



**BİR GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİNİN KURULUMU VE
PERFORMANSININ ANALİZİ**

Anıl AKAR

Yüksek Lisans Tezi

Elektrik - Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Yrd. Doç. Dr. Ahmet ORHAN

MAYIS-2016

T.C.
FIRAT ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

BİR GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİNİN KURULUMU VE
PERFORMANSININ ANALİZİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

ANIL AKAR

(122113108)

Anabilim Dalı: Elektrik-Elektronik Mühendisliği

Programı: Elektrik Makinaları

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih: 11.05.2016

Tez Danışmanı: Yrd. Doç. Dr. Ahmet ORHAN (F.Ü.)

Diğer Jüri Üyeleri: Doç. Dr. Muhsin T. GENÇOĞLU (F.Ü.)

Yrd. Doç. Dr. Bilal GÜMÜŞ (D.Ü.)

MAYIS-2016

ÖNSÖZ

Yüksek lisans çalışmalarım sürecinde maddi ve manevi destek sağlayan kurumum ELSE Enerji ailesine teşekkürlerimi sunmayı bir borç bilirim.

Çalışmam boyunca bilgi ve tecrübelerini paylaşıp bana yol gösteren danışman hocam Yrd.Doç.Dr. Ahmet ORHAN'a teşekkür ederim. Almış olduğum yüksek lisans eğitimim boyunca bilgilerini ve tecrübelerini hiçbir zaman benden esirgemeyen, büyük bir sabır ve anlayışla beni dinleyip her türlü problemin üstesinden gelmemde bana yardımcı olan değerli hocalarım Doç.Dr. Muhsin Tunay GENÇOĞLU, Yrd.Doç.Dr. Abuzer ÇALIŞKAN, Yrd.Doç.Dr. M.Temel ÖZDEMİR ve Yrd. Doç. Dr. Sencer Ünal'a teşekkürlerimi sunmayı bir borç bilirim.

Lisans ve yüksek lisans eğitimim boyunca bana destek veren saygı değer hocam Prof. Dr. Mehmet CEBECİ' ye teşekkür ederim. Hazırladığım çalışmalarda karşılaştığım problemlerin çözülmesinde destek veren kıymetli arkadaşım, Arş.Gör. Melike ESEN'e destekleri için teşekkür ederim.

Eğitim hayatım boyunca karşılaştığım teknik ve sosyal sorunların çözülmesinde desteklerini benden esirgemeyerek her zaman yanımda olan, Arş.Gör. Gamzepelin AKSOY'a teşekkürlerimi sunarım.

Hayatımın her anında hiçbir zaman desteklerini benden esirgemeyen, büyük bir sabır ve anlayışla bu süreçte yanımda olan ve beni dinleyen, maddi ve manevi bütün sıkıntılarında yanımda olan aileme sonsuz teşekkürler.

Anıl AKAR

ELAZIĞ – 2016

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa No</u>
ÖZET	IV
ABSTRACT	V
ŞEKİLLER LİSTESİ	VI
TABLolar LİSTESİ	VIII
SEMBOLLER LİSTESİ	IX
KISALTMALAR LİSTESİ	XI
1. GİRİŞ.....	1
1.1. Genel Bakış.....	1
1.2. Enerji Üretim Sistemlerinin Karşılaştırılması.....	4
1.3. Literatür Araştırması ve Tezin Literatürdeki Yeri.....	8
1.4. Tezin Amacı.....	13
1.5. Tezin Yapısı	14
2. FOTOVOLTAİK SİSTEMLER	15
2.1. Fotovoltaik Hücre Tarihi	15
2.2. Fotovoltaik Hücre Teknolojisi	17
2.2.1. Birinci Nesil Fotovoltaik Hücreler	18
2.2.2. İkinci Nesil Fotovoltaik Hücreler	19
2.2.3. Üçüncü Nesil Fotovoltaik Hücreler	20
2.2.4. Güneş Hücresi p-n Ekleme.....	21
2.3. Fotovoltaik Sistem Donanımları	22
2.3.1. Taşıyıcı Konstrüksiyon.....	22
2.3.2. Kablolar ve Konnektörler	23
2.3.3. İnverterler	25
2.3.4. Şalt Ekipmanları ve Panolar	27

2.3.5.	Trafolar	28
2.3.6.	Yüksek Gerilim Hücreleri	29
2.3.7.	Aküler	29
2.4.	Fotovoltaik Hücresinin Modellenmesi	29
2.4.1.	Fotovoltaik Hücre Eşdeğeri	29
2.4.2.	Fotovoltaik Hücre Matlab Modeli	31
2.5.	Fotovoltaik Güç Sistemlerinin Projelendirilmesi	37
2.5.1.	Alan Seçimi ve Özellikleri	37
2.5.2.	Fotovoltaik Sistem Tasarımı.....	38
3.	MATERYAL VE METOD.....	40
3.1.	Projenin Yapılma Amacı	40
3.2.	Arazinin Özellikleri	40
3.3.	Fotovoltaik Sistem Tasarımı.....	42
3.3.1.	Fotovoltaik Panel.....	42
3.3.2.	İnverterler	43
3.3.3.	Dizi Hesabı	43
3.3.4.	DC Kabloların Seçimi	46
3.3.5.	Sistem Bağlantısı	51
3.3.6.	Sistem Üretim Öngörüsü	67
4.	BULGULAR	68
4.1.	Haymana GES'in Simülasyon Raporuna Göre Performans Analizi	68
4.2.	Santrale Ait Simülasyon Raporu.....	69
4.3.	Sistem Performans Oranının Belirlenmesi	71
4.4.	Simülasyon Sonuçları ile Santralden Elde Edilen Verilerin Karşılaştırılması	73
4.5.	Santralin Maliyet Analizi.....	78
4.6.	Mali Analiz Yöntemleri	79

4.6.1. Şimdiki Değer Yöntemi	81
4.6.2. Gelecek Değer Yöntemi	82
4.6.3. Yıllık Değer Yöntemi	82
4.6.4. Kar/Yatırım Oranı.....	83
4.7. Mali Analiz Sonuçları	84
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	85
KAYNAKLAR.....	87
ÖZGEÇMİŞ	91



ÖZET

BİR GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİNİN KURULUMU VE PERFORMANSININ ANALİZİ

Güneş Enerji Santralinin kurulumu ve performans analizinin incelenebilmesi amacıyla hazırlanan bu tezde, 2011 yılında yayınlanan, *Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik* kapsamında 2014 Kasım ayında tamamlanan Ankara ili Haymana ilçesi Balçıkhisar beldesi, Hisar mevkiinde 1188 parsel üzerine kurulmuş olan 1150 kWp/1000 kW kapasiteli Haymana güneş enerji santralinin yatırım maliyeti, sistem performans oranı, üretimi, amortisman süresi ve sistem performansına etki eden parametreler incelenmiştir.

Sistemin onay tarihi olan Kasım 2014 sonrası bir yıllık dönem boyunca, PV güç sistemi tarafından üretilen elektrik enerjisi değerleri dikkate alınarak sistemin mali analizleri gerçekleştirilmiştir. Yapılan analizler ve incelemeler sonucunda santralin ekonomik olarak uygulanabilir olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Yapılan mali analizler sonrasında, sistemin 7 yıldan daha kısa bir süre içerisinde kendi yatırım maliyetini amorti edeceği öngörülmüştür.

Anahtar Kelimeler: Fotovoltaik Sistem, Güneş Enerjisi Santrali, Sistem Performans Oranı, PVSYST.

ABSTRACT

INSTALLATION AND PERFORMANCE ANALYSIS OF A SOLAR POWER PLANT

In this dissertation, initial investment cost, system performance ratio, production analysis, payback period, the parameters that effect system performance ratio and total yield of a PV power plant which is located in Ankara province of Turkey and was commissioned in November 2014 with the capacity of 1150 kWp/1000 kWe was evaluated within the the scope of “*The Legislation Regarding to Unlicensed Electricity Production on Electricity Market*” published in 2011.

Financial analyses of the PV power plant is examined with taking into consideration of electricity production values during one year since November 2014 which is the approval date of the system. As a result of all the investigations and analyses, it is concluded that the system is economically feasible. It is also predicted that the payback period of the system will be less than 7 years.

Keywords: Photovoltaic System, Solar Power Plant, System Performance Rate, PVSYST.

ŞEKİLLER LİSTESİ

Sayfa No

Şekil 1.1. Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyeli atlası	3
Şekil 1.2. Türkiye'de bulunan santral türlerinin kurulu güç değerleri	6
Şekil 1.3. Türkiye'de bulunan santral türlerine göre santral sayısı	7
Şekil 1.4. Türkiye'de bulunan santral türlerinin enerji üretimine katkı oranları.....	7
Şekil 2.1. Fotovoltaik hücre teknolojilerinin sınıflandırılması.....	18
Şekil 2.2. Laboratuvar ortamında kaydedilen en verimli fotovoltaik hücrelerin zaman içinde gelişimi	21
Şekil 2.3. Çatı tipi konstrüksiyon sistemi ve uygulaması.....	22
Şekil 2.4. Arazi tipi konstrüksiyon sistemi ve uygulaması	23
Şekil 2.5. Solar kablolar	24
Şekil 2.6. Konnektörler	25
Şekil 2.7. Dizi tipi inverterler	25
Şekil 2.8. Merkezi inverter	26
Şekil 2.9. a. Hermetik trafo b. Kuru tip trafo	28
Şekil 2.10. Güneş hücresi eşdeğer devre modeli.....	30
Şekil 2.11. I_{ph} 'a ait Matlab Simulink modeli	34
Şekil 2.12. I_{rs} 'ye ait Matlab Simulink modeli	34
Şekil 2.13. I_0 'a ait Matlab Simulink modeli.....	35
Şekil 2.14. I_{pv} 'ye ait Matlab Simulink modeli	35
Şekil 2.15. Blok haline getirilmiş PV panel Matlab Simulink modeli.....	36
Şekil 2.16. Farklı ışınımlar altında elde edilen akım-gerilim grafiği	36
Şekil 2.17. Farklı ışınımlar altında elde edilen güç-gerilim grafiği	37
Şekil 3.1. Santral alanı.....	41
Şekil 3.2. Ankara ili deprem bölgeleri haritası.....	42
Şekil 3.3. Panel dizilerinin inverter bağlantısı tek hat şeması.....	52
Şekil 3.4. İnverter toplama panosu.....	53
Şekil 3.5. İnverter toplama panosu ve panelleri gösteren tek hat şeması.....	61
Şekil 3.6. Ana toplama panosu tek hat şeması	62
Şekil 3.7. Fotovoltaik tesisin yüksek gerilim tek hat şeması.....	65
Şekil 3.8. Haymana Güneş Enerji Santrali	66

Şekil 3.9. Kurulumu tamamlanmış olan Haymana Güneş Enerji Santrali	66
Şekil 4.1. Tasarlanan sisteme ait kayıp diyagramı	68
Şekil 4.2. PVSYST ile elde edilen aylara göre toplam enerji üretimi ve ışınlım değerleri..	74
Şekil 4.3. Santralden elde edilen aylara göre toplam enerji üretimi ve ışınlım değerleri.....	74
Şekil 4.4. 29.07.2015 tarihinde ölçülen ışınlım ve toplam elektrik üretimi değerleri.....	75
Şekil 4.5. 28.07.2015 tarihinde ölçülen ışınlım ve toplam elektrik üretimi değerleri.....	75
Şekil 4.6. PVSYST ile elde edilen aylara göre ışınlım ve S.P.O değerleri	76
Şekil 4.7. Santralden elde edilen aylara göre ışınlım ve S.P.O değerleri	76



TABLÖLAR LİSTESİ

Sayfa No

Tablo 1.1. Türkiye'nin yıllık güneş enerjisi potansiyeli	3
Tablo 2.1. Denklem takımlarında kullanılan kısaltmalar	32
Tablo 2.2. Kullanılan parametrelere ait değerler	33
Tablo 3.1. Sistemde kullanılan fotovoltaiik panele ait elektriksel özellikler.....	42
Tablo 3.2. Sistemde kullanılan dizi inverttere ait elektriksel veriler	43
Tablo 3.3. Ankara ilinde gerçekleşen ortalama sıcaklık değerleri (1960 - 2012).....	44
Tablo 3.4. Dizi hesaplamada kullanılan kısaltmalar	47
Tablo 3.5. Dizi verileri.....	47
Tablo 3.6. Solar kablo katalog bilgileri	48
Tablo 3.7. Tek damarlı kablolar için düzeltme faktörleri	49
Tablo 3.8. Kabloda izin verilen ya da önerilen çalışma sıcaklığı	50
Tablo 3.9. AC kablo seçiminde kullanılan formül simgeleri.....	56
Tablo 3.10. Bakır ve Alüminyum kablo kesitlerine göre kabloların akım taşıma kapasiteleri.....	57
Tablo 3.11. Kablo devre sayısı ve kablolar arası açıklığa göre düzeltme faktörü	58
Tablo 3.12. Hava sıcaklıklarına göre iletkenlerin düzeltme faktörleri	59
Tablo 3.13. Toprak sıcaklıklarına göre iletkenlerin düzeltme faktörleri	59
Tablo 4.1. PVSYST raporunda, aylara göre S.P.O. ışıınım ve üretim değerleri	73
Tablo 4.2. Santralden elde edilen değerler.....	77
Tablo 4.3. Yatırım kalemleri ve toplam tutar içindeki oranları	78
Tablo 4.4. Kullanılan ekipmanlar ve toplam tutar içindeki oranı	78
Tablo 4.5. Yıllık işletme giderleri ve oranları.....	79
Tablo 4.6. Santral için öngörülen yıllık toplam getiri değerleri	80
Tablo 4.7. Mali analiz hesaplamalarında kullanılan kısaltmaların listesi.....	81

SEMBOLLER LİSTESİ

$\%e$	: Gerilim Düşümü
$\%e_{AC}$	: AC Gerilim Düşümü
$^{\circ}C$	: Santigrat Derece
μm	: Mikro Metre
A	: Ön Görülen Getiri
AW	: Yıllık Değer
E_{AC}	: Üretilen Elektrik Enerjisi
F	: Sistemin Hurda Bedeli
FW	: Gelecek Değer
H	: Küresel Işınım Miktarı
I_{Dizi}	: Dizi Akımı
$I_{Inv-MaksGiriş}$	: Maksimum İnverter Giriş Akımı
I_{kd}	: Kısa Devre Akımı
$I_{KD-TMaks}$	: Maksimum Sıcaklıktaki Kısa Devre Akımı
I_{nom}	: Nominal Akım
I_{SC}	: Dizi Kısa Devre Akımı
I_{STC}	: STK Altında 1 kWp/m ² Olarak Alınan Gün Işığı Radyasyon Değeri
I_{TK}	: Akım Taşıma Kapasitesi
i	: Yıllık Faiz Oranı
K	: Elektrik İletkenliği
L_{dizi}	: Dizi Kablo Uzunluğu

M	: Kurulum Maliyeti
n	: Yıl sayısı
n_{maks}	: Maksimum PV Panel Sayısı
n_{maks-paralel dizi}	: Maksimum Paralel Dizi Bağlantı Sayısı
n_{min}	: Minimum PV Panel Sayısı
n_{seri}	: Seri Bağlı Dizideki Panel Sayısı
P_{Dizi}	: Dizi Gücü
P_{kayıp}	: Güç Kaybı
P_{nom}	: Nominal Güç
P_W	: Şimdiki Değer
R_p	: Paralel Direnç
R_s	: Seri Direnç
S_{DC}	: Dizi Kablo Kesiti
U_{AD}	: Açık Devre Gerilimi
U_{AD-Tmin}	: Minimum Sıcaklıktaki Açık Devre Gerilimi
U_{dizi}	: Dizi Gerilimi
U_{Inv-MaksGiriş}	: Maksimum İnverter Giriş Gerilimi
U_{Inv-MinGiriş}	: Minimum İnverter Giriş Gerilimi
U_{modül}	: Panel Nominal Gerilimi
U_{nom}	: Nominal Gerilim
U_{nom-Tmaks}	: Maksimum Sıcaklıktaki Nominal Gerilim
W_p	: Wattpik

KISALTMALAR LİSTESİ

a-Si	: Amorf Silisyum
CdS	: Kadminyum Sülfür
CdTe	: Kadminyum Tellür
CIGS	: Bakır İndiyum Galyum Di Selenid
CIS	: Bakır İndiyum Selenür
c-Si	: Kristal Silisyum
CuS	: Bakır Sülfür
DSSC	: Boya Duyarlaştırıcılı Güneş Hücreleri
EMC	: Elektromanyetik Uyumluluk
GaAs	: Galyum Arsenür
HIT	: Hibrit Hücreler
IP	: Uluslararası Koruma
LCA	: Yaşam Döngü Analizi
LES	: Lisanssız Elektrik Santrali
mc-Si	: Çok Kristalli Silisyum
MPP	: Maksimum Güç Noktası
MPPT	: Maksimum Güç Noktası İzleme
OECD	: Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü
PV	: Fotovoltaik
PVC	: Polivinil Klorür
sc-Si	: Tek Kristalli Silisyum

SPO	: Sistem Performans Oranı
STK	: Standart Test Koşulu
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
XLPE	: Çapraz Bağlı Polietilen
S.P.O	: Sistem Performans Oranı
STK	: Standart Test Koşulları
TCMB	: Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi

1. GİRİŞ

Enerjiye olan bağımlılık ve enerji ihtiyacı gün geçtikçe artmaktadır. Enerji ihtiyacının karşılanmasında yaşanan sorunlar ve bu sorunların giderilmesi, ülkemizde olduğu gibi Dünya’da da önemli bir gündem maddesidir. Enerji ihtiyacındaki artış ve mevcut kaynakların yetersizliği sebebi ile Dünya genelinde alternatif enerji kaynakları arayışı başlamıştır. Enerji talebinin giderilmesi, aynı zamanda çevreye zarar verici bir etkinin olmaması için yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı gereklilik arz etmektedir.

1.1. Genel Bakış

Yenilenebilir enerji, doğanın kendi evrimi içinde, bir sonraki gün aynen mevcut olabilen enerji kaynağı olarak tanımlanabilir. Çevreyi kirleten ve tüketilmesi kaçınılmaz olan birincil enerji kaynaklarının yerini alabilecek, çevre kirliliği yaratmayan, yenilenebilir enerji kaynakları; güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, jeotermal enerji, hidroelektrik enerji, hidrojen enerjisi vb. enerjilerdir. Yenilenebilir enerji kaynakları, Dünya’nın toplam enerji kaynakları kullanımının beşte birini oluşturur. Bütün yenilenebilir enerji kaynakları elektrik üretmek amacıyla kullanılabilir [1].

Einstein’ın madde enerji bağıntısına göre; Güneşte her saniyede 564 milyon ton hidrojen, 560 milyon ton helyuma dönüşmekte, aynı zamanda kaybolan 4 milyon ton kütle karşılığı $3,86 \times 10^{26}$ J enerji açığa çıkarak ışıyım şeklinde uzaya yayılmaktadır. Güneş daha milyonlarca yıl ışımasını sürdüreceğinden, Dünya için sonsuz bir enerji kaynağıdır. Güneşten elde edilen enerji, insanlığın yıllık ticari gereksiniminin 16000 katından daha fazladır. Dünya’daki tüm elektrik santrallerinin toplam gücü; güneşten gelen gücün 61000’de 1’inden azdır ve güneşten gelen güç Dünya’daki tüm nükleer santrallerin ürettiği toplam gücün 527000 katıdır [2].

Güneş enerjisi; güneşten gelen ve Dünya atmosferi dışında şiddeti sabit (1370 W/m^2) olan ve yer yüzeyinde $0-1100 \text{ W/m}^2$ değerleri arasında değişen yenilenebilir bir enerji kaynağıdır. Isıtma, soğutma ve elektrik üretiminde kontrollü olarak kullanılabilir.

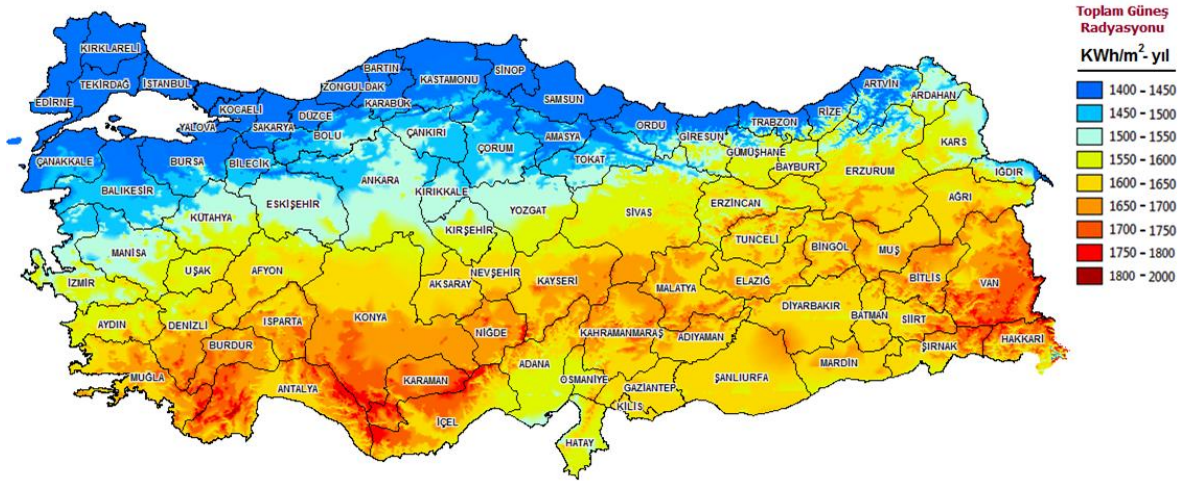
Uluslararası Enerji Ajansı'nın raporlarına göre 2001-2030 yılları arasındaki dönemde yenilenebilir enerji kaynaklarına 10 trilyon dolarlık yatırım gerçekleştirilecektir. Ekonomik Kalkınma ve İşbirliği Örgütü (OECD) ülkeleri arasında da yenilenebilir kaynakların enerji üretimindeki payının % 25'e ulaşması hedeflenmektedir [2].

Yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan güneş enerjisinin kullanımı ve önemi noktasında son yıllarda ülkemizde de bir farkındalık oluşmaya başlamıştır. Bu farkındalıkla ısıtma amaçlı kullanılan güneş enerjisinden dikkatler elektrik enerjisi üretimine kaymıştır. Güneş Enerji Santralleri (GES) enerji ihtiyacının bir bölümünün karşılanmasında diğer enerji kaynaklarına alternatif oluşturmaktadır.

Ülkemiz, coğrafi konumu itibarıyla sahip olduğu güneş enerjisi potansiyeli açısından birçok ülkeye göre daha avantajlı durumda olmasının yanı sıra, ısısal güneş enerjisi üretimi ve kullanımı açısından Çin, ABD ve Japonya'dan sonra dünya dördüncüsü durumundadır [2].

Türkiye'de maksimum güneşlenme 362 saat ile Temmuz ayında, minimum güneşlenme süresi ise 98 saat ile Aralık ayında görülmüştür [3]. Türkiye'de ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi metrekarede 2640 saat olarak tespit edilmiştir. Güneş enerjisi kullanılarak elektrik üretiminin gerçekleştirildiği Güneş Enerji Santrallerine gerekli yatırımların yapılması halinde Türkiye'de, günde birim metrekareden 1100 kWh'lik güneş enerjisi üretilebilir [4]. Türkiye güneş potansiyeli açısından oldukça zengin bir ülkedir. Yıllık ortalama güneş enerjisi 1315 kWh/m²'dir. Türkiye'nin tüm yüzeyine gelen enerji miktarı 1025·10¹² kWh olmaktadır. Bu miktar Türkiye'nin 1996 yılında ürettiği toplam elektrik enerjisinin yaklaşık 11000 katına denk gelmektedir. Bu da ülkemizde güneş enerjisinin verimli bir şekilde kullanılmadığını göstermektedir [3].

Şekil 1.1'de Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü verilerinden elde edilmiş olan Türkiye'nin il bazlı güneş enerjisi potansiyeli atlası verilmiştir [5].



Şekil 1.1. Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyeli atlası

Türkiye'nin güneş enerji potansiyeli atlası incelendiğinde güneş ışınlarından en verimli şekilde faydalanılacak bölgelerin koyu ve açık kırmızı ile gösterilen Güneydoğu Anadolu, Akdeniz, Doğu Anadolu ve İç Anadolu bölgeleri olduğu görülmektedir. Şekil 1.1'de gösterilen grafiğe paralel olarak elde edilmiş olan sayısal veriler Tablo 1.1'de gösterilmiştir [5].

Tablo 1.1. Türkiye'nin yıllık güneş enerjisi potansiyeli

Bölge	Ortalama Güneş Enerjisi (kWh/m ² - yıl)	Toplam Güneşlenme Süresi (saat/yıl)
Güneydoğu Anadolu Bölgesi	1.460	2.993
Akdeniz Bölgesi	1.390	2.956
Doğu Anadolu Bölgesi	1.365	2.664
İç Anadolu Bölgesi	1.314	2.628
Ege Bölgesi	1.304	2.738
Marmara Bölgesi	1.168	2.409
Karadeniz Bölgesi	1.120	1.971

Güneş enerjisi sistemleri düşük sıcaklık ve yüksek sıcaklık uygulamaları olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Düşük sıcaklık uygulamasının en yaygın örnekleri evlere, işyeri ve sanayi tesislerine sağlanan sıcak su, elektrik üretimi, endüstriyel işlem ısısı üretimidir. Yüksek sıcaklık uygulamaları ise yoğunlaştırma yapan termal sistemlerdir.

Güneş enerjisi günümüzde, konutlarda ve iş yerlerinde, tarımsal teknolojide, sanayide, ulaşım araçlarında, iletişim araçlarında, sinyalizasyon ve otomasyonda, elektrik enerjisi üretiminde kullanılmaktadır [6].

Güneş enerji santralleri kısaca solar sistem veya fotovoltaik sistemler (PV) olarak ifade edilmekte olup güneş enerjisinden elektrik enerjisinin üretildiği sistemlerdir. Bu sistemlerde birçok panel bir araya getirilerek enerjiden maksimum faydalanmak amaçlanır.

1.2. Enerji Üretim Sistemlerinin Karşılaştırılması

Yenilenebilir enerji, dünya üzerinde çeşitli kaynaklardan elde edilebilen sürdürülebilir bir enerji kaynağıdır. Bu kaynaklardan olan ham yakıt, doğal gaz ve kömür rezervleri yalnızca bazı ülkelerde bulunmaktadır. Asya, Afrika ve Latin Amerika'da yer alan ülkeler, enerji ihtiyacının yarısından fazlasını ithal ederek karşılamaktadır. Dünya nüfusunda yaşanan artış ise enerji ihtiyacının gün geçtikçe artmasına neden olmaktadır. Nüfus artışının en çok yaşandığı gelişmekte olan ülkeler, enerji ihtiyacını karşımada sorunlarla karşılaşmaktadır. Bu sebeple yeni enerji kaynakları arayışı ve mevcut yenilenebilir enerji kaynaklarından nasıl faydalanılacağına yönelik çalışmalar önem kazanmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarını; rüzgar enerjisi, jeotermal enerji, hidrolik güç enerjisi, dalga enerjisi, biyokütle enerjisi, güneş enerjisi vb. şekilde sıralamak mümkündür.

Rüzgar, güneş enerjisinin atmosferi her yerde aynı ölçüde ısıtamaması sebebi ile oluşan sıcaklık ve basınç farklarından dolayı meydana gelmektedir. Daha çok elektrik enerjisi üretmek için kullanılan rüzgar türbinlerinin rüzgar hızının sabit olduğu yerlere kurulması gerekmektedir. Bu sebeple Dünya'da pek çok yerde kurulması mümkün değildir. Çevresel olarak herhangi bir kirlilik yaratmayan rüzgar enerjisinde, türbinlerin çalışması esnasında meydana gelen gürültüden kaynaklanan bir dezavantajı bulunmaktadır. Çin rüzgar enerjisi potansiyeli yönünden Dünya'da ilk sırada yer almaktadır. Türkiye'de

özellikle kıyı kesimlerinde 11000 MW'a kadar rüzgar kapasitesi ve yaklaşık 25 TWh elektrik üretimi imkanı bulunmaktadır [7].

Jeotermal enerji yerin derinliklerinden gelen ve magma ısısından kaynaklanan, yerküre iç ısısı olarak tarif edilmektedir. Jeotermal enerji için üç önemli unsur bulunmaktadır. Bunlar ısı kaynağı, ısıyı taşıyan akışkan madde ve akışkan maddenin dolaşımını kolaylaştıran kayaç yapılarıdır. Jeotermal enerjinin bulunduğu yerlere sondaj yapılarak bu enerji açığa çıkarılmaktadır. Sıcak suyun meydana getirdiği buhar ile çalışan türbinler sayesinde elektrik üretilmektedir. Jeotermal enerji üretim sistemleri, yüksek verime sahiptir ve maliyeti oldukça düşüktür. Ancak bu enerji türünde açığa çıkarılan suyun aşındırıcı etkisi, içinde kirlilik meydana getiren minarellerin olması ve yer altından çıkarılarak kullanılan kısmının kısa süreçte oluşmaması dezavantaj teşkil etmektedir [2]. Yaklaşık 31500 MWt jeotermal enerji potansiyeline sahip olan Türkiye, Dünya'da 7. ülke konumunda yer almaktadır [8].

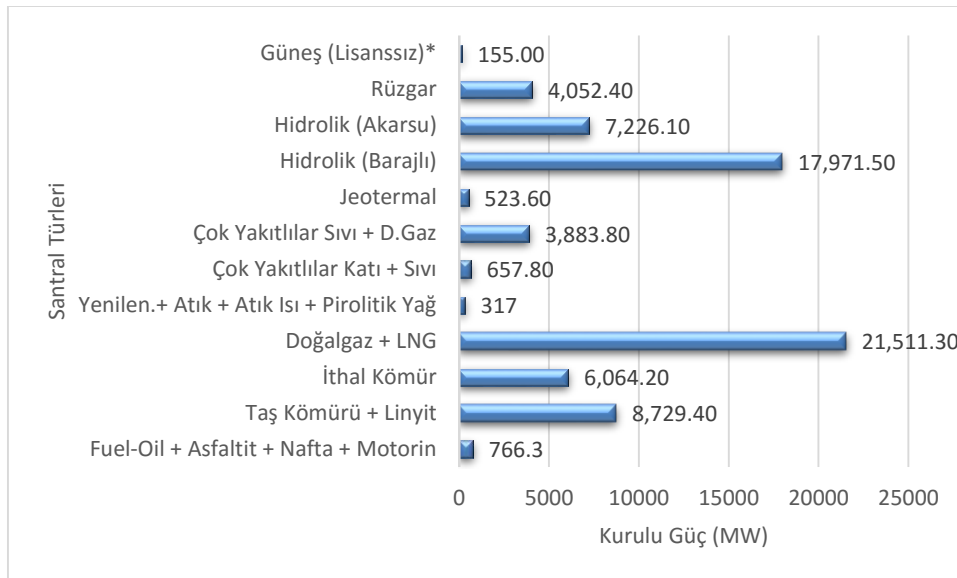
Yenilenebilir enerji kaynaklarından bir diğeri de en eski enerji kaynağı olarak bilinen hidrolik enerjisidir. Hidrolik enerji kaynağı olan sudan elde edilen enerjinin birçok türü vardır. Bunların başında Hidroelektrik Enerji Santralleri (HES) gelmektedir. Hidroelektrik enerji kaynakları kendi içerisinde biriktirmeli ve biriktirmesiz barajlar olmak üzere ikiye ayrılırlar. Literatürde biriktirmeli barajlar yenilenebilir enerji kaynağı olarak gösterilmezken, akarsu üzerine kurulan biriktirmesiz barajlar yenilebilir hidroelektrik santrali olarak kabul edilmiştir. HES'lerin kurulumları oldukça maliyetli ve zordur. Ancak yapımı tamamlanan HES'lerden elektrik enerjisi üretmenin maliyeti oldukça düşüktür. Fosil yakıtlar kadar hava kirliliği yaratmayan bu santrallerden, sel taşkınlarını, erozyonu önlemede ve tarım arazilerini sulamada da faydalanılmaktadır [9]. ABD ve Çin Dünya'da önde gelen hidroelektrik santrallerine sahiptir. 2013 yılı itibariyle, Türkiye'de işletme halinde olan 467 adet HES bulunmaktadır. Elektrik üretiminin %24,8'i bu santrallerden elde edilmiştir. Ancak küresel ısınmadan kaynaklanan kuraklığın etkisi HES'lerin verimini düşürmektedir. Tüm hidrolik potansiyelinin 2023 yılına kadar elektrik enerjisi üretiminde kullanılması planlanmaktadır [10].

Dalga enerjisi, atmosferdeki basınç farklılıklarından oluşmakta olup dalgalar bu enerjiyi binlerce kilometreye çok az bir kayıp ile taşımaktadır. Dalga boyutu rüzgarın hızına ve süresine bağlı olarak oluşmaktadır. Okyanuslar ve denizler birer enerji santrali olarak işlev görmektedir. Dünya genelinde tüm kıyı şeritlerinde yaklaşık 2-3 milyon MW

enerji üretilebileceği tahmin edilmekte olup, bu binlerce santralden üretilen enerjiye eşittir. Dalga enerjisi kullanılarak elektrik üretmek oldukça maliyetli olmakla birlikte bu teknoloji henüz yaygın olarak kullanılmaktadır. Enerji üretimi için sürekli bir dalga olmaması durumunda ise enerji üretimi durmaktadır [2]. Türkiye kıyılarının yalnızca beşte birinden sağlanabilecek olan güç potansiyeli 9000 MW ve 18 TWh/yıl enerji düzeyindedir [1].

Diğer enerji kaynaklarından farklı olarak doğadaki bitki ve hayvanlardan yararlanılarak enerji elde etmekte mümkündür. CO₂'nin karbonunu bünyesinde biriktirerek biyokütle oluşturan bitkilerden biyokütle enerjisi elde edilebilmektedir. Ayrıca odun (%64), zirai mahsul (%5), kentsel atıklar (%24), atık gazlar (%5) ve gıda işleme proseslerinin atıkları biyokütle enerjisi olarak kullanılabilir. Biyokütle gelişen ülkelerde birincil enerji tüketiminin %35'ini oluşturur; Dünyada birincil enerji tüketiminde biyokütle enerjisi %14'lük bir orana sahip iken. Avrupa, Kuzey Amerika ve Orta Doğu'da biyokütle toplam enerji tüketiminin ortalama %2 - %3'ünü oluşturmaktadır. Gelişmekte olan ülkelerde bu enerji, çoğunlukla temel ihtiyaçları karşılamada kullanılmaktadır [1].

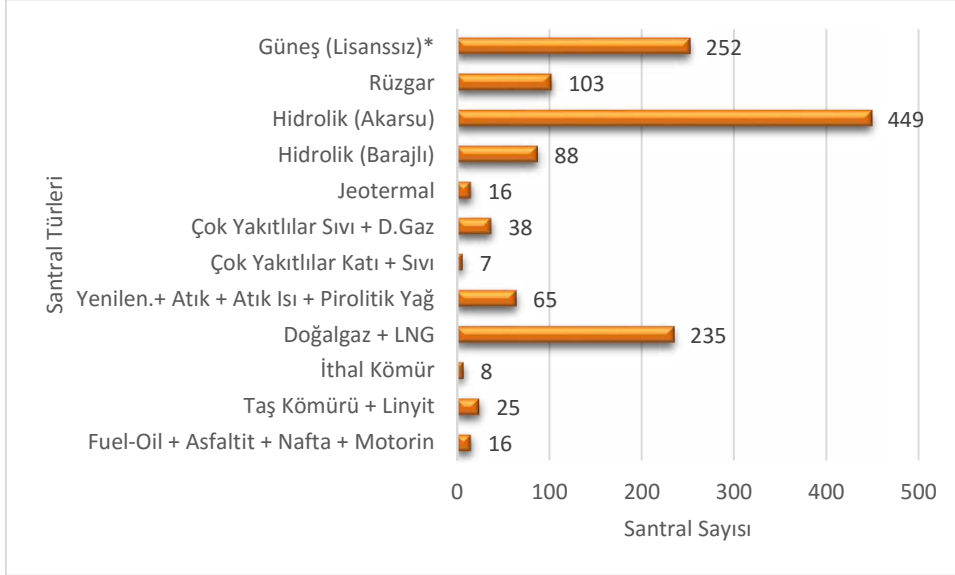
Şekil 1.2'de Ağustos 2015 verilerine göre Türkiye'de bulunan santrallerin kurulu güçleri (MW) verilmiştir [11]. Doğalgaz ve LNG'nin 21,511.30 MW ile maksimum güce sahip olduğu, Lisansız Güneş Enerji Santrallerinin (LES) ise 155 MW ile minimum güce sahip olduğu görülmektedir.



Şekil 1.2. Türkiye'de bulunan santral türlerinin kurulu güç değerleri

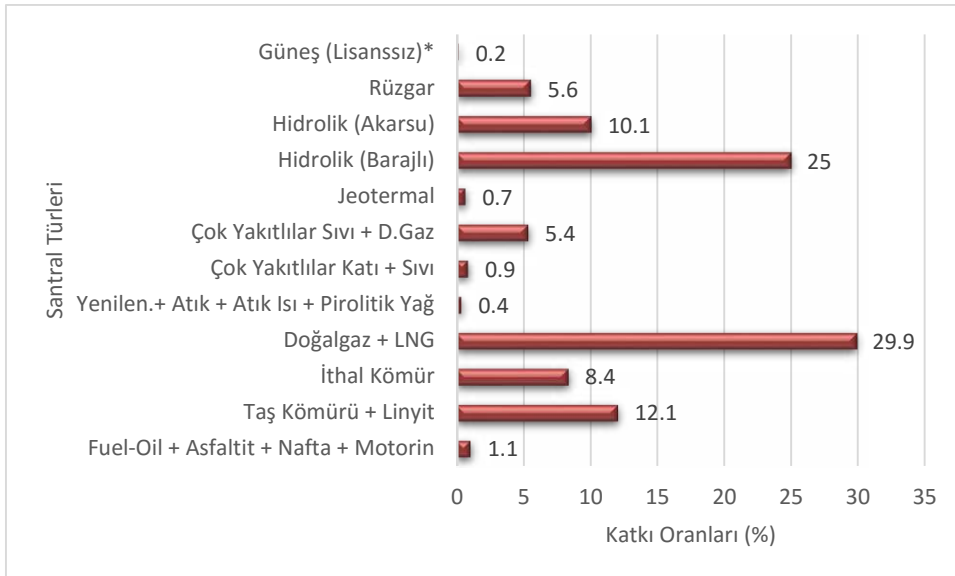
Şekil 1.3'de Ağustos 2015 verilerine göre Türkiye'de bulunan santral türleri ve bu santrallerin sayıları verilmiştir [11]. En fazla kurulu santrali biriktirmeli ve biriktirmesiz

HES'lerin toplamının oluşturduğu görülmektedir. Hidroelektrik santrallerini sırasıyla lisanssız güneş enerji santralleri ve doğalgaz, LNG santralleri takip etmektedir.



Şekil 1.3. Türkiye’de bulunan santral türlerine göre santral sayısı

Şekil 1.4’de Ağustos 2015 verilerine göre Türkiye’de bulunan santral türlerinin enerji üretimine katkı oranları verilmiştir [11]. Güneş enerji santrallerinin %2’lik oranıyla enerji üretimine katkısının en az olduğu, doğalgaz ve LNG’nin ise %29.9 ile enerji üretimine en fazla katkı sağladığı görülmektedir.



Şekil 1.4. Türkiye’de bulunan santral türlerinin enerji üretimine katkı oranları

1.3. Literatür Araştırması ve Tezin Literatürdeki Yeri

Literatürde, PV sistemler ile ilgili birçok çalışma yer almaktadır. Bu çalışmaların genel amacı, PV sistemlerin kullanım potansiyellerinin belirlenmesi, PV sistemlerde yaşanan kayıplar ve bu kayıpların nasıl giderilebileceği, binalarda kullanılan PV sistemlerin uygulamalı analizlerinin gerçekleştirilmesidir. Yapılan bu çalışmaların bir kısmı aşağıda tartışılmıştır.

Çelik A.N. [12] yaptığı çalışmada, Türkiye’de ki PV sistemlerin mevcut durumunu incelemiş ve ana enerji kaynağı olarak bir evi besleyen, şebekeye bağlı PV sisteminin tekno-ekonomik analizini gerçekleştirmiştir. Şebeke elektriği, PV sistem gerekli elektriği karşılamada yetersiz kalırsa kullanılır. Bu çalışmada Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü’nden elde edilen bir yıllık zaman serisi kullanılarak PV sistemin performans düzeyi modellenmiştir.

Ohnishi vd. [13] yaptıkları çalışmada, güneş hücrelerinin tarihini ve mevcut durumlarını incelemiştir. Güneş hücrelerinin uygulamalarını tanıtmış ve özellikle konut uygulamalarında kullanılan güneş enerjili klima ve şebekeye bağlı PV sistemden bahsetmişlerdir.

Gerbinet S. vd. [14], PV panellerin çevresel etkilerini, Yaşam Döngüsü Analizi (LCA) metodolojisi kullanarak değerlendirmiştir. Bu çalışma PV sistemlerde gerçekleştirilen LCA’ya doğru bir bakış açısı sunmak amacıyla hazırlanan bir çalışmadır. Bu analizde panel türleri ve LCA metodolojisinin etkisi değerlendirilmiştir. Mevcut PV sistemler hakkındaki bilgiler (verimlilik, lokasyon vb) özetlenmiştir. Sonuç olarak bu çalışmada PV paneller hakkında daha fazla Yaşam Döngüsü Analizleri elde etmek gerektiğinin altı çizilmiştir.

Amrouche B. [15], Maksimum Güç Noktası İzleme (MPPT) algoritmalarının etkinliğini karşılaştırmak amacıyla bir PV modülün gerçek davranışlarını modellemiştir. PV modüller için önceden oluşturulan davranış modüllerini geliştirmiş ve deneysel verileri kullanarak geliştirdiği modülü doğrulamıştır. Yeni modelin avantajlarından biri sadeliğidir ve modül sadece üreticinin veri sayfasında bulunan elektriksel özelliklere dayanmaktadır. İlk olarak, orijinal model geliştirilmiş ve polikristal silisyum PV modül için zengin bir deneysel veri tabanı kullanılarak doğrulanmıştır. Bu sistemde, her hangi bir çalışma koşulu

altında, ortam sıcaklığı ve güneş ışınlamı değerleri seçilerek, elde edilebilecek olan elektrik çıkışı bulunmuştur. Büyük bir veri tabanı kullanılarak yapılan doğrulama testleri ile birlikte modelin bu sürümü geliştirilmiştir. Bu veri tabanı, diğer üç PV teknolojisi (Monokristalin silisyum, CIS ve CdTe) ile ölçülen akım, gerilim özelliklerini kullanır. Çalışmada PV sistem ve kullanımıyla ilgili açıklamalar detaylı bir akış şeması ile sunulmuştur. Ayrıca akış şeması kullanılması bu uygulamanın somut bir örneğini oluşturmuştur ve verimliliği ile kullanım kolaylığını göstermiştir. Bu şema, sabit gerilim için matematiksel ifadeleri basitleştirmede kullanılabilir.

Tsai H. L. [16] bu çalışmada, güneşlenme odaklı bir PV modülün yeni bir modelini Matlab-Simulink paket programı kullanarak modellemiştir. Önerilen modelde referans girişi olarak ortam sıcaklığı ve özgün değişken olarak da güneş radyasyonu kullanılmıştır. Çıkış akımı ve güç özellikleri modellenmiş ve önerilen PV modeli kullanılarak analiz edilmiştir. Model deneysel veriler ile doğrulanmıştır. Hücre sıcaklığına güneş ışınlarının etkisi, çıkış karakteristiklerini belirlemiştir. Buna ek olarak, güneşlenme odaklı PV modeli analiz edilmiştir. Ortam sıcaklığı, güneş ışınlamı ve çevresel parametreler uygulanarak daha kolay optimize edilmiştir.

Bellia H. vd. [17] yaptıkları çalışmada, PV modülün çıkış parametrelerine, ışınlam ve sıcaklığın etkisini ayrıntılı bir modelleme ile sunmuştur. Bu model yarı iletkenlerin temel ilkeleri ve PV hücre teknolojisine uygun olarak hazırlanmıştır. Seçilen modelde hassasiyet için tek bir diyot modeli ile seri ve paralel dirençler kullanılmıştır. Ayrıntılı modelleme için simülasyon MATLAB/Simulink yazılımında adım adım oluşturulmuştur. Program sık kullanılması ve etkinliği sebebi ile tercih edilmiştir. Çalışmanın amacı karmaşık elektro-enerjik sistem olan PV modülüne dikkat çekmektir. Yani amaç herhangi bir zamanda maksimum güç ve aynı zamanda deneysel değerlere yakın veriler elde etmektir. PV modülünün herhangi bir türü için, oluşturdukları bu modelin kullanılabileceğini, ışınlam ve sıcaklığın herhangi bir yeni durumunda gerekli tüm parametreler ile çıkış parametreleri olan $I(V)$ ve $P(V)$ değerlerinin belirlenebileceğini belirtmişlerdir. Önerilen R_p modeli ($R_s=0.55\Omega$, R_p verilmemiştir.) yerine ($R_s= 0.45 \Omega$, $R_p= 310.0248\Omega$) bulunmuştur. Bu nedenle PV modül simülasyonunun doğru olduğu belirtilmiştir.

Khezzar R. vd [18], çeşitli çalışma koşulları altında akım gerilim karakteristiği ve $I-V$ değişiminin doğru görüntülenebilmesi için PV hücre modülünde bazı iyileştirmeler

gerçekleştirmişlerdir. Hem açık gerilim denklemi hem de maksimum güç noktasındaki gerilim değiştirilerek, ısıtım ve sıcaklık ile eşdeğer devre parametrelerinin değişiminin incelenmesi amaçlanmıştır. Bu modelin doğruluğu için çeşitli üreticilerin farklı türdeki (monokristal, polikristalin ve ince film) PV modülleri kullanılarak ve beş farklı parametre karşılaştırılarak doğrulanmıştır. Yaptıkları çalışmanın sonucunda önerilen model, PV güç dönüştürücü tasarımcıları, devre simülatörü geliştiricileri, MPPT veya arıza teşhis gibi farklı kontrol şemalarını doğrulamak için potansiyel bir araç olarak kullanılabileceğini göstermişlerdir.

AL A., [19] yaptığı çalışmada, güneş panellerinin ideal koşullarda (25 °C, 1000 W/m²) ürettiği enerji miktarının, sıcaklık değerlerinin yükselmesiyle birlikte azaldığını gözlemlemiştir. Bu durum özellikle sıcak iklim koşullarına sahip ülkeler için önem arz etmektedir. Çalışmada bir güneş paneli içindeki hücre sıcaklığı; ortam sıcaklığı, güneş radyasyonu, iklim ile ilgili diğer parametreler ve panel üretim teknolojisine bağlı olarak hesaplanmıştır. Bağdat şehrinin iklim verilerine göre sonuçlar alınmıştır. PV sistem tasarımlarında uygulanan sabitler Bağdat şehri için elde edilmiştir. Güneş hücreleri tarafından sağlanan ve ideal koşullarda belirlenen gerçek enerji değerleri (Elsevier Science Ltd.) ile hesaplanan değerler aynı bulunmuştur.

Skoplaki E. ve Palyvos J. [20], silisyum bazlı PV tesislerin elektrik performansında, güneş panellerinin çalışma sıcaklığının etkisini incelemiştir. Literatürde uygun tablolama verilmiştir. Sıcaklık bağlantısı, standart hava değişkenleri ve malzeme ile sisteme bağlı özelliklerin modellenme ve tasarım sürecinin hızlandırılabilmesi üzerinde durulmuştur.

Mavromatakis F. [21], bir PV modülün sıcaklığının, performansın doğru değerlendirilmesi için önemli bir parametre olduğundan bahsetmiştir. Gerçek ölçüm değerlerinin mevcut olmadığı durumlarda, farklı modüllerin sıcaklıklarını tahmin etmek için kullanılabilecek bir sistem geliştirmişlerdir. Sistem yaklaşık 2.1 °C hassasiyete sahiptir. Fizik karmaşıklığı göz önüne alındığında hassasiyetin yeterli olduğu söylenebilir. Modül sıcaklığını belirlemenin daha güvenilir yolu açık devre gerilimi yöntemi kullanmaktır. Bu değer ile tüm hücrelerin ortalama sıcaklık bilgisinin sağlanabileceği belirtilmiştir.

Çelik A.N. [22], bir PV sistemin performansının teknik tasarım kriterlerinin yanı sıra güneş ışınlamı dağılımı ve yük profili gibi diğer değişkenlere de bağlı olduğunu belirtmiştir. Bağımsız PV yük uygulamalarında, farklı yük profillerine rastlanmaktadır. Bu çalışma ile sistem performansı üzerinde farklı yük profillerinin etkisini analiz etmek için sistem performansının simülasyon sonuçlarını incelemiştir. Çalışmadaki yük talebi, ortalama 9.4kWh lik günlük enerji ihtiyacı olan sistemler ve konut uygulamalarında kullanmak için uygundur. PV sistemin yük kaybı (LLP) olasılığı beş haftalık yük profilleri çıkarılarak modellenmiştir. Sonuçlar tekno-ekonomik parametrelere ve toplam sistem maliyeti ya da alternatif bir 20 yıllık sistem ömrü için kWh başına elektrik maliyetine dayalı olarak incelenmiştir. Güneş radyasyonu ve ortam sıcaklığı verilerine dayanarak bir yıllık zaman serisi grafikleri çizdirilmiştir.

Abiola-Ogedengbe A. vd [23], yapmış oldukları çalışmada bağımsız bir PV sistemdeki rüzgâr etkilerini deneysel olarak incelemişlerdir. 24 ayrı panelden oluşan bir PV sistemin üst ve alt yüzeylerindeki basınç alanlarını bir rüzgar tüneline dört farklı rüzgar yönü için test etmişlerdir. Sonuçlar modül üzerindeki basınç dağılımının rüzgar direk geldiği zaman orta yüzeylerin etrafında simetrik olduğunu, diğer rüzgar yönlerinde ise asimetrik olduğunu göstermiştir. Büyük PV modüllerde iç-panel boşluğunun modülün yüzey basınç alanını etkilediğini bulmuşlardır. Modülün yüzey basıncının, modül eğim açısı ile arttığı gözlemlenmiştir. Ayrıca görülmüştür ki; düzgün bir rüzgar altında PV modülü üzerindeki ortalama basınç değerleri, açık arazideki rüzgar etkisiyle oluşan basınç değerlerinden daha büyüktür.

Ajder A. [24], güneş enerjisini inceleyerek güneşten optimum düzeyde yararlanabilmek için gerekli olan güneş açılarını belirlemeye çalışmıştır ve yatay düzleme gelen ışınlamı birleşenlerine ayırarak İstanbul ile aynı enlemde bulunan Boston için sabit konumlanmış olan panellerin optimum eğim açılarını hesaplamıştır.

Bakırcı K. [25], güneş panellerinin optimum eğim açıları için genel modeller sunan bir çalışma yapmıştır. Eğim açıları optimizasyonu Türkiye'de ki büyük illerde ölçülen güneş ışınlamı verileri kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Günlük toplam güneş radyasyonunun, belirli bir süre için maksimum olduğu değerler hesaplanmıştır. Türkiye'de panelin optimum eğim açısını 0° ve 90° arasında 1° arttırarak incelemiştir. Optimum eğim açısının Türkiye için 0° ile 65° arasında değiştiğini bulmuştur. Haziran ve temmuz aylarında panelin en az eğim açısı olan 0° 'de günlük toplam ışınlamın aylık ortalama

miktarının, maksimum olduğu görülmüştür. Buna ek olarak, optimum eğim açısının Aralık ayında tüm illerde maksimum değerlere ulaştığı görülmüştür. Genel bağıntılar Türkiye’de kullanılan güneş panellerinin optimum eğim açısının tahmin edilebilmesi için geliştirilmiştir. Bağıntıların doğrulukları, MBE, RMSE, t-stat, r. istatistiksel hata testleri kullanılarak incelenmiştir.

Andrews R. vd [26], kar yağışının PV sistem üzerindeki etkisini incelemişlerdir. Kar yağışının PV sistem performansı üzerindeki etkisini daha iyi inceleyebilmek için farklı açılarda PV sistemini oluşturup iki kış boyunca gözlemlemişlerdir. Bu sistem ile yeni bir metodoloji tanıtılmış ve onaylanmıştır. Zaman serisi performans verilerinden, kar sebebi ile oluşan kayıplarının meteorolojik gözlemler ile saptanmasını sağlamışlardır. Kar birikimi olasılığını belirlemek için bir modülde ki görüntü verileri ile görüntü işleme kullanarak yeni bir yöntem geliştirmişlerdir. Kar yağışı nedeni ile oluşan kayıpların açısı ve panel teknolojisi ile ilişkili olduğunu tespit edilmişlerdir. Kayıpların doğru değerlendirilmesi, sistem performansı ve bakım ile iyileştirilebilir.

Soler-Bientz R. vd. [27], tek PV generatörü olan bir mobil sistem geliştirmişlerdir. Bu PV enerji uygulamalarının fizibilitesinin değerlendirilebilmesi için kolayca uzak mesafelere taşınabilmiştir. Uygulamaya güneşten elde edilen elektrik akımı, gerilimi ve depolanan enerjiyi izlemek için bir dizi sensör yerleştirilmiştir. Güneş radyasyonu, çevre ve PV modülün sıcaklık değeri gibi parametreler incelenmiştir. Sistem, PV modülün performansında sıcaklığın önemli bir rol izlediği dikkate alınarak tasarlanmıştır. Son olarak ölçme ve haberleşme donanımı olarak bilgisayar ile geliştirilen bir sistem ara yüzü kurulmuştur. Böylece gerçek çevre koşullarında sistemin genel performansının verimi incelenmiştir. Görsel yazılım olan LabVIEW programlama ortamında görüntüler ve sistem tarafından üretilen veriler kaydedilmiştir. Doğu Meksika’nın uzak bölgelerinin özel şartları dikkate alındığında generatörün bu tür enerji sorunlarına çözüm olabileceği görülmüştür.

Girgin M.H. [28] yapmış olduğu tez çalışmasında Karaman iline kurulacak olan 5MW’lık güneş enerji santralinin enerji üretimini inceleyerek ekonomik analizlerini gerçekleştirmiştir. Bu çalışmada 6 farklı PV panel çeşidi, üç montaj yapısı ve farklı evirici modelleri kullanılmıştır. Çalışmada PVSYST programı PV sistemin modellenmesinde kullanılmıştır.

Keskin E. [29] yapmış olduğu tez çalışmasında Türkiye’de yer alan 7 il için off grid sistemin tasarımı farklı PV modüllerle birlikte modellemiş ve bu sistemler için maliyet analizini gerçekleştirmiştir. Bu çalışma için gerekli olan modellemeler PVSYST programı kullanılarak yapılmıştır. Çalışma 3 farklı PV teknolojisi ile gerçekleştirilen sistemin sonuçlarını incelemiştir ve bu sistemlerin tasarım aşamasının karmaşıklığı ve parametre sayısının çok olmasına dikkat çekilmiştir. Bu tür PV sistemlerde iklim ve meteorolojinin etkisinin göz ardı edilemeyeceği belirtilmiştir.

Gültuna K. M. [30], Gürsu Bursa bölgesinde yer alan güneş santralinin çevresel olarak incelemesini yapmış ve tekno ekonomik yönden incelemiştir. Bu amaç ile bir simülasyon modeli oluşturmuştur. Bu kapsamda RetScreen programı kullanılarak yapılan simülasyon modelinden alınan sonuçlar teyit edilmiştir. Simülasyonda elektrik üretimi için %1.8 lik azalma şeklinde, amortisman süresinde ise %2.7 lik artma şeklinde sapma gözlenmiştir. Çalışmada etkin parametreler belirlenmiş ve farklı eğim açıları, PV panel tipi ve üretim miktarı değiştirilerek farklı senaryolar üzerinden amortisman süresi hesabı gerçekleştirilmiştir. İncelenen bu senaryolardan en iyisi için, amortisman süresi gerçek değeri 10.4 yıl, hazırlanan simülasyonda ise 6.7 yıl olarak bulunmuştur.

1.4. Tezin Amacı

Günümüzde PV sistemler yaygın biçimde kullanılmaktadır. Ülkemizde son yıllarda yaygınlaşmaya başlayan ve özellikle de 2015 yılında yapılan çalışmalarla güneş enerjisi ihtisas organize sanayi bölgelerine dönüşen çalışmalar, nükleer enerji santraline eşdeğer enerji üretebilecek PV santralleri gündeme getirmeye başlamıştır.

Türkiye’de 1 MW’tan küçük ve yenilenebilir kaynaklı santrallerin lisanssız olarak üretim yapma hakkı nedeniyle, PV santraller genellikle “*Lisanssız Elektrik Santrali (LES)*” olarak kurulmaktadır.

Bu çalışmanın amacı, lisanssız üretimin üst sınırı olan 1 MW’lık bir GES’in projelendirilmesi, kurulumu ve aşamaları, kullanılan panellerin 1 yıllık üretim performansının simülasyon çıktılarını karşılayıp karşılamadığının ortaya konulması, sistem performansına etki eden parametrelerin analizidir.

1.5. Tezin Yapısı

Tez 5 ana bölümden oluşmaktadır. Bu bölümlerden ilkinde yenilenebilir enerji kaynakları hakkında genel bilgiler verilmiş olup, yenilenebilir enerji kaynaklarının Türkiye’de ki kullanım potansiyelleri araştırılmıştır.

Tezin ikinci bölümünde fotovoltaik sistemler, bu sistemlerin tarihçesi, hücre teknolojileri ve sistem donanım elemanları incelenmiştir. Aynı zamanda fotovoltaik hücreler Matlab’da modellenmiştir.

Materyal ve metot başlığı altında Haymana GES’te kullanılan donanım elemanları ve bu elemanların seçiminde kullanılan denklem takımları üzerinde durulmuştur.

Tezin dördüncü bölümünü oluşturan bulgular başlığı altında PVSYST simülasyon programından elde edilen sistem üretim öngörüsü ve kurulan santralin maliyet analizi 4 farklı mali analiz yöntemi kullanılarak incelenmiştir.

Sonuç ve öneriler bölümünde ise yapılan tüm araştırma ve incelemeler ışığında Haymana GES’in kısaca kurulma süreci ve simülasyon raporu ile sistemin bir yıllık üretim süreci sonunda elde edilen veriler üzerinde durulmuş olup, konu ile ilgili olarak yapılabilecek çalışmalardan bahsedilmiştir.

2. FOTOVOLTAİK SİSTEMLER

PV sistemler, güneş ışınlarının sahip olduğu enerjiyi iç fotoelektrik reaksiyonlar ile elektrik enerjisine çevirmektedirler. PV sistemler, şebekeye bağlı ve şebekeden bağımsız olarak tasarlanmaktadır.

Sistem bileşenleri tasarımlarından kaynaklanan farklılıktan dolayı değişiklik göstermektedir. Güneşten gelen ışınları doğrudan elektrik enerjisine çevirmede kullanılan güneş panelleri, panellerin ürettiği doğru akımı alternatif akıma çeviren inverterler, panel sabitlemede kullanılan taşıyıcı sistemler ve kablolar sistemde yer alan temel bileşenleri oluşturmaktadır. Elektrik şebekesine bağlı olarak tasarlanan PV sistemlerde, paneller vasıtası ile elde edilen elektrik enerjisi doğrudan şebekeye verildiği için akü gibi bir depolama birimine ihtiyaç duyulmaz iken, şebekeden bağımsız sistemlerde genellikle kullanım amacına göre farklı tipte aküler kullanılmaktadır.

PV sistemlerde güç kapasitesinin artırılması için çok sayıda güneş hücresi birbirine seri ya da paralel bağlanarak modül üzerine monte edilir. Bu yapıya PV panel denilmektedir. Tasarıma bağlı olarak bu paneller seri veya paralel şekilde bir araya getirilerek PV sistem oluşturulur.

2.1. Fotovoltaik Hücre Tarihi

Bir sıvıya daldırılmış iki adet pirinç levhanın, ışığa bırakıldığında sürekli bir akım oluşturduğunu keşfeden Fransız bilim adamı Alexandre-Edmond Becquerel, 1839 yılında yapmış olduğu bu deney ile PV etkiyi inceleyen ilk kişi olmuştur [31].

İngiliz bilim adamlarından W. G. Adams ve R. E. Day, 1870'lerde mum ışığından faydalanarak selenyum malzemesi içerisinde bir elektrik akımı oluşturmuşlardır. Bu şekilde katı maddelerin PV etkileri olabileceğini göstermişlerdir. Amerikalı bilim adamlarından biri olan C. E. Fritts, güneş enerjisini elektrik enerjisine çeviren ilk PV hücreyi oluşturmuştur. Alman araştırmacı Werner Siemens, hücrelerden elde edilen sonuçları onaylamıştır. Ancak olumlu sonuçlar alamamıştır [31].

Çalışmalardan olumlu sonuçlar alınamaması ve insanların enerji ihtiyaçlarını farklı enerji kaynaklarından karşılanması sebebi ile 1870'den 1930 yılına kadar güneş enerjisi alanında önemli gelişmeler gözlenmemiştir.

Foton kavramının ortaya çıkışı ve elektronların kuantum mekaniğinin başlangıcı olarak kabul edilmesi, PV'lerin çalışılması gereken bir alan olduğunu göstermiştir. 1931 yılında ise Alman bilim adamı Bruno Lange, Selenyum tabanlı güneş hücresini yeniden üretmiştir. Kirlilik içermeyen bu sistem bilim dünyasında oldukça ses getirmesine rağmen, oluşturulan hücrenin verimi, pratik bir güç kaynağı olarak kullanılmasına olanak tanımayacak şekilde %1 dolaylarında kalmıştır [31]. 1946'da Russell Ohl, modern PV hücresi patentini almıştır.

Calvin Fuller ve Gerald Pearson, 1954 yılında Bell laboratuvarında yaptıkları çalışma ile silisyum doğrultucu veriminin, silisyum saflığı ve ışıyım koşullarına bağlı olduğunu bulmuşlardır. Calvin Fuller ve Gerald Pearson bir ekip kurarak bu alanda çalışmaları sürdürmüştür. İlk olarak izole edilmiş kırsal bir alandaki telefon röle sistemi için güç kaynağı olarak kullanılmıştır [31]. 1957 yılında Hoffman Elektronik tarafından % 8 verimli silisyum PV hücreler geliştirilmiştir.

Yapılan ekonomik araştırmalar, bu teknolojinin geleneksel enerji kaynakları kadar uygun olmadığını göstermiştir. Zamanla, ulusal orman gözetleme noktalarında ve sahil güvenlik şamandıralarında kullanılması planlanmıştır. Ancak devlet kurumları, küçük nükleer güç sistemlerinin daha iyi olacağını düşünmüştür. Yeryüzünde silisyum güneş hücrelerinin kullanılabileceği herhangi bir yer bulunamamıştır.

1950'li yılların sonlarına doğru başlayan uzay yarışı ile birlikte uydular için kompakt, hafif ve uzun vadede kullanılabilecek güç kaynağı arayışı ortaya çıkmıştır. Konvansiyonel yakıt sistemleri ve pillerin çok ağır ve hantal olması, yörüngedeki yönüne bağlı olarak uyduların neredeyse sürekli güneşe maruz kalması, günümüz silisyum güneş hücresi endüstrisinin oluşmasına neden olmuştur. 1960'da Hoffman Elektronik, % 14 verimli silisyum PV hücreler geliştirmiştir.

1958'de 100 mW güç sağlayan 6 küçük silisyum güneş paneli Vanguard I uydusuna dahil edilmiştir. 1960'da Hoffman Elektronik, % 14 verimli silisyum PV hücreler geliştirmiştir. 1970'de Zhores Alferov, GaAs hetero-eklem PV hücrelerini oluşturmuştur. 1973 yılına kadar 1000 adet uyduda güç kaynağı olarak PV sistemler kullanılmıştır.

1970'lerin sonlarına doğru alternatif enerji kaynakları arayışı başlamıştır. PV hücrelerin Ar-Ge ve üretimi hız kazanmıştır. 1976 yılında ince film PV hücreler olarak

tanımlanan Amorf Silisyum (a-Si), 1980'li yıllarda da Galyum Arsenür (GaAs), Bakır Sülfür (CuS) ve Kadmiyum Sülfür (CdS), Kadmiyum Tellür (CdTe) gibi değişik malzemelerden PV hücreler yapılmaya başlanmıştır [32].

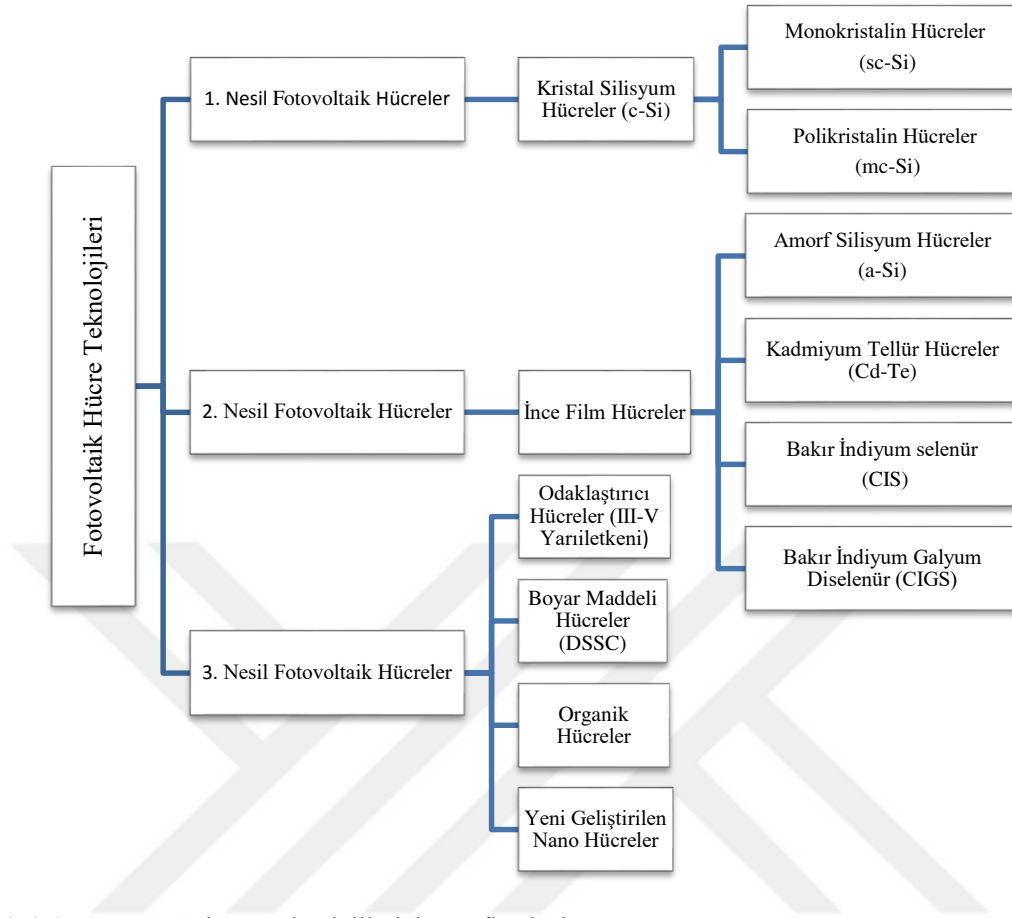
1985'de New South Wales Üniversitesinde, % 20 verimli silisyum PV hücreler geliştirilmiştir. Applied Solar Energy Corp. 1988'de, %17 verimli, 1989'da %19, 1993'de %20 verimli iki-eklemli PV hücrelerin üretimine başlamıştır.

PV sistemler üzerine yapılan araştırmalar 2000'li yıllarda hız kazanarak devam etmiştir. 2000 yılında %20 verimli, 2002'de %26 verimli, 2005'te %28 verimli üç-eklemli PV hücreler geliştirilmiştir. 2008'de NREL, %40.8 verimli üç-eklemli PV hücre geliştirerek, dünya rekoruna imza atmıştır. 2009'da Spectrolab, %41.6 verimli üç-eklemli PV hücre geliştirerek, rekorun yeni sahibi olmuştur. 2012 yılında 3D PV hücreleri %30 daha verimli hale gelmiştir.

1990'lı yıllardan itibaren fotovoltaiik hücrelerde önemli verim artışları sağlanmıştır. Günümüzde PV hücrelerin verimleri kristal silisyum (c-Si) hücrelerde %27,6'lara, ince film hücrelerde de %20,4'lere kadar çıkmıştır. Ancak bu değerler laboratuvarlarda araştırılmak üzere üretilen PV hücrelerin ölçülen verim değerleridir. Güneş enerjisi piyasasında satışa sunulan PV hücrelerin verimleri bu değerlerin çok daha altındadır [32].

2.2. Fotovoltaiik Hücre Teknolojisi

PV paneller, PV hücrelerin bir araya gelmesi ile oluşturulmaktadır. Bu paneller farklılıklar göstermektedir. Panel verimliliği hücrelerde kullanılan PV malzemelerin çeşitliliğine göre değişmektedir. PV panellerin hücre tiplerine göre sınıflandırılması Şekil 2.1'de gösterilmiştir [33].



Şekil 2.1. Fotovoltaik hücre teknolojilerinin sınıflandırılması

2.2.1. Birinci Nesil Fotovoltaik Hücreler

Birinci nesil PV hücreler kristal silisyum ve yarı iletken teknolojisine dayanmaktadır. Dünya genelinde en çok tercih edilen PV hücreler olmasının yanı sıra maliyeti diğer hücre türlerine göre daha yüksektir.

Birinci nesil PV hücreler saflık derecelerine göre mono-kristalin ve poli-kristalin olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Endüstriyel alanda en çok tercih edilen mono- kristalin hücreleri, aynı gücü üreten poli-kristalin hücrelerine göre yüksek verimlilik göstermektedir. Ancak üretim teknolojisinin uzun zaman alması ve bununla birlikte maliyetin artması mono-kristallerin dezavantajlarını oluşturmaktadır.

Poli-kristalin PV hücrelerin yaklaşık 90 yıllık ömürleri vardır. Ancak tek kristalinden meydana gelmemiş olmaları sebebi ile homojen olmadığını söylemek mümkündür. Mono-kristalin ise malzemenin atomsal yapısının homojen olması anlamına

gelmektedir. Neredeyse doğadaki tüm kristalinler poli-kristalin özelliği göstermesine rağmen, elmas en iyi mono-kristalin özelliğine sahiptir [30].

Günümüzde mono-kristalin ve poli-kristalin güneş panellerinin verimleri arasında çok büyük farklar mevcut değildir. Verimleri düşük olmasına rağmen poli-kristalin kullanılan paneller PV güç santrallerinde düşük maliyetlerinden dolayı daha çok tercih edilmektedir.

2.2.2. İkinci Nesil Fotovoltaik Hücreler

İkinci nesil PV hücreler genellikle ince film hücreler olarak bilinmektedir. Kristal silisyumlara göre oldukça ucuz olan bu hücrelerin verimleri çok daha düşüktür. Ancak verimleri %7-14 arasında değişen bu malzemelerin, sıcaklıktan meydana gelen kayıplardan etkilenmemesi ve gölgelenme olan bölge haricinde elektrik üretimine devam etmesi kristal silisyumlara göre avantajlı olmasını sağlamaktadır. Yapısal olarak kolay tasarlanabilmelerinden dolayı binalara entegre edilebilmektedir. İncelenen birçok çalışmada fotovoltaik pazarın büyük güç ölçekli santrallerden bina uygulamalarına ve akıllı binalara kayacağı belirtilmiştir.

İnce film PV hücreler; Kadmiyum Tellür (Cd-Te), Amorf Silisyum (a-Si), Bakır İndiyum Selenür (CIS) ve Bakır İndiyum Galyum Diselenür (CIGS) olmak üzere dörde ayrılmaktadır. Amorf Silisyum hücreler ile kristal silisyum hücreler birleştirilerek yüksek verime sahip Hibrit Hücreler (HIT)'de üretilmektedir.

a-Si hücreler tüketici elektroniği sektöründe az güç çıkışı ve düşük maliyet istenen durumlarda yıllarca kullanılmaktadır. Bu PV üniteleri, diğer silisyumlu üniteler gibi kristalli yapıda değildir ve silisyum hücrelere göre 40 kat daha fazla ışığı absorbe edebilmektedir. Cd-Te hücreler çok kristalli bir yapıda olup, ışığı soğurmada yüksek verime sahiptir. Yaklaşık 1 µm kalınlığa sahip olmasına rağmen, üzerine düşen güneş ışınlarının %90'ını absorbe edebilmektedir. Kullanılan Kadmiyum malzemesinin zehirli olması sebebi ile üretim aşamasında dikkat edilmesi gerekmektedir [30].

2.2.3. Üçüncü Nesil Fotovoltaik Hücreler

Günümüzde laboratuvarlarda üretilen üçüncü nesil PV hücreler henüz araştırma ve geliştirilme aşamasında olup piyasada düşük kullanım alanına sahiptir.

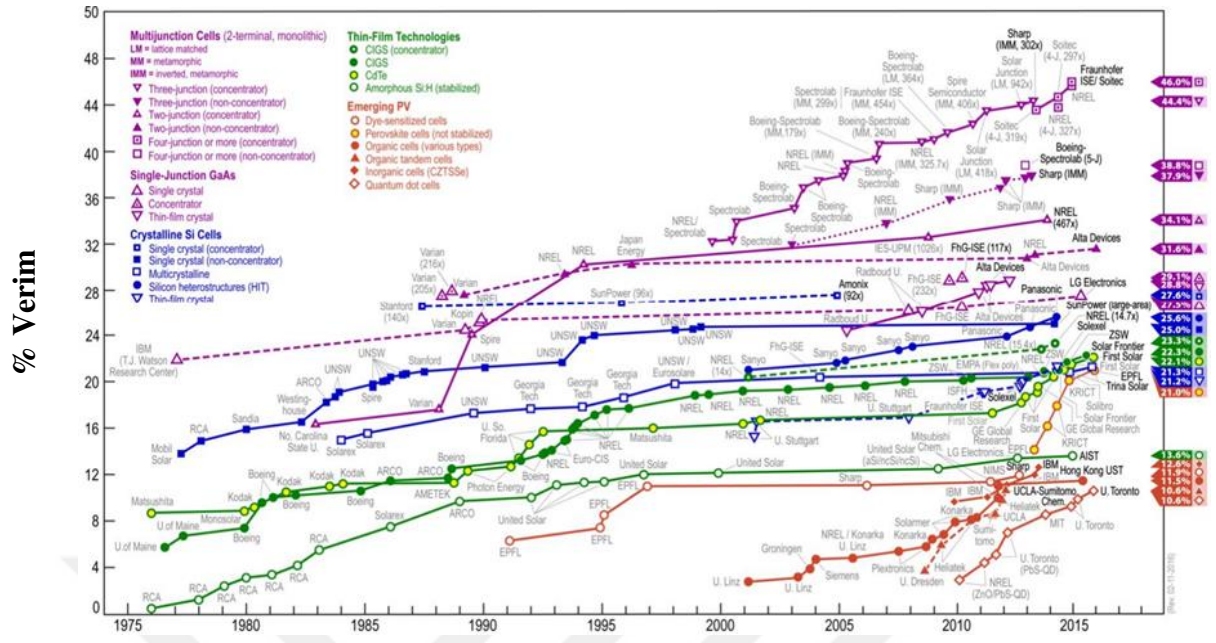
Üçüncü nesil PV hücrelerden biri olan, geliştirilme süreci 1970’lerde başlayan, Galyum Arsenür (GaAs) hücreler günümüzde uzay uygulamalarında ve güneş arabalarında kullanılmaktadır. En verimli GaAs hücrenin verimi laboratuvar ortamında %32.6 olarak belirlenmiştir [34]. Günümüzde bu hücrelerin verimleri %20 - %30 arasında değişmektedir. Ancak bu hücrelerin maliyetleri oldukça yüksektir.

Boya duyarlaştırıcılı güneş hücreleri (DSSC), düşük maliyetli PV sistemlerdir. Graetzel hücresi olarak da bilinen bu hücreler, ilk olarak 1988 yılında M. Graetzel ve Brian O'Regan tarafından UC Berkley’de keşfedilmiş ve sonrasında 1991 yılında aynı kişiler tarafından geliştirilmiştir. Yapılan bu çalışma 2010 yılında Millenium Teknoloji ödülüne layık görülmüştür [35].

Plastik güneş hücreleri (moleküler ve polimerik), yüksek verimli çok kavşaklı tandem güneş hücreleri, sıcak elektron dönüştürücüleri, kuantum parçacık güneş hücreleri de araştırma ve geliştirme aşamasında olan diğer üçüncü nesil hücre teknolojileri arasında yer almaktadır [35].

3.nesil hücrelerin birçoğu araştırma ve geliştirme sürecinde olduğundan, bu hücrelerin ticari olarak kullanımları son derece sınırlıdır.

Şekil 2.2’de fotovoltaik hücrelerin verimlerinin zamana bağlı olarak gelişimleri verilmiştir [35].



Şekil 2.2. Laboratuvar ortamında kaydedilen en verimli fotovoltaik hücrelerin zaman içinde gelişimi

Şekilde görüldüğü gibi yeni geliştirilen PV hücreler 1990'dan sonra incelenmeye başlanmış olup, 2000'li yıllarda organik hücreler geliştirilmiştir. Ancak verimlerinin oldukça düşük olduğu görülmektedir. Çok jonksiyonlu hücreler 1975'ten itibaren çalışılmıştır. Bu hücrelerin verimi diğer teknolojilere göre hızlı bir artış göstermiştir.

2.2.4. Güneş Hücresi p-n Eklemi

Kristal yapıdaki hücreler n ve p tipi yarı iletkenlerin bir araya getirilmesi ile oluşmaktadır. Bu yarı iletkenler bir araya getirildikleri zaman, bağlantı alanlarında yükten arındırılmış bölgeler oluşmaktadır. Birleşme süreci ile birlikte iki bölge arasında elektron akışı gerçekleşir ve n tipi yarı iletkenin birleşme yüzeyi + olurken, p tipi yarı iletkenin birleşme yüzeyi ise - olmaktadır. Bu elektron akışı ile birlikte ters gerilim bloğu oluşmaktadır. Bağlantı bölgelerinde elektriksel potansiyelin artması ile geçiş olayı sonlanır. Oluşturulan yarı iletken bölge ışığa maruz bırakıldığı zaman, yarı iletkenler içindeki fotonlar ışığı absorbe ederek elektronlar arasındaki bağları kırar. Elektronların serbest kalması ve bağlantı bölgelerindeki manyetik alan etkisi ile elektronlar n tipi elektronların olduğu bölgeye doğru hareket ederken, oluşan boş bölgede p tipi yarı iletkene doğru hareket eder.

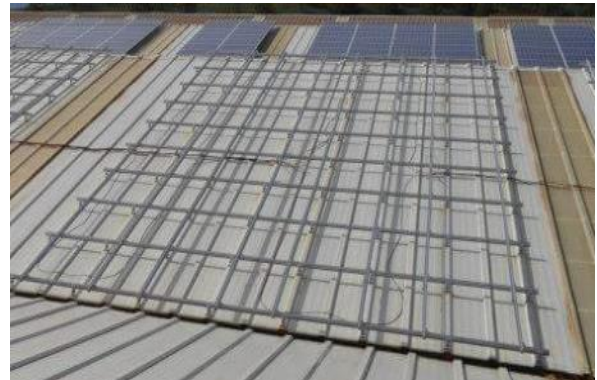
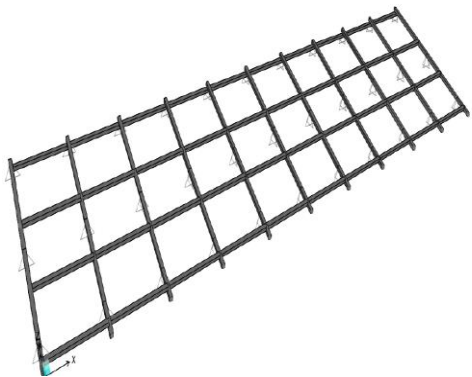
Yüklerin birbirinden ayrılması ve PV hücrelerin kontak bölgelere ulaşması ile gerilim üretimi gerçekleşir. Devrede bir yük olmaması durumunda açık devre gerilimi oluşurken, bir yük olması durumunda devreden akım akması sağlanmış olur. Kontaklara yeteri kadar elektron ulaşmadığı durumlarda elektrik üretimi gerçekleşmez. Bu duruma elektronların sahip olduğu enerjiyi koruyamaması veya bir boşluk ile birleşip enerjisini kaybetmesi sebep olmaktadır.

2.3. Fotovoltaik Sistem Donanımları

PV sistemler panellerin yanı sıra birçok farklı ekipmanın bir araya getirilmesi ile oluşturulmaktadır. Kullanılan bu donanımlar panellerin sabitlenebilmesi, elektriğin DC'den AC'ye dönüştürülebilmesi, üretilen enerjinin taşınabilmesi ve daha birçok sebep ile kullanılmaktadır. Sistem donanımları bu başlık altında incelenmiştir.

2.3.1. Taşıyıcı Konstrüksiyon

PV sistemler, açık arazilere ve bina çatılarına kurulabilmektedir. Panellerin yerleştirildiği özel düzenekler mevcuttur. Bu düzeneklere taşıyıcı konstrüksiyonlar denilmektedir. Konstrüksiyon sistemleri alüminyum ve çelik gibi malzemelerden üretilmekte olup, kullanılacağı alanlara göre farklı montaj yapıları kullanılmaktadır. Şekil 2.3'de bina çatılarında kullanılan taşıyıcı sistem yapısı verilmiştir.



Şekil 2.3. Çatı tipi konstrüksiyon sistemi ve uygulaması

Arazi tipi tesislerde, güneş paneli montaj yapıları kolaylıkla genişletilebilecek şekildedir. Bu yapılarda önemli olan yapının zemin ile olan bağlantısıdır. Zemin bağlantısının yapılabilmesi için beton bloklar veya çakma kazıklar kullanılmaktadır. Beton bloklar zemin yapısından bağımsız olarak tüm uygulamalarda kullanılabilir iken, çakma kazıklar sert ve kayalık bölgelerde kullanılamaz. Çakma kazık sisteminin uygulanması daha kolay olmasına rağmen, zemin türünden dolayı oluşan dezavantajları kullanım alanını kısıtlamaktadır. Arazi tipi montaj yapısı ve örnek bir uygulaması Şekil 2.4’de verilmiştir.



Şekil 2.4. Arazi tipi konstrüksiyon sistemi ve uygulaması

2.3.2. Kablolar ve Konnektörler

PV sistemler güneş ışınlarına maruz kaldıkları için, bu sistemlerde donanım elemanı olarak kullanılan kabloların yüksek sıcaklıklardan ve güneş ışınlarından etkilenmemesi gerekmektedir. PV sistemler uzun kullanım sürelerine sahiptir ve bu sebeple kullanılan kabloların da uzun ömürlü olması gerekmektedir. Ancak uzun yıllar kullanılması kabloların yıpranmasına ve kablo kayıplarına sebebiyet vermektedir. Kablo kayıplarının en aza indirilebilmesi için özel yapıya sahip olması gerekmektedir. Bu sebeple kablo üreticileri güneş ışınlarına dayanıklı PV1-F kodlu solar kablolar üretmektedir.

Solar kablolar DC gerilim taşımaktadır ve genellikle panelleri birbirine seri ve paralel bağlamada kullanılmaktadır. -40 °C ile +90 °C arasındaki sıcaklık değerlerinde çalışabilmektedir. Şekil 2.5’de solar kablolar gösterilmiştir.



Şekil 2.5. Solar kablolar

Panelde üretilen DC akım solar kablolar ile invertere taşınmaktadır. İnverterde DC akım AC akıma dönüştürülerek AC kablolar aracılığıyla taşınmaktadır. PV tesislerde kullanılan AC kablolar kullanılacakları yerlere, akım taşıma kapasiteleri ve gerilim düşüm hesaplarına göre belirlenir. Bu kabloların iletkenleri çoğunlukla bakır veya alüminyum olabilir. Kullanılacakları gerilim değerlerine göre ise PVC ve XLPE yalıtkanlı olarak seçilebilir.

Konnektörler kablolar arası bağlantı sağlayan elemanlardır. Kablolarda aranan çevre özelliklerine uygun olma durumu konnektörler için de geçerlidir. Konnektörler PV sistemlerde çoğunlukla solar kabloların uçlarında kullanıldığından toza ve suya karşı korumalı IP 65 ve IP 68 sınıfında olanları günümüzde tercih edilmektedir. Şekil 2.6'da konnektörler gösterilmiştir.

PV-KBT4...



PV-KST4...



Şekil 2.6. Konnektörler

2.3.3. İnverterler

PV panellerden elde edilen DC enerjiyi AC enerjiye çeviren sistemlere inverter adı verilmektedir. PV sistemlerde kullanılan inverterler sistemin şebekeye bağlı veya bağımsız olma durumuna göre ikiye ayrılabilir. Ayrıca inverterleri merkezi inverterler ve dizi inverterler olarak da ikiye ayırabiliriz. Dizi inverterler küçük güçlerde kullanıma uygundur. Şekil 2.7’de dizi tipi inverterler gösterilmiştir.



Şekil 2.7. Dizi tipi inverterler

Merkezi inverter ise daha büyük projelerde kullanıma uygun olarak imal edilmektedirler. Santralde tercih edilecek inverterin merkezi ya da dizi olma durumu santralin kurulacağı lokasyondaki meteorolojik veriler ile yakından ilgilidir. Şekil 2.8’de merkezi inverterler gösterilmiştir.



Şekil 2.8. Merkezi inverter

İnverterler yapılarına göre trafolu ve trafosuz olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Trafolu inverterler doğru akım ünitesi ve alternatif akım ünitesi arasında yalıtım sağlarlar. Ancak içlerinde yer alan trafolardan dolayı kayıplar da meydana gelmektedir. Kayıplar sebebi ile doğru akımdan alternatif akıma dönüştürme verimlerinin düşük olduğu söylenebilir. Trafosuz inverterler de ise herhangi bir trafodaki yalıtım durumu söz konusu olmadığı için harici güvenlik donanımları kullanılmalıdır. Ancak trafolu inverterlere göre verimleri daha yüksektir.

Şebekede enerji yok iken PV sistemin şebekeden ayrılması gerekmektedir. Planlı veya plansız enerji kesintilerinde, elektrik çarpma riskinin önlenmesi için sistemin şebekeyi veya yerel dağıtım sistemini beslememesi gerekmektedir. Gerçekleşen bu duruma adalanma denilmektedir. İlgili teknik ve mevzuat bir sistemde adalanmanın önlenmesi için ciddi önlemler alınması gerektiğini belirtmektedir. Ayrıca sistemde enerji yokken inverterlerin şebekeye yeterli reaktif gücü sağlama imkanı bulunmadığından ve senkronizasyon için referans değerleri baz almayacağından inverterlerin şebekede enerji

yokken çalışmaması gerekir. Bunun yanı sıra, EMC uyumluluğu, DC enjeksiyonun sınırlar içinde kalması ve harmoniklerin önlenmesi zorunluluk teşkil etmektedir [36].

PV sistemlerde üretilen elektrik enerjisinin ölçümü, günümüzde özel geliştirilmiş izleme sistemlerinin yanı sıra, inverter üreticilerinin kendi sistemleriyle de sağlanabilir.

2.3.4. Şalt Ekipmanları ve Panolar

PV sistemde kullanılan kablo, panel ve evirici sisteminin oluşabilecek tehlikelerden korunması gereklilik arz etmektedir. Bu amaç ile santralin tasarımına uygun selektivite sağlanacak şekilde nominal akım ve kısa devre akımları da göz önünde bulundurularak yük ayırıcılar, devre kesiciler ve kaçak akım koruma şalterleri kullanılmaktadır. Bu elemanlar PV sistemin şalt elemanlarını oluşturmaktadır. Şalt ekipmanları panolar üzerinde bir araya getirilerek inverter toplama panoları ya da ana panolar oluşturulmaktadır. Santrallerde kullanılan farklı pano türleri mevcuttur. Günümüzde uzun ömürlü ve yalıtkan olması sebebi ile cam elyaf panolar tercih edilmektedir.

Topraklama üniteleri PV sistemlerde de önem arz etmektedir. Topraklama tesiste aktif olmayan bölümlerin elektrolit yardımıyla toprakla iletken bir biçimde birleştirilmesidir. Böylece oluşabilecek arıza durumunda adım ve dokunma gerilimlerinin insan hayatına zarar vermesi engellenir. Ayrıca ekipmanların da zarar görmesine engel olur. Topraklama yapılırken şunlara dikkat edilmelidir.

- Topraklanacak cihazlar ve bölümler ile referans toprak arasındaki direnç mümkün olduğunca küçük olmalıdır.
- Cihazların ve benzeri ekipmanın aralarında, işletme sırasında potansiyel farkın meydana gelmemesi temin edilebilmelidir.

Yıldırımlar yüksek seviyede gerilime sebep olduğu için sistemlerde büyük hasara sebebiyet verir. Paratoner ekipmanların yıldırımdan korunmasını sağlamaktadır. Paratonerler koruma yarıçaplarına göre yaklaşık 6 m yüksekliğinde olduğundan PV tesislerde paneller üzerine gölge yapmayacak şekilde yerleştirilmelidir.

Yüksek gerilim, iletim ve dağıtım hatlarında teknik arızalara sebebiyet vermektedir. Parafudr, sistemde oluşabilecek aşırı gerilimlerden kablo ve ekipmanların korunmasını

sağlar. Genellikle PV tesislerde Tip 1-2(B+C) parafudr kullanımı önerilmektedir. Tip 1 parafudrlar alçak gerilim için yıldırıma karşı koruyucu sınıfı gösterirken, Tip 2 alçak gerilim için aşırı gerilimi sınırlayan sınıfı temsil eder.

2.3.5. Trafolar

İnverterler belirli bir gerilim seviyesinde AC elektrik üretmektedirler. Trafolar üretilen elektriğin daha uzak noktalara iletilebilmesi ve gerilim seviyesinin değiştirilebilmesi için kullanılmaktadırlar. PV tesislerde kullanılan trafolar genellikle hermetik tip ya da kuru tip trafo olarak tercih edilmektedir.

Hermetik tip trafolar yağlı trafolar arasında yer alır ve trafo sargıları tamamen yağın içerisinde. Bu trafolar tamamen kapalıdır, bu nedenle herhangi bir arıza esnasında müdahale edilemez. Ancak sorun yaşanmadığı durumlarda kısa vadeli bakım gerektirmez. Kuru tip trafolar tamamen kurudur. Yangın çıkma riski düşük olan bu trafolar soğutma fanı gibi ek teçhizatlara ihtiyaç duyabilir. Kuru tip trafolar hermetik trafolarla göre yüksek maliyetlidir. PV tesislerde sistem sadece gün ışığı var iken çalışabileceği için trafonun boşa kayıplarının az olmasına dikkat edilmelidir. Şekil 2.9’da farklı trafo tipleri gösterilmiştir.



Şekil 2.9. a. Hermetik trafo b. Kuru tip trafo

2.3.6. Yüksek Gerilim Hücreleri

Trafo aracılığı ile gerilim seviyesi değiştirilen elektrik enerjisi hava yalıtımlı ya da gaz yalıtımlı hücreler aracılığıyla, yüksek gerilim şebeke hattı ile irtibatlandırılabilir PV tesislerin yüksek gerilim seviyesinden korunması, manevra yapılması ve enerji miktarının ölçülmesi hücreler aracılığı ile sağlanır.

2.3.7. Aküler

Üretilen elektrik enerjisinin depolanıp sonradan kullanılması için off grid sistemlerde kullanılırlar. Enerjinin depolanması günümüzde önemli bir sorun olduğundan Ar-Ge çalışmaları sonucu farklı tipte akü modelleri geliştirilmiştir.

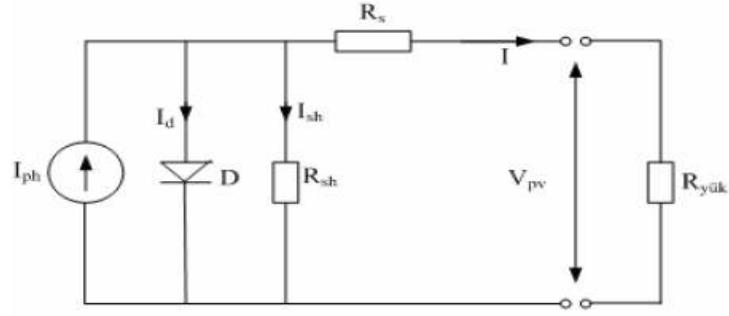
PV sistemlerde genellikle jel tipi aküler kullanılmaktadır. Bu akülerde sülfürik asit belli bir oranda silika ile karıştırılarak elektrolit jel halini alır. Bu aküler neredeyse bakım gerektirmez ve tamamen kapalıdır. Akü maliyetleri yüksek olduğundan ve ömürleri, tesis ömründen kısa olduğundan büyük projelerde kullanılması uygun bir çözüm değildir.

2.4. Fotovoltaik Hücrenin Modellenmesi

2.4.1. Fotovoltaik Hücre Eşdeğeri

PV panellerin karakteristiklerini inceleyebilmek, elektriksel davranışlarını gözlemleyebilmek için PV hücre eş değer devre modeli geliştirilmiştir. Bu model geliştirilirken, PV hücrenin yapısını oluşturan elemanlar gerçeğe yakın bir şekilde tasarlanmıştır [37].

Literatürde yaygın olarak kullanılan PV hücre eşdeğer devresi Şekil 2.10'da gösterilmektedir [37]. Burada I_{ph} foton enerjisi ile üretilen akımı, I_d diyot akımını, I_{sh} sızıntı akımını, R_{sh} paralel bağlı direnci, R_s seri bağlı direnci, $R_{yük}$ yük direncini ve V_{pv} PV hücre gerilimini simgelemektedir.



Şekil 2.10. Güneş hücresi eşdeğer devre modeli

Eşdeğer devreye Kirchhoff'un akımlar kanunu uygulanırsa;

$$I_{ph} - I_d - I_{sh} = 0 \quad (2.1)$$

Diyot akımı elektronlar ve boşluklar tarafından oluşturulan, akımların toplamıdır.

$$I_d = I_e + I_h \quad (2.2)$$

$$I_e = I_{eo} \times (e^{\frac{qV_d}{kT_b}} - 1) \quad (2.3)$$

$$I_{ph} = I_{ho} \times (e^{\frac{qV_d}{kT_b}} - 1) \quad (2.4)$$

Denklem (2.3) ve denklem (2.4) , denklem (2.2)'de yerine yazılırsa;

$$I_d = I_0 \times (e^{\frac{qV_d}{kAT}} - 1) \text{ olarak ifade edilir} \quad (2.5)$$

Burada q elektron yükünü (1.602×10^{-19} C), V_d diyot gerilimini, A idealite faktörünü, Boltzman sabitini (1.381×10^{-23} J/K) ve T , Kelvin cinsinden sıcaklığı göstermektedir. $R_{sh} \gg R_s$ olarak alındığı takdirde;

$$I = I_{sh} - I_0 \times (e^{\frac{V_{pv}q}{kAT}} - 1) \text{ olarak elde edilir.} \quad (2.6)$$

2.4.2. Fotovoltaik Hücre Matlab Modeli

PV paneller modellenirken aşağıda belirtilen denklem takımları kullanılmaktadır.

Foton enerjisi ile üretilen akım;

$$I_{ph} = I_{sc} + [K_i (T_c - T_{ref}) (\frac{G}{G_{ref}})] \quad (2.7)$$

Panele ait ters saturasyon akımı;

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{e^{\left(\frac{qV_{oc}}{N_s k A T}\right)}} \quad (2.8)$$

Sıcaklığa bağlı olarak panel saturasyon akımı;

$$I_o = I_{rs} + \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^3 e^{\left[\frac{E_{g0}}{Ak} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T}\right)\right]} \quad (2.9)$$

PV panel çıkış akımı;

$$I_{pv} = N_p I_{ph} - N_p I_o \left[e^{\left\{ \frac{q(V_{pv} + I_{pv} R_s)}{N_s A k T} \right\}} - 1 \right] \quad (2.10)$$

Bu denklem takımlarında yer alan sembollere ait açıklamalar Tablo 2.1’de belirtilmiştir.

Tablo 2.1. Denklem takımlarında kullanılan kısaltmalar

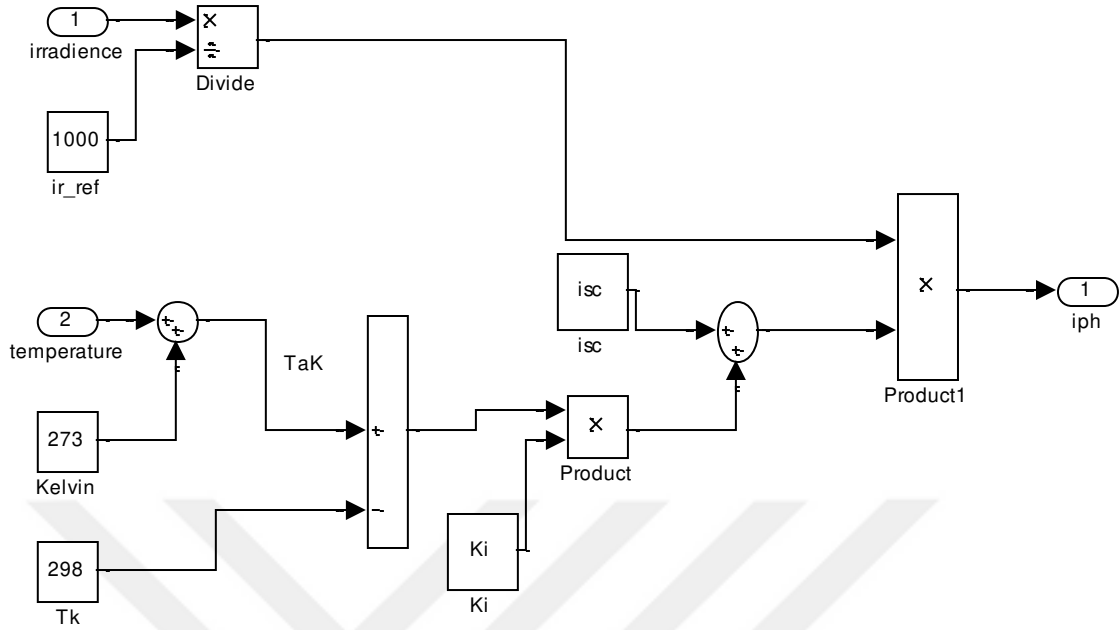
Sembol	Açıklama
A	İdealite Faktörü
k	Boltzman Sabiti (1.381×10^{-23} J/K)
q	Elektron Yüğü (1.602×10^{-19} °C)
E_{g0}	Bant Aralığı Enerjisi
N_s	Seri Bağlı Hücre Sayısı
N_p	Paralel Bağlı Hücre Sayısı
I_{pv}	Panel Akımı
I_{ph}	Foton Enerjisi İle Üretilen Akım
I_{rs}	Ters Saturasyon (sızıntı) Akımı
I_{sc}	Kısa Devre Akımı
I_o	Diyot Saturasyon Akımı
V_{pv}	Panelin Çıkış Gerilimi
R_s	Seri Direnç
T_{ref}	Referans Sıcaklık Değeri
T_c	Hücre Sıcaklık Değeri
G	Işınım Değeri
G_{ref}	Referans Işınım Değeri
V_{oc}	Açık Devre Gerilimi
K_i	Gerilim Sıcaklık Katsayısı

Denklem 2.7, 2.8, 2.9 ve 2.10 kullanılarak tez kapsamında incelenen santralde kullanılan panelin Matlab Simulink modeli oluşturularak panelin 25 °C sıcaklıkta, farklı ışınımlar altındaki akım-gerilim ve gerilim güç değişimini gösteren grafikler elde edilmiştir. Oluşturulan modelde kullanılan parametrelere ait değerler Tablo 2.2’de gösterilmiştir.

Tablo 2.2. Kullanılan parametrelere ait değerler

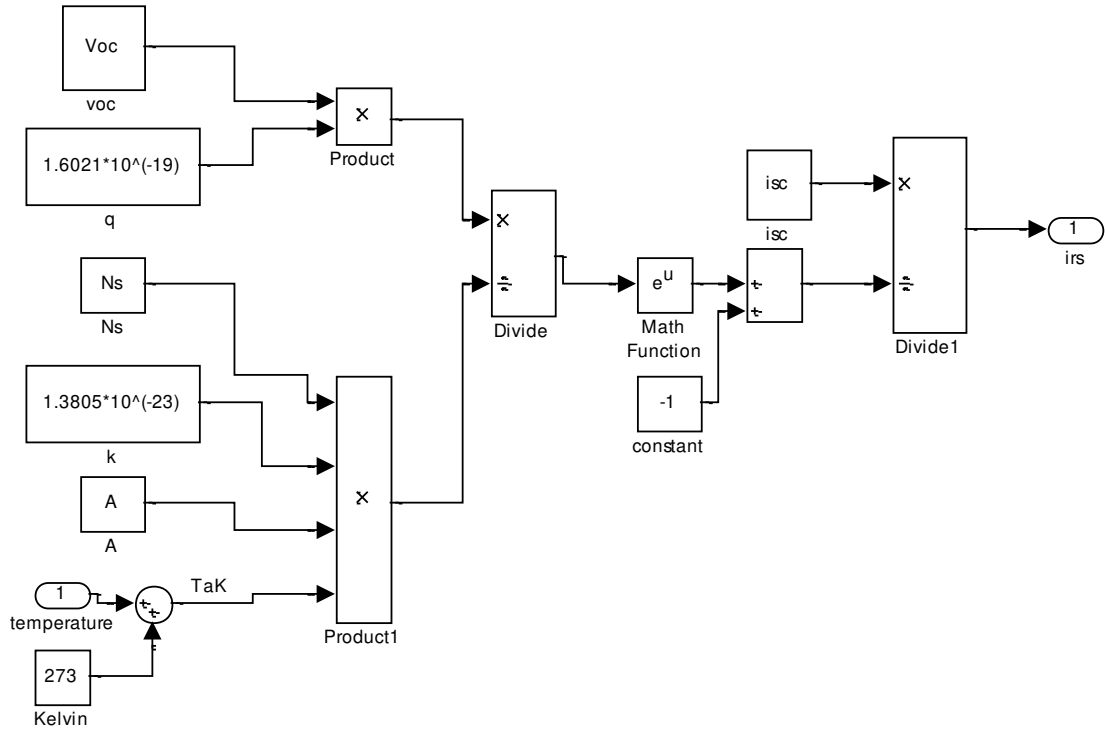
Sembol	Açıklama
A	1.3
k	1.381×10^{-23} J/K
q	1.602×10^{-19} C
E_{g0}	1.12
N_s	10
N_p	6
I_{sc}	8.79 A
T_{ref}	273 K
V_{oc}	37.7 V
K_i	0.0031
V_{pv}	30.4 V

Denklem 2.7'ye göre I_{ph} 'a ait Matlab Simulink modeli Şekil 2.11'de gösterilmiştir.



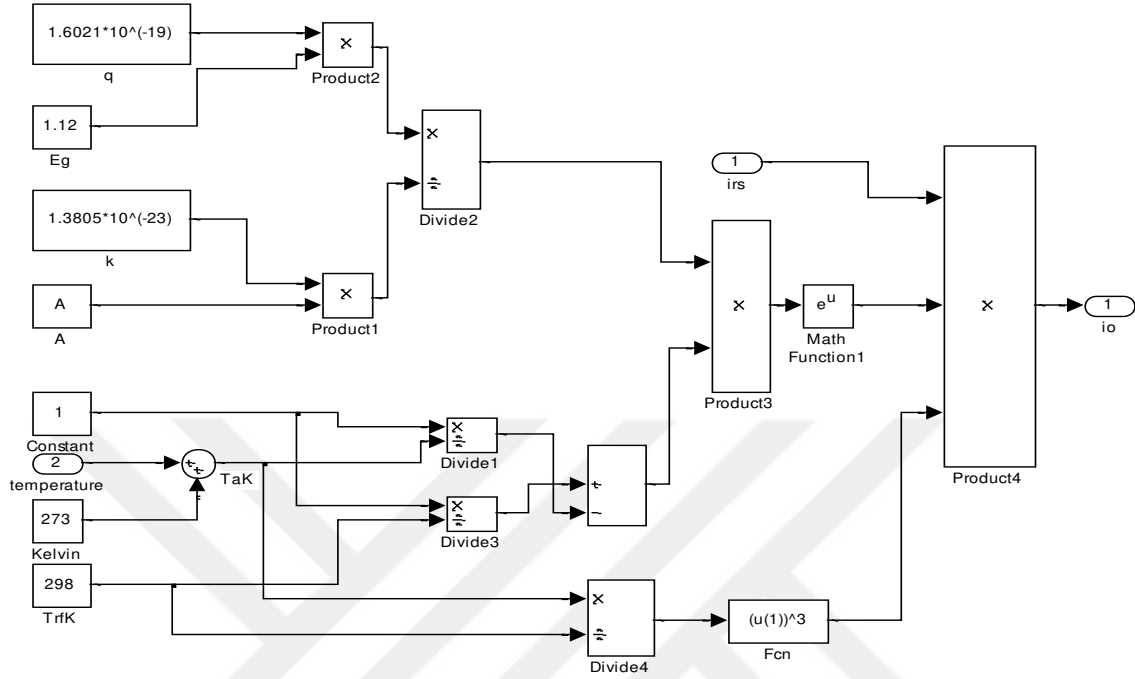
Şekil 2.11. I_{ph} 'a ait Matlab Simulink modeli

Denklem 2.8'e göre I_{rs} 'ye ait Matlab Simulink modeli Şekil 2.12'de gösterilmiştir.



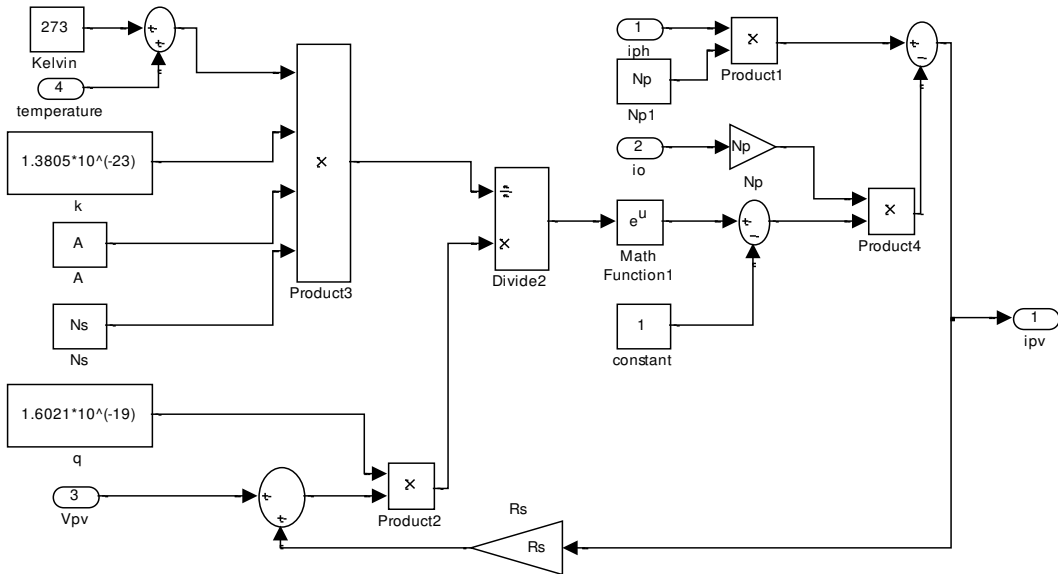
Şekil 2.12. I_{rs} 'ye ait Matlab Simulink modeli

Denklem 2.9'a göre I_o 'a ait Matlab Simulink modeli Şekil 2.13'de gösterilmiştir.



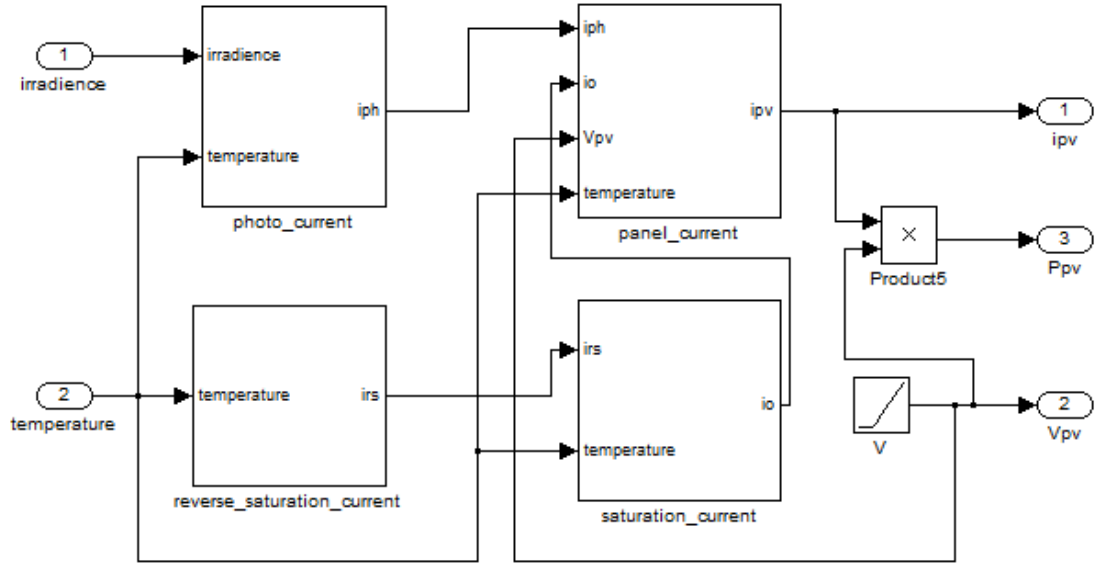
Şekil 2.13. I_o 'a ait Matlab Simulink modeli

Denklem 2.10'a göre I_{pv} 'ye ait Matlab Simulink modeli Şekil 2.14'te gösterilmiştir.



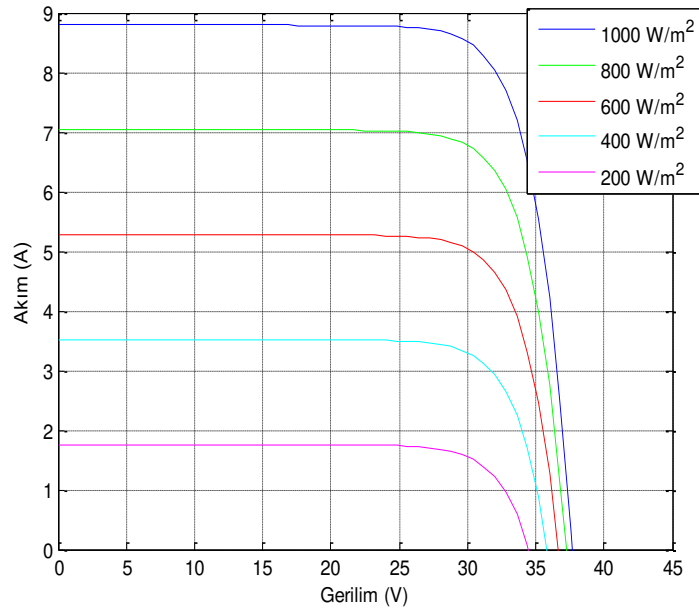
Şekil 2.14. I_{pv} 'ye ait Matlab Simulink modeli

Şekil 2.11, 2.12, 2.13 ve 2.14’de gösterilen çalışmalar görsel karmaşayı önlemek adına tek bir blok halinde Şekil 2.15’de gösterilmiştir.



Şekil 2.15. Blok haline getirilmiş PV panel Matlab Simulink modeli

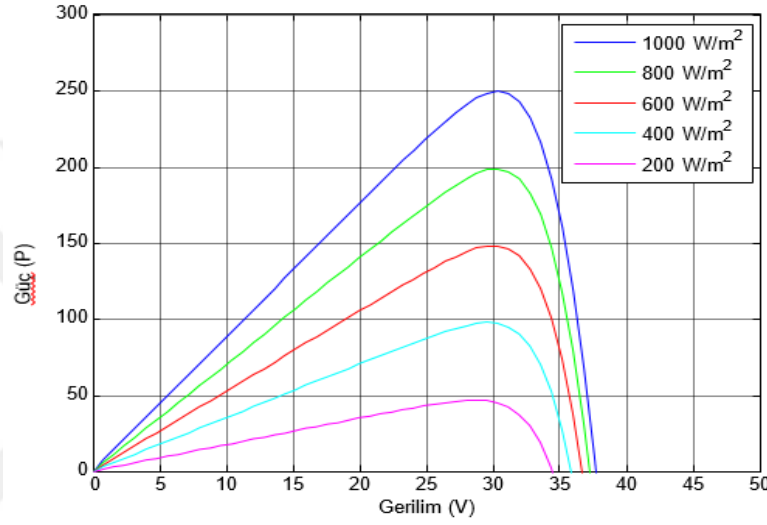
Hazırlanan simulink çalışması ile tez kapsamında incelenen panelin 200-1000 W/m² ışınlm altındaki akım gerilim karakteristiği elde edilmiştir. (Şekil 2.16)



Şekil 2.16. Farklı ışınlmlar altında elde edilen akım-gerilim grafiği

Şekil 2.16'dan görüldüğü gibi ışınlam miktarı artıkça PV panele ait akım gerilim değeri de artış göstermiştir. Işınlama bağı olarak akım değeri de ki artış, gerilim değeri de ki artıştan daha fazla olmaktadır.

Işınlama bağı olarak akım ve gerilim değeri artış gösterdiği için PV panele ait gücün de ışınlama bağı olarak artış göstermesi beklenir. Şekil 2.17'de ışınlama bağı olarak güc değişim grafiği gösterilmiştir.



Şekil 2.17. Farklı ışınlamalar altında elde edilen güç-gerilim grafiği

2.5. Fotovoltaik Güç Sistemlerinin Projelendirilmesi

Bu bölümde PV güç tasarımının yapım aşamalarından bahsedilecek olup, herhangi bir güneş panelinin çalışabilmesi için gerekli olan teknik özellikler kapsamında yapılması gerekli olan hesaplamalar gösterilecektir.

2.5.1. Alan Seçimi ve Özellikleri

Kurulacak sistemlerin tasarımında, bölgenin güneş enerji potansiyeline uygun alan seçimi öncelikli olarak dikkat edilmesi gereken hususlardan biridir. PV sistemler taşıyıcı konstrüksiyonlar ile doğrudan arazi üzerine kurulabileceği gibi bina çatılarına da monte edilebilir. Bu sistemler için kullanılacak alanın genişliği PV güç sisteminin kapasitesini belirlemektedir.

Sistemde kullanılan panellerin bölgenin enlemine bağlı olarak belirlenen açısı, panellerden optimum verim alınmasını sağlayacağından, arazinin eğimi de alanın belirlenmesinde önemli bir parametre olmaktadır. Kullanılacak arazi güneye eğimli, ya da düz olmalıdır. Arazinin eğimi yağışın 640 m²/kg'nin üstünde olduğu alanlarda %12'den, diğer yerlerde ise %8'den fazla olmamalıdır. PV sistemlerin kurulacağı bölgelerde güneşi engelleyecek şekilde yapıların bulunmamasına dikkat edilmesi gerekmektedir. Aynı şekilde bölgedeki yapılar tozlanmaya sebebiyet vermemelidir. Arazinin zemini kaya ya da sel ve çığ gibi afetlerden etkilenecek düzeyde balçık yoğunluklu olmamalıdır.

PV sistemlerin uygun bir dağıtım hattına ve merkezine yakın olması aynı zamanda ulaşımının kolay olması gerekmektedir. Ayrıca kullanılacak olan arazilerin uygunluğunun tespit edilebilmesi için Gıda Tarım ve Hayvancılık İl Müdürlüğüne başvurulması gerekmektedir. Böylece arazinin tarım arazisi olmadığına ve tarımsal kullanım bütünlüğünü bozmadığına dair bir uygunluk belgesi alınır.

2.5.2. Fotovoltaik Sistem Tasarımı

PV sistemler tasarlanırken kurulum yapılacak arazinin belirlenmesinin ardından panel inverter seçimi gerçekleştirilir. Bu iki elemanın birbiri ile uyum içinde çalışması gereklidir. İnverterin kapatılması durumunda tekrar devreye sokarken yüksek açık devre gerilimi meydana gelebilir. Bu gerilim, inverterin zarar görmemesi için inverterdeki maksimum DC giriş gerilim değerinden küçük olmalıdır. Böylece seri devrede bulunan maksimum panel sayısı, inverterin maksimum giriş geriliminin minimum sıcaklıktaki açık devre gerilimine bölünmesi sonucu elde edilebilir.

Seri bir dizide kullanılabilecek maksimum panel sayısının nasıl hesaplanacağı denklem 2.11'de verilmiştir.

$$n_{MAKS} = \frac{U_{INV - MaksGiriş}}{U_{AD - T_{min}}} \quad (2.11)$$

Bu denklemde, n_{MAKS} kullanılabilecek maksimum PV panel sayısını, $U_{INV - MaksGiriş}$ inverterin maksimum giriş gerilimini, $U_{AD - T_{min}}$ ise minimum sıcaklıktaki açık devre gerilimini ifade etmektedir.

Ortaman sıcaklık değerlerinin yükselmesiyle birlikte, panel çıkış gerilim değerlerinde yaşanacak olan düşüş sebebi ile paneller, inverterdeki minimum giriş gerilimi değerini aşamayabilir. Bu nedenle seri devrede bulunması gereken minimum panel sayısının hesaplanmasında, inverterin minimum giriş geriliminin, açık devre geriliminden daha düşük olan maksimum sıcaklıktaki nominal gerilim değerine bölünerek hesaplanması gereklidir. Seri bir devredeki minimum panel sayısının hesaplanması için gerekli olan denklem takımı denklem 2.12.'de verilmiştir.

$$n_{\text{MİN}} = \frac{U_{\text{INV} - \text{MinGiriş}}}{U_{\text{nom} - T_{\text{maks}}}} \quad (2.12)$$

Bu denklemde, $n_{\text{MİN}}$ kullanılabilecek minimum PV panel sayısını, $U_{\text{INV} - \text{MinGiriş}}$ inverterin minimum giriş gerilimini, $U_{\text{nom} - T_{\text{maks}}}$ ise maksimum sıcaklıktaki nominal gerilimini ifade etmektedir.

Oluşturulan dizilerden kaç adet paralel bağlantı yapılabileceği ise, inverterin maksimum giriş akım değeri ile maksimum sıcaklıktaki kısa devre akım değerinin birbirine bölünmesi sonucu elde edilir. Yapılan bu hesaplamalar için kullanılan eşitlik denklem (2.13)' de gösterilmiştir.

$$n_{\text{Maks} - \text{paralel dizi}} = \frac{I_{\text{INV} - \text{MaksGiriş}}}{I_{\text{KD} - T_{\text{maks}}}} \quad (2.13)$$

Bu denklemde, $n_{\text{Maks} - \text{paralel dizi}}$ kullanılabilecek maksimum paralel dizi bağlantı sayısını, $I_{\text{INV} - \text{MaksGiriş}}$ inverterin maksimum giriş akımı değerini, $I_{\text{KD} - T_{\text{maks}}}$ ise maksimum sıcaklıktaki kısa devre akımını ifade etmektedir.

PV panellerin üretici firmaları tarafından sağlanan veri formunda yazan açık devre gerilimi ile kısa devre akım değerleri Standart Test Koşullarında (25 °C) belirlenen değerleridir. Denklem 2.11, 2.12 ve 2.13' te verilen hesaplamaların yapılabilmesinde belirli sıcaklıklardaki değerlerinin bilinmesi gereklidir. Belirli sıcaklıklardaki değerleri bulmak için veri formlarındaki sıcaklık katsayısı kullanılır. Bu katsayılar çoğunlukla güç, gerilim ve akım değerleri için verilmektedir. Buna göre standart test koşullarında verilen değerler, katsayılar kullanılarak farklı sıcaklık değerleri için yeniden hesaplanır. Hesaplanan bu değerlere göre sistem tasarımı gerçekleştirilir.

3. MATERYAL VE METOD

Bu tez kapsamında 2014 Kasım ayında tamamlanan Ankara ili Haymana ilçesi Balçıkhisar beldesi, Hisar mevkiinde 1188 parsel üzerine kurulmuş olan 1150 kWp/1000 kW kapasiteli Haymana güneş enerji santrali incelenmiştir. Söz konusu sistem; 2011 yılında yayınlanan *Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik* kapsamında onaylanmıştır.

Arazinin mevcut konum ve özelliklerine göre tasarlanan PV Güç Sistemi'nin de 1. hücre teknolojilerinden olan polikristal hücre ve dizi inverter teknolojisi tercih edilmiştir. Polikristal hücre teknolojisi maliyet-performans değerlendirmesine göre seçilmiştir. Dizi tipi inverter ise tesisin herhangi bir inverter arızası durumunda tamamen devre dışı kalmaması için belirlenmiştir.

3.1. Projenin Yapılma Amacı

Kurulumu yapılmış olan 1 MW gücündeki PV santralin kurulma amacı şebekeye elektrik enerjisi satmaktır. Bu santralde elde edilen enerji Ankara ili Polatlı trafo merkezine bağlı fidere gönderilerek bu noktadan tüketicilere dağıtılmaktadır. Yatırımcı üretilen elektriğin kWh'ni *Elektrik Piyasasında Lisanssız Enerji Üretimine İlişkin Yönetmelik*'te belirlenen 0,133 \$ birim fiyatı üzerinden satmaktadır. Ankara'da kurulan bu santral hem kurulduğu bölgeye iş gücü sağlamak hem de enerji talebinin karşılanmasına destek olmaktadır.

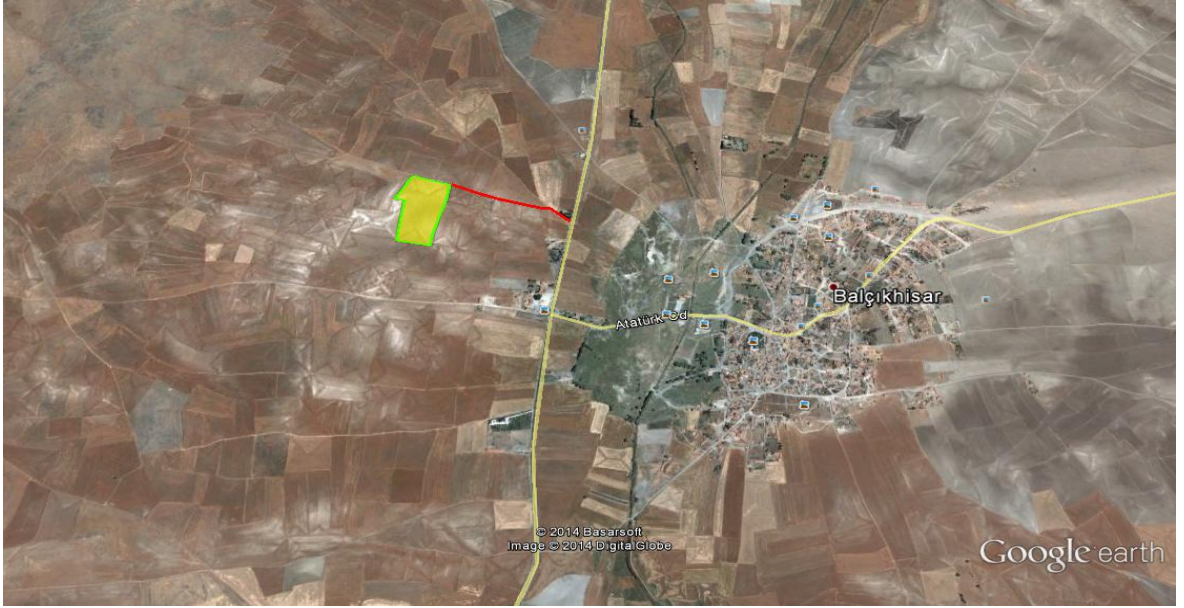
3.2. Arazinin Özellikleri

PV sistemin kurulum alanı; Haymana şehir merkezine yaklaşık 27 km uzaklıkta olup, söz konusu alana dört mevsim ulaşım mevcuttur.

Haymana'da İç Anadolu karasal ikliminin genel özellikleri görülür. Yazları sıcak ve kurak kışları soğuk geçer. Yağış daha çok kış ve ilkbahar aylarında düşer. Yazın ve sonbaharda yağışlar iyice azalır. Yıllık yağış miktarı 367 mm/kg kadardır. Kış aylarında don olayı görülür. Sıcaklık Ocak ayında nadiren de olsa -15°C'ye kadar düşer. En çok kar yağışı Ocak ayında olmaktadır. Gündüz ile gece, yaz ile kış mevsimleri arasındaki sıcaklık

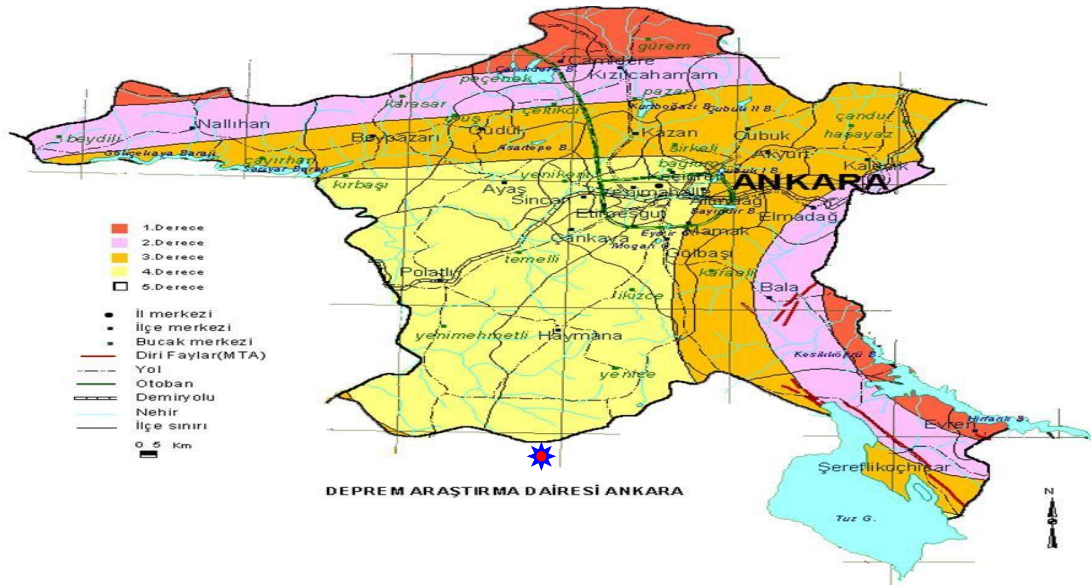
farkları önemli ölçüde büyüktür. İlçede ilkbahar ve yaz mevsimlerinde güneybatı, sonbahar mevsiminde güney-doğu, kışın ise daha çok kuzey rüzgarları etkilidir. Mevcut alan $39^{\circ}16'5.27''$ Kuzey enleminde ve $32^{\circ}44'49.91''$ Doğu boylamında yer almaktadır.

Santral alanının görüntüsü Şekil 3.1’de verilmiştir. Sarı ile gösterilen bölge PV sistemin kurulduğu araziye, kırmızı ile gösterilen kısım ise santrale ait enerji nakil hattını ifade etmektedir.



Şekil 3.1. Santral alanı

Ankara ili deprem özelliği bakımından oldukça sakin bir bölgedir. Şekil 3.2’de de görülebileceği gibi Ankara ili 3. derece deprem kuşağına girmektedir [38].



Şekil 3.2. Ankara ili deprem bölgeleri haritası

Arazi tarıma elverişli olmayıp marjinal kuru arazi tipindedir. Arazide yer yer var olan küçük tepelikler santralin kurulum öncesinde, hafriyat çalışması ile düzeltilmiştir.

3.3. Fotovoltaik Sistem Tasarımı

Bu bölümde kurulumu gerçekleştirilen PV güç santralinde kullanılan donanım elemanları ve bu elemanların teknik özellikleri incelenmiştir.

3.3.1. Fotovoltaik Panel

İncelenen PV sistemde pik gücü 250 Wp olan polikristal hücre teknolojisine dayalı PV panel kullanılmıştır. Panelin elektriksel değerleri Tablo 3.1’de verilmiştir.

Tablo 3.1. Sistemde kullanılan fotovoltaik panele ait elektriksel özellikler

Panel Özellikleri		
Panel Gücü	P_{nom}	250 Wp
Açık Devre Gerilimi	U_{AD}	37.70 V
Kısa Devre Akımı	I_{KD}	8.79 A
Nominal Gerilim	U_{nom}	30.4 V
Nominal Akım	I_{nom}	8.23 A
Gerilim için Sıcaklık Katsayısı	-	% -0,31 /°C
Güç için Sıcaklık Katsayısı	-	% -0,43 /°C
Akım için Sıcaklık Katsayısı	-	% +0,05 /°C

3.3.2. İnverterler

PV sistemde dizi tipi 20 kW gücünde sahip inverterler kullanılmıştır. Kullanılan dizi invertere ait elektriksel değerler Tablo 3.2’de verilmiştir.

Tablo 3.2. Sistemde kullanılan dizi invertere ait elektriksel veriler

İnverter Özellikleri		
Maksimum Giriş Gücü	-	20450 W
Maksimum Giriş Gerilimi	$U_{INV-Max.Giriş}$	1000 V
Minimum Giriş Gerilimi	$U_{INV-Min..Giriş}$	570 V
Maksimum Giriş Akımı	I_{MPPT-1}	36 A
Maksimum Çıkış Akımı	-	29 A
Maksimum Çıkış Gücü	-	20000 W

3.3.3. Dizi Hesabı

Tesisin kurulacağı bölgeye ait geçmişe dönük sıcaklık verileri elde edilerek, hesaplamalar gerçekleştirilmiştir. Ankara ili için 1960-2012 yılları arasındaki aylara göre sıcaklık değerleri, güneşlenme süresi ve yağışlı gün sayısı, aynı zamanda bu tarihler arasında Ankara ilinin en yüksek ve en düşük sıcaklık verileri Tablo 3.3’de yer almaktadır [39].

Tablo 3.3. Ankara ilinde gerçekleşen ortalama sıcaklık değerleri (1960 - 2012)

ANKARA	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık
Ortalama Sıcaklık (°C)	0.3	1.8	6.1	11.3	16.1	20.2	23.5	23.3	18.7	13.4	7.1	2.7
Ortalama En Yüksek Sıcaklık (°C)	4.3	6.4	11.7	17.2	22.2	26.6	30.2	30.2	26.0	19.9	12.8	6.6
Ortalama En Düşük Sıcaklık (°C)	-3.0	-2.2	1.0	5.7	9.7	13.0	16.0	16.0	11.9	7.4	2.5	-0.6
Ortalama Güneşlenme Süresi(saat)	2.5	3.5	5.2	6.3	8.4	10.2	11.3	10.6	9.2	6.4	4.4	2.3
Ortalama Yağışlı Gün Sayısı	11.7	11.0	10.9	12.0	12.5	8.6	3.8	2.8	3.8	7.1	8.6	11.8
Aylık Toplam Yağış Miktarı Ortalaması (kg/m ²)	41.8	35.9	38.7	49.0	51.2	35.4	14.5	10.9	18.5	30.2	33.9	46.9
Uzun Yıllar İçinde Gerçekleşen En Yüksek ve En Düşük Değerler (1960-2012)												
En Yüksek Sıcaklık (°C)	16.6	19.9	26.4	30.6	33.0	37.0	41.0	40.4	36.0	32.2	24.4	19.8
En Düşük Sıcaklık (°C)	-21.2	-21.5	-19.2	-6.7	-1.6	4.7	6.8	6.3	2.5	-3.2	-10.5	-17.2

Tablo 3.3’de gösterilmiş olan en düşük ve en yüksek sıcaklık verileri göz önüne alınarak tek bir dizide kullanılabilecek maksimum PV paneli sayısı denklem 3.1’de gösterildiği gibi hesaplanmıştır.

-21.5 °C’deki açık devre gerilim değeri hesabı;

$$U_{-21,5^{\circ}\text{C}} = U_{25^{\circ}\text{C}} \times [1 + (\text{Sıcaklık farkı} \times \text{Gerilim katsayısı})] \quad (3.1)$$

$$U_{-21,5^{\circ}\text{C}} = 37,7 \times [1 + (25 - (-21,5) \times \%0,31)] \quad (3.1a)$$

$$U_{-21,5^{\circ}\text{C}} = 43.134 \text{ V (1 adet panelde oluşabilecek maksimum gerilim)} \quad (3.1b)$$

Her bir dizide bulunan seri bağlı PV modüllerin toplam gerilimi, inverterin maksimum giriş geriliminden düşük olmalıdır. Aksi takdirde inverter zarar görebilir. Dizideki maksimum panel sayısı, panelde oluşabilecek maksimum gerilim değerine göre belirlenmiştir.

$$n_{\text{MAKS}} = \frac{U_{\text{INV-MaksGiriş}}}{U_{\text{Tmin}}} \quad (3.2)$$

$$n_{\text{MAKS}} = \frac{1000}{43.13} \quad (3.2a)$$

$$n_{\text{MAKS}} = 23.3436 \approx 23 \quad (3.2b)$$

Bir dizide seri bağlanabilecek maksimum panel sayısı 23 olarak bulunmuştur. Her bir diziye 23 adet PV panel bağlandığı zaman;

$$23 \times 43.13 = 992,1 \text{ V}$$

992,1 V < 1000 V olduğu için her bir diziye 23 adet PV modülün seri bağlanması uygundur.

Oluşabilecek en düşük gerilim 70 °C’deki panel nominal gerilimidir. Denklem 3.3b 1adet PV modülde oluşabilecek minimum gerilim değerini göstermektedir.

$$U_{70^{\circ}\text{C}} = U_{25^{\circ}\text{C}} \times [1 + (\text{Sıcaklık farkı} \times \text{Gerilim katsayısı})] \quad (3.3)$$

$$U_{70^{\circ}\text{C}} = 30.4 \times [1 + (25 - (70) \times 0.31\%)] \quad (3.3a)$$

$$U_{70^{\circ}\text{C}} = 26.16 \text{ V} \quad (3.3b)$$

Her bir dizide bulunan seri bağı PV modüllerin toplam gerilimi, inverterin minimum giriş geriliminden yüksek olmalıdır. Aksi takdirde inverter çalışmayacaktır.

$$n_{\text{MIN}} = \frac{U_{\text{INV-Min.Giriş}}}{U_{70^{\circ}\text{C}}} \quad (3.4)$$

$$n_{\text{MIN}} = \frac{570}{26.16} \quad (3.4a)$$

$$n_{\text{MIN}} = 21.79 \approx 22 \quad (3.4b)$$

Bir dizide seri bağlanabilecek minimum PV modül sayısı 22 olarak hesaplanmıştır.

Her bir diziye 23 adet PV modül seri bağlandığında;

$$23 \times 26.16 = 601,66 \text{ V}$$

601.66,1 V > 570 V olduğu için her bir diziye 23 adet PV modülün seri bağlanması uygundur.

Oluşabilecek en yüksek akım, 70 °C'deki kısa devre akımıdır.

Sıcaklık Farkı x Akım- Sıcaklık Katsayısı = 45 x % 0.05 = 0.0225 olduğundan;

$$I_{70^{\circ}\text{C}} = I_{\text{SC}} \times 1.0225 \quad (3.5)$$

$$I_{70^{\circ}\text{C}} = 8.79 \times 1.0225 \quad (3.5a)$$

$$I_{70^{\circ}\text{C}} = 8.988 \text{ A (1 adet FV modülde oluşabilecek maksimum akım)} \quad (3.5b)$$

MPPT-1 için ;

MPPT-1 girişine 4 adet dizi bağlandığından

$$8.99 \times 4 = 35.95 \text{ A}$$

MPPT girişlerinin zarar görmemesi için;

Maksimum Giriş Akımı (MPPT-1) $\geq 35.95 \text{ A}$ olmalıdır.

36 > 35.95 A olduğundan uygundur.

3.3.4. DC Kabloların Seçimi

PV tesislerde bulunan DC kablolar (solar kablolar), DC güç kaybı, gerilim düşümü ve akım taşıma kapasiteleri esas alınarak seçilmektedir.

Haymana Güneş Enerji Santralinde kullanılan solar kablolar gerilim düşümü %1'i geçmeyecek şekilde seçilmiştir. Böylece, meydana gelen üretimden daha fazla faydalanılması sağlanmıştır. Tablo 3.4'de dizi verileri için gerekli bilgiler tanımlanmıştır.

Tablo 3.4. Dizi hesaplamada kullanılan kısaltmalar

Panel Nominal Gerilimi	$U_{Modül}$
Dizideki Panel Sayısı	n_{Seri}
Dizi Gerilimi	U_{Dizi}
Güç Kaybı (W)	$P_{Kayıp}$
Elektrik İletkenliği (Cu=56,Al=35)	K
Gerilim Düşümü Oranı	$\%e$
Solar Kablo Akım Taşıma Kapasitesi	I_{TK}

Dizi Gerilim Hesabı;

$$U_{Dizi} = U_{Modül} \times n_{Seri} \quad (3.6)$$

$$U_{Dizi} = 30.4 \times 23 \quad (3.6a)$$

$$U_{Dizi} = 699.2 \text{ V} \quad (3.6b)$$

Tablo 3.5'de 250W'lık solar paneller ile oluşturulan 23'lü bir dizinin maksimum 50 m uzağında bulunan bir inverter ile bağlantısını sağlayabilmek için, hesaplamada kullanılması gereken değerler verilmiştir.

Tablo 3.5. Dizi verileri

Dizi Gücü	P_{Dizi}	5750 W
Dizi Gerilimi	U_{Dizi}	699,2 V
Dizi Akımı	I_{Dizi}	8,23 A
Dizi Kablo Uzunluğu	L_{Dizi}	50 m
Dizi Kısa Devre Akımı	I_{SC}	8,79 A
Dizi Kablo Kesiti	S_{DC}	6 mm ²

Burada paneller seri bağılı olduğundan, dizi akımı ve dizi kısa devre akımı bir panelin dizi akımı ve dizi kısa devre akımına eşittir. 23 tane panel yan yana seri bağlanınca 5750 W gücünde bir dizi elde edilecektir. Dizi gerilimi ise panel nominal gerilimi ile dizideki panel sayısının çarpılması sonucu bulunmuştur. Solar kablolar bakır olup 6 mm² kesitinde seçilmiştir.

$$P_{Kayıp} = \frac{2 \times L_{Dizi} \times I_{Dizi}^2}{S_{DC} \times K} \quad (3.7)$$

$$P_{Kayıp} = \frac{2 \times 50 \times 8.23^2}{6 \times 56} \quad (3.7a)$$

$$P_{Kayıp} = 20.15W \quad (3.7b)$$

Bu sonuca göre inverttere uzaklığı 50 m olan 23'lü dizide 20.15W'lık bir DC kablo kaybı oluşacağı söylenebilir. Bu kabloda oluşacak gerilimin düşümü denklem 3.8 ile hesaplanmıştır.

$$\%e = \frac{2 \times 100 \times L_{Dizi} \times I_{Dizi}}{S_{DC} \times U_{Dizi} \times K} \quad (3.8)$$

$$\%e = \frac{2 \times 100 \times 50 \times 8.23}{6 \times 699.2 \times 56} \quad (3.8a)$$

% e = 0.35 olarak bulunur.

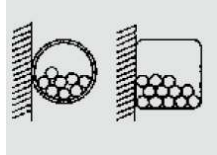
0.35 < 1 olduğundan 50 m uzunluğunda 6 mm²'lik solar kablonun kullanılması uygundur. Tablo 3.6'da solar kablo kesitlerine ait akım taşıma kapasiteleri belirtilmiştir [40].

Tablo 3.6. Solar kablo katalog bilgileri

Kablo Tipi	Kablo Kesiti	Dış Çap	Taşıma Kapasitesi	Direnç (20 °C)	Anma Gerilimi	Çalışma Sıcaklığı
	(mm ²)	(mm)	(A)	(Ω/km)	(V)	(°C)
Flex-Sol-XL	2.5	5.1	41	7.7	1000	-40 °C – 90 °C
Flex-Sol-XL	4	5.8	55	4.75	1000	-40 °C – 90 °C
Flex-Sol-XL	6	7	70	3.39	1000	-40 °C – 90 °C
Flex-Sol-XL	10	8.2	98	1.91	1000	-40 °C – 90 °C

Tablo 3.6 solar kablo katalog bilgileri doğrultusunda projede kullanılacak 6 mm² FLEX-SOL-XL kablo için akım taşıma kapasitesi 70A'dır.

Tablo 3.7. Tek damarlı kablolar için düzeltme faktörleri

	Sistem Sayısı															
Döşenme Şekli	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	14	16	18	20	
	1.00	0.80	0.70	0.65	0.60	0.57	0.54	0.52	0.50	0.48	0.45	0.43	0.41	0.39	0.38	
	1.00	0.85	0.79	0.75	0.73	0.72	0.72	0.71	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	
	1.00	0.94	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	

Tablo 3.7’ de belirtilen tek damarlı kablolarda düzeltme faktörü kullanıldığında, kablo tavası içerisine sık şekilde çok sayıda kablonun yan yana döşenmesi durumu için kullanılacak düzeltme faktörü 0,38 olarak belirlenir.

Tablo 3.8. Kabloda izin verilen ya da önerilen çalışma sıcaklığı

Ortam Sıcaklığı	40 °C	60 °C	70 °C	80 °C	85 °C	90 °C
30°C	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
35°C	0.71	0.91	0.95	0.95	0.95	0.96
40°C	-	0.82	0.89	0.89	0.95	0.91
45°C	-	0.71	0.84	0.84	0.90	0.87
50°C	-	0.58	0.77	0.77	0.85	0.82
55°C	-	0.41	0.71	0.71	-	0.76
60°C	-	-	0.63	0.63	-	0.71
65°C	-	-	0.55	0.55	-	0.65
70°C	-	-	0.45	0.45	-	0.58
75°C	-	-	-	-	-	0.50
80°C	-	-	-	-	-	0.41
85°C	-	-	-	-	-	0.29

Tablo 3.8’de belirtilen sıcaklık koşulları ile ilgili düzeltme faktörü, 55 °C ortam sıcaklığında FLEX-SOL-XL kablo için izin verilen 90 °C sıcaklık için 0,76 olarak gösterilmiştir [41].

Bu değerlere göre kablonun akım taşıma kapasitesi I_{TK} :

$$I_{TK} = \text{Kablo Akım Taşıma Kapasitesi} \times \text{Sıcaklık faktörü} \times \text{Düzeltilme Faktörü} \quad (3.9)$$

$$I_{TK} = 76 \times 0.76 \times 0.38 \quad (3.9a)$$

$$I_{TK} = 20.21 \text{ A olarak bulunur.} \quad (3.9b)$$

Oluşabilecek dizi kısa devre akımının, teorik değerinden %25 daha fazla bir akım akabileceği düşünülerek sistem tasarlandığında;

$$I_{KD \text{ Mak.}} = 1,25 \times I_{KD} \quad (3.10)$$

$$I_{KD \text{ Mak.}} = 1.25 \times 8.79 \quad (3.10a)$$

$$I_{KD \text{ Mak.}} = 10.99 \text{ A olarak bulunur.} \quad (3.10b)$$

Solar kablonun sistemde sorunsuz çalışabilmesi için $I_{TK} > I_{KD \text{ Mak}}$ olmalıdır.

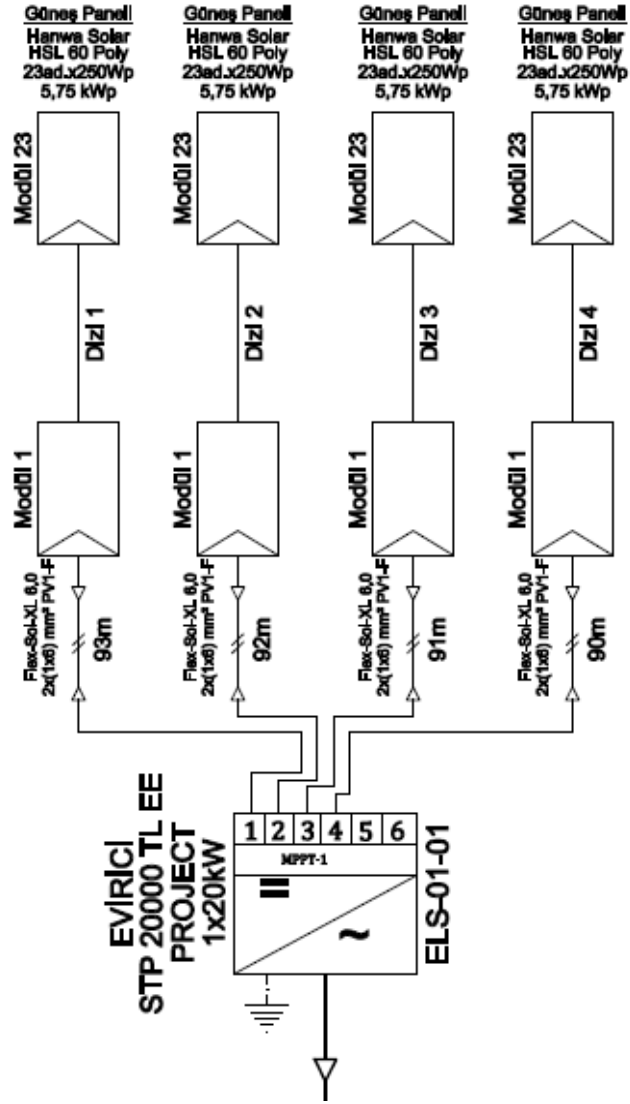
$20.21 > 10.99$ olduğundan seçilen kablonun kullanılması uygundur.

3.3.5. Sistem Bağlantısı

Sistem dâhilindeki 50 adet inverter, 10'arlı şekilde 5 gruba ayrılmıştır. Her bir gruptaki inverterler kendi içlerinde inverter toplama panolarında birleştirilmiştir. Toplamda 5 adet inverter toplama panosu, 1 adet ana toplama panosunda birleştirilerek, ana pano da 1250 kVA gücündeki hermetik tip trafo ile irtibatlandırılmıştır. Bölgede bulunan elektrik dağıtım şirketinden alınan Bağlantı Görüşü ve Çağrı Mektubunda, sistemin mevcut şebekeyle irtibatının, santralin yaklaşık 500 m yakınında bulunan Balçıkhisar KÖK'den beslenen mevcut direktan branşman alınarak, OG seviyesinden yapılması gerektiği belirtilmiştir.

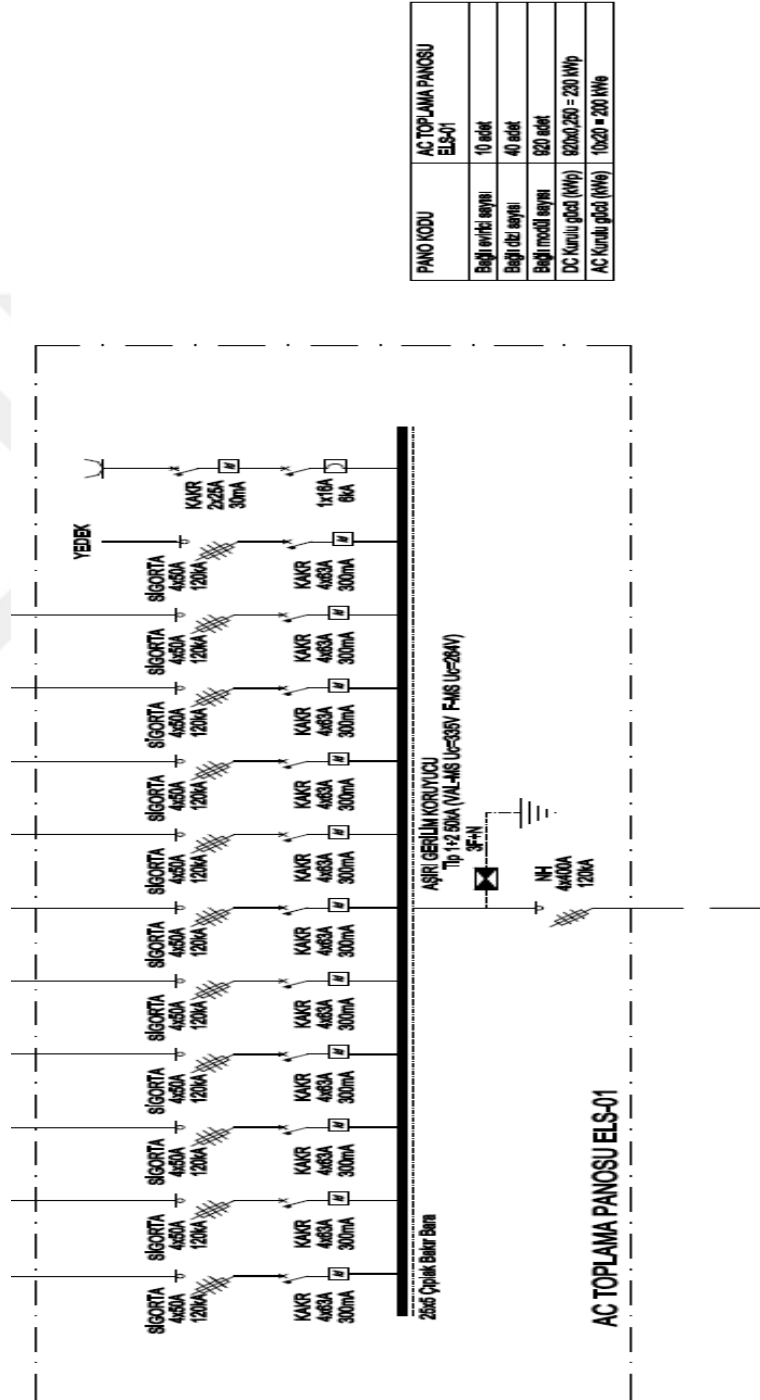
Şekil 3.3'de, denklem 3.2 ve denklem 3.3'e göre hesaplanan, kullanılacak panel marka modeline göre dizi sayısı ve inverter marka modeline göre paralel olarak invertere bağlanacak dizi sayısı gösterilmiştir.

Toplam Güneş Paneli Gücü: 23 kWp



Şekil 3.3. Panel dizilerinin inverter bağlantısı tek hat şeması

Şekil 3.4’de sistemde bulunan eviricilerin 10’arlı gruplar halinde inverter toplama panolarında nasıl toplandığı gösterilmiştir. Her bir inverterin korunması için yük ayırıcı, tesisatın yangına karşı korunmasının sağlanabilmesi için 300 mA kaçak akım koruma rölesi kullanılmıştır.



Şekil 3.4. İnverter toplama panosu

Burada kullanılacak ekipmanlar, nominal akım ve o barada oluşabilecek kısa devre akımına göre seçilirler.

20 kW'lık bir inverterin maksimum AC çıkış akımı aşağıdaki formül ile hesaplanır. Burada P inverter gücünü, U inverter AC çalışma gerilimini, I inverter çıkış akımını ve $\cos\mu$ 'de güç faktörünü simgelemektedir.

$$P = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos\mu \quad (3.11)$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos\mu} \quad (3.12)$$

Kullanılan inverter 20 kW'lık olup, güç faktörünün 0,8 ve santral sahasında trafonun fazlar arası geriliminin 380 V olacağı göz önünde bulundurularak hesaplamalar yapılmıştır.

$$I = \frac{20000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0,8} \quad (3.12a)$$

$$I = 37.983 \text{ A bulunur.} \quad (3.12b)$$

Sistemde kullanılan koruyucu sigorta ve şalterlerin nominal akımın üzerinde %25 daha fazla yüklenebileceği göz önünde bulundurularak;

$$I = 37.983 \times 1,25 \quad (3.12c)$$

$$I = 47.478 \text{ A olarak bulunmuştur.} \quad (3.12d)$$

Piyasada 47 A'lık bir koruyucu ekipman bulunamayacağı için normal standartlarda üretilmiş 50 A'lık bir sigorta ve kaçak akım koruma şalteri kullanılması uygun görülmüştür. Ayrıca yapılan kısa devre hesabı neticesinde AG barasında maksimum 24.28 kA kısa devre akımı oluşabileceği öngörülmüştür. Buna bağlı olarak AG tarafta bulunan ekipmanların kısa devre dayanımlarının bu değerin üzerinde olması gerekmektedir. Bu durum göz önünde bulundurularak inverter sigortaları 120 kA olarak seçilmiştir.

10 adet inverter, aynı baraya paralel olarak bağlanıp tek bir noktadan çıkış yapılacağı için, çıkış noktası ve irtibat noktası arasında bulunan iletkenin ve oluşturulan panonun da korunması gerekmektedir. Bunun için denklem 3.12 10 adet inverter gücü için tekrar uygulanmıştır.

$$I = \frac{200000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0,8} \quad (3.12e)$$

$$I = 379.83A \quad (3.12f)$$

Sistemde kullanılan ekipmanların %25 daha fazla yüklenebileceği göz önünde bulundurularak;

$$I = 379.83 \times 1,25 \quad (3.12g)$$

$$I = 474.78A \quad (3.12h)$$

Yapılan hesaplamalara göre piyasa standart normlarında üretimi yapılan 500 A'lık sigorta kullanılması uygun görülmüştür.

Sahada bulunan inverter toplama panoları, kurulu güç bakımından birbirinin aynısı olduğundan tüm inverter toplama panoları aynı şekil ve özelliklerde tasarlanmıştır. Sahada bulunan inverter toplama panolarının, ana toplama panosu ile yer altı kablosu aracılığıyla irtibatlandırılması ön görülmüş olup, kabloların maliyet açısından uygun olması ve işletme yönünden bakır kablolarla göre bir farkının olmamasından dolayı alüminyum kablo seçilmesi uygun bulunmuştur. AC kablolar da DC kablolar gibi, gerilim düşümü, güç kaybı ve akım taşıma kapasitesi özelliklerine göre seçilmiştir. Ayrıca AC kabloların kullanılacakları gerilim seviyesine göre de boyutlandırılması gerekmektedir.

Alçak gerilim seviyesinde olan kablolar genellikle PVC yalıtkanlı olurken yüksek gerilim seviyelerinde kullanılacak kablolar XLPE yalıtkanlı olarak seçilir.

Kurulması planlanan tesiste trafo – ana pano arası, ana pano - inverter toplama panosu arası ve inverter toplama panosu – inverter arası için alçak gerilimde kullanılan PVC yalıtkanlı AC kablolar kullanılması öngörülmüştür. AC kabloların seçiminde kullanılan formüllere ait açıklamalar Tablo 3.9'da gösterilmiştir. Tablo 3.10'da kablo kesitlerine göre akım taşıma kapasiteleri gösterilmiştir [41].

Tablo 3.9. AC kablo seçiminde kullanılan formül simgeleri

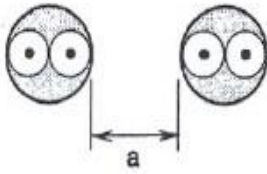
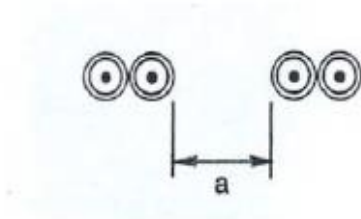
Formül Simgeleri	
AC Güç	P
AC Nominal Gerilim	U_n
Kablo Uzunluğu	L
Kablo Kesiti	S_k
Güç Kaybı	$P_{Kayıp}$
Elektrik İletkenlik (Cu=56,Al=35 m/Ω.mm ²)	K
AC Kablo Akım Taşıma Kapasitesi	I_{TKAC}
İşletme Akımı	I_N
Güç Faktörü	$\cos\mu$
AC Gerilim Düşümü	$\%e_{AC}$

Tablo 3.10. Bakır ve Alüminyum kablo kesitlerine göre kabloların akım taşıma kapasiteleri

	B2	C	D	B2	C	D
İletkenin Kesiti (mm ²)						
	Bakır			Alüminyum		
4	30	36	38	24	28	29
6	38	46	47	30	36	36
10	52	69	63	41	49	48
16	69	85	81	54	66	62
25	90	112	104	71	83	80
35	111	138	125	86	103	96
50	133	168	148	104	125	113
70	168	213	183	131	160	140

Kablo devre sayısına ve kablolar arası açıklığa göre düzeltme faktörleri değişiklik göstermektedir. Bu değişiklikler Tablo 3.11’de gösterilmiştir.

Tablo 3.11. Kablo devre sayısı ve kablolar arası açıklığa göre düzeltme faktörü

Devre Sayısı	Kablolar arası açıklık (a)				
	Kablolar birbirine dokunuyor	Bir kablo çapı	0.125 m	0.25 m	0.5 m
2	0.75	0.80	0.85	0.90	0.90
3	0.65	0.70	0.75	0.80	0.85
4	0.60	0.60	0.70	0.75	0.80
5	0.55	0.55	0.65	0.70	0.80
6	0.50	0.55	0.60	0.70	0.80
Çok Damarlı Kablolar					
Tek Damarlı Kablolar					

İletkenlerin hava sıcaklıklarına ve yalıtkan malzemeye göre düzeltme faktörleri Tablo 3.12’de, toprak sıcaklığı ve yalıtkan malzemeye göre düzeltme faktörleri ise Tablo 3.13’de verilmiştir.

Tablo 3.12. Hava sıcaklıklarına göre iletkenlerin düzeltme faktörleri

Yalıtım Malzemesi				
Hava sıcaklığı	PVC	XLPE	PVC kılıflı yahut çıplak ve dokunma etkisine açık (70 °C)	Çıplak dokunma etkisine açık değil (105 °C)
10 °C	1.22	1.15	1.26	1.14
15 °C	1.17	1.12	1.2	1.11
20 °C	1.12	1.08	1.14	1.07
25 °C	1.06	1.04	1.07	1.04
30 °C	1.00	1.00	1.00	1.00
35 °C	0.94	0.96	0.93	0.96
40 °C	0.87	0.91	0.85	0.92

Tablo 3.13. Toprak sıcaklıklarına göre iletkenlerin düzeltme faktörleri

Yalıtım Malzemesi		
Toprak sıcaklığı	PVC	XLPE ve EPR
10 °C	1.10	1.07
15 °C	1.05	1.04
20 °C	1.00	1.00
25 °C	0.95	0.96
30 °C	0.69	0.93
35.00	0.84	0.89
40.00	0.77	0.85

Tablo 3.10 - 3.13 göz önüne alınarak, bir AC alçak gerilim kablosunun akım taşıma kapasitesi, güç kaybı ve gerilim düşümü aşağıdaki formüller yardımıyla hesaplanmıştır.

$$I_{TKAC} = \text{Kablo Akım Taşıma Kapasitesi} \times \text{Ortam Sıcaklığı} \times \text{Kablolar Arası Açıklığa göre Düzeltme Faktörü} \times \text{Devre Sayısı} \quad (3.13)$$

$$P_{Kayıp} = \frac{3 \times L_K \times I_N^2}{S_K \times K} \quad (3.14)$$

$$P_{Kayıp} = \frac{3 \times 15 \times 37.983^2}{10 \times 56} \quad (3.14a)$$

$P_{Kayıp} = 115.931W$ olarak bulunur.

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \times U_N \times \cos\mu} \quad (3.15)$$

Seçilen inverter 3 fazlı ve nöürlü on grid inverter olduğu için inverter üreticileri 5 damarlı bakır kablo kullanılmasını önermektedirler. Bakır kablo önermelerinin nedeni kablonun inverter içerisinde bulunan kablo yatağı bakır kaplı olduğundan, burada alüminyum kablo kullanılması durumunda ileride oksitlenme meydana gelmesini önlemektir. Bu nedenle tesiste $5 \times 10 \text{ mm}^2$ kesitinde NYY kablo kullanılması düşünülmüştür. Proje en uzaktaki inverterler, inverter toplama panosuna maksimum 15 m mesafede olacak şekilde hazırlanmıştır. Buna göre bu kablonun;

$$I_{n_inveter} = \frac{20000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0.8} \quad (3.15a)$$

$$I_{n_inveter} = 37.983A \text{ olarak bulunur.} \quad (3.15b)$$

Kablonun akım taşıma kapasitesi;

$$I_{TKAC} = \text{Kablo Akım Taşıma Kapasitesi} \times \text{Ortam Sıcaklığı} \times \text{Kablolar Arası Açıklığa göre Düzeltme Faktörü} \times \text{Devre Sayısı} \quad (3.16)$$

$$I_{TKAC} = 69 \times 0.87 \times 1 \quad (3.16a)$$

$$I_{TKAC} = 60.03 \text{ A olarak bulunur.} \quad (3.16b)$$

$I_{TKAC} > I_{n_inveter}$ olduğundan akım taşıması yönünden seçilen kablo uygundur.

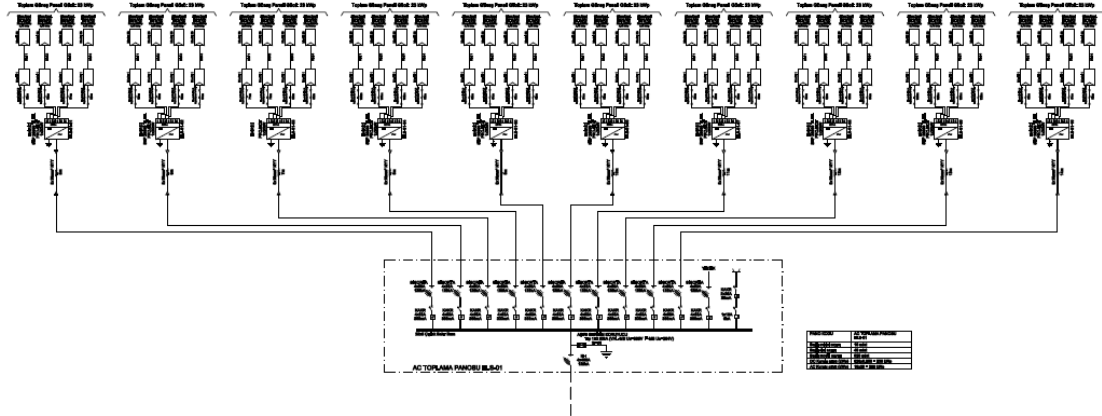
$$\%e_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times L_K \times I_N}{S_K \times U_N \times K} \quad (3.17)$$

$$\%e_{AC} = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times 15 \times 37.983}{10 \times 380 \times 56} \quad (3.17a)$$

$$\%e_{AC} = 0.463 \quad (3.17b)$$

TEDAŞ, AC taraf için gerilim düşümünde %3'e kadar izin vermektedir. Ancak tesisten maksimum üretim elde edebilmek için, kayıplar mümkün olduğunca, ekonomik yönleri de göz önünde bulundurularak minimum seviyelerde tutulmalıdır. Bunun için de kurulması planlanan tesiste AC kayıplar maksimum %2 seviyesinde olacak şekilde gerekli AC alçak gerilim kabloları seçilmiştir.

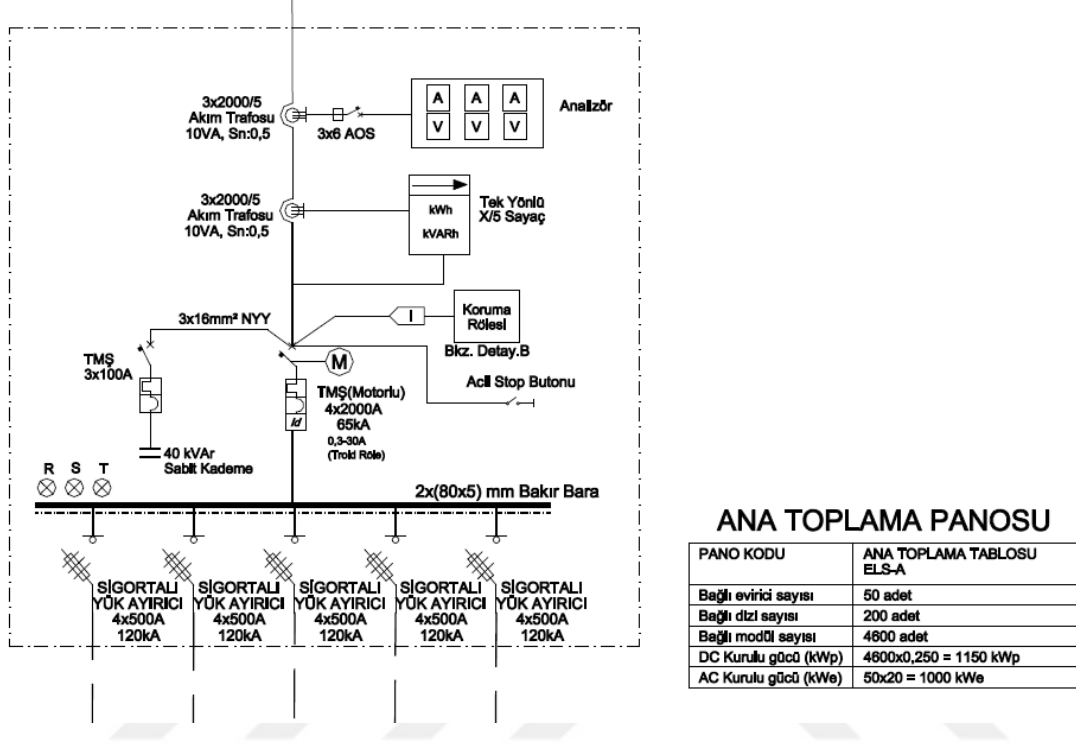
Tesiste uzun metrajları olan inverter toplama panosu ile ana pano arası kablolar fiyat performans kıyaslaması yapıp Alüminyum olarak seçilmiştir. Alüminyum kablolar seçilirken yukarıdaki formüllerde K değeri 35 m/Ω.mm² olarak alınarak gerekli işlemler yapılmıştır. Şekil 3.5'de 10 adet inverter gurubuna ait panonun panelleri ile birlikte tek hat şeması belirtilmiştir.



Şekil 3.5. İnverter toplama panosu ve panelleri gösteren tek hat şeması

İnverter toplama panoları denklem 3.12'ye göre hesaplanan 500A'lık sigortalı yük ayırıcından bimetal kablo pabucu aracılığı ile Alüminyum kablo kullanılarak ana pano ile irtibatlanması sağlanmıştır. Bimetal kablo pabucu kullanılmasıdaki amaç, Alüminyum kablo direk bakır bara ile irtibatlandığında zaman içerisinde oluşabilecek oksitlenmeleri önlemektir.

Ana panoya gelen inverter toplama panosu kablolarının 500 A'lık sigortalı yük ayırıcılar üzerinden ana pano baraları ile irtibatlandırılması düşünülmüştür. Şekil 3.6'da ana panoya ait tek hat şeması gösterilmiştir.



Şekil 3.6. Ana toplama panosu tek hat şeması

Şekil 3.6'da, 5 adet inverter toplama panosuna ait 5 adet 4x500'lik sigortalı yük ayırıcısı, panonun ana barası ile irtibatlandırılmıştır. Sistemde kullanılan tüm sigorta şalter ve yük ayırıcılar, 4 kutuplu (3 faz, 1 nötr) olacak şekilde seçilmiştir. Bunun amacı olası bir arıza anında nötr üzerinden geçecek aşırı akıma karşı bir koruma sağlamaktır.

Tesisin toplam kurulu AC gücü 1000 kW olduğundan, ana panoda kullanılacak ana şalter, bu güç değerine ve barada oluşabilecek kısa devre akımına göre belirlenmelidir. Denklem (3.15)'den nominal akım hesaplanacak olursa;

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \times U_N \times \cos \mu} \quad (3.18)$$

$$I_n = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 0.38 \times 0.8} \quad (3.18a)$$

$I_n = 1899.178$ A olarak bulunur.

Piyasa standartlarında bu akım değerine en uygun ekipman 2000 A seviyesinde üretildiğinden, 2000 A'lık motorlu termik manyetik kesici kullanılması öngörülmüştür. Motorlu termik manyetik şalter seçilmesinin sebebi ise alçak gerilim tarafında şebekede elektrik olmadığında PV güç sistemini devreden çıkaran, şebekede elektrik olduğunda sistemi tekrar devreye alan, kesici motorunu kumanda edebilen, bir röle kullanılmasının gerekliliğindendir.

Yukarıda bahsedilen olay loss of main (adalanma) olarak elektrik literatüründe yer alırken, PV güç sistemlerinde bu tip bir korumanın önemi çok büyüktür. Tesisin bağlı bulunduğu hat üzerinde bir çalışma yapılacağı zaman hattın bağlı bulunduğu fider beslemesi kapatılır. Ancak aynı hatta bağlı olan elektrik üretimi yapan PV güç santrali devrede olursa ters yönlü bir besleme söz konusu olacağından, hat üzerinde çalışma yapılacak noktada iş ve işçi güvenliği tehlike altında olmaktadır.

Tesiste oluşabilecek acil durumlar için tüm sistemi devre dışına bırakacak acil stop butonunun da ana pano üzerinde olmasına karar verilmiştir.

Ana pano üzerinde *Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik* kapsamında toplam üretimin görülebilmesi adına, tek yönlü bir sayacın bağlantısı akım trafoları üzerinden tasarlanmıştır. Ayrıca fazlar arası gerilimlerin ve faz nötr gerilimlerinin, faz akımlarının ve frekansın anlık olarak görülebileceği bir analizör, yine akım trafoları üzerinden bağlanacak şekilde tasarlanmıştır.

İlgili bağlantı görüşü ve çağrı mektubunda tesisin 31.5 kV seviyesinde mevcut şebekeye bağlanması gerektiğinden bir trafo postası tesis edilmesi için gerekli projelendirmeler yapılmıştır.

1000 kW'lık tesiste kullanılması gereken trafo;

$\cos \mu = 0.8$ olarak alınırsa;

$$\cos \mu = \frac{P}{S} \text{ ise} \quad (3.19)$$

$$\cos \mu = \frac{1000}{S} \quad (3.19a)$$

$$S = 1250 \text{ kVA olarak bulunur.} \quad (3.19b)$$

1250 kVA trafo kullanılması proje açısından uygun bulunmuştur. Ana pano trafoya uygun kesit ve metrajdaki bakır kablolar ile irtibatlandırılıp üretilen elektrik enerjisinin gerilim seviyesi alçak gerilimden yüksek gerilim seviyesine çevrilmiştir.

Trafonun yüksek gerilim buşingleri uygun kesitteki XLPE yalıtkanlı kablolar aracılığı ile trafonun korunması için trafo koruma hücresi ile irtibatlandırılmıştır. Trafo koruma hücresi trafo üzerinden geçen akımı ölçerek olası aşırı akımlarda ilgili röle ile kesicinin açtirmasını yaptırarak, trafonun korunması sağlanır. Trafo üzerinden geçecek akım gerilim seviyesi değiştiği için denklem 3.15’de belirtilen şekilde hesaplanırsa ve $U_N=31.5\text{kV}$ olarak alınırsa, yüksek gerilim seviyesindeki nominal akım 22.91 A olarak hesaplanır. Bu akım seviyesi için de 25/5 A akım trafosu kullanılması uygun görülmüştür.

Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik’de belirtildiği gibi santrale mahsuplaşma için konulması gereken çift yönlü sayaç santralin yüksek gerilim ölçü hücresinin üzerinde olacak şekilde tasarlanmıştır. Çift yönlü sayaç şebekeye aktarılan ve şebekeden çekilen aktif ve reaktif elektrik enerjisini kaydederek, her ay sonunda mahsuplaşmayı sağlayacaktır. Sistemde tüketim sadece tesisin iç ihtiyaçlarını karşılamak için olacağından ve bu değer üretimin yanında çok küçük kalacağından, sistemi tüketimsiz bir üretim tesisi gibi düşünmek yanlış olmayacaktır. Şekil 3.7’de görüldüğü gibi sistemde yüksek gerilim seviyesinde gerekli koruma ve ölçüm işlemleri sağlandıktan sonra uygun seçilen hücre ile çıkış yapılarak şebeke irtibatı sağlanmıştır. Ay sonunda sayaç değerleri okunup üretilen fazla elektrik, ilgili yönetmelik kapsamında 0,133 \$/kWh birim fiyatı üzerinden satılmaktadır.

Kurulumu tamamlanmış santralin görüntüsü Şekil 3.8 ve 3.9’da verilmiştir.



Şekil 3.8. Haymana Güneş Enerji Santrali



Şekil 3.9. Kurulumu tamamlanmış olan Haymana Güneş Enerji Santrali

3.3.6. Sistem Üretim Öngörüsü

Güneş yıl içerisinde farklı açılar ile geldiğinden, gölge etkisi yıl içinde farklılıklar göstermektedir. Arazi tipi tesislerde, güneş panellerinin oluşabilecek gölgelerden etkilenmemesi için dizi grupları arasında, gölge boyuna bağlı olarak açıklıklar bırakılması gerekmektedir. Bu açıklıkların, panel açılarının optimum değerlerde seçilerek, santralden beklenen üretimin öngörüsünü yapabilmek adına profesyonel bir simülasyon programı kullanılmıştır.

PVSYST İsviçre’de bulunan Cenevre üniversitesi tarafından C programlama dili kullanılarak hazırlanan genellikle mühendis ve araştırmacılar tarafından tercih edilen bir paket programdır. Bu program PV sistemlerin modellenmesinde ve veri analizinde sıklıkla kullanılmaktadır.

PVSYST paket programı, meteorolojik veriler, bölgenin kirlilik oranı, güneş ışıınım değerleri, yerleşim planları, inverter özellikleri, kablo mesafeleri, bağlantı noktası sayısı ve şebeke özellikleri gibi birçok parametreyi göz önüne alarak analizlerin gerçekleştirilmesini sağlar.

Projeler için yapılan simülasyon raporları, projelerin yatırım statüsünü belirlediği için büyük önem arz etmektedir. Bu nedenle simülasyon programına projeye ilişkin dataların doğru girilmesi önemlidir. Simülasyon raporlarının doğruluk seviyesi programın özelliklerinin yanı sıra doğru mühendislik tecrübesi ile de ilişkilidir.

Simülasyon programları ile hazırlanan raporların sonuçlarının gerçek değerlerle karşılaştırılması, raporların doğruluk seviyeleri, uluslararası araştırmalarda her zaman önemli bir yer tutmuştur. Bu simülasyon programlarını hazırlayan ve kullanan ticari firmalar, üniversiteler, araştırma kurumları vb. kurumlar, bu raporların doğruluğunu değerlendirmek amacıyla çalışmalarına devam etmektedirler.

PV sistemin modellenmesi bu program ile gerçekleştirilmiş olup, yapılan modelleme sonucu elde edilen veriler Bulgular kısmında incelenecektir.

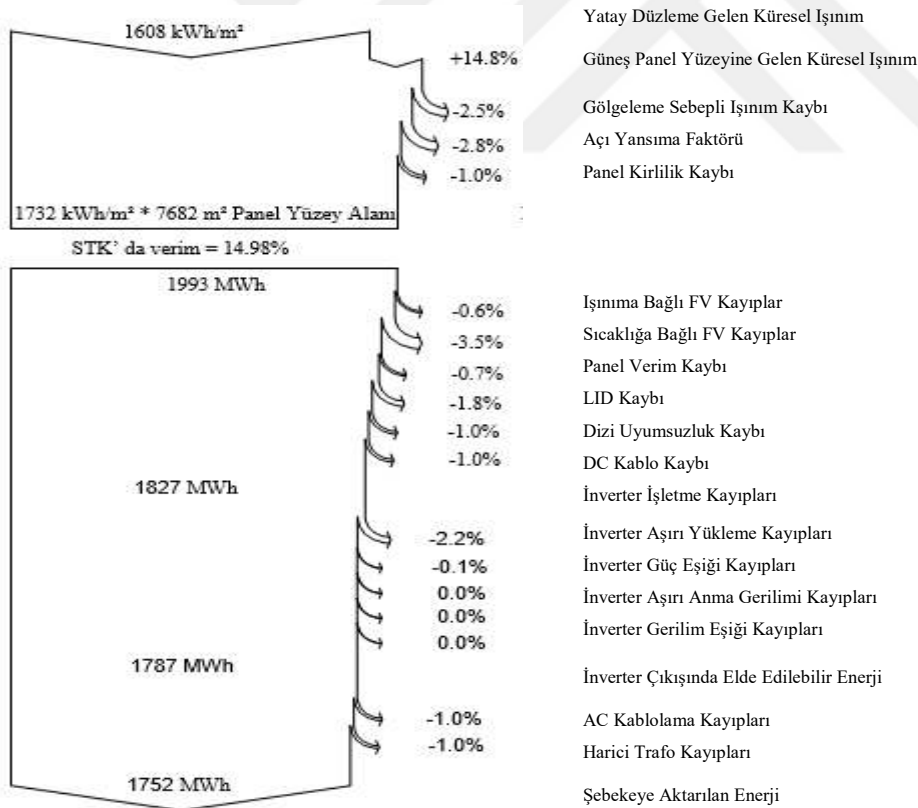
4. BULGULAR

Çalışmanın ana konusu olan Haymana PV tesisinde kullanılan panellerin bir yıllık üretim performansının simülasyon çıktılarını karşılayıp karşılamadığının ortaya konulması ve farklılıklar oluşmuş ise bu farkların minimizasyonu için yapılması gerekenlerin analizi bu bölümde tartışılacaktır.

4.1. Haymana GES'in Simülasyon Raporuna Göre Performans Analizi

Programda santrale ait elektriksel ve teknik bilgiler girilerek, sistem performans oranı (S.P.O) ve PV sistemden beklenen elektrik üretimi öngörüsü incelenmiştir.

Hesaplamalarda belirtilen panel, inverter ve diğer ekipmanlara ait teknik bilgiler girilerek, Şekil 4.1'deki diyagram elde edilmiştir.



Şekil 4.1. Tasarlanan sisteme ait kayıp diyagramı

4.2. Santrale Ait Simülasyon Raporu

Yatay Düzleme Gelen Küresel Işınım [kWh/m^2]: Simülasyon program içerisinde geçmişten günümüze kadar ölçülüp kaydedilmiş meteorolojik veriler ışığında belirlenen değerdir. Program versiyonları güncellendikçe bu değer de güncellenmektedir. Haymana santralinin bulunduğu bölgede bu değer 1608 kWh/m^2 olarak simülasyon raporunda yer almaktadır.

Güneş Panel Yüzeyine Gelen Küresel Işınım [kWh/m^2]: Panelin montaj açısına göre elde edilecek kazanım ya da kayıpları göstermektedir. Örneğin Kuzey Yarım Kürede yer alan ülkemiz için güneye doğru uygun bir açıyla yerleştirilen panellerde bu değer üst seviyelere çıkarken, tam eğimin az olması ya da panelleri yönlerinin değişmesine bağlı olarak bu kazanım azabilir hatta negatif bir değer bile olabilir.

Gölgelenme Sebepli Işınım Kaybı: Tesiste güneşin açısına göre oluşabilecek gölgelenmeden kaynaklanan kayıpları göstermektedir. Raporda bu değer %2.5'dir.

Açı Yansıma Faktörü: Panel yüzeyine gelen her ışınım hücreler tarafından absorbe edilemez. Gelen ışınımın büyük bir kısmı panel içerisinde absorbe edilirken bir kısmı da yansımaya uğrar. Bu nedenle gelen küresel ışınım üzerinden panel montaj açısına göre yansıyan ışıktan kaynaklı kayıpları gösterir. Bu kayıplar aynı zamanda optik kayıpları da simgeler.

Panel Kirlilik Kaybı: Santralin konumuna göre değişiklik gösterebilecek bir kaybı ifade etmektedir. Paneller üzerinde oluşan kirlilik sebebi ile panellerin yıl içerisinde üretemeyeceği enerjiyi yüzdesel bazda simgelemektedir.

Işıma Bağlı FV Kayıplar: PV paneller üzerine gelen ışınım sebebi ile oluşan kayıpları göstermektedir.

Sıcaklığa Bağlı FV Kayıplar: PV paneller aracılığı ile üretilen gerilim, sıcaklık ile ters orantılıdır. Yani aynı ışıma miktarında, daha soğuk havada, eş PV panellerden oluşan dizilerden soğuk ortamda bulunan daha fazla gerilim üretir. İnverterlerin çalışmaya başlama gerilimi birbirlerine göre farklılık gösterdiğinden, sistemin sabah devreye girme zamanları da buna bağlı olarak farklılık göstermektedir. Bu değer oluşan zaman farklılıkları nedeniyle meydana gelen elektrik kaybını yüzdesel olarak göstermektedir.

Panel Verim Kaybı: PV panellerin zaman içerisinde veriminde gerçekleşen kayıpları ifade etmektedir.

LID (*Light Induced Degradation*) Kaybı: PV panellerde ışınım sebebi ile oluşacak bozunma oranını göstermektedir.

Dizi Uyumsuzluk Kaybı: Oluşturulan PV dizilerde tüm güneş panellerinin aynı akım ve gerilim değerinde olmaları oldukça düşük bir ihtimaldir. Dizinin akım değerini dizi üzerinde seri bağlı bulunan en düşük akım değerine sahip PV panel belirler. Böylesi bir durumda söz konusu akım değerinden daha fazla bir akım değerine sahip olan panellerde potansiyel bir üretim kaybı meydana gelecektir. İlgili değer bu kaybı belirtmektedir.

DC Kablo Kaybı: DC tarafta kullanılan kablolara ait kayıpları göstermektedir. Bu değer kablounun uzunluk, kesit ve iletken türüne göre farklılık göstermektedir.

İnverter İşletme Kayıpları: Her makinada olduğu gibi inverter de belirli bir verime sahiptir. Bu kayıplar inverter verimi sebebi ile üretilmeyecek elektrik enerjisini göstermektedir.

İnverter Aşırı Yükleme Kayıpları: İnverterler AC çıkış kapasitelerinin üzerinde bir değerde DC güç kapasitesi ile yüklendiğinde, belli zaman aralıklarında üretilebilecek enerjinin kayba dönüşmesi söz konusu olabilir. Bu değer böyle zamanlarda gerçekleşecek olan kayıpları göstermektedir. Bu değer sistem tasarımına göre değişiklik gösterebilir.

İnverter Güç Eşiği Kayıpları: İnverterin teknik özellikleri dahilinde, güç eşik değerinin altında veya üstünde kalınması durumunda oluşacak kaybı simgelemektedir.

İnverter Aşırı Anma Gerilimi Kayıpları: Sıcaklığa bağlı olarak değişiklik gösteren dizi gerilimleri belli zamanlarda nominal değerinin altında ya da üzerinde olabilir. Bu zamanlarda meydana gelecek enerji kaybı bu şekilde belirtilmektedir.

İnverter Gerilim Eşiği Kayıpları: İnverter teknik özellikleri kapsamında belirtilen, evirici kaynaklı kayıpları göstermektedir.

Evirici Çıkışında Elde Edilebilir Enerji: İnverter çıkışında üretilmesi beklenen elektrik enerjisini göstermektedir.

AC Kablo Kayıpları: İnverter sonrasında üretilen elektrik enerjisinin AC kablolardan dolayı oluşacak kayıp miktarını ifade etmektedir. Bu değer kullanılan kablo kesit, metraj ve kablo iletkeninin türüne göre değişiklik göstermektedir.

Harici Trafo Kayıpları: Trafonun kendi iç tüketiminden kaynaklanan kayıpları simgelemektedir.

Şebekeye Aktarılan Enerji: İlgili kayıplar düşüldükten sonra şebekeye aktarılabilecek elektrik enerjisini göstermektedir.

Şekil 4.1'den de görüleceği üzere Ankara ili Haymana ilçesi için küresel ışınlam değeri yıllık 1608 kWh/m² iken, panelin 25° montaj açısına göre bu değeri %14.8 artış göstermiştir. Diğer parametreler için de gerekli kazanım ve kayıp hesaplamaları diyagram üzerinde gösterilmiştir. Programda bu değerler seçilerek ya da program tarafından otomatik belirlenerek yıllık üretilmesi beklenen elektrik enerjisi hakkında bilgi alınmıştır.

Simülasyon diyagram şemasına göre kurulacak fotovoltaik tesisin yıllık üretim değeri 1752 MWh olarak tespit edilmiştir. Sistem performansı oranı, ilgili simülasyon programında %82.6 olarak hesaplanırken, spesifik üretim değeri de yıllık bazda 1523 kWh/kWp olarak belirtilmiştir.

4.3. Sistem Performans Oranının Belirlenmesi

PV tesislerde sistem performans oranı (S.P.O), birim ışınlam miktarı için üretilen elektrik enerjisine göre belirlenir. Sistem performans oranı yüzdesel olarak hesaplanan bir değerdir. Sisteme yıllık bazda gelmesi muhtemel ışınlam miktarı üzerinden, öngörülen kayıplar çıkarıldıktan sonra, ilgili kısma aktarılabilecek toplam elektrik enerjisi miktarıdır.

Sistem performans oranı PV sistemlerde kısaca verim hesaplaması olarak da adlandırılabilir. S.P.O denklem 4.1'de belirtildiği gibi hesaplanır.

$$S.P.O = \frac{E_{ac} \times I_{stc}}{P_{nom} \times H} \quad (4.1)$$

4.1'deki denklem takımında yer alan E_{ac} sistemin belirlenen zamanda kWh cinsinden üreteceği elektrik enerjisini ifade ederken, I_{stc} STK altında 1 kWp/m² olarak alınan gün ışığı radyasyon değerini, P_{nom} sistemin kWp cinsinden toplam gücünü ve H (kWh/m²) belirlenen zaman dilimi içinde güneş panellerinin üzerine düşen küresel ışınlam değerini ifade etmektedir.

Sistem performans oranı belirlenirken, güneş panellerine ait belgelerde belirtilen yıllarına bağlı olarak panellerde oluşacak verim azalmaları da göz önünde bulundurulmaktadır.

Genel anlamda kristal yapılı PV güneş panellerinin verimleri, üretildikleri ilk yıldan sonra %2- 4, sonraki yıllar için de her yıl %0.7 - %1.0 arasında azalma gösterir. P_{nom} sistemin kWp cinsinden DC gücünü (toplam panel gücünü) simgeler. Ancak burada dikkat edilmesi gereken en önemli hususlardan biri kWp cinsinden toplam kapasite belirtilirken yıllara bağlı olarak verimde meydana gelecek düşüşlerinde dikkate alınmalıdır.

Sistem performans oranını reel sonuçlar ile kıyaslayabilmek için, santralden bağımsız olacak şekilde santrale bir ölçüm istasyonu montajlanır. Öncelikle reel ışıyım miktarını ölçerek kaydetmek amaçlanmaktadır. Işıyımı ölçen cihazlar piranometre olarak tanımlanırlar. Piranometrenin doğru ölçüm yapması tesisin S.P.O'nun doğru belirlenebilmesi için önemlidir. Yatay düzleme gelen ışıyım değeri ile belli bir açı ile yerleştirilmiş bir düzleme gelen ışıyım miktarları aynı olmayacağından piranometrenin güneş panelleri ile aynı açıda montajlanmış olması gerekir.

S.P.O formülüne bakıldığı zaman, kurulu bir santralde yıllık S.P.O değerini belirleyen iki parametre vardır. Bunlar üretilen enerji miktarı E_{AC} ve H değerleridir. P_{nom} değeri de yıllık bazda değişim göstereceği için yıllık S.P.O oranını etkileyen iki parametrede yine E_{AC} ve H değerleridir. PV santrallerin S.P.O değerleri hava sıcaklıkları ile ters orantılıdır. Hava sıcaklıklarının arttığı ilkbahar ve yaz aylarında S.P.O oranı düşük, hava sıcaklıklarının düştüğü kış aylarında ise S.P.O oranı yüksek olmaktadır. Simülasyon raporuna göre S.P.O'nun 2015 yılında aylara göre dağılımı ve bu aylardaki ışıyım ve üretim değerleri Tablo 4.1'de gösterilmiştir.

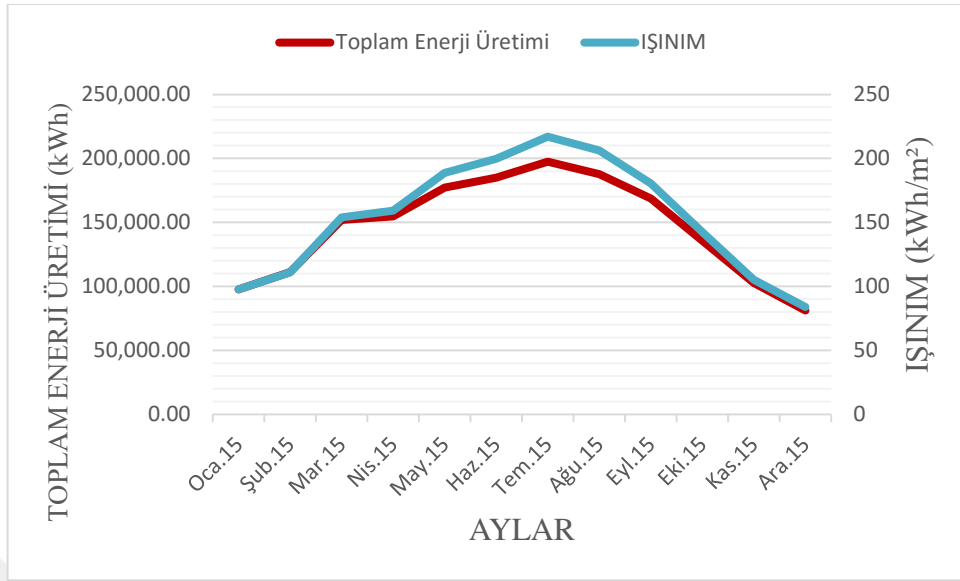
Tablo 4.1. PVSYST raporunda, aylara göre S.P.O. ısıtım ve üretim değerleri

Tarih	S.P.O	Isıtım (kWh/m ²)	Toplam Enerji Üretimi (kWh)
Oca.15	87%	97.600	97,600.000
Şub.15	87%	110.800	111,100.000
Mar.15	86%	153.900	151,900.000
Nis.15	84%	159.300	154,600.000
May.15	82%	188.700	177,300.000
Haz.15	81%	199.700	184,900.000
Tem.15	79%	216.900	197,500.000
Ağu.15	79%	206.100	187,700.000
Eyl.15	81%	180.500	168,600.000
Eki.15	83%	142.500	135,700.000
Kas.15	85%	105.200	102,600.000
Ara.15	84%	83.800	81,200.000
TOPLAM	82.5%	1,845.000	1,750,700.000

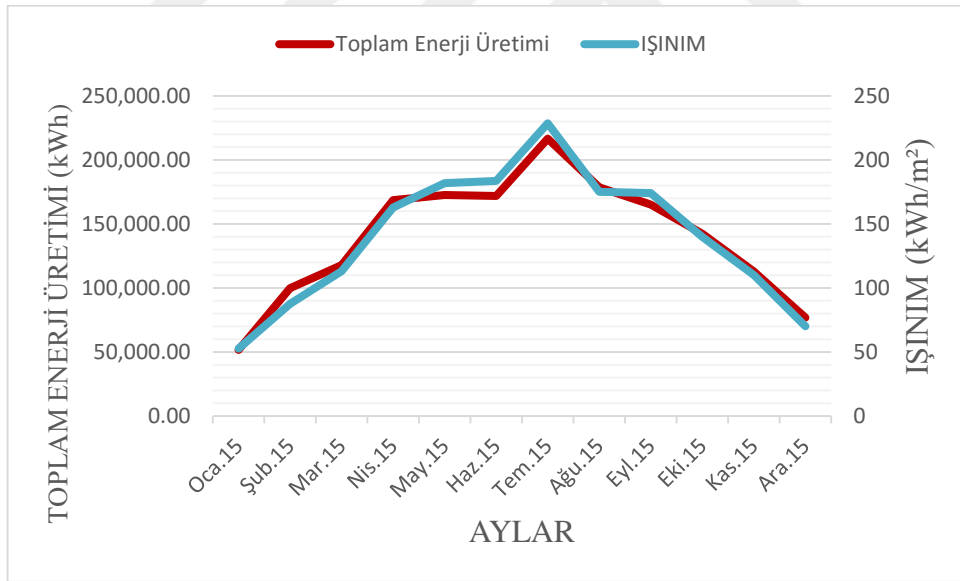
Tablo 4.1’de güneşin daha dik geldiği yaz aylarında ısıtım miktarı ile toplam enerji üretimi değerlerinin arasındaki fark artmaktadır. Bu farkla birlikte S.P.O’nın azaldığı görülmektedir. S.P.O.’daki düşüşe sıcaklığın artması neden olmaktadır.

4.4. Simülasyon Sonuçları ile Santralden Elde Edilen Verilerin Karşılaştırılması

2015 yılı için PVSYST ile yapılan modellemelerden elde edilen aylara göre toplam enerji üretimi ve ısıtım değerleri Şekil 4.2 ve Şekil 4.3’te verilmiştir.



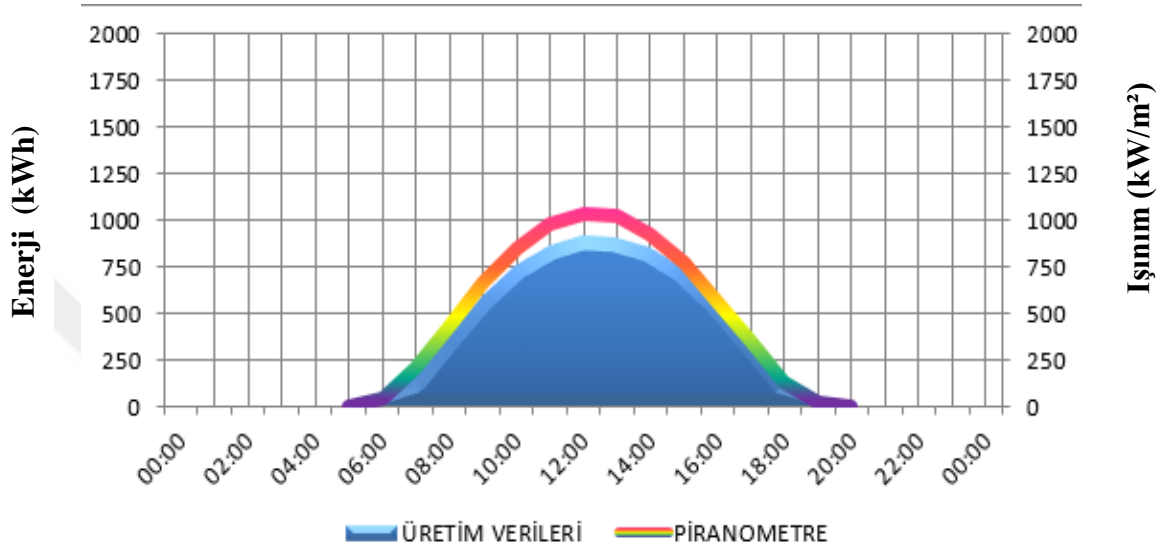
Şekil 4.2. PVSYST ile elde edilen aylara göre toplam enerji üretimi ve ısıtım değerleri



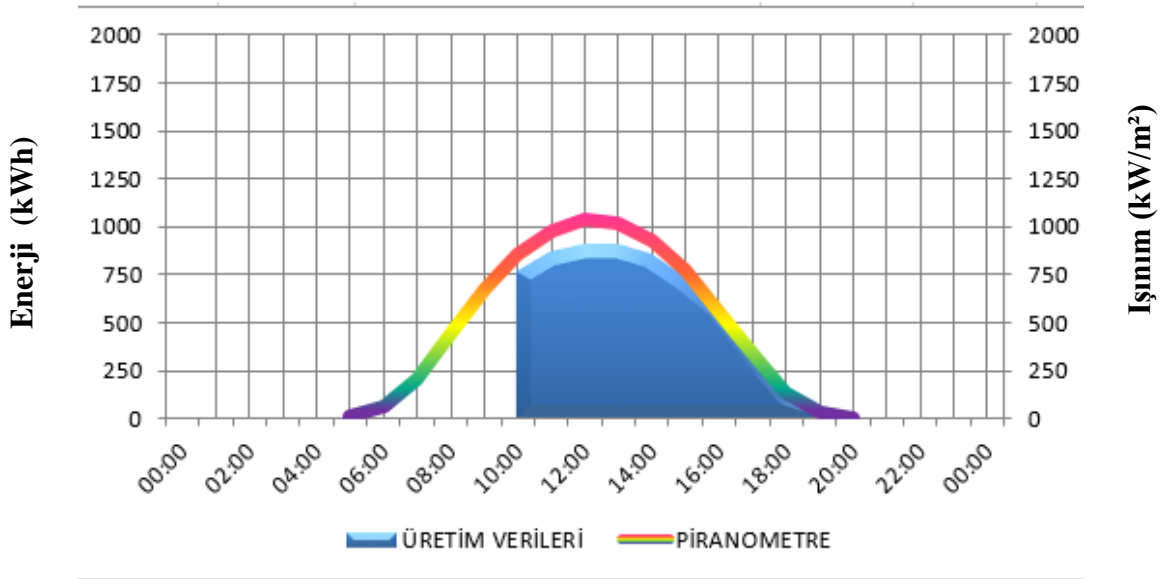
Şekil 4.3. Santralden elde edilen aylara göre toplam enerji üretimi ve ısıtım değerleri

Şekil 4.2 ve 4.3'den ısıtım miktarının değişimi ile toplam enerji üretiminin değişiminin paralel olduğu görülmektedir. Ancak yaz aylarında havanın sıcaklık değerinin artmasından dolayı sistemde sıcaklığa bağlı kayıplar yaşanması beklenen bir durumdur. Santralden elde edilen Şekil 4.3'de bu düşüncüyü doğrular niteliktedir. Isıtım ile toplam enerji üretimi arasında fark oluşmasına neden olan etkenlerden bir tanesi de bağlı bulunan

şebekede yaşanan elektrik kesintisidir. Şekil 4.4’de elektrik kesintisi yaşanmayan bir gün için ısıtım-toplam elektrik üretim grafiği ve Şekil 4.5’de ise elektrik kesintisi yaşanan bir günde için ısıtım-toplam elektrik üretim grafiği verilmiştir. S.P.O. belirlenirken kesinti yaşanan saatlere bağlı üretim kayıpları dikkate alınmalıdır.



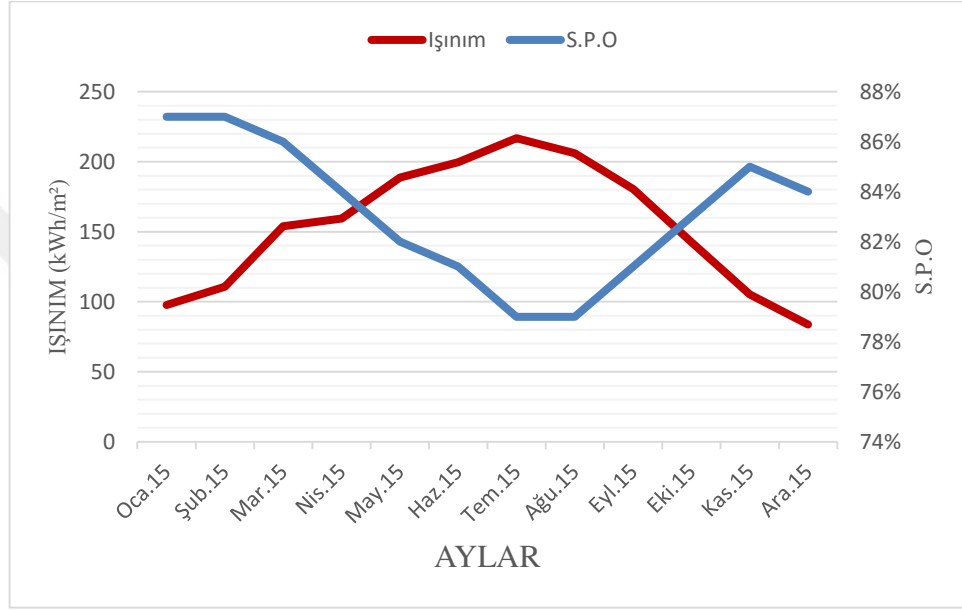
Şekil 4.4. 29.07.2015 tarihinde ölçülen ısıtım ve toplam elektrik üretimi değerleri



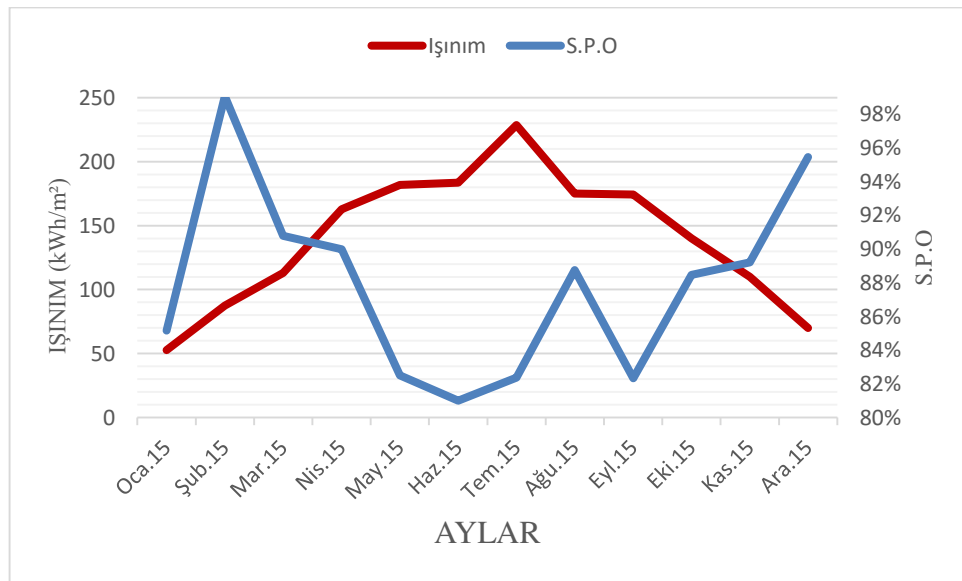
Şekil 4.5. 28.07.2015 tarihinde ölçülen ısıtım ve toplam elektrik üretimi değerleri

Şekil 4.5’de görüldüğü gibi saat 06:00-10:30 arasında elektrik kesintisi yaşanmıştır. Işınımın ölçülmesi piranometre ile gerçekleştirildiğinden olası elektrik kesintilerinde ışıınım ölçümü devam etmiştir.

2015 yılı için PVSYST modellinden elde edilen aylara göre ışıınım miktarı ve sistem performans oranı grafiğı Şekil 4.6 ve Şekil 4.7’de verilmiştir.



Şekil 4.6. PVSYST ile elde edilen aylara göre ışıınım ve S.P.O değerleri



Şekil 4.7. Santralden elde edilen aylara göre ışıınım ve S.P.O değerleri

Şekil 4.6 ve 4.7 incelendiğinde PVSYST raporuna göre beklenen ışıınım değerleri ile santralden elde edilen ışıınım değerlerinin aynı olmadığı görülmektedir. Ancak ışıınım değerleri ile üretilen toplam enerji miktarının doğru orantılı olması sonucu, denklem 4.1’de verilen hesaplamadan da anlaşılabilceğı gibi, S.P.O’nun çok fazla değışmediğı gözlemlenmiştir.

PVSYST raporuna göre sistem performans oranı %82 ile %94 aralığında iken, santralden elde edilen verilere göre bu oran %81 ile %99 aralığında olmuştur. Tablo 4.2’de santralden elde edilen değerler verilmiştir.

Tablo 4.2. Santralden elde edilen değerler

Tarih	S.P.O	İşınım (kWh/m ²)	Toplam Enerji Üretimi (kWh)
Oca.15	85%	52.680	51,593.580
Şub.15	99%	87.570	99,787.520
Mar.15	91%	112.991	117,979.410
Nis.15	90%	162.887	168,564.100
May.15	83%	181.879	172,575.230
Haz.15	81%	183.582	171,971.538
Tem.15	82%	228.593	216,556.880
Ağu.15	89%	175.112	178,742.359
Eyl.15	82%	174.272	165,023.514
Eki.15	88%	140.000	142,450.212
Kas.15	89%	110.000	112,850.780
Ara.15	95%	70.000	76,850.870
TOPLAM	86.7%	1,679.566	1,674,945.993

4.5. Santralin Maliyet Analizi

Bu bölümde, PV santralin toplam getirisi hesaplanacak ve mali analiz teknikleri kullanılarak projenin uygulanabilirliği incelenecektir. Bu kapsamda Haymana PV Güç Santrali'nin mali analizi gerçekleştirilecektir.

İlk olarak yatırıma ait projenin gelir ve giderlerinin, kullanılacak ise kredi faiz oranlarının mali hesaba dahil edilmesi gerekir. Tüm bunlar hesaba katılarak projenin amortisman süresi (mali geri dönüşüm süresi) belirlenmelidir.

Tablo 4.3'de arazi tipi bir projeye ait yatırım kalemleri ve bu kalemlere ait tutarların toplam yatırım bedelinin yüzde kaçını oluşturduğu verilmiştir.

Tablo 4.3. Yatırım kalemleri ve toplam tutar içindeki oranları

Yatırım Kalemleri	Yatırım Tutarı İçindeki Oranı
PV Santral Kurulum Bedeli (Anahtar Teslim)	%85-%90
Sistem Bağlantı Bedeli	%5
Arazi Bedeli ve Proje Geliştirme Bedeli	%5-%10
Öngörülemeyen Giderler	%1-%3

Anahtar teslim PV santral kurulum bedeli içerisinde yer alan maliyet kalemleri ve maliyet içerisinde kapladıkları yüzdesel oranlar Tablo 4.4'de gösterilmiştir.

Tablo 4.4. Kullanılan ekipmanlar ve toplam tutar içindeki oranı

Ekipman İsmi	Yatırım Tutarı İçindeki Oranı
PV Güneş Paneli	%45-%50
İnverter	%5-%10
Elektriksel Malzemeler	%10-%15
İnşaat Malzemeleri	%10-%15
İşçilik	%5-%15

Yatırım maliyetlerinin yanında sistemin işletme maliyetleri de göz önünde bulundurularak amortisman hesabının yapılması gerekmektedir. Santrale ait işletme giderlerini gösteren bileşenler ve bu bileşenlerin gider tutarı içerisinde kapladığı yüzdelik dilim Tablo 4.5'te belirtilmiştir.

Tablo 4.5. Yıllık işletme giderleri ve oranları

Yıllık İşletme Giderleri	Gider Tutarı İçerisindeki Oran
Bakım ve Onarım Giderleri	%35-%40
Personel Giderleri	%35-%40
Sistem Kullanım Gideri	%25-%30
Tesis Sigorta Gideri	%5-%10
Öngörülemeyen Giderler	%0,5-%1

4.6.Mali Analiz Yöntemleri

Bu başlık altında farklı mali analiz yöntemleri kullanılarak mevcut PV güç sisteminin mali analizi gerçekleştirilecektir. Sistemin toplam ömrü güneş panellerinin performansına göre 25 yıl olarak belirlenmiştir.

Yapılacak olan hesaplamalarda 18 Eylül 2014 tarihindeki Türkiye Merkez Bankası döviz kurları kullanılmıştır. Buna göre 1 \$ = 2.2263 TL ve 1 € = 2.8674 TL'dir. Santralin yatırım maliyeti 1,207,500.00 € (3,462,385.5 TL)'dir. Analizlerde yıllık faiz oranı %6.5 olarak kullanılmıştır. Simülasyon raporuna göre, ilk yıllık getiri ise 232,843.1 \$ (518,378.59 TL)'dir.

Genel anlamda kristal yapılı PV güneş panellerinin verimleri, üretildikleri ilk yıldan sonra %2- 4, sonraki yıllar içinde her yıl %0.7 - %1.0 arasında azalma gösterir. Kullanılan güneş paneline ait veri formunda ise ikinci yılda panellerin veriminin %3, ikinci yıldan sonra ise her yıl %0.7 azalacağı belirtilmiştir. Gerekli hesaplamalarda bu durum göz önüne alınacaktır.

Tablo 4.6. Santral için öngörülen yıllık toplam getiri değerleri

Yıl	İlk Yıl İçin Kaydedilen Toplam Getiri (TL)	Toplam Verim Düşümü	Öngörülen Yıllık Toplam Getiri (TL)
1	518,378.59	-	518,378.59
2	518,378.59	-3%	502,827.23
3	518,378.59	-3.70%	499,198.58
4	518,378.59	-4.40%	495,569.93
5	518,378.59	-5.10%	491,941.28
6	518,378.59	-5.80%	488,312.63
7	518,378.59	-6.50%	484,683.98
8	518,378.59	-7.20%	481,055.33
9	518,378.59	-7.90%	477,426.68
10	518,378.59	-8.60%	473,798.03
11	518,378.59	-9.30%	470,169.38
12	518,378.59	-10%	466,540.73
13	518,378.59	-10.70%	462,912.08
14	518,378.59	-11.40%	459,283.43
15	518,378.59	-12.10%	455,654.78
16	518,378.59	-12.80%	452,026.13
17	518,378.59	-13.50%	448,397.48
18	518,378.59	-14.20%	444,768.83
19	518,378.59	-14.90%	441,140.18
20	518,378.59	-15.60%	437,511.53
21	518,378.59	-16.30%	433,882.88
22	518,378.59	-17%	430,254.23
23	518,378.59	-17.70%	426,625.58
24	518,378.59	-18.40%	422,996.93
25	518,378.59	-19.10%	419,368.28

Tablo 4.6’da görüldüğü gibi öngörülen yıllık toplam getiri 25 yıl sonunda 11,584,724.73 TL olarak hesaplanmıştır. Proje kapsamında yaklaşık 33 ton çelik, 19 ton alüminyum taşıyıcı yapı kullanıldığından, 25. yıl sonunda sistemin hurda bedelinin 74,200 TL olacağı belirlenmiştir.

Tablo 4.7. Mali analiz hesaplamalarında kullanılan kısaltmaların listesi

i	Yıllık faiz oranı
n	Yıl sayısı (işletme yılı)
M	Kurulum maliyeti
A	25 yıllık öngörülen getirinin ortalaması
F	Gelecekte sistemin tasfiyesi sonucu elde edilecek hurda geliri

Mevcut değer, gelecekteki değerini bulmak için denklem 4.2 kullanılmaktadır.[32].

$$F = M (1 + i)^n \quad (4.2)$$

Öngörülen toplam yıllık getirinin, gelecekteki değerini gösteren formül denklem 4.3’de gösterilmiştir [32].

$$F = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] \quad (4.3)$$

Mevcut değer, 25 yıllık öngörülen getirinin ortalamasına dönüşümü denklem 4.4’te verilmiştir [32].

$$A = M \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (4.4)$$

Mali analizlerde kullanılacak olan, 25 yıllık öngörülen toplam yıllık getirinin ortalaması $A = 463,388.99$ olarak bulunmuştur.

4.6.1. Şimdiki Değer Yöntemi

Dönem içindeki nakit akışlarının, şimdiki değere dönüştürülmesi şimdiki değer yönteminin (PW) uygulanabilmesi için gereklilik arz etmektedir. Yapılan hesaplamaların

sonucunun pozitif yönde olması projenin uygulanabilirliğini göstermektedir. Burada Tablo 4.7’de belirtilen kısaltmalar listesi kullanılacaktır.

$$PW = -M + A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] + F(1+i)^{-n} \quad (4.5)$$

$$PW = -3,462,385.5 + 463,388.99 \left[\frac{(1+0,065)^{25} - 1}{0,065(1+0,065)^{25}} \right] + 74,200(1+0,065)^{-25} \quad (4.5a)$$

$$PW = 2,193,148.04 \text{ TL} \quad (4.5b)$$

Şimdiki değer pozitif yönde çıktığı için proje uygulanabilir olarak kabul edilebilir.

4.6.2. Gelecek Değer Yöntemi

Gelecek Değer Yöntemi (FW), sistemin toplam işletme süresindeki nakit akışlarının gelecek değere dönüştürülmesiyle hesaplanmaktadır. Yapılan hesaplamalarda elde edilen sonucun pozitif olması projenin ekonomik uygunluğunu göstermektedir. Gelecek değer hesaplamalarında kullanılacak olan eşitlik, denklem 4.6’da verilmiştir [32].

$$FW = -M(1+i)^n + A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] + F \quad (4.6)$$

$$FW = -3.462,385(1+0,065)^{25} + 463,388.99 \left[\frac{(1+0,065)^{25} - 1}{0,065} \right] + 74,200 \quad (4.6a)$$

$$FW = 10,587,858.83 \text{ TL} \quad (4.6b)$$

FW sonucu pozitif değer elde edilmiştir. Bu projenin ekonomik yönden uygulanabilir olduğunu göstermektedir.

4.6.3. Yıllık Değer Yöntemi

Yıllık Değer Yöntemi (AW), sistemin toplam işletme süresindeki nakit akışlarının, yıllık değere dönüştürülmesiyle hesaplanmaktadır. Yapılan hesaplamalarda elde edilen sonucun pozitif olması projenin ekonomik uygunluğunu göstermektedir. Yıllık değer yöntemi hesaplamalarında kullanılacak olan eşitlik, denklem 4.7’de verilmiştir [32].

$$AW = -M \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] + A + F \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (4.7)$$

$$AW = - 3.462,385 \left[\frac{0,065 (1 + 0,065)^{25}}{(1 + 0,065)^{25} - 1} \right] + 463,388.99 + 74,200 \left[\frac{0,065}{(1 + 0,065)^{25} - 1} \right] \quad (4.7a)$$

$$AW=179,797.52 \text{ TL} \quad (4.7b)$$

AW sonucu pozitif değer elde edilmiştir. Bu projenin ekonomik yönden uygulanabilir olduğunu göstermektedir.

4.6.4. Kar/Yatırım Oranı

Bütün faydaların ve maliyetlerin bugünkü değerlerine dönüştürülmesi sonucu gerekli hesaplamalar gerçekleştirilir. Sistemin 25 yıllık ömür sonunda elde edilecek olan hurda değeri, başlangıç maliyetini azaltıcı bir faktör olarak toplam maliyet hesabına katılır. Bu yöntemde sağlanan fayda, yıllık getiridir. Bu yöntemde kullanılan formüller denklem 4.8’de gösterilmiştir [32].

$$\text{Kar/Yatırım Oranı} = \frac{\text{Eşdeğer Fayda}}{\text{Eşdeğer Maliyet}} \quad (4.8)$$

Eşdeğer fayda ile kastedilen bütün faydaların şimdiki değeri denklem 4.9’da gösterilen denklem takımı ile hesaplanmıştır.

$$PW = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad (4.9)$$

$$PW = 463,388.99 \left[\frac{(1 + 0,065)^{25} - 1}{0,065 (1 + 0,065)^{25}} \right] \quad (4.9a)$$

$$PW = 5,640,163.89 \text{ TL} \quad (4.9b)$$

Eşdeğer maliyet ile kastedilen sistemin kurulum maliyeti ve bundan hurda değerinin bugünkü değerine dönüşümünün bulunması ile elde edilen değerdir. Denklem 4.10’da gösterilen denklem takımı ile hesaplamaları gerçekleştirilmiştir.

$$PW = M + F(1 + i)^{-n} \quad (4.10)$$

$$PW = 3.462,385 + 74,200(1 + 0.065)^{-25} \quad (4.10a)$$

$$PW = 3,477,755.14 \text{ TL} \quad (4.10b)$$

$$\text{Kar/Yatırım Oranı} = \frac{\text{Eşdeğer Fayda}}{\text{Eşdeğer Maliyet}} = \frac{5,640,163.89}{3,477,755.14} \quad (4.11)$$

$$\text{Kar/Yatırım Oranı} = 1.62$$

(4.11a)

Genel olarak Kar/Yatırım Oranı'nın 1'den büyük olması projenin ekonomik açıdan uygunluğunu göstermektedir. Yapılan hesaplamalar sonucunda 1.62 değeri bulunmuştur. Bu da projenin ekonomik olarak uygunluğunu ispatlar niteliktedir.

4.7. Mali Analiz Sonuçları

Tezde mali analizin yapılabilmesi ve tesisin uygulanabilir olup olmadığının incelenebilmesi amacı ile 4 farklı mali analiz yöntemi kullanılmıştır. Bu yöntemler sırasıyla şimdiki değer yöntemi, gelecek değer yöntemi, yıllık değer yöntemi ve kar/yatırım oranıdır. Analizler sonucunda şimdiki değer yönteminde 2.193.148,04 TL, gelecek değer yönteminde 10.587.858,83 TL ve yıllık değer yönteminde 179.797,52 TL değerleri elde edilmiştir. 3 yöntemde de elde edilen sonuçların pozitif olması projenin ekonomik açıdan uygunluğunu göstermektedir. Kar/yatırım oranı 1.62 olarak hesaplanmıştır ve bu değer 1'den büyük olması projenin ekonomik olarak uygulanabilirliğini göstermektedir.

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu tez kapsamında incelenen, Ankara/Haymana'daki fotovoltaik güç santralinde kullanılan PV panel veri formlarındaki değerler dikkate alınarak Matlab Simulink modeli oluşturulmuştur. Oluşturulan modele göre panelin veri formunda bulunan ışınlıma bağılı akım gerilim grafiğı doğrulanmıştır. Işınlıma bağılı olarak akım ve gerilimini artış gösterdiği görülmüş, gerilim artışının akım artışına göre daha az olduğı bu model aracılığı ile doğrulanmıştır.

Tesise ait proje hazırlanırken bir dizide seri bağlanması gereken panel sayısı ve bir invertere bağlanması gereken paralel dizi sayısı tesisin bulunduğı iklim koşullarına göre belirlenmiştir. Tesisin teorik olarak elektriksel değerleri (akım, gerilim, güç) hesaplanarak tesiste kullanılması önerilen ekipmanlar belirlenmiştir.

Tesiste yaşanan elektrik kesintileri sebebi ile 2015 yılı içerisinde toplam 127.104,51 kWh üretilmesi gereken elektrik enerjisi üretilenmemiştir. Bu da yaklaşık olarak tesisin bir aylık üretim miktarına denk gelmektedir.

Fotovoltaik panellerde ilk yıl %3, sonraki yıllar %0.7 üretim kaybı olacağı göz önüne alınarak hesaplamalar gerçekleştirildiğinde, ilk 7 yıl için ortalama getiri 497,273.18 TL olarak alınır, tesis yatırım maliyetinin bu değere oranı ile amortisman süresi 6.96 yıl olarak bulunmuştur. Bu hesaplama yapılırken tesisin işletme bakım giderleri göz önünde bulundurulmamıştır. Elde edilen sonuçlar PVSYST raporunun sistem üretim öngörüsünü doğrular niteliktedir.

Fotovoltaik güç sisteminde arazinin konumuna ve kullanılacak ekipman türüne göre tesisin PVSYST paket programında 1 yıllık simülasyonu gerçekleştirilmiştir. Yapılan simülasyon raporuna göre 2015 yılı için PV santralden elde edilebilecek olan toplam enerji üretimi 1,750,700.000 kWh olarak bulunmuştur. Toplam enerji üretimi ile şebekeye satılan elektrik enerjisinin birim fiyatı olan 0.133 \$'e göre tesisin 1 yıllık elektrik kazancı 232,843.1 \$ (518,378.59 TL) olarak hesaplanmıştır. Tesis yatırım maliyeti 3,462,385.5 TL olarak alınıp santralde yıllara bağılı herhangi bir kayıp ve döviz kurunda değışiklik olmadığı varsayıldığında tesis yatırım maliyetinin elektrik kazancına oranı hesaplanarak, santralin amortisman süresi 6.679 yıl olarak belirlenmiştir.

Günümüzde Dünya nüfusunda yaşanan artış beraberinde enerji ihtiyacı sorununu ortaya çıkarmaktadır. Bununla birlikte son yıllarda temiz ve sonsuz enerji kaynaklarına yönelim artmıştır. Türkiye’de yenilebilir enerji kaynakları ile ilgili Ar-Ge çalışmaları önem kazanmaya başlamıştır. Ancak yapılan çalışmalar incelendiği zaman, güneş enerjisinden elektrik üretimi için yapılan çalışmaların yetersizliği dikkat çekmektedir. Dünya’da olduğu gibi ülkemizde de güneş enerjisinin, diğer enerji kaynaklarına kıyasla elektrik enerjisi üretiminde katkısının daha az olduğu görülmektedir. Bu sebeple bu tür çevreye zarar vermeyen teknoloji tabanlı projelere sağlanan desteklerin artırılması gereklilik arz etmektedir. Böylece enerjide dışa bağımlılık azaltılabilecektir.

Güneş enerji santrallerinin en önemli elemanlarından biri olan PV panellerin hücre teknolojilerinde yapılacak olan iyileştirmeler ile sistemlerin verimliliği artırılabilir. Bu sayede sıcaklığın panel üzerindeki etkisi minimize edilerek daha yüksek performans sağlanabilir.

Türkiye’de büyük ölçekli GES’lerin yanı sıra binalarda fotovoltaik güç sistemlerinin kullanılması enerji verimliliği stratejileri açısından önemlidir. PV sistemlerin yaygınlaşması ile birlikte akıllı binalar ve binalarda enerji bağımsızlığı da artacaktır.

Özellikle enerjinin kesildiği durumlarda inverterlerle oluşturulmuş PV santrallerin de devre dışı kalması üzerinde çalışılması gereken bir konudur. PV panel çıkışının doğrudan bir DC motoru sürebileceği yapılar ve DC motorların senkron generatörleri tahrik ettiği sistemler, üzerinde çalışılması gereken sistemler olarak görülmektedir.

KAYNAKLAR

1. **Önal, E. ve Yarbay, R.Z.**, 2010. Türkiye’de yenilenebilir enerji kaynakları potansiyeli ve geleceği, *İstanbul Ticaret Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi* **18**, 77-96.
2. **Görgün T.**, 2009. Yenilenebilir enerjiler ve teknolojileri, *İhracatı Geliştirme Etüd Merkezi*.
3. **Kumbur H., Özer Z., Özsoy H.D. ve Avcı E.D.**, 2005. Türkiye’de geleneksel ve yenilenebilir enerji kaynaklarının potansiyeli ve çevresel etkilerinin karşılaştırılması, *III. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu ve Sergisi*, Mersin, 19-21 Kasım.
4. **Koç, E. ve Şenel M.C.**, 2013. Dünyada ve Türkiye’de enerji durumu - genel değerlendirme, *Mühendislik ve Makina Dergisi* **54**, 32-44.
5. <http://www.eie.gov.tr/eie-web/turkce/YEK/gunes/tgues.html> Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü, 10 Nisan 2016.
6. **Behçet, R.**, 2013. Adıyaman ilinin güneş enerjisi potansiyeli ve kullanımı, *Batman Üniversitesi Yaşam Bilimleri Dergisi* **2**, 52-67.
7. Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü, OECD Çevresel Performans İncelemeleri, Paris, 2008.
8. **Türkeş, M.**, 2002. İklim değişikliği ve sürdürülebilir kalkınma ulusal değerlendirme raporu, *Türkiye Teknoloji Geliştirme Vakfı*, Ankara, Türkiye.
9. TTGV., 2011. İleri teknoloji projeleri destek (İTEP) programı, *Sektörel İnceleme Çalışmaları-1*, **TTGV-T/2011/001**, Ankara, Türkiye.
10. <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Sayfalar/> T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 25 Nisan 2016.
11. **Şimşek, B. ve Bizkevelci, E.**, 2015. Türkiye elektrik dağıtım şebekesinde fotovoltaik sistemlerin güç kalitesine etkisi, *IV. Elektrik Tesisat Ulusal Kongre ve Sergisi* İzmir, Türkiye, 21-24 Ekim.
12. **Celik, A. N.**, 2006. Present status of photovoltaic energy in Turkey and life cycle techno-economic analysis of a grid-connected Photovoltaic-House, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **10**, 370-387.
13. **Ohnishi, M., Takeoka, A., Nakano, S. and Kuwano, Y.**, 1995. Advanced photovoltaic technologies and residential applications, *Renewable Energy* **6**, 275-282.

14. Gerbinet, S., Belboom, S., Léonard, A., 2014. Life Cycle Analysis (LCA) of photovoltaic panels: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **38**, 747-753.
15. Amrounche, B., 2014. Improvement and experimental validation of a simple behavioural model for photovoltaic modules, *Solar Energy Materials & Solar Cells* **128**, 204-214.
16. Tsai, H.L., 2012. Insolation-Oriented model of photovoltaic module using Matlab Simulink, *Solar Energy* **84**, 1318-1326.
17. Bellia, H., Youcef, R. and Fatima, M., 2014. A Detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB, *NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics* **3**, 53-61.
18. Khezzar, R., Zereg, M. and Khezzar, A., 2014. Modeling improvement of the four parameter model for photovoltaic modules, *Solar Energy* **110**, 452-462.
19. Al, A.M., Sabounchi, 1998. Effect of ambient temperature on the demanded energy of solar cells at different inclinations, *Renewable Energy* **14**, 149-155.
20. Skoplaki, E., Palyvos, J.A., 2009. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations, *Renewable Energy* **34**, 23-29.
21. Mavromatakis, F., Kavoussanaki, E., Vignola, F., Franghiadakis, Y., 2014. Measuring and estimating the temperature of photovoltaic modules, *Solar Energy* **110**, 656-666.
22. Celik, A.N., 2007. Effect of different load profiles on the loss-of-load probability of stand-alone photovoltaic systems, *Renewable Energy* **32**, 2096-2115.
23. Abiola-Ogedengbe, A., Hangan, H., Siddiqui, K., 2015. Experimental investigation of wind effects on a standalone photovoltaic (PV) module, *Renewable Energy* **78**, 657-665.
24. Ajder, A., 2015. Fotovoltaik güneş enerjisi sistemleri için optimum eğim açısının hesaplanması, *Yüksek Lisans Tezi*. Yıldız Teknik Üniversitesi. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
25. Bakirci, K., 2012. General Models for optimum tilt angles of solar panels: Turkey case study, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **16**, 6149-6159.
26. Andrews, R.E., Pollard, A., Pearce, J.M., 2009. The effects of snowfall on solar photovoltaic performance, *Solar Energy* **92**, 84-97.

27. **Soler-Bientz, R., Ricalde-Cab, L.O. and Solis-Rodriguez, L.E.**, 2006. Developing a mobile stand alone photovoltaic generator, *Energy Conversion & Management* **47**, 2948-2960.
28. **Girgin, M. H.**, 2011. Bir fotovoltaiik güneş enerjisi santralının fizibilitesi, Karaman bölgesinde 5 MW'lık güneş enerjisi santrali için enerji üretim değerlendirmesi ve ekonomik analizi, *Yüksek Lisans Tezi*. İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü, İstanbul.
29. **Keskin, E.**, 2012. Türkiye iklim koşullarında fotovoltaiik güç sistemlerinin tasarım ve maliyet analizi, *Yüksek Lisans Tezi*. Hacettepe Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
30. **Gültuna, K. M.**, 2015. Gürsu-Bursa fotovoltaiik güç santralının simülasyonu; teknoekonomik ve çevresel optimizasyonu, *Yüksek Lisans Tezi*. Başkent Üniversitesi. Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
31. **Tull, B.**, 2015. Photovoltaic cells: science and materials, <http://www.molchem.science.ru.nl/rowan/Coll/caput-college/PhotovoltaicCells.pdf>
32. **Keskinel, S.**, 2015. Enerji verimliliği kapsamında binalarda fotovoltaiik güç sistemlerinin uygulamalı analizi, *Yüksek Lisans Tezi*. İstanbul Teknik Üniversitesi. Enerji Enstitüsü, İstanbul.
33. International Renewable Energy Agency (IRENA). Solar Photovoltaics. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume I: Power Sector Issue 4/5, 2012.
34. **Woodhouse, M., Goodrich, A.**, 2014. Manufacturing cost analysis relevant to single- and dual-junction photovoltaic cells fabricated with III-Vs and III-Vs grown on Czochralski Silicon. *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.
35. **Zafer, C.**, 2013. Yeni nesil fotovoltaiik teknolojiler, 6. *Güneş Enerjisi Sistemleri Sempozyumu ve Sergisi*, Mersin, Türkiye, 6-7 Aralık.
36. TEDAŞ Genel Müdürlüğü, Lüy Kapsamında 50 kWe Kadar Güneş Enerjisine Dayalı Elektrik Üretim Tesislerinin Tip Şartnamesi, Ankara, 2015.
37. **Kılıç, I. M.**, 2007. Fotovoltaiik sistem eğitimi için bir Simulink araç kutusu tasarım ve uygulaması, *Yüksek Lisans Tezi*. Muğla Üniversitesi. Fen Bilimleri Enstitüsü, Muğla.
38. <http://www.deprem.gov.tr/?aspxerrorpath=/Sarbis/Shared/DepremHaritalari.aspx>
T.C. Başbakanlık Afet ve Acil Durum Yönetimi Başkanlığı Deprem Dairesi Başkanlığı, 24 Ağustos 2010.

39. <http://www.mgm.gov.tr/veridegerlendirme/il-ve-ilceler-istatistik.aspx?m=ANKARA>
T.C. Orman ve Su İşleri Bakanlığı Meteoroloji Genel Müdürlüğü, 13 Aralık 2013.
40. <http://www.mc-pv-portal.com/pages/cables/Flex-sol.php?pv=th> Multi- Contact, 28 Nisan 2016.
41. Elektrik Mühendisleri Odası, Elektrik Tesisleri Genel Teknik Şartnamesi ve Uygulama Esasları, EMO Yayın No: TY/2011/2, Ankara, 2012.



ÖZGEÇMİŞ

Anıl AKAR, 1988 yılında Elazığ'da dünyaya gelmiştir. İlk, orta ve lise öğrenimini Elazığ'da tamamladıktan sonra 2008 yılında Fırat Üniversitesi Elektrik Elektronik Mühendisliği bölümünü kazanmıştır. 2012 yılında Fırat Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği bölümünden mezun olmuştur. Taahhüt sektörünün öncü firmalarından birinde 5 ay kadar şantiye şefliği yaptıktan sonra, oradaki görevinden ayrılıp, 2013 Ocak ayından itibaren Else Enerji'de şantiye şefi olarak göreve başlamıştır. 2014 yılı Nisan ayından itibaren Proje Planlama Yöneticisi olarak Else Enerji'de görevine devam etmektedir. Görevi kapsamında solar PV uygulamaları, PV proje dosyalarının hazırlanması ve onaylatılması, elektriğin üretimi, iletimi ve dağıtımı konularına odaklanmıştır.