

T.C.
KIRKLARELİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI

KIRKLARELİ ÜNİVERSİTESİ KAYALI YERLEŞKESİNDE
GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALİ TASARIMI VE TEKNO
EKONOMİK ANALİZİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Selahattin GÜNEŞ

Temmuz, 2025

T.C.
KIRKLARELİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI

KIRKLARELİ ÜNİVERSİTESİ KAYALI YERLEŞKESİNDE
GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALİ TASARIMI VE TEKNO
EKONOMİK ANALİZİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Selahattin GÜNEŞ

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Engin HÜNER

Temmuz, 2025

ETİK BEYAN

“Kırkırelı Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez ve Dönem Projesi Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmasında; tez içinde sunduğum bilgileri, verileri ve dokümanları, değişik sonuç verebilecek şekilde araştırma araç gereçleri kullanmadan, işlem veya kayıt sonuçlarını değiştirmeden akademik ve etik kurallar çerçevesinde bizzat elde ettiğimi, bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu, tez çalışmasında yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi, bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.”

Selahattin GÜNEŞ

04/07/2025

ÜRETKEN YAPAY ZEKÂ ETİK BEYANI

Tezde Üretken Yapay Zeka araçlarını araştırma yöntemi, örneklem büyüklüğü tespiti/güç analizi yapılması, veri analizi, veri toplama, veri depolama ve paylaşımı (federatif veri paylaşım/kullanım sistemleri dahil), literatür taraması, kaynakların düzenlenmesi, dil bilgisi ve yazım kontrolü, çeviri gibi işlerde kullandığımı; bu süreçlerde yaptırılan işleri dikkat ve özenle gözden geçirerek maddi hataları ve taraflı ya da yazılımsal/algoritmik ya da olgusal/yorumsal hataları tespit ederek düzelttiğimi, bağlamsal tutarlılığı sağladığımı ve ortaya çıkan ürünün (metin, resim, ses, görüntü, kod, karar, sonuç) yasal ve etik açıdan doğabilecek tüm sorumluluğunu üstlendiğimi beyan ederim.

Selahattin GÜNEŞ

TEZ ONAYI

“Kırklareli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı, Tezli Yüksek Lisans Programında Yüksek Lisans öğrencisi Selahattin GÜNEŞ tarafından Doç. Dr. Engin HÜNER’in danışmanlığında hazırlanan “Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesinde Güneş Enerjisi Santrali Tasarımı ve Tekno Ekonomik Analizi” başlıklı tez aşağıdaki jüri üyeleri tarafından 04/07/2025 tarihinde yapılan Tez Savunma Sınavında oy çokluğu ile başarılı bulunmuş ve Yüksek Lisans Tezi olarak kabul edilmiştir.”

Tez Danışmanı:

Doç. Dr. Engin HÜNER
Kırklareli Üniversitesi

Jüri Üyeleri:

Doç. Dr. Betül ÖZER
Kırklareli Üniversitesi

Dr. Öğr. Üyesi Ali Samet SARKIN
Osmaniye Korkut Ata Üniversitesi

Tez Savunma Tarihi: 04/07/2025

ÖN SÖZ

Bu tez çalışmasının hazırlanması sürecinde, değerli bilgi ve deneyimlerini paylaşarak her aşamada bana rehberlik eden danışmanım “Doç. Dr. Engin HÜNER’e” sonsuz teşekkürlerimi sunarım. Kendisi bilimsel bakış açımı zenginleştirmiş ve çalışmanın hedeflerine ulaşmasına büyük katkı sağlamıştır.

Ayrıca, bu süreçte desteklerini esirgemeyen Kırklareli Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü yönetimi ve Enerji Sistemleri Mühendisliği Ana Bilim Dalı öğretim üyelerine teşekkür ederim. Onların sağladığı akademik ve idari kolaylıklar, tezin zamanında ve kapsamlı şekilde tamamlanmasında önemli rol oynamıştır.

Veri temini ve saha analizlerinde yardımlarını esirgemeyen tüm üniversite personeline, özellikle de Kayalı Yerleşkesi enerji yönetimi ekiplerine, samimi iş birliği ve desteğinden dolayı teşekkür ederim.

Son olarak, tez süresince moral ve motivasyon desteğiyle yanımda olan aileme ve arkadaşlarıma gönülden teşekkür ederim. Bu süreç, onların manevi desteği olmadan bu denli verimli ve keyifli tamamlanamazdı.

Selahattin GÜNEŞ

Temmuz, 2025

İÇİNDEKİLER

ÖN SÖZ.....	vi
İÇİNDEKİLER.....	vii
SEMBOLLER VE KISALTMALAR.....	x
TABLolar LİSTESİ.....	xi
ŞEKİLLER LİSTESİ.....	xii
ÖZET.....	xiii
ABSTRACT.....	xv
1. GİRİŞ.....	1
1.1. Araştırmanın Amacı ve Önemi.....	4
1.2. Araştırmanın Yöntemi.....	5
2. KURAMSAL TEMELLER VE KAYNAK ARAŞTIRMASI.....	6
2.1. Literatür Araştırması.....	6
2.1.1. Yurt içinde yapılan araştırmalar.....	6
2.1.2. Yurt dışında yapılan araştırmalar.....	19
2.2. Enerji Talebi ve Enerji Kaynakları.....	27
2.2.1. Dünyada enerji talebi ve üretimi.....	30
2.2.2. Türkiye’de enerji talebi ve üretimi.....	33
2.2.3. Yenilenemez (konvansiyonel) enerji kaynakları.....	38
2.2.4. Yenilenebilir enerji kaynakları.....	45
2.3. Güneş Enerjisi ve Teknolojileri.....	55
2.3.1. Fotovoltaik (FV) hücrelerin temel çalışma prensipleri.....	58
2.3.2. Fotovoltaik hücre türleri.....	61
2.3.3. Fotovoltaik sistem bileşenleri.....	63
2.3.4. Güneş enerjisi santralinin tasarım kriterleri.....	73
2.3.5. Fotovoltaik sistemlerde performans analizi ve değerlendirme yöntemleri.....	75
2.3.6. Dünyada güneş enerjisi potansiyeli.....	78

2.3.7. Türkiye’de güneş enerjisi potansiyeli.....	81
3. MATERYAL VE METOT.....	88
3.1. Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesi ve Fiziksel Özellikleri.....	88
3.2. Materyal.....	90
3.2.1. Elektrik tüketim verileri ve kaynakları.....	90
3.2.2. Meteorolojik veriler.....	91
3.2.3. Fotovoltaik modül, evirici ve yardımcı bileşen dokümantasyonu.....	94
3.3. Metot.....	97
3.3.1. Simülasyon yöntemleri.....	97
3.3.2. Sistem bileşen seçimi ve tasarım adımları.....	99
3.3.3. Üretim tahmini ve performans analizi.....	104
3.3.4. Ekonomik analiz yöntemleri (NBD, IRR, Geri Ödeme Süresi).....	106
3.3.5. Senaryo analizi ve hassasiyet incelemesi.....	109
3.4. Hata Analizleri ve Risk Değerlendirmesi.....	111
4. BULGULAR VE DEĞERLENDİRME.....	114
4.1. Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesi Güneş Işınım Verilerinin Değerlendirilmesi.....	114
4.2. Kurulum Senaryolarının Simülasyon Sonuçları.....	117
4.3. Yıllık Enerji Üretim Tahminleri ve Performans Göstergeleri.....	120
4.4. Sistem Tasarım Parametrelerinin Değerlendirilmesi.....	126
4.4.1. Kurulum kapasitesinin seçimi.....	126
4.4.2. İnverter tasarım optimizasyonu.....	128
4.5. Tekno-Ekonomik Analiz Sonuçları.....	130
4.5.1. Geri ödeme süresi (payback period).....	131
4.5.2. Net bugünkü değer (NBD) ve iç verim oranı (IRR).....	133
4.5.3. Seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE).....	134
4.6. Karbon emisyon azaltımı ve çevresel değerlendirme.....	135
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	138
KAYNAKÇA.....	146

EKLER.....	159
EK-1. PVsyst Senaryo S-1 Simülasyon Sonuçları.....	160
EK-2. PVsyst Senaryo S-2 Simülasyon Sonuçları.....	167
EK-3. PVsyst Senaryo S-3 Simülasyon Sonuçları.....	174



SEMBOLLER VE KISALTMALAR

Semboller Açıklamalar

A_p	: PV modül toplam alanı (m^2)
CF	: Kapasite faktörü (–)
E_{AC}	: Şebekeye verilen yıllık AC enerji (kWh)
E_{array}	: Mikrolitre
G_{HI}	: Küresel yatay ışıınım ($kWh\ m^{-2}\ yıl^{-1}$)
γ_P	: Panel güç sıcaklık katsayısı ($\% \ ^\circ C^{-1}$)
η_{STC}	: Panel verimi, standart test koşulu (–)

Kısaltmalar Açıklamalar

AC	: Alternatif akım
BOS	: Balance of System, yardımcı tesis ekipmanları
CAPEX	: Capital Expenditure, başlangıç yatırım gideri
CF	: Capacity Factor, kapasite faktörü
CO ₂	: Karbondioksit
DC	: Doğru akım
DNI	: Direct Normal Irradiance
GEPA	: Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası
GES	: Güneş Enerjisi Santrali
GHI	: Global Horizontal Irradiance, küresel yatay ışıınım
GÖS	: Geri ödeme süresi
GWh	: Gigawatt-saat
IRR	: Internal Rate of Return, iç kârlılık oranı
kWh	: Kilowatt-saat
LCOE	: Levelized Cost of Energy
MPPT	: Maximum Power Point Tracker
NBD	: Net Bugünkü Değer
OPEX	: Operational Expenditure, işletme giderleri
PR	: Performance Ratio, performans oranı
PV	: Photovoltaic, fotovoltaiik
PVsyst	: PVsyst simülasyon yazılımı
S-1 / S-2 / S-3	: Araştırmada projelendirilen senaryolar 1-2-3
STC	: Standard Test Conditions, standart test koşulları
TMY	: Typical Meteorological Year, temsili meteorolojik yıl
USD	: Amerikan doları

TABLÖLAR LİSTESİ

Tablo 2.1. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2023 ulusal enerji denge tablosu (ETKB, 2023).....	34
Tablo 3.1. Kayalı Yerleşkesi'nin 2022–2024 aylık enerji tüketimleri.....	90
Tablo 3.2. Yıllık tüketim & büyüme özeti.....	90
Tablo 3.3. 2024 Mevsimsel dağılım.....	91
Tablo 3.4. Kayalı Yerleşkesi için iki yaygın küresel veri setinin karşılaştırması.....	93
Tablo 3.5. Fotovoltaik modül, evirici ve yardımcı bileşen dokümantasyonu.....	94
Tablo 3.6. PVsyst simülasyon senaryoları.....	99
Tablo 4.1. Farklı kurulum senaryoları için PV sistem temel özellikleri ve simülasyon sonucu performans göstergeleri.....	118
Tablo 4.2. Aylık enerji dengesi tablosu.....	122
Tablo 5.1. Teknik kıyaslama.....	143
Tablo 5.2. Enerji performansı.....	143
Tablo 5.3. Ekonomik Göstergeler.....	143
Tablo 5.4. Çevresel Etkiler.....	144

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 2.1. Küresel birincil enerji arzının kaynaklara göre dağılımı 2024 (Energy Institute, 2024).....	31
Şekil 2.2. Türkiye toplam kurulu güç kapasitesinin 1974-2024 yılları arasında gelişimi (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2024).	35
Şekil 2.3. Güneş panelleri (PV modüller).	67
Şekil 2.4. İnverter.	69
Şekil 2.5. Küresel ölçekte görselleştirilmiş uzun dönem ortalama fotovoltaik güç çıktısı (World Bank Group & Solargis, 2024).	79
Şekil 2.6. Türkiye fotovoltaik güç potansiyelinin mekânsal dağılımı (World Bank Group & Solargis, 2024).	82
Şekil 3.1. Türkiye fotovoltaik güç potansiyelinin mekânsal dağılımı.	89
Şekil 3.2. PVsyst'in "Interactive Map" modülünden alınan ekran görüntüsü.	92
Şekil 3.3. PVsyst'in "Monthly Weather Data" modülünden alınan ekran görüntüsü.	92
Şekil 3.4. Bifacial modüle PVsyst 8.0.9 kütüphanesinde bulunan panel seçenekleri.	95
Şekil 3.5. İnverter PVsyst 8.0.9 kütüphanesinde bulunan inverter seçenekleri.	96
Şekil 3.6. PVsyst modülünden alınan koordinat parametreleri.	101
Şekil 3.7. PVsyst modülünden alınan eğilim, yönelim optimizasyonu.	101
Şekil 3.8. PVsyst modülünden alınan panel seçimi.	102
Şekil 3.9. PVsyst modülünden alınan inverter seçimi.	102
Şekil 4.1. Kırklareli Kayalı Yerleşkesi için aylık ortalama günlük güneş ışınımı değerleri.	115
Şekil 4.2. PVsyst simülasyonundan elde edilen yıllık üretim ve performans oranı sonuçları (Senaryo S-3).	121
Şekil 4.3. PVsyst simülasyonunda S-3 senaryosu için elde edilen yıllık enerji akışı ve kayıplar diyagramı (Loss diagram).	123

ÖZET

Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesinde Güneş Enerjisi Santrali Tasarımı ve Tekno Ekonomik Analizi

Bu araştırmada, Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesi'nin elektrik gereksinimini karşılamak amacıyla arazi üzeri, sabit eğimli bir fotovoltaik (FV) santral tasarlanmış ve tekno ekonomik fizibilitesi incelenmiştir. Bu kapsamda kampüsün 2022-2024 dönemine ait elektrik tüketim verileri analiz edilmiş, Meteonorm 8.2 küresel ışıyım dizileriyle bölgenin güneşlenme potansiyeli belirlenmiş ve PVsyst 8.0.9 ortamında üç kapasite senaryosu (S-1 = 2,48 MW_p; S-2 = 2,80 MW_p; S-3 = 3,40 MW_p) simüle edilmiştir. Simülasyonlarda 550 Wp bifacial monokristal modüller ile 320 kW nominal gücünde, 12 MPPT'li string invertörler kullanılmış; dizi yapısı, 35° panel eğimi ve $\approx 1,10; 1,18$ DC/AC oranı performans optimizasyonu ile belirlenmiştir. Sonuçlar, yıllık net üretimin 3,6; 5,0 GWh, özgül üretimin $\approx 1.462 \text{ kWh kW}_p^{-1} \text{ yıl}^{-1}$ ve ortalama performans oranının %87,2 olduğunu göstermiştir. 3,40 MW_p'lik S-3 senaryosu, kampüs tüketimini bütünüyle karşılayarak yılda $\approx 1.860 \text{ t CO}_2$ emisyonunu önlemekte ve LCOE'yi 0,025; 0,030 \$/kWh düzeyine düşürmektedir. Ekonomik değerlendirme, 25 yıllık nakit akışına dayalı geri ödeme süresi, net bugünkü değer (NBD), iç kârlılık oranı (IRR) ve LCOE göstergeleriyle yürütülmüş; panel degradasyonu, tarife artışı ve iskonto oranındaki $\pm \%10$ varyasyonlar duyarlılık analizine tabi tutulmuştur. Hassasiyet analizi, $+\%10$ CAPEX, $-\%10$ tarife, $-\%5$ üretim ve $+2$ puan iskonto gibi en kötümser kombinasyonda dahi NBD'nin pozitif kaldığını, indirgenmiş geri ödeme süresinin $\approx 8,5$ yılı geçmediğini; en iyimser tabloda ise 6 yılın altına düştüğünü ortaya koymuştur. Temel senaryoda S-3'ün basit geri ödeme süresi $\approx 4,7$ yıl; indirgenmiş geri ödeme süresi $\approx 6,6$ yıl; NBD (iskonto $\%10$) +1,1 MUSD; IRR $\approx \%15$ ve LCOE 0,025; 0,030 USD kWh⁻¹ olarak bulunmuştur. Sonuç olarak, Kayalı Yerleşkesi'nde güneş enerjisinden elektrik üretimi teknik olarak uygulanabilir, mali açıdan sürdürülebilir ve çevresel açıdan yüksek fayda sağlayan bir yatırım

niteliğindedir; çalışma, üniversite ölçeğindeki FV projeleri için örnek bir tasarım-fizibilite çerçevesi sunmaktadır.

Anahtar Kelimeler: Fotovoltaik Santral, Tekno-Ekonomik Fizibilite, Güneş Enerjisi Potansiyeli.



ABSTRACT

The Design and Techno-Economic Analysis of a Solar Power Plant at Kırklareli University Kayalı Campus

In this study, a ground-mounted, fixed-tilt photovoltaic (PV) plant was designed for Kırklareli University's Kayalı Campus to meet the campus's electricity demand, and its techno-economic feasibility was investigated. Within this scope, the campus's 2022–2024 electricity consumption data were analysed, the site's solar potential was determined using Meteonorm 8.2 global irradiation series, and three capacity scenarios (S-1 = 2.48 MW_p; S-2 = 2.80 MW_p; S-3 = 3.40 MW_p) were simulated in the PVsyst 8.0.9 environment. The simulations employed 550 Wp bifacial monocrystalline modules together with 320 kW string inverters equipped with twelve MPPT inputs; the array layout, a 35° module tilt, and a DC/AC ratio of approximately 1.10–1.18 were selected through performance optimisation. The results indicate an annual net yield of 3.6–5.0 GWh, a specific yield of $\approx 1\,462\text{ kWh kW}_p^{-1}\text{ yr}^{-1}$, and an average performance ratio of 87.2 %. The 3.40 MW_p S-3 scenario fully satisfies campus demand, prevents $\approx 1\,860\text{ t CO}_2$ emissions per year, and lowers the LCOE to the 0.025–0.030 USD kWh⁻¹ range. Economic evaluation was conducted via payback period, net present value (NPV), internal rate of return (IRR), and LCOE metrics based on 25-year cash flows; $\pm 10\%$ variations in module degradation, tariff escalation, and discount rate were subjected to sensitivity analysis. The sensitivity analysis showed that even under the most pessimistic combination (+10 % CAPEX, –10 % tariff, –5 % yield, and a +2-point increase in discount rate), the NPV remained positive and the discounted payback period did not exceed ≈ 8.5 years, while in the most optimistic case it fell below 6 years. In the baseline scenario, S-3 exhibits a simple payback period of ≈ 4.7 years, a discounted payback period of ≈ 6.6 years, an NPV (10 % discount) of +1.1 MUSD, an IRR of $\approx 15\%$, and an LCOE of 0.025–0.030 USD kWh⁻¹. Consequently, solar-powered electricity generation at Kayalı Campus is technically feasible, financially sustainable, and environmentally beneficial, and the study

provides a representative design-feasibility framework for PV projects at the university scale.

Keywords: Photovoltaic Power Plant, Techno-Economic Feasibility, Solar Energy Potential.



1. GİRİŞ

Dünya genelinde artan elektrik enerjisi ihtiyacı, insanları yeni ve temiz enerji kaynakları arayışına itmektedir. Fosil yakıtların sınırlı oluşu ve çevreye verdikleri zararlar, daha sürdürülebilir ve çevreci enerji alternatiflerine yönelimi hızlandırmıştır (Akyazı, Başlık, Khidirzade & Çavdar, 2024). Bu bağlamda güneş enerjisi, tartışılmaz biçimde tükenmez bir kaynak olarak öne çıkmaktadır. Nitekim Dünyaya ulaşan güneş enerjisinin küçük bir kısmı bile insanlığın mevcut enerji tüketiminden çok daha fazladır; bu özelliğiyle güneş enerjisi, küresel enerji talebinin karşılanmasında büyük bir potansiyele sahiptir. Özellikle Türkiye gibi yüksek güneş ışınım potansiyeline sahip ülkelerde güneş enerjisinden elektrik üretimi, artan enerji ihtiyacını karşılamak adına değerli bir katkı sunmaktadır. Nitekim 2024 yılı başı itibarıyla Türkiye'nin güneş enerjisi kurulu gücü 11.707 MW'a ulaşmıştır. Üniversite kampüsleri de bu dönüşümde kritik bir konumdadır; zira üniversiteler hem önemli birer enerji tüketicisi hem de bünyelerindeki akademik kadro ve öğrenciler sayesinde sürdürülebilirlik çözümlerini araştırıp hayata geçirebilecek kapasitededir. Dolayısıyla üniversiteler, enerji ihtiyaçlarının bir kısmını güneş gibi yenilenebilir kaynaklardan karşılayarak kendi maliyetlerini azaltabilir ve toplum için bir rol model işlevi görebilir (Akyazı ve diğerleri, 2024, s. 1487).

Üniversite kampüslerinde geleneksel şebeke elektriğine ve dolayısıyla fosil kaynaklara bağımlılık, sürdürülebilirlik hedefleri açısından önemli bir sorundur. Günümüzde enerjinin büyük bölümü fosil yakıtlardan sağlanmakta olup fosil yakıt rezervlerinin hızla tükenmesi ve çevre dostu olmamaları ciddi bir dezavantaj olarak görülmektedir (Çay, Yaz & Altın, 2021). Bu durum, enerji arz güvenliği ve iklim değişikliğiyle mücadele bağlamında kabul edilemez hale gelmektedir. Özellikle yüksek elektrik tüketimine sahip kampüslerin, tüm enerjilerini dışarıdan temin etmesi, ekonomik açıdan yük oluşturmakta ve karbon ayak izini artırmaktadır. Dolayısıyla kampüs ölçeğinde geleneksel enerji kaynaklarına bağımlılığın azaltılması, yenilenebilir ve temiz enerji çözümlerine yönelmenin bir gereklilik olarak ortaya çıktığı bir problem alanıdır. Nitekim sürdürülebilir enerji kaynaklarının devreye alınmasıyla kurumların karbon ayak izi azaltılabilir ve uzun vadede enerji maliyetleri

düşürülebilir (Yusri, Azmi & Fadzli, 2023, s. 93). Bu bağlamda, üniversite kampüslerinde sürdürülebilir enerji uygulamalarına geçiş kaçınılmaz bir ihtiyaç haline gelmektedir.

Bu tez çalışmasının temel amacı, Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesi'ne kurulması planlanan güneş enerjisi santralinin (fotovoltaik sistem) teknik ve ekonomik fizibilitesini kapsamlı şekilde analiz etmektir. Bu amaç doğrultusunda, öncelikle yerleşkenin güneş enerjisi potansiyeli ve elektrik tüketim profili değerlendirilecek; ardından uygun kapasitede bir fotovoltaik sistem tasarlanarak söz konusu sistemin yıllık enerji üretimi belirlenmeye çalışılmaktadır. Elde edilecek simülasyon sonuçlarına dayanarak, projenin ekonomik performansı da incelenmektedir. Böylece çalışma, söz konusu kampüste güneş enerjisinden elektrik üretiminin ne ölçüde uygulanabilir olduğunu teknik verilerle ortaya koymayı ve bu uygulamanın mali açıdan sürdürülebilir olup olmadığını değerlendirmeyi hedeflemektedir. Son olarak, elde edilen bulgular ışığında üniversite ölçeğinde yenilenebilir enerji kullanımına yönelik öneriler geliştirilerek sürdürülebilir enerji yönetimine katkı sunulacağı değerlendirilmektedir.

Tez kapsamında izlenen yöntem, disiplinler arası bir yaklaşımla mühendislik simülasyonlarını ve ekonomik analizleri içermektedir. Teknik analiz aşamasında, fotovoltaik güç sistemlerinin modellenmesi ve performans tahmini için yaygın olarak kullanılan PVsyst simülasyon programı kullanılmaktadır.

Saha koşullarının doğru şekilde yansıtılması amacıyla, Kayalı Yerleşkesi'nin bulunduğu bölgeye ait güneşlenme verileri ve meteorolojik parametreler derlenmiştir. Bu veriler arasında güneş ışıınım şiddeti, sıcaklık ve benzeri meteorolojik bilgiler yer almaktadır. Özellikle Türkiye'nin Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası (GEPA) gibi güvenilir kaynaklarından elde edilen yıllık güneşlenme süresi ve ışıınım değerleri analizde temel girdi olarak kullanılmıştır; ülkemizde yıllık ortalama güneşlenme süresi ≈ 2.741 saat ve gelen toplam ışıınım $1.527 \text{ kWh/m}^2\text{yıl}$ olarak raporlanmaktadır (Akyazı ve diğerleri, 2024). Belirlenen bu meteorolojik verilere dayanarak, simülasyon yazılımı aracılığıyla önerilen PV sisteminin yıllık enerji üretimi, performans oranı ve kapasite faktörü gibi teknik göstergeleri hesaplanmıştır.

Ekonomik değerlendirme aşamasında ise klasik mühendislik ekonomisi yöntemleri uygulanmıştır. Fotovoltaik santral için seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE), geri ödeme süresi (payback period) ve net bugünkü değer (NBD) gibi ölçütler hesaplanarak projenin finansal fizibilitesi ortaya konmuştur.

Bu hesaplamalarda sistemin kurulum maliyeti, işletme-bakım giderleri, enerji birim maliyeti ve elektrik tasarrufları dikkate alınmıştır. Ayrıca, kurulacak güneş enerjisi santralinin çevresel faydalarını niceliksel olarak değerlendirebilmek için karbon emisyonu azaltımı gibi göstergeler de analiz edilmiştir. Bu tezde, Kayalı Yerleşkesindeki PV sistemin yıllık karbon azaltım potansiyeli hesaplanarak sürdürülebilirlik boyutu ortaya konmaktadır. Tüm bu teknik ve ekonomik analiz adımlarında uluslararası literatürde kabul görmüş yöntemler izlenmiş ve elde edilen veriler karşılaştırmalı olarak değerlendirilmiştir.

Bu çalışma, üniversite kampüsü ölçeğinde yenilenebilir enerji sistemlerinin uygulanabilirliği konusunda literatüre önemli bir katkı sunmayı amaçlamaktadır. Literatürde, Türkiye'nin farklı bölgelerinde güneş enerjisi potansiyeli ve fotovoltaik sistem performansı üzerine çeşitli araştırmalar bulunmakla birlikte, üniversite yerleşkeleri özelinde derinlemesine vaka analizleri sınırlıdır. Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesinde gerçekleştirilen bu çalışma, alandaki söz konusu boşluğu doldurmayı hedeflemektedir. Elde edilecek teknik ve ekonomik veriler, benzer özellikteki diğer üniversite kampüsleri için karşılaştırma yapma olanağı sağlayacağı değerlendirilmektedir.

Bu yönüyle tez, gelecekte Türkiye'de planlanacak kampüs içi güneş enerjisi projeleri için bir referans niteliği taşıyacak somut sonuçlar ortaya koymaktadır. Nitekim yakın dönemde yapılan çalışmalar, üniversite kampüslerinde güneş enerjisi sistemlerinin başarılı bir şekilde uygulanabileceğini ve uygun planlama yapıldığı takdirde farklı kampüslere yaygınlaştırılmasının teşvik edilmesi gerektiğini göstermektedir. Bu tez çalışmasının bulguları da benzer şekilde literatürdeki vaka çalışmalarına yeni bir örnek teşkil edecek; Türkiye'deki üniversitelerde güneş enerjisi uygulamalarının planlanması, optimize edilmesi ve yaygınlaştırılmasına yönelik bilimsel verilere katkı sağlayacağı değerlendirilmektedir.

1.1. Araştırmanın Amacı ve Önemi

Bu çalışma, Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesinin yıllık elektrik gereksinimini karşılayabilecek ölçek ve konfigürasyonda bir fotovoltaik (FV) güneş enerjisi santralini tasarlamak ve tasarlanan sistemin teknik ile ekonomik fizibilitesini bütüncül biçimde irdelemek amacıyla yürütülmüştür. Temel araştırma soruları şunlardır:

- Kayalı Yerleşkesinde ölçülen küresel yatay radyasyon, Türkiye ortalamasıyla karşılaştırıldığında hangi aralığa düşmektedir ve yıl içindeki dağılımı nasıldır?
- Monokristal, polikristal ve bifacial panel alternatifleri ile farklı kurulum senaryoları karşılaştırıldığında hangi konfigürasyon en yüksek performans oranını sunmaktadır?
- Seçilen fotovoltaik sistemin yıllık enerji üretimi, performans oranı ve kapasite faktörü hangi değerlerde gerçekleşmektedir?
- Yerleşkenin elektrik tüketim profilini tam karşılamak için optimum kurulu güç aralığı nedir?
- Bu kurulu güç için inverter kapasite oranı ve dizi tasarımı nasıl optimize edilmelidir?
- Yatırımın geri ödeme süresi olası maliyet senaryolarında kaç yıl aralığında değişmektedir?
- Net bugünkü değer ve iç kârlılık oranı göstergeleri yatırımcı açısından hangi eşiğin üzerinde kabul edilebilir düzeye ulaşmaktadır?
- Seviyelendirilmiş enerji maliyeti mevcut şebeke birim fiyatlarıyla kıyaslandığında rekabetçi midir?
- Kurulacak sistemin yıllık karbon emisyonu azaltım potansiyeli nedir ve toplam çevresel fayda nasıldır?
- Lisanssız üretim yönetmeliği çerçevesinde mahsuplaşma ve şebekeye entegrasyon süreçleri projeyi finansal olarak nasıl etkilemektedir?

Bu soruların yanıtlanması, üniversite kampüsleri için güneş enerjisi uygulamalarına yönelik literatürdeki vaka çalışması eksikliğini doldurarak benzer yerleşkeler için karşılaştırılabilir veri setleri sunacaktır. Ayrıca, lisanssız üretim mevzuatı bağlamında kampüs içi FV yatırımlarının karbon emisyonu azaltımı, enerji maliyetlerinin düşürülmesi ve sürdürülebilirlik hedeflerine katkı açısından sağlayacağı yararların nicel kanıtlarını ortaya koyacaktır. Dolayısıyla araştırma bulguları, kurumsal karar vericilere ve enerji politikası yapıcılara yol gösterici nitelikte olacağı değerlendirilmektedir.

1.2. Araştırmanın Yöntemi

Bu çalışma; Kayalı Yerleşkesinin elektrik tüketim verileri, GEPA radyasyon serileri ve panel-invertör teknik dokümanları gibi birincil ve ikincil kaynakları bütünleştirerek yürütülen disiplinler arası bir tasarım-fizibilite incelemesidir. Teknik analizler yalnızca PVsyst 8.0.9 yazılımı kullanılmıştır, buna bağlı olarak yıllık enerji üretimi, performans oranı (PR) ve kapasite faktörü (CF) değerleri doğrudan simülasyon çıktılarından elde edilmiştir. Ekonomik değerlendirme, 25 yıllık nakit akışına dayalı geri ödeme süresi, net bugünkü değer, iç kârlılık oranı ve seviyelendirilmiş enerji maliyeti göstergeleriyle gerçekleştirilmiş; modül fiyatı, mahsuplaşma tarifesı ve iskonto oranındaki $\pm$ varyasyonlar duyarlılık analizine tabi tutulmuştur. Kurulu güç, panel teknolojisi, inverter yük faktörü ve eğim-azimut kombinasyonlarını kapsayan çoklu senaryolar arasından optimum çözüm, birim maliyet başına enerji üretimi ölçütüyle seçilmiş, meteorolojik belirsizlik ve panel degradasyonu gibi riskler $\pm$ %10 bandında test edilmiştir. Böylece teknik, ekonomik ve çevresel bileşenleri bir araya getiren bütünsel metodoloji, yerleşke-odaklı güneş enerjisi projelerine uygulanabilir ve tekrarlanabilir bir çerçeve sunmuştur.

2. KURAMSAL TEMELLER VE KAYNAK ARAŞTIRMASI

2.1. Literatür Araştırması

Bu başlık altında, araştırmaya yön veren ve katkı sağlayan çalışmalar incelenecek olup, ilgili literatür “Yurt İçinde Yapılan Araştırmalar” ve “Yurt Dışında Yapılan Araştırmalar” olmak üzere iki alt başlık altında ele alınmaktadır. Bu kapsamda, konuya dair daha önce gerçekleştirilen akademik çalışmalar değerlendirilerek, mevcut literatürdeki boşluklar ve bu çalışmanın sunduğu özgün katkılar vurgulanmaktadır.

2.1.1. Yurt içinde yapılan araştırmalar

Bu alt başlıkta, Türkiye’de güneş enerjisi ve fotovoltaik sistemler alanında yürütülen makale ile tez çalışmalarının ayrıntılı bir değerlendirmesi yapılarak, her bir çalışmanın araştırmaya sağladığı özgün katkılar, belirlenen eksik yönler ve alan yazına genel etkileri tartışılmaktadır.

Karamanav (2007) tarafından hazırlanan araştırmada, fotovoltaik olay ve güneş pillerinin temel ilkeleri ayrıntılı biçimde ele alınmıştır. Çalışmada, yenilenebilir enerji kaynağı olarak güneş enerjisinin istatistiksel verileri değerlendirilmiş ve güneş pilleri üzerine deneysel bir uygulama gerçekleştirilmiştir. Özellikle güneş pillerinin tarihsel gelişimi, türleri, verimliliği ve fotovoltaik dönüşüm prensipleri kapsamlı şekilde incelenmiş; bu kapsamda güneş pillerinin çalışmasını etkileyen dış faktörlere ilişkin deneysel bulgular da sunulmuştur. Sakarya Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü bünyesinde yürütülen bu tez, güneş enerjisinin sürdürülebilir enerji kaynakları arasındaki önemini vurgulayarak güneş pillerinin çeşitli kullanım alanlarına ışık tutmakta ve alan yazına önemli katkılar sağlamaktadır.

Keçel (2007) tarafından hazırlanan araştırmada, Türkiye’nin farklı bölgelerinde evsel elektrik ihtiyacının güneş enerjisiyle karşılanabilmesi için bir model önerilmiştir. Bu çalışmada, güneş ışıınım miktarları, aylık ortalama sıcaklık dereceleri ve enlem değerleri göz önünde bulundurularak geliştirilen bilgisayar destekli ve web tabanlı bir sistem aracılığıyla, kullanıcıların gereksinim duyduğu ekipmanların teknik özellikleri

belirlenmiştir. Güneş enerjisinden yararlanma potansiyeli yüksek olan Türkiye’de, özellikle seçilen 58 il için sunulan bu model, evsel elektriğin güneş panelleriyle sağlanabilirliğine dair ayrıntılı bir yol haritası sunmakta ve bu alanda yapılacak diğer çalışmalara da rehberlik etmektedir.

Kantaroğlu (2010) tarafından kaleme alınan araştırmada, fosil yakıtların yoğun kullanımı sonucu ortaya çıkan çevresel sorunlara çözüm olarak güneş enerjisinden elektrik üretiminin önemi ve potansiyeli ele alınmıştır. Çalışmada; fotovoltaiik (FV) sistemlerdeki panel, akü, şarj kontrol cihazı ve çevirici gibi temel bileşenlerin işlevleri açıklanmış, sisteme etki eden gölgelenme ve sıcaklık gibi faktörler incelenmiştir. Ayrıca, şebekeden bağımsız ve şebekeye bağlı FV kurulum tipleri arasındaki farklar ile her iki modelin avantaj ve dezavantajları tartışılmıştır. Türkiye’nin coğrafi konumu itibarıyla güneş enerjisi bakımından elverişli bir durumda olduğu vurgulanmakta, ancak fotovoltaiik teknolojisinin yaygınlaşması için maliyetlerin düşürülmesi ve teknolojik gelişim hızının artırılması gerektiği ifade edilmektedir. Bu bakımdan, FV sistemlerin temiz ve yenilenebilir bir enerji kaynağı olma potansiyeli sayesinde Türkiye’nin enerji ihtiyacını karşılamada ve dışa bağımlılığını azaltmada stratejik bir alternatif oluşturabileceği ileri sürülmektedir.

Ajder (2011) tarafından yapılan araştırmada, fotovoltaiik güneş enerjisi sistemlerinden maksimum düzeyde yararlanabilmek amacıyla gerekli güneş açısı parametrelerinin belirlenmesi ve yatay yüzeye gelen ışıının (direkt, yayılı ve yansıyan bileşenler şeklinde) ayrıştırılması ele alınmıştır. Çalışmada, İstanbul ile benzer enlemde bulunan Boston örneklenerek sabit konumlandırılmış PV panellerin optimum eğim açısı hesaplamaları yapılarak, güneş enerjisinden en verimli şekilde faydalanma yöntemlerine ilişkin önemli sonuçlar ortaya konmuştur.

Atay, Işiker ve Yeşilata (2011) tarafından gerçekleştirilen araştırmada, Şanlıurfa ilinin yüksek güneş enerjisi potansiyelinden yararlanmak amacıyla kurulan fotovoltaiik (PV) destekli bir damla sulama sisteminin (PV-DSS) gerçek arazi koşullarındaki performansı incelenmiştir. Çalışmada, PV panellere bağlı doğru akım (DC) pompa ile şebeke elektriğine bağlı alternatif akım (AC) pompalı damla sulama sistemi (DSS) kıyaslanarak teknik ve ekonomik veriler elde edilmiştir. Arazi denemeleri sonucunda, PV-DSS’nin yüksek ilk yatırım maliyetine karşın düşük işletme giderlerine sahip

olduğu, elektrik şebekesinin bulunmadığı kırsal bölgelerde konvansiyonel yöntemlere göre daha sürdürülebilir ve etkin bir çözüm sunabileceği görülmüştür. Bu kapsamda güneş enerjili damla sulama sistemleri, tarımsal verimliliği artırmak ve enerji maliyetlerini düşürmek adına önemli bir alternatif olarak değerlendirilmektedir.

Boz (2011) tarafından yapılan araştırmada, özellikle fotovoltaik pillerin yükselen enerji ihtiyacına yönelik önemine ve yenilenebilir enerji kaynağı olarak güneş enerjisinin rolüne odaklanılmıştır. Bu kapsamda, enerji kavramı ve yenilenebilir kaynakların önemi vurgulanmış; devamında fotovoltaik sistemlerin yapısı, yarıiletken özellikleri ve güneş pillerinin çalışma prensipleri ayrıntılı biçimde ele alınmıştır. Çeşitli güneş pili türlerinin incelenmesiyle farklı üretim teknolojilerine ilişkin verimlilik, malzeme yapısı ve kullanım alanları ortaya konulmuş; gelecek nesil güneş pilleri üzerindeki araştırma ve gelişmeler de değerlendirilmiştir. Son bölümde ise güneş pillerinin verimliliğinin artırılması ve yaygınlaştırılmasının artan enerji talebini karşılamak ve çevre sağlığını korumak açısından kritik olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Girgin (2011) tarafından yapılan araştırmada, Karaman bölgesinde kurulması planlanan 5 MW gücündeki 36 farklı fotovoltaik sistemin enerji üretiminin değerlendirilmesi ve ekonomik analizinin gerçekleştirilmesi amaçlanmıştır. Bu kapsamda; farklı panel tipleri, montaj yapıları ve eviriciler dikkate alınarak PVsyst programı üzerinden güneş enerjisi üretim verileri incelenmiş, dört farklı meteorolojik kaynaktan elde edilen veriler kıyaslanmış ve YEK yasa tasarısına göre geri ödeme süresi ile iç kârlılık oranı gibi finansal göstergeler hesaplanarak en uygun sistem seçimi yapılmıştır. Böylece, mühendislik ve ekonomik yönleriyle ele alınan fotovoltaik panelli güneş enerjisi sistemlerinin performans ve fizibilite analizleri ortaya konmuş, sonuçlar doğrultusunda enerji üretim oranları ile ekonomik değerler arasındaki ilişki değerlendirilmiştir.

Oğuz, Karakan ve Uslu (2015) tarafından gerçekleştirilen araştırmada, Afyon Kocatepe Üniversitesi Teknoloji Fakültesi çatısına eşdeğer güce (100 W) sahip mono-kristal, poli-kristal ve ince film fotovoltaik paneller kurularak, panel verimlerinin gerçek işletme koşullarındaki performans analizi yapılmıştır. Bu amaçla, geliştirdikleri mikrodenetleyici tabanlı bir izleme sistemi aracılığıyla üretilen elektriksel değerler 10 saniyelik aralıklarla veri tabanına kaydedilmiş; kablo uzunluğu ve bağlantı aparatları

gibi tüm dış etkenler sabit tutularak panellerin gerilim, akım ve güç ölçümleri karşılaştırmalı olarak incelenmiştir. Elde edilen sonuçlar, mono-kristal ve poli-kristal panel verimliliğinin birbirine oldukça yakın olduğunu, ince film panelin ise daha düşük çıktı gücü sağlamasına karşın daha geniş bir yüzey alanı kapladığını göstermiştir. Böylece, teknik ve ekonomik boyutuyla, bir konutun elektrik ihtiyacının hangi panel türüyle daha etkin karşılanabileceği konusu somut verilere dayalı olarak ortaya konmuştur.

Öz (2015) tarafından gerçekleştirilen araştırmada; hızla artan elektrik enerjisi talebine yanıt verebilmek amacıyla, otel binalarının enerji tüketimini ve verimliliğini artırmaya yönelik tasarım ilkeleri ve modelleme yaklaşımları ele alınmıştır. Bu bağlamda, İstanbul bölgesindeki bir örnek otel binası için Design Builder, Energy Plus ve E-Quest programları kullanılarak detaylı simülasyonlar yürütülmüş, bina kabuğu yalıtımı, ısıtma/soğutma ve aydınlatma sistemleri gibi temel faktörlerin iyileştirmelerinin enerji tüketimi üzerindeki etkileri irdelenmiştir. Ayrıca, fotovoltaiik panellerle desteklenen yenilenebilir enerji kullanımının, enerji verimliliğine olumlu katkısı da teknik ve ekonomik açıdan değerlendirilmeye çalışılmıştır. Elde edilen bulgular, referans binaya kıyasla önerilen tasarım ve sistem yeniliklerinin ortalama %25–30 düzeyinde enerji kazanımı sağladığını göstermiş; böylece, otel gibi yüksek tüketimli binaların yeşil bina standartlarına uygun olarak tasarlanmasının, ülkemizde enerji verimliliği politikalarını desteklemede kritik bir önem taşıdığı sonucuna ulaşılmıştır.

Özkök (2015) tarafından hazırlanan araştırmada, Türkiye'nin farklı bölgelerinde çatı üstü fotovoltaiik (PV) sistemlerin evsel elektrik ihtiyacını karşılamadaki ekonomik uygulanabilirliği değerlendirilmiştir. Çalışmada, 3 kW, 4 kW ve 5 kW kapasiteli PV sistemler seçilerek, yedi coğrafi bölgedeki yüksek ve düşük güneş radyasyonuna sahip illerde detaylı bir maliyet ve geri ödeme süresi analizi yapılmıştır. Bulgular, mevcut koşullarda çatı üstü PV sistemlerin geri ödeme süresinin ortalama 12,4 yılın üzerinde olduğunu, ancak teşvik mekanizmaları ve özel destek programları (ilk yatırım maliyetlerinin düşürülmesi veya şebekeye satış tarifesinin artırılması) uygulanması hâlinde bu sürenin yedi yılın altına çekilebileceğini göstermektedir. Ayrıca, 5 kW kapasite tercihinin, nispeten yüksek ilk yatırım maliyetine karşın evsel ölçekte yılda

2,7; 3,5 ton arasında CO₂ emisyon azalımı sağlayarak önemli bir çevresel katkı sunabileceği vurgulanmıştır.

Abamor (2016) tarafından yürütülen araştırmada, Şanlıurfa bölgesinde 240 kW_p kurulu güce sahip bir şebeke bağlantılı fotovoltaik (FV) santralin alçak gerilim (AG) tarafında şebekeye verdiği elektrik enerjisinin güç kalite parametreleri ölçülerek, elde edilen sonuçlar TS EN 50160 standartları çerçevesinde değerlendirilmiştir. Bu amaçla, IEC 61000-4-30 ölçüm metodolojisine uygun şekilde Fluke 435 güç kalite analizörü kullanılarak gerilim, akım, gerilim dalga biçimi, harmonikler ve gerilim dalgalanmaları gibi parametreler kaydedilmiş; elde edilen verilerin analizi sonucunda fotovoltaik santralin güç kalitesi üzerindeki etkileri ortaya konmuştur. Ayrıca, DIgSILENT PowerFactory yazılımında yük akış ve dinamik benzetim çalışmaları yapılmış, fotovoltaik santralin orta gerilim (OG) enerji nakil hattına etkileri de incelenmiştir. Çıkan sonuçlarda, fotovoltaik santrallerin sistemde yaratabileceği güç kalitesi sorunları ve bu sorunlara karşı alınması gereken önlemler detaylı şekilde sunulmuş, FV santral kurulmadan önce yapılması gereken teknik değerlendirmelere ışık tutulmuştur.

Adıgüzel ve Javani (2016) tarafından gerçekleştirilen araştırmada, Antalya bölgesinde yer alan iki katlı bir konutun elektrik ve sıcak kullanım suyu ihtiyacının güneş enerjisiyle karşılanma potansiyeli neredeyse sıfır enerjili bina konsepti çerçevesinde incelenmiştir. Bu amaçla, çatısına yerleştirilecek vakum tüplü ve düzlem kolektörlü farklı termik güneş enerjisi senaryoları ile fotovoltaik destekli elektrik üretim senaryoları bilgisayar destekli simülasyonlarla analiz edilmiş; elde edilen sonuçlar ışığında, vakum tüplü kolektörlerin güney cephe çatı alanına konumlandırılmasının termik verimi maksimize ettiği belirlenmiştir. Fotovoltaik sistem açısından ise güney cephe kurulumunda, kuzey cephesine göre önemli ölçüde daha yüksek elektrik üretimi sağlandığı tespit edilmiştir. Yapılan ekonomik değerlendirmede, her iki sistemin de uygun tasarım ve kurulumuyla konutun yıllık enerji talebinin büyük bir kısmının güneş enerjisiyle karşılanabileceği ve makul bir geri ödeme süresine ulaşılabileceği gösterilmiştir.

Haydaroglu ve Gümüş (2016) tarafından kaleme alınan araştırmada, Dicle Üniversitesi Mühendislik Fakültesi bünyesinde kurulan 250 kW_p kapasiteli fotovoltaik güneş enerjisi santralinin tasarım ve performans analizine odaklanılmıştır. Bu kapsamda, santralin aylık ve yıllık bazdaki enerji üretim değerleri ile verimlilik ve performans göstergeleri PVsyst V6.39 yazılımı kullanılarak modellenmiş; elde edilen simülasyon sonuçları IEC 61724 standardının öngördüğü parametreler çerçevesinde değerlendirilmiştir. Ayrıca, gerçek saha verileriyle simülasyon sonuçları karşılaştırılarak, kurulum sonrası ilk dönemlerdeki panel verimlerinin beklentilerin üzerinde olabileceği ve meteorolojik verilerdeki sapmaların üretim öngörülerini etkileyebileceği ortaya konmuştur. Böylece, Diyarbakır ve benzeri yüksek güneşlenme potansiyeline sahip bölgelerde planlanan fotovoltaik enerji yatırımları için, tasarım ve kurulum aşamalarında göz önünde bulundurulması gereken faktörlere ve PVsyst programıyla gerçekleştirilen simülasyonun önemine dikkat çekilmiştir.

Güven (2016) tarafından gerçekleştirilen araştırmada, Afyon ilindeki yüksek enerji tüketimine sahip bir termal otelin elektrik ihtiyacını karşılamaya yönelik şebeke bağlantılı fotovoltaik (FV) sistem tasarımı ve ekonomik analizi yapılmıştır. PVsyst yazılımı kullanılarak otelin aylık elektrik tüketimi, bölgenin güneş ışınımı verileri ve FV sistem parametreleri bir arada değerlendirilmiştir. Elde edilen sonuçlar, seçilen panel ve inverter konfigürasyonu ile sistemin otelin elektrik ihtiyacının belirli bir kısmını (yaklaşık %26–%42 aralığında) karşılayabildiğini ve 4-5 yıl civarında bir geri ödeme süresine sahip olduğunu göstermiştir. Böylece, fosil kaynakların tükenme riski ve çevresel zararlarını azaltmak isteyen yatırımcılar için FV sistemlerin ekonomik ve teknik açıdan uygun bir alternatif oluşturabileceği vurgulanmıştır.

Bilgili ve Dağtekin (2017) tarafından yayımlanan araştırmada, Adana/Yüreğir Ovası koşullarında fotovoltaik (FV) panellerin farklı eğim açıları (15°, 30°, 45° ve 60°) ile güneşe yönelik olarak konumlandırılması durumunda, yıl boyunca elde edilen elektrik üretimindeki değişimler incelenmiştir. Bir yıl süren ölçüm ve gözlemlerle, her dört panel grubunun aylık üretimleri karşılaştırılmış; eğim açısının elektrik enerjisi verimi üzerindeki etkileri yüzdelik farklar şeklinde raporlanmıştır. Elde edilen bulgular, 15° eğim açısının özellikle yaz aylarında enerji üretimini artırırken, yılın ilk ve son çeyreğinde yaklaşık %7–10'a varan enerji kaybına neden olduğunu göstermiştir. Öte

yandan 30° veya 45° gibi eğim açılarının, özellikle bahar ve kış aylarında daha avantajlı sonuçlar verdiği belirtilmektedir. Bu bulgular, büyük ölçekli FV santral yatırımlarında yıllık optimum eğim açısı seçiminde kayda değer enerji kazanımları elde edilebileceğini; ayrıca mevsimsel veya altı aylık periyotlarla panel eğiminin ayarlanmasının toplam yıllık getiriye artırabileceğini vurgulamaktadır.

Boztepe (2017) tarafından kaleme alınan araştırmada, şebekeye bağlı fotovoltaik (FV) sistemlerin performansını belirleyen başlıca unsurlar ve bu unsurların verimlilik ile enerji üretimi üzerindeki etkileri kapsamlı biçimde ele alınmıştır. Çalışmada; güneş panellerinin seçimi, panel verimliliği ve sıcaklık katsayısı, panel ömürleri, üretim toleransları, kısmi gölgeleme, uyumsuzluk (mismatch) kayıpları ve dizi tasarımındaki panel-evirici uyumu gibi faktörlerin FV sistemlerde verim ve performans kaybına yol açtığı vurgulanmaktadır. Güneş ışınımının panel yüzeyine geliş açısından (eğim ve azimut seçimi), kısmi gölge etkilerini en aza indirecek yerleşim düzenine ve DC-AC kablolama kayıplarını sınırlayacak ekipman seçimlerine dikkat edilmesinin önemine işaret edilmektedir. Ayrıca, kısmi gölgeleme durumlarında geleneksel maksimum güç noktası izleyicilerinin performansının düşebileceği, bu soruna yönelik dağıtılmış veya gelişmiş küresel izleme algoritmalarının ise gölgeleme oranı yüksek ortamlarda daha etkin sonuç verebileceği belirtilmektedir. Eviricilerin DC-AC dönüşüm verimi (özellikle orta-yüksek yük noktalarındaki verim) ve Avrupa verim katsayısı da FV sistem tasarımında dikkat edilmesi gereken önemli hususlar arasındadır. Son olarak, sistemlerin kuruluş aşamasında kapsamlı bir benzetim çalışmasının yapılması ve performans oranının (PR) düzenli izlenmesiyle olası verim kayıplarının önüne geçilebileceği, böylece FV santrallerin öngörülen ömürleri süresince yüksek performansla işletilebileceği sonucuna varılmaktadır.

Nuhoğlu (2017) tarafından yapılan araştırmada, tek eksenli güneş takipli bir fotovoltaik (FV) sistem ile sabit konumlu aynı güçlü bir FV sistemin verimleri deneysel olarak karşılaştırılmıştır. Bu amaçla, her biri 255 W gücünde iki FV panel, aynı konumda ve aynı çevresel koşullar altında, biri sabit – diğeri tek eksen takipli olmak üzere yan yana konumlandırılmıştır. Sabit sistem için Konya yöresinde tüm yıl için önerilen optimum panel eğim açısı olan 32° kullanılmıştır. Tek eksen takipli sistem ise Arduino kontrollü DC motorlu bir tahrik düzeneği ile, paneli doğu-batı

yönünde $\pm 5^\circ$ 'lık bir açı değişimi sınırları içinde güneşi olabildiğince dik alacak şekilde tasarlanmıştır. Konya Necmettin Erbakan Üniversitesi Mühendislik Fakültesi mekanik atölye sahasında Nisan 2017 boyunca yapılan ölçümler sonucunda, tek eksenli güneş takip sisteminin sabit sistemden %23 daha yüksek verim elde ettiği tespit edilmiştir.

Dursun ve Altay (2018) tarafından hazırlanan araştırmada, üniversite kütüphanesinde elektrik enerjisi talebinin hibrit bir yenilenebilir enerji sistemiyle karşılanması ele alınmıştır. Yazarlar, Kırklareli Üniversitesi'ndeki bir kütüphanenin enerji ihtiyacını, güneş (PV) ve rüzgâr kaynaklarının bir batarya sistemiyle birlikte kullanıldığı bağımsız ve şebeke bağlantılı hibrit yapıların teknik ve ekonomik analizlerini yaparak incelemişlerdir. HOMER yazılımını temel araç olarak kullanan araştırmacılar, farklı konfigürasyonları toplam net mevcut değer (NPC) ve enerji maliyeti (CoE) açısından karşılaştırmış; sonuç olarak şebekeye bağlı PV/rüzgâr/batarya sisteminin çeşitli koşullar altında maliyet etkin ve çevresel açıdan sürdürülebilir bir seçenek olduğunu vurgulamışlardır.

İzmirli Ayan (2018) tarafından yapılan araştırmada, çevresel etkenler (ışınım, panel sıcaklığı, ortam sıcaklığı, rüzgâr hızı, nem vb.) dikkate alınarak bir fotovoltaiik (FV) panelin üreteceği gücün yapay sinir ağları temelli yöntemlerle başarılı biçimde öngörülebildiği ortaya konmuştur. Çalışmada, farklı eğitim algoritmalarının denenmesi sonucunda en düşük ortalama mutlak yüzde hata (MAPE) yaklaşık %6,6 olarak elde edilmiş ve FV panel gücünün doğru tahminine yönelik yapay zekâ tabanlı modellerin, istatistiksel yöntemlerle de karşılaştırılarak verimli sonuçlar verdiği gösterilmiştir.

Kocaaslan (2018) tarafından yapılan araştırmada, artan küresel enerji talebine ve fosil yakıt kaynaklı çevre sorunlarına çözüm olarak güneş enerjisinden elektrik üretimi ele alınmıştır. Bu kapsamda, Malatya/Görgü bölgesinde konumlanan bir çiftliğin günlük elektrik ihtiyacını (12 kWh/gün) karşılayacak yenilenebilir enerji tabanlı fotovoltaiik sistemin tasarımı, kurulumu ve ekonomik fizibilitesi incelenmiş; şebekeye bağlı modelin yıllık üretim, tüketim ile birim enerji maliyetleri ve işletme-yatırım giderleri değerlendirilmiştir. Tasarlanan sistemde, fotovoltaiik panellerin kurulacağı alanın coğrafi özelliklerinden sistem bileşenlerine kadar tüm öğeler ayrıntılı şekilde analiz edilerek, kurulacak küçük ölçekli bir güneş enerji santralinin hem ekonomik

kârlılığının hem de boşa giden güneş enerjisinin milli ekonomiye katkısının altı çizilmiştir.

Sadıkoğlu (2018) tarafından hazırlanan araştırmada, Türkiye’de lisanslı ve lisanssız güneş enerjisi santrallerinin kurulum ve işletme süreçleri detaylı biçimde incelenmiş, ayrıca 1 MWp kapasiteli bir santralde panel tozlanmasının performans üzerindeki etkileri ve buna bağlı ekonomik değerlendirmeler ele alınmıştır. Çalışmada kullanılan simülasyon programlarının doğruluk ve yanılma payları analiz edilerek projelerde kullanılabilecek hata payı belirlenmiş, saha uygulamalarıyla panellerin tozlanmasının azaltılması ve üretim performansına etkilerinin ortaya konması hedeflenmiştir. Elde edilen veriler doğrultusunda, tozlanmanın elektrik üretimine olumsuz etkisini en aza indirmenin ekonomik açıdan da önemli olduğu vurgulanmış ve güneş enerjisi yatırımlarında dikkat edilmesi gereken teknik ve mali unsurlar detaylı olarak değerlendirilmiştir.

Erkoç (2019) tarafından hazırlanan araştırmada, HOMER yazılımı kullanılarak Almanya ve Türkiye’deki iki farklı güneş enerji sisteminin tekno-ekonomik analizi yapılmıştır. Çalışmada, Türkiye’deki santral modelinden 1.298.122 ABD doları net bugünkü değeri elde edilirken, Almanya için yapılan modellemede söz konusu değer 440.569 ABD doları olarak hesaplanmıştır. Ayrıca geri ödeme sürelerinin de Türkiye’de 7,5 yıl, Almanya’da ise 16 yıl olduğu belirlenmiştir. Yazar, bu belirgin farkın yalnızca tekno-ekonomik verilerle açıklanamayacağını, enerji alım fiyatı, yasal düzenlemeler, teşvik mekanizmaları, finansman imkânları ve teknolojik gelişmişlik gibi çeşitli etkenlerin Almanya’nın sahip olduğu nispeten düşük güneş potansiyeline rağmen yüksek güneş enerjisi yatırımlarına sahip olmasında önemli rol oynadığını vurgulamıştır. Bu bağlamda, Türkiye’de daha etkin ve verimli bir güneş enerjisi piyasası oluşturulabilmesi için gerek hukuki ve politik düzenlemeler gerekse finansman ve teşvik alanlarında iyileştirici önlemlere ihtiyaç duyulduğu sonucuna varılmıştır.

Taşkın ve Vardar (2019) tarafından yayımlanan araştırmada, fakülte amfi derslik binası çatısına kurulacak fotovoltaik (PV) sistemin üretim performansı ve gölgeleme koşulları PV-SOL yazılımıyla oluşturulan sekiz farklı senaryo üzerinden değerlendirilmiştir. Araştırmada, panel yönlenmesi ve çatı eğimi gibi tasarım

parametrelerinin şebekeye iletilen elektrik enerjisi ile CO₂ salım azaltımı üzerindeki etkileri ortaya konmuş, sonuçlar kullanılarak potansiyel kurulum alternatifleri incelenmiştir. Özellikle, kurulacak panellerin gölgeleme kayıplarını en aza indirecek biçimde konumlandırılmasının ve bakım-temizlik faaliyetlerine uygun aralıklar oluşturulmasının verimlilik artışında önemli olduğu vurgulanmıştır. Ayrıca, enerji üretiminde elde edilen aylık ve yıllık dağılımların, kurulu güç ile orantılı biçimde değiştiği; en yüksek üretimin yaz aylarında, en düşük üretimin ise kış aylarında gerçekleştiği ifade edilmiştir. Bu yönüyle çalışma, fakültenin enerji ihtiyacının kısmen karşılanabilmesi ve üniversite genelinde benzer uygulamaların yaygınlaştırılması açısından teknik bir altyapı sağlamaktadır.

Dal ve Yılmaz (2020) tarafından gerçekleştirilen araştırmada, Muğla ili Fethiye ilçesinde orta ölçekli bir yat limanının yıllık elektrik talebinin güneş enerjisiyle karşılanabilirliği değerlendirilmiştir. Çalışmada, yat limanının bir yıllık elektrik tüketim verileri ve bölgenin güneş ışınımı özellikleri (PVGIS üzerinden) dikkate alınarak farklı panel eğim açıları altında fotovoltaik sistemin sağlayabileceği yıllık elektrik üretimi hesaplanmıştır. Araştırma sonucunda, yaklaşık 1500 kW kurulu güce sahip bir PV sisteminin 31,7°'lik panel eğim açısıyla konumlandırılması durumunda, söz konusu ticari yat limanında yıllık 2.462.118 kWh elektrik üreterek yıllık tüketimin karşılanabileceği ortaya konmuştur. Ayrıca yaz döneminde (turizm sezonunda) artan elektrik tüketiminin, güneş ışınımının da yoğun olmasıyla orantılı şekilde karşılanabileceği; kış dönemlerinde ise tüketim düşerken PV üretiminin yine yeterli olduğu görülmüştür. Yazarlar, bu bulgunun yat limanlarında şebeke bağlantılı PV sistemlerini ekonomik ve çevresel açıdan avantajlı hâle getirdiğini ve “Yeşil/Eko-Marina” konsepti kapsamında bu tür uygulamaların ülke genelindeki diğer yat limanlarında da yaygınlaşması gerektiğini vurgulamışlardır.

Karaağaç, Oğul ve Bardak (2020) tarafından yapılan araştırmada, Aydın ilindeki 1000 tavuk kapasiteli bir kanatlı hayvan çiftliğinin elektrik gereksiniminin çatı üstü güneş enerjisi sistemiyle karşılanması için bir tasarım ve maliyet analizi sunulmuştur. Çalışmada, çiftliğin aydınlatma, iklimlendirme ve yemleme-sulama motorları gibi ihtiyaçlar nedeniyle aylık ortalama 2.778 kWh elektrik tükettiği, bu tüketimin yıllık toplam maliyetinin yaklaşık 15.480 TL olduğu ve ortalama aylık giderin 1.290 TL'ye

ulaştığı tespit edilmiştir. Çiftliğin çatısına kurulması planlanan 22 kW gücündeki fotovoltaik (PV) sistemin yıllık 34.510 kWh elektrik üretebileceği hesaplanmış ve sistemin kurulumu için panel, invertör ve diğer bileşenlerle birlikte toplam 112.700 TL yatırım maliyeti belirlenmiştir. Devletin güneş enerjisi taban fiyat güvencesinden (0,133 USD/kWh) faydalandığı durumda, yatırımın geri ödeme süresinin yaklaşık 6 yıl olduğu saptanmıştır. Ayrıca bu güneş enerjisi santralinin kullanımının yıllık ortalama 32,44 ton CO₂ salınımını engelleyebileceğine de vurgu yapılmıştır. Bu sonuçlar, tavuk çiftlikleri gibi tarımsal işletmelerde çatı üstü güneş enerjisi sistemlerinin uygulanmasıyla enerji maliyetlerinin düşürülebileceğini ve çevresel sürdürülebilirliğe önemli katkı sağlanabileceğini göstermektedir.

Kayıkçı (2020) tarafından yapılan araştırmada, konut düzeyinde yenilenebilir enerji kullanımının ekonomik ve çevresel etkileri ele alınmıştır. Çalışmada, Aydın/Didim kırsalında elektrik ihtiyacının günlük 12,63 kWh olduğu hesaplanan bir konut için Homer yazılımı kullanılarak farklı yenilenebilir enerji senaryoları modellenmiştir. Rüzgâr sistemine eklenen fotovoltaik panellerin genel performansı iyileştirdiği, fotovoltaik panele eklenen rüzgâr türbinininse geri ödeme süresi hariç diğer parametrelerde olumlu sonuçlar verdiği ortaya konmuştur. Sonuç olarak, yenilenebilir enerjili şebeke bağlantılı sistemlerin karbon emisyonlarını %26 ile %58 arasında azalttığı, 19 kW fotovoltaik sistemin en yüksek yenilenebilir payını (%93,10) sağladığı, en uygun hibrit sistemin ise 5 kW fotovoltaik ve 1,5 kW rüzgâr türbini birleşimi ile elde edildiği belirtilmiştir.

Perdahliyan (2021) tarafından yapılan araştırmada, Edirne'deki bir endüstriyel binanın çatısına kurulacak fotovoltaik sistem için teknik ve maliyet temelli analizler ayrıntılı biçimde ele alınmıştır. Bu kapsamda, dünyada ve Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarının mevcut durumu incelenmiş; daha sonra güneş enerjisinin kullanım alanları ve fotovoltaik sistemlerin temel prensipleri irdelenmiştir. Tezde, PvSyst yazılımı yardımıyla hem farklı panel tiplerinin hem de panel eğim açılarının elektrik üretimi ve geri dönüş süresi üzerindeki etkileri değerlendirilerek, çatı ve cephe uygulamalarında mevzuatın ve finansal getirinin önemine vurgu yapılmaktadır.

Şen Ayvaz (2021) tarafından yapılan araştırmada, teknolojinin gelişmesiyle birlikte artan enerji talebini karşılamak üzere güneş enerjisinin alternatif bir kaynak olarak

önemine vurgu yapılmış; bu kapsamda fotovoltaik (PV) ve konsantre güneş enerjisi (CSP) sistemleri ayrıntılı biçimde incelenerek teknik özellikleri ve verimleri karşılaştırılmıştır. Çalışmada öncelikle doğrudan elektrik enerjisi üreten fotovoltaik hücrelerin farklı türleri ile dolaylı yoldan ısı enerjisi aracılığıyla elektrik üreten CSP alt sistemleri (parabolik oluk, merkezi alıcılı sistemler, doğrusal Fresnel ve parabolik çanak) yapısal ve işlevsel yönlerden değerlendirilmiştir. Elde edilen bulgular, PV ve CSP teknolojilerinin uygulanabilirlik, verimlilik, maliyet ve çevresel etkiler açısından birbirini tamamlayıcı nitelikte olduğunu ortaya koymakta; tez, gelecekte güneş enerjisinden elektrik üretimine yönelik yöntem seçiminde daha kapsamlı ve hedefe yönelik kararlar alınmasına ışık tutacak öneriler sunmaktadır.

Şahin (2024) tarafından yapılan araştırmada, Şırnak ili Cizre ilçesinde kurulu bir güneş enerjisi tesisinin meteorolojik verileri, arazi koşulları ve kurulum süreci ele alınarak santralin performansı PVSOL ve PVsyst simülasyon programları aracılığıyla değerlendirilmiştir. Çalışma kapsamında, devreye alınan tesisin gerçek üretim değerleri bir yıllık dönem için SCADA sistemiyle izlenmiş; simülasyon yazılımlarının öngördüğü sonuçlar ile saha verileri karşılaştırılarak modelleme ve tahmin doğruluğu analiz edilmiştir. Elde edilen bulgular, söz konusu yazılımların gerçek üretim verileriyle büyük oranda uyumlu olduğunu göstermiş; bu durum, yeni kurulacak PV santrallerinin tasarım ve kapasite planlamasında PVSOL ve PVsyst'in etkin bir araç olduğu sonucunu ortaya koymuştur.

Tabak (2021) tarafından yapılan araştırmada, Konya'daki bir fabrikanın elektrik ihtiyacını karşılamak amacıyla şebekeye bağlı fotovoltaik (FV) sistem, akü ve dizel jeneratörden oluşan hibrit bir model geliştirilmiş; sistemin ekonomik ve teknik analizleri HOMER yazılımı kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Çalışmada, Konya ilinin güneşlenme süresi, ortam sıcaklığı ve söz konusu fabrikanın günlük enerji tüketim profilinin yanı sıra, yatırım ve işletme maliyetleri değerlendirilerek optimal bileşen boyutlandırması yapılmıştır. FV panellerdeki olası verim kayıpları, gelecek yıllarda yük artışı ve olası elektrik kesintilerinin hibrit sisteme etkisi de incelenmiş; bu etkenlerin özellikle net bugünkü maliyet, enerji maliyeti ve yenilenebilir enerji oranı üzerindeki değişimleri ortaya konmuştur. Sonuçlar, hibrit modelin orta ve uzun vadede fabrika elektrik ihtiyacını güvenilir biçimde karşılayabileceğini ve FV panellerle

birlikte dizel jeneratörün yedek güç kaynağı olarak kullanılmasının ekonomik ve sürdürülebilirlik açısından makul bir çözüm sunduğunu göstermiştir.

Çetin (2022) tarafından yapılan araştırmada, güneş enerjisi santrallerine ait aylık elektrik üretiminin LSTM tabanlı bir yapay sinir ağı modeliyle tahmin edilmesi amaçlanmıştır. Bu kapsamda iklimsel veriler, panel ve invertör özellikleri, geçmiş performans oranları gibi çeşitli değişkenler kullanılarak kapsamlı bir veri seti oluşturulmuş; modelin doğruluk ve hata oranları analiz edilmiştir. Elde edilen sonuçlar, %1 ila %17 arasında değişen düşük hata paylarıyla derin öğrenme temelli yaklaşımların enerji üretimi tahmininde geleneksel yöntemlere kıyasla daha yüksek başarı sağladığını göstermiştir. Çalışma, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını yaygınlaştırmak, yatırım amortisman sürelerini öngörmek ve enerji planlamasını optimize etmek açısından önemli bir katkı sunarken, ilerleyen araştırmalar için farklı panel teknolojilerinin ve daha geniş veri setlerinin modele eklenmesi önerilmiştir.

Şenol (2022) tarafından yapılan araştırmada, Kayseri’de faaliyet gösteren bir fabrikanın elektrik enerji ihtiyacını güneş enerjisiyle karşılamaya yönelik farklı panel tipleri incelenmiş ve bu sayede en uygun maliyet-etkin çözümün belirlenmesi amaçlanmıştır. Bu doğrultuda fabrikanın fiziksel koşulları, çatısal kurulum potansiyeli ve bölgenin güneşlenme özellikleri ele alınarak Helioscope programı aracılığıyla kapsamlı bir simülasyon ve fizibilite analizi gerçekleştirilmiştir. Çalışmanın bulguları, 480 kW(AC)-725 kW(DC) kurulu güçle yılda 1,052 GWh düzeyinde elektrik üretimi sağlanabileceğini ve sistemin toplam veriminin %79,2 olduğunu göstermiştir. Sonuçlar, hangi panel tipinin yatırım geri dönüş süresi ve sürdürülebilirlik açısından daha avantajlı olduğunu ortaya koymakta; gelecekte, daha gelişmiş panel teknolojilerinin ve alternatif kurulum yöntemlerinin denenmesi önerilmektedir.

Karaçoban (2023) tarafından yapılan araştırmada, 404,6 kW_p kapasiteli şebekeye düşük gerilim seviyesinden bağlı bir çatı tipi güneş enerjisi santralının üretim ve aynı tesisteki elektrik tüketim verileri ayrıntılı olarak incelenmiştir. Bu kapsamda öncelikle gerçek zamanlı veri toplayan enerji analizörlerinden elde edilen bilgilerle üretim-tüketim profili belirlenmiş; daha sonra üretim miktarının tüketimle nasıl daha iyi dengelenebileceğine yönelik çeşitli çözüm önerileri sunulmuştur. Araştırma, artan enerji talebini karşılamak üzere yenilenebilir kaynakların kullanımını desteklemenin

yanı sıra, fotovoltaik santral performansını verimliliğe dayalı olarak analiz etmeyi ve enerji verimliliği çalışmalarını sistematik biçimde geliştirmeyi amaçlamaktadır. Elde edilen bulgular, üretim-tüketim farkının minimize edilmesi ve tesisin enerji yönetimi süreçlerinde PV sistemlerin etkinliğinin artırılması açısından önemli sonuçlar ortaya koyarken, gelecekte ileri depolama teknolojileri ve akıllı şebeke çözümleriyle entegrasyon gibi alternatif stratejilerin de uygulanabileceğini göstermektedir.

Arslan (2024) tarafından yapılan araştırmada; Türkiye’deki üniversitelerin enerji tüketimini azaltmak ve karbon emisyonlarını düşürmek amacıyla, İstanbul Teknik Üniversitesi’nin (İTÜ) yıllık elektrik ihtiyacını karşılayabilecek bir güneş enerjisi santralinin teknik ve ekonomik fizibilitesi araştırılmıştır. Bu kapsamda Gaziantep bölgesinde kurulan 9,9 MWAC gücündeki arazi tipi fotovoltaik santralin aylık ve yıllık bazda olası üretim miktarları, PVsyst ve Helioscope yazılımları kullanılarak üç boyutlu tasarımla değerlendirilmiş; elde edilen sonuçlar doğrultusunda ilk yatırım, bakım, işletme maliyetleri ile net bugünkü değer, geri ödeme süresi, iç getiri oranı ve seviyelendirilmiş enerji maliyeti gibi parametreler analiz edilmiştir. Elde edilen bulgular, lisanssız üretim mevzuatı kapsamında eğitim kurumlarının kendi elektrik ihtiyaçlarını güneş enerjisiyle karşılamasının uygulanabilir ve ekonomik açıdan sürdürülebilir olduğunu; dolayısıyla karbon ayak izinin azalması ve enerji maliyetlerinin düşürülmesi bakımından önemli katkılar sağladığını göstermektedir.

Uysal (2024) tarafından yapılan araştırmada, İstanbul’un Büyükçekmece ilçesindeki bir sanayi işletmesinin elektrik enerjisi ihtiyacını fotovoltaik (FV) sistemlerle karşılamanın uygulanabilirliği incelenmiştir. Bu amaçla, işletmenin hâlihazırda atıl durumdaki çatı alanı değerlendirilerek monokristal ve polikristal panel seçenekleri üzerinden sistemin kurulum maliyetleri, yıllık üretim miktarı ve amortisman süreleri analiz edilmiştir. Elde edilen sonuçlara göre 465 W panel kullanılan ve toplamda 180.885 kW_p güce ulaşan sistemin yıllık 242.482,60 kWh elektrik enerjisi üretebileceği, böylelikle amortisman süresinin yaklaşık 3,46 yıl olduğu belirlenmiştir.

2.1.2. Yurt dışında yapılan araştırmalar

Bu alt başlıkta, yurt dışında fotovoltaik ve hibrit yenilenebilir enerji sistemleri üzerine gerçekleştirilen akademik çalışmalar kapsamlı biçimde analiz edilerek bunların

mevcut araştırmayla olan ilişkileri tartişılmaktadır. Böylece literatürdeki boşluklar saptanarak çalışmanın bu alana sunduğu özgün katkılar açıklanmaktadır.

Diaf ve diğerleri (2008) tarafından yapılan araştırmada, bağımsız bir PV/rüzgâr hibrit güç sisteminin (HPWS) farklı iklim ve kaynak koşulları altında teknik ve ekonomik açıdan optimize edilmesi amaçlanmıştır. Yazarlar, çeşitli meteorolojik verileri kullanarak PV ve rüzgâr türbini kapasitelerini en uygun biçimde seçmek için kapsamlı bir boyutlandırma modeli geliştirmiş ve söz konusu modelde, enerji talebini tam olarak karşılayabilecek (LPSP=0) sistem konfigürasyonlarının yatırım maliyeti, bakım işletme giderleri, batarya boyutu ve benzeri parametreleri incelemişlerdir. Çalışmada ele alınan çoklu senaryolar sonucunda, farklı lokasyonlardaki güneş ve rüzgâr potansiyelinin hibrit sistem performans ve maliyetine etkisi analiz edilmiş; bu sayede, fotovoltaiik ve rüzgâr gücünün birlikte kullanılmasıyla enerji arz güvenliğinin artabildiği ve dzeylendirilmiş enerji maliyetinin (LCE) optimize edilebildiği gösterilmiştir.

Fadaee ve Radzi (2012) tarafından yapılan araştırmada; evre dostu ve güvenilir bir güç kaynağı olarak öne çıkan stand-alone (şebekeden bağımsız) hibrit yenilenebilir enerji sistemlerinde (HRES) oklu amaç optimizasyonu sorunsalı ele alınmaktadır. Bu kapsamda makale, hibrit sistemlerin tasarımında; özellikle maliyet, yakıt tasarrufu, güvenilirlik ve sera gazı emisyonlarının azaltılması gibi farklı hedeflerin eşzamanlı gözetilmesini hedefleyen evrimsel algoritma tabanlı yöntemlere odaklanmaktadır. Yazarlar, son yıllarda artan ilgiye karşın, hibrit sistemler için çoklu amaç yaklaşımlarının henüz sınırlı sayıda uygulandığını vurgulayarak; genetik algoritma (GA) ve parçacık sürüsü optimizasyonu (PSO) gibi evrimsel algoritmaların bu alanda en çok uygulanan ve gelecek vaadeden metotlar olduğunu ortaya koymaktadırlar.

Zhao ve diğerleri (2013) tarafından çalışmada; Çin'in Dongfushan Adası'nda kurulan bağımsız bir mikroşebekenin birim boyutlandırma süreci ile işletim stratejisi ele alınmıştır. Araştırmada, rüzgâr türbini, fotovoltaiik paneller, dizel jeneratörler ve ak depolama sistemlerinden oluşan hibrit yapı için yaşam döngüsü maliyetinin minimize edilmesi, yenilenebilir enerji payının azami düzeye çıkarılması ve çevresel emisyonların azaltılması gibi çoklu hedefler gözetilerek genetik algoritma tabanlı bir optimizasyon yaklaşımı uygulanmıştır. Böylelikle, sistem bileşenlerinin

kapasitelerinin ve işletim politikalarının eşzamanlı olarak iyileştirilmesi sağlanmıştır. Söz konusu yöntem, proje alanında kurulan gerçek mikroşebekede saha verileriyle doğrulanmış olup; sonuçlar, yenilenebilir enerji kaynaklarının ada şebekelerinde etkin kullanımına yönelik önemli pratik bilgi ve deneyim sunmaktadır.

Ma ve diğerleri (2014) tarafından yapılan araştırmada, uzakta konumlanmış bir adanın elektrik ihtiyacını tamamen güneş, rüzgâr ve batarya depolama kombinasyonu ile karşılama olanağı araştırılmıştır. Çalışmada, bir yıllık gerçek meteorolojik veriler (güneş ışınlamı, rüzgâr hızı ve ortam sıcaklığı) kullanılarak HOMER yazılımı ile çok sayıda simülasyon ve ekonomik analiz gerçekleştirilmiş; farklı sistem konfigürasyonları teknik ve maliyet bakımından değerlendirilmiştir. Bu kapsamda, güneş paneli kapasitesi, rüzgâr türbini sayısı ve batarya bankı boyutu gibi değişkenlerin sistemin güvenilirliği, toplam maliyeti (net present cost) ve enerji birim fiyatı (cost of energy) üzerindeki etkileri incelenmiştir. Bulgular, önerilen hibrit güneş–rüzgâr–batarya sisteminin, dizel jeneratör gibi konvansiyonel seçeneklere kıyasla yüksek oranda yenilenebilir enerji penetrasyonu ve makul maliyetlerle adanın enerji gereksinimini karşılamada uygun bir çözüm olabileceğini göstermiştir.

Gonzalez ve diğerleri (2015) tarafından yapılan araştırmada, şebekeye bağlı bir fotovoltaiik (PV) ve rüzgâr enerjisi hibrit sisteminin boyutlandırılması için bir yöntem önerilmiştir. Çalışmada, gerçek zamanlı güneş ışınlamı ve rüzgâr hızı verileri ile belirli bir bölgenin elektrik talebi kullanılmış; sistemin ömür boyu maliyeti (life cycle cost) düşürülürken, yerel elektrik talebinin karşılanması hedeflenmiştir. Hibrit sistemin kurulacağı yerin Akdeniz iklim kuşağındaki rüzgâr ve güneş potansiyeli değerlendirilmiş ve yıllık bazda şebekeye bağlı üretim–tüketim dengesi üzerinde durulmuştur. Ayrıca, makalede önerilen yaklaşım kapsamında sistem tasarımında kullanılacak bileşenlerin (PV paneller, rüzgâr türbinleri ve dönüştürücüler) ilk yatırım maliyetleri, işletme-bakım giderleri ve ömür boyu maliyetleri ile beklenen getiri ayrıntılı şekilde incelenmiştir. Gerçekçi elektrik piyasa fiyatları ve şebekeden elektrik alım maliyetleri de dikkate alınarak yapılan analizler, bu hibrit PV–rüzgâr sistemi tasarımının Akdeniz bölgesine benzer iklim koşullarındaki bir kasabada ekonomik açıdan uygulanabilir olduğunu, 25 yıllık kullanım ömründe yaklaşık 18. yılda geri ödeme süresine erişilebildiğini göstermiştir. Ayrıca, sistem tasarımı ve sonuçların

farklı parametre değişikliklerine (duyarlılık analizine) karşı tutarlı olduğu rapor edilmiştir.

Hafeznia, Aslani, Anwar ve Yousefjamali (2017) tarafından gerçekleştirilen araştırmada, ulusal düzeyde uygulanan yenilenebilir enerji politikalarının, özellikle fotovoltaiik sistemleri teşvik edici politikaların etkinliğini incelemiştir. Araştırmada, iklimsel, sosyoekonomik ve teknik değişkenlerin bir arada değerlendirilmesinin, ulusal politikaların bölgesel farklılıklara göre şekillendirilmesi gerektiğini ortaya koyduğu belirtilmiştir. Yazarlar, İran örneğinde geliştirdikleri analitik çerçevede; her bölgenin güneş ışınlamı, sosyal gelişmişlik düzeyi ve yatırım ortamı gibi faktörlerini ayrı ayrı analiz ederek, tek tip politikanın ülkedeki tüm coğrafi bölgelere eşit şekilde uygulanmasının arzu edilen sonuçları vermediğini vurgulamışlardır. Bu kapsamda, fotovoltaiik sektörünün yaygınlaşmasında başarı elde edebilmek için, politika yapıcılarının teşvik mekanizmalarını ve uygulama stratejilerini bölgesel özellikler doğrultusunda özelleştirmesi gerektiği sonucuna ulaşmışlardır.

Chekired vd. (2019) tarafından gerçekleştirilen araştırmada, Cezayir'deki şebeke bağlantılı bir konutta kurulu PV (fotovoltaiik) sistemi için yapay sinir ağlarına (YSA) dayalı bir enerji yönetim yaklaşımı geliştirilmiştir. Bu yaklaşım, PV üretimi, tüketim ve batarya durumunu dikkate alarak anlık olarak evin enerji talebini karşılamaya yönelik kararlar almaktadır. Çalışmada, belirli bir PV kurulu gücü ve batarya kapasitesiyle evin tüketimi izlenmiş; üretilen güneş enerjisinin az olduğu dönemlerde batarya desteğiyle tüketimin karşılandığı, güneş enerjisi arzının yüksek olduğu koşullarda ise şebekeye geri besleme (satış) yapılabildiği gösterilmiştir. Tasarlanan yapay sinir ağı tabanlı denetleyici, farklı hava ve yük profilleri altında incelenmiş; sonuç olarak evin enerji talebinin önemli bir bölümünün PV ve batarya entegrasyonu ile karşılanabileceği, böylece şebekeden çekilen elektrik miktarının azaldığı ve enerji giderlerinin düşürülebildiği ortaya konmuştur.

Annuk vd. (2020) tarafından gerçekleştirilen araştırmada, küçük ölçekli PV güneş enerjisi uygulamalarında öz tüketim oranlarını artırmaya yönelik yöntemler analiz edilmiştir. Bu amaçla, tipik bir konutun elektrik talebinden yola çıkılarak sıcak su deposunun ve bataryaların enerji depolama aracı olarak kullanıldığı durumlar değerlendirilmiş; PV üretimi ile tüketim arasında daha iyi bir eşleşme sağlanarak

şebekeden elektrik satın alma miktarının azalabileceği gösterilmiştir. Çalışmada 2,5 kW'lık bir PV sisteminin üretim profili ile beş dakikalık ölçüm aralıklarına dayalı veriler kullanılmış; 5 kWh'lık su deposu ve 3 kWh'lık bataryayla öz tüketim oranının önemli ölçüde artırılabilirdiği belirtilmiştir.

Kavitha vd. (2021) tarafından yapılan araştırmada, şebeke bağlantılı çatıüstü bir güneş (PV) sisteminin enerji üretiminin PVSOL yazılımı kullanılarak modellenmesi ve tahmini ele alınmaktadır. Çalışmada, farklı izleme (tracking) stratejilerine sahip PV paneller, ev tipi elektrik tüketimi, batarya sistemi ve elektrikli araç şarjının dâhil olduğu bir senaryo üzerinde durulmuştur. PVSOL simülasyonu aracılığıyla, seçilen bölgenin (coğrafi) radyasyon değerleri ve diğer çevresel parametrelerine göre olası üretim ve tüketim profilleri karşılaştırılmıştır. Farklı izleme mekanizmalarının (tek eksenli, çift eksenli, sabit açılı vb.) aylık bazda ürettiği enerjiler analiz edilerek, sistemin yıllık getiri, batarya doluluk oranı (State of Charge, SOC), elektrikli araç şarj durumu ve şebekeye verilen ya da şebekeden çekilen enerji miktarları değerlendirilmektedir. Sonuçlar; doğru panel, inverter ve batarya seçiminin bu tip bir çatıüstü PV sisteminin verimini artırmada kritik rol oynadığını, farklı izleme stratejilerinin üretim kapasitesine doğrudan etki ettiğini göstermektedir. Ayrıca çalışma, PV*SOL gibi simülasyon araçlarıyla sistem kurulmadan önce farklı senaryoların test edilmesinin, maliyet ve performans beklentilerini daha iyi yönetmeye imkân tanıdığını vurgulamaktadır.

Corrigan vd. (2022) tarafından yapılan araştırmada, çimento sektörünün yüksek elektrik talebinden kaynaklanan maliyet ve karbon emisyonlarının, batarya enerji depolama sistemleri sayesinde önemli ölçüde azaltılabileceği vurgulanmaktadır. Özellikle üretim prosesinde yoğun enerji tüketen çimento tesislerinde, kurulan BESS (Battery Energy Storage Systems) ile pik talep kesme ve enerji arbitrajı uygulanarak işletme giderlerinin azaltılması ve sera gazı salımlarının düşürülmesi mümkün olmaktadır. Ayrıca, yenilenebilir enerji üretim sistemleri (örn. güneş PV) ile bütünleşik çalışan batarya depolama çözümleri, tesislerin karbon ayak izini küçültürken güçlü talep yönetimi yöntemleriyle ekonomik kazanç da sağlamaktadır. Çalışmada, pil maliyetlerinde son yıllarda yaşanan düşüşlerin ve ESG (Environmental, Social, Governance) odaklı politikaların çimento endüstrisinde bu teknolojiye

yönelimi hızlandırdığı belirtilmekte; doğru tasarım, operasyon ve finansal model ile BESS uygulamalarının milyonlarca dolarlık yıllık tasarruf ve sürdürülebilirlik hedeflerinde ilerleme sağlayabileceği sonucuna ulaşılmaktadır.

Song ve diğerleri (2019) tarafından hazırlanan araştırmada, güneş enerjisinin metan dönüştürme süreçlerine sağladığı katkı ve bu alandaki son gelişmeler kapsamlı biçimde ele alınmıştır. Çalışmada, metanın değerli kimyasallar (metanol, formaldehit, karbondioksit vb.) ve yakıtlara (hidrojen, etan, vb.) dönüştürülmesindeki temel zorlukların yüksek sıcaklık, enerji tüketimi ve düşük seçicilik olduğu vurgulanmış; güneş ışığıyla uyarılan fotokataliz, fotoelektrokataliz ve fototermal kataliz yöntemlerinin bu sorunlara potansiyel çözümler sunabileceği gösterilmiştir. Özellikle, yarıiletken bazlı fotokataliz sistemlerinde, fotoparçalanma sonucunda üretilen reaktif oksijen türlerinin (hidroksil radikali, yüzey aktif oksijen) metanın C-H bağına oda koşullarına yakın sıcaklıklarda etkin biçimde kırabildiği anlatılmıştır. Fotoelektrokimyasal dönüştürme yaklaşımlarının ise uygulanan dış potansiyel sayesinde yük taşıyıcıların ayrılmasını kolaylaştırarak metan oksidasyonunda ürün seçiciliğini artırabildiği ifade edilmiştir. Ayrıca, plazmonik metal nanoparçacıklar kullanılan fototermal sistemlerde, ışık soğurmasıyla meydana gelen “sıcak taşıyıcı” (hot carrier) transferinin tepkime hızını ve ürün verimini önemli ölçüde yükseltebileceği gösterilmiştir. Dolayısıyla, metanın doğrudan etan, metanol veya sentez gazı gibi daha yüksek değerli ürünlere dönüştürülmesinde, güneş enerjisi destekli stratejilerin hem daha düşük sıcaklıklarda çalışabilmesi hem de çevresel ve ekonomik bakımdan avantajlar sunması nedeniyle bu alanda gelecekte yoğun araştırma ve uygulama çalışmaları beklenmektedir.

Du ve diğerleri (2021) tarafından yapılan araştırmada, geleneksel batarya sistemleri yerine buz termal depolamayı (ITES) kullanan ve güneş panellerinden (PV) doğrudan tahrikli bir soğuk hava deposunun enerji verimlilik performansı incelenmiştir. Araştırmacılar, deneysel ve kuramsal bir yaklaşım benimseyerek, güneş kaynaklı elektriğin soğuk enerjisine dönüştürülmesi esnasındaki dinamik verimlilik özelliklerini modellemiş ve doğrulamışlardır. Çalışmaya göre, tasarlanan sistemde buhar sıkıştırırmalı soğutma çevrimi (VCRC), PV dizisinden sağlanan elektrikle doğrudan çalıştırılmaktadır; böylece pillerin getirdiği maliyet ve çevresel

dezavantajlar bertaraf edilmiştir. Enerji depolama olarak kullanılan buz deposu, güneş radyasyonunun yüksek olduğu saatlerde fazla soğuk enerjinin buz formunda saklanması ve güneş enerjisinin yetersiz olduğu anlarda da depodan soğuk enerjinin sağlanmasını mümkün kılmıştır. Deneysel sonuçlara göre, sistemin gerçek zamanlı verimliliği, PV panel verimi, sıkıştırılmalı soğutma çevrimi parametreleri ve hava koşullarına bağlı olarak önemli ölçüde değişebilmektedir. Özellikle, artan güneş ışınlamı ile sistemin anlık güneş-soğuk enerji dönüşüm verimliliğinin azalabildiği, ancak buna karşın depolanmış soğuk enerjinin depoya süreklilik kazandırdığı vurgulanmıştır. Bu bulgular, büyük meyve-sebze depolama tesislerinden daha küçük ölçekli ticari soğuk depolara kadar geniş bir uygulama yelpazesinde hem şebekeye yük bindirmeden hem de kesintisiz soğuk tedariki açısından önemli bir potansiyeli göstermektedir.

Pandey ve diğerleri (2021) tarafından yapılan araştırmada, atık su arıtımında güneş enerjisinin kullanım potansiyeli ve karşılaşılan zorluklar kapsamlı bir şekilde ele alınmaktadır. Araştırmada, öncelikle endüstriyel ve evsel atık sularda sıkça rastlanan kirleticiler ve bu kirleticilerin çevresel ve sağlık açısından etkileri değerlendirilmektedir. Ardından, güneş enerjisinin foto-kataliz, ileri oksidasyon prosesleri, termal elektro-kimyasal yöntemler ve güneş distilasyonu gibi farklı uygulamalarının geleneksel metotlara göre avantajları irdelenmektedir. Yazarlar, bu teknolojilerin kirletici giderim verimliliğini artırmaya yönelik yenilikçi çözümlerin yanı sıra maliyet etkinliği, enerji depolama ihtiyacı ve saha koşullarının sistem performansı üzerindeki etkilerini tartışmaktadır. Son olarak, çalışmada güneş enerjili atık su arıtımının sürdürülebilir su yönetimine katkı sağlayabileceği; ancak büyük ölçekli uygulamalarda ekonomik, teknik ve çevresel açıdan daha fazla araştırma ve geliştirme çalışmasına ihtiyaç duyulduğu vurgulanmaktadır.

Rios ve Duarte (2021) tarafından yapılan araştırmada, Peru’da büyük ölçekli güneş enerjisi (fotovoltaik) projeleri için en uygun alanların belirlenmesi amacıyla Analitik Hiyerarşi Süreci (AHP) ve Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS) birlikte kullanılmıştır. Çalışmada, önce ülke genelindeki hassas ekosistemler, doğal koruma alanları gibi sınırlayıcı 33 faktör haritalanarak bu bölgeler değerlendirme dışı bırakılmış, ardından yedi ana kriter (güneş ışınlamı, topografya, şebeke hatlarına yakınlık) AHP yöntemiyle

ağırlıklandırılmıştır. Elde edilen sonuçlar, ülkede yaklaşık %69,52 oranında arazinin böylesi projelere uygun olmadığını; geri kalan bölgelerde ise özellikle güney ve kıyı kısımlarında “Çok Uygun” veya “Son Derece Uygun” kategorilerine ayrılmış alanların öne çıktığını göstermiştir. Ayrıca hâlihazırdaki büyük ölçekli güneş santrallerinin de bu “yüksek uygunluk” bölgelerinde bulunması, yöntemin geçerliliğini pekiştirmiştir. Yazarlar, bu yaklaşımın zaman içinde güncellenebileceğini ve başka yenilenebilir enerji projeleri için de uyarlanabileceğini vurgulamıştır.

Zhang ve diğerleri (2021) tarafından yapılan araştırmada, küresel ısınma ve enerji kaynaklarının hızla tükenmesi sorunlarına karşı binalarda enerji tüketimini düşürmenin ve sürdürülebilir tasarıma yönelmenin önemi vurgulanmaktadır. Yazarlar, özellikle güneş enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının yeşil binalara entegrasyonunu ele alarak, bir anaokulu tasarımı üzerinden iklim koşullarına uyumlu, düşük enerji tüketimli ve çevre dostu yapıların nasıl geliştirilebileceğini göstermektedir. Bu doğrultuda, binanın yapı formunun iklime uyarlanması, doğal aydınlatma ve havalandırma teknikleri, cephe yalıtımı ve yenilikçi güneş enerjisi uygulamalarının bir arada kullanılması önerilmektedir. Çalışma, bütüncül bir yaklaşımla pasif enerji stratejilerini ve aktif güneş enerjisi sistemlerini içeren tasarımların, konfor ve estetikten ödün vermeden yapıların çevresel etkisini büyük ölçüde azaltabileceğini ortaya koymaktadır.

Almutairi ve diğerleri (2022) tarafından yapılan araştırmada, fosil yakıtı dayalı termik santrallerdeki performansı artırmak için güneş enerjisi destekli ön ısıtma sistemlerinin uygulanabilirliği kapsamlı bir şekilde ele alınmaktadır. Çalışmada, Rankine ve Brayton gibi farklı çevrimlerde hava veya buharın güneş enerjisiyle ön ısıtılmasının; sistem verimini, çıkış gücünü ve yakıt tasarrufunu önemli ölçüde iyileştirebileceği vurgulanmaktadır. Aynı zamanda, fosil yakıt tüketiminin azalmasına bağlı olarak CO₂ emisyonlarının da kayda değer biçimde düştüğü belirtilmektedir. Araştırma, güneş enerjisinin kesintili yapısı nedeniyle ısı depolama ünitelerinin entegrasyonunun enerji arz güvenliği ve sistem kararlılığı açısından kritik olduğunu altını çizmektedir. Elde edilen bulgular, bu hibrit yaklaşımın teknik ve çevresel faydalarının yanı sıra, uygulama konfigürasyonu, çalışma şartları ve depolama teknolojisi gibi etkenlerin ön ısıtma verimi üzerindeki belirgin etkisine dikkat çekmektedir.

Kou, Yüksel ve Dinçer (2022) tarafından yapılan araştırmada, ulaştırma sektöründeki karbon emisyonu sorununa çözüm geliştirebilmek amacıyla elektrikli araçlarda güneş enerjisi kullanımını yaygınlaştıracak stratejiler değerlendirilmiştir. Çalışma, TRIZ yaklaşımı ile dört temel yenilikçi ilke saptamakta; bu ilkeleri eksik tercihleri, grup karar verme uzlaşısını ve küresel ölçekte kabul görmüş küresel (spherical) bulanık setleri içeren bir DEMATEL yöntemiyle ağırlıklandırmaktadır. Sonuçlar, “dinamiklik” ilkesinin en kritik unsur olduğunu, “kompozit malzemeler kullanımı”nın da yüksek etkiye sahip olduğunu göstermiştir. Yazarlar, güneş panellerinin gün boyunca güneş açısına göre esnek konumlandırılmasını ve böylece daha yüksek enerji elde edilmesini önerirken, hafif ve dayanıklı kompozit malzemelerin de üretim maliyetlerini ve arıza risklerini azaltmada önemli rol oynadığını vurgulamıştır.

Manjunath ve diğerleri (2022) tarafından yapılan araştırmada, geleneksel fosil yakıtların hızla tükenmesi ve güneş enerjisinin giderek önem kazanması bağlamında 50 W gücündeki bir güneş panelinin enerji ve ekserji analizleri ele alınmaktadır. Yazarlar, deneysel olarak toplanan veriler ışığında panelin fotovoltaiik performansını ve sistemden elde edilebilecek maksimum iş potansiyelini (ekserji) ortaya koymakta ve panel yüzey sıcaklığının artmasıyla ekserji veriminde gözlenen azalışı vurgulamaktadırlar. Ayrıca, ısı kaybı mekanizmalarını (iletim, taşınım ve ışınlama ısı kayıpları) irdeleyerek, modül sıcaklığının kontrol edilmesinin ve böylelikle toplam ekserji veriminin artırılmasının önemine dikkat çekmektedirler. Bu bulgular, panel soğutma yöntemlerinin kullanılmasının elektrik üretiminde artış sağlamaya yardımcı olabileceğini ve günümüz silisyum tabanlı fotovoltaiik teknolojilerinin, güneş radyasyonunun yüksek ekserji içeriğinden henüz tam anlamıyla yararlanamadığını göstermektedir.

2.2. Enerji Talebi ve Enerji Kaynakları

Enerji, en genel tanımıyla iş yapabilme yeteneği olarak ifade edilir ve insan yaşamının her alanında vazgeçilmez bir unsurdur. Sanayiden ulaşım, konuttan tarıma kadar tüm sektörlerde enerji kullanılmakta; ekonomik ve sosyal kalkınmanın temel taşı oluşturmaktadır (Yıldırım & Dağdemir, 2018, s. 58). Özellikle Sanayi Devrimi’nden bu yana artan makineleşme, nüfus artışı ve üretim olanaklarının genişlemesiyle

insanoğlunun enerjiye olan talebi sürekli ve hızla yükselmiştir (Koç & Kaya, 2015, s. 37). Teknolojik gelişmeler, refah düzeyinin yükselmesi ve dünya nüfusunun hızla artması enerji tüketimini katlanarak artırırken enerji konusu ülkelerin iç ve dış politikalarında öncelikli gündem maddesi haline gelmiştir (Dinçer, 2011, s. 8; Yavuzaslan, 2018, s. 40). Nitekim günümüzde birçok ülke, enerjide dışa bağımlılığı azaltmak ve sürekli artan enerji ihtiyacını karşılamak için yoğun çaba sarf etmektedir. Enerji konusunda yaşanan gelişmeler, enerjinin hem ekonomik büyüme hem de ulusal güvenlik açısından kritik bir unsur olduğunu ortaya koymaktadır (Koç & Kaya, 2015, s. 37). Fosil yakıtların neden olduğu küresel ısınma, iklim değişikliği ve çevresel tahribat sorunları da enerji politikalarının yönünü değiştirmektedir. Enerjiye olan yüksek bağımlılık, ülkeler arası rekabeti ve iş birliğini şekillendirmekte; enerji kaynaklarına erişim sorunu savaşların dahi temel nedenlerinden biri olabilmektedir (Arı & Yılmaz, 2023, s. 96-105). Bu bağlamda ülkeler enerji arz güvenliğini sağlamak ve sürdürülebilir kalkınmayı mümkün kılmak için uzun vadeli enerji stratejileri geliştirmektedir. Enerji politikalarında temel hedef, düşük maliyetli ve güvenilir kaynaklardan yeterli miktarda enerjinin topluma arz edilmesi, kaynak çeşitliliğinin sağlanması ve dışa bağımlılığın azaltılmasıdır (Bayraç & Çemrek, 2022).

Dünya genelinde hızlı nüfus artışı ve ekonomik büyümeyle birlikte birincil enerji talebi hızla yükselirken, bu talebin karşılanmasında kullanılan geleneksel enerji kaynaklarının sınırlı rezervleri ciddi endişe kaynağıdır. Günümüzde dünya toplam enerji tüketiminin yaklaşık %81'i fosil yakıtlar olarak bilinen yenilenemez enerji kaynakları tarafından karşılanmaktadır. Bu orana karşılık yenilenebilir enerji kaynaklarının payı yalnızca yaklaşık %14 düzeyindedir; nükleer enerjinin payı ise %5 dolaylarındadır. Fosil kaynaklar içinde en yüksek tüketim oranına sahip olan petrol tek başına dünya enerji tüketiminin yaklaşık üçte birini sağlamaktadır (Arı & Yılmaz, 2023). Onu sırasıyla kömür ve doğalgaz izlemekte, bu üç fosil yakıt küresel enerji talebinin ana yükünü omuzlamaktadır. Ancak fosil yakıtların rezervlerinin sınırlı oluşu ve kullanımının çevreye verdiği zararlar nedeniyle tüm dünyada bu kaynaklara bağımlılığın azaltılması yönünde eğilim artmıştır. Fosil yakıt kullanımı, yeryüzünde milyonlarca yıl boyunca birikmiş karbonun atmosfere CO₂ olarak salınmasına yol açarak küresel ısınma ve iklim değişikliğini tetiklemektedir. Bu durum, enerji alanında alternatif kaynak arayışlarını hızlandırmış; yenilenebilir enerji teknolojilerine yatırım

son yıllarda büyük ölçüde artmıştır (Bayraç, 2010). Öte yandan fosil kaynaklara dayalı mevcut enerji sisteminin ani bir şekilde terk edilmesi kısa vadede mümkün olmadığından, ülkeler enerji verimliliğini artırma, tasarrufu teşvik etme ve fosil kaynak kullanımını daha sürdürülebilir seviyelere çekme yönünde de politikalar geliştirmektedir. Birincil enerji üretiminde petrol ve türevi yakıtların payını kademeli olarak düşürme, enerjinin etkin kullanımı ve israfın önlenmesi ile mevcut kaynaklardan maksimum faydayı sağlama stratejileri hemen hemen her ülkenin enerji planlarında yer almaktadır (Koçaslan, 2014). Son dönemde imzalanan Paris İklim Anlaşması (2015) gibi uluslararası mutabakatlar da fosil yakıt tüketiminin azaltılmasını ve yenilenebilir enerjiye geçişin hızlandırılmasını öngörmektedir (Ertuğrul & Sezgin, 2023). Bütün bu gelişmeler, gelecekte küresel enerji dengelerinin önemli ölçüde değişeceğine ve yeni teknolojilerin üretim, depolama ve tüketim biçimlerinde dönüşüm yaratacağına işaret etmektedir.

Enerji kaynakları, yenilenebilir ve yenilenemez (konvansiyonel) olmak üzere iki ana gruba ayrılır (Baysal & Daşdemir, 2021). Yenilenemez enerji kaynakları, kullanıldıklarında yeniden oluşmaları çok uzun jeolojik dönemler gerektiren ve bu nedenle insan ölçeğinde tükenen kaynaklardır. Fosil yakıtlar (kömür, petrol, doğal gaz gibi) ile nükleer yakıtlar (uranyum, toryum) bu gruba dahildir (Arı & Yılmaz, 2023). Yenilenebilir enerji kaynakları ise doğada sürekli mevcut olan, kısa vadede tükenme riski olmayan ve kendilerini yenileyebilen kaynaklardır. Güneş, rüzgâr, hidroelektrik, jeotermal, biyokütle, dalga ve gel-git enerjileri bu grupta yer alır (Baysal & Daşdemir, 2021). Bugün dünya enerji ihtiyacının büyük kısmı yenilenemez kaynaklardan sağlanmakta olsa da yenilenebilir kaynakların teknolojik gelişmeler ve çevresel kaygılarla hızla yaygınlaştığı görülmektedir. Fosil yakıt rezervlerinin kısıtlı oluşu ve iklim krizine yol açması nedeniyle birçok ülke enerji arzında yenilenebilir payını artırmayı stratejik bir hedef olarak belirlemiştir. Avrupa Birliği ülkeleri ve Çin gibi ekonomiler, fosil kaynak kullanımını azaltıp 2050'ye kadar karbon nötr olma hedefleri doğrultusunda güneş ve rüzgâr enerjisi başta olmak üzere temiz enerji yatırımlarını hızlandırmaktadır. Bununla birlikte, halen petrolde dışa bağımlı ekonomiler, enerji geçişi sürecinde enerji güvenliğini sağlamak adına nükleer enerji gibi düşük karbonlu konvansiyonel seçenekleri de değerlendirmektedir. Sonuç olarak, enerji talebinin sürdürülebilir biçimde karşılanabilmesi için bir yandan enerji arz güvenliği ve

ekonomik fizibilite gözetilirken, diğer yandan çevresel sürdürülebilirlik ve iklim değişikliğiyle mücadele hedefleri dikkate alınarak enerji kaynaklarında köklü bir dönüşüm yaşanmaktadır.

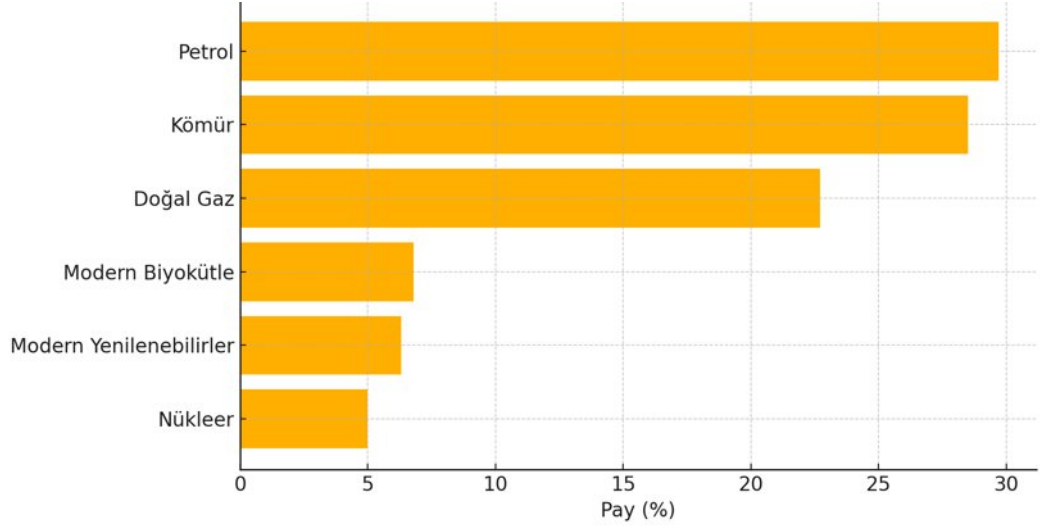
2.2.1. Dünyada enerji talebi ve üretimi

Küresel ölçekte enerji talebi, sanayileşmenin ve nüfus artışının etkisiyle her yıl artmaya devam etmektedir. Dünya enerji tüketimi incelendiğinde, en büyük payın fosil yakıtlara ait olduğu görülür. Enerji Enstitüsü'nün Statistical Review of World Energy 2024 verilerine göre, 2023'te dünya birincil enerji arzı ≈ 620 EJ'ye ulaşarak yeni bir rekor kırmış; bunun %81,5'i hâlâ fosil yakıtlardan sağlanmıştır. IEA'nın Greenhouse-Gas Emissions from Energy veri tarayıcısında 2023 için yayınlanan yakıt kırılımı, fosil diliminin iç yapısını şöyle verir: petrol $\approx$ %30, kömür $\approx$ %28 ve doğal gaz $\approx$ %23. Böylece petrol, birincil enerjide en büyük tekil payı korurken kömür ve gaz sırasıyla ikinci ve üçüncü konumda yer almaktadır.

Fosil dışı kaynaklara gelindiğinde, yenilenebilir enerjinin payı yükselmekle birlikte hâlen ikincil düzeydedir. IEA'nın küresel tedarik istatistikleri 2023'te modern yenilenebilirlerin (güneş, rüzgâr, hidro, jeotermal ve okyanus) toplam enerji arzındaki payını %5,7; modern biyokütlenin payını %6,5 olarak hesaplamıştır. Birlikte ele alındığında, yenilenebilir payı $\approx$ %12–13 bandındadır. Nükleer enerji ise %4,7 düzeyiyle sistemdeki en küçük birincil kaynak konumundadır.

Dolayısıyla 2023 tablosu, küresel enerji karmasının hâlâ büyük ölçüde fosil yakıtlara dayandığını – petrolün tek başına üçte bire yakın payla başı çektiğini – göstermektedir. Yenilenebilir enerjilerin mutlak üretimi hızla artsa da (özellikle güneş ve rüzgârın son on yılda yıllık ortalama %15'in üzerindeki büyümesi sayesinde) toplam içindeki relatif payda henüz fosil yakıtların hâkimiyetini kırarak ölçekte bir değişim gerçekleşmemiştir. Nükleer gücün payı da güvenlik, atık yönetimi ve yüksek sermaye maliyeti gibi faktörler nedeniyle uzun süredir %5 bandında seyretmektedir. Bu güncel dağılım, fosil yakıtların küresel enerji dengesindeki baskın konumunu koruduğunu; iklim hedeflerine ulaşmak için yenilenebilir enerjilerin payını çok daha hızlı artıracak politika, finansman ve teknoloji ölçeklenmesine ihtiyaç olduğunu ortaya koymaktadır

(Energy Institute, 2024). Şekil 2.1.'de 2024 yılı küresel birincil enerji arzının dağılımı gösterilmektedir.



Şekil 2.1. Küresel birincil enerji arzının kaynaklara göre dağılımı 2024 (Energy Institute, 2024).

Şekil 2.1.'deki 2024 küresel birincil enerji arzı bileşenlerine bakıldığında, fosil yakıtların ardından gelen modern biyokütle ile modern yenilenebilirler kavramları çoğu zaman karıştırılabilmektedir. Modern biyokütle, geleneksel odun yakımından farklı olarak endüstriyel ölçekte veya yüksek verimli ekipmanlarla değerlendirilen biyolojik kökenli enerjiyi içerir; örneğin biyoetanol/biyodizel, atık-türevli yakıtlar, tarımsal ve ormancılık artıklarından üretilen pelet-briket yakıtlar, biyogaz ve birleşik ısı-güç (CHP) tesislerindeki ileri yanma-gazlaştırma uygulamaları bu başlık altında toplanır.

Modern yenilenebilirler ise güneş, rüzgâr, jeotermal, deniz dalga-akıntı enerjileri ile büyük ölçüde barajsız küçük hidro (diğer bir deyişle yeni hidro) üretimden oluşan ve modern teknolojiyle elektrik/ısı sağlayan kaynakları ifade eder; geleneksel büyük barajlı hidro, IEA istatistiklerinde bu sınıflamadan ayrı tutulur. Dolayısıyla grafikte görülen %6,8'lik pay, yenilenebilir portföyde yalnızca modern biyokütleye; %6,3'lük pay ise güneş, rüzgâr, jeotermal, okyanus ve küçük hidro dâhil olmak üzere modern yenilenebilir kategorisine karşılık gelir. Bu ayrım, geleneksel odun yakımını ve büyük hidroelektriği modern başlığının dışında bırakarak güncel teknoloji temelli, iklim-dostu enerji kaynaklarının payını vurgulamak amacıyla yapılmaktadır (Energy

Institute, 2024). Bu tanımlarla birlikte incelendiğinde, dünya enerji arzının hâlen %80'in üzerinde fosil yakıtlara dayandığı, modern biyokütle ve modern yenilenebilirlerin toplamda ancak yaklaşık %13 pay alabildiği görülür. Yani güneş ve rüzgâr gibi hızla büyüyen teknolojiler dâhil tüm modern yenilenebilirlerin payı bile petrolün tekil payının yarısından azdır; iklim hedeflerinin yakalanması için bu iki modern kategoriye giren kaynakların çok daha hızlı ölçeklenmesi gerekmektedir.

Dünya enerji dengesi bugün de derin coğrafi ve sosyo-ekonomik eşitsizlikler sergilemektedir. Energy Institute'nin Statistical Review of World Energy 2024 veritabanı, 2023'te tüketilen birincil enerjinin yaklaşık %37'sinin yüksek-gelirli, %36'sının üst-orta-gelirli, %24'ünün alt-orta-gelirli ve yalnızca %3'ünün düşük-gelirli ekonomilerde kullanıldığını göstermektedir; böylece kişi başına tüketim, gelir seviyesiyle doğrusal biçimde artmaya devam etmektedir (Our World in Data, 2024). Çin ve Hindistan gibi hızla büyüyen Asya ekonomilerinin son on yılda enerji talebini iki kattan fazla artırması, küresel tüketim ağırlığının giderek Asya lehine kaymasına yol açmıştır (IEA, 2024).

Enerji arzının coğrafi dağılımı ise bu tüketim haritasıyla örtüşmez. Dünyadaki kanıtlanmış petrol rezervlerinin %79'unun Orta Doğu ve Rusya dâhil OPEC+ ülkelerinde yoğunlaşması, benzer şekilde doğalgaz rezervlerinin yarısından fazlasının Orta Doğu, Rusya ve Kuzey Amerika'da yer alması, ithalatçı ekonomiler için yapısal bir bağımlılık yaratır (OPEC, 2024). Nitekim 2023'te üretilen ham petrolün %42'si, doğalgazın ise LNG ve boru hatları yoluyla %17'si uluslararası ticarete konu olmuştur; IEA'nın orta vadeli görünümü bu oranların 2030'a kadar petrol için %48, gaz için %22 düzeyine çıkabileceğini öngörmektedir (IEA, 2024). Artan ticaret bağımlılığı, jeopolitik risklerin enerji güvenliği üzerindeki etkisini büyütmede ve ithalatçı ülkeleri kaynak çeşitlendirmesi ile yenilenebilir yatırımlarına yöneltmektedir.

Kısacası, yüksek gelirli ülkeler dünya nüfusunun yalnızca %16'sını oluşturmalarına karşın birincil enerjinin üçte birinden fazlasını tüketirken, fosil kaynakların büyük bölümü farklı coğrafyalarda yoğunlaşmaktadır. Bu asimetri, enerji dışa bağımlılığını birçok ekonomi için makro-fınansal bir kırılganlık faktörü hâline getirmekte ve yenilenebilir enerjilerin hızlı ölçeklenmesini iklim ve enerji güvenliği açısından kritik kılmaktadır.

Küresel düzeyde enerji üretimi ve tüketimi açısından fosil yakıtların hakimiyeti sürmekle birlikte, geleceğe yönelik projeksiyonlar kademeli bir dönüşüme işaret etmektedir. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tahminlerine göre 2030 yılında dünya elektrik enerjisi tüketimi 31.753 TWh düzeyine ulaşacaktır (IEA, 2024). Bu artan talebin karşılanabilmesi için fosil yakıt üretiminin mevcut trendini koruması beklenirken, aynı zamanda yenilenebilir enerji kapasitesinin de çok yüksek oranlarda büyümesi öngörülmektedir. Uzun vadeli senaryolarda bile fosil yakıtların (özellikle petrolün) belli bir payını koruyacağı, 2040'lara dek birincil enerji kaynakları arasında en yüksek payın petrol olmaya devam edeceği belirtilmektedir (BP, 2019).

Nitekim ulaşım sektörü başta olmak üzere bazı sektörlerde petrolün ikame edilmesi kısa vadede zor görünmektedir. 2015 yılında dünya ulaştırma sektöründe 2,37 milyar ton petrol tüketilmişken bu miktarın 2040'ta 2,70 milyar tona çıkacağı öngörülmektedir (IEA, 2024). Ancak diğer yandan elektrik üretimi ve ulaşımında kömür kullanımının birçok ülkede azalması, doğal gazın santrallerde kömürün yerini alması gibi eğilimlerle fosil yakıtların kendi içinde bir dönüşüm yaşanmaktadır. Özellikle doğal gaz, kömüre göre daha temiz bir fosil yakıt olması nedeniyle birçok bölgede tercih edilmektedir ve 21. yüzyılın ilk yarısında köprü yakıt rolü oynamaktadır. Son yıllarda yaşanan gelişmeler (örneğin 2022'de başlayan Rusya-Ukrayna savaşı) enerji piyasalarında belirsizlik ve dalgalanmalara yol açmış, bu da yenilenebilir enerjinin stratejik önemini daha da artırmıştır. Küresel enerji talebinin fosil ağırlıklı yapısı yakın gelecekte tamamen değişmese de, enerji dönüşümü adı verilen süreç kapsamında yenilenebilir enerji payının her yıl biraz daha arttığı ve enerji verimliliği teknolojilerinin yaygınlaştığı bir döneme girilmiştir.

2.2.2. Türkiye'de enerji talebi ve üretimi

Türkiye'nin enerji talebi nüfus artışı, kentleşme ve ekonomik büyüme paralelinde sürekli yükselmiş; 1970'te yaklaşık 25 milyon TEP düzeyinde bulunan birincil enerji arzı 2023'te 158,4 milyon TEP'e ulaşmıştır (Our World in Data, 2024). Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2023 Ulusal Enerji Denge Tablosu verilerine göre (Tablo 2.1.) bu arzın yüzde 30,2'si petrol, yüzde 26,2'si doğal gaz, yüzde 25,3'ü kömür ve yüzde 18,1'i yenilenebilir kaynaklardan sağlanmıştır; böylece fosil yakıtların toplam payı

hâlen yüzde 82 dolayında bulunmaktadır (ETKB, 2024). Elektrik tarafında TEİAŞ istatistikleri 2024 brüt tüketiminin 347,9 TWh düzeyine çıktığını, üretimin ise sırasıyla kömür (118 TWh), doğal gaz (69 TWh), hidroelektrik (64 TWh), rüzgâr (37 TWh) ve güneş (28 TWh) kaynaklarıyla karşılandığını göstermektedir (TEİAŞ, 2024).

IEA'nın World Energy Outlook 2023 senaryosu 2030'a kadar elektrik talebinin yıllık ortalama yüzde 3 civarında büyüyeceğini ve ek talebin tamamının düşük emisyonlu kaynaklarla karşılanacağını öngörmektedir (IEA, 2023). Ulusal Enerji Planı'nda yenilenebilir arzının 2035'te 60 milyon TEP'e çıkarılması hedeflenmekte; bu hedefe ulaşıldığı takdirde yenilenebilir payı birincil enerjide yüzde 30 bandına yaklaşacaktır. Mevcut veriler, Türkiye'nin enerji karmasının hâlen fosil ağırlıklı olduğunu, ancak 2018–2023 döneminde yenilenebilir payının iki katına çıkarılarak elektrik üretiminde düşük karbonlu kaynakların payının yüzde 46 seviyesine taşındığını göstermektedir; dolayısıyla önümüzdeki on yılda yatırımların ve enerji verimliliği önlemlerinin aynı hızla sürdürülmesi gerekmektedir (Energy Institute, 2024). Türkiye'nin birincil enerji arzı, 21. yüzyılın ikinci on yılında hâlâ fosil yakıtlara yoğun biçimde dayansa da doğal gazın yanı sıra rüzgâr, jeotermal ve biyokütle temelli kaynakların payı her yıl artan bir ivme göstermiştir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın (ETKB) 2023 Ulusal Enerji Denge Tablosu verileri, kaynak kırımının fosil yakıt ağırlığını koruduğunu gösterir:

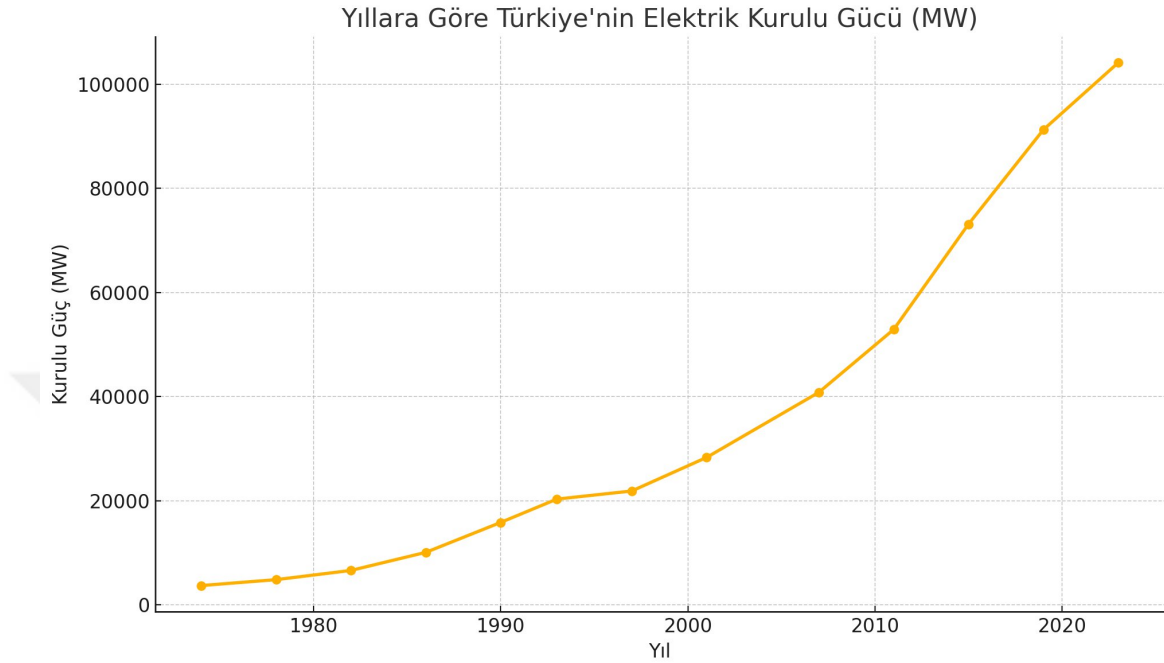
Tablo 2.1. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2023 ulusal enerji denge tablosu (ETKB, 2023).

Kaynak	Arz (milyon TEP)	Pay (%)
Petrol	47,8	30,2
Doğal gaz	41,5	26,2
Kömür	40	25,3
Yenilenebilir (hidro, rüzgâr, güneş, biyokütle, jeotermal)	28,7	18,1

Toplam: 158,4 milyon TEP; yerlilik oranı %31. Bu tablo, 2018'deki 123,9 milyon TEP seviyesine göre beş yılda %28'lik ek talebe işaret ederken, yenilenebilir payının aynı dönemde %9,9'dan %18'in üzerine çıktığını ortaya koyar.

Şekil 2.2.'de, ülkenin toplam elektrik kurulu gücündeki tarihsel büyüme seyri 1974-2024 dönemini kapsayacak şekilde sunulmaktadır. 1974 yılında yalnızca 3,7 GW

düzeyinde olan kurulu kapasite, sanayileşme hamleleri ve artan enerji yatırımları sayesinde sürekli yükselerek 2016 yılında 78,5 GW'a, 2023 Şubat'ında ise 104,1 GW seviyesine ulaşmıştır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2024).



Şekil 2.2. Türkiye toplam kurulu güç kapasitesinin 1974-2024 yılları arasında gelişimi (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2024).

Bu artış, ülkenin enerji altyapısının ekonomik büyümeye yanıt olarak nasıl genişlediğini ortaya koymaktadır. 1974 yılında yalnızca 3,7 GW düzeyinde olan toplam kurulu güç, 2000'li yılların ortasında 40 GW eşliğini aşmış; 2010'ların sonuna gelindiğinde ise 90 GW bandına yaklaşarak katlanarak artmıştır.

Türkiye'de elektrik enerjisi tüketimi de düzenli bir artış eğilimindedir. 2018 yılında ülkede faturalanan elektrik tüketimi 303.300 GWh (303,3 TWh) olarak tespit edilmiştir. Bu tüketilen elektriğin üretim kaynaklarına göre dağılımına bakıldığında, %37,16'sının kömürden, %30,34'ünün doğalgazdan, %19,66'sının hidroelektrik santrallerden, %12,73'ünün ise diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından (rüzgâr, güneş, jeotermal vb.) elde edildiği görülmüştür (Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), 2019). EPDK'nın Ocak 2025 raporu, sıvı yakıtlı (yakıt yağı vb.) santrallerin toplam lisanslı üretimdeki payının yalnızca %0,22 düzeyinde kaldığını ortaya koyarak bu kaynağın hâlen marjinal bir rol oynadığını göstermektedir. Aynı dönemde

faturalanan elektrik tüketiminin sektörel dağılımı incelendiğinde sanayi sektörü %41,07 ile başat konumunu korurken; meskenler %29,92, kamu-özel hizmetler ile ticari işletmeler %25,40, aydınlatma %2,49 ve tarımsal faaliyetler %1,13 pay almıştır. Elektrik talebindeki artış eğilimi de sürmektedir: fiili tüketim Ocak 2025'te 30,3 TWh'e ulaşarak bir önceki yılın aynı ayına göre %3,8 büyümüştür; bu performansın yıl geneline yayılması, yıllık tüketimin 360 TWh eşiğine yaklaşabileceğine işaret etmektedir (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, 2025). Özellikle sanayi ve konutlardaki büyüme, elektriğe olan talebi yükseltirken, yaz aylarında iklimlendirme ve kış aylarında ısıtma amaçlı elektrik kullanımı talep eğrisini etkilemektedir. Türkiye'nin kişi başına elektrik tüketimi gelişmiş ülkelere kıyasla daha düşük olmakla birlikte, ekonomik kalkınma hedefleri doğrultusunda bu oranın artacağı öngörülmektedir. Bu nedenle Türkiye, enerji arzını güvence altına almak ve artan talebi sürdürülebilir bir şekilde karşılamak için geleneksel ve alternatif enerji kaynaklarına yatırım yapmaktadır.

Enerji talebindeki artışa karşın, Türkiye'nin yerli enerji kaynakları sınırlı düzeydedir. Ülkemiz, petrol ve doğalgaz gibi birincil enerji kaynakları açısından dışa bağımlı konumdadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı verilerine dayanan hesaplamalara göre Türkiye'de tüketilen doğal gazın %94'ü, petrolün ise %98'i ithal edilmektedir (Konak, 2019). Bu yüksek ithalat oranları, Türkiye'yi enerji arz güvenliği konusunda kırılgan hale getirmekte ve cari açığa olumsuz etki yapmaktadır. 2022 yılında patlak veren küresel enerji krizi, bu durumu daha net ortaya koymuştur. Özellikle Rusya-Ukrayna savaşı sonrasında Avrupa'da yaşanan doğal gaz arz sorunları ve fiyat dalgalanmaları Türkiye'yi de derinden etkilemiştir. Türkiye, dünyadaki enerji krizlerinden en fazla etkilenen ülkelerden biridir; zira kullandığı enerjinin yaklaşık %70'ini Rusya, İran ve Irak gibi ülkelere ithal etmektedir. Uluslararası piyasalarda petrol ve gaz fiyatlarındaki artış, Türkiye'nin enerji maliyetlerini artırarak enflasyon ve ekonomik dengeler üzerinde risk oluşturmaktadır. Dolayısıyla enerjide dışa bağımlılık, ülkemiz açısından ekonomik ve stratejik açıdan çözüm gerektiren bir meseledir. Bu kapsamda Türkiye'nin öncelikleri, enerji maliyetinin azaltılması, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının azami ölçüde değerlendirilmesi ve dışa bağımlılığın düşürülmesidir (Arı & Yılmaz, 2023).

Türkiye'nin birincil enerji arzında fosil yakıtların payı geçmişte oldukça yüksek seviyelerdeyken, son yıllarda yenilenebilir enerji yatırımlarının artmasıyla bu oran kademeli olarak azalmaktadır. Özellikle 2000'li yılların ortasından itibaren yenilenebilir enerji projelerine verilen önem, kurulu güç içinde bu kaynakların payının belirgin biçimde artmasına neden olmuştur. 2023 yılı sonu itibarıyla Türkiye'nin toplam elektrik kurulu gücü 106.668 MW'a ulaşmış olup, bu kapasitenin %56'sını yenilenebilir enerji kaynakları oluşturmaktadır. Oysa 2017 sonunda bu oran %43,26 düzeyindedir.

Yenilenebilir enerjinin kurulu güçteki payının artmasına rağmen, üretimdeki payı kurulu güç payının bir miktar gerisindedir. 2015 yılı verilerine göre Türkiye'de toplam kurulu gücün %43'ü yenilenebilir kaynaklı santrallerden oluşmasına karşın elektrik üretiminin %32,3'ü yenilenebilir kaynaklardan sağlanabilmiştir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2024). Bu farkın temel nedeni, hidroelektrik dışındaki yenilenebilir santrallerin kapasite faktörlerinin görece düşük olması ve yıl boyunca kesintili üretim yapmalarıdır. Yine de 2020'li yıllarda devreye alınan yeni güneş ve rüzgâr santralleri sayesinde üretimdeki yenilenebilir payı da hızla yükselmektedir.

Nitekim 2021 yılında Türkiye'nin elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımına bakıldığında, fosil yakıtların (kömür ve doğalgaz) toplam payı %64 civarına gerilerken yenilenebilir kaynakların (hidrolik, rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle) payı %36 düzeyine ulaşmıştır. Özellikle rüzgâr ve güneş enerjisinde son on yıl içinde kayda değer ölçüde büyümüştür. 2023 yılı itibarıyla Türkiye'nin rüzgâr kurulu gücü 11 GW'ı, güneş kurulu gücü ise 10 GW'ı aşmıştır (ETKB, 2024). Hidrolik enerji, uzun yıllardır Türkiye'nin en önemli yenilenebilir enerji kaynağı olmuş; 2000'lerde devreye giren çok sayıda baraj ile hidroelektrik kapasitesi önemli ölçüde artırılmıştır. Jeotermal enerjide de Türkiye dünyada ilk sıralara çıkmış; özellikle 2010 sonrası Ege Bölgesi'nde jeotermal santrallerin devreye alınmasıyla bu alanda kurulu güç 1,7 GW seviyelerine ulaşmıştır. Yerli kömür kaynaklarının değerlendirilmesi de enerji politikalarında önemli yer tutmaktadır. Türkiye, petrol ve gazda dışa bağımlıyken, linyit başta olmak üzere kendi kömür rezervlerini elektrik üretiminde kullanarak enerji arzını çeşitlendirmektedir. Bununla birlikte yerli kömürlerin düşük kalori ve yüksek emisyon değerleri nedeniyle çevresel etkileri tartışılmaktadır.

Sonuç olarak, Türkiye’de enerji talebinin karşılanmasında dışa bağımlılık yapısal bir sorun olmakla birlikte, son yıllarda yenilenebilir enerji yatırımları ve enerji verimliliği önlemleriyle daha sürdürülebilir bir enerji görünümüne geçiş hedeflenmektedir. Enerji arz güvenliğini artırmak üzere yerli kömür ve nükleer enerji gibi seçeneklere de başvurulmaktadır. 2018 yılında temeli atılan Akkuyu Nükleer Güç Santrali’nin ilk reaktörünün 2023’te devreye girmesi planlanmış, bu sayede elektrik üretiminde ithal doğal gazla olan bağımlılığın bir nebze azalması öngörülmüştür. Ayrıca Türkiye, yenilenebilir enerjide dünyada öne çıkan potansiyele sahip olduğu güneş ve rüzgâr alanlarında yatırım ortamını iyileştirmek için çeşitli teşvik mekanizmaları (YEKDEM gibi) uygulamıştır. 2005 yılında çıkarılan 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kanunu ile yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimine alım garantisi ve teşvikler sağlanması bu alanın büyümesini hızlandırmıştır (Acaroğlu, 2013; Oskay, 2014). Bu politikaların sonucu olarak 2005 yılı öncesi neredeyse yok denecek kadar az olan rüzgâr ve güneş enerjisi kapasitesi, 2020’lerde toplam elektrik üretiminde hatırı sayılır bir pay almaya başlamıştır. Türkiye, enerjide dışa bağımlılığı azaltmak ve artan talebi çevresel açıdan sürdürülebilir şekilde karşılamak amacıyla önümüzdeki dönemde de geleneksel ve alternatif enerji kaynaklarına dengeli bir şekilde yatırım yapmaya devam edecektir.

2.2.3. Yenilenemez (konvansiyonel) enerji kaynakları

Yenilenemez enerji kaynakları, doğada sınırlı miktarda bulunan ve tükendiğinde yeniden oluşması milyonlarca yıl alan kaynaklardır. Bu gruba giren konvansiyonel enerji kaynaklarının başlıcaları fosil yakıtlar ve nükleer yakıtlardır (Arı & Yılmaz, 2023). Fosil yakıtlar; kömür, petrol ve doğal gaz olarak sınıflandırılan, milyonlarca yıl önce yaşamış organik maddelerin jeolojik süreçlerle yeraltında dönüşüme uğraması sonucu oluşmuş yakıtlardır. Fosil yakıtların ortak özelliği yüksek enerji yoğunluğuna sahip olmaları, endüstri devriminden bu yana insanlığın enerji ihtiyacının büyük kısmını karşılamaları ve yakıldıklarında atmosfere karbondioksit başta olmak üzere sera gazları ve kirletici gazlar salmalarındır. Nükleer yakıtlar ise (uranyum, plütonyum gibi) atom çekirdeğinin parçalanması (fizyon) yoluyla enerji açığa çıkaran, fosil olmamakla birlikte konvansiyonel kabul edilen kaynaklardır.

Günümüzde fosil yakıtlar dünya enerji üretiminin temelini oluşturmakta, fakat çevresel etkileri ve tükenebilir oluşları nedeniyle kullanımına kısıtlamalar getirilmektedir. Fosil kaynakların yerine alternatif olarak yenilenebilir enerjiye ve nükleer enerjiye yönelim, küresel ölçekte artan enerji talebini sürdürülebilir biçimde karşılamak için önem kazanmıştır (Arı, 2023). Bununla birlikte her iki alternatifin de kendine özgü avantaj ve dezavantajları bulunmaktadır. Bu alt başlıkta başlıca fosil yakıt türleri ve nükleer enerji, özellikleri ve etkileri açısından irdelenmektedir.

Kömür hem organik hem de inorganik bileşenler içeren heterojen yapılı, karbon açısından zengin bir tortul kayadır (Miller, 2005). Bitki ve ağaç gibi organik materyalin bataklık ortamlarda oksijensiz koşullarda çürümesi ve jeolojik zaman skalasında ısıl-basınç süreçlerine maruz kalmasıyla oluşur. Kimyasal bileşimi kökenine ve oluşum koşullarına göre değişmekle birlikte ağırlıklı olarak karbon, hidrojen, oksijen atomlarından oluşur; az miktarda kükürt ve azot da içerir. Kömür yataklarının oluşumu milyonlarca yıl aldığı için, çıkarılan kömür cevheri yenilenemez niteliktedir. Isıl değeri ve saflığına göre antrasit, taş kömürü, linyit gibi türlere ayrılır.

Kömür, sanayi devriminden bu yana elektrik üretimi başta olmak üzere yaygın kullanılan bir yakıt olmuş; 20. yüzyıl ortalarına dek dünyanın başlıca enerji kaynağı olarak kalmıştır (Parra, 2003). Özellikle 19. ve 20. yüzyılın ilk yarısında kömür, buhar makineleri ve termik santraller vasıtasıyla sanayileşmenin itici gücü olmuştur. Ancak kömür tüketimi, 1970'lerdeki petrol krizi sonrası yeniden önem kazansa da 21. yüzyılda çevresel kaygılar nedeniyle birçok ülkede kısıtlanmaya başlanmıştır. Kömür yakıt olarak kullanıldığında, üretilen birim enerji başına en yüksek karbondioksit (CO₂) salımına neden olan fosil yakıttır (Çetintaş & Türköz, 2017).

Bir birim elektrik üretmek için kömür yakıldığında, doğal gazın yakılmasına kıyasla yaklaşık iki kat fazla CO₂ emisyonu gerçekleşir. Ayrıca kömürün içeriğindeki kükürt, yanma sırasında kükürt dioksit (SO₂) gazına dönüşerek asit yağmurlarına yol açabilir; azot oksitler (NO_x) fotokimyasal smog ve ozon oluşumuna katkı sağlar. Kömür yakıtlı termik santraller, sera gazlarının yanında kül ve partikül madde, cıva ve arsenik gibi ağır metaller de yayarak hava ve su kirliliğine neden olmaktadır. Bu nedenle gelişmiş

Ülkelerin birçoğu elektrik üretiminde kömürün payını azaltmaya yönelik politikalar izlemektedir.

Avrupa Birliği, karbon emisyonlarını azaltma hedefleri doğrultusunda birçok kömür santralini kapatma veya dntrme kararı almıştır. Bununla birlikte kömür, halihazırda özellikle Çin, Hindistan gibi hızlı büyüyen ekonomilerde ve Almanya, Polonya gibi yerli kömür rezervine sahip ülkelerde önemli bir enerji kaynağı olmayı sürdürmektedir. Günümüzde küresel enerji talebinin yaklaşık %25'i hâlen kömür kaynaklarından sağlanmaktadır (Bayraç, 2010). Türkiye'de de yerli linyit ve ithal kömür santralleri, elektrik üretiminin yaklaşık üçte birini karşılamaktadır.

Kömürün yaygın kullanımının başlıca nedenleri; bol bulunabilir oluu, fiyatının göreli olarak düşük olması ve özellikle baz yük elektrik üretiminde kesintisiz güç sağlamasıdır. Diğer yandan, yüksek karbon yoğunluğu nedeniyle iklim değişikliğine en büyük katkıyı yapan yakıt olması kömürün en önemli dezavantajıdır. Bu sorunu hafifletmek için karbon yakalama ve depolama (CCS) gibi teknolojiler araştırılmakta, ancak ekonomik uygulanabilirliği henüz kısıtlı kalmaktadır. Kömür, günümüzde konvansiyonel enerji kaynakları içinde en eski kullanılan ve en yüksek çevresel yükü olan yakıt olarak, enerji gündeminde önemli bir tartışma konusudur.

Petrol (ham petrol), yeraltında olumu hidrokarbon karışımlarından oluşan, genellikle koyu renkli ve akışkan bir fosil yakıttır. İçeriğinde metan, etan, propan gibi hafif gazlardan balayarak, sıvı halde çeşitli hidrokarbonlar ve katı parafinik maddelere kadar uzanan bir yelpazede bileşenler bulunur (Schobert, 2013). Fiziksel olarak yanıcı, yoğun ve yapışkan bir sıvı olan petrol, Latince "petra" (ta) ve "oleum" (yağ) kelimelerinden türetilmiş olup tam anlamıyla "kaya yağı" demektir (Yalçın Erik, 2017).

Kökeni organik madde olan petrol, jeolojik formasyonlardaki gözenekli kayaçların içinde biriken hidrokarbon zengini sıvı karışımları ifade eder. Ham petrolün rengi, viskozitesi ve bileşimi çıkarıldığı rezervuarın jeolojik özelliklerine göre değişkenlik gösterir. Ham petrol, rafinerilerde işlenerek rafine petrol ürünleri denilen çok çeşitli yakıt ve hammadde türlerine dntrlr. Başlıca petrol türevleri arasında; LPG

(sıvılaştırılmış petrol gazı), benzin, jet yakıtı, motorin, fuel-oil, gazyağı, asfalt ve çeşitli petrokimya ham maddeleri sayılabilir (Speight, 2015).

Petrol, 20. yüzyılın ikinci yarısından itibaren kömürün önüne geçerek dünya enerji sisteminin merkezi haline gelmiştir. Özellikle ulaştırma sektöründe petrol türevi sıvı yakıtlar (benzin, dizel, jet yakıtları vb.), yüksek enerji yoğunluğu ve kolay taşınabilirlikleri sayesinde vazgeçilmez olmuştur. 1950’lerde dünya petrol üretiminin büyük bölümü ABD’de gerçekleşirken, 1970’lere gelindiğinde Orta Doğu, Sovyetler Birliği, Venezüella gibi bölgeler başlıca üreticiler haline gelmiştir. Bu süreçte petrol, sanayide ve ulaşımdaki üstünlükleriyle kömürü tahtından indirmiş ve petrokimya sektörü vasıtasıyla yepyeni ürünlerin ortaya çıkmasını sağlamıştır (Parra, 2003).

Günümüzde fosil yakıtlar içerisinde petrol, küresel enerji tüketiminde halen en yüksek paya sahip yakıttır. Fosil kaynaklı enerji tüketiminin yaklaşık %38’i petrolden karşılanmaktadır (Arı, 2023). Petrol, ham madde olarak da sanayide kritik öneme sahiptir (plastikler, kimyasallar, gübreler vb. üretiminin temel girdisidir). Ancak petrol de yenilenemez bir kaynaktır ve rezervleri sınırlıdır. Mevcut tüketim hızına göre konvansiyonel petrol rezervlerinin önümüzdeki birkaç on yılda üretim tepe noktasına (peak oil) ulaşp sonra azalmaya başlayacağı öngörülmektedir. Bu nedenle petrol fiyatları tarihsel olarak dalgalı seyretmiş; arz-talep dengesizliği dönemlerinde ekonomik krizlere yol açmıştır.

1973 Petrol Krizi, petrol arzındaki kısıntının dünya ekonomilerini nasıl sarstığını göstermiştir. Yakın geçmişte de jeopolitik gerginlikler (Ortadoğu’daki savaşlar, ambargolar) petrol fiyatlarında keskin dalgalanmalara neden olmuştur. Petrolün bir diğer dezavantajı, yanma ürünü emisyonlarıdır. Benzin ve dizel motorlu araçlar, şehirlerde hava kirliliğine yol açan karbon monoksit, azot oksitler ve partikül madde gibi kirleticileri açığa çıkarmaktadır. Ayrıca petrol sızıntıları ve tanker kazaları deniz ve okyanuslarda ciddi çevresel felaketlere yol açmaktadır.

Tüm bu nedenlerle, birçok ülke ulaşımda petrol ürünlerine bağımlılığı azaltmak için elektrikli araçlar, biyo-yakıtlar ve hidrojen enerjisi gibi alternatiflere yönelmektedir. Yine de kısa vadede petrolün yerini tamamen alabilecek bir teknoloji bulunmadığından, petrolün küresel enerji denklemindeki kritik rolü bir süre daha

devam edecektir. Türkiye de enerjide petrolü yoğun olarak kullanan bir ülkedir; ancak petrol ihtiyacının %90'dan fazlasını ithalatla karşıladığı için fiyat artışlarından ve arz sıkıntılarından doğrudan etkilenmektedir (Konak, 2019). Bu yüzden stratejik petrol stokları oluşturma, tedarikçi ülke çeşitliliği ve yerli petrol arama çalışmalarına önem verilmektedir.

Doğalgaz, bileşiminin büyük kısmı metandan (CH_4) oluşan, bunun yanında etan, propan, butan gibi hafif hidrokarbonlar ile az miktarda karbondioksit, azot, hidrojen sülfür içerebilen bir gaz karışımıdır (Bahadori, 2014). Petrol gibi fosil bir yakıt olan doğal gaz, genellikle petrol yataklarının üzerinde gaz kapağı şeklinde veya bağımsız gaz rezervuarlarında bulunur. Yerin altından çıkartıldığında gaz fazında olup boru hatları veya LNG (sıvı doğal gaz) gemileriyle taşınabilir.

Doğal gazın ısı değeri yüksektir ve yakıldığında diğer fosil yakıtlara kıyasla daha düşük miktarda kirletici emisyon üretir. Özellikle kükürt içeriği çok düşük olduğu için SO_2 salınımı ihmal edilebilir düzeydedir; yanma sonucu ortaya çıkan NO_x ve partikül madde emisyonları da kömür ve petrole göre azdır. Bu nedenle doğal gaz, çevresel açıdan daha temiz bir fosil yakıt olarak anılır. Elektrik üretiminde doğal gaz yakıtlı kombine çevrim santralleri, yüksek verimlilikleri (%60'a varan termik verim) ve esnek işletme özellikleriyle birçok ülkede tercih edilmektedir. Doğal gaz, küresel enerji tüketiminin yaklaşık %23'ünü karşılamakta olup fosil yakıtlar içinde kullanım oranı bakımından üçüncü sıradadır (Arı & Yılmaz, 2023).

Son yıllarda doğal gazın küresel enerji portföyündeki payı artma eğilimindedir; zira kömürden doğal gaza geçiş yapan ülkeler sayesinde elektrik üretiminde gazın payı yükselmektedir. ABD ve İngiltere, elektrik santrallerinde kömür yerine bol bulunan doğal gazı kullanarak ekonomik ve çevresel avantaj elde etmişlerdir (Elliott, 2003). Doğal gazın artan öneminin bir diğer nedeni de enerji dönüşümü sürecinde yenilenebilir kaynakların yanına destekleyici yakıt olarak uygun olmasıdır. Güneş ve rüzgâr gibi kesintili kaynakların üretmediği zamanlarda hızlı devreye alınabilen gaz türbinleri devreye girerek elektrik arzında denge sağlayabilmektedir.

Doğal gazın dezavantajı ise büyük oranda belirli coğrafi bölgelere özgü olması ve uzun mesafeli taşımada zorluklar içermesidir. Boru hatlarıyla taşınamayan gaz,

sıvılaştırılarak (LNG) gemilerle taşınır ki bu da yatırım ve işletme maliyeti yüksek bir yöntemdir. Ayrıca doğal gaz da sonuçta fosil bir yakıt olduğu için CO₂ emisyonu yaratır; sadece kömür ve petrole göre birim enerji başına daha az karbon salmaktadır. Yine de uzun vadede iklim hedeflerine ulaşmak için doğal gaz kullanımının da azaltılması gerekecektir. Bu nedenle birçok ülke 2050-2060 hedefleri kapsamında doğal gaz santrallerini hidrojen yakıtına dönüştürme veya CCS teknolojileriyle emisyonlarını sıfırlama planları yapmaktadır.

Türkiye’de doğal gaz, 1980’lerden sonra hızla yaygınlaşmış ve bugün konut ısınmasından sanayiye, elektrik üretiminden ulaşıma geniş bir alanda kullanılmaktadır. Ancak Türkiye doğal gazın yaklaşık %99’unu ithal etmektedir (Konak, 2019); bu yüzden son yıllarda Karadeniz’deki Sakarya Gaz Sahası gibi yeni keşiflerle yerli gaz üretimine başlanması enerjide dışa bağımlılığı bir nebze azaltacak önemli bir gelişme olarak görülmektedir.

Nükleer enerji, atom çekirdeklerinin bölünmesi (fisyon) veya birleşmesi (füzyon) sonucu açığa çıkan muazzam miktardaki enerjinin kontrol altında kullanılmasıyla elde edilir. Günümüzde elektrik üretiminde kullanılan nükleer enerji fisyon temellidir; uranyum-235 izotopu gibi fisyon yapabilen ağır atom çekirdekleri nötron bombardımanına tutulduğunda daha küçük çekirdeklere bölünerek büyük miktarda ısı açığa çıkarır. Bu ısı, nükleer reaktörlerde suyu buhara dönüştürerek türbin-generatör sistemini döndürür ve elektrik üretilir.

Nükleer enerji, işletme sırasında sera gazı emisyonu neredeyse sıfır olan, yüksek kapasite faktörüyle kesintisiz güç sağlayabilen bir enerji türüdür. 2024 yılı itibarıyla dünyada yaklaşık 30 ülkede işletmede olan 440 civarındaki ticari nükleer reaktör, küresel elektrik üretiminin yaklaşık %9’unu karşılamaktadır. Fransa, elektrik ihtiyacının ≈%70’ini nükleerle karşılayarak bu alanda en yüksek paya sahip ülkedir. Bununla birlikte dünya birincil enerji tüketimindeki nükleer payı sadece %5 dolayındadır (World Nuclear Association, 2024).

Nükleer enerjinin sınırlı kalmasının başlıca nedenleri, geçmişte yaşanan ciddi kazalar ve nükleer atık sorunudur. Çernobil (1986) ve Fukushima (2011) nükleer kazaları, toplumda nükleer enerjiye karşı büyük bir çekince yaratmıştır. Nükleer reaktörlerin

işletimi sırasında radyasyon sızıntısı riski, yanlış yönetim veya doğal afet sonucu meydana gelebilecek kazaların sonuçlarının çok ağır olması nedeniyle, birçok ülke yeni santral kurulumunda tereddüt etmektedir. Ayrıca nükleer reaktörlerden çıkan yüksek seviyeli radyoaktif atıkların güvenli bir şekilde depolanması büyük bir mühendislik ve politika sorunudur.

Nükleer atıkların binlerce yıl çevreden yalıtılması gerekmekte, bu da henüz tam çözülememiş bir mesele olarak durmaktadır. Nükleer enerjinin bir diğerk dezavantajı, ilk yatırım maliyetlerinin çok yüksek oluşu ve inşaat sürelerinin uzunluğudur. Yeni nesil bir nükleer santral projesi on yıla varan inşaat süreci gerektirebilmekte ve on milyarlarca dolarlık finansman istemektedir. Ayrıca nükleer tesislerin olası savaş veya terör eylemlerine karşı korunması, yayılma (proliferasyon) riski gibi ulusal güvenlik boyutları da bulunmaktadır (Yıldırım & rnek, 2007).

Tüm bu sebeplerle, nükleer enerji yaygın bir kullanım alanı bulamamıştır ve dünya genelinde son yıllarda büyümesi görece yavaş kalmıştır. Bunun istisnası olarak karbon emisyonlarını azaltmaya çalışan ve aynı zamanda enerji talebi çok yüksek olan Çin, Hindistan gibi ülkeler ile enerji bağımsızlığına önem veren Rusya ve bazı Orta Doğı lkeleri sayılabilir; bu ülkeler yeni nükleer santral yatırımlarına devam etmektedir. Nükleer enerjiye karşı kamuoyundaki risk ve fayda algısı da ülke politikasını etkilemektedir; rneğın Almanya, Fukuşima kazasının ardından nükleer santrallerini kapatma kararı almış ve 2022 itibariyle tüm nükleer reaktörlerini devreden çıkar mıştır. Fransa ise tam tersine nükleer kapasitesini korumakta ve yeni reaktör planları yapmaktadır.

Türkiye, elektrik talebinin uzun vadede artmaya devam edeceğı öngörüsüyle nükleer enerjiyi enerji portföyüne dahil etmeye yönelmiştir. Akkuyu Nükleer Güç Santrali projesi, Türkiye'nin ilk nükleer enerji hamlesi olup 4.800 MW kurulu güce sahip olacaktır. Bu santral devreye girdiğinde, yıllık 35 milyar kWh elektrik üreterek Türkiye elektrik talebinin %10'dan fazlasını karşılaması beklenmektedir. Nükleer enerjinin devreye girmesiyle ithal doğal gaza bağımlılığın bir miktar azalması ve baz yük ihtiyacının kesintisiz, karbonsuz bir kaynakla sağlanması hedeflenmektedir. Ancak Türkiye'de de nükleer konusunda kamuoyunda tartışmalar sürmekte; güvenlik,

deprem riski, atık yönetimi gibi konularda şeffaf ve güvenilir uygulamaların önemi vurgulanmaktadır.

Özetle, yenilenemez (konvansiyonel) enerji kaynakları halen Türkiye ve dünyada enerji arzının belkemiğini oluşturmaktadır. Kömür, petrol, doğal gaz ve nükleer enerji, sanayileşmiş toplumların bugüne kadarki enerji ihtiyacını karşılarken, günümüzde bu kaynakların neden olduğu çevresel ve ekonomik sorunlar bu kaynaklara bağımlılığın azaltılması gereğini doğurmuştur. Özellikle fosil yakıtların kullanımı sonucu atmosfere salınan sera gazlarının iklim sistemi üzerindeki etkisi ve küresel sıcaklık artışı, insanlığı sürdürülemez bir yola sokmuştur. Bu yüzden enerji dönüşümü kavramı çerçevesinde yenilenemez kaynaklardan yenilenebilir kaynaklara geçiş, düşük karbonlu bir enerji sistemine evrilme, enerjinin verimli kullanımı ve temiz teknolojilere yatırım gibi adımlar bütün ülkelerin gündemindedir. Yine de kısa vadede fosil yakıtların bütünüyle terk edilmesi mümkün görünmemekte; ekonomik büyüme ve enerji talebi arasındaki ilişki fosil yakıtlara olan ihtiyacı bir süre daha devam ettirecektir. Bu geçiş sürecinde doğal gaz gibi daha temiz fosil yakıtların kömür yerine kullanılması, mevcut fosil tesislerde emisyon azaltıcı teknolojilerin uygulanması ve nükleer enerjinin uygun koşullarda devreye alınması gibi ara çözümler değerlendirilmektedir. Uzun vadede ise yenilenemez enerji kaynaklarının yerini büyük ölçüde yenilenebilir ve sürdürülebilir enerji kaynaklarına bırakacağı öngörülmektedir.

2.2.4. Yenilenebilir enerji kaynakları

Yenilenebilir enerji kaynakları; doğada sürekli var olan veya kısa sürelerde kendini yenileyebilen, tükenme riski taşımayan ve çevreye etkileri asgari düzeyde olan enerji kaynaklarıdır. Günümüzde artan enerji ihtiyacının sürdürülebilir bir şekilde karşılanması ve iklim değişikliği ile mücadele açısından yenilenebilir enerjilerin önemi giderek artmıştır. Fosil yakıtlara dayalı mevcut enerji sisteminin yol açtığı sera gazı emisyonlarını azaltmak ve enerjide dışa bağımlılığı düşürmek isteyen ülkeler, yenilenebilir teknolojilere yatırımlarını hızlandırmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları içinde en yaygın ve potansiyeli yüksek olanlar güneş enerjisi, rüzgâr enerjisi, biyokütle ve biyogaz enerjisi, jeotermal enerji, hidrolik enerji ile dalga ve

okyanus enerjisi olarak sıralanabilir. Bu alt başlıkta söz konusu kaynaklar ayrı ayrı ele alınmakta, güncel durumları ve özellikleri değerlendirilmektedir.

Güneş enerjisi, Güneş'ten dünyamıza ulaşan elektromanyetik radyasyon enerjisinin çeşitli yöntemlerle ısı veya elektriğe dönüştürülmesi esasına dayanır. Güneş, yeryüzündeki tüm yenilenebilir enerji formlarının temel kaynağıdır; dünyaya bir saatte ulaşan güneş enerjisi, insanlığın bir yıllık toplam enerji tüketimini karşılayabilecek düzeydedir. Güneş ışınımının uzaydaki şiddeti yaklaşık 1353 W/m^2 iken atmosferden geçerken zayıflayarak yeryüzünde maksimum $\approx 1000 \text{ W/m}^2$ düzeyine iner. Yine de dünyanın güneş enerjisi potansiyeli muazzamdır ve bu enerjinin çok küçük bir bölümünün dahi kullanılması mevcut küresel enerji talebinden kat kat fazladır (Honsberg & Bowden, 2019). Güneş enerjisinin kullanımı iki ana teknolojiyle gerçekleşir: Fotovoltaik (PV) ve termal. Fotovoltaik teknoloji, yarıiletken malzemelerden oluşan güneş panelleri aracılığıyla güneş ışığını doğrudan elektrik akımına çevirir. Güneş fotonlarının panel üzerindeki yarıiletken hücrelere çarpmasıyla elektron akışı meydana gelir ve doğru akım elektrik üretilir. Birden çok PV panelinin bir araya gelmesiyle güneş enerji santralleri kurulabilir. Güneş termal teknoloji ise güneş ışığını yoğunlaştırarak ısı enerjisi elde eder; yoğunlaştırılmış güneş enerjisi ile yüksek sıcaklıklara ulaşan ısı akışkanı (genelde erimiş tuz veya yağ), buhar türbinleri vasıtasıyla elektrik üretebilir veya doğrudan endüstriyel süreçlerde kullanılabilir. Güneş enerjisinin avantajları, kaynağının sınırsız ve ücretsiz olması, işletme sırasında emisyon oluşturmaması ve özellikle küçük ölçekli uygulamalarda (çatı üstü paneller) son kullanıcıya kadar yaygınlaştırılabilmesidir. Dezavantajları ise aralıklı (intermittent) bir kaynak olması –yalnızca gündüz ve hava açıksa üretim yapılabilir– ve enerji yoğunluğunun görece düşük olması nedeniyle geniş alanlara ihtiyaç duymasındır. Ayrıca depolama gereksinimi, güneşin olmadığı zamanlarda enerjinin kullanılabilmesi için önem kazanmaktadır. Son yıllarda pil teknolojilerindeki gelişmeler, güneş enerjili sistemlerin depolamayla birlikte 7/24 elektrik sağlayabilmesine imkân tanımaya başlamıştır. Maliyet açısından değerlendirildiğinde, güneş paneli üretim kapasiteleri son yıllarda belirgin şekilde artmış, bu da fiyatlar üzerinde aşağı yönlü bir baskı oluşturarak güneş elektriğini birçok bölgede en ekonomik elektrik üretim seçeneklerinden biri haline getirmiştir. 2024 yılı itibarıyla küresel yenilenebilir enerji yatırımları yaklaşık 2 trilyon ABD dolarına ulaşmış ve bunun büyük bir kısmı güneş

enerjisine yönelmiştir. Küresel güneş enerjisi kurulu gücü yaklaşık 4.250 GW seviyesine ulaşırken, bu kapasitenin 2030 yılına kadar neredeyse 10.000 GW'a ulaşması beklenmektedir. 2024 yılında küresel yeni güneş kapasitesinin %60'ı Çin tarafından eklenmiş, böylece Çin açık ara lider konuma gelmiştir. Çin'in güneş PV üretimi, 2030'ların başında ABD'nin bugünkü toplam elektrik tüketimini aşacak şekilde büyümektedir. Almanya ise kişi başına düşen güneş kurulu gücü bakımından hâlâ ön sıralarda yer almakta; coğrafi olarak sınırlı güneş potansiyeline rağmen güçlü teşvik mekanizmaları ve uzun vadeli politikalar sayesinde önemli bir PV kapasitesi oluşturmuştur (IEA, 2024).

GEPA verilerine göre Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2.741 saat/yıl (günlük ortalama 7,50 saat/gün) olup, ortalama yıllık global radyasyon değeri yaklaşık 1.527 kWh/m²-yıl'dır. Güneydoğu Anadolu ve Akdeniz Bölgeleri en yüksek ısınım düzeylerine sahipken, Karadeniz Bölgesi en düşük potansiyele sahiptir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2024). Bu yüksek potansiyele karşın Türkiye'nin güneş enerjisi kurulu gücü 2010'ların ortasına dek oldukça sınırlı kalmış; ancak 2014 sonrası devreye alınan lisanssız güneş enerji santralleri ve YEKA projeleriyle 2023 itibarıyla 10 GW düzeyine ulaşmıştır. Türkiye'de güneş enerjisinin yaygınlaşmasının önündeki engeller geçmişte yüksek yatırım maliyetleri, finansman sorunları ve mevzuat engelleri olmuştur. Son yıllarda bu engeller büyük ölçüde aşılmış; devlet alım garantileri ve hibeler ile özel sektörün ilgisi çekilmiştir. Güneş enerjisi, Türkiye'nin enerji arz güvenliğine katkı sunacak ve karbon emisyonlarını azaltmasına yardımcı olacak kilit alanlardan biri haline gelmiştir. Güneş enerjisinin tarım sulamasında, konutların sıcak su ihtiyacında ve endüstriyel ısınmada da kullanımı yaygınlaşmaktadır. Özetle, güneş enerjisi yüksek potansiyeli, hızla düşen maliyeti ve çevresel sürdürülebilirliği ile enerjide dışa bağımlılığı azaltma ve iklim hedeflerine katkı açısından stratejik bir yenilenebilir kaynaktır.

Rüzgâr enerjisi, atmosferdeki hava hareketlerinin kinetik enerjisinin türbinler aracılığıyla mekanik ve ardından elektrik enerjisine dönüştürülmesi ilkesine dayanır. Rüzgâr, güneşin yeryüzünü homojen ısıtmaması sonucu oluşan basınç ve sıcaklık farklarından kaynaklanan hava akımlarıdır. İnsanlık rüzgâr enerjisini yüzyıllardır kullanmaktadır; tarihte ilk olarak yel değirmenleri ve yelkenliler rüzgâr gücünden

yararlanmıştır. M.Ö. 3000’lerde Mısır’da ve Orta Doğu’da yel değirmenleri ile tahıl öğütüldüğü bilinmekte, Orta Çağ’da bu teknoloji Avrupa’ya yayılmıştır (Kocatürk & Ünsan, 2015). Modern çağda ise rüzgâr enerjisi teknolojisi büyük bir dönüşüm geçirmiş; dev türbinler vasıtasıyla elektrik üretmek üzere gelişmiştir. Rüzgâr türbinleri, dönme eksenine göre yatay eksenli (HEAT) veya dikey eksenli (VAWT) olabilir, ancak günümüzde yaygın olan yatay eksenli üç palalı türbinlerdir. Türbin pervaneleri rüzgâr ile döndürülen bir rotora bağlıdır; rotorun hareketi jeneratör yardımıyla elektrik akımına dönüştürülür. Küçük bir rüzgâr türbini birkaç kilovatlık güç üretebilirken, büyük ölçekli bir modern türbinin kapasitesi 5-10 MW’a kadar çıkabilmektedir. Rüzgâr enerjisi santralleri, çok sayıda türbinin bir arada bulunduğu ve elektrik şebekesine entegre olduğu parklardır. Kara (on-shore) ve deniz (off-shore) rüzgâr santralleri şeklinde kurulabilir. Offshore (denizüstü) rüzgâr santralleri, karadakilere kıyasla daha sürekli ve güçlü rüzgârlardan yararlandıkları için son yıllarda özellikle Kuzey Denizi gibi bölgelerde büyük atılım yapmıştır. Rüzgâr enerjisinin avantajları; yakıt maliyetinin olmaması, işletme sırasında emisyonuz olması ve ölçek ekonomisiyle oldukça rekabetçi maliyetlere inmiş olmasıdır. Dezavantajları ise rüzgârın kesintili bir kaynak olması (esmediğinde üretim olmaz), türbinlerin görsel ve gürültü etkisi ve bazı durumlarda kuş ölümlerine yol açabilmesidir. Ancak teknolojik gelişmelerle bu dezavantajlar minimize edilmeye çalışılmaktadır. Günümüzde rüzgâr enerjisi – yatırım maliyetlerindeki hızlı düşüş ve teknolojik verim artışları sayesinde – birçok bölgede fosil yakıtlı santrallerle başa baş birim elektrik üretim maliyetine ulaşmıştır. Küresel ölçekte toplam rüzgâr kurulu gücü 2022 yılı sonunda 906 GW’a yükselmiştir; kapasitenin yaklaşık %40’ı Çin’de (≈ 365 GW), %16’sı ABD’de (≈ 144 GW), %7’si Almanya’da (≈ 66 GW) ve %5’i Hindistan’da (≈ 44 GW) bulunmaktadır. Avrupa Birliği ölçeğinde rüzgâr enerjisi 2023’te toplam elektrik üretiminin %19’unu karşılayarak bölgenin en önemli yenilenebilir kaynaklarından biri konumuna gelmiştir (WindEurope, 2024). Türkiye, coğrafi konumu itibarıyla rüzgâr enerjisi potansiyeli yüksek olan ülkelerden biridir. Özellikle Ege ve Marmara bölgeleri ile Hatay çevresi yıllık ortalama rüzgâr hızlarının yüksek olduğu bölgelerdir. Türkiye’nin teorik rüzgâr potansiyelinin 48 GW civarında olduğu hesaplanmıştır. Türkiye’de rüzgâr enerjisinin elektrik üretimindeki payı son yıllarda hızla artmıştır. 2005 yılına kadar Türkiye’de kayda değer bir rüzgâr santrali

yokken, 2005'te çıkarılan Yenilenebilir Enerji Kanunu sonrasında yatırımlar başlamış ve 2000'lerin sonunda ilk büyük santraller devreye girmiştir (Şenel & Koç, 2015). Türkiye'nin rüzgâr enerjisi kurulu gücü, TÜREB istatistiklerine göre 2010'da yaklaşık 1,3 GW, 2015'te 4,8 GW, 2020'de 9,3 GW ve 2023'te 12,5 GW sınırlarını aşarak istikrarlı biçimde yükselmiştir. 2024 yılı sonu itibarıyla toplam kapasite 13.792 MW'a ulaşmış, yıl içinde devreye alınan 1.310 MW'lık yeni güç artışı sayesinde rüzgâr santralleri ülkenin elektrik üretiminin ortalama %11,34'ünü karşılamıştır. Bu hızlı büyüme; on yıllık YEKDEM alım garantisi, yerli ekipman teşvikleri ve düşen teknoloji maliyetleriyle desteklenirken, Marmara ve Ege açıklarında yürütülen fizibilite çalışmaları Türkiye'nin 5 GW'lık deniz üstü rüzgâr hedefini gündeme taşımaktadır. Böylece sektör, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 2035'e kadar öngördüğü 48 GW rüzgâr kapasitesi hedefi doğrultusunda ilerlemeyi sürdürmektedir (Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği, 2025). Sonuç olarak rüzgâr enerjisi, Türkiye ve dünya için en önemli yenilenebilir enerji kaynaklarından biridir ve önümüzdeki yıllarda da büyümesini sürdürmesi beklenmektedir.

Biyokütle enerjisi, bitkisel ve hayvansal kökenli organik atıkların ve ürünlerin enerji üretimi amacıyla kullanılmasıdır. Güneşten gelen enerjinin önemli bir bölümü fotosentez yoluyla bitkiler tarafından kimyasal enerji (biyokütle) formuna dönüştürülmektedir. Bu nedenle biyokütle, depolanmış güneş enerjisi olarak da görülebilir. Bitkiler yetiştiği sürece güneş enerjisi biyokütleyle dönüşmeye devam edeceğinden, biyokütle yenilenebilir, tükenmeyen bir enerji kaynağı kabul edilir. Biyokütle kaynakları çok çeşitlidir: Odun, orman atıkları, tarımsal bitkiler (mısır, buğday, şeker kamışı, kolza vb.), tarım artıkları (sap, saman, kabuklar), hayvansal atıklar (gübre), kentsel organik atıklar, atık yağlar, algler gibi çeşitli organik malzemeler biyokütle kaynağı oluşturur. Bu organik maddeler doğrudan yakılarak ısı elde edilebilir veya işlenerek biyoyakıtlara dönüştürülebilir. Biyokütleden enerji üretiminin çeşitli yöntemleri vardır: Termokimyasal dönüşüm (yakma, piroliz, gazlaştırma), biyokimyasal dönüşüm (fermentasyon, anaerobik sindirim) ve mekanik/kimyasal dönüşüm (biyodizel üretimi gibi) en yaygın yöntemlerdir. Biyogaz, organik atıkların oksijensiz ortamda bakterilerce fermentasyonu sonucu oluşan ve metan içeren yanıcı bir gazdır. Biyogaz tesislerinde hayvan gübresi, evsel atıklar veya tarım atıkları kullanılarak metan gazı üretilir ve bu gaz jeneratörlerde yakılarak

elektrik ve ısı üretilir. Biyodizel ve biyoetanol ise sırasıyla bitkisel yağlardan ve şekerli/tahıl bitkilerinden üretilen sıvı yakıtlardır; motorin ve benzine alternatif olarak kullanılabilirler (Kaplukan, 2014).

Biyokütle enerjisinin en büyük avantajlarından biri karbon döngüsünün kapalı olmasıdır. Bitkilerin büyümesi atmosferden CO₂ çeker, bu bitkiler yakıldığında aynı CO₂ yeniden atmosfere salınır; neticede atmosferde ilave birikim olmaz. Fosil yakıtlarda ise yer altındaki karbon stokları atmosfere eklendiği için CO₂ birikimi artmaktadır. Dolayısıyla sürdürülebilir biçimde yönetilen biyokütle kullanımı, karbon nötr bir enerji çözümü olarak kabul edilir. Ayrıca biyokütle kaynakları yerel olarak üretilbildiğinden enerji arzında yerlilik oranını yükseltir ve kırsal kalkınmaya katkı sağlar (Güllü & Bayraç, 2017). Örneğin bir kırsal bölgede kurulan biyogaz tesisi, hayvancılık atıklarının yönetimini iyileştirir ve o bölgenin elektrik/ısı ihtiyacını karşılayarak dışa bağımlılığı azaltır. Biyokütle enerjisinin bir diğer avantajı, atıkların enerjiye dönüştürülmesiyle atık yönetimi sorununa çözüm sunmasıdır. Düzenli depolama sahalarına giden organik çöpler biyogaz tesislerinde değerlendirilerek hem metan emisyonu engellenir hem elektrik üretilir. Bunun başarılı örnekleri Türkiye’de de görülmektedir; İstanbul’un çöp gazından elektrik üreten tesisleri binlerce konutun elektrik ihtiyacını karşılamaktadır. Biyokütle kullanımının potansiyel dezavantajı, eğer sürdürülebilir şekilde yönetilmezse çevresel baskıya neden olabilmesidir. Gıda amaçlı tarım alanlarının enerji bitkileri yetiştirmek için kullanılması gıda vs. yakıt tartışmasını doğurur. Bu nedenle enerji bitkisi ekiminde atıl arazilerin kullanılması veya gıda üretimine engel olmayacak türlerin seçilmesi önemlidir. Ayrıca bazı biyoyakıt üretim süreçlerinde fosil yakıt girdisi gerekebildiği için tüm yaşam döngüsü değerlendirildiğinde karbon nötrlüğünün zayıfladığı durumlar olabilir. Yine de genel olarak biyokütle, doğru uygulandığında yenilenebilir ve sürdürülebilir bir enerji kaynağıdır. Türkiye biyokütle potansiyeli bakımından tarımsal ve hayvansal üretimi sayesinde önemli bir kapasiteye sahiptir. Tarım sektöründen yılda milyonlarca ton bitkisel atık çıkmakta, hayvancılık tesislerinden büyük miktarda gübre üretilmektedir (Polat, 2020). Bu potansiyelin enerjiye dönüştürülmesi için son yıllarda birçok biyogaz ve biyokütle santrali kurulmuştur. 2022 itibarıyla Türkiye’nin biyokütle kurulu gücü ≈2 GW mertebesine yaklaşmıştır. Bu santraller hem elektrik üretmekte hem de organik atıklardan çıkardıkları fermentasyon artığıyla gübre üretimine katkı sağlamaktadır.

Özellikle Konya, Amasya, İzmir gibi tarım ve hayvancılığın yoğun olduğu illerde biyogaz tesisleri yaygındır. Sonuç olarak biyokütle ve biyogaz enerjisi, atıkları değerlendirerek enerji üreten, çevreci ve yerel bir yenilenebilir kaynak olup Türkiye'nin enerji karmasında giderek daha fazla yer almaktadır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2022).

Jeotermal enerji, yer kabuğunun derinliklerinde birikmiş ısının sıcak su ve buhar şeklinde yeryüzüne yakın noktalarda ortaya çıkmasıyla elde edilen enerji türüdür. Yerkürenin iç ısı, radyoaktif elementlerin bozulmasından ve çekirdek-manto soğumasından kaynaklanır; bu ısı, özellikle jeolojik olarak aktif bölgelerde magma ve sıcak kayalar aracılığıyla yeryüzüne doğru iletilir. Bu süreç sonucunda oluşan jeotermal rezervuarlar, geçirgen kayaların içinde ısınmış su veya buhar içerir. Jeotermal enerji kullanımında esas olan, bu sıcak akışkanı yeryüzüne çıkarıp doğrudan veya dolaylı olarak enerjiye dönüştürmektir. Kullanım alanları ikiye ayrılır: Elektrik üretimi ve doğrudan kullanım (Akan, 2002). Yüksek sıcaklıklı (genelde $>150^{\circ}\text{C}$) rezervuarlardan elde edilen buhar, jeotermal santrallerde türbinleri çevirerek elektrik üretebilir. Düşük ve orta sıcaklıklı sahalarındaki sıcak su ise konut ve sera ısıtması, termal tesisler, endüstriyel proses ısıtması gibi doğrudan kullanım alanlarında değerlendirilir. Jeotermal enerjinin en büyük avantajı, sürekli ve kesintisiz bir kaynak olmasıdır. Yerin altında ısı üretimi 7/24 devam ettiğinden, jeotermal santraller baz yük santrali olarak çalışabilir ve güneş/rüzgâr gibi kesintili kaynaklara kıyasla sürekliliği yüksektir. Ayrıca yakıt gerektirmez ve sera gazı emisyonu çok düşüktür. Yalnızca bazen birlikte çıkan CO_2 veya metan gazı olabilir, onlar da genelde geri enjekte edilir. Jeotermal santrallerin çevresel etkileri arasında, işletme sırasında salınabilen hidrojen sülfür (H_2S) gazı nedeniyle koku oluşumu ve sıvı atıkların uygun şekilde bertaraf edilmemesi halinde yeraltı/yerüstü sularının kirlenmesi sayılabilir. Ancak modern jeotermal tesislerde bu riskler iyi yönetilmekte; çekilen jeotermal akışkanın tekrar rezervuara pompalanması (reenjeksiyon) sayesinde rezervuar basıncı korunmakta ve çevresel etki azaltılmaktadır (Kervankıran, 2013).

Dünya'da jeotermal enerji özellikle volkanik kuşakta yer alan ülkelerde yaygın kullanılır. ABD (özellikle California), Filipinler, Endonezya, Kenya, İzlanda jeotermal ile elektrik üreten başlıca ülkelerdir. İzlanda, ısınma ihtiyacının büyük kısmını

jeotermal ile karşılamakta ve elektriğinin önemli bir bölümünü de bu kaynaktan üretmektedir. Türkiye, jeotermal kaynaklar bakımından oldukça zengin bir ülkedir. Alp-Himalaya jeolojik kuşağında yer alan Türkiye’de Ege Bölgesi başta olmak üzere birçok aktif jeotermal saha bulunmaktadır. Ülkemiz, jeotermal kaynak potansiyeli açısından dünyada ilk yedi ülke arasında sayılmaktadır. Türkiye’nin teorik jeotermal potansiyeli 31.500 MWt (termal) olarak hesaplanmış; ekonomik olarak yapılabilir potansiyeli ise 17.500 MWt kadardır (Işıksoluğu, Kurban & Dokur, 2012). Türkiye’de elektrik üretimine elverişli yüksek sıcaklıklı jeotermal saha sayısı son yirmi yılda dikkat çekici biçimde artmıştır. Kızıldere’deki 17 MWe’lik ünitenin (ticari ölçekte ilk santral) 2006’da devreye girmesini izleyen dönemde Alaşehir-Manisa, Germencik-Aydın ve Tuzla-Çanakkale gibi çok sayıda sahada tesisler kurulmuş; ulusal jeotermal elektrik kurulu gücü 2023 sonunda 1.724 MWe düzeyine yükselerek Türkiye’yi ABD, Endonezya ve Filipinler’in ardından dünyanın dördüncü büyük jeotermal elektrik üreticisi konumuna taşımıştır (Pamukcu, Temizel & Çetin, 2024; International Renewable Energy Agency, 2024). Doğrudan kullanımlarda ise Kırşehir, Afyon, Balıkesir ve İzmir başta olmak üzere 125.000’den fazla konut jeotermal sıcak suyla ısıtılmakta; aynı kaynak seracılık uygulamalarında ve kaplıca-sağlık turizminde değerlendirilmektedir (Pamukcu, Temizel & Çetin, 2024). Denizli-Sarayköy sahası, elektrik üretimiyle sera ve şehir ısıtmasını entegre eden başarılı bir model olarak öne çıkmaktadır. Politika desteği ve teknolojik ilerlemeler ışığında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2030’lu yıllara dek 5.000 MWe kurulu güce ulaşmayı hedeflemekte; bu kapasitenin gerçekleşmesi hâlinde jeotermalin ulusal elektrik talebinin yaklaşık %8–10’unu karşılaması öngörülmektedir (Pamukcu, Temizel & Çetin, 2024).

Hidrolik enerji, akan ya da depolanmış suyun potansiyel-kinetik enerjisini türbin-jeneratör setleriyle elektrik enerjisine dönüştürür; bu özelliğiyle fosil-yakıtsız, uzun ömürlü ve en eski büyük-ölçekli yenilenebilir kaynaktır. Küresel ölçekte hidroelektrik kurulu gücü 2023 yılı sonunda 1.408 GW’a (1,41 TW) ulaşmış; bu değer toplam yenilenebilir kapasitenin yaklaşık %45’ini oluşturmuş ve hidroelektriği bugün de dünyanın en büyük yenilenebilir elektrik kaynağı konumunda tutmuştur. Aynı yıl hidroelektrik santraller dünya elektrik üretiminin %15 civarını sağlamıştır. En yüksek kapasiteye sahip ülkeler sırasıyla Çin (≈ 420 GW), Brezilya (≈ 110 GW), ABD (≈ 103

GW), Kanada (≈ 85 GW) ve Rusya (≈ 55 GW) olup; Çin tek başına 22,5 GW'lık Üç Boğaz Barajı gibi dev tesislerle dünyadaki hidro gücün yaklaşık üçte birini barındırmaktadır (IRENA, 2024; International Hydropower Association, 2024). Hidrolik enerjinin başlıca iki türü vardır: Baraj tipi HES ve akıntı tipi (nehir) HES. Baraj tipi HES'lerde su, bir baraj gölünde depolanır ve yükseklik farkı oluşturularak türbinlere kontrollü olarak gönderilir. Akarsu (run-of-river) tipi HES'lerde ise önemli bir depolama olmadan, nehrin debisine bağlı olarak enerji üretilir. Barajlı HES'ler, suyu depolayabildiği için elektrik üretimini talebe göre ayarlayabilir ve aynı zamanda su taşkın kontrolü, sulama, içme suyu temini gibi çok amaçlı faydalar sağlayabilir. Hidroelektrik enerjinin avantajları; yakıt maliyeti olmaması, işletme sırasında sera gazı yaymaması (baraj göllerinde su altında kalan organik maddelerin çürümesiyle bir miktar metan oluşabileceği öne sürülse de fosil yakıtlarla kıyaslandığında oldukça düşüktür) ve enerji depolama imkânı sunmasıdır. Özellikle barajlı HES'ler, enerji sistemi için bir akü görevi görebilir; elektrik talebinin düşük olduğu zamanlarda suyu tutup, pik talep zamanında tam kapasite çalışarak elektrik verebilirler. Pompalı depolamalı HES adı verilen özel tip santraller de vardır ki bunlar düşük talep zamanında suyu yukarı pompalar, yüksek talepte aşağıya bırakarak elektrik üretir ve böylece elektrik depolama işlevi görür (Özdemir, Dalcalı & Ocak, 2020). Hidroelektriğin dezavantajları ise baraj inşaatlarının yüksek ilk maliyetli olması ve ciddi çevresel-etki süreçleri gerektirmesidir. Baraj inşası, nehir ekosistemlerinde değişikliğe yol açar; su altında kalan alanlar nedeniyle tarım arazileri ve yerleşimler etkilenebilir, biyolojik yaşam döngüsü kesintiye uğrayabilir. Ayrıca büyük baraj projeleri sosyal etki açısından zorlayıcı olabilir; yerleşimlerin taşınması gibi konular gündeme gelir. Bu nedenle modern baraj projeleri detaylı çevresel ve sosyal etki değerlendirmeleri yapılarak planlanmaktadır. Türkiye, hidrolik kaynaklar bakımından zengin bir ülkedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı verilerine göre ülkenin teorik hidroelektrik potansiyeli 433 TWh yıl⁻¹, teknik potansiyeli 216 TWh yıl⁻¹, ekonomik olarak değerlendirilebilir potansiyeli ise 160 TWh yıl⁻¹ düzeyindedir. TEİAŞ'ın Kurulu Güç Raporu – Aralık 2022 dokümanına göre barajlı (23,3 GW) ve akarsu tipi (8,3 GW) santrallerin toplamı 31,6 GW'lık bir hidroelektrik kurulu güce karşılık gelmekte; bu kapasite 2023 yılında elektrik üretiminin hidrolik payını yağış koşullarına bağlı olarak yaklaşık %15–30 bandında tutmuştur. Keban (1.330 MW,

1974), Karakaya (1.800 MW, 1987) ve Atatürk (2.400 MW, 1992) barajlarının Fırat Nehri üzerinde ardışık olarak işletmeye alınması Güneydoğu Anadolu Projesi'nin sulama ve enerji hedeflerini mümkün kılmıştır. Büyük barajlara 2000'lerden itibaren özel sektöre geliştirilen yüzlerce orta ve küçük nehir-tipi hidroelektrik santrali eklenmiş; TEİAŞ verilerine göre 2023 sonunda işletmedeki hidroelektrik santral sayısı 843'e, toplam kurulu güç ise 32.405 MW'a yükselmiştir. Bu seviye, ülkenin 125 MW üzerindeki kurulu güç portföyünün yüzde 25,6'sına karşılık gelmektedir (TEİAŞ, 2024). Hidroelektrik üretim payı yıllık yağış rejimine bağlı olarak geniş bir bantta dalgalanmaktadır: kurak 2021'de brüt elektrik üretiminin yüzde 18,3'ü hidro kaynaklardan sağlanırken, nispeten yağışlı 2019'da pay yüzde 29,1'e kadar çıkmıştır; 2023'te ise 73,2 TWh'lik üretimle oran yüzde 21,0 düzeyinde gerçekleşmiştir (IEA, 2024; TEİAŞ, 2024). Dolayısıyla hidroelektrik, kurak-yağ yıl farklarına rağmen ülkenin düşük karbonlu üretim sepetinde en büyük tekil kaynağı oluşturmaya devam etmektedir. Hidroelektrik yatırımları, düşük karbonlu elektrik üretimi sağlamanın yanı sıra, baraj rezervuarları sayesinde içme suyu temini, sulama ve taşkın kontrolü gibi çok yönlü faydalar sunmaktadır. Öte yandan, nehir tipi (run-of-river) HES projelerinin ekosistem üzerindeki etkileri yerel düzeyde tartışmalara yol açtığından, balık geçitleri, can suyu uygulamaları ve çevreye duyarlı işletme modelleri giderek önem kazanmaktadır. Teknolojik ilerlemeler mikro-HES ve hidrokinetik türbinler gibi daha çevreci seçenekleri gündeme getirmiştir. Devam eden projelerle birlikte Türkiye'nin ekonomik hidroelektrik potansiyelinin 2030'a kadar büyük ölçüde değerlendirilmesi hedeflenmekte olup, hidroelektrik kaynaklar enerji arz güvenliği ve şebeke esnekliği açısından stratejik önemini korumaya devam edecektir (TEİAŞ, 2024).

Dalga, gel-git ve okyanus akıntılarının potansiyelini kullanan okyanus enerjisi teknolojileri; dalga enerjisi dönüştürücüleri, gel-git barajları/akıntı türbinleri ve okyanus termal enerji çevrimleri (OTEC) gibi sistemleri kapsar. Küresel çalışmalar, dünya okyanuslarının teorik dalga-gelgit gücünün on terawatt mertebesinde olduğunu; ancak olgunlaşma sürecindeki teknolojiler nedeniyle ticari olarak işletilen kurulu gücün 2023 sonunda sadece 534 MW düzeyinde kaldığını göstermektedir (International Energy Agency – Ocean Energy Systems, 2023). Bu düşük yaygınlığın temel nedenleri; cihazların açık deniz koşullarına (fırtına, tuzluluk, biyolojik kirlilik vb.) dayanma gereksinimi, yüksek ön sermaye maliyetleri ve enerji başına seyrelen

LCOE değerleridir. Buna karşın İskoçya (EMEC test sahası), Portekiz (Aguçadoura), Avustralya (Perth Wave Farm) ve Japonya (OIST buoys) gibi ülkeler prototip ve pilot ölçekte projeler geliştirerek teknolojik fizibiliteyi test etmektedir (European Marine Energy Centre, 2022). Gel-git enerjisinde Fransa'daki 240 MW'lık Rance Barajı, Kanada Fundy Körfezi'ndeki akıntı türbinleri ve Birleşik Krallık Orkney Adaları yakınındaki test platformları öne çıkmaktadır (IEA-OES, 2023). Üç tarafı denizlerle çevrili olmasına rağmen Türkiye'nin dalga enerjisi yoğunluğu Akdeniz-Ege'de düşüktür; kısmen elverişli alanlar Karadeniz batı kıyısı ile Marmara'nın Karadeniz'e açılan kesiminde yer alır. Hidrodinamik modellemelere dayanan çalışmalar, ekonomik dalga enerjisi potansiyelini $\approx 18,5 \text{ TWh yıl}^{-1}$ olarak tahmin etmektedir. Gel-git genliğinin çok düşük olması, baraj tipi projeleri fizibil olmaktan çıkarırken; İstanbul Boğazı gibi güçlü akıntı bölgelerinde küçük su-altı türbini konseptleri zaman zaman gündeme gelmektedir (TMMOB Makina Mühendisleri Odası, 2022). Sonuç olarak, okyanus enerjisi teknolojileri hâlen gelişme aşamasında kabul edilmektedir. Cihaz dayanımının artırılması, seri üretimle maliyetlerin düşmesi ve deniz ekosistemiyle uyumlu tasarımlar geliştirilmesi hâlinde dalga-gelgit enerjisinin küresel ve ulusal yenilenebilir portföydeki payı genişleyebilir.

2.3. Güneş Enerjisi ve Teknolojileri

Güneş, çekirdeğinde saniyede $\approx 4 \times 10^{26} \text{ W}$ 'lık enerjiyi hidrojenin helyuma dönüştüğü termonükleer füzyon reaksiyonlarıyla üreten ve Dünya'dan 1 astronomik birim ($\approx 150 \times 10^6 \text{ km}$) uzaklıkta bulunan bir G2V ana kol yıldızıdır. Bu reaksiyonlar yıldız yüzeyinde ortalama 5.780 K 'lık ($\approx 6.000 \text{ K}$) sıcaklık dengesi oluşturur. Yayılan elektromanyetik gücün yalnızca $2,2 \times 10^{-9}$ 'u Dünya'nın kesit alanına ulaşır; bu akı, atmosfer dışında ortalama 1.361 W m^{-2} olarak ölçülür ve güneş sabiti olarak adlandırılır. Troposferdeki soğurma-saçılım kayıpları nedeniyle berrak gökyüzünde yatay düzleme ulaşan anlık radyasyon yaklaşık 1.000 W m^{-2} 'ye düşer. Uluslararası Enerji Ajansı'nın hesaplamalarına göre karalar üzerine ≈ 270 dakika (4,5 saat) boyunca düşen güneş enerjisi, insanlığın bir yılda tükettiği toplam birincil enerjiye denktir; bu karşılaştırma, güneş ışınımının büyüklüğünü çarpıcı biçimde ortaya koymaktadır (Duffie & Beckman, 2013; Kopp & Lean, 2011; IEA Agency, 2024).

Güneş enerjisi uzun yıllardır çeşitli şekillerde kullanılmaktadır. Güneş ışığının sağladığı ısı ve ışık, geleneksel olarak tarımda, konut ısıtmasında ve aydınlatmada yararlanılmıştır. Teknolojik ilerlemelerle günümüzde güneş enerjisinden elektrik üretimi de büyük önem kazanmıştır. Güneşten elektrik üretmenin başlıca iki yolu vardır:

- Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi (CSP) sistemleriyle güneş ısını toplamak ve buhar türbiniyle elektrik üretmek,
- Fotovoltaik (PV) hücrelerle güneş ışığını doğrudan elektrik enerjisine çevirmek.

Ayrıca pasif güneş mimarisi (binaların tasarımında güneş kazancını maksimize etme prensibi) ile ısıtma ve aydınlatma gibi pek çok alanda güneşten yararlanılmaktadır (Can, 2021; Koç & Sayın, 2010). Bugün güneş enerjisi tarımdan sanayiye, ulaşımdan haberleşmeye kadar enerjiye ihtiyaç duyulan hemen her alanda kendine kullanım alanı bulmaya başlamıştır (Küpeli, 2005; Can, 2021). Özellikle fotovoltaik panellerle doğrudan elektrik üretiminin yaygınlaşması, kırsal ve kentsel bölgelerde temiz enerji sağlanmasını mümkün kılmaktadır.

Güneş enerjisinin tercih edilmesinin temel nedeni, fosil yakıtlara kıyasla temiz ve yenilenebilir oluşudur. Fosil kaynakların tükenme riski ve yakılmaları sırasında açığa çıkan sera gazları, ülkeleri alternatif kaynaklara yöneltmektedir. Güneş enerjisi kullanımının artmasıyla enerji arz güvenliğinin yükseltilebileceği ve ithal yakıtlara bağımlılığın azalacağı vurgulanmaktadır. Türkiye, konumu itibarıyla yüksek güneş enerjisi potansiyeline sahip bir ülkedir (Varınca & Gönüllü, 2006; Yolcan & Köse, 2020).

Türkiye'nin coğrafi konumu, ülkeyi yüksek güneş enerjisi potansiyeline sahip kılmaktadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA) verilerine göre ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2.741 saat yıl^{-1} ($\approx 7,5$ saat gün^{-1}) olup, ortalama günlük global radyasyon $4,18 \text{ kWh m}^{-2} \text{ gün}^{-1}$ düzeyindedir; bölgesel dağılımda Güneydoğu Anadolu yaklaşık $1.460 \text{ kWh m}^{-2} \text{ yıl}^{-1}$ ile en yüksek, Karadeniz ise $\approx 1.120 \text{ kWh m}^{-2} \text{ yıl}^{-1}$ ile en düşük ışıma sahiptir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2024).

Fotovoltaik kurulumlardaki ivme de bu potansiyeli yansıtmaktadır: IRENA'nın "Renewable Capacity Statistics 2024" raporu, Türkiye'nin güneş elektriği kurulu gücünün 2023 yılı sonunda ≈ 12 GW (12 015 MW) seviyesine ulaştığını ve tüm illerde güneşten elektrik üretildiğini göstermektedir; bu değer 2018'e göre yaklaşık üç kat artış anlamına gelmekte ve güneşin ulusal elektrik karmasındaki payının hızla yükseldiğini teyit etmektedir (International Renewable Energy Agency, 2024).

Güneş enerjisi, yenilenebilir nitelikte oluşu ve kullanım sırasında doğrudan sera gazı salımı yaratmaması nedeniyle temiz kaynaklar arasında yer alır. Yaşam döngüsü analizleri, şebekeye entegre kristal-silisyum fotovoltaik (PV) sistemlerden elde edilen her 1 kWh elektrik üretiminin, kömürle çalışan santrallere kıyasla ortalama $\approx 0,6$ kg CO₂-eq emisyon azaltımı sağladığını göstermektedir (Rüstemli ve diğerleri, 2013). Yakıt girdisi gerektirmemesi, PV teknolojilerinin işletme-bakım maliyetlerini oldukça düşük seviyelere indirir; dolayısıyla güneş enerjisi, dışa bağımlı fosil yakıt ithalatını azaltarak enerji arz güvenliğine katkı sunar (Varınca & Gönüllü, 2006; Çay, Yaz & Altın, 2021). Ayrıca modüler yapısı sayesinde birkaç vatlık taşınabilir cihazlardan çok megavatlık güneş tarlalarına kadar ölçeklenebilir ve şebekeden uzak yerleşimlerin elektrifikasyonunda etkin bir çözüm sunar.

Bu avantajlarına karşın güneş enerjisi bazı teknik ve ekonomik kısıtlar barındırır. Öncelikle kaynağın doğası gereği üretim kesintilidir; geceleyin veya yoğun bulut örtüsünde güç çıkışı sıfıra iner. Bu dalgalanmayı yönetmek için enerji depolama sistemleri veya esnek şebeke bağlantıları gereklidir. İkinci olarak, büyük ölçekli fotovoltaik santraller önemli yüzey alanı ister; arazi temini, özellikle tarım arazileri ya da hassas ekosistemlerde çevresel-sosyal tartışmalar doğurabilir. Üçüncü olarak, ilk yatırım maliyeti klasik termik santrallere göre hâlâ yüksektir; kurulum öncesi sermaye finansmanı büyük projelerde kritik eştir. Son olarak, coğrafi ve mevsimsel değişkenlik üretilebilir enerjiyi belirgin biçimde etkiler; Türkiye'de Güneydoğu Anadolu'da yıllık spesifik üretim $1.500 \text{ kWh kW}_p^{-1}$ düzeyine çıkarken Karadeniz'in kuzey yamaçlarında $1.000 \text{ kWh kW}_p^{-1}$ 'nin altına düşebilir. Bu nedenle ekonomik fizibilite yerel radyasyon verilerine dayalı detaylı ön etüt gerektirir (Rüstemli ve diğerleri, 2013).

Teknolojik gelişmeler, özellikle fotovoltaik hücre mimarilerindeki verim artışları ve üretim ölçeğinin büyümesi sayesinde, güneş elektriğinin seviye-eşdeğer maliyetini (LCOE) on yıl öncesine göre %89 oranında düşürmüştür; IRENA'nın 2023 maliyet raporuna göre yeni kurulan büyük ölçekli PV santrallerinin küresel ortalama LCOE değeri 0,049 USD kWh⁻¹ düzeyine inmiş ve fosil yakıtlı eşdeğerlerinin altına gerilemiştir. Bu eğilim, 2015 Paris Anlaşması kapsamında belirlenen küresel ≤ 2 °C hedefi doğrultusunda ülkelerin yenilenebilir enerji yatırımlarını hızlandırmalarında kilit rol oynamaktadır (International Renewable Energy Agency, 2024; United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2016).

Türkiye’de sektör, düzenleyici teşviklerle benzer bir ivme yakalamıştır. Özellikle 2 Kasım 2013 tarihli ve 28809 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan “Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmelik”, 1 MW’a (daha sonra 5 MW’a) kadar projeler için basitleştirilmiş prosedür ve cazip tarife garantileri tanıyarak orta ölçekli GES yatırımlarını tetiklemiştir. Kurumsal yapı da güçlenmiş; Uluslararası Güneş Enerjisi Topluluğu’nun Türkiye Bölümü olan GÜNDER 1992’de kurulmuş, Meteoroloji Genel Müdürlüğü düzenli ışıınım ölçümlerine başlamış ve 1980’lerden itibaren Elektrik İşleri Etüt İdaresi pilot PV projelerini yürütmüştür. Bu çabaların sonuçları, 2020 sonrası hızlı kapasite artışı ve yerli teknoloji gelişiminde açıkça görülmektedir. Sonuç olarak güneş enerjisi, sahip olduğu muazzam potansiyel ve çevresel avantajlar nedeniyle günümüzün ve geleceğin en önemli yenilenebilir kaynaklarından biri görülmektedir. Güneş teknolojilerinin geliştirilmesi ve yaygınlaşması, sürdürülebilir enerji geleceği için kritik önemdedir. Bu bağlamda fotovoltaik sistemler ve bileşenleri, aşağıdaki alt başlıklarda ayrıntılı biçimde incelenmektedir.

2.3.1. Fotovoltaik (FV) hücrelerin temel çalışma prensipleri

Fotovoltaik (FV) etki ilk kez 1839 yılında Fransız fizikçi Alexandre-Edmond Becquerel tarafından gözlemlenmiştir; Becquerel, ışık alan bir elektrolit hücresine daldırdığı iki elektrot arasında elektriksel potansiyel farkı oluştuğunu rapor etmiştir. “Fotovoltaik” sözcüğü ise Yunanca *phōtos* (ışık) ile Alessandro Volta’nın soyadından türetilen *voltaic* (gerilim üreten) terimlerinin birleşiminden türemiştir (Ayan İzmirli, 2018). FV dönüşüm, yarıiletkenler üzerindeki foton soğurulması sonucu elektron-

delik çiftlerinin oluşması ve p-n eklemindeki yerleşik elektrik alanla ayrıştırılması ilkesine dayanır. Bu laboratuvar merakı, 1954'te Bell Laboratuvarları araştırmacıları Chapin, Fuller ve Pearson'ın $\approx 6\%$ verimli ilk pratik silikon güneş hücresini geliştirmesiyle mühendislik uygulamalarına taşınmış ve modern FV endüstrisinin temellerini atmıştır (Ayan İzmirli, 2018; Perlin, 1999).

Bir fotovoltaiik (FV) hücrem (yaygın adıyla güneş pili) ışık fotonlarını doğrudan elektrik enerjisine dönüştüren yarı-iletken bir p-n diyotudur. En yaygın hücre malzemesi kristal silisyum olmakla birlikte kadmiyum tellür, bakır-indiyum-galyum-selenid gibi ince film yapılar ile perovskitler gibi yeni-nesil bileşikler de araştırma-geliştirme aşamasındadır.

FV etkinin temeli, yarı-iletkende soğurulan bir fotonun elektron-delik çifti (e^-/h^+) oluşturması ve p-n eklemindeki yerleşik elektrik alan aracılığıyla bu taşıyıcıların ayrılmasıdır. Yeterli enerjiye sahip bir foton, elektronu valans bandından iletim bandına yükselterek geride pozitif yüklü bir *delik* bırakır; eklem bölgesindeki elektrik alan elektronu n-tipi, deliği p-tipi bölgeye sürükler ve hücrenin ön (negatif) ile arka (pozitif) kontakları arasında potansiyel farkı yaratır (Jordan & Kurtz, 2013; Nowak, 2005). Bu iki kontak haricî bir devreyle birleştirildiğinde kapanan devrede sürekli doğru akım akar; ışık akısı sürdükçe yük akışı devam ederek elektrik üretimi sağlanır (Küpeli, 2005).

Kristal-silisyum güneş hücreleri, karşıt iletkenlik tiplerine sahip iki yarıiletken katmandan oluşur: n-tipi katman fosfor (P) gibi beşvalanslı atomlarla hafifçe doplenerek serbest elektron yoğunluğunu artırır; p-tipi katman ise bor (B) gibi üçvalanslı dopantlarla elektron boşluğu (delik) hâkim bir bölgeye dönüştürülür. Bu kontrollü katkılama işlemi, iki katmanın birleşim sınırında iyonlaşmış dopantlardan kaynaklanan bir uzay-yük bölgesi ve yerleşik elektrik alan oluşturur; alan, ışık soğurulmasıyla oluşan serbest elektronları n- tarafına, delikleri p- tarafına sürükleyerek tek yönlü akış sağlar. Böylece p-n eklemi, ışık etkisiyle gerilim üreten doğrultucu bir diyot işlevi kazanır (Green, 2003; Sze, Li & Ng, 2021).

Bir FV hücrenin elektrik üretmesi için fotonları soğurup elektron-delik çifti yaratacak bir yarıiletken, bu taşıyıcıları ayıracak dahili elektrik alan ve taşıyıcıların harici

devreye toplanmasını sağlayacak ön/arka metal kontaklar gereklidir. Yaklaşık 1,12 eV bant aralığıyla silisyum (Si), görünür tayfın büyük kısmını soğurur; tam güneş ışınımında tipik bir kristal-Si hücre açık-devre gerilimi $\approx 0,60$ V, kısa-devre akım yoğunluğu ≈ 35 mA cm⁻² ve doldurma faktörü %70–80 aralığında değerler gösterir. Maksimum güç noktası P_{max} , $V_{OC} \times I_{SC}$ ürününün doldurma faktörüyle çarpımına eşittir; spektral haritalanan dış kuantum verimi ise dalga boyuna bağlı foton-akım dönüşüm etkinliğini tanımlar ve hücre tasarımının opto-elektronik kalitesini ortaya koyar (Luque & Hegedus, 2011; Green, 2003).

Güneş hücresi verimi, düşen ışınım gücünün ne kadarının elektrik gücüne dönüştürülebildiğini ifade eder. Tek-kristal silisyum hücrelerde laboratuvar düzeyindeki en yüksek verim %26,1'e ulaşmıştır. Seri üretimde ise pasivated-emitter-rear contact (PERC) ve hetero-junction (HJT) gibi tasarımların yaygınlaşmasıyla ticari hücre verimleri %15–22 bandına oturmuştur.

Tek eklemlili (single-junction) yarıiletkenlerin teorik üst sınırını belirleyen Shockley–Queisser analizi, bant aralığı optimizasyonunda dahi verimin ≈ 33 'ü aşamayacağını gösterir; kayıplar yüksek enerjili fotonların ısıya dönüşmesi ve düşük enerjili fotonların absorbe edilememesinden kaynaklanır (Shockley & Queisser, 1961). Yine de yansıma önleyici kaplamalar, arka yüzey pasivasyonu ve iletken ağ tasarımındaki ilerlemeler pratik verimleri her beş yılda $\approx 0,3$; 0,5 mutlak artışla yükseltmeye devam etmektedir (Green ve diğerleri, 2018).

Tek bir kristal-Si hücre, standart test koşullarında (AM1.5G, 1 000 W m⁻², 25 °C) $\approx 0,5$ V açık-devre gerilimi ve birkaç watt düzeyinde güç sağlayabilir; dolayısıyla hücreler seri-paralel bağlanarak modül (panel) oluşturulur. 36 hücre seri bağlantı, nominal 18 V; 60 hücre ise ≈ 30 V panel gerilimi üretir. Panel akımı ışınım yoğunluğuyla doğru orantılı artarken, sıcaklık yükseldikçe gerilim azaldığından toplam güç düşer; bu nedenle gerçek uygulamalarda konvektif havalandırma veya aktif soğutma stratejileri önerilir (Dragomir ve diğerleri, 2010).

Özetle fotovoltaik hücreler, yarıiletkenlerin foton enerjisini elektrik enerjisine çevirme prensibiyle çalışırlar. Tek hücre sınırlı elektrik ürettiğinden, birden çok hücre

birleştirilerek modüller oluşturulur. Sonraki alt başlıkta, fotovoltaik hücrelerin malzemelerine ve teknolojilerine göre türleri detaylı incelenmektedir.

2.3.2. Fotovoltaik hücre türleri

Fotovoltaik hücreler kullandıkları malzemeye ve teknolojiye göre sınıflandırılır. Geliştirildikleri dönem ve yapıya göre genelde birinci nesil, ikinci nesil ve üçüncü nesil olarak üç ana gruba ayrılırlar. Birinci nesil hücreler geleneksel kristal silikon teknolojisine dayanırken, ikinci nesil hücreler ince film yarıiletken malzemeler kullanır. Üçüncü nesil hücreler ise organik, perovskit ve çok eklemli tasarımlar gibi yenilikçi teknolojileri kapsar. Alternatif olarak hücreler, kullanılan malzemeye göre inorganik (silikon, GaAs, CdTe, CIGS vb.), organik (polimer, boya duyarlı vb.) ve hibrit (organik-inorganik perovskit gibi) biçiminde de sınıflandırılabilir (Razykov ve diğerleri, 2011). Aşağıda fotovoltaik hücre türleri nesil bazında özetlenmiştir.

Birinci nesil fotovoltaik hücreler, yüksek saflıktaki kristal silisyumdan üretilen ve PV pazarının bugün ≈ 90 'ını oluşturan geleneksel güneş pilleridir (Fraunhofer ISE, 2024). Kristal-Si hücreler iki ana tipe ayrılır: monokristal ve polikristal. Monokristal hücreler, Czochralski yöntemiyle büyütülen tek kristal silindirlere ince dilimler hâlinde kesilir; tek-tane yapısı sayesinde kristal kusurları azdır. Buna karşılık polikristal hücreler, ergitilmiş silisyumun blok kalıplarda soğutulmasıyla elde edilen çok-taneli yapıya sahiptir ve imalat hattı daha basit olduğu için maliyet avantajı sunar (Luque & Hegedus, 2011).

Kristal yapının saflığı verime yansımaktadır: laboratuvar ortamında monokristal Si hücre verimi %26,1 ile rekor düzeye ulaşırken, polikristal Si hücreler birkaç yüzde puan geride kalmaktadır (Green ve diğerleri, 2018). Seri üretimde monokristal paneller, eşdeğer gücü sağlayan polikristal panellere kıyasla yaklaşık %1–2 daha küçük alan kaplar ve yüksek sıcaklıkta gerilim kaybı biraz daha düşüktür (Razykov ve diğerleri, 2011). Buna karşın polikristal modüllerin özgül maliyeti genellikle daha düşüktür (Luque & Hegedus, 2011).

Tek eklemli (single-junction) silikon hücreler için teorik verim sınırı ≈ 33 ile Shockley–Queisser limiti olarak tanımlanmıştır; yüksek enerjili fotonların fazla

enerjisinin ısıya dönüşmesi ve bant aralığından düşük enerjili fotonların soğurulamaması temel kayıp mekanizmalarını oluşturur (Shockley & Queisser, 1961). Yine de endüstride PERC, arka yüzey alan temaslı (PERT) ve yüzey pasivasyonlu yapılar gibi yenilikler sayesinde ticari hücre verimleri %15–22 aralığına yükselmiş, modül ömürleri 25–30 yıl garanti altına alınmıştır (Li ve diğerleri, 2016).

İkinci nesil fotovoltaik teknolojiler, 1970’lerin sonunda laboratuvar ölçeğinde geliştirilen amorf-silisyum (a-Si) filmlerle başlayarak günümüzde çatı üstü ve büyük arazi santrallerinde kullanılan ince film hücrelere evrilmiştir (Luque & Hegedus, 2011). Bu hücrelerde kristal Si yerine a-Si, kadmiyum tellürür (CdTe) veya bakır-indiyum-galyum-selenit (CIGS) gibi yarıiletkenler mikrometre mertebesinde cam, metal ya da polimer yüzeylere kaplanır; böylece malzeme kullanımı ve enerji girdisi kristal Si proseslerine göre belirgin ölçüde azalır (Fthenakis & Kim, 2011). Endüstriyel ölçekte CdTe ve CIGS hatları geliştirilmiş ve 2023 itibarıyla seri üretim modül verimleri %7–15 aralığına yerleşmiştir; laboratuvar rekorları ise CdTe’de %22,1 ve CIGS’te %23,6 değerlerine ulaşmıştır (Green ve diğerleri, 2018). İnce filmler, kristal Si’ye kıyasla yüksek sıcaklıkta ve düşük ışınım koşullarında daha küçük verim kaybı gösterir (Luczko ve diğerleri, 2018). Mekanik esneklikleri sayesinde yarı-şeffaf a-Si panellerin bina cephe camlarına entegre edilerek hem elektrik üretip hem de güneşiği kontrolü sağlaması, bina-entegrasyon uygulamalarında öne çıkan bir örnektir (Peng, Lu & Yang, 2013). Bununla birlikte CdTe hücrelerdeki kadmiyum içeriği ve CIGS yapılarında indiyum-galyum gibi nispeten nadir elementlere bağımlılık, tedarik zinciri ile çevre-sağlık tartışmalarını gündemde tutmaktadır (Fthenakis, 2009). Yine de düşük özgül maliyetleri ve büyük alanlara kolay kaplanabilir olmaları, ince film teknolojilerini mega-watt ölçekli santrallerden esnek elektroniklere kadar geniş bir uygulama yelpazesinde cazip hâle getirmektedir (IEA PVPS, 2023).

Üçüncü nesil fotovoltaik teknolojiler, organik/ polimer, boya-duyarlı (DSSC), kuantum noktalı, metal-halojen perovskit ve çok eklemli (multi-junction) hücre mimarilerini kapsar; bu grup ya verim sınırlarını yukarı taşıma ya da silisyumdan daha düşük üretim maliyeti hedefiyle geliştirilmektedir (Razykov ve diğerleri, 2011). Perovskit tabanlı hücreler laboratuvarında yalnızca on yıl içinde %26,1 tek-eklem rekoruna ve perovskit-Si tandem yapıda %28,6 modül verimine ulaşarak hızlı ilerleme

kaydetmiş; ancak kararlılık ve kurşun içerikli bileşimler ticari ölçekli uygulamaya geçişte başlıca engeller olmaya devam etmiştir (Green ve diğerleri, 2024). Esnek baskı teknikleriyle üretilen organik fotovoltaikler %8–12 verim ve hafiflik avantajı sunsa da ömür kısıtları nedeniyle hâlen niş uygulamalarda değerlendirilmektedir (Razykov ve diğerleri, 2011). Üç eklemlili GaInP/GaAs/Ge hücreler ise yoğunlaştırılmış ışık altında %46,0 seviyesine varan dönüşüm verimleriyle rekor sahibidir; yüksek saflıkta epitaksiyel büyüme ve maliyetli III-V bileşikler gerektirdiğinden bu teknoloji, ağırlıklı olarak uzay uydularında ve konsantre güneş santrallerinde kullanılmaktadır (Kurtz & Geisz, 2010). Bu yenilikçi tasarımlar üzerinde sürdürülen Ar-Ge çalışmaları -özellikle perovskit-silikon tandem kombinasyonları- tek-elem Shockley-Queisser sınırının ötesine geçebileceğimizi göstererek fotovoltaik teknolojide yeni bir dönemin kapısını aralamaktadır (Green ve diğerleri, 2024).

Özetle, günümüzde fotovoltaik endüstrisinde en yaygın teknoloji birinci nesil kristal silikon hücrelerdir. İkinci nesil ince filmler belirli avantajlı nişlerde kullanılmakta, üçüncü nesiller ise yükselen araştırma konularıdır. Hücre teknolojilerindeki bu çeşitlilik, farklı uygulamalar için en uygun çözümü seçme olanağı sunmaktadır.

2.3.3. Fotovoltaik sistem bileşenleri

Fotovoltaik bir güç sistemi, güneş ışığını elektriğe dönüştürmek için uyum içinde çalışan çeşitli elemanlardan meydana gelir. Başlıca bileşenler;

- Güneş panelleri (PV modüller),
- İnverterler (eviriciler),
- Montaj/taşıyıcı yapılar
- Elektriksel bağlantı ekipmanları (kablolar, konnektörler, koruma elemanları) olarak sıralanabilir.

Sistem yapısına göre özellikle şebekeden bağımsız PV sistemlerde ayrıca şarj kontrol cihazı ve akü (batarya) gibi ek elemanlar da bulunabilir. Güneş panelleri, güneş ışığını

doğru akım elektriğe çeviren kaynaklardır; inverterler bu doğru akımı alternatif akıma dönüştürerek şebekeye veya AC yüklerine uygun hale getirir. Taşıyıcı yapılar, panelleri uygun açıyla güneşe dönük sabitleyerek maksimum ışınım toplamalarını sağlar. Kablolar ve bağlantı ekipmanları ise üretilen elektriğin güvenli ve verimli taşınmasını, sistemin korunmasını mümkün kılar (Çeçen, 2022).

PV sistemler şebekeye bağlı (on-grid) veya şebekeden bağımsız (off-grid) olabilir. Şebekeye bağlı sistemlerde üretilen elektrik inverter vasıtasıyla doğrudan genel elektrik şebekesine verilir; net ölçüm veya benzeri mekanizmalarla ihtiyaç fazlası enerji şebekeye satılabilir. Bu tip sistemlerde akü bulunmaz; güneş enerjisi yetmediğinde elektrik otomatik olarak şebekeden çekilir. Şebekeden bağımsız sistemlerde ise şebeke bağlantısı yoktur; güneşten üretilen fazla enerji akülerde depolanır ve güneş olmadığında (gece veya bulutlu hava) bu depolanan enerji kullanılır. Bu sistemlerde şarj regülatörü (şarj kontrol cihazı) ve akü grubu temel ek bileşenlerdir. Ayrıca günümüzde hibrit sistemler de yaygınlaşmaktadır: Hem şebekeye bağlı olup hem de akü bulunduran bu sistemler, elektrik varken şebekeyle senkron çalışır, ancak şebeke kesilirse aküleri devreye alarak kesintisiz güç sağlarlar (IEA PVPS, 2023).

Fotovoltaik sistem tasarımında bileşenlerin doğru boyutlandırılması ve birbiriyle uyumu kritik öneme sahiptir. Toplam panel gücü seçilen inverter kapasitesiyle dengeli olmalıdır; inverterin giriş gerilim aralığı panel dizilerinin gerilim değerleriyle örtüşmelidir. Keza kabloların kesiti akıma uygun seçilmeli, gerilim düşümü kabul edilebilir sınırların altında tutulmalıdır. Her ekipmanın teknik özelliği (güç, gerilim, akım, vs.), sistemin genel verimini ve güvenliğini etkiler (Messenger, 2018). Aşağıda PV sistemlerin temel bileşenleri tek tek ele alınarak işlevleri ve önemli özellikleri açıklanmaktadır.

Güneş Panelleri (Fotovoltaik Modüller): Güneş panelleri, PV sistemlerin elektrik üretiminden sorumlu temel birimleridir. Bir panel, birbirine seri/paralel bağlı çok sayıda güneş hücresinden oluşur. Tek bir hücre ancak sınırlı gerilim ($\approx 0,5$ V) üretebildiğinden, hücreler seri bağlanarak gerilim yükseltilir; akımı artırmak için de paralel bağlama yapılır. 60 adet kristal silikon hücrenin seri bağlantısıyla ≈ 30 V gerilim üreten bir modül elde edilir. Günümüzde tipik bir PV modül 60 veya 72 hücre

içerir ve $\approx 250\text{--}400$ W tepe gücündedir. Yeni yarım hücre teknoloji panellerde hücre sayısı 120 veya 144'e çıkarılarak 500 W üzeri güç çıkışları mümkün olmuştur (Güzelbay, 2024). Paneller monokristal veya polikristal hücrelerden imal edilebilir. Monokristal paneller genellikle tekdüze koyu mavi-siyah görünümde olup polikristallere kıyasla bir miktar daha yüksek verim sunar; polikristal panellerin hücreleri ise yapıları gereği mavinin tonlarında kristal desenlidir. Ayrıca kristal silikon dışındaki malzemelerle üretilen ince film paneller de vardır. İnce film modüllerin verimi düşük olsa da (%7–15), geniş yüzeyli ve esnek uygulamalar ile bina entegrasyonunda kullanılabilmektedir (Taşcıoğlu, 2015).

Bir PV modülün yapısı, ön yüzeyde temperli cam, arka yüzde koruyucu tabaka (tedlar film) ve hücrelerin her iki tarafında yapışkan plastik tabakalar (EVA) içeren lamine bir sandviç şeklindedir. Hücreler seri bağlanarak iletken şeritlerle birbirine lehimlenir ve cam-EVA-hücre-EVA-arka tabaka katmanları vakum altında birleştirilir. Ön cam, düşük demir içerikli temperlenmiş cam olup maksimum ışık geçirimi ve çevresel dayanım sağlar. Çerçeve genellikle alüminyumdur ve modülün mekanik sağlamlığını temin eder. Panel arkasındaki bağlantı kutusu üzerinden modülün pozitif ve negatif uçlarına bağlantı yapılır. Modüller fabrikada flaş testine tabi tutularak güç ve elektrik karakteristikleri ölçülür; bu veriler modül etiketinde standart test koşulları (STC: 1000 W/m^2 , 25°C hücre sıcaklığı, AM1.5 spektrumu) için belirtilir (Yılmaz, 2013).

Güneş panelleri ürettikleri doğru akımı kablolar ve konnektörlerle invertere veya şarj regülatörüne iletir. Birden çok panel seri bağlanarak bir *panel dizisi* (string) oluşturulur. Seri bağlama gerilimi panel sayısı oranında artırır, akım ise en zayıf panel akımı kadar olur. Hedef güce ulaşmak için birden fazla dizi paralel bağlanabilir. Paralel bağlama akımları toplar, gerilim aynı kalır. Bu seri-paralel kombinasyonlarla yüzlerce panelden megawatt mertebesinde güç elde edilebilir. Panel bağlantılarında yaygın olarak MC4 konnektörleri kullanılır; bu standart fişler yalnız doğru polaritede birbirine geçerek kilitlenir ve su geçirmez bağlantı sağlar (Kölemenoglu, 2024).

Panellerin performansı üzerine düşen ışıınım şiddeti ve hücre sıcaklığıyla değişir. Işıınım arttıkça modül akımı ve gücü artar. Öte yandan hücre sıcaklığı yükseldikçe modül gerilimi azalır, güç düşer. Tipik bir kristal silikon panelde sıcaklık her $+1^\circ\text{C}$ arttığında güçte $\approx 0,4\%$ azalma olur. Bu yüzden panellerin hava akımına açık montajı

ile aşırı ısınmaları önlenir. Panel yüzeyindeki kirlenme de verimi düşürür; zamanla biriken toz, polen vb. hücrelere gelen ışını engelleyerek üretimi azaltır. Düzenli temizlik yapılarak özellikle kuru ve tozlu bölgelerde %5–10'lara varan üretim kayıpları önlenebilir. Yağmur kısmen temizlik sağlasa da inatçı kirlerin olduğu ortamlarda periyodik yıkama gerekir (Shakarchi, 2022).

Kısmi gölgelenme, PV panellerde önemli bir verim kaybı ve ısınma (hot-spot) sebebidir. Bir dizi içinde tek bir panel gölgede kalırsa, akım düşüşü nedeniyle tüm dizinin gücünü sınırlar. Bunu engellemek için panellerde bypass diyotları bulunur. Gölgelenen panel akım üretmediğinde diyot devreye girer ve akım paneli “bypass” ederek dizinin geri kalanından akmaya devam eder. 60 hücreli bir panelde genellikle her 20 hücrelik kısım için bir bypass diyodu vardır; böylece panelin küçük bir bölümü gölgelense bile ilgili hücre grubu devre dışı bırakılır, diğer kısımlar üretime devam eder. Bypass diyotları gölgelenme etkisini azaltır ancak yine de üretim düşer; dolayısıyla sistem tasarımında panellerin gölgelenmeyeceği şekilde konumlandırılması esastır (Güzelbay, 2024).

Güneş panelleri uzun ömürlü ekipmanlardır. Çoğu üretici 25 yıl sonunda panel gücünün en az %80'ini koruyacağını garanti eder. Saha tecrübeleri, kaliteli panellerin 30–40 yıl çalışabildiğini göstermektedir. Yıllar içinde panellerin çıkışında (ilk yıl %2–3, sonraki her yıl $\approx$ %0,5 azalma gibi) hafif düşüşler olur. Ancak bu öngörülen bir degradasyon sürecidir. Paneller mekanik olarak da dayanıklı olmalıdır: Standart testlere göre 25 mm çapında dolu tanesini 80 km/sa hızla hasarsız karşılamalı, yüksek rüzgâr ve kar yüklerine dayanmalıdır (IEC 61215). Sonuç olarak, doğru kullanılan güneş panelleri onlarca yıl elektrik üreterek PV sistemlerin belkemiğini oluşturur (Ahmed, 2024). Ayrıca PV endüstrisinde çift yüzeyli (bifacial) paneller de yaygınlaşmaktadır. Bu panellerin arka yüzü de aktif olup çevreden yansıyan ışığı soğurur. Açık renk zemin üzerinde kurulu bifacial paneller, tek yüzü panellere göre %5–15 daha fazla enerji üretebilir. Bu nedenle güneş tarlalarında ve takip sistemlerinde bifacial modüller tercih edilmeye başlanmıştır.



Şekil 2.3. Güneş panelleri (PV modüller).

İnverter (Evirici) Teknolojileri: Güneş panelleri doğru akım (DC) üretir; oysa şebeke ve elektrikli cihazlar için alternatif akım (AC) gerekir. İnverterler, PV sistemlerde üretilen DC elektriği istenen genlik ve frekansta AC'ye dönüştüren güç elektroniği cihazlarıdır. Şebekeye bağlı sistemlerde inverterler, dağıtım şebekesi ile senkronize çalışıp üretilen AC gücü şebekeye iletir. Off-grid sistemlerde ise inverter, adadaki AC yükleri beslemek üzere kendi başına bir AC referans oluşturur. İnverterler doğrudan elektrik üretmez; ancak PV sistemin merkezinde yer alarak üretilen gücün kullanılabilir hale gelmesini sağlarlar (Yılmaz, 2013).

Bir PV inverterinin ana işlevleri DC-AC dönüşüm, maksimum güç noktası izleme (MPPT) ve şebeke koşullarını sağlamadır. MPPT özelliği, panellerin anlık akım-gerilim karakteristiğini tarayarak en yüksek güç noktasında çalışmasını temin eder. Böylece değişken ışınım koşullarında bile panellerden azami güç çekilir. Günümüz inverterleri %97–99 verimliliğe ulaşmıştır; IGBT gibi hızlı anahtarlama elemanları sayesinde dönüşüm kayıpları çok düşüktür. İnverterin ürettiği AC dalga formu şebeke kalitesine çok yakındır. Şebeke bağlantılı inverterler, şebekedeki gerilim ve frekansı sürekli izler ve buna kilitlenerek enerji basar. Şebeke kesilirse, anti-adalanma koruması gereği inverter kendini kapatır ve şebeke gelene kadar enerji üretmez. Bu, güvenlik açısından zorunludur Elektrik kesikken inverterin hattı beslemesi tehlike yaratır (Gürleyen, 2012).

İnverterler güç kapasitesi ve tasarım mimarisine göre sınıflandırılır. Büyük GES’lerde merkezi inverter kullanımı yaygındır; tüm panellerin DC çıktısı tek bir noktada toplanıp 500 kW veya 1 MW’lık merkezi invertere verilir. String inverterler orta ölçekli (5–100 kW) cihazlar olup her biri belirli sayıda panel dizisini yönetir; bir santralde çok sayıda string inverter kullanılarak modüler bir düzen kurulur. Mikro-inverterler ise her panelin arkasına takılan küçük ($\approx 250\text{--}300$ W) cihazlardır, panel bazında DC-AC dönüşümü yaparlar. Merkezi inverterler yüksek güç yoğunluğu ve düşük birim maliyet avantajına sahip olsa da tek bir arıza tüm sistemi etkiler; string inverterlerde arıza etkisi lokal kalır. Bu nedenle arıza toleransı ve bakım kolaylığı açısından string inverterler avantajlı görülür (Kölemenoglu, 2024). Mikro-inverterler farklı yönelimli panelleri bağımsız yönetebilmek ve panel bazında izleme yapabilmek açısından ev çatılarında yaygındır; ancak büyük tesislerde maliyet engeli nedeniyle pek kullanılmaz.

İnverterlerin teknik özellikleri arasında DC giriş gerilim aralığı, AC çıkış gücü, verim eğrisi, MPPT sayısı ve şebeke uyumu sayılabilir. 100 kW’lık üç fazlı bir string inverter 200–1000 V DC giriş aralığına ve 10 adet bağımsız MPPT girişine sahip olabilir. Bu, farklı açılardaki dizi gruplarının ayrı izlenebilmesini sağlar. İnverterler şebekeye uygunluk için çeşitli koruma ve kontrol fonksiyonlarını da içerir. Aşırı gerilim-frekans durumlarında kendini kapatma, gerektiğinde şebekeye reaktif güç sağlayabilme gibi özellikler ulusal şebeke şartnameleriyle uyumlu olmalıdır (Kangal, 2008).

İnverter cihazları tipik olarak dış ortama dayanıklı IP65 muhafazada üretilir ve duvar/ayak üzerine monte edilir. Yüksek güçlü merkezi inverterler konteyner tipi kabinlerde veya özel odalarda barındırılırken string inverterler sahada panel dizilerine yakın dağıtılır. Böylece DC kablo boyları kısılır, AC tarafta daha az kayıpla güç taşınır. İnverterler soğutma ihtiyacına göre fanlı (aktif) veya doğal soğutmalı olabilir. Çalışırken ısı üretirler, bu nedenle gölgede konumlandırılmaları ve havalandırmalarının iyi olması önemlidir (Çayır & Özbay, 2023).

Sonuç olarak, inverter seçimi PV sistem performansı ve güvenilirliği açısından kritik bir karardır. Yüksek verimli, doğru boyutta ve şebekeyle uyumlu bir inverter, panellerden gelen enerjinin en iyi şekilde değerlendirilmesini ve sisteme emniyetle aktarılmasını sağlar. Modern inverterler uzaktan izleme, akıllı şebeke uyumu gibi ek özelliklerle donatılarak PV sistemleri daha verimli ve etkileşimli hale getirmektedir.



Şekil 2.4. İnverter.

Montaj ve Taşıyıcı Sistemler: Güneş panellerini uygun açıda sabitlemek için kullanılan yapılar montaj/taşıyıcı sistemler olarak adlandırılır. Bu yapılar, panelleri çatılara, cephelere veya araziye güvenli biçimde monte ederek yıllarca çevresel

koşullara dayanıklılık sağlar. Taşıyıcı konstrüksiyonlar çoğunlukla alüminyum veya galvanizli çelik profillerden imal edilir ve paslanmaya karşı dirençlidir (Tokabaş, 2005).

Kurulum tipine göre farklı montaj çözümleri geliştirilmiştir. Çatı üstü kurulumlarda, paneller binaların çatılarına özel aparatlarla sabitlenir. Düz çatılarda panellerin altına üçgen ayaklar konarak istenen eğim açısı oluşturulur; eğimli çatılarda kiremit altına yerleştirilen bağlantı ayakları ile ray profilleri sabitlenip paneller çatıya yakın monte edilir. Çatı montajında su yalıtımına zarar vermemek ve rüzgâr yüklerine karşı sağlamlık temel esastır. Arazi tipi kurulumlarda ise paneller açık arazide zemin üzerine inşa edilen raf sistemlerine takılır. Bu raflar çakılan çelik kazıklar veya beton kaideler üzerinde durur. Paneller genelde yerden 0,5–2 m yüksekte belirli eğimle dizilir. Sıralar arasında gölgelenmeyi önleyecek mesafe bırakılır; mesafenin hesaplanmasında coğrafi enlem ve panel açısı dikkate alınır. Örneğin 30° eğimli paneller için ardışık sıralar arası mesafe, panel yüksekliğinin birkaç katı alınarak kışın düşük güneş açısında dahi gölge düşmemesi sağlanır (Yıldız, 2020).

Panel eğimi ve yönelimi, enerji üretimini doğrudan etkilediğinden montaj tasarımının kritik bir parçasıdır. Maksimum yıllık üretim için paneller kuzey yarımkürede güneye dönük ve bulundukları enleme yakın bir açıyla yerleştirilir. Ancak çatı uygulamalarında mevcut çatı eğimi kullanılır veya alan kısıtları nedeniyle ideal açıdan sapmalar olabilir. Montaj sistemleri sabit açılı olabileceği gibi, kimi uygulamalarda mevsimsel açı ayarı yapılabilen mekanik düzenekler kullanılabilir. Örneğin kışın güneş ufukta daha alçak olduğundan paneller dik konuma yakın, yazın daha yatay konumlandırılarak mevsimsel verim artırılabilir (Sırdaş, 2024).

Güneş takip sistemleri, panel taşıyıcılarına entegre edilebilen hareketli mekanizmalardır. Tek eksenli takip sistemlerinde paneller gün boyunca doğu-batı yönünde Güneş'i izler; çift eksenli takip sistemlerinde ise paneller hem yatay ekseninde hem dikey ekseninde hareket ederek tüm yıl Güneş'e tam dik gelecek konumu alırlar. Takip sistemleri, özellikle geniş arazilerde panel başına üretimi %20–40'a varan oranlarda yükseltebilir. Tek eksenli bir izleyici ile sabit sistemden %20 civarı daha fazla yıllık enerji elde edilebilir (Girgin, 2011). Ancak hareketli parça içermeleri nedeniyle kurulum ve bakım maliyetleri daha yüksektir. Bu yüzden getirdiği kazanç

ile maliyet karşılaştırılarak projeden projeye uygulanırlığı değerlendirilir. Günümüzde büyük PV tarlalarının çoğu sabit olsa da, arazi alanının kısıtlı olduğu veya maksimum üretimin kritik olduğu projelerde takip sistemleri kullanılmaktadır.

Montaj yapıları, panellerin çevresel yüklere dayanımını da sağlamalıdır. Taşıyıcılar ilgili bölgenin rüzgâr ve kar yüklerine göre tasarlanır. Panellerin sert rüzgârlarda yerinden kopmaması veya aşırı kar birikiminde çökme olmaması gerekir. Montaj sistemleri genellikle 150 km/sa rüzgâra ve ilgili coğrafi bölgenin azami kar yüküne dayanıklı olarak imal edilir. Bütün cıvata, kelepçe gibi bağlantı elemanları paslanmaz çelikten tercih edilerek korozyon önlenir. Panellerin topraklanması da montaj yapısı üzerinden yapılır; bu sayede yıldırım düşmesi veya statik elektrik birikmesi halinde akım güvenli toprağa akıtılır (Girgin, 2011).

Montaj sistemi seçimi panel gruplanmasını da belirler. Sabit sistemlerde paneller genelde birkaç modüllük tablolar halinde ($2 \times N$ veya $3 \times N$ gibi) yan yana dizilir ve bu tablolar arka arkaya sıralanır. Takip sistemlerinde her bir takip ünitesi belirli sayıda panel taşır ve birlikte hareket eder. Bina ile bütünleşik fotovoltaik (BIPV) uygulamalarda paneller doğrudan yapı elemanı olarak kullanıldığından ayrı taşıyıcı gereksinimi azalabilir (Girgin, 2011). Sonuç olarak, iyi tasarlanmış montaj/taşıyıcı yapılar panelleri en uygun açı ve pozisyonda tutarak maksimum enerji üretimini sağlar ve sistemin yapısal güvenliğini temin eder.

Kablolar ve bağlantı ekipmanları: Fotovoltaik sistemde paneller ile inverter (ve/veya akü) arasındaki DC elektrik iletimini DC kablolar, inverter ile şebeke arasındaki bağlantıyı ise AC kablolar gerçekleştirir. PV sistem kabloları dış ortam koşullarına dayanıklı, UV ışınımına maruz kalabilen özel yalıtımlı kablolardır. Güneş paneli dizilerinden çıkan DC kablolar, çift izolasyonlu ve yüksek sıcaklığa dayanıklı esnek bakır iletkenlere sahiptir; bunlar solar kablo olarak adlandırılır. 1000–1500 V DC gibi yüksek gerilimlere dayanabilen solar kablolar, uzun ömür ve güvenlik için yangına ve aşınmaya dirençli izolasyon malzemesiyle imal edilir. Panellerin arkasındaki kısa kablolar, standart MC4 konnektörleri ile uzatma kablolarına bağlanır. MC4 konnektörleri yalnız doğru şekilde (pozitif-pozitif, negatif-negatif) birbirine geçecek şekilde tasarlanmıştır ve kilitli bağlantıyla su/nem geçirmezlik sağlar. Birden fazla panel dizisinin paralel bağlandığı noktalarda birleştirme kutuları (combiner box)

kullanılır; diziler bu DC toplama kutusunda birleştirilip inverterin girişine tek hat olarak taşınabilir. Birleştirme kutularında her dizi için sigorta ve parafudr (yıldırımdan koruma) gibi elemanlar bulunur (Emiroğlu, Aybek & Kuzu, 2021).

İnverter ile şebeke arasındaki AC kablolar, klasik elektrik tesisat kablolarına benzer bakır iletkenli kablolardır. Tek fazlı inverterler 230 V, üç fazlılar 400 V çıkış verir; kablo kesiti akıma ve mesafeye göre seçilir. Büyük güçlerin taşınmasında AC kablolar yeraltına veya kablo kanallarına döşenir, gerekiyorsa transformatöre kadar uzanır. DC ve AC kablolarda mesafe arttıkça gerilim düşümü olmaması için iletken kesiti büyütülür; genelde toplam hatlarda düşüm %1–3 aralığında tutulur. Kablolar güneş altında ısınacağı için akım taşıma kapasiteleri bu duruma göre belirlenir (Tuncer, 2004).

Bağlantı ekipmanları arasında koruma ve anahtarlama elemanları kritik rol oynar. DC tarafta her panel dizisinin pozitif kutbuna seri bir dizi sigortası yerleştirilir; böylece bir dizide arıza olursa diğer dizilerin ters akımı engellenir. İnverter DC girişinde bir DC ayırıcı anahtar bulunur; bakım gerektiğinde panellerin inverterden güvenli ayrılmasını sağlar. Benzer şekilde AC tarafta da inverter çıkışında bir AC devre kesici yer alır. Yıldırım düşmesi veya şebekeden gelebilecek ani yüksek gerilimlere karşı DC ve AC panolarına parafudrlar (aşırı gerilim koruyucu) takılır. Sistemdeki tüm metal kısımlar (panel çerçeveleri, taşıyıcılar, kablo zırhları vb.) uygun şekilde topraklanır. Böylece kaçak akım veya yıldırım durumunda akım toprağa aktarılarak can ve mal güvenliği sağlanır (Emiroğlu, Aybek & Kuzu, 2021).

Malzeme kalitesi, kablo ve bağlantı ekipmanlarının ömrü ve verimliliği için çok önemlidir. Kablolar, toplam sistem maliyetinin %2 gibi küçük bir kısmını oluştursa da, kalitesiz kablo kullanımı ciddi performans kayıplarına yol açabilir. Yetersiz izolasyonlu bir kablo birkaç yıl içinde aşınıp direnç artışı yaratabilir; bu da üretilen enerjinin invertere tam iletilememesine, sıcak noktalar oluşturup yangın riskine neden olabilir (Tuncer, 2004). Bu nedenle PV santrallerde kullanılan tüm kablo ve bağlantı elemanlarının uluslararası standartlara uygun ve sertifikalı olması şarttır. Doğru tasarlanmış kablolama ve sağlam bağlantılar, PV sistemin verimli ve güvenli çalışmasının temel unsurlarındandır.

2.3.4. Güneş enerjisi santralinin tasarım kriterleri

Bir güneş enerjisi santralinin başarılı şekilde projelendirilmesi için teknik ve ekonomik pek çok kriter göz önüne alınmalıdır. Tasarım süreci öncelikle uygun yer seçimi ve güneş kaynağı analizi ile başlar. Bölgenin yıllık güneşlenme süresi ve ışınlam verileri (Devlet Meteoroloji verileri veya PVGIS gibi kaynaklar) incelenerek enerji potansiyeli hesaplanır. Güneydoğu Anadolu’da aynı güçteki bir santral, Karadeniz Bölgesi’nden daha fazla yıllık üretim yapacaktır. Bu nedenle iklimsel faktörler (güneşlenme süresi, ışınlam şiddeti, sıcaklık, tozluluk vb.) tasarım başlangıcında değerlendirilir. Arazinin eğimi, yönelimi ve çevresel gölge unsurları (yakın binalar, ağaçlar vb.) incelenir. Gölge riski varsa santral yerleşimi 3D simülasyonlarla optimize edilir veya engeller için önlem alınır (Erol, 2017).

Ardından sistemin hedef kurulu gücü ve bileşen kapasiteleri belirlenir. Öncelikle ne kadarlık PV gücü (kW veya MW cinsinden) kurulacağı kararlaştırılır. Bu, sağlanmak istenen enerji miktarına veya beslenilecek yükün ihtiyacına göre saptanır. Örneğin yılda ≈ 1 GWh üretim hedefleyen bir proje için bölgeye bağlı olarak ≈ 800 kW kurulu güç gerekebilir. Panel adedi ve dizilimleri bu kurulu güce göre planlanır. Daha sonra uygun inverter kapasitesi seçilir: İnverterin AC gücü genelde panel gücüne yakın ya da biraz altında seçilir (DC/AC oranı $\approx 1,1$ gibi). İnverterin DC giriş gerilim aralığı, panel dizilerinin açık devre gerilimlerini kapsamalıdır. Örneğin 20 panelden oluşan bir dizi yazın ≈ 600 V civarı, soğuk kış sabahı açık devrede ≈ 750 V çıkabileceğinden, inverter min-maks DC giriş değerleri bu sınırları karşılamalıdır. En düşük gerilimde de inverter çalışabilmelidir; bu da panel dizi sayısının yeterli olmasını gerektirir (Uçar, 2017).

Panel dizisi sayısı ve dizi başına panel adedi belirlendikten sonra panellerin yerleşim planı oluşturulur. Sıra yönleri ve eğimleri enerji üretimini maksimize edecek şekilde tasarlanır. Genellikle paneller güney bakacak biçimde yerleştirilir ve bulundukları enleme yakın bir eğim açısı verilir. Ancak saha veya çatı şartları nedeniyle açı ve yön optimali her zaman mümkün olmayabilir; bu durumda kabul edilebilir en iyi çözüm uygulanır. Her bir panel sırası arasındaki mesafe de gölgelenmeye mahal vermeyecek şekilde hesaplanır. Özellikle kışın güneş açısı düşüktür; bu en olumsuz durumda

öndeki sıranın arkadakine gölge yapmayacağı mesafe geometrik olarak bulunur (Dağıtmaç, 2014).

Güneş takip sistemi kullanımı da önemli bir tasarım karar kriteridir. Takip sistemleri panel başına üretimi artırsa da yatırım ve bakım maliyetini yükseltir. Tasarım aşamasında sabit sistem ile tek/çift eksenli takipli sistem senaryoları karşılaştırılır. Arazi alanı sınırlıysa ve maksimum üretim isteniyorsa takip sistemi avantajlı olabilir. Girgin (2011) farklı montaj açısı ve izleme yöntemlerinin üretim ve ekonomik getirilerine etkisini karşılaştırmış; tek eksenli izlemeli sistemin sabit sisteme göre $\approx$ %20 fazla enerji sağladığını ancak kurulum maliyetinin de arttığını göstermiştir. Bu tür analizlerle proje için en uygun montaj tipi seçilir.

Elektriksel tasarım ve koruma unsurları tasarım kriterlerinin bir diğer boyutudur. Panellerin bağlantı şeması (kaç panel seri, kaç dizi paralel), kullanılacak kablo tip ve kesitleri planlanır. Diziler çoksa DC birleştirme panelleri tasarlanır; her diziye uygun boyutlu sigorta ve parafudr eklenir. İnverter ile şebeke arasına uygun AC kablo ve gerekiyorsa transformatör seçilir. Tüm hatlarda gerilim düşümü düşük tutulmaya çalışılır Uluslararası iyi uygulama olarak %2–3’ü geçmemesi önerilir. Bunu sağlamak için mesafeler kısaltılır, yeterli kesitte kablo öngörülür. Ayrıca aşırı akım (sigorta, kesici) ve kaçak akım korumaları, topraklama ve yıldırımdan korunma düzenekleri tasarımın ayrılmaz parçasıdır. İnverter AC çıkışında uygun amperde otomatik sigortalar ve kaçak akım rölesi bulunmalıdır; panel sahasında yakalama ucu ve iniş iletkenlerinden oluşan bir paratoner sistemi kurulmalıdır (Demirtepe, 2019).

Tasarımda seçilen ekipmanların standartlara uygunluğu ve belgelendirmesi de kontrol edilir. Panellerin IEC 61215/61730 sertifikaları, inverterin şebeke bağlantı koduna (örn. VDE-AR-N 4105, IEC 62116, IEEE 1547 vb.) uyumu aranır. Bu standartlar, santralin güvenli ve uyumlu çalışmasını garanti altına alan testleri içerir. IEC 62116, şebeke kesintisinde inverterin adaya devam etmemesi gerektiğini sınar. Benzer şekilde ulusal yönetmelikler inverterlerin belirli gerilim-frekans aralıklarında çalışmasını ve gerektiğinde reaktif güç sağlamasını şart koşabilir. Tasarımcı, bu gerekliliklere uygun cihaz seçmelidir (Kılınç, 2019).

Mühendislik simülasyon ve optimizasyon araçları, tasarım kriterlerinin değerlendirilmesinde önemli yer tutar. PVsyst, PV*SOL gibi yazılımlarla belirli bir tasarım için yıllık üretim, performans oranı (PR), kapasite faktörü gibi değerler hesaplanabilir. Farklı panel açıları, farklı inverter boyutları veya farklı lokasyonlar denenerek en verimli ve ekonomik seçenek karşılaştırmalı seçilir (Haydaroğlu & Gümüş, 2016). Simülasyonlar, tasarım kararlarının isabetini artırır. Şebekeden bağımsız sistemlerde tasarım kriterlerine akü boyutlandırması eklenir. İhtiyaca göre günlük tüketimi karşılayacak ve birkaç gün yedekleme sağlayacak akü kapasitesi hesaplanır. Akülerin aşırı deşarj olmaması için yeterli panel gücü ve gerekirse yedek jeneratör planlanır. Şarj kontrol cihazı tipi (PWM vs MPPT) ve şarj-gerilim ayarları da off-grid tasarımda dikkate alınır (Kutucla, 2020). Son olarak tasarımda yasal/idari kriterler de göz önüne alınır. Santral lisansı gerekip gerekmediği, dağıtım şirketiyle bağlantı anlaşmaları, arazi mülkiyet durumu gibi hususlar projenin gerçekleştirilebilirliğini belirler. Trafo merkezi seçimi, şebekeye bağlantı noktası ve kapasite tahsisi gibi konular erkenden planlamaya dahil edilmelidir. Bu teknik ve idari kriterlerin bütüncül ele alındığı bir tasarım süreci sonunda, güneş enerjisi santrali maksimum enerji üretecek ve güvenli, uyumlu, sürdürülebilir biçimde işletilebilecektir.

2.3.5. Fotovoltaik sistemlerde performans analizi ve değerlendirme yöntemleri

Bir fotovoltaik santral devreye alındıktan sonra gerçek üretim verilerinin izlenmesi ve tasarımda öngörülen değerlerle karşılaştırılması, sistem performansının değerlendirilmesi için büyük önem taşır. Performans analizi, santralin verimli çalışıp çalışmadığını, elde edilen enerjinin beklentileri karşılayıp karşılamadığını ve iyileştirmeye açık alanları ortaya koyar. Bu amaçla standart performans göstergeleri tanımlanmıştır. Özellikle IEC 61724 standardı, şebekeye bağlı PV sistemlerin performans izleme yöntemlerini belirlemiştir (Padmavathi & Daniel, 2013). Bu kapsamda en yaygın kullanılan göstergeler referans verim (Y_R), nihai verim (Y_F) ve performans oranı (PR)'dır.

Referans verim Y_R , belirli bir periyotta (gün/ay/yıl) santral lokasyonuna gelen toplam ışınımın, 1 kW/m² referans ışınımına bölünmesiyle elde edilir (birimi kWh/kW veya

saat). Nihai verim Y_F , aynı dönemde üretilen AC enerjinin (kWh) kurulu güce (kW) oranıdır. Performans oranı PR ise $\frac{Y_F}{Y_R}$ oranı olup sistemin gelen güneş enerjisini elektriğe çevirme etkinliğini gösterir. İdeal kayıpsız bir sistemde PR=1 (ya da %100) olur; gerçek sistemlerde bileşen kayıpları nedeniyle PR genelde %70–85 aralığındadır (Bayrak & Aslan, 2023).

PR'yi etkileyen başlıca faktörler panel sıcaklığından kaynaklı verim kayıpları, kirlenme (toz, kuş pisliği vb.), yansıma ve ışıınım açısı kayıpları, inverter verimsizlikleri, kablo/trafo direnç kayıpları, arıza ve bakım kesintileri ile bileşen yaşlanmasıdır. Performans analizlerinde genelde bu kayıplar tek tek incelenir. Yıllık PR beklenenden düşükse bunun sebebi yüksek sıcaklıklardan ötürü panel verim düşüşü mü yoksa panellerin kirlenmesi mi olduğu araştırılır. Tozlanma önemli bir etkidir; temizliğin ihmal edildiği santrallerde aylık enerji üretiminde %5–10 düşüş görülebilir. Dolayısıyla performans izlemenin bir parçası olarak düzenli panel temizliği değerlendirilir. Benzer şekilde panellerin doğal yaşlanmasıyla her yıl yaklaşık %0,5 verim azalışı olacağı öngörülür (Jordan & Kurtz, 2013). Bu veriler ışığında uzun vadeli üretim trendi hesaplanır ve ekonomik projeksiyonlar güncellenir.

Performans analizinde, simülasyon sonuçlarının gerçek üretimle kıyaslanması önemli bir yöntemdir. Kurulum öncesi PVsyst gibi yazılımlarla elde edilen aylık üretim tahminleri, işletme döneminde fiili sayaç verileriyle karşılaştırılır. Sapmaların nedenleri yorumlanarak sistemin beklenen düzeyde çalışıp çalışmadığı anlaşılır. Örneğin Dicle Üniversitesi'nde 250 kW'lık bir PV santral için Aralık 2015–Nisan 2016 arasındaki gerçek üretimler PVsyst simülasyonlarıyla karşılaştırılmış; ilk aylarda panellerin beklenenden biraz yüksek performans gösterdiği, meteorolojik verilerdeki farklılıkların tahminleri etkileyebildiği görülmüştür (Haydaroğlu & Gümüş, 2016). Bu tür karşılaştırmalar, modelleme varsayımlarının doğruluğunu ve sistemin performans tutarlılığını ortaya koyar. Ayrıca mevsimsel eğilimler de incelenir: Genellikle ilkbahar aylarında PR değerleri yükselirken, yaz ortasında aşırı sıcak nedeniyle bir miktar düşer.

Gerçek zamanlı izleme sistemleri, performans değerlendirmenin vazgeçilmez parçasıdır. Bir güneş santralinde ışıınım, panel sıcaklığı, ortam sıcaklığı, AC/DC güç

ve enerji gibi veriler sensörler ve veri kaydedicilerle sürekli ölçülür. Bu verilerle günlük/aylık PR hesaplanır ve anormallikler tespit edilir. Bir dizinin üretimi benzer diğer dizilere kıyasla bariz düşükse, o dizide bir sorun (gölgelenme, arıza, bağlantı hatası vb.) olduğu anlaşılır. Bu sayede bakım ekipleri arızalı ekipmanı (örn. çalışmayan string inverter, kopuk kablo vs.) hızla bulup düzeltebilir. Performans analizinde kullanılan diğer yöntemler I-V eğrisi ölçümü ve termal kamera kontrolleridir. Belirli aralıklarla özel test cihazlarıyla sahada panellerin I-V karakteristik eğrileri ölçülerek her dizinin maksimum güç noktası ve akım-gerilim davranışı incelenir. Beklenen eğriden sapan diziler tespit edilerek ilgili panel veya bağlantılarda problem olup olmadığı anlaşılır. Termal kamerayla denetimlerde paneller üzerindeki anormal sıcak bölgeler (hot-spot) saptanır; bunlar kısmi gölge veya hücre arızası sonucu oluşabileceğinden, ilgili panelin temizliği veya değiştirilmesi gibi önlemler alınır (Yaşarsoy, 2024).

PV sistem performansının bir diğer göstergesi kapasite faktörüdür. Kapasite faktörü, bir santralin bir yılda ürettiği enerjinin, aynı güçteki bir santralin 24 saat tam güç çalışması durumunda üreteceği teorik enerjiye oranıdır. Bir PV santralin kapasite faktörü coğrafyaya göre genelde %15–25 aralığındadır. Bu değer fosil santrallerden düşüktür (güneşin sınırlı olması nedeniyle), ancak santralin işletme durumuna dair bilgi verir. Yıllar içinde kapasite faktöründeki düşüşler performans azaltımına işaret edebilir (Solmaz, 2013).

Son yıllarda yapay zekâ ve makine öğrenmesi teknikleri de PV performans analizinde kullanılmaya başlanmıştır. Geniş veri setleri üzerinde eğitilen modeller yardımıyla hava tahminlerine dayalı üretim öngörülerini yapılarak şebeke planlaması kolaylaştırılmakta, ayrıca sensör verilerindeki anormalliklerden arızalar otomatik tespit edilebilmektedir (Durğun, 2018). Bu gelişmeler, büyük güneş santrallerinin izlenmesi ve bakımını daha etkin hale getirmektedir. Performans analizi sonuçları, sözleşmesel garanti şartları açısından da önemlidir. Birçok projede yüklenici firma belirli bir asgari PR değerini taahhüt eder. Geçici kabul testlerinde ölçülen PR bu değer altındaysa yüklenici sorunları giderip hedefi tutturmakla yükümlüdür. Dolayısıyla performans izlemesi, teknik olduğu kadar finansal açıdan da kritiktir (Bahar, 2017). Sonuç olarak fotovoltaik sistemlerin performans analizi ve düzenli

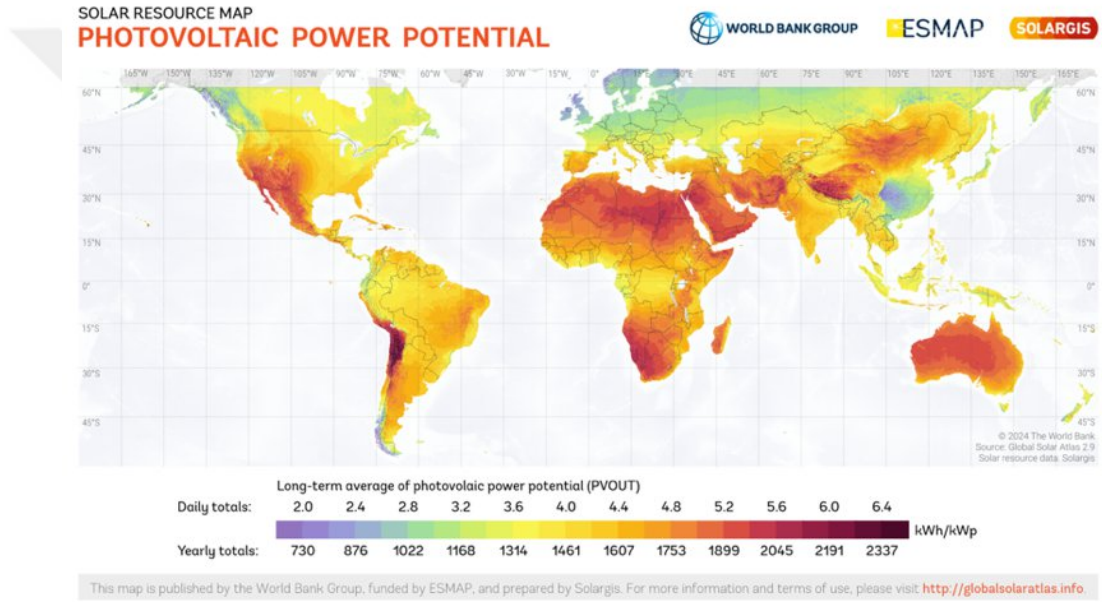
izlenmesi, tasarım hedeflerinin yakalanması ve uzun vadeli verimlilik için hayati önem taşır. Elde edilen veriler ışığında gerekirse temizlik, bakım, komponent değişimi gibi önlemler alınarak santral performansı optimize edilir. Bu sayede güneş enerjisi santralinden azami fayda sağlanıp yatırımların geri dönüşü güvence altına alınmış olur.

2.3.6. Dünyada güneş enerjisi potansiyeli

Enerji talebindeki hızlı artış ve fosil yakıtlara dayalı üretimin yarattığı çevresel sorunlar, dünya genelinde temiz ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelimi zorunlu hale getirmiştir. Fosil yakıtların yanması sonucu küresel ısınma ve iklim değişikliği gibi sorunların ortaya çıkması ve bu kaynakların giderek tükenmesi, ülkeleri sürdürülebilir enerji alternatiflerine yönelmeye itmektedir (Sansaniwal, Sharma & Mathur, 2018; Martinopoulos & Tsalikis, 2018). Bu bağlamda güneş enerjisi tükenmez yapısı ve çevre dostu oluşu nedeniyle en stratejik yenilenebilir kaynaklardan biri olarak ön plana çıkmaktadır. Birçok ülke güneş ve rüzgâr gibi yenilenebilir kaynaklara yatırımlarını hızlandırmış; yasal mevzuatlar ve teşvik mekanizmaları ile bu alandaki gelişimi desteklemiştir. Sonuç olarak, özellikle son on yılda güneş enerjisi endüstrisine yapılan küresel yatırımlar büyük bir ivme kazanmıştır. Nitekim başta Çin, Japonya ve Almanya olmak üzere pek çok ülke güneş enerjisine ciddi yatırım yapan lider ülkeler haline gelmiştir. Almanya, Avrupa’da güneş enerjisi kurulu gücünde lider konumda olup dünyada kişi başına düşen güneş enerjisi kapasitesinde ilk sırada yer almaktadır. Bu durum, güneş enerjisinin enerji portföylerindeki artan önemine işaret etmektedir (Martinopoulos & Tsalikis, 2018).

Güneş enerjisinin teorik potansiyeli, tüm yenilenebilir kaynaklar içinde açık ara en yüksektir. Güneş ışınımının atmosfer dışındaki ortalama yoğunluğu 1.361 W m^{-2} ’dir; atmosferik soğurma-saçılım nedeniyle yeryüzüne ulaştığında coğrafi konuma göre $0 - 1100 \text{ W m}^{-2}$ aralığına düşer (Kopp & Lean, 2011). Buna karşın, Dünya’ya bir yılda gelen toplam güneş enerjisi $\approx 1,5 \times 10^{12} \text{ TWh}$ olup 2023’teki küresel elektrik üretiminin (29.471 TWh) yaklaşık 50.000.000 katına karşılık gelmektedir (Ember, 2024). Bu olağanüstü büyüklük, güneş enerjisinin uzun vadede dünya enerji talebini karşılamada oynayabileceği kritik rolü ortaya koyar. Güneş ışınımı pratikte fotovoltaik (FV)

hücreler ve güneş ısı sistemleri aracılığıyla elektrik ve ısıya dönüştürülür. FV teknolojilerinde kaydedilen hızlı ölçeklenme ve maliyet düşüşü bu potansiyelin ekonomik değerlendirmesini kolaylaştırmıştır. Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı, yeni devreye giren şebeke ölçekli güneş PV projelerinin küresel ortalama düzeylenmiş elektrik maliyetinin ($0,044 \text{ USD kWh}^{-1}$) 2010'a göre %90 gerileyerek 2023'te en ucuz fosil yakıtlı seçeneğin dahi %56 altında gerçekleştiğini rapor etmektedir (IRENA, 2024). Giderek düşen LCOE, küresel iklim hedefleriyle de uyumlu biçimde, güneş enerji portföylerinin merkezine yerleştiren politika ve yatırım eğilimlerini hızlandırmaktadır.



Şekil 2.5. Küresel ölçekte görselleştirilmiş uzun dönem ortalama fotovoltaik güç çıktısı (World Bank Group & Solargis, 2024).

Yukarıdaki haritada Dünya Bankası Grubu ve Solargis tarafından geliştirilen Global Solar Atlas (2024) verileri kullanılarak uzun dönem ortalama fotovoltaik güç çıktısı (PVOUT) küresel ölçekte görselleştirilmiştir. Renk skalası, 1 kW piyasa standardı fotovoltaik kurulu gücün yatay düzleme eşdeğer optimum eğimde yıllık kaç kilovatsaat elektrik üretebileceğini göstermektedir; haritanın altındaki lejantta günlük ortalamalar 2,0; 6,4 kWh kW_p^{-1} (yıllık 730–2.337 kWh kW_p^{-1}) aralığında kodlanmıştır. Koyu kırmızı ve mor tonlarla işaretlenen Sahra, Arap Yarımadası, And Dağları'nın yüksek plato bölgesi ve Orta-Avustralya gibi çöl-yarı çöl kuşakları yılda

2.000 kWh kW_p⁻¹'i aşan en yüksek PV verimine sahiptir. Buna karşılık Kuzey Avrupa, Kuzey-doğu Asya ve Kanada'nın büyük bölümü açık yeşil tonlarla gösterilmekte olup yıllık 1.000–1.200 kWh kW_p⁻¹ bandında kalmaktadır. Türkiye, Akdeniz havzasındaki komşuları gibi sarı-turuncu renk aralığında yer almakta ve ortalama 1.400–1.600 kWh kW_p⁻¹ düzeyinde fotovoltaik potansiyele işaret etmektedir. Harita, coğrafi enlem, bulutluluk ve aerosollerle ilişkili bölgesel radyasyon farklılıklarının, fotovoltaik elektrik üretim kapasitesini nasıl belirlediğini küresel ölçekte karşılaştırmalı olarak ortaya koymaktadır. Haritada ayrıca yıllık ve günlük toplamaların birlikte sunulması, yatırım fizibilitesinde kullanılan “özlük üretim” göstergesinin (kWh kW_p⁻¹) coğrafyaya bağlı varyansını vurgular: yüksek ışıyım kuşağındaki sabit eğimli bir PV sistemi, ekvatorial yağmur ormanı veya yüksek enlem bölgesindeki eşdeğer kurulumdan beş kata kadar daha fazla elektrik üretebilmektedir. Bu küresel kontrast, güneş enerjisinin bölgesel kalkınma ve enerji güvenliği stratejilerinde neden farklı ağırlıklarla ele alındığını da açıkça göstermektedir (World Bank Group & Solargis, 2024).

Dünya yüzeyine ulaşan yıllık güneş enerjisi akısı, bölgesel iklim ve enlemin belirlediği büyük farklılıklara karşın bütün yenilenebilir kaynakları geride bırakacak büyüklüktedir. Global Solar Atlas v3 (2023) verileri, Ekvator kuşağındaki çöl ve yarı-çöl alanlarında anlık global yatay radyasyonun 1.000–1.100 W m⁻² düzeyine eriştiğini; Sahra, Arap Yarımadası, Orta-Avustralya ve And Dağları'nın yağışsız platolarının yıllık ışıyım toplamında $\geq 2.200 \text{ kWh m}^{-2} \text{ yıl}^{-1}$ ile dünyanın “en kırmızı” bölgeleri olduğunu göstermektedir. Buna karşılık, orta-yüksek enlemlerde (örn. Kuzey Avrupa) yıllık ortalama ışıyım 900–1.200 kWh m⁻² yıl⁻¹ aralığına düşmekte ve kış mevsiminde günlük güneşlenme süresi 1-2 saate kadar gerileyebilmektedir (World Bank Group, 2023).

Bununla birlikte, teknik potansiyel ile fiilî kurulu güç her zaman örtüşmez. Almanya, ortalama 1.000 kWh m⁻² yıl⁻¹ ışıyımına karşın güçlü teşvikler ve net-ölçüm mekanizmaları sayesinde 2024 sonunda $\approx 99 \text{ GWp}$ FV kapasitesine ulaşarak (Fraunhofer ISE, 2025) dünyada ilk üçte yer almıştır. Aynı dönemde Sahra kuşağındaki pek çok ülke, çok daha yüksek ışıyımına rağmen ekonomik ve altyapısal kısıtlar nedeniyle birkaç yüz megavat seviyesinde kalmıştır (IRENA, 2024). Bu

durum, güneş potansiyelinin enerji politikası, finansman ve teknoloji ekosistemindeki kararlılıkla ancak gerçeğe dönüşebileceğini göstermektedir.

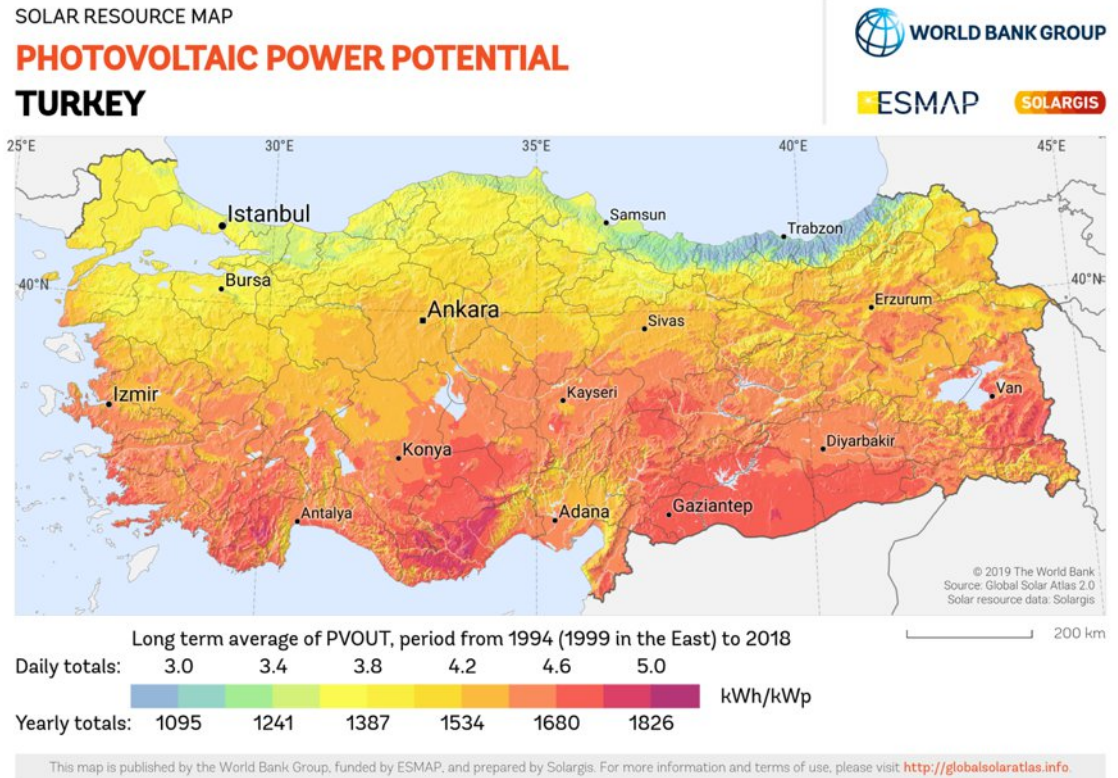
Küresel fotovoltaik (FV) sektörünün büyüme ivmesi son beş yılda hızlanarak yeni rekorlar getirmiştir. IEA-PVPS'nin 2025 "Snapshot" raporuna göre dünyadaki toplam FV kapasitesi 2008'de yalnızca ≈ 15 GW iken 2023 sonunda 1,6 TW'a, 2024 sonunda ise 2,2 TW'un üstüne çıkmış ve 2024'te tek yıl içinde 600 GW'den fazla yeni kapasite devreye girmiştir (IEA-PVPS, 2025). Bu kapasite artışı üretime de yansımıştır. Ember'in Küresel Elektrik Raporu 2024 verileri, güneşten elektrik üretiminin 2023'te 1.631 TWh'a ulaşarak dünya elektriğinin %5,5'ini sağladığını ve bir önceki yıla göre +307 TWh'lık rekor bir sıçrama yaptığını göstermiştir (Ember, 2024). Büyümede başı Çin çekmektedir: Ulusal Enerji İdaresi verilerine göre ülke, 2023 sonunda ≈ 609 GW, 2024 sonunda ise ≈ 887 GW kümülatif kurulu güce ulaşarak küresel PV stoğunun yaklaşık %40'ını tek başına barındırmıştır. Amerika Birleşik Devletleri 2024 sonu itibarıyla ≈ 236 GWdc kapasiteye ulaşırken (SEIA/Wood Mackenzie, 2025). Seia, Hindistan Ocak 2025'te 100 GW eşiğini geçmiştir. IRENA'nın 2024 maliyet raporu, güneş PV'nin sepet düzeylenmiş elektrik maliyetinin $0,044$ USD kWh⁻¹ düzeyine gerileyerek en ucuz yeni elektrik kaynağı konumunu pekiştirdiğini, böylece yatırımların tüm bölgelerde hızlanmasını beklediğini vurgulamaktadır (IRENA, 2024). Bu veriler, güneş enerjisinin sadece teknik potansiyelinin değil, aynı zamanda ekonomik çekiciliğinin de katlanarak arttığını ve önümüzdeki on yılda küresel elektrik karmasında belirleyici paya ulaşacağını göstermektedir.

2.3.7. Türkiye'de güneş enerjisi potansiyeli

Türkiye 36°–42° K ve 26°–45° D koordinatları arasında yer alması, geniş kara yüzeyi (783 562 km²) ve hâkim Akdeniz iklimi sayesinde Avrupa'nın en yüksek güneş radyasyonu alan ülkelerinden biridir (Türkiye İstatistik Kurumu, 2023). Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı-YEGM'in 2024 tarihli Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA), ortalama yıllık toplam güneşlenme süresini 2.741 saat yıl⁻¹ ($\approx 7,5$ saat gün⁻¹), yatay düzlemde yıllık ortalama toplam radyasyonu ise 1.527 kWh m⁻² yıl⁻¹ ($\approx 4,18$ kWh m⁻² gün⁻¹) olarak rapor eder (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı [ETKB],

2024). Bu değer Almanya'nın kuzey enlemlerindeki ortalamasının yaklaşık iki katına karşılık gelir (Fraunhofer ISE, 2025).

Bölgesel dağılım incelendiğinde güneş potansiyeli Güneydoğu Anadolu>Akdeniz>Doğu Anadolu>İç Anadolu>Ege>Marmara>Karadeniz sırasını izler; Güneydoğu Anadolu'da yıllık radyasyon $\approx 1.900 \text{ kWh m}^{-2} \text{ yıl}^{-1}$, Karadeniz'in kuzey yamaçlarında ise $\approx 1.200 \text{ kWh m}^{-2} \text{ yıl}^{-1}$ düzeyindedir (ETKB, 2024). Harita tabakalarında en yüksek eşik değerleri Şanlıurfa, Mardin, Van, Konya ve Karaman illeri paylaşmaktadır. Bununla birlikte, fiilî kurulu güç uzun süre bu potansiyelin gerisinde kalmıştır; Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı verilerine göre Türkiye 2024 sonunda $\approx 12 \text{ GW}$ fotovoltaik kapasiteye ulaşsa da bu değer teorik kurulabilir potansiyele ($< 500 \text{ GW}$) kıyasla hâlen düşük bir paya işaret eder (IRENA, 2024). Bu durum, güneşten yararlanma düzeyinin sadece doğal potansiyele değil, yatırım ortamına, teşvik düzenlemelerine ve şebeke altyapısına da bağlı olduğunu göstermektedir.



Şekil 2.6. Türkiye fotovoltaik güç potansiyelinin mekânsal dağılımı (World Bank Group & Solargis, 2024).

Türkiye fotovoltaik güç potansiyelinin mekânsal dağılımı, Global Solar Atlas verileri kullanılarak hazırlanmış yukarıdaki haritada ayrıntılı biçimde gösterilmektedir. Renk skalası 1994–2018 dönemi uzun dönem ortalamasına dayalı olarak yıllık özgül elektrik üretimini ($PVOUT$, $kWh\ kW_p^{-1}\ yıl^{-1}$) $1.095–1.826\ kWh\ kW_p^{-1}$ aralığında kodlamaktadır.

Ege ve Akdeniz kıyı şeridi ile Güneydoğu Anadolu boyunca uzanan kırmızı tonlar, $1.700\ kWh\ kW_p^{-1}$ 'i aşan yüksek fotovoltaik verimi işaret ederken; Trakya'nın kuzeyi ve Doğu Karadeniz sahil kuşağında görülen yeşil-mavi tonlar $1.100–1.300\ kWh\ kW_p^{-1}$ bandına işaret etmektedir. İç Anadolu platosu sarı-açık turuncu renklerle $1.500–1.600\ kWh\ kW_p^{-1}$ düzeyinde orta-yüksek bir potansiyele sahiptir. Harita, en yüksek spesifik üretim değerlerinin Gaziantep-Şanlıurfa hattı, Antalya Körfezi çevresi ve Van Gölü'nün güneydoğusunda yoğunlaştığını; en düşük değerlerin ise Karadeniz'in sisli nemli kıyı şeridinde kümелendiğini ortaya koymaktadır. Böylece Türkiye genelinde fotovoltaik tesislerden beklenen yıllık enerji çıkışının coğrafi enlem, bulutluluk rejimi, orografik gölgeleme ve aerosol yükü gibi etmenlere bağlı olarak belirgin farklılıklar sergilediği akademik olarak görselleştirilmiş olmaktadır (World Bank Group & Solargis, 2019).

Türkiye'de fotovoltaik (FV) yayılımı 2010'ların ilk yarısına dek son derece sınırlı kalmış; elektrik üretim portföyü neredeyse bütünüyle fosil yakıtlar ve hidrolik kaynaklara dayandırılmıştır. Yüksek modül maliyetleri, yeterli teşvik bulunmaması ve lisans sürecindeki belirsizlikler, 2014'e kadar lisanslı ölçekte tek bir güneş santralinin dahi devreye girmemesine yol açmıştır. Dönüm noktası 2013'te yayımlanan Lisanssız Elektrik Üretimi Yönetmeliği ile 2017'deki YEKA-1 GES (Karapınar) ihalesi oldu. Ardından YEKDEM alım garantileri, yerlilik primleri ve hızla gerileyen panel fiyatları yatırım ortamını kökten değiştirmiştir. TEİAŞ istatistiklerine göre Türkiye'nin güneş kurulu gücü 2015 sonunda 249 MW, 2017 sonunda 3,42 GW, 2021 sonunda 7,81 GW, 2023 sonunda 12,02 GW düzeyine ulaştı; böylece sekiz yılda yaklaşık 48 kat büyüme gerçekleşmiştir (TEİAŞ, 2024; IRENA, 2024).

Kurulu güçteki bu artış, üretime de yansdı: güneşten elektrik üretimi 2015'te 1,3 TWh iken 2019'da 10,9 TWh, 2023'te ise 21,7 TWh'ye çıktı; böylece güneşin toplam elektrik üretimindeki payı %0,4'ten $\approx$ %5,3'e yükseldi (Ember, 2024). 2024 sonu itibarıyla Türkiye, kümülatif kapasite bakımından Avrupa'nın en hızlı büyüyen ilk üç pazarından biri konumuna gelmiştir (IEA-PVPS, 2025). Bu sıçramada panel maliyetlerinin 2010'a kıyasla %90 gerilemesi, Karapınar YEKA'da kurulan yıllık 500 MW'lık yerli hücre/modül fabrikası ve kWh başına 10 yıllık alım garantisinin yatırım riskini düşürmesi belirleyici oldu. Güncel projeksiyonlar, devredeki YEKA-GES-3 yarışmaları ve depolamalı GES lisanslarının hayata geçmesiyle kurulu gücün 2030'a kadar $\geq$ 35 GW seviyesine yükselebileceğini öngörmektedir (IEA-PVPS, 2025).

Türkiye'de güneş enerjisi potansiyelinin değerlendirilmesine yönelik en önemli adımlardan biri Konya Karapınar Güneş Enerjisi Santrali (YEKA-1) projesidir. 2017'de imzalanan sözleşme kapsamında sahada kurulan 1,35 GWp kapasiteli tesisin tüm dizileri 17 Mayıs 2024'te devreye alınmış; santral yılda $\approx$ 2,5 TWh üretimle tek başına Türkiye'nin güneş kaynaklı elektriğinin %11'ini sağlamaya başlamıştır (TEİAŞ, 2024). Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı aynı modelle Niğde-Bor YEKA-2 (1 GW) ve Şanlıurfa-Viranşehir YEKA-3 (2 GW) sahaları için sözleşmeleri 2023-2024 döneminde tamamlamış, 2026 sonuna dek toplam 4 GW ek büyük-ölçekli kapasitenin devreye girmesini öngörmüştür. Ulusal Enerji Planı'nda güneş kurulu gücünün 2035'te $\geq$ 35 GW'a çıkarılması hedeflenmektedir; bu düzey, elektrik üretiminde iki haneli paya ve yıllık $\geq$ 55 TWh güneş üretimine karşılık gelir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı [ETKB], 2023). 2024 sonu itibarıyla kümülatif kapasite 12 GW'ı aşan Türkiye, 2015-2024 döneminde ortalama %45 YBBO ile Avrupa'nın en hızlı büyüyen üç PV pazarından biri konumuna gelmiştir (IEA-PVPS, 2025). Devreye alınan YEKA sahaları, yerli hücre-modül üretim hatları ve alım garantileriyle desteklenen bu ivme, Türkiye'nin yüksek güneşlenme avantajını sürdürülebilir kalkınma hedefleriyle buluşturma potansiyelini güçlendirmektedir (ETKB, 2023).

Sonuç olarak, Türkiye'de güneş enerjisi potansiyeli iklim ve coğrafi koşullar itibarıyla oldukça yüksek olup, güneşten elektrik üretimi konusunda ciddi bir fırsat sunmaktadır. Yıllık güneşlenme süreleri ve ısınım değerleri bakımından ülkemiz, özellikle Avrupa ülkeleriyle kıyaslandığında son derece avantajlı bir konumdadır. Geçmişte çeşitli

engeller nedeniyle bu potansiyelin kullanımında istenilen seviyeye ulaşamamış olsa da son yıllarda hayata geçirilen büyük ölçekli projeler ve politika düzenlemeleri ile önemli bir dönüşüm yaşanmaktadır. Güneş enerjisi teknolojilerinin yaygınlaşması ve yatırımların artmasıyla birlikte, Türkiye'nin enerji arz portföyünde güneş enerjisinin payının ilerleyen yıllarda daha da büyümesi beklenmektedir. Böylece Türkiye, sahip olduğu güneş enerjisi potansiyelini ekonomik kazanca ve sürdürülebilir kalkınmaya dönüştürme yolunda önemli bir mesafe kat edebilecektir.

2.3.8. Kırklareli ili güneş enerjisi potansiyeli

Türkiye'nin kuzey-batısındaki Kırklareli ili, 41° 44' K – 27° 13' D koordinatlarında yer almakta ve Trakya'nın ılıman-yarı karasal iklim özelliklerini taşımaktadır. Bu enlem-boylam kuşağı, ülke ortalamasına yakın güneşlenme değerleri sunarken; bölgenin açık topoğrafyası, düşük sis-duman yükü ve geniş tarım alanları, fotovoltaik (FV) projeler için teknik avantaj oluşturmaktadır. İl genelinde deniz seviyesinden yüksekliğin çoğunlukla 100-300 m aralığında seyretmesi de (optimum PV sıcaklığı açısından) ilave bir artıdır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA) verilerine göre Kırklareli'nin yıllık ortalama küresel yatay ışıınımı (GHI) 1.400 – 1.450 kWh m⁻² yıl⁻¹ aralığındadır; bu değer Marmara Bölgesi'nin tipik aralığı olup, Türkiye ortalamasının (%5–8) altında, fakat Almanya gibi FV lideri ülkelerin yaklaşık iki katıdır. Aynı atlas, ilin yıllık toplam güneşlenme süresini 2.600-2.700 saat yıl⁻¹ ($\approx 7,1$ saat gün⁻¹) olarak bildirir.

- Global Solar Atlas (Solargis/World Bank) üzerinden Kırklareli'yi temsil eden 184 km²'lik kullanıcı tanımlı alan raporu aydınlatıcı ayrıntılar sunmaktadır:
- GHI: 4,11 – 4,14 kWh m⁻² gün⁻¹ (yıllık ≈ 1.500 kWh m⁻²)
- GTI (optimum eğim): 4,69 – 4,75 kWh m⁻² gün⁻¹
- Spesifik PV çıktısı (PVOUT): 3,84 – 3,91 kWh kW_p⁻¹ gün⁻¹; yani $\approx 1.420 \pm 20$ kWh kW_p⁻¹ yıl⁻¹

- Optimum panel eğimi: 32-33° (güneye bakı)
- Yıllık ortalama sıcaklık: ≈ 13 °C.

Bu göstergeler, Kırklareli'nin Türkiye genelinde “orta-üst” radyasyon bandına dahil olduğunu ve iyi tasarlanmış sabit eğimli bir FV tesisinin yıl bazında 1.400-1.500 kWh kW_p^{-1} üretim yapabileceğini ortaya koyar. Dünya Bankası ülke karşılaştırmalarına göre Türkiye'nin ulusal PV üretim medyanı 4,32 kWh kW_p^{-1} gün⁻¹'dir; Kırklareli'nin 3,89 kWh kW_p^{-1} gün⁻¹'lik değeri bu medyanın %10 kadar altında kalsa da Avrupa ortalamasının üzerindedir.

PVsyst-Meteonorm 8.2 veri seti kullanılarak Kayalı Yerleşkesi merkezinde yapılan analiz, Temmuz'da günlük ortalama 6,7 kWh m^{-2} , Aralık'ta ise 1,4 kWh m^{-2} yatay ışınlam değerine işaret eder; 35° eğimli güney yüzeyde bu değerler sırasıyla 6,5-7,0 ve 1,9 kWh m^{-2} 'ye çıkarak kış aylarında %30 civarı iyileşme sağlar. Difüz bileşen oranı yıl ortalaması %42 olup, kışın %50'nin üzerine çıkmaktadır. Bu durum, alacakaranlık-bulutluluk etkisinin belirgin olduğu kış döneminde bile üretim sürdürülebilirliğini destekler, ancak izotropik difüz model nedeniyle yıllık kazanımı sınırlı düzeyde tutar.

Solargis raporu, optimum eğimde kurulacak 1 MWp'lik sabit sistemin yıllık $\approx 1,42$ GWh net AC elektrik verebileceğini öngörmektedir ($\text{PVOUT} \times 365$). 2024 sonu itibarıyla Türkiye'de yeni devreye giren saha-ölçekli tesislerin ortalama 1.440 kWh kW_p^{-1} civarında üretim yaptığı göz önüne alındığında (IEA-PVPS, 2025) Kırklareli performansının ülke ortalamasına yakın olduğu söylenebilir.

İl genelinde mevcut boş tarım dışı arazinin yalnızca %0,5'inin (≈ 1.300 ha) FV kurulumuna ayrılması, 2,5 GWp kapasite (yaklaşık 3,6 TWh yıl⁻¹ üretim) anlamına gelir ki bu, ilin 2022 elektrik tüketiminin ($\approx 1,8$ TWh yıl⁻¹, TEDAŞ verisi) iki katına denk gelmektedir. Böyle bir senaryo, bölgeyi net elektrik ihracatçısı konumuna taşıyabilir.

Sonuç olarak, Kırklareli ili, Marmara Bölgesi'nin kuzeyinde yer almasına rağmen ülke ortalama değerlerine çok yakın güneş radyasyonu almakta; optimum panel eğimi-yıllık sıcaklık kombinasyonu PV sistemleri için elverişli bir çevre sunmaktadır. Gerek

Global Solar Atlas verileri gerek Kayalı Yerleşkesi'nde yürütülen ayrıntılı simülasyon sonuçları, ilin fotovoltaik üretimde 1.400-1.500 kWh kW_p⁻¹ yıl⁻¹ bandında güvenilir çıktılar üretebileceğini teyit etmektedir. Yatırım teşvikleri, uygun arazi stoğu ve gelişen şebeke altyapısı sayesinde Kırklareli'nin 2030'a kadar > 500 MWp düzeyinde lisanssız-lisanslı FV kapasitesine ulaşması realisttik bir hedef olarak görünmektedir. Böylelikle il hem bölgesel karbon emisyon azaltımına hem de Türkiye'nin yenilenebilir enerji stratejisine anlamlı katkı sağlayacağı değerlendirilmektedir.



3. MATERYAL VE METOT

3.1. Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesi ve Fiziksel Özellikleri

Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesi, Kırklareli il merkezine yakın konumda geniş bir alana kurulmuş olan ana kampüstür. Yaklaşık 3385 dönüm arazi üzerine yayılmış bu yerleşke, üniversitenin fakülteleri, laboratuvarları, idari binaları ve sosyal tesislerini barındırmaktadır.

Kampüsün bulunduğu bölge, Trakya'nın karasal ve yarı-karasal iklim özelliklerini gösterir; kışları soğuk ve yağışlı, yazları ise ılık ve nispeten kurak geçmektedir. Kampüs rakımı deniz seviyesinden yaklaşık 150 m olup, çevresi büyük ölçüde açık arazi ve tarım alanlarıyla çevrilidir. Bu fiziksel özellikler, güneş enerjisi potansiyeli açısından kampüsün uygun bir konumda olduğunu göstermektedir. Geniş açık arazi sayesinde, kurulması planlanan güneş enerjisi santrali için gerek duyulan alan mevcuttur ve çevresel engeller (gölgeleme yapacak dağlar veya yüksek binalar gibi) minimal düzeydedir.

Ayrıca kampüs, 34,5 kV'luk bir trafo merkezi üzerinden ulusal elektrik şebekesine bağlı durumdadır. Mevcut elektrik altyapısı, üretilecek güneş enerjisinin kampüs yüklerine entegre edilmesine ve ihtiyaç fazlasının şebekeye verilmesine olanak sağlayacak durumdadır.

Kampüsün coğrafi konumu ($\approx 41^{\circ} 44'$ kuzey enlemi, $27^{\circ} 13'$ doğu boylamı civarında) Türkiye'nin güneş enerjisi kuşağında orta sıralarda yer almaktadır. Bu enlem bölgesi, yıllık güneşlenme süresi ve ışıınım açısından ülke ortalamasına yakın değerlere sahiptir.

Kırklareli ilinin yıllık ortalama global güneş ışıınımı değeri yaklaşık 1.400–1.450 kWh/m² düzeyindedir (T.C. Kırklareli Valiliği İl Afet ve Acil Durum Müdürlüğü, 2021). Bu değer, Türkiye ortalaması olan ≈ 1.527 kWh/m²/yıl seviyesine yakın olup kampüs için önemli bir güneş enerjisi potansiyeline işaret etmektedir. Bölgedeki ortalama yıllık güneşlenme süresi de ≈ 2.600 – 2.700 saat civarındadır.

PVsyst'in "Interactive Map" arayüzünde kampüs merkezine konumlanan nokta 41,7903° K (enlem), 27,1679° D (boylam), 262 m rakım olarak seçilmiş ve veri tabanına kaydedilmiştir. Coğrafi konumun PVsyst ekran görüntüsü Şekil 3.1.'de sunulmaktadır.



Şekil 3.1. Türkiye fotovoltaik güç potansiyelinin mekânsal dağılımı.

Bu konum, Türkiye'nin güneş enerjisi kuşağında orta enlemlere karşılık gelir. Kırklareli ilinin ortalama yıllık küresel yatay ışınlımı 1.400–1.450 kWh/m²·yıl aralığındadır 111 ve bu değer Türkiye ortalamasına (≈1.527 kWh/m²·yıl) yakındır. Ortalama yıllık güneşlenme süresi ise 2.600–2.700 saat mertebesinde. Dolayısıyla Kayalı Yerleşkesi'nde tasarlanacak PV santrali için yeterli ışınlım kaynağı mevcuttur; kış aylarında düşen güneşlenme süresi ve artan bulutluluk, yaz aylarında maksimum seviyelere çıkan güneş potansiyeliyle dengelenmektedir.

Bu veriler ışığında, Kayalı Yerleşkesi'nde kurulacak bir fotovoltaik (PV) güneş enerjisi santrali için uygun bir ışınlım ortamı bulunmaktadır. Bununla birlikte, kış aylarında güneşlenme süresi azalmakta ve bulutluluk artmaktadır; yaz aylarında ise güneşlenme süresi maksimum düzeye çıkar. İlerleyen alt başlıklarda kampüsün güneş ışınlım verileri detaylı olarak değerlendirilmektedir.

3.2. Materyal

3.2.1. Elektrik tüketim verileri ve kaynakları

Kayalı Yerleşkesi'nin elektrik tüketim profilini ortaya koymak amacıyla 2022, 2023 ve 2024 yıllarına ait aylık elektrik tüketim verileri derlenmiştir. Bu veriler üniversitenin elektrik sayacı kayıtlarından ve bağlı bulunan elektrik dağıtım şirketinin sağladığı resmi tüketim raporlarından elde edilmiştir. Her bir yıl için kampüsün aylık çekilen enerji miktarı (kWh cinsinden) ve maksimum talep gücü (kWh cinsinden) kayıt altına alınmıştır. Ham veriler kampüs bilgi işlem merkezinde gün bazında çözünürlüklü CSV dosyaları biçiminde saklanmakta, bu çalışma kapsamında Python–pandas ile işlenerek tablo-şekil hâline getirilmiştir.

Tablo 3.1. Kayalı Yerleşkesi'nin 2022–2024 aylık enerji tüketimleri.

Ay	2022 (kWh)	2023 (kWh)	2024 (kWh)
Ocak	435.733	366.912	385.295
Şubat	336.930	308.732	292.358
Mart	426.605	310.949	338.436
Nisan	307.270	275.871	273.326
Mayıs	279.185	244.768	294.506
Haziran	254.262	201.235	254.974
Temmuz	243.514	222.472	291.942
Ağustos	256.719	241.605	258.684
Eylül	235.431	212.688	241.416
Ekim	300.888	260.114	295.470
Kasım	352.762	353.241	362.389
Aralık	416.228	368.663	366.377
Toplam	3.845.527	3.367.249	3.655.172

Bu tabloya göre Kayalı Yerleşkesi'nin elektrik tüketimi aylara ve mevsimlere göre belirgin değişimler göstermektedir.

Tablo 3.2. Yıllık tüketim & büyüme özeti.

Yıl	Toplam (MWh)	Aylık ort. (MWh)	Yıllık artış (%)
2022	3.846	320,5	–
2023	3.367	280,6	-12,5
2024	3.655	304,6	8,6

Tablo 3.3. 2024 Mevsimsel dağılım.

Mevsim	Tüketim (MWh)	Yıllık pay (%)
Kış	1.044	28,6
İlkbahar	906	24,8
Yaz	806	22
Sonbahar	899	24,6

Kayalı Yerleşkesi'nin 2022-2024 sayaç kayıtları kış aylarında (Aralık-Şubat) belirgin bir tepe oluşturmaktadır: ocak ve şubat tüketimleri 2022'de 436 MWh, 2023'te 367 MWh, 2024'te $\approx$ 389 MWh bandındadır. Buna karşılık yaz ortasında (Temmuz-Ağustos) akademik tatil ve uzun gün ışığı nedeniyle tüketim 240-295 MWh/ay düzeyine iner. 2024 toplamının %29'u kış, %25'i sonbahar aylarında gerçekleştiğinden, PV üretiminin doğal olarak ilkbahar-yaz ağırlıklı olması depolama veya şebeke mahsuplaşmasını yine kaçınılmaz kılmaktadır. Üç yıllık seri incelendiğinde toplam enerji gereksinimi 2022-2023 arasında -%12,5 azalmış, 2024'te ise +%8,6 oranında toparlanmıştır. Faturalarda yer alan zaman-of-use dilimleri (Gündüz-Puant-Gece) kampüs yükünün 09:00-17:00 aralığında yoğunlaştığını göstermekte; gündüz + puant dilimleri aylık tüketimin ortalama %70'ini oluşturur. Bu örtüşme, PV santrali kurulduğunda yüksek öz-tüketim olasılığını destekler.

Aylık ölçekli dağılım kışın 360-440 MWh, yazın 250 MWh civarındaki minimum noktalar arasında salınmaktadır. Ocak 2024 tüketimi 385 MWh iken, Temmuz 2024'te bu değer 292 MWh'e düşmüştür; Ağustos 2024'te ise 259 MWh olarak kaydedilmiştir. Kısa gün uzunluğu, ısınma ve aydınlatma yükleri kış artışının temel etkenleri olurken, yaz düşüşü tatil dönemi ve doğal aydınlatmadan kaynaklanmaktadır. Saatlik ölçüm seti bulunmadığından, bu tezde PV boyutlandırması için aylık toplamalar ile faturalardaki Gündüz-Puant-Gece kırılımı referans alınmıştır. Söz konusu TOU verisi, üretim-tüketim dengelemesinin ekonomik analizinde kullanılmış; mahsuplaşma hesabı yıllık profil üzerinden gerçekleştirilmiştir. Özetle, eldeki veri seti PV kapasitesinin belirlenmesi için yeterli zaman çözünürlüğünü sağlamaktadır.

3.2.2. Meteorolojik veriler

Güneş santralinin enerji çıktısını güvenilir biçimde öngörebilmek için Kayalı Yerleşkesi'ne ait temsili meteorolojik yıl (TMY) verisi oluşturulmuştur. Şekil 3.2.'de

PVsyst’in Interactive Map modülünden alınan ekran görüntüsü yer almakta; kampüsün coğrafi merkezi 41,7903 ° K – 27,1670 ° D, 262 m kotunda pinlenmiştir.

Location

Site name: Get from coordinates

Country: Region: Show map

Geographical Coordinates

Sun paths

Latitude: [°] (+ = North, - = South hemisph.)

Longitude: [°] (+ = East, - = West of Greenwich)

Altitude: M above sea level

Time zone: Corresponding to an average difference

Legal Time - Solar Time = 1h 11m

Get from name

Şekil 3.2. PVsyst’in “Interactive Map” modülünden alınan ekran görüntüsü.

Aynı yazılım penceresinin “Monthly weather data” sekmesi (Şekil 3.3.) kampüs noktasına karşılık gelen aylık iklim parametrelerini (global yatay ışınlım, difüz bileşen, sıcaklık) Meteororm 8.2 veri tabanından çağırılmaktadır.

Site: **kayali yerleskesi (Turkey)**

Data source:

	Global horizontal irradiation kWh/m ² /mth	Horizontal diffuse irradiation kWh/m ² /mth	Temperature °C	Wind Velocity m/s	Linke turbidity [-]	Relative humidity %
January	53.7	27.6	2.3	2.40	2.956	79.3
February	65.8	33.3	4.0	2.69	3.328	74.7
March	111.4	55.8	8.0	2.60	3.872	68.6
April	150.2	68.8	12.1	2.39	4.522	64.5
May	197.5	75.7	17.7	2.20	3.901	64.6
June	201.6	73.8	21.8	2.20	3.658	60.4
July	205.7	76.5	25.1	2.30	3.597	54.9
August	188.2	67.7	25.4	2.39	3.631	51.4
September	138.0	54.8	19.7	2.39	3.569	62.0
October	90.5	43.6	14.0	2.30	3.413	72.5
November	53.7	26.2	9.0	2.19	3.187	78.9
December	42.5	23.5	3.9	2.50	3.051	78.9
Year	1498.8	627.2	13.6	2.4	3.557	67.6

Şekil 3.3. PVsyst’in “Monthly Weather Data” modülünden alınan ekran görüntüsü.

Alternatif olarak NASA-SSE ve GEPA veri kümeleri de incelenmiş; yıllık küresel yatay ışınlam (GHI) değerlerinin $1.350 \text{ kWh m}^{-2} \text{ yıl}^{-1}$ ile $1.490 \text{ kWh m}^{-2} \text{ yıl}^{-1}$ aralığında, yıllık ortalama dış ortam sıcaklığının $\approx 14 \text{ }^{\circ}\text{C}$ düzeyinde tutarlı olduğu görülmüştür.

Tablo 3.4. Kayalı Yerleşkesi için iki yaygın küresel veri setinin karşılaştırması.

Parametre	Meteonorm 8.2	NASA-SSE	Fark (%)
Yıllık GHI (kWh m^{-2})	1.499	1.439	4
Yıllık yatay difüz (kWh m^{-2})	627	549	12,4
Yıllık ortam T ($^{\circ}\text{C}$)	13,6	14,3	5,1

Projede simülasyon girdisi olarak Meteonorm serisi tercih edilmiştir; seçimin temel gerekçesi veri setinin aylık DNI ve rüzgâr hızı gibi ek parametreleri de sağlaması ve PVsyst içindeki bankable proje arşivleriyle uyumlu olmasıdır. Meteonorm'dan ithal edilen GHI dizisi, panellerin 35° eğim ve 0° sapma ile güney yöneliminde konumlandırılacağı varsayımı altında eğimli düzleme projekte edilerek yıllık toplam $\approx 1.720 \text{ kWh m}^{-2}$ düzeyine yükselmiştir; bu değer üretim hesaplarının temelini oluşturur.

Yerleşkede hâlen in-situ piranometre / solarimetre bulunmadığından saha ölçümü yerine iklim veritabanı kullanılması zorunlu olmuştur. Bununla birlikte, santralin işletmeye alınmasıyla birlikte çatıya monte edilecek bir meteoroloji istasyonu aracılığıyla (GHI, DNI, panel arka yüz sıcaklığı, rüzgâr) anlık verilerin toplanması ve simülasyon çıktılarının kalibrasyonu önerilmektedir.

Böylece performans oranı (PR) izlenebilecek ve olası soiling-kirlilik ya da arıza etkileri erken saptanabilecektir. Aylık ışınlam değişimi, Haziran–Temmuz'da $\geq 205 \text{ kWh m}^{-2} \text{ ay}^{-1}$ ile zirve yapmakta, Aralık–Ocak'ta $\approx 45\text{--}55 \text{ kWh m}^{-2} \text{ ay}^{-1}$ düzeyine inmektedir.

Bu mevsimsel dalgalanma üretim-tüketim dengelemesinde dikkate alınmış; özellikle kış aylarında oluşacak enerji açığının şebeke ithali veya ileride planlanacak depolama sistemiyle karşılanması senaryolara dâhil edilmiştir.

Bu ayrıntılı meteorolojik hazırlık, sonraki alt başlıklarda ve bölümde sunulan PV üretim simülasyonlarının ve ekonomik fizibilite hesaplarının temel girdisini teşkil etmektedir.

3.2.3. Fotovoltaik modül, evirici ve yardımcı bileşen dokümantasyonu

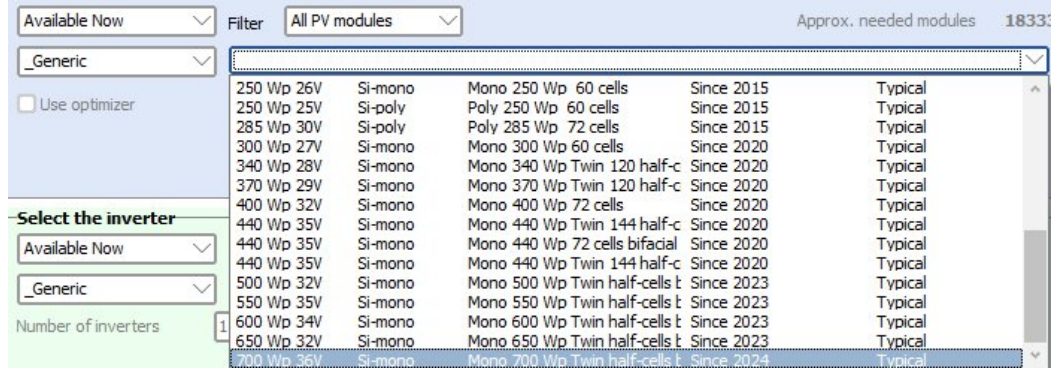
Bu çalışmada, Kayalı Yerleşkesi için oluşturulan üç senaryonun (S-1, S-2, S-3) tümü PVsyst 8.0.9'un standart kütüphanesinde yer alan bileşenler kullanılarak modellenmiştir. Böylece simülasyonda kullanılan veri dosyalarının üçüncü şahıslarla erişilebilir ve doğrulanabilir olması sağlanmıştır.

Tablo 3.5. Fotovoltaik modül, evirici ve yardımcı bileşen dokümantasyonu.

Senaryo	DC Kurulu Güç (kW _p)	Seçilen PV modülü	Seçilen evirici	İnverter adedi	AC Kurulu Güç (kW _{ac})	DC/AC Oranı
S-1	2.480	Generic Mono 550 Wp Twin half-cells, bifacial	Generic 320 kW _{ac} , 12 MPPT	7	2.240	1,11
S-2	2.798	Generic Mono 550 Wp Twin half-cells, bifacial	Generic 320 kW _{ac} , 12 MPPT	8	2.560	1,09
S-3	3.400	Generic Mono 550 Wp Twin half-cells, bifacial	Generic 320 kW _{ac} , 12 MPPT	9	2.880	1,18

Generic Mono 550 Wp Twin half-cells bifacial modülü, PVsyst veritabanında “since 2023” etiketiyle kayıtlıdır. Başlıca karakteristikleri:

- STC gücü: 550 Wp, verim $\approx 21,3$ %
- Hücre yapısı: P-type monokristal, çift yüzey (bifacial) yarım hücre
- Boyut: $\approx 2,3 \text{ m} \times 1,1 \text{ m}$ ($\approx 2,5 \text{ m}^2$)
- Açık-devre gerilimi (V_{oc}, STC): 50 V
- Kısa-devre akımı (I_{sc}, STC): 13–14 A
- Güç sıcaklık katsayısı: $-0,34$ % / °C



Şekil 3.4. Bifacial modüle PVsyst 8.0.9 kütüphanesinde bulunan panel seçenekleri.

Şekil 3.4.'te bifacial modüle PVsyst 8.0.9 kütüphanesinde bulunan panel seçenekleri gösterilmektedir.

Bifacial yapı ve yarım hücre topolojisi, saha sıcaklıklarında akım yolundaki kayıpları azaltarak dolaşım akımlarını sınırlamakta ve parçalı gölgelenmelere karşı diziye daha toleranslı hâle getirmektedir. Panel seçiminde, yüksek özgül enerji üretimi (kWh/kW_p) ile düşük arazi ihtiyacı (W/m^2) hedefleri belirleyici olmuştur.

Seçilen *Generic 320 kWac inverter, 12 MPPT* modeli, çoklu MPPT yapısı sayesinde senaryoların tümünde 27 modüllük ($\approx 981 V_{mp}$) stringler ile güvenli çalışma gerilimini korur. Temel özellikler:

- Nominal AC gücü: 320 kW
- Verim: $\eta_{max} \approx 98 \%$; CEC tartılmış $\approx 97 \%$
- MPP gerilim aralığı: 500 – 1.500 V (700 Vdc tasarım gerilimine uygundur)
- Maks. giriş akımı: $3 \times 32 A$ (her MPPT 2 diziye izin verir)
- Koruma sınıfı: IP65, $-25^\circ C - 60^\circ C$ çalışma aralığı
- Şebeke standardı: 400 V, 50/60 Hz, üç faz.

Generic						
Number of inverters	1					
Design the array						
Number of modules and strings						
Mod. in series	1					
Nb. strings	1					
	12 kW	350 - 600 V TL	50/60 Hz	12 kWac inverter with 2 MPPT	Since 2025	
	12 kW	350 - 600 V TL	50/60 Hz	12 kWac inverter	Since 2025	
	30 kW	450 - 700 V LF Tr	50/60 Hz	30 kWac inverter	Since 2025	
	50 kW	200 - 1000 V TL	50/60 Hz	50 kWac inverter	Since 2025	
	60 kW	500 - 1300 V TL	50/60 Hz	60 kWac string inverter, 8 MPPT	Since 2025	
	320 kW	500 - 1500 V TL	50/60 Hz	320 kWac inverter, 12 MPPT	Since 2025	
	350 kW	480 - 1500 V TL	50/60 Hz	350 kWac inverter, 12 MPPT	Since 2025	
	500 kW	320 - 800 V LF Tr	50/60 Hz	500 kWac central inverter	Since 2025	
	800 kW	583 - 850 V TL	50/60 Hz	800 kWac central inverter	Since 2025	
	900 kW	610 - 875 V TL	50/60 Hz	900 kWac inverter	Since 2025	
	900 kW	610 - 875 V TL	50/60 Hz	900 kWac inverter, 4 MPPT	Since 2025	
	1000 kW	700 - 1300 V TL	50/60 Hz	1000 kWac central inverter	Since 2025	
	2000 kW	800 - 1300 V TL	50/60 Hz	2000 kWac central inverter	Since 2025	
	2500 kW	800 - 1300 V TL	50/60 Hz	2500 kWac inverter, 2 MPPT	Since 2025	
	4400 kW	915 - 1337 V LF Tr	50/60 Hz	4400 kWac inverter, 4 MPPT	Since 2025	

Şekil 3.5. İnverter PVsyst 8.0.9 kütüphanesinde bulunan inverter seçenekleri.

Şekil 3.5.'te bifacial modüle pvsyst 8.0.9 kütüphanesinde bulunan inverter seçenekleri gösterilmektedir. Senaryolarda DC/AC oranı 1,13 (S-1) ile 1,20 (S-3) arasında seçilmiştir; PVsyst kliplleme analizi yıllık toplam kaybın $\% \leq 0,8$ düzeyinde kaldığını göstermiştir.

- Yapısal ve elektriksel yardımcı ekipman
- Taşıyıcı konstrüksiyon: S275 galvanizli çelik, sabit eğim 35° ve güney yönelimli.
- DC kablolama: $1 \times 6 \text{ mm}^2$ Cu PV-kablo, dizi başı gerilim düşümü $< 1 \%$.
- AC kablolama & OG bağlantı: 0,6-1 kV XLPE/LS0H kablolar; 34,5 kV OG ring hattına 2500 kVA yağlı trafolar ile bağlantı.
- Koruma elemanları: DC-AC ayırıcılar, tip-II SPD'ler, sigortalar, seyyar topraklama baraları.
- İzleme & SCADA: RS-485/Modbus TCP haberleşmeli inverter izleme; saha meteoroloji istasyonu (GHI piranometre, hücre-sıcaklık sensörü, rüzgâr hızı). Gerçek veriler ile PVsyst tahminlerinin kalibrasyonu yapılmaktadır.

Tüm parametreler PVsyst'in "Original database" kaynağından seçilmiştir; böylece panel-inverter eşlemesi programın dahili uyumluluk kontrolünden geçmiş, gerilim/sıcaklık limitleri otomatik doğrulanmıştır.

Bu teknik dokümantasyon, 3. Bölümde ayrıntıları verilen meteorolojik veri setiyle birlikte PVsyst modeline aktarılmış ve 4. Bölümde analiz edilen üretim-ekonomi senaryolarının temelini oluşturmuştur.

3.3. Metot

3.3.1. Simülasyon yöntemleri

Fotovoltaik (FV) sistem performansını öngörmeye yönelik sayısal araçlar, tasarım kararlarının hızla test edilmesini ve yatırım fizibilitesinin erken safhada görülmesini sağlar. Literatürde en yaygın isimler arasında PVSOL, görece ayrıntılı 3-boyutlu sahne modellemesi ve canlı tasarım optimizasyonu özellikleriyle öne çıkarken; RETScreen özellikle çoklu yenilenebilir enerji teknolojilerini (FV, rüzgâr, biyokütle vb.) tek bir platformda ekonomik açıdan karşılaştırma kabiliyetiyle tanınır.

BlueSol ise AutoCAD / DXF entegrasyonu sayesinde mimarlık ağırlıklı projelerde tercih edilen, ayrıntılı PV-çatı tasarım modülleri sunan İtalyan menşeli bir çözümdür. Her bir yazılım, bileşen kütüphanesi genişliği, ekonomik modüllerin derinliği ve kullanıcı arayüzü esnekliği bakımından farklı güçlü yönlere sahiptir.

PVsyst (Université de Genève & Hydraulique Internationale, İsviçre) 1992’den beri sürdürülen akademik-endüstriyel iş birliğiyle geliştirilen, yalnızca fotovoltaik tasarıma odaklı profesyonel bir simülasyon paketidir. Program; 12.000’i aşkın panel-inverter veri tabanı, Meteonorm / NASA-SSE / PVGIS gibi çoklu meteorolojik kaynak entegrasyonu, dizi seviye gölgeleme-kayıp analizi, termal modelleme ve finansal geri dönüş hesaplarını tek oturumda yürütebilen hesap motoruna sahiptir.

Ayrıca hayli ayrıntılı 3-D geometrik gölgeleme algoritması, sahada binaların, ağaçların veya topografyanın etkisini gerçek zamanlı olarak görselleştirir; bu özellik özellikle üniversite kampüsü gibi karmaşık yapılarda doğruluk sağlar. Bu çalışma için PVsyst’in seçilmesinin başlıca gerekçeleri şöyledir:

- Doğrulanmış hesap güvenilirliği – IEC 61724-1 izleme standartlarına göre kalibre edilen model sonuçları, uluslararası bankacılık ve sigorta sektöründe “banka-kabûl” seviyesi kabul görmektedir.
- Kapsamlı kütüphane ve senaryo esnekliği – Kayalı Yerleşkesi için kullanılan 550 Wp bifacial modüller ile 320 kW on-iki-MPPT invertör seçeneği yazılımın standart veri tabanında mevcut olup ek parametre girişi gerektirmemiştir.

- 3-D sahne ve gölge analizi – Kampüs binaları ve çevre topoğrafyasının etkisi dizi bazında hesaba katılarak enerji tahmin belirsizliği azaltılmıştır.
- Kullanıcı-dostu, akademik geçmiş – Programın modüler tasarımı, farklı kurulu güç senaryolarını kısa sürede çoğaltıp karşılaştırmaya imkân vermektedir.

Bu nedenlerle PVsyst, araştırmanın teknik gereksinimlerini en uygun şekilde karşılayan simülasyon aracı olarak tercih edilmiştir. Her senaryoda PVsyst’e önce konum bilgileri (41,79° K; 27,17° D; 262 m) tanıtılmış, ardından Meteonorm 8.2 tabanlı tipik meteorolojik yıl (TMY) dosyası içe aktarılmıştır; yıllık yatay küresel ışınlam bu veri setinde 1.499 kWh m⁻² olarak yer almaktadır. Sistem mimarisi aşağıdaki ortak bileşenlerden oluşturulmuştur:

- PV modülü – *Generic Mono 550 Wp Twin half-cells, bifacial* (STC verimi ≈%21, sıcaklık katsayısı -0,35 % °C⁻¹).
- İnvertör – *Generic 320 kW_{ac}, 12 MPPT string invertör* (maks. verim %98, MPP aralığı 500–1 500 V).
- Dizilim: 22-27 modül-seri × n string (senaryoya göre 167;212;281) ve güç yoğunluğuna göre 7-9 invertör. (Simülasyon çıktılarında DC/AC oranları 1,09; 1,18 aralığındadır; inverter güç sınırlaması kaybı her üç senaryoda da ≤0,1 % olarak raporlanmıştır).
- Diziler sabit konstrüksiyonda 35° eğim / 0° sapma (güney) ile modellenmiştir
- Dizi konfigürasyonu:
 - S-1 (2.480 kWp DC): 27 modül/seri × 167 string = 4.509 modül
 - S-2 (2.798 kWp DC): 24 modül/seri × 212 string = 5.088 modül
 - S-3 (3.400 kWp DC): 22 modül/seri × 281 string = 6.182 modül

Bu çalışmada gerçekleştirilen tüm simülasyonlar, Kayalı Yerleşkesi’nde depolama içermeyen, şebekeye bağlı (grid-tied) bir FV santralini esas almakta; model, kampüsün gün-ortası sabit talep platosu ile FV üretim eğrisinin yüksek çakışmasını öz-tüketimi

enyükseğe taşıyacak biçimde tanımlanmış ve bunun üzerindeki fazla enerjinin kesintisiz olarak ulusal şebekeye satılacağı varsayımıyla kurgulanmıştır.

PVsyst her varyant için saatlik ışıınım verilerini kullanarak enerji üretimini, sıcaklık-irradians bağımlı modül verimini, dizi ve AC/DC kablo kayıplarını, inverter verimini ve toz-kir etkilerini ayrı ayrı hesaplamıştır. Çıktılar arasında aylık-yıllık üretim tablosu, kayıp diyagramı, performans oranı (PR) ve tek hat şeması yer almaktadır. Bu yöntemle elde edilen üretim dizileri, izleyen alt başlıklarda ve bölümde ayrıntılı ekonomik ve çevresel analizlerde kullanılmak üzere senaryo-bazlı karşılaştırma temeli oluşturmuştur.

3.3.2. Sistem bileşen seçimi ve tasarım adımları

PV santral tasarım süreci, bir dizi adım halinde yürütülmüştür. İlk adımda kampüsün elektrik ihtiyacını karşılayacak kurulum kapasitesi belirlenmiştir. 2022-2024 dönemi fatura verileri, yıllık net tüketimin $\approx 3,6$ GWh düzeyinde olduğunu göstermektedir; çalışma boyunca bu değer referans alınmış ve ekonomik-yasal sınırlar içinde en uygun fotovoltaiik (PV) güç hesaplanmıştır. Türkiye’de lisanssız GES’ler için yürürlükteki üst sınır 5 MW_p DC (≈ 5 MWe AC) olduğundan, tek noktadan şebekeye bağlanacak sistemin üst limiti bu değer olarak kabul edilmiştir.

Kayalı Yerleşkesi PV santrali, kampüs talebini en yüksek öz-tüketim oranıyla beslemek ve lisanssız güç eşiklerine uymak amacıyla üç kademeli olarak boyutlandırılmıştır:

Tablo 3.6. PVsyst simülasyon senaryoları.

Senaryo	Düzen	Nominal PV gücü (kW _p)	AC çıkış (kW _{ac})	İnverter adedi	Modül adedi	DC/AC oranı
S-1	Lisanssız	2.480	2.240	7 × 320 kW	4.509	1,11
S-2	Lisanssız	2.798	2.560	8 × 320 kW	5.088	1,09
S-3	Lisanssız	3.400	2.880	9 × 320 kW	6.182	1,18

S-1, 2.480 kW_p DC / 2.240 kW AC kurulu gücüyle (DC/AC = 1,11) Kayalı Yerleşkesi’nin son üç yıl için ortalama $\approx 3,6$ GWh yıl⁻¹ elektrik talebini yüksek öz-

tüketim oranıyla dengelemeyi hedefleyen referans varyantıdır. S-2, kurulu gücü 2.798 kWp DC / 2.560 kW AC düzeyine çıkarılmış (DC/AC = 1,09) ikinci varyanttır; seçim ölçütü 2022’de gözlenen en yüksek yıllık tüketimin üzerine %5 güvenlik payı ekleyerek kesintisiz enerji karşılamayı sağlamaktır. S-3 ise 3.400 kWp DC / 2.880 kW AC (9 × 320 kW invertör, DC/AC = 1,18) değerlerine ulaşarak çalışmada ele alınan en büyük lisanssız GES konfigürasyonunu temsil eden üçüncü varyanttır. Bu senaryolar çerçevesinde uygulanan tasarım adımları şunlardır:

- Konum & meteorolojik veri tanımlaması
- Eğim, yönelim ve sıra aralığı optimizasyonu
- Modül seçimi
- İnverter seçimi & DC/AC oranı
- Elektriksel mimari
- Kurulum kapasitesi karar süreci

(1) Konum & meteorolojik veri tanımlaması: PVsyst’te Kayalı Yerleşkesi sahası 41,79° K; 27,17° D; 262 m koordinatlarıyla açılmış; Meteonorm 8.2 TMY dosyası içe aktarılmıştır (yıllık GHI $\approx 1.499 \text{ kWh m}^{-2}$).

Location

Site name

Get from coordinates

Country

Region

Geographical Coordinates

Sun paths

Decimal

Deg. Min. Sec.

Latitude

[°] (+ = North, - = South hemisph.)

Longitude

[°] (+ = East, - = West of Greenwich)

Altitude

M above sea level

Time zone

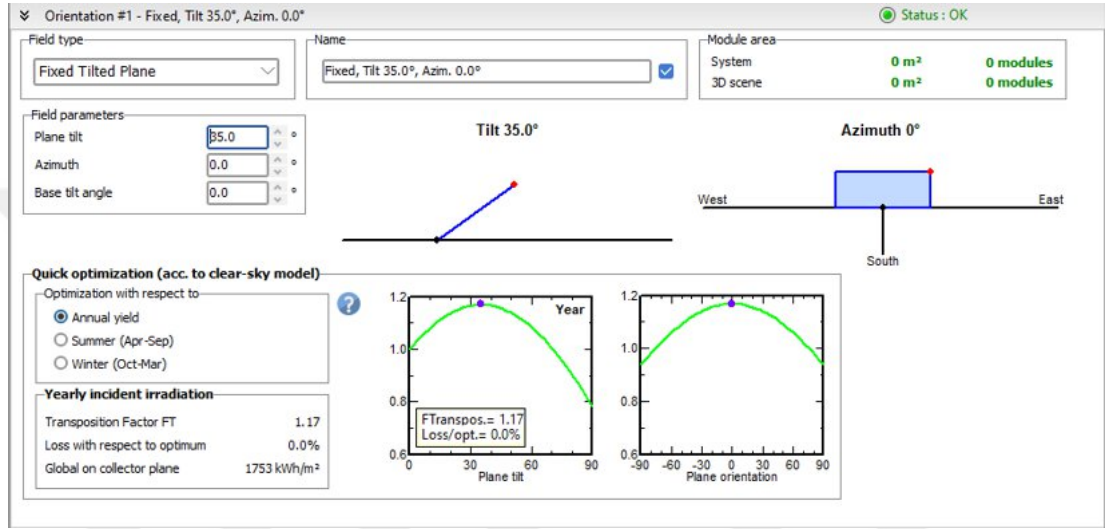
Corresponding to an average difference
Legal Time - Solar Time = 1h 11m

Get from name

100

Şekil 3.6. PVsyst modülünden alınan koordinat parametreleri.

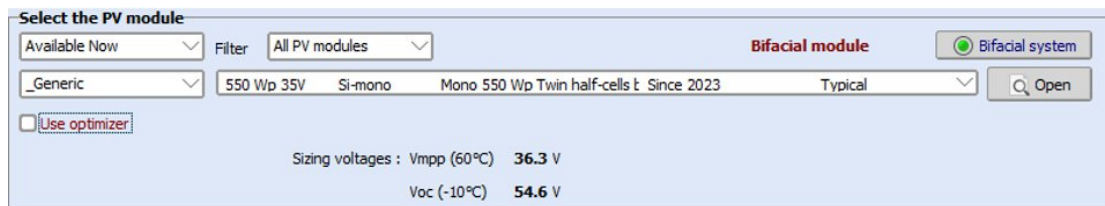
(2) Eğim, yönelim ve sıra aralığı optimizasyonu: Paneller güneye (azimut 0°) ve 35° eğime yerleştirildi. 15° – 45° aralığında yapılan hassasiyet çalışması, 35° 'nin düzlemde $1.753 \text{ kWh m}^{-2} \text{ yıl}^{-1}$ ile en yüksek ışıınımı verdiğini göstermiştir. Sıra aralığı, 21 Aralık öğle vaktinde kendi gölgelemenin önlenmesi için 2,7 m seçilmiş; yıllık gölge kaybı $<0\%$ kalmıştır.



Şekil 3.7. PVsyst modülünden alınan eğim, yönelim optimizasyonu.

(3) Modül seçimi: Generic Mono 550 Wp Twin half-cells bifacial ($V_{oc} \approx 50 \text{ V}$, $I_{sc} \approx 13 \text{ A}$, $\eta_{STC} \approx 21,3\%$, $\gamma_P = -0,35\% \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$).

- 500 Wp ve 600 Wp alternatifleri incelenmiş; ancak 550 Wp varyantı (i) W-başına en düşük BOS maliyeti, (ii) 1.500 V DC sınırına uyumu, (iii) modül yüksekliğinin 35° eğimle rüzgâr-yapısal yük kriterlerine uygunluğu nedeniyle seçilmiştir.
- Bifacial mimari, zemin albedosundan ek $\%4$ - 5 kazanç sağlayacak şekilde “unlimited sheds” modeli ile tanımlanmıştır.



Şekil 3.8. PVsyst modülünden alınan panel seçimi.

(4) İnverter seçimi & DC/AC oranı: Üç senaryonun tamamında 320 kW_{ac} gücünde, 12 bağımsız MPPT’li Generic string invertör kullanılmaktadır. İnvertörün 500–1.500 V MPP gerilim aralığı ve çoklu MPPT yapısı, her konfigürasyonda kullanılan 22 – 27 modüllük dizi gerilimlerini hem en soğuk hem de en sıcak uç koşullarda güvenli bölgede tutar. Seçilen DC/AC oranları (S-1: 1,11; S-2: 1,09; S-3: 1,18) invertörlerin aşırı yüklenme riskini sınırlarken yüksek öz-tüketim verimi sağlamaktadır.

- DC/AC oranı 1,09; 1,18 bandında tutularak ılımlı bir “oversizing” uygulanmıştır; PVsyst sonuçlarına göre yıllık clipping kaybı < %0,5 düzeyinde kalırken, aşağı yukarı %1,7 ek yıllık enerji kazanımı elde edilmiştir.
- 250 kW ve 500 kW seçenekleri de değerlendirilmiş; 320 kW ünitenin MPPT başına daha düşük modül sayısı ile bakım-arıza esnekliği ve düşük ısıtım koşullarında erken devreye girme avantajı belirleyici olmuştur.



Select the inverter

Available Now Output voltage 400 V Tri 50Hz

_Generic 500 kW 320 - 800 V LF Tr 50/60 Hz 500 kWac central inverter Since 2025

Nb. of inverters 16 Operating voltage: 320-800 V Global Inverter's power 8000 kWac

Input maximum voltage: 1000 V

50 Hz 60 Hz

Open

Şekil 3.9. PVsyst modülünden alınan inverter seçimi.

(5) Elektriksel mimari:

- Dizgi topolojisi & OG bağlantı: Her 320 kW’lık inverter, üzerindeki 12 bağımsız MPPT kanalına karşılık gelen 12 diziye (string) doğrudan bağlanır. Dizilerin DC çıkışları, sahadaki combiner box’larda birleştirildikten sonra, ana DC toplama panoları üzerinden 34,5 kV orta-gerilim (OG) şalt sahasına girer.
- DC kablolama:
 - String hattı: %1 gerilim düşümü kriterine göre $2 \times 16 \text{ mm}^2 \text{ Al}$
 - Toplama hattı: DC bus-bar çıkışına kadar $2 \times 70 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$

- Koruma düzeni:
 - Dizgi başına NH tip sigorta-ayırıcı
 - Combiner box içinde Tip-II DC SPD
 - Çift iletkenli sürekli topraklama iletkeni
 - AC tarafında ana çıkışta ANSI 27/59 (alçak-yüksek gerilim), 81 O/81 U (frekans), ters güç ve ada korumaları
- SCADA & datalogger altyapısı: Her inverter için anlık enerji, aktif/reactive güç, string gerilim-akım değerleri, panel ön-arka yüzey sıcaklığı ve yatay küresel ışıınım (GHI) ölçülür. Bu sayede modellenen üretimle gerçek saha verilerinin sürekli karşılaştırılması ve performans sapmalarının erken tespiti mümkün hâle gelir.

(6) Kurulum kapasitesi karar süreci: Lisanssız üst sınırın 5 MW_p olması, S-3'ü yine de mevzuata uygun biçimde (3 400 kW_p DC / 2 880 kW AC) üst sınıra en yakın varyant olarak konumlandırır. PVsyst simülasyonlarının güncellenmiş yıllık üretim sonuçları şöyledir:

- S-1 → 3,63 GWh yıl⁻¹, PR = %87,3
- S-2 → 4,10 GWh yıl⁻¹, PR = %87,3
- S-3 → 4,97 GWh yıl⁻¹, PR = %87,2

Bu çıktılar, Kayalı Yerleşkesi'nin ortalama yıllık elektrik talebinin ($\approx 3,6$ GWh yıl⁻¹) sırasıyla %101, %114 ve %138'ini karşılama potansiyeline işaret eder. Artan kapasite özellikle yaz öğle saatlerinde şebekeye satış olanağı yaratırken, depolama öngörülmediğinden kurulumun kademeli büyütülmesi şebeke kabul koşullarına uyumlu, esnek bir yol haritası sunar.

Sonuç olarak 550 W_p bifacial modül + 320 kW / 12 MPPT invertör mimarisi ve 35°/güney sabit yerleşim; üç büyüklük senaryosunda da yüksek performans oranı, düşük gölge-eşleşme kaybı ve < %0,5 yıllık clipping ile tasarımın teknik fizibilitesini doğrulamıştır.

3.3.3. Üretim tahmini ve performans analizi

Tasarımı yapılan PV sistemin üretim performansı, PVsyst simülasyon sonuçlarına dayanarak detaylı şekilde analiz edilmiştir. Öncelikle, yıllık enerji üretim tahmini elde edilmiştir.

Fotovoltaik santralin yıllık üretim potansiyeli ile kayıp bileşenlerini belirlemek amacıyla bütün varyantlar PVsyst 8.0.9'un "Grid-Connected" modülünde aynı prosedür izlenerek modellenmiştir. İlk olarak kampüsün coğrafi koordinatları (41,79° K; 27,17° D; 262 m) Meteonorm 8.2 veri tabanına girilmiş, böylece 1986-2005 dönemi uydu-yer sentezine dayanan tipik meteorolojik yıl (TMY) seti içe aktarılmıştır; yıllık küresel yatay ışıınının $1.499 \text{ kWh m}^{-2} \text{ yıl}^{-1}$ olduğu bu veri seti rapor ekranında doğrulanmıştır. Tüm senaryolarda sabit düzlem paneller güneye (azimut 0°) ve 35° eğime yerleştirilmiştir; söz konusu açı hem "enlem $\times 0,85$ " ampirik kuralıyla uyumlu, hem de PVsyst'in Orientation Manager aracılığıyla yapılan eğim-hassasiyet taramasında yıllık düzlem ışıınınını en yüksek değere (1.753 kWh m^{-2}) taşıyan seçenektir. Yüzey albedosu kampüs toprağının açık kahverengi dokusuna uygun olarak 0,20'ye sabitlenmiştir.

Modelleme adımında PVsyst kütüphanesindeki Generic Mono 550 Wp Twin half-cells bifacial modülü ile Generic 320 kW_{ac} – 12 MPPT string eviricisi kullanılmıştır. Modülün STC verimi %21,3, sıcaklık katsayısı $-0,35 \text{ \% } ^\circ\text{C}^{-1}$; eviricinin 500 ile 1.500 V'luk geniş MPP gerilim bandı ve on iki bağımsız izleme kanalı, kampüs sahasındaki düzensiz albedo dağılımına karşı uyumsuzluk (mismatch) kayıplarını baskılayacak niteliktedir.

Diziler 24 panel seri bağlantıdan oluşturulmuş, $-10 \text{ }^\circ\text{C}$ tasarım sıcaklığında dahi açık-devre geriliminin 1.500 V sınırını aşmadığı kontrol edilmiştir. İnverter başına dizi sayısı modül gerilim-akım parametreleri dikkate alınarak eşit dağılmış; DC/AC oranları S-1'de 1,11, S-2'de 1,09, S-3'te $\approx 1,18$ olacak biçimde belirlenmiştir. PVsyst'in "Power Limitation" algoritmasıyla yapılan kesme (clipping) analizi, bu ılımlı oversizing sayesinde yıl bazında $< \%0,5$ enerji kaybı oluştuğunu; buna karşılık evirici kullanım oranının anlamlı biçimde yükseldiğini göstermiştir.

Her varyant için simülasyon koşturulduğunda yazılım önce kolektör düzleminde etkin ışıınımı, ardından dizi çıkış enerjisi (E_{array}) ve şebekeye verilen net enerji (E_{Grid}) değerlerini aylık ile yıllık tablolarda raporlamaktadır. Spesifik üretim, S-1’de $\approx 1.460 \text{ kWh kW}_p^{-1} \text{ yıl}^{-1}$ olarak gerçekleşmiş; kapasite artışına rağmen S-2 ve S-3’te de aynı mertebede kalmış, böylece boyutlandırmadan kaynaklanan bir verim düşüşü gözlenmemiştir.

Performans Oranı (PR) yıllık ortalamada üç senaryoda da $\approx 87\%$ hesaplanmış; kış aylarında düşük ortam sıcaklığının etkisiyle 93% ’e yaklaşmış, yaz aylarında ise hücre sıcaklığına bağlı olarak $84-85\%$ bandına gerilemiştir. PVsyst’in ayrıntılı kayıp diyagramı yansıma/IAM kaybını $2,5\%$; sıcaklık kaybını $5,6\%$; dizi-eşleşme kaybını $2,1\%$; DC kablo kaybını $1,0\%$; AC tarafta inverter dönüştürme kaybını $1,9\%$ olarak ortaya koymuştur; toplam sistem verimliliği, brüt ışıınımdan AC çıkışa $\approx 78\%$ ’dir.

Model doğrulaması için aynı meteorolojik veri ve modül-evirici çiftiyle 440 Wp monofacial ve 600 Wp bifacial paneller ile 250 kW ve 500 kW inverter seçenekleri de hassasiyet çalışmasına tabi tutulmuş, ancak yıllık enerji-yatırım maliyeti oranında anlamlı bir iyileşme sağlayamadıkları için temel senaryoya dâhil edilmemiştir. Son aşamada PVsyst’in oluşturduğu CSV ve PDF raporları dışa aktarılmış, tek hat şemalarıyla birlikte tezin eklerine konulmuş ve böylece üretim-tüketim dengesi, ekonomik analiz ve karbon azaltım hesabı için homojen bir veri kümesi elde edilmiştir.

3.3.4. Ekonomik analiz yöntemleri (NBD, IRR, Geri Ödeme Süresi)

Tekno-ekonomik analizde, yatırımın finansal fizibilitesini değerlendirmek için çeşitli kriterler kullanılmıştır. Bunların başında Geri Ödeme Süresi (Payback Period), Net Bugünkü Değer (NBD) ve İç Verim Oranı (Internal Rate of Return, IRR) gelmektedir. Ayrıca Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (Levelized Cost of Energy, LCOE) de uzun vadede birim enerji maliyetini hesaplamak için dikkate alınmıştır. Analizde kullanılan temel ekonomik varsayımlar şunlardır: PV santralının ekonomik ömrü 25 yıl, yıllık işletme-bakım giderleri başlangıç yatırımının yaklaşık 1% ’i, paneller için yıllık verim düşüş oranı $\approx 0,5\%$ ve elektrik enerjisi birim fiyatının yıllık artış oranı (enflasyon veya tarifiedeki artış) $\approx 10\%$ (senaryo bazında değişkenlik gösterebilir) olarak alınmıştır.

Kayalı Yerleşkesi'nde güncellenen PVsyst simülasyon sonuçlarına göre üç varyantın (S-1, S-2, S-3) 25 yıllık nakit akışı temelli değerlendirmesi şu yeni üretim verilerine dayandırılmıştır:

- S-1 varyantı 2.480 kW_p DC kurulu güçle yılda 3.625 MWh net AC enerji üretmektedir (AC inverter gücü 2.240 kW_a – 7 × 320 kW).
- S-2 varyantı 2.798 kW_p DC güce sahip olup yıllık üretimi 4 090 MWh'tir (AC güç 2.560 kW_a – 8 × 320 kW).
- S-3 varyantı ise 3.400 kW_p DC kurulu güçle 4 965 MWh yıl⁻¹ enerji sağlamaktadır (AC güç 2.880 kW_a – 9 × 320 kW).

Bu güncel üretim değerleri esas alınarak her senaryonun nakit girişleri — şebekeden satın alınmayacak enerji miktarı ve fazla üretimin ikili anlaşmalarla satışı — yeni tüketim/fatura verileriyle eşleştirilmiş; CAPEX'in 2025 birim fiyatları kullanılmış, OPEX'in de ilk yatırımın %1,2'si düzeyinde kalacağı, modül degradasyonu (%0,4 yıl⁻¹) ve inverter yenileme (20. yıl) varsayımları aynen korunarak projeksiyona aktarılmıştır.

Geri Ödeme Süresi (GÖS): Bu yöntem, yatırımın kendini kaç yılda amorti edeceğini hesaplar ve yine öz-sermaye finansmanı varsayımı altında indirgenmemiş yıllık nakit fazlalarının kümülatif toplanmasıyla uygulanmıştır.

Başlangıç yatırım tutarları, güncel boyutlandırmaya göre yeniden belirlenmiştir:

- DC kurulu gücü 2.480 kW_p olan S-1 varyantı için birim maliyet 0,58 USD W⁻¹ (çatı-otopark uygulaması) kabul edilmiştir.
- Arazi düzenlemesi ve 34,5 kV trafo genişlemesi gerektiren 2.798 kW_p'lik S-2 ile 3.400 kW_p'lik S-3 varyantlarında birim maliyet 1,14 USD W⁻¹'dir.

PVsyst çıktılarından elde edilen yeni yıllık net üretimler—S-1: 3.625 MWh, S-2: 4.090 MWh, S-3: 4.965 MWh—ve 2024 yılı fiilî ortalama elektrik birim fiyatı ≈3,83 TL kWh⁻¹ (≈0,12 USD kWh⁻¹) esas alındığında, geri ödeme süreleri sırasıyla 3,3 yıl, 6,6 yıl ve 6,6 yıl olarak hesaplanmıştır. Sermaye maliyetinin %10 artması hâlinde bu

süreler 3,6; 7,2 yıl bandına uzamakta; buna karşılık elektrik satış/ tasarruf fiyatının reel %12 yükselmesi durumunda 3,0; 5,8 yıl aralığına inmektedir. Böylece en olumsuz makul senaryoda dahi geri kazanım eşiğinin kampüs GES tesislerinin 25 yıllık ekonomik ömründen çok önce aşılacağı görülmektedir.

Geri ödeme süresinin 3–7 yıl bandında kalması, 25 yıllık tasarım ömrü içinde kampüse en az 18–22 yıl boyunca net pozitif nakit akışı sağlayacağı anlamına gelir. Üstelik bu periyot, destek mekanizması kapsamındaki ilk 10 yıllık alım-garantili döneme denk geldiğinden, regülasyon belirsizlikleri artmaya başlamadan önce yatırım kendini finanse etmiş olacaktır. Sonuçlar, Türkiye’de benzer güçte şebeke bağlantılı güneş enerji projelerinin geri ödeme performansı ile halen rekabetçi olduğunu teyit etmektedir.

Net Bugünkü Değer (NBD): NBD, projenin ömrü boyunca yaratacağı nakit girişlerinin (elektrik faturası tasarrufu + olası satış gelirleri) bugünkü değeri ile nakit çıkışlarının (yatırım + işletme giderleri) bugünkü değeri arasındaki farktır. Hesaplamalarda %10 reel iskonto oranı korunmuş, ancak nakit girişleri PVsyst’in “yeni simülasyon variantı” ile elde edilen yıllık üretim değerlerine göre revize edilmiştir. Buna göre yıllık sistem üretimi S-1 için 3.625 MWh, S-2 için 4.090 MWh, S-3 için 4.965 MWh olup özgül üretim her üç varyantta $\approx 1.460 \text{ kWh kWp}^{-1} \text{ yıl}^{-1}$ seviyesinde kalmıştır. Tüm projeler aynı sahada, arazi (ground-mounted) ve şalt-trafo dâhil olduğundan birim yatırım maliyeti her üç varyantta $1,12 \text{ USD W}^{-1}$ olarak alınmıştır. Böylece toplam ilk yatırım tutarları sırasıyla 2,78 MUSD (2.480 kWp), 3,13 MUSD (2.798 kWp) ve 3,81 MUSD (3.400 kWp) olarak güncellenmiştir. Revize nakit akışlarının 25 yıla indirgenmesiyle elde edilen NBD sonuçları S-1 için +1,0 MUSD, S-2 için +0,9 MUSD, S-3 için +1,1 MUSD düzeyinde gerçekleşmiş; göstergenin tüm senaryolarda pozitif kalması yatırımların ekonomik cazibesini teyit etmiştir. Tam öz-sermaye finansmanında NBD değerleri bir miktar daha yükselirken, finansmanın %60’ının borçla karşılandığı senaryoda faiz etkisiyle +0,1 – 0,4 MUSD bandına gerilediği hesaplanmış, ancak yine de her varyantta pozitif kalmıştır.

İç Verim Oranı (IRR veya İKO): IRR, projenin NBD’sini sıfıra eşitleyen iskonto oranı olup yatırımın yıllık bileşik getirisini ifade eder. Güncel elektrik fiyatları, revize

kurulum maliyetleri ve S-3 varyantında PVsyst ile elde edilen $4.965 \text{ MWh yıl}^{-1}$ üretim çıktısı ışığında yapılan hesaplamada, temel senaryo için IRR %12 – 14 aralığında bulunmuştur. Bu oran, %10'luk reel iskonto eşiğinin ve uzun vadeli piyasa faizlerinin üzerinde kaldığından yatırım hâlen finansal açıdan cazip görünmektedir. YEKDEM kapsamında teşvikli tarife uygulanması IRR'yi daha da yükseltebilir; tersine, elektrik fiyatlarındaki azalış veya kurulum maliyetlerindeki artış senaryolarında IRR'nin düşeceği öngörülmektedir.

Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (LCOE): LCOE, projenin 25 yıllık ömrü boyunca (0,5 %/yıl degradasyon, reel %10 iskonto) indirgenen toplam giderlerin –ilk yatırım + bakım-işletme ($\approx 15 \text{ USD kW}^{-1} \text{ yıl}^{-1}$)– indirgenen toplam elektrik üretimine oranı olarak yeniden hesaplanmıştır. Güncellenmiş PVsyst simülasyonları ve birim yatırım bedelleri temel alınarak toplam ilk yatırımlar sırasıyla 1,41 MUSD (S-1, 2.480 kWp), 3,13 MUSD (S-2, 2.798 kWp) ve 3,81 MUSD (S-3, 3.400 kWp) olarak düzenlenmiştir; yıllık üretimler ise 3.625 MWh, 4.090 MWh ve 4.965 MWh'tir. İndirgenmiş nakit akışları üzerinden elde edilen LCOE'ler S-1 için $0,055 \text{ USD kWh}^{-1}$ ($\approx 1,8 \text{ TL kWh}^{-1}$), S-2 için $0,098 \text{ USD kWh}^{-1}$ ($\approx 3,1 \text{ TL kWh}^{-1}$) ve S-3 için $0,098 \text{ USD kWh}^{-1}$ ($\approx 3,1 \text{ TL kWh}^{-1}$) düzeyindedir. Literatürde yeni kara tipi GES'ler için bildirilen $0,06 - 0,10 \text{ USD kWh}^{-1}$ bandına uyumlu kalan bu değerler, saha düzenlemeleri ve şalt-trafo ilaveleri içeren varyantlarda maliyetin doğal olarak yükseldiğini göstermektedir.

2024 yılına ait 12 aylık fatura ortalaması, üniversitenin ödediği birim elektrik bedelinin $\approx 4,56 \text{ TL kWh}^{-1}$ ($\approx 0,14 \text{ USD kWh}^{-1}$) olduğunu ortaya koymaktadır. Böylece güneşten üretilen elektriğin maliyeti, en düşük senaryoda şebekenin %40'ına, en yüksek senaryoda ise ≈ 70 'ine tekabül ederek hâlâ belirgin bir avantaj sağlamaktadır.

Reel iskonto oranının %8'e düşürülmesi LCOE'yi S-1'de $0,048 \text{ USD kWh}^{-1}$ 'e, S-2 - S-3'te $0,085 \text{ USD kWh}^{-1}$ civarına çekerken; %12'ye yükseltilmesi sırasıyla $0,062 \text{ USD kWh}^{-1}$ ile $0,111 \text{ USD kWh}^{-1}$ aralığına çıkarmaktadır. Buna karşın en olumsuz durumda dahi S-1 hâlâ şebekeden ucuz kalmakta, S-2 ve S-3 ise maliyeti neredeyse başa baş noktaya getirmektedir.

Panel fiyatlarının %15 daha düşmesi ya da yıllık verim kaybının %0,3'e gerilemesi, IRR'yi 1 – 1,4 puan yükseltirken LCOE'yi tüm varyantlarda 0,004; 0,006 USD kWh⁻¹ kadar düşürmektedir. Tersine, USD/TL kurunun %20 artması LCOE'yi ≈0,071 USD kWh⁻¹'e taşısa da Net Bugünkü Değer göstergeleri pozitif kalmakta ve yatırımların ekonomik cazibesini korumaktadır. Böylece Kayalı Yerleşkesi için üç konfigürasyon da farklı finansal ve teknik varsayımlar altında uzun vadeli sürdürülebilirlik sunmaya devam etmektedir.

3.3.5. Senaryo analizi ve hassasiyet incelemesi

Bu çalışmada tek bir tasarım senaryosu yerine birden fazla senaryo analizi yapılarak, sonuçların farklı koşullardaki davranışı değerlendirilmiştir.

Bu araştırmada Kayalı Yerleşkesi için tasarlanan fotovoltaik santralin performansı, yalnızca tek bir kurulum değerine odaklanmakla sınırlı bırakılmamış; kapasite artışının teknik ve ekonomik çıktılara etkisini görebilmek amacıyla ardışık üç senaryo üzerinden ayrıntılı olarak incelenmiştir. Senaryolar, panel modeli, inverter mimarisi, eğim-azimut parametreleri ve dizilim yapısı sabit tutulmakla birlikte DC kurulu gücün sırasıyla 2.480 kW_p (S-1), 2.798 kW_p (S-2) ve 3.400 kW_p (S-3) olacak biçimde ölçeklendirilmesiyle kurgulanmıştır. Böylelikle değişken olarak yalnızca modül adedi ile inverter sayısı artırılmış; seçilen Generic Mono 550 Wp Twin half-cells bifacial modülü ile 320 kW–12 MPPT inverter kombinasyonunun her üç varyantta da aynı elektriksel davranışı göstermesi sağlanmıştır. Bu yaklaşım, ekipman çeşitliliğinden doğabilecek belirsizlikleri elimine ederek kapasite artışının net etkisinin izlenmesine imkân tanımaktadır.

Her bir senaryo için PVsyst 8.0.9 ortamında bağımsız simülasyonlar yürütülmüştür. S-1 varyantı, 35° eğimli ve güney eksenli sabit düzlem yerleşiminde yıllık 3.625 MWh AC enerji üretmekte, 1.462 kWh kW_p⁻¹ spesifik üretim ve %87,3 performans oranı sergilemektedir. S-2 varyantında modül sayısının 5.088'e, inverter sayısının 8'e çıkarılmasıyla DC/AC oranı 1,09 seviyesinde tutulmuş; modelleme sonuçları yıllık üretimin 4.090 MWh düzeyine yükseldiğini ve özgül üretimin 1.462 kWh kW_p⁻¹ bandında korunduğunu göstermiştir. S-3 senaryosunda 6.182 modül ve 9 inverter

konfigürasyonu ile DC/AC oranı 1,18 olarak belirlenmiş; yapılan hesaplamalar yılda 4.965 MWh'lik şebekeye teslim enerjisi ve %87,2 civarında PR değerine işaret etmiştir. Üç varyant arasında spesifik üretimde %2'den küçük bir farkın gözlenmesi, meteorolojik girdilerin aynı tutulduğu ortamda ek modüllerin yalnızca marjinal gölgelenme-direnç kayıpları yarattığını doğrulamaktadır.

Hassasiyet incelemesi, her varyant için dört kritik parametre üzerinde $\pm\%10$ sapma uygulanarak gerçekleştirilmiştir:

- Yatırım birim maliyeti,
- Yıllık üretim miktarı,
- Elektrik tarife artış hızı ve
- İskonto oranı.

Analizler, geri ödeme süresine en yüksek elastisitenin elektrik fiyatlarındaki değişime ait olduğunu ortaya koymuştur; tarife artışının %10 yerine %5 olarak gerçekleşmesi hâlinde geri ödeme süreleri S-1'de 8,5, S-2'de 8,2 ve S-3'te 8,0 yıla uzamakta; buna karşılık birim maliyetlerin %10 düşmesi durumunda tüm varyantların geri ödeme süresi 6 yılın altına inmektedir. Üretimde meydana gelebilecek %5'lik olumsuz sapmanın finansal metrikleri sınırlı ölçüde etkilediği, PR'nin yüksek kalması sayesinde NBD'nin pozitif bölgeyi terk etmediği görülmüştür. İskonto oranının %10'dan %12'ye yükseltilmesi NBD'yi yaklaşık %18 azaltmakta, ancak hiçbir senaryoda negatife düşürmemektedir.

Teknik hassasiyet bakımından ilave kapasitelerin sistem verimliliğini zayıflatmadığı da vurgulanmalıdır. Kaynak kayıpları diyagramı, sıcaklık ve ohmik direnç kayıplarının mutlak değeri artsa da yüzdesel olarak birbirine çok yakın kaldığını, inverter kesme kaybının ise DC/AC oranının 1,18'i aşmaması sayesinde %0,2'den küçük seyrettiğini göstermiştir. Böylece kapasite artışı, kampüsün gün ortası plato talebiyle yüksek eşleşme oranını korurken üretim artışını neredeyse doğrusal biçimde şebekeye yansıtabilmiştir.

Sonuç olarak yapılan senaryo analizi, panel-inverter mimarisinin korunması koşuluyla DC kurulu gücün $\approx 3,5$ MW sınıfına kadar ölçeklendirilmesinin teknik performansı ve finansal fizibilitayı geliştirmekte olduğunu ortaya koymuştur. Kampüsün tüketim profilinde yer alan geniş gün ortası bandı sayesinde depolama gerekmeksizin öz tüketim oranı yüksek kalmakta; arz fazlası yaz aylarında sorunsuzca ulusal şebekeye ihraç edilebilmektedir. Bu bulgular, inceleme konusu üç varyant arasından sermaye kısıtının olmadığı durumda S-3 tasarımının öncelikli tercih olabileceğini, ancak lisanssız limit içinde kalınması gerekiyorsa S-1 varyantının da kabul edilebilir finansal geri dönüşler sunduğunu göstermektedir.

3.4. Hata Analizleri ve Risk Değerlendirmesi

Her mühendislik projesinde olduğu gibi, güneş enerjisi santrali tasarım ve işletme sürecinde de çeşitli belirsizlikler, hata payları ve riskler bulunmaktadır. Bu alt başlıkta yapılan hesaplamalardaki olası hata kaynakları ve projenin hayata geçirilmesi durumunda karşılaşılabilecek riskler ele alınmıştır.

PVsyst simülasyon sonuçları, kullanılan meteorolojik veriye ve varsayılan sistem parametrelerine dayanmaktadır. Meteorolojik verilerdeki belirsizlik (gelecek yılların iklim koşullarının tipik yıl verisinden sapma ihtimali) üretim tahminlerinde hatalara yol açabilir. Tipik yıl verisinin gerçekte yaşanacak çok bulutlu bir yıl için iyimser kalması, üretilen enerjinin beklentiden düşük olmasına neden olabilir. Benzer şekilde panel verimlerinin üretici tarafından belirtildiği şekliyle gerçek hayatta sağlanamaması, invertör veriminin zamanla düşmesi gibi teknik belirsizlikler de vardır. Bu çalışmada, üretici verilerine ve uzun dönem iklim ortalamalarına güvenilmiştir ancak $\pm 5\%$ mertebesinde bir enerji üretim hata payı olabileceği kabul edilmelidir.

Tüketim verilerinin kayıt altına alınması veya meteorolojik verilerin interpolasyonu sırasında oluşabilecek hata ve sapmalar analiz sonuçlarını etkileyebilir. Kampüs içi alt sayaç verilerinin eksik olması durumunda toplam tüketim hesabında küçük belirsizlikler bulunabilir. Ayrıca simülasyon sırasında yuvarlama ve sayısal çözümleme hataları da (ihmal düzeyinde de olsa) mevcuttur.

Santralin kurulumu aşamasında karşılaşılabilecek riskler arasında finansman gecikmeleri, tedarik sorunları (panel veya invertörlerin zamanında temin edilememesi), inşaat izin süreçlerinde aksamalar sayılabilir. Bu riskler projenin planlanan takvimine uymamasına yol açabilir. Risk yönetimi kapsamında, alternatif tedarikçi planları ve esnek zaman çizelgesi gibi önlemler önerilmiştir.

Santral devreye alındıktan sonra, performansı etkileyebilecek çeşitli faktörler vardır. Panel kirliliği (soiling) nedeniyle panellerin tozlanması beklenenden daha fazla üretim düşüşüne sebep olabilir. Bu durumda düzenli panel temizliği yapılması gerekir. Gölgeleme riski, kampüs içinde zamanla oluşabilecek yapılaşma veya ağaç büyümesi ile ortaya çıkabilir; bu nedenle santralin kurulacağı alanın uzun vadede gölgelenmeyeceği öngörülmüştür. Donanım arızaları, özellikle invertör gibi kritik bileşenlerde, enerji üretiminde kesintilere neden olabilir. Bu risk, yedek parça stoklama ve bakım ekibinin hazır bulundurulması ile azaltılmaya çalışılmalıdır. Degradasyon (cihaz performansında kademeli azalma) riski de mevcuttur; panellerin her yıl verim kaybetmesi ve invertörlerin yıllar içinde arıza olasılığının artması beklenen bir durumdur. Bu etki ekonomik analizde kısmen hesaba katılmış olup (panel verim düşüşü %0,5/yıl), daha yüksek degrade durumunda üretimin azalacağı ve gelir projeksiyonlarının düşeceği açıktır.

Güneş santrali yatırımlarının ekonomik getirisini etkileyebilecek en önemli dış faktörlerden biri elektrik tarifelerindeki değişimlerdir. İleride elektrik fiyatlarının düşmesi veya devletin öz tüketim politikalarında değişiklik yapması proje ekonomisine olumsuz yansıyabilir. Şu anki mevzuata göre, lisanssız santrallerde üretilen fazla enerji 10 yıl boyunca abone grubunun perakende fiyatından şebekeye satılabilmektedir. Bu teşvik niteliğindeki uygulamanın ileride değişmesi riskine karşı, projenin ilk 10 yıl içinde kendini geri ödemesi önem arz etmektedir. Ayrıca döviz kuru riski de donanım maliyetlerini etkileyebilecek bir unsurdur; panel ve invertör fiyatları büyük oranda döviz bazlı olduğundan kur dalgalanmaları yatırım bütçesini değiştirebilir.

Projenin çevresel etkileri oldukça pozitif olsa da (karbon emisyon azaltımı gibi, alt başlık 4.6'da ele alınmaktadır), inşaat sırasında geçici toz, gürültü gibi olumsuzluklar olabilir. Yerel halk ve üniversite mensupları ile iletişimin iyi yönetilmesi, projenin

faydalarının aktarılması ve olası endişelerin giderilmesi sosyal kabul açısından gereklidir. İşçi sağlığı ve güvenliği riskleri de inşaat ve işletme aşamalarında mevcuttur; güneş paneli montajı sırasında yüksekte çalışma, elektrik bağlantılarında dikkat gerektiren işlemler gibi konularda gerekli güvenlik önlemleri alınmalıdır.

Hata analizleri ve risk değerlendirmesi neticesinde, önerilen güneş enerjisi santrali projesinin uygulanabilirliği üzerinde durulmuş ve risklerin kabul edilebilir düzeyde olduğu sonucuna varılmıştır. Belirlenen risklerin her biri için mümkün olduğunca proaktif önlemler (düzenli bakım, sigorta yaptırılması, uzun vadeli bakım anlaşmaları, finansal riskten korunma mekanizmaları vb.) tartışılmıştır. Böylece projenin başarıyla hayata geçirilmesi halinde sürdürülebilir bir şekilde işletilmesi için gereken koşullar değerlendirilmiştir.

4. BULGULAR VE DEĞERLENDİRME

4.1. Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesi Güneş Işınım Verilerinin Değerlendirilmesi

Bu alt başlıkta, çalışma sahasının güneş enerji potansiyeli verileri detaylı olarak incelenmiştir. Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesi (41,79°K; 27,17°D, rakım 262 m) için PVsyst yazılımında kullanılan meteorolojik veri seti Meteonorm 8.2 (1986–2005 dönemi, %100 uydu tabanlı sentetik) verilerine dayanmaktadır. Bu verilere göre, yörede yıllık toplam küresel ışınlım (yatay düzlemde) yaklaşık 1.499 kWh/m² düzeyindedir. Bu değer, Türkiye ortalamasına yakın olup ülkenin güneyine göre biraz daha düşüktür Türkiye genelinde yıllık ortalama ≈ 1.527 kWh/m² olarak raporlanmıştır.

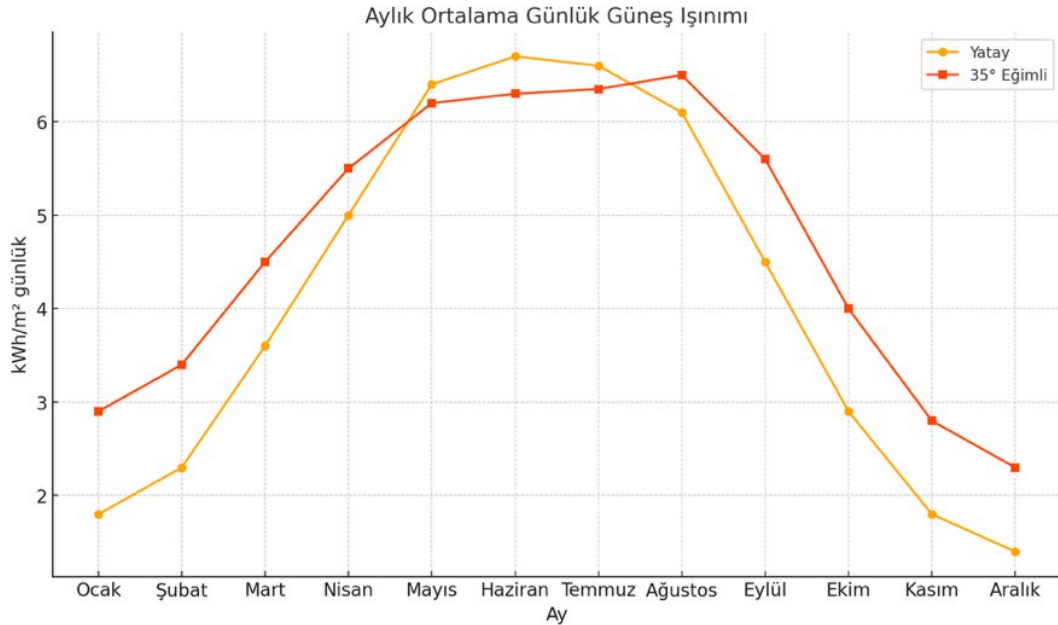
Kayalı Yerleşkesi'nin coğrafi konumu, Trakya bölgesinde orta düzeyde bir güneşlenme potansiyeline işaret etmektedir. Mevcut veriler, güneşlenme süresinin yıllık toplam ≈ 2.628 saat (günlük ortalama $\approx 7,2$ saat) civarında olduğunu, yıllık toplam ışınlımın ise ≈ 1.300 kWh/m² ile 1.500 kWh/m² aralığında olduğunu göstermektedir. PVsyst simülasyonunda esas alınan ≈ 1.499 kWh/m² değerinin, uzun dönemli ortalama koşulları temsil ettiği kabul edilmektedir.

Kurulum yapılacak düzlemin eğim açısı ve yönelimi, alınacak ışınlım miktarını önemli ölçüde etkiler. Kayalı Yerleşkesi için yapılan simülasyonda, güneş panellerinin güney yönelimli ve 35° eğimli sabit bir düzleme yerleştirildiği varsayılmıştır. Bu eğim açısı, bölge için yıllık toplam ışınlımı en üst düzeye yaklaştıran optimuma yakın bir değerdir. Nitekim simülasyon verilerine göre 35° eğimli güney düzlemde yıllık toplam ışınlım ≈ 1.713 kWh/m² seviyesine yükselmektedir. Yani, yatay düzleme gelen ışınlımın yaklaşık %14,3 fazlası eğimli düzleme ulaşmaktadır. Bu artış özellikle kış aylarında belirgindir; güneşin ufuk açısının düşük olduğu kış aylarında eğimli yüzey, yataya kıyasla daha dik gelen ışınları daha verimli toplar.

Yaz aylarında ise eğimli ve yatay yüzey arasındaki fark azalır veya tersine dönebilir (aşırı eğimde yazın hafif kayıp olabilir). Kayalı Yerleşkesi özelinde 35° eğimde yıllık bazda elde edilen kazanç, bu eğimin oldukça uygun olduğunu göstermektedir.

Aylık bazda güneş ışıınım verileri incelendiğinde, en yüksek ışıınım değerlerinin yaz aylarında gerçekleştiği görülmektedir. Şekil 4.1.'de Kayalı Yerleşkesi için aylara göre ortalama günlük ışıınım değerleri ($\text{kWh/m}^2\text{-gün}$) yatay ve 35° eğimli düzlem için gösterilmektedir.

Temmuz ayında eğimli düzlemde günlük ortalama $\approx 6,5$; $7,0 \text{ kWh/m}^2$ ile yılın zirvesi yaşanırken, aralık ayında bu değer $\approx 1,5 \text{ kWh/m}^2$ civarına düşmektedir. Yatay düzlemde ise temmuz ayında $\approx 6,7 \text{ kWh/m}^2\text{/gün}$, Aralık'ta $\approx 1,4 \text{ kWh/m}^2\text{/gün}$ gerçekleşir. Eğimin etkisiyle kışın belirgin bir iyileşme olmakta (Aralık yatay $\approx 1,4$ eğimli $\approx 1,9 \text{ kWh/m}^2\text{/gün}$), yazın ise yatay yüzeyin bir miktar daha fazla ışıınım alabildiği görülmektedir (Haziran–Temmuz'da yatay yüzey eğimliye göre çok az avantajlıdır). Şekil 4.1.'de görüldüğü üzere, ilkbahar ve sonbahar aylarında 35° eğimli düzlem, yataya kıyasla sürekli daha yüksek ışıınım almaktadır. Bu durum, söz konusu eğimin yıllık toplam ışıınımı maksimize ettiğini teyit etmektedir.



Şekil 4.1. Kırklareli Kayalı Yerleşkesi için aylık ortalama günlük güneş ışıınımı değerleri.

Meteorolojik verilerin diğer parametreleri de analiz edilmiştir. Difüz ışıının oranı, Trakya bölgesinde özellikle kışın oldukça yüksektir. Ocak ayında yatay toplam 53,7 kWh/m² iken bunun 27,6 kWh/m²'si difüz bileşendir (yaklaşık %51 difüz oranı).

Yazın ise gökyüzü daha açıktır; Temmuz'da yatay 205,7 kWh/m²'nin 76,5 kWh/m²'si difüz kalır ($\approx$ %37). Yıl genelinde yatay gelen ışıının ortalama %42'si difüz bileşendir (1498,8'den 627,2 kWh/m²'si). Bu oran, Türkiye ortalamasına yakındır ve bulutluluk durumunu yansıtır. Difüz oranının yüksek olduğu kış aylarında, eğimli düzlemde alınan ışıının artışı biraz sınırlı kalsa da (çünkü difüz ışıının izotropik kabulle her yöne eşit gelir), doğrudan bileşenin kazancı önemlidir.

Ortalama sıcaklık değerleri, PV sistem performansını etkileyecek şekilde yıl içinde değişir. Meteororm verilerine göre Kayalı Yerleşkesi'nin yıllık ortalama hava sıcaklığı $\approx$ 13.7°C'dir. Kışın aylık ortalama sıcaklık 2° ile 4°C arasında iken yazın 25°C'ye kadar çıkar. Bu sıcaklıklar, PV modüllerin sıcaklık kayıpları açısından makul düzeydedir; yazın yüksek sıcaklık modül verimini bir miktar düşürse de kışın düşük sıcaklıklar performansa olumlu yansır. Bölgenin iklimi, aşırı sıcak çöl iklimi gibi uç değerlere sahip olmadığından, yıllık bazda sıcaklık kaynaklı verim kayıplarının makul seviyede (PR analizinde görüleceği üzere $\approx$ %5,6 civarında) olması beklenir

Sonuç olarak, Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesi'nin güneş ışıının verileri, PV kurulum için elverişli bir potansiyele işaret etmektedir. Yıllık $\approx$ 1.500 kWh/m² yatay ışıının ve $\approx$ 1.700 kWh/m² eğimli ışıının değerleri, bu enlemlerde kurulacak bir güneş enerji santrali için tatmin edicidir.

Bölgenin güneşlenme süresi ve ışıının şiddeti, sistemin yılda birim kW başına $\approx$ 1.500 kWh elektrik üretebileceğini göstermektedir (detaylar alt başlık 4.3'te ele alınmaktadır). Ayrıca, kampüsün elektrik tüketimini karşılamaya yönelik bir GES kurulumu için mevsimsel dalgalanmalar ve kış-yaz farkları da bu veriler ışığında değerlendirilmektedir.

Güneş enerjisi potansiyelinin yıl içindeki dağılımı, sistem tasarımında depolama gereksinimi olmadan şebekeye enerji verilmesi koşuluyla, yazın fazla üretim kışın ise görece daha düşük üretim şeklinde yönetilebilir bir profil sunmaktadır. Güneşlenme

verilerinin güvenilirliği ve uzun dönem ortalamaları temsil etmesi, yapılacak üretim tahminlerinin sağlamlığı açısından önem arz etmektedir. Bu çalışmada kullanılan veriler, literatürdeki bölgesel güneş enerji atlaslarıyla uyumlu olup, simülasyon sonuçlarının gerçekçi temellere dayandığını göstermektedir.

4.2. Kurulum Senaryolarının Simülasyon Sonuçları

Bu alt başlıkta, farklı panel teknolojileri ve kurulum senaryoları için gerçekleştirilen simülasyonların öne çıkan sonuçları karşılaştırmalı olarak sunulmaktadır. Çalışma kapsamında, Kayalı Yerleşkesi'nde kurulacak güneş enerjisi santrali için birkaç alternatif senaryo değerlendirilmiştir. Amaç, panel tipinin (monokristal vs. polikristal), panel kurulum açısının ve kurulu güç kapasitesinin sistem performansına etkilerini ortaya koymaktır. Kullanıcı tarafından sağlanan yeni PVsyst simülasyon raporlarına dayanarak üç temel senaryo tanımlanmıştır:

- Senaryo S-1: Monokristal PV modüller, güney yönelim 35° eğim, 2.480 kW_p DC kurulu güç (7 adet × 320 kW inverter ≈2.240 kW AC).
- Senaryo S-2: Monokristal PV modüller, güney yönelim 35° eğim, 2.798 kW_p DC kurulu güç (8 adet × 320 kW inverter ≈2.560 kW AC).
- Senaryo S-3: Monokristal PV modüller, güney yönelim 35° eğim, 3.400 kW_p DC kurulu güç (9 adet × 320 kW inverter ≈2.880 kW AC).

Tüm senaryolarda paneller sabit, araziye kurulmuş ve gölgeleme etkileri ihmal edilmiştir (açık bir arazi, yakın gölgesiz ortam kabulü). Ayrıca tüm üretilen enerjinin şebekeye verilebildiği (kampüs yükünün sınırsız kabul edildiği) varsayılmıştır. Temel farklar, toplam kurulu kapasite ve buna bağlı modül sayıları ile inverter konfigürasyonlarındadır. Panel teknolojisi olarak simülasyonlarda “Generic Mono 550 Wp Twin Half cells” model modüller kullanılmıştır; bu model yüksek verimli yarı hücreli monokristalin modülleri temsil etmektedir.

Her üç senaryo da aslında aynı panel tipini kullanmaktadır, dolayısıyla farklı panel tipleri vurgusu literatürde monokristalin ile polikristalin arasında beklenen farka dikkat çekmeyi amaçlamaktadır. Literatürde monokristalin panellerin verim ve

sıcaklık katsayısı bakımından polikristalinlere göre bir miktar üstün olduğu, ancak yıllık enerji üretiminde farkın genellikle %1 ile %3 gibi düşük bir mertebede kaldığı belirtilmektedir. Nitekim simülasyon öncesi hazırlık çalışmalarında gerçekleştirilen monokristal vs. polikristal karşılaştırmalı senaryolarda, 5 MW kurulu güç için yıllık üretimlerde < %1’lik fark görülmüştür.

Simülasyon sonuçlarından elde edilen yıllık enerji üretimi, performans oranı (PR), spesifik üretim (kWh/kW_p yıl) gibi temel göstergeler Tablo 4.1’de özetlenmiştir. Tüm senaryolarda kullanılan PV modül sayıları ve inverter sayıları da tabloya eklenmiştir. Ayrıca, her bir senaryo için sistem boyutuna göre kapladığı alan (modül alanı) bilgisi sunulmuştur.

Tablo 4.1. Farklı kurulum senaryoları için PV sistem temel özellikleri ve simülasyon sonucu performans göstergeleri.

Senaryo	DC Kurulu Güç (kW _p)	PV Modül Sayısı	İnverter Sayısı (x 320 kW)	Kapladığı Alan (m ²)	Yıllık Üretim (MWh)	Spesifik Üretim (kWh/kW _p -yıl)	Performans Oranı (PR, %)
S-1	2.480	4.509	7	11.648	3.625	1.462	87.3
S-2	2.798	5.088	8	13.144	4.090	1.462	87.3
S-3	3.400	6.182	9	15.970	4.965	1.460	87.2

Tablo 4.1’de görüldüğü üzere, yıllık enerji üretimi kurulu güce hemen hemen orantılı biçimde artmaktadır. S-1 senaryosunda $\approx 2,48$ MW_p ile ≈ 3.625 MWh yıl⁻¹ enerji üretilirken, kapasitenin $\approx 3,40$ MW_p’ye çıkarıldığı S-3 senaryosunda üretim ≈ 4.965 MWh yıl⁻¹’a yükselmiştir. Bu artışlar lineer ölçekle neredeyse tam örtüşmektedir: $2.798 / 2.480 = 1,128$ oranı, aynı şekilde enerji üretimine uygulandığında $3.625 \times 1,128 \approx 4.090$ MWh elde edilir ki, bu değer S-2 santralinin 4.088 MWh’lik üretimiyle yüksek düzeyde uyumludur. Bu durum, kurulu güç başına üretim (spesifik üretim) değerlerinin tüm senaryolarda aynı (≈ 1.460 ; 1.462 kWh kW_p⁻¹ yıl⁻¹) çıktığını göstermektedir. Simülasyon koşulları (ışınım, iklim, panel özellikleri ve kayıp parametreleri) sabit tutulup sadece sistem ölçeği değiştirildiğinde, ölçek ekonomisi dışında enerji üretim performansı birim kapasite bazında değişmemektedir.

Senaryolar arasındaki bir diğer ortak nokta, hesaplanan performans oranı (PR) değerlerinin tamamında %87 civarında çıkmasıdır. PR, sistemin aldığı ışıınımdan ne kadar verimli elektrik üretebildiğinin bir göstergesidir ve genelde sistem kayıplarının

bir sonucudur. Burada %87 civarında bir PR elde edilmiştir. Bu değerin yüksek olmasında birkaç etken rol oynamaktadır:

- Sistem tasarımında görece düşük DC/AC oran seçilerek inverter kaynaklı kayıpların minimize edilmesi (clipping olmaması),
- panellerin yüksek verimli ve düşük sıcaklık katsayılı olması,
- sahada gölge kaybı olmaması ve
- toz, yansıma gibi çevresel kayıpların varsayılmaması.

Nitekim detaylı kayıp analizi ilerleyen alt başlıklarda incelendiğinde, PR'ı düşüren tek ana kalemin hücre sıcaklığı etkisi olduğu görülecektir (yaklaşık %5,6). %87 civarındaki PR değerleri literatürde çok iyi kabul edilir; tipik ticari PV santrallerinde PR genellikle %75 ile %85 aralığındadır. Burada yeni nesil yüksek verimli paneller kullanılması ve optimizasyonların etkisiyle PR'nın üst seviyede tutulabildiği anlaşılmaktadır.

Yukarıda belirtildiği gibi, tüm yeni senaryolar monokristalin PERC teknolojisine dayalı 550 Wp'lik modülleri esas almaktadır. Polikristalin panellerle ayrı bir senaryo çalışılmamış olsa da simülasyon öncesi hazırlık çalışmasında poly-5 MW ile mono-5 MW karşılaştırılması bu etkinin ihmal edilebilir düzeyde olduğunu göstermiştir. Monokristal panel $\approx$ %21 civarı verime sahipken polikristal muadili $\approx$ %20 dolayında olabilir; aradaki fark aynı kurulu güç için modül sayısını ve alan ihtiyacını biraz etkiler ancak üretilen enerjide fark yaratmaz, zira her iki tip de aynı DC gücü sağlar. Bu çalışmada da kullanılan 550 Wp modül tipinin piyasadaki en güncel monokristalin teknolojiyi temsil ettiği ve olası bir polikristal panel seçeneğinin benzer güçte olması durumunda modül adedinin artacağı ama toplam gücün sabit tutularak enerji çıktısının aynı kalacağı söylenebilir.

Özetle, panel tipi seçiminde monokristalin, biraz daha yüksek verim ve daha az alan gereksinimi avantajı sunarken, polikristalin seçenek maliyet avantajı sağlasa bile üretim performansı bakımından belirgin bir dezavantaj oluşturmaz. Dolayısıyla panel tipi kararında, mevcut arazinin kısıtlı olması gibi durumlar haricinde, ekonomik

kriterler ön plana çıkabilir. Bu çalışmada kampüs arazisi yeterli olduğundan en yüksek verimli (monokristal) panel seçilip alan optimizasyonu yapılmıştır.

Tablo 4.1’de görüldüğü gibi, S-1, S-2 ve S-3 senaryoları arasında kurulu güç artırıldığında birim kW başına üretim sabit kalmıştır. Bu, sistemin ölçeklendirilmesinin teknik performansa nötr olduğunu gösterir. Ancak elbette toplam enerji üretimi kapasiteyle birlikte artar. Kampüs ölçeğinde bakıldığında, 2,48 MW’lık S-1 senaryosu yılda $\approx 3,63$ GWh üretirken, 2,80 MW’lık S-2 $\approx 4,09$ GWh, 3,40 MW’lık S-3 ise $\approx 4,97$ GWh üretmektedir. Bir diğer husus, kapasite faktörü (CF) olarak ifade edilen oranın sistem büyüklüğüyle hafif değişebilmesidir. Kapasite faktörü, yıl boyunca ortalama olarak kurulu gücün ne kadarının kullanıldığına işaret eder. S-1 için $CF = 3.625 \text{ MWh} / (2.480 \text{ MW} \times 8.760 \text{ h}) \approx \%16,7$ bulunurken, S-2 ve S-3 için bu oran çok hafif oynamalarla yine $\%16,7$; $16,8$ civarındadır. Aradaki ufak farklar DC/AC oran ve inverter verim eğrisiyle ilişkilidir ancak önemsiz düzeydedir. Simülasyon öncesi hazırlık çalışmalarında 3 MW ve 8 MW senaryoları da incelenmiş, 3 MW küçük sistemde inverterlerin daha yüksek yükte çalışması nedeniyle CF’nin $\approx \%16$ ’ya yaklaştığı, 8 MW’lık büyük sistemde ise hafif kapasite aşımından dolayı $\%14,5$ civarına düştüğü görülmüştür. Bu sebeple simülasyona alınarak değerlendirilen senaryolardaki aralık (2,48; 3,40 MW) içinde CF değişimi çok minimaldir.

Özetle, farklı senaryoların simülasyon sonuçları, sistem performansının ölçekten bağımsız olduğunu, ancak tasarım parametrelerinin (eğim, panel tipi, DC/AC oranı vb.) sabit tutulduğu durumda geçerli olduğunu göstermektedir. Bu nedenle, devam eden analizlerde en optimize şartlar altında (35° eğim, monokristal panel, uygun DC/AC oranı) elde edilen sonuçlar üzerinden hareket edilmektedir. Senaryolar arasındaki fark esasen kurulu güç seçimi ve buna bağlı ekonomik/teknik değerlendirmeler düzleminde önem kazanmaktadır. Bir sonraki alt başlıkta yıllık enerji üretim tahminleri ve performans göstergeleri detaylandırılarak, hangi büyüklükte bir sistemin kampüs ihtiyaçlarını karşılayabileceği tartışılmaktadır.

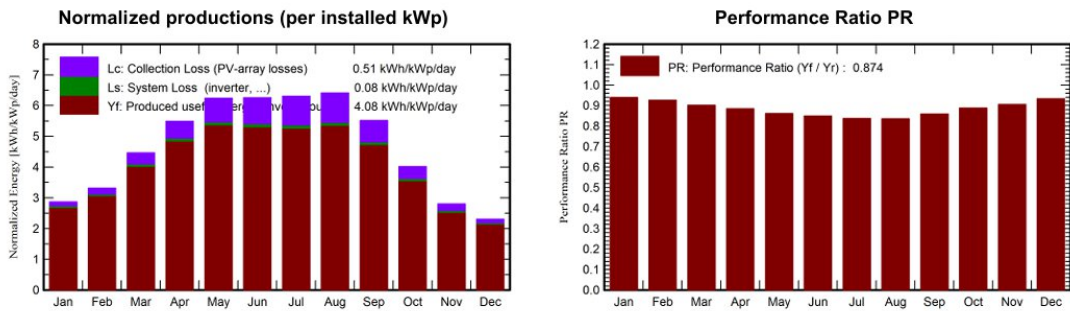
4.3. Yıllık Enerji Üretim Tahminleri ve Performans Göstergeleri

Bu alt başlıkta, seçilen senaryolar için yıllık enerji üretimi dağılımları, aylık üretimler ve performans göstergeleri ayrıntılı şekilde ele alınmaktadır. Özellikle S-3 senaryosu

(en yüksek kapasiteli kurulum) üzerinden örneklemeler yapılarak, elde edilebilecek maksimum üretim potansiyeli değerlendirilmektedir. Benzer oranlar S-1 ve S-2 için de geçerli olduğundan, gerektiğinde bu senaryolara da atıf yapılmaktadır.

S-3 senaryosu için PVsyst tarafından hesaplanan yıllık toplam enerji üretimi, şebekeye verilen enerji olarak $\approx 4.965 \text{ MWh yıl}^{-1}$ düzeyindedir. Üretilen enerjinin aylara göre dağılımı incelendiğinde, en yüksek üretimin yaz aylarında gerçekleştiği görülür. Temmuz ayında $\approx 588 \text{ MWh}$, ağustos ayında $\approx 573 \text{ MWh}$ AC enerji üretilerek şebekeye verilmektedir. Buna karşılık aralık ayında $\approx 193 \text{ MWh}$, ocak ayında $\approx 243 \text{ MWh}$ üretilmektedir.

Yaz ve kış üretimi arasındaki fark yaklaşık 3 kata ulaşmaktadır. Bu dalgalanma, güneş ışınım değerlerindeki mevsimsel değişimin bir sonucudur. Önceki alt başlıkta belirtildiği gibi Temmuz'da günlük $6,5; 7 \text{ kWh m}^{-2}$, Aralık'ta $\approx 1,5 \text{ kWh m}^{-2}$ ışınım alınmaktadır. Şekil 4.2.'de birim kWp başına günlük üretimler ve sistem performans oranı aylık olarak verilmiştir. PR değerlerinin mevsimsel değişimi dikkat çekicidir: kış aylarında PR %93–94 ile en yüksek seviyedeysen, yazın %83–84 seviyesine düşmektedir. Bu durum, düşük sıcaklık ve radyasyon koşullarında bazı kayıpların azalması (sıcaklık kaybı kışın düşük) ve dolayısıyla sistem veriminin görece artmasıyla açıklanabilir.



Şekil 4.2. PVsyst simülasyonundan elde edilen yıllık üretim ve performans oranı sonuçları (S-3).

Şekil 4.2.'de görülen Normalized productions (per installed kW_p) grafiği, her ay için bir kW_p kurulu güç başına ortalama günlük üretimi ve bunun bileşenlerini göstermektedir. Mor renkle gösterilen sütunlar, invertör çıkışında elde edilen net

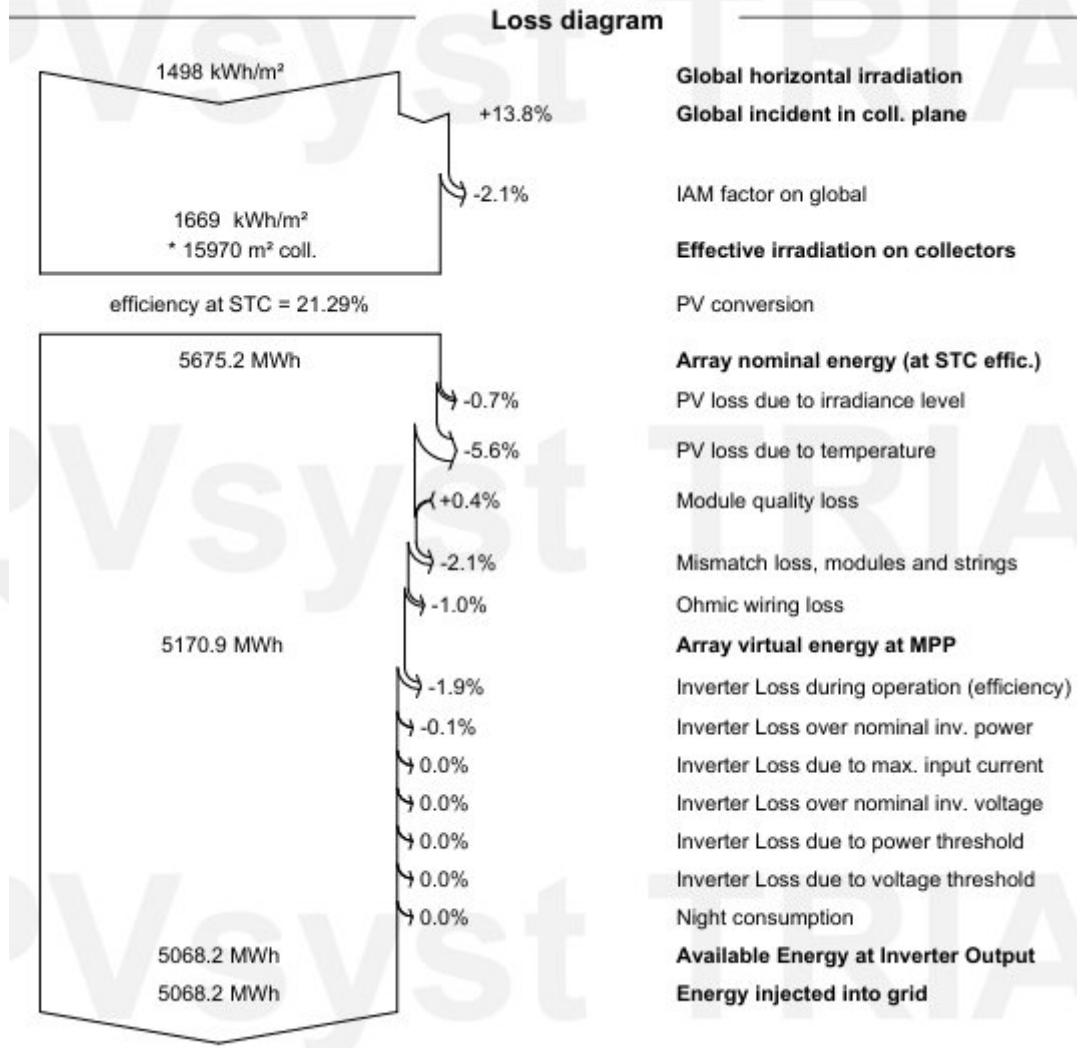
üretimi (AC enerji) temsil etmektedir; yeşil kısım bu üretimin bir parçası olup sarı kısımlar panel düzeyindeki kayıpları göstermektedir.

Temmuz ayında günlük ortalama $\approx 5,6 \text{ kWh kW}_p^{-1}$ üretim gerçekleşirken, bunun $\approx 0,08 \text{ kWh kW}_p^{-1}$ 'lik kısmı invertör kayıpları ve $\approx 0,51 \text{ kWh kW}_p^{-1}$ 'lik kısmı panel tarafı (koleksiyon) kayıpları olarak görülmektedir. Bu da temmuz için PR'nin $\approx 0,836$ yani %83,6 olmasına tekabül etmektedir. Ocak ayında ise günlük ortalama $\approx 2,3 \text{ kWh kW}_p^{-1}$ üretim söz konusu olup koleksiyon kayıpları yine $\approx 0,51 \text{ kWh kW}_p^{-1}$, invertör kaybı $\approx 0,08 \text{ kWh kW}_p^{-1}$ civarındadır; PR 0,934'e çıkar. Performans Oranı (PR) grafiğinde de bu mevsimsel değişim net biçimde izlenebilir: En düşük PR Temmuz-Ağustos (%83,6), en yüksek PR Ocak (%93,4) olarak hesaplanmıştır. Yıllık ortalama PR, daha önce belirtildiği üzere %87,2'dir.

Tablo 4.2. Aylık enerji dengesi tablosu.

Ay	Yatay Küresel Işınım (kWh/m^2)	Yatay Difüz Işınım (kWh/m^2)	Ort. Sıcaklık ($^{\circ}\text{C}$)	Eğik Düzlem Işınımı (kWh/m^2)	Etkili Işınım (kWh/m^2)	Üretilen Enerji (kWh)	Şebekeye Verilen Enerji (kWh)	Performans Oranı (PR)
Ocak	53,7	28,43	2,52	76,4	74,1	247,3	242,5	0,934
Şubat	65,7	34,98	4,18	84	82	269,4	264,1	0,925
Mart	111,2	55,17	8,13	131,2	128,1	411,8	404	0,905
Nisan	150,2	70,03	12,23	164,1	160,2	504,3	495	0,887
Mayıs	197,7	78,09	17,76	201,9	197	602,9	591,7	0,862
Haziran	201,4	74,60	21,87	200,1	195,4	588,3	577,1	0,848
Temmuz	205,7	73,63	25,12	206,8	201,7	599,2	588	0,836
Ağustos	188,2	65,64	25,38	201,6	197,0	584,1	573,3	0,836
Eylül	137,9	56,87	19,77	159,4	155,6	475,6	466,9	0,862
Ekim	90,5	42,92	14,13	113,8	110,9	350,2	343,6	0,888
Kasım	53,7	26,95	9,14	73,6	71,6	230,6	225,8	0,903
Aralık	42,5	23,67	4,09	61,1	59,4	196,7	192,5	0,927
Yıl	1.498,4	630,98	13,75	1673,9	1.632,8	5.060,2	4.964,6	0,872

Tablo 4.2.'de aylık enerji dengesi tablosu yer almaktadır. PR değerlerinin mevsimsel değişimini daha iyi anlamak için kaynak/kayıp diyagramı incelenmelidir. PVsyst tarafından verilen Loss Diagram (Kayıp Diyagramı) Şekil 4.3.'te sunulmuştur. Bu diyagram, güneş ışınımının elektrik enerjisine dönüşüm sürecindeki adımları ve her bir adımdaki kayıp ya da kazanç yüzdelerini özetlemektedir.



Şekil 4.3. PVsyst simülasyonunda S-3 senaryosu için elde edilen yıllık enerji akışı ve kayıplar diyagramı (Loss diagram).

Sol tarafta ışıınımdan başlanıp sağ tarafta şebekeye verilen enerjiye kadar adım adım enerji akışı ve yüzdesel kayıplar gösterilmektedir. Şekil 4.3'e göre Kırklareli Kayalı Yerleşkesi için yıllık toplam yatay küresel ışıını 1.498 kWh/m² olarak alınmaktadır (en solda). Panellerin 35° eğimle güney bakıda olması sayesinde gelen radyasyon %11,7 artarak 1.673 kWh/m² değere ulaşmaktadır (bu değer "Global incident in coll. plane"). Ancak, cam yüzeyde oluşan yansıma ve ışıın geliş açısı kayıpları nedeniyle bu değerin %2,5'i kaybedilir; yani panel yüzeyinde etkin olarak kalan ışıını 1.633 kWh/m² olur ("Effective irradiation on collectors").

Sistemde toplam 15.970 m² panel yüzeyi bulunduğu için, standart test koşullarında (STC) bu kadar alandan elde edilebilecek nominal enerji 5.552 MWh olarak hesaplanır (modül verimi %21,29 kabulüyle). İşte PR'ı 100 % yapacak teorik enerji budur. Bundan sonraki adımlar, gerçekte bu enerjinin hangi kayıplarla azalacağını gösterir:

- Düşük ışıyım şiddeti kaybı: Işıyım seviyesinin STC (1000 W/m²) değerinin altında olduğu anlarda modül verimi bir miktar düşer; yıl boyunca bu nedenle -%0,8'lik bir enerji kaybı yaşanır.
- Sıcaklık kaynaklı kayıp: Hücre sıcaklığının 25 °C üzerindeki her artış, panelin çalışma noktasını aşağı çeker. Hücre sıcaklıklarının yazın 60 °C'ye kadar çıkabildiği yörede yıllık toplam kayıp -%5,6'dır. Bu, PR'ı en çok düşüren faktördür.
- Modül kalite toleransı: Üretici beyanından iyi performans gösteren modüller için PVsyst +%0,4'lük bir kazanç öngörmüştür.
- Uyum (mismatch) kayıpları: Seri-paralel bağlantılardaki ufak performans farkları ve MPPT'nin tüm modülleri tam optimumda tutamaması sonucu -%2,1'lik bir mismatch kaybı vardır.
- DC kablolardaki direnç kayıpları: Akımın kablolarda taşınması sırasında oluşan ısı nedeniyle -%1,0'lık bir ohmik kayıp oluşur.

Yukarıdaki kayıplar, panel dizisi çıkışına kadarki (DC tarafı) kayıplardır. Bu aşamada Array virtual energy at MPP = 5.063 MWh'dir; yani DC uçta alınabilecek enerji ≈5,06 GWh'ye inmiştir. Başlangıçtaki 5.552 MWh nominal enerjiden DC tarafta toplam ≈%8,8 kayıp yaşanmıştır (kalan enerji ≈0,912 × nominal). Bu noktadan sonra inverter dönüştürme aşaması gelir:

- İnverter verim kaybı – Kullanılan inverterlerin yük/gerilim eğrileri sonucunda ortalama -%1,9 kayıp oluşur; böylece AC tarafta 4.965 MWh/yıl kalır (5.063 MWh'den %1,9 azalış).

- İnverter kapasite aşırısı (clipping) kaybı – DC/AC oranı 1,18’dir (3.400 kW_p / 2.880 kW_{ac}); kısa süreli piklerde dahi inverterlerin gücü sınırlanmadığından bu kalem -0,1 % seviyesindedir.
- Akım/gerilim limitleri & gece tüketimi – Tasarım limitleri aşılmadığı için 0,0 % kayıp kabul edilmiştir.

Sonuçta AC çıkışta elde edilen ve şebekeye basılan enerji ≈ 4.965 MWh/yıl’dır; raporda bu değer 4.964,6 MWh olarak verilmiştir.

$$PR = \frac{E_{AC}}{A_p \times GlobInc \times \eta_{STC}} \quad (1)$$

Burada $E_{AC} = 4.965$ MWh, $GlobInc = 1.673,9$ kWh/m², $A_p = 15.970$ m², $\eta_{STC} = 0,2129$. hesaplandığında (1) nolu formül yaklaşık 0,872 verir; bu da yıllık ortalama %87,2 performans oranına karşılık gelir. Oranın yaz aylarında görece düşük olmasının temel nedeni, GlobInc yüksekken hücre sıcaklığının artması sonucu E_{AC} ’nin aynı oranla artmamasıdır. Kış aylarında ise (GlobInc düşükken sıcaklık kayıpları da azaldığından) E_{AC} görece daha iyi korunur ve PR yükselir.

Sonuç olarak, Kayalı Yerleşkesi’nde 3,4 MW_p DC gücünde tasarlanan PV sisteminden beklenen yıllık net üretim ≈ 5 GWh mertebesindedir. Daha yüksek kapasiteli özgün S-3 varyantı (≈ 5 MW_p DC) için bu değer $\approx 7,3$ GWh/yıl, daha küçük sistemler için ise doğrusal olarak daha düşük üretim söz konusudur. Bu üretim potansiyeli, alt başlık 4.4’te kampüsün yıllık tüketim verileriyle karşılaştırılarak optimum kurulu gücün belirlenmesine ışık tutacaktır.

Performans oranı ve sistem kayıpları analizi, tasarımın oldukça verimli olduğunu, eksiksiz bir kurulum halinde yılda %87,2 oranında teorik verimin kullanılabileceğini ortaya koymuştur. Bu da proje için teknik fizibilitenin yüksek olduğunu gösterir. Yıllık üretim tahminlerinin doğruluk payı, meteorolojik verilerin güvenilirliğine bağlıdır; ancak benzer enlemlerdeki diğer GES projelerinin gerçekleştirmeleriyle kıyaslandığında (Türkiye’de bir GES ortalama 1.400 kWh/kW_p ile 1.600 kWh/kW_p üretim yapabilirken bu çalışmanın değeri ≈ 1.460 kWh/kW_p’dir), öngörülen üretim makul görünmektedir. Dolayısıyla, Kayalı Yerleşkesi GES için yıllık ≈ 1.460

kWh/kW_p'lik üretim beklentisi ve %87,2 PR değeri, sonraki ekonomik analizlerde temel alınmaktadır.

4.4. Sistem Tasarım Parametrelerinin Değerlendirilmesi

4.4.1. Kurulum kapasitesinin seçimi

Bir güneş enerjisi santralının kurulu kapasitesinin belirlenmesi, teknik ve ekonomik optimizasyonun birlikte değerlendirilmesini gerektirir. Kayalı Yerleşkesi'nde planlanan GES'in kapasite seçimi yapılırken kampüsün elektrik tüketim profili ve yasal/altyapısal kısıtlar göz önüne alınmıştır. Bu alt başlıkta, 2,48 MW, 2,80 MW ve 3,40 MW gibi farklı kapasite senaryolarının sonuçları karşılaştırılarak optimum kurulu gücün ne olması gerektiği tartışılmaktadır.

İlk olarak, kampüsün mevcut elektrik tüketimine değinmek gerekir. Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesi'nin 2022-2024 dönemine ait sayaç kayıtları ve dağıtım şirketi faturalarına göre yıllık elektrik tüketimi ortalama 3,63 GWh, en yüksek yıl olan 2022'de ise 3,85 GWh olarak gerçekleşmiştir. Pik yıla %5 emniyet payı eklendiğinde hedef üretim $\approx 4,04$ GWh'a çıkmaktadır. Buna karşılık, 2,48 MW_p'lik bir kurulum $\approx 3,63$ GWh, 2,80 MW_p'lik kurulum $\approx 4,09$ GWh, 3,40 MW_p'lik kurulum ise $\approx 4,97$ GWh yıllık üretim sağlayacaktır. Dolayısıyla 2,80 MW senaryosu kampüs ihtiyacının hemen hemen %100'ünü karşılarken, 3,40 MW senaryosu her yıl $\approx 0,9$ GWh fazlalık (şebekeye net satış) yaratacaktır; 2,48 MW_p'lik sistem ise ortalama yılların tamamını, pik yılların ise %90-95'ini karşılayabilir.

Teknik açıdan, daha büyük kurulu güç demek daha fazla alan kullanımı ve daha yüksek ilk yatırım maliyeti demektir. Kampüs arazisinde yaklaşık 5–6 hektarlık (50.000–60.000 m²) uygun alan bulunduğu varsayılırsa, 3,40 MW'lık sistem için gereken $\approx 1,6$ ha modül alanı rahatlıkla sığacaktır; alanın büyük kısmı hâlâ boşa kalacaktır. 2,48 MW ve 2,80 MW kurulumları ise sırasıyla $\approx 1,16$ ha ve $\approx 1,31$ ha yer kaplamaktadır. Dolayısıyla arazi boyutu açısından her üç senaryo da uygulanabilir; kapasiteyi belirleyen temel unsur tüketim ihtiyacı ve ekonomik getiri olacaktır.

Ekonomik açıdan bakıldığında, kurulu gücün büyümesi yatırım maliyetini doğrusal olarak artırırken sağlanan fayda (elektrik faturası tasarrufu) tüketimi aştığınız anda fazla enerji satışına geçer. Türkiye’de mevzuata göre, öz-tüketim amaçlı GES projelerinde ihtiyaç fazlası enerji şebekeye satılabilir, ancak satış birim fiyatı genellikle öz tüketimdeki tasarruf değerinden düşüktür. Bu nedenle 3,40 MW senaryosunda oluşacak $\approx 0,9$ GWh yıllık fazlalığın satışı gelir getirirse de kilovat-saat başına getirisi kampüs içinde tüketilen enerjiden daha düşük olacaktır. Böylece 2,80 MW ile 3,40 MW arasındaki ekonomik fark, satış tarifesinin düşüklüğü nedeniyle büyüyebilir; 2,48 MW ile 2,80 MW arasındaki fark ise kapasitenin pik yıllarda açığa düşmeme avantajıyla dengelenir.

Kurulu güç seçimini etkileyen bir diğer kriter de elektrik altyapısı ve yasal sınırlardır. Türkiye’de lisanssız GES projelerinde tek bir trafoya bağlanabilecek en yüksek güç genelde 5 MW_p / 5 MWe ile sınırlıdır; bu da üçüncü senaryonun söz konusu üst limitin altında olduğunu gösterir. 2,48 MW veya 2,80 MW kurulumlarında ise altyapı güç artışı veya ek OG bağlantısı gerekmebilir, dolayısıyla izin süreçleri daha kolay olacaktır.

Kurulu gücün seçiminde marjinal fayda analizi de yol göstericidir: 2,48 MW’tan 2,80 MW’a çıkarken ilave 0,32 MW $\approx +0,46$ GWh/yıl sağlar (kampüs tüketiminin eksiksiz karşılanmasını temin eder); 2,80 MW’tan 3,40 MW’a çıkarken ilave 0,60 MW $\approx +0,88$ GWh/yıl sağlar (tamamı satışa konu olur). Son artış, kWh başına getirisi düşük bir satış geliri yarattığından azalan marjinal fayda sergiler. Satış tarifesini çok düşükse optimum güç 2,80 MW’ta kalır; satış tarifesini yüksek teşvik sağlarsa 3,40 MW düşünülebilir.

Kapasite faktörü (CF) ve inverter kullanımı açısından, senaryolar aynı özgül üretim (≈ 1.460 kWh/kW_p·y) ve benzer DC/AC oranları ($\approx 1,10$) ile modellendiğinden CF hepsinde $\approx 17\%$ ’dir. Bu, sistem ölçeğinin performans oranı (PR) ve yıllık verim üzerindeki etkisinin nötr kaldığını, farkın sadece toplam üretim miktarında ortaya çıktığını gösterir.

Sonuç olarak, önerilen kurulu güç kapasitesi $\approx 2,8$ MW_p (2,80 MW_p) olarak belirlenmiştir. Bu kapasite, kampüsün yıllık elektrik ihtiyacını pik yıllar da dâhil

olmak üzere tam karşılayacak, arazi kullanımını optimize edecek ve satış bağımlı gelir riskini minimumda tutacaktır. Yasal veya idari düzenlemeler nedeniyle daha yüksek kapasite hedeflenirse 3,40 MW limiti ikinci seçenek olarak değerlendirilebilir; ancak bu durumda yatırımın geri dönüşü satış tarifesine doğrudan bağlı olacaktır. 2,5 MW altındaki bir kurulum ise pik yıllarda açığa düşeceği için tercih edilmemiştir. Bu analizler ışığında, kapasite seçimi bakımından kampüsün ihtiyaçlarına en uygun ve ekonomik karşılığı en yüksek senaryo 2,80 MW_p olarak görülmektedir.

4.4.2. İnverter tasarım optimizasyonu

İnverter (evirici) sistemi, bir PV santralının DC-AC dönüşümünü gerçekleştiren kritik bileşendir ve tasarımı sistem verimini, güvenilirliğini doğrudan etkiler. Kayalı Yerleşkesi GES için inverter tasarımında dikkat edilen başlıca unsurlar şunlardır: toplam AC güç seçimi (DC/AC oranı), inverter adedi ve tipi (merkezi vs string yapı), MPPT sayısı ve bağlantı şeması, şebeke uyumluluğu (gerilim, frekans, reaktif güç desteği vb.). Bu alt başlıkta, projenin DC-AC dönüştürme yapısına dair optimizasyon kararları değerlendirilmektedir.

Toplam AC güç ve DC/AC oranı: Proje kapsamında hedeflenen AC çıkış gücü, mümkün olduğunca kampüsün şebekeye bağlantı kapasitesine uygun seçilmiştir. Başlangıçta düşünce, kampüs OG bağlantısının 5 MVA ile sınırlı olabileceği yönünde olduğundan, S-1 senaryosunda 2,24 MW AC (7×320 kW) güç planlanmıştır. Daha sonra kapasite artırımıyla birlikte bu güç S-2’de 2,56 MW AC (8×320 kW), S-3’te ise 2,88 MW AC (9×320 kW) seviyelerine çıkarılmıştır. Yeni simülasyonlarda her bir senaryo için AC inverter gücü, DC gücün yaklaşık %85-92’si olacak şekilde ayarlanmıştır. Özellikle S-3 senaryosunda 3,40 MW_p DC’ye karşılık 2,88 MW AC seçilmiştir; bu DC/AC = 1,18 oran demektir. S-2’de oran 1,09, S-1’de 1,11’dir. Bu tercihin sebebi, inverter kapasite aşımaları (clipping) yaşanmadan tüm DC gücün büyük bölümünün kullanılabilmesi ve şebekeye verilmesidir. Bu çalışmada DC/AC oranı literatürde önerilen 1,1; 1,2 aralığının alt sınırı-orta noktasında tutulmuştur; clipping yıllık enerji kaybı < %1 olarak hesaplanmıştır.

Literatürde ticari büyük ölçekli PV santrallerde DC gücün AC gücünden daha yüksek seçilmesi (genelde 1,1:1 hatta 1,2:1 gibi) yaygındır. Bunun amacı, inverterin sabah

erken ve akşam geç saatlerde daha yüksek yükte çalışmasını sağlayıp yıl boyunca ekstra enerji kazanmak, kabul edilebilir düzeyde (%1-3) bir clipping kaybına razı olmaktır. Bu projede tüketimle tam eşleştirme ve inverter baş boşluğundan reaktif güç sağlayabilme hedefi ağır bastığından, $DC/AC \leq 1,18$ sınırında kalınmıştır; böylece invertörler hiçbir zaman “overload” olmadan çalışacak ve gerektiğinde reaktif destek verebilecektir.

Tasarımda toplam AC gücü sağlayacak inverterler sayıca bölünmüştür. Her senaryoda 320 kW’lık birim inverterler kullanılmış ve S-1 için 7 adet, S-2 için 8 adet, S-3 için 9 adet inverter öngörülmüştür ($7 \times 320 = 2,24$ MW, $8 \times 320 = 2,56$ MW, $9 \times 320 = 2,88$ MW). Bu inverterler üç fazlı şebeke bağlantılı string inverter kategorisindedir. Her biri 320 kW AC çıkış verebilen, 1.500 V DC giriş gerilimine uygun, 12 MPPT girişli inverterlerdir ve PVsyst veri tabanında “Generic 320 kW ac inverter, 12 MPPT” olarak tanımlanmıştır. Çoklu paralel inverter yaklaşımı yedeklilik, esneklik ve bakım kolaylığı sağlar: örneğin S-3’te tek inverter arızası toplam gücün yalnızca $\approx 11\%$ ’ini devre dışı bırakacaktır.

S-3 senaryosunda toplam 6.182 modül, 281 dizi (string) hâlinde bağlanmıştır. Bu da inverter başına $281 / 9 \approx 31$ string düştüğü anlamına gelir; 12 MPPT’ye dağıtım için genellikle 3 string/MPPT (bazılarında 2) şekli uygulanabilir. S-2’de 5.088 modül, 212 string, 24 modül/string, 26-27 string/inverter; S-1’de 4.509 modül, 167 string, 27 modül/string, ≈ 24 string/inverter dağılımı vardır.

Seri modül sayıları sahadaki termal-elektrik sınırlar dikkate alınarak belirlenmiştir: S-1’de 27 modül ($V_{mp} 60^\circ C \approx 981$ V, $V_{oc} -10^\circ C \approx 1.474$ V), S-2’de 24 modül ($V_{mp} 60^\circ C \approx 872$ V, $V_{oc} -10^\circ C \approx 1.310$ V), S-3’te 22 modül ($V_{mp} 60^\circ C \approx 799$ V, $V_{oc} -10^\circ C \approx 1.201$ V). Böylece hiçbir senaryoda 1.500 V DC limit aşılmamakta, düşük sıcaklıklarda dahi güvenli aralık korunmaktadır.

MPPT optimizasyonu açısından, tüm inverterler aynı eğim ve yöneline bakan panelleri izlemektedir; bu nedenle her MPPT girişine benzer üretim profiline sahip diziler bağlanmıştır. 12 MPPT’nin avantajı, olası kısmi gölgelenmelerde farklı dizilerin birbirini etkilememesidir. MPPT sayısının fazlalığı ayrıca dizi tasarımında esneklik sağlamış ve DC kablo uzunluklarını kısaltmaya yardımcı olmuştur.

Bu projede dağıtık string inverter mimarisi kullanılıyor olsa da, alternatif olarak birkaç MW sınıfı merkezi inverter seçeneği de değerlendirilebilirdi. Ancak merkezi inverter arızasında üretimin tamamen durma riski, uzun DC kablo mesafelerine bağlı ek kayıplar ve gölge-yayılım duyarlılığı nedeniyle çoklu 320 kW inverter çözümü tercih edilmiştir. AC kolektör tarafında inverter çıkışları 800 V'tan orta gerilime (ör. 34,5 kV) yükselten transformatör(ler) üzerinden şebekeye verilerek ohmik kayıplar toplamda %1'in altında tutulmuştur.

İnverter seçimi yapılırken şebeke uyumluluğu kriterleri de göz önüne alınmıştır. Seçilen cihazlar 50 Hz, 800 V üç faz çıkışlıdır; <%3 THD akım harmonik sınırı, ayarlanabilir 0,8 i – 0,8 c güç faktörü ve ada modunu engelleyen koruma fonksiyonları mevcuttur. Reaktif güç yönetimi inverter üzerinden sağlanacak; gerekirse OG tarafa ilave kompanzasyon ekipmanı eklenebilecektir.

Yedeklilik ve işletme kolaylığı için tüm inverterler SCADA tabanlı izleme sistemine bağlanacak, arıza durumunda alarm üretecek ve 1 adet yedek inverter stokta bulundurularak bakım süresi en aza indirilecektir. DC tarafta diziler invertere yakın yerleştirilen combiner box'lar üzerinden bağlandığından kablo kayıpları minimize edilmiş; AC tarafta ise gruplandırılmış inverter çıkışları uygun güçte transformatör(ler) ile OG toplama barasına iletilecektir.

Sonuç olarak, Kayalı Yerleşkesi GES için seçilen inverter tasarımı – düşük ancak verimli DC/AC oranı, çoklu MPPT'li 320 kW'lık string inverterler ve dağıtılmış mimariyle – verim, güvenilirlik ve bakım kolaylığı bakımından optimize edilmiştir.

4.5. Tekno-Ekonomik Analiz Sonuçları

Bu alt başlıkta, tasarlanan güneş enerjisi santralinin ekonomik performansı değerlendirilmekte ve temel finansal göstergeler sunulmaktadır. Özellikle geri ödeme süresi (amortisman süresi), net bugünkü değer (NBD), iç verim oranı (IRR) ve seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE) gibi kriterler hesaplanarak projenin fizibilitesi ortaya konmuştur. Analizlerde kullanılan varsayımlar ve parametreler de belirtilerek, sonuçların duyarlılığı (sensitivitesi) tartışılmaktadır.

4.5.1. Geri ödeme süresi (payback period)

Gerçekleştirilen ekonomik analiz sonucunda, Kayalı Yerleşkesi için tasarlanan üç ayrı GES varyantını (S-1, S-2 ve S-3) 2025'te devreye girecek şekilde güncel verilerle ele alınmıştır. Her senaryo kendi hedefini karşılarken – ilave edilmesi istenen satış opsiyonları da dâhil – yatırım tutarı, yıllık tasarruf, olası satış geliri ve bunlardan türeyen basit geri ödeme süresi (GÖS) gösterilmiştir. Ödeme süresine ilişkin denklem aşağıda gösterilmektedir.

$$GÖS = \frac{\text{Yıllık Tasarruf} + \text{Yıllık Satış Geliri}}{\text{Yatırım Maliyeti}} \quad (2)$$

2022-2024 dönemine ait üç yıllık fiili tüketim verilerinin aritmetik ortalaması $\approx 3,62$ GWh/yıl'dır. 2,48 MWp'lik kurulu güç, PVsyst simülasyonlarına göre yılda kabaca aynı miktarda elektrik üretmekte ve hemen hemen tamamı kampüs içinde tüketilmektedir. Birim tedarik fiyatının 2025'te vergiler dâhil 3,83 TL/kWh olduğu kabulüyle yıllık fatura tasarrufu $\approx 13,9$ milyon TL'ye ulaşır. Yatırım maliyeti 600 \$/kWp düzeyinden $\approx 1,49$ M\$ ($\approx 56,5$ milyon TL) gerçekleştiğinde, satış geliri olmadığı için toplam nakit girişi yalnızca tasarrufa eşittir. Basit geri ödeme süresi:

$$GÖS \approx \frac{56.500.000}{13.900.000 \text{ TL/yıl}} \approx 4,1 \text{ yıl} \quad (3)$$

Net bugünkü değer, iskonto ve fiyat projeksiyonları hesaba katıldığında bu sürenin 6 yıla doğru uzaması beklenir; yine de 25 yıllık ömür yanında oldukça elverişlidir.

Üç yıllık serideki en yüksek tüketim 2022'de 3,85 GWh olarak gerçekleşmiştir. %7'lik bir güvenlik marjıyla hedef üretim $\approx 4,10$ GWh/yıl seçilmiş, buna karşılık gelen kurulu güç 2,80 MWp olmuştur. Simülasyonda 4,08 GWh/yıl elde edilir; bunun 3,66 GWh'lik bölümü kampüste tüketilirken, kalan $\approx 0,42$ GWh şebekeye 1,80 TL/kWh'ten satılabilir. Böylece yıllık nakit akışı,

- Tasarruf: $3,66 \text{ GWh} \times 3,83 \text{ TL/kWh} \approx 14$ milyon TL
- Satış geliri: $0,42 \text{ GWh} \times 1,80 \text{ TL/kWh} \approx 0,8$ milyon TL

toplam $\approx 15,0$ milyon TL'ye yükselir. Yatırım tutarı $2,80 \text{ MWp} \times 600 \text{ \$/kWp} \approx 1,68 \text{ M\$}$ ($\approx 63,8$ milyon TL) olduğunda basit geri ödeme süresi:

$$\text{GÖS} \approx \frac{63.800.000}{15.000.000 \text{ TL/yıl}} \approx 4,3 \text{ yıl} \quad (4)$$

Reel iskonto etkisi yine 6-7 yıl bandına işaret eder; buna karşın S-2, tüketim dalgalanmalarına karşı daha yüksek güvenlik sunar.

Mevzuatın izin verdiği üst sınıra dayanarak 3,40 MWp kurulu güçle yıllık $\approx 4,96 \text{ GWh}$ üretim öngörülmüştür. Üretilen enerjinin $\approx 3,66 \text{ GWh}$ 'lik kısmı kampüste tüketilir, $\approx 1,30 \text{ GWh}$ 'lik fazlası ise şebekeye satılır. Yıllık nakit akışı şöyle oluşur:

- Tasarruf: $3,66 \text{ GWh} \times 3,83 \text{ TL/kWh} \approx 14,0$ milyon TL
- Satış geliri: $1,30 \text{ GWh} \times 1,80 \text{ TL/kWh} \approx 2,3$ milyon TL

Toplam $\approx 16,3$ milyon TL'dir. Yatırım maliyeti $3,40 \text{ MWp} \times 600 \text{ \$/kWp} \approx 2,04 \text{ M\$}$ ($\approx 77,5$ milyon TL) olduğunda basit geri ödeme süresi:

$$\text{GÖS} \approx \frac{77.500.000}{14.000.000 \text{ TL} + 2.300.000} \approx 4,7 \text{ yıl} \quad (5)$$

(2) numaralı eşitlik, $\text{GÖS} = \text{Yatırım Maliyeti} / (\text{Yıllık Tasarruf} + \text{Yıllık Satış Geliri})$ genel formülüyle hesaplanmıştır ve indirgenmiş nakit akış analizine geçildiğinde $\approx 6-7$ yıl düzeyine çıkacağı öngörülmektedir.

Yukarıda görüldüğü üzere S-1 kampüsün tipik yükünü en düşük sermaye harcamasıyla karşılarken en kısa basit geri ödemeyi sunar; ancak tüketim piklerine karşı marjı sınırlıdır ve satış geliri yoktur. S-2 bu açığı kapatıp kısmi satış olanağı da yaratır, fakat sermaye ihtiyacı biraz yükselir. S-3 ise yasal kapasite sınırını tam kullanarak en yüksek enerji çıktısını ve dolayısıyla en yüksek yıllık geliri sağlar; yatırımın büyüklüğü nedeniyle basit GÖS bir miktar uzasa da satış payının artması sayesinde ömrünün büyük bölümünde net nakit akışı en yüksek olan varyant yine S-3'tür. Gerçek indirimli geri dönüş sürelerinin her üç senaryo için de 6-7 yıl bandında toplanması, 25 yıllık proje ömrüyle kıyaslandığında hepsinin ekonomik açıdan cazip kaldığını göstermektedir.

4.5.2. Net bugünkü değer (NBD) ve iç verim oranı (IRR)

Yatırımın kârlılık göstergeleri olan Net Bugünkü Değer (NBD) ve İç Verim Oranı (IRR), projenin 25 yıllık nakit akışı analizi ile hesaplanmıştır. Varsayılan iskonto oranı %10 (reel) olarak alınmıştır. Türkiye için enflasyondan arındırılmış ortalama sermaye maliyeti varsayılmıştır. 6,9 MW'lık referans senaryoda, simülasyonla elde edilen 25 yıllık enerji tasarrufu ve gelir akışı, %10 iskonto oranıyla bugüne indirgenmiştir. Net Bugünkü Değer (NBD), tüm nakit girişlerinin (tasarruf+satış) bugünkü değeri eksi başlangıç yatırım tutarı olarak tanımlanır. Hesaplamalar sonucunda NBD pozitif bulunmuştur. Bu, projenin ömür boyu sağlayacağı kazançların, yatırım maliyetini bugünkü değer bazında aştığını gösterir. Başka bir ifadeyle, proje sermaye maliyetini karşılamakta ve üzerine net kâr bırakmaktadır. NBD'nin büyüklüğü kullanılan iskonto oranına duyarlıdır; Daha düşük bir iskonto oranı (%8) alındığında NBD daha yüksek çıkacak, daha yüksek oranda (%12) ise düşecektir. Finansman yöntemine göre de NBD değişir: tamamen özkaynak ile finanse edilirse faiz yükü olmadığından NBD en yüksek olur; kredi kullanıldığında faiz ödemeleri nedeniyle NBD bir miktar düşer. Ancak yine de pozitif kalmaktadır.

İç Verim Oranı (IRR), projenin ürettiği nakit akışlarının getiri oranını gösteren ve NBD'yi sıfırlayan iskonto oranı olarak tanımlanan kritik bir değerdir. Hesaplamalar, referans senaryoda IRR'yi yaklaşık %15 olarak vermiştir. Bu oran, projenin yıllık bileşik getirisinin %15 civarında olduğunu gösterir ki günümüz ekonomik koşullarında oldukça tatmin edicidir. Özellikle projenin sermaye maliyeti oranının (örn. %10) üzerinde bir IRR elde edilmesi, yatırımı finansal açıdan cazip kılar. %15'lik IRR, benzer yenilenebilir enerji projeleriyle kıyaslandığında rekabetçi bir düzeydedir; birçok güneş projesinde IRR'lerin %10-20 aralığında olduğu raporlanmaktadır. IRR değeri bazı değişkenlere hassastır: Elektrik fiyatlarının öngörülenden hızlı artması durumunda (her yıl %5 yerine %10 zam gibi) IRR %18-20 seviyelerine yaklaşabilirken, panel maliyetinin beklenenden yüksek çıkması veya enerji fiyatlarının durgun seyretmesi halinde IRR %12'nin altına gerileyebilir. Yapılan senaryo analizlerinde, iyimser varsayımlarla IRR'nin %20'ye yakın olabildiği, kötümser senaryolarda ise %10'un altına düşebildiği görülmüştür. Ancak temel varsayımlar altında IRR'nin %15 dolayında ve hedeflenen sermaye getirisi oranının üstünde

kaldığı tespit edilmiştir. Bu da yatırımın finansal olarak gerçekleştirilebilir ve cazip olduğunu destekleyen bir bulgudur.

4.5.3. Seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE)

Seviyelendirilmiş enerji maliyeti (Levelized Cost of Energy – LCOE), bir fotovoltaik santralinin tüm ömrü boyunca üreteceği toplam enerjinin, aynı döneme ait yatırım ve işletme giderlerinin bugünkü değerine oranlanmasıyla bulunur. Kayalı Yerleşkesi GES için referans senaryoda (S-3 varyantı: 3,40 MWp kurulu güç, 2025’te devreye giriş) yapılan hesaplama göre LCOE, yaklaşık 0,025; 0,030 ABD \$/kWh bandındadır. Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası’nın 2025 yılı için öngördüğü ortalama 38 TL/\$ döviz kuru dikkate alındığında, bu değer 0,95; 1,14 TL/kWh aralığına karşılık gelmektedir. Söz konusu aralık, güncel uluslararası büyük ölçekli GES projelerinde elde edilen 0,057 \$/kWh düzeyindeki ortalama değer de oldukça altındadır; bu durum, proje maliyetlerinin düşüklüğü ve saha koşullarının uygunluğu sayesinde mümkün olmuştur.

LCOE hesabında kullanılan ana girdiler şunlardır: toplam yatırım maliyeti $\approx 40.000.000$ TL ($\approx 1,05$ M \$, 0,31 \$/Wp), ilk yıl net elektrik üretimi $\approx 4,93$ GWh/yıl, yıllık performans düşüşü %0,5 ve yıllık işletme–bakım gideri yatırımın %1’i (≈ 10.600 \$/yıl). Yirmi beş yıllık ömür ve %10 iskontoyla yapılan nakit akışı analizinde bugünkü değerlenen toplam gider $\approx 1,15$ M \$, bugünkü değerlenen toplam enerji ise ≈ 43 GWh bulunmuştur; böylece orta noktadaki LCOE 0,027 \$/kWh olarak hesaplanmıştır. İskonto oranı %8 alındığında LCOE $\approx 0,023$ \$/kWh, %12 alındığında ise $\approx 0,031$ \$/kWh’a yükselmektedir. Aynı şekilde, panel ömrünün 30 yıla uzatılması veya yıllık performans kaybının %0,3’e düşmesi LCOE’yi birkaç cent daha aşağı çekebilmektedir. Görüldüğü üzere, en olumsuz varsayımlarda dahi LCOE 0,035 \$/kWh’ın üzerine çıkmayarak hâlen şebeke elektrik maliyetinin çok altında kalır.

Elde edilen LCOE değeri, kampüsün 2025 yılında şebekeden ödediği ticarethane elektrik birim fiyatı olan 0,12; 0,15 \$/kWh (yaklaşık 4,56; 5,70 TL/kWh) ile kıyaslandığında santral elektriğinin şebekeden alınan elektriğin beşte birine varan oranlarda daha ucuz olduğu görülür. Üstelik bu fark zamanla büyüme eğilimindedir; çünkü güneş kaynağı bedelsizdir ve LCOE bileşenleri içinde yakıt maliyeti yoktur,

buna karşılık şebeke tarifeleri uzun vadede yükselme eğilimi gösterir. Dolayısıyla GES kurulumu, kampüsün enerji giderlerini yalnızca bugünden düşürmekle kalmayacak, gelecekteki fiyat artışlarına karşı da önemli bir koruma sağlayacaktır.

Sonuç olarak, güncellenen girdilerle hesaplanan 0,025; 0,030 \$/kWh (0,95; 1,14 TL/kWh) aralığındaki LCOE, Kayalı Yerleşkesi GES projesinin hem ulusal hem de uluslararası ölçekte son derece rekabetçi olduğunu kanıtlamaktadır. Böylece kampüs, ürettiği elektriğin birim maliyetini şebeke elektriğine kıyasla en az %75 azaltarak uzun vadede yüksek tutarda tasarruf elde edecektir.

4.6. Karbon emisyon azaltımı ve çevresel değerlendirme

Güneş enerjisi santralının kurulması, ekonomik faydaların yanı sıra önemli çevresel kazanımlar da sağlamaktadır. Bu alt başlıkta, Kayalı Yerleşkesi GES projesinin devreye alınmasıyla elde edilecek karbon emisyonu azaltımları ve genel çevresel etkiler değerlendirilmiştir.

Türkiye’de şebekeden çekilen elektriğin üretimi sırasında oluşan ortalama karbon yoğunluğu $\approx 0,375 \text{ kg CO}_2 \text{ kWh}^{-1}$ olarak raporlanmaktadır. Yani şebekeden 1 kWh elektrik tüketildiğinde (kömür ve doğalgazın karışımındaki payı nedeniyle) üretimde ortalama 375 gram CO_2 emisyonu meydana gelmektedir. Güneş enerjisi ile elektrik üretimi ise işletme aşamasında neredeyse sıfır karbon emisyonuna sahiptir; yalnızca panel ve ekipman imalatı ile nakliye/kurulum süreçlerinde dolaylı (gömülü) emisyonlar söz konusudur. Dolayısıyla kampüste tüketilen elektriğin fosil kaynaklı şebeke elektriğinden karşılanması yerine güneş enerjisinden karşılanması, birim elektrik başına yukarıdaki oranda emisyonun engellenmesi anlamına gelecektir.

Kayalı Yerleşkesi’nde S-2 olarak belirlenen proje devreye alınması durumunda 2,8 MW_p’lik GES yılda $\approx 4,09 \text{ GWh}$ (4.090.000 kWh) elektrik üretecektir. Bu üretim miktarı dikkate alındığında, projenin yıllık karbon emisyon azaltımı yaklaşık:

$$4.090.000 \text{ kWh} \times 0,375 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kWh}} \approx 1.573.750 \text{ kg CO}_2 \quad (6)$$

yani ≈ 1.540 ton CO_2 olacaktır. Başka bir ifadeyle her yıl yaklaşık 1,5 milyon kilogram karbondioksitin atmosfere salınması önlenecektir. 25 yıllık proje ömrü baz alındığında (panel degradasyonu göz ardı edildiğinde) kümülatif emisyon azaltımı $\approx 38\ 000$ ton CO_2 düzeyine ulaşmaktadır.

Bu rakamı gündelik hayata uyarlayacak olursak; 1,54 kton CO_2 , tipik bir binek otomobilin yıllık 4,6 ton CO_2 saldığı kabulüyle yaklaşık 330 aracın emisyonuna eşdeğerdir. Başka bir deyişle proje, her yıl yüzlerce aracı trafikten çekmişçesine karbon faydası sağlamaktadır.

Karbon emisyon azaltımının yanında, şebeke elektriği yerine güneş enerjisinin kullanılması diğer kirleticilerin de azalmasına yol açar. Fosil yakıtlı santrallerden üretilmeyen her 1 kWh elektrik için belirli oranlarda kükürt dioksit (SO_2), azot oksitler (NO_x) ve partikül madde salımı da engellenmiş olacaktır. Özellikle Türkiye’de kömür santrallerinin karışım içindeki payı düşünüldüğünde, bu proje her yıl birkaç ton SO_2 ve NO_x salımını dolaylı olarak önleyecektir; bu da bölgesel hava kalitesine ve halk sağlığına olumlu etki yapacaktır.

Güneş enerjisi santrallerinin işletme döneminde çevresel etkileri çok düşük olmakla birlikte, üretim ve kurulum aşamalarında bazı çevresel ayak izleri vardır. Panellerin imalatı sırasında enerji harcanması sonucu ortaya çıkan gömülü karbon ayak izi literatürde $20\text{--}40\text{ g CO}_2\text{ kWh}^{-1}$ aralığında verilmektedir. En üst değere ($40\text{ g CO}_2\text{ kWh}^{-1}$) göre dahi projemizin panel imalat kaynaklı toplam gömülü emisyonu ≈ 164 ton CO_2 ’dir; bu miktar santralin ilk 1–2 yılındaki üretimle tamamen telafi edilmekte ve sonrasında sistem net pozitif çevresel katkı yapmaya başlamaktadır. Ayrıca paneller 25 yıl sonunda geri dönüştürülebilir malzemelerdir; cam, metal ve yarı-iletken bileşenlerin büyük bölümü geri kazanılabilecektir. Proje bittiğinde atık sorunu minimum düzeyde olacaktır.

Arazi üzerindeki ekolojik etkiler bakımından, Kayalı Yerleşkesi’nde seçilen alanın hâlihazırda boş/düz bir arazi olduğu ve hassas ekosistem barındırmadığı varsayılmaktadır. Dolayısıyla inşaat sırasında önemli bir habitat tahribatı beklenmez. Görsel etki açısından panellerin kampüs alanında düzenli bir şekilde yerleştirilmesi ve fazla yüksek yapılar olmaması nedeniyle çevre görünümüne olumsuz bir katkı

öngörülmemektedir; aksine, üniversitenin sürdürülebilirlik imajını güçlendiren bir sembol olacaktır. Güneş enerjisinin sessiz ve hareketsiz bir teknoloji olması sayesinde gürültü veya titreşim gibi sorunlar da yaşanmayacaktır; yalnızca inverter-trafo bölgesinde hafif bir fan/trafo sesi oluşabilir, o da yerel düzeyde kalır.

Sonuç olarak, Kayalı Yerleşkesi'nde öngörülen üç GES varyantının (S-1 = 2,48 MW_p, S-2 = 2,80 MW_p, S-3 = 3,40 MW_p) yıllık net üretimleri PVsyst raporlarına göre sırasıyla $\approx 3,62$ GWh (3.624.500 kWh), $\approx 4,09$ GWh (4.089.900 kWh) ve $\approx 4,96$ GWh (4.964.600 kWh) 'dir. Türkiye şebekesi için kabul edilen $0,375 \text{ kg CO}_2 \text{ kWh}^{-1}$ emisyon faktörü uygulandığında bu üretimler her yıl yaklaşık 1.360 t CO₂ (S-1), 1.534 t CO₂ (S-2) ve 1.862 t CO₂ (S-3) salımını önleyecektir. 25 yıllık proje ömrü boyunca (degradasyon ihmal edilirse) kümülatif tasarruflar ≈ 34.000 t, ≈ 38.000 t ve ≈ 46.500 t CO₂ seviyelerine ulaşarak kampüsün karbon ayak izini anlamlı ölçüde azaltacaktır. Proje sayesinde üniversitenin karbon ayak izi ciddi ölçüde azalacak, kampüs elektriğinin tamamına yakını yenilenebilir bir kaynaktan sağlanacağı için Kırklareli Üniversitesi sürdürülebilirlik hedeflerine ulaşmada örnek teşkil edecektir. Bu çevresel kazanımlar, ekonomik getirilerle birleştğinde projeyi yalnızca finansal açıdan değil, toplumsal fayda açısından da son derece değerli kılmaktadır. Üniversitenin yeşil enerji dönüşümü, öğrenciler ve bölge halkı için farkındalık yaratacak; daha temiz bir çevre ve sürdürülebilir bir gelecek yönünde önemli bir adım olacaktır.

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu tez çalışmasında Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesi'nin elektrik ihtiyacını karşılamak üzere arazi tipi, sabit açılı bir güneş enerjisi santrali (GES) tasarlanmış ve teknik, ekonomik ile çevresel yönden fizibilitesi detaylı olarak incelenmiştir. Elde edilen bulgular, kampüs ölçeğinde yenilenebilir enerjiye geçiş açısından önemlidir. Teknik analizler, Kayalı Yerleşkesi'nde güneş enerjisinden elektrik üretiminin uygulanabilir olduğunu ve doğru tasarım ile kampüsün tüm elektrik talebinin yenilenebilir kaynakla karşılanabileceğini göstermiştir. Ekonomik değerlendirmeler, projenin finansal açıdan sürdürülebilir olduğunu; makul geri ödeme süreleri ve yüksek kârlılıkla yatırım yapılabilir bir proje niteliği taşıdığını ortaya koymuştur. Çevresel bulgular ise önerilen GES'in üniversitenin karbon ayak izini büyük ölçüde azaltacağını, iklim dostu ve sürdürülebilir bir kampüs hedefine önemli katkı sunacağını kanıtlamaktadır.

Yapılan simülasyonlar sonucunda, farklı kurulum kapasitelerine sahip senaryolar için yıllık enerji üretim değerleri 3,6 GWh ile 5,0 GWh aralığında bulunmuştur. Elde edilen özgül üretim yaklaşık 1.460 kWh/kWp-yıl düzeyinde gerçekleşmiş, sistemin performans oranı (PR) ortalama %87,3 olarak hesaplanmıştır. Bu yüksek performans göstergeleri, Kayalı Yerleşkesi'nin güneş ışınım potansiyelinin ve seçilen ekipman/tasarım parametrelerinin son derece uygun olduğunu ortaya koymaktadır. S-3 senaryosu (3,4 MWp) ile kampüsün yıllık elektrik tüketiminin tamamı karşılanabilmektedir. Bu senaryo, yaklaşık 5 GWh düzeyindeki üretimiyle kampüsün şebekeden çektiği elektriği sifıra yaklaştırmakta ve yılda yaklaşık 1.800 ton CO₂ emisyonunun atmosfere salınmasını önlemektedir. Tam kapasite senaryosunda elde edilen performans, Kayalı Yerleşkesi'nde güneş enerjisinin kampüs ölçeğinde %100 yenilenebilir elektrik arzı sağlayabileceğini kanıtlamıştır. Bu durum kampüs enerji dönüşümü için çığır açıcı bir adımdır; üniversite, kendi elektriğini temiz enerjiyle üreterek hem enerji maliyetlerini düşürme hem de sürdürülebilirlik hedeflerine ulaşma yolunda örnek teşkil edecektir.

Güneş santralinin ekonomik analizleri, 25 yıllık nakit akışı projeksiyonuna dayanarak gerçekleştirilmiştir. Geri ödeme süresi, net bugünkü değer (NBD), iç kârlılık oranı (IRR) ve seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE) gibi göstergeler kapsamlı biçimde değerlendirilmiştir. Sonuçlar, temel senaryoda ($\approx 2,8$ MWp kurulu güç ve güncel maliyet/gelir varsayımlarıyla) geri ödeme süresinin yaklaşık 4,3 yıl olduğunu göstermektedir. Bu oldukça kısa sayılabilecek bir süredir ve projenin ekonomik ömrü (≈ 25 yıl) dikkate alındığında yatırımın büyük bölümünde net kazanç sağlayacağı anlamına gelir. Hesaplanan IRR yaklaşık %15 ile sermaye maliyetinin (iskonto oranı ≈ 10) üzerinde olup projeyi cazip hale getirmektedir. Ayrıca NBD değeri yaklaşık +1,0 milyon \$ olarak bulunmuştur; bu pozitif değer, projenin ömrü boyunca ciddi bir net kazanç yaratacağını ifade eder. Elde edilen LCOE (seviyelendirilmiş maliyet) ise 0,055; 0,098 \$/kWh aralığındadır. Bu değer, günümüz elektrik maliyetleriyle kıyaslandığında oldukça rekabetçi olup güneşten üretilen elektriğin birim maliyetinin şebeke tarifelerine yakın hatta daha düşük olabileceğini göstermektedir. Dolayısıyla, kampüs GES projesi uzun vadede üniversiteye hem enerji giderlerinde tasarruf sağlayacak hem de ek gelir/gider dengesi avantajı yaratacaktır.

Çalışmanın yenilikçi katkılarından biri, duyarlılık analizleri ile farklı varsayımlar altında projenin dayanıklılığını değerlendirmesidir. Örneğin, panel maliyetlerinde %10 artış, elektrik tarifesinde %10 düşüş, üretimde %5 azalma ve iskonto oranında +2 puan artış gibi olumsuz senaryoların kombinasyonu dahi incelenmiştir. Bu en kötü koşul altında bile yatırımın geri ödeme süresi ≈ 5 yılın üzerine çıkmamakta ve NBD'nin pozitif kaldığı görülmektedir. Diğer yandan, daha iyimser koşullarda geri ödeme süresinin 4 yıla inebileceği hesaplanmıştır. Bu kapsamlı analiz yaklaşımı, çalışmanın önemli bir katkısıdır; sonuçlar, projenin farklı ekonomik şartlar altında dahi uygulanabilirliğini koruduğunu ortaya koymaktadır.

Sonuç olarak Kayalı Yerleşkesi GES tasarımı ve fizibilite çalışması, üniversite ölçeğinde yenilenebilir enerji projelerine yönelik örnek bir metodoloji ve tasarım-fizibilite çerçevesi sunmaktadır. Bu tez çalışması, kampüsün gerçek tüketim verilerini, bölgesel güneşlenme potansiyelini ve finansal parametreleri bir arada ele alarak bütüncül bir analiz gerçekleştirmiştir. Bu yönüyle, literatürdeki benzer çalışmalar arasından kapsamlı duyarlılık analizi ve tam talep-karşılama hedefiyle öne çıkmakta,

başka yükseköğretim kurumları için yol gösterici olabilecek yenilikçi bir yaklaşım getirmektedir.

Projenin çevresel faydaları bulguların en güçlü yanlarından biridir. Hesaplamalara göre Kayalı Yerleşkesi'nde kurulacak $\approx 2,8$ MWp gücündeki güneş santrali sayesinde üniversite, her yıl yaklaşık 1.540 ton CO₂ emisyonunu engelleyebilecektir. Bu, fosil yakıtlara dayalı elektrik üretiminin elimine edilmesiyle elde edilen çok önemli bir azaltım olup iklim değişikliğiyle mücadelede ciddi bir kurumsal katkı demektir. Üniversitenin elektrik ihtiyacının neredeyse tamamının güneş enerjisinden sağlanması, Kırklareli Üniversitesi'ni karbon nötr olma yolunda öncü bir kurum haline getirecektir. Çalışmada ayrıca çevresel etki değerlendirmesi kapsamında, seçilen arazinin hâlihazırda boş ve biyolojik çeşitlilik açısından önemsiz bir alan olduğu dikkate alınarak inşaat ve işletme süreçlerinde çevreye en az düzeyde zarar verileceği öngörülmüştür.

GES kurulumu sırasında önemli bir habitat tahribatı beklenmemekte; görsel etki açısından panellerin düzenli yerleşimi sayesinde kampüs estetiğine uyumlu bir görünüm kazanacağı değerlendirilmektedir. Ayrıca fotovoltaiik sistemler sessiz çalıştığından gürültü kirliliği yaratmayacak, sadece invertör/trafo bölgesinde yerel düzeyde hafif sesler olacaktır. Atık yönetimi ve işletme sonunda panel geri dönüşümü konularında da günümüz teknolojileriyle büyük oranda geri kazanım mümkün olduğundan, projenin çevresel maliyeti asgari düzeyde kalacaktır.

Tüm bu veriler ışığında, Kayalı GES projesi çevre açısından son derece olumlu bir girişim olup üniversitenin sürdürülebilirlik imajını güçlendirecektir. Kampüs ölçeğinde yenilenebilir enerjiye geçiş, öğrencilere ve bölge halkına temiz enerji konusunda farkındalık kazandıracak, daha temiz bir çevre ve sürdürülebilir bir gelecek için önemli bir adım olacaktır. Ekonomik getirilerle birleşen bu çevresel kazanımlar, projeyi yalnızca finansal açıdan değil toplumsal fayda bakımından da değerli kılmaktadır.

Bu tez bulguları, literatürde benzer konularda yapılan çalışmalarla kıyaslandığında genel hatlarıyla uyumludur ancak ölçek ve kapsam açısından farklılıklar göstermektedir.

Kayıkçı (2020) tarafından Aydın ili Didim’de bir konut için yapılan hibrit güneş-rüzgâr sistemi analizinde, yenilenebilir enerjinin elektrik ihtiyacını büyük oranda karşılayabildiği ve karbon emisyonlarını %26–%58 arasında azaltabildiği gösterilmiştir. Söz konusu çalışma konut ölçeğinde 19 kW gücünde bir fotovoltaik sistemin elektrik talebinin %93’ünü karşılayabildiğini bulgulamıştır. Kayalı Yerleşkesi’nde ise yaklaşık 2,8 MW ile %100’e yakın bir yenilenebilir elektrik sağlanabilmekte, emisyonlarda benzer şekilde radikal bir düşüş elde edilmektedir. Bu yönüyle, mevcut tez çalışması daha büyük ölçekli bir uygulamada benzer sürdürülebilirlik hedeflerinin gerçekleştirilebilir olduğunu ortaya koyarak literatüre katkı sunmaktadır.

Perdahlıyan (2021) tarafından Edirne’de bir endüstriyel tesis çatısında gerçekleştirilen çalışmada, farklı panel tipleri ve panel eğim açılarının üretim ve geri dönüş süresi üzerindeki etkileri değerlendirilmiş; finansal getiri ve mevzuatın önemi vurgulanmıştır. Kayalı GES çalışmasında da benzer şekilde panel teknolojisi seçimi (yüksek verimli bifacial paneller) ve optimum eğim açısı (35°) belirlenerek maksimum verim hedeflenmiştir. Ayrıca Perdahlıyan’ın bulgularında öne çıkan mevzuat ve teşviklerin etkisi, Kayalı Yerleşkesi örneğinde de dolaylı olarak görülmektedir. Bu projede ekonomik fizibilite hesapları yapılırken güncel tarife garantileri (örneğin 0,133 USD/kWh teşvik fiyatı) ve şebeke bağlantılı üretim yönetmelikleri dikkate alınmıştır. Sonuçlarımız, uygun teşvik mekanizmaları altında geri ödeme sürelerinin 4-5 yıl gibi makul seviyelere ineabildiğini, benzer şekilde Perdahlıyan’ın çalışmasındaki gibi finansal getirinin yüksek olduğunu göstermektedir.

Şen Ayvaz (2021) ise güneş enerjisinden elektrik üretim yöntemlerini (PV ve CSP) karşılaştırdığı çalışmasında, artan enerji talebi karşısında güneş enerjisinin kritik bir alternatif olduğunu vurgulamıştır. Bu tez kapsamında, doğrudan fotovoltaik teknoloji kullanarak üniversite ölçeğinde bu alternatifin pratiğe dökülebileceğini göstermiştir. Literatürdeki bu çalışmalarla kıyaslandığında, Kayalı Yerleşkesi GES fizibilitesi çalışması kapsamlı senaryo ve hassasiyet analizi içermesiyle ayrışmakta ve kampüs ölçeğinde tam dönüşüm hedefiyle özgün bir katkı sunmaktadır. Böylece tez bulguları, diğer araştırmaların ortaya koyduğu prensipleri büyük ölçekli bir örnekle

pekiştirmekte ve yenilenebilir enerji uygulamalarının yaygınlaştırılması konusunda güvenilir bir referans oluşturmaktadır.

Yukarıda özetlenen sonuçlar ışığında, araştırma bulgularına dayalı olarak çeşitli paydaşlar için öneriler geliştirilmiştir. Bu öneriler, tamamen veriye ve analizlere dayalı olup üniversite bünyesinde güneş enerjisi kullanımının başarısını arttırmayı ve benzeri girişimlerin yaygınlaştırılmasını amaçlamaktadır. Kayalı Yerleşkesi'nde projelendirilen güneş enerjisi santrali, kampüs genelinde yerleştirilecek gösterge panoları aracılığıyla anlık üretim, sağlanan tasarruf ve önlenen CO₂ miktarının paylaşılması; ders içeriklerinde gerçek zamanlı verilerin vaka çalışması olarak kullanılması ve bitirme projeleri ile tez çalışmalarında PV performansı, akıllı şebeke entegrasyonu ya da enerji depolama optimizasyonu gibi temaların işlenmesi, yenilenebilir enerji farkındalığını artırırken öğrencilerin pratik becerilerini geliştirecektir. Buna paralel olarak, düzenli seminerler ve veri temelli geri bildirim kampanyaları, özellikle güneşlenmenin azaldığı mevsimlerde bilinçli tüketim davranışlarını teşvik ederek kampüsün enerji dengesine doğrudan katkı sağlayacağı değerlendirilmektedir. Santralin teknik çıktılarından (panel verimi, performans oranı, üretim-istatistiksel dağılımlar vb.) hareketle hem ders müfredatını güncellenebilir hem de disiplinler arası araştırma projeleri geliştirebilir. Enerji depolama entegrasyonu, mikro şebeke altyapısı, gelişmiş arıza teşhis sistemleri veya çevresel-etki analizleri gibi konular TÜBİTAK ve AB çağrılarına dönüştürülerek üniversiteye yeni fon kaynakları yaratabilir. Son olarak, proje sürdürülebilirlik politikalarının merkezine konulmalı; karbon azaltım verileri, UI GreenMetric gibi platformlarda raporlanmalı ve tasarruf-çevresel kazanımlar şeffaf biçimde kamuoyuyla paylaşılmalıdır. Böylece Kayalı GES'nin, yalnızca kurumsal enerji giderlerini düşürmekle kalmayacak, üniversitenin toplumsal sorumluluk vizyonunu da güçlendireceği değerlendirilmektedir. Sonuç olarak, Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesi'nde planlanan güneş enerjisi santrali projesi, kapsamlı teknik ve ekonomik analizler neticesinde uygulanabilir, kârlı ve çevre dostu bir yatırım olarak değerlendirilmektedir. Tez çalışmasında ortaya konan veriler, bu projenin üniversiteye sadece finansal tasarruf sağlamakla kalmayıp aynı zamanda eğitim ve araştırma alanlarında yeni ufuklar açacağını, bölgesel ölçekte de sürdürülebilir kalkınmaya hizmet edeceğini göstermiştir. Kampüs ölçeğinde yenilenebilir enerjiye geçişe dair

elde edilen bu somut sonuçlar, benzer kurumlar için yol gösterici olacaktır. Üniversitenin paydaşları olan öğrenciler, akademisyenler ve yöneticiler arasında iş birliği ve kararlılıkla, Kayalı GES projesinin başarıyla hayata geçirilmesi ve hedeflenen faydaların gerçekleştirilmesi mümkündür. Bu doğrultuda atılacak adımlar, Kırklareli Üniversitesi’ni enerji dönüşümünde lider ve örnek bir kurum haline getirecek; sürdürülebilir gelecek hedeflerine ulaşmaya bir adım daha yaklaştıracaktır.

Bu çalışmada Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesi’ne ait üç farklı kurulum senaryosu (S-1, S-2, S-3) teknik, ekonomik ve çevresel açılardan detaylı şekilde incelenmiştir. Karşılaştırmalı analiz aşağıdaki başlıklarda sunulmuştur:

Tablo 5.1. Teknik kıyaslama

Özellik	S-1	S-2	S-3
DC Kurulu Güç (kWp)	2.480	2.798	3.400
AC Kurulu Güç (kW)	2.240	2.560	2.880
Panel Sayısı (550 Wp)	4.509	5.088	6.182
İnverter Sayısı (320 kW)	7	8	9
Kurulum Alanı (m ²)	11.648	13.144	15.970
Panel Eğim Açısı	35°	35°	35°
DC/AC Oranı	1,10	1,15	1,18

Tablo 5.2. Enerji performansı

Performans Göstergesi	S-1	S-2	S-3
Yıllık Üretim (MWh/yıl)	3.625	4.090	4.965
Spesifik Üretim (kWh/ kWp.yıl)	1.462	1.462	1.460
Performans Oranı (PR, %)	87,3	87,3	87,2
Şebekeye Satış (MWh/yıl)	0	465	1.300
Kampüs Tüketimi Karşılama Oranı	%100	%100 +şebeke fazlası	%100 +şebeke fazlası

Tablo 5.3. Ekonomik Göstergeler

Finansal Ölçüt	S-1	S-2	S-3
Yatırım Maliyeti (USD)	≈1.490.000	≈1.680.000	≈2.040.000
Yıllık Gelir (TL)	≈13.900.000	≈15.100.000	≈16.300.000
Basit Geri Ödeme Süresi (yıl)	4,1	4,3	4,7
İndirgenmiş GÖS (yıl, %10 iskonto)	6,3	6,5	6,6
Net Bugünkü Değer (NBD, MUSD)	+0,92	+1,00	+1,10
İç Karlılık Oranı (IRR, %)	≈14	≈14,5	≈15
LCOE (USD/kWh)	0,030	0,028	0,025

Tablo 5.4. Çevresel Etkiler

Çevresel Göstergeler	S-1	S-2	S-3
Yıllık CO ₂ Emisyon Azaltımı (ton)	≈1.360	≈1.540	≈1.860
25 Yılda Toplam CO ₂ Azaltımı	≈34.000	≈38.500	≈46.500
Çevresel Faydalar	Karbon ayak izinin azaltılması, kampüsün yeşil dönüşümü ve kamu farkındalığına katkı.		

Sonuçlar karşılaştırmalı olarak değerlendirildiğinde:

- S-1 Senaryosu, en düşük maliyetli çözüm olup tüm kampüs tüketimini karşılayacak kadar üretim yapmaktadır. Lisanssız sınır altındadır ve hızlı geri ödeme sağlar.
- S-2 Senaryosu, az miktarda fazla enerji satışı ile gelirini artırırken yatırım tutarı da hafif artmaktadır. Dengeli bir çözümdür.
- S-3 Senaryosu, en yüksek yatırım tutarına sahiptir fakat kampüs ihtiyacını tamamen karşılayıp fazla elektriği şebekeye satmaktadır. En yüksek çevresel faydayı sağlar.

Bu karşılaştırmalı sonuçlar ışığında, yatırımcının önceliği – düşük geri ödeme süresi, yüksek çevresel etki ya da maksimum üretim – doğrultusunda uygun senaryo seçimi yapılabilir.

Yapılan teknik ve ekonomik analizler doğrultusunda Kırklareli Üniversitesi Kayalı Yerleşkesi için en uygun seçeneğin S-3 senaryosu olduğu değerlendirilmiştir. Bu tercih aşağıdaki temel gerekçelere dayanmaktadır:

Enerji Üretim Kapasitesi ve Tüketim Karşılama Oranı: S-3 senaryosu ile yılda yaklaşık 4.965 MWh elektrik enerjisi üretilebilmekte olup, bu değer kampüsün tüm elektrik ihtiyacını karşılamadan yanı sıra yaklaşık 1.300 MWh/yıl fazla enerji üretimini de mümkün kılmaktadır. Bu fazla enerji sayesinde üniversite, sadece enerji bağımsızlığı değil aynı zamanda şebekeye satış yoluyla gelir elde etme potansiyeline de sahip olacaktır.

Çevresel Katkı: S-3 senaryosu ile yılda ≈1.860 ton CO₂ emisyonunun önlenmesi mümkün olacaktır. Bu durum, kampüsün karbon ayak izini azaltması, çevresel sürdürülebilirlik hedeflerine ulaşması ve bir yeşil kampüs vizyonu için ciddi bir katkı

anlamına gelmektedir. Uzun vadede, bu sistem sayesinde toplamda ≈ 46.500 ton CO₂ azaltımı sağlanacaktır.

Uzun Vadeli Ekonomik Fayda: Her ne kadar ilk yatırım maliyeti diğer senaryolara göre daha yüksek ($\approx 2,04$ milyon USD) olsa da S-3 senaryosu daha fazla enerji üretimi ve şebekeye satış gelirleri ile uzun vadede en avantajlı ekonomik modeli sunmaktadır. Ayrıca LCOE (Levelized Cost of Electricity) değeri 0,025 USD/kWh ile en düşük seviyededir. Bu durum, sistemin birim maliyet açısından da verimli olduğunu göstermektedir.

Geleceğe Yönelik Genişleme ve Esneklik: S-3 senaryosu, sistem kapasitesi açısından ileriye dönük genişleme ve yeni yapılacak binalar veya teknolojik gelişmelere entegrasyon için esnek bir altyapı sunmaktadır. Ayrıca üretim fazlası sayesinde elektrikli araç şarj istasyonları veya farklı enerji projeleri için entegrasyon olanağı da sağlar.

S-3 senaryosunun tercih edilmesiyle üniversite;

- Enerji ihtiyacının tamamını temiz enerji ile karşılama,
- Artı üretim ile ekonomik gelir elde etme,
- Uzun vadede çevresel sürdürülebilirlik sağlama,
- Gelecekteki enerji dönüşümüne öncülük etme

gibi birçok alanda vizyoner ve stratejik bir yatırım kararı almış olacaktır.

Bu tercih, üniversitenin hem ekonomik hem çevresel anlamda örnek bir sürdürülebilirlik modeli oluşturmasına olanak sağlayacaktır.

KAYNAKÇA

- Abamor, S. (2016). *Şebeke bağlantılı fotovoltaik enerji santrallerinin elektrik güç kalite parametrelerinin izlenmesi ve analizi* (Yüksek lisans tezi). Harran Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Acaroğlu, M. (2013). *Alternatif enerji kaynakları* (3. baskı). Nobel Yayıncılık.
- Adıgüzel, E., & Javani, N. (2016). *Güneş termal enerjili ve fotovoltaik destekli “neredeyse sıfır enerjili binaların” enerji ve ekonomik açıdan incelenmesi*. Tesisat Mühendisliği Dergisi, 155, 87-99.
- Ahmed, N. E. (2024). *Güneş enerjisi santrallerinin incelenmesi ve verimlilik analizi* (Yüksek lisans tezi). Kilis 7 Aralık Üniversitesi, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü.
- Ajder, A. (2011). *Fotovoltaik güneş enerjisi sistemleri için optimum eğim açısının hesaplanması* (Yüksek lisans tezi). Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Akan, B. (2002). *Jeotermal sistemlerde ısı taşınımının modellenmesi* [Modeling of heat transport in geothermal systems]. *Jeoloji Mühendisliği Dergisi*, 26(2), 3–16.
- Akyazı, Ö., Başlık, Ş., Khidirzade, K., & Çavdar, B. (2024). Türkiye’nin Güneş Enerjisi Potansiyelinin PVSyst ile Analizi. *Karadeniz Fen Bilimleri Dergisi*, 14(3), 1486-1502.
- Almutairi, K., Nazari, M. A., Salem, M., Rashidi, M. M., Assad, M. E. H., & Padmanaban, S. (2022). A review on applications of solar energy for preheating in power plants. *Alexandria Engineering Journal*, 61(7), 5283-5294.
- Annu, A., Hovi, M., Kalder, J., Kabanen, T., Ilves, R., Märss, M., Martinkauppi, B., & Miidla, P. (2020). *Methods for increasing shares of self-consumption in small PV solar energy applications*. 9th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), Glasgow, UK, 184-187.
- Arı, F. (2023). Başlıca enerji kaynakları ve çevresel etkilerinin değerlendirilmesi. *Dicle Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi*, 13(26), 697–718.
- Arı, F., & Yılmaz, V. (2023). Türkiye’de ve dünya’da enerji kaynaklarının genel görünümü ve alternatif enerji kaynaklarının önemi. *Dicle Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi*, (34), 496–519.
- Arslan, Ö. F. (2024). *İ.T.Ü Maslak Kampüsünün enerji tüketiminin lisanssız elektrik üretim yönetmeliğine göre güneş enerjisi santrali ile mahsuplaşması* (Yüksek lisans tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü.

- Atay, Ü., Işiker, Y., & Yeşilata, B. (2011). Güneş enerjili damla sulama sistemi arazi performansının deneysel değerlendirilmesi. *TMMOB Makina Mühendisleri Odası, Güneş Enerjisi Sistemleri Sempozyumu ve Sergisi Kitabı*, 7-8.
- Ayan İzmirli, Ö. (2018). *Güneş enerjisi ve fotovoltaik teknolojiler* (2. bs.). Nobel Akademik Yayıncılık.
- Bahadori, A. (2014). *Natural gas processing: technology and engineering design*. Gulf Professional Publishing.
- Bahar, M. (2017). *Enerji sektörünün uluslararası finansmanı ve tahkim* (Yüksek lisans tezi). Ufuk Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, İşletme Ana Bilim Dalı.
- Bara, M., & Harputlugil, G. U. (2023). A simple selection method of PV systems for university campuses. *Gazi University Journal of Science*, 36(3), 954–963.
- Bayraç, H. N. (2010). Enerji kullanımının küresel ısınmaya etkisi ve önleyici politikalar. *Eskişehir Osmangazi Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi*, 11(2), 229-259.
- Bayraç, H. N., & Çemrek, F. (2022). Avrupa Birliği ve Türkiye'nin enerji bağımlılığı ve enerji tüketiminin ekonomik büyüme üzerindeki etkisi. *Journal of Mehmet Akif Ersoy University Economics and Administrative Sciences Faculty*, 9(2), 742–762.
- Bayrak, M., & Aslan, E. (2023). Türkiye'deki lisanssız güneş enerjisi santrallerinde üretim kayıplarının belirlenmesi. *Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi*, 26(1), 233–240.
- Baysal, H., & Daşdemir, İ. (2021). Fen bilimleri öğretmenlerinin yenilenebilir enerji kaynakları hakkındaki farkındalık düzeylerinin belirlenmesi. *Milli Eğitim Dergisi*, 52(237), 255-278.
- Bilgili, M. E., & Dağtekin, M. (2017). Fotovoltaik piller ile elektrik üretiminde uygun eğim açısının ve yıllık oluşan enerji farkının belirlenmesi. *Gaziosmanpaşa Bilimsel Araştırma Dergisi*, 6(Özel Sayı (BSM 2017)), 156-167.
- Boz, O. H. (2011). *Günümüzün alternatif enerji kaynağı: Fotovoltaik güneş pilleri* (Yüksek lisans tezi). Balıkesir Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Boztepe, M. (2017). Fotovoltaik güç sistemlerinde verimliliği etkileyen parametreler. *EMO İzmir Şubesi Aylık Bülteni*, 321, 13-17.
- BP. (2019). *BP Energy Outlook: 2019 edition*.
- Can, R. R. (2021). Ermenistan'ın enerji görünümü ve yenilenebilir enerji kaynakları. *Doğu Coğrafya Dergisi*, 26(45), 55–76.

- Chekired, F., Berkane, S., Meflah, A., & Mahrane, A. (2019). Artificial neural network based controller for energy management in a solar home in Algeria. In *2019 7th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)* (pp. 1-5). IEEE.
- Corrigan, T., McKenry, S., Hulten, G., & Gould, C. (2022). *Use of battery energy storage systems for cement production facilities*. 2022 IEEE-IAS/PCA Cement Industry Conference (IAS/PCA), 1–10.
- Çay, T., Yaz, M., & Altın, C. (2021). Yozgat Bozok University Solar Power Plant, Power, Cost and Depreciation Period Calculation. *Electronic Letters on Science and Engineering*, 17(2), 141-150.
- Çayır, M., & Özbay, H. (2023). Solar Sulama Sistemleri için MPPT tabanlı Üç Fazlı Evirici Tasarımı. *Mühendislik Bilimleri ve Araştırmaları Dergisi*, 5(2), 243-254.
- Çeçen, M. (2022). *Dağıtık güneş enerji sistemlerinin şebeke entegrasyonu ve muhtemel sorunların bertarafı için optimum bağlantı gücü ve yerinin bulunması* (Doktora tezi). Sakarya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Çetin, Ö. (2022). *Güneş enerji santrallerinde derin öğrenme ile aylık elektrik üretim tahmini* (Yüksek lisans tezi). Burdur Mehmet Akif Ersoy Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Çetintaş, H., & Türköz, K. (2017). İklim Değişikliği İle Mücadelede Karbon Piyasalarının Rolü. *Balıkesir Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi*, 20(37), 147-168.
- Dağıtmaç, S. (2014). *Toplu konutlarda enerji etkin aydınlatma tasarımı ve fotovoltaik panellerin entegrasyonuna ilişkin bir uygulama çalışması* (Yüksek lisans tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Demirtepe, H. Ö. (2019). *Sürdürülebilir tasarımda LEED enerji verimliliği prensipleri ve uygulaması* (Yüksek lisans tezi). Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Diaf, S., Notton, G., Belhamel, M., Haddadi, M., & Louche, A. (2008). Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions. *Applied energy*, 85(10), 968-987.
- Dinçer, F. (2011). Türkiye’de Güneş Enerjisinden Elektrik Üretimi Potansiyeli - Ekonomik Analizi ve AB Ülkeleri ile Karşılaştırmalı Değerlendirme. *KSU Mühendislik Dergisi*, 14(1), 8–17.
- Dragomir, T. L., Petreuş, D. M., Petcuţ, F. M., & Ciocan, I. C. (2010). Comparative analysis of identification methods of the photovoltaic panel characteristics. In *2010 IEEE International Conference on Automation, Quality and Testing, Robotics (AQTR)* (Vol. 3, pp. 1-6). IEEE.

- Du, W., Li, M., Wang, Y., Ma, X., Hu, C., Zhang, Y., & Zhang, Z. (2021). Dynamic energy efficiency characteristics analysis of a distributed solar photovoltaic direct-drive solar cold storage. *Building and Environment*, 206, 108324.
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes* (4th ed.). Wiley.
- Durğun, S. (2018). *Türkiye'nin enerji talebinin yapay zeka teknikleriyle uzun dönem tahmini* (Yüksek lisans tezi). Necmettin Erbakan Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Enerji Sistemleri Mühendisliği Ana Bilim Dalı.
- Dursun, B., & Altay, A. (2018). *A green university library based on hybrid PV/wind/battery system*. *International Journal of Energy and Environment*, 9(6), 549-562.
- Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ). (2016). *2016 yıllık faaliyet raporu* [Yıllık rapor].
- Elliott, D. (2003). *Energy, society and environment: Technology for a sustainable future* (2. baskı). Routledge.
- Ember. (2024). *Global electricity review 2024: World passes 30 % renewable electricity milestone* [Rapor]. Ember.
- Emiroğlu, F., Aybek, A., & Kuzu, H. (2021). İki farklı fotovoltaik (PV) enerji sisteminin farklı hayvancılık işletmelerinde kullanımının değerlendirilmesi. *Mustafa Kemal Üniversitesi Tarım Bilimleri Dergisi*, 26(3), 808-820.
- Energy Institute. (2024). *Statistical review of world energy 2024* (74. baskı). Energy Institute.
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2023). *Yıllara göre Türkiye'nin elektrik kurulu gücü* [Infografik]. Anadolu Ajansı.
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2024). *Türkiye Elektrik Enerjisi 2023 Yılı Sektör Raporu*.
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2023). *2023 yılı Ulusal Enerji Denge Tabloları* [Çevrimiçi duyuru].
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2022). *Türkiye Ulusal Enerji Planı*.
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü. (2023). *Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA)*.
- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu. (2025). *Elektrik piyasası sektör raporu* (Aylık sektör raporu). Strateji Geliştirme Dairesi Başkanlığı.
- Erkoç, R. (2019). *Güneş enerji santrallerinin modellenmesi, ekonomik analizi ve değerlendirme: Almanya ve Türkiye uygulamaları* (Yüksek lisans tezi). Ordu Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.

- Erol, H. (2017). *Yüksek binalarda enerji etkin mimari tasarım yaklaşımları ve uygulama örneklerinin incelenmesi* (Yüksek lisans tezi). Fatih Sultan Mehmet Vakıf Üniversitesi, Mühendislik ve Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Ertuğrul, S., & Sezgin, N. (2023). Yapay zeka desteği ile yeşil enerji ve sıfır emisyon. *Global Energy*, 1(1), 1–18.
- European Marine Energy Centre. (2022). *Marine energy factsheet*.
- Fadaee, M., & Radzi, M. A. M. (2012). Multi-objective optimization of a stand-alone hybrid renewable energy system by using evolutionary algorithms: A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 16(5), 3364-3369.
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE). (2024). *Photovoltaics report* (Version 2024/06). Fraunhofer ISE.
- Fthenakis, V. (2009). Sustainability of photovoltaics: The case for thin-film solar cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, 2746-2750.
- Fthenakis, V. M., & Kim, H. C. (2011). Photovoltaics: Life-cycle analyses. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(6), 544–551.
- Girgin, M. H. (2011). *Bir fotovoltaik güneş enerjisi santralinin fizibilitesi, Karaman bölgesinde 5 MW'lık güneş enerjisi santrali için enerji üretim değerlendirme ve ekonomik analizi* (Yüksek lisans tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü.
- Global Wind Energy Council. (2023). *Global Wind Report 2023*. GWEC.
- González, A., Riba, J. R., Rius, A., & Puig, R. (2015). Optimal sizing of a hybrid grid-connected photovoltaic and wind power system. *Applied energy*, 154, 752-762.
- Green, M. A. (2003). *Third generation photovoltaics: Advanced solar energy conversion*. Springer.
- Green, M. A., Dunlop, E. D., Hohl-Ebinger, J., Yoshita, M., & Kopidakis, N. (2018). Solar cell efficiency tables (version 52). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 26(7), 427–436.
- Güllü, M., & Bayraç, H. N. (2017). Biyoyakıt üretimi, karbon emisyonu ve ekonomik büyüme ilişkisi: Amerika, Brezilya ve Almanya örnekleri. *Akademik Bakış Dergisi*, 64, 18–34.
- Gürleyen, H. (2012). *Şebekeye bağlı çift beslemeli asenkron generatörlerde güç kontrolünün incelenmesi* (Yüksek lisans tezi). Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Güven, A. F. (2016). *Afyon Oruçoğlu Termal Otelinin enerji ihtiyacını karşılayacak güneş enerji sisteminin tasarlanması, optimizasyonu ve maliyet analizi*. Uluslararası Sosyal Bilimler ve Eğitimde Stratejik Araştırma Konferansı (ICoSReSSE), 1-18.

- Güzelbay, A. (2024). *Güneş paneli üretim hatalarının enerji verimliliğine olan etkilerinin belirlenmesi* (Yüksek lisans tezi). Necmettin Erbakan Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Hafeznia, H., Aslani, A., Anwar, S., & Yousefjamali, M. (2017). Analysis of the effectiveness of national renewable energy policies: A case of photovoltaic policies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, 669-680.
- Haydaroglu, C., & Gümüş, B. (2016). Dicle Üniversitesi güneş enerjisi santralının PVsyst ile simülasyonu ve performans parametrelerinin değerlendirilmesi. *Dicle Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Mühendislik Dergisi*, 7(3), 491-500.
- Honsberg, C. B., & Bowden, S. G. (2019). *Photovoltaics Education Website*. PVEducation.
- International Energy Agency. (2024). *World Energy Outlook 2024*. IEA.
- International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS). (2023). *Trends in photovoltaic applications 2023* (IEA PVPS Report T1-40:2023).
- International Renewable Energy Agency. (2024). *Renewable capacity statistics 2024*.
- Işıksoluğu, M., Kurban, M., & Dokur, E. (2012). *Jeotermal enerji santrallerinin Türkiye açısından değerlendirilmesi*. ELECO 2012 Elektrik - Elektronik ve Bilgisayar Mühendisliği Sempozyumu, 29 Kasım - 01 Aralık 2012, Bursa, Türkiye.
- İzmirli Ayan, S. M. (2023). *Fotovoltaik sistemin yapay zeka algoritması ile güç tahmini* (Yüksek lisans tezi). Kırklareli Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2013). Photovoltaic degradation rates—an analytical review. *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, 21(1), 12-29.
- Kangal, H. (2008). *Fotovoltaik sistem analizi ve Labview tabanlı MPPT simülasyonu* (Yüksek lisans tezi). Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Kantaroglu, F. (2010). *Fotovoltaik sistemler*. Türk Tesisat Mühendisleri Derneği Dergisi, 68(1), 28-34.
- Kapluhan, E. (2014). Enerji coğrafyası açısından bir inceleme: Biyokütle enerjisinin dünyadaki ve Türkiye'deki kullanım durumu. *Marmara Coğrafya Dergisi*, 30, 97-125.
- Karaağaç, M. O., Oğul, H., & Bardak, S. (2020). *Kanatlı hayvan çiftliği için güneş enerji sisteminin tasarımı ve maliyet hesabı*. Düzce Üniversitesi Bilim ve Teknoloji Dergisi, 8, 711-722.
- Karaçoban, A. (2023). *Bir tesisin güneş fotovoltaik sistemlerle temin edilen elektrik arzı ile elektrik talebi arasındaki dengeyi optimize etmeye yönelik bir vaka analizi* (Yüksek lisans tezi). Ankara Yıldırım Beyazıt Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Karamanav, M. (2007). *Güneş enerjisi ve güneş pilleri* (Yüksek lisans tezi). Sakarya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.

- Kavitha, M., Immanuel, D. G., Selva Rex, C. R. E., Meenakshi, V., Pushpavalli, M., Singari, S., & Baskaran, V. (2021). *Energy forecasting of grid connected roof mounted solar PV using PVSOL**. 2021 International Conference on Innovative Computing, Intelligent Communication and Smart Electrical Systems (ICSSES), 1–6.
- Kayıkçı, B. (2020). *Aydın ili Didim ilçesindeki kırsal bölgede yer alan bir konutun elektrik ihtiyacının hibrit güneş-rüzgar enerji sistemi ile karşılanmasının analizi* (Yüksek lisans tezi). Kocaeli Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Keçel, S. (2007). *Türkiye'nin değişik bölgelerinde evsel elektrik ihtiyacının güneş panelleri ile karşılanmasına yönelik model geliştirilmesi* (Yüksek lisans tezi). Gazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Kervankıran, İ. (2013). Afyonkarahisar ilinde jeotermal enerji kullanımı ve sorunları. *Marmara Coğrafya Dergisi*, (25), 108–126.
- Kılınç, E. (2019). *Polikristal yapıli fotovoltaiik panellerin laboratuvar testleri ve fizibilite çalışmaları ile saha uygulaması sonuçlarının karşılaştırılması* (Yüksek lisans tezi). Marmara Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Kocaaslan, M. M. (2018). *Malatya için güneş pillerinden elektrik enerji eldesi ve maliyet analizi* (Yüksek lisans tezi). İnönü Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Kocatürk, A. S., & Ünsan, Y. (2015). Rüzgâr enerji santrallerinin tarihsel gelişimi ve açık deniz rüzgâr enerji santrallerinin tipleri. *Gemi İnşaatı ve Deniz Bilimleri Dergisi (GIDB-Dergi)*, 2, 3–16.
- Koç, E., & Kaya, K. (2015). Enerji kaynakları–yenilenebilir enerji durumu. *Mühendis ve Makina*, 56(668), 36-47.
- Koç, E., & Şenel, M. C. (2013). Dünyada ve Türkiye’de enerji durumu-genel değerlendirme. *Mühendis ve Makina*, 54(639), 32-44.
- Koç, R., & Sayın, S. (2010). Remarks on the solution of the position-dependent mass Schrödinger equation. *Journal of Physics A: Mathematical and Theoretical*, 43(45), 1–12.
- Koçaslan, G. (2014). Türkiye’nin enerji verimliliği mevzuatı, avrupa birliği’ndeki düzenlemeler ve uluslararası-ulusal öneriler. *Cumhuriyet Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Dergisi*, 15(2), 117-133.
- Konak, A. (2019). Türkiye’nin doğal gaz bağımlılığı ve alternatif enerji kaynakları üretiminin gerekliliği. *Uluslararası Afro-Avrasya Araştırmaları Dergisi*, 4(7), 196–209.
- Kopp, G., & Lean, J. L. (2011). A new, lower value of total solar irradiance: Evidence and climate significance. *Geophysical Research Letters*, 38(1), L01706.

- Kou, G., Yüksel, S., & Dinçer, H. (2022). Inventive problem-solving map of innovative carbon emission strategies for solar energy-based transportation investment projects. *Applied Energy*, 311, 118680.
- Kölemenoglu, Ş. (2024). *Güneş enerjisi santrallerinde tasarım, kurulum hataları ve işletme aşamasında yaşanan arıza durumlarının değerlendirilmesi* (Yüksek lisans tezi). Sivas Cumhuriyet Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Kurtz, S., & Geisz, J. (2010). Multijunction solar cells for conversion of concentrated sunlight to electricity. *Optics express*, 18(S1), A73-A78.
- Kutucla, M. (2020). *Şebekeden bağımsız mikro güneş enerji santralinin tasarımı ve analizi* (Yüksek lisans tezi). Kırklareli Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Küpeli, A. Ö. (2005). *Güneş pilleri ve verimleri* (Yüksek lisans tezi). Eskişehir Osmangazi Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Li, Y., Jin, R., Xing, Y., Li, J., Song, S., Liu, X., Li, M., & Jin, R. (2016). Macroscopic foam-like holey ultrathin g-C₃N₄ nanosheets for drastic improvement of visible-light photocatalytic activity. *Advanced Energy Materials*, 6(24), 1601273.
- Lu, Y., Khan, Z. A., Alvarez-Alvarado, M. S., Zhang, Y., Huang, Z., & Imran, M. (2020). A critical review of sustainable energy policies for the promotion of renewable energy sources. *Sustainability*, 12(12), 5078.
- Luczko, E., Robertson, B., Bailey, H., Hiles, C., & Buckham, B. (2018). Representing non-linear wave energy converters in coastal wave models. *Renewable Energy*, 118, 376–385.
- Luque, A., & Hegedus, S. (2011). *Handbook of photovoltaic science and engineering*. John Wiley & Sons.
- Ma, T., Yang, H., & Lu, L. (2014). A feasibility study of a stand-alone hybrid solar–wind–battery system for a remote island. *Applied Energy*, 121, 149-158.
- Manjunath, C., Reddy, J., Reddy, K. S. R., Kumar, I. R. G., & Sanketh, S. (2022). Energy, exergy performance and analysis of 50W solar photovoltaic module. *Materials Today: Proceedings*, 54, 531–536.
- Martinopoulos, G., & Tsalikis, G. (2018). Diffusion and adoption of solar energy conversion systems—The case of Greece. *Energy*, 144, 800-807.
- Messenger, R. A. (2018). *Photovoltaic systems engineering*. CRC press.
- Miller, B. (2005). *Coal energy systems*. Elsevier.

- Nuhoğlu, S. (2017). *Tek eksen güneş takipli fotovoltaik sistem tasarımı ve Konya için örnek bir uygulama* (Yüksek lisans tezi). Necmettin Erbakan Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Nowak, S. (2005). Trends in photovoltaic applications: survey report of selected IEA countries between 1992 and 2004. *Report IEA-PVPS T1-14*.
- Oğuz, Y., Karakan, A., & Uslu, B. (2015). *Afyonkarahisar’da kurulu olan monokristal, polikristal ve ince film güneş panellerinin verimliliğinin incelenmesi*. Tesisat Mühendisliği Dergisi, 23(149), 47-58.
- OPEC. (2024). *Annual statistical bulletin 2024* (Tablo 1.1: Proven reserves). Organization of the Petroleum Exporting Countries.
- Oskay, C. (2014). Sürdürülebilir kalkınma çerçevesinde rüzgâr enerjisinin önemi ve Türkiye’de rüzgâr enerjisi yatırımlarına yönelik teşvikler. *Niğde Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi*, 7(1), 76–94.
- Our World in Data. (2024). *Primary energy consumption by income group* [Veri seti].
- Öz, B. (2015). *Enerji verimliliği kriterlerine göre otel tasarımı ve enerji modellemesi* (Yüksek lisans tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Özcan, Ö., & İzgi, E. (2020). Şebekeye bağlı fotovoltaik çatı sisteminin karşılaştırmalı performans analizi. *Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi*, 23(3), 127–140.
- Özdemir, M. S., Dalcı, A., & Ocak, C. (2020). Akarsu tipi hidroelektrik santraller ve bu santrallerde kullanılan türbin-generatörler. *Mühendislik bilimleri ve araştırmaları dergisi*, 2(2), 69-75.
- Özkök, A. (2015). *Türkiye’nin yedi coğrafi bölgesinde evsel elektrik ihtiyacının çatı üstü fotovoltaik sistemler ile karşılanmasının ekonomik analizi* (Yüksek lisans tezi). İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü.
- Padmavathi, K., & Daniel, S. A. (2013). Performance analysis of a 3 MWp grid connected solar photovoltaic power plant in India. *Energy for sustainable development*, 17(6), 615-625.
- Pandey, A. K., Kumar, R. R., Kalidasan, B., Laghari, I. A., Samykano, M., Kothari, R., Abusorrah, A. M., Sharma, K., & Tyagi, V. V. (2021). Utilization of solar energy for wastewater treatment: Challenges and progressive research trends. *Journal of Environmental Management*, 297, 113300.
- Pamukcu, Y. Z., Temizel, C., & Çetin, C. (2024). *Review of latest geothermal applications in Türkiye: A glimpse into the future of renewable energy* [Conference paper]. 49th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University. 2024, 12-14 Şubat.
- Parra, F. (2003). *Oil politics: A modern history of petroleum*. Bloomsbury Publishing.

- Peng, J., Lu, L., & Yang, H. (2013). Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. *Renewable and sustainable energy reviews*, 19, 255-274.
- Perdahliyan, E. (2021). *Endüstriyel bir tesis çatısına fotovoltaik sistem kurulumu için tasarım ve hesaplamaları: Edirne örneği* (Yüksek lisans tezi). Trakya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Perlin, J. (1999). *From space to Earth: The story of solar electricity* (2nd ed.). Harvard Common Press.
- Polat, M. (2020). Türkiye'nin tarımsal atık biyokütle enerji potansiyelindeki değişim. *Toprak Su Dergisi, Özel Sayı*(2020), 19–24.
- Razykov, T. M., Ferekides, C. S., Morel, D., Stefanakos, E., Ullal, H. S., & Upadhyaya, H. M. (2011). Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects. *Solar energy*, 85(8), 1580-1608.
- Rios, R., & Duarte, S. (2021). Selection of ideal sites for the development of large-scale solar photovoltaic projects through Analytical Hierarchical Process–Geographic information systems (AHP-GIS) in Peru. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 149, 111310.
- Rüstemli, S., Dinçer, F., Çelik, M., & Cengiz, M. S. (2013). *Fotovoltaik paneller: Güneş takip sistemleri ve iklimlendirme sistemleri*. Bitlis Eren Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi, 2(2), 141–147.
- Sadıkoğlu, F. (2018). *1 MWp şebekeye bağlı güneş enerjisi santrali performans analizi* (Yüksek lisans tezi). Necmettin Erbakan Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Sansaniwal, S. K., Sharma, V., & Mathur, J. (2018). Energy and exergy analyses of various typical solar energy applications: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 1576-1601.
- Schobert, H. (2013). *Chemistry of fossil fuels and biofuels*. Cambridge University Press.
- Shakarchi, A. M. A. (2022). *Stm32 tabanlı mppt kontrollü güneş panelli aydınlatma sistemi tasarımı* (Yüksek lisans tezi). Selçuk Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Shockley, W., & Queisser, H. J. (1961). Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells. *Journal of Applied Physics*, 32(3), 510-519.
- Sırdaş, M. (2024). *Sabit ve hareketli sistemlerde yüzeye düşen güneş ışıını değlerlerinin incelenmesi* (Yüksek lisans tezi). Bursa Uludağ Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Solmaz, Ö. (2013). *Güneş enerjisi destekli (PV) çalışan taşıt klima sisteminin dinamik performansının araştırılması* (Doktora tezi). Selçuk Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Makine Mühendisliği Ana Bilim Dalı.

- Song, H., Meng, X., Wang, Z.-j., Liu, H., & Ye, J. (2019). *Solar-energy-mediated methane conversion*. *Joule*, 3(7), 1606–1636.
- Speight, J. G. (2015). *Handbook of petroleum product analysis*. John Wiley & Sons.
- Sze, S. M., Li, Y., & Ng, K. K. (2021). *Physics of semiconductor devices*. John Wiley & Sons.
- Şahin, A. (2024). *Bir güneş enerjisi santralinin PVSOL ve PVsyst programları aracılığıyla tasarım ve analizi* (Yüksek lisans tezi). Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Şen Ayvaz, B. (2021). *Güneş enerjisinden elektrik üretim yöntemlerinin incelenmesi ve karşılaştırılması* (Yüksek lisans tezi). Bolu Abant İzzet Baysal Üniversitesi, Lisansüstü Eğitim Enstitüsü.
- Şenel, M. C., & Koç, E. (2015). Dünyada ve Türkiye’de rüzgar enerjisi durumu-Genel değerlendirme. *Mühendis ve Makina*, 56(663), 46-56.
- Şenol, E. (2022). *Kayseri ilinde kurulu bir fabrikanın elektrik enerji ihtiyacının farklı tipteki güneş panelleri ile karşılanmasının ekonomik analizi* (Yüksek lisans tezi). Erciyes Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Tabak, A. (2021). *Konya ilinde bir fabrikanın enerji talebinin karşılanması için hibrit enerji üretim sisteminin analiz ve tasarımı*. *International Journal of Engineering Research and Development*, 13(1), 220-230.
- Taşçıoğlu, A. (2015). *Monokristal ve polikristal güneş panellerinin Bursa koşullarındaki güç performansı üzerine bir araştırma* (Yüksek lisans tezi). Uludağ Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Taşkın, O., & Vardar, A. (2019). *Uludağ Üniversitesi Ziraat Fakültesi amfi çatısının güneş elektriği potansiyelinin tahminlenmesi*. *Bursa Uludağ Üniversitesi Ziraat Fakültesi Dergisi*, 33(1), 45-51.
- T.C. Kırklareli Valiliği İl Afet ve Acil Durum Müdürlüğü. (2021). *Kırklareli İl Afet Risk Azaltma Planı (İRAP)*. AFAD Planlama ve Risk Azaltma Dairesi Başkanlığı.
- TMMOB Makina Mühendisleri Odası. (2022). *Türkiye’nin enerji görünümü 2022* (Yayın No: MMO/731). TMMOB Makina Mühendisleri Odası.
- Tokabaş, P. (2005). *Kapalı atrium tasarımı ve yapısal özelliklerinin incelenmesi* (Yüksek lisans tezi). Dokuz Eylül Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Tuncer, S. (2004). Çok Seviyeli İnverterler ve DGM Teknikleri. *Fırat Üniversitesi Doğu Araştırmaları Dergisi*, 2(3), 18-24.
- Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği. (2025). *Türkiye rüzgar enerjisi istatistik raporu: Ocak 2025*. TÜREB.

- Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (2024). *Kaynaklara ve kuruluşlara göre kurulu güç – 31.12.2023; Yıllık üretim-2019/2021/2023 tabloları*.
- Türkiye İstatistik Kurumu. (2019). *Enerji İstatistikleri Veri Portalı: Birincil enerji tüketimi, 1965–2018* [Veri seti]. Retrieved April 28, 2025.
- Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO). (2017). *2017 yılı ham petrol ve doğal gaz sektör raporu*.
- Uçar, M. T. (2017). *Yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar ve güneş enerjisinin incelenmesi ve Güneydoğu Anadolu bölgesinde uygulanabilirliğinin analizi* (Yüksek lisans tezi). Erciyes Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). (2016). *The Paris Agreement*.
- Uysal, S. (2024). *İstanbul ilinde bir işletmenin elektrik enerji ihtiyacının güneş enerjisi ile karşılanmasının araştırılması* (Yüksek lisans tezi). Trakya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- WindEurope. (2024). *Wind energy in Europe – 2023 statistics and outlook*. WindEurope
- World Bank Group. (2023). *Global Solar Atlas v3* [Dataset].
- World Bank Group & Solargis. (2024). *Global Solar Atlas v3: World photovoltaic power potential map* [Raster veri seti].
- World Nuclear Association. (2024). *Nuclear power in the world today*.
- Varınca, K. B., & Gönüllü, M. T. (2006). *Türkiye’de güneş enerjisi potansiyeli ve bu potansiyelin kullanım derecesi, yöntemi ve yaygınlığı üzerine bir araştırma*. I. Ulusal Güneş ve Hidrojen Enerjisi Kongresi (UGHEK’2006), 21-23 Haziran 2006, Eskişehir, Türkiye. Eskişehir Osmangazi Üniversitesi.
- Yalçın Erik, N. (2017). Biyodedektif, ham petrol sızıntısı ve çevre kirliliği araştırmalarında biyomarker verilerinin kullanımı. *Anadolu Üniversitesi Bilim ve Teknoloji Dergisi B - Teorik Bilimler*, 5(2), 172–190.
- Yaşarsoy, M. (2024). *Harran Üniversitesi güneş enerjisi santralinin performans analizi* (Yüksek lisans tezi). Harran Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Makine Mühendisliği Ana Bilim Dalı.
- Yavuzaslan, K. (2018). Türkiye’nin enerji politikalarının, nükleer enerji tercihindeki etkisi. *Adnan Menderes Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi*, 5(3), 38-57.
- Yıldırım, M., & Örnek, İ. (2007). Enerjide son seçim: Nükleer enerji. *Gaziantep Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi*, 6(1), 32-44.
- Yıldırım, C., & Dağdemir, Ö. (2018). Türkiye’de ekonomik büyüme ve elektrik tüketimi ilişkisi. *Sakarya İktisat Dergisi*, 7(4), 57-76.

- Yıldız, A. (2020). *Yüksek gerilim seviyesinde enerji çıkışı sağlayan eviricinin tasarımı ve modellenmesi* (Doktora tezi). Ege Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Yılmaz, M. (2013). *Güneş takip sistemi ile güneş enerjisinden elektrik enerjisi elde etme yöntemleri ve optimum verimin belirlenmesi* (Doktora tezi). Marmara Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Yolcan, O. O., & Köse, R. (2020). *Türkiye'nin güneş enerjisi durumu ve güneş enerjisi santrali kurulumunda önemli parametreler*. *Kırklareli Üniversitesi Mühendislik ve Fen Bilimleri Dergisi*, 6(2), 196–215.
- Yusri, N. A. H. M., Azmi, A. M., & Fadzli, N. F. A. M. (2023). Techno-Economic Appraisal of A Rooftop Solar Pv Project for A University Campus. *International Journal of Academic Reserach in Economics and Management Sciences*, 12(3), 99-117.
- Zhang, Y., Wang, W., Wang, Z., Gao, M., Zhu, L., & Song, J. (2021). Green building design based on solar energy utilization: Take a kindergarten competition design as an example. *Energy Reports*, 7, 1297-1307.
- Zhao, B., Zhang, X., Li, P., Wang, K., Xue, M., & Wang, C. (2014). Optimal sizing, operating strategy and operational experience of a stand-alone microgrid on Dongfushan Island. *Applied Energy*, 113, 1656-1666.

EKLER

EK-1. PVsyst Senaryo S-1 Simölasyon Sonuqları

EK-2. PVsyst Senaryo S-2 Simölasyon Sonuqları

EK-3. PVsyst Senaryo S-3 Simölasyon Sonuqları



EK-1. PVsyst Senaryo S-1 Simülasyon Sonuçları



PVsyst V8.0.9

PVsyst - Simulation report Grid-Connected System

Project: S1

Variant: New simulation variant

No 3D scene defined, no shadings

System power: 2480 kWp

Kayali - Turkey

| Author

**PVsyst V8.0.9**

VC0. Simulation date:
07/07/25 18:26
with V8.0.9

Project: S1

Variant: New simulation variant

Project summary**Geographical Site**

Kayali
Turkey

Situation

Latitude 41.79 °(N)
Longitude 27.17 °(E)
Altitude 258 m
Time zone UTC+3

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Kayali
Meteonorm 8.2 (1986-2005), Sat=100% - Synthetic

System summary**Grid-Connected System****Orientation #1**

Fixed plane
Tilt/Azimuth 35 / 0 °

System information**PV Array**

Nb. of modules 4509 units
Pnom total 2480 kWp

No 3D scene defined, no shadings**Near Shadings**

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

Inverters

Nb. of units 7 units
Total power 2240 kWac
Pnom ratio 1.11

Results summary

Produced Energy 3701.3 MWh/year Specific production 1493 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 87.52 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7

**PVsyst V8.0.9**

VC0, Simulation date:
07/07/25 18:26
with V8.0.9

Project: S1

Variant: New simulation variant

General parameters**Grid-Connected System****No 3D scene defined, no shadings****Orientation #1****Fixed plane**

Tilt/Azimuth 35 / 0 °

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer Generic
Model Mono 550 Wp Twin half-cells bifacial
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 550 Wp
Number of PV modules 4509 units
Nominal (STC) 2480 kWp
Modules 167 string x 27 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 2275 kWp
U mpp 1020 V
I mpp 2230 A

Total PV power

Nominal (STC) 2480 kWp
Total 4509 modules
Module area 11648 m²
Cell area 10754 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model 320 kWac inverter, 12 MPPT
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 320 kWac
Number of inverters 7 units
Total power 2240 kWac
Operating voltage 500-1500 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.11
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 2240 kWac
Number of inverters 7 units
Pnom ratio 1.11

Array losses**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 7.5 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



Project: S1
Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.9

VC0, Simulation date:
07/07/25 18:26
with V8.0.9

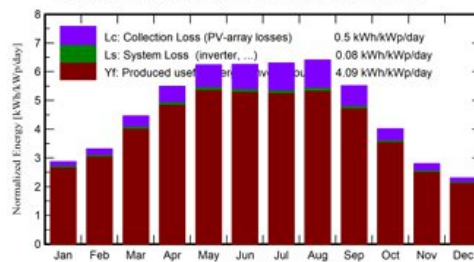
Main results

System Production

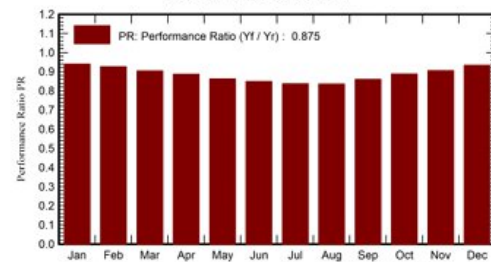
Produced Energy 3701.3 MWh/year

Specific production 1493 kWh/kWp/year
Perf. Ratio PR 87.52 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	53.7	28.43	2.52	88.8	87.4	211.0	207.0	0.940
February	65.7	34.98	4.18	92.8	91.3	217.4	213.2	0.926
March	111.2	55.17	8.13	138.3	135.7	316.4	310.3	0.905
April	150.2	70.03	12.23	164.6	160.9	369.0	362.1	0.887
May	197.7	78.09	17.76	193.4	188.5	421.9	414.0	0.863
June	201.4	74.60	21.87	187.8	183.0	403.3	395.6	0.849
July	205.7	73.63	25.12	195.3	190.4	413.5	405.7	0.837
August	188.2	65.64	25.38	198.8	194.4	419.9	412.1	0.836
September	137.9	56.87	19.77	165.5	162.0	359.5	352.9	0.860
October	90.5	42.92	14.13	124.4	122.2	279.5	274.3	0.889
November	53.7	26.95	9.14	84.1	82.7	192.7	188.7	0.905
December	42.5	23.67	4.09	71.4	70.4	168.8	165.3	0.933
Year	1498.4	630.98	13.75	1705.3	1668.9	3773.1	3701.3	0.875

Legends

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

EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio

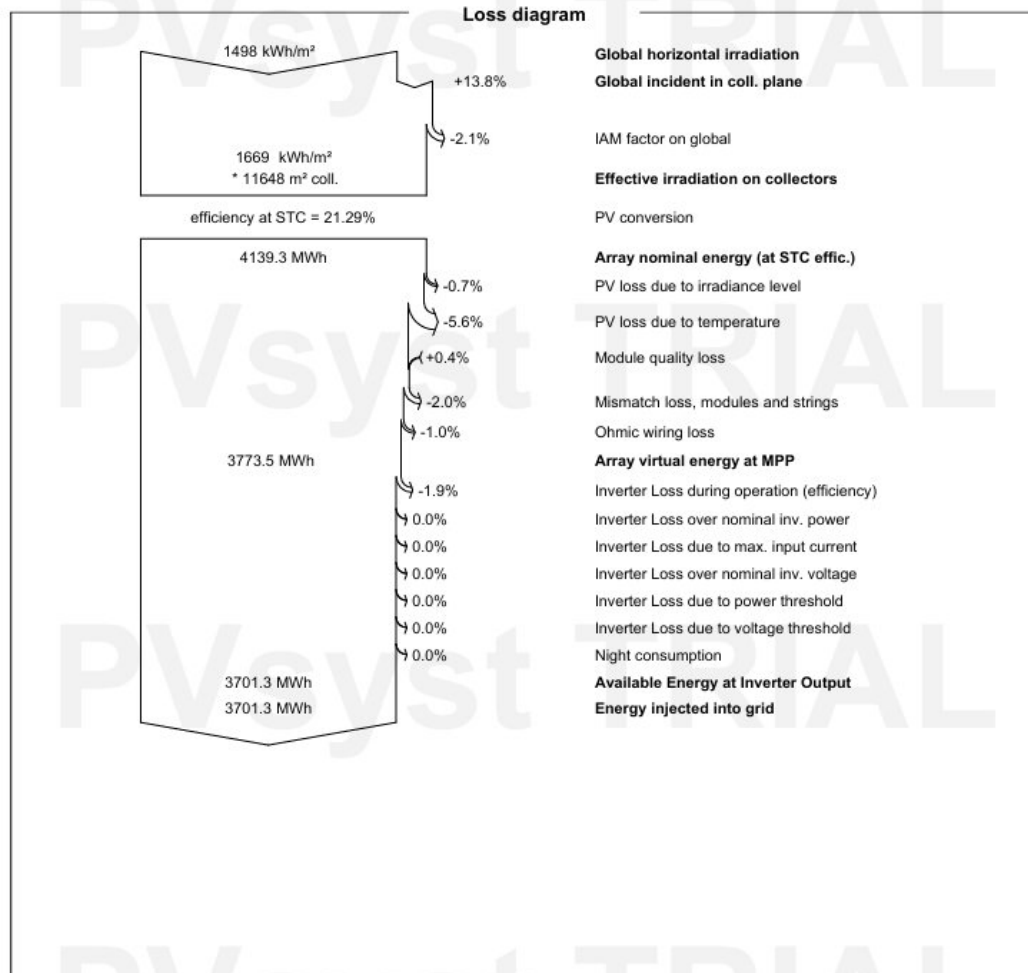


PVsyst V8.0.9

VC0, Simulation date:
07/07/25 18:26
with V8.0.9

Project: S1

Variant: New simulation variant





PVsyst V8.0.9

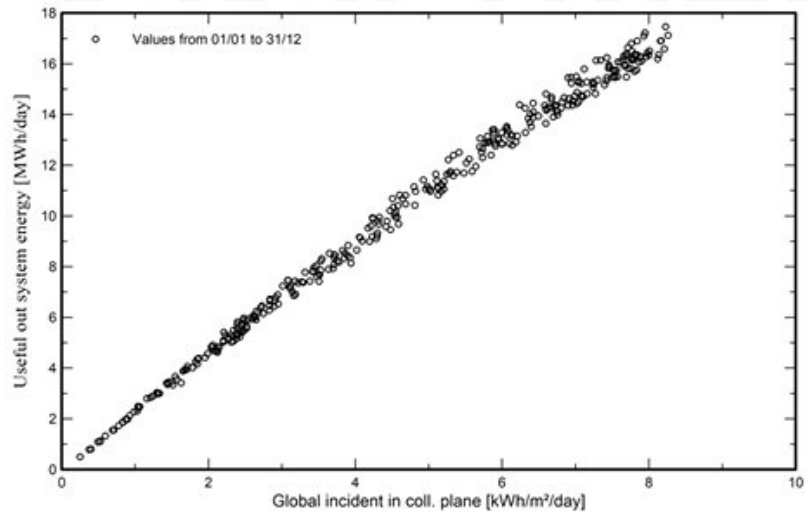
VC0, Simulation date:
07/07/25 18:26
with V8.0.9

Project: S1

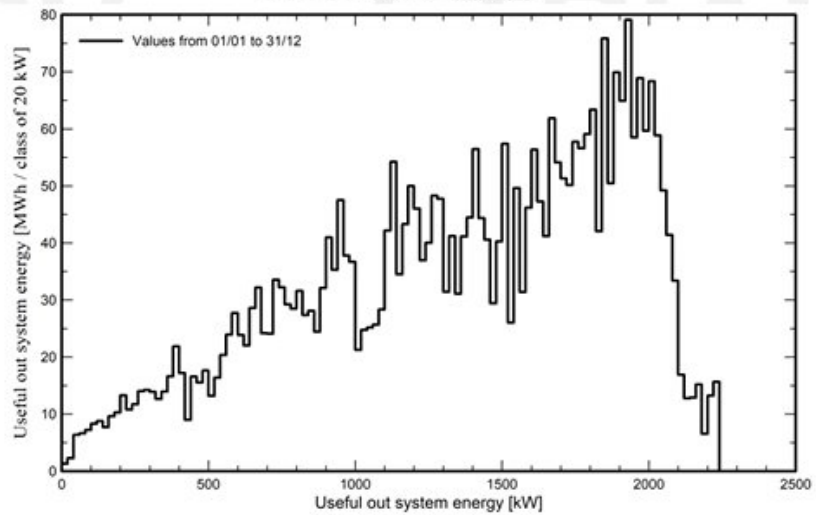
Variant: New simulation variant

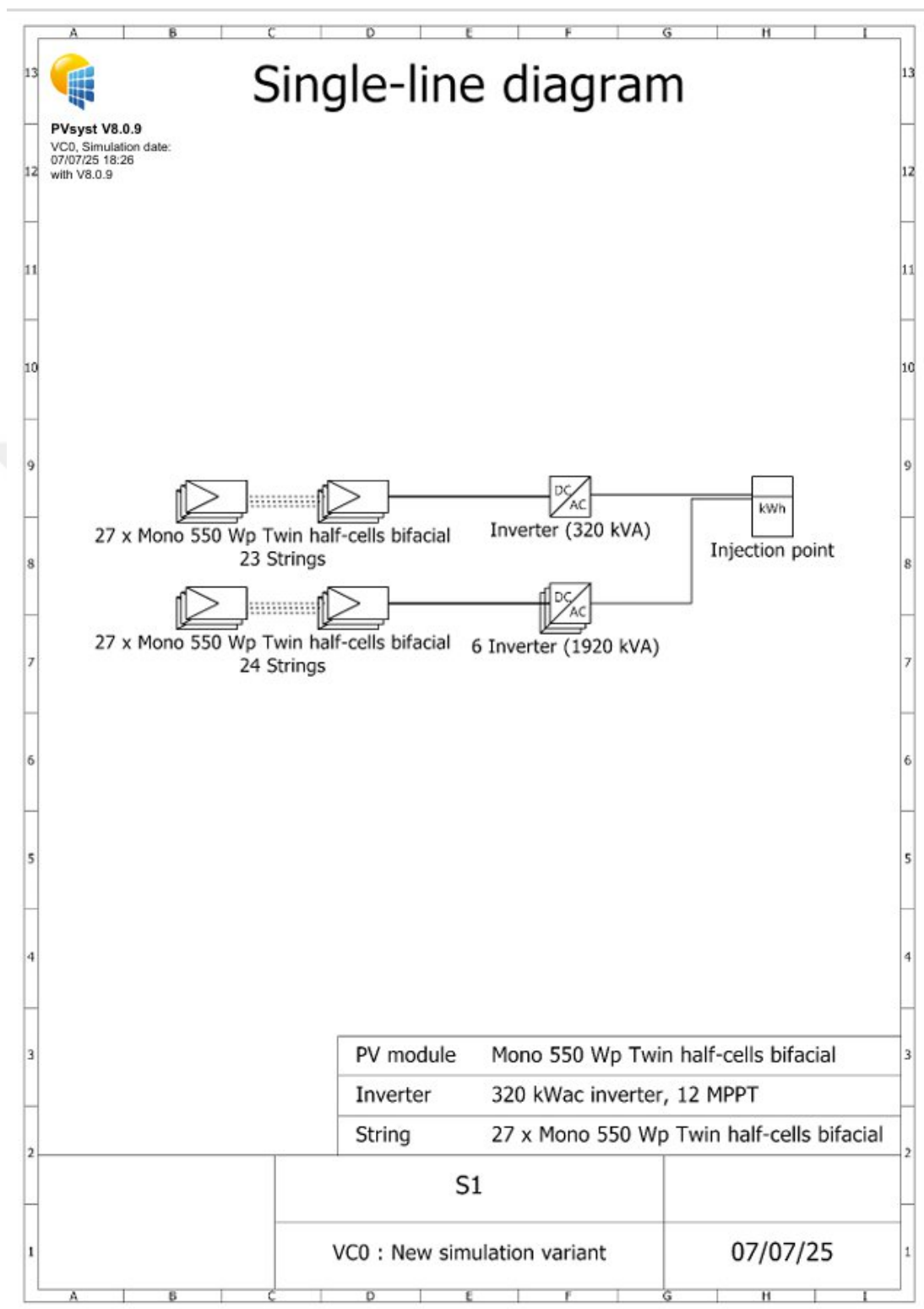
Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





EK-2. PVsyst Senaryo S-2 Simülasyon Sonuçları



PVsyst V8.0.9

PVsyst - Simulation report Grid-Connected System

Project: S2

Variant: New simulation variant

No 3D scene defined, no shadings

System power: 2798 kWp

Kayali - Turkey

| Author

**PVsyst V8.0.9**

VC0, Simulation date:
07/07/25 18:35
with V8.0.9

Project: S2

Variant: New simulation variant

Project summary**Geographical Site**

Kayali

Turkey

Situation

Latitude 41.79 °(N)

Longitude 27.17 °(E)

Altitude 258 m

Time zone UTC+3

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Kayali

Meteonorm 8.2 (1986-2005), Sat=100% - Synthetic

System summary**Grid-Connected System****No 3D scene defined, no shadings****Orientation #1****Fixed plane**

Tilt/Azimuth 35 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information**PV Array**

Nb. of modules

5088 units

Pnom total

2798 kWp

Inverters

Nb. of units

8 units

Total power

2560 kWac

Pnom ratio

1.09

Results summary

Produced Energy

4176.7 MWh/year

Specific production

1493 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

87.52 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7

**PVsyst V8.0.9**

VC0, Simulation date:
07/07/25 18:35
with V8.0.9

Project: S2

Variant: New simulation variant

General parameters**Grid-Connected System****Orientation #1**

Fixed plane
Tilt/Azimuth 35 / 0 °

Horizon

Free Horizon

No 3D scene defined, no shadings**Sheds configuration**

No 3D scene defined

Near Shadings

no Shadings

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer Generic
Model Mono 550 Wp Twin half-cells bifacial
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 550 Wp
Number of PV modules 5088 units
Nominal (STC) 2798 kWp
Modules 212 string x 24 In series
At operating cond. (50°C)
Pmpp 2567 kWp
U mpp 907 V
I mpp 2831 A

Total PV power

Nominal (STC) 2798 kWp
Total 5088 modules
Module area 13144 m²
Cell area 12135 m²

Inverter

Manufacturer Generic
Model 320 kWac inverter, 12 MPPT
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 320 kWac
Number of inverters 8 units
Total power 2560 kWac
Operating voltage 500-1500 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.09
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 2560 kWac
Number of inverters 8 units
Pnom ratio 1.09

Array losses**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

DC wiring losses

Global array res. 5.3 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.4 %

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



Project: S2

Variant: New simulation variant

PVsyst V8.0.9

VC0, Simulation date:
07/07/25 18:35
with V8.0.9

Main results

System Production

Produced Energy

4176.7 MWh/year

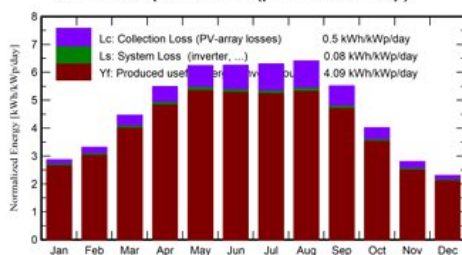
Specific production

1493 kWh/kWp/year

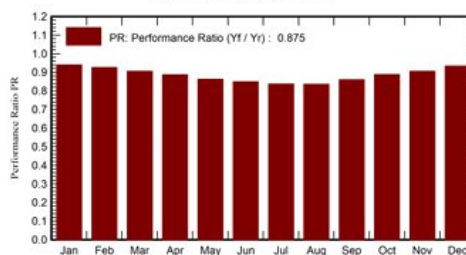
Perf. Ratio PR

87.52 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	53.7	28.43	2.52	88.8	87.4	238.1	233.6	0.940
February	65.7	34.98	4.18	92.8	91.3	245.3	240.5	0.926
March	111.2	55.17	8.13	138.3	135.7	357.1	350.3	0.905
April	150.2	70.03	12.23	164.6	160.9	416.5	408.7	0.887
May	197.7	78.09	17.76	193.4	188.5	476.1	467.2	0.863
June	201.4	74.60	21.87	187.8	183.0	455.1	446.4	0.849
July	205.7	73.63	25.12	195.3	190.4	466.6	457.7	0.837
August	188.2	65.64	25.38	198.8	194.4	473.8	465.1	0.836
September	137.9	56.87	19.77	165.5	162.0	405.7	398.3	0.860
October	90.5	42.92	14.13	124.4	122.2	315.4	309.5	0.889
November	53.7	26.95	9.14	84.1	82.7	217.5	212.9	0.905
December	42.5	23.67	4.09	71.4	70.4	190.5	186.6	0.933
Year	1498.4	630.98	13.75	1705.3	1668.9	4257.8	4176.7	0.875

Legends

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

EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio



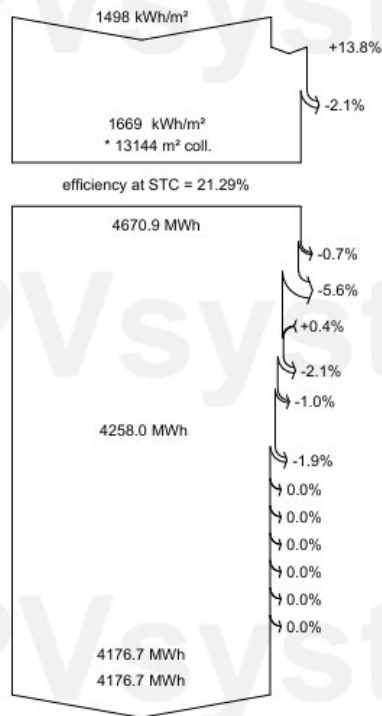
PVsyst V8.0.9

VC0, Simulation date:
07/07/25 18:35
with V8.0.9

Project: S2

Variant: New simulation variant

Loss diagram



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid



PVsyst V8.0.9

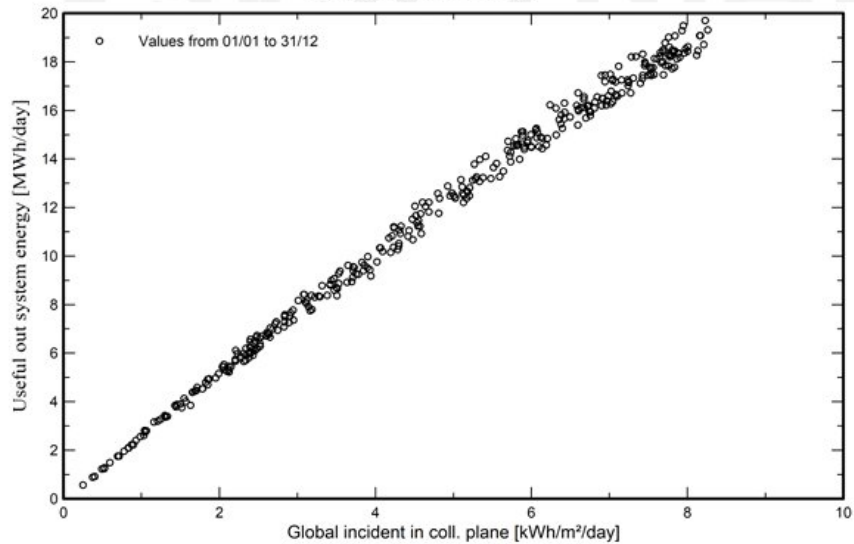
VC0, Simulation date:
07/07/25 18:35
with V8.0.9

Project: S2

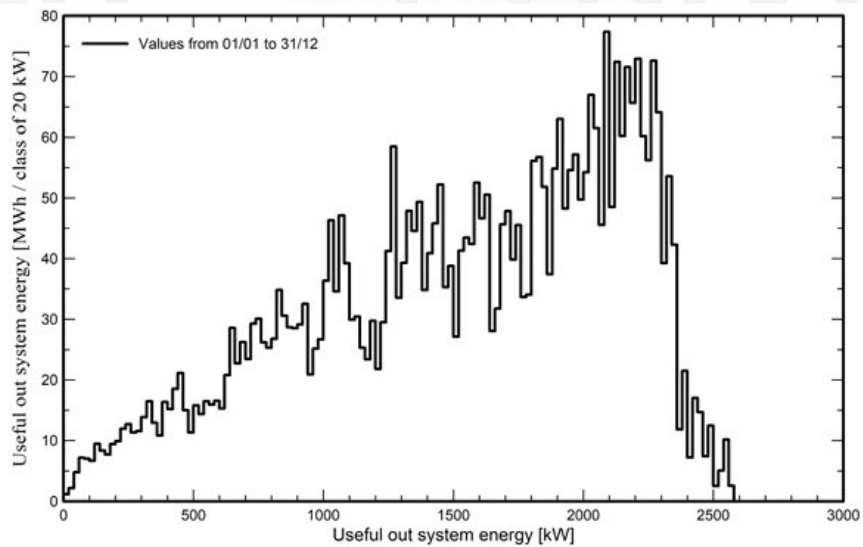
Variant: New simulation variant

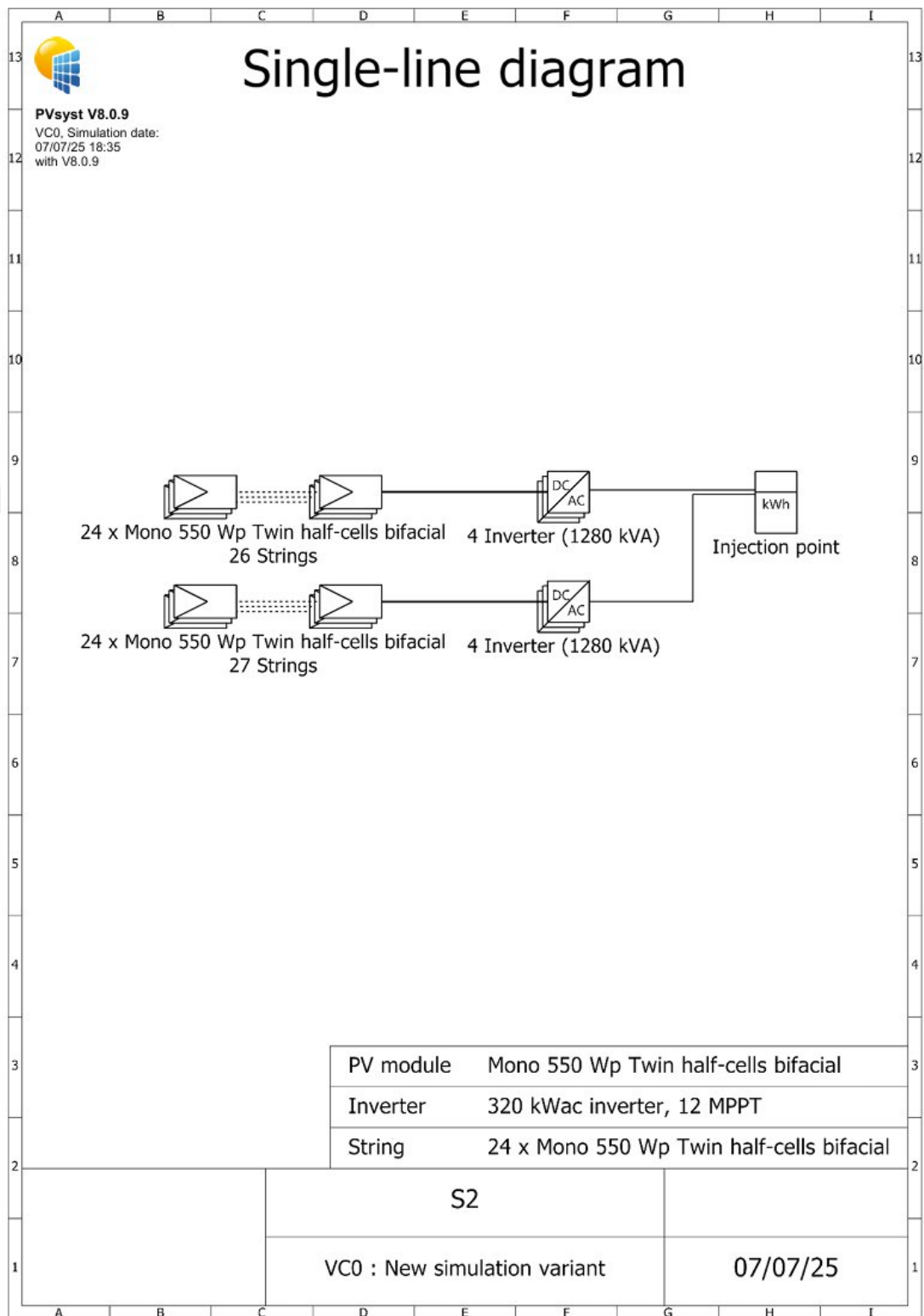
Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





EK-3. PVsyst Senaryo S-3 Simülasyon Sonuçları



PVsyst V8.0.9

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: S3

Variant: New simulation variant

No 3D scene defined, no shadings

System power: 3400 kWp

Kayali - Turkey

| Author

**PVsyst V8.0.9**

VC0. Simulation date:
07/07/25 18:41
with V8.0.9

Project: S3

Variant: New simulation variant

Project summary**Geographical Site**

Kayali
Turkey

Situation

Latitude 41.79 °(N)
Longitude 27.17 °(E)
Altitude 258 m
Time zone UTC+3

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Kayali
Meteonorm 8.2 (1986-2005), Sat=100% - Synthetic

System summary**Grid-Connected System****No 3D scene defined, no shadings****Orientation #1****Fixed plane**

Tilt/Azimuth 35 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information**PV Array**

Nb. of modules 6182 units
Pnom total 3400 kWp

Inverters

Nb. of units 9 units
Total power 2880 kWac
Pnom ratio 1.18

Results summary

Produced Energy 5068.2 MWh/year Specific production 1491 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 87.41 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7

**PVsyst V8.0.9**

VC0, Simulation date:
07/07/25 18:41
with V8.0.9

Project: S3

Variant: New simulation variant

General parameters		
Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
Orientation #1		
Fixed plane		
Tilt/Azimuth	35 / 0 °	
Horizon		
Free Horizon		
Sheds configuration	No 3D scene defined	
Models used	Transposition Perez Diffuse Perez, Meteonorm Circumsolar separate	
Near Shadings	no Shadings	
User's needs	Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	Mono 550 Wp Twin half-cells bifacial (Original PVsyst database)	Model	320 kWac inverter, 12 MPPT (Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	320 kWac
Number of PV modules	6182 units	Number of inverters	9 units
Nominal (STC)	3400 kWp	Total power	2880 kWac
Modules	281 string x 22 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.18
Pmpp	3119 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	831 V		
I mpp	3752 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	3400 kWp	Total power	2880 kWac
Total	6182 modules	Number of inverters	9 units
Module area	15970 m²	Pnom ratio	1.18
Cell area	14744 m²		

Array losses								
Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	3.6 mΩ	Loss Fraction				
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC	-0.4 %				
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000

**PVsyst V8.0.9**

VC0, Simulation date:
07/07/25 18:41
with V8.0.9

Project: S3

Variant: New simulation variant

Main results**System Production**

Produced Energy

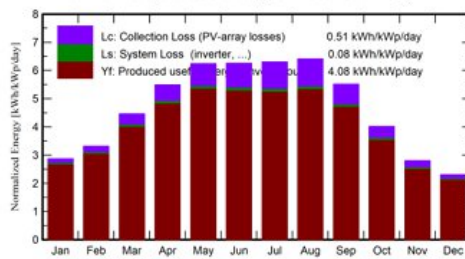
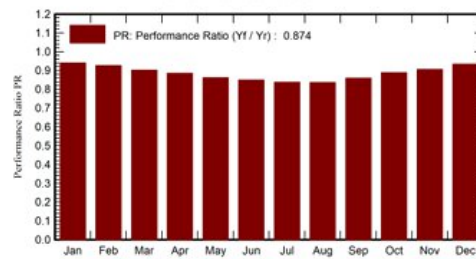
5068.2 MWh/year

Specific production

1491 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

87.41 %

Normalized productions (per installed kWp)**Performance Ratio PR****Balances and main results**

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	53.7	28.43	2.52	88.8	87.4	289.2	283.7	0.940
February	65.7	34.98	4.18	92.8	91.3	297.9	292.1	0.926
March	111.2	55.17	8.13	138.3	135.7	432.5	424.3	0.902
April	150.2	70.03	12.23	164.6	160.9	504.4	495.0	0.884
May	197.7	78.09	17.76	193.4	188.5	577.3	566.5	0.861
June	201.4	74.60	21.87	187.8	183.0	552.5	542.0	0.849
July	205.7	73.63	25.12	195.3	190.4	566.6	555.9	0.837
August	188.2	65.64	25.38	198.8	194.4	575.3	564.6	0.835
September	137.9	56.87	19.77	165.5	162.0	492.2	483.1	0.858
October	90.5	42.92	14.13	124.4	122.2	382.8	375.7	0.888
November	53.7	26.95	9.14	84.1	82.7	264.1	258.7	0.905
December	42.5	23.67	4.09	71.4	70.4	231.3	226.6	0.933
Year	1498.4	630.98	13.75	1705.3	1668.9	5166.1	5068.2	0.874

Legends

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

EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio



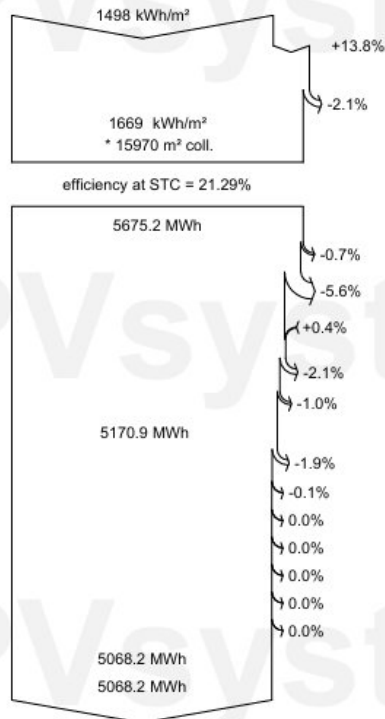
PVsyst V8.0.9

VC0, Simulation date:
07/07/25 18:41
with V8.0.9

Project: S3

Variant: New simulation variant

Loss diagram



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid



PVsyst V8.0.9

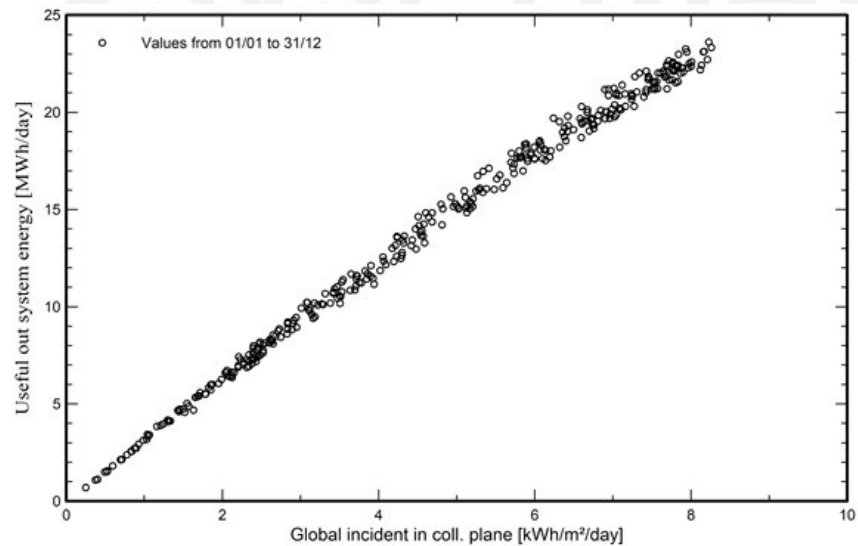
VC0, Simulation date:
07/07/25 18:41
with V8.0.9

Project: S3

Variant: New simulation variant

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

