İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

FOTOVOLTAİK SANTRALLERİN KURULUM AŞAMALARI VE İŞLETİMDEKİ SANTRALLERİN GERÇEKLEŞEN ÜRETİM DEĞERLERİNİN SİMULASYON SONUÇLARI İLE KARŞILAŞTIRILMASI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

ERAY SAĞLAM

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

HAZİRAN 2018

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

FOTOVOLTAİK SANTRALLERİN KURULUM AŞAMALARI VE İŞLETİMDEKİ SANTRALLERİN GERÇEKLEŞEN ÜRETİM DEĞERLERİNİN SİMULASYON SONUÇLARI İLE KARŞILAŞTIRILMASI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

ERAY SAĞLAM
(301141037)

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Zehir Fatih ÖZTÜRK

HAZİRAN 2018

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 301141037 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi Eray SAĞLAM, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı "FOTOVOLTAİK SİSTEMLERİN KURULUM AŞAMALARI VE İŞLETİMDEKİ SANTRALLERİN GERÇEKLEŞEN ENERJİ ÜRETİM DEĞERLERİNİN SİMULASYON SONUÇLARI İLE KARŞILAŞTIRILMASI" başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Doç. Dr. Zehir Fatih ÖZTÜRK** .....
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Dr. Öğr. Üyesi Burak BARUTÇU** .....
İstanbul Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Şükrü BEKDEMİR .....
Yıldız Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi : 07 Mayıs 2018
Savunma Tarihi : 06 Haziran 2018

ÖNSÖZ

Tez çalışmam boyunca bilgi ve tecrübeleriyle beni yönlendiren ve destekleyen tez danışman hocam Doç. Dr. Zehir Fatih ÖZTÜRK'a teşekkürü bir borç bilirim. Ayrıca çalışmam süresince maddi, manevi desteklerini esirgemeyen annem, babam ve abime teşekkürlerimi sunarım.

Mayıs 2018

Eray SAĞLAM
(Elektrik Elektronik Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ ..... **v**
İÇİNDEKİLER ..... **vii**
KISALTMALAR ..... **ix**
SEMBOLLER ..... **xi**
ÇİZELGE LİSTESİ ..... **xiii**
ŞEKİL LİSTESİ ..... **xv**
ÖZET ..... **xix**
SUMMARY ..... **xxi**
1. GİRİŞ **1**
2. FOTOVOLTAİK SİSTEMLER **9**
2.1 Fotovoltaik Sistemlerin Tarihsel Gelişimi 9
2.2 Dünya Genelinde Fotovoltaik Sistemlerin Yeri ve Türkiye'de Yaygınlaşması için Gerekenler 10
2.3 Fotovoltaik Sistemlerin Önemli Bileşenleri 16
2.3.1 Fotovoltaik hücre çeşitleri 17
2.3.1.1 Birinci jenerasyon 17
2.3.1.2 İkinci jenerasyon 20
2.3.1.3 Üçüncü jenerasyon 24
2.3.2 İnverter çeşitleri 27
2.3.2.1 Mikro inverter 28
2.3.2.2 Dizi inverter 28
2.3.2.3 Merkezi inverter 30
2.3.3 Sistemi koruyan elektriksel ekipmanlar 32
2.3.3.1 Sigorta 33
2.3.3.2 Artık akım anahtarı 33
2.3.3.3 Parafudr 34
2.3.3.4 Şebeke besleme izleme rölesi 34
2.4 Sistem Verimini Etkileyen Parametreler 34
2.4.1 Meteorolojik etmenler 35
2.4.2 Dizayn 36
2.4.3 Açı 39
2.4.4 Bakım 41
2.5 Fotovoltaik Sistemlerin Geleceği 44
2.5.1 FV panel teknolojisi 44
2.5.2 Depolama sistemleri 48
3. FOTOVOLTAİK SİSTEMLERİN KURULUM AŞAMALARI **51**
3.1 Lisanslı Santraller 51
3.2 Lisanssız Santraller 53
3.2.1 İzin süreci 55
3.2.2 Tasarım ve ekipman seçimi 58

3.2.3 Zemin analizi 62
3.2.4 Projelendirme 65
3.2.4.1 Yerleşim planı hazırlama ve konstrüksiyon tipi seçimi 65
3.2.4.2 Statik hesaplamaların yapımı 70
3.2.4.3 Elektriksel hesaplamaların yapımı 73
3.2.5 Saha tesviyesi 78
3.2.6 Taşıyıcı sehpa noktalarının işaretlenmesi ve sehpa montajı 83
3.2.6.1 Zemine çakma yöntemi 83
3.2.6.2 Betonlama yöntemi 85
3.2.7 Panel, inverter ve transformatör montajı 87
3.2.8 Kablolama ve test işlemleri 93
3.2.9 Havai hat ve yer altı hattı yapım işi 97
3.2.10 CCTV ve scada sistemi kurulumu 101
3.2.11 Etiketleme 102
4. KABUL SÜRECİ VE FATURALANDIRMA 105
4.1 Dağıtım Şirketi Ön Kabulü ve Enerjilendirme 105
4.2 TEDAŞ Geçici Kabulü 105
4.3 Sayaç Takibi ve Faturalandırma 107
5. TÜRKİYE'DE KURULMUŞ SANTRALLERİN VERİM ANALİZİ 111
6. SONUÇ VE ÖNERİLER 155
KAYNAKLAR 159
ÖZGEÇMİŞ 163

KISALTMALAR

AC : Alternatif Akım
AG : Alçak Gerilim
ARGE : Araştırma-Geliştirme
CBS : Coğrafi Bilgi Sistemi
CE : Avrupa Uygunluğu **(**Conformité Européene)
CCTV : Kapalı Devre Televizyon (Closed-circuit Television)
CMSAF : İklim Takibinde Uydu Uygulama Tesisi (The Satellite Application Facility on Climate Monitoring)
DC : Doğru Akım
EL : Elektrolüminesans
EN : Avrupa Standartı **(**European Standard)
ENH : Enerji Nakil Hattı
EPDK : T.C. Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPFL : İsviçre Federal Teknoloji Enstitüsü Lozan Üniversitesi (Swiss Federal Institute of Technology Lausanne University)
ETKB : T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
eV : Elektron Volt
FV : Fotovoltaik
GTM : Greentech Media
GES : Güneş Enerjisi Santrali
GEPA : Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası
GPS : Global Konumlandırma Sistemi**(**Global Posistioning System)
Hz : Hertz
IEC : Uluslarası Elektroteknik Komisyonu (International Electrotechnical Commission**)**
IP : Uluslararası Koruma Standartı (Ingress Protection)
ISO : Uluslarası Standardizasyon Organizasyonu (International Organization for Standardization)
ITRPV : Fotovoltaik için Uluslarası Teknoloji Yol Haritası (International Technology Roadmap for Photovoltaic)
MGM : Meteoroloji Genel Müdürlüğü
MEA : Orta Doğu Afrika (Middle Eastern Africa)
MPPT : Maksimum Güç İzleme Noktası
NASA : Ulusal Havacılık ve Uzay Dairesi (National Aeronautics and Space Administration)
NREL : Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (National Renewable Energy Laboratory)
OFV : Organik Fotovoltaik
OG : Orta Gerilim
OSB : Organize Sanayi Bölgesi
SMM : Serbest Mali Müşavir
TCO : Şeffaf İletken Oksit (Transparent Conductive Oxide)

TEDAŞ : Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ : Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TOE : Ton Eşdeğer Petrol
TSE : Türk Standartları Enstitüsü
VDE : Elektrik Mühendisliği Elektronik Bilişim Teknolojileri Derneği (Verband der Elektrotechnik Informationstechnik)
VLF : Çok düşük frekans (Very Low Frequency)
WEO : Dünya Enerji Projeksiyonu (World Energy Outlook)
YEGM : Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü
YG : Yüksek Gerilim
YEKA : Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanı

SEMBOLLER

CdS	**:** Kadmiyum Sülfür
Cd_2SnO_4	**:** Kadmiyum Stanat
CdTe	**:** Kadmiyum Tellür
CIGS	**:** Bakır İndiyum Galyum Diselenit
CIS	**:** Bakır İndiyum Diselenit
CO_2	**:** Karbon Dioksit
Ga	**:** Galyum
$LiCoO_2$	**:** Lityum-kobalt Oksit
$LiFePO_4$	**:** Lityum Demir Fosfat
SiO_2	**:** Silisyum Dioksit
SnO_2	**:** Kalay Dioksit
TiO_2	**:** Titanyum Dioksit
°C	**:** Santigrat

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Dünyada kurulan en büyük beş FV santrali listesi.....12
Çizelge 2.2 : Türkiye Elektrik Sistemi kuruluş ve kaynaklara göre kurulu güç.....15
Çizelge 2.3 : 270Wp solar panel teknik veri dokümanı.....35
Çizelge 3.1 : Kasım 2017 döneminde lisanslı elektrik üretiminin kaynak bazında dağılımı ve 2016 yılı kasım ayı değerleriyle karşılaştırılması.....53
Çizelge 3.2 : Bir dağıtım transformatöründe AG seviyesinden bir kişiye bir yıl içerisinde tahsis edilebilecek kapasite.....54
Çizelge 3.3 : Lisanssız elektrik üretimi TEDAŞ başvuru dokümanları.....56
Çizelge 3.4 : 20MW GES için merkezi inverter ve dizi inverter işçilik maliyeti kıyaslaması.....60
Çizelge 3.5 : 20MW GES için merkezi inverter ve dizi inverter ekipman maliyeti kıyaslaması.....61
Çizelge 3.6 : Nokta yük dayanımı.....63
Çizelge 3.7 : Tek eksenli basınç dayanımı.....63
Çizelge 3.8 : Yer altı su seviyesi ölçüm değerleri.....63
Çizelge 3.9 : Kayma modülü değerlerine göre zemin ve kayaçların dayanımı.....64
Çizelge 3.10 : Bölgelere göre kar yükü yüzdeleri.....72
Çizelge 3.11 : Dizi-evirici uyumluluk hesapları için sistem bilgileri.....73
Çizelge 3.12 : Örnek DC gerilim düşümü tablosu.....78
Çizelge 4.1 : Örnek DC gerilim düşümü tablosu.....108
Çizelge 5.1 : MGM Adana ortalama sıcaklık değerleri (°C).....115
Çizelge 5.2 : MGM Niğde ortalama sıcaklık değerleri (°C).....115
Çizelge 5.3 : Adana-1 ortalama sıcaklık değerleri (°C).....119
Çizelge 5.4 : Adana-1 GES gerçekleşen ve tahmini aylık üretim değerleri.....123
Çizelge 5.5 : Adana-2 ortalama sıcaklık değerleri (°C).....124
Çizelge 5.6 : Adana-2 GES gerçekleşen ve tahmini aylık üretim değerleri.....128
Çizelge 5.7 : Osmaniye ortalama sıcaklık değerleri (°C).....129
Çizelge 5.8 : Osmaniye GES gerçekleşen ve tahmini aylık üretim değerleri.....133
Çizelge 5.9 : Niğde ortalama sıcaklık değerleri (°C).....134
Çizelge 5.10 : Niğde GES gerçekleşen ve tahmini aylık üretim değerleri.....138
Çizelge 5.11 : Mersin ortalama sıcaklık değerleri (°C).....139
Çizelge 5.12 : Mersin GES gerçekleşen ve tahmini aylık üretim değerleri.....143
Çizelge 5.13 : Karaman ortalama sıcaklık değerleri (°C).....144
Çizelge 5.14 : Konya GES gerçekleşen ve tahmini aylık üretim değerleri1/2.....149
Çizelge 5.15 : Konya GES gerçekleşen ve tahmini aylık üretim değerleri2/2.....150

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1 : Kömür, petrol ve doğalgaz rezervlerinin ömürleri....2
Şekil 1.2 : CO2 seviyesinin yıllar içindeki değişimi....3
Şekil 1.3 : Yıllar içerisindeki sıcaklık sapması (1880-2018)....4
Şekil 1.4 : Dünyanın genelinde 1965-2035 yılları arasındaki enerji kullanımının kaynaklara göre dağılımı ve kaynakların birincil enerji olarak kullanılma yüzdeleri (TOE=Ton Eşdeğer Petrol)....5
Şekil 1.5 : Enerji kaynaklarının türlere göre yıllık ortalama artış değerleri....6
Şekil 2.1 : 2011-2016 yılları arasındaki FV sistemlerinin bölgelere göre kurulum yüzdeleri....11
Şekil 2.2 : 2007 – 2017 yılları arasında kurulmuş kümülatif FV kapasitesi....11
Şekil 2.3 : 2000 – 2016 yılları arasında kurulmuş kümülatif FV kapasitesi....13
Şekil 2.4 : 2016 – 2021 yılları arasındaki bölgelere göre kurulması planlanan FV kapasitesi senaryoları....14
Şekil 2.5 : Monokristalin ve polikristalin panellerin üretim yöntemleri....18
Şekil 2.6 : Monokristalin ve polikristalin hücre kullanım yüzdeleri (2013-2018)....19
Şekil 2.7 : İnce film, monokristal ve polikristal panellerin fiziksel yapıları....20
Şekil 2.8 : Tipik CdTe FV hücrenin yapısal formu....21
Şekil 2.9 : İnce film çeşitlerinin senelik üretim değerleri....23
Şekil 2.10 : Tipik CIGS FV hücrenin yapısal formu....23
Şekil 2.11 : Tipik Perovskit FV hücrenin yapısal formu....25
Şekil 2.12 : Fotovoltaik hücre türlerine göre verimlilik değerleri....25
Şekil 2.13 : Mikro inverterlerin bağlantı şeması....28
Şekil 2.14 : MPPT I-V grafiği....29
Şekil 2.15 : Dizi inverter bağlantı şeması....30
Şekil 2.16 : Merkezi inverter bağlantı şeması....30
Şekil 2.17 : Merkezi-dizi inverter maliyet grafiği (2013-2020)....31
Şekil 2.18 : Amerika 5MW üstü santrallerin merkezi-dizi inverter payları (2015-2020)....32
Şekil 2.19 : İnce film panel yıllık çıkış gücü kaybı....38
Şekil 2.20 : Mevsimlere göre güneşin dünyaya geliş yörüngeleri....39
Şekil 2.21 : Kuzey Amerika güneş takip montaj sistemlerinin santral tipine göre market payı (2016-2024)....41
Şekil 2.22 : Çift taraflı güneş hücreleri market payı (2016-2027)....47
Şekil 2.23 : LG çift taraflı güneş panellerinin yansıma yüzeyine göre verim artışı....47
Şekil 2.24 : Depolama sistemlerinin enerji talebine göre sisteme entegresi....49
Şekil 2.25 : Lityum iyon pillerin fiyatları ve tahminleri (2010-2030)....50
Şekil 3.1 : Lisansız elektrik üretim santrali başvuru aşamaları....56
Şekil 3.2 : Yatay ve dikey yerleşim gölgelenme yüzdesine göre güç çıkışı 66
Şekil 3.3 : Kristal silikon modül hücre bağlantı şeması....67

Şekil 3.4 : Sıralar arası gölgelenme mesafesi.....67
Şekil 3.5 : Menemen 2,4MWp GES yerleşim planı.....69
Şekil 3.6 : Referans masa tipi kesiti.....71
Şekil 3.7 : Taşıyıcı sistem 3 boyutlu görünüş.....71
Şekil 3.8 : OG hat şeması 76
Şekil 3.9 : AG hat şeması.....77
Şekil 3.10 : DC kısım AG hat şeması.....77
Şekil 3.11 : İzmir GES yol yapımı.....79
Şekil 3.12 : Konya GES yol durumu.....80
Şekil 3.13 : Muğla GES arazi durumu.....81
Şekil 3.14 : Yatağan GES genel görünüm.....82
Şekil 3.15 : Muğla GES koordinat işaretleme.....83
Şekil 3.16 : Zemine çakma görseli.....84
Şekil 3.17 : Muğla GES zemine çakma.....84
Şekil 3.18 : Konya GES çelik ayak betonlama işlemi.....85
Şekil 3.19 : Betonarme kalıp örneği.....86
Şekil 3.20 : Muğla GES çekme testi ve antikorozyon boya işlemi.....86
Şekil 3.21 : Muğla GES masa örneği.....87
Şekil 3.22 : Modül üzerinde izin verilen klemp bağlantı noktaları.....88
Şekil 3.23 : İzmir GES panel açı ölçümü.....89
Şekil 3.24 : İnverter montaj şekilleri.....90
Şekil 3.25 : Muğla GES transformatör konumlandırma.....91
Şekil 3.26 : İzmir GES örnek transformatör odası.....92
Şekil 3.27 : Örnek kablo kanalı detayı.....94
Şekil 3.28 : Muğla GES DC kablo kanalı.....95
Şekil 3.29 : Konya GES CCTV kablo kanalı.....95
Şekil 3.30 : Konya GES havai hat direği montajı.....98
Şekil 3.31 : Konya GES havai hat direği.....99
Şekil 3.32 : Standart kablo kanalı mesafe düzeni.....99
Şekil 3.33 : Standart kablo kanalı.....100
Şekil 3.34 : Muğla GES yer altı OG hattı yapımı.....100
Şekil 3.35 : Dikkat güneş enerjisi santrali ve dikkat ölüm tehlikesi levhası.....102
Şekil 3.36 : Dikkat DC gerilim uyarı levhası.....102
Şekil 3.37 : İnverter üzeri uyarı evhaları.....103
Şekil 3.38 : Transformatör üzeri uyarı levhaları.....104
Şekil 5.1 : Farklı meteorolojik programlarının Avrupa'nın çeşitli şehirlerindeki ışınım değerleri.....111
Şekil 5.2 : Adana GEPA haritası.....112
Şekil 5.3 : Adana global radyasyon değerleri (Ort:4,28) (kWh/m2-gün).....113
Şekil 5.4 : Adana PVGIS Classic ve PVGIS-CMSAF meteroloji programları ışınım ve sıcaklık verileri.....113
Şekil 5.5 : Adana Meteonorm 7.1 ve NASA meteroloji programları ışınım ve sıcaklık verileri.....114
Şekil 5.6 : Niğde GEPA haritası.....114
Şekil 5.7 : Niğde global radyasyon değerleri (Ort:4,43) (kWh/m2-gün).....115
Şekil 5.8 : Niğde PVGIS Classic ve PVGIS-CMSAF meteroloji programları ışınım ve sıcaklık verileri.....115
Şekil 5.9 : Niğde Meteonorm 7.1 ve NASA meteroloji programları ışınım ve sıcaklık verileri.....116
Şekil 5.10 : PVSol gölgelenme hesaplamaları.....117

Şekil 5.11 : PVSol gölgelenme spekturumu ve yüzdesel değeri.....118
Şekil 5.12 : Adana global radyasyon değerleri (kWh/m2-gün).....119
Şekil 5.13 : Adana-1 GES PVSyst simulasyon raporu 1/3.....120
Şekil 5.14 : Adana-1 GES PVSyst simulasyon raporu 2/3.....121
Şekil 5.15 : Adana-1 GES PVSyst simulasyon raporu 3/3.....122
Şekil 5.16 : Adana-2 global radyasyon değerleri (kWh/m2-gün).....124
Şekil 5.17 : Adana-2 GES PVSyst simulasyon raporu 1/3.....125
Şekil 5.18 : Adana-2 GES PVSyst simulasyon raporu 2/3.....126
Şekil 5.19 : Adana-2 GES PVSyst simulasyon raporu 3/3.....127
Şekil 5.20 : Osmaniye global radyasyon değerleri (kWh/m2-gün).....129
Şekil 5.21 : Osmaniye GES PVSyst simulasyon raporu 1/3.....130
Şekil 5.22 : Osmaniye GES PVSyst simulasyon raporu 2/3.....131
Şekil 5.23 : Osmaniye GES PVSyst simulasyon raporu 3/3.....132
Şekil 5.24 : Niğde global radyasyon değerleri (kWh/m2-gün).....134
Şekil 5.25 : Niğde GES PVSyst simulasyon raporu 1/3.....135
Şekil 5.26 : Niğde GES PVSyst simulasyon raporu 2/3.....136
Şekil 5.27 : Niğde GES PVSyst simulasyon raporu 3/3.....137
Şekil 5.28 : Mersin global radyasyon değerleri (kWh/m2-gün).....139
Şekil 5.29 : Mersin GES PVSyst simulasyon raporu 1/3.....140
Şekil 5.30 : Mersin GES PVSyst simulasyon raporu 2/3.....141
Şekil 5.31 : Mersin GES PVSyst simulasyon raporu 3/3.....142
Şekil 5.32 : Ereğli global radyasyon değerleri (kWh/m2-gün).....144
Şekil 5.33 : Konya GES PVSyst simulasyon raporu 1/3.....145
Şekil 5.34 : Konya GES PVSyst simulasyon raporu 2/3.....146
Şekil 5.35 : Konya GES PVSyst simulasyon raporu 3/3.....147
Şekil 5.36 : Harita üzerinde PVSyst simulasyonu ve reel üretim karşılaştırmaları..153

FOTOVOLTAİK SANTRALLERİN KURULUM AŞAMALARI VE İŞLETİMDEKİ SANTRALLERİN GERÇEKLEŞEN ÜRETİM DEĞERLERİNİN SİMULASYON SONUÇLARI İLE KARŞILAŞTIRILMASI

ÖZET

Bu tez çalışmasında fotovoltaik güneş enerjisi sistemlerinin kurulum aşamaları ile ilgili bilgiler verilip, Türkiye'de şu anda işletimde olan santrallerin verim analizleri yapılmıştır. Santrallerin üretim değerleri simülasyon programı verileri ile karşılaştırılıp, öngörülen değerlerin ne kadar tutarlı olduğu gözlenmiştir.

Çalışma altı bölümden oluşmaktadır.

Birinci bölümde, fosil yakıtların dünya üzerindeki olumsuz etkilerinden bahsedilip, yenilenebilir enerjiye olan ihtiyacımız vurgulanmıştır. Dünya genelinde ülkelerin bu durum karşısında uyguladıkları yaptırımlar ve geleceğe yönelik anlaşmalar hakkında bilgiler verilmiştir.

İkinci bölümde, fotovoltaik sistemlerin tarihsel gelişimine yer verilmiş ve günümüzde geldiği aşama, rakamlarla anlatılmıştır. Sistem bileşenleri hücre, inverter ve koruyucu ekipman maddeleri altında çeşitlendirilmiştir. Ayrıca, santral verimini etkileyen parametrelere de değinilmiş, güneş panelleri ve depolama sistemlerinin geleceği hakkında tahminlerde bulunulmuştur.

Üçüncü bölümde fotovoltaik güneş enerjisi santrallerinin kurulum aşamaları anlatılmıştır. Bu bölüm izinler, ekipman seçimi, projelendirme ve uygulama süreçlerini kapsamaktadır. Süreç Türkiye'de kurulmuş üç projeden alınan tecrübeler yardımıyla, fotoğraflı örnekler ile aktarılmaya çalışılmıştır.

Dördüncü bölümde kabul süreci ve sonrası hakkında bilgiler verilmiştir. Dağıtım şirketleri ve Tedaş'ın kabul aşamalarında dikkat ettikleri hususlar ve dokümantasyon işleri ile ilgili bilgilendirme yapılmıştır. Ayrıca işin son aşaması olan faturalandırma prosesinin detayları sunulmuştur.

Beşinci bölümde Türkiye'de kurulmuş altı güneş enerjisi santrali üzerinden verim analizi yapılmıştır. Bu santrallerin aylık gerçekleşen üretim değerleri verilip, simulasyon programından çıkan değerler ile karşılaştırılmıştır.

Altıncı bölümde sonuç ve öneriler yer almaktadır. Yapılan analiz neticesinde, GEPA ve MGM verileri kullanılarak oluşturulan simulasyon sonuçlarının üç santralde reel üretime çok yakın olduğu tespit edilmiştir. Diğer üç santralde ise tahmini üretim değerinden %6 ile %12 arasında daha fazla üretim gerçekleşmiştir.

CONSTRUCTION PROCESSES OF PHOTOVOLTAIC PLANTS AND COMPARISON OF PRODUCED ENERGY VALUES WITH SIMULATION RESULTS FOR OPERATING PLANTS

SUMMARY

This thesis gives information about photovoltaic system installation processes and analyzes relation between the realized generation and simulation values for the six plants in operation. When solar plants' production values are compared with simulation program's data, observed results shows that if there is a consistency with the estimated production values.

This study consists of six sections.

First part, mentions the negative effects of fossil fuels and the need of renewable energy sources. Also, it gives information about how the countries apply enforcements against the situation and emerging agreements all over the world.

In order to make quick and controlled transition of energy source usage, Kyoto Protocol is emerged. Kyoto Protocol is an international agreement which decreases greenhouse gas effects and sets some targets to industrialized countries. In addition to that, Kyoto Protocol is first signed in the year of 1997, came into force in 16 February 2005 and 191 country and European Union joined by year of May 2010. Between the years of 2008 and 2012 which is the first period of obligation, there was a target to decrease the total greenhouse gas emission under %5 percent of 1990's greenhouse gas emission level. Kyoto Protocol was unsuccessful because of absence of USA and developing countries which do not follow their requirements. Thus, Paris agreement is emerged. In this agreement, global temperature rise aimed to steady under 2°C.

Energy developments are being followed by many governmental institutions and associations. So, these ventures are determining country strategies. According to World Energy Outlook (WEO), energy demand will increase %30 between the years 2017 and 2035 and renewable energy has the biggest growth as proportion in this rise. Photovoltaic energy will be the most significant energy source in low carbon fuel category under the leaderships of China and India until the year of 2040. Thus, renewable energy is expected to rise %40 of it's share in the market. In European Union, renewable energy capacity will go up %80 beginning from 2030 and wind energy has the biggest portion of this massive rise.

Second part clarifies historical development of photovoltaic systems and current situation indicated with the numbers. System components are named as cell, inverter and safety equipment. Moreover, second part underlines the parameters that effect solar plant's efficiency and estimations of future of the solar panels and storage systems.

Photovoltaic energy shows enormous development day by day and on behalf of following this trend, Turkey joined unlicensed system installations in the year of 2014. When, first unlicensed electricity production regulation arise in 2012, unlicensed solar

park's upper limit was 500kW. After that, this upper limit revised to 1MW level by the new regulation in 30 March 2013. Additionally, companies need to get license to install above this level. For installing licensed solar plants, government gave 600MW capacity to investors. For this 600MW, TEİAŞ determines some regions and if there is demand above this capacity investors compete in the contest. There were 496 applications with 8900MW demand in the contest in 2015. It is obvious that, there are many investors who want to invest for solar energy. With necessary regulations and removing the parameters that inhibits development of solar energy, it is possible to reach high capacity levels.

Components which are used in solar energy systems are explained in this part. Solar panels are examined as first, second and third generation. First generation silicon based solar panels are consist of monocrystalline and polycrystalline cells. Second generation includes thin-film solar cells. These are; Cadmium Tellurid (CdTe), Cadmium Indium Gallium Selenide (CIGS) and Amorphous silicon. Lastly, the third generation contains perovskite and organic PV which are easy to produce and have tendency to increase its efficiency. Thus, this type of solar panel will be very popular in the future. On the other hand, inverters explained in three parts; which are micro, string and central inverter. Besides, safety equipment which are essential parts of solar system are explained in this part.

Development of storage devices is very important to make the renewable energy more efficient. Today, renewable energy has a great disadvantage because it does not operate as a 100% available facility like fossil fueled power plants. Removing this negativity is dependent on the progress of storage technology. Today, in the development of storage technology, lithium ion batteries are the leading players. Although this technology has made significant progress over time, there are still many ways to get it. Especially, there is a significant decline in battary costs in recent years. According to Bloomberg New Energy Finance report, there will be %70 decrease in lithium ion battary cost until the year of 2030. However, this number still not the intended level of cost. But of course, these developments are very crucial turning points for energy storage systems and electrical vehicles.

In the third part, solar plants installation processes are given. This part covers permissions, equipment choice, project designing and implementation processes. With the help of gathered experiences from three solar plant project in Turkey, processes demonstrated with photos.

Electricity generation from solar energy is divided into two as licensed and unlicensed. If the producer have the authority to sell the energy to the free market, the power plant is called as licenced power plant. In order to set up licensed power plants, first it is necessary to make a capacity declaration to EPDK by TEIAS and determine the appropriate technical areas. Following, the evaluation process made by EPDK, the connection points are determined. If more than one application is submitted at the same connection point, the competition is organized and the company giving the highest contribution per MW, wins the competition. The winner of the competition must first obtain a certificate of associate degree and start the first phase of the project such as approval, permit, expropriation and project designing with this certificate. Associate degree is given for a certain period. Following the establishment of the power plant, the investor must also obtain a production license issued by EPDK to sell electricity.

The first unlicensed solar plants are installed in 2014 and there are 4,5GW photovoltaic system installed until the first quarter of 2018. According to unlicensed electricity

production regulation, power plants can sell energy to grid system and unit price is 13, 3$/cent/kWh. To earn this warranty, power plant owners need to pass through long application process. This process' steps are; getting invitation letter, preparing TEDAŞ application documents, TEDAŞ approval and connection agreement and these steps take around six or seven months.

Project designing consists of some processes; preparing layout plan and choosing steel structure type, static calculation and electrical calculation. Before this processes, land choice is a crucial factor that affects project's cost and efficiency. Selecting lands which are close to grid connection and easy to grade also provides big advantages on installation and operating. If the installation process manage by educated people, the construction processes will be completed on time. In addition to this, test procedures helps to reveal potential errors and response at the right time after installation process.

Fourth part gives information about acceptance process and the rest of it. Also, the part explains documentation process and key elements which are considered by electricity distribution companies and TEDAŞ at the approval stage. The last stage is invoicing process and it is given with the details.

After delivering all the permit documents, TEDAŞ committee visit the site for plant approval with an authorized person from distribution company and civil engineer (generally faculty member from universities). The most important thing at approval is occupational health and safety. Because of that, committee pay attention about if the plant is in a safe operating condition and warning signs. In addition, the most important point in accepting electricity generation facilities is that the materials in the application are overlapped with the materials in the project and they are made in accordance with the standards specified in the workmanship. After meeting these two important issues, it is very unlikely that there will be a problem with the plant during approval.

In the fifth part, there are six efficiency analysis which are gathered from installed solar plants in Turkey. Monthly production values are compared with simulation program's data. Firstly, meteorology program's analyze is given. In order to find optimum meteorology program, GEPA and MGM values are compared with PVGIS-Classic, CMSAF, Meteonorm 7.1 and NASA values. However, none of these four program gives accurate results. Because of that, in site's region GEPA and MGM values entered manually into the system. PVSyst program used as a simulation program which is commonly using in solar sector and it gives the monthly production estimates. It makes the monthly comparison possible with the realized values. So, the charts in this part give the comparison for all sites both in monthly and yearly. Also, this charts make easier to understand the problems by comparing the simulation and realized values.

Lastly, the sixth part includes the conclusions and recommendations. According to GEPA and MGM, the simulation results are very close to real values for three solar plants. Besides, other three solar plants produce %6 to %12 more than expected production value. It is because of both irradiation difference for that year and the unexpected weather condition.

1. GİRİŞ

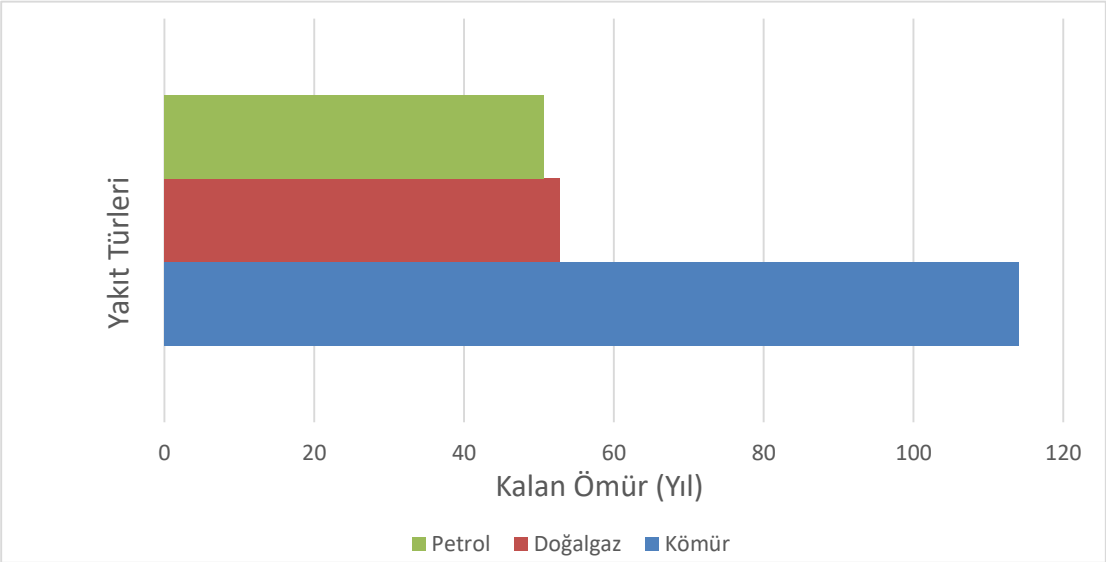
Yirmi birinci yüzyıl insanının sahip olduğu teknolojik gelişmeler bize daha konforlu bir geleceğin kapılarını açmaktadır. Yaşam standartlarının her geçen gün artması ile birlikte, tüketim alışkanlıklarının da bu gelişime paralel olarak değiştiği görülmektedir. Bu gelişim, aynı zamanda geleceğini düşünen insanların yaklaşmakta olan tehditlere karşı etkili ve kalıcı çözümler üretmesini de zorunlu kılmaktadır. Aksi takdirde yaşam konforumuzu sağlamak için oluşturduğumuz bu sistem, büyük yıkımlar doğuracaktır.

Bu yıkımların başında fosil yakıtların yarattığı çevresel kirlilik ve küresel iklim değişikliği gelmektedir. Enerji insanlığın en temek ihtiyaçlarından birisidir. Mevcut düzen kömür, petrol ve doğalgaz gibi karbon bazlı yakıtların varlığı ile devam etmektedir. Azalmakta olan fosil yakıtların, dünya üzerindeki ulaşılabilinirliği her geçen gün azalmaktadır. Buna ekonomik açıdan zayıf ülkelerin, zamanla pahalanan fosil yakıtlara erişememeleri eklenince, gelişimleri olumsuz yönde etkilenmektedir. Ayrıca, fosil yakıtların kullanımı ile birlikte küresel iklim değişimine neden olan gazların yoğun bir şekilde ortaya çıkması da, insanlığın geleceğini tehdit eden çok önemli bir sorundur. Yenilenebilir enerji kullanımının artması bu iki büyük soruna çözüm olma niteliği taşımaktadır.

Yenilenebilir enerji teknolojileri her geçen gün gelişmekle birlikte, bu kaynaklardan daha verimli bir şekilde enerji üretilmeye başlanmaktadır. Bu durum enerji birim maliyetini düşürmekte ve kurulacak olan sistemlerin fizibilitesini daha avantajlı hale getirmektedir. Bununla birlikte, üretici sayısı artmakta ve ürün tedariki hızlanmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının sınırsız olması üreticileri bu alanda ARGE çalışmalarına teşvik etmektedir.

Dünyanın enerji devleri olan petrol firmaları da, kendilerini yenilenebilir enerji alanında göstermeye başlamışlardır. Ayrıca kullanılan fosil yakıtların yakın bir gelecekte tükeneceği düşünüldüğü zaman, enerji alanındaki bu yer değiştirme kaçınılmaz gözükmektedir.

Şekil 1.1'de gösterilen BP'nin 2016 yılında yayımladığı raporda, konvansiyonel yakıtların kalan rezervlerine dair bilgiler bulunmaktadır.



Şekil 1.1 : Kömür, petrol ve doğalgaz kalan rezerv ömürleri [1].

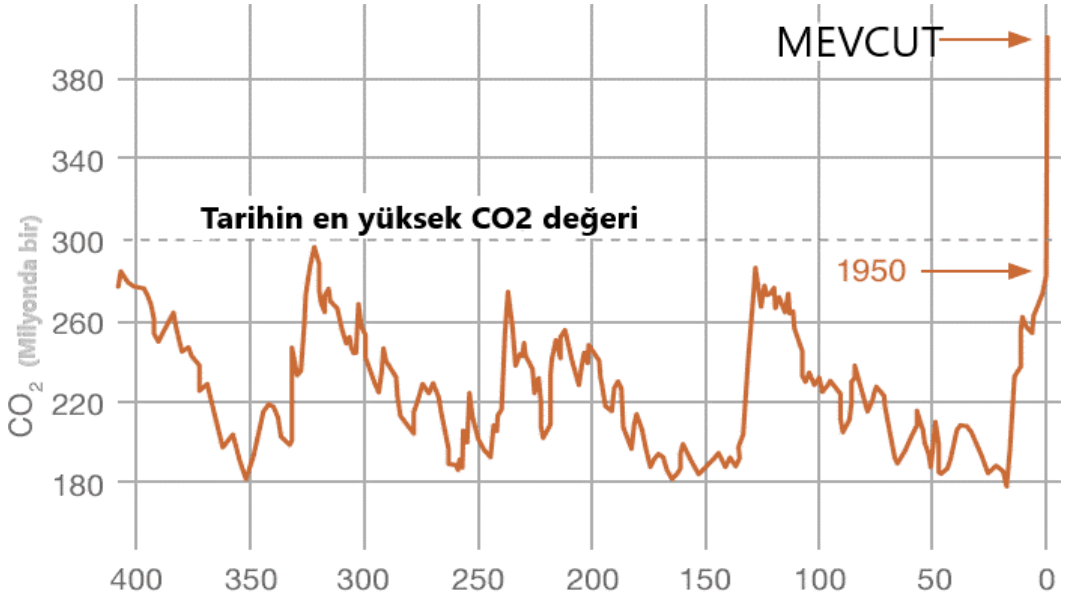
Şekilde belirtildiği üzere, bahsedilen süreler aslında yakın bir gelecek olup, panik yaratabilecek rakamlardır. Ayrıca, konvansiyonel enerji kaynaklarının iklim değişikliği üzerindeki etkileri de düşünüldüğünde, enerji alanında ki dönüşümün daha kısa bir sürede yapılması gerekmektedir.

Bu aşamada, dönüşümün daha hızlı ve kontrollü gerçekleşmesi adına Kyoto Protokolü gündeme gelmiştir. Kyoto Protokolü, sera etkisi yaratan gazların etkisini azaltmak amacıyla, sanayileşmiş ülkelere çeşitli hedefler belirleyen, uluslarası bir anlaşmadır. Küresel ısınmanın sebeplerinden birisi olarak gösterilen sera etkisi, hayatımızı olumsuz olarak tehdit eden bir unsurdur. İlk olarak 1997'de imzalanan ancak 16 Şubat 2005'te yürürlüğe giren Kyoto Protokolü'ne, Mayıs 2010 itibariyle 191 ülke ve Avrupa Birliği taraftır [2]. Yürürlüğe geç girmesinin sebebi ise sera gazı emisyonlarının en az %55'inden sorumlu olan 55 ülkenin onayını gerektirmesi ve bu orana ancak 8 yılın sonunda Rusya'nın katılımıyla ulaşılabilmesidir. ABD ilk etapta destekleyicisi olduğu protokolden 2001 yılı itibari ile geri çekilmiştir. Buna sebep olarak ise bu protokolün gelişmekte olan ülkeleri, herhangi bir taahhüde zorlamaması ve ekonomik anlamda olumsuz etkilerini göstermiştir.

Birçok bilim adamına göre çok düşük olmasına rağmen, listelenen gelişmiş ülke taraflarının 2008-2012 yılları arasını kapsayan ilk yükümlülük döneminde, toplam sera

gazı salımlarını 1990 düzeyinin % 5 altına indirmelerini öngören, toplu bir hedef veya tavan konulmuştur [2].

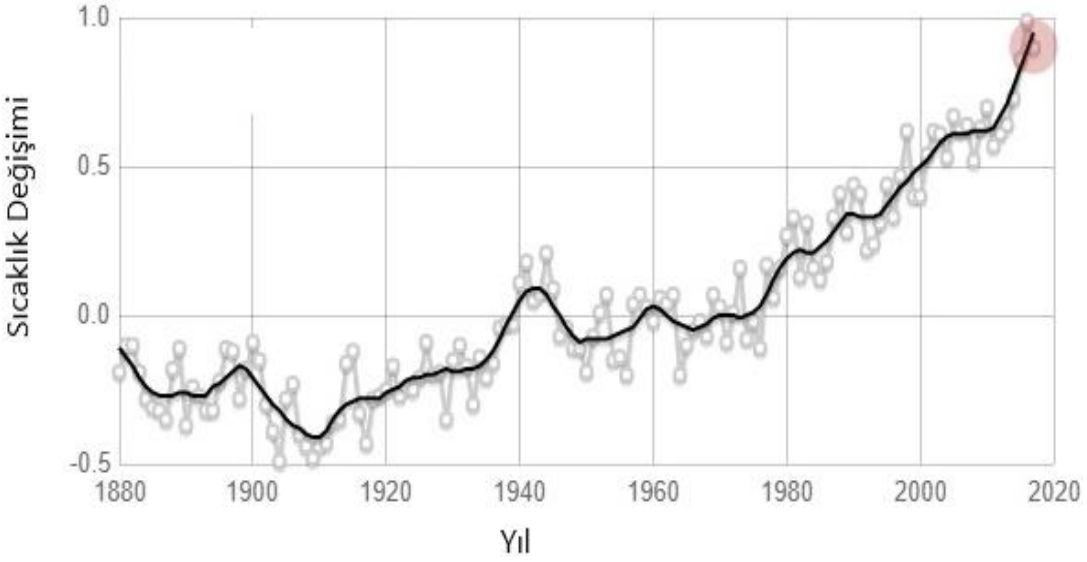
Şekil-1.2'de de görüldüğü üzere, CO_2 seviyesi 1950'li yıllara kadar belirli seviyelerde kalmasına karşın, sanayinin ve ulaşımın olumsuz etkileri ile birlikte, çok hızlı bir artış gösterme eğilimine girdiği açık bir şekilde anlaşılmaktadır. Bu aşamada, yaşanan anormal yükselişi durdurmak için ivedi bir şekilde önlem alınması gerektiği aşikardır.



Şekil 1.2 : CO_2 seviyesinin yıllar içindeki değişimi [3].

ABD'nin olmayışı ve çoğu gelişmekte olan ülkelerin protokol gereklerini yerine getirmemesi, Kyoto Protokolü'nü başarısız kılmıştır ve Paris Anlaşması'nı gündeme getirmiştir. Paris Anlaşması, 2020 sonrası iklim değişikliği rejiminin çerçevesini oluşturmuş olup, 2015 yılında Paris'te düzenlenen konferansta kabul edilmiştir. Anlaşma, 5 Ekim 2016 itibariyle küresel sera gazı emisyonlarının %55'ini oluşturan en az 55 tarafın anlaşmayı onaylaması koşulunun karşılanması sonucunda, 4 Kasım 2016 itibariyle yürürlüğe girmiştir. Bu anlaşma, bir gün içerisinde en fazla imza toplayan anlaşma olması itibariyle, ayrı bir öneme de sahiptir. Paris Anlaşması'nı, Kyoto Protokolü'nde yer almayan ABD'de imzalamıştır. Ancak daha önce yaşandığı gibi ABD, başkan seçimlerinden sonra yeni yönetimin kararıyla bu anlaşmadan da çekilme kararı almış ve tüm dünyanın zarar göreceği bir hamle yapmıştır. Bu anlaşma ile küresel sıcaklık artışının 2 °C'nin altında tutulması hedeflenmiştir. Hedef çerçevesinde fosil yakıt (petrol, kömür vs.) kullanımının azaltılması ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelinmesi gerekmektedir [4].

Şekil 1.3'de de görüldüğü üzere, 1951-1980 yılları arasında büyük farklılıklar göstermemesine rağmen, son 136 yılın en sıcak 18 yılı, 2001 yılı ve sonrasında gerçekleşmiştir. 2016 yılı, NASA'nın verilerine göre en sıcak yıl olarak rekor kırmıştır [3].

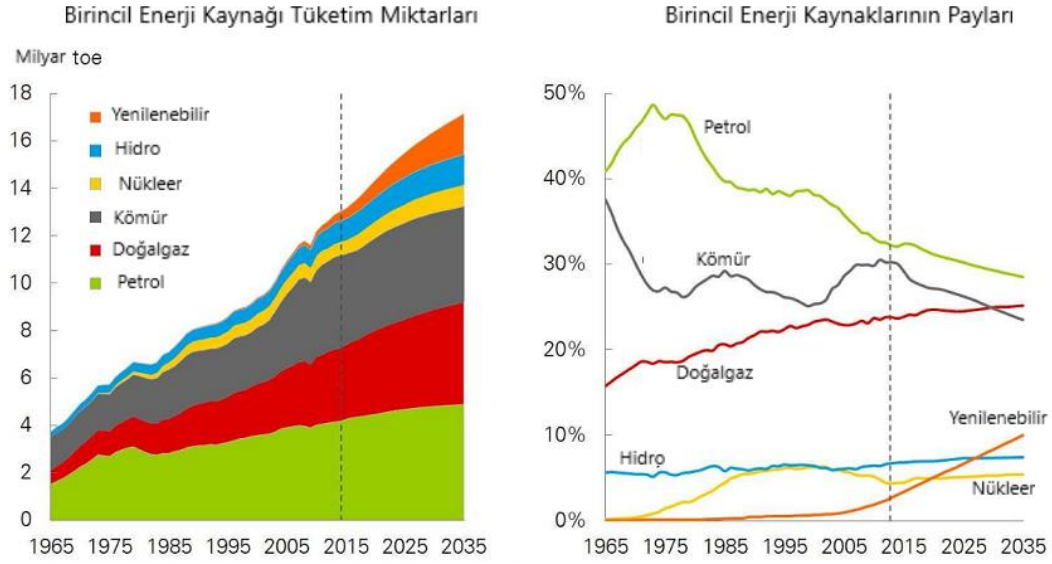


Şekil 1.3 : Yıllar içerisindeki sıcaklık sapması (1880-2018) [3].

Tüm bu gelişmeler çerçevesinde, fosil enerji kaynaklarının doğaya verdiği zarar ve çok uzak olmayan bir gelecekte tükenecek olması sebebiyle, farklı kaynaklara yönelmek bir zorunluluk olarak gözükmektedir. Tam da bu noktada, yenilenebilir enerji kaynaklarının önemi ortaya çıkmaktadır. Yenilenebilir enerji alanında yapılan araştırma geliştirme faaliyetleri sayesinde enerjinin depo edilmesi ve kullanılması gün geçtikçe daha az maliyetli ve çevreye duyarlı hale gelmektedir. Bu güne kadar yenilenebilir enerjinin önündeki en büyük duvarlardan olan maliyet ve depolama sistemlerinin yetersizliği, yaşanan hızlı gelişim sayesinde ortadan kalkacaktır. Depolama sistemlerinin yeterli seviyeye gelmesi ile yenilenebilir enerji sadece doğal kaynakların bulunduğu anlarda enerji sağlayan kaynak tipinden çıkıp, konvansiyonel enerji kaynakları gibi talebe göre enerji sağlayan enerji kaynakları listesine girebilecektir. 2017'de yayımlanan World Energy Outlook verileri de yenilenebilir enerji teknolojisindeki hızlı gelişim ve düşen fiyat seviyesine dikkat çekmektedir. 2016 yılında, fotovoltaik sistemlerdeki gelişimin diğer tüm enerji kaynaklarına kıyasla daha fazla gerçekleştiğini gözlemlenmektedir. Ayrıca 2010 senesinden bu yana fiyat düşüşlerinin, fotovoltaik sistemlerde %70, rüzgar enerjisinde %25 ve depolama sistemlerinde %40 seviyesinde gerçekleştiği belirtilmektedir [5].

İstatiksel yönden enerjinin gelişimi, pek çok devlet kurum ve kuruluşları tarafından takip edilmekte ve bu yönde ülke stratejileri belirlenmektedir. Bu anlamda uluslarası kabul görmüş World Energy Outlook (WEO) tarafından belirtilen değerlere göre, dünya genelinde enerjiye olan talep 2017-2035 yılları arasında %30 artış gösterecek ve bu artışdaki en büyük oransal büyüme yenilenebilir enerjide olacaktır.

Şekil 1.4'de görüldüğü üzere önümüzdeki 20 senede en büyük yükselişin yenilebilir enerji kullanımında olması beklenmesine rağmen, 2035 yılında petrol, kömür ve doğalgaz kaynaklı enerji, total enerjinin %75'ine hakim olacak gibi tahmin edilmektedir. Bu oranın 2015 yılında %86 olduğunu düşünülür ise, fosil kaynaklı enerji üretiminin tamamen hayatımızdan çıkması uzun yıllar alacak gibi gözükmektedir.

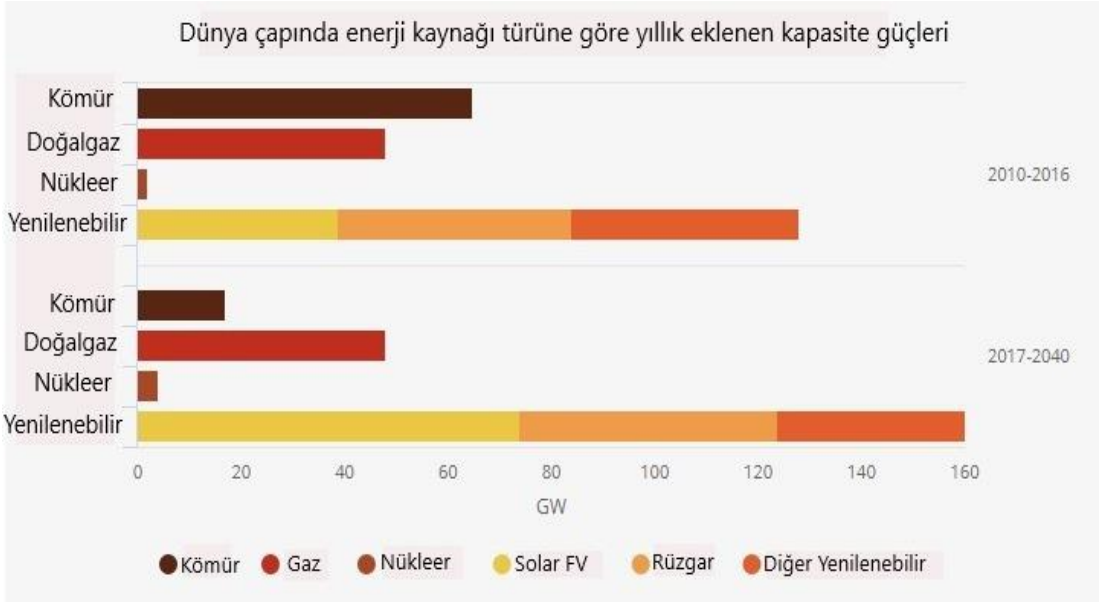


Şekil 1.4 : Dünyanın genelinde 1965-2035 yılları arasındaki enerji kullanımının kaynaklara göre dağılımı ve kaynakların birincil enerji olarak kullanılma yüzdeleri (TOE=Ton Eşdeğer Petrol) [5].

Bu süreç her ne kadar uzun gözükse de, hayatımızda yavaşta olsa bir iyileşmenin gerçekleşmesi sevindirici bir durumdur. Fotovoltaik enerji, özellikle Çin ve Hindistan'ın liderliğinde, 2040 yılına kadar, düşük karbonlu yakıtlar kategorisinde en önemli enerji türü haline gelmesi beklenmektedir. Bu aşamada yenilenebilir enerji sektöründeki payının da %40 seviyelerine çıkması öngörülmektedir. Avrupa Birliği'nde ise yenilenebilir enerji kapasitesinin 2030 yılından itibaren %80 seviyesine geleceği ve bu gelişmede rüzgar enerjisinin payının en büyük olacağı tahmin edilmektedir [5].

Yenilenebilir enerji, sadece elektrik enerjisi ile sınırlandırılmamalıdır. Sıcak su üretiminde kullanılan termal sistemler, güneş enerjisi kaynaklı yenilenebilir enerjinin verimli bir başka türüdür. Türkiye'de yaygın bir şekilde kullanılan bu sistemler, ülkemizde ciddi bir enerji kaynağı durumundadır.

Şekil 1.5'de görüldüğü üzere 2010 yılından bu yana, yenilenebilir enerjinin payı konvansiyonel enerji kaynaklarına göre daha hızlı artmaktadır. Bu oranların, 2017 yılından itibaren çok daha hızlı bir şekilde yükselmesi beklenmektedir.



Şekil 1.5 : Enerji kaynaklarının türlere göre yıllık ortalama artış değerleri [5].

Son yıllarda başlayan bu hızlı artış eğilimi, sektör ve geleceğimiz adına umut veren gelişmelerdir. Fakat yaşanan hızlı büyümeye ne kadar hazır olduğumuzu düşünmekte fayda vardır. İnşa edilen santraller, yüksek maliyetli ve uzun süre işletimde kalması beklenilen yapılardır. Bu sebeple doğru ekipman ve eğitimli uygulayıcılar ile yola çıkılması gerekmektedir. Ancak sektörün bu denli bir ivmeye sahip olması, eğitimsiz bir çok çalışanın sektörde iş yapmasına neden olmaktadır. Bu sebeple henüz çok yeni bir sektör olmasına rağmen, çöken konstrüksiyon sistemleri, alınması gereken verimin çok daha altında çalışan santraller ve rüzgardan dolayı uçan paneller gibi bir çok olumsuz haberler duyulmaktadır. Ayrıca kullanılan kalitesiz panellerden dolayı veya dikkatsiz işçilik neticesinde hücrelerde oluşan çatlak kaynaklı verim düşüşleri de sektörün bir diğer sorunu durumundadır. Güneş enerjisi santralleri her ne kadar bakıma az ihtiyaç duyulan enerji üretim kaynakları arasında gösterilse de, düzenli bir şekilde takip edilmeyen santrallerde, ciddi kayıplar meydana gelmektedir.

Tüm bu sebeplerden dolayı, kurulumların öncesinin ve sonrasının kritik öneme sahip olduğu anlaşılmaktadır. Bu amaçla ilk etapta bu konuda eğitimli bir ekip ile çalışmak elzem bir husus durumundadır. Bunun için ise, sektörün her geçen gün daha da büyüdüğünü düşünerek, fotovoltaik sistemler ile ilgili eğitimlerin çoğaltılması ve yaptığı iş ile ilgili olarak belirli sertifikaları olmayan çalışanların santral kurulumunda görev almaması zorunluluğu getirilmelidir. Ekipman konusunda ise mevcut standartlar artırılarak, kullanılan ürünlerin denetimlerinin yaygınlaştırılması gerekmektedir.

2. FOTOVOLTAİK SİSTEMLER

2.1 Fotovoltaik Sistemlerin Tarihsel Gelişimi

Fotovoltaik piller, güneşten yüzeylerine gelen elektromanyetik ışınımı doğrudan elektrik enerjisine dönüştüren yarı iletken yapılardır. Fotovoltaik ismi Yunanca'da ışık anlamına gelen 'Phos' ile pili icad eden ve elektrik gerilim birimi Volt'a adını veren İtalyan fizikçi Alessandro Volta'nın 'Voltaic' kelimelerinin bir araya gelmesinden meydana gelmiştir. Bu sistemlerin tarihi çok eski yıllara dayanır.

İlk olarak yaklaşık 180 sene önce, 1839 yılında 19 yaşındaki Fizikçi Alexandre Edmond Becquerel, iki metal elektrodun iletken sıvı içerisindeki elektrik iletiminin ışığa maruz kalınca daha fazla arttığını keşfetmiştir. Bu etkileşim fotovoltaik sistemler için bir milad olmuştur. Daha sonra 1873 yılında, İngiliz Willoughby Smith tarafından selenyumun ışığa karşı duyarlılığı gözlemlenmiştir.

1876 yılında ise, William Grylls ve Richard Evans Day selenyumun ışığa maruz kalınca elektrik üretebildiğini kanıtlamışlardır [6]. Her ne kadar bir elektriksel ekipmanı çalıştırabilecek yeterlilikte üretim olmasa da, katı bir materyalin herhangi bir ısı veya hareketli bir mekanizmaya ihtiyaç duymadan enerji üretebileceğini göstermişlerdir. 1883 yılında, Amerikalı mucit Charles Fritts tarafından verimi %1 olan ilk fotovoltaik hücre selenyum kullanılarak üretilmiş oldu [7].

Albert Einstein 1905 yılında 'photoelectric effect' adında bir makale yayınlamış ve burada fotovoltaik etkisini detaylı bir şekilde ifade etmiştir. Bu makale sayesinde 1921 yılında Nobel ödülü kazanmıştır.

1954 yılında ise Daryl Chapin, Calvin Fuller, and Gerald Pearson Amerika'nın Bell Telefon Laboratuvarı'nda ilk defa elektrikli bir ekipmanı çalıştırabilecek %4 verimlilik ile çalışan güneş pilini icat etmişlerdir. 1960 yılında ise, bu hücreler uydu sistemlerinde kullanılmaya başlanmıştır.

1970'li yıllarda yaşanan enerji krizinin ardından, alternatif enerji arayışları daha yoğun bir şekilde yapılmıştır. Fotovoltaik hücre üreten tesislerin çoğalması, hücre şebekenin

performanlarının ve kalitelerinin artması ile sistemde yaşanan fiyat düşüşleri özellikle bulunmadığı düşük enerji ihtiyacı olan yerlerde, bu sistemlerin önemli bir kaynak haline gelmesini sağlamıştır.

1980'li yıllara gelindiğinde ise fotovoltaik hücreler elektronikte sıkça kullanılmaya başlanmıştır. Bataryalı olarak çalışan bir çok hesap makinesi, saat ve radyo o dönemde küçük hücreler kullanılarak yapılmıştır. Günümüzde fotovoltaik güneş enerjisi sistemleri piyasası her sene yaklaşık %25 oranında büyümektedir. Amerika, Japonya ve Avrupa'da önemli destekler verilerek bu sistemlerin hem bina çatılarında hem de arazi üzerinde yaygınlaşması için bir çok çalışma yapılmaktadır [8].

2.2 Dünya Genelinde Fotovoltaik Sistemlerin Yeri ve Türkiye'de Yaygınlaşması İçin Gerekenler

Fotovoltaik sistemlerin şimdiye kadar ki gelişimi dünya genelinde beklentilerin çok üzerinde seyretmiştir. Özellikle son beş senede gerçekleşen kurulum miktarları incelendiğinde, bu dönemde kriz yaşayan bir çok sektörün aksine çok önemli bir yol katedilmiştir. Fotovoltaik enerjinin toplam enerji üretimindeki payını yükseltmek adına yapılan yerinde yasal düzenlemeler, maliyetlerin düşmesi ve sistemin yüksek potansiyeline inanılması, bu yaşanan gelişmelerin başlıca nedenleri arasındadır.

Günümüze kadar, Avrupa ülkeleri yenilebilir enerjiye daha fazla destek vermiş, santral maliyeti birim fiyatlarının yüksek olduğu yıllarda dahi önemli yatırımlar yapmışlardır. Bu ülkelere en önemli örnek olarak başta Almanya ve sonrasında İtalya, Danimarka ve İspanya gösterilebilir.

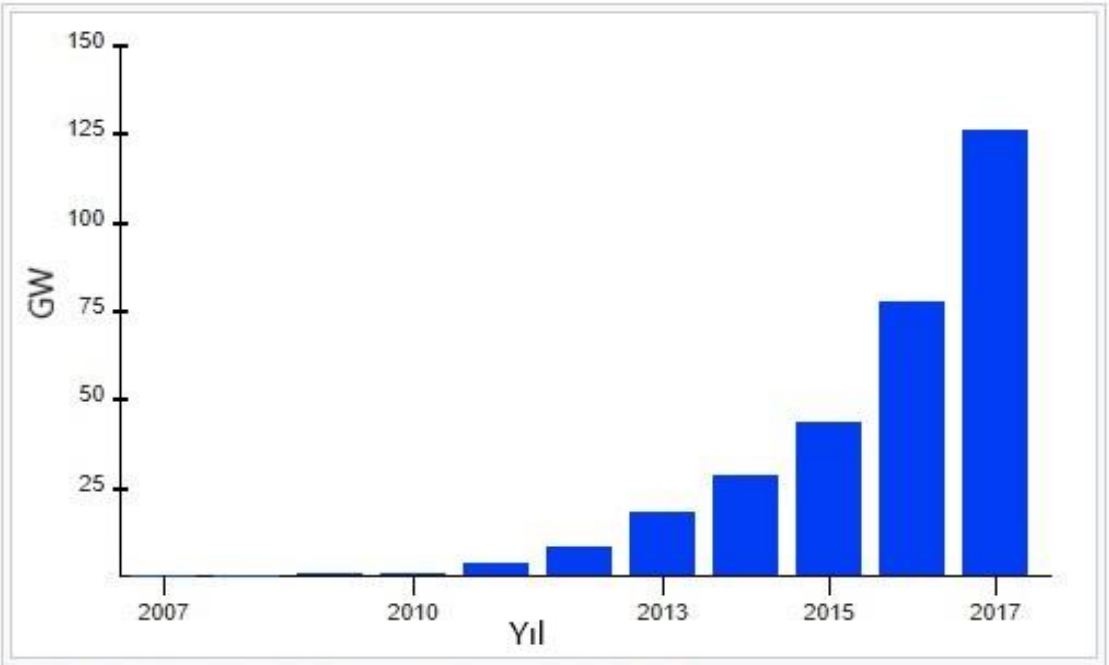
Almanya yakın zamanda ülkedeki tüm nükleer santralleri 2022 yılına kadar kapatacağını belirtmiştir. Almanya'daki elektriğin %25'i nükleer enerjiden sağlanmaktadır. Bu atılım, onların yenilenebilir enerjinin geleceğine olan güvenin bir göstergesi olarak düşünülebilir [9]. Öyle ki yakın zamanda yeni bir dünya rekoruna imza atarak 1 Mayıs 2017'de günün belirli bir bölümünde tüketilen enerjinin %85'ini yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlandığı açıklanmıştır [10].

Şekil 2.1'de de belirtildiği üzere, Avrupa ülkelerinin fotovoltaik sistem yatırımları diğer bölgelere göre çok daha erken başlamıştır ancak son yıllarda Avrupa ülkeleri bu üstünlüğü Asya Pasifik ülkelerine kaptırmış durumdadır. Ayrıca Amerika'nın da ciddi bir yükseliş eğiliminde olduğu görülüyor.



Şekil 2.1 : 2011-2016 yılları arasındaki FV sistemlerinin bölgelere göre kurulum yüzdeleri [11].

Özellikle Çin'de son yıllarda güneş enerjisi alanında ciddi yatırımlar yapılmaktadır ve 2013'den bu yana dünyada en fazla güneş enerjisi kuran ülke konumundadır. Çin 400'den fazla güneş enerjisi şirketiyle bu alanda 2015 yılı itibariyle, Almanya'yı da geride bırakmış durumdadır. 2016'nın sonunda, 77,4GW olan FV kapasitesini 2017 yılı içerisinde 100GW'ın üzerine çıkarmıştır ve 100GW sınırının üzerine çıkan ilk ülke olmuştur. Şekil 2.2'de dünya genelinde kurulmuş kümülatif FV kapasitesi mevcuttur.



Şekil 2.2 : 2007 – 2017 yılları arasında kurulmuş kümülatif FV kapasitesi [12].

Bütün bu yüksek kapasiteli FV kurulumlarına karşın, Çin'de kurulan güneş enerjisi sistemlerinin toplam enerji üretimindeki payı halen çok düşük seviyededir. Kurulan santrallerin ortalama kapasite faktörlerine bakıldığında, bu değerin %17'nin altında olduğu görülmektedir. 2016 verilerine göre ülkedeki toplam enerji üretimi 6143TWh iken, güneş enerjisinden üretilen toplam enerji sadece 66TWh, yani %1,07'si solar enerjiden sağlanmaktadır [12].

Dünyada kurulan tüm fotovoltaik santraller ele alındığında toplam kurulu güç 2017 başı itibariyle 306GW idi ve bu oran dünyadaki toplam kurulu gücün %1,8'ü durumundadır [13].

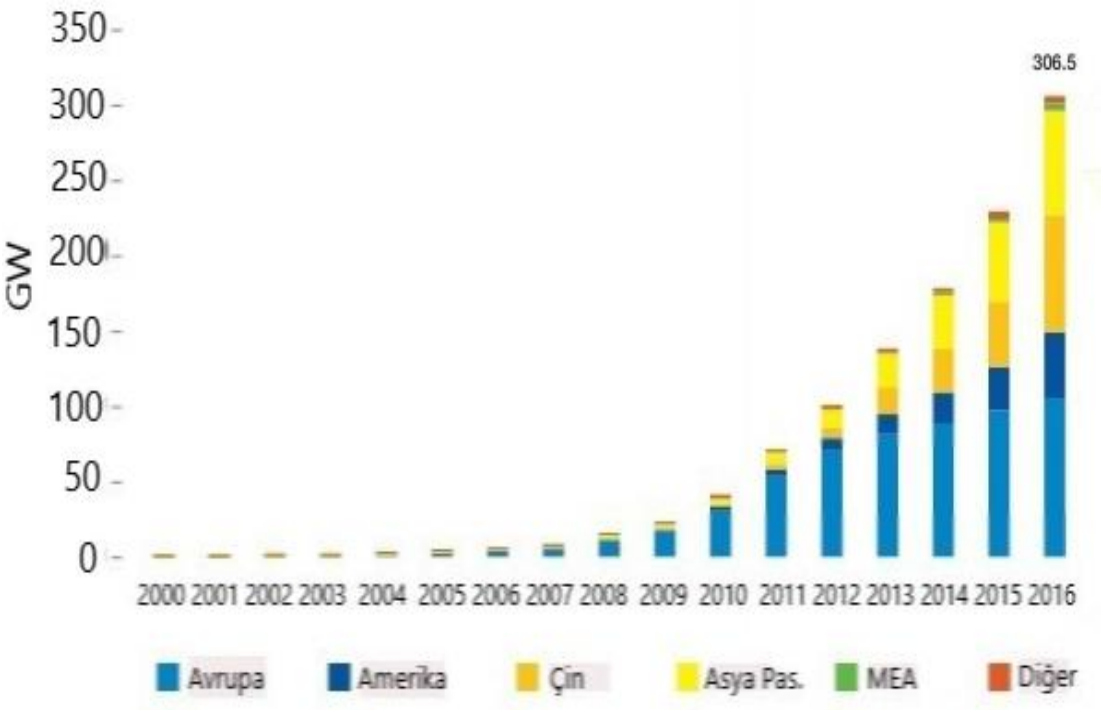
Çizelge 2.1'de dünyada 2017'nin sonu itibariyle kurulmuş en büyük beş FV tesisin kurulu güç ve lokasyon bilgileri verilmiştir. Bu beş santralin de Asya Pasifik ülkelerinde kurulmuş olması o bölgedeki hızlı gelişmeye kanıt olarak gösterilebilir.

Çizelge 2.1 : Dünyada kurulan en büyük beş FV santrali listesi [14].

İsim	Ülke	Kapasite (MWp)	Kuruluş Yılı
Tengger Desert Solar Park	Çin	1547	2016
Datong Solar Power	Çin	1000	2016
Kumool Solar Park	Hindistan	1000	2017
Longyangxia Dam Solar Park	Çin	850	2015
Bhadla Solar Park	Hindistan	746	2017

Günümüzde en çok fotovoltaik güneş enerjisi kurulumu yapan ülkeler sırasıyla; Çin, Amerika, Hindistan, Japonya ve Almanya'dır. Bunlardan Japonya ve Almanya 2-3 sene öncesine kadar ilk üç içerisinde iken, son yıllarda Asya Pasifik ülkeleri ile Amerika'daki hızlı yükseliş onları geride bırakmıştır. Aslında Almanya ve Japonya'nın güneş enerjisi hikayeleri birbirine çok benzer denilebilir. İlk etapta verilen yüksek teşvikler neticesinde çok hızlı bir artış yaşanan sektör, bu teşviklerin azaltılması ve geri çekilmesi ile beraber yerini yavaş bir yükselmeye bırakmıştır. Ayrıca Çin ve Amerika ile karşılaştırıldığında, hem meteorolojik hem de yüzölçümü açısından dezavantajlı olan bu ülkelerin, yarışın gerisinde kalması gayet doğal bir durumdur. Bu dezavantajdan çok fazla olumsuz etkilenmemek adına, özellikle Japonya'da yüksek teknolojili ve verimliliği yüksek paneller kullanılması başlıca önceliklerden birisidir. Ayrıca çatı üzerindeki uygulamalar incelendiğinde, Japonya ve Almanya'nın çok ileride oldukları görülmektedir.

Şekil 2.3'de görüldüğü üzere 2011 yılına kadar Avrupa ülkelerinin öncülüğünde artan FV kapasitesi, 2011 sonrasında Çin, Amerika ve diğer Asya Pasifik ülkelerindeki hızlı yükselişlerle günümüzdeki rakamlara ulaşmıştır.



Şekil 2.3 : 2000 – 2016 yılları arasında kurulmuş kümülatif FV kapasitesi [11].

Amerika'daki gelişmelere bakıldığında ise, özellikle 2016 senesi olmak üzere son senelerde solar enerji en önemli yatırım araçlarından birisi olmuştur. 2017 yılının ilk üç çeyreğindeki enerji yatırımlarına bakıldığında %25'inin fotovoltaik sistemler olduğu görülmektedir, ikinci sırada ise doğalgaz gelmektedir.

GTM'in araştırmalarına göre 2017 yılında kurulan ve toplam 11,8GW güce sahip güneş enerjisi santralleri, rekor senesi olan 2016 yılı ile karşılaştırıldığında %22 oranında bir gerileme kaydetmiş durumdadır. Önümüzdeki dört sene içerisindeki Amerika'daki toplam fotovoltaik enerji kapasitesinin şu anki değerlerin yaklaşık iki katı olacağı tahmin edilmektedir. Yani 2022 yılına kadar, senelik yaklaşık 15GW'lık kurulum yapılacağı öngörülmektedir.

Şekil 2.4'deki senaryolara bakıldığında ise, yakın gelecekte de Asya ülkelerinin fotovoltaik güneş enerjisi sektörünü domine edeceği aşikar gözükmektedir. Öyle ki, Asya Pasifik ülkelerinin önümüzdeki süreçte kurulacak olan toplam kapasitelerdeki payının %50'nin üzerinde olacağı tahmin edilmektedir. Tabi ki, bu paydaki en büyük etken ülkeler Çin ve Hindistan'dır.



Şekil 2.4 : 2016 – 2021 yılları arasındaki bölgelere göre kurulması planlanan FV kapasitesi senaryoları [11].

Ayrıca Avusturalya'da yapılan yeni yatırımlar da kıtanın sektörde önemli bir oyuncu haline gelebileceğini göstermektedir. Bu yükselişlerle beraber, 2021 yılında dünya genelinde toplam fotovoltaik güneş enerjisi kapasitesinin 1TW seviyesine ulaşması beklenmektedir. Bu sayede %1,8 olan güneş enerjisi kapasitesi/toplam enerji kapasitesi oranı daha kıymetli değerlere ulaşacaktır [11].

Fotovoltaik enerji teknolojisi gün geçtikçe hızlı bir gelişim göstermekte ve bu gelişime ayak uydurmak adına, Türkiye de 2014 yılında lisanssız sistem kurulumlarına dahil olmuştur. Ülkemizde 2012 yılında ilk lisanssız elektrik üretim yönetmeliği çıkarıldığında, üst limit 500kW idi. Bu üst limit, 30 Mart 2013'de yenilenen yönetmelik ile beraber 1MW seviyesine çıkarılmıştır. Bu seviyenin üstünde yapılmak istenilen kurulumlar için ise lisans alınması gerekmektedir. Lisanslı sistemler kurabilmek adına yatırımcılara ilk etapta 600MW'lık lisans hakkı tanınmıştır. Bu 600MW için TEİAŞ tarafından belirli bölgeler belirlenmiş ve bu bölgelere tanınan hakkın üzerinde bir başvuru yapıldığında yarışmaya tabi tutulmuştur. 2015 yılında yapılan yarışmaya, toplamda 496 başvuru ile 8900MW'lık talep toplanmıştır. Açık bir şekilde görülmektedir ki, Türkiye'de fotovoltaik enerjiye yatırım yapmak isteyen bir çok yatırımcı bulunmaktadır ve gerekli düzenlemeler ile pazarın hızlı büyümesini engelleyen parametreler ortadan kaldırılır ise, çok ciddi rakamlara ulaşmak hiçte zor gözükmemektedir [15].

Dünya genelinde bu büyüklükler de santraller kurulurken, Türkiye'de de önemli gelişmeler yaşanmaktadır. 20 Mart 2017 tarihinde, YEKA tarafından yapılan 1000MW'lık Karapınar GES ihalesini Hanwha ve Kalyon ortak girişimi kazanmıştır. Kazanan firmalar tarafından 500MW kapasiteye sahip bir güneş paneli fabrikası kurulacak ve santralde bu fabrikada üretilen paneller kullanılacaktır. Bu santral Türkiye'de kurulmuş en büyük santral ünvanını alacak ve dünya sıralamasında da önemli bir yere gelecektir. Ayrıca kurulacak ARGE merkezi ile, sektörde yenilikler yaratmak adına bir kapı açılacaktır.

Buna ek olarak, Enerji Bakanı'nın 22 Şubat 2018'de verdiği demeçte, 2018 yazında yine 1000MW'lık bir GES ihalesinin daha olacağını ve sistemin batarya destekli bir şekilde ihaleye açılacağını belirtmiştir. Bu rakamlar doğrultusunda, lisanslı santrallerin de katkısıyla, önümüzdeki yıllarda fotovoltaik güneş enerjisi sistemleri, toplam enerji üretiminde önemli paylara sahip olmaya başlayacaktır. Ülkemizde şimdiye kadar yapılan kurulumların, Çizelge 2.2'de de görüldüğü üzere %99'undan fazlası lisanssız santraldir.

Çizelge 2.2 : Türkiye Elektrik Sistemi kuruluş ve kaynaklara göre kurulu güç [16].

Yakıt Cinsleri	2017 Sonu İtibariyle			28 Şubat 2018 Sonu İtibariyle		
	Güç (MW)	Katkı (%)	Santral Sayısı	Güç (MW)	Katkı (%)	Santral Sayısı
Rüzgar	6482,2	7,6	161	6523,6	7,6	162
Güneş	17,9	0	3	22,9	0	3
Rüzgar (Lisanssız)	34	0	46	46,9	0,1	62
Hidrolik (Lisanssız)	7,4	0	10	7,4	0	10
Güneş (Lisanssız)	3402,8	4	3613	3919,2	4,6	4704

2018 Şubat sonu itibariyle, güneş enerjisi kurulu gücümüz olan 3942MW'ın 3919MW'ı lisanssız santral olarak kurulmuştur ve bu lisanssız santrallerin yine çok büyük çoğunluğu arazi üzeri devlete satış amacı ile kurulmuş santrallerdir [16].

Lisanssız santrallerin asıl amacı olan öztüketim projeleri, maalesef çok küçük bir oranda gerçekleşmiş olup lisanssız santral yönetmeliğindeki bazı açıklar sebebiyle, trafo kapasitelerinin hızlı bir şekilde dolmasının önü açılmıştır. Çünkü, firmalar lisanssız enerji üretimi sınırı olan 1MW'ın, tek bir arazide aynı şahıs veya şahıslara ait birden fazla şirket göstererek, üzerine çıkabilmişlerdir. Bu yönelim bir açıdan sektörün hızlı bir şekilde ilerleyip kurulu güç seviyesini yükseltse de, lisanslı projeler adına adil olmayan bir durum ortaya çıkarmıştır.

Örnek vermek gerekirse, ülkemizde kurulumu yapılan üç lisanslı GES santralinden birisi olan 10MW'lık Acıpayam GES için MW başına 1.450.000TL katkı payı verilmiştir [17]. Ancak, 10MW'lık bir GES için kapasitede boşluk olması halinde lisanssız olarak da yönetmelik tarafından bir engel olmadığı için, hiç katkı payı vermeden tesis kurulabiliyordu. İşte bu haksızlığı ortadan kaldırmak adına, yakın tarihte yönetmeliğe bazı kısıtlamalar getirildi. Ancak bu kısıtlamalar, trafo kapasitelerinin dolmasının ardından getirildiği için geç kalınmış bir müdahale olarak nitelendirilebilir.

Bundan sonra yapılması gereken, lisanssız projeleri ilk etapta hedeflendiği gibi öztüketim kısmına çevirmektir. Bunun içinde yasal süreçteki zorlukların kaldırılıp vatandaşa cazip hale getirilmesi gerekmektedir. Bu şekilde Almanya ve Japonya gibi özellikle çatı üzerinde de ciddi kapasitelere ulaşıp minimum enerji taşıma mesafeleriyle verimli bir şekilde tüketim yapılabilir. Ayrıca lisanslı santrallerin de yatırımcıya daha cazip hale getirip yüksek kapasiteli santrallerin önünün açılması gerekmektedir.

2.3 Fotovoltaik Sistemlerin Önemli Bileşenleri

Fotovoltaik paneller, güneşten gelen farklı dalga boylarındaki elektromanyetik dalgaların görünür ışık spekturumundaki bölümünü elektrik enerjisine dönüşümünü sağlayan yarı iletken maddelerdir.

Güneş panelleri yarı iletken bir diyot görevi görerek güneş ışığının sağladığı enerjiyi iç fotoelektrik reaksiyonla, doğrudan DC akıma dönüştürmeye yarar. Yarı iletken bu

maddelerin güneş paneli olarak görev alabilmeleri için ise, p ya da n tipi olarak katkılandırılmaları gerekmektedir.

2.3.1 Fotovoltaik hücre çeşitleri

Fotovoltaik paneller kronolojik olarak incelendiğinde üç jenerasyon halinde gruplandırılabilir. Bunlar; birinci jenerasyon, ikinci jenerasyon ve üçüncü jenerasyon şeklinde adlandırılır.

2.3.1.1 Birinci jenerasyon

Monokristal ve polikristal hücreleri içerisine alan ilk jenerasyondur. Fotovoltaik sistemin temel yapı taşını oluştururlar. Günümüze kadar en çok tercih edilen panel çeşitleridir. Öyle ki, kurulu olan güneş panelleri sistemleri incelendiğinde %80-90 oranında monokristal ve polikristal kullanıldığı görülebilir [18].

Silisyum doğada oksijenden sonra en fazla bulunan ikinci elementtir. Ancak, doğada büyük çoğunlukla silisyum dioksit (SiO_2) olarak bulunan bu materyal, fotovoltaik panellerde kullanılabilecek duruma gelmesi için minimum %99,9999 oranında bir saflığa ulaşması gerekmektedir. Bunu gerçekleştirmek amacıyla, ilk etapta silikon dioksit karbon ile etkileşime sokulmaktadır. 2000°C'de elektrik arkları yardımı ile gerçekleşen ergime işlemi sonunda, silikon dioksitteki oksijen atomları karbon ile birleşerek, karbondioksit ve karbonmonoksit olarak ayrılırlar ve %99 oranında saf silikon elde edilmektedir. Ancak bu saflık halen yeterli bir saflık derecesi olmadığından silikonun kimyasal işlemler yardımı ile temizlenip, distilasyon işlemine tabi tutulması gerekmektedir. Sonrasında ise Siemens aşaması denilen yöntem ile reaktörlere sokulan silikon yüksek sıcaklıkta ayrışarak %99,9999 saflıkta polikristalin elde edilmektedir.

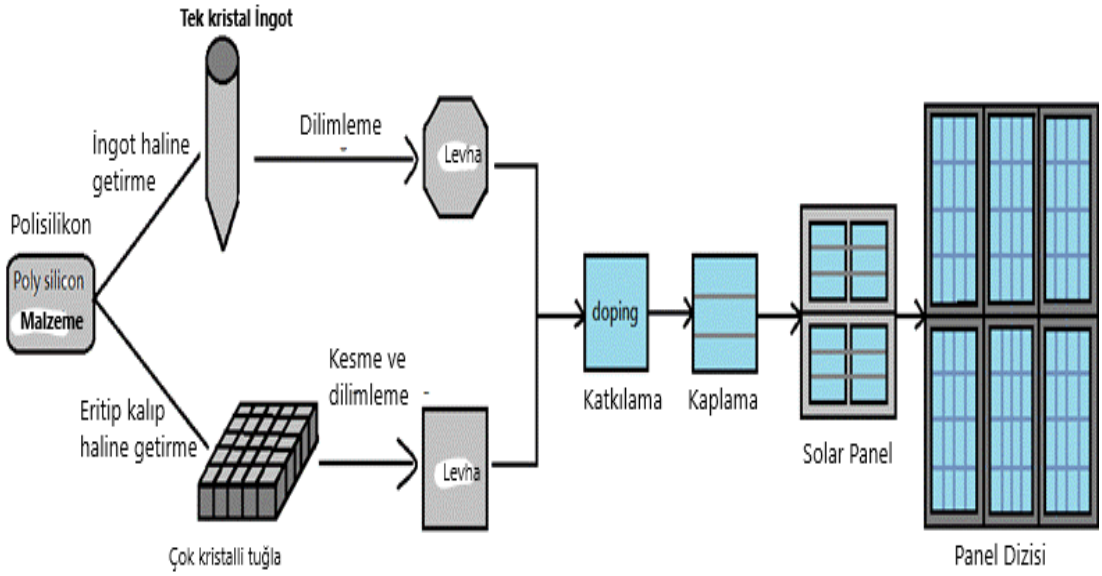
Monokristal FV hücreler

Bu hücreler, saf silikonun "Czochralski çekmesi" ve "yüzer bölge" yöntemi denilen iki kristal oluşum yöntemiyle elde edilirler [20]. Polonyalı kimyager Jan Czochralski tarafından bulunan yöntem, yüksek saflıkta silikon üretmek amacıyla kullanılmaktadır. Öncelikle saf silisyum ergitilerek sıvı hale getirilir. Daha sonrasında dönebilen bir kristal çubuk silisyumun bulunduğu potaya yavaş bir şekilde daldırılarak, silikonun çubuk üzerinde katılaşmaya başlaması beklenir. Bu işlemi takiben katılaşmaya başlayan silikon, dikkatli bir şekilde belirlenmiş dönme ve çekme

hızı ile yavaşça çekilir. Sonuç olarak, yüksek saflıktaki silikon silindir şeklinde bir ingot haline gelir.

Monokristal modüllerin üretim sürecini zor kılan kısım bu aşamadan sonra gelir. Silindir şeklindeki bu ingotların rondelalar halinde kesilme işlemi çok zor bir işlemdir. Kesme işlemi neticesinde wafer adı verilen güneş hücrelerinin gövdesini oluşturan tabakalar ortaya çıkar. Daha sonra, sırasıyla katkılama ve toplayıcı metal baraların montajı ile modüllerde kullanılan hücreler üretilmiş olur. Bu hücreler birleştirilerek güneş panellerini meydana getirirler [21].

Şekil 2.5'de üretim aşamaları mevcuttur.

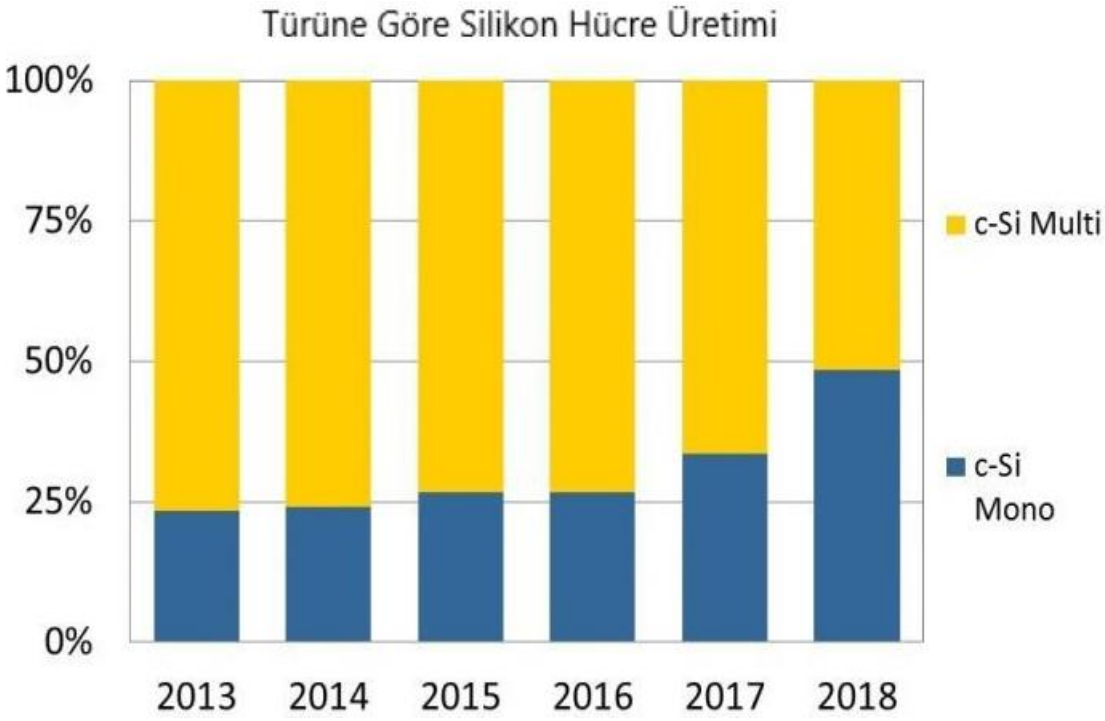


Şekil 2.5 : Monokristalin ve polikristalin panellerin üretim yöntemleri.

Üretim sürecinden de anlaşılabileceği gibi monokristal paneller maksimum saflıkta üretildiğinden, yüksek verimliliğe sahip modüllerdir. Fraunhofer Enstitüsünün 2018 yılındaki raporuna göre, şu ana kadar ulaşılabilmiş laboravatuvar ortamındaki en yüksek monokristal verimliliği %26,7 durumundadır. Piyasada kullanılan ürünler ise %19-%21 seviyelerinde verimliliğe sahiplerdir [22].

Saflık derecesinin yüksek olması sebebiyle homojen bir görüntüye sahip olup koyu renklidirler. Bu özelliği ile ışığı daha fazla absorbe edebilirler. Yani düşük ışık seviyelerinde de verimli bir çalışmaya sahiptirler. Veriminin yüksek olması sebebiyle, özellikle yeterli alanın olmadığı yerlerde, yüksek güç elde edilebileceği için cazip bir tercih durumundadırlar. Ancak üretim sürecinin zorlu olması sebebiyle maliyet açısından en yüksek seviyede olan panel çeşididir. Bu önemli dezavantaja rağmen

monokristal teknolojisinde yaşanan maliyet düşümü, Şekil 2.6'da görüldüğü gibi modül seçiminde monokristali daha önemli bir oyuncu haline getirecektir.



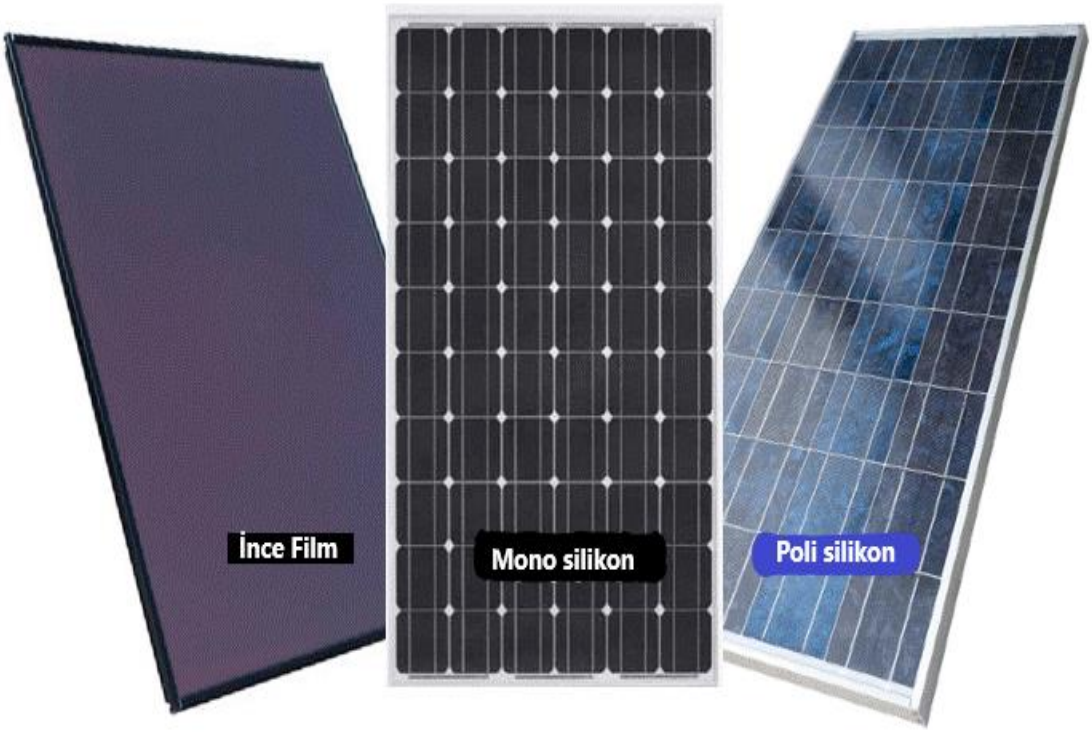
Şekil 2.6 : Monokristalin ve polikristalin hücre kullanım yüzdeleri (2013-2018) [23].

Polikristal FV hücreler

Czochralski yönteminin pahalı ve zahmetli bir yöntem olması sebebiyle, üretimdeki maliyeti düşürmek adına geliştirilen çok kristalli panel çeşididir [20]. Polikristal panellerin üretiminde, monokristal panel üretiminde olan silindir ingot oluşturma ve onun zorlu kesim süreçlerinin yerine, polisilikon direkt olarak ergitilip, külçeler haline getirilir ve kesme işlemi bunun ardından yapılır. Bu yüzden homojen yapıda olmayıp çoklu kristal yapıya sahiptir. Kristal yapının saflığı homojenlikten uzaklaştıkça düşeceğinden, verim seviyeside aynı oranda monokristallere göre düşüktür. Ancak Fraunhofer'in 2018 yılında yayımlanan 'Photovoltaics' raporuna göre, polikristal modüllerin verimliliği laboratuar şartlarında %22,3'e kadar yükselmiştir. Günümüzde piyasada kullanılan ürünlerin verimleri ise çoğunlukla %16-%19 aralığındadır.

Piyasada en fazla tercih edilen modül çeşidi polikristaldir. Bunun en önemli sebebi ise düşük maliyeti ve monokristale oranla daha kolay üretilmesidir. Ancak polikristal paneller monokristal panellere göre daha düşük ısı toleransı göstermektedir yani daha az verim ile çalışmaktadır. Bu durum panel ömürlerini olumsuz anlamda

etkilemektedir. Ayrıca, monokristal silikon ve ince film güneş pillerinin daha estetik bir görünüme sahip oldukları söylenebilir. Şekil 2.7'de panel görselleri mevcuttur.



Şekil 2.7 : İnce film, monokristal ve polikristal panellerin fiziksel yapıları.

2.3.1.2 İkinci jenerasyon

İnce film hücreleri içerisine alan jenerasyondur. Kaplama malzemesinin üzerine bir veya daha fazla ince film şeklindeki katmanları yerleştirmek suretiyle oluşturulurlar. Bu tip hücreler, mikrometre kalınlıkta ve büyük yüzeyli pillerdir. Kullanılan materyaller çok ince olduklarından, malzeme miktarı açısından avantajlı bir türdür. Bu sebeple, esnek ve hafif panel üretmeye de elverişlidirler. Böylelikle kurulumun zor olduğu kavisli alanlarda da, uygulama kolaylığı sağlayabilmektedirler. Ayrıca üretimleri de diğer modül çeşitlerine kıyasla daha kolaydır. Sıcaklık katsayılarının düşük olması sebebiyle, monokristal ve polikristal panellere kıyasla yüksek sıcaklıklarda daha verimli çalışırlar. Yine bu sebeple, yıpranma payları da diğer türlere göre daha düşük seviyelerdedir.

Günümüzde henüz istenilen seviyeye getirilemese de, ince film hücrelerin amacı minimum materyal ve kolay üretim bandı avantajlarını kullanarak, yüksek verimlilikte, maliyeti düşük modüller üretmektir. Başlıca ince film hücreler; kadmiyum tellürid, amorf silikon ve bakır diselenid indiyum tipi hücrelerdir.

Amorf silikon FV hücreler

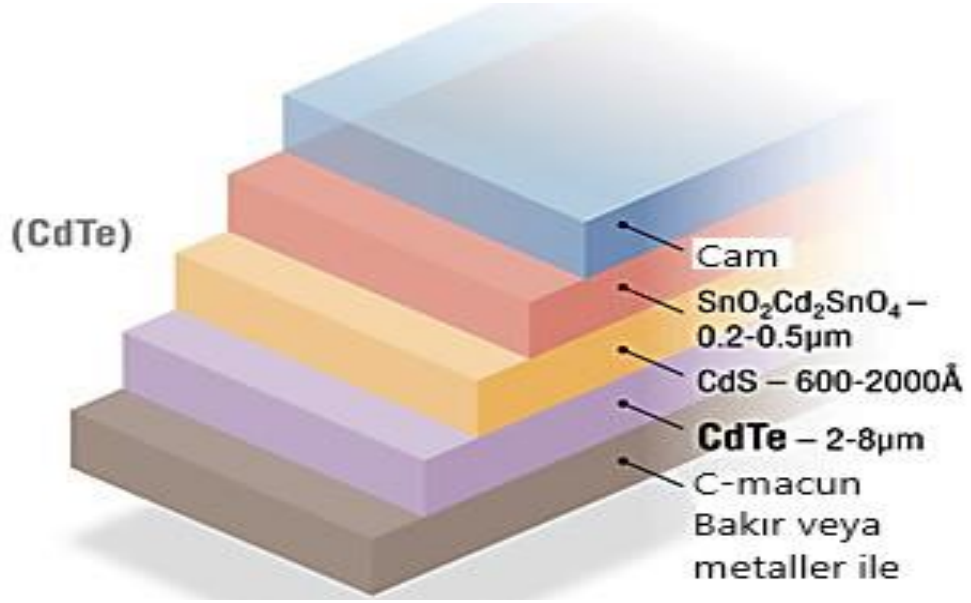
Kristal yapı özelliği göstermeyen amorf silisyum hücreler, ince film tabakaya homojen bir şekilde dağılmış silisyum atomlarından oluşur. Amorf silisyum, silisyum pulunu kesmek yerine alt tabaka üzerine çökmeyle oluşturulduğundan hücreler daha incedir. Uygulama alanları geniştir, bu çerçevede bükümlü ve kavisli alanlarda kullanılamaya olanak sağlar [24]. Binaya entegre uygulamalarda cazip bir seçenek olarak düşünülebilir. Homojen bir görüntüye sahip olup genellikle koyu renklere sahiptir.

Aslında uzun yıllardır aşina olunan bir hücre çeşididir. Öyle ki, hepimizin kullandığı hesap makineleri ve saat gibi cihazlarda amorf silisyum hücreleri tercih edilmiştir. Birçok avantajı bulunmasına rağmen, verimlilik değerleri istenilen rakamlara ulaşmamıştır. Bu sebeple diğer ince film hücrelere kıyasla, daha az gelişme göstermiştir ve yüzdesel olarak en az tercih edilen ince film hücre tipi konumundadır.

Kadmiyum tellürid FV hücreler

CdTe bazlı PV hücreler birkaç mikron kalınlıkta veya insan saçı çapının onda biri kadar olup ince film hücreler klasmanına girer.

Hücre katmanları Şekil 2.8'deki gibidir;



Şekil 2.8 : Tipik CdTe FV hücrenin yapısal formu [25].

SnO_2 veya Cd_2SnO_4 gibi şeffaf iletken oksit (TCO) katmanları görünür ışıkta şeffaftır ayrıca akımı verimli bir şekilde iletmek amacıyla, yüksek düzeyde iletken özelliğe sahiptir. CdS gibi ara tabakalar, TCO ve CdTe arasındaki elektriksel akışa yardımcı

olurlar. CdTe filmi, birincil foto-dönüşüm katmanı olarak davranır ve malzemenin ilk mikronunda en görünür ışığı absorbe eder. CdTe, ara ve TCO tabakaları birlikte, CdTe katmanında absorbe edilen ışığı, akım ve voltaja dönüştüren bir elektrik alanı oluşturur.

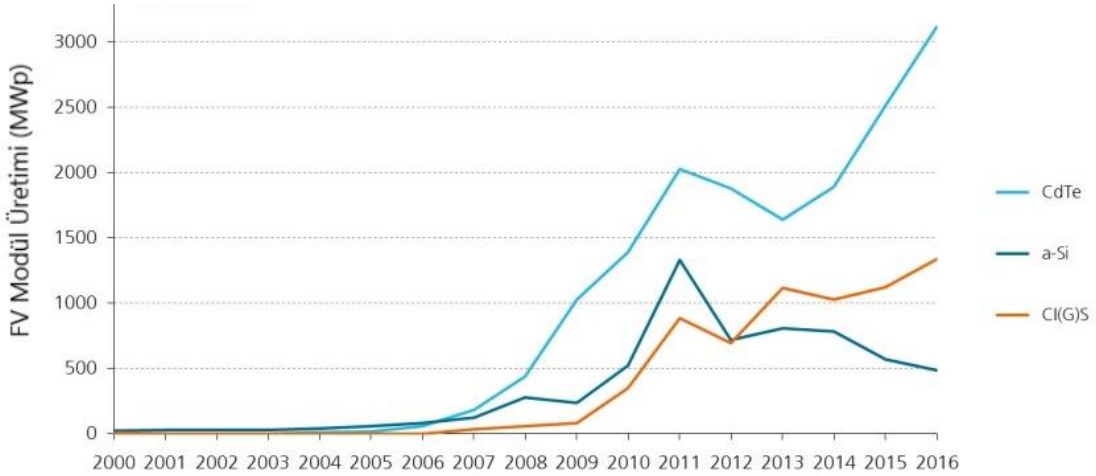
Elektrik kontakları oluşturmak için arka tarafa metal yerleştirilir. Üretimde tüm bu katmanlar, gelen cam üzerine yerleştirilir ve birkaç saat içinde komple güneş panellerine işlenir.

Kadmiyum tellürid'e (CdTe) dayalı fotovoltaik (PV) güneş pilleri, dünya çapında ticari ince film modül üretiminin en büyük bölümünü temsil etmektedir. Son zamanlardaki gelişmeler ile, çok kristalli silisyumun verimliliği seviyelerine gelen kadmiyum tellürid hücreler, bakım maliyetinde ise liderliğini korumaktadır. Günümüzde piyasada kullanılan ürünlerin verim değerleri %14-17 arasında değişmektedir [26]. Amerika Birleşik Devletleri, CdTe FV üretiminde lider durumdadır ve NREL'de bu alandaki araştırma ve geliştirme (Ar-Ge) alanında öncülük etmektedir [25].

Avrupa Kimya Ajansının sınıflandırmasına göre kadmiyum tellür, iki durum altında zararlı olarak gösterilmiştir. Bunlardan birincisi, bu maddenin teneffüs edilmesi durumunda, ikincisi ise sulu ortamda uzun süreli zararlı etkileri olması sebebiyledir. Bağımsız toksisite çalışmaları, Cd'nin elementel formda CdTe bileşiği formuna göre daha toksik olduğunu göstermektedir.

Örneğin, fareler üzerinde yapılan çalışmalarda CdTe'nin inhalasyon ve oral toksisitelerinin, Cd elementine kıyasla 8,9 kat daha az zararlı olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca çalışma esnasında da herhangi bir zararlı gaz yaymadığı belirtilmiştir. CdTe ince film panellerin dünyada en büyük üreticisi durumunda bulunan First Solar'ın, çalışanların endüstriyel hijyen uygulamalarının etkili olmasını sağlamak için aktif bir tıbbi izleme programı vardır. Tıbbi izleme sonuçları yeni alınan işçiler ve uzun vadeli çalışanların sigara kullananlar ile (sigara kullanımı vücuttaki kadmiyum seviyesini artıran bir etmen) kadmiyum düzeyleri karşılaştırıldığında, eşik seviyesinin oldukça altında olduklarını ve üretim tesisinde çalışmayla artmadığını göstermiştir [26]. Ancak her ne kadar bu bileşiğin zehirli etkisi Cd elementine göre az olsa da veya üretim aşamasında maddenin dışarı sızmaması için tüm önlemler alınsa da, özellikle Avrupa ülkeleri halen CdTe ince film panellere temkinli yanaşmaya devam etmektedir.

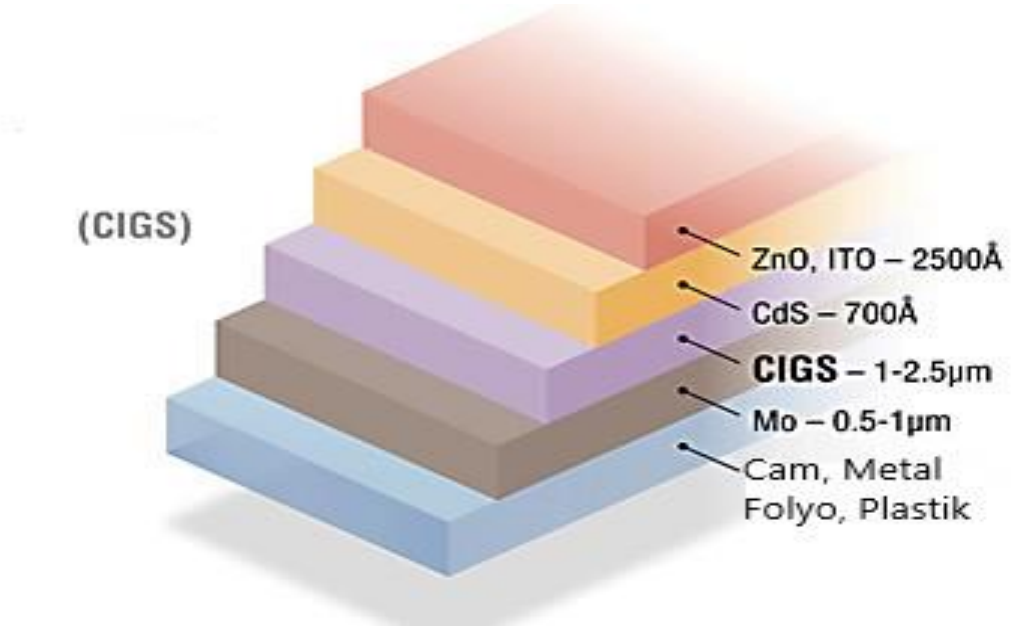
Amerika Birleşik Devletleri firmaları ise bu teknolojiye güvenerek CdTe panellerin, ince film teknolojisinde en önemli oyuncu olmasını sağlamıştır. Şekil 2.9'da ince film çeşitlerinin senelik üretim değerleri mevcuttur.



Şekil 2.9 : İnce film çeşitlerinin senelik üretim değerleri [22].

Bakır indiyum(Galyum) Diselenid (CIS/CIGS) FV hücreler

CIGS cam veya plastik sırt üzerine ince bir bakır, indiyum, galyum ve selenit tabakası serilerek oluşturulan ince film modül çeşididir. İçerisinde galyum tabakası olmayan çeşidine ise CIS denir. Kullanılan malzeme yüksek bir emme katsayısına sahip olup güneş ışığını kuvvetli bir şekilde absorbe edebilmektedir. Ayrıca CIGS ince film paneller de, esnek uygulamalardaki kullanıma uygun olarak üretilebilmektedir. Hücre katmanları Şekil-2.10'daki gibidir;



Şekil 2.10 : Tipik CIGS FV hücrenin yapısal formu [25].

CIS ve CIGS ince film panellerin verimlilikleri incelendiğinde, CdTe ince film modüllere yakın seyrettiğini görülmektedir. Günümüzde piyasada kullanılan ürünlerin verimlilikleri %13-16 arasında değişmektedir [27]. CdTe ince film panellere kıyasla içerdiği kadmiyum toksik maddesinin az olması, canlı sağlığı açısından bu teknoloji için bir avantaj durumundadır.

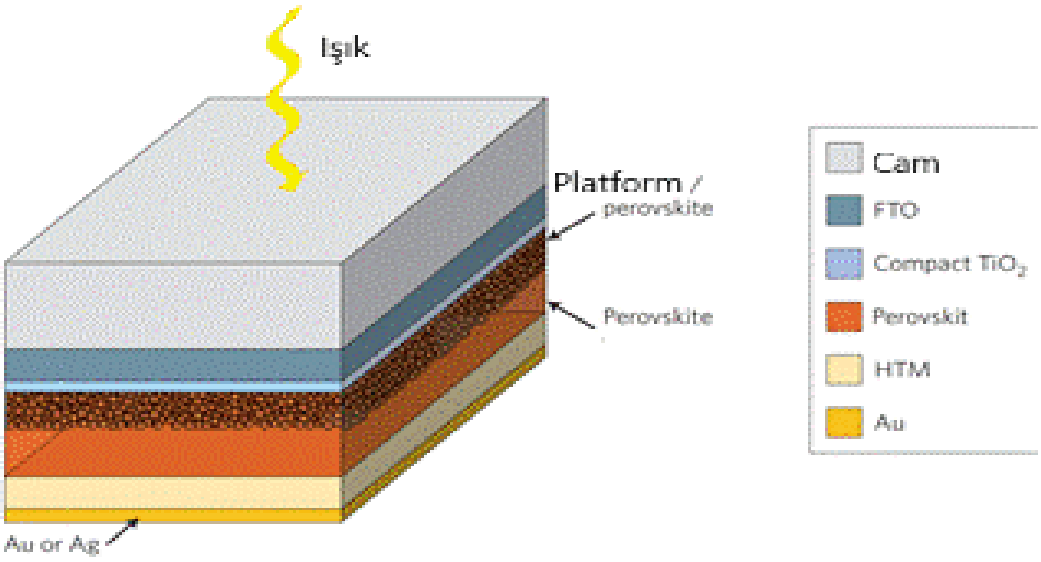
CIS güneş pillerinin en büyük dezavantajı yasak enerji bant aralığının bir güneş pili için ideal olduğu düşünülen (1.4-1.5 eV), yasak enerji bant aralığından düşük olmasıdır. Bu duruma çözüm bulabilmek adına, (Ga) katkılanması yapılarak CIS ince filmlerin yasak enerji bant aralığını arttırıcı etki göstermesi sağlanmıştır ve CIGS teknolojisi ortaya çıkmıştır. Ga katkılamanın yasak enerji bant aralığını arttırdığı ve böylece güneş pillerinin açık devre gerilimini de yükselttiği bilinmektedir [28].

2.3.1.3 Üçüncü jenerasyon

Günümüzde fotovoltaik güneş enerjisinin daha yaygın kullanılması için en önemli etkenler verimlilik ve maliyettir. İkinci jenerasyon ince film hücreler her ne kadar üretim sürecinde kolaylık sağlasada, bilim insanları maliyetleri daha da azaltma ve verimi daha hızlı bir şekilde yükseltme amacıyla arayış halindedirler. Bu amaçla, üçüncü jenerasyon teknolojiler olan perovskit ve organik tipte hücreler keşfedilmiştir.

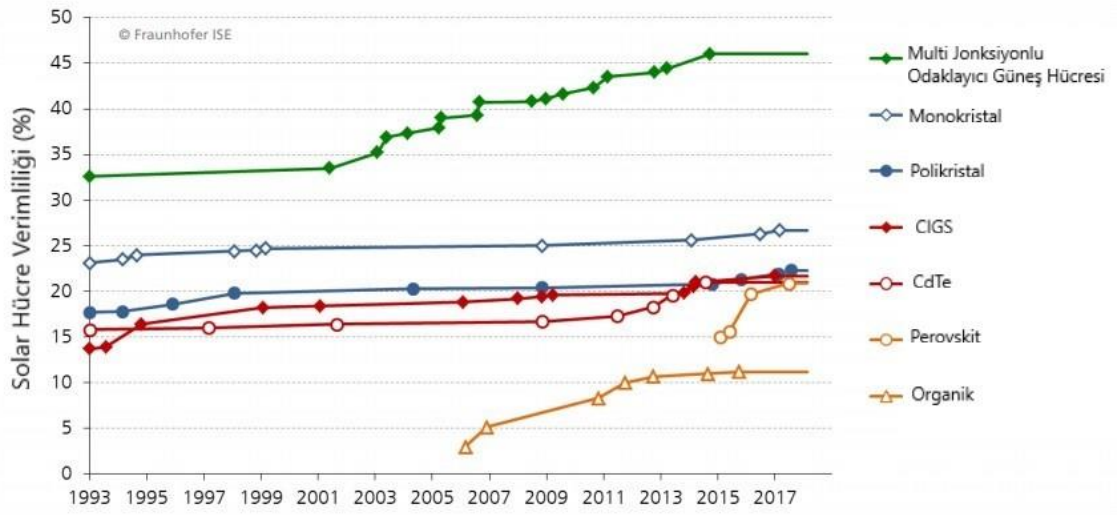
Perovskit FV hücreler

'Perovskit güneş pili' adı, perovskit yapı olarak adlandırılan ve ışığı absorbe edici özelliğe sahip olan ABX3 kristal yapısından türetilmiştir. Üzerinde en çok çalışılan perovskit emici, halojenür içeriğine bağlı olarak 2.3 eV ile 1.6 eV arasında bir optik bant aralığı olan metilamonyum kurşun trihaliddir (CH3NH3PbX3, X I−, Br−, Cl− gibi bir halojen). Perovskit güneş pilleri, geleneksel silikon güneş pilleri ile karşılaştırıldığında, üretim işlemlerinin basitliği açısından bir avantaj sağlamaktadır. Geleneksel silikon hücreler, yüksek saflıkta silikon plakalar üretmek için yüksek sıcaklıklar (1000°C yukarı) ve özel tesislerinde vakumlama gerektiren pahalı ve çok adımlı işlemler gerektirmektedir. Ancak organik-inorganik perovskit malzeme, geleneksel laboratuvar ortamında daha basit kimyasal işleme teknikleriyle üretilebilme imkanına sahiptir [29]. Perovskit malzeme, elektron geçiş tabakası ile TiO_2 bileşiği arasına yerleştirilerek yüksek seviyedeki ışığı absorbe etme özelliğini kullanarak hızlı bir yük alışverişi sağlamaktadır. Hücrenin yapısal formu Şekil 2.11'deki gibidir;



Şekil 2.11 : Tipik Perovskit FV hücrenin yapısal formu [22].

Perovskit malzemeyi kullanarak güneş pilleri üzerinde yapılan çalışmalar, malzemelerin mükemmel ışık absorbe etme özelliği ve yük taşıyıcı hareketleri sayesinde hızlı bir şekilde ilerlemiştir. Düşük üretim maliyeti ve yüksek verim potansiyeli sayesinde de, bir anda önümüzdeki dönemin en önemli güneş paneli materyali olacağına dair sinyaller vermiştir. Öyle ki, ilk olarak 2009'da perovskit güneş pilleri %3,9 verimlilik ile üretilebilirken, 2017 yılında %22 verimliliğe kadar çıkmıştır. Bu artış fotovoltaik sektöründe görülmüş en hızlı artış olmuştur [25]. Şekil 2.12'de de görüldüğü gibi diğer teknolojilerin uzun yıllar neticesinde ulaştığı verimlilik seviyelerine, perovskit hücreler 10 yıldan az sürede erişmiştir.



Şekil 2.12 : Fotovoltaik hücre türlerine göre verimlilik değerleri [22].

Şu anda, perovskit hücrelerin araştırma alanındaki en büyük bilinmeyeninden birisi, operasyonel ömürleri boyunca modüllerin stabilitesidir. Perovskitlerin stabilitesi ile ilgili yapılan araştırmalar neticesinde, maddenin su, nem ve oksijen teması halinde veya sıcaklıktan dolayı kolay bir şekilde bozunmaya yol açtığı gözlenmiştir.

Perovskit hücrelerin bir diğer sorunu ise, kurşun metali içermesidir. Kurşun metalinin sağlık açısından oluşturduğu tehditler ortaya çıktıktan sonra tüm kullanımı kısıtlanmaya başlanmıştır. Örneğin, elektronik sanayiinde birleştirme amaçlı kullanılan lehim malzemesinin ana bileşenlerinden birinin kurşun olması sebebiyle, kurşunsuz lehim geliştirilmesi projeleri son yıllarda çok büyük önem kazanmıştır. Aynı şekilde kurşun içermeyen perovskit malzemelerinin geliştirilmesi amacıyla, çok yoğun çaba sarf edilmektedir.

Organik FV hücreler

Organik veya plastik güneş pilleri, güneş enerjisini elektrik enerjisine dönüştürmek için, çoğunlukla küçük moleküller, dendrimerler ve polimerler şeklinde organik maddeler (karbon-bileşik bazlı) kullanmaktadırlar. Bu yarı iletken organik moleküller, ışığı absorbe etme ve emicinin iletim bandı arasındaki elektrik yüklerinin alıcı molekülün iletim bandına taşınmasını sağlamaktadır. Tek katmanlı ve çok katmanlı yapısal hücreler de dahil olmak üzere çeşitli tiplerde organik fotovoltaik hücreler (OPV'ler) vardır. Her iki tip de şu anda araştırma ve küçük alan uygulamalarında kullanılmaktadır ve her ikisi de kendi avantaj ve dezavantajlarına sahiptir.

Bu yarı iletken organik moleküller, ışığı absorbe etme ve indükleme yeteneğine sahiptir. Organik güneş pilleri, silikon bazlı hücrelere kıyasla daha kolay üretilebilirler. Bu durum, kullanılan malzemelerin moleküler yapısından kaynaklanmaktadır. Moleküllerin çalışması daha kolaydır ve silikon hücrelerden (birkaç yüz nanometre) 1.000 kat daha ince olan organik hücreler, ince film tabakaları ile de kullanılabilir. Malzemenin bu kadar ince olması maliyeti düşüren en önemli etmenlerdendir.

Organik materyaller geniş bir katman yelpazesi ile oldukça uyumlu olduğu için, üretim yöntemlerinde çok yönlülük sunarlar. Bu yöntemler, çözelti işlemlerini (mürekkep veya boyalar), yüksek verimli baskı tekniklerini, rulo formu (roll to roll technology) teknolojisini ve çok daha fazlasını içerir. Bu durum da organik güneş pillerinin büyük ince film yüzeylerini, kolayca ve uygun maliyetli bir şekilde kaplamasını sağlar.

Bahsedilen tüm yöntemler, geleneksel yarı iletken hücrelere kıyasla düşük enerji ve sıcaklık taleplerine sahiptir ve bu sayede maliyetleri azaltmaktadır [30].

Organik güneş hücrelerinin günümüzdeki en büyük dezavantajı, verimlilik değerleri olarak görülmektedir. Şekil 2.12'de de görüldüğü gibi, yaklaşık son altı senedir verimlilik seviyelerinde belirgin bir artış olmamakla birlikte, %11-12 seviyelerinde değerlere sahiplerdir. Diğer dezavantajları ise, konvansiyonel güneş pillerine kıyasla daha yüksek fiyatlı olmaları (henüz büyük çaplı seri üretimleri olmamasından dolayı) ve ömürlerinin daha kısa olmasıdır. Ancak bunlar üzerinde de çalışmalar devam etmekle birlikte, önümüzdeki süreçte çözülebilecek sorunlar olarak görülmektedir.

Mevcut durum, organik güneş hücrelerinin, enerji dönüşüm alanındaki silikon hücrelerin yerini tutamayacağını göstermektedir. Ancak günümüz için bu hücreler dizüstü bilgisayarlar, telefonlar, giysiler, cep telefonları ve MP3 çalarlar gibi küçük taşınabilir cihazlara güç sağlamak amacıyla, belirli uygulamalara yönelik daha uygun olarak gözükmektedir.

2.3.2 İnverter çeşitleri

Inverterler güneş paneli ile beraber sistemin kalbini oluşturup, panellerin ürettiği DC akımı AC akıma çeviren ekipmanlardır. Bu işlemi yaparken, fotovoltaik sistemin şebeke ile uyumlu bir şekilde çalışması çok önemlidir. Ana kontrol merkezi işlevi gören inverterler, DC kısımda akım ile voltajı takip ederken, AC kısımda da şebeke voltajını, frekansını ve verilen AC akımı takip ederek, optimum çalışma için kullanılmaktadırlar.

Inverterler kullanım tiplerine göre bazı çeşitlere ayrılmıştır. Öncelikle, inverterleri şebeke bağlantısı olup olmama özelliğine göre değerlerdirmek gerekmektedir. Şebekeden ayrık sistemlerde kullanılan inverterler de amaç, depolanmış DC akımı AC akıma çevirmek olduğundan akü çıkışları da mevcuttur. Şebeke bağlantılı inverterler ise, üretilen enerjiyi anında tüketmek üzerine kurulu inverterler olduğundan, çoğunlukla depolama amacı gütmezler. Ancak son zamanlarda ki gelişmeler neticesinde, önümüzdeki yıllarda şebeke bağlantılı inverterlerin de depolamaya uygun üretileceği söylenebilir.

Şebeke bağlantılı inverter çeşitleri şunlardır; mikro inverterler, dizi inverterler ve merkezi inverterler.

2.3.2.1 Mikro inverter

Mikro inverterler, diğer iki tip inverter çeşidine göre en az tercih edilen inverterlerdendir. Çoğunlukla, küçük ev tipi projelerde maksimum verim almak amacıyla kullanılmaktadır. Her bir veya iki panel için bir adet inverter kullanılır ve güç çıkışları da genellikle 200 ile 400W arasında değişmektedir. Bu inverter çeşidinin en büyük artısı gölgelenme veya panelden kaynaklı bir problem durumunda tek bir panelin üretiminin düşmesi diğer panellerin verimini etkilememektedir. Sistemde panel çıkışları minimum DC kablolama ile direkt olarak invertere bağlandığından kablolama yoğunluklu olarak AC kısımda yapılmaktadır. Dizi inverterlere göre %5 ile %25 arasında verim kazancı sağlamaktadır. Ancak maliyetleri yüksek olduğundan piyasada en az tercih edilen inverter çeşidi olarak karşımıza çıkmaktadır [31]. Şekil 2.13'de mikro inverterlerin bağlantı şemasını gösteren bir uygulama örneği mevcuttur.

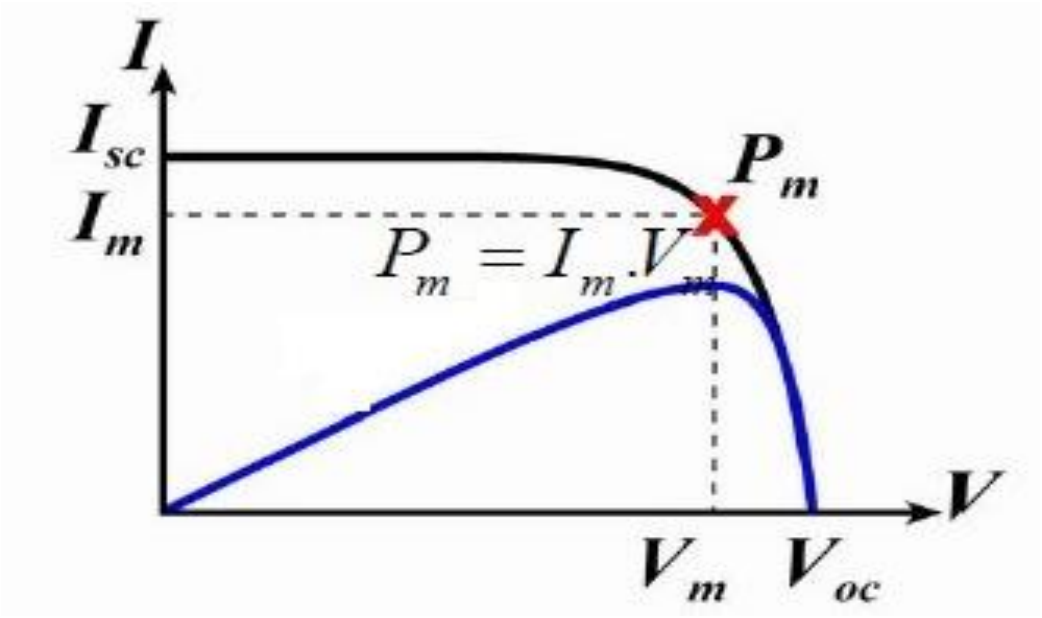


Şekil 2.13 : Mikro inverterlerin bağlantı şeması.

2.3.2.2 Dizi inverter

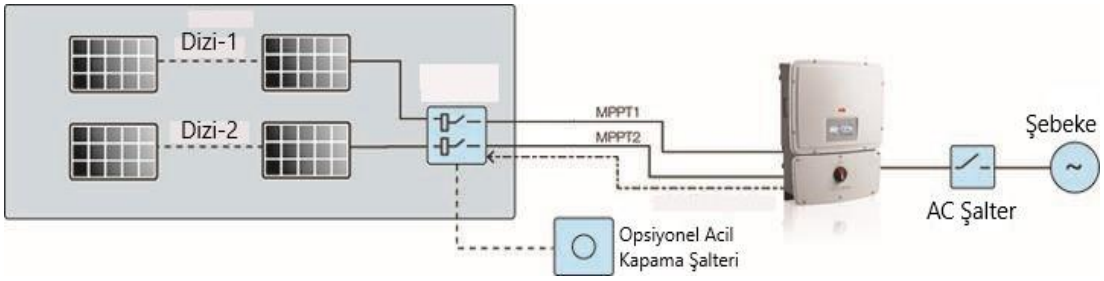
Dizi inverterler, DC giriş gerilimlerinin izin verdiği voltaj seviyelerine kadar panellerin seri olarak bağlandığı ve seri olarak birbirine bağlanmış bu dizilerin direkt olarak invertere bağlantısının yapıldığı inverter çeşididir. Seri şekilde bağlanan paneller, dizilerinin en başındaki ve sonundaki panelden, solar kablolar yardımıyla DC olarak dizi invertere taşınır. Günümüzde piyasada kullanılan dizi inverterler, 1kW'tan başlayıp 60kW'a kadar çıkmaktadır. Bu inverterlerin trafolu ve trafosuz olmak üzere iki çeşidi mevcuttur. Ancak verimliliğin daha yüksek olması, ayrıca daha hafif ve az yer kaplaması sebebiyle piyasada trafosuz inverterler çok daha fazla tercih edilmektedir.

Dizi inverterlerin tercih edilmesindeki en önemli sebeplerden birisi MPPT (Maksimum Güç İzleme Noktası) özelliğidir. Gün içerisinde güneşin geliş açısı, gölgelenme veya panel bazlı problemler nedeniyle elde edilen enerji sürekli dalgalanmalar gösterir. Enerjinin, yüke bu şekilde sürekli değişken bir halde verilmemesi gerekir. Bu değişkenliği önlemek adına enerjinin evirilip düzenli ve verimli bir hale getirilmesi önemlidir. MPPT'nin görevi tam da bu esnada başlar. Farklı zaman aralıklarında alınan voltaj ve akım değerlerinin çarpımını maksimum düzeyde tutarak çıkış gücünü en üst düzeye çıkarmaya çalışmaktadır. Şekil 2.14'de inverterlerin MPPT grafiği mevcuttur.



Şekil 2.14 : MPPT I-V grafiği.

Dizi inverterlerin en önemli özelliklerinden birisi de, içlerinde birden fazla MPPT barındırmalarıdır. Bu sayede, herhangi bir sebepten ötürü olumsuz etkilenen bir dizinin, farklı MPPT bağlantıları sayesinde diğer dizilerin etkilenmesi önlenebilmektedir. Eğer ki, kurulacak olan arazide farklı oryantasyon ve panel açıları mevcut ise veya gölgelenme yaratabilecek unsurlar var ise, birden fazla MPPT'si olan bir dizi inverter o santralin verimliliğini maksimum seviyede tutmak için en ideal seçimdir. Böylelikle, projelendirme yapılırken aynı oryantasyonda olanlar veya aynı panel açısına sahip olanlar tek bir grupta toplanıp farklı açı ve oryantasyona sahip panellerden ayrı tutulabilir. Bu şekilde, her koşul kendi içerisinde maksimum güç noktasına ulaşarak, totalde en çok verim alınabilecek sistem kurulmuş olur. Şekil 2.15'de dizi inverterlerin bağlantı şeması örneği verilmiştir.

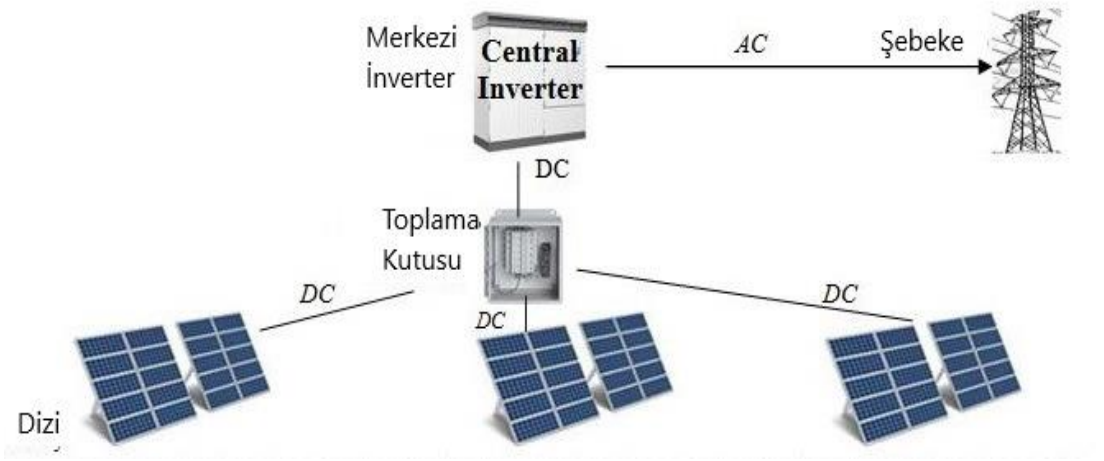


Şekil 2.15 : Dizi inverter bağlantı şeması.

2.3.2.3 Merkezi inverter

Merkezi inverterler, özellikle büyük ölçekli saha projeleri veya büyük endüstriyel tesis uygulamalarında kullanılan, üretimin minimum noktadan yönetildiği santrallerdir. Bu inverterler, dizi inverterin aksine panellerden gelen DC bağlantıların, öncelikle bir toplama kutusunda birleştirildikten sonra yine DC olarak daha büyük kesitte kablolar vasıtasıyla invertere bağlantının yapıldığı sistemlerdir. Toplama kutularından invertere gelen bağlantılar, inverter içerisinde paralel olarak birleştirilir. 100kW'dan başlayıp 2,2MW'a kadar yükselen çeşitleri mevcuttur. Merkezi inverterlerin en büyük dezavantajlarından birisi, dizi inverterler gibi küçük güçlere bağlı MPPT'nin olmamasıdır.

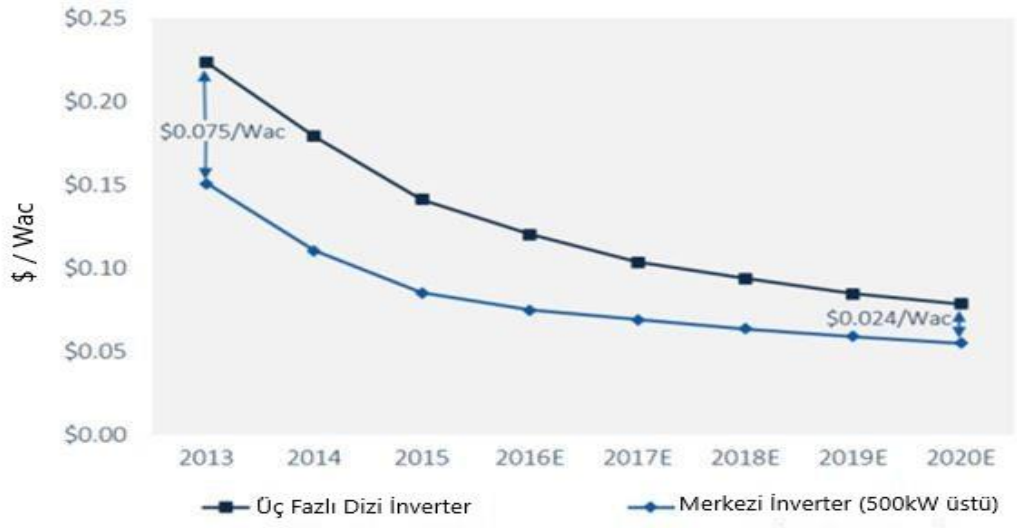
Örneğin; 30kW'lık bir dizi inverterde iki adet MPPT bulunduruyor ise, her bir 15kW için bir MPPT görev yaparken, 1MW'lık bir dizi inverterde 315kW'lık üç adet modül bulunup her bir 315kW için bir MPPT görev yapmaktadır [32]. Bu, özellikle kendi içinde uyumsuzluğu çok olan sahalarda üretimi önemli oranda düşürebilmektedir. Şekil 2.16'da dizi inverterlerin bağlantı şeması örneği verilmiştir.



Şekil 2.16 : Merkezi inverter bağlantı şeması.

Merkezi inverterlerin en büyük artılarının başında, fiyat açısından avantajlı olmaları gelmektedir. Ayrıca verimliliğinin de yüksek olması, yatırımcıları merkezi invertere yöneltme anlamında etkileyen unsurlardan birisidir. Ancak bir süredir dizi inverterde yaşanan gelişmeler, ilerde büyük ölçekli santrallerde de, dizi inverter yoğunluğunun artabileceğinin göstergesi durumundadır.

Şekil 2.17'de de görüldüğü üzere merkezi invertere kıyasla, dizi inverter fiyatlarında yaşanan hızlı düşüş, bu eğilimin en önemli sebebi olarak gösterilebilir.



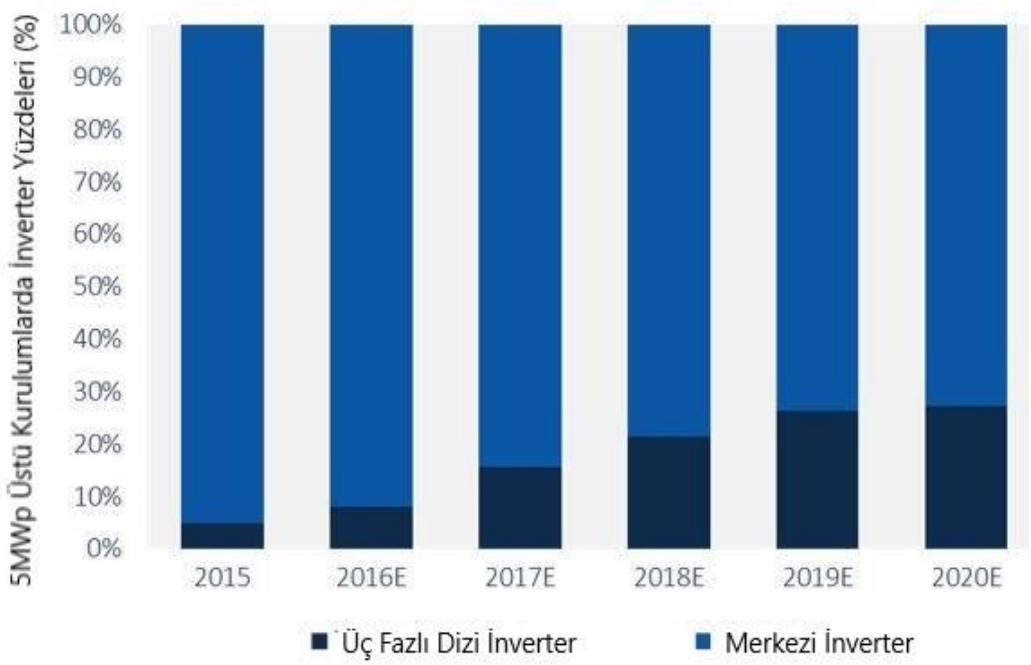
Şekil 2.17 : Merkezi-dizi inverter maliyet grafiği (2013-2020).

Inverter seçimi konusunda bir diğer dikkat edilmesi gereken kriter ise, bakım onarım sürecidir. Bu süreci inverter tipi açısından analiz edecek olursak, herhangi bir arıza durumunda merkezi inverterlerin dezavantajlı olduğunu görülmektedir. Çünkü merkezi bir invertere, dizi invertere kıyasla çok daha fazla panel bağlı olduğu için inverterin devreden çıkması durumunda, sistem enerji üretimi açısından çok daha olumsuz etkilenecektir. MW bazındaki büyük ölçekli projelerin 1 saatlik üretiminin dahi çok kritik olduğu düşünülürse, bunu teknoloji seçiminde dikkat edilmesi gereken bir husus olarak değerlendirmek gerekmektedir.

Sistemin kontrol ve müdahele sürecinde ise, merkezi inverterin daha avantajlı olduğunu söylemek mümkündür. Yine 1MW'lık bir tesisi ele alırsak; tek bir merkezi inverterin izleme ve müdahelesi, yaklaşık 16 adet 60kW'lık dizi inverterlerden oluşan bir sistemin kontrolünden daha kolay olacağı aşikardır.

Merkezi inverterler, kurulum esnasında da yatırımcıya kolaylık sağlamaktadır. DC kablolama daha fazla yapılmasına rağmen, toplama kutularında dizi invertere kıyasla

çok daha büyük güçler toplandığı için, kablolama açısından da daha hızlı ve düşük maliyet ile kurulum yapma imkanı tanımaktadır. Merkezi ve dizi inverterlerin tüm bu olumlu ve olumsuz özellikleri düşünüldüğünde, iki teknoloji arasında karar vermeden önce, arazi şartlarının göz önüne alınması gerekmektedir. Daha sonra proje için bir öncelik sırası yapıp, hangi teknolojinin proje için ideal olduğunu belirlemek önemlidir. Aşağıdaki şekilde Amerika'da son yıllarda kurulan ve gelecekte kurulması planlanan 5MW ve üstü projelerde kullanılan dizi inverter ve merkezi inverter kıyaslaması verilmiştir. 2015 yılında çok düşük seviyelerde olan dizi inverter payı, fiyatların birbirine yaklaşması ve dizi inverterlerin daha büyük güçlerde üretilerek (kullanılan fazla malzeme ve fazla işçilik dezavantajlarını azaltarak), bu alandaki payını yükseltmiştir ve gelecek yıllarda daha da yükseltmesi beklenmektedir. Şekil 2.18'de Amerika'da yaşanan ve yaşanması beklenen merkezi ve dizi inverter pay değişiklikleri mevcuttur.



Şekil 2.18 : Amerika 5MW üstü santrallerin merkezi-dizi inverter payları([33].

2.3.3 Sistemi koruyan elektriksel ekipmanlar

Fotovoltaik sistem yatırımları uzun süreli yatırımlar olup, sistemin uzun vadede düzenli ve güvenli çalışabilmesi adına kullanılması gereken koruma ekipmanları mevcuttur. Bu ekipmanlar, sistem içerisindeki teçhizatı koruyup can güvenliğini sağlamaktadır. Koruma ekipmanlarının seçiminde sistemin DC ve AC devreleri ayrı düşünülmelidir.

2.3.3.1 Sigortalar

DC sigortalar, panellerden sonra kullanılarak herhangi bir hata durumunda dizileri korumak adına bulundurulmaktadır. Dizelerin hem pozitif hem de negatif kısımlarında kullanılmaktadırlar. Bu tip sigortalar sadece tek bir hata akımına karşı koruma sağlamaktadır.

Günümüzde daha sıklıkla kullanılan sigortalar ise, DC otomatik sigortalardır. Bu sigortalar hem birden fazla hata için kullanılabilmesi hem de herhangi bir bakım esnasında kapatıp açılabilme özelliği sayesinde konvansiyonel tiplerine göre daha avantajlıdır. İnverterlerin maksimum DC voltaj seviyeleri çoğunlukla 1000V DC'dir. Bu yüzden sigorta seçiminde bu seviyeye dikkat etmek gerekmektedir. Hızla gelişen teknoloji ile birlikte artık yeni inverterler 1500V DC seviyesine de çıkmaktadır. Bundan dolayı dizi voltajları da yükseleceğinden, sigorta seçiminde bu özellikler göz önünde bulundurulmalıdır.

AC kısımda ise aşırı yük ve kısa devre akımlarını önlemek amacıyla AC otomatik sigortalar kullanılmaktadır. Inverterler şebeke voltajını görmediği zamanlar çalışmayacağı için, bu sigortalar AC korumanın yanı sıra inverterin açılıp kapatılmasına da yarar sağlamaktadır. Yine DC otomatik sigortalar gibi birden fazla açma kapama yapmaya uygun ekipmanlardır.

AC bıçaklı tip sigortalar ise, genellikle dizi inverter ile oluşturulmuş sistemlerde inverter çıkışlarının birleştiği AC panolarda kullanılmaktadır. Bu tip sigortaların otomatik sigortalardan farkı, çok daha büyük akımların olduğu yerlerde de işlev görmeleridir. Kısa devre akımlarını önlemekte kullanılan bu ekipmanlar anahtarlı ayırıcılar ile birlikte kullanılmaktadır. Dezavantajı ise, tek kullanımlık olmalarıdır.

2.3.3.2 Artık akım anahtarları

Bu tip anahtarlar oluşabilecek kaçak akım ve yangın riskine karşı önlem amacıyla sisteme ilave edilmektedirler. Görevleri faz ile nötr arasındaki akımı karşılaştırmaktır. Bu ikisi arasında fark olması, devrede kaçak akımın varlığını göstermektedir. Artık akım anahtarları oluşan bu farkın önceden belirlenen seviyeye gelmesi durumunda, devreyi açarak koruma sağlamaktadır. AC tarafta kullanılan bu ekipmanların fotovoltaik sistemler için geliştirilmiş modelleri olup, hem tek fazlı hem de üç fazlı devrelerde yararlanılabilmektedir.

Cihazın çalışma prensibi ise basittir: İçerisinde bulunan toroid ölçüm transformatörü, içerisinden geçen faz ve nötr akımlarını denetler, bir dengesizlik durumunda manyetik akı oluşur ve bu akı sargı üzerinde akım oluşturur. Artık akım anahtarı içerisindeki elektromanyetik bobin bu akım sayesinde harekete geçer ve kontakları açar. Bu şekilde iletkenleri şebekeden ayırmış olur [34].

2.3.3.3 Parafudrlar

Fotovoltaik sistemleri oluşturan ekipmanlar yıldırım gibi doğa olaylarından etkilenebilmektedir. Yüksek gerilim dalgalanmalarına neden olan bu yıldırımlardan korunmak adına, parafudrlar büyük önem taşımaktadır.

DC parafudrlar kullanılarak yüksek gerilim kaynaklı dalgalanmaların invertere zarar vermeden önlenmesi amaçlanmaktadır. Yine aynı şekilde AC devrelerde de bu dalgalanmalardan korunmak adına AC parafudrlar kullanılmaktadır. Parafudrların aktif olarak görev aldığının gözle veya uzaktan sinyal veren izleme cihazlarıyla denetlenmesi, kritik öneme sahiptir.

2.3.3.4 Şebeke besleme izleme rölesi

Üç fazlı sistemlerde kullanılan bir röle çeşididir. Şebekenin durumu bu röleler tarafından sürekli takip edilmektedir. Şebekeden kaynaklanan aşırı ve düşük gerilim değerlerini algılamaktadır. Sınır değerler, yönetmeliklerde belirtilen şekilde ve bölgenin dağıtım şirketinin kontrolünde röleye girilir ve röle bu değerlerin sınır değerlerin dışına çıkması halinde sistemi şebekeden ayırır.

Gerilim değerleri dışında şebeke frekans aralıkları da röle tarafından takip edilmektedir. Sapma sınırlarının üstüne çıkması düzenli çalışmaya engel olacağından frekans aralıklarının takibi de kritik öneme sahiptir. Bunun yanı sıra vektör kayması veya hata takibi konularında da, şebeke besleme rölesinden yardım almak mümkündür.

2.4 Sistemi Verimini Etkileyen Parametreler

Fotovoltaik enerji tesisleri minimum 30-40 yıl enerji üretimi yapılacağı tahmin edilen ve yeni teknolojilerle bunun daha da artırılacağı öngörülen tesislerdir. Bu yüzden uzun yıllar işlevini devam ettirecek olan bu santrallerin verimini etkileyecek olan etmenlere çok dikkat etmek gerekmektedir. Kısa vadede düşük enerji kayıpları olarak görülen

parametreler, uzun vadede ciddi kayıplara sebebiyet vermektedir. Bu kayıpları minimuma indirmek adına, hem proje dizaynı esnasında hem de kurulum sonrasında dikkat edilmesi gereken hususlar vardır.

2.4.1 Meteorolojik etmenler

Fotovoltaik sistemler güneşi seven enerji kaynakları olmasına rağmen, güneşten veya nemden kaynaklanan fazla ısı, bu sistemlerin verimini olumsuz yönde etkilemektedir. Panellerin teknik veri dokümanlarında verilen bilgiler, ideal çalışma şartları sağlandığında görülebilecek değerlerdir. Bu koşullar, standart test koşulları olarak geçen 1000W/m² ışınım ile 25°C sıcaklıktır. Sıcaklığın verilen bu standart değerin üstüne çıkması durumunda üretim azalırken, altına düşmesi durumunda artmaktadır. Günümüzde sık kullanılan bir panel çeşidini örnek vermek gerekirse;

Çizelge 2.3 : 270Wp solar panel teknik veri dokümanı [35].

TEKNİK ÖZELLİKLER										
Modül tipi	JKM255P		JKM260P		JKM265P		JKM270P		JKM275P	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maksimum Güç (Pmaks)	255Wp	189Wp	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp	270Wp	200Wp	275Wp	204Wp
Maksimum Güç Voltajı (Vmp)	30,8V	28,5V	31,1V	28,7V	31,4V	29,0V	31,7V	29,4V	32,0V	29,8V
Maksimum Güç Akımı (Imp)	8,28A	6,63A	8,37A	6,71A	8,44A	6,78A	8,52A	6,80A	8,61A	6,85A
Açık Devre Voltajı (Voc)	38,0V	35,2V	38,1V	35,2V	38,6V	35,3V	38,8V	35,4V	39,1V	35,4V
Kısa Devre Akımı (Isc)	8,92A	7,26A	8,98A	7,31A	9,03A	7,36A	9,09A	7,38A	9,15A	7,44A
Panel Verimi (%)	15,58%		15,89%		16,19%		16,50%		16,80%	
Çalışma Sıcaklığı (°C)	-40°C~+85°C									
Maksimum Sistem Voltajı	1000VDC (IEC)									
Maksimum Seri Sigorta Akımı	15A									
Güç Toleransı	0~+%3									
Pmaks Sıcaklık Katsayısı	-%0,40/°C									
Pmaks Sıcaklık Katsayısı	-%0,30/°C									
Isc Sıcaklık Katsayısı	%0,06/°C									
Nominal Çalışma Hücre Sıcaklığı (NOCT)	45±2°C									

Çizelge 2.3'de verilen 270Wp'lik polikristal paneli örnek aldığımızda güç sıcaklık katsayının -0,40%/°C olduğu görülmektedir. Buna göre hava sıcaklığının 45°C olduğu bir durumda, panelin maksimum çıkış gücünü hesaplayacak olursak;

$$P_m^T = P_m^{STC} \times (1 + ((T - 25) \times \alpha \quad (2.1)$$

$$P_m^T \div A \quad (2.2)$$

$$\frac{P_m^T}{(1000W/m^2 \times A) \times 100} \quad (2.3)$$

(2.1) formülünden 248,4W olarak bulunur.

45°C'deki güç yoğunluğu, A panelin kapladığı alan olmak üzere (2.2) formülünden 152W/m² olarak hesaplanılmaktadır. (Panel alanı=1,64m²)

45°C'deki verimi ise (2.3) denkleminden %15,2'e düşmüş olmaktadır.

Yukarıdaki örnekte de görüldüğü üzere, standart koşullarda %16,5 olan modül verimliliği 45°C'de %15,2'ye gerileyip güç olarak da 248,4W değerine düşmüştür, yani yaklaşık %8'lik bir kayıp söz konusudur. Panel sıcaklıklarının özellikle sıcaklığın yüksek olduğu zamanlarda ortam sıcaklığının 15-20°C üstünde seyrettiği düşünüldüğünde, sıcaklıklardan kaynaklı modül verim kayıpları %15'lere kadar çıkabilmektedir.

Ayrıca karlı havalar da, sistemi olumsuz etkileyen durumlardan birisidir. Uzun süreli yağışlar neticesinde panel yüzeyleri karla kaplanabilir ve panellerin gün ışığı almasına engel olabilir. Bu süreçte haliyle üretim olmayacaktır. Ancak, paneller belirli açılarla yerleştirildiğinden ve panel yüzeylerinin sıcaklıkları ortam sıcaklıklarından yüksek olduğundan, panelin yüzeyinin kar birikintisinden kurtulması hızlı gerçekleşecektir.

2.4.2 Dizayn

Sistemin verimini etkileyen en önemli kısım dizayn kısmıdır. Doğru bir şekilde analiz yapılarak projelendirilen tesislerde, verimi maksimum düzeyde tutmak mümkündür. Bu aşamada kurulacak olan yerin şartları, seçilecek olan ekipmanların projeye olan uyumluluğu kritik öneme sahiptir.

En önemli kriterlerden birisi ekipman seçimidir. Bu seçimlerin başında da, sistemin kalbini oluşturan panel ve inverter gelmektedir. Öncelikle panel seçimini inceleyecek

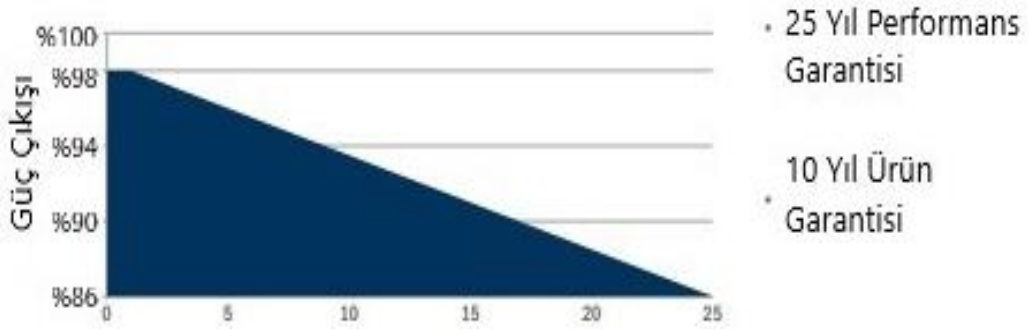
olursak, hem teknoloji hem de marka olarak invertere göre çok daha geniş bir opsiyon seçeneğine sahip olduğumuzu söyleyebiliriz.

Sistem verimini optimum düzeyde tutmak adına panel seçimi çok önemlidir. Öncelikle, daha önceden bahsedildiği gibi sistem verimini en çok düşüren etmenlerden birisi sıcaklıktır. Bu yüzden kurulum yapılacak yerin sıcaklık değerlerini baz alarak panel teknolojisine karar vermek gerekmektedir. Yeterli alanı olan bir projeden söz ettiğimizi varsayarak, şu anda piyasada en çok kullanılan üç teknolojiyi karşılaştırdığımızda ince film teknolojisinin sıcaklık katsayısının en düşük olduğunu ve bu sebepten dolayı sıcaklık artışından en az etkilendiğini söylemek mümkündür. Bu yüzden özellikle sıcak iklime sahip olan aynı güçteki projelerde, en fazla üretim ince film teknolojisinde meydana gelir. Bir diğer kıstas olan bulutlu gün sayısı da panel seçiminde göz önüne alınması gereken bir husustur. Yine ince film teknolojisi gün ışığının az olduğu bulutlu günlerde de daha verimli bir üretim sağlamaktadır.

Gelişen teknoloji ile beraber panel verimleri de hızlı bir şekilde artmaktadır. Santral sınırları içerisinde maksimum kapasiteye ulaşmak ve maksimum üretimi sağlamak adına yüksek teknolojili ve verimli panellere yönelmek gerekmektedir. Bu çerçevede de, yine piyasada kullanılan teknolojiler kıyaslandığında, monokristal panellerin lider olduğunu söylemek mümkündür. Bu sebeple, monokristal panellerle kurulan santraller diğer teknolojilere göre aynı alanda daha fazla güç kapasitesine ulaşma imkanına sahiptir. Ayrıca, inverter seçimi yapılmadan önce de verimlilik değerlerinin kontrol edilip üretim kaybını en az yaşatacak modeller tercih edilmelidir. Çoğunlukla inverter verimlilikleri %98-99 arasında değişiklik göstermektedir.

Panellerin uzun yıllar ilk yıldaki performans değerine yakın bir şekilde üretim yapması bir diğer kritik noktadır. Panel üretim firmaları teknik veri dokümanlarında 25 yıl boyunca maksimum güç üretiminde yaşanacak olan performans düşüşlerinin grafiklerini de sunmaktadırlar. Bu verilere tesisin uzun yıllar verimli çalışması açısından dikkat edilmelidir. Piyasadaki çoğu firma benzer veriler sunmasına rağmen yeni teknolojilerle beraber normalde 25 yıl sonrasında %80 verimde çalışma garantisi yerini daha pozitif senaryolar sunan teknolojilere bırakmaktadır.

Buna bir örnek olarak, Şekil 2.19'da yeni teknoloji bir ince film modulün, yıllık çıkış gücü kaybının grafiği mevcuttur. Görüldüğü üzere, panelin 25 yıl sonunda %86 verimlilik ile çalışabileceği taahhüt edilmektedir.



Şekil 2.19 : İnce film panel yıllık çıkış gücü kaybı [36].

Paneller üretim aşamasında aynı güç etiketine sahip olsa dahi, kullanılan ham maddelerden kaynaklı güç çıkışlarında küçük farklılıklar oluşabilmektedir. Bu farklılıklar üretici firmalar tarafından teknik veri dokümanlarında güç toleransı olarak verilmektedir. Örneğin, 270Wp maksimum güç çıkışı olan bir panelin dokümanında ±%5 güç toleransı yazıyor ise bu o panelin 256,5Wp ile 283,5Wp arasında maksimum güç çıkışı sağlayabileceğini göstermektedir. Bu tolerans aralığının yüksek olması iki açıdan sistem için zararlı olabilmektedir. Birincisi, toleransın eksi yönde olması maksimum güç çıkışını azaltacağından sistem verimi düşürecektir. İkincisi ise, panel uyumsuzluğundan (mismatch) kaynaklanan, aynı dizi içerisindeki bir panelin normal güç değerinden düşük çıkış vermesi sebebiyle, tüm dizinin olumsuz etkilenmesidir. Bu sebeple yeni teknoloji panel firmaları artık negatif güç toleransı 0W olan paneller üretmektedir. Dizi hesapları yapılırken bu özelliğe çok dikkat edilmesi gerekmektedir.

Projelendirme yapılırken modül çizimlerinin gölgelenmeden en az etkilenecek şekilde yapılması gerekmektedir. Unutmamak gerekir ki, güneşin geliş açısı yıl içerisinde sürekli değişiklik göstermektedir. 21 Aralık'ta gölgelenme boyları en uzun seviyeye ulaşmaktadır. İşte bu sebeple, güneşin yeryüzüne en düşük açı ile geldiği tarih olan 21 Aralık'ın baz alınarak bu hesaplamaların yapılması gerekmektedir. Ayrıca tek bir panelin dahi gölgelenmesi, bütün diziyi etkileyeceğinden uzun vadede ciddi kayıplara sebebiyet verecek olan bu hususa dikkat etmek büyük önem taşımaktadır.

Sistemde en büyük kayıplara ve arızalara neden olabilen bir diğer kısım ise kablolamadır. Kablolama hesaplamalarının doğru bir şekilde yapılmaması, kabloların yanmasına veya yüksek verim kayıplarına neden olabilmektedir. Bu yüzden kesit hesaplarının öncelikle, güvenlik düşünülerek yapılması önem taşımaktadır. Enerjinin verimli taşınması açısından gerilim düşümü de önemli bir parametredir. Gerilim düşümü kablo kesiti ile ters orantılı olarak hareket etmektedir. Hem AC hem de DC

tarafta %1-3 arası gerilim düşümleri Türkiye'de kabul edilebilir değerler olarak tanımlanmaktadır [37].

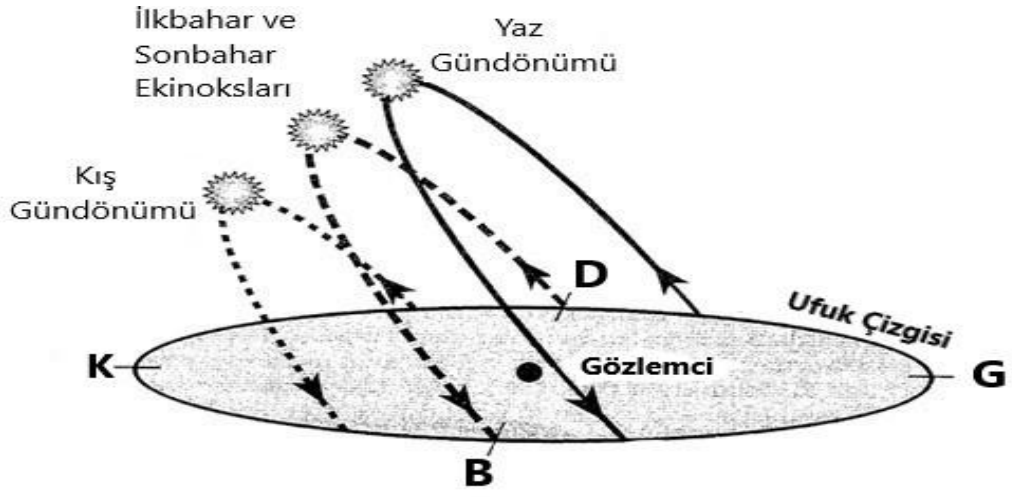
2.4.3 Açı

Santralden maksimum verimi almak için, panelleri gün ışığını maksimum alacak şekilde yerleştirmek gerekmektedir. Güney Yarım Küre'deki santraller için panellerin kuzeye, Kuzey Yarım Küre'dekiler için panellerin güneş ışığının geldiği yön olan

güneye bakması gerekmektedir. Güneşi takip eden sistemler, bu amaçla maksimum üretimi yapmak adına çıkarılmıştır. Bu sistemler geçmişte yatırımcıya fizibıl olarak gelmediğinden çok tercih edilmiyordu. Ancak gelişen teknoloji ve düşen fiyatlar ile beraber gelecekte daha sık göreceğimiz bir sistem olmaya doğru gitmektedir.

Güneş panellerinin optimal açısını belirlemek adına iki önemli kriter vardır. Bunlardan birincisi bölgenin enlemi, ikincisi ise güneşin deklinasyon açısıdır. Deklinasyon açısı güneş ışınlarının ekvator düzlemi ile yaptığı açıya denir. Bu açı 23,5° kuzey enlemi (21 Haziran , yaz gündönümü) ile 23,5° güney enlemi (22 Aralık, kış gündönümü) arasında değişir. Bunun sebebi, dünyanın etrafında döndüğü eksenin, kendi yörünge düzlemine olan 66,5°'lik bir açı ile bağlı olmasıdır. Ekinoks dönemleri olarak bilinen 21 Mart ve 23 Eylül'de ise güneşin deklinasyon açısı sıfır derecedir [20].

Şekil 2.20'de de görüldüğü üzere güneşin dünyaya geliş açısı yazdan kışa doğru ilerlerdikçe düşmektedir. Bu açı öğle vaktinde yazın 73,5°'ye kadar çıkarken , kışın 26,5°'ye kadar inmektedir. Yani arada 47°'lik bir fark oluşmaktadır.



Şekil 2.20 : Mevsimlere göre güneşin dünyaya geliş yörüngeleri.

Yılın herhangi bir günündeki deklinasyonu hesaplamak için formül (2.4)'den yararlanmak gerekmektedir.

$$\delta = 23{,}5° \times \sin\frac{T}{360{,}25°} \times 360° \quad (2.4)$$

Burada; δ deklinasyon açısı, T 21 Mart'dan itibaren gün sayısını belirtir. Panel ile yatay düzlem arasındaki optimum panel açısı 'β' ise, φ bölgenin enlemi olmak üzere formül (2.5) üzerinden hesaplanmaktadır.

$$\beta = \varphi - \delta \quad (2.5)$$

Örneğin, İzmir için ideal açıyı belirlemek istersek ; yılın dört mevsimini gösteren tarihler olan 21 Mart , 21 Haziran , 23 Eylül ve 22 Aralık günlerini inceleyelim. 21 Mart ve 23 Eylül ekinoks tarihleri olduğundan deklinasyon açıları sıfırdır. 21 Haziran yaz gündönümü olduğundan deklinasyon açısı 23,5° iken 22 Aralık kış gündönümünde bu değer -23,5° olur. Ülkemiz 36°- 42° enlemleri arasında yer almaktadır.

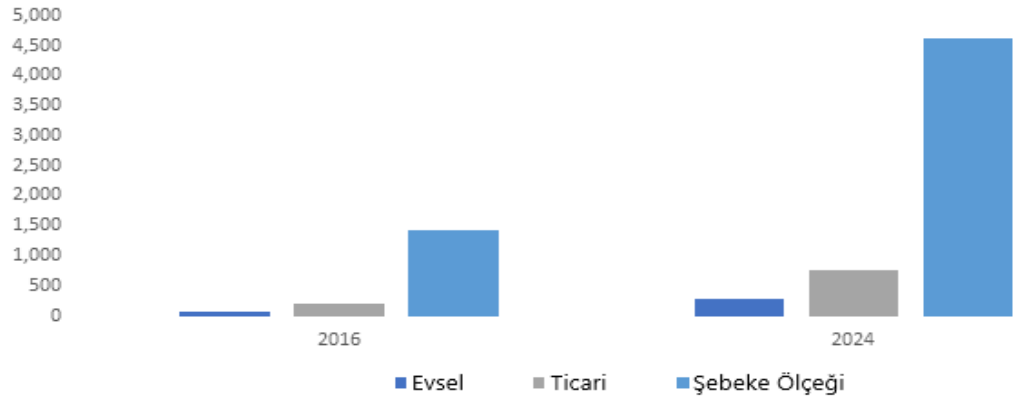
Türkiye için formül (2.5)'den faydalanarak bir değer aralığı bulmamız gerekirse, 21 Haziran için deklinasyon 23,5° olduğundan yaz konumu 12,5° ile 18,5° arasında bulunur. 22 Aralık için deklinasyon 23,5° olduğundan kış konumu ise 59,5° ile 65,5° arasında bulunur. Bahar döneminde ise deklinasyon 0 olduğundan ideal açı enlem değerine eşittir yani 36° ile 42° arasında değişir.

Hesaplamayı Türkiye'de bulunan bir şehir üzerinden örneklendirelim. Örneğin, İzmir 38° enleminde bulunur. Buna göre yine formül (2,5)'den faydalanarak, yaz konumu 14,5°, kış konumu 61,5° ve bahar konumu ise 38° olarak bulunur.

Eğer sabit bir sistem kurulacak ise, araştırmalar Kuzey Yarım Küre'deki güneş enerjisi sistemleri için optimum panel açısını yaklaşık olarak $\varphi \pm 10°$ olduğunu göstermektedir [20].

Fotovoltaik sistemlerde güneş takipli montaj sistemlerinin günümüzdeki payı düşük olsa da, önümüzdeki günlerde artış göstermesi muhtemel gözükmektedir. Özellikle son yıllardaki yükseliş bunun göstergesi durumundadır. GTM'in araştırmasına göre 2017 senesinde, 14,5GW'lık güneş takipli montaj sistemi kurulumu yapılarak bu alanda rekor kırılmıştır. Ayrıca 2016'ya göre %32'lik bir artış eğilimi gerçekleşmiştir [38].

Şekil 2.21'de gösterildiği üzere Kuzey Amerika'daki güneş takip sisemlerinin sekiz senedeki tahmini artış miktarı verilmiştir. Buna göre, sekiz senede yaklaşık üç katına çıkması beklenen sistemin, Amerika genelinde 2024 yılında 12GW'a ulaşması beklenmektedir. Almanya'daki güneş takip sistemlerinin payının ise, 2024 yılında %19 olması öngörülmektedir [39].



Şekil 2.21 : Kuzey Amerika güneş takip montaj sistemlerinin market payı [39].

Bu artışın gerçekleşme sebeplerinden en önemlisi olarak, maliyetlerin düşmesi gösterilebilir. Ayrıca daha küçük motorlarla hareket mekanizmasının gerçekleştirilebileceği tasarımlar yapılarak, hem motorların satın alma maliyeti azaltıldı hem de bakım maliyetleri düşürülmüş oldu. Bir diğer sebep olarak ise, devletler tarafından teşviklerin düşmesi ile yatırımcıların belirli güçlerde daha fazla enerji üretimi arayışına girmiş olmaları gösterilebilir.

Sonuç olarak, hem ilk maliyet hem de bakım maliyeti anlamında sabit sistemlere çok yaklaşmış olan bu sistemlerin, piyasada daha fazla kullanılması fotovoltaik güneş enerjisini daha cazip hale getirecektir. Ancak unutmamak gerekir ki, takip sistemi olan santraller sabit santrallere kıyasla %20 gibi daha fazla alan gerektirmektedir. Bu sebeple, sınırlı bir alanda üretilecek enerji hesabı yapılırken bu bilgi de göz önünde bulundurulmalıdır.

2.4.4 Bakım

Sistemin verimini optimum seviyede tutmada ki en önemli maddelerden birisi de, bakım ve onarım kısmıdır. Her ne kadar fotovoltaik güneş enerjisi sistemleri az bakım gerektiren sistemler olsa da, uzaktan izlemenin düzenli yapılmaması sonucunda, büyük kayıplar verilebilmektedir. Bu sebeple, özellikle büyük santraller için bakım ekiplerinin sistemi sürekli takip edebileceği, herhangi bir arıza veya verim düşümünü

ekiplere bildirebilen, uzaktan izleme sistemlerine ihtiyaçları vardır. Sistemin veriminin azalmasının veya tamamen üretimin durmasının sebebi olan başlıca durumlar vardır.

Şebeke enerjisinin kesilmesi durumunda dağıtım şirketi ile iletişime geçip, o bölgede enerjinin olmadığının bildirilmesi ve hızlı bir şekilde iyileştirmenin yapılması gerektiği bildirilmelidir.

Çeşitli sebeplerden dolayı şebekedeki enerjinin voltajı veya freakansı sınır değerlerin dışında seyredebilir. Böyle durumlarda, fotovoltaik güneş enerjisinin dağıtım hücresi enerji akışını keseceğinden, yine dağıtım şirketi ile görüşüp değerlerin yönetmelik değerlerinin dışında seyrettiği bildirilmelidir.

Inverter hatalarının başında yüksek veya düşük voltaj hataları gelmektedir. Bu durumlarda inverter kendini kapatır ve voltaj istenilen aralığa gelmeden açılmaz. Özellikle, projelendirilmesi doğru yapılmayan inverterlerde sık sık meydana gelebilmektedir. Dizayn yapılırken inverterin maksimum ve minimum çalışma voltajına göre yapılmalı ve bu çalışma yapılırken, bölgenin sıcaklıklığı da göz önüne alınarak sıcaklık kaynaklı voltaj yükselmeleri ve düşmesinin tavan değerleri tespit edilmelidir.

Inverterlerin çalışması sıcaklık kaynaklı da aksayabilmektedir. Çoğunlukla inverterlerin çalışma sıcaklık aralıkları ortam sıcaklık değerinin -25℃ ile +60℃ arasında olduğu değerlerdir. Bu sıcaklıklar birçok iklim şartlarında karşılaşamayacağımız seviyeler olmasına rağmen, inverterin bol güneş alan bir yere konulması durumunda inverter sıcaklığında ciddi yükselmeler ve bundan kaynaklı kendini kapatma eylemleri gerçekleşebilmektedir. Bu sebeple maksimum verim için inverterlerin direk güneş almayacağı veya iç ortamda ise sıcaklığın yüksek olmadığı yerlere koymakta fayda vardır. Ayrıca, konumlandırma yapılırken inverterin nemi yüksek olan ve tozlu ortamlardan uzak tutmak gerekmektedir.

Bir diğer sık karşılaşılan durum ise, inverterlerde gerçekleşen haberleşme hatalarıdır. Bu hatalar inverterin donanımsal veya yazılımsal durumundan kaynaklanabildiği gibi, internet desteği alınan harici modemlerden de kaynaklanabilmektedir. Çoğunlukla harici modemlerden kaynaklanan bu problemlerin, sık yaşanmaması adına güçlü sinyal alıcı-vericiler ile bölgede yeterli haberleşme ağına sahip internet sağlayıcıları tercih edilmelidir. Güneş enerjisi sistemlerinde haberleşmenin kilit nokta olduğu

unutmamak gerekmektedir. Haberleşmenin doğru çalışmadığı bir santralde sistemin verimli çalışıp çalışmadığını belirleme kabiliyeti çok azdır.

Fotovoltaik sistemler de en önemli verim kaybı sebeplerinden birisi de panel bazlı arızalardır. Genellikle büyük tesislerde önemsenmeyen bu durumlar, aslında arızalı panel oranının toplam panel sayısına kıyasla az olmasına rağmen büyük kayıplar doğurmaktadır. Unutmamak gerekir ki, tek bir paneldeki arıza veya gölgelenme, tüm diziyi, oradan da o MPPT modülüne bağlı tüm panelleri etkileyebilmektedir. Bu yüzden, üretim oranı ciddi oranda düşebilmektedir. Bu olumsuzluğu engellenemek adına, panellerin uzaktan izleme programlarından, dizi bazlı olarak takip edilmesi şarttır. Bu şekilde, problem olan dizideki sorun tespit edilerek çözülebilmektedir.

Sistem kurulduktan sonra gölgelenme veya kirlilikten kaynaklanan hot-spot arızaları sık bir şekilde karşılaşılabilen sorunlardan birisidir. Bu sorun hücrenin sıcaklığını aşırı seviyelere çıkarıp, tamamen işlevini yitirmesine sebep olabilmektedir. Bunun sonucunda ise, hücrenin bağlı olduğu panel, sonrasında ise tüm dizi etkilenmektedir. Bu durumdan olumsuz etkilenmemek adına, santralin belirli aralıklarla termal kameralar ile gözlenmesi gerekmektedir.

Bir diğer problem ise delaminasyondur. Bu durumda panelin laminasyonu bozulur ve hücre kısmına hava ile nem girişine sebebiyet verir. Böylelikle, panel içerisinde korozyon oluşur ve verimin düşmesine sebep olur. Aslında bu durum tüm paneller de uzun süreçler içerisinde sıcaklık kaynaklı oluşan, degredasyona sebep olan en önemli faktörlerdendir. Ancak bazı durumlarda, panellerin dizideki diğer panel gruplarına göre daha hızlı delaminosyona uğraması, tüm diziyi etkileyeceğinden panelin değiştirilmesi gerekmektedir. Ayrıca, hücre üzerinde üretim esnasında veya sonrasında oluşan çatlaklar da, üretimin verimliliğini düşürmektedir. Bu tip panellerin de EL testi (elektrolüminesans testi) vasıtasıyla tespit edilip, değiştirilmesi önem arz etmektedir.

Modüllerin yüzeyinde biriken kirlilik ve karlanma neticesinde ışınım seviyesinin düşmesinden kaynaklanan kayıplarda büyük önem taşır. Özellikle yağışın az olduğu bölgelerde, tozlanmadan kaynaklı kayıplar incelendiğinde, değerlerin %15'e kadar çıkabildiği tespit edilmiştir [40]. Bu çok ciddi bir kayıp potansiyelidir. Ancak, tozlanmadan kaynaklı kayıpların bağlı olduğu bazı parametreler vardır. Bunlar; tozun cinsi, son yağmurdan sonra geçen zaman, temizlik programı ve panel açısı olarak

nitelendirilebilir. Açının 15°C'den küçük olması, kurulan alanın normal şartlara göre daha fazla kirlilik potansiyeline sahip olması (endüstriyel fabrika çatıları gibi), bu oranı artırabilmektedir. Bütün bu etmenler göz önüne alındığında, tozlanmadan kaynaklanan verim kayıplarının nadir bir şekilde %4'ün üstüne çıktığı görülmüştür [41]. Ancak belirli programlar dahilinde temizliğin yapılması sistem verimini optimum tutmak için önemlidir.

2.5 Fotovoltaik Sistemlerin Geleceği

2.5.1 Panel teknolojisi

Fotovoltaik sistemler, tarihi yaklaşık altmış beş sene öncesine dayanan, köklü bir geçmişe sahip ve gelecek vadeden bir sektördür. Bu altmış beş sene boyunca, sürekli olarak sistem teknolojisinde iyileştirmeler yapılarak günümüzdeki seviyesine getirilmiştir. Günümüzde bir solar panel almaya karar verirseniz ve piyasada en çok satılan ürünü tercih ettiğinizde bu panel polikristal ve verimliliği yaklaşık %17 olan bir modül olacaktır. Yani aldığınız bu solar panel alınan ışınım değerini %17 verimlilik ile enerjiye çevirecektir. Peki altmış yıl önce Bell Labs tarafından ilki yapılan solar hücrelerin verimlilik seviyelerinin daha fazla yükselme şansı yok mudur? Günümüzde ulaştığımız değerler teknolojinin limit değerleri midir? Bu iki soruya da verilecek cevap hayırdır. Çünkü, yıllardır yapılan ARGE çalışmaları günümüzde çok daha artmış olup, sektörün geleceği açısından ciddi gelişmeler yaşanmaya devam etmektedir. Panel verimliliklerinde de önemli artışlar yaşanmasına rağmen, son yıllara kadar asıl verim artışları hücre seviyesinde gerçekleşmiştir. Ancak son yıllarda bu gelişmeler panel seviyesinde de kendini göstererek, piyasada kullanılabilecek aşamaya getirilmiştir.

Kristalin silikon hücrelerin gelecek on yıl ya da daha fazla süre baskın olması muhtemel olsa da, başka bir güneş pili teknolojisinde hızlı ilerleme kaydedilmiştir: perovskit teknolojisi. Daha önce de belirtildiği gibi perovskit ince film güneş pilleri,on seneden daha kısa bir sürede % 3.8'lik hücre veriminden % 22.7'ye çıkarak, diğer FV teknolojilerinden çok daha hızlı bir şekilde gelişmiştir ve günümüzün önde gelen ince film FV teknolojisi olan kadmiyum tellürden (CdTe) daha yüksek bir verimlilik değerine ulaşmıştır. Operasyonel ve çevresel stres altında perovskitlerin, uzun vadeli istikrarı hala bir soru işareti olsa da, hücre istikrarı iyileştirme çalışmaları son derece umut verici durumdadır. Dünyanın dört bir yanında birçok araştırma laboratuvarı,

ticarileştirmeye yönelik önemli bir adım olan, tek tip, yüksek verimli, geniş alanlı hücre ve modül imalatı üzerinde çalışmaktadır.

Perovskit hücreler, silikon hücrelerden daha düşük nihai maliyet tabanına ulaşma potansiyeline sahiptir. Ayrıca hafif ve esnek modüller ile yeni uygulama alanlarına yönelme imkanı sağlayacaktır. Bu sebeple önümüzdeki yıllarda güneş enerjisinde önemli bir teknoloji olarak adından söz ettirecektir.

Sektördeki umut veren teknolojilerden bir diğeri ise, kuantum nokta güneş pilleridir. Kolloidal kuantum noktalar, elektronik malzemelerdir ve şaşırtıcı derecede küçük boyutlarından (tipik olarak 3-20 nanometre) dolayı büyüleyici optik özelliklere sahiptirler. Ayrıca kuantum noktalara, görülebilir bütün frekanslarda ışıma yaptırabilmek ve dahası kızılötesi ışıma yaptırabilmek kontrol edilebilir bir işlemdir. Bu özelliği ile mühendislik alanında devrim niteliğinde bir materyaldir. NREL araştırmasına göre, 2010 yılında ilk kurşun sülfid kuantum nokta güneş pilleri %2,9'luk bir verime sahipti. O zamandan bu yana yapılan ARGE çalışmaları bu sayıyı, kurşun sülfit için çift haneli rakamlar haline getirdi ve 2017'nin sonunda NREL bu değeri %13,4'e taşımıştır. Bu başarı, bireysel kuantum noktaları arasındaki bağın daha iyi anlaşılması ve kuantum noktasındaki kusurların azaltılması ile gerçekleşmiştir [25]. Perovskitten sonra en hızlı verimlilik artışına sahip olan kuantum nokta teknolojisi de gelecekte adından söz ettirecek gibi gözükmektedir.

Fotovoltaik sistemler büyük çoğunlukla binaların çatılarına veya büyük güneş tarlaları şeklinde arazilere kurulmaktadır. Bu da arazilerin uzun iletim hatları gerektirmesi, büyük alanlar kaplaması veya çatıların panel ağırlığını taşıyacak altyapıda olmaması gibi sorunlar doğurabilmektedir. Bu tip sorunları çözmek adına, Michigan State Universitesi'nde yapılan çalışmalar neticesinde, tamamen saydam güneş pilleri üretildi. Malzeme sadece ultraviyole ve yakın kızıl ötesi dalga boylarını yakalayacak şekilde ayarlandığından, insan vizyonunu mümkün kılan görünür ışığı engellemeyen hücreyi, saydam olarak görme imkanı tanımaktadır. Bu yenilik sayesinde pencereler ve elektronik cihazlar gibi gündelik ürünleri birer güç üreteçlerine çevirme imkanı doğmaktadır [42].

Michigan State Üniversitesi'nden Prof. Lunt ve araştırmacı ekibi, saydam güneş paneli teknolojisinin, ABD genelinde 5–7 milyar metrekarelik cam yüzeylerini kapsayacak şekilde ölçeklendirilebileceğini tahmin etmektedirler ve bu potansiyel ile Amerika'nın

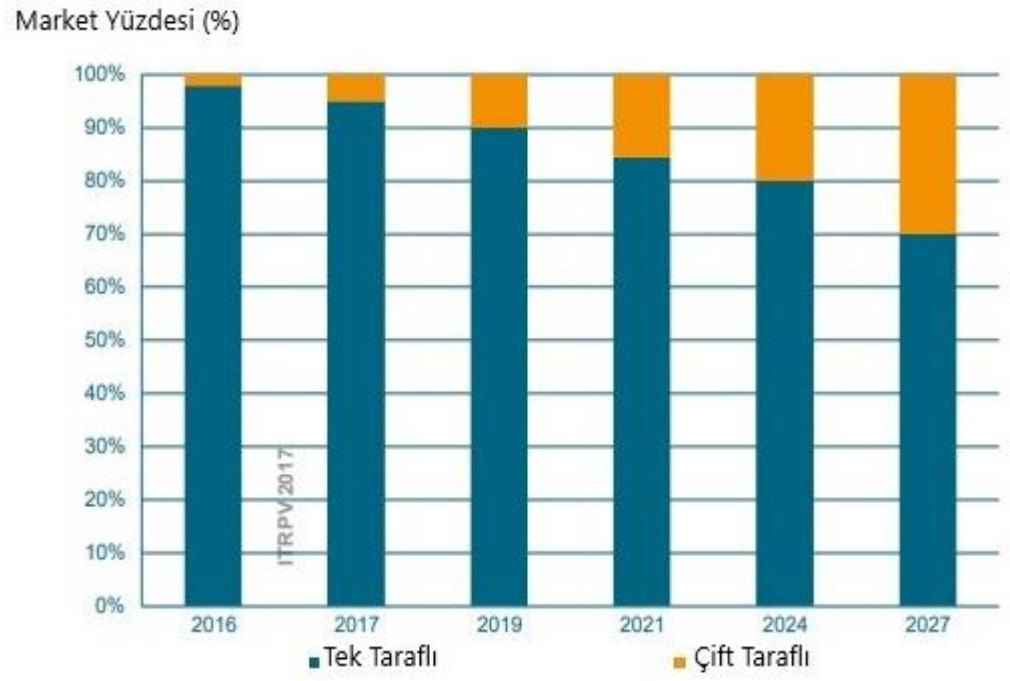
toplam enerjisinin yaklaşık yüzde 40'ı, sadece saydam güneş panelinden karşılanabilir. Halen geliştirme aşamasında olan saydam paneller verimlilik açısından da olumlu bir gelecek vadetmektedir. İstenilen seviyeye getirildikten sonra, bu paneller özellikle gökdelenlerin camlarında ve elektronik cihazların ekranlarında önemli birer üreteç kaynağı olabilme kapasitesine sahiptir. [42].

Günümüzde gelişmekte olan bir diğer teknoloji ise, heterojunction güneş paneli teknolojisidir. Heterojunction güneş pilleri, kristalli silikon tabaka üzerinde biriktirilen ince amorf silikon tabakalardan oluşmaktadır. Bu teknoloji, silikon ve ince film teknolojinin olumlu yönlerini kullanarak, yüksek verimli panel üretmek amaçlı ortaya çıkmıştır. NREL'nin raporuna göre heterojunction güneş panelleri 2017 yılında %26,6'lık verimliliğe ulaşmış olup, bu rekor değere Japon panel üreticisi Kaneka tarafından erişilmiştir [25]. Ayrıca düşük sıcaklık katsayıları (-0,258%/°C) sayesinde özellikle sıcak iklimli bölgelerde çok avantajlı bir ürün haline gelmiştir [43]. ITRPV'nin raporuna göre heterojunction güneş panellerinin (HIT/HJT) sektördeki payının 2024 yılında %10'a, 2027'de ise %27'ye yükselmesi beklenmektedir [44].

Bir diğer heyecan verici yenilik ise yazdırılabilir güneş pilleridir. Yapılan ARGE çalışmaları neticesinde perovskit ham maddeleri, bir tür ''güneş mürekkebi'' oluşturmak için sıvıya karıştırılabildiğinden, basit bir inkjet baskı prosesi kullanarak cam, plastik veya başka materyallere basılabilir hale getirilmiştir. Bu yöntem sayesinde, konvansiyonel fotovoltaik hücrelere kıyasla çok daha kolay üretilebilmenin önü açılmıştır. Yazdırılabilir güneş pilleri, ticari mürekkep püskürtmeli yazıcıların düşük maliyeti de düşünüldüğünde ve atmosferik basınç ile ortam sıcaklığında üretilebildiğinden, üretim maliyetleri çok cazip seviyelere düşmektedir.

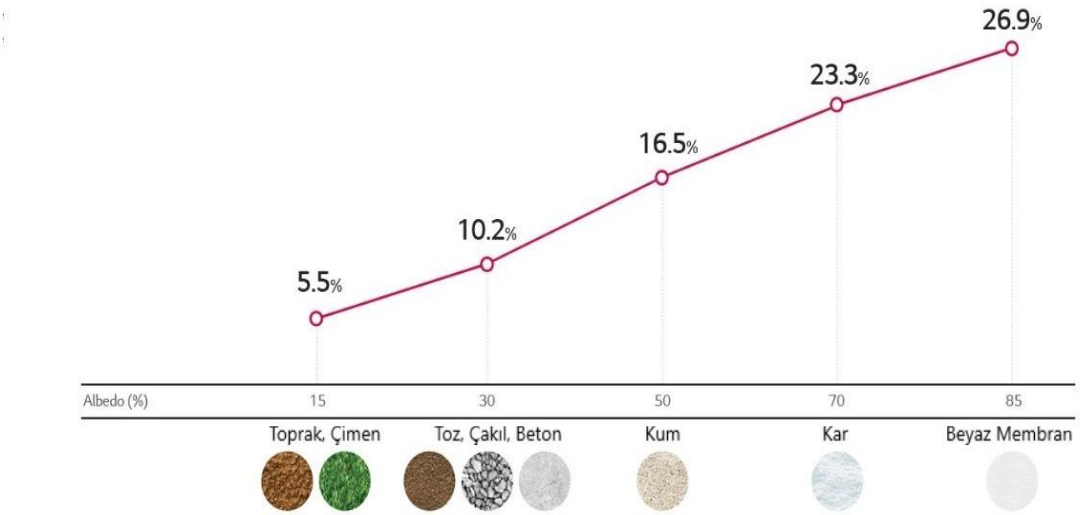
Swiss Federal Institute of Technology Lausanne (EPFL) Üniversitesi'nde yapılan araştırmalarda bilim adamları, 10x10 cm2 boyutlarında endüstriyel ölçekli ve tamamen yazdırılabilir bir güneş hücresi üzerinde çalışma yapmışlardır. Elde edilen güneş pilleri, standart koşullar altında ölçülen performansta sıfır kayıp göstererek, 10.000 saatten daha uzun bir süre boyunca sabit % 11.2 verim ile çalışmıştır. Henüz verimlilikleri ve ömürleri yeterli görünmese de, bu teknolojinin gelecek için heyecanlandıran yüksek potansiyeli düşünüldüğünde, güneş enerjisi teknolojilerini birincil enerji teknolojilerinden biri haline getirebilecek yenilikler arasında düşünmek yanlış olmayacaktır [45]. Silikon hücreler üzerinde yapılan araştırmalara göre, çift taraflı güneş ışığını alabilen paneller gündeme gelmiştir ve önümüzdeki on yıllık süreç

içerisinde Şekil 2.22'deki gibi çift taraflı güneş panellerinde önemli bir artış beklenmektedir. Günümüzde kullanım oranı %5 civarında olan bu teknolojinin, 2027 yılında %30'lara çıkacağı tahmin edilmektedir.



Şekil 2.22 : Çift taraflı (bifacial) güneş hücreleri market payı (2016-2027) [44].

Şekil 2.23'e göre zemin toprak veya çimenlik olduğunda tek taraflı modüllere göre %5,5 olan verim artışı, membran bir zeminde %26,9'a kadar çıkmaktadır.



Şekil 2.23 : Çift taraflı güneş panellerinin yansıma yüzeyine göre verim artışı [46].

Busbarlar, güneş hücresinde üretilen enerjinin toplanıp diyotlara iletilmesini sağlayan iletim telleridir. Genel olarak busbarlar, gümüşle kaplanmış bakırdan yapılmıştır.

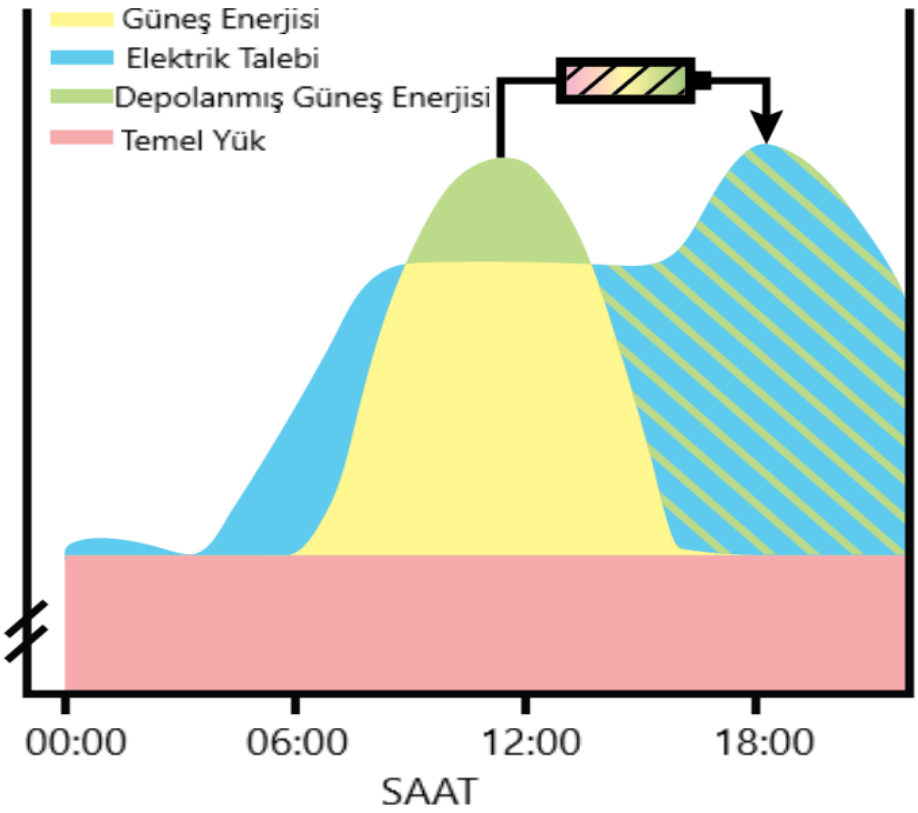
Gümüş kaplama, oksidasyonun azaltılmasının yanı sıra akım iletkenliğini iyileştirmek için gereklidir. Günümüzde kullanılan silikon hücrelerin bir çoğu, iki veya üç busbar içeren yapıda üretilmektedir. Ancak, yapılan araştırmalar bu konuda da bazı iyileştirmeler yapılması gerekliliğini doğurmuştur. İlk senaryo, busbar sayılarının artırılmasıdır. Busbar sayılarının dört veya beşe çıkarılması hücre alanının daralmasına ve gölgelenmenin artmasına neden olsa da, birçok otorite tarafından daha verimli görülmektedir. Bu sayede finger (hücre içerisindeki akımları busbara taşıyan küçük iletkenler) ile busbarlar arasındaki mesafeler azaltılarak, direnç kayıpları düşürülmekte ve mikro çatlakların olumsuz etkileri minimuma indirilmiş olmaktadır. Bir diğer çalışılan yöntem ise barasız hücrelerdir. Bu yöntemde ise birbirleriyle doğrudan elektriksel olarak bağlantılı olan, üst üste gelen güneş pili segmentlerini kullanılmaktadır. Bu sayede maksimum hücre alanı kullanılarak, baradan kaynaklı gölgelenme sıfırlanmış olmaktadır. Bu yöntem ayrıca daha esnek bir dizayn yolu açarken, busbar maliyetinden de kurtulmuş olunmaktadır. ITRPV'nin araştırmasına göre, önümüzdeki on yıllık süreçte en fazla kullanılacak teknolojiler beş busbar (yaklaşık %40 market payı) ve barasız teknoljiler (yaklaşık %40 market payı) olarak görülmektedir [44].

2.5.2 Depolama sistemleri

Depolama aygıtlarının yenilenebilir enerjiyi daha etkin kılmak adına geliştirilmesi çok önemlidir. Günümüzde yenilenebilir enerji fosil yakıtlı enerji santralleri gibi %100 emre amade şekilde çalışmadığından, büyük bir dezavantaja sahiptir. Bu olumsuzluğu ortadan kaldırmak, depolama teknolojisinin ilerlemesine bağlıdır. Bataryaların en büyük problemleri, yüksek maliyet ve döngü sayılarının uzun dönemli işletmelere uyumlu olmamasıdır. Bir yenilenebilir enerji santralinin minimum otuz sene ömrü olduğu düşünülürse, günde 1-2 kere batarya doldurma boşaltma döngüsü ile, otuz senede 10.000-20.000 döngü sayısına sahip bir bataryaya ihtiyacımız olmaktadır. Bu gerekliliği büyük çaplı depolama araçlarında düşük maliyet ile sağlamak, sektörün en zorlu uğraşlarından birisi durumundadır.

Ancak, bu teknolojinin gelişmesi için başta Amerika ve Almanya olmak üzere, birçok ülkede ciddi çalışmalar yapılmaktadır. Bataryaların istenilen seviyeye gelmesi, yenilenebilir enerjinin pazar içerisindeki yerini tamamen değiştirecektir. Bu sayede Şekil 2.24'de görüldüğü gibi, üretilen enerji tüketilen enerjiden fazla olduğu

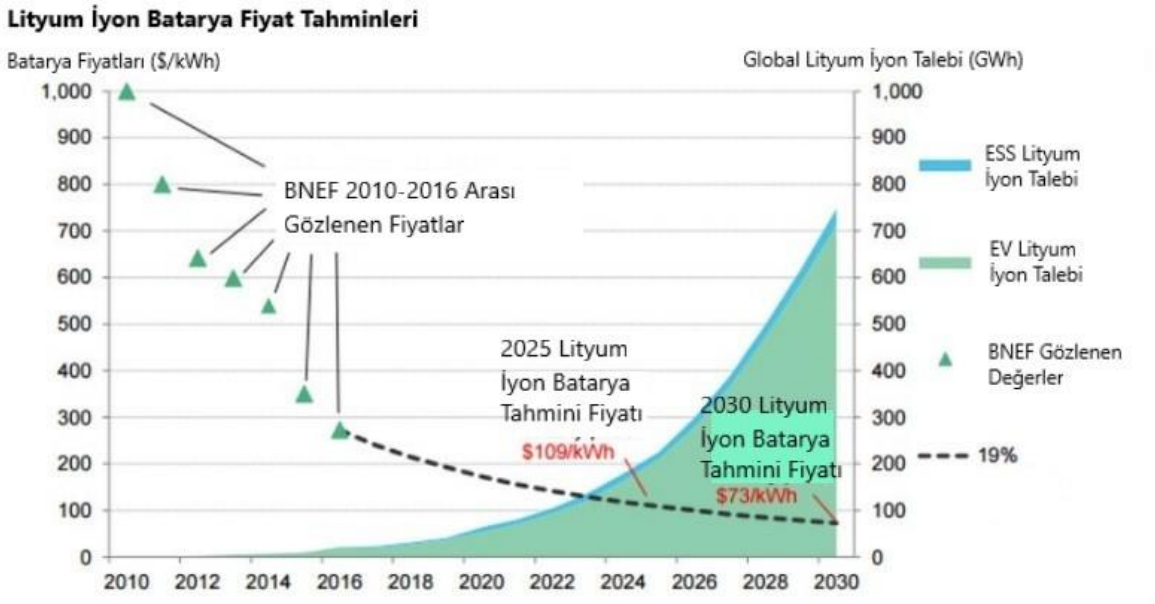
dönemlerde bataryalarda depolanıp, talebin fazla olduğu pik saatlerde kullanılabilmektedir. Bu yenilik ile yenilenebilir enerji daha düzenli bir enerji çeşiti haline gelip, şebekeyle daha uyumlu çalışma imkanı doğuracaktır.



Şekil 2.24 : Depolama sistemlerinin enerji talebine göre sisteme entegresi [46].

Günümüzde depolama teknolojisinin gelişmesinde, lityum iyon bataryalar başrol durumundadır. Zaman içinde bu teknoloji önemli gelişmeler kaydetmesine rağmen, hala alınması gereken çok yol vardır. Lityum iyon batarya ilk olarak 1991 yılında Sony Corporation tarafından pazarlanmıştır ve cep telefonları, dizüstü bilgisayarlar gibi gündelik teknolojilerden, elektrikli araçlara güç sağlamak gibi çok çeşitli uygulamalarda kullanılmaktadır [47].

Özellikle son yıllarda batarya maliyetlerinde çok önemli düşüşler yaşanmıştır. Halen istenilen seviyelerde değil ancak Bloomberg New Energy Finance raporuna göre Şekil 2.25'de de gösterildiği üzere, 2030 yılına kadar lityum iyon batarya fiyatlarında, %70'lik bir düşüş yaşanması beklenmektedir [48]. Tabi ki bu iyileştirmeler, hem enerji depolama sistemleri hem de elekrikli araçlar açısından önemli dönüm noktaları olacaktır.



Şekil 2.25 : Lityum iyon pillerin fiyatları ve tahminleri (2010-2030) [47].

3. FOTOVOLTAİK SİSTEMLERİN KURULUM AŞAMALARI

5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynakları: Rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, biyokütleden elde edilen gaz (çöp gazı dâhil), dalga, akıntı enerjisi ve gel-git ile kanal veya nehir tipi veya rezervuar alanı onbeş kilometrekarenin altında olan hidroelektrik üretim tesisi kurulmasına uygun elektrik enerjisi üretim kaynakları olarak ifade edilmektedir [49].

Elektrik piyasası kanununa göre elektrik üretim şekilleri ikiye ayrılmaktadır. Bunlardan birincisi lisanslı, ikincisi ise lisanssız elektrik üretim santralleridir.

3.1 Lisanslı Santraller

Ürettiği elektriği serbest piyasada satabilme yetkinliği olan santraller, lisanslı santraller olarak adlandırılır. Lisanslı santrallerin kurulabilmesi için, öncelikle TEİAŞ tarafından EPDK'ya bir kapasite bildiriminin yapılması ve teknik açıdan uygun bölgelerin belirlenmesi gerekmektedir. Sonrasında EPDK tarafından yapılan değerlendirme sürecini takiben, bağlantı noktaları belirlenmektedir. Aynı bağlantı noktasında, belirlenen kapasite üzerinde birden fazla başvuru yapılmış ise yarışma düzenlenmekte ve MW başına en yüksek katkı payı teklifini veren firma, yarışmayı kazanmaktadır. Yarışmayı kazanan firmanın ilk olarak önlisans belgesini alıp, bu belge ile gerekli onay, izin, kamulaştırma ve projelendirme gibi projenin ilk aşaması olan süreçleri başlatması gerekmektedir. Önlisans belirli bir süre için verilmektedir. Santralin kurulmasını takiben, yatırımcının elektrik satabilmesi için yine EPDK tarafından verilen üretim lisansını alması gerekmektedir.

Lisanslı üretim santrallerinde herhangi bir kapasite sınırı yoktur. TEİAŞ tarafından belirlenen kapasitede kurulum yapılabilmektedir. Lisanslı ile lisanssız elektrik üretiminin en önemli farklarından birisi ise bağlantı noktasıdır. Lisanslı elektrik üretiminde santral, yasal olarak iletim barasına bağlanılabilirken, lisanssız üretimde dağıtım barasına bağlanma gerekliliği vardır. Lisans, faaliyetin niteliği dikkate alınarak en az on, en çok kırk dokuz yıl için verilmektedir. Bir bölgede farklı

yenilenebilir enerji kaynağına dayalı birden fazla başvuru olması halinde, lisanslama sürecinin devam edeceği başvurunun belirlenmesinde sırasıyla jeotermal, hidrolik, rüzgâr ve güneş enerji kaynaklarına dayalı başvurulara öncelik verilmektedir.

Ülkemizde lisanslı santral kurabilmek için EPDK tarafından belirlenen birçok gereksinim vardır. Lisans alma süreci aşağıda maddeler halinde mevcuttur [49].

1- Türk Ticaret Kanunu'na göre elektrik üretimi amacıyla şirket kurulması,
2- Şirket tarafından proje geliştirilecek sahada tesis türüne göre rüzgâr veya güneş ölçüm istasyonlarının kurulacağı yer için kullanım hakkının edinilmesi,
3- Rüzgâr veya güneş ölçüm istasyonlarının kurulması,
4- Kurulan ölçüm istasyonları için hazırlanan "Ölçüm İstasyonu Kurulum Raporu'nun Meteoroloji Genel Müdürlüğü veya Akredite kuruluşlarca onaylanması,
5- En az 1 yıl süreli ölçüm verilerinin Meteoroloji Genel Müdürlüğü veya Akredite kuruluşlara gönderilmesi,
6- 1 yıl sonunda "Ölçüm Sonuç Raporu'nun Meteoroloji Genel Müdürlüğü veya Akredite kuruluşlarca onaylanması,
7- Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği ve EPDK Kurul Kararlarıyla duyurulan başvuru bilgi ve belgelerin hazırlanması,
8- EPDK Kurul Kararlarıyla duyurulan tarihlerde önlisans başvurusunun yapılması,
9- Önlisans başvurusunun EPDK tarafından ön incelenmesi,
10- Ön incelemesi uygun bulunan başvuruların YEGM tarafından teknik değerlendirmesinin yapılması,
11- Teknik değerlendirmesi uygun görülenler için YEGM tarafından hazırlanan "Teknik Değerlendirme Sonuç Raporu'nun EPDK'ya gönderilmesi,
12- Teknik değerlendirmesi yapılan ve aynı bölgede bulunan başvurular için TEİAŞ tarafından "yarışma" sürecinin tamamlanması,
13- Birim "MW" kurulu güç için en fazla ücreti ödemeyi taahhüt eden başvurunun TEİAŞ tarafından EPDK'ya bildirilmesi,
14- Yarışmayı kazanan Şirkete EPDK tarafından "Önlisans" verilmesi,
15- Önlisans sürecinde Şirket tarafından tesis kurulumuna yönelik her türlü idari izinlerin alınması ve tesisin imar planlarına işlenmesi,
16- Şirkete EPDK tarafından "lisans" verilmesi,
17- Tesise ait projelerin ETKB veya ETKB'nin yetkilendireceği kuruluşlarca onaylanması,

18- İnşaat ve kurulum işlemlerinin tamamlanması,

19- Tesisin ETKB veya ETKB'nin yetkilendireceği kuruluşlarca kabul edilmesi,

20- Ticari işletme.

Çizelge 3.1'de EPDK tarafından Kasım 2017'de yayımlanan lisanslı elektrik üretiminin kaynaklara bağlı enerji üretim değerleri verilmiştir.

Çizelge 3.1 : Kasım 2017 döneminde Lisanslı Elektrik Üretimi'nin kaynak bazında dağılımı ve 2016 yılı Kasım ayı değerleriyle karşılaştırılması [50].

Kaynak Türü	2016 Kasım		2017 Kasım		
	Üretim (MWh)	Oran (%)	Üretim (MWh)	Oran (%)	Değişim (%)
Doğal Gaz	8.379.568,47	36,98	11.025.526,89	45,76	31,58
İthal Kömür	4.111.686,73	18,14	4.910.158,39	20,38	19,42
Linyit	3.686.752,03	16,27	3.463.030,98	14,37	-6,07
Barajlı Hidrolik	3.031.333,33	13,38	1.530.992,83	6,35	-49,49
Rüzgar	1.343.870,35	5,93	1.118.610,86	4,64	-16,76
Akarsu	706.322,10	3,12	722.563,88	3	2,3
Jeotermal	437.409,92	1,93	603.369,50	2,5	37,94
Taş Kömürü	286.697,47	1,27	255.415,30	1,06	-10,91
Asfaltit	275.348,64	1,22	189.929,95	0,79	-31,02
Biyokütle	146.285,72	0,65	177.939,85	0,74	21,64
Fuel Oil	74.544,42	0,33	91.698,17	0,38	23,01
Güneş	1.165,03	0,01	1.457,57	0,01	25,11
Motorin	180.890,15	0,8	4.660,00	0,02	-97,42
Lng	0	0	390	0	-
Genel Toplam	22.661.874,35	100	24.095.744,16	100	6,33

3.2 Lisanssız Santraller

Ülkemizde enerji kaynaklarının ve enerjinin kullanımında verimliliğin arttırılmasına yönelik yapılan yasal düzenlemeler çerçevesinde, gerçek veya tüzel kişilere kendi enerjilerini üretebilme hakkı tanınmıştır. Kendi enerjilerini üretme hakkına sahip gerçek veya tüzel kişiler, bu kapsamda herhangi bir lisans alma veya farklı bir şirket kurma yükümlülüğünden muaf tutulmuşlardır. Lisanssız santrallerde bir şirketin veya tüzel kişinin kurabileceği santralin maksimum çıkış gücü sınırı 1MWe olarak belirlenmiştir. Ancak, aynı bölgede o şirkete veya tüzel kişiye ait birden fazla şirket kurarak bu sınırın üzerine çıkma şansı vardır [49].

Lisanssız enerji üretiminde asıl amaç enerjinin üretildiği yerde tüketilip, tüketicinin şebekeye bağımlılığını azaltmak ve enerjinin minimum taşıma mesafesiyle kayıpları asgari seviyede tutup tüketmektir. Ancak, ülkemizde kurulan lisanssız santrallerin çok büyük çoğunluğu bu amaçla kurulmamıştır. Yönetmelikteki bazı boşluklar sebebiyle, lisanssız santraller büyük arazilerde kurulup, tek amacı enerji satıp kâr etme haline gelmiştir. Yine bu sebeple, verilen kapasiteler hızlı bir şekilde dolup, çok kısa sürede lisanssız elektrik üretiminin önü kapanmış duruma gelmiştir.

Lisanssız santrallerde ilgili şebeke işletmecisi bağlantı noktası itibarıyla dağıtım sisteminin mevcut kapasitesine göre üretim tesisini YG veya AG seviyesinden dağıtım sistemine bağlayabilmektedir. Başvuruda beyan edilen üretim tesisi kurulu gücünün; 11 kWe ve altında olması halinde AG, 11 kWe'nin üzerinde olması halinde yapılan teknik değerlendirme sonucunda AG veya YG seviyesinden şebekeye bağlanmaktadır. Şebekeye YG seviyesinden bağlantı yapacak olan santraller için TEİAŞ tarafından üç ayda bir yayımlanan kapasite tahsis tablosuna bakması yeterli olmaktadır. Ancak AG seviyesinden bağlantı yapacak olan tesislerde aşağıda belirtilen bağlanabilirlik oranları ve bölgedeki transformatör gücünü dikkate alması gerekmektektir [49]. Çizelge 3.2'de bir dağıtım transformatöründe AG seviyesinden bir kişiye bir yıl içerisinde tahsis edilebilecek kapasite sınırları verilmiştir.

Çizelge 3.2 : Bir dağıtım transformatöründe AG seviyesinden bir kişiye bir yıl içerisinde tahsis edilebilecek kapasite [49].

Trafo Gücü (t.g.) (kVA)	Bağlanabilir Toplam Kapasite (kWe)	Bir kişiye bir yıl içerisinde tahsis edilebilecek kapasite (kWe)
t.g. < 100		7,5
100 ≤ t.g. ≤ 1000	t.g. x 0,5	t.g. x 0,1
t.g. >1000		100e

3.2.1 İzin Süreci

Lisanssız santral kuracak tüzel kişi veya şirketin ilk yapması gereken arazisinin bulunduğu bölgede yeterli trafo kapasitesinin olup olmadığıdır. Eğer bölgede yeterli kapasite var ise, bağlantı görüşü için gerekli belgeleri toplamaya başlayabilmektedir. Yönetmelik kapsamında hidrolik kaynağa dayalı üretim tesisleri haricindeki üretim tesislerinde üretim yapmak isteyen gerçek veya tüzel kişiler, bağlantı ve sistem kullanımı amacıyla, ‘‘Lisanssız Üretim Bağlantı Başvuru Formu’’ ile doğrudan İlgili Şebeke İşletmecisine başvurabilmektedir.

Bu başvuruda maddeler halinde verilen aşağıdaki belgelere ihtiyaç duyulur;

a) Üretim tesisinin kurulacağı yere ait tapu kaydı veya kira sözleşmesi veya kullanım hakkını gösterir belge,

b) Kojenerasyon tesisleri için tesis toplam verimliliğine ilişkin belge,

c) Biyokütle ve biyokütleden elde edilen gaz (çöp gazı dâhil) ile rüzgâr ve güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri hariç olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanım hakkının elde edildiğine dair belge,

ç) Başvuru ücretinin ilgili şebeke işletmecisinin hesabına yatırıldığına dair makbuz veya dekont,

d) Kurulacak tesisin teknik özelliklerini de gösteren ‘‘Tek Hat Şeması’’,

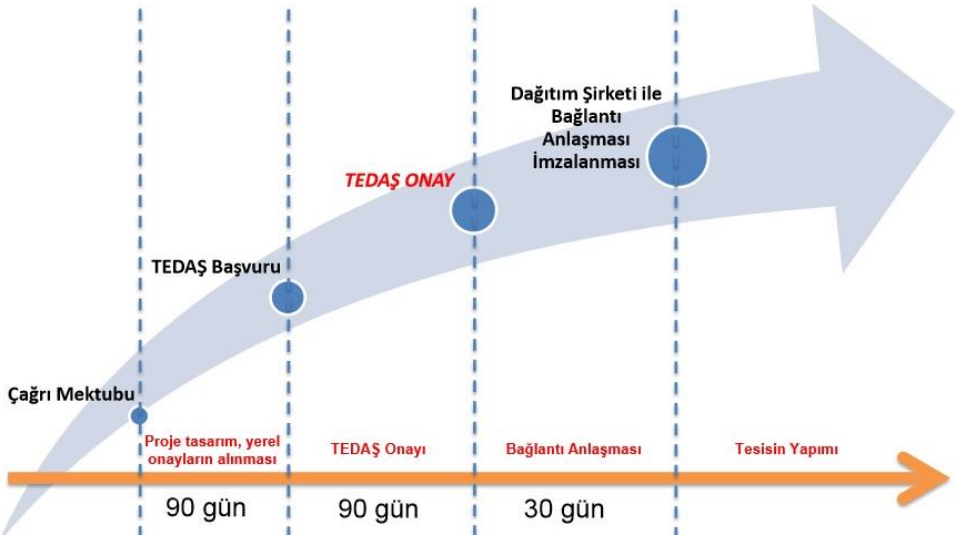
e) YEGM tarafından hazırlanacak ‘‘Teknik Değerlendirme Formu’’,

f) Koordinatlı aplikasyon krokisi,

g) Başvuruda bulunan tüzel kişinin, tüzel kişilikte doğrudan veya dolaylı pay sahibi olan gerçek ve tüzel kişilerin ortaklık yapısını ve varlığı halinde kontrol ilişkisini ortaya koyan bilgiler.

Bu yönetmelik kapsamında üretim yapmak isteyen gerçek veya tüzel kişilerin her takvim ayı içinde alınan başvuruları ile İl Özel İdareleri’nden yönlendirilen başvurular, ilgili şebeke işletmecisi tarafından, takip eden ayın ilk yirmi günü içinde toplu olarak değerlendirilmekte ve sonuçlandırılmaktadır.

Değerlendirme sonucunda ilgili dağıtım şirketi, başvurulara ilişkin gerekçeli değerlendirme neticesini her ayın 20 (yirmi)’sinde kendi internet sayfasında 1 (bir) ay süreyle ilan etmektedir [49]. Şekil 3.1’de başvuru aşamaları, aldıkları maksimum süreler ile sunulmuştur.



Şekil 3.1 : Lisansız elektrik üretim santrali başvuru aşamaları [49].

Çağrı mektubunun onaylanmasını takiben Tedaş başvurusunun yapılabilmesi için proje tasarım ve yerel onayların alınması sürecine geçilebilmektedir. 90 gün içerisinde gerekli dosyanın hazırlanması ve Tedaş Genel Müdürlüğü'ne başvuru yapılması gerekmektedir. Çizelge 3.3'te başvuru dokümanları mevcuttur.

Çizelge 3.3 : Lisanssız Elektrik Üretimi TEDAŞ başvuru dokümanları [49].

A-Belgeler	B-Hesaplar	C-Paftaklı (Ölçekli)	Ekler
Bağlantı Anlaşmasına Çağrı Mektubu ve Bağlantı Görüşü	Panel Seçimi	Genel vaziyet planı	Modül bilgileri
İl Özel İdaresi/OSB/Belediye tarafından verilen GES uygunluk yazısı	Evirici Seçimi	Sistem Kurulum Şeması	Evirici bilgileri
İl Özel İdaresi/OSB/Belediye tarafından verilen statik uygunluk onay yazısı (İnşaat Statik Rapor)	Kabloların Seçimi	Tek hat şeması	DC ve AC kablo bilgileri
YEGM tarafından verilen Teknik Değerlendirme Raporu	AC ve DC Gerilim Düşümü	Topraklama planı	Meteorolojik veriler
Mühendislik Belgeleri (Büro Tescil Belgesi, SMM Belgesi)	Akım Devre Koruma Aygıtları	Kablo güzergah planı	Şartnameler
İmza Sirküleri	Topraklama	Ölçü, izleme ve haberleşme planı	Tip projeler
Vekaletname	Yıldırım Koruma	Pano detay planları	
Gerekçe raporu			
Keşif Özeti			

Bağlantı anlaşmasının alınmasını takiben tesisin inşa edileceği çatı/cephe veya sahanın GES kurmaya uygun olduğunu gösteren İl Özel İdaresi, belediye veya OSB tarafından onaylanmış uygunluk yazısı alınmalıdır. Bu yazı ile kurulması planlanan GES ile ilgili olarak; santralin kurulması sonucu meydana gelen ek yüklere karşı (kar, buz, rüzgâr ve tesis edilecek GES'e ait yükler) arazi zeminine ait mukavemet hesaplarının, gereklilikleri karşıladığı gösterilmektedir. Bir sonraki belge ise yine İl Özel İdaresi, belediye veya OSB tarafından verilen statik uygunluk onay yazısıdır. GES santraline ait statik hesaplar ve bu statik hesaba uygun çatı/arazi inşaat uygulama proje detayı inşaat mühendisi tarafından hazırlanmalıdır.

GES uygunluk yazısı alındıktan sonra, statik hesapların ve çatı/arazi uygulama projelerinin (paftaya işlenmiş detaylı çizimler) onayları, Belediye, İl Özel İdaresi, OSB Yönetimi, İnşaat Mühendisleri Odası, üniversiteler, Yapı Denetim Şirketleri gibi kurum ve kuruluşlar tarafından da yapılabilmektedir. Bir diğer gerekli teknik belge ise teknik değerlendirme raporudur. Santral ile ilgili genel bilgi ve proje koordinatlarını içeren bu dokümanın doldurulması için harita mühendisinden alınmış arazi veya çatının köşe noktalarını gösteren onaylı aplikasyon krokisi gerekmektedir.

Bu belgeler temin edildikten sonra, mühendislik şirketine ait büro tescil, SMM belgelerinin yanı sıra, başvuru yapan şirkete ait imza sirküleri, vekaletname, gerekçe raporu ve keşif özetinin başvuru belgeleri arasına eklenmesi gerekmektedir. Gerekçe raporunda aşağıdaki bilgilere yer verilmelidir:

a) Santralin bağlantı noktası, şebeke ile paralele girme, topraklama, koruma, ölçü sistemi, uzaktan izleme ve kontrol sisteminin genel hatlarıyla anlatılması,

b) Tesis hakkında genel bilgiler (kullanılan panel/eviricilerin gücü, sayısı vb.),

c) Santralın sisteme bağlantısının nasıl olacağı,

d) Şebeke ile paralel çalışma şartları ve korumanın nasıl olacağı,

e) Ölçü, izleme ve kontrol sistemi hakkında bilgiler,

f) Malzemelerin seçimi ve standartları hakkında bilgiler,

g) Dağıtım şirketi tarafından verilen bağlantı görüşündeki şartlara uygun olduğu ve buna göre projelendirildiği açıklanmalıdır.

Keşif özeti ise, santralde kullanılan tüm ekipmanların adet ve tutarları ile bu ekipmanların montaj bedellerini içeren dokümandır. Kullanılan tüm ekipmanlara ait miktar, malzeme birim fiyatı, malzeme toplam tutarı, montaj birim fiyatı, montaj toplam tutarı ile kümülatif toplamları içerisinde bulundurması gerekir.

3.2.2 Tasarım ve ekipman seçimi

Bir güneş enerjisi santralinin kalbini oluşturan en önemli iki ekipman panel ve inverterdir. Bu yüzden bu ekipmanların seçiminde çok dikkatli olunmasında fayda vardır.

Sistem verimini maksimum tutmak adına, seçilen ekipmanların birbiri ile ve sahanın şartları ile uyumlu olması büyük önem taşımaktadır. Sahanın bulunduğu bölgenin sıcaklık, nem, arazi eğimi ve gölgelenme faktörlerinin ekipman seçiminde hesaba katılması, uzun vadeli bu yatırımlarda önemli kazançlar sağlamaktadır.

İlk olarak sistem yatırım tutarının içerisindeki en büyük kalem olan panel seçiminin yapılması gerekmektedir. Bu aşamada dikkat edilmesi gereken hususlar şunlardır:

Sıcaklık güneş enerjisi sistemlerinde çok önemli bir parametredir. Kurulum yapılacak bölgenin son yıllardaki sıcaklık değerlerini incelemek gerekmektedir. Bu değerlere bağlı olarak, sıcaklık yüksek bir ortalamada devam ediyorsa, daha düşük sıcaklık katsayısı ile daha az verim kaybı yaşatan ince film veya heterojunction modüller tercih etmek avantaj sağlamaktadır. Ayrıca nemden kaynaklı sıcaklık artışını da hesaba katarak nemli bölgelerde bu teknolojileri tercih etmek gerekmektedir.

Yapılması planlanan santralin gücü ile arazi metrekaresi arasındaki bağıntı önemlidir. Piyasada en çok kullanılan polikristal ve ince film modüller arasında bir karşılaştırma yapılır ise, aralarında aynı güçte kaplanılan alan bakımından %10-15 gibi bir fark olduğu görülmektedir. Bu fark piyasada kullanılan polikristal modüllerin, ince film modüllere kıyasla veriminin %10-15 fazla olmasından kaynaklanmaktadır. Bu sebeple, eğer kurulacak santrale ait alanda yeterli fazlalık yok ise, polikristale yönelmek daha avantajlı olacaktır. Monoktristal paneller ise, verimlilik açısından en üstte olmasına rağmen maliyet açısından daha pahalı olduğundan yatırımcıya avantajlı gelmemektedir.

Güneş enerjisi santralleri uzun yıllar enerji üretimini devam ettirebilecek tesisler olduğundan panel firması ve kalitesi çok büyük önem teşkil etmektedir. Güneş paneli üreticileri Bloomberg New Energy Finance kuruluşu tarafından senenin her çeyreğinde kategorilendirilmektedir. Bu kategorilendirme işleminde şirketlerin üretim kalitesi ve ekonomik anlamda uzun vadede güven vermesi önem arz etmektedir. 1.seviyede (Tier-1) yer alan paneller kredi alacak yatırımcılar için bankalara daha güvenilir bir proje sunmasında büyük etkiye sahiptir.

Panel firmaları teknik dokümanlarında, standart test koşullarında elde edilen panel verilerini açıklarlar. Bu veriler her ne kadar normal şartlar altında reel verilerden uzak olsa da, panellerin birbiri arasında kıyaslama yaparken işe yarayacaktır. Verimlilik, girişin (güneş ışığı) çıkışa (güneş enerjisi) oranıdır. Normalde, modül verimliliği karşılaştırılır. Ancak bazı üreticiler hücre verimliliğini de belirtmektedir. Bu sebeple, doğru değerlerin birbirleriyle karşılaştırıldığından emin olmak gerekmektedir. Özellikle, çatı üstü projelerde alan sınırlı olduğunda, daha yüksek bir performans ve daha fazla verimlilik ihtiyacı açısından panel verimliliği önemli bir kriter haline gelmektedir. Kalite ve çevre sertifikaları da piyasadaki değişik kalite göstergeleridir. Son kullanıcı için, genellikle hangi kurum tarafından ve hangi kriterlere göre verilmiş olduklarını görmek zor olmaktadır. IEC, ISO ve CE sertifikaları genellikle önem verilen kalite sertifikalarıdır. Güneş modülü üreticileri iki değişik türde garanti sunmaktadır: Ürün garantisi ve performans garantisi. Bir güneş modülünün çıkış gücü normal olarak zamanla azalmaktadır. Azami düşüş, performans garantisi ile düzenleme altına alınmaktadır. Genellikle çoğu üretici 10 yıllık ürün garantisi ve 25 yıllık lineer performans garantisi vermektedir. Bu değerlerin üstüne çıkan bazı firmalar da mevcuttur. Güneş panelleri nereye kurulacaklarına bağlı olarak, belirli çevresel etkilere maruz kalmaktadırlar ve bundan dolayı son derece dayanıklı olmaları gerekmektedir. Bunu gerçekleştirmek amacıyla da üretici firmanın üretimde zorlu ortam koşullarına dayanacakları onaylanmış olan yüksek kaliteli parçalar kullanması gerekmektedir.

Bir diğer önemli ekipman olan inverterin de seçiminde dikkat edilmesi gereken önemli hususlar mevcuttur.

İlk olarak arazi yapısının önemli bir parametre olduğunu belirtmek gerekir. Kurulacak olan alanın farklı eğimlere sahip olması, oryantasyon açılarının değişmesi veya gölgelenmeye sebebiyet verebilecek ögelerin bulunması durumunda santral içerisindeki panellerin üretimleri, uyumlu bir şekilde olmayacaktır. Böyle bir durumda farklı üretimleri olan dizilerin, aynı MPPT'ye bağlı olması verimi önemli ölçüde düşürebilmektedir. Bu dezavantajı yaşamamak adına, bu tip projelerde MPPT adeti daha yüksek olan dizi inveterlere yönelmekte fayda vardır. Merkezi inveterlerde çok daha fazla dizi olumsuz etkileneceğinden üretim de o oranda düşecektir.

Maliyet ise çoğu yatırımcı için en çok dikkat edilen husus durumundadır. İki inverter tipi fiyat açısından karşılaştırıldığında, merkezi inverterlerin özellikle 1MWp ve üstü

projelerde daha makul olduğu söylenebilir. Bu sebeple arazi yapısından kaynaklanan olumsuzlukların olmaması durumunda, merkezi inverterler ön plana çıkmaktadır. Ancak, son yıllarda dizi inverterlerin merkezi inverterlere kıyasla fiyatının daha hızlı düşmesi, aradaki makasın daralmasına sebep olmuştur. Bu da ilerleyen yıllarda yarışın kızışacağının bir göstergesi durumundadır.

İnverterler yatırım maliyetleri haricinde, seçilen teknolojiye göre uygulamadaki diğer kalemleri de etkileyebilmektedir. Örneğin, 1MWp'lik bir tesisi düşünecek olursak; bu santral tek bir merkezi invertere bağlı yedi adet toplama panosu ile birlikte çalışabilirken, dizi inverter seçiminde, 60kW'lık inverter üzerinden gidersek, onaltı adet invertere ihtiyaç olacaktır. İnverter sayısının toplama panosu sayısından fazla olmasından dolayı solar kablolama dizi inverterlerde daha azdır. Çünkü inverterler saha içerisinde dizilere daha yakın şekilde konumlandırılabilirler. Ancak, dizi inverter teknolojisinde tüm inverter çıkışlarının toplama panosunda birleştirme işlemi yapılırken, 60kW'lık bir güç ayrı kablolar ile taşınırken, merkezi inverterlerde bu işlem yaklaşık 150kW'lık güç seviyelerinde olmaktadır. Böylelikle, işin bu bölümünde de merkezi inverterler maliyet ve işçilik açısından daha avantajlı bir hale gelmektedir.

Schneider Elektrik tarafından yapılan bir araştırmaya göre 20MW'lık bir santralin dizi ve merkezi inverter kullanımında doğuracağı maliyetler incelenmiş ve Çizelge 3.4 ile Çizelge 3.5'daki datalar elde edilmiştir.

Çizelge 3.4 : Merkezi inverter ve dizi inverter işçilik maliyeti kıyaslaması [51].

	Merkezi İnverter		Dizi inverter	
	saat/birim	saat/20MW	saat/birim	saat/20MW
Mekanik Kurulum	14	140	2	667
Elektriksel Kurulum	35	350	4	1320
Devreye Alma	4	40	0,25	83
Inverter Temeli	20	200	1,5	500
DC BOS	112	1120	0	0
AC BOS	0	0	1,8	600
TOPLAM	185	1850	9,8	3170

Verilen karşılaştırmaya göre merkezi inverterlerin 1.850 saat işçilik ihtiyacına karşın, dizi inverterlerin 3.170 saat işçilik ihtiyacı olacaktır. Bu sebeple merkezi inverterlerin işçilik açısından bariz bir üstünlük sağladığı söylenebilir.

Çizelge 3.5 : 20MW GES için merkezi inverter ve dizi inverter ekipman maliyeti kıyaslaması [51].

	Merkezi	Dizi	
Inverter Maliyeti ($/WAC)	7,6	8,1	İki türde de DC şalter ve sigorta var, merkezi inverter AC korumalı olup, dizinin inverterde AC koruma yok.
Temel Maliyeti ($/WAC)	2,5	-	Beton temel, yardımcı trafo ve dahili pano vs. maliyeti
DC BOS($/WAC)	0,8	-	Her 2MW için 14 adet 400A'lik toplama panosu
DC Kablolama ($/WAC)	2	0,4	
AC BOS($/WAC)	-	3	İnverterlerin AC kablolarının toplama panoları
AC Kablolama ($/WAC)	0,2	3,5	%1 gerilim düşümü baz alınmıştır.
Toplam ($/WAC)	13,1	15	

Bu karşılaştırmayı, kullanılan ekipman maliyetleri üzerinden yaptığımızda ise, yine merkezi inverterlerin watt başına 1,9$ ile daha avantajlı olduğu görülmektedir. Bu sebeple, özellikle 5MW üstü GES projelerinde merkezi inverterlerin cazip olduğunu söylemek mümkün ancak dizi inverterlerin hızlı düşen maliyetleri ile maksimum güç değerlerinin yükselmesi sebebiyle (100-120kW seviyeleri), iki teknolojinin de artılarını kullanan yüksek güçlü dizi inverterler gelecekte karşımıza daha fazla çıkacaktır.

İnverterler yüksek verimlilikte çalışan cihazlardır. Merkezi ve dizi inverterler arasında bir karşılaştırma yaptığımızda da iki teknolojinin de birbirine çok yakın olduğu ve büyük çoğunlukla verimliliklerinin %98-99 arasında değiştiği görülmektedir. O yüzden inverter seçiminde teknik dokümanlardaki verimlilik değerleri etkili olmamaktadır. MPPT sayısının öneminin haricinde, dikkat edilmesi gereken bazı voltaj değerleri mevcuttur. Örneğin, gün ışığının az olduğu güneşin ilk doğuş, batış saatlerinde veya bulutlu günlerde, paneller ışığı yeterli alamadığından, sistem kendisini kapatabilmekte veya sabah saatlerinde geç açılıp akşam saatlerinde erken kapanabilmektedir. Bu durumun dezavantajını minimum seviyede yaşamak adına, teknik dokümanlardaki başlangıç voltajı değerinin yüksek olmaması büyük önem taşımaktadır. Buna ek olarak, inverterlerin MPPT voltaj aralıklarına dikkat etmek

gerekmektedir. Bu aralıkların dışında, MPPT işlevini yürütemeyeceğinden verim de azalmaktadır. Panellerin voltajı, dış ortam sıcaklığının artması ile düşmekte, azalması ile yükselmektedir. Bu yüzden mümkün oldukça voltaj aralığı yüksek olan inverterler seçilmelidir. Eğer dar MPPT voltaj aralığına sahip bir inverter seçilmiş ise, özellikle sezonluk sıcaklık farklarının yüksek olduğu bölgelerde dikkatli tasarlanması gerekmektedir.

Bir diğer önemli parametre de maksimum giriş gerilim seviyesidir. Ülkemizde kullanılan inverterlerin büyük çoğunluğunun maksimum DC giriş gerilimi 1000VDC'dir. Ancak gelişen teknoloji ile beraber, bu seviyenin artmaya başladığını söylemek mümkündür. Yakın zamanda çıkan 1100VDC gerilimli ürünler de piyasada kullanılmaya başlanmıştır. Önümüzdeki süreçte ise, bu seviye 1500VDC seviyesine çıkarılıp kablolamanın azaltılması amaçlanmaktadır. Bu sebeple, hem malzeme miktarını hem de işçiliği azaltan, giriş gerilim seviyesi yüksek ürünlere yönelmekte fayda vardır.

Sistemin minimum 25-30 sene çalışacağı düşünüldüğünde garanti süreleri de inverter seçiminde kritik bir detay olarak görülmektedir. İnverter firmaları çoğunlukla 5 senelik standart ürün garantisi vermektedir. Ancak ekstra ücretler karşılığında bu süreyi 10-15-20 yıla kadar uzatma imkanı sunmaktadırlar. Bu durumu göz önüne alarak fizibiliteyi olumsuz etkilemeyecek şekilde, uzun süreli garanti anlaşmaları yapmak yatırımcının öncelikleri arasında olmalıdır.

3.2.3 Zemin analizi

Güneş enerjisi santrali yapılacak inşaat alanının projeledirmesi yapılmadan önce, zeminin özelliklerinin belirlenmesi amacıyla zemin etüd raporu hazırlanması gerekmektedir. İlk etapta zemini araştırmak amacıyla, genellikle 5-6m derinlikte, sahanın farklı noktalarında sondaj çalışmaları yapılarak, kaya örnekleri alınmakta ve Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından onaylı laboratuvarlarda nokta yükleme deneyleri yapılmaktadır.

Arazi çalışmaları sırasında sondajlardan alınan kayaç örneklerinin, tipik zemin özellikleri gösterenleri üzerinde yapılan deneyler sayesinde zeminin fiziksel, mekanik ve mühendislik parametreleri hakkında bilgiye sahip olunmaktadır. Bu sayede kayaçların nokta yük direncine göre sınıflandırılması gerçekleştirilebilmektedir. Çizelge 3.6'da nokta yük dayanımı verilmiştir.

Çizelge 3.6 : Nokta yük dayanımı [52].

Kayaç Sınıfı	Nokta Yükdayanımı (Kg/cm²)
Çok yüksek dayanımlı	>80
Yüksek dayanımlı	80-40
Orta dayanımlı	40-20
Düşük dayanımlı	20-10
Çok düşük dayanımlı	<10

Ayrıca inceleme esnasında elde edilen kayaçlar bize o bölgedeki tek eksenli basınç dayanımı hakkında da bilgi vermektedir. Bu verilere dayanarak kayaç sınıfının da belirlenmesi gerekmektedir. Çizelge 3.7'de tek eksenli basınç dayanımı, kayaç sınıfına göre derecelendirilmiştir.

Çizelge 3.7 : Tek eksenli basınç dayanımı [52].

Kayaç Sınıfı	Tek Eksenli Basınç Dayanımı (Kg/cm²)
Çok yüksek dayanımlı	>2000
Yüksek dayanımlı	2000-1000
Orta dayanımlı	1000-500
Düşük dayanımlı	500-250
Çok düşük dayanımlı	<250

İnceleme alanında yapılan sondaj çalışmalarında, ölçülen yer altı suyu seviyeleri de tespit edilerek uygulamayı etkileyecek durumlar belirlenmiş olur. Sondaj oturma çalışmalarının en önemli sonuçlarından birisi de bu kısımdır. Yer altı su seviyelerinde mevsimsel değişiklikler oluşması durumunda, bina temeli beton, demir ömrü ve problemleri açısından olumsuz yönde etkiler yaşanabilir. Bu sebeple sıvılaşmadan kaynaklı problemlerin yaşanmaması adına yer altı sondajlarından su çıkmaması önemlidir. Çizelge 3.8'de yer altı su seviyesi ölçümü örneği verilmiştir.

Çizelge 3.8 : Yer altı su seviyesi ölçüm değerleri [52].

Sondaj No	Derinlik (m)	4.1.2016 YASS (m)	4.2.2016 YASS (m)	4.3.2016 YASS (m)
SK-1	6.00	Yok	Yok	Yok
SK-2	6.00	Yok	Yok	Yok
SK-3	6.00	Yok	Yok	Yok
SK-4	6.00	Yok	Yok	Yok
SK-5	6.00	Yok	Yok	Yok

Zemin analizinde önemli parametrelerden birisi de kayma modülüdür (G). Zemin ve depremle ilgili hasarların tespiti açısından önemli olan kayma modülü, kayaçların mukavemet kabiliyetlerinin de bir göstergesi durumundadır. Kesme ve makaslama güçleri altında yerin esnemesini belirten esnek burulma direncidir. Kesme dalga hızına ve yerin doğal birim hacim ağırlığına bağlıdır. Bu değer büyükse, depremin S dalgası geldiğinde yer büyük esneme direnci gösterir. Tersi durumda, yapıda X biçimli çatlamalar ve kolon kiriş noktalarında göçmeler görülür. Kayma modülü tespiti için yapılan çalışmalar neticesinde çıkan değerler aşağıdaki tabloya göre değerlendirilir ve bir sonuca ulaşılır. Çizelge 3.9'da kayma modülü değerlerine göre zemin ve kayaçların dayanımı mevcuttur.

Çizelge 3.9 : Kayma modülü değerlerine göre zemin ve kayaçların dayanımı [52].

Kayma Modülü (G) (kg/cm²)	Dayanım
>10000	Çok sağlam
3000-10000	Sağlam
1500-3000	Orta
400-1500	Zayıf
<400	Çok Zayıf
Deprem yönetmeliğine göre yerel zemin sınıflaması	Kayma Modülü (G) (kg/cm²)
Z1-Çok sıkı zemin	>10000
Z2-Sıkı-Katı	3000-10000
Z3-Orta Sıkı-Bozuşmuş	600-3000
Z4-Gevşek Yumuşak	<600

Bölgede tektonik açıdan bir araştırma yapılarak fay hatlarının yerlerinin belirlenmesi gerekmektedir. Depremden sonra binalarda meydana gelen zararla, zemin hakim titreşim periyodu arasında sıkı bir ilişkinin olduğu yapılan araştırmalar sonucunda bulunmuştur.

Zemin hakim titreşim periyodu, zeminin deprem anında sarsılacağı frekanstır. Yapı bu değere göre yapılmadığı takdirde deprem esnasında rezonans haline geçip kırılmaktadır. Yapının titreşim periyodu, zemin hakim titreşim periyoduna eşit veya yakın olmamalıdır. Sismik kırılma yöntemiyle bu parametre sağlıklı olarak bulunabilmektedir [52].

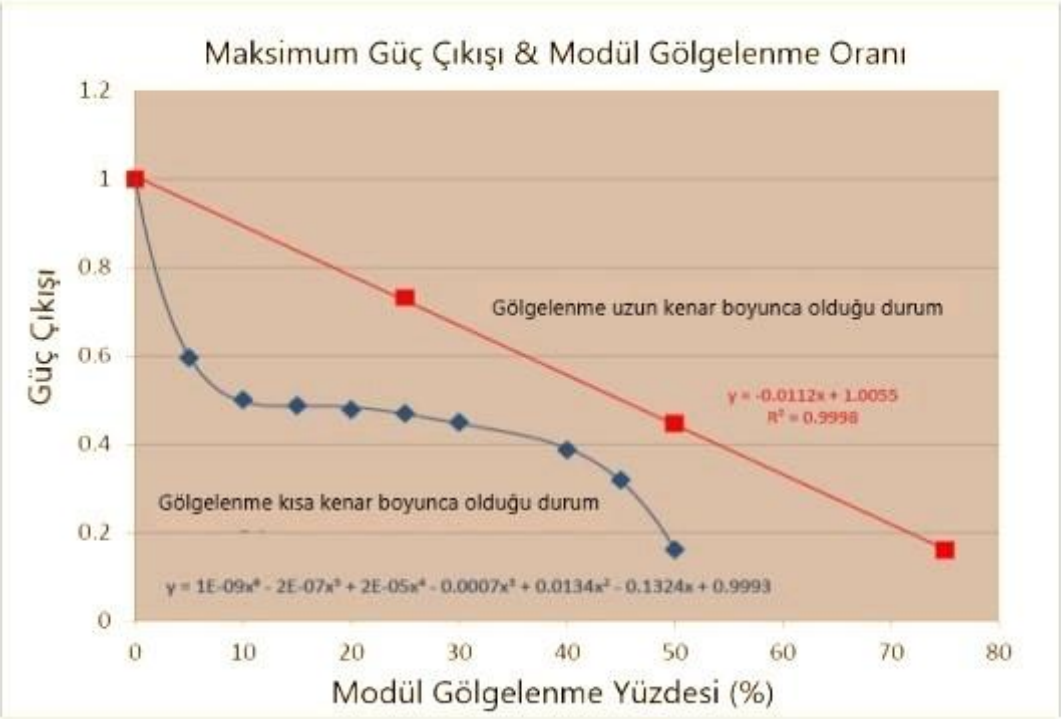
3.2.4 Projelendirme

Bağlantı görüşünün alınmasını takiben, saha ile ilgili keşif işleri tamamlandıktan sonra, işin en önemli kısımlarından birisi olan projelendirmenin yapılması gerekmektedir. Hazırlanan projeler gerekli resmi belgeler ile birlikte, TEDAŞ'a sunulmak üzere bir dosya haline getirilmekte ve kurumdan işin yapımı ile ilgili onay beklenmektedir. Projelendirme dört ana işlem altında incelenebilir; yerleşim planı hazırlama ile konstrüksiyon tipi seçimi, statik hesaplamaların yapımı ve elektriksel hesaplamaların yapımı.

3.2.4.1 Yerleşim planı hazırlama ve konstrüksiyon tipi seçimi

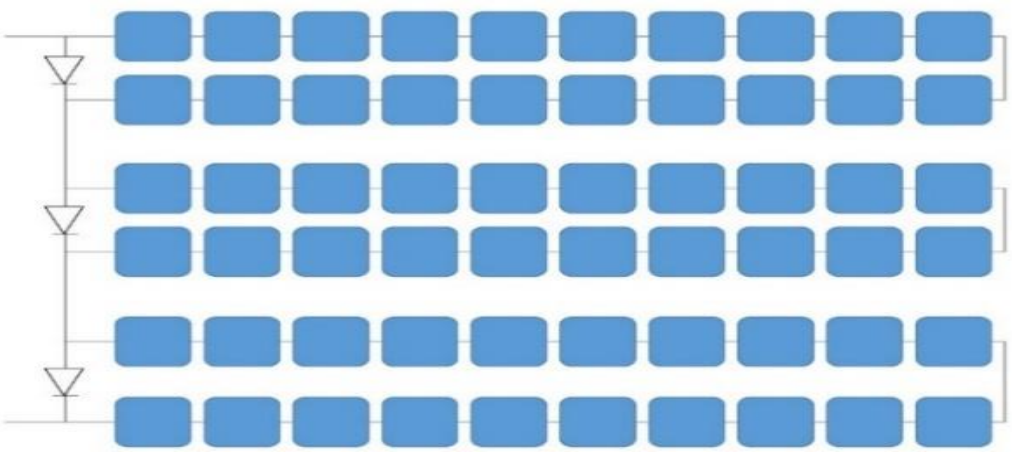
Harita mühendisi tarafından sınırları belirlenen arazinin, AutoCad formatında parselini gösteren çizim üzerinden işleme başlanılmaktadır. İlk olarak sahada bir keşif yapılıp, santrali etkileyecek unsurların belirlenmesi gerekmektedir. Bu unsurlar arasında gölgelenmeye neden olacak objeler, arazi eğimi, zemin yapısı gibi durumlar vardır. Keşiften yola çıkarak arazi üzerinde tamamen kullanılamayacak alanlar ile panel,inverter ve transformatör montajına uygun olmayan alanlar netleştirilmelidir. Daha sonra bu alanların koordinatlarının harita mühendisleri tarafından alınıp, AutoCad'e işlenmesi gerekmektedir.

Doğal olarak, yatırımcılar santrallerinin verimliliğini en üst düzeye çıkarmak ister ve bunu yapmanın anahtarlarından birisi, güneş paneli kurulumunda esnek seçeneklere izin veren bir montaj sistemi seçmektir. Genel olarak, güneş panellerinin verimliliğini en üst düzeye çıkarmak için mühendisler, belirli bir alanda mümkün olduğunca çok sayıda panel kurmaları gerektiğini bilirler. İşte bu aşamada, yerleşim planının çizimine başlamadan önce, bir sorunun cevap bulması gerekir; paneller yatay mı yerleştirilecek yoksa dikey mi? Günümüzde projeler çoğunlukla 2'li dikey, 3'lü dikey, 3'lü yatay, 4'lü yatay veya 5'li yatay formda konstrüksiyon biçimleri seçilerek montajlanmaktadır. Eğer projede gölgelenme yapacak bir unsur yok ise, dikey veya yatay yerleşimden herhangi birinin daha verimli olduğunu söylemek mümkün değildir. Bunun kararı verilirken, arazi şartları göz önünde bulundurularak hangi yöntemin daha sağlıklı olduğu belirlenmeli, boyutları da baz alınarak hangi yerleşim çeşidinde daha fazla güç elde edilebilir tespit edilmelidir. Statik uygunluk ve elde edilecek gücün yanı sıra, konstrüksiyon sisteminin maliyeti de yapılan dizayna bağlı olarak bazı farklılıklar göstermektedir.



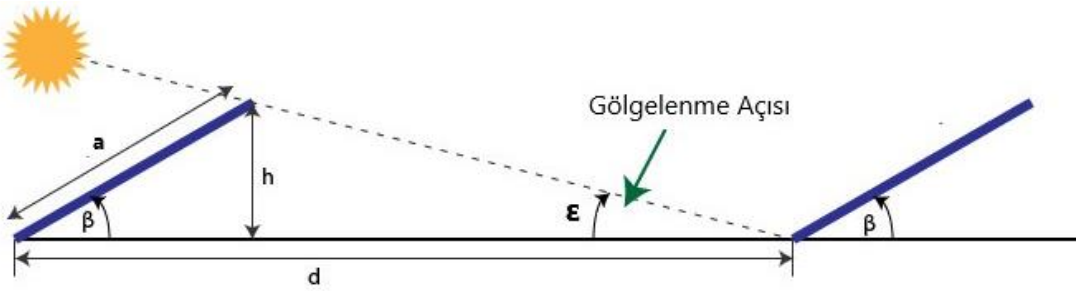
Şekil 3.2 : Yatay ve dikey yerleşim için gölgelenme yüzdesine göre güç çıkışı [53].

Şekil 3.2'de CdTe ince film modül için panellerin konstrüksiyona yatay ve dikey yerleşim durumunda, masaların birbirini etkilemesi veya kar yağışı gibi sebeplerden yaşanan gölgelenmenin panel güç çıkışı üstünde etkileri verilmiştir. Buna göre, panelin dikey olarak yerleştirilip, kısa kenarının gölgelendiği durumda, güç çıkışının yüzdesel olarak çok daha hızlı etkilendiği görülmüştür. %10'luk bir gölgelenme durumunda panelin güç çıkışı %50 seviyelerine gelmekte, daha sonra bu hızlı düşüş durmakta ve %40'lık bir gölgelenmede güç çıkışı %40 olmaktadır. Sonrasında ise düşüş yeniden hızlanmakta ve güç çıkışı hızlı bir şekilde %10 seviyelerine düşmektedir. Ancak panel yatay yerleştirilip, uzun kenar gölgelendiği durumda, güç çıkışı daha linear bir şekilde düşmekle birlikte dikey yerleştirilme opsiyonunun hep üstünde seyretmektedir [53]. Aynı şekilde kristal silikon panelleri düşündüğümüzde de, modüller çoğunlukla üç adet bypass dioda bağlı ve herbirinde yirmi adet seri bağlanmış hücre olan yapıdadırlar. Bağlantı şeması Şekil 3.3'deki gibidir. Bu sebeple herbir dioda bağlı yirmi hücrenin sadece bir tanesinde dahi gölgelenme olsa, yirmi hücrenin tamamı etkilenecektir. Ancak, diğer kırk hücre çalışmasına normal olarak devam edebilir. Bu çerçevede CdTe ince film modüllerdeki gibi kristal silikon panellerde de yerleşimin yatay yapılması, panellerin birbirini gölgelemesi veya kar yağışından kaynaklı gölgelenme durumunda dikey yerleşime göre daha verimli olacaktır.



Şekil 3.3 : Kristal silikon modül hücre bağlantı şeması.

Konstrüksiyon tipinin belirlenmesi için ilk olarak bölgenin zemin analiz raporu incelenerek başlanılır. Zeminin tipine göre belirlenen ayak tipini takiben, üst konstrüksiyon malzemesinin tipi ve kalınlığını belirleme çalışmaları yapılmalıdır. Bu işlem konstrüksiyon üzerindeki panellerin yerleşim formuna karar verme aşamasında ortaklaşa olarak yürütülür ve bu işin neticesinde tipik bir masa oluşturulur. Tipik bir masa projesi üzerinden, kullanılan konstrüksiyon tipini ve kalınlığını, panel yerleşim formunu ve tek bir masaya kaç adet panel konulabileceği okunabilir. Örnek masa tipi belli olduktan sonra saha içerisindeki yerleşim planı oluşturulmaya başlanabilir. Bu aşamada ilk etapta bir gölgelenme hesabı yaparak, masalar arasındaki gölgelenme mesafelerinin ne kadar olacağına karar vermek gerekir. Şekil 3.4'te sıralar arası gölgelenme mesafesini ile ilgili görsel mevcuttur.



Şekil 3.4 : Sıralar arası gölgelenme mesafesi [20].

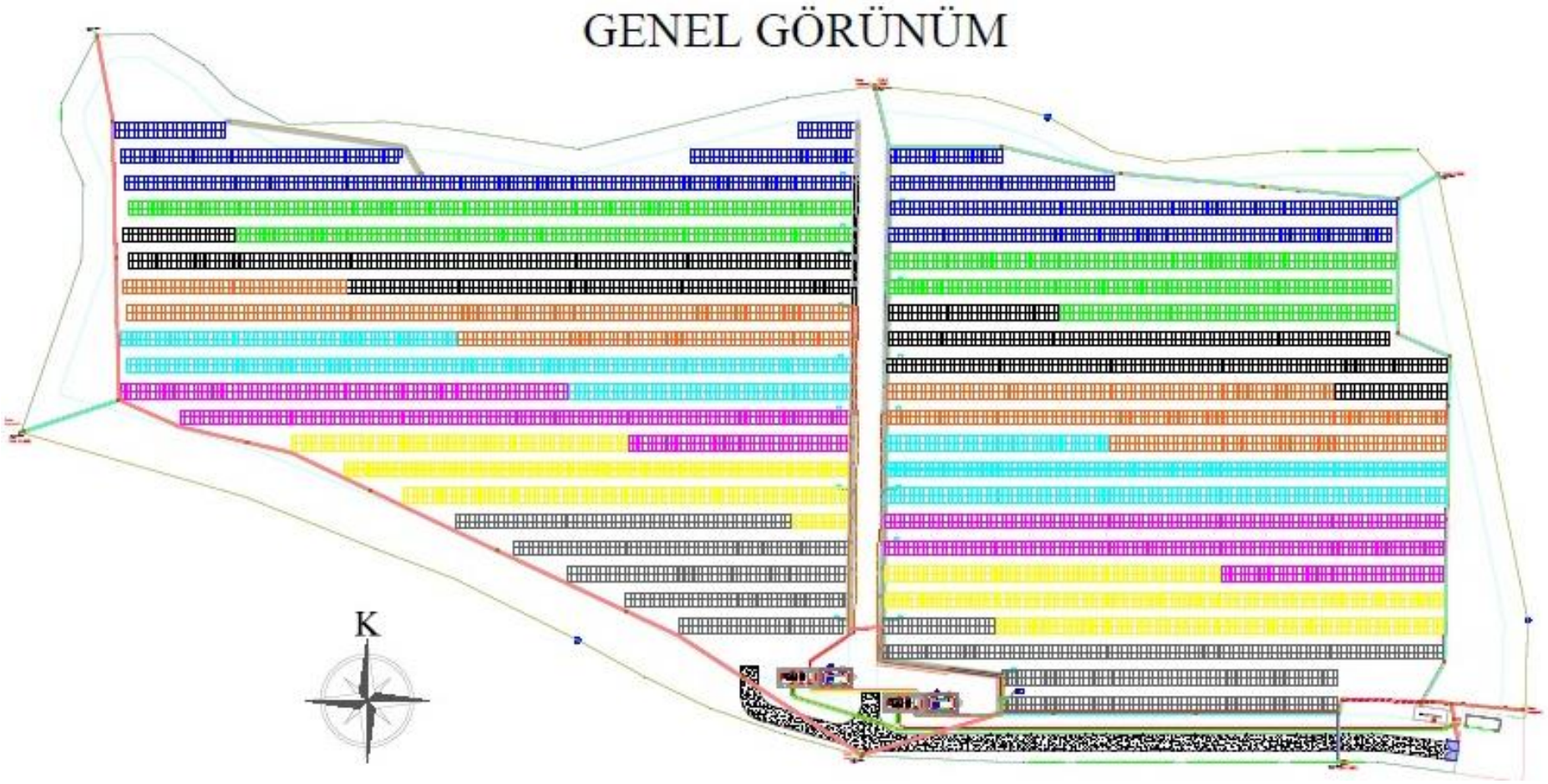
Yatay düzlemde ardarda dizilmiş panellerin birbirini gölgelememeleri gerekir. Bunu sağlamak adına panel sıraları arasına bir d mesafesi koymak gerekir. φ enleminde, genişliğinde bir panel β açısıyla yerleştirilmiş olsun. φ enlemi ve $\delta = 23{,}5°$ ekliptik açısından ε gölgeleme açısı olmak üzere formül (3.1) ve (3.2) üzerinden d bulunabilir.

$$\varepsilon = 90° - \delta - \varphi \quad (3.1)$$

$$d/a = \cos\beta + \sin\beta/\tan\varepsilon \quad [20] \quad (3.2)$$

Bu hesaplama İzmir şehrindeki panel açısı (β) 25°, deklinasyon açısı (δ) 23,5° ve enlemi (φ) 38° olan bir proje üstünde uygulanırsa, formül (3.1)'den gölgelenme açısı 28,5° olarak bulunur. İki dikey panel yerleşimi üzerinden gidilirse, formül (3.2)'den d mesafesi 5,56m olarak bulunur.

Gölgelenme mesafesi de belirlendikten sonra, örnek masa tipleri çoğaltılarak yerleşim yapılmaya başlanılabilir. Ancak bunun öncesinde santral çevresinde koruma amaçlı yapılacak olan telçit çiziminin yapılarak, santral içerisinde yol olarak kullanılacak olan alanın belirlenmesi gerekir. Ayrıca, santral yerleşim planı yapılırken bağlantı noktaları da büyük önem arzeder. Santraldeki transformatör ve var ise dağıtım merkezinin, sistemin enerjiyi tüm kullanıcılara aktaracağı yer olan bağlantı noktalarına, minimum mesafede olmasında fayda vardır. Aksi halde, kablolama maliyeti ve işçiliği artacaktır. Tabi ki bu işlem yapılırken santralden de uzaklaşmamak kaydı ile optimum uzaklıktaki alanın bulunması gerekir. Daha sonra inverterlerin lokasyonlarının belirlenmesi işlemine geçilir. Eğer dizi inverterler kullanılıyor ise, bağlantı yapılacak dizilere mümkün olduğunca eşit mesafelerde ve toplama panosuna yakın bir şekilde dizayn yapılır. Merkezi inverterlerde de toplama panoları dizilere eşit mesafelerde ve merkezi invertere uzak olmayacak şekilde çizilir. Panel, inverter, transformatör, telçit, saha içi yollar ile toplama panolarının yerleri belli olduktan sonra kablolama kanallarının çizimine başlanabilir. Burada mümkün olduğunca az kablolama kanalı ile kablolar taşınmaya çalışılmalıdır. Bu sayede daha az maliyetli ve hızlı bir şekilde uygulama gerçekleştirilebilir. Şekil 3.5'de 2,4MWp'lik bir GES projesinin yerleşim planı bulunmaktadır. Projede iki adet 1MW gücünde merkezi inverter kullanılmıştır. Her 1MW arada bir koridor vasıtasıyla birbirinden ayrılmıştır ve sekizer adet toplama panosu bulunmaktadır. Yani bir adet toplama panosuna yaklaşk olarak 150kWp'lik panel bağlanmıştır.Ayrıca çizimde her bir toplama panosuna bağlı olan paneller farklı renkler ile gösterilerek kolay anlaşılması sağlanmıştır. Altı adet kamera arazinin her tarafını gösterebilecek şekilde yerleştirilmiştir. Buna ek olarak, bir adet de güvenlik konteyneri mevcuttur. Konteynerin yerleşimi genellikle santral girişine yakın şekilde konumlanır. Projeye göre değişmekle birlikte eğer imkan var ise, bu tip güvenlik konteynerlerinin sahanın büyük bir bölümünü görebilecek şekilde yerleştirilmesinde fayda vardır [54].



Şekil 3.5 : Menemen 2,4MWp GES yerleşim planı [54].

3.2.4.2 Statik projelerinin hazırlanması

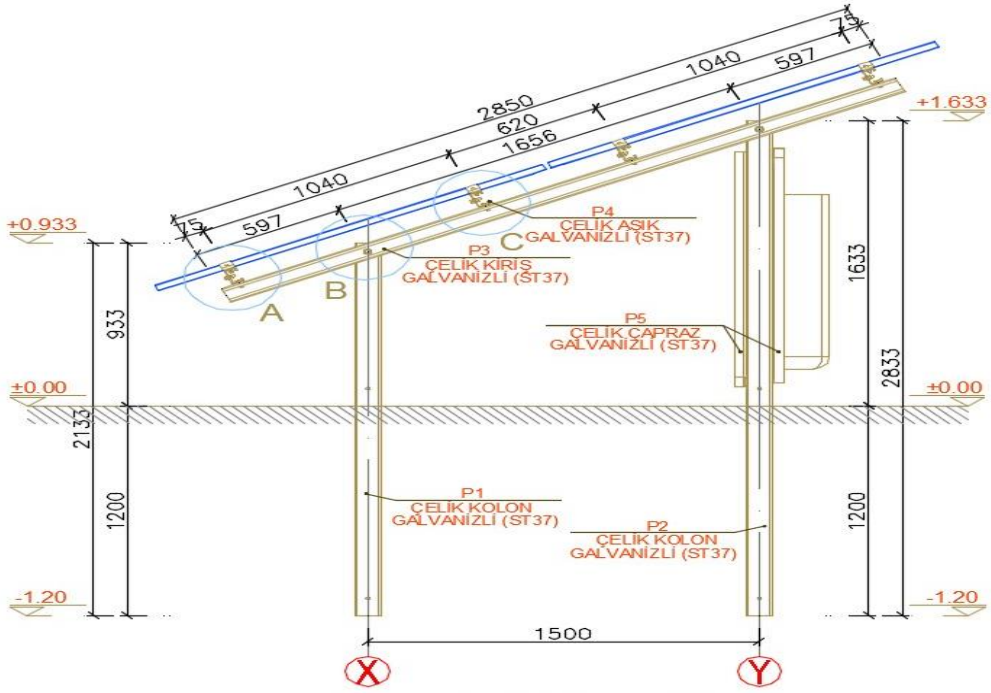
İşin altyapısını oluşturan konstrüksiyon sistemlerinin doğru bir şekilde tasarlanıp ardından uygulanması kritik bir öneme sahiptir. Unutmamak gerekir ki, minimum 25-30 sene sahada kalacak olan bu sistemleri ayakta tutan yapıların sağlıklı olmaları kaçınılmaz bir gerekliliktir. Bu amaçla hazırlanan panel masa örneklerinin, zemin analizi de göz önünde bulundurularak bazı statik şartları sağlamaları gerekmektedir. Bu şartları sağlayan konstrüksiyon örnekleri için, statik raporları hazırlanarak ilgili kurumlardan onay alınması aşamasına geçilmektedir.

Bir güneş enerjisi santralinin statik hesap raporu hazırlanırken, ilk etapta yapı tasarım kriterleri hakkında bilgiler verilmelidir. Bu bilgiler arasında projenin lokasyonu, bulunduğu deprem bölgesi derecesi, yapı önem ve davranış katsayısı, yerel zemin sınıfı, zemin emniyet gerilmesi ve zemin yatak katsayısı gibi bilgiler bulunmalıdır. Ardından tasarıma esas şartnamelerin isimleri verilerek, raporun hangi kurallar çerçevesinde oluşturulduğu belirtilmelidir. Kullanılacak malzeme hakkında ise çekme dayanımı, akma sınırı, elastisite modülü, kayma modülü ve ısı genleşme katsayısı özellikleri, hesaplamalar için önem teşkil etmektedir. GES statik raporlarının oluşturulmasında çoğunlukla SAP 2000 programından faydalanılır [55].

İkinci aşamada daha önceden belirlenmiş olan masa tipinin model tanımı yapılmalıdır. Şekil 3.5'de verilen Menemen GES projesi üzerinden bir tanımlama yapacak olursak, güneş paneli taşıyıcı sistemi 2x23'lük modül için modellenmiştir. Kolon ayakları arasındaki mesafe uzun doğrultuda 3.10m'dir. Kısa doğrultuda 1.50 m dir. Dikmeler kiriş elemanı ile moment aktarmayan (M2 ve M3 yönünde mafsal) bağlantılar kullanılarak birleştirilmiştir.

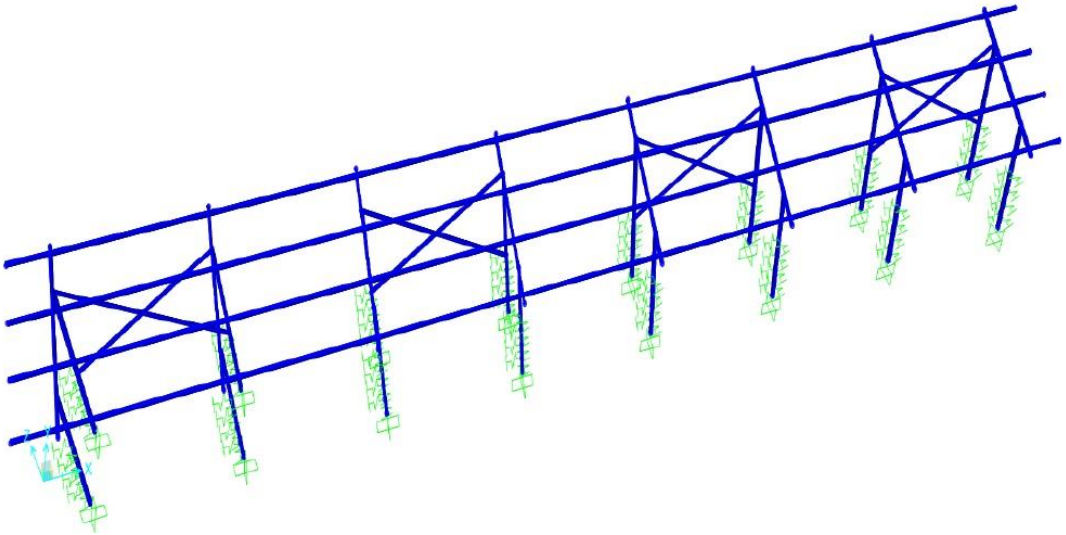
Aşık elemanlarına ise eksenel yük serbestliği verilmiştir. Sistem çakma sistem olarak düşünülmüş, zemin kotundan 1.2m aşığıda kazık elamanları tanımlanmış ve zemin davranışını doğru aktarması için yay katsayıları bu dikmelere göre modellenmiştir. Kazık altlarına ankastre mesnet tanımlanmış bu mesnetlerden elde edilen sonuçlarla kazık hesapları kontrol edilmiştir [55].

Şekil 3.6'da referans bir masa tipi kesiti mevcuttur. Bu bölümde panelin açısı belirtilerek 3 boyutlu çizimler üzerinde X ve Y yönündeki aks aralıkları ile konsol boyları bilgileri verilir. Mesnet ve düğüm noktaları numaralandırılarak hesaplamaların daha anlaşılır olması sağlanılır.



Şekil 3.6 : Referans masa tipi kesiti [55].

Şekil 3.7'de görüldüğü üzere sistemde taşıyıcı elemanlar uzun dikme, kısa dikme, aşık, kiriş ve çapraz bağlantı ekipmanlarıdır. Bu ekipmanların malzeme çeşitleri ve kesit bilgileri de bu bölümde verilerek programa veri girişleri yapılır.



Şekil 3.7 : Taşıyıcı sistem 3 boyutlu görünüş [55].

Üçüncü bölüm, statik raporun en kritik bölümünü oluşturan yüklemeler bölümüdür. Bu bölümde ilk olarak zati yük yüklemesi adı verilen kolon, kiriş, çapraz gibi yapısal elemanların ağırlıkları program aracılığıyla hesaplanmaktadır. Daha sonra ana

elamanlar olan güneş panellerinin yapı üzerindeki yayılı yükleri belirlenmektedir. Günümüzde kullanılan silikon güneş panelleri çoğunlukla yaklaşık olarak 19kg ağırlığa sahip olup, 1,64m² alan kaplamaktadır. Buradan m² başına panel ağırlığı bulunarak, etkiyen yük çizimler üzerinde belirtilmektedir.

Panel yükü haricinde en önemli yüklerden birisi de kar yüküdür. Kar yükünü belirlemek amacıyla bölgenin rakımı da göz önünde bulundurularak, deprem yönetmeliğindeki TS498 Çizelge-4'den yardım alınmaktadır. Çizelge 3.10'da bu yönetmelikten alınan kar yükü yüzdeleri mevcuttur.

Çizelge 3.10 : Bölgelere göre kar yükü yüzdeleri [55].

Yapı yerinin denizden yüksekliği	BÖLGELER			
M	I	II	III	IV
≤ 200	0,75	0,75	0,75	0,75
300	0,75	0,75	0,75	0,8
400	0,75	0,75	0,75	0,8
500	0,75	0,75	0,75	0,85
600	0,75	0,75	0,8	0,9
700	0,75	0,75	0,85	0,95
800	0,8	0,85	1,25	1,4
900	0,8	0,95	1,3	1,5
1000	0,8	1,05	1,35	1,6
>1000	1000m'ye tekabül eden değerler, 1500m'ye kadar %10, 1500m'nin üstünde ise %15 artırılır.			

Bir diğer önemli yük ise rüzgar yüküdür. Yine yapının yerden yüksekliği dikkate alınarak, deprem yönetmeliğindeki TS498 Çizelge-5'deki bilgiler ile rüzgar yükü hesaplanır. Bu hesaplama yapılırken farklı yönlerden gelen rüzgar yükleri çizim üzerinde gösterilerek, yükün oluşturabileceği maksimum yük değerleri belirtilir.

Deprem yükleri belirlenirken ise santralin bulunduğu yerin etkin yer ivmesi katsayısı değerinden yola çıkarak, bina önem katsayısı belirlenir. Zemin analizinde belirtilen zemin sınıfı değeri de göz önünde bulundurularak, yapı programında tepki spektrumu (response spectrum) adı verilen tanımlama kısmında değerlendirilir ve deprem kuvvetlerinin yapı üstündeki etkileri belirlenir.

Analiz sonuçlarında yapılan hesaplamalar ve çizimlerin sistemin kurulumunda statik olarak bir sorun teşkil edip etmediği ilk bölümde verilen standartlar çerçevesinde değerlendirilir ve uygunluk bilgisi verilerek analiz tamamlanır.

3.2.4.3 Elektriksel hesaplamaların yapımı

Elektriksel projelerin hazırlanması projelendirme kısmının en fazla uğraş gerektiren bölümü diyebiliriz. Bu bölümde kablo seçimi, AC-DC gerilim düşümü, kısa devre, topraklama ve panel-evirici uyumluluk hesaplamaları ile tek hat şeması, topraklama planı, kablo güzergâh planı, ölçü-haberleşme planı ve pano detay planlarının verilmesi gerekir.

Panel evirici uyumluluk hesaplamaları incelenirken, inverterin maksimum ve minimum çalışma voltaj seviyeleri göz önüne alınarak, sıcaklık değişimlerine bağlı tavan ve taban değerleri bulunur. Bu değerlerin inverter ve kablolar için sorun teşkil etmeyeceğinin belirlenmesi gerekir. Örnek olarak, Şekil 3.11'deki İzmir Menemen projesinin uyumluluk hesaplamaları incelenebilir.

Çizelge 3.11 : Dizi-evirici uyumluluk hesapları için sistem bilgileri [56].

Konfigürasyonu:	Dizi (adet)	Panel/dizi (adet)		
SB Girişi	24	23		
MPPT Girişi	8	23		
Toplam	192	4416		
B13.3 Panel Evirici Uyumluluk Hesapları				
FV Modül Katalog Bilgileri				
Maksimum Sıcaklık	(Tmax)	70°C	Güç çıkışı Pmax	270 Wp
Minimum Sıcaklık	(Tmin)	-10°C	PV Modül Nominal Gerilimi (Vmpp)	31.7 V
PV Modül Standart Test Sıcaklığı	(Tstc)	25°C	PV Modül Açık Devre Gerilimi (Voc)	38.8 V
PV Modül Voc Sıcaklık Katsayısı	[KVoc]	-0.32%/°C	Dizi Nominal Akım (Impp)	8.52 A
PV Modül Vmpp Sıcaklık Katsayısı	[KVmpp]	-0.32%°C	Dizi Kısa Devre Akımı (Isc)	9.09 A
Kablo (Uzunluk/Kesit alanı)	900 mm/ 4 mm²			
Evirici Katalog Bilgileri				
Maks. DC Giriş Gerilimi	Vmax,abs	1100 Vdc	Max AC Güç	1000000 W
	Vstart	600 Vdc	Nominal AC Gerilim	400 V
	Vdc min	600 Vdc	Maks. DC Güç	1200000 W
	Vdc max	1100 Vdc		
MPPT sayısı		1 adet		
Maks. DC Giriş Akımı MPPT	Idc-mppt maks	1710 Adc		
Maks.MPPT Kısa Devre Akımı	Isc max	3078 Adc		

Bir dizi içindeki maksimum modül sayısını hesaplamak için ilk etapta minimum T için gerilim değeri bulunur ve $n_{max,}$ (3.3) ve (3.4) formüllerinden 25,5 adet bulunur.

$$U_{L(modül\ Tmin.℃)} = (1 - (\Delta T℃\ x\ \beta_(L)) / 100)\ x\ U_{L(STC)}) \quad (3.3)$$

$$n_{max} = (U_{evirici\ max} / U_{L(modül\ T\ min℃)}) \quad (3.4)$$

Bir dizi içindeki minimum modül sayısını hesaplamak için ise ilk etapta maksimum T için mpp gerilim değeri bulunur ve $n_{min,}$ (3.5) ve (3.6) formüllerinden 22,11 adet bulunur.

$$U_{MPP(modül\ Tmax.℃)} = (1 + (\Delta T℃\ x\ \beta_(MPP)) / 100)\ x\ U_{MPP(STC)} \quad (3.5)$$

$$n_{min} = (U_{MPP(evirici\ \min)} / U_{MPP(modül\ Tmin℃)}) \quad (3.6)$$

Panel-evirici uygunluk kontrolü yapılırken N; dizideki panel sayısı , V_{oc}; açık devre voltajı, K_{voc}-K_{mppt}; sıcaklık katsayısı, T_s; standart koşullardaki sıcaklık olmak üzere;

Formül (3.7)'den, -10°C'deki gerilimi 992,35V olur. İnverter maksimum voltajı 1100V'dan küçük olduğu için uygundur.

$$U_{maxdizi} = N\ x\ V_{oc}\ x\ (1 + (K_{voc}\ x\ (T_{min} - T_s)/100)) \quad (3.7)$$

Formül (3.8)'den, 70°C'deki gerilimi 763,89V olur. İnverter minimum giriş voltajı 600V'dan büyük olduğu için uygundur.

$$U_{mindizi} = N\ x\ V_{oc}\ x\ (1 + (K_{voc}\ x\ (T_{max} - T_s)/100)) \quad (3.8)$$

Formül (3.9)'dan, -10°C'deki gerilimi 810,76V olur. İnverter maksimum voltajı 1100V'dan küçük olduğu için uygundur.

$$U_{maxmppt} = N\ x\ V_{mpp}\ x\ (1 + (K_{mpp}\ x\ (T_{min} - T_s)/100)) \quad (3.9)$$

Formül (3.10)'dan, 70°C'deki gerilimi 624,11V olur. İnverter minimum giriş voltajı 600V'dan büyük olduğu için uygundur.

$$U_{minmppt} = N\ x\ V_{mpp}\ x\ (1 + (K_{mpp}\ x\ (T_{max} - T_s)/100)) \quad (3.10)$$

Maksimum dizi akım kontrolü yapılırken D invertere bağlı toplam modül sayısı olmak üzere D x I_{mpp} formülünden 1635,8A bulunur ve maksimum DC giriş akımı 1710A'den küçük olduğu için uygundur.

Inverter bağlı güç değeri olan 1192,32kW maksimum güç sınırı olan 1200kW'dan küçük olduğu için, güç açısından da uygundur.

Topraklama hesapları sahanın geneli ve santral içerisindeki kök binaları için ayrı ayrı yapılır. Herbir hesaplama içerisinde ilgili alanın topraklama direnci, topraklama çubuğu direnci, eşdeğer direnç, adım gerilimi ve dokunma gerilimi değerleri verilmelidir.

Topraklama direnci bulunurken Laurent formülünden faydalanılır. Alanı topraklama ağının kapladığı alana eşit olan bir dairenin çapı (D), tesis alanı (A) olmak üzere, formül (3.11) ile bulunur.

$$D = \sqrt{4\ x\ {}^{A}/_{\Pi}} \tag{3.11}$$

R_g topraklama direnci değeri ise toprak özgül direnci (ρ), toprak iletken uzunluğu (L) ve daire çapı (D) formül (3.12) yardımıyla bulunur.

$$R_g = \left(\frac{\rho}{2D}\right) + \left(\frac{\rho}{L}\right) \tag{3.22}$$

Adım gerilimi hesaplanırken ilk etapta maksimum toprak gerilimi **(3.13)** eşitliği ile bulunur.

$$U_e = I_{k1}\ x\ R_{eş} \tag{3.33}$$

Ardından en güvenlikli durum olarak taban zemini toprak özgül direnci (ayağın bastığı üst yüzey zeminin özgül direnci) ölçülen toprak özgül direncine eşit alınarak Dalziel formülüne göre hesaplanan kabul edilebilir adım gerilimi aşağıdaki formül yardımıyla bulunur;

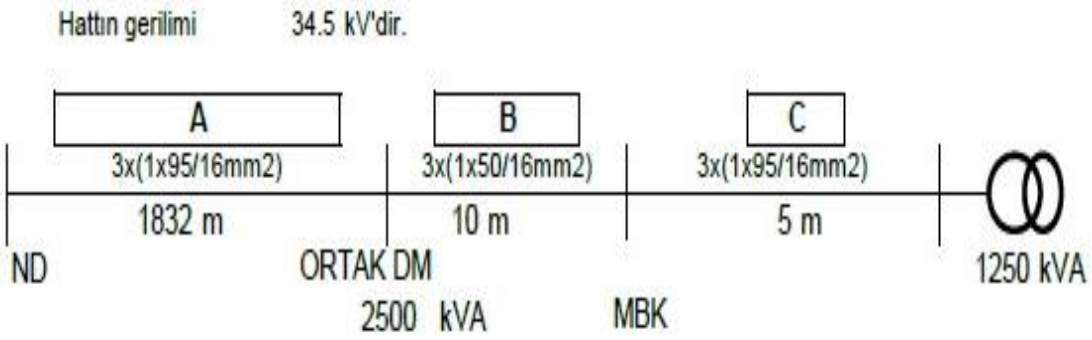
$$U_{al} = \frac{165 + \rho}{\sqrt{t}} \tag{3.44}$$

Daha sonra bu değer santraldeki en gayri müsait ağ şebekesi adım gerilimi değeri ile karşılaştırılarak uygunluğu belirlenir.

Yıldız noktası doğrudan veya direnç üzerinden topraklanmış şebekelerde müsaade edilen en büyük adım gerilimi faz-toprak arızalarında temizlenme süresine bağlı olarak (0,5sn) ve dokunma gerilimi 0,5sn için U_d = 174V, izin verilen değerdir (57).

Diğer aşamalardan biri olan kısa devre hesaplamaları sistem güvenliği açısından önemlidir. Kısa devre ile birlikte sistemde empedansı küçük yeni bir devre oluştuğundan, bütün besleme noktalarından kısa devre noktasına doğru büyük ölçekte akımlar geçer. Normal işletme akımlarına oranla daha büyük olan kısa devre akımları, tesisat öğelerini termik ve dinamik bakımdan zorlar.

YG-AG iletken kablo seçim hesaplamaları yapılırken, GES'in mevcut şebekeye OG'den bağlantısı için kullanılan kablo kesitleri, akım taşıma kapasiteleri, kısa devre dayanımları, gerilim ve güç kaybı hesapları yapılır. Bu hesaplamaların, TEDAŞ Elektrik Şebekeleri Enerji Kabloları Montaj Usul ve Esasları Yönetmeliği'ne uygun bir şekilde olması gerekir. Hesaplamalar yapılırken santral Şekil 3.8'deki örnekte verildiği gibi bölümlere ayırılıp, her bir bölüm ayrı ayrı incelenir.



Şekil 3.8 : OG hat şeması [56].

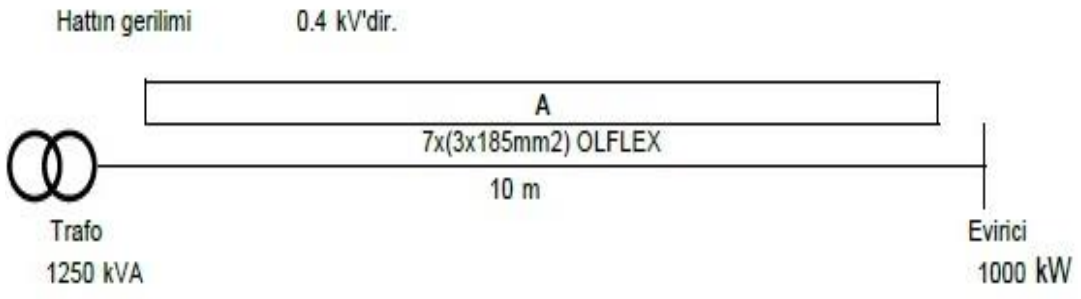
Daha sonra verilen bu değerler ışığında güç kaybı formülü (3.15) ve gerilim düşümü formülü (3.16); L = Uzaklık , I = Akım , S = Kesit , K = Elektrik İletkenlik Katsayısı U = Gerilim olmak üzere uygulanır.

$$\text{Güç kaybı; } Pk = 3 \times L \times I^2 / S \times K \tag{3.55}$$

$$\%e = \sqrt{3} \times 100 \times L \times I / S \times U \times K \tag{3.16}$$

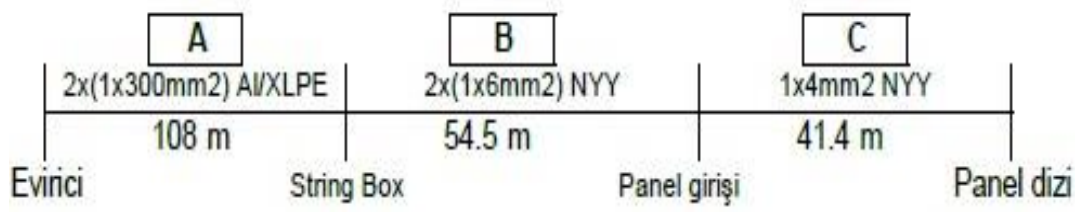
Bu formüller üç farklı hat olarak verilen A,B,C için ayrı ayrı uygulanır ve orta gerilim için istenilen güç kaybı ve gerilim düşümü değerlerine ulaşılır.

Alçak gerilim tarafında ise, yine aynı şekilde hat şeması üzerinden aynı formüller kullanılarak bu hesaplamalar yapılır. Burada hat geriliminin değerine dikkat etmek gerekir. Şekil 3.9'da AG hat şemasının bir örneği mevcuttur.



Şekil 3.9 : AG hat şeması [56].

Üçüncü aşama ise eviriciden sonraki DC hattın hesaplamalarıdır. Şekil 3.10'da DC hat şemasının bir örneği mevcuttur.



Şekil 3.10 : DC kısım AG hat şeması [56].

Güç kaybı formülü ve gerilim düşümü formülleri (3.17) ve (3.18) aşağıdaki gibidir;

L = Uzaklık , I = Akım , S = Kesit , K = Elektrik İletkenlik Katsayısı U = Gerilim

$$\text{Güç kaybı ; } Pk = L \times I^2/S \times K \tag{3.17}$$

$$\text{Gerilim Düşümü ; } \%e = 100 \times L \times I/S \times U \times K \tag{3.18}$$

Yönetmelikte verilen değerlere göre AC gerilim düşümü değerlerinin %3'ün altında, DC gerilim düşümü değerlerinin ise %2'nin altında olması gerekir. Çıkan sonuçlar bu sınır değerler ile karşılaştırılır ve uygun olup olmadığı belirlenir. Örnek bir DC gerilim düşümü tablosu Şekil 3.12'de verilmiştir.

Çizelge 3.12 : Örnek DC gerilim düşümü tablosu [56].

String Box	Dizi	Panel Sayısı	Gerilim (V)	Akım (A)	Güç (W)	Uzunluk (6mm²)	Uzunluk (4mm²)	Güç Kaybı (W)	Güç Kaybı (%)	Gerilim Düşümü %e
SB-1	1	23	729	8,52	6210	54,5	41	0.40%	0.40%	0.40%
SB-1	2	23	729	8,52	6210	52,5	41	0.40%	0.40%	0.40%
SB-1	3	23	729	8,52	6210	58,5	41	0.42%	0.42%	0.42%
SB-1	4	23	729	8,52	6210	56,5	41	0.41%	0.41%	0.41%
SB-1	5	23	729	8,52	6210	104,5	41	35.9	0.58%	0.58%
SB-1	6	23	729	8,52	6210	102,5	41	35.4	0.57%	0.57%
SB-1	7	23	729	8,52	6210	294,5	41	76.9	1.24%	1.24%
SB-1	8	23	729	8,52	6210	292,5	41	76.5	1.23%	1.23%
SB-1	9	23	729	8,52	6210	26,5	41	19.0	0.31%	0.31%
SB-1	10	23	729	8,52	6210	30,5	41	0.32%	0.32%	0.32%
SB-1	11	23	729	8,52	6210	30,5	41	0.32%	0.32%	0.32%
SB-1	12	23	729	8,52	6210	34.5	41	0.33%	0.33%	0.33%
SB-1	13	23	729	8,52	6210	48.5	41	0.38%	0.38%	0.38%
SB-1	14	23	729	8,52	6210	52.5	41	0.40%	0.40%	0.40%
SB-1	15	23	729	8,52	6210	98.5	41	34.6	0.56%	0.56%
SB-1	16	23	729	8,52	6210	100.5	41	35.0	0.56%	0.56%
SB-1	17	23	729	8,52	6210	146.5	41	44.9	0.72%	0.72%
SB-1	18	23	729	8,52	6210	148.5	41	45.4	0.73%	0.73%
SB-1	19	23	729	8,52	6210	194.5	41	55.3	0.89%	0.89%
SB-1	20	23	729	8,52	6210	198.5	41	56.2	0.90%	0.90%
SB-1	21	23	729	8,52	6210	244.5	41	66.1	1.06%	1.06%
SB-1	22	23	729	8,52	6210	246.5	41	66.5	1.07%	1.07%
SB-1	23	23	729	8,52	6210	292.5	41	76.5	1.23%	1.23%
SB-1	24	23	729	8,52	6210	294.5	41	76.9	1.24%	1.24%

3.2.5 Saha tesviyesi ve yol yapımı

Arazi üzerine kurulup devlete satış amacı taşıyan güneş enerjisi santrallerinde arazi seçimi yapılırken önemli bazı kriterler vardır. Bu kriterleri; arazinin yapısı, maliyeti, arazinin bağlantı noktasına olan uzaklığı, arazi sınıfı, eğimi, bölgedeki bağlantı kapasitesi ve ulaşım yollarına uzaklığı olarak düşünmek mümkündür. Bunlar arasında arazi sınıfı ve bölgedeki bağlantı kapasitesi kriterleri olumlu değil ise, santral kurulamayacağından ilk etapta bu kriterlerin sağlanılmasına odaklanılmaktadır. Sonrasında ise genellikle arazinin maliyetine odaklanıldığından, GES için alınan araziler, kurulum esnasında bir çok ekstra maliyet çıkarabilmektedir. Bu maliyetlerden en önemlileri, saha tesviyesi ve yol yapımıdır. Bağlantı noktasında uzaklığın artması da, yatırımcıya ciddi maliyetler yaratsa da ENH hatları işin sonunda dağıtım şirketlerine devredilip, harcanan tutar belirli oranlarda geri alındığından, bu maliyet çok önemsenmemektedir.

İlk etapta yola değinecek olursak, yol durumunun özellikle kurulum aşamasında olmak üzere, çok büyük öneme sahip olduğunu söylemek gerekmektedir. Düşük maliyetli arazilerin seçilmesi sebebiyle, çoğunlukla bu araziler bağlantı yollarına uzak kalmaktadır. Bu sebeple yatırımcının arazisine gidecek yolu kendi yaptırması gerekmektedir. Fakat bu yollar yapılırken, kurulum süreci ve hava koşulları göz önüne alınarak dayanıklı yollar yaptırılmalıdır. Kurulum sürecinde bu yolları yıpratabilecek birçok etken olacaktır. Bunların başında yüksek tonajlı malzemeler ile yüklenmiş tırlar gelmektedir. Özellikle sahaya getirilmesi gereken ve içerisinde hücreler, transformatör veya merkezi inverterleri barındıracak olan monoblok beton köşklerin ağırlıkları 10-22 ton arasında değişmektedir. Kablolama esnasında kanallar içerisinde kullanılacak nehir kumları da 20-30 ton ağırlığındaki tırlara yüklenip sahaya taşınmaktadır [58]. Bir diğer ağır ekipman olan panel tırları da, yaklaşık 15 tonluk panel ile yüklenip sahaya getirilmektedir. Bunlar dışında büyük kesitli kablolar ve konteyner gibi yine sahaya taşınması kolay olmayan malzemeler bulunmaktadır. Tüm bu taşıma işlemleri 1MW'lık bir santral üzerinden düşünüldüğünde, yaklaşık 25 adet tırın sahaya gelmesi gerekmektedir. Ayrıca konstrüksiyon sisteminin betonlama yöntemiyle yapılacağı düşünülür ise bu sayı katlanacaktır. Bu da yolun sağlıklı olmaması durumunda ciddi problemlerle karşılaşmaya neden olmaktadır. Özellikle hava koşullarının zorlu olduğu bölgelerde tırların yola saplanması, devrilmesi veya tümseklerin olduğu bir yol ise tırların yükseltileri çıkamaması durumları ile çok karşılaşılmaktadır.

Yollardaki yükselti farklarına örnek olarak Şekil 3.11'de görülen İzmir projesi verilebilir. Yoldaki ciddi yükselti farkları yüksek tonajlı araçların çıkmasına izin vermediğinden kot farkları düşürülmüş ve yol daha sağlıklı bir hale getirilmiştir.



Şekil 3.11 : İzmir GES yol yapımı.

Şekil 3.12'deki fotoğraf ise Konya çevresinde yapılan bir projeden alınmıştır. Santral yapımına başlanmadan bir yol çalışması yapılmasına rağmen hava şartları ve yüksek tonajlı araçların girişi çıkışı neticesinde bu duruma gelmiştir. Yapılan harcamaların boşa gitmemesi adına planlamanın doğru yapılıp, santral bölgesinin hava koşulları dikkate alınmalıdır.



Şekil 3.12 : Konya GES yol durumu.

Bilindiği üzere bu santraller uzun süre işletimde kalacak ve belirli aralıklarla bakım onarım işlemleri gerektirecektir. O yüzden santral ömrü boyunca sağlıklı bir yola her zaman ihtiyaç vardır. Unutmamak gerekir ki, bu çapta büyük güneş enerjisi santralleri yüksek getirisi olan santrallerdir ve yol problemleri yüzünden müdahele edilemeyip kaybedilen kazançlar, yol maliyetlerinin çok daha üstüne çıkabilmektedir.

Saha tesviyesi de kuruluma başlamadan önce bir diğer önemli iş yükü durumundadır. Arazinin durumuna göre, bazı arazilerde hiçbir işlem yapılmadan kuruluma başlanılabilirken bazı araziler aylarca saha tesviyesi gerektirebilmektedir. Bu da önemli bir zaman kaybının yanı sıra, ciddi bir maliyet anlamına gelmektedir. Bazı sahalar ilk bakışta uygun gibi gözükse de alt konstrüksiyon montaj sistemlerinin kurulumunu yapacak olan firmalar sahaya geldiğinde beklenmedik maliyetler ortaya

çıkabilmektedir. Bunun sebebi de delme işini yapacak olan delme makinalaranın, sahada rahat ve iş sağlığını tehlikeye atmayacak bir şekilde ilerleyebilmesi için düzenlemelerin yapılması gerekliliğinden doğmaktadır. Bu yüzden santral yapımı için araziyi almadan önce mutlaka konstrüksiyon montajı yapan profesyonel bir firmadan görüş almakta fayda vardır.

Saha tesviyesi ile ilgili en çok karşılaşılan sorunlardan birisi de saha içerisinde sehpa ayaklarının montajını olumsuz etkileyen yükselti farklarıdır. Şekil 3.13, bu duruma örnek olarak gösterilebilir.



Şekil 3.13 : Muğla GES arazi durumu.

Bu sahada ciddi doğu-batı yükselti farkları mevcuttur. Bu sebeple masaların ayakları zemine çakılırken orantısızlıklar çıkarmaktadır. Bu sorunu çözmek için arazinin yapısına bağlı olarak eğer tesviye etmeye elverişli yumuşak bir zemine sahip ise ilk etapta iş makineleri yardımıyla saha tesviyesi yoluna gidilmelidir. Bir diğer çözüm yolu, saha yerleşim planında doğu batı eğimlerinin masaları olumsuz etkilediği yerlerde bu masaları bölerek, iki farklı masa üzerinde yerleşim yapmak ve bu olumsuzluğu minimum seviyeye indirmektir. Üçüncü bir çözüm yolu ise çakılan standart ayak boylarının değiştirilerek, olumsuzluğun yaşandığı bu bölgelerde duruma göre daha uzun ayaklar kullanmaktır.

Şekil 3.14'deki proje, ülkemizde güneş enerjisi santrallerinin ne kadar zorlu arazilerde kurulduğunun açık bir örneği durumundadır. Bu fotoğraf, Muğla çevresinde yer alan 1MW'lık bir santrale aittir. Projede arazinin güney eğimi bazı bölgelerde 45°'ye kadar çıkmaktadır. Bu sebeple arazide kuruluma başlanılmadan önce iş makinalarının yürüyebileceği şekilde bir saha tesviyesi yapılmak zorundadır. Bu amaçla sahada teraslama denilen, arazide panel montajına ve iş makinalarının yürümesine olanak sağlayan eğimi düşük alanlar oluşturulur. Bu santralin kurulumunu zorlaştıran bir diğer etmen de santraldeki sehpa ayaklarının betonlama yöntemiyle montajlanmasıdır. Böyle bir santralde beton mikserleri santral içerisinde yürüyemeceğinden, iş makinaları yardımıyla betonlama işlemi yapılır. Bu da hem zaman hem de maliyet açısından önemli bir kayıptır.



Şekil 3.14 : Yatağan GES genel görünüm.

Sahalarda tesviye maliyetini artıran bir diğer durum ise, sahanın yüzeyinde bulunan veya kablolama kanallarının kazımı esnasında ortaya çıkan ve kurulumu engelleyen büyük kaya parçalarının saha dışına dökülmesidir. Bazı sahalarda onlarca bazı sahalarda ise yüzlerce hafriyat kamyonu seferlerinin yapılması gerekebilir. Bu işlemlerin doğru bir şekilde yapılması için belediyeler tarafından belirlenen hafriyat döküm alanlarının kullanılması gerekir. Bu alanların santral arazisine olan uzaklığı da sistem maliyetini önemli oranda değiştirebilmektedir. Bu sebeple fizibilite çalışmalarını ciddi oranlarda değiştirebilen bu etmenlerin kuruluma başlanılmadan önce göz önünde bulundurulması gerekmektedir.

3.2.6 Taşıyıcı sehpa noktalarının işaretlenmesi ve sehpa montajının yapılması

Saha tesviyesi ve yol yapımı işlerinin ardından saha içerisinde kurulum sürecine başlanılabilir. Bunun için ilgili harita mühendisi santral yerleşim planındaki masa ayaklarının ilk ve son noktalarını bilgisayar ortamında belirleyerek, cihazlarına yüklemektedirler. Daha sonra GPS (Global Posistioning System) alıcısı sayesinde programdan aktarılan koordinatlar saha üzerinde işaretlenmektedir. Projelendirme sırasında sahadaki kot farkları ne kadar doğru işlenirse işaretleme işlemi de o kadar doğru ilerlemektedir. Şekil 3.15'de Muğla şehrindeki bir projede harita mühendisi tarafından yapılan koordinat işaretleme işlemi görülmektedir.



Şekil 3.15 : Muğla GES koordinat işaretleme.

3.2.6.1 Zemine çakma yöntemi

Zemin analiz raporu neticesinde konstrüksiyon ayaklarının zemine herhangi ekstra bir materyal kullanmadan, direkt olarak zemine çakılması yöntemidir. Betonlama yöntemine nazaran daha düşük maliyetlidir. Ayrıca kurulumda da daha hızlı bir şekilde ilerleme olanağı sunar. Bu yöntemin de piyasada kullanılan iki türü mevcuttur. Bunlardan birincisi, çelik ayakların zemine çakma cihazları ile direkt olarak çakıldığı yöntemdir. Bu yöntem, çelik ayakların zemine çakılırken zarar görmeyeceği daha

yumuşak zeminlerde tercih edilmelidir. Şekil 3.16 bu yönteme bir örnek olarak verilebilir.



Şekil 3.16 : Zemine çakma görseli.

Diğer yöntem ise, ilk olarak rok delici (rock drill) makineleri ile çelik ayakların gireceği ancak, ayak çapına nazaran küçük deliklerin açılıp sonrasında ise bu ayakların yine zemine çakma cihazları vasıtasıyla zemine entegre edildiği yöntemdir. Bu yöntem ise, genellikle kayalık zeminlerde kullanılıp, çakma esnasında çelik ayağa zarar gelmemesi amacıyla geliştirilmiştir. Örnek olarak, Şekil 3.17'deki projede delikler 10cm çapında delinerek, 12cm genişliğindeki C tipi çelik kazıklar yerleştirilmiştir.



Şekil 3.17 : Muğla GES zemine çakma.

3.2.6.2 Betonlama yöntemi

Zemin analiz raporu neticesinde konstrüksiyon ayaklarının zemine betonlama vasıtasıyla entegre edildiği uygulama biçimidir. Sahada sert kayaç profilinin hakim olması, çok düşük taşıma gücü olan veya aşırı korozif zeminlerde çakım temel uygulaması mümkün olmamaktadır. Bu olumsuzlukları elemek amacıyla betona gömülü kazık uygulaması da kullanılmaktadır. Betonlama yönteminin de farklı varyasyonları vardır. Bunlardan birincisi, yine rok cihazları ile ayakların girebileceği genişlikte delikler açıldıktan sonra deliklerin içinin betonla doldurulduğu şeklidir. Konya'da gerçekleştirilen bir örneği Şekil 3.18'de mevcuttur.



Şekil 3.18 : Konya GES çelik ayak betonlama işlemi.

Diğer yöntem ise kalıplar içerisine beton döküldükten sonra çelik ayakların bu beton kalıplarına sabitlendiği sistemdir. Yüzeysel betonarme temelli sistemler çok düşük taşıma gücü olan zeminlerde uygulanmakta ve uzun ömürlülüğü ve yüksek durabilitesi nedeniyle tercih edilmektedir. Bu sistemde zemine herhangi bir delik delme ihtiyacı olmaz. Ancak maliyeti yüksek sistemlerdir. Şekil 3.19'da bu yöntemin bir görseli mevcuttur.



Şekil 3.19 : Betonarme kalıp örneği.

Çelik ayakların montajı bittikten sonra işlemin doğru bir şekilde yapılıp yapılmadığını test etmek amacıyla çekme (pull-out) testi adı verilen testin yapılması gerekir. Bu test şekilde görüldüğü üzere kantarın iş makinasına bağlanması vasıtasyla yapılabilir. Burada amaç, statik raporda bahsedilen sınır değerlere kadar çelik ayağın konumunda bir değişiklik olmamasıdır. Bu gerekliliği sağlıyor ise bir sonraki aşamaya geçilebilir. Aksi halde, bu ayakların çıkarılarak daha doğru bir şekilde yerleştirilmesi gerekir. Üst montaj sistemi montajına başlamadan önce çelik ayakların uygulama esnasında iş makinasından kaynaklı meydana gelen ufak galvaniz bozulmalarında içerisinde yüksek oranda çinko bulunduran ve korozyonu engelleyen galvaniz boyalarla boyanarak önlem alınması gerekir. Şekil 3.20'de Muğla projesindeki çekme testi ve antikorozyon boya işlemi görülmektedir.



Şekil 3.20 : Muğla GES çekme testi ve antikorozyon boya işlemi.

Konstrüksiyon ayakları projeye uygun bir şekilde konumlandırıldıktan sonra sırasıyla kiriş ve aşık montajına geçilir. Ayakların hizalı bir şekilde yerleştirilmiş olması kritik öneme sahiptir. Aynı masaya ait ayakların zemin üstündeki boylarının arasındaki büyük farklar kiriş ve aşık montajını da olumsuz etkileyeceğinden panel montajı hem görsel hem de teknik açıdan istenileni vermeyecektir. Kiriş montajının ardından açı ölçer cihazlar vasıtasıyla sehpa sisteminin açısının projeyle uyumlu gidip gitmediği test edilmelidir.

Kiriş ve aşık montajını da takiben, klemp adı verilen panellerin montaj sistemine sabitlendiği malzemeler yerleştirilir ve Şekil 3.21'deki gibi panel montajı yapılmaya hazır hale gelmiş olur.

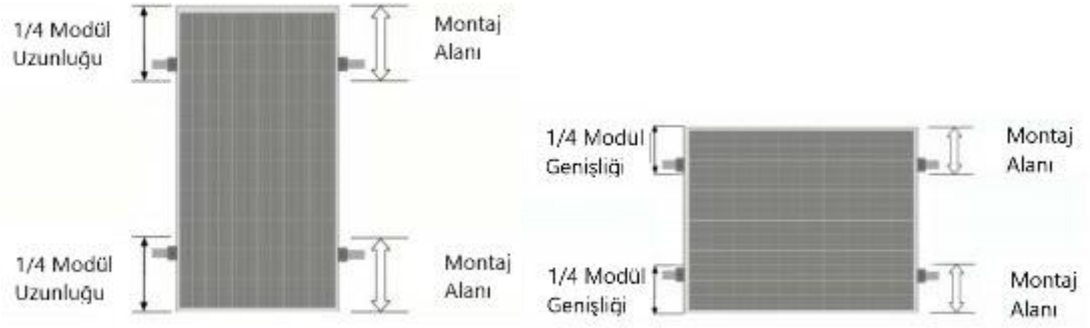


Şekil 3.21 : Muğla GES masa örneği.

3.2.7 Panel, inverter ve transformatör montajı

Panel montajı kullanılan panel sayılarını düşünüldüğünde, güneş enerjisi santrallerinin yapımında en çok zaman alan kısımlardan birisidir. Ancak panel montajının yanı sıra panellerin doğru yerlerde stoklanıp sahaya dağıtılma işi de, zaman açısından önemli bir etkiye sahiptir. Paneller sahada stoklanacağı alana ne kadar yakın istiflenip, işçilerin montaj yapacağı alana en yakın yere bırakılırsa, montaj süresi de o kadar kısalacaktır.

Güneş panelleri montajı esnasında en çok dikkat edilmesi gereken hususların başında panel montaj kılavuzları gelir. Bu kılavuzlar montaj öncesinde dikkatli bir şekilde okunduktan sonra montaja başlanmalıdır. Çünkü kılavuzda belirtilen yöntemlerin dışında yapılan bir uygulama panellerin garanti kapsamı dışında kalmasına ve güvenilir olmayan bir sistem kurulumuna neden olabilir. Burada dikkat edilmesi gereken ilk husus panellerin çerçeveleri üzerinde herhangi bir delme işlemi yapılmamasıdır. Panel montajı ya klempler vasıtasıyla ya da mevcut delikler kullanılarak gerçekleştirilmelidir. Montaj sırasında panellerin üstüne basmamaya özen gösterilmelidir. Bu şekilde yapılan işçilik neticesinde hücrelerde mikro boyutta çatlaklar meydana gelip verimi önemli oranlarda düşürebilir. Ayrıca montaj esnasında paneller arasındaki mesafeler de hava geçişleri ve yangın gibi tehlikeleri önlemek açısından önemlidir. İdeali 2cm olan bu mesafenin minimum 1cm olmasına izin verilir. Panel montajı esnasında klemp bağlantı noktalarına da dikkat etmek gerekir. Panel firmalarının teknik veri dokümanlarında firmaya göre bu oranlar değişiklik gösterse de Şekil 3.22'deki oranlar birçok panel için geçerli bağlantı noktalarıdır.



Şekil 3.22 : Modül üzerinde izin verilen klemp bağlantı noktaları [59].

Panel montajının güvenilir bir şekilde yapılabilmesi için tüm panellerin topraklanması gerekir. Bu amaçla arazi uygulamalarında teker teker panelleri topraklamak yerine, paneller ile temas halinde olan konstrüksiyon sisteminin çelik ayakları topraklanır ve bu sayede tüm sistem topraklanmış olur.

Cıvatalı bağlantıların emniyetle kullanılabilmesi ve bunun yanı sıra kullanıldığı yerde bir arada tuttuğu parçalara zarar vermemesi için, o bağlantıya özgü hesaplanabilir bir emniyetli tork değeri vardır. Bu değer, konstrüksiyon ve panel montajı esnasında da büyük önem arz eder. Eğer gerilme çok düşük ise, vida yerinden hareket edebilir veya çıkabilir. Ayrıca gerilim çok yüksek ise vida kırılabilir. Bu yüzden uygulama

esnasında optimum değer üzerinden hareket etmek gerekir. Panel montajına başlanması ile beraber sahadaki tüm vidaların tork değerleri kontrol edilmelidir. Özellikle rüzgar şiddetlerinin fazla olduğu bölgelerde panellerin montaj sisteminden ayrılması çok sık karşılaşılan bir durumdur. Bunun için bir tork anahtarı vasıtasıyla, teknik dokümanlardaki verileri baz alarak, konstrüksiyon bağlantıları ve panel bağlantıları test edilmelidir.

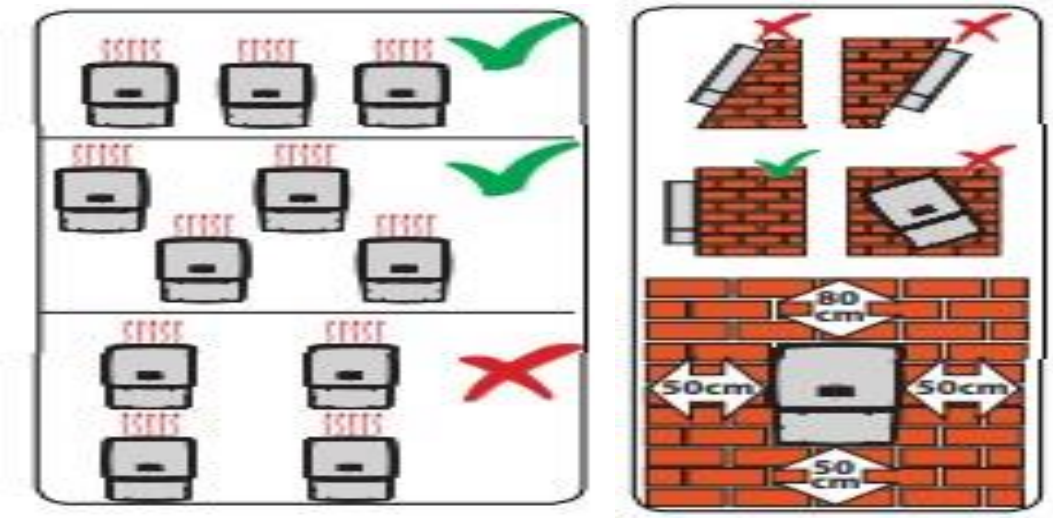
Projede belirtilen modül açıları uygulama ile paralel ilerlemelidir. Bu amaçla çelik ayakların montajından itibaren her adımda açı kontrolü önemlidir. Çoğunlukla projelerde ±1° tolerans verilir ve kontrolün bu değerler arasında yapılması beklenir. Açılardaki büyük sapmalar tek bir masada olsa dahi, bağlı olduğu grupları komple etkileyip yüksek verim kayıplarına sebep olacağından, Şekil 3.23'de gösterildiği üzere dijital su terazileri gibi ekipmanlarla kontrollerin yapılması gerekir. .



Şekil 3.23 : İzmir GES panel açı ölçümü.

İnverter montajlarını merkezi ve dizi inverterler için ayrı olarak incelemek gerekir. Dizi inverterler çoğunlukla panel sehpalarına monte edilirler. Ancak bazı santrallerde bakım ve onarımı kolaylaştırmak adına tek bir bölgede toplanarak montajı yapılabilir. Fakat bu uygulamalarda kablolama ve işçilik maliyeti yükseldiğinden çoğunlukla ilk yöntem üzerinden gidilir.

Günümüzde kullanılan dizi inverterlerin çok büyük çoğunluğu IP65 koruma derecesine sahip olduğu için dış ortamda kullanılmasında bir sakınca yoktur. Piyasadaki inverterler çoğunlukla -25°C , +60°C ortam sıcaklığı değerleri arasında çalışmasını sürdürebilir. Ancak inverterin daha verimli çalışması açısından cihaz sıcaklığının çok yükselmemesi gerekir. Bu sebeple inverterin montaj yeri büyük önem taşır. İnverterlerin güneşi direk almayacağı bir şekilde yerleştirilmesi ve dış ortamlardaki montajlarda mümkün ise kuzeye dönük olması (kuzey yarım küre ülkeleri için) verimlilik ve cihaz ömrü açısından gereklidir. Ayrıca Şekil 3.24'de gösterildiği gibi inverterlerin çevresinde yeterli boşluğun olması, havalandırma çıkışlarının açık olması ve düz yüzeylere montajının yapılmasına dikkat edilmelidir. Aralıkların teknik dokümanda yazan minimum değerin altına düşmesi, hava sirkülasyonunu bozacağından, aşırı ısınmaya sebebiyet verecektir.



Şekil 3.24 : İnverter montaj şekilleri.

İnverterlerin maksimum DC giriş gücü değerlerinin aşılmaması gerekliliği de önemli bir husustur. Maksimum güç üzerindeki bağlantılar, inverterlerin daha fazla ısınmasını takiben, cihazın kendini kapatmasına veya arızalanmasına sebebiyet verebilir.

Merkezi inverterler IP65 koruma sınıfına sahip olmadığından bazı koruyucu kabin veya monoblok beton köşkler içerisinde konumlandırılır. Merkezi inverterlere gücün aktarılmasını sağlayan toplama panoları ise dizi inverterler gibi IP65 koruma sınıfına sahip olup, dizi inverterlerdeki kurulum kuralları aynı şekilde geçerlidir.

İnverterler içerisinde kablo girişleri yapılırken de dikkat edilmesi gereken hem dizi hem de merkezi inverterleri ilgilendiren bazı hususlar mevcuttur. Bunlardan en

önemlisi enerjisiz ortamda çalışmaktır. Unutmamak gerekir ki, gün ışığının olduğu zamanlarda güneş panelleri üretim halindedir ve bu üretim kablolar aracılığıyla invertere gelmektedir. Bu sebeple, toplama panoları ve inverterlerdeki enerji akışını kontrol eden şalterlerin çalışma esnasında kesinlikle kapalı (off konumda) olması gerekir.

Kablolar invertere bağlanırken bir başka dikkat edilmesi gereken kritik husus ise, tork şiddetidir. Konstrüksiyon ve panel bağlantılarında olduğu gibi kablo bağlantılarında da büyük kesitli kablolar, baralara vidalar vasıtasıyla bağlanılır. Bu bağlantıların gevşek olması arklara sebebiyet verip tehlike yaratabilir. Bu sebeple bu bağlantıların da enerjilendirilmeden önce tork cihazları ile kontrol edilmesi gerekir.

Transformatör montajının en zor aşamalarından birisi içine konulacağı monoblok beton köşkün sahaya yerleştirilmesi sürecidir. Bu amaçla yüksek tonajlı köşkler sahada yine büyük tonajlı materyalleri indirme kapasitesine sahip vinçler yardımı ile indirilir. Bu işlem yapılmadan önce sahada köşkün konulacağı alanın, bu denli tonajlı bir köşkü taşıyabilecek beton temele ve terazisi alınmış düz bir zemine ihtiyacı vardır. Beton dökümü ile ilgili detaylar köşk projesinden alınarak işlem yapılır. Köşkün temel üzerine yerleştirilmesi sırasında tüm ayakların yere basmasına dikkat edilmelidir. Terazisi bozuk zeminden dolayı ayakların tam olarak yere basmaması durumu ilerleyen zamanlarda köşkte çatlamalara sebebiyet verecektir. Şekil 3.25'de köşk konumlandırılmasına bir örnek görsel verilmiştir.



Şekil 3.25 : Muğla GES transformatör konumlandırma.

Kablo girişleri yapıldıktan sonra monoblok beton köşkün alt tarafındaki yaklaşık 45-50 cm siyah izolasyonlu kısmı toprak altında kalacak şekilde zemine gömülmelidir. Bu sayede kablo girişlerinin ve kabloların da toprak altında kalmasını sağlayarak olası kaza ve risklerin önüne geçilmiş olunmaktadır. Zemin dolgusu işlemi yapılırken, köşkün kapılarının alt kısımları yerden en az 10cm yukarıda kalacak şekilde planlanmalıdır. Bu yükseklik trafoya yağmur ve kar suyu girişini engellemek için bırakılmaktadır. Monoblok beton köşklerin altındaki izolasyonlu kısımlarının toprak altında kalmasından sonra köşkün etrafı, süs betonu yapılarak, kilit parke döşenerek veya iri kırma taş dolgu yapılarak düzenlenmelidir.

Köşk yerleştirildikten sonra eğer hücreler harici olarak yerleştirilecek ise, yine vinç yardımıyla köşkün tavan kısmı çıkarılarak yerleştirilir. Ancak prefabrik köşkler haricinde, hücreler çoğunlukla köşk içerisine yerleştirilirek sahaya sevk edilir. Transformatörler ise harici olarak getirilip sahada köşk içerisine montajlanır. Köşk içerisindeki montaj işlemleri bittikten sonra, kabloların bağlanılması aşamasına geçilir. Şekil 3.26'da örnek bir bağlantı fotoğrafı görülmektedir.



Şekil 3.26 : İzmir GES örnek transformatör odası.

Sistemin en kritik ekipmanlarından birisi olan transformatör odalarında, her ayrıntının kurallara uygun yapılması gerekir.

Bunlardan birincisi kablo başlıklarının yönetmeliklere uygun yapılmasıdır. Başlık yapılmasının amacı; dahili bağlantılarda kısa devre darbelerine karşı korumak, harici tesislerde ise nem veya suyun kabloya sızıntısını önlemektir. 1kV'un altındaki dahili tesislerde kablo başlığına ihtiyaç yoktur ancak 1kV'tan sonraki dahili tesislerde kablo başlığı yapma zorunluluğu vardır. Bu işlem esnasında işçiliğin doğru bir şekilde yapılması kritik öneme sahiptir.

Montaj yapılacak kablonun teknik özellikleri ve yapısına uygun olan başlık ve ek seçiminden başlayarak, kablonun düz formda olmasına, uygulama yapılacak yüzeyin temiz olmasına, ufak partiküller ya da parçaların kablo üzerinde kalmamasına, uygulamanın montaj talimatlarına uygun şekilde uzmanlaşmış sertifikalı kişiler tarafından yapılmasına ve doğru kablo soyma araçları kullanılmasına kadar dikkat edilecek birçok unsur vardır. Ayrıca kablo uçları açıldıktan sonra makaranın yağmur, kar gibi nedenlerden dolayı içerisine su alması da kablo içerisinde nem oluşmasına ve sonucunda bağlantı sonrası başlığın patlamasına neden olabilmektedir. Bu olasılıkların dikkate alınarak yapılan işin IEC standartlarına uygun bir şekilde yürütülmesi gerekmektedir [60].

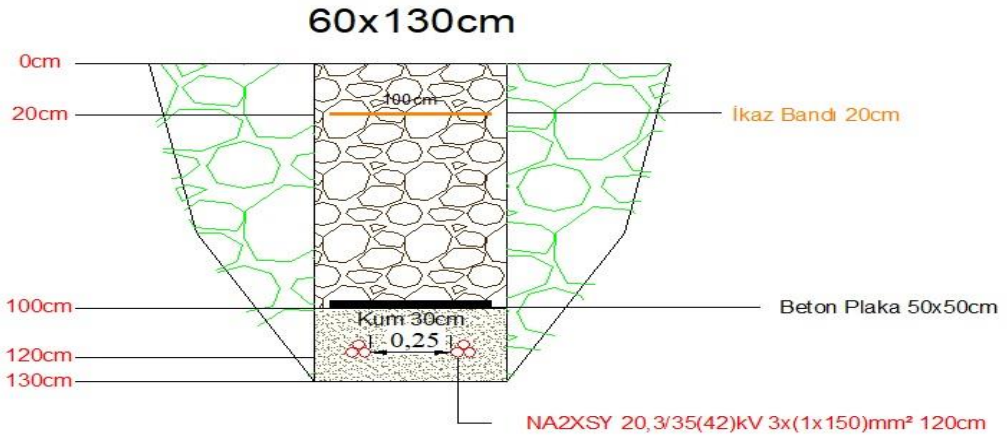
Ayrıca kabloların galvanizli tavalara kroşeler vasıtasıyla sabitlenerek taşınması gerekmektedir. Trafo bağlantıları yapıldıktan sonra OG trafo buşing izolasyonu ile dış ortama izole hale getirilmesi güvenlik açısından önemlidir. Trasformatörün projede belirtilen topraklama iletkenleri ile topraklanmasının ardından kablo girişlerinin yapıldığı tüm delikler poliüretan köpükler ile kapatılarak içeriye su alması engellenmelidir.

3.2.8 Kablolama ve test işlemleri

Arazi üzerindeki güneş enerjisi santrallerinin büyük bir bölümünde yer altı kablo kanalları mevcuttur. Bu sebeple kablo kanallarının açılması işlemi iyi bir planlama yapılarak başlanmalıdır. Santralin yapımı esnasında birçok farklı iş aynı anda yürütülmektedir ve yapılan işlerin birbirini engellememesi büyük önem taşır. Yanlış zamanlama ile açılan kablo kanalları, malzeme sevkiyatı ve iş makinalarının geçişi aşamasında birçok olumsuzluğa sebep olabilir. Bunu engellemek adına planlamanın geniş bir bakış açısıyla yürütülmesi gerekir.

Kablolama kanalları iş makinaları vasıtasıyla açılır. Ancak gücüne ve türüne bağlı olarak birbirinden farklı birçok iş makinası vardır. Bunların seçiminde zeminin şartlarına dikkat etmek gerekir. Arazinin yüksek eğimli olması malzeme taşınması ve kanal açılması esnasında yüksek güç gerektirir, bu yüzden makine seçiminde tonaj durumu göz önünde bulundurulmalıdır. Ayrıca lastikli iş makinaları bu tip zeminlerde paletli makinalara göre daha çok zorlanır. Yine zeminin sulu ve balçık olduğu durumlarda da paletli makinalar daha rahat çalışma imkanına sahiptir. Lastikli makinalar ise daha pratik ve hızlı hareket edebilmeleri sebebiyle arazinin elverişli olduğu durumlarda daha hızlı bir işçilik sunar. Zeminin taşlık ve sert kayalardan oluşması durumunda kırıcı diye tabir edilen makine aparatlarına ihtiyaç vardır. Bu tip zeminlerde yine zeminin sertlik durumuna göre makine gücünün değiştirilmesi gerekebilir. Ayrıca çalışılan alanlar, bazı projelerde çok kısıtlı olabilir. Böyle durumlarda makinenin boyutlarına da dikkat ederek seçilmesi gerekir.

Uygun iş makinalarının ve ideal planlamanın yapılmasını takiben kablo kanallarının açılması işlemine başlanılabilir. Bu işlem projede Elektrik Dağıtım Şebekeleri Enerji Kabloları Uygulama Usül ve Esasları yönetmeliği çerçevesinde, verilen kablo kanal detayları baz alınarak yapılır. Her bir kanalın kendine ait bir kanal detayı mevcuttur ve bu içerisinde bulunan kablonun türüne, adedine ve mesafesine bağlı olarak değişir. Şekil 3.27'de bu kablo detaylarından bir kanala ait detay projesi mevcuttur.



Şekil 3.27 : Örnek kablo kanalı detayı.

Kablolar çekilirken ve döşenirken, burulma, diz verme, kırılma, sıyrılma ve aşırı derecede gerilme gibi durumların ortaya çıkmaması için dikkat edilmesi ve kabloların yerde sürüklenmemesi önemlidir. Açılan kanallarda kabloya zarar verebilecek tüm unsurların kanaldan çıkarılması ve kabloların sadece kum ile temas etmesi

sağlanmalıdır. Kullanılacak olan kablo, imalat boyuna uygun ve tek parça olacak şekilde planlanmalıdır ve mecbur olmadıkça parça kabloların eklenerek kullanılmaması, kablo ömrü açısından avantaj sağlamaktadır. Ayrıca, yeraltında taşınması sakıncalı olan kablolar, izoleli spiral borular vasıtasıyla taşınmalıdır. Şekil 3.28'de Muğla projesindeki DC kablo kanalının görüntüsü mevcuttur. Şekil 3.29'da ise kamera sisteminin kablolarını muhafaza edecek olan spirallerin yerleştirildiği kablo kanalı fotoğrafı görülmektedir.



Şekil 3.28 : Muğla GES DC kablo kanalı.



Şekil 3.29 : Konya GES CCTV kablo kanalı.

Kabloların kullanım alanları göz önünde bulundurulduğunda, olası bir riske karşı sağlayacakları dayanıklılık oldukça önemlidir. Bu sebeple kabloların terminal noktalarına çekildikten sonra bazı test koşullarını sağlamaları gerekir. Bu testlerden birisi izolasyon testidir (meger testi). İzolasyon testi yapılırken, ölçülecek sisteme sabit bir gerilim uygulanır ve akım ölçülür. Bu gerilim ile akım oranı izolasyon direncinin bulunmasını sağlar. İzolasyon direncinin değeri ise o kablonun izolasyon dayanımı hakkında bilgi verir. Bu değerin yüksek çıkması, o kablonun daha iyi izolasyona sahip olduğunu gösterir. İzolasyon direnci standartların altında olan bir tesise, kesinlikle enerji verilmemesi gerekir.

Koruma amaçlı yapılan bir diğer test olan hipot testinde ise, kabloya yüksek gerilim verilerek kablonun dielektrik dayanımı ölçülür ve izolasyon kontrolü yapılmış olur. Bu testin meger testinden farkı, kablonun nominal geriliminden çok daha büyük gerilimler verilmesidir ve sonucunda direnç yerine toprağa kaçan akım değerleri okunur. Hipot ile kablolarda ezilme veya kırılmaları, kablolarda ki kaçak veya ekranlama eksikliğini, iletkenlerin kontrolünü, kablo boşluk kontrolünü ve hata toleranslarını ölçmek mümkündür.

VLF testi ise yeni devreye alınacak OG kablolarda $3U_o$ voltaj seviyesinde, 0.1Hz'de uygulanan AC dayanım testidir. Yeni devreye alınacak kablo, tüm ek, başlık ve montaj işlemleri bitirildikten sonra VLF dayanım testine girer. Test sonucunda kabloda bir arıza meydana gelmez ise kablo testi geçmiş sayılmakta ve devreye alınabilmektedir. VLF yaşlanma testi olarak geçen tan delta testi ise yine kabloya yüksek voltaj verilerek kablonun izolasyon değerinin lineer olarak tespit edilme yöntemidir. Test sonucunda ulaşılan sayısal değerler ile kablonun üretiminden başlayarak, taşınması, döşenmesi, ekleri ve muflarında kullanılan malzeme hakkında bilgiler edinilir. Bu bilgiler ışığında kablonun kalitesi, işçiliği ve montajı ile ilgili olumsuz bir durum var ise bu durumun tespitini sayısal olarak belirlemeyi ve kabloda arıza çıkmadan önlem alabilme olanağı sağlar.

Sistemin hatasız kurulduğunu ve herhangi bir kopukluk olup olmadığını test etmek amacıyla süreklilik testi yapılması da önem taşır. Özellikle panellerden toplama kutuları ve invertere giden solar kablolamada, adet olarak çok fazla kablo taşındığı için kontrolü de daha zor olmakta ve sorunlar yaşanabilmektedir. Bu sebeple kablolama işleminin ardından kabloların bu teste tabi tutulması hataları ve ileride yaşanılacak

sorunları azaltmak adına önemlidir. Ayrıca sistemin DC kısmındaki tüm kabloların voltaj ölçümleri de yapılarak olması gereken değerlerle karşılaştırılması gerekir.

Topraklama sistemi hatasız kurulduğu ve çalıştığı zaman sistem güvendedir demektir. Toprak aslında bakır gibi iletkenlere kıyasla zayıf bir iletken olarak düşünülse de, alanın büyük olması direnci düşürüp, toprağı iyi bir iletken haline getirebilmektedir. O yüzden direncin olabildiğince küçük olması iletkenliği artırmak için çok önemlidir. Bu amaçla yönetmelikte belirtilen belirli sınır topraklama direnci değerleri mevcuttur. Bu değerler işletme ve koruma topraklaması için ayrı olarak belirlenir. Kurulan alana göre toprak özdirenci yüksek olabilir. Bu gibi durumlarda topraklama direncini düşürmek amacıyla, kullanılan kazık sayısı ve uzunlukları artırılır veya kimyasal maddeler kullanılır.

3.2.9 Havai hat ve yer altı hattı yapım işi

Santralin enerjilendirilmesi için bağlantı görüşünde belirtilen bağlantı noktasına irtibatının yapılması gerekir. Bu amaçla bölgenin durumuna göre yine bağlantı görüşünde belirtilen bağlantı biçimi ile havai veya yer altı hattı olarak bağlantı iletkenleri çekilir.

Günümüzde yarattığı görüntü kirliliği ile süreklilik ve güvenlik açısından soru işaretlerine sahip olan havai hatların yer altına alınması sayesinde, daha modern bir şekle getirilmektedir. Bu yüzden yer altı hatları geleceğin sistemine daha uygun olarak görülebilir. Ancak güneş enerjisi santralleri büyük çoğunlukla şehirden uzak kırsal bölgelere yapıldığı için, özellikle uzun metrajlı hatlarda, maliyeti dolayısıyla havai hat tercihine gidilmektedir. Ayrıca havai hatların bakım ve hata tespitinin de daha kolay olması önemli bir avantajdır.

Havai hat çekiminde ilk etapta hat güzergahının uygulamaya ne kadar uygun olduğu değerlendirilir. Hattın doğrultusunda ağaçların veya başka objelerin iletkenlere engel olması, direk koordinatlarının ulaşımı zor yerlerde bulunması ve bu koordinatların özel arazilere denk gelmesi gibi durumlarda, hat yapımına başlanmadan önce bu sorunların çözülmesi gerekir. Bu sorunların çözülmesini takiben, direk koordinatları harita mühendisleri tarafından işaretlenir ve direk temeli için kazı işlemine başlanılabilir. Hazırlanan çukura direk ölçüsüne göre beton direk kalıbı yerleştirilir ve direğin çevresi betonla kaplanır. Temel hazır olduktan sonra beton direkler getirilir. Direkler dikilmeden önce travers ve izolatörlerler direğe monte edilir. Vinç yardımıyla yerine

yerleştirilen direğin etrafı ince kum ile sıkıştırılır ve 4 adet takoz direğin etrafına sıkıştırılarak sabitlenmesi sağlanır. Şekil 3.30'da bu duruma örnek gösterilebilecek bir fotoğraf mevcuttur.



Şekil 3.30 : Konya GES havai hat direği montajı.

YG tesislerine yapılacak topraklama, bir hata durumunda toprağa akım aktığında tesis etrafında oluşacak gerilim, direğe dokunan veya yakındaki canlılara zarar vermeyecek şekilde dizayn edilmelidir. Bu sebeple direk montajından sonra topraklama kazıklarının gömülerek iletkenin direkle irtibatlandırılması gerekir. Bu işlemin sonrasında topraklama direnci ölçülerek istenilen değeri sağlayıp sağlamadığı değerlendirilir. Eğer bu değer sağlanıyor ise direk çevresine çevre betonlaması da yapılarak hat çekimine hazır duruma getirilir.

Hat çekimi için yine vinç yardımıyla izolatörün yanında bağ yapma pozisyonu alınır. İletkenin izolatöre gelecek yerin sağ ve soluna 8-10 tur sipir atılarak zırh yapılır ve hat direğe sabitlenir. Havai hat iletkenleri çekilirken, iletkenin çekme ve gerilme kuvveti, hava şartlarının oluşturabileceği yükler (Rüzgar yükü, buz yükü vb.) ve direkler arasındaki mesafelerin göz önünde bulundurulması gerekir. Bu hatlarda oluşacak olan sehim, havai hat direklerinin geçiş güzergahı olan bölgenin coğrafi şekli ve iklim şartlarına göre formülize edilerek hesaplanması önem taşımaktadır.

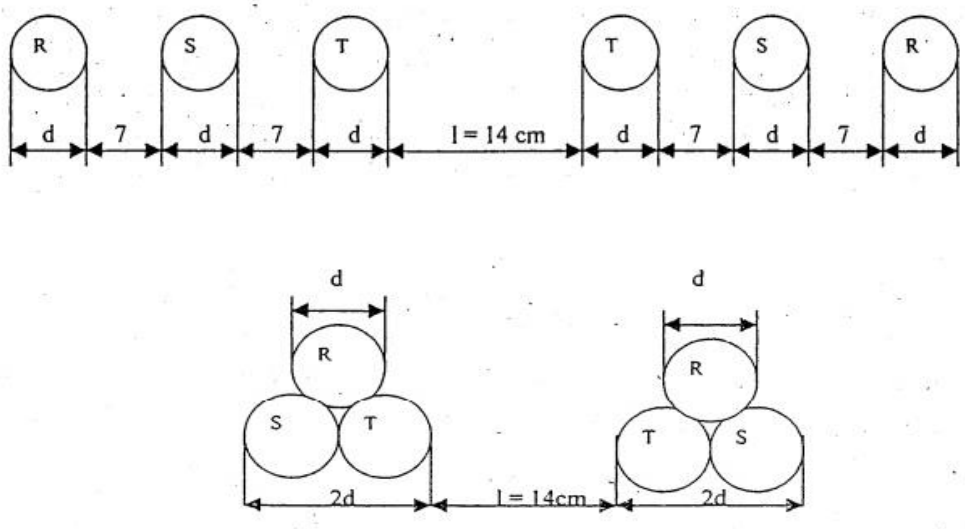
İşin sonunda yapılan işlemin proje ile paralel olması esastır. Bu çerçevede özellikle direklerin koordinatı, tipi, boyu, travers tipleri, topraklama direnci ve nihayet

direklerindeki kablonun yukarıya taşınma şekli büyük önem taşır ve tesis kabullerinde en çok dikkat edilen bölümler olarak düşünülebilir. Örnek bir nihayet direğinde kablo tavası, kroşe aralıkları, kablo bağlantı şekilleri ve uyarı levhası Şekil 3.31'deki gibi olmalıdır.

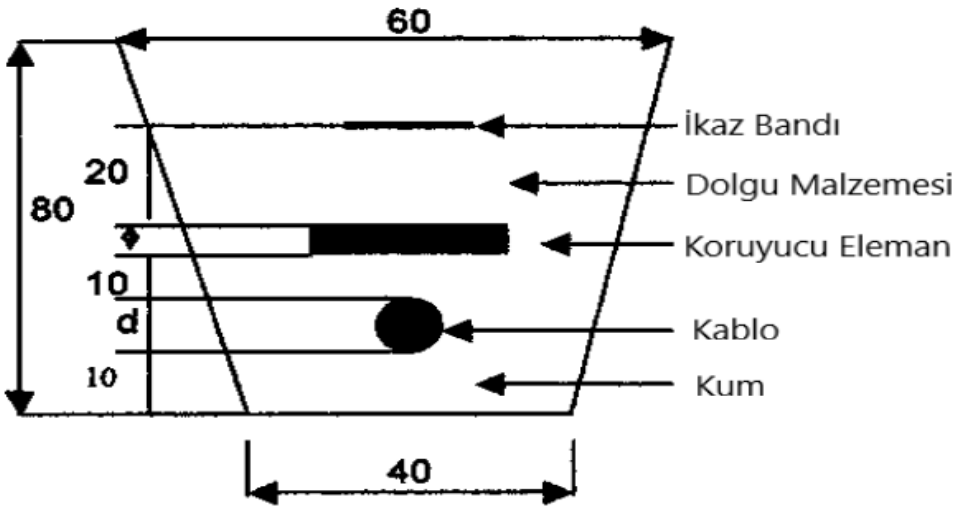


Şekil 3.31 : Konya GES havai hat direği.

Güneş enerjisi santrallerinde yer altı hattı çekimi genellikle havai hat çekmenin ağaçlar, farklı hatların bulunması veya yerleşim yerleri gibi engellerden dolayı mümkün olmadığı durumlarda tercih edilir. Projede taşınacak gücün mesafesi göz önüne alınarak bir kesit belirlenir ve 'Elektrik Dağıtım Şebekeleri Enerji Kabloları Uygulama Usül ve Esasları' çerçevesinde kanal detayları netleştirilerek, Şekil 3.32 ve Şekil 3.33'deki standartlar yardımıyla uygulamaya geçilir.



Şekil 3.32 : Standart kablo kanalı mesafe düzeni.



Şekil 3.33 : Standart kablo kanalı.

Şekil 3.34'deki fotoğrafta Muğla'daki bir güneş enerjisi santralinde GES'in dağıtım merkezi ile dağıtım şirketine ait kök binası arasındaki kablolama mevcuttur. Standartlarda belirtildiği gibi 80cm kanal derinliğinde kabloların altı ve üstü 10cm kum ile kaplanmıştır. Kabloların arasına konulan beton bloklar 7cm olarak seçilmiştir. Kablonun üzerine atılan kumun üzerine 3 kabloyuda koruyabilecek genişlikte blok bimsler konularak koruyucu önlem alınmıştır. İkaz bandı olarak da TEDAŞ'ın kullanılmasını istediği tipte şeritler çekilmiştir.



Şekil 3.34 : Muğla GES yer altı OG hattı yapımı.

3.2.10 CCTV ve scada sistemi kurulumu

Büyük çaplı güneş enerjisi santralleri çoğunlukla kırsal, ucra bölgelerde kurulduğundan santral güvenlikleri de büyük önem taşır. Bu amaçla CCTV sisteminin kurulup kameralar aracılığıyla alınan görüntünün takip edilmesi gerekir. Burada önemli olan kullanılacak olan kameraların kabiliyetlerini iyi bir şekilde kavrayıp sahanın her noktasını takip edebilecek bir güvenlik sisteminin kurulmasıdır.

Güvenlik amacıyla kurulan bir diğer önlem çeşidi ise, tel çit üzerine uygulanan fiber optik algılayıcı sistemdir. Bu sistem ile tel çite yapılan müdahale sonrası fiber kablo üzerinde ilgili noktada baskı oluşur ve kablonun bir ucundan gönderilen sinyaller baskının oluştuğu noktadan yansıyarak geri döner. Böylelikle tel çite hangi noktadan müdahale edildiği, müdahalenin şiddeti vb. gibi veriler tespit edilebilir.

Scada sistemleri santrallerin güvenirliliği ve performansı açısından kritik öneme sahiptirler. Manuel olarak yapılan kontroller düşük kapasiteli sistemlerde daha kolay iken, yüksek kapasiteli sistemlerde panel ve inverter sayıları arttığı için kontrol edilmesi zorlaşmaktadır. Bu nedenle bu tarz santrallerde scada sistemleri elzem duruma gelmektedir. Ayrıca dağıtım şirketlerinin de bu konudaki bağlantı kriterleri göz önünde bulundurulduğunda, gerekli alyapıyı oluşturarak otomatik olarak uzaktan kontrol zorunluluğu doğmaktadır.

Standart izleme sistemlerinde sadece invertör bazlı izleme yapılabiliyorken, bu yöntem ile anlık güç, üretim, ışınım, modül sıcaklığı, ortam sıcaklığı, engellenen CO2 salımı ve maddi kazanç izlenebilir. Ancak scada sistemi sayesinde, anlık güç, üretim, ışınım, modül sıcaklığı, ortam sıcaklığı, hücre durumu, inverter üzerindeki DC gerilim ve akımlar, kazanç (şebekeye satış yapılan sayaç üzerinden reel kazanç okuması, doğru değerlendirme), OG gerilimleri ve frekansları, güç ve akım değerleri, enerji kalite kaydedici verileri, trifaze gerilimler, frekans, akım değerleri gibi birçok değer izlenebilir. Ayrıca bu değerler veri okuma sıklığının çok daha az olduğu bir altyapıda yürütülür. Bunların dışında alarm sistemleri, transfromatör ve güvenlik kulübesi kapılarının açma kapama bilgileri gibi güvenlik esaslı datalarda sistem üzerinden kontrol edilebilir.

Scada sistemleri doğru bir takip planlaması sayesinde üretim değerlerini maksimuma çekip, bakım maliyetleri minimuma indirebilir. Bu sebeple ilk maliyetinin, sistemin getireceği kazançları düşünerek değerlendirilmesi gerekir.

3.2.11 Uyarı levhaları ve etiketleme

İş kazası riski olan tüm ortamlarda uyarıcı ve bilgi verici levhalara ihtiyaç vardır. Bu alanlardan birisi de güneş enerjisi santralleridir. Santralde tehlikeli duruma uygun uyarıcı ve bilgi verici levhaları yerleştirmek insan sağlığını korumak adına büyük önem taşımaktadır. Bu amaçla güneş enerjisi santrallerinde standartlaşan bazı uyarı levhaları ve etiketlemeler vardır.



Şekil 3.35 : Dikkat güneş enerjisi santrali ve dikkat ölüm tehlikesi levhası.

Santral girişine Şekil 3.35'deki gibi 'Dikkat Güneş Enerjisi Santrali' levhası asılmalıdır. Tel çit üzerine ise her 10m ara ile 'Dikkat Ölüm Tehlikesi uyarısı konulmalıdır.



Şekil 3.36 : Dikkat DC gerilim uyarı levhası.

Konstrüksiyon ayaklarına yürüme yollarından görülecek şekilde ve menhollerin üzerine 'Dikkat DC Gerilim' levhası yapıştırılmalıdır.



Şekil 3.37 : İnverter üzeri uyarı levhaları.



Şekil 3.38 : Transformatör üzeri uyarı levhaları.

İnverter ve transformatör kapılarına Şekil 3.37 ve Şekil 3.38'deki gibi 'Dikkat Çift Yönlü Besleme Vardır', 'Ana Şebekeden ve Güneş Enerjisi'nden İzole Etmeden Ekipmana Müdahale Etmeyiniz','Sadece Yetkilendirilmiş Personel Tarafından Müdahele Edilebilir' ve 'Dikkat Ölüm Tehlikesi' levhalarının bulunması gerekmektedir.

4. KABUL SÜRECİ VE FATURALANDIRMA

4.1 Dağıtım Şirketi Ön Kabulü ve Enerjilendirme

Sahadaki tüm işlemler bittikten sonra, sisteme ilk enerjiyi vermek için öncelikle bölge dağıtım şirketine bilgilendirme yapılması gerekir. Dağıtım şirketinden enerji kesintisi talep edilerek, güneş enerjisi santralinin dağıtım şebekesine irtibatı gerçekleştirilir. Enerji kesinti talebinin, işlemden en az 48 saat önce dağıtım şirketine bildirilerek nihai tüketicinin kesintiden haberdar olması sağlanılır [61]. İrtibat sağlandıktan sonra santralin dağıtım merkezine enerjinin gelip gelmediği gözlenir. Santralin transformatör merkezleri enerjilendirilmeden önce, dağıtım şirketi tarafından sayaç ayarları ve röle ayarları yapılarak sistem devreye alınmaya hazır hale getirilir. Saha içinin enerjilendirilmesi için, yine dağıtım şirketi yetkililerinin sahaya gelmesi gerekir. Bu aşamada dağıtım şirketi ile bir enerjilendirme protokolü imzalanarak trafo postasının işletmesi sırasında, geçici kabulün yapılmasına kadar geçen süre içerisinde yüklenicinin temin ettiği malzemeler ile montajdan doğacak hata ve kusurların yükleniciye ait olduğu ve yüklenicinin bu süreçte şebekeye verdiği enerjiden herhangi bir maddi beklentisi olmadığı belirtilir. Daha sonra sırasıyla dağıtım merkezi hücreleri, transformatör hücreleri ve inverterler devreye alınarak üretimin sağlıklı gerçekleşip gerçekleşmediği değerlendirilir. Sistemin Tedaş geçici kabulüne kadar sürekli gözlem altında tutularak olası sorunların kabul öncesi giderilmesi sağlanmalıdır.

4.2 TEDAŞ Geçici Kabulü

Dağıtım şirketinin sahayı kontrolü ve onayına müteakip, geçici kabule hazırdır tutanağı oluşturulur. Tutanakta, (dağıtım şirketine göre değişebiliyor) dağıtım şirketinin adına yapım işleri, ölçü kontrol, röle ayar, cbs ve scada işleri için onay imzaları gerekmektedir. Yapım işleri, sahadaki panel, inverter ve transformatör kurulumunun kontrolünün yapıldığı ön kabul esnasında yapılan denetmeleme işlemidir. Ölçü kontrol, sahadaki sayaçların kontrolünü, röle ayar ise, rölelerin set değerlerinin yönetmeliğe uygun olup olmadığının kontrolünü yapan denetlemelere

verilen isimlerdir. CBS, sahada OG kısımda yer alan tüm köşk ve kablo güzergahları koordinatlarının, dağıtım şirketi sistemine işlenmesi bölümünü belirtmektedir. Scada ise sahada dağıtım şirketinin talep ettiği standartlarda bir scada sisteminin kurulup kurulmadığını denetlemektedir.

Geçici kabule hazırdır tutanağı için gerekli imzalar tamamlandıktan sonra, doküman dağıtım şirketine teslim edilerek, TEDAŞ'a dağıtım şirketi tarafından bir üst yazı yazılmaktadır. Bu üst yazıda santralin kabule hazır olduğu ve TEDAŞ'ın sahaya beklendiği belirtilmektedir. TEDAŞ heyeti sahaya gelmeden önce, proje onay birimine gerekli dosyaların sunulması gerekmektedir. Başvuru dosyasında yer alan dokümanların kontrolü ve içeriklerinin incelenmesi yapıldıktan sonra, dosyada eksik var ise, eksik listesi yazılı olarak bildirilmektedir. Eksiklikler 15 takvim günü içerisinde tamamlanmazsa dosya iade edilmektedir. Dosyada eksik evrak yok ve geçici kabul bedeli yatırılmış ise kabul kurulu oluşturulmaktadır. Gerekli evrak listesi aşağıdaki gibidir; [63]

1- Geçici kabul talep dilekçesi,
2- Geçici kabule hazır tutanağı (İlgili Dağıtım Lisansı Sahibi Şirket yetkilisi ve tesis sahibi-vekili tarafından imzalanan),
3- Tesise ait onaylı proje (1 Takım),
4- Geçici kabulde bulunacak sorumlu elektrik mühendisine ait yüklenicinin yetkilendirme yazısı veya yüklenicinin bünyesinde bulunmayan ancak geçici kabulde görevlendirilecek sorumlu elektrik mühendisine yüklenici tarafından verilen vekâletname,
5- Dağıtım Lisansı Sahibi Şirket adına geçici kabulde bulunacak elektrik mühendisine ait yetkilendirme yazısı,
6- Kabul talep eden kişi / Şirketin fatura ve iletişim bilgileri ve Ticaret Sicil Gazetesi,
7- Topraklama direnci ölçüm raporu,
8- İlgili malzemenin TEDAŞ teknik şartname, tip proje, usul, esas ve bunun gibi mevzuatlara uygunluğu,
9- Bağlantı Anlaşması ve çağrı mektubu,
10- Kabule tesis sahibi adına katılacak kişiye ait tesis sahibi tarafından verilen yetki yazısı / vekâletname,
11- Tesis sahibi ile yüklenici arasında imzalanan sözleşme,
12- YEGM Teknik Değerlendirme Raporu (onaylı),

13- Röle test raporları,

14- Geçici kabulde bulunacak branş mühendisi,

15- Güneş Enerji Santrallerinin arazi uygulamalarında ilgili Belediye/OSB'den alınan Yapı Ruhsatı gerektirmediği ve imar mevzuatına uygun olduğu açıkça belirtilmek koşuluyla kurulmasında ve işletilmesinde sakınca yoktur ibaresi bulunan belirtilen yazı.

Dosyalar da eksiksiz bir şekilde teslim edildikten sonra TEDAŞ heyeti, dağıtım şirketinden bir yetkili ve branş mühendisi ile (genellikle üniversitelerden inşaat mühendisi öğretim üyeleri) sahaya gelerek kabulü gerçekleştirirler. Kabul esnasında dikkat edilen en önemli husus iş sağlığı ve güvenliğidir. Bu sebeple, heyetler santralin güvenli bir işletime uygunluğuna ve uyarı levhalarına çok hassasiyet göstermektedirler.

Bunlardan en önemlisi şebekedeki enerjinin kesildiği durumlarda, santralin üretimini otomatik olarak durdurması gerekliliğidir. İnverterler tarafından gerçekleştirilen bu işlem, hatta bir çalışma olması durumunda, çalışan sağlığını korumak için oluşturulan bir önlemdir ve büyük önem arz etmektedir. Bu yüzden işlevin doğru çalışıp çalışmadığı kabul esnasında test edilmektedir. Ayrıca topraklama sisteminin proje ile uygunluğu denetlenip, topraklama direnci değerlerinin tüm sahada kontrolü yapılmaktadır. Bir diğer önemli güvenlik ekipmanları olan kesici, ayırıcı ve şalterlerin kontrolü de kabullerde dikkat edilen hususlar arasındadır. Akım ve gerilim trafolarının değerleri de heyetler tarafından çok dikkat edilmektedir. Bu sebeple, proje değerleriyle paralel olması kritik bir öneme sahiptir.

Elektrik üretim tesisleri kabulunde en önemli nokta, yapılan uygulamadaki malzemelerin projedeki malzemeler ile örtüşmesi ve işçiliğin belirtilen standartlara uygun şekilde yapılmasıdır. Bu iki önemli hususa uyulduktan sonra, kabul esnasında santral ile ilgili bir sorun yaşanması çok düşük bir ihtimaldir.

4.3 Sayaç Takibi ve Faturalandırma

Sistemde verilerin gerçekliğini test eden ve faturalamada esas alınacak izleme cihazı, çift yönlü sayaçtır. Çift yönlü sayaçların fotovoltaik sistemin boyutuna göre tek fazlı veya üç fazlı olacak şekilde üretilen modelleri bulunmaktadır. Bu sayaçlar, üç fazdan ayrı ayrı ölçülen anlık aktif, indüktif reaktif ve kapasitif reaktif enerjilerin her biri için

üretim ve tüketim durumlarına göre kayıtları tutabilmektedirler. Buna ek olarak, dağıtım şirketleri santralde üretilen ve tüketilen enerji verilerini sayaçların haberleşme modülleri sayesinde uzaktan da okuma imkanına sahip olmaktadırlar.

Sistem enerjilendirildikten sonra sayaç polaritesinin kontrol edilmesi, sayacın üretim ve tüketimleri doğru endekslere yazması açısından önemlidir. Sayaç üzerinden manuel olarak değerlendirme yapılmak istendiğinde, sayaçta yazan aktif üretim değerinin sayacın çarpanı ile çarpılması gerekmektedir. Ayrıca sayaç üzerinden, akan reaktif enerjilerin düzenli aralıklarla kontrol edilmelidir. Aksi halde, kapasitif veya indüktif enerjinin sınır değerlerin üzerinde olması durumunda, müdahalede geç kalınmış ve reaktif cezaya girilmesi kaçınılmaz olacaktır.

Yatırımcılar şebekeye enerji vermeye başladığı geçici kabul tarihinden itibaren, on yıl süreyle yenilenebilir kaynak bazındaki destek fiyatlarından faydalanabilirler. Bu destek fiyatları fotovoltaik güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri için 13,3 ABD Doları cent/kWh'dir. Ancak bu fiyat yerli ürün kullanım oranına göre artabilmektedir. Çizelge 4.1'de ilave oranları verilmiştir. Yerli katkı ilavelerinin süresi ise beş yıl ile sınırlıdır [64].

Çizelge 4.1 : Fotovoltaik güneş enerjisine dayalı üretim tesisleri yerli katkı ilavesi [64].

Tesis Tipi	Yurt İçinde Gerçekleşen İmalat	Yerli Katkı İlavesi (ABD Doları cent/kWh)
C- Fotovoltaik güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	1-PV Panel entegrasyonu ve güneş yapısal mekaniği imalatı	0,8
	2-PV modülleri	1,3
	3-PV modülünü oluşturan hücreler	3,5
	4-İnvertör	0,6
	5-PV Modülü üzerine güneş ışınını odaklayan malzeme	0,5

Lisanssız elektrik üretim projelerinin asıl amacı öztüketim olduğundan, üretim tesislerinin bağlı olduğu bir tüketim tesisi olması gerekmektedir. Bu tüketim tesisinin üretim tesisi ile aynı yerde olma zorunluluğu yoktur. Ancak aynı dağıtım şirketi sınırları içerisinde olma yükümlülüğü vardır. Ayrıca, ihtiyacı karşılanacak tüketim tesisinin, en geç ilgili üretim tesisinin geçici kabulünün yapıldığı tarih itibariyle enerji tüketiyor olması zorunludur. Yakın tarihte yayınlanan yönetmelik değişikliğine göre

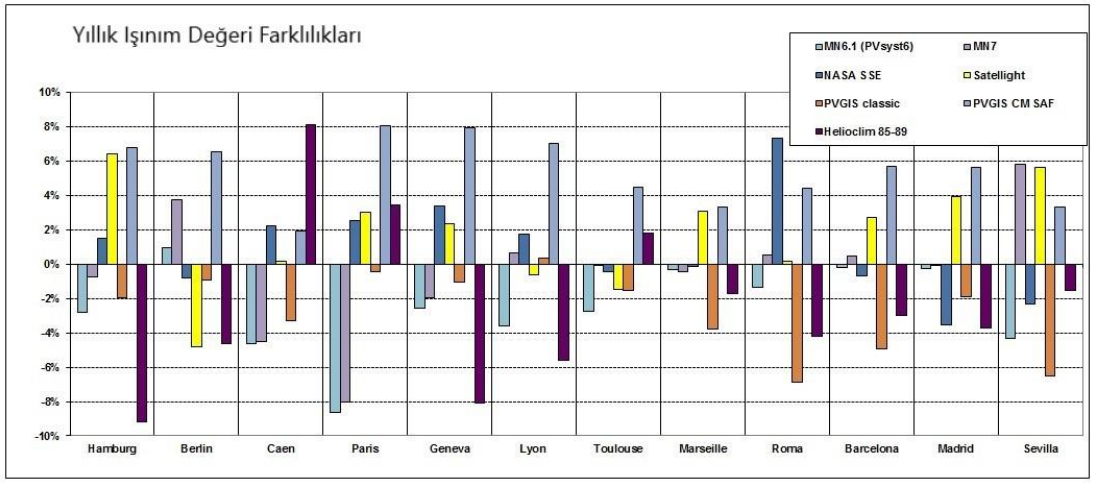
tesis kurulu gücü, ilgili üretim tesisi ile ilişkilendirilecek tüketim tesisinin bağlantı sözleşme gücünün otuz katından fazla olamaz. Ayrıca aynı bölgede verilen kapasiteden fazla başvuru olması durumunda, sözleşme gücü yüksek olana öncelik verilmektedir. Bu sebeple ilişkilendirilecek tüketim tesisi, sözleşme gücü dikkate alınarak seçilmelidir. Sistem geçici kabulu gerçekleştikten sonra üretim tesisi ile tüketim tesisinin sayaçlarından alınan saatlik bazdaki veriler mahsuplaştırılarak, fatura tutarı hesaplanmaktadır.

Fatura dönemleri aylık olarak değerlendirilir, yani ayın ilk günü 00:00'dan başlayıp ayın son günü 24:00'a kadar olan süre, bir fatura dönemi olarak adlandırılır. İlgili Şebeke İşletmecisi, yönetmelik kapsamındaki her bir üretici için elde edilen saatlik verileri kaynak bazında bir araya getirerek, fatura dönemi bazında şebekeye verilen ihtiyaç fazlası elektrik enerjisi miktarını belirler ve her ayın ikisine kadar ilgili görevli tedarik şirketine bildirir. İlgili kişi tarafından düzenlenen faturanın, görevli tedarik şirketine tebliğ tarihini izleyen on iş günü içerisinde, fatura bedelini ilgili kişinin bildireceği banka hesabına yatırır [64].

5. TÜRKİYE'DE KURULMUŞ SANTRALLERİN VERİM ANALİZİ

Bu bölümde, Türkiye'de kurulmuş altı farklı arazi üzeri lisansız güneş enerjisi santrali üzerinden, üretimlerin simulasyon değerleri ile uyumlulukları incelenmektedir. Simulasyon programı olarak İsviçre kökenli bir program olan, PVSyst programı kullanılmıştır. Bu yazılım güneş enerjisi sektöründe birçok otorite tarafından kabul görmüş olup, sektörün en çok kullanılan simulasyon araçlarının başında gelmektedir.

Simulasyon programları bazı meteorolojik data veren yazılımlar vasıtasıyla, üretim değerleri sunmaktadır. Uluslarası meteorolojik data veren yazılımlar her zaman güncel veriler sunamayabilmektedir. Kullanılan farklı ölçüm yöntemleri ve dataların tarih aralıklarındaki uyumsuzluklar neticesinde Şekil 5.1'deki gibi birbirinden çok farklı veriler ortaya çıkabilmektedir.



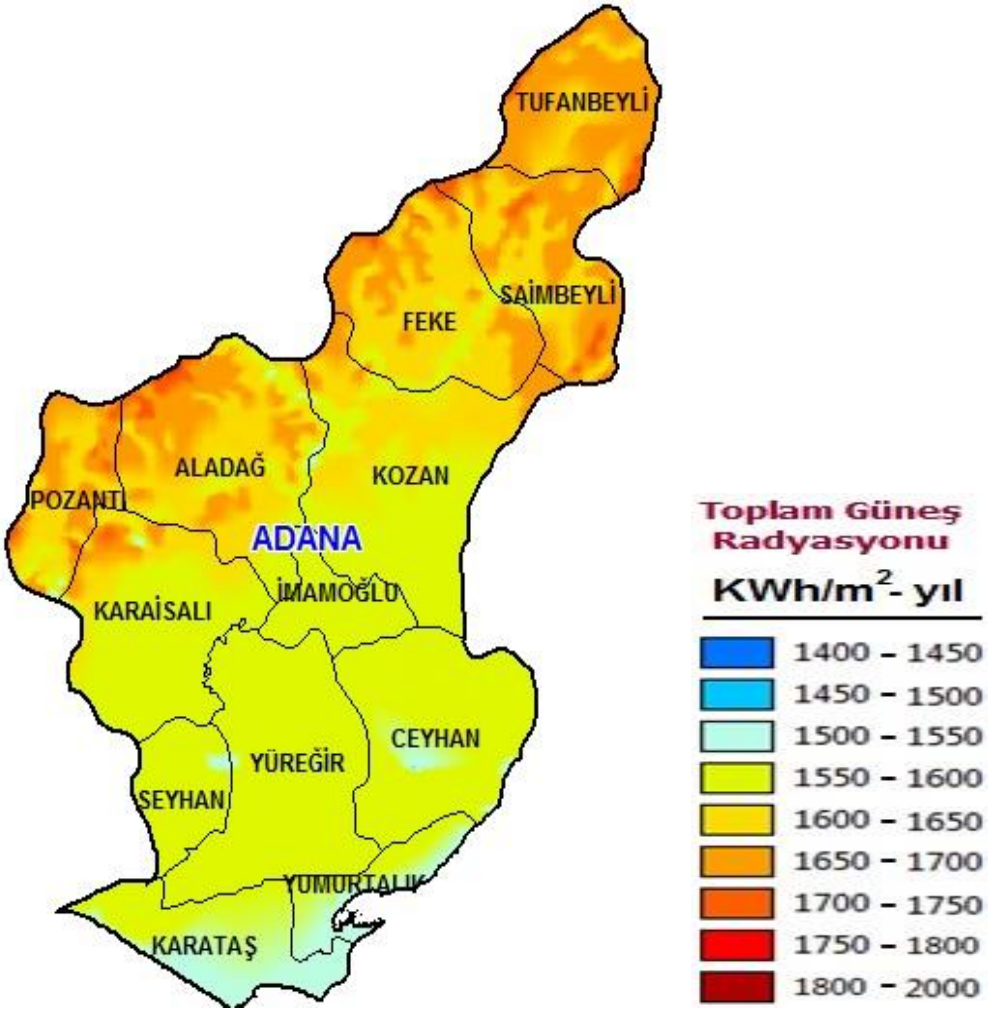
Şekil 5.1 : Farklı meteorolojik programlarının Avrupa'nın çeşitli şehirlerindeki ışınım değerleri.

Şekilde yedi farklı meterolojik data veren programdan faydalanmıştır ve bu datalar Avrupa'nın on iki şehrinde incelenmiştir. Görüldüğü üzere her şehir için birbirinden farklı sonuçlar elde edilmiştir. Bu veriler üzerinden herhangi bir meteorolojik programın doğru olduğunu söylemek mümkün değildir. Her ne kadar elimizde geçmiş yılların dataları olsa da burada bir tahmin yürütülmektedir ve gelecekte nasıl bir hava koşulu oluşacağını net olarak değerlendirme şansımız yoktur. Bu aşamada simulasyona başlamadan önce meteoroloji programlarından alınan verilerin, bölgenin

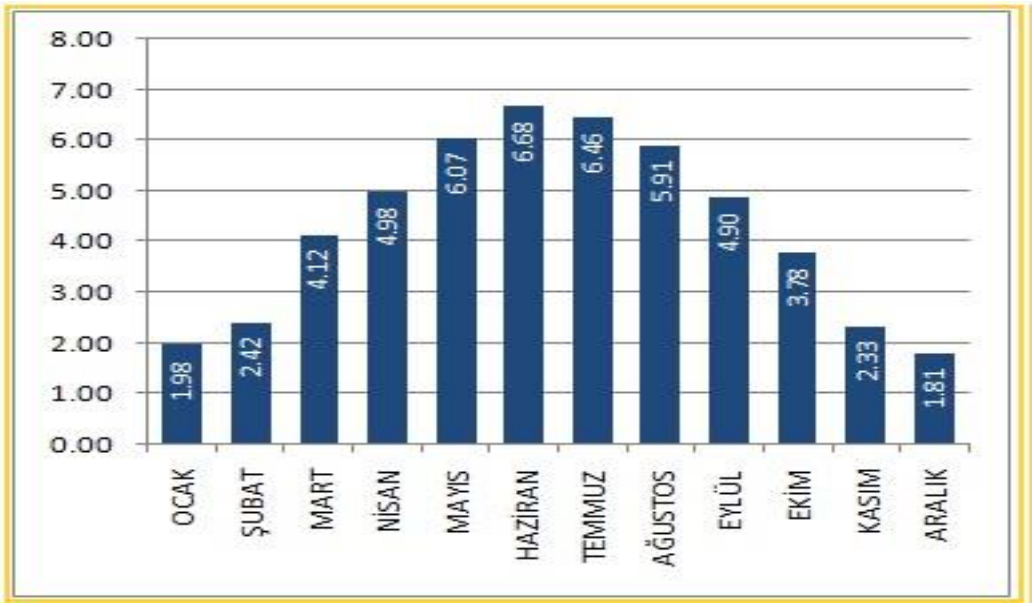
güncel değerleri ile karşılaştırılması gerekmektedir. Bu sebeple kullanılacak olan meteoroloji programını seçerken Türkiye'deki şehirler ile ilgili olarak güncel bilgiler sunan, Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası ve Meteoroloji Genel Müdürlüğü sitelerinden yardım alınacaktır.

Güneş enerjisi sistemlerinde simulasyon programları aracılığı ile bir tahminde bulunulacağı zaman en çok dikkat edilmesi gereken ve üretimin üzerinde en çok etkisi olan datalar bölgenin ışınım ve sıcaklık değerleridir. Bu değerler reele ne kadar yakın ise tahminin doğru olma ihtimali o kadar yüksektir. Türkiye için ideal meteoroloji programını bulmak adına GEPA ve MGM değerleri, PVGIS-Classic, CMSAF, Meteonorm 7.1 ve NASA değerleri ile karşılaştırılacaktır.

Adana için gereken bilgiler Şekil 5.2, Şekil 5.3, Şekil 5.4, Şekil 5.5 ve Çizelge 5.1'de verilmiştir.



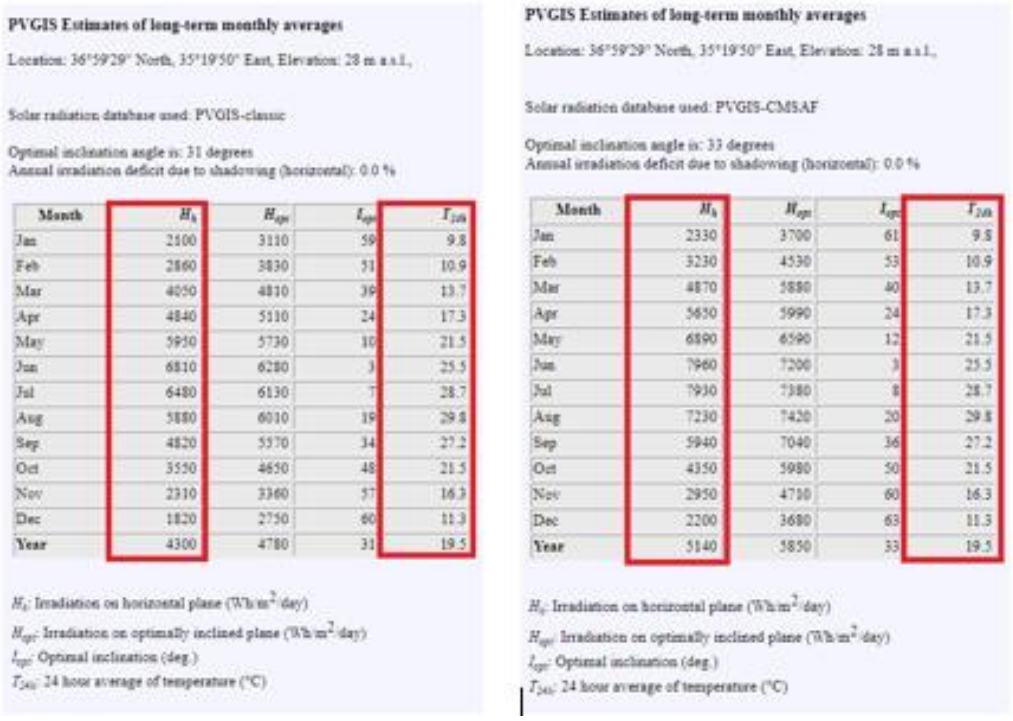
Şekil 5.2 : Adana GEPA haritası.



Şekil 5.3 : Adana global radyasyon değerleri (Ort:4,28) (kWh/m2-gün).

Çizelge 5.1 : MGM Adana ortalama sıcaklık değerleri (°C).

ADANA	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Yıllık
Ölçüm Periyodu	1927-2017												
Ortalama Sıcaklık (°C)	9,5	10,5	13,4	17,5	21,7	25,6	28,2	28,7	26,1	21,6	15,8	11,2	19,1



PVGIS Estimates of long-term monthly averages

Location: 36°59'29" North, 35°19'50" East, Elevation: 28 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-classic

Optimal inclination angle is: 31 degrees
Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

Month	H_h	H_{opt}	I_{opt}	T_{24h}
Jan	2100	3110	59	9.8
Feb	2860	3830	51	10.9
Mar	4050	4810	39	13.7
Apr	4840	5110	24	17.3
May	5950	5730	10	21.5
Jun	6810	6280	3	25.5
Jul	6480	6130	7	28.7
Aug	5880	6010	19	29.8
Sep	4820	5370	34	27.2
Oct	3550	4650	48	21.5
Nov	2310	3360	57	16.3
Dec	1820	2750	60	11.3
Year	4300	4780	31	19.5

H_h: Irradiation on horizontal plane (Wh/m^2/day)
H_{opt}: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m^2/day)
I_{opt}: Optimal inclination (deg.)
T_{24h}: 24 hour average of temperature (°C)

PVGIS Estimates of long-term monthly averages

Location: 36°59'29" North, 35°19'50" East, Elevation: 28 m a.s.l.,

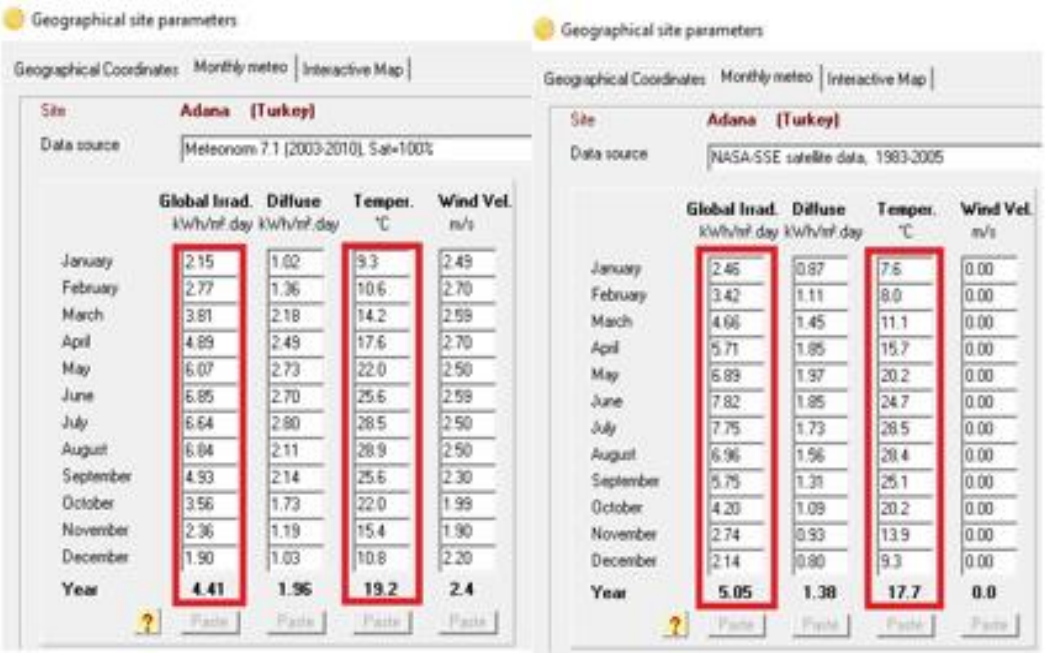
Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Optimal inclination angle is: 33 degrees
Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

Month	H_h	H_{opt}	I_{opt}	T_{24h}
Jan	2330	3700	61	9.8
Feb	3230	4530	53	10.9
Mar	4870	5880	40	13.7
Apr	5650	5990	24	17.3
May	6890	6590	12	21.5
Jun	7960	7200	3	25.5
Jul	7930	7380	8	28.7
Aug	7230	7420	20	29.8
Sep	5940	7040	36	27.2
Oct	4350	5980	50	21.5
Nov	2950	4710	60	16.3
Dec	2200	3680	63	11.3
Year	5140	5850	33	19.5

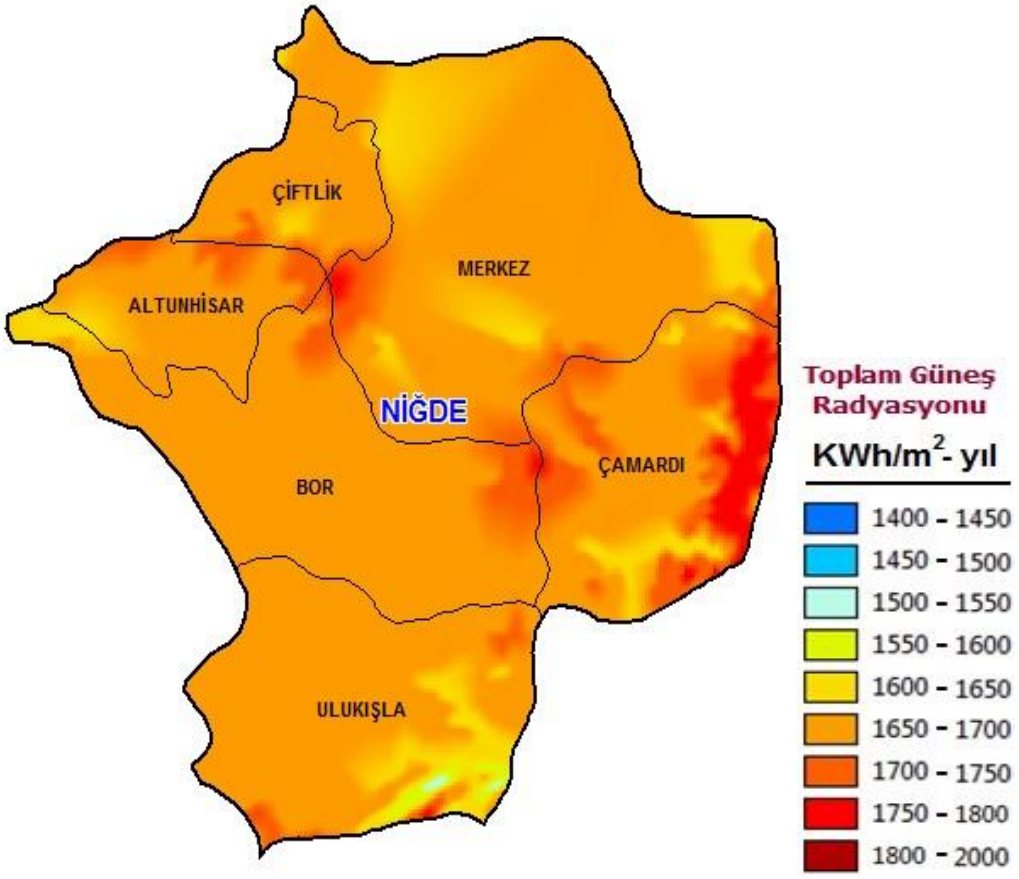
H_h: Irradiation on horizontal plane (Wh/m^2/day)
H_{opt}: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m^2/day)
I_{opt}: Optimal inclination (deg.)
T_{24h}: 24 hour average of temperature (°C)

Şekil 5.4 : Adana PVGIS Classic ve CMSAF programları ışınım ve sıcaklık verileri.

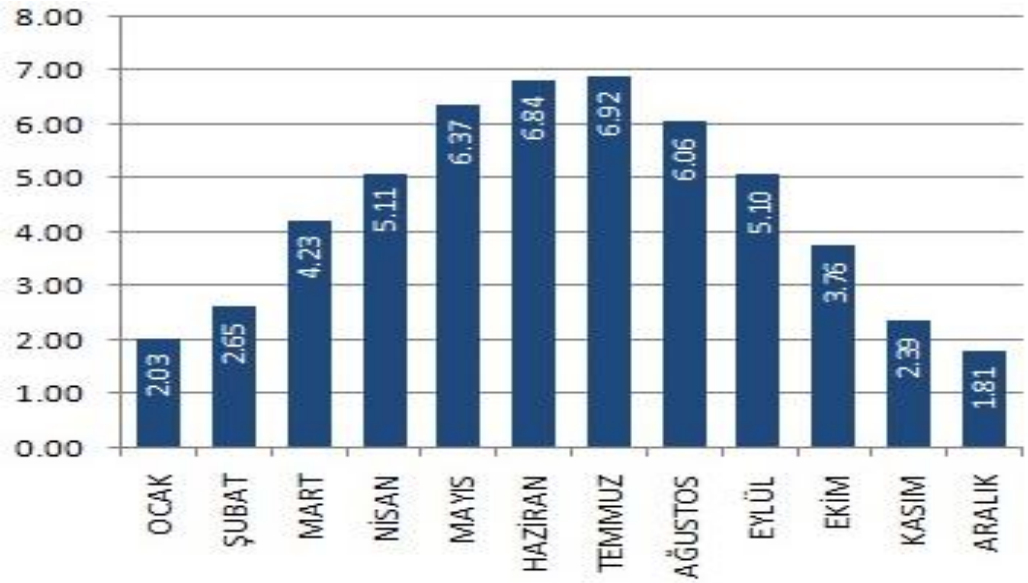


Şekil 5.5 : Adana Meteonorm 7.1 ve NASA programları ışınım-sıcaklık verileri.

Adana için gereken bilgiler Şekil 5.6, Şekil 5.7, Şekil 5.8, Şekil 5.9 ve Çizelge 5.2'de verilmiştir.



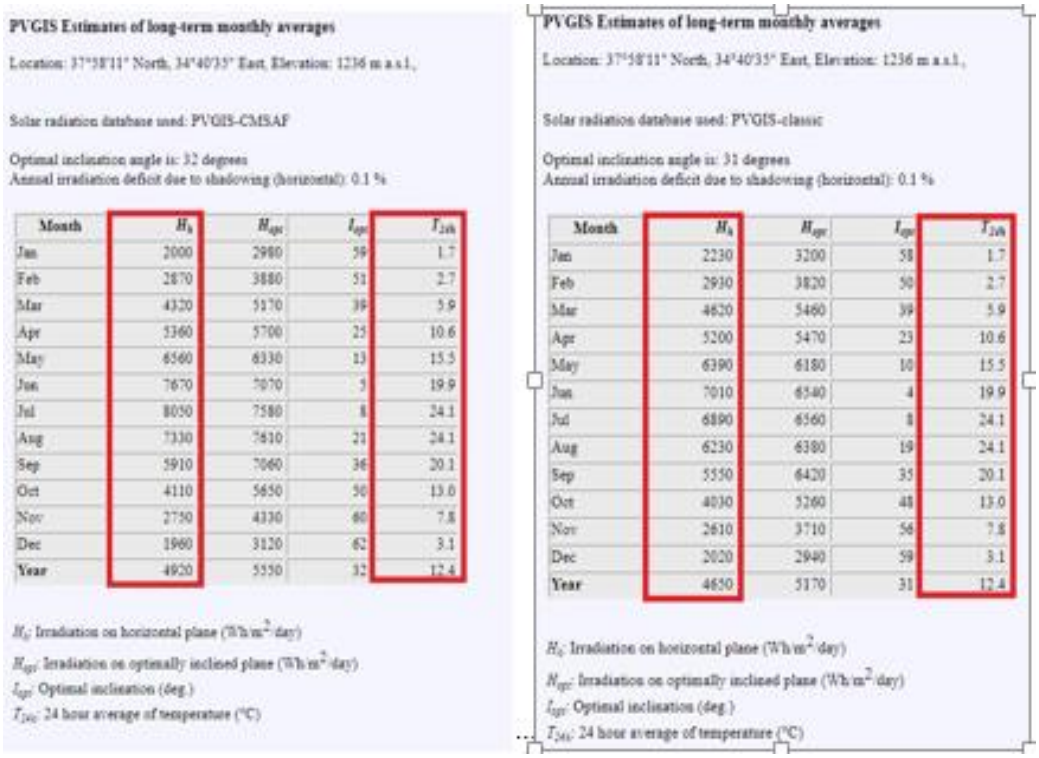
Şekil 5.6 : Niğde GEPA haritası.



Şekil 5.7 : Niğde global radyasyon değerleri (Ort:4,43) (kWh/m2-gün).

Çizelge 5.2 : MGM Niğde ortalama sıcaklık değerleri (°C).

Niğde	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Yıllık
Ölçüm Periyodu	1927-2017												
Ortalama Sıcaklık (°C)	-0,4	1,0	5,0	10,6	15,2	19,4	22,7	22,4	17,9	12,2	6,2	1,7	11,2



PVGIS Estimates of long-term monthly averages

Location: 37°58'11" North, 34°40'35" East, Elevation: 1236 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Optimal inclination angle is: 32 degrees
Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.1 %

Month	H_h	H_{opt}	I_{opt}	T_{24h}
Jan	2000	2980	59	1.7
Feb	2870	3880	51	2.7
Mar	4320	5170	39	5.9
Apr	5360	5700	25	10.6
May	6560	6330	13	15.5
Jun	7670	7070	5	19.9
Jul	8050	7580	8	24.1
Aug	7330	7810	21	24.1
Sep	5910	7060	36	20.1
Oct	4110	5650	50	13.0
Nov	2750	4330	60	7.8
Dec	1960	3120	62	3.1
Year	4920	5550	32	12.4

H_h: Irradiation on horizontal plane (Wh/m² day)
H_{opt}: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m² day)
I_{opt}: Optimal inclination (deg.)
T_{24h}: 24 hour average of temperature (°C)

PVGIS Estimates of long-term monthly averages

Location: 37°58'11" North, 34°40'35" East, Elevation: 1236 m a.s.l.,

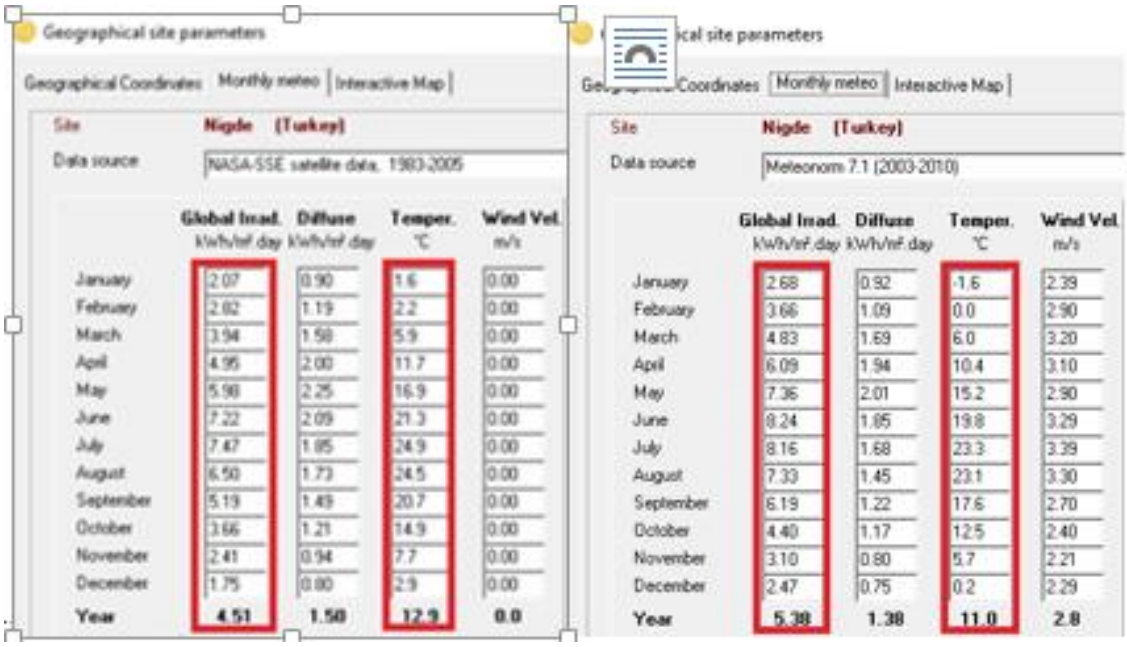
Solar radiation database used: PVGIS-classic

Optimal inclination angle is: 31 degrees
Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.1 %

Month	H_h	H_{opt}	I_{opt}	T_{24h}
Jan	2230	3200	58	1.7
Feb	2930	3820	50	2.7
Mar	4620	5460	39	5.9
Apr	5200	5470	23	10.6
May	6390	6180	10	15.5
Jun	7010	6540	4	19.9
Jul	6890	6560	8	24.1
Aug	6230	6380	19	24.1
Sep	5550	6420	35	20.1
Oct	4030	5260	48	13.0
Nov	2610	3710	56	7.8
Dec	2020	2940	59	3.1
Year	4650	5170	31	12.4

H_h: Irradiation on horizontal plane (Wh/m² day)
H_{opt}: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m² day)
I_{opt}: Optimal inclination (deg.)
T_{24h}: 24 hour average of temperature (°C)

Şekil 5.8 : Niğde PVGIS Classic ve CMSAF programları ışınım-sıcaklık verileri.



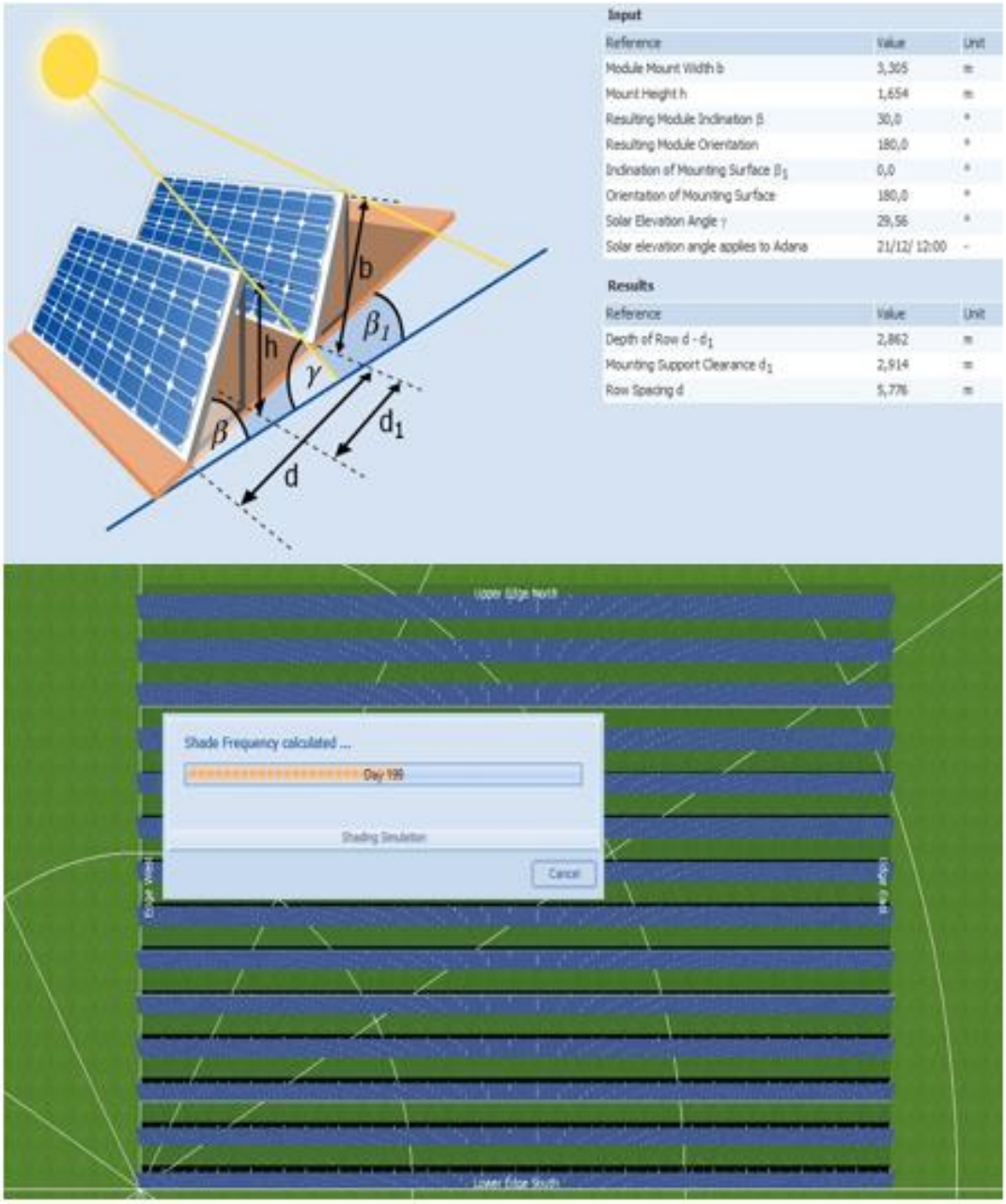
Şekil 5.9 : Niğde Meteonorm 7.1 ve NASA programları ışınım ve sıcaklık verileri.

Karşılaştırma sonucunda Adana için, GEPA'nın ışınım değerlerine en yakın veri sunan programlar Meteonorm 7.1 ve PVGIS-Classic programlarıdır. Bu iki program arasında, MGM'nin ortalama sıcaklık değerlerine, Meteonorm 7.1 daha yakın değerler sunmaktadır. Niğde için ise NASA dataları GEPA'nın ışınım değerlerine en yakın değerleri veren program olsa da, sıcaklık değerleri MGM değerleri ile uyumsuz gözükmektedir. Yine Meteonorm 7.1 sıcaklık ortalamalarında MGM'ye en yakın değerleri sunmaktadır. Buradan sonuçla tek bir programın Türkiye için uygun veriler verdiğini söylemek mümkün değildir. Bu sebeple, mevcut meteoroloji programlarını kullanmak yerine, GEPA ve MGM'den alınan değerlerin manuel olarak PVSyst programına girişi yapılacaktır.

Meteorolojik dataların el ile programa girilmesinin ardından proje bilgilerinin PVSyst'e işlenmesi gerekir. İlk olarak ekipman seçimi ve sistem konfigürasyonu yapılır. Bu işlem sonrasında sıcaklık kayıpları, yansıma faktörü, panel-inverter verimliliği, modül tolerans değerleri gibi bazı bilgiler otomatik olarak program tarafından hesaplanır. Gölgelenme, kablo kayıpları ve kirlilik kayıpları gibi kayıpların ise sistem konfigürasyonu esnasında projeye göre programa girilmesi gerekir. Kablo kayıpları projelendirme dosyasındaki kablo hesaplamaları bölümünden alınarak işlenebilir. Kirlilik kayıpları için ise arazinin şartları göz önüne alınarak tahminde bulunulur. Gölgelenme kayıplarının yüzdesel değeri yine projelendirme dosyasındaki yerleşim planı baz alınarak, üç boyutlu çizim üzerinden tutarlı veriler sunan PVSOL

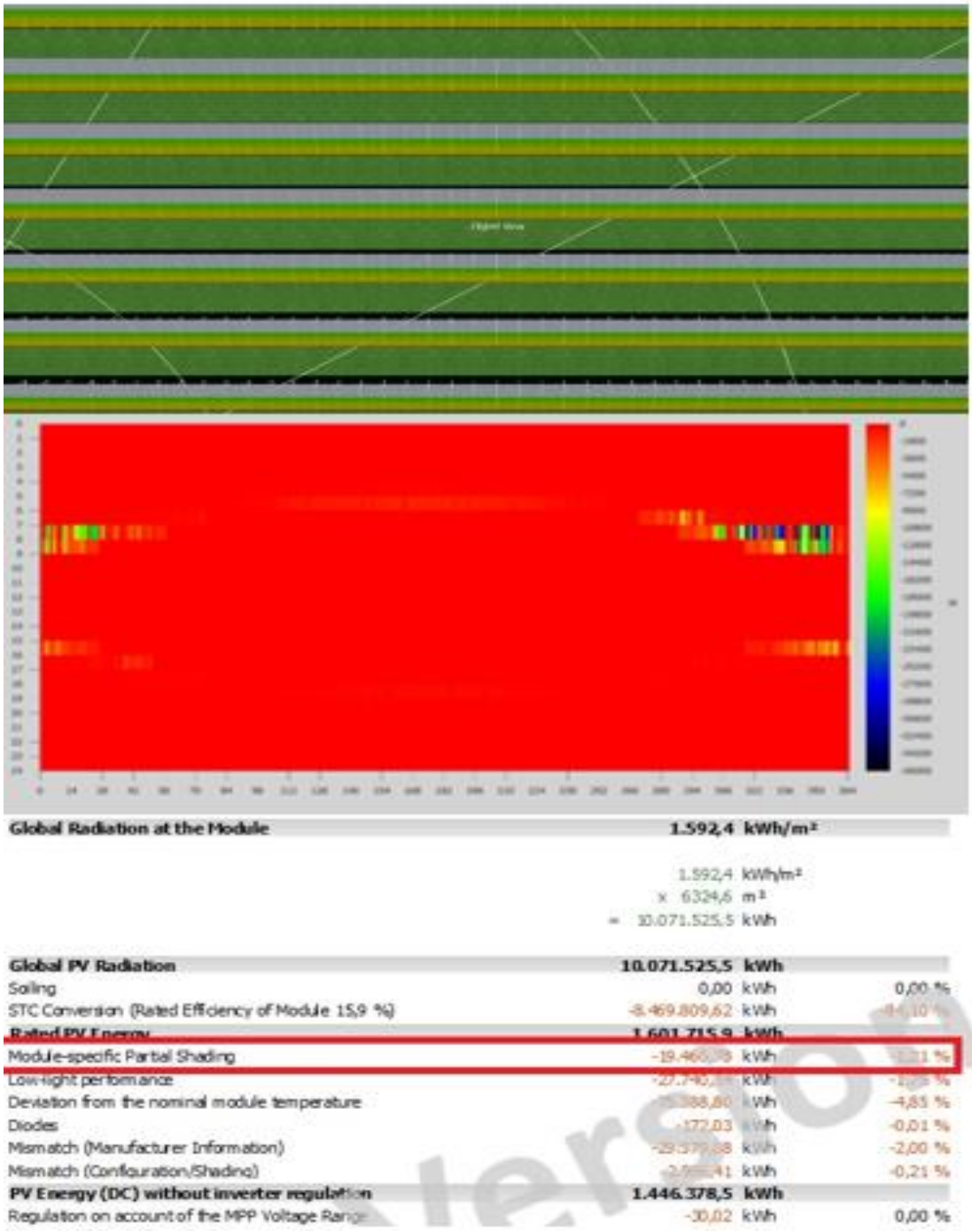
programı aracılığıyla bulunabilir. Bu program sayesinde gölgelenme mesafesi, yıllık üretim kaybı ve tarihe göre gölgelenme spektrumu tespit edilebilir.

Örneğin, Adana projesi için Şekil 5.10'da verildiği gibi 21 Aralık'ta saat 12:00'da gölgelenme yaşanmaması için minimum d_1 mesafesinin 2,914m olması gerekmektedir. Projede bu mesafe 3,9m olarak alınmıştır. Ancak buna rağmen gölgelenme analizinin yapılıp, özellikle güneşin geliş açısının düşük olduğu kış aylarında gölgelenme durumunu incelemek gerekmektedir.



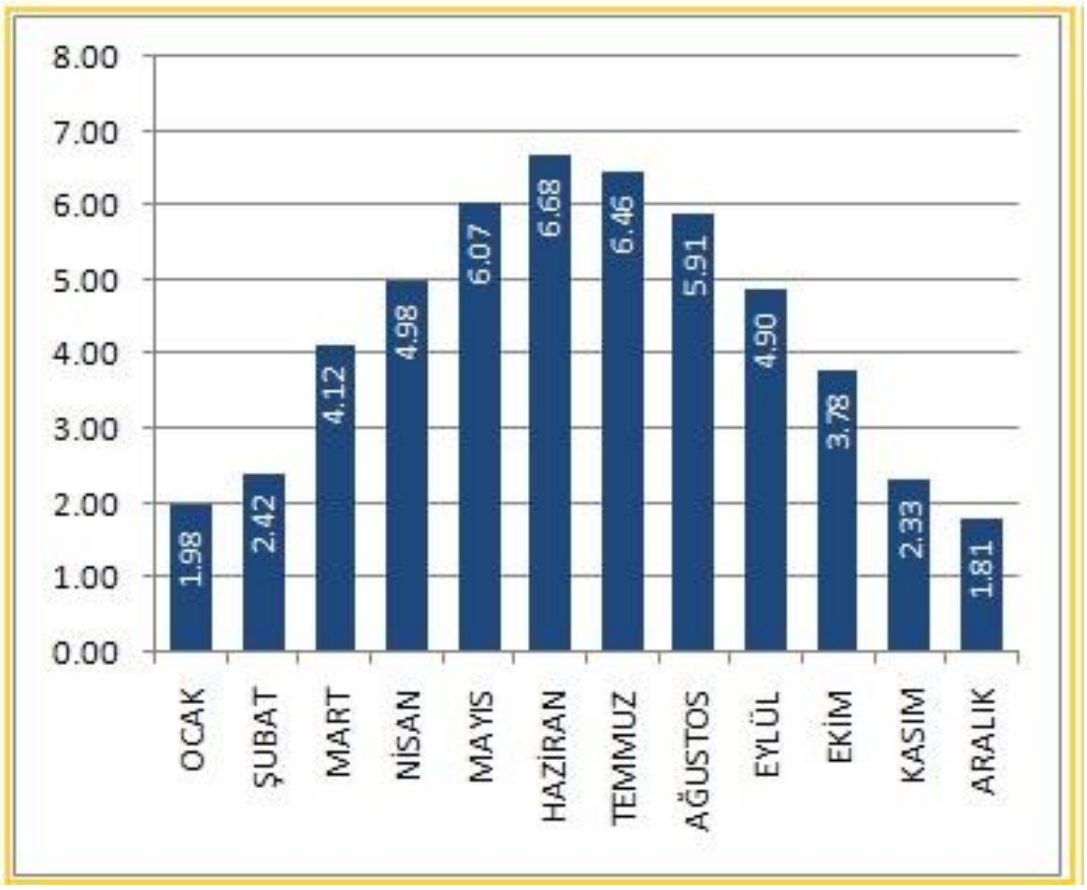
Şekil 5.10 : PVSol gölgelenme hesaplamaları.

Analiz neticesinde Şekil 5.11'de görüldüğü gibi gölgelenme payı %1,2 olarak bulunmuştur.



Şekil 5.11 : PVSol gölgelenme spekturumu ve yüzdesel değeri.

İlk olarak Adana şehrindeki 2,7MWp projenin analizi için global radyasyon ve ortalama sıcaklık değerleri belirlenir. Santral Adana merkezine yakın bir konumda bulunmaktadırlar. Bu sebeple Adana merkezi için radyasyon (Şekil 5.12) ve ortalama sıcaklık verileri (Çizelge 5.3) üzerinden gidilecektir.



Şekil 5.12 : Adana-1 global radyasyon değerleri (kWh/m2-gün).

Çizelge 5.3 : Adana-1 ortalama sıcaklık değerleri (°C).

Adana	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Yıllık
Ölçüm Periyodu	1927-2017												
Ortalama Sıcaklık (°C)	9,5	10,5	13,4	17,5	21,7	25,6	28,2	28,7	26,1	21,6	15,8	11,2	19,1

Adana-1 santrali 45 dönüm arazi üzerinde 10.626 adet 260Wp gücünde polikristal panel kullanılarak yapılmıştır. Santralin toplam DC gücü 2,763MWp, AC gücü ise 2,72MWe'dır. Projede üç adet merkezi inverter kullanılmıştır. Bu inverterlerin ikisi 1000kWe diğeri ise 720kWe çıkış gücüne sahiptir.

Şekil 5.11'de verilen minimum d_1 mesafesi 2,914m olması gerekirken projede bu mesafe 3,9m olarak alınmıştır. Bu değerler baz alınarak yapılan PV-Sol gölgelenme hesabında, gölgelenme kaybı %1,2 olarak bulunmuştur.

PVSYST V6.38		22/04/18	Page 1/4

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	**Grid-Connected Project at Adana**				
Geographical Site		**Adana**		Country	**Turkey**
Situation		Latitude	37.0°N	Longitude	35.3°E
Time defined as		Legal Time	Time zone UT+3	Altitude	28 m
		Albedo	0.20		
Meteo data:		**Adana**	Synthetic - Adana_GEPA_MGM		

Simulation variant :	**Adana_Yeniyayla**				
		Simulation date	22/04/18 00h18		

Simulation parameters					
Collector Plane Orientation		Tilt	30°	Azimuth	0°
2 Sheds		Pitch	7.90 m	Collector width	2.30 m
Inactive band		Top	0 m	Bottom	0 m
Shading limit angle		Gamma	11.01 °	Occupation Ratio	29.1 %
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm
Horizon		Free Horizon			
Near Shadings		Mutual shadings of sheds			
PV Arrays Characteristics	**(2 kinds of array defined)**				
PV module	Si-poly	Model	**JKM 260PP-60**		
		Manufacturer	Jinkosolar		
Sub-array "Sub-array #1"					
Number of PV modules		In series	23 modules	In parallel	336 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	7728	Unit Nom. Power	260 Wp
Array global power		Nominal (STC)	**2009 kWp**	At operating cond.	1800 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	631 V	I mpp	2852 A
Sub-array "Sub-array #2"					
Number of PV modules		In series	23 modules	In parallel	126 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	2898	Unit Nom. Power	260 Wp
Array global power		Nominal (STC)	**753 kWp**	At operating cond.	675 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	631 V	I mpp	1070 A
Total	Arrays global power	Nominal (STC)	**2763 kWp**	Total	10626 modules
		Module area	**17393 m²**	Cell area	15516 m²
Sub-array "Sub-array #1" : Inverter		Model	**Sunny Central 1000CP XT**		
		Manufacturer	SMA		
Characteristics		Operating Voltage	596-850 V	Unit Nom. Power	1000 kWac
				Max. power (=>25°C)	1100 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	2 units	Total Power	2000 kWac
Sub-array "Sub-array #2" : Inverter		Model	**Sunny Central 720CP XT**		
		Manufacturer	SMA		
Characteristics		Operating Voltage	480-850 V	Unit Nom. Power	720 kWac
				Max. power (=>25°C)	792 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	720 kWac
Total		Nb. of inverters	3	Total Power	2720 kWac
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s

Şekil 5.13 : Adana-1 GES PVSyst simulasyon raporu 1/3.

Grid-Connected System: Main results

Project : **Grid-Connected Project at Adana**

Simulation variant : **Adana_Yeniyayla**

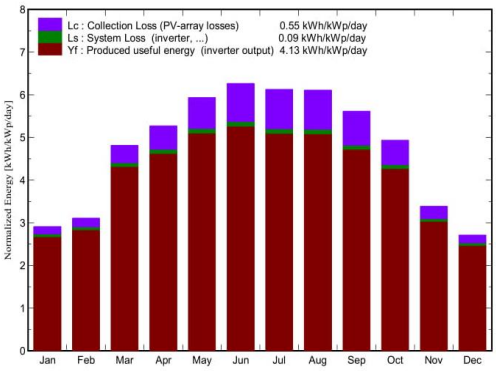
Main system parameters				
System type	**Grid-Connected**			
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 260PP-60	Pnom	260 Wp
PV Array	Nb. of modules	10626	Pnom total	**2763 kWp**
Inverter	Model	Sunny Central 1000CP XT	Pnom	1000 kW ac
Inverter	Model	Sunny Central 720CP XT	Pnom	720 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total	**2720 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results

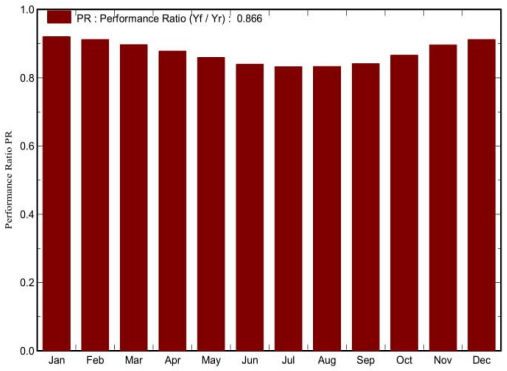
System Production — **Produced Energy** **4169 MWh/year** Specific prod. 1509 kWh/kWp/year

Performance Ratio PR 86.6 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 2763 kWp



Performance Ratio PR



Adana_Yeniyayla

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	61.4	9.50	90.1	86.7	234.6	229.2	14.96	14.62
February	67.8	10.50	87.1	83.5	224.6	219.5	14.82	14.49
March	127.7	13.40	149.3	143.3	378.0	370.1	14.55	14.25
April	149.4	17.50	158.1	151.3	391.8	383.5	14.25	13.95
May	188.1	21.70	184.1	175.8	446.3	437.1	13.94	13.65
June	200.4	25.60	188.0	179.5	445.7	436.4	13.63	13.35
July	200.3	28.20	189.9	181.4	445.9	436.7	13.50	13.22
August	183.2	28.70	189.4	181.6	444.8	435.8	13.51	13.23
September	147.0	26.10	168.4	161.9	399.5	391.4	13.64	13.36
October	117.2	21.60	152.9	147.3	373.5	366.0	14.04	13.76
November	69.9	15.80	101.5	97.6	256.9	251.6	14.55	14.24
December	56.1	11.19	84.0	80.6	216.6	211.6	14.83	14.49
Year	1568.4	19.20	1742.9	1670.6	4258.1	4169.0	14.05	13.75

Legends:

GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

Şekil 5.14 : Adana-1 GES PVSyst simulasyon raporu 2/3.

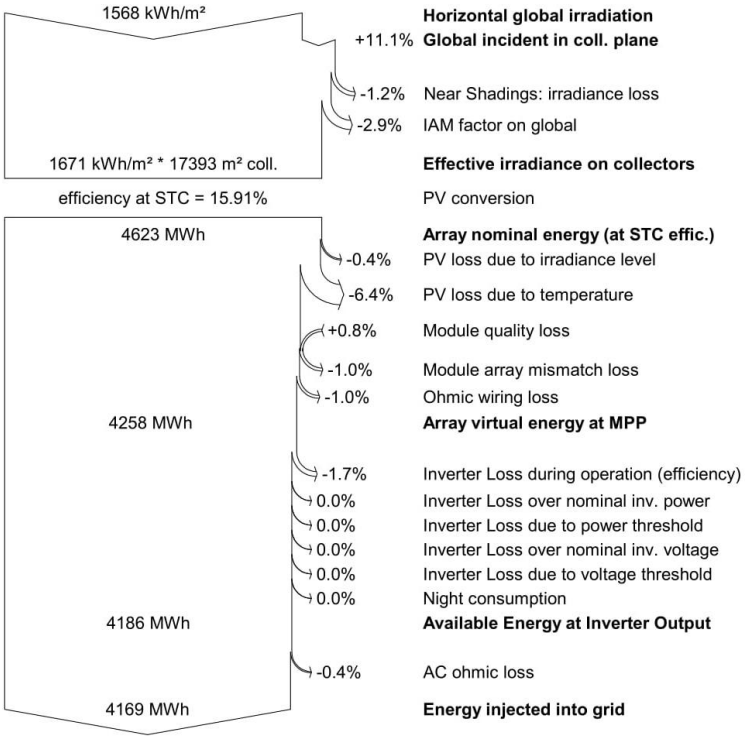
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **Grid-Connected Project at Adana**

Simulation variant : **Adana_Yeniyayla**

Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 260PP-60	Pnom	260 Wp
PV Array	Nb. of modules	10626	Pnom total	**2763 kWp**
Inverter	Model	Sunny Central 1000CP XT	Pnom	1000 kW ac
Inverter	Model	Sunny Central 720CP XT	Pnom	720 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total	**2720 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year

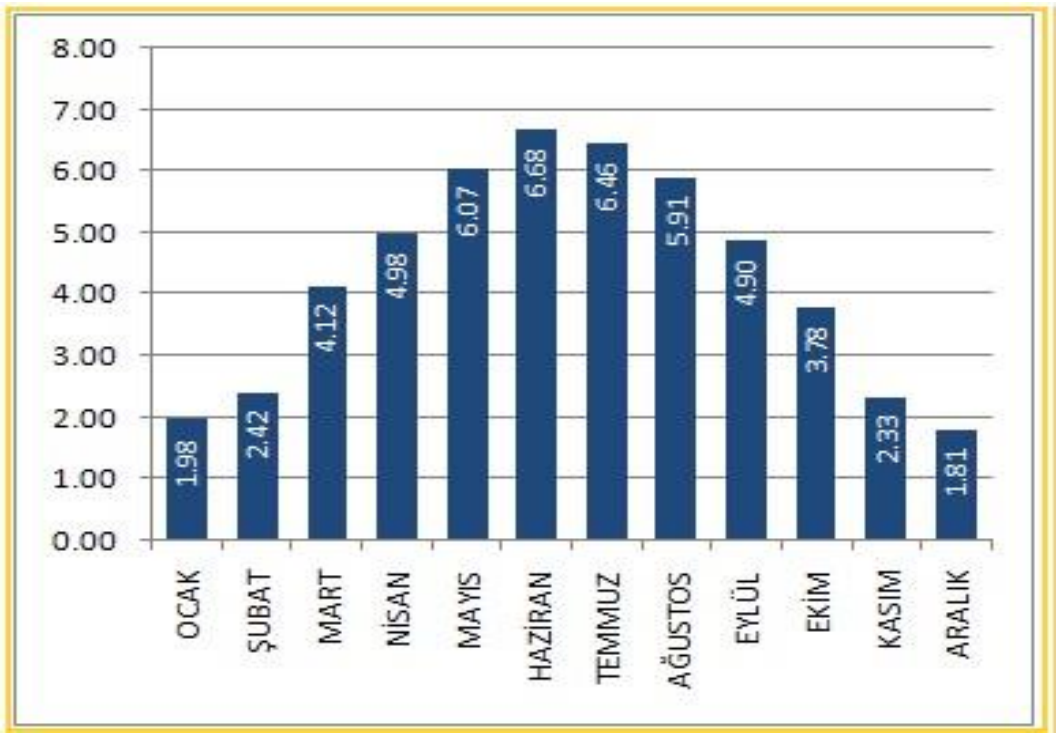


Şekil 5.15 : Adana-1 GES PVSyst simulasyon raporu 3/3.

Çizelge 5.4 : Adana-1 GES gerçekleşen ve tahmini aylık üretim değerleri.

Santral Yeri	**Adana**						**Devreye Alınma Tarihi : 24.06.2015**		
	A		B		C		Total		
Güç (kW)	1004,64		1004,64		753,92		2763,20		
2016	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Fark %
Ocak	81,37	83,35	82,16	83,35	50,70	62,51	214,23	229,20	-7,0%
Şubat	110,83	79,82	112,12	79,82	79,96	59,86	302,90	219,50	27,5%
Mart	143,98	134,58	145,55	134,58	108,51	100,94	398,05	370,10	7,0%
Nisan	162,48	139,45	164,20	139,45	122,62	104,59	449,31	383,50	14,6%
Mayıs	156,96	158,95	158,98	158,95	119,19	119,21	435,13	437,10	-0,5%
Haziran	169,70	158,69	170,82	158,69	129,32	119,02	469,84	436,40	7,1%
Temmuz	173,66	158,80	174,22	158,80	134,82	119,10	482,70	436,70	9,5%
Ağustos	158,67	158,47	152,34	158,47	120,13	118,85	431,14	435,80	-1,1%
Eylül	155,58	142,33	156,71	142,33	116,30	106,75	428,59	391,40	8,7%
Ekim	131,44	133,09	131,16	133,09	95,90	99,82	358,51	366,00	-2,1%
Kasım	107,66	91,49	108,66	91,49	69,38	68,62	285,70	251,60	11,9%
Aralık	68,77	76,95	69,07	76,95	39,02	57,71	176,86	211,60	-19,6%
Yıllık Toplam (MWh)	**1621,11**	**1515,96**	**1625,98**	**1515,96**	**1185,86**	**1136,97**	**4432,95**	**4168,90**	**6%**

Adana şehrindeki 3MWp projenin analizi için global radyasyon ve ortalama sıcaklık değerleri belirlenir. Santral Adana merkezine yakın bir konumda bulunmaktadırlar. Bu sebeple Adana merkezi için radyasyon (Şekil 5.16) ve ortalama sıcaklık verileri (Çizelge 5.5) üzerinden gidilecektir.



Şekil 5.16 : Adana-2 global radyasyon değerleri (kWh/m2-gün).

Çizelge 5.5 : Adana-2 ortalama sıcaklık değerleri (°C).

Adana	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Yıllık
Ölçüm Periyodu	1927-2017												
Ortalama Sıcaklık (°C)	9,5	10,5	13,4	17,5	21,7	25,6	28,2	28,7	26,1	21,6	15,8	11,2	19,1

Adana-2 santrali 48 dönüm arazi üzerinde 11.592 adet 260Wp gücünde polikristal panel kullanılarak yapılmıştır. Santralin toplam DC gücü 3,014MWp, AC gücü ise 3MW'dır. Projede üç adet merkezi inverter kullanılmıştır. Bu inverterler 1000kWe çıkış gücüne sahiptir.

Şekil 5.11'de verilen minimum d_1 mesafesi 2,914m olması gerekirken projede bu mesafe 3,9m olarak alınmıştır. Bu değerler baz alınarak yapılan PV-Sol gölgelenme hesabında, gölgelenme kaybı %1,2 olarak bulunmuştur.

PVSYST V6.38		21/04/18	Page 1/3

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	**Grid-Connected Project at Adana**			
Geographical Site	**Adana**		Country	**Turkey**
Situation	Latitude	37.0°N	Longitude	35.3°E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+3	Altitude	28 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	**Adana**	Synthetic - Adana_GEPA_MGM		

Simulation variant :	**Adana_Avcilar**			
	Simulation date	21/04/18 23h33		

Simulation parameters				
Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	0°
2 Sheds	Pitch	7.90 m	Collector width	2.30 m
Inactive band	Top	0 m	Bottom	0 m
Shading limit angle	Gamma	11.01 °	Occupation Ratio	29.1 %
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	Mutual shadings of sheds			
PV Array Characteristics				
PV module	Si-poly	Model	**JKM 260PP-60**	
		Manufacturer	Jinkosolar	
Number of PV modules	In series	23 modules	In parallel	504 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	11592	Unit Nom. Power	260 Wp
Array global power	Nominal (STC)	**3014 kWp**	At operating cond.	2701 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	631 V	I mpp	4278 A
Total area	Module area	**18974 m²**	Cell area	16926 m²
Inverter		Model	**Sunny Central 1000CP XT**	
		Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	596-850 V	Unit Nom. Power	1000 kWac
			Max. power (=>25°C)	1100 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	3 units	Total Power	3000 kWac
PV Array loss factors				
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	1.6 mOhm	Loss Fraction	0.9 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
System loss factors				
Wiring Ohmic Loss	Wires: 3x3000.0 mm²	25 m	Loss Fraction	0.3 % at STC
User's needs :	Unlimited load (grid)			

Şekil 5.17 : Adana-2 GES PVSyst simulasyon raporu 1/3.

Grid-Connected System: Main results

Project : **Grid-Connected Project at Adana**

Simulation variant : **Adana_Avcilar**

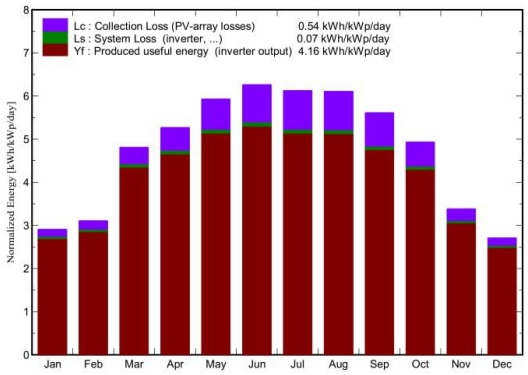
Main system parameters				
System type		**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 260PP-60	Pnom	260 Wp
PV Array	Nb. of modules	11592	Pnom total	**3014 kWp**
Inverter	Model	Sunny Central 1000CP XT	Pnom	1000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total	**3000 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results

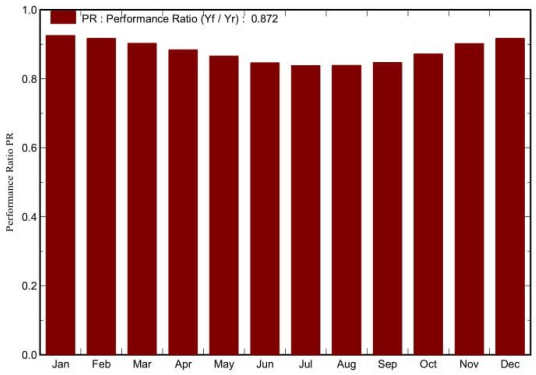
System Production — **Produced Energy** **4581 MWh/year** Specific prod. 1520 kWh/kWp/year

Performance Ratio PR 87.2 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3014 kWp



Performance Ratio PR



Adana_Avcilar

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	61.4	9.50	90.1	86.7	256.7	251.6	15.01	14.71
February	67.8	10.50	87.1	83.5	245.7	240.9	14.86	14.57
March	127.7	13.40	149.3	143.3	413.9	406.6	14.61	14.35
April	149.4	17.50	158.1	151.3	429.0	421.4	14.30	14.05
May	188.1	21.70	184.1	175.8	488.8	480.4	14.00	13.76
June	200.4	25.60	188.0	179.5	488.2	479.7	13.69	13.45
July	200.3	28.20	189.9	181.4	488.5	480.1	13.55	13.32
August	183.2	28.70	189.4	181.6	487.4	479.1	13.56	13.34
September	147.0	26.10	168.4	161.9	437.7	430.3	13.70	13.47
October	117.2	21.60	152.9	147.3	409.0	402.1	14.09	13.86
November	69.9	15.80	101.5	97.6	281.1	276.1	14.59	14.33
December	56.1	11.19	84.0	80.6	237.0	232.3	14.87	14.58
Year	1568.4	19.20	1742.9	1670.6	4662.9	4580.6	14.10	13.85

Legends:

GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

Şekil 5.18 : Adana-2 GES PVSyst simulasyon raporu 2/3.

PVSYST V6.38		21/04/18	Page 3/3

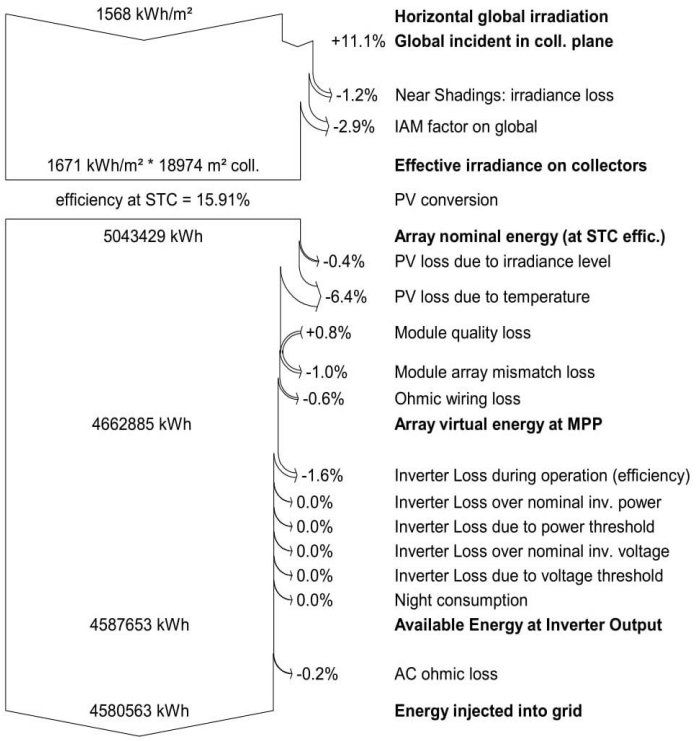
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **Grid-Connected Project at Adana**

Simulation variant : **Adana_Avcilar**

Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 260PP-60	Pnom	260 Wp
PV Array	Nb. of modules	11592	Pnom total	**3014 kWp**
Inverter	Model	Sunny Central 1000CP XT	Pnom	1000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total	**3000 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year

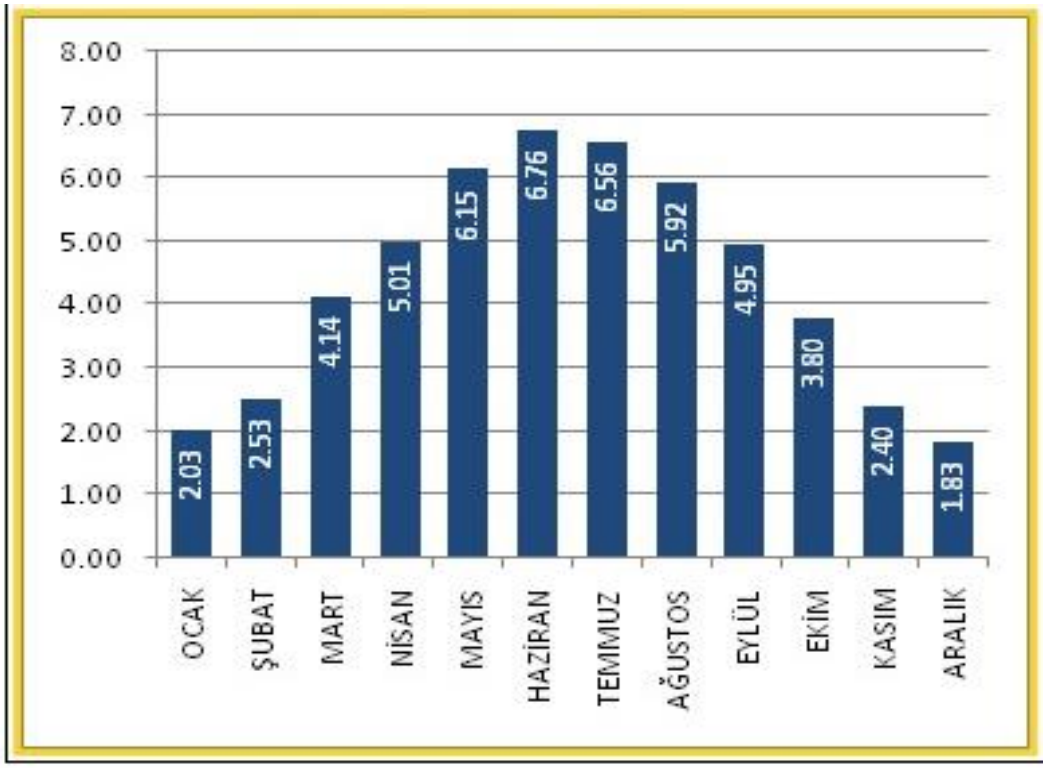


Şekil 5.19 : Adana-2 GES PVSyst simulasyon raporu 3/3.

Çizelge 5.6 : Adana-2 GES gerçekleşen ve tahmini aylık üretim değerleri

Santral Yeri	**Adana - 2**						**Devreye Alınma Tarihi : 06.11.2015**		
	A		B		C		Total		
Güç (kW)	1004,64		1004,64		1004,64		3013,92		
2016	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Fark %
Ocak	80,21	83,87	83,85	83,87	86,09	83,87	250,14	251,60	-0,6%
Şubat	114,24	80,30	113,93	80,30	117,16	80,30	345,33	240,90	30,2%
Mart	148,86	135,53	146,79	135,53	144,65	135,53	440,31	406,60	7,7%
Nisan	165,14	140,47	163,13	140,47	163,76	140,47	492,04	421,40	14,4%
Mayıs	157,41	160,13	152,95	160,13	154,90	160,13	465,27	480,40	-3,3%
Haziran	168,95	159,90	163,29	159,90	166,10	159,90	498,35	479,70	3,7%
Temmuz	164,27	160,03	160,23	160,03	162,40	160,03	486,91	480,10	1,4%
Ağustos	162,90	159,70	162,16	159,70	162,82	159,70	487,88	479,10	1,8%
Eylül	158,72	143,43	159,27	143,43	157,11	143,43	475,09	430,30	9,4%
Ekim	140,25	134,03	139,17	134,03	140,05	134,03	419,47	402,10	4,1%
Kasım	113,07	92,03	121,83	92,03	119,51	92,03	354,41	276,10	22,1%
Aralık	66,44	77,43	75,11	77,43	73,47	77,43	215,02	232,30	-8,0%
Yıllık Toplam (MWh)	**1640,47**	**1526,87**	**1641,72**	**1526,87**	**1648,02**	**1526,87**	**4930,21**	**4580,60**	**7,1%**

Osmaniye şehrindeki 3,2MWp'lik projenin analizi için ilk etapta global radyasyon ve ortalama sıcaklık değerleri belirlenir. Santral Osmaniye'nin Bahçe ilçesine yakın bir konumda bulunmaktadır. Bu sebeple Bahçe'nin radyasyon verileri (Şekil 5.20) üzerinden gidilmektedir. Ortalama sıcaklık değerleri ise Çizelge 5.7'deki gibidir.



Şekil 5.20 : Osmaniye global radyasyon değerleri (kWh/m2-gün).

Çizelge 5.7 : Osmaniye ortalama sıcaklık değerleri (°C).

Osmaniye	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Yıllık
Ölçüm Periyodu	1927-2017												
Ortalama Sıcaklık (°C)	8,5	9,9	12,8	17,0	21,1	25,2	27,9	28,5	25,4	20,5	14,0	9,9	18,4

Santral 53 dönüm arazi üzerinde 12.328 adet 260Wp gücünde polikristal panel kullanılarak yapılmıştır. Santralin toplam DC gücü 3,205MWp, AC gücü ise 3,2MWe'dır. Projede dört adet merkezi inverter kullanılmıştır. Bu inverterler 800kWe çıkış gücüne sahiptir. Şekil 5.11'de verilen minimum d_1 mesafesi 2,914m olması gerekirken projede bu mesafe 3,5m olarak alınmıştır. Bu değerler baz alınarak yapılan PV-Sol gölgelenme hesabında, gölgelenme kaybı %1,8 olarak bulunmuştur.

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	**Grid-Connected Project at Osmaniye_GEPA_MGM**			
Geographical Site	**Osmaniye_GEPA_MGM**		Country	**Turkey**
Situation	Latitude	40.3°N	Longitude	29.1°E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+2	Altitude	89 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	**Osmaniye_GEPA_MGM**	Synthetic - Osmaniye_GEPA_MGM		

Simulation variant :	**New simulation variant**			
	Simulation date	22/04/18 00h03		

Simulation parameters

Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	0°
4 Sheds	Pitch	9.60 m	Collector width	3 m
Inactive band	Top	0 m	Bottom	0 m
Shading limit angle	Gamma	12.09 °	Occupation Ratio	31.3 %

Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	Mutual shadings of sheds			

PV Array Characteristics

PV module	Si-poly	Model	**JKM 260PP-60**	
		Manufacturer	Jinkosolar	
Number of PV modules		In series	23 modules	In parallel 536 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	12328	Unit Nom. Power 260 Wp
Array global power		Nominal (STC)	**3205 kWp**	At operating cond. 2872 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	631 V	I mpp 4550 A
Total area		Module area	**20178 m²**	Cell area 18001 m²

Inverter		Model	**Sunny Central 800CP XT**	
		Manufacturer	SMA	
Characteristics		Operating Voltage	530-850 V	Unit Nom. Power 800 kWac
				Max. power (=>25°C) 880 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	4 units	Total Power 3200 kWac

PV Array loss factors

Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	2.4 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05

System loss factors

Wiring Ohmic Loss	Wires: 3x4000.0 mm²	65 m	Loss Fraction	0.7 % at STC

User's needs : Unlimited load (grid)

Şekil 5.21 : Osmaniye GES PVSyst simulasyon raporu 1/3.

Grid-Connected System: Main results

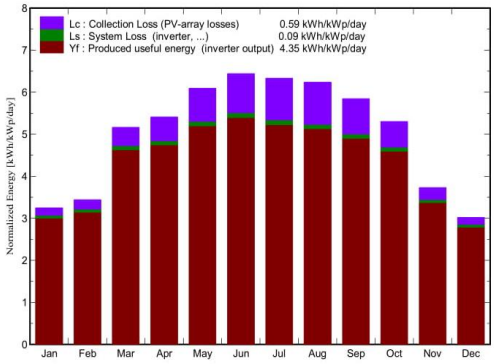
Project : **Grid-Connected Project at Osmaniye_GEPA_MGM**

Simulation variant : **New simulation variant**

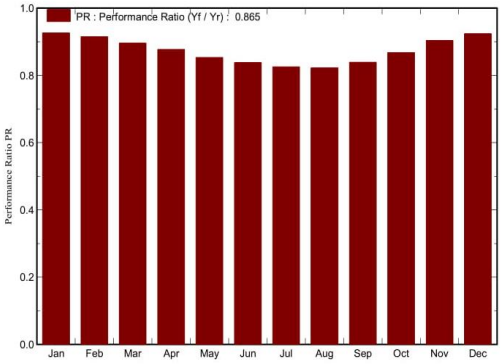
Main system parameters				
System type		**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 260PP-60	Pnom	260 Wp
PV Array	Nb. of modules	12328	Pnom total	**3205 kWp**
Inverter	Model	Sunny Central 800CP XT	Pnom	800 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total	**3200 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results				
System Production	**Produced Energy**	**5093607213 W/year**	Specific prod.	1589 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	86.5 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3205 kWp



Performance Ratio PR



New simulation variant

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	62.9	8.50	100.6	96.4	305309	298831	15.04	14.72
February	70.8	9.90	96.3	91.9	288694	282336	14.86	14.53
March	128.3	12.80	160.2	153.6	470235	460192	14.55	14.24
April	150.3	17.00	162.3	154.1	465955	456345	14.23	13.94
May	190.6	21.10	188.9	179.5	527761	516574	13.85	13.55
June	202.8	25.20	193.3	183.7	530047	519243	13.59	13.31
July	203.4	27.90	196.4	186.9	530862	519831	13.39	13.12
August	183.5	28.50	193.3	184.8	520580	509891	13.35	13.07
September	148.5	25.40	175.4	168.1	481606	471785	13.61	13.33
October	117.8	20.50	164.3	158.2	466202	456889	14.06	13.78
November	72.0	14.00	111.9	107.3	331134	324303	14.66	14.36
December	56.7	9.90	93.6	89.8	283499	277388	15.00	14.68
Year	1587.8	18.44	1836.5	1754.2	5201885	5093607	14.04	13.74

Legends:

GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

Şekil 5.22 : Osmaniye GES PVSyst simulasyon raporu 2/3.

PVSYST V6.38		22/04/18	Page 3/3

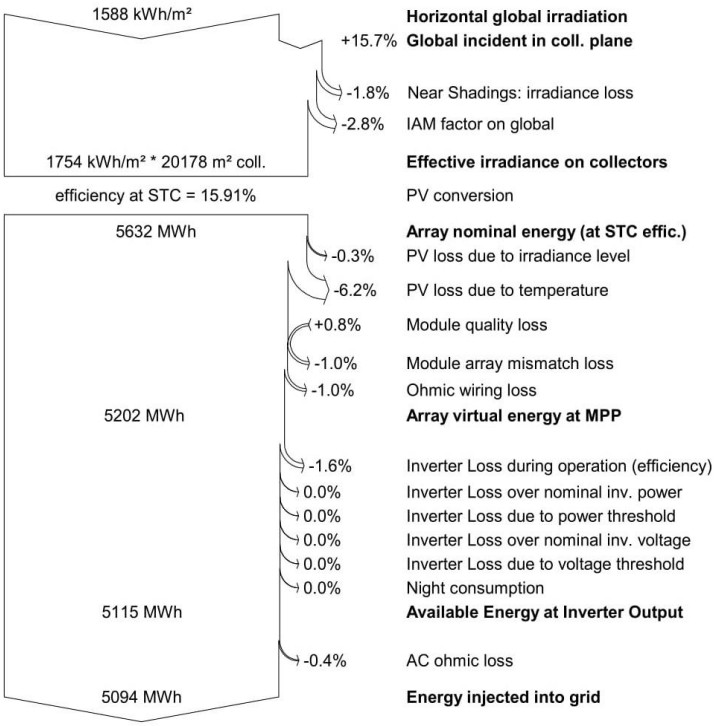
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **Grid-Connected Project at Osmaniye_GEPA_MGM**

Simulation variant : **New simulation variant**

Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 260PP-60	Pnom	260 Wp
PV Array	Nb. of modules	12328	Pnom total	**3205 kWp**
Inverter	Model	Sunny Central 800CP XT	Pnom	800 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	4.0	Pnom total	**3200 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year

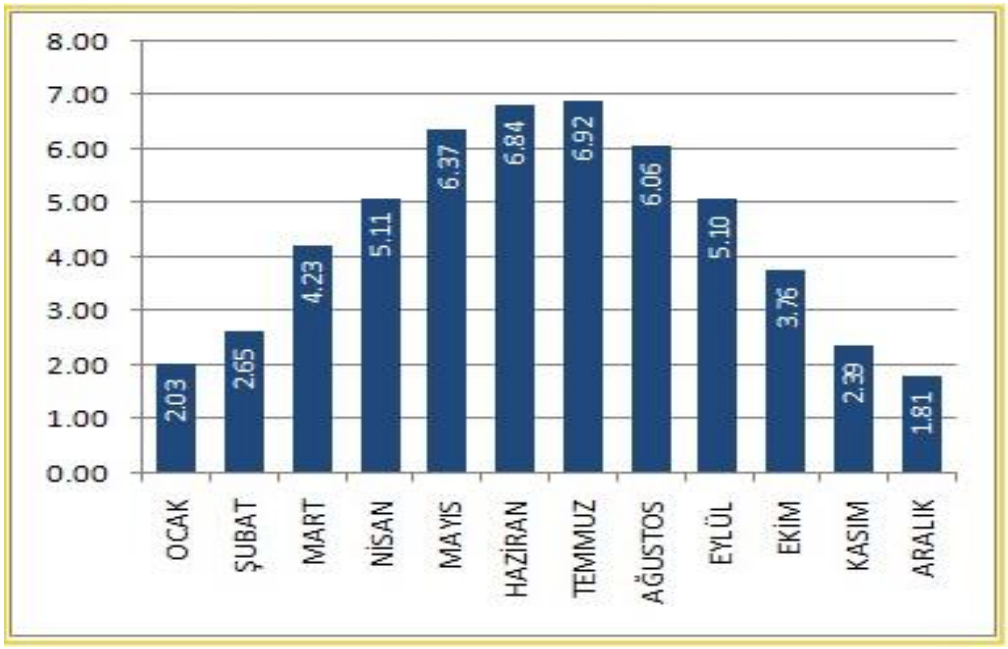


Şekil 5.23 : Osmaniye GES PVSyst simulasyon raporu 3/3.

Şekil 5.8 : Osmaniye GES gerçekleşen ve tahmini aylık üretim değerleri.

Santral Yeri	**Osmaniye**								**Devreye Alınma Tarihi : 21.12.2015**		
	A		B		C		D		Total		
Güç (kW)	801,32		801,32		801,32		801,32		3205,28		
2016	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Fark %
Ocak	67,63	74,71	46,75	74,71	67,49	74,71	11,17	74,71	193,04	298,83	-54,8%
Şubat	91,55	70,58	91,39	70,58	92,13	70,58	18,55	70,58	293,62	282,34	3,8%
Mart	80,31	115,05	84,78	115,05	98,41	115,05	96,76	115,05	360,26	460,19	-27,7%
Nisan	132,46	114,09	134,43	114,09	133,81	114,09	132,35	114,09	533,04	456,35	14,4%
Mayıs	121,81	129,14	123,20	129,14	122,65	129,14	120,81	129,14	488,47	516,57	-5,8%
Haziran	129,76	129,81	131,62	129,81	131,04	129,81	129,23	129,81	521,65	519,24	0,5%
Temmuz	131,86	129,96	134,65	129,96	132,74	129,96	131,57	129,96	530,82	519,83	2,1%
Ağustos	119,76	127,47	122,20	127,47	120,23	127,47	119,78	127,47	481,96	509,89	-5,8%
Eylül	127,13	117,95	129,73	117,95	128,46	117,95	127,23	117,95	512,54	471,79	8,0%
Ekim	118,32	114,22	119,32	114,22	120,66	114,22	117,27	114,22	475,57	456,89	3,9%
Kasım	104,16	81,08	101,04	81,08	105,01	81,08	96,07	81,08	406,28	324,30	20,2%
Aralık	60,19	69,35	55,68	69,35	59,66	69,35	52,19	69,35	227,72	277,39	-21,8%
Yıllık Toplam (MWh)	**1284,94**	**1273,40**	**1274,78**	**1273,40**	**1312,30**	**1273,40**	**1152,97**	**1273,40**	**5024,99**	**5093,61**	-1,4%

Niğde şehrindeki 5,023MWp'lik projenin analizi için ilk etapta global radyasyon ve ortalama sıcaklık değerleri belirlenir. Santral Niğde'nin Gölcük ilçesine yakın bir konumda bulunmaktadır. Niğde merkezine de yakın olması sebebiyle Niğde'nin radyasyon (Şekil 5.24) ve ortalama sıcaklık verileri (Çizelge 5.9) üzerinden gidilecektir.



Şekil 5.24 : Niğde global radyasyon değerleri (kWh/m2-gün).

Çizelge 5.9 : Niğde ortalama sıcaklık değerleri (°C).

Niğde	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Yıllık
Ölçüm Periyodu	1927-2017												
Ortalama Sıcaklık (°C)	-0,4	1,0	5,0	10,6	15,2	19,4	22,7	22,4	17,9	12,2	6,2	1,7	11,2

Santral 80 dönüm arazi üzerinde 19.320 adet 260Wp gücünde polikristal panel kullanılarak yapılmıştır. Santralin toplam DC gücü 5,023MWp, AC gücü ise 5MWe'dır. Projede beş adet merkezi inverter kullanılmıştır. Bu inverterler 1000kWe çıkış gücüne sahiptir.

Şekil 5.11'de verilen minimum d_1 mesafesi 2,914m olması gerekirken projede bu mesafe 3,5m olarak alınmıştır. Bu değerler baz alınarak yapılan PV-Sol gölgelenme hesabında, gölgelenme kaybı %1,8 olarak bulunmuştur.

PVSYST V6.38		21/04/18	Page 1/3

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	**Grid-Connected Project at Nigde_GEPA_MGM**			
Geographical Site	**Nigde_GEPA_MGM**		Country	**Turkey**
Situation	Latitude	38.0°N	Longitude	34.7°E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+3	Altitude	1237 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	**Nigde_GEPA_MGM**	Synthetic - Nigde_GEPA_MGM		

Simulation variant :	**Nigde_GEPA_MGM**			
	Simulation date	21/04/18 18h17		

Simulation parameters

Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	0°
5 Sheds	Pitch	8.80 m	Collector width	3 m
Inactive band	Top	0 m	Bottom	0 m
Shading limit angle	Gamma	13.60 °	Occupation Ratio	34.1 %

Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	Mutual shadings of sheds			

PV Array Characteristics

PV module	Si-poly	Model	**JKM 260P-60**	
		Manufacturer	Jinkosolar	
Number of PV modules		In series	23 modules	In parallel 840 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	19320	Unit Nom. Power 260 Wp
Array global power		Nominal (STC)	**5023 kWp**	At operating cond. 4488 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	630 V	I mpp 7128 A
Total area		Module area	**31623 m²**	Cell area 28210 m²

Inverter		Model	**Sunny Central 1000CP XT**	
		Manufacturer	SMA	
Characteristics		Operating Voltage	596-850 V	Unit Nom. Power 1000 kWac
				Max. power (=>25°C) 1100 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	5 units	Total Power 5000 kWac

PV Array loss factors

Array Soiling Losses			Loss Fraction	0.2 %
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	1.5 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05

System loss factors

Wiring Ohmic Loss	Wires: 3x5000.0 mm²	60 m	Loss Fraction	0.7 % at STC

User's needs : Unlimited load (grid)

Şekil 5.25 : Niğde GES PVSyst simulasyon raporu 1/3.

Grid-Connected System: Main results

Project : **Grid-Connected Project at Nigde_GEPA_MGM**

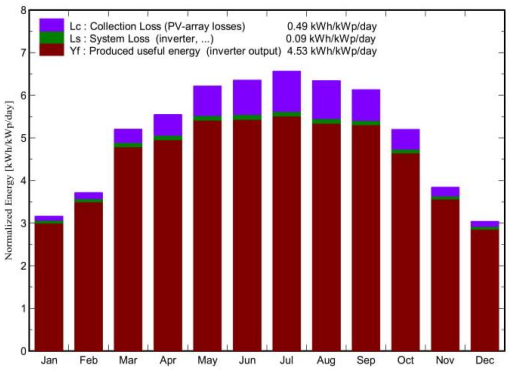
Simulation variant : **Nigde_GEPA_MGM**

Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 260P-60	Pnom	260 Wp
PV Array	Nb. of modules	19320	Pnom total	**5023 kWp**
Inverter	Model	Sunny Central 1000CP XT	Pnom	1000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total	**5000 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

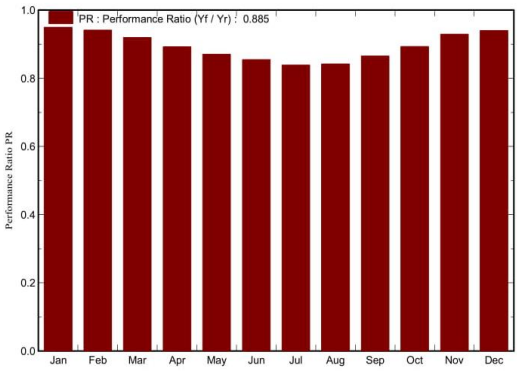
Main simulation results

System Production	**Produced Energy**	**8312 MWh/year**	Specific prod.	1655 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	88.5 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 5023 kWp



Performance Ratio PR



Nigde_GEPA_MGM

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	62.9	-0.40	98.0	93.5	477.7	467.4	15.42	15.09
February	74.2	1.00	104.1	99.5	502.8	492.2	15.27	14.95
March	131.1	5.00	161.4	154.3	761.6	745.8	14.92	14.61
April	153.3	10.60	166.6	158.4	762.6	747.1	14.48	14.18
May	197.5	15.20	192.8	183.0	860.7	843.2	14.11	13.83
June	205.2	19.40	190.8	180.9	836.1	819.5	13.86	13.58
July	214.5	22.70	203.6	193.6	875.7	858.3	13.60	13.33
August	187.9	22.40	196.8	187.6	849.0	832.4	13.65	13.38
September	153.0	17.90	183.9	176.3	815.3	799.8	14.02	13.75
October	116.6	12.20	161.2	154.5	737.8	723.2	14.47	14.19
November	71.7	6.20	115.3	110.5	548.9	537.9	15.06	14.76
December	56.1	1.70	94.3	89.8	454.7	445.0	15.25	14.93
Year	1624.0	11.22	1868.7	1781.9	8483.0	8311.7	14.35	14.07

Legends:
GlobHor Horizontal global 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
EffArrR Effic. Eout array / rough area
EffSysR Effic. Eout system / rough area

Şekil 5.26 : Niğde GES PVSyst simulasyon raporu 2/3.

PVSYST V6.38		21/04/18	Page 3/3

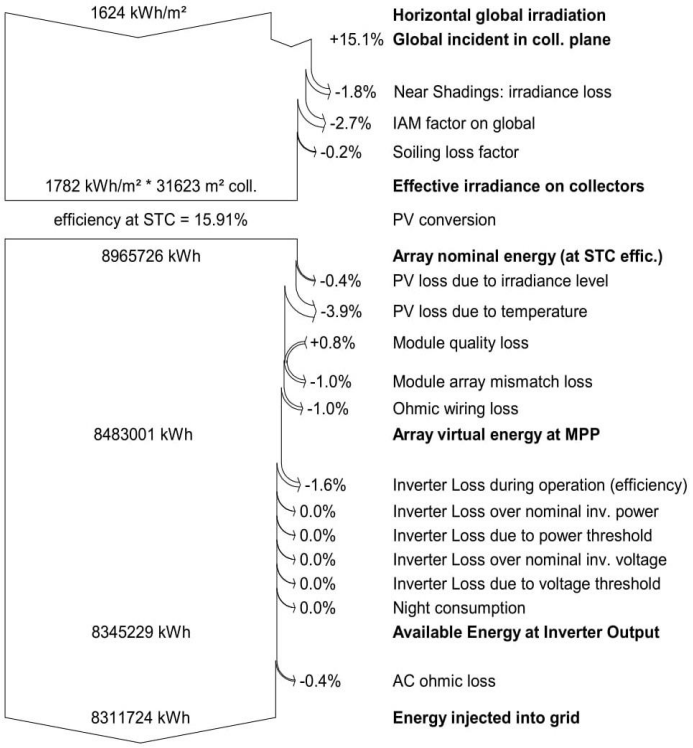
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **Grid-Connected Project at Nigde_GEPA_MGM**

Simulation variant : **Nigde_GEPA_MGM**

Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 260P-60	Pnom	260 Wp
PV Array	Nb. of modules	19320	Pnom total	**5023 kWp**
Inverter	Model	Sunny Central 1000CP XT	Pnom	1000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total	**5000 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year

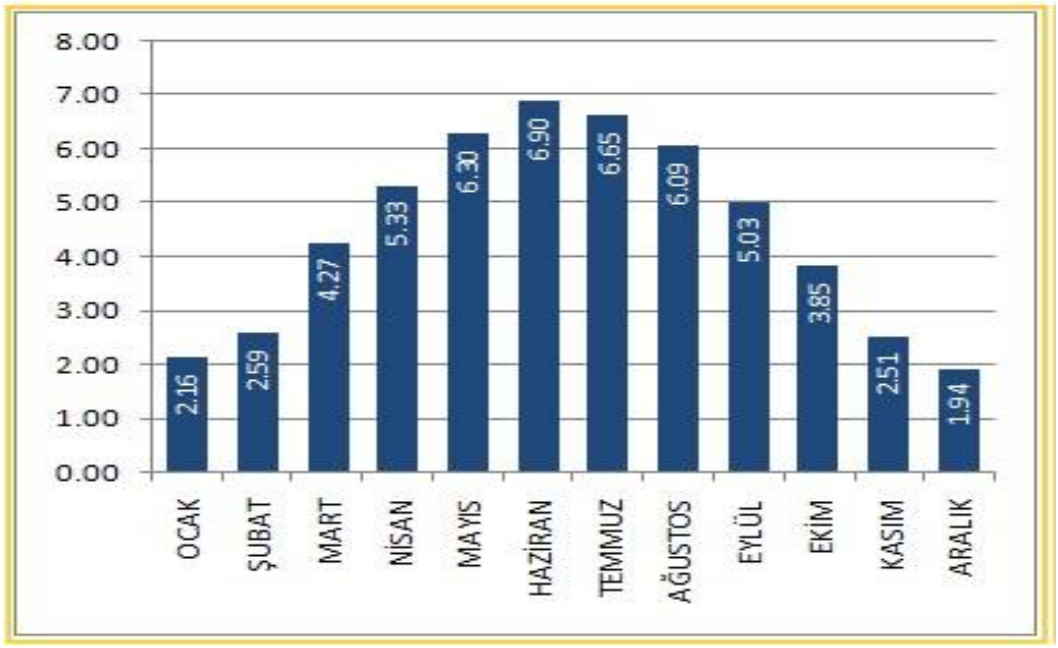


Şekil 5.27 : Niğde GES PVSyst simulasyon raporu 3/3.

Çizelge 5.10 : Niğde GES gerçekleşen ve tahmini aylık üretim değerleri.

Santral Yeri	**Niğde**										**Devreye Alınma Tarihi : 26.01.2016**		
	A		B		C		D		E		Total		
Güç (kW)	1.004,64		1.004,64		1.004,64		1.004,64		1.004,64		5023,20		
2016	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Fark %
Ocak	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Şubat	104,58	98,44	109,39	98,44	110,13	98,44	110,70	98,44	104,92	98,44	539,72	492,20	8,8%
Mart	138,12	149,16	138,31	149,16	143,30	149,16	145,10	149,16	39,69	149,16	604,52	745,80	-23,4%
Nisan	165,15	149,42	168,65	149,42	169,68	149,42	171,47	149,42	169,71	149,42	844,67	747,10	11,6%
Mayıs	150,96	168,64	152,66	168,64	153,09	168,64	154,19	168,64	154,73	168,64	765,63	843,20	-10,1%
Haziran	172,24	163,90	172,56	163,90	172,68	163,90	175,40	163,90	177,15	163,90	870,03	819,50	5,8%
Temmuz	188,08	171,66	190,30	171,66	190,17	171,66	190,95	171,66	194,03	171,66	953,53	858,30	10,0%
Ağustos	183,13	166,48	184,06	166,48	186,44	166,48	186,38	166,48	187,59	166,48	927,59	832,40	10,3%
Eylül	157,41	159,96	159,97	159,96	161,00	159,96	161,49	159,96	159,08	159,96	798,95	799,80	-0,1%
Ekim	141,29	144,64	143,35	144,64	144,41	144,64	144,51	144,64	139,63	144,64	713,18	723,20	-1,4%
Kasım	119,81	107,58	121,72	107,58	122,94	107,58	122,98	107,58	113,13	107,58	600,58	537,90	10,4%
Aralık	60,76	89,00	62,33	89,00	62,91	89,00	62,91	89,00	56,49	89,00	305,40	445,00	-45,7%
Yıllık Toplam (MWh)	**1581,52**	**1568,88**	**1603,31**	**1568,88**	**1616,75**	**1568,88**	**1626,07**	**1568,88**	**1496,14**	**1568,88**	**7923,80**	**7844,40**	1,0%

Mersin şehrindeki 5,527MWp'lik projenin analizi için ilk etapta global radyasyon ve ortalama sıcaklık değerleri belirlenir. Santral Mersin'in Gülnar ilçesine yakın bir konumda bulunmaktadır. Bu sebeple Gülnar'ın radyasyon verileri (Şekil 5.38) üzerinden gidilmektedir. Ayrıca santralin bulunduğu yüksek konum ve Mersin merkezi ile Gülnar arasındaki MGM günlük sıcaklık verilerindeki yaklaşık 6°C'lik sıcaklık farkından dolayı, Mersin sıcaklık değerleri (Şekil 5.39) 6°C azaltılarak programa girilmiştir.



Şekil 5.28 : Mersin global radyasyon değerleri (kWh/m2-gün).

Çizelge 5.11 : Mersin ortalama sıcaklık değerleri (°C).

Mersin	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Yıllık
Ölçüm Periyodu	1927-2017												
Ortalama Sıcaklık (°C)	10,2	11,0	13,7	17,5	21,2	25,0	27,8	28,3	25,8	21,4	16,1	11,8	19,2

Santral 92 dönüm arazi üzerinde 21.252 adet 260Wp gücünde polikristal panel kullanılarak yapılmıştır. Santralin toplam DC gücü 5,525MWp, AC gücü ise 5,5MWe'dır. Projede altı adet merkezi inverter kullanılmıştır. Bu inverterlerin beş tanesi 1000kWe çıkış gücüne, bir tanesi ise 500kWe çıkış gücüne sahiptir. Şekil 5.11'de verilen minimum d_1 mesafesi 2,914m olması gerekirken projede bu mesafe 3,9m olarak alınmıştır. Bu değerler baz alınarak yapılan PV-Sol gölgelenme hesabında, gölgelenme kaybı %1,2 olarak bulunmuştur.

PVSYST V6.38		22/04/18	Page 1/4

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	**Grid-Connected Project at Mersin_Gulnar_GEPA_MGM**			
Geographical Site	**Mersin_Gulnar_GEPA_MGM**		Country	**Turkey**
Situation	Latitude	36.8°N	Longitude	34.6°E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+3	Altitude	10 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	**Mersin_Gulnar_GEPA_MGM**	Synthetic - Mersin_Gulnar_GEPA_MGM		

Simulation variant :	**Mersin_Gulnar**	
	Simulation date	22/04/18 00h31

Simulation parameters

Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	0°
2 Sheds	Pitch	9.40 m	Collector width	3 m
Inactive band	Top	0 m	Bottom	0 m
Shading limit angle	Gamma	12.44 °	Occupation Ratio	31.9 %

Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	Mutual shadings of sheds			

PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)

PV module	Si-poly	Model	**JKM 260PP-60**
		Manufacturer	Jinkosolar

Sub-array "Sub-array #1"

Number of PV modules	In series	23 modules	In parallel	840 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	19320	Unit Nom. Power	260 Wp
Array global power	Nominal (STC)	**5023 kWp**	At operating cond.	4501 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	631 V	I mpp	7130 A

Sub-array "Sub-array #2"

Number of PV modules	In series	21 modules	In parallel	92 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	1932	Unit Nom. Power	260 Wp
Array global power	Nominal (STC)	**502 kWp**	At operating cond.	450 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	576 V	I mpp	781 A
Total Arrays global power	Nominal (STC)	**5526 kWp**	Total	21252 modules
	Module area	**34785 m²**	Cell area	31031 m²

Sub-array "Sub-array #1" : Inverter	Model	**Sunny Central 1000CP XT**		
	Manufacturer	SMA		
Characteristics	Operating Voltage	596-850 V	Unit Nom. Power	1000 kWac
			Max. power (=>25°C)	1100 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	5 units	Total Power	5000 kWac
Sub-array "Sub-array #2" : Inverter	Model	**Sunny Central 500CP XT**		
	Manufacturer	SMA		
Characteristics	Operating Voltage	430-850 V	Unit Nom. Power	500 kWac
			Max. power (=>25°C)	550 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power	500 kWac
Total	Nb. of inverters	6	Total Power	5500 kWac

PV Array loss factors

Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s

Şekil 5.29 : Mersin GES PVSyst simulasyon raporu 1/3.

Grid-Connected System: Main results

Project : **Grid-Connected Project at Mersin_Gulnar_GEPA_MGM**

Simulation variant : **Mersin_Gulnar**

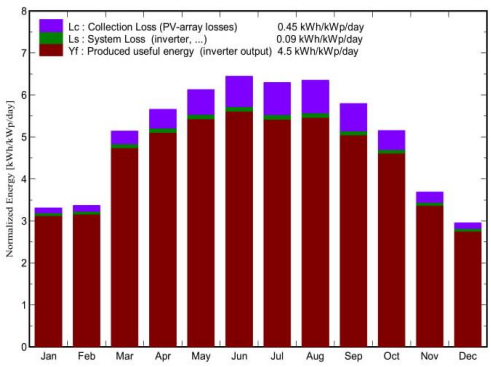
Main system parameters				
	System type	**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 260PP-60	Pnom	260 Wp
PV Array	Nb. of modules	21252	Pnom total	**5526 kWp**
Inverter	Model	Sunny Central 1000CP XT	Pnom	1000 kW ac
Inverter	Model	Sunny Central 500CP XT	Pnom	500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	6.0	Pnom total	**5500 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results

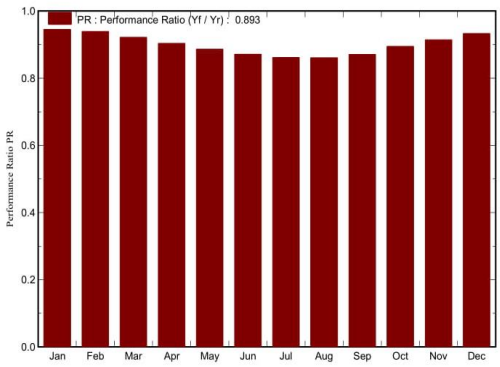
System Production — **Produced Energy** **9070 MWh/year** Specific prod. 1642 kWh/kWp/year

Performance Ratio PR 89.3 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 5526 kWp



Performance Ratio PR



Mersin_Gulnar

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	67.0	4.20	102.5	98.7	546.9	535.5	15.34	15.01
February	72.5	5.00	94.4	90.4	500.0	489.6	15.23	14.91
March	132.4	7.70	159.4	153.3	828.6	812.3	14.94	14.65
April	159.9	11.50	169.7	162.5	864.4	847.4	14.65	14.36
May	195.3	15.20	190.0	181.3	949.0	930.6	14.36	14.08
June	207.0	19.00	193.4	184.7	949.4	931.1	14.11	13.84
July	206.1	21.80	195.2	186.3	947.3	929.1	13.95	13.69
August	188.8	22.30	196.9	189.0	954.8	936.6	13.94	13.68
September	150.9	19.80	174.0	167.3	853.3	837.4	14.10	13.84
October	119.4	15.40	159.7	154.0	805.4	790.2	14.49	14.22
November	75.3	10.10	110.6	106.5	570.0	558.5	14.82	14.52
December	60.2	5.80	91.6	88.0	482.5	472.0	15.15	14.82
Year	1634.8	13.20	1837.3	1761.9	9251.5	9070.2	14.48	14.19

Legends:
GlobHor Horizontal global 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
EffArrR Effic. Eout array / rough area
EffSysR Effic. Eout system / rough area

Şekil 5.30 : Mersin GES PVSyst simulasyon raporu 2/3.

PVSYST V6.38		22/04/18	Page 4/4

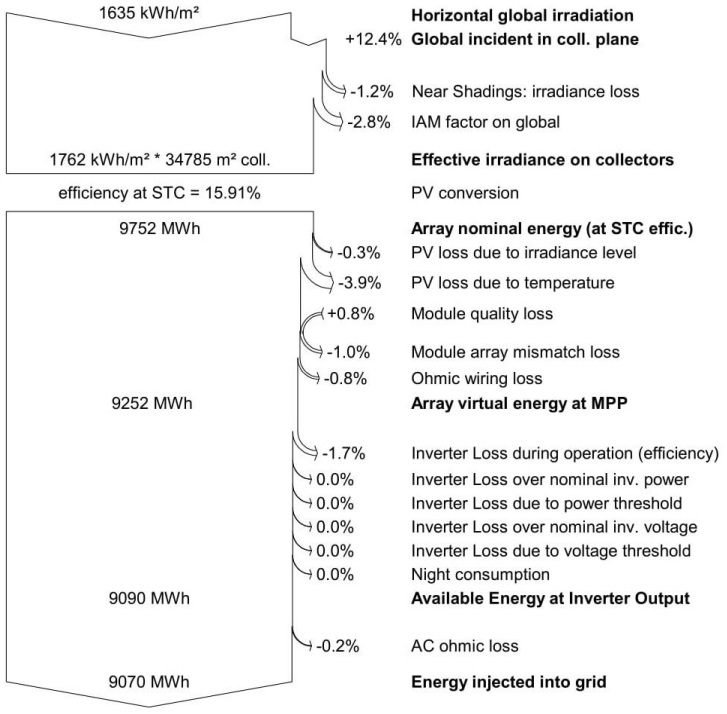
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **Grid-Connected Project at Mersin_Gulnar_GEPA_MGM**

Simulation variant : **Mersin_Gulnar**

Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 260PP-60	Pnom	260 Wp
PV Array	Nb. of modules	21252	Pnom total	**5526 kWp**
Inverter	Model	Sunny Central 1000CP XT	Pnom	1000 kW ac
Inverter	Model	Sunny Central 500CP XT	Pnom	500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	6.0	Pnom total	**5500 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year

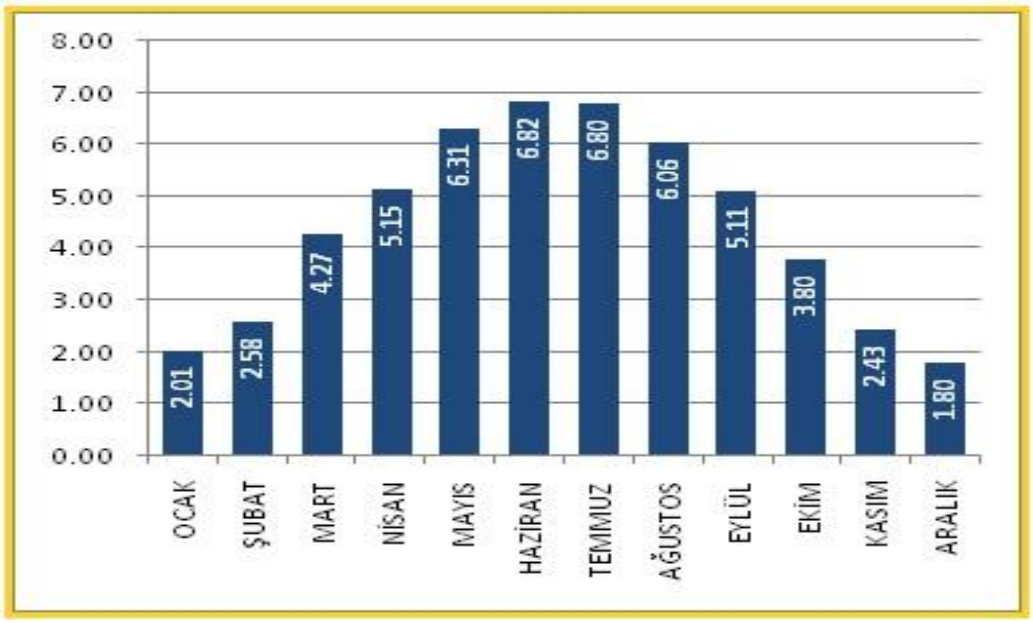


Şekil 5.31 : Mersin GES PVSyst simulasyon raporu 3/3.

Çizelge 5.12 : Mersin GES gerçekleşen ve tahmini aylık üretim değerleri.

Santral Yeri	**Mersin**												**Devreye Alınma Tarihi : 24.02.2016**		
	A		B		C		D		E		F		Total		
Güç (kW)	1.005,00		1.005,00		502,00		1.005,00		1.005,00		1.005,00		5527,00		
2016	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Fark %
Ocak	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Şubat	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0%
Mart	177,22	147,69	176,49	147,69	87,59	73,85	175,76	147,69	178,69	147,69	178,75	147,69	974,50	812,30	16,6%
Nisan	185,18	154,07	186,01	154,07	92,20	77,04	183,71	154,07	184,32	154,07	184,21	154,07	1015,65	847,40	16,6%
Mayıs	178,77	169,20	179,23	169,20	88,87	84,60	177,48	169,20	177,69	169,20	175,42	169,20	977,45	930,60	4,8%
Haziran	193,20	169,29	194,37	169,29	94,93	84,65	193,32	169,29	191,88	169,29	190,20	169,29	1057,91	931,10	12,0%
Temmuz	200,77	168,93	200,94	168,93	99,49	84,46	200,15	168,93	199,52	168,93	197,60	168,93	1098,47	929,10	15,4%
Ağustos	193,81	170,29	193,73	170,29	95,31	85,15	193,38	170,29	194,75	170,29	192,61	170,29	1063,58	936,60	11,9%
Eylül	176,56	152,25	178,20	152,25	86,88	76,13	177,49	152,25	180,65	152,25	178,93	152,25	978,71	837,40	14,4%
Ekim	164,06	143,67	165,97	143,67	82,78	71,84	165,94	143,67	170,56	143,67	167,36	143,67	916,67	790,20	13,8%
Kasım	120,12	101,55	120,23	101,55	61,42	50,77	119,83	101,55	124,53	101,55	121,54	101,55	667,67	558,50	16,4%
Aralık	77,07	85,82	81,35	85,82	40,40	42,91	79,59	85,82	85,15	85,82	81,17	85,82	444,73	472,00	-6,1%
Yıllık Toplam (MWh)	**1666,77**	**1462,76**	**1676,51**	**1462,76**	**829,87**	**731,38**	**1666,66**	**1462,76**	**1687,75**	**1462,76**	**1667,78**	**1462,76**	**9195,33**	**8045,20**	12,5%

Konya şehrindeki 9,185MWp'lik projenin analizi için ilk etapta global radyasyon ve ortalama sıcaklık değerleri belirlenir. Santral Konya'nın Ereğli ilçesine yakın bir konumda bulunmaktadır. Bu sebeple Ereğli'nin radyasyon verileri (Şekil 5.44) üzerinden gidilmektedir. MGM sitesinde ilçeler bazında istatistiki bilgiler olmadığından ortalama sıcaklık değerleri için Ereğli'ye yakın olan Karaman'ın sıcaklık verileri (Şekil 5.45) kullanılacaktır.



Şekil 5.32 : Ereğli global radyasyon değerleri (kWh/m2-gün).

Çizelge 5.13 : Karaman ortalama sıcaklık değerleri (°C).

Konya	Ocak	Şubat	Mart	Nisan	Mayıs	Haziran	Temmuz	Ağustos	Eylül	Ekim	Kasım	Aralık	Yıllık
Ölçüm Periyodu	1927-2017												
Ortalama Sıcaklık (°C)	-0,2	1,4	5,5	11,0	15,8	20,1	23,5	23,1	18,5	12,5	6,3	1,7	11,6

Santral 146 dönüm arazi üzerinde 35.328 adet 260Wp gücünde polikristal panel kullanılarak yapılmıştır. Santralin toplam DC gücü 9,185MW, AC gücü ise 8MWe'dır. Projede dokuz adet merkezi inverter kullanılmıştır. Bu inverterler 1000kWe çıkış gücüne sahiptir.

Şekil 5.11'de verilen minimum d_1 mesafesi 2,914m olması gerekirken projede bu mesafe 3,5m olarak alınmıştır. Bu değerler baz alınarak yapılan PV-Sol gölgelenme hesabında, gölgelenme kaybı %1,8 olarak bulunmuştur.

PVSYST V6.38		21/04/18	Page 1/3

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	**Grid-Connected Project at Eregli**			
Geographical Site	**Eregli**		Country	**Turkey**
Situation	Latitude	37.5°N	Longitude	34.0°E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+3	Altitude	1055 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	**Eregli**	Synthetic - Eregli_GEPA_MGM		

Simulation variant :	**Eregli_GEPA_MGM**			
	Simulation date	21/04/18 17h57		

Simulation parameters

Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	0°
4 Sheds	Pitch	8.40 m	Collector width	3 m
Inactive band	Top	0 m	Bottom	0 m
Shading limit angle	Gamma	14.50 °	Occupation Ratio	35.7 %

Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	Mutual shadings of sheds			

PV Array Characteristics

PV module	Si-poly	Model	**JKM 260PP-60**	
		Manufacturer	Jinkosolar	
Number of PV modules		In series	23 modules	In parallel 1536 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	35328	Unit Nom. Power 260 Wp
Array global power		Nominal (STC)	**9185 kWp**	At operating cond. 8231 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	631 V	I mpp 13038 A
Total area		Module area	**57825 m²**	Cell area 51585 m²

Inverter		Model	**Sunny Central 1000CP XT**	
		Manufacturer	SMA	
Characteristics		Operating Voltage	596-850 V	Unit Nom. Power 1000 kWac
				Max. power (=>25°C) 1100 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	8 units	Total Power 8000 kWac

PV Array loss factors

Array Soiling Losses			Loss Fraction	0.4 %
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	0.66 mOhm	Loss Fraction	1.2 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05

System loss factors

Wiring Ohmic Loss	Wires: 3x10000.0 mm²	60 m	Loss Fraction	0.6 % at STC

User's needs : Unlimited load (grid)

Şekil 5.33 : Konya GES PVSyst simulasyon raporu 1/3.

Grid-Connected System: Main results

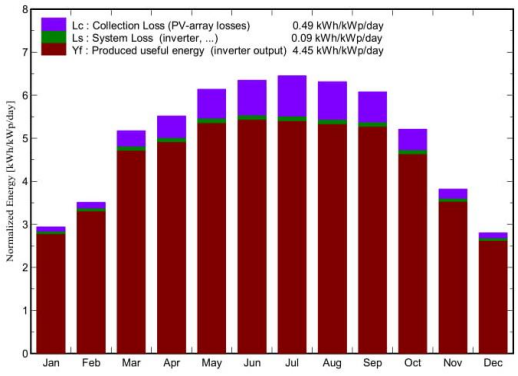
Project : **Grid-Connected Project at Eregli**

Simulation variant : **Eregli_GEPA_MGM**

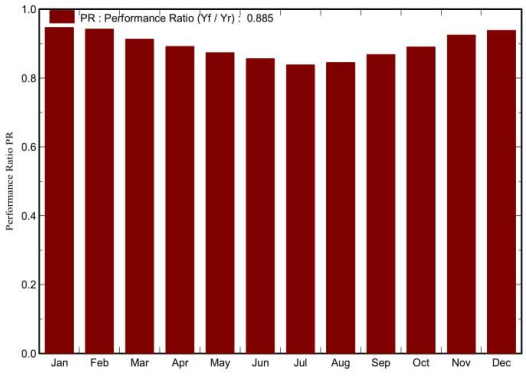
Main system parameters				
System type		**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 260PP-60	Pnom	260 Wp
PV Array	Nb. of modules	35328	Pnom total	**9185 kWp**
Inverter	Model	Sunny Central 1000CP XT	Pnom	1000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	8.0	Pnom total	**8000 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results				
System Production	**Produced Energy**	**14932 MWh/year**	Specific prod.	1626 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	88.5 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 9185 kWp



Performance Ratio PR



Eregli_GEPA_MGM

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
January	62.3	0.40	91.2	86.7	810	793	15.36	15.04
February	72.2	1.90	98.4	93.6	869	852	15.27	14.97
March	132.4	6.20	160.4	153.0	1373	1345	14.81	14.51
April	154.5	11.50	165.6	156.8	1384	1357	14.46	14.17
May	195.6	16.20	190.3	180.1	1557	1527	14.15	13.88
June	204.6	20.40	190.5	180.4	1528	1499	13.87	13.60
July	210.8	23.60	200.0	190.0	1571	1540	13.59	13.32
August	187.9	23.00	195.8	186.2	1550	1520	13.68	13.42
September	153.3	18.60	182.4	174.3	1482	1454	14.06	13.79
October	117.8	12.80	161.5	154.8	1348	1321	14.43	14.15
November	72.9	6.70	114.6	109.6	994	974	15.00	14.70
December	55.8	2.60	86.8	82.5	765	749	15.24	14.91
Year	1620.1	12.05	1837.6	1748.0	15233	14932	14.34	14.05

Legends:
- GlobHor — Horizontal global 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
- EffArrR — Effic. Eout array / rough area
- EffSysR — Effic. Eout system / rough area

Şekil 5.34 : Konya GES PVSyst simulasyon raporu 2/3.

PVSYST V6.38		21/04/18	Page 3/3

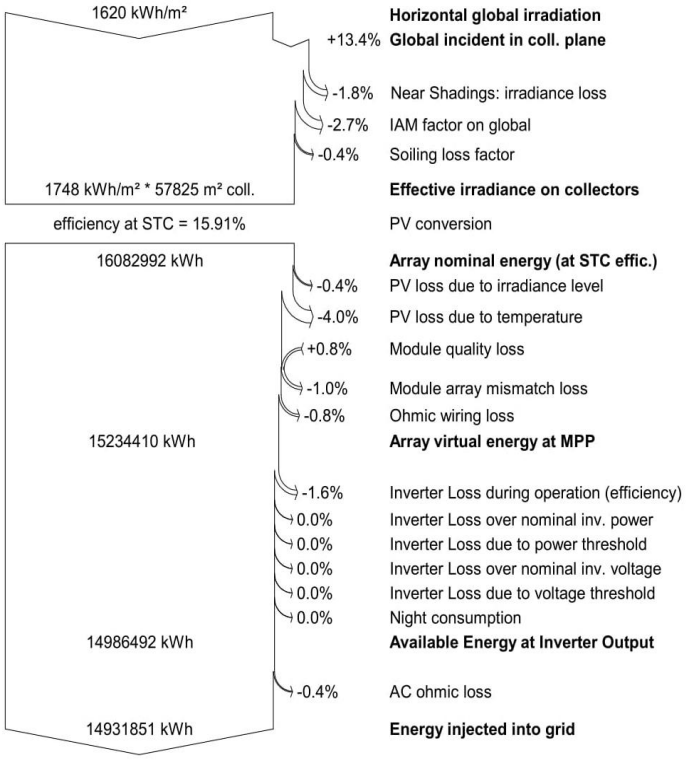
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **Grid-Connected Project at Eregli**

Simulation variant : **Eregli_GEPA_MGM**

Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
PV Field Orientation	Sheds disposition, tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 260PP-60	Pnom	260 Wp
PV Array	Nb. of modules	35328	Pnom total	**9185 kWp**
Inverter	Model	Sunny Central 1000CP XT	Pnom	1000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	8.0	Pnom total	**8000 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Şekil 5.35 : Konya GES PVSyst simulasyon raporu 3/3.

Santral 2016 yılının Nisan ayında devreye alındığından ilk dört aylık veriler mevcut değildir. Bu sebeple 8 aylık veriler üzerinden karşılaştırma gerçekleşmiştir. 8MWe AC güç bulunan santralde DC güç ise 9,185MWp'dir. Arada yaklaşık olarak %15'lik bir fark mevcuttur. Bu farkın sebebi ise sistemin yıl içerisinde çoğunlukla maksimum güç seviyesinde çalışamayacağından DC gücü artırıp yıl içerisinde ışınımın daha düşük olduğu zamanlarda da izin verilen maksimum güç çıkışı olan 8MWe'ye yakın güç çıkışı elde etmektir. Bu oran santralin kurulacağı alana göre değişebilmekle birlikte %20'nin üstüne çıkmak verim maliyet dengesini bozacağından sistem geri dönüşünü olumsuz etkiler.

Sistem kayıplarını incelediğimizde ise, en yüksek kaybın Şekil 3.35'de görüldüğü üzere sıcaklık kayıbı olduğu görülmektedir. Konya'da tahmin edilen sıcaklık kayıbı %4 olarak bulunmuştur. Daha sonra gelen güneş ışınlarının yansımasından kaynaklanan kayıplar bir sonraki üretimi en çok etkileyen kayıplar durumundadır. Bu değerde %2,7'dir.

Panellerin birbirine yaptığı gölgelenme bir çok santralde dikkat edilmesi gereken bir ayrıntıdır. Her ne kadar ara mesafeler açılsa da özellikle gölgelenme boyunun uzadığı kış aylarında panellerin birbirine yaptığı gölgelenme oranı yükselebilir. Ara mesafeleri çok yükseltmek, belirtilen arazide daha az kurulu güce ulaşmak anlamına geleceğinden, gölgelenmeyi düşük bir oranda tutmak kaydı ile maksimum kapasiteye ulaşmak en önemli hedef olmalıdır. Konya projesinde bu değer PV-Sol programında hesaplanmıştır. Ara mesafeler 3,5m olarak alınmıştır ve bu değerler baz alınarak yapılan PV-Sol gölgelenme hesabında, gölgelenme kaybı %1,8 olarak bulunmuştur.

Bir diğer önemli kayıp inverter kayıplarıdır. Genellikle inverter verimlilikleri %98-99 seviyelerindedir. Bu sebeple simulasyon hesaplamarında da kayıp oranı %1-2 seviyelerinde gerçekleşir. Konya projesinde bu oran %1,6 seviyesinde bulunmuştur.

Kablolama kayıpları AC ve DC olarak ayrı olarak değerlendirilmektedir. Bu kayıplar projeden projeye büyük farklılıklar gösterebilmektedir. Konya projesinde DC kayıplar %0,8 oranında bulunurken, AC kayıplar %0,4 oranında bulunmuştur. AC kayıpların düşük olmasındaki en büyük etken merkezi inverter kullanılmadır. Bu tarz santrallerde DC kablolama daha fazladır.

Çizelge 5.14 : Konya GES gerçekleşen ve tahmini aylık üretim değerleri 1/2.

Santral Yeri	**Konya**									
	A		B		C		D		E	
Güç (kW)	1.148,16		1.148,16		1.148,16		1.148,16		1.148,16	
2016	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)
Ocak										
Şubat										
Mart										
Nisan	158,70	169,63	166,60	169,63	165,60	169,625	163,60	169,625	165,70	169,625
Mayıs	180,02	190,88	180,27	190,88	179,74	190,875	181,87	190,875	181,61	190,875
Haziran	171,80	187,38	203,40	187,38	202,80	187,375	202,20	187,375	200,80	187,375
Temmuz	204,50	192,50	221,10	192,50	220,60	192,5	218,80	192,5	216,80	192,5
Ağustos	213,70	190,00	209,60	190,00	210,50	190	207,20	190	203,50	190
Eylül	191,20	181,75	184,20	181,75	185,00	181,75	181,70	181,75	176,60	181,75
Ekim	168,50	165,13	161,10	165,13	161,60	165,125	160,80	165,125	155,40	165,125
Kasım	140,30	121,75	138,80	121,75	140,00	121,75	140,40	121,75	135,90	121,75
Aralık	49,40	93,63	51,10	93,63	52,81	93,625	53,81	93,625	52,30	93,625
Yıllık Toplam (MWh)	**1478,12**	**1492,63**	**1516,17**	**1492,63**	**1518,65**	**1492,63**	**1510,38**	**1492,63**	**1488,61**	**1492,63**

Çizelge 5.15 : Konya GES gerçekleşen ve tahmini aylık üretim değerleri 2/2.

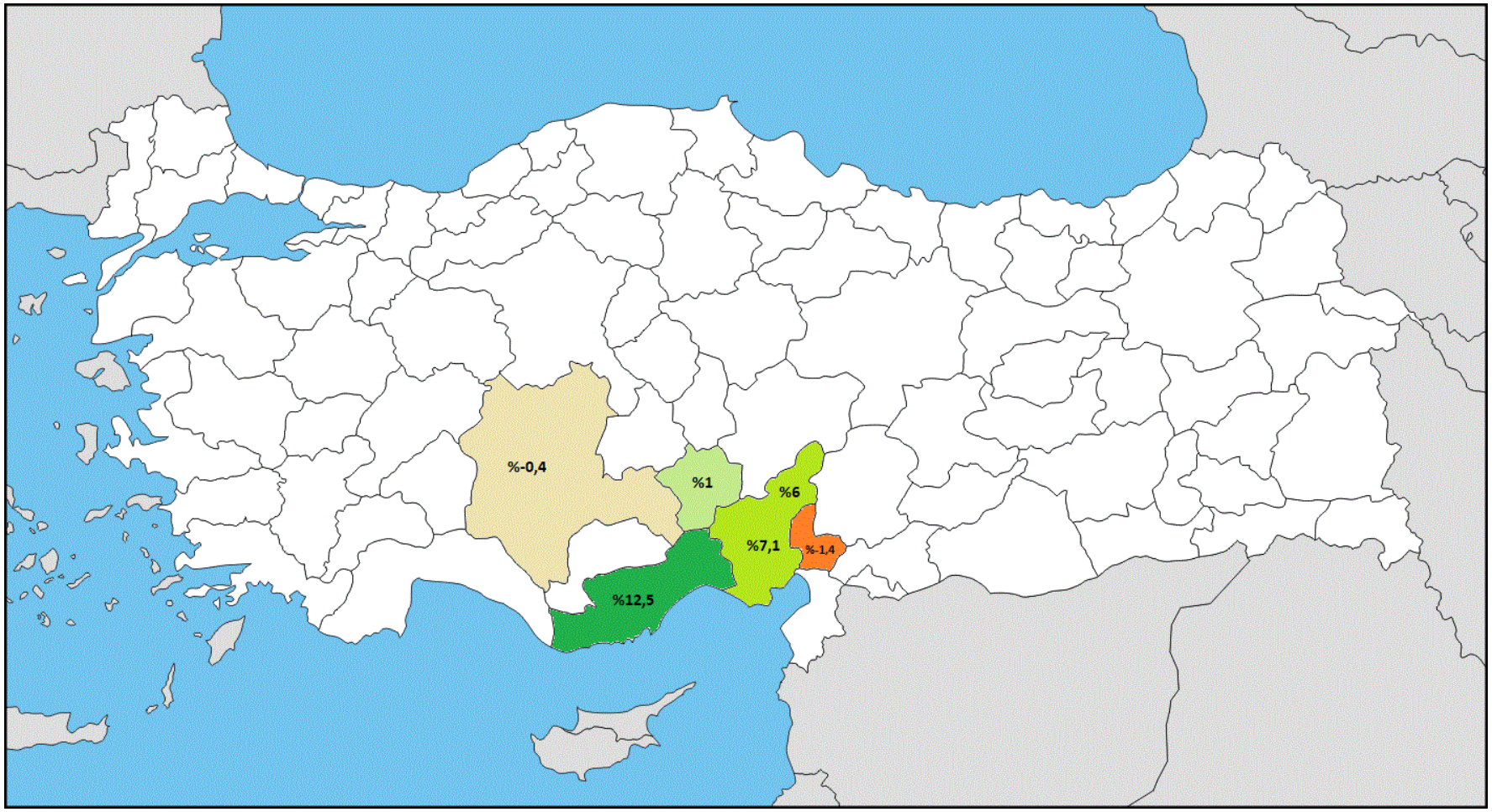
						Devreye Alınma Tarihi : 05.04.2016		
F		G		H		Total		
1.148,16		1.148,16		1.148,16		9185,28		
Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Reel Üretim (MWh)	PVSYST (MWh)	Fark %
157,8	169,625	157,5	169,625	164,40	169,625	1299,90	1357,00	-4,4%
181,32541	190,875	180,12473	190,875	181,19	190,875	1446,15	1527,00	-5,6%
171,6	187,375	170	187,375	175,70	187,375	1498,30	1499,00	0,0%
199,7	192,5	199,9	192,5	217,10	192,5	1698,50	1540,00	9,3%
205,5	190	207,1	190	205,30	190	1662,40	1520,00	8,6%
183,7	181,75	185,7	181,75	180,00	181,75	1468,10	1454,00	1,0%
167,5	165,125	168,7	165,125	160,00	165,125	1303,60	1321,00	-1,3%
138,2	121,75	140,3	121,75	135,50	121,75	1109,40	974,00	12,2%
46,51	93,625	49,9	93,625	45,50	93,625	401,33	749,00	-86,6%
1451,84	1492,63	1459,22	1492,63	1464,69	1492,63	11887,68	11941,00	-0,4%

Yapılan analizler neticesinde altı farklı santralin üretim simulasyonları gerçek üretim değerleri ile karşılaştırılmıştır. Buna göre;

- Adana-1 santralinde gerçekleşen üretim değeri 4432,95MWh iken PVSyst programı tarafından yapılan simulasyonun sonucunda tahmini üretim değeri 4168,9MWh olarak bulunmuştur. Bunun sonucunda yıllık reel üretim değerinin, yıllık simulasyon değerinden %6 daha fazla olduğu gözlemlenmiştir. Üretim değerlerindeki bu kıyaslama oniki aya ait veriler kullanılarak yapılmıştır. Aylık bazda iki değer arasındaki farklılık %27,5'a kadar çıkmasına rağmen, yıllık olarak kıyaslandığında bu yüzde ciddi oranda azalma göstermiştir.
- Adana-2 santralinde gerçekleşen üretim değeri 4930,21MWh iken PVSyst programı tarafından yapılan simulasyonun sonucunda tahmini üretim değeri 4580,6MWh olarak bulunmuştur. Bunun sonucunda yıllık reel üretim değerinin, yıllık simulasyon değerinden %7,1 daha fazla olduğu gözlemlenmiştir. Üretim değerlerindeki bu kıyaslama oniki aya ait veriler kullanılarak yapılmıştır. Yine aylık bazda iki değer arasındaki farklılık %30,2'ye kadar çıkmasına rağmen, yıllık olarak kıyaslandığında bu yüzde ciddi oranda azalma göstermiştir.
- Osmaniye santralinde gerçekleşen üretim değeri 5024,99MWh iken PVSyst programı tarafından yapılan simulasyonun sonucunda tahmini üretim değeri 5093,61MWh olarak bulunmuştur. Bunun sonucunda yıllık reel üretim değerinin, yıllık simulasyon değerinden %1,4 daha az olduğu gözlemlenmiştir. Üretim değerlerindeki bu kıyaslama oniki aya ait veriler kullanılarak yapılmıştır. Ancak santral 21 Aralık'ta devreye alınmış olup, Ocak ayında bazı teknik problemler yüzünden düzenli bir şekilde üretim yapamamıştır. Bu sebeple Ocak ayında simulasyon programı verilerinden %54 daha az üretim gerçekleşmiştir. Buradan anlaşıldığı üzere, Ocak ayında gerçekleşen teknik problemler yaşanmasaydı, reel değerler simulasyon değerlerinin üzerinde seyredecekti.
- Niğde santralinde gerçekleşen üretim değeri 7923,8MWh iken PVSyst programı tarafından yapılan simulasyonun sonucunda tahmini üretim değeri 7844,4MWh olarak bulunmuştur. Bunun sonucunda yıllık reel üretim değerinin, yıllık simulasyon değerinden %1 daha fazla olduğu

gözlemlenmiştir. Üretim değerlerindeki bu kıyaslama on bir aya ait veriler kullanılarak yapılmıştır. 2016 senesinin Aralık ayında İç Anadolu Bölgesi'nde tahminlerin çok üzerinde, yoğun miktarda bir kar yağışı meydana gelmiştir. Bu nedenle, Niğde GES'de Aralık ayı gerçekleşen üretim değerlerinde ciddi bir kayıp yaşanmış ve simulasyon tahmininin %45,7 altında seyretmiştir.

- Mersin santralinde gerçekleşen üretim değeri 9195,33MWh iken PVSyst programı tarafından yapılan simulasyonun sonucunda tahmini üretim değeri 8045,2MWh olarak bulunmuştur. Bunun sonucunda yıllık reel üretim değerinin, yıllık simulasyon değerinden %12,5 daha fazla olduğu gözlemlenmiştir. Üretim değerlerindeki bu kıyaslama on aya ait veriler kullanılarak yapılmıştır. Bölgede o sene gerçekleşen ışınım değerleri, tahminlerin önemli ölçüde üstünde seyretmiş ve aylık olarak incelendiğinde çoğunlukla simulasyon değerinin %10'undan daha fazla üretim gerçekleşmiştir.
- Konya santralinde gerçekleşen üretim değeri 11887,68MWh iken PVSyst programı tarafından yapılan simulasyonun sonucunda tahmini üretim değeri 11941MWh olarak bulunmuştur. Bunun sonucunda yıllık reel üretim değerinin, yıllık simulasyon değerinden %0,4 daha az olduğu gözlemlenmiştir. Üretim değerlerindeki bu kıyaslama dokuz aya ait veriler kullanılarak yapılmıştır. 2016 senesinin Aralık ayında Konya'da son 14 yılın en yoğun kar yağışı gerçekleşti. Bu nedenle, Niğde GES'de olduğu gibi Konya GES'de Aralık ayı gerçekleşen üretim değerlerinde ciddi bir kayıp yaşanmış ve simulasyon tahmininin %86,6 altında seyretmiştir.



Şekil 5.36 : Harita üzerinde PVSyst simulasyonu ve reel üretim karşılaştırmaları.

6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Günümüzde konvansiyonel kaynakların yarattığı kirlilik ve mevsim değişikliği gibi olumsuz etkilere ek olarak fosil yakıt kaynaklarının da her geçen gün azalması alternatif enerji kaynaklarına yönelimi artırmıştır. Sınırsız ve temiz kaynak arayışı bilim insanlarını yenilenebilir enerjiye yönlendirmiştir. Her geçen gün gelişen teknolojisi, düşen maliyetleri ve bu konuda eğitimli insanların da artması ile yenilenebilir enerji geleceğimizin başlıca enerji kaynağı olma yolunda çok hızlı bir şekilde ilerlemektedir.

Son yıllarda yenilenebilir enerji santralleri kurulumlarında çok büyük artışlar yaşanmıştır. Bu artıştaki en büyük pay sahiplerinden birisi fotovoltaik sistemler olmuştur. Ülkelerde yapılan yasal düzenlemeler ile bu sistemlerin önünün açılması, verilen devlet teşvikleri ve maliyetlerin hızlı düşüşü, bu artışın yegane sebeblerindendir. Avrupa ülkelerinin son 3-4 seneye kadar sahip olduğu güneş enerjisi sistemleri kurulu güç kapasitesi liderliğini günümüzde Çin, Hindistan ve Amerika ele geçirmiş durumdadır.

Türkiye'deki lisanssız güneş enerjisi kurulum süreci ise 2014 yılında başlamıştır ve 2018 yılının ilk çeyreğine kadar yaklaşık 4,5GW fotovoltaik sistem kurulumu gerçekleştirilmiştir. Lisanssız elektrik üretim yönetmeliği kapsamında GES santralleri, on sene boyunca 13,3$/cent/kWh'den şebekeye enerji satabileceklerdir. Bu duruma hak kazanmak adına ise uzun bir başvuru sürecinden geçmeleri gerekmektedir. Öyle ki, ilk etapta çağrı mektubu alımı ile başlayan süreç, Tedaş başvuru dosyalarının hazırlanması, Tedaş dosya onayı ve bağlantı anlaşması süreçleri ile toplamda 6-7 ay sürmektedir.

Kurulum aşamasında en kritik iki ekipman panel ve inverterdir ve seçimleri santralin sürekliliği, verimliliği ve maliyeti açısından çok önemlidir. Günümüze kadar çoğu santral düşük maliyeti ve monokristal panele göre daha kolay üretim olanağı sağlaması nedeni ile polikristal paneller ile kurulmuştur. Ancak günümüzde monokristal santrallerin maliyetlerinin daha hızlı düşmesi ve ince film teknolojisinin monokristal ve polikristal teknolojilerine kıyasla daha kolay üretilebilmesi sebebiyle, monokristal

ve ince film teknolojisi kurulumlardaki paylarını artırmaktadırlar. Ayrıca bu teknolojilerin dışında özellikle perovskit olmak üzere, organik güneş pilleri ile birlikte geleceğin önemli panel çeşitleri olma yolunda hızlı bir şekilde geliştirilmektedirler. Kullanım alanlarındaki çeşitliliği artırmak adına ise saydam güneş pilleri ve yazdırılabilir güneş pilleri heyecan veren geleceğin yenilikleri arasında sayılabilir. Bir diğer önemli gelişme ise depolama sistemlerinde yaşanmaktadır. Depolama sistemlerinin büyük çaplı yenilenebilir enerji santrallerinde kullanılmaya başlaması ile konvansiyonel enerji kaynaklarına ihtiyacımız ortadan kalkacaktır. Bu amaçla lityum iyon piller konusunda önemli gelişmeler kaydedilmiş ve bu sistemlere entegre edilmeye başlamıştır.

Projelendirme sürecini yerleşim planı hazırlama ve konstrüksiyon tipi seçimi, statik hesaplamaların yapımı ile elektriksel hesaplamaların yapımı adı altında değerlendirmek mümkündür. Bu aşamadan önce kurulumun yapılacağı arazinin seçimi ise sistemin maliyeti ve verimi açısından kritik öneme sahiptir. Mümkün olduğunca şebeke bağlantı noktalarına yakın, tesviye gerektirmeyen yapıya sahip, düz ve yol erişiminin olduğu arazilerin seçimi santral yapımı ve işletilmesinde büyük avantaj sağlayacaktır. Uygulamanın eğitimli kişiler tarafından yapılması uzun yıllar enerji üretmesi beklenilen bu tesislerin, planlanan ile örtüşen bir işletim süreci yaşamasına yardımcı olacaktır. Ayrıca uygulama sonrası yapılan test prosedürleri olası hataların tespitini sağlayıp, zamanında müdahele imkanı sunmaktadır.

Kurulumun tamamlanmasına müteakip, santralin devreye alınması için ilk olarak bölge dağıtım şirketi sahaya gelerek, GES bağlantı noktası enerjilendirilir. Sonrasında ise Tedaş Bölge Müdürlüğü'nden yetkililer gelerek santralin geçici kabulünü gerçekleştirirler. Bu aşamada sistem kabulunü sorunsuz gerçekleştirmek adına santralin proje ile her anlamda uyumlu olması ve işçilik standartlarına uyulması çok önemlidir. Ayrıca iş güvenliği açısından dikkat edilmesi gereken uyarı levhalarının sahanın tehlike arzeden bölgelerine koymak gerekmektedir.

Güneş enerjisi sistemleri yatırımına karar vermeden önce simulasyon programları vasıtasıyla kurulacak olan bölgedeki tahmini üretim değerini hesaplamak büyük önem taşır. Bu hesaplamayı reele mümkün olduğunca en yakın şekilde yapmak adına ise kullanılan program ve meteorolojik dataların kritik bir yeri vardır. Türkiye için ideal meteoroloji programını bulmak adına GEPA ve MGM değerleri, PVGIS-Classic, CMSAF, Meteonorm 7.1 ve NASA değerleri ile karşılaştırılmış, ancak bu dört

meteoroloji programının da Türkiye'nin her bölgesinde tutarlı veriler sağlayamadığı gözlemlenmiştir. Bu sebeple GEPA ve MGM değerleri santralin gerçekleştirileceği bölgede el ile programa girilerek simulasyon yapılmıştır. Simulasyon programı olarak güneş enerjisi sektöründe sıkça kullanılan PVSyst programından faydalanılmıştır.

Simulasyon programlarının verdiği değerlerin gerçekleşen üretim değerleri ile karşılaştırılması altı farklı santral üzerinde incelenmiştir. Bu incelemelerin çoğunda santrallerin on iki aylık reel üretim değerleri, tahmini değerler ile kıyaslanmıştır. Yapılan analiz neticesinde, GEPA ve MGM verileri kullanılarak yapılan simulasyon sonuçlarının üç santralde reel üretime çok yakın olduğu tespit edilmiştir. Diğer üç santralde ise tahmini üretim değerinden %6 ile %12 arasında daha fazla üretim gerçekleşmiştir.

KAYNAKLAR

[1] **BP.** (2016). *BP Statistical Review of World Energy Report*. Erişim adresi https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf

[2] **T.C. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı.** *Kyoto Protokolü.* Erişim adresi http://iklim.cob.gov.tr/iklim/AnaSayfa/Kyoto.aspx?sflang=tr

[3] **NASA.** (2017). Global Temperature. *NASA's Goddard Institute for Space Studies.* Erişim adresi https://climate.nasa.gov/

[4] **T.C Dışişleri Bakanlığı.** *Paris Anlaşması*. Erişim adresi http://www.mfa.gov.tr/paris-anlasmasi.tr.mfa

[5] **International Energy Agency.** (2017). *World Energy Outlook 2017 Report*. Erişim adresi https://www.iea.org/weo2017/

[6] **U.S. Department of Energy.** Energy Efficiency and Renewable Energy. *History of Solar*. Erişim adresi: https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_timeline.pdf

[7] **Turhan K.** (2011). *Fotovoltaik Modüller İçin Bir Gerçek Saha Performans Ölçüm Platformunun Tasarımı, Kurulumu ve Testleri* (Yüksek Lisans Tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul.

[8] **Florida Solar Energy Center.** *Solar Electricity*. Erişim adresi http://www.fsec.ucf.edu

[9] **World Nuclear Association.** (Ağustos 2017). *Nuclear Power in Germany*. Erişim adresi http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/germany.aspx

[10] **Clean Technica.** (2017). *Germany Breaks Solar Record*. Erişim adresi https://cleantechnica.com/2017/05/08/germany-breaks-solar-record-gets-85-electricity- renewables/

[11] **Schmela M.** (June 2017). *Global Market Outlook for Solar Power 2017-2021*. Erişim adresi http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/WEBINAR/Free_SolarPower_Webinar__Global_Market_Outlook_2017-2021.pdf

[12] **Solar Power in China.** *Wikipedia*. Erişim: Şubat 10, https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_power_in_China

[13] **Solar Power by Country.** *Wikipedia*. Erişim: Şubat 10, https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_power_by_country

[14] **List of PV Power Station.** *Wikipedia*. Erişim: Şubat 10, https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_photovoltaic_power_stations

[15] **Özgün H.** (2015). *Fotovoltaik Enerji Sistemleri*

[16] **Türkiye Elektrik İletim A.Ş**. (2018). *Türkiye Elektrik Sistemi Kuruluş ve Kaynaklara Göre Kurulu Güç.*Erişim adresi https://www.teias.gov.tr/sites/default/files/2018-01/Kguc2017.pdf

[17] **Url-1** <http://www.enerjiatlasi.com/ges-yarisma.html> , Erişim: 15.02.2018.

[18] **Climate Technology Centre and Network.** *Solar PV Technology Fact Sheet*.

[19] **Prof.Dr. Özçelik, Süleyman.** *Fotovoltaik PV Teknolojileri*, Gazi Üniversitesi, Ankara.

[20] **Doç. Dr. Barutçu, Burak.** 2015-2016 Bahar Yarıyılı; "*Fotovoltaik Güç Sistemleri*" Ders Notları, İ.T.Ü. Enerji Enstitüsü, İstanbul.

[21] **Kiel University.** *Czochralski Crystal Growth Process*. Erişim adresi https://www.tf.unikiel.de/matwis/amat/elmat_en/kap

[22] **Fraunhofer Institute.** (26 Şubat 2018). *Photovoltaics Report.* Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, Freiburg. Erişim adresi https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf

[23] **Weaver J.F.** (21 Şubat 2018). *High-efficiency solar panel pricing fell 37 percent in 2017.* Erişim adresi :https://electrek.co/2018/02/21/high-efficiency-solar-panel-panels-fell-37-2017/

[24] **Yanardağ H.M.** (2015). *Farklı Bina Formlarında Güneş Pili Uygulamalarını Enerji ve Maliyet Etkinliği Açısından Değerlendirilmesi*. Erişim adresi https://polen.itu.edu.tr/xmlui/handle/11527/14255

[25] **U.S Department of Energy.** National Renewable Energy Laboratory, *Photovoltaic Research.* Erişim adresi https://www.nrel.gov/pv/

[26] **Url-2** < http://www.firstsolar.com/Resources/Technical-Documents>, alındığı tarih: 25.02.2018.

[27] **Url-3**<http://solibro-solar.com/en/home/>,<http://www.solar-frontier.com/eng/Solar> http://www.tsmc-solar.com/, alındığı tarih: 27.02.2018.

[28] **Trakya Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi Cilt: 14 Sayı: 1.** (Haziran 2013)

[29] **Bagher, A.M. & Vahid, M.A. & Mohsen, M**. (21 Ağustos 2015). *Types of Solar Cells and Application.* American Journal of Optics and Photonics. (Vol. 3, No. 5, 2015, pp. 94-113).

[30] **Bagher, A.M.** (2014). *Introduction to Organic Solar Cells*,Vol.2,No.3,85-90. Department of Physics Azad University, Tahran, Iran.

[31] **Micro Inverters.** *Wikipedia*. Erişim: Mart 10, https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_micro-inverter

[32] **Url-4** < http://new.abb.com/power-converters-inverters >, Erişim: 12.03.2018.

[33] **Moskowtiz, S.** (Haziran 2016). *Will String Inverters Completely Replace Central Inverters in the U.S. Solar Market*, GTM Research.

[34] **Güner, R.** (2013). *Kaçak Akım Röleleri*, Elektrik Mühendisleri Odası.

[35] **Url-5** < https://www.jinkosolar.com/index.html?lan=tr>, Erişim: 13.03.2018.

[36] **Url-6** < http://www.firstsolar.com/-/media/First-Solar/Technical-Documents/>, Erişim: 13.03.2018.

[37] **Deniz, E.** *Güneş Enerjisi Santrallerinde Kayıplar*. Akademi Enerji, İzmir.

[38] **Munsell, M.** (Şubat 2018). *Global Solar Tracker Shipments Grow %32 in 2017.* GTM Research.

[39] **Url-6** <https://www.gminsights.com/industry-analysis/solar-tracker-market-report>, Erişim 15.03.2018.

[40] **Piliougine, M. & Carretero, J. & Sidrachde-Cardona M. & Montiel, D.P.& Friera, S.** (2008). *Comparative analysis of the dust losses in photovoltaic modules with different cover glasses.* Proceedings of 23rd European Solar Energy Conference, pp. 2698-2700.

[41] **Kymakis, E. & Kalykakis, S. & Papazoglou, T.M.** (2009). *Performance Analysis of a Grid Connected Photovoltaic Park on the Island of Crete.* Energy Conversion and Management, Vol. 50, No.3, pp. 433–438.

[42] **Lunt R.** (2017). *Transparent Solar Technology Represent Wave of Future*, Michigan State University, U.S.A.

[43] **Url-6** <ftp://ftp.panasonic.com/solar/specsheet/n325330-spec-sheet.pdf>, Erişim: 18.03.2018.

[44] **Trube J.** (Eylül 2017). *International Technology Roadmap for Photovoltaic Report (ITRPV)*, Eight Edition.

[45] **Grancini, G. & Roldán, C. & Zimmermann, I. & Mosconi, E. & Lee, X. & Martineau, D. & Narbey, S. & Oswald, F. & De Angelis, F. & Graetzel, M. & Nazeeruddin, M.** (2017). ***One Year stable perovskite solar cells by 2D/3D interface engineering.*** Erişim adresi: https://www.nature.com/articles/ncomms15684

[46] **Url-7** <http://www.lg.com/global/business/solar/neon-2/neon-2-bifacial>, Erişim: 20.03.2018.

[47] **Barber, F.** (Aralık 2017). *Why are batteries important?*. Harvard University, U.S.A.

[48] **Bloomberg New Energy Finance 2017 Report**. (25 Nisan 2017).

[49] **Url-7** <www.eie.gov.tr>, Erişim: 22.03.2018.

[50] **EPDK Elektrik Piyasası Sektör Raporu.** (Kasım 2017).

[51] **Schneider Electric.** (Aralık 2016). *A Quantitative Comparison of Central Inverters and String Inverters in Utility-Scale Solar Systems in North America.*

[52] **Turhanlar B**. (Haziran 2016). *İzmir Menemen GES Zemin ve Temel Etüdü Raporu.*

[53] **First Solar.** (2017). *Module Shading Guide.*

[54] **TEDAŞ onaylı Santral Genel Yerleşim Planı.** (Aralık 2016). *İzmir Menemen GES.*

[55] **TEDAŞ onaylı Statik Projesi**. (Aralık 2016). *İzmir Menemen GES.*

[56] **TEDAŞ onaylı Elektrik Projesi Planı.** (Aralık 2016). *İzmir Menemen GES.*

[57] **Elektrik Tesislerinde Topraklamalar Yönetmeliği. (2001). T.C. Resmi Gazete, 24500, (21.08.2001).**

[58] **Url8** <http://www.ulusoyelektrik.com.tr/Uploads/PDF/Common>, Erişim: 24.03.2018.

[59] **Url-9** < http://static.trinasolar.com/sites/default/files/PS-M-0434%20A%20Installation%20Manual%20of%20Standard%20Module_IEC_UL_2016_A.pdf>, Erişim: 24.03.2018.

[60] **Durmazoğlu, O.** (2009). *Orta Gerilim Kablo Başlıkları ve Ek Uygulamalarında Yaşanan Problemler ve Çözüm Önerileri.*

[61] **Tedaş Elektrik Dağıtım Şebekeleri Enerji Kabloları Uygulama Usül ve Esasları.** (2014). T.C. Resmi Gazete, 29221, 30 Aralık 2014.

[62] **Elektrik Piyasasında Dağıtım Sisteminde Sunulan Elektrik Enerjisinin Tedarik Sürekliliği, Ticari ve Teknik Kalitesi Hakkında Yönetmelik.** (2016). EPDK Resmi Gazete, 26287, 12 Eylül 2006.

[63] **Tedaş Elektrik Tesisleri Kabul Süreçlerine İlişkin Usul ve Esaslar.** (2018). T.C. Resmi Gazete, 5070, Ocak 2018.

[64] **Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik.** (2013). T.C. Resmi Gazete, 28783, 02 Kasım 2013.

ÖZGEÇMİŞ



Ad-Soyad **: ERAY SAĞLAM**

Doğum Tarihi ve Yeri **: 21.03.1989 / GAZİANTEP**

E-posta **: saglameray1@gmail.com**

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** **:** 2012, Eskişehir Osmangazi Üniversitesi, Elektrik-Elektronik Mühendisliği