



**T.C.
ONDOKUZ MAYIS ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ
MAKİNA MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI**

**SUDAN'DA 1 GW KAPASİTELİ FOTOVOLTAİK ENERJİ
SANTRALİNİN TASARIMI VE SİMÜLASYONU**

Yüksek Lisans Tezi

Sohaib Nasr Mohamed ABDALLA

Danışman
Prof. Dr. Hakan ÖZCAN

SAMSUN
2021

**T.C.
ONDOKUZ MAYIS ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ
MAKİNA MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI
ENERJİ**



**SUDAN'DA 1 GW KAPASİTELİ FOTOVOLTAİK ENERJİ
SANTRALİNİN TASARIMI VE SİMÜLASYONU**

Yüksek Lisans Tezi

Sohaib Nasr Mohamed ABDALLA

Danışman

Prof. Dr. Hakan ÖZCAN

SAMSUN
2021

TEZ KABUL VE ONAYI

Sohaib Nasr Mohamed ABDALLA tarafından, **Prof. Dr. Hakan ÖZCAN** danışmanlığında hazırlanan “**Sudan’da 1 GW Kapasiteli Fotovoltaik Enerji Santralinin Tasarımı ve Simülasyonu**” başlıklı bu çalışma, jürimiz tarafından 25.6.2021 tarihinde yapılan sınav sonucunda oy birliği ile başarılı bulunarak Yüksek Lisans Tezi olarak kabul edilmiştir.

	Unvanı Adı Soyadı Üniversitesi Ana Bilim/Ana Sanat Dalı	İmza	Sonuç
Başkan (Danışman)	Prof. Dr. Hakan ÖZCAN Ondokuz Mayıs Üniversitesi Makine Mühendisliği Anabilim Dalı		<input checked="" type="checkbox"/> Kabul <input type="checkbox"/> Ret
Üye	Doç. Dr. Mustafa ÖZBEY Ondokuz Mayıs Üniversitesi Makine Mühendisliği Anabilim Dalı		<input checked="" type="checkbox"/> Kabul <input type="checkbox"/> Ret
Üye	Dr. Öğr. Üyesi Murat KAPUSUZ Sinop Üniversitesi Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı		<input checked="" type="checkbox"/> Kabul <input type="checkbox"/> Ret

Bu tez, Enstitü Yönetim Kurulunca belirlenen ve yukarıda adları yazılı jüri üyeleri tarafından uygun görülmüştür.

ONAY
... / ... / ...
Prof. Dr. Ali BOLAT
Enstitü Müdürü

BİLİMSEL ETİĞE UYGUNLUK BEYANI

Hazırladığım Dönem Projesi tezinin bütün aşamalarında bilimsel etiğe ve akademik kurallara riayet ettiğimi, çalışmada doğrudan veya dolaylı olarak kullandığım her alıntıya kaynak gösterdiğimi ve yararlandığım eserlerin Kaynaklar'da gösterilenlerden oluştuğunu, her unsurun enstitü yazım kılavuzuna uygun yazıldığını ve TÜBİTAK Araştırma ve Yayın Etiği Kurulu Yönetmeliği'nin 3. bölüm 9. maddesinde belirtilen durumlara aykırı davranılmadığımı taahhüt ve beyan ederim.

06 /07/ 2021

Sohaib Nasr Mohamed ABDALLA

TEZ ÇALIŞMASI ÖZGÜNLÜK RAPORU BEYANI

Tez Başlığı : Sudan'da 1 Gw Kapasiteli Fotovoltaik Enerji Santralinin Tasarımı ve Simülasyonu

Yukarıda başlığı belirtilen tez çalışması için şahsım tarafından 06.07.2021 tarihinde intihal tespit programından alınmış olan özgünlük raporu sonucunda;

Benzerlik oranı : % 3

Tek kaynak oranı : % 1 çıkmıştır.

06 /07/ 2021

Prof. Dr. Hakan ÖZCAN

ÖZET

SUDAN'DA 1 GW KAPASİTELİ FOTOVOLTAİK ENERJİ SANTRALİNİN

TASARIMI VE SİMÜLASYONU

Sohaib Nasr Mohamed ABDALLA

Ondokuz Mayıs Üniversitesi

Lisansüstü Eğitim Enstitüsü

Makina mühendisliği ana bilim dalı

Yüksek Lisans, Temmuz/2021

Danışman: Prof. Dr. Hakan ÖZCAN

Gelişmekte olan ülkelerde elektrik arzını artırmak çok önemlidir. Sudan'ın özellikle kuzey bölgeleri güneş enerjisinden elektrik üretimi için büyük bir potansiyele sahiptir. Bu tez çalışmasında, kuzey Sudan'da kurulması öngörülen 1 GW gibi büyük kapasiteli bir fotovoltaik güneş enerjisi santralının tasarımı ve simülasyonu gerçekleştirilmiştir. Güneş enerjisi santralının yeri 14 kriter değerlendirilerek belirlenmiştir. Bu işlem çok yönlüdür ve başka herhangi bir ülkede kullanım için uygundur. Tasarımı yapılan güneş enerjisi santrali'nin performansı PVsyst simülasyon aracı kullanılarak analiz edilmiştir. Tez çalışmasında ayrıca tasarımı ve simülasyonu yapılan güneş enerji santralının ekonomik analizi yapılmıştır.

Tez çalışmasında Sudan'ın kuzey eyaletinin başkenti Dongola şehri, 2333,2 kWh/m²'lik yüksek ortalama toplam ışınım şiddetine sahip olması nedeniyle seçilmiştir. Tez çalışması kapsamında yapılan simülasyon çalışmasının sonuçları, fotovoltaik (PV) modüller için yıllık optimum eğim açısının 30°, elektrik enerjisi üretiminin 1,979,259 MWh/yıl ve yıllık ortalama performans oranının 0.810 olduğunu göstermektedir. Buna ek olarak, Sudan'da kişi başına düşen elektrik tüketiminin 269 kWh/yıl olduğu göz önüne alındığında, önerilen güneş enerjisi santralinden üretilen 1,979,259 MWh/yıl elektrik enerjisi ile yılda 7.4 milyon kişinin elektrik ihtiyacının karşılanabileceği, ayrıca, yılda yaklaşık 18 milyon ton karbondioksit azaltımı sağlanabileceği hesaplanmıştır.

Ekonomik hesaplamalar, santralden sağlanan elektrik enerjisinin maliyetinin 0.06 \$/kWh olduğunu, indirimli geri ödeme süresinin yaklaşık 11 yıl olduğunu ve bugünkü net değer 635,291,000 \$ olduğunu göstermektedir. Sonuç olarak, önerilen şebekeye bağlı PV güneş enerjisi santralının Sudan'da ekonomik, teknik ve çevresel olarak uygulanabilir nitelikte olduğu değerlendirilmiştir.

Anahtar Sözcükler: Güneş Enerjisi, Sudan, Tasarım, Simülasyon, Değerlendirme, Analitik Hiyerarşi Süreci, Fotovoltaik

ABSTRACT

DESIGN AND SIMULATION OF 1 GW_p PHOTOVOLTAIC POWER PLANT IN SUDAN

Sohaib Nasr Mohamed ABDALLA
Ondokuz Mayıs University
Institute of Graduate Studies
Department of mechanical engineering
Master, July/2021
Supervisor: Prof. Dr. Hakan ÖZCAN

Increasing the electricity supply in developing countries is very important. Especially the northern regions of Sudan have a great potential for electricity generation from solar energy. In this thesis, the design and simulation of a photovoltaic solar power plant with a large capacity of 1 GW, which is planned to be established in northern Sudan, has been carried out. The location of the solar power plant was determined by evaluating 14 criteria. This process is versatile and suitable for use in any other country. The performance of the designed solar power plant was analyzed using the PVsyst simulation tool. In the thesis study, the economic analysis of the solar power plant, which was designed and simulated, was also made.

The city of Dongola, the capital of the northern state, was selected because of its high annual irradiance on a horizontal surface at about 2333.2 kWh/m². The simulation results show that the annual optimum tilt angle of inclination for photovoltaic (PV) modules is 30°, the energy production is 1,979,259 MWh/yr, and the average annual performance rate is 0.810. In addition, by considering, that the electric power consumption per capita in Sudan is 269 kWh/yr, so the proposed solar power plant with 1,979,259 MWh/yr can provide energy to 7.4 million capita / year and reducing carbon emissions by about 18 million tons of carbon dioxide per year.

Economic calculations show that levelized cost of electricity (LCOE) is 0.06 \$/kWh, the discounted payback period is about 11 years and the net present value (NPV) is 635,291,000\$. As a result, the proposed grid-connected PV solar plant is considered economically, technically and environmentally feasible in Sudan.

Keywords: Solar Energy, Sudan, Design, Simulation, Evaluation, Analytic Hierarchy Process, Photovoltaic.

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR

Öncelikle bu çalışmayı yapmam için beni cesaretlendiren ve tezimle ilgili konularda beni yönlendirip yardımlarını esirgemeyen Sayın Prof. Dr. HAKAN ÖZCAN'a teşekkürü bir borç bilirim.

Çalışmada kullanılan santral verilerinin sağlanmasında ve diğer teknik konularda ilgi ve yardımlarını esirgemeyen BGM Endüstriyel A.Ş. ve değerli iş arkadaşlarıma, santral verilerinin kullanımı için gereken izni veren Atlas Enerji Üretim A.Ş.'ye, içten teşekkürlerimi sunarım.

Son olarak da, hayatım boyunca desteklerini eksik etmeyen, beni bu günlere getiren değerli aileme sonsuz sevgi ile teşekkür ederim.

Sohaib Nasr Mohamed ABDALLA

İÇİNDEKİLER

ÖZET	iii
ABSTRACT	iv
ÖNSÖZ VE TEŞEKÜR	v
KISALTMALAR	8
ŞEKİLLER DİZİNİ	10
TABLolar DİZİNİ	11
1. GİRİŞ	12
1.1. Problemin Tanımlanması:	14
1.2. Tez Çalışmasının Amaçları.....	15
1.3. Özgün Değeri	16
2. LİTERATÜR ARAŞTIRMASI	17
2.1. Paris Enerji Anlaşması.....	18
2.2. Güneş Enerjisi	19
2.3. Güneş Enerjisinin Kısa Tarihçesi	19
2.4. Güneş Kollektörleri	20
2.5. Güneş Enerjisinden Elektrik Enerjisi Eldesi	20
2.6. Konsantre Güneş Enerjisi	20
2.6.1. Parabolik Çanak Sistemler.....	21
2.6.2. Doğrusal Fresnel Sistemler	22
2.6.3. Güneş Kulesi Teknolojisi	22
2.6.4. Stirlin Çanak Teknolojisi.....	23
2.7. PV Sistemleri	24
2.8. PV Hücre Türleri	24
2.8.1. Mono Kristal (tek kristal) Silikon Panel.....	25
2.8.2. Poli Kristal (Çoklu Kristalli) Silikon Panel	25
2.6.3. İnce Film Silicon.....	26
2.9. PV Hücre Eşdeğer Devreleri Konsantre Güneş Enerjisi	26
2.10. PV Modülü Bağlantısı	27
2.11. PV Sistem Türleri	27
2.12. Şebekeden Bağımsız PV Sistemler.....	27
2.13. Şebeye Bağlı PV Sistemler	30
2.14. Hibrit PV Sistemler	30
2.15. PV Sistem Bileşenleri	30

2.15.1. PV Modül/Panel.....	31
2.15.2. Şarj Regülatörü	31
2.15.3. İnverter	31
2.15.4. Depolama Ünitesi/Aküler/Batarya	32
2.16. Şebeke Bağlantısı	32
2.17. PV Trafo Merkezi.....	33
3. MATERYAL METOT	34
3.1. Konum Seçim Kriterleri.....	34
3.1.1. Tüm Aday Konumların Tanımlanması	36
3.1.2. NASA Yüzey Meteorolojisi ve Global Solar Atlas Kullanılarak Tarama Yapılması	36
3.1.3. Analitik Hiyerarşi Sürecini Kullanarak Sıralama Yapılması	37
3.2. PV _{sys7.0} Simülasyon ProgramıGüneş Enerjisi	40
3.2.1. Konum Değerlendirme Süreci	40
3.2.2. Meteorolojik Veriler.....	41
3.2.3. PV Panel ve İnverter Seçimi	43
3.2.4. PV Panel Düzeni ve Diziler/Sıralar Arası Mesafe	46
3.2.5. Sistem Tasarım Parametreleri.....	49
3.2.6. Gölgeleme Analizi	55
3.2.7. Transformatör Seçimi	56
3.2.8. Sistem (BoS) Bileşenlerinin Dengesi.....	57
3.2.9. Ekonomik Hesaplamalar	57
4. BULGULAR VE TARTIŞMA	60
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	78
5.1. Sonuçlar	78
5.2. Öneriler	79
KAYNAKLAR.....	80
ÖZGEÇMİŞ.....	84

KISALTMALAR

AC	: Alternatif Akım
BoS	: Sistem Dengesi
CSP	: Konsantre Güneş Enerjisi
DC	: Doğru Akım
EPC	: Mühendislik, Tedarik Ve İnşaat
GW	: Gigawatt
ILR	: İnverter Yükleme Oranı
LFS	: Çizgi Odaklama Sistemleri
LVRT	: Düşük Voltajlı Sürüş
ITC	: Yatırım Vergisi Kredisi
LCOE	: Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti
MACRS	: Modifiye Hızlandırılmış Maliyet Kurtarma Sistemi
MLPE	: Modül Düzeyinde Güç Elektronikliği
MPPT	: Maksimum Güç Noktası İzleme
MW	: Megawatt
NEC	: Ulusal Elektrik Kodu
NEM	: Net Enerji Ölçümü
NREL	: Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı
O&M	: İşletme ve Bakım
PERC	: Pasifleştirilmiş Yayıcı ve Arka Hücreler
PII	: İzin Verme, İnceleme ve Ara Bağlantı
PV	: Fotovoltaik (ler)
PFS	: Nokta Odaklama Sistemleri
RPC	: Reaktif Güç Kompanzasyonu
SEGS	: Güneş Enerjisi Elektrik Üretim Sistemi
SVC	: Statik Volt Amper Reaktif Kompanzasyonu
THD	: Toplam Harmonik Bozulma
S	: Çeyrek
Ar-Ge	: Araştırma ve Geliştirme
SAM	: Sistem Danışmanı Modeli
SG&A	: Satış, Genel ve İdari
TPO	: Üçüncü Taraf Mülkiyeti

USD : ABD doları
Vdc : Volt Doğru Akım
Wac : Watt Alternatif Akım
Wdc : Watt Doğru Akım

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. Sudan'ın Güneş Işınımı Detayları	12
Şekil 1.2. Sudan'ın Elektrik Enerjisi Kurulu Gücü	13
Şekil 1.3. Sudan'da Elektrik Enerjisi Üretimine Yıllara Göre Değişimi	14
Şekil 1.4 . Yenilenebilir Enerji Gelecek Planları.....	15
Şekil 2.1. Parabolik Çanak Sistemler.....	21
Şekil 2.2. Doğrusal Fresnel Reflektör Sistemler	22
Şekil 2.3. Güneş Kulesi Teknolojisi	23
Şekil 2.4. Stirling Çanak Teknolojisi	24
Şekil 2.5. Monokristal Silikon Panel	25
Şekil 2.6. Polikristal Silikon Panel	25
Şekil 2.7. İnce Film Silikon Panel	26
Şekil 2.8. Fotovoltaik Hücre Eşdeğer Devresi	26
Şekil 2.9. Tau Adasında Kurulu 1.4 MW Kapasiteli PV Enerji Santrali	29
Şekil 2.10. 6 MWh Depolama Kapasiteki Elektirik Enerjisi Depolama Sistemi	30
Şekil 2.11. Fotovoltaik Bileşen	31
Şekil 3.1. Google Earth Programından Sudan.....	36
Şekil 3.2. Psyst Simülasyon Programında Proje Tasarım Adımları	40
Şekil 3.3. Konumun Uydu Görüntüleri.....	41
Şekil 3.4. Dongola'daki Güneş Yolları ($PV_{syst7.0}$).....	42
Şekil 3.5. I-V Karakteristik Eğrisi-Işınımın Etkisi ($PV_{syst7.0}$).....	44
Şekil 3.6. I-V Karakteristik Eğrisi-Sıcaklığın Etkisi ($PV_{syst7.0}$).....	44
Şekil 3.7. P-V Karakteristik Eğrisi: Işınlama Etkisi. ($PV_{syst7.0}$).....	45
Şekil 3.8. P-V Karakteristik Eğrisi-Sıcaklık Etkisi. ($PV_{syst7.0}$).....	45
Şekil 3.9. Secilen İntertörün Verimliliği ($PV_{syst7.0}$)	46
Şekil 3.10. Fotoelektrik Sistemin Sıraları Arasındaki Mesafe.	47
Şekil 3.11. Ufuk Çizgisi Çizimi-Yasal Zaman ($PV_{syst7.0}$)	47
Şekil 3.12. Tesisin Önerilen Modeli ($PV_{syst7.0}$).....	48
Şekil 3.13. Seri Algoritmada Maksimum PV Modülü Sayısı.	49
Şekil 3.14. Gölgeleme Analizi.....	56
Şekil 4.1. Günlük Sistem Elektirik Enerjisi Çıkışı	62
Şekil 4.2. Senaryo 1: Normalize Enerji Üretimi.....	64
Şekil 4.3. Senaryo 2: Normalize Enerji Üretimi.....	65
Şekil 4.4. Senaryo 3: Normalize Enerji Üretimi.....	65
Şekil 4.5. Senaryo 4: Normalize Enerji Üretimi.....	66
Şekil 4.6. Aylara Göre Performans Oranlarının Değişimi	66
Şekil 4.7. Çalışma Sırasında Dizi Sıcaklık Dağılımı	68
Şekil 4.8. Senaryo 1: Yıllık Kayıplar.....	70
Şekil 4.9. Senaryo 2: Yıllık Kayıplar.....	71
Şekil 4.10. Senaryo 3: Yıllık Kayıplar.....	72
Şekil 4.11. Senaryo 4: Yıllık Kayıplar.....	73
Şekil 4.12. Karbon Emisyonları Azaltım Miktarı ($PV_{syst7.0}$).....	75

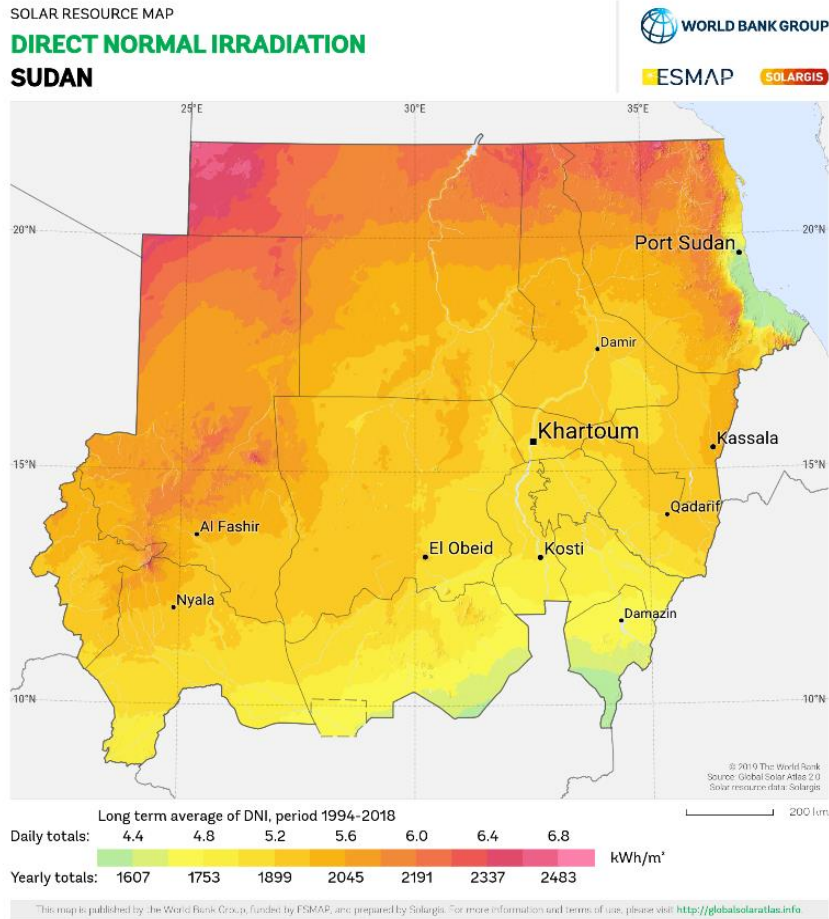
TABLolar DİZİNİ

Tablo 3.1. Güneş Enerji Santrali Kurulacağı Bölgenin Belirlenmesi.....	38
Tablo 3.2. Küresel Güneş Radyasyonlarının Yoğunluğu	39
Tablo 3.3. Küresel Güneş Radyasyonlarının Yoğunluğu	391
Tablo 3.4. Güneş Paneli Özellikleri.....	43
Tablo 3.5. İnverter Özellikleri	46
Tablo 3.6. Dizi Tasarımı	55
Tablo 3.7. Çalışma Koşulları.....	55
Tablo 4.1. Farklı senaryoların her biri için fotovoltaik modül ve invertör seçimi.....	60
Tablo 4.2. Farklı tasarım parametrelerinin sonuçları.....	60
Tablo 4.3. Genel Sonuçlar.....	61
Tablo 4.4. Şebekeye Verilen Elektrik Enerjisi.	61
Tablo 4.5. Normalleştirilmiş Performans Katsayıları.....	63
Tablo 4.6. Meteorolojik ve Işınım Verileri	67
Tablo 4.7. Detaylı Sistem Kayıpları.	69
Tablo 4.8. Model Giriş Parametreleri ve Varsayımlar.....	75

1. GİRİŞ

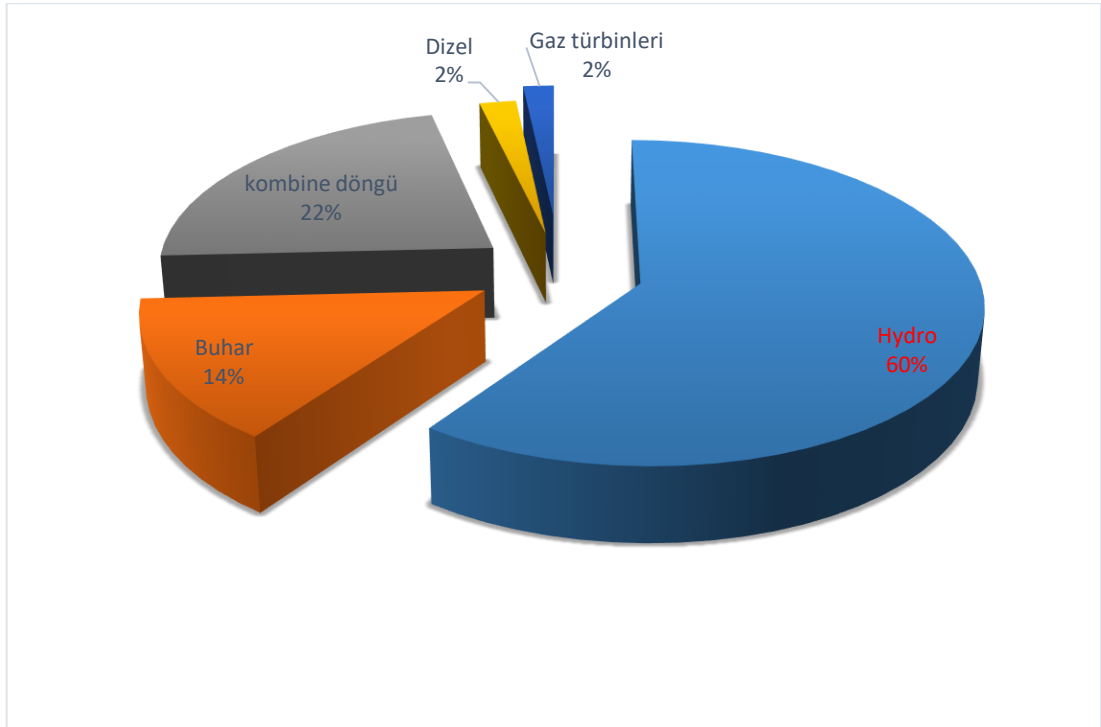
Enerji, yaşamı sürdürmek için önemlidir. Teknoloji geliştikçe ve nüfus artış arttıkça, enerji talebi her geçen gün artmaktadır. Günümüzde enerjinin çoğu fosil yakıtlar gibi yenilenemeyen kaynaklardan elde edilmektedir. Ayrıca, fosil yakıtların yaygın kullanımı, küresel ısınma ve iklim değişikliği sorunlarına neden olan karbondioksit emisyonlarını artırmaktadır (Yılmaz & Dincer, 2017).

Sudan, yüksek ortalama toplam ışıınım şiddetine ve sıcak iklime, dolayısıyla güneş enerjisi kullanımı için harika bir coğrafi konuma sahiptir. Sudan'daki ortalama günlük güneş ışıınımı 5,8 ile 7,2 kwh/m² arasında değişmektedir (Omer, 2007). Bu verilere göre güneş enerjisinden etkin bir şekilde faydalanmak için gerekli olan güneş ışıınımı, Sudan'ın hemen hemen tüm bölgelerinde mevcuttur. Güneş ışıınımı Sudan'ın kuzey bölgelerinde ise en yüksektir (Şekil 1.1). Bu nedenle, bu tez çalışmasında projenin yeri seçilirken kuzey bölgesi değerlendirilmiştir.

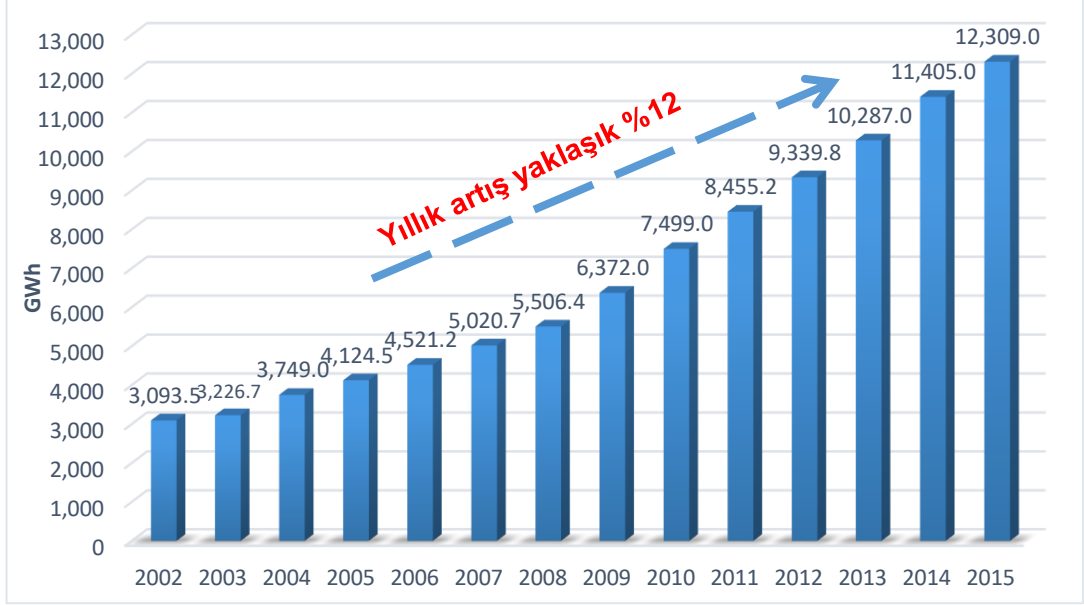


Şekil 1.1. Sudan'ın Güneş Işınımı Detayları ("Solargis, Solar resource maps of Sdan," 13.11.2020)

Elektrik kesintisi konutlar, ticari ve endüstriyel sektörlerin karşı karşıya olduğu temel zorluklardan biridir ve Sudan ekonomisini ciddi şekilde etkilemeye devam etmektedir (Omer, 2015). Küresel ısınmanın birinci derece sorumlusu olan sera gazı emisyonlarının birincil kaynağı elektrik enerjisi üretiminde termik santrallerde yenilenemeyen yakıtların, en önemlisi ağır gazyağı, gazyağı, ağır kok gaz yağı ve mazotun yakılmasıdır. Sudan’da 2015 yılında elektrik enerjisi üretimi 2899.4 MW'a (12.309 GWh) ulaşmıştır (Omer, 2015). Bu kapasitenin, 1.583,4 MW’lık kısmı (8.317 GWh) hidroelektrik santrallerinden, yaklaşık 1316 MW (3992 GWh) ise buhar jeneratörleri, gaz türbinleri, kombine çevrim üniteleri vb. sistemlerden sağlanmıştır. Başka bir ifadeyle Şekil 1.2’de görüldüğü gibi toplam kurulu gücün %60’ını hidroelektrik santralleri oluşturmaktadır, güneş enerjisi dâhil yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi ise yoktur. Hidroelektrik seçeneği mevsimsel özelliklerle sınırlı olduğundan, temiz/yenilenebilir enerji kaynakları ve nükleer santraller gibi alternatif elektrik üretim kaynaklarının dikkate alınması gerekir (S. N. M. Abdalla & H. Özcan, 2021; Omer, 2015).



Şekil 1.2. Sudan'ın Elektrik Enerjisi Kurulu Gücü (Omer, 2015).



Şekil 1.3. Sudan'da Elektrik Enerjisi Üretimini Yıllara Göre Değişimi (Omer, 2015)

Şekil 1.3'de 2002-2015 yılları arasında Sudan'daki elektrik enerjisi üretimindeki değişim verilmiştir. Bu grafiğe göre, Sudan'da ortalama yıllık elektrik enerjisi üretimi %12 artmıştır. Bu artış oranları tüm ülkeye elektrik enerjisinin yaygınlaştırılması için yetersizdir. Sudan'ın güneş enerjisi potansiyelinden daha fazla yararlanması gerekliliği açıktır. Bu tez çalışmasında, Sudan'da kurulması öngörülen yüksek kapasiteli bir PV elektrik enerji santralini tasarımı yapılarak, simülasyonları PV_{sys}7.0 programı kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Güç üretimini, performans oranını ve fiyatı karşılaştırarak, Sudan'ın kuzey bölgesinde 1 GWp kapasiteli, şebekeye bağlı bir PV güneş enerji santrali kurmak için ideal bir alan belirlenmiştir. Simülasyon yapılırken, çalışmanın sonraki bölümlerinde sunulacak grafikler ve tablolar oluşturulmuştur. SKETCH UP programı, önerilen sistemin 3D görüntülerini oluşturmak için kullanılmıştır. Projenin ekonomik fizibilitesini incelemek için bir yöntem gösterilmiştir.

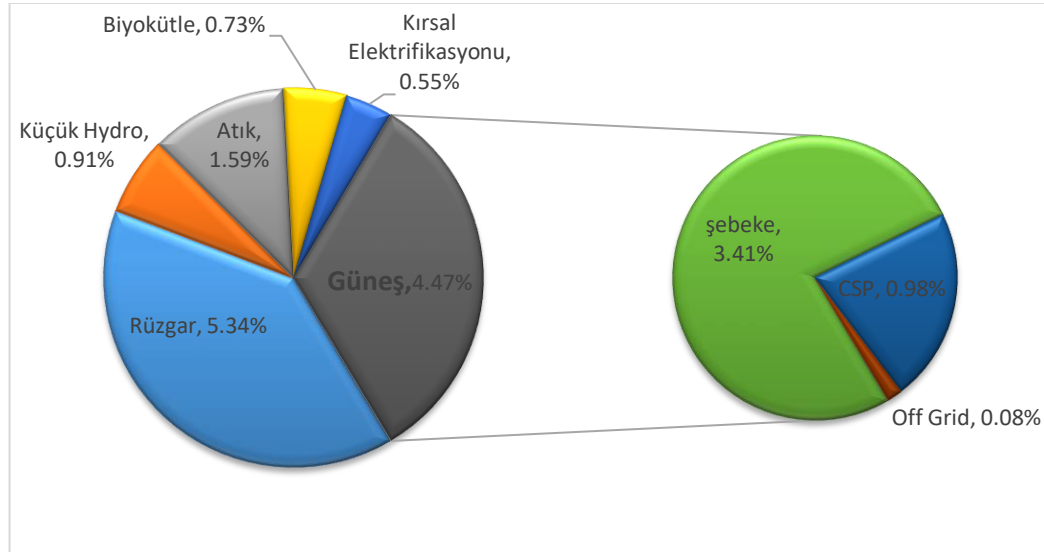
1.1. Problemin Tanımlanması:

Sudan, ülkenin her noktasına elektrik sağlama konusunda önemli dezavantajlara sahiptir. İstatistiksel olarak, Sudan nüfusunun %67'sinin kırsal kesimde yaşamaktadır, bu nedenle iletim maliyetleri ve kayıpları dikkate alındığında ülkenin her bölgesine elektrik enerjisinin ulaştırılması ciddi bir problemdir. Bundan dolayı Sudan'ın 42 milyon (2019) olan nüfusunun sadece %34'ü elektriğe erişebilmektedir.

Özellikle son yıllarda Sudan hükümeti elektriğe erişimi artırmayı hedeflemektedir. Kirletici olmayan, kolayca erişilebilen ve kurulum kolaylığı gibi sebeplerden dolayı çevre dostu güneş enerjisi, bu hedefe ulaşılmasına sağlamak için verimli bir şekilde kullanılabilir. Bu nedenle, bu tez çalışmasının konu ve kapsamı, Sudan'da belirli parametrelere göre seçilen bir bölgede bir fotovoltaik enerji santrali tasarlamak, sistem bileşenlerinin ve yerleşiminin finansal açıdan en iyi kombinasyonunu bulmak olarak özetlenebilir.

1.2. Tez Çalışmasının Amaçları

Araştırmanın temel amacı, Sudan'daki elektrik enerjisi eksikliğini azaltmaya yardımcı olmak, böylece ekonomik büyümeyi teşvik etmek ve temiz enerji kullanımının artırılmasına yardımcı olmak için bir öneri sunmaktır. Şekil 1.4'de görüldüğü gibi gelecekte toplam enerji üretiminin %13.6'sının yenilenebilir kaynaklardan elde edilmesi ve bunun yaklaşık %4.47'sinin ise güneş enerjisinden sağlanması öngörülmektedir.



Şekil 1.4. Yenilenebilir Enerji ile İlgili Gelecek Planları-Yenilenebilir Enerji Payı (MWh)= %13.6 (Yongo-Bure, 2007)

Bu çerçevede, tez çalışmasında potansiyel olarak Sudan'da belirlenen bir alanda inşa edilebilecek olası bir PV güneş enerji santralini değerlendirilmesine yardımcı olmak için bir tasarım gerçekleştirilmesi, simülasyon sonuçlarının verilmesi, ekonomik ve çevresel etkilerinin ortaya konulması hedeflenmiştir. Çalışmada, PV güneş enerji santralini için pazar araştırması yapılmasından ve bileşen seçimine, saha

analizinden ve güneş enerjisi kurulumu için uygun alanın tanımlanmasına kadar birçok husus incelenmiştir. PV_{sys} simülasyonu ve seviyelendirilmiş enerji maliyeti hesaplamasına dayalı sistem konfigürasyonu optimizasyonu da yapılmıştır. Bu doğrultuda mevcut güneş enerji potansiyelinin ve ekolojik sorunların belirlenmesi için sistemin yerleşim alanının atmosferik bilgilerin toplanması ve değerlendirilmesi, fotovoltaik sistem kurulumunun uygunluğu ile ilgili mevcut zemin yüzeylerinin incelenmesi, sınırlamaları ve kısıtlamaları göz önünde bulundurarak birkaç olası fotovoltaik sistemin tasarlanması öngörülmüştür.

1.3. Özgün Değeri

Bu tezde, elektrik iletim maliyetleri ve kayıplarının yüksek olduğu, nüfusun çoğunluğunun kırsal bölgelerde yaşadığı (örneğin, Afrika) bir bölgede (örneğin, Sudan), elektrik üretim açığının giderilmesine yardımcı olmak için mühendislik temelli bir öneri ortaya konulması ve elektrik enerjisi üretimi için avantajlı bir yöntem ortaya konulmuştur. Bu kapsamda, Sudan'da 1 GW gibi yüksek kapasiteli bir fotovoltaik enerji santralinin tasarlanması, simülasyonu, değerlendirilmesi ve optimizasyonu yapılmıştır. Bu şekilde, Sudan gibi Dünya'nın göreceli olarak daha az gelişmiş bir ülkesindeki milyonlarca haneye ucuz, verimli ve güvenilir elektrik enerjisi sağlanabilmesi amaçlanmıştır. Tezde tasarımı, simülasyon ve optimizasyonu yapılan elektrik enerjisi üretim yönteminin, konvansiyonel elektrik enerjisi üretim yöntemlerine göre kirletici olmaması, yakıt maliyeti bulunmaması, bakım maliyetlerinin daha az olması, kurulum için çok çeşitli konum alternatifleri bulunabilmesi, indirimli elektrik tarifeleri imkanı sunması ve geri ödeme süresinin çok daha az olması gibi çeşitli avantajları bulunmaktadır.

2. LİTERATÜR TARAMASI

Bu bölümde literatür çalışmaları özetlenecek, güneş enerjisi, PV güneş enerji santrali ve sistem elemanları ile ilgili kısa bilgiler verilecektir. Laetitia (2018), Ruanda'nın doğu Afrika'daki en iyi güneş radyasyonlarından birine sahip olduğu ve 11.92 milyonluk nüfusunun sadece %19.8'inin ana elektrik şebekesine erişimi olduğu göz önüne alarak, bu ülkede 1.3 MW güneş enerjisi santrali tasarlamış ve değerlendirmiştir. Çalışmada PVSyst yazılımı kullanılmıştır. Sabit eğim ve eksen izci güneş panelleri olmak üzere iki senaryo üzerinde çalışılmıştır. Sonuçlar, bu iki sistemin yıllık olarak sırasıyla 1892338 ve 2514113 kWh elektrik ürettiğini ve her iki senaryo için de %85 performans endeksinin hesaplandığını göstermiştir. Ayrıca, her iki devletin (sabit eğim ve eksen izleyici) çeşitli simülasyonlarının sonuçlarından, bir enerji santrali inşa etmenin teknik ve ekonomik olarak uygulanabilir olduğu sonucuna varılmıştır.

Hindistan'da, çeşitli izleme sistemlerinin 400 kW'lık bir güneş enerjisi santralinin enerji çıkışı üzerindeki etkisini analiz etmek ve incelemek için pvsyst ticari yazılımı kullanılmıştır (Bhardwaj, 2018). Çalışmanın sonuçları, sabit eğimli güneş paneline kıyasla, tek eksenli ve çift eksenli izleme sistemlerinin kullanılması durumunda enerji üretiminin sırasıyla 4.91 ve 22.91% artacağını göstermiştir. Sonuçlar ayrıca sabit eğimli ve tek eksenli sistemlerde kayıpların eşit, ancak çift eksenli sistemlerde daha yüksek olduğunu göstermiştir.

Pakistan'da, NASA meteorolojik verileri ve PVSyst yazılım paketini kullanarak 300 MW'lık bir enerji santrali tasarlanmış ve analiz edilmiştir (Akram, Awais, Bashir, Khan, & Iqbal, 2018). Çalışılan örnek Quaid-e-Azam güneş parkı ile karşılaştırılmıştır. Sonuçlar, önerilen konfigürasyonun Quaid-e Azam solar park'ından %3-4 daha yüksek performans oranına sahip olduğunu, şebekeye verilen enerjiyi yıllık 4.5 MW artırdığını ve sıcaklık kayıplarını %4 azalttığını ortaya koymuştur. Önerilen konfigürasyonun fiziksel olarak gerçekleştirilmesinin Quaid-e Azam solar Park'ın enerji performansını artıracığı tahmin edilmektedir

(Batista, 2018), PVSyst yazılım kullanarak fotovoltaik sistemler üzerindeki gölgeleme etkilerini azaltmak için uygulanabilecek çözümleri incelemiştir. Küçük bir sistem üzerinde yapılan bu çalışmanın sonuçları, bacanın %1 civarında ihmal edilebilir bir gölgeleme etkisine sahip olduğunu göstermiştir. Gerçek koşullar altında yapılan diğer çalışmaların sonuçları, optimize edicilerin gölge kaynaklı elektrik kayıplarını

azaltma üzerindeki önemli bir etkisi olduğunu göstermiştir. Elde edilen sonuçlara dayanarak, en iyi durum senaryosu, 0.685'lik bir performans oranı veren yatay dizilerin ve optimize edicinin bir kombinasyonu olduğu görülmüştür.

Hindistan'da, nispeten benzer güneş radyasyonuna sahip; kent (Lucknow), kırsal (Bareilly) ve kıyı (Udupi) olan üç bölgede, 10 kW şebekeye bağlı PV güneş enerji sistemi, PVsyst yazılımı ile tasarlanmış ve karşılaştırmıştır (Chattopadhyay & Rajavel, 2018). İncelenen alanlar için şebekeye verilen yıllık enerji ve performans oranları sırasıyla 15.36 MW/0.783, 16.74 MW/0.819 ve 16.35 MW/0.795 hesaplanmıştır. Genel bir sonuç olarak, güneş panellerinin kentsel ve kıyı bölgelerine kıyasla daha düşük sıcaklık ve nem nedeniyle kırsal alanlarda daha iyi performans gösterdiğini belirtmişlerdir.

Literatür incelendiğinde PVsyst simülasyon programından başka PVGIS, PVSOL Expert, Homer, RETScreen gibi birçok simülasyon programı PV sistemlerin analizinde kullanılmaktadır. Ayrıca PVsyst programı birçok PV sistem elemanını altyapısında bulundurması ve seçim olanağı sunması, PV sistem kayıpların ayrıntılı olarak analiz edilebilmesine imkân tanınması, 3 boyutlu çizim özelliği gölgeleme kayıplarının belirlenmesini sağlaması, ekonomik analiz yapılabilmesi gibi bir çok özelliği bulunmaktadır (Özcan ve Ercan, 2020; Yadav vd., 2015; Nirwan ve Thakur, 2017). Ayrıca PVsyst programının simülasyon sonuçları ile gerçek sonuçlar ile arasında çok az bir fark olduğu literatürde gösterilmiştir (Haydaroglu ve Gümüş, 2016; Bolat vd., 2020). Bundan dolayı bu tez çalışmasında PVsyst simülasyon programı kullanımına karar verilmiştir.

2.1. Paris Enerji Anlaşması

2015 yılında Paris'te Cop21 olarak da bilinen Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Konferansı düzenlenmiştir. Bu konferans sonucunda, CO₂ yayan büyük ülkelerin çoğu tarafından Paris anlaşması imzalanmıştır. Paris Anlaşması'nın amacı, sanayi öncesi seviyelere kıyasla 2 °C'nin altında küresel ısınma sınırı belirleyerek sera gazı emisyonlarının azaltılmasıdır (Arantegui, Jäger-Waldau, & Reviews, 2018). Bir ülkenin enerji arzını karbondan arındırmanın yollarından biri ve muhtemelen tamamen etkili olan tek yolu, enerji ihtiyacının yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanmasıdır. Fotovoltaik güneş enerji santralleri şu anda yenilenebilir enerji üretimi ile ilgili en yaygın ve hızlı büyüyen teknolojidir. Fotovoltaik güneş enerjisi

santrallerindeki bu hızlı büyümenin ana sebebi esas olarak ekonomiktir, çünkü teknolojidaki gelişmeler güneş enerjisi santralleri ilgili maliyetleri %70 oranında azaltmıştır (Jäger-Waldau, 2019). Fotovoltaik güneş enerjisi santrallerinde toplam maliyet düşüşü, teknolojik gelişmeler ve finansmandaki yenilikler nedeniyle maliyet düşüşünden kaynaklanmaktadır (Mensah, Yamoah, & Adaramola, 2019).

2.2. Güneş Enerjisi

Güneş, 3×10^8 m/s² hızında, yani ışık hızında güneş sistemine muazzam miktarda enerji üreten ve yayan siyah bir cisim olarak kabul edilir. Güneş enerjisi, hidrojen gazının 10^6 ila 15^6 °C arasında çok yüksek sıcaklıklarda helyum gazına dönüştürüldüğü nükleer füzyon adı verilen bir yöntemle üretilir (Nzeyimana, 2003). Bir saat içinde, 4.3×10^{20} J güneş enerjisi dünya atmosferine ulaşır; bu enerji miktarı, dünya gezegeninin bir yıllık enerji ihtiyacını denk gelmektedir. Güneş enerjisi doğal olarak üretilir ve yenilenir; yani güneş enerjisi yenilenebilir bir enerji kaynağıdır.

Güneş sisteminde, gezegenler Güneş'in etrafında döner ve bu nedenle, Dünya'nın yarısı yılın belirli zamanlarında güneş ışığına sahip değildir. Güneş enerjisi elektromanyetik dalgalarla evrene yayılır. Bu dalgalar, dalgaların frekansının uzunluğu olan spektrumları ile ayırt edilir. Spektrumun uzunluğu veya aralığı, sahip olduğu enerjinin büyüklüğünü belirler; daha kısa dalga boyuna sahip Spektrum, daha uzun dalga boyuna sahip spektrumlardan daha fazla enerjiye sahiptir. Dünya yüzeyinde sadece 0.29 µm ila 2.3 µm arasında değişen dalga boyları tespit edilebilir (van Niekerk & Hall, 2013). Güneş enerjisi Dünya'nın atmosferine ulaştığında, çoğu uzaya geri döner, yeşil bitkiler fotosentez için bazılarını emer, güneş enerjisi su kütlelerinin buharlaşmasına yardımcı olur, bu da yağışlara neden olur ve geri kalanı kullanılmaz. Kullanılmayan güneş enerjisi, dünyanın giderek artan enerji taleplerini sürdürmek için enerji sağlamak için yeterlidir. Bu, akıllı enerji toplama yöntemleri ve verimli enerji kullanımı ile elde edilebilir. Küresel radyasyon, dünya atmosferine ulaşan güneş radyasyonudur. Doğrudan (ışın) radyasyon, diffüz radyasyon ve Albedo radyasyonu olarak bilinen üç bölümden oluşur.

2.3. Güneş Enerjisinin Kısa Tarihçesi

Güneş enerjisinin arka planı güneş sisteminin başlangıcına kadar izlenebilir. Güneşten elde edilen enerji, fotosentez, kurutma, koruma, aydınlatma, ateş vb. gibi

insanlar ve doğa tarafından çeşitli formlarda uygulanmış ve kullanılmıştır. 18.yüzyılda güneş enerjisini elektriğe dönüştürmek için çeşitli araştırmalar ve çalışmalar yapılmıştır; aralarında dikkat çekici olan. Ayrıca Fransız bir bilim adamı olan Charles Greeley Abbott, güneş enerjisiyle çalışan buhar motorunu geliştirmiştir (Nzeyimana, 2003). Güneş enerjisini fotovoltaiik panellerle elektrik enerjisine dönüştürme teknolojisi, 1954 yılında Bell Laboratories'de D. M. Chapin, C. S. Fuller ve G. L. Pearson tarafından geliştirilmiştir.

2.4. Güneş Kolektörleri

Güneş enerjisinden temel olarak ısı ve elektrik enerjisi elde etmek mümkündür. Güneş kolektörleri, güneş enerjisinden ısı veya elektrik enerjisi elde etmek amacıyla güneş ışınlarını emen ve elektrik gibi diğer enerji formlarına dönüştüren yapılardır. Ayrıca, güneş kolektörleri güneş enerjisi toplama metodolojisi olarak tanımlanabilir.

2.5. Güneş Enerjisinden Elektrik Enerjisi Elde Edilmesi

Güneş enerjisinden PV paneller ile doğrudan elektrik enerjisi elde edilebilmektedir. Ayrıca güneş enerjisinden güneş bacası, merkezi alıcılı elektrik enerjisi santralleri gibi indirekt sistemler ile de elektrik enerjisi üretilebilmektedir.

2.6. Konsantre Güneş Enerjisi

Konsantre güneş enerjisi teknolojisi, MÖ 200'lü yıllara kadar izlenebilir; Arřimet, güneşin radyasyonunu bir noktaya yaklaştırmak için kavisli kullandı. Bu fikir yangınları başlatmak için kullanıldı. Yunanlı bir matematikçi olan Diocels, parabolik oluğun optik özelliğini MÖ 2. yüzyılda açıklamıştır. 1746'da Comte de Buffon, Heliostat tasarım gelişiminin ana hatlarını çizdi. 1878'de Paris'teki evrensel sergide Augustin Mouchot, buhar motoru sistemi tarafından tahrik edilen bir tabak sergiledi. Gerçek CSP endüstrisi 1980'lerde Kaliforniya'da ABD'de başladı (Lovegrove & Csiro, 2012).

Konsantre güneş enerjisi, güneş radyasyonunun, elektrik üretmek için buhar türbinine güç sağlamak için güneş radyasyonundan gelen ısının kullanıldığı belirli bir noktaya konsantre edilmesi prensibine dayanır. Aynalar veya lensler güneş radyasyon odaklama kullanılır (Laetitia, 2018). CSP yenilenebilir enerjidir, bu nedenle fosil

yakıtların ve elektrik üretimi için nükleer reaksiyonların yıkıcı etkilerini önler. CSP, termal depolama sistemi ile donatıldığında güneş radyasyonunun yokluğunda güç üretme avantajına sahiptir; bu ek fayda, fotovoltaik sistemlere benzediğinde kapasite faktörünü ciddi şekilde artırır. CSP teknolojisi iki gruba ayrılabilir: doğrusal odaklama sistemleri ve nokta odaklama sistemleri . fresnel sistemi ve parabolik çukur oluşur; PFS, çift eksenli bir izleme sistemi kullanan bir güneş Kulesi ve güneş enerjisi tesislerinden oluşurken, tek eksenli bir izleme ağına sahiptirler (Lovegrove & Csiro, 2012).

2.6.1. Parabolik Çanak Sistemler

Parabolik çanak (oluk) teknolojisi, parabolik şekillerde tasarlanmış aynalardan veya lenslerden oluşur. Parabolik oluşan aynanın merkezinde aynaya eşit uzunlukta bir tüp bulunur. Tüp, güneş enerjisini (termal) emen ve enerji üretimi veya depolama ünitesi için buhar türbinine taşıyan bir sıvı içerir. Temel olarak parabolik oluk teknolojisi, termal alıcı, güneş kolektörü (lensler, Ayna veya yüksek oranda yayınlanmış yüzey) ve depolama ünitesi ve jeneratör sisteminden oluşur. Şekil 2.1’de, termal alıcılar içeren tüplere sahip parabolik şekilli aynalar görülmektedir.



Şekil 2.1. Parabolik Çanak Sistemler

Dünya'nın dönüşü nedeniyle, güneşin konumu sabit değildir, bu nedenle günün herhangi bir saatinde verimliliği en üst düzeye çıkarmak için parabolik oluk sistemi güneş izleme sistemine dahil edilir. Isı alıcısı olarak sentetik yağ, erimiş tuz veya

su/buhar kullanılır ve seçim tesis tasarım gereksinimlerine bağlıdır (Lovegrove & Csiro, 2012).

2.6.2. Doğrusal Fresnel Sistemler

Doğrusal Fresnel teknolojisi ve çalışma yöntemi parabolik teknolojiye benzer; fark, doğrusal Fresnel'in düz aynalar veya hafif kavisli aynalar (çoğunlukla kenarlarda) kullanması ve ayrıca termal alıcıyı içeren tüpün iyi bir yüksekliğe yükseltilmesi ve ters çevrilmesidir. Şekil 2.2, doğrusal Fresnel teknolojisini göstermektedir. Parabolik oluk teknolojisine kıyasla küçük arazi alanı gerektiren ve aynı zamanda nispeten ucuz olma avantajına sahiptir (Jacobson & Delucchi, 2011).



Şekil 2.2. Doğrusal Fresnel Reflektör

2.6.3. Güneş Kulesi Teknolojisi

Güneş Kulesi teknolojisi aynı zamanda merkezi alıcı olarak da bilinir. Beş ana bileşeni vardır; Heliostatlar, termal depolama, ısı ve değişim, alıcı ve kontroller. Heliostatlar (bir dizi ayna), güneş enerjisini kayda değer yükseklikte bir kulenin tepesinde bulunan merkezi bir alıcıya yoğunlaştırır. Merkezi alıcı, enerji kaynağı (güneş) ve üretim ünitesi arasında bir arayüz olarak adlandırılabilir; güneşten jeneratöre ısı aktarır. Alıcı tarafından emilen ısı, buhar jeneratörlerini itmek için suyu buhara dönüştürmek için kullanılır. Erimiş tuz termal depolama birimi olarak hareket eder. Şekil 2.3'da merkezi alıcı teknoloji gösterilmiştir.



Şekil 2.3. Güneş Kulesi Teknolojisi

2.6.4. Stirling Çanak Teknolojisi

Stirling çanak teknolojisi, parabolik oluk ve güneş Kulesi teknolojilerini birleştirir. Stirling çanağının fiziksel yapısı uydu alıcısını andırıyor. Stirling çanağının ana bileşenleri şunlardır: bir toplayıcı, alıcı ve bir motor. Aynalar bir uydu çanağı şeklinde şekillendirilir ve alıcı ve motor şekil 2.4'de gösterildiği gibi yerleştirilir. Kollektör (ayna), güneş enerjisini, enerjiyi motora aktaran alıcıya yoğunlaştırır. Stirling teknolojisinin avantajları şunlardır:

- Motorun alıcıya yakınlığı, ısı transferi sırasında ısı kaybını azaltır.
- Küçük üretim kapasitesi nedeniyle, Stirling çanağı dağıtılmış nesiller olarak kullanılabilir
- Kuru soğutma teknolojisini kullandığı için su sıkıntısı çeken bölgelerde kullanılabilir (Azoumah, Ramdé, Tapsoba, & Thiam, 2010).



Şekil 2.4. Stirling Çanak Teknolojisi

2.7. PV Sistemleri

Fotovoltaik kelimesi, sırasıyla ışık ve voltaj anlamına gelen foton ve voltaik kelimelerinden oluşmaktadır. Fotovoltaik paneller, yarı iletken hücreler kullanılarak güneş enerjisinin doğrudan elektrik enerjisine dönüştüren sistemlerdir. Kristal silikon (SC), yarı iletken malzemelerden fotovoltaik hücreler üretmek için kullanılır. SC, elektrik üretmek için dayanıklı, güvenilir, gürültüsüz ve yakıtsız malzeme gibi birçok avantaja sahiptir. Fotovoltaik hücrelerin ömrü 30 yıldan fazladır (Goodrich, James, & Woodhouse, 2012). PV hücreleri, p-n kavşağı adı verilen bir kavşak ile ayrılmış P-tipi ve N-tipi yarı iletken malzemelerin bir kombinasyonu ile oluşturulur. Fotovoltaik teknoloji üzerine araştırmalar yaklaşık yüz yıl önce başlamıştır. Selenyum, güneş ışığını elektriğe dönüştürmek için kullanılan ilk elementtir. Charles Fritts, ilk selenyum bazlı güneş elektrik hücresini geliştirmiştir (Goodrich et al., 2012).

2.8. PV Hücre Türleri

Güneş hücreleri (fotovoltaik hücreler), kristal yapılı silikon hücreler, İnce film (thin) hücreler ve nano dokulu hücreler olmak üzere üç gruba ayrılabilir. Günümüzde en yaygın olarak silikon malzemelerden üretilen fotovoltaik hücreler kullanılmaktadır. Bu tip hücreler üç kategoriye ayrılabilir.

2.8.1. Mono Kristal (tek kristal) Silikon Panel

%15'lik güçlü dönüşüm verimliliği nedeniyle en etkili ve yaygın olarak kullanılan ticari güneş PV hücreleridir. Diğer hücrelere kıyasla çok fazla güç üretmek için küçük bir alan gerektirir. Güç üretim büyüklüğü, aynı hücre alanına ve aynı hava koşullarına İnce film hücresinin dört katıdır. Ayrıca, 25-30 yıl arasında daha uzun bir ömre sahiptir, ancak çok pahalı olması dezavantajına sahiptir (Goodrich et al., 2012).



Şekil 2.5.Monokristal Silikon Panel

2.8.2. Poli Kristal (Çoklu Kristalli) Silikon Panel

Şekil 2.6'da Polikristalin silikon hücrelerin poli-Si veya polisilikon, çok Kristalli gibi başka isimleri vardır. Monokristal ile karşılaştırıldığında üretimi daha ucuz olan %13 daha düşük bir verime sahiptir. 20-25 yıl daha kısa bir yaşam döngüsüne sahiptir.

Poli Kristal (Çoklu Kristalli)



PV Panel



PV Hücre

Şekil 2.6.Poli Kristal Silikon Panel

2.8.3. İnce Film Silicon

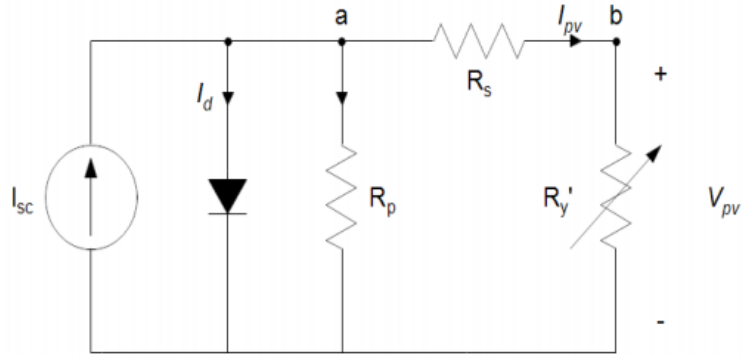
Şekil 2.7’de İnce film silikon hücreleri, sonraki PV hücreleri grubu olarak kabul edilir. Üretimi daha az malzeme gerektirir ve daha az güç tüketir. Verimlilik yaklaşık %7’dir, bu da onu en az verimli hale getirir. Daha düşük ışınımında mükemmel bir şekilde çalışabilir.



Şekil 62.7. İnce Film Silicon Panel

2.9. PV Hücre Eşdeğer Devreleri

Şekil 2.8’de tek diyotlu en basit fotovoltaik hücre eşdeğer devresi görülmektedir. Bu model, 5 parametrelilik model olarak da ifade edilmektedir. Burada, G ışınımı, I_{sc} PV hücre tarafından üretilen akımı, R_s hücredeki iç direnci ve bağlantı dirençlerini, R_p direnci de paralel kaçak akım direncini temsil etmektedir. I_s ve n ise diyota ilişkin büyüklüklere dir.



Şekil 2.8. Fotovoltaik Hücre Eşdeğer Devresi

2.10. PV Modülü Bağlantısı

Fotovoltaik modülleri birbirine seri, paralel, seri ve paralel bağlantı kombinasyonu olmak üzere üç şekilde bağlanabilmektedir. Bağlantı yöntemlerinin her biri belirli dizi çıktı gereksinimlerine göre uygulanır (Laetitia, 2018).

2.11. PV Sistem Türleri

Fotovoltaik sistemler, türüne, işlevine veya kurulum amacına göre sınıflandırılır. Temel olarak, şebekeden bağımsız, şebekeye bağlı ve hibrit sistemler olmak üzere üç farklı fotovoltaik sistem vardır.

2.12. Şebekeden Bağımsız PV Sistemler

Şebekeden bağımsız sistemler, off grid sistemler, bataryalı sistemler veya ada sistemleri olarak adlandırılırlar. Bağımsız fotovoltaik sistemler DC bağımsız veya AC bağımsız olmak üzere iki gruba ayrılabilir. Bu sistemlerin temel bileşenleri güneş paneli, şarj regülatörü, inverter ve depolama ünitesidir. Özellikle şebeke hattının bulunmadığı ya da İşlevsel bir elektrik şebekesinin olmadığı yerlerde bu sistemler tercih edilir. Çünkü, bu tarz yerlere iletim hattının çekilmesi ciddi bir trafo, direk ve kablo maliyeti getirmektedir. Bağımsız sistemler, dünyada en yaygın fotovoltaik sistem türüdür; çoğunlukla evlerde ve küçük işletmelerde/ofislerde kurulurlar. İyi fotovoltaik düzenlemelere sahip ülkeler, çoğu bağımsız sistemi bir ağ bağlantı sistemine dönüştürmektedir. Ölçüm sistemi ev ve şebekeye bağlanır ve fotovoltaik sistemden gelen fazla güç şebeke sağlayıcısına satılır ve artan güç talebi üretimi aşarsa, ihtiyaç duyulan güç elektrik şebekesinden çekilir. Şebekeden bağımsız bir sistem dış güvenden yoksun bağımsız bir sistemdir, kayıplar az olacağından daha verimli bir üretim ve tüketim söz konusudur. Ancak enerjinin depolanmasını gerektirir. Bu sistemlerin yeni yük türlerine hizmet etme yeteneğine sahip olması istenir (Kubalik ve ark.,2014).

Elektrik kalitesi olarak da bilinen güç kalitesi, elektrik sistemlerinde dalga formu, frekans ve voltaj gibi parametreler kullanılarak en iyi şekilde tanımlanabilir. Elektrik güç kalitesi, son kullanıcı yüklerinin veya elektrik şebekesine bağlı ekipmanlarının, önemli bir performans ve ömür kaybı yaşamadan, istenilen şekilde çalışmasını sağlayan bir dizi elektriksel parametreler ve limitler olarak

tanımlanabilir. Kaliteli elektrik enerjisi, şebekenin tanımlanan bir noktasında, gerilimin genlik ve frekansının anma değerlerini koruması ve gerilim dalga şeklinin sinüs biçiminde bulunmasıdır. Yük bağlantısı noktasında tüketiciye verilen güç, yük gücü özellikleriyle uyumlu olmalıdır. Bu parametrelerdeki herhangi bir kesinti, güç kalitesini zayıflatır, bu da yükün arızalanmasına ve finansal kayıplara yol açmasına neden olabilir (Saini, Kapoor, & Systems, 2012). Bir elektrik sisteminin güç kalitesi, tedarik süresi, yani kısa veya uzun vadeli, harmonik bozulmalar, voltaj değişimleri ve geçişler gibi bir dizi faktöre bağlıdır. Harmoniklerin bozulması, güç elektronik dönüştürücüler ve doğrusal olmayan yükler kullanılarak harmoniklerin uygulanmasından kaynaklanan elektrik sistemlerinde Voltaj veya akım dalga formlarının deformasyonudur. Harmoniklerin elektrik sistemlerinde etkileri, güç faktörünün azaltılması, titremler, elektriğin aşırı ısınması, transformatörlerin ve kesintisiz güç kaynaklarının erken arızalanması, aşırı ısınma nedeniyle sistem kapasitesinin azaltılması, elektrik yangınları, hassas yüklerin hasar görmesi, sık devre kesici tetiklemesidir. Toplam harmonik bozulma, bir elektrik sisteminde bulunan genel harmonikler THD olarak da bilinir. Voltaj açısından ifade edilen bir elektrik sisteminin toplam harmonik distorsiyonu, bireysel bileşenlerin RMS voltajının karekök toplamının temel rms voltajına oranıdır (Hojabri, Toudeshki, & Engineering, 2013). Burada RMS terimi zamanla değişen sinüzoidal karmaşık dalga voltajları ifade etmektedir.

Güneş enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının verimli kullanımı, üretilen enerjiyi depolama yeteneğine büyük ölçüde bağlıdır. Bir fotovoltaik sistemin çıkış gücü büyük ölçüde hava koşullarına bağlıdır ve bu tür bir güç kaynağı herhangi bir zamanda değişebilir. Ayrıca güneşten enerji elde edilebilmesi için güneş kollektörünün güneş ile optik temasta olması da gerekmektedir. Dolayısıyla bu sistemler gece boyunca ısı veya elektrik enerjisi üretemezler. Bir PV sisteminden gerekli gücü verimli bir şekilde sağlayabilmek ve üretilen gücü verimli bir şekilde kullanabilmek için, şebekeden bağımsız fotovoltaik sistemler için mutlaka bir enerji depolama sistemi gereklidir. Bu tür sistemlerde gerekli enerji depolama sistemi, büyük ölçekli enerji depolama sistemleri veya şebeke enerji depolama olarak adlandırılan tiptir. Çeşitli enerji depolama sistemleri geliştirilmiştir ve enerjiyi küçük, orta ve büyük ölçeklerde depolamak için kullanılmaktadır. Basınçlı hava, sıvı hava, piller, volan, hidrojen, pompalanan su, süper iletken manyetik enerji ve erimiş tuz en çok bilinen enerji depolama sistemlerine örnek olarak verilebilir. Amerikan Samoasının

beş adasından biri olan Tau adlı bir adada 5328 panelden oluşan Şekil 2.9’de gösterilen 1.4 MW’lık büyük ölçekli off-grid fotovoltaik enerji santrali kurulmuştur. Bu sistemde, Şekil 2.10’da gösterilen yeni tasarlanmış ve geliştirilmiş Tesla Powerpack enerji depolama sistemleri kullanılmıştır. Bu depolama sistemi aşırı üretim sırasında enerji depolamak ve düşük elektrik enerjisi üretimi sırasında enerji sağlamak için 6 MWh depolama kapasitesine sahip toplam 60 kesintisiz güç kaynağından oluşmaktadır . Güç ünitesinin tam olarak şarj edilmesi 7 saat sürmektedir, sistem tesis en iyi şekilde güç üretmediğinde üç gün boyunca güç sağlama kapasitesine sahiptir.



Şekil 2.9. Tau Adasında Kurulu 1.4 MW Kapasiteli PV Enerji Santrali (Hojabri and Toudeshki, 2013)



Şekil 2.10. 6 MWh Depolama Kapasiteli Enerji Depolama Sistemi

2.13. Şebekeye Bağlı PV Sistemler

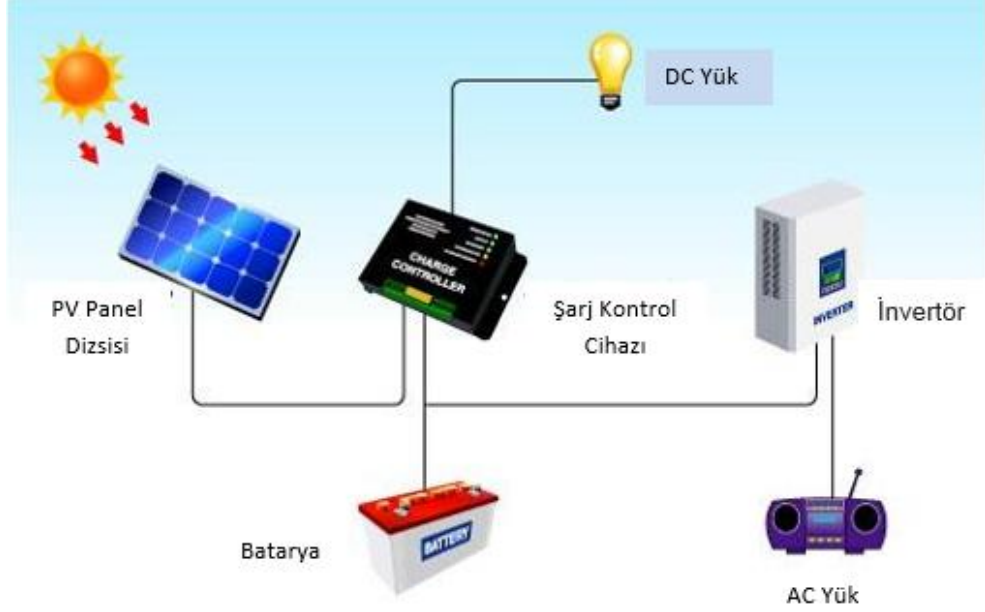
Şebekeye Bağlı Fotovoltaik Sistemler, merkezi elektrik şebekesine bağlanır ve üretilen elektrik şebekeye aktarılır. Ancak bazı sistemlerde şebeke, fotovoltaik enerji santralleri olarak adlandırılan büyük veya orta ölçekli fotovoltaik tesislere bağlı bağımsız bir sistem olabilir. Bu sistemlerin kurulu güçleri genellikle MW seviyesinde olup, büyük hektarlık araziye kaplarlar (Azoumah et al., 2010).

2.14. Hibrid PV Sistemler

Hibrit fotovoltaik sistemler, fotovoltaik sistemler ile dizel veya gaz jeneratörleri, rüzgar türbinleri veya hidroelektrik santralleri gibi diğer enerji üretim birimlerinin birleşimidir. Bu diğer ünitelerin amacı, olumsuz hava koşullarında ve çoğu zaman geceleri fotovoltaik sistemi tamamlamaktır.

2.15. PV Sistem Bileşleri

Fotovoltaik sistemin türüne veya Tasarım gereksinimlerine bağlı olarak, bir dizi bileşen bir fotovoltaik sistem oluşturmak için birbirine bağlanır. Bu bileşenler Şekil 2.11'de gösterdiği gibi paneller, şarj regülatörü, inverter ve depolama ünitesidir (pil). Yukarıda belirtilen bileşenler, evler ve küçük ofisler için elektrik sağlayan bağımsız PV sistemleri için geçerlidir.



Şekil 2.11. Fotovoltaik Sistem Bileşenleri

2.15.1. PV Modül / Panel

Fotovoltaik panel, güneş ışınımını elektrik enerjisine dönüştüren ana cihazdır. Panel, bir dizi fotovoltaik hücreyi birbirine bağlayarak oluşturulur. Modüller seri, paralel olarak bağlandığında bir dizi oluşur; bu bağlantılar gerekli çıkış özelliklerine bağlı olarak yapılır. Fotovoltaik sistemler genellikle 12 voltun katlarında çalışır (Guda, Aliyu, & Technology, 2015).

2.15.2. Şarj Regülatörü

Şarj regülatörü (voltaj regülatörü olarak da bilinir), paneller ve depolama ünitesi ve inverter gibi diğer fotovoltaik sistem bileşenleri arasındaki ara cihazdır. Amacı, bu bileşenler arasındaki güç akışını kontrol etmek ve böylece onları korumaktır. Bir şarj regülatörünün temel işlevi, akü voltajını düzenlemektir.

2.15.3. İnverter

Paneller tarafından üretilen güç DC'DİR, bu nedenle inverter doğru akımı (DC) alternatif akıma (AC) değiştirir ve çoğu ev aleti tarafından kullanılmaya uygundur.

2.15.4. Depolama Ünitesi /Aküler/Bataryalar

Depolama ünitesi pillerden oluşur; işlevi fazla elektrik gücü depolamaktır. Bu piller derin döngülü piller olarak sınıflandırılır; sürekli şarj ve deşarja dayanabilirler. Araba / araç akülerinden farklıdır.

2.16. Şebeke Bağlantısı

Elektrik şebekesi, tüketiciye elektrik gücü sağlamak, yani üretim noktasından dağıtıma kadar kullanılan birbirine bağlı bir ağ sistemidir. Tüketici, üretim istasyonları, trafo merkezleri ve mega-volt'tan volta kadar farklı büyüklükteki voltaj iletim hatlarından oluşur (Kaplan, 2009). Şebekeye bağlı fotovoltaik enerji santrallerinin sayısı son yıllarda önemli ölçüde artmıştır. Fotovoltaik sistemler, diğer yenilenebilir enerji kaynakları ile birlikte, elektrik üretimi ve dağıtımında görünür katkıda bulunur seviyeye gelmiştir (Wang & Xu, 2010). Bu durum, fosil yakıt kullanımına bağlı olarak ortaya çıkan çevreye zararlı, küresel ısınmaya neden olan sera gazı emisyonlarının azaltılmasını sağlamaya dönük çabaları da destekler niteliktedir. Birçok gelişmiş ülke diğer yenilenebilir enerji türlerinin yanında, temiz ve güvenilir olan fotovoltaik sistemlere yatırım yapılmasını desteklemekte ve teşvik etmektedir. Çoğu Afrika ülkesi, hava koşulları fotovoltaik sistemleri olumlu bir şekilde desteklese de, fotovoltaik sistemden tam olarak yararlanmamıştır. Fotovoltaik sistemlerin şebeke bağlantıları iletim seviyesi bağlantısı ve dağıtım seviyesi bağlantısı olmak üzere iki bölüme ayrılabilir. İletim seviyesi bağlantısında, genellikle MW gücüne sahip merkezi bir PV Parkı, invertörler, transformatörler vb. gibi uygun cihazlarla düzgün bir şekilde şartlandırılır (Wang ve Xu, 2010). Dağıtım seviyesi bağlantısında, yönetmeliklere veya standartlara göre bağımsız fotovoltaik sistemler veya küçük ölçekli ticari fotovoltaik sistemler şebekeye bağlanabilir. İletim seviyesi bağlantısı ve dağıtım seviyesi bağlantıları arasındaki fark, ikincisinin güç kalitesi sorunları gibi şebeke ile ilgili kısıtlamalar üretme eğiliminde olmasıdır (Li, Zheng, Zhu, Wang, & Shu, 2012). Üç fazlı fotovoltaik sistemler iletim ve dağıtım seviyelerinde şebekeye bağlanabilirken, tek fazlı fotovoltaik sistemler sadece dağıtım seviyesinde şebekeye bağlanabilir. Fotovoltaik sistemlerin şebeke bağlantısı, invertör adı verilen bir ana bileşene büyük ölçüde bağlıdır; transformatörler, koruma üniteleri vb. gibi diğer çevresel cihazlar ayrıca kullanılır(ÖZCAN & Ercan, 2020).

2.17. PV Trafo Merkezi

NR Electric tarafından Fotovoltaik Dijital Yükseltme Trafo Merkezi adı verilen yeni bir trafo merkezi önerilmiştir. Bu sistem 250'den fazla trafo merkezi kullanılarak sahada test edilmiş ve geleneksel trafo merkezi ile karşılaştırıldığında çok yararlı ve verimli olduğu kanıtlanmıştır. Fotovoltaik dijital yükseltici trafo merkezi, elektrik şebekesi entegrasyonu için küçük ve orta ölçekli güneş parklarına uygulanmaktadır. Fotovoltaik dijital yükseltici trafo merkezi, akıllı birincil cihazlardan ve ikincil cihazlardan oluşan bir ağdan oluşur. Fiber optik, akıllı cihazlar arasında veri toplama ve paylaşma aracı olarak kullanılır. Kullanılan fiber optik, IEC 61850 kurallarına uygundur.

Faz izleme cihazları, sistemin gerçek zamanlı dinamik yanıtını analiz etmek ve izlemek için fotovoltaik güç sistemine yerleştirilebilir. PV sisteminin çıktısı büyük ölçüde giren enerjiye (yakıt) yani güneş ışığına bağlıdır; bu enerji (yakıt) doğal olarak oluşan bir maddedir ve bu nedenle miktarı gerçekten bilinmemektedir. Fotovoltaik güç tahmini, şebekeye bağlı PV sisteminde dikkate alınması gereken önemli bir faktördür; bu, elektrik şebekesinin izlenmesine ve dengelenmesine yardımcı olacaktır. Ayrıca, geçici kararlılık, yük akışı ve gerilim kararlılığına yardımcı olmak için güç kararlılığı kontrol ağı kurulabilir (Das, Hrishikesan, Kumar, & Liserre, 2020).

3. MATERYAL VE METOD

Fotovoltaik güneş enerjisi santrali projesinin aşamaları şunlardır: (Mensah et al., 2019)

1. Konum tanımlama.
2. Ön fizibilite çalışması.
3. Fizibilite çalışması.
4. İzin, finansman ve sözleşmeler.
5. Ayrıntılı tasarım.
6. İnşaat.
7. Devreye Alma.

Bu proje ön fizibilite ve fizibilite aşamalarına odaklanmıştır, ancak pratik nedenlerden ötürü diğer bazı aşamaların gerçekleştirilmesi gerekir, örn. Konum tanımlama. Aşağıdaki bölümlerin hesaplamaları ve tahminleri çalışır: bir PV enerji santrali için uygun bir yer belirleme; farklı teknolojilerinden değerlendirme yapmak (farklı PV panelleri ve inverterlerin karşılaştırılması); ve PV projesinin teknik ve mali değerlendirmesidir.

3.1. Konum Seçim Kriterleri

Uzman görüşüne göre bir güneş enerjisi santrali uygun bir alanın seçimi için ana olanlar şunlardır:

1. Güneş radyasyonu: yıllık güneş radyasyonu oranı (kWh/m²/d), uygun alanları belirlemek için önemli bir karar kriteridir. Bu kriter başlangıçta seçilen sitelerin listesini kısaltmak için kullanılır.
2. Arazi Alanının Bulunabilirliği: Proje ve gelecekteki genişleme için uygun arazi alanının (m²) mevcudiyetidir. Aşağıdaki denklem, güneş enerjisi santrali gerekli minimum alanı bulmak için kullanılabilir.

$$A = (PC/ H) * f \quad (3.1)$$

A: güneş enerjisi santrali alanı, PC: santral kapasitesi (W), H: Güneş ışınlaması, f: faktör = %25 (Mensah et al., 2019).

3. Büyüme için boyut ve alan: bu bağlamda, sitenin genişleme için gelecekteki bir esnekliğe sahip olup olmadığı sorusunu soruyoruz. Teknik şartnameler, gelecekteki genişleme için uygun olması için minimum arazi alanının

40.000.000 m² olarak kabul edilebileceğini varsaymaktadır (Elani & Bagazi, 1998).

4. Arazi Maliyeti: Arazi maliyetidir (\$ / m²), inşaat ve kullanım maliyetleri dahil.
5. İnşaat sorunları: güneş enerjisi Santrali ve diğer tüm gerekli tesislerin kurulması maliyetlerini içerir, bu maliyetler arazi maliyetine eklenir.
6. Kentsel çevre: sitenin, kullanıcıların (personel, işçiler, ziyaretçiler), özellikle perakende satış noktaları, özel ve kamu tesisleri vb. ile ilgili olarak çevredeki kentsel ortamdan yararlanmasına izin veren bir yerde olup olmadığını soruyoruz. Bu, aday siteden en yakın şehre olan mesafe dikkate alınarak değerlendirilir.
7. İletim hattına mesafesi: iletim hattına mesafesi (km) belirtilecek ve farklı alanların değerlendirilmesi için bir kriter olarak kullanılacaktır. Bu mesafe, enerji kayıplarının miktarını ve inşaat maliyetini etkileyecektir.
8. Bir su kaynağının kullanılabilirliği: bir su kaynağının kullanılabilirliği veya en yakın su kaynağına mesafesi dikkate alınır. Su toplama maliyetleri son derece saha ile ilgilidir, bu maliyetin tahminleri sitenin su kaynağına olan mesafesine göre ölçeklendirilir.
9. Erişim yolları: siteye erişim yollarının türü değerlendirme için bir kriter olarak kabul edilecektir.
10. Çevresel ve Sosyoekonomik etkiler: proje tesisinin kurulması ve işletilmesinin çevresel ve sosyal etkileri değerlendirilmelidir. Bununla birlikte, güneş enerjisi santrali projesi, seçilen tüm yerlerde çevresel ve sosyal-ekonomik açıdan uygundur.
11. Doğal ve fiziksel özellikler: proje için çeşitli yerlerin doğal özellikleridir. Toprak koşulları, toprak altı su seviyeleri, arazi eğimi (sınıf), flora, fauna ve kayaların yanı sıra depremler ve geniş bir alana yayılan sellere karşı duyarlılık gibi saha tehlikelerini içerir.
12. İklim koşulları ve yağış miktarı: iklim koşulları yağış miktarı, hava sıcaklığı, nem, güneş saati, rüzgâr, yağış, kasırga riski vb. olarak belirtilebilir. Bunların her biri maksimum, minimum ve ortalama gibi daha ayrıntılı olarak belirtilebilir.
13. Hükümetin şehir planlama ve yatırım Politikası: Sudan'da projenin kurulması hükümet tarafından teşvik edilmektedir.

14. Yasal yönler: alternatif yerler için geçerli olan yasal düzenlemeler ve prosedürler dikkatle incelenmelidir. Enerji ve su kaynaklarından, bina düzenlemelerinden, mali yönlerden, güvenlik ihtiyaçlarından vb. sorumlu çeşitli ulusal veya yerel makamlar ile yasal izinler için temasa geçilmelidir.

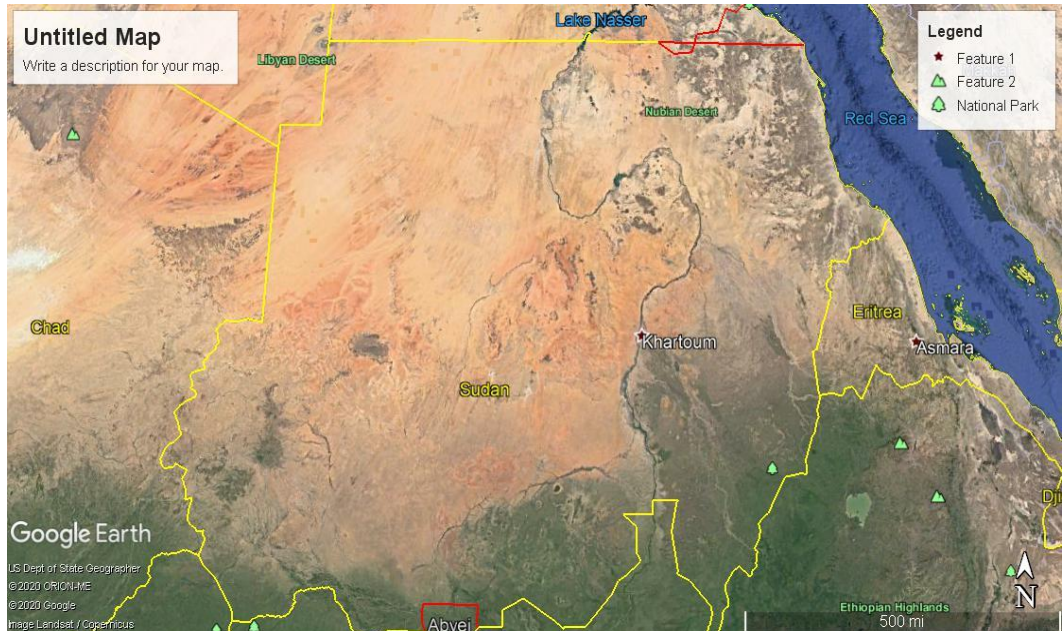
Bu projede, Tablo 3.1'de belirtildiği gibi güneş fotovoltaik santrali en iyi yerleşim bölgesini seçmek için kriterler geliştirilmiştir. Seçim için kullanılan ayrıntılı adımlar bu bölümde açıklanmıştır.

3.1.1. Tüm Aday Konumların Tanımlanması

Bu aşamada, ana şehirlerin yakınında bulunan tüm serbest topraklar belirlenmiştir. Ayrıca mevcut elektrik iletim hatları ve istasyonu Elektrik İletim hatlarına bağlayacak hat tespiti yapılmıştır.

3.1.2. Google Earth Programının Kullanılması

Bu aşamada, arazinin gelecekte genişleme olasılığı olan alan açısından projenin kurulmasına uygun olduğunu doğrulamak için Google Earth kullanılarak tarama yapılmıştır (Şekil 3.1).



Şekil 3.1:Google Earth Programından Sudan

3.1.3. NASA Yüzey Meteorolojisi ve Global Solar Atlas Kullanılarak Tarama Yapılması

Bu aşamada, ABD Ulusal Havacılık ve Uzay Dairesi (NASA) yüzey meteorolojisi ve güneş enerjisi web sitesinden ("Surface Meteorology and Solar Energy-A renewable energy resource web site," 13.11.2020) elde edilen veriler, seçilen tüm bölgelerdeki hava koşullarının değerlendirilmesinde kullanılmıştır. Bu siteden; rakım (m), ısıtma tasarım sıcaklığı (°C), soğutma tasarım sıcaklığı (°C), toprak sıcaklığının genliği (°C), don günleri (gün), hava sıcaklığı (°C), bağıl nem (%), yatay düzleme gelen günlük ortalama global güneş radyasyonu (kWh/m².gün), atmosferik basınç (kPa), rüzgâr hızı (m/s), ısıtma derece-gün sayısı (°C-gün) ve soğutma derece-gün sayısı (°C-gün) gibi birçok veriye ulaşılabilmektedir. Bu aşamada aday bölgeleri değerlendirmek için kullanılan ana kriter, Tablo 3.2'de gösterildiği gibi günlük kWh/kWp cinsinden güneş enerjisi değerleridir (ElQuoliti, 2015).

3.1.4. Analitik Hiyerarşi Sürecini Kullanarak Sıralama Yapılması

Birçok karar verme süreci bir dizi faktörün dikkate alınmasını gerektirir. Çok sayıda faktörü dikkate alan karar verme süreçlerinde, karar vericiler öznel ve sezgisel olarak seçimlerini yaparken çeşitli faktörleri göz önünde bulundururlar. İnsan psikolojisi ve hesaplama bilimlerine dayanan bu süreç, yönetsel, istihdam, endüstri, sağlık ve eğitim alanlarında çoklu kararlar alırken küresel ölçekte kullanılmaktadır (Lubkoll, 2011).

Analitik Hiyerarşi süreci, Thomas L. Saaty tarafından geliştirilmiş ve 1980 tarihli "The Analytic Hierarchy Process" adlı kitabında yayınlanmıştır. Bu süreçte ikili karşılaştırmalar kullanılır, ağırlıklandırma faktörleri ve değerlendirmeleri hesaplanır. Karar verme süreci, karar vericinin genel olarak aşama gözetilerek yapılan sınıflamayı ortaya koymasına ile başlar. Bu hiyerarşi, karardaki çeşitli alternatiflerin yanı sıra dikkate alınması gereken faktörleri de ortaya koymaktadır. Daha sonra, faktör ağırlıklarının ve faktör değerlendirmelerinin belirlenmesine neden olan bir dizi çift yönlü karşılaştırma yapılır (ElQuoliti, 2015).

Tablo 3.1.Konum Belirleme Adımları

Adımlar	Kriterler	Konumlar
Step 1: Tüm aday konumları tanımlayın	Ana şehirlere yakınlık	<ol style="list-style-type: none"> 1) Omdurman 2) Khartoum 3) Khartoum North or Bahri 4) Nyala 5) Port Sudan or Bur Sudan 6) Kassala 7) Kusti or Kosti 8) El-Obeid 9) Dongola 10) Wad Madani or Wad Medani 11) Al Qadarif 12) Al Fashir 13) Ed Daein 14) Ad-Damazin 15) Geneina 16) Rabak 17) Sennar or Sannar 18) Al Managil 19) En Nahud 20) Damer 21) Atbara 22) Kaduqli 23) Ed Dueim 24) New Halfa or Halfa Aljadeda 25) Ruaba or Umm Rawaba 26) Shendi or Shandi 27) Singa
Step 2: Google Earth Programını Kullanma	<ul style="list-style-type: none"> - Uygun arazi alanı mevcudiyeti. - Boyut, büyüme için yer. - Arazi eğimi. - Şehir planlaması ve hükümet yatırım politikası. - İklim koşulları ve Doğal ve fiziksel özellikler. - Çevresel ve sosyo-ekonomik etki. - Yasal yönler. 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Nyala 2) Port Sudan or Bur Sudan 3) Kassala 4) Kusti or Kosti 5) Dongola 6) Al Fashir 7) Ed Daein 8) Ad-Damazin 9) Geneina 10) Rabak 11) En Nahud 12) Atbara 13) Singa

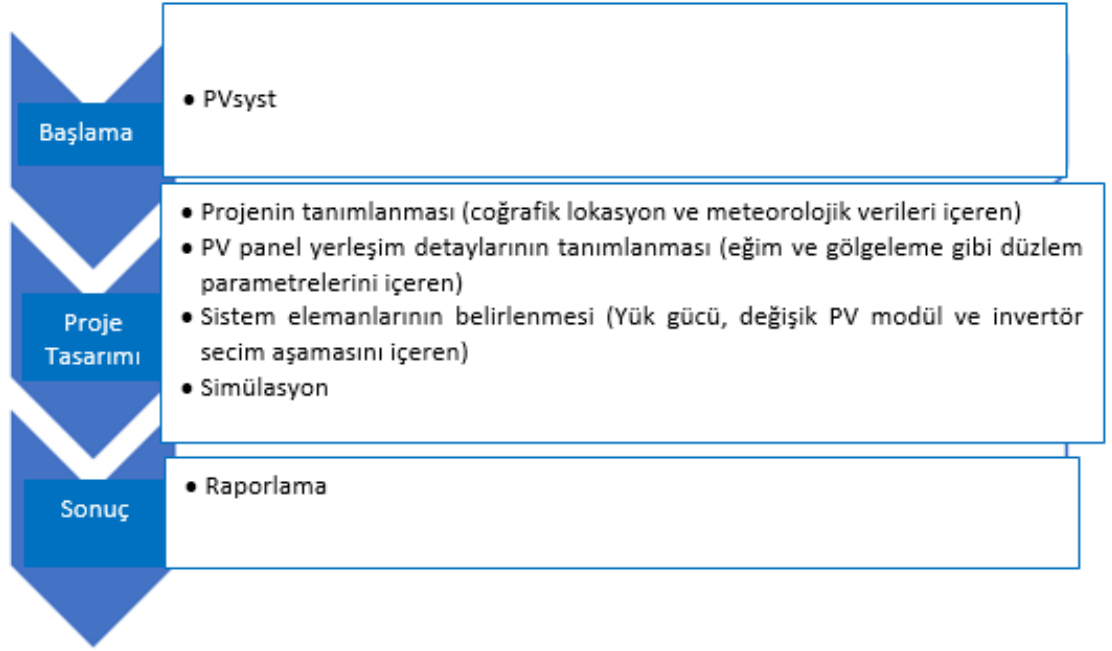
Step 3: NASA yüzey meteorolojisi ve GLOBAL SOLAR ATLAS kullanarak tarama	- Güneş ışınımı yoğunluğu (kısa liste için).	1) Nyala 2) Port Sudan or Bur Sudan 3) Kassala 4) Dongola 5) Al Fashir 6) Ed Daein 7) Ad-Damazin 8) Geneina 9) Rabak 10) En Nahud 11) Atbara
Step 4: Analitik Hiyerarşi sürecini kullanarak sıralama (AHP)	1. Güneş ışınımı. 2. Toplam Maliyet: arazi, su kaynağı, inşaatlar, tesisler ve diğer hizmetler. 3. Kentsel çevre. 4. Ana iletim hattına olan mesafe. 5. Su mevcudiyeti. 6. Erişim yollarının türü.	1) Dongola 2) Al Fashir 3) Geneina 4) Atbara 5) Kassala 6) Nyala 7) En Nahud 8) Ed Daein 9) Rabak 10) Ad-Damazin 11) Port Sudan or Bur Sudan

Tablo 3.2. Küresel Güneş Radyasyonlarının Yoğunluğu

Site	Enlem (Derece)	Boylam (Derece)	Spesifik fotovoltaik güç çıkışı (kWh/kWp/gün)
Nyala	12°03'02"	24°52'46"	5.010
Port Sudan	19°37'09"	37°12'42"	4.643
Kassala	16°13'30"	35°42'20"	5.015
Kosti	13°09'08"	32°40'21"	4.826
Dongola	19°10'22"	30°28'23"	5.135
Al Fashir	13°37'26"	25°21'20"	5.083
Ed Daein	11°27'40"	26°07'52"	4.916
Ad-Damazin	11°48'27"	34°21'56"	4.660
Geneina	13°26'37"	22°26'43"	5.067
Rabak	13°11'04"	32°44'23"	4.841
En Nahud	12°41'32"	28°25'20"	4.993
Atbara	17°41'27"	33°58'51"	5.026

3.2. PV_{syst}7.0 Simülasyon Programı

Pvsyst7.0 simülasyon yazılımı, fotovoltaik sistemleri araştırmak, boyutlandırmak ve analiz etmek için etkili bir araç olması nedeniyle tez çalışmasında kullanılmıştır. Bu yazılım dünya üzerinde birçok bölgeye ait meteorolojik verilere ve çok sayıda farklı üreticiye ait fotovoltaik sistem elemanlarının veri tabanlarına sahiptir. Şekil 3.2 verilen akış diyagramı, PV_{syst}7.0'da bir PV sistem tasarımı ve simülasyonu gerçekleştirirken uygulanacak temel adımları göstermektedir (BOLAT, ARİFOĞLU, & DEMİRYÜREK, 2020; Kumar, Kumar, Rejoice, & Mathew, 2017).



Şekil 3.2.PVsyst Yazılımında Proje Tasarım Adımları

3.2.1. Konum Değerlendirme Süreci

Bölgelerin değerlendirilmesi sırasında, yazılım platformu kurulum, yönlendirme ve yakın gölgeleme gibi hususları dikkate almaktadır. Bu çerçevede önerilen bölge ülkenin kuzeyinde yer alan Dongola şehrinde bulunmaktadır (Şekil 3.3).



Şekil 3.3. Konunun Uydu Görüntüleri

Güneş santrali kurulması için önerilen bölgede 41 km² bir arazi mevcuttur. Bölgede yaban hayatı sorunları bulunmamaktadır. Ayrıca bölgede yol bağlantıları iyi düzeyde olup, elektrik iletim hatlarına da yakındır.

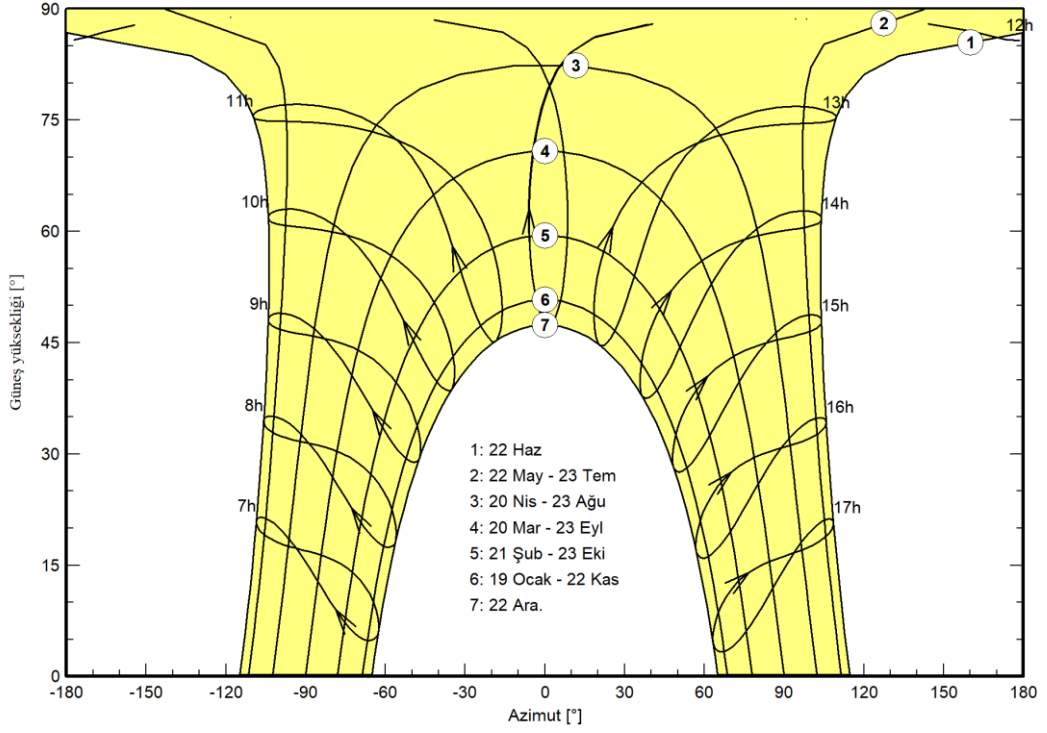
3.2.2. Meteorolojik Veriler

Tablo 3.3'te verilen meteorolojik veri dosyası PVSYST7.0, NASA-SSE yanı sıra Meteororm7.2 veri tabanlarından elde edilmiştir. Ayrıca, Şekil 3.4'te Dongola şehrindeki güneş yolu diyagramları verilmiştir.

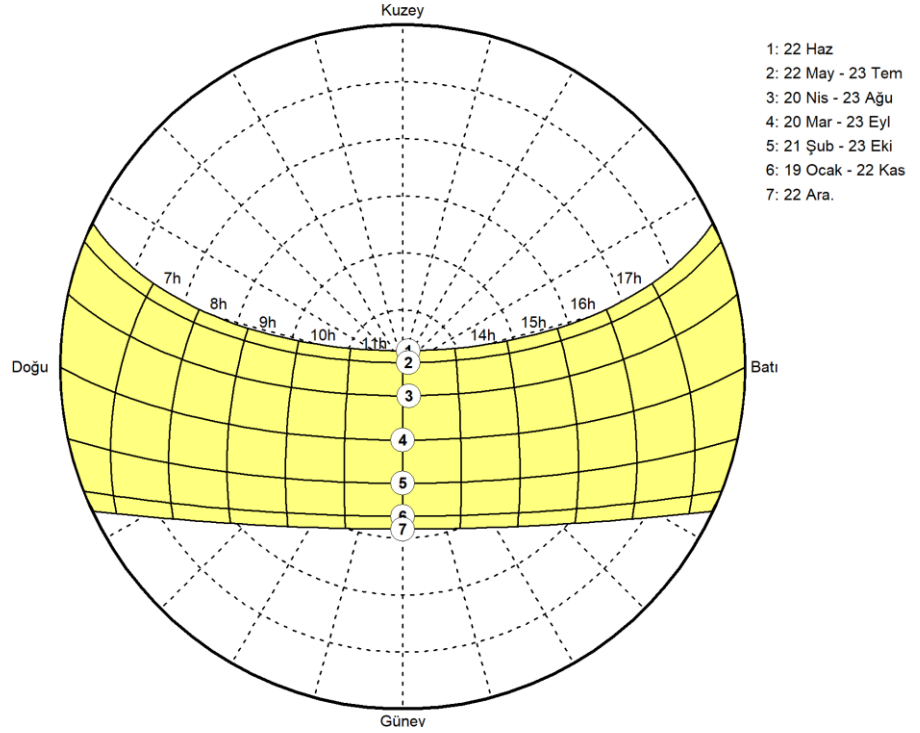
Tablo 3.3. Aylık Meteorolojik Veriler (Meteororm7.2; pvsyst7.0).

	Global yatay ışınlaşma (kWh/m ² /ay)	Yatay difüz ışınlaşma (KWh/m ² /ay)	Sıcaklık (C ^o)	Rüzgâr hızı (m/s)	Bağıl nem (%)
Ocak	169.9	34.1	18.4	4.60	38.3
Şubat	170.7	35.8	19.6	4.50	32.8
Mart	209.3	51.7	24.0	4.50	25.4
Nisan	213.6	62.6	28.4	4.50	23.6
Mayıs	223.5	72.4	32.2	4.60	20.3
Haziran	215.9	65.7	33.6	4.60	20.2
Temmuz	210.5	77.4	33.7	3.50	22.9
Ağustos	216.0	73.9	33.6	4.00	23.8
Eylül	193.0	63.2	31.7	4.90	23.3
Ekim	191.2	45.2	29.2	5.00	27.7
Kasım	166.8	30.5	23.2	4.40	34.9
Aralık	152.8	26.0	18.7	3.90	37.2
Yıl	2333.2	638.5	27.2	4.4	27.5

Dongola, (Lat. 19.1816° N, long. 30.4769° E, alt. 220 m) için güneş yörüngesi Yasal zaman



Dongola, (Lat. 19.1816° N, long. 30.4769° E, alt. 220 m) için güneş yörüngesiGGGüneş zamanı



Şekil 3.4. Dongola'daki Güneş Yolları (PVsyst7.0)

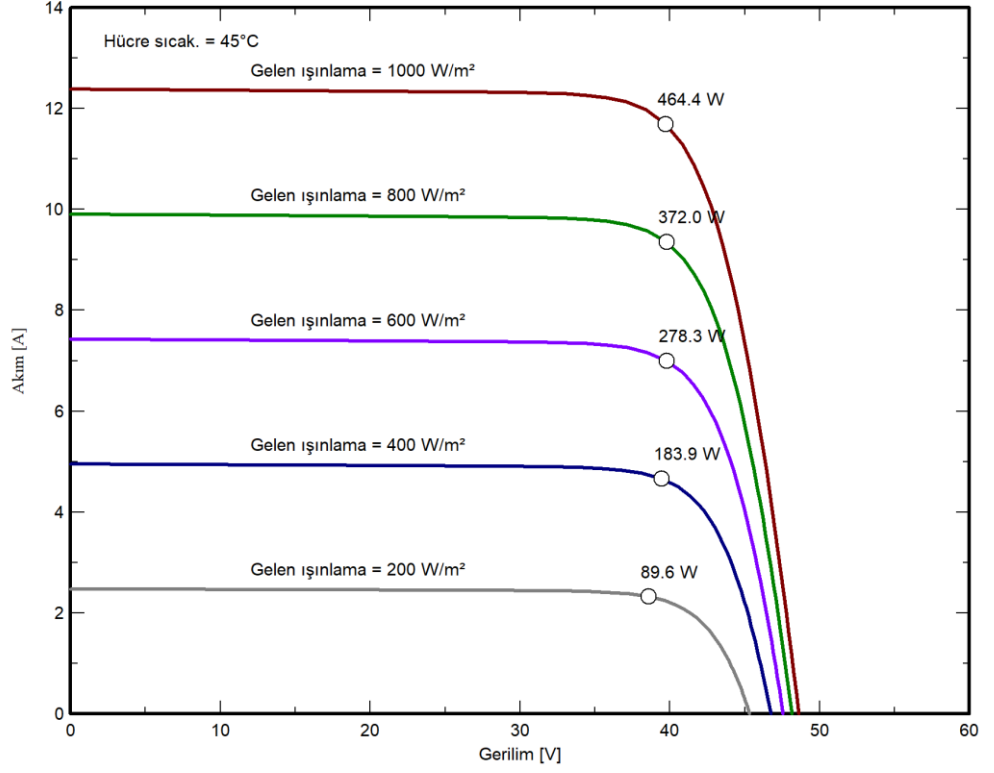
3.2.3. PV Panel ve İnverter Seçimi

Büyük uluslararası şirketlerinden panel ve inverter seçmek, boyut, üretkenlik, performans ve verimlilik açısından çok zor bir süreçtir. Tasarımı ve kalitesi için Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (IEC) kriterlerine uyduğundan emin olmak ve garantisini araştırmak önemlidir (Kumar et al., 2017; Nirwan, Thakur, & Volume, 2017). Bu kriterleri sağlaması ve hücre başına % 20.49 gibi yüksek bir verimliliğe sahip olması nedeniyle Trina_TSM_DE18M_II_500.PAN, CS6U serisi güneş modülü çalışmada seçilmiştir. Seçilen PV panelin özellikleri Tablo 3.4 ve karakteristik eğrileri ise güneş radyasyonuna ve sıcaklığa bağlı şekil 3.5'den şekil 3.8'e kadar olan şekillerde verilmiştir.

Tablo 3.4. Güneş Paneli Özellikleri

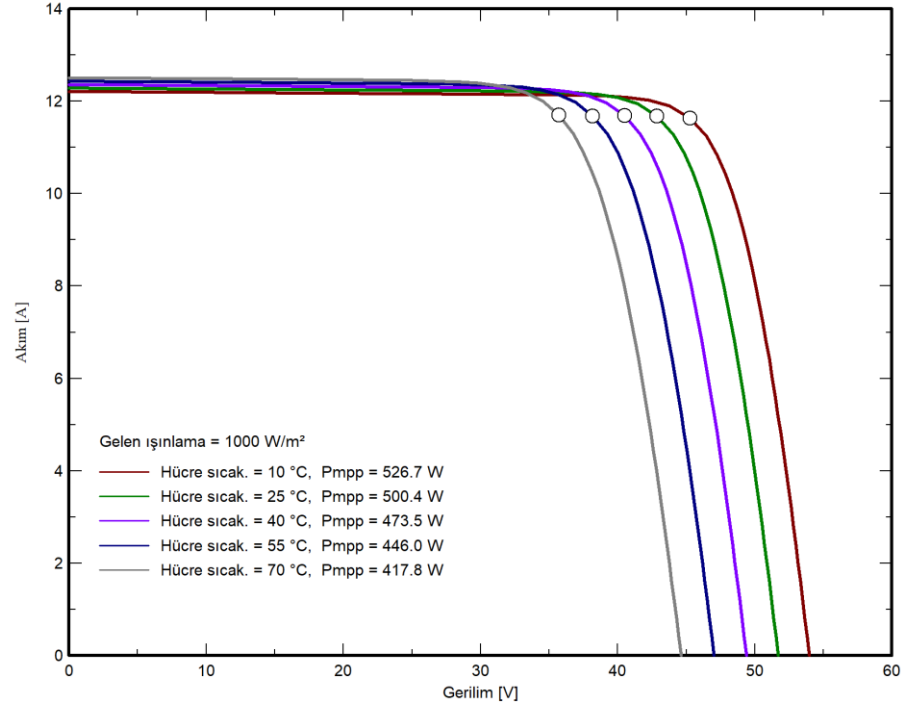
Parametre	Değer
STC'de nominal güç	500 Wp
Teknoloji	Si-mono
Referans koşulları	1000 w/m ²
Kısa devre akımı	12.280 A
Açık devre voltajı	51.70 V
Güç toleransı	+3%
Maksimum güçte voltaj	42.80 V
Maksimum güçte akım	11.690 A
Hücre sayısı	75x2
Modül verimliliği	20.49%
Nominal çalışma hücresi sıcaklığı (NOCT)	45.8°C
Açık devre voltaj sıcaklık katsayısı	-0.229%/°C
Kısa devre akım sıcaklık katsayısı	0.040%/°C
Maksimum güç sıcaklık katsayısı	-0.35%/°C
Modül uzunluğu	2176 mm
Modül genişliği	1098 mm
Modül alanı	2.389 m ²

PV modül: Trina Solar, TSM-DE18M-(II)-500



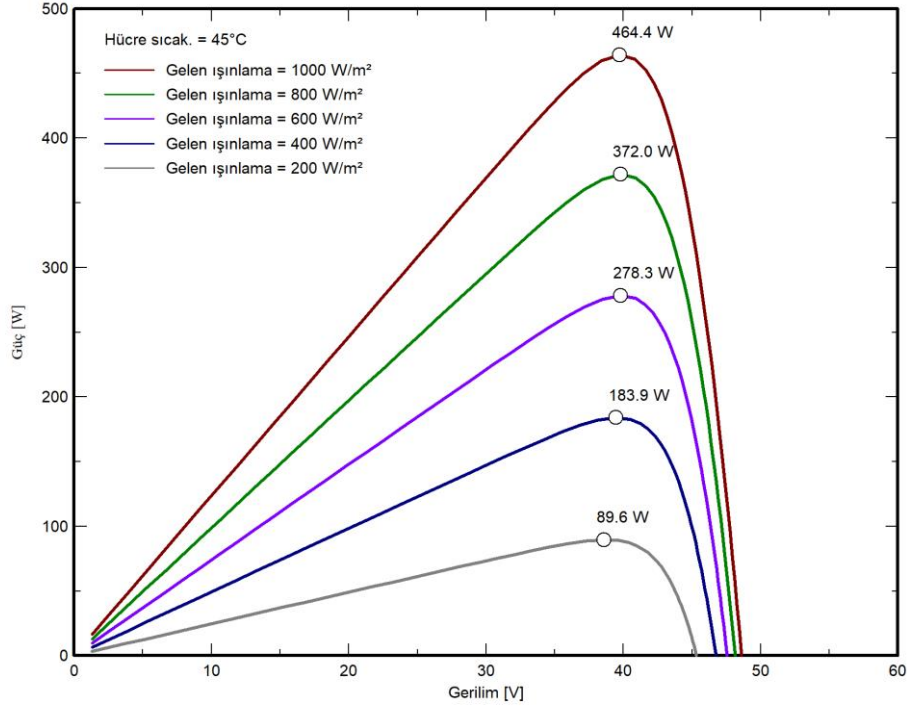
Şekil 3.5. I-V Karakteristik Eğrisi: Işınlama Etkisi (PVsyst7.0).

PV modül: Trina Solar, TSM-DE18M-(II)-500



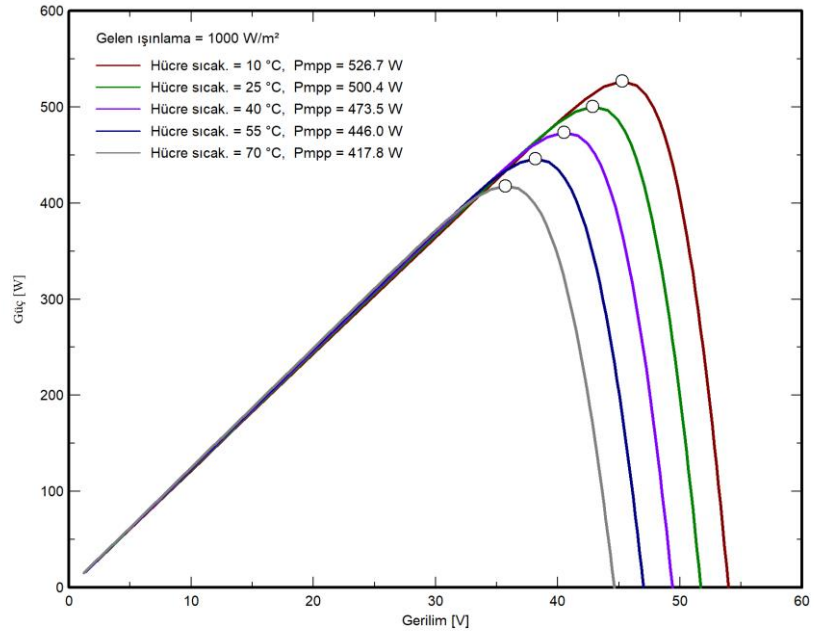
Şekil 3.6. I-V Karakteristik Eğrisi: Sıcaklık Etkisi (PVsyst7.0).

PV modül: Trina Solar, TSM-DE18M-(II)-500



Şekil 3.7.P-V Özellikleri: Işınlama Etkisi (PVsyst7.0).

PV modül: Trina Solar, TSM-DE18M-(II)-500

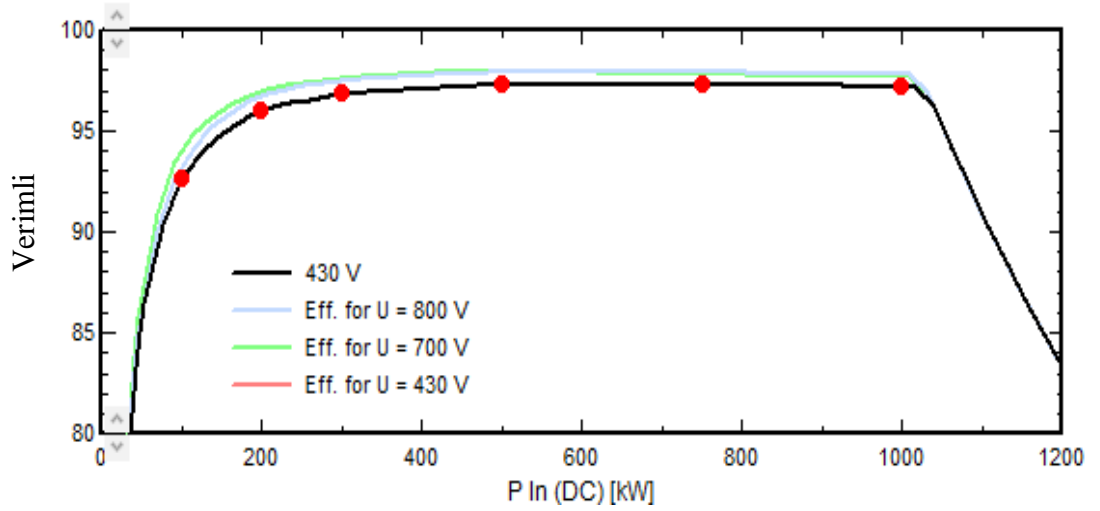


Şekil 3.8. P-V Özellikleri: Sıcaklık Etkisi (PVsyst7.0).

İnverter seçerken, sistemin boyutu, maliyeti, sistemin esnekliği, kısmi gölgeleme ve yönleri dikkate alınmalıdır. Sadece aynı yöne, açığa ve aynı zamanda gölgeleme koşullarına sahip modüller birbirine bağlı olmalıdır. GE Power Conversion, en çok tercih edilen inverter markalarından biridir (Kumar et al., 2017). Tablo 3.5'te bu inverterin özellikleri verilmiştir. Şekil 3.9'da ise secilen inverterin verimliliği gösterilmiştir. Tasarım için seçilen inverter, literatür önerileri dikkate alınarak seçilmiştir (S. N. M. Abdalla & H. J. C. E. Özcan, 2021; Ramadan & Elistratov, 2019).

Tablo 3.5.İnverter Özellikleri

Nominal AC gücü	1000 KW
Min MPP voltajı	430 V
Maksimum MPP voltajı	850 V
Giriş maksimum voltajı	1000 V
Sıklık	60 Hz
EURO verimliliği	98 %
Maksimum inverter giriş akımı	2382.5 A



Şekil 3.9.GE Power Conversion İnvertörünün Verimliliği (PVsyst7.0).

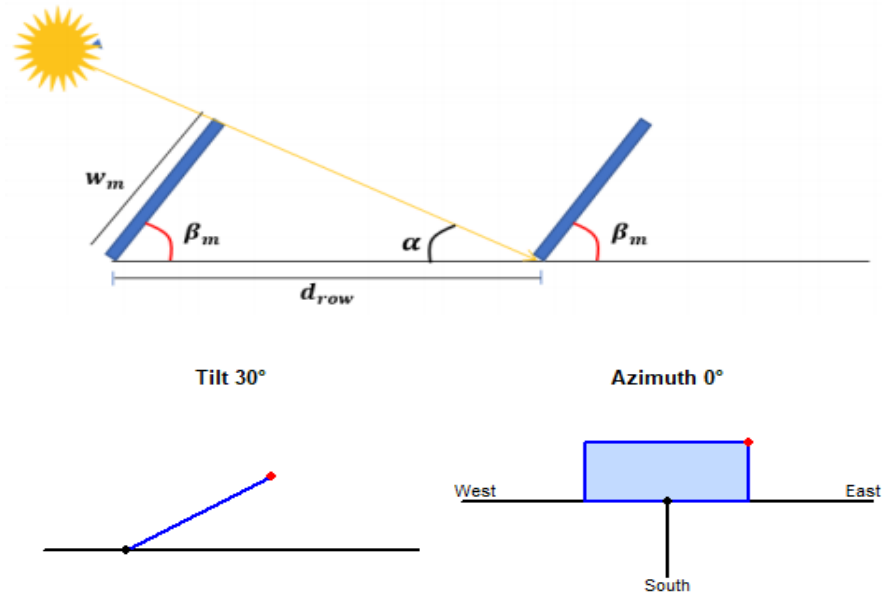
3.2.4. Panel Düzeni ve Diziler/Sıralar Arası Mesafe

Zemine monte edilmiş bir PV sistemi için, PVsyst7.0'da sabit bir eğim açısı seçilebilmektedir. Sabit bir eğim açısı kullanıldığında hem karşılıklı gölgeleme hem de yakın gölgeleme öğeleri dikkate alınmalıdır. Zemine monte edilmiş bir PV sistem için eğim açısını ve azimut açısını belirlerken, sıralar arası mesafe ve panel düzeni birlikte dikkate alınmalıdır. Sıralar arası aralığı seçerken eğim açısı, azimut açısı, alan kullanımı ve optimum güç üretimi arasında bir optimizasyon yapılmalıdır. Şekil 3.10

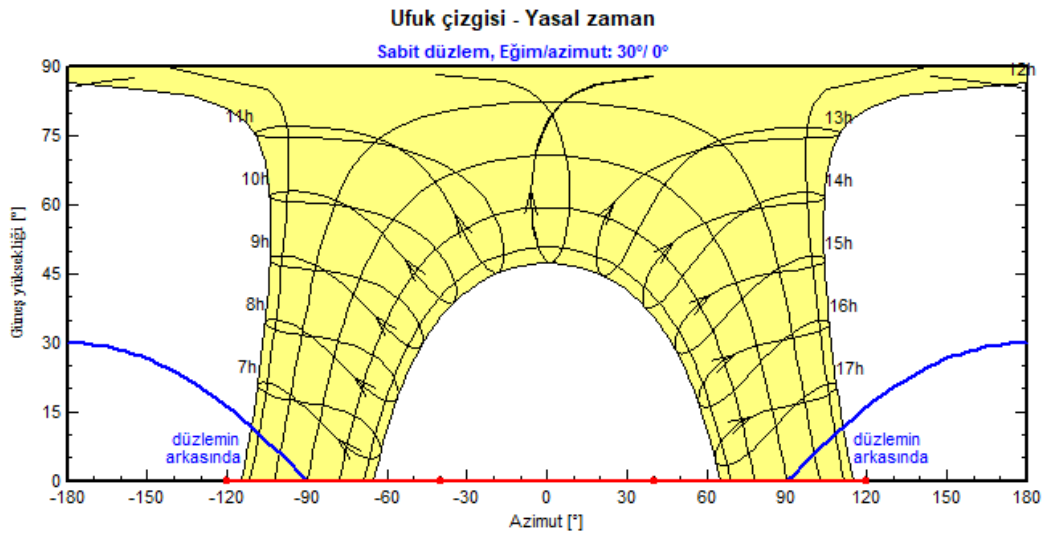
ve 3.11’de gösterdiği gibi ile oryantasyon optimizasyonu yoluyla, 0 ° lik bir Azimut açısı ve ayrıca 30 ° lik bir eğim açısı seçilmiştir. Sıralar arası mesafe daha sonra eşitlik 1 kullanılarak hesaplanmıştır.

$$d_{row} = w_m \cdot \cos \beta_z + w_m \left(\frac{\sin \beta_m \cdot \cos(\gamma_s - \gamma_m)}{\tan \alpha} \right) \quad (3.2)$$

Bu denklemde w_m , β_m and γ_m sırasıyla panelin genişliği, eğim açısı ve yüzey azimut açısıdır, γ_s and α ise sırasıyla güneş azimut açısı ve yükseklik açısıdır (Haydaroglu & Gümüş, 2016; Kumar et al., 2017).

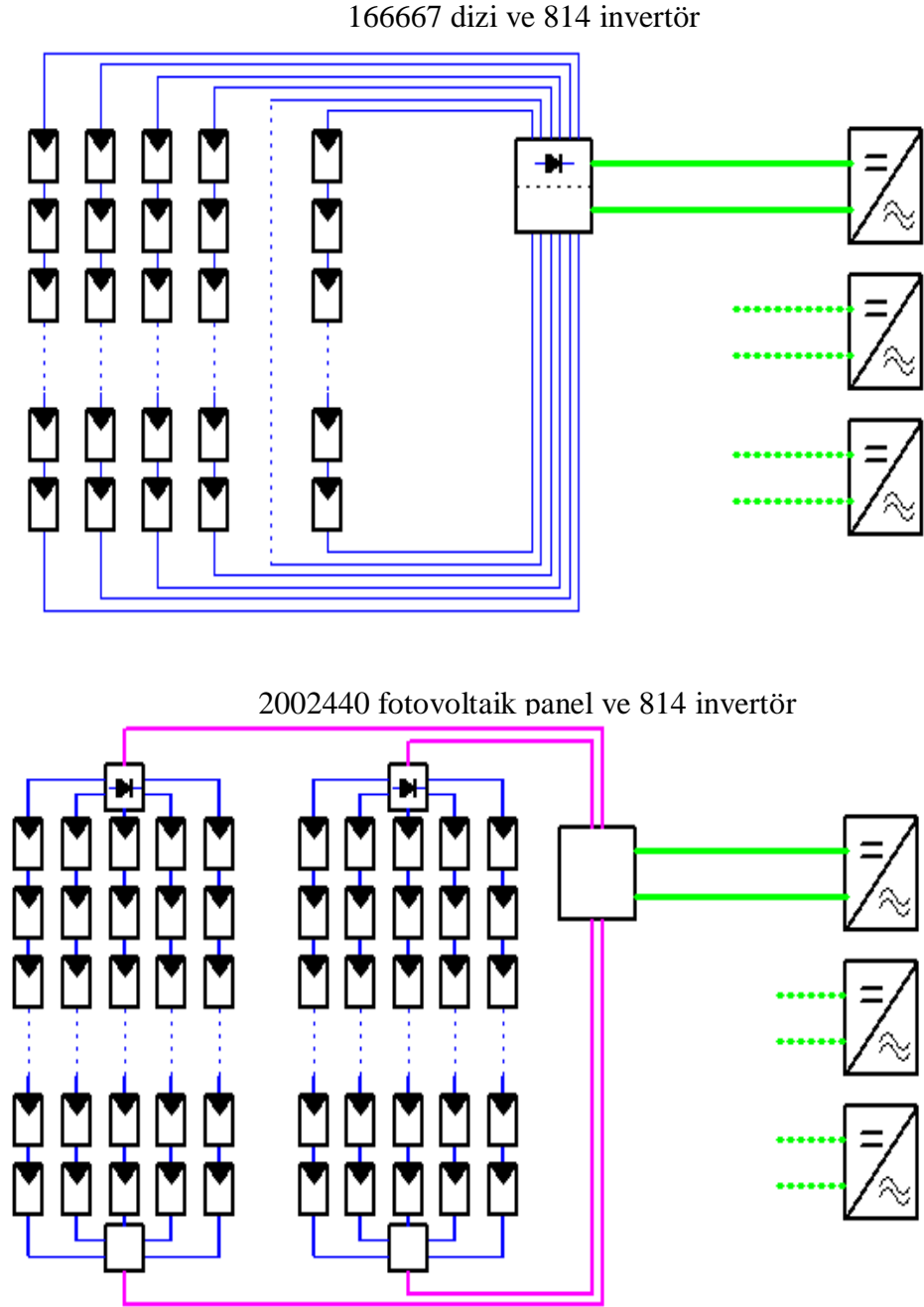


Şekil 3.11. Yere Monte Edilmiş Bir Fotoelektrik Sisteminde Sıraları Arasındaki Mesafe



Şekil 3.12. Ufuk Çizgisi Çizimi – Yasal Zaman (PVsyst7. 0).

Tez çalışmasında, elektrik santrali şekil 3.12’de gösterdiği gibi önerilen modelde paneller 814 sıraya bölünmüştür. Her bir sırada paralel bağlanmış 205 dizi, her bir dizide ise seri bağlı 12 panel bulunmaktadır. Ortaya çıkan 1 GW’lık sistemde, toplamda 2002440 fotovoltaiik panel ve 814 invertör bulunmaktadır.



Şekil 3.13. Tesisin Önerilen Modeli (PVsyst 7.0).

3.2.5. Sistem Tasarım Parametreleri

Gerekli N_{PV} güneş paneli sayısını hesaplamak için aşağıdaki denklem kullanılmıştır.

$$NPV = \frac{P_D \cdot 10^6}{P_{M,STC}} \quad (3.3)$$

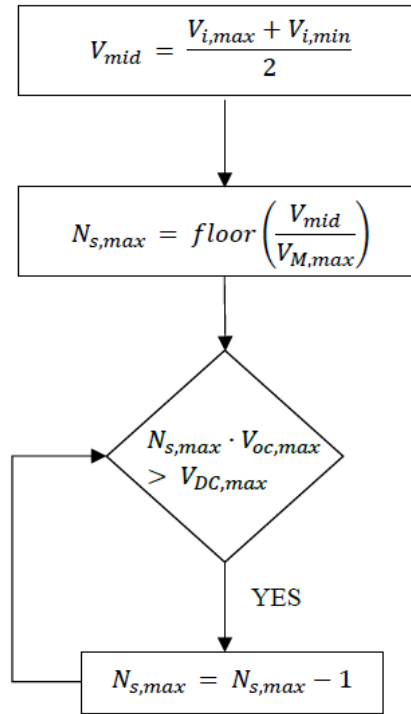
Bu eşitlikte, P_D [MW] santral tasarım kapasitesidir. $P_{M,STC}$ [W] ise PV modülünün güç derecesidir (S. N. M. Abdalla & H. Özcan, 2021).

PV modüllerinin bulunduğu toplam konumu belirlemek için S_{array} [km²], aşağıdaki formül kullanılmıştır.

$$S_{array} = S_{PV} \cdot N_{PV} \cdot 10^{-6} \quad (3.4)$$

Bu eşitlikte, S_{PV} [m²], PV dizisinin kapladığı toplam alandır.

Seri ($N_{s,max}$) ve paralel ($N_{p,max}$) olarak bağlı maksimum PV modülü sayısının hesaplanması seçilen invertörün özelliklerine bağlıdır. İnverter başına seri olarak maksimum PV modülü sayısının hesaplanmasında kullanılan algoritma Şekil 6.6'daki akış diyagramında gösterilmektedir:



Şekil 3.14. Seri Algoritmada Maksimum PV modülü sayısı.

Bu akış diyagramında inverterin teknik özellikleri ile ilgili olarak $V_{i, max}$ [V] DC giriş maksimum MPP voltajı, $V_{i, min}$ [V] DC giriş minimum MPP voltajı, $V_{DC, max}$ [V] izin verilen maksimum DC giriş voltajıdır. PV modülünün özellikleri ilgili olarak $V_{M, max}$ [V] maksimum MPP voltajı ve $V_{oc, max}$ [V] maksimum açık devre voltajıdır.

Seri olarak bağlanan modüllerin optimum sayısı $N_{s, max}$ 'den küçük bir sayıdır, ancak hesaplamaları basitleştirmek için serideki PV modüllerinin sayısı $N_{s, max}$ olarak alınmıştır. Serideki maksimum PV modülü sayısını seçerek, gerekli eviricilerin sayısı azaltılır, ancak enerji yakalama açısından bu prosedür her zaman en iyi seçenek değildir, çünkü sürücü nominal gücüne daha yakın çalışırken daha verimlidir.

Paralel bağlanan PV modüllerinin sayısı, modülün akım değerleri ve eviricinin akımı kullanılarak hesaplanır:

$$N_{p, max} = \text{floor} \left(\frac{I_{DC, max}}{I_{M, max}} \right) \quad (3.5)$$

İnverter özellikleri şunlardır: I_{DC} [A] maksimum akımdır; ve ayrıca bu hesaplamada kullanılan PV modülünün gereksinimleri: $I_{M, x}$ [A] optimal MPP akımıdır (Roca Rubí, 2018a).

Santraldeki toplam fotovoltaik modül sayısını, seri olan modül sayısını ve paralel olan modül sayısını hesapladıktan sonra, sistemdeki gerekli invertörlerin sayısını (N_i) belirlemek mümkündür. Bu hesaplama için kullanılan formül aşağıda verilmiştir.

$$N_i = \text{ceil} [N_{PV} / N_s \cdot N_p] \quad (3.6)$$

Bu formülde $N_s = N_{s, max}$ ve $N_p = N_{p, max}$ kabul edilir. Nihai değer, sonucun hesaplamada elde edilen en yakın tam sayıya yuvarlanmasıyla elde edilir.

Nihai PV modül sayısı ($N_{pv, final}$), kurulu kapasite (P_{kurulu}) ve PV modüllerinin kapladığı son alan ($S_{array, son}$) ihtiyaç duyulan son evirici sayısı yuvarlatılmış bir sayı olduğundan, önceden hesaplanan toplam PV modülü sayısı yeniden hesaplanmalıdır. PV modüllerinin sayısını yeniden hesaplamak yerine başka bir seçenek, bir eviricinin (veya birden fazla) seri ve paralel olarak maksimum modül sayısına bağlanmamış

olması olabilir. Nihai çözüm, sistemdeki tüm PV setlerini aynı boyutta (inverter başına modül sayısı) yapmak için sistemi biraz fazla boyutlandırmaktır. PV sistemindeki nihai PV modülü sayısını hesaplamak için kullanılan formül aşağıda verilmiştir:

$$N_{pv,final}=N_s \cdot N_p \cdot N_i \quad (3.7)$$

PV modüllerinin sayısı ilk tasarım koşullarına göre değişirse, PV enerji santralindeki toplam kurulu kapasite de değiştirilir:

$$P_{kurulu}=N_{pv,final} \cdot P_{M,STC} \quad (3.8)$$

Ayrıca, bu durumda PV modüllerin kapladığı alan yeniden hesaplanmalıdır. Bunun için daha önce verilen eşitlik (6.3) kullanılır, bu durumda PV modüllerinin sayısı belirleyicidir:

$$S_{array,final}=S_{PV} \cdot N_{PV,final} \cdot 10^{-6} \quad (3.9)$$

PV modülünün sıcaklığının hesaplanması önemlidir çünkü bu parametre doğrudan modülün performansı ile ilgilidir. PV modülünün sıcaklığını (TM) hesaplamak için kullanılan (S. N. M. Abdalla & H. Özcan, 2021) 'e dayalı formül aşağıdaki gibidir:

$$TM=T_{amb}+ Gt/800 \cdot (N_{OCT}-20) \quad (3.10)$$

Burada, T_{amb} [°C] ortam sıcaklığı, Gt [W/m²] gelen güneş radyasyonu ve N_{OCT} [°C] nominal hücre çalışma sıcaklığıdır.

Her bir PV modülünün güç çıkışı, PV panelinin sıcaklığı ve ışınım (her ikisi de önceden elde edilmiştir) gibi meteorolojik koşullar dikkate alınarak hesaplanır. Her bir PV modülünün MPP gücü (PM) aşağıdaki eşitlik ile hesaplanır.

$$PM= P_{M,STC} \cdot Gt/1000 \cdot [1-\gamma \cdot (TM-25)] \quad (3.11)$$

Burada, γ [%/°C] MPP'deki PV modülünün sıcaklık parametresidir ve seçilen PV modüllerinin teknik özelliklerinde belirtilmiştir.

Her modülün MPP gücü elde edildiğinde, her bir modülün gerçek güç çıkışı, işlem kayıpları dikkate alınarak hesaplanabilir. Her bir PV modülünün gerçek güç çıkışı (P_{PV}) aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$P_{PV}=(1-d_f/100)\cdot(1-S_p/100)\cdot PM \quad (3.12)$$

Burada, d_f (%), yüzeyinde biriken kir nedeniyle PV modülünün çıkış gücündeki azalma faktörüdür, d_f bu tezde % 6,9 (Kerekes, Koutroulis, Séra, Teodorescu, & Katsanevakis, 2012) olarak kabul edilmiştir. S_p [%] gölgeleme etkisinden kaynaklanan kayıplardır, bu kayıplar ise % 3 olarak alınmıştır (Gracia, Casero, Bourasseau, & Chabert, 2018). Bu şekilde, yapılan hesaplamalarda dikkate alınan gölgeleme kayıpları, literatüre dayalıdır. Gölgeleme kayıplarının daha doğru bir şekilde hesaplanması için, PV enerji santralının bir 3D modeli oluşturulabilir veya PV tesisi çalışmasını etkileyen gerçek gölgeleme kayıpları saha ölçümleri ile elde edilebilir. Her modülün MPP gücü (PM) ve her modülün gerçek güç çıkış gücü (P_{PV}) hesaplandıktan sonra, güç kayıpları kolayca elde edilebilir.

$$P_{PV,losses}=PM-P_{PV} \quad (3.13)$$

Her bir PV seti bir invertöre bağlanır ve bu invertörün özelliklerine bağlı olarak elde edilen nihai enerji değişecektir. Her DC / AC inverterin toplam çıkış gücü (P_o) aşağıdaki denklemler kullanılarak hesaplanır:

$$P_{in} \leq P_{i,na} , P_o = \eta_{inv} 100 * P_{in} \quad P_{in} > P_{i,na} P_o = \eta_{inv} 100 * P_{i,na} \quad (3.14)$$

$$P_{in} \leq P_{i,sc} , P_o = 0$$

Burada, $P_{i,na}$ [W] inverterin izin verilen maksimum güç seviyesidir, η_{inv} [%] inverterin güç dönüşüm verimidir ve $P_{i,sc}$ [W] ise inverterin kendi kendine güç tüketimidir. Hesaplamaları basitleştirmek için eviricinin verimliliği tüm PV setlerinde sabit ve eşit kabul edilebilir. Yine, PV setinin voltajı her zaman inverterin izin verilen

minimum MPP voltaj seviyesinden yüksek kabul edilebilir. Bu koşulun karşılanmaması durumunda inverterin güç çıkışı sıfır olarak kabul edilir.

Daha fazla hesaplama için, PV enerji santralının işgal edeceği alanı bilmek önemlidir. PV güneş enerjisi santralının işgal ettiği arazi (**Land**) aşağıdaki eşitlik ile hesaplanır.

$$Land = \max(P_o) \cdot 10^{-6} \cdot Ni \cdot land_{realation} \quad (3.15)$$

Bu hesaplamayı yapmak için bazı varsayımlar yapılmıştır: İşgal edilen arazinin toplam boyutları literatürden (Ong, Campbell, Denholm, Margolis, & Heath, 2013) $0.036 \text{ km}^2/\text{MWac}(land_{realation})$ olarak belirlenmiştir.

PV santralının şebekeye enjekte edebileceği güç (**P_{PLANT}**) Şebekeye enjekte edilebilecek güç, yükseltici transformatördeki ve AC yan kablodaki kayıplar dikkate alınarak aşağıdaki eşitlik ile hesaplanır.

$$P_{PLANT} = \eta T / 100 \cdot \eta_{cable} / 100 \cdot P_o \cdot 10^{-6} \cdot Ni \quad (3.16)$$

Bu formülde ηT [%] ara bağlantı trafosunun verimliliğidir ve % 99 olarak alınmıştır (Kerekes et al., 2012). η_{cable} [%] ise AC kablo bağlantılarının verimliliğidir ve % 99,5 olarak kabul edilmiştir (Kerekes et al., 2012).

PV tesisinin şebeke verebileceği toplam gücün daha doğru bir şekilde hesaplanabilmesi çok daha karmaşık bir analiz gerekir. Örneğin, AC tarafındaki kablo kayıplarının gerçek değerini elde etmek için, güç kaybı katsayısı ile birlikte kabloların uzunluğu analiz edilmelidir. Pratik nedenlerden dolayı bu güç ve voltaj şebeke sınırlamaları olmaksızın şebekeye verilen güç olarak kabul edilir. PV tesisinin güç çıktısının hesaplanmasında analiz edilen tüm adımlar için bu koşulun geçerli olduğu varsayılır: $P_{PLANT} \leq P_{grid, max}$. Burada, $P_{grid, max}$ [MW] şebekeye enjekte edilebilecek maksimum güçtür. Daha doğru bir hesaplama için, değerlendirilen operasyon süresi için koşulun yerine getirilip getirilmediğini değerlendirmek için özellikleri analiz edilmelidir.

Şebekeye verilen enerji, önceki hesaplamalarda kullanılan adımlar dikkate alınarak hesaplanır ve bakım gereksinimi dolayı PV enerji santralının kullanılabilirlik faktörü eklenir. Buna göre PV enerji santralinden şebekeye verilen toplam enerjinin (**E_{PLANT, TOT}**) hesaplanmasında aşağıdaki eşitlik kullanılır.

$$E_{PLANT,TOT}=EAF/100 \cdot \Sigma P_{PLANT} \cdot \Delta t \quad (3.17)$$

Bu eşitlikte EAF [%], PV santral bileşenlerinin bakımı nedeniyle PV santralinin enerji kullanılabilirlik faktörü ve % 99,5 olarak alınabilir (García et al., 2009). Δt [h] ise zamandır.

Standart test koşullarındaki panel dizi gücü ($P_{nom \text{ array}}$) ile invertörün nominal AC gücü ($P_{inv \text{ AC}}$) arasındaki boyut oranı Pnom oranı olarak adlandırılır ve invertörün kullanım kapasitesini açıklar , aşağıdaki eşitlik ile hesaplanır.

$$P_{nom \text{ ratio}} = \frac{P_{nom \text{ array}}}{P_{inv \text{ AC}}} \quad (3.18)$$

Sistem performansını değerlendirmek için uygun kriterler belirlenir. Spesifik verim Y_f [kWh/kWp], sistemin nihai çıkışı olarak da adlandırılır, sistem tarafından nominal gücüne göre üretilen enerjidir ve aşağıdaki eşitlik ile hesaplanır.

$$Y_f = E/P_{nom \text{ array}} \quad (3.19)$$

Bu eşitlikte E sistem tarafından üretilen enerji .

Performans oranı, sistemin nominal kapasiteye göre verimliliğini temsil eder ve aşağıdaki eşitlik ile hesaplanır.

$$- \quad \text{Performans Oranı} = Y_f/Y_r \quad (3.20)$$

Bu eşitlikte Y_r referans verimi.

Tablo 3.6'da sistem bileşenleri ve hesaplanan büyüklükler verilmiştir. İstenen yük yani nominal güç olarak 1 GWp için, 814000 kWac'lik küresel bir invertör gücünü sağlamak için 814 adet invertere ihtiyaç vardır. 814 sıra ve her sıra paralel bağlanmış 205 dizi ve her bir dizi standart test koşullarında 1000002 kWp nominal güç üretmek için seri olarak bağlı 12 panelden oluşmaktadır. PVsyst daha sonra yaklaşık 2000004 modül için gerekli olan 477850 metrekare kullanılabilir alan hesaplanmıştır. Tablo 3.7'de PVsyst tarafından üreticinin teknik özelliklerine göre oluşturulan çalışma

koşullarını verilmiştir. Buna göre maksimum güç noktasında voltaj (V_{MPP}) 60 °C'de 448 V ve 20 °C'de 524 V, -10 °C'de açık devre voltajı (V_{oc}) ise 683 V'dir.

Tablo 3.6.Dizi Tasarımı

Planlanan Güç	1 _{GW}
İnvertör Sayısı	814
Global İnvertörün Gücü	814000 kW _{ac}
Seri Modül	12
Dizelerin Sayısı	166667
Modül Sayısı	2000004
Alan	4778506 m ²
Dizi Nom. Güç (STC)	1000002 kW _p

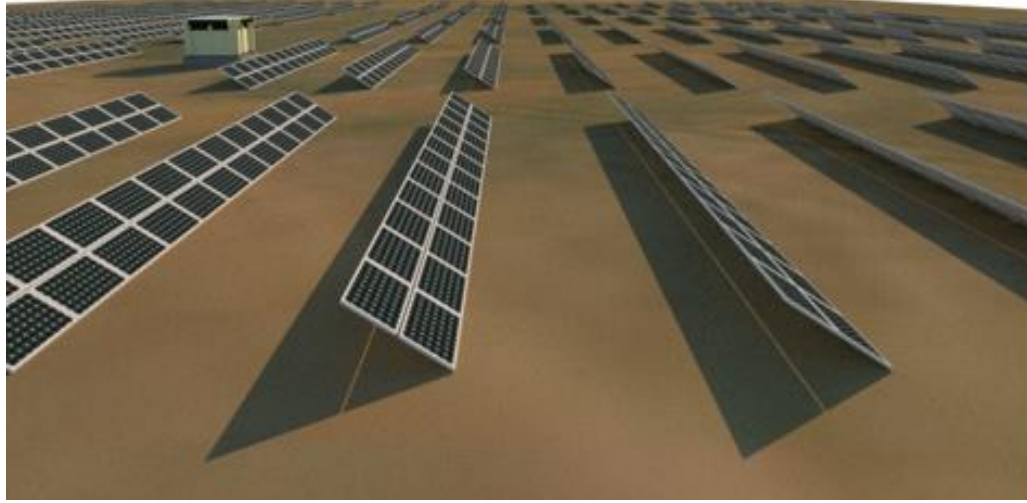
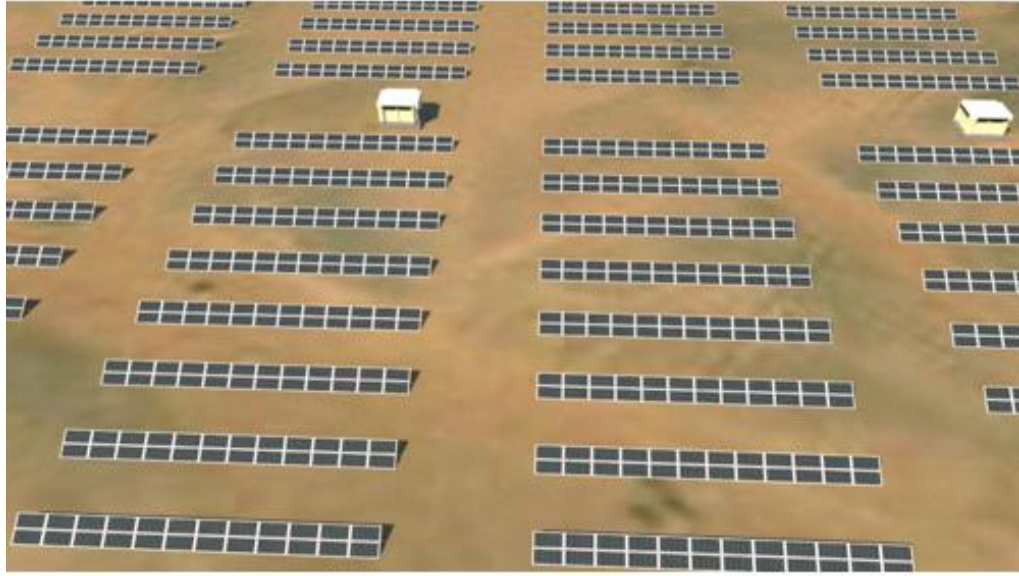
Tablo 3.7.Çalışma Koşulları

V_{mpp} (60°C)	448 V
V_{mpp} (20°C)	524 V
V_{oc} (-10°C)	683 V

3.2.6. Gölgeleme Analizi

Bir PV modülündeki gölgeleme, güç çıkışını aaltır ve bir güneş pilinde ısınmaya neden olabilir. Bu nedenle, kurulum alanının gölgeleme koşulları tasarımda çok önemlidir. Gölgeleme, belirli bir yerden kaynaklanan veya fotovoltaiik sistemin neden olduğu geçici bir etki olarak tanımlanabilir. PVsyst7.0 ile fotovoltaiik modülün yakınındaki öğeler tarafından üretilen yakın gölgelendirmeler dikkate alınabilir(Yadav, Kumar, & Chandel, 2015). Bu tezde mevcut zemin konumu için fotovoltaiik sistem üzerinde yakın gölgeleme analizi yapılmıştır.

Gölgeleme analizi, 3.5 m'lik sıralar arası mesafe, 30° 'lik bir eğim açısına ve 0°'lik bir Azimut açısına sahip şekil 3.14'de gösterilen sıralı 13 modül bulunan bir zemin sistemi için yapılmıştır.



Şekil 3.15.Gölgeleme Analizi

Yerdeki gölgeleme, güneş yükselişi açısı düşük olduğu için genellikle kış aylarında gerçekleşir. Seçilen sıralar arası aralık nedeniyle, soğuk havada sabah 7'den akşam 4'e kadar karşılıklı gölgeleme olmaz. Gölgeleme, esas olarak sabahları ve ayrıca gün ortasında modül sıraları arasındaki karşılıklı gölgelemeden kaynaklanmaktadır.

3.2.7. Transformatör Seçimi

Bir transformatör, frekansı değiştirmeden gücü bir voltajdan başka bir voltaja dönüştüren sabit bir cihazdır. Transformatörler her zaman bir birlik güç faktörüne sahiptir. Gecikme ve önde gelen güç faktörü yok. Temel olarak, transformatörün güç

faktörü yükün güç faktörüne bağlıdır. Nominal transformatör MVA, transformatöre bağlı invertör(ler) in nominal MVA ile aynı olmalıdır (Freitas, Santos, & Brito, 2018).

3.2.8. Sistem (BoS) Bileşenlerinin Dengesi

İşleyen bir fotovoltaik sistem için gerekli olan diğer parçalara sistem dengesi (BoS) denir. Şebekeye bağlı bir fotovoltaik sistemdeki diğer BoS elemanları, AC ve DC kablolama, izleme sistemi, aşırı gerilim koruma ölçüm sistemi ve bağlantı kesme anahtarlarından oluşur (Freitas et al., 2018).

3.2.9. Ekonomik Hesaplamalar

Bir fotovoltaik sisteme yatırım yaparken, yatırımcı makul bir kar elde eden bir sistemle ilgilenir. Bir güneş PV sisteminin maliyetlerini, gelirlerini ve karlarını tahmin etmek için ekonomik bir değerlendirme yapılmalıdır. Fotovoltaik enerji santralının toplam maliyetinin hesaplanmasında, sermaye maliyeti PV santral kurulumu ile ilgili tek seferlik giderlerdir. Herhangi bir enerji projesinin uygulanabilirliğini değerlendirmek için, bu projeye ilgili tüm maliyetleri hesaplamak önemlidir. Ekonomik analizde ilk adım, toplam sermaye maliyetinin hesaplanmasıdır. Bu proje için hesaplanan sermaye maliyeti şu kalemlerden oluşmaktadır; PV dizisinin maliyeti, eviricilerin maliyeti, yükseltici transformatörlerin maliyeti, BOS maliyeti (elektrik tesisatı, sayaç, korumalar, bağlantı kutuları, kabinler, şalt, birleştiriciler, sigortalar, kesici ve diğer elektriksel olmayan bileşenler), inşaat işlerinin maliyeti ve arazi maliyeti. Sermaye maliyetini hesaplamak için kullanılan formül aşağıdaki gibidir (Roca Rubí, 2018b):

$$C_c = (N_i * N_s * N_p * (P_{M,STC}/1000) * C_{PV}) + (N_i * (Prated/1000) * C_{inv}) + (C_{trans} * P_{plant,nom} * 1000) + (B_{oS} * P_{plant,nom} * 1000) + (C_{CC\&i} * P_{plant,nom} * 1000) + (C_{land} * n * land) \quad (21)$$

Bu eşitlikte C_{PV} [€/kWp], PV modüllerinin maliyeti, $Prated$ [W] inverterlerin nominal gücü ve C_{inv} [€/kWp] inverterlerin maliyeti, C_{trans} [€ / kWp] yükseltici

transformatörlerin maliyeti, $CC&$ [€/kWp], PV tesisi bileşenlerinin yapımı ve kurulumu ile ilgili maliyet, BoS [€/kWp], sistem bileşenlerinin dengesinin maliyeti, $land$ [km²] PV enerji santralının kurulumu için gereken arazi, C_{land} [€/ km²-yıl] yüzey alanı maliyeti, n [yıl] ise PV santralının işletim ömrüdür (Roca Rubí, 2018b). PV enerji santralının işletim ömrü boyunca Bakım maliyetinin hesaplanması için PV elektrik santralının toplam sermaye maliyetini bilmenin yanı sıra, işletme ömrü boyunca bakım maliyetinin hesaplanması ve projenin ekonomik çerçevesini bilmek önemlidir. Bu parametreyi hesaplamak için kullanılan formül aşağıda verilmiştir.

$$Cm = P_{plant,nom} \cdot 1000 \cdot M_{plant} \cdot n \quad (3.22)$$

Burada, M_{plant} [€/kWp], PV enerji santralının bakım maliyetidir. Bu hesaplamada gerçekçi verilerin eksikliğinden dolayı yıllık enflasyon oranı ve nominal iskonto dikkate alınmamakta, ancak of değerinin daha doğru olması için bu değerlerin dikkatlice incelenmesi gerekmektedir.

PV enerji santraline kurulan bileşenlerden bazılarının işletme yılları boyunca değiştirilmesi gerekecektir. Tasarlanmakta olan PV tesisinin işletme ömrü 25 yıldır. Hangi bileşenlerin değiştirilmesi gerektiğine her bir bileşenin özelliklerine göre karar verilmelidir.

Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti hesaplaması (LCOE), elektrik üretim santrallerinin birim enerji maliyetini hesaplamak için kullanılan bir kriterdir. Ayrıca farklı üretim teknolojilerini karşılaştırmak için kullanılan ana kriterler arasındadır. Temel olarak yıllık bazda tüm masrafların, bir yılda üretilen elektrik enerjisine bölünmesiyle birim enerji fiyatı elde edilir. Birçok farklı yaklaşım ve formülle hesaplanabilir. Bu tezde aşağıdaki eşitlik ile hesaplanmıştır.

$$LCOE = (Cc + Cm + C_{rep}) / (E_{PLANT} \cdot 1000) \quad (3.23)$$

Burada, E_{PLANT} , [MWh], PV santralının fonksiyonel ömrü boyunca yarattığı toplam güçtür (Roca Rubí, 2018b).

Brüt gelirler (***Rgross***), proje ömrü boyunca PV tesisi tarafından üretilen tüm gelirlerin miktarıdır. Hesaplama, PV tesisinin işlevsel ömrü boyunca gücün maliyeti dikkate alınarak yapılır. Bu oran, seçilen yerin elektrik piyasasına ve mevcut destek ve hibelere bağlı olarak değişebilir. Brüt gelirler aşağıdaki eşitlik kullanılarak hesaplanmıştır (Roca Rubí, 2018b).

$$R_{gross} = P_{electricity} * E_{PLANT, TOT} * n \quad (3.24)$$

Performans oranı (***PR***), PV güneş enerjisi tesisinin gerçek performansı ile derecelendirilmiş güç kapasitesi arasındaki bağlantıyı ortaya koymaktadır.

$$PR (\%) = (E_{PLANT, TOT} / P_{plant, nom} * G_t * 10^{-6}) * 100 \quad (3.25)$$

Geri ödeme süresi, projenin sermayeyi geri kazanması için geçen süredir ve aşağıdaki eşitlik ile hesaplanır.

$$\text{Geri ödeme süresi} = \text{Toplam Yatırım} / \text{Yıllık Gelirler} \quad (3.26)$$

Net Bugünkü Değer yöntemi, gelecekteki nakit akışlarının bugünkü değerini hesaplamak için kullanılır ve bir PV sistemini değerlendirmenin yaygın bir yoludur. $NPV > 0$ (Roca Rubí, 2018b) ise bir proje karlı kabul edilir. Geri ödeme süresi, yatırılan parayı geri kazanmanın ne kadar süreceğini gösterirken, NPV, yatırım döneminin sonunda bekleyebileceğiniz karı gösterir. Yaşam döngüsü maliyetlerinin bugünkü değeri ile hesaplanır (Darling, You, Veselka, & Velosa, 2011).

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{Revenue_t - Cost_t}{(1+r)^t} \quad (3.27)$$

Burada t faaliyet yılı, C_t net nakit akışı, T sistemin ömrü, r iskonto oranı, $Revenue_t$ nakit girişi ve $Cost_t$ ise nakit çıkışıdır.

4. BULGULAR VE TARTIŞMA

Tablo 4.1’de verildiği gibi simülasyon için iki farklı fotovoltaik modül ve iki farklı invertör içeren dört farklı senaryo seçilmiştir. Dört farklı senaryoyu karşılaştırmanın temel amacı, en iyi tasarım sonuçlarıyla hangi modül-invertör kombinasyonunu elde etmektir.

Tablo 4.1. Farklı senaryoların her biri için fotovoltaik modül ve invertör seçimi.

Senaryo	PV modül	İnvertör
Senaryo 1	Trina_TSM_DE18M_II_500	GE Power Conversion
Senaryo 2	Trina_500 (Çift Taraflı)	GE Power Conversion
Senaryo 3	Trina_TSM_DE18M_II_500	Siemens_1000 KW
Senaryo 4	Trina_500 (Çift Taraflı)	Siemens_1000 KW

Analiz edilen senaryoların her biri sistemdeki eleman sayısı ve Kurulu kapasite ile ilgili elde edilen sonuçlar Tablo 4.2’de gösterilmiştir:

Tablo 4.2 . Farklı tasarım parametrelerinin sonuçları.

Parametre	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3	Senaryo 4
Seri Modül	12	12	25	25
Dizelerin Sayısı	166667	166667	80000	80000
Modül Sayısı	2000004	2000004	2000000	2000000
İnvertör Sayısı	814	879	870	900

Seri olarak PV modüllerinin sayısının hesaplanması, invertörün voltajı ile PV modüllerinin voltaj değerleri arasındaki ilişki ile doğrudan bağlantılıdır. Senaryo 2’deki invertör sayısı, Senaryo 1’deki sayıdan daha büyüktür, ancak bu iki senaryo aynı invertör teknolojisini kullanmaktadır. Bu fark, senaryo 2’deki modüllerin maksimum açık devre voltajı Senaryo 1’den daha yüksek olması nedeniyle oluşmaktadır. Aynı durum senaryo 3 ve senaryo 4 için de geçerlidir. Senaryo 4 için seçilen PV modüllerin maksimum açık devre voltajı en yüksektir. Senaryo 1 ve senaryo 3 karşılaştırıldığında, aynı PV modüller kullanılmasına rağmen farklı invertörler kullanıldığı için senaryo 3’deki seri bağlı PV modüllerin sayısı daha fazladır. Bu duruma neden olan ise bu senaryo için seçilen invertörün voltaj değerlerinin daha yüksek olmasıdır.

Bir fotovoltaik santralin yıllık enerji verimi, tüm üretim ve dağıtım kayıplarını hesaba kattıktan sonra şebekeye verilen enerji miktarı ile belirlenir. PVsyst7.0 yazılımı

bir simülasyon sonunda, sistem konfigürasyonu ve simülasyon sonuçları ile ilgili altı sayfalık bir rapor oluşturur. Sistem için aylık normalleştirilmiş üretim ve performans oranı Şekil 4.2 ve Şekil 4.3'de verilmiştir. PVsyst7.0 yazılımı ile kayıplar belirlenebilir ve bunlar Şekil 4.6'te gösterildiği gibi grafiksel olarak görüntülenebilir. Diyagramın üst kısımları optik kayıplar, orta kısımlar dizi kayıpları ve alt kısımlar ise sistem kayıplarıdır. Tablo 4.3, zemine monte edilmiş sistemler (sabit) için simülasyon sonuçları verilmiştir.

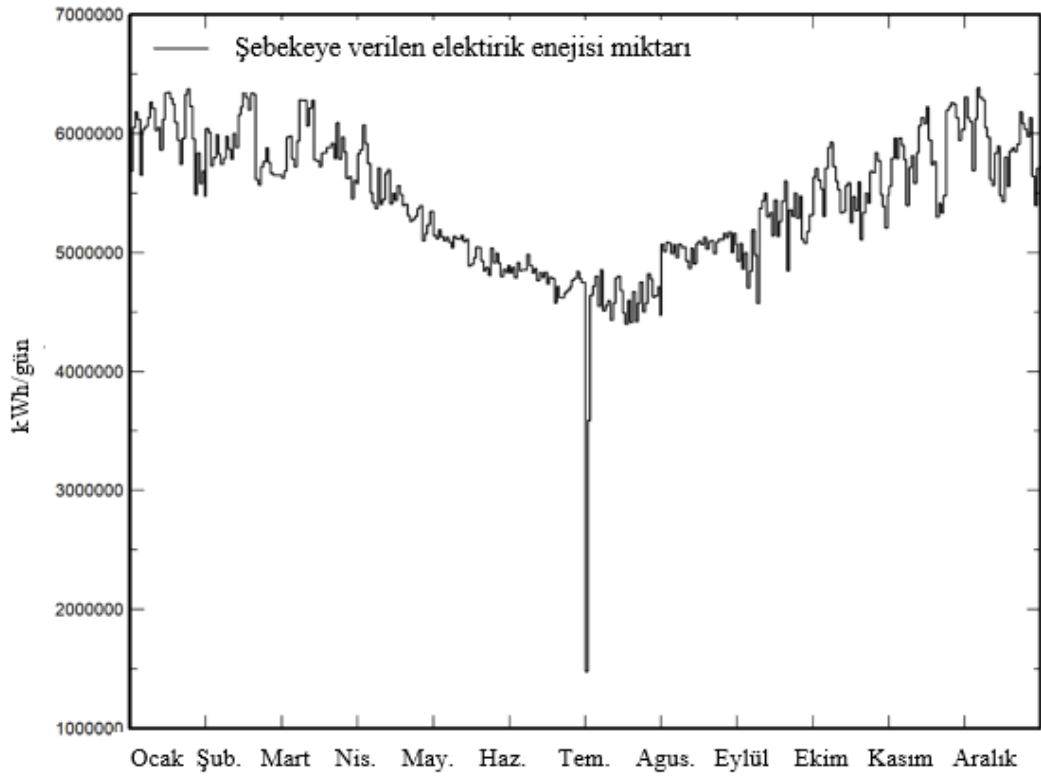
Tablo 4.3. Genel Sonuçlar

	Senaryo 1	Senaryo 2	Senaryo 3	Senaryo 4
Sistem Üretimi (MWh/yr)	1910243	1955172	1950416	1999923
Spesifik Üretim (kWh/kWp.yıl)	1910	1955	1950	2000
Performans oranı (%)	0.810	0.80	0.799	0.801
Normalleştirilmiş Üretim (kWh/kWp.gün)	5.23	5.36	5.34	5.48
Dizi Kayıpları (kWh/kWp.gün)	1.11	1.05	1.15	1.04
Sistem Kayıpları (kWh/kWp.gün)	0.16	0.28	0.19	0.17

Uygulanan kayıplar dört senaryo için aynıdır, bu nedenle her bir PV modülünün yıllık enerji kayıplarının miktarı nominal güçlerine bağlı olacaktır. Kirden kaynaklanan kayıplar ve gölgeleme kayıpları, tüm senaryolar için toplam yaklaşık %10'a kadar eklenir. Senaryo 1'de Tablo 4.2'de verilen simülasyon sonuçları elektrik şebekesine verilmesi beklenen ortalama aylık enerji miktarlarını göstermektedir. Elektrik şebekesine verilebilecek maksimum enerjinin Ocak ayında 186370 MWh ve verilebilecek en düşük enerjinin ise Ağustos ayında 156760 MWh olduğu görülmektedir. Elektrik şebekesine verilebilecek yıllık toplam enerji miktarı 1979259 MWh'dır.

Tablo 4.4. Şebekeye Verilen Enerji.

	E_Grid (kWh)
Ocak	186369446
Şubat	166020737
Mart	182115660
Nisan	164610238
Mayıs	155190212
Haziran	143565299
Temmuz	139029516
Ağustos	156759724
Eylül	155558384
Ekim	171551798
Kasım	175607342
Aralık	182880349
Yıl (Toplam)	1979258704



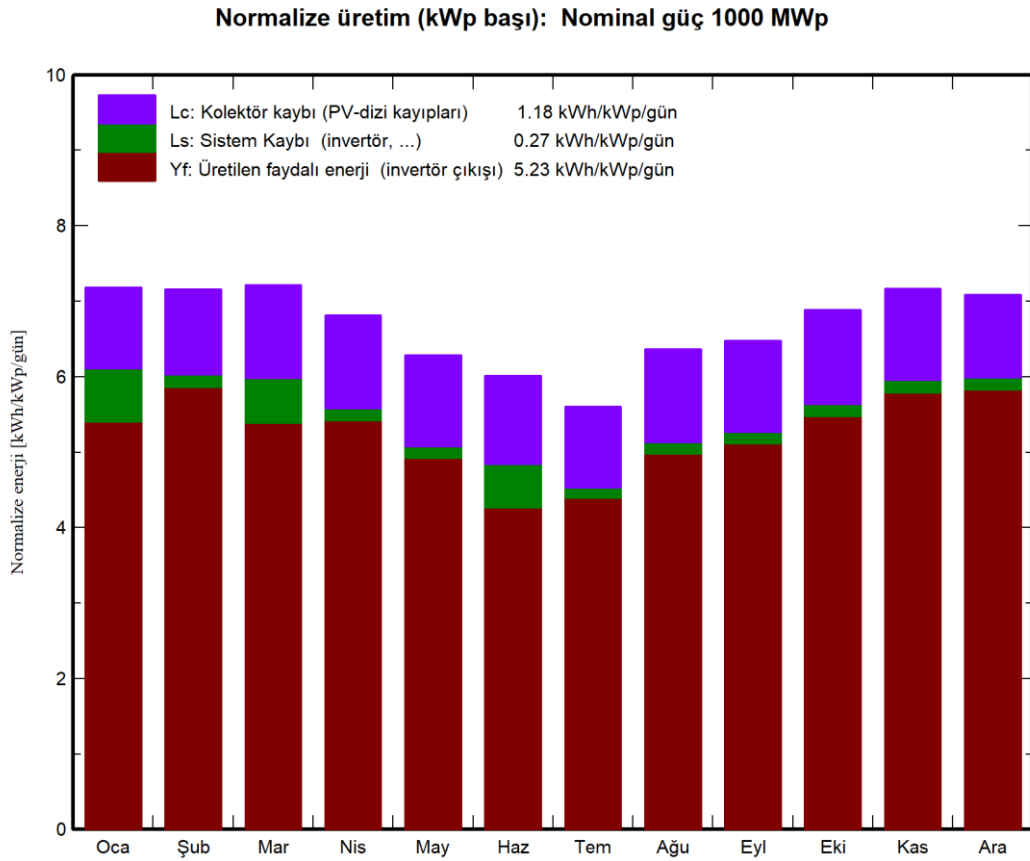
Şekil 4.1. Günlük Sistem Çıkış gücü

PR, farklı sistemleri farklı kurulu güçle karşılaştırmaya yardımcı olan bir kalite göstergesidir. En yüksek PR'ye sahip senaryo, %81 ile Senaryo 1'dir, ancak tüm senaryolarda %81'e yakın PR vardır. En iyi sonuçları sunan Senaryo, En yüksek AEP, en yüksek PR, CF ve Yieldsp'ye sahip olan ve aynı zamanda en düşük LCOE'ye sahip olan Senaryo 1'dir. Şebekeye bağlı sistemin aylık performans oranı hesaplanarak Tablo 4.3'te gösterilmiştir. Bu tabloda performans oranı (P_R), PV sisteminin son dönüş oranı (Y_f) ve Eşitlik 7'de ifade edilen referans verimi (Y_r), normalize dizi kayıpları (L_C), normalize sistem kayıpları (L_S), dizi kaybı/olay enerji oranı (L_{cr}), sistem kaybı/olay enerji oranı (L_{sr}) ayrıca verilmiştir (Eyigün & Güler, 2010; Laped & Lorenzo, 2004). Tüm aylar dikkate alınarak yıllık ortalama performans ortalamasının 0.810'a eşit olduğu hesaplanmıştır.

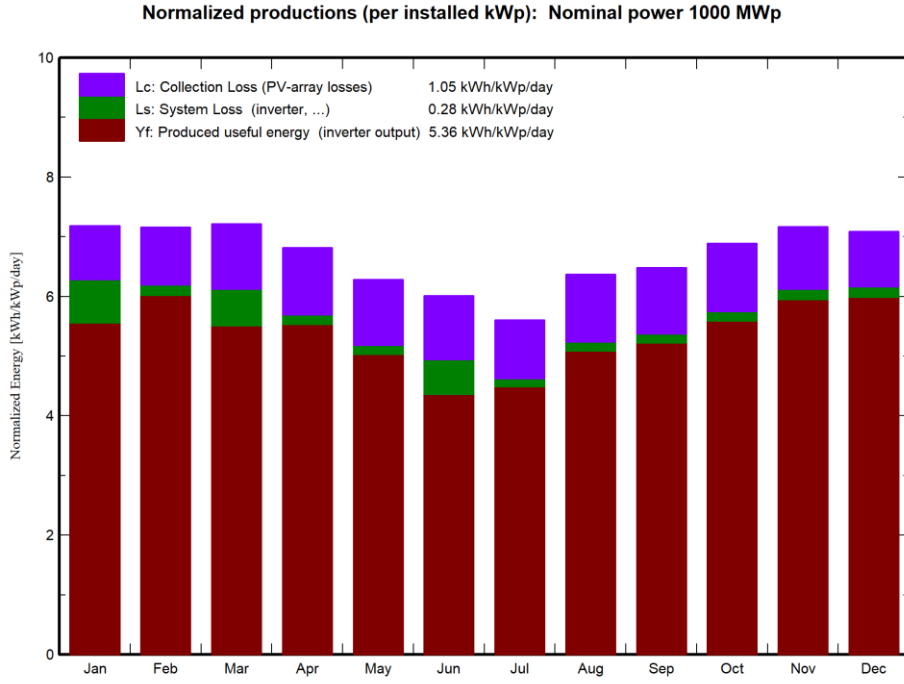
Tablo 4.5. Normalleştirilmiş Performans Katsayıları

	Yr (kWh/m ² / gün)	Lc	Ya (kWh/kW/ gün)	Ls	Yf (kWh/kW/ gün)	Lcr	Lsr	PR
Ocak	7.19	1.009	6.18	0.168	6.01	0.140	0.023	0.836
Şubat	7.17	1.068	6.10	0.171	5.93	0.149	0.024	0.827
Mart	7.22	1.171	6.05	0.174	5.87	0.162	0.024	0.814
Nisan	6.82	1.170	5.65	0.162	5.49	0.172	0.024	0.805
Mayıs	6.28	1.128	5.16	0.149	5.01	0.180	0.024	0.797
Haziran	6.02	1.087	4.93	0.143	4.79	0.181	0.024	0.796
Temmuz	5.61	0.987	4.62	0.136	4.48	0.176	0.024	0.800
Ağustos	6.37	1.163	5.21	0.151	5.06	0.182	0.024	0.794
Eylül	6.48	1.144	5.34	0.155	5.19	0.176	0.024	0.800
Ekim	6.89	1.197	5.70	0.162	5.53	0.174	0.024	0.803
Kasım	7.17	1.151	6.02	0.170	5.85	0.160	0.024	0.816
Aralık	7.10	1.035	6.06	0.165	5.90	0.146	0.023	0.831
Yıl	6.69	1.109	5.58	0.159	5.42	0.166	0.024	0.810

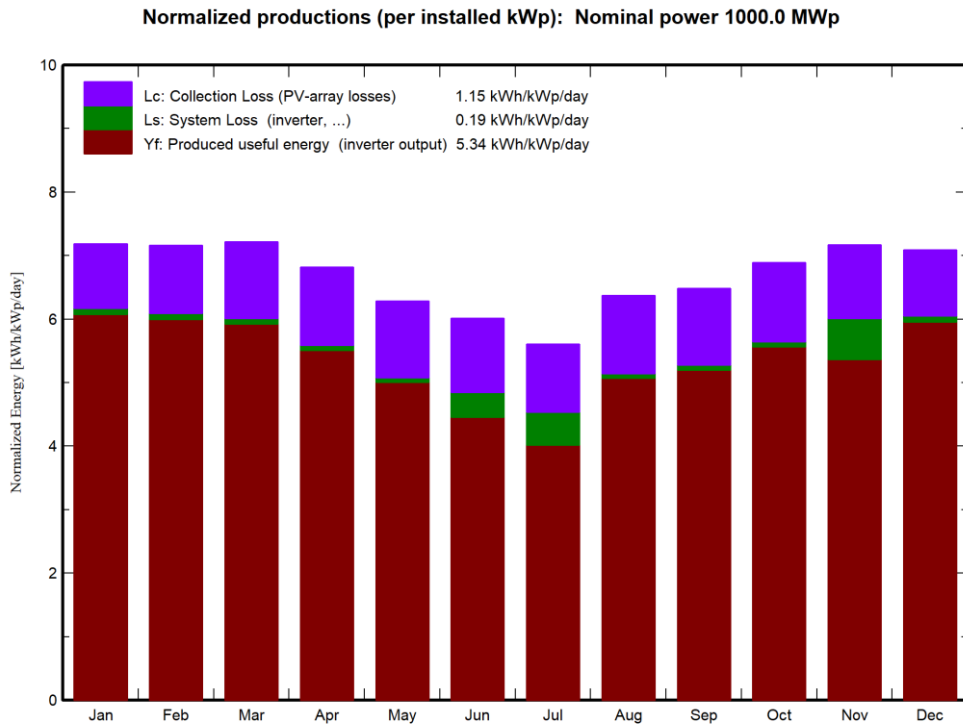
Şekil 4.2, kurulu her kilovat güç (kWp) başına normalleştirilmiş üretimlerin grafiğini göstermektedir. Bu şekil sistem kayıpları, toplama kayıpları ve üretilen yararlı enerji olmak üzere üç faktörü içermektedir ve santralin enerji üretimi açısından performansını belirler. Tablo 4.6 ve şekil 4.2, üretilen en yüksek faydalı enerjinin Ocak, Şubat, Mart ve Aralık aylarında gerçekleştiğini ve Ocak ayında 6.01 kWh/kWp/gün ile en yüksek değerine ulaştığını göstermektedir. Ayrıca en yüksek sistem ve tahsilat kayıpları ise Haziran ve Temmuz aylarında gerçekleşmiştir. Fotovoltaik sistemler elektrik enerjisi üretimi için güneş ışığına bağlı olsa da, güneş ışığı ile ilişkili ısı enerjisi PV sistem performansını olumsuz yönde etkiler. Bu performans kaybı, sıcaklığın standart test koşullarındaki değerine göre her 1 ° C değişimi için panelin gücünün -0.44%/C azaldığı anlamına gelmektedir.



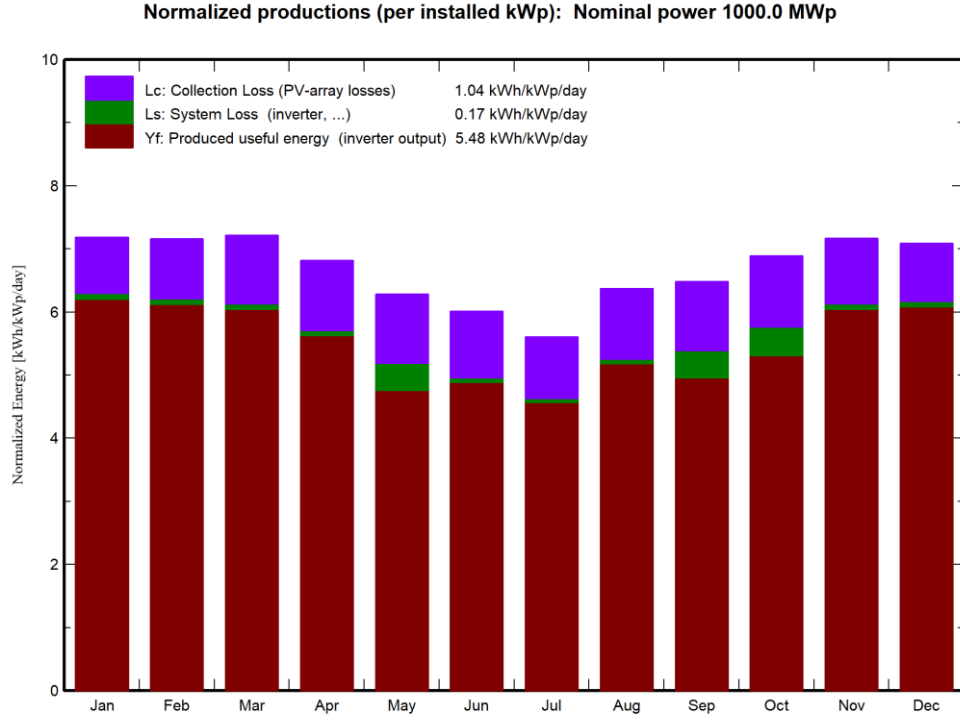
Şekil 4.2. Senaryo 1: Normalize Enerji Üretimi (kurulu kWp başına)



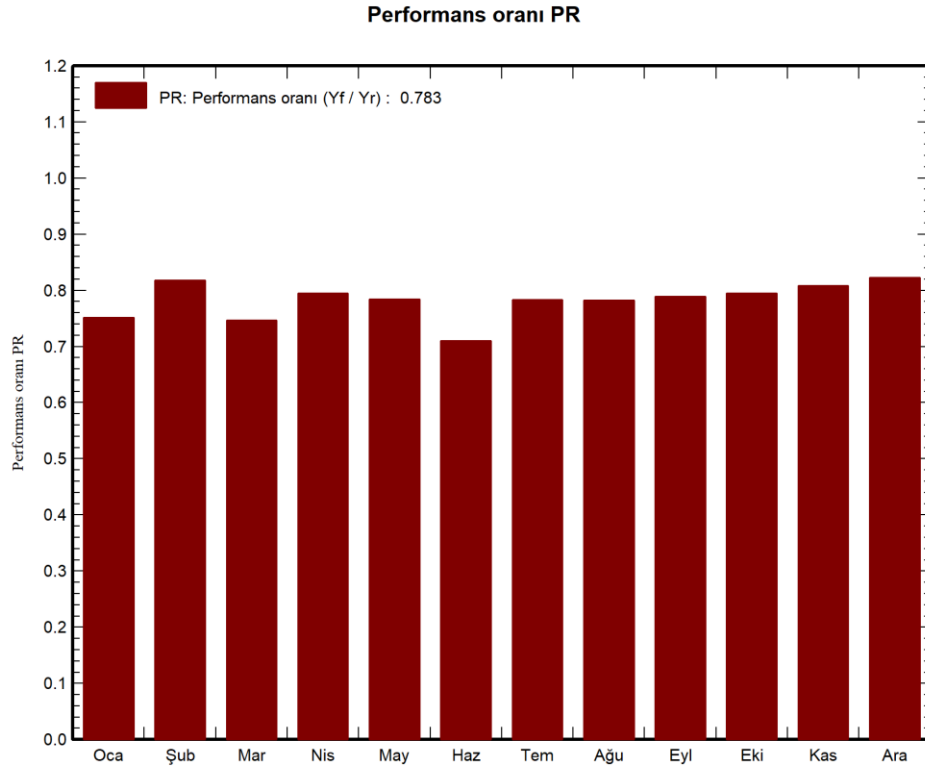
Şekil 4.3. Senaryo 2: Normalize Enerji Üretimi (kurulu kWp başına)



Şekil 4.4. Senaryo 3: Normalize Enerji Üretimi (kurulu kWp başına)



Şekil 4.5. Senaryo 4: Normalize Enerji Üretimi (kurulu kWp başına)



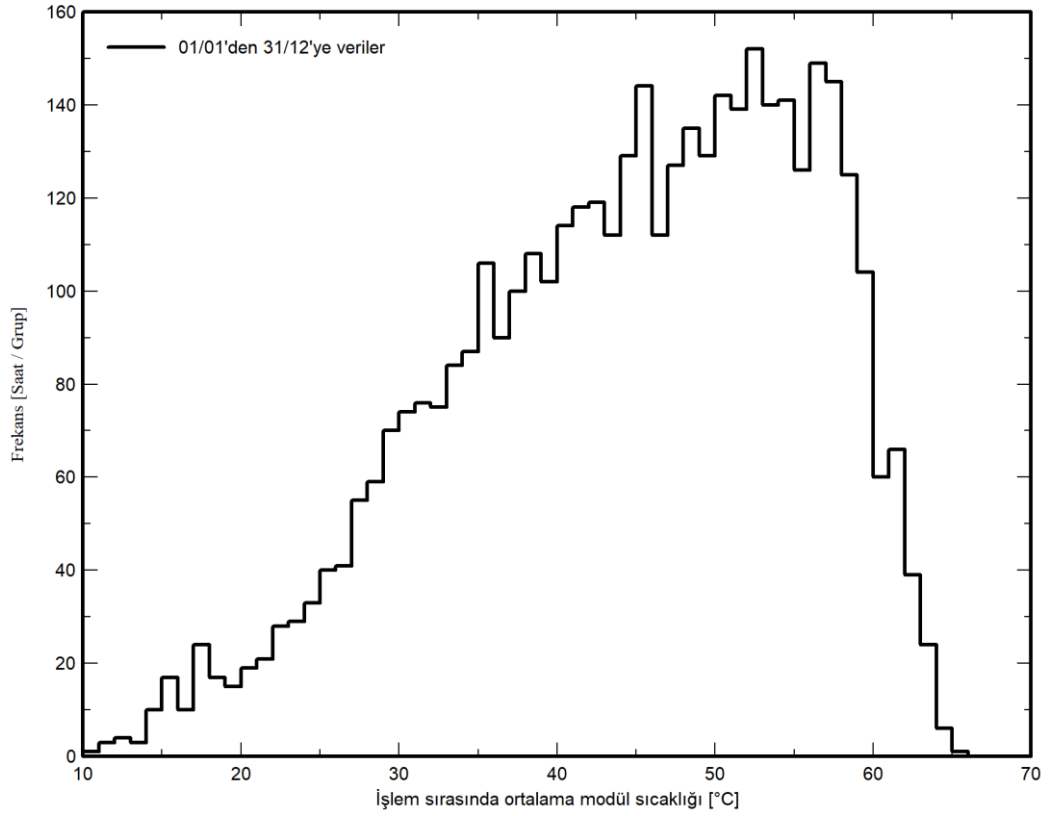
Şekil 4.6: Performans Oranı

Performans oranı, Şekil 4.6'da görülebileceği gibi, kış mevsimi boyunca yaz mevsimine göre daha yüksektir. Bu, kış mevsiminin sıcaklık seviyelerini düşürerek daha düşük kayıplara neden olması nedeniyle gerçekleşmektedir. Her ay için normalleştirilmiş enerji üretimi, diziyi ve ayrıca sistem kayıplarını gösteren Şekil 4.2'de verilmiştir. Her iki kayıp da kış aylarında daha azdır ve yaz aylarında artmaktadır. Yaz aylarında panel sıcaklıklarının artmasından kaynaklanan verimlilik kaybı nedeniyle dizi kayıpları önemli ölçüde artar.

Ayrıca, çalışma sırasında dizi sıcaklık dağılımı şekil 4.7'de gösterilmiştir ve fotovoltaik sistemin meteorolojik verileri, küresel yatay ışınımın (GlobHor) (2309.0 kWh/m²/yıl), yaygın yatay ışınımın (DiffHor) (806.2 kWh/m²), Global Toplam Radyasyon (GlobInc) (2442.1 kWh/m²), Gökyüzü yaygın olayı ve yansatılmış radyasyon (AIB_Inc) (30916 kWh/m²) olarak Tablo 4.6'da görülmektedir.

Tablo 4.6. Meteorolojik ve Işınım Verileri

	GlobHor kWh/m²	GlobInc (kWh/m²)	DiffHor (kWh/m²)	T_{çevre} (°C)	DifSInc (kWh/m²)	AIB_Inc (kWh/m²)
Ocak	164.0	222.9	30.8	17.44	17.96	2.195
Şubat	165.8	200.7	46.4	19.34	25.09	2.219
Mart	207.5	223.8	60.3	24.03	29.62	2.780
Nisan	214.0	204.6	77.2	28.32	35.92	2.866
Mayıs	224.6	194.8	87.5	32.31	39.86	3.006
Haziran	216.6	180.5	90.4	33.37	42.01	2.898
Temmuz	203.4	173.9	93.5	33.85	45.95	2.722
Ağustos	214.2	197.5	101.5	33.68	49.63	2.869
Eylül	189.8	194.5	78.0	32.05	38.57	2.543
Ekim	186.4	213.7	70.9	29.62	37.61	2.496
Kasım	164.9	215.2	38.1	23.27	21.90	2.208
Aralık	157.8	220.1	31.8	19.15	18.82	2.112
Yıl	2309.0	2442.1	806.2	27.27	402.93	30.916



Şekil 4.7.Çalışma Sırasında Dizi Sıcaklık Dağılımı

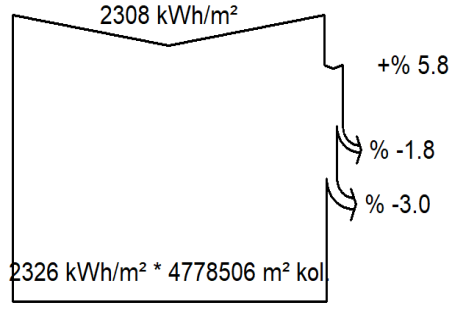
Bununla birlikte, performans analizinde aşırı ısınma, dahili şebeke ve güç elektronik transformatörlerinden kaynaklanan kayıplar da dikkate alınmaktadır. Fotovoltaik santral için simülasyonumuzun dengeleri ve temel sonuçları Tablo 4.2'de gösterilmiştir. Tablodan, Elektrik şebekesine verilebilecek maksimum enerjinin Ocak ayında 186370 MWh ve verilebilecek en düşük enerjinin ise Ağustos ayında 156760 MWh olduğu görülmektedir. Dizi çıkışında (E-Array) üretilen yıllık etkili enerji 2044.25 GWh'dir. Bununla birlikte, E-Array dc güç olduğuna dikkat edilmelidir. Dc gücünü ac gücüne dönüştürdükten sonra, o zaman E-Grid, şebekeye bağlı enerji var. Şebekeye bağlı yıllık enerji 1979.25 GWh'dır. E-Array ve E-Grid arasındaki fark, invertörün verimliliğini belirler (%96.9). Ayrıntılı aylık sistem ortalama kayıplar (kWh) Tablo 4.7'de gösterilmiştir. Modül kalitesindeki kayıp 15746565.9 kWh / yıl'dır (Mod_{kalite}). Modül dizisi uyumsuzluğu kaybı ($Mis_{kaybı}$) (44421063 kWh / yıl) ' dir. Ohmik kablolama kaybı ($Ohm_{kaybı}$) (yılıda 26609347 kWh) ' dir. MPP'DE (EArrMPP) dizi sanal enerjisi (204425855 kWh / yıl) ' dir. İnvörtörlerin ($İnv_{kaybı}$) toplam kaybı yılda 64999551 kwh'dir. PV setindeki kayıpların yüzdesi dört senaryo arasında

benzerdir. Senaryo 1 ve 2 için, invertörün verimliliğinden kaynaklanan kayıplar %1.3'tür, geri kalan kayıplar daha önce açıklanan hesaplama algoritmasından kaynaklanır (yaklaşık %0.03). Senaryo 3 ve 4'teki invertörün verimliliğinden kaynaklanan kayıplar %1.4'tür. Senaryo 3'teki hesaplama algoritmasından kaynaklanan kayıplar %0.07'dir (en yüksek kayıplar) ve senaryo 4'teki hesaplama algoritmasından kaynaklanan kayıplar %0.06'dır.

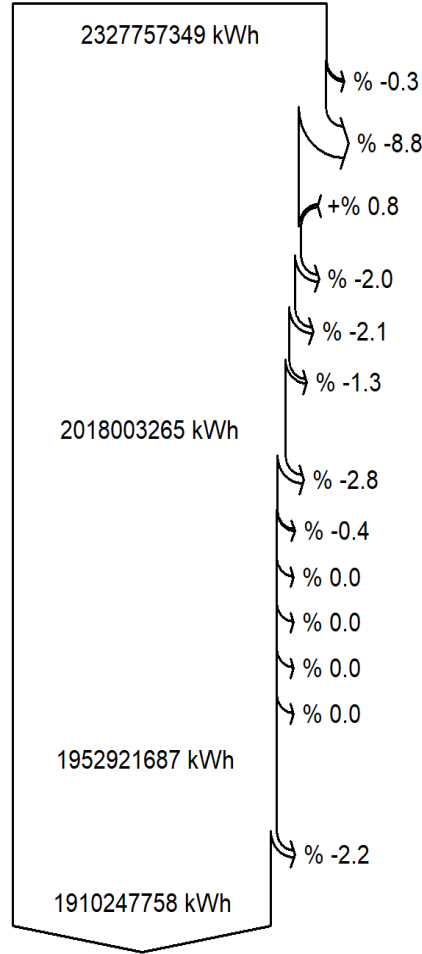
Tablo.1.7. Ayrıntılı Sistem Kayıpları.

	Mod_{kalite} (GWh)	Mis_{kayıbı} (GWh)	Ohm_{kayıbı} (GWh)	EArrMPP (GWh)	Inv_{kayıbı} (KWh)
Ocak	1.491	4.207	2.668	193.47	7108158
Şubat	1.329	3.749	2.413	172.38	6361333
Mart	1.449	4.086	2.601	187.96	5847617
Nisan	1.305	3.682	2.192	169.55	4940626
Mayıs	1.229	3.469	1.889	159.84	4642114
Haziran	1.137	3.207	1.656	147.9	4311155
Temmuz	1.100	3.105	1.511	143.26	4238970
Ağustos	1.243	3.507	1.982	161.51	4752596
Eylül	1.234	3.481	2.021	160.26	4708931
Ekim	1.361	3.841	2.429	176.67	5125199
Kasım	1.402	3.956	2.602	181,8	6249890
Aralık	1.461	4.123	2.640	189.59	6712962
Yıllık	15.746	44.421	26.6093	2044.25	64999551

Fotovoltaik santral kayıp diyagramı farklı senaryolara Şekil 4.8,4.9,4.10 ve 4.11'de gösterilmiştir. Kayıp diyagramı, üretilen enerjinin şebeke bağlantısına doğru ışınım dönüşümü şeklinde meydana gelen çeşitli kayıpların toplamıdır. Kayıp diyagramını oluşturan kayıplar, dönüşüm ve modül kayıpları, iletken ve aksesuar kayıpları ve son olarak invertör kayıpları olmak üzere üç gruba ayrılabilir. Gölgeye yakın ışık kaybı ve geliş açısı değiştirici (IAM) kayıpları en büyük optik kayıplardır.



STC'de verim = % 20.94



Global yatay ışınlama

Kolektöre yansıyan global

Global'e göre IAM faktörü

Kirlenme kaybı faktörü

Kolektöre isabet eden etkin ışınlama

PV dönüştürme

Dizi nominal enerjisi (STC veriminde)

Işınım seviyesi nedeniyle PV kaybı

Sıcaklık nedeniyle PV kaybı

Modül kalite kaybı

LID - "Light induced degradation"

Uyumsuzluk kayıpları, modül ve diziler

Omik kablolama kaybı

MPP'de varsayılan dizi enerjisi

Çalışan invertör kaybı (verim)

İnvertör kaybı, aşırı güç

İnvertör kaybı, akım sınırı

İnvertör kaybı, aşırı gerilim

İnvertör kaybı, güç sınırı

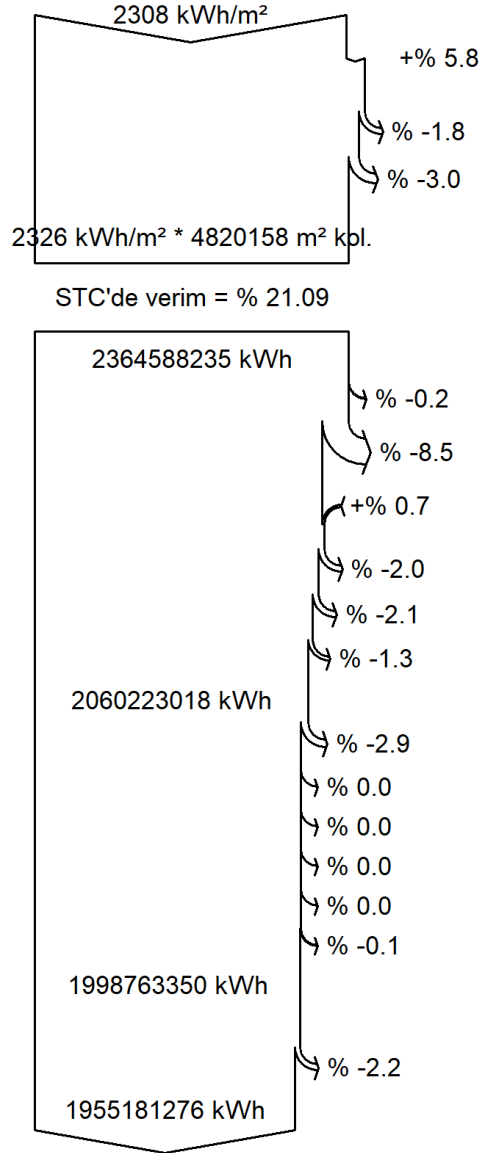
İnvertör kaybı, gerilim sınırı

İnvertör çıkışında kullanılabilir enerji

Sistem kesintisi

Şebekeye enjekte edilen enerji

Şekil 4.8. Senaryo 1: Yıllık Kayıplar.



Global yatay ışınlama
Kolektöre yansıyan global

Global'e göre IAM faktörü

Kirlenme kaybı faktörü

Kolektöre isabet eden etkin ışınlama

PV dönüştürme

Dizi nominal enerjisi (STC verim)

İşinim seviyesi nedeniyle PV kaybı

Sıcaklık nedeniyle PV kaybı

Modül kalite kaybı

LID - "Light induced degradation"

Uyumsuzluk kayıpları, modül ve dizi

Omik kablolama kaybı

MPP'de varsayılan dizi enerjisi

Çalışan invertör kaybı (verim)

İnvertör kaybı, aşırı güç

İnvertör kaybı, akım sınırı

İnvertör kaybı, aşırı gerilim

İnvertör kaybı, güç sınırı

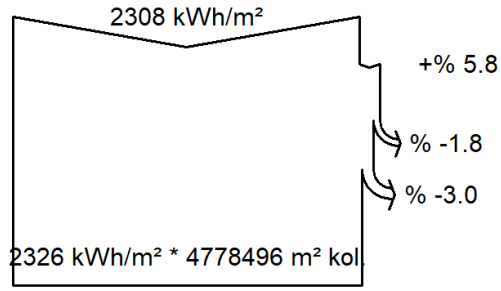
İnvertör kaybı, gerilim sınırı

İnvertör çıkışında kullanılabilir enerji

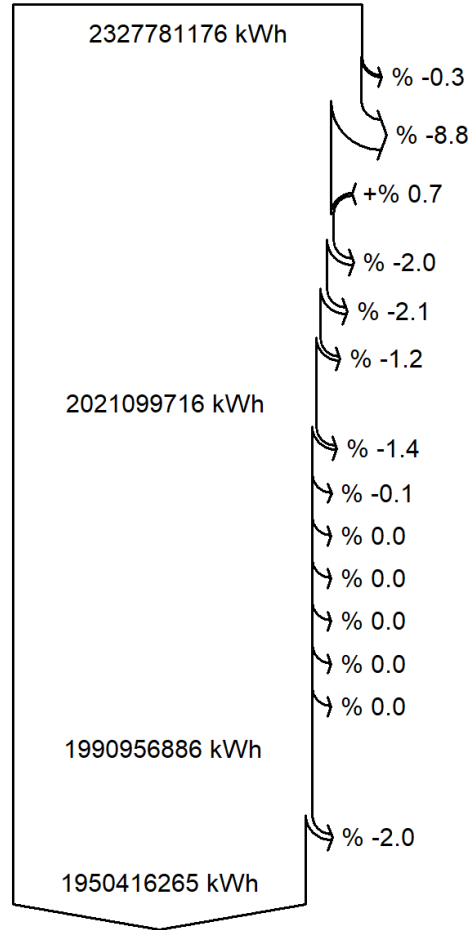
Sistem kesintisi

Şebekeye enjekte edilen enerji

Şekil 4.9.Senaryo 2 : Yıllık Kayıplar.



STC'de verim = % 20.94



Global yatay ışınlama
Kolektöre yansıyan global

Global'e göre IAM faktörü

Kirlenme kaybı faktörü

Kolektöre isabet eden etkin ışınlama

PV dönüştürme

Dizi nominal enerjisi (STC veriminde)

Işınım seviyesi nedeniyle PV kaybı

Sıcaklık nedeniyle PV kaybı

Modül kalite kaybı

LID - "Light induced degradation"

Uyumsuzluk kayıpları, modül ve diziler

Omik kablolama kaybı

MPP'de varsayılan dizi enerjisi

Çalışan invertör kaybı (verim)

İnvertör kaybı, aşırı güç

İnvertör kaybı, akım sınırı

İnvertör kaybı, aşırı gerilim

İnvertör kaybı, güç sınırı

İnvertör kaybı, gerilim sınırı

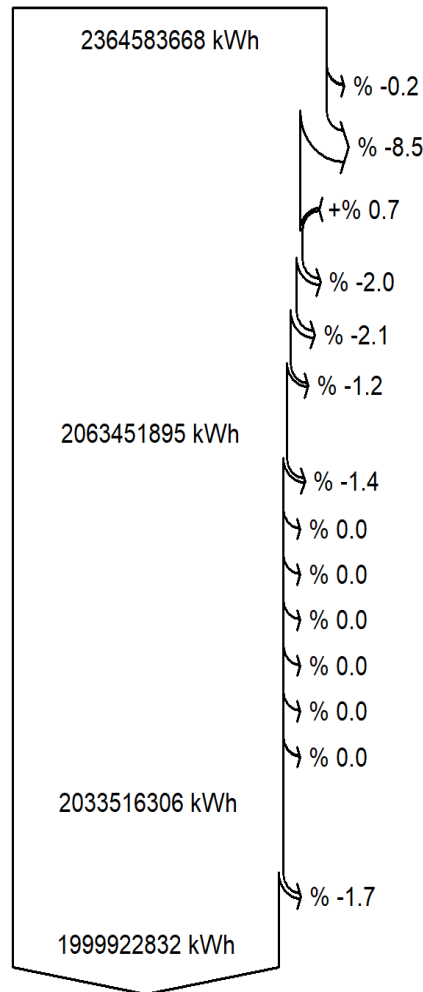
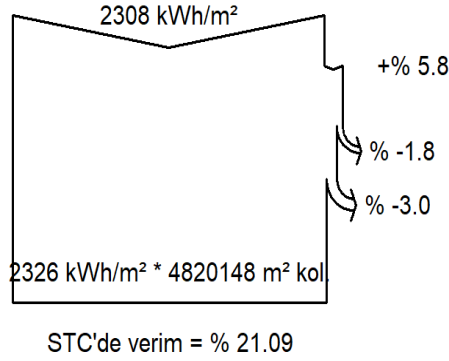
Gece tüketimi

İnvertör çıkışında kullanılabilir enerji

Sistem kesintisi

Şebekeye enjekte edilen enerji

Şekil 4.10.Senaryo 3: Yıllık Kayıplar.



Global yatay ışınlama

Kolektöre yansıyan global

Global'e göre IAM faktörü

Kirlenme kaybı faktörü

Kolektöre isabet eden etkin ışınlama

PV dönüştürme

Dizi nominal enerjisi (STC veriminde)

Işınım seviyesi nedeniyle PV kaybı

Sıcaklık nedeniyle PV kaybı

Modül kalite kaybı

LID - "Light induced degradation"

Uyumsuzluk kayıpları, modül ve diziler

Omik kablolama kaybı

MPP'de varsayılan dizi enerjisi

Çalışan invertör kaybı (verim)

İnvertör kaybı, aşırı güç

İnvertör kaybı, akım sınırı

İnvertör kaybı, aşırı gerilim

İnvertör kaybı, güç sınırı

İnvertör kaybı, gerilim sınırı

Gece tüketimi

İnvertör çıkışında kullanılabilir enerji

Sistem kesintisi

Şebekeye enjekte edilen enerji

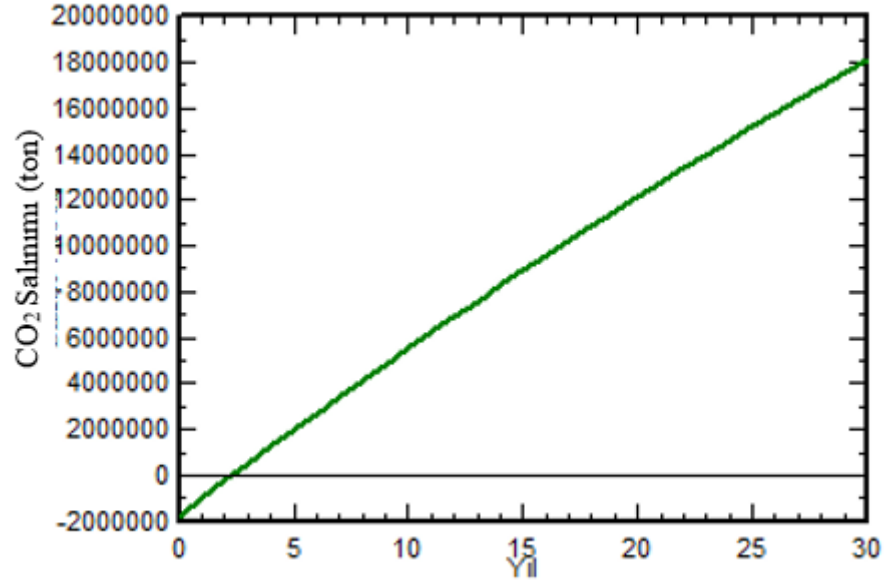
Şekil 4.11. Senaryo 4 : Yıllık Kayıplar.

Sistem performansı üzerinde en büyük etkiye sahip olan dizi ve sistem kayıpları, Şekil 4.6'te gösterildiği gibi, standart test koşullarında sıcaklık farkından kaynaklanan inverter kaybı ve verimlilik kaybı olmuştur. İnvörtörden sonraki trafo ve sirkülasyon kayıpları, kesinlikle güç cihazlarının kalitesine ve ayrıca bölgeye özgü koşullara ve ayrıca bağlanılan şebekenin altyapısına bağlı olacaktır. Elektrik sistemlerinde kayıp, öz tüketim, kontrol ve güvenlik sonucu oluşacaktır. En yüksek kalitede cihazlar ve aynı zamanda en iyi kurulum tekniği dikkate alınarak, invertör çıkışındaki baradan kaynaklanan kayıpların% 2 olduğu varsayılmaktadır.

Karbon ayak izi, doğrudan ve dolaylı olarak insan faaliyetlerini desteklemek için üretilen toplam sera gazı miktarı olarak tanımlanabilir ve genellikle eşdeğer ton karbondioksit (CO₂) olarak ifade edilir. Karbon ayak izi, her zaman diliminde (genellikle bir yıl) faaliyetlerden kaynaklanan tüm karbondioksit (CO₂) emisyonlarının toplamıdır.

Güneş panellerini kurarken, karbondioksit emisyonlarında azalma olacaktır. Yenilenebilir enerji projelerinden tasarruf edilen veya önlenen sera gazı emisyonlarının nicelleştirilmesi, yenilenebilir proje faaliyetinden kaynaklanan emisyonlar ile aynı miktarda üretim için proje olmaması durumunda ortaya çıkacak emisyonlar arasındaki farktır (Lu & Lai, 2020).

Sera gazı referansının ve projesinin hesaplanmasının karmaşıklığı, üretim için kullanılan çıktıya ve yenilenebilir enerji kaynağına (res) bağlı olarak değişecektir. Referans senaryo, şebekeye verilen enerjiyi elde etmek için kullanılacak fosil yakıt emisyonlarına eşit olacaktır (Lu & Lai, 2020). PV sistem ile CO₂ emisyon üretilmeyecektir. Dolayısıyla analiz sonucunda, Şekil 4.12'de görüleceği gibi 30 yıl içinde yaklaşık 18,841,667 ton karbon emisyonu çevreye salınmayacaktır. Başka bir ifadeyle güneş enerjisi kullanımı ile doğal kaynakların korunmasının yanında, hava kalitesinin ve biyolojik çeşitliliğin artırılması mümkündür. Sonuç olarak ekosistem üzerindeki bu olumlu etkileri nedeniyle geleneksel elektrik üretim yöntemleri ile karşılaştırıldığında PV sistemler çevresel açıdan daha uygundur.



Şekil 4.12. Önümüzdeki 30 yıl İçinde Sistem için Karbon Emisyonları.

4.1. Ekonomik Değerlendirme

Kamu hizmet istasyonlarının çoğu ihale biçimindedir ve bu alandaki yatırımcı makul bir kar sağlayan bir sistemle ilgilenmektedir. Simülasyondan sonra projenin ekonomik bir değerlendirmesi yapılmıştır. Genel olarak, finansal maliyetler başlangıç maliyetlerini, bakım maliyetlerini, onarım ve değiştirme maliyetlerinden oluşmaktadır. İlk maliyetler ise tasarım, donanım ve sistem kurulum maliyetlerinden oluşur. Tablo 4.8'de ekipman fiyatları üreticilerden ve diğer hizmetleri fiyatları hükümetten ve özel şirketlerden elde edilir.

Tablo 4.8. Modelleme Girdileri ve Varsayımlar

TÜR	TİPİK DEĞERLER	REFERANS
MODÜL FİYATI	0.50 \$/W _{dc}	(IRENA, 2018)
İNVERTER FİYATI	0.21 \$/W _{dc}	(Fu, Feldman, Margolis, Woodhouse, & Ardani, 2017)
YAPISAL BİLEŞENLER (RAF)	0.35 \$/W _{dc}	(IRENA, 2018)
EPC OVERHEAD (EKİPMAN MALİYETLERİNİN% 'Sİ	Ekipman ve malzeme için% 10- İşçilik maliyetleri için% 40	(Chiantore et al., 2015)
DOĞRUDAN KURULUM LABO	Electrician: \$19.37– \$38.22 per hour	(Chiantore et al., 2015)

	Laborer: \$12.64– \$25.09 per hour	
YÜK ORANLARI (DOĞRUDAN İŞGÜCÜNÜN YÜZDESİ)	Total nationwide average: 31.8%	(Chiantore et al., 2015)
DURUMLULUK) EPC MALİYETİ ÜZERİNDE MARKUP OLARAK TAHMİN EDİLİR (3%	
ELEKTRİK PARÇALARI	Konum ve sistem boyutuna, İletkenlere, kablo borularına ve bağlantı parçalarına, geçiş kutularına, anahtarlama cihazlarına, panel panolarına, yerinde iletim vb.	
KURULU MALİYET	1.03 \$/W _{dc}	(Chiantore et al., 2015)
YILLIK BOZULMA (%)	0.80 %	
SİSTEM ÖMRÜ (YR)	30	
DC-AC DERATING (%)	2.50%	(Ram et al., 2018)
ETKİN KURUMSAL VERGİ, ORAN (%)	40%	(Ram et al., 2018)
LCOE HESAPLAMALARI İÇİN GERÇEK İNDİRİM ORANI	1.00%	(Ram et al., 2018)
İNDİRİM ORANI (%)	8.00%	
ENFLASYON ORANI (%)	1.04%	

Üreticinin maliyetine bağlı olarak parçalar için fiyatlandırma/indirimler belirlenir. Net yatırım, mal sahibi için potansiyel faydaları çıkararak ve bir vergi oranı (katma değer vergisi) ekleyerek toplam yatırımdan elde hesaplanır. Kredi süresi, sistemin beklenen ömrüne karşılık gelir. Bu prosedür, normal bir enerji kurulumunun aksine, bir güneş ekipmanı satın alırken, müşterinin bir seferde ömrü sırasında tüketilen tüm enerjinin değerini satın alması gerçeğiyle haklı çıkarılmıştır (Mansur, Baharudin, & Ali, 2018). Yıllık ve işletme maliyetlerinin toplamı, toplam yıllık maliyettir. Etkin bir şekilde üretilen ve kullanılan enerjiye bölünerek, enerji maliyetinin (kullanılan kwh'nin fiyatı) bir değerlendirmesini sağlar (S. N. M. Abdalla & H. Özcan, 2021; Mansur et al., 2018).

Önerilen güneş PV enerji santralının pozitif net bugünkü değeri NPV = 635,291,000 \$ 'dır. İlk yatırım 11 yıl içinde geri ödenmiş olacak, LCOE 0,06 \$ / kWsaat. Ekonomik değerlendirme, yatırılan paranın geri ödenmesinin 11 yıl alacağını ve net bugünkü değerin tüm sistemler için pozitif olduğunu göstermektedir. Bu, yatırım maliyetinin sistem ömrü boyunca geri ödeneceği anlamına gelir (S. N. M. Abdalla & H. J. C. E. Özcan, 2021; Hernández-Moro & Martínez-Duart, 2013).

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

5.1. Sonuçlar

Bu tez çalışmasında, 1 GW gücünde PV enerji santrali tasarımı ve simülasyonu yapılmıştır. Ayrıca ekonomik ve çevresel analizi gerçekleştirilmiştir. Sistemdeki kayıplar güneş radyasyonu ve diğer bileşenlerin ısınmasından kaynaklanan kayıplar, gölgeleme kayıpları, güneş invertör kayıpları, güneş paneli uyumsuzluğu kayıpları, doğru akım kablo kayıpları, trafo verimliliğinden kaynaklanan kayıplar, AC kablo kayıpları ve bakım kayıpları olarak kabul edilmiştir. Ekonomik analizde, sonuçların karşılaştırılabilmesi için bazı varsayım ve sadeleştirmeler yapılmıştır.

Bu tez çalışması en iyi senaryo için sonucu elde edilen temel sonuçlar maddeler halinde aşağıda sıralanmıştır.

- Sudan'da Dongola şehrinin bir PV elektrik santralini kurulması için en uygun bölgelerden biri olduğu belirlenmiştir.
- Tüm kayıpları dikkate alarak elektrik şebekesine verilebilecek elektrik enerjisinin yıllık 1979259 MWh olacağı hesaplanmıştır.
- PV santralinden üretilecek enerji ile yaklaşık 7.4 milyon kişinin yıllık elektrik ihtiyacının karşılanabileceği görülmüştür.
- Bu güneş enerjisi santralini kurulumu ile yıllık 18 milyon ton karbondioksit emisyon azaltımı sağlanabileceği belirlenmiştir.
- Elektrik maliyetinin 1 kWh başına 0.06 \$ olacağı hesaplanmıştır.
- İndirimli geri ödeme süresinin yaklaşık 11 yıl olacağı belirlenmiştir.
- Santralini kuruluş maliyetinin 635,291,000\$ olacağı görülmüştür.

Sonuç olarak, önerilen şebekeye bağlı, 1 GW kapasiteli PV güneş enerjisi santralini Sudan'da ekonomik, teknik ve çevresel olarak uygulanabilir olduğu değerlendirilmiştir.

5.2. Öneriler

Hesaplamalarda elde edilen sonuçlar belirli bir oranda geçerli olsa da, daha gerçekçi doğru sonuçlar için hesaplama metodolojisinde bazı iyileştirmeler yapılabilir. Tez çalışmasındaki uygulanan yöntemi geliştirmek için gelecekte yapılacak fotovoltaik tesis tasarım projelerinde aşağıdaki yönlerde iyileştirmeler yapılabilir.

- Farklı tip ve modellerde fotovoltaik paneller, invertörler, farklı bir izleme sistemleri kullanılarak farklı tasarımlar gerçekleştirilebilir.
- Farklı hesaplama yöntemleri kullanılarak alternatif tasarımlar yapılabilir ve tez çalışmasında önerilen tasarım ile karşılaştırılabilir.
- Şebeke gereksinimlerinin neler olduğu daha ayrıntılı olarak incelenerek, tasarlanan PV tesisinin bu gereksinimleri karşılayıp karşılamadığını hesaplanabilir, buna göre tasarım parametreleri yeniden düzenlenebilir. Ayrıca, şebeke bağlantılarıyla ilgili maliyet analizi hesaplamalara katılabilir.
- Elektrik düzeni, olası mekanik yük, montaj yapısı için boyutlandırma ve ayrıca koruma, ayırma anahtarları ve ölçüm ile ilgili daha fazla ayrıntı dikkate alınabilir. Ayrıca, bugün piyasada çok çeşitli farklı tip ve model fotovoltaik panel ve invertörler bulunmaktadır. Diğer sistemler de aynı şekilde incelenebilir ve performans açısından karşılaştırılabilir. Ekonomik değerlendirmedeki belirsizlikler, birkaç fotovoltaik sistem firmasından fiyatlarla ilgili bilgi toplayarak daha iyi analiz edilebilir.

KAYNAKLAR

- Abdalla, & ÖZCAN (2021). Design and simulation of a 1-GWp solar photovoltaic power station in Sudan. *Clean Energy*, 5(1), 57-78. doi:10.1093/ce/zkaa030 %J Clean Energy
- Abdalla, S. & ÖZCAN, H.(2021). Design and simulation of a 1-GWp solar photovoltaic power station in Sudan. 5(1), 57-78.
- Akram, Awais, Bashir, Khan & Iqbal (2018). *Design and analysis of 300MW solar configuration and its comparison with Quaid-e-Azam solar park*. Paper presented at the 2018 International Conference on Engineering and Emerging Technologies (ICEET), Lahore, Pakistan.
- Arantegui, Jäger-Waldau & Reviews (2018). Photovoltaics and wind status in the European Union after the Paris Agreement. 81, 2460-2471.
- Azoumah, Ramdé, Tapsoba, & Thiam (2010). Siting guidelines for concentrating solar power plants in the Sahel: Case study of Burkina Faso. 84(8), 1545-1553.
- Batista, (2018). The impact of shadowing in photovoltaic systems and how to minimize it: An analysis with the PVsyst Software. In (pp. 1-68).
- Bhardwaj (2018). Solar Tracking Methodologies for PV Panels. *International Journal of Scientific Research in Science*, 226-230.
- BOLAT, ARİFOĞLU & DEMİRYÜREK (2020). Lebit enerji güneş santralının PVsyst programı ile analizi. 9(3), 1351-1363.
- Chattopadhyay & Rajavel (2018). *A comparative study on performance of a grid connected solar PV system installed in the urban, rural and coastal region of India*. Paper presented at the 2018 2nd International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC).
- Chiantore, Gordon, Hoffmann, Perezagua, Philipps, Roman & Martínez. (2015). Future renewable energy costs: solar photovoltaics.
- Darling, Veselka & Velosa (2011). Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. *Energy environmental science* 4(9), 3133-3139.
- Das, Hrishikesan, Kumar & Liserre (2020). Smart Transformer Enabled Meshed Hybrid Distribution Grid.
- Elani & Bagazi (1998). The importance of silicon photovoltaic manufacturing in Saudi Arabia. 14(1-4), 89-94.
- ElQuoliti. (2015). An analytic hierarchy process to evaluate candidate locations for solar energy stations: Kingdom of Saudi Arabia as a case study. *International Journal on Power Engineering and Energy (IJPEE)*, 6(3), 8.
- Eyigün & Güler (2010). Turkey solar potential and viability of solar photovoltaic power plant in central Anatolia. *Natural gas*, 95530, 48.17.
- Freitas, Santos & Brito (2018). Impact of large scale PV deployment in the sizing of urban distribution transformers. *Renewable Energy*, 119, 767-776.
- Feldman, Margolis, Woodhouse & Ardani (2017). *US solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2017*. Retrieved from <https://www.osti.gov/biblio/1395932>
- García, Vera, Marroyo, Lorenzo, Pérez & Applications. (2009). Solar-tracking PV plants in Navarra: A 10 MW assessment. 17(5), 337-346.
- Goodrich, James & Woodhouse (2012). *Residential, commercial, and utility-scale photovoltaic (PV) system prices in the United States: current drivers and cost-reduction opportunities*. Retrieved from
- Gracia, Casero, Bourasseau & Chabert (2018). Use of hydrogen in off-grid locations, a techno-economic assessment. 11(11), 3141.
- Guda, Aliyu & Technology. (2015). Design of a stand-alone photovoltaic system for a residence in Bauchi. 5(1), 34-44.
- Haydaroglu & Gümüş (2016). Dicle Üniversitesi güneş enerjisi santralının PVsyst ile simülasyonu ve performans parametrelerinin değerlendirilmesi. 7(3), 491-500.

- Hernández-Moro, J., & Martínez-Duart, J. M. (2013). Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable Sustainable Energy Reviews* 20, 119-132.
- Hojabri Toudeshki & Engineering (2013). Power quality consideration for off-grid renewable energy systems. 5(05), 377.
- IRENA (2018). Renewable power generation costs in 2017. *Report, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi*.
- Jacobson & Delucchi (2011). Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials. 39(3), 1154-1169.
- Jäger-Waldau (2019). Snapshot of photovoltaics—February 2019. 12(5), 769.
- Kaplan (2009). *Smart Grid: Modernizing electric power transmission and distribution; Energy independence, Storage and security; Energy independence and security act of 2007 (EISA); Improving electrical grid efficiency, communication, reliability, and resiliency; integrating new and renewable energy sources*: The Capitol Net Inc.
- Kerekes, Koutroulis, Séra, Teodorescu & Katsanevakis (2012). An optimization method for designing large PV plants. 3(2), 814-822.
- Kumar, Kumar Rejoice & Mathew (2017). Performance analysis of 100 kWp grid connected Si-poly photovoltaic system using PVsyst simulation tool. *Energy Procedia*, 117, 180-189.
- Labeled & Lorenzo (2004). The impact of solar radiation variability and data discrepancies on the design of PV systems. *Renewable Energy*, 29(7), 1007-1022.
- Laetitia, Near East University (2018). Design simulation and evaluation of photovoltaic plant.
- Zheng, Wang & Shu (2012). *Study on impact of grid connection of distributed photovoltaic system on distribution network peak-valley difference considering photovoltaic volatility*. Paper presented at the 2012 China International Conference on Electricity Distribution.
- Lovegrove & Csiro (2012). Introduction to concentrating solar power (CSP) technology. In *Concentrating Solar Power Technology* (pp. 3-15): Elsevier.
- Lai (2020). Review on carbon emissions of commercial buildings. *Renewable Sustainable Energy Reviews* 119, 109545.
- Lubkoll (2011). *A pre-feasibility study of a concentrating solar power system to offset electricity consumption at the Spier Estate*. Stellenbosch : University of Stellenbosch,
- Mansur, Baharudin & Ali. (2018). Technical and Economic Analysis of Net Energy Metering for Residential House. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, 11(2), 585-592.
- Mensah, Yamoah & Adaramola (2019). Performance evaluation of a utility-scale grid-tied solar photovoltaic (PV) installation in Ghana. 48, 82-87.
- Nirwan, Thakur & Volume (2017). Performance evaluation of grid connected solar PV plant using PVsyst. 4, 3190-3194.
- Nzeyimana (2003). Rusumo dam-social challenge in Kagera River Basin: Participation of the affected people. In: Tema vatten i natur och samhälle.
- Omer (2007). Renewable energy resources for electricity generation in Sudan. *Renewable Sustainable Energy Reviews* 11(7), 1481-1497.
- Omer (2015). Evaluation of sustainable development and environmentally friendly energy systems: case of Sudan. *Journal of Environmental Research and Management*, 6(3), 237-261.
- Campbell, Denholm, Margolis & Heath (2013). *Land-use requirements for solar power plants in the United States*. Retrieved from
- ÖZCAN & Ercan (2020). ŞEBEKEYE BAĞLI FOTOVOLTAİK ÇATI SİSTEMİNİN KARŞILAŞTIRMALI PERFORMANS ANALİZİ. 23(3), 127-140.

- Ram, Child, Aghahosseini, Bogdanov, Lohrmann & Breyer (2018). A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030. *Journal of cleaner production*, 199, 687-704.
- Ramadan & Elistratov. (2019). Techno-Economic Evaluation of a Grid-Connected Solar PV Plant in Syria. *Applied Solar Energy*, 55(3), 174-188.
- Roca Rubí (2018a). *Design and modelling of a large-scale PV plant*. (Master's thesis), Universitat Politècnica de Catalunya, Retrieved from <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/120416>
- Roca Rubí (2018b). *Design and modelling of a large-scale PV plant*. Universitat Politècnica de Catalunya,
- Saini, Kapoor & Systems (2012). Classification of power quality events—a review. *43*(1), 11-19.
- Solargis, Solar resource maps of Sdan. (13.11.2020). Retrieved from <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/sudan>
- Surface Meteorology and Solar Energy-A renewable energy resource web site. (13.11.2020). Retrieved from <https://eosweb.larc.nasa.gov/>
- van Niekerk & Hall (2013). Overview of energy in Africa.
- Wang & Xu (2010). Research of capacity limit of grid-connected photovoltaic power station on the basis of chance-constrained programming. *30*(22), 22-28.
- Yadav, Kumar & Chandel (2015). *Simulation and performance analysis of a 1kWp photovoltaic system using PVsyst*. Paper presented at the 2015 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC).
- Yilmaz & Dincer (2017). Optimal design of hybrid PV-Diesel-Battery systems for isolated lands: A case study for Kilis, Turkey. *Renewable Sustainable Energy Reviews* 77, 344-352.
- Yongo-Bure (2007). *Economic development of southern Sudan*: University Press of America.

ÖZ GEÇMİŞ



Sohaib Nasr Mohamed ABDALLA, 21.10.1995 tarihinde Suudi Arabistan'da doğdu. Sudan'da Mohamed Mohieldin Lisesi'ni bitirdikten sonra Omdurman İslam Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Fakültesi'nden 2018 yılında mezun oldu. 2021 yılında OMÜ Yüksek Lisans programını bitirdi. (Yüksek Lisans Eğitimini tamamlamış olanlar için) Mezuniyetinden bu yana Enerji Mühendisi olarak görev yapan, orta derecede İngilizce/Türkçe bilmektedir.

İletişim Bilgileri

E mail : engsohaib50@gmail.com

Telefon : +905522571080

ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0001-9255-6732>

Yayınlanmış Çalışmalar:

1. Abdalla, S. N. M., & Özcan, H. (2021). Design and simulation of a 1-GWp solar photovoltaic power station in Sudan. *Clean Energy*, 5(1), 57-78. doi:10.1093/ce/zkaa030 %J Clean Energy

Kazanan Ödüller, Teşvikler ve Burslar

1. 2019 yılında Türk hükümetinin yüksek lisans bursunu kazandım .