

**KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ  
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ  
ANABİLİM DALI**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**ÇATI TİPİ GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALLERİNDE OPTİMİZER  
KULLANIMININ ÜRETİM VERİMLİLİĞİ, GÜVENLİK VE  
MALİYET BAKIMINDAN DEĞERLENDİRİLMESİ**

**CİHANGİR TOZKOPARAN**

**KOCAELİ 2021**

**KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ**  
**FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ**  
**ANABİLİM DALI**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**ÇATI TİPİ GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALLERİNDE OPTİMİZER**  
**KULLANIMININ ÜRETİM VERİMLİLİĞİ, GÜVENLİK VE**  
**MALİYET BAKIMINDAN DEĞERLENDİRİLMESİ**

**CİHANGİR TOZKOPARAN**

**Dr. Öğr. Üyesi Muharrem EYİDOĞAN**  
**Danışman, Kocaeli Üniversitesi**

.....

**Prof. Dr. Fatma ÇANKA KILIÇ**  
**Jüri Üyesi, Kocaeli Üniversitesi**

.....

**Doç.Dr. Mustafa KARAGÖZ**  
**Jüri Üyesi, Karabük Üniversitesi**

.....

**Tezin Savunulduğu Tarih: 24.06.2021**

## **ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR**

Bu tez çalışması ile yüksek lisans eğitimimin de sonuna gelmiş bulunuyorum. Tezimi hazırlama sürecinde desteklerinden dolayı başta değerli danışman hocam Dr. Muharrem Eyidoğan'a, çalışmalarım da yardımcı olan mesai arkadaşlarıma, her zaman yanımda olan ve beni destekleyen aileme, eşime teşekkürlerimi bir borç bilirim.

Haziran – 2021

Cihangir TOZKOPARAN



## İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR .....	i
İÇİNDEKİLER .....	ii
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	v
TABLolar DİZİNİ .....	vii
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ .....	viii
ÖZET.....	x
ABSTRACT.....	xi
GİRİŞ .....	1
1. GENEL BİLGİLER.....	2
1.1. Çalışmanın Anlamı ve Önemi .....	2
2. YENİLENEBİLİR ENERJİ .....	3
2.1. Yenilenebilir Enerji Kaynakları.....	3
2.1.1. Güneş enerjisi .....	3
2.1.2. Rüzgâr enerjisi.....	4
2.1.3. Biyogaz enerjisi .....	4
2.1.4. Jeotermal enerji .....	5
2.1.5. Hidroelektrik enerjisi.....	5
2.1.6. Hidrojen enerjisi .....	5
2.1.7. Dalga-gelgit enerjisi.....	6
2.2. Türkiyede Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Kullanımı.....	6
2.3. Güneş Enerjisi .....	7
2.3.1. Dünyaya gelen güneş enerjisi.....	7
2.3.2. Türkiye’de güneş enerjisi .....	8
3. FOTOVOLTAİK SİSTEMLER.....	10
3.1. Fotovoltaik Hücrelerin Tarihi .....	10
3.2. Fotovoltaik Hücrelerin Çalışma İlkesi.....	12
3.2.1. Fotovoltaik hücre eşdeğer elektrik devresi.....	14
3.3. Fotovoltaik Hücre Türleri .....	15
3.3.1. Kristal yapılı birinci nesil silisyum hücreler .....	15
3.3.2. İnce film yapılı hücreler .....	17
3.3.3. Hibrit (HIT) hücreler .....	18
3.3.4. Nano dokulu hücreler .....	19
3.3.5. Fotovoltaik paneller ve standartlar .....	19
3.4. Fotovoltaik Sistemleri Oluşturan Bileşenler.....	20
3.4.1. Evirici.....	20
3.4.2. Bağlantı elemanları ve kablolar.....	24
3.4.3. DC kablolar .....	25
3.4.4. AC kablolar .....	26
3.4.5. Topraklama kabloları .....	29
3.4.6. Fotovoltaik sistemlerde koruma ekipmanları .....	29
3.4.6.1. DC koruma ekipmanları .....	30
3.4.6.2. AC koruma ekipmanları .....	32
3.4.6.3. Arayüz koruma röleleri (RCD) ve uzaktan izleme, sayaç donanımları.....	34

3.4.7. Depolama ve akıllı şarj üniteleri.....	35
3.4.8. Panolar ve yg teçhizatı .....	37
3.4.9. Taşıyıcı sistemler.....	38
3.5. Fotovoltaik Sistemlerin Çeşitleri.....	40
3.5.1. Şebekeden bağımsız(off grid) sistemler .....	40
3.5.2. Şebeke bağlantılı(on grid) sistemler .....	41
4. OPTİMİZERLER .....	43
4.1. Optimizer.....	43
4.2. PID Etkisi.....	46
4.3. Gölgeleme ve Farklı Cephe Etkisi.....	47
4.4. Optimizerli Sistemde İşletme ve Bakım .....	49
4.5. Optimizerler ve Güvenlik .....	50
4.6. Optimizerli Sistemlerin Dezavantajları .....	53
5. MATERYAL VE METOT.....	54
5.1. PVSyst Programı .....	54
5.2. Güneş Geometrisi .....	55
5.2.1. Zenith açısı .....	55
5.2.2. Yükseklik açısı .....	56
5.2.3. Azimut açısı.....	56
5.2.3.1. Güneş azimut açısı.....	56
5.2.3.2. Yüzey azimut açısı.....	56
5.2.4. Geliş açısı .....	57
5.2.5. Eğim açısı .....	57
6. MEVCUT FOTOVOLTAİK SİSTEMİN TASARIMI VE ANALİZİ .....	58
6.1. Mevcut Sistemin Yapısı.....	59
6.1.1. Fotovoltaik panel.....	60
6.1.2. Eviriciler .....	60
6.1.3. Panel-evirici uyumluluk hesabı .....	61
6.1.4. DC kablolar ve seçimleri .....	63
6.1.5. Evirici- sistem bağlantısı .....	67
6.2. Mevcut Sistemin Modellenmesi .....	70
6.3. Mevcut Sistemin Performans Analizi.....	71
6.4. Mevcut Sistemin Maliyeti ve Yatırım Geri Dönüş Süresi.....	77
6.4.1. Mevcut sistemin ilk yatırım maliyeti.....	77
6.4.2. Mevcut tesisin üretim getirisi ve yatırım geri dönüş süresi.....	79
7. MEVCUT FOTOVOLTAİK SİSTEMİN OPTİMİZERLİ TASARIMI VE ANALİZİ.....	83
7.1. Optimizerli Sistemin Yapısı .....	83
7.1.1. Fotovoltaik panel.....	83
7.1.2. Optimizerler.....	83
7.1.3. Eviriciler .....	84
7.1.4. Panel-optimizer-evirici uyumluluk hesabı .....	85
7.1.5. DC kablolar ve seçimleri .....	86
7.1.6. Evirici- sistem bağlantısı .....	86
7.2. Optimizerli Sistemin Modellenmesi .....	87
7.3. Optimizerli Sistemin Performans Analizi.....	88
7.4. Mevcut Sistem ile Optimizerli Sistemin Üretim ve Performans Karşılaştırılması .....	89
7.5. Optimizerli Sistemin Maliyeti ve Yatırım Geri Dönüş Süresi .....	92

7.5.1. Optimizerli sistemin ilk yatırım maliyeti .....	92
7.5.2. Optimizerli sistemin üretim getirisi ve yatırım geri dönüş süresi .....	93
8. SONUÇLAR VE ÖNERİLER .....	97
KAYNAKLAR .....	99
EKLER.....	103
KİŞİSEL YAYINLAR VE ESERLER .....	144
ÖZGEÇMİŞ .....	145



## ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 2.1.	Türkiye güneş enerjisi potansiyeli atlası .....	8
Şekil 3.1.	Vanguard 1 uydusu.....	12
Şekil 3.2.	PN eklemi oluşumu .....	13
Şekil 3.3.	Fotovoltaik hücre çalışma prensibi .....	14
Şekil 3.4.	Fotovoltaik hücrenin eşdeğer elektrik devresi .....	14
Şekil 3.5.	Monokristal ve polikristal güneş hücreleri.....	16
Şekil 3.6.	İnce film güneş paneli .....	17
Şekil 3.7.	Hibrit (HIT) hücre .....	18
Şekil 3.8.	Fotovoltaik hücre-modül ve dizi tasarımı .....	19
Şekil 3.9.	1200W gücünde bir mikro evirici .....	22
Şekil 3.10.	Dizi evirici.....	23
Şekil 3.11.	Merkezi eviriciler .....	24
Şekil 3.12.	Modül bağlantı kutusu.....	24
Şekil 3.13.	Çeşitli konnektörler .....	25
Şekil 3.14.	H1Z2Z2-K kablo .....	26
Şekil 3.15.	Alüminyum iletkenli kablo.....	27
Şekil 3.16.	Çeşitli YG kablolar.....	28
Şekil 3.17.	Tek kutuplu buşonlu tip DC sigorta.....	30
Şekil 3.18.	Çeşitli kapasitelerde DC ana şalterler .....	31
Şekil 3.19.	Durum göstergeli bir DC parafudr .....	31
Şekil 3.20.	4 kutuplu TMS .....	32
Şekil 3.21.	AC parafudr.....	33
Şekil 3.22.	4 kutuplu bir kaçak akım koruma rölesi.....	33
Şekil 3.23.	Bir arayüz koruma rölesi .....	34
Şekil 3.24.	Lityum demir fosfat akü.....	36
Şekil 3.25.	Solar şarj kontrol ünitesi .....	36
Şekil 3.26.	Cam elyaf elektrik panosu.....	37
Şekil 3.27.	Hermetik yağlı tip trafo .....	38
Şekil 3.28.	Çatı tipi panel konstrüksiyonu.....	38
Şekil 3.29.	Tek eksenli tracker modelleri.....	39
Şekil 3.30.	Çift eksenli tracker modeli gösterimi .....	39
Şekil 3.31.	Şebekeden bağımsız (off grid) sistem .....	41
Şekil 3.32.	Şebeke bağlantılı (on grid) sistem.....	42
Şekil 4.1.	Optimizer ve örnek bağlantı şekli .....	43
Şekil 4.2.	Modül güç eğrisi.....	44
Şekil 4.3.	Dizi eviricili ve optimizerli sistem.....	44
Şekil 4.4.	Modül uyumsuzluğu-(Mismatch kaynakları).....	45
Şekil 4.5.	Bir modülün PID testi öncesi ve sonrası görüntüsü .....	46
Şekil 4.6.	Gölgeleme unsurları .....	48
Şekil 4.7.	Panel bazlı izleme ekranı.....	49
Şekil 4.8.	Ayrıntılı panel veri ekranı .....	50
Şekil 4.9.	Optimizer güvenli mod çalışma şeması .....	53
Şekil 5.1.	PVsyst programı arayüzü .....	55

Şekil 5.2.	Zenith açısı .....	56
Şekil 5.3.	Güneş açısı .....	57
Şekil 5.4.	Geliş ve Eğim Açıları .....	57
Şekil 6.1.	Mevcut GES santral alanı.....	58
Şekil 6.2.	Kurulum öncesi çatıdaki baca ve aydınlatma pencerelerinden görüntü .....	59
Şekil 6.3.	Kurulum öncesi çatıdaki parapet görünümü .....	59
Şekil 6.4.	Mevcut tesisin görünümü .....	60
Şekil 6.5.	Kocaeli ilinde gerçekleşen ortalama sıcaklık değerleri.....	61
Şekil 6.6.	Panel dizilerinin evirici bağlantısı tek hat şeması .....	66
Şekil 6.7.	GES toplama panosu tek hat şeması .....	70
Şekil 6.8.	Tesisin PVsyst programında modellenmesi .....	71
Şekil 6.9.	Mevcut sistemin 1.yılında aylara göre PVsyst üretim sonuçları .....	71
Şekil 6.10.	Mevcut sistemin 20 yıllık PVsyst üretim sonuçları .....	72
Şekil 6.11.	Mevcut sistemin 1. yıl sonu PVsyst kayıp diyagramı. ....	72
Şekil 6.12.	Gölge karakteristikli güneş yörüngesi diyagramı.....	76
Şekil 6.13.	Mevcut sistemin 20. yıl sonu PVsyst kayıp diyagramı. ....	76
Şekil 6.14.	Mevcut sistemin maliyet dağılım grafiği .....	78
Şekil 6.15.	Mevcut tesisin yatırım geri dönüşüm grafiği .....	82
Şekil 7.1.	Optimizerli yeni sistemin 1.yılında aylara göre PVsyst üretim sonuçları .....	88
Şekil 7.2.	Optimizerli sistemin 20 yıllık PVsyst üretim sonuçları .....	88
Şekil 7.3.	Optimizerli sistem ile mevcut sistemin 1.yıl sonunda kayıp diyagramları .....	89
Şekil 7.4.	Optimizerli sistem ile mevcut sistemin 20.yıl sonunda kayıp diyagramları .....	91
Şekil 7.5.	Optimizerli sistemin maliyet dağılım grafiği .....	93
Şekil 7.6.	Optimizerli tesisin yatırım geri dönüşüm grafiği .....	96



## TABLULAR DİZİNİ

Tablo 2.1. Şubat 2021 itibarı ile Türkiye'nin kurulu güç dağılımı.....	7
Tablo 6.1. Tesiste kullanılan panelin elektriksel özellikleri.....	60
Tablo 6.2. Tesiste kullanılan eviricilerin elektriksel özellikleri.....	60
Tablo 6.3. Dizi hesaplamasında kullanılan kısaltmalar.....	61
Tablo 6.4. PV1-F kablo akım taşıma kapasiteleri.....	64
Tablo 6.5. Kablo döşeme düzeltme faktörleri.....	64
Tablo 6.6. Kablo sıcaklık düzeltme faktörleri.....	65
Tablo 6.7. Kablo tavaşı düzeltme katsayıları.....	68
Tablo 6.8. Mevcut sistemin detaylı malzeme listesi ve ilk kurulum maliyeti.....	77
Tablo 6.9. Mevcut tesisin aylara göre yıllık bazda üretim getirisi ve sağlanan tahmini gelir.....	79
Tablo 6.10. Çatı uygulamalı dağıtım bedeli mahsuplaşma cetveli (EPDK).....	80
Tablo 6.11. Mevcut tesisin yatırım geri dönüş tablosu.....	81
Tablo 7.1. Sistemde kullanılan optimizere ait elektriksel özellikler.....	84
Tablo 7.2. Sistemde kullanılan optimizerli eviricilerin elektriksel özellikleri.....	84
Tablo 7.3. Mevcut sistemin ve optimizerli sistemin yıllara göre üretim tablosu.....	91
Tablo 7.4. Optimizerli sistemin detaylı malzeme listesi ve ilk kurulum maliyeti.....	92
Tablo 7.5. Optimizerli tesisin aylara göre yıllık bazda üretim getirisi ve sağlanan tahmini gelir.....	94
Tablo 7.6. Optimizerli tesisin yatırım geri dönüş tablosu.....	94

## SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

A	: Amper
%e	: Gerilim Düşümü Oranı
C°	: Santigrat Derece
GW	: Gigawat
H	: Küresel Işınım Miktarı
I <sub>dizi</sub>	: Dizi Akımı
I <sub>inv-Mak</sub>	: Evirici Maksium Giriş Akımı
I <sub>mpp</sub>	: Dizi Nominal Akımı
I <sub>sc</sub>	: Dizi Kısa Devre Akımı
I <sub>STC</sub>	: STK Altında 1 kWp/m <sup>2</sup> Olarak Alınan Gün Işığı Radyasyon Değeri
K	: Elektrik İletkenliği
KV <sub>mpp</sub>	: PV Modül V <sub>MPP</sub> Sıcaklık Katsayısı
KV <sub>oc</sub>	: PV Modül V <sub>oc</sub> Sıcaklık Katsayısı
kW	: Kilowatt
L	: Kablo Uzunluğu
n <sub>Max</sub>	: Maksimum Panel Sayısı
n <sub>min</sub>	: Minimum PV Panel Sayısı
n <sub>seri</sub>	: Dizideki Panel Sayısı
P <sub>Dizi</sub>	: Dizi Gücü
P <sub>k</sub>	: Güç Kaybı
P <sub>Nom</sub>	: Nominal Güç
T <sub>max</sub>	: Maksimum Sıcaklık
T <sub>min</sub>	: Minumum Sıcaklık
T <sub>stc</sub>	: PV Modül Standart Test Sıcaklığı
U <sub>dizi</sub>	: Dizi Gerilimi
U <sub>mpp</sub>	: MPP Gerilimi
V	: Volt
V <sub>mpp</sub>	: PV Modül Nominal Gerilimi
V <sub>oc</sub>	: Açık Devre Gerilimi
W <sub>p</sub>	: Watt pik
MW	: Megawatt
MWh	: Megawatt saat
U <sub>Modül</sub>	: Panel Nominal Gerilimi
W/m <sup>2</sup>	: Metrekareye Düşen Güneş Işığının Yıllık Enerji Miktarı

### Kısaltmalar

AC	: Alternating Current(Alternatif akım)
AFCI	: Arc Fault Circuit Interrupter(Ark Arızası Tesbit Cihazı)
AFD	: Arc Fault Detector(Ark hatalarını Algılama ve Koruma Cihazı)
AG	: Alçak Gerilim
ANSI	: American National Standards Institute(Amerikan Ulusal Standartlar Enstitüsü)

a-Si	: Amorf Silikon
Cd-Te	: Kadmiyum Tellur
CIS	: Bakır İndiyum Selenur
DC	: Direct Current (Doğru Akım)
EN	: Europeane Norm (Avrupa Standartları)
EPDK	: Enerji Piyasası Dñzenleme Kurumu
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
FV	: Fotovoltaik
GEPA	: Gñneş Enerjisi Potansiyeli Atlası
GES	: Gñneş Enerjisi Santrali
GW	: GigaWatt
HIT	: Hibrit Panel Teknolojisi
IEC	: International Electrotechnical Commission (Uluslararası Elektroteknik Komisyonu)
IP	: International Protection code (Uluslararası Koruma kodu)
MCB	: Miniature Circuit Braker (Devre Kesici)
MPP	: Maximum Power Point (Maksimum Gñç Noktası)
MPPT	: Maximum Power Point Tracker (Maksimum Gñç Noktası İzleme)
NEC	: National Electric Code (Ulusal Elektrik Kodu)
NFPA	: National Fire Protection Association (Ulusal Yangından Korunma Kurumu)
OSB	: Organize Sanayii Bölgesi
PID	: Potential Induced Degradation (Potansiyel Kaynaklı Bozulma)
PV	: Photovoltaic (Fotovoltaik)
STC	: Standard Test Conditions (Standard Test Koşulları)
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TMŞ	: Termik Manyetik Şalter.
TSE	: Türk Standartları Enstitüsü
TUV	: Technischer Uberwachungsverein (Teknik Muayene Birliđi)
UL	: Underwriters Laboratories (Bağımsız Sertifikasyon Kurumu)
YG	: Yüksek Gerilim

# ÇATI TİPİ GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALLERİNDE OPTİMİZER KULLANIMININ ÜRETİM VERİMLİLİĞİ, GÜVENLİK VE MALİYET BAKIMINDAN DEĞERLENDİRİLMESİ

## ÖZET

Dünya nüfusunun giderek artması, teknolojinin de hızlı bir şekilde gelişmesi insanoğlunun enerjiye olan talebini her geçen gün arttırmaktadır. Fosil yakıt kaynaklarının giderek tükenmesiyle beraber, çevreye de birçok olumsuz etkisi bulunmaktadır. Bu problemler neticesinde temiz ve doğaya zararı olmayan sürdürülebilir yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı zaruri hale gelmiştir. Güneş enerjisi ise bu kaynakların temelidir.

Güneş Enerjisinin yaygın bir şekilde kullanılmaya başlamasıyla arazi ve çatı tipi güneş enerjisi santrallerinin yapımları dünyada ve ülkemizde artmıştır. Bu çalışmada Kocaeli ili Çayırova ilçesinde bulunan yeni tesis edilmiş 1410 kWp / 1200 kW kurulu gücündeki çatı tipi güneş enerjisi santrali PVsyst programı ile simüle edilerek, enerji üretim analizi yapılmıştır. Bu simülasyon çalışmasına ek olarak panel yerleşiminde, sayısında, gücünde ve markasında değişiklik yapılmadan, mevcut sistem optimizer ve optimizer uyumlu eviriciler kullanılarak yeniden PVsyst programında simüle edilerek, enerji üretim analizi yapılmıştır. Simülasyon çalışması yapılan her iki sistemin 20 yıllık üretim değerleri ve performansı incelenmiş, yatırım maliyeti ve yatırım geri dönüş süresi, enerji birim maliyetleri hesaplanarak karşılaştırılmıştır. Ayrıca, optimizer kullanılarak simülasyon çalışması yapılan sistemin avantaj ve dezavantajları ortaya konulmuştur. Sistem tasarımında optimizer kullanımının üretim verimliliğine, maliyete ve güvenliğe etkisi karşılaştırmalı olarak incelenmiştir.

**Anahtar Kelimeler:** Fizibilite Analizi, Güneş Enerji Santrali, Optimizer, Üretim Verimliliği.

# **STUDY OF THE USAGE OF OPTIMIZERS IN ROOF TYPE SOLAR POWER PLANTS IN TERMS OF PRODUCTION EFFICIENCY, SAFETY AND COST**

## **ABSTRACT**

Increase in world population and rapid advances in technology results in the increase of the demand of energy by human beings day by day. In addition to having many negative effects, fossil fuel resources are depleted. Regarding these problems, utilization of clean, environmental friendly and sustainable renewable energy becomes a must. Solar energy is the base for these resources.

With the beginning of the widespread utilization of the solar power, construction of land and roof type solar power plants has increased both in the world and in our country. In this study, the recently built roof type solar power plant located in Kocaeli, Çayırova province with an installed capacity of 1410 kWp / 1200 kW had been simulated with PVsyst software and energy production is analyzed. In addition to this simulation, the present system is resimulated using optimizers and optimizer compatible inverters without changing the location, number, power and brand of the solar panels to make energy production analysis. The production statistics and performance of system for 20 years of time period were examined and investment cost, also period of return of investment and energy costs were calculated for both of the simulation studies. Besides, advantages and disadvantages of the simulated system with optimizer have been determined. The effect of using optimizer in system design to productivity, cost and safety is examined in comparison.

**Keywords:** Feasibility Analysis, Solar Power Plant, Optimizer, Production Effectiveness.

## GİRİŞ

Günümüzde enerjinin büyük bir kısmı fosil yakıt diye tanımlanan kömür, petrol, doğalgaz gibi kaynaklardan elde edilmektedir. Fosil yakıt kaynakları giderek tükenmekte olup, çevreye de birçok olumsuz etkileri bulunmaktadır. Bu yakıtlar atmosferde sera gazı birikimine sebep olarak, küresel ısınmaya yol açmış iklim değişikliği problemlerini ortaya çıkarmıştır. Teknolojideki ve sanayileşmedeki hızlı gelişmeler de insanoğlunun enerjiye olan ihtiyacını her geçen gün arttırmıştır. Ayrıca ülkelerin artan nüfusla birlikte enerji üretimlerini dışa bağımlı olmadan arz güvenliğini sağlayarak kendi öz kaynaklarını maksimum ölçüde kullanması günümüzde büyük önem kazanmıştır.

Yaşanan bu gelişmeler neticesinde alternatif enerji kaynakları arayışına girilmiş, temiz ve doğaya zararı olmayan, sürdürülebilir yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı zorunlu hale gelmiştir. Güneş, rüzgâr, biyokütle, hidroelektrik, deniz-dalga, jeotermal enerji kullanılan yenilenebilir enerji kaynakları arasında yer almaktadır. Güneş enerjisi bu kaynakların temelidir.

Bu çalışmada Kocaeli ili Çayırova ilçesi Gebze OSB sınırları içerisinde bulunan mevcut yeni tesis edilmiş 1410 kWp / 1200 kW kurulu gücündeki çatı tip GES ile aynı güce, aynı panel sayısı ve yerleşimine sahip optimizasyonlu-optimizasyon uyumlu eviriciler kullanılarak dizayn edilen GES, fotovoltaik simülasyon programı olan PVsyst programında karşılaştırılmıştır. İlk aşamada mevcut yeni tesis edilen GES'in 20 yıllık detaylı üretim analizleri yapılmış olup yatırım geri dönüş süresi ve mali sonuçlar değerlendirilmiştir. İkinci aşamada ise mevcut sistemin panel sayısı ve yerleşiminde değişiklik yapmadan optimizasyonlu ve optimizasyon uyumlu eviriciler kullanarak yine 20 yıllık detaylı üretim analizleri yapılmış olup yatırım geri dönüş süresi ve mali sonuçlar değerlendirilmiştir. İki sistem özellikleri bakımından karşılaştırılmış olup, optimizasyon özelliklerine de ayrıca değinilmiştir. Son olarak yapılan karşılaştırma ve analizler neticesinde elde edilen veriler değerlendirilerek çalışma tamamlanmıştır.

## 1. GENEL BİLGİLER

### 1.1. Çalışmanın Anlamı ve Önemi

Güneş enerjisi dünyanın her yerinde kullanılabilen, verimliliği konuma göre değişmekle birlikte tükenmeyen bir enerji kaynağıdır. Güneş enerjisi ekipmanları sabit ekipmanlar olduğundan işletme ve bakım avantajı sağlar. Bu özelliklerinden dolayı, çevreci, cazip bir enerji kaynağı olması nedeniyle tüm dünya ülkelerinde kullanımı giderek yaygınlaşmaktadır.

Güneş Enerjisinin yaygın bir şekilde kullanılmaya başlamasıyla arazi ve çatı tipi güneş enerjisi santrallerinin yapımları ülkemizde ve dünyada hızla artmıştır. Ülkemizde de Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği'nin yayınlanmasıyla ilk Güneş Enerji Santrallerinin kurulmasına başlanmıştır. Son yıllardaki mevzuatsal düzenlemeler ve teşviklerle birlikte çatı tipi santrallerin yapımında büyük oranda artış göstermiştir.

Kurulacak her GES'te olduğu gibi çatı tipi GES'lerde de araştırma ve detaylı analizler önemlidir. Sistemi oluşturan ekipmanların iyi tanınması, tesisin yapılacağı yerin detaylı analizinin yapılması çok önemlidir. GES uygulama alanlarının yaygınlaşmasına paralel, çatı tipi tesislerde büyük önem kazanmıştır. Bu tip tesislerde, çatının yapısı, cepheleri ve çatıdaki gölgelenme unsurlarının dikkatlice değerlendirilmesi gerekir. Bu etkenler tesisin verimini düşürerek üretimde kayıplara sebep olmaktadır. Özellikle çatı tipi uygulamalarda sağladığı ekstra avantajlarla birlikte, kayıpların engellenmesi ve verimliliğin artırılması için optimizasyon denilen elektronik cihazlar kullanılır. Bu çalışmada fotovoltaik sistemi ve sistemi oluşturan elemanların genel olarak anlatılması, optimizasyonun işlevleri hakkında bilgi verilmiştir. Uygulamalarda analizlerin detaylı yapılarak, özellikle çatı tipi projelerde optimizasyon kullanmanın getirdiği sonuçlara değinilmiştir.

## **2. YENİLENEBİLİR ENERJİ**

Enerji günlük hayatımızın olmazsa olmazıdır. Teknolojinin kullanılması ve gelişmesi, sanayileşmenin artması enerjiye bağlıdır. Günümüzde bu ihtiyaç önemli oranda doğalgaz, petrol, kömür gibi fosil yakıtlardan temin edilmektedir. Ancak bu yakıtlar giderek tükenmeye başlamış, dünyamıza birçok olumsuz etkiyle beraberinde getirmiştir. Çevre kirliliği, atmosferde biriken sera gazlarının artması, son yıllarda yaşadığımız küresel ısınmaya bağlı iklim değişiklikleri bu olumsuzlukların en somut örnekleridir. Bu durum insanoğlunu daha temiz, sürekli olan enerji kaynakları arayışına sevk etmiştir. Yaşanılan bu gelişmeler; alternatif enerji kaynağı olan yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılmasını mecburi hale getirmiştir.

### **2.1. Yenilenebilir Enerji Kaynakları**

Yenilenebilir enerji kaynaklarını; doğada bulunan enerji döngüsünde sürekli veya tekrarlanan ya da yeri hızlıca doldurulabilen enerji kaynakları olarak açıklanabilir. Güneş, rüzgâr, biyogaz, jeotermal, hidroelektrik, hidrojen, dalga-gelgit enerjisi yenilenebilir enerji kaynaklarına örnek olarak verilebilir. Bütün yenilenebilir enerji kaynakları kendiliğinden var olan kaynaklardır. Zamanla tükenmezler. Yenilenebilir enerji kaynaklarında, farklı teknolojilerin kullanılmasıyla doğrudan veya dolaylı olarak enerji elde edebilmek mümkündür [1].

#### **2.1.1. Güneş enerjisi**

Güneş. Gezegenimizin hayat ve enerji kaynağı. Dünya, güneşten yaklaşık 150 milyon km uzakta olup hem kendi eksenini etrafında hem de eliptik bir yörüngeyle güneşin çevresinde dönmektedir. Güneşten yayılan tükenmez enerjinin şiddeti dünya atmosferi dışında sabit olup, yeryüzünde değişken değerlerdedir. Bu ışınların bir kısmı atmosferde emilir, kırılır ve yansır. Kalan kısmı ise yeryüzüne gelir. Güneş enerjisinden iki türlü yararlanmamız mümkündür. Isı ve ışık kaynağı olarak. Bu iki formdan hem termal hem elektrik enerjisi elde edebiliriz. Termal enerjiden çeşitli alanlarda kullanım için sıcak su üretilir. Aynı zamanda üretilen bu sıcak sudan elde edilen yüksek basınç, buhar türbinlerinde kullanılarak elektrik üretilir. Ya da çanak



tipi odaklayıcılar kullanılarak çalıştırılan stirling motorunun mekanik enerjisi elektrik enerjisine dönüştürülür. Günümüzde en önemli ve yaygın kullanılan elektrik enerjisi üretim yöntemi ise fotovoltaik enerji sistemleridir. Fotovoltaik sistemler yarı iletken teknolojisine dayalı olarak doğrudan elektrik enerjisi üreten sistemlerdir.

### **2.1.2. Rüzgâr enerjisi**

Güneş, yerküreyi ve yerküredeki havayı ısıtır. Bu ışınımın değişik açılarda olması farklı ısınmalara sebep olur. Havanın ısınması ile yoğunluğu azalır ve alçak basınç alanı oluşur. Soğuyan havanın ise yoğunluğunun artmasıyla yüksek basınç alanı oluşur. İşte bu yüksek basınç alanlarından alçak basınç alanlarına doğru oluşan hava akımları rüzgârları meydana getirir. Öte yandan kara ve denizlerin farklı ısınma karakterlerinden kaynaklı sıcaklık değişiklikleri de rüzgârları oluşturur. Rüzgâr enerjisinden iki türlü yararlanılır. Mekanik ve elektrik enerjisi olarak. Mekanik enerjisi tarihte çok eskiden beri kullanılmıştır. Deniz ulaşımında ve çeşitli değirmenler vasıtasıyla öğütme ve su pompalama amaçlı kullanılmıştır. Günümüzde ise elektrik enerjisi üretiminde yer alan önemli bir yenilenebilir enerji kaynağıdır. Rüzgâr enerjisi, rüzgâr türbinleri vasıtası ile önce mekanik enerjiye dönüştürülür sonra bu türbinlere bağlı jeneratörler ile elektrik enerjisi üretilir [2].

### **2.1.3. Biyogaz enerjisi**

Yaşam döngüsü devam ettikçe bir takım organik atıklar ortaya çıkmaktadır. Bunları hayvan gübresi, gıda atıkları, organik içerikli şehir ve endüstriyel atıklar, tarımsal atıklar, atık sular olarak sıralayabiliriz. Organik kökenli bu atık ve artıkların anaerobik fermantasyon dediğimiz oksijensiz ortamda bozunması sonucunda biyogaz ortaya çıkar. Biyogaz doğalgaza benzer özelliklere sahip bir gazdır. Bu gazın ana ürünü metan gazıdır. Temizlenen bu gaz içten yanmalı gaz motorlarında kullanılarak jeneratörler vasıtası ile elektrik enerjisi elde edilir. Ayrıca bu fermantasyon işlemi sonucunda elektrik enerjisi elde etmenin yanı sıra katı ve sıvı ürünler ortaya çıkar. Sıvı olanlar gübre olarak, katı olanlar ise toprağın verimini arttırmak için kullanılırlar. Böylece atıklar değerlendirilmiş olur. Doğaya dost, ucuz elektrik enerjisi elde edilir [3].

#### **2.1.4. Jeotermal enerji**

Jeotermal Enerjinin kaynağı yerkabuğudur. Çeşitli derinliklerde biriken ısıdan dolayı; yerin altında kimyasallar içeren buharlar, sıcak su ve gazlar ortaya çıkar. Bu ürünler birçok alanda kullanılır. Merkezi ısıtma-soğutma, seracılık, kimyasal minerallerin ve maddelerin üretimi, endüstriyel ısıtma ve kurutma, mineralli su üretimi başlıca kullanım alanlarıdır. Jeotermal enerjinin en önemli ve yaygın kullanım alanında elektrik üretimidir. Jeotermal kaynakta bulunan akışkanın durumuna bağlı olarak farklı çevrim metodları uygulanır. Bu çevrim metodları kullanılarak türbin vasıtası ile elektrik enerjisi elde edilir. Jeotermal enerji sadece elektrik üretimi ya da sadece ısıtma gibi tekli sistemlerde kullanılmayabilir. Isı ve elektrik üretimini bir arada sunan kojenerasyon sistemlerinde de kullanılabilir. Bu uygulamalarda verimli ve ekonomik bir alternatiftir. Jeotermal enerji bu yönleri ile temiz, yenilenebilir ve çevre dostu bir enerji türüdür [4].

#### **2.1.5. Hidroelektrik enerjisi**

Hidroelektrik enerjisini; yeryüzünde bulunan suyun potansiyel enerjisinin kinetik enerjiye dönüştürülerek elektrik enerjisi elde edilmesi olarak tanımlayabiliriz. Belli bir yükseklikte bulunan su potansiyel bir enerjiye sahiptir. Suyun akış gücü kullanılarak kanallar veya borular vasıtası ile jeneratörlerin bağlı olduğu türbinlere yönlendirilir. Bu türbinlere bağlı jeneratörler sayesinde elektrik enerjisi elde edilir. Hidroelektrik santralleri barajlı ve barajsız olmak üzere iki çeşidi bulunur. Barajsız tipte; suyun bu akış gücü akarsu ve nehirlerin doğal akışından sağlanır [5].

#### **2.1.6. Hidrojen enerjisi**

Hidrojen doğada en yaygın bulunan elementlerden biridir. Bir proton ve bir elektrondan oluşur. Yalnız hidrojen, hidrojen bileşikleri haricinde dünyada serbest olarak mevcut olmayan bir yakıttır. Hidrojenden enerji elde edilebilmesi için bulunduğu kaynaklardan çeşitli ayrıştırma işlemlerine tabi tutulması lazımdır. Bunun için sekonder bir enerji kaynağı olduğu söylenebilir. Bu ayrıştırma yöntemlerinden biri elektroliz yöntemidir. Elektroliz işlemi sonucunda elde edilen hidrojen ve oksijen ayrı ortamlarda tutulmakta istenirse yakılarak birleştirilmektedir. Bu yakma işlemi aynı zamanda yakıt hücreleri teknolojisinin temelidir. Bu prosesler kimyasal olarak

bakıldığında aslında birbirinin tam tersidir. Birinde girdi su, elektrik olup oksijen ve hidrojen elde edilirken, diğesinde oksijen ve hidrojenen elektrik, su elde edilir. Gelecekte kullanımının giderek yaygınlaşması öngörülmektedir [6].

### **2.1.7. Dalga-gelgit enerjisi**

Dünyamızın büyük bir kısmı sularla kaplıdır. Dünyada bulunan denizler üzerindeki ısı farklılıkları rüzgârlara, okyanus ve denizlerde akıntılara, dalgalara sebep olmaktadır. Gelgit enerjiside ayın çekim gücüyle dalgalanma hareketi sonucu oluşur. Gelgit; ayın, dünyanın ve güneşin çekim güçlerinin ve merkezkaç kuvvetlerinin etkileşimleriyle oluşur. Bu olaylar neticesinde oluşan dalgalar, su akıntıları sonucunda oluşan kinetik enerji türbinler vasıtası ile elektrik enerjisine dönüştürülürler. Bu santraller temiz ve yenilenebilir enerji üretmelerine karşın belli yerlerde kurulabilirler ve belli saatlerde üretim yaparlar. Kurulum maliyetleri yüksek olup işletme ve bakımları kısmen zordur [7].

### **2.2. Türkiyede Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Kullanımı**

Ülkemizde elektrik enerjsinin büyük bir kısmı fosil yakıt kaynaklarından elde edilmektedir. Kömür ve doğalgaz bu kaynakların başlıcalarıdır. Son yıllarda rüzgar, güneş, biyogaz santrallerinin yapımı artmıştır. Ülkemizde tesis edilen santralleri, Lisanslı ve Lisanssız santraller olarak ikiye ayırmak mümkündür. Lisanslı santraller sadece üretime yönelik olup büyük güçlerdeki tesislerdir.

Termik santraller, hidroelektrik santralleri yanında yenilenebilir enerjiye dayalı santrallerde mevcuttur. Lisanssız tesisler, tüketimi olup üretim yapan tesislerdir. Ürettiği enerjinin fazlasını satar. 2013 yılında yürürlüğe giren Lisanssız Elektrik Üretim yönetmeliği ile birlikte güneş enerjisi, rüzgar ve biyogaz santrallerinin yapımında artış yaşanmıştır.

Ülkemizin toplam kurulu gücü Şubat 2021 itibari ile 96.700 MW seviyesine ulaşmıştır. Tablo 2.1’de ülkemizin kaynaklara göre kurulu gücü görülmektedir. Hidroelektrik santralleri dışında güneş, rüzgâr, biyokütle ve jeotermal enerji santrallerinin toplam kurulu gücü 18830 MW’dır. Toplam kurulu gücümüzün yaklaşık %19,5’ini oluşturmaktadır [8].

Tablo 2.1. Şubat 2021 itibarı ile Türkiye'nin kurulu güç dağılımı [8]

KAYNAK	LİSANSSIZ	TOPLAM(MW)
Hidroelektrik	8,7	31177
Kömür	0	20322
Doğalgaz	189,7	25693
Fuel Oil	0	305,9
LNG	0	2
Motorin	0	1
Nafta	0	4,7
Atık Isı	214,3	370,5
Biyokütle	84,5	1146
Güneş	6399,6	6869,4
Jeotermal	0	1623,9
Rüzgâr	70,8	9192,2
TOPLAM	6.967,6	96.709,6

### 2.3. Güneş Enerjisi

Güneş, yaydığı ışınım ile gezegenimizde yaşamayı mümkün kılar. Bu ışınım güneşin devasa bir reaktör gibi çalışmasıyla ortaya çıkar. Bu tepkimeler temelde iki hidrojen atomunun birleşerek bir helyum atomu oluşturması esasına dayanır. Güneşte ortaya çıkan bu ışınımın, dünya ile güneş arasındaki devasa uzaklık yüzünden çok küçük miktarı dünyaya ulaşır. Dünyamıza gelen bu ışınlarında bir kısmı atmosferimize girerek kırılır, yansır ve dağılır.

#### 2.3.1. Dünyaya gelen güneş enerjisi

Dünyamız hem kendi etrafında hem de eliptik bir yörünge ile güneşin etrafında hareket eder. Bundan dolayı yıl süresince güneşe olan mesafesinde değişkenlik gösterir. Bu gelen ışınımın değişmesi enerji miktarında farklı olması sonucunu doğurur. Yıl bazında hesaplama, ölçümler yapılarak atmosfer dışında ve yeryüzüne ulaşan olmak üzere iki tane güneş sabiti değeri ortaya çıkmıştır. Atmosfer dışında bu değer  $1367\text{W/m}^2$  olarak hesaplanmıştır. Atmosfere girdikten sonra da yeryüzüne ulaşan ışınımın konuma göre değişkenlik göstermekle beraber deniz seviyesinde ortalama  $1000\text{W/m}^2$  değerine düşmektedir.

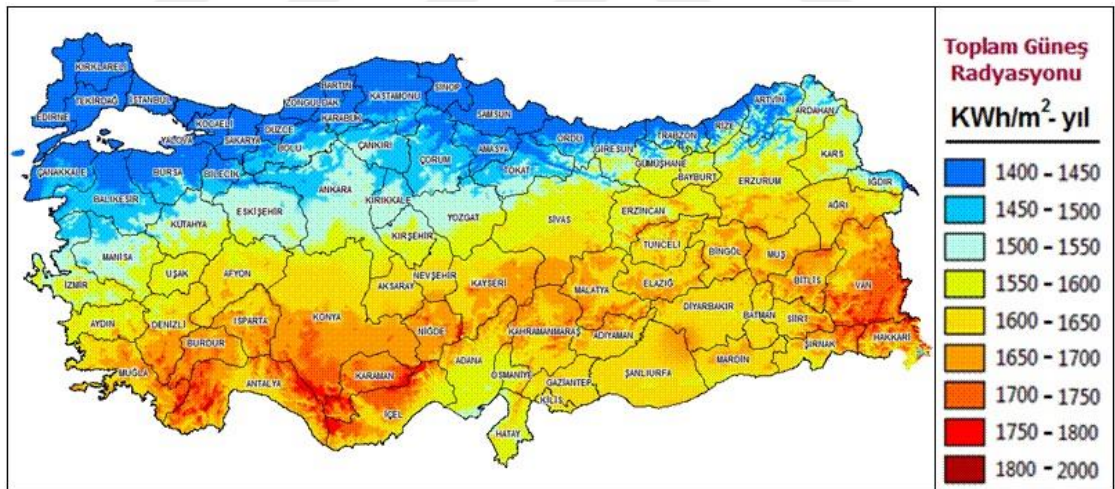
Güneş enerjisinin en yaygın kullanıldığı alanlar aydınlatma, ısıtma, soğutma ve sıcak su elde etmedir. Güneşlenme sürelerinin farklı olduğu yere göre yapılan tasarımlar, sistemler ve depolama teknolojileri gelişmesi kullanım alanlarını yaygınlaştırmıştır.

Fotovoltaik teknolojisinin keşfedilip, sürdürülen çalışmalar neticesinde gelişmesiyle güneş enerjisinden elektrik enerjisi üretimine doğrudan başlanmıştır. Bu teknolojinin yaygınlaşmasıyla güneş enerjisi, elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynakları arasındaki en vazgeçilmez olmuştur [9].

### 2.3.2. Türkiye’de güneş enerjisi

Ülkemiz bulunduğu konum itibarı ile güneş enerjisi bakımından gayet verimlidir. Güneş enerjisinden elektrik üretilmesinden önce de ülkemizde ısıtma, sıcak su elde etme ve soğutma amaçlı sistemler kullanılmaktaydı. Fotovoltaik teknolojisinin gelişmesi ve yaygınlaşmasıyla ülkemizde de önemli çalışmalar yapılmıştır.

Bu kapsamda Enerji Bakanlığı, Şekil 2.1’de görüldüğü üzere Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlasını(GEPA) oluşturmuştur. Bu atlasla göre yıllık toplam güneşlenme süresi 2741 saat(günlük toplam 7,5 saat), yıllık toplam gelen güneş enerjisi 1527 kWh/m<sup>2</sup>.yıl (günlük toplam 4.18 kWh/m<sup>2</sup>) olduğu tesbit edilmiştir [10].



Şekil 2.1. Türkiye güneş enerjisi potansiyeli atlası [10]

Ülkemizde elektrik enerjisinin büyük bir kısmı fosil yakıt kaynaklarından elde edilmektedir. 2013 yılında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği yürürlüğe girmesi ile birlikte güneş enerjisi santralleri kurulumuna başlanmış olup, son yıllarda verilen teşvik, öz tüketime yönelik mevzuatsal düzenlemelerle çatı tipi güneş enerjisi santrallerin yapımı artmıştır. Lisansız üretim santrallerinin kurulu gücünün büyük bir kısmını güneş enerjisi santralleri oluşturmaktadır. Lisanslı GES'lerin kurulumu artsada şu an için en büyük pay lisanssız tesislerdedir. Ülkemizin toplam kurulu gücü

Şubat 2021 sonu itibari ile 96.700 MW seviyesine ulaşmıştır. Güneş enerjisi santrallerinin toplam kurulu gücü 6869 MW olup, kurulu gücümüzdeki payı %7,1 seviyesindedir. 6399 MW kurulu güç ile lisansız güneş enerjisi santralleri, toplam GES lerin %93 ünü oluşturmaktadır [8].



### 3. FOTOVOLTAİK SİSTEMLER

Fotovoltaik sistemler; yarı iletken teknolojisine sahip fotovoltaik hücreler vasıtası ile güneş ışığından doğrudan elektrik akımı üreten sistemlerdir. Fotovoltaik hücrelerin yüzeyleri kare, dikdörtgen veya daire biçiminde şekillendirilebilir. Bu hücrelerin yapısına bağlı olarak %5-%20 arası verimlilikle elektrik enerjisine dönüşüm yapar. Bu hücrelerin fotovoltaik hücre yapısında olabilmesi için N tipi ve P tipi olarak katkılanarak, N tipi veya P tipi iletkeni oluşturur. Birleştirilen bu iletkenler PN iletkeni meydana getirir. Oluşan bu iletkende; güneşten gelen fotonlardan dolayı N tipinden P tipine doğru serbest elektron hareketi olur. Bu elektron hareketi bir elektrik akımı oluşturur.

Üretilen bu elektrik akımı doğru akımdır. Elde edilen bu elektrik akımını ve gücü arttırmak için birçok fotovoltaik hücre birbirine seri ya da paralel bir biçimde bir yüzey üzerine montajlanır. Elde edilen bu yapıya fotovoltaik(PV) modül veya güneş paneli adı verilir. Bu modüller ihtiyaç duyulan güce göre birbirlerine bağlanarak büyük sistemleri meydana getirir. Günümüzde kullanılan en yaygın malzeme silisyumdur [11].

#### 3.1. Fotovoltaik Hücrelerin Tarihi

Fotovoltaik tarihinin, fizikçi Alexandre-Edmund Becquerel'in 1839 yılında fotovoltaik etkiyi keşfetmesi ile başladığını söyleyebiliriz. Becquerel bir elektrolit içine daldırılmış iki adet pirinç levhanın ışığa maruz bırakıldığında, düşen ışığında şiddetine bağlı olarak elektrik akımını oluşturduğunu keşfetmiştir.

1876 yılında G.W Adams ve R.E Day tarafından da katı maddelerde benzer olayın gerçekleştiğini keşfetmişlerdi. Bu etkiyi gördükleri malzeme selenyum kristali idi. Amerikalı mucit Charlets Fritts 1883 yılında ilk çalışan selenyum celli buldu. Elektrik dönüşüm verimliliğinin % 1 olması ve yüksek maliyetinden dolayı olumlu sonuçlar alınamamıştı. 1900 yılında Planck tarafından ışığın kuantum yapısı ileri sürülmüştür. 1905 yılında Albert Einstein, fotokimyanın temeli olan fotoelektrik olayını açıklamıştır. Buna göre ışık; ışık kuantumlarından oluşmaktaydı. İzleyen yıllarda

bakır oksit ve selenyuma dayalı foto diyotların, ışık metre olarak fotoğrafçılıkta kullanımını yaygınlaştırmıştır.

Enerjinin farklı kaynaklardan karşılanması ve elde edilen çalışmaların çok verimli olmamasından dolayı 1930 yıllara kadar fotovoltaik teknolojisinde kayda değer pek bir gelişme olmamıştır.

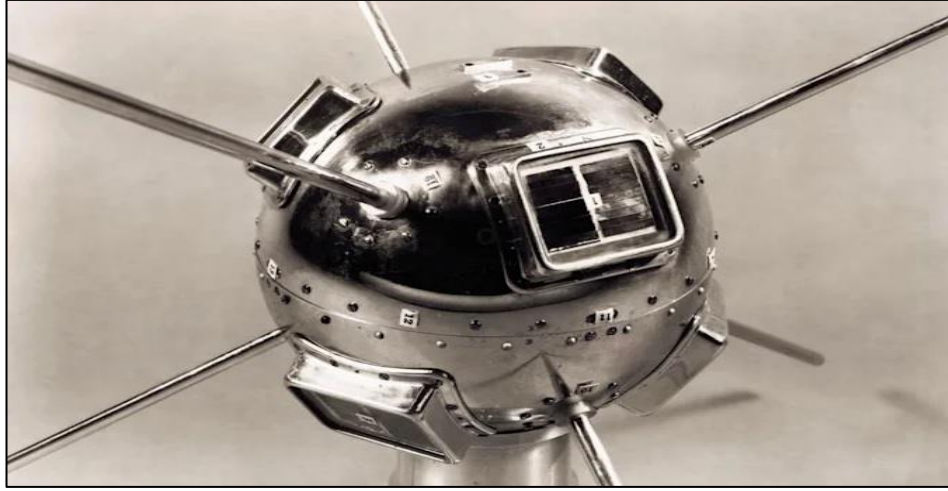
1930'lu yıllarda Alman bilim adamı Bruno Albert Lange çalışmalarını selenyum tabanlı fotovoltaik hücreler üstüne yoğunlaştırmıştır. Verimi %1 dolaylarında olan selenyum temelini esas olan fotovoltaik hücreyi yeniden üretmiştir. Ancak maliyet ve verimin düşüklüğünden dolayı talep görmemiştir. Amerikalı bir Mühendis olan Russell Shoemaker Ohl 1939 yılında yarı iletkenlerdeki PN bağlantısını keşfetti. Bell laboratuvarlarında diyot ve transistör tabanlı çalışmalarını sürdürürken 1946 yılında modern fotovoltaik hücrenin patentini almıştır [12].

Gerçek anlamda güneş enerjisini elektriğe dönüştüren fotovoltaik diyotlar 1954 yılında bulunmuştur. Calvin Souther Fuller, Darly Chapin, Geral Pearson tarafından silikon kristali üzerinde yapılmıştır. Hücre güneş enerjisini %6 verimle elektrik enerjisine enerjisi çevirmekteydi. Bu hücre Bell laboratuvarında geliştirilip, tanıtılmıştır. Bu tarih fotovoltaik enerji sistemlerinde bir milat olarak kabul edilir.

O yıllarda geleneksel enerji kaynaklarının daha uygulanabilir ve verimli olmasından dolayı fotovoltaik hücreler lokal ve deneme amaçlı küçük tip uygulamalarda kullanılmıştır. 1950 yıllarda başlayan uzay yarışıyla birlikte geliştirilmekte olan uyduların enerji ihtiyacı büyük bir problem olmuştur. Geleneksel enerji kaynaklarının uydularda kullanılması mümkün değildi. Bataryaların çok ağır olması ve sürekli enerji kaynağı olarak da kullanılamaması başlı başına bir sorundu. Bu problemler ve uydularında uzayda geçirdiği zamanın büyük bir kısmında güneş ışınımına maruz kalması fotovoltaik hücrelerin kullanımının hızlanmasına ve bu endüstrinin gelişmesine neden olmuştur.

Bunun sonucunda 1958 yılında Vanguard 1 isimli Şekil 3.1'de görülen uyduda fotovoltaik hücreler ilk defa kullanılmıştır. Uyduda bulunan fotovoltaik hücreler tek kristalli silikon yapıya sahip olup yaklaşık %10 verimlilikle çalışıyordu.





Şekil 3.1. Vanguard 1 uydusu [13]

1970’li yıllara kadar fotovoltaik hücrelerin kullanılmasının ufak lokal uygulamalar dışında uzay teknolojisiyle sınırlı kaldığı söylenebilir. 1970 li yıllarda meydana gelen petrol krizi alternatif enerji kaynaklarını gündeme getirmiştir. Fotovoltaik temelli araştırma ve geliştirme çalışmaları hız kazanmıştır. Kristal temelli fotovoltaik hücrelerin geliştirilmesi yönündeki çalışmaların yanında, yeni teknolojili hücre üretim çalışmaları da gelişmiştir. Bunun sonucunda 1976 yılında ince film(a-Si), 1980 yıllarda ise Kadmiyum Tellur gibi değişik materyallerde hücre üretimine başlanmıştır. 1980’li yılların sonunda hücre verimleri %19 seviyelerine ulaşmıştır. 1990’lı ve 2000’li yıllarda yapılan çalışmalar neticesinde kayda değer verim artışları olmuştur. Günümüzde araştırmalarda kullanılan fotovoltaik hücrelerin verimleri laboratuvar şartlarında kristal hücrelerde %28, ince film hücrelerde %21 seviyesine ulaşmıştır. Bu değerler mevcut piyasada kullanılan modüllerde daha düşüktür [14].

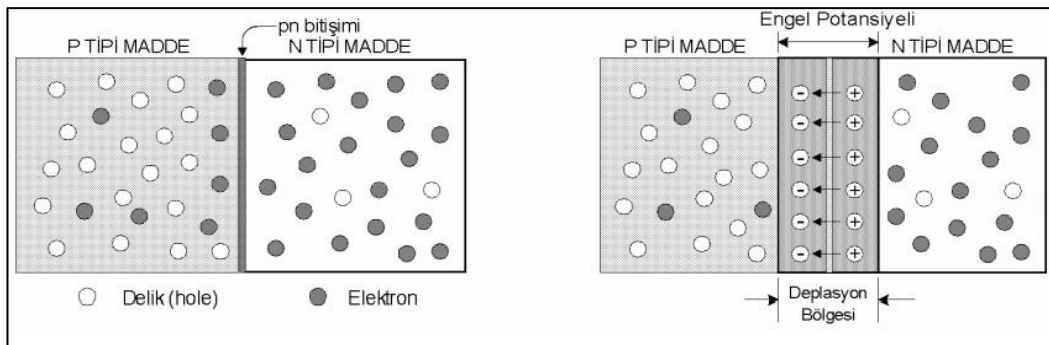
### 3.2. Fotovoltaik Hücrelerin Çalışma İlkesi

Fotovoltaik hücre; üzerine güneş ışınımı düştüğünde doğrudan elektrik akımı üreten yarı iletken teknolojisi ile üretilen bir yapıdır. Fotovoltaik hücrelerin çalışma prensipleri anlatılırken kullanımı yaygın olan kristal hücreler üzerinden örnek verilecektir. Bu hücrelerin üretimi için yüksek kalite silisyum kullanılır. Mevcut her silisyum atomunun dört adet değerlik elektronu bulunur. Her madde gibi bu atomlarda kararlı bir elektron yapısına sahip olmak ister. Bunun için bu atomlar kararlı bir yapıya sahip olmak için birer tane elektronu kullanarak bir elektron bağı kurarlar. Böylelikle dört tane komşu atom ile oluşan elektron bağı ile sekiz dış elektronlu kararlı bir soygaz

yapısı oluşur. Bu elektron bağının ısı ve ışık gibi etmenlerle kırılabilir. Bu kırılma neticesinde kopan elektron serbest hareket ederek kendinden iletim diye tanımlanan kristal yapıda boşluklar oluşturur.

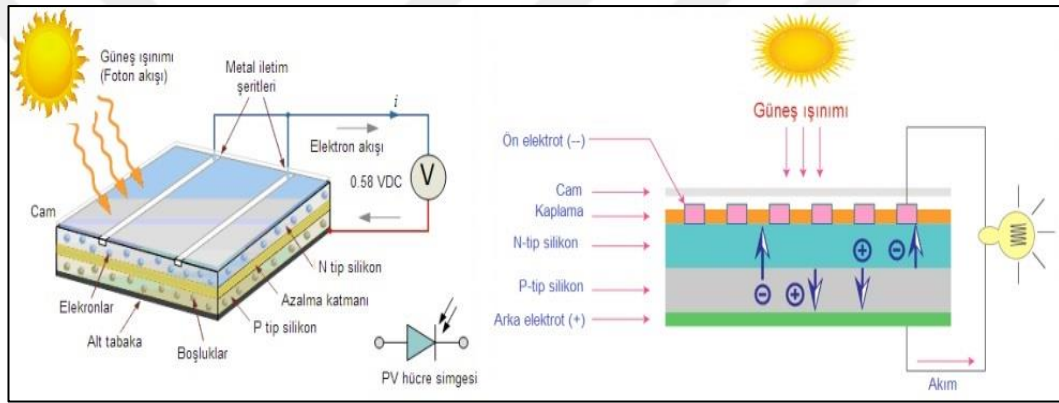
Silisyumun elektrik akımı üretmesi için kendinden iletim olayı yetersizdir. Bunun için bilerek silisyum maddesine katkılama işlemi uygulanır. Bu işlemde silisyum elementinin dış katmanında bulunan elektron sayısından bir fazla ya da bir eksik elektron bulunduran atomlar seçilir. Bir eksik elektrona sahip element için bor, bir fazla elektrona sahip element fosfor örnek verilebilir. Bu katkılama işlemi neticesinde kristal yapıda örgü bozulmaları meydana gelir. Fosforun kullanıldığı katkılama işlemi N tipi olarak adlandırılır. Bir adet fazla elektron bulunduran fosfor kristal yapıya yerleştirildiğinde serbest olarak hareket ederek elektrik yüklerini taşır. Bor atomunun kullanıldığı diğer katkılama işlemi P tipi katkılama olarak adlandırılır. P tipi katkılama işlemi neticesinde her bir bor atomu için bir boşluk eksik bağlantı elektronu bulunur. Bu boşluğu komşu silisyum atomlarına ait elektronlar doldurur ve geldikleri yerde yeni bir boşluk meydana getirirler. Katkılama işlemi neticesinde meydana gelen bu iletim sistemine bozukluk iletimi denir. N tipi ve P tipi katkılama işlemlerine tutulmuş her madde ayrı ayrı incelendiğinde belirli bir yönde hareketlerinin olmadığı görülür.

P tipi ve N tipinde olan yarı iletkenler üst üste dizildiğinde PN kavşağı denilen yapılar oluşur. Birleşme noktasında N tipi yarı iletkendeki fazla elektronlar P tipi yarı iletkene yayılır. Serbest elektronların az olduğu uzay yük bölgesi veya tükenim bölgesi denilen bir alan oluşur. Bu geçiş bölgesinin P tarafında negatif, N tarafında pozitif yüklü katkılama atomları kalır. Böylelikle elektron hareketinin tersi yönünde bir elektrik alanı meydana gelmesiyle yayılım sonsuz bir döngüde devam etmez. Bu eklem oluşumu Şekil 3.2’de görülebilmektedir.



Şekil 3.2. PN eklemi oluşumu [15]

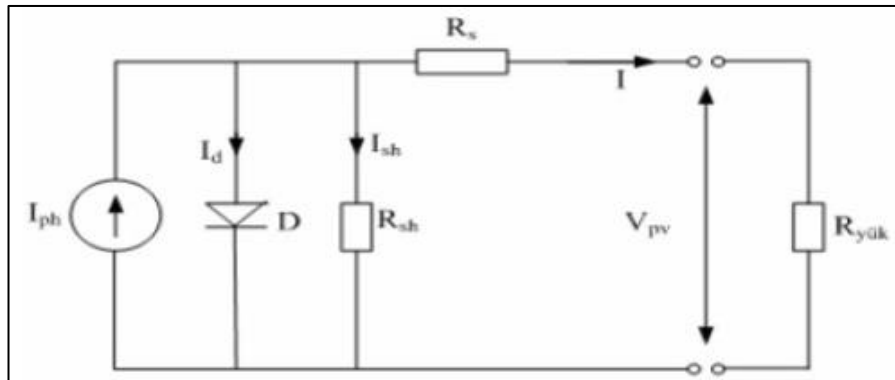
Bir PN yarı iletkeninden oluşan fotovoltaik hücreye ışık etki ederse, ışıktaki bulunan fotonlar elektronlar tarafından soğurulması ile elektronların bağları kırılmış olur. Bu elektronlar N bölgesine elektrik alanı yardımı ile çekilmiş olur. Meydana gelen delikler P bölgesine doğru ters yönde gider. Bu oluşum fotovoltaik olarak isimlendirilir. Elektrik iletkenlerine kadar yayılan bu yüklü parçacıklar fotovoltaik hücrede potansiyel bir güç oluşturur. Oluşan bu gerilim depolanamaz ve ışık ortadan kalktığı takdirde oluşmaz. Fotovoltaik hücreler iletkenler yardımıyla başka devrelere bağlanarak kapalı bir devreyle yük oluşturulur. Böylelikle fotovoltaik hücrede oluşan gerilim elektrik akımına dönüştürülür. Fotovoltaik hücrenin çalışma prensibini Şekil 3.3'de görülebilir [16].



Şekil 3.3. Fotovoltaik hücre çalışma prensibi [17]

### 3.2.1. Fotovoltaik hücre eşdeğer elektrik devresi

Fotovoltaik hücrelerin elektriksel özellikleri ve davranışlarını inceleyebilmek bir PV eş değer devre dizayn edilerek, hücrenin yapısını oluşturan elemanlar gerçekçi bir şekilde modellenmiştir.



Şekil 3.4. Fotovoltaik hücrenin eşdeğer elektrik devresi [18]

Yukarıdaki Şekil 3.4'deki devre şemasında görüleceği üzere  $I_{ph}$  foton enerjisinden elde edilen akımı,  $I_d$  diyot akımını,  $I_{sh}$  sızıntı olarak adlandırılan akımı,  $R_{sh}$  paralel bağlanan direnci,  $R_s$  seri bağlı direnci,  $R_{yük}$  yük direncini son olarak  $V_{pv}$  ise PV hücredeki gerilimi ifade etmektedir.  $I_{ph}$  akımı hücre üzerine düşen ışınımına bağlı olarak ters orantılıdır.  $I_d$  akımı ters doyma akımına ve gerilime bağlı olarak değişebilir.  $I_{sh}$  ise PN eklemının birleşme yüzeyindeki gerilimine bağlantılıdır. Çıkış akımı  $I$  ile ifade edilirse, aşağıdaki işlemler neticesinde elde edilir.

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh}$$

### 3.3. Fotovoltaik Hücre Türleri

Fotovoltaik hücre teknolojisi türlerini dört ayrı ana başlık altında incelemek mümkündür.

- Kristal yapılı birinci nesil silisyum hücreler
- İnce film yapılı ikinci nesil hücreler
- Hibrit Hücreler
- Nano dokulu 3. nesil hücreler

#### 3.3.1. Kristal yapılı birinci nesil silisyum hücreler

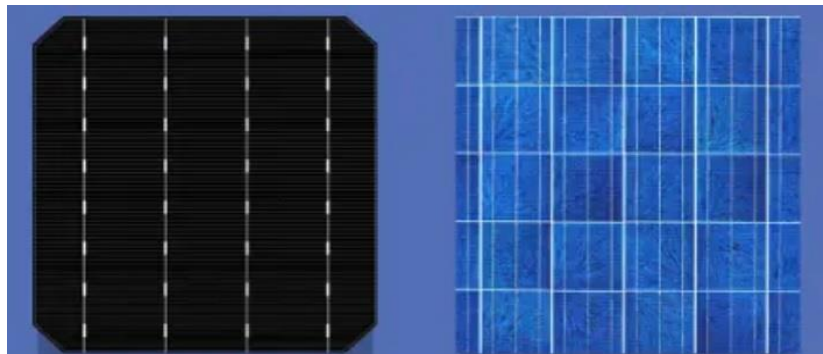
Kristal yapıdaki fotovoltaik hücreler için en önemli malzeme silisyumdur. Silisyum doğada saf halde bulunmayıp oksijene bağlı olarak kum ya da kuvars halinde bulunur. Kumun saflık derecesi çok uygun değildir. Daha çok %90'ı silisyum olan kuvars kullanılır. Kristal hücreler monokristal hücreler ve polikristal hücreler olmak üzere ikiye ayrılır.

Monokristal hücreler: Birinci nesil hücre teknolojisine sahiptirler. Üretim proseslerinde saf silisyum kullanıldığından kısmen pahalıdırlar. Tekli kristal yapının üretiminde potada çekme prosesi olarak bilinen Czochralski prosesi kullanımı yaygındır. İşlenen kuvarstan %99 oranındaki saflıkta silika elde edilir. Ardından  $1900^{\circ}\text{C}$  ısıtılarak metalurjik silisyum elde edilir. Sonraki aşamada ise silisyum saflaştırılır çok kristalli silisyum meydana gelir. Czochralski prosesi enerji kaynakları içerisinde belkide en ekonomik ve dünyada çok uzun yıllardır kullanılan, gerek ısınmada gerekse pişirme amaçlı faydalanılan yöntemlerde birisidir. Verimlerinin

yüksek olması ve fiyatlarının gün geçtikçe düşmesi nedeniyle son zamanlarda monokristal hücreler tercih edilmektedir.

**Polikristal Hücreler:** Polikristal üretiminde monokristal hücre üretimindeki benzer yöntem kullanılmaktadır. Çıkış malzemesi olan polisilisyum nesil hücre teknolojisine sahiptirler. Üretim proseslerinde saf silisyum kullanıldığından kısmen pahalıdırlar. Tekli kristal yapının üretiminde de kullanılan potada çekme prosesi olarak bilinen Czochralski prosesi kullanımı yaygındır. Çok kristalli silisyum elde edebilmek için tek kristalli silisyumda olduğu gibi hazırlanır. Kuvars potasında eritilen polisilisyum maddesi bor ile birleştirilerek diktörtgen bir kalıpta dökülür. Dökülen bloklar ısıtılıp, soğutulmak suretiyle belirli bir yönde katılaşma sağlanır. Bu sayede belli saflıkta homojen ve iri bir malzeme elde edilir. Tanelerin sınırları kristalde kusurları oluşturduğundan hücre verimini olumsuz etkiler. Bundan dolayı verimleri tekli kristal yapıdaki fotovoltaik hücrelere göre düşüktür. Bu bloklar dökülürken külçe adı verilen silisyum bloklar oluşur. Bu bloklar çubuklar oluşturulacak şekilde bant testere adı verilen ekipmanlarla kesilir. Fosfor katkılama ve çeşitli temizlik proseslerinden sonra yansımayı önleyici bir tabaka ilave olur. En sonunda kontak yapılar ilave edilmek suretiyle aşındırıcı kimyasallarla temizlik işlemi yapılır.

Fotovoltaik endüstrisindeki gelişmeler farklı hücre üretim tekniklerindeki beraberinde getirmiştir. Polikristal hücrelerinde verimini artırma ve maliyetlerini düşürme yönünde çalışmalar yapılmıştır. Bu çalışmalar neticesinde çoklu kristal Yapılı UMG silisyum hücreler, şerit çekmeli silisyum hücreler, çoklu kristal yapıları EFG silisyum hücreler, çoklu kristal yapıları string ribbon silisyum hücreler geliştirilip kullanıma sunulmuştur. Şekil 3.5’de monokristal ve polikristal yapıdaki hücreler görülebilmektedir [12,16].



Şekil 3.5. Monokristal ve polikristal güneş hücreleri [19]

### 3.3.2. İnce film yapılı hücreler

Fotovoltaik endüstrisinde yeni teknolojilerin kullanılması yarı iletken teknolojisindeki hızlı gelişmelerle paralel olmuştur. Bu teknolojilerden biri de ince film yapılı fotovoltaik hücre teknolojisidir. İlk olarak 1976 yılında ince film(a-Si), 1980 yıllarda ise Kadmiyum Tellur gibi değişik materyallerde hücre üretimine başlanmıştır. 1990 yıllarda ise giderek yaygınlaşmıştır. Bu hücre teknolojisinde yarı iletkenler ve kontaklar taşıyıcı olarak kullanılan malzemeye katotlu buhar-magnetron püskürtmesi veya kimyasal buharlar yöntemi ile ince bir şekilde uygulanır. Burada taşıyıcı olarak genelde cam kullanılır. İnce film hücreler üretildikleri yarı iletken maddelerin cinsine göre 3 farklı tiptedir.

Bunlar amorf silisyum(si), bakır-iridyum-diselenür(CIS) ve kadmiyum-tellürür(CdTe) olarak sınıflandırılır. İnce film hücrelerin üretim proseslerinde daha az enerji ve malzeme harcanır. Tasarımları ucuzdur. Fakat üretim için gerekli ekipmanların maliyeti yüksektir. Yapıları itibarı ile şekilleri belli standartlarda olmayıp daha incedirler. Esnek yapıya sahip olanları da vardır. Yüksek sıcaklık ve nemin olduğu lokasyonlarda üretimdeki kayıpları kristal hücrelere göre azdır. Şekil 3.6'da ince film güneş paneli görülebilmektedir. Kristal yapıdaki fotovoltaik hücrelerle kıyaslandığında ise verimleri %8-%14 arasında olup, düşüktür. Yıllar geçtikçe oluşan üretim kayıplarıysa daha fazladır.



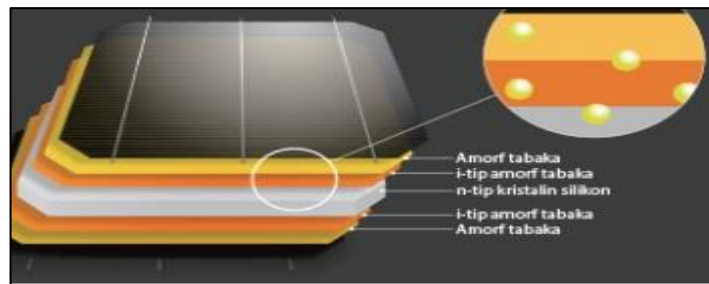
Şekil 3.6. İnce film güneş paneli [20]

### 3.3.3. Hibrit (HIT) hücreler

Hibrit hücre teknolojisi iki farklı fotovoltaik hücre teknolojisinin karışımıdır. HIT kelimesi heterojunction with intrinsic thin-layer(düzensiz geçişli katkılanmamış ince katmanlı) kısaltılmıştır. Bu teknolojide ince film hücre tipi olan amorf silisyum(Asi) ile kristal yapılu silisyum teknolojisinin birleşiminden oluşur. Bu malzemeler ince saf bir katmanla bağlanırlar. HIT adı verilen çekirdek ise tekli kristal yapıdan oluşan bir silisyum dilimidir. Amorf silisyum ile her iki yüzeyide kaplanır. İ katmanı olarak adlandırılan çok ince bir saf amor silisyum katmanıda, kristal yapılu dilimi amorf silisyum katmanına bağlar. P katkılu a-Si katmanı ön yüzeye uygulanarak N katkılu tekli kristal yapıyla pn geçişi meydana getirir. Burdaki PN geçişi diğer silisyum fotovoltaik hücrelerden tamamen farklıdır. Standart silisyum hücrelerde aynı yarı iletkenler farklı bir yöntemle katkılanarak PN geçişi sağlanır. HIT teknolojisine sahip hücrelerde ise farklı iki tipteki yarı iletkenler arasında PN geçişi olur. Neticede ise düzensiz geçişten söz edilir. Amorf ince katmanlı hücrelerde bulunan P-I-N yapısı, N katkılu dilim ve amorf P/I katmanında da oluşur. N katkısıyla güçlendirilmiş silisyumun dilimin arka kısmına işlenmesiyle, serbest bulunan elektronların arka yüzeyde bulunan elektroduyla teması önlenmiş olur. Yansımayı engelleyici katman ve dilim doku işlenmesinin hücrelerin yüzeyine uygulanması ile yansımadan meydana gelebilecek kayıplar asgari seviyeye indirgenir.

Yüksek sıcaklıklardaki verimlilikleri, kristal yapıdaki hücrelere göre daha yüksektir. Teknolojisi itibarı ile daha geniş ışık spektrumundan yararlanılmasını sağlar. Aynı zamanda kristal yapıdaki panellere göre daha esnek ve ince yapıda olmaları uygulamalarda avantaj sağlamaktadır [12,16].

Hibrit bir hücrenin yapısı aşağıdaki Şekil 3.7’de sunulmaktadır.



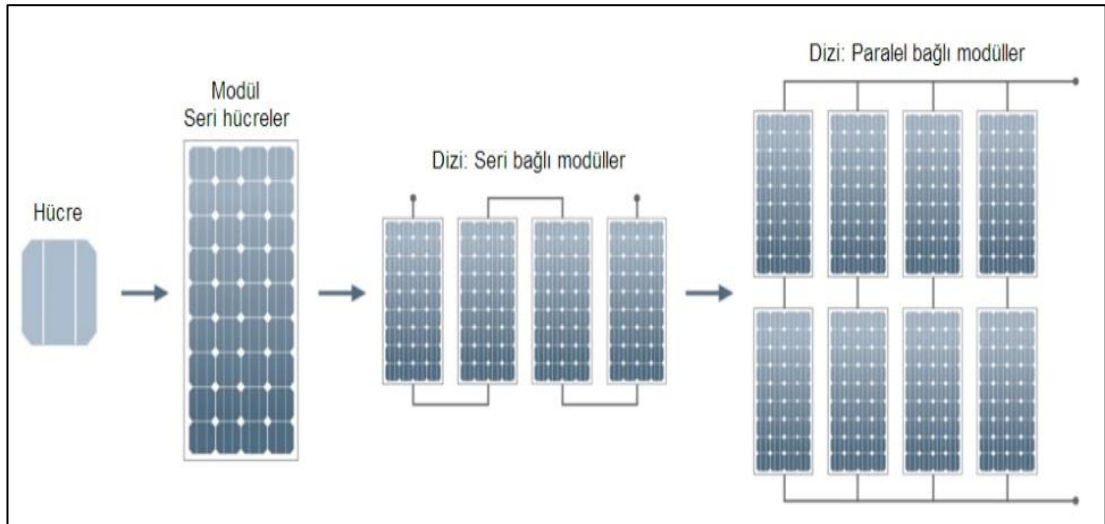
Şekil 3.7. Hibrit (HIT) hücre [21]

### 3.3.4. Nano dokulu hücreler

Fotovoltaik hücre teknolojisinin en son gelmiş olduğu aşamadır. Araştırma ve geliştirme aşamasında olup, günlük ve ticari kullanımları yoktur. Organik ve inorganik materyallerin ayrı ayrı veya birlikte kullanılmasını mümkün kılacak teknolojiler üstünde çalışılmaktadır. Bu teknoloji günümüzde 3 temel üzerinde ilerlemektedir. Nano Dokulu CIS Hücreler, Organik FV Hücreler ve Plastik Güneş Enerjisi Hücreleri [16].

### 3.3.5. Fotovoltaik paneller ve standartlar

Fotovoltaik hücreler üretildikten sonra kısıtlı miktarda enerji üretmektedir. Daha çok miktarda enerji üretmek için çok sayıda hücre biraraya getirilmelidir. Birden çok fotovoltaik hücre birleştirilerek fotovoltaik modül(güneş paneli) oluşur. Hücreler panelin temel bileşenidir. Üretilen panelin hücre sayısı panel boyutu ve üretici markasına göre değişebilmektedir. Fotovoltaik tesislerde tesisin gücüne ve yapısına göre bu paneller birbirlerine seri olarak bağlanarak dizi olarak adlandırılan yapılar oluşturulur ve bu yapılar paralel olarak bağlanabilir.



Şekil 3.8. Fotovoltaik hücre-modül ve dizi tasarımı [22]

Şekil 3.8’de hücre-modül-dizi tasarımı görülmektedir. PV modüllerin üretimi gerçekleştirilince sonra güvenlik ve verimlilik açısından geçmesi gereken belli standartlar vardır. Dünyada ve ülkemizde kullanılan modüllerde aşağıda belirtilen temel standartlar aranmaktadır [23].



- IEC 61730 –Modüllerin güvenlik yeterliliği için olan standarttır.
- IEC 61215- Kristal yapılı modüllerde tasarım yeterliliğini ve tip onayını gösteren standarttır.
- IEC 61646- İnce film yapılı modüllerde tasarım yeterliliğini ve tip onayını gösteren standarttır.
- Modüller CE sertifikası almalıdır.

### **3.4. Fotovoltaik Sistemleri Oluşturan Bileşenler**

Fotovoltaik sistemler birçok farklı bileşenlerden oluşur. İhtiyaca yönelik çeşitli güç kademelerinde kurulan bu santraller fotovoltaik panellerden, bu panellerin araziye ya da çatıya monte edilebilmesini sağlayan taşıyıcı konstrüksiyondan, panellerden üretilen DC gerilimi taşıyan DC kablolardan, DC-AC dönüşümü yapan eviricilerden, AC kablolardan, pano, sigorta ve trafolardan, güvenlik kontrol ve izlemeyi sağlayan birçok bileşenden oluşmaktadır. Fotovoltaik sistemler bağlantı yönünden incelendiğinden iki gruba ayırabiliriz. Şebeke bağlantılı(On grid) sistemler ve şebekeden bağımsız(Off grid) sistemler. Bu şebekeden bağımlı ya da bağımsız sistemler arazi uygulamalı ve çatı tipi uygulamalı olarak dizayn edilmesi mümkündür.

#### **3.4.1. Evirici**

Fotovoltaik paneller yapısı gereği DC akım üretirler. Birçok sayıdaki fotovoltaik panel birbirlerine seri şekilde bağlanarak dizi denilen yapıları oluşturur. Fotovoltaik evirici; panellerin üretmiş olduğu bu DC akımı AC akıma çevirir. Sistem tasarımına göre, birden fazla diziden ve birbirine bağlı paralel dizilerden oluşabilir. Eviricilerin panellerle birlikte sistemin en önemli unsuru olduğunu söyleyebiliriz. Eviriciler fotovoltaik sistemlerde kullanılmakla beraber kesintisiz güç kaynaklarında da kullanılmaktadır. Yapı itibarıyla trafolu ve trafosuz olanları üretilmektedirler. Ancak trafosuz eviriciler, verimleri daha yüksek olduğu için tercih edilmektedir. Bu eviricilerde yalıtım olmadığı için ekstra güvenlik ekipmanları kullanılır. Güçlerine göre tek fazlı veya üç fazlı olabilirler. Şebekeye bağlı kullanılabilirler gibi, şebekeden bağımsız veya enerji depolama sistemleriyle birlikte kullanılabilirler.

Eviriciler DC-AC dönüşümünü işlemi yaparken birçok önemli kriteri yerine getirmek durumundadır. Bunları; cihazın elektromanyetik uyumluluğunun olması,

şebekeye tam sinüs şeklinde alternatif akım enjekte etmesi ve enjekte ettiği bu akımın harmonikler bakımından yönetmeliklerde belirtilen belli sınırlar içerisinde olması olarak sıralayabiliriz. Aynı zamanda şebekedeki gerilim ve frekans değerlerine göre kendi gerilim ve frekans değerlerini ayarlaması gerekir. Eviricilerle ilgili en önemli emniyet kriteri adalanma özelliğidir. Bir fotovoltaik sistem şebekeye bağlı olduğu durumda şebekede enerji kesilmesi durumu olabilir. Bu enerji kesilmesi durumu şebekedeki planlı bakım onarım çalışması için olduğu gibi plansız arıza kaynaklı kesintilerden de kaynaklı olabilir. Bu durumda fotovoltaik sistemin şebekeye enerji vermesi şebeke çalışanları başta olmak üzere elektrik çarpma risklerine sebep olur. Sürekli şebekeyi izleyerek şebekede enerji kesilmesi durumunda hemen kendilerini sistemden ayırarak şebekeye enerji vermeyi durdururlar. Eviriciler ayrıca kendi çalışma verilerini, sistem performansını da sağlayan haberleşme ünitelerinde bünyesinde barındırırlar. Fotovoltaik bir sistem tasarlanırken tercih edilecek olan eviricileri seçerken birçok önemli nokta gözden geçirilmelidir.

- Kullanılan ülkenin şebeke standartlarına uyumlu olması.
- Solar panellerin ve sistem tasarımının evirici MPP çalışma aralığına uygun olması.
- Eviricinin çalışma sıcaklığı ve çalıştırılacak ortamın havalandırma koşulları.
- Eviricinin müsaade ettiği maksimum DC giriş gücü.

Eviricilerin sahip olması gereken uluslararası standartlar aşağıdaki gibidir.

- IEC 62109-1-IEC 62109-2: Bu standart eviricilerin güvenlik gereksinimlerini karşılması ile ilgilidir.
- IEC 61000-6-1- IEC 61000-6-2- IEC 61000-6-3- IEC 61000-6-4: Eviricilerin elektromanyetik uyumluluk ilgili standartlardır.
- IEC 61000-3-2: Faz akımı 16 A'den küçük olan cihazlar için bağlantı kurallarını harmonik standartlarını kapsar .
- IEC 61000-3-12: Faz akımı 16 A'den büyük cihazlar için bağlantı kurallarını harmonik standartlarını kapsar.
- IEC 61727: Şebekeye AG seviyesinden bağlı cihazlar için şebekeye bağlantı gereksinimlerini karşılmasını kapsar.
- EN 50438( EN 50549-2019): AG seviyesinden bağlı cihazların şebekeyle paralel çalışma için kuralları içerir.

Eviriciler kullanım alanına göre 3 tiptedir.

- Mikro Eviriciler
- Dizi Eviriciler
- Merkezi Eviriciler

Mikro Eviriciler: Mikro eviriciler panel bazlı veya 2 panelde bir bağlantı yapılarak üretilen DC akımı AC akıma çeviren küçük güçteki eviricilerdir. Güçleri 200W-1500 W arasında değişmektedir. Sadece evirici özelliği olanları yanında maksimum güç takibi yapma imkânı sunan optimizer özelliğininide bulunduran modelleride vardır. Bu evirici tipi DC kablolamadan tasarruf sağlar. Kurulu gücü düşük sistemlerde kullanılmaya daha müsait ekipmanlardır. Kullanımı pek yaygın değildir. Bir örneği Şekil 3.9' da görülebilir [11,23].



Şekil 3.9. 1200W gücünde bir mikro evirici [24]

Dizi Eviriciler: Bir fotovoltaik sistemde birden fazla panel birbirlerine seri bağlanır. Birbirine bağlanan bu seri paneller paralel gruplar halinde evirici firmasının tasarımına göre direkt DC kablolar vasıtasıyla veya öncesinde bulunan DC toplama kutularıyla eviriciye bağlanarak DC gerilim AC gerilime dönüştürülür. Tasarımda kullanılacak maksimum panel sayısı ve dizayn şekli her üretici firma tarafından teknik veriler dökümanlarında bulunur. Dizi eviriciler genellikle küçük-orta güçlerdeki fotovoltaik sistemlerde tercih edilmektedir. Şu an yaygın kullanılmakta olan dizi eviriciler 1-185 kW güç çıkışına sahiptirler. Genellikle 1-6 kW çıkış gücüne kadar olanlar tek fazlı(220-250V) olarak, 6 kW üstü olanlar ise 3 faz çıkışlı(380-400V) olarak üretilmektedir. Aşağıdaki Şekil 3.10'da dizi evirici görülebilmektedir.



Şekil 3.10. Dizi evirici [25]

Merkezi Eviriciler: Merkezi eviriciler, dizi eviricilerden farklı olarak daha büyük güçteki uygulamalarda kullanılır. Merkezi evirici teknolojisi diğer evirici teknolojilerinden farklı bir dizayna sahiptir. Bu eviricilerde paneller direkt eviriciye bağlanmaz. Dizi eviricilerden daha fazla panel gruplarının giriş yapılarak tek merkezden kontrol edilir. Evirici öncesi solar paneller aynı zamanda DC korumanında olduğu bağlantı kutularında toplanarak birleştirilir. Merkezi eviricilerin alçak gerilim taraflarının voltaj değerleri normal dağıtım trafolarında kullanılan 400V değerinden farklıdır. Evirici çıkışından sonra bu çıkış değerine uygun üretilmiş trafolarla bağlantısı yapılarak şebekeye irtibatı yapılır. Bu eviriciler trafolu veya trafosuz olarak üretilmektedirler. Büyük güçlerde olduklarından genelde beton köşk veya konteyner benzeri özel üretilmiş yapılar içerisinde bulunurlar. 200kW'dan başlayıp 5 MW seviyesine kadar çıkış veren modelleri üretilmektedir.

Büyük güçteki santrallerde kullanıma uygun olan merkezi eviriciler aynı güce sahip dizi inverter kullanımına kıyaslandığında daha düşük yatırım maliyeti gerektirir. Aynı zamanda çok sayıda dizi eviricinin kullanılması daha fazla arıza kaynağı olabilir. Dizi eviricilerin genelde tamir yerine değiştirilme yoluna gidilmesi bakım ve yedek parça maliyetlerini arttırmaktadır. Öte yandan merkez eviricilerde herhangi bir arıza durumunda müdahale edilmesi ve tekrar devreye alınana kadar geçen sürede üretim kayıplarının çok fazla olması büyük bir dezavantaj olmaktadır. Merkezi eviricilerde arıza kaynaklı üretim kayıplarının minimuma indirilmesi ve işletme, bakım kolaylığı için modüler yapıdaki tasarımlar yaygınlaşmıştır. Örneğin 330 kW gücündeki merkezi bir evirici 55 kW gücündeki 6 modülün birleşiminden meydana gelir.

Bu sayede bir bileşen arızasında maksimum 55 kW kayıp olmakta, diğer bileşenler etkilenmemektedir. Üretim kaybı minimuma inerek, işletmede avantaj sağlar.

Merkezi eviriciler dünyada ve ülkemizde büyük güçteki arazi tipi santrallerde yaygın olarak kullanılmaktadır. Merkezi ve modüler merkezi evirici örnekleri Şekil 3.11’de görülebilir [26].



Şekil 3.11. Merkezi eviriciler [27]

#### 3.4.2. Bağlantı elemanları ve kablolar

Fotovoltaik paneller, pozitif ve negatif çıkışlı iki adet kablo ile üretilir. Paneller üzerinde pozitif ( erkek) tip soket ve negatif ( dişi) tip soket bulunur. Bir güneş enerji santralinde bulunan paneller bu soketler ile birbirleri arasında seri bağlanır ve birbirine bağlanan bu panellerin en başındaki ve sonundaki panellerin uçları açıkta kalır. Bu uçlarda bağlantı soketleri ve ilave DC kablolarla eviriciye taşınır. Paneller arasındaki bu bağlantı hatlarına dizi ya da modül hattı adı verilir. Bu dizilerin bağlantısı modül bağlantı kutuları vasıtasıyla olur. Bu kutuların yapısında bağlantı için gereken kısaç, diyot veya sigorta bulunabilir. Dizi hattını korumak amacıyla koruma şalteri ve diziyi izlemek için gerekli ekipmanların(optimizier) kullanılmasında giderek yaygınlaşmaktadır. Modül bağlantısı kutusu Şekil 3.12’de görülebilmektedir.



Şekil 3.12. Modül bağlantı kutusu [16]

Üzerinde bağlantısı kutusu bulunan modüllerin bağlantısının basit, güvenilir ve dayanıklı olabilmesi için soket bağlantıları, konnektörler kullanılır. Fotovoltaik tesislerde kullanılan soketler aynı markada, tipte ve TSE EN 50521( VDE 126-3) standartlarının gereksinimlerini karşılaması gerekmektedir. Modül hatlarının ve diğer DC kabloların bağlantısı dikkat edilerek yapılmalıdır. Hatalı ve doğru olmayan bağlantılar ark oluşmasına sebebiyet vererek yangın tehlikesine yol açabilir. Konnektörler seçilirken müsaade edilen maksimum işletme gerilimi, akım değerleri de gözönünde bulundurularak uygun sıcaklık değerlerine, IP standartlarında kullanılacak ekipmanlar seçilmelidir [23]. Çeşitli tipte konnektörler Şekil 3.13’de görülebilir.



Şekil 3.13. Çeşitli konnektörler [28]

### 3.4.3. DC kablolar

Fotovoltaik bir sistemdeki kabloların özellikleri bu alanda kullanımı uygun tipte olması gerekmektedir. Güneş panelleri arasındaki bağlantı hatları ve DC akımın eviriciye kadar taşınması DC kablolar yardımıyla yapılır. Özellikle DC tarafta kullanılan DC kablolar bir takım özel koşullar için tasarlanmış ve üretilmiştir. Bu koşullar, yüksek sıcaklık ve değişen hava şartları, zorlu mekanik koşullar, UV ışınları, yağmur, rüzgâr, kar olarak değerlendirilebilir. Bu şartlara uygun üretilen kablolar, dünyanın her yerine kurulabilecek fotovoltaik tesislerde güvenle kullanılabilir. İşletme gerilimleri 1KVdc-1,8KVdc arasında değişebilir Özel solar kablolar PV1-F kablo olarak adlandırılmaktadır. Bu kablolar genel standard TUV 2 PFG 1169/08.2007’dir.

2014 yılından yürürlüğe giren EN 50618 standardı ve 2017 yılında yürürlüğe giren IEC 62930 standartları ile önceki PV1-F kablo standartlarına atıfta bulunarak

güncellenmiştir. Bu standartlara uyan kablolar PV1-F yerine H1Z2Z2-K olarak adlandırılmaya başlanmıştır.



Şekil 3.14. H1Z2Z2-K kablo [29]

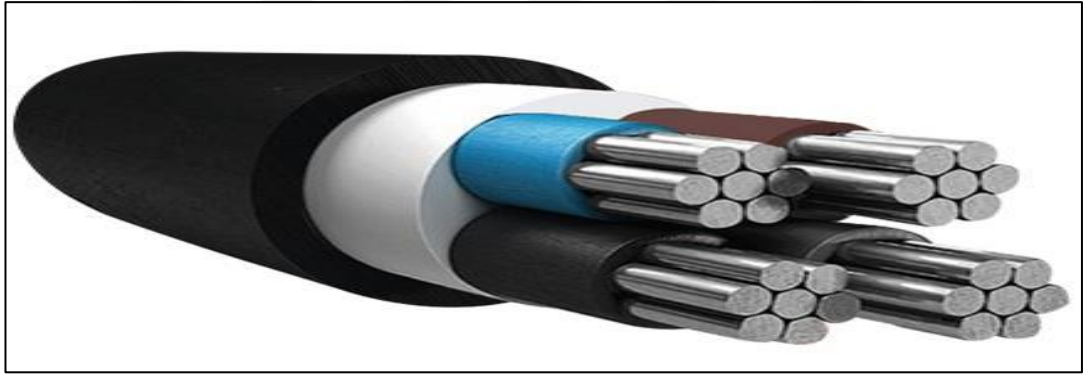
Yukarıdaki Şekil 3.14’de örnek bir DC kablo görülebilir. DC kablolar seçilirken çalışma gerilimi, işletme şartları gözönünde bulundurulmalıdır. Çatı tipi uygulamalarda veya uygun arazilerde standart kablolar kullanılabilirdiği gibi kemirgenlerin bulunduğu, çok zorlu mekanik koşulların olduğu yerlerde bazı üreticiler zırlı kablo seçeneği sunmaktadır. Zırlı kablolarda standart kablolardan farklı olarak kablonun PVC kılıfının altında galvanizli çelik bant ve onun altında galvanizli çelik tellerden oluşmuş katmanlar bulur. Solar DC kablolar yapıları gereği halojenlerden arındırılmış kablolardır. Yangını kolay iletmezler, zehirli gaz ve duman yaymazlar. Kablodaki akım gerilim değerleri TS HD 60364( IEC 60364) standartlarına uygun bir şekilde hesaplanıp değerlendirilmelidir. Tasarımda amaç gerilim düşümü güç kaybı hesapları neticesinde güç kaybı değerinin %1 daha büyük olmamasıdır. DC kısmındaki güç kaybının %2 den küçük olması ideal sayılabilir [16,23].

#### 3.4.4. AC kablolar

Güneş enerji santrallerinde DC kablolar vasıtası ile birbirine bağlanan paneller gene ana hat DC kablolarla eviricilere giriş yapar. Eviriciler tarafından DC akım AC akıma dönüştürülür. Bu aşamada artık üretilen DC akım AC akıma dönüştürülmüş, evirici çıkışlarından koruyucu ekipmanlar vasıtasıyla kullanılmaya, şebekeye bağlanmaya hazır AC akım elde edilmiş olur. Evirici çıkışlarından sonra artık AC kablolar kullanılır. AC kablolar alçak gerilimde ve yüksek gerilimde kullanılanlar olmak üzere ikiye ayrılırlar.

AG Kablo: Bir fotovoltaik sistem şebekeye bağlı ya da şebekeden bağımsız olabilir. Şebekeye bağlı sistemlerde alçak gerilim seviyesinden veya yüksek gerilim

seviyesinden sisteme irtibatlanabilir. YG seviyesinden bağı tesislerde eviricilerden çıkan alçak gerilim seviyesindeki AC akım AG kablolar ve koruyucu ekipmanlarla taşınır. Sonra yükseltici bir trafo tarafından AG-YG dönüşümü yapılır. Bu dönüşümden sonra YG artık YG kablolar vasıtası ile taşınır. AG kısım AG kablolar kullanılır. Eviricilerden çıkan AG seviyesindeki AC akım fotovoltaik sistemin yapısına göre depolanabilir, kullanılabilir ya da tali-ana panoya irtibatlandırılabilir. Evricilerin tek fazlı veya üç fazlı olmasına göre kabloların damar sayısı değişebilir. Sistem nötrlü ve nötrsüz olabilir. Kablo seçiminde en önemli noktalardan biri sistemde nötr olması durumunda nötr kablo kesiti muhakkak faz kesiti ile aynı olmalıdır. Çünkü olası bir hata akımında fazdan geçen akım değeri nötr iletkeninden geçer. AG kabloların işletme gerilimleri 1kV'a kadardır. AG tarafında birçok tipte kablo kullanılmaktadır. Bakır iletkenli, alüminyum iletkenli kablolar kullanılan kablo tipleridir. Yine zorlu arazi-işletme koşullarında ve kemirgenlerin tehdit oluşturduğu sahalarda zırhlı kablolar kullanmak gerekebilir. Alüminyum bir AG kablo Şekil 3.15'de görülebilir.



Şekil 3.15. Alüminyum iletkenli kablo [30]

Kurulan bir GES insanların yoğun olarak bulunduğu okul, hastane, yurt, yüksek katlı bina, alışveriş merkezi gibi yerlerde kurulabilir. Ya da aşırı güvenlik gerektiren ve patlama riski yüksek olan kimyevi bir tesiste kurulabilir. Bahsedilen bu tip yapılarda halojensiz kablolar kullanılmalıdır. Halojensiz kablolar yangın sırasında diğer PVC kablolar gibi siyah duman ve zehirli gaz üretmezler. Yapısı gereği ısı salınımını azaltarak yangının yayılmasını engeller.

AC kablo hesaplarında TS HD 60364(IEC 60364) uygun hesaplamalar yapılır. Akım taşıma, kısa devre ve gerilim düşümü bakımından kontrol edilir. Gerilim düşümü güç



kaybı hesapları neticesinde güç kaybı değerinin %1 daha büyük olmamasıdır. Fakat bunun için çok yüksek kesitli kablolarla çıkma gerektiği için gerçekte uygulama ve maliyet açısından çok mümkün olmayabilir. Bunun için AC tarafta gerilim düşümü oranı %3 kadar kabul edilebilir bir değerdir.

**YG Kablo:** YG seviyesinden şebekeye bağlı olan fotovoltaik tesislerde evirici çıkışlarından elde edilen AC akım yükseltici trafolar vasıtası ile dağıtım şebekesinin işletme gerilim seviyesine uygun bir şekilde YG seviyesine yükseltilir. Bu yükseltme işlemi sonrası trafo YG çıkışlarında uygun kesitte YG kablolar kullanılır.

YG kablolardan sonra koruma ekipmanları vasıtası ile direkt şebekeye bağlanabilir. Sistemin lokasyonu ve bağlantı noktasına göre yeraltından uygun kesitteki kablolarla veya duruma göre tesis edilecek enerji nakil hatları ile dağıtım şebekesine irtibatı değişebilir. Bu kablolar tipleri dağıtım şebekesinden kullanılan kablo tipleriyle çoğunlukla aynıdır. Alüminyum ve bakır iletkenli olarak kullanılmaktadırlar. İşletme gerilimleri 1kV-36kV arasında değişmektedir [16,23].



Şekil 3.16. Çeşitli YG kablolar [31]

YG kabloları seçiminde akım taşıma, kısa devre ve gerilim düşümü bakımından kontrol edilir. Kablo seçiminde dikkat edilecek diğer bir önemli hususta işletme şartlarıdır. Zırhlı ve halojensiz kablo üretimleri bu kablolarda yapılmakta olup, kullanılabilir. Yukarıdaki Şekil 3.16'da çeşitli tipte YG kablo örnekleri görülebilir.

### **3.4.5. Topraklama kabloları**

Elektrikli cihazların ve fotovoltaik bir sistemin normalde gerilim altında olmayan metal kısımlarının, toprağa kablo veya bağlantı elektrotları ile birleştirilmesi işlemi topraklama işlemidir. Topraklamayı üçe ayırabiliriz. Koruma, İşletme ve Fonsiyon topraklaması. Koruma topraklamasında tehlikeli gerilimlerden canlıları korumak için gerilim altında olmayan kısımlar topraklanır. İşletme topraklamasında normal şartlarda gerilim altında olan kısmının tesisin normal işletmesi için topraklanmasıdır.(Trafoların işletme topraklaması). Fonsiyon topraklamasında ise bir tesiste belli bir görevi yeri getirmesi amacıyla yapılan topraklamadır.(Yıldırımdan korunma topraklaması).

Bir fotovoltaik tesiste taşıyıcı konstrüksiyon dahil tüm metal aksamlar topraklanır. Bu topraklama işlemi koruma topraklamasıdır. Topraklama yapılırken kullanılan ekipman üreticisinin önerileri, tesisin kurulacağı ülkenin yönetmelik şartları ve şebekesinin standartları göz önünde bulundurulması gerekir. Ülkemizde 21/8/2001 tarihli ve 24500 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan Elektrik Tesislerinde Topraklamalar Yönetmeliğinde geçerlidir ve uygulamalarda buna göre yapılmalıdır. Bütün paneller birbirine irtibatlanarak taşıyıcı kontsrüksiyonla beraber kablo tavalarıyla birlikte tüm metal aksam topraklanmalıdır. Kabloların taşındığı kablo tavalarıda topraklanmalıdır.

Fotovoltaik sistemlerde enerji ve topraklama kabloları dışında haberleşme, veri ve güvenlik amacıyla kullanılan kablo tipleride bulunmaktadır. Sistemin performansını izlemek, sağlıklı bir şekilde çalışıp çalışmadığını görmek için uzaktan izleme sistemleri kullanılır. Eviriciler üstünden alınan bilgiler, ışınım değerlerinin dataları beraber sayaçlardan gelen veriler dönüştürücüler vasıtasıyla uzaktan izlenebilir hale gelir. Modemler tarafından internet ortamına iletilen veriler uzaktan izlenebilir. Ayrıca santralde güvenliği sağlamak maksadıyla kullanılan güvenlik için sensör, kamera gibi ekipmanlar kullanılmakta olup bu amaç için üretilen özel tipte kablolarda kullanılmaktadır [11,23].

### **3.4.6. Fotovoltaik sistemlerde koruma ekipmanları**

Fotovoltaik sistemlerde can ve mal güvenliğinin sağlanması için aynı zamanda sistemin verimli, uzun ömürlü olması için birçok koruma elemanı kullanılmaktadır.

Hem DC hem de AC taraf içinde farklı özelliklerde üretilmiş ekipmanlar bulunmaktadır. Sistem için en uygun ürünü seçmek büyük bir önem arz etmektedir. Bu bölümde genel olarak bu koruma elemanlarından bahsedilecektir.

#### 3.4.6.1. DC koruma ekipmanları

DC sigortalar DC tarafta oluşabilecek hata akımlarına karşı panellerden sonra hem pozitif hemde negatif tarafta kullanılmak üzere kullanılırlar. Tek kutuplu ve çift kutuplu olabilirler. DC sigortalar buşonlu tip ve otomatik tip olmak üzere iki çeşittir. Şekil 3.17’de buşonlu tip DC sigorta örneği sunulmuştur.



Şekil 3.17. Tek kutuplu buşonlu tip DC sigorta [32]

Buşonlu tip sigortalar tek bir hata akımına karşı koruma yaparlar. Sonra değiştirmeleri gerekir. Kartuş mekanizmaları sayesinde rahatlıkla değiştirilebilirler. Pratik ve ekonomiktirler. Otomatik sigortalar daha gelişmiş bir koruma elemanıdır. Birden fazla açma kapama işlemi yapabilirler. Aynı zamanda anahtarlama özelliği sayesinde panel grupları istenildiği zaman açılıp kapatılabilir. DC sigortalar seçilirken uygun değerlerde seçilmesine dikkat edilmelidir. DC sigortalarda IEC 60269-6 ve UL 2579 standartları birlikte 2 Pfg 2380 standardı aranmalıdır.

DC ana şalter: Bakım, onarım ve arıza durumlarında eviricilerin panellerden ayrılması gerekmektedir. Bunun için DC ana şalter denilen yükü kesebilen ekipmanlar kullanılır. Ekipman panellerin maksimum akım ve açık devre gerilimine göre uygun olmalıdır. DC ana şalter çift kutuplu olmalıdır. Yani negatif ve pozitif iletkenleri aynı anda ayırabilmesi gerekmektedir. Farklı voltaj ve akım değerlerinde olan birçok tipi

mevcuttur. DC güç şalterlerini bazı evirici firmaları eviriciyle kompakt olarak sunabilmektedir. Şekil 3.18’de çeşitli tiplerde DC şalterler görülmektedir.



Şekil 3.18. Çeşitli kapasitelerde DC ana şalterler [33]

DC parafudr: Fotovoltaik sistemlerde ani aşırı gerilim ve yıldırım darbelerine karşı DC, AC kısımlarda ve data hatları önünde AG parafudr sistemlerinin kullanılması büyük önem arz etmektedir. Panelleri ve panelleri taşıyan aksamlar yıldırım benzeri atmosferik olaylardan etkilenebilmektedir. DC parafudrlar sayesinde DC tarafta oluşan yüksek gerilim dalgalanmaları eviriciye ulaşmadan önlenmiş olur. Parafudr kullanımı tesisin uzun yıllar enerji üretimini sağlayıp, oluşabilecek zararları minimuma indirir. Parafudrların çalışıp çalışmadığının kontrol edilmesi, izleme sistemleriyle denetlenmesi önemlidir. Şekil 3.19’da durum göstergeli parafudr görülebilir. Parafudr kullanılırken önerilen, Tip 1-2(B+C) sınıfı ürünlerin kullanılmasıdır. Tip-1 sınıflandırması alçak gerilim tarafının yıldırımdan korunmasını belirtirken, Tip-2 sınıfı alçak gerilim tarafının aşırı gerilim dalgalanmalarına karşı korunmasını belirtir. DC parafudrlarda EN 50539-11 standardı önemli bir standart olup kullanılacak ürünlerde aranmalıdır [16,23].



Şekil 3.19. Durum göstergeli bir DC parafudr [34]

### 3.4.6.2. AC koruma ekipmanları

AC sigorta veya MCB(Miniature Circuit Breaker) olarak da adlandırılan hat koruma şalterleri bir kısa devre anında veya aşırı yüklenme durumlarında devreyi keser, sistemi ayırır. Bu ekipmanlar tesisatı, hattı, aşırı ısınma ve hasarlardan korur. Fotovoltaik sistemlerde sistemde nötr kullanılıyorsa bütün kesici elemanlar nötr kesmeli olarak kullanılır. Örneğin; evirici çıkışı üç fazlı ve nötrlü olan bir sistemde sigorta 4 kutuplu( üç faz+nötr) seçilmelidir. AC sigortalar bıçaklı tip veya otomatik tip olabilirler. Bıçaklı tip sigortalar genelde eviricilerin bağlandığı AC panolarda kullanılır. Otomatik sigortalara nazaran daha büyük akımlarda kullanılıp, sigortalı ayırıcılarla birlikte kullanılır. Ekonomik olmaları yanında tek kullanımlık olmaları, ark oluşturma potansiyelleri olumsuz özellikleridir. Otomatik sigortalar birden fazla açıp kapama yapımlarıyla işletme ve bakım kolaylığı sağlar. Günümüzde evirici çıkış akımlarının yüksek olması, birden fazla açıp kapama yapımları, yüksek kısa devre koruma özelliklerinden dolayı ayarlanabilir olan Şekil 3.20’de görülen TMS(Termik-Manyetik-Şalter) kullanımı daha yaygındır.



Şekil 3.20. 4 kutuplu TMS [35]

AC Parafudr: Bir fotovoltaik sistemde meydana gelebilecek yıldırım ve aşırı gerilim kaynaklı dalgalanmalardan DC tarafın korunması gerektiği gibi AG tarafından korunması gerekmektedir. Parafudr kullanılırken önerilen DC tarafta olduğu gibi Tip 1-2( B+C) sınıfı ürünlerin kullanılmalıdır. AC parafudrların IEC 62305 yıldırımdan korunma, IEC( EN) 61643-11 standartlarını karşılamalıdır. Parafudrların kullanılırken dikkat edilmesi gereken en önemli nokta pano toprağı ile arası mesafenin mümkün

oldukça kısa olmasıdır. Oluşabilecek empedans koruma değerini düşüreceği için pano toprağı arası 50 cm mesafeyi geçmesi önerilmez. Tesiste bulunan PLC ve otomasyon sistemleri, haberleşme, ups, telekom ve data hatları gibi hassas sistemlerin korunması içinde Tip 3 parafudrlar kullanılır. Tip 3 parafudrların tek başına bu sistemlerde kullanılması koruma sağlamaz. Bu cihazlar öncesi tesisteki panolarda Tip 1-2 parafudr kullanılarak kademeli koruma sağlanmalıdır. Son zamanlarda 3 kademeli koruma sunan Tip-1-2-3 parafudrlarda mevcuttur. Şekil 3.21’de AC parafudr örneği görülebilir.



Şekil 3.21. AC parafudr [36]

Kaçak akım koruma rölesi: RCD(residual current protective device) şalterleri, yalıtım hatasından kaynaklanan hata akımını algılayarak, algılanan kaçak akım değerlerinin belirlenen düzeye çıkması durumunda devrenin kesilmesini sağlar. 30mA insan hayatı için olan kritik değerdir. 300 mA ise tesisatın korunması ve yangından koruma için kritik değerdir. Fotovoltaik tesislerde, topraklama sistemiyle birlikte en önemli güvenlik unsurudur. Şekil 3.22’de bir örneği görülmektedir.



Şekil 3.22. 4 kutuplu bir kaçak akım koruma rölesi [37]

### 3.4.6.3. Arayüz koruma röleleri (RCD) ve uzaktan izleme, sayaç donanımları

Arayüz koruma rölesi, fotovoltaik bir sistemin şebekeyle uyumlu ve güvenli bir şekilde çalışmasını sağlar. Şebekedeki herhangi bir problemde ve kesintide sistemi emniyetli bir şekilde izole ederek ters besleme yapılmasını engeller. Bu rölelerin temel fonksiyonları şebeke kaybını algılaması, GES'in sebep olduğu kısa devre akımından şebekeyi korumak için sistemi kapatma, faz kaymalarını algılama olarak sayabiliriz. Röleler bunları sağlamak için frekans, aşırı akım, kısa devre, voltaj gibi bir çok parametreyi değerlendirir. AG ve OG bağlantılı tesislerde istenen belli başlı koruma standartları aşağıdaki gibidir.

- ANSI 27: Düşük Gerilim
- ANSI 50-51: Faz aşırı akımı
- ANSI 50N-51N: Toprak hatası veya aşırı toprak hatası.
- ANSI 59-59N: Aşırı gerilim ve rezidüel gerilim için( 59N)
- ANSI 67: Yönlü aşırı akım.
- ANSI 81: Frekans.

Bu rölelere loss of main(şebeke kaybı algılama) rölesi adıda verilir. AG ve YG seviyesindeki bağlantılarda kullanıma uygun iki tipi vardır. Bu röleler GES'ler dışında şebekeye entegre rüzgâr, termal gibi diğer yenilenebilir enerji üretim tesislerinde de kullanılmaktadır.



Şekil 3.23. Bir arayüz koruma rölesi [38]

Yukarıdaki Şekil 3.23'de bir arayüz koruma rölesi görülmektedir. Fotovoltaik tesisler şebekeye bağlı olduğu gibi, şebeken bağımsız olabilir. Şebekeye bağlı olan tesisler direkt üretim santrali şeklinde dizayn edilen tesisler olabildiği gibi, tüketime sahip olan tesislerde olabilir. Tüketime sahip olan tesislerde üretilen enerji kullanılır, üretilen

enerji tüketimden fazla ise şebekeye verilerek satılabilir. Enerjinin satışı için üretilen ve tüketilen enerjinin net bir şekilde bilinmesi gerekir. Bunun için çift yönlü sayaç denilen hem tüketim değerlerini gösteren hemde şebekeye gönderilen enerjiyi ölçen sayaçlar kullanılır. Bilgi amaçlı olaraksa üretimin olduğu yerde enerji üretimini gösteren tek yönlü sayaçlar kullanılır.

Tesiste üretilen enerjiyi görmek kontrol etmek çok önemlidir. Kurulan tesisin uzun yıllar verimliliğinin yüksek olması beklenir. Elbette kullanılan malzemelerde özellikle panellerde yıllara bağlı kabul edilebilir düzeylerde performans kayıplarının olması muhtemeldir. Ancak bu kayıpların malzemeyi üreten firmaların taahhüt ettiği sınırların içerisinde olması gerekir. Tesiste üretilen enerjiyi görmek performansını takip etmek için eviricilerden sağladığımız verileri izleyebiliriz. Bu verileri modem ve çeşitli data sistemleriyle uzaktan takip etmek mümkündür. Evirici firmalarının geliştirdiği ara yüzüne bağlı farklılıklar olsa da genel olarak saatlik, aylık, yıllık üretim verilerini, eviricilere gelen DC değerleri, toplam üretimi, çalışma sıcaklığı gibi verileri görebiliriz. Sahada bulunan ışınım, rüzgâr ve sıcaklık sensörlerinden de gerekli bilgileri alabiliriz. Bu bilgileri depolanıp kayıt altına almak mümkündür.

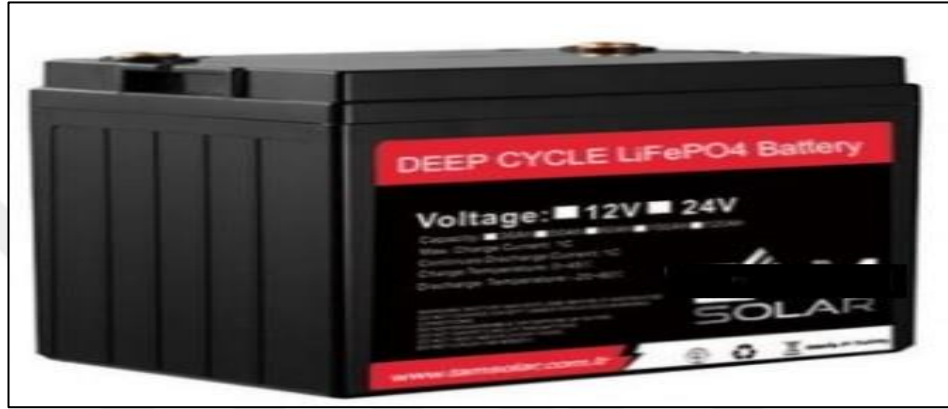
#### **3.4.7. Depolama ve akıllı şarj üniteleri**

Güneş enerjisi santrallerinin enerji üretim miktarı mevsimlere ve gün içerisindeki saatlere göre farklılıklar göstermektedir. Enerji üretiminin, tüketim arzının üzerine çıktığı zaman bu enerjinin depolamada kullanılması mümkündür. Enerji depolama ilk olarak şebekeden bağımsız ufak güçteki tesislerde kullanılmaya başlamıştır. Şebekenin olmadığı lokal uygulamalarda panellerden gelen DC enerji şarj regülatörleri vasıtası ile kurşun akümülatörler kullanılarak depolanmıştır. Depolanan bu DC enerji akümülatörlere bağlanan evirciler sayesinde AC gerilime dönüştürülerek kullanılmıştır.

Günümüzde şebekeye bağlı öz tüketim santrallerinde ve üretim tesislerindedeki depolama kullanılmaya başlanmıştır. Depolama maliyeti yüksek bir teknolojidir. Ancak geliştirilen yeni teknoloji depolama üniteleri ve maliyet düşürme çalışmaları sayesinde yaygınlaşmaya başlamıştır. Enerji üretiminin değişkenlik gösterdiği yenilenebilir enerjiye dayalı üretim tesislerinin giderek artmasıyla depolamanın önemi artmıştır. Depolamada ilk nesil aküler olan kurşun akümülatörler ve bir geliştirilmiş



versiyonu olan kurşun jel akülerdir. Eski teknoloji olan bu ürünler ucuz olup lokal uygulamalarda kullanılmaktadır. Günümüzde lityum-iyon aküler ve onun bir üst versiyonu olan lityum demir fosfat akü kullanımı yaygınlaşmaya başlamıştır. Bu akülerin kurşun akülere kıyasla bir çok avantajı vardır. Yüksek enerji yoğunluğu ve hücre gerilimine sahiptirler, pil hafıza etkileri yoktur, uzun vadede kapasiteleri düşük oranda azalır, yüksek performanslı olup, bakım gerektirmezler. Şekil 3.24’de bir lityum demir fosfat akü görülebilir.



Şekil 3.24. Lityum demir fosfat akü [39]

Akıllı şarj üniteleri akülerin aşırı deşarj olmaktan ve aşırı yükleme olmadan optimum seviyede şarj etmeye yarayan elektronik ünitelerdir. Şarj üniteleri kısa devre emniyeti, istenmeyen deşarj önlenmesi, derin şarj koruması, kutup karıştırma koruması, şarj seviyesi göstergesi gibi özellikleri bünyesinde barındırır. Aşağıdaki Şekil 3.25’de solar şarj kontrol ünitesi görülebilir [11,16,23].



Şekil 3.25. Solar şarj kontrol ünitesi [40]

### 3.4.8. Panolar ve yg tehzatı

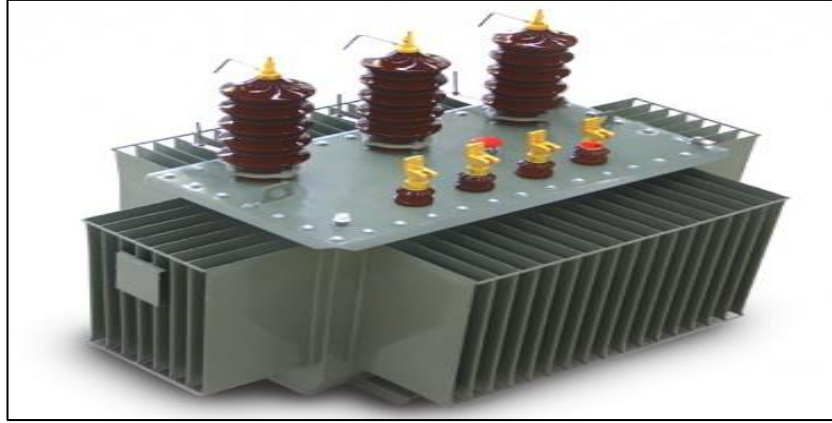
Güneş enerji santrallerinde sistemin güvenli, verimli çalışması aynı zamanda da can ve mal güvenliğinin sağlanması için kullanılan sigorta, kaçak akım koruma rölesi malzemeler pano içerisinde bulunurlar. Günümüzde sac panolar çok tercih edilmemekte, kullanışlı ve uzun ömürlü olması sebebiyle cam elyaf panolar yaygın olarak kullanılmaktadır.



Şekil 3.26. Cam elyaf elektrik panosu [41]

Yukarıdaki Şekil 3.26’da bir cam elyaf pano görülebilir. Şebekeye YG seviyesinden bağlı tesislerde gerilim seviyesini değiştiren trafolar kullanılır. Evricilerden çıkan AG toplanarak koruyucu ekipmanlar vasıtası ile trafonun AG kısmına verilir ve şebekenin işletme gerilimine göre ayarlanmış olan trafonun YG kısmından istenilen seviyeye yükseltilmiş olur.

Fotovoltaik tesislerde hermetik yağlı ve kuru tip trafolar sıklıkla kullanılan trafolardır. Kuru tip trafolar genelde yangının riskinin fazla olduğu, kalabalık yerlerde tercih edilir. Maliyeti yüksektir. Hermetik trafolar ise yağlı tip denilen sargıların yalıtkan bir yağ içerisinde bulunduğu trafolardır. Şekil 3.27’de hermetik tip bir yağlı trafo örneği sunulmuştur. Trafodan çıkan YG, trafoyu koruyan, sistemde ölçüm yapılmasını sağlayan, şebekeyi güvenli bir şekilde bağlantı yapılmasını sağlayan hücreler vasıtası ile bağlanır.



Şekil 3.27. Hermetik yağlı tip trafo [42]

### 3.4.9. Taşıyıcı sistemler

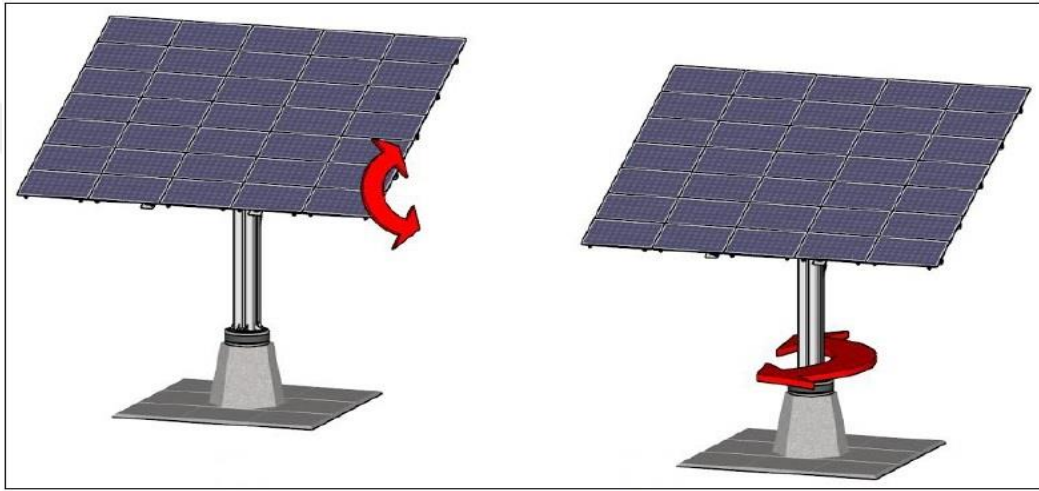
Fotovoltaik sistemlerin başlıca iki tip uygulama alanları vardır. Arazi tipi, çatı ve cephe tipi uygulamalar olarak sayabiliriz. Paneller, arazi ve yapıya uygun tasarlanmış konstrüksiyon adı verilen çelik veya alüminyum malzemelerden üretilmiş yapılara sabitlenir. Konstrüksiyon statik hesaplar ve zemin bakımından değerlendirilerek uygulanmalıdır. Sıcaklık, rüzgâr, kar ve buz yüklerine göre tasarlanıp korozyon gibi etkilere dayanıklı olmaları gerekmektedir. Şekil 3.28’de çatı tipi konstrüksiyon görülmektedir.



Şekil 3.28. Çatı tipi panel konstrüksiyonu [43]

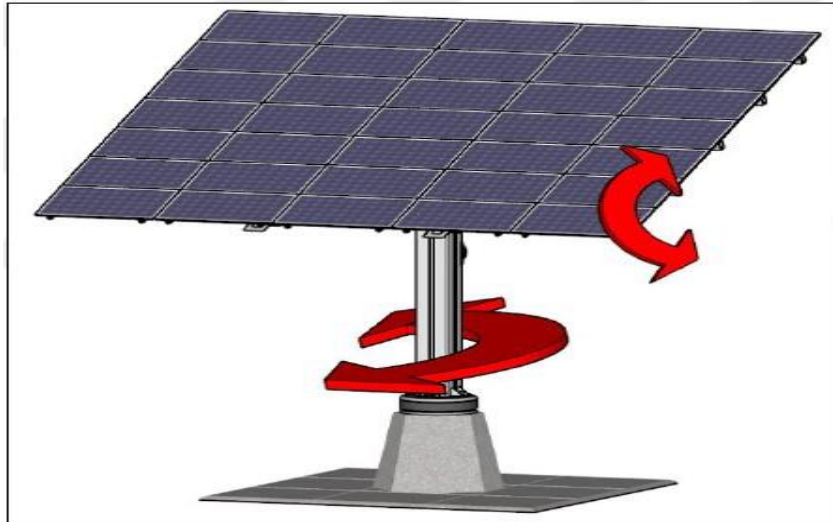
Fotovoltaik sistemlerde santral verimini arttırmak, panellerin maksimum derecede ışınım almasını sağlamak için çeşitli statik sistemler geliştirilmiştir. Bu statik

sistemlere güneş takipli-tracker sistem adı verilmiştir. Bu sistemler tek eksenli ve çift eksenli sistemler olmak üzere ikiye ayrılır. Bu uygulamaları yapmak için konstrüksiyon farklı mekanik aksamlar ve yazılım gibi unsurlar için içerisine girmektedir. Sistemde güneşin konumu algılayan sensörler bulunur. Sensörden gelen bu verileri ve geçmiş konum bilgilerini işleyen kontrol birimi, konstrüksiyonu hareket ettiren elektrik motorlarına komutlar gönderir. Böylece paneller en optimum ışınımı alacak açığa gelir. Ekipmalar ve sistemden dolayı sabit sisteme göre maliyeti yüksektir.



Şekil 3.29. Tek eksenli tracker modelleri [44]

Tek eksenli güneş takip sisteminde paneller, Şekil 3.29'da da görüleceği üzere kuzey-güney yönünde veya doğu-batı yönünde hareket edebilir.



Şekil 3.30. Çift eksenli tracker modeli gösterimi [44]

Tek eksenli tracker sistemlerden farklı olarak çift eksenli hareket edebilen sistemlerde bulunur. Doğu-batı-kuzey-güney yönlerine hareket edebilen bu model Şekil 3.30'da görülebilir. Sensörlü elektrik motorlu takip sistemlerinden maliyeti daha düşük olan, güneşin mevsimsel değişen açılara göre konstrüksiyonun açısını manuel değiştirilmesine olanak sağlayan sistemlerde mevcuttur. Bu sistemin dezavantajı yıl içerisinde çatı ve sahanın panel açılarının manuel olarak değiştirilecek olmasıdır. Sensörlü takip sistemine göre daha az maliyetli ve bakım masrafı daha az olacaktır. İlk yatırım maliyetini arttıran bu uygulamaları yaparken üretim verimliliğine katkısıyla birlikte pozitif ve negatif yönlerini iyi değerlendirmek gerekir. Mekanik aksamın ve yazılımın uzun vadeli işletme ve bakım maliyetleri gözönünde bulundurulmalıdır [44].

### **3.5. Fotovoltaik Sistemlerin Çeşitleri**

Fotovoltaik sistemler kullanım ve bağlantı şekline şebeke bağlantılı(on grid) ve şebekeden bağımsız(off grid) olmak üzere ikiye ayrılırlar. Şebekeye bağlı sistemler depolama üniteleri barındırmadığından şebekeden bağımsız sistemlere göre daha ekonomik ve uzun ömürlüdür. Şebekeden bağımsız sistemler ise genelde şebeke altyapısının olmadığı yerlerde kullanılırlar. Şebeken bağımsız sistemler depolama üniteleri ve sisteme göre jeneratör ilaveli olarak da kullanılabilirler.

#### **3.5.1. Şebekeden bağımsız (off grid) sistemler**

Şebekeden bağımsız sistemlerin, fotovoltaik sistemlerin yaygınlaşmaya başladığı zamanlarda kullanılan ilk sistemler olduğunu söyleyebiliriz. Bu sistemler şebekenin olmadığı bölgelerde enerjinin üretilmesi ve depolanması için kurulan sistemlerdir. Şebeke bağımlı sistemlere göre daha kompleks yapıdadırlar. Enerji üretilirken, talebin olmadığı zamanlarda daha sonrası için depolanır. Bu depolama işlemi aküler vasıtası ile olmaktadır. Bu sistemler enerji ihtiyacına cevap verecek en optimum koşullara göre tasarlanır. Maliyetleri yüksektir. Prensipte olarak şu şekilde çalışırlar. Panellerin ürettiği gerilim, bağlantı elemanlarıyla şarj regülatörüne gelerek aküler şarj edilir. DC akım akülerde doldurulduktan sonra eviriciler vasıtasıyla AC akıma dönüştürülerek ihtiyaç olan enerji sağlanmış olur. Bu eviriciler şebekeye bağlı eviricilere göre farklılıkları olsada, temelde işlevi DC-AC dönüşümüdür. Şekil 3.31'de şebeken bağımsız bir sistemin modeli görülebilmektedir.



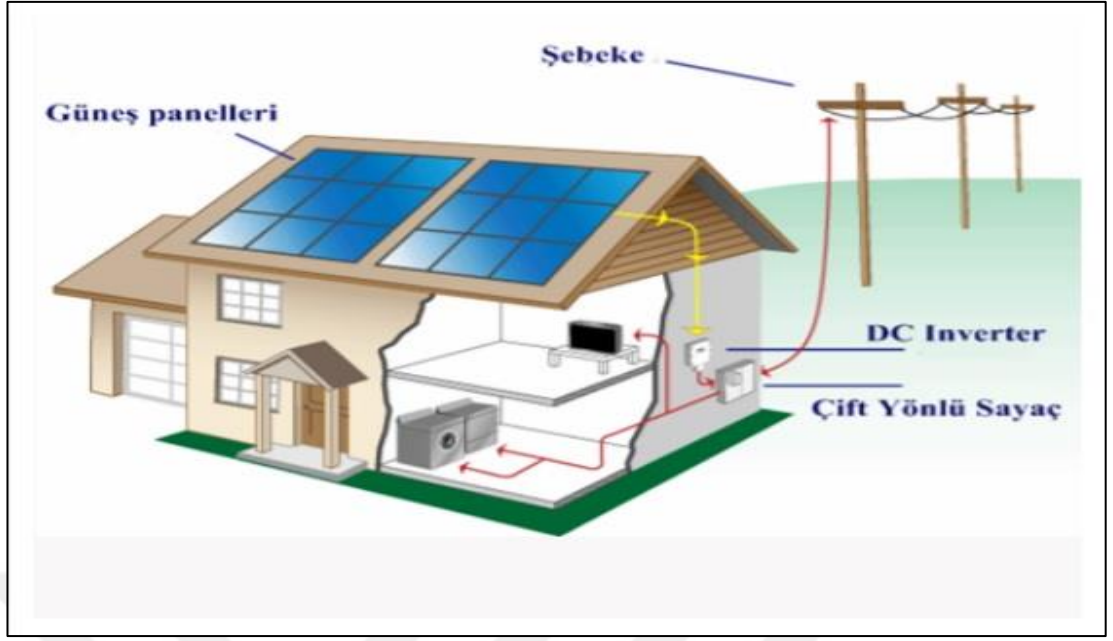
Şekil 3.31. Şebekeden bağımsız (off grid) sistem [45]

Şebekeden bağımsız sistemlerin günümüzde genel olarak yerleşimden uzak yaşam alanlarında, su pompa istasyonlarında, trafik ve gözetleme sistemlerinde, GSM baz istasyonlarında kullanımı yaygındır.

### 3.5.2. Şebeke bağlantılı (on grid) sistemler

Günümüzde kullanılan fotovoltaik sistemlerin büyük bir kısmı şebeke bağlantılı sistemler olup çok farklı güç aralıklarında bulunmaktadır. Prensipte şebekeden bağımsız sistemlerden farklı olarak fotovoltaik panellerden gelen DC akım eviricilere gelir ve AC akıma çevrilir. Bu sistemlerdeki eviriciler şebeke izleme ve koruma fonksiyonlarına sahip gelişmiş cihazlardır. Eviriciler tek fazlı veya üç fazlı çıkışlara sahip olabilir.

Bu şekilde şebekeye AG bağlantılı olarak bağlanabildiği gibi eviricilerde üretilen AC gerilim toplanarak trafolar aracılığıyla şebekeye YG seviyesinde de bağlanabilir. Üretilen bu enerji mevcut yerde tüketilip fazla olanı mahsuplaşma yöntemi ile şebekeye de verilebilir. Şebekeye bağlı sistemler şebekenin voltaj, frekans, harmonik gibi temel parametrelerine uygun şekilde çalışırlar. Ülkemizde ve dünyada ticari binalardan, konutlara, depolara, otoparklardan arazi uygulamalarına kadar birçok alanda yapımları hızla artmakta olup Şekil 3.32’de bir örneği görülmektedir.



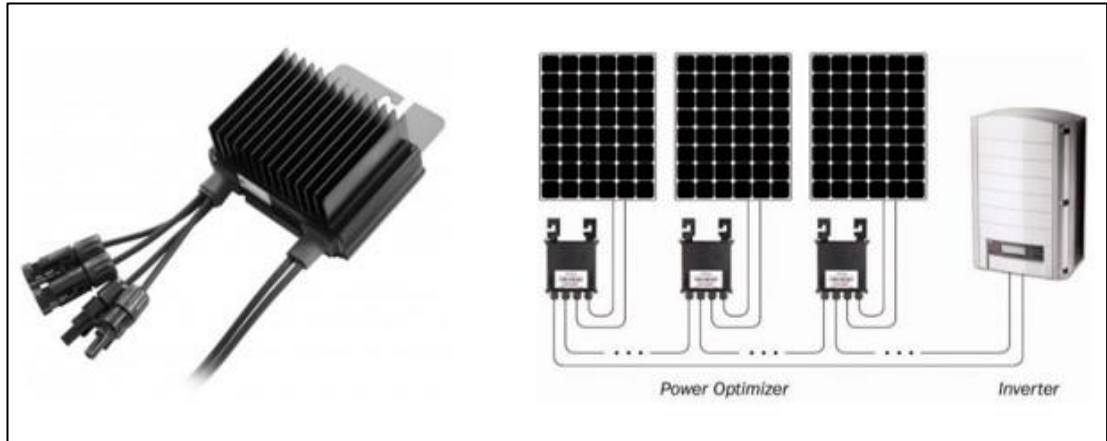
Şekil 3.32. Şebeke bağlantılı (on grid) sistem [45]

## 4. OPTİMİZERLER

Fotovoltaik sistemlerde kullanılan temel ekipmanlardan bir önceki bölümde kısaca bahsedilmişti. Fotovoltaik sistemlerin yaygınlaşması ve kurulu tesislerin izlenmesiyle beraber kazanılan tecrübeler neticesinde sistemin performansını etkileyecek birçok etmen analiz edilmiştir. Bu çalışmalar neticesinde solar optimizer adı verilen ekipman tasarlanıp üretilmiştir. Bu bölümde optimizerlerin temel görevi, sistemdeki fonksiyonları ele alınacaktır.

### 4.1. Optimizer

Optimizer, güneş panellerine bağlanan, panelleri akıllı birer modüle çeviren DC\DC dönüştürücü elektronik bir ekipmandır. Panellere bağlanan optimizerler seri bir şekilde birbirilerine bağlanarak dizi hattı oluşturularak eviriciye bağlanır. Optimizerler her panele bağlanabildiği gibi 2 panele bir optimizer da bağlanabilir. Yaygın kullanımında bu şekildedir. Şekil 4.1’de optimizer ve bağlantısı görülebilmektedir. Dizideki voltaj ve akımı sürekli izler, paneller ve eviriciler arasında devamlı haberleşir.

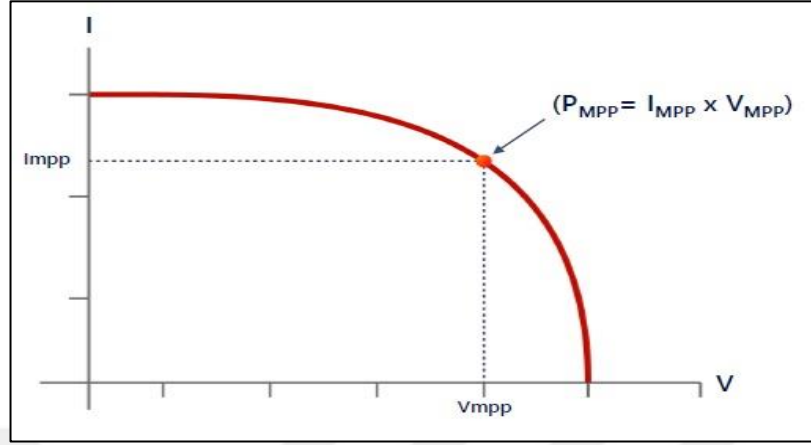


Şekil 4.1. Optimizer ve örnek bağlantı şekli [46]

Fotovoltaik bir panelin yapısı gereği her panelin maksimum bir güç noktası bulunur. Her paneli IV eğrisi vardır. Belirli bir voltaj ve akım değerinde maksimum gücü sağlar. Maksimum güç MPP olarak adlandırılır. Şekil 4.2’de grafiği görülmektedir. Modülün bu eğrisi karakteristik olarak her modülde farklıdır. Parlaklık ve sıcaklık faktörleri gibi.

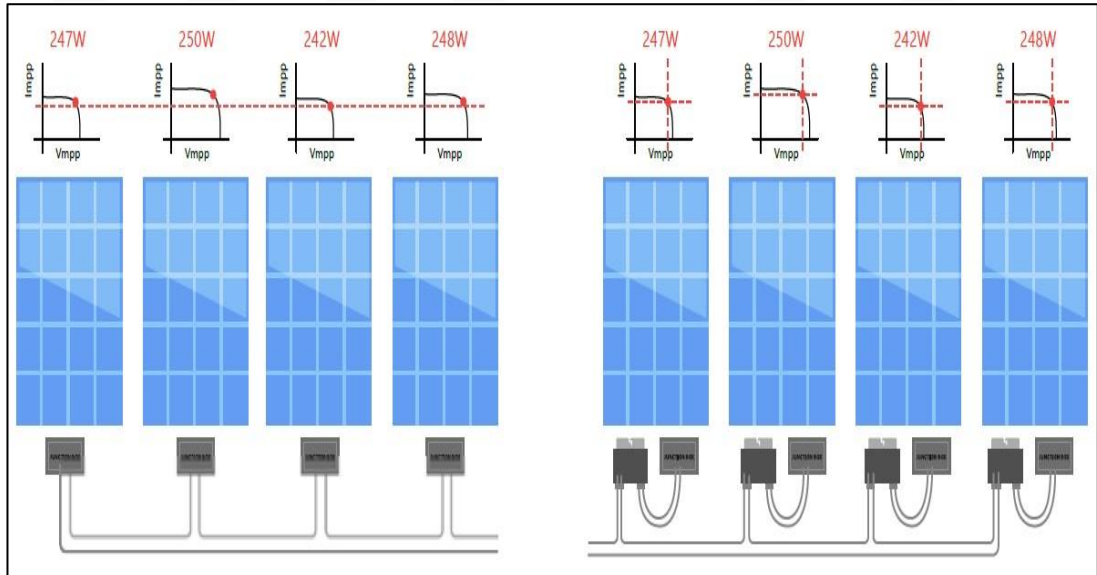


Modüllerin IV eğrisinin farklı olması modül uyumsuzluğu sebebidir. Optimizer bu güç noktasının takibini yaparak daha fazla enerji üretimi yapılmasını sağlar.



Şekil 4.2. Modül güç eğrisi [47]

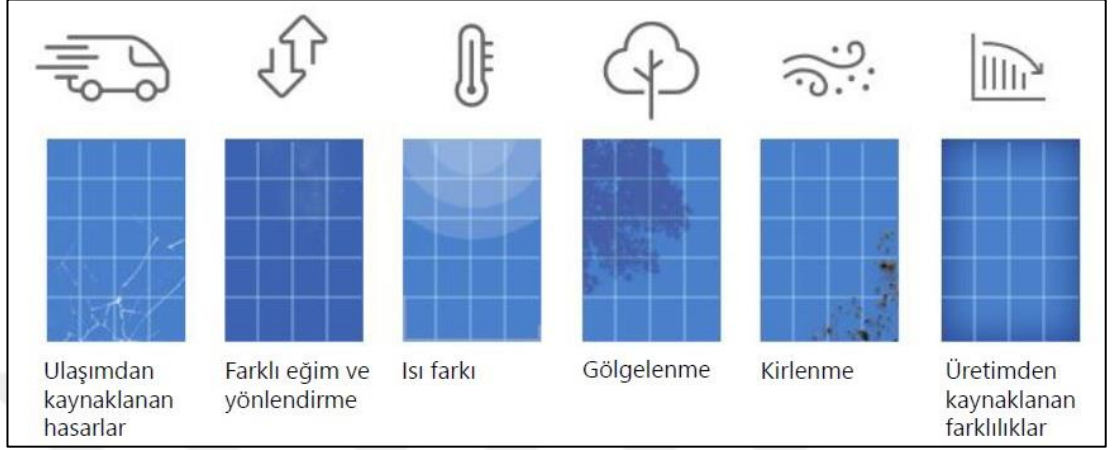
Aşağıdaki sistemde dizi eviricili sisteme ve optimizerli panele bağlanan eviricilerin olduğu sistemin karşılaştırması yapılmıştır. Modüllerin IV eğrisinin farklı olması modül uyumsuzluğu sebebidir. Optimizer bu güç noktasının takibini yaparak daha fazla enerji üretimi yapılmasını sağlar.



Şekil 4.3. Dizi eviricili ve optimizerli sistem [47]

Fotovoltaik sistemlerde sistemin verimini düşüren birçok etmen bulunmaktadır. Bunların en önemlileri doğrudan modülden kaynaklı ve modüle etki eden etmenlerdir. Modül( panel) uyumsuzluğu(mismatch) ve düzensiz modül yaşlanması bunun iki ana sebebidir. Modül uyumsuzluğuna; ulaşımdan kaynaklı fark edilmeyen hasarlar,

panellerin farklı eğim ve yönlerde olması, ısı farkları, gölgelenme ve kirlenme, panellerin üretiminden kaynaklı farklılıkları, neden olur. Bu etmenler aşağıdaki Şekil 4.4'de görülebilmektedir.



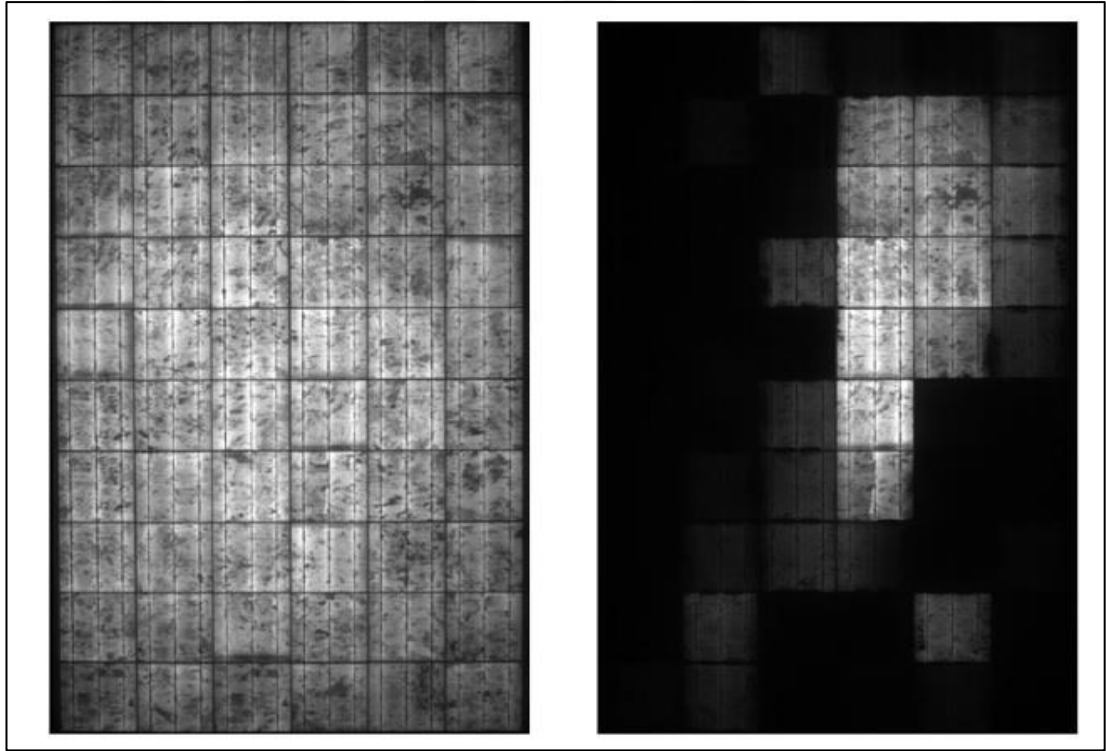
Şekil 4.4. Modül uyumsuzluğu-(Mismatch kaynakları) [48]

Optimizeler her bir paneli izleyerek ve birbirinden izole ederek uyumsuzluk etkilerini ortadan kaldırırlar. Özellikle çatı tipi santrallerde gölgelenme unsurları ve farklı cephelere bakan panel yerleşimi ciddi üretim kayıplarına sebep olmaktadır. Çünkü gölge alan ve farklı cepheye bakan panellerdeki performans düşüşü bağlı olduğu dizideki diğer panellerin veriminide düşürür. Standart dizi eviricilerde MPPT panel bazında olmayıp dizi izleme seviyesinde olur. Bu da modüllerin maksimum performansta çalışmasını engelleyen bir durumdur. Dizi bazlı yapılan tasarımlarla sınırlı kalınır. Modül uyumsuzluğu nedeniyle etkilenen, düşük kapasitede çalışan modüller diğer modüllerinde güç çıkışını azaltır ve tüm dizinin güç çıkışına olumsuz etki eder. Bunun sonucunda aynı dizideki tüm modüller, kendi bağımsız maksimum güç noktalarında çalışmayıp aynı akımda çalışırlar. Optimizerli sistemde bu gerçekleşmez. Optimizer her bir paneli birbirinden izole edip, takip ederek bu etkiyi ortadan kaldırır.

Paneller, üreticinin belirttiği değerler değişiklik göstermekle beraber genelde 20 yılın sonunda %20 ye varan performans kayıpları yaşarlar. Sistemde bulunan her panelin yaşlanma hızı farklı olabilir. Bu yaşlanma farklılıklarından kaynaklı güç çıkışında farklılık gösteren paneller dizideki verimin düşmesine sebep olur. Optimizer yaşlanma oranı yüksek panelin diğer panelleri etkilemesine izin vermez [47-48].

## 4.2. PID Etkisi

PID (Potential Induced Degradation) etkisi fotovoltaik modüllerde görülen istenmeyen bir etkidir. Türkçeye potansiyel kaynaklı indüklenmiş bozulma olarak çevrilebilir. Fotovoltaik tesislerdeki ısı, nem, voltaj bunun sebepleri arasındadır. Örneğin yağmura, sabah çiyine, asidik ve kostik kirlenmeye maruz kalan panellerde bu etki daha yaygındır. Tesisin kablolama aşamasında santral içerisinde oluşan potansiyel farklar, panellerde nakliye esnasında gözle görülemeyecek mikro çatlakların oluşması, ve tesisin yanlış topraklanması bu bozulmaların kaynağıdır. Bu etkilere maruz kalarak hücrede bozulmaları meydana gelir. Hücrelerin performansında hızlı bir düşüşe ve hızlı yaşlanmaya neden olur. Paneller sistemin tasarımına bağlı olmakla beraber genellikle 500Vdc-1500Vdc arasında yüksek voltaj seviyelerinde çalışırlar. Bu yüksek sistem gerilimleri PID bozunmalarını daha da hızlandırır.



Şekil 4.5. Bir modülün PID testi öncesi ve sonrası görüntüsü [49]

Üstteki Şekil 4.5’de PID testine sokulmuş bir panelin öncesi ve sonrasına ait EL(electro minesscent) görüntüleri vardır. Koyu renkte görünen hücreler PID’ ye duyarlı hücreleri göstermektedir. EL( Electroluminescent) bir maddenin güçlü bir elektrik alanına veya elektrik akımının geçişine verdiği optik, elektriksel bir fenomen yanıtıdır. Bu testte 25°C° ortam sıcaklığındaki modül yatay konumda iken ön tarafı

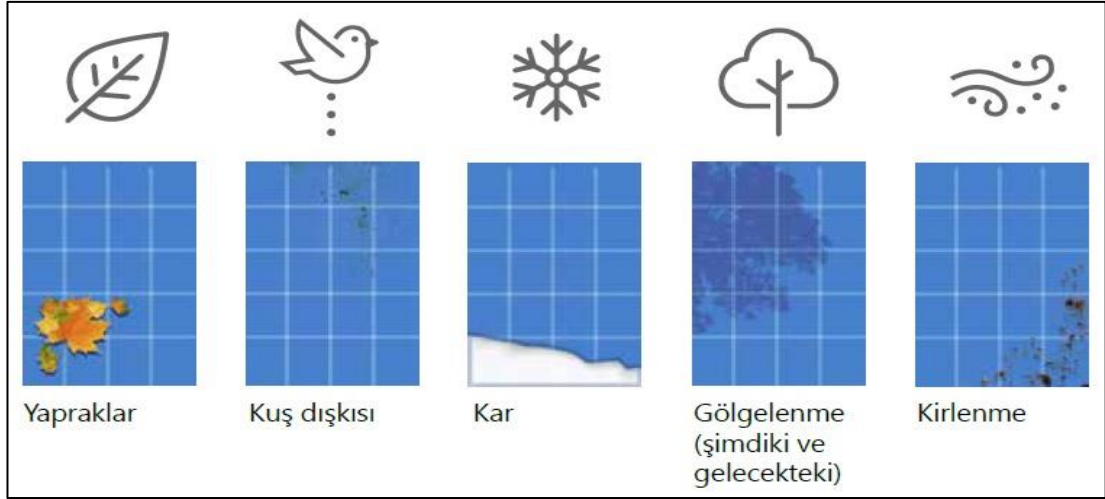
alüminyum folyo ve iletken bir sıvı ile kaplanarak sistem voltajına tabi tutulur. 1000 Vdc. Minimum test süresi 168(1 hafta) +168(1 hafta) 336 saat(2 hafta) şeklindedir. Bu testin belirli aşamalarında izolasyon testleri, IEC 61215 sertifikasyon yeterliliği için gerekli testlerde dahil olmak üzere güvenlik ile ilgili diğer testlerde yapılabilir. Aşağıdakilerden biri geçerliyse bir PV modülü PID duyarlı olarak adlandırılır:

- 1000W/m<sup>2</sup> ve 200W/m<sup>2</sup>'de 168 saat sonra  $\Delta P_{mpp} > \% 5$  ve
- 1000W/m<sup>2</sup> ve 200W/m<sup>2</sup> 'de 336 saat sonra  $\Delta P_{mpp} > \% 10$

Bir PV modülü, hem ışık şiddeti seviyelerinde hem de her iki aşamadan sonra, sırasıyla 168 saat ve 336 saat sonra %5 ve %10'dan az güç kaybı kriterini karşılıyorsa PID'ye duyarlı değildir. Modül üreticileri ürünlerinde PID etkisi olmadığına dair testler sunabilir. Elimizde %5 kayıpla testi geçen bir modülümüz olduğunu varsayalım. Bu bozulma gerçek hayatta ve şartlarda daha fazla olacaktır. Örneğin sıcaklık farklarının çok fazla olduğu, topraklamanın iyi yapılamadığı, nem ve çiyin yoğun olduğu tesislerde bu bozulma kat kat fazla olacaktır. Bunun sonucunda hem modülün maksimum güç noktasını(MPP) hem de açık devre voltajı(Voc) azalır. Elbette bu bozulmaların çoğu panelde olması gibi bir durum söz konusu değildir. Ancak optimizier olmayan bir sistemde her dizide bulunan birkaç panelin bile önemli ölçüde PID bozulmasında maruz kalması o dizinin verimini etkileyerek sistemde üretim verimliliğinin düşmesine sebep olacaktır. Optimizierler panellerde oluşan bundan kaynaklı bozunmaları her panelde maksimum çıkış gücünü vericek şekilde ayarlar. Maksimum çıkış gücü değişen panelin bağlı olduğu dizideki diğer panelleride etkilenmesini engelleyerek sistem performansını artırır [49].

### 4.3. Gölgeleme ve Farklı Cephe Etkisi

Fotovoltaik sistemlerde özellikle çatı tipi tesislerde gölgeleme, panellerin çalışma verimini etkileyen önemli bir unsurdur. Gölgelemeye sebep olan etmenler geçici zamanlarda oluşan etmenlerden kaynaklandığı gibi tesisin kendi yapısında yada etrafında bulunan fiziki yapılardan da kaynaklanabilir. Geçici gölgelemelere örnek verirsek kar yağdığında eriyene veya temizlenene kadar geçen sürede olan gölgeleme, panellerdeki kirlenme, yaprak ve kuş dışkısı en çok gölge yapan unsurlar arasında sayılabilir. Aşağıdaki Şekil 4.6'da geçici gölgeleme unsurları görülmektedir.



Şekil 4.6. Gölgeleme unsurları [48]

Bu gölgeleme unsurları yanında tesisin kendinden kaynaklı ya da etrafındaki unsurlardan kaynaklı sabit gölge unsurları da vardır. Örneğin çatı tipi bir santralde binanın çatısında bulunan baca, soğutma kulesi, çatı çıkıntıları, anten ve baz istasyonları, aydınlatma bölümler çıkıntıları gibi. Binanın etrafında bulunan diğer yapıların gölgelerini, ağaç gibi unsurları da çevresel gölge unsurları arasında gösterebiliriz. Gölgeye maruz kalan paneller düşük verimde çalışır ve bağlı olduğu dizilerinde verimini düşürür. Bu etkiye binanın farklı cephelerine yerleştirilen ve birbirlerine bağlı panellerde de görmek mümkündür. Farklı cephede bulunup farklı ışınım alan paneller birbirlerini etkiler.

Optimizasyonlar farklı ışınım alma ve gölgeleme kaynaklı üretim kayıplarını engeller. Standart eviricili sistemlerde bu etkileri minimuma indirmek için tasarım yapılırken panel yerleşiminde gölgeli alanlardan mümkün olduğu ölçüde kaçılır. Aynı cepheye bakan paneller eviricinin aynı MPPT'sine bağlanarak verim arttırılmaya çalışılır. Bunlar etkili yöntemlerdir. Ancak maksimum alan kullanımını engelleyerek yerleştirilerek panel sayısını düşürür.

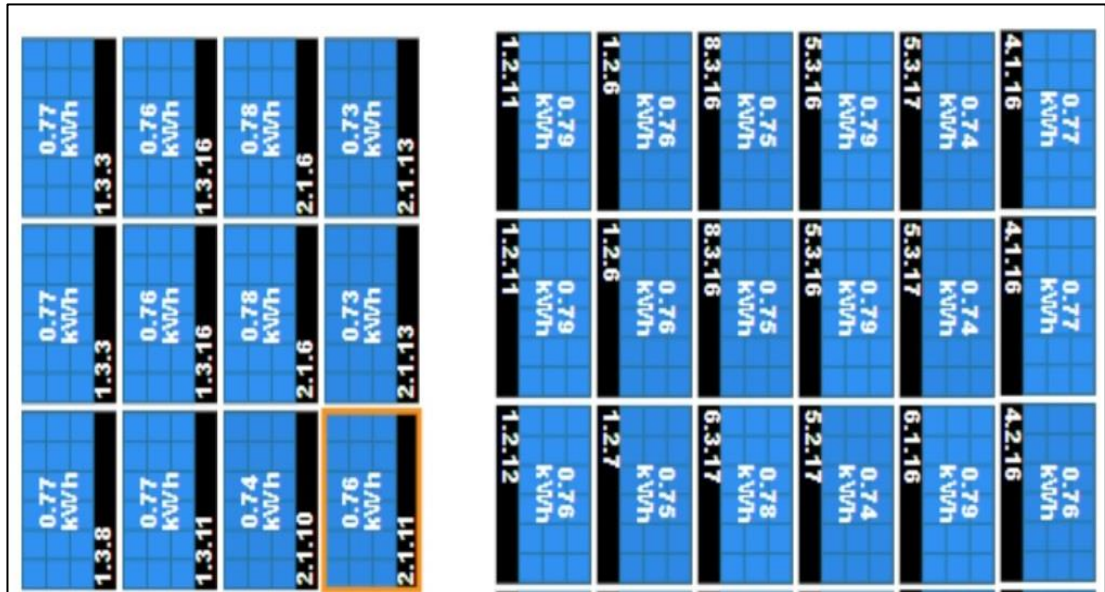
Optimizasyonlar voltaj ve akım değerlerini yöneterek standart eviricilerle kıyaslandığında kendisine uyumlu eviricilere daha fazla panel girişi yapılması imkanını sağlamaktadır. Böylece değişik açılı ve farklı yöne bakan cephelerde, gölgeleme olduğu alanlarda ve farklı uzunluklardaki dizilerde tasarım esnekliği sağlayarak yüksek enerji üretimi sağlanmış olur [47-48].

#### 4.4. Optimizerli Sistemde İşletme ve Bakım

Bir fotovoltaik tesiste üretim ve diğer parametreler eviricilerden elde edilerek uzaktan izleme imkanlarıyla takip edilir. Eviriciden toplam DC giriş gücü, günlük, aylık, yıllık ve toplam üretim değerlerinin bilgileri alınabilir. Standart sistemlerde panel bazlı arızanın tesbiti zordur ve hayli zaman alır. Optimizer bazlı tesislerin sunduğu temel avantaj, gelişmiş ve gerçek zamanlı performans ölçümü yapılabilir olmasıdır.

Optimizerli sistemde sistem panel bazlı izlenebilir. Tüm panellerin verileri detaylı bir şekilde görülür. Örneğin hasar almış, panel yaşlanması diğer panellere göre daha fazla olmuş, PID sorunu olan panel-paneller tesbit edilebilir. Problemlili panellerin değişimi gerçekleştirilebilir. Sahayı ziyaret etmeden, ya da saha ziyareti neticesinde tesbiti zor durumlar belirlenerek işletme ve bakım kolaylığı sağlanmış olur. Zamandan tasarruf edilir. Bu da santralin ömrü boyunca enerji üretim performansını maksimumda tutar. Gelişmiş arayüz uygulamaları anında hatayı tesbit eder, tanımlar ve uyarır.

Aynı zamanda optimizerli sistemlerde paneller arası bağlantılar optimizer vasıtasıyla yapıldığından, dizi sayıları azaldığı için, DC kablo, sigorta ve birleştirici kutu gibi ekipmanlardan tasarruf edilmiş olur. Görsel verilerinin paylaşılacağı tesislerde 2in1'lik panel-optimizer bağlantı konfigürasyonu kullanılmaktadır. Örneğin; Şekil 4.7'de 400Wp iki adet solar panel 800W gücünde optimizerle kullanılmaktadır.



Şekil 4.7. Panel bazlı izleme ekranı [50]

Şekil 4.8’de görüldüğü üzere panel bazlı üretim verileri izleme platformunda gerçek zamanlı olarak izlenebilmekte ayrıca incelenmek istenen optimizere ait bilgiler ve güncel veriler görüntülenebilir.



Şekil 4.8. Ayrıntılı panel veri ekranı [50]

Layout üzerinden seçilen bir veya çok sayıda optimizere analiz sekmesinde akım, enerji, modül voltajı, optimizere voltajı ve güç verileri olarak grafiklere dökülüp incelenebilir. Bu veriler ve grafikler gerçek zamanlıdır ve belli periyotlar ile sürekli güncellenir[48-50].

#### 4.5. Optimizere ve Güvenlik

Dünyada ve ülkemizde fotovoltaik sistem kurulumları hızla yaygınlaşmaktadır. Bu sistemler belli güvenlik standartlarını karşılayacak şekilde tasarlanmaktadır. Edinilen tecrübeler arttıkça daha detaylı ve sıkı standartların geliştirilerek, yürürlüğe girmesi kaçınılmaz olmaktadır. Normal şartlarda fotovoltaik sistemler güvenli sistemlerdir. Fotovoltaik modüller ışınım gördüğü müddetçe üretim yapmaya devam ederler. Modüllerin genelde çıkış gerilimleri 30V-60V arası değişkenlik gösterir. Dizi halinde bağlandıkları zaman bu gerilim seviyesi 500Vdc seviyesinden başlayıp 1500Vdc seviyesine kadar çıkmaktadır. Bu seviyeler oldukça tehlikeli gerilim seviyeleridir.

Modüller ışınım gördüğü müddetçe üretim yapmaya devam ederler. Sistemin enerjisi şebekeden ve eviricilerden kesilse dahi, DC kısımda enerji vardır. DC kabloları keserek akımı kesilmeye çalışılırsa  $V_{mpp}$ , açık devre gerilimine ( $V_{oc}$ ) dönüşerek tehlike daha da artar. Sistemde bu tehlikeyi oluşturacak bir çok olay meydana gelebilir. Standart eviricili sistemlerde dizideki akımı kesmek amacıyla DC ana kesiciler bulunabilir. Ancak çatı üstü dizi bağlantı kesme anahtarları yalnızca çatıdan eviriciye giden akım akışını sonlandırır. Çatıdaki modüller, bunların kabloları ve eviriciye kadar olan kablolar gün ışığında enerjili ve tehlikelidir. Ark hatası dedektörleri genellikle gereklidir, bu da daha fazla maliyet ve kurulum çabası demektir.

Akımın iletken olmayan hava tarafından iletildiği anda elektriksel ark oluşur. Yüksek enerji deşarjı oluşur. Sistemdeki bulunan kablo, konnektör gibi elemanların gevşek bağlantıları veya bu elemanların zarar görmesi elektrik arkının oluşuma sebebiyet verebilir. Eskimiş kablo ve konnektörlerde bu durumu oluşturacak bir etmendir. Bu ark taşıyıcı sistemden iletilebilir, elektrik çarpmalarına ve yangına neden olabilir. Elektrik arklarından veya yapının kendisinden kaynaklı yangın, deprem ve sel gibi afet durumları sistemde bu tehlikenin açığa çıkmasına sebep olabilir. Bu durum can ve mal güvenliği için bir tehdittir. Ayrıca bu gibi durumlarda müdahale edecek ekipler içinde tehlike oluşturmaktadır. Yeterli önlemler alınmazsa, yüksek DC voltaj bu kişiler için elektrik çarpmasına ve yanma tehlikelerine neden olabilir. Artan farkındalık nedeniyle itfaiye ve sigorta şirketleri daha sıkı güvenlik standartları talep etmektedir. Dünyada fotovoltaik sistemlerdeki bu önemli problemi çözmek için çeşitli standartlar getirilmiştir. Başta Amerika olmak üzere Avrupada standartlar belirlenmiştir.

Örneğin Amerika Birleşik Devletleri'nde Ulusal Elektrik Yasası, NEC 2014 ve daha yeni NEC 2017, binalardaki PV sistemlerinin hızlı bir şekilde kapatılmasını şart koşturmuştur. Bu gereksinimin bir parçası olarak, diziden invertere belirli bir mesafeden fazla çalışan devrelerdeki DC voltajı (NEC 2014 için 10 fit, NEC 2017 için bir fit), hızlı kapatma başlangıcından sonraki 30 saniye içinde gerilim 30VDC'den düşük olmalıdır (NEC 2017) veya 10 saniye (NEC 2014). NFPA (Ulusal Yangından Korunma Derneği) tarafından yayınlanan NEC kodu, itfaiyeciler ve kod görevlileri tarafından onaylanmaktadır. Amerika Birleşik Devletleri'nde bağımsız bir ürün ve güvenlik sertifikasyon kurumu olan UL tarafından üç temel standard belirlenmiştir. UL 1699B ve UL1741. UL 1699 DC ark arızasının ilk standardıdır.



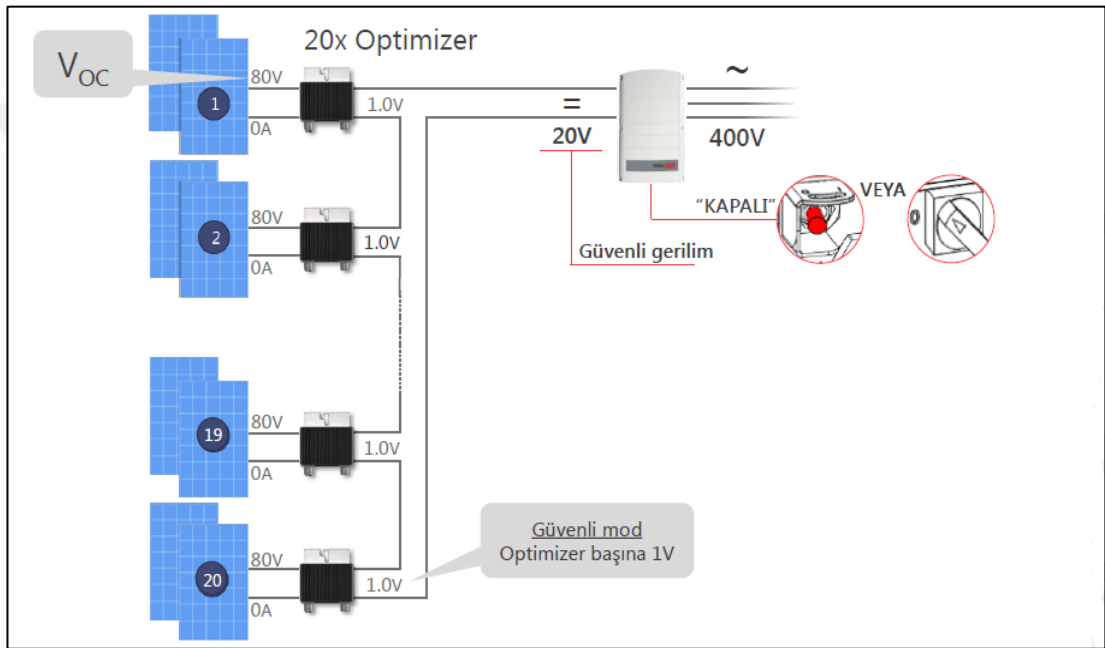
Bu gereklilikler, Ulusal Elektrik Yasası, ve NFPA'da açıklanan, fotovoltaik elektrik enerjisi sistemlerinde kullanılması amaçlanan DC fotovoltaik ark arızası devre koruma cihazlarını kapsamaktadır. Bu koruma, risk oluşturabilecek ark arızalarının etkilerini hafifletmeyi amaçlamaktadır. Fotovoltaik(PV) DC ark arızası devre kesicileri(AFCI), ark arızası dedektörleri(AFD), kesinti cihazları(ID) ve eviriciler, dönüştürücüler ve entegre ark arızası devre kesicili şarj kontrolörleri dahil olmak üzere cihazları kapsar.

Gereksinimler, 1500 volt veya daha düşük derecelendirmeye sahip cihazları kapsamaktadır. Güneş ışığına maruz kaldığında DC güç üretmek için tasarlanmış fotovoltaik bir modül gibi fotovoltaik bir kaynak tarafından sağlanan DC elektrik sistemlerinde kullanım için tasarlanmıştır. Kapsam parlama olabilecek bağlantıları algılamaya yönelik değildir. Aşırı akım koruması, bağlantı kesmeleri, birleştirici kutuları, dönüştürücüler veya diğer PV sistemi işlevleri veya bunların herhangi bir kombinasyonu gibi diğer işlevleri de yerine getirmesi amaçlanan bir cihaz, ayrıca cihazları kapsayan geçerli standart veya standartların gerekliliklerine de uygun olacaktır. PV sistemlerinde kullanılması amaçlanan işlevleri sağlar.

Alman standardı olan VDE-AR-E 2100-712. Yangınla mücadele veya teknik yardım durumunda güvenliğin sürdürülmesi için bir PV kurulumunun DC aralığı için önlemleri kapsar. Diğer şeylerin yanı sıra, AC güç kaynağını kapattıktan sonra, ilk müdahale ekiplerinin, halen daha yüksek voltaj taşıyan DC kablolarıyla doğrudan temas riskine maruz kalmamalarını şart koşmaktadır. Yangınla mücadele veya teknik yardım durumunda güvenliğin sürdürülmesi için bir PV kurulumunda gerektiğinde güvenli DC gerilim aralığında kalabilmesini sağlar. Avrupa'da alçak gerilim için IEC / EN 60947-1-3 ve fotovoltaik sistemlerin için VDE AR 2100-712 DC bağlantı kesme standardı mevcuttur.

Fotovoltaik bir sisteme optimizeler bağlandığında, modüller yalnızca eviriciden gelen bir sinyalle sürekli olarak yenilendiği müddetçe çalışmaya devam eder. Eviriciden sinyal gelmiyorsa veya evirici çalışmıyorsa, optimizeler, modül ve dizi kablolarındaki voltajın yanı sıra DC akımını da otomatik olarak kapatmak için tasarlanmıştır. Şebeke ya da evirici tarafında enerjinin kesilmesi durumunda, DC kısımdaki gerilimi güvenli bir voltaja düşürür. Güvenlik modunda, her modülün çıkış voltajı 1V'a eşittir. AC güç ne zaman kapatılırsa, DC kablolarındaki enerji de o zaman kesilerek montaj ekiplerine,

bakım personeline ve itfaiyecilere koruma sağlanır. Optimizerler aşağıdakilerden herhangi birisi gerçekleştiğinde 1 VDC seviyesine inmek üzere tasarlanmıştır: Bir binanın şebeke elektriği kesildiğinde, evirici kapatıldığında, izolasyon hatası oluştuğunda, örnek olarak sel veya bina çökmesi gibi durumlarda (toprak kaçak veya RCD rölesi eviriciyi kapattığında). Aynı zamanda optimizerlerin içinde bulunan sıcaklık sensörleri limitin üzerinde bir sıcaklık tespit ettiğinde (85°C) hemen güvenli gerilim 1VDC seviyesine düşer. Şekil 4.9’da optimizer güvenli mod çalışması görülmektedir [47-50-51-52].



Şekil 4.9. Optimizer güvenli mod çalışma şeması [47-48]

#### 4.6. Optimizerli Sistemlerin Dezavantajları

Optimizerli fotovoltaik sistemlerin getirmiş olduğu avantajlarla birlikte, birtakım dezavantajları da bulunmaktadır. Bunları aşağıdaki gibi sıralayabiliriz.

- Optimizerlerin elektronik bir ekipman olması nedeniyle belli bir verimi ve kayıpları vardır. Üreticiler sistemde %0,5 gibi bir kayıba sebep olduğunu beyan etmektedirler.
- Kullanılan ekstra bir ekipman olmalarından dolayı ilk kurulum maliyetini ortalama %10 arttırmaktadırlar.
- Sistemde çok sayıda kullanılan elektronik bir devre unsuru olduğundan arıza ve hata kaynağı olma ihtimalleri vardır.

## **5. MATERYAL VE METOT**

Bu çalışmada Kocaeli ili Çayırova ilçesinde bulunan monokristal hücre ve dizi evirici kullanılarak tesis edilerek yeni devreye alınmış 1410 kWp/1200 kW kurulu gücündeki çatı tipi güneş enerjisi santralının PVsyst yazılımı kullanılarak 20 yıllık enerji üretim analizi yapılmıştır. Sistemin bu 20 yıllık süreçteki performansı, verimliliği incelenmiştir.

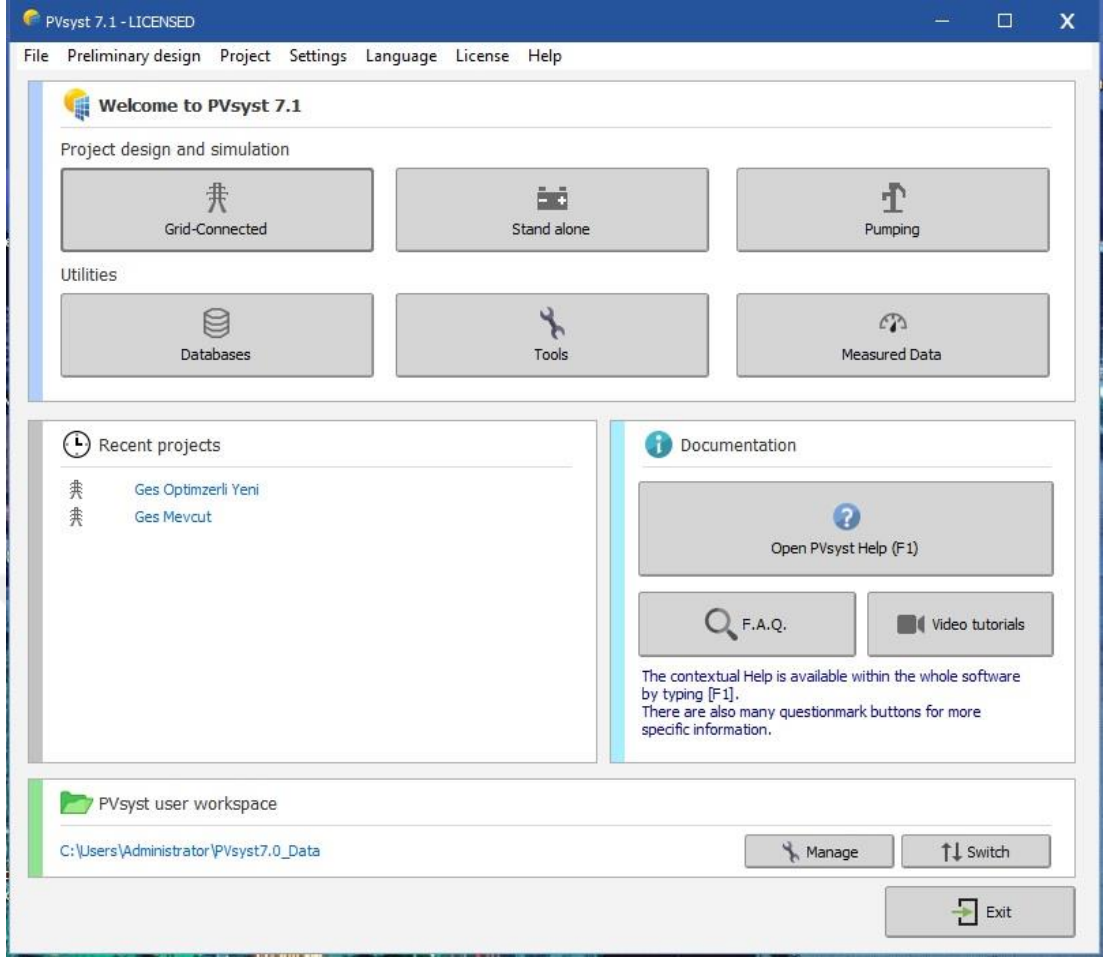
Bu çalışmaya ek olarak mevcut sistemin panel yerleşiminde, sayısında, gücünde ve markasında değişiklik yapılmadan, sadece optimizier ve optimizier uyumlu eviriciler kullanılarak yeniden PVsyst programında simüle edilerek, enerji üretim analizi yapılmıştır.

Simülasyon çalışması yapılan her iki sistemin 20 yıllık üretim değerleri ve performansı incelenmiş, yatırım maliyeti ve yatırım geri dönüş süresi, enerji birim maliyetleri hesaplanarak karşılaştırılmıştır. Ayrıca, optimizier kullanılarak simülasyon çalışması yapılan sistemin avantaj ve dezavantajları ortaya konulmuştur.

### **5.1. PVsyst Programı**

PVsyst programı C programlama dili kullanılarak geliştirilmiş, mühendis ve araştırmacılar tarafından PV sistemlerin analizi için sıklıkla tercih edilen bir simülasyon programıdır. Program İsviçre’de bulunan Cenevre Üniversitesi tarafından tasarlanmıştır.

Simülasyonlarda bir çok detayı işliyerek gerçekçi bir analiz imkânı sunar. Meteorolojik veriler, güneş ışınım değerleri, hava olaylarına bağlı kirlilik faktörleri, yansımaya ve gölgelenme unsurları, panellerin ve eviricilerin özellikleri, panellerin yönleri ve açıları gibi detayları değerlendirerek simüle eder.



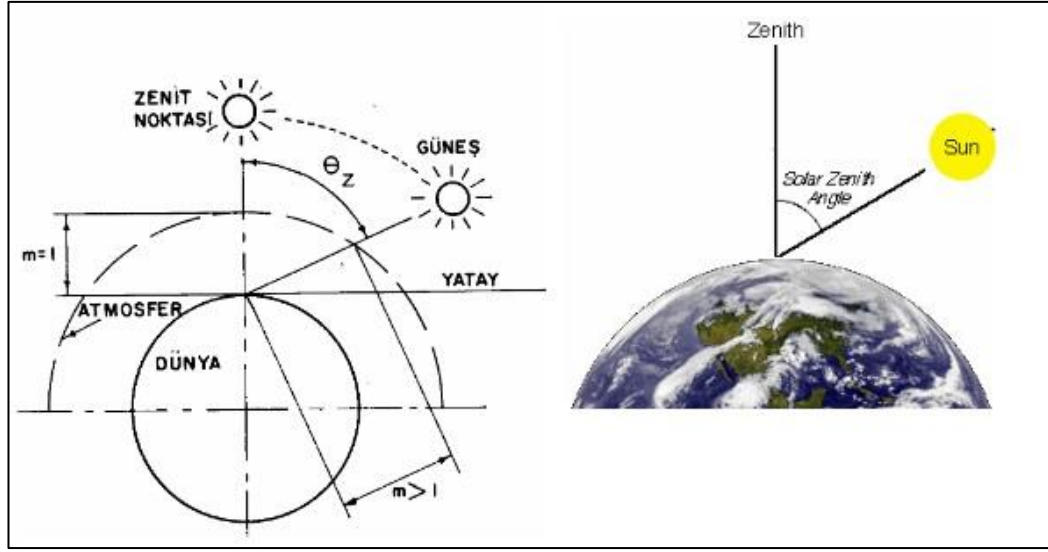
Şekil 5.1. PVsyst programı arayüzü

## 5.2. Güneş Geometrisi

Güneş ışınlarının gelişi ile dünya üzerindeki yerlere gelişi arasında belli açılar mevcuttur. Bu açılar hakkında bilgi edinilip dikkate alınarak güneş enerjisinden en verimli şekilde yararlanılabilir. Fotovoltaik sistem tasarımlarında bu veriler önemli bir yer tutmaktadır. Gerek tasarımda gerekse PVsyst programında kullanılan güneş geometrisi ile ilgili temel kavramlar ele alınacaktır.

### 5.2.1. Zenith açısı

Güneş ışınlarının yatay düzlem ile arasındaki kalan açıdır. “ $\Psi$ ” sembolü ile gösterilir. Zenith açısı, başka bir ifadeyle yatay yüzeyin normali ile güneş ışınları arasında oluşan açıdır. Güneşin dik geldiği durumda 0 olup, doğuşu ve batışı arasında  $90^\circ$  dir.



Şekil 5.2. Zenith açısı [53]

### 5.2.2. Yükseklik açısı

Güneş yükseklik açısı; güneş ışınlarının yatay yüzey ile arasındaki kalan açıdır. Güneş yükseklik açısı olan zenith açısını  $90^\circ$  ye tamamlar. “ $\alpha$ ” simgesi ile gösterilir.

### 5.2.3. Azimut açısı

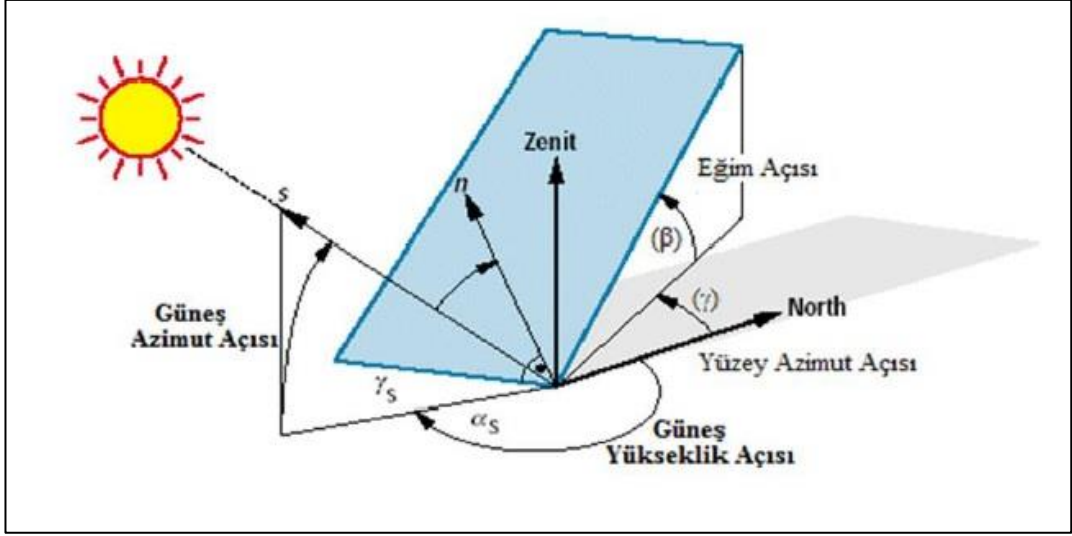
Azimuth açıları; yüzey azimut açısı ve güneş azimut açısı olmak üzere iki çeşittir.

#### 5.2.3.1. Güneş azimut açısı

Güneş azimut açısı, güneş ile dünya doğrultusunun yatay düzlemdeki iz düşümünün kuzey-güney doğrultusu ile yapmış olduğu açıdır. Yani güneş ışınlarının kuzeye göre, saat dönüş yönünde sapmasını gösteren açıdır. Örnek verecek olursak saat 12:00’da bu açı 180 dir. “ $\gamma_s$ ” simgesi ile gösterilir.

#### 5.2.3.2. Yüzey azimut açısı

Yüzeyin dikinin yatay düzlemdeki izdüşümü ile güney doğrultusundaki açıdır. Bu dikeyin yerel boylama göre sapmasını gösteren açıdır. Güneyde sıfır olur. Batıya yönelen yüzeyde eksi, doğuya yönelen yüzeyde artı değerlerini almış olur. Şekilde güneş azimut ve yüzey azimut açıları gösterilmektedir [53].



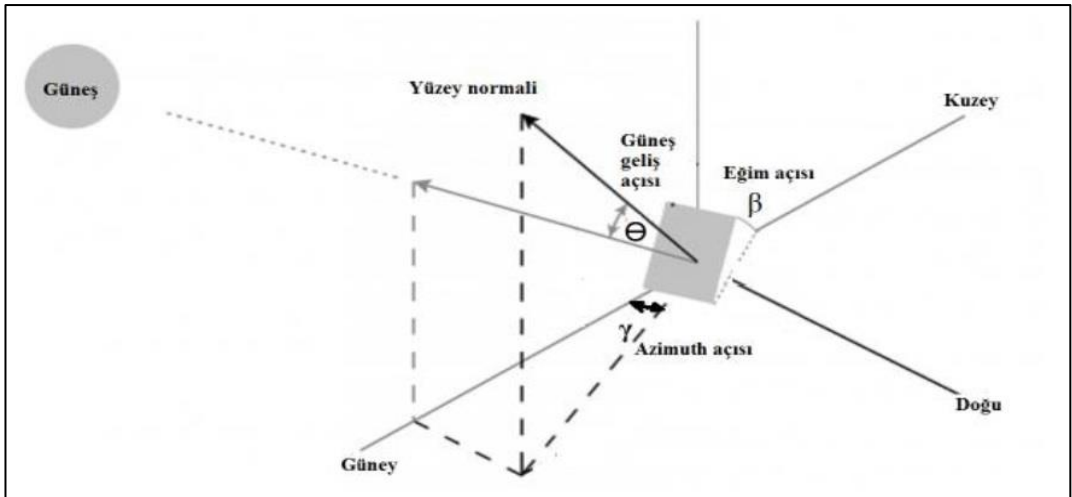
Şekil 5.3. Güneş açısı [54]

#### 5.2.4. Geliş açısı

Yüzeyin dikey ile gelen direkt ışının arasında kalan açıdır. “ $\theta$ ” simgesi ile gösterilir.

#### 5.2.5. Eğim açısı

Fotovoltaik modüllerin yatay düzlem ile yaptığı açıdır. “ $\beta$ ” simgesi ile gösterilir. Şekilde geliş açısı ve eğim açısı görülmektedir [55].

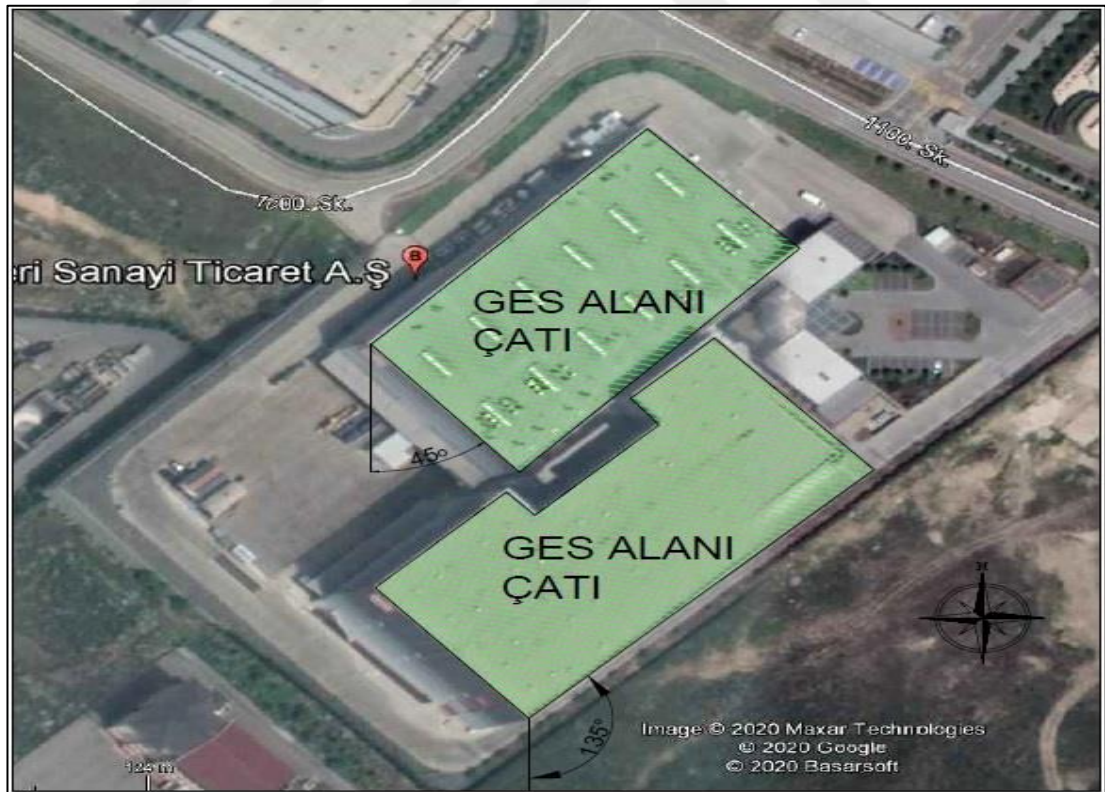


Şekil 5.4. Geliş ve eğim açıları [55]

## 6. MEVCUT FOTOVOLTAİK SİSTEMİN TASARIMI VE ANALİZİ

Kurulumu yapılmış olan 1410 kWp / 1200 kW kurulu gücündeki mevcut çatı tipi güneş enerjisi santrali Kocaeli ili Çayırova ilçesi Gebze OSB sınırları içerisinde bulunmaktadır. Birbiri ile yan yana farklı yükseklikteki iki binadan oluşmaktadır. İki binanın çatısında güneydoğu-güneybatı-kuzeydoğu-kuzeybatı olmak üzere 4 farklı yöne bakmaktadır. Bu bitişik iki binanın çatıları üzerine 4274 adet 330W monokristal güneş paneli yerleştirilmiştir.

Tesis 12 Adet 100 kW gücünde 3 fazlı eviriciden, GES AC toplama panosundan oluşmaktadır. Bu panodan mevcut panoya irtibatlanmak suretiyle şebeke bağlantısı sağlanmıştır. Sisteme uygun statik proje uygulaması yapılmıştır. Tesis  $40^{\circ}50'28''$  Kuzey enleminde ve  $29^{\circ}25'13''$  Doğu boylamında bulunmaktadır. Santral alanının görüntüsü ve azimuth açıları Şekil 6.1'de verilmiştir.



Şekil 6.1. Mevcut GES santral alanı

Tesisin çatıları incelendiğinde yüksek olan binanın diğer binanın üstüne gölge yaptığı, çatılarda bulunan parapet, baca, aydınlatma pencereleri gibi yapıların bulunmasından dolayı gölgelenme miktarının arttığı görülmüştür. Ayrıca panellerin farklı cephelere bakması da panellerin farklı verimlerde çalışmasına neden olmaktadır. Mevcut sistem tasarlanırken panel yerleşiminde mümkün mertebe gölgeli alanlardan kaçınılmıştır. Buda maksimum alan kullanımını azaltmıştır. Aşağıdaki şekillerde çatıdaki gölge unsurları görülmektedir.



Şekil 6.2. Kurulum öncesi çatıdaki baca ve aydınlatma pencerelerinden görüntü



Şekil 6.3. Kurulum öncesi çatıdaki parapet görünümü

### 6.1. Mevcut Sistemin Yapısı

Bu kısımda kurulumu gerçekleştirilen mevcut sistemde kullanılan elemanların özellikleri ve tasarım detayları incelenmiştir.





Şekil 6.4. Mevcut tesisin görünümü

### 6.1.1. Fotovoltaik panel

Mevcut sistemde pik gücü 330 Wp olan monokristal hücre teknolojisine sahip toplam 4274 adet fotovoltaik panel kullanılmıştır. Kullanılan panelin teknik özellikleri aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 6.1. Tesiste kullanılan panelin elektriksel özellikleri

Panel Gücü	Pmpp	330 Wp
Açık Devre Gerilimi	UAD	40.78 V
Kısa Devre A	IKD	10.19 A
Nominal Gerilim	Unom	33.38 V
Nominal Akım	Inom	9.88 A
Gerilim için Sıcaklık Katsayısı	-	% -0,28 /°C
Güç için Sıcaklık Katsayısı	-	% -0,38 /°C
Akım için Sıcaklık Katsayısı	-	% +0,04 /°C

### 6.1.2. Eviriciler

Mevcut sistemde çıkış gücü 100 kW olan 12 Adet dizi evirici kullanılmıştır. Kullanılan eviricilere ait temel elektriksel özellikler aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo 6.2. Tesiste kullanılan eviricilerin elektriksel özellikleri

Maksimum Giriş Gücü	-	140 kW
Maksimum Giriş Gerilimi	UINV-Max.Giriş	1100 V
Minimum Giriş Gerilimi	UINV-Min..Giriş	200 V
Maksimum Giriş Akımı	IMPPT-1	26 A( Isc: 40 A)
Maksimum Çıkış Akımı	-	144 A
Maksimum Çıkış Gücü	-	100000 W

### 6.1.3. Panel-evirici uyumluluk hesabı

Tesisin kurulduğu bölgeye ait geçmişe dönük sıcaklık verileri elde edilerek, hesaplamalar gerçekleştirilmiştir. Kocaeli ili için 1929-2020 yılları arasındaki aylara göre sıcaklık değerleri, güneşlenme süresi ve yağışlı gün sayısı, aynı zamanda bu tarihler arasında Kocaeli ilinin en yüksek ve en düşük sıcaklık verileri Şekil 6.5’de yer almaktadır.

KOCAELİ	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Yıllık
Ölçüm Periyodu ( 1929 - 2020)													
Ortalama Sıcaklık (°C)	6.1	6.6	8.5	12.9	17.6	21.7	23.8	23.9	20.5	16.2	12.1	8.3	14.8
Ortalama En Yüksek Sıcaklık (°C)	9.6	10.6	13.3	18.5	23.3	27.5	29.5	29.7	26.1	21.0	16.4	11.8	19.8
Ortalama En Düşük Sıcaklık (°C)	3.1	3.4	4.8	8.5	12.8	16.6	18.9	19.2	16.0	12.5	8.7	5.4	10.8
Ortalama Güneşlenme Süresi (saat)	2.5	3.0	4.0	5.8	7.3	8.9	9.5	9.1	7.1	4.8	3.6	2.6	5.7
Ortalama Yağışlı Gün Sayısı	18.6	16.5	15.6	13.1	11.6	9.2	6.6	6.1	8.3	12.8	13.9	17.8	150.1
Aylık Toplam Yağış Miktarı Ortalaması (mm)	92.1	75.4	70.7	51.2	48.4	55.5	45.1	43.5	59.5	85.7	78.2	109.9	815.2
Ölçüm Periyodu ( 1929 - 2020)													
En Yüksek Sıcaklık (°C)	24.9	26.7	30.8	35.0	37.2	40.7	44.1	42.9	40.2	36.2	29.1	27.4	44.1
En Düşük Sıcaklık (°C)	-13.1	-18.0	-6.5	-1.0	1.8	4.0	10.1	10.9	4.9	2.4	-3.4	-8.8	-18.0

Şekil 6.5. Kocaeli ilinde gerçekleşen ortalama sıcaklık değerleri [56]

Tablo 6.3’de dizi hesaplamalarında kullanılan parametreler verilmiştir.

Tablo 6.3. Dizi hesaplamasında kullanılan kısaltmalar

Panel Nominal Gerilimi	$U_{Modül}$
Dizideki Panel Sayısı	$n_{Seri}$
Dizi Gerilimi	$U_{Dizi}$
Güç Kaybı(W)	$P_K$
Elektrik İletkenliği(Cu:56,Al:35)	$K$
Gerilim Düşümü Oranı	$\%e$
Solar Kablo Akım Taşıma Kapasitesi	$I_{TK}$
PV Modül Nominal Gerilimi	$V_{MPP}$
MPP Gerilimi	$U_{MPP}$
PV Modül Açık Devre Gerilimi	$V_{OC}$
Maksimum Dizi Sayısı	$n_{Max}$
Maksimum Sıcaklık	$T_{max}$
Minimum Sıcaklık	$T_{min}$
PV Modül Standart Test Sıcaklığı	$T_{stc}$
PV Modül $V_{oc}$ Sıcaklık Katsayısı	$KV_{OC}$
PV Modül $V_{MPP}$ Sıcaklık Katsayısı	$KV_{mpp}$
Dizi Kısa Devre Akımı	$I_{SC}$
Dizi Nominal Akımı	$I_{mpp}$

Bir dizi için maksimum panel sayısı:

Panel kataloğundan panel açık devre gerilimi 40,78 V ve sıcaklık katsayısı -0,280 '%/°C' olarak görülmekte olup, aşağıda verilen 6.1 ve 6.2'deki formüllerle hesaplanmıştır.

$$U_{L(\text{modül } T_{\min}^{\circ\text{C}})} = (1 - \Delta T^{\circ\text{C}} \times \beta_L / (\%100)) \times U_{L(\text{STC})} \quad (6.1)$$

$$= (1 + ([-10 - 25] \times -0,28 / 100)) \times 40,78 = 44,78 \text{ V}$$

$$\eta_{\max} = (U_{\text{evirici max.}}) / (U_{L(\text{modül } T_{\min}^{\circ\text{C}})}) = 1100 / 44,78 = 24,56 \text{ adet} \quad (6.2)$$

Bir dizi için minimum panel sayısı:

Panel kataloğundan panel MPP 33,38 V ve sıcaklık katsayısı -0,28 '%/°C' olarak görülmekte olup, 6.3 ve 6.4'de verilen formüller kullanılmıştır.

$$U_{\text{MPP}(\text{modül } T_{\max}^{\circ\text{C}})} = (1 + \Delta T^{\circ\text{C}} \times \beta_{\text{MPP}} / 100) \times U_{\text{MPP}(\text{STC})} \quad (6.3)$$

$$= (1 + ([70 + -25] \times -0,28 / 100)) \times 33,38 = 29,17 \text{ V}$$

$$\eta_{\min} = \frac{(U_{\text{MPP}(\text{evirici min})})}{(U_{\text{MPP}(\text{modül } T_{\max}^{\circ\text{C}})})} = \frac{500}{29,17} = 17,14 \quad (6.4)$$

Tesiste 20 Panellik tasarım öngörülerek maksimum-minimum dizi ve MPPT gerilimleri;

$$\text{Maksimum Dizi Gerilimi: } N \times V_{\text{oc}} \times [1 + (K V_{\text{oc}} \times [T_{\min} - T_s] / 100)] \quad (6.5)$$

$$= 20 \times 40,78 \times [1 + (-0,28 \times [-10 - 25] / 100)] = 896 \text{ V} < 1100 \text{ V} \text{ Uygundur.}$$

$$\text{Minimum Dizi Gerilimi: } N \times V_{\text{oc}} \times [1 + (K V_{\text{oc}} \times [T_{\max} - T_s] / 100)] \quad (6.6)$$

$$= 20 \times 40,78 \times [1 + (-0,28 \times [70 - 25] / 100)] = 713 \text{ V} < 200 \text{ V} \text{ Uygundur.}$$

$$\text{Maksimum MPPT Gerilimi: } N \times V_{\text{mpp}} \times [1 + (K V_{\text{mpp}} \times [T_{\min} - T_s] / 100)] \quad (6.7)$$

$$= 20 \times 33,38 \times [1 + (-0,28 \times [-10 - 25] / 100)] = 792 \text{ V} < 1000 \text{ V} \text{ Uygundur.}$$

$$\text{Minimum MPPT Gerilimi: } N \times V_{\text{mpp}} \times [1 + (K V_{\text{mpp}} \times [T_{\min} - T_s] / 100)] \quad (6.8)$$

$$= 20 \times 33,38 \times [1 + (-0,28 \times [70 - 25] / 100)] = 583 \text{ V} < 500 \text{ V} \text{ Uygundur.}$$

## DC Akım Kontrolü

Akım kontrolleri ve sizing faktör denilen DC/AC yüklenme oranı;

$$\text{MPPT Nominal Akım Kontrolü: } D \times I_{\text{mpp}} = 2 \times 9,88 = 19,76 \text{ A} < 26 \text{ A Uygundur.} \quad (6.9)$$

$$\text{MPPT Kısa Devre Akım Kontrolü: } D \times I_{\text{SC}} = 2 \times 10,19 = 20,38 \text{ A} < 40 \text{ A Uygundur.} \quad (6.10)$$

$$\text{Sizing Faktör} = \frac{\text{MAX DC Kurulu Güç}}{\text{AC Nominal GÜÇ}} = \frac{125,4}{110} = 1,14 \quad (6.11)$$

### 6.1.4. DC kablolar ve seçimleri

Tesiste bulunan DC kablolar (solar kablolar), akım taşıma kapasitesi, gerilim düşümü DC güç kaybı, hesapları gözönüne alınarak seçilmiştir. Mevcut sistemde kullanılan solar kablolar gerilim düşümü %2'yi geçmeyecek şekilde seçilmiştir.

Kablo Tipi : Solar Kablo PV1-F

Kablo Kesiti : 6 mm<sup>2</sup>

Kablo Yük Akımı(I<sub>n</sub>) : 9,88 A

Kablo taş. maks.akım(I<sub>z</sub>) : 70 A-60°C°

20 Adet seri bağlı diziden geçem voltaj;

$$U_{\text{Dizi}} = U_{\text{Modül}} \times n_{\text{Seri}} \quad (6.12)$$

$$U_{\text{Dizi}} = 33,38 \text{ V} \times 20$$

$$U_{\text{Dizi}} = 667.6 \text{ V}$$

I<sub>z</sub> dizi ≥ 1,25 \* I<sub>k</sub> STC dizi olması gerekmektedir.

$$I_{\text{maks}} = 1,25 \times 10,19 = 12,74 \text{ A}$$

Tablo 6.4`de belirtilen tek damarlı solar kablo katalog bilgileri doğrultusunda proje kapsamında kullanacak olduğumuz 6 mm<sup>2</sup> solar kablo için akım kapasitesi 70 A`dir.

Tablo 6.4. PV1-F kablo akım taşıma kapasiteleri

	Kablo Kesiti mm <sup>2</sup>	Max. Dış Çapı mm	Taşıma Kapasitesi A	Direnç Değeri Ω/Km	Anma Gerilimi Vdc	Çalışma Sıcaklığı °C
PV1-F	1.5	4.8	30	13.7	1000	-40 ...+90°C
PV1-F	2.5	5.1	41	8.21	1000	-40 ...+90°C
PV1-F	4	5.6	55	5.09	1000	-40 ...+90°C
PV1-F	6	6.1	70	3.39	1000	-40 ...+90°C
PV1-F	10	7.2	98	1.95	1000	-40 ...+90°C
PV1-F	16	9	132	1.24	1000	-40 ...+90°C
PV1-F	25	10.7	176	0.795	1000	-40 ...+90°C
PV1-F	35	11.8	218	0.565	1000	-40 ...+90°C
PV1-F	50	13.3	276	0.393	1000	-40 ...+90°C
PV1-F	70	15.2	347	0.277	1000	-40 ...+90°C
PV1-F	95	17	416	0.21	1000	-40 ...+90°C
PV1-F	120	18.7	488	0.164	1000	-40 ...+90°C

Tablo 6.4'de belirtilen tek damarlı kablolarda düzeltme faktörü kullanıldığında kablo tavaasında sık şekilde çok sayıda kablonun yan yana döşenmesi durumu için kullanılacak olan düzeltme faktörü 0,38 seçilmiştir.(Kablo sayısı 20)

Tablo 6.5. Kablo döşeme düzeltme faktörleri

Kablo Yerleşim ve Düzenlemesi	1	2	3	4	5	
	Havada, bir yüzey üzerinde gömülü olarak demetlenmiş veya çevresi sarılmış	Tek katlı olarak duvar veya yere döşenmiş	Tek katlı olarak ahşap tavana altına döşenmiş	Tek katlı olarak duvar veya yere döşenmiş	Tek katlı olarak ahşap tavan altına döşenmiş	
Kablo( Devre) Sayısı	1	1	1	0,95	1	1
	2	0,8	0,85	0,91	0,88	0,87
	3	0,7	0,79	0,72	0,82	0,82
	4	0,65	0,75	0,68	0,77	0,8
	5	0,6	0,73	0,66	0,75	0,8
	6	0,57	0,72	0,64	0,73	0,79
	7	0,54	0,72	0,63	0,73	0,79
	8	0,52	0,71	0,62	0,72	0,79
	9	0,5	0,7	0,61	0,72	0,78
	12	0,45	-	-	-	0,78
	16	0,41	-	-	-	-
20	0,38	-	-	-	-	
	Döşeme Şekli A dan F ye	Döşeme Şekli C	Döşeme Şekli E ve F			

(IEC 60364-5-52, Tablo A.52-17)

Tablo 6.5'de belirtilen sıcaklık koşulları ile düzeltme faktörü, 40 °C ortam sıcaklığı için 0,87 seçilmiştir.

$$I = 70 \times 0,87 \times 0,38 = 23,14 \text{ A bulunur.}$$

23,14 A  $\geq$  12,74 A olduğundan kablo uygundur.

Tablo 6.6. Kablo sıcaklık düzeltme faktörleri

Ortam Sıcaklığı		İzolasyon Tipi	
		PVC	XLPE ve EPR
10	°C	1,22	1,15
15	°C	1,17	1,12
20	°C	1,12	1,08
25	°C	1,06	1,04
30	°C	1	1
35	°C	0,94	0,96
40	°C	0,87	0,91
45	°C	0,79	0,87
50	°C	0,71	0,82
55	°C	0,61	0,76
60	°C	0,5	0,71
65	°C	-	0,65
70	°C	-	0,58
75	°C	-	0,5
80	°C	-	0,41
85	°C	-	-
90	°C	-	-
95	°C	-	-

(IEC 60364-5-52, Tablo A.52-14)

#### Dizi Güç Kaybı Hesabı

Kablolama direncinden kaynaklanan voltaj düşüşüne istinaden hesaplanan değerdir.

$P_k$ =Modül veya dizi hattı güç kaybı

$L$ = Modül veya dizi hattının tek katlı hat uzunluğu(m)

$S$ =Modül veya dizi hattının kablo kesiti(mm<sup>2</sup>)

$K$ =Elektrik iletkenliği(Bakır için 56, Alüminyum için 35)(m/Ω.mm<sup>2</sup>)

$L$ = 171 mt.

$I_{sc}$ : Modül kısa devre akımı

$$P_k = \frac{(2 \times L \times I_{sc}^2)}{(S \times K)} = \frac{(2 \times 171 \times 8,23^2)}{(6 \times 56)} = 68W \quad (6.13)$$

330W gücünde 20 tane panel seri bağlandığından toplam 6600W güç yapar. Bu sonuca göre eviriciye uzaklığı 171 mt. olan 20 panellik 6600W gücünde bir dizinin DC kablodan kaynaklı 68W bir kayıp oluşacağı söylenebilir.

$$\%e = \frac{(2 \times 100 \times L_{dizix} I_{dizi})}{(S_{dcx} U_{dizix} K)} = \frac{(2 \times 100 \times 171 \times 9,88)}{(6 \times 667,6 \times 56)} = \%e = 1,5 \quad (6.14)$$

$$U_{MPPT} = N \times V_{MPPT} = 20 \times 33,38 = 667,6 \text{ V}$$

$$S = 6 \text{ mm}^2$$

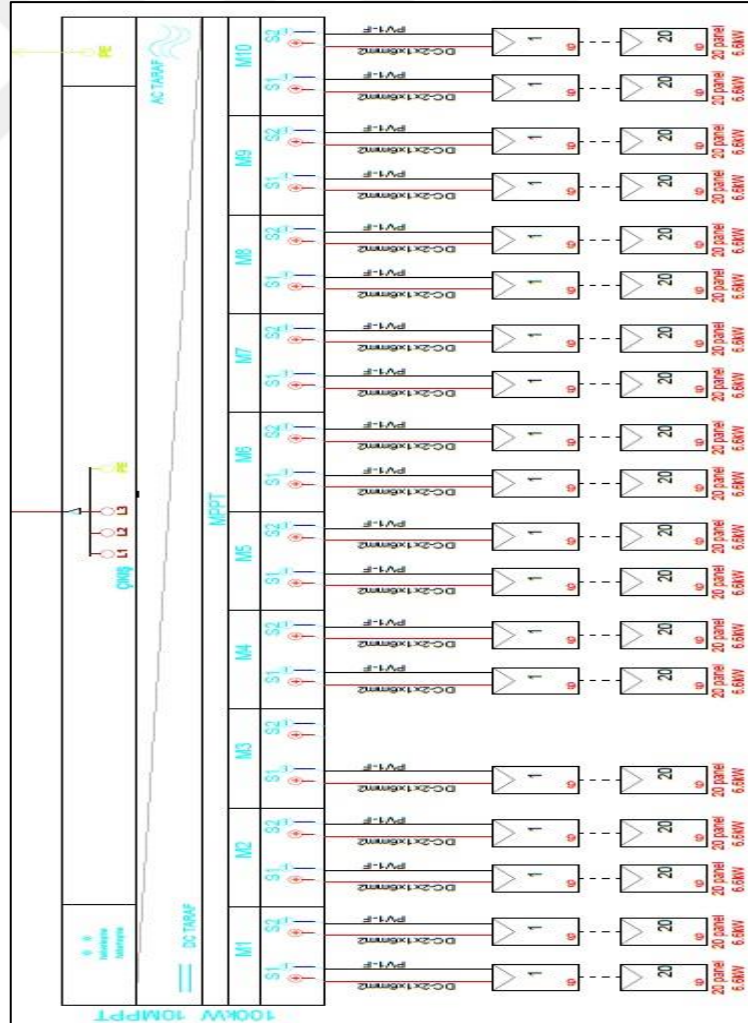
$$K = 56 \text{ m}/\Omega.\text{mm}^2 \quad \%e = \frac{2 \times 100 \times 171 \times 6600}{6 \times 667,6 \times 667,6 \times 56} = 1,507 \quad (6.15)$$

$$P = 6600 \text{ W}$$

$$V_{mpp} = 33,4 \text{ V} \quad 1,507 \leq 2 \text{ olduğundan seçilen kablo uygundur.}$$

N=20 Adet

Şekil 6.6'da panel dizilerinin eviriciye örnek bir bağlantı şeması görülmektedir.



Şekil 6.6. Panel dizilerinin eviriciye bağlantısı tek hat şeması

### 6.1.5. Evirici-sistem bağlantısı

Mevcut tesisteki bitişik iki binanın çatısına toplam 4274 adet 330 Wp gücündeki monokristal fotovoltaik panel yerleştirilmiştir. Bu paneller her birinin gücü 100 kW olan toplam 12 adet eviriciye bağlanmıştır. Eviricilerin toplam MPPT sayısı 10 olup, her bir MPPT de 2 adet girişi bulunmaktadır. Toplamda 20 girişi bulunan eviricilerin tasarımına bağlı olarak 17-19 girişi kullanılarak bağlantısı yapılmıştır. Kullanılan eviriciler 100 kW'lık olup, eviricinin fazlar arası geriliminin 380-400 V olacağı göz önünde bulundurularak hesaplamalar yapılmıştır.

$I = 100000 / (\sqrt{3} \times 400) = 144 \text{ A}$  çıkış akımı hesaplanmıştır.

Kullanılan koruyucu sigorta ve şalterlerin nominal akımın ortalama %25 daha fazla yüklenip bu değerden sonra açma yapması için her bir evirici çıkışına nötr kesmeli 4 kutuplu 200 A TMS konulmuştur. TMS ilaveten KAKR irtibatlanmıştır. TMS açana kadar dayanabilmesi ve TMS nin kablolarıda koruyabilmesi için kablo seçimi ve hesabı yapılırken TMS değerlerinin üzerindeki en yakın kablo kesiti kullanılmıştır. Kablo 4x185 NA2XH kablodur.

Kablo Tipi: NA2XH

Kablo Kesiti: 185 mm<sup>2</sup>

Kablo Yük Akımı(I<sub>n</sub>) : 144,51 A

Devre sayısı: 1

Top. Akım Taş. Kapasitesi(I<sub>z</sub>): 357 A Kablonun ham akım kapasitesi kablo üreticisinden alınmıştır.

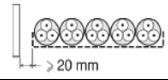
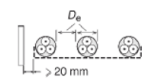
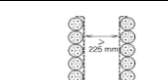
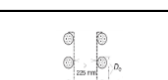

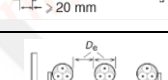
Kablo uygun düzeltme faktörleri katsayısı uygulandığında.(k<sub>1</sub>= sıcaklık(Tablo 6.5)  
k<sub>2</sub>=düzeltme faktörü (Tablo 6.6)

$$I_k = I_z \times k_1 \times k_2 = 357 \times 0.94 \times 0.75 = 251 \text{ A} \quad (6.16)$$

144 A < 200 A( TMS) < 205 A Uygundur.



Tablo 6.7. Kablo tavası düzeltme katsayıları

Kablo Döşeme Şekli		Tava Sayısı	Kablo sayısı					
			1	2	3	4	6	9
Delikli kablo tavası		1	1	0,88	0,82	0,79	0,76	0,73
		2	1	0,87	0,8	0,77	0,73	0,68
		3	1	0,86	0,79	0,76	0,71	0,66
yatay serili		1	1	1	0,98	0,95	0,91	-
		2	1	0,99	0,96	0,92	0,87	-
		3	1	0,98	0,95	0,91	0,85	-
Delikli kablo tavası		1	1	0,88	0,82	0,78	0,73	0,72
		2	1	0,88	0,81	0,76	0,71	0,7
dikey serili		1	1	0,91	0,89	0,88	0,87	-
		2	1	0,91	0,88	0,87	0,85	-
Kablo konsolu veya sehpa		1	1	0,87	0,82	0,8	0,79	0,78
		2	1	0,86	0,8	0,78	0,76	0,73
		3	1	0,85	0,79	0,76	0,73	0,7
yatay serili		1	1	1	1	1	1	-
		2	1	0,99	0,98	0,97	0,96	-
		3	1	0,98	0,97	0,96	0,93	-

$N_k$ = Evirici Gücü  $L$ =İletken Uzunluğu  $S$ =Kablo Kesiti  $n$ = Kablo Sayısı  $K$ =Elektrik İletkenliği  $U$ = Gerilim değeri  $\%e$ = Gerilim Düşümü yüzdesi  $p_k$ = AC hattı güç kaybı  $\%P_k$ = Güç Kaybı yüzdesi.

$$N_k= 100 \text{ kW} \quad L= 157 \text{ m} \quad S= 185\text{mm}^2 \quad n= 1 \quad K= 35 \text{ m}/\Omega.\text{mm}^2 \quad U=400 \text{ V}$$

Gerilim Düşümü Hesabı Kontrolü

$$\%e = \frac{100 \times L \times N_k}{K \times S \times U^2} = \quad \%e = \frac{100 \times 157 \times 100000}{35 \times 185 \times 160000} = 1,51 < 3 \text{ Uygunur.} \quad (6.17)$$

$$\Delta e = U \cdot \frac{\%e}{100} = \quad \Delta e = \frac{400 \times 1,51}{100} = \Delta e = 6,04 \text{ V}$$

Güç Kaybı Hesabı Kontrolü

$$p_k = 3 \times L \times I^2 / n \times S \times K \quad P_k = \frac{3 \times 157 \times 144,5 \times 144,5}{1 \times 185 \times 35} = 1518,85 \text{ W}_p \quad (6.18)$$

$$\%P = \frac{\Delta P}{P} \cdot 100 = \frac{100 \times 1518,85}{100000} \quad \%P = 1,51 < \text{Uygunur.}$$

12 Adet evirici 1 adet GES toplama panosunda birleştirilmiştir. Toplam çıkış gücü 1200 kW olup, anma akımı  $I = 12000000 / (\sqrt{3} \times 400) = 1732 \text{ A}$  olarak hesaplanmıştır.

Bu güç ve akıma uygun dizayn edilen GES toplama panosunda AC parafudr, üretimi izlemek amacıyla tek yönlü sayaç, toplam güce uygun seçilen 4 kutuplu 2000A TMŞ, toroidal akım trafosu, acil durdurma butonu ve AG koruma rölesi bulunmaktadır. GES panosundan, fabrikanın mevcut panosuna 5 devre 1x240 NYY kablo kullanılarak taşınmıştır.

Kablo Tipi : NYY

Kablo Kesiti : 240 mm<sup>2</sup>

Kablo Yük Akımı(In) : 1732 A

Devre sayısı : 5

Top. Akım Taş. Kapasitesi(Iz): 484 A Kablonun ham akım kapasitesi eklerde bulunan kablo kataloğundan alınmıştır.

Kablo uygun düzeltme faktörleri katsayısı uygulandığında.( k1= sıcaklık( Tablo 6.5 k2=düzeltilme faktörü( Tablo 6.6)

$$I_k = I_z \times k_1 \times k_2 = 484 \times 5 \times 0,94 \times 0,83 = 377 \text{ A} \times 5 = 1888 \text{ A} \quad (6.19)$$

1732 A < 1850( Ayarlı TMŞ ) < 1888 A Uygundur.

$$N_k = 1200 \text{ kW} \quad L = 10 \text{ m} \quad S = 240 \text{ mm}^2 \quad n = 3 \quad K = 56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2 \quad U = 400 \text{ V}$$

Gerilim düşümü hesabı kontrolü

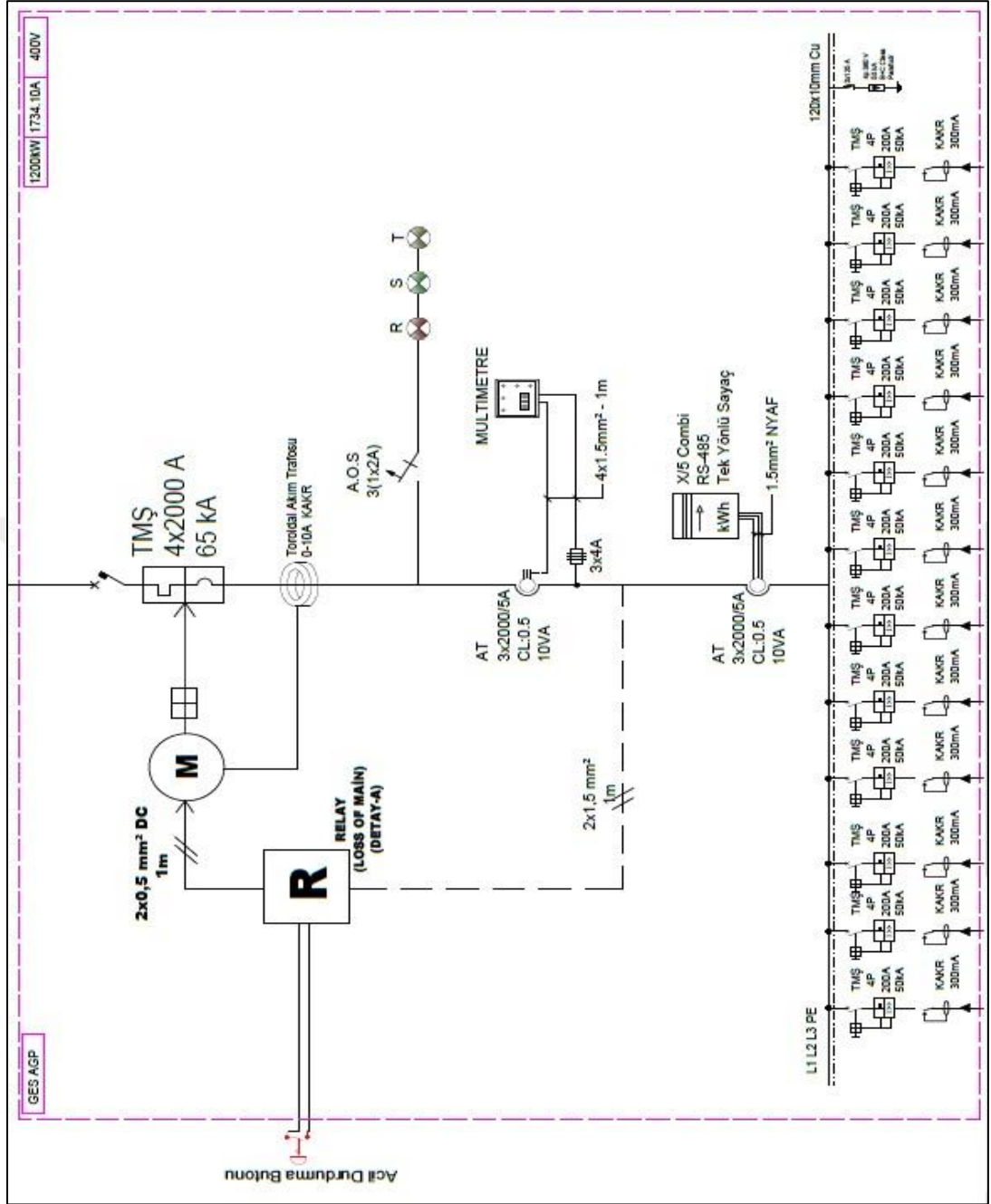
$$\%e = \frac{100 \times L \times N_k}{K \times S \times U^2} = \%e = \frac{100 \times 10 \times 1200000}{56 \times 240 \times 160000} = 0,55 < 3 \text{ Uygundur.} \quad (6.20)$$

$$\Delta e = U \cdot \frac{\%e}{100} = \Delta e = \frac{400 \times 0,55}{100} = \Delta e = 2,2 \text{ V} \quad (6.21)$$

Güç kaybı hesabı kontrolü

$$P_k = 3 \times L \times I^2 / n \times S \times K \quad P_k = \frac{3 \times 10 \times 1732 \times 1732}{5 \times 240 \times 56} = 1339,20 \text{ W}_p \quad (6.22)$$

$$\%P = \frac{\Delta P}{P} \cdot 100 = \frac{100 \times 1339,20}{1200000} \%P = 0,11 < \%3 \text{ Uygundur.} \quad (6.23)$$

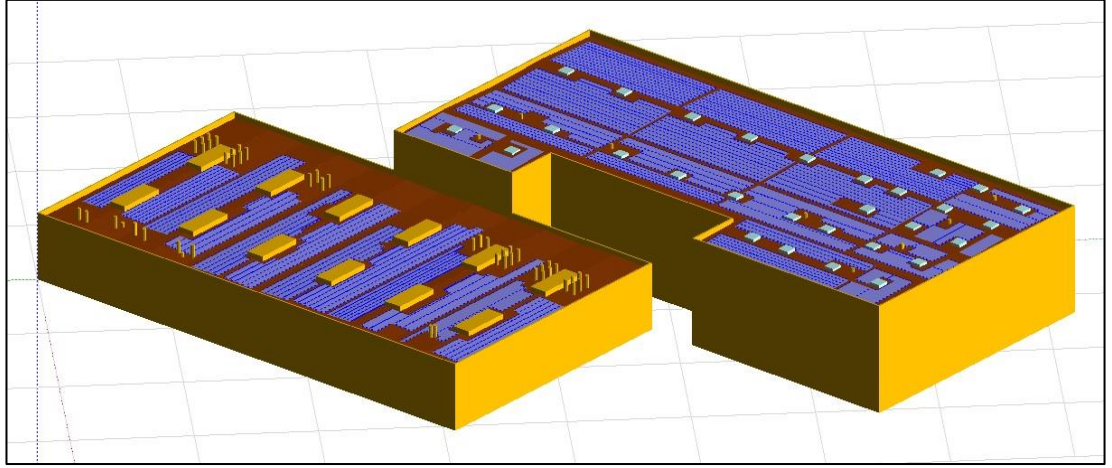


Şekil 6.7. GES toplama panosu tek hat şeması

Yukarıdaki Şekil 6.7’de mevcut tesisin GES toplama panosu tek hat şeması verilmiştir.

## 6.2. Mevcut Sistemin Modellenmesi

Mevcut sistem PVsyst programı kullanılarak simüle edilmiştir. Simülasyon yapılırken, ilk aşamada mimari ve statik projelerdeki bilgiler kullanılarak mevcut tesisin 3D modellenmesi yapılmıştır. Bu modelleme PVsyst kendi bünyesinde bulunan modelleme ile yapılmıştır. Aşağıdaki Şekil 6.8’de bu modelleme görülebilir.



Şekil 6.8. Tesisin PVsyst programında modellenmesi

Çatının eğiminin mimari projeyle birlikte %3 olduğu, mevcut uygulamada da bu eğimle aynı olacak şekilde konstrüksiyon kullanılarak paneller yerleşmiştir.

Paneller yerleşimi mevcut sistemle aynı olacak şekilde yapılmış olup 12 adet 100 kW eviriciye bağlantısı yapılmıştır.

### 6.3. Mevcut Sistemin Performans Analizi

Mevcut sistemin tasarım detayları ve gerekli bilgiler PVsyst programına girildikten sonra sistemin 1 yıllık ve 20 yıllık üretim, performans ve kayıplarının da görüldüğü detaylı simülasyon yapılmıştır. Simülasyon sonucuna göre tesisin 1.yıl sonunda yaklaşık 1445 MWh enerji üretebileceği öngörülmüştür.

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	44.6	27.65	5.87	44.6	39.4	48.5	47.7	0.758
February	54.3	36.16	6.39	54.3	48.9	61.7	60.7	0.792
March	93.6	55.66	9.37	93.6	85.6	106.6	104.8	0.794
April	143.2	73.49	12.80	143.3	132.9	162.2	159.4	0.789
May	171.1	75.64	18.22	171.2	159.5	187.5	184.0	0.762
June	188.6	84.40	22.85	188.6	176.2	202.6	198.7	0.747
July	194.9	86.16	26.06	195.0	181.9	205.8	201.8	0.734
August	164.4	77.72	25.97	164.5	152.9	174.3	171.0	0.737
September	117.3	61.43	21.05	117.3	107.7	126.7	124.5	0.752
October	78.1	43.65	16.98	78.1	70.8	84.5	83.1	0.755
November	61.9	31.28	11.60	62.0	54.8	65.0	64.0	0.732
December	44.5	24.05	7.84	44.5	38.7	46.3	45.5	0.726
Year	1356.5	677.29	15.47	1357.0	1249.3	1471.8	1445.3	0.755

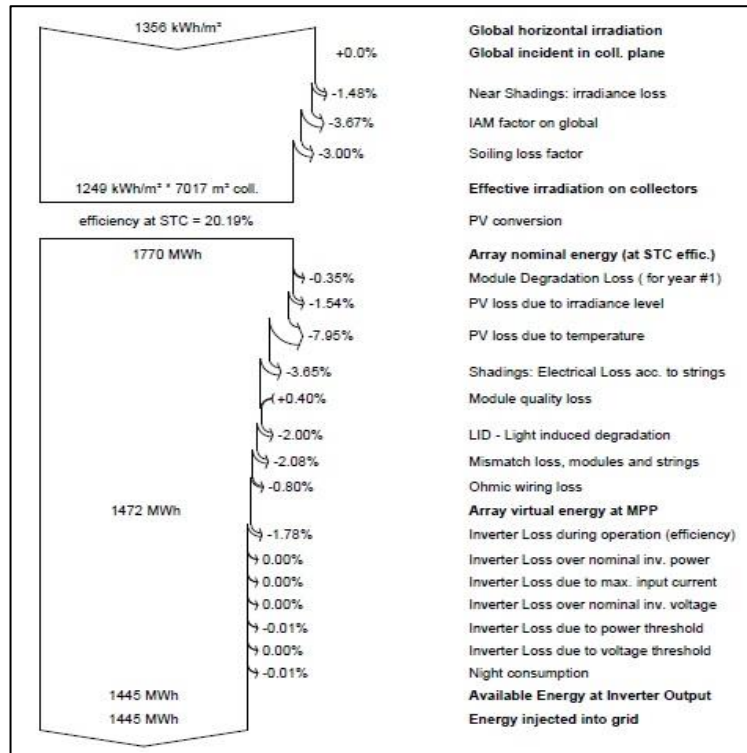
Şekil 6.9. Mevcut sistemin 1.yılında aylara göre PVsyst üretim sonuçları

Yapılan 20 yıllık analiz neticesinde ise yıldan yıla üretimin azalarak 20. Yıl sonunda 1221 MWh düşeceği öngörülmüştür.

Year	E Grid MWh	PR	PR loss %
1	1445	0.755	0%
2	1435	0.75	-0.7%
3	1424	0.744	-1.5%
4	1413	0.738	-2.3%
5	1401	0.732	-3.1%
6	1387	0.725	-4%
7	1373	0.717	-5%
8	1358	0.71	-6%
9	1344	0.702	-7%
10	1330	0.695	-8%
11	1317	0.688	-8.9%
12	1306	0.682	-9.6%
13	1296	0.677	-10.4%
14	1285	0.671	-11.1%
15	1275	0.666	-11.8%
16	1265	0.661	-12.5%
17	1255	0.656	-13.2%
18	1244	0.65	-13.9%
19	1233	0.644	-14.7%
20	1221	0.638	-15.5%

Şekil 6.10. Mevcut sistemin 20 yıllık PVsyst üretim sonuçları

Üretim değerlerindeki görüldüğü üzere sistemin performansı yıldan yıla bariz bir şekilde azalmaktadır. Sistemin üretim esnasında hangi etmenlere maruz kaldığını, bu etmenlerin sisteme ne kadar etki ettiğini programdaki kayıp diyagramlarından görmek mümkündür. Şimdi sistemin yıllık ve 20 yıllık diyagramları, bu diyagramdaki verileri, sisteme etki eden faktörlerle birlikte açıklanarak analiz edilecektir. Aşağıdaki Şekil 6.11’de mevcut sistemin 1.yıl sonundaki detaylı kayıpları görülebilir.



Şekil 6.11. Mevcut sistemin 1. Yıl sonu PVsyst kayıp diyagramı.

Global Horizontal İrradiation (Yatay Düzleme Gelen Küresel Işınım)[kWh/m<sup>2</sup>]: Simülasyon programında günümüze kadar ölçülüp kaydedilmiş meteorolojik veriler ışığında belirlenen değerdir. Mevcut santralin bulunduğu bölgede bu değer 1356 kWh/m<sup>2</sup> olarak simülasyon raporunda yer almaktadır.

Global incident in coll. Plane(Güneş Panel Yüzeyine Gelen Küresel Işınım [kWh/m<sup>2</sup>]): Panelin montaj açısına göre elde edilecek kazancı veya kayıpları ifade eder. Uygun bir açıyla yerleştirilen panellerde bu değer üst seviyelere çıkarken, eğimin az olması ya da panelleri yönlerinin değişmesine bağlı olarak bu azabilir hatta negatif bir değer bile olabilir.

Near Shadings: irradiance loss (Gölgelenme Sebepi Işınım Kaybı): Sistemde güneşin açısına göre oluşabilecek gölgelenmeden kaynaklı ışınım kayıplarını göstermektedir. Raporunda bu değer %1.48'dir.

IAM factor on global (Açı Yansıma Faktörü): Panel üzerine düşen ışınımın tamamı hücreler tarafından kullanılamaz. Gelen ışınımın büyük bir miktarı panel içerisinde absorbe edilirken, bir kısmı da yansımaya uğrar. Bu faktör küresel ışınım üzerinden panel montaj açısına göre yansıyan, kırılımdan dolayı kaynaklanan kayıpları gösterir.

Soiling Loss Factor (Panel Kirlenme Faktörü): Santralin yerine, çevre faktörlerine göre değişiklik gösterebilecek bir kayıptır. Toz, kar, yaprak vb. Panellerde oluşan kirlilik nedeniyle ile panellerin yıl içerisinde enerji üretim kaybını yüzdesel olarak gösterir. Genel olarak PVsyst programında bu değer %3 olarak sabit alınır.

Modul Degradation Loss (Modül Bozunma Kayıpları): Bir fotovoltaik modülün çıkış gücünde zamanla azalma meydana gelebilir, veya modüldeki tek bir hücrenin arızalanması sebebiyle gücünde azalma olabilir. Bu da verimde azalmaya sebep olacaktır. Panel üreticileri tarafından teknik dökümanlarda belirtilir. Bu değer 0,7'dir.

PV loss due to irradiance level (Işınımına Bağlı FV Kayıplar): PV paneller üzerine gelen düşük ışınım sebebi ile oluşan kayıpları göstermektedir.

PV loss due to temperature (Sıcaklığa Bağlı FV Kayıplar): PV modüllerin ürettiği gerilim, sıcaklık ile ters orantılıdır. Yani aynı ışınım altındaki, farklı sıcaklıkta bulunan PV panellerden oluşan dizilerde soğuk ortamda bulunan paneller daha fazla gerilim

üretir. Her eviricinin çalışmaya başlama gerilimi farklıdır. Bundan dolayı da sistemin sabah devreye girme zamanı farklılık göstermektedir. Bu değer nedeniyle oluşan zaman farklılıklarından meydana gelen elektrik üretim kaybını yüzde olarak göstermektedir.

Shadings: Electrical Loss acc. to strings (Gölgelenmeden kaynaklı elektriksel kayıp): Sistemde bulunan PV dizilerde güneş panellerinin gölgeye maruz kalarak etkilenmesi sonucunda oluşan üretim kaybını gösterir. Mevcut sistemde bu kayıp % 3,65 olarak görülmektedir.

Module quality loss (Modül Verim Kaybı): PV modüllerin zamanla veriminin düşmesinden kaynaklı kayıpları ifade eder. Panel üreticisi tarafından dökümanlarda belirtilir.

LID (Light Induced Degradation)-Eskime Kaybı: PV modüllerde ışınım sebebi ile oluşacak eskime kaybı oranını göstermektedir. Mevcut sistemde bu kayıp % 2 olarak görülmektedir.

Mismatch loss modules and strings (Modül- Dizi Uyumsuzluk Kaybı): Oluşturulan PV dizilerde tüm modüllerin aynı akım ve gerilim değerinde olmaları pek mümkün değildir. Dizi üzerinde seri bağlı bulunan en düşük akım değerine sahip PV modül Dizideki akım değerini belirlemiş olur. Bu şartlarda söz konusu akım değerinden daha fazla akım üreten modül bir üretim kaybına uğrayacaktır. İlgili değer bu kaybı belirtmektedir.

Ohmic wiring loss (Kablo Kaybı): Sistemde kullanılan kablolara ait kayıpları göstermektedir. Bu değeri kabloların kesitlerine, kullanılan iletken türüne ve metrajlara göre değişebilir.

Inverter Loss During Operation (Evirici İşletme Kayıpları): Her cihazda olduğu gibi eviricilerinde bünyesinde kayıplar nedeniyle belli bir verimliliği vardır. Bu kayıplar eviricinin verimliliğine göre kaybolan elektrik enerjisini oranını belirtir. Mevcut sistemde bu kayıp % 1,78 olarak görülmektedir.

Inverter Loss over nominal inv. Power (Evirici Aşırı Yükleme Kayıpları): Eviricilerin AC çıkış kapasitelerinin üzerinde bir değerde DC güç ile yüklendiği zaman belli

zamanlarda üretilen enerjinin kayıp olabilir. Sistem tasarımına göre değişiklik gösteren bu kayıpları gösterir.

Inverter Loss due to max. input current (Power İverter Güç Eşiği Kayıpları): Maksimum giriş akımının üstünde çalışması.

Inverter Loss over nominal inverter voltage (Evirici MPPT nominal Çalışma Gerilimi Kayıpları): Her eviricinin kendine özgü çalışma gerilimi vardır. Diziler bu gerilim değerinin altında üretim yapabilir. Eviricinin çalışmadığı bu zamanlarda meydana gelecek enerji kaybı bu şekilde belirtilmektedir.

Inverter Loss due to power thersold (Evirici minumum güç altı çalışma kayıpları): Eviricilere bağlı dizilerin evirici teknik özellikleri kapsamında belirtilen, minimum güç altında çalışmasından kaynaklı kayıplardır.

Inverter Loss due to voltage thersold (Evirici Gerilim Eşiği Kayıpları): Eviricinin maksimum MPTT voltaj değerinin üstünde gerilim üreten dizilerden dolayı evirici kaynaklı kaybı göstermektedir.

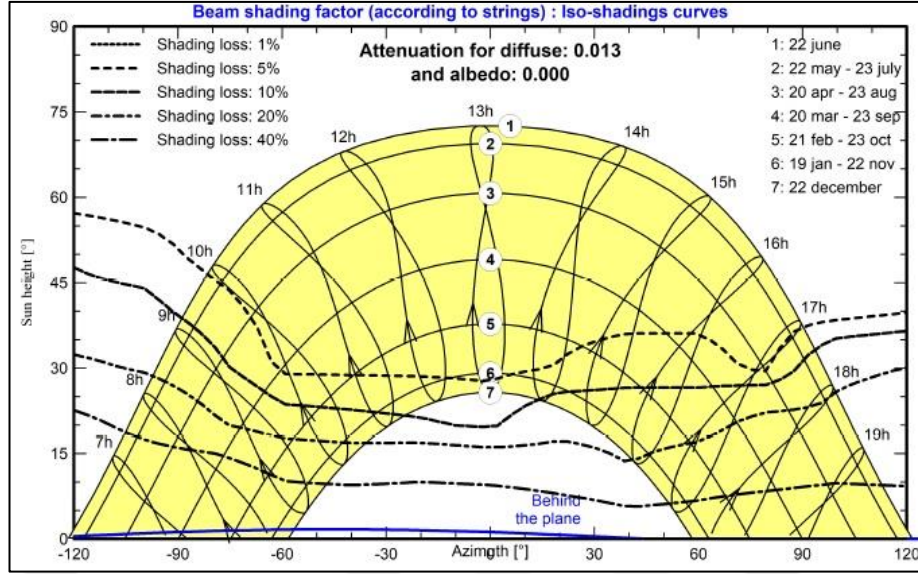
Night consumption(Gece boşa çalışma kaybı): Eviricinin çalışmadığı üretim yapmadığı zamanlarda boşa çalışma kayıplarını gösterir.

Available Energy at Inverter Output (Evirici Çıkışında Elde Edilebilir Enerji): Evirici çıkışında üretilmesi beklenen elektrik enerjisini göstermektedir.

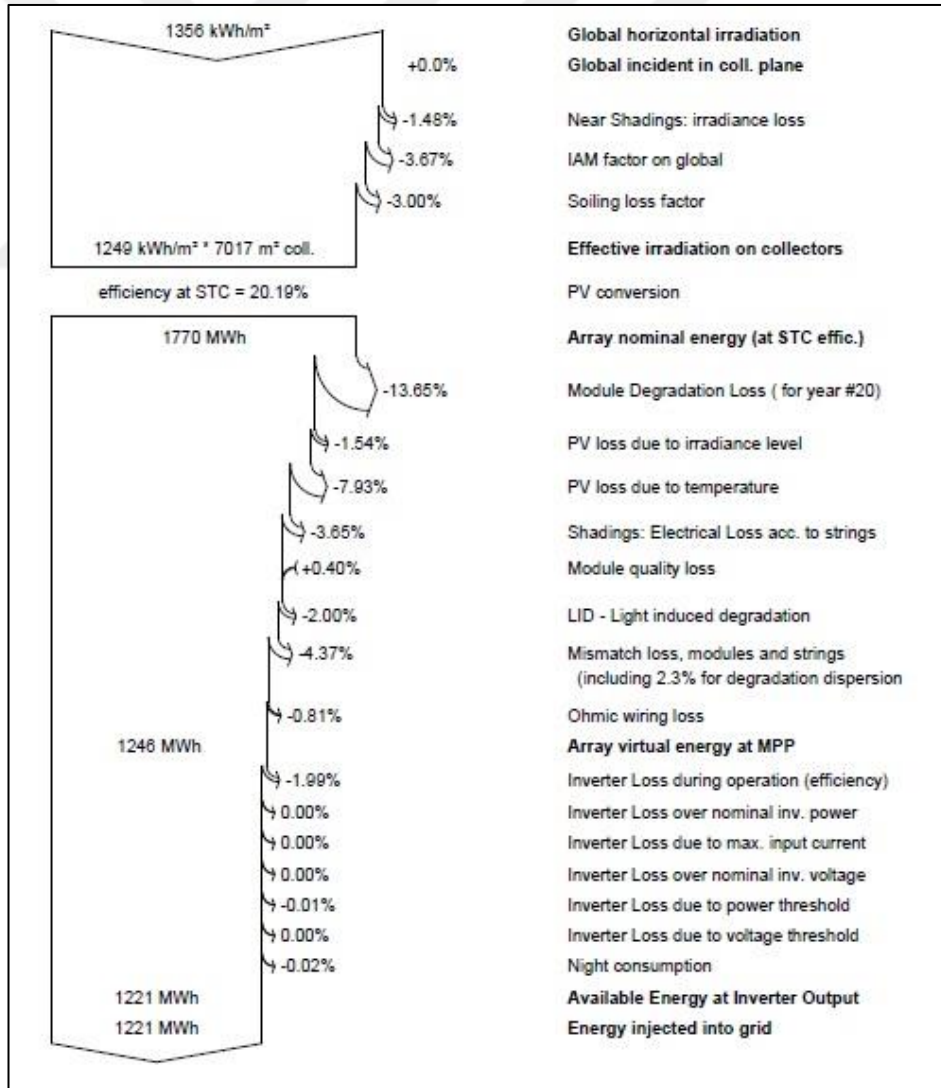
Energy injected into grid (Şebekeye Aktarılan Enerji): Bütün kayıplardan sonra şebekeye verilecek elektrik enerjisini göstermektedir.

Simülasyon programına fotovoltaik tesisin 1. yıl sonunda üretim değeri 1445 MWh olarak tespit edilmiştir. Sistem performansı oranı, ilgili simülasyon programında %75.52 olarak hesaplanmıştır. Şekil 6.12'de gölge karakteristikli güneş yörüngesi diyagramı verilmiştir. Mevcut tesisin yıllık ve 20 yılın sonundaki ayrıntılı simülasyon raporları EK-A ve EK-B' de mevcuttur.





Şekil 6.12. Gölge karakteristikli güneş yörüngesi diyagramı.



Şekil 6.13. Mevcut sistemin 20. Yıl sonu PVsyst kayıp diyagramı.

Yukarıdaki şekilde sistemin 20. yıl sonundaki kayıpları görülmektedir. Simülasyon programında fotovoltaik tesisin 20. Yıl sonunda üretim değeri 1221 MWh olarak görülmüştür. Sistem performansı oranı, programda %63,78 olarak hesaplanmıştır. Bu performans kaybının sebepleri her iki diyagramda incelenip kıyaslanmış, iki etmeden kaynaklı kayıplar görülmüştür.

Modul Degradation Loss (Modül Bozunma Kayıpları): Mevcut sistemde 1.yıl sonunda -% 0,35 olan bu kayıp 20. Yıl sonunda -%13,65 ulaşarak üretim verimini etkilemiştir.

Mismatch loss modules and strings (Modül-Dizi Uyumsuzluk Kaybı): Mevcut sistemde 1.yıl -% 2,08 olan bu kayıp 20. Yıl sonunda -% 4,37 ulaşarak üretim verimini etkilemiştir.

#### **6.4. Mevcut Sistemin Maliyeti ve Yatırım Geri Dönüş Süresi**

Bu bölümde mevcut santralin ilk kurulum maliyeti hesaplanacak, yıl bazında yaptığı üretimler görülecektir. Tüketimine göre mahsuplaşma yapılarak yıl bazında yatırım geri dönüşüm süresi( amortisman süresi) belirlenecektir.

##### **6.4.1. Mevcut sistemin ilk yatırım maliyeti**

Mevcut tesisin kurulum maliyeti 796.887 USD'dir. Kullanılan malzemelerin çoğu USD üzerinden temin edildiği için maliyet USD olarak hesaplanmıştır. Aşağıdaki Tablo 6.8'de kullanılan malzemelerin detaylı listesi ve fiyatları verilmiştir.

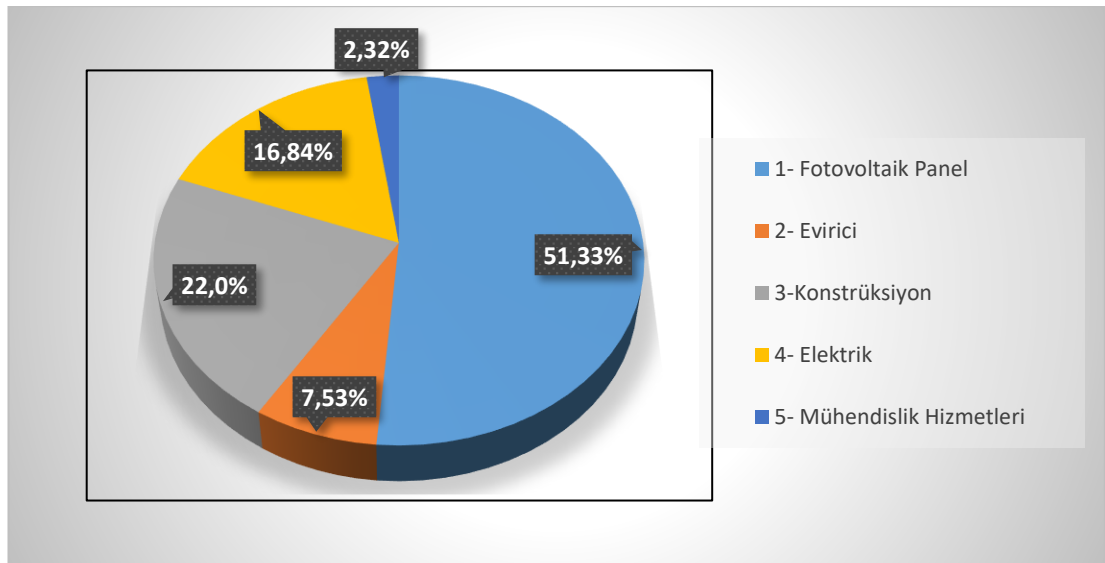
Tablo 6.8. Mevcut sistemin detaylı malzeme listesi ve ilk kurulum maliyeti

Ürün	Miktar	Birim	Birim Fiyat(\$)	Toplam Fiyat(\$)
1- Fotovoltaik Panel • (330 Wp)	4274	adet	95.70	409,021.80
2- Evirici • 100 kW	12	adet	5000	60,000.00
3-Konstrüksiyon • Alüminyum profil • Ejobar 500mm • Ejobar 300mm • Raptet+Raptet Vidaları • Membran TPO • Konstrüksiyon, Ejobar, Membran Montaj Hizmet Bedeli	1410.42	kWp	124.220	175,202.37

Tablo 6.8. (Devam) Mevcut sistemin detaylı malzeme listesi ve ilk kurulum maliyeti

4- Elektrik				
• DC Kablo	1410.42	kWp	95.15	134,201.46
• DC ve AC Aksesuar				
• DC ve AC Tavalalar ve Kablo Taşıma Sistemi				
• AC Kablo S:185 - NA2XH				
• AC Kablo S:240 - NYY				
• Ges Ana Dağıtım Panosu				
• Akım ve gerilim trafoları + çift yönlü sayaç				
• Tesis Topraklaması				
• Scada(Dağıtım Şirketi Kriterlerine Uygun)				
• Datalogger + GSM Modem	1410.42	kWp	95.15	134,201.46
• Sensor Temini ve Montajı(Evirici Uyumlu)				
• Elektrik Montaj Hizmeti				
<b>5- Mühendislik Hizmetleri</b>				
• Proje Yönetimi				
• Saha Yönetimi( All risk, nakliye, mobilizasyon vb.)				
• Kalite Denetimi ve Dokümantasyon	1410.42	kWp	13.089	18,461.66
• Devreye Alma Testleri ve Kabul Hizmeti				
<b>TOPLAM</b>	<b>1410.42</b>	<b>kWp</b>	<b>565</b>	<b>796,887.30</b>

Tesisin kurulum maliyetinin maliyet dağılımı aşağıdaki Şekil 6.14'de gösterilmiştir.



Şekil 6.14. Mevcut sistemin maliyet dağılım grafiği

#### 6.4.2. Mevcut tesisin üretim getirisi ve yatırım geri dönüş süresi

Mevcut santralin 2020 enerji tüketim değerleri baz alınarak, EPDK tarafından belirlenen Çatı Tipi GES lerin mahsuplaşma tablosunda tabii olduğu çizelgeye göre enerji birim fiyatları üzerinden yıllık ve 20 yıllık üretim değerleri üstünden mahsuplaşma yapılarak elde edilen gelir gösterilmiştir. Bu gelire göre yatırım geri dönüş süresi hesaplanmıştır. Tablo 6.9’da yıllık bazda üretim getirisi ve kurulumdan sağlanan tahmini gelir hesaplanmıştır.

Tablo 6.9. Mevcut tesisin aylara göre yıllık bazda üretim getirisi ve sağlanan tahmini gelir

GES FİZİBİLİTE ÇALIŞMASI						
Bu çalışma 2020 yılı tüketim değerleri referans alınarak hazırlanmıştır.						
GEBZE OSB	Birim Fiyat TL/kWh					
Aktif Enerji Birim Fiyat	0.41					
Dağıtım Bedeli	0.007					
Diğer(YEKDEM, İletim B., E.F., BTV)	0.09					
Sistem Kullanım Bedeli	0.02					
Toplam Birim Fiyat	0.527					
AYLAR	Tahmini Tüketilen Enerji (kWh)	Tahmini Üretilen Enerji (kWh)	Üretim Ve Tüketim Farkı kWh	Normalde Ödenecek Tahmini Fatura (GES Kurulumu Yokken) (TL)	GES Kurulumu Sonrası Tahmini Ödenecek Tutar (TL)	GES Kurulumu ndan Sağlanan Tahmini Gelir (TL)
OCAK	383088	47700	-335388	201,887.38	- 176,916.43	24,970.95
ŞUBAT	413282.4	60700	-352582.4	217,799.82	- 186,023.37	31,776.45
MART	459650.4	104800	-354850.4	242,235.76	- 187,372.96	54,862.80
NİSAN	445960.8	159400	-286560.8	235,021.34	- 151,575.44	83,445.90
MAYIS	444415.2	184000	-260415.2	234,206.81	- 137,882.81	96,324.00
HAZİRAN	495254.4	198700	-296554.4	260,999.07	- 156,979.62	104,019.45
TEMMUZ	538255.2	201800	-336455.2	283,660.49	- 178,018.19	105,642.30
AĞUSTOS	517058.4	171000	-346058.4	272,489.78	- 182,971.28	89,518.50
EYLÜL	514960.8	124500	-390460.8	271,384.34	- 206,208.59	65,175.75
EKİM	495088.8	83100	-411988.8	260,911.80	- 217,408.95	43,502.85
KASIM	427833.12	64000	-363833.12	225,468.05	- 191,964.05	33,504.00
ARALIK	415644.96	45500	-370144.96	219,044.89	- 195,225.64	23,819.25
<b>TOPLAM</b>	<b>5550492.48</b>	<b>1445200</b>	<b>-4105292.48</b>	<b>2,925,109.54</b>	<b>- 2,168,547.34</b>	<b>756,562.20</b>

Hesaplama yapılırken tesisin tabii olduğu ve EPDK nın belirlemiş olduğu aşağıdaki Dağıtım bedeli tablosundan yararlanılmıştır.

Tablo 6.10. Çatı uygulamalı dağıtım bedeli mahsuplaşma cetveli (EPDK)

Tesis Tipi (Madde/Fıkra /Bent No)	Veriş (kWh)	Çekiş (kWh)	Dağıtım Bedeli Veriş (DBV)(TL/kWh) <sup>1</sup>	Dağıtım Bedeli Çekiş (DBÇ)(TL/kWh) <sup>2</sup>
	100	100	-	100*DBÇ*0,5
11/1-2-3	150	100	-	100* DBÇ *0,5
	100	150	-	(100*DBÇ*0,5) +(50* DBÇ)
5/1/ç ve 30	100	100	100*DBV	100* DBÇ
	150	100	150* DBV	100* DBÇ
	100	150	100* DBV	150* DBÇ

Yukarıdaki Tablo 6.10'da dağıtım bedeli mahsuplaşma cetveli görülmektedir. Tesisin tükettiği miktar ürettiğinden fazla olduğu için hesaplamalar 3.satıra göre işlem yapılır. Tablo 6.8'deki verilere dayanarak örnek bir hesap yapılmıştır.

Tüketilen Enerji Miktarı= 383088kWh Üretilen Enerji: 47700kWh

Net Enerji Miktarı: Tüketilen Enerji-Üretilen Enerji= 383088-47700 = 335388 kWh

Tüketilen Enerji Fazla olduğundan

Net Enerji x Toplam Birim Fiyat= 335388 kWh x 0,527 TL= 176.749,48 TL Normal Şartlarda Ödenmesi gereken enerji miktarı

Mahsuplaşılan Kadar Dağıtım Bedelinin Yarısı Alınır

Mahsuplaşılan Dağıtım Bedeli: Üretilen Enerji x Dağıtım Bedeli x 0,5

47700 kWh x 0,007 TL x 0,5 = 166,95 TL

166,95 TL+176749,48 TL = 176.916,43 TL

GES kurulumu sonrası elde edilen tahmini gelir:

GES kurulumu yokken ödenecek normal fatura-GES kurulumu sonrası ödenecek tahmini tutar.

201.887,38 TL-176.916,43 TL = 24.970,95 TL

Tablo 6.11. Mevcut tesisin yatırım geri dönüş tablosu

ÇATI GES SİSTEMİ			
Açıklamalar			Tasarım Bilgileri
Proje Gücü kWp/kWe			1410,42 kWp / 1200 kWe
Kur(USD/TL)			7.54
Yıllık GES Kurulumundan Sağlanan Tahmini Gelir(TL)			756,562.200
Yıllık GES Kurulumundan Sağlanan Tahmini Gelir(USD)			100,340
Proje Yatırım Maliyeti(USD)			796,887.30
GERİ DÖNÜŞÜM TABLOSU			
Yıl	* Yıllık GES Kurulumundan Sağlanan Enerji Miktarı(kWh)	*Yıllık GES Kurulumundan Sağlanan Gelir(USD) *% 2 elektrik fiyat artışı öngörülmüştür.	Kümülatif Toplam
0			-\$796,887
1	1445000	100,339.81	-\$696,547
2	1435000	101,638.33	-\$594,909
3	1424000	102,876.40	-\$492,033
4	1413000	104,123.35	-\$387,909
5	1401000	105,303.85	-\$282,606
6	1387000	106,336.60	-\$176,269
7	1373000	107,368.53	-\$68,900
8	1358000	108,319.44	\$39,419
9	1344000	109,346.80	\$148,766
10	1330000	110,371.93	\$259,138
11	1317000	111,478.97	\$370,617
12	1306000	112,758.82	\$483,376
13	1296000	114,133.34	\$597,509
14	1285000	115,427.90	\$712,937
15	1275000	116,820.22	\$829,757
16	1265000	118,222.07	\$947,979
17	1255000	119,633.26	\$1,067,612
18	1244000	120,956.37	\$1,188,569
19	1233000	122,284.56	\$1,310,853
20	1221000	123,516.33	\$1,434,370

Tablo 6.11’de mevcut tesisin yatırım geri dönüş tablosu görülmektedir. Aşağıda örnek bir hesap yapılmıştır.

Yıllık GES kurulumundan sağlanan tahmini gelir= 756,562 TL

Dolar kuruna çevrildiğinde= 100.339,81\$

100,340 \$ / 1445000 kWh( Üretilen Enerji Miktarı)= 0,0694 \$/kWh( Enerji birim maliyeti yıllık tahmini)

Enerji Birim Fiyatı= 0,0694 \$/kWh

Geridönüşüm Yılı

7yıl sonu 68900 8.yıl 39000

68900 / 108,319 = 0,63

0,63 X 12= 7,56( ay)- 7 Yıl 8ay

Mevcut Tesisin yatırım geri dönüş süresi 7 yıl 8 ay olarak hesaplanmıştır.

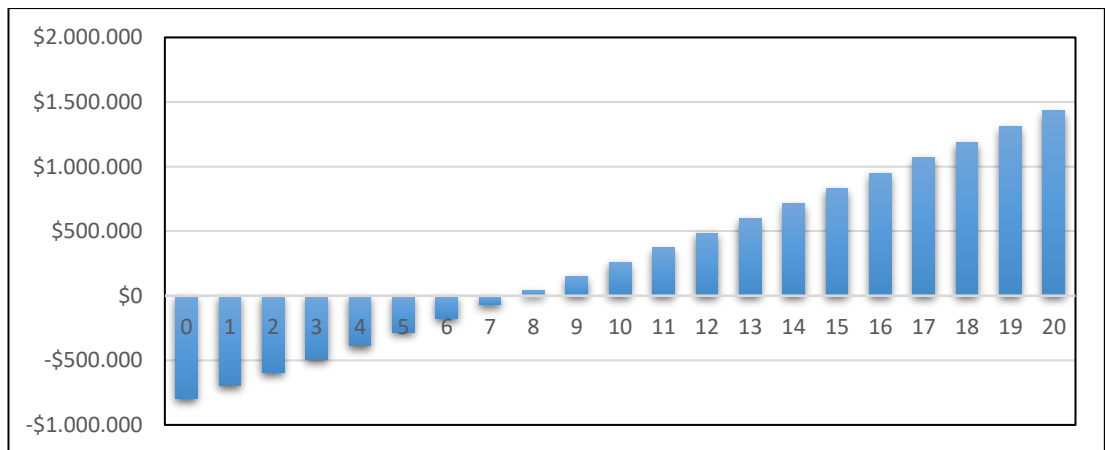
Tesisin enerji birim maliyetini hesaplayacak olursak.

20 yıllık öngörülen üretim miktarı 2660700 kWh.

Toplam yatırım maliyeti ise : 796.887,30 USD

796.887,30 / 26607000 = 0,0299 \$ bulunur.

Aşağıdaki şekilde mevcut tesisin yatırım geri dönüş süresi grafiksel olarak gösterilmiştir



Şekil 6.15. Mevcut tesisin yatırım geri dönüşüm grafiği

## **7. MEVCUT FOTOVOLTAİK SİSTEMİN OPTİMİZERLİ TASARIMI VE ANALİZİ**

Bu bölümde Kocaeli ili Çayirova ilçesi Gebze OSB sınırları içerisinde bulunan 1410 kWp / 1200 kW kurulu gücündeki mevcut çatı tipi güneş enerjisi santralinin panel yerleşiminde, sayısında, gücünde ve markasında değişiklik yapılmadan optimizer ve optimizer uyumlu eviriciler kullanarak yeniden tasarımı yapıp simüle edilmiştir. Mevcut tesiste 4274 adet 330 Wp gücünde monokristal panel kullanılmıştır.

Yeni tasarımda her iki panelde bir bağlanmak üzere bu panel güçlerine uygun 700W gücünde optimizer kullanılmıştır. Optimizere uyumlu en yüksek evirici 82.8 kW gücündedir. Mevcut tesisin toplam kurulu gücü 1200 kW olduğundan, bu gücü sağlamak için 15 adet 82.8 kW gücünde optimizer uyumlu eviriciler kullanılmıştır. Toplam 1242 kW güç, sistemde ve simülasyonda 1200 kW olarak sınırlandırılmıştır. Simülasyon aynı şartlarda sistem verileri değiştirilmeden yine PVsyst programı kullanılarak mevcut sistemin analizinde yapıldığı gibi yapılmıştır. Kısacası mevcut paneller ve yerleşim korunmuş mevcut panellere optimizer bağlanarak optimizer uyumlu eviriciler kullanılarak GES toplama panosuna bağlanarak tesisin mevcut panosuna iritibatlandırılmıştır.

### **7.1. Optimizerli Sistemin Yapısı**

Bu kısımda tasarımı yeni gerçekleştirilen optimizerli sistemde kullanılan elemanların özellikleri ve tasarım detayları incelenmiştir.

#### **7.1.1. Fotovoltaik panel**

Yeni tasarımda da Mevcut sistemde kullanılan pik gücü 330 Wp olan monokristal hücre teknolojisine sahip toplam 4274 adet fotovoltaik panel kullanılmıştır.

#### **7.1.2. Optimizerler**

Yeni tasarımda mevcut her iki panele bir bağlanacak şekilde 700W DC güce sahip optimizer kullanılmıştır. Toplam panel sayısı 4274 adet olduğundan 2137 adet



optimizere kullanılmıştır. Kullanılan optimizere ait temel elektriksel özellikler tabloda verilmiştir.

Tablo 7.1. Sistemde kullanılan optimizere ait elektriksel özellikler

DC Giriş		
Maks. DC Giriş Gerilimi	$V_{max,abs}$ :	<b>96</b> V
Min. DC Giriş Gerilimi	$V_{min,abs}$ :	<b>12,5</b> V
Min. MPPT DC Giriş Gerilimi	$V_{dc\ mppt}$	
	min :	<b>12,5</b> V
Maks. MPPT DC Giriş Gerilimi	$V_{dc\ mppt}$	
	max :	<b>80</b> V
Maks. MPPT Kısa Devre Akımı	$I_{sc-mppt}$	
	max :	<b>11,75</b> A
Maks. DC Giriş Gücü	$P_{DC\ max}$ :	<b>700</b> W
Giriş Sayısı	:	<b>1</b> ad.
AC Çıkış		
Maks. AC Gerilim	$V_{max,ac}$ :	<b>85</b> V
Maks. AC Akımı	$I_{ac,maks}$ :	<b>15</b> A

### 7.1.3. Eviriciler

Optimizereli sistemde çıkış gücü 82.8 kW olan 15 Adet dizi optimizere uyumlu evirici kullanılmıştır. Toplam çıkış güçleri 1200 kW geçmeyecek şekilde sınırlandırılmıştır. Kullanılan eviricilere ait temel elektriksel özellikler tabloda verilmiştir.

Tablo 7.2. Sistemde kullanılan optimizere eviricilerin elektriksel özellikleri

DC Giriş		
Maks. DC Giriş Gerilimi	$V_{max,abs}$ :	1000 V
Nominal DC Gerilimi	$V_{nom.}$ :	750 V
Min. MPPT DC Giriş Gerilimi	$V_{dc\ mppt\ min}$ :	- V
Maks. MPPT DC Giriş Gerilimi	$V_{dc\ mppt\ max}$ :	- V
MPPT sayısı	:	- adet
Maks. DC Giriş Gücü	$P_{DC\ max}$ :	111,75 kW
Maks. DC Giriş Akımı	$I_{dc-mppt\ maks.}$ :	120 A
AC Çıkış		
Nom. AC Güç	$P_{acr}$ :	82800 W
Maks. AC Güç	$P_{ac\ max.}$ :	82800 W
Nom. AC Gerilim	$V_{ac}$ :	400 V
Nom. AC Akımı	$I_{ac}$ :	120 A
Maks. AC Akımı	$I_{ac,maks}$ :	120 A
Nom. frekans	$f_{acr}$ :	50 Hz
Frekans aralığı	$f_{rim}/f_{maks}$ :	50..60 Hz

#### 7.1.4. Panel-optimizer-evirici uyumluluk hesabı

Tesisin kurulduğu bölgeye ait geçmişe dönük sıcaklık verileri elde edilerek, hesaplamalar gerçekleştirilmiştir. Önceki bölümde kullandığımız -10 ve 70 sıcaklık kullanarak hesaplamalar yapılmıştır. Yeni tasarımda ilk önce panel-optimizer uygunluk hesabı yapılmış sonra optimizer-evirici uyumluluk hesabı yapılmıştır.

$$\text{Maksimum Dizi Gerilimi: } N \times V_{oc} \times [1+(K V_{oc} \times [T_{min}-T_s]/100)] \quad (7.1)$$

$$= 2 \times 40,78 \times [1 + (-0,28 \times [ -10 - 25 ] / 100)] = 89,55 \text{ V} < 96 \text{ V} \text{ Uygunudur.}$$

$$\text{Minimum Dizi Gerilimi : } N \times V_{oc} \times [1+(K V_{oc} \times [T_{max}-T_s]/100)] \quad (7.2)$$

$$= 20 \times 40,78 \times [1 + (-0,28 \times [ 70 - 25 ] / 100)] = 71,28 \text{ V} < 12,5 \text{ V} \text{ Uygunudur.}$$

$$\text{Maksimum MPPT Gerilimi: } N \times V_{mpp} \times [1+(K V_{mpp} \times [T_{min}-T_s]/100)] \quad (7.3)$$

$$= 20 \times 33,38 \times [1 + (-0,28 \times [ -10 - 25 ] / 100)] = 73,3 \text{ V} < 80 \text{ V} \text{ Uygunudur.}$$

$$\text{Minimum MPPT Gerilimi: } N \times V_{mpp} \times [1+(K V_{mpp} \times [T_{min}-T_s]/100)] \quad (7.4)$$

$$= 20 \times 33,38 \times [1 + (-0,28 \times [ 70 - 25 ] / 100)] = 58,35 \text{ V} < 12,5 \text{ V} \text{ Uygunudur.}$$

DC akım kontrolü:

$$\text{Optimizer Kısa Devre Akım Kontrolü} = 1 \times 10,19 = 10,19 < 11 \text{ A Uygunudur.}$$

$$\text{Evirici Mpp Akım Kontrolü} = 9 \times 9,88 = 10,19 < 11 \text{ A Uygunudur.}$$

Güç kontrolü:

$$\text{Optimizer giriş panel gücü} = N \times P = 2 \times 330 = 660 \text{ W} < 700 \text{ W Uygunudur.}$$

$$\text{Evirici girişi panel gücü} = N \times P = 324 \times 0,33 = 107 \text{ W} < 111,75 \text{ k W Uygunudur}$$

Aşırı yükleme faktörü

$$\frac{\text{MAX DC Kurulu Güç}}{\text{AC Nominal GÜÇ}} = \frac{106,92}{82,8} = 1,29 \quad (7.5)$$

### 7.1.5. DC kablolar ve seçimleri

Yeni tasarımda paneller arası bağlantı optimizier aracılığı ile gerçekleştiği için sadece dizileri eviriciye bağlamak için aynı kesit ve tipte PV-1F DC kablo kullanılmıştır. Buda mevcut sistemde kullanılan DC kablo miktarından tasarruf sağlamıştır.

### 7.1.6. Evirici- sistem bağlantısı

Mevcut tesisteki bitişik iki binanın çatısına toplam 4274 adet 330 Wp gücündeki monokristal fotovoltaiik panel yerleştirilmiştir. Her iki panele bir optimizier bağlantısı yapılacak şekilde bağlanan paneller her birinin gücü 82.8 kW olan toplam 15 adet eviriciye bağlanmıştır. Her bir eviricinin toplam  $3 \times 3 = 9$  girişi olup. Optimizierin sağladığı her diziye daha fazla panel girebilme avantajı sayesinde bir diziye 32 adet panele kadar giriş yapılması mümkün olmuştur. Evirici gücü 82.8 kW'lık olup, eviricinin fazlar arası geriliminin 400 V olacağı göz önünde bulundurularak hesaplamalar yapılmıştır.

$I = 82800 / (\sqrt{3} \times 400) = 120 \text{ A}$  çıkış akımı hesaplanmıştır.

Kullanılan koruyucu sigorta ve şalterlerin nominal akımın ortalama %25 daha fazla yüklenip bu değerden sonra açma yapması için her bir evirici çıkışına nötr kesmeli 4 kutuplu 160 A TMS konulmuştur. TMS ilaveten KAKR irtibatlanmıştır. TMS açana kadar dayanabilmesi ve TMS nin kablolarıda koruyabilmesi için kablo seçimi ve hesabı yapılırken TMS değerlerinin üzerindeki en yakın kablo kesiti kullanılmıştır. Kablo 4x95 NA2XH kablodur.

Kablo Tipi : NA2XH

Kablo Kesiti : 95 mm<sup>2</sup>

Kablo Yük Akımı(In) : 120 A

Devre sayısı : 1

Top. Akım Taş. Kapasitesi(Iz): 232 A Kablonun ham akım kapasitesi eklerde bulunan kablo kataloğundan alınmıştır.

Mevcut tesisin tasarımında kullanılan uygun düzeltme faktörleri katsayısı uygulandığında.

$$I_k = I_z \times k_1 \cdot k_2 = 232 \times 0,94 \times 0,75 = 163 \text{ A TMS üzerinde.}$$

$$N_k = 82,8 \text{ kW} \quad L = 157 \text{ m} \quad S = 95 \text{ mm}^2 \quad n = 1 \quad K = 35 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2 \quad U = 400 \text{ V}$$

Gerilim Düşümü Hesabı Kontrolü

$$\%e = \frac{100 \times L \times N_k}{K \times S \times U^2} = \quad \%e = \frac{100 \times 157 \times 82800}{35 \times 95 \times 160000} = 2,44 < 3 \text{ Uygundur.} \quad (7.6)$$

$$\Delta e = U \cdot \frac{\%e}{100} = \quad \Delta e = \frac{400 \times 2,44}{100} = \Delta e = 9,76 \text{ V}$$

Güç Kaybı Hesabı Kontrolü

$$P_k = 3 \times L \times I^2 / n \times S \times K \quad P_k = \frac{3 \times 157 \times 120 \times 120}{1 \times 95 \times 35} = 2039,81 \text{ W}_p \quad (7.7)$$

$$\%P = \frac{\Delta P}{P} \cdot 100 = \frac{100 \times 2039,81}{82800} \quad \%P = 2,46 < \text{Uygundur.}$$

15 Adet evirici 1 adet GES toplama panosunda birleştirilmiştir. Toplam çıkış gücü 1200 kW olup, anma akımı  $I = 12000000 / (\sqrt{3} \times 380 \times 0,8) = 1732 \text{ A}$  olarak hesaplanmıştır. Bu güç ve akıma uygun dizayn edilen mevcut GES toplama panosunda AC parafudr, üretimi izlemek amacıyla tek yönlü sayaç, toplam güce uygun seçilen 4 kutuplu 2000A TMS, toroidal akım trafosu, acil durdurma butonu ve AG koruma rölesi bulunmaktadır. GES panosundan, fabrikanın mevcut panosuna 5 devre 1x240 NYY kablo kullanılarak taşınmıştır.

## 7.2. Optimizerli Sistemin Modellenmesi

Optimizerli sistem yine PVsyst programı kullanılarak simüle edilmiştir. Simülasyon yapılırken mevcut panel ve yerleşim değişmediği için mevcut tesisin 3D modellenmesi kullanılmıştır. Sistem konfigürasyonu her iki panele bi adet 700W gücünde optimizer bağlanacak şekilde optimizer uyumlu 15 adet 82.8 kW eviriciye bağlantısı yapılmış ve toplam güç 1200 kW sabitlenmiştir.

### 7.3. Optimizerli Sistemin Performans Analizi

Yeni sistemin tasarım detayları ve gerekli bilgiler PVsyst programına girildikten sonra sistemin 1 yıllık ve 20 yıllık üretim, performans ve kayıplarının da görüldüğü detaylı simülasyon yapılmıştır. Simülasyon sonucuna göre tesisin 1.yıl sonunda yaklaşık 1511 MWh enerji üretebileceği öngörülmüştür.

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	44.6	27.65	5.87	44.6	39.4	52.3	51.1	0.813
February	54.3	36.16	6.39	54.3	48.9	65.2	63.8	0.834
March	93.6	55.66	9.37	93.6	85.6	111.4	109.2	0.828
April	143.2	73.49	12.80	143.3	133.0	168.1	164.8	0.816
May	171.1	75.64	18.22	171.2	159.5	194.7	190.9	0.791
June	188.6	84.40	22.85	188.6	176.3	210.5	206.5	0.776
July	194.9	86.16	26.06	195.0	182.0	214.1	210.0	0.763
August	164.4	77.72	25.97	164.5	152.9	181.5	178.0	0.767
September	117.3	61.43	21.05	117.3	107.7	132.5	130.0	0.785
October	78.1	43.65	16.98	78.1	70.8	89.4	87.6	0.795
November	61.9	31.28	11.60	62.0	54.8	71.0	69.6	0.796
December	44.5	24.05	7.84	44.5	38.7	50.8	49.8	0.793
Year	1356.5	677.29	15.47	1357.0	1249.5	1541.6	1511.5	0.790

Şekil 7.1. Optimizerli yeni sistemin 1.yılında aylara göre PVsyst üretim sonuçları

Yapılan 20 yıllık analiz neticesinde ise 20. Yılın sonunda üretimin 1311 MWh düşeceği öngörülmüştür.

Year	E_Grid MWh	PR	PR loss %
1	1511	0.79	0%
2	1501	0.784	-0.7%
3	1490	0.779	-1.4%
4	1480	0.773	-2.1%
5	1469	0.768	-2.8%
6	1459	0.762	-3.5%
7	1448	0.757	-4.2%
8	1438	0.751	-4.9%
9	1427	0.746	-5.6%
10	1417	0.74	-6.3%
11	1406	0.735	-7%
12	1396	0.729	-7.7%
13	1385	0.724	-8.4%
14	1375	0.718	-9.1%
15	1364	0.713	-9.7%
16	1354	0.707	-10.4%
17	1343	0.702	-11.1%
18	1333	0.696	-11.8%
19	1322	0.691	-12.5%
20	1311	0.685	-13.2%

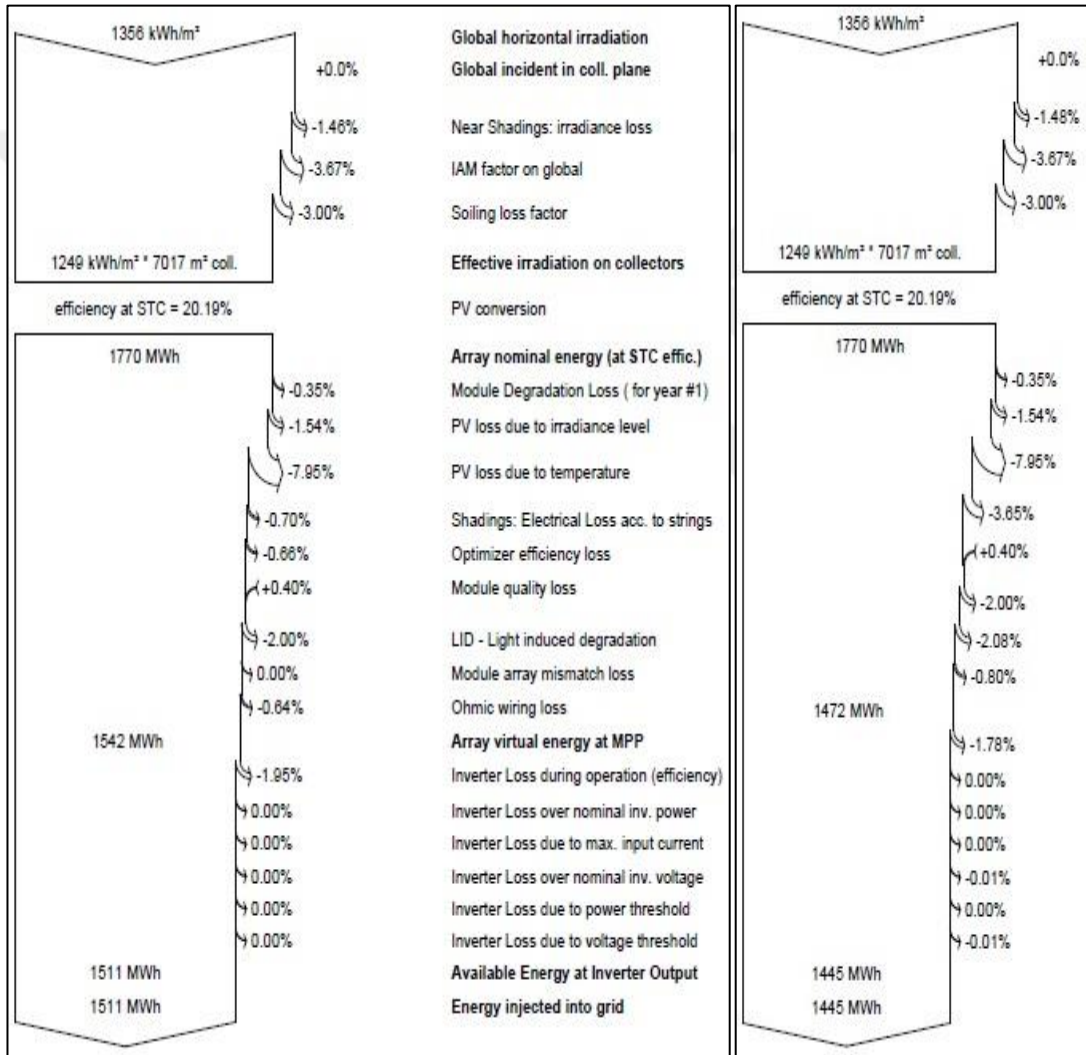
Şekil 7.2. Optimizerli sistemin 20 yıllık PVsyst üretim sonuçları

Üretim değerlerindende görüldüğü üzere sistemin performansı yıllar geçtikçe düşmekte ve bir şekilde azalmaktadır. Fakat mevcut sistemle kıyaslandığında üretim

miktarı daha fazladır. Optimizerli sisteme sahip tesisin yıllık ve 20 yılın sonundaki ayrıntılı simülasyon raporları EK-C ve EK-D' de mevcuttur.

#### 7.4. Mevcut Sistem ile Optimizerli Sistemin Üretim ve Performans Karşılaştırılması

Bu mevcut sistemin yıllık ve 20 yıllık diyagramları üretim miktarları ile yeni tasarlanan optimizerli sistemin yıllık ve 20 yıllık diyagramları üretim miktarları kıyaslanarak analiz edilecektir.



Şekil 7.3. Optimizerli sistem ile mevcut sistemin 1.yıl sonunda kayıp diyagramları

Yukarıdaki şekil 7.3'de optimizerli yeni sistem ve mevcut sistemin 1. yıl sonundaki diyagramları görülmektedir.

Diyagramlar incelendiğinde mevcut sistemde -%3,65 olan gölgelenmeden kaynaklı elektriksel kayıpların (Shadings: Electrical Loss acc. to strings) optimizerli sistemde -%0,70 olduğu görülmektedir. Mevcut sistemde -%2,08 olan Modül- Dizi Uyumsuzluk Kaybı(Mismatch loss modules and strings) optimizerli sistemde -%0 olduğu görülmektedir. Mevcut sistemde optimizerli sisteme göre kısmen daha az DC kablo kullanıldığından dolayı, mevcut sistemde -%0,80 olan Kablo Kaybı (Ohmic wiring loss) optimizerli sistemde -%64 olmuştur.

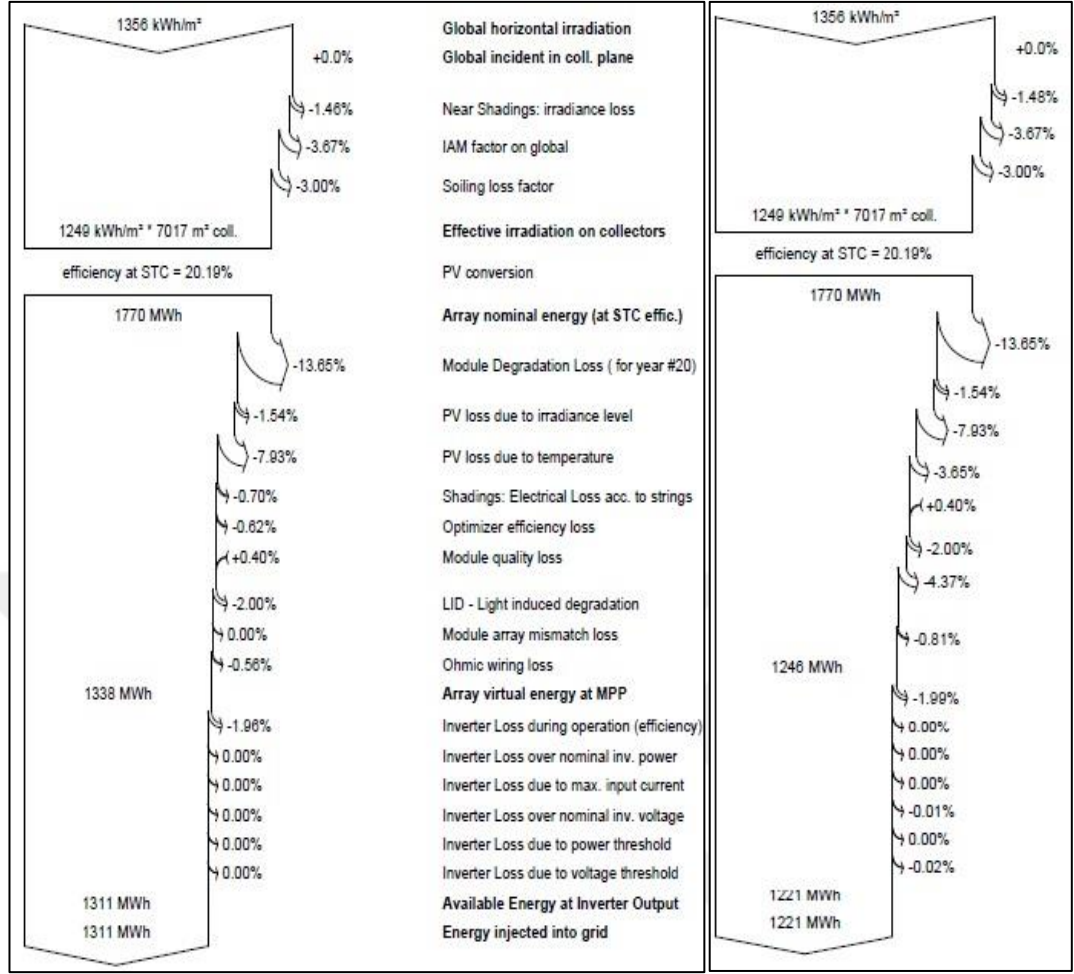
Optimizerli sistemde ise dezavantaj olarak optimizerlerin kendi kayıplarından dolayı optimizer verimlilik kaybı(optimizer efficiency lost) olmuştur. Bu sisteme -%0,66 olarak yansımıştır. Optimizerli eviricilerinde normal eviricilere göre cüzide olsa verimlilik kaybı olduğundan mevcut sistemde -%1,78 olan evirici işletme kayıpları(Inverter Loss During Operation) optimizerli sistemde -%1,95 olduğu görülmektedir.

1. yılın sonunda optimizerli sistem 1511 MWh üretim yapacağı, mevcut sistemin ise 1445 MWh üretim yapacağı öngörülmüştür. İlk yıl sonun optimizerli sistemin %4,56 oranında daha fazla üretim yaptığı görülmüştür. Yıllar geçtikçe bu oran değişmektedir. Aşağıda şekil 7.4’de her iki sisteminde 20.yıl sonundaki diyagramları görülmektedir.

Diyagramlar incelendiğinde gölgelenmeden kaynaklı elektriksel kayıpların (Shadings: Electrical Loss acc. to strings) mevcut sistemin 1. Yıl sonundaki oranı ile optimizerli sistemin 1.yıl sonundaki oranı ile aynı olduğu görülmektedir. Mevcut sistemin 1. yıl sonunda -%2,08 olan Modül- Dizi Uyumsuzluk Kaybının (Mismatch loss modules and strings)

20. yıl sonunda -%4,37 oranına çıktığı, bu oranın optimizerli sistemde 20. Yıl sonunda hala %0 olduğu görülmektedir. 20. Yıl sonunda mevcut sistemde Kablo Kaybı (Ohmic wiring loss) -%0,81, optimizerli sistemde -%0,56 olmuştur. Optimizerli sistemde optimizer verimlilik kaybı(optimizer efficiency lost) Bu sisteme -%0.62 olarak yansımıştır.

Tablo 7.3’de her iki sisteminde 20 yıllık üretim değerleri ve üretim farkları yüzdesi olarak gösterilmiştir. 20. Yılın sonunda optimizerli sistemin 1311MWh üretim yapacağı, mevcut sistemin ise 1221MWh üretim yapacağı öngörülmüştür. Optimizerli sistemin 20.yıl sonunda %7,37 oranında daha fazla üretim yaptığı görülmüştür.



Şekil 7.4. Optimizerli sistem ile mevcut sistemin 20.yıl sonunda kayıp diyagramları

Tablo 7.3. Mevcut sistemin ve optimizerli sistemin yıllara göre üretim tablosu

YIL	Mevcut Sistem PVsyst( MWh)	Optimizerli Sistem PVsyst( MWh)	Optimizerli Sistem Üretim Farkı( %)
1	1445	1511	+%4,56
2	1435	1501	+%4,59
3	1424	1490	+%4,63
4	1413	1480	+%4,74
5	1401	1469	+%4,85
6	1387	1459	+%5,19
7	1373	1448	+%5,46
8	1358	1438	+%5,89
9	1344	1427	+%6,17
10	1330	1417	+%6,54
11	1317	1406	+%6,75
12	1306	1396	+%6,89
13	1296	1385	+%6,86
14	1285	1375	+%7,00
15	1275	1364	+%6,98
16	1265	1354	+%7,03
17	1255	1343	+%7,01
18	1244	1333	+%7,15
19	1233	1322	+%7,21
20	1221	1311	+%7,37



## 7.5. Optimizerli Sistemin Maliyeti ve Yatırım Geri Dönüş Süresi

Bu bölümde optimizerli sistemin ilk kurulum maliyeti hesaplanacak, yıl bazında yaptığı üretimler görülecektir. Tüketimine göre mahsuplaşma yapılarak yıl bazında yatırım geri dönüşüm süresi (amortisman süresi) belirlenecektir.

### 7.5.1. Optimizerli sistemin ilk yatırım maliyeti

Optimizerli tesisin kurulumunda gereken malzeme listesi ve fiyatları aşağıdaki tabloda verilmiştir. 888.564 USD'dir. Optimizerli tesisin kurulum maliyeti 888.564 USD'dir. Görüldüğü üzere optimizer kullanımı ilk yatırım maliyetini mevcut sisteme göre yaklaşık %10 arttırmaktadır.

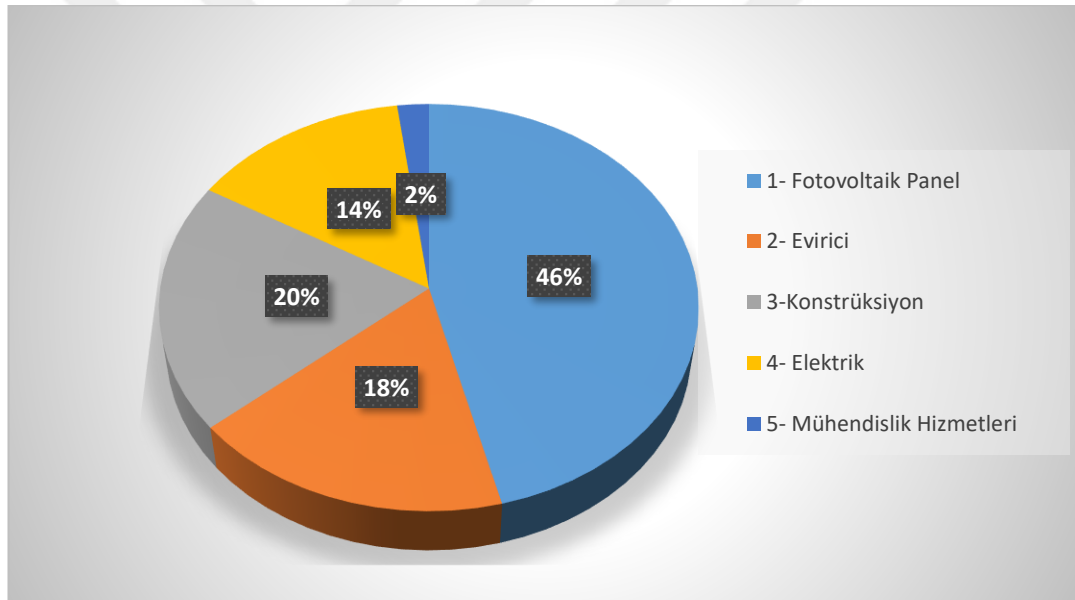
Tablo 7.4. Optimizerli sistemin detaylı malzeme listesi ve ilk kurulum maliyeti

Ürün	Miktar	Birim	Birim Fiyat(\$)	Toplam Fiyat(\$)
1- Fotovoltaik Panel				
•(330 Wp)	4274	adet	95.70	409,021.80
2- Evirici				
• 82.8 kW	15	adet	4500	67,500.00
• Optimizer 700W	2137	adet	42.35	90,501.95
3-Konstrüksiyon				
• Alüminyum profil				
• Ejobar 500mm				
• Ejobar 300mm				
• Raptet+Raptet Vidaları	1410.42	kWp	124.220	175,202.37
• Membran TPO				
• Konsrüksiyon, Ejobar, Membran				
Montaj Hizmet Bedeli				
4- Elektrik				
• DC Kablo				
• DC ve AC Aksesuar(Konnektör, klips, korege boru vb.)				
• DC ve AC Tavalar ve Kablo Taşıma Sistemi				
• AC Kablo S:95 - NA2XH	1410.42	kWp	90.67	127,882.78
• AC Kablo S:240 - NYY				
• Ges Ana Dağıtım Panosu				
• Akım ve gerilim trafoları + çift yönlü sayaç				
• Tesis Topraklaması				

Tablo 7.4. (Devam) Optimizerli sistemin detaylı malzeme listesi ve ilk kurulum maliyeti

• Scada(Dağıtım Şirketi Kriterlerine Uygun)				
• Datalogger + GSM Modem	1410.42	kWp	90.67	127,882.78
• Sensor Temini ve Montajı				
• Elektrik Montaj Hizmeti				
5- Mühendislik Hizmetleri				
• Proje Yönetimi				
• Saha Yönetimi( All risk, nakliye, mobilizasyon vb.)	1410.42	kWp	13.089	18,461.66
• Kalite Denetimi ve Dokümantasyon				
• Devreye Alma Testleri ve Kabul Hizmeti				
TOPLAM	1410.42	kWp	630	888,564.60

Optimizerli tesisin kurulum maliyet dağılımı aşağıdaki Şekil 7.5’de gösterilmiştir.



Şekil 7.5. Optimizerli sistemin maliyet dağılım grafiği

### 7.5.2. Optimizerli sistemin üretim getirisi ve yatırım geri dönüş süresi

Optimizerli tasarlanan sistemde mevcut santralde olduğu gibi 2020 enerji tüketim değerleri baz alınarak, EPDK tarafından belirlenen Çatı Tipi GES lerin mahsuplaşma tablosunda tabi olduğu çizelgeye göre enerji birim fiyatları üzerinden yıllık ve 20 yıllık üretim değerleri üstünden mahsuplaşma yapılarak elde edilen gelir gösterilmiştir. Bu gelire göre yatırım geri dönüş süresi hesaplanmıştır. Kısacası mevcut sistemde kullanılan yöntem optimizerli sisteme birebir uygulanmıştır.

Tablo 7.5. Optimizerli tesisin aylara göre yıllık bazda üretim getirisi ve sağlanan tahmini gelir

GEBZE OSB	Birim Fiyat TL/kWh	Bu çalışma 2020 yılı tüketim değerleri referans alınarak hazırlanmıştır.				
Aktif Enerji Birim Fiyat	0,41					
Dağıtım Bedeli	0,007					
Diğer(YEKDEM, İletim B., E.F., BTV)	0,09					
Sistem Kullanım Bedeli	0,02					
Toplam Birim Fiyat	0,527					

AYLAR	Tahmini Tüketilen Enerji (kWh)	Tahmini Üretilen Enerji (kWh)	Üretim Ve Tüketim Farkı kWh	Normalde Ödenecek Tahmini Fatura (GES Kurulumu Yokken) (TL)	GES Kurulumu Sonrası Tahmini Ödenecek Tutar (TL)	GES Kurulumundan Sağlanan Tahmini Gelir (TL)
OCAK	383088	51100	-331988	201.887,38	- 175.136,53	26.750,85
ŞUBAT	413282,4	63800	-349482,4	217.799,82	- 184.400,52	33.399,30
MART	459650,4	109200	-350450,4	242.235,76	- 85.069,56	57.166,20
NİSAN	445960,8	164800	-281160,8	235.021,34	- 148.748,54	86.272,80
MAYIS	444415,2	190900	-253515,2	234.206,81	- 134.270,66	99.936,15
HAZİRAN	495254,4	206500	-288754,4	260.999,07	- 152.896,32	108.102,75
TEMMUZ	538255,2	210000	-328255,2	283.660,49	- 173.725,49	109.935,00
AĞUSTOS	517058,4	178000	-339058,4	272.489,78	- 179.306,78	93.183,00
EYLÜL	514960,8	130000	-384960,8	271.384,34	- 203.329,34	68.055,00
KİM	495088,8	87600	-407488,8	260.911,80	- 215.053,20	45.858,60
KASIM	427833,12	69600	-358233,12	225.468,05	- 189.032,45	36.435,60
ARALIK	415644,96	49800	-365844,96	219.044,89	- 192.974,59	26.070,30
<b>TOPLAM</b>	<b>5550492,48</b>	<b>1511300</b>	<b>-4039192,48</b>	<b>2.925.109,54</b>	<b>- 2.133.943,99</b>	<b>791.165,55</b>

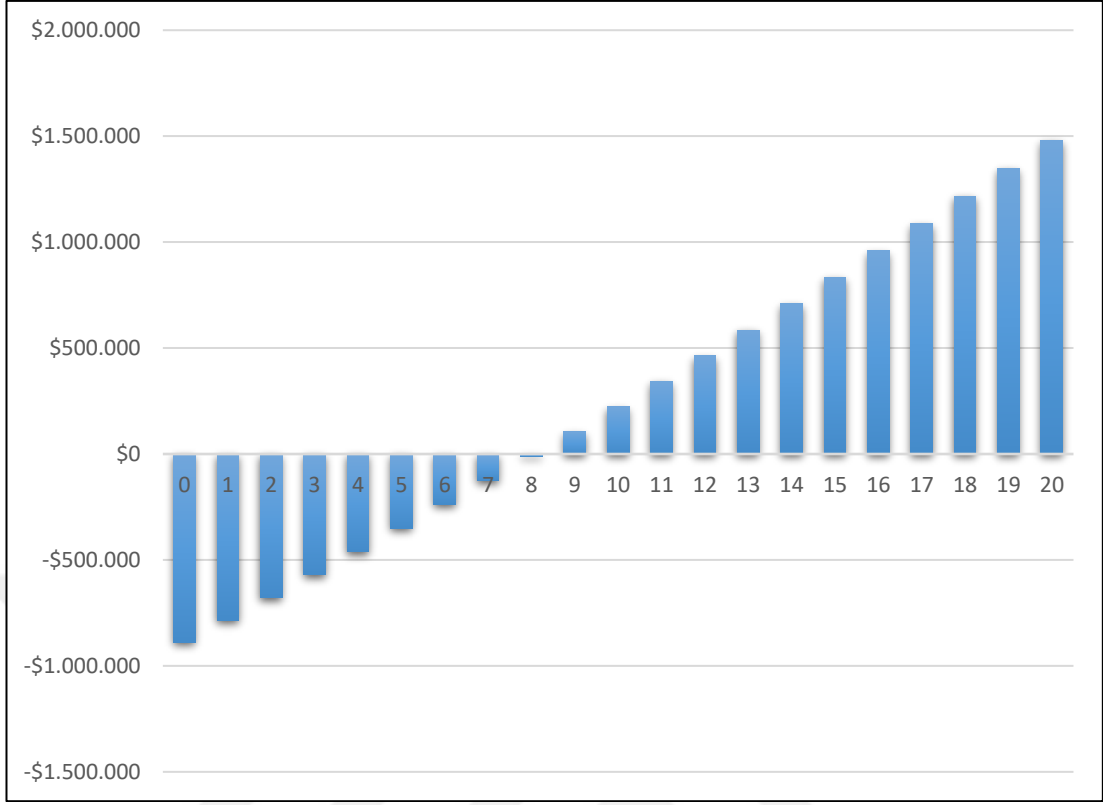
Tablo 7.6. Optimizerli tesisin yatırım geri dönüş tablosu

OPTİMİZERLİ ÇATI GES SİSTEMİ	
Açıklamalar	Tasarım Bilgileri
Proje Gücü kWp/kWe	1410,42 kWp / 1200 kWe
Kur(USD/TL)	7.54
Yıllık GES Kurulumundan Sağlanan Tahmini Gelir(TL)	791,165.550
Yıllık GES Kurulumundan Sağlanan Tahmini Gelir(USD)	104,929
Proje Yatırım Maliyeti(USD)	888,564.60

Tablo 7.6. (Devam) Optimizerli tesisin yatırım geri dönüş tablosu

GERİ DÖNÜŞÜM TABLOSU			
Yıl	* Yıllık GES Kurulumundan Sağlanan Enerji Miktarı(kWh) * % 0.7 Üretim Düşümü alınmıştır.	*Yıllık GES Kurulumundan Sağlanan Gelir(USD) *% 2 elektrik fiyat artışı öngörülmüştür.	Kümülatif Toplam
0			-\$888,565
1	1511000	104,929.12	-\$783,635
2	1501000	106,319.38	-\$677,316
3	1490000	107,651.03	-\$569,665
4	1480000	109,067.11	-\$460,598
5	1469000	110,421.60	-\$350,176
6	1459000	111,863.32	-\$238,313
7	1448000	113,240.34	-\$125,073
8	1438000	114,707.46	-\$10,365
9	1427000	116,106.60	\$105,741
10	1417000	117,598.82	\$223,340
11	1406000	119,019.63	\$342,360
12	1396000	120,536.58	\$462,896
13	1385000	121,978.53	\$584,875
14	1375000	123,519.77	\$708,395
15	1364000	124,982.25	\$833,377
16	1354000	126,547.28	\$959,924
17	1343000	128,029.58	\$1,087,954
18	1333000	129,617.79	\$1,217,572
19	1322000	131,119.14	\$1,348,691
20	1311000	132,628.70	\$1,481,319

Mevcut sistemde yatırım geri dönüş süresi 7 yıl 8 ay iken, yukarıdaki veriler hesaplanarak optimizerli sistemde ise 8 yıl 1 ay olarak öngörülmüştür.. 20 yıl sonunda enerji birim maliyeti; optimizerli sistemde 0,0314 \$ iken mevcut sistemde 0,0299 \$ olarak hesaplanmıştır. Aşağıdaki şekilde optimizerli sistemin geri dönüş süresi grafiği görülmektedir.



Şekil 7.6. Optimizerli tesisin yatırım geri dönüşüm grafiği

## 8. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu tez çalışmasında fotovoltaik sistemleri oluşturan ekipmanlarla ilgili temel bilgilere yer verilmiş, sistemde kullanılan optimizasyonların fonksiyonları anlatılmıştır. Kocaeli ili Çayırova ilçesi Gebze Organize Sanayi Bölgesi sınırları bulunan yeni tesis edilmiş 1410 kWp / 1200 kW kurulu gücündeki çatı tipi güneş enerjisi santralının PVsyst programı kullanarak detaylı üretim, performans analizleri yapılmış, tesisin tüketim miktarları gözönüne alınarak maliyet hesapları yapılmıştır.. Elde edilen sonuçlar neticesinde mevcut tesis kurulumunun 1. Yılı sonunda 1445 MWh, 20. Yılın sonunda 1221 MWh üretim yapacağı öngörülmüştür. Yapılan hesaplamalarda mevcut tesisin yatırım geri dönüş süresinin 7 yıl 8 ay bulunmuştur. Enerji birim maliyeti ise 0,0299 \$ olarak hesaplanmıştır.

Mevcut sistemin panel adeti ,tipi ve yerleşimi değiştirilmeden optimizasyon ve optimizasyon uyumlu eviriciler ile PVsyst programında yapılan sonuçlara göre mevcut sistemden 1.yıl sonu +%4,56 lık fark ile 1511 MWh üretim yaptığı öngörülmüştür. Bu üretim farkı, yıllar ilerledikçe oluşan kayıpların optimizasyonun tolere etmesiyle 20. yılın sonunda +% 7,37 artışla 1311 MWh olmuştur. Yatırım geri dönüş süresi 8 yıl 1 ay enerji birim maliyeti ise 0,0314\$ olarak hesaplanmıştır. Optimizasyonların gölgelenmeden ve modül uyumsuzluğu kaynaklı kayıpları tolere edip sistem performansında arttırdığı görülmüştür.

Optimizasyonlu sistemin ilk yatırım maliyetinin yüksek olması ve mevcut sistemin gölgelenmelerden kaçılarak maksimum alan kullanımı yapılamaması nedeniyle enerji birim maliyetinin kısmen yüksek olduğu görülmüştür. Bu durum optimizasyonun sistemde tam etkin olamamasına ve enerji birim maliyetinin yüksek olmasına neden olmuştur.

Optimizasyonlar özellikle gölgelenme oranının fazla olduğu, farklı yön ve cephelere sahip yapılarda, modül uyumsuzluğu ve yaşlanmasına bağlı kayıplarında minimize ederek üretim verimliliğini arttırmaları. Sistemi panel bazlı izleme olanağı sunarak işletme ve bakım kolaylığı sağlar. Arızalı ve problemliler kısmen görülüp erken müdahale edilerek üretim verimliliği artar ve enerji üretim kayıpları minimuma inmiş olur. Optimizasyonlar

aynı zamanda bünyesinde barındırdığı özelliklerle DC kesici özelliğine sahiptir. Eviricilerle sürekli haberleşirler. Sistemde enerji görmediği zaman çıkışlarını hemen güvenli gerilim seviyesine düşürürler. Böylece herhangi bir acil durumda DC taraftaki akımı keserek güvenliği sağlar.

Optimizasyonlu sistemlerin bu avantajları yanında birtakım dezavantajlarında bulunmaktadır. Kullanılan ekstra bir ekipman olduklarından dolayı, ilk kurulum maliyetini yaklaşık %10 arttırmaktadır. Elektronik bir cihaz olduğundan kayıpları vardır, hata ve arıza kaynağı olmaları mümkündür.

Enerjiye olan talep, enerji üretim maliyetleriyle beraber artmaktadır. Enerjide dışa bağımlı olmamak büyük önem arz etmektedir. Yenilenebilir enerji kaynağı olması fotovoltaik teknolojinin gelişmesi, verilen teşvikler, maliyetlerin düşmesi ve güneş enerjisi santrallerinin bilinirliğinin artması, dünyada ve ülkemizde GES'leri cazip kılmaktadır. Araziye göre daha yaygın kullanımı olan çatı tipi projeler özel mülklerden, kamu binalarına, otoparklardan, sanayi bölgelerine çok farklı tip yapılarla uygulanabilmektedir.

Hazırlanan bu tezde; özellikle çatı tipi fotovoltaik tesislerin tasarım aşamasında detaylı analiz yapılmasının önemi görüldü. Farklı cephelere bakan, gölge unsurları olan, yerine göre yüksek güvenlik gerektiren yerlerde optimizasyonlu kullanımının etkileri anlatıldı. Sistem tasarlanırken üretim verimliliği, maliyet ve güvenlik gibi kriterlerin gözönünde bulundurularak, optimizasyonlu tesislerin gelecekte inşa edilecek tesisler için alternatif bir ekipman olarak değerlendirilebileceğine dikkat çekilmiştir.

## KAYNAKLAR

- [1] URL-1: <https://eusolar.ege.edu.tr/tr-3482/yenilenebilir-enerji-kaynaklari.html>,(Ziyaret tarihi: Şubat 2021).
- [2] URL-2: [http://www1.mmo.org.tr/resimler/dosya\\_ekler/9514e888b8f2aca\\_ek.pdf](http://www1.mmo.org.tr/resimler/dosya_ekler/9514e888b8f2aca_ek.pdf), (Ziyaret tarihi: Şubat 2021).
- [3] Öztürk H., Kaya D., *Biyogaz Teknolojisi: Üretim-Kullanım-Projeleme*. 1. baskı Umuttepe Yayınları, Kocaeli, 2012
- [4] URL-3: [http://www1.mmo.org.tr/resimler/dosya\\_ekler/8630c84dc4397a8\\_ek.pdf](http://www1.mmo.org.tr/resimler/dosya_ekler/8630c84dc4397a8_ek.pdf), (Ziyaret tarihi: Şubat 2021).
- [5] Dinçer F., Atik İ., Yılmaz Ş., Çıngı A., Hidroelektrik Enerjisinden Yararlanmad Ülkemiz Ve Gelişmiş Ülkelerin Mevcut Durumlarının Analizi, *Dicle Üniversitesi Mühendislik Fakültesi-Mühendislik Dergisi*, 2017, **8**(3), 1-7
- [6] URL-4: [https://acikders.ankara.edu.tr/pluginfile.php/43604/mod\\_resource/content/0/Hafta7-Hidrojen%20enerji%20t%C3%BCketimi%20-1.pdf](https://acikders.ankara.edu.tr/pluginfile.php/43604/mod_resource/content/0/Hafta7-Hidrojen%20enerji%20t%C3%BCketimi%20-1.pdf),(Ziyaret tarihi: Şubat 2021).
- [7] URL-5: <https://elektrikinfo.com/gelgit-enerjisi-nedir/gelgit>, (Ziyaret tarihi: Şubat 2021).
- [8] URL-6: <https://www.teias.gov.tr>, (Ziyaret tarihi: Şubat 2021).
- [9] Cezim C., 2013, Fotovoltaik sistemler ve uygulamaları, TMMOB Elektrik mühendisleri odası eğitim ve seminer etkinlikleri.
- [10] URL-7: <https://www.enerji.gov.tr>, (Ziyaret tarihi: Şubat 2021).
- [11] Özgün H., *Temel Kavramlar ve Örnek Projelerle, Fotovoltaik Güneş Enerjisi Sistemleri*, 3. baskı, GÜNDER Yayınları, İstanbul, 2018.
- [12] Öztürk H., Kaya D., *Güneş Enerjisinden Elektrik Üretimi: Fotovoltaik Teknoloji*. 1. baskı Umuttepe Yayınları, Kocaeli, 2013
- [13] URL-8: <https://www.engadget.com/2018-03-16-vanguard-i-six-decades-orbit-oldest-man-made-object.html>,(Ziyaret tarihi: Şubat 2021).
- [14] URL-9: [https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar\\_timeline.pdf](https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_timeline.pdf), (Ziyaret tarihi: Şubat 2021).
- [15] Kılıç, Karakoç I. M., Fotovoltaik Sistem Eğitimi İçin Bir Simulink Araç Kutusu Tasarım ve Uygulaması, Yüksek Lisans Tezi. Muğla Üniversitesi. Fen Bilimleri Enstitüsü, Muğla, 2007, 202897.



- [16] Haselhuhn, R., Hemmerle C., *Fotovoltaik Sistemler*. The German Energy Society (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, 2 rd ed.,Çataklı Enerji Eğitim Yayıncılık Danışmanlık ve Tic. Ltd. Şti., İstanbul ,2019
- [17] URL-10: [https://www.emo.org.tr/ekler/3a921ffad054cb0\\_ek.pdf](https://www.emo.org.tr/ekler/3a921ffad054cb0_ek.pdf), (Ziyaret tarihi: Mart 2021).
- [18] URL-11: [https://www.emo.org.tr/ekler/c4ad2fbabb7047b\\_ek.pdf](https://www.emo.org.tr/ekler/c4ad2fbabb7047b_ek.pdf), (Ziyaret tarihi: Mart 2021).
- [19] URL-12: <https://solar2power.pt/solar-panel-types-mono-poly-and-thin-filmpv-modules>,( Ziyaret tarihi: Mart 2021).
- [20] URL-13: <https://www.solarreviews.com/blog/thin-film-solar-panels>, (Ziyaret tarihi: Mart 2021).
- [21] URL-14: <https://lstr.panasonic.com/tr/urunler/detay/silikon-heterojonksiyonlu-gunes-hucresi-2376>, (Ziyaret tarihi: Mart 2021).
- [22] URL-15: [https://www.emo.org.tr/ekler/3a921ffad054cb0\\_ek.pdf](https://www.emo.org.tr/ekler/3a921ffad054cb0_ek.pdf), (Ziyaret tarihi: Mart 2021).
- [23] TEDAŞ Genel Müdürlüğü. *LÜY Kapsamında 50 Kwe Kadar Güneş Enerjisine Dayalı Elektrik Üretim Tesislerinin Tip Şartnamesi*. TEDAŞ Genel Müdürlüğü Şartnamesi, Ankara, 2015.
- [24] URL-16: <https://entegro.com.tr/ac-ve-dc-enerji>, (Ziyaret tarihi: Mart 2021).
- [25] URL-17: <https://solar.huawei.com/tr/Products/FusionSolar>, (Ziyaret tarihi: Mart 2021).
- [26] URL-18: <https://www.gesdergisi.com/gunes-enerjisi-santrallerinde-inverter-secimi>, (Ziyaret tarihi: Mart 2021).
- [27] URL-19: <https://www.fimer.com/products-and-services/solar/central-inverters>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [28] URL-20: <https://www.cedgreentech.com/article/types-solar-connectors-and-couplers>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [29] URL-21: <https://www.elettrobrescia.it/en/cable/552/h1z2z2k.html>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [30] URL-22: <http://www.beskablo.com.tr/yavv-nayy>,(Ziyaret tarihi: Mart 2021).
- [31] URL-23: <http://www.yedigunelektrik.com/tr/urunler/nexans-kablo/nexansyuksek-gerilim-guc-kablosu/detay/2543#>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [32] URL-24: <http://www.feeo.com.cn/products/fds-63-14x51-63a-fuse-linkfuseholder-ID24.html>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).


- [33] URL-25: <https://new.abb.com/low-voltage/products/switches/dc-switch-disconnectors-16-1600-a>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [34] URL-26: <https://www.yilkomer.com/fotovoltaik-parafudr>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [35] URL-27: <https://www.3faz.com/schneider-4-kutuplu-36ka-100-ampermcbbtermal-manyetik-sabit-kompakt-salter>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [36] URL-28: [https://www.legrand.com.tr/dosya/katalog/parafudr\\_1616.pdf](https://www.legrand.com.tr/dosya/katalog/parafudr_1616.pdf), (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [37] URL-29: <https://www.3faz.com/schneider-4x63a-300-ma-kacak-akim-rolesi-05ka-ez9r6346>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [38] URL-30: [https://library.e.abb.com/public/85bef1e10d9f454eb82fb96018aa1637/2CDC112210D0201\\_F\\_CM-UFD.M33\\_datasheet\\_2019\\_07\\_18.pdf](https://library.e.abb.com/public/85bef1e10d9f454eb82fb96018aa1637/2CDC112210D0201_F_CM-UFD.M33_datasheet_2019_07_18.pdf), (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [39] URL-31: <https://www.tamsolar.com.tr/tam-solar-lifepo4-24volt-100ah-dijital-ekranli-akilli-depolama-lityum-aku>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [40] URL-32: <https://www.powerenerji.com/gunes-paneli-sarj-kontrol-cihaz.html>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [41] URL-33: <https://federal.com.tr/cam-elyafli-panolar>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [42] URL-34: <https://sbstransformator.com/index.php/tr-tr/urunler>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [43] URL-35: <https://isotec.com.tr/gunes-paneli-montaj-sistemleri/egimli-catisistemleri>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [44] Varış Ç., Çift Eksenli Güneş Takip Sisteminin Pilot Uygulaması, Üretim Değerlendirmesi ve Ekonomik Analizi. Yüksek Lisans Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul, 2007, 495300.
- [45] URL-36: <https://www.bagimsizenerji.com/blog.html>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [46] URL-37: <https://www.europesolarworld.com/technologies/solaredge>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).
- [47] URL-38: <https://www.solaredge.com/resource-library#>, (Ziyaret tarihi: Mayıs 2021).
- [48] URL-39: [https://www.solaredge.com/sites/default/files/se\\_investors\\_catalogue\\_tur.pdf](https://www.solaredge.com/sites/default/files/se_investors_catalogue_tur.pdf), (Ziyaret tarihi: Mayıs 2021).

- [49] URL-40: <https://www.expo21xx.com/news/ul-evaluates-potential-induceddegradation-of-pv-modules>, (Ziyaret tarihi: Mayıs 2021).
- [50] URL-41: <https://monitoring.solaredge.com/solaredge-web/p/login>, (Ziyaret tarihi: Mayıs 2021).
- [51] URL-42: <https://standardscatalog.ul.com/ProductDetail.aspx?productId=UL1699B>, (Ziyaret tarihi: Mayıs 2021).
- [52] URL-43: <https://standardscatalog.ul.com/ProductDetail.aspx?productId=UL1741>, (Ziyaret tarihi: Mayıs 2021).
- [53] URL-44: <http://www.solar-academy.com/menus/Gunes-Enerjisi.021720.pdf>, (Ziyaret tarihi: Mayıs 2021).
- [54] URL-45: <https://docplayer.biz.tr/2857391-Fotovoltaik-sistem-dizayni-ve-kurulumu-ramazan-zeybek.html>, (Ziyaret tarihi: Mayıs 2021).
- [55] Korkmaz M., Fotovoltaik Bir Sistemin Farklı Açılı ve Oryantasyonda Karşılaştırmalı Enerji Üretim Simülasyonu ve Analizi, Yüksek Lisans Tezi, Necmettin Erbakan Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Konya, 2019, 586817.
- [56] URL-46: <https://www.mgm.gov.tr/veridegerlendirme/il-ve-ilceler-istatistik.aspx?m=KOCAELI>, (Ziyaret tarihi: Nisan 2021).



**EKLER**

## EK-A



**Project: Tadım Ges Mevcut**  
Variant: Mevcut-Huawei Simulation for the year no 1

**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 23:49  
with v7.1.0

### Project summary

<b>Geographical Site</b> <b>Çayirova</b> Turkey	<b>Situation</b> Latitude 40,84 °N Longitude 29,42 °E Altitude 200 m Time zone UTC+3	<b>Project settings</b> Albedo 0,20
<b>Meteo data</b> Çayirova Meteonorm 7.3 (2004-2010), Sat=100% - Synthetic		

### System summary

<b>Grid-Connected System</b> Simulation for year no 1	<b>Building system</b>	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>PV Field Orientation</b> Fixed planes 4 orientations Tilts/azimuths 2 / 135 ° 2 / -45 ° 2 / -135 ° 2 / 45 °	<b>Near Shadings</b> According to strings Electrical effect 100 %	
<b>System information</b>		
<b>PV Array</b> Nb. of modules Pnom total	4274 units 1410 kWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 12 units Pnom total 1200 kWac Pnom ratio 1,175

### Results summary

Produced Energy	1445 MWh/year	Specific production	1025 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	75,52 %
-----------------	---------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9

02/06/21PVsyst Licensed toPage 2/9

Şekil A.1. ( PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 23:49  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Mevcut  
Variant: Mevcut-Huawei Simulation for the year no 1

### General parameters

Grid-Connected System	Building system	Horizon
<b>PV Field Orientation</b> <b>Orientation</b> Fixed planes 4 orientations Tilts/azimuths 2 / 135 ° 2 / -45 ° 2 / -135 ° 2 / 45 °	<b>Models used</b> Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm Circumsolar separate	Free Horizon
<b>Near Shadings</b> According to strings Electrical effect 100 %	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)	

### PV Array Characteristics

PV module	Inverter
Manufacturer Elinsun Model ELNSM6610M-330 (Custom parameters definition)	Manufacturer Huawei Technologies Model SUN2000-100KTL-M1-400Vac (Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 330 Wp Number of PV modules 4274 units Nominal (STC) 1410 kWp	Unit Nom. Power 100 kWac Number of inverters 12 units Total power 1200 kWac
<b>Array #1 - Sub-array #1</b> Orientation #1 Tilt/Azimuth 2/135 ° Number of PV modules 1160 units Nominal (STC) 383 kWp Modules 58 Strings x 20 In series	Number of inverters 30 * MPPT 10% 3 units Total power 300 kWac Operating voltage 200-1000 V Max. power (=>30°C) 110 kWac Pnom ratio (DC:AC) 1,28
<b>At operating cond. (50°C)</b> Pmpp 348 kWp U mpp 615 V I mpp 565 A	
<b>Array #2 - Sub-array #2</b> Orientation #2 Tilt/Azimuth 2/-45 ° Number of PV modules 1500 units Nominal (STC) 495 kWp Modules 75 Strings x 20 In series	Number of inverters 40 * MPPT 10% 4 units Total power 400 kWac Operating voltage 200-1000 V Max. power (=>30°C) 110 kWac Pnom ratio (DC:AC) 1,24
<b>At operating cond. (50°C)</b> Pmpp 450 kWp U mpp 615 V I mpp 731 A	
<b>Array #3 - Sub-array #3</b> Orientation #3 Tilt/Azimuth 2/-135 ° Number of PV modules 640 units Nominal (STC) 211 kWp Modules 32 Strings x 20 In series	Number of inverters 21 * MPPT 10% 2.1 units Total power 210 kWac Operating voltage 200-1000 V Max. power (=>30°C) 110 kWac Pnom ratio (DC:AC) 1,01
<b>At operating cond. (50°C)</b> Pmpp 192 kWp U mpp 615 V I mpp 312 A	

Şekil A.2. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 23:49  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Mevcut  
Variant: Mevcut-Huawei Simulation for the year no 1

**PV Array Characteristics**

<b>Array #4 - Sub-array #4</b>			
Orientation	#4		
Tilt/Azimuth	2/45 °		
Number of PV modules	740 units	Number of inverters	21 * MPPT 10% 2.1 units
Nominal (STC)	244 kWp	Total power	210 kWac
Modules	37 Strings x 20 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	222 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	615 V	Max. power (=>30°C)	110 kWac
I mpp	361 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.16
<b>Array #5 - Sub-array #5</b>			
Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	2/-135 °		
Number of PV modules	126 units	Number of inverters	4 * MPPT 10% 0.4 units
Nominal (STC)	41,6 kWp	Total power	40,0 kWac
Modules	7 Strings x 18 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	37,8 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	554 V	Max. power (=>30°C)	110 kWac
I mpp	68 A	Pnom ratio (DC:AC)	1,04
<b>Array #6 - Sub-array #6</b>			
Orientation	#4		
Tilt/Azimuth	2/45 °		
Number of PV modules	108 units	Number of inverters	4 * MPPT 10% 0,4 units
Nominal (STC)	35,6 kWp	Total power	40,0 kWac
Modules	6 Strings x 18 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	32,4 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	554 V	Max. power (=>30°C)	110 kWac
I mpp	58 A	Pnom ratio (DC:AC)	0,89
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	1410 kWp	Total power	1200 kWac
Total	4274 modules	Nb. of inverters	12 units
Module area	7017 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.18
Cell area	6231 m <sup>2</sup>		

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>LID - Light Induced Degradation</b>	
Loss Fraction	3,0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	2,0 %
		Uc (const)	15,0 W/m <sup>2</sup> K		
		Uv (wind)	0,0 W/m <sup>2</sup> K/m/s		
<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>	
Loss Fraction	-0,4 %	Loss Fraction	2,0 % at MPP	Loss Fraction	0,1 %
<b>Module average degradation</b>		<b>IAM loss factor</b>			
Year no	1	ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cosi -1)			
Loss factor	0,7 %/year	bo Param.	0,05		
<b>Mismatch due to degradation</b>					
Imp RMS dispersion	0,4 %/year				
Vmp RMS dispersion	0,4 %/year				

Şekil A.3. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**

Simulation date:  
12/03/21 23:49  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Mevcut

Variant: Mevcut-Huawei Simulation for the year no 1

**DC wiring losses**

Global wiring resistance 4.9 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #1 - Sub-array #1**

Global array res. 18 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #3 - Sub-array #3**

Global array res. 33 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #5 - Sub-array #5**

Global array res. 135 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #2 - Sub-array #2**

Global array res. 14 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #4 - Sub-array #4**

Global array res. 28 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

**Array #6 - Sub-array #6**

Global array res. 158 mΩ  
Loss Fraction 1.5 % at STC

Şekil A.4. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)





PVsyst V7.1.0

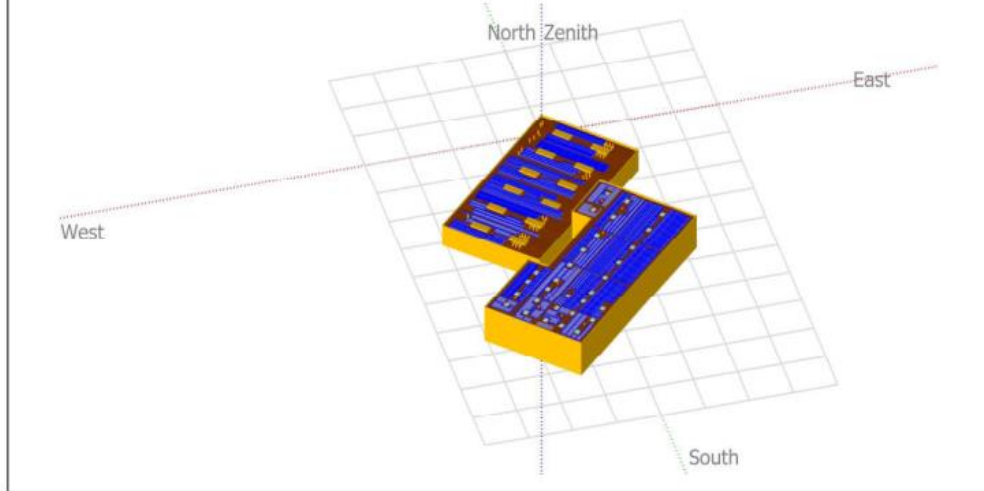
Simulation date:  
12/03/21 23:49  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Mevcut

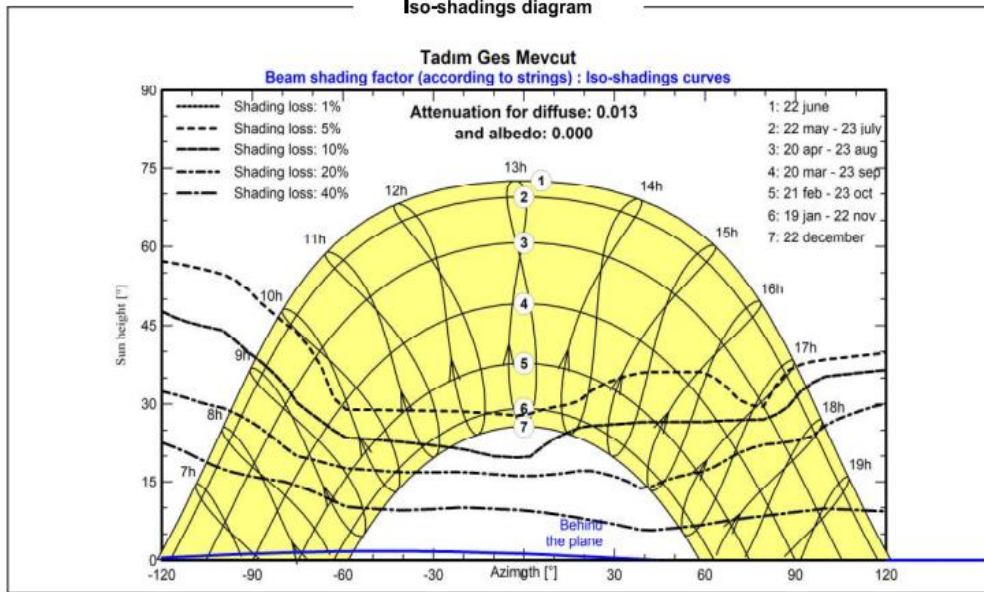
Variant: Mevcut-Huawei Simulation for the year no 1

### Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



### Iso-shadings diagram



02/06/21

PVsyst Licensed to

Page 6/9

Şekil A.5. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



## Project: Tadım Ges Mevcut

Variant: Mevcut-Huawei Simulation for the year no 1

PVsyst V7.1.0

Simulation date:  
12/03/21 23:49  
with v7.1.0

### Main results

#### System Production

Produced Energy

1445 MWh/year

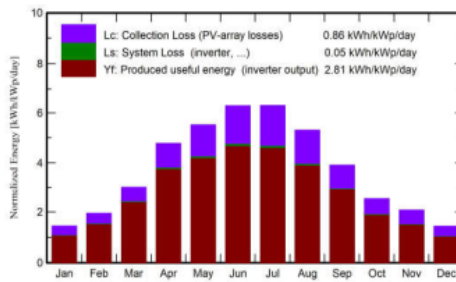
Specific production

1025 kWh/kWp/year

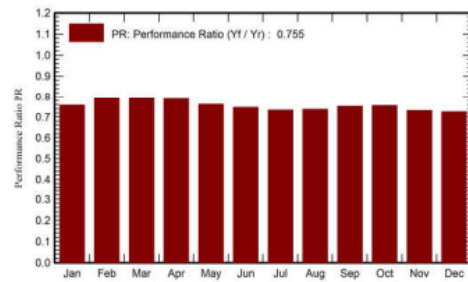
Performance Ratio PR

75.52 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



#### Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	ratio
January	44,6	27,65	5,87	44,6	39,4	48,5	47,7	0,758
February	54,3	36,16	6,39	54,3	48,9	61,7	60,7	0,792
March	93,6	55,66	9,37	93,6	85,6	106,6	104,8	0,794
April	143,2	73,49	12,80	143,3	132,9	162,2	159,4	0,789
May	171,1	75,64	18,22	171,2	159,5	187,5	184,0	0,762
June	188,6	84,40	22,85	188,6	176,2	202,6	198,7	0,747
July	194,9	86,16	26,06	195,0	181,9	205,8	201,8	0,734
August	164,4	77,72	25,97	164,5	152,9	174,3	171,0	0,737
September	117,3	61,43	21,05	117,3	107,7	126,7	124,5	0,752
October	78,1	43,65	16,98	78,1	70,8	84,5	83,1	0,755
November	61,9	31,28	11,60	62,0	54,8	65,0	64,0	0,732
December	44,5	24,05	7,84	44,5	38,7	46,3	45,5	0,726
Year	1356,5	677,29	15,47	1357,0	1249,3	1471,8	1445,3	0,755

#### Legends

GlobHor Global horizontal irradiation  
DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
T\_Amb Ambient Temperature  
GlobInc Global incident in coll. plane  
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array  
E\_Grid Energy injected into grid  
PR Performance Ratio

Şekil A.6. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)

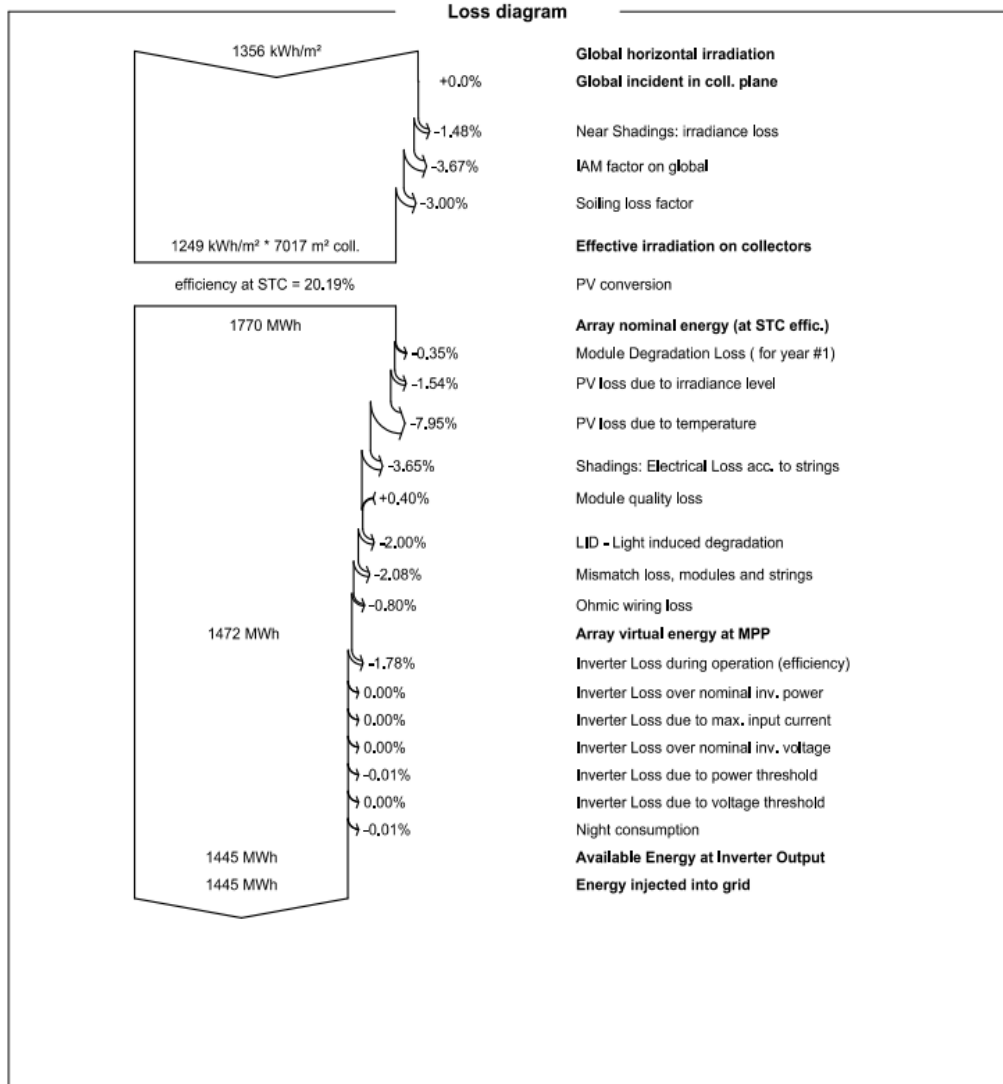


PVsyst V7.1.0

Simulation date:  
12/03/21 23:49  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Mevcut

Variant: Mevcut-Huawei Simulation for the year no 1



Şekil A.7. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



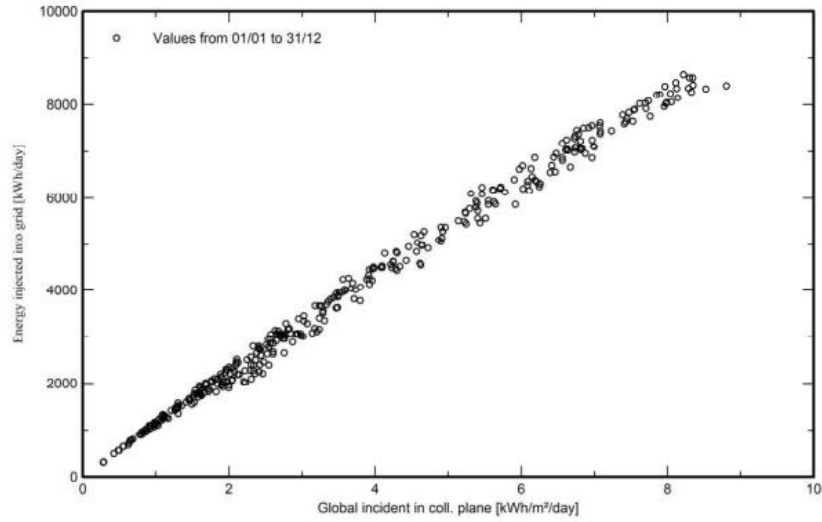
**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 23:49  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Mevcut

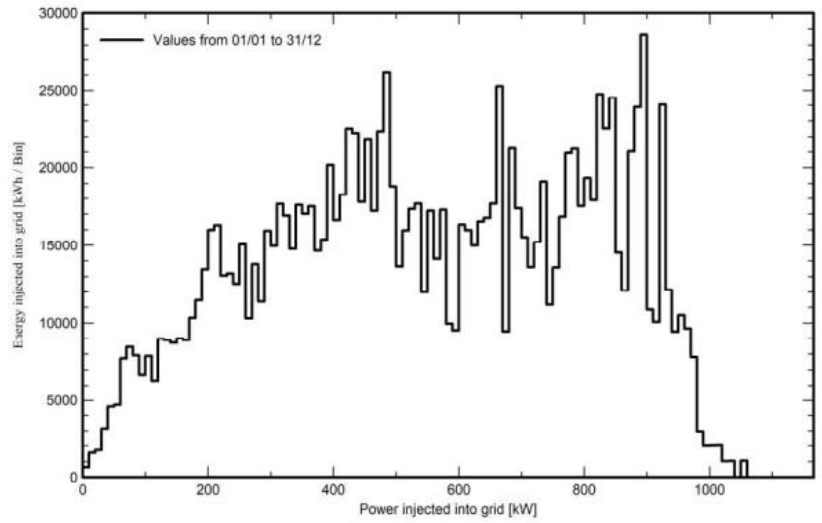
Variant: Mevcut-Huawei Simulation for the year no 1

### Special graphs

#### Daily Input/Output diagram

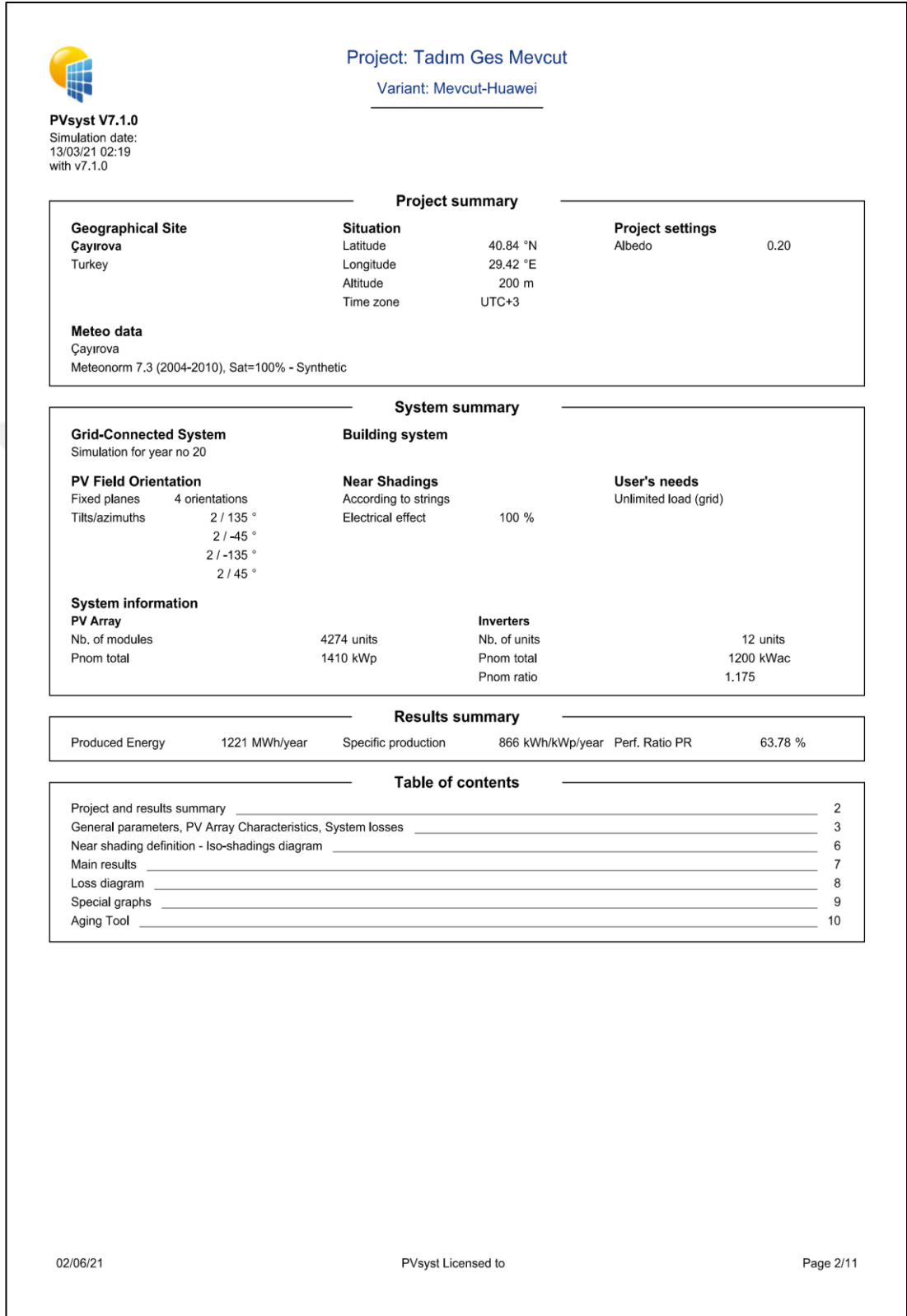


#### System Output Power Distribution



Şekil A.8. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)

## EK-B



Şekil B.1. ((PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
13/03/21 02:19  
with v7.1.0

## Project: Tadım Ges Mevcut

Variant: Mevcut-Huawei

### General parameters

Grid-Connected System		Building system		Horizon	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Models used</b>		Free Horizon	
Orientation		Transposition	Perez		
Fixed planes	4 orientations	Diffuse	Perez, Meteorom		
Tilts/azimuths	2 / 135 °	Circumsolar	separate		
	2 / -45 °				
	2 / -135 °				
	2 / 45 °				
<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>			
According to strings		Unlimited load (grid)			
Electrical effect	100 %				

### PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Elinsun	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	ELNSM6610M-330	Model	SUN2000-100KTL-M1-400Vac
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	330 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	4274 units	Number of inverters	12 units
Nominal (STC)	1410 kWp	Total power	1200 kWac
<b>Array #1 - Sub-array #1</b>			
Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	2/135 °		
Number of PV modules	1160 units	Number of inverters	30 * MPPT 10% 3 units
Nominal (STC)	383 kWp	Total power	300 kWac
Modules	58 Strings x 20 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	348 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	615 V	Max. power (=>30°C)	110 kWac
I mpp	565 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.28
<b>Array #2 - Sub-array #2</b>			
Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	2/-45 °		
Number of PV modules	1500 units	Number of inverters	40 * MPPT 10% 4 units
Nominal (STC)	495 kWp	Total power	400 kWac
Modules	75 Strings x 20 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	450 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	615 V	Max. power (=>30°C)	110 kWac
I mpp	731 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
<b>Array #3 - Sub-array #3</b>			
Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	2/-135 °		
Number of PV modules	640 units	Number of inverters	21 * MPPT 10% 2.1 units
Nominal (STC)	211 kWp	Total power	210 kWac
Modules	32 Strings x 20 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	192 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	615 V	Max. power (=>30°C)	110 kWac
I mpp	312 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.01

Şekil B.2. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



PVsyst V7.1.0  
Simulation date:  
13/03/21 02:19  
with v7.1.0

## Project: Tadım Ges Mevcut

Variant: Mevcut-Huawei

### PV Array Characteristics

Array #4 - Sub-array #4			
Orientation	#4		
Tilt/Azimuth	2/45 °		
Number of PV modules	740 units	Number of inverters	21 * MPPT 10% 2.1 units
Nominal (STC)	244 kWp	Total power	210 kWac
Modules	37 Strings x 20 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	222 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	615 V	Max. power (=>30°C)	110 kWac
I mpp	361 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.16
Array #5 - Sub-array #5			
Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	2/-135 °		
Number of PV modules	126 units	Number of inverters	4 * MPPT 10% 0.4 units
Nominal (STC)	41,6 kWp	Total power	40,0 kWac
Modules	7 Strings x 18 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	37,8 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	554 V	Max. power (=>30°C)	110 kWac
I mpp	68 A	Pnom ratio (DC:AC)	1,04
Array #6 - Sub-array #6			
Orientation	#4		
Tilt/Azimuth	2/45 °		
Number of PV modules	108 units	Number of inverters	4 * MPPT 10% 0,4 units
Nominal (STC)	35,6 kWp	Total power	40,0 kWac
Modules	6 Strings x 18 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	32,4 kWp	Operating voltage	200-1000 V
U mpp	554 V	Max. power (=>30°C)	110 kWac
I mpp	58 A	Pnom ratio (DC:AC)	0,89
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	1410 kWp	Total power	1200 kWac
Total	4274 modules	Nb. of inverters	12 units
Module area	7017 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1,18
Cell area	6231 m <sup>2</sup>		

### Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>LID - Light Induced Degradation</b>	
Loss Fraction	3,0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	2,0 %
		Uc (const)	15,0 W/m <sup>2</sup> K		
		Uv (wind)	0,0 W/m <sup>2</sup> K/m/s		
<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>	
Loss Fraction	-0,4 %	Loss Fraction	2,0 % at MPP	Loss Fraction	0,1 %
<b>Module average degradation</b>		<b>IAM loss factor</b>			
Year no	20	ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cosi - 1)			
Loss factor	0,7 %/year	bo Param.	0,05		
<b>Mismatch due to degradation</b>					
Imp RMS dispersion	0,4 %/year				
Vmp RMS dispersion	0,4 %/year				

Şekil B.3. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
13/03/21 02:19  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Mevcut

Variant: Mevcut-Huawei

**DC wiring losses**

Global wiring resistance	4.9 mΩ		
Loss Fraction	1,5 % at STC		
<b>Array #1 - Sub-array #1</b>		<b>Array #2 - Sub-array #2</b>	
Global array res.	18 mΩ	Global array res.	14 mΩ
Loss Fraction	1,5 % at STC	Loss Fraction	1,5 % at STC
<b>Array #3 - Sub-array #3</b>		<b>Array #4 - Sub-array #4</b>	
Global array res.	33 mΩ	Global array res.	28 mΩ
Loss Fraction	1,5 % at STC	Loss Fraction	1,5 % at STC
<b>Array #5 - Sub-array #5</b>		<b>Array #6 - Sub-array #6</b>	
Global array res.	135 mΩ	Global array res.	158 mΩ
Loss Fraction	1,5 % at STC	Loss Fraction	1,5 % at STC

Şekil B.4. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)





PVsyst V7.1.0

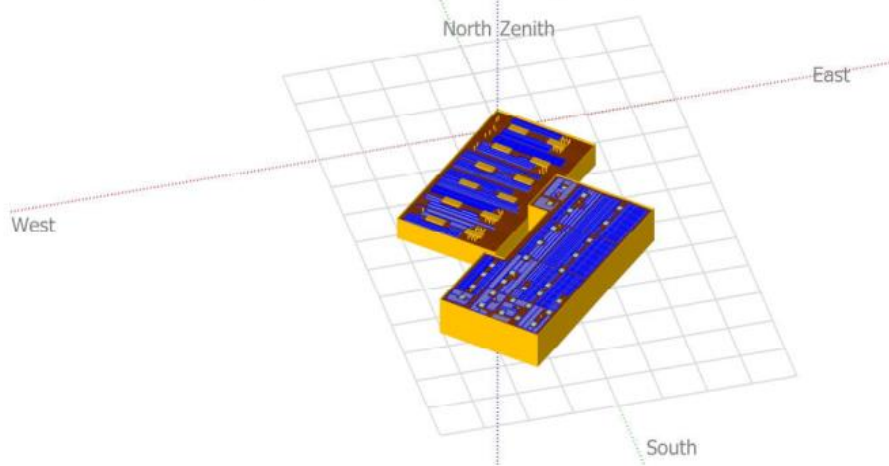
Simulation date:  
13/03/21 02:19  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Mevcut

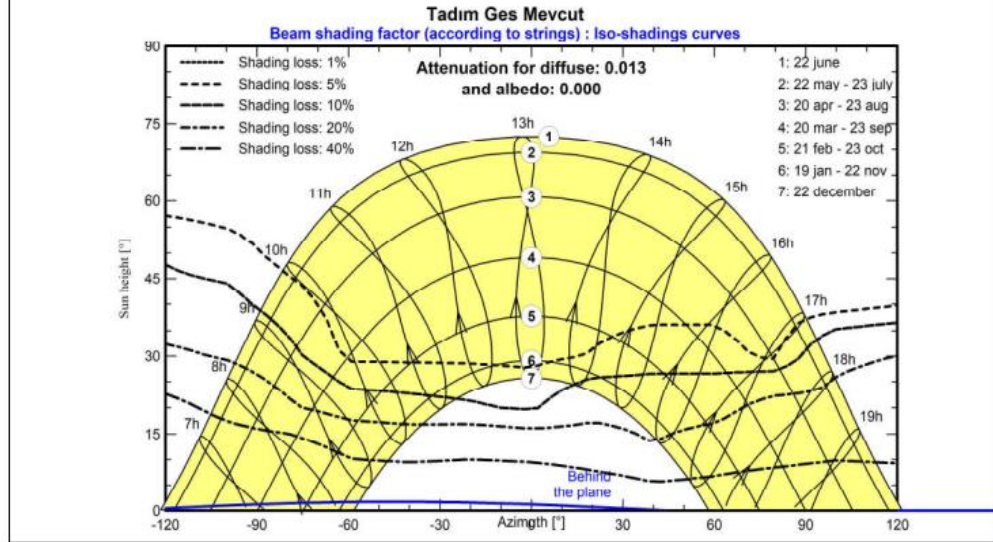
Variante: Mevcut-Huawei

### Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



### Iso-shadings diagram



02/06/21

PVsyst Licensed to

Page 6/11

Şekil B.5. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



## Project: Tadım Ges Mevcut

Variant: Mevcut-Huawei

PVsyst V7.1.0

Simulation date:  
13/03/21 02:19  
with v7.1.0

### Main results

#### System Production

Produced Energy

1221 MWh/year

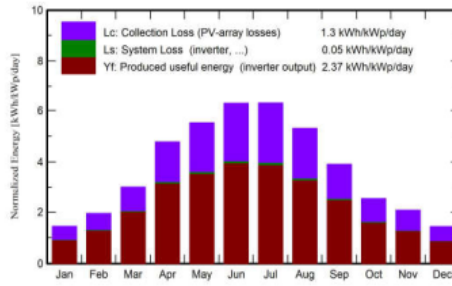
Specific production

866 kWh/kWp/year

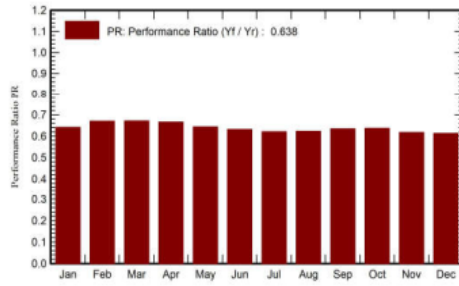
Performance Ratio PR

63.78 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



#### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	44,6	27,65	5,87	44,6	39,4	41,1	40,3	0,641
February	54,3	36,16	6,39	54,3	48,9	52,2	51,3	0,670
March	93,6	55,66	9,37	93,6	85,6	90,2	88,5	0,671
April	143,2	73,49	12,80	143,3	132,9	137,3	134,6	0,666
May	171,1	75,64	18,22	171,2	159,5	158,7	155,4	0,644
June	188,6	84,40	22,85	188,6	176,2	171,5	167,9	0,631
July	194,9	86,16	26,06	195,0	181,9	174,3	170,6	0,620
August	164,4	77,72	25,97	164,5	152,9	147,6	144,5	0,623
September	117,3	61,43	21,05	117,3	107,7	107,2	105,0	0,635
October	78,1	43,65	16,98	78,1	70,8	71,5	70,1	0,637
November	61,9	31,28	11,60	62,0	54,8	55,0	54,0	0,618
December	44,5	24,05	7,84	44,5	38,7	39,2	38,5	0,613
Year	1356,5	677,29	15,47	1357,0	1249,3	1245,8	1220,8	0,638

#### Legends

GlobHor Global horizontal irradiation  
DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
T\_Amb Ambient Temperature  
GlobInc Global incident in coll. plane  
GlobEff Effective Global, corr, for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array  
E\_Grid Energy injected into grid  
PR Performance Ratio

Şekil B.6. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)

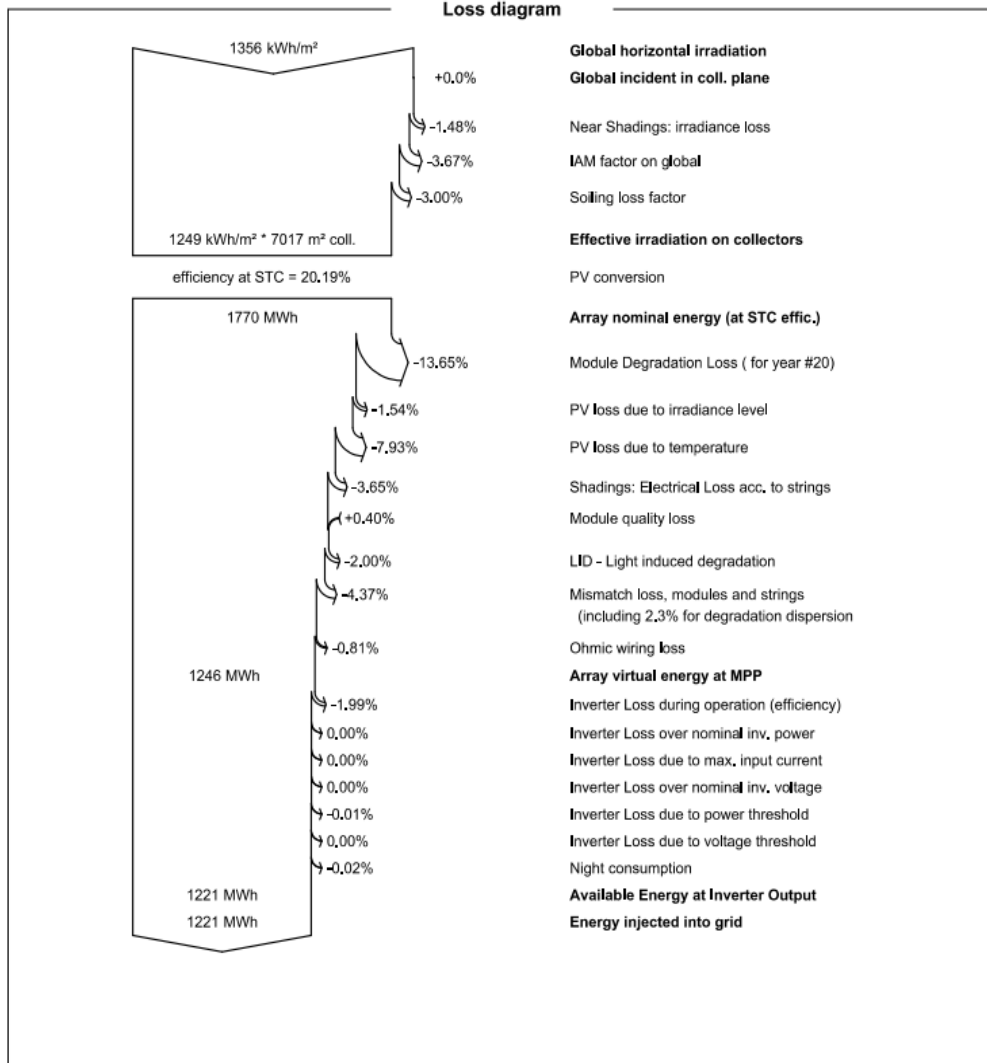


**PVsyst V7.1.0**

Simulation date:  
13/03/21 02:19  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Mevcut

Variant: Mevcut-Huawei



02/06/21

PVsyst Licensed to

Page 8/11

Şekil B.7. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



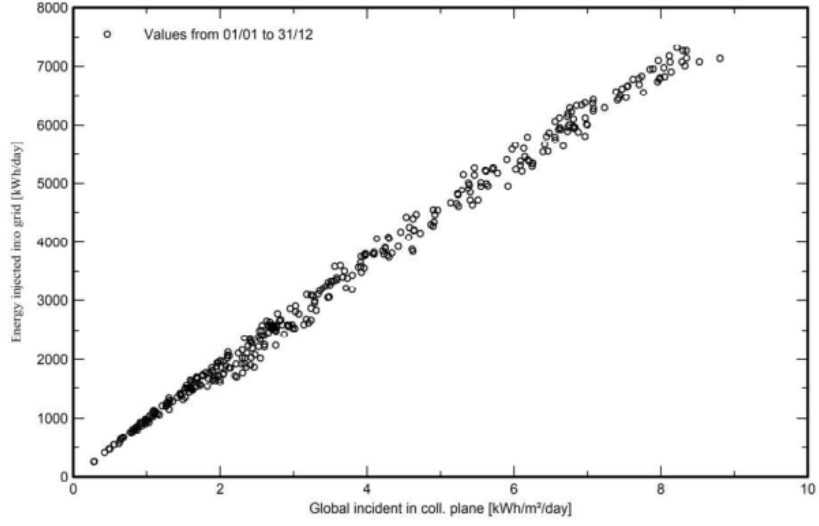
**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
13/03/21 02:19  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Mevcut

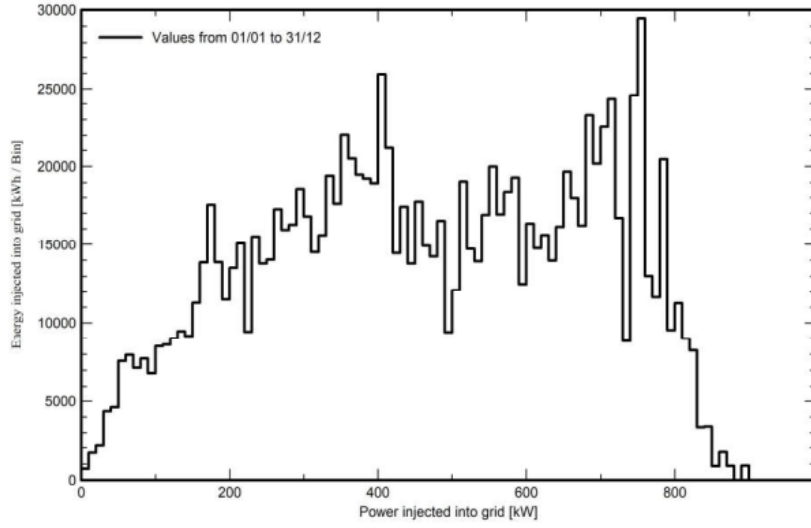
Variant: Mevcut-Huawei

### Special graphs

#### Daily Input/Output diagram



#### System Output Power Distribution



02/06/21

PVsyst Licensed to

Page 9/11

Şekil B.8. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
13/03/21 02:19  
with v7.1.0

## Project: Tadım Ges Mevcut

Variant: Mevcut-Huawei

### Aging Tool

#### Aging Parameters

Time span of simulation 20 years

#### Module average degradation

Loss factor 0.7 %/year

#### Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.4 %/year

Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

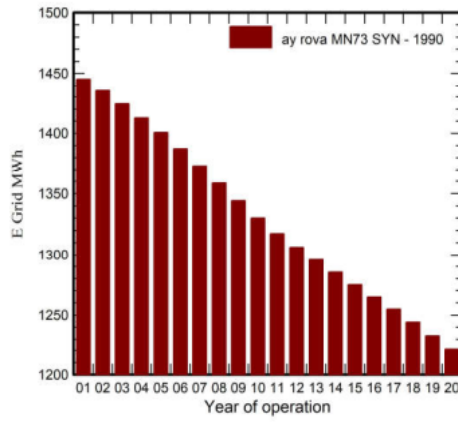
#### Meteo used in the simulation

##### #1 ay rova MN73 SYN

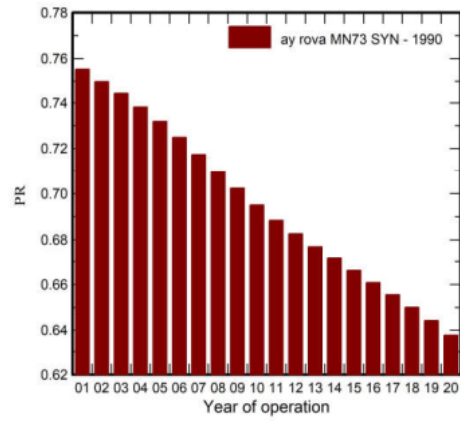
Years 1990 (reference year)

Years simulated 1-20

#### Energy injected into grid



#### Performance Ratio



Şekil B.9. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
13/03/21 02:19  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Mevcut

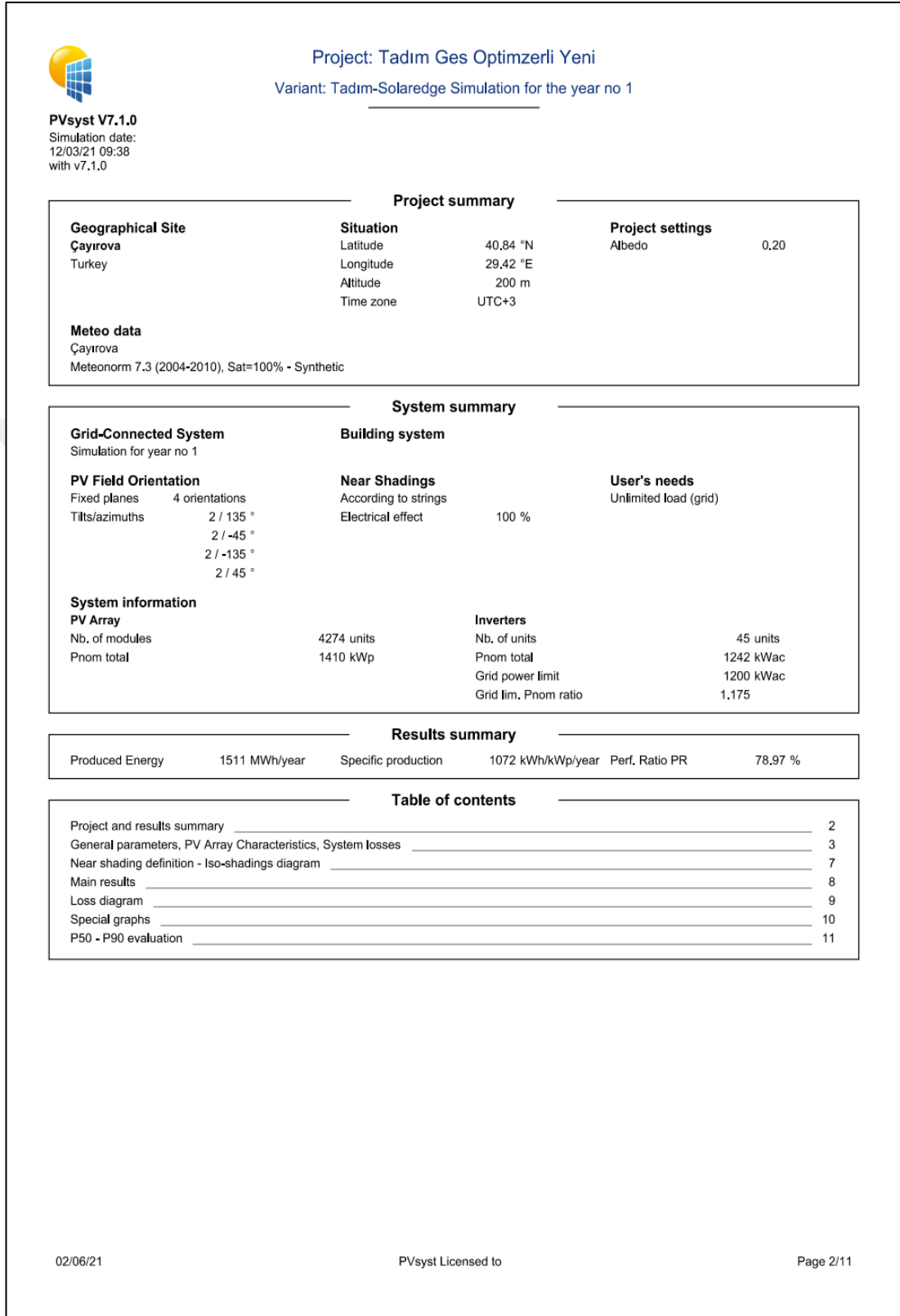
Variant: Mevcut-Huawei

**Aging Tool**  
ay rova MN73 SYN

Year	E Grid MWh	PR	PR loss %
1	1445	0.755	0%
2	1435	0.75	-0.7%
3	1424	0.744	-1.5%
4	1413	0.738	-2.3%
5	1401	0.732	-3.1%
6	1387	0.725	-4%
7	1373	0.717	-5%
8	1358	0.71	-6%
9	1344	0.702	-7%
10	1330	0.695	-8%
11	1317	0.688	-8.9%
12	1306	0.683	-9.6%
13	1296	0.677	-10.4%
14	1285	0.672	-11.1%
15	1275	0.666	-11.8%
16	1265	0.661	-12.5%
17	1255	0.656	-13.2%
18	1244	0.65	-13.9%
19	1233	0.644	-14.7%
20	1221	0.638	-15.5%

Şekil B.10. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)

## EK-C



Şekil C.1. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**

Simulation date:  
12/03/21 09:38  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni  
Variant: Tadım-Solaredge Simulation for the year no 1

**General parameters**

Grid-Connected System		Building system		Horizon	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Models used</b>		Free Horizon	
Orientation		Transposition	Perez		
Fixed planes	4 orientations	Diffuse	Perez, Meteorom		
Tilts/azimuths	2 / 135 °	Circumsolar	separate		
	2 / -45 °				
	2 / -135 °				
	2 / 45 °				
<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>		<b>Grid power limitation</b>	
According to strings		Unlimited load (grid)		Active Power	1200 kWac
Electrical effect	100 %			Pnom ratio	1.175

**PV Array Characteristics**

PV module		Inverter	
Manufacturer	Elinsun	Manufacturer	SolarEdge
Model	ELNSM6610M-330	Model	SE55K/SE82.8K Unit
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	330 Wp	Unit Nom. Power	27.6 kWac
Number of PV modules	4274 units	Number of inverters	45 units
Nominal (STC)	1410 kWp	Total power	1242 kWac
<b>SolarEdge Power Optimizer</b>			
Model	P701 Worldwide		
Unit Nom. Power	700 W		
Modules	1 String x 2 in series		
<b>Array #1 - Sub-array #1</b>			
Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	2/135 °		
Number of PV modules	1024 units	Number of inverters	10.7 units
Nominal (STC)	338 kWp	Total power	298 kWac
Optimizer Array	32 Strings x 16 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	307 kWp	Operating voltage	750 V
Output of optimizers		Pnom ratio (DC:AC)	0.98
Voper	750 V		
I at Poper	409 A		
<b>Array #2 - Sub-array #2</b>			
Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	2/135 °		
Number of PV modules	136 units	Number of inverters	1.3 Unit
Nominal (STC)	44.9 kWp	Total power	39.5 kWac
Optimizer Array	4 Strings x 17 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	40.8 kWp	Operating voltage	750 V
Output of optimizers		Pnom ratio (DC:AC)	0.98
Voper	750 V		
I at Poper	54 A		

Şekil C.2. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)





**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 09:38  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni  
Variant: Tadım-Solaredge Simulation for the year no 1

**PV Array Characteristics**

**Array #3 - Sub-array #3**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	2/-45 °		
Number of PV modules	1472 units	Number of inverters	15.3 units
Nominal (STC)	486 kWp	Total power	428 kWac
Optimizer Array	46 Strings x 16 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	750 V
Pmpp	441 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.99
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	588 A		

**Array #4 - Sub-array #4**

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	2/-45 °		
Number of PV modules	28 units	Number of inverters	0.3 Unit
Nominal (STC)	9.24 kWp	Total power	8.1 kWac
Optimizer Array	1 String x 14 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	750 V
Pmpp	8.39 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.99
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	11 A		

**Array #5 - Sub-array #5**

Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	2/-135 °		
Number of PV modules	736 units	Number of inverters	7.7 units
Nominal (STC)	243 kWp	Total power	214 kWac
Optimizer Array	23 Strings x 16 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	750 V
Pmpp	221 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	294 A		

**Array #6 - Sub-array #6**

Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	2/-135 °		
Number of PV modules	30 units	Number of inverters	0.3 Unit
Nominal (STC)	9.90 kWp	Total power	8.7 kWac
Optimizer Array	1 String x 15 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	750 V
Pmpp	8.99 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	12 A		

**Array #7 - Sub-array #7**

Orientation	#4		
Tilt/Azimuth	2/45 °		
Number of PV modules	720 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	238 kWp	Total power	209 kWac
Optimizer Array	24 Strings x 15 In series		

Şekil C.3. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 09:38  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Optimizerli Yeni  
Variant: Tadım-Solaredge Simulation for the year no 1

### PV Array Characteristics

<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	750 V
Pmpp	216 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.99
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	288 A		
<b>Array #8 - Sub-array #8</b>			
Orientation	#4		
Tilt/Azimuth	2/45 °		
Number of PV modules	128 units	Number of inverters	1.3 Unit
Nominal (STC)	42.2 kWp	Total power	37.2 kWac
Optimizer Array	4 Strings x 16 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	750 V
Pmpp	38.4 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.99
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	51 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	1410 kWp	Total power	1242 kWac
Total	4274 modules	Nb. of inverters	45 units
Module area	7017 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.14
Cell area	6231 m <sup>2</sup>		

### Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>LID - Light Induced Degradation</b>	
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	2.0 %
		Uc (const)	15.0 W/m <sup>2</sup> K		
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s		
<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>		<b>Module average degradation</b>	
Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction (Fixed voltage)	0.0 %	Year no	1
				Loss factor	0.7 %/year
				<b>Mismatch due to degradation</b>	
				Imp RMS dispersion	0 %/year
				Vmp RMS dispersion	0 %/year
<b>IAM loss factor</b>					
ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cosi - 1)					
bo Param.		0.05			

### DC wiring losses

Global wiring resistance	6.0 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
<b>Array #1 - Sub-array #1</b>		<b>Array #2 - Sub-array #2</b>	
Global array res.	25 mΩ	Global array res.	187 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #3 - Sub-array #3</b>		<b>Array #4 - Sub-array #4</b>	
Global array res.	17 mΩ	Global array res.	909 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #5 - Sub-array #5</b>		<b>Array #6 - Sub-array #6</b>	
Global array res.	35 mΩ	Global array res.	849 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC

Şekil C.4. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 09:38  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni  
Variant: Tadım-Solaredge Simulation for the year no 1

**DC wiring losses**

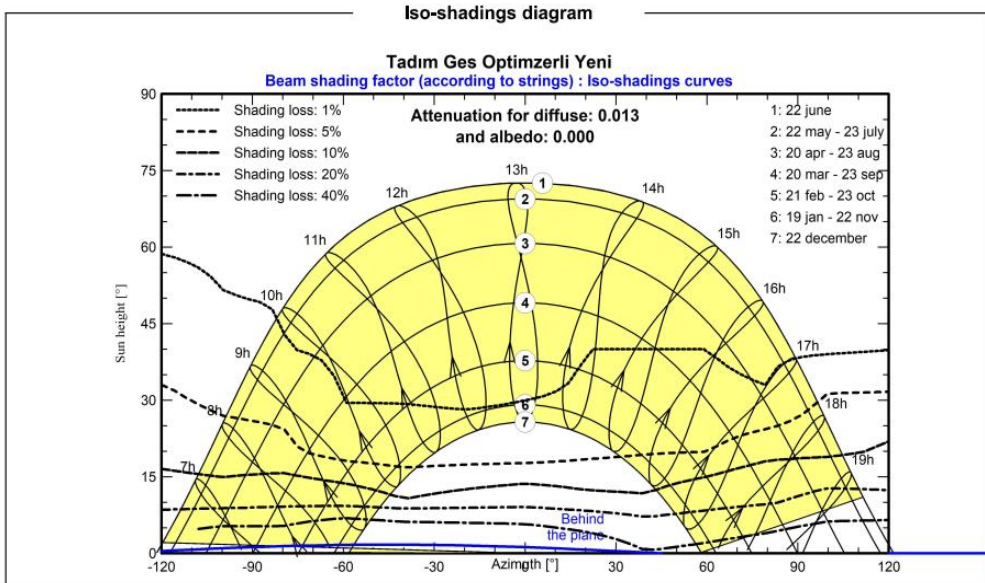
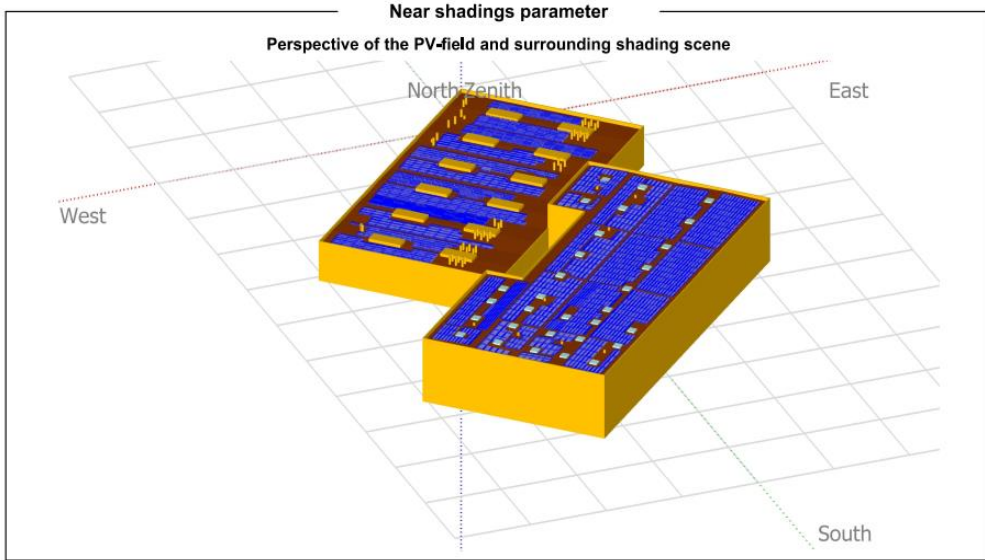
<b>Array #7 - Sub-array #7</b>		<b>Array #8 - Sub-array #8</b>	
Global array res.	35 mΩ	Global array res.	199 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC

Şekil C.5. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 09:38  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni  
Variant: Tadım-Solaredge Simulation for the year no 1



02/06/21

PVsyst Licensed to

Page 7/11

Şekil C.6. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni  
Variant: Tadım-Solaredge Simulation for the year no 1

PVsyst V7.1.0

Simulation date:  
12/03/21 09:38  
with v7.1.0

Main results

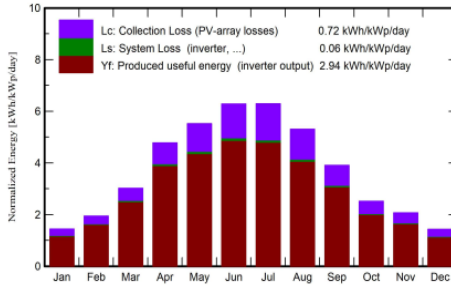
System Production

Produced Energy 1511 MWh/year

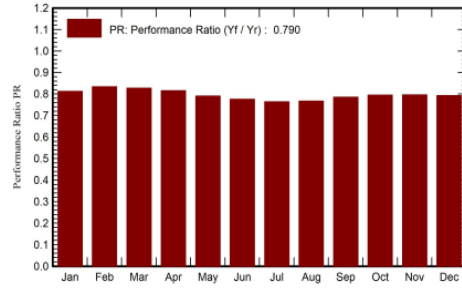
Specific production  
Performance Ratio PR

1072 kWh/kWp/year  
78.97 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	44.6	27.65	5.87	44.6	39.4	52.3	51.1	0.813
February	54.3	36.16	6.39	54.3	48.9	65.2	63.8	0.834
March	93.6	55.66	9.37	93.6	85.6	111.4	109.2	0.828
April	143.2	73.49	12.80	143.3	133.0	168.1	164.8	0.816
May	171.1	75.64	18.22	171.2	159.5	194.7	190.9	0.791
June	188.6	84.40	22.85	188.6	176.3	210.5	206.5	0.776
July	194.9	86.16	26.06	195.0	182.0	214.1	210.0	0.763
August	164.4	77.72	25.97	164.5	152.9	181.5	178.0	0.767
September	117.3	61.43	21.05	117.3	107.7	132.5	130.0	0.785
October	78.1	43.65	16.98	78.1	70.8	89.4	87.6	0.795
November	61.9	31.28	11.60	62.0	54.8	71.0	69.6	0.796
December	44.5	24.05	7.84	44.5	38.7	50.8	49.8	0.793
Year	1356.5	677.29	15.47	1357.0	1249.5	1541.6	1511.5	0.790

Legends

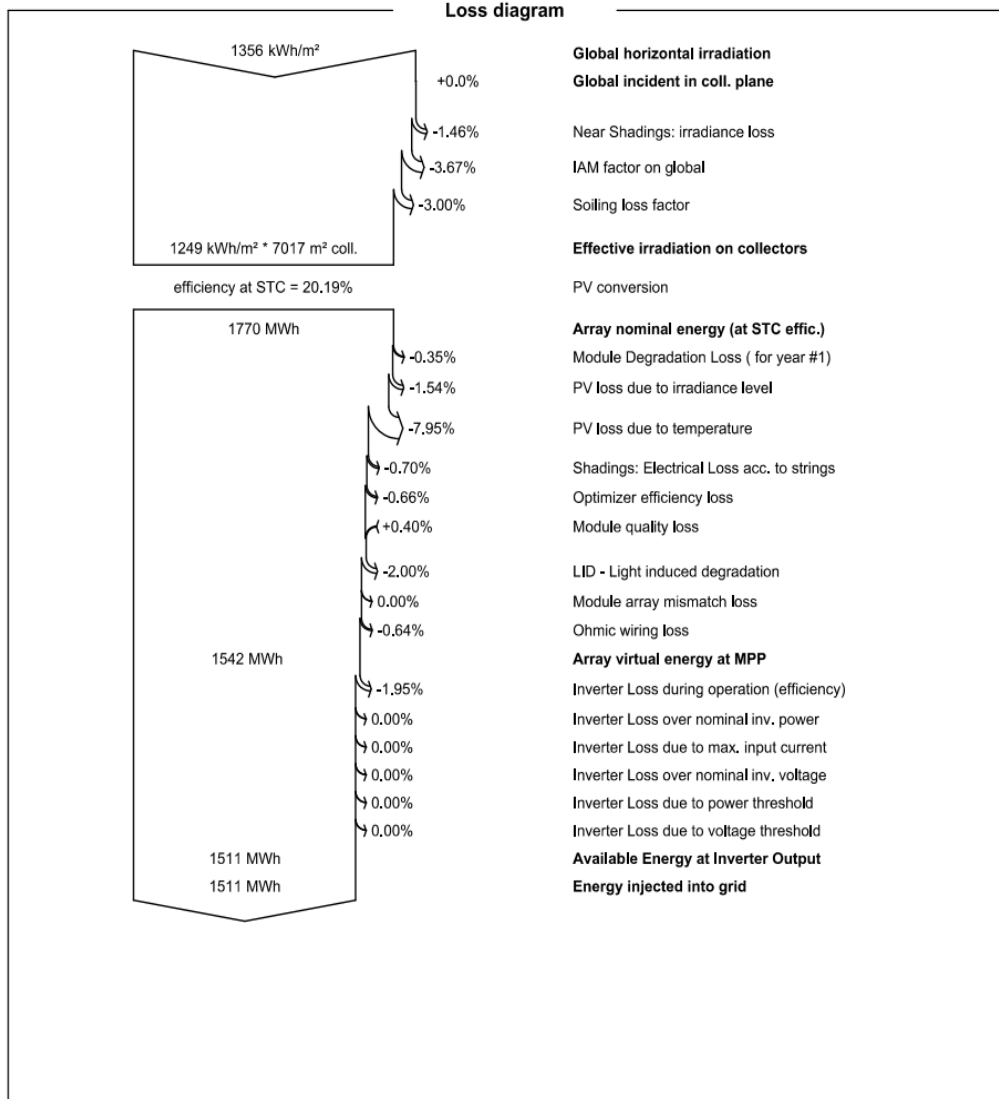
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Şekil C.7. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 09:38  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni  
Variant: Tadım-Solaredge Simulation for the year no 1



Şekil C.8. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)

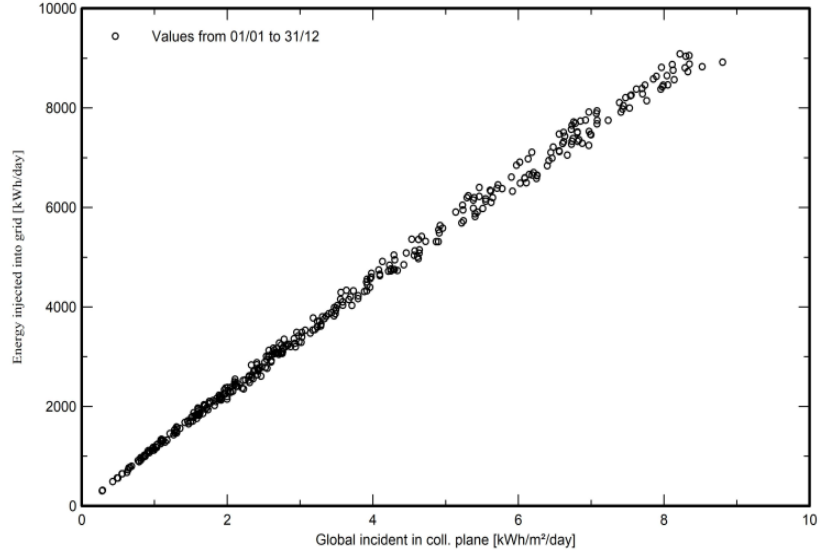


**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 09:38  
with v7.1.0

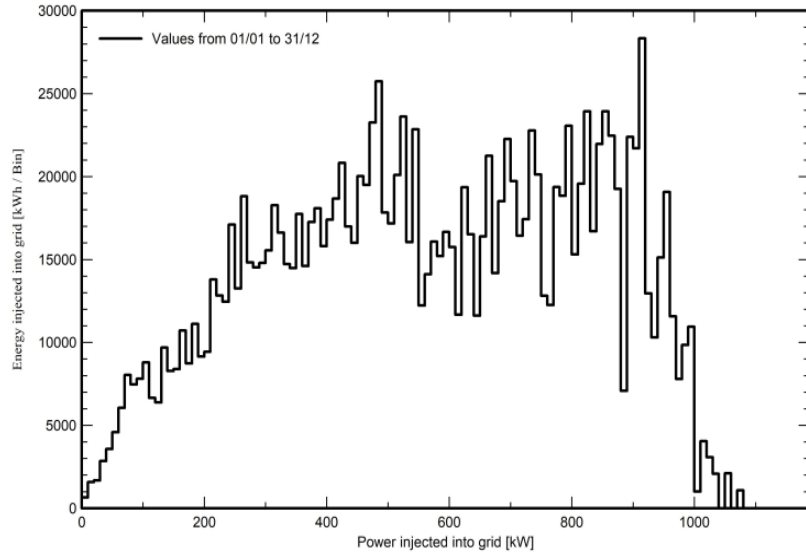
Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni  
Variant: Tadım-Solaredge Simulation for the year no 1

### Special graphs

#### Daily Input/Output diagram



#### System Output Power Distribution



Şekil C.9. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 09:38  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni  
Variant: Tadım-Solaredge Simulation for the year no 1

**P50 - P90 evaluation**

**Meteo data**

Meteo data source: Miconorm 7.3 (2004-2010), Sat=100%  
Kind: Not defined  
Year-to-year variability(Variance): 4,8 %

**Specified Deviation**

**Global variability (meteo + system)**  
Variability (Quadratic sum): 5,1 %

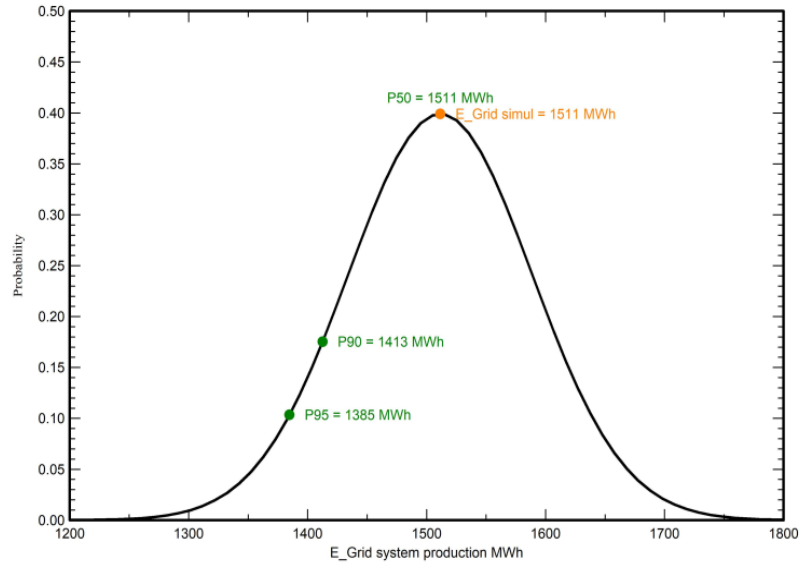
**Simulation and parameters uncertainties**

PV module modelling/parameters: 1,0 %  
Inverter efficiency uncertainty: 0,5 %  
Soiling and mismatch uncertainties: 1,0 %  
Degradation uncertainty: 1,0 %

**Annual production probability**

Variability: 77 MWh  
P50: 1511 MWh  
P90: 1413 MWh  
P95: 1385 MWh

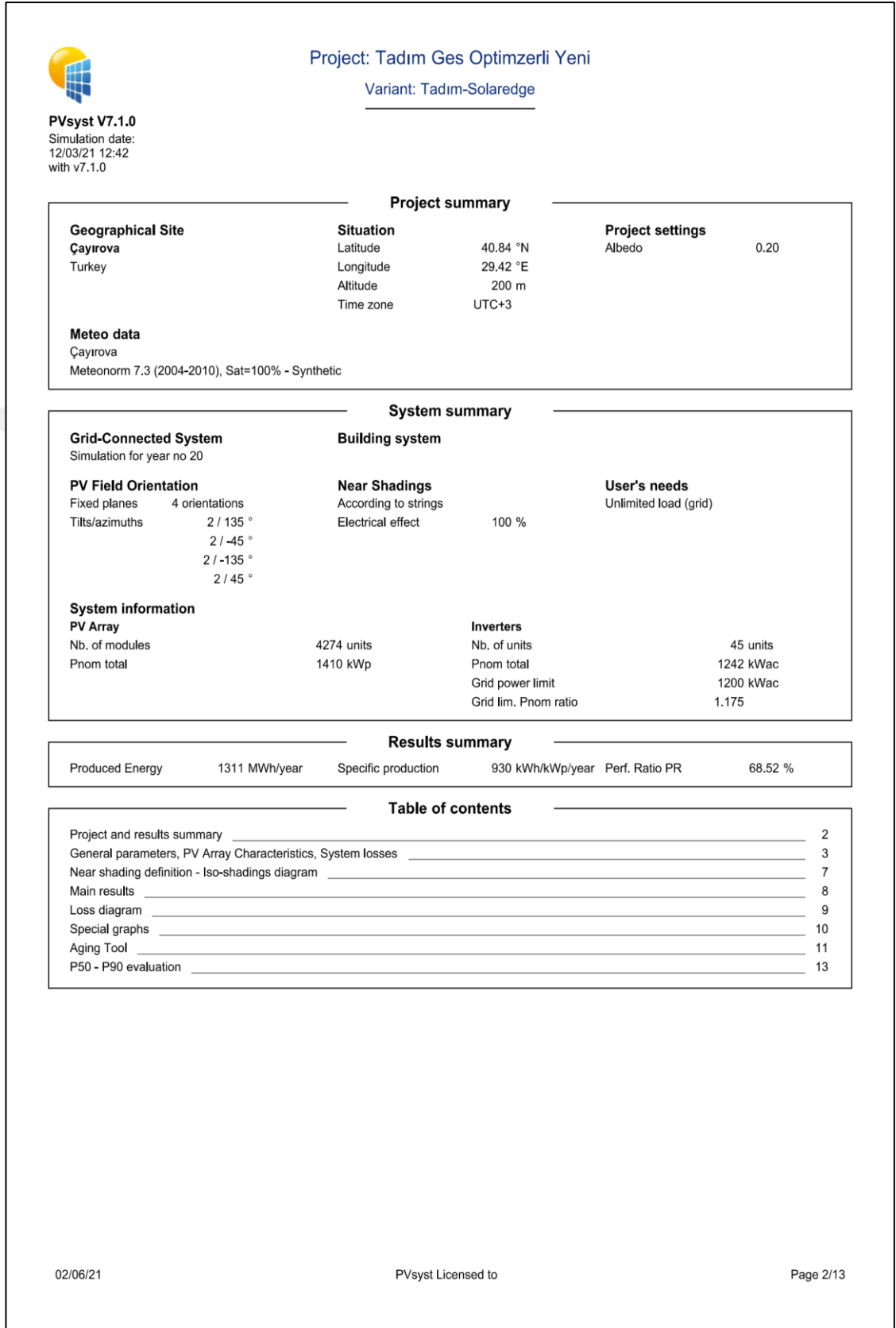
**Probability distribution**



Şekil C.10. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



## EK-D



Şekil D.1. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 12:42  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni

Variant: Tadım-Solaredge

### General parameters

Grid-Connected System		Building system		Horizon	
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Models used</b>		<b>Horizon</b>	
<b>Orientation</b>		Transposition	Perez	Free Horizon	
Fixed planes	4 orientations	Diffuse	Perez, Meteorom		
Tilts/azimuths	2 / 135 °	Circumsolar	separate		
	2 / -45 °				
	2 / -135 °				
	2 / 45 °				
<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>		<b>Grid power limitation</b>	
According to strings		Unlimited load (grid)		Active Power	1200 kWac
Electrical effect	100 %			Pnom ratio	1.175

### PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Elinsun	Manufacturer	SolarEdge
Model	ELNSM6610M-330	Model	SE55K/SE82.8K Unit
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	330 Wp	Unit Nom. Power	27.6 kWac
Number of PV modules	4274 units	Number of inverters	45 units
Nominal (STC)	1410 kWp	Total power	1242 kWac
<b>SolarEdge Power Optimizer</b>			
Model	P701 Worldwide		
Unit Nom. Power	700 W		
Modules	1 String x 2 in series		
<b>Array #1 - Sub-array #1</b>			
Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	2/135 °		
Number of PV modules	1024 units	Number of inverters	10.7 units
Nominal (STC)	338 kWp	Total power	298 kWac
Optimizer Array	32 Strings x 16 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	750 V
Pmpp	307 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	409 A		
<b>Array #2 - Sub-array #2</b>			
Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	2/135 °		
Number of PV modules	136 units	Number of inverters	1.3 Unit
Nominal (STC)	44.9 kWp	Total power	39.5 kWac
Optimizer Array	4 Strings x 17 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	750 V
Pmpp	40.8 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	54 A		

Şekil D.2. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



PVsyst V7.1.0

Simulation date:  
12/03/21 12:42  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni

Variant: Tadım-Solaredge

### PV Array Characteristics

#### Array #3 - Sub-array #3

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	2/-45 °		
Number of PV modules	1472 units	Number of inverters	15.3 units
Nominal (STC)	486 kWp	Total power	428 kWac
Optimizer Array	46 Strings x 16 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	750 V
Pmpp	441 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.99
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	588 A		

#### Array #4 - Sub-array #4

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	2/-45 °		
Number of PV modules	28 units	Number of inverters	0.3 Unit
Nominal (STC)	9.24 kWp	Total power	8.1 kWac
Optimizer Array	1 String x 14 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	750 V
Pmpp	8.39 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.99
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	11 A		

#### Array #5 - Sub-array #5

Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	2/-135 °		
Number of PV modules	736 units	Number of inverters	7.7 units
Nominal (STC)	243 kWp	Total power	214 kWac
Optimizer Array	23 Strings x 16 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	750 V
Pmpp	221 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	294 A		

#### Array #6 - Sub-array #6

Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	2/-135 °		
Number of PV modules	30 units	Number of inverters	0.3 Unit
Nominal (STC)	9.90 kWp	Total power	8.7 kWac
Optimizer Array	1 String x 15 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	750 V
Pmpp	8.99 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	12 A		

#### Array #7 - Sub-array #7

Orientation	#4		
Tilt/Azimuth	2/45 °		
Number of PV modules	720 units	Number of inverters	8 units
Nominal (STC)	238 kWp	Total power	209 kWac
Optimizer Array	24 Strings x 15 In series		

Şekil D.3. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 12:42  
with v7.1.0

## Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni

Variant: Tadım-Solaredge

### PV Array Characteristics

<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	750 V
Pmpp	216 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.99
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	288 A		
<b>Array #8 - Sub-array #8</b>			
Orientation	#4		
Tilt/Azimuth	2/45 °		
Number of PV modules	128 units	Number of inverters	1.3 Unit
Nominal (STC)	42.2 kWp	Total power	37.2 kWac
Optimizer Array	4 Strings x 16 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	750 V
Pmpp	38.4 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.99
Output of optimizers			
Voper	750 V		
I at Poper	51 A		
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	1410 kWp	Total power	1242 kWac
Total	4274 modules	Nb. of inverters	45 units
Module area	7017 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.14
Cell area	6231 m <sup>2</sup>		

### Array losses

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>LID - Light Induced Degradation</b>	
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	2.0 %
		Uc (const)	15.0 W/m <sup>2</sup> K		
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s		
<b>Module Quality Loss</b>		<b>Module mismatch losses</b>		<b>Module average degradation</b>	
Loss Fraction	-0.4 %	Loss Fraction (Fixed voltage)	0.0 %	Year no	20
				Loss factor	0.7 %/year
				<b>Mismatch due to degradation</b>	
				Imp RMS dispersion	0 %/year
				Vmp RMS dispersion	0 %/year
<b>IAM loss factor</b>					
ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cosi -1)					
bo Param.		0.05			

### DC wiring losses

Global wiring resistance	6.0 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
<b>Array #1 - Sub-array #1</b>		<b>Array #2 - Sub-array #2</b>	
Global array res.	25 mΩ	Global array res.	187 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #3 - Sub-array #3</b>		<b>Array #4 - Sub-array #4</b>	
Global array res.	17 mΩ	Global array res.	909 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Array #5 - Sub-array #5</b>		<b>Array #6 - Sub-array #6</b>	
Global array res.	35 mΩ	Global array res.	849 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC

Şekil D.4. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 12:42  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni

Variant: Tadım-Solaredge

**DC wiring losses**

<b>Array #7 - Sub-array #7</b>		<b>Array #8 - Sub-array #8</b>	
Global array res.	35 mΩ	Global array res.	199 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC

Şekil D.5. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



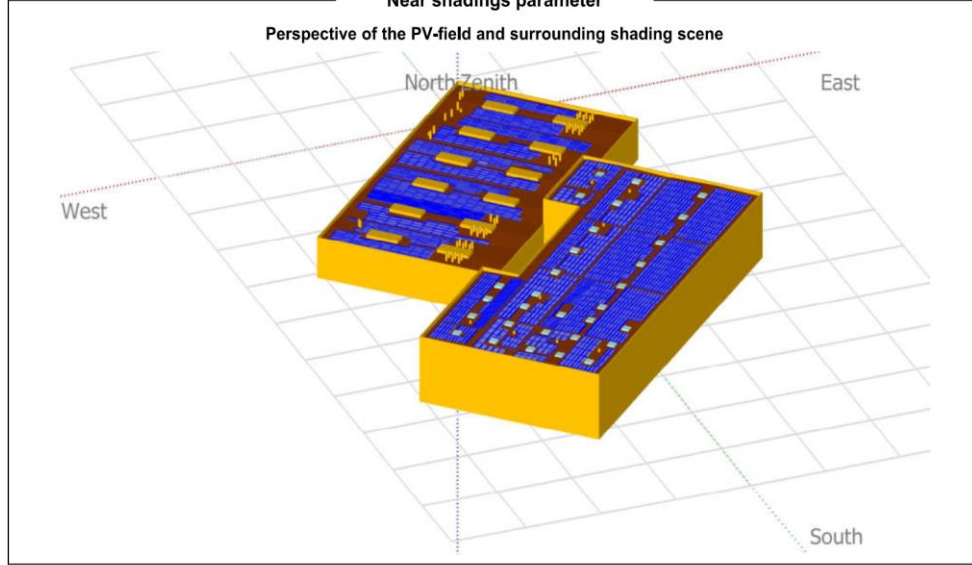
PVsyst V7.1.0

Simulation date:  
12/03/21 12:42  
with v7.1.0

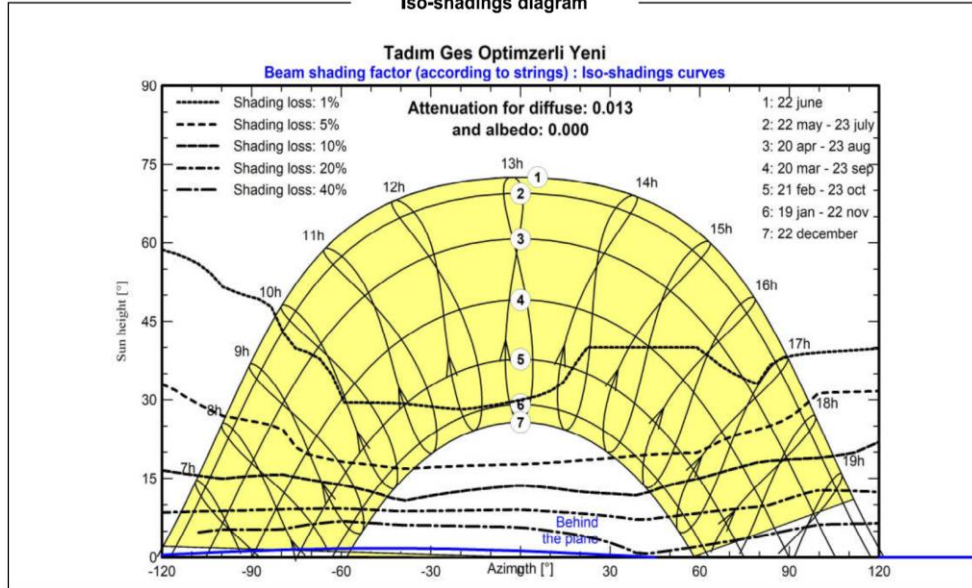
Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni

Variant: Tadım-Solaredge

### Near shadings parameter



### Iso-shadings diagram



Şekil D.6. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



## Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni

Variant: Tadım-Solaredge

PVsyst V7.1.0

Simulation date:  
12/03/21 12:42  
with v7.1.0

### Main results

#### System Production

Produced Energy

1311 MWh/year

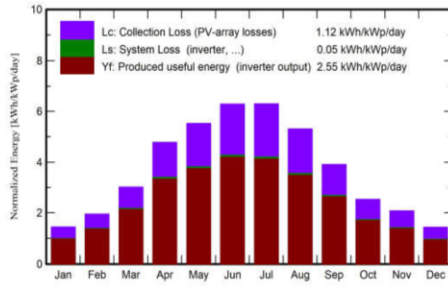
Specific production

930 kWh/kWp/year

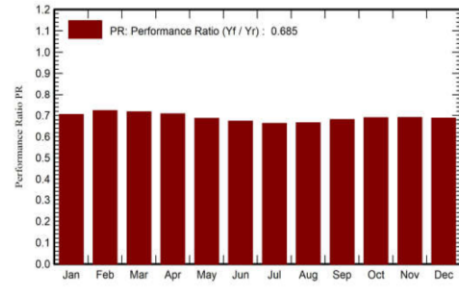
Performance Ratio PR

68.52 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	44.6	27.65	5.87	44.6	39.4	45.3	44.3	0.704
February	54.3	36.16	6.39	54.3	48.9	56.5	55.4	0.723
March	93.6	55.66	9.37	93.6	85.6	96.7	94.7	0.718
April	143.2	73.49	12.80	143.3	133.0	145.8	143.0	0.708
May	171.1	75.64	18.22	171.2	159.5	169.0	165.7	0.686
June	188.6	84.40	22.85	188.6	176.3	182.7	179.2	0.674
July	194.9	86.16	26.06	195.0	182.0	185.9	182.3	0.663
August	164.4	77.72	25.97	164.5	152.9	157.6	154.5	0.666
September	117.3	61.43	21.05	117.3	107.7	115.0	112.7	0.681
October	78.1	43.65	16.98	78.1	70.8	77.5	75.9	0.690
November	61.9	31.28	11.60	62.0	54.8	61.6	60.4	0.690
December	44.5	24.05	7.84	44.5	38.7	44.1	43.1	0.688
Year	1356.5	677.29	15.47	1357.0	1249.5	1337.7	1311.4	0.685

#### Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T\_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E\_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

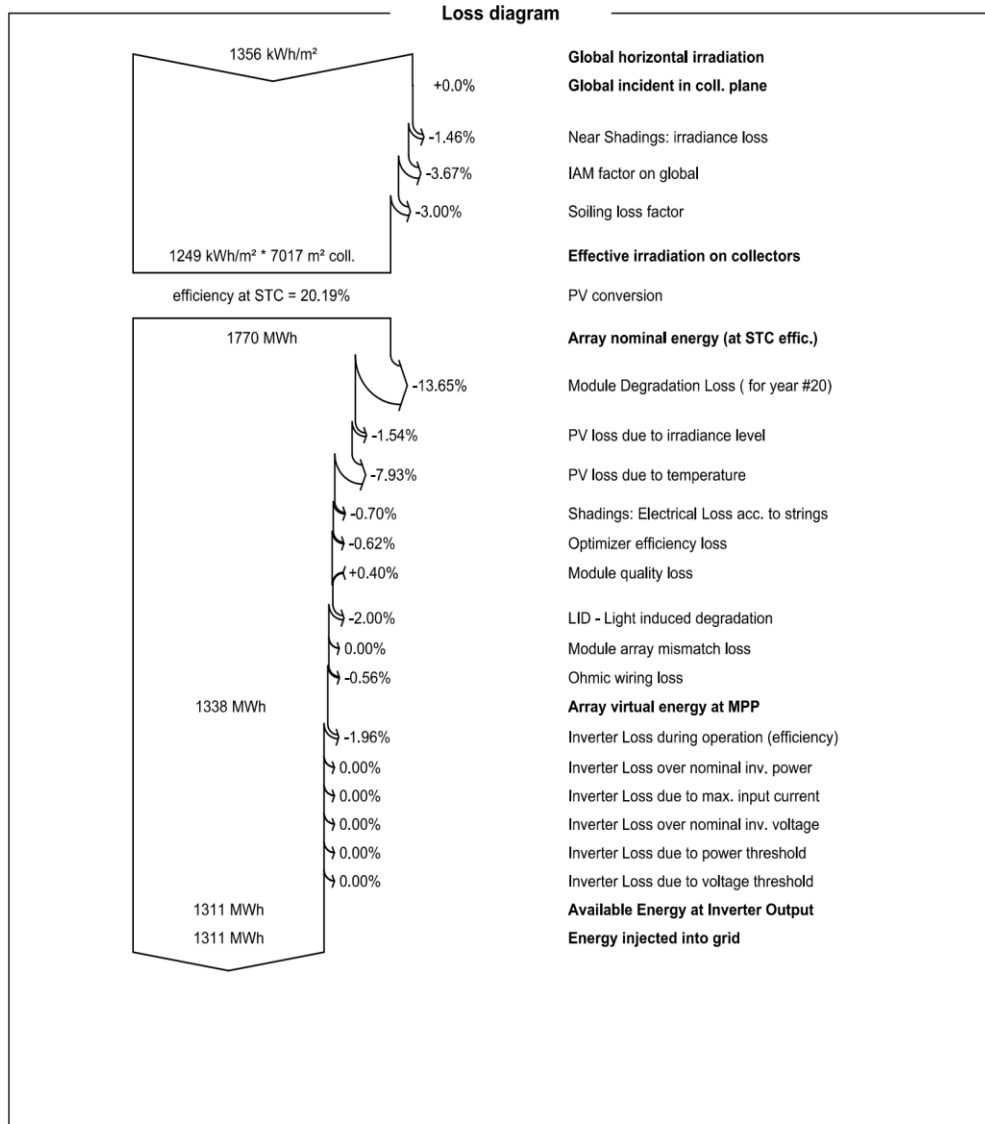
Şekil D.7. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 12:42  
with v7.1.0

## Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni

Variant: Tadım-Solaredge



Şekil D.8. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)





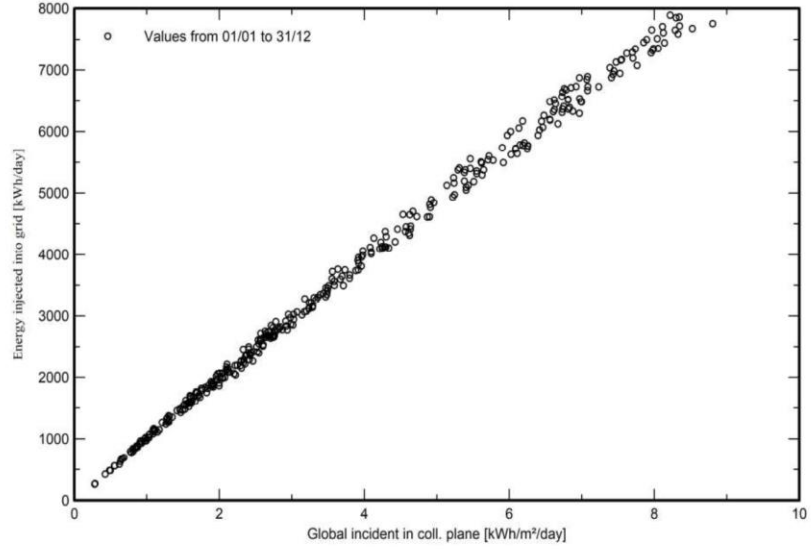
**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 12:42  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni

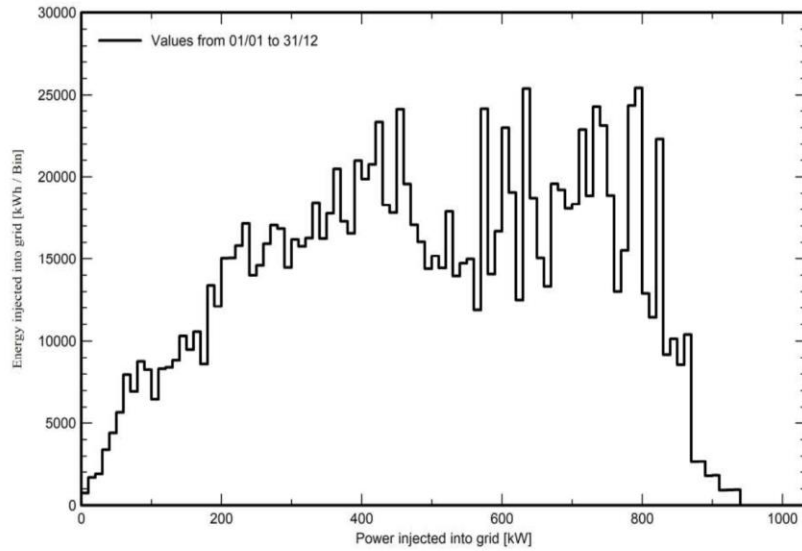
Variante: Tadım-Solaredge

### Special graphs

#### Daily Input/Output diagram



#### System Output Power Distribution



Şekil D.9. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni

Variant: Tadım-Solaredge

PVsyst V7.1.0

Simulation date:  
12/03/21 12:42  
with v7.1.0

Aging Tool

Aging Parameters

Time span of simulation 20 years

Module average degradation

Loss factor 0.7 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0 %/year

Vmp RMS dispersion 0 %/year

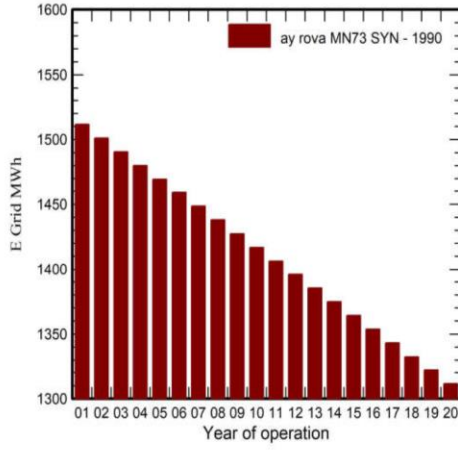
Meteo used in the simulation

#1 ay rova MN73 SYN

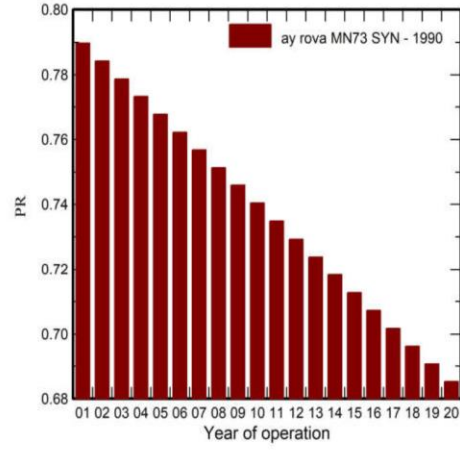
Years 1990 (reference year)

Years simulated 1-20

Energy injected into grid



Performance Ratio



Şekil D.10. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**

Simulation date:  
12/03/21 12:42  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni

Variant: Tadım-Solaredge

**Aging Tool**  
ay rova MN73 SYN

Year	E Grid MWh	PR	PR loss %
1	1511	0.79	0%
2	1501	0.784	-0.7%
3	1490	0.779	-1.4%
4	1480	0.773	-2.1%
5	1469	0.768	-2.8%
6	1459	0.762	-3.5%
7	1448	0.757	-4.2%
8	1438	0.751	-4.9%
9	1427	0.746	-5.6%
10	1417	0.74	-6.3%
11	1406	0.735	-7%
12	1396	0.729	-7.7%
13	1385	0.724	-8.4%
14	1375	0.718	-9.1%
15	1364	0.713	-9.8%
16	1354	0.707	-10.4%
17	1343	0.702	-11.1%
18	1333	0.696	-11.8%
19	1322	0.691	-12.5%
20	1311	0.685	-13.2%

Şekil D.11. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)



**PVsyst V7.1.0**  
Simulation date:  
12/03/21 12:42  
with v7.1.0

Project: Tadım Ges Optimzerli Yeni

Variant: Tadım-Solaredge

### P50 - P90 evaluation

#### Meteo data

Meteo data source: Norm 7.3 (2004-2010), Sat=100%  
Kind: Not defined  
Year-to-year variability(Variance): 4.8 %

#### Specified Deviation

**Global variability (meteo + system)**  
Variability (Quadratic sum): 5.1 %

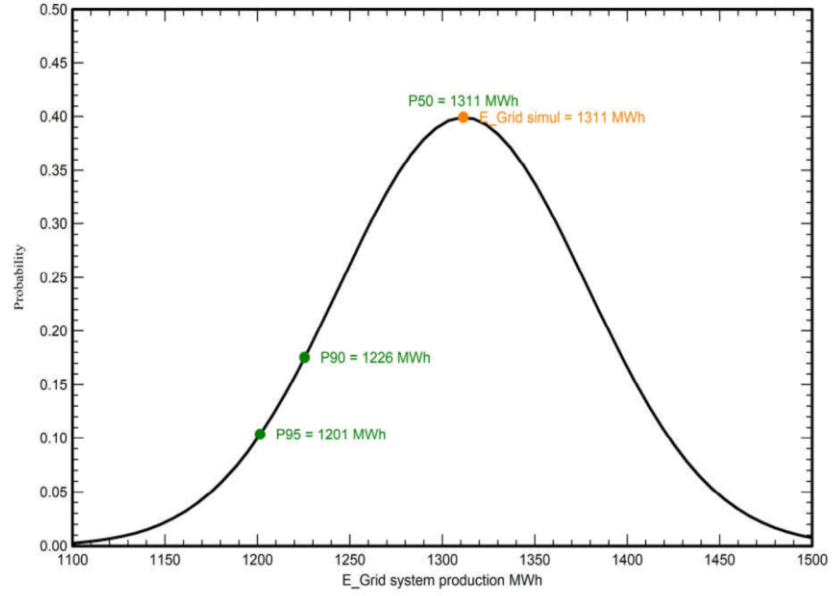
#### Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters: 1.0 %  
Inverter efficiency uncertainty: 0.5 %  
Soiling and mismatch uncertainties: 1.0 %  
Degradation uncertainty: 1.0 %

#### Annual production probability

Variability: 67 MWh  
P50: 1311 MWh  
P90: 1226 MWh  
P95: 1201 MWh

### Probability distribution



Şekil D.12. (PVsyst Programı Analiz Raporu Ekran Görüntüsü)

## KİŞİSEL YAYINLAR VE ESERLER

**Tozkoparan C.**, Eyidoğan M., atı Tipi Güneş Enerjisi Santrallerinde Optimizer Kullanımının retim Verimliliği, Güvenlik Maliyet Bakımından Değerlendirilmesi, *Uluslararası Marmara Fen ve Sosyal Bilimler Kongresi*, Kocaeli, 21-22 Mayıs 2021.



## ÖZGEÇMİŞ

Cihangir TOZKOPARAN, lise öğrenimini Keçiören Kalaba Lisesi'nde tamamladı. 2013 yılında Yakın Doğu Üniversitesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü'nden mezun oldu. 2014 yılında TEDAŞ Genel Müdürlüğü'nde kamu hizmetine başladı. 2016 yılı içinde Kocaeli Üniversitesi Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı'nda yüksek lisans eğitimine başladı. 2014 yılından bugüne kadar Lisanssız Enerji Üretim Santrallerinin proje onay biriminde aktif olarak görev almaktadır.

