T.C.

KONYA TEKNİK ÜNİVERSİTESİ

LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ

Bir Eğitim Kurumunda Öz Tüketimli Şebeke Bağlantılı Fotovoltaik Enerji Sistemi Uygulanmasının Teknik ve Ekonomik Fizibilitesinin Araştırılması

Hüseyin KAYA

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Nisan-2025

KONYA

Her Hakkı Saklıdır

TEZ KABUL VE ONAYI

Hüseyin Kaya tarafından hazırlanan "**Bir Eğitim Kurumunda Öz Tüketimli Şebeke Bağlantılı Fotovoltaik Enerji Sistemi Uygulanmasının Teknik ve Ekonomik Fizibilitesinin Araştırılması** " adlı tez çalışması 16/04/2025 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği ile Konya Teknik Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı'nda YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri	**İmza**
Başkan Prof.Dr. Ahmet Afşin KULAKSIZ (Konya Teknik Üniversitesi)	……..
Danışman Dr.Öğr.Üyesi Mehmet Ali ANADOL (Konya Teknik Üniversitesi)	……..
Üye Dr.Öğr.Üyesi Hakan TERZİOĞLU (Selçuk Üniversitesi)	……..

Yukarıdaki sonucu onaylarım.

Prof. Dr. Mevlüt UYAN
Enstitü Müdürü

TEZ BİLDİRİMİ

Bu tezdeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edildiğini ve tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

DECLARATION PAGE

I hereby declare that all information in this document has been obtained and presented in accordance with academic rules and ethical conduct. I also declare that, as required by these rules and conduct, I have fully cited and referenced all material and results that are not original to this work.

İmza

Hüseyin KAYA

Tarih: 16.04.2025

ÖZET

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Bir Eğitim Kurumunda
Öz Tüketimli Şebeke Bağlantılı
Fotovoltaik Enerji Sistemi Uygulanmasının
Teknik ve Ekonomik Fizibilitesinin Araştırılması

Hüseyin KAYA

Konya Teknik Üniversitesi
Lisansüstü Eğitim Enstitüsü
Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Mehmet Ali ANADOL

2025, 96 Sayfa

Bu tez çalışmasında Türkiye'nin Konya ilinde bulunan bir üniversite binasının elektrik ihtiyacını karşılamak için kurulan iki farklı fotovoltaik enerji üretim tesisinin teknik, ekonomik ve çevresel yönden analizi yapılmıştır. Teknik olarak incelenen FV sistemin öz tüketim oranı (SCR), öz yeterlilik oranı (SSR), Dize kazancı(YA), nihai kazancı(YF), kapasite faktörü (CF), performans oranı (PR), panel ve inverter verimlilikleri hesaplanmış, sera gazı(GHG) emisyon azaltımı incelenmiştir. Seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE) ve net bugünkü maliyet (NPC)'nin yanı sıra geri ödeme süresi (DBPB), iç getiri oranı (IRR) incelenerek FV sistemlerin ekonomik etkileri araştırılmıştır. Tüm bu hesaplamalar RETScreen Expert yazılımı ile elde edilen benzetim sonuçları ile karşılaştırılmıştır.

Teknik analiz sonucunda hibrid inverter sistemi için panel verimliliği, inverter verimliliği, CF ve PR değerleri sırasıyla yaklaşık %14, %85, %17.3 ve %72 olarak elde edilirken, mikroinverter sistemi için aynı değerler sırasıyla yaklaşık %13, %89, %17 ve %70 olarak elde edilmiştir. Bu bölgede mono-kristal panel teknolojisine ve hibrid inverter yapısına sahip FV tesislerin daha iyi sonuçlar vereceği görülmüştür.

Ekonomik analiz sonucunda, tesisin NPC'si 1915978TL, IRR'si %41.2 ve DBBP 3.4 yıl olarak hesaplanmıştır. Elde edilen sonuçlar, yatırımın ekonomik açıdan kârlı olduğunu ve kısa sürede geri dönüş sağladığını göstermektedir**.** Yüksek IRR oranı ve 6.09TL/kWh'lik LCOE değeri projenin alternatif yatırım araçlarına kıyasla oldukça cazip olduğunu ve yatırımın kısa vadede kendini amorti edebileceğini ortaya koymaktadır. Bu sonuçlara dayanarak daha düşük bir LCOE ve yüksek bir öz yeterlilik oranı için tüketim miktarına göre FV tesis kurulumunun kapasitesinin arttırılması önerilmiştir.

Çalışmanın sonuçları, Türkiye'de kamu binalarına kurulacak FV sistemlerin olumlu ekonomik ve çevresel faydalar sağlayacak finansal araçlar olduğunu ve FV sistem yatırımlarını teşvik edebileceğini göstermektedir. Bu çalışma, Türkiye'de Konya ilindeki bir kamu binasına odaklanmış olsa da diğer bölgelerde kamu binalarına FV sistemlerin çatı, cephe, yer veya otopark uygulamalarıyla hem çevreye hem de ekonomiye çeşitli faydalar sağlayacağı düşünülmektedir.

Anahtar Kelimeler: Karbon Emisyonu, Öz Tüketim, Performans Oranı, Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti

ABSTRACT

MS THESIS

Investigation of Technical and Economic Feasibility of Implementing Self-Consumption Grid-Connected Photovoltaic Energy System in an Educational Institution

Hüseyin KAYA

Konya Technical University
Institute of Graduate Studies
Department of Electrical and Electronics Engineering

Advisor: Asisst. Prof. Dr. Mehmet Ali ANADOL

2025, 96 Pages

In this thesis, the technical, economic, and environmental analysis of two different photovoltaic energy production facilities established to meet the electricity needs of a university building in Konya, Turkey, has been conducted. The self-consumption rate (SCR), self-sufficiency rate (SSR), array yield(YA), final gain (FY), capacity factor (CF), performance ratio (PR), module and inverter efficiencies of the PV systems were calculated, and greenhouse gas (GHG) emission reduction was examined. The economic impacts of PV systems were investigated by examining the levelized cost of energy (LCOE) and net present cost (NPC), as well as the payback period (DBPB) and internal rate of return (IRR). All these calculations have been compared with the simulation results obtained using the RETScreen Expert software.

As a result of the technical analysis, the module efficiency, inverter efficiency, CF, and PR values for the hybrid inverter system were approximately 14%, 85%, 17.3%, and 72%, respectively, while the same values for the microinverter system were approximately 13%, 89%, 17%, and 70%, respectively. In this region, it has been observed that PV plants with mono-crystalline module technology and hybrid inverter structure yield better results.

As a result of the economic analysis, the NPC of the facility was calculated to be 1915978 TL, the IRR to be 41.2%, and the DBBP to be 3.4 years. The obtained results indicate that the investment is economically profitable and provides a quick return. A high IRR rate and an LCOE value of 6.09TL/kWh indicate that the project is quite attractive compared to alternative investment instruments and payback period indicates that the investment can be amortized in the short term. Based on these results, it has been suggested to increase the capacity of the PV plant installation according to the consumption amount for a lower LCOE and a higher self-sufficiency rate.

The results of the study indicate that PV systems installed on public buildings in Turkey are financial tools that will provide positive economic and environmental benefits and can encourage investments in PV systems. Although this study focuses on a public building in the province of Konya, Turkey, it is believed that PV systems applied to rooftops, facades, ground, or parking lots of public buildings in other regions will provide various benefits to both the environment and the economy.

Keywords: Carbon Emission, Levelized Energy Cost, Performance Ratio, Self-Consumption

ÖNSÖZ

Fosil yakıtların kullanımı sonucu atmosfer ve insan sağlığı açısından zararlı gazların ortama salınması, tükenebilir bu kaynakların tedarikinin bölgesel savaşların etkisiyle zorlaşması ve maliyetlerinin artması alternatif, temiz ve kolay erişim imkânı olan yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını gerekli hale getirmiştir. Fosil yakıt kullanımına dayalı enerji üretimi azaltılırken hem enerjinin arz ve güvenliğini sağlamak hem de kalkınma hedeflerine ve uluslararası anlaşmalarda taahhüt edilen emisyon hedeflerine ulaşmak ancak toplam enerji üretimi içinde yenilenebilir enerji kaynaklarının payının arttırılmasıyla mümkündür. Günümüzde yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılan yatırımların artması bu gerekliliği doğrulamaktadır. Fotovoltaik sistemler, güneş enerjisini elektrik enerjisine dönüştüren yenilenebilir enerji kaynaklarından biridir. Geçmiş yıllarda yüksek maliyetleri sebebi ile kullanım alanı kısıtlı olan bu kaynakların yeni teknolojik gelişmelere bağlı olarak maliyetleri düşmeye ve ülkelerin uyguladığı farklı teşvik mekanizmaları sayesinde kurulumları artmaya başlamıştır.

Teşvik mekanizmaları sayesinde birçok ülkede yenilenebilir enerji yatırımları dağıtım sisteminde doyuma ulaşmıştır. Bu yatırımların perakende elektrik fiyatlarına getirdiği ek yükü azaltmak ve enerji verimliliğini arttırmak amacıyla yeni yatırımlar öz tüketime yönlendirilmektedir. Böylelikle sistem kararlılığının korunması ve iletim kayıplarının azaltılmasının yanında kullanıcıların elektrik faturalarını düşürmeleri ve üretim fazlası enerjiyi dağıtım sistemine vermeleri teşvik edilmektedir. Üretim fazlası enerjinin dağıtım sistemine verilmesinin avantajlı olmadığı durumlarda ise depolamalı enerji sistemleri devreye girmektedir. Böylece yenilenebilir enerji kaynaklarının değişken doğası gereği yeterli enerjinin temin edilemediği durumlarda gerekli enerjinin şebekeden tüketilmek yerine depolamalı sistemden karşılanması yoluna gidilmektedir.

Fotovoltaik sistemlerin maliyetinin düşmesinin yatırımcılar üzerinde olumlu etkisi olsa da hâlen bir güvensizlik durumu mevcuttur. Bu güvensizliğin sebebi ise teknik ve ekonomik bilinmezliklerdir. Ekonomik analizler sayesinde LCOE parametresi yardımı ile enerjinin birim maliyeti, DBPB parametresi ile geri ödeme süresi, NPC ve IRR ile yatırımın kar etme oranı, teknik parametreler ile yatırımın güvenilirliği ve GHG emisyon oranı ile çevre için yapılan olumlu katkılar yatırım öncesi belirlenerek belirsizlik durumu ortadan kaldırılarak güven ortamı oluşturulabilmektedir.

Konya ili ışınım değeri ve süresi bakımından fotovoltaik sistem kurulumları için Türkiye'deki en elverişli bölgelerden biridir. Bu durumun en çarpıcı örneklerinden biri, Konya'nın Karapınar ilçesinde Kalyon Holding tarafından Türkiye'nin en büyük üretim kapasitesine sahip olan FV enerji üretim tesisinin kurulmuş olmasıdır. Bu tez çalışmasında FV sistem kurulumu için Konya ilindeki elverişli ortamın öncelikle kamu kurum ve kuruluşlardan başlayarak daha sonra konut ve özel sektörün de dâhil olması ile kullanılması ve yatırımcılara örnek teşkil etmesi amaçlanmıştır.

Yüksek lisans tezimin hazırlanma sürecinde bilgi ve deneyimlerini benimle paylaşan ve yenilenebilir enerji kaynaklarına bakış açımı değiştiren saygıdeğer danışmanım Dr. Öğr. Üyesi Mehmet Ali ANADOL'a, benden maddi ve manevi desteğini hiçbir zaman esirgemeyen kıymetli eşim Fatma KAYA'ya ve değerli aile üyelerime sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Hüseyin KAYA
KONYA-2025

İÇİNDEKİLER

ÖZET ..... **iv**

ABSTRACT ..... **v**

ÖNSÖZ ..... **vi**

İÇİNDEKİLER ..... **vii**

SİMGELER VE KISALTMALAR ..... **ix**

1 GİRİŞ **1**

1.1 İklim Değişikliği ve Enerji Politikalarına Etkisi 1
1.2 Küresel Elektrik Enerjisi Üretiminin Görünümü 2
1.3 İklim Değişikliği ve Küresel Isıma 3
1.4 Net Sıfır Emisyon Senaryosu 6
1.5 Enerjinin Arz ve Güvenliği 7
1.6 Karbon Vergisi 8
1.7 Türkiye'de Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Durumu 10
1.8 Türkiye'de Yenilenebilir Enerji Anında Yapılan Mevzuat Düzenlemeleri 12
1.8.1 Lisanslı üretim tesisleri 13
1.8.2 Lisanssız üretim tesisleri 16

2 KAYNAK ARAŞTIRMASI **18**

3 EKONOMİK ANALİZ **23**

3.1 Öz Tüketim(ÖT) 23
3.2 Öz Yeterlilik(ÖY) 25
3.3 Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (LCOE) 25
3.4 Bugünkü Net Maliyet (NPC) 28
3.5 İç Getiri Oranı (IRR) 28
3.6 İndirimli Geri Ödeme Süresi (DPBP) 29

4 TEKNİK ANALİZ **30**

4.1 Kapasite Faktörü(CF) 30
4.2 İnverter Verimliliği 31
4.3 FV Panel Verimliliği 31
4.4 Performans Oranı (PR) 31
4.4.1 Dize kazancı (YA) 32
4.4.2 Final kazanç (YF) 32
4.4.3 Referans kazanç (YR) 33
4.5 Panel Düzlemine Ulaşan Güneş Işınımın Hesaplanması 33
4.5.1 Güneş sabiti (G_{sc}) 33
4.5.2 Dünya dışı radyasyon (G_{on}), ... 33
4.5.3 Güneş zamanı 34
4.5.4 Sapma açısı (δ) 35

4.5.5 Saat açısı (ω) ... 35
4.5.6 Enlem açısı (φ) ... 35
4.5.7 Yükseklik açısı ... 35
4.5.8 Güneş azimut açısı(γ) ... 36
4.5.9 Güneş geliş açısı(θ) ... 36
4.5.10 Panel eğim açısı (β) ... 36
4.5.11 Gökyüzü berraklık endeksi ... 37
4.5.12 Erbs kolerasyonu ... 37
4.5.13 Geometrik faktör(R_b) ... 38
4.5.14 Anizotropi endeksi (A_i) ... 38
4.6 CO_2 emisyonu ... 39

5 RETSCREEN EXPERT TEMİZ ENERJİ YÖNETİMİ YAZILIMI ... 42

6 MATERYAL VE YÖNTEM ... 45

6.1 Hibrit Dize İnverter ... 46
6.2 Mikro İnverter Sistemi ... 47

7 SONUÇLAR VE ÖNERİLER ... 50

7.1 Tesis Alanına Özgü İklim Verilerinin Analizi ... 50
7.2 Hibrid İnverter Sistemi Performans Analizi ... 57
7.3 Mikroinverter Sistemi Performans Analizi ... 62
7.4 Okul Binasının Yük Profili ve Öz Tüketim Analizi ... 68
7.5 Ekonomik Analiz ... 71
7.5.1 Retscreen simülasyon programı ve giriş verileri ... 71
7.5.2 İşletme ve bakım maliyeti ... 72
7.5.3 Nominal Faiz oranı (i') ... 73
7.5.4 Reel faiz oranı(i) ... 73
7.5.5 Enflasyon oranı (r) ... 73
7.5.6 Yaşam süresi (Life time) ... 74
7.5.7 İlk yatırım maliyeti (Initial investment cost) ... 74
7.5.8 Bozulma oranı(Degradation rate) ... 76
7.5.9 Elektrik fiyat tarifeleri ... 76
7.5.10 Şebeke bağlantılı FV sisteminin retscreen programında modellenmesi ... 79
7.5.11 Çevresel Etki Değerlendirmesi ... 86
7.5.12 Finansal Karlılık Göstergeleri ... 87

8 Öneriler ... 89

KAYNAKLAR ... 91

SİMGELER VE KISALTMALAR

Simgeler

CRF: Sermaye kazanım faktörü
C_0:İlk yatırım maliyeti
$C_{bat,y}$: Akü sistemi maliyeti
$C_{FV,y}$: FV sistemin maliyeti
$C_{şebeke}$: Şebekeden alınan elektrik ödemesi
C_t: t dönemindeki net nakit akışı
C_y: Sistemin kurulum ve işletim maliyetlerinin toplamı
E_{AC}:FV sistem tarafından üretilen alternatif akım enerjisi
E_{DC}:FV sistemin ürettiği doğru akım enerjisi
$E_{d,FV}$: FV sistem tarafından karşılanan enerji miktarı
E_b:Şebeke sera gazı emisyon faktörü
E_p:FV sistemin sera gazı emisyon faktörü
$E_{şebeke}$: Şebekeden alınan enerji miktarı
$E_{y:}$ Sistemin ömrü boyunca üretilen enerji
F_y: Kredi faiz ödemesi
H_R: Referans ışınım
H_t: Düzlem içi güneş ışınımı
G_{on}, Dünya dışı radyasyon
$G_{sc:}$ Güneş Sabit
i: Reel faiz oranı
k_{idk}:Şebeke iletim dağıtım kayıp oranı
$O\&M_y$: İşletme ve bakım maliyeti
P_{FV}:FV sistemin nominal gücü
r: Enflasyon oranı
y: Sistem ömrü
ω: Saat açısı
φ : Enlem Açısı
δ : Sapma Açısı

Kısaltmalar

AB: Avrupa Birliği
BM: Birleşmiş Milletler
Btu= İngiliz Isı Birimi
CF: Kapasite Faktörü
COE: Enerji Maliyeti
CO_2: Karbondioksit
DPBP: İndirimli Geri Ödeme Süresi
DSM: Depolamalı Sistem Metodu
EPDK: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EPİAŞ: Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi
ETS: Emisyon Ticaret Sistemi
EUA: 1 ton CO_2 emisyon eşdeğeri
FIT: Mevcut Tarife Garantisi
FV: Fotovoltaik Sistem
GES: Güneş Enerji Sistemi
GHG_{FV}: FV sistem tarafından yayılan sera gazı
HES: Hidroelektrik Santraller
IRENA: Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı
IRR: İç Getiri Oranı
KDV: Katma Değer Vergisi
LCOE: Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti
Mono-Si: Mono-kristal
Mtoe= Milyon ton eşdeğeri
$MtCO_2$: milyon ton karbondioksit
NASA: Ulusal Havacılık ve Uzay Dairesi
NPC: Bugünkü Net Değer
PCM: Performans Maliyet Model
PI: Karlılık Endeksi
Poly-Si: Poli-kristal
PR: Performans Oranı
SKDM: Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması
ÖT: Öz Tüketim
ÖY: Öz Yeterlilik
TCMB: Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası
TEİAŞ: Türkiye Şirketi Elektrik İletim Anonim
TSKB: Türkiye Sınai Kalkınma Bankası A.Ş.
TÜFE: Tüketici Fiyat Endeksi
T&D: İletim ve Dağıtım
UKB: Ulusal Katkı Beyanı
ÜFE: Üretici Fiyat Endeksi
YA: Dize Kazancı
YEK: Yenilenebilir Enerji Kaynakları
YEKDEM: Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması
YF: Final Kazanç
YR: Referans Kazanç

1 GİRİŞ

1.1 İklim Değişikliği ve Enerji Politikalarına Etkisi

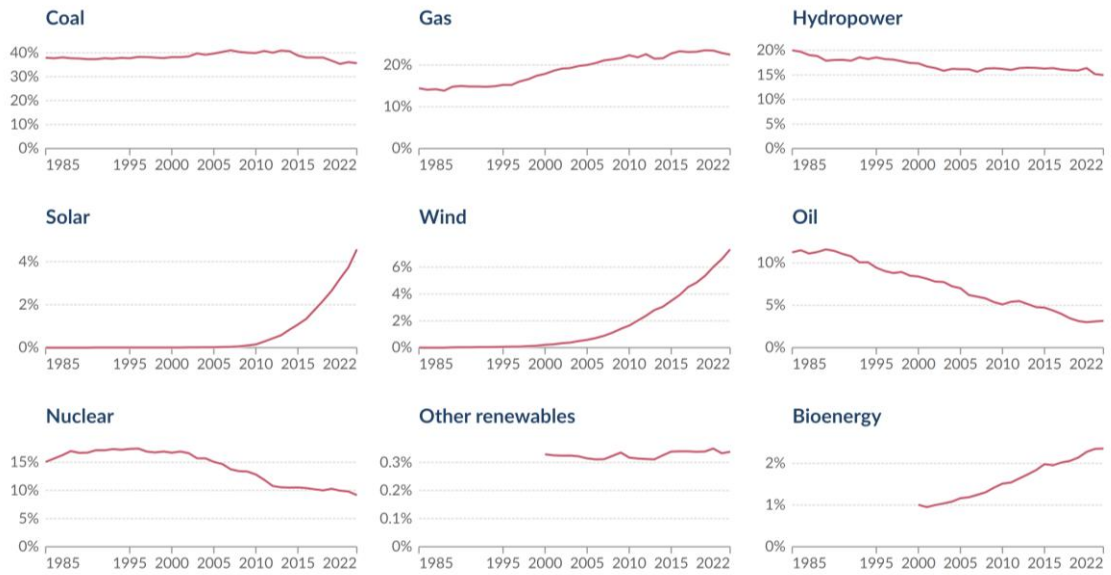
Dünya nüfusu yıllar içinde sürekli artarak 2016 yılında 7,4 milyar kişiye ulaşmıştır. 2060 yılında ise 10 milyar kişiye ulaşması beklenmektedir. (**Papadis ve Tsatsaronis, 2020**). Hızlı kentleşme, artan nüfus ve insanların enerji tüketim alışkanlıklarındaki radikal değişikliklerin bir sonucu olarak enerji talebi küresel olarak hızla büyümektedir. Ancak enerji üretiminin ana kaynağı, küresel ısınmaya ve sera gazı emisyonlara neden olan tükenebilir fosil yakıtlardır (**Agyekum, 2021**). Fosil yakıtlar hidrokarbon ve yüksek oranda karbon içeren kömür, petrol ve doğal gaz gibi enerji kaynaklarıdır. Fosil yakıt tüketiminin yılda %2,9 gibi endişe verici bir oranda artmaya devam etmesi fosil yakıtların tükenme ihtimalini daha da artırmaktadır.(**Sajid ve diğ.,2022**). Eğer fosil yakıtlar için yeni rezervler keşfedilmez ise kömür rezervinin 139 yıl, petrol rezervlerinin 53.5 yıl ve doğalgaz rezervlerinin 48.8 yıl ömürleri kaldığı belirtilmektedir (**Narin, 2023**)

Yenilenebilir enerjinin küresel olarak geliştirilmesi ve kullanılması, ana enerji kaynağı olarak fosil yakıtların kullanımının aşamalı olarak ortadan kaldırılmasının ve aynı zamanda iklim değişikliğinin olumsuz etkilerinin azaltılmasının ilerici bir yolu olarak görülmektedir(**Agyekum, 2021**). Bu nedenle, geleneksel yenilenebilir enerji kaynaklarından modern yenilenebilir enerji kaynaklarına geçiş, sürdürülebilir kalkınma ve çevre kalitesi için çok önemlidir(**Shrestha ve diğ., 2022**). Sürdürülebilir kalkınma genellikle sosyal, ekolojik ve ekonomik olmak üzere üçlü sac ayağı üzerine oturmaktadır. Enerji sektörünün temel gereksinimleri, çevresel sürdürülebilirlik (iklimin korunması), enerji (elektrik) arzının güvenliği ve ekonomik istikrarla yakından ilişkilidir ve birbirini etkilemektedir (**Papadis, ve Tsatsaronis, 2020**).

Yenilenebilir enerji ile ekonomik kalkınma arasındaki ilişkiyi açıklayan bazı nedenler vardır. Birincisi, yenilenebilir enerji kaynakları çevresel sürdürülebilirliğe katkıda bulunur. İkincisi, yenilenebilir enerji özellikle büyük ölçüde enerji ithalatına bağımlı olan ülkeler için dış dalgalanmalarla ilişkili ekonomik maliyetlerin azaltılmasına yardımcı olur. Üçüncüsü, ekonomik kalkınmayı sürdürmek için yenilenebilir enerji de dâhil olmak üzere büyük enerjiye ihtiyaç vardır. (**Shrestha ve diğ., 2022**).

1.2 Küresel Elektrik Enerjisi Üretiminin Görünümü

Fosil yakıtlar, geçmişte olduğu gibi günümüzün de en önemli enerji kaynaklarından biridir. **Şekil 1.1**'de dünya genelinde elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı gösterilmiştir. Küresel elektrik üretiminde 2022 yılı itibariyle elektrik üretiminin yaklaşık %61'i fosil yakıtlardan elde edilmiştir. Bunun %36'sını kömür (10.186 TWh), %22'sini gazlar (6.336 TWh) ve %3'ünü diğer fosil yakıtlar (850 TWh) oluşturmuştur. Hidroelektrik %15 (4.311 TWh) ile en büyük temiz elektrik kaynağı olmaya devam ederken, nükleer enerji ise %9'un (2.611 TWh) biraz üzerinde katkı sağlayan ikinci en büyük kaynak olmuştur. Rüzgâr (2.160 TWh) ve güneş (1.284 TWh) enerjisi birlikte küresel elektrik üretiminin %12'ni (3.444TWh) karşılamıştır. Biyoenerji küresel elektriğin %2,4'ünü (672 TWh), diğer yenilenebilir kaynaklar ise %0,4'ünü üretmiştir **(Anonymous1, 2023).**



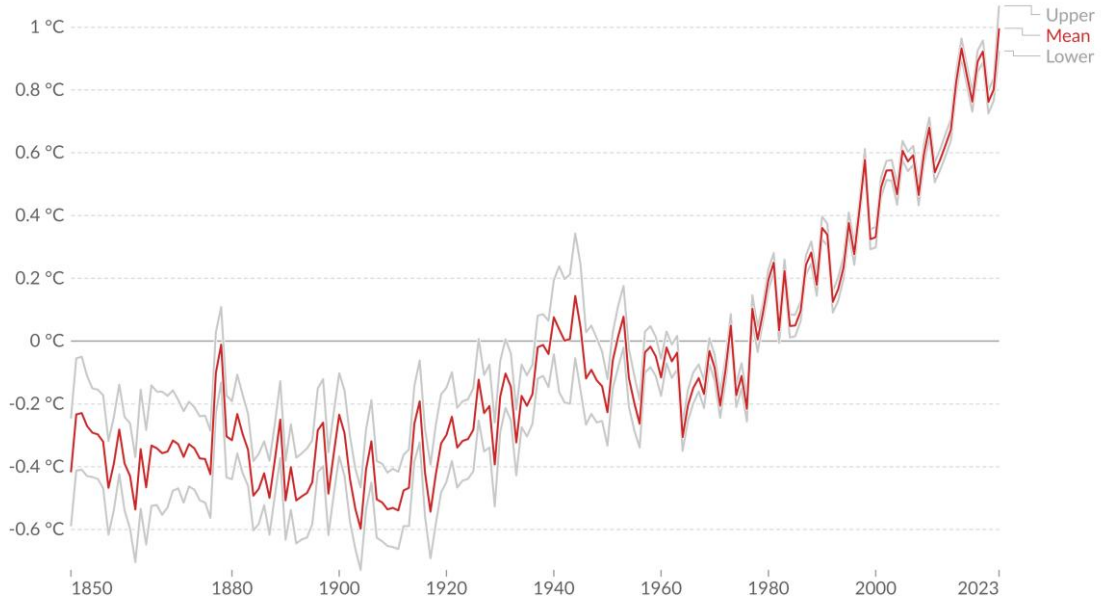
Şekil 1.1 Dünya elektrik üretiminin çeşitli kaynaklara göre dağılımı[1]

Son yıllarda, dünyada kurulu fotovoltaik (FV) kapasitesi hızla artmıştır. FV üretim kapasitesi 2013 yılında, dünya çapında yaklaşık 137 GW'lik kapasiteye ulaşırken 2023 yılında ise üretim kapasitesi yaklaşık 1.418 GW seviyelerine yükselmiştir. Dünya FV pazarında Avrupa kıtasının payı 2011'de %70'ten 2013'te %28'e gerilerken, Asya kıtasında FV kurulumları en büyük paya sahip olmaya başlamıştır. 2023 yılında ise Dünya FV pazarının %53.1'ini Asya kıtası, %18.2'sini ise Avrupa kıtası oluşturmaktadır (**Anonymous2, 2022**).

[1] https://ourworldindata.org/electricity-mix (03.02.2024)

1.3 İklim Değişikliği ve Küresel Isıma

İklim değişikliğinin nedenleri insanların büyük miktarlarda fosil yakıt yakmaya başladığı 1830'lu yıllardaki sanayi devrimine kadar uzanmaktadır. **Şekil 1.2**'de sıcaklıkların 1960'lı yıllardan itibaren artmaya başladığı ve bu artışın büyüyerek günümüze kadar devam ettiği görülmektedir. Grafikte, 1961 ile 1990 arasındaki ortalama olan temel çizgiye göre küresel ortalama sıcaklık o zamandan bu yana 0,8°C'nin üzerinde artmıştır. Ayrıca 1850'deki sıcaklıkların temel çizgiye göre yaklaşık 0,4°C daha soğuk ve sanayi öncesi dönemlerle karşılaştırıldığında ise yaklaşık 1,2°C'lik bir toplam sıcaklık artışı meydana geldiği görülmektedir. Bu ısınma dünya genelinde eşit olarak dağılmamıştır. Kuzey Yarımküre, Güney Yarımküre 'den daha fazla ısınmış ve ısınma özellikle kutuplarda daha fazla olmuştur **(Ritchie ve diğ.,2023)**.



Şekil 1.2 Ortalama küresel yüzey sıcaklığı anormallikleri[2]

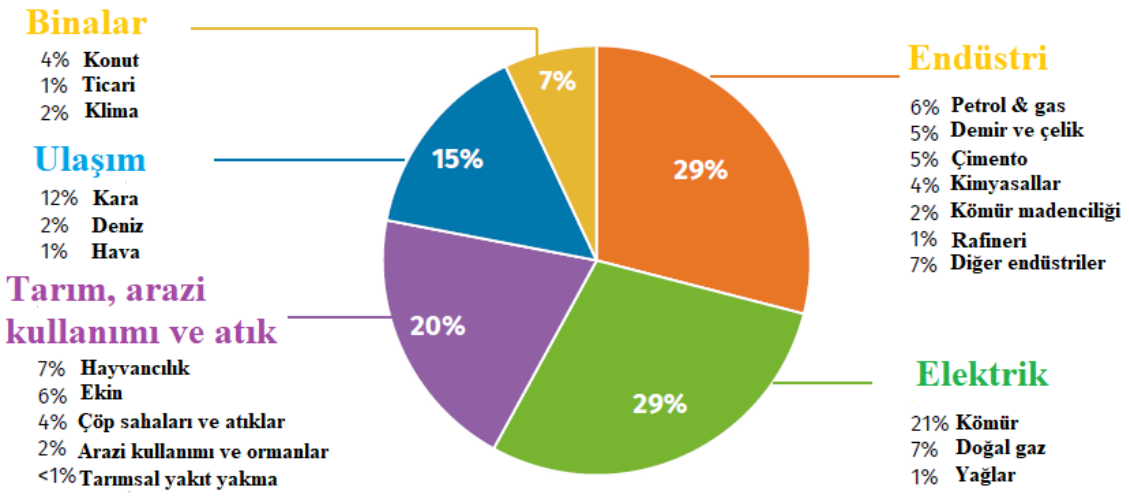
Enerji talebinin büyük çoğunluğunun fosil yakıtlardan karşılanması atmosfere salınan sera gazı miktarının artmasına neden olmaktadır. Isıyı Dünya atmosferinde hapseden ve küresel sıcaklıkların artmasına neden olan 5 ana sera gazı vardır. Ancak bunlardan su buharı hariç diğer 4 tanesi Karbon Dioksit (CO_2), Metan (CH_4), Azot-oksit(N_2O) ve Florlu Gazlar (HFC'ler, PFC'ler, SF_6) doğrudan insan kaynaklı faaliyetlerin sonucudur. 1950'de atmosferde 311,79 ppm CO_2 varken 2021'de bu değer 416,45 ppm CO_2'e yükselmiştir. Dolayısıyla 1950'de atmosferde şu anda sahip

[2] https://ourworldindata.org/grapher/temperature-anomaly?facet=none (04.02.2024)

olduğumuz miktarın yalnızca %74,86'sı kadar CO_2 bulunuyordu. Bu CO_2 emisyon miktarı 2040 yılına kadar %30 oranında artacağı öngörülmektedir. (**Ritchie ve diğ.,20233**)

Sera gazlarının atmosferde birikmesi bir örtü oluşturarak küresel yıllık sıcaklığın, her on yılda bir 0.18° artmasına sebep olmaktadır(**Khairi ve diğ., 2022**). 2006-2015 arasındaki on yıl boyunca gözlemlenen küresel ortalama yüzey sıcaklığı 0.87°C olarak ölçülmüştür. Küresel ısınmanın mevcut hızla artmaya devam etmesi halinde 2030 ile 2052 yılları arasında 1.5°C'ye ulaşacağı tahmin edilmektedir. Yaklaşık 0.5°C'lik küresel ısınmanın meydana geldiği zaman aralıklarında bazı aşırı iklim ve hava koşullarının yoğunluk ve sıklığında eğilimler tespit edilmiştir. Bunlar arasında birçok bölgede aşırı sıcak hava dalgaları, yağışların sıklığı, yoğunluğu ve/veya miktarındaki artış, bazı bölgelerde kuraklık ve su kıtlığı, okyanus sıcaklığında artış ve buna bağlı olarak deniz biyolojik çeşitliliğinde azalmalar görülmeye başlanmıştır. 1.5°C'lik ısınma durumunda insan sağlığına, geçim kaynaklarına, gıda güvenliğine, insan güvenliğine, su teminine ve ekonomik büyümeye yönelik iklim bağlantılı risklerin artacağı öngörülmektedir(**Hoegh-Guldberg ve diğ., 2018**).

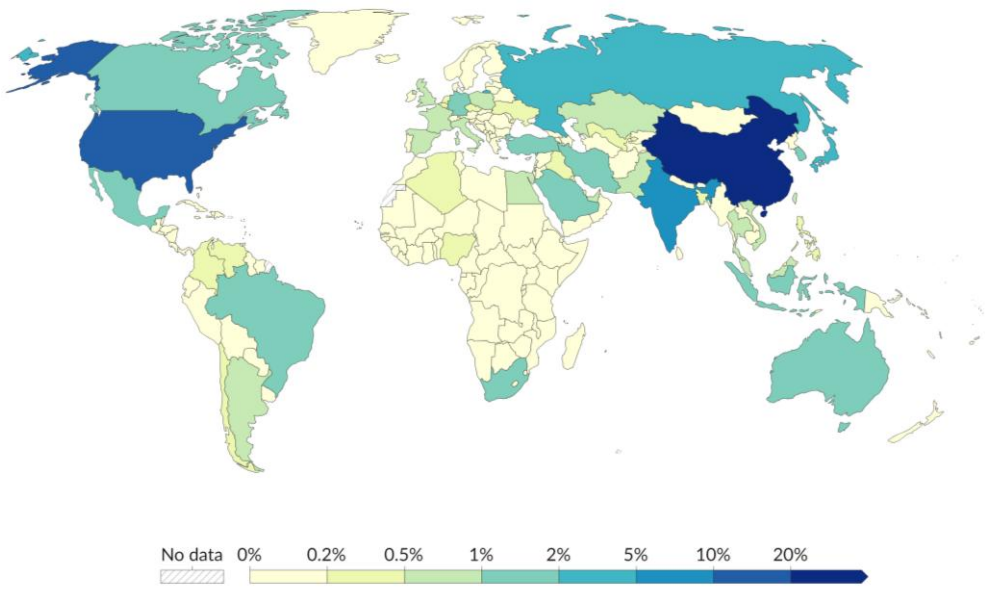
CO_2 emisyonlarının azaltılmasına yönelik en yüksek potansiyeli belirlemek amacıyla ikincil ve son kullanım enerji sektörlerinden kaynaklanan emisyonlar incelenmektedir. Dünyanın tüm bölgelerinde en yüksek emisyonlar elektrik, ısı üretimi ve sanayi ile ilişkilidir (**Papadis, ve Tsatsaronis, 2020**). 2021 yılı sektör tabanlı verilere dayanarak sanayi ve elektrik enerjisi sektörü birlikte küresel sera gazı emisyonunun yaklaşık %60'ını oluşturmaktadır (**Şekil 1.3**). Bu sektörlerde sera gazı emisyonlarının büyük çoğunluğu kömür tüketiminden kaynaklanmaktadır. Sanayi sektörü, doğrudan küresel enerji bağlantılı sera gazı emisyonlarının yaklaşık %29'undan (241 katrilyon Btu) sorumludur ve 2050 yılına kadar 361,4 katrilyon Btu seviyesine ulaşması öngörülmektedir. Bunun nedeni sanayi sektöründe artan küresel enerji tüketimidir(**Sajid ve diğ.,2022**). Sera gazı emisyonuna arazi kullanımı, tarım ve atıklar %20 (buna orman yangınlarının etkisi dâhil değildir), ulaşım ve binalar ise sırasıyla %15 ve %7 katkıda bulunmuştur. Ancak bu sektörlerin karbon emisyonuna katkısı her yerde aynı değildir. (**Papadis, ve Tsatsaronis, 2020**). Örneğin Amerika Birleşik Devletleri'nde taşımacılığın küresel ortalamadan çok daha büyük bir katkısı varken Brezilya'da emisyonların çoğu tarım ve arazi kullanımı değişikliğinden kaynaklanmaktadır.



Şekil 1.3 2021 yılı net sera gazı emisyonlarının sektöre dayalı küresel emisyonuna katkısı[3]

Karbondioksit atmosferde yüzyıllarca kalabilir. Bu, 1800'lerde yayılan CO_2'in bugün hâlâ iklim değişikliğine yol açtığı anlamına gelmektedir. Birleşik Krallık gibi yüzyıllar boyunca büyük miktarlarda kömür yakarak ekonomisi ve zenginliği fosil yakıtlarla çalışan endüstriler sayesinde yüksek yaşam standartlarına ulaşan ülkeler bugün emisyonlarda küçük bir paya sahip olsalar da, zamanında önemli ölçüde katkıda bulunmuşlardır (**Şekil 1.4**). Bugün Çin, ABD ve AB'nin 28 ülkesi küresel emisyonların yarısından fazlasını oluşturmaktadır. Bu en büyük emisyon salıcıların taahhüdü olmadan dünya, küresel hedeflerine ulaşmaya yaklaşamayacaktır. Gerçek şu ki, eğer iklim değişikliğiyle mücadele edilecekse, dünyanın geri kalanı Birleşik Krallık ve diğer zengin ülkelerin izlediği gibi yüksek karbonlu kalkınma yollarından gitmemelidir. Bu ülkelerden insanlarını yoksulluktan kurtarmak ile emisyonlarını düşük tutmak arasında seçim yapmaları beklenemez. Bu, düşük karbonlu enerji seçeneklerinin yoksulluğun azaltılmasıyla uyumlu ve fosil yakıtlardan daha ucuz olmalıdır. Bu durumda zengin ülkeler, yalnızca yurt içi emisyonları azaltmakla kalmayıp, başka yerlerdeki düşük karbon teknolojilerini finanse ederek ve bunlara yatırım yaparak daha büyük bir rol oynayabilir (**Ritchie ve diğ.,2023**).

[3] https://rhg.com/wp-content/uploads/2023/09/Figure-6.png (04.02.2024)

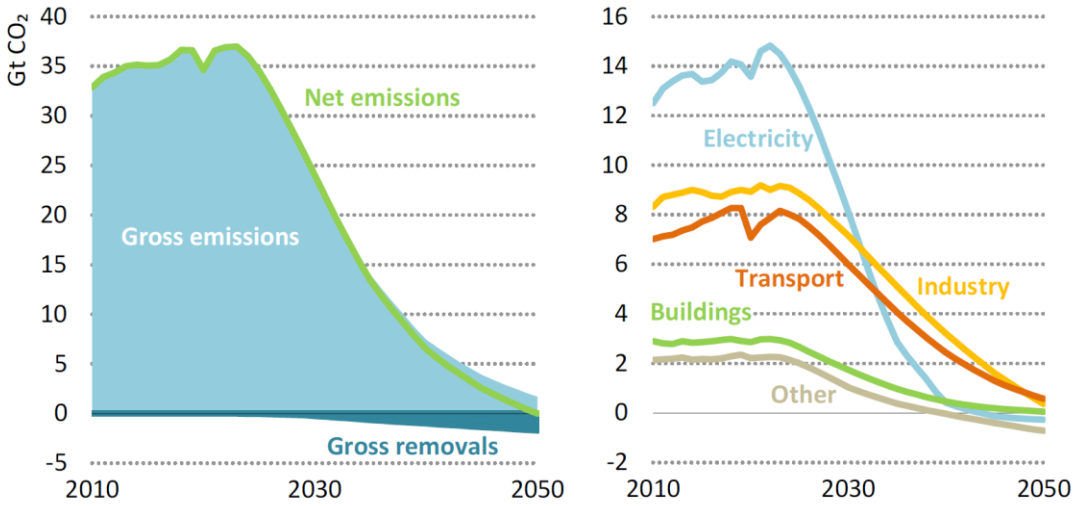


Şekil 1.4 Ülkelerin geçmişten günümüze karbondioksit (CO_2) emisyonundaki payı[4]

1.4 Net Sıfır Emisyon Senaryosu

Sıcaklık artışları küresel iklim değişikliğine sebep olduğundan günümüzde evrensel bir sorun haline gelmiştir (**Omar ve diğ., 2022**). Atmosferdeki sera gazlarının yoğunluğunu kontrol etmek ve istikrara kavuşturmak için 1992 yılında Rio De Janeiro'daki Dünya Zirvesi'nde birçok ülke, Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi üzerinde anlaşmaya varmıştır. Daha sonra, 1997'de kabul edilen ve 2005'de yürürlüğe giren Kyoto Protokolü olarak bilinen uluslararası bağlayıcı emisyon azaltma hedeflerinin belirlenmesine yönelik bir anlaşma imzalanmıştır (**Papadis ve Tsatsaronis, 2020**). 2015 yılında imzalanan ve 2016'da yürürlüğe giren Paris Anlaşması ile tüm ülkeler sıcaklık artışını sanayi öncesi seviyelere kıyasla 2°C''nin çok altında sınırlamak ve tercihen 1,5°C'nin altında tutarak emisyon eğrisini 2030 yılına kadar keskin bir şekilde aşağıya doğru eğmek için gerekli olan temel eylemler yapmak ve 2050 yılına kadar net sıfır emisyon hedefine ulaşılması yönünde ortak bir hedef üzerinde anlaşmışlardır. Hedefe ulaşmanın ilk adımı yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının en üst düzeye çıkarılması olarak belirlenmiştir(**Duman ve Güler, 2020**). Net sıfır emisyon senaryosunda (**Şekil 1.5**) enerji sektöründen kaynaklanan CO_2 emisyonları, 2022'deki 37 gigatondan (Gt) 2030'da yaklaşık %35'lik bir azalma ile 24Gt'a düşmektedir. Tüm sektörlerdeki toplam sera gazı emisyonları 2030 yılına kadar yaklaşık %40, 2035 yılına kadar ise %60 oranında azaltılacaktır (**Anonymous3, 2023**).

[4] https://ourworldindata.org/grapher/annual-co2-emissions-per-country?tab=map (04.02.2024)



Şekil 1.5 Net sıfır emisyon hedefi için toplam net CO2 emisyonları ve sektörlere göre net emisyonlar[5]

Türkiye, 2015 yılında Fransa'da düzenlenen BM iklim değişikliği taraflar konferansında (COP21) Paris İklim Anlaşmasını kabul etmiş ancak taraf olma sürecini başlatmamıştır. İlk Ulusal Katkı Beyanı(UKB), 2015 yılında sunulmuştur. Bu katkı beyanında 2012 yılı esas alınarak 2030 yılı itibarıyla sera gazı emisyon artışını %21 oranında azaltma taahhüdünde bulunulmuştur. Ekim 2021'de Paris İklim Anlaşması'na taraf olunmasının ardından 2053 Net Sıfır Emisyon ve Yeşil Kalkınma hedefleri açıklanmıştır. Nisan 2023'de Mısır'da düzenlenen COP27 toplantısında UKB güncellenmiş ve sera gazı emisyon artışı, 2030 yılı için %41 azaltıma yükseltilmiştir. Paris İklim Anlaşması kapsamında, taraf ülkelerin UKB'nı 5 yılda bir hedeflerini yükselterek yeniden düzenlemeleri gerektiğinden Türkiye'nin ikinci UKB'nını 2025 yılı sonunda yapılması planlanan COP30 öncesi sunması beklenmektedir(**Narin, 2023**).

1.5 Enerjinin Arz ve Güvenliği

KOVID-19 pandemi süreci sonrası küresel ekonomide yaşanan hızlı normalleşme ile dünya çapında elektrik talebi 2021 yılında artış göstermiştir. Emtia fiyatlarının küresel çapta 2021 yılında 2020 yılı seviyelerine göre ortalama %80 oranında yükselmesi, küresel enerji fiyatlarında önemli seviyede bir artışa da yol açmıştır. Elektrik talep artışı, iklim değişikliği hedefleri kapsamında kömür kaynaklı santrallere kıyasla daha az karbon emisyonuna sahip olan doğalgaz ile karşılanmak istenmesi sebebi ile yükselişte olan doğalgaz fiyatları, 2022 yılının başında Rusya ile Ukrayna arasında silahlı çatışmanın başlaması ile ciddi seviyede yükselmiştir. Hızlı

[5] IEA Net Zero Roadmap, 2023

ekonomik normalleşme ile enerji fiyatlarında yaşanan artışlar etkisini artırarak küresel çapta hissedilen bir enerji krizine dönüşmüştür. Bu durum, Kovid-19 salgınının ardından oluşan enflasyonist baskıları daha da şiddetlendirmiş ve Dünya, 1970'lerdeki enerji krizlerinden bu yana benzeri görülmemiş senkronize bir enflasyon yükselişi yaşamıştır. Kriz, 2022 yılında ekonomik büyümeyi yavaşlatmış, tarımsal maliyetleri artırarak gıda sektöründe küresel sıkıntılara yol açmıştır ve enerji dönüşümü planlarının gözden geçirilmesine sebep olmuştur. Krizin bir diğer sonucu olarak Dünya çapında elektrik üretiminde fosil yakıtların payı artırılmıştır. Kömür kullanımı 2022 yılında, 2021 yılına göre küresel çapta %1.2, AB içerisinde ise %6.5 artmıştır. Özellikle AB ve Birleşik Krallık'ta kriz sebebi ile kapatılması planlanan termik santraller tekrardan faaliyete döndürülmüştür.

Enerji krizi, enerji kaynaklarının bulunabilirliği ve karşılanabilirliği konusundaki endişelere yanıt olarak hem temiz enerji dağıtımını ve yatırımını hem de fosil yakıt yatırımlarını hızlandırmıştır. Hızlı talep büyümesi ve önemli arz yoğunlaşmasının etkisiyle hükümetler, temel temiz enerji teknolojilerinin ve ilgili girdilerin yurt içi arzını artırmayı amaçlayan mevzuat düzenlemeleri yapmıştır. Net sıfır emisyon senaryosunda her ülke, kaynaklarına ve koşullarına bağlı olarak kendi yolunu izlemektedir. Öncelikler ülkeden ülkeye göre farklılık gösterse de küresel düzeyde enerji yoğunluğu iyileştirmeleri eşit derecede önemli üç eylemden oluşmaktadır. Bunlar, elektrik motorları ve klimalar gibi ekipmanların teknik verimliliğinin artırılması, düşük gelirli ülkelerde başta elektrik olmak üzere daha verimli yakıtlara ve temiz pişirme çözümlerine geçiş, son olarak enerji ve malzemelerin daha verimli kullanılmasıdır (**Anonymous3, 2023**). Temiz elektriğe yatırım, yalnızca enerji sektöründe değil, tüm enerji sisteminde net sıfıra ulaşmak için en uygun maliyetli yolu sağlayacaktır.

1.6 Karbon Vergisi

Avrupa Birliği(AB) Emisyon Ticaret Sistemi (ETS), AB'nin iklim değişikliğiyle mücadele ve sürdürülebilir bir ekonomi yaratma hedefleri doğrultusunda geliştirilmiş yüksek karbon sektörlerinden kaynaklanan emisyonları azaltmayı amaçlayan bir emisyon sınırı ve ticareti ('cap and trade') sistemidir. Bu sistem, 2005 yılında yürürlüğe girmiştir. ETS, sera gazı salınımlarını azaltmak amacıyla katılımcılara emisyon kotası vererek çalışır ve katılımcıların kullanmadıkları emisyon haklarını birbirlerine satmalarına olanak tanır. ETS'de her bir sektör için bir emisyon üst sınırı belirlenmiş

olup, üst sınırlar tahsisat (EU Allowance – EUA) adı verilen emisyon izinlerine bölünmüştür(1 EUA = 1 ton CO2 eşdeğeri emisyon). Bu tahsisatlar, her sene azaltılmakta ve tahsisatlar ağırlıklı olarak açık artırma usulü ile dağıtılmaktadır. AB içerisinde emisyonlarını yeterli oranda düşüremeyen ve bu sebeple üretimini AB'ye kıyasla daha esnek emisyon kuralları barındıran ülkelere kaydıran veya AB dışından yüksek karbon salımı olan ihracatlar yapmayı amaçlayan üreticilerin sebep olacağı 'karbon kaçağının' engellenmesi amacıyla AB, Sınırda Karbon Düzenleme Mekanizması (SKDM) getirmiştir. SKDM, AB içerisine yüksek karbon emisyonuna sebep olan sektörlerden ('yüksek karbon sektörleri') yapılacak olan ithalatlar için geliştirilen bir karbon vergisidir**(Anonim1, 2024)**.

SKDM kapsamına alınmış olan ürünlerin (Demir-Çelik, Alüminyum, Çimento, Gübre, Elektrik ve Hidrojen) ihracatı sadece yetkilendirilmiş SKDM yükümlüsü tarafından gerçekleştirilebilecektir. SKDM kapsamına giren sektörlerin ihracatçıları, ihracat yapılan AB ülkesinin yetkili makamından emisyon miktarına denk gelen SKDM sertifikasını alabilir. SKDM sertifikaları her sektör için haftalık mevcut EUA sayısı bazında fiyatlanmaktadır (1 SKDM sertifikası = 1 ton CO2 eşdeğeri emisyon = 1 EUA). Ek olarak, ihracatçıların yıllık olarak tüm AB'yi kapsayan SKDM Merkezi Elektronik Kayıt Sistemi'ne ithal edilen ürünlerdeki doğrudan(üretimi sırasında oluşan karbon emisyonları) ve gömülü karbon emisyonları (üretimleri sırasında kullanılan elektriğin üretiminde oluşan karbon emisyonları) için SKDM bildirimini gerçekleştirip, toplam emisyon maliyetine denk gelecek kadar SKDM sertifikasını teslim etmesi gerekmektedir**(Anonim1, 2024**).

Türkiye ihracata dayalı ekonomi politikaları ve teknolojik gelişmeler çerçevesinde dünyanın dört bir yanına devam eden ihracat artışını sürdürmekte ve ihracat hacmini her yıl daha da artmaktadır. Türkiye'nin ihracat gerçekleştirdiği birçok Pazar grupları mevcuttur. Gerçekleştirilen ihracatta en büyük paya sahip olan Pazar grubu ise 2024 yılındaki %3.4 artış oranı ile Avrupa Birliği (AB)'dir. AB'ye 2024 yılında toplam ihracat payı %41.7'dir. Bu durumda SKDM ile beraber Türkiye ihracat pazarı da etkilenecektir.

Çizelge 1.1 Türkiye'nin ülke grubu sınıflandırmasına göre ihracatı (Milyon Dolar)[6]

Ekonomik Gruplar	2023	2023 Ocak-Ağustos	2024 Ocak-Ağustos	Fark	% Değişim	2024 % Pay
İslam Konferansı Teşkilatı (İİT)	66.051	40.147	45.091	4.944	12,3	26,4
STA Yapılan Ülkeler*	34.624	22.029	25.142	3.112	14,1	14,7
Avrupa Birliği (AB 27)	104.284	68.932	71.290	2.358	3,4	41,7
Sınır Komşusu Ülkeler	31.864	19.872	22.011	2.138	10,8	12,9
Körfez Arap Ülkeleri İşbirliği Konseyi (KİK)	13.710	7.253	9.373	2.121	29,2	5,5
Türk Devletleri Teşkilatı (TDT)	9.842	6.289	7.029	741	11,8	4,1

Türkiye'de kullandığı elektrik kapsamında yüksek seviyede gömülü karbon emisyonuna sahip olan ve SKDM uygulaması kapsamına giren sektörlerde faaliyet gösteren ve ihracat gerçekleştiren pek çok şirket, üretim sürecinde kullandığı elektriği yenilenebilir kaynaklardan üretmeyi ve bu doğrultuda uygulama dönemi öncesinde karbon emisyonlarını azaltmayı hedeflemektedir. Öz tüketim amaçlı yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimi yapan şirketler, bu kapsamda lisanssız güneş enerjisi santralleri kurmaya yönelmektedir. Bu doğrultuda, SKDM uygulaması ile birlikte Türkiye'deki lisanssız GES kapasitesinin artmaya devam edeceği tahmin edilmektedir. (**Anonim1, 2024**).

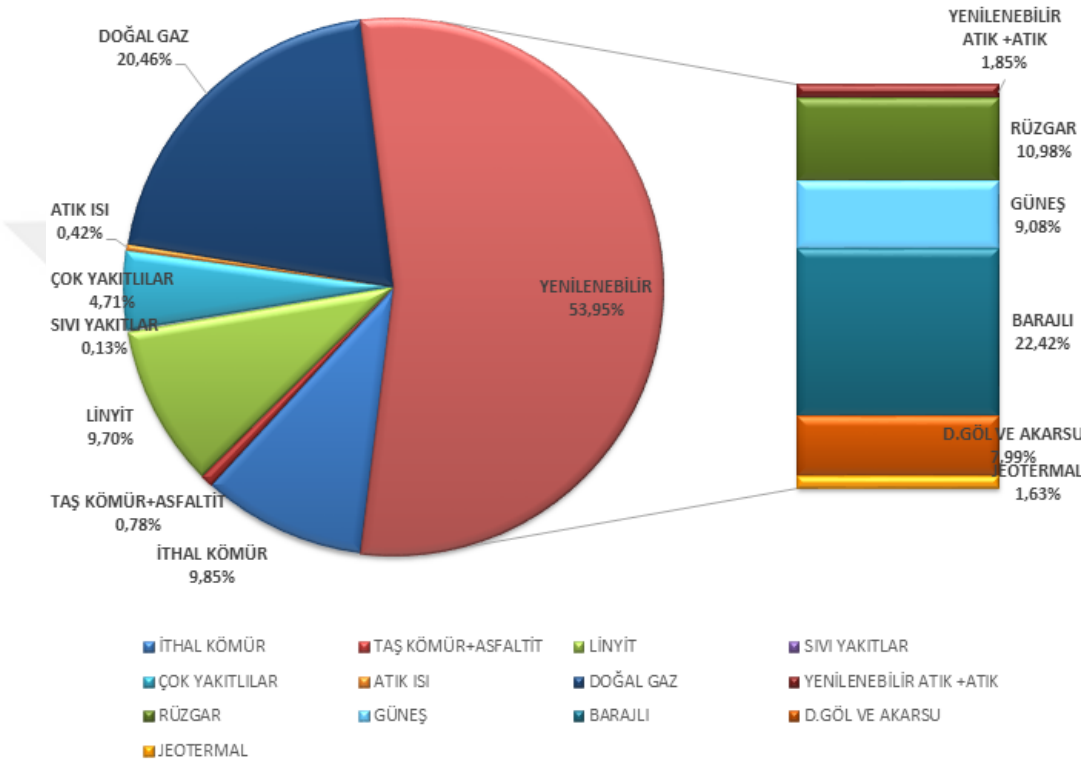
1.7 Türkiye'de Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Durumu

Sürdürülebilir kalkınma hedeflerine ulaşmak için enerji sektörüne yenilenebilir enerji kaynaklarını dâhil etmenin önemi giderek daha fazla kabul görmektedir. Birçok ülke geleneksel kaynaklara olan bağımlılıklarını azaltmak ve çevre üzerindeki olumsuz etkilerini hafifletmek için yenilenebilir enerji altyapısının geliştirilmesine yatırım yapmaktadır.

Türkiye ekonomik ve sosyal anlamda gelişmekte olan bir ülke olduğu için enerji talebinde sürekli artış gözlenmektedir. 2018-2022 yılları ortalaması ile karşılaştırıldığında, 2023 yılındaki brüt elektrik arzı yıllık olarak, son 5 yılın aynı dönem ortalamasına göre %4.7'lik bir artış kaydedilmiştir (**Anonim2, 2022**). Türkiye'de enerji tüketiminin çoğunluğu ithal kaynaklı fosil yakıtlardan karşılanmaktadır. Bu durum enerji ithalatı sebebi ile dış ticaret açığı üzerinde büyük baskı oluşturmaktadır.

[6] https://ticaret.gov.tr/haberler/ticaret-bakanligi-ulke-gruplarina-gore-ihracat-analizi-yapti

Türkiye'de üretilen enerjinin %20.33'lük bir payı kömür kaynaklıdır. Kur farkından ve petrol pahalılığı sebebiyle sıvı yakıtlar ile üretim %0.13 iken jeotermal enerji ile üretim %1.63 seviyesindedir. Üretilen enerjinin %20.46'lık kısmı doğal gaz santrallerinden temin edilmiştir. Doğal gaz santrallerini %22.42'lik pay ile hidroelektrik Santraller (HES) ve %10.98'lik pay ile rüzgâr enerjisi, %9.08 ile güneş enerjisi santralleri izlemiştir(**Anonim2, 2022**).



Şekil 1.6 2022 yılı Türkiye birincil enerji üretiminde kaynaklarının oranı[7]

Fosil yakıtların çevreye zararı ve enerji arz güvenliğinin sağlanması da yenilenebilir enerji kaynaklarını Türkiye'de önemli hale getirmiştir. Enerji sisteminin daha esnek bir yapıya kavuşturulması amacıyla kaynakların çeşitlendirilmesi, yerli ve yenilenebilir enerji üretim kapasitelerinin artırılması, ucuz, sürdürülebilir enerjinin sağlanması Türkiye'nin öncelikli konuları arasındadır. Türkiye'nin yenilenebilir enerji kurulu gücü yıllar itibarıyla artan bir yükseliş izlemektedir. 2015 yılında 31.6 GW olan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kurulu güç, yıllık ortalama %8.1 oranında artarak 2022 yılı itibarıyla yaklaşık 56005 MW düzeyine ulaşmış, 2015 yılında %43.3 olan toplam kurulu güç içerisindeki yenilenebilir payı ise 2022 yılı itibarıyla %53.95 seviyesine yükselmiştir.

[7] https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri

Ülkemizin yenilenebilir enerji potansiyeli dikkate alınarak 2035 yılında yenilenebilir enerjinin kapasitesinin 122.7 GW'a ve elektrik kurulu gücü içindeki payının %64.7'ye ulaşması hedeflenmektedir. Buna göre; rüzgârda 29.6 GW (24.6 GW kara, 5 GW deniz), güneşte 52.9 GW, hidroelektrikte 35.1 GW, jeotermal ve biyokütlede ise toplam 5.1 GW kapasiteye ulaşılması öngörülmektedir. Ayrıca, batarya kapasitesinin de 2035 yılında 7.5 GW'a ulaşmasının beklendiği belirtilmektedir (**Anonim3, 2023**).

Yenilenebilir enerji kaynağı açısından zengin bir potansiyele sahip olan Türkiye'de, mevcut kaynaklar göz önüne alındığında yeşil enerji kullanım oranı düşük kalmaktadır. Günümüzde yenilenebilir enerji ile enerji üretimine teşvik ve desteklerle bu açık kapatılmaya çalışılmaktadır. Türkiye, gerek ulusal taahhütler ve AB üyelik hedefi, gerek ulusal gereksinim ve çıkarları bakımından yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılmasını teşvik etmekte, bu amaç için gerekli resmi yapı kurma çalışmalarını sürdürmektedir.

1.8 Türkiye'de Yenilenebilir Enerji Anında Yapılan Mevzuat Düzenlemeleri

Dünya'da YEK(Yenilenebilir Enerji Kaynakları)'lere yönelik yatırımları teşvik etmek için birçok teşvik mekanizmaları, düzenlemeler ve politikalar mevcuttur. Bazı büyük ülkeler bölgesel teşvikler uygularken, bazıları ülke çapında bir teşvik mekanizmasının olmasını tercih etmektedir. Bazı ülkelerde hem net ölçüm hem de net faturalandırma mevcuttur. Bazı ülkeler yalnızca garantili tarife uygularken, bazıları yalnızca sermaye/vergi teşviklerini kullanmaktadır, bazıları ise her ikisini birden kullanmaktadır. Türkiye için enerji arz güvenliğinin sağlanması, dışa bağımlılığın azaltılması ve cari açığın önüne geçilmesi için yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının desteklenmesi kaçınılmaz hale gelmektedir. Bu sebeple YEK'e yönelik önemli teşvikler getirilmiştir. Bu teşvikler, Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu bünyesinde oluşturulan "Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması (YEKDEM)" kapsamında gerçekleştirilmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını teşvik programı 2005 yılında yürürlüğe girmiştir Ancak 2010 yılında yapılan düzenlemeler ile teşvik programları daha kullanıma uygun olmaya başlamıştır. Bu teşvikler; sabit fiyat garantisi, lisanssız üretim, mali teşvikler, bölgesel teşvik programları, büyük ölçekli yatırım teşviki ve stratejik yatırım teşviklerinden oluşmaktadır(**Anonim4, 2019**).

1.8.1 Lisanslı üretim tesisleri

Sabit fiyat garantisi, tüm dünyada olduğu gibi Türkiye'de de yaygın olarak kullanılan teşvik programıdır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üreten tesisler, tüketim fazlası elektrik enerjisini dağıtım sistemine göndermektedir. Dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisinin perakende satış lisansı olan ilgili dağıtım şirketi tarafından 10 yıl süre ile satın alınması gerekmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı lisanslı ve 30/6/2021 tarihinden önce işletmeye giren üretim tesislerinde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamın yurt içinde imal edilmiş olması halinde; bu tesislerde üretilerek iletim veya dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisi için belirlenen 13,3 dolar/kWh'lik birim fiyatına, YEK üretim tesislerinin işletmeye giriş tarihinden itibaren lisanslı üretim tesisleri için 5 yıl **Çizelge 1.2**'de belirtilen fiyatlar ilave edilir(**Anonim4, 2019**). 6094 sayılı kanun ile birlikte devlet arazilerinde tesisin bulunduğu/bulunacağı alan için izin, kira, irtifak hakkı ve kullanma izni bedellerine %85 oranında indirim tarifesi, yatırım ve işletme dönemlerinin ilk on yılında uygulanacaktır. (**Anonim4, 2019**).

Çizelge 1.2 Yerli aksam kullanım teşviki[8]

Tesis Tipi	Yurt İçinde Gerçekleşen İmalat	Yerli Katkı Fiyatları (Dolar/kWh)
Hidroelektrik üretim tesisi	1- Türbin	1,3
	2-Jeneratör ve Güç elektroniği	1
Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi	1- Kanat	0,8
	2-Jeneratör ve Güç elektroniği	1
	3- Türbin Kulesi	0,6
	4-Rotor ve nasel gruplarındaki mekanik aksam	1,3
Fotovoltaik güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	1-FV panel entegrasyonu ve güneş yapısal mekaniği imalatı	0,8
	2-FV panelleri	1,3
	3-FV panellerini oluşturan hücreler	3,5
	4-İnvertör	0,6
	5-FV panel üzerine güneş ışınımı odaklayan malzeme	0,5

[8] https://www.epias.com.tr/tum-duyurular/piyasa-duyurulari/elektrik/kayit-ve-uzlastirma/01-07-2021-tarihinden-31-12-2030-tarihine-kadar-isletmeye-girecek-yek-belgeli-yenilenebilir-enerji-kaynaklarina-dayali-elektrik-uretim-tesisleri-icin-uygulanacak-fiyatlar-hk-5

Yoğunlaştırılmış güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	1- Radyasyon toplama tüpü	2,4
	2-Yansıtıcı yüzey levhası	0,6
	3-Güneş takip sistemi	0,6
	4-Isı enerjisi depolama sisteminin mekanik aksamı	1,3
	5-Kulede ışınım toplayarak buhar üretim sisteminin mekanik aksamı	2,4
	6-Stirling motoru	1,3
	7-Panel entegrasyonu ve güneş paneli yapısal mekaniği	0,6
Biyokütle enerjisine dayalı üretim tesisi	1-Akışkan yataklı buhar kazanı	0,8
	2-Sıvı veya gaz yakıtlı buhar kazanı	0,4
	3- Gazlaştırma ve gaz temizleme grubu	0,6
	4-Buhar ve gaz türbini	2
	5-İçten yanmalı motor veya stirling motoru	0,9
	6-Kojenerasyon sistemi	0,5
	7- Jeneratör ve güç elektroniği sistemi	0,4
Jeotermal enerjiye dayalı üretim tesisi	1-Buhar ve gaz türbini	1,3
	2-Jeneratör ve güç elektroniği	0,7
	3-Buhar enjektörü veya vakum kompresörü	0,7

YEK'e dayalı üretim tesislerine yönelik yatırımlarda genel ve bölgesel teşvikler de uygulanmaktadır. Türkiye'de bölgesel teşvik programı, **Şekil 1.7**'de gösterildiği gibi illerin sosyoekonomik yapıları göz önüne alınarak 6 bölgeye ayrılmıştır.

Şekil 1.7 Türkiye teşvik bölgeleri

Çizelge 1.3, teşvik destek unsurlarının hangi bölgelerde, kaç yıl, ne kadar destek uygulanacağını belirtmektedir. Yayınlanan 2012/3305 sayılı "Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Karar" ile birlikte I. , II. , III. ve IV. Bölgeler IV. Bölge teşvik fiyatlarından yararlanabilme imkanı sunulmuştur.

Çizelge 1.3 Bölgesel teşvik uygulamalarında sağlanan destekler

Destek Unsurları			BÖLGELER					
KDV İstisnası			I	II	III	IV	V	VI
Gümrük Vergisi Muafiyeti								
Vergi İndirimi (%)	Yatırıma Katkı Oranı	OSB ve EB Dışı	15	20	25	30	40	50
		OSB ve EB Dışı	20	25	30	40	50	55
Sigorta Primi İşveren Hissesi Desteği (Yıl)		OSB ve EB Dışı	2	3	5	6	7	10
		OSB ve EB Dışı	3	5	6	7	10	12
Yatırım Yeri Desteği			I	II	III	IV	V	VI
Faiz veya Kar Payı Desteği (puan)					3	4	5	7
					1	1	2	2
Sigorta Primi İşçi Hissesi Desteği (Yıl)		İç Kredi						10
Gelir Vergisi Stopajı Desteği (Yıl)		Döviz Endeksli Kredi						10

* EB: İmalat sanayine yönelik olarak Endüstri Bölgesinde gerçekleştirilen yatırımlar

3453 sayılı Cumhurbaşkanı kararı ile 01.07.2021 tarihinden itibaren işletmeye girecek YEK Belgeli üretim tesisleri için her yıl, 3 aylık dönemlerde Ocak, Nisan, Temmuz ve Ekim aylarında fiyat güncellenecektir. Güncellenen dönem fiyatı hesaplanırken bir önceki dönem fiyat ile dönemlere ilişkin Üretici Fiyat Endeksi (ÜFE) ile Tüketici Fiyat Endeksi (TÜFE) artışlarının ayrı ayrı %26'sı, Merkez Bankası tarafından yayımlanan günlük ABD Doları ve Avro artışlarının her birinin %24'ü toplanarak bir önceki dönem YEKDEM fiyatına eklenerek yeni fiyatlandırma listesi oluşturulmaktadır(**Anonim5, 2021**).

1.8.2 Lisanssız üretim tesisleri

Elektrik dağıtım sistemi içinde yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı küçük ölçekli dağınık üretim tesislerinin sayısını artırarak kullanıcıların enerji talebinin bu tesislerden öz tüketim yoluyla karşılaması ve elektrik sistemindeki kayıpların azaltılması amacıyla lisanssız üretim modeli geliştirilmiştir. Böylece yatırımcı, lisans alma ve şirket kurma gibi mali masraflardan muaf tutulmuştur. Bu modelden faydalanabilmek için yatırımcının en az bir elektrik tüketimi yapan tesis aboneliğe sahip olması ve ürettiği enerjinin, bu tesisteki tüketim miktarını geçmemesi gerekmektedir. Lisanssız YEK'e dayalı üretim tesisi kurulu gücü üst sınırı 1 MW olarak belirlenmiştir. Tüketimi aşan üretim fazlası enerji, YEKDEM'e bedelsiz olarak devredilir. 50kW altı kurulu güce sahip mesken aboneleri bu kanundan muaf bırakılmıştır(**Anonim4, 2019**).

Çizelge 1.3'de belirtilen bölgesel teşvik programından lisanssız üretim tesisleri de faydalanabilmektedir. 30/6/2021 tarihinden sonra işletmeye girecek yerli aksam kullanan, YEK Belgeli üretim tesisleri ile tüketim tesisinin ihtiyacını karşılamaya yönelik olarak kurulacak lisanssız üretim tesislerinin 5 yıl süre ile yararlanabileceği ve Türk Lirası olarak uygulanacak yerli aksam teşvik desteğinin güncel fiyatlandırması **Çizelge 1.4**'de belirtilmiştir.

Çizelge 1.4 Güncel YEKDEM fiyatlandırması ve yerli aksam kullanım teşviki[9]

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesis Tipi	01.11.2023 YEKDEM Fiyat (TL/kWh)	01.11.2023 YEKDEM Yerli Aksam Desteği (TL/kWh)
Rezervuarlı Hidroelektrik üretim tesisi	197.89	39.58
Nehir Tipi Hidroelektrik üretim tesisi	185.52	39.58
Karasal Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi	145.66	39.58
Deniz Üstü Rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi	197.89	52.84
Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	277.6	39.58

[9] https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=5346&MevzuatTur=1&MevzuatTertip=5

Biyometanizasyon	237.74	39.58
Belediye atıkları, bitkisel yağ atıkları, gıda ve yem değeri olmayan tarımsal atıklar, endüstriyel odun dışındaki orman ürünleri, sanayi atık çamurları ile arıtma çamurları	185.39	29.65
Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	145.66	39.58
Res ve ges ile bütünleşik elektrik depolama tesisi	171.77	52.84
Pompaj depolamalı hidroelektrik üretim tesisi	277.6	52.84
Dalga ve akıntı enerjisine dayalı üretim tesisi	185.52	52.84

2 KAYNAK ARAŞTIRMASI

Montero ve diğ. (2022), yaptıkları çalışmada 2017-2020 yılları arasında İspanya'nın güneybatısında yer alan Extremadura bölgesindeki 14 hastanenin enerji ihtiyacını fotovoltaik enerji sistemiyle karşılamayı amaçlamıştır. Bu amaçla ilk olarak hastanenin enerji ihtiyacını detaylı olarak incelemişlerdir. Tüm hastanelerin talep analizi yapılmış, fotovoltaik sistemlerin tasarımı, simülasyonu ve tam veri analizi PVsyst yazılımında gerçekleştirmiş ve ilgili enerji sonuçları ve CO_2 emisyonları incelemişlerdir. Ek olarak, bina konumları için meteorolojik verileri tanımlamak için Meteonorm yazılımını kullanmışlardır. Sonuç olarak hastane çatı alanının %20-40'lık kısmı kullanılarak %90 öz tüketim oranı ile enerji tüketimine katkı sağlamış ve %20 oranında CO_2 emisyon azalımı elde edilmiştir.

Koo ve diğ. (2022), eğitim binasının çeşitli yerlerine kurulan FV sistemlerin çalışma şekillerinin ekonomik performans üzerindeki etkisini araştırmıştır. Binanın ekonomik performansını analiz etmek için binanın fiziksel, coğrafi ve meteorolojik bilgileri Google Earth ve NASA web sitelerinden toplanmıştır. FV sistemin üretim kapasitesi, binanın enerji ihtiyacı hesaplanmış, çatı alanının en verimli bölgesi belirlenmiş ve maliyet analizi yapılmıştır. Üretim miktarını belirlemek için Ecotect programı üzerinden simülasyon çalışması gerçekleştirilmiştir. Sonuç olarak FV sistemlerin kullanımını teşvik etmek için uygun bir strateji geliştirmesi gerektiği bildirilmiştir.

Galvez ve diğ. (2022) Meksika Ulusal Özerk Üniversitesi kampüsünde 1100m^2'lik otobüs durağı çatı alanı için bir fotovoltaik sistem prototipini ve değerlendirmesini amaçlamıştır. Değerlendirme için sistemin yük profili araştırması ve enerji tüketim tahmini yapılmıştır. Yapılan analiz ve değerlendirme sonucunda sistemin yük talebini karşılamadan daha çok ilave bir tesis olarak çalışmasını önermiş ve sistemin yılda yaklaşık 130 tCO_2 tasarruf edeceği belirlemiştir.

Sajid ve diğ. (2022), bir pirinç işleme sanayi tesisinde şebekeden sağlanan elektrik ve kömürle çalışan kazana olan bağımlılığı azaltmak için FV ve biyokütle beslemeli kazanların fizibilitesini ve karşılaştırmalı analizini değerlendirmiştir. Geçmiş yılların enerji tüketim verilerini incelemiş ve ekonomik analiz için faydalanmıştır. Oluşturulan sistemin tasarruf ettiği CO_2 emisyonu ile diğer yakıt türlerinin oluşturduğu CO_2 emisyonları karşılaştırılmıştır. Sonuç olarak FV bazlı sistemin yıllık 1544 MWh elektrik üretimi ve 2.8 yıllık geri ödeme süresi ile 733 tCO_2 azalımı gerçekleştirdiğini göstermektedir.

Omar ve diğ. (2022), enerji sorunlarının çözümü için Mısır'da bulunan bir eğitim binasında net sıfır enerjili binaya (NZEB) bir dönüşüm stratejisi sunmaktadır. Sistemin optimizasyonu için hibrit optimizasyon modeli (HOMER) adı verilen bir yazılım aracı kullanılmıştır. Şebekeye bağlı FV sistemi tasarlamak için HOMER'ın sonuçları değerlendirilmiştir. Ekonomik analiz yapılarak FV sistemin sisteme bağlanması sonucunda maliyet olarak kazanım ile birlikte karbon emisyonunda düşüş olduğunu belirterek sistemin olumlu yönlerine vurgu yapmıştır.

Gbadamosi ve diğ (2022) Nijerya'daki Afe Babalola Üniversitesi, Ado-Ekiti Mühendislik Fakültesi'nde elektrik temini için binanın çatısına kurulumu planlanan rüzgâr ve FV birleşiminden oluşan konfigürasyonunun teknik ve ekonomik değerlendirmesi için Revit ve HOMER yazılımı kullanılmıştır. Ekonomik değerlendirme için Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (LCOE) ve Bugünkü Net Değer (NPC) göstergeleri hesaplanmıştır. Yapılan çalışmalar sonucunda tüketilen enerjinin yaklaşık %45'i karşılanırken, CO_2 emisyonu ise %32 oranında azaltılmıştır.

Allouhi ve diğ. (2016) Fas'ta Meknes Teknoloji Lisesi'ndeki bir idari binanın çatısına kurulan iki adet 2 kWp'lik şebekeye bağlı FV sisteminin performans analizini, ekonomik ve çevresel değerlendirmesini incelemektedir. Sahanın meteorolojik verileri Meteonorm veri tabanından elde edilmiş ve Pvsyst yazılımı kullanılarak simülasyonlarını gerçekleştirmiştir. Mono-kristal (Mono-Si) ve Poli-kristal (Poly-Si) teknolojileri için aylık ve yıllık performans göstergelerini değerlendirmiş ve karşılaştırmıştır. Kurulu sistemin CO_2 emisyonu incelenmiş ne kadar kazanım olduğu belirtilmiştir. Sonuç olarak Poly-Si teknolojisini kullanan FV kurulumu, Mono-Si kurulumuna kıyasla biraz daha yüksek bir performans sunmaktadır.

Bortolini ve diğ. (2013) Avrupa Birliği (AB) bölgesindeki Fransa, Almanya, Yunanistan, İtalya, İspanya, Hollanda, Türkiye ve Birleşik Krallık için FV sistemlerin teknik ve ekonomik fizibilitesini araştırmıştır. NPC ve İndirimli Geri Ödeme Süresi (DPBP) sermaye bütçesi endekslerini hesaplayan bir Performans Maliyet Model'ine (PCM) dayanan çok ülkeli ve çok parametreli bir analiz gerçekleştirmiştir. Ayrıca, sonuçlar sistem karlılığının tesis büyüklüğüne doğrudan bağlı olduğunu vurgularken, düşük öz sermaye ile finanse edilen yatırımlar ve yüksek maliyet tutarları dikkate alındığında olumsuz sonuçlar verdiğini göstermiştir.

Castilho ve diğ. (2021) Portekiz'de bir eğitim binasına güneş enerji sistemi uygulanması için üretilen elektriğin tüketim ve satış analizini yapmıştır. Oluşturulan sistemin şebekeden bağımsız, akülü veya şebekeye bağlı çalışma durumlarında elde

edilen enerji karşılaştırılmıştır. Sistemin üretim kapasitesi ile binanın tüketim kapasitesi karşılaştırıldığında öz tüketimin şebekeye satıştan daha karlı olduğu bulunmuştur.

Lai ve diğ. (2017) fotovoltaik ve fotovoltaik hibrit sistemler için LCOE hakkında bir inceleme sağlamıştır. Çalışma için Johannesburg'dan dört yıllık güneş ışınım verileri ve Kenya'dan ulusal yük verileri almıştır. Önermiş olduğu Vanadyum redoks akışlı pil ve Lityum-iyon pil olmak üzere iki tip enerji depolama sistemini değerlendirmiştir. Sonuç olarak Vanadyum redoks akışlı pilin, fotovoltaik sistemlerde enerji depolama uygulaması için düşük indirim oranıyla Lityum-iyon'a kıyasla daha düşük seviyeli bir geri ödeme maliyetine sahip olduğunu ortaya koymuştur.

Tudisca ve diğ. (2013) Sicilya'nın kuzeybatı kıyısındaki dört farklı çiftlikte bulunan çiftlik binaları üzerindeki dört FV sisteminin ekonomik uygunluğunu değerlendirmiştir. Elektriği şebekeye satan bir FV tesisi ve üretilen enerjinin tamamen çiftlik tarafından tüketilmesi olarak iki farklı senaryo değerlendirilmiştir. Sonuçlar, hem mevcut piyasa koşullarında hem de tarife garantisi veya yatırım maliyetlerinin değişmesinde FV sistemin ekonomik olarak uygunluğunu açıklamıştır.

Duman (2020), mevcut tarife garantisi (FIT) şeması kapsamında Türkiye'de şebekeye bağlı mesken çatı FV'lerinin ekonomik bir analizini sunmaktadır. 5 kW'lık çatı tipi FV'ler HOMER Grid kullanılarak simüle edilmiştir. Sistemlerin her açıdan uygulanabilirliğini sağlamak için İndirimli Geri Ödeme Süresi (DPBP), İç Getiri Oranı (IRR) ve Karlılık Endeksi (PI) kullanılmaktadır. Sonuç olarak Türkiye'de çatı FV kurulumunu yeterli seviyelere gelmediği belirtilerek hükümetin yeterli destekleri ve faturalandırma sisteminde teşviklerle çatı FV sistemlerinin gelişeceği belirtilmiştir.

Kazem ve diğ. (2013) Umman'da Sohar adlı belirli bir bölgede şebekeye bağlı bir FV sistemin üretkenliğini değerlendirmek için tekno-ekonomik bir yöntem sunmaktadır. Metodoloji, kapasite faktörü, verim faktörü ve enerji maliyeti olmak üzere üç faktöre dayanmaktadır. Analiz, saatlik meteorolojik veriler ve şebekeye bağlı FV sistemi için bir model kullanarak Matlab ortamında yapılmıştır. Önerdiği sistem tarafından üretilen enerjinin maliyeti ise 0.158 USD/kWh kadar düşüş sağlamıştır.

Mokhtara ve diğ. (2021) yaptıkları çalışmada kurak ortamlardaki eğitim binalarına odaklanan, şebekeye bağlı çatı üstü FV sistemlerin teknik ve ekonomik potansiyelinin değerlendirilmesi için mekânsal analizi tekno-ekonomik optimizasyonla birleştiren yeni bir tasarım yaklaşımı sunmaktadır. Cezayir'in Ouargla eyaletindeki bir üniversite de yapılan bu çalışmada enerji maliyetini (COE), şebeke bağımlılığını, CO_2 emisyonlarını azaltmak ve bina lokasyonundaki şebeke kesintilerinin sınırlandırılması

amaçlanmıştır. Bu amaç için Ecotect yazılımı, ArcGIS ve HOMER optimizer programları kullanılmıştır. Sonuç olarak çatının %60'lık kısmının kullanılması ve 17° eğimli çok kristalli FV paneller kullanılması uygun görülmüştür.

Owolabi ve diğ. (2022), Kore Cumhuriyeti'ndeki Kyungpook Ulusal Üniversitesi Mühendislik binasının çatısına kurulan şebekeye bağlı iki farklı FV sistemi (mono-kristal, poli-kristal) nihai enerji çıkışı, sistem verimi, PR ve CF'sine göre değerlendirmiştir. Bu konum için yapılan analize göre, değerlendirmede kullanılan parametreler dikkate alındığında mono-kristal güneş pili teknolojisi, poli-kristal güneş pili teknolojisinden performans oranı dışında daha iyi bir yıllık performans göstermiştir.

Saray (2019) güneş enerjisi ve rüzgâr enerjisi santrallerinin yatırım maliyetlerini inceleyerek devlet tarafından desteklenen enerji fiyatları ile yatırımın kârlılığı ve geri dönüş süreleri karşılaştırmıştır. Bunun için Ege Bölgesinde bulunan rüzgâr enerjisi santrali ve güneş enerjisi santrali yatırımlarını incelemiştir. Yatırıma ilişkin nakit akış tabloları oluşturmuş ve yatırımcı için en önemli nokta olan ağırlıklı ortalama sermaye maliyetini hesaplayarak, yatırımların NPC değerleri bulunmuştur. Değişen piyasa koşullarında öngörülebilirliği artırmak amaçlı kötümser, temel ve ılımlı olmak üzere üç farklı senaryo oluşturmuştur. Sonuç olarak lisansız enerji üretiminde güneş enerjisi yatırımının daha verimli bir yatırım olduğu sonucuna ulaşmıştır.

Merei ve diğ. (2013), FV paneller, rüzgâr türbini, enerji depolama için piller ve yedek sistem olarak dizel jeneratörden oluşan hibrit bir sistemi genetik algoritma kullanarak optimize etmiştir. Model, Aache Almanya'da 10 yıl boyunca 10 dakikalık aralıklarla ölçülen ışınlama, rüzgâr hızı ve hava sıcaklığı verilerini kullanmaktadır. Sistem Matlab/Simulink'te modellenmiştir. Sonuçlar, redoks akışlı pillerin yenilenebilir enerji sistemleriyle birleştirilmesinin etkili, ekonomik ve ekolojik olduğunu göstermektir.

Rodrigues ve diğ. (2016) Avustralya, Brezilya, Çin, Almanya, Hindistan, İran, İtalya, Japonya, Portekiz, Güney Afrika, İspanya, Birleşik Krallık ve ABD'de bir FV sistem yatırımı yapılırken hangi ülkenin en uygun sonuçları sunduğunu belirlemeyi amaçlamaktadır. Farklı boyutlarda güneş fotovoltaik sistemleri (1 kW ve 5 kW) ile iki vaka çalışması %100, %70, %50 ve %30'luk öz tüketim oranları için ekonomik hesap yer almaktadır. Genel olarak, sonuçlar en fazla kârın Avustralya, Almanya ve İtalya'da yapılabileceğini göstermektedir.

Tüm bu çalışmaların literatüre önemli katkıları olmuştur. Ancak çalışmaların çoğunda ekonomik gösterge olarak yalnızca NPC ve LCOE kullanılmıştır. Bunların hiçbirinde FiT, FV başlangıç maliyeti, DBPB ve SSI gibi çok önemli ekonomik parametrelerin yanı sıra PR ve CF gibi farklı FV sistem düzenlemelerinin teknik parametrelerinin de analize etkisi aynı anda incelenmemiştir. Örneğin bu iki parametre bir enerji sisteminin ne zaman kâr etmeye başlayacağını söyleyememekte, sistem yüküne bağlı olarak FV sistemin performans yeterliliği hakkında bilgi vermemektedir. Diğer bir eksiklik ise analiz verilerinin saatlik veya günlük veriler (güneş ışınımı ve yük profili) olarak kullanılmasıdır. Bu verilerin dinamik değişimi dikkate alınmadığında yapılan tahminler yanlış sonuçlara yol açabilmektedir. Giriş verileri yalnızca bir saatlik zaman aralıklarında kullanıldığında bile eksik veriler sonucunda yatırımcı yanlış bilgilendirilebilmektedir. Bu faktörler maddi fayda getirdiğinden yatırımcılar için önemli bir faktördür. Son olarak, temel eksiklik olarak bu parametrelerin tamamı kullanılarak Türkiye örneğinin ele alınmamasıdır.

Bu çalışmada kamu binası için kurulan farklı sistem yapılarına sahip bir FV tesisin ekonomik göstergeler yönünden maliyet analizi LCOE ve NPC'nin yanı sıra DBPB, IRR ve ÖT parametreleri de eklenerek derinlemesine incelenmiştir. Karşılaştırılabilir sonuçlar üretmek amacıyla FV sistemin teknik analizi, performans göstergeleri kullanılarak yapılmıştır. Kamu binasına ait yük profili, uzun yıllara dayalı olarak çıkarılmıştır. Mevcut FV tesisin kamu binasının yük tüketimine etkisi, öz tüketim ve öz yeterlilik indisleri üzerinden incelenmiştir. Son olarak FV tesisin sera gazı (GHG) emisyon azaltımı incelenmiş olup tüm bu hesaplamalar RETScreen Expert yazılımı kullanılarak yapılan simülasyon sonucu ile karşılaştırılmıştır.

Bu çalışmanın sonuçları, Türkiye'nin farklı iklim koşullarına sahip çeşitli bölgelerinde şebeke bağlantılı FV tesislerle ilgili araştırma, geliştirme ve yatırım yapmak isteyen kişi ve kuruluşlara FV sistemlerin performans, ekonomik kazanç ve çevresel etkileri yönünden aydınlatıcı bilgiler sağlayacaktır.

3 EKONOMİK ANALİZ

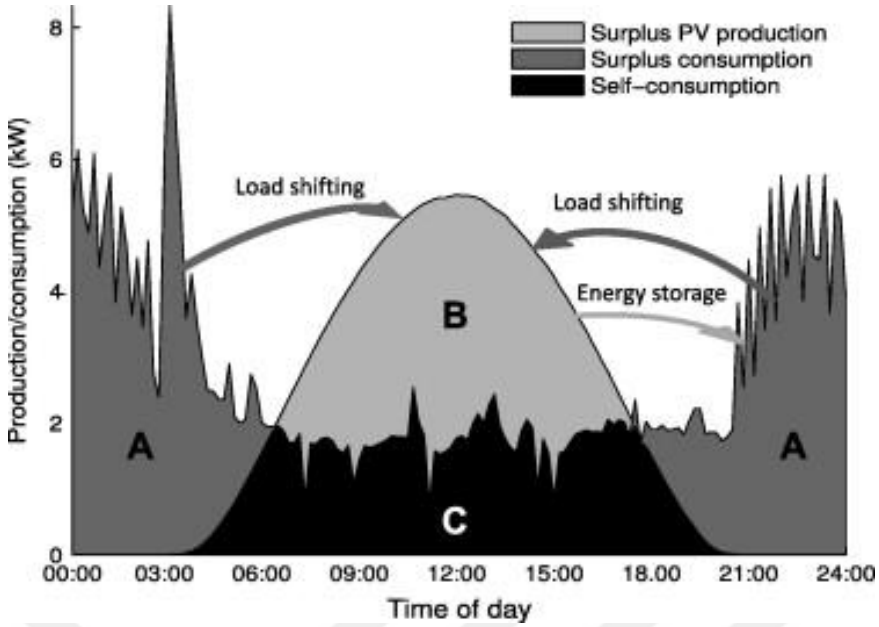
Günümüzde, artan enerji ihtiyaçları ve çevresel kaygılar, yenilenebilir enerji kaynaklarının, özellikle de güneş enerjisi gibi güneş ışığından elektrik üreten fotovoltaik sistemlerinin kullanımını popüler hale getirmiştir. FV sistemler, diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına göre (jeotermal, biyoenerji, hidroelektrik, rüzgâr) düşük kurulum maliyeti, uzun vadede düşük işletme maliyetleri, uzun ömürleri ve çevre dostu olmaları nedeniyle çekici bir yatırım aracıdır(**Bond, 2021**).

FV sistemlerinin ekonomik analizi, yatırım maliyetleri, işletme maliyetleri, enerji üretimi ve ekonomik geri dönüş süresi gibi faktörler hesaba katılarak, bu sistemlerin finansal olarak ne kadar verimli olduğunu belirlemek için yapılır. Bu analiz, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını yaygınlaştırmak ve enerji maliyetlerini azaltmak için önemli bir araçtır. Ekonomik analizi gerçekleştirmek için LCOE, NPC, ÖY, ÖT ve DPBP hesaplama parametrelerinden faydalanılmaktadır.

3.1 Öz Tüketim(ÖT)

Öz tüketim, üretilen enerjinin tamamını veya bir kısmını dağıtım sistemine vermeden üretimi ve tüketimi yakın ölçüm noktasında olan, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı tüketimdir(**Luthander, 2015**). Öz tüketimdeki amaç, şebekeye verilen gücü minimum seviyede tutarken elektrik tüketimlerinin bir kısmını üretilen enerjiden karşılamak ve dolayısıyla FV sistemden üretilen enerjinin şebekeye verilmesini en aza indirmektir(**Şenol ve diğ., 2016**). Tüketiciler elektriği şebekeden satın almak yerine kendi elektriğini üreterek ve enerji piyasalarında teşvik ve destek mekanizmaları aracılığı ile tüketici desteklenerek enerjinin yurt dışı maliyetlerinde rahatlama sağlanabilmektedir. Elektriği yerel olarak üreterek ve tüketerek sistem kayıpları azaltılabilir. Son olarak, öz tüketim enerji geçişini finanse etmek için önemli bir katkı sağlayabilir(**Omar ve diğ.,2022**).

Öz tüketim modeli, giderek artan sayıda ülkede yenilenebilir elektriğin (çoğunlukla FV) maliyetinin şebeke fiyatlarına ulaştığı gerçeğine dayanmaktadır, yani kendi kendine üretilen yenilenebilir elektriğin beklenen birim maliyetinin şebekeden elde edilen elektriğin kWh başına maliyetine eşit olduğu veya daha düşük olduğu durumdur. Şebeke altında, tüketiciler elektriği şebekeden satın almak yerine kendi elektriğini üreterek tasarruf edebilir.



Şekil 3.1 Öz tüketimin temel yapısı(**Zhi ve diğ., 2024**)

Şekil 3.1'de görsel olarak basitleştirilmiş bir öz tüketim sistemi anlatılmaktadır. A+C alanı binanın günlük net yükünü, B+C alanı FV sistemden üretilen net enerjiyi, C alanı ise öz tüketimi yani gün boyunca FV sistem tarafından karşılanan toplam elektrik talebini ifade etmektedir. En verimli öz tüketim oranı için B alanını minimum seviyede tutarak bir FV sistemi tasarlamaktır. İdeal olarak bu oran mümkün olduğunca 1'e yakın olmalıdır. Yerinde kullanılan güç üretimi şu şekilde ifade edilebilir:

$$M(t) = \sum_{t=1}^{t} E_{G,t} + \sum_{t=1}^{t} E_{ŞB,t} \tag{3.1}$$

$$E_G = E_{FV} + E_{Bat} \tag{3.2}$$

E_G fotovoltaik sistem tarafından üretilen enerji(E_{FV}) ile bataryada depolanan enerjinin(E_{Bat}) kWh olarak toplamıdır. $E_{ŞB}$ ise şebekeye satılan/alınan gücü temsil etmektedir(**Hassan ve diğ., 2022**).

$$ÖT = \left(\frac{\sum_{t=1}^{t} M(t)}{\sum_{t=1}^{t} E_G(t)} \right) x\%100 \tag{3.3}$$

Öz tüketim oranını artırmak için üç farklı yöntem kullanılmaktadır(**Şenol ve diğ., 2016).** Yük kaydırma için talep tarafı yönetimi (DSM) uygulanması, bazı tüketim alanları (konut vb.) için uygundur. İkinci yöntem olan üretim süresini artırmak için doğu-batı yönlü FV paneller kurmaktır. Bu yöntemde ise güneş takipli FV sistem maliyeti sebebi ile dezavantajlıdır. Son yöntem, üretilen FV enerjisinin bir kısmını akşam saatlerine kaydırmak için enerji depolamayı kullanmaktır. Bu yöntem depolama maliyeti söz konusu olsa da öz tüketim oranını istediğimiz seviyeye yaklaştırmak için diğer yöntemlere göre daha uygulanabilir olmaktadır.

3.2 Öz Yeterlilik(ÖY)

Kendi kendine yeterlilik, FV tarafından üretilen enerji ile karşılanan enerji talep miktarını temsil eder. ÖY, öz tüketimli binanın enerji ihtiyacını karşılama kapasitesini ve dolayısıyla binanın şebekeden bağımsızlık derecesini gösterir (**Montero ve diğ. ,2022**). Öz yeterliliği tanımlamak için anlık bina güç tüketimi $E_{Load}(t)$ ve şebekeden alınan/satılan güç $E_{ŞB}(t)$ kullanılır(**Hassan ve diğ., 2022**);

$$ÖY = \left(\frac{\sum_{t=1}^{t} E_{Load}(t) + E_{ŞB}(t)}{\sum_{t=1}^{t} E_{Load}(t)} \right) x\%100 \tag{3.4}$$

3.3 Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (LCOE)

Seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE), güneş enerjisi sistemlerinin ekonomik analizi için en yaygın kullanılan ölçüttür (**Zayed ve diğ., 2020**). LCOE, bir sistemin kurulum ve işletim maliyetlerinin toplamının, kullanım ömrü boyunca üretilen enerjiye bölünmesi ile hesaplanır. Başka bir deyişle, proje ömrü boyunca "ilk yatırım maliyeti, işletme ve bakım giderleri, yakıt maliyeti (FV sistemlerde bu değer sıfır kabul edilir), sermaye maliyeti" gibi maliyetlerin tamamını dâhil ederek farklı enerji üretim sistemlerinin karşılaştırmasını sağlayan ekonomik parametredir. LCOE, aynı zamanda elektriğin satılması için gereken asgari maliyet olarak kabul edilmektedir. LCOE sayesinde birim enerji başına maliyet hesaplanarak farklı enerji üretim tesislerinin ve hatta elektrik enerjisi depolama yöntemlerinin karşılaştırılması mümkün olmaktadır (**Kılınç,2021**). LCOE en basit şekliyle Denklem3.5'de gibi ifade edilir.

$$LCOE = \frac{Toplam\ Sistem\ Maliyeti(TL)}{Toplam\ Üretilen\ Enerji(kWh)} \tag{3.5}$$

Seviyelendirilmiş maliyetleri hesaplamak için "indirim" ve "yıllıklaştırma" olarak bilinen iki yöntem yaygın şekilde kullanılmaktadır. Denklem3.6'de gösterilen "yıllıklaştırma" yönteminde, cihazın ömrü boyunca maliyet akışının bugünkü değeri hesaplanır ve ardından standart bir yıllık gelir formülü kullanılarak eşdeğer bir yıllık maliyete dönüştürülür. Bu eşdeğer yıllık maliyet daha sonra tesisin ömrü boyunca ortalama yıllık elektrik üretimine bölünür; burada y, sistemin yıl cinsinden ömrüdür(**Lai ve diğ.,2017**).

$$LCOE_{Annuitizing} = \frac{\left(\sum_{y=0}^{Y} \frac{c_y}{(1+i)^y}\right) \cdot \left(\frac{i}{1-(1+i)^{-y}}\right)}{\left(\sum_{y=1}^{Y} E_y\right) / y} \tag{3.6}$$

Denklem3.7'de gösterilen indirgeme yönteminde, y yılında C_y ve E_y olarak tanımlanan gelecekteki gerçek maliyetler ve elektrik üretimi akışı, i reel faiz oranıyla bugünkü değere indirgenir. Daha sonra maliyetler, ömür boyu üretilen enerjiye bölünür.

$$LCOE_{Discount} = \frac{\sum_{y=0}^{Y} \frac{C_y}{(1+i)^y}}{\sum_{y=0}^{Y} \frac{E_y}{(1+i)^y}} \tag{3.7}$$

Yukarıda verilen formüllerde farklı parametre ve yöntemler kullanılmaktadır. Yıllık gelir yönteminin, maliyetleri zaman içinde sabit bir akışa dönüştürmesi nedeni ile iki yöntem yalnızca sabit enerji çıkışı varsayıldığında aynı LCOE sonucunu vermektedir. Ancak yenilenebilir enerji sistemleri kaynaklarının değişkenliği sebebiyle enerji çıkışı günden güne farklılık göstermektedir. Bu nedenle yenilenebilir kaynaklar için LCOE hesaplanırken "yıllıklaştırma" yöntemi yerine "indirim" yönteminin kullanılması daha uygundur. (**Lai ve diğ., 2017**). Denklem3.8'de 143 ülkenin her birinde güneş enerjisi maliyetinin hesaplanması için geliştirilen ve kullanılan İndirimli LCOE modeli detaylı şekilde açıklanmaktadır (**Ondraczek ve diğ., 2015**).

$$LCOE = \frac{\sum_{y=0}^{Y} \frac{C_y}{(1+i)^y}}{\sum_{y=0}^{Y} \frac{E_{(d,PV)y}}{(1+i)^y}} = \frac{\sum_{y=0}^{Y} \left(C_{PV,y} + O\&M_y + F_y + C_{bat,y} \right) / (1+i)^y}{\sum_{y=0}^{Y} E_y (1-d)^y / (1+i)^y} \tag{3.8}$$

Burada C_y projenin net maliyetini, E_y [kWh]cinsinden yıllık üretilen enerjiyi, Y proje ömrünü (25 yıl), i reel faiz oranını, $O\&M_y$ işletme ve bakım maliyetlerini, F_y faiz giderlerini (kurulu olan sistemin kurulumunda kredi kullanılmaması sebebi ile F_y=0), $C_{bat,y}$, akü sisteminin başlangıç maliyetini, $C_{FV,y}$ FV sisteminin başlangıç maliyetini ve d bozulma oranını ifade etmektedir. Bozulma oranı yılda %0.5 olarak belirlenmiştir(**Gomes ve diğ.,2024**).Projenin başlangıç maliyetini hesaba dâhil etmek için proje ömrü değişkeni sıfırdan başlatılmalıdır(y=0) (**Lai ve diğ., 2017**).

İndirim yöntemli LCOE, nominal ve gerçek LCOE olarak hesaplanır. Gerçek LCOE, proje ömrü boyunca enflasyonu hesaba dâhil ederek uzun vadeli analizler için kullanılır. Ancak nominal LCOE enflasyonu dâhil etmeyerek paranın zaman ile değer kaybını hesaba eklemediği için kısa süreli hesaplamalar için uygundur(**Agyekum ve diğ., 2021**).

$$LCOE(real) = \frac{-C_0 - \frac{\sum_{n=1}^{N} C_n}{(1+d_{nominal})^n}}{\frac{\sum_{n=1}^{N} Q_n}{(1+d_{real})^n}} \tag{3.9}$$

Şebekeye bağlı olan fotovoltaik sistemin yıllık karşıladığı elektrik enerjisi miktarı E_y ve sistemin elektrik enerjisini karşılayamayıp şebekeden sağlanan yıllık enerji miktarı da $E_{Şebeke}$ olarak tanımlanmıştır. Buna göre hem yenilenebilir enerjiden hem de şebekeden sağlanan elektrik enerjisinin birim miktarı olan COE Denklem 3.10‘da ifade edilmiştir.

$$COE = \frac{E_y.LCOE + E_{Şebeke}.C_{Şebeke}}{E} \tag{3.10}$$

COE miktarı yatırımcı açısından ele alınması gereken birim maliyet olarak düşünülmelidir. Bu eşitlikte $C_{Şebeke}$ şebekeden alınan elektrik enerjisi için tarife fiyatını ve E ise yıllık toplam enerji ihtiyacını göstermektedir.

3.4 Bugünkü Net Maliyet (NPC)

Bir sistemin bugünkü net maliyeti (veya yaşam döngüsü maliyeti), o sistemin çalışma ömrü boyunca ilişkili tüm maliyetlerinin bugünkü değerinden aynı dönemde sistem tarafından kazanılan tüm gelirlerin (şebeke satış geliri dâhil) bugünkü değeri çıkarılarak hesaplanır. Uzun vadeli projeler için finansal değerlendirmelerde kullanılan ve en çok kabul gören standart yöntemdir(**Rodrigues ve diğ., 2016**). Bugünkü net değer (NPC), bir projenin ekonomik fizibilitesinin bir ölçüsüdür; özellikle, pozitif bir net bugünkü değer, ekonomik olarak uygun bir projeyi belirtirken, negatif bir NPC, ekonomik olarak gerçekleştirilemez bir projeyi gösterir (**Castilho ve diğ., 2021)**. Ancak NPC pozitif bir değer ile sistemin kazançlı olduğunu belirtse bile iç karlılık oranının (IRR) sonucu NPC'yi geçersiz kılabilir(**Campoccia ve diğ., 2014**). Bugünkü net değer parametresi C_{FV} toplam maliyetin CRF kazanım faktörüne bölünmesi ile hesaplanmaktadır(**Dhundhara ve diğ., 2018**).

$$NPC = \frac{C_{FV}}{CRF(i, y)} \tag{3.11}$$

$$CRF = \frac{i(1+r)^y}{(1+i)^y - 1} \tag{3.12}$$

CRF kazanım faktörü, i reel faiz oranı r enflasyon oranı kullanılarak hesaplanmaktadır.

3.5 İç Getiri Oranı (IRR)

IRR, yatırımın şirket için tavan oranı (İç Getiri Oranı) ve üzerinde üretmeyi bekleyebileceği, yüzde olarak ifade edilen, beklenen yıllık para miktarıdır. "İç" kelimesi, rakamın potansiyel dış riskleri ve enflasyon gibi faktörleri hesaba katmadığı anlamına gelir. IRR aynı zamanda finans uzmanları tarafından hisse senetlerinden veya tahvillerin vadeye kadar getirisi gibi diğer yatırımlardan beklenen getirileri hesaplamak için de kullanılır. Getiri oranı potansiyel dış faktörleri hariç tutar ve bu nedenle "iç" bir orandır(**Kılınç,2021**). IRR, bir indirim veya faiz oranıyla karşılaştırılması gereken bir göstergedir. Bir projenin ekonomik olarak uygun olabilmesi için, IRR'sinin uygulanan faiz oranına eşit veya daha fazla olması gerekir**(Agyekum ve diğ.,2021**). Yüksek bir IRR, yatırım fırsatının elverişli olduğunu gösterir. NPC'nin sıfır olması için gereken faiz

oranını (NPC = 0), yani bir projenin karlılığını ifade eden orandır. Denklem3.13 ile ifade edilir.

$$NPC = \sum_{y=0}^{Y} \frac{C_y}{\left(1+IRR\right)^y} = 0 \tag{3.13}$$

3.6 İndirimli Geri Ödeme Süresi (DPBP)

DPBP, bir projenin ilk maliyetini karşılamak için gereken yıl sayısını verir. Paranın zamana göre değerini dikkate alır ve bir sistemin fizibilitesini anlamak için yararlı bir belirleyicidir. DPBP, bir yatırımın ne kadar riskli olduğu konusunda iyi bir fikir verir. DPBP ne kadar uzun olursa, yatırımın beklenen getiriyi alamama riski o kadar yüksek olur. Ancak DPBP, geri ödeme süresinden sonra oluşan nakit akışlarını dikkate almaz ve bir projenin toplam karlılığı hakkında bilgi vermez(**Duman,2020**).

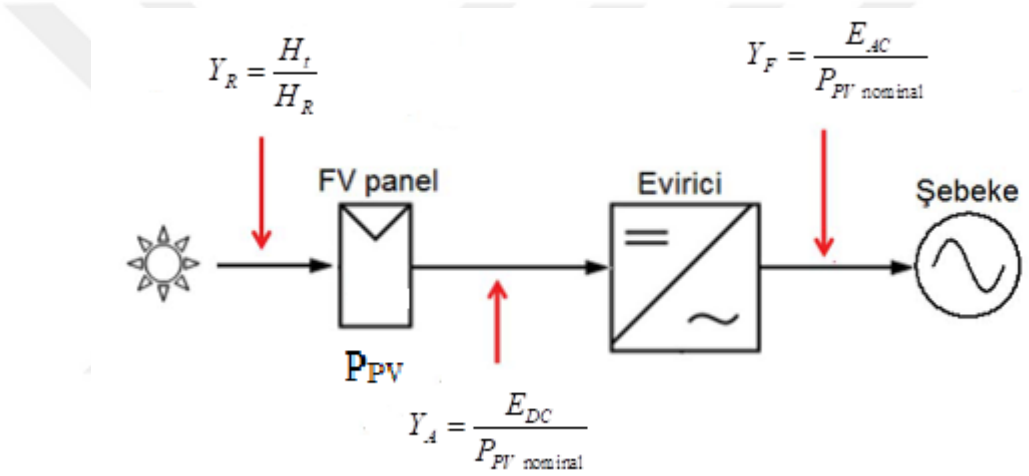
$$\sum_{y=1}^{DPBP} \frac{C_y}{(1+i)^y} = C_0 \tag{3.14}$$

Burada, C_0 ilk yatırım maliyeti, i reel faiz oranı, C_y ise y dönemindeki net nakit akışı olarak ifade edilir.

4 TEKNİK ANALİZ

Fotovoltaik sistemlerinin değerlendirilmesi, farklı iklim bölgelerindeki performanslarının değerlendirilmesi ve işletimiyle ilgili sorunların keşfedilmesi açısından kritik öneme sahiptir. Bunun nedeni analizin, FV sisteminin performansındaki uzun vadeli değişimi ölçmeye ve farklı tasarım ve konumlara sahip diğer sistemlerle karşılaştırmaya yardımcı olmasıdır. FV sistemlerinin performansı, nihai enerji çıkışı, performans oranı ve kapasite faktörü dâhil olmak üzere teknik göstergelere bağlıdır.

Şekil 4.1'de panel düzlemine ulaşan güneş ışınlarının şebekeye verilen elektrik enerjisine dönüşümü sırasında FV sistemde ortaya çıkan çeşitli kayıplar, dize kazancı, referans kazanç ve final kazanç indisleri kullanılarak belirlenebilir.



Şekil 4.1 FV sistem diyagramı ve enerji kayıpları[10]

4.1 Kapasite Faktörü(CF)

Kapasite faktörü (CF), üretilen enerjinin çeşitlendirilmesine yönelik planlama sırasında enerji tesisleri için çok yararlı ve kritik öneme sahiptir. Bir enerji santralinin kapasite faktörü, enerji santralinin belirli bir süre içindeki fiili üretiminin, tam kapasiteyle çalışması durumundaki potansiyel üretime oranıdır(**Agyekum ve diğ., 2021**). Kapasite faktörü, elektrik üretimi arttıkça artar. Genel olarak kapasite faktörü %100 olan bir santral, sürekli olarak elektrik üretir.

$$CF = \frac{E_{AC}}{P_{PV,rated} x 8760} \tag{4.1}$$

[10] https://www.emo.org.tr/ekler/65eb10e64749410_ek.pdf

4.2 İnverter Verimliliği

Elektrik, FV panelden tüketici kullanımına ulaşıncaya kadar DC'den AC'ye ve AC'den DC'ye olmak üzere meydana gelen iki tür enerji dönüşümü vardır. Bu nedenle, sisteme inverter ve doğrultucu ekleme ihtiyacı vardır. Güneş şebekelerine bağlı inverterler, panellerden gelen DC gücü AC'ye dönüştüren ve daha sonra şebekeye aktaran karmaşık güç cihazlarıdır. İnverter verimliliği, AC çıkış gücünün FV diziler tarafından üretilen DC güce (giriş gücü) oranıdır. İnverter verimliliği Denklem 4.2 ile ifade edilmektedir

$$\eta_{inv} = \frac{E_{AC}}{E_{DC}} \ (\%) \tag{4.2}$$

4.3 FV Panel Verimliliği

FV panel verimliliği, DC enerji üretiminin(kWh) eğimli panel yüzeyi (m^2) tarafından alınan ortalama güneş radyasyonuna(kWh/m^2) oranı olarak tanımlanır(**Akhter ve diğ., 2020**).

$$\eta_{FV} = \frac{E_{DC}}{H_t x A_{FV}} \ (\%) \tag{4.3}$$

Burada A_{FV} FV panelin alanıdır (m^2) ve Ht düzlem içi güneş radyasyonudur.

4.4 Performans Oranı (PR)

Performans oranı (PR), toplam kayıpların FV enerji üzerindeki etkisini göstererek nihai verimin referans verime oranı olarak tanımlanmaktadır. (**Congedo ve diğ, 2013**) Performans oranını belirlemek için referans, dizi ve final verim oranları kullanılmaktadır. PR, performans oranını ifade etmekte olup birimsizdir. Bir FV sistemi için hesaplanan PR değerinin 1 olması, laboratuar test şartlarında (Standart Test Koşulları - STC 1000 W/m² ışınım değeri, 25°C solar hücre sıcaklığı ve AM 1,5 güneş spektrumu) elde edilen verim değerine ulaşıldığı anlamına gelmektedir. PR, bir FV sisteminin verimliliğini değerlendirmek için en önemli değişkenlerden biri olarak karşımıza çıkmaktadır(**Pamukçu,2018**).

Performans oranı, belirli faktörlerin etkisi altında değişiklik göstermektedir. İnverter, kablolama, DC'den AC güce dönüşüm sırasındaki termal kayıpları, bypass diyotlarındaki kayıpları, panel kirlenmesi (toz, kar ve diğerleri), panel sıcaklığı, iletim kayıpları ve panellerin verimlilik faktörü vb. sonucunda meydana gelen kayıplar sebebi ile FV sistemlerinin performans oranı %75 ile %90 arasında bir seviyede kabul edilir(**Rodrigues ve diğ., 2016**). PR oranı, Denklem4.4 ile ifade edilmektedir.

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R}.\%100 \tag{4.4}$$

4.4.1 Dize kazancı (YA)

Dize kazancı, kWh/kWp veya saat[h] cinsinden belirli bir süre için FV sistemin DC enerji çıkışının, sistemin nominal gücüne oranı olarak bilinir. Diğer bir deyişle, FV dizenin nominal kapasiteyle çalışma saatlerinin sayısını belirtmektedir (**Akhter ve diğ., 2020**). Dize verimi (YA) Denklem 4.5 ile ifade edilmektedir;

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_{PV\ \text{nominal}}} \tag{4.5}$$

E_{DC}, FV sistemin günlük, aylık veya yıllık ortalama DC enerji üretimini, P_{FV} ise FV sistemin nominal gücünü temsil etmektedir.

4.4.2 Final kazanç (YF)

FV sistemin günlük, aylık veya yıllık ortalama AC enerji üretiminin standart test koşulları için üretici tarafından panel etiketinde yazan nominal değerlerin toplamına oranı, nihai verim veya final kazanç olarak adlandırılır. Güneş FV sisteminin nominal kapasitesinde çalışacağı saat sayısını gösterir. Final verimi Denklem 4.6 ile ifade edilmektedir(**Akhter ve diğ., 2020**)

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_{PV\ \text{nominal}}} \tag{4.6}$$

4.4.3 Referans kazanç (YR)

Belirli bir süre boyunca panel düzlemine gelen güneş ışınımının (kWh/m^2) referans ışınımına (1 kW/m^2) oranı referans verim olarak adlandırılır. Bu verim üzerinden pik güneş saatleri hesaplanmaktadır. Referans verim (YR) Denklem 4.7 ile ifade etmektedir (**Owolabi ve diğ., 2022**).

$$Y_R = \frac{H_t}{H_R} \tag{4.7}$$

H_t panel düzlemine gelen güneş ışınımını ve H_R referans ışınımını ifade etmektedir.

4.5 Panel Düzlemine Ulaşan Güneş Işınımın Hesaplanması

Eğimli yüzeylerdeki saatlik ve günlük ışınım değerleri, yerel meteoroloji istasyonundan elde edilen dakikalık çözünürlükteki küresel yatay ışınım verileri kullanılarak izotropik ve anizotropik modellerin yardımıyla hesaplanabilmektedir (**Özden, 2017**). Bu tez çalışmasında HDKR modeli, yatay düzleme ulaşan küresel ışınım verilerinden eğimli bir yüzeye ulaşan saatlik toplam ışınımı hesaplamak için seçilmiştir. HDKR yöntemi ile hesaplama sıralaması aşağıdaki gibidir.

4.5.1 Güneş sabiti (G_{sc})

Güneşin yaydığı radyasyon, dünya atmosferinin dışında neredeyse sabit bir güneş radyasyonu yoğunluğuna neden olur. Güneş sabiti $\mathbf{G_{sc}}$, atmosferin dışında ortalama dünya-güneş mesafesinde radyasyonun yayılma yönüne dik bir yüzey biriminde birim zamanda güneşten alınan enerjidir. G_{sc} üzerine birçok araştırmacı araştırmalar yapmış ve Dünya Radyasyon Merkezi (WRC) %1'lik bir hata payı ile 1367 W/m2 değeri kabul edilmiştir(**Duffie ve Backman, 2013**).

4.5.2 Dünya dışı radyasyon (G_{on}),

Dünya dışı radyasyon (G_{on}), Dünya'nın Güneş etrafındaki eliptik yörüngesinde hareket etmesinin sonucunda Dünya-Güneş arası mesafesinin değişmesi ve Güneş'in yaydığı gücün sabit olmaması dünya dışı radyasyonun değişimine sebep olmaktadır. Dünya atmosferinin hemen dışında yıl boyunca farklılık gösterebilen radyasyonu

hesaplanması Denklem 4.8 ile gerçekleştirilir. Güneş sabitinin WRC tarafından kabul edilen değeri denklemde kullanılarak yeniden düzenlenebilir(**Duffie ve Backman, 2013**). n yılın günü olduğu için, 1 ≤ n ≤ 365 değer aralığında bulunmaktadır.

$$G_{on} = G_{sc}\left(1 + 0.033x\cos\left(\frac{360xn}{365}\right)\right) = 1367x\left(1 + 0.033x\cos\left(\frac{360xn}{365}\right)\right) \tag{4.8}$$

4.5.3 Güneş zamanı

Güneş'in gökyüzündeki açısal hareketini temel alan zamanın bir hesaplamasıdır. Güneş zamanının temel birimi gündür. Güneş öğleni, güneşin kişi konumunun meridyenini geçtiği zamandır. Güneş zamanı, tüm güneş-açı ilişkilerinde kullanılan zamandır; yerel saat zamanıyla çakışmaz. İlk olarak, kişi konumunun meridyeni (boylam) ile yerel standart zamanın dayandığı meridyen arasındaki boylam farkı için sabit bir formül vardır. Güneşin boylamın 1°'sini geçmesi 4 dakika sürer(**Duffie ve Backman, 2013**). Güneş zamanı ile standart zaman arasındaki dakika farkı Denklem 4.9 ile bulunabilir.

$$\text{Güneş Zamanı - Standart Zaman} = 4(L_{st} - L_{loc}) + E \tag{4.9}$$

Burada L_{st} Iğdır'dan geçen meridyene göre GMT+3 yerel saat dilimi için standart meridyen, L_{loc} kişi konumunun boylamıdır ve boylamlar, 0° < L < 360° cinsindendir. E parametresi, dakika cinsinden zaman denklemidir ve Denklem 4.10 ile ifade edilir(**Duffie ve Backman, 2013**).

$$E = 229.2x\begin{bmatrix}(0.000075 + 0.001868x\cos B - 0.032077x\sin B \\ -0.014615x\cos 2B - 0.04089x\sin 2B)\end{bmatrix} \tag{4.10}$$

Zaman denkleminin ve standart meridyenden yer değiştirmenin her ikisinin de dakika cinsinden olduğunu ve yaz saati uygulaması ile standart saat arasında 60 dakikalık bir fark vardır.(Türkiye'de sürekli yaz saati uygulaması mevcuttur.) Zaman genellikle saat ve dakika olarak belirtildiği için 60 dakikadan fazla olan düzeltmelerde saat olarak belirtilmektedir. E parametresinde kullanılan B terimi aşağıdaki Denklem 4.11 ile ifade edilmektedir(**Duffie ve Backman, 2013**).

$$B = (n-1)x\frac{360}{365} \tag{4.11}$$

4.5.4 Sapma açısı (δ)

Sapma açısı, dünyanın kendi ekseni ve yörünge düzlemi ile yaptığı 23.45 derecelik açıdan kaynaklanmaktadır. Eğer dünya dönme ekseninde eğik olmasaydı sapma açısı daima "sıfır" olurdu(**Duffie ve Backman, 2013**). Yörünge düzlemi ile dünyanın ekvator düzlemi arasında ki bu açı yaz ortasında (21 Haziran) en yüksek (23,45°), kış ortasında (21 Aralık) ise en düşük (-23,45°) açısal değerdedir. Ekinoks noktalarında ise (21 Mart ilkbahar ekinoksu, 22 Eylül sonbahar ekinoksu) sapma açısı "sıfır" olur(**Anonim8, 2013**). Sapma açısı, Denklem 4.12 ile hesaplanmaktadır.

$$\delta = 23.45x\sin\left(360\frac{284+n}{365}\right) \tag{4.12}$$

4.5.5 Saat açısı (ω)

Güneş ışınlarının bulunduğu boylam ile kişi konumunun boylamı arasındaki açıdır. Saat açısı, öğle vaktinde (öğle saati 12'dir.) önce ise (-), sonra ise (+) olarak alınır. Öğle vakti ile ilgili zaman arasındaki saat farkı, 15 sabit sayısı ile çarpılarak güneş saat açısı bulunur. Bu sabit sayı, dünyanın güneş çevresinde 1 saatte yaptığı açıdır. Bir saat 15 boylama eşittir. (**Anonim8, 2013**). Saat açısı Denklem 4.13 ve Denklem 14 ile ifade edilebilir.

$$\omega = 15x(L_{ST} - \text{Öğle Saati}) \tag{4.13}$$

$$\cos\omega = \tan\varphi \text{ x } \tan\delta \tag{4.14}$$

4.5.6 Enlem açısı (φ)

Yeryüzündeki herhangi bir noktayı dünya merkezine birleştiren doğrunun, dünyanın ekvator düzlemi ile yaptığı açıdır. Kuzey yön pozitif olmak üzere -90° ile 90° arasında değişir (-90°≤ φ ≤90). Enlem açısı herhangi bir bölge için atlastan okunabilir. Türkiye, 36-42° kuzey enlemleri (26°-45° doğu boylamları) arasında yer alır(**Anonim8, 2013**).

4.5.7 Yükseklik açısı

Güneş yükseklik açısı, direkt güneş ışını ile yatay düzlem arasındaki açıdır. "α" simgesi ile gösterilir. Güneş yükseklik açısı, zenit açısını 90° 'ye tamamlar. Güneş yükseklik açısı, en yüksek değerini her mevsimde öğle vaktinde alır, güneşin doğuşu ve

güneşin batışı sırasında güneş yükseklik açısı sıfırdır. Güneş yüksekliği 21 Aralık'ta 26.5° ile en küçük, 21 Haziran'da 73.5° ile en büyük değerini almaktadır. Güneş yükseklik açısı hesaplanması ise aşağıdaki denklem ile yapılır(**Anonim8, 2013**).

$$\sin\alpha=(\sin\delta \text{ x } \sin\varphi)+(\cos\delta \text{x } \cos\varphi \text{x } \cos\omega) \tag{4.15}$$

4.5.8 Güneş azimut açısı(γ)

Güneş azimut açısı, güneş-dünya doğrultusunun yatay düzlemdeki izdüşümünün, kuzey-güney doğrultusu ile yapmış olduğu açıdır. Ayrıca güneş azimut açısı, kuzeye göre saat dönüş yönünde sapmasını belirtir. Güneyden doğuya doğru (-), batıya doğru (+) olarak kabul edilir. Saat 12:00'da γ = 180° olur. Güneş öğle vakti, kuzey yarımkürede her zaman tam güneyde ve güney yarımkürede tam kuzeydedir(**Anonim8, 2013**). Güneş azimut açısı Denklem 4.16 ile ifade edilmektedir

$$\gamma = \cos^{-1}\left[\frac{\sin\delta x\cos\varphi - \cos\delta x\sin\varphi x\cos\omega}{\cos\alpha}\right] \tag{4.16}$$

4.5.9 Güneş geliş açısı(θ)

Yüzeye gelen direkt güneş ışınımı ile yüzeyin dik doğrultusu arasındaki açıdır. Denklem 4.17 ile ifade edilmektedir(**Duffie ve Backman, 2013**).

$$Cos(\theta) = \begin{bmatrix} sin(\delta)\ sin(\varphi)\ cos(\beta)\ -\ sin(\delta)\ cos(\varphi)\ sin(\beta)\ cos(\gamma) \\ +\ cos(\delta)\ cos(\varphi)\ cos(\beta)\ cos(\omega)\ +\ cos(\delta)\ sin(\varphi)\ sin(\beta)\ cos(\gamma)\ cos(\omega) \\ +\ cos(\delta)\ sin(\beta)\ sin(\gamma)\ sin(\omega) \end{bmatrix} \tag{4.17}$$

γ=180° ve β=0° olduğundan θ açısı 90°'yi aşabilir, bu da Güneş'in yüzeyin arkasında olduğu anlamına gelmektedir.

4.5.10 Panel eğim açısı (β)

Söz konusu yüzeyin düzlemi ile yatay arasındaki açı; 0° ≤ β ≤ 180°. β > 90°, yüzeyin aşağıya bakan bir bileşeni olduğu anlamına gelmektedir(**Duffie ve Backman, 2013**).

4.5.11 Gökyüzü berraklık endeksi

Gökyüzü berraklık endeksi atmosferin netliğinin bir ölçüsüdür. Atmosferden geçerek Dünya yüzeyine çarpan güneş radyasyonuna oranıdır. 0 ile 1 arasında boyutsuz bir sayıdır ve yüzey radyasyonunun Dünya dışı radyasyona bölünmesiyle ifade edilmektedir. Berraklık endeksi açık, güneşli koşullarda yüksek bir değere ve bulutlu koşullarda düşük bir değere sahiptir(**Duffie ve Backman, 2013**). Berraklık endeksi anlık, saatlik veya aylık bazda tanımlanabilir. Saatlik netlik endeksi k_T de şu şekilde tanımlanabilir:

$$k_T = \frac{I}{I_0} \tag{4.18}$$

I, yatay yüzeydeki saatlik ortalama radyasyonu ve I_0, bir saatlik periyot için yatay bir yüzey üzerindeki dünya dışı radyasyonu ifade etmektedir.

$$\begin{aligned} I_0 &= \frac{12x3600xG_{sc}}{\pi} x\left(1+0.033x\cos\frac{360xn}{365}\right) \\ &x\left[\cos\varphi x\cos\delta x\left(\sin\omega_2-\sin\omega_1\right)+\frac{\pi x(\omega_2-\omega_1)}{180}x\sin\varphi x\sin\delta\right] \end{aligned} \tag{4.19}$$

(ω_1 ve ω_2 sınırları bir saatten farklı bir zamanı tanımlayabilir.)

4.5.12 Erbs kolerasyonu

FV dizisine düşen radyasyonu bulmak için küresel yatay radyasyonu ışın ve dağınık bileşenlerine ayırması gerekir. Bu amaçla, netlik endeksinin bir fonksiyonu olarak dağınık kesri veren Erbs korelasyonu kullanılır ve Denklem 4.20 ile hesaplanmaktadır.

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1.0-0.09xk_T & \text{için } k_T \le 0.22 \\ \begin{pmatrix} 0.9511-0.1604xk_T+4.388xk_T^{\,2} \\ -16.638xk_T^{\,3}+12.336xk_T^{\,4} \end{pmatrix} & \text{için } 0.22<k_T \le 0.80 \\ 0.165 & \text{için } k_T > 0.8 \end{cases} \tag{4.20}$$

4.5.13 Geometrik faktör(R_b)

Güneş panel tasarımı ve performans hesaplamaları amaçları için genellikle yatay bir yüzeydeki güneş radyasyonunun ölçümlerinden veya tahminlerinden, bir kolektörün eğimli yüzeyindeki saatlik radyasyonu hesaplamak gerekir. En yaygın olarak bulunan veriler, yatay yüzeydeki saatler veya günler için toplam radyasyondur. İhtiyaç duyulan bir panelin düzlemindeki ışın ve dağınık radyasyondur. Geometrik faktör Rb, eğimli yüzeydeki ışın radyasyonunun herhangi bir zamanda yatay bir yüzeydeki ışın radyasyonuna oranı, uygun şekilde kullanılarak tam olarak hesaplanabilir. Çoğu saat için Rb'nin hesaplanması, Denklem 4.21'de gösterildiği gibi basittir(**Duffie ve Backman,2013)**.

$$R_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \tag{4.21}$$

Ancak, gün doğumu ve gün batımına yakın zamanlarda eğimli bir yüzeydeki radyasyonu hesaplamada sorunlar ortaya çıkmaktadır. Bulutlardan yansıma ve/veya atmosferin kırılması nedeniyle güneş radyasyonu verileri gün doğumundan önce veya gün batımından sonra kaydedilebilir. Genel uygulama, bu tür ölçümleri atmak veya radyasyonu tamamen dağınık olarak ele almaktır. Güneş ışınlarının gün doğumundan önce ve gün batımından sonra gökyüzüne gelen ışınımın ihmal edilebilmesi ve hesaplamaları etkilememesi için Rb Denklem 4.22 ve Denklem 4.23 aracılığı ile ifade edilmektedir (**Duffie ve Backman, 2013**).

$$Rb = \frac{a}{b} \tag{4.22}$$

$$a = \max(0, \theta) \quad \text{b=max}(85, \theta_z) \tag{4.23}$$

4.5.14 Anizotropi endeksi (A_i)

A_i, ışın radyasyonu için atmosferin geçirgenliğinin bir fonksiyonu olan bir anizotropi endeksidir. Açık koşullar altında, A_i yüksek olacak ve difüzenin çoğunun ileri saçılmış olduğu varsayılacaktır.

$$A_i = \frac{I_{bn}}{I_{on}} = \frac{I_b}{I_0} = \frac{IxI_0}{I_0} \tag{4.24}$$

HDKR modeli (Hay, Davies, Klucher, Reindl modeli) Denklem 4.24 İle belirtilmektedir.

$$I_T = (I_b + I_d x A_i) x R_b + I_d x (1 - A_i) x \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) x \left[1 + \sqrt{\frac{I_b}{I}} x \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + I_{\rho g} x \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (4.25)$$

$I_{\rho g}$, Albedo katsayısı olarak adlandırılır zeminin yansıtma gücü olarak tanımlanmaktadır. Albedo zeminin yapısına göre sabit değerlere sahiptir. **Çizelge 4.1**'de belirtildiği gibi taze asfalt, 0.04 gibi küçük albedo katsayısına sahipken taze kar, 0.9 gibi yüksek bir katsayı eğimli yüzeyde alınan saatlik toplam radyasyon değerini etkileyebilecek öneme sahiptir(**Özden ve diğ., 2017**).

Çizelge 4.1 Yüzeylerin Albedo katsayıları

Yüzey	Albedo Katsayısı
Taze Asfalt	0.04
Aşınmış Asfalt	0.12
İğne Yapraklı Orman	0.08-0.15
Yaprak Döken Ağaçlar	0.15-0.18
Çıplak Toprak	0.17
Yeşil Çimen	0.25
Çöl Kumu	0.40
Yeni Beton	0.55
Okyanus Buzu	0.5-0.7
Taze Kar	0.8-0.9

4.6 CO_2 emisyonu

Yenilenebilir enerji sistemlerini geliştirmenin temel amacı, ozon tabakasını ve çevre sağlığını korumak için atmosferdeki sera gazı emisyonunu azaltmaktır. (**Ghadikolaei ve diğ., 2021**). FV enerji üretim sistemi, GWh başına 1000 ton'a kadar CO_2, 10 ton SO_2, 4 ton NOx ve 0.7 ton'a kadar partikül maddeyi ortadan kaldırabilir (**Peng ve diğ., 2013**)

Türkiye şu anda küresel emisyonların %1.09'unu oluşturmaktadır.[11] Türkiye Cumhuriyeti İklim Değişikliği Bakanlığı(TCİDB) 2021 verilerine göre Türkiye'de yıllar itibariyle, sera gazı emisyonlarının sektörel dağılımına bakıldığında, toplam emisyonlardaki artışın büyük oranda enerji üretim ve tüketiminden kaynaklandığı görülmektedir. Toplam sera gazı emisyonlarında 2020 yılında CO_2 olarak en büyük payı %69 ile enerji kaynaklı emisyonlar alırken bunu sırasıyla ,%13.5 ile tarım, %12.5 ile endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı ve %3.8 ile atık sektörü takip etmiştir. Enerji sektörü emisyonları 2020 yılında, 367.6 $MtCO_2$ endüstriyel işlemler ve ürün kullanımı emisyonları 66.8 $MtCO_2$ tarım sektörü emisyonları 73.2 $MtCO_2$ olarak hesaplanmıştır. Atık emisyonları ise 16.4 $MtCO_2$ olarak hesaplanmaktadır.

Güneş FV sistemleri için salınımı önlenen CO_2 emisyonu, güneş sistemi tarafından üretilen her kWh'nin, geleneksel enerji sistemleri tarafından üretilen her kWh'nin yerini aldığı varsayılarak belirlenir. Önlenen CO_2 emisyonu (ton cinsinden) Denklem4.26 ile ifade edilir.

$$GHG_{PV} = GHG_{ef} * E_{şebeke} * k_{idk} \tag{4.26}$$

GHG_{Fv}, FV sistem tarafından yayılan sera gazını (tCO_2), GHG_{ef} sera gazı emisyon faktörünü (tCO_2/kWh), $E_{şebeke}$ elektrik üretim miktarını (kWh), k_{idk} ise FV sistemin elektrik iletim ve dağıtım (T&D) kayıplarını ifade etmektedir. Elektrik iletim ve dağıtım kayıpları üretime göre %8.85 olarak alınmıştır (**Anonim6, 2022**). Yıllık sera gazı emisyon azaltımı Denklem 4.27 kullanılarak hesaplanmaktadır.

$$GHG_a = (E_b - E_p) * X_p * (1 - k_{idk}) \tag{4.27}$$

GHG_a yıllık sera gazı emisyon azaltımını (tCO_2) E_b şebeke sera gazı emisyon faktörünü (tCO_2/kWh), E_p FV sisteminin sera gazı emisyon faktörünü (tCO_2/kWh) ve X_p FV sisteminin ürettiği yıllık elektrik miktarını ifade etmektedir (kWh) (**Akpahou ve diğ., 2023**).

2022 yılında Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayınlanan bilgi formuna göre şebeke sera gazı emisyon faktörü (E_b) 0.7424 tCO_2/MWh'tir. Güneş panelleri yalnızca elektrik üretimi sırasında sıfır emisyon üretimi gerçekleştirir. Fotovoltaik panel emisyonları; üretim, inşaat, bakım ve hizmetten

[11] https://ourworldindata.org/greenhouse-gas-emissions

düşmesi dikkate alındığında hesaplanabilir. FV sisteminin sera gazı emisyon faktörü (E_p) 0.6488 tCO_2/MWh'tir. Buradaki değer, yeni kurulacak bir güneş ya da rüzgâr enerji santrali ile üretilecek her 1 MWh'lik elektrik için 0.6488 tCO_2 emisyondan kaçınılacağı anlamına gelmektedir. Türkiye genelinde 1 MWh (birim) brüt elektrik üretimi başına ortalama 0,442 ton CO_2-eşd. sera gazı emisyonu salınmaktadır. Türkiye geneli elektrik üretiminin yanı sıra elektrik santralleri için yakıtlara göre hesaplanan elektrik üretim emisyon faktörleri kullanılan yakıt türüne göre farklılık göstermektedir. Örneğin, yakıt türü doğalgaz olan bir elektrik üretim santralinde birim brüt elektrik üretimi başına 0,379 ton CO_2-eşd. sera gazı emisyonu salınmaktadır. Son olarak, elektrik tüketim noktası emisyon faktörleri bağlantı noktasına göre değişiklik göstermekle birlikte iletim hattından bağlı tüketim noktası için birim elektrik tüketimi başına 0,445 ton CO_2-eşd., dağıtım hattından bağlı tüketim noktası için birim elektrik tüketimi başına 0,478 ton CO_2-eşd. sera gazı emisyonu salınmaktadır. Türkiye Elektrik Üretimi ve Elektrik Tüketim Noktası Emisyon Faktörleri, birim brüt elektrik üretimi ve birim elektrik tüketimi başına salınan sera gazı emisyonlarının miktarlarını temsil etmektedir. (**Anonim7,2024**)

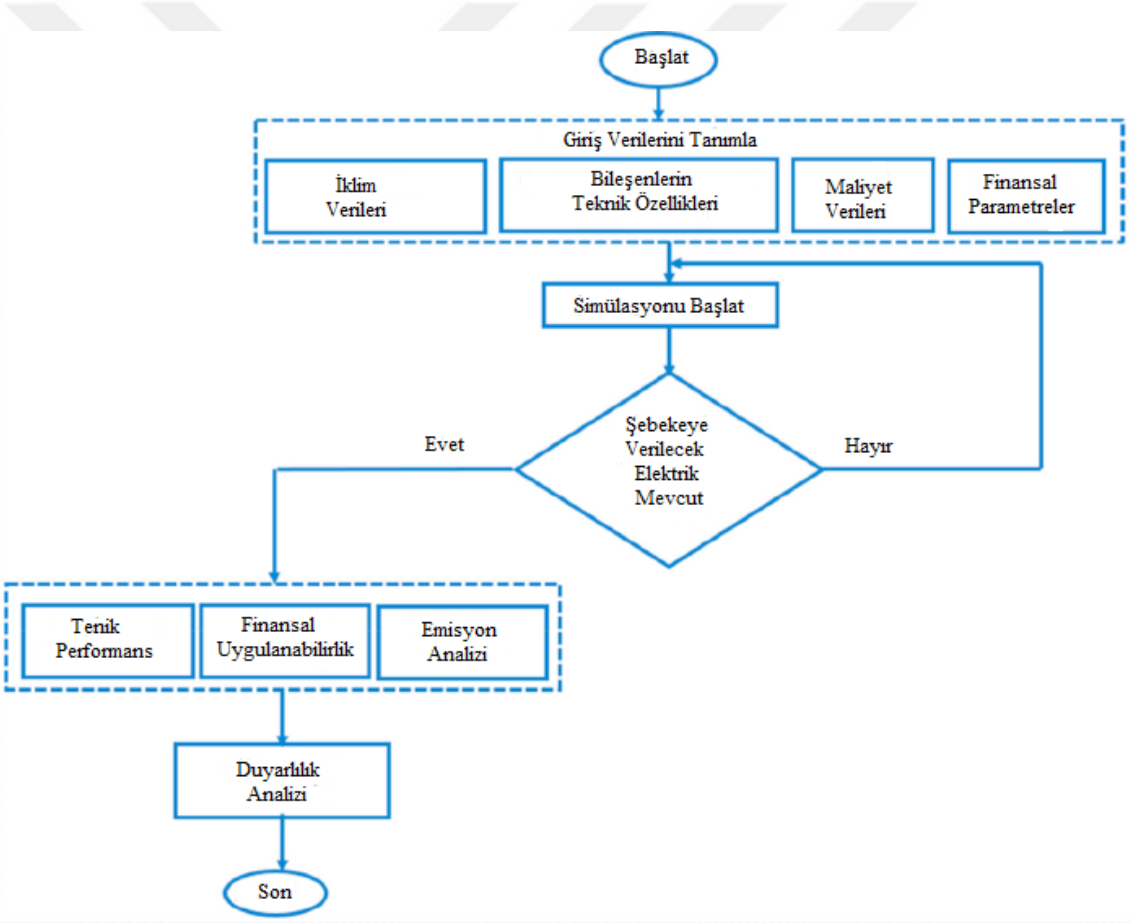
5 RETSCREEN EXPERT TEMİZ ENERJİ YÖNETİMİ YAZILIMI

FV sistemlerin performanslarını, güneş radyasyonu ile buna bağlı olarak verimlerini ve ekonomik analizini hesaplamaya yardımcı olan farklı tiplerde birçok program mevcuttur. Güneş panelleri, invertörler, aküler ve diğer ekipmanların etkileri ile hesaplama yapan programlar FV sistemin çıkış gücünü hesaplamak için de kullanılabilmektedir. FV hesaplayıcı programlar ücretsiz ve ücretli, online ve kurulu yazılım olarak çok çeşitlidir. Bu programlar farklı yönleri ile genel veya profesyonel kullanıma sunulmuştur. Ücretsiz olan kurulu programlar; SAM (System Advisor Model), RETScreen, HOMER Legacy v.2.68, Skelion, Hybrid2 olarak sıralanabilir. Bilgisayara kurulum gerektirmeden çevrimiçi olarak kullanılabilen ücretsiz yazılımlar ise; SISIFO, PV-GIS, PVWatts, PV*SOL online, DIAFEM, Easy-PV olarak sayılabilir. Daha profesyonel kullanımlar için uygun olan ücretli kurulum gerektiren programlar; Solarius-PV, PV Designer Solmetric, Archelios PRO, Solarmapper, PVComplete, PVscout, PVSYST, SolarPRO, Plan4Solar PV, PV F-Chart, INSEL, PV*SOL, Polysun, HOMER, EasySolar, HELIOS 3D, Solergo, PV-DesignPro, Skelion şeklinde sayılabilir. Ücretli online programlar; HelioScope, PolySun, SOLARPLUS, SolarDesignTool, AuroraSolar, Solargis-PvPlanner, EasySolar, SolarModel, i-Pals WEB olarak sıralanabilir. Bu yazılım programlarında kullanılan verilerin alındığı ve incelendiği veri tabanları da farklı olmaktadır. Meteorolojik verilerin alındığı veri tabanları; AEMET Avrupa Güneş Radyasyonu Atlası, NASA, METEONORM, ISPRA-GIS, HELIOS, Solaris, PV-Design Pro vb. olarak sıralanabilmektedir(**Sajid ve diğ., 2022**).

RETScreen International, yenilikçi ve benzersiz bir yenilenebilir enerji farkındalığı, karar destek ve kapasite geliştirme aracıdır. Merkezi Varennes, Quebec'te bulunan Kanada Doğal Kaynaklar CANMET Enerji Çeşitlendirme Araştırma Laboratuvarı (CEDRL) aracılığıyla Kanada Hükümeti tarafından geliştirilmekte ve sürdürülmektedir. Yazılım, Ulusal Havacılık ve Uzay İdaresi (NASA), Yenilenebilir Enerji ve Enerji Verimliliği Ortaklığı (REEEP), Birleşmiş Milletler Çevre Programı (UNEP) gibi kuruluşların işbirlikleri ile endüstri, hükümet ve akademi dâhil 307'den fazla uzman ağının katkısıyla oluşturulmuştur(**Owolabi ve diğ., 2019**). Visual Basic ve C dillerini temel alan bu yazılım, yenilenebilir enerji projelerinin düşük maliyetli ön değerlendirmelerini gerçekleştirmek için standartlaştırılmış ve kullanıcı dostu excel çalışma sayfaları içermektedir(**Li ve Yu, 2016**). Şebekeye bağlı enerji üretim sistemlerinde teknik, ekonomik ve çevresel performansı araştırmak amacıyla farklı

sayısal yöntemler ve simülasyon yazılımları uygulamıştır. RETScreen Expert Temiz Enerji Yönetimi Yazılımı, farklı enerji sistemlerinin kıyaslama, fizibilite ve performans analizine yönelik enerji çalışmaları için herhangi bir maliyet gerektirmeden kamunun kullanımına ücretsiz olarak dünya çapında 222'den fazla ülkede ve 36 dilde yaygın olarak kullanılmaktadır.

Güneş FV uygulamaları için enerji üretimini, yaşam döngüsü maliyetlerini ve sera gazı emisyonlarındaki azalmaları kolayca hesaplanabilir. RETScreen yazılımının analiz çerçevesi **Şekil 5.1**'de gösterilmektedir. RETScreen, çoklu enerji kaynaklarının hibrit optimizasyonu (HOMER) ve PVSyst yazılımına kıyasla güçlü bir veri tabanı ile detaylı maliyet analizi, finansal risk analizi ve emisyon analizi yapabilme yeteneğine sahiptir **(Akpahou ve diğ., 2023).**



Şekil 5.1 RETScreen yazılımına ait analiz akış diyagramı (Akpahou ve diğ, 2023)

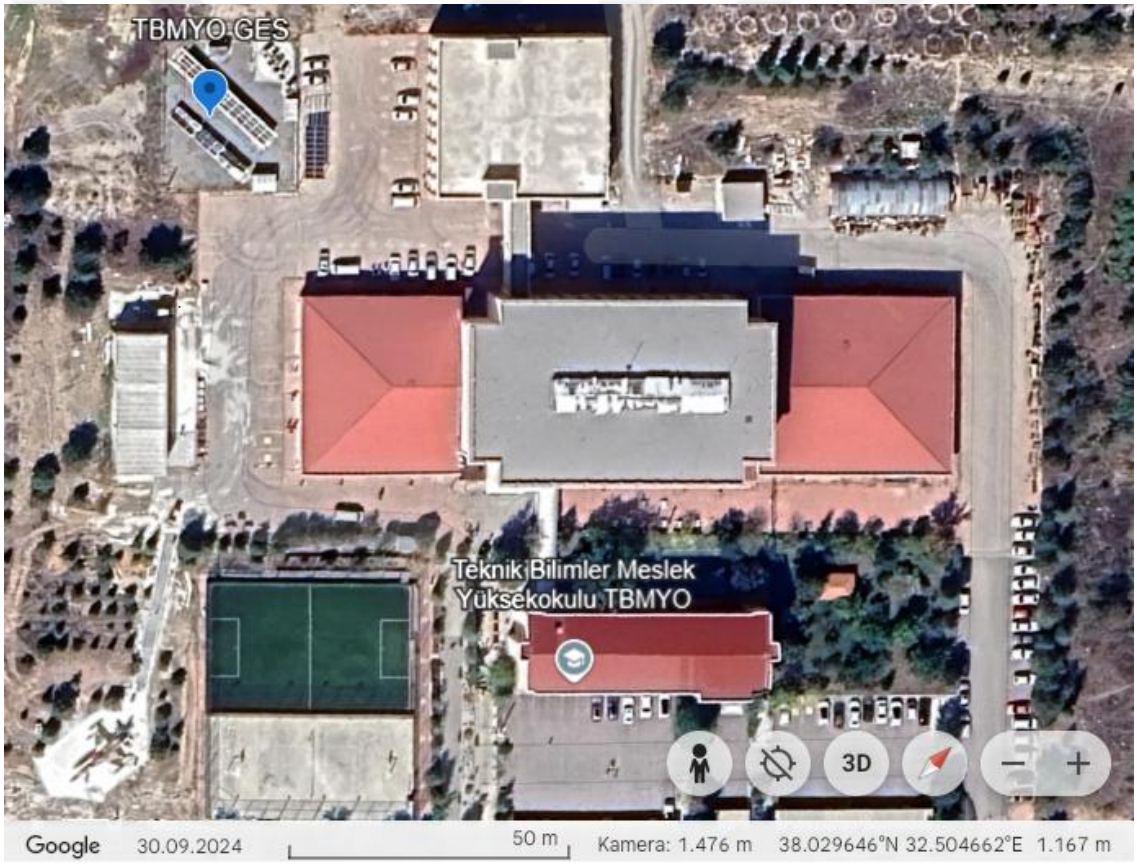
RETScreen yazılımında FV hücre teknolojileri; mono-Si, poly-Si, a-Si, CdTe, CIS, küresel-Si olarak altı kategoride sınıflandırılabilir. Elektrik üretimi, proje konumu, FV dizisi tipi, güneş takip modu ve FV dizisi ile invertörün çeşitli kayıplarına ilişkin girdileri gerektiren RETScreen'in Enerji Modeli sayfası kullanılarak tahmin edilebilir.

RETScreen yazılımı, DBPB, NPC yıllık yaşam döngüsü tasarrufları (ALCS), fayda-maliyet oranı (BCR), borç hizmetleri kapsamı (DSC), LCOE, vb. birçok finansal göstergeyi de hesaplama kapasitesine sahiptir(**Li ve diğ., 2016**). RETScreen yazılımı aynı zamanda yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılmasıyla önlenebilecek sera gazı emisyon miktarını ve yıllık yapılan sera gazı emisyonunu hesaplayabilmektedir. Enerji projesi analizi için salınımı gerçekleşen sera gazlarından; CO_2, CH_4 ve N_2O sera gazı emisyon analizinde dikkate alınmaktadır(**Li ve diğ., 2016**).

.

6 MATERYAL VE YÖNTEM

Tez çalışması kapsamında teknik, ekonomik ve performans analizi yapılacak olan fotovoltaik güneş enerji tesisinin bulunduğu alanın uydu görüntüsü **Şekil 6.1**'de gösterilmiştir. Tesis alanı Konya ili Selçuklu ilçesi belediye sınırları içinde, şehir merkezine yaklaşık 17 km uzaklıktaki Konya Teknik Üniversitesi, Teknik Bilimler Meslek Yüksek Okulunun arka tarafında bulunmaktadır. Bu tesis alanı için üniversitemiz tarafından mevcut okul mimarisinin konumu göz önünde bulundurularak yaklaşık 350 m^2 genişliğinde yer tahsisi yapılmıştır. Tesis alanı, coğrafi konum olarak 38.029646 N enlemi ve 32.504662 E boylamında deniz seviyesinden 1167 m yükseklikte yer almaktadır.



Şekil 6.1 Tesis alanının uydu görüntüsü

FV dizeler ile hibrid inverter sistemi arasındaki enerji bağlantısı yaklaşık 45 m uzunluğunda 6 mm^2 kesitli çift devre DC solar enerji kablosu ile yapılmıştır. İnverter tarafından AC'ye dönüştürülen enerji, 140 m uzunluğunda 3x35+16 mm^2 kesitinde bir yeraltı kablosu ile fakülte yüklerinin bağlı olduğu 3-fazlı AC ana baraya aktarılmaktadır. Mikro inverter sisteminden elde edilen toplam AC enerji ise 150 m

uzunluğunda 3x35+16 mm^2 kesitinde ayrı bir yeraltı kablosu ile aynı ana baraya bağlanmaktadır. Okulun elektik tüketimi ve şebekeye verilen enerji fazlası, ana pano girişine bağlanan bir şebeke analizörü (KAEL MULTISER-04-PC-TFT) yardımıyla 0.5 saniye örnekleme süresi ile kaydedilmektedir. Bununla birlikte okulun iç tüketimi tek yönlü bir elektrik sayacı (KOHLER, AEL.TF.19) ile 15dk aralıklarla ölçülmektedir. **Şekil 6.2**, tesis alanındaki FV panellerin yerleşim ve montaj düzenini göstermektedir.

Şekil 6.2 Teknik Bilimler Meslek Yüksekokulu FV enerji üretim tesisi (Konya, Türkiye)

6.1 Hibrit Dize İnverter

Hibrid inverter sistemi, her biri 18 FV panelden oluşan 2 dize şeklinde, toplamda 36 panel kullanılarak saatte yaklaşık 10kW enerji üretim kapasitesine sahiptir. Dizelerden biri, 18 adet M60-265A (265W) mono-kristal panelden oluşmaktadır. Diğer dize ise 8 adet M60-270A (270 W) ve 10 adet M60-265A (265W) mono-kristal panelden oluşmaktadır. FV panellerin her biri, güney yönünde, yatay doğrultuda ve 30° sabit eğim açısıyla yerleştirilmiştir. Tesisdeki FV panellerin standart test koşullarındaki teknik özellikleri Çizelge 6.1 de verilmiştir.

Çizelge 6.1 FV panellerin teknik özellikleri STC (1000 W/m^2, AM 1.5, 25 C)

Panel Tipi	Birim	M60-265A	M60-270A	P60-265A
Maximum Güçte Voltaj	V	31.34	31.30	30.59
Maximum Güçte Akım	A	8.454	8.732	8600
Maximum Güç	W	265	273.3	263.1
Nominal Çalışma Hücre Sıcaklığı	°C	45	45	45
Sıcaklık Katsayısı	% /°C	0.4%	0.4%	0.4%
Panel Alanı	m^2	1650	1.608	1648
Panel verimliliği	%	16.06	16.99	15.96

FV dizelerin şebeke bağlantısı, 10kVA nominal güce sahip ABAX marka hibrid bir dize inverter üzerinden yapılmıştır. İnverter, şebeke tarafında oluşabilecek kesinti ve olumsuzluklara karşı inverterin AC yük çıkışında bağlı bulunan kritik yükü beslemek üzere 4 adet 12V-200Ah akü grubu içerir. Dönüştürücünün AC çıkışına bağlı kritik yük, verileri kaydetmek için kullanılan bir masaüstü bilgisayar ve tesis alanını aydınlatmak için kullanılan iki adet LED projektörden oluşmaktadır (Helios LMCP-70W). Her dizinin şebekeye verdiği güç, inverterin kullanıcı ara yüzü sayesinde 1 dk. aralıklarla kaydedilmektedir. Ayrıca, inverter sistemi ve şebeke arasındaki enerji akışını ölçmek için 15 dakikalık örnekleme aralığına sahip çift yönlü bir elektrik sayacı (KOHLER, AEL.TF.21) kullanılmıştır. Ölçüm sonuçları, inverter ile şebeke arasına bağlı bir şebeke analizörü (KAEL MULTISER-04-PC-TFT) cihazından alınan verilerle kontrol edilmektedir. Şebeke parametreleri, 0.5 saniye örnekleme süresi ile analizöre takılı bir SD kartta depolanmaktadır.

6.2 Mikro İnverter Sistemi

Mikro inverter sistemindeki 18 adet FV panel, 0°, 10°, 20°, 30°, 40° ve 50°'lik altı farklı sabit eğim açısıyla güney yönünde ve yatay doğrultuda taşıyıcı sistem üzerine montaj edilmiştir. Her bir eğim açısında yüzey ısıtmalı bir panel ile birlikte iki adet standart panel (P60-265A) yer almaktadır. Tüm paneller poli-kristal hücre teknolojisine sahiptir. FV paneller birbirini gölgelemeyecek şekilde düşük eğim açısına sahip paneller (0º-10º-20º) ön tarafa, büyük eğim açısına sahip paneller (30º-40º-50º) arka sıraya montaj edilmiştir. Panellerin beton zeminden yüksekliği ön ve arka sırada sırasıyla 60cm ve 80cm'dir. Ön ve arka sıradaki taşıyıcı sistemler arasında 50 cm, aynı sıradaki taşıyıcı sistemler arasında ise 35 cm açıklık bırakılmıştır. FV paneller ulusal şebeke bağlantı standartları ile uyumlu NEP-BDM-600-D tipi mikro inverterler üzerinden üç fazlı AC şebeke (380V, 50Hz) ile bağlantılıdır. Her biri tek bir

muhafaza ve iki ayrı panel girişine sahip toplam 9 adet mikroinverter üç fazlı elektrik şebekesinin her bir fazına eşit sayıda ve paralel olarak bağlanmıştır. Bu mikroinverterler, panellerin altındaki destek sistemi üzerine monte edilmiştir.(**Anadol, 2020**). Tesiste kullanılan inverter ve özellikleri **Çizelge 6.2** de belirtilmiştir.

Çizelge 6.2 Microinverter ve hibrid inverter teknik özellikleri

İnverter Tipi	Birim	Microinverter	Hibrid İnverter
FV Gücü	W	2x360	14850
DC açık devre voltajı	V	60	900
DC giriş akımı	A	2x12	2x18.6
Nominal AC çıkış gücü	W	500	400-800
Nominal şebeke voltajı	V	230(P-N)	400(P-P)
Maksimum çıkış akımı	A	2.17	14.5 faz başına
Nominal frekans	Hz	50	50
Ağırlıklı ortalama verimlilik	%	95.5	95
Anma gücünde güç faktörü		0.99	0.99

Mikro inverter sistemi, kullanıcılar için tek bir ağ geçidi cihazı ile 256 panele kadar her bir panelin enerji üretimini dakikalık çözünürlükte ayrı ayrı takip edebilen web tabanlı gelişmiş bir izleme sistemine sahiptir. Bu cihaz, üç fazlı elektrik şebekesinin her bir fazında bağlı mikroinverterler ile güç hattı üzerinden haberleşmektedir. Güvenli haberleşme için taşıyıcı sinyal aralığına (115-140kHz) bağlı olarak güç hattı üzerinde tıkama filtresi yer almaktadır. Üretim verileri hem internet üzerinden inverter üreticisi firmanın bulut sunucusuna hem de cihaza takılı bir USB depolama cihazına aktarılmaktadır. Böylece, sunucu üzerindeki veri kayıtlarına kayıtlı kullanıcı bilgileri kullanılarak hem uzaktan hem de yerel olarak erişmek, takip etmek ve arıza tespiti yapmak mümkün olmaktadır.

3 fazlı elektrik şebekesinin sistem parametrelerini ölçmek için bir şebeke analizörü (ENTES, MPR63) kullanılmıştır. Bu veriler, RS485-USB2 çevirici üzerinden tesis alanındaki bilgisayara 1 dk örnekleme aralığıyla sürekli kayıt edilmektedir. Sistem parametrelerini izlemek ve analiz etmek için analizör cihazı ile uyumlu bilgisayar yazılımı (ENTBUS Plus) kullanılmıştır. Bununla birlikte test sistemindeki cihazların iç tüketimi ve şebekeye aktarılan enerji, çift yönlü elektrik sayacı (KOHLER, AEL.TF.21) ile ölçülmektedir. Şebeke düzensizlikleri ve kesintilerini nedeniyle tesisteki veri kayıt ve diğer izleme cihazlarında veri kaybını önlemek için saf sinüs çıkış dalga şekline sahip bir kesintisiz güç kaynağı (Tunçmatik,

1 KVA On Line Newtech Pro) kullanılmıştır. Ayrıca, tesis alanını gözlemlemek için bir IP kamera ve NVR kayıt cihazı yer almaktadır. Kamera sistemi, 7/24 süreyle dâhili hard diske sürekli kayıt yapmaktadır.

Tesis alanındaki ısıtmalı panellerin yüzey sıcaklığını ve meteorolojik değişkenleri ölçmek için bir veri kayıt cihazı (Graphtec GL7000) kullanılmıştır. Ayrıca ısıtma sistemi çalıştırıldığında her bir ısıtıcının şebekeden çektiği akımı ölçmek için akım okuma kartları (PCB) kullanılmıştır. Modüler yapıya sahip veri kayıt cihazına farklı niceliklerin eş zamanlı ölçümü için her biri 10 kanallı harici gerilim (GL7-V) ve sıcaklık (GL7-M) modülü eklenmiştir. Veri kayıt cihazı, ölçüm verilerini USB kablo bağlantısı üzerinden kişisel bilgisayara 1 dk örnekleme aralığı ile kaydetmektedir(**Anadol, 2020**)

Atmosferik veriler, tesis alanında kurulu ölçüm cihazlarından ve yerel meteoroloji istasyonlarından sağlanmaktadır. Tesis alanında meteorolojik değişkenleri ölçmek için rüzgâr hız ve yön sensörü Rika-RK120-01CAA ile ışınım sensörü Apogee SP-215-SS Piranometre bulunmaktadır. Bununla birlikte bu bilgiler, tesis alanına en yakın meteoroloji istasyonu olan Meteoroloji 8. Bölge Müdürlüğüne bağlı Konya Havaalanı Meteoroloji İstasyonu ve Bahri Dağdaş Meteoroloji İstasyonu üzerinden temin edilmiştir. Bu istasyonlar test alanına sırasıyla yaklaşık 7 km ve 20 km mesafededir. Ayrıca ısıtmalı camların üst ve alt yarısının yüzey sıcaklığını birbirinden bağımsız şekilde kontrol etmek için her panelde iki adet PT1000 thermocouple kullanılmıştır.

7 SONUÇLAR VE ÖNERİLER

7.1 Tesis Alanına Özgü İklim Verilerinin Analizi

Fotovoltaik enerji üretim tesislerinin performansı, ışınım, sıcaklık ve rüzgâr gibi coğrafi konuma özgü iklim değişikliklerinden etkilenmektedir. Bu değişkenler, FV tesisler için uygun yer seçimi ve enerji tahminlerinde belirleyici özelliklerden biridir. Dolayısıyla iklim verileri, fotovoltaik tesislerin teknik ve ekonomik analizinde sıklıkla kullanılmaktadır. Meteorolojik bilgiler ulusal meteoroloji istasyonlarından, saha alanına kurulan ölçüm cihazlarından, erişime açık küresel çevre örgütlerinin internet sitelerinden ve uydu verilerinden elde edilmektedir(**Anadol, Erhan, 2019**). Bu seçenekler arasında en güvenilir birincil veri kaynağı ulusal hava istasyonlarıdır (**Paudel, 2021**). Bu istasyonlardaki cihazlar, yüksek doğruluk sınıfına sahip pahalı cihazlardır. Ayrıca bu cihazlar, kullanım süresi ve dış ortamın etkilerine bağlı olarak meydana gelebilecek ölçüm hatalarını azaltmak için belirli aralıklarla uluslararası standartlara uygun biçimde kontrol laboratuarlarında test edilmektedir. Ancak yerel meteoroloji istasyonları her zaman proje sahasının yakınında bulunmaz ve zaman serilerinde eksiklikler olabilir (**Paudel, 2021**). Bu nedenle FV tesis alanlarında daha az maliyetli ve düşük doğruluk sınıfına sahip ölçüm cihazları kullanılmaktadır. Bu ölçüm cihazlarının kalibrasyonu, beraberinde ek bir mali yük getirdiğinden birçok FV tesiste bu işlem göz ardı edilmektedir.

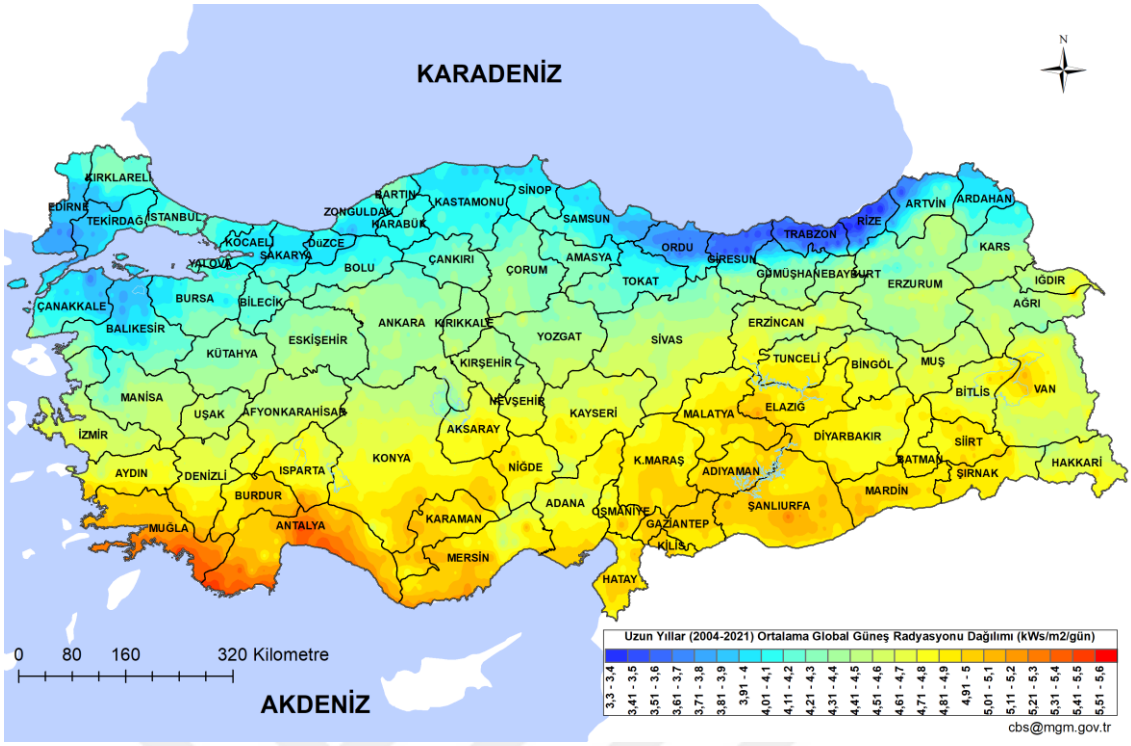
Tesis alanında kayıt altına alınan ölçüm verileri, bir masaüstü bilgisayarda depolanmaktadır. Bu masaüstü bilgisayar, kesintisiz güç kaynağından beslenmesine rağmen bilinmeyen bir sebeple ekran ve hardiskinin yanması sonucu, bilgisayarda depolanan meteorolojik ölçüm kayıtlarının tamamı kaybedilmiştir. Dolayısıyla tez çalışması için gerekli iklim değişkenleri için diğer veri kaynakları araştırılmıştır.

Tesis alanına en yakın yerel meteoroloji istasyonu, 7 km uzaklıktaki Konya 8. Bölge Meteoroloji Müdürlüğü'ne bağlı Konya Havalimanı Meteoroloji istasyonudur. Fakat bu istasyonda ışınım sensörlerleri bulunmamaktadır. Işınım sensörü dâhil çeşitli meteorolojik ölçüm cihazları bulunduran en yakın meteoroloji istasyonu ise tesis alanına 20km uzaklıktaki Konya Bahri Dağdaş Meteoroloji istasyonudur. Gerekli atmosferik veriler (küresel ışınım, hava sıcaklığı, rüzgâr hızı ve nem) 1 dakikalık aralıklarla bu ölçüm istasyonundan elde edilmiştir.

Dünya'nın herhangi bir yerinde kurulacak bir FV tesisin teknik ve ekonomik analizi için literatürde sıklıkla kullanılan HOMER, PVSyst ve RETScreen gibi yazılım araçları da iklim verilerine ihtiyaç duymaktadır. Bu yazılım araçları, analiz çalışmaları için gerekli iklim verilerini ya kullanıcı ara yüzü aracılığıyla doğrudan programa girilerek veya Meteonorm(**Paudel, 2021)** ve NASA Near Real-time Global Radiation and Meteorology[12] gibi veri tabanında kayıtlı, uzun yıllara dayalı günlük ortalama değerleri veya aylık ortalama değerleri çekmektedir. Bu yazılım programları kullanılarak gerçekleştirilen literatürdeki birçok çalışmada belirtilmemiş olsa da bu programların veri tabanından çektikleri kayıtlar, aslında belirlenen konuma en yakın yerel ölçüm istasyonuna ait veri kayıtlarıdır. Gerekli kayıtlar en yakın ölçüm istasyonunda mevcut değilse uydu verileri veya uydu verilerinin sentezlenmesi sonucu elde edilmiş sentetik veriler kullanılmaktadır.

Son yıllarda uydu verileri, meteoroloji istasyonlarının seyrek dağıldığı bölgelerde güneş ışınımı verileri için değerli bir kaynak haline gelmiştir (**Paudel, 2021).** Uydu verileri ve/veya doğrudan ölçülen ışınım verileri, kurulu sistemlerden yaklaşık 50 km'den daha az uzaklıktaki konumlar için güneş ışınımını tahmin etmek için kullanılmaktadır(**Özden, 2017**). Ülkemizde Meteoroloji Genel Müdürlüğü tarafından uydu tabanlı yarı dinamik bir model ile 2004-2021 yılları için yaklaşık 20 km çözünürlükle elde edilen radyasyon verileri, Coğrafi Bilgi Sistemleri (CBS) kullanılarak **Şekil 7.1** ve **Şekil 7.2**'de gösterildiği gibi iller ve coğrafi bölgeler için Türkiye'nin Güneş Radyasyon Dağılım haritaları hazırlanmıştır. Hesaplanan güneş radyasyon verilerinin güvenilirliği yer ölçüm cihazlarıyla yapılan testler sonucunda doğrulanmıştır[13, 14].

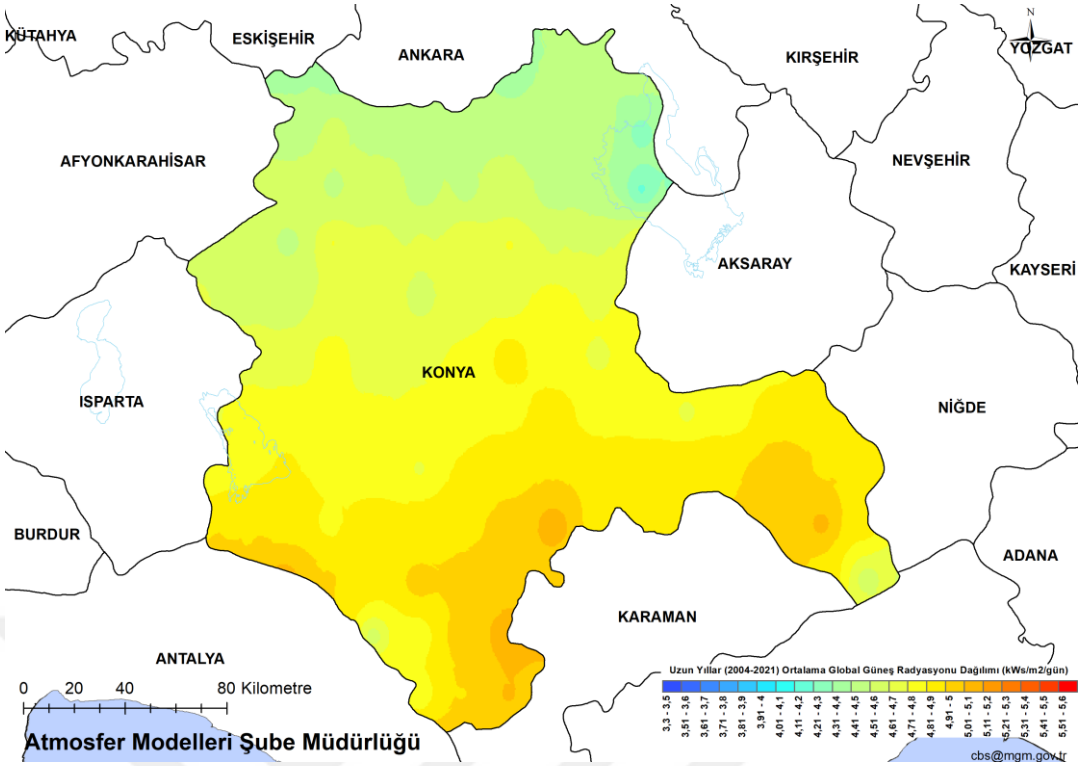
[12] https://power.larc.nasa.gov/.
[13] https://www.mgm.gov.tr/FILES/Haberler/2017/12.12.2017Guneslenme.pdf
[14] https://www.mgm.gov.tr/FTPDATA/arastirma/radyasyon/heliosat.pdf



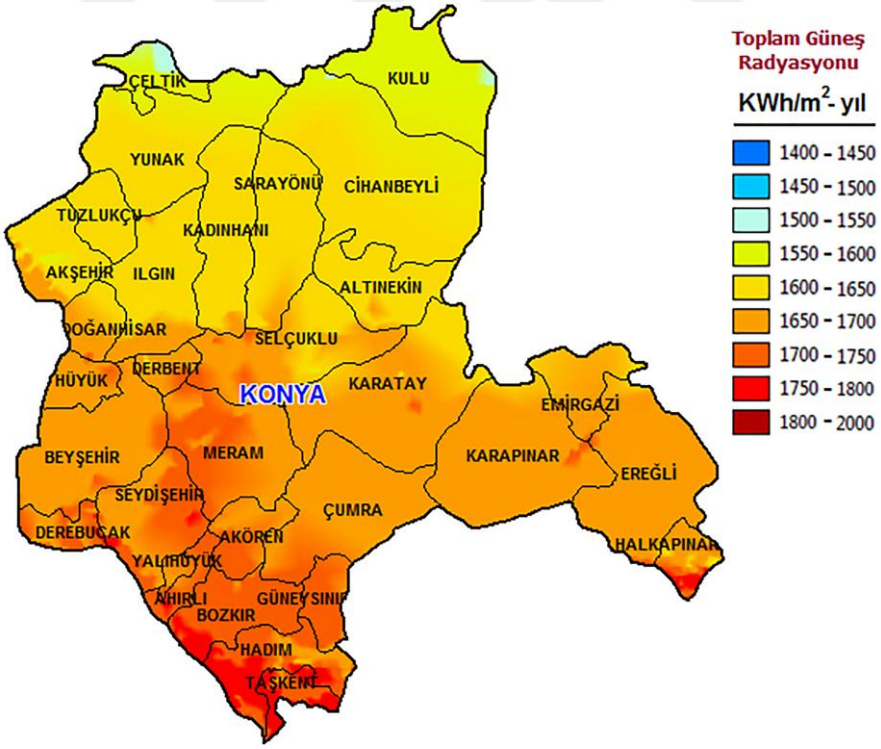
Şekil 7.1Türkiye ortalama küresel güneş ışınımı dağılımı(2004-2021) [15]

Şekil 7.2Türkiye yıllık ortalama güneşlenme süresi(1991-2020) [16]

[15] https://www.mgm.gov.tr/kurumici/radyasyon_iller.aspx (05.12.2024)
[16] https://www.mgm.gov.tr/kurumici/turkiye-guneslenme-suresi.aspx (05.12.2024)



Şekil 7.3Konya ili ortalama küresel güneş ışınımı dağılımı(2004-2021) [17]



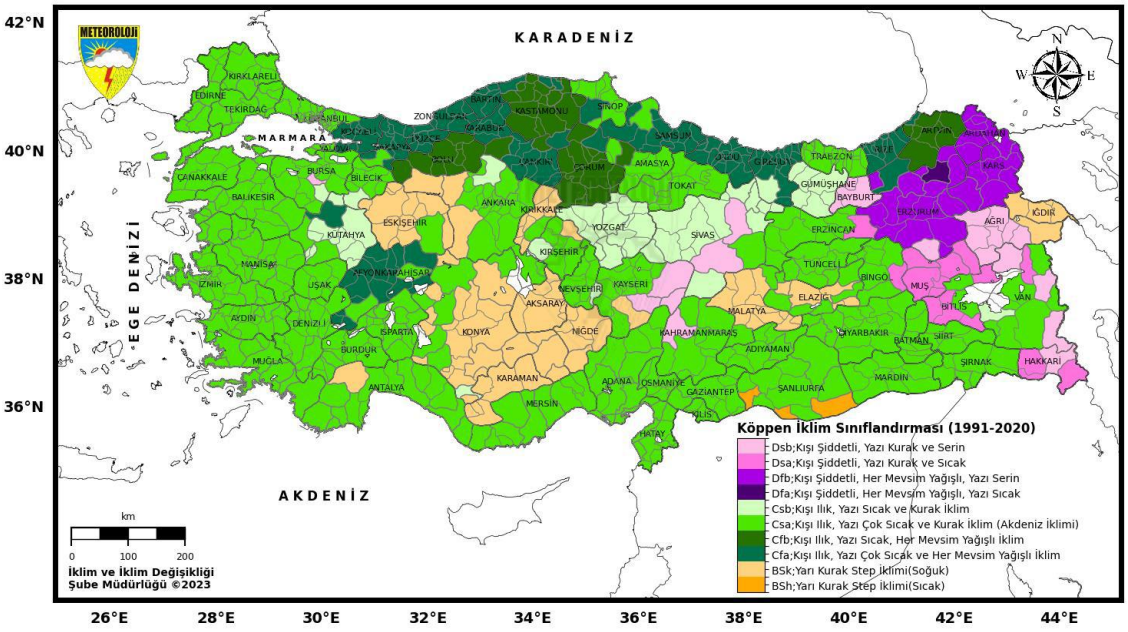
Şekil 7.4GEPA Konya ili ortalama küresel güneş ışınımı dağılımı(2004-2021) [18]

[17] https://www.mgm.gov.tr/kurumici/radyasyon_iller.aspx?il=konya (05.12.2024)
[18] https://gepa.enerji.gov.tr/pages/42.aspx (05.12.2024)

Meteoroloji Genel Müdürlüğünün resmi internet sitesinde[19] sunulan iklim istatistiklerine ve Meteorolojik parametrelerin Türkiye Analizi raporlarına[20] göre 1991-2020 yılları arasında Türkiye'nin yıllık ortalama güneşlenme süresi 6.78 saat/gün ve yıllık ortalama sıcaklık 13.9ºC iken Konya ili için yıllık ortalama güneşlenme süresi 7.4saat/gün ve yıllık ortalama sıcaklık 11.9ºC olarak verilmektedir. Türkiye'nin yıllık ortalama küresel ışınım değeri ise 2011-2023 yılları arasında 4.32kWh/m^2/gün olarak hesaplanmıştır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının hazırlamış olduğu Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası (GEPA), ölçüm yılı belirtmemekle birlikte Türkiye'nin yıllık ortalama küresel ışınım değerini 4.18kWh/m^2/gün (1527.46 kWh/m^2) ve Konya ili yıllık ortalama küresel ışınım değerini yaklaşık 4.42 kWh/m^2/gün(1612.45 kWh/m^2) olarak vermektedir. Bu verilere dayanarak ışınım değeri, güneşlenme süresi ve ortam sıcaklıkları bakımından Konya ili genelinin Türkiye ortalamasının üstünde bir güneş enerjisi potansiyeline ve uygun çalışma ortamı şartlarına sahip olduğu görülmektedir.

Meteoroloji Genel Müdürlüğünün Konya ili için verilen mevsim normali verilerine göre 1991-2020 yılları arası en düşük ortalama hava sıcaklığı 6ºC, en yüksek ortalama hava sıcaklığı 18.3ºC ve ortalama hava sıcaklığı(T) 11.9ºC'dir. Bölge genelinde yıllık toplam yağış miktarı(P), 325.3mm'dir. Bu bölge için hesaplanan limit değer(r=20*T+140) 378 olarak elde edilmektedir[21]. Koppen-Geiger iklim sınıflandırma yöntemine göre bu bölge, yıllık ortalama sıcaklık T<18ºC ve yıllık toplam yağış miktarı, limit değerden küçük fakat yarısından büyük olduğundan "Yarı kurak Soğuk Step/Çöl iklim bölgesi(BSk) olarak tanımlanmaktadır(**Şekil 7.5**). Bu ortam şartları, FV tesislerde verim kaybına neden olan sıcaklık değerlerinin Konya ili için Türkiye ortalamasının altında olduğunu ve bu bölgede kurulacak FV tesislerde uygun çalışma şartlarının mevcut olduğunu göstermektedir.

[19] https://www.mgm.gov.tr/veridegerlendirme/il-ve-ilceler-istatistik.aspx?k=H&m=KONYA
[20] https://www.mgm.gov.tr/veridegerlendirme/il-ve-ilceler-istatistik.aspx?k=parametrelerinTurkiyeAnalizi
[21] https://www.mgm.gov.tr/files/iklim/iklim_siniflandirmalari/koppen.pdf

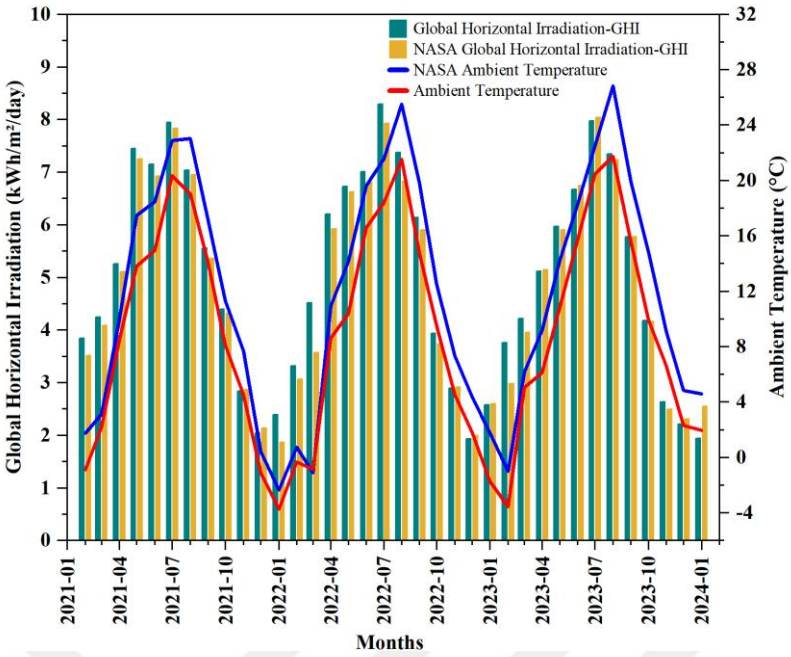


Şekil 7.5 Köppen iklim sınıflandırmasına göre Türkiye iklimi[22]

Şekil 7.6'de tesis alanıyla ilgili ortalama küresel ışınım ve sıcaklık değerlerinin aylık değişimi verilmektedir. Ölçüm istasyonundan çalışma peryodu süresince (2021-2023) elde edilen verilere göre küresel ışınımın yıllık ortalama değerleri sırasıyla 5.25kWh/m^2/gün, 5.06kWh/m^2/gün ve 4.87kWh/m^2/gün'dür. NASA verilerine göre küresel ışınım değerleri sırasıyla 5.12kWh/m^2/gün, 4.76kWh/m^2 ve 4.78kWh/m^2'dir. Bu değerlerin üç yıl için karşılık gelen ortalama değerleri yerel istasyona göre 5.05kWh/m^2 ve NASA verilerine göre ise 4.88kWh/m^2'dir. En yüksek ışınım değerlerine yağış ve bulutlanmanın gökyüzünde az olduğu yaz aylarında, en düşük ışınım değerlerine ise kar veya yağmur şeklinde yağışlı, çoğunlukla da bulutlu kış aylarında ulaşılabilmektedir.

Aylık ortalama sıcaklık değerleri incelendiğinde Ocak ayı sıcaklık seviyesinin en düşük, Ağustos ayı ise sıcaklık seviyesinin en yüksek olduğu aylardır. Ölçüm istasyonundan elde edilen yıllık ortalama sıcaklık değerleri çalışma periyodu için sırasıyla 9.41°C, 8.42°C ve 9.08°C olarak ölçülmüştür. NASA verilerine göre yıllık sıcaklık ortalamaları 12.1°C, 11.08°C ve 12.21°C olarak elde edilmiştir. NASA verileri ve yerel ölçüm istasyonu verileri arasındaki fark, tesisin konumu ile ölçüm istasyonunun konumu arasındaki çevre, yükselti ve mesafeden kaynaklanmış olabilir. Ayrıca yerel ölçüm istasyonundan elde edilen veriler, dakikalık çözünürlüğe sahip verilerin ortalaması hesaplanarak elde edilirken NASA verileri, kabaca aylık ortalama değerleri göstermektedir.

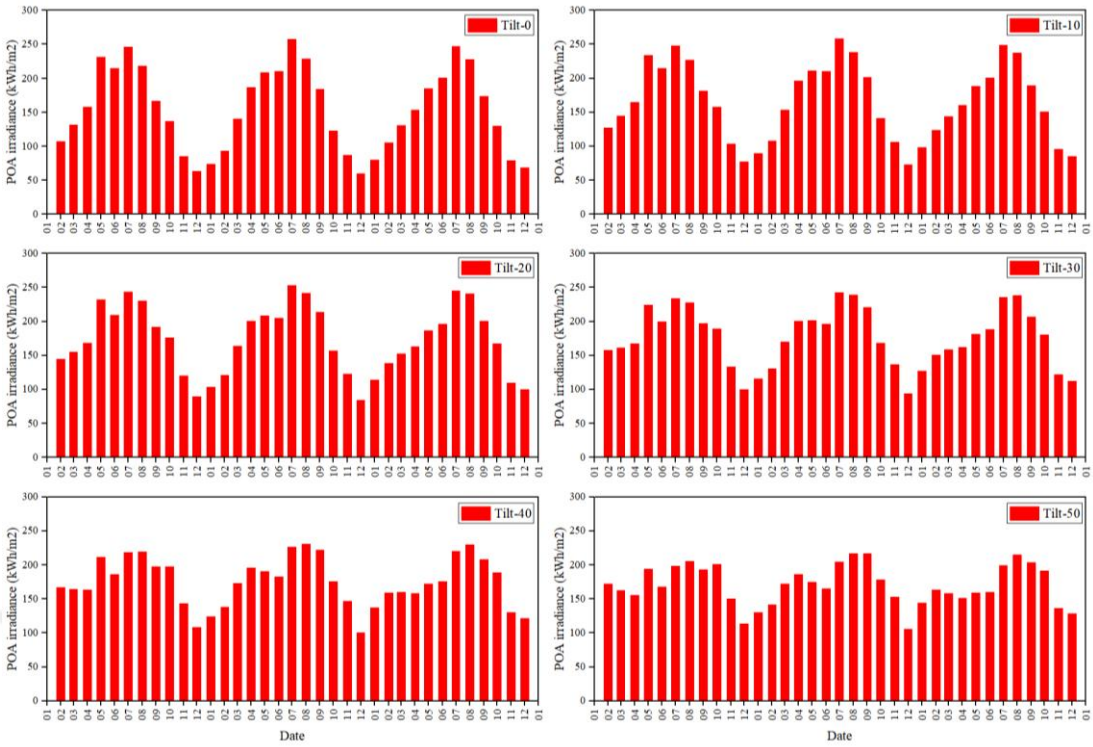
[22] https://www.mgm.gov.tr/files/iklim/iklim_siniflandirmalari/koppen.pdf (05.12.2024)



Şekil 7.6 Tesis alanıyla ilgili ortalama küresel ışınım ve hava sıcaklığı verilerinin aylık değişimi

FV sistemin enerji üretimini tahmin etmek, performans ve ekonomik analizlerini gerçekleştirebilmek için panel düzlemine gelen toplam ışınımın (beam ve difüz) bilinmesi gerekir. Meteoroloji yer gözlem istasyonları veya uydu tabanlı veri setleri, farklı çözünürlükte yatay düzleme ulaşan küresel ışınım değerleri sağlamaktadır. Eğimli panel düzlemine gelen ışınım (POA), literatürde çeşitli çalışmalarda doğruluğu kanıtlanmış Perez veya HKDR gibi gökyüzü modelleri yardımıyla küresel ışınım verileri kullanılarak elde edilebilmektedir(**Siddiqui_2022**). Bununla birlikte, HOMER ve RETscreen gibi çeşitli analiz programları da aynı dönüşüm metotlarını kullanmaktadır.

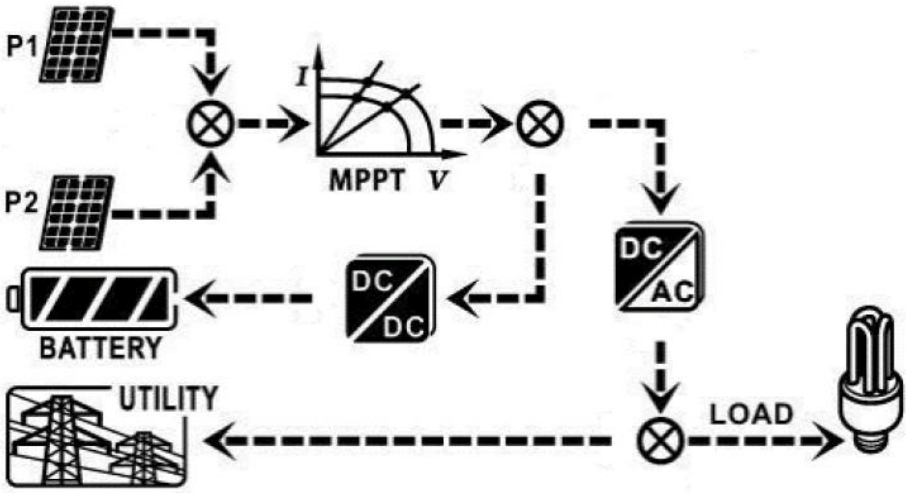
Bu tez çalışmasında farklı eğim açıları için panel düzlemine düşen toplam ışınım (referans ışınım) değerleri, meteoroloji istasyonundan elde edilen dakikalık çözünürlükteki küresel ışınım değerlerinin HKDR metodu ile dönüşümü yapılarak elde edilmiştir. **Şekil 7.7**'de çalışma periyodu süresince altı farklı eğim açısı için hesaplanan ışınım değerlerinin aylık değişimi gösterilmiştir. Yaklaşık üç yıllık süre boyunca ortalama ışınım değerleri 0º, 10º, 20º, 30º, 40º ve 50º eğim açıları için sırasıyla 1795kWh/m2, 1928kWh/m2, 2015kWh/m2, 2055kWh/m2, 2046kWh/m2 ve 1988kWh/m2 olarak hesaplanmıştır. Bu sonuçlara göre bu bölgede kurulacak FV tesisler için en uygun eğim açılarının 20º ile 40º arasında değiştiği ve en uygun eğim açısının 30º olduğu görülmektedir. Bu sonuç, FV tesisler için en uygun eğim açısının bölgenin boylamına eşit eğim açıları olduğunu öneren diğer çalışmalarla da uyumludur.



Şekil 7.7 Eğim açısına bağlı olarak panel düzlemine gelen ışınım(POA) verilerinin aylık değişimi

7.2 Hibrid İnverter Sistemi Performans Analizi

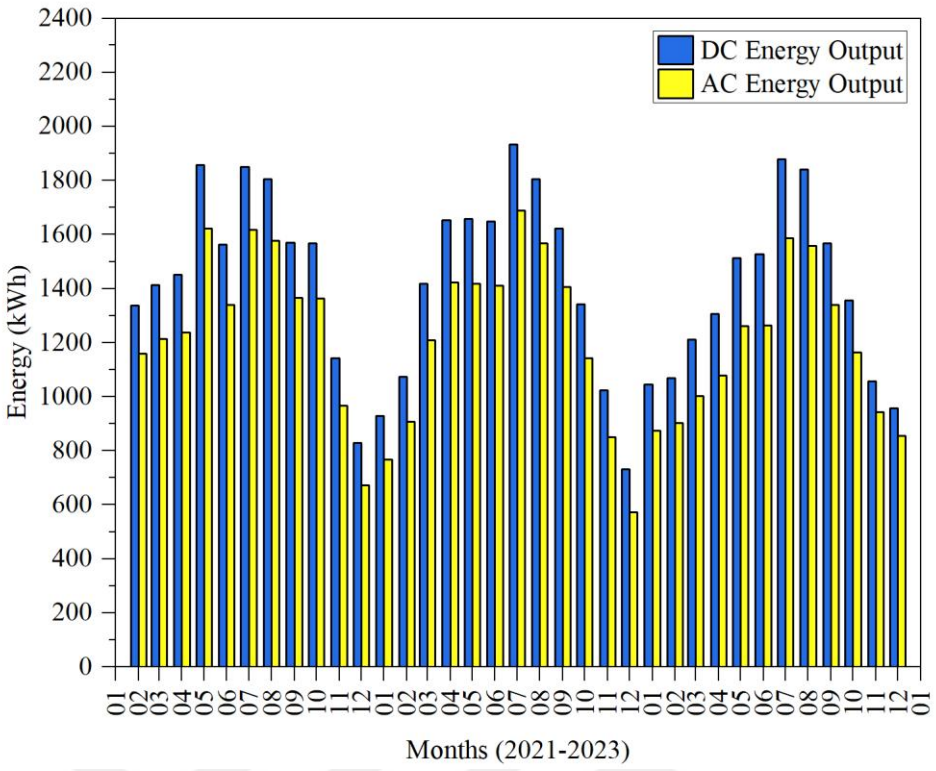
Hibrid inverter sistemi, şebeke bağlantılı ve şebekeden bağımsız şekilde çalışabilen güç yarıiletken elemanlarına dayalı bir DC/AC dönüştürücüdür. Bu inverter, şebekeden bağımsız şekilde çalışırken sadece yükü besler ve sistemde bir akü grubu varsa şarj işlemini gerçekleştirir. Üretim fazlası enerji, şebekeye verilemez. İnverter şebeke bağlantılı çalıştırıldığında mevcut kaynakların (şebeke, güneş ışınımı, akü kapasitesi) durumuna bağlı olarak farklı çalışma biçimlerinde kullanılabilir. Şebeke bağlantılı yedeklemesiz çalışma biçiminde üretilen enerjinin tamamı şebekeye aktarılır. Şebeke bağlantılı yedeklemeli çalışma biçiminde ise **Şekil 7.8**'de gösterildiği gibi FV panellerden elde edilen DC enerji ile ilk olarak akü grubu şarj edilir. Daha sonra inverterin AC çıkışına bağlı yük beslenir ve üretim fazlası kalan enerji AC şebekeye aktarılır. FV dizilerden elde edilen DC enerji yeterli değilse inverter bypass çalışma biçimini kullanır. Bu durumda inverterin AC çıkışındaki yük, bir dereceye kadar akü grubundan beslenir. Akü grubunun derin deşarjını önlemek için akü grubu en düşük şarj gerilimi seviyesine ulaştığında yük şebekeden beslenmeye başlanır. (**Anadol, Burak, 2023**).



Şekil 7.8 Hibrid inverterin şebeke bağlantılı yedeklemeli çalışma sistemi

Şekil 7.9'da çalışma periyodu süresince hibrid inverter sistemi tarafından üretilen DC ve AC enerjinin aylık değişimi gösterilmiştir. DC enerji üretim verileri, hibrid inverterden USB kablo bağlantısı aracılığıyla bir bilgisayara inverterin arayüz yazılımı ile aktarılan dakikalık çözünürlükteki veri kayıtlarından, AC enerji üretim verileri ise hibrid inverter çıkışına bağlı çift yönlü elektrik saati ve şebeke analizörü cihazlarından sırasıyla 15 dakikalık ve 0.5sn'lik çözünürlükte elde edilmiştir. Bu verilerin 60 dakikalık ortalaması hesaplanarak saatlik değerler elde edilmiştir. Günlük ortalama değerler, 24 saatlik ortalama değerlerin toplanmasıyla, aylık değerler ise günlük ortalama değerlerin ve son olarak yıllık ortalama değerler, aylık ortalama değerlerin toplanması sonucu elde edilmiştir.

En yüksek enerji üretimi; güneşlenme süresinin uzun, ışınımın yüksek, gökyüzünün genellikle açık olduğu yaz aylarında, en düşük enerji üretimi ise güneşlenme süresinin az, ışınımın düşük, gökyüzünün çoğunlukla bulutlu ve yağışlı olduğu kış aylarında meydana gelmektedir. Hibrid inverter sisteminin DC enerji üretimi 2021-2023 yılları için sırasıyla 16384kWh, 16839kWh ve 16333kWh olarak gerçekleşmiştir. AC enerji üretimi ise sırasıyla 14137kWh, 14363kWh ve 13828kWh olarak bulunmuştur. Hibrid inverterin üç yıl boyunca toplam DC ve AC enerji üretimi, sırasıyla 49556kWh ve 42329kWh olarak kaydedilmiştir. Hibrid inverter sisteminin yaklaşık üç yıllık süre boyunca aylık DC ve AC enerji üretim ortalaması sırasıyla 1416kWh ve 1210kWh olarak hesaplanmıştır.

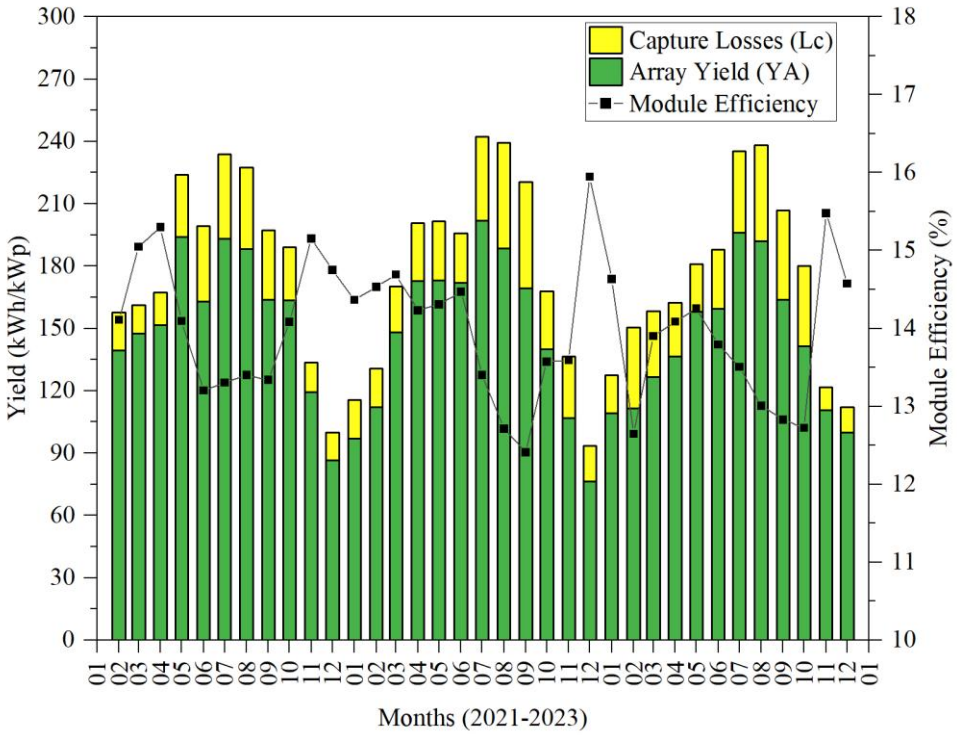


Şekil 7.9 Hibrid inverter sisteminin DC ve AC enerji üretimi

FV enerji üretim sistemlerinde eğim açısına bağlı olarak panel düzlemine ulaşan güneş ışınları, FV hücrelerde elektrik enerjisine dönüştürülürken çeşitli nedenlerle kayba uğramaktadır. Bu kayıp, panellerin ön camı üzerinde biriken toz, kir, kuş pisliği, kar birikintileri ve bulutlanma gibi çalışma ortamından kaynaklanan engeller ya da bina, ağaç, baca, vb. mekânsal kaynaklı engeller veya panellerin üretim aşamasında kullanılan cam, EVA ve bypass diyotları gibi bileşen kaynaklı engeller veya hücreler arası bağlantı hatları, ek noktalarındaki lehimleme, hücreler arası uyumsuzluk ve laminasyon işlemleri sırasında oluşan üretim problemleri nedeniyle meydana gelebilmektedir.

Şekil 7.10'da hibrid inverter sisteminin dize kazancı ve yakalama kayıpları, panel verimliliği ile birlikte gösterilmiştir. Hibrid inverter sisteminin dize kazancı yıllar itibariyle 2021'de 1710h, 2022'de 1757h ve 2023'de 1703h olarak hesaplanmıştır. Aylık ortalama dize kazanç değerleri ise sırasıyla 155h, 146h ve 142h olarak belirlenmiştir. Dize kazancı, ışınıma bağlı olarak en yüksek değerlere yaz aylarında, en düşük değerlere ise kış aylarında ulaşmaktadır. Fakat referans ışınımın en yüksek olduğu yaz aylarında hava sıcaklığının da yüksek olması panellerde kayıpları arttırmakta ve verimi düşürmektedir. Kış aylarında ise hava sıcaklığı düşük olduğundan kayıplar azalmaktadır. Fakat kar yağışlı geçen aylarda panel yüzeylerinde biriken kar

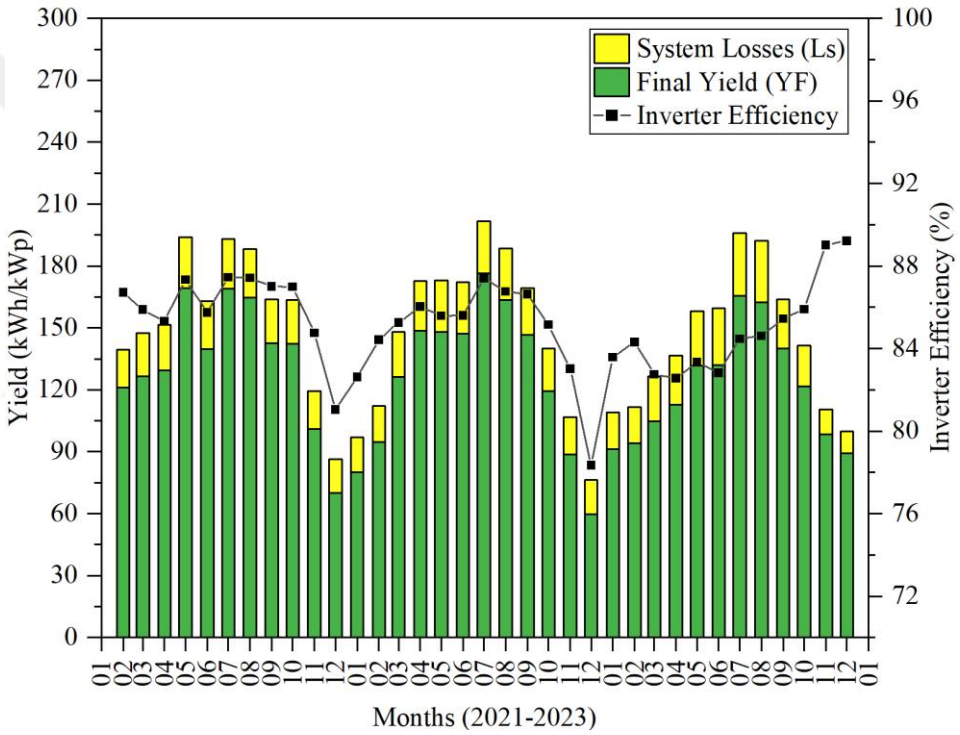
birikintileri panellere ulaşan ışınımı engellemekte ve kayıpları arttırmaktadır. Dolayısıyla ortaya çıkan yakalama kayıpları, panel düzemine gelen referans ışınım ile dize verimi arasındaki fark ile hesaplanmaktadır. Bu kayıplar, 2021'de toplam 280h, 2022'de toplam 350h ve 2023'de toplam 356h olarak hesaplanmıştır. Bu kayıplar enerjinin dönüşümünü gerçekleştiren panellerde verimliliği etkilemektedir. Hibrid inverter sisteminde kullanılan monokristal panellerin yıllık ortalama verimliliği 2021-2023 için sırasıyla %14.1, %14, %13.8 ve üç yıllık ortalaması %13.98 olarak hesaplanmıştır.



Şekil 7.10 Hibrid inverter sistemi dize kazancı ve yakalama kayıplarıyla birlikte panel verimliliğinin değişimi

Nihai kazanç, dize kazancına benzer şekilde, FV sistemin AC enerji üretimini sistemin kurulu gücüne göre normalize eder. Böylece farklı inverter yapısına ve kurulu güce sahip FV tesislerin DC enerji çıkışını AC enerjiye dönüştürme kabiliyetinin bir göstergesidir. Hibrid inverter sistemi için tercih edilen şebeke bağlantılı yedeklemeli güç yönetim planı nedeniyle FV panellerde üretilen enerjinin bir kısmı akü grubunun şarj edilmesi ve kritik yükün beslenmesi için kullanılmaktadır. Bu durum, inverterin DC giriş gücünün dolayısıyla şebekeye aktarılan enerjinin azalmasına ve inverter kayıpları ile birlikte sistem kayıplarının artmasına neden olmaktadır.

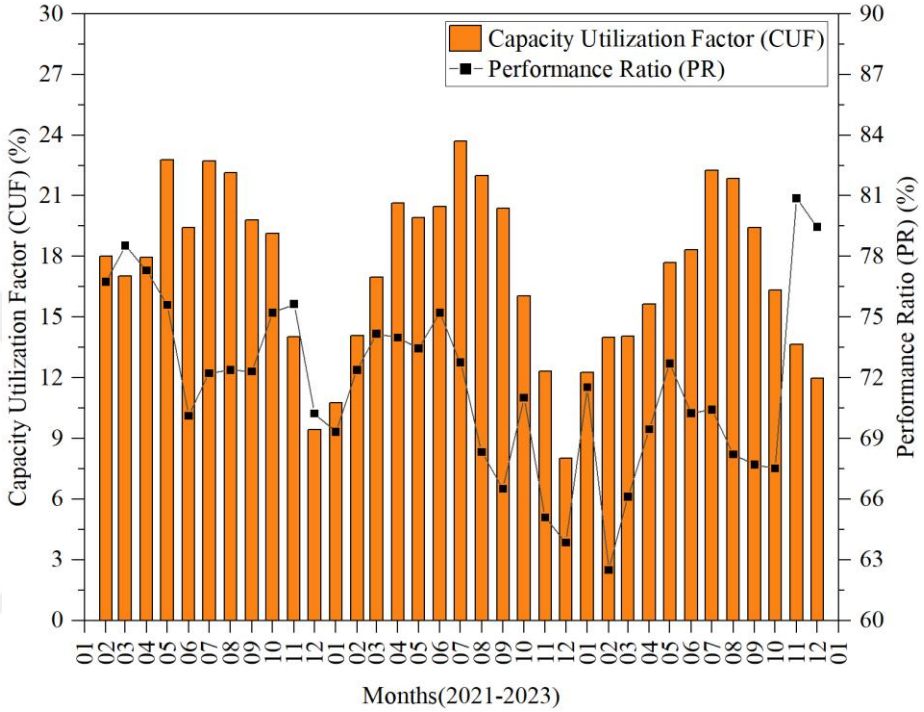
Şekil 7.11'de hibrid inverter sisteminin nihai kazancı ve inverter verimliliği gösterilmiştir. Nihai kazanç, dize kazancına benzer şekilde yaz aylarında artmakta ve kış aylarında azalmaktadır. FV sistemin kurulu gücü, inverterin giriş gücünü aşmadığından ve akü grubunun şarjı için kullanılan enerji Aralık ayları hariç yıl boyunca çok fazla değişmediğinden sistem kayıpları da yıl boyunca hemen hemen sabit kalmıştır. Sistem kayıpları, çalışma yılları için 234h, 258h ve 261h olarak elde edişlmiştir. Bu nedenle, inverter verimliliği %79 ile %89 arasında değişmekte yıllık ortalama %85 verimle çalışmaktadır. Nihai verim ise 2021'de 1475h, 2022'de 1499h ve 2023'de 1443h olarak hesaplanmıştır. Aylık ortalama nihai verim değerleri, sırasıyla 134h, 125h ve 120h olarak elde edilmiştir.



Şekil 7.11 Hibrid inverter sistemi final kazancı ve sistem kayıplarının inverter verimliliğiyle birlikte değişimi

Şekil 7.12'de hibrid inverter sisteminin çalışma peryodu süresinde elde edilen kapasite kullanım faktörü (CUF) ve performans oranının(PR) aylık değişim grafiği verilmiştir. Hibrid inverter sisteminin kapasite kullanım faktörü, çalışma ortamı şartları ve güneş enerjisinin kesintili doğası gereği çalışma periyodu süresince aylık %17.3 ortalama ile çalışmıştır. En yüksek kapasite kullanımı uzun güneşlenme süresine sahip yaz aylarında, en düşük kapasite kullanımı ise kar yağışlı ve kısa güneşlenme süresine sahip kış aylarında elde edilmektedir. Yıllık ortalama değerleri ise 2021 yılında %18.4, 2022 yılında %17.1 ve 2023 yılı için %16.4 olarak hesaplanmıştır.

Hibrid inverter siteminin üç yıllık ortalama performans oranı %71.7 olarak hesaplanmıştır. Aylık ortalama PR, 2021 yılı için %74.21, 2022 yılında %70.51 ve 2023 yılında %70.56 olarak elde edilmiştir. Performans kaybına özellikle yaz aylarındaki artan ortam sıcaklığının, kış aylarında ise dize inverterdeki panellerden birinin veya bir kısmının kar birikintileri ile kaplanması nedeniyle tüm dizedeki verim kaybının etkili olduğu görülmektedir.

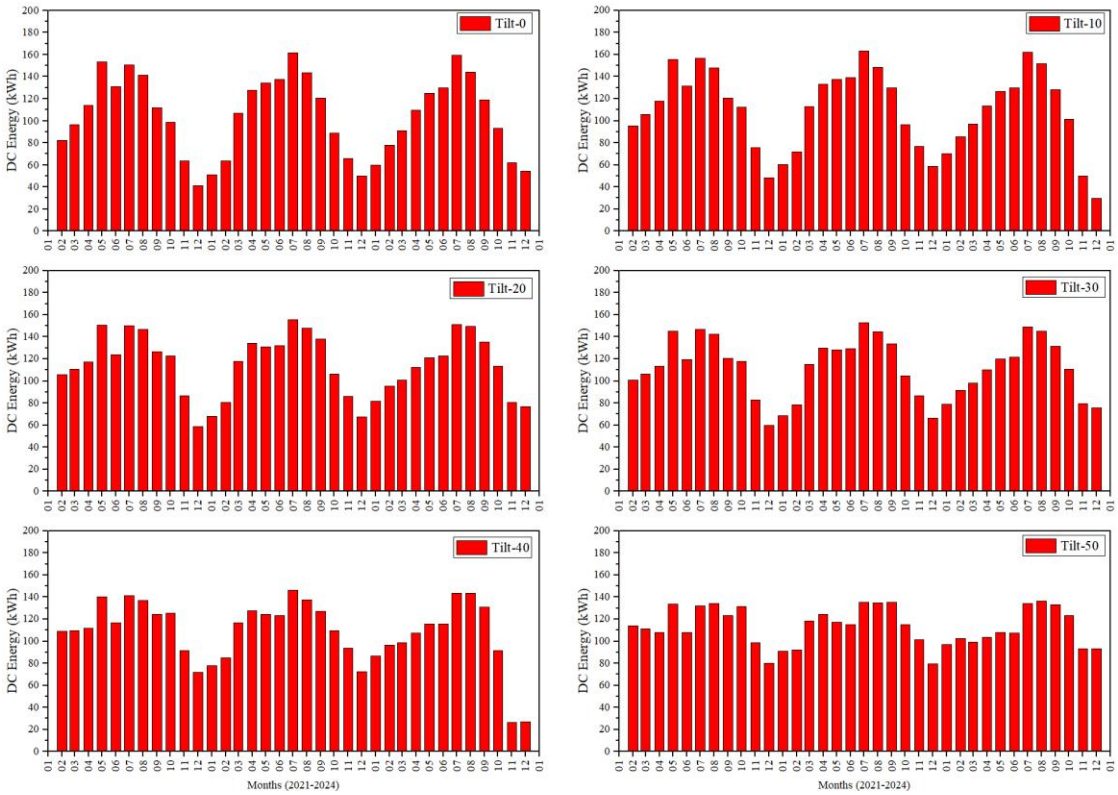


Şekil 7.12 Hibrid inverter sistemi kapasite kullanımı ve performans oranının değişimi

7.3 Mikroinverter Sistemi Performans Analizi

Şekil 7.13'de mikroinverter sisteminin her bir eğim açısındaki FV panellerin çalışma periyodu süresince elde edilen toplam DC enerji üretiminin aylık değişimi gösterilmiştir. Panellerin aylık DC enerji üretiminin, farklı eğim açıları için hesaplanan POA ışınım değerleriyle benzerlik gösterdiğini belirtmekte fayda vardır. Panellerin yıllık DC enerji üretimi ortalaması **2021** yılında 0º için 1184kWh, 10º için 1267kWh, **20º için 1298kWh**, 30º için 1255kWh, 40º için 1279kWh ve 50º için 1274kWh olarak elde edilmiştir. Panellerin yıllık DC enerji üretimi ortalaması **2022** yılında 0º için 1251kWh, 10º için 1328kWh, **20º için 1365kWh**, 30º için 1339kWh, 40º için 1341kWh ve 50º için 1359kWh olarak elde edilmiştir. Aynı panellerin yıllık DC enerji üretimi ortalaması **2023** yılında 0º için 1225kWh, 10º için 1245kWh, **20º için 1340kWh**, 30º için 1311kWh, 40º için 1183kWh ve 50º için 1331kWh olarak elde edilmiştir.

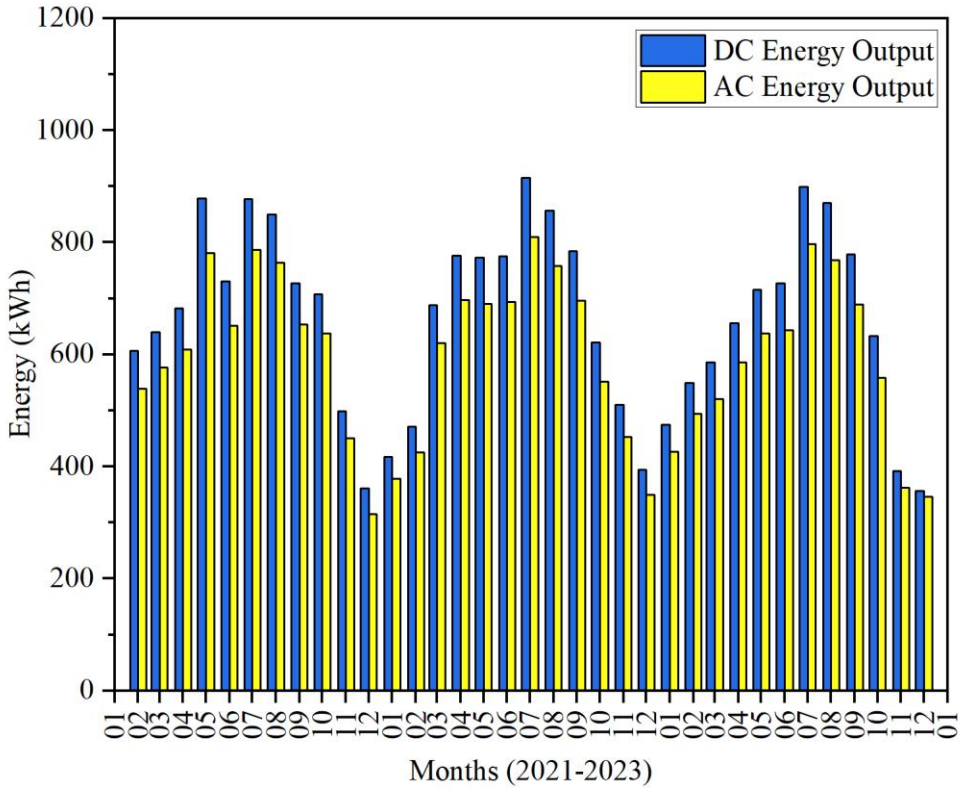
Bu sonuçlar, 20º eğim açısına sahip panellerdeki DC enerji üretiminin diğer eğim açılarındaki panellerden daha yüksek olduğunu göstermektedir. Bununla birlikte 40º eğim açısına ve 10º eğim açısına sahip panellerin bağlı olduğu iki mikroinverter cihazından biri 2023 yılı Ekim ayı sonunda diğeri Kasım ayı içinde arızalanmış ve devre dışı kalmıştır. Bu nedenle, 40º ve 10º eğim açısına ait çalışır durumda sadece birer panel kalmıştır. Mikroinverter arızaları, özellikle sonbahar ve kış mevsimde yüksek enerji üretmesi beklenilen 40º eğimli panellerde kayda değer şekilde üretim kaybına neden olmuştur. Bu durum panellerin DC enerji üretim sonuçlarına ve grafiklerine yansımıştır. Diğer mikroinverter ve paneller ise sorunsuz çalışmalarına devam etmiştir.



Şekil 7.13 Eğim açısına bağlı olarak aylık ortalama DC enerji üretimi

Şekil 7.14'de çalışma periyodu süresince mikroinverter sisteminden elde edilen toplam DC ve AC enerji üretiminin aylık değişimi gösterilmiştir. En yüksek enerji üretimi, hibrid inverter sisteminde olduğu gibi uzun güneşlenme süresi, açık gökyüzü ve yüksek ışınım değerlerine sahip yaz aylarında, en düşük enerji üretimi ise kısa güneşlenme süresi, çoğunlukla gökyüzünün bulutlu ve kar yağışlı olduğu kış aylarında elde edilmiştir. Mikroinverter sisteminin 2021 yılında DC ve AC enerji üretimi sırasıyla 7559kWh ve 6764kWh, 2022 yılında 7984kWh ve 7122kWh, 2023 yılında ise 7637kWh ve 6830kWh olarak gerçekleştirmiştir. Çalışma periyodu süresince toplam

DC ve AC enerji üretimi, sırasıyla 23181kWh ve 20716kWh olmuştur. Fakat her bir eğim açısındaki panellerin toplam DC enerji üretimine katkısı, 0º ve 40º eğimli panellerde yaklaşık %16, diğer 10º, 20º, 30º ve 50º eğimli panellerde ise yaklaşık %17 olmuştur. 2021 yılı ortalama aylık DC ve AC enerji üretimi sırasıyla 687kWh ve 615kWh, 2022 yılı için 665kWh ve 593kWh, 2023 yılında ise 636kWh ve 569kWh olarak bulunmuştur. Bu sonuçlar, mikroinverter sistemindeki farklı eğim açılarına sahip panellerin enerji üretimleri yıl boyunca mevsime göre değişiklik gösterse de çalışma periyodu süresince toplam enerji üretimlerinin birbirine çok yakın olduğunu görülmektedir. Çünkü güneş ışınlarının geliş açısına bağlı olarak düşük eğim açısına sahip paneller yaz aylarında, büyük eğim açısına sahip paneller ise kış aylarında daha fazla enerji üretimi yapmaktadır.

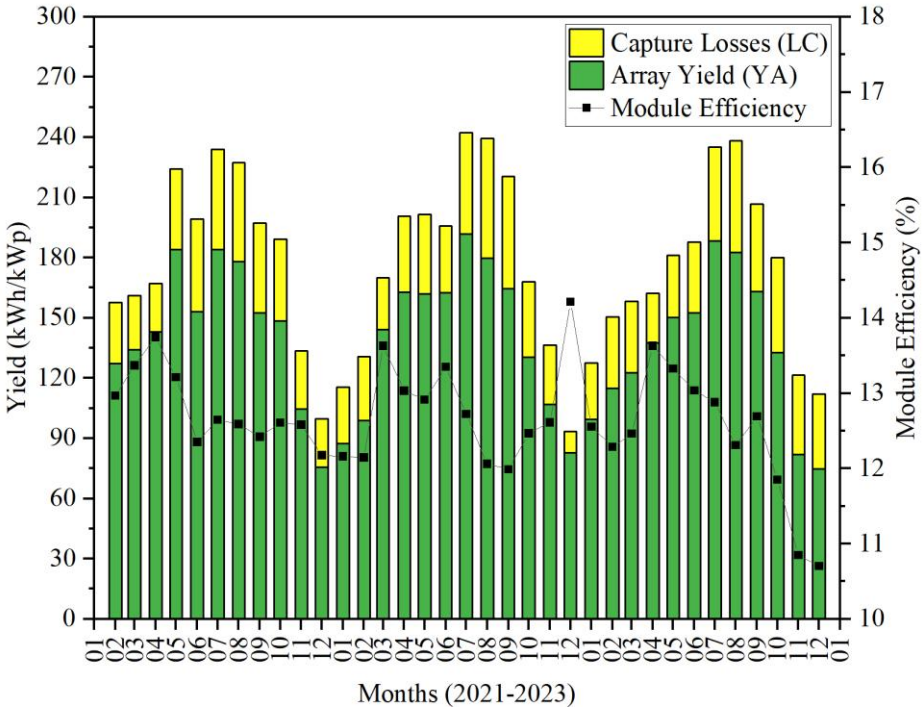


Şekil 7.14 Mikroinver sistemi toplam DC ve AC enerji üretiminin aylık değişimi

Yukarıda bahsedildiği gibi farklı eğim açılarına sahip panellerin aylık enerji üretimi mevsime bağlı olarak aylar içinde farklılık göstermesine rağmen yıllık enerji üretimleri hemen hemen birbirinin aynıdır. Diğer yandan her bir mikroinverterin bireysel AC enerji üretim verilerini işletme kayıtlarından doğrudan elde etmek mümkün olmadığından bazı performans göstergelerinin(YF, PR ve CUF) analizi, mikroinverter sisteminin toplam AC enerji üretim kayıtları üzerinden gerçekleştirilmiştir. Bununla

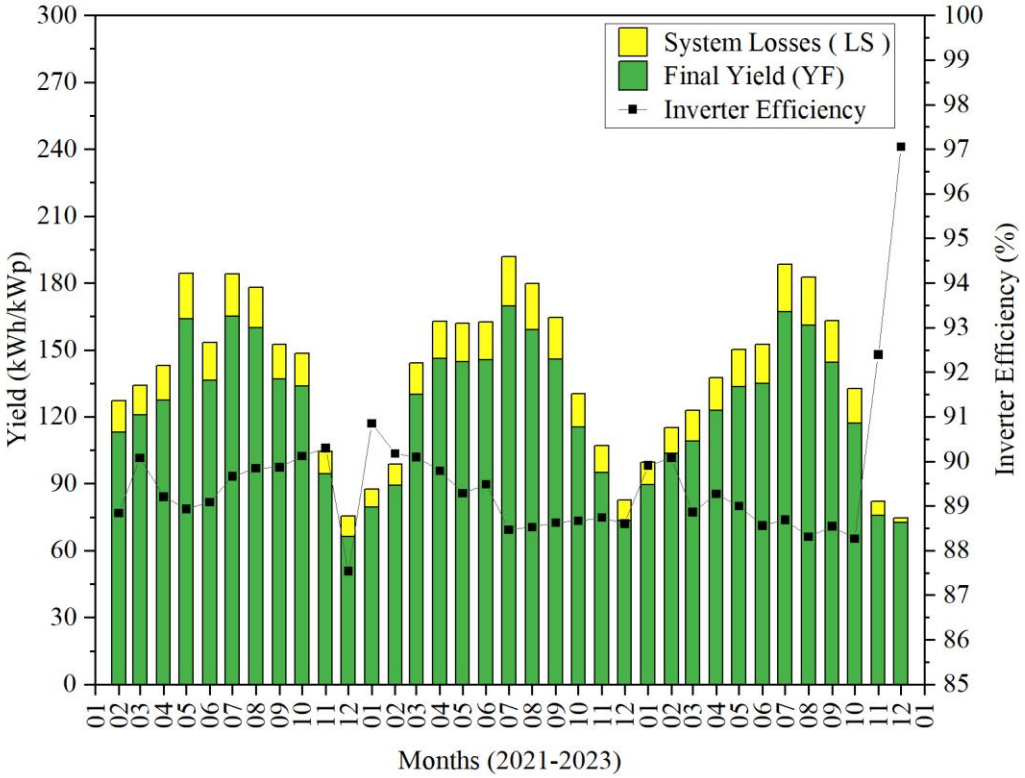
birlikte, bu performans sonuçlarını hibrid inverter sistemiyle karşılaştırabilmek için bölgenin boylamına en yakın eğim açısına(30º) ait ışınım değerleri, ortak referans kazanç değeri olarak kullanılmıştır.

Şekil 7.15'de mikroinverter sisteminin dize kazancı ve yakalama kayıplarının aylık değişimi panel verimliliğiyle birlikte verilmiştir. En düşük dize kazancı ve panel verimliliği, iki mikroinverterde meydana gelen arıza nedeniyle 10º ve 40º eğimli panellerin üretim yapamadığı 2023 yılı Ekim, Kasım ve Aralık aylarıdır. En yüksek dize kazancı ve yakalama kayıpları, sıcak yaz aylarında meydana gelmektedir. Mikroinverter sistemi yıllık dize kazancı, 2021-2023 yılları için sırasıyla 1585h, 1674h ve 1601h olarak bulunmuştur. Aylık ortalama dize kazancı 2021 yılında 144h, 2022 yılında 139h ve 2023 yılında 133h olarak elde edilmiştir. Hava sıcaklıkları, poli-kristal yapılı panellerde kayıpları arttırmakta ve panel verimliliğini düşürmektedir. Referans ışınımın elektrik enerjisine dönüşümü sırasında meydana gelen dize kayıpları veya yakalama kayıpları, 2021 yılında 405h, 2022 yılında 441h ve 2023 yılında 460h hesaplanmıştır. Panel verimliliği ise sırasıyla %12.78, %12.77 ve %12.38 olarak hesaplanmıştır. Bu sonuçlar, aynı çalışma şartları altında işletilen hibrid inverter sistemi ile karşılaştırıldığında, mono-kristal panellerin poli-kristal panellerden daha verimli çalıştığını göstermektedir.



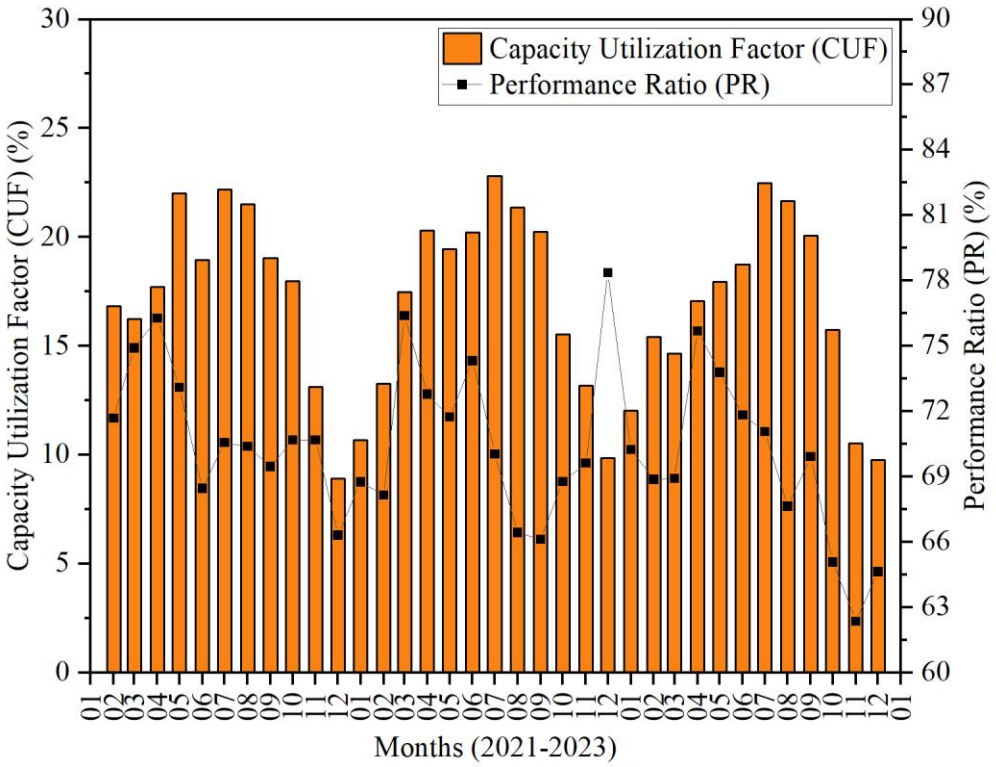
Şekil 7.15 Mikroinverter sistemi ortalama dize kazancı ve yakalama kayıpları ile panel verimliliğinin aylık değişimi

Şekil 7.16'da mikroinverter sisteminin ortalama aylık nihai kazancı ve sistem kayıpları mikroinverter verimliliği ile birlikte gösterilmiştir. Mikroinverter sisteminde üretilen enerji depolanmadığı ve mikroinverterler doğrudan şebeke ile bağlantılı olduklarından aylık sistem kayıpları, 2021-2023 yılları için sırasıyla 166.8h, 180.7h ve 169.1h olarak hesaplanmıştır. 2023 yılında iki mikroinverterde meydana gelen arıza dışında inverter verimliliği, %87 ila %91 arasında değişmektedir. Üç yıllık ortalama mikroinverter verimi, yaklaşık %89 olarak hesaplanmıştır. Bu sonuca göre mikroinverterler yedeklemeli hibrid invertere kıyasla daha yüksek verimle çalışmaktadır. Fakat hibrid inverterin DC giriş gücünü düşüren maliyetli akü sistemi kullanılmadığında hibrid inverterin sistem kayıpları azalacak ve nihai verimi daha da yükselecektir. Diğer yandan hibrid inverter sistemindeki mono-kristal panellere kıyasla daha düşük verimli poli-kristal panel kullanan mikroinverter sisteminin mono-kristal panellerle daha verimli çalışacağı düşünülmektedir. Mikroinverterlerin yıllık toplam nihai verimi, 2021-2023 yılları için sırasıyla 1418h, 1493h ve 1431h olarak bulunmuştur. Aylık ortalama nihai verim ise 129h, 124.4h ve 119.3h hesaplanmıştır.



Şekil 7.16 Mikroinver sistemi toplam final kazancı ve sistem kayıpları ile inverter verimliliğinin aylık

Şekil 7.17'de mikroinverter sistemine ait aylık ortalama kapasite kullanım oranı ve PR değişimi gösterilmiştir. 2021-2023 çalışma döneminde aylık ortalama PR değerleri sırasıyla %71, %71 ve %69 olarak hesaplanmıştır. Mikroinverter arızasının 2023 yılında neden olduğu performans kaybı ile birlikte tüm kayıpların genel olarak mikroinverter sisteminin çalışmasına etkisi yaklaşık olarak ortalama %70 performans oranı ile sonuçlanmıştır. Mikroinverter sistemi, çalışma süresi boyunca aylık ortalama %17 kapasite ile çalışmıştır. Bu sistemin 2021 yılı 11 aylık ortalaması %17.7, 2022 yılında %17 ve 2023 yılında arızalı iki inverter nedeniyle iki ay boyunca dört panelden mahrum kalarak %16.3 kapasite ile çalışmıştır.



Şekil 7.17 Mikroinver sistemi kapasite kullanımı ve performans oranının aylık değişimi

7.4 Okul Binasının Yük Profili ve Öz Tüketim Analizi

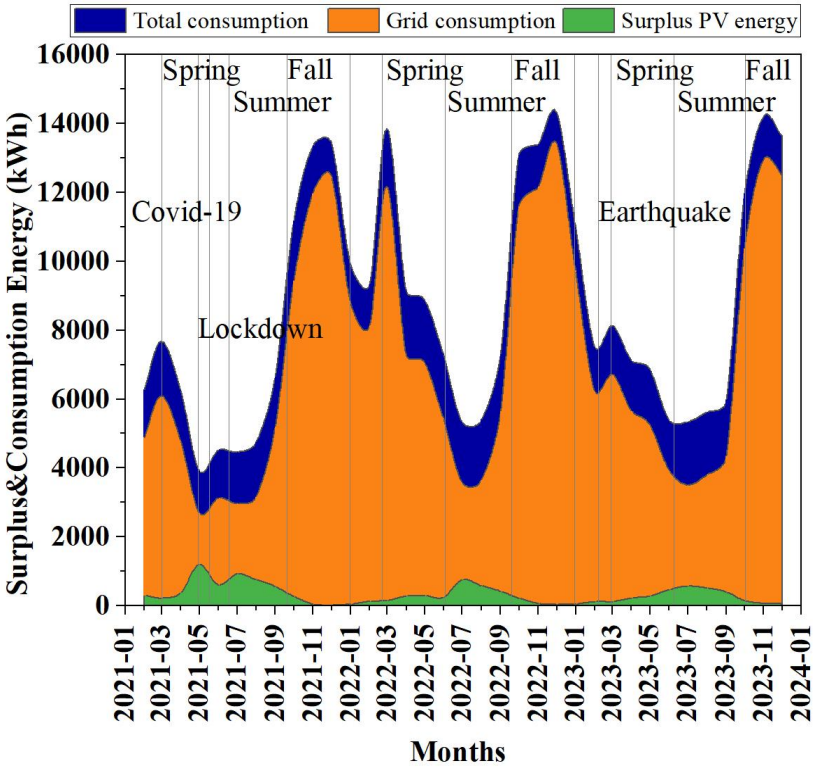
Konya Teknik Üniversitesi, Teknik Bilimler Meslek Yüksekokulunda eğitim faaliyetleri Güz yarıyılı(Eylül-Aralık) ve Bahar yarıyılı (Şubat-Mayıs) olmak üzere iki dönem olarak yürütülmektedir. Her yarıyıl sonunda dönem sonu sınavları yapılmaktadır. Sınav dönemi(Ocak-Haziran) ve Yaz sezonunda (Temmuz-Ağustos) okulda ders yapılmamakta fakat akademik çalışmalar devam etmektedir.

Çalışma periyodu süresince eğitim faaliyetlerinin okulda yüz-yüze öğrencilerle birlikte yürütülemediği resmi tatil günleri ve hafta sonu tatillerinden farklı olarak ülkenin genelinde tüm toplumu etkileyen bazı olağandışı olaylar da meydana gelmiştir. Dünya genelinde toplumsal davranış ve alışkanlıklarımızı zorunlu olarak değiştiren Covid-19 pandemisi bunlardan biridir. Türkiye'de ilk Covid-19 vakasının görülmesi(11.03.2020) sonrası eğitim faaliyetleri uzaktan eğitim yöntemiyle yürütülmüştür. Salgın döneminde okulda sadece asgari düzeyde görevli idari personel bulundurulmuş ve hafta sonları sokağa çıkma yasakları uygulanmıştır. Fakat ülke genelinde vaka sayılarının sürekli artış göstermesi yüzünden, salgının yayılmasını önlemek için ülke genelinde ilk defa zorunlu olarak iki haftalık tam kapanma(29.04.2021 ile 17.05.2021) uygulaması yapılmıştır. Pandemi sonrası kademeli normalleşme ile birlikte eğitim faaliyetleri, 2021-2022 yılı Güz döneminde (20.09.2021) tekrar yüz yüze olarak başlanmıştır.

Türkiye, 06.02.2023 tarihinde kısa aralıklarla meydana gelen yıkıcı ve etki alanı çok geniş iki büyük depremden etkilenmiştir. Bu dönemde yükseköğretime bağlı bütün Üniversitelerde eğitime ara verilmiştir. Eğitim faaliyetleri, hem uzaktan ve hem de yüz yüze olmak üzere Bahar yarıyılında hibrid eğitim yöntemiyle yürütülmüştür. Deprem sonrası eğitim faaliyetleri 02.10.2023 tarihinde yeniden Güz yarıyılı ile tekrar başlamıştır.

Yukarıda sözü edilen çeşitli olayların okulun enerji profili üzerindeki etkisini belirlemek ve enerji tüketimini değerlendirmek için dağıtım panolarına yerleştirilmiş gerçek zamanlı ölçüm yapan elektrik saati ve enerji analizörlerinden çalışma periyodu süresince (01.02.2021-01.01.2024) güç sistemine ait işletme verileri toplanmıştır. Bu veriler, eğitim kurumunun akademik faaliyette olduğu dönemleri, hafta sonu ve resmi tatil günlerini, Covid-19 pandemisi ve 6 Şubat depremi sonrası eğitime ara verilen dönem dâhil üç yıl boyunca incelenmiştir.

Şekil 7.18'de güç sistemindeki kayıt izleme cihazlarından toplanan ayrıntılı tüketim ve FV enerji üretim verilerinin analiziyle elde edilmiş olan aylık yük profili grafiği verilmiştir. Bu grafikte okul binasının öz tüketimi, toplam enerji tüketimi(mavi) ile şebekeden çekilen enerji(turuncu) arasındaki fark şeklinde gösterilmiştir. Ayrıca, FV sistem tarafından gün içinde şebekeye verilen tüketim fazlası enerjinin(yeşil) aylık ortalama değerleri de aynı grafik üzerinde gösterilmiştir.



Şekil 7.18 Okul binasının aylık enerji tüketimi ve öz tüketim profili

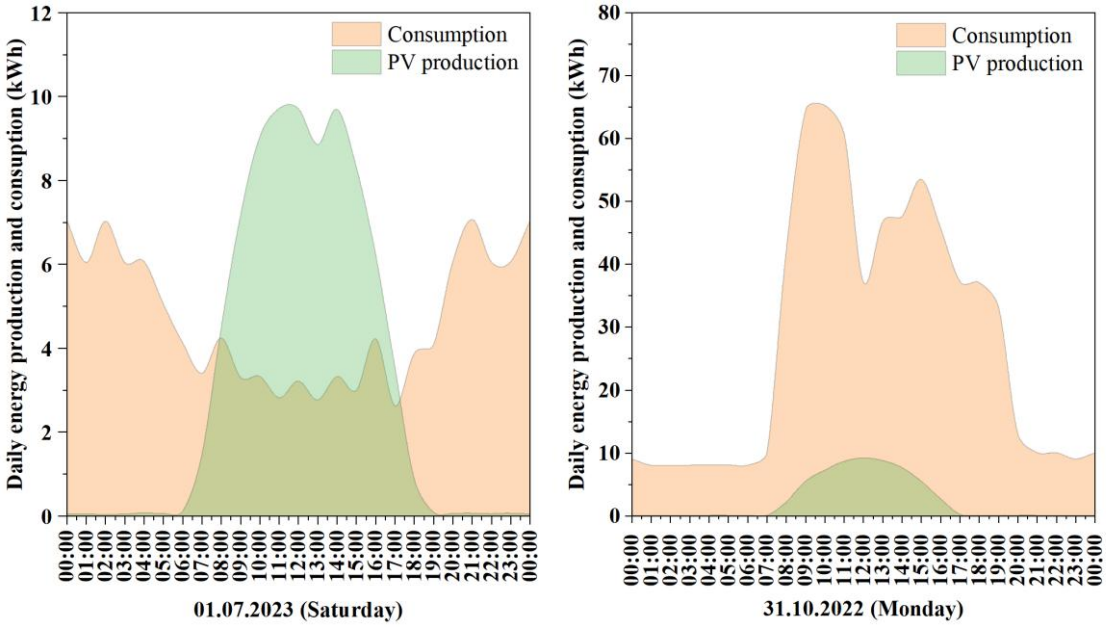
Okul binası, 2021 yılında yaklaşık 82249.52kWh, 2022 yılında 117123.55kWh ve 2023 yılında 102607.80kWh olmak üzere 3 yıl boyunca toplam 301980.87kWh enerji tüketmiştir. Yıllara göre aylık enerji tüketimi ortalaması, 2021 yılı için ayda yaklaşık 7500kWh, 2022 yılı için ayda yaklaşık 10000kWh ve 2023 yılı için ayda yaklaşık 8600kWh gerçekleşmiştir. En yüksek enerji tüketimi, eğitimin devam ettiği güz ve bahar yarıyıllarında gerçekleşmektedir. Bu aylarda ortalama enerji tüketimi yaklaşık 13500kWh'ı bulmaktadır. Ara sınav dönemi ve yaz aylarında enerji tüketimi belirgin şekilde okulun doluluk seviyesine bağlı olarak azaltmaktadır. Yaz sezonunda aylık ortalama enerji tüketimi 5500kWh'e düşmektedir. Okuldaki kişi sayısını etkileyen COVID-19 pandemisi ve 6 Şubat depremi sonrası okulun aylık enerji tüketimi sırasıyla ortalama 5000kWh ve 7000kWh'e kadar düşmüştür.

FV üretim tesisleri tarafından üretilen enerji, okul binasının ihtiyacını karşılarken kullanılamayan ihtiyaç fazlası enerji şebekeye transfer edilmektedir. Önceki bölümde performans analizi gerçekleştirilen Hibrid ve Mikroinverter sistemlerinden oluşan FV üretim tesisleri tarafından üretilen toplam AC enerji miktarı sırasıyla 2021 yılında 20903kWh 2022 yılında 21486kWh ve 2023 yılında 20658kWh olarak gerçekleşmiştir. Üretilen bu enerjinin okul binasının ihtiyacı için kullanılan miktarı 2021 yılında 15669.52kWh, 2022 yılında 18340.55kWh ve 2023 yılında 17728.80kWh olarak ölçülmüştür. 2021 yılında şebekeye aktarılan ihtiyaç fazlası enerji, 5233.48kWh, 2022 yılında 3145.5kWh ve 2023 yılında 2929.65kWh olarak kaydedilmiştir.

Okul binasının yıllık öz tüketim değeri, 2021 yılında yaklaşık %75, 2022 yılında yaklaşık %85 ve 2023 yılında yaklaşık %86 olarak hesaplanmıştır. Bu sonuçlar, okulda kurulu FV tesislerde üretilen enerjinin büyük bir kısmının okulun öz tüketimi için harcandığını göstermektedir. Özellikle pandemi döneminde okulun enerji tüketimindeki azalmaya bağlı olarak şebekeye aktarılan enerjinin arttığı ve öz tüketimin azaldığı gözlemlenmektedir. FV tesislerde üretilen enerjinin okulun yük tüketimine oranı yani öz yeterlilik seviyesi, 2021 yılı için yaklaşık %25, 2022 yılı için yaklaşık %18 ve 2023 yılı için yaklaşık %20 olarak hesaplanmıştır.

Şekil 7.19 da okul binasının hafta sonu ve hafta içi günlerine ait enerji tüketiminin saatlik değişimi FV enerji üretimi ile birlikte gösterilmiştir. Hafta sonlarında okul binasında eğitim-öğretim faaliyeti yapılmadığından çalışan personel sayısı çok azdır. Buna rağmen okul binasında gün boyunca(01.07.2023) yaklaşık 111kWh enerji tüketimi ve 80kWh FV enerji üretimi ölçülmüştür. Tüketilen enerjinin yaklaşık 34kWh FV sistemden 77kWh ise şebekeden karşılanmış, yaklaşık 46kWh ihtiyaç fazlası enerji şebekeye verilmiştir. Hafta sonu günlük öz tüketim oranı, %42.5 ve öz yeterlilik oranı %72.7 olarak hesaplanmıştır.

Hafta içi eğitim-öğretim faaliyeti yapılan yüksek doluluk oranına sahip bir günde (31.10.2022) ise okulda 681kWh elektrik tüketimi ve 59kWh FV enerji üretimi ölçülmüştür. Gün içinde üretilen FV enerjinin tamamı tüketilirken ihtiyaç duyulan 622kWh enerji şebekeden karşılanmıştır. Binanın öz tüketim oranı %100 ve öz yeterlilik oranı %8.67 olarak hesaplanmıştır.



Şekil 7.19 Hafta sonu ve hafta içi günlerine ait saatlik enerji tüketimi ve FV enerji üretimi

Bu sonuçlar, binanın öz yeterlilik seviyesinin %100 olmasının tek başına yeterli olmadığını ve öz yeterlilik seviyesinin de yükseltilmesi gerektiğini göstermektedir. Öz yeterlilik seviyesinin artması ve şebekeye duyulan ihtiyacın azalması için FV üretim tesisinin kurulu gücünün arttırılmasına ve binanın özellikle akşam saatlerinde FV üretim tesisinin çalışmadığı akşam saatlerinde tüketilen enerjinin azaltılmasına ihtiyaç vardır.

Kamu binalarındaki enerji tüketim saatleri ile FV tesislerdeki enerji üretim saatlerinin birbiriyle eşleşmesi ve uyum içinde olması durumunda bu tür binalarda öz tüketim artmakta, şebekeden tüketilen enerji azalmakta böylece elektrik faturalarındaki küçülme ve ihtiyaç fazlası enerjinin şebekeye satılabilmesi durumunda ekonomik yönden yarar sağlanabilmektedır. Şebeke işletmecileri yönünden öz tüketim tesisleri, dağıtım hatlarından tüketilen enerjinin azalmasına, dağıtım sistemi üzerindeki baskıyı azaltarak yeni yatırım ihtiyaçlarının ortadan kalkmasına, trafo ve dağıtım hatlarında oluşan kayıpların azalmasına yardımcı olacaktır.

7.5 Ekonomik Analiz

7.5.1 Retscreen simülasyon programı ve giriş verileri

RETScreen Programı, farklı GES sistemleri enerji değerlendirmesi, finansal yatırım değerlendirmeleri ve çevresel etki analizi için bir yazılımdır. RETScreen, dünya çapında gerçekleştirilmesi planlanan ve gerçekleştirilmiş FV sistemlerinin benzetimine izin veren bir model içerir. Bu araç, meteoroloji veritabanı, proje veritabanı, maliyet

veritabanı, GES bileşenleri veritabanı vb. gibi birçok veritabanını bir arada kullanabilir. Bu tez çalışmasında RETScreen Expert programı, toplam proje yaşam döngüsü ve çeşitli GES enerji performansı, hesaplanmış ve/veya ölçülmüş aylık enerji kullanımıyla karşılaştırılmıştır. RETScreen, yer izleme istasyonlarından veya NASA'nın uydu meteoroloji kaynaklarından gelen güneş ve diğer hava durumu veri kümelerini kullanır. Belirli yer istasyonu belirli bir konum için veri sağlanamazsa, RETScreen otomatik olarak NASA'nın uydu veritabanlarından veri indirir. Bu araştırmada, güneş verileri NASA veritabanından sağlanırken, diğer hava durumu verileri yer izleme istasyonlarından alınmıştır.

7.5.2 İşletme ve bakım maliyeti

İşletmede olan güneş enerji santralinde meydana gelebilecek bir olumsuzluğun giderilmesi, santralin yüksek verimle çalışmasını devam ettirebilmek ve yatırımın kârını doğru bir şekilde hesaplamak için sistemin kullanım ömrü boyunca işletme ve bakım (O&M) ile ilgili maliyetlerini dikkate almak gerekir. İşletme ve bakım maliyetleri kendi içerisinde sabit ve değişken işletme ve bakım maliyeti olarak ikiye ayrılmaktadır. Sabit işletme ve bakım maliyeti; santralde çalışan personelin maaşlarını, tesis genel ve idari harcamalarını, önceden belirlenen sürelerle tekrarlanan bakımlar için yapılan harcamaları kapsamaktadır. Değişken işletme ve bakım maliyetleri ise yakıt maliyetlerinden ve tesiste kullanılan su, enerji vb. maliyetlerden oluşmaktadır(**Cebeci, 2017**). Tesiste herhangi bir yakıt tüketimi gerçekleşmemektedir ve hareketli parçalar bulunmamaktadır. Tesisin işletme ve bakım maliyetleri düzenli temizlik, performans izleme ve her 10 yılda bir invertör değişiminden oluşmaktadır(**Hernandez-Moro ve Martinez-Duart, 2013**). Bakım maliyeti yıllık ilk yatırımın %1 ila %3'ü arasında tahmin edilmektedir. Tüm ülkeler için FV sistemlerde 5 kW'a kadar İşletme ve Bakım maliyetleri başlangıç maliyetinin %2.5'i ve 5 kW ve üstü güç çıkışı için başlangıç maliyetinin %1.5'i olduğu varsayılmıştır (**Rodrigues ve diğ., 2016**; **Hernandez-Moro ve Martinez-Duart, 2013**). O&M, Türkiye için İzmir ilinde gerçekleştirilen bir çatı uygulamasında ilk yatırım maliyetinin %2'si(**Kilit, 2019**) ve diğer bir çalışmada 1 MW kapasiteli FV santralin ilk yatırım maliyetinin %2.6'sı olduğu belirlenmiştir(**Cebeci, 2017**). Tesis boyutunun 15 kW olduğu göz önüne alınırsa işletme ve bakım maliyetleri ilk yatırım maliyetlerinin %1.5'i olduğu varsayılmıştır.

7.5.3 Nominal Faiz oranı (i')

Nominal faiz, kullanıma arz edilen sermayenin geliridir. Ödünç verilen fonlara uygulanan ve piyasaların belirlediği kira bedelidir. Piyasa faiz oranı, belli bir zaman periyodu için ödünç verilen paranın fiyatıdır. Genellikle yıllık yüzde ile ifade edilmektedir. Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası'nın son açıkladığı verilere göre faiz oranı %42.5 olarak belirlenmiştir.[23]

7.5.4 Reel faiz oranı(i)

Reel faiz, enflasyonun etkisinin nominal faizden giderilmesi yoluyla hesaplanan faizdir. Dönem sonunda ele geçecek olan faizin satın alma gücündeki değişimden yani enflasyondan arındırılmasıyla hesaplanmış faiz anlamına gelir. Burada hesaba katılması gereken enflasyon oranı paranın yatırıldığı anda geçerli olan enflasyon oranı değil dönem sonunda geçerli olması beklenen enflasyon oranıdır. Reel faiz aşağıdaki denklem 7.1 ile ifade edilmektedir.[24]

$$i = \frac{i' - r'}{1 + r'} \tag{7.1}$$

7.5.5 Enflasyon oranı (r)

Enflasyon, genel olarak para arzı ile ekonomideki toplam talep ve arz dengesi arasındaki ilişkilerin bir sonucu olarak ortaya çıkan makroekonomik bir olgudur. Talep yönlü artışlar, talep enflasyonunu tetiklerken; üretim maliyetlerinde yaşanan yükselişler, arz yönlü sıkıntılarla birlikte arz enflasyonunu meydana getirir. Türkiye ekonomisi yaklaşık otuz yıldır yüksek ve kronik enflasyonla mücadele etmektedir. Bu uzun dönemli enflasyon, ekonomik dengelerin bozulmasına, büyüme performansının zayıflamasına ve gelir dağılımında adaletsizliklerin derinleşmesine neden olmuştur. Bunun yanı sıra, yüksek enflasyon bireylerin satın alma gücünü azaltarak yaşam standartlarını düşürmekte, genel refah düzeyini olumsuz etkilemekte ve toplumsal istikrarsızlığa zemin hazırlamaktadır.

Enflasyonun ekonomik ve sosyal yaşam üzerindeki olumsuz etkileri, özellikle 2021 yılının son çeyreğinden itibaren belirgin biçimde artış göstermiştir. Bu dönemde

[23] https://tr.tradingview.com/symbols/ECONOMICS-TRINTR/
[24] https://support.ul-renewables.com/homer-manuals-pro/real_discount_rate.html

enflasyonun hızla yükselmesi, enerji fiyatlarını da doğrudan etkilemiştir. Nitekim 2025 yılı Şubat ayında enerji fiyatları aylık bazda %3,58 oranında artış ve Son Kaynak Tedarik Tarifesi (SKTT) elektrik fiyatlarında %10,70'lik yükseliş gerçekleşmiştir[25]. 2025 yıl sonu itibarıyla Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası tarafından yapılan yıl sonu enflasyon beklentisi anketine göre yıl sonu enflasyon beklentisi, piyasa katılımcıları ve ekonomik kurumlar tarafından %26,00 ile %28,99 aralığında öngörülmektedir. Bu veriler sonucu çalışmamızda enflasyon beklentisi (r') %26 olarak kullanılmıştır.[26]

7.5.6 Yaşam süresi (Life time)

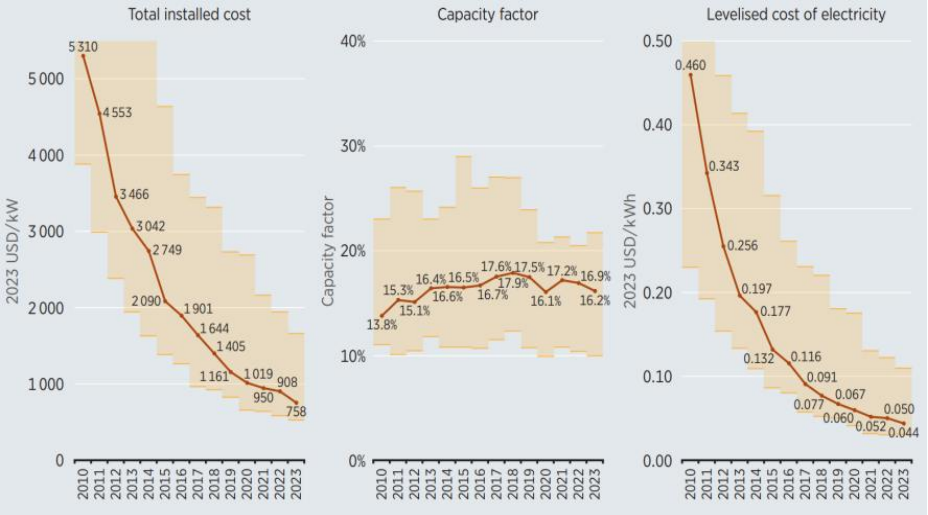
FV sistemlerin ömrü, güneş santralinin LCOE'sini tahmin ederken belirleyici bir faktördür ve bu nedenle, gerçek değeri tahmin edilenle uyuşmuyorsa, projenin ekonomik fizibilitesi ciddi şekilde etkilenebilir. FV sistemlerinin temel bileşeni olan FV panelleri için çoğu üretici tarafından garanti kapsamında olan süre 25-30 yıl aralığında bir ömre sahiptir(**Hernandez-Moro ve Martinez-Duart, 2013**). Bir güneş FV sisteminin finanse edilebilir ömrü genellikle üreticinin 20-25 yıl olan garanti süresiyle çakışır. Ancak, saha deneyimi, güneş FV sistemlerinin ömrünün eski Si-düz plaka teknolojileri için bile 25 yılı çok aştığını ve mevcut olanların ömrünü daha da uzatma olasılığının yüksek olduğunu göstermiştir(**Murithi ve Kamucha, 2024**, **Choukai ve diğ., 2022**, **Talavera, 2019**). Sonuç olarak bu çalışmada, 25 yıllık bir sistem ömrü varsayılarak makul bir ölçüt benimsenmiştir.

7.5.7 İlk yatırım maliyeti (Initial investment cost)

FV sisteminin ilk yatırım maliyeti, özellikle birçok ülkede düşmeye devam etmektedir. Dünya genelinde 2021 yılında devreye alınan güneş enerjisi projelerinin ortalama toplam kurulu maliyetinin 857 ABD Doları/kW olduğunu, bu rakamın 2020 yılına göre %6 ve 2010 yılına göre %82 daha düşük olduğunu ortaya koymuştur(**Akpahou ve diğ., 2023**, **Talevera ve diğ.,2019**) İspanya'da bir konut FV sisteminin kWp başına ortalama ilk yatırım maliyetinin sistem fiyatlarındaki düşüş eğilimi kaynak gösterilerek 1300 Euro/kWp'ye eşit alınabileceği belirtilmiştir.

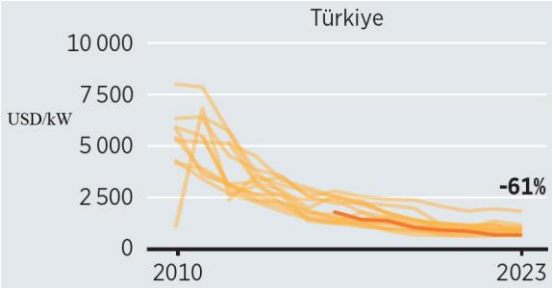
---

[25] https://www.tcmb.gov.tr/wps/wcm/connect/TR/TCMB+TR/PPK/PPK+Toplanti+Ozetleri/DUY2025-17
[26] https://www.tcmb.gov.tr/wps/wcm/connect/085d78c0-9809-4b33-a6b6-21e0a22a6405/PKA_Rapor.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE-085d78c0-9809-4b33-a6b6-21e0a22a6405-nDVTJN9



Şekil 7.20 2010-2023 yılları arasında tesis ölçekli güneş FV maliyet eğilimleri kapasite faktörü ve enerji birim fiyatı (Irena,2023)

Tesis ölçeğindeki FV güneş santrallerinin küresel ağırlıklı ortalama seviyelendirilmiş elektrik maliyeti (LCOE), 2010 ile 2023 arasında %90 oranında, kilovatsaat başına 0,460 ABD dolarından kWh başına 0,044 ABD dolara düşmüştür. 2023 yılında, bir önceki yıla göre düşüş %12 olarak gerçekleşmiştir. Bireysel ülke düzeyinde, tesis ölçeğindeki FV güneş santrallerinin ağırlıklı ortalama LCOE'si 2010 ile 2023 arasında %76 ile %93 arasında azalmıştır. FV güneş panellerinin maliyeti Aralık 2009 ile Aralık 2023 arasında %93 azalmıştır. 2023'te devreye alınan projelerin toplam kurulu maliyetinin küresel kapasite ağırlıklı ortalaması 758 ABD doları/kW olmuştur. Bu değer, 2010'a göre %86 ve 2022'ye göre %17 daha düşük bir seviyededir.



Şekil 7.21 2010-2023 yılları Türkiye'de tesis ölçekli güneş FV toplam kurulum maliyeti ve değişim oranı

FV sistemlerin kurulum maliyetleri ülkeler bazında farklı oranlarda gelişim göstermektedir. 2023 yılında Türkiye'de büyük tesis ölçekli FV sistem kurulum maliyeti 2010 yılı itibari ile %61 oranında azalarak 715 USD/kW seviyesine düşmüştür(**Anonymous4, 2024**). Türkiye'de kurulumu gerçekleştirdiğimiz küçük ölçekli FV tesisin gerçekleştirilen harcamalar sonucunda kurulum maliyeti 865 USD/kW olarak hesaplanmıştır.

7.5.8 Bozulma oranı(Degradation rate)

Bozulma oranı, zaman içerisinde panelin çıkış gücündeki enerji kaybını ifade etmektedir. Bu oran, özellikle yatırımcılar için önem arz etmektedir. Ne kadar yüksek bir bozulma oranı varsa, doğrudan üretilen güçte de bir o kadar azalma olacaktır. Dolayısıyla proje ömrü boyunca nakit akışlarında azalmaya sebebiyet verecektir(**Kilit, 2019**). FV panellerinin verimliliğindeki tipik yıllık bozulma oranı %0,5'e eşittir(**Gomes ve diğ., 2024**). Bu oran, 25 yıllık çalışmadan sonra FV panel verimliliğinde %18,3'lük bir azalmaya yol açar. Günümüzde, düz plakalı FV sistemlerin yaklaşık 25 yıllık ve daha uzun bir yaşam döngüsü vardır. Bozulma oranı yılda %0.5 olarak belirlenmiştir.

7.5.9 Elektrik fiyat tarifeleri

Türkiye'de elektrik fiyatları, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından belirlenmekte olup, tüketim miktarına ve abone tipine göre değişiklik göstermektedir.

Türkiye’de enerji tüketici grupları **Çizelge 7.1**’de belirtilmektedir. 19/6/2020 tarihli ve 31160 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasası Tarifeler Yönetmeliğine göre tüketici veya kullanıcı türü ve kullanım şekline göre sanayi, kamu ve özel sektörü, mesken, tarımsal faaliyetler ve aydınlatma olarak sınıflandırılabilir. Bu sınıflara uygulanan fiyat tarifelerini etkileyen birçok unsur bulunmaktadır. Tüketici grubu elektrik enerjisinde 1000 V'un altında olan gerilimler alçak gerilim üstü olanlar ise orta gerilim olarak adlandırılmaktadır. Günün tüm zamanlarında tüketilen elektrik enerjisi için ilgili bileşenlerden oluşan ve tek fiyat olarak uygulanan tarife tek zamanlı tarıfe, günün belirlenmiş olan farklı zaman dilimlerinde tüketilen elektrik enerjisi için ilgili bileşenlerden oluşan ve farklı zaman dilimleri için farklı fiyat uygulanan tarife çok zamanlı tarife olarak adlandırılmaktadır. Çok zamanlı tarifelerin uygulanması bakımından tüketim ölçüm zamanları, Gündüz tarifesi (06:00-17:00), Puant tarifesi (17:00-22:00) ve Gece tarifesi(22:00-06:00) olarak belirlenmektedir.[27]

[27] https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuatmetin/1.5.6446.pdf

Çizelge 7.1 Türkiye'de tarife grupları ve 1 kWh elektrik birim fiyat listesi[28]

	5/4/2025	Faaliyet Bazlı Tüketici Tarifeleri (kr/kWh)					Güç Bedeli Hariç Toplam Tarifeler (kr/kWh)			
	Dağıtım Sistemi Kullanıcıları	Perakende Tek Zamanlı Enerji Bedeli	Perakende Gündüz Enerji Bedeli	Perakende Puant Enerji Bedeli	Perakende Gece Enerji Bedeli	Dağıtım Bedeli	Tek Zamanlı	Gündüz	Puant	Gece
Dağıtım Sistemi Kullanıcıları	Orta Gerilim						Orta Gerilim			
	Çift Terimli						Çift Terimli			
	Sanayi	285,7450	289,9947	493,1613	126,0188	81,0595	366,8045	371,0542	574,2208	207,0783
	Kamu ve Özel Hizmetler	333,5570	337,7255	576,4973	147,7449	126,3293	459,8863	464,0548	702,8266	274,0742
	Mesken	180,5752	184,9606	344,6870	57,2306	125,1286	305,7038	310,0892	469,8156	182,3592
	Tarımsal Faaliyetler	207,7761	210,6619	375,3879	79,0301	104,0417	311,8178	314,7036	479,4296	183,0718
	Aydınlatma	339,7375				121,2485	460,9860			
	Tek Terimli						Tek Terimli			
	Sanayi	297,0238	301,4239	511,7004	131,7097	89,5372	386,5610	390,9611	601,2376	221,2469
	Kamu ve Özel Hizmetler	330,2205	334,3891	573,1609	144,4072	157,5810	487,8015	491,9701	730,7419	301,9882
	Mesken	172,0804	176,4660	336,1901	48,7343	154,5019	326,5823	330,9679	490,6920	203,2362
	Tarımsal Faaliyetler	202,5562	205,4423	370,1684	73,8086	129,5429	332,0991	334,9852	499,7113	203,3515
	Aydınlatma	337,6867				151,2482	488,9349			
	Alçak Gerilim						Alçak Gerilim			
	Tek Terimli						Tek Terimli			
	Sanayi	269,3343	273,5148	473,4073	112,1820	138,5324	407,8667	412,0472	611,9397	250,7144
	Kamu ve Özel Hizmetler (30 kWh/gün ve altı)	257,3982	331,1054	569,8767	141,1242	187,7410	445,1392	518,8464	757,6177	328,8652
	Kamu ve Özel Hizmetler (30 kWh/gün üstü)	326,9374	331,1054	569,8767	141,1242	187,7410	514,6784	518,8464	757,6177	328,8652
	Mesken (8 kWh/gün ve altı)	49,4065	165,9325	325,6580	38,2006	183,6166	233,0231	349,5491	509,2746	221,8172
	Mesken (8 kWh/gün üstü)	161,5460	165,9325	325,6580	38,2006	183,6166	345,1626	349,5491	509,2746	221,8172
	Şehit Aileleri ve Gaziler	7,6988				103,5566	111,2554			
	Tarımsal Faaliyetler	195,0087	202,5660	362,6219	66,2611	154,2630	349,2717	356,8290	516,8849	220,5241
	Aydınlatma	336,5818				179,8147	516,3965			
	Genel Aydınlatma	389,0440				179,8147	568,8587			

[28] https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-1327/elektrik-faturalarina-esas-tarife-tablolari

Dağıtım sistemine bağlı kullanıcılara uygulanacak dağıtım bedeli sınıfları aşağıdaki hükümler çerçevesinde çift terimli tarife sınıfı veya tek terimli tarife sınıfından oluşmaktadır. Dağıtım sisteminden çekilen veya dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisi miktarı (kWh) üzerinden dağıtım bedeli ile buna ek olarak bağlantı anlaşması veya sözleşmesinde belirtilen güç miktarı (kW) üzerinden güç bedeli alma ve bu gücün aşılması halinde aşılan kısım için ilave güç aşım bedeli alma esasına dayalı tarife sınıfına çift terimli tarife sınıfı, sadece dağıtım sisteminden çekilen veya dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisi miktarı (kWh) üzerinden dağıtım bedeli uygulanması esasına dayalı tek terimli tarife sınıfı denilmektedir.[29]

Kurulu gücü 10 MW ve üstündeki kullanıcılar zorunlu olarak çift terimli tarife sınıfına tabi olup, OG seviyesinden bağlı diğer kullanıcılar, AG seviyesinden bağlı sanayi tüketici grubu ve AG seviyesinden bağlı üreticiler veriş yönünde talep etmeleri halinde çift terimli tarife sınıfı seçimi mevcuttur.

2025 yılı itibarıyla, mesken aboneleri için kademeli tarife sistemi uygulanmaktadır. Bu sistemde, aylık mesken grubunda 240 kWh'e kadar olan ve kamu ve özel hizmetler grubunda 900 kWh‘e kadar tüketim "düşük kademe", mesken grubunda 240 kWh ve özel hizmetler grubunda 900 kWh üzerindeki tüketim ise "yüksek kademe" olarak adlandırılmaktadır.[30]

Çizelge 7.1’de belirtilen kullanılan birim fiyatlar aşağıdaki matematiksel denklemler ile hesaplanmaktadır.

$$\text{Aktif Enerji Bedeli} = \text{Aktif Enerji Birim Fiyatı x Tüketilen Enerji(kWh)} \tag{7.2}$$

$$\text{Dağıtım Bedeli} = \text{Dağıtım Bedeli Birim Fiyatı x Tüketilen Enerji(kWh)} \tag{7.3}$$

$$\text{Elektrik Tüketim Vergisi Bedeli} = \text{Aktif Enerji Bedeli x \%5} \tag{7.4}$$

$$\text{Elektrik Fonu} = \text{Aktif Enerji Bedeli x \%1} \tag{7.5}$$

$$(\text{KDV}) = \begin{pmatrix} \text{Aktif Enerji Bedeli + Dağıtım Bedeli +} \\ \text{Elektrik Tüketim Bedeli Vergisi + Elektrik Fonu} \end{pmatrix} \text{x \%18 veya \%8} \tag{7.6}$$

$$\text{Fatura Tutarı} = \begin{pmatrix} \text{Aktif Enerji Bedeli + Dağıtım Bedeli + Elektrik} \\ \text{Tüketim Vergisi Bedeli + Elektrik Fonu + KDV} \end{pmatrix} \tag{7.7}$$

Elektrik faturalarına meskenlerde %8, diğer abone gruplarında ise %18 KDV uygulanmaktadır. Lisanssız üreticilere uygulanan dağıtım sisteminin kullanımına ilişkin bedeller, üretim tesislerinin sistem üzerinde oluşturdukları ek maliyetler dikkate

[29] https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuatmetin/1.5.6446.pdf
[30] https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuatmetin/1.5.6446.pdf

alınarak farklılaştırılabilir. 12/5/2019 tarihli ve 30772 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliğine göre üretim tesislerinden, 12/5/2019 tarihi itibarıyla üretime başlayan ve üretimi ile tüketimi aynı ölçüm noktasında olan, YEK Destekleme Mekanizmasına tabi, kurulu gücü bağlantı anlaşması sözleşme gücü ile sınırlı, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı lisanssız elektrik üretim tesislerinde üretilip bu tesislerle ilişkilendirilen tüketim tesislerinde tüketilen elektrik enerjisine ilişkin olarak, tüketim tesisinin ihtiyacını karşılayan üretim miktarı tüketici dağıtım bedelinde %50 oranında indirim yapılır ve tüketimin üretimi aşan kısmı için ilgili tüketici grubuna özgü tüketici dağıtım tarifesi uygulanır. Bu tesisler için veriş yönünde dağıtım bedeli üretim tesisinin işletmeye giriş tarihinden itibaren on yıl süre ile % 100 indirimli uygulanır. Ayrıca tüketim tesisi ile aynı ölçüm noktasında olan, kurulu gücü bağlantı anlaşması sözleşme gücü ile sınırlı 10 kW'a kadar (10 kW dahil) yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı çatı ve cephe uygulamalı elektrik üretim tesisleri için de uygulanır.[31]

7.5.10 Şebeke bağlantılı FV sisteminin retscreen programında modellenmesi

Bu tez çalışmasında Konya Teknik Üniversitesi Meslek Yüksekokulu binasında kurulu FV tesisin ekonomik fizibilitesi detaylı olarak değerlendirilmiştir. Analizler, RETScreen Expert yazılımı kullanılarak gerçekleştirilmiş ve sistemin DBPB'si, LCOE'si ve finansal uygulanabilirliği incelenmiştir Çalışma kapsamında, simülasyon programında tesisin konumu harita üzerinden belirlenmiş ve NASA Yüzey Meteorolojisi ve Güneş Enerjisi Veri Seti'nden gerekli hava durumu ve ışınım verileri alınmıştır. Gerekli iklim verileri mevcut olduğu durumda ise programa girilen iklim verileri ışığında hesaplamalar yapılabilmektedir. NASA'dan alınan iklim verileri ile güneş radyasyonu, sıcaklık, rüzgâr hızı ve yağış oranları analiz edilerek tesisin yıllık performans tahmini yapılmıştır.

[31] https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2019/05/20190512-1.htm

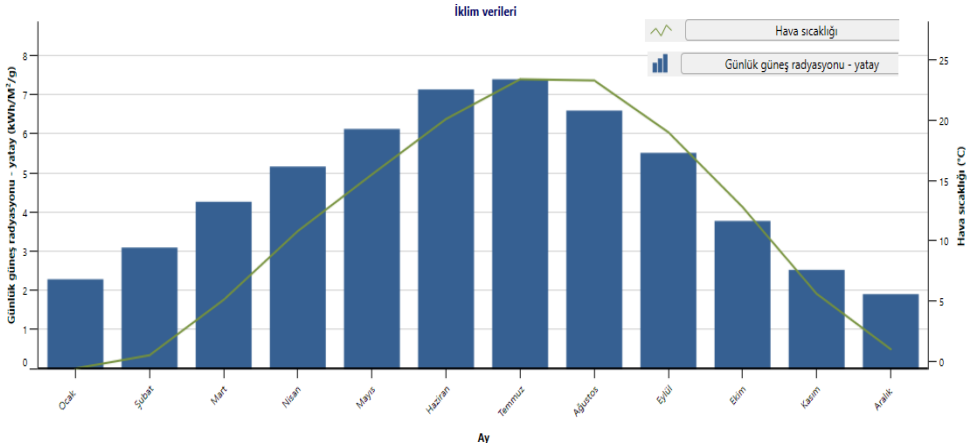
Şekil 7.22 RetScreen programından tesis konumu

Şekil 7.22'de belirlenen tesis alanına ait iklim verileri kullanılarak, günlük, aylık ve yıllık yatay ve eğik yüzey güneş radyasyonu hesaplanmıştır. Bu veriler, sistemin toplam elektrik üretim potansiyelini belirlemek için kullanılmıştır. Yapılan hesaplamalar, yatay yüzeye gelen yıllık ortalama radyasyon miktarının 4.65 kWh/m²/gün olduğunu göstermektedir. Bu değer, FV sistemin enerji üretimi açısından uygun koşullara sahip olduğunu göstermektedir.

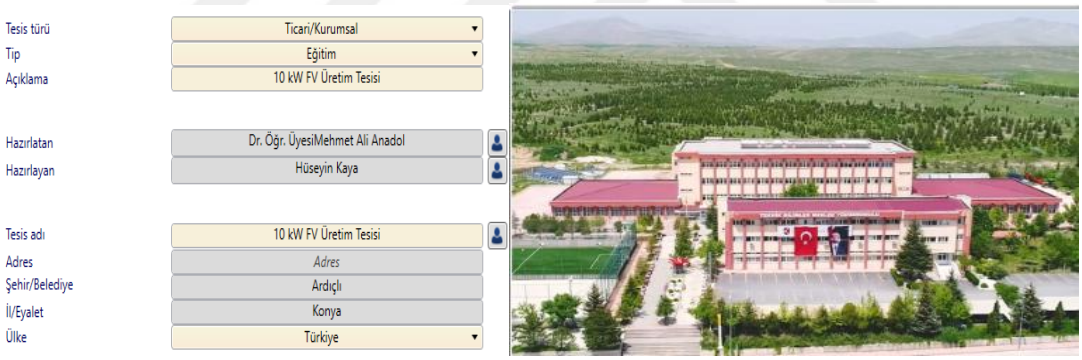
Ay	Hava sıcaklığı	Bağıl nem	Yağış	Günlük güneş radyasyonu - yatay	Atmosferik basınç	Rüzgar hızı	Yer sıcaklığı	Isıtma derece-gün 18 °C	Soğutma derece-gün 10 °C
	°C	%	mm	kWh/M²/g	kPa	M/s	°C	°C-g	°C-g
Ocak	-0,6	77,6%	54,87	2,28	88,6	3,0	-0,7	577	0
Şubat	0,5	71,8%	43,40	3,09	88,4	3,7	0,6	490	0
Mart	5,1	63,0%	35,65	4,26	88,4	3,9	4,7	400	0
Nisan	10,8	58,2%	42,00	5,16	88,3	3,7	10,3	216	24
Mayıs	15,5	54,3%	35,65	6,12	88,4	3,6	15,9	78	171
Haziran	20,1	45,8%	18,60	7,13	88,4	4,2	21,3	0	303
Temmuz	23,4	39,6%	7,13	7,39	88,3	4,8	25,3	0	415
Ağustos	23,3	39,3%	4,03	6,59	88,4	4,5	25,3	0	412
Eylül	19,0	43,0%	11,40	5,51	88,6	3,9	20,4	0	270
Ekim	12,8	55,2%	39,68	3,77	88,8	3,4	12,9	161	87
Kasım	5,6	70,3%	54,60	2,52	88,8	2,9	5,5	372	0
Aralık	1,0	78,0%	66,65	1,90	88,7	2,9	0,9	527	0
Yıllık	**11,4**	**57,9%**	**413,66**	**4,65**	**88,5**	**3,7**	**11,9**	**2.820**	**1.682**
Kaynak	Yer	Yer	NASA	NASA	NASA	Yer	NASA	Yer	Yer

Şekil 7.23 Tesis konumu ışınım verileri

Çizelge 7.2 Işınım verilerinin hava sıcaklığı ile ilişkisi

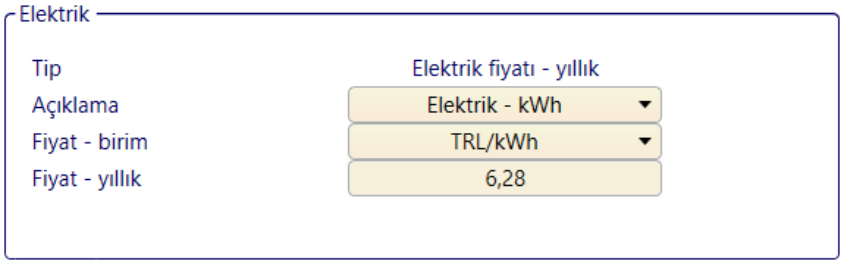


Veriler, güneş radyasyonunun yıl boyunca farklılık gösterdiğini ve yaz aylarında yatay yüzeye gelen radyasyon miktarının fazla olduğunu ortaya koymaktadır. Hava sıcaklığı ile radyasyon oranının doğru orantılı olduğu gözlemlenmektedir. Tüm bu yıllık veriler, projenin ömrü boyunca toplam elektrik üretimini ve performans oranını belirlemede önemli rol oynamaktadır.



Şekil 7.24 Kullanıcı ve tesis bilgileri

Türkiye'de elektrik fiyatları 2025 yılında Nisan ayından itibaren elektrik alış/satış fiyatı 6.28 TL/kWh olarak güncellenmiştir. **Şekil 7.25**'de belirtilen çalışmada kullanılan alış/satış fiyatları simülasyon programına girilmekte ve RETScreen programı fatura tutarı için ve elektrik alış-satış fiyatlarını belirlemek için 6.28 TL/kWh olarak kullanmaktadır.



Şekil 7.25 RETScreen programı aylık elektrik birim fiyat girişi

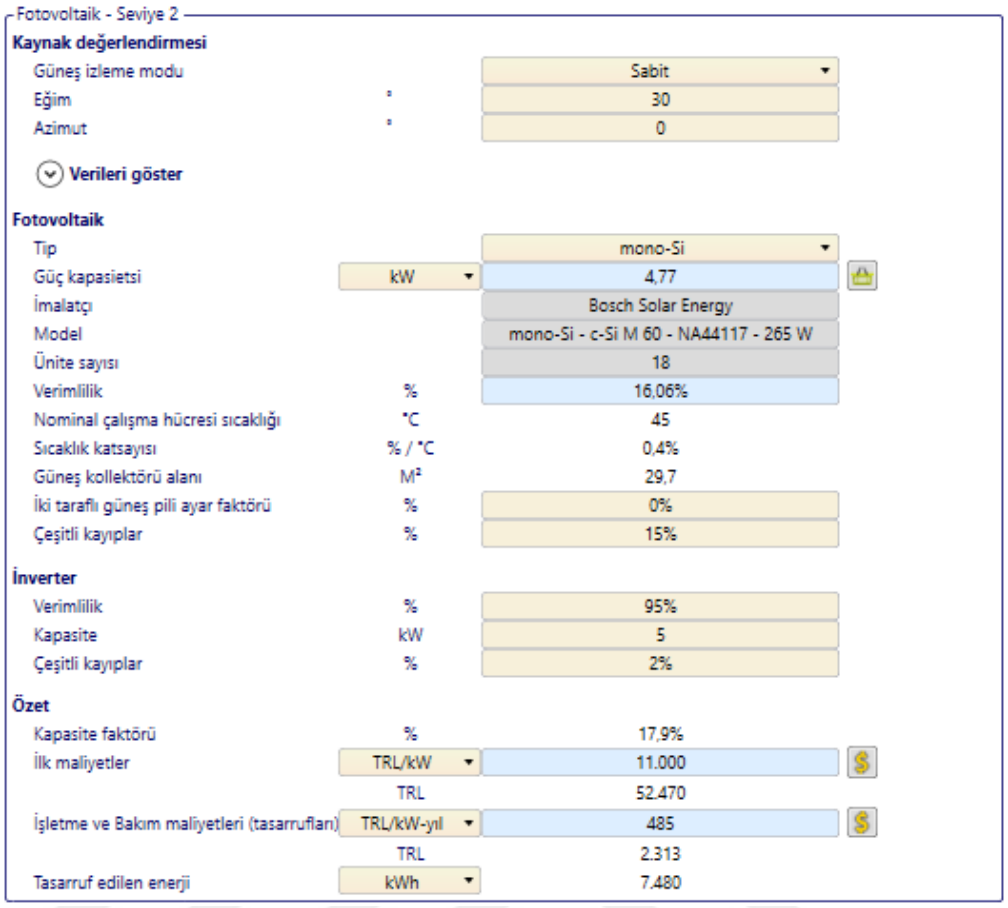
Fakültenin elektrik tüketimi 2021, 2022 ve 2023 yılları boyunca takip edilmiştir. Ancak **Şekil 7.26**, RETScreen simülasyon programında 2022 yılı 117123 kWh tüketim verisi olarak kullanıldığını belirtmektedir. Çünkü 2021 yılında gerçekleşen küresel salgın(COVID-19) ve 2023 yılında gerçekleşen bölgesel deprem sebebi ile eğitim öğretim online olarak gerçekleşmiştir. Sonuç olarak 2021 ve 2023 yılı fakülte tüketim verileri genel kullanımı yansıtmamaktadır. Tüketim verileri "nihai kullanım" kısmında belirtilmesi istenmektedir. Bu kısımda tüketimin hangi alanlarda ve hangi cihazlarla olduğu ayrı ayrı eklenebilir ve bu cihazların kullanım süreleri kullanıcıdan istenerek elektrik tüketim miktarları hesaplanabilmektedir. Tesisin bağlı olduğu binanın bir Teknik okul olması, kullanılan cihaz çeşitliliği, kullanım süresi fazlalığı ve kullanım süresi farklılığı sonucunda tüketim verileri toplam olarak kullanılmaktadır. Cihazların kullanım süreleri ve tükettiği elektrik miktarları üzerinde istenildiği gibi azaltımlar sağlanarak gerçekleşen elektrik tasarrufunun ekonomik analizde olumlu katkısı gözlemlenebilmektedir. Ancak bu çalışmada FV tesis ekonomik analizi gerçekleştirilmesi sebebi ile tüketim verileri yıllık tek bir veri olarak programa belirtilmiştir.

Şekil 7.26 Fakülte elektrik tüketim verisi

”Enerji Modeli” sayfasında FV sistemin oluşturulması beklenmektedir. Çalışmamızda tasarlanan FV sistem 28 adet (265W) ve 8 adet (270W) mono-kristal ve 18 adet poli-kristal olmak üzere toplam 54 adet panelden oluşmaktadır. Poli-kristal paneller farklı eğim açısındaki üretim verimliliğini analiz etmek için 0°, 10°, 20°, 30°, 40° ve 50°’lik eğim açılarında 3’er panel grubu olarak test edilmiştir. **Şekil 7.27**‘deki gibi paneller güç bölümünde detaylandırılmıştır.

Şekil 7.27 Retscreen programı FV panel grubu

Sistem tasarımı sırasında, panel tipi, inverter kapasitesi, eğim açısı, azimut açısı, sistem kayıpları, kurulum maliyetleri ve işletme bakım maliyetleri dikkate alınmıştır. Azimut açısı FV sistemlerin güney yönünde olmasını göstermekte olup, panel yüzeyine düşen ışınım miktarını etkilemektedir. Türkiye’de güney pozisyonunda paneller için azimut açısı 0° olarak kabul edilmektedir. Bu veriler “Kaynak değerlendirmesi” kısmında panel verileri kısmında belirtilmektedir.



Fotovoltaik - Seviye 2

Kaynak değerlendirmesi		
Güneş izleme modu		Sabit
Eğim	°	30
Azimut	°	0
Verileri göster		
Fotovoltaik		
Tip		mono-Si
Güç kapasietsi	kW	4,77
İmalatçı		Bosch Solar Energy
Model		mono-Si - c-Si M 60 - NA44117 - 265 W
Ünite sayısı		18
Verimlilik	%	16,06%
Nominal çalışma hücresi sıcaklığı	°C	45
Sıcaklık katsayısı	% / °C	0,4%
Güneş kollektörü alanı	M²	29,7
İki taraflı güneş pili ayar faktörü	%	0%
Çeşitli kayıplar	%	15%
İnverter		
Verimlilik	%	95%
Kapasite	kW	5
Çeşitli kayıplar	%	2%
Özet		
Kapasite faktörü	%	17,9%
İlk maliyetler	TRL/kW	11.000
	TRL	52.470
İşletme ve Bakım maliyetleri (tasarrufları)	TRL/kW-yıl	485
	TRL	2.313
Tasarruf edilen enerji	kWh	7.480

Şekil 7.28 FV panel & inverter veri girişi

Panel verileri ve iklim verileri sonucunda her panel grubunun yılda ürettiği elektrik miktarı hesaplanarak "Tasarruf Edilen Enerji" kısmında kullanıcıya sunulmaktadır. Her panel grubu için hesaplanan ışınım değerleri ve elektrik üretim değerlerini **Şekil 7.29**'deki gibi kullanıcıya sunmaktadır.

Kaynak değerlendirmesi

Güneş izleme modu		Sabit
Eğim	°	30
Azimut	°	0

Verileri göster

Ay	Günlük güneş radyasyonu - yatay kWh/M²/g	Günlük güneş radyasyonu - eğimli kWh/M²/g	Elektrik fiyatı – yıllık TRL/kWh	Elektrik üretimi kWh
Ocak	2,39	3,71	6,28	446,697
Şubat	3,32	4,52	6,28	486,455
Mart	4,52	5,36	6,28	623,180
Nisan	6,21	6,57	6,28	716,927
Mayıs	6,73	6,47	6,28	717,879
Haziran	7,01	6,48	6,28	683,275
Temmuz	8,29	7,76	6,28	821,555
Ağustos	7,37	7,51	6,28	795,790
Eylül	6,14	7,13	6,28	745,102
Ekim	3,94	5,13	6,28	577,320
Kasım	2,90	4,47	6,28	504,608
Aralık	1,93	3,00	6,28	361,483
Yıllık	**5,07**	**5,68**	**6,28**	**7.480,271**

Yıllık güneş radyasyonu - yatay	MWh/M²	1,85
Yıllık güneş radyasyonu - eğimli	MWh/M²	2,07

Şekil 7.29 FV panellerin eğimli yüzeye gelen ışınım miktarı ve elektrik üretimi

Maliyet Analizi bölümünde FV sistemin kurulum maliyeti, yıllık maliyetler, yıllık fatura maliyeti ve yıllık üretilen elektrikten kazanç **Şekil 7.30**'da verilen bölümde belirlenmektedir.

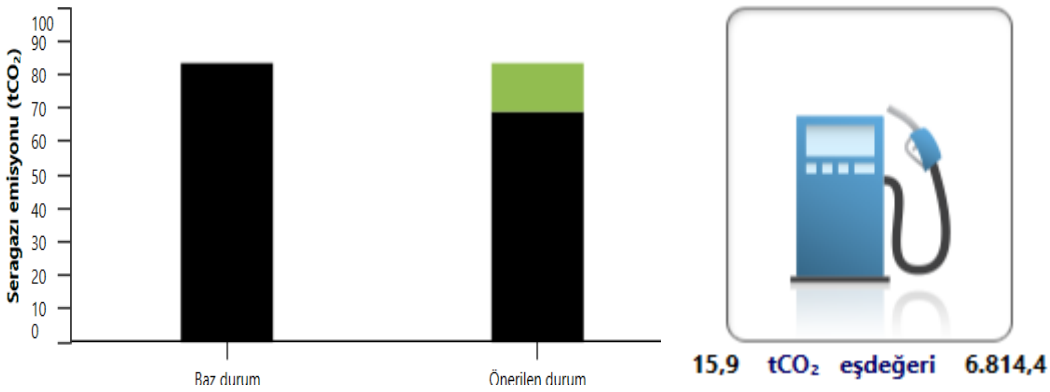
Mühendislik											
Mikro inverter & İzleme Cihazı	maliyet	9	TRL	5.500	TRL	49.500		100%	USD	1.303
Hammaliye & Ardiye & Muayene	maliyet	1	TRL	3.500	TRL	3.500		100%	USD	92,11
Kablolama	maliyet	40	TRL	50	TRL	2.000		100%	USD	52,63
Grobeton	maliyet	12	TRL	2.500	TRL	30.000		100%	USD	789
Konstrüksiyon	maliyet	1	TRL	42.000	TRL	42.000		100%	USD	1.105
DC sigorta kutusu	maliyet	1	TRL	1.000	TRL	1.000		100%	USD	26,32
Parafudr	maliyet	2	TRL	2.000	TRL	4.000		100%	USD	105
Sigorta (3x32A)	maliyet	4	TRL	600	TRL	2.400		100%	USD	63,16
Çift yönlü sayaç	maliyet	2	TRL	2.200	TRL	4.400		100%	USD	116
Hibrid İnverter	maliyet	1	TRL	150.000	TRL	150.000		100%	USD	3.947
Solar kablo	maliyet	50	TRL	100	TRL	5.000		100%	USD	132
Ara Toplam:					TRL	293.800	65,1%	100%	USD	7.732
Artan ilk maliyetler										
Vergileri göster					TRL	157.850		100%	USD	4.154
Ara Toplam:					TRL	157.850	34,9%	100%	USD	4.154
Sistem dengesi ve diğer										
Yedek parçalar	%				TRL	-		100%	USD	-
Nakliye	proje				TRL	-		100%	USD	-
Eğitim ve işletmeye alma	p-g				TRL	-		100%	USD	-
Kullanıcı tanımlı	maliyet				TRL	-		100%	USD	-
Öngörülmeyen giderler	%		TRL	451.650	TRL	-		100%	USD	-
İnşaat dönemi faizi			TRL	451.650	TRL	-		100%	USD	-
Ara Toplam:					TRL	-			USD	-
Toplam ilk maliyetler					TRL	451.650	100,0%	100%	USD	11.886
İlk maliyetler (krediler)	**Birim**	**Miktar**	**Birim maliyet**		**Miktar**			**%**		**Miktar**
İşletme ve bakım										
Vergileri göster					TRL	6.960			USD	-
Parçalar ve İşgücü	proje				TRL	-		100%	USD	-
Kullanıcı tanımlı	maliyet				TRL	-		100%	USD	-
Öngörülmeyen giderler	%		TRL	6.960	TRL	-		100%	USD	-
Ara Toplam:					TRL	6.960			USD	-
Yakıt maliyeti - önerilen durum										
Elektrik	kWh	94.842	TRL	6,28	TRL	595.608		100%	USD	15.674
Ara Toplam:					TRL	595.608		100%	USD	15.674
Yıllık tasarruf	**Birim**	**Miktar**	**Birim maliyet**		**Miktar**			**%**		**Miktar**
Yakıt maliyeti - baz durum										
Elektrik	kWh	117.123	TRL	6,28	TRL	735.532		100%	USD	19.356
Ara Toplam:					TRL	735.532		100%	USD	19.356
Kullanıcı tanımlı	maliyet				TRL	-			USD	-
Ara Toplam:					TRL	-			USD	-
Dönemsel maliyetler (krediler)	**Birim**	**Yıl**	**Birim maliyet**		**Miktar**			**%**		**Miktar**
Mikro İnverter yenileme	maliyet	10	TRL	49.500	TRL	49.500			USD	-
Hibrid inverter yenileme	maliyet	10	TRL	150.000	TRL	150.000			USD	-

Şekil 7.30 Proje genelinde kazanılan ve harcanan para ve USD karşılığı

Bu bölüm tek seferlik harcamaları ve yıllık harcamaları belirtmemize imkân sağlamaktadır. FV panellerin maliyetini ile işletme ve bakım maliyetlerini panel seçim kısmından alınmaktadır. Fazladan yapılan harcamalarda maliyet olarak dâhil edilebilir. RETScreen programı tüketilen enerji için ödenecek tutarı ve üretilen enerjiden kazanılacak tutarı hesap ederek bu bölüme eklemektedir. Tüm kazanılan ve harcanan miktarlar 2. para birimine dönüştürebilir ve kullanıcıya sunulabilmektedir.

7.5.11 Çevresel Etki Değerlendirmesi

FV sisteminin çevresel katkıları da analiz edilmiştir. Fakültenin mevcut elektrik tüketimi nedeniyle yıllık 83.4 ton CO_2 emisyon salınımı gerçekleştirdiği belirlenmiştir. FV sistemin devreye alınması ile bu emisyon %19 oranında azalarak 67.5 ton CO_2 seviyesine düşmüştür.



Şekil 7.31 FV tesis sonucu sera gazı salınımı ve Engellenen sera gazı salınımının benzin tüketimi sonucu salınan sera gazına karşılığı

Salınımı engellenen seragazı, yaklaşık 6814.4 litre benzin tüketimine eşdeğer bir karbon tasarrufu sağlamaktadır. Bu sonuçlar, projenin çevresel sürdürülebilirlik açısından da önemli bir katkı sunduğunu göstermektedir.

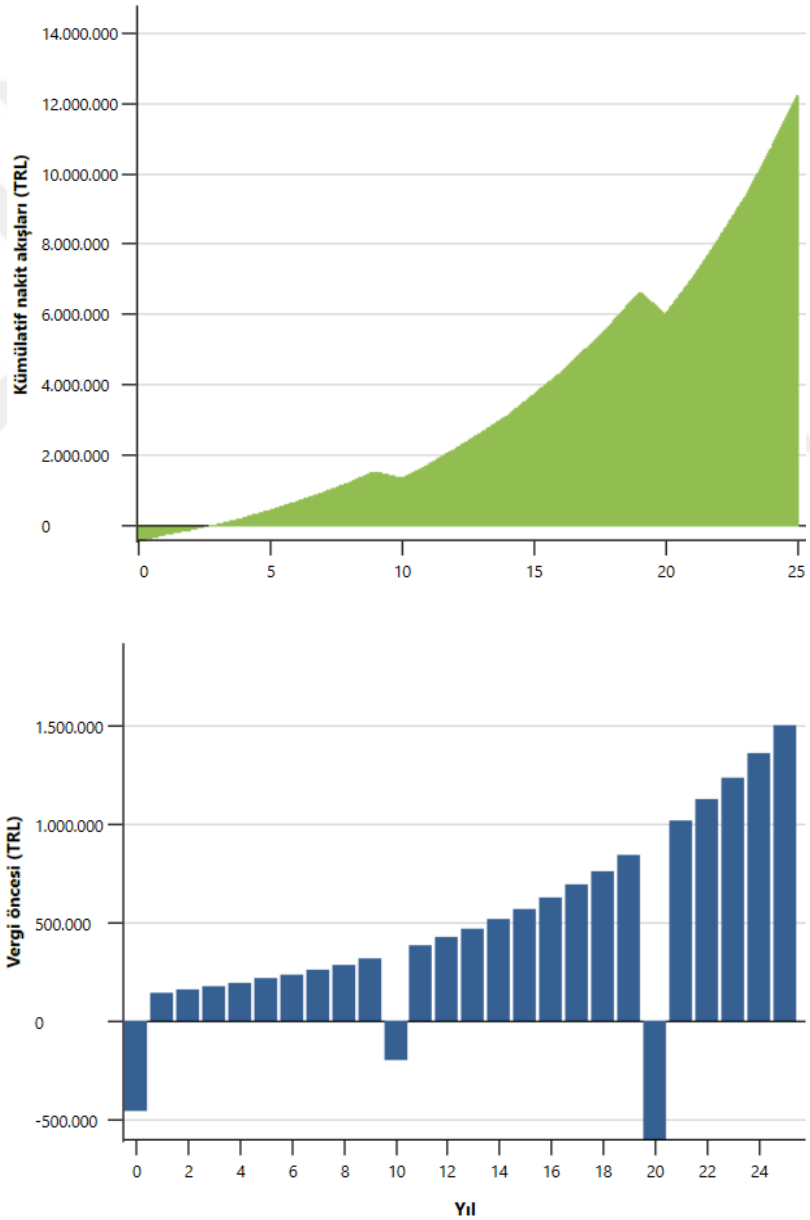
7.5.12 Finansal Karlılık Göstergeleri

Bir FV tesisin yatırım açısından cazip olup olmadığını belirlemek için tesisin ömrü boyunca çalışmasının ekonomik analizi gerçekleştirilmelidir. Bu bölümde ekonomik parametrelerin ve tesisi oluşturan parametrelerin etkisi ile tesisin LCOE, IRR, NPV ve DBPB hesaplanmaktadır.

Çizelge 7.3 Finansal ve elektriksel parametreler

Ekonomik ve Elektriksel Parametreler	
Reel Enflasyon oranı	%10.7
İşletme& Bakım maliyetleri	%1.5
İlk yatırım	451650 TL
Faiz oranı	%12
Elektrik alış fiyatı (TL/kWh)	6.28 TL/kWh
Elektrik satış fiyatı (TL/kWh)	6.28 TL/kWh
Yıllık elektrik tüketimi (kWh)	117123 kWh
Yıllık FV tarafından üretilen elektrik (kWh)	20410 kWh
Şebeke harici FV tesis LCOE (TL/kWh)	5.24 TL/kWh
Şebeke bağlantılı FV tesis COE (TL/kWh)	6.09 TL/kWh

Tesisin şebeke harici LCOE'si simülasyon programı aracılığı ile 5.24 TL/kWh olarak hesaplanmaktadır. FV tesis yıllık 20410 kWh'lik elektrik üretimi gerçekleştirilmektedir. Yıllık fakülte tüketimi ise 117123 kWh'tir. FV tesis de üretilen elektriğin tamamı tüketilmektedir. Öz tüketim oranı %100 iken öz yeterlilik oranı %17.42 olarak hesaplanmaktadır. Bu veriler sonucunda ise şebeke bağlantılı tesisimizin COE'si 6.09 TL/kWh olduğu hesaplanmaktadır. Hesaplanan COE değeri ile mevcut şebeke elektrik fiyatı birbirine oldukça yakındır. Bu durum, kurulu FV tesisin fakülte tüketimini karşılamak için yeterli olmadığını ve ek kapasite artışının gerekli olabileceğini göstermektedir.



Şekil 7.32 Kurulu tesisin yıllık nakit akış ve geri ödeme süresi grafiği

Şekil 7.32'de 25 yıllık proje ömrü boyunca yıllara göre vergi öncesi kâr durumunu göstermektedir. FV tesisin enerji üretimiyle birlikte gelir elde edilmeye başlanmış ve kazanılan miktar artış göstermiştir. Grafik incelendiğinde, yıllık kârın sürekli olarak yükseldiği ve yaklaşık 3.4 yıl itibarıyla yatırımın kendini amorti ettiği görülmektedir. 20.yıldaki yüksek nakit çıkışının sebebi ise kullanılan enflasyon ve faiz oranlarının o yıla kadar paranın değer kaybetmesinin etkisi olarak belirlenmiştir. Bu nokta, yatırımın dinamik basit geri dönüş süresine karşılık gelmektedir. Bu sürenin ardından proje pozitif nakit akışı üretmeye devam etmiş ve 24. yılın sonunda toplam kârın 1.100.000 TL'nin üzerine çıktığı gözlemlenmiştir.

Yapılan finansal analiz sonucunda, tesisin NPC'si 1 915 978TL, IRR'si %41.2 ve DBBP 3.4 yıl olarak hesaplanmıştır. Elde edilen sonuçlar, yatırımın ekonomik açıdan kârlı olduğunu ve kısa sürede geri dönüş sağladığını göstermektedir**.** %41.2 gibi yüksek bir IRR oranı, projenin alternatif yatırım araçlarına kıyasla oldukça cazip olduğunu ortaya koymaktadır. 3.4 yıllık DBBP süresi, yatırımın kısa vadede kendini amorti edebileceğini ortaya koymaktadır.

8 Öneriler

Bu çalışmada, Konya Teknik Üniversitesi bünyesinde bulunan Meslek Yüksekokulu binasının elektrik enerjisi kullanım miktarı tespit edilerek, FV sistemi tasarımının yapılabilmesi için birtakım parametreler belirlenmiştir. Bu amaçla FV sistemlerin performansını etkileyen özellikler; panelin konumu, eğim açısı, panel tipi ve meteorolojik verileri dikkate alınarak seçilen alanın güneş enerjisi potansiyeli tespit edilmiştir. RETScreen yazılımına panellerin özellikleri, eğim açısı, azimut açısı, tüketim verileri, üretim verileri ve konum bilgileri girilmiştir. FV sisteminin fizibilitesi yapılmıştır ve elde edilen veriler yorumlanarak projenin uygulanabilir olduğu belirlenmiştir.

Sonuç olarak, bu FV tesisinin yatırım yapılabilir bir proje olduğu ve sürdürülebilir enerji üretimine ekonomik katkı sağlayacağı değerlendirilmektedir. Gelecekte benzer projelerin fizibilitesinin artırılması için farklı senaryolar altında maliyet ve gelir analizleri yapılması önerilmektedir. Ancak bu tür projelerde iklim verileri, coğrafi konum ve ekonomik etkenler diğer şehirlerde farklılık gösterebilir ve bu nedenle kesin ekonomik ve çevresel avantajları bulmak için her konum için ayrıntılı bir çalışma yapılmalıdır. Türkiye'deki kamusal binalarda FV kurulumunun, olumlu ekonomik ve çevresel faydalar sağlayacak finansal etkileri olduğunu ve FV sistemlere yatırım konusunda örnek teşkil edebileceğini göstermektedir. Bu çalışma Türkiye'de

Konya iline odaklanmış olsa da, benzer iklim verilerine sahip diğer şehirlerde de kolayca düşünülebilir.

KAYNAKLAR

Agyekum, E. B. (2021). Techno-economic comparative analysis of solar photovoltaic power systems with and without storage systems in three different climatic regions, Ghana. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, *43*, 100906.

Akhter, M. N., Mekhilef, S., Mokhlis, H., Olatomiwa, L., & Muhammad, M. A. (2020). Performance assessment of three grid-connected photovoltaic systems with combined capacity of 6.575 kWp in Malaysia. *Journal of Cleaner Production*, *277*, 123242.

Akpahou, R., Odoi-Yorke, F., & Osei, L. K. (2023). Techno-economic analysis of a utility-scale grid-tied solar photovoltaic system in Benin republic. *Cleaner Engineering and Technology*, *13*, 100633.

Allouhi, A., Saadani, R., Kousksou, T., Saidur, R., Jamil, A., & Rahmoune, M. (2016). Grid-connected PV systems installed on institutional buildings: Technology comparison, energy analysis and economic performance. Energy and Buildings, 130, 188-201.

Anadol, M. A. (2020). Snow melting on photovoltaic module surface heated with transparent resistive wires embedded in polyvinyl butyral interlayer. *Solar Energy*, *212*, 101-112.

Anadol, M. A., & Erhan, E. (2019). The effect of snowfall and icing on the sustainability of the power output of a grid-connected photovoltaic system in Konya, Turkey. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, *27*(6), 4608-4623.

Anadol, M. A., & Karacam, B. (2023, October). Comparative Performance Analysis of Grid-Connected Microinverter and String Inverter Technologies Operated in a Snowy Region. In *2023 7th International Symposium on Multidisciplinary Studies and Innovative Technologies (ISMSIT)* (pp. 1-6). IEEE.

Anonim1, 2024, Dünyada ve Türkiye'de Güneş Enerjisi Sektörü, pwc, https://www.pwc.com.tr/tr/sektorler/enerji/yayinlar/2024/asset/dunyada-ve-turkiyede-gunes-enerjisi-sektoru.pdf,[10.07.2024]

Anonim2, 2022, turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri (TEİAŞ) [online], https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri [06.05.2024]

Anonim3, 2023, Enerji-Görünümü-2023 (TSKB) [online], https://www.tskb.com.tr/uploads/file/enerji-gorunumu-2023.pdf [22.04.2024]

Anonim4, 2019, T.C. ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURUMU (EPDK) [onlne], https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/4 8141/2019yilipiyasasektorraporlariyayinlanmistir [17.01.2024]

Anonim5, 2021, T.C. ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURUMU (EPDK) [onlne] https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/23-2-3/mevzuat [17.01.2024]

Anonim6, 2022. Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi [online], https://www.tedas.gov.tr/29/1/mevzuat/RoutePage/63c65813d27de36b22f9ced6[16.12.2024]

Anonim7, 2024. Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı [online], https://enerji.gov.tr/evced-cevre-ve-iklim-elektrik-uretim-tuketim-emisyon-faktorleri [15.12.2024]

Anonim8, 2013, GÜNEŞ ENERJİSİ-I [online], https://avys.omu.edu.tr/storage/app/public/ozcanh/71124/GUNES%20ENERJISI-I.pdf [13.10.2023]

Anonymous1, 2023, Global Electricity Review, Ember, https://ember-energy.org/latest-insights/global-electricity-review-2023 [03.02.2024]

Anonymous2, 2022, International Renewable Energy Agency (IRENA)[online], https://www.irena.org/Data/Energy-Profiles [18.01.2024]

Anonymous3, 2023, Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach, Licence: CC BY 4.0 [17.11.2023]

Anonymous4, 2024, *Renewable power generation costs in 2023*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

Bond (2021), The renewable spring: The interplay between finance and policy in the energy transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Bortolini, M., Gamberi, M., Graziani, A., Mora, C., & Regattieri, A. (2013). Multi-parameter analysis for the technical and economic assessment of photovoltaic systems in the main European Union countries. Energy conversion and management, 74, 117-128.

Campoccia, A., Dusonchet, L., Telaretti, E., & Zizzo, G. (2014). An analysis of feed'in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union. *Solar Energy*, *107*, 530-542.

Cebeci, S. (2017). *Türkiye'de güneş enerjisinden elektrik üretim potansiyelinin değerlendirilmesi: uzmanlık tezi*. TC Kalkınma Bakanlığı İktisadi Sektörler ve Koordinasyon Genel Müdürlüğü.

Choukai, O., El Mokhi, C., Hamed, A., & Ait Errouhi, A. (2022). Feasibility study of a self-consumption photovoltaic installation with and without battery storage, optimization of night lighting and introduction to the application of the DALI protocol at the University of Ibn Tofail (ENSA/ENCG), Kenitra–Morocco. *Energy Harvesting and Systems*, *9*(2), 165-177.

Congedo, P. M., Malvoni, M., Mele, M., & De Giorgi, M. G. (2013). Performance measurements of monocrystalline silicon PV modules in South-eastern Italy. *Energy Conversion and Management*, *68*, 1-10.

Dhundhara, S., Verma, Y. P., & Williams, A. (2018). Techno-economic analysis of the lithium-ion and lead-acid battery in microgrid systems. *Energy conversion and management*, *177*, 122-142.

Castilho dos Santos, C., N. Torres, J. P., Ferreira Fernandes, C. A., & Marques Lameirinhas, R. A. (2021). Study on the implementation of a solar photovoltaic system with self-consumption in an educational building. *Energies*, *14*(8), 2214.

Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). Solar engineering of thermal process. *A Wiley-Interscience Publicaytion, Estados Unidos da América*, *2*.

Duman, A. C., & Güler, Ö. (2020). Economic analysis of grid-connected residential rooftop PV systems in Turkey. *Renewable Energy*, *148*, 697-711. https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.157

Gálvez, D. M., Kerdan, I. G., & Carmona-Paredes, G. (2022). Assessing the potential of implementing a solar-based distributed energy system for a university using the campus bus stops. Energies, 15(10), 3660.

Gbadamosi, S. L., Ogunje, F. S., Wara, S. T., & Nwulu, N. I. (2022). Techno-economic evaluation of a hybrid energy system for an educational institution: a case study. Energies, 15(15), 5606.

Ghadikolaei, S. S. C. (2021). An enviroeconomic review of the solar PV cells cooling technology effect on the CO2 emission reduction. *Solar Energy*, *216*, 468-492.

Gomes, A. M. F., de Andrade Pinto, G. X., & Rüther, R. (2024). Techno-economic assessment of small-size residential solar PV+ battery systems under different tariff structures in Brazil. *Solar Energy*, *267*, 112238.

Hassan, Q., Jaszczur, M., Abdulateef, A. M., Abdulateef, J., Hasan, A., & Mohamad, A. (2022). An analysis of photovoltaic/supercapacitor energy system for improving self-consumption and self-sufficiency. *Energy Reports*, *8*, 680-695.

Hernández-Moro, J., & Martinez-Duart, J. M. (2013). Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *20*, 119-132.

Hoegh Guldberg, O., Jacob, D., Taylor, M., Bindi, M., Brown, S., Camilloni, I. A., ... & Zhou, G. (2018). Impacts of 1.5 C global warming on natural and human systems.

Kazem, H. A., & Khatib, T. (2013). Techno-economical assessment of grid connected photovoltaic power systems productivity in Sohar, Oman. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, *3*, 61-65.

Khairi, N. H. M., Akimoto, Y., & Okajima, K. (2022). Suitability of rooftop solar photovoltaic at educational building towards energy sustainability in Malaysia. *Sustainable Horizons*, *4*, 100032.

Kılınç, M. E. (2021). *Grid-connected photovoltaic systems for fuel stations: a complete techno-economic analysis* (Master's thesis, Izmir Institute of Technology (Turkey)).

Kilit, D. *İzmir Büyükşehir Belediyesi örneğinde fotovoltaik güneş enerjisi potansiyelinin teknik ve ekonomik açıdan incelenmesi* (Master's thesis, Fen Bilimleri Enstitüsü).

Koo, C., Shi, K., Li, W., & Lee, J. (2022). Integrated approach to evaluating the impact of feed-in tariffs on the life cycle economic performance of photovoltaic systems in China: A case study of educational facilities Energy, 254, 124302

Lai, C. S., & McCulloch, M. D. (2017). Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. Applied energy, 190, 191-203.

Li, C., & Yu, W. (2016). Techno-economic comparative analysis of off-grid hybrid photovoltaic/diesel/battery and photovoltaic/battery power systems for a household in Urumqi, China. *Journal of Cleaner Production*, *124*, 258-265.

Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., & Palm, J. (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied energy*, *142*, 80-94.

Merei, G., Berger, C., & Sauer, D. U. (2013). Optimization of an off-grid hybrid PV–Wind–Diesel system with different battery technologies using genetic algorithm. Solar Energy, 97, 460-473.

Mokhtara, C., Negrou, B., Settou, N., Bouferrouk, A., & Yao, Y. (2021). Optimal design of grid-connected rooftop PV systems: An overview and a new approach with application to educational buildings in arid climates. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 47, 101468.

Montero, I., Miranda, M. T., Barrena, F., Sepúlveda, F. J., & Arranz, J. I. (2022). Analysis of photovoltaic self-consumption systems for hospitals in southwestern Europe. *Energy and Buildings*, *269*, 112254.

Murithi, J., Kamucha, G., & Letting, L. (2024, July). Particle Swarm Optimization of Self-Consumption for Solar PV Integrated Buildings. In *2024 9th International Youth Conference on Energy (IYCE)* (pp. 1-7). IEEE.

Narin, M. Ü. S. L. Ü. M. E. (2023). Küresel İklim Değişikliği Kapsamında Türkiye'nin Yenilenebilir Enerji Politikaları. *Toprak İşveren Dergisi*, (139).

Omar, A. I., Khattab, N. M., & Aleem, S. H. A. (2022). Optimal strategy for transition into net-zero energy in educational buildings: A case study in El-Shorouk City, Egypt. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, *49*, 101701.

Ondraczek, J., Komendantova, N., & Patt, A. (2015). WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power. *Renewable Energy*, *75*, 888-898.

Owolabi, A. B., Yakub, A. O., Li, H. X., & Suh, D. (2022). Performance evaluation of two grid-connected solar photovoltaic systems under temperate climatic conditions in South Korea. *Energy Reports*, *8*, 12227-12236.

Ozden, T., Akinoglu, B. G., & Turan, R. (2017). Long term outdoor performances of three different on-grid PV arrays in central Anatolia–An extended analysis. *Renewable energy*, *101*, 182-195.

Pamukçu, T. (2018). *Türkiye için fotovoltaik panel performans oranının dış sıcaklık ve güneş radyasyonuna bağlı olarak belirlenmesi* (Master's thesis, Recep Tayyip Erdoğan Üniversitesi/Fen Bilimleri Enstitüsü/Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı).

Paudel, B., Regmi, N., Phuyal, P., Neupane, D., Hussain, M. I., Kim, D. H., & Kafle, S. (2021). Techno-economic and environmental assessment of utilizing campus building rooftops for solar PV power generation. International Journal of Green Energy, 18(14), 1469-1481.

Papadis, E., & Tsatsaronis, G. (2020). Challenges in the decarbonization of the energy sector. *Energy*, *205*, 118025.

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.

Ritchie, H., Roser, M., & Rosado, P. (2023). CO_2 and greenhouse gas emissions. *Our world in data*, https://ourworldindata.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions, [21.12.2024]

Rodrigues, S., Torabikalaki, R., Faria, F., Cafôfo, N., Chen, X., Ivaki, A. R., ... & Morgado-Dias, F. J. S. E. (2016). Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries. *Solar Energy*, *131*, 81-95.

Sajid, J., Sajid, M. B., Ahmad, M. M., Kamran, M., Ayub, R., Ahmed, N., ... & Abbas, A. (2022). Energetic, economic, and greenhouse gas emissions assessment of biomass and solar photovoltaic systems for an industrial facility. *Energy Reports*, *8*, 12503-12521.

Saray, E. (2019). Yenilenebilir enerji üretim ve yatırım maliyetleri karşılaştırması: Ege Bölgesi örneği. Denizli:Pamukkale Üniversitesi. Retrived from http://acikerisim. pau. edu. tr/xmlui/bitstream/handle/11499/27994/10311862. pdf.

Shrestha, A., Mustafa, A. A., Htike, M. M., You, V., & Kakinaka, M. (2022). Evolution of energy mix in emerging countries: Modern renewable energy, traditional renewable energy, and non-renewable energy. *Renewable energy*, *99*, 419-432.

Şenol, M., Abbasoğlu, S., Kükrer, O., & Babatunde, A. A. (2016). A guide in installing large-scale PV power plant for self consumption mechanism. *Solar Energy*, *132*, 518-537.

Siddiqui, M. U., Siddiqui, O. K., Alquaity, A. B., Ali, H., Arif, A. F. M., & Zubair, S. M. (2022). A comprehensive review on multi-physics modeling of photovoltaic modules. *Energy Conversion and Management*, *258*, 115414.

Talavera, D. L., Muñoz-Rodriguez, F. J., Jimenez-Castillo, G., & Rus-Casas, C. (2019). A new approach to sizing the photovoltaic generator in self-consumption systems based on cost–competitiveness, maximizing direct self-consumption. *Renewable energy*, *130*, 1021-1035.

Tudisca, S., Di Trapani, A. M., Sgroi, F., Testa, R., & Squatrito, R. (2013). Economic analysis of PV systems on buildings in Sicilian farms. Renewable and sustainable energy reviews, 28, 691-701.

Zayed, M. E., Zhao, J., Li, W., Elsheikh, A. H., Zhao, Z., Khalil, A., & Li, H. (2020). Performance prediction and techno-economic analysis of solar dish/stirling system for electricity generation. *Applied Thermal Engineering*, *164*, 114427.

Zhi, Y., Gao, D., Wei, G., & Yang, X. (2024). Simultaneous sizing and scheduling optimization for farmhouse PV-battery systems with a multi-structured power system model. *Journal of Energy Storage*, *104*, 114564.