

**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**GÜNEŞ ENERJİSİ KAYNAKLI ELEKTRİK ÜRETİMİNİN
TEKNİK - EKONOMİK ANALİZİ ve YÖRESEL
UYGULAMASI**

Makina Müh. Doğukan KAHRAMAN

**FBE Makina Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji Programında
Hazırlanan**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı : Doç. Dr. Ahmet DAĞDAŞ

İSTANBUL, 2010

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ	v
KISALTIMA LİSTESİ	vii
ŞEKİL LİSTESİ	viii
ÇİZELGE LİSTESİ	xi
ÖNSÖZ.....	xii
ÖZET	xiii
ABSTRACT	xiv
1. GİRİŞ.....	1
1.1 Dünyada Enerji Durumu.....	1
1.2 Türkiye'nin Enerji Durumu	5
2. GÜNEŞ ENERJİSİ	14
2.1 Güneş Enerjisinin Gelişimi.....	14
2.2 Güneş Enerjisinin Oluşumu.....	14
2.3 Türkiye'de Güneş Enerjisi.....	15
2.4 Türkiye'de Güneş Enerjisinin Kullanımı.....	17
2.4.1 Güneş kolektörleri	17
2.4.2 Güneş pilleri – Fotovoltaik sistemler.....	17
3. GÜNEŞ ENERJİSİNDEN ELEKTRİK ÜRETİMİ.....	19
3.1 Güneş Pilleri (Fotovoltaik Sistemler).....	19
3.1.1 Güneş pillerinin yapımında kullanılan malzemeler.....	19
3.1.2 Yarı iletken fotovoltaik piller	20
3.1.2.1 Kristal silisyum fotovoltaik piller.....	20
3.1.2.2 İnce film fotovoltaik piller.....	21
3.1.3 Fotovoltaik sistemler	21
3.1.4 Güneş enerjisinin mevcut durumu	22
3.2 Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi Sistemleri	32
3.2.1 Parabolik oluklu sistemler	34
3.2.2 Parabolik çanak sistemleri	40
3.2.3 Güç kulesi sistemleri.....	41
4. MODELLEME ÇALIŞMASI.....	43
4.1 Parabolik Oluklu Güneş Enerjisi Santralinin Engineering Equation Solver (EES) ile Modellenmesi	43
4.1.1 Kolektör modellemesi.....	45
4.1.2 Güç bloğu modellemesi	51
4.1.2.1 Kondens pompası ve besleme suyu pompası.....	52

4.1.2.2	Yüksek basınç türbinleri YBT1, YBT2 ve alçak basınç türbinleri ABT1, ABT2, ABT3	53
4.1.2.3	Alçak basınç besleme suyu ısıtıcısı (ABBSI).....	57
4.1.2.4	Degazör ve vana	58
4.1.2.5	Yüksek basınç besleme suyu ısıtıcısı.....	59
4.1.2.6	Kondenser ve vana modellemesi	60
4.1.2.7	Isı değiştirici A-B ve ara ısıtıcı A-B	62
4.1.2.8	Elde edilen santral gücünün hesaplanması	67
4.2	İstanbul Koşullarında Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi Santrali ile Enerji Üretimi.....	67
4.3	İzmir Koşullarında Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi Santrali ile Enerji Üretimi..	76
4.4	SAM (Solar Advisor Modelling).....	85
5.	ENERJİ ÜRETİM MALİYETİ HESABI.....	88
5.1	Güneş Enerjisi Maliyeti Hesabı	88
5.1.1	Yıllık sermaye masrafları	89
5.1.1.1	Yatırım maliyeti.....	89
5.1.1.2	İnşaat süresince eskalasyon yükü	89
5.1.1.3	İnşaat süresince faiz yükü.....	89
5.1.1.4	Sabit yıllık sermaye masrafı metodu	90
5.1.1.5	şimdiki değer yaklaşımı	91
5.1.2	İşletme ve bakım (O&M) maliyeti	92
5.1.2.1	Yıllık maliyetin şimdiki değeri.....	93
5.1.2.2	Harici gelirler.....	94
5.1.3	Güneş enerjisinden elde edilen fayda	95
5.1.4	Ekonomik değer kriterleri.....	96
5.1.4.1	Net şimdiki değer (NPV).....	96
5.1.4.2	Fayda masraf oranı (BCR).....	97
5.1.4.3	Geri ödeme süresi (PBP)	97
5.1.4.4	İç verimlilik oranı (IRR).....	98
5.2	İstanbul ili için enerji maliyeti analizi	98
5.2.1	Güneş enerjisi santrali ana bileşenleri maliyet hesabı	100
5.2.1.1	Isı kolektörleri.....	100
5.2.1.2	Kolektör alanı destek yapısı maliyeti	100
5.2.1.3	Yansıtıcı aynalar	100
5.2.1.4	Güç bloğu maliyeti	101
5.2.1.5	Termal depo sistemi maliyeti.....	101
5.2.1.6	Santral kurulum alanı maliyeti	101
5.2.1.7	İşletme ve bakım maliyetleri	102
5.2.2	Toplam ilk yatırım maliyeti.....	103
5.2.3	İstanbul'da kurulacak olan güneş enerjisi santralinin ekonomik analizi.....	103
5.2.4	İzmir'de kurulacak olan güneş enerjisi santralinin ekonomik analizi	108
6.	GÜNEş ENERJİSİ VE ÇEVRE.....	113
6.1	Enerji ile ilişkili çevresel problemler.....	113
6.1.1	Asit yağmurları	114
6.1.2	Ozon tabakasının incelmesi	114
6.1.3	İklim değişikliği.....	115
6.2	Güneş Enerjisinin Çevresel Etkileri.....	115
7.	SONUÇ.....	117

KAYNAKLAR.....	120
İNTERNET KAYNAKLARI.....	122
ÖZGEÇMİŞ.....	123

SİMGE LİSTESİ

a	Katsayı
b	Katsayı
c	Öz ısı [kJ/kg-K]
C_A	Yıllık maliyet [€/yıl]
C_F	Kapasite faktörü
$C_{\text{satış}}$	Elektrik birim satış fiyatı [€/kWh]
C_w	Elektrik birim üretim maliyeti [€/kWh]
DNI	Işınım şiddeti [W/m ²]
e	Eskalasyon oranı
E_I	Yıllık enerji üretim miktarı [kWh]
EndLoss	Isı toplama elemanları uçlarından kaynaklanan kayıp [W/m ²]
f	Kolektörlerin odak uzaklığı [m]
GeoAcc	Aynaların geometrik doğruluğu
h	Entalpi [kJ/kg]
IAM	Açı düzeltme katsayısı
L_{SCA}	Tek sıra kolektör grubunun uzunluğu [m]
L_{spacing}	Paralel kolektörler arasındaki mesafe [m]
m	Kütleli debi [kg/s]
MirCln	Aynanın kirliliği [%]
MirRef	Aynanın yansıtıcılığı [%]
NumCol	Kolektör alanında yer alan farklı kolektör modeli adedi
N_{SCA}	Kolektör grubu adedi
P	Basınç [bar]
r	Enflasyon oranı
s	Entropi [kJ/kg-K]
T	Sıcaklık [°C]
TrkTwstErr	Güneş takip sisteminden kaynaklanan kayıplar [%]
Q	Enerji [kJ]
W	Kolektör genişliği [m]
W_{eff}	Efektif (gölgede kalmayan) ayna genişliği [m]
V	Akışkan hızı [kg/s]

μ_{field}	Kolektör alanı verimi
μ_{HCE}	Isı toplama elemanı verimi
θ	Gerçekleşme açısı [°]
θ_z	Zenit açısı [°]
\emptyset	Santralin enlem lokasyonu [°]
δ	Eğim açısı [°]
ρ	Yoğunluk [kg/m ³]

KISALTIMA LİSTESİ

AB	Avrupa Birliği
ABBSI	Alçak Basınç Besleme Suyu Isıtıcısı
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
ABT	Alçak Basınç Türbini
AI	Ara Isıtıcı
CSP	Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi (Concentrated Solar Power)
DNI	Direkt Güneş Işınım Şiddeti
EES	Engineering Equations Solver
ETKB	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GSYH	Gayri Safi Yurtiçi Hasıla
ID	Isı Değiştirici
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency)
M.Ö.	Milattan Önce
M.S.	Milattan Sonra
NEEDS	Sürdürülebilirlik için Yeni Enerji Gelişmeleri (New Energy Externalities Developments for Sustainability)
NREL	Uluslararası Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (National Renewable Energy Laboratory)
OECD	Ekonomik İşbirlik Organizasyonu (Organization For Economic Cooperation)
O&M	İşletme ve Bakım Maliyeti
OPEC	Petrol İhracatçısı Ülkeler Birliği (Organization of the Petroleum Exporting Countries)
PV	Fotovoltaik (Photovoltaic)
SAM	Solar Advisor Modelling
TEP	Ton Eşdeğer Petrol
TKİ	Türkiye Kömür İşletmeleri
MTA	Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü
YBT	Yüksek Basınç Türbini
YY	Yüzyıl

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1.1 Birincil enerji kaynakları üretimi (ETKB, 2010).....	7
Şekil 1.2 Dışa bağımlılık oranı (2000-2008) (ETKB, 2010).....	7
Şekil 1.3 Birincil enerji yoğunluğu (2000-2008) (kg eşdeğeri petrol/1000 dolar) (ETKB, 2010).....	8
Şekil 1.4 Petrol ve doğalgaz sondaj miktarları (2000-2009) (ETKB, 2010).....	9
Şekil 1.5 Kömür sondaj miktarları (2000-2009) (ETKB, 2010)	10
Şekil 1.6 Elektrik enerjisi üretiminde özel sektörün payı (2000-2008) (ETKB, 2010).....	11
Şekil 1.7 Rüzgar enerjisi kurulu güç gelişimi (2000-2009) (ETKB, 2010)	12
Şekil 1.8 Jeotermal enerjisi kurulu güç gelişimi (2000-2009) (ETKB, 2010)	12
Şekil 3.1 1994-2007 yılları arası kurulu fotovoltaik kapasiteler (Lenardic, 2008)	22
Şekil 3.2 1995-2008 yılları arasında kurulan büyük çaplı fotovoltaik santrallerin dağılımı (Lenardic, 2009)	23
Şekil 3.3 1995-2008 yılları arasında kurulan büyük çaplı fotovoltaik santrallerin ülkelere göre dağılımı (Lenardic, 2009)	24
Şekil 3.4. Büyük boyutlu güneş enerjisi santrallerinin dağılımı (Lenardic, 2008).....	25
Şekil 3.5. Büyük çaplı fotovoltaik sistemlerin yerleşimlerine göre dağılımları (Lenardic, 2008).....	25
Şekil 3.6 Avrupa Birliği ülkelerinde santral gücü dağılımı (Lenardic, 2009).....	28
Şekil 3.7 1990-2008 yılları arası fotovoltaik hücre üretimi (Jäger-Waldau, 2009).....	30
Şekil 3.8 2008 yılı itibariyle gerçekleşen ve planlanan fotovoltaik hücre üretim kapasiteleri (Jäger-Waldau, 2009)	31
Şekil 3.9 2008 yılı itibari ile en büyük 10 fotovoltaik hücre üreticileri (Jäger-Waldau, 2009)	31
Şekil 3.10 Yoğunlaştırılmış güneş enerji sistemleri (Stoddard ve Abiecunas, 2006)	33
Şekil 3.11 Oluk yansıtıcı dizisi (Stoddard ve Abiecunas, 2006).....	35
Şekil 3.12 SEGS güç santralinin şematik gösterimi (Forristall, 2003).....	36
Şekil 3.13 Güneş toplayıcı grubu sırası (Forristall, 2003).....	37
Şekil 3.14 Absorpsiyon borusu (Forristall, 2003)	38
Şekil 3.15 Parabolik oluk sistemli güç santrali (Plaza, 2007)	39
Şekil 3.16 Parabolik oluk sistemli güç santrali (Forristall, 2003)	39
Şekil 3.17 Parabolik çanak sistemi (Forristall, 2003).....	40
Şekil 3.18 Güç kulesi sistemleri (Price, 2003)	41
Şekil 3.19 Güç kulesi sistemleri (Price, 2003)	42
Şekil 3.20 SOLAR II güç kulesi sistemi şematik gösterimi (Price, 2003)	42

Şekil 4.1 SEGS VI elektrik santrali (Stoddard ve Abiecunas, 2006)	44
Şekil 4.2 Modellemesi gerçekleştirilen güneş enerjisi santralinin şematik gösterimi	45
Şekil 4.3 θ Gerçekleşme açısı (Patnode, 2006)	46
Şekil 4.4 Paralel kolektörlerde oluşan gölgelere bağlı kayıpların gösterimi (Patnode, 2006) .	48
Şekil 4.5 Isı toplama elemanları uçlarından kaynaklanan kayıp (Patnode, 2006).....	49
Şekil 4.6 İzmir'in günlere göre direkt güneş ışınım şiddeti (Wh/m ²).....	67
Şekil 4.7 İstanbul'un günlere göre ortalama sıcaklık değerleri	68
Şekil 4.8 İstanbul koşullarında günlük elektrik üretimi	73
Şekil 4.9 Kolektör çıkış sıcaklıkları	73
Şekil 4.10 İstanbul koşullarında santralde elde edilen buhar sıcaklıkları.....	74
Şekil 4.11 İstanbul koşullarında santralden elde edilen gücün güneş ışınımına bağlı değişimi	75
Şekil 4.12 İstanbul koşullarında kolektörlerde elde edilen enerjinin güneş ışınımına bağlı değişimi	75
Şekil 4.13 İstanbul koşullarında santralde elde edilen buhar çıkış sıcaklıklarının güneş ışınımına bağlı değişimi.....	76
Şekil 4.14 İzmir'in günlere göre direkt güneş ışınım şiddeti (Wh/m ²).....	76
Şekil 4.15 İzmir'in günlere göre ortalama sıcaklık değerleri	77
Şekil 4.16 İzmir koşullarında günlük elektrik üretimi.....	82
Şekil 4.17 İzmir koşullarında kolektör çıkış sıcaklıkları.....	83
Şekil 4.18 İzmir koşullarında santralde elde edilen buhar sıcaklıkları.....	83
Şekil 4.19 İzmir koşullarında santralden elde edilen gücün güneş ışınımına bağlı değişimi...	84
Şekil 4.20 İzmir koşullarında kolektörlerde elde edilen enerjinin güneş ışınımına bağlı değişimi	84
Şekil 4.21 İzmir koşullarında santralde elde edilen buhar çıkış sıcaklıklarının güneş ışınımına bağlı değişimi	85
Şekil 4.22 SAM simülasyonuna göre İstanbul koşullarında santralin üretebileceği elektrik miktarı.....	86
Şekil 4.23 SAM simülasyonuna göre İzmir koşullarında santralin üretebileceği elektrik miktarı.....	87
Şekil 5.1 Para akış diyagramı	91
Şekil 5.2 Güneş enerjisi santralinde para akış diyagramı	96
Şekil 5.3 Güneş enerjisi santrali kurulumundaki maliyet kategorileri	99
Şekil 5.4 Güneş enerjisi santralinde kolektör alanı bileşen maliyetleri.....	99
Şekil 5.5 Net şimdiki değer elektrik birim fiyatı ile değişimi	106

Şekil 5.6 Projenin fayda masraf oranının elektrik birim fiyatı ile değişimi	107
Şekil 5.7 Projenin geri ödeme süresinin elektrik birim fiyatı ile değişimi	107
Şekil 5.8 Net şimdiki değerin elektrik birim fiyatı ile değişimi	111
Şekil 5.9 Projenin fayda masraf oranının elektrik birim fiyatı ile değişimi	112
Şekil 5.10 Projenin geri ödeme süresinin elektrik birim fiyatı ile değişimi	112

ÇİZELGE LİSTESİ

Çizelge 1.1. 2008 yılı itibariyle Türkiye'nin yerli kaynak potansiyeli.....	6
Çizelge 2.1. Türkiye'nin toplam güneş enerjisi potansiyelinin aylara göre dağılımı (www.eie.gov.tr).....	16
Çizelge 2.2. Türkiye'nin yıllık toplam güneş enerjisi potansiyelinin bölgelere göre dağılımı (www.eie.gov.tr).....	16
Çizelge 2.3. Yıllara göre güneş enerjisi üretimi (www.eie.gov.tr).....	17
Çizelge 3.2. AB ülkelerinde 2007 ve 2008 yılları toplam güç kapasitelerinin karşılaştırılması (Lenardic, 2009)	27
Çizelge 3.3. İşletimde olan en büyük 20 fotovoltaik güneş enerjisi santrali (www.pvresources .com).....	29
Çizelge 4.1 SEGS VI elektrik santrali özellikleri.....	43
Çizelge 4.2 İstanbul koşullarında günlük elektrik üretimi	69
Çizelge 4.3 İzmir koşullarında günlük elektrik üretimi.....	78
Çizelge 5.1 İstanbul koşullarında ilk yatırım maliyeti	103
Çizelge 5.2 İzmir koşullarında ilk yatırım maliyeti.....	108

ÖNSÖZ

Güneş enerjisi kaynaklı elektrik üretiminin incelendiği, teknik ve ekonomik açıdan uygulamasının analizinin yapıldığı yüksek lisans tez çalışmamda bilgi birikimiyle bana yol gösteren, çalışmam sırasında yaşadığım sıkıntılarda anlayış gösteren ve sürekli destek olan danışmanım Sayın Doç. Dr. Ahmet DAĞDAŞ'a teşekkür eder, saygılarımı sunarım.

Meslek hayatıma devam ederken aynı zamanda öğrenim hayatıma da devam etmeme imkân tanıyan, Sarmakina Sanayi ve Ticaret A.Ş. Şirket Müdürü Sayın Sadık SAZAN'a ve İşletme Müdürü Sayın M. Attila OFLAZ'a, çalışmalarımı sürdürürken fabrikadan uzak kaldığım süreler zarfında bana destek olan, tez çalışmalarımı ilgi ve alaka içerisinde olan tüm çalışma arkadaşlarıma teşekkürü bir borç bilirim.

Tez çalışmamın her aşamasında çalışmalarına destek olan arkadaşım Oğuz SAYGI'ya, değerli zamanlarını ayırarak, benden yardımlarını esirgemeyen Makine Yüksek Mühendisi Hasan Ali Taha ÖZTÜRK, Makine Yüksek Mühendisi Tolga APAYDIN, Makine Mühendisi Musa CAN'a ve tez çalışmamın tamamlanması esnasında sıkıntılarımı paylaşan, bana sürekli destek olan arkadaşım Zeynep SİREL'e ve bütün arkadaşlarıma teşekkürlerimi sunuyorum.

Sıkıntılı ve zor zamanlarında her zaman yanımda olan, öğrenim hayatımda yoluma devam etmem için beni teşvik eden, maddi manevi yardımlarını esirgemeyen, hiçbir fedakârlıktan kaçınmayan aileme canı gönülden teşekkür ederim.

Aralık 2010

Doğukan KAHRAMAN

ÖZET

Sürdürülebilir gelişmenin en yaygın tanımlarından biri "gelecek jenerasyonların ihtiyaçlarını karşılamasına engel olmadan günümüz insanların ihtiyaçlarını karşılayan gelişmelerdir".

Günümüzde sürdürülebilir gelişmenin sağlanabilmesi için en önemli faktörlerden biri enerjidir ve bununla ilgili en önemli konulardan biri de tamamen sürdürülebilir olan bir enerji kaynağının bulunması gerekliliğidir.

Dünya nüfusunda gerçekleşen artış ve aynı zamanda gerçekleşecek ekonomik büyüme ile birlikte dünyanın enerji ihtiyacı da artış gösterecektir. Bu artış, beraberinde çevre kirliliğini de getirmektedir.

Bugün karşılaştığımız çevre sorunlarına çözümler üretebilmek ve sürdürülebilir gelişme sağlayabilmek için uzun vadeli hareketler gerekmektedir. Bu noktada yenilenebilir enerji kaynakları en etkili ve verimli çözüm yöntemlerinden biri olarak ortaya çıkmaktadır. Güneşin bir enerji kaynağı olarak görülmeye başlaması, fosil yakıtlardan elde edilen enerjinin, dünyayı kirlettiğinin anlaşılmasıyla birlikte daha da önem kazanmıştır. 2050 yılında, dünya enerji tüketiminin %15'inin güneşten karşılanacağı tahmin edilmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları, dünyanın toplam enerji ihtiyacını karşılayabilecek düzeydedir.

Tez çalışmamda güneş enerjisi ile elektrik üretimi konusunda genel prensipler araştırılmış ve güneş enerjisinin önemi anlatılmıştır. Bu çalışmada SEGS VI santrali baz alınarak, EES programında 30 MWe gücünde parabolik oluklu güneş enerjisi santrali modeli hazırlanmıştır. Bu model kullanılarak santralin İstanbul ve İzmir koşullarında kullanılması halinde üretilebilecek yıllık elektrik miktarı hesaplanmıştır. Üretilen elektrik miktarı doğrultusunda da santral için ekonomik analiz gerçekleştirilmiştir.

ABSTRACT

One of the most common definitions of continuous improvement is that they are improvements that meet the demands of the present generations but do not prevent the demands of the future generations.

Currently energy is one of the most important factors in providing a continuous improvement. One of the most important topics about energy is providing a continuous energy source.

Increasing world population, together with the technological improvements, will increase the world's need for energy. This increase will cause increase in pollution.

Long-term solutions are required to solve the current environmental problems and provide a continuous improvement. At this point, renewable energy appears to be one of the most effective solutions. Solar energy was considered as an energy source more seriously after the discovery of the negative effects of the energy sources to the environment. It is foreseen that in 2050, 15% of the energy consumptions will be provided from solar energy. Currently renewable energies are enough to meet the need of the whole world.

In my thesis, general principals about producing electricity from solar energy have been searched and the importance of the solar energy has been explained. In this work, SEGS VI Solar Power Plant has been used as a reference to model a 30MWe parabolic through solar power plant. This model is used to calculate the yearly electricity production of such a plant in Istanbul and Izmir cities. An economic analysis was made according to the calculated production.

1. GİRİŞ

Ülkelerin ekonomik, kültürel ve bilimsel seviyeleri ürettikleri ve kullandıkları enerji miktarı ile ölçülürler. Yaklaşık 6 milyar nüfusa sahip dünyamızda sanayileşmiş ülkelerde yaşayan 1 milyar nüfus, kullanılan toplam enerjinin yaklaşık %60'ını tüketirken, gelişmekte olan ülkelerde yaşayan 5 milyar nüfus sadece %40'ını tüketmektedir. Ekonomik büyümedeki önemli rolü ile enerji, kalkınma programlarının vazgeçilmez bir unsurudur. Enerji politikaları, özellikle gelişmekte olan ülkelerde, sürdürülebilir kalkınma planlarının tümleşik bir parçasıdır. Dünya pazarlarında ülkemizin rekabet gücünü artırmak üzere ekonomiyi büyütecek ve yaşam standartlarını yükseltecek yeterli, sürekli ve temiz enerjinin temini, "güvenilir ve sürdürülebilir enerji politikaları" ile mümkündür.

Genel enerji ve özellikle elektrik enerjisi, uzun yıllar ülkemizin en önemli sorunlarının başında gelmiştir. Türkiye'nin enerji tüketimi ve ithalatı, ekonomisinde de olduğu gibi hızlı bir artış içerisindedir.

Türkiye çok çeşitli birincil enerji kaynaklarına sahip bir ülkedir. Türkiye'de linyit, taşkömürü, asfaltit, bitümlü şistler, ham petrol, doğalgaz, uranyum ve toryum gibi fosil kaynak rezervleri ile hidrolik enerji, jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi ve biomas enerji gibi yenilenebilir kaynak potansiyelleri bulunmaktadır. Çevre konusunda, ülkemiz düzeyinde özellikle büyük kentlerde yaşadığımız hava kirliliğinden kurtulmaktan, dünya ölçeğinde küresel ısınma riskinin azaltılmasına kadar tüm beklentilerimiz, bugün kullandıklarımızdan daha az kirleten ve daha az sera gazı yayan enerji kaynakların kullanılmasını gerektirmektedir. Ulusal çıkarlarımız ise petrol, doğalgaz vb. ithal yakıtlara olan bağımlılığımızın azaltılması için yerli kaynaklarımızın yanı sıra yenilenebilir enerji kaynaklarının da kullanımını arttırmamız gerektiğini göstermektedir.

İklim değişikliklerinden sonra uluslararası toplumda, dünyanın temiz enerjiye yönelmesi gerektiği yönünde açık bir görüş oluşmuştur. Dünyanın sahip olduğu yenilenebilir enerji potansiyeli yeryüzündeki ülkelerin enerji ihtiyaçlarının toplamını karşılayacak kapasitededir.

1.1 Dünyada Enerji Durumu

Günümüzde dünya nüfusunun %20'sinden fazlasını teşkil eden 1.5 milyar insan halen elektriğe kavuşmuş değildir. 2030 yılında bu sayının sadece 200 milyon azalması beklenmektedir. Bu insanların %85'i Afrika ve Güney Asya'nın kırsal bölgelerinde yaşamaktadır. 2008 ortalarında ABD'de başlayan finansal ve ekonomik krizin küresel ölçekteki talep üzerindeki yansımaları sebebiyle yeni yatırımların neredeyse durma noktasına

geldiği, yatırımlar için düşük maliyetli kredi bulma olanaklarının çok zorlaştığı, sürekli dalgalanan petrol, doğalgaz ve malzeme fiyatlarının piyasaya hakim olduğu, sanayi üretimlerinde büyük düşüşlerin yaşandığı bir ortamda yaşanmaktadır. Enerji talebinde 2009 yılında öngörülen %2'lik düşüş, 1981 yılından beri yaşanan ilk düşüş olmuştur. (EÜAŞ, 2009)

Yapılan projeksiyon çalışmaları, ekonomik düzelmenin başlamasıyla beraber mevcut enerji politikalarının devamı halinde, 2030 yılında dünya enerji talebinin, ortalama yıllık %1.5'lik artışlarla, 2007 yılına göre %40 artış göstereceğini öngörmektedir. Bu büyük talep artışının %90'ının, 2007 - 2030 döneminde ekonomik büyüme oranları yüksek (yıllık ortalama %4.6) öngörülen ve hızlı nüfus artış oranına sahip OECD-dışı ülkelerde (özellikle Çin ve Hindistan'da), yıllık ortalama %2.3'lük bir değerle, oluşacağı hesaplanmaktadır. Aynı dönemde yıllık gayrisafi yurtiçi hasıla (GSYH) artış ortalaması %1.8 olarak öngörülen OECD ülkelerinde ise yıllık ortalama %0.2'lik artışlar beklenmektedir. 2030 yılında Çin'in, dünyanın en fazla enerji tüketen ülkesi konumuna gelmesi, Hindistan'ın ise Çin, ABD ve Avrupa Birliği'nin ardından dördüncü büyük enerji tüketicisi olması beklenmektedir. Söz konusu dört büyük tüketici, 2030 yılına gelindiğinde dünya toplam enerji arzının %55'ini tüketmekte olacaktır. Bu talep artışının sürdürülebilir koşullarda karşılanabilmesi için ise enerji sektöründe yaklaşık 25.6 trilyon ABD Doları (2008 değerleriyle) değerinde yatırım yapılmasına ihtiyaç duyulduğu hesaplanmaktadır. (IEA, 2010)

Günümüzde Çin'in ikinci büyük enerji tüketicisi olması sonucunda, Avrupa Birliği (AB) en büyük üçüncü enerji tüketicisi konumuna düşmüştür. AB genelinde birincil enerji talebindeki artış oranı 2000-2007 döneminde düşük hızlarda seyretmiştir (yılıda ortalama %0.6). Bu artışın aynı şekilde devam etmesi ve 2030 yılına kadar yıllık ortalama %0.1 oranlarında artışlar yaşanması beklenmektedir. AB genelinde birincil enerji arzında 2007 yılında %53 düzeyinde olan ithalat bağımlılığı oranının 2030 yılına kadar olan dönemde %67'ye ulaşması beklenmektedir. Doğal gaz arzında ithalat bağımlılığının günümüzdeki %60.3 düzeyinden %84'e çıkacağı öngörülmektedir (Capros ve Mantzos, 2008).

Tüm dünyada son 25 yılda, enerjiye paralel olarak özellikle elektriğe de artan oranda bağımlı hale geldiği gözlemlenmektedir. Elektriğin 2030 yılına kadar en hızlı büyüyen (%2.5) son-kullanıcı enerji formu olması, 2007-2030 döneminde nihai enerji tüketimindeki payının %17'den %22'ye çıkması beklenmektedir. Ancak elektrik sektörü de 2009 yılında finansal zorluklar ve zayıf talep sebebiyle ciddi şekilde etkilenmiştir. %2'ye yakın gerçekleşmesi öngörülen düşüş miktarı, İkinci Dünya Savaşı'ndan bu yana görülen en büyük yıllık azalmaya

işaret etmektedir. Düzeltme beklenenden uzun sürer ve fosil yakıt fiyatları da düşük seyretmeye devam ederse elektrik sektöründeki yatırımlar, ilk yatırım maliyeti yüksek nükleer ve yenilenebilir enerji kaynaklarından daha çok kömür ve doğal gazla yönelebilir (IEA, 2010).

Dünya genelinde enerji kaynakları olarak petrol ve doğal gaz rezervlerinin dağılımına bakıldığında, kanıtlanmış petrol rezervlerinin (1,342 milyar varil) %56'sının Ortadoğu'da bulunduğu görülmektedir (EÜAŞ, 2009). En büyük rezervlere sahip 8 ülkenin (sırasıyla, S.Arabistan, Kanada, İran, Irak, Kuveyt, Venezuela, Birleşik Arap Emirlikleri, Rusya) ise Kanada ve Rusya hariç 6'sı OPEC üyesidir. Bu ülkeler toplam rezervlerin yaklaşık %78.8'ine sahiptirler. Doğal gaz rezervlerinin de yaklaşık %73'ü Hazar Bölgesi, Rusya ve Ortadoğu ülkelerinde bulunmaktadır. Sadece Rusya, İran ve Katar bu rezervlerin %57'sini elinde bulundurmaktadır. Bir önceki yıl verilerine göre doğal gaz rezervlerinde miktar olarak İran ve ABD'de önemli sayılabilecek artışlar meydana gelirken, Kazakistan ve Katar'da ise düşüş görülmüştür. Dünya genelinde bir değerlendirme yapıldığında, petrol rezervlerinin 41, doğalgaz rezervlerinin 60, kömür rezervlerinin de 122 yıllık ömre sahip olduğu hesaplanmaktadır (BP, 2009).

Tüketim tarafına bakıldığında ise projeksiyonlar, en hızlı artışın hidrolik-dışı yenilenebilir enerji kaynakları (%2.0) ve kömürde (%1.9) olacağını göstermektedir. Doğalgaz tüketiminin ortalama yıllık %1.5'lik artışlarla 2030 yılında 2007 yılına göre %43, petrol tüketiminin ortalama %0.9'luk artışlarla %37 ve kömür tüketiminin ise %53.5 artacağı öngörülmektedir. Bu dönemde fosil yakıt fiyatlarının yüksek seyredeceği ve hükümetlerin alternatif enerji kaynaklarına yöneliminin artacağı tahmin edilmektedir. 2007 yılında dünya enerji tüketiminde kömürün payı %27 iken, bu payın 2030 yılında %29'lara ulaşması beklenmektedir. Kömür tüketimindeki artışın %97'sinin sorumlusunun OECD-dışı, özellikle Asya ülkelerinin olması ve kömürün elektrik üretimindeki payının ise %42'den (2007) %44'e (2030) yükselmesi beklenmektedir. Kömür tüketiminin düşmesi beklenen ülkeler; elektrik talep artışı düşük ve nüfus artış hızı yavaş olan Japonya ve OECD'deki Avrupa ülkeleridir. Dünyada her ne kadar kömür üretimi geniş alanlarda ve pek çok ülkede mümkün olsa da toplam kömür rezervlerinin %78'i 5 ülkede bulunmaktadır. Bunlar ABD (%29), Rusya (%19), Çin (%14), Avustralya (%9) ve Hindistan (%7)'dir. Bu ülkeler toplam üretimin de 2007 yılı verilerine göre %77'sini karşılamışlardır. Dünyada üretilen kömürün %62'si elektrik üretim sektörüne aktarılmakta iken geriye kalan yaklaşık üçte birlik kısmın hemen hemen tamamı sanayi sektörüne aittir. (BP 2009)

Kömürden elektrik üretiminin 2030 yılına kadar yılda ortalama %2.7 artış göstermesi beklenmektedir. Ancak kömürden elektrik üretimi ile ilgili projeksiyonlar, sera gazı emisyonlarını azaltmaya veya sınırlamaya yönelik mevzuatların veya uluslararası anlaşmaların yürürlüğe girmesine bağlı olarak önemli ölçüde değişebilir. Bahsi geçen bu kısıtlamalar olmadığı takdirde, özellikle Çin, ABD ve Hindistan gibi zengin kömür yataklarına sahip ülkelerde pahalı yakıtların yerine kömürün kullanılacağı düşünülmektedir. Doğalgazdan elektrik üretiminin ise 2030 yılına kadar yıllık ortalama %2.4'lük bir oranda artması öngörülmektedir. (IEA, 2010)

Yüksek petrol ve doğalgaz fiyatları, yenilenebilir enerji kaynaklarının daha geniş oranda kullanımını cesaretlendirmektedir. 2030 yılına kadar dünya genelinde hidroelektrik ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının tüketiminde yıllık %3.4'lük artışlar beklenmektedir. Hidrolik dışında yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu güçteki oranı 2007'de %2.5 iken, 2030 yılında bu oranın %8.6'ya yükseleceği, hidroelektriğin ise aynı dönemde %16'dan %14'e gerileyeceği öngörülmektedir. Yenilenebilir kaynaklardaki artışa en büyük katkı ise rüzgar enerjisinden gelecektir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretiminde kullanım payının %18 (2007) seviyesinden 2030 yılında %22'ye ulaşacağı düşünülmektedir. Yenilenebilir enerji tüketiminde beklenen bu artışın OECD dışındaki ülkelerde, özellikle Çin, Hindistan, Brezilya, Rusya, Vietnam ve Laos'da, inşasına başlanan orta ve büyük ölçekli hidroelektrik santrallerden gelmesi beklenirken, OECD ülkelerinde ise gelecekte, Kanada ve Türkiye haricinde, büyük ölçekli çok az hidroelektrik santral inşa projesi öngörülmektedir. OECD ülkelerindeki yenilenebilir enerji kaynaklarındaki artışın rüzgar ve biyokütleden karşılanması beklenmektedir. Rüzgar enerjisine olan yatırımlar, her ne kadar fosil yakıtlarla ekonomik olarak rekabet edemese de, Çin'de ve hükümetlerin desteğiyle özellikle OECD üyesi Avrupa ülkelerinde (Danimarka, İspanya, Almanya) artmaya devam etmektedir. Güneş (PV ve CSP) ve dalga enerjisi uygulamaları ise henüz emekleme aşamasında olup, 2030 yılında PV için 280 TWh, CSP için 124 TWh ve dalga enerjisi için de 13 TWh'lik elektrik üretim seviyelerine ulaşılması öngörülmektedir. Nükleer enerjiden elektrik üretiminin ise 2007'de gerçekleşen 2.7 TWh değerinden 2030 yılında 3.7 TWh'e yükseleceği, ancak toplam enerji üretimindeki payının %14'ten %11'e düşeceği hesaplanmaktadır. Dünyadaki nükleer santral kurulu gücünün ise 2007 yılındaki 371 GW değerinden, 2030'da 475 GW'a çıkması beklenirken, nükleer kapasitede Avrupa Birliği'nde düşüşler öngörülmektedir. Bazı ülkelerin (Almanya, Belçika) almış olduğu nükleer santraller kapatma kararlarının ve özellikle 2020 yılından sonra ömrünü tamamlayarak devreden çıkarılacak çok sayıda nükleer santralin varlığının etkisiyle Avrupa Birliği'nde 2007 itibarıyla 132 GW olan nükleer kurulu gücün

2030'da 103 GW'a inmesi beklenmektedir. Çin (52 GW) başta olmak üzere OECD-dışı Asya ülkelerinde 65 GW'lık artış tahmin edilmektedir. Rusya'nın ilave ünitelerle nükleer kapasitesini 2030 yılına kadar 10 GW arttıracığı düşünülmektedir. ABD'de de 14 GW'lık bir artışla 2030 yılında 115 GW'a ulaşılması beklenmektedir. (EÜAŞ, 2009)

Bir yanda, artan fosil yakıt fiyatları, enerji arz güvenliği, sera gazı emisyonları ile ilgili endişeler, diğer yanda ise geliştirilmiş reaktör tasarımlarından dolayı dünyanın pek çok bölgesinde yeni nükleer kapasite artırımları veya yeni santrallerin inşa edilmesi beklenmektedir. Çin, Finlandiya ve Fransa'da 3. nesil reaktörlerin inşasına başlanmış olması, dünyanın en büyük üç kömür tüketen ülkesinin (Çin, ABD ve Hindistan) nükleer kapasitelerini 2025 yılına kadar önemli ölçüde arttırmayı hedeflemesi, İtalya, İngiltere, Macaristan, Çek Cumhuriyeti ve Polonya'nın yeni nükleer santral yapma arzusunu ifade etmesi, nükleer enerjiye yeni bir ilginin başladığına da delil sayılmaktadır. Fosil yakıt fiyatlarının 2009 yılında düşük seyretmesi ve ekonomik durgunluk, yüksek ilk yatırım maliyetine sahip olan nükleer enerjinin rekabet edebilirliğini zayıflatmakta ve santral projelerinin geleceğini tehlikeye atmaktadır. Enerji kaynaklarındaki reel bazda fiyat artışlarına bakıldığında; 2000-2008 arasında petrol fiyatlarında %183, doğal gaz fiyatlarına %198, kömür fiyatlarında ise %192'lik artışlar yaşanmıştır. 2008-2030 döneminde ise petrol fiyatlarının %18, doğalgaz fiyatlarının %36 artması beklenirken kömür fiyatlarının ise %9.3 düşmesi beklenmektedir.

1.2 Türkiye'nin Enerji Durumu

Türkiye enerji kaynakları açısından zengin sayılamayacak bir ülkedir. Toplam kömür rezervi ile jeotermal ve hidrolik enerji potansiyeli toplamı, dünya kaynaklarının % 1'ine karşılık gelmektedir. Petrol ve doğalgaz rezervleri ise son derece kısıtlıdır. Enerji kaynakları bakımından net ithalatçı ülke konumunda olan Türkiye'de 2009 yılında enerji arzının petrolde ve doğalgazda %90'ların üzerinde, kömürde ise %20 oranında olmak üzere toplam %74'lük bölümü ithalat ile karşılanmıştır. 2008 rakamlarıyla, ithal edilen doğalgazın yaklaşık %62'si Rusya, %12'si İran, %11'i Cezayir, %3'ü Nijerya ve %12'si de Azerbaycan'dan temin edilmektedir. İthal edilen doğalgazın %55.7'si elektrik üretiminde (2007'de %50), %22.2'si konutlarda (2007'de %22.5), %22'si ise sanayide (2007'de %27.5) kullanılmaktadır. Türkiye'nin doğal gaz tüketimi 2008 sonunda yıllık 35.6 milyar m³ olarak gerçekleşmiştir. 2008 yılında doğal gazın elektrik sektöründe kullanımı artarken sanayi sektöründe kullanımı aynı ölçüde azalmıştır (Botaş, 2008).

2008 yılı sonu itibariyle tespit edilmiş bulunan yerli enerji kaynakları potansiyelimiz ise aşağıdaki tabloda verilmektedir.

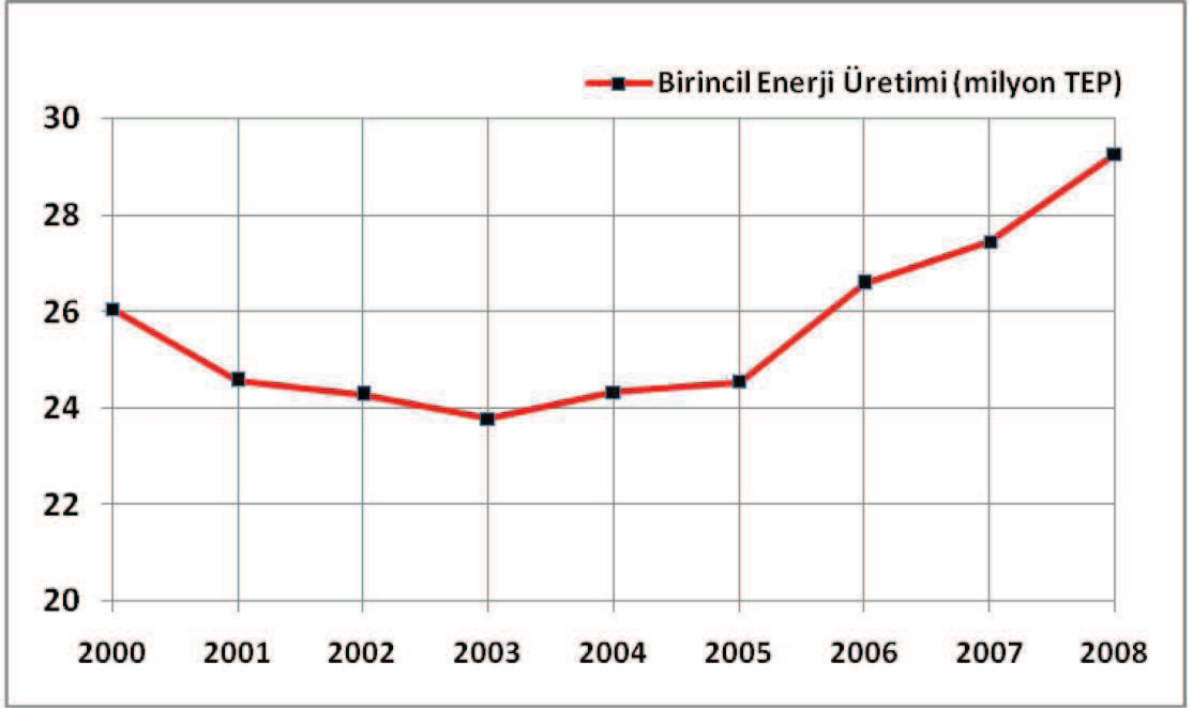
Çizelge 1.1. 2008 yılı itibariyle Türkiye'nin yerli kaynak potansiyeli

Kaynak	Potansiyel
Linyit	8.4 milyar ton
Taşkömürü	1.3 milyar ton
Asfaltit	77.5 milyon ton
Ham Petrol	42.0 milyon ton
Bitümler	18.5 milyon ton
Hidrolik	129.4 milyar kWh/yıl
Doğalgaz	7.0 milyar m ³
Rüzgar	Çok Verimli: 8,000 MW Orta Verimli: 40,000 MW
Jeotermal	32,010 MWt (510 MW'ı elektrik üretimine elverişli)
Biyokütle	8.6 Mtep
Güneş Enerjisi	32.6 Mtep

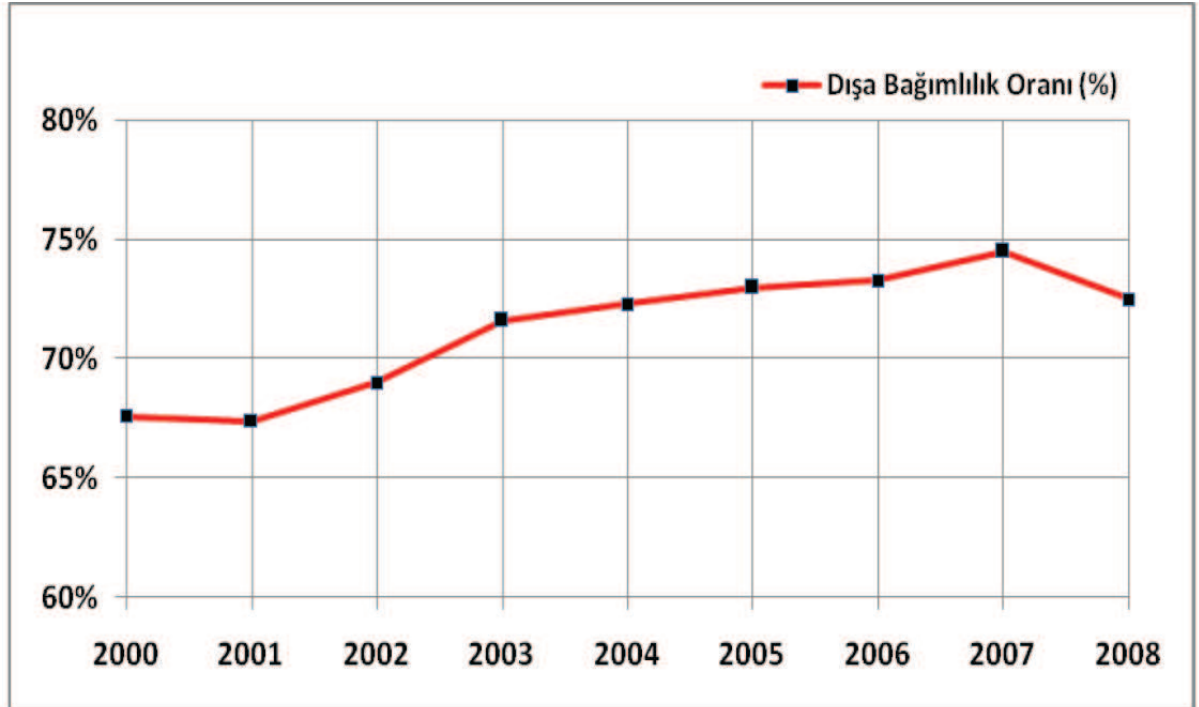
Kaynaklar açısından bakıldığında, 2009 yılı itibariyle, toplam elektrik üretiminin %48.6'sı doğalgazdan, %21.7'si yerli kömürden, %18.5'i hidrolik kaynaklardan, %6.6'sı ithal kömürden, %3.4'ü sıvı yakıtlardan, %0.76'sı rüzgardan ve %0.34'ü jeotermal ve biyogazdan sağlanmıştır.

2008 yılında ülkemizin toplam birincil enerji tüketimi yaklaşık 108 milyon Ton Eşdeğeri Petrol (TEP), üretimi ise 29 milyon TEP olarak gerçekleşmiştir.

Ülkemizin 2000-2008 dönemine ilişkin birincil enerji kaynakları üretimi ve birincil enerji talebinin ithalat ile karşılanma oranını gösteren grafikler aşağıda yer almaktadır.

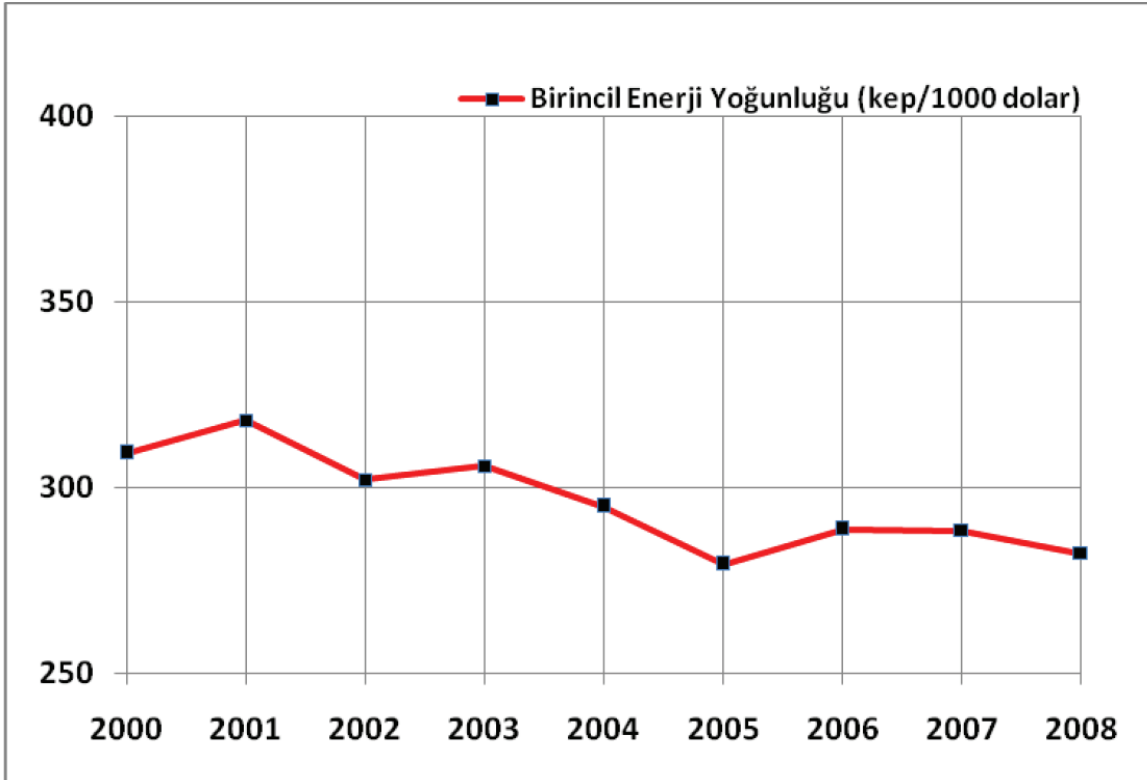


Şekil 1.1 Birincil enerji kaynakları üretimi (ETKB, 2010)



Şekil 1.2 Dışa bağımlılık oranı (2000-2008) (ETKB, 2010)

2000-2008 döneminde birincil enerji yoğunluğunda gerçekleşen gelişim aşağıdaki grafikte verilmektedir.



*1998 yılı GSYİH Serisine göre, 2000 yılı dolar fiyatları ile

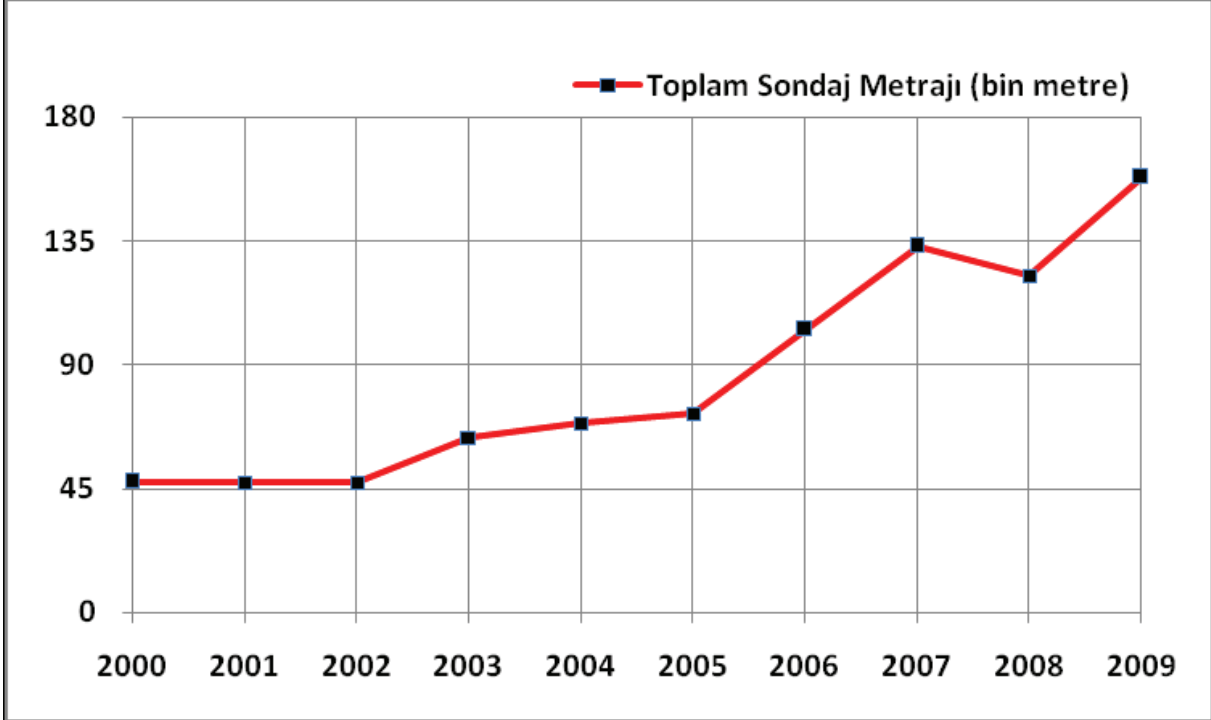
Şekil 1.3 Birincil enerji yoğunluğu (2000-2008) (kg eşdeğeri petrol/1000 dolar)
(ETKB, 2010)

Yürütülen enerji verimliliği çalışmaları çerçevesinde, 2015 yılına kadar birincil enerji yoğunluğunda 2008 yılına göre %10 azalma sağlanması hedeflenmektedir.

Ülkemizin, özellikle petrol ve doğalgazda yerli kaynaklarının artan enerji talebimiz ile karşılaştırıldığında göreceli olarak azlığı petrol ve doğalgazda enerji ithalatını beraberinde getirmektedir. Mevcut durumda ülkemizin ithal bağımlılık oranı % 74 seviyesindedir. Bu bağlamda ülkemizin enerji arzında kaynak, teknoloji ve altyapı çeşitlendirilmesinin artırılmasına büyük önem verilmektedir. Bu nedenle, yurtiçi ve yurtdışında petrol ve doğalgaz arama faaliyetleri son yıllarda yoğunluk kazanmıştır ve plan dönemi içinde de artırılarak devam ettirilecektir. 2009 yılı sonu itibari ile toplam 133,1 milyon ton ham petrol, 11,3 milyar m³ doğalgaz üretimi gerçekleştirilmiş olup kalan üretilbilir ham petrol rezervimiz 42 milyon ton, doğalgaz rezervimiz ise 7 milyar m³'tür.

2003 yılında ivme kazanan yurtiçi ve yurtdışı arama yatırım hamleleri ile arama ve sondaj faaliyetlerine hız verilmiştir. Değişen arama stratejisi ve artan arama yatırımlarına bağlı

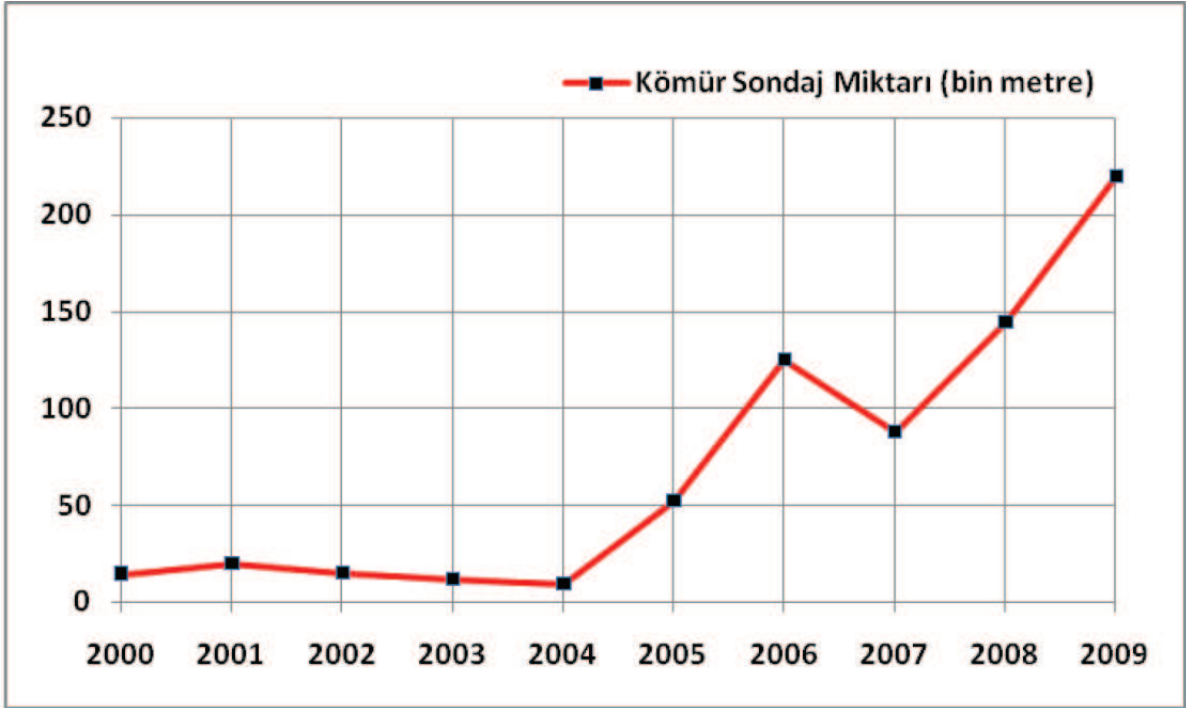
olarak yurtiçi kara alanlarının yanında yurtdışı ve özellikle denizlerdeki hidrokarbon aramacılığına büyük önem verilmektedir. Bu strateji doğrultusunda Karadeniz başta olmak üzere 2004-2009 yıllarında denizlerimizde yoğun bir sismik program gerçekleştirilmiş olup, çalışmalar artırılarak sürdürülecektir. 2000-2009 döneminde gerçekleştirilen petrol ve doğalgaz sondaj miktarlarına ilişkin grafikler aşağıda yer almaktadır.



Şekil 1.4 Petrol ve doğalgaz sondaj miktarları (2000-2009) (ETKB, 2010)

Elektrik üretiminde kullanılan yerli kaynaklarımızdan linyitten elde edilebilecek elektrik enerjisi üretim potansiyeli toplam 120 milyar kWh/yıl olup, potansiyelin %44'lük bölümü değerlendirilmiştir. 11 milyar kWh/yıl potansiyele sahip olan taşkömürünün ise %32'lik kısmı değerlendirilmiş durumdadır.

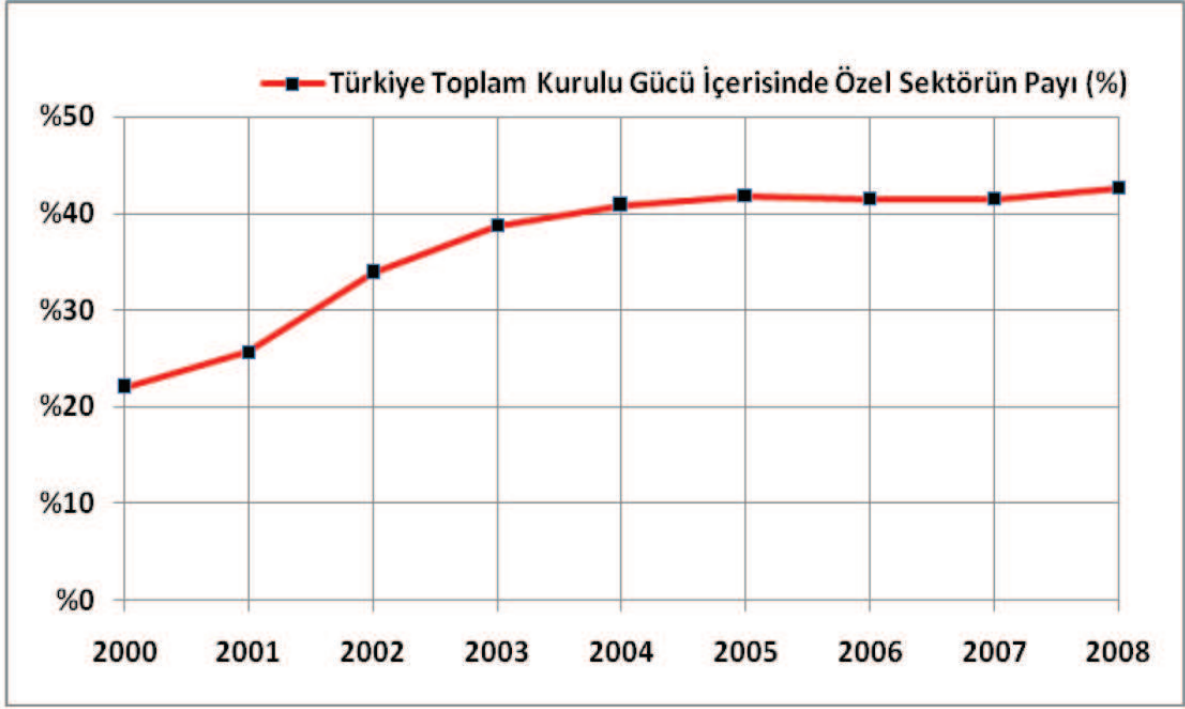
TKİ Genel Müdürlüğü ve MTA Genel Müdürlüğü tarafından 2000-2009 yılları arasında kömür aramalarına ilişkin olarak gerçekleştirilen toplam sondaj miktarı Şekil 1.5'te verilmiştir.



Şekil 1.5 Kömür sondaj miktarları (2000-2009) (ETKB, 2010)

Türkiye, özellikle yüksek talep artışının karşılanması, yeterli yatırımların yapılması ve verimliliğin artırılması için enerji sektöründe rekabete dayalı ve şeffaf bir piyasa yapısının oluşturulması yönünde adımlar atmaktadır. Bu hedef doğrultusunda, 2001 yılında yayımlanan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile yeni üretim yatırımlarının özel sektör tarafından yapılması öngörülmüştür.

2000-2008 yıllarına ilişkin, elektrik enerjisi üretiminde özel sektörün payını gösteren grafik Şekil 1.6'da yer almaktadır.

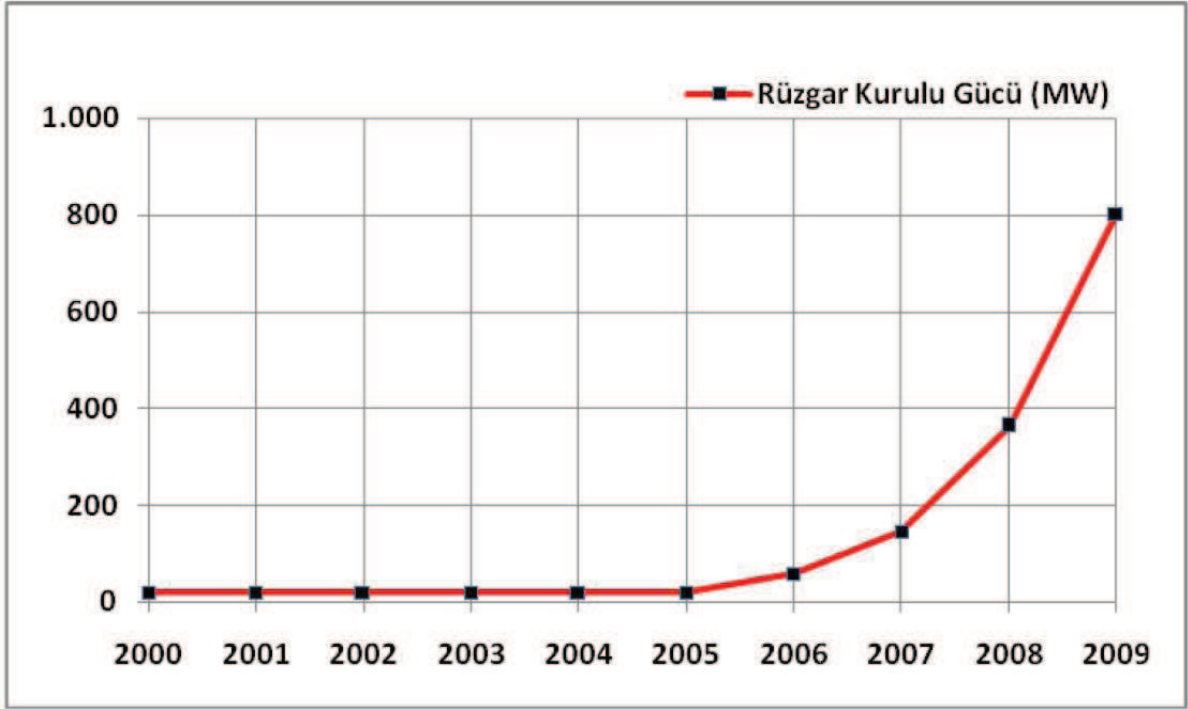


Şekil 1.6 Elektrik enerjisi üretiminde özel sektörün payı (2000-2008) (ETKB, 2010)

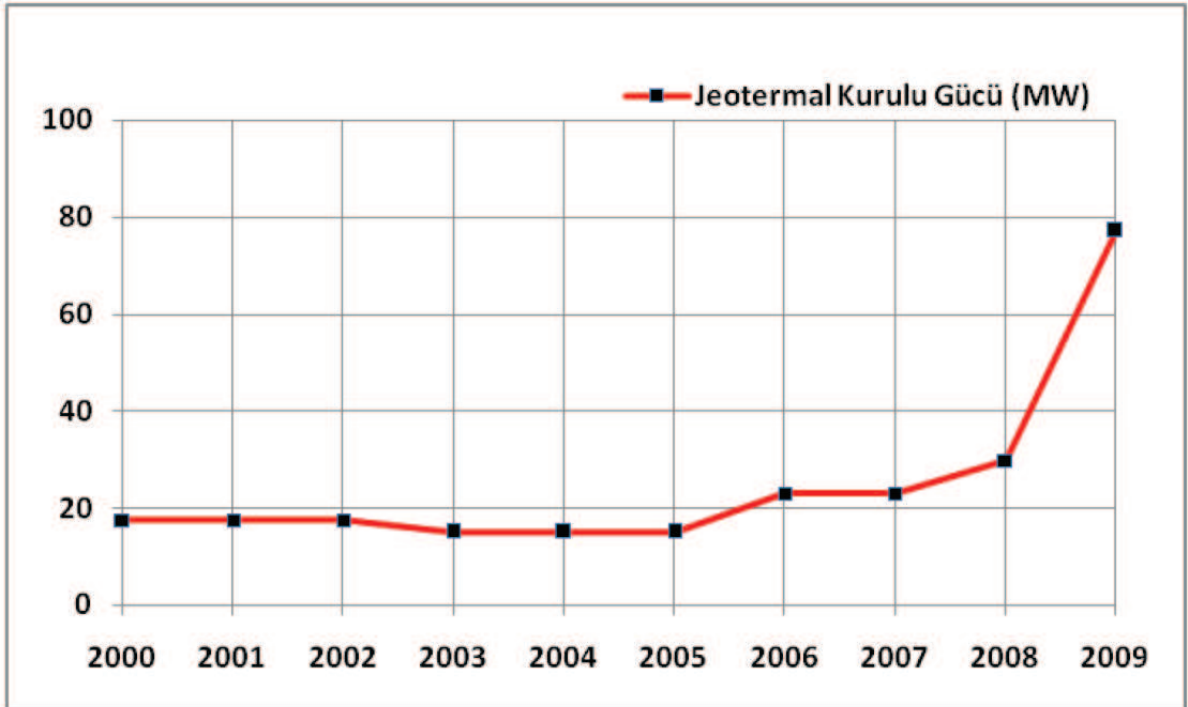
2005 yılında “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun”u, 2007 yılında “Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu”nu ile “Enerji Verimliliği Kanunu” yürürlüğe girerken, “Yerli Kömür Kaynaklarının Elektrik Üretimi Amaçlı Değerlendirilmesine İlişkin Yasal Düzenleme” de aynı yıl çıkarılmıştır. 2008 yılında “Rüzgar Enerjisine Dayalı Lisans Başvurularının Teknik Değerlendirilmesi Hakkında Yönetmelik” çıkarılmıştır. Ayrıca 3213 sayılı Maden Kanunu’nda ve uygulama yönetmeliklerinde yeni düzenlemeler yapılmıştır.

2004 yılı itibariyle 18 MW düzeyinde olan rüzgar enerjisi kurulu gücü 2008 yılı sonunda 364 MW’a, 2009 sonunda ise 753.7 MW’a ulaşmıştır. Yenilenebilir Enerji ile ilgili Kanun’un yürürlüğe girmesinden sonra 2,887 MW kurulu gücünde 80 adet yeni rüzgar projesine lisans verilmiştir. Bu projelerden toplam 1,000 MW kurulu güce ulaşılacak santrallerin yapımı devam etmektedir.

2005 yılında yürürlüğe giren Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanılmasına İlişkin Kanun ile özel sektörün yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretmesine imkan sağlanmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarına ilişkin temel hedefimiz, bu kaynakların elektrik enerjisi üretimi içerisindeki payının 2023 yılında en az %30 düzeyinde olmasının sağlanmasıdır. 2000-2009 yıllarında devreye giren rüzgar ve jeotermal enerji kurulu gücüne ilişkin grafikler Şekil 1.7 ve Şekil 1.8’de gösterilmiştir.



Şekil 1.7 Rüzgar enerjisi kurulu güç gelişimi (2000-2009) (ETKB, 2010)



Şekil 1.8 Jeotermal enerjisi kurulu güç gelişimi (2000-2009) (ETKB, 2010)

Türkiye'nin hızla artan elektrik ihtiyacını karşılamak ve ithalat bağımlılığından kaynaklı riskleri azaltmak üzere 2017-2020 yılları arasında, nükleer enerjinin de elektrik üretim kurulu gücü kompozisyonuna %5 oranında dahil edilmesi planlanmaktadır. Bu amaçla, 5710 sayılı “Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin Kanun” ve ilgili yönetmelik 2008 yılı başında yürürlüğe girmiştir.

2. GÜNEŞ ENERJİSİ

2.1 Güneş Enerjisinin Gelişimi

Endüstrileşmenin başlangıcıyla birlikte güneş bir enerji kaynağı olarak görülmeye başlanmıştır. Güneş enerjisi ile ilgili araştırmalar; güneşin yaydığı enerjinin gerçekten çok büyük olduğunu ortaya koymuştur. Aslında bugünkü endüstriyel büyümeyi; biyolojik organizmaların milyonlarca yıldır kullanmış olduğu güneş enerjisine borçluyuz. Hidroelektrik, rüzgâr ve dalga gücü gibi yenilenebilir diğer enerji kaynaklarının çoğu da güçlerini güneşten alırlar. Güneşin bir enerji kaynağı olarak görülmeye başlaması, fosil yakıtlardan elde edilen enerjinin, dünyayı kirlettiğinin anlaşılmasıyla birlikte daha da önem kazanmıştır. Güneş kolektörlerini kullanarak, kullanım suyunu arzu edilen sıcaklıkta ısıtabilir, güneş pilleri sayesinde yılın her ayı istenilen yerde elektrik elde edilebilir.

Güneş enerjisi yoğunluğunun, yaz, kış, gece, gündüz ve hatta günün değişik saatlerinde belirli bir bölgede farklı olması nedeniyle güneş enerjisinden başlıca dört farklı şekilde yararlanmak mümkün görünmektedir.

Bunlar sırasıyla; güneşin ısı etkisinden (yeryüzünü ısıtma etkisi), güneşin fotoelektrik etkisinden, orbital enerjisi şeklinde ve biyolojik-kimyasal etkisinden yararlanmadır. Güneş enerjisinden kimyasal ve biyolojik etkiyle yararlanma fotosentez ve güneşte oluşan kimyasal tepkimelerle güneş enerjisini tutma ve depolamaya dayanır. Güneş enerjisinden orbital enerjisi şeklinde yararlanma, dev bir uydunun dünya çevresine gönderilerek güneş enerjisinin fotoelektrik ve termik olarak depolanması ve atmosferde emilmeyecek biçimde (mikrodalgaya dönüştürme gibi) dünyaya gönderilmesi prensibine dayanır.

Güneş enerjisinden elektrik üretimi daha çok yüksek yoğunlukta güneş ışığı alan, sahra gibi çöl veya az yağmur alan ekvatorial bölgelerde ekonomik olmaktadır. Fakat enerjinin tüketim alanlarından uzaklığı ve depolanma güçlüğü nedeniyle ancak suyu elektroliz ederek oluşan hidrojeni doğalgaz gibi taşımak şeklinde yararlanma yolları araştırılmaktadır. Günümüzde 60–100 MW'lık güneş elektrik santralleri bulunmaktadır. 2050 yılında dünya enerji tüketiminin %15'inin güneşten karşılanacağı tahmin edilmektedir.

2.2 Güneş Enerjisinin Oluşumu

Doğal bir füzyon reaktörü olan güneşte her bir saniyede 564 milyon ton hidrojen, 560 milyon ton helyuma dönüşmekte ve kaybolan 4 milyon kütle karşılığı 386 milyon EJ enerji açığa

çıkmaktadır (1 EJ=22,7 MTEP). Güneş daha milyonlarca yıl ışımasını sürdüreceğinden, Dünya için sonsuz bir enerji kaynağıdır. Dünyanın çapına eşit bir dairesel alan üzerine çarpan güneş gücü, 178 trilyon kW düzeyindedir. Güneşten gelen güç insanlığın yıllık ticari enerji gereksiniminin 16.000 katından çoktur. Dünyadaki tüm elektrik santrallerinin toplam gücü güneşten gelen gücün 61.000’de birinden azdır. Güneşten gelen güç, dünyadaki tüm nükleer santrallerin toplamının ürettiği gücün 527.000 katıdır. Güneş enerjisi uzaya ve yörüngesindeki gezegenlere elektromanyetik ısınım (radyasyon) biçiminde yayılır. Dalga boyu 0,2–3 µm arasında olan bu akım, kısa dalgalı bir ısınımdır. Dünyanın yaşanabilir alanlarına gelen güneş enerjisi yere, zamana ve iklime bağlı olarak 3 ile 50 MJ/m² gün arasında değişir.

2.3 Türkiye’de Güneş Enerjisi

Türkiye, coğrafi konumu nedeniyle sahip olduğu güneş enerjisi potansiyeli açısından birçok ülkeye göre şanslı durumdadır. Güneşten dünyaya saniyede yaklaşık olarak 170 milyon MW enerji gelmektedir. Türkiye'nin yıllık enerji üretiminin 100 milyon MW olduğu düşünülürse bir saniyede dünyaya gelen güneş enerjisi, Türkiye'nin enerji üretiminin 1.700 katıdır. Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü’nde (DMİ) mevcut bulunan 1966-1982 yıllarında ölçülen güneşlenme süresi ve ısınım şiddeti verilerinden yararlanılarak EİE tarafından yapılan çalışmaya göre Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2640 saat (günlük toplam 7,2 saat), ortalama toplam ısınım şiddeti 1.311 kWh/m²-yıl (günlük toplam 3,6 kWh/m²) olduğu tespit edilmiştir. Türkiye, 110 gün gibi yüksek bir güneş enerjisi potansiyeline sahiptir ve gerekli yatırımların yapılması halinde Türkiye yılda birim m²’den ortalama olarak 1.100 kWh’lik güneş enerjisi üretebilir.

Çizelge 2.1’de Türkiye güneş enerji potansiyeli ve güneşlenme süresi değerlerinin aylara göre dağılımı verilmiştir.

Çizelge 2.1. Türkiye'nin toplam güneş enerjisi potansiyelinin aylara göre dağılımı
(www.eie.gov.tr)

Aylar	Aylık Toplam Güneş Enerjisi (kcal/cm ² -ay)	(kWh/m ² -ay)	Güneşlenme Süresi (saat/ay)
Ocak	4,45	51,75	103,0
Şubat	5,44	63,27	115,0
Mart	8,31	96,65	165,0
Nisan	10,51	122,23	197,0
Mayıs	13,23	153,86	273,0
Haziran	14,51	168,75	325,0
Temmuz	15,08	175,38	365,0
Ağustos	13,62	158,40	343,0
Eylül	10,60	123,28	280,0
Ekim	7,73	89,90	214,0
Kasım	5,23	60,82	157,0
Aralık	4,03	46,87	103,0
Toplam	112,74	1311,00	2640
Ortalama	308,0 cal/cm²-gün	3,6 kWh/m²-gün	7,2 saat/gün

Türkiye'nin en fazla güneş enerjisi alan bölgesi Güneydoğu Anadolu Bölgesi olup, bunu Akdeniz Bölgesi izlemektedir. Çizelge 2.2'de Türkiye güneş enerjisi potansiyeli ve güneşlenme süresi değerlerinin bölgelere göre dağılımı verilmiştir.

Çizelge 2.2. Türkiye'nin yıllık toplam güneş enerjisi potansiyelinin bölgelere göre dağılımı
(www.eie.gov.tr)

Bölge	Toplam ortalama güneş enerjisi	En çok güneş enerjisi (Haziran)	En Az güneş enerjisi (Aralık)	Ortalama güneşlenme süresi	En çok güneşlenme süresi (Haziran)	En az güneşlenme süresi (Aralık)
	kWh/m ² - yıl	kWh/m ²	kWh/m ²	saat/yıl	saat	saat
Güneydoğu Anadolu	1.460	1.980	729	2.993	407	126
Akdeniz	1.390	1.869	476	2.956	360	101
Doğu Anadolu	1.365	1.863	431	2.664	371	96
İç Anadolu	1.314	1.855	412	2.628	381	98
Ege	1.304	1.723	420	2.738	373	165
Marmara	1.168	1.529	345	2.409	351	87
Karadeniz	1.120	1.315	409	1.971	273	82

2.4 Türkiye’de Güneş Enerjisinin Kullanımı

2.4.1 Güneş kolektörleri

Ülkemizde çoğu Akdeniz ve Ege Bölgelerinde kullanılmakta olan, güneş enerjisini ısı enerjisine dönüştüren sıcak su üretme sistemleridir. Halen ülkemizde kurulu olan güneş kolektörü miktarı yaklaşık 12 milyon m² olup, yıllık üretim hacmi 750 bin m²dir ve bu üretimin bir miktarı da ihraç edilmektedir. Güneş enerjisinden ısı enerjisi yıllık üretimi 420 bin TEP civarındadır. Bu haliyle ülkemiz dünyada kayda değer bir güneş kolektörü üreticisi ve kullanıcısı durumundadır.

Güneş kolektörlerinin ürettiği ısı enerjinin birincil enerji tüketimimize katkısı yıllara göre aşağıda yer almaktadır.

Çizelge 2.3. Yıllara göre güneş enerjisi üretimi (www.eie.gov.tr)

Yıl	Güneş Enerjisi Üretimi (bin TEP)
1998	210
1999	236
2000	262
2001	290
2004	375
2007	420

2.4.2 Güneş pilleri – Fotovoltaik sistemler

Güneş pilleri, elektrik şebekesinin olmadığı, yerleşim yerlerinden uzak yerlerde ekonomik yönden uygun olarak kullanılabilir. Bu nedenle ve istenen güçte kurulabilmeleri nedeniyle genellikle sinyalizasyon, kırsal elektrik ihtiyacının karşılanması vb. gibi uygulamalarda kullanılmaktadır. Ülkemizde çoğunluğu Orman Bakanlığı Orman Gözetleme Kuleleri, Türk Telekom, deniz fenerleri ve otoyol aydınlatmalarında, Elektrik İşleri Etüt

İdaresi Genel Müdürlüğü, Muğla Üniversitesi, Ege Üniversitesi gibi kamu kuruluşlarında olmak üzere küçük güçlerin karşılanması ve araştırma amaçlı kullanılan güneş pili kurulu gücü 1 MW' a ulaşmıştır.

3. GÜNEŞ ENERJİSİNDEN ELEKTRİK ÜRETİMİ

3.1 Güneş Pilleri (Fotovoltaik Sistemler)

Güneş pilleri, yüzeylerine gelen güneş ışığını doğrudan elektrik enerjisine dönüştüren yarı iletken maddelerdir. Yüzeyleri kare, dikdörtgen, daire şeklinde biçimlendirilen güneş pillerinin alanları 100 cm^2 civarında, kalınlıkları özellikle en yaygın olan silisyum güneş pillerinde 0.2 – 0.4 mm arasındadır.

Güneş pilleri fotovoltaik ilkeye dayalı olarak çalışırlar, yani üzerine ışık düştüğü zaman uçlarında elektrik gerilimi oluşur. Pillerin verdiği elektrik enerjisinin kaynağı, yüzeyine gelen güneş enerjisidir. Deniz seviyesinde, parlak bulutsuz bir gündeki ışınım şiddeti maksimum 1000 W/m^2 civarındadır. Yöreyle ilgili olarak 1 m^2 'ye düşen güneş enerjisi miktarı yılda 800-2600 kWh arasında değişir. Bu enerji, güneş pilinin yapısına bağlı olarak %5 - %70 arasında bir verimle elektrik enerjisine çevrilebilir.

Güç çıkışını artırmak amacıyla çok sayıda güneş pili birbirine paralel ya da seri bağlanarak bir yüzey üzerine monte edilir. Bu yapıya güneş pili modülü ya da fotovoltaik modül adı verilir. Gerekirse bu modüller birbirlerine seri ya da paralel bağlanarak, fotovoltaik bir dizi oluşturabilir.

3.1.1 Güneş pillerinin yapımında kullanılan malzemeler

Güneş pilleri pek çok farklı maddeden yararlanarak üretilir. Günümüzde en çok kullanılan maddeler şunlardır:

Kristal Silisyum: Önce büyütülüp daha sonra 200 mikron kalınlıkta ince tabakalar halinde dilimlenen tek kristal silisyum bloklardan üretilen güneş pillerinde laboratuvar şartlarında %24, ticari modüllerde ise %15'in üzerinde verim elde edilmektedir. Dökme silisyum bloklardan dilimlenerek elde edilen çok kristal silisyum güneş pilleri ise daha ucuza üretilmekte, ancak verim de daha düşük olmaktadır. Bu elementlerle yapılan hücrenin verimi, laboratuvar şartlarında %18, ticari modüllerde ise %14 civarındadır.

Galyum Arsenik (GaAs): Bu malzemeyle laboratuvar şartlarında %25 ve %28 (optik yoğunlaştırıcılı) verim elde edilmektedir. Diğer yarı iletkenlerle birlikte oluşturulan çok eklemler GaAs pillerde %30 verim elde edilmiştir. GaAs güneş pilleri uzay uygulamalarında ve optik yoğunlaştırıcılı sistemlerde kullanılmaktadır.

Amorf Silisyum: Kristal yapı özelliği göstermeyen bu Si pillerden elde edilen verim %10

dolayında, ticari modüllerde ise %5–7 mertebesindedir. Günümüzde daha çok küçük elektronik cihazların güç kaynağı olarak kullanılan amorf silisyum güneş pilinin bir başka önemli uygulama sahasının, binalara entegre yarısaydam cam yüzeyler olarak, bina dış koruyucusu ve enerji üretici olarak kullanılabilmesi tahmin edilmektedir.

Kadmiyum Tellürid (CdTe): Çok kristal yapıda bir malzeme olan CdTe ile güneş pili maliyetinin çok aşağılara çekileceği tahmin edilmektedir. Laboratuvar tipi küçük hücrelerde %16, ticari tip modüllerde ise %7 civarında verim elde edilmektedir.

Bakır İndiyum Diselenid (CuInSe₂): Bu çok kristal pilde laboratuvar şartlarında %17,7 ve enerji üretimi amaçlı geliştirilmiş olan prototip bir modülde ise %10,2 verim elde edilmiştir.

Optik Yoğunlaştırıcı Hücreler: Gelen ışığı 10–500 kat oranlarda yoğunlaştıran mercekli veya yansıtıcı araçlarla modül verimi %17'nin, pil verimi ise %30'un üzerine çıkılabilmektedir. Yoğunlaştırıcılar basit ve ucuz plastik malzemeden yapılmaktadır. Ancak güneşi sürekli olarak dik açıda görmelerinin gerekliliği bu tip hücrelerin kullanımını kısıtlamaktadır.

3.1.2 Yarı iletken fotovoltaik piller

Güneş enerjisini elektrik enerjisine çeviren fotovoltaik piller, malzeme ve bir araya getirilme tekniğine bağlı olarak çeşitli türlerde üretilmektedir. Pillerin temel malzemesini silisyum oluşturmakta ve yaygın olarak mono kristal piller kullanılmaktadır. Yarı iletken fotovoltaik pil çeşitleri ve özellikleri aşağıda belirtilmiştir.

3.1.2.1 Kristal silisyum fotovoltaik piller

Silisyum, yarı iletken özellikleri tipik olarak gösteren ve fotovoltaik pil yapımında en çok kullanılan maddedir ve uzun yıllar da bu konumu koruyacak gibi görünmektedir. Fotovoltaik özellikleri daha üstün olan başka maddelerde olmakla birlikte, silisyum hem teknolojisinin üstünlüğü nedeniyle, hem de ekonomik nedenlerle tercih edilmektedir.

Mono kristal silisyum piller: İlk ticari fotovoltaik pillerde, Chrozsalski kristal çekme tekniği ile büyütülen tek kristal yapı silisyum kullanılmıştır. Fotovoltaik endüstride hala en çok kullanılan yöntem olan bu teknikte yapılan laboratuvar araştırmalarında mono kristal modüllerin verimlilik oranları %24–30 arasında değişmekte olup, seri üretilen elemanlarda bu oran %16–17 arasında değişmektedir. Yapım sırasında malzeme kaybının çok fazla olması ise dezavantajlarıdır.

Yarı kristal fotovoltaik piller: Bu tip piller, sıvı silisyumun soğutulması ile elde edilen kümelenmiş, küçük silisyum kristallerinden oluşur. Bu pillerin verimleri %14 civarındadır.

Ribbon silisyum fotovoltaik piller: Bu hücreler malzeme kaybının azaltılması amacıyla, levha halinde silisyum tabakalarından yapılırlar. Çeşitli yöntemlerle elde edilen bu piller, halen geliştirme aşamasındadır. Verimleri laboratuvar şartlarında %13–16 arasındadır.

Multikristal silisyum fotovoltaik piller: Multikristal pillerin üretimleri mono kristal pillere karsın daha kolay ve ucuzdur, ancak verimlilik yüzdeleri ve buna paralel olarak daha düşüktür. Multikristal pillerin verimlilikleri laboratuvar üretimlerinde %18, seri üretimlerde ise %13–14 oranındadır. Her iki hücre pili için de yarı iletken tabakanın kalınlığını artırılması ile verimliliğin artacağı savunulmaktadır.

3.1.2.2 İnce film fotovoltaik piller

Bu teknikte, soğurma özelliği daha iyi olan maddeler kullanılarak daha az kalınlıkta piller yapılır. Örneğin; amorf, silisyum pillerinin soğurma katsayısı kristal silisyum pillerine göre daha fazladır. Bu yüzden amorf yapılı pillerde daha az malzemeler kullanılır. Ayrıca montaj kolaylığı nedeniyle is gücünün azalması bu hücrelere bir avantaj sağlar.

Amorf silisyum piller: Amorf silisyum piller (A-Si), ince film hücre teknolojisini en önde gelen örneğidir. Amorf pillerde verimlilik düzeyi ise %5–9 oranındadır.

Maliyetinin düşük olması nedeni ile düşük verimliliğine karşın ekonomik olacağı görüşü hakimdir.

Bunların dışında, güneş ışınımını yüksek verimli pillerin üzerine optik olarak yoğunlaştıran sistemler üzerinde çalışmalar yapılmaktadır. Bu tür sistemlerde güneşin hareketini izleyen düzeneklerin yanı sıra, güneş ışığını kıran (mercek) ya da yansıtan (ayna) eleman kullanılır.

Pillerin üretiminde, verimliliklerinin arttırılması konularında sürekli ilerleme ve iyileştirmeler kaydedilmektedir. Araştırmalar amorf pillerinde de gelecekte yüksek verim alınabileceğini ancak bu değerlerin multikristal pillerden az olacağını göstermektedir.

3.1.3 Fotovoltaik sistemler

Fotovoltaik sistemler, güneş enerjisinden etkin olarak yararlanmada genelde elektrik enerjisi üretiminde kullanılan ve fotovoltaik modül, akü, dönüştürücü (inverter), şarj denetim birimleri gibi bileşenlerden oluşan sistemlerdir.

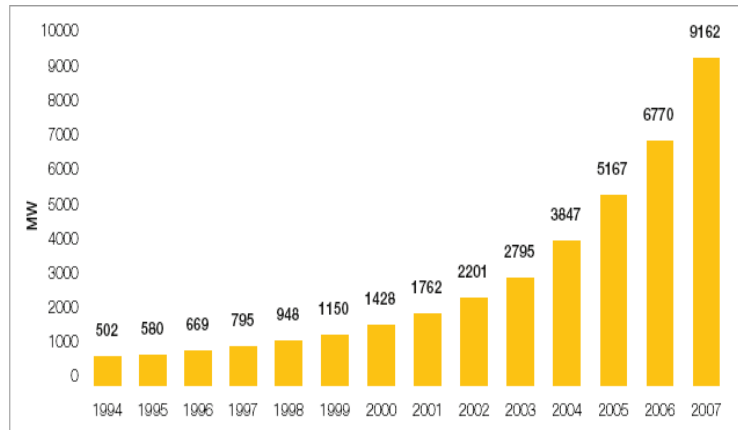
Fotovoltaik piller (Güneş pilleri), güneş ısınlarını doğrudan elektriğe çeviren ve fotovoltaik modülleri oluşturan cihazlardır. Işınların doğrudan elektriğe çevrimi üç ayrı cihazla olmaktadır. Bunlar; fotoemissif selüller, fotorezistans selüller, yarı iletken güneş pilleridir.

Modüllerde hücreler elektrik akımının sağlanabilmesi için birbirlerine paralel, seri yada karma olarak bağlanmaktadır. Modüller alt ve üst kısımlarından camla kaplanarak bir metal çerçeve ile çerçevenmektedir.

Dünyada ilk güneş pili santrali 1982 yılında Arco Solar Inc. tarafından ABD'nin Kaliforniya eyaletinde kurulmuş olan 1 MW gücündeki santraldir. Bir başka santral yine ABD'nin Los Angeles kentinin kuzey doğusunda 1 MW gücünde ve güneşi izleyebilen 108 adet güneş panelinden ve 90.000 adet mono kristal içeren santraldir.

3.1.4 Güneş enerjisinin mevcut durumu

2007 yılı sonu itibariyle tüm dünyadaki kurulu güneş enerjisi gücü 9200 MW'a ulaşmıştır. Bu değer 2000 yılı başında 1200 MW seviyelerindeydi. 1998 yılından günümüze kadar fotovoltaik sistemlerin kurulumu %35'lik artış göstermiştir. Şekil 3.1'de 1994-2007 yılları arasında kurulu fotovoltaik kapasiteleri göstermektedir.

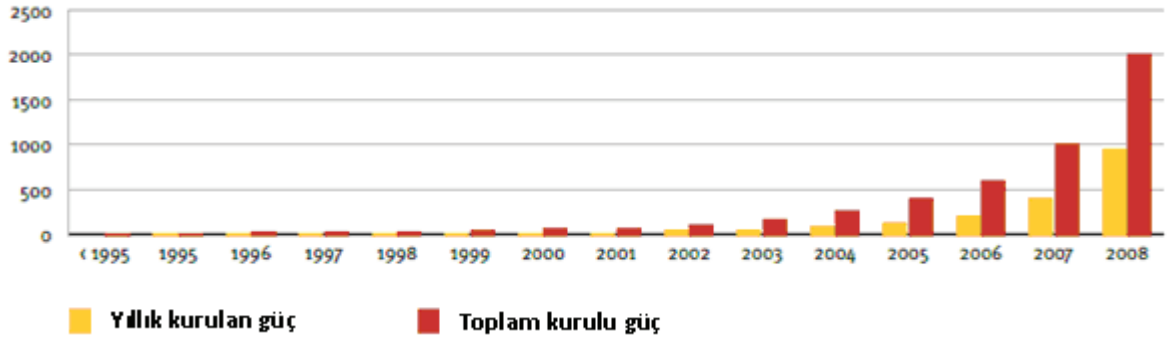


Şekil 3.1 1994-2007 yılları arası kurulu fotovoltaik kapasiteler (Lenardic, 2008)

2008 yılında dünya genelinde 1000'den fazla büyük çaplı fotovoltaik santral kurulmuş ve hizmete alınmıştır. Bunların birçoğu çeşitli aşamalardan oluşmaktadır ve bu aşamaların her biri bağımsız birer santral olarak değerlendirilebilir. Bu durumda gerçek rakam daha da yüksek çıkmaktadır. 2008 yılı içerisinde İspanya'da 590'dan fazla santral devreye alınmıştır. Bu rakam Almanya ve Amerika'da 120'den fazladır. Diğer ülkelerin arasından Belçika ve Çek Cumhuriyeti'nin ayrıca belirtilmesi gereklidir. Belçika'da çatı monteli, Çek Cumhuriyeti'nde yere monteli birkaç büyük santral kurulmuştur. Büyük çaplı santrallerde Asya kıtasında Kore lider durumdadır. 2008 yılı içerisinde Avrupa devreye alınan 800'den

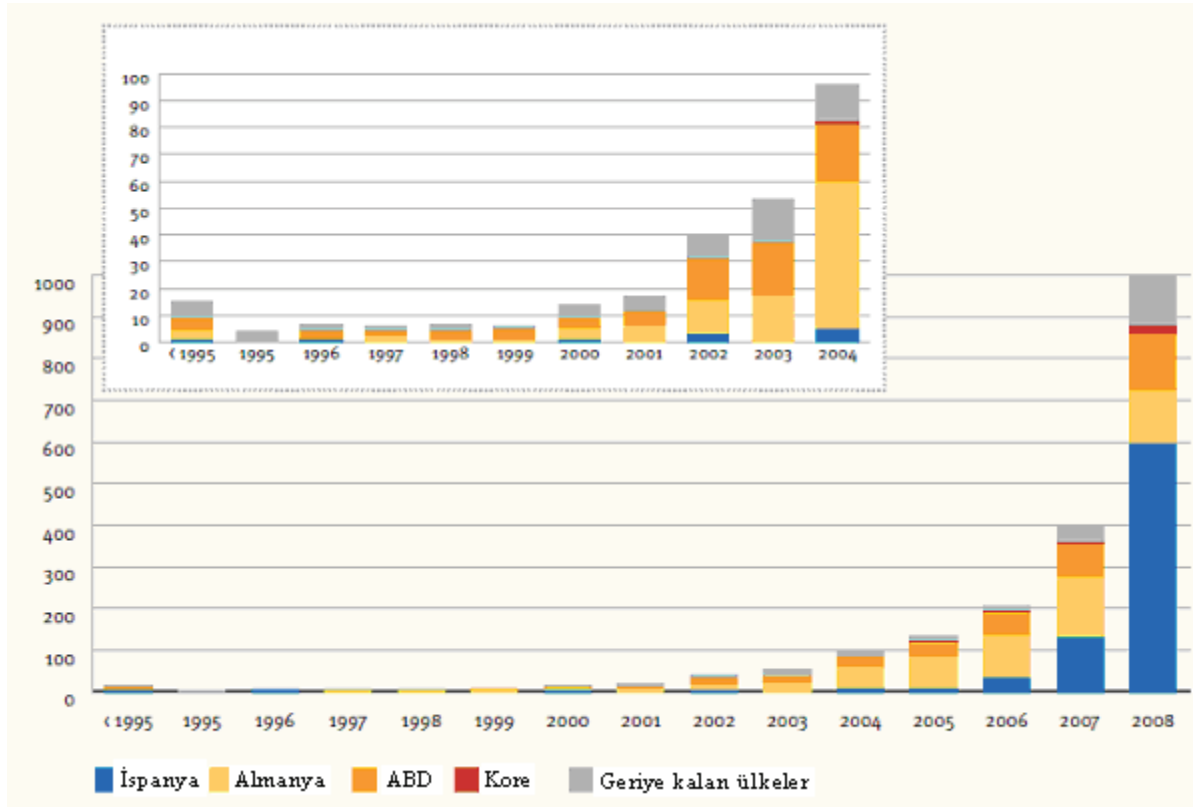
fazla santral ile lider durumdadır. Avrupa’da 1500’den fazla büyük çaplı fotovoltaik santral devreye alınmış durumdadır. Avrupa’yı yaklaşık 400 santral ile Amerika takip etmektedir.

2008 yılı itibariyle dünya genelinde 1900’den fazla büyük çaplı fotovoltaik santral bulunmaktadır. Bu santrallerin yıllara göre kurulumları Şekil 3.2’de verilmiştir.



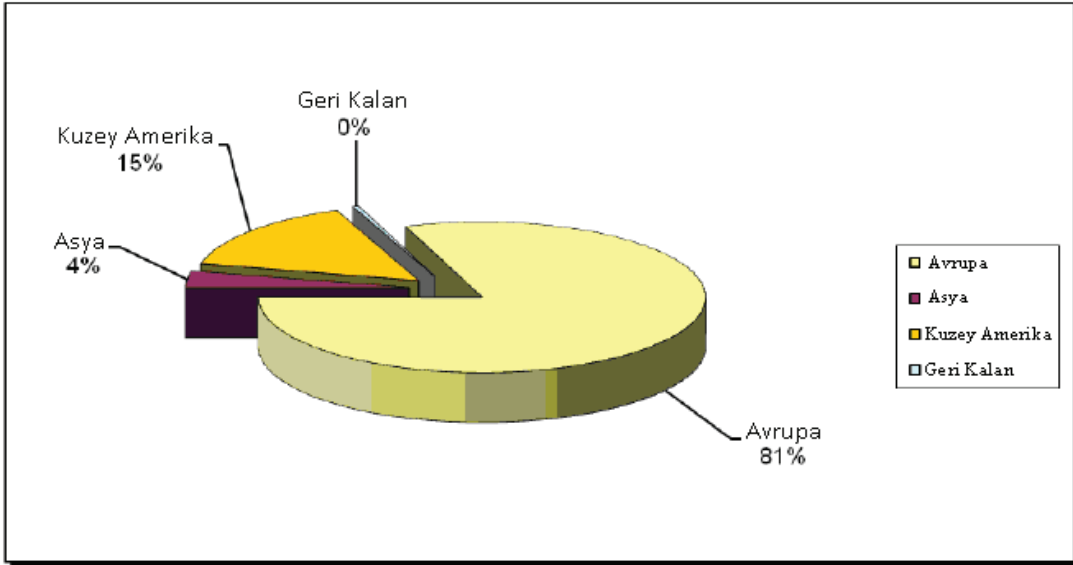
Şekil 3.2 1995-2008 yılları arasında kurulan büyük çaplı fotovoltaik santrallerin dağılımı (Lenardic, 2009)

Bu santrallerin ülkelere göre dağılımı Şekil 3.3’te verilmiştir. Almanya’da 500’den fazla, Amerika’da 370’den fazla ve İspanya’da 750’den fazla kurulu santral bulunmaktadır.



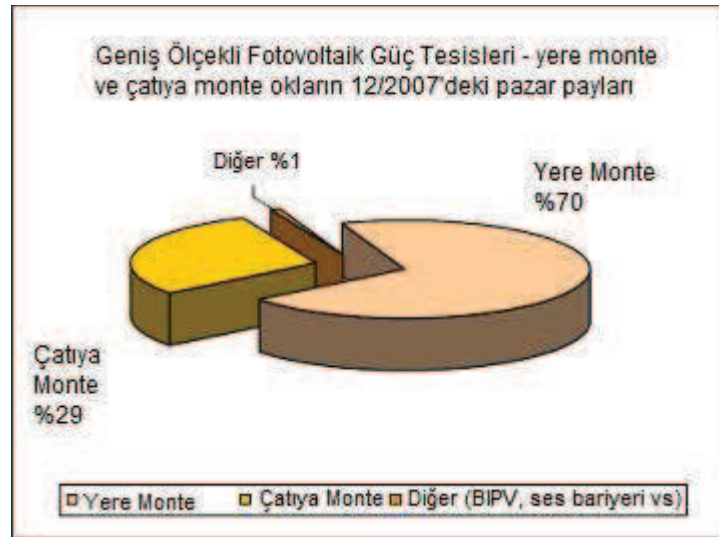
Şekil 3.3 1995-2008 yılları arasında kurulan büyük çaplı fotovoltaik santrallerin ülkelere göre dağılımı (Lenardic, 2009)

2007 yılının sonunda elde edilen verilere göre kurulu büyük boyutlu güneş enerjisi santrallerinin %81'i Avrupa'da yer almaktadır. Bu oran Amerika'da %15, Asya'da ise %4 civarındadır. Şekil 3.4'de kurulu büyük çaplı fotovoltaik santrallerin dağılımı gösterilmiştir.



Şekil 3.4. Büyük boyutlu güneş enerjisi santrallerinin dağılımı (Lenardic, 2008)

2007 yılı sonu itibariyle kurulu olan fotovoltaik gücün %70'ini yere monte edilmiş sistemler, %29'unu çatılara monte edilmiş sistemler, kalan %1'i de binaya entegre sistemler, ses bariyerleri ve diğer uygulamalar oluşturmaktadır. Şekil 3.5'te büyük çaplı fotovoltaik sistemlerin yerleşimlerine göre dağılımları gösterilmiştir.



Şekil 3.5. Büyük çaplı fotovoltaik sistemlerin yerleşimlerine göre dağılımları (Lenardic, 2008)

Avrupa'da kurulu büyük çaplı fotovoltaik santrallerin %70'inden fazlası İspanya'da bulunmaktadır. İspanya'yı yaklaşık %22 ile Almanya, %2 ile İtalya ve Portekiz takip etmektedir. Çek Cumhuriyeti 2008 yılında gerçekleştirdiği 20 MWp'lık kurulum ile yaklaşık %0,6'lık bir yüzdeye sahip olmuştur. Fransa ve Belçika da 2008 yılında kurulu güçlerini arttırmalarına rağmen %0,5'lik payın üzerine çıkamamışlardır. Hollanda, İsviçre, Avusturya gibi diğer ülkeler %0,2'den daha düşük bir paya sahiptirler. Fransa, Almanya İspanya, Yunanistan ve İtalya fotovoltaik enerji için en büyük pazarlar olarak görülmektedir.

Çizelge 3.1'de 2008 yılı itibariyle Avrupa Birliği ülkelerinde kurulu olan fotovoltaik santral kapasiteleri ve AB pazar payları verilmiştir. (Lenardic, 2009)

Çizelge 3.1. Ülkelere göre fotovoltaik santral kapasiteleri ve AB pazar payları
(Lenardic, 2009)

Ülke	2008 Yılı Güç Kapasitesi (MWp)	AB Pazar Payı (%)
İspanya	2382	72,8
Almanya	698	21,4
İtalya	70	2,2
Portekiz	60	1,8
Çek Cumhuriyeti	19	0,6
Belçika	14	<0,5
Fransa	11	<0,5
Hollanda	8,9	<0,5
Diğer AB Ülkeleri	14	<0,5

Çizelge 3.2’de Avrupa Birliği ülkelerinde 2007 ve 2008 yılları güç kapasitelerinin karşılaştırılması verilmiştir.

Çizelge 3.2. AB ülkelerinde 2007 ve 2008 yılları toplam güç kapasitelerinin karşılaştırılması
(Lenardic, 2009)

Ülke	2007 Yılı Güç Kapasitesi (MWp)	2008 Yılı Güç Kapasitesi (MWp)
İspanya	342	2382
Almanya	471	698
İtalya	22,5	70
Portekiz	12	60
Çek Cumhuriyeti	2,6	19
Belçika	3	14
Fransa	<2	11

Şekil 3.6'da Avrupa Birliği ülkelerinde kurulu fotovoltaik güneş enerjisi santralleri toplam güç dağılımı gösterilmiştir.



Şekil 3.6 Avrupa Birliği ülkelerinde santral gücü dağılımı (Lenardic, 2009)

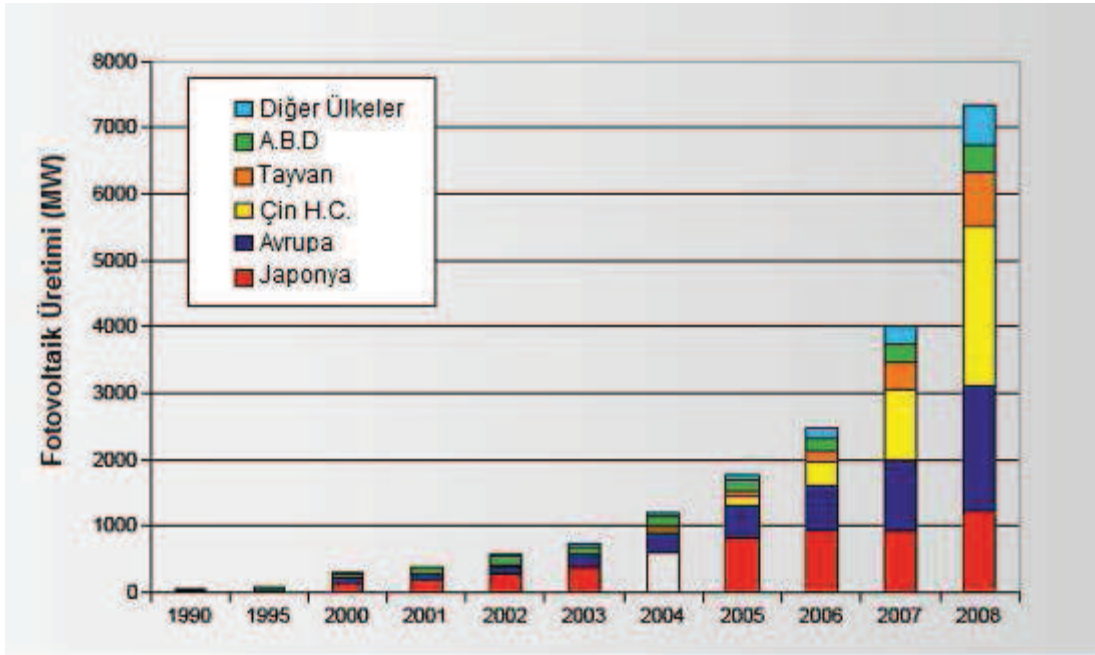
Çizelge 3.3'te işletimde olan en büyük 20 fotovoltaik güneş enerjisi santrali, bu santrallerin yerleri, güçleri ve yapıldıkları tarihler verilmiştir.

Çizelge 3.3. İşletimde olan en büyük 20 fotovoltaik güneş enerjisi santrali
(www.pvresources .com)

	Güç	Yer	Yapılıs Tarihi
1	60 MW	İspanya, Olmedilla	Eylül 2008
2	47 MW	İspanya, Puertollano	2008
3	46 MW	Portekiz, Moura	Aralık 2008
4	40 MW	Almanya, Brandis	2008
5	34 MW	İspanya, Arnedo	Ekim 2008
6	30 MW	İspanya, Osa de la Vega	2008
7	30 MW	İspanya, Trujillo	2008
8	30 MW	İspanya, Merida	Eylül 2008
9	26 MW	İspanya, Fuente Álamo	Ağustos 2008
10	24 MW	Kore, SinAn	Ekim 2008
11	23,2 MW	İspanya, Lucainena de las Torres	Ağustos 2008
12	23,1 MW	İspanya, Abertura	2008
13	23 MW	İspanya, Hoya de Los Vincentes, Jumilla	Ocak 2008
14	22.1 MW	İspanya, Almaraz	Eylül 2008
15	21.2 MW	İspanya, Calavéron	2008
16	20 MW	İspanya, El Coronil	2008
17	20 MW	İspanya, Calasparra	2008
18	20 MW	İspanya, Beneixama	Eylül 2007
19	18 MW	İspanya, Olivenza	Kasım 2008
20	18 MW	İspanya, El Bonillo	Ekim 2008

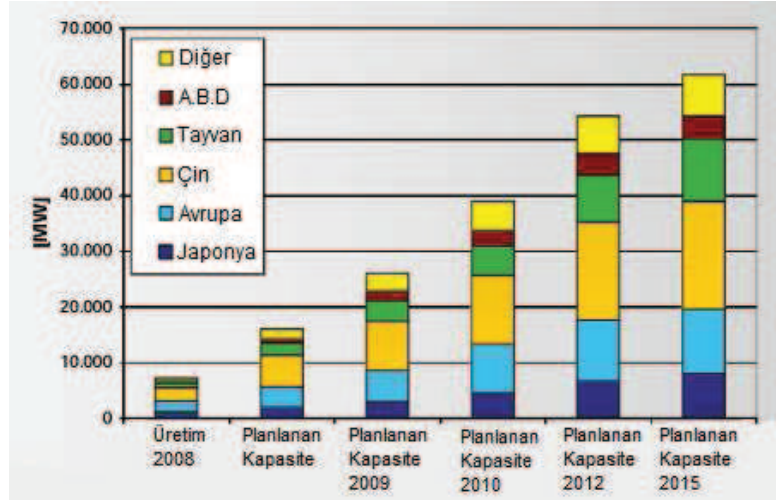
Çizelge 3.3 incelendiğinde Avrupa Birliği ülkelerinde, özellikle de İspanya’da güneş enerjisine olan yatırım eğilimini görebiliriz. Bu artışa bağlı olarak fotovoltaik sistem üretimi de artış eğilimindedir.

Şekil 3.7’de 1990-2008 yılları arasında dünya genelinde gerçekleştirilen fotovoltaik hücre üretimleri verilmiştir.



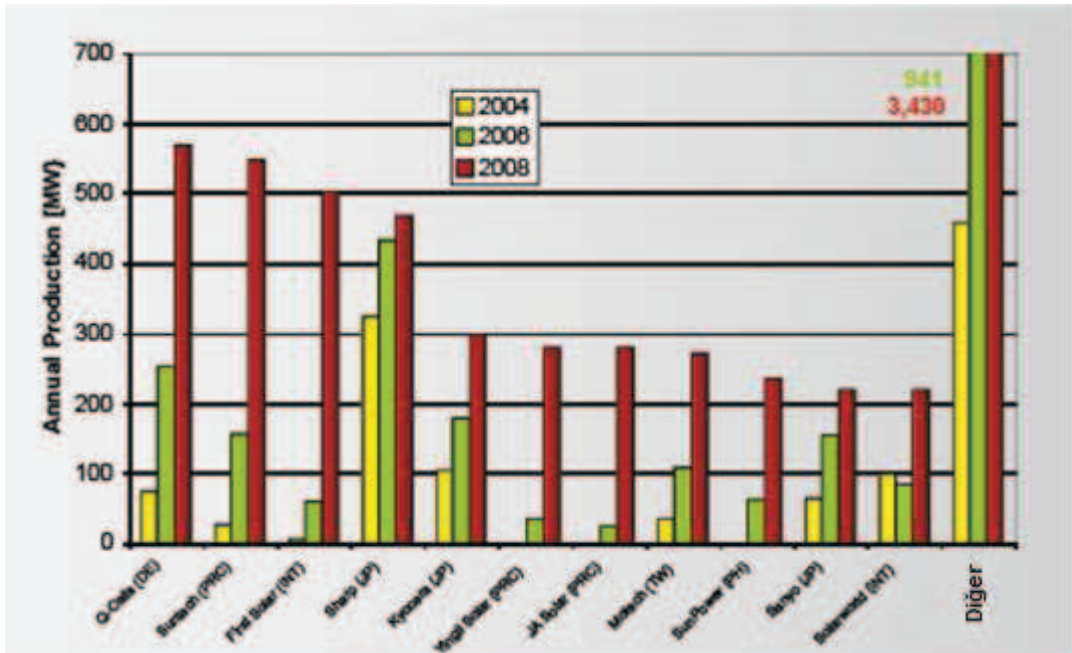
Şekil 3.7 1990-2008 yılları arası fotovoltaik hücre üretimi (Jäger-Waldau, 2009)

Şekil 3.8’de 2008 yılı itibariyle gerçekleşen ve planlanan fotovoltaik hücre üretim kapasiteleri ve üretimde beklenen artış gösterilmiştir.



Şekil 3.8 2008 yılı itibariyle gerçekleşen ve planlanan fotovoltaik hücre üretim kapasiteleri (Jäger-Waldau, 2009)

Şekil 3.9'da 2008 yılı itibariyle en büyük 10 fotovoltaik hücre üretim şirketi ve bu şirketlerin 2004 yılı itibariyle üretim kapasitelerinde gerçekleşen artış gösterilmiştir.



Şekil 3.9 2008 yılı itibari ile en büyük 10 fotovoltaik hücre üreticileri (Jäger-Waldau, 2009)

3.2 Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi Sistemleri

Güneş enerjisi kolektörleri kullanılarak güneşin gücünden faydalanma fikri M.Ö. 212 yılında Archimedes tarafından Roma ordusuna karşı kullanılacak bir metod kullanılarak ortaya çıkmıştır. Archimedes yüzlerce cilalanmış zırhı bir araya getirip oyuk metalik ayna olarak kullanıp, hepsini Roma gemilerinden birine odaklamış ve gemiyi yakmayı amaçlamıştır. Yunan tarihçi Plutarch (M.S. 46-120) olayı Romalıların saldırıdan etkilenmediğini ama tanrılarla savaştıklarını düşündüklerini belirterek anlatmıştır. Ama asıl sorun Archimedes'in güneş ışınlarını konsantre edebilecek bir sistem oluşturabilecek kadar optik bilgisinin olup olmadığıdır. Archimedes tarafından yazılan "Yanan Aynalar Üzerine" kitabından hiçbir kopya günümüze kadar gelemediği için bu konuda bir kanıt bulunmamaktadır. Bu olaydan 1800 yıl sonra Athanasius Kircher (1601-1680) Archimedes'in hikayesinin bilimsel geçerliliğinin olup olmadığını görebilmek için uzak mesafeden odun birikintisini yakmayı denemiştir fakat deneyleri ile ilgili hiçbir rapor bulunmamaktadır. (Rosa, 2009)

Düzgün olarak tasarlanması, güneşi takip etmesi gibi zorluklarına rağmen, güneş enerjisinin ilk uygulamaları şaşırtıcı olarak yoğunlaştırılmış güneş enerjisi uygulamaları olmuştur. 18. yy'da demir, bakır ve diğer metallerin eritilmesinde, parlatılmış demir, mercekler ve aynalardan oluşan güneş fırınları kullanılmıştır. Bu fırınlar Avrupa'da ve Orta Doğu'da kullanılmıştır. Bu fırınların en önemlilerinden biri Fransız bilim adamı Antaoine Lavoisier tarafından tasarlanan ve 1750 °C sıcaklığa ulaşabilen fırındır. Bu fırında 1.32 m mercek ve 0.2m'lik ilave bir mercek kullanılmaktaydı. 19. yy'da çalışmalar güneş enerjisinin diğer formlara dönüştürülerek buharlı motorların çalıştırılmasını sağlayacak düşük basınçlı buharın üretilmesi üzerinde odaklanmıştır. August Monchot 1864-1878 yılları arasında çeşitli güneş enerjili buharlı motor dizaynı gerçekleştirmiştir. (Rosa, 2009)

Yoğunlaştırılmış güneş enerji santralleri güneş enerjisinden elektrik elde etmede kullanılan sistemlerden biridir. Bu tip üretim tesislerinde güneş enerjisinin termal değeri 70 ile 3000 kata kadar çıkarılabilmektedir. Yakın gelecekte bu tip santrallerin enerji üretiminde önemli bir rol oynayacağı düşünülmektedir.

Isıl güneş enerjisi sistemleri, çeşitli ayna veya lens konfigürasyonu kullanarak güneş enerjisini yüksek ısıya dönüştürüp bu sayede elektrik enerjisi üreten yapılardır. Isıl güneş enerjisi sistemlerinde (parabolik oluk, parabolik çanak, güç kulesi) ısı, elektrik üretimi için bir türbine veya benzeri bir makinaya gönderilir. Isıl tesisler, biri güneş enerjisini toplayıp ısı enerjisine dönüştüren diğeri ise ısı enerjisini elektriğe dönüştüren iki temel alt sistemden oluşur. Yoğunlaştırıcı fotovoltaiik sistemler ise güneş ışığını bir fotovoltaiik sistem üzerine düşüren

ve bu sayede doğrudan elektrik üreten sistemlerdir. Fotovoltaik sistemlerde ayna, mercek veya ikisi birlikte kullanılabilir.

Kullanımda olan farklı yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemleri Şekil 3.10'da belirtilmiştir.



PARABOLİK OLUK SİSTEMLERİ



PARABOLİK ÇANAK SİSTEMLERİ



GÜÇ KULESİ SİSTEMLERİ



YOĞUNLAŞTIRILMIŞ FOTOVOLTAİK SİSTEM

Şekil 3.10 Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemleri (Stoddard ve Abiecunas, 2006)

Tüm yoğunlaştırıcı güneş enerjisi sistemleri güneş ışınımının direkt ve dik açılı bileşenini kullanırlar. Direkt ve dik açılı ışıma sadece güneşli günlerde elde edilebilir. Direkt ve dik açılı ışımayı yoğunlaştırmak yüksek ısı elde edilmesini veya fotovoltaik sistemlerde ışığı yoğunlaştırarak fotovoltaik hücrelerin veriminin artmasını sağlar. Direkt ışımayı sağlayabilmek için güneşi takip eden yapıların kullanılması gerekir. Parabolik oluklu sistemler ışımayı lineer alıcı üzerine düşürmek için tek eksenli takipçiler kullanırlar. Çanak ve

güç kulesi sistemlerinde ise iki eksenli takipçiler kullanılır. Benzer şekilde yoğunlaştırıcı fotovoltaik sistemlerde de iki eksenli takipçi kullanılır. Güneş ışığını toplayarak elde edilen ısıyla, türbin ve jeneratörleri çalıştırdıkları için oluk ve kule sistemleri yüksek güçteki büyük tesisler için en uygun sistemlerdir. Çanak ve fotovoltaik sistemler ise 10 MW' tan 35 MW'a kadar güçleri tek ünite de üretebilen modüler yapılardır. Bu nedenle çanak ve fotovoltaik sistemler şebekeden uzak üretim uygulamalarında kullanılabilir. Ayrıca bu sistemler birleştirilerek büyük tesisler oluşturulabilir. Oluk ve kule sistemlerinde tesisin büyüklüğündeki artış beraberinde kW başına düşen giderlerde azalmaya sebep olur. Fotovoltaik ve çanak sistemleri ise potansiyel seri üretim avantajına sahiptirler. Oluk ve kule sistemlerinin, çanak ve fotovoltaik sistemlere göre en önemli avantajları, bulutlu havalarda veya akşam saatlerinde, belirli bir zaman aralığı için sahip oldukları ısı deposu veya fosil yakıt üniteleri sayesinde elektrik üretimine devam edebilir olmalarıdır. Bu da tesisin faydalı tepe yük profiline yakın bir çalışma potansiyeli ile çalışmasını sağlar. Günümüzde çanak sistemleri hibrit yakıtlı şekilde ayarlanamamıştır. Fotovoltaik sistemlerde batarya kullanımı mümkündür ama bataryaların tesis maliyetinin yüksekliği şu an için bu sistemin kullanımını pek cazip kılmamaktadır.

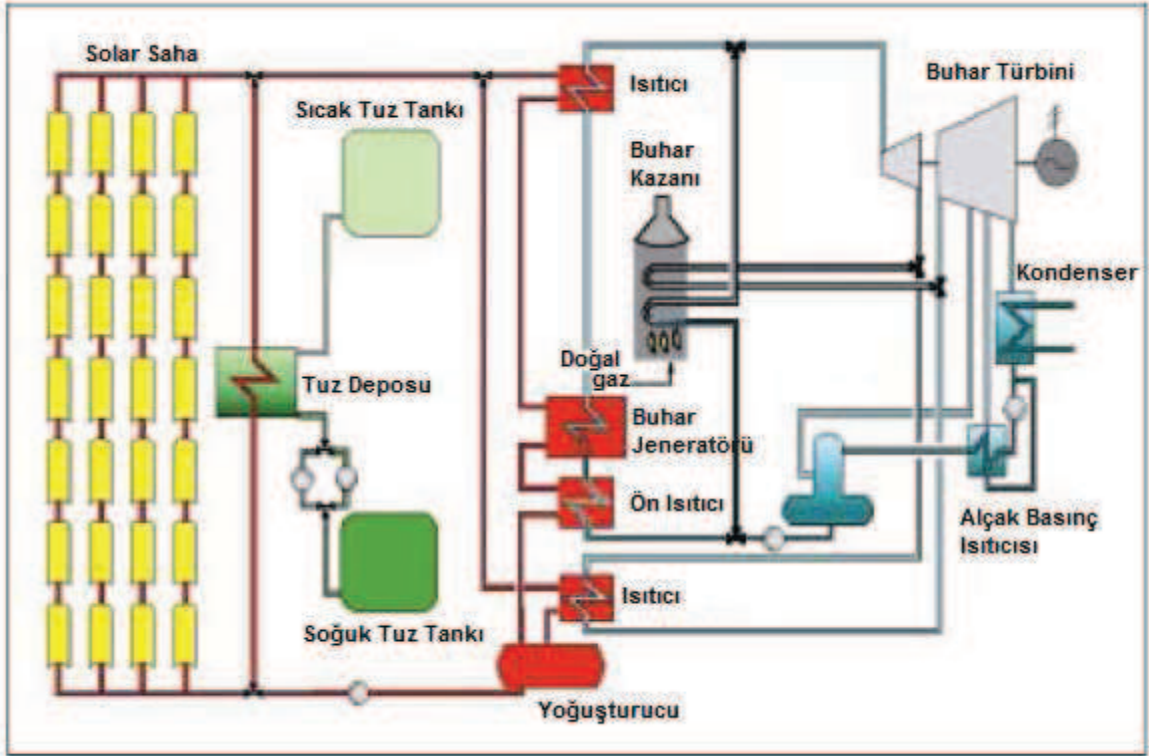
3.2.1 Parabolik oluklu sistemler

Parabolik oluklu sistemler, güneş ışınımını, parabolik oluk şeklinde bükülmüş yansıtıcıları ile oluğun odak çizgisine yerleştirilmiş alıcı boruya iletirler. Yüksek ısıyı taşıyabilen ısı transferi akışkanı ile bu borudaki ısı enerjisi alınır ve buhar jeneratöründe buhar üretmekte kullanılır. Şekil 3.11'de oluk yansıtıcı dizisi gösterilmiştir. Seriler tipik olarak kuzey – güney eksenine yerleştirilir. Tek eksenli takipçi sayesinde güneşi doğu batı doğrultusunda takip eder.



Şekil 3.11 Oluk yansıtıcı dizisi (Stoddard ve Abiecunas, 2006)

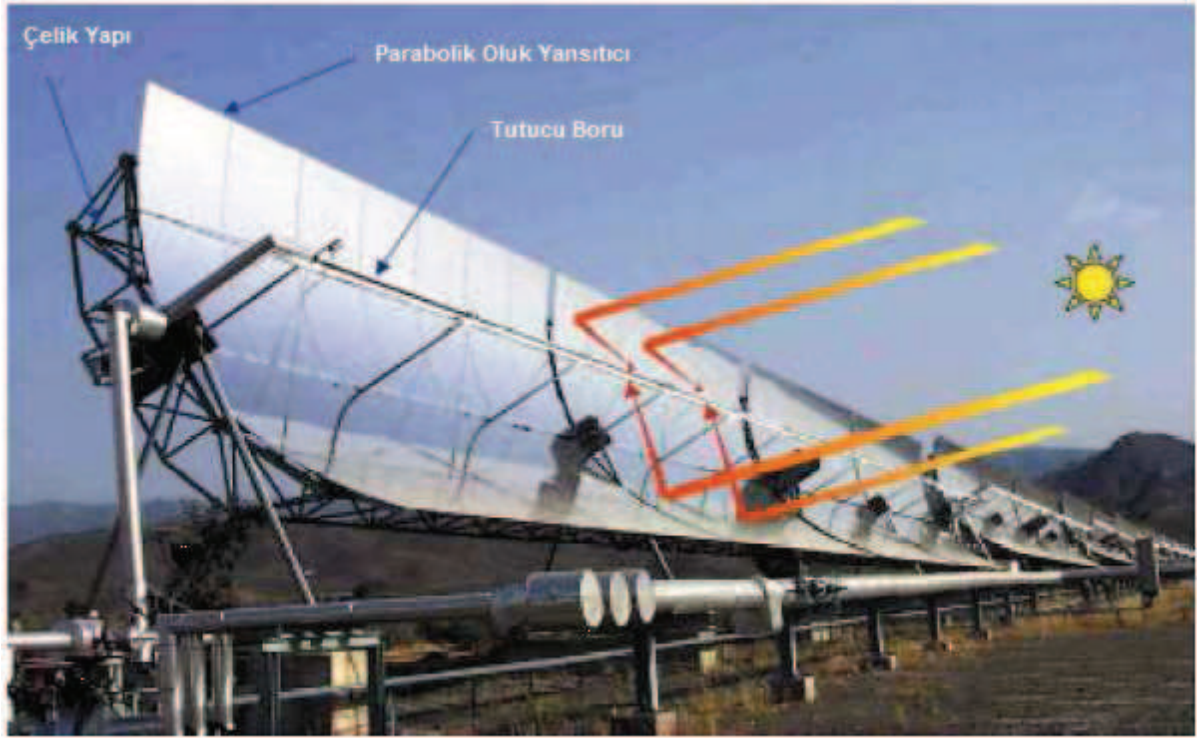
SEGS güç santralinin şematik gösterimi Şekil 3.12’de verilmiştir. Santral, yansıtıcı parabolik aynalardan (güneş toplayıcı grubu olarak da adlandırılır), termal enerjinin depolanmasını sağlayan depolama sistemi (opsiyonel), kızgın buhar üreten ısı değıştirciler ve termal enerjiyi elektrik enerjisine dönüştüren standart güç sisteminden oluşur. Ayrıca ilave bir kazan sistemi de kullanılabilir. Güneş enerjisi ısı transfer akışkanı tarafından tutulur (ısı transfer akışkanı sentetik yağ veya ergiyik tuz olabilir) ve daha sonra ısı değıştircilere aktarılarak termal depolama için veya buhar jenerasyonu için kullanılır. Termal depolama, güneş enerjisini güneşlenmenin yüksek olduğu zamanlarda toplayıp, güneşlenmenin düşük olduğu zamanlarda ısı girişı sağlar.



Şekil 3.12 SEGS güç santralinin şematik gösterimi (Forristall, 2003)

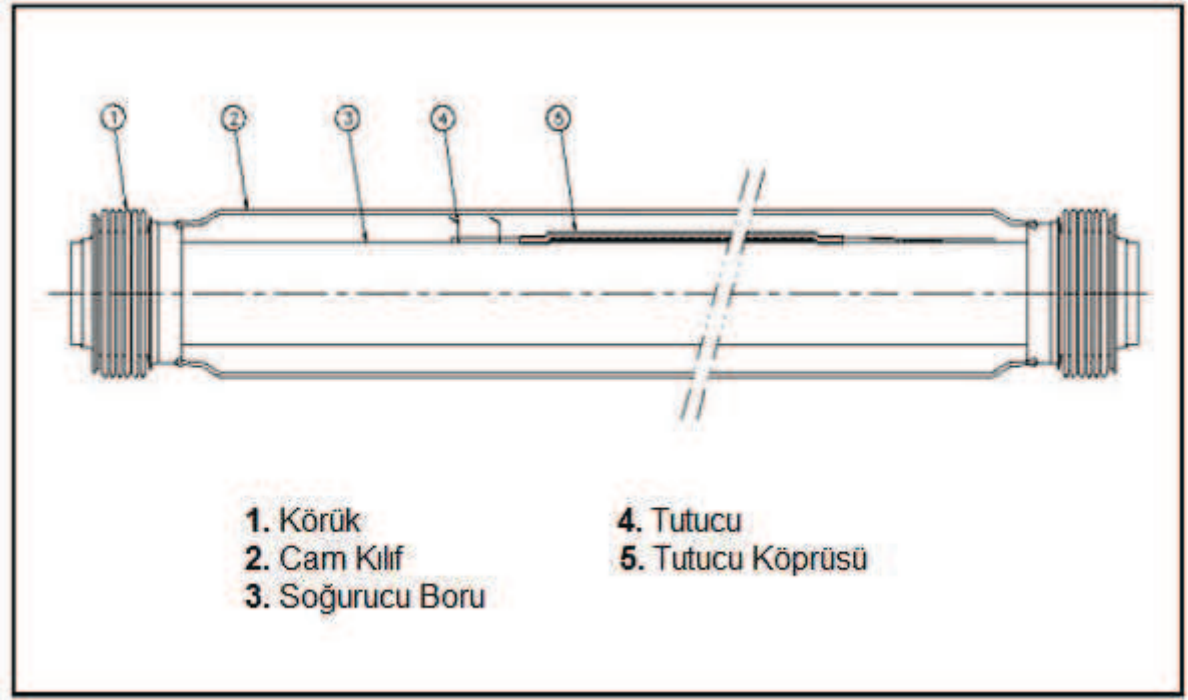
Santralin amacı Rankine buhar jeneratörünü çalıştıracak yeterli buharı sağlamaktır.

Şekil 3.13, İspanya’da test amaçlı kurulan güneş toplayıcı grubu sırasını göstermektedir. Şekilde sistemin ana elemanları belirtilmiştir. Bu elemanlar parabolik yansıtıcı, çelik konstrüksiyon, absorpsiyon borusu ve tek eksenli hareket mekanizmasından oluşmaktadır. Parabolik yansıtıcılar yaklaşık 5m çapında genişlik sağlamaktadır. Sistemin uzunluğu kullanılan güneş toplayıcı grubu adedine göre değişmektedir. Akışkanın bulunduğu absorpsiyon borusu yaklaşık 115 mm çapındadır ve odak noktasında tutulabilmesi için kullanılan desteklerin arasında 4m uzunluğundadır. Her bir güneş toplayıcı grubu diğerlerinden bağımsız olarak hareket ettirilebilir. Bu sayede sistem çalışırken bir veya daha fazla güneş toplayıcı sistem bakım veya ısı transfer akışkanı sıcaklığının ölçülebilmesi için ayrılabilir.



Şekil 3.13 Güneş toplayıcı grubu sırası (Forristall, 2003)

Şekil 3.14’de absorpsiyon borusu gösterilmiştir. Absorpsiyon borusu, cam bir kılıfın içinde bulunan ve her iki ucunda körükler bulunan soğurucudan oluşur. Soğurucu, gerekli optik özellikleri sağlayabilmesi için özel bir kaplamayla kaplanmış olan 70 mm çapında paslanmaz çelik boru olmaktadır. Kullanılan kaplamanın güneş enerjisi spektrumundaki radyasyonda yüksek emiciliği vardır ve uzun dalgalı enerji spektrumunda düşük yansıtıcılığı vardır ve böylece termal radyasyon kayıpları azaltılmış olur.



Şekil 3.14 Absorpsiyon borusu (Forristall, 2003)

Cam kılıf soğurucuyu bozulmaya karşı korur ve ısı kayıplarının azalmasını sağlar. Genellikle, iyi derecede sağlamlık ve yüksek sıcaklıkta iyi ısı iletimi sağlayan pyrex malzemeden yapılır. Yansımadan kaynaklanan kayıpların önlenmesi için cam kılıf yansıtmayı önleyici kimyasal işlemde geçirilir. Soğurucu ve cam kılıf arasındaki boşluk termal kayıpları azaltmak ve özel kaplamayı korumak için vakumlanır. Tutucu köprüsü, ısı transferi akışkanı tarafından yayılan ve güneş toplayıcı grubunun performansının düşmesine neden olan hidrojenin soğurulmasını sağlamak için dizayn edilen metalik bileşenlerden oluşur. Tutucu, baryumdan oluşur ve oksijene maruz kaldığında beyaza dönerek vakum kayıplarının belirlenmesi amacıyla kullanılır.

Körükler cam ile metal arasında sızdırmazlık sağlar ve metal soğurucu ile cam kılıf arasında oluşan termal genleşmelere izin verir. Ayrıca körükler soğurucunun cam kılıftan dışarı çıkmasını sağlayarak güneş toplayıcı grubunun birbirlerine sıra sıra kaynatılması ile kesintisiz bir alıcı oluşturulmasına olanak tanır. Körükler arasındaki boşluk da güneş toplayıcı grup desteklerini için yer sağlar.

Yıllar boyunca işletme problemleri, kolektör masrafları ve düşük petrol fiyatları nedeniyle yoğunlaştırılmış güneş enerji santralleri yeterli gelişmeyi gösterememiştir. Yakın zamanlarda gerçekleşen malzeme, optik, yapı ve kontrollerde gerçekleştirilen gelişmeler ve yenilenebilir enerjinin öneminin anlaşılması yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrallerini büyük çaplı

elektrik üretimi için önemli bir seçenek haline getirmiştir. Parabolik oluk teknolojisi gelişmeleriyle, en çok kanıtlanmış sistem olması ile ve en düşük masraflı büyük çaplı santral olması nedeni ile en avantajlı sistem durumundadır.

Şekil 3.15 ve 3.16'da parabolik oluk sistemli güç santralleri için örnekler gösterilmiştir.



Şekil 3.15 Parabolik oluk sistemli güç santrali (Plaza, 2007)



Şekil 3.16 Parabolik oluk sistemli güç santrali (Forristall, 2003)

3.2.2 Parabolik çanak sistemleri

Parabolik çanak sistemler bir güneş yoğunlaştırıcı (parabolik çanak) ve bir adet güç dönüştürücü üniteden oluşur. Yoğunlaştırıcı ünite dik açılı güneş ışınlarını odak noktasına yerleştirilmiş güç dönüştürücü ünitesine yansıtan parabolik çanak şeklinde bir araya getirilmiş yansıtıcı aynalardan oluşur. Sistem iki eksenli takipçi sayesinde güneşi sürekli olarak izler. Güç dönüştürme ünitesi termal alıcı ve jeneratörden oluşur. Güneş alıcısında, güneş ışığı kapalı hidrojen çevrimi yardımıyla ısı enerjisine dönüştürülür. Isınan hidrojen, jeneratör tribünlerinin dönmesini sağlar.

Hava soğutmalı oldukları için parabolik oluk ve güç kulesi uygulamalarındaki gibi soğutma suyuna ihtiyaç duyulmaz. Günümüzde bu sistemlerde ısı depolama ünitesi kullanılmamaktadır. Bu sistemler, kurulum ve bakım-onarım kolaylığı açısından tercihen düzgün zemin üzerine inşa edilir. Parabolik çanak sistemler boyutlarına göre 10 MW ile 25 MW arasında değerlere sahiptir. Güç şebekesinden bağımsız çalışabilmeleri nedeniyle uzak uygulamalarda kullanılabilirler. Yüksek verimliliği ve modüler yapısıyla bu sistemlerin maliyetlerinde ileriki zamanlarda ciddi düşüşler beklenmektedir.

Şekil 3.17’de örnek bir parabolik çanak sistemi gösterilmiştir.



Şekil 3.17 Parabolik çanak sistemi (Forristall, 2003)

3.2.3 Güç kulesi sistemleri

Güç kulesi sistemlerinde kulenin tepesinde bulunan alıcıya dik açılı güneş ışınlarını yansıtan güneşi takip eden, heliostat adı verilen, binlerce ayna kullanılır. Günümüzde mevcut alıcılar içerisinde erimiş nitrat tuzu bulundurur. Bu tuz alıcıdaki ısıyı alarak jeneratör türbinini döndür ve elektrik üretimini sağlayacak olan buharı üretmekte kullanılır. Önceleri su buharı direk olarak alıcıda üretilirken günümüzde yüksek ısı iletim ve ısı depolama özellikleri nedeniyle erimiş nitrat tuzu kullanan sistemler kullanılmaktadır. 50 – 200 MW'lık elektrik üretimi için güç kuleleri istenilen ebatlarda inşa edilebilir. Güç kulelerinin önemli bir avantajı erimiş tuzun 565,55 °C 'ye kadar ısıtılabilmesi ve 538 °C 'de buhar üretebilmesidir.

Şekil 3.18 ve 3.19'da güç kulesi sistemlerine örnekler gösterilmiştir.

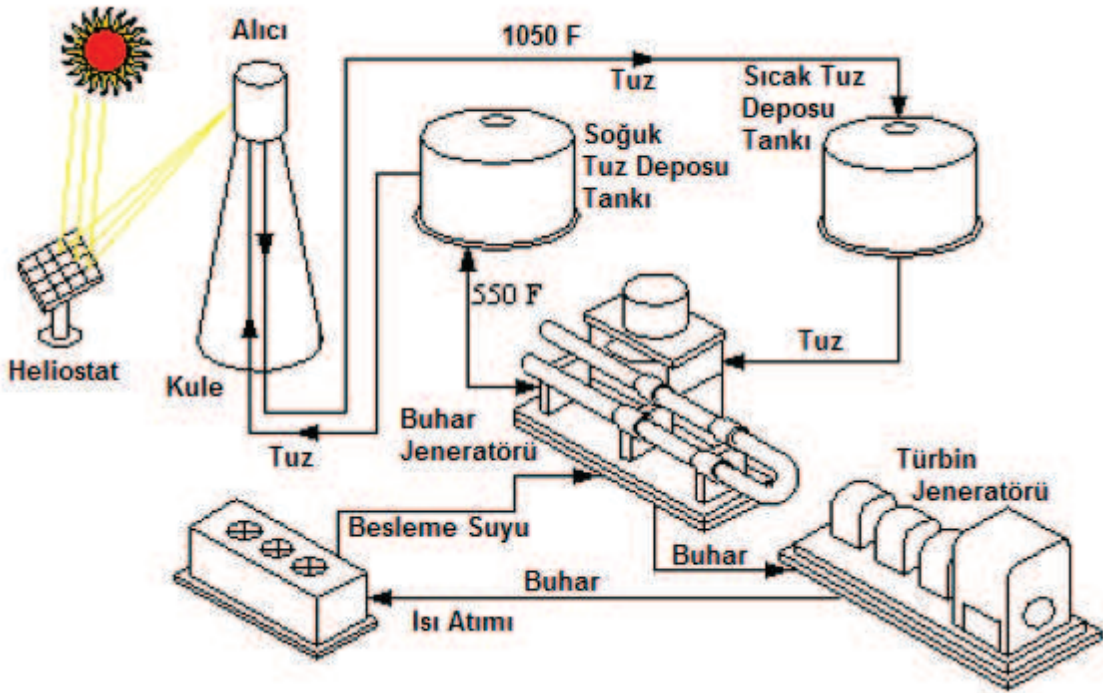


Şekil 3.18 Güç kulesi sistemleri (Price, 2003)



Şekil 3.19 Güç kulesi sistemleri (Price, 2003)

Şekil 3.20'de SOLAR II Güç Kulesi sisteminin şematik olarak gösterimi verilmiştir.



Şekil 3.20 SOLAR II güç kulesi sistemi şematik gösterimi (Price, 2003)

4. MODELLEME ÇALIŞMASI

4.1 Parabolik Oluklu Güneş Enerjisi Santralinin Engineering Equation Solver (EES) ile Modellenmesi

Parabolik Oluklu Güneş Enerjisi santral modelinin oluşturulabilmesi amacıyla Amerika'da Kramer Junction, California - Mojave Çölü'nde, Şubat 1989'da devreye alınmış olan SEGS VI (Solar Electric Generating Station VI) santrali referans alınmıştır. Santral 30 MW elektrik gücündedir ve 188000 m²'lik kolektör alanına sahiptir. Santralin genel özellikleri Çizelge 4.1'de verilmiştir.

Çizelge 4.1 SEGS VI elektrik santrali özellikleri

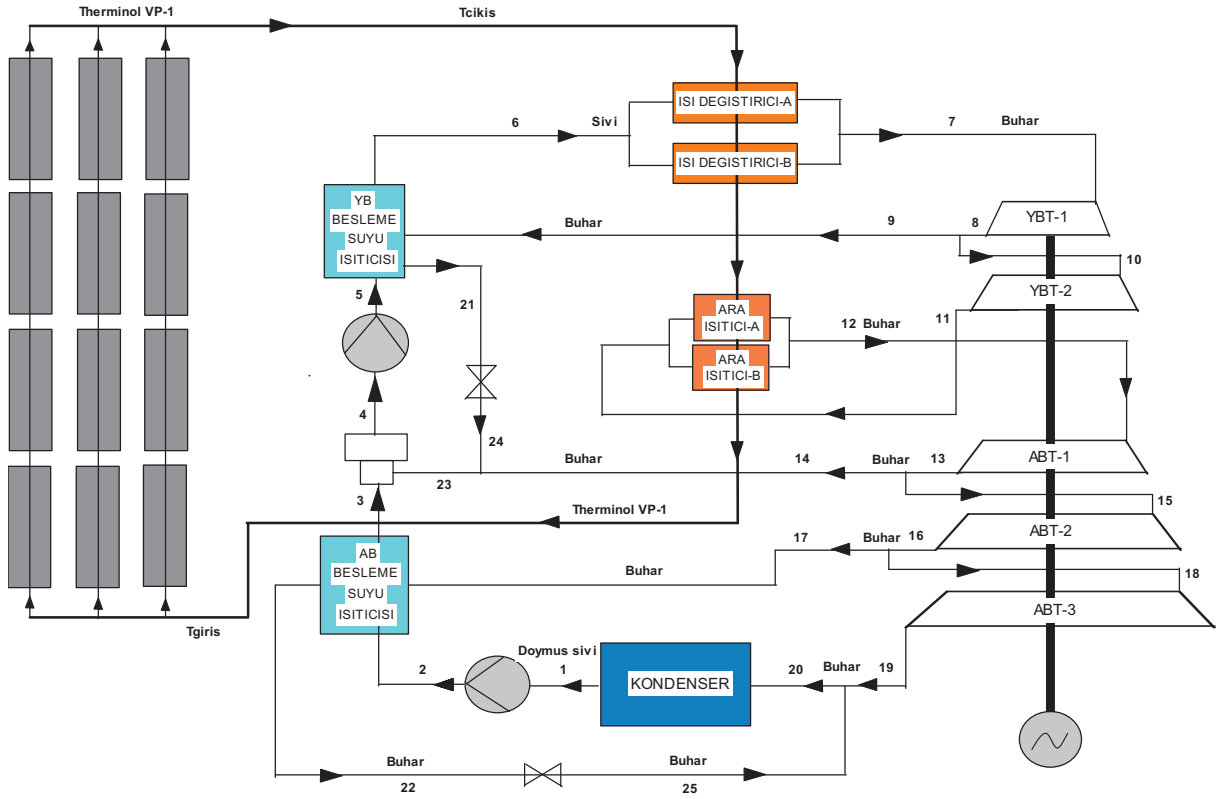
SEGS VI Elektrik Santrali	
Santral Gücü	30 MWe
Kolektör Adedi	800
Kolektör Başına Toplayıcı Adedi	12
Toplam Isı Toplama Elemanı Adedi	9600
Kolektör Alanı (m ²)	188000
Toplam Santral Alanı (m ²)	635000
Isı Transferi Akışkanı	Therminol VP-1
Akışkan Miktarı (Galon)	115500

SEGS VI santrali Şekil 4.1'de gösterilmektedir.



Şekil 4.1 SEGS VI elektrik santrali (Stoddard ve Abiecunas, 2006)

Şekil 4.2’de modellenmesi gerçekleştirilen santralin EES programında hazırlanan şematik gösterimi verilmiştir. Santral kolektörler, ısı değıştirciler, yüksek basınç ve alçak basınç türbinleri, kondenser, ara ısıtıcılar ve pompalar gibi komponentlerden oluşmaktadır.



Şekil 4.2 Modellemesi gerçekleştirilen güneş enerjisi santralinin şematik gösterimi

İlerleyen bölümlerde her bir komponentin modellemesinden kullanılan formüller detaylı olarak anlatılmıştır.

4.1.1 Kolektör modellemesi

Kolektör modellemesi ile kolektörde gerçekleşen enerji absorpsiyonu, ısı kayıplar, elde edilen enerji ve ısı transferi akışkanının çıkış sıcaklığı hesaplanmaktadır. Kolektörün modellenmesinde kullanılan denklemlerde (4.1)–(4.20), Patnode (2006) çalışmasından yararlanılmıştır.

Kolektörde, ısı toplama elemanları tarafından absorbe edilen enerji Q_{absorbed} denklem (4.1) ile hesaplanır.

$$Q_{\text{absorbed}} = \text{DNI} \cdot \cos(\theta) \cdot \text{IAM} \cdot \text{RowShadow} \cdot \text{EndLoss} \cdot \mu_{\text{field}} \cdot \mu_{\text{HCE}} \quad (4.1)$$

Burada;

Q_{absorbed} : Isı toplama elemanları tarafından absorbe edilen enerji

DNI: Isı şiddeti

θ : Gerçekleşme açısı

IAM: Açı düzeltme katsayısı

RowShadow: Paralel kolektörlerde oluşan gölgelere bağlı kayıp

EndLoss: Isı toplama elemanları uçlarından kaynaklanan kayıp

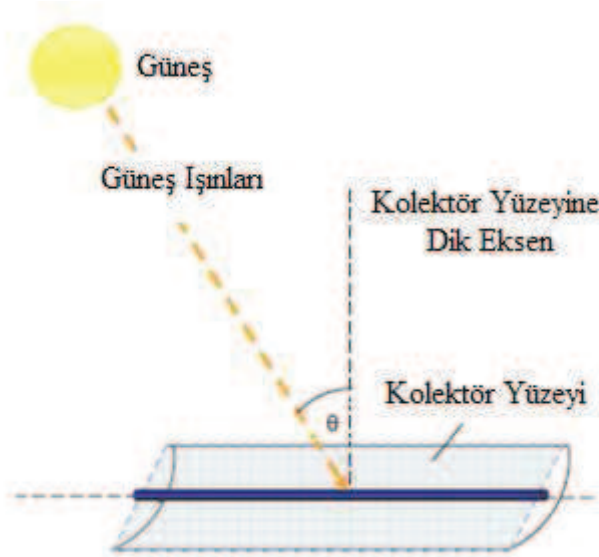
μ_{field} : Kolektör alanı verimi

μ_{HCE} : Isı toplama elemanı verimi

Dünyaya ulaşan güneş radyasyonunun bir kısmı atmosfer, su parçacıkları ve tozlar tarafından yutulur ve dolayısıyla yeryüzüne bu radyasyonun bir kısmı ulaşır. Yeryüzüne ulaşan bu radyasyon DNI ile ifade edilir.

Yeryüzüne ulaşan radyasyonun yeryüzüne dik olarak gelen kısmı toplayıcı boruların ısınmasını sağlar. Güneş ışınlarının yeryüzü normali ile arasında oluşan açı θ gerçekleşme açısı ile ifade edilir.

θ gerçekleşme açısı, Şekil 4.3'te gösterilmiştir.



Şekil 4.3 θ Gerçekleşme açısı (Patnode, 2006)

Güneşin dünyaya göre pozisyonu yıl içerisinde değişim göstermektedir. Bu değişim, dünya ekseninin 23.45° eğik olmasından kaynaklanır. Denklem (4.2) kullanılarak eğim açısı δ bulunur.

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284+n}{365}\right) \quad (4.2)$$

n : Günün yıl içindeki numarası (1 Ocak için 1, 31 Aralık için 365)

Gerçekleşme açısının hesaplanabilmesi için gerekli son açı zenit açısıdır. Zenit açısı denklem (4.3) kullanılarak hesaplanır.

$$\cos\theta_z = \cos(\delta) \cos(\phi) \cos(\omega) + \sin(\delta) \sin(\phi) \quad (4.3)$$

Burada;

δ :Eğim açısı

ϕ : Santralin enlem lokasyonu

Gerçekleşme açısı denklem (4.4) kullanılarak hesaplanır.

$$\cos\theta = \sqrt{\cos^2\theta_z + \cos^2\delta \sin^2\omega} \quad (4.4).$$

Gerçekleşme açısından kaynaklanan kayıplara ilave olarak, yine gerçekleşme açısına bağlı olarak oluşan kayıplar vardır. Bu kayıplar, gerçekleşme açısının artmasına bağlı olarak artış gösteren yansıma ve absorpsiyon nedeniyle oluşmaktadır. IAM açı düzeltme katsayısı, bu kayıplara bağlı bir düzeltme katsayısıdır. IAM, gerçekleşme açısına bağlı olarak denklem (4.6) ve (4.7)'de ifade edilmiştir.

$$K = \cos(\theta) + 0.000884(\theta) - 0.00005369(\theta)^2 \quad (4.5)$$

Burada;

θ : Gerçekleşme açısı

$$IAM = \frac{K}{\cos(\theta)} \quad (4.6)$$

$$IAM = 1 + 0.000884 \cdot \frac{\theta}{\cos(\theta)} - 0.00005369 \cdot \frac{\theta^2}{\cos(\theta)} \quad (4.7)$$

Günün belirli saatlerinde, güneş ışınlarının geliş açısına bağlı olarak bazı kolektörlerin üzerine düşen gölgeler çeşitli kayıpları oluşmaktadır. Paralel kolektörlerde oluşan gölgelere bağlı bu kayıp RowShadow, denklem (4.8) ile ifade edilir.

$$\text{RowShadow} = \frac{W_{\text{eff}}}{W} = \frac{L_{\text{spacing}}}{W} \cdot \frac{\cos(\theta_z)}{\cos(\theta)} \quad (4.8)$$

Burada;

RowShadow : Paralel kolektörlerde oluşan gölgelere bağlı kayıp

W_{eff} : Efektif (gölgede kalmayan) ayna genişliği

$L_{spacing}$: Paralel kolektörler arasındaki mesafe

W : Kolektör genişliği

θ_z : Zenit açısı

θ : Gerçekleşme açısı

Şekil 4.4'te gölge kayıpları açıklanmıştır.



Şekil 4.4 Paralel kolektörlerde oluşan gölgelere bağlı kayıpların gösterimi (Patnode, 2006)

Isı toplama elemanlarının uçlarında güneş ışınlarının absorpsiyonu gerçekleşmemektedir. Buna bağlı olarak da, ısı toplama elemanları uçlarından kaynaklanan kayıplar EndLoss oluşmaktadır. Bu kayıp denklem (4.9) ile ifade edilmektedir.

$$EndLoss = 1 - \frac{f \tan(\theta)}{L_{SCA}} \quad (4.9)$$

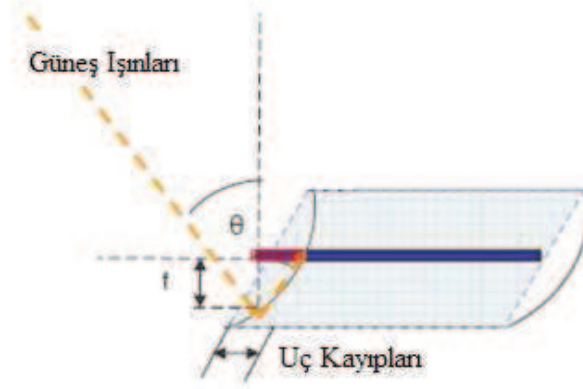
Burada;

f : Kolektörlerin odak uzaklığı

θ : Gerçekleşme açısı

L_{SCA} : Tek sıra kolektör grubunun uzunluğu

Isı toplama elemanlarının uçlarından oluşan kayıp Şekil 4.5'te gösterilmiştir.



Şekil 4.5 Isı toplama elemanları uçlarından kaynaklanan kayıp (Patnode, 2006)

Güneş radyasyonunun absorpsiyonunda ortaya çıkan son kayıp da kolektör alanı verimine ve ısı toplama elemanlarının verimine bağlı ortaya çıkan kayıplardır.

Kolektör alanı verimi denklem (4.10) ile ifade edilir:

$$\mu_{\text{field}} = \sum_{i=1}^{\text{NumCol}} \text{ColFrac}_i \cdot \text{TrkTwstErr}_i \cdot \text{GeoAcc}_i \cdot \text{MirRef}_i \cdot \text{MirCln}_i \quad (4.10)$$

Burada;

NumCol : Kolektör alanında yer alan farklı kolektör modeli adedi

ColFrac : Kolektörün, alanda yer alan kolektörlere oranı

TrkTwstErr : Güneş takip sisteminden kaynaklanan kayıplar

GeoAcc : Aynaların geometrik doğruluğu

MirRef : Aynanın yansıtıcılığı

MirCln : Aynanın kirliliği

Isı toplama elemanlarının verimi denklem (4.11) ile ifade edilir:

$$\mu_{\text{HCE}} = \sum_{i=1}^{\text{NumHCE}} \text{HCEFrac}_i \cdot \text{HCEdust}_i \cdot \text{BelShad}_i \cdot \text{EnvTrans}_i \cdot \text{HCEabs}_i \cdot \text{HCEmisc}_i \quad (4.11)$$

Burada;

NumHCE : Kolektör alanında yer alan farklı ısı toplama elemanı adedi

HCEFrac : Isı toplama elemanının, alanda yer alan ısı toplama elemanlarına oranı

HCEdust : Isı toplama elemanının kirliliğine bağlı kayıplar

BelShad : Isı toplama elemanları arasındaki bağlantıların neden olduğu kayıplar

EnvTrans : Borunun geçirgenliği

HCEabs : Isı toplama elemanı kaplamasının absorpsiyon katsayısı

HCEmisc : Isı toplama elemanında gerçekleşen diğer kayıplar

Isı toplama elemanında gerçekleşen ısı kayıplar denklem (4.12), (4.13) ve (4.14)'de verilen denklemler kullanılarak hesaplanır.

$$\text{HeatLoss} = a_0 + a_1 T + a_2 T^2 + a_3 T^3 + \text{DNI}(b_0 + b_1 T^2) \quad (4.12)$$

Burada;

HeatLoss : Isıl kayıplar

DNI : Isı şiddeti

a,b : Katsayılar

$$\text{HL}_{\text{field}} = \frac{\int_{T_1}^{T_0} \text{HeatLoss}}{T_0 - T_1} \quad (4.13)$$

$$\text{HL}_{\text{field}} = \frac{a_0(T_0 - T_1) + \frac{a_1}{2}(T_0^2 - T_1^2) + \frac{a_2}{3}(T_0^3 - T_1^3) + \frac{a_3}{4}(T_0^4 - T_1^4) + \text{DNI} \left[b_0(T_0 - T_1) + \frac{b_1}{3}(T_0^3 - T_1^3) \right]}{T_0 - T_1} \quad (4.14)$$

Burada;

T_0 : Çıkış sıcaklığı

T_1 : Giriş sıcaklığı

$$\text{RecHL} = \sum_{i=1}^{\text{NumHCETypes}} \text{HCEFrac}_i \cdot \frac{\text{HL}_{\text{field},i}}{\text{Genişlik}} \quad (4.15)$$

Burada;

Genişlik : Ayna genişliği

Kolektör alanında gerçekleşen diğer kayıp da borularda ortaya çıkan kayıplardır.

$$SfPipeHl = 0.01693\Delta T - 0.0001683\Delta T^2 + 6.78 \cdot 10^{-7}\Delta T^3 \quad (4.16)$$

Burada;

SfPipeHl : Borularda oluşan kayıplar [W/m²]

$$\Delta T = \frac{T_{\text{çıkış}} + T_{\text{giriş}}}{2} - T_{\text{çevre}} \quad (4.17)$$

Isı transferi akışkanı tarafından elde edilen net enerji; absorbe edilen enerjiden, ısı kayıplarının ve borularda gerçekleşen kayıpların çıkartılması ile elde edilir.

$$Q_{\text{toplanan}} = Q_{\text{absorbed}} - (\text{RecHl} + SfPipeHl) \quad (4.18)$$

Isı transferi akışkanının kazandığı enerji denklem (4.19) ile hesaplanır.

$$\Delta h_{\text{field}} = \frac{Q_{\text{toplanan}} \cdot \text{Genişlik} \cdot L_{\text{SCA}} \cdot N_{\text{SCA}}}{V_{\text{HTF}} \cdot \rho(T_1)} \quad (4.19)$$

Burada;

Δh_{field} : Isı transferi akışkanının kolektöre giriş ve çıkış entalpileri arasındaki fark

N_{SCA} : Kolektör grubu adedi

V_{HTF} : Isı transferi akışkanı kütle hızı

$\rho(T_1)$: Isı transferi akışkanının kolektör girişindeki yoğunluğu

$$h_{\text{çıkış}} = h_{\text{giriş}}(T_1) + \Delta h_{\text{alan}} \quad (4.20)$$

Isı transferi akışkanı olarak kullanılacak olan Therminol VP-1 akışkanı için yoğunluk, entalpi ve sıcaklık değerleri denklemler (4.21), (4.22) ve (4.23) kullanılarak hesaplanır. Belirtilen denklemler Solar Advisor Model-CSP Reference Manual (2008)'den elde edilmiştir.

$$\rho(T) = 1074.0 - 0.6367 \cdot T - 0.0007762 \cdot T^2 \quad (4.21)$$

$$h(T) = 1000 \cdot (-18.34 + 1.498 \cdot T + 0.001377 \cdot T^2) \quad (4.22)$$

$$T(h) = -1.58E - 10 \cdot h^2 + 0.00006072 \cdot h + 13.37 \quad (4.23)$$

4.1.2 Güç bloğu modellenmesi

Isı transferi sıvısı, kolektörlerden çıktıktan sonra güç bloğuna gönderilir. Güç bloğunda kullanılan akışkan su veya buhar olmaktadır. Güç bloğunda Clasius-Rankine çevrimi

kullanılmaktadır. Çevrimde besleme suyu ısıtıcısı, ısıtıcı, ara ısıtıcı bulunmaktadır. Akışkan kondenslerden doymuş sıvı olarak çıkar ve kondens pompası aracılığıyla alçak-basınç besleme suyu ısıtıcılarından ve degazörden geçebilecek yeterli basınca ulaşması için basınçlandırılır. Güç bloğunun modellenmesinde kullanılan denklemlerde (4.24)–(4.20), Stuetzle (2002), çalışmasından yararlanılmıştır.

4.1.2.1 Kondens pompası ve besleme suyu pompası

Pompaların adyabatik çalıştıkları fakat adyabatik tersinir olmadıkları kabul edilir. Pompaların tersinmez olmasının nedeni pompa içerisinde akışkanda gerçekleşen sürtünmedir. Dolayısıyla kondens pompasında gerçekleşen iş $h_2 - h_1$, adyabatik tersinir iş $h_{2,s} - h_1$ 'den daha büyük olmaktadır ve pompalar daha fazla iş gerektirmektedir. Pompanın tersinmezliği pompa izentropik verimi $\eta_{is,CP}$ ile ifade edilmektedir ve bu verim ideal işin gerçek işe oranı olmaktadır.

$$\eta_{is,CP} = \frac{h_{2,s} - h_1}{h_2 - h_1} \quad (4.24)$$

$h_{2,s}$ entalpisi, p_2 basıncındaki s_1 entropisi değerleri ile hesaplanır.

s_1 entropisi denklem (4.93), p_2 basıncı da denklem (4.62) kullanılarak hesaplanır. $h_{2,s}$ entalpisi s_1 entropisi ve p_2 basıncına bağlı olarak belirlenir. $\eta_{is,CP}$ izentropik veriminin Lippke'nin raporundan $\eta_{is,CP} = 0,7125$ olduğu bilinmektedir. Bu değerler denklem (4.24)'de kullanılarak h_2 entalpisi hesaplanabilir. T_2 sıcaklığı da p_2 basıncında gerçekleşen h_2 entalpi değerine bağlı olarak bulunur. Benzer şekilde s_2 entropisi değeri de p_2 basıncında gerçekleşen h_2 entalpi değerine bağlı olarak bulunur.

Yukarıda verilen denklem kondens pompasının modelinin tanımlanmasında kullanılır. Benzer hesaplamalar besleme suyu pompası için de geçerlidir. Santral için besleme suyu pompası izentropik verimi kondens pompası ile aynı olarak $\eta_{is,FP} = 0,7125$ verilmiştir. (Stuetzle, 2002)

$$\eta_{is,FP} = \frac{h_{5,s} - h_4}{h_5 - h_4} \quad (4.25)$$

Denklem (4.24)'de yer alan h_4 entalpisi, denklem (4.66)'dan hesaplanmaktadır. p_5 basıncı değeri denklem (4.83) kullanılarak hesaplanır. Dolayısıyla (4.25) eşitliği yardımıyla h_5 entropisi hesaplanır. Kondens pompasında olduğu gibi T_5 sıcaklığı ve s_5 entropisi p_5 basıncında gerçekleşen h_5 entalpi değerine bağlı olarak bulunur. $h_{5,s}$ entalpisi ise p_5

basıncında s_4 entropisine göre belirlenir.

Denklem (4.26)'de verilen kütle eşitliği de kullanılarak besleme suyu pompasının modellenmesi tamamlanır.

$$m_4 - m_5 = 0 \quad (4.26)$$

m_5 kütlesi denklem (4.79)'den hesaplanmaktadır ve denklem (4.26) kullanılarak m_4 kütlesi hesaplanabilir. Yukarıda verilen denklemler (4.25) – (4.26) besleme suyu pompasının modelinin tanımlanmasında kullanılır.

Mevcut uygulamada kondens pompası için kütle eşitliği denklemi bulunmamaktadır. A ve B ısı değiştiricilerindeki kütle akış hızları ölçümleri mevcuttur. Bu ölçülen akış değerlerini güç santrali modelinde veri olarak kullanabilmek için m_6 değerinden yola çıkılarak A ve B ısı değiştiricilerini takip eden santralin farklı elemanları için kütle eşitlikleri oluşturularak hesaplamalar yapılır. m_2 kütlesi alçak basınç besleme suyu ısıtıcısında m_3 kütlesi ile denklem (4.63)'te verilen kütle eşitliği oluşturularak bulunur. m_1 kütlesi, kondenser modelinde denklem (4.94)'te m_{20} kütlesi aracılığıyla hesaplanır. Kondens pompası için ayrıca bir kütle eşitliği oluşturmaya gerek duyulmamaktadır.

4.1.2.2 Yüksek basınç türbinleri YBT1, YBT2 ve alçak basınç türbinleri ABT1, ABT2, ABT3

Pompalarda olduğu gibi, türbinlerin tersinmezlikleri çok önemlidir. Genleşme işlemi adyabatik olarak kabul edilir fakat tersinmez olması nedeniyle, proses adyabatik tersinir olarak değerlendirilememektedir. Hem yüksek basınç kısmı hem de alçak basınç kısmı için egzoz iki-fazlı bölgededir. Dolayısıyla türbinde gerçekleşen entropi artışı sıcaklık artışına neden olmaz fakat entalpi değerini yükseltir. Birinci yüksek basınç türbini YBT1'i ele alırsak; genleşme işlemi adyabatik tersinir olarak gerçekleşseydi oluşan ideal iş $h_7 - h_{8,s}$ olurdu, fakat mevcut durumda oluşan gerçek iş $h_7 - h_8$ olmaktadır. Yüksek basınç kısmı için türbinde gerçekleşen tersinmezlik kayıpları izentropik verim $\eta_{is,YBT1}$ ile ifade edilir. Bu verim de türbinin gerçek işinin, türbinin ideal adyabatik tersinir işine oranı olarak ifade edilir.

$$\eta_{is,YBT1} = \frac{h_7 - h_8}{h_7 - h_{8,s}} \quad (4.27)$$

$h_{8,s}$ entalpisi p_8 basıncında s_7 entropisine bağlı olarak belirlenir.

p_8 basıncı, p_7 basıncı ve $R_{p,YBT1}$ sabit basınç oranı kullanılarak hesaplanır.

$$p_8 = p_7 * R_{p,YBT 1} \quad (4.28)$$

p_7 basıncı denklem (4.149) ile hesaplanır. h_7 entalpisi de denklem (4.148) ile hesaplanır ve böylece (4.27) eşitliği h_8 entalpisinin bulunabilmesi için kullanılır. T_8 sıcaklığı ve s_8 entropisi p_8 basıncında h_8 entalpi değerine göre belirlenir.

m_8 kütleli debinin hesaplanabilmesi için kütle eşitliği oluşturulur.

$$m_7 - m_8 = 0 \quad (4.29)$$

m_7 kütleli debisi denklem (4.146) ile hesaplanır.

Yukarıda verilen denklemler (4.27) – (4.29) yüksek basınç türbini YBT1'in izentropik verimi $\eta_{is,YBT 1} = 0,84$ ve sabit basınç oranı $R_{p,YBT 1} = 0,45$ kabulü yapılarak modelinin tanımlanmasında kullanılır.

İki yüksek basınç türbini YBT1 ile YBT2 arasında kütle bölünmesi gerçekleşir ve kütle eşitliği aşağıda verilen (4.30) eşitliği ile ifade edilir.

$$m_8 - m_9 - m_{10} = 0 \quad (4.30)$$

m_9 ile m_{10} arasındaki kütle oranının ayırıcı vana konumuna bağlı olarak sabit bir değer olduğu kabul edilir.

$$\frac{m_9}{m_{10}} = R_{m,YBT 1} \quad (4.31)$$

Denklem (4.31)'de belirtilen bu kütle oranı $R_{m,YBT 1} = 0,1463$ olarak kabul edilir. Ayrılan akımların mekanik ve termodinamik olarak eşit olduğu kabulü yapılır. (Stuetzle, 2002)

$$T_8 = T_9 = T_{10} \quad (4.32)$$

$$p_8 = p_9 = p_{10} \quad (4.33)$$

$$h_8 = h_9 = h_{10} \quad (4.34)$$

$$s_8 = s_9 = s_{10} \quad (4.35)$$

Yukarıda verilen denklemler (4.30) – (4.35) iki yüksek basınç türbini arasındaki ayırıcının modelinin tanımlanmasında kullanılır.

YBT2, ABT1, ABT2, ABT3 türbinleri için gerçekleştirilecek olan denklemler (4.27) – (4.29) denklemleri ile benzer olmaktadır. Bu türbinlerdeki tek fark, yüksek basınç türbininin çıkış basıncı p_{11} ve alçak basınç türbininin çıkış basıncı p_{19} denklem (4.28)'de belirtildiği gibi sabit bir basınç oranı ile hesaplanamaz. Bu türbinlerdeki basınçlar, yüksek basınç türbininde

Δp_{HP} , alçak basınç türbininde Δp_{LP} basınç düşüşleri ile hesaplanır.

$$\Delta p_{HP} = 0.190594967 + 0.00141797877 * m_7 - 0.0000218417721 * m_7^2 \quad (4.36)$$

$$\Delta p_{LP} = 0.00974136866 + 0.000321840787 * m_{12} - 0.00000548092767 * m_{12}^2 \quad (4.37)$$

Denklem (4.36) ve (4.37)'de verilen polinomlar farklı günlerde gerçekleştirilen türbin çıkış basınçları ölçümleri ile belirlenmiştir.

YBT2 yüksek basınç türbini için kullanılacak olan denklemler aşağıda verilmiştir:

$$\eta_{is,YBT 2} = \frac{h_{10}-h_{11}}{h_{10}-h_{11,s}} \quad (4.38)$$

$$p_{11} = \frac{p_7 * \Delta p_{HP}}{R_{p,YBT 1}} \quad (4.39)$$

T_{11} sıcaklığı ve s_{11} entropisi p_{11} basıncında gerçekleşen h_{11} entalpi değerine bağlı olarak bulunur. $h_{11,s}$ entalpisi ise p_{11} basıncında s_{10} entropisine göre belirlenir.

$$m_{10} - m_{11} = 0 \quad (4.40)$$

YBT2 yüksek basınç türbininin verimi $\eta_{is,YBT 2} = 0,84$ olarak kabul edilir. (Stuetzle, 2002)

Alçak basınç türbini ABT1 için de benzer denklemler kullanılır.

$$\eta_{is,ABT 1} = \frac{h_{12}-h_{13}}{h_{12}-h_{13,s}} \quad (4.41)$$

Burada h_{12} entalpi değeri denklem (4.153) ile hesaplanır.

p_{13} basınç değeri aşağıda verilen denklem (4.42) ile belirlenir.

$$p_{13} = p_{12} * R_{p,ABT 1} \quad (4.42)$$

p_{12} basınç değeri denklem (4.154) ile hesaplanır ve $R_{p,ABT 1}$ basınç oranı sabit kabul edilir ve

$R_{p,ABT 1} = 0,47$ oranı kullanılır. (Stuetzle, 2002) Geri kalan denklemler aşağıdaki gibidir:

T_{13} sıcaklığı ve s_{13} entropisi p_{13} basıncında gerçekleşen h_{13} entalpi değerine bağlı olarak bulunur. $h_{13,s}$ entalpisi ise p_{13} basıncında s_{12} entropisine göre belirlenir.

$$m_{12} - m_{13} = 0 \quad (4.43)$$

Türbin izentropik verimi $\eta_{is,ABT 1} = 0,8376$ olarak kabul edilir. (Stuetzle, 2002)

Alçak basınç türbinleri ABT1 ile ABT2 arasındaki çıkışlar denklem (4.30) – (4.35)'de olduğu gibi modellenebilir.

$$m_{13} - m_{14} - m_{15} = 0 \quad (4.44)$$

$$\frac{m_{14}}{m_{15}} = R_{m,ABT 1} \quad (4.45)$$

$$T_{13} = T_{14} = T_{15} \quad (4.46)$$

$$p_{13} = p_{14} = p_{15} \quad (4.47)$$

$$h_{13} = h_{14} = h_{15} \quad (4.48)$$

$$s_{13} = s_{14} = s_{15} \quad (4.49)$$

$R_{m,ABT 1}$ kütle oranı $R_{m,ABT 1} = 0,02$ olarak kabul edilir.

Alçak basınç türbini ABT2 modellemesi için kullanılacak hesaplamalar (4.50) – (4.52) denklemlerinde verilmiştir.

$$\eta_{is,ABT 2} = \frac{h_{15}-h_{16}}{h_{15}-h_{16,s}} \quad (4.50)$$

$$p_{16} = p_{15} * R_{p,ABT 2} \quad (4.51)$$

T_{16} sıcaklığı ve s_{16} entropisi p_{16} basıncında gerçekleşen h_{16} entalpi değerine bağlı olarak bulunur. $h_{16,s}$ entalpi ise p_{16} basıncında s_{15} entropisine göre belirlenir.

$$m_{15} - m_{16} = 0 \quad (4.52)$$

ABT2 alçak basınç türbininin izentropik verimi $\eta_{is,ABT 2} = 0,8623$, sabit basınç oranı $R_{p,ABT 2} = 0,1$ olarak kabul edilir. (Stuetzle, 2002)

Alçak basınç türbinleri ABT2 ile ABT3 arasındaki çıkışlar denklem (4.53) – (4.58)'de belirtildiği gibi modellenebilir.

$$m_{16} - m_{17} - m_{18} = 0 \quad (4.53)$$

$$\frac{m_{17}}{m_{18}} = R_{m,ABT 2} \quad (4.54)$$

$$T_{16} = T_{17} = T_{18} \quad (4.55)$$

$$p_{16} = p_{17} = p_{18} \quad (4.56)$$

$$h_{16} = h_{17} = h_{18} \quad (4.57)$$

$$s_{16} = s_{17} = s_{18} \quad (4.58)$$

$R_{m,ABT 2}$ kütle oranı $R_{m,ABT 2} = 0,02$ olarak kabul edilir. (Stuetzle, 2002)

Son olarak alçak basınç türbini ABT3'ün modellenmesi için gerekli denklemler aşağıda verilmiştir.

$$\eta_{is,ABT3} = \frac{h_{18}-h_{19}}{h_{18}-h_{19,s}} \quad (4.59)$$

$$p_{19} = \frac{p_{18} * \Delta p_{LP}}{R_{p,ABT1} * R_{p,ABT2}} \quad (4.60)$$

T_{19} sıcaklığı ve s_{19} entropisi p_{19} basıncında gerçekleşen h_5 entalpi değerine bağlı olarak bulunur. $h_{19,s}$ entalpisi ise p_{19} basıncında s_{18} entropisine göre belirlenir.

$$m_{18} - m_{19} = 0 \quad (4.61)$$

ABT3 alçak basınç türbininin izentropik verimi $\eta_{is,ABT3} = 0,7$ olarak kabul edilir. (Stuetzle, 2002)

4.1.2.3 Alçak basınç besleme suyu ısıtıcısı (ABBSI)

Alçak basınç besleme suyu ısıtıcısı kapalı çevrim bir sistemdir. Besleme suyu ısıtıcılarında boru tipi ısı değiştiriciler kullanılır. Besleme suyu borularında içerisinden geçirilerek türbinlerden ABT2 ve ABT3 arasında çıkan buhar ile ısıtılır. Buhar ile besleme suyu arasında enerji eşitliği oluşturularak alçak basınç besleme suyu ısıtıcısının modeli oluşturulur.

$$m_2 h_2 - m_3 h_3 + m_{17} h_{17} - m_{22} h_{22} = 0 \quad (4.62)$$

h_2 entalpisi denklem (4.24), h_3 entalpisi denklem (4.76), buharın entalpisi h_{17} denklem (4.57) aracılığıyla hesaplandığı için yukarıda verilen denklem ile h_{22} entalpisi hesaplanabilir. Buharın akış hızı m_{17} denklem (4.53) ve (4.54) ile hesaplanır. Besleme suyunun akış hızı m_2 , aşağıda verilen denklem ile hesaplanır.

$$m_2 - m_3 = 0 \quad (4.63)$$

m_3 akış hızı denklem (4.75) ile hesaplanır. Buharın çıkış kütlesi m_{22} aşağıda verilen denklem ile hesaplanır.

$$m_{17} - m_{22} = 0 \quad (4.64)$$

Boru tipi ısı değiştiricilerin içerisinden geçirilen besleme suyunda uzun, dar çaplı borularda gerçekleşen sürtünme nedeniyle büyük basınç kayıpları gerçekleşmektedir. Alçak basınç besleme suyu ısıtıcısı için p_2 basıncı aşağıda verilen denklem ile hesaplanır.

$$p_3 = p_2 * \Delta p_{ABBSI} \quad (4.65)$$

$\Delta p_{ABBSI} = 0,5$ kabulü sabit olarak alınır. p_3 basıncı denklem (4.74) ile hesaplanır. T_3 sıcaklığı ve s_3 entropisi, p_3 basıncında h_3 entalpi değerine göre belirlenir.

Yukarıda verilen denklemler (4.62) – (4.65) alçak basınç besleme suyu ısıtıcısı modelinin tanımlanmasında kullanılır.

4.1.2.4 Degazör ve vana

Türbin çıkışındaki buhar basıncı p_{14} denklem (4.47) ile bulunur.

$$p_{24} = p_{14} \quad (4.66)$$

Vanada ısı kaybı olmadığı varsayılır.

$$h_{24} = h_{21} \quad (4.67)$$

$$T_{24} = T_{21} \quad (4.68)$$

h_{21} denklem (4.80) ile bulunur. Vana için kütle dengesi oluşturulur.

$$m_{21} - m_{24} = 0 \quad (4.69)$$

m_{21} kütlesi denklem (4.78) ile belirlenir.

s_{24} entropisi, p_{24} basıncında h_{24} entalpi değerine göre belirlenir.

Yukarıda verilen denklemler (4.66) – (4.69) vana modelinin tanımlanmasında kullanılır.

Türbinden çıkan buhar, m_{23} kütlesi ile degazör giriş yapmaktadır.

$$m_{14} + m_{24} - m_{23} = 0 \quad (4.70)$$

m_{14} çıkış kütlesi denklemler (4.44) ve (4.45) ile bulunmaktadır. Degazör giren buharın h_{23} entalpi, aşağıda verilen enerji dengesi denklemi ile bulunur.

$$m_{14}h_{14} + m_{24}h_{24} - m_{23}h_{23} = 0 \quad (4.71)$$

h_{14} türbin çıkış entalpi denklem (4.48) ile bulunmaktadır. Akışlar arasında aşağıda belirtilen basınç dengesi vardır.

$$p_{23} = p_{14} \quad (4.72)$$

T_{23} sıcaklığı, p_{23} basıncında h_{23} entalpi değerine göre belirlenir.

s_{23} entropisi de, p_{23} basıncında h_{23} entalpi değerine göre belirlenir.

Yukarıda verilen denklemler (4.70) – (4.72) türbinden alınan buhar ile yüksek basınç besleme suyundan gelen atık buharın eşitliğinin oluşturulmasında kullanılır.

Degazör, giriş buhar basıncında doymuş su üretir. Dolayısıyla h_4 entalpi, p_{23} basınç

değerine göre belirlenir.

Degazör için, denklemler (4.73) ve (4.74)'te belirtilen basınç denklemleri kabul edilir.

$$p_4 = p_{23} \quad (4.73)$$

$$p_3 = p_4 \quad (4.74)$$

Buna göre besleme suyu çıkış sıcaklığı T_4 , p_4 basıncında h_4 entalpi değerine göre belirlenir.

s_4 entropisi de, p_4 basıncında h_4 entalpi değerine göre belirlenir.

Degazör giriş kütlesi m_3 için aşağıda verilen kütle eşitliği oluşturulur.

$$m_3 + m_{23} - m_4 = 0 \quad (4.75)$$

Burada m_4 kütlesi denklem (4.26)'den, m_{23} kütlesi denklem (4.70)'den bulunmaktadır. h_3 entalpisi aşağıda verilen enerji dengesi denklemi ile bulunur.

$$m_3 h_3 + m_{23} h_{23} - m_4 h_4 = 0 \quad (4.76)$$

Yukarıda verilen denklemler (4.73) – (4.76) degazör modelinin tanımlanmasında kullanılır.

4.1.2.5 Yüksek basınç besleme suyu ısıtıcısı

Yüksek basınç besleme suyu ısıtıcısı, alçak basınç besleme suyu ısıtıcısı gibi kapalı çevrim ısıtıcısıdır.

$$m_5 h_5 + m_6 h_6 - m_{21} h_{21} = 0 \quad (4.77)$$

h_9 entalpisi denklem (4.34)'ten, h_5 entalpisi denklem (4.25)'ten bulunmaktadır. m_9 kütlesi ise denklem (4.30) ve denklem (4.31) kullanılarak bulunmaktadır.

$$m_9 - m_{21} = 0 \quad (4.78)$$

$$m_5 - m_6 = 0 \quad (4.79)$$

Yukarıda verilen kütle eşitliklerinde m_6 kütlesi santral için bir girdi olarak verilmektedir.

h_{21} entalpisi yüksek basınç besleme suyu ısıtıcısının etkinlik değeri kullanılarak hesaplanır.

$$\epsilon_{YBBSI} = \frac{h_9 - h_{21}}{h_9 - h_5} \quad (4.80)$$

Yüksek basınç besleme suyu ısıtıcısının ϵ_{YBBSI} etkinlik değeri m_9 ve m_5 kütlelerinin bir fonksiyonu olarak bulunmaktadır.

$$B = \frac{1}{2} \left(\frac{m_9/m_5}{m_{90}/m_{50}} + \frac{m_5}{m_{50}} \right) \quad (4.81)$$

Santral için $m_{90} = 5,7319 \text{ kg/s}$ ve $m_{50} = 38,969 \text{ kg/s}$ dizayn değerleri kabul edilmektedir. (Stuetzle, 2002)

$$\varepsilon_{YBBSI} = 0.433509942 - 1.72903764 \cdot B + 3.21718006 \cdot B^2 - 1.29319762 \cdot B^3 \quad (4.82)$$

Besleme suyu için aşağıda belirtilen basınç düşüşleri kabul edilmektedir.

$$p_6 = p_5 \cdot \Delta p_{YBBSI,c} \quad (4.83)$$

$$p_{21} = p_9 \cdot \Delta p_{YBBSI,h} \quad (4.84)$$

$\Delta p_{YBBSI,c} = 0,8286$ ve $\Delta p_{YBBSI,h} = 0,236$ olmaktadır.

p_6 basıncı denklem (4.106)'dan, p_5 basıncı denklem (4.83)'ten bulunmaktadır. T_6 sıcaklığı ve s_6 entropisi p_6 basıncında h_6 entalpi değerine göre belirlenir.

Benzer şekilde; T_{21} sıcaklığı ve s_{21} entropisi p_{21} basıncında h_{21} entalpi değerine göre belirlenir.

Yukarıda verilen denklemler (4.77) – (4.84) yüksek basınç besleme suyu ısıtıcısının modelinin tanımlanmasında kullanılır.

4.1.2.6 Kondenser ve vana modellemesi

Kondenser, çevrimde tekrar kullanılması amacıyla buharın yoğunlaştırılması sonucunda besleme suyu üretilmesini sağlayan ekipmandır. Türbinden gelen buhar, alçak basınç besleme suyu ısıtıcısından gelen atık buhar ile karıştıktan sonra kondensere girer. Atık buhar vanadan geçerek karışıma gönderilir, dolayısıyla da aşağıda verilen basınç dengesi oluşmaktadır.

$$p_{25} = p_{19} \quad (4.85)$$

p_{19} basıncı denklem (4.81)'dan bulunmaktadır. vanada Δp_{TV2} basınç düşüşü gerçekleşir.

$$p_{25} = p_{22} \cdot \Delta p_{TV2} \quad (4.86)$$

$\Delta p_{TV2} = 0,57$ kabulü ile p_{22} basıncı hesaplanır.

T_{22} sıcaklığı ve s_{22} entropisi, p_{22} basıncında h_{22} entalpi değerine göre belirlenir.

Vanada entalpi, sıcaklık ve kütle değişimi gerçekleşmediği için aşağıda verilen denklemler oluşturulur.

$$h_{25} = h_{22} \quad (4.87)$$

$$T_{25} = T_{22} \quad (4.88)$$

$$m_{22} - m_{25} = 0 \quad (4.89)$$

m_{22} kütlesi denklem (4.64) ile hesaplanır.

s_{25} entropisi, p_{25} basıncında h_{25} entalpi değerine göre belirlenir.

Yukarıda verilen denklemler (4.85) – (4.89) vana modelinin tanımlanmasında kullanılır.

Kondensere giriş için aşağıda verilen kütle eşitliği oluşturulur.

$$m_{19} + m_{25} - m_{20} = 0 \quad (4.90)$$

m_{19} kütlesi denklem (4.61)'den bilinmektedir, dolayısıyla buradan m_{20} kütlesi hesaplanır.

Kondenser girişi için aşağıda verilen basınç eşitliği ve enerji dengesi denklemi oluşturulur.

$$p_{20} = p_{19} \quad (4.91)$$

$$m_{19}h_{19} + m_{25}h_{25} - m_{20}h_{20} = 0 \quad (4.92)$$

h_{19} entalpisi denklem (4.59)'dan bulunur. T_{20} sıcaklığı ve s_{20} entalpisi, p_{20} basıncında h_{20} entalpi değerine göre belirlenir.

Yukarıda verilen denklemler (4.90) – (4.92) türbinden alınan buhar ile alçak basınç besleme suyundan gelen atık buharın eşitliğinin oluşturulmasında kullanılır.

Karıştırılan buhar kondensere gönderilir ve burada soğutma suyuna ısını vererek soğuması ve yoğuşması sağlanır.

h_1 entalpisi, p_{20} basınç değerine göre belirlenir.

Kondenserde basınç ve kütle değişimi gerçekleşmemektedir. Dolayısıyla;

$$p_1 = p_{20} \quad (4.93)$$

$$m_{20} - m_1 = 0 \quad (4.94)$$

T_1 sıcaklığı ve s_1 entalpisi, p_1 basıncında h_1 entalpi değerine göre belirlenir.

$T_{soğ,i}$ soğutma suyu sıcaklığı sistem için tanımlanan değişkenlerden biridir. Soğutma suyunun atmosfer basıncında olduğu kabul edilir.

$$p_{soğ,i} = p_{atm} \quad (4.95)$$

$h_{soğ,i}$ entalpisi, p_1 basıncında T_1 sıcaklık değerine göre belirlenir.

Soğutma suyunun giriş - çıkış basınçlarında ve kütlelerinde değişiklik olmamaktadır.

$$P_{\text{soğ,o}} = P_{\text{soğ,i}} \quad (4.96)$$

$$m_{\text{soğ,i}} - m_{\text{soğ,o}} = 0 \quad (4.97)$$

$m_{\text{soğ,i}}$ soğutma suyu giriş kütlesi ile m_6 ısı değiştirici giriş kütlesi arasında aşağıda belirtilen denklem uygulanmaktadır:

$$m_{\text{soğ,i}} = 39.38 \cdot m_6 \quad (4.98)$$

Kondenser için aşağıda verilen enerji denge denklemi oluşturulur.

$$m_{\text{soğ,i}}(h_{\text{soğ,o}} - h_{\text{soğ,i}}) = m_{20}(h_{20} - h_1) \quad (4.99)$$

Buradan $h_{\text{soğ,o}}$ soğutma suyu çıkış entalpisi hesaplanır. $T_{\text{soğ,o}}$, $P_{\text{soğ,o}}$ basıncında $h_{\text{soğ,o}}$ entalpi değerine göre belirlenir.

Yukarıda verilen denklemler (4.93) – (4.99) kondenser modelinin oluşturulmasında kullanılır.

4.1.2.7 Isı değiştirici A-B ve ara ısıtıcı A-B

Isı değiştiriciler ve ara ısıtıcılar, kolektör ile santralin bağlantısını sağlar ve bu nedenle sistemin en önemli parçaları olmaktadır. Isı transferi akışkanı ile santralde kullanılan akışkan arasındaki ısı transferi bu ısı değiştiricilerde gerçekleşir.

Isı transferi akışkanı kolektörden çıktıktan sonra ikiye ayrılır. Akışkanın bir kısmı ısı değiştiricilere, kalan kısmı da ara ısıtıcılara gönderilir. Akışkan iki ısı değiştirici ve iki ara ısıtıcı arasında eşit olarak dağıtılmaktadır. Akışkanın ısı değiştiriciler ile ara ısıtıcılar arasında dağılımı da belirli bir oranda gerçekleşmektedir. Akışkan A ısı değiştiricisine a_A , B ısı değiştiricisine a_B , A ara ısıtıcısına b_A , B ara ısıtıcısına b_B oranlarında dağıtılmaktadır. $a_A = a_B = 0,4375$, $b_A = b_B = 0,0625$ olarak gerçekleşmektedir. (Stuetzle, 2002)

Benzer şekilde ısı değiştiricilerde gerçekleşen su veya buhar dağılımı da belirli oranlarda gerçekleşmektedir.

F_{IDA} , A ısı değiştiricisine giren besleme suyunu, F_{IDB} , B ısı değiştiricisine giren besleme suyunu belirtmektedir. Santral için $F_{IDA} = 0,49$ kabulü yapılmaktadır. (Stuetzle, 2002)

F_{AIA} , A ara ısıtıcısına giren buharı, F_{IDB} , B ara ısıtıcısına giren buharı belirtmektedir. Santral için $F_{AIA} = 0,53$ kabulü yapılmaktadır. (Stuetzle, 2002)

Buna göre aşağıda verilen denklemler oluşmaktadır:

$$F_{IDB} = 1 - F_{IDA} \quad (4.100)$$

$$F_{AIB} = 1 - F_{AIA} \quad (4.101)$$

Buna göre ısı değiştiricilere giren kütleler aşağıdaki denklemle belirlenmektedir.

$$m_{IDA} = F_{IDA} \cdot m_6 \quad (4.102)$$

$$m_{IDB} = F_{IDB} \cdot m_6 \quad (4.103)$$

A ve B ısı değiştiricilerinde oluşan basınç m_{IDA} ve m_{IDB} kütlelerine bağlı olarak aşağıda belirtilen polinomlar yardımıyla bulunur:

$$p_{IDA} = 1373.83964 - 374.607738 \cdot m_{IDA} + 128.736553 \cdot m_{IDA}^2 - 8.0075749 \cdot m_{IDA}^3 + 0.177361045 \cdot m_{IDA}^4 + p_{atm} \quad (4.104)$$

$$p_{IDB} = 683.996786 + 343.994696 \cdot m_{IDB} + 4.56017193 \cdot m_{IDB}^2 + p_{atm} \quad (4.105)$$

Bu basınçlar kullanılarak iş akışkanının ısı değiştiricilere giriş basıncı olan p_6 hesaplanabilir.

$$p_6 = F_{IDA} \cdot p_{IDA} + F_{IDB} \cdot p_{IDB} \quad (4.106)$$

Isı değiştiricilere giren akışkan sıcaklıkları $T_{Su,IDA}$ ve $T_{Su,IDB}$, T_6 sıcaklığına eşit olmaktadır.

$$T_{Su,IDA} = T_6 \quad (4.107)$$

$$T_{Su,IDB} = T_6 \quad (4.108)$$

Yüksek basınç türbininden gelen iş akışkanı benzer şekilde ara ısıtıcılara dağıtılır ve ara ısıtıcılara giren kütleler aşağıdaki denklemlerle belirlenmektedir.

$$m_{AIA} = F_{AIA} \cdot m_{11} \quad (4.109)$$

$$m_{AIB} = F_{AIB} \cdot m_{11} \quad (4.110)$$

Denklemlerde belirtilen m_{11} kütlesi denklem (4.40)'tan bilinmektedir. Ara ısıtıcılarda gerçekleşen p_{AIA} ve p_{AIB} basınçları p_{11} basıncına bağlı olarak hesaplanır.

$$p_{AIA} = p_{11} \cdot \Delta p_{AIA} \quad (4.111)$$

$$p_{AIB} = p_{11} \cdot \Delta p_{AIB} \quad (4.112)$$

p_{11} basıncı denklem (4.39) ile hesaplanmaktadır. Denklemlerde verilen Δp_{AIA} ve Δp_{AIB} basınç değişimleri aşağıda verilen polinomlar yardımıyla hesaplanır:

$$\Delta p_{AIA} = 1.03315016 - 0.00615276988 \cdot m_{AIA} + 0.0001673 \cdot m_{AIA}^2 \quad (4.113)$$

$$\Delta p_{AIB} = 1.01609492 - 0.00408501006 \cdot m_{AIB} + 0.0000767853121 \cdot m_{AIB}^2 \quad (4.114)$$

Ara ısıtıcılara girişte gerçekleşen $T_{Buhar,AIA,i}$ ve $T_{Buhar,AIB,i}$ sıcaklıklarının yüksek basınç türbini çıkışında oluşan T_{11} sıcaklığına eşit olduğu kabul edilir.

$$T_{Buhar,AIA,i} = T_{11} \quad (4.115)$$

$$T_{Buhar,AIB,i} = T_{11} \quad (4.116)$$

Isı değıştiricilerde ve ara ısıtıcılarda gerçekleşen ısı transferi aşağıda verilen denklemler ile belirlenir:

$$Q_{IDA} = a_A \rho_{HTF} c_{HTF} V_{HTF} (T_{\text{çıkış}} - T_{HTF,IDA}) \quad (4.117)$$

$$Q_{IDB} = a_B \rho_{HTF} c_{HTF} V_{HTF} (T_{\text{çıkış}} - T_{HTF,IDB}) \quad (4.118)$$

$$Q_{AIA} = b_A \rho_{HTF} c_{HTF} V_{HTF} (T_{\text{çıkış}} - T_{HTF,AIA}) \quad (4.119)$$

$$Q_{AIB} = b_B \rho_{HTF} c_{HTF} V_{HTF} (T_{\text{çıkış}} - T_{HTF,AIB}) \quad (4.120)$$

$$Q_{IDA} = UA_{IDA} \frac{\Delta T_{IDA,1} - \Delta T_{IDA,2}}{\ln(\Delta T_{IDA,1} / \Delta T_{IDA,2})} \quad (4.121)$$

$$Q_{IDB} = UA_{IDB} \frac{\Delta T_{IDB,1} - \Delta T_{IDB,2}}{\ln(\Delta T_{IDB,1} / \Delta T_{IDB,2})} \quad (4.122)$$

$$Q_{AIA} = UA_{AIA} \frac{\Delta T_{AIA,1} - \Delta T_{AIA,2}}{\ln(\Delta T_{AIA,1} / \Delta T_{AIA,2})} \quad (4.123)$$

$$Q_{AIB} = UA_{AIB} \frac{\Delta T_{AIB,1} - \Delta T_{AIB,2}}{\ln(\Delta T_{AIB,1} / \Delta T_{AIB,2})} \quad (4.124)$$

Denklemden verilen sıcaklık farkları aşağıda verilen denklemlerle belirlenir:

$$\Delta T_{IDA,1} = T_{\text{çıkış}} - T_{Buhar,IDA} \quad (4.125)$$

$$\Delta T_{IDA,2} = T_{HTF,IDA} - T_{Su,IDA} \quad (4.126)$$

$$\Delta T_{IDB,1} = T_{\text{çıkış}} - T_{Buhar,IDB} \quad (4.127)$$

$$\Delta T_{IDB,2} = T_{HTF,IDB} - T_{Su,IDB} \quad (4.128)$$

$$\Delta T_{AIA,1} = T_{\text{çıkış}} - T_{Buhar,AIA,o} \quad (4.129)$$

$$\Delta T_{AIA,2} = T_{HTF,AIA} - T_{Buhar,AIA,i} \quad (4.130)$$

$$\Delta T_{AIB,1} = T_{\text{çıkış}} - T_{Buhar,AIB,o} \quad (4.131)$$

$$\Delta T_{AIB,2} = T_{HTF,AIB} - T_{Buhar,AIB,i} \quad (4.132)$$

$T_{\text{Buhar,IDA}}$ A ısı değiştiricisinden iş akışkanının çıkış sıcaklığını, $T_{\text{Buhar,IDB}}$ B ısı değiştiricisinden iş akışkanının çıkış sıcaklığını, $T_{\text{Buhar,AIA,o}}$ A ara ısıtıcısının çıkış sıcaklığını, $T_{\text{Buhar,AIB,o}}$ B ara ısıtıcısının çıkış sıcaklığını belirtmektedir.

Isı transfer katsayıları, ısı değiştiriciden ısı değiştiriciye farklılık göstermektedir. Bu katsayı ısı değiştirici akışkan hızı V_{HTF} ve iş akışkan hızı m_6 değerlerine bağlı olmaktadır. Buna göre aşağıda belirtilen değişken tanımlanmaktadır:

$$M = \frac{1}{2} \left(\frac{V_{\text{HTF}}}{V_{\text{HTF},0}} + \frac{m_6}{m_{6,0}} \right) \quad (4.133)$$

$V_{\text{HTF},0} = 0,624$ ve $m_{6,0} = 39,9$ dizayn değerleri kabul edilmektedir. (Stuetzle, 2002)

Yukarıda hesaplanan M değişkeni ısı transfer katsayılarının hesaplanması için kullanılır:

$$UA_{\text{IDA}} = -792.404548 + 5631.66157 \cdot M - 5732.19845 \cdot M^2 + 2201.04063 \cdot M^3 \quad (4.134)$$

$$UA_{\text{IDB}} = -1460.34016 + 8693.5446 \cdot M - 10858.5127 \cdot M^2 + 4905.3059 \cdot M^3 \quad (4.135)$$

$$UA_{\text{AIA}} = -8217.68129 + 92925.7393 \cdot M + 168323.253 \cdot M^2 \quad (4.136)$$

$$UA_{\text{AIB}} = 13356.4707 - 68312.7678 \cdot M + 348273.243 \cdot M^2 \quad (4.137)$$

Isı değiştiriciler ve ara ısıtıcılar için etkinlik değerleri aşağıda verilen denklemlerle belirlenir:

$$\varepsilon_{\text{IDA}} = \frac{T_{\text{Buhar,IDA}} - T_{\text{Su,IDA}}}{T_{\text{Çıkış}} - T_{\text{Su,IDA}}} \quad (4.138)$$

$$\varepsilon_{\text{IDB}} = \frac{T_{\text{Buhar,IDB}} - T_{\text{Su,IDB}}}{T_{\text{Çıkış}} - T_{\text{Su,IDB}}} \quad (4.139)$$

$$\varepsilon_{\text{AIA}} = \frac{T_{\text{Buhar,AIA,o}} - T_{\text{Buhar,AIA,i}}}{T_{\text{Çıkış}} - T_{\text{Buhar,AIA,i}}} \quad (4.140)$$

$$\varepsilon_{\text{AIB}} = \frac{T_{\text{Buhar,AIB,o}} - T_{\text{Buhar,AIB,i}}}{T_{\text{Çıkış}} - T_{\text{Buhar,AIB,i}}} \quad (4.141)$$

Isı değiştirici akışkan hızı ve iş akışkan hızı değerlerine bağlı olarak, M değişkeni ile aşağıda verilen polinomlar oluşturulur:

$$\varepsilon_{\text{IDA}} = 0.276005152 + 4.8581535 \cdot M - 12.1350267 \cdot M^2 + 12.7277158 \cdot M^3 - 4.81249776 \cdot M^4 \quad (4.142)$$

$$\varepsilon_{\text{IDB}} = 0.960949494 - 0.0622394235 \cdot M + 0.00829799829 \cdot M^2 \quad (4.143)$$

$$\varepsilon_{\text{AIA}} = -1.55221859 + 15.7766242 \cdot M - 35.5777164 \cdot M^2 + 34.4175845 \cdot M^3 - 12.1448263 \cdot M^4 \quad (4.144)$$

$$\varepsilon_{AIB} = -1.28023253 + 13.429928 \cdot M - 29.1850288 \cdot M^2 + 27.6156082 \cdot M^3 - 9.66507556 \cdot M^4 \quad (4.145)$$

$h_{\text{Buhar,IDA}}$, $h_{\text{Buhar,IDB}}$, $h_{\text{Buhar,AIA,o}}$, $h_{\text{Buhar,AIB,o}}$ entalpi değerleri, basınç ve sıcaklık değerlerine göre belirlenmektedir.

A ve B ısı değiştiricileri için aşağıda belirtilen kütle eşitliği kurulur.

$$m_{\text{IDA}} + m_{\text{IDB}} - m_7 = 0 \quad (4.146)$$

T_7 sıcaklığı, h_7 entalpisi ve p_7 basıncı aşağıda verilen denklemler yardımıyla hesaplanır.

$$T_7 = F_{\text{IDA}} \cdot T_{\text{Buhar,IDA}} + F_{\text{IDB}} \cdot T_{\text{Buhar,IDB}} \quad (4.147)$$

$$h_7 = F_{\text{IDA}} \cdot h_{\text{Buhar,IDA}} + F_{\text{IDB}} \cdot h_{\text{Buhar,IDB}} \quad (4.148)$$

$$p_7 = F_{\text{IDA}} \cdot p_{\text{IDA}} + F_{\text{IDB}} \cdot p_{\text{IDB}} - \Delta p_{\text{ID}} \quad (4.149)$$

Isı değiştiricide gerçekleşen basınç düşüşü Δp_{ID} , m_7 kütesine bağlı olarak aşağıda verilen denklem yardımıyla hesaplanır.

$$\Delta p_{\text{ID}} = -9.81020595 + 2.7603402 \cdot m_7 + 0.278971331 \cdot m_7^2 \quad (4.150)$$

s_7 entropisi, p_7 basıncında h_7 entalpi değerine göre belirlenir.

A ve B ara ısıtıcıları için aşağıda belirtilen kütle eşitliği kurulur.

$$m_{\text{AIA}} + m_{\text{AIB}} - m_{12} = 0 \quad (4.151)$$

T_{12} sıcaklığı, h_{12} entalpisi ve p_{12} basıncı aşağıda verilen denklemler yardımıyla hesaplanır.

$$T_{12} = F_{\text{AIA}} \cdot T_{\text{Buhar,AIA,o}} + F_{\text{AIB}} \cdot T_{\text{Buhar,AIB,o}} \quad (4.152)$$

$$h_{12} = F_{\text{AIA}} \cdot h_{\text{Buhar,AIA,o}} + F_{\text{AIB}} \cdot h_{\text{Buhar,AIB,o}} \quad (4.153)$$

$$p_{12} = F_{\text{AIA}} \cdot p_{\text{AIA}} + F_{\text{AIB}} \cdot p_{\text{AIB}} - \Delta p_{\text{AI}} \quad (4.154)$$

Isı değiştiricide gerçekleşen basınç düşüşü Δp_{RH} , m_{12} kütesine bağlı olarak aşağıda verilen denklem yardımıyla hesaplanır.

$$\Delta p_{\text{RH}} = -124.845039 + 5.63854205 \cdot m_{12} - 0.0510125894 \cdot m_{12}^2 \quad (4.155)$$

s_{12} entropisi, p_{12} basıncında h_{12} entalpi değerine göre belirlenir.

4.1.2.8 Elde edilen santral gücünün hesaplanması

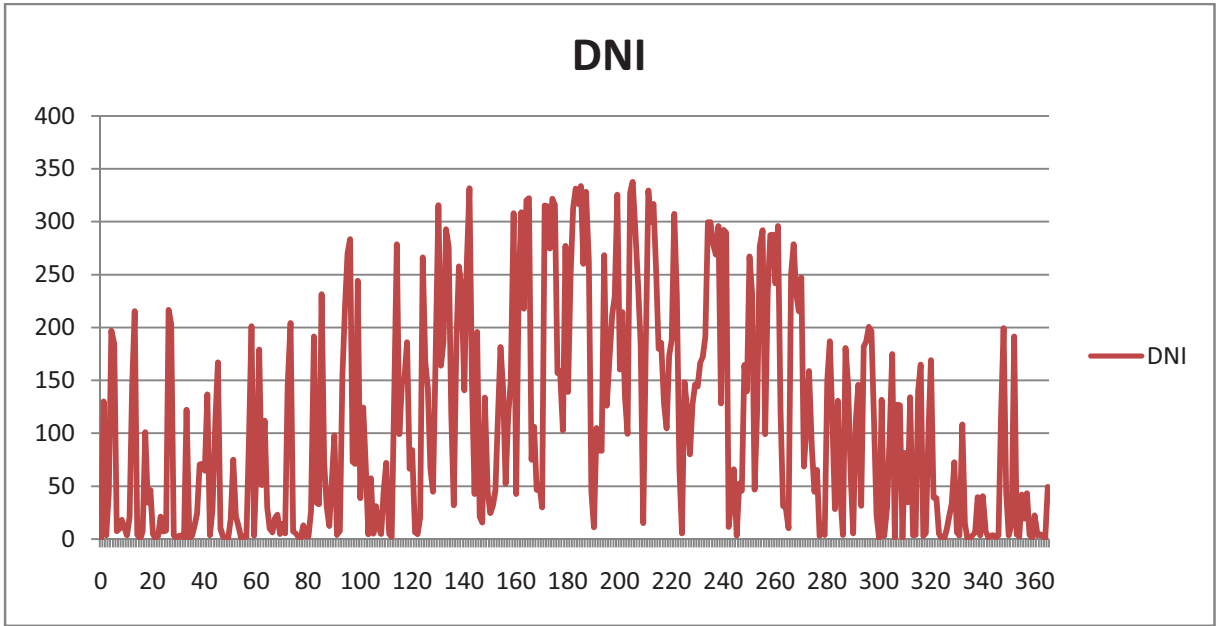
Santral gücünü, türbinlerde elde edilen güçler oluşturmaktadır.

$$P_{\text{Gross}} = m_7 h_7 - m_8 h_8 + m_{10} h_{10} - m_{11} h_{11} + m_{12} h_{12} - m_{13} h_{13} + m_{15} h_{15} - m_{16} h_{16} + m_{18} h_{18} - m_{19} h_{19} \quad (4.156)$$

4.2 İstanbul Koşullarında Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi Santrali ile Enerji Üretimi

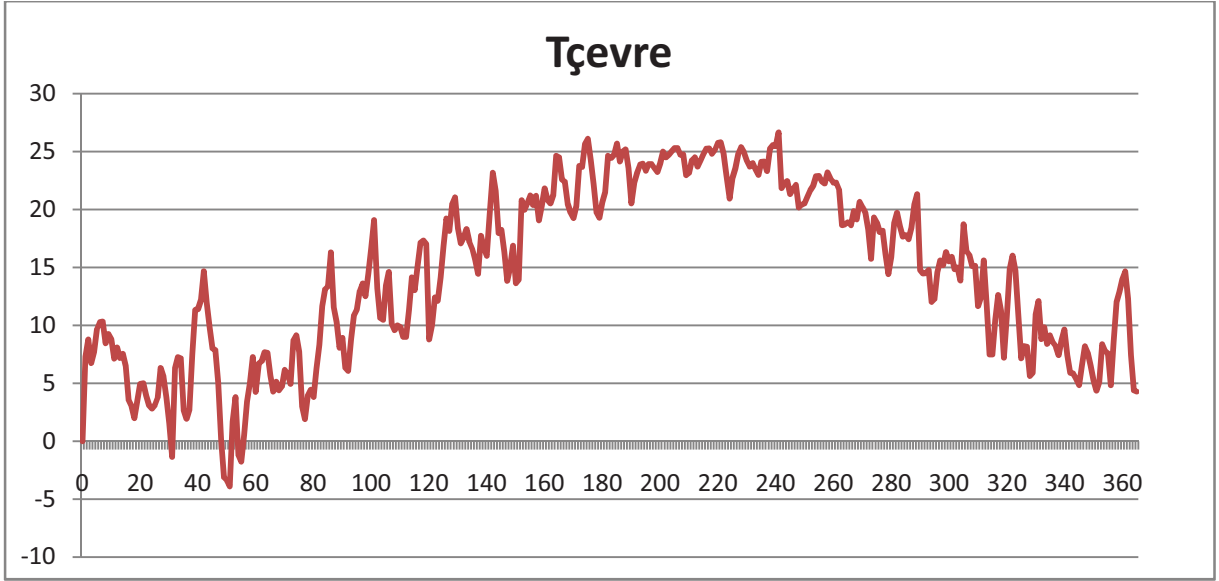
Bölüm 4.1’de modellenmesi gerçekleştirilen parabolik oluklu güneş enerji santralinin İstanbul ilinde kurulması halinde üretilebilecek elektrik miktarının hesaplanabilmesi için İstanbul iklim koşulları kullanılarak EES programında bir modelleme çalışması gerçekleştirilmiştir.

Şekil 4.6’da İstanbul’un aylara göre direkt güneş ışınım şiddeti (DNI) değerleri verilmiştir. Bu değerler santral modelinde veri olarak kullanılmıştır.



Şekil 4.6 İzmir’in günlere göre direkt güneş ışınım şiddeti (Wh/m²)

Şekil 4.7’de İstanbul’un günlere göre ortalama sıcaklık değerleri verilmiştir. Bu değerler de santral modelinde veri olarak kullanılmıştır.



Şekil 4.7 İstanbul'un günlere göre ortalama sıcaklık değerleri

Buna göre gerçekleştirilen çalışma sonucunda 30MW elektrik gücündeki santralin İstanbul'da kurulması durumunda yıllık olarak elde edilecek elektrik miktarı 7,12 GWh olarak hesaplanmıştır. Santralin günlük üretimi Çizelge 4.2'de ve Şekil 4.8'de gösterilmiştir.

Çizelge 4.2 İstanbul koşullarında günlük elektrik üretimi

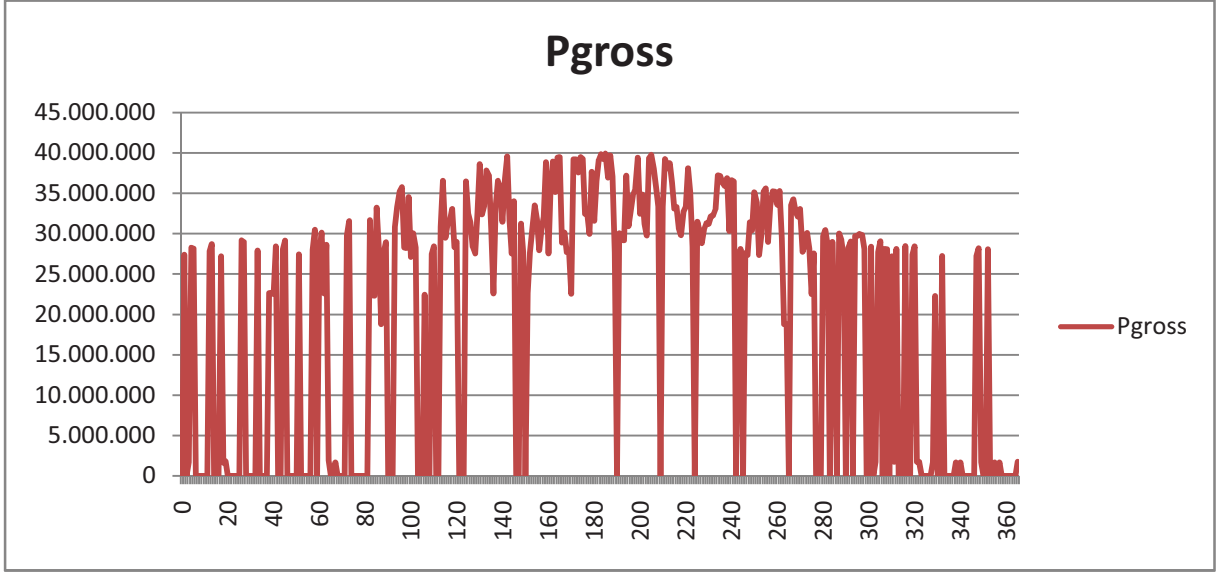
Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)	Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)
1	27.378.675	44	28.008.264
2	0	45	29.122.554
3	1.690.509	46	0
4	28.250.090	47	0
5	28.117.275	48	0
6	0	49	0
7	0	50	0
8	0	51	27.401.936
9	0	52	0
10	0	53	0
11	0	54	0
12	27.721.429	55	0
13	28.680.124	56	0
14	0	57	28.005.073
15	0	58	30.461.211
16	0	59	0
17	27.190.515	60	27.536.298
18	1.639.015	61	30.108.176
19	1.812.964	62	22.581.443
20	0	63	28.588.274
21	0	64	1.912.614
22	0	65	0
23	0	66	0
24	0	67	1.660.289
25	0	68	0
26	29.149.385	69	0
27	28.983.345	70	0
28	0	71	0
29	0	72	29.771.511
30	0	73	31.531.404
31	0	74	0
32	0	75	0
33	27.885.619	76	0
34	0	77	0
35	0	78	0
36	0	79	0
37	0	80	0
38	22.609.450	81	0
39	22.645.197	82	31.658.269
40	22.523.744	83	22.334.300
41	28.398.276	84	22.289.743
42	0	85	33.223.416
43	0	86	28.070.477

Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)	Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)
87	18.778.248	132	18.778.248
88	0	133	0
89	27.557.021	134	27.557.021
90	28.938.860	135	28.938.860
91	0	136	0
92	0	137	0
93	30.828.899	138	30.828.899
94	33.291.919	139	33.291.919
95	35.207.662	140	35.207.662
96	35.737.711	141	35.737.711
97	28.277.547	142	28.277.547
98	28.219.825	143	28.219.825
99	34523108	144	34.523.108
100	27.114.363	145	27.114.363
101	30.053.683	146	30.053.683
102	28.202.254	147	28.202.254
103	0	148	0
104	0	149	0
105	0	150	0
106	22.406.058	151	22.406.058
107	0	152	0
108	0	153	0
109	27.430.805	154	27.430.805
110	28.412.653	155	28.412.653
111	0	156	0
112	0	157	0
113	30.832.114	158	30.832.114
114	36.547.547	159	36.547.547
115	29.456.518	160	29.456.518
116	31.293.218	161	31.293.218
117	31.578.908	162	31.578.908
118	33.043.970	163	33.043.970
119	28.317.207	164	28.317.207
120	28.960.462	165	28.960.462
121	0	166	0
122	0	167	0
123	0	168	0
124	36.458.725	169	36.458.725
125	32.436.849	170	32.436.849
126	31.346.619	171	31.346.619
127	28.378.975	172	28.378.975
128	27.543.905	173	27.543.905
129	32.534.076	174	32.534.076
130	38.586.356	175	38.586.356
131	32.393.370	176	32.393.370

Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)	Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)
177	18.778.248	222	35.012.458
178	0	223	28.335.758
179	27.557.021	224	0
180	28.938.860	225	31.466.635
181	0	226	30.268.204
182	0	227	28.807.913
183	30.828.899	228	30.496.002
184	33.291.919	229	31.282.839
185	35.207.662	230	31.174.028
186	35.737.711	231	32.094.777
187	28.277.547	232	32.299.125
188	28.219.825	233	33.055.214
189	34.523.108	234	37.190.552
190	27.114.363	235	37.137.874
191	30.053.683	236	36.292.390
192	28.202.254	237	35.901.118
193	0	238	36.850.892
194	0	239	30.299.991
195	0	240	36.601.017
196	22.406.058	241	36.452.500
197	0	242	0
198	0	243	22.590.444
199	27.430.805	244	28.086.847
200	28.412.653	245	0
201	0	246	27.590.179
202	0	247	27.345.062
203	30.832.114	248	31.398.614
204	36.547.547	249	30.407.534
205	29.456.518	250	35.092.744
206	31.293.218	251	33.803.477
207	31.578.908	252	27.332.998
208	33.043.970	253	29.741.523
209	28.317.207	254	35.148.587
210	28.960.462	255	35.602.184
211	0	256	28.950.065
212	0	257	33.482.858
213	0	258	35.237.527
214	36.458.725	259	35.167.395
215	32.436.849	260	33.559.118
216	31.346.619	261	35.281.020
217	28.378.975	262	29.437.219
218	27.543.905	263	18.770.893
219	32.534.076	264	18.756.730
220	38.586.356	265	0
221	32.393.370	266	33.434.625

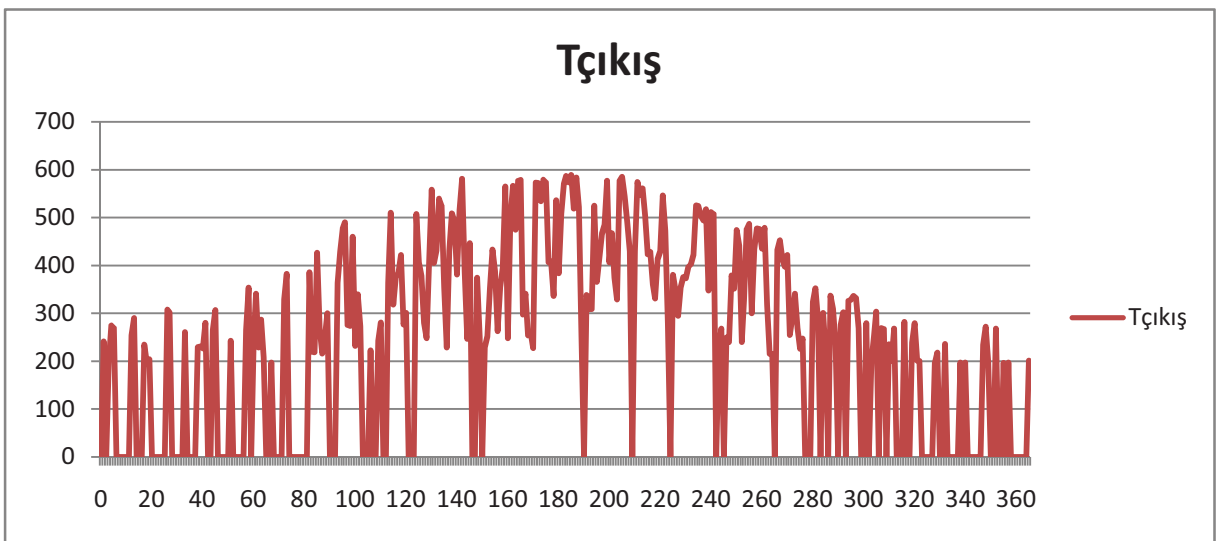
Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)	Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)
267	34.242.486	312	28.078.424
268	32.683.026	313	0
269	32.079.715	314	0
270	33.026.592	315	0
271	27.719.400	316	28.451.029
272	28.731.675	317	0
273	30.093.947	318	0
274	28.118.707	319	27.321.808
275	22.511.117	320	28.386.474
276	27.531.307	321	1750169
277	0	322	1735322
278	0	323	0
279	0	324	0
280	29.577.767	325	0
281	30.435.681	326	0
282	28.592.648	327	0
283	0	328	1.619.208
284	28.965.036	329	22.274.717
285	18791795	330	0
286	0	331	0
287	29.989.275	332	27.228.072
288	29.183.784	333	0
289	27.211.178	334	0
290	0	335	0
291	28.279.589	336	0
292	29.004.375	337	0
293	0	338	1.656.589
294	29.677.850	339	0
295	29.730.297	340	1.662.622
296	29.957.066	341	0
297	29.837.434	342	0
298	28.099.601	343	0
299	0	344	0
300	0	345	0
301	28.384.916	346	0
302	0	347	27.186.012
303	1.740.709	348	28.191.086
304	27.650.244	349	1.684.779
305	29.049.281	350	0
306	0	351	0
307	28.107.739	352	28.072.755
308	28.066.048	353	0
309	0	354	0
310	27.201.699	355	1.651.865

Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)	Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)
311	1.754.178	356	0
357	1.666.364	362	0
358	0	363	0
359	0	364	0
360	0	365	1.751.448
361	0	TOPLAM	7.117.727.868



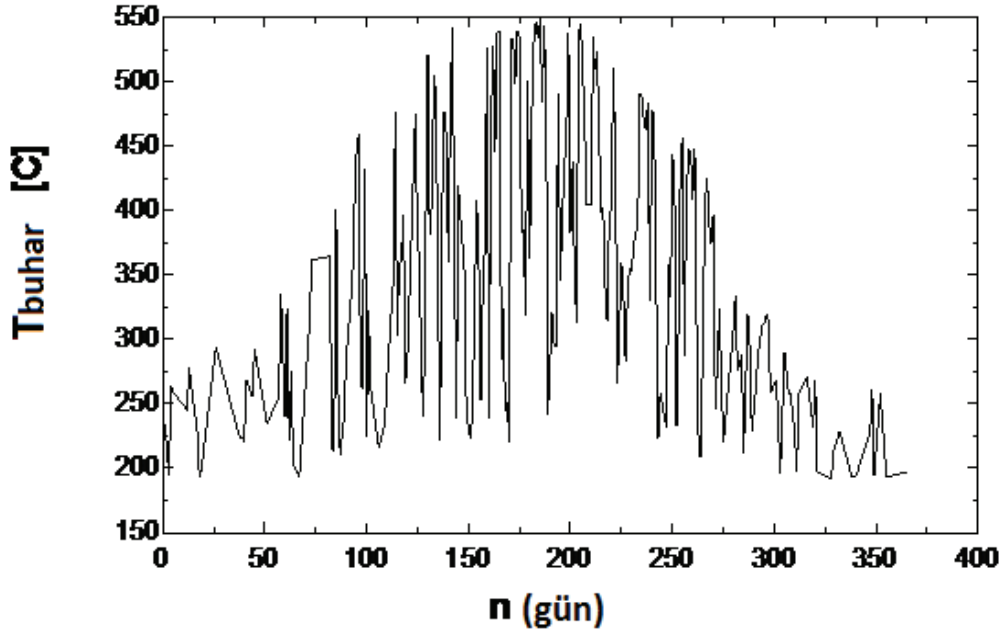
Şekil 4.8 İstanbul koşullarında günlük elektrik üretimi

Kolektör çıkışında ısı transferi akışkanın ulaştığı çıkış sıcaklıkları Şekil 4.9’da gösterilmiştir.



Şekil 4.9 Kolektör çıkış sıcaklıkları

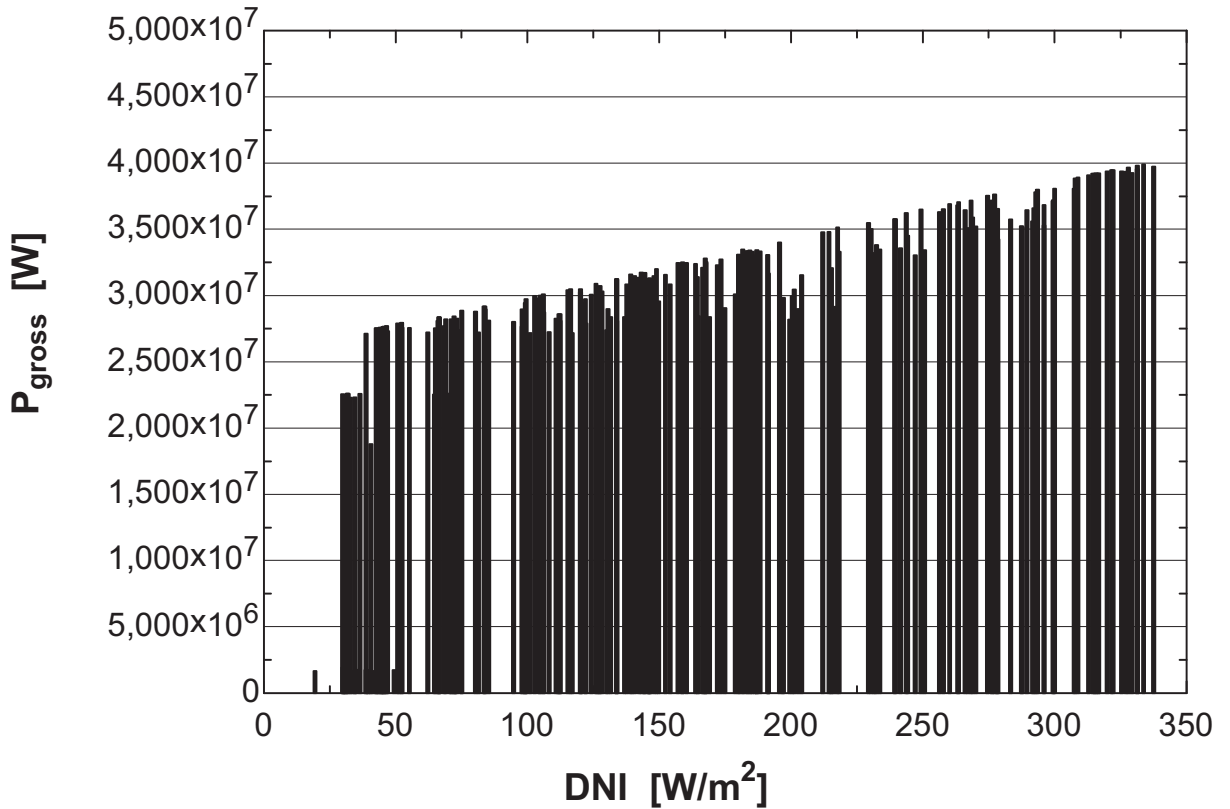
Santralde elde edilen buharın yıl içerisinde ulaştığı sıcaklıklar Şekil 4.17’de verilmiştir.



Şekil 4.10 İstanbul koşullarında santralde elde edilen buhar sıcaklıkları

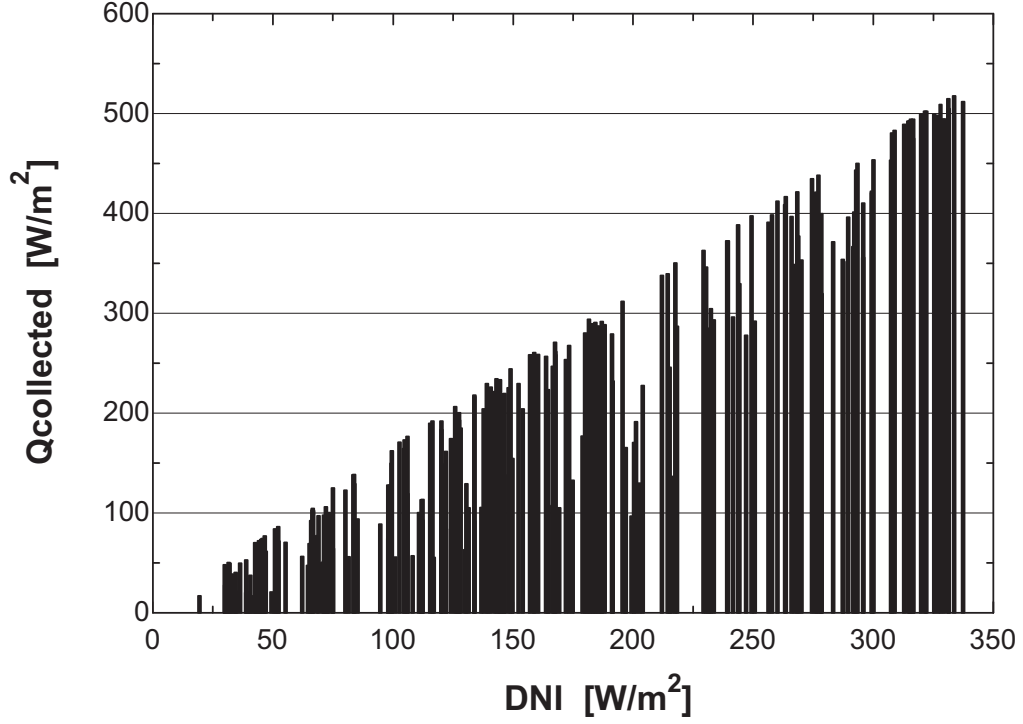
EES programında gerçekleştirilen modellemelerden elde edilen sonuçlara bağlı olarak, güneş ışınım değerlerinin etkileri Şekil 4.11, 4.12 ve 4.13’de gösterilmiştir.

Şekil 4.11’de santralden elde edilen gücün güneş ışınım değerleri ile değişimi gösterilmiştir.



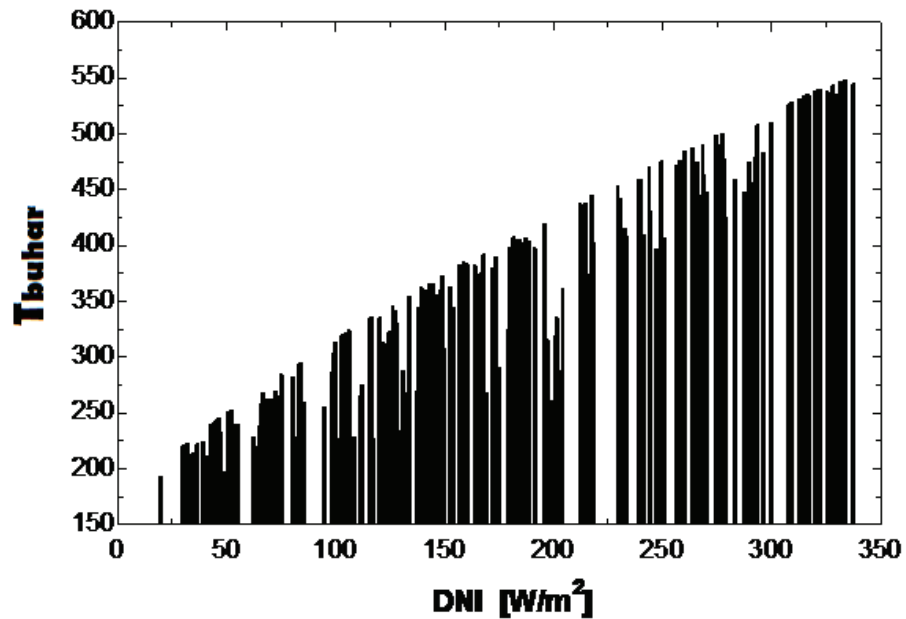
Şekil 4.11 İstanbul koşullarında santralden elde edilen gücün güneş ışınımına bağlı değişimi

Şekil 4.12’de kolektörlerde elde edilen enerjinin güneş ışınım değerlerine bağlı olarak değişimi gösterilmiştir.



Şekil 4.12 İstanbul koşullarında kolektörlerde elde edilen enerjinin güneş ışınımına bağlı değişimi

Şekil 4.13’de santralde elde edilen buhar sıcaklıklarının güneş ışınım değerlerine bağlı olarak değişimi gösterilmiştir.

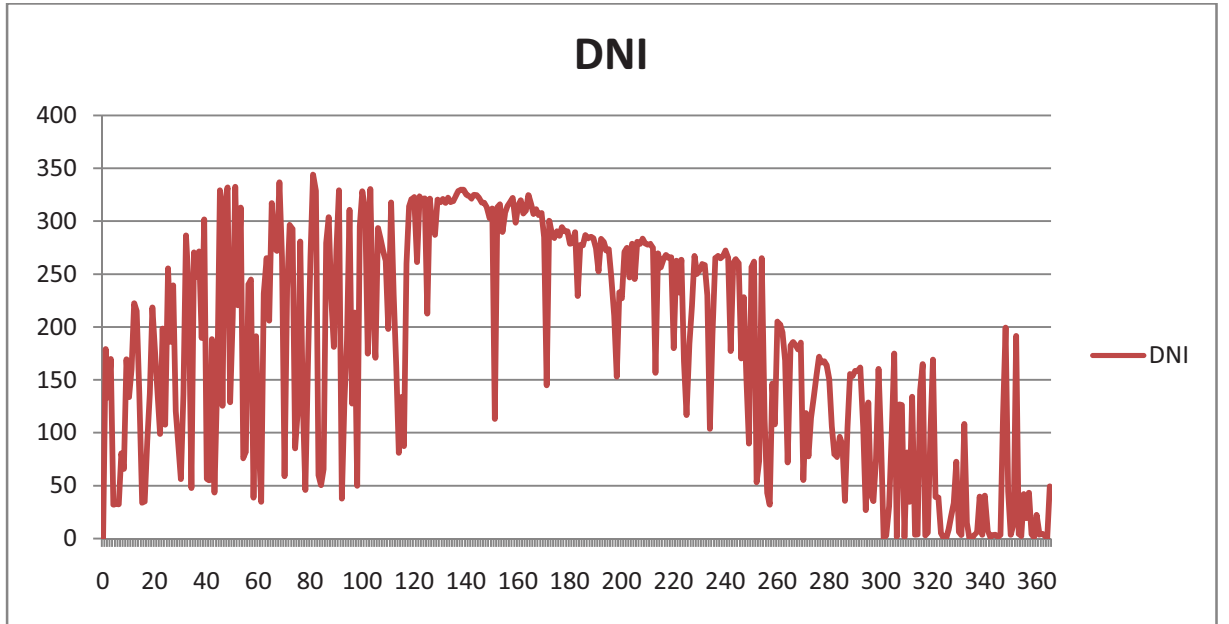


Şekil 4.13 İstanbul koşullarında santralde elde edilen buhar çıkış sıcaklıklarının güneş ışınımına bağlı değişimi

4.3 İzmir Koşullarında Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi Santrali ile Enerji Üretimi

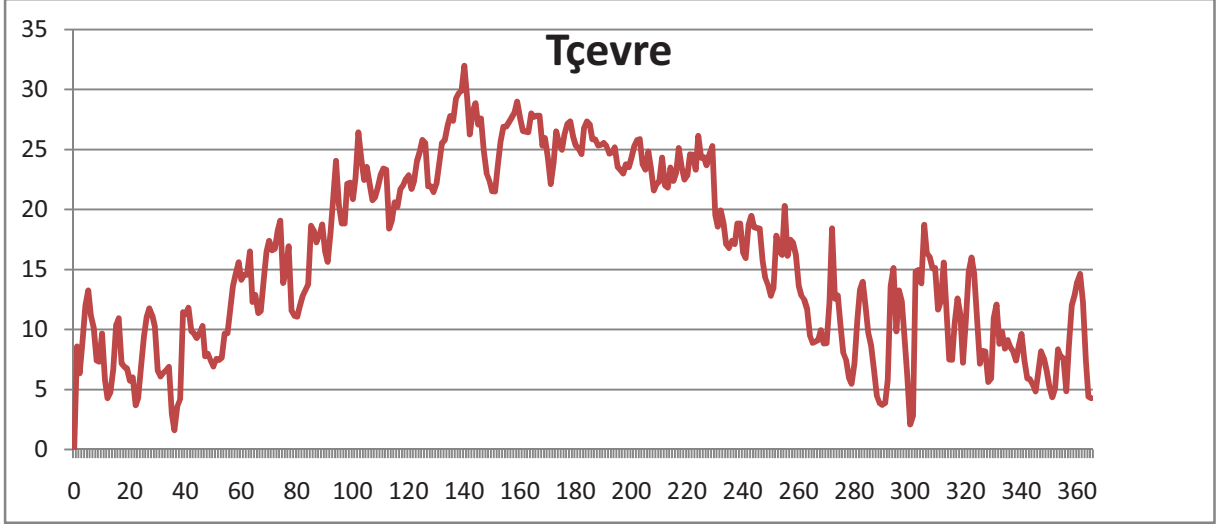
Bölüm 4.1’de modellemesi gerçekleştirilen parabolik oluklu güneş enerji santralinin İzmir ilinde kurulması halinde üretilebilecek elektrik miktarının hesaplanabilmesi için İzmir iklim koşulları kullanılarak EES programında bir modelleme çalışması gerçekleştirilmiştir.

Şekil 4.14’de İzmir’in aylara göre direkt güneş ışınımı değerleri verilmiştir. Bu değerler santral modelinde veri olarak kullanılmıştır.



Şekil 4.14 İzmir’in günlere göre direkt güneş ışınım şiddeti (Wh/m²)

Şekil 4.15’de İzmir’in günlere göre ortalama sıcaklık değerleri verilmiştir. Bu değerler de santral modelinde veri olarak kullanılmıştır.



Şekil 4.15 İzmir'in günlere göre ortalama sıcaklık değerleri

Buna göre gerçekleştirilen çalışma sonucunda 30MW elektrik gücündeki santralin İzmir'de kurulması durumunda yıllık olarak elde edilecek elektrik miktarı 9,55 GWh olarak hesaplanmıştır. Santralin günlük üretimi Çizelge 4.3'de ve Şekil 4.16'da gösterilmiştir.

Çizelge 4.3 İzmir koşullarında günlük elektrik üretimi

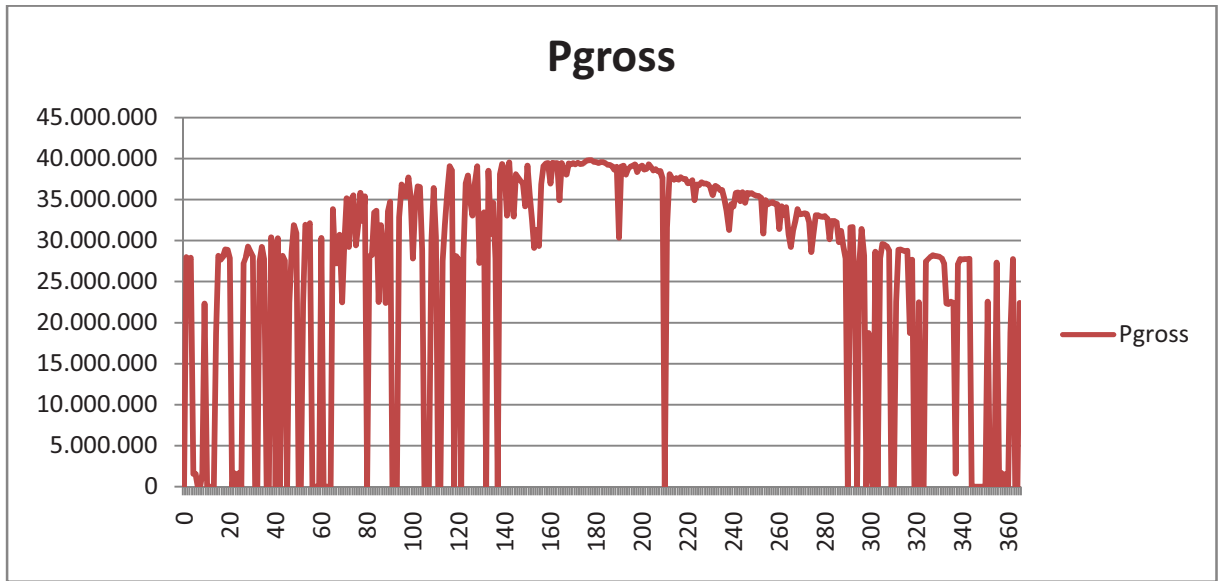
Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)	Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)
1	27.991.741	43	28.153.979
2	27.430.702	44	27.554.999
3	27.901.662	45	0
4	1.559.207	46	22.438.969
5	1.572.616	47	28.597.528
6	0	48	31.871.011
7	0	49	30.837.451
8	1.575.764	50	0
9	22.323.392	51	0
10	0	52	22.327.908
11	0	53	31.902.622
12	0	54	31.380.971
13	0	55	32.102.090
14	18.738.566	56	0
15	28.121.477	57	0
16	27.651.721	58	0
17	28.045.164	59	0
18	28.930.893	60	30.306.923
19	28.856.550	61	0
20	27.809.088	62	0
21	0	63	0
22	1.655.735	64	0
23	0	65	33.818.044
24	1.687.634	66	27.247.200
25	0	67	27.221.453
26	27.215.858	68	30.722.926
27	27.959.442	69	22.463.237
28	29.270.320	70	29.881.300
29	28.672.144	71	35.166.001
30	28.069.039	72	29.233.965
31	0	73	35.018.578
32	0	74	35.519.224
33	27.480.533	75	29.419.636
34	29.209.604	76	31.869.921
35	27.688.086	77	35.822.670
36	0	78	32.397.288
37	0	79	35.400.260
38	30.388.931	80	0
39	29.220.186	81	28.079.000
40	0	82	28.262.795
41	30.280.412	83	33.394.501
42	0	84	33.617.131

Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)	Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)
85	22.510.201	129	27.255.621
86	31.892.559	130	30.822.644
87	28.712.156	131	33.430.607
88	22.397.414	132	0
89	33.498.658	133	38.507.053
90	34.716.853	134	30.810.119
91	0	135	34.620.663
92	0	136	27.783.142
93	0	137	0
94	32.847.090	138	38.030.035
95	36.829.854	139	39.341.142
96	35.467.939	140	38.695.404
97	35.402.933	141	33.059.019
98	37.713.269	142	39.507.811
99	35.318.625	143	34.890.257
100	27.840.993	144	32.922.766
101	34.323.796	145	38.104.797
102	36.589.322	146	37.704.414
103	36.521.936	147	37.255.935
104	28.801.142	148	36.905.819
105	0	149	34.179.341
106	0	150	39.147.265
107	0	151	35.588.732
108	30.054.852	152	32.625.741
109	36.404.939	153	29.085.164
110	30.427.418	154	31.281.941
111	0	155	29.347.749
112	0	156	36.875.670
113	27.492.157	157	39.057.035
114	31.970.556	158	39.372.018
115	36.139.534	159	39.454.482
116	39.065.214	160	36.963.470
117	38.538.822	161	39.496.620
118	0	162	39.364.673
119	28.075.161	163	39.434.636
120	27.715.722	164	34.927.266
121	0	165	39.435.522
122	28.311.879	166	38.303.229
123	36.965.756	167	38.061.031
124	37.933.071	168	39.396.711
125	34.944.304	169	39.306.868
126	33.047.542	170	39.435.300
127	36.832.886	171	39.303.322
128	39.036.997	172	39.497.066

Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)	Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)
173	39.333.304	217	37.725.160
174	39.359.571	218	37.527.473
175	39.554.552	219	37.493.670
176	39.756.850	220	36.995.128
177	39.798.356	221	37.029.396
178	39.792.354	222	37.346.865
179	39.616.155	223	34.944.378
180	39.546.943	224	36.818.349
181	39.438.592	225	36.761.363
182	39.575.404	226	37.087.884
183	39.556.582	227	36.939.850
184	39.444.837	228	36.943.706
185	39.262.951	229	36.844.943
186	39.234.828	230	36.460.898
187	39.049.657	231	35.562.370
188	38.637.373	232	36.690.640
189	38.984.150	233	36.538.724
190	30.353.333	234	36.183.615
191	39.012.309	235	36.181.562
192	39.115.423	236	35.119.672
193	38.059.784	237	33.689.965
194	38.758.553	238	31.311.109
195	39.019.450	239	34.442.386
196	39.150.279	240	34.190.325
197	39.284.527	241	35.768.902
198	38.354.629	242	35.857.474
199	38.986.526	243	34.787.819
200	39.143.110	244	35.876.589
201	38.646.340	245	34.611.676
202	38.725.128	246	35.829.493
203	39.280.185	247	35.696.459
204	38.933.381	248	35.801.413
205	38.537.043	249	35.582.418
206	38.688.965	250	35.466.873
207	38.447.351	251	35.434.464
208	38.491.066	252	35.244.094
209	37.572.826	253	30.883.708
210	0	254	34.927.946
211	31.591.690	255	34.398.442
212	38.094.520	256	34.575.907
213	37.616.253	257	34.672.176
214	37.405.975	258	34.501.453
215	37.616.726	259	34.452.033
216	37.431.321	260	31.418.617

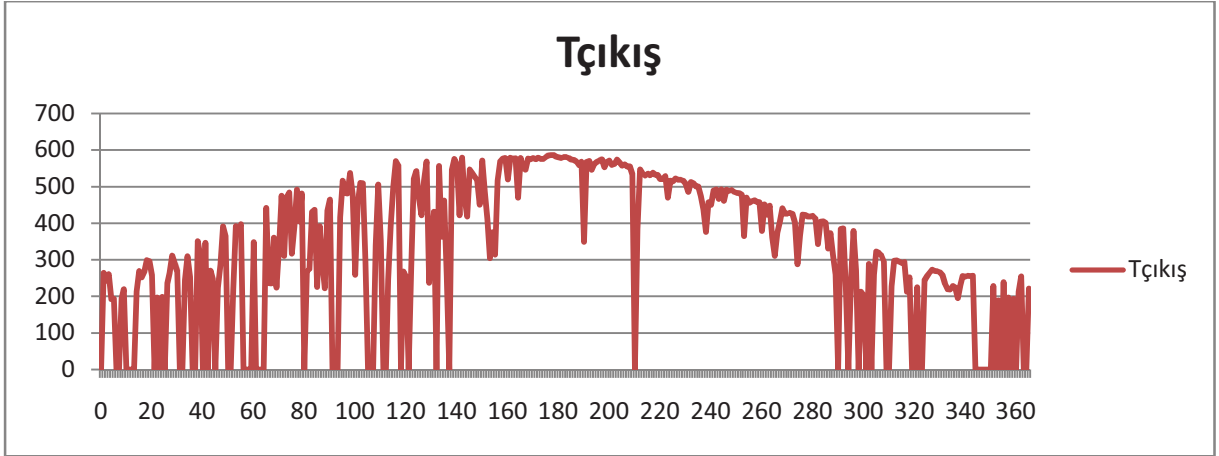
Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)	Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)
261	34.198.981	305	29.588.401
262	33.130.627	306	29.497.301
263	34.084.241	307	29.298.412
264	30.763.120	308	28.805.391
265	29.243.217	309	0
266	31.219.991	310	0
267	32.372.745	311	22.551.297
268	33.815.241	312	28.876.780
269	33.205.014	313	28.897.334
270	33.229.661	314	28.807.636
271	33.333.310	315	28.707.778
272	33.230.665	316	28.770.706
273	32.268.052	317	18.721.385
274	28.611.620	318	27.663.404
275	30.946.726	319	0
276	33.104.599	320	0
277	33.076.093	321	22.486.114
278	32.928.675	322	0
279	32.911.205	323	0
280	32.966.447	324	27.460.210
281	32.703.245	325	27.742.121
282	30.157.080	326	27.996.835
283	32.379.361	327	28.222.154
284	32.404.572	328	28.118.595
285	32.223.627	329	28.109.863
286	29.808.997	330	28.030.737
287	31.168.416	331	27.831.737
288	29.297.135	332	27.197.560
289	27.858.437	333	22.339.628
290	0	334	22.294.364
291	31.607.982	335	22.568.867
292	31.657.756	336	22.451.845
293	22.469.305	337	1.610.831
294	0	338	27.103.603
295	27.353.163	339	27.754.857
296	31.408.025	340	27.716.138
297	28.137.936	341	27.764.854
298	0	342	27.752.040
299	18.724.549	343	27.780.305
300	1.796.139	344	0
301	0	345	0
302	28.636.466	346	0
303	0	347	0
304	27.845.263	348	0

Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)	Gün	Üretilen Elektrik Miktarı (W)
349	0	358	0
350	0	359	1.580.257
351	22.573.919	360	0
352	0	361	18.748.776
353	1.486.441	362	27.725.262
354	0	363	0
355	27.313.073	364	0
356	0	365	22.389.396
357	1.658.693	TOPLAM	9.551.414.815



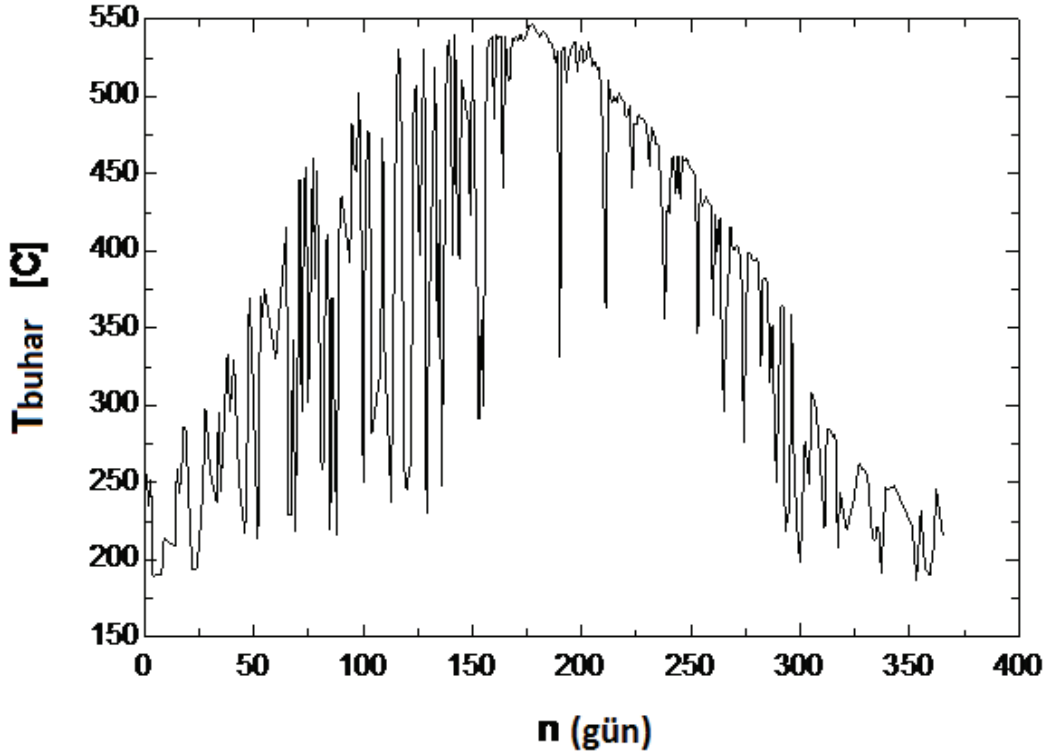
Şekil 4.16 İzmir koşullarında günlük elektrik üretimi

Kolektör çıkışında ısı transferi akışkanın yıl içerisinde ulaştığı çıkış sıcaklıkları Şekil 4.17’de gösterilmiştir.



Şekil 4.17 İzmir koşullarında kolektör çıkış sıcaklıkları

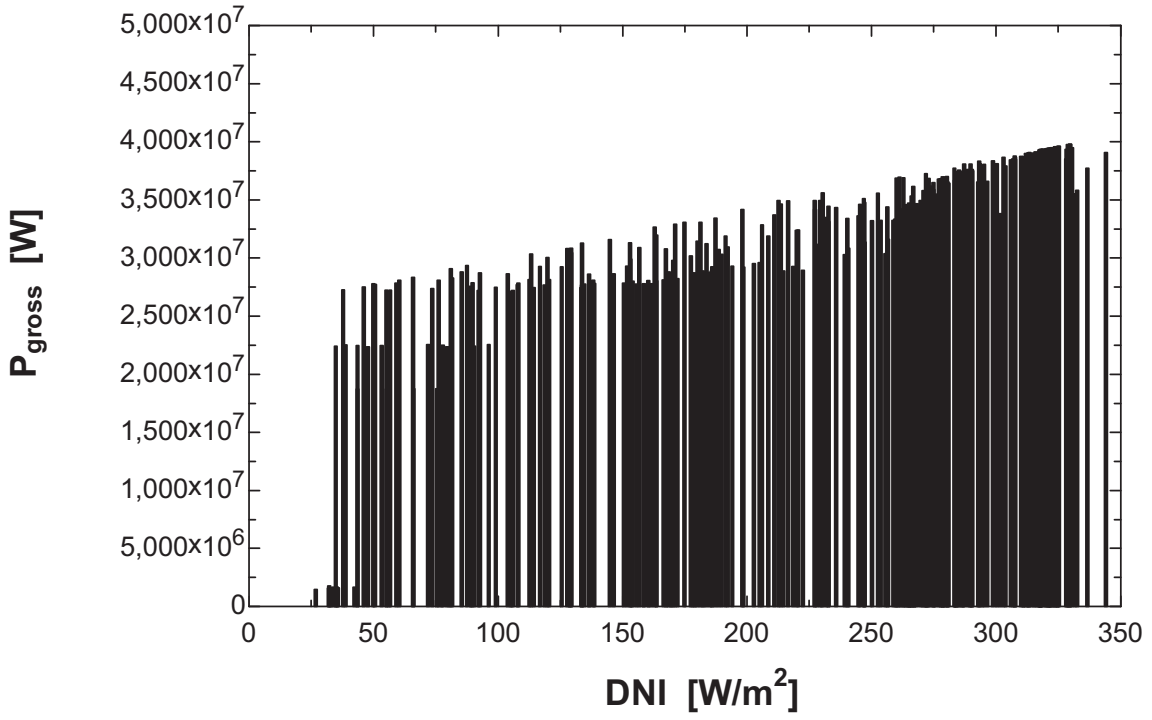
Santralde elde edilen buharın yıl içerisinde ulaştığı sıcaklıklar Şekil 4.18’de verilmiştir.



Şekil 4.18 İzmir koşullarında santralde elde edilen buhar sıcaklıkları

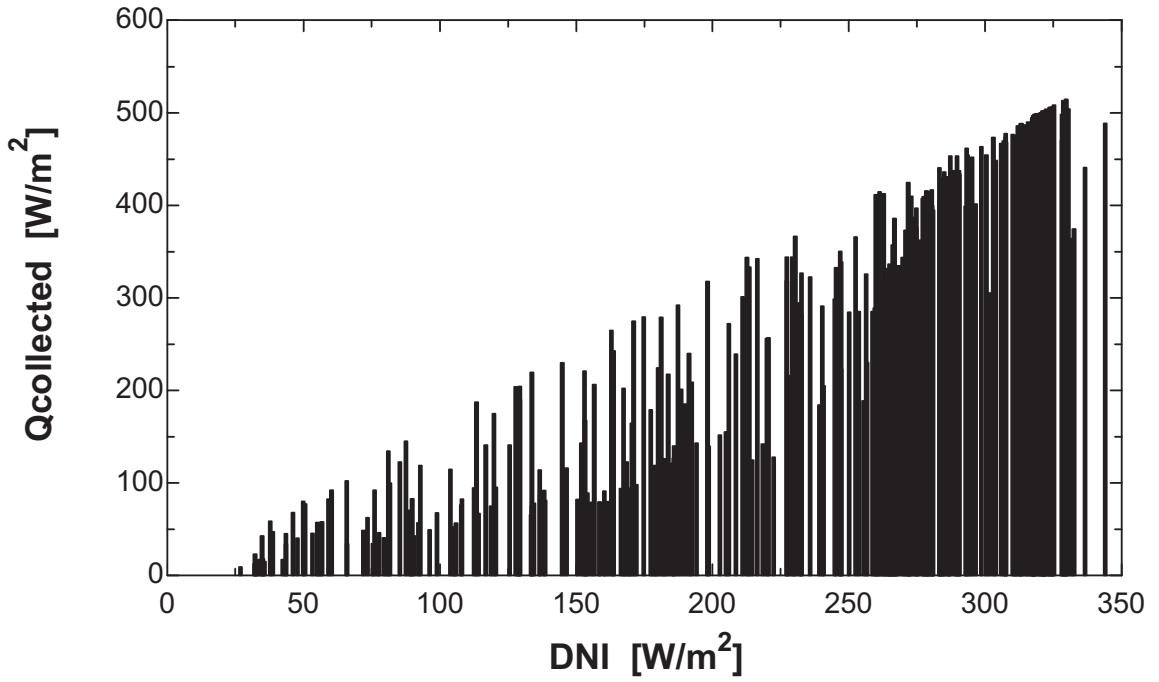
EES programında gerçekleştirilen modellemelerden elde edilen sonuçlara bağlı olarak, güneş ışınım değerlerinin etkileri Şekil 4.19, 4.20 ve 4.21’de gösterilmiştir.

Şekil 4.19’da santralden elde edilen gücün güneş ışınım değerleri ile değişimi gösterilmiştir.



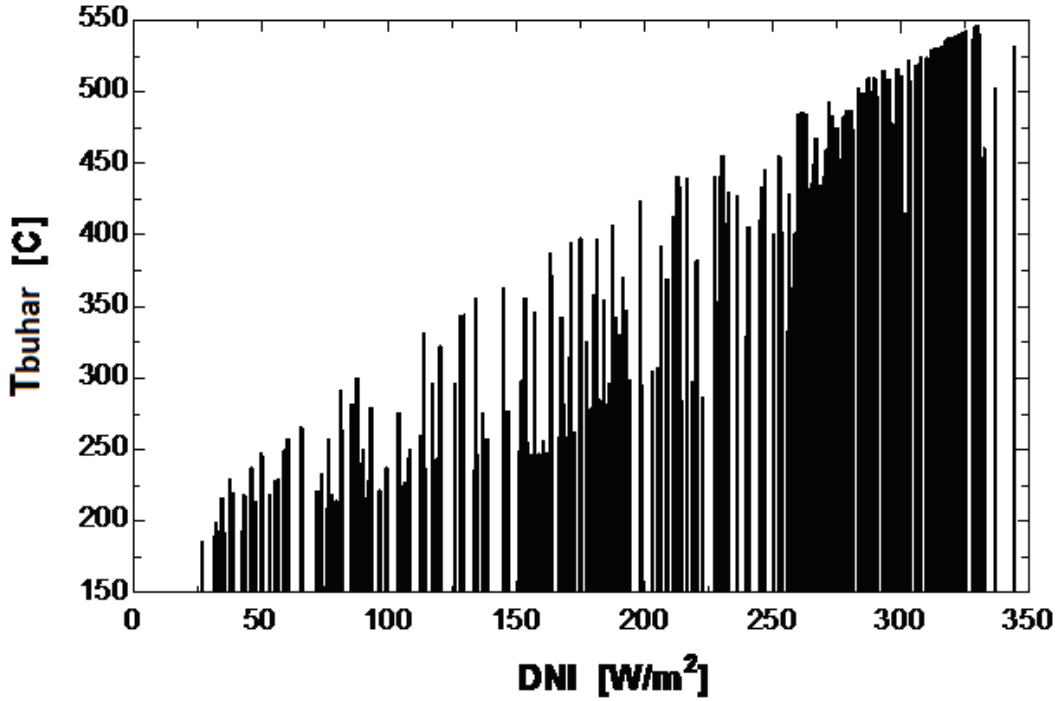
Şekil 4.19 İzmir koşullarında santralden elde edilen gücün güneş ışınımına bağlı değişimi

Şekil 4.20'de kolektörlerde elde edilen enerjinin güneş ışınım değerlerine bağlı olarak değişimi gösterilmiştir.



Şekil 4.20 İzmir koşullarında kolektörlerde elde edilen enerjinin güneş ışınımına bağlı değişimi

Şekil 4.21’de santralde elde edilen buhar sıcaklıklarının güneş ışınım değerlerine bağlı olarak değişimi gösterilmiştir.



Şekil 4.21 İzmir koşullarında santralde elde edilen buhar çıkış sıcaklıklarının güneş ışınımına bağlı değişimi

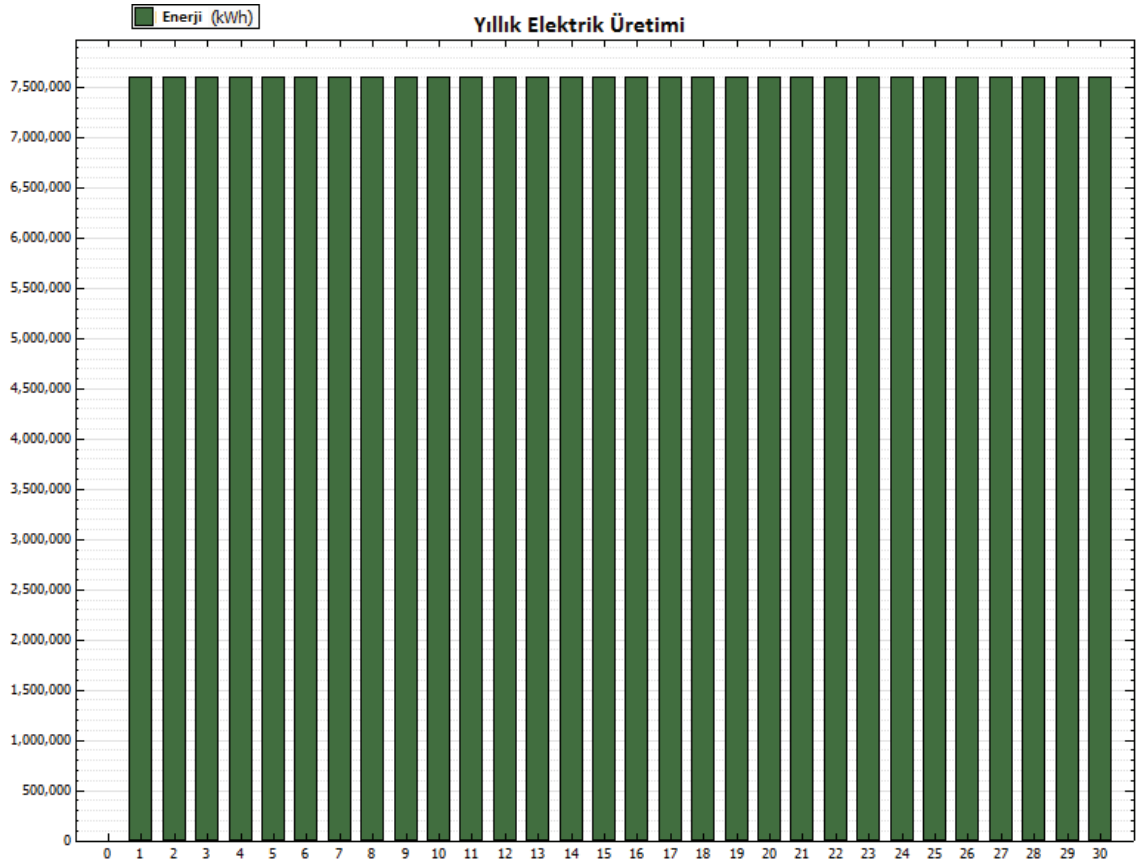
4.4 SAM (Solar Advisor Modelling)

Güneş teknolojileri sistemi analiz modeli olan Solar Advisor Modelling (SAM) programı, ABD ulusal Ar&Ge çalışmalarına ve güneş enerjisi endüstrisine destek olmak amacıyla National Renewable Energy Laboratory (NREL) ve Sandia National Laboratory çalışanları tarafından geliştirilmiştir. Bu model ile fotovoltaik sistemlerin ve yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemlerinin modellenmesi gerçekleştirilebilmektedir.

Programın asıl fonksiyonu kullanıcılarına performans, maliyet ve finansal parametrelerinde gerçekleştirilen değişikliklerin etkilerini görebilme imkânı tanınmasıdır.

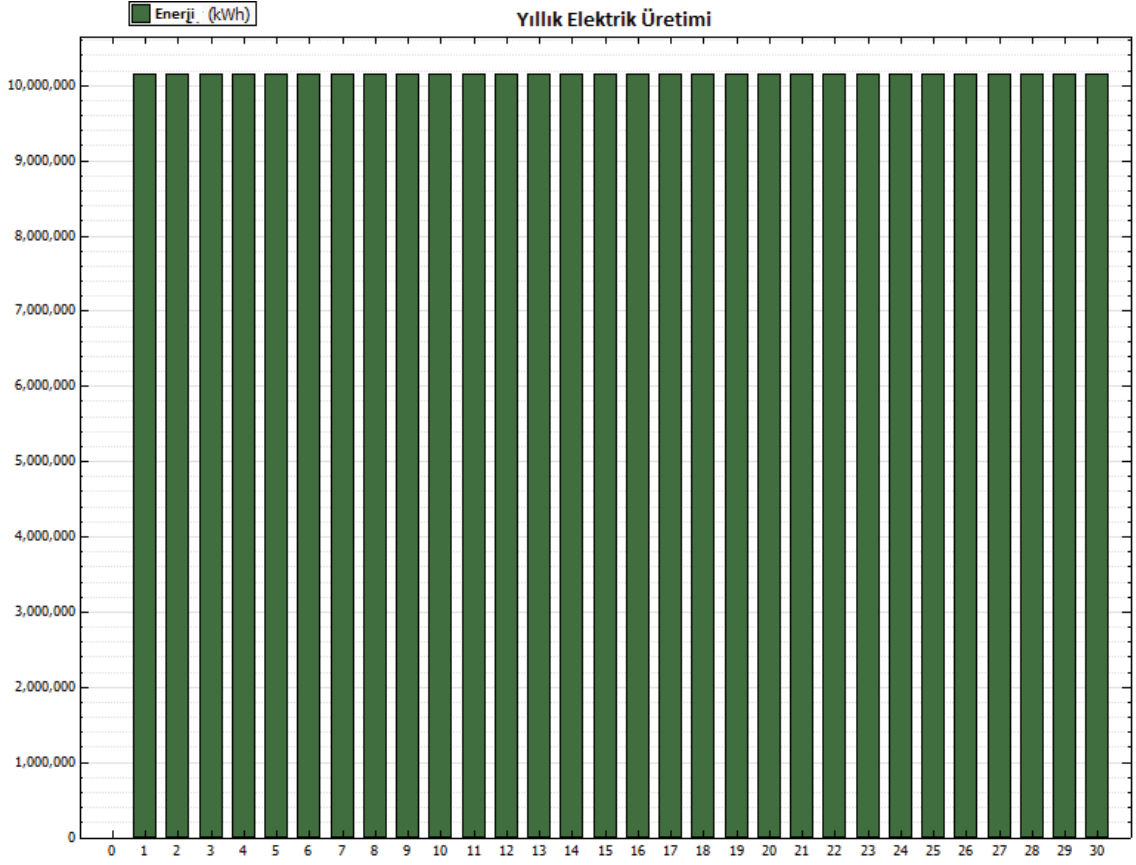
EES modellemesiyle İstanbul ve İzmir illeri için gerçekleştirilen güneş enerjisi santrali çalışmasından elde edilen sonuçların kontrol edilmesi amacıyla SAM programında da ayrıca simülasyon gerçekleştirilmiştir.

Gerçekleştirilen simülasyon sonucunda santrallerde üretilen elektrik miktarları Şekil 4.22 ve Şekil 4.23’te verilmiştir.



Şekil 4.22 SAM simülasyonuna göre İstanbul koşullarında santralin üretebileceği elektrik miktarı

İstanbul koşullarında gerçekleştirilen simülasyon sonuçlarına göre santralden elde edilebilecek yıllık elektrik miktarı 7.600.526 kWh olmaktadır. İstanbul koşulları için EES programında gerçekleştirilen modelleme sonucunda yıllık elektrik üretimi miktarı 7.117.727 kWh olarak hesaplanmıştır.



Şekil 4.23 SAM simülasyonuna göre İzmir koşullarında santralin üretebileceği elektrik miktarı

İzmir koşullarında gerçekleştirilen simülasyon sonuçlarına göre santralden elde edilebilecek yıllık elektrik miktarı 10.146.937 kWh olmaktadır. İzmir koşulları için EES programında gerçekleştirilen modelleme sonucunda yıllık elektrik üretimi miktarı 9.551.414 kWh olarak hesaplanmıştır.

SAM simülasyonundan elde edilen sonuçlar ile EES modelinden elde edilen sonuçlar karşılaştırıldığında, elde edilen verilerin birbirine yakın değerler olduğu görülmüştür. Her iki programdan elde edilen sonuçlar arasında yaklaşık %6 fark gözlemlenmiştir.

Böylece SAM simülasyonu kullanılarak, oluşturulan EES modelinin doğruluğu kontrol edilmiştir.

5. ENERJİ ÜRETİM MALİYETİ HESABI

5.1 Güneş Enerjisi Maliyeti Hesabı

Elektrik enerjisi üretim maliyetini hesaplayabilmek için santrale yapılan masrafların bilinmesi gereklidir. Genellikle bu masraflar sırasıyla santral yeri masrafları, santralin inşaat masrafları, işletme başladıktan sonra ortaya çıkan yakıt masrafları, işletme ve bakım masraflarıdır. Belirli bir süre içinde bu masrafların tamamı, aynı sürede üretilen elektrik enerjisi miktarına bölünerek üretilen birim enerji başına maliyet hesaplanabilir. En basit şekilde, amortisman için ayrılacak yıllık sabit miktar biliniyor ise, buna yıllık işletme ve bakım masrafları ile yıllık yakıt masrafları eklenerek yıllık toplam masraf bulunur. Santralin her yıl yaklaşık aynı elektrik enerjisini ürettiğini kabul edersek, birim elektrik enerjisi üretim maliyeti, yıllık toplam masraflar n yıllık enerji üretimine oran olarak,

$$g = \frac{C_k + C_m + C_f}{E} = \frac{C_T}{E} \quad (5.1)$$

şeklinde ifade edilebilir. Burada; C_k yıllık sabit sermaye veya yatırım masraflarını, C_m yıllık işletme ve bakım masraflarını, C_f yıllık yakıt masrafları, C_T yıllık toplam masrafları, E ise yıllık elektrik enerjisi üretimini göstermektedir. Güneş enerjisinde yakıt masrafı olmadığından bu denklem;

$$g = \frac{C_k + C_m}{E} = \frac{C_T}{E} \quad (5.2)$$

şeklini alır.

Elektrik enerjisi üretim maliyetinin her zaman bu kadar kolay elde edilemeyeceği bilinmelidir. Zorlukların başında paranın zaman içindeki değerinin hesaba katılması gelir. Santralin inşaat süresince yapılan masraflar değişik tarihlerde yapılmaktadır. Ayrıca yıllık işletme ve bakım masrafları ile yıllık elektrik enerjisi üretimi de yıldan yıla değişebilmektedir.

5.1.1 Yıllık sermaye masrafları

5.1.1.1 Yatırım maliyeti

$$I_d = C_s \cdot N_e \quad (\text{M\$}) \quad (5.3)$$

I_d : Direkt inşaat bedeli (M\$)

C_s : Birim tesis bedeli (\$ / kW)

N_e : Efektif güç (kW)

Santralin yatırım maliyetinin hesaplanabilmesi için birim tesis bedelleri kullanılabilir.

5.1.1.2 İnşaat süresince eskalasyon yükü

İnşaat periyodu süresince kullanılan malzeme, teçhizat ve işçilik fiyatlarındaki artışlar eskalasyon olarak adlandırılmaktadır. İnşaat süresi boyunca yapılacak yatırım harcamalar belirlenecek bir harcama modeli ile zaman içine yayılacağından inşaat periyodunda yapılan gerçek toplam harcama eskalasyon etkisiyle inşaatın başlangıç tarihi için geçerli olan direkt inşaat bedelinden daha yüksek olacaktır. Yıllık eskalasyon oran e ve harcama modeli yardımıyla inşaat süresi içinde herhangi bir yıla ait eskalasyon yükü ve eskale edilmiş yıllık gerçek harcama belirlenebilir.

$$Y(t) = I_d \cdot y(t) \quad (\text{M\$}) \quad (5.4)$$

I_d : Direkt inşaat bedeli (M\$)

$y(t)$: İnşaat süresi boyunca yıllık harcama yüzdesi (%)

$Y(t)$: Herhangi bir t yılına ait eskalasyonsuz harcama miktarı (M\$)

$$Y_e(t) = Y(t) \cdot (1+e)^t \quad (\text{M\$}) \quad (5.5)$$

$Y_e(t)$: Eskale edilmiş harcama miktarı (M\$)

e : Yıllık eskalasyon oran (%)

5.1.1.3 İnşaat süresince faiz yükü

İnşaat süresi boyunca yapılan yıllık $Y_e(t)$ harcama miktarlarının kredi olarak alındığı düşünülürse, inşaat periyodunun sonunda $Y_e(t)$ miktarlarına ilave olarak bir faiz yükünün de

geri ödemesi gerekmektedir.

İnşaat süresi içinde herhangi bir t yılının başında kredi olarak kullandırılan $Y_e(t)$ miktar için inşaatın bitiminde geri ödenmesi gereken borç faiz yükü de dahil olmak üzere,

$$T(t) = Y_e(t) \cdot [(1+i)^{S-t}] \quad (\text{M\$}) \quad (5.6)$$

şeklinde ifade edilebilir. Burada S inşaat süresi olduğundan (S-t) faiz periyodudur.

Eskalasyon ve faiz yükleri de dahil olmak üzere inşaatın bitimindeki toplam yatırım bedeli,

$$I_k = \sum_{t=1}^S T(t) \quad (\text{M\$}) \quad (5.7)$$

olmaktadır.

5.1.1.4 Sabit yıllık sermaye masrafı metodu

Sermaye masrafı için kullanılan kredinin geri ödeme başlangıç tarihi inşaatın bitiş tarihi olarak alınırsa;

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (5.8)$$

denklemleri kullanılarak santral ömrü boyunca sabit yıllık sermaye masrafı hesaplanabilir.

n : Kredi geri ödeme süresi (yıl)

i : Kredi faiz oran (%)

Amortisman katsayısı:

$$\left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (5.9)$$

C_k : Toplam yıllık ödeme (M\$)

Bundan sonra santralin yıllık ürettiği enerji miktarı hesaplanarak birim yatırım maliyeti bulunabilir.

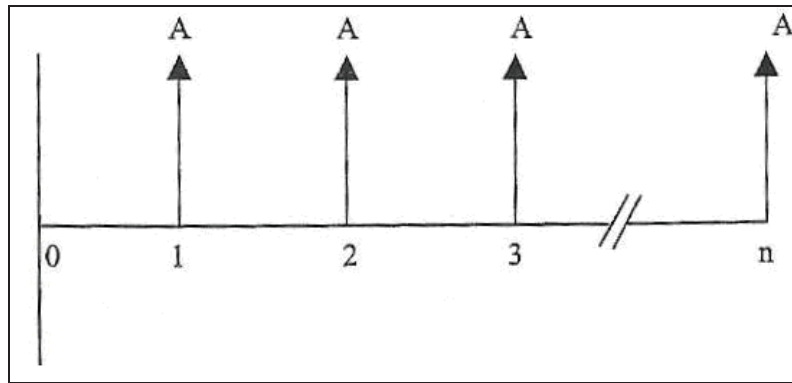
E : Yıllık üretilen enerji miktarı (kWh)

$$g_k = \frac{C_k}{E} \quad (\$/\text{kWh}) \quad (5.10)$$

g_k : Birim yatırım maliyeti

5.1.1.5 Şimdiki değer yaklaşımı

Şimdiki değer yaklaşımı, mühendislik proje ve yatırımlarının ekonomik mukayesesinde çok kullanılan bir metottür. Bu metotla, gelecek zamandaki tüm para akışları şimdiki değere getirilir ve alternatif yatırımların şimdiki değerleri ile kıyaslanarak en ekonomik olan seçilir.



Şekil 5.1 Para akış diyagramı

Güneş enerjisi projeleri ömürleri 25 ile 30 yıl arasında değişen yatırımlardır. Bütün bu yıllar boyunca nakit giriş ve çıkışları mevcuttur. Bu nedenle projenin ekonomik analizinde projenin bütün ömrü süresince maliyet ve yararları düşünülmelidir.

C yatırımının gelecekteki değeri aşağıda gösterilmiştir.

$$A_1 = C(1+i), A_2 = C(1+i)^2, A_3 = C(1+i)^3, L, A_n = C(1+i)^n \quad (5.11)$$

Burada $A_1, A_2, A_3 \dots A_n$ sırasıyla birinci, ikinci, üçüncü... n'inci yıllardaki değerleri ifade etmektedir. i faiz oranı, ya da genel ifadeyle iskonto oranıdır. Başka bir ifade ile A değerinin n yıl sonrasının şimdiki değer ile ifadesi;

$$PV(A) = \frac{A_n}{(1+i)^n} \quad (5.12)$$

Şekil 5.1'deki gibi n sene için yıllık para akış diyagramı düşünüldüğünde, bütün ödemelerin toplamının şimdiki değeri en yalın hali ile denklem 5.13'de gösterilmiştir.

$$PV(A)_{1-n} = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad (5.13)$$

Şimdiki değer metodu ile hesaplama yapılırken faiz oranının dışındaki bir diğer önemli etken de enflasyon oranıdır (r). Enflasyon, fiyatlar genel düzeyinin sürekli ve hissedilir artışını ifade eden bir durumdur. Enflasyon etkisi ayrı bir şekilde veya faiz oranıyla kombine olarak düzeltilmiş faiz oranı ismiyle hesaplamalara iki türlü dahil edilebilir.

Enflasyonla düzeltilmiş iskonto oranı, faizin (iskonto oranının) reel değeridir. Hesaplamalarda da faizin gerçek değeri kullanılmalıdır. Reel iskonto oranı (I) aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$1 + I = \left(\frac{1+i}{1+r} \right) \quad (5.14)$$

Bazı ticari değerler enflasyon oranından daha yüksek bir oranda yükselebilir. Bu açıklama için elektrik iyi bir örnektir. Enflasyonun üzerindeki bu artış uluslararası pazar baskısı, yakıtlarda yaşanan kıtlık ya da politik sebeplerden dolayı olabilir. Örneğin Körfez Savaşı yıllarında petrol fiyatları hızla yükselmesi elektrik fiyatlarına da yansımıştı. Ticari değerlerin enflasyona oranla fiyat artışı eskalasyon (e) olarak açıklanır (Aybers ve Şahin, 1995).

Eskalasyon oranı (e), enflasyon oranı (r) ile birleştiğinde görünür eskalasyon oranı (e_a) elde edilir.

$$e_a = \{(1+e)(1+r)\} - 1 \quad (5.15)$$

Böylece enflasyon ve eskalasyon oranlarıyla birlikte reel iskonto oranı aşağıdaki gibi elde edilir.

$$I = \frac{(1+i)}{(1+e_a)} - 1 \quad (5.16)$$

5.1.2 İşletme ve bakım (O&M) maliyeti

O&M masraflar işletme esnasındaki tüm işçilik, malzeme tedarik ve depolama, tamir ve bakım sigorta v.b. gibi masrafları kapsar. Bu masrafları iki kısım halinde ele almak mümkündür.

- \$ / kWYıl olarak ifade edilen ve kullanma süresi veya şebeke yük faktörüne bağlı olmayan yıllık sabit masraflar

- \$ / kWh olarak ifade edilen ve üretilen enerji ile orantılı yıllık değişken masraflar

Tablolar yardımıyla aşağıdaki formülleri kullanarak da yıllık işletme ve bakım masraflarını bulabiliriz.

$$C_m = C_{ms} \cdot N_e \text{ (M\$ / yıl)}$$

C_{ms} : Sabit masraflar toplamı (M\$ / kW yıl)

C_m : Toplam yıllık O&M masrafı (M\$ / yıl)

Orantılı O&M masrafı da toplam yıllık O&M masrafına eklenerek aşağıdaki formül yardımıyla birim başına toplam O&M maliyeti bulunur.

$$g_m = \frac{C_m}{E} \text{ (\$/yıl)} \quad (5.17)$$

g_m : Birim işletme ve bakım maliyeti

5.1.2.1 Yıllık maliyetin şimdiki değeri

C_I projenin ilk yatırımı, C_{OM} de işletme ve bakım masrafları olsun. C_{OM} , C_I 'nin yüzde m 'si kadardır.

$$C_{OM} = mC_I \quad (5.18)$$

n yıllık işletme ve bakım maliyetinin kümülatif değeri,

$$CPV(C_{OM})_{1-n} = mC_I \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] \quad (5.19)$$

Bütün maliyetin ilk yatırımını (C_I) ve işletme bakımını (C_{OM}) içeren toplam net şimdiki değeri,

$$CPV(C_A)_{1-n} = C_I \left\{ 1 + m \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] \right\} \quad (5.20)$$

Projenin kümülatif maliyeti bulunduktan sonra, projenin yıllık maliyetini ($CVP(C_A)$) bulmak için 5.21 denkleminde A_1 çekilir ve 5.22 denkleminde yerine konulur.

$$CPV(C_A)_{1-n} = A_1 \frac{[1 - (1+e_a)^n (1+I)^{-n}]}{(I - e_a)} \quad (5.21)$$

5.21 numaralı denklemde A_1 'in dışında kalan büyüklüğe geometrik seri şimdiki değer faktörü adı verilir. 5.21 denkleminde A_1 çekilerek 5.22 numaralı denklem ile $CPV(C_A)$ değeri bulunur (Aybers ve Şahin, 1995).

$$CPV(C_A) = A_1(1 + e_a)^{-1} \quad (5.22)$$

Eğer P_R türbinin tasarım gücü ve C_F de kapasite faktörü ise türbinden bir yılda üretilen enerji,

$$E_I = 8760P_R C_F \quad (5.23)$$

Böylece güneşten üretilen elektriğin kWh maliyeti aşağıdaki gibi bulunur.

$$c = \frac{CPV(C_A)}{E_I} \quad (5.24)$$

5.1.2.2 Harici gelirler

Sanayi devrimi sonrasında hızla artan karbondioksit salımı küresel ısınmanın birincil nedeni olarak belirlenmiştir. Hükümetler arası İklim Değişikliği Paneli'ne (IPCC) göre, atmosferdeki karbondioksit seviyesi sanayi devrimi öncesi 280 ppm³ iken 2005 yılında 379 ppm³ seviyesine çıkmıştır. Yine Panel'e göre emisyonlarda en büyük payı sanayi faaliyetleri ve enerji üretimi almaktadır. Dolayısıyla emisyonların azaltılmasında en büyük yükümlülük sanayileşmiş ülkelere düşmektedir.

Kyoto Protokolü zehirli gazları, bunları üretenleri bir bedel ödemeye zorlayarak, azaltmayı amaçlamaktadır. Protokolü imzalayan ülkeler, zehirli gazları kademeli olarak belli değerlerin altına indirmek zorundadır.

Kyoto Protokolü ülkelerinin sera gazı salımlarını başka ülkelere sera gazı salım kredisi olarak azaltmasına imkan veren "esnek mekanizmalar" içermektedir. Bu krediler finansal değiş-tokuş ile başka ülkelere ve sera gazı salımında azalmaya yol açan projelerden doğan karbon kredilerinin Temiz Kalkınma Mekanizması (CDM) dahilinde satın alınmasıyla oluşur. Aynı şekilde ülkeler, oluşan fazla kredilerin kendi aralarında ticaretini de yapabilmektedir.

Sera gazı salımını azaltacak bir projenin kredilerini almak isteyen gelişmiş bir ülkenin, projeye ev sahipliği yapacak ülkenin onayını alması gerekmektedir. Kredileri almak isteyen ülke daha sonra CDM İcra kurulunun metodolojilerini kullanarak projeye sağlanacak karbon gelirlerinin projenin hayata geçmesinde hayati rol oynadığını ispatlamak ve bu projeye oluşacak karbon salımı azaltımının miktarını ton olarak bir çalışması ile hesaplamak zorundadır.

Zorunlu pazar, Kyoto Protokolü'ne üye ülkeler arasında yapılan ticareti içermektedir. Londra ve Chicago borsalarında, 1 ton karbondioksiti atmosfere bırakmanın karşılığında ödenmesi

gereken karbon fiyatı arz talebe göre değişmektedir. Zorunlu pazarda, bir ton karbonun fiyatı, 19-25 € arasındadır. Çin, Hindistan, Brezilya, Meksika, Güney Kore, Rusya, Ukrayna, Kanada, Avrupa Birliği, Japonya, Avustralya ve Yeni Zelanda gibi ülkeler sertifikalı karbon kredisi net satışı yapmaktadır.

Gönüllü pazarda ise şirket, birey ya da organizasyonlar, saldıkları karbonun karşılığı olan parayı diğer ülkelerdeki çevreci projeleri finanse etmektedirler. Gönüllü pazar, Kyoto Protokolü mekanizmalarından bağımsız ve sosyal sorumluluk çerçevesinde çalışmaktadır. Bu piyasada zorunlu bir belirleyici kural yoktur. Gönüllü piyasadan, teorik olarak, bireyler bile alım yapabilmektedir. 2009 basında Kyoto Protokolü'nü imzalayan Türkiye de gönüllü karbon pazarında yer almaktadır. Ankete dayalı 2008 verilerine göre, dünyada gönüllü karbon ticareti hacmi % 87 artarak 124 milyon ton karbondioksit ve eşdeğerine ulaşmıştır. Mali değer olarak 700 milyon dolara çıkan pazarda, gönüllü karbon kredisinin ortalama fiyatı, 2008 yılında ton başına ortalama 7,34 dolarlık CO₂ (5,24 €/tCO₂) ve eşdeğeri olmuştur. Türkiye için sera gazı emisyon faktörü 6,65x10⁻⁴ tCO₂/kWh'tir. Yani Türkiye'deki enerji üretimi perspektifi dikkate alındığında, kömür, doğalgaz, hidro, rüzgâr, güneş vb. üretilen her kWh için atmosfere 6,65x10⁻⁴ tCO₂ salımı yapılmaktadır. Güneş enerjisi kullanımında atmosfere kWh başına 6,65x10⁻⁴ tCO₂ gazının salımı engellenmiş olunur. Bu verilere göre Türkiye için gönüllü pazarda kWh başına CO₂ fiyatı 6,65x10⁻⁴ tCO₂/kWh x 5,24 €/tCO₂ = 3,48x10⁻³ €/kWh olmaktadır. (Hamamcıoğlu, 2010)

5.1.3 Güneş enerjisinden elde edilen fayda

Bir güneş enerjisi santralinden elde edilen elektriğin gerçek değeri, farklı açılardan değerlendirilerek belirlenir.

Eğer santral özel bir kuruluş tarafından kurulur ve işletilirse, şirket için kazanç; elektriğin şebekeye satışından elde edilen gelir olmaktadır. Bu durumda elektriğin birim fiyatı şirketin kazancını belirlemektedir.

Eğer santral devlet tarafından kurulur ve işletilirse kazanç, sadece üretilen elektriğin birim fiyatı ile belirlenemez. Bunun yanında güneş enerjisinin temiz ve çevre dostu bir teknoloji olması, yenilenebilir bir enerji kaynağı olması ve enerji kaynaklarına çeşitlilik katacak olması da güneş enerjisinin kazancına ilave edilmelidir. Güneş enerjisinin sağlayacağı teknolojik gelişmeler de göz önünde bulundurulmalıdır.

Hesaplamalarda, santralde üretilen elektriğin birim elektrik satış fiyatından satılması

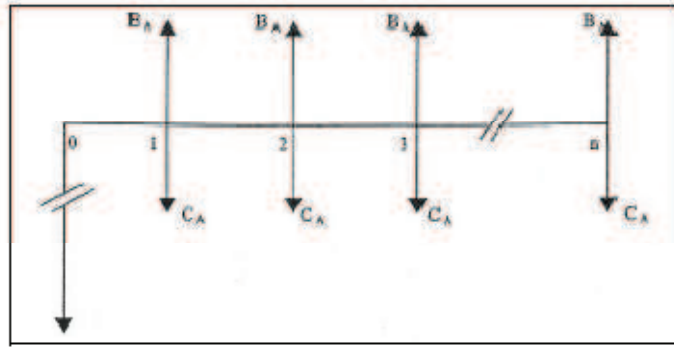
sonucunda elde edilen gelir, B_A ile ifade edilir. Projenin yıllık elektrik satışından elde ettiği gelir B_A ise projenin ömrü boyunca kümülatif şimdiki değere getirilmiş fayda aşağıdaki gibi bulunur.

$$CPV(B_A)_{1-n} = B_A \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] \quad (5.25)$$

5.1.4 Ekonomik değer kriterleri

Bir rüzgâr enerji projesinde nakit akış diyagramı Şekil 5.2’de gösterilmiştir. İlk yatırım maliyetinin dışında, projenin ömrü boyunca, projeden kaynaklanan faydalar ve maliyetler söz konusudur. Projeye geniş bir perspektiften bakıldığında zaman ekonomik değerlendirmenin yapılabilmesi için, aşağıda belirtilen verilerin incelenmesi gereklidir. (Hamamcıoğlu, 2010)

- Projenin şimdiki değere getirilmiş maliyeti nedir (NPV) ?
- Projenin fayda masraf oranı nedir (BCR) ?
- Projeye yapılan yatırım kaç senede geri alınabilir (PBP) ?
- Projenin gerçek getirisi nedir (IRR) ?



Şekil 5.2 Güneş enerjisi santralinde para akış diyagramı

5.1.4.1 Net şimdiki değer (NPV)

Net şimdiki değer, şimdiki değer yöntemiyle bulunan bütün değerlerin toplamının alınmasıyla elde edilir. Pozitif değer çıkması, kazancımızın, yatırımımızdan yüksek olacağını (kâr), negatif değer çıkması yatırım giderlerinin, gelirden fazla olacağını göstergesidir (zarar).

Sıfıra eşit olması ise projenin başa baş noktasında olduğunun göstergesidir.

Elektrik satışından elde edilecek faydadan ilk yatırım maliyeti ile işletme ve bakım masraflarının kümülatif değeri çıkarılarak net şimdiki değer bulunur.

$$NPV(B_A)_{1-n} = CPV(B_A)_{1-n} - \{C_I + CPV(C_{OM})_{1-n}\} \quad (5.26)$$

$CPV(B_A)_{1-n}$, $CPV(C_{OM})_{1-n}$ değerleri yerlerine koyulduğunda Denklem (4.27) elde edilir.

$$NPV = B_A \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] - C_I \left\{ 1 + m \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] \right\} \quad (5.27)$$

5.1.4.2 Fayda masraf oranı (BCR)

İlk yatırım maliyetleri farklı düzeyde olan iki projenin karşılaştırılması durumunda yalnızca NPV değeri ile bir karara varmak yanıltıcı olabilir. Bu sebeple ekonomik analiz yaparken BCR , NPV 'den daha iyi bir araç olacaktır.

Projeden elde edilecek faydaların, projeye yapılacak yatırım değerine bölünmesiyle bulunur. BCR ; 1'den büyükse projenin getirisinin, yatırımından yüksek olduğu anlaşılır. " BCR değeri 2,5 olarak bulundu" demek, projeye yatırılan 1 lira, 2,5 lira olarak dönecek demektir. BCR ; 1'den küçükse projenin yatırım harcamaları, getirisinden fazla olacak demektir. BCR ; 1'se proje başa baş noktasında demektir. (Hamamcıoğlu, 2010)

$$BCR = \frac{CPV(B_A)_{1-n}}{C_I + CPV(C_{OM})_{1-n}} \quad (5.28)$$

$$BCR = \frac{B_A \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right]}{C_I \left\{ 1 + m \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] \right\}} \quad (5.29)$$

5.1.4.3 Geri ödeme süresi (PBP)

Geri ödeme süresi, projenin getirilerinin toplamının, yatırım bedellerini geçtiği zamana verilen addır. Bir diğer ifadeyle projenin kara geçtiği andır. Birden fazla projeyi karşılaştırırken hızlı geri dönüş sağlayacak projenin seçimi doğru olacaktır. Bu da geri ödeme süresi küçük olan projenin daha iyi olduğunun göstergesidir.

$$CPV(B_A)_{1-n} = C_I + CPV(C_{OM})_{1-n} \quad (5.30)$$

$$B_A \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] = C_I \left\{ 1 + m \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] \right\} \quad (5.31)$$

$$PBP = \frac{\ln \left(1 - \frac{IC_I}{B_A - mC_I} \right)}{\ln(1+I)} \quad (5.32)$$

5.1.4.4 İç verimlilik oranı (IRR)

IRR de proje seçiminde önemli bir sayısal göstergedir. Projeye yapılacak harcamalarla, getirileri arasında yapılan matematiksel işlemlerle (öncekilerine göre biraz daha karmaşık) yüzdeli bir değer bularak, projenin getirisi analiz edilir. *IRR* 'nin 0,22 olarak bulunması projenin zaman içinde %22 oranında kazandıracığının göstergesidir. Proje seçiminde *IRR* 'si büyük olan projenin seçilmesi doğru olacaktır. (Hamamcıoğlu, 2010)

Eğer *IRR* iskonto oranı ile eşit çıkarsa projenin net şimdiki değeri sıfırdır. Başka bir deyişle iç verim oranı projenin anaparasından kazanabileceğimiz maksimum orandır.

$$B_A \left[\frac{(1+IRR)^n - 1}{IRR(1+IRR)^n} \right] = C_I \left\{ 1 + m \left[\frac{(1+IRR)^n - 1}{IRR(1+IRR)^n} \right] \right\} \quad (5.33)$$

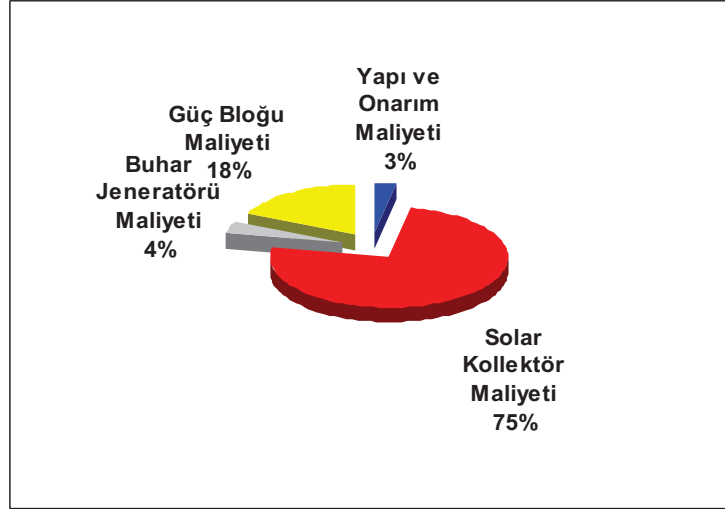
5.2 İstanbul ili için enerji maliyeti analizi

Güneş enerjisi santralinden elektrik enerjisi üretiminde göz önünde bulundurulması gereken önemli bir konu maliyet analizidir. Şu an güneş enerjisi ile elektrik üretimi her ne kadar maliyet dolayısı ile uygulanabilir olmasa da üretimin artmasıyla ve teknolojinin gelişmesi ile gün geçtikçe daha da ekonomik hale gelmektedir.

Çalışmanın bu kısmında güneş enerjisi santrali kurulumundaki yatırım ve işletim maliyetleri analiz edilmiştir. Üretilen enerjinin şebekeye satışından elde edilen gelir ile maliyetler kıyaslanarak amortisman süresi hesaplanıp, tasarlanan ölçüdeki bir güneş enerjisi santralinin fizibilite çalışması yapılmıştır.

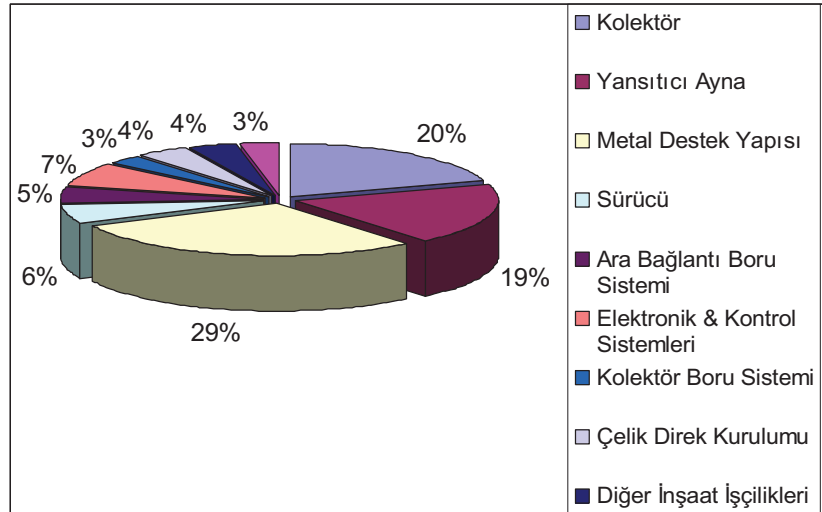
Güneş enerji santrali maliyetinin ana bileşenlerini kolektörler (%75) ve güç bloğu (%18) oluşturmaktadır. Güneş enerji santralinin en önemli maliyet kategorileri Şekil 5.3'te

gösterilmiştir. Şekil kullanılan veriler Price (2003) çalışmasında elde edilmiştir.



Şekil 5.3 Güneş enerjisi santrali kurulumundaki maliyet kategorileri

Güneş enerjisi santralinde kolektör alanı bileşenlerinin maliyetleri ise Şekil 5.4'te gösterilmiştir.



Şekil 5.4 Güneş enerjisi santralinde kolektör alanı bileşen maliyetleri

Şekiller 5.3 ve 5.4'de kullanılan veriler Price (2003) çalışmasından elde edilmiştir.

5.2.1 Güneş enerjisi santrali ana bileşenleri maliyet hesabı

Bir güneş enerjisi santralinin ana bileşenlerini kolektörler ve güç bloğu oluşturmaktadır.

5.2.1.1 Isı kolektörleri

Isı kolektörleri kolektör alanının temel elemanlarıdır. Bu çalışmada tasarlanan güneş enerjisi santralinde toplam ısı kolektör sayısı 9.600 adet olup, birim maliyeti ise 635 \$/birim olarak kabul edilmiştir. (Price, 2003)

Toplam kolektör maliyeti hesaplanırken birim maliyet dikkate alınarak

$635 \$ \times 9.600 = 6.096.000 \$$ olarak hesaplanır.

5.2.1.2 Kolektör alanı destek yapısı maliyeti

Bu yapılar, kolektörlerin çelik sütun ve reflektör desteği elemanlarını kapsayan metal destek sistemlerinden oluşmaktadır. Güneş enerjisi santralinin kurulacağı bölgedeki rüzgar şiddeti bu malzemelerin mukavemet değerlerini belirlemektedir. Rüzgar tüneli testleri ile bu değerler geliştirilmiş olup, daha uzun süre dayanıklılık sağlamak amacı ile ağırlıklar giderek azaltılmaktadır.

Destek yapılarının maliyeti 54 \$/m² olarak öngörülmektedir. (Price, 2003)

Bu çalışmada tasarlanan güneş enerjisi santralinde toplam kolektör alanı 0,188 km² olup, buna bağlı olarak destek yapıları maliyeti;

$$0,188 \text{ km}^2 = 188.000 \text{ m}^2$$

$188.000\text{m}^2 \times 54 \$/\text{m}^2 = 19.152.000 \$$ olarak hesaplanır.

5.2.1.3 Yansıtıcı aynalar

Güneş enerjisi santrallerinde kullanılan reflektörler termal olarak bükülerek parabolik hale getirilen 4 mm düşük-demir cam aynalardan oluşmaktadır.

Bu çalışmada yansıtıcı ayna maliyeti 28\$/m² alan olarak alınmıştır. (Price, 2003)

Yansıtıcı ayna maliyeti;

$28 \$/\text{m}^2 \times 188.000 \text{ m}^2 = 5.264.000 \$$ olarak hesaplanmaktadır.

5.2.1.4 Güç bloğu maliyeti

Güç bloğu, buhar türbinleri, türbin destek parçaları, jeneratör, jeneratör destek parçaları, besleme suyu ve kondensatör sistemlerinden oluşmaktadır. Santral gücü arttıkça güç bloğu maliyetleri azalmaktadır.

Santral denge sistemi maliyetleri ise, kondenser, su tasfiye sistemi, yangın koruma sistemi, boru sistemi, sıkıştırılmış hava sistemi, kapalı su soğutma sistemi, santral kontrol sistemi, elektrik ekipmanları, vinç ve kaldırıcı maliyetlerini kapsamaktadır.

Güç bloğu maliyeti 493 \$/kW olarak öngörülmektedir. (Price, 2003)

Dolayısıyla modellemesini gerçekleştirdiğimiz 30MWe gücündeki santralin güç bloğu maliyeti;

$$493 \text{ \$/kW} \times 30000 \text{ kW} = 14.790.000 \text{ \$}$$

olarak hesaplanmıştır.

5.2.1.5 Termal depo sistemi maliyeti

Bu çalışmada tasarlanan güneş enerjisi santralinde termal depolama sistemi kullanılmamıştır. Bu, maliyet açısından büyük bir avantajdır. Çünkü, termal depolama sistemi 30 MW kapasitedeki bir güneş enerjisi santralinde toplam maliyetin ortalama olarak %23'ü demektir. Termal depolama sisteminin yüksek maliyetine karşın, depolamanın üç ana faydası bulunmaktadır. (Price, 2003)

İlk olarak, depolama sisteminde elektrik fiyatının yüksek olduğu zamanı bekleyerek, üretilen elektriği yüksek fiyata satmak mümkündür. Depo sisteminin ikinci avantajı, bu sistem santralin sevk edilebilirliğini artırmaktadır. Böylece elektrik ihtiyacının yüksek olduğu zaman beklenerek dağıtım yapılabilir. Üçüncü ana fayda, depolama ile kapasite faktörünün artmasıdır. Kapasite faktörü, gerçek yıllık üretimin maksimum üretime oranıdır.

5.2.1.6 Santral kurulum alanı maliyeti

Bu çalışmada güneş enerji santralinin İstanbul'da kurulması planlanmıştır. Aynı santralin İzmir'de yapılması planlanarak, her iki sonuç arasında kıyaslama yapılmıştır. Arazi seçimi sırasında hem güneş enerjisi zengin hem de arazi maliyeti açısından uygun alanlar seçilmiştir. Santral alanında en büyük alanı kapsayan solar kolektör alanı 0.188 km²'dir. Santral, diğer

alanlarla birlikte 0.635 km²'lik bir alanda kuruması planlanmıştır.

Arsa olarak İstanbul Silivri'de 635.000 m² arazi seçilmiş olup, yaklaşık maliyeti 9.000.000 \$'dır.

Santralin İzmir'de kurulması halindeki arsa fiyatı ise yaklaşık 4.500.000 \$'dır.

5.2.1.7 İşletme ve bakım maliyetleri

Güneş enerji santrali için yapılan yatırım, aslında geri dönüşü uzun yılları kapsayan bir yatırımdır. Alışıl gelmiş güç santrallerinde işletme ve bakım maliyetinin önemli bir bölümünü yakıt ve yağlama harcamaları oluşturmaktadır. Güneş enerji santralinde yakıt yani güneş bedava olduğundan dolayı, işletme ve bakım maliyeti açısından önemli avantajlara sahiptir.

Masraflı ilk yatırım maliyetine karşın, santralin işletilmesi esnasındaki karlılığı güneş enerji santrallerinin önemli bir avantajıdır. Güneş enerjisi santrallerinde, problemsiz bir işletme için santral elemanlarının periyodik bakımlarına özen gösterilmelidir. Çevrimin önemli bir parçası olan türbinlerin bakımlarına özellikle dikkat edilmelidir. Burada işletme ve bakımdan sorumlu olacak personelin iyi seçilmesi gerekmektedir. Sorumlu personel, iş planlanması, koruyucu bakımların düzenlenmesi, yedek parça yönetimi, satın alma, ölçüm değerlerinin analizi gibi işlerden sorumludur.

Küçük kapasiteli santrallerde işletme ve bakım maliyetleri büyük kapasiteli santrallere göre yüksektir. İşletme ve bakım maliyeti ortalama 0,0135 \$/kWh (O&M) olarak gerçekleşmektedir. (Price, 2003)

Bu çalışmada 30 MWe gücündeki güneş enerjisi santrali için yıllık işletme ve bakım masrafı bu değer kullanılarak;

$$0.0135 \text{ \$/kWh} \times 30.000 \text{ kW} \times 24 \times 365 = 35.478 \text{ \$ (24.927 €)}$$

olarak hesaplanmıştır.

5.2.2 Toplam ilk yatırım maliyeti

Toplam ilk yatırım maliyeti:

Kolektör alanı destek yapısı maliyeti + Isı kolektörleri maliyeti + Yansıtıcı aynalar maliyeti + Güç bloğu maliyeti + Santral kurulum alanı maliyeti
olmaktadır.

Çizelge 5.1 İstanbul koşullarında ilk yatırım maliyeti

Kolektör alanı destek yapısı maliyeti	6096000 \$
Isı kolektörleri maliyeti	19152000 \$
Yansıtıcı aynalar maliyeti	5264000 \$
Güç bloğu maliyeti	14790000\$
Santral kurulum alanı maliyeti	9000000 \$
TOPLAM İLK YATIRIM MALİYETİ	54302000 \$ (38152182 €)

(\$-€ dönüşümü 05.11.2010 tarihli TCMB €/ \$ çapraz kur değeri kullanılarak yapılmıştır.)

5.2.3 İstanbul'da kurulacak olan güneş enerjisi santralının ekonomik analizi

Güneş enerjisi santralının ekonomik analizinin yapılabilmesi için öncelikle santralin yatırım maliyeti hesaplandı. Buna bağlı olarak elektriğin birim fiyatı hesaplanarak santralin ekonomik analizi gerçekleştirilecektir. Ekonomik analizlerde Aybers ve Şahin (1995) ve Hamamcıoğlu (2010) çalışmalarından faydalanılmıştır.

Santral için bilinenler:

$$CPV(B_A)_{1-n} = C_I + CPV(C_{OM})_{1-n}$$

$$C_I = 38.152.182 \text{ €}$$

$$C_{OM} = 24.927 \text{ €}$$

$$n = 30 \text{ yıl}$$

$$E_I = 7.117.727 \text{ kWh/yıl}$$

Reel iskonto oranı (I) için gerekli değerler, faiz oranı (i), görünür eskalasyon oranı (e_a)'dır.

$$i = \%7$$

$$e_a = \%3$$

$$I = \frac{(1+i)}{(1+e_a)} - 1 = 1 \frac{(1+0.07)}{(1+0.03)} - 1 = 0.039$$

$$I = 0.039$$

$CPV(C_A)$, şimdiki değere getirilmiş ilk yatırım ve işletme bakım masrafıdır..

$$CPV(C_A)_{1-n} = C_I + C_{OM} \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] = 38.152.182 + 24.927 \left[\frac{(1+0.039)^{30} - 1}{0.039(1+0.039)^{30}} \right] = 38.589.393,91$$

$$CPV(C_A) = A_1 (1+e_a)^{-1} = A_1 (1+0.03)^{-1}$$

$$CPV(C_A) = 1.464.384,39 \text{ €/yıl}$$

$$A_1 = 1.508.315,92 \text{ €/yıl}$$

Buna göre kWh saat başına yatırım maliyeti;

$$c_w = \frac{CPV(C_A)}{E_I} = \frac{1.464.384,39}{7.117.727} = 0,2057 \text{ €/kWh}$$

olmaktadır.

$$c_c = 3.48 \times 10^{-3} \text{ €/kWh}$$

$$c_e = c_w - c_c = 0.2057 - 0.00348 = 0.20222$$

Projeden elde edilecek yıllık fayda miktarı

B_A projeden elde edilecek fayda miktarı, santralin ürettiği elektrikten elde edilen gelir olmaktadır. Buna göre;

$$B_A = E_I \times c_{satis}$$

$$c_{satis} = 0.10 \text{ € kabul edilmiştir.}$$

$$B_A = 7.117.727 \times 0.10 = 711.727,7 \text{ €/yıl}$$

$$CPV(B_A)_{1-n} = \text{Projeden elde edilecek kümülatif faydanın şimdiki değeri}$$

$$CPV(B_A)_{1-n} = B_A \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] = 12.483.990,49 \text{ €}$$

Projenin net şimdiki değeri

Elektrik satışından elde edilecek kümülatif faydanın şimdiki değerinden ilk yatırım maliyeti, işletme ve bakım maliyetinin kümülatif değeri çıkartılarak net şimdiki değer bulunur.

$$NPV = CPV(B_A)_{1-n} - CPV(C_A)_{1-n} = 12.483.990,49 - 38.589.393,91 = -26.105.403,42$$

Projenin fayda masraf oranı

$$BCR = \frac{CPV(B_A)_{1-n}}{CPV(C_A)_{1-n}} = \frac{12.483.990,49}{38.589.393,91} = 0.32$$

BCR oranının 0.32 olarak bulunması, santrale yapılacak yatırımın 1 liralık yatırımın 0.32 lira olarak geri dönüş sağlayacağını belirtmektedir. Bu nedenle de santral ekonomik açıdan uygun değildir.

İç verimlilik oranı

$$B_A \left[\frac{(1+IRR)^n - 1}{IRR(1+IRR)^n} \right] = C_I \left\{ 1 + m \left[\frac{(1+IRR)^n - 1}{IRR(1+IRR)^n} \right] \right\}$$

İç verimliliğin hesaplanabilmesi için yukarıda verilen denklem iterasyon yöntemi ile çözülmüştür. IRR=0.03 olarak hesaplanmıştır. Bu değer faiz oranı olan 0.07 değerinden küçük olduğu için santral yatırımının bu koşullar altında ekonomik olmadığı ortaya çıkmaktadır.

Yukarıda belirtilen ekonomik analizler sonucunda İstanbul'da belirtilen koşullar altında santral yatırımının ekonomik olamayacağı görülmüştür. Santral yatırımının ekonomik olabilmesi için devlet tarafından verilmesi öngörülen 0,10 €/kWh'lik alım garantisinin artırılması ile sağlanabilir.

Yapılan hesaplamalar sonucunda elektrik birim fiyatının 0,31 €/kWh olması halinde santralin fayda masraf oranınının 1 olması sağlanabilmektedir. Bu durumda geri ödeme süresi;

$$PBP = \frac{\ln\left(1 - \frac{IC_I}{B_A - mC_I}\right)}{\ln(1+I)} = 29.84$$

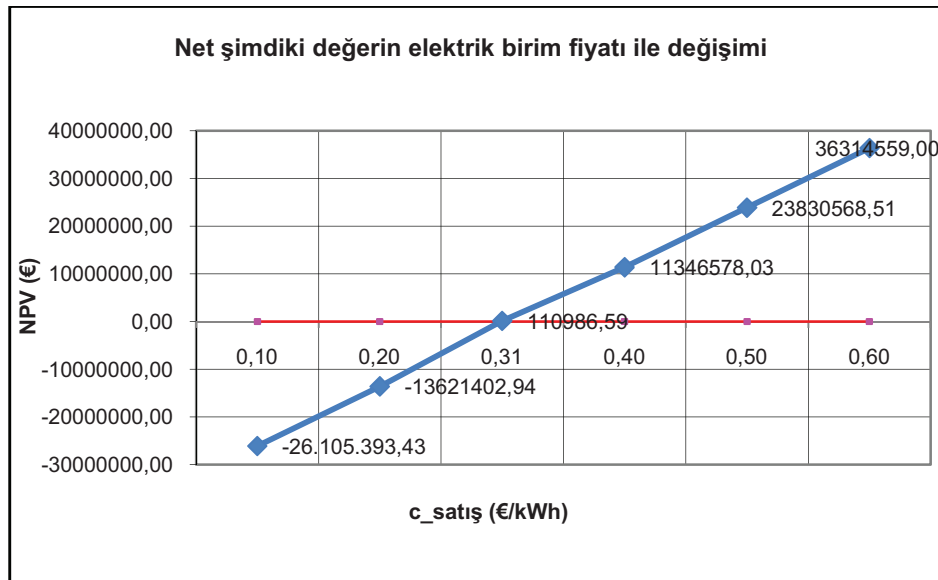
yani santral ömrü dahilinde olmaktadır.

Projenin net şimdiki değeri;

$$NPV = CPV(B_A)_{1-n} - CPV(C_A)_{1-n} = 110.986,59$$

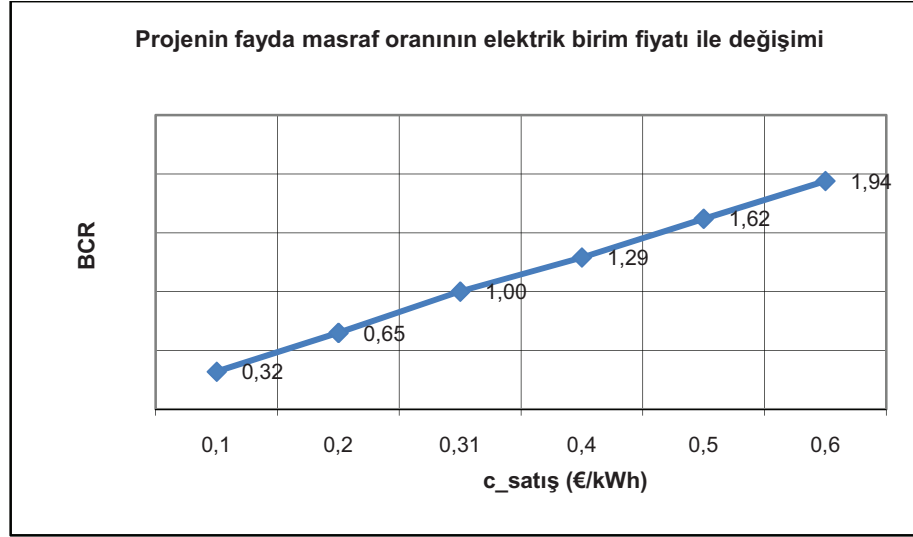
olmaktadır.

Şekil 5.5, Şekil 5.6 ve Şekil 5.7’de elektrik birim satış fiyatının net şimdiki değer, fayda masraf oranı ve geri ödeme süresi üzerindeki etkileri gösterilmiştir.



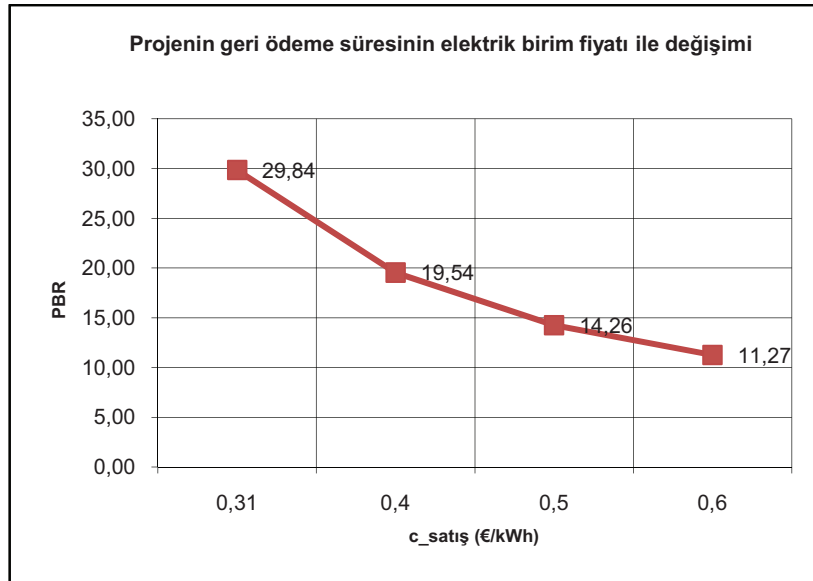
Şekil 5.5 Net şimdiki değerin elektrik birim fiyatı ile değişimi

İstanbul koşullarında belirtilen koşullar için, elektrik birim satış fiyatı 0,31 €/kWh’in üzerinde olması halinde net şimdiki değer pozitif değer alabilmektedir.



şekil 5.6 Projenin fayda masraf oranının elektrik birim fiyatı ile değişimi

Projenin fayda masraf oranı, elektrik birim satış fiyatının yükselmesine bağlı olarak artış göstermektedir.



şekil 5.7 Projenin geri ödeme süresinin elektrik birim fiyatı ile değişimi

Projenin geri ödeme süresi, elektrik birim satış fiyatının yükselmesine bağlı olarak azalmaktadır.

5.2.4 İzmir’de kurulacak olan güneş enerjisi santralının ekonomik analizi

Planlanan santralin İzmir’de kurulması halinde, santral kurulum alanı maliyetinin düşmesine bağlı olarak toplam ilk yatırım maliyeti daha düşük olmaktadır.

Çizelge 5.2 İzmir koşullarında ilk yatırım maliyeti

Kolektör alanı destek yapısı maliyeti	6096000 \$
Isı kolektörleri maliyeti	19152000 \$
Yansıtıcı aynalar maliyeti	5264000 \$
Güç bloğu maliyeti	14790000\$
Santral kurulum alanı maliyeti	4500000 \$
TOPLAM İLK YATIRIM MALİYETİ	49802000 \$ (34990515 €)

(\$-€ dönüşümü 05.11.2010 tarihli TCMB €/ \$ çapraz kur değeri kullanılarak yapılmıştır.)

Santral için bilinenler:

$$CPV(B_A)_{1-n} = C_I + CPV(C_{OM})_{1-n}$$

$$C_I = 34.990.515 \text{ €}$$

$$C_{OM} = 24.927 \text{ €}$$

$$n = 30 \text{ yıl}$$

$$E_I = 9.551.415 \text{ kWh/yıl}$$

Reel iskonto oranı (I) için gerekli değerler, faiz oranı (i), görünür eskalasyon oranı (e_a)’dır.

$$i = \%7$$

$$e_a = \%3$$

$$I = \frac{(1+i)}{(1+e_a)} - 1 = 1 \frac{(1+0.07)}{(1+0.03)} - 1 = 0.039$$

$$I = 0.039$$

$CPV(C_A)$, şimdiki değere getirilmiş ilk yatırım ve işletme bakım masrafıdır..

$$CPV(C_A)_{1-n} = C_I + C_{OM} \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] = 34.990.515 + 24.927 \left[\frac{(1+0.039)^{30} - 1}{0.039(1+0.039)^{30}} \right] = 35.427.716,91$$

$$CPV(C_A) = A_1 (1 + e_a)^{-1} = A_1 (1 + 0.03)^{-1}$$

$$CPV(C_A) = 1.344.405,90 \text{ €/yıl}$$

$$A_1 = 1.384.738,08 \text{ €/yıl}$$

Buna göre kWh saat başına yatırım maliyeti;

$$c_w = \frac{CPV(C_A)}{E_I} = \frac{1.344.405,90}{9.551.415} = 0,141 \text{ €/kWh}$$

olmaktadır.

$$c_c = 3.48 \times 10^{-3} \text{ €/kWh}$$

$$c_e = c_w - c_c = 0.141 - 0.00348 = 0.13727$$

Projeden elde edilecek yıllık fayda miktarı

B_A projeden elde edilecek fayda miktarı, santralin ürettiği elektrikten elde edilen gelir olmaktadır. Buna göre;

$$B_A = E_I \times c_{satis}$$

$$c_{satis} = 0.10 \text{ € kabul edilmiştir.}$$

$$B_A = 9.551.415 \times 0.10 = 955.141,50 \text{ €/yıl}$$

$CPV(B_A)_{1-n}$ = Projeden elde edilecek kümülatif faydanın şimdiki değeri

$$CPV(B_A)_{1-n} = B_A \left[\frac{(1+I)^n - 1}{I(1+I)^n} \right] = 16.752.505,01 \text{ €}$$

Projenin net şimdiki değeri

Elektrik satışından elde edilecek kümülatif faydanın şimdiki değerinden ilk yatırım maliyeti, işletme ve bakım maliyetinin kümülatif değeri çıkartılarak net şimdiki değer bulunur.

$$NPV = CPV(B_A)_{1-n} - CPV(C_A)_{1-n} = 16.752.505,01 - 35.427.716,91 = -18.752.505,01$$

Projenin fayda masraf oranı

$$BCR = \frac{CPV(B_A)_{1-n}}{CPV(C_A)_{1-n}} = \frac{16.752.505,01}{35.427.716,91} = 0.47$$

BCR oranının 0.32 olarak bulunması, santrale yapılacak yatırımın 1 liralık yatırımın 0.32 lira olarak geri dönüş sağlayacağını belirtmektedir. Bu nedenle de santral ekonomik açıdan uygun değildir.

İç verimlilik oranı

$$B_A \left[\frac{(1 + IRR)^n - 1}{IRR(1 + IRR)^n} \right] = C_I \left\{ 1 + m \left[\frac{(1 + IRR)^n - 1}{IRR(1 + IRR)^n} \right] \right\}$$

İç verimliliğin hesaplanabilmesi için yukarıda verilen denklem iterasyon yöntemi ile çözülmüştür. IRR=0.05 olarak hesaplanmıştır. Bu değer faiz oranı olan 0.07 değerinden küçük olduğu için santral yatırımının bu koşullar altında ekonomik olmadığı ortaya çıkmaktadır.

Yukarıda belirtilen ekonomik analizler sonucunda, İstanbul'da olduğu gibi santralin belirtilen koşullar altında İzmir'de kurulması halinde de yatırımının ekonomik olamayacağı görülmüştür. Fakat İzmir koşullarında İstanbul'a göre nispeten daha iyi sonuçlar elde edilmiştir. Bunun nedeni İzmir'de nispeten yüksek güneş ışınımına bağlı olarak elektrik üretiminin daha yüksek olması ve santral kurulum alanı maliyetinin daha düşük olmasıdır. İstanbul için belirtildiği gibi İzmir koşulları için de santral yatırımının ekonomik olabilmesi, devlet tarafından verilmesi öngörülen 0,10 €/kWh'lik alım garantisinin arttırılması ile sağlanabilir.

Yapılan hesaplamalar sonucunda İzmir'de kurulan santral için elektrik birim fiyatının 0,212 €/kWh olması halinde santralin fayda masraf oranının 1 olması sağlanabilmektedir. Bu durumda geri ödeme süresi;

$$PBP = \frac{\ln\left(1 - \frac{IC_I}{B_A - mC_I}\right)}{\ln(1+I)} = 29.86$$

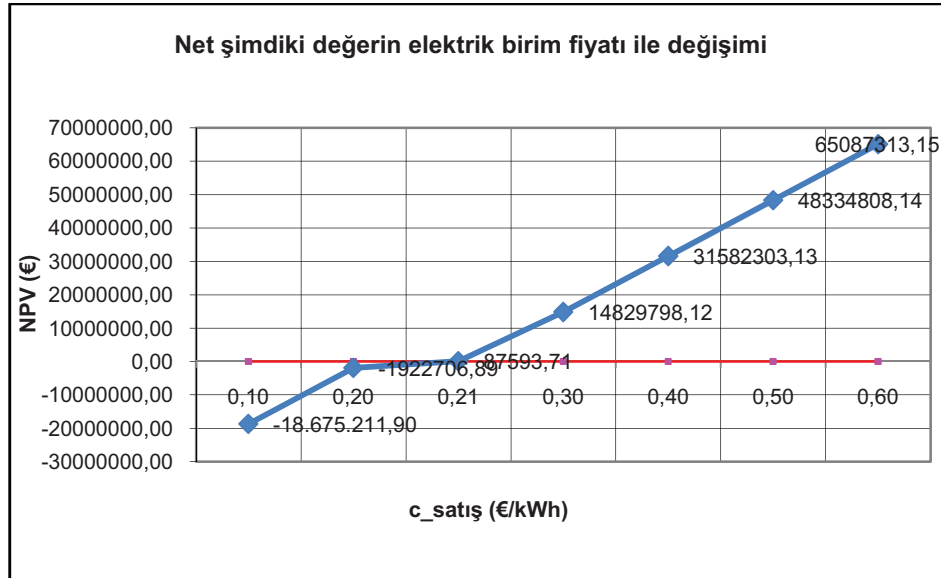
yani santral ömrü dahilinde olmaktadır.

Projenin net şimdiki değeri;

$$NPV = CPV(B_A)_{1-n} - CPV(C_A)_{1-n} = 87.593,71$$

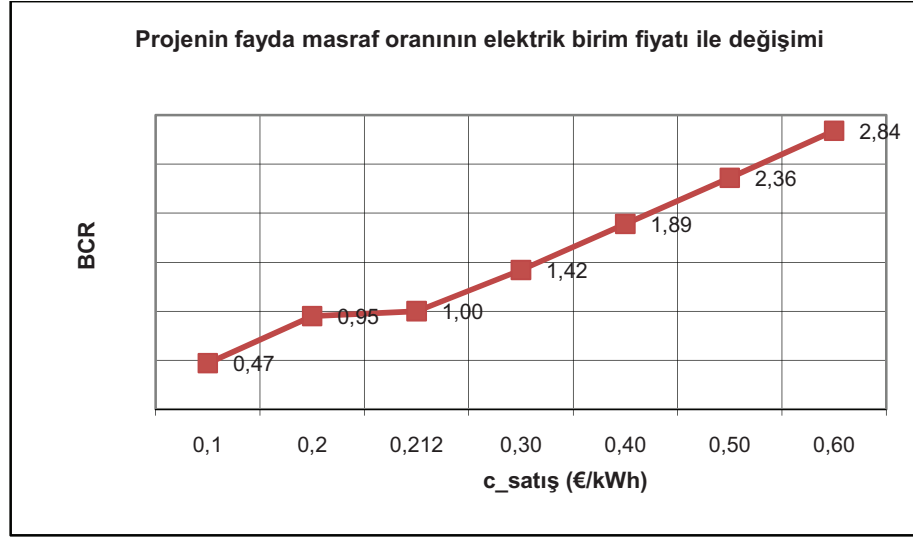
olmaktadır.

Şekil 5.8, Şekil 5.9 ve Şekil 5.10'da elektrik birim satış fiyatının net şimdiki değer, fayda masraf oranı ve geri ödeme süresi üzerindeki etkileri gösterilmiştir.



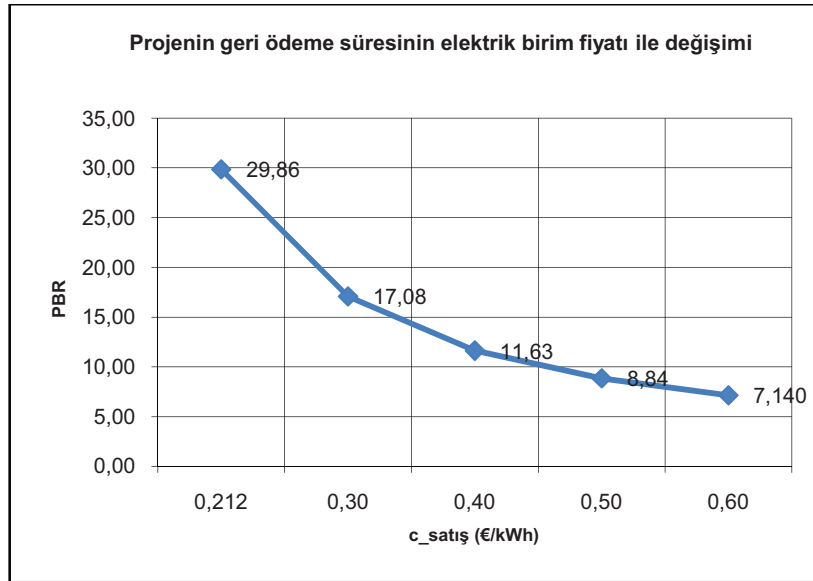
Şekil 5.8 Net şimdiki değer elektrik birim fiyatı ile değişimi

İzmir koşullarında belirtilen koşullar için, elektrik birim satış fiyatı 0,212 €/kWh'in üzerinde olması halinde net şimdiki değer pozitif değer alabilmektedir.



şekil 5.9 Projenin fayda masraf oranının elektrik birim fiyatı ile değişimi

İstanbul koşulları için de olduğu gibi, İzmir koşullarında projenin fayda masraf oranı, elektrik birim satış fiyatının yükselmesine bağlı olarak artış göstermektedir.



şekil 5.10 Projenin geri ödeme süresinin elektrik birim fiyatı ile değişimi

İzmir koşulları için projenin geri ödeme süresi, elektrik birim satış fiyatının yükselmesine bağlı olarak azalmaktadır.

6. GÜNEŞ ENERJİSİ VE ÇEVRE

6.1 Enerji ile ilişkili çevresel problemler

Enerji, ekonomi için ana etkenlerden biri olarak değerlendirilir ve ekonomik gelişme için önemli bir etmendir. Ekonomik gelişme için enerjinin önemi evrensel olarak görülmektedir ve tarihsel veriler de enerjinin varlığı ile ekonomik aktivite arasında güçlü bir bağ olduğunu doğrulamaktadır. Her ne kadar 70'li yılların başlarında gerçekleşen petrol krizi sırasında asıl kaygı enerji fiyatı ile ilgili olduysa da, son 20 yılda çevresel bozulma ve çevresel riskler daha büyük önem kazanmıştır. İnsanların çevreye olan etkilerinin artması ile birlikte ortaya çıkan çeşitli faktörler çevresel problemlerin daha da büyümesine neden olmuştur. Bunun ana nedenleri dünya nüfusundaki artış, enerji tüketimi ve endüstriyel aktivitelerdir. Bugün karşılaştığımız çevre sorunlarına çözümler üretebilmek için sürdürülebilir gelişme için uzun vadeli potansiyel hareketler gerekmektedir. Bu noktada yenilenebilir enerji kaynakları en etkili ve verimli çözüm yöntemlerinden biri olarak ortaya çıkmaktadır. Geçtiğimiz yıllarda, çevresel analizler ve yasal kontrol mekanizmaları en yaygın olarak bilinen sülfürdioksit (SO₂), nitrojenoksit (NO_x), partiküller ve karbonmonoksit (CO) gibi kirleticiler üzerinde odaklanılmıştı. Fakat şu an çevresel kaygılar ufak dozlar da bile çok zararlı olan karbon dioksit (CO₂) gibi toksik kimyasal maddeler üzerinde toplanmıştır. Ayrıca endüstriyel proseslerde gerçekleştirilen gelişmeler yeni çevresel problemlere yol açmıştır.

Sürdürülebilir gelişmenin en yaygın tanımlarından biri "gelecek jenerasyonların ihtiyaçlarını karşılamasına engel olmadan günümüz insanların ihtiyaçlarını karşılayan gelişmelerdir". Sürdürülebilir gelişmeyi sağlayabilmek için birçok faktör bulunmaktadır. Günümüzde bu faktörlerin en önemlilerinden biri enerjidir ve bununla ilgili en önemli konulardan biri de tamamen sürdürülebilir olan bir enerji kaynağının bulunması gerekliliğidir. Güvenilir bir enerji kaynağının bulunmasının gerekliliği kabul görmüş bir gerçektir fakat bu, sürdürülebilir bir gelişme için yeterli değildir. Sürdürülebilir gelişmenin gerçekleştirilebilmesi için sürdürülebilir bir enerji kaynağının bulunması, etkili ve verimli enerji kullanımının sağlanması gereklidir. Bu enerji kaynağı uzun vadede makul maliyette olmalı, sürdürülebilir olmalı ve negatif etkenler oluşturmadan bütün gerekli durumlar için kullanıma uygun olmalıdır. Bu nedenle yenilenebilir enerji kaynakları ile sürdürülebilir gelişme arasında yakın bir ilişki vardır. Kirlilik enerji tüketimine bağlıdır. Günümüzde, dünyada günlük 76 milyon varil petrol kullanılmaktadır. Fosil yakıt tüketiminin bilinen bütün zararlarına rağmen 2025

yılında bu miktarın günlük 123 milyon varile çıkması beklenmektedir. Gelecekteki enerji tüketimi ve üretimi seviyelerinin belirlenebilmesi için nüfus artışı, ekonomik performans verileri, teknolojik gelişmeler gibi çeşitli belirgin faktörler bulunmaktadır. Bunlara ek olarak, enerji ile ilgili hükümet politikaları ve dünya enerji pazarındaki gelişmeler de gelecekteki enerji tüketimi ve üretimi seviyeleri ve yöntemleri üzerinde etkili olacaktır. Dikkate alınması gereken bir diğer parametre de dünya nüfusedir. Bu yüzyılın ortalarında nüfusunun neredeyse iki katına çıkması beklenmektedir, aynı zamanda gerçekleşecek ekonomik büyüme ile birlikte enerji ihtiyacı da artış gösterecektir. İnsanların bugün olduğu gibi çevreye zarar vermeye devam etmesi durumunda gelecek nesillerin ve dünyanın olumsuz olarak etkileneceğini gösteren birçok kanıt bulunmaktadır. Günümüzde yaygın olarak bilinen en önemli çevresel sorunlar asit yağmurları, ozon tabakasının zarar görmesi ve iklim değişiklikleridir. Bu sorunlar aşağıda detaylı olarak incelenmiştir.

6.1.1 Asit yağmurları

Asit yağmurları fosil yakıtların yakılması sonucunda oluşan SO_2 ve NO_x gazlarının atmosferde uzun mesafelerce taşınması ve yağışlarla beraber tekrar yeryüzüne düşmesi ile oluşur. Bu da asite karşı korumasız ve hassas olan ekosistemlerin zarar görmesine neden olur. Dolayısıyla asit yağmurlarıyla baş edebilmenin tek yolu SO_2 ve NO_x kirleticilerinin kontrol altında tutulabilmesidir. Bu kirleticiler asit yağmuru problemine sebep olabilmektedir.

Yakın zamanda, aynı şekilde asit yağmuruna sebep olabilecek diğer maddelere de dikkat edilmeye başlanmıştır. Uçucu organik bileşenler (VOC_s), klörür ve ozon gibi malzemeler asit yağmuruna neden olmakla beraber, atmosferde bazı kimyasal reaksiyonlar geçirerek başka hava kirleticilerinin oluşmasına da neden olabilmektedir.

Enerji ile ilgili faaliyetlerin asit yağmurlarının ana sebeplerinden bir olduğu bilinmektedir. Dolayısıyla ne kadar fazla enerji tüketirsek, asit yağmuruna o kadar fazla katkı yapmış oluruz. Asit yağmurlarını önleyebilmenin en kolay yollarından biri enerji tüketimimizi azaltmaktır.

6.1.2 Ozon tabakasının incelenmesi

Atmosferde 12 ila 25 km yükseklik aralığında bulunan ozon tabakası ultraviyole (UV) radyasyonunu (240-300nm) ve infrared radyasyonu absorbe ederek dünya için doğal bir dengeleyici görevi üstlenmektedir. Atmosferdeki ozon tabakasının incelenmesi global bir çevre sorunudur. CFC (chlorofluorocarbon), halon ve NO_x bu incelmeye sebep olan

emisyonlardandır. Ozon tabakasının incilmesi, zararlı UV radyasyonunun dünyaya ulaşmasına neden olur. Buna bağlı olarak insanlarda cilt kanseri riski artar ve birçok biyolojik tür için zararlı koşullar oluşturur. Unutulmamalıdır ki enerjiye bağlı aktiviteler ozon tabakasının incelmeye neden olan gazların emisyonlarının oluşumunda kısmen sorumludur. Ozon tabakasının incelmeye sebep olan en büyük etkenler; CFC yaygın olarak klimalarda ve soğutucu ekipmanlarda kullanılır, NOx emisyonu fosil yakıtların ve biyoyakıtların yakılması sırasında ve doğal denitrifikasyon işlemlerinde ortaya çıkar. (Rosa, 2009)

1998 yılında Antartika üzerindeki ozon deliği 25 milyon km² olarak belirlenmiştir. 1993 yılında bu delik 3 milyon km² idi. Yavaş düzelmeye bağlı olarak bu hasarını önümüzdeki 10-20 yılda devam etmesi beklenmektedir. Tamamen düzelmesinin 2050 yılını bulması beklenmektedir fakat iklim değişiklikleri düzelmeye hızını etkilemektedir.

6.1.3 İklim değişikliği

Sera gazı etkisi bütün atmosferin ısıyı dünya yüzeyinde tutması görevi olarak kullanılır. Fakat son zamanlarda CO₂ gazının sera gazı üzerinde olan yaklaşık %50'lik etkisi ile ilişkilendirilmektedir. CO₂'ye ilave olarak endüstriyel aktiviteler sonucunda ortaya çıkan CH₄, CFC, halon, N₂O, ozon gazları da sera gazı etkisine katkıda bulunarak dünya üzerinde sıcaklık artışına neden olmaktadır. Sera gazlarının atmosferik konsantrasyonlarının artması sonucunda daha fazla ısı dünya yüzeyinde hapsolür ve dolayısıyla sıcaklıklar yükselir. Dünya yüzeyindeki sıcaklığı son yüzyılda 0,6 °C arttığı ve buna bağlı olarak deniz seviyesinin 20 cm yükseldiği tahmin edilmektedir. Bu değişikliğin insan yaşamı üzerinde çok büyük etkileri olabilir.

6.2 Güneş Enerjisinin Çevresel Etkileri

İnsanlar gerçekleştirdikleri ekonomik ve diğer aktivitelerle çeşitli sera gazlarının atmosferdeki konsantrasyonlarının artmasına neden olmaktadır. Örneğin fosil yakıt kullanıma bağlı olarak artış gösteren CO₂ emisyonu, artan metan ve CFC salınımları sera gazı etkisini arttırmaktadır. Esas olarak fosil yakıt kullanımına bağlı artış gösteren sera gazı konsantrasyonunun, aynı hızla artmaya devam ederse önümüzdeki yüzyılda 2-4 °C civarında sıcaklık artışının gerçekleşeceği tahmin edilmektedir. Eğer bu tahmin gerçekleşirse, deniz seviyesi 30-60 cm civarında yükselir. Bu seviyede bir yükselme kıyılarda sellerin gerçekleşmesine, tarım alanlarının

yüksek bölgelere taşınmasına, tarım ve diğer ihtiyaçlar için gerekli olan temiz su miktarının azalmasına neden olarak insan yaşamının devamını tehlikeye sokabilir. (Rosa, 2009)

Güneş enerjisi, elektrik üretiminde çevreye en az zarar veren metodlardan biri olarak düşünülür. Ne solar termal ne de solar fotovoltaik enerji santralleri operasyon sırasında atmosfere emisyon salınımı gerçekleştirmez. Ayrıca fotovoltaik enerji üretimi sırasında herhangi bir gürültü oluşmazken, solar termal enerji santralleri de çok az bir gürültü oluştururlar. Buna rağmen iki santral de çevresel etkiye sahiptirler. Santral alanı olarak her iki güneş enerji santrali tipi de fosil yakıtlı enerji santralleri için gerekenden çok daha fazla bir alana ihtiyaç duymaktadır. Fakat güneş enerjisi santralleri için en iyi kurulum yerleri kurak yerler olduğun için bu durum çevresel olarak çok büyük bir problem teşkil etmemektedir. Solar paneller çatılara veya yeni binaların içine yerleştirildiğinde başka amaçlar için de kullanılan alanı paylaşırlar. Bu tür kullanımların çevresel açıdan da önemi çok fazladır çünkü bunlar merkezi enerji santraline olan kapasite ihtiyacını azaltır. Böylece dağıtım sistemlerine duyulan ihtiyaç da azalır. Buna ek olarak enerji kaybı, kilometrelerce yol giden elektriğe göre çok daha azdır.

Termal güneş enerji santralleri geleneksel mekanik ve elektriksel bileşenlere dayanır. Yapımları, operasyonları ve devreden çıkarımları çevreye büyük etkiler bırakmadan kolayca kontrol edilebilir olmalıdır. Solar fotovoltaik donanımlar alışılmış materyalleri daha az kullanırlar. Günümüzde solar hücreler için en yaygın malzeme silikondur. Bu sistem üzerindeki araştırmalar, silikonun yüksek bir karbondioksit salınımına neden olduğunu göstermektedir çünkü silikonun üretiminde kullanılan enerji genel olarak fosil yakıtlı enerji santrallerinden üretilmektedir. Ayrıca araştırmalar, bu tarz bir santralin ürettiği her kilowatt-saat elektrik için 100 ile 170 gram arasında karbondioksiti serbest bıraktığını göstermektedir. Bu oran solar termal santrallere göre çok daha yüksektir. (solar termal için bu oran ortalama 30–40 g/kWh olmaktadır). Ama yine de bir gaz veya kömürle çalışan santrale göre bu oran oldukça az sayılabilir. (bu oran gaz santrali için 430 g/kWh, kömür santrali için 960 g/kWh olmaktadır). Gelecekte yenilenebilir enerji kapasitesi arttıkça ve daha temiz bir elektrik üretimi gerçekleştirildikçe bu etki de azalacaktır. Solar hücrelerin içeriğinde yer alan bazı yarı-iletken materyaller zehirli elementler içeriyorlar. Cadmimumtelluride içerisindeki cadmimum buna iyi bir örnek olarak gösterilebilir. (Rosa, 2009)

7. SONUÇ

Bu çalışmada, güneş enerjisi kaynaklı elektrik üretimi incelenmiş, İstanbul ve İzmir koşullarında kurulacak bir güneş enerjisi santralının teknik ve ekonomik açıdan analizi yapılmıştır. Bu amaçla Amerika'da kurulu olan 30 MWe gücündeki SEGS VI santrali referans alınarak santral modeli hazırlanmıştır. Hazırlanan bu model kullanılarak aynı santralin İstanbul ve İzmir'de kurulması halinde üretilebilecek yıllık elektrik miktarı hesaplanmıştır.

Elde edilen sonuçlardan, yıllık güneş ışınım değerleri İstanbul'a göre daha yüksek olan İzmir'de santralin kurulması halinde daha yüksek bir elektrik üretimi sağlanacağı görülmüştür. EES programında oluşturulan modelden elde edilen sonuçlar ayrıca SAM programı kullanılarak, kontrol edilmiş ve böylece sonuçların doğruluğu teyit edilmiştir.

Kurulması planlanan güneş enerjisi santrali için toplam ilk yatırım maliyeti, işletme ve bakım maliyeti hesaplanmıştır. EES programından elde edilen elektrik üretim miktarları göz önünde bulundurularak, net şimdiki değer metodu ile santralin hem İstanbul hem de İzmir koşulları için birim elektrik üretim maliyetleri bulunmuştur. Bu değerlere göre de santrallerin ekonomik analizleri gerçekleştirilmiştir. Yapılan analizler sonucunda, belirtilen koşullarda her iki projenin ekonomik olmayacağı görülmüştür.

Hali hazırda Türkiye'de güneş enerjisi için bir yasa çıkarılmamıştır. Dolayısıyla devletin sağlayacağı alım garantisi konusunda kesin verilen bulunmamaktadır. Gerçekleştirilen ekonomik analizlerde, sadece öngörülen 0,10 €/kWh'lik elektrik birim fiyatı kullanılmıştır. Buna bağlı olarak gerçekleştirilen analizlerde santral yatırımının ekonomik olabilmesi için devletin sunması gereken alım fiyatlarının İstanbul için 0,31 €/kWh, İzmir için ise 0,212 €/kWh değerlerinden yüksek olması gerektiği hesaplanmıştır.

Çizelge 7.1'de Avrupa ülkelerinde devlet tarafından sağlanan birim güneş enerjisi alım fiyatları gösterilmektedir.

Çizelge 7.1 Avrupa ülkelerinde devlet tarafından sağlanan birim güneş enerjisi alım fiyatları
(www.unienerji.com/?p=394)

Ülke	Güneş Enerjisi Alım Fiyatları
Avusturya	0,30-0,46 Euro/kWh (Yatırım desteği)
Belçika	0,45 Euro/kWh (20 yıl garantili devlet alımı)
Güney Kıbrıs	0,391 Euro/kWh
Çek Cumhuriyeti	0,479 Euro/kWh
Fransa	0,30-0,40 Euro/kWh (20 yıl garantili devlet alımı)
Almanya	0,3796-0,4921 Euro/kWh (20 yıl garantili devlet alımı)
Yunanistan	0,45-0,50 Euro/kWh (20 yıl garantili devlet alımı)
İtalya	0,36-0,49 Euro/kWh (20 yıl garantili devlet alımı)
Portekiz	0,28-0,45 Euro/kWh (15 yıl garantili devlet alımı)
İspanya	0,23-0,44 Euro/kWh (25 yıl garantili devlet alımı)

Çizelgede belirtilen Avrupa ülkelerinde, enerji alım fiyatlarının yanı sıra belli oranlarda devlet yatırım hibe teşvikleri ve vergi indirimleri de mevcuttur.

İstanbul ve İzmir koşullarında elde edilen ekonomik veriler göz önünde bulundurulduğunda, çizelgede belirtilen alım fiyatları sağlandığı takdirde Türkiye’de de güneş enerjisi santrali kurulumun ekonomik olabileceği görülmektedir.

Gerçekleştirilen analizler sonucunda beklendiği şekilde, İzmir’in güneş enerjisi santrali kurulumu için İstanbul’a nazaran daha uygun bir il olduğu görülmüştür. Bunun iki nedeni bulunmaktadır. Birinci neden, İzmir’de daha yüksek güneş ışınım değerleri olmasına bağlı olarak santralden elde edilen yıllık elektrik miktarının daha yüksek olması. İkinci neden ise, İzmir’de arazi fiyatlarının daha düşük olması nedeniyle daha düşük ilk yatırım maliyetinin gerçekleşmesidir. Bu analizi göz önünde bulundurarak güneş enerjisi santralinin, Türkiye’de güneş ışınımının daha yüksek olduğu güney bölgelerde, daha düşük arazi fiyatlarının olduğu alanlarda kurulması halinde daha ekonomik hale gelebileceği söylenebilir.

Güneş enerjisi santralının değerlendirilmesi yapılırken, ekonomik analizin yanı sıra farklı etkenler de göz önünde bulundurulmalıdır. Günümüzde güneş enerjisi ile elektrik üretimi, fosil yakıtlı santrallere göre daha yüksek maliyetlerde gerçekleşmektedir fakat fosil yakıtların

çevreye verdiği zararlar ve bu yakıtların dünya üzerinde kısıtlı miktarlarda olduğunu düşünülürse, yenilenebilir bir enerji kaynağı olarak güneş enerjisinin diğer yenilenebilir enerji kaynakları gibi her geçen gün daha fazla önem taşımaya başladığını söylemek mümkündür. Gerçekleştirilen araştırmalar, güneş enerjisinden üretilen elektriğin birim fiyatının geliştirilen teknolojiler sayesinde giderek azaldığını göstermektedir. Önümüzdeki yıllarda fosil yakıt fiyatlarında gerçekleşen artışlar ile birlikte güneş enerjisinin ekonomik bir enerji kaynağı olacağı öngörülmektedir.

Şu an için bütün elektrik ihtiyacımızın güneş enerjisi ile sağlanması mümkün değildir fakat güneş enerjisine gerçekleştirilecek yatırımlar sonucunda enerji kaynaklarımızda çeşitlilik sağlayabilir, bir ölçüde enerji konusunda dışarıya olan bağımlılık azaltılabilir.

KAYNAKLAR

- Aringhoff, R. ve Brakmann, G., (2005), “Concentrated Solar Thermal Power – Now”
- Arnulf Jager-Waldau, A., (2010), “PV Status Report 2009”, European Commission Joint Research Centre Institute for Energy, Italy
- Aybers, N. ve Şahin B., (1995), Enerji Maliyeti, Yıldız Teknik Üniversitesi Matbaası, İstanbul
- Blair, N., ve Mehos, M., (2008), “Sensitivity Of Concentrating Solar Power Trough Performance, Cost, And Financing With The Solar Advisor Model”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Las Vegas, Nevada
- Borenstein, S., (2008), “The Market Value and Cost of Solar Photovoltaic Electricity Production”, University of California Energy Institute, California
- Botaş, (2008), “2008 Yılı Faaliyet Raporu”, Ankara
- BP, (2009), “BP Statistical Review of World Energy”
- Cameron, P. ve Crompton, G., (2008), “Solar Power Plant Pre-feasibility Study”, Parsons Brinckerhoff Australia Pty Limited
- Capros, P. ve Mantzos, L., (2008), “European Energy and Transport, Trends to 2030 – Update 2007”, European Commission Directorate-General for Energy and Transport
- Enermodal Engineering Limited, (1999), “Cost Reduction Study for Solar Thermal Power Plants”, The World Bank, Washington
- Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ), (2009), “Elektrik Üretim Sektör Raporu”, Ankara
- ETKB, (2010), “Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Stratejik Planı (2010-2014)”, Ankara
- European Commission, (2008), “European Research on Concentrated Solar Thermal Energy”
- Forristall, R., (2003), “Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver”, Colorado
- Gelman, R. ve Hockett S., (2009), 2008 Renewable Energy Data Book, U.S. Department of Energy
- Geyer, M., (2008), “SolarPACES Annual Report 2007”, International Energy Agency (IEA), Köln, Germany
- Hamamcıoğlu, V., (2010), “Rüzgar Enerjisi Kaynaklı Elektrik Üretiminin Teknik / Ekonomik Analizi ve Yöresel Uygulaması”, Yıldız Teknik Üniversitesi, İstanbul
- Kelly, B., (2006), “Nexant Parabolic Trough Solar Power Plant Systems Analysis”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Colorado
- Kelly, B. ve Kearney, D., (2006), “Parabolic Trough Solar System Piping Model”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Colorado
- International Energy Agency, (2009), “How The Energy Sector Can Deliver on a Climate Agreement in Copenhagen”, France
- Incropera, F.P. and De Witt, D.P. (2002), “Introduction to Heat Transfer”, John Wiley & Sons, New York
- International Energy Agency (IEA), (2010), “World Energy Outlook 2009”
- Jäger-Waldau, A., (2009), “PV Status Report 2009”, Italy

- Lenardic, D., (2009), "Large-Scale Photovoltaic Power Plants-Annual Review 2008"
- Lippke, F. (1995), "Simulation of the part-load behavior of a 30 MWe SEGS plant, SAND95-1293", Sandia National Laboratories, Albuquerque
- Patnode, A., (2006), "Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants", University of Wisconsin-Madison, USA
- Plaza, D.M., (2007), "Annual Report 2006", Plataforma Solar De Almeria, Spain
- Price, H. ve Hassani V., (2002), "Modular Trough Power Plant Cycle and Systems Analysis", National Renewable Energy Laboratory (NREL), Chicago
- Price, H., (2003), "Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts", National Renewable Energy Laboratory (NREL), Chicago
- Richter, C., (2009), "SolarPACES Annual Report 2008", International Energy Agency (IEA), Köln, Germany
- Rosa, A.V., (2009), Renewable Energy Focus Handbook, Elsevier, United Kingdom
- SAM, (2008), "Solar Advisor Model – CSP Reference Manual"
- Stoddard, L. ve Abiecunas, J., (2006), "Economic, Energy, and Environmental Benefits of Concentrating Solar Power in California", California
- Stoddard, L. ve Owens, B., (2005), "New Mexico Concentrating Solar Plant Feasibility Study", New Mexico Energy, Minerals and Natural Resources Department, Mexico
- Stuetzle, T., (2002), "Automatic Control of the 30 MWe SEGS VI Parabolic Trough Plant", University of Wisconsin-Madison, USA
- Sutula, R.A., (2006), "Solar Energy Technologies Program – Multi-Year Program Plan 2007-2011", U.S. Department of Energy
- Trieb, F., (2005), "Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region", Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Germany
- Viebahn, P. ve Kronshage, S., (2008), "Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants", New Energy Externalities Developments for Sustainability (NEEDS)
- Zervos, A. ve Lins C., (2010), "A 100% Renewable Energy Vision for the European Union", European Renewable Energy Council, Belgium

İNTERNET KAYNAKLARI

[1] www.pvresources.com

[2] www.eie.gov.tr

[3] www.nrel.gov/analysis/sam/

[4] www.unienerji.com/?p=394

ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi	01.07.1985	
Doğum yeri	Ordu	
Lise	2000-2003	V.K.V. Koç Özel Lisesi
Lisans	2003-2007	Yıldız Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Makine Mühendisliği Bölümü
Yüksek Lisans	2007-2010	Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Müh. Anabilim Dalı, Enerji Mak. Programı

Çalıştığı kurum(lar)

2007-2009	Sarkuysan Elektrolitik Bakır San. ve Tic. A.Ş.
2009-Devam	Sarmakina Sanayi ve Ticaret A.Ş.