Hesabı

İstanbul'da kurulacak olan 100 kWe gücündeki güneş sisteminde elektrik enerjisi üretim maliyeti hesabı:

Birim tesis bedeli:3000 USD/kW_e

İnşaat süresi:36 ay

Amortisman ömrü:20 yıl

Eskalasyon(e):%5

Yıllık faiz(i):%0,625

İşletme masrafları yüzdesi(m):%5

Günlük ortalama ışınım enerjisi (kWh/m²)

Işınım şiddeti(kW/m²):0,92

İlkbahar:5,4

Yaz:6,5

Sonbahar:4,3

Kış:3

Heliostat alanı ile toplanabilecek yıllık enerji:

$$5,4*92+6,5*92+4,3*91+3*90=1756\text{kWh/m}^2\text{yıl}$$

Santral verimi:%25 olduğuna göre üretilmesi gerekli termik enerji:

$$N_t=N_e/\eta=100/0,25=400\text{ kW}_t$$

Işınım şiddeti $0,92\text{ kW/m}^2$ olduğuna göre %20 ilave ile gerekli heliostat alanı:

$$A=400*1,2/0,92=522\text{ m}^2$$

Yıllık elektrik enerjisi üretimi:

$$E=1756*522*0,25=229158\text{ kWh/yıl}$$

$$\text{Şebeke yük faktörü } L_f=229158/8760*100=\%26$$

$$k=((1,00625)^{37}-1/0,00625)(1,005)^{36}/37=1,35$$

$$g=((0,075(1,075)^{20}/(1,075)^{20}-1)+0,05)3000*1,35/8.76*0,26=263\text{ mills/kWh (Şahin, 1995)}$$

7.6 Elektrik Enerjisi Üretimi Maliyet Hesabı Açısından Enerji Kaynaklarının Mukayesesi

NÜKLEER SANTRALLER

Güç MWe	Tip	E KWh/yıl	C _k USD/yıl	g _k Mills/ kWh	C _m USD/yıl	g _m Mills/k Wh	C _f USD/yıl	g _f Mills/kWh	g _t Mills/kWh	Birim tesis bedeli USD
1350	PWR	8,5. 10 ⁹	232,7.10 ⁶	27,3	52,6.10 ⁶	6,2	44,6.10 ⁶	8	41,48	1400
2000	PWR	12,6. 10 ⁹	332,5. 10 ⁶	26,3	78. 10 ⁶	6,2	66. 10 ⁶	8	40,49	1350
2800	PWR	17,6. 10 ⁹	448. 10 ⁶	25,4	109,2. 10 ⁶	6,2	92,3. 10 ⁶	8	39,6	1300
4000	PWR	25,2. 10 ⁹	615,8. 10 ⁶	24,4	156. 10 ⁶	6,2	132. 10 ⁶	8	38,39	1250
5000	PWR	31,5. 10 ⁹	770. 10 ⁶	24,4	195. 10 ⁶	6,2	165. 10 ⁶	8	39	1250

Nükleer santral için Ortalama g_t:40 Mills/kWh

Nükleer santral için Ortalama g_k:25,6 Mills/kWh

Nükleer santral için Ortalama g_m:6,2 Mills/kWh

Nükleer santral için Ortalama g_f:8 Mills/kWh

Nükleer santrallerde Yatırım maliyeti toplam maliyetin %64'ünü oluşturmaktadır.

Nükleer santrallerde Bakım Onarım maliyeti toplam maliyetin %15,5'ini oluşturmaktadır.

Nükleer santrallerde Yakıt maliyeti toplam maliyetin %20'sini oluşturmaktadır.

TERMİK SANTRALLER

Güç MWe	Tip	E KWh/yıl	C _k USD/yıl	g _k Mills/kWh	C _m USD/yıl	g _m Mills/kWh	C _f USD/yıl	g _r Mills/kWh	g _t Mills/kWh	Birim tesis bedeli USD
1350	Kömür sant.	8,5. 10 ⁹	266. 10 ⁶	31	48,6. 10 ⁶	5,7	197,2. 10 ⁶	23,2	60	1600
2000	"	12,6. 10 ⁹	222. 10 ⁶	18	72. 10 ⁶	5,7	292. 10 ⁶	23,2	46,5	900
2800	"	17,6. 10 ⁹	312. 10 ⁶	17,7	101. 10 ⁶	5,7	408. 10 ⁶	23,2	47	870
4000	"	25,2. 10 ⁹	446. 10 ⁶	17,7	144. 10 ⁶	5,7	584. 10 ⁶	23,2	47	870
700	"	4,4. 10 ⁹	130. 10 ⁶	30	25. 10 ⁶	5,7	102. 10 ⁶	23,2	59	1500

Termik santral için Ortalama g_t:55 Mills/kWh

Termik santral için Ortalama g_k:26,3 Mills/kWh

Termik santral için Ortalama g_m:5,7 Mills/kWh

Termik santral için Ortalama g_r:23,2 Mills/kWh

Termik santrallerde Yatırım maliyeti toplam maliyetin %48'ini oluşturmaktadır.

Termik santrallerde Bakım Onarım maliyeti toplam maliyetin %10'unu oluşturmaktadır.

Termik santrallerde Yakıt maliyeti toplam maliyetin %42'sini oluşturmaktadır.

HİDROELEKTRİK SANTRALLER

Güç MWe	Tip	E KWh/yıl	C _k USD/yıl	g _k Mills/kWh	C _m USD/yıl	g _m Mills/kWh	Taşıma masrafı Mills/kWh	g _r Mills/kWh	g _t Mills/kWh	Birim tesis bedeli USD/kW _e
1350	HES	4,7. 10 ⁹	216. 10 ⁶	46	13,5. 10 ⁶	3	1,		50	1300
2000	"	7. 10 ⁹	296. 10 ⁶	43	20. 10 ⁶	3	1		47	1200
2800	"	9,8. 10 ⁹	397. 10 ⁶	41	29,4. 10 ⁶	3	1		45	1150
4000	"	14. 10 ⁹	518. 10 ⁶	37	42. 10 ⁶	3	1		41	1050
5000	"	17,5. 10 ⁹	616. 10 ⁶	36	52,5. 10 ⁶	3	1		40	1000

Hidroelektrik santral için Ortalama g_t:45 Mills/kWh

Küçük Hidroelektrik santral için Ortalama g_t:79,9 Mills/kWh

Hidroelektrik santral için Ortalama g_k: 40Mills/kWh

Hidroelektrik santral için Ortalama g_m:3 Mills/kWh

Hidroelektrik santral için Ortalama g_r:0 Mills/kWh

Hidroelektrik santrallerde Yatırım maliyeti toplam maliyetin %88'ini oluşturmaktadır.

Hidroelektrik santrallerde Bakım Onarım maliyeti toplam maliyetin %7'sini oluşturmaktadır.

Taşıma masrafları ise yaklaşık olarak toplam maliyetin %5'ini oluşturmaktadır.

GÜNEŞ SANTRALLERİ

Güç MWe	E 10 ⁹ KWh/yıl	C _k M USD/yıl	g _k Mills/kWh	C _m M USD/yıl	g _m Mills/kWh	g _r Mills/kWh	g _t Mills/kWh	Birim tesis bedeli
1350	5,4	1031	191	140	26	-	217	1900
2000	7,9	1430	181	197	25	-	206	1800
2800	11,2	1915	171	257	23	-	194	1700
4000	16	2576	161	352	22	-	183	1600
5000	20	3020	151	420	21	-	172	1500

Güneş santrali için Ortalama g_t:194 Mills/kWh

Güneş santrali için Ortalama g_k: 171Mills/kWh

Güneş santrali için Ortalama g_m:23 Mills/kWh

Güneş santrallerinde Yatırım maliyeti toplam maliyetin %88'ini oluşturmaktadır.

Güneş santrallerinde Bakım Onarım maliyeti toplam maliyetin %12'sini oluşturmaktadır.

RÜZGAR SANTRALLERİ

Güç kWe	E 10 ⁹ KWh/yıl	C _k M USD/yıl	g _k Mills/kWh	g _m Mills/kWh	g _r Mills/kWh	g _t Mills/kWh	Birim tesis bedeli
1350	3,54	227	64,8	9	-	74	450
2000	5,2	319	61,2	8,5	-	69,7	430
2800	7,3	421	57,6	8	-	65,6	400
4000	10,5	530	50,4	7	-	57,4	350
5000	13,1	566	43,2	6	-	49,2	300

Rüzgar santrali için Ortalama g_t:63 Mills/kWh

Rüzgar santrali için Ortalama g_k: 55Mills/kWh

Rüzgar santrali için Ortalama g_m:7,7 Mills/kWh

Rüzgar santrallerinde Yatırım maliyeti toplam maliyetin %87'sini oluşturmaktadır.

Rüzgar santrallerinde Bakım Onarım maliyeti toplam maliyetin %13'ünü oluşturmaktadır.

JEOTERMAL SANTRALLER

Güç MWe	E 10 ⁹ KWh/yıl	C _k USD/yıl	g _k Mills/kWh	C _m USD/yıl	g _m Mills/kWh	g _r Mills/kWh	g _t Mills/kWh	Birim tesis bedeli USD
1350	9,4	332	35,3	47,2	5,02	-	40,3	2000
2000	14	455	33	70	5	-	38	1850
2800	19,6	603	31	98	5	-	36	1750
4000	28	788	29	140	5	-	33	1600
5000	35	955	28	175	5	-	33	1550

jeotermal santral için Ortalama g_t : 37Mills/kWh

Jeotermal santral için Ortalama g_k :32Mills/kWh

Jeotermal santral için Ortalama g_m : 5Mills/kWh

Jeotermal santrallerde Yatırım maliyeti toplam maliyetin % 87'sini oluşturmaktadır.

Jeotermal santrallerde Bakım Onarım maliyeti toplam maliyetin % 13'ünü oluşturmaktadır.

Kabuller:

Eskalasyon oranı: %5

Faiz oranı: %6

Aylık faiz: 0,042

İnşaat süresi:7 yıl

Amortisman ömrü: 30 yıl

Şebeke yük faktörü: %72 (nükleer, termik santral için)

%40 (Hidroelektrik santral için)

%30 (Rüzgar ve güneş santralleri için)

Santral termik verimi:%36

Kömürün alt ısı değeri:6,6.106 kcal/ton

Kömürün fiyatı:64 USD/ton

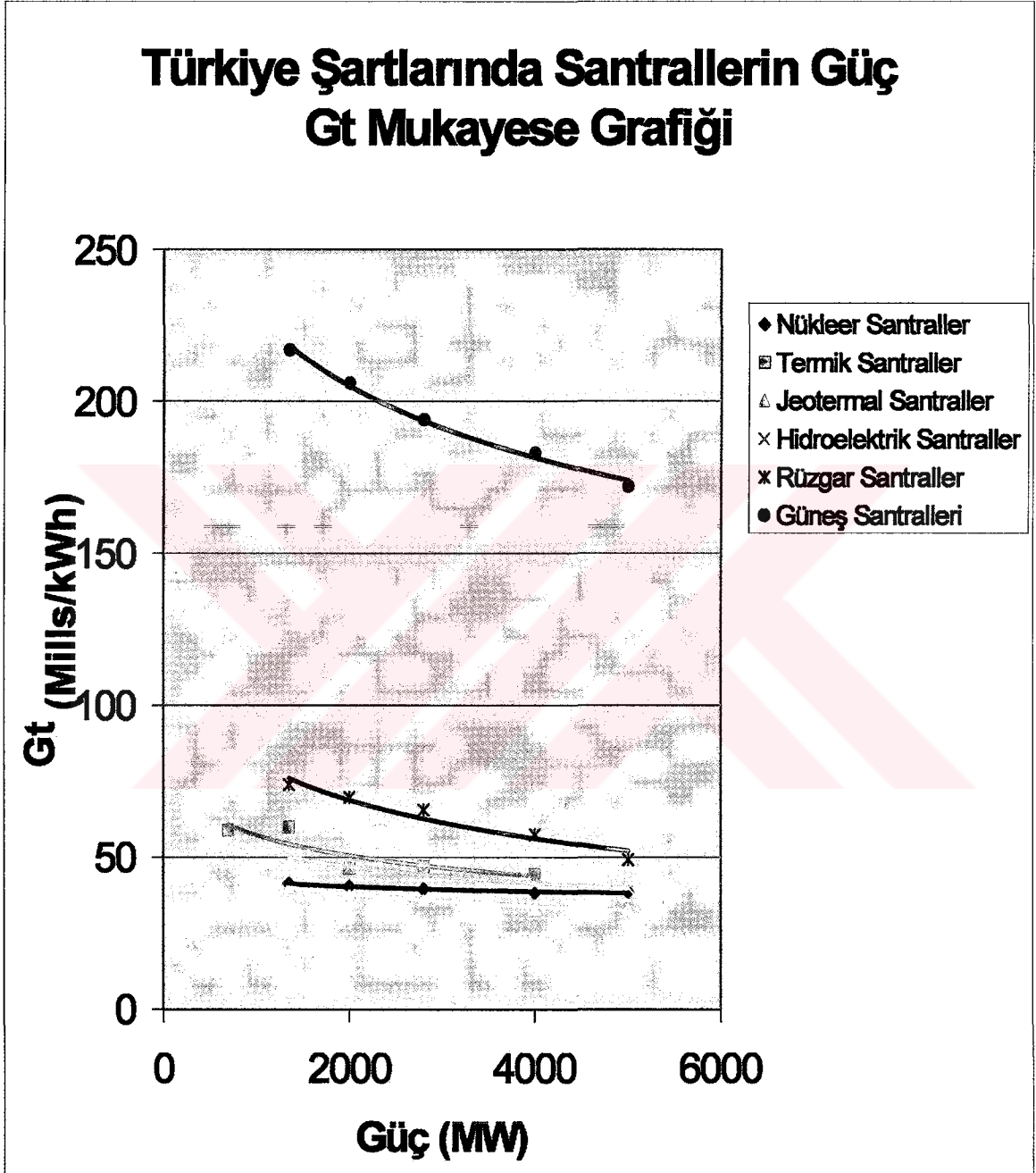
İşletme masrafları ortalama olarak:10USD/yıl (HES için)

39 USD/yıl (nükleer santral için)

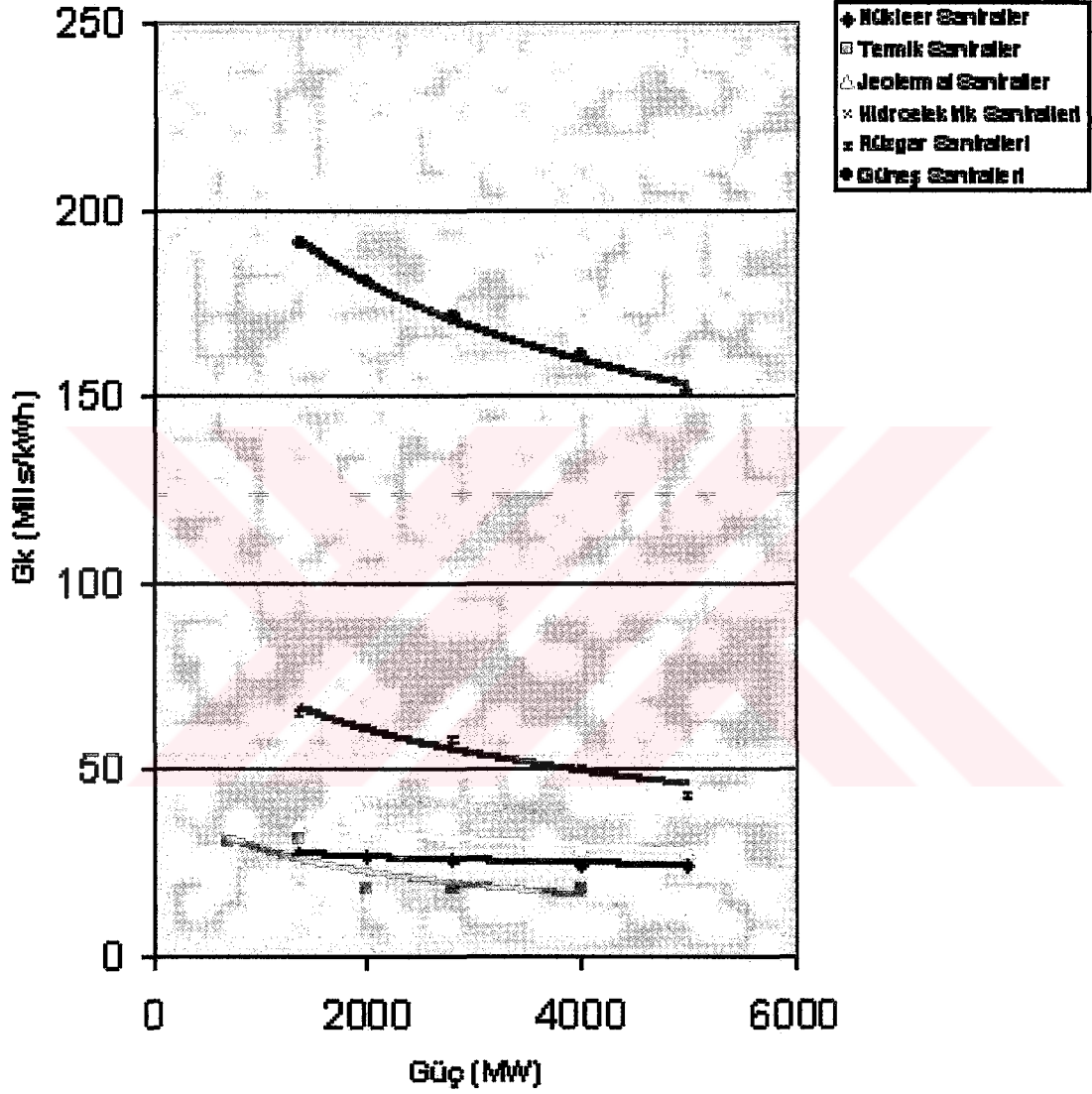
36 USD/yıl (termik, jeotermal santral için)

İşletme masrafları yüzdesi: %1 (Rüzgar ve güneş santralleri için)

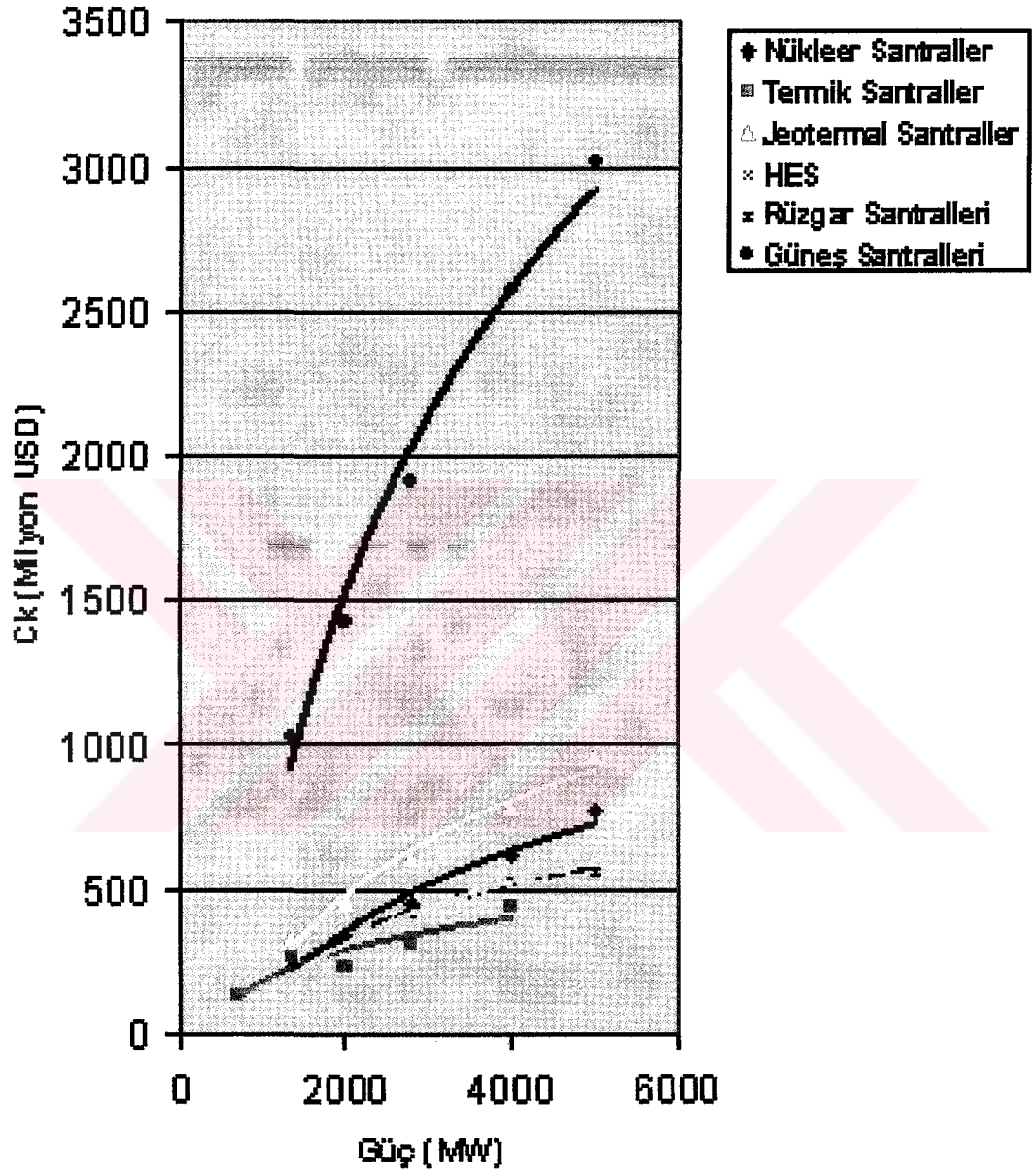
MUKAYESE GRAFİKLERİ:

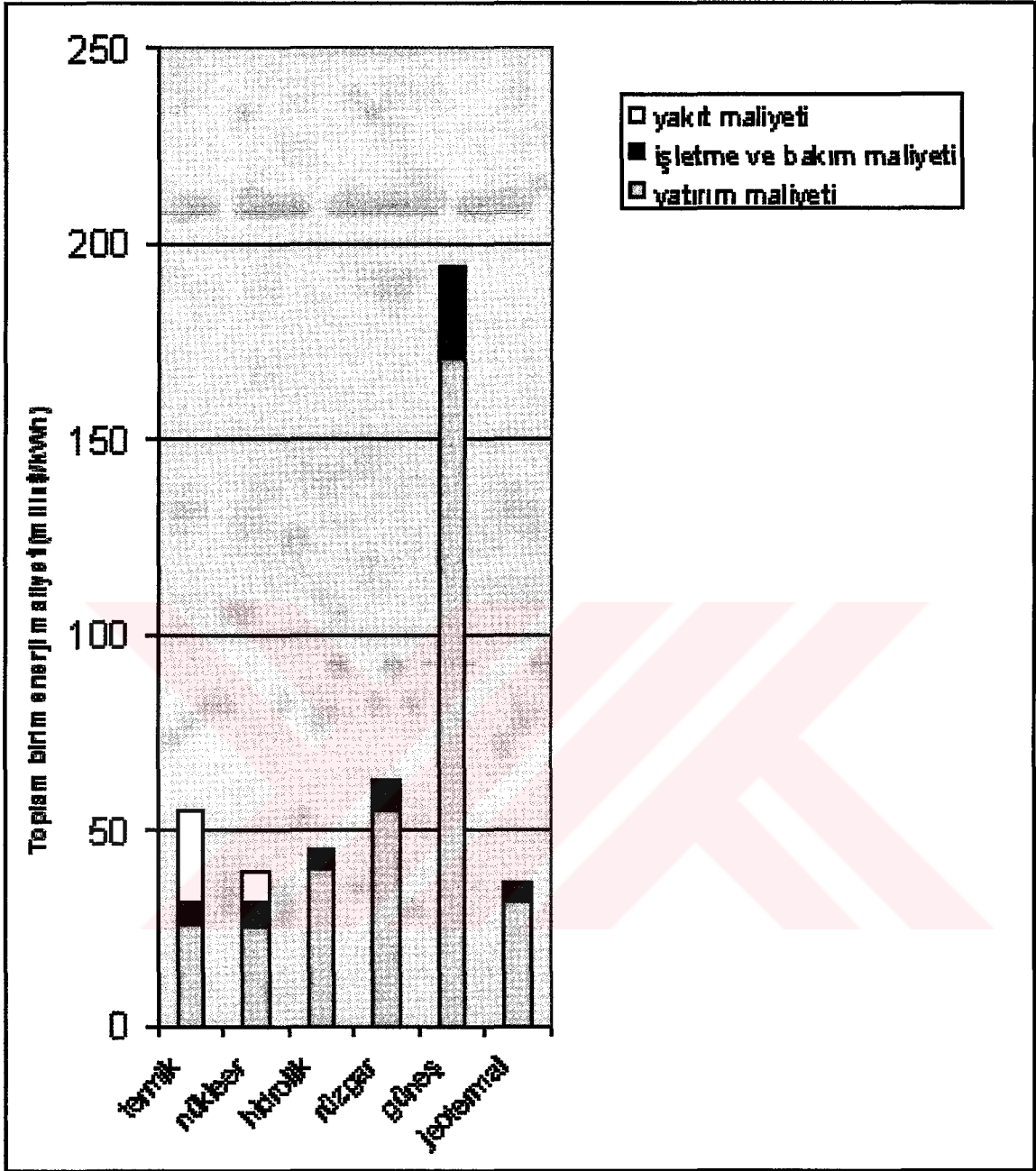


Türkiye Şartlarında Santrallerin Güç Gk Mukayese Grafiği



Güç Ck Grafiği





Bazı uygulama örneklerini ele alacak olursak:**NÜKLEER SANTRALLER**

Güç MWe	Tip	E 109K Wh/yıl	Ck M USD/yıl	gk Mill s/k Wh	Cm M USD/yıl	g m Mills /kWh	Cf M USD/yıl	gf Mills/k Wh	gt Mills/k Wh	Birim tesis bedeli USD
1*7 00	CAND U	4,27	140,49	32,9	32,5	7,61	16,7	3,93	44,4	1850
2*7 00	CAND U	8,54	252,33	29,5 5	65	7,61	33,5	3,93	41,09	1572

Nükleer santral için Ortalama g_t :42,7 Mills/kWh

Nükleer santral için Ortalama g_k :31,2 Mills/kWh

Nükleer santral için Ortalama g_m :7,61 Mills/kWh

Nükleer santral için Ortalama g_f :3,93 Mills/kWh

Nükleer santrallerde Yatırım maliyeti toplam maliyetin %73'ünü oluşturmaktadır.

Nükleer santrallerde Bakım Onarım maliyeti toplam maliyetin %17'sini oluşturmaktadır.

Nükleer santrallerde Yakıt maliyeti toplam maliyetin %10'unu oluşturmaktadır.

Kabuller:Santralin termik verimi:%28,6, Şebeke yük faktörü:%75, Yanma oranı 73000MWG/ton, Özgül Güç 26,5 kW/kgU, İnşaat süresi:6 yıl, İskonto oranı %5, Eskalasyon oranı:%5, Faiz oranı %6, Amortisman Ömrü:30 yıl, F_u :80USD/kgU, F_c : 9USD/kgU, F_i :30USD/kgU, Bakım onarım masrafları için ortalama:50USD/kW

TERMİK SANTRALLER

Güç MWe	Tip	E 109K Wh/yıl	Ck M USD/yıl	gk Mills / kWh	Cm M USD/yıl	g m Mills/k Wh	Cf M USD/yıl	gf Mills/ kWh	gt Mills/k Wh	Birim tesis bedeli USD
600	kömür	3,84	75,14	19,5 7	33	8,54	89	23,2	51,31	1400
2*461 ,5	kömür	5,9	110	18,6	17,7	3	114,5	19,4	44,4	975

Termik santral için Ortalama g_t :47,8 Mills/kWh

Termik santral için Ortalama g_k :19 Mills/kWh

Termik santral için Ortalama g_m : 5,8Mills/kWh

Termik santral için Ortalama g_f :21,3 Mills/kWh

Termik santrallerde Yatırım maliyeti toplam maliyetin %42'sini oluşturmaktadır.

Termik santrallerde Bakım Onarım maliyeti toplam maliyetin %13'ünü oluşturmaktadır.

Termik santrallerde Yakıt maliyeti toplam maliyetin %45'ini oluşturmaktadır.

Kabuller:Santralin termik verimi:%36, Şebeke yük faktörü:%73, Kömürün alt ısı değerisi:6,6.10⁶ kcal/ton, F:64 USD/ton, İnşaat süresi:5 yıl, İskonto oranı %5, Eskalasyon oranı:%4,5, Faiz oranı %5, Amortisman Ömrü:25 yıl

HİDROELEKTRİK SANTRALLER

Güç MWe	Tip	E 109KWh/yıl	Ck M USD/yıl	gk Mills/kWh	Cm M USD/yıl	g m Mills/kWh	Taşıma masrafı Mills/kWh	gf Mills/kWh	gt Mills / kWh	Birim tesis bedeli USD/kWe
4*175	HES	1,65	70	42,4	7	4,2	1,4	-	48	1000
1,03	HES	0,036	0,24	68,7	0,05	14,3	1,4	-	84,4	2000
2400	HES	10,5	295,5	28	120	2,3	1,4	-	32	1000

Hidroelektrik santral için Ortalama gt:40 Mills/kWh

Küçük Hidroelektrik santral için Ortalama gt:80 Mills/kWh

Hidroelektrik santral için Ortalama gk:35 Mills/kWh

Hidroelektrik santral için Ortalama gm:3 Mills/kWh

Hidroelektrik santral için Ortalama gf:0 Mills/kWh

Hidroelektrik santrallerde Yatırım maliyeti toplam maliyetin %87'sini oluşturmaktadır.

Hidroelektrik santrallerde Bakım Onarım maliyeti toplam maliyetin %7'sini oluşturmaktadır.

Taşıma masrafları ise yaklaşık olarak toplam maliyetin %6'sını oluşturmaktadır.

Kabuller:Santralin termik verimi:%70, Şebeke yük faktörü:%27 ve %40(küçük hes için), İnşaat süresi:5 yıl, İskonto oranı %5, Eskalasyon oranı:%5, Faiz oranı %6, Amortisman Ömrü:30 yıl,Debi:5m³/s, Düşü:30m,Bakım onarım masrafları için ortalama:10USD/kW

GÜNEŞ SANTRALLERİ

Güç MWe	E 109KWh/yıl	Ck M USD/yıl	gk Mills/kWh	Cm M USD/yıl	g m Mills/kWh	gf Mills/kWh	gt Mills/kWh	Birim tesis bedeli
25	0,1	7,9	79	4	40	-	119	2400
1	0,0039	0,44	115	0,23	59	-	175	3500
0,1	0,00039	0,05	132	0,026	67,5	-	200	4000

Güneş santrali için Ortalama gt:164 Mills/kWh

Güneş santrali için Ortalama g_k:108Mills/kWh

Güneş santrali için Ortalama g_m:55 Mills/kWh

Güneş santrallerinde Yatırım maliyeti toplam maliyetin %66'sını oluşturmaktadır.

Güneş santrallerinde Bakım Onarım maliyeti toplam maliyetin %34'ünü oluşturmaktadır.

Kabuller:Santral verimi:%25, Şebeke yük faktörü:%27, İnşaat süresi:3 yıl, İskonto oranı %5, Aylık eskalasyon oranı:%0,5, Yıllık faiz oranı %7,5, Aylık faiz %0,625, Amortisman Ömrü:20 yıl, İşletme masrafları yüzdesi:%5

RÜZGAR SANTRALLERİ

Güç MWe	E 109KWh/yıl	Ck M USD/yıl	g _k Mills/kWh	Cm M USD/yıl	g _m Mills/kWh	g _f Mills/kWh	g _t Mills/kWh	Birim tesis bedeli
0,2	0,000525	0,01575	30	0,0095	17,95	-	47,95	750
10	0,025	0,675	27	0,4	16	-	43	650
30	0,078	1,88	24,2	1,14	14,7	-	39	600

Rüzgar santrali için Ortalama gt:46 Mills/kWh

Rüzgar santrali için Ortalama g_k: 29Mills/kWh

Rüzgar santrali için Ortalama g_m:17 Mills/kWh

Rüzgar santrallerinde Yatırım maliyeti toplam maliyetin %63'ünü oluşturmaktadır.

Rüzgar santrallerinde Bakım Onarım maliyeti toplam maliyetin %37'sini oluşturmaktadır.

Kabuller: Şebeke yük faktörü:%30, İnşaat süresi:3 yıl, İskonto oranı %5, Aylık eskalasyon oranı:%0,5, Yıllık faiz oranı %5, Aylık faiz %0,42, Amortisman Ömrü:20 yıl, İşletme masrafları yüzdesi:%5

JEOTERMAL SANTRALLER

Güç MW e	E 109KWh/yıl	Ck M USD/yıl	g _k Mills/kWh	Cm M USD/yıl	g _m Mills/kWh	g _f Mills/kWh	g _t Mills/kWh	Birim tesis bedeli USD
25	0,187	6,1	33	0,875	4,6	-	38	2000
5	0,0375	1,53	41	0,175	4,6	-	45,6	2500

jeotermal santral için Ortalama gt: 42Mills/kWh

Jeotermal santral için Ortalama g_k:37Mills/kWh

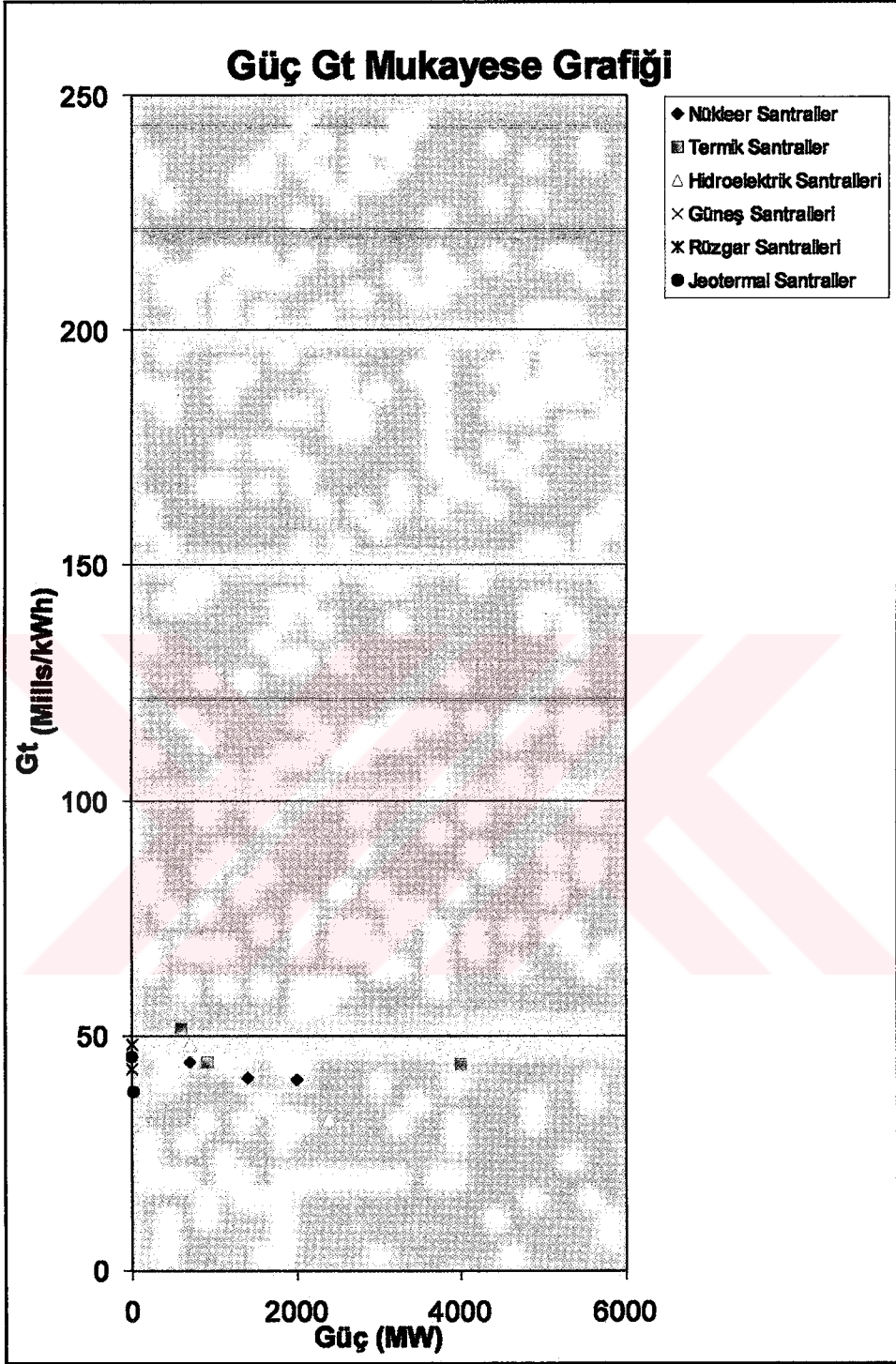
Jeotermal santral için Ortalama g_m : 4,6Mills/kWh

Jeotermal santrallerde Yatırım maliyeti toplam maliyetin % 88'ini oluşturmaktadır.

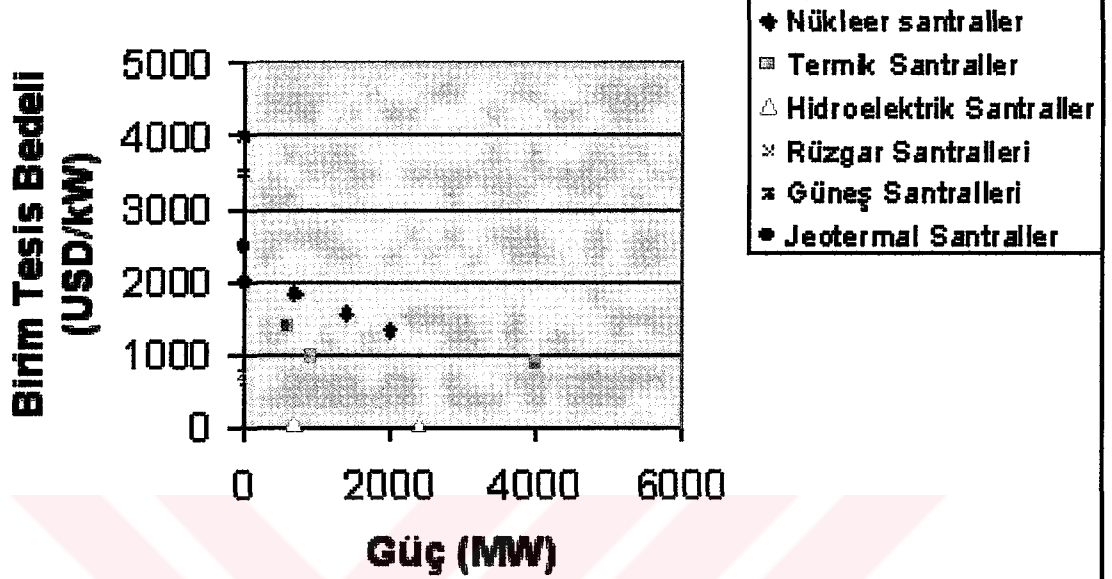
Jeotermal santrallerde Bakım Onarım maliyeti toplam maliyetin % 12'sini oluşturmaktadır.

Kabuller: Şebeke yük faktörü:%80, İnşaat süresi:5 yıl, İskonto oranı %5, Eskalasyon oranı:%5, Faiz oranı %6, Amortisman Ömrü:20 yıl, İşletme masrafları için yıllık ortalama 35USD alındı.

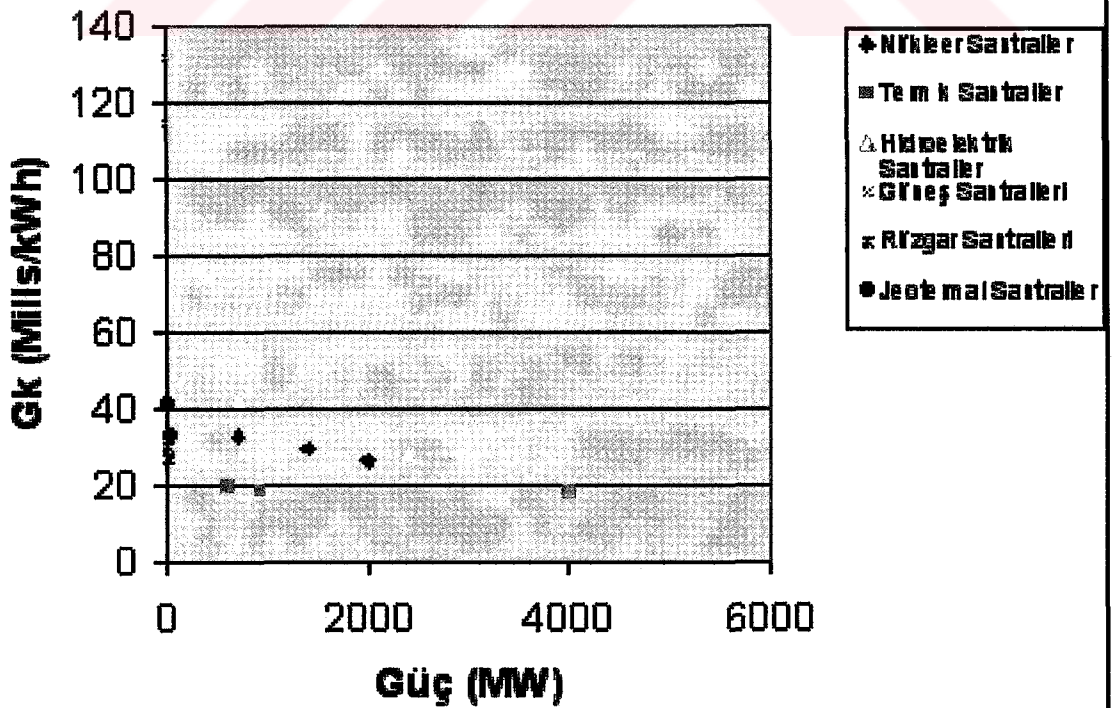




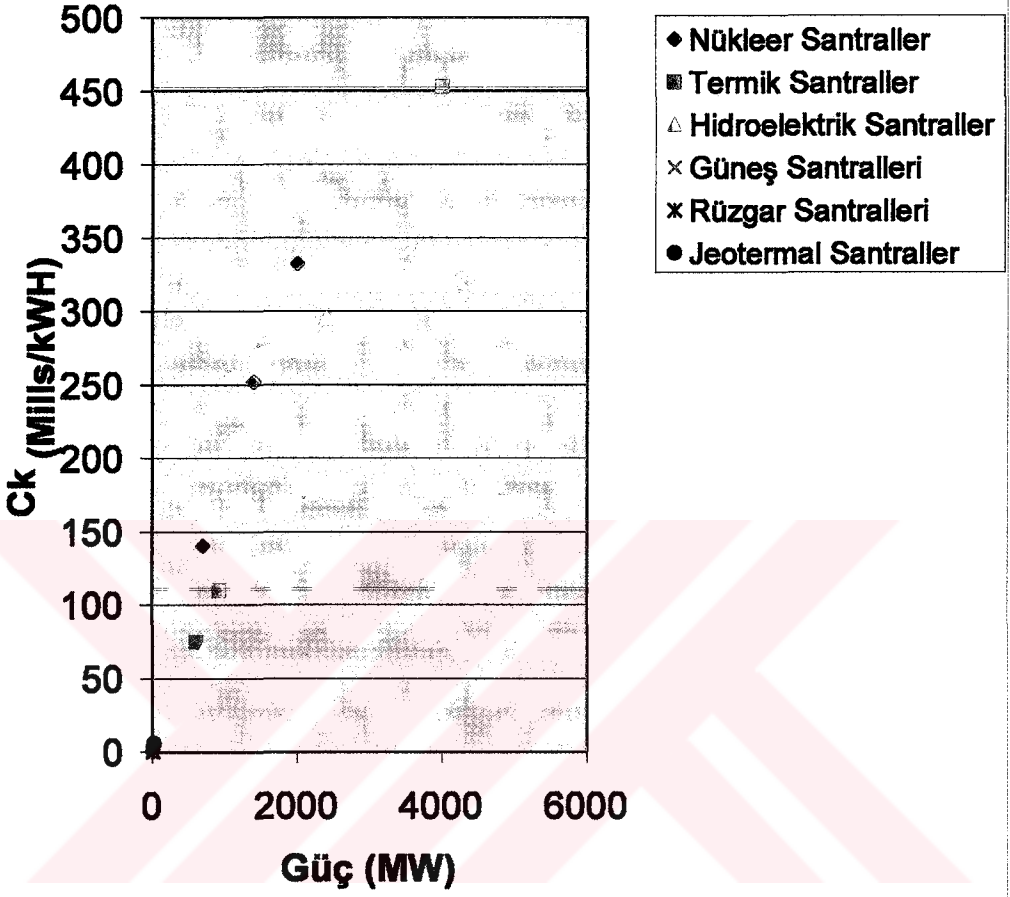
Güç Birim Tesis Bedeli Mukayese Grafiği

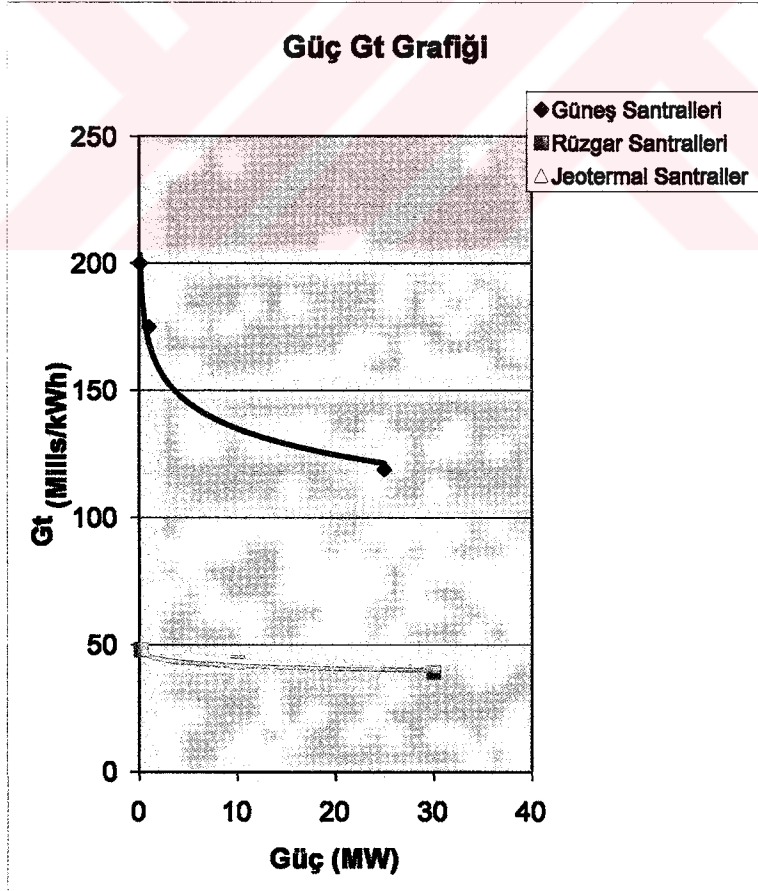
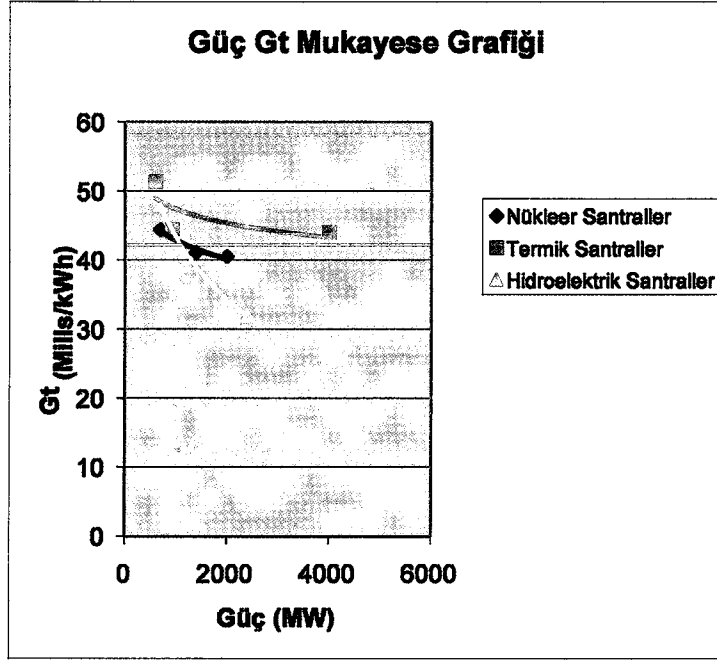


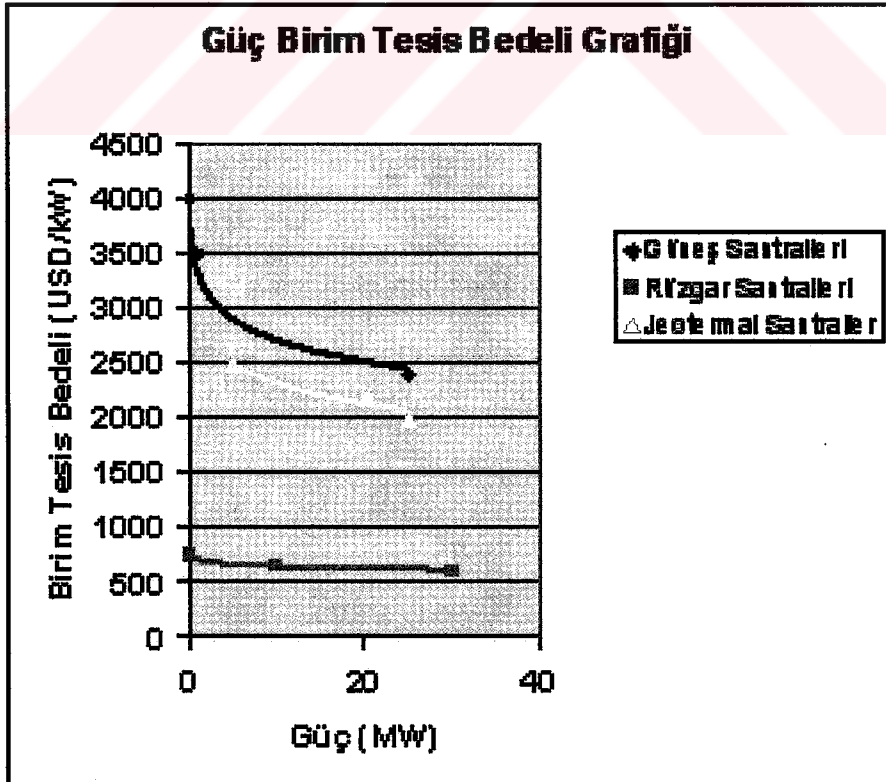
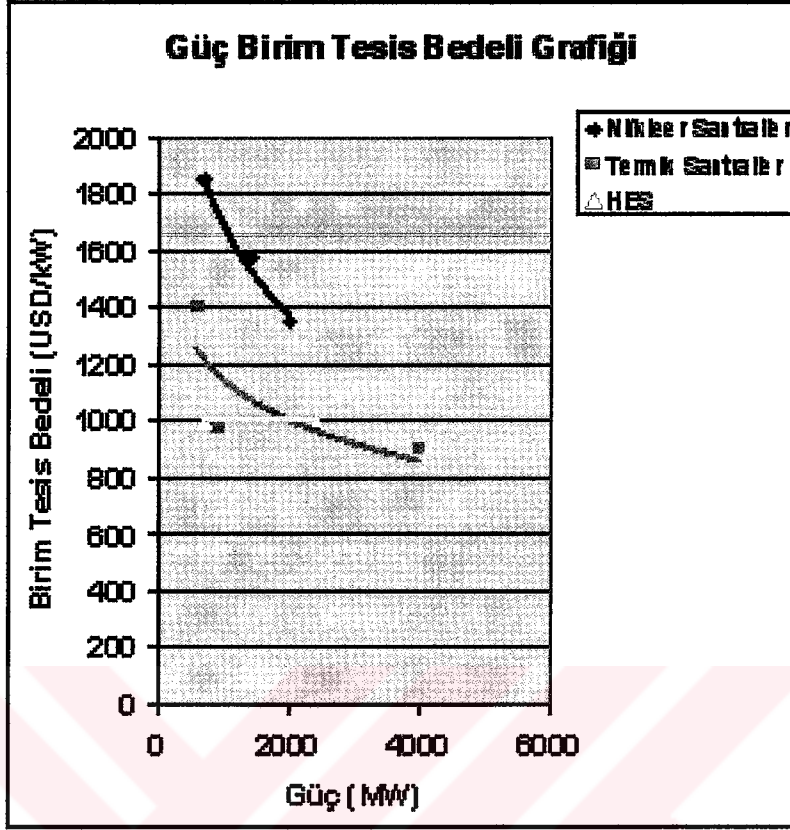
Güç Gk Mukayese Grafiği

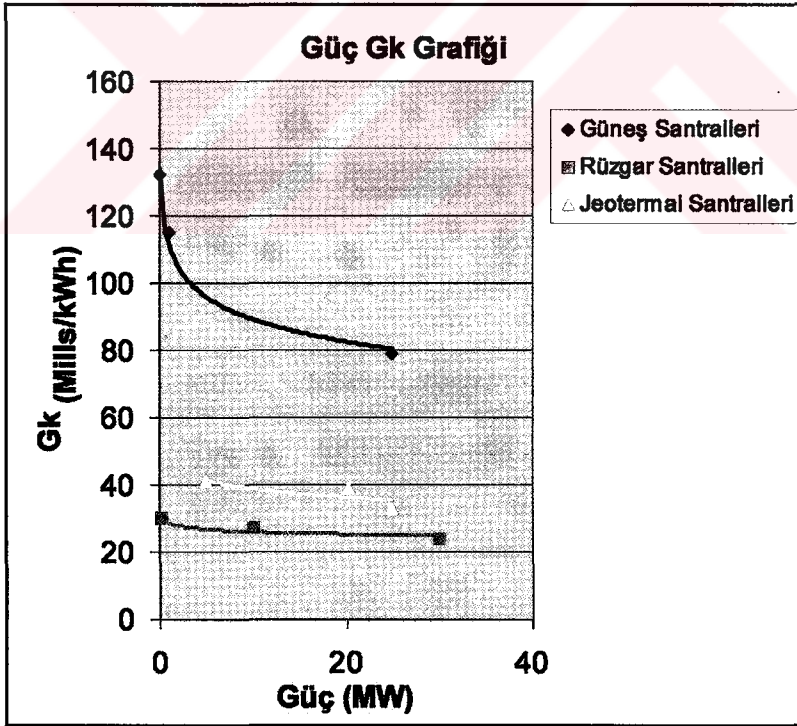
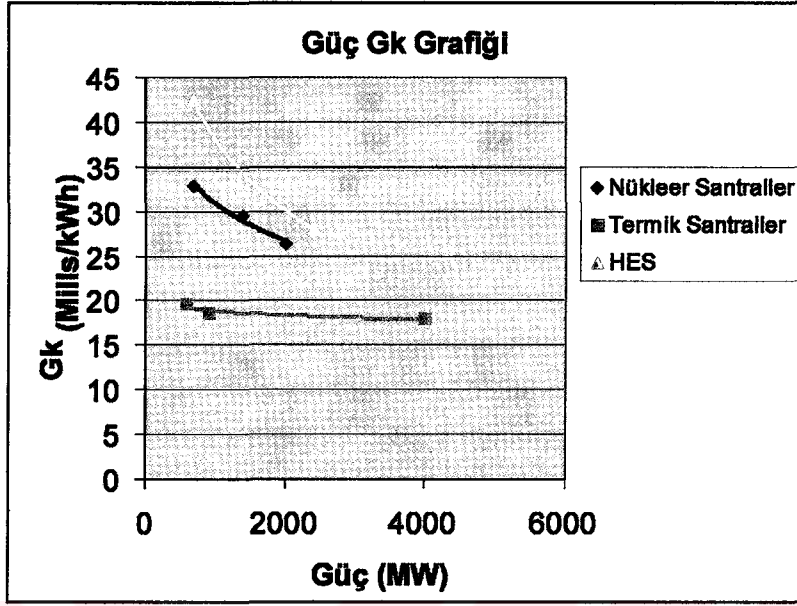


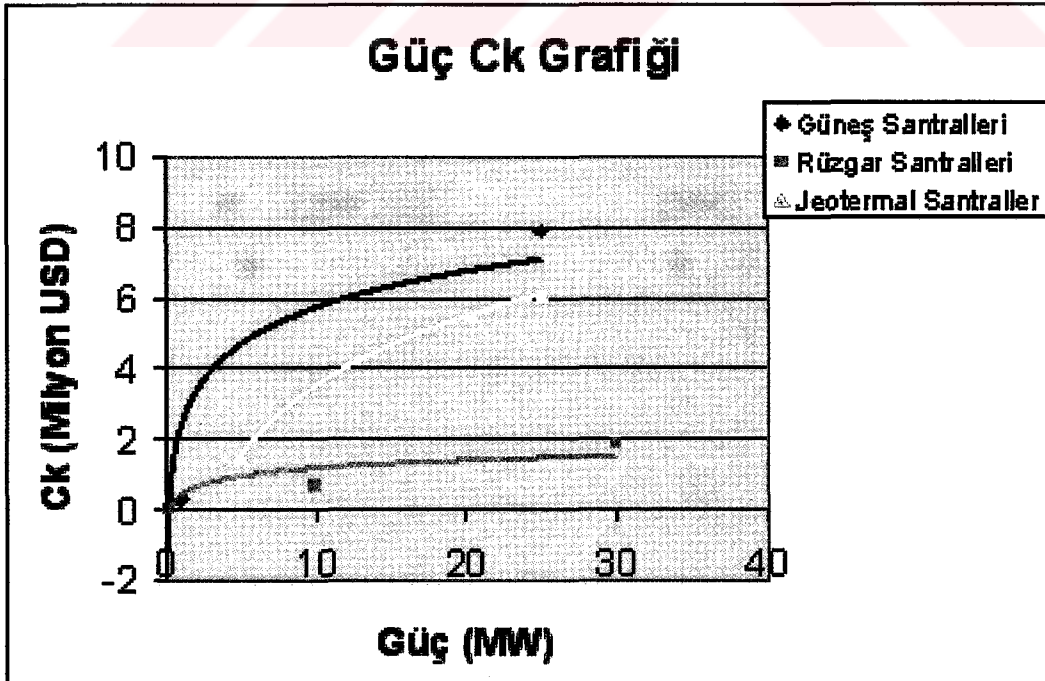
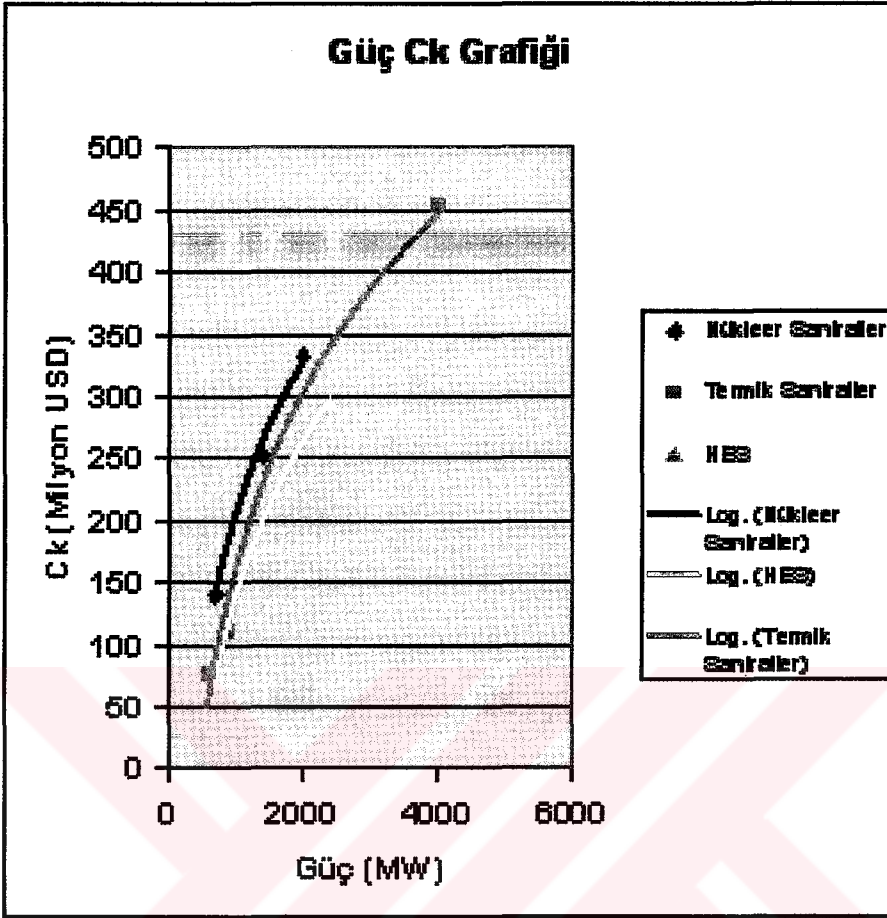
Güç Ck Mukayese Grafiği











8. EKSERJİ

Kavram olarak ekserjiyi yakıttan elde edilebilecek maksimum işi veren enerji olarak tanımlamak mümkündür. Bir başka tanım yapacak olursak ekserji, bir termodinamik sistemin referans durumundan dengeye getirilişi sırasında sistemden alınabilecek maksimum güçtür. Ekserji analizinde sistem veriminin artırılması hedeflenir. Ekserji veriminin artırılabilmesi için tersinmezliklerin azaltılması gerekmektedir. Üretim tesisinin verimi ne kadar yüksek olursa kullanılan yakıttan o kadar çok enerji üretilebilir dolayısıyla enerji birim maliyeti de o oranda azaltılmış olur. Sisteme ilave edilecek yeni komponentler vasıtasıyla sistemin verimini arttırmak mümkündür. Fakat bu ilave elemanlar da maliyete bir ek yük getirmektedir ki bu da birim enerji maliyetini etkilemektedir. Yapılan analizler neticesinde verimin ve maliyetin optimum değerleri belirlenmeye çalışılır ki bu analizler termoekonomik analiz olarak adlandırılır.

Ekserjinin çok çeşitli bileşenleri vardır ki bunlar: fiziksel ekserji, kimyasal ekserji, potansiyel ekserji ve kinetik ekserjidir.

$$E^k = 1/2 \cdot V^2 \quad (8.1)$$

$$E^p = g \cdot z \quad (8.2)$$

$$E^{fiz} = (u - u_0) + P_0(v - v_0) - T_0(s - s_0) \quad (8.3)$$

Sisteme gazın P_0 , T_0 şartlarında girip izotermal ile genişleme ile sistemden $X_k^e \cdot P_0, T_0$ şartlarında çıktığı ve tersinmezliklerin göz ardı edilip sistemin tersinir olduğu kabulüyle maksimum teorik iş kimyasal ekserjiye eşit olur. X_k gazın mol fraksiyonunu simgelemektedir.

$$e_k^{-kim} = -RT_0 \ln X_k^e \cdot P_0 / P_0 = -RT_0 \ln X_k^e \quad (8.4)$$

$$\text{Her mol gaz için maksimum teorik iş : } e_k^{-kim} = -RT_0 \ln X_k^e / X_k \quad (8.5)$$

$$\text{Bütün bileşenler için yazılırsa: } e_k^{-kim} = -RT_0 \sum X_k \ln X_k^e / X_k \quad (8.6)$$

$$\text{Bu da şu şekilde yazılabilir: } e_k^{-kim} = \sum X_k e_k^{-kim} + RT_0 \sum X_k \ln X_k \quad (8.7)$$

Bir çok mühendislik uygulamalarında fiziksel ve kimyasal ekserjinin yanında kinetik ve potansiyel ekserji ihmal edilebilmektedir. Bu durumda, kimyasal tepkimeler haricinde bir sistemin iki hal değişimi arasında ekserji dengesi yazılabilir.

1.hal için ekserji denklemi:

$$E_1 = (U_1 - U_0) + P_0(V_1 - V_0) - T_0(S_1 - S_0) + KE_1 + PE_1 \quad (8.8)$$

2.hal için ekserji denklemi:

$$E_2 = (U_2 - U_0) + P_0(V_2 - V_0) - T_0(S_2 - S_0) + KE_2 + PE_2 \quad (8.9)$$

İki hal arasındaki ekserji dengesi:

$$E_2 - E_1 = (U_2 - U_1) + P_0(V_2 - V_1) - T_0(S_2 - S_1) + (KE_2 - KE_1) + (PE_2 - PE_1) \quad (8.10)$$

Kapalı Sistemlerde Ekserji Dengesi

Ekserji dengesinin yazılabilmesi için öncelikli olarak enerji ve entropi dengesinin yazılması gerekmektedir.

Enerji dengesi:

$$(U_2 - U_1) + (KE_2 - KE_1) + (PE_2 - PE_1) = \int_1^2 \partial Q - W \quad (8.11)$$

Entropi dengesi:

$$(S_2 - S_1) = \int \left(\frac{\partial Q}{T} \right)_{T_b} + S_{\text{ÜR}} \quad (8.12)$$

Denklemler toplanırsa:

$$(U_2 - U_1) + (KE_2 - KE_1) + (PE_2 - PE_1) - T_0(S_2 - S_1) = \int_1^2 \partial Q - W - T_0 \int_1^2 \frac{\partial Q}{T} - T_0 S_{\text{ÜR}} \quad (8.13)$$

Gerekli düzeltmeler yapılırsa

$$(E_2 - E_1) - P_0(V_2 - V_1) = \int_1^2 \left(1 - \frac{T}{T_b} \right) \partial Q - T_0 S_{\text{ÜR}} - W \quad (8.14)$$

Ekserji dengesi şeklinde düzenlenirse:

$$E_2 - E_1 = \int_1^2 \left(1 - \frac{T}{T_b} \right) \partial Q - [W - P_0(V_2 - V_1)] - T_0 S_{\text{ÜR}} \quad (8.15)$$

Yukarıdaki denklem dört bileşenden oluşmaktadır. Bunlar:

a) Ekserji değişimi ($E_2 - E_1$): Sistemin iki hal arasındaki ekserji farkı olup, tamamen prosese ve prosesin yapılış şekline bağlıdır.

b) Isı transferinden kaynaklanan ekserji:

$$E_q = \int_1^2 \left(1 - \frac{T}{T_b}\right) \delta Q \quad (8.16)$$

c) İş transferinden kaynaklanan ekserji ve kullanabilir net iş:

$$E_w = W - P_o (V_2 - V_1) \quad (8.17)$$

Sistemden transfer olan ekserji, E_q ve E_w nin toplamına eşittir.

d) Sistemdeki tersinmezliklerden oluşan ekserji bozunumu ve kaybı:

$$E_D = T_o S_{ir} \quad (8.18)$$

Böylece ekserji denge denklemi:

$$E_2 - E_1 = E_q + E_w - E_D \quad (8.19)$$

Açık Sistemlerde Ekserji Dengesi

Açık sistemler için ekserji yazılabilmesi için giren ve çıkan maddelerin ekserjileri de denkleme ilave edilmelidir. Denklemın zamana göre türevi alınıp giren ve çıkan maddelerin ekserjileri denklemde yerine yazılırsa:

$$\frac{dE}{dt} = \sum_i \left(1 - \frac{T_o}{T_j}\right) Q_j - \left(W - P_o \frac{dV}{dt}\right) - E_D + \sum_g \dot{m}_g e_g - \sum_\varphi \dot{m}_\varphi e_\varphi \quad (8.20)$$

Sürekli akış hallerinde ekserji oranı ve hacim oranı sabit olacaktır. Dolayısıyla zamana göre türevleri de sifıra eşit olur:

$$0 = \sum_j \dot{E}_{qj} - \dot{W} - \dot{E}_D + \sum_g \dot{E}_g - \sum_\varphi \dot{E}_\varphi \quad (8.21)$$

Sisteme girenlerin ekserjileri çıkanların ekserjilerinden fazladır. Bu fark sistem içersindeki tersinmezliklerden kaynaklanmaktadır. Giren ve çıkan maddelerin ekserjileri bunların fiziksel ve kimyasal ekserileri toplamına eşittir.

$$e = e^F + e^{Kim} \quad (8.22)$$

$$e^F = (u - u_o) + P_o(v - v_o) - T_o(s - s_o) \quad (8.23)$$

$$e^F = (h - h_o) - T_o(s - s_o) \quad (8.24)$$

Ekserji Verimi

Sisteme giren ekserji, çıkan ekserjiden fazladır. Bunun sebebi ekserji bozunumu ve kayıplardır. Sürekli akış için:

$E_g = E_\varphi + E_D + E_L$ olacaktır.

Ekserji bozunumu E_D ve ekserji kaybı E_L , sistemin termodinamik açıdan verimini bir ölçüsüdür. Bozunum ısı transferinden ve sürtünmelerden kaynaklanmaktadır. Isı transferinden

kaynaklanan ekserji bozunumu $E_q = \left(1 - \frac{T_o}{T_a}\right) \dot{Q}$ olacaktır. Toplam bozunum yazılmak

istenirse:

$$\dot{E}_D = \left(1 - \frac{T_o}{T_a}\right) \dot{Q} + m[(h_g - h_\varphi) - T_o(s_g - s_\varphi)] \quad (8.25)$$

Bu denklemde, giriş ve çıkışın kimyasal, potansiyel ve kinetik ekserjileri ihmal edilmiştir. Bu verimsizlik kaynakları ekserji bozunum oranı y_D ve ekserji kayıp oranı y_L ye bağlıdır. Ekserji bozunum oranı; sistemin ekserji bozunumunun yakıtın verebileceği toplam ekserjiye oranıdır.

$$y_D = \frac{\dot{E}_D}{\dot{E}_y}$$

Bu oran sayesinde sistem içindeki değişik elemanların karşılaştırılması ve aynı yakıtı kullanan değişik sistemlerdeki benzer elemanların karşılaştırması yapılabilir.

Ekserji kayıp oranı y_L ise ekserji kaybının sistemin toplam yakıttan aldığı ekserjiye oranıdır.

$$y_L = \frac{\dot{E}_L}{\dot{E}_y} \quad (8.26)$$

Bu oranlar yardımıyla ekserji verimi bulunur.

$$\varepsilon = 1 - \sum y_D - \sum y_L \quad (8.27)$$

Sürekli bir sistemde, yakıtın temin edilip, ürünün meydana getirildiği durumda ekserji dengesi:

$$E_y = E_u + E_D + E_L \quad (8.28)$$

Ekserji verimi ise:

$$\varepsilon = \frac{\dot{E}_u}{\dot{E}_y} = 1 - \frac{\dot{E}_D + \dot{E}_L}{\dot{E}_y} \quad (8.29)$$

Ekserji verimi, yakıtın kaçta kaçının ürüne kaçta kaçının boşa (bozunum ve kayıp olarak) harcandığını gösterir. Bu sayede benzer tesisler termodinamik açıdan kıyaslanabilir.

Herhangi bir tesisin ekserji verimini elde etmek için öncelikli olarak bu tesisin meydana getiren elemanların verimleri çıkartılır. Daha sonrada bu elemanlar birleştirilerek, tesisin ekserji verimi bulunur.

Maliyet Denge Denklemi

Sistemin ürettiği son ürünlerin maliyetlerinin tespit edilebilmesi için, sistemin sistemin yatırım maliyeti, işletme ve bakım maliyeti ve yakıt maliyetinin göz önüne alınması gerekir. Bunların gerçek değerlerinin yer aldığı ve ürün maliyetini veren denkleme maliyet denklemi denilir.

$$M_u = M_y + I + OM$$

M_u : Ürün maliyeti (\$/MW)

M_y : Yakıt maliyeti (\$/MW)

I : Yatırım maliyeti (\$/MW)

OM : İşletme ve bakım maliyeti (\$/MW)

İşletme ve bakım maliyeti sistemin karakteristik özelliği olduğu için beraber ele alınmıştır.

$$K = I + OM \quad (8.30)$$

$$M_u = M_y + K \quad (8.31)$$

Ekserjoekonomik Denge Denklemi

Ekserjoekonomik denge denklemi yazılırken amaç, ekserji maliyetinin belirlenmesidir.

Ekserji maliyeti, ekserji akışı ile ilgilidir. Sistemin yada elemanın ekserjisi, giriş ve çıkış ekserji değerlerine göre yazılır. Sistem çevresi ile ısı ve iş alış verişindedir. Bu etkileşim esnasındaki tersinmezlikler ekserji bozunumlarıdır. Ürün değerinin belirlenmesi için bu bozunumlar önem arz eder.

Ekserji maliyetinde sistemin çevreyle etkileşimi ve sistemdeki tersinmezliklerin aynı anda maliyete etkisi incelenir. Bu amaçla ekserji maliyet denklemi aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$\sum \dot{M}_\varphi + \dot{M}_w = \sum \dot{M}_g + \dot{M}_q + K \quad (8.32)$$

$$\dot{M}_\varphi = c_\varphi \dot{E}_\varphi = c_\varphi (\dot{m}_\varphi e_\varphi) \text{ (Çıkanların ekserji maliyeti)} \quad (8.33)$$

$$\dot{M}_g = c_g \dot{E}_g = c_g (\dot{m}_g e_g) \text{ (Girenlerin ekserji maliyeti)} \quad (8.34)$$

$$\dot{M}_w = c_w \dot{W} \text{ (İşin ekserji maliyeti)} \quad (8.35)$$

$$\dot{M}_q = c_q \dot{E}_q \text{ (Isının ekserji maliyeti)} \quad (8.36)$$

$$\sum (c_\varphi \dot{E}_\varphi)_k + (c_w \dot{W})_k = \sum (c_g \dot{E}_g)_k + (c_q \dot{E}_q)_k + K \quad (8.37)$$

Sistem için yazılan ekserji maliyet denkleminde ısı ve işin yeri sistemin şartlarına göre ürün yada girdi olarak değişir. Bir örnek verecek olursak: kompresörde iş girdi olduğundan denklemin sağ tarafında olmalıdır. Denkleminde c ile gösterilen birim ekserji maliyetidir. (Sevilgen,2002)

Yenilenebilir enerji kaynaklarında yer alan iki ekserji türü dinamik ve kinetik ekserjidir.

Isı etkileşimini veren ekserji denklemi

$$E = \int_A \left(\frac{T - T_0}{T} \right) Q_i dA \quad (8.38)$$

Burada A ısı değişim yüzeyidir T0 ise ortam sıcaklığıdır, T ısı transferinin gerçekleştiği andaki ısıdır ve Q da ısı transferi miktarıdır.

Kütle transferi ile ilişkili ekserji kimyasal, fiziksel karışım ekserjisine ayrılmıştır. Kimyasal ekserji formülü:

$$Ex^0_{chem} = \sum_{j=1}^n v_j Ex_{chem,ref-j} - \Delta_r G_i^0 \quad (8.39)$$

Bu formülde v_i jth komponentinin özel hacmidir ve $\Delta_r G_i^0$, burdaki komponenti referans durumuna getirmekte kullanılan reaksiyon exerjisidir ve standart Gibbs enerji değişimine eşittir. Komponentlerin sayımı n gösterir, 0 referans durumunu simgeler.

Fiziksel exerji, çalışan akışkanın referans durumundan ortam durumuna getirilmesi sırasında elde edilen iştir, şu şekilde gösterilir.

$$Ex_{phys} = \Delta_{actual-0} \left[F \left(\sum_{i=1}^n x_i H_i^F - T_0 \sum_{i=1}^n x_i S_i^F \right) + G \left(\sum_{i=1}^n x_i H_i^G - T_0 \sum_{i=1}^n x_i S_i^G \right) \right] \quad (8.40)$$

Bu denklemde H entalpiyi, S entropiyi ve x de jth komponentinin molar oranını gösterir. F ve G sırasıyla komponentin sıvı ve gaz fazlarındaki oran farklılıklarını gösterir.

Sonuç olarak exerji karışımları her zaman negatif değere sahiptirler ve entropi-enthalpy karışım algoritmaları kullanılarak hesaplanabilirler.

$$Ex_{mix} = \Delta_{mix} H - T_0 \Delta_{mix} S \quad (8.41)$$

Kütle transferindeki toplam exerji ise şu denklem ile hesaplanır:

$$Ex_{tot} = m [Ex_{chem} + Ex_{phys} + \Delta_{mix} Ex] \quad (8.42)$$

m burada akışkanın kütledebisidir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarında kullanılan mekanik sistemlerde exerji transferi belirtilmiş olan üç şekilde gerçekleşir. Özellikle güneş enerjisi kullanan sistemlerde exerji transferi kütle akışı ve ısı etkileşimi ile gerçekleşir. Rüzgar enerjisi sistemlerinde ise exerji akışı iş transferi ve mil gücünde gerçekleşirken jeotermal sistemlerde kütle akışında meydana gelir.

Güneş enerjisi sistemlerinin exerji analizi

Güneş enerjisi kullanarak güç üreten sistemler iki alt sistem içerirler; bunlar kollektör toplayıcı ve ısıtma motoru alt sistemidir. Kollektör – toplayıcı alt sisteminin exerjetik analizi kollektörün ve toplayıcının ayrı ayrı analizlerini içerir. Bu alt sistemin genel verimi şu denklemler verilir:

$$n_a = Ex_u \div Ex_i \quad (8.43)$$

burada n_a genel verimi simgeler. Kullanışlı exerji Ex_u ise şu denklemden:

$$Ex_u = N [m_f (H_{f0} - H_{fi}) - T_0 (S_{f0} - S_{fi})] \quad (8.44)$$

Burada N kollektörlerin sayısıdır, m_f kütleinin akış debisidir, H_{f0} ve H_{f1} sıvının giriş entalpileridir. T_o 'da ortam sıcaklığını gösterir ve S_{f0} ve S_{f1} de giren sıvının ortam sıcaklığındaki entropileridir.

Kollektörde elde enerji miktarı:

$$Ex_i = Q_s [1 - (T_o / T_s)] \quad (8.45)$$

burada Q_s transfer olan güneş ısı ve T_s güneşin gün boyunca değişen sıcaklığıdır. Benzer bir yöntemle ısı değiştirici kazan alt sisteminin toplam verimliliği gösterilebilir.

$$n_b = W_{net} / Ex_u^1 \quad (8.46)$$

burada W_{net} ısı değiştiricisi tarafından üretilen net iş miktarıdır, Ex_u ise ısı motoru çevriminde çalışan akışkanın mevcut exerjisidir. Denklemi ise:

$$Ex_u^1 = Q_u [1 - T_o / T_{r0}] \quad (8.47)$$

burada Q_u transfer edilmiş olan kullanışlı ısı ve T_{r0} Rankine çevriminin ortam sıcaklığıdır. Toplam verimlilik iki ayrı alt sistemin verimliliklerinin ürünüdür:

$$n_{tot} = W_{net} / Ex$$

Tablo 1 bize sistemin exerjetik analizinin nümerik bilgilerini sunmaktadır. İlk sütun bize her komponentin girişteki, ikinci sütun ise çıkıştaki exerjileri vermektedir. Giriş ve çıkış exerjileri arasındaki fark kaybolan exerjidir ve üçüncü sütunda gösterilmiştir. Dördüncü sütun ise yüzde oranı olarak exerji kaybını gösterir:

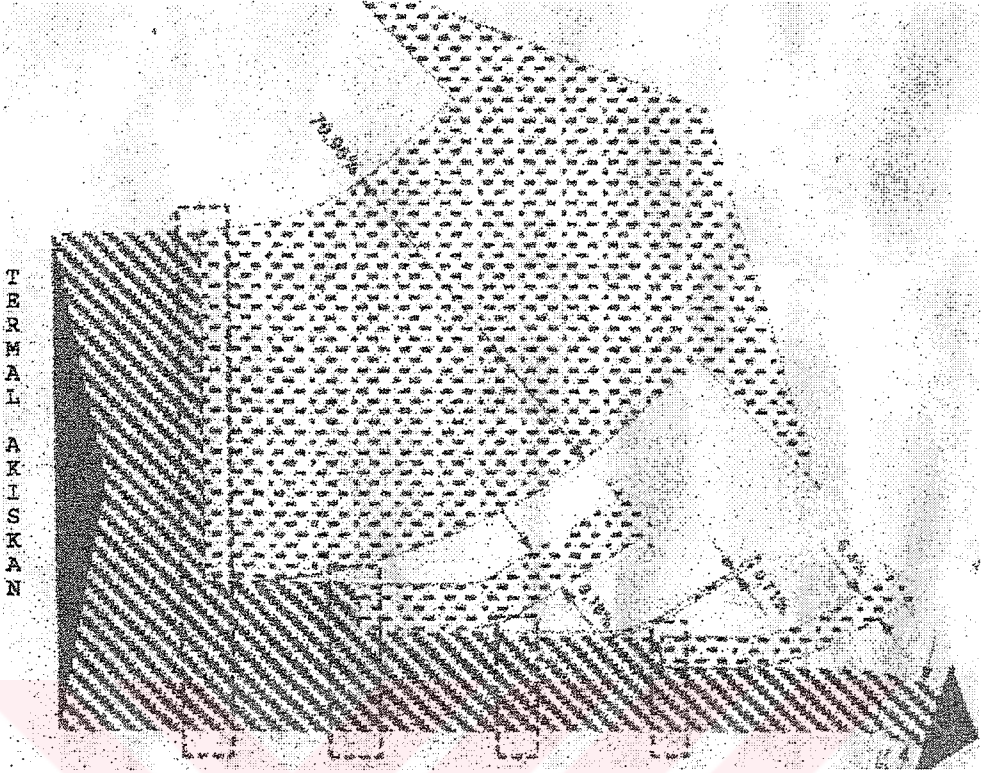
$$Ex_{loss} = \frac{Ex_{in} - Ex_{out}}{Ex_{in}} * 100\% \quad (8.48)$$

Sonuç olarak beşinci sütunda bize her komponentin termodinamiğin ikinci yasasına bağlı olarak verimini verir:

$$\eta = \frac{Ex_{out}}{Ex_{in}} * 100\% \quad (8.49)$$

Exerji kayıpları özellikle kollektör – toplayıcı kısmında yoğunlaşmaktadır. Enerjetik açıdan yapılan bir analizde ise ısı motoru alt sistemindeki kayıpların kollektör – toplayıcı kısmındakilere göre daha büyük olduğu görünecektir ama, bunun sebebi kollektör kısmında

kaybolan enerjinin kalitesinin çok daha yüksek olmasıdır.



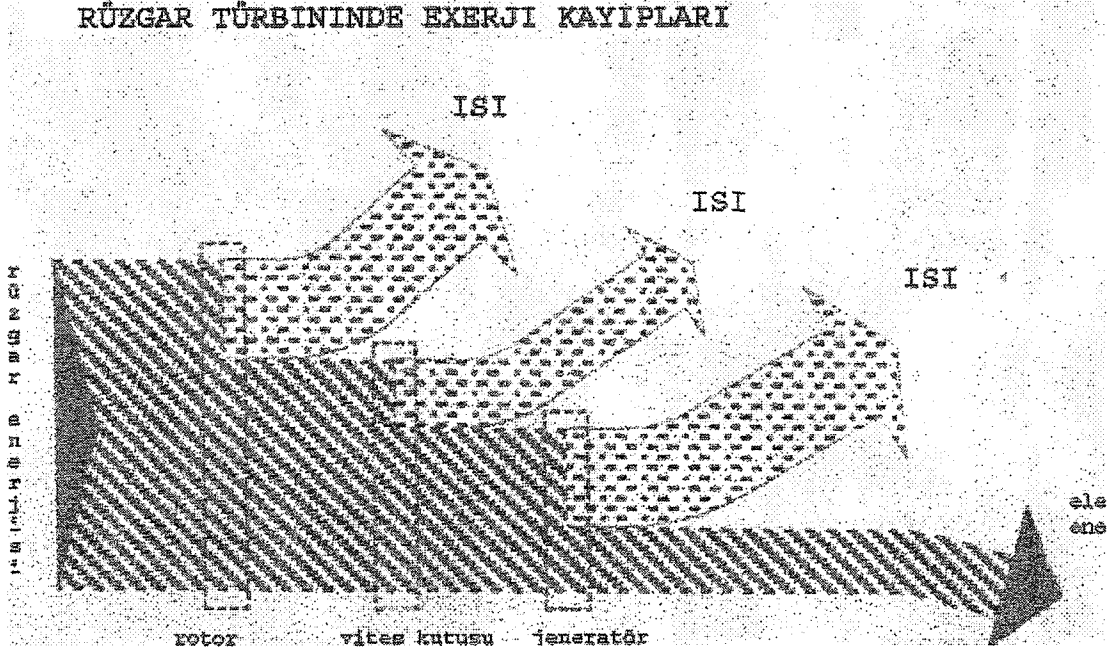
Şekil 8.1 Güneş sisteminde enerji kayıpları

Rüzgâr enerjisi sistemlerinde exerji analizi

Rüzgar türbinlerinin verimi türbin tipine yani yatay mı dikey mi eksenli olduğuna göre, rotor yarı çapına ve rüzgar hızına bağlıdır.

Üretilen gücün başlangıçtaki güce oranının değişimi sadece türbinin nominal gücüne değil, aynı zamanda rüzgar hız değişiminde bağlıdır. Türbindeki nominal gücün artışı yukarıda bahsedilen oranı her zaman arttırmaz.

Ama buda türbinin düşük rüzgar hızlarında iyi çalıştığına işaret etmez çünkü düşük hızlarda üretilen güç yüksek hızlardakine göre oldukça azdır.



Şekil 8.2 Rüzgar sisteminde enerji kayıpları

Jeotermal sistemlerin exerji analizi

Jeotermal buhar elektrik üretiminde kullanılabilir.

Sıvının kendine has exerjisi:

$$ex = \sum_i y_i (h_i - h_{0i}) - T_0 \sum_i y_i (s_i - s_{0i}) + \sum_i y_i ex_i^{ch} + RT \sum_i y_i \ln(\gamma_i \gamma_i) \quad (8.50)$$

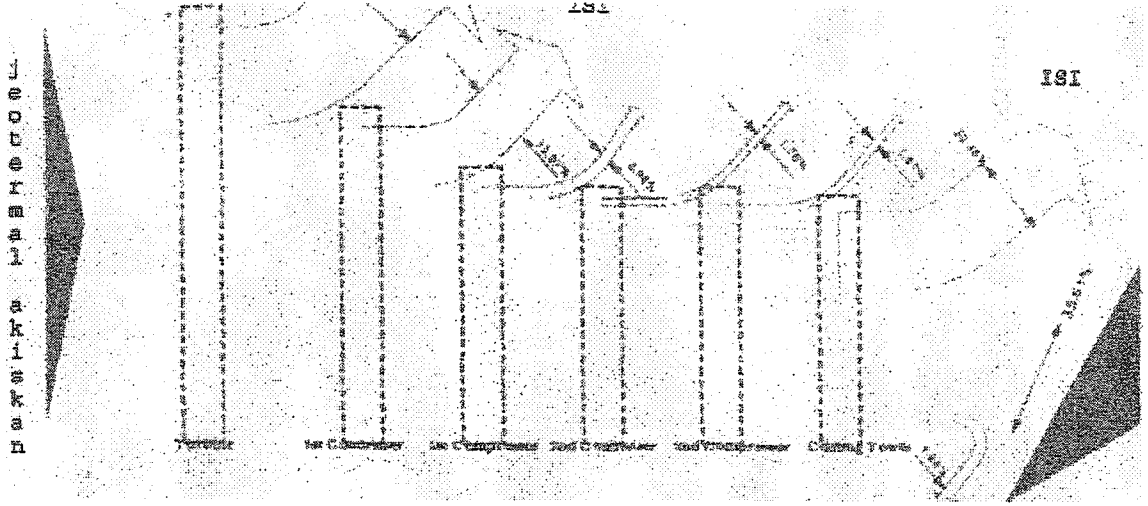
Burada y molar oran, h entalpi, T_0 ise ortam sıcaklığıdır. s entropiyi, R gaz sabitini, γ ise kimyasal reaksiyon çarpanını temsil eder. Alt-İndis i materyalleri simgelerken, alt-İndis 0 ortam koşullarını belirtir ve son olarak $ex \dots i$ 'nolu elemanın kimyasal exerjisini gösterir. Exeri kayıplarının değerlendirilmesi, indirekt kayıpların değerlendirilmesi ile kıyaslanabilir. Burada çıkış exeri değerlerinden giriş exerji değerlerini çıkararak bulabiliriz.

$$exerjikayb_1 = m_1 \{ex_1 - ex_2(P_0, T_0)\} - W \quad (8.51)$$

burada m_1 herhangi bir noktadaki kütle akış miktarı, ex_1 jeotermal akışkanın 1 nolu durumdaki exerjisi, $ex_{air}(P_0, T_0)$ havanın ortam sıcaklığındaki exerjisi ve W 'de üretilen iş miktarıdır.

Sonuç olarak jeotermal santralin verimi üretilmiş olan gücün, girişte kullanılan iş akışkanının exerjisine oranı olarak yazılabilir. Bu da:

$$n_s = \frac{W}{m_1 \{ex_1 - ex_{air}(P_0, T_0)\}} \quad (8.52)$$

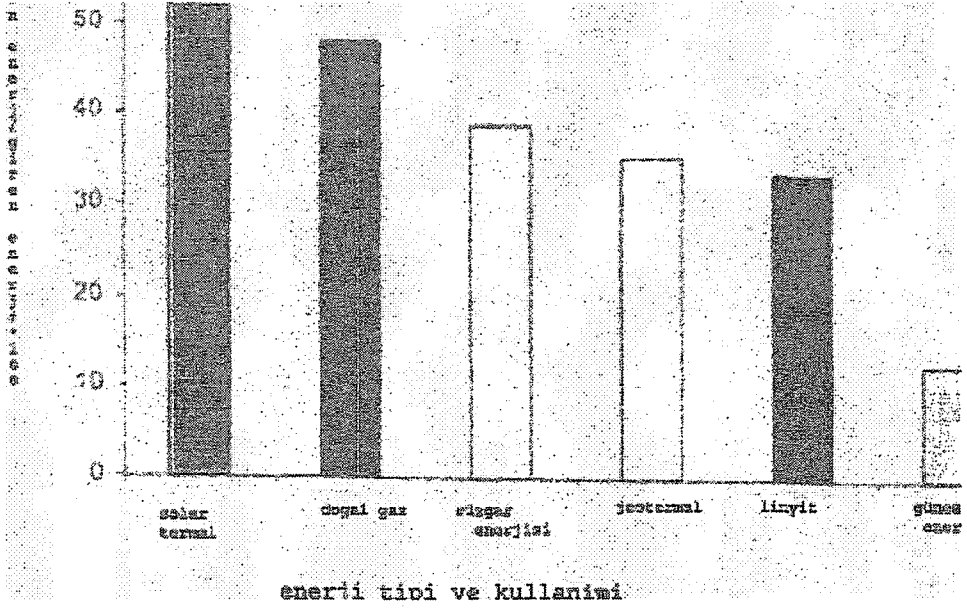


Şekil 8.3 Jeotermal sistemde enerji kayıpları

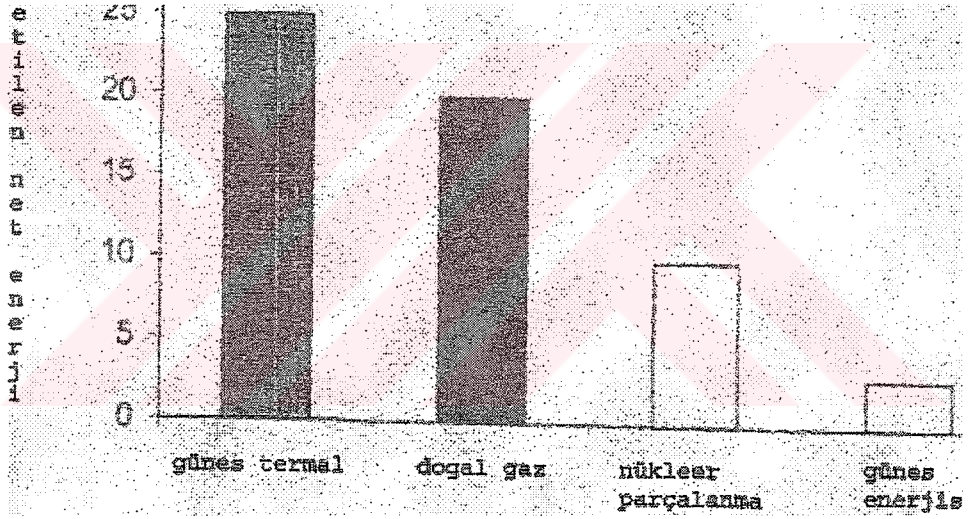
Yenilenebilir ve yenilemeyen enerji kaynaklarının karşılaştırılması

Sonuç olarak fosil yakıtlar kullanılarak daha fazla enerji üretilebiliyor olsada, üretilen enerjinin harcanan enerjiye oranı yenilenebilir sistemlere göre daha düşüktür. Ayrıca fosil yakıtların yakın bir gelecekte tükenmesi kaçınılmazdır. Bazı sistemlerin verimi yüksektir hatta bazı durumlarda fosil yakıtları kullanan sistemlerden bile fazladır. Diğer durumlarda, örneğin güneş enerjisinin şehirlerin elektrik ihtiyaçlarını karşılamak için kullanıldığı yerlerde, verim oldukça düşer.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının en önemli avantajlarından biride çok az zararlı maddeyi artık olarak dışarı verdiklerinden dolayı, gerçek bir çevre dostu olmalarıdır. Diğer bir taraftanda mevcut enerjinin az bir kısmından yararlabilmeleridir, ama bu dezavantajı kaynaklarının sonsuz olması ile giderirler. (Koroneos, Spachos, Moussiopoulos, 2001)



Şekil 8.4 Çıkan enerjinin giren enerjiye oranı



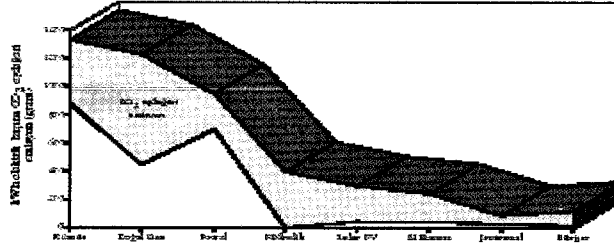
Şekil 8.5 Üretilen net enerji miktarı

9. ENERJİ VE ÇEVRE

Yakıtlar için önemli olan bir özellik de çevresel uygunluktur. Fosil yakıt kullanımının hava kalitesi, insanlar, hayvanlar, plantasyonlar ve ormanlar, akuatik ekosistemler, insan yapısı yapılar, açık madencilik, iklim değişikliği, deniz seviyesi yükselmesi üzerindeki olumsuz etkilerinden kaynaklanan çevre zararları dünya genelinde, 1990 verileriyle; kömür için 9.8 ABD \$/GJ, petrol için 8.5 ABD \$/GJ ve doğal gaz için 5.6 ABD\$/GJ olarak saptanmıştır. Aşırı fosil yakıt kullanımının getirdiği çevre kirlenmesi önemlidir. Bugün için dünyanın en önemli çevre sorunu sera etkisinden kaynaklanan global ısınmadır. Bunun kökeninde yanma sonucu ortaya çıkan CO₂ emisyonu yatmaktadır. CO₂ emisyonunun global ısınmadan başka olumsuz etkileri olduğu gibi, yanma reaksiyonunda ortaya çıkan emisyon yalnızca CO₂ de değildir. SO_x ve NO_x gibi diğer zararlı emisyonlar vardır. Temiz yakıt denilen doğal gaz kullanımında, yüksek alev sıcaklığından ortaya çıkan NO_x ozon tabakasını tahrip edici özelliğe sahiptir. Fosil yakıt üretim ve tüketiminin doğal bitki örtüsünün yanısıra, hayvan ve insan sağlığı üzerinde çeşitli olumsuz etkileri bulunmaktadır.

Birim enerji başına ortalama yalnızca CO₂ emisyonu; kömürde 85.5 kg/GJ, petrolde 69.4 kg/GJ ve doğal gazda 52 kg/GJ düzeylerindedir. Başlangıçta kömür, daha sonra petrol ve doğal gaza dayalı fosil kökenli enerji kullanımı atmosferdeki CO₂ konsantrasyonunu son 150 yıl içinde % 116 artırarak, dünyayı global ısınma süreci ile karşı karşıya bırakmıştır. Tüm dünyada CO₂ emisyonu artışının sınırlandırılması sorun olup, çözüm yollarından biri yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının geliştirilmesidir.

Yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretim süreci, direkt ve indirekt girdileri ile CO₂ ve CO₂ eşdeğeri (NO_x ve diğerleri de dahil olmak üzere) sera gazı emisyonu bakımından ele alındığında, ortaya çıkacak emisyon düzeyleri, fosil yakıtlarla karşılaştırmalı biçimde Şekil 10.1'de gösterilmiştir. Şekilden de anlaşılacağı gibi, yeni ve yenilenebilir kaynakların değerlendirilmesi ile ilgili proseslerin emisyonları çok düşük düzeyde kalmaktadır.

ŞEKİL

Şekil 10.1. Sera gazı emisyonlarının elektrik üretimi için değişimi.

Şekil 10.1 Sera gazı emisyonları değişimi

Çevre bakımından dört önemli sorunla karşılaşılmakta ki bunlar:

Asit yağmurları

Ozon delikleri

Sera etkisi

Nükleer radyasyondur.

Fosil yakıt kullanan santrallerin neden olduğu asit yağmurlarına SO_2 ve NO_2 gibi baca gazları neden olmaktadır. Asit yağmurları, ormanların ve bitki örtüsünün tahrip olmasına, durgun suların kirlenmesine, binaların ve açıktaki araç gereçlerin bozulmasına sebep olmaktadır.

Dünya üzerinde sera etkisiyle dünyanın ısınmasına neden olan gazlar sırasıyla; su buharı, bulutlar, CO_2 , CH_4 , N_2O , O_3 gazlarıdır. Bu gazlar dünya kabuğundan geri yansıtılan kızılötesi ışınları tutmak suretiyle dünya kabuğunun sıcaklığının artmasına neden olurlar.

Sera etkisinin azaltılması için daha ucuz elektrik üreten olsalar dahi fosil yakıt tüketim hızının dolayısıyla CO_2 üretiminin azaltılması gerekmektedir. Ancak doğal gaz aynı ısı miktarı için kömüre nazaran %57 oranında daha az CO_2 üretir ve kombine gaz buhar çevrimi ile %50 termik verimle elektrik enerjisi üretmek mümkündür. Bu nedenle önümüzdeki yıllarda doğalgaz sistemlerinin yaygınlaşması beklenmektedir.

10. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada Türkiye açısından enerji sektörünün mevcut durumu ortaya konmuş, 2023 yılına kadar ulaşabileceği boyutlar araştırılmıştır. Çıkan sonuçlar sıralanmaktadır:

-Nükleer santrallerde yatırım maliyetinin toplam maliyetin yaklaşık olarak %65'i,termik santrallerde ise %55'i civarında olduğu saptanmıştır.

-Şebeke yük faktörü, birim tesis bedeli gibi etken faktörler de gözönünde bulundurulduğunda enerji üretim maliyeti açısından rüzgar enerjisinin güneş enerjisine göre daha ekonomik olduğu sonucuna varılmıştır. Bu nedenle santraller şebeke yük faktörü yönünden uygun yerlerde kurulmalıdır.

-Rüzgar santralinde enerji üretim maliyeti 65 mills/kWh mertebesinde iken güneş santralinde ise enerji üretim maliyeti 195 mills/kWh mertebesindedir.

-Rüzgar ve güneş santralleri aynı sahada kuruldukları takdirde enerji kaynak potansiyeli yönünden avantajlı olduğu mevsimler farklı oldukları için birbirlerini tamamlamaktadırlar.

-Kömür santrallerinin toplam maliyetin %65'i, fuel-oil santrallerinin ise %50'si kadar yatırım bedeli olmasına rağmen yakıt masrafları dikkate alındığında nükleer santralin daha ucuz elektrik ürettiği saptanmıştır.

-Bir atom santralının genel verimi hidrolik ve termik santralle kıyaslanmayacak kadar düşüktür (%0,004).Fakat açığa çıkan enerjinin büyüklüğü bu dezavantajı ortadan kaldırmaktadır.Atom santrallerinin zayıf noktaları tesis masraflarının büyük oluşudur. Ayrıca radyoaktif atıkların atılması ve çeşitli emniyet tertipleri maliyeti yükseltmektedir.

-Türkiye petrol, kömür ve doğal gaz rezervlerine sahip olmakla birlikte linyit dışında bu rezervlerin büyüklükleri sınırlı olup üretim ihtiyacını yanıtlamaktan uzaktır.

-Termik tesislerin tesis masrafı büyük, işletme masrafları yüksektir.

-Hidroelektrik santralleri nükleer santralden daha düşük birim tesis bedeline ve üretim maliyetine sahip olabilmektedirler.Ancak tesis masraflarının yüksek olması ve enerji tüketim bölgelerinden uzak olma ihtimali bu seçeneğin dezavantajıdır.Üretilen elektrik enerjisinin naklide önemlidir, bu santrallerde daha uzun nakil hatlarına ihtiyaç vardır. Su getirme, biriktirme, santral binası, boşalma kanalı gibi inşaat işleri tesis masraflarını yükseltir.İnşaat süreleri uzundur.

-Hidroelektrik santrallerde genel verim %80 civarına ulaşırken bu değer termik santrallerde %30 mertebesinde dir.Yakıt masrafı olmayışı hidroelektrik santrallerinin avantajıdır.Bu santrallerde teferruatlı makine azdır,arıza yapma ihtimali küçüktür,bu bağlamda bakım masrafları azdır.

- Dünya ortalaması olarak kişi başına yıllık elektrik net tüketimi 2245 kWh iken, G7 lerin ortalaması 8885 kWh/kişi.yıl ve Türkiye ortalaması 1173 kWh/kişi.yıl düzeyindedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına bağlı olarak, Türkiye Elektrik Üretim - İletim A.Ş. (TEAŞ) planlamasına göre; 2000 yılında 134 307 GWh elektrik talebinin karşılanması için gerekli kurulu güç 30 395 MW ve 2020 yılında 547 060 GWh elektrik talebinin karşılanması için gerekli kurulu güç 108 999 MW'dır. Aynı trendle 2023 yılının talebi 639 045 GWh'a ve gereken kurulu gücü 124 235 MW'a ulaşmaktadır. 2023 yılında, bugünkü ekonomik hidroelektrik potansiyelin tamamının kullanılabilir duruma gelebilmesi için, hidroelektrik kurulu gücün; 2005 yılında 20 824 MW, 2010 yılında 25 565 MW, 2015 yılında 30 628 MW, 2020 yılında 33 186 MW ve 2023 yılında 35 635 MW olması gerekmektedir. Böylece 2023 yılında üretim 124 721 GWh'a çıkabilecektir.

-Yenilenebilir enerji kaynakları açısından zengin olan ülkemizde, tükenmezlik özellikleri de gözönünde bulundurulursa fosil yakıtlara oranla yenilenebilir enerji tercih edilmelidir.

-Enerji sistemlerinin mukayesesinde maliyet tek kriter değildir, çevre üzerindeki etkileri de önemlidir. Seçim yaparken bu kıstas da gözönünde bulundurulmalıdır.

-Nükleer santrallerin kömür santraller yerine iyi bir alternatif olduğu söylenebilir ancak radyasyonun çevre üzerindeki etkileri incelenmelidir.

-Petrol, kömür, doğal gazın çevre üzerindeki olumsuz etkileri de dikkate alındığında alternatif temiz enerji kaynaklarına yönelmek zorunlu olmakta ve gelecek yıllarda fosil yakıt santralleri yerine daha fazla nükleer santral kullanılmaya başlanması beklenmektedir.

- Ülkemizde kullanılabilir ve/veya ekonomik boyutları ile 124.5 TWh/yıl hidrolik, 1.8 Mtep/yıl jeotermal, 25 Mtep/yıl güneş, 50 TWh/yıl rüzgar ve 32 Mtep/yıl biomas enerji potansiyeli bulunmaktadır. Bu nedenle Türkiye, yenilenebilir enerjiler üzerinde atılım yapan bir ülke olmak zorundadır.

-Temiz enerji kaynaklarından olan güneş ve rüzgar gibi sonsuz denebilecek bir potansiyele sahip yenilenebilir enerji kaynaklarından büyük ölçekte ekonomik olarak elektrik enerjisi üretim teknikleri henüz gelişmemiş olmasına rağmen bu kaynakların uzun dönemde

ekonomik olarak elektrik enerjisi üretiminde kullanılabilmesi ümit edilmektedir.

-Bugün için yenilenebilir kaynakların en önemlisi ve ekonomik olarak değerlendirilebileni hidrolik enerjidir.

-Türkiye şartlarında mukayese yapacak olursak, Nükleer santralde birim enerji maliyeti ortalama olarak 40, termik santralde 55, hidrolikte 45, güneş santralinde 195, rüzgar santralinde 65, jeotermal santralde 37 mills/kwhtir.

-Yatırım bedelleri nükleerde toplam maliyetin %64'ünü, termik santrallerde %48'ini, hidrolik santrallerde % 88'ini, güneş santrallerinde %88'ini, rüzgar santrallerinde %63'ünü, jeotermal santrallerde ise 87'sini teşkil etmektedir.

-Bakım onarım masrafları ise Nükleer santralde %16, termik santralde %10, hidrolik santralde %7, güneş santralinde %12, rüzgar ve jeotermal santralinde %13 mertebesindedir.

-Yakıt masrafları ise toplam maliyetin termik santrallerde %42'sini, nükleer santrallerde ise % 20'sini oluşturmaktadır.

-Güneş enerjisi Türkiye'nin en görkemli doğal kaynağıdır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ısıl uygulamalarla güneş enerjisinden yapılacak üretimi, 2000 yılı için 121 Btep, 2020 yılı için de 745 Btep gibi çok düşük bir düzeyde öngörmektedir. Oysa, ekonomik sınırlarındaki teknolojik uygulamalarla, güneş enerjisinden yapılabilecek üretimin 2000 yılında 287 Btep, 2010 yılında 1 458 Btep, 2020 yılında 3 882 Btep ve 2023 yılında da 4 854 Btep düzeyine çıkarılması olanaklıdır. En geç önümüzdeki 10 yıl içinde, Türkiye'nin gündemine güneş-doğal gaz hibrid termik elektrik santralleri de alınmalıdır.

-Yapılan model çalışması, rüzgar santralleri kurulu gücünün 2000 yılında 300 MW'dan başlayarak, 2010 yılında 2 979 MW'a, 2020 yılında 7 849 MW'a ve 2023 yılında 9 733 MW'a çıkarılmasının olanaklı olduğunu göstermiştir. Rüzgardan elde olunacak elektrik 2000 yılında 675 GWh, 2023 yılında 21 900 GWh olacaktır. Toplam elektrik arzındaki payı ise % 0.5'den % 3.5'a çıkmaktadır.

-Türkiye'nin enerji bütçesinde odun ile hayvan ve bitki artıkları biçiminde ticari sayılmaması gereken klasik biomas önemli bir yer tutmaktadır. 1997 yılı verilerine göre toplam birincil enerji üretiminin % 25.5'i klasik biomasdan sağlanmıştır. Klasik biomas kullanımı giderek kaldırılmalı, onun yerine modern biomas enerji yerleştirilmelidir. Enerji ormanlarına, enerji tarımına ve çeşitli atıklara dayalı biçimde, ancak yüksek kaliteli yakıt üretmeyi içeren modern

biomasın, tüm dünyada güneş ve rüzgar enerjilerinden daha fazla katkı sağlaması beklenmektedir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına göre, Türkiye'nin enerji bütçesinde klasik biomasın 2000 yılında 6 963 Btep ve 2020 yılında da 7 381 Btep ile yer alması öngörülmüştür. Oysa, klasik biomasın 2000 yılındaki 6 963 Btep'den 2020 yılında 3 980 Btep'e düşürülmesi, buna karşın 2000 yılında 17 Btep ile başlayacak modern biomas üretiminin, 2020 yılında 3 515 Btep ve 2023 yılında 4 049 Btep'e çıkarılması olanaklıdır. Türkiye'nin bilinen birincil kaynak rezerv ve potansiyelleri, enerji teknolojisinin ulaştığı boyutlar ve beklenen açıklar gözönünde tutularak yapılan ciddi inceleme ve planlama çalışmaları, 2020 yılına doğru ortaya çıkacak büyük elektriksel kurulu güç talebinin karşılanması için nükleer enerjiden yararlanılması gerektiğini göstermektedir.

-2000 yılında 43.8 milyar kWh olarak öngörülen hidroelektrik üretim olanaklı bir hedefdir. Hidrolik enerji toplam birincil enerji tüketiminin % 4.1'ini karşılayacaktır. Klasik biomas 2000 yılında da yaklaşık bugünkü değerini koruyarak, birincil enerji üretiminin % 22.4'ünü, birincil enerji tüketiminin de % 7.7'sini karşılamaya devam edecektir. 2000 yılı için jeotermal enerjiye ve güneş enerjisine ayrılan pay toplam 553 Btep ile genel enerji üretiminde % 1.8 ve birincil enerji tüketiminde % 0.6 olup, çok küçük düzeylerde kalmaktadır. Oysa, rüzgar santralleri kurulmaya başlanmış olduğundan, 2000 yılında 1.5 milyar kWh rüzgar enerjisi üretmek olanaklı olup, öngörülen hidrolik enerji üretiminin % 3.6'sı kadar bir kazanım sağlanabilir. Yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarından yararlanım, bu kaynakların küçümsenmeden teşvik edilmesine bağlıdır.

KAYNAKLAR

Anonymous, (1995) Global Energy Perspectives to 2050, Report 1995, IIASA, World Energy Council, London.

Anonymous, (1996) Yarının Dünyası İçin Enerji, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

Anonymous, (1996) Enerji Sektöründe Özelleştirme (Türkiye Raporu), REWG X. Alt Çalışma Grubu, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

Anonymous, (1997) Turkey 1997 Review, Energy Policies of IEA Countries, International Energy Agency, OECD, Paris.

Anonymous, (1997) Report on the Development of the Electricity Sector in Turkey, Conference, Energy Forum'97, OME & Merkat, Ankara.

Anonymous, (1997) Enerji İstatistikleri, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Dünya Enerji Konseyi

Türk Milli Komitesi, Ankara. Anonymous, 1997. Türkiye'de Elektrik Enerjisi ve Sorunları Forumu, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara. Anonymous, (1997) Devlet İstatistik Enstitüsü Haber Bülteni, Sayı B.02.1.DİE.0.15.00.01.906-184, Ankara.

Anonymous, (1998) Türkiye'nin Kısa, Orta, Uzun Vadeli İhtiyacı, Bu İhtiyacın Karşılansması Açısından Çeşitli Seçenekler ve Yatırımların Değerlendirilmesi Üzerinde Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi'nin Görüşü, Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu'

Anonymous, (1998) Ankara Üniversitesi Enerji Raporu, Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu'na Sunulan Rapor, Ankara.

Anonymous, (1998) 1997 Enerji Raporu, Dünya Enerji-Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

Anonymous, (1998) Türkiye'nin Kısa-Orta -Uzun Vadeli Enerji İhtiyacı, Bu İhtiyacın Karşılansmasında Çeşitli Seçenekler ve Yatırımlar, T.C. Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu Başkanlığı, Ankara.

Anonymous, (1998) 1997 Yılı İşletme Faaliyetleri Raporu, TEAŞ Yük Dağıtım Dairesi Başkanlığı, 28/2-416, Ankara.

Anonymous, (1998) 1997 Petrol Faaliyeti, T.C. Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, No. 42, Ankara.

Anonymous, (1998) Survey of Energy Resources 1998, World Energy Council, London.

Anonymous, (1998) Summaries of the Papers, 17th Congress of the World Energy Council, Energy and Technology, World Energy Council, London.

Acarođlu, M., (1998) Türkiye'de Biyokütle Enerjisinin Mevcut Durumu, Araştırma ve Geliştirme Çalışmaları, Politikaları ve Alınması Gereken Önlemler, Özel Rapor.

Ahmed, Kulsum, (1994) Renewable Energy Technologies, World Bank Technical Paper Number 240, Washington, D.C.

Aksaç, A., (1998) Legal Framework and Contracting Issues in Independent Power Projects, The 3rd Turkish Power Industry Forum, PennWell, İstanbul.

Aktaş, Z., (1998) A Legistrator's Point of View on Privatization of Power Projects, The 3rd Turkish Power Industry Forum, PennWell, İstanbul.

Aybers, N., A. Bayülken, (1997) Türkiye'nin Elektrik Enerjisi Tüketimi İçinde Nükleer Enerjinin Yeri, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt I, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

Baysal, S., Türkiye'de Rüzgar Enerjisi Yatırımlarının Durumu, Enerji Dünyası, Sayı 20-21, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

Bertrand, B., P. Lecocq, W-B. Bertrand, (1998) New Advanced Light Water Reactors and the Dynamics of Progress in Nuclear Electricity Production, 17th World Energy Congress, Paper No. 3.2.03, Book 5, World Energy Council, London.

Bourillon, C., (1998) Wind Energy-Clean Power for Generators, 17th Congress of the World Energy Council, Paper No.4.1.18, Book 6, World Energy Council, London.

Canon, J.S., (1995) Hydrogen as a Transportation Fuel in The U.S.A., The Second International Conference on New Energy Systems and Conversions, Istanbul Technical University, İstanbul.

Çolak, M., (1997) Ulusal Elektrik Enerjisi Üretiminde Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Yararlanma, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt III, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

Demirel, Z., (1997) Jeotermal Suların Arama-Araştırma ve Kullanılmaları ile İlgili Mevcut Yasalar, Hazırlanmakta Olan Yasa İle İlgili Kişisel Görüşler ve Öneriler, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt III, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

İleri, A., T. Gürer, (1997) Türkiye'de Enerji ve Ekserji Kullanımı ve Sektörel Verimler, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt IV, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

Kadirođlu, O.K., (1995) Akkuyu Nükleer Santrali ve Etkileri, , Mühendislik Fakültesi Derlemeler Dizisi-3, Akkuyu Nükleer Santrali Özel Sayısı, Mersin Üniversitesi, Mersin.

Keskin T., S. Gümüşdereliğlu, (1997) Ülkemizde Enerji Tasarrufu Programları ve Son Gelişmeler, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt IV, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

Mertoğlu, O., (1998) Geleceğin Alternatif Enerjisi: Çevre Dostu, Yenilenebilir ve Kendi Özvarlığını Olan Jeotermal Enerji, Enerji Dünyası, Sayı 20-21, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

Müezzinoğlu A., (1998) TÜBİTAK-TTGV Temiz Üretim-Temiz Ürün: Çevre Dostu Teknolojiler Çalışma Grubu Enerji Sektörü Alt Grubu Kişisel raporu.

Ozanözgü, Ş., (1994) Türkiye'de Enerji Varlığı, Değerlendirme Çalışmaları, Diğer Ülkelerle Mukayesesi ve Enerji Politikası, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Ankara

Özbalta, N., Güneş Enerjisi Potansiyeli ve Uygulamalar, Enerji Dünyası, Sayı 20-21, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

Pasin, S. ve D. Altınbilek, (1998) Türkiye Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve Gelişme Durumu, T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü, Ankara.

Sevilgen, H., (2002) Enerji Üretim Sistemlerinin Ekserjoekonomik Analizi, İstanbul.

Şahin, B., (1995) Enerji Maliyeti, İstanbul.

Şahin, V., (1994) Enerji Sektöründe Geleceğe Bakış, Arz, Talep ve Politikalar, Türk Sanayicileri ve İşadamları Derneği (TÜSİAD), İstanbul.

Şahin, V., (1994) Enerji Sektöründe Geleceğe Bakış, Arz, Talep ve Politikalar, Türk Sanayicileri ve İşadamları Derneği (TÜSİAD), İstanbul.

Tütünlü, F., S. Girdaplı, M. Güler, (1998) Energy Related Environmental Policy of Turkey, 17th Congress of the World Energy Council, Paper No.1.3.10, Book 3, World Energy Council, London.

Ültanır, M.Ö., (1980) Enerji Ekonomisi ve Politikası, Ankara İktisadi ve Ticari İlimler Akademisi Maliye Fakültesi, Ankara.

Ültanır, M. Ö., (1986) Türkiye Enerji Enstitüsü Oluşturulması Tasarımı, Türkiye 4. Enerji Kongresi, Teknik Oturum Tebliğleri 2, Dünya Enerji Konferansı Türk Milli Komitesi, İzmir

Ültanır, M.Ö., (1994) Alternatif Enerji Sistemlerinin Tasarımı, Ankara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.

Ültanır, M.Ö. ve M. A. Dayıoğlu, (1994) Enerji ve Çevre Sorununa Global ve Çağdaş Çözüm: Hidrojen Enerjisi, Enerji ve Çevre Sempozyumu, Mersin Üniversitesi Mühendislik Fakültesi, Mersin.

Ültanır, M. Ö., (1994) Ulusal Enerji Politikasına Eklenmesi Gereken Yeni Boyutlar, Türkiye 6. Enerji Kongresi, Teknik Oturum Tebliğleri 4, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İzmir.

Ültanır, M.Ö., (1995) Türkiye'nin Nükleer Enerji Stratejisi ve Akkuyu Nükleer Santrali Açısından Genel Enerji Durumu ile Alternatif Enerji Kaynaklarının Değerlendirilmesi, Mühendislik Fakültesi Derlemeler Dizisi-3, Akkuyu Nükleer Santrali Özel Sayısı,

Ültanır, M.Ö., (1995) Hidrojen Enerjisi ve Türkiye'de Hidrojene Geçiş Sorunları, Türkiye 6. Enerji Kongresi Teknik Oturum Bildirileri - 1, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İzmir.

Ültanır, M.Ö., (1996) 21. Yüzyılın Eşiğinde Güneş Enerjisi, Bilim ve Teknik 340, TÜBİTAK, Ankara.

Ültanır, M.Ö., (1996) Yel Değirmenlerinden Günümüze Rüzgar Enerjisi, Bilim ve Teknik 341, TÜBİTAK, Ankara.

Ültanır, M.Ö., (1997) Türkiye'de Güneş ve Rüzgar Elektrik Santralleri Kurulması, Enerji, Yıl 2, Sayı 5, Uzman Yayıncılık A.Ş., İstanbul.

Ültanır, M.Ö., (1997) Hidrojenin Yakıt Olarak Kullanımı ve Özellikleri, Çevre-Enerji Kongresi Bildirileri, TMMOB Makina Mühendisleri Odası, Ankara.

Ültanır, M.Ö., (1997) Rüzgar ve Güneş Elektrik Santrallerindeki Gelişmeler ve Türkiye'de Bu Santrallerin Kurulma Olanakları, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt III, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

Ültanır, M.Ö., (1997) Temiz Enerji Olarak Hidrojen Yakıtı ve Teknolojisi, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt III, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

Ültanır, M.Ö., (1998) Yeraltında Enerji Depolanması, Enerji, Yıl 3, Sayı 6, İstanbul.

Ültanır, M.Ö., G. Ünal, T. Alptürk, (1998) Elektrik Üretiminde Özel Sektörün Yakıt Sorunları ve Çözüm Önerileri, Elektrik Sanayicileri ve İş Adamları Derneği (ELSIAD) Raporu, İstanbul.

Veziroğlu, T.N., (1997) Hydrogen Movement and The Next Action: Fossil Fuels Industry and Sustainability Economics, Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 22, No. 6, pp. 551-556, Elsevier Science Ltd., Oxford.

Veziroğlu, T.N., F. Barbir, (1998) Hydrogen Energy Technologies, Emerging Technology Series, UNIDO, United Nations, Vienna.

Walker, J.F., N. Jenkins, (1997) Wind Energy Technology, John Wiley and Sons, Chichester.

Yiğitgüden, Y.H., (1998) Privatization Activities and Models Under Practice in Turkey, Enerji, Special Issue 2, for 17th Congress of World Energy Council, İstanbul-Houston.

İNTERNET KAYNAKLARI

- (1) [http:// www.uilondon.org](http://www.uilondon.org)
- (2) <http://iea.org>
- (3) [http:// www.iaea.org/worldatom/inforesource](http://www.iaea.org/worldatom/inforesource)
- (4) www.eie.com
- (5) www.tüsiad.org.tr
- (6) www.elsevier.com/locate/renene



ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi	27.06.1974	
Doğum yeri	İstanbul	
Lise	1985-1993	Saint Benoit Fransız Lisesi
Lisans	1996-2000	YTÜ Mühendislik Fak. Makina Mühendisliği Bölümü
Yüksek Lisans	2002-2005	Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makina Müh. Anabilim Dalı, Enerji Makinaları Programı
Çalıştığı kurumlar		
2000-2001	Renault Mais	
2002-Devam ediyor	YTÜ Araştırma Görevlisi	

