





## GİRESUN İLİ KOŞULLARINDA ŞEBEKEYE BAĞLI 100 KWP FOTOVOLTAİK SİSTEMİN TEKNİK PERFORMANS, EKONOMİK FİZİBİLİTE VE SERA GAZI EMİSYON ANALİZİ

\*Emre ÇOLAK<sup>1</sup>, Emre Aşkın ELİBOL<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Bağımsız Araştırmacı, Merkez, Giresun

<sup>2</sup>Ankara Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Makine Mühendisliği Bölümü, Ankara

(Geliş/Received: 22.03.2026, Kabul/Accepted: 29.04.2026, Yayınlanma/Published: 30.06.2026)

### ÖZ

Bu çalışmada Türkiye'nin Doğu Karadeniz Bölgesi'nde yer alan Giresun ili koşullarında 100 kWp kurulu güce sahip şebekeye bağlı bir fotovoltaik sistemin teknik performansı, ekonomik fizibilitesi ve sera gazı azaltım potansiyeli PVsyst V7.4.7 yazılımı kullanılarak incelenmiştir. Meteonorm 8.1 veri tabanına göre Giresun ilinin yıllık yatay küresel ışınım değeri 132,59 MWh/m<sup>2</sup> olup bu değer Türkiye'nin güney illerinin belirgin biçimde altında kalmaktadır. Simülasyon sonuçlarına göre sistem yıllık yaklaşık 134,31 MWh enerji üretmekte ve %90,28 performans oranı sergilemektedir. Bu değer, Türkiye genelindeki benzer çalışmaların üzerinde olup Karadeniz ikliminin termal avantajını açıkça yansıtmaktadır. P50-P90 analizi yıllık üretim aralığını 126,71-134,31 MWh olduğunu göstermiştir. Ekonomik analiz iki farklı senaryo için gerçekleştirilmiştir. Şebekeye satış senaryosunda (2,59 TL/kWh) geri ödeme süresi 14,4 yıl, öz tüketim senaryosunda (5,54 TL/kWh) ise 6,2 yıldır. Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (LCOE), %20 iskonto oranı ve 30 yıllık sistem ömrü esas alınarak 8,85 TL/kWh olarak hesaplanmıştır. Elde edilen bulgular, mevcut tarife yapısında öz tüketim modelinin tek ekonomik seçenek olduğunu ortaya koymaktadır. IPCC Tier 1 metodolojisiyle gerçekleştirilen sera gazı analizi, sistemin yıllık 59,4-83,9 tCO<sub>2</sub> aralığında emisyon önlediğini göstermektedir.

**Anahtar kelimeler:** Fotovoltaik sistem, PVsyst, Performans oranı, LCOE, Sera gazı emisyonu.

## TECHNICAL PERFORMANCE, ECONOMIC FEASIBILITY, AND GREENHOUSE GAS EMISSION ANALYSIS OF A 100 KWP GRID-CONNECTED PV SYSTEM: CASE OF GİRESUN, TURKIYE

### ABSTRACT

This study examined the technical performance, economic viability, and greenhouse gas mitigation potential of a 100 kWp grid-connected solar system in Giresun province, situated in the Eastern Black Sea Region of Türkiye, utilizing PVsyst V7.4.7 software. The Meteonorm 8.1 database indicates that the annual horizontal global radiation value for Giresun province is 132.59 MWh/m<sup>2</sup>, considerably lower than that of southern provinces in Türkiye. Simulation outcomes indicate that the system generates approximately 134.31 MWh of energy per annum and demonstrates a performance efficiency of 90.28%. This value surpasses that of comparable research throughout Türkiye and distinctly illustrates the thermal benefits of the Black Sea environment. The P50-P90 study indicated an annual production range of 126.71 to 134.31 MWh. An economic analysis was conducted for two distinct scenarios. In the grid-to-grid scenario (2.59 TL/kWh), the payback period is 14.4 years; conversely, in the self-consumption scenario (5.54 TL/kWh), it is 6.2 years. The Levelized Cost of Energy (LCOE) was determined to be 8.85 TL/kWh, utilizing a 20% discount rate and a 30-year system lifespan. The results indicate that the self-

consumption model is the sole cost-effective alternative under the existing tariff framework. Analysis of greenhouse gases conducted using the IPCC Tier 1 methodology indicates that the system mitigates emissions between 59.4 and 83.9 tCO<sub>2</sub> per year.

**Keywords:** Photovoltaic system, PVsyst, Performance ratio, LCOE, Greenhouse gas emissions.

## Giriş (Introduction)

Küresel enerji talebinin hızla artması ve fosil yakıt kullanımına bağlı çevresel sorunların derinleşmesi, yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelik politika dönüşümlerini kaçınılmaz kılmaktadır [1]. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) verilerine göre 2023 yılında küresel yenilenebilir enerji kurulu gücü bir önceki yıla kıyasla %50 artarak 295 GW'a ulaşmış; bu büyümenin yaklaşık üçte ikisi güneş enerjisinden kaynaklanmıştır [2]. Fotovoltaik (FV) teknolojisindeki hızlı gelişim ve birim maliyetlerdeki düşüş, güneş enerjisini yalnızca güneş kuşağındaki ülkeler için değil, ılıman ve yarı bulutlu iklimlere sahip bölgeler için de ekonomik açıdan değerlendirilebilir bir seçenek haline getirmektedir [3].

Türkiye, yıllık ortalama 1.527 kWh/m<sup>2</sup> güneş ışınımı ve günlük ortalama 7,2 saatlik güneşlenme süresiyle önemli bir FV potansiyeline sahiptir [4]. Bu potansiyeli değerlendirmek amacıyla Türkiye, 2035 yılına kadar toplam güneş enerjisi kurulu gücünü 52,9 GW'a ulaştırmayı hedeflemektedir [5]. Nitekim 2024 yılı sonu itibarıyla Türkiye'de toplam güneş enerjisi kurulu gücü 19,6 GW düzeyine erişmiş olup sektör büyümesini sürdürmektedir [6]. Bununla birlikte, Türkiye genelinde gerçekleştirilen FV fizibilite çalışmalarının coğrafi dağılımı incelendiğinde, araştırmaların büyük ölçüde Güney Doğu, Akdeniz ve İç Anadolu Bölgeleri'ne yoğunlaştığı; yüksek nem, bulutluluk oranı ve görece düşük güneşlenme süresiyle karakterize edilen Karadeniz bölgesinin ise literatürde yeterince ele alınmadığı görülmektedir [7].

Karadeniz bölgesinin FV açısından göz ardı edilmesinin temel gerekçesi, bölgenin iklimsel dezavantajı olarak öne sürülen düşük güneş ışınımı değerleridir [8]. Ancak bu yaklaşım, bölgedeki gerçek ekonomik fizibiliteyi nicel olarak ortaya koyan kapsamlı çalışmaların yokluğuna dayandığından sorgulanmaya açıktır. Enerji Atlası verilerine göre Giresun ili yıllık yaklaşık 957 GWh elektrik tüketmekte olup bu tüketimin tamamını yerel yenilenebilir kaynaklardan karşılamak bölgesel enerji politikası açısından stratejik bir hedef niteliği taşımaktadır [9]. Giresun ilinin mevcut elektrik üretiminin, tüketim miktarının 2,66 katına ulaşması, hidroelektrik ağırlıklı bir üretim yapısına işaret etmekte; buna karşın güneş enerjisinden yararlanma potansiyelinin sistematik biçimde değerlendirilmediği görülmektedir [9].

Bu çalışma, söz konusu boşluğu doldurmak amacıyla Giresun ili iklim koşulları altında 100 kWp kurulu güce sahip şebekeye bağlı bir FV sistemin teknik performansını ve ekonomik fizibilite analizini sunmaktadır. Sistem simülasyonları PVsyst V7.4.7 yazılımı kullanılarak gerçekleştirilmiş; Longi Solar LR5-72HH-550M G2 modülleri ile Huawei SUN2000-50KTL-ZHM3-400V invertörleri temel alınmıştır. Ekonomik değerlendirme kapsamında iki farklı kullanım senaryosu (şebekeye enerji satışı ve öz tüketim) karşılaştırmalı olarak incelenmiş; geri ödeme süresi (PBP) ve seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE) hesaplanmıştır. Bunun yanı sıra; sistemin üretim kapasitesi ile il genelindeki elektrik tüketimi ilişkilendirilmiş, bu şekilde bölgesel ölçekte FV sistemlerinin yaygınlaşma ve enerji karşılama potansiyeli değerlendirilmiştir.

Çalışmanın özgün katkısı üç boyutludur. Birincisi, Karadeniz iklimi nedeniyle dezavantajlı olduğu öngörülen bir ilde FV sistem performansının ve ekonomik uygulanabilirliğinin nicel olarak belgelenmesidir. İkincisi, şebekeye satış ile öz tüketim senaryolarının karşılaştırmalı analiziyle bölgeye özgü optimum yatırım modelinin ortaya konmasıdır. Üçüncüsü ise çalışmanın, benzer iklimsel koşullara sahip Karadeniz illerinde yürütülecek FV fizibilite çalışmaları için tekrarlanabilir bir metodolojik çerçeve sunmasıdır. Bu sayede bölgede yatırım planlaması yapan karar vericilere, araştırmacılara ve politika yapıcılara kanıta dayalı bir bilimsel temel sunulmaktadır.

## 1. Materyal ve Metot (Material and Method)

### 2.1. Çalışma alanı: Giresun ilinin coğrafi ve iklimsel özellikleri (Field of study: Geographical and climatic characteristics of giresun province)

Bu çalışma, Türkiye'nin Doğu Karadeniz Bölgesi'nde yer alan Giresun ili merkezi esas alınarak gerçekleştirilmiştir. İl merkezi 40,92° K enlemi ve 38,39° D boylamı üzerinde konumlanmakta olup rakımı 113 m'dir. Giresun, yüksek yıllık yağış miktarı, yüksek bağıl nem oranı ve görece sınırlı güneşlenme süresi ile karakterize edilen tipik Doğu Karadeniz iklim özelliklerine sahip bir yerleşim yeridir [10, 11]. Türkiye Meteoroloji Genel Müdürlüğü verilerine göre Giresun'un yıllık ortalama yağış miktarı, yaklaşık 1400 mm olup bu değer, Türkiye uzun yıllar ortalaması olan 643 mm'nin yaklaşık iki katıdır. Bu durum Doğu Karadeniz kıyı kuşağının yüksek yağışlı iklim karakterini açıkça ortaya koymaktadır [12].

Çalışmada kullanılan meteorolojik veriler Meteororm 8.1 veri tabanından elde edilmiş olup 2003–2013 yıllarını kapsayan tipik meteorolojik yıl (TMY) verilerine dayalı sentetik saatlik ışınım ve sıcaklık değerlerini içermektedir. Simülasyonda esas alınan yatay düzlemde yıllık küresel ışınım (GlobHor) değeri 1.325,9 kWh/m<sup>2</sup>, yatay difüz ışınım (DiffHor) değeri ise 667,23 kWh/m<sup>2</sup> olarak belirlenmiştir.

Yıllık ortalama çevre sıcaklığı 16,85°C olup kolektör düzleminde yıllık küresel ışınım (GlobInc) değeri 1.486,3 kWh/m<sup>2</sup>'ye ulaşmaktadır. Bu değerler Türkiye'nin güney bölgelerinde rapor edilen yıllık küresel ışınım değerlerinin (yaklaşık 1700–1900 kWh/m<sup>2</sup>) altında olmakla birlikte, FV sistemlerin teknik ve ekonomik fizibilite analizlerinin gerçekleştirilmesi açısından yeterli düzeydedir [13, 14].

### 2.2. Sistem konfigürasyonu (System configuration)

Bu çalışmada şebekeye bağlı, lisanssız üretim kapsamında değerlendirilen 100 kWp kurulu güce sahip bir FV sistemi incelenmiştir. Sistem, sabit düzlem tipi montaj yapısı üzerine 30° eğim açısı ve 0° azimut açısıyla (güney yönelimli) kurgulanmıştır. Sistem bileşenlerine ilişkin teknik parametreler Tablo 1'de sunulmaktadır.

**Tablo 1.** Sistem teknik parametreleri (System technical parameters)

Parametre	Değer
PV Modül	Longi Solar LR5-72HH-550M G2
Modül Nominal Gücü (STC)	550 Wp
Modül Sayısı	182 adet
Toplam Nominal Güç (STC)	100 kWp
Dizi Konfigürasyonu	14 modül seri × 13 zincir
Panel Yüzeyi	470 m <sup>2</sup>
İnvertör	Huawei SUN2000-50KTL-ZHM3-400V
İnvertör Sayısı	2 adet
Toplam İnvertör Gücü	100 kWac
DC/AC Güç Oranı	1,00
Çalışma Gerilimi	200-1000 V
İşletme Koşullarında (50°C) Pmpp	91,7 kWp

Sistemde, iki invertör paralel konfigürasyonda çalışmaktadır. Birinci invertöre 6 zincir, ikinci invertöre ise 7 zincir bağlanmış olup her zincir 14 modülden oluşmaktadır. FV sistem tasarımında paneller, literatürde Türkiye'nin orta enlemleri için önerilen optimum değerler dikkate alınarak 30° eğim açısı ve 0° azimut açısı (güney yönelimli) olacak şekilde konumlandırılmıştır [15, 16].

### 2.3. PVsyst simülasyon metodolojisi (PVsyst simulation methodology)

Sistem performansının tahmininde PVsyst V7.4.7 yazılımı kullanılmıştır. PVsyst, uluslararası alanda yaygın biçimde kabul görmüş, saatlik simülasyon temeline dayanan bir FV sistem analiz yazılımıdır

[17]. Yazılım, ışınım transpoze modeli olarak Perez modelini, difüz ışınım için Perez-Meteonorm yaklaşımını ve circumsolar bileşen için ise ayrı bir hesaplama yöntemi kullanmaktadır [18].

Simülasyon sürecinde dikkate alınan başlıca kayıp mekanizmaları şunlardır: ışınım seviyesine bağlı PV kaybı (%1,10), sıcaklık kaynaklı PV kaybı (%3,00), modül kalite kaybı (+%0,75), modül ve dizi uyumsuzluk kaybı (%2,05), omik kablolama kaybı (%0,92), invertör verimi kaybı (%1,99) ve gece tüketimi (%0,03). Üretim tahminindeki belirsizlik değerlendirmesi amacıyla P50-P90 analizi gerçekleştirilmiş; yıldan yıla değişkenlik %4,0, küresel değişkenlik (kuvadratik toplam) ise %4,4 olarak belirlenmiştir.

Çalışmada 3 boyutlu gölgeleme analizi gerçekleştirilmemiştir. Bu durum, simülasyon sonuçlarının iyimser yönde sapmasına yol açabilecek bir sınırlılık olarak kabul edilmekte ve bulgular yorumlanırken göz önünde bulundurulmalıdır.

## 2.4. Ekonomik Analiz Yöntemi (Economic analysis methodology)

Çalışmada üç temel ekonomik gösterge hesaplanmıştır: PBP (Denklem1) ve LCOE (Denklem 2).

$$PBP = \frac{CAPEX}{G_{yillik}} \quad (1)$$

Denklem1’de, CAPEX başlangıç yatırım maliyetini,  $G_{yillik}$  ise yıllık net geliri veya tasarrufu ifade etmektedir.

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

Denklem 2’de,  $n$  sistem ömrünü (30 yıl),  $r$  iskonto oranını (%20),  $OPEX_t$  t yılındaki işletme ve bakım maliyetini,  $E_t$  ise yıllık degradasyon (%1) dikkate alınarak hesaplanan t yılındaki enerji üretimini ifade etmektedir.

Ekonomik analizde iki farklı senaryo karşılaştırmalı olarak değerlendirilmiştir. Senaryo 1’de üretilen enerjinin tamamının EPDK lisanssız üretim tarifesi kapsamında şebekeye satıldığı varsayılmıştır. Senaryo 2’ de ise üretilen enerjinin tamamının öz tüketim amacıyla kullanıldığı ve elektrik faturasından tasarruf sağlandığı kabul edilmiştir.

## 2.5. Kullanılan ekonomik parametreler ve kaynakları (Economic parameters and sources used)

Ekonomik analizde kullanılan parametreler ve ilgili kaynaklar Tablo 2’de sunulmaktadır.

**Tablo 2.** Ekonomik analiz parametreleri (Economic analysis parameters)

Parametre	Değer	Kaynak
CAPEX	100.000 USD	[19]
CAPEX (TL)	4.377.000 TL	[20]
OPEX (yıllık)	43.770 TL	[19]
Şebeke Satış Fiyatı	2,59 TL/kWh	[21]
Öz Tüketim Fiyatı	5,54 TL/kWh	[21]
İskonto Oranı	%20	[22]
Sistem Ömrü	30 yıl	Bu makale
Yıllık Degradasyon	%1	Bu makale
Yıllık Üretim	134.308 kWh	Bu makale

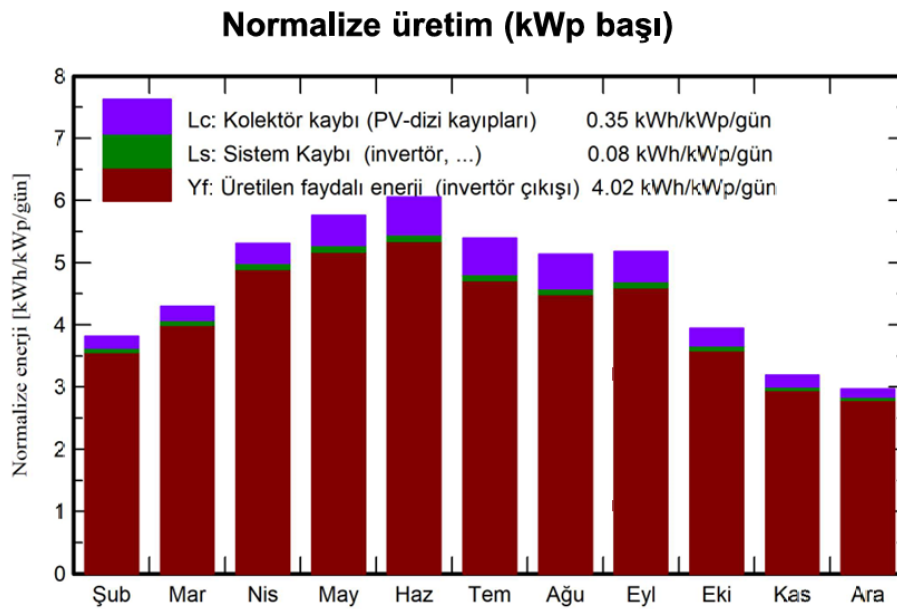
(Not: Türkiye’de 2024–2026 döneminde yüksek faiz ortamı hâkimdir ve politika faizi %45 seviyelerine kadar yükselmiştir [22]. Bu nedenle yatırım projelerinin ekonomik analizinde iskonto oranı %20 olarak kabul edilmiştir. Ekonomik analizde kullanılan döviz kuru, çalışmanın gerçekleştirildiği Şubat 2026 dönemi TCMB gösterge kuru olan 43,77 TL/USD esas alınmıştır [20]).

### 3. Simülasyon Sonuçları (Simulation Results)

#### 3.1. Yıllık enerji üretimi ve genel performans (Annual energy production and overall performance)

PVsyst V7.4.7 yazılımıyla gerçekleştirilen simülasyon sonucunda sistemin şebekeye enjekte ettiği yıllık toplam enerji miktarı 134.308 kWh olarak hesaplanmıştır. 100 kWp kurulu güç için normalize edilmiş yıllık üretim değeri 1.342 kWh/kWp olup sistem performans oranı (PR) %90,28 düzeyinde gerçekleşmiştir. Bu PR değeri, uluslararası literatürlerde iyi bir performans göstergesi olarak kabul edilen %75-85 aralığının üzerinde olup sistemin verimli biçimde tasarlandığına işaret etmektedir [23, 24].

Aylık bazda normalize edilmiş enerji üretimi Şekil 1’de sunulmaktadır. Grafikte her aya ait kolektör kayıpları ( $L_c$ ), sistem kayıpları ( $L_s$ ) ve invertör çıkışındaki faydalı enerji ( $Y_f$ ) ayrı ayrı gösterilmektedir.

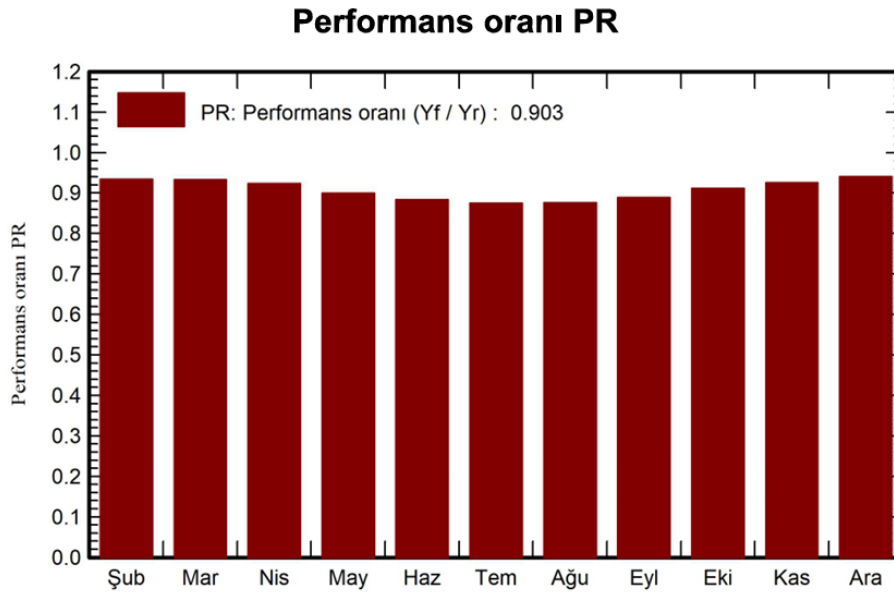


**Şekil 1.** Aylık normalize üretim dağılımı (kWh/kWp/gün) (Normalizing monthly production status (kWh/kWp/day))

Şekil 1 incelendiğinde en yüksek günlük üretimin Mart–Nisan döneminde gerçekleştiği, yaz aylarında ise artan çevre ve hücre sıcaklıklarına bağlı olarak ortaya çıkan termal kayıplar nedeniyle beklenenin altında bir üretim profili olduğu görülmektedir. FV modüllerin çalışma sıcaklığındaki artış, hücre veriminde ve çıkış gücünde azalmaya neden olmakta olup bu durum özellikle yüksek sıcaklık koşullarında enerji üretimini sınırlayan önemli bir faktör olarak kabul edilmektedir. Bu bulgu, Karadeniz Bölgesi’nin ılıman iklim karakteri ile uyumlu olup yüksek sıcaklık değerlerinin görüldüğü güney bölgelerinden farklı bir üretim davranışına işaret etmektedir [25, 26].

#### 3.2. Performans oranı (PR) analizi (Performance ratio (PR) analysis)

Sistemin aylık PR değerleri Şekil 2’de verilmektedir. Yıllık ortalama PR değeri 0,903 olarak hesaplanmıştır.



**Şekil 2.** Aylık PR dağılımı (Monthly PR distribution)

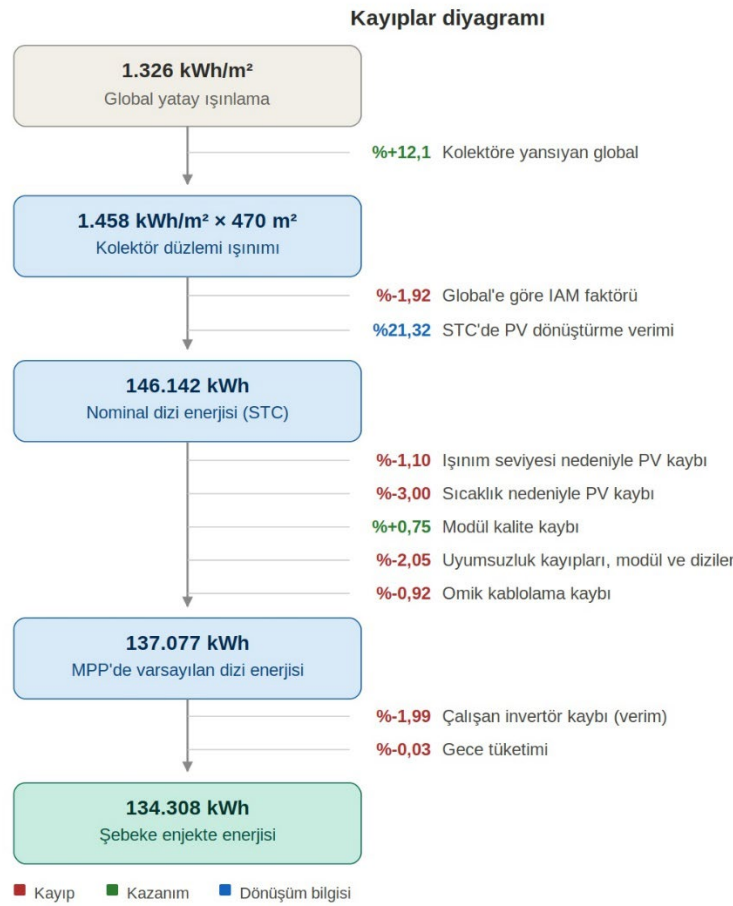
Aylık enerji bilanço değerleri Tablo 3'te sunulmaktadır. Simülasyon Şubat 2026 koşulları esas alınarak yürütülmüş olup aylık dağılım bu dönemden itibaren raporlanmıştır. PR değerinin en yüksek Aralık (0,940) ve Şubat (0,934) aylarında, en düşük ise Temmuz (0,875) ve Ağustos (0,876) aylarında gerçekleştiği görülmektedir. Bu durum, yaz aylarında yükselen çevre sıcaklığının modül verimliliğini olumsuz etkilemesiyle açıklanmaktadır. PVsyst raporunda işletme koşullarında (50°C) modül gücünün STC değerinin (100 kWp) yaklaşık %8,3 altına düştüğü (91,7 kWp) görülmektedir.

**Tablo 3.** Aylık enerji bilanço sonuçları (Monthly energy balance results)

Ay	GlobHor (kWh/m <sup>2</sup> )	GlobInc (kWh/m <sup>2</sup> )	EArray (kWh)	E_Grid (kWh)	PR
Şubat	32,0	42,0	4002	3924	0,934
Mart	110,6	133,1	12.671	12.425	0,933
Nisan	147,4	159,3	15.007	14.711	0,923
Mayıs	179,9	178,5	16.412	16.078	0,900
Haziran	189,4	181,6	16.400	16.059	0,884
Temmuz	172,2	167,2	14.948	14.634	0,875
Ağustos	152,9	159,1	14.246	13.953	0,876
Eylül	131,8	155,4	14.120	13.829	0,889
Ekim	92,8	122,3	11.382	11.155	0,911
Kasım	62,6	95,8	9.051	8871	0,925
Aralık	54,2	92,1	8.839	8669	0,940
<b>Yıllık</b>	<b>1325,9</b>	<b>1486,3</b>	<b>137.077</b>	<b>134.308</b>	<b>0,903</b>

### 3.3. Kayıp diyagramı analizi (Missing diagram analysis)

Sistemdeki enerji kayıplarının dağılımı Şekil 3'te sunulan kayıplar diyagramında detaylı biçimde gösterilmektedir.

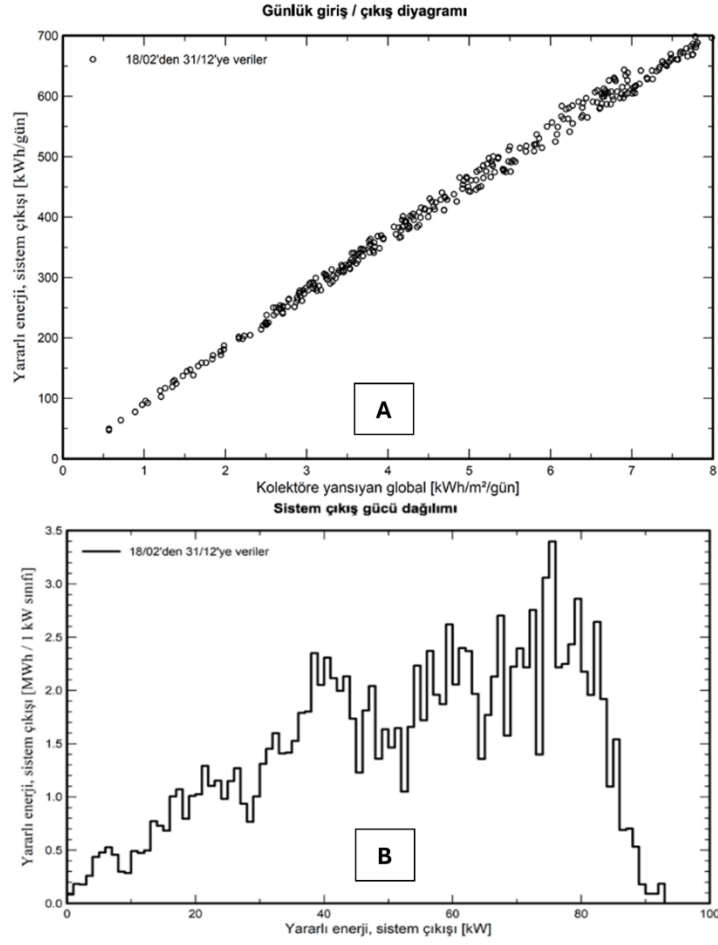


**Şekil 3.** Sistem enerji kayıpları (KWh cinsinden) diyagramı (Diagram showing system energy losses (in kWh))

Diyagram incelendiğinde toplam kayıp mekanizmaları içinde en büyük payın sıcaklık kaynaklı FV kaybına (%3,00) ait olduğu görülmektedir. Bunu modül ve dizi uyumsuzluk kaybı (%2,05) ve invertör verim kaybı (%1,99) izlemektedir. Yatay global ışıınımdan (1326 kWh/m²) başlayarak kolektör düzlemine yansıyan ışınımın %12,1 artış gösterdiği, ardından IAM faktörü nedeniyle %1,92 kayıp yaşandığı görülmektedir. Tüm kayıplar düşüldükten sonra şebekeye enjekte edilen enerji 134.308 kWh olarak gerçekleşmiştir. Dikkat çekici bir bulgu olarak modül kalite kaybının pozitif yönde (+%0,75) katkı sağladığı görülmektedir; bu durum kullanılan modüllerin nominal değerinin üzerinde performans sergilediğine işaret etmektedir.

### 3.4. Sistem çıkış karakteristikleri (System output characteristics)

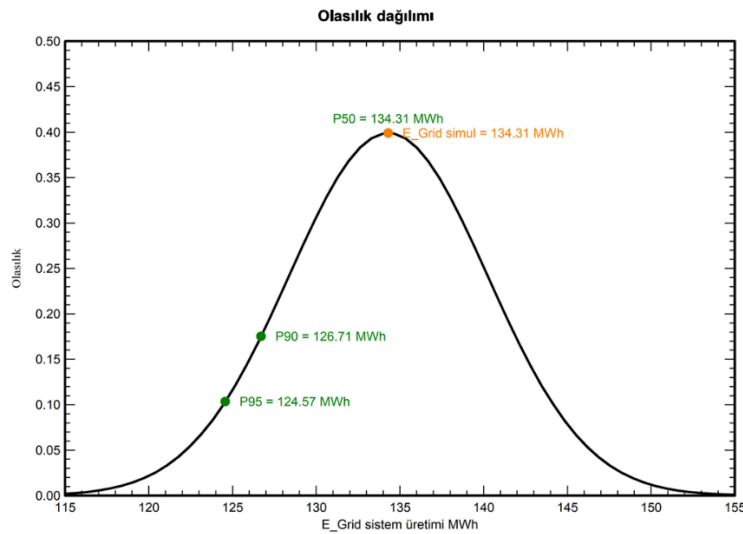
Günlük giriş-çıkış ilişkisi Şekil 4A'da saçılım grafiği formatında sunulmaktadır. Şekil 4A'da kolektöre yansıyan günlük global ışıınımla sistemin günlük enerji çıkışı arasında yüksek doğrusallık gözlemlenmektedir. Bu durum sistemin geniş bir ışıınımla aralığında (0-8 kWh/m²/gün) tutarlı biçimde çalıştığını doğrulamakta; invertör kayıpları veya aşırı yük durumlarının oluşmadığına işaret etmektedir. Sistem çıkış gücünün dağılımı Şekil 4B'de histogram formatında sunulmaktadır. Histogram incelendiğinde sistemin büyük bölümünün 40–90 kW aralığında çalıştığını görülmektedir. Bu dağılım, invertörün nominal çıkış gücü olan 100 kWAC kapasitesinin etkin biçimde kullanıldığını ve sistemde meydana gelebilecek inverter güç kırpmaya kayıplarının sınırlı düzeyde kaldığını göstermektedir. FV inverter kapasitesinin aşılması durumunda oluşan kesme kayıpları, FV dizisinin ürettiği DC gücün invertör tarafından AC güce dönüştürülemeyen kısmını ifade etmekte olup uygun inverter boyutlandırması bu kayıpların minimize edilmesinde kritik bir tasarım parametresidir [27, 28].



Şekil 4. Günlük giriş/çıkış diyagramı (A), sistem çıkış gücü dağılımı (B) (Daily input/output diagram (A), system output power distribution (B))

### 3.5. P50-P90 belirsizlik analizi (P50-P90 Uncertainty analysis)

Üretim tahminindeki istatistiksel belirsizlik değerlendirmesi Şekil 5'te sunulmaktadır.



Şekil 5. Yıllık üretim olasılık dağılımı (MWh cinsinden) (P50-P90) (Annual production probability distribution (in MWh) (P50-P90))

Simülasyon ve parametre belirsizlikleri (FV modül model belirsizliği %1,0, invertör verimliliği belirsizliği %0,5, kirlenme ve uyumsuzluk %1,0, degradasyon belirsizliği %1,0) ile hava durumu değişkenliği (%4,0) bir arada değerlendirildiğinde yıllık üretim olasılık değerleri Tablo 4'te sunulan şekildeki gibi elde edilmiştir.

**Tablo 4.** P50-P90 yıllık üretim tahminleri (P50-P90 annual production estimates)

Olasılık Düzeyi	Yıllık Üretim
P50 (beklenen)	134,31 MWh
P90	126,71 MWh
P95	124,57 MWh

P90 değerinin P50'ye oranı yaklaşık %94,3 olup bu değer sistemin görece düşük belirsizlik profiline sahip olduğunu ortaya koymaktadır. Finans kurumları genellikle proje finansmanında P90 değerini esas almaktadır; bu çerçevede sistemin garantilenmiş üretim tabanı 126,71 MWh/yıl olarak kabul edilebilir [29, 30].

#### 4. Ekonomik Analiz (Economic Analysis)

##### 4.1. Ekonomik analiz varsayımları (Assumptions of economic analysis)

Ekonomik analizde kullanılan tüm parametreler Bölüm 2.5'te sunulan Tablo 2'de detaylı biçimde verilmiştir. Analizin temel varsayımları şu şekilde özetlenebilir: sistem ömrü boyunca yıllık %1 oranında performans düşüşü (degradasyon) yaşanmakta, işletme ve bakım maliyetleri sabit kabul edilmekte, elektrik fiyatlarının analiz dönemi boyunca sabit kaldığı varsayılmaktadır. Elektrik fiyatlarının sabit tutulması, gerçek koşullarda muhtemel fiyat artışlarını göz ardı ettiğinden sonuçları muhafazakâr yönde etkilemektedir. Bu yaklaşım, analizin iyimser senaryolara değil gerçekçi alt sınır değerlerine dayanmasını sağlamaktadır.

##### 4.2. Senaryo 1 (şebekeye enerji satışı) (Scenario 1 (selling energy to the grid))

Bu senaryoda üretilen enerjinin tamamının EPDK lisanssız üretim tarifesi kapsamında şebekeye satıldığı varsayılmaktadır. Şubat 2026 itibarıyla geçerli olan birim satış fiyatı 2,59 TL/kWh olarak esas alınmıştır [21].

Yıllık gelir:

$$G_1 = 134.308 \times 2,59 = 347.858 \text{ TL/yıl}$$

Basit geri ödeme süresi:

$$PBP_1 = \frac{4.377.000}{347.858 - 43.770} = \frac{4.377.000}{304.088} \approx 14,4 \text{ yıl}$$

Bu sonuç, şebekeye satış modelinin Giresun ili koşullarında ekonomik açıdan sınırdan uygulanabilir olduğunu ortaya koymaktadır. 30 yıllık sistem ömrünün yaklaşık yarısının geri ödemeye ayrılması, bu modelin yatırımcılar açısından cazip olmadığına işaret etmektedir.

##### 4.3. Senaryo 2 (öz tüketim) (Scenario 2 (self-consumption))

Bu senaryoda üretilen enerjinin tamamının tesis bünyesinde tüketildiği ve şebekeden çekilecek elektriğin ikame edildiği varsayılmaktadır. Şubat 2026 itibarıyla ticarethane tarifesi kapsamındaki elektrik alış fiyatı 5,54 TL/kWh olarak esas alınmıştır [21].

Yıllık tasarruf:

$$G_2 = 134.308 \times 5,54 = 744.066 \text{ TL/yıl}$$

Basit geri ödeme süresi:

$$PBP_2 = \frac{4.377.000}{744.066 - 43.770} = \frac{4.377.000}{700.296} \approx 6,2 \text{ yıl}$$

Öz tüketim senaryosunda sistemin geri ödeme süresi yaklaşık 6,2 yıl olarak hesaplanmıştır. Bu değer, Türkiye’de gerçekleştirilen FV sistem fizibilite çalışmalarında rapor edilen yaklaşık 5–8 yıllık geri ödeme süresi aralığı ile uyum göstermektedir ve söz konusu modelin ekonomik açıdan uygulanabilir olduğunu ortaya koymaktadır [31, 32].

#### 4.4. Seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE) analizi (Levelized cost of energy (LCOE) analysis)

LCOE, farklı enerji teknolojilerinin ekonomik karşılaştırılmasında yaygın biçimde kullanılan bir göstergedir [33]. Bu çalışmada LCOE hesabında %20 iskonto oranı, %1 yıllık degradasyon ve 30 yıllık sistem ömrü esas alınmıştır.

İskonto edilmiş toplam enerji üretimi:

$$E_{\text{toplam}} = \sum_{t=1}^{30} \frac{134.308 \times (1 - 0,01)^{t-1}}{(1 + 0,20)^t} \approx 519.000 \text{ kWh}$$

İskonto edilmiş toplam maliyet:

$$C_{\text{toplam}} = 4.377.000 + \sum_{t=1}^{30} \frac{43.770}{(1 + 0,20)^t} \approx 4.377.000 + 218.000 \approx 4.595.000 \text{ TL}$$

$$LCOE = \frac{4.595.000}{519.000} \approx 8,85 \text{ TL/kWh}$$

#### 4.5. İki senaryonun karşılaştırması ve değerlendirme (Comparison and evaluation of the two scenarios)

İki senaryoya ait ekonomik göstergeler Tablo 5'te karşılaştırmalı olarak sunulmaktadır.

**Tablo 5.** Senaryo karşılaştırması (Scenario comparison)

Gösterge	Senaryo 1 (Şebeke Satışı)	Senaryo 2 (Öz Tüketim)
Birim Fiyat (TL/kWh)	2,59	5,54
Yıllık Gelir/Tasarruf (TL)	347.858	744.066
Net Yıllık Nakit Akışı (TL)	304.088	700.296
PBP (yıl)	14,4	6,2
LCOE (TL/kWh)	8,85	8,85
Ekonomik Uygulanabilirlik	Sınırdadır	Uygulanabilir

Tablo 5 incelendiğinde iki senaryo arasındaki temel farkın kullanım modeline bağlı olduğu açıkça görülmektedir. LCOE değeri her iki senaryo için aynı olmakla birlikte zira üretim miktarı ve sistem maliyeti değişmemektedir şebekeye satış fiyatının (2,59 TL/kWh) LCOE değerinin (8,85 TL/kWh) belirgin biçimde altında kalması, Senaryo 1'in mevcut tarife koşullarında ekonomik sürdürülebilirlikten uzak olduğunu ortaya koymaktadır. Buna karşın öz tüketim senaryosunda tasarruf edilen elektrik maliyeti (5,54 TL/kWh) da LCOE değerinin altında kalmakta; ancak düşük CAPEX maliyeti ve yüksek tasarruf hacmi nedeniyle geri ödeme süresi kabul edilebilir düzeyde gerçekleşmektedir.

#### 4.6. Bölgesel enerji karşılama potansiyeli (Regional energy meeting potential)

Enerji Atlası verilerine göre Giresun ili yıllık yaklaşık 957 GWh elektrik tüketmektedir [9]. Çalışmada incelenen 100 kWp sistemin yıllık üretimi olan 134.308 kWh, il geneli tüketiminin yalnızca %0,014'üne karşılık gelmektedir. Bu oran, tek bir sistemin bölgesel enerji dengesine doğrudan etkisinin sınırlı kaldığını göstermektedir. Bununla birlikte, Giresun ilinin mevcut çatı alanı potansiyeli değerlendirildiğinde farklı bir tablo ortaya çıkmaktadır. Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı verilerine göre kentsel çatı alanlarının FV kurulum için uygun bölümünde sistem yoğunluğu 100 kWp/1.000 m<sup>2</sup> olarak kabul edildiğinde, il genelinde yaygınlaştırılacak çatı üstü GES uygulamalarının bölgesel tüketimin kayda değer bir bölümünü karşılama potansiyeline sahip olduğu değerlendirilebilir. Bu bulgu, Karadeniz bölgesinde FV yaygınlaşmasını teşvik edecek politika araçlarının geliştirilmesinin önemine dikkat çekmektedir.

#### 5. Sera gazı emisyon analizi (Greenhouse gas emission analysis)

Bu çalışmada sera gazı emisyon analizi, Hükümetler arası İklim Değişikliği Paneli (IPCC) Tier 1 metodolojisi çerçevesinde gerçekleştirilmiştir. Tier 1, ulusal düzeyde yayımlanan ortalama emisyon faktörlerinin faaliyet verisiyle çarpılmasına dayanan basitleştirilmiş ancak uluslararası alanda kabul görmüş bir yaklaşımdır [34]. Bu yöntemde tesis düzeyinde ölçüm gerekmemekte, hesaplamalar ulusal şebeke emisyon faktörleri esas alınarak yapılmaktadır.

Çalışmada iki farklı emisyon faktörü kullanılmıştır. Birincisi, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) Enerji Verimliliği ve Çevre Dairesi Başkanlığı (EVÇED) tarafından yayımlanan 2023 yılı Türkiye Ulusal Elektrik Şebekesi birleşik marj emisyon faktörü olan 0,6242 tCO<sub>2</sub>/MWh (= 624,2 gCO<sub>2</sub>/kWh) değeridir. Bu faktör, FV sistemin şebekeye enjekte ettiği her kWh'in önlediği emisyon miktarının hesaplanmasında kullanılmıştır [35]. İkincisi ise tüketim noktası emisyon faktörü olan 442 gCO<sub>2</sub>e/kWh değeridir; bu faktör öz tüketim senaryosunda şebekeden ikame edilen elektriğin karbon değerinin hesaplanmasında esas alınmıştır [36].

#### 5.1. Yıllık önlenen emisyon hesabı (Annual prevented emissions calculation)

Senaryo 1: Şebekeye Satış (Birleşik Marj Faktörü):

$$E_{\text{önlenen},1} = 134.308 \text{ kWh} \times 0,6242 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}$$

$$E_{\text{önlenen},1} \approx 83,9 \text{ tCO}_2/\text{yıl}$$

Senaryo 2: Öz Tüketim (Tüketim Noktası Faktörü):

$$E_{\text{önlenen},2} = 134.308 \text{ kWh} \times 0,442 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}$$

$$E_{\text{önlenen},2} \approx 59,4 \text{ tCO}_2/\text{yıl}$$

#### 5.2 Sistem ömrü boyunca kümülatif emisyon tasarrufu (Cumulative emission savings over the system lifecycle)

30 yıllık sistem ömrü ve %1 yıllık degradasyon dikkate alındığında kümülatif önlenen emisyon miktarları aşağıdaki şekilde hesaplanmaktadır ve sonuçlar Tablo 6'da özetlenmektedir.

$$E_{\text{kümülatif}} = \sum_{t=1}^{30} E_{\text{önlenen}} \times (1 - 0,01)^{t-1}$$

Senaryo 1:

$$E_{\text{kümülatif},1} = 83.854 \times \frac{1 - (0,99)^{30}}{1 - 0,99} \approx 2.164 \text{ tCO}_2$$

Senaryo 2:

$$E_{\text{kümülatif},2} \approx 59.364 \times 25,81 \approx 1.532 \text{ tCO}_2$$

**Tablo 6.** Sera gazı emisyon analizi özeti (Summary of greenhouse gas emission analysis)

Gösterge	Senaryo 1	Senaryo 2
Kullanılan Emisyon Faktörü	624,2 gCO <sub>2</sub> /kWh	442 gCO <sub>2</sub> /kWh
Yıllık Önlenebilir Emisyon	83,9 tCO <sub>2</sub>	59,4 tCO <sub>2</sub>
30 Yıllık Kümülatif Tasarruf	~2.164 tCO <sub>2</sub>	~1.532 tCO <sub>2</sub>
Eşdeğer Araç (15.000 km/yıl)*	~37 araç/yıl	~26 araç/yıl

(Not: \*Binek araç ortalama CO<sub>2</sub> emisyonu: ~ 2,27 tCO<sub>2</sub>/yıl [34].)

Gerçekleştirilen Tier 1 emisyon analizi, Giresun ili koşullarında 100 kWp kurulu güce sahip şebekeye bağlı FV sistemin yıllık 59,4-83,9 tCO<sub>2</sub> aralığında sera gazı emisyonunu önlediğini ortaya koymaktadır. Bu değer, kullanım modeline (şebekeye satış veya öz tüketim) ve uygulanan emisyon faktörüne bağlı olarak farklılaşmakta; ancak her iki senaryoda da çevresel faydanın anlamlı düzeyde olduğu görülmektedir.

Şebekeye satış senaryosunda ETKB-EVÇED tarafından güneş ve rüzgâr enerjisi santralleri için yayımlanan 2023 yılı birleşik marj emisyon faktörü (0,6242 tCO<sub>2</sub>/MWh) esas alınmıştır [35]. Bu faktör, yenilenebilir enerji üretiminin elektrik sisteminde marjinal üretim birimlerini ikame ederek oluşan emisyon azaltımını temsil eden bir göstergedir ve genellikle şebekede çalışmakta olan fosil yakıtlı santrallerin emisyon yoğunluğu üzerinden hesaplanır [37]. Bu nedenle marjinal veya birleşik şebeke emisyon faktörleri, yenilenebilir enerji projelerinin sera gazı azaltım potansiyelinin belirlenmesinde ve karbon azaltım politikalarının değerlendirilmesinde yaygın biçimde kullanılan bir yöntemdir [38, 39]

Sistem ömrü boyunca kümülatif emisyon tasarrufu değerlendirildiğinde, %1 yıllık bozulma varsayımı altında şebekeye satış senaryosunda yaklaşık 2164 tCO<sub>2</sub>, öz tüketim senaryosunda ise yaklaşık 1532 tCO<sub>2</sub> önlenebileceği hesaplanmaktadır. Bu değerleri somutlaştırmak amacıyla binek araç eşdeğeri karşılaştırması yapıldığında, IPCC [34] binek araç ortalama emisyon katsayısına (2,27 tCO<sub>2</sub>/yıl, 15.000 km/yıl) göre sistemin yıllık bazda 26-37 otomobilin atmosfere saldıgı CO<sub>2</sub> miktarını önlediği hesaplanmaktadır.

Söz konusu bulgular, Giresun ilinin iklimsel koşullarının yarattığı görece düşük enerji üretim kapasitesine karşın FV sistemin çevresel katkısının göz ardı edilemeyeceğini ortaya koymaktadır. Türkiye'nin güney illerinde benzer ölçekteki sistemlerin yıllık 160.000-190.000 kWh üretim gerçekleştirebildiği dikkate alındığında, Giresun ilinin sistemin 134.308 kWh'lik üretim değeriyle bu potansiyelin yaklaşık %75-84'üne ulaşabildiği görülmektedir. Dolayısıyla Karadeniz bölgesindeki iklimsel dezavantaj, çevresel performans açısından tam bir engel teşkil etmemekte; üretim kaybı oranıyla orantılı, kabul edilebilir bir azalmayla sınırlı kalmaktadır.

Son olarak, emisyon azaltım değerlerinin yorumlanmasında bazı sınırlılıkların göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Tier 1 metodolojisi gereği tesis düzeyinde ölçüm yerine ulusal ortalama faktörler kullanılmış; bu durum bölgesel şebeke bileşimindeki farklılıkları yansıtmamaktadır. Bunun yanı sıra çalışmada modülün üretim sürecindeki gömülü karbon ve sistem ömrü sonundaki atık yönetiminden kaynaklanan emisyonlar kapsam dışı tutulmuştur. Kapsamlı bir yaşam döngüsü analizi (LCA), bu bileşenlerin de hesaba katılmasıyla daha bütüncül bir çevresel değerlendirme imkânı sunacaktır. Söz konusu analiz, gelecek çalışmalar için öncelikli bir araştırma alanı olarak önerilmektedir.

## 6. Tartışma (Discussion)

Bu çalışmada elde edilen simülasyon bulguları, Türkiye'nin farklı iklim bölgelerinde gerçekleştirilen benzer çalışmalarla karşılaştırmalı olarak değerlendirildiğinde Giresun'un özgün konumu daha net biçimde ortaya çıkmaktadır.

Konya ilinde gerçekleştirilen agrivoltaik potansiyel çalışmasında yıllık yatay küresel ışınım değeri 1.764 kWh/m<sup>2</sup> olarak raporlanmıştır [40]. Bu değer, mevcut çalışmada elde edilen Giresun ışınım değerinin (1.325,9 kWh/m<sup>2</sup>) yaklaşık %33 üzerindedir. Benzer şekilde, Konya ilinin Altınekin ilçesinde kurulan 203 kWp'lik şebeke bağlantılı sistemin yıllık 351.350 kWh enerji ürettiği ve bu değer PVsyst simülasyon sonuçlarıyla yalnızca %5 sapma gösterdiği bildirilmiştir [41]. Söz konusu sistem kWp başına yaklaşık 1.730 kWh üretim gerçekleştirmiş olup bu değer mevcut çalışmada elde edilen 1.342

kWh/kWp değerinin yaklaşık %29 üzerindedir. Bu karşılaştırma, Giresun ilindeki düşük ışınım değerlerinin sistem çıktısını doğrudan ve öngörülebilir biçimde sınırladığını nicel olarak ortaya koymaktadır.

PR açısından değerlendirildiğinde, mevcut çalışmada elde edilen %90,28 değeri uluslararası literatürde raporlanan değerlerin belirgin biçimde üzerindedir. Doğu Anadolu Bölgesi için yapılan bir çalışmada arazi sistemi için ise %81,15 oranında PR değeri elde edildiği bildirilmiştir [4]. Giresun ili sisteminin yüksek PR değeri, Karadeniz bölgesinin ılıman iklim koşullarına özellikle yaz aylarında güney illerine kıyasla görece düşük çevre sıcaklıklarına bağlanabilir. Bu bulgu, düşük ışınım değerlerine sahip olmakla birlikte termal açıdan avantajlı bir konumda bulunan Giresun ilinin, sistem verimliliği açısından beklenenden daha olumlu bir performans sergilediğini ortaya koymaktadır.

Simülasyon sonuçları incelendiğinde performans oranının yaz aylarında belirgin biçimde düştüğü görülmektedir. Temmuz'da 0,875 ve Ağustos'ta 0,876 olarak hesaplanan PR değerleri, yıllık ortalama değer olan 0,903'ün yaklaşık %3 altında kalmaktadır. FV sistemlerde yaz döneminde gözlenen bu tür PR düşüşlerinin temel nedeni modül sıcaklığındaki artışa bağlı verim kayıplarıdır; artan hücre sıcaklığı FV modüllerinin elektriksel verimini düşürerek performans oranında azalmaya yol açmaktadır [42]. Bu durum PVsyst kayıplar diyagramında sıcaklık kaynaklı FV kaybı olarak raporlanan %3,00'lük değer ile tutarlıdır. Benzer şekilde saha verilerine dayalı çalışmalar da yüksek modül sıcaklıklarının yaz aylarında performans oranını düşürdüğünü ve sistem kayıpları içinde sıcaklık kaynaklı kayıpların önemli bir paya sahip olduğunu göstermektedir [43].

Silikon bazlı FV modüllerin sıcaklık katsayısı genellikle  $-0,3$  ile  $-0,5$   $\%/^{\circ}\text{C}$  aralığında rapor edilmekte olup, modül sıcaklığının standart test koşullarında tanımlanan referans sıcaklık olan  $25^{\circ}\text{C}$ 'nin üzerine çıkması durumunda çıkış gücünde yaklaşık doğrusal bir azalma meydana gelmektedir [44, 45]. Kristal silikon modüller için maksimum güç sıcaklık katsayısının yaklaşık  $-0,45$   $\%/^{\circ}\text{C}$  civarında olduğu ve sıcaklık artışının hücre içindeki taşıyıcı yeniden birleşme oranını artırarak elektriksel verimi düşürdüğü çeşitli deneysel çalışmalarla gösterilmiştir [46, 47]. PVsyst raporunda işletme koşullarında ( $50^{\circ}\text{C}$ ) modülün nominal gücünün  $100$  kWp'ten  $91,7$  kWp'e gerilediği görülmektedir; bu durum yalnızca termal etkinin %8,3'lük bir güç kaybına neden olduğuna işaret etmektedir.

Bununla birlikte, Giresun ilinin ortalama çevre sıcaklığının (yıllık ortalama  $16,85^{\circ}\text{C}$ ) Konya (yaklaşık  $11,5^{\circ}\text{C}$  yıllık ortalama) veya Antalya (yaklaşık  $18,5^{\circ}\text{C}$ ) gibi illerle karşılaştırıldığında orta düzeyde kaldığı görülmektedir. Dolayısıyla yaz aylarındaki PR düşüşünün, ışınım miktarındaki artışın doğal bir eşliği olduğu ve sistematik bir tasarım sorununa işaret etmediği değerlendirilmektedir. Nitekim termal kayıpların en yoğun yaşandığı temmuz ayında sistem, yıllık en yüksek aylık üretim değerlerine yakın bir performans sergilemiştir ( $14.634$  kWh). Bu durum, termal kaybın artmasına karşın artan ışınımın toplam etkiyi dengeleyebildiğini göstermektedir [42, 48].

Bu çalışmada PVsyst simülasyonu 3B gölgeleme analizi yapılmadan gerçekleştirilmiş; yakın gölgeleme etkisi gölgelemesiz olarak tanımlanmıştır. Bu durum çalışmanın en önemli metodolojik sınırlılığını oluşturmaktadır.

Giresun ili coğrafi açıdan engebeli bir topografyaya sahip olup il merkezinde yoğun kentsel yapılaşma bulunmaktadır. Dağlık arazi yapısı ve yüksek bitki örtüsü yoğunluğu, gerçek saha koşullarında uzak gölgeleme etkisinin FV sistem performansı üzerinde önemli bir kayıp kaynağı oluşturabileceğine işaret etmektedir. FV sistemlerde çevresel engellerden kaynaklanan gölgeleme etkileri, modüller üzerinde düzensiz ışınım dağılımına yol açarak enerji üretiminde önemli kayıplara neden olabilmektedir [49].

Literatürde kentsel alanlarda binalar, ağaçlar veya topografik engellerden kaynaklanan gölgeleme etkisinin sistem tasarımına ve konuma bağlı olarak yıllık enerji üretiminde yaklaşık %5–15 arasında kayba yol açabildiği rapor edilmektedir [50, 51]. Örneğin, kentsel çevrede gerçekleştirilen gölge analizleri, çevredeki yapı ve engellerden kaynaklanan gölgelemenin FV sistemlerin yıllık enerji veriminde yaklaşık %7–11 düzeyinde azalmaya neden olabildiğini göstermektedir [50]. Bu çerçevede mevcut çalışmada elde edilen  $134.308$  kWh'lik üretim tahmini, gölgeleme etkisi göz ardı edildiğinden gerçek saha performansının üzerinde kalabilir. Söz konusu sınırlılığın pratik yansımaları, geri ödeme sürelerinin fiili koşullarda hesaplanan değerlerden daha uzun olabileceğidir; özellikle Senaryo 1 için raporlanan  $14,4$  yıllık değer bu bağlamda temkinli bir alt sınır olarak değerlendirilmesi önerilmektedir. Gelecek çalışmalarda ufuk profili ve 3B sahne modellenmesini içeren kapsamlı gölgeleme analizinin

gerçekleştirilmesi, sonuçların gerçekçiliğini artıracaktır. Bu sınırlılığın ekonomik yansıması göz ardı edilmemelidir. Kentsel alanlarda gölgeleme etkisinin yıllık enerji üretiminde yaklaşık %5–15 oranında kayba yol açabildiği dikkate alındığında [50, 51], mevcut çalışmada hesaplanan geri ödeme sürelerinin fiili koşullarda daha uzun gerçekleşebileceği öngörülmektedir. Özellikle Senaryo 1 için raporlanan 14,4 yıllık geri ödeme süresinin, gölgeleme etkisi hesaba katıldığında 15–17 yıl aralığına uzayabileceği değerlendirilmektedir. Bu nedenle söz konusu değerler gerçek saha performansı için bir alt sınır tahmini olarak yorumlanması önerilmektedir.

PVsyst simülasyonunda kullanılan meteoroloji verisi, Meteonorm 8.1 veri tabanından elde edilen sentetik saatlik serilerden oluşmakta olup 2003-2013 yıllarını kapsayan ölçüm dönemini temel almaktadır. Bu yaklaşım, gerçek ölçüm istasyonu verisinin mevcut olmadığı koşullarda yaygın biçimde başvurulan bir yöntem olmakla birlikte bazı önemli kısıtları beraberinde getirmektedir:

- Birincisi, sentetik veri üretiminde kullanılan interpolasyon ve istatistiksel oluşturma süreçleri, yerel iklim değişkenliğini tam olarak yansıtmayabilmektedir. Meteonorm üreticileri, aylık ışıma değerlerinin interpolasyonunda karesel ortalama hata değerinin %7 düzeyinde olduğunu bildirmektedir.
- İkincisi, 2003-2013 döneminin referans alınması, iklim değişikliğinin son yıllarda Karadeniz Bölgesi'nin güneşlenme örüntüleri üzerinde oluşturduğu olası etkileri kapsam dışında bırakmaktadır.
- Üçüncüsü, P50-P90 analizinde yıldan yıla değişkenlik %4,0 olarak raporlanmış olup bu değer sentetik veri kaynaklı belirsizliği de içeren toplam sistem belirsizliğinin (%4,4) büyük bölümünü oluşturmaktadır. Giresun ili için Türkiye Meteoroloji Genel Müdürlüğü (MGM) gözlem istasyonlarından elde edilecek uzun dönemli gerçek ölçüm verisinin kullanılması, simülasyon güvenilirliğini artıracak ve bu sınırlılığı önemli ölçüde giderecektir. Bu husus, çalışmanın gelecek araştırmalara yönelik temel önerilerinden birini oluşturmaktadır.

## 7. Politika Önerileri (Policy Recommendations)

Çalışmanın bulguları, Karadeniz Bölgesi'nde FV yaygınlaşmasını desteklemek amacıyla çeşitli politika önerilerini gündeme taşımaktadır.

**Bölgesel tarife farklılaştırması:** Mevcut şebekeye satış fiyatının (2,59 TL/kWh), LCOE değerinin (8,85 TL/kWh) çok altında kalması, düşük güneş potansiyeline sahip bölgelerde şebekeye satış modelini ekonomik olarak işlevsiz kılmaktadır. EPDK'nın bölgesel ışıma koşullarını dikkate alan farklılaştırılmış tarife yapıları oluşturması, bu bölgelerde yatırımcı cazibesini artıracak ve ulusal yenilenebilir enerji hedeflerine ulaşmayı kolaylaştıracaktır.

**Öz tüketime yönelik teşvik mekanizmaları:** Çalışma, öz tüketim modelinin Giresun ilinin koşullarında ekonomik olarak uygulanabilir olduğunu göstermektedir. Sanayi tesisleri, kamu binaları ve hastaneler gibi yüksek elektrik tüketimine sahip kurumlar için çatı üstü GES kurulumuna yönelik düşük faizli kredi ve vergi avantajı mekanizmalarının geliştirilmesi, bu potansiyelin hayata geçirilmesini hızlandıracaktır.

**İklim politikası entegrasyonu:** Sistem, yılda 60-84 tCO<sub>2</sub> emisyon önleme kapasitesiyle Türkiye'nin 2053 net sıfır hedefine katkı sunmaktadır. Karadeniz Bölgesi'ndeki yerel yönetimlerin iklim eylem planlarına çatı üstü FV hedeflerini dahil etmesi ve bu hedeflerin ulusal iklim taahhütleriyle ilişkilendirilmesi önerilmektedir.

**Veri altyapısının güçlendirilmesi:** Karadeniz Bölgesi'nde MGM gözlem ağına genişletilmesi ve il bazında güneş ışıma atlas çalışmalarının güncellenmesi, bölgesel FV yatırım planlamasının bilimsel temelini güçlendirecektir. Bu yatırım hem araştırma kalitesini hem de özel sektör karar verme süreçlerini doğrudan iyileştirecektir.

**Farkındalık ve kapasite geliştirme:** Karadeniz Bölgesi'nde FV teknolojisine yönelik ön yargı, kısmen bölgenin iklimsel koşullarına ilişkin yanlış algılardan kaynaklanmaktadır. Bu çalışmanın ortaya koyduğu üzere bölge, ekonomik uygulanabilirlik eşiğini karşılayan bir FV potansiyeline sahiptir. Yerel üniversiteler, meslek odaları ve belediyeler iş birliğiyle düzenlenecek kapasite geliştirme programları bu algının dönüştürülmesine katkı sunabilecektir.

## 8. Gelecekteki Çalışmalar (Future Studies)

Bu çalışmanın bulguları ve sınırlılıkları ışığında aşağıdaki araştırma alanları öncelikli gelecek çalışmalar olarak önerilmektedir.

**Çok lokasyonlu Karadeniz Bölgesi analizi:** Mevcut çalışma tek bir ile odaklanmıştır. Trabzon, Rize, Ordu ve Samsun illerini kapsayan karşılaştırmalı bir çalışma, Karadeniz Bölgesi genelinde FV fizibilite haritasının oluşturulmasına olanak tanıyacak ve bölgesel politika kararlarına güçlü bir bilimsel zemin sunacaktır.

**Gerçek saha verisiyle doğrulama:** Meteorom sentetik verisi yerine MGM gözlem istasyonlarından elde edilecek uzun dönemli gerçek ışınım ve sıcaklık verileri kullanılarak simülasyon sonuçlarının doğrulanması, tahmin güvenilirliğini artıracaktır. Bu yaklaşım aynı zamanda iklim değişikliğinin bölgesel güneşlenme örüntüleri üzerindeki etkisinin de değerlendirilmesine imkân tanıyacaktır.

**3B gölgeleme analizi:** Giresun ili engebeli arazi yapısı ve yoğun kentsel dokusu göz önünde bulundurulduğunda, ufuk profili ve yakın çevre gölgelemesini içeren kapsamlı 3B sahne modellemesi gerçekleştirilmesi, üretim tahminlerinin doğruluğunu artıracak kritik bir adım olarak değerlendirilmektedir.

**Yaşam döngüsü analizi (LCA):** Bu çalışmada hesaplanan emisyon azaltımları yalnızca işletme dönemi operasyonel emisyonlarını kapsamaktadır. Modül üretimi, nakliye, kurulum ve ömür sonu atık yönetimini de içeren tam yaşam döngüsü analizi, sistemin net çevresel etkisini daha bütüncül biçimde ortaya koyacaktır.

**Hibrit sistem optimizasyonu:** Karadeniz Bölgesi'nin yüksek hidrolojik potansiyeli dikkate alındığında, FV sistemin küçük ölçekli hidroelektrik veya batarya depolama sistemleriyle hibritleşmesinin teknik ve ekonomik fizibilitesinin araştırılması bölgeye özgü ilginç sonuçlar üretebilecektir.

**Elektrik tarifesi duyarlılık analizi:** Mevcut çalışmada fiyatlar sabit kabul edilmiştir. Türkiye'nin yüksek enflasyon ortamında tarife değişkenliğini içeren duyarlılık analizi ve Monte Carlo simülasyonu, yatırım kararlarının güçlendirilmesine önemli katkı sunacaktır.

## 9. Sonuç (Conclusion)

Bu çalışmada Türkiye'nin Doğu Karadeniz Bölgesi'nde yer alan Giresun ili koşullarında 100 kWp kurulu güce sahip şebekeye bağlı bir FV sistemin teknik performansı ve ekonomik fizibilitesi PVsyst V7.4.7 yazılımı kullanılarak incelenmiş; elde edilen bulgular IPCC Tier 1 metodolojisi çerçevesinde sera gazı emisyon analizi ile desteklenmiştir.

Teknik açıdan sistem, yıllık 134.308 kWh enerji üretimi ve %90,28 performans oranıyla bölgenin iklimsel koşulları dikkate alındığında güçlü bir performans sergilemiştir. Elde edilen PR değeri, Türkiye'nin farklı bölgelerinde gerçekleştirilen benzer çalışmalarda raporlanan değerlerin üzerinde kalmış; bu durum Karadeniz Bölgesi'nin düşük ışınım değerlerine karşın termal avantajının sistem verimliliğine olumlu yansıdığı ortaya koymuştur. P50-P90 analizi, sistemin yıllık üretim tahmininin 126,71-134,31 MWh aralığında gerçekleşeceğini ve belirsizlik profilinin kabul edilebilir düzeyde kaldığını göstermiştir.

Ekonomik analiz, yatırımın karlılığının büyük ölçüde kullanım modeline bağlı olduğunu ortaya koymuştur. Şubat 2026 tarife koşullarında öz tüketim senaryosunda geri ödeme süresi yaklaşık 6,2 yıl olarak hesaplanırken şebekeye satış senaryosunda bu süre 14,4 yıla uzamaktadır. LCOE değeri her iki senaryoda da 8,85 TL/kWh olarak hesaplanmış olup bu değer mevcut şebeke satış tarifesinin (2,59 TL/kWh) üzerinde kalmaktadır. Bu bulgu, mevcut tarife yapısının Karadeniz Bölgesi'nde şebekeye satış modelini ekonomik açıdan sürdürülemez kıldığını açıkça ortaya koymakta; öz tüketime yönelik yatırımların ise makul bir ekonomik ufuk sunduğunu göstermektedir.

Sera gazı analizi, sistemin yıllık 59,4-83,9 tCO<sub>2</sub> aralığında emisyon önlediğini; 30 yıllık sistem ömrü boyunca ise toplam 1.532-2.164 tCO<sub>2</sub> kümülatif tasarruf sağlayacağını göstermektedir. Bu değerler, ekonomik getirisinin ötesinde sistemin iklim politikası açısından da anlamlı bir katkı sunduğuna işaret

etmektedir. Aynı zamanda çalışma, PVsyst simülasyon raporundaki hatalı sıfır emisyon faktörünü ETKB-EVÇED resmi verileriyle düzelterek metodolojik bir katkı da sağlamaktadır.

### Finansal Destek (Financial Support)

Bu çalışma için herhangi bir kurum veya kuruluştan finansal destek alınmamıştır.

### Çıkar Çatışması (Conflict of Interest)

Yazarlar herhangi bir çıkar çatışması olmadığını beyan eder.

### Referanslar (References)

- [1] A. Elkhataf, S. Al-Muhtaseb, Climate change and energy security: a comparative analysis of the role of energy policies in advancing environmental sustainability, *Energies* 17(13) (2024) 3179.
- [2] I.E.A., International Energy Agency (I.E.A.), *Renewables 2023: Analysis and Forecast to 2028*. IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>, (2024).
- [3] F. Mandys, M. Chitnis, S.R.P. Silva, Levelized cost estimates of solar photovoltaic electricity in the United Kingdom until 2035, *Patterns* 4(5) (2023).
- [4] M. Cubukcu, H. Gumus, Performance analysis of a grid-connected photovoltaic plant in eastern Turkey, *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 39 (2020) 100724.
- [5] A. Özcan, A.S.M. Algburi, H.A. Abdulwahid, S. Jasim, A detailed analysis of the utilization of wind energy globally and specifically in the nation of Türkiye, *International Journal of Energy Applications and Technologies* 11(1) (2025) 40-52.
- [6] E.E., Ember Energy (E.E.) Türkiye surpasses 2025 solar target as capacity doubles in 2.5 years <https://ember-energy.org/latest-insights/turkiye-surpasses-2025-solar-target-as-capacity-doubles-in-2-5-years/>, (2025).
- [7] M. İspir, M.H. Aksoy, M. Kalyoncu, Estimation of solar radiation and photovoltaic power potential of Türkiye using ANFIS, *Journal of King Saud University–Engineering Sciences* 37(1) (2025) 2.
- [8] O. Ayan, B.E. Turkey, Techno-economic comparative analysis of grid-connected and islanded hybrid renewable energy systems in 7 climate regions, Turkey, *IEEE Access* 11 (2023) 48797-48825.
- [9] E.A., Enerji Atlası (E.A.) Giresun İli Elektrik Tüketim Verileri. <https://www.enerjiatlas.com>, (2024).
- [10] E. Eris, N. Agiralioglu, Homogeneity and trend analysis of hydrometeorological data of the Eastern Black Sea Region, Turkey, *Journal of Water Resource and Protection* 4(2) (2012) 99-105.
- [11] İ. Taşkolu, R. Acar, B. Çırağ, Trend analysis of precipitation and temperatures in the Black Sea Region using the innovative trend analysis, *Journal of Studies in Advanced Technologies* 2(2) (2024) 74-82.
- [12] M.G.M., Meteoroloji Genel Müdürlüğü (M.G.M.) Türkiye İklim Verileri. Ankara. <https://www.mgm.gov.tr>, (2024).
- [13] C. Monokroussos, Y. Zhang, E.W. Lee, F. Xu, A. Zhou, Y. Zhang, W. Herrmann, Energy performance of commercial c-Si PV modules in accordance with IEC 61853-1,-2 and impact on the annual specific yield, *EPJ Photovoltaics* 14 (2023) 6.
- [14] D.D. Milosavljević, T.S. Kevkić, S.J. Jovanović, Review and validation of photovoltaic solar simulation tools/software based on case study, *Open Physics* 20(1) (2022) 431-451.
- [15] S. Kazemzadehmarand, A. Sözen, Determining the optimum photovoltaic installation angle for provinces in turkey, *Politeknik Dergisi* (2024) 1-1.
- [16] M.H. Aksoy, İ. Çiylez, M. İspir, Effect of azimuth angle on the performance of a small-scale on-grid PV system, *Turkish Journal of Nature and Science* 11(4) (2022) 42-49.
- [17] B. Bhuvaneshwari, W.A. Memala, Performance analysis of stand-alone photovoltaic system using PVsyst, *Electrochemical Society Transactions* 107(1) (2022) 11533-11541.

- [18] PVsyst, <https://www.pvsyst.com/help/physical-models-used/irradiation-models/transposition-model.html#accuracy-and-validations>, (2026).
- [19] M.E.S., My Enerji Solar (M.E.S.) <https://www.myenerjisolar.com/yillara-gore-elektrik-tarife-fiyatlari/>, (2024).
- [20] T.C.M.B., Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası (T.C.M.B.) <https://www.tcmb.gov.tr/wps/wcm/connect/TR/TCMB+TR/Main+Menu/Istatistikler/Doviz+Kurlari>, (2026).
- [21] E.P.D.K., Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (E.P.D.K.) <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-167/resmi-istatistikler>, (2026).
- [22] T.C.M.B., Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası (T.C.M.B.) <https://www.tcmb.gov.tr/>, (2025).
- [23] S. Lindig, J. Ascencio-Vasquez, J. Leloux, D. Moser, A. Reinders, Performance analysis and degradation of a large fleet of PV systems, *IEEE journal of photovoltaics* 11(5) (2021) 1312-1318.
- [24] A. Marcos-Castro, C. Sanz-Saiz, J. Polo, N. Martín-Chivelet, Performance ratio estimation for building-integrated photovoltaics—thermal and angular characterisation, *Applied Sciences* 15(12) (2025) 6579.
- [25] S. Dubey, J.N. Sarvaiya, B. Seshadri, Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world—a review, *Energy procedia* 33 (2013) 311-321.
- [26] A. Amelia, Y. Irwan, W. Leow, M. Irwanto, I. Safwati, M. Zhafarina, Investigation of the effect temperature on photovoltaic (PV) panel output performance, *Int. J. Adv. Sci. Eng. Inf. Technol* 6(5) (2016) 682-688.
- [27] J. Allen, W. Hobbs, The effect of short-term inverter saturation on modeled hourly PV output using minute DC power measurements, *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 14(6) (2022).
- [28] D. Díaz-Bello, C. Vargas-Salgado, J. Águila-León, F. Lara-Vargas, Methodology to estimate the impact of the DC to AC power ratio, azimuth, and slope on clipping losses of solar photovoltaic inverters: Application to a PV system located in valencia Spain, *Sustainability* 15(3) (2023) 2797.
- [29] M.J. Prilliman, C.W. Hansen, J.M. Keith, S. Janzou, M. Theristis, A. Scheiner, E. Ozakyol, Quantifying uncertainty in pv energy estimates final report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States), 2023.
- [30] D. Gören, O. Taylan, P50/P90 Analysis of a solar photovoltaic plant in METU NCC using the empirical method, 2020 2nd International Conference on Photovoltaic Science and Technologies (PVCon), IEEE, 2020, pp. 1-8.
- [31] M. Dağtekin, D. Kaya, H.H. Öztürk, F.Ç. Kiliç, A study of techno-economic feasibility analysis of solar photovoltaic (PV) power generation in the province of Adana in Turkey, *Energy exploration & exploitation* 32(4) (2014) 719-735.
- [32] K. Basaran, Performance and Techno-economic Analysis of a Hybrid Photovoltaic/thermal System for Building Application in Turkey, (2021).
- [33] M. Vázquez-Vázquez, A.B. Alonso-Conde, J. Rojo-Suárez, Are the Purchase Prices of Solar Energy Projects under Development Consistent with Cost of Capital Forecasts?, *Infrastructures* 6(7) (2021) 95.
- [34] I.P.C.C., Intergovernmental Panel on Climate Change (I.P.C.C.) Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2: Energy. IGES, Japan., (2006).
- [35] E.V.Ç.E.D.B., Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Enerji Verimliliği ve Çevre Dairesi Başkanlığı (E.V.Ç.E.D.B.) . Türkiye Elektrik Şebekesi Emisyon Faktörü. Ankara., (2023).
- [36] E.T.K.B., Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (E.T.K.B.). Ulusal Sera Gazı Emisyon Faktörleri. Ankara., (2022).
- [37] R.C. Thomson, G.P. Harrison, J.P. Chick, Marginal greenhouse gas emissions displacement of wind power in Great Britain, *Energy Policy* 101 (2017) 201-210.
- [38] P. Muangjai, W. Wongsapai, R. Bunchuaidee, N. Tridech, D. Damrongsak, C. Ritkrerkkrai, Marginal abatement cost of electricity generation from renewable energy in Thailand, *Energy Reports* 6 (2020) 767-773.
- [39] F. Nobert, T. Weis, A. Leach, S.A. García, A wind offset paradox: Alberta's wind fleet displacing greenhouse gas emissions and depressing future offset values, *Wind* 5(1) (2025) 2.

- [40] A.E. Coşgun, M.S. Endiz, H. Demir, M. Özcan, Agrivoltaic systems for sustainable energy and agriculture integration in Turkey, *Heliyon* 10(11) (2024).
- [41] O. Karadogan, T. Kilicarslan, M.S. Celiktas, The Actual Performance Value of Photovoltaic Solar System In Turkey and Compare with Software Result, *Solar Energy Institute, Ege University* (2014).
- [42] S.U. Rehman, M. Farooq, A. Qamar, M. Usman, G. Ahmad, M. Sultan, M.W. Saleem, I. Hussain, M. Imran, Q. Ali, Experimental investigation to thermal performance of different photo voltaic modules for efficient system design, *Alexandria Engineering Journal* 61(12) (2022) 12623-12634.
- [43] R. Dabou, F. Bouchafaa, A.H. Arab, A. Bouraiou, M.D. Draou, A. Neçaibia, M. Mostefaoui, Monitoring and performance analysis of grid connected photovoltaic under different climatic conditions in south Algeria, *Energy Conversion and Management* 130 (2016) 200-206.
- [44] P. Dash, N. Gupta, Effect of temperature on power output from different commercially available photovoltaic modules, *International Journal of Engineering Research and Applications* 5(1) (2015) 148-151.
- [45] A. Alkuhayli, A. Telba, Effect of high temperature on the efficiency of grid-connected pv system, *Proceedings of the World Congress on Engineering*, 2021, pp. 7-9.
- [46] O.K. Segbefia, Temperature profiles of field-aged photovoltaic modules affected by optical degradation, *Heliyon* 9(9) (2023).
- [47] E. Radziemska, The effect of temperature on the power drop in crystalline silicon solar cells, *Renewable energy* 28(1) (2003) 1-12.
- [48] L. Zaghba, M. Khennane, A. Fezzani, A. Borni, I.H. Mahammed, Experimental outdoor performance evaluation of photovoltaic plant in a Sahara environment (Algerian desert), *International Journal of Ambient Energy* 43(1) (2022) 314-324.
- [49] P. Kuznetsov, L. Yuferev, D. Voronin, V.A. Panchenko, M. Jasiński, A. Najafi, Z. Leonowicz, V. Bolshev, L. Martirano, Methods improving energy efficiency of photovoltaic systems operating under partial shading, *Applied Sciences* 11(22) (2021) 10696.
- [50] J. Appelbaum, A. Peled, A. Aronescu, Shadow Analysis of Photovoltaic Systems Deployed Near Obscuring Walls, *Energies* 18(18) (2025) 4839.
- [51] V. Bocullo, L. Martišauskas, D. Pupeikis, R. Gatautis, R. Venčaitis, R. Bakas, Uav photogrammetry application for determining the influence of shading on solar photovoltaic array energy efficiency, *Energies* 16(3) (2023) 1292.