

**T.C.
ISPARTA UYGULAMALI BİLİMLER ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

**BİR ÇATI TİPİ GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALİ İÇİN
PROJELENDİRME VE KARŞILAŞTIRMALI ANALİZ**

Gülsüm KARA

**Danışman
Prof. Dr. Ali Kemal YAKUT**

ISPARTA - 2022



© 2022 [Gülsüm KARA]

ETİK BEYANI

Isparta Uygulamalı Bilimler Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü tez yazım kurallarına uygun olarak ve bilimsel ahlak ve geleneklere aykırı düşecek bir yol ve yardıma başvurmaksızın hazırladığım bu tez çalışmasında;

Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi, tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu, tez çalışmasında yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi, kullanılan verilerde ve ortaya çıkan sonuçlarda herhangi bir değişiklik yapmadığımı, bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu, tezime ilgili yaptığım bu beyana aykırı bir durumun saptanması durumunda, ortaya çıkacak tüm ahlaki ve hukuki sonuçlara katlanacağımı bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

11/08/2022

Gülsüm KARA

.....

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
İÇİNDEKİLER	i
ÖZET.....	ii
ABSTRACT.....	iii
TEŞEKKÜR.....	iv
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	v
ÇİZELGELER DİZİNİ	viii
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ	ix
1. GİRİŞ	1
1.1. Konvansiyonel Enerji Kaynakları	2
1.1.1. Kömür	3
1.1.2. Petrol	4
1.1.3. Doğalgaz	5
1.2. Yenilenebilir Enerji Kaynakları	6
1.2.1. Hidrolik enerji	7
1.2.2. Rüzgar enerjisi	9
1.2.3. Jeotermal enerji	10
1.2.4. Biyokütle enerjisi	12
1.2.5. Okyanus enerjisi.....	13
1.2.6. Güneş enerjisi.....	14
1.3. Güneş Enerjisinden Fotovoltaik Sistemlerle Elektrik Üretimi.....	16
1.3.1. Fotovoltaik modüller ve çatı sistemleri.....	18
2. KAYNAK ÖZETLERİ	20
3. MATERYAL VE YÖNTEM	25
3.1. Elmalı İlçesi İklim Özellikleri.....	25
3.2. Santral Bilgileri	27
3.3. Simülasyon.....	30
3.3.1. Santralin projelendirilmesi ve simülasyonu	30
3.3.2. Karşılaştırmalı simülasyon çalışmaları	38
3.3.2.1. 2 adet 50 kW inverter yerine tek adet 100 kW inverter kullanımı.....	38
3.3.2.2. İnverter dağılım planı	39
3.3.2.3. Farklı açılar	40
4. BULGULAR VE TARTIŞMA	42
4.1. Santral Verileri ve Santral Simülasyonuna Ait Bulgular	42
4.2. Karşılaştırmalı Simülasyon Çalışmasına Ait Bulgular	54
4.2.1. 100 kW inverter simülasyon çalışmasına ait bulgular	54
4.2.2. İnverter dağılım planı değişikliği için bulgular.....	64
4.2.3. Farklı açılar için gerçekleştirilmiş çalışmalara ait bulgular	74
4.2.3.1. 20° yönelim açısına ait bulgular	74
4.2.3.2. 30° yönelim açısına ait bulgular.....	84
5. SONUÇ VE ÖNERİLER	95
KAYNAKLAR	98
ÖZGEÇMİŞ	101

ÖZET

Yüksek Lisans Tezi

BİR ÇATI TİPİ GÜNEŞ ENERJİSİ SANTRALİ İÇİN PROJELENDİRME VE KARŞILAŞTIRMALI ANALİZ

Gülsüm KARA

Isparta Uygulamalı Bilimler Üniversitesi
Lisansüstü Eğitim Enstitüsü
Enerji Sitemleri Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Prof. Dr. Ali Kemal YAKUT

Yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelim tüm dünyada hızlı bir şekilde artmaktadır. Bu kaynaklar arasında güneş enerjisi kaynağı oldukça büyük bir potansiyele sahiptir. Güneş enerjisinden fotovoltaik sistemler yardımıyla elektrik üretimi dünyada ve Türkiye’de ciddi bir talep görmektedir. Son yıllarda çatı tipi güneş enerjisi sistemleri oldukça büyük bir yayılım göstermektedir. Bu çalışmada elmalı ilçesinde bulunan bir çatı tipi güneş enerjisi santrali PVsyst yazılımı yardımıyla projelendirilmiştir. Projelendirme sonrası gerçekleştirilen simülasyon çalışması sonucunda elde edilen elektrik üretim değerleri ile santrale ait gerçek elektrik üretim verileri % hata analiz yöntemi ile karşılaştırılmıştır. Analiz sonucunda %3.44 oranında bir % hata değeri hesaplanmıştır. Santral için gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışması temele alınarak, santralden farklı inverter, farklı inverter dağılım planı ve farklı panel yönelim açıları kullanılarak santralde üretilen elektriğin santral simülasyonuna göre % hata oranları hesaplanmıştır. Farklı inverter kullanımında % 0.07, farklı inverter dağılımında % 0.08, 20° yönelim açısında % 3.07 ve 30° yönelim açısında % 8.11 değerinde bir % hata oranı hesaplanmıştır. Ayrıca tüm simülasyon çalışmaları için yazılım arayüzünde bulunan grafikler incelenerek yorumlanmıştır.

Anahtar Kelimeler: Enerji, Güneş enerjisi santrali, Çatı GES

2022, 102 sayfa

ABSTRACT

Master's Thesis

PROJECT AND COMPARATIVE ANALYSIS FOR A ROOF TYPE SOLAR POWER PLANT

Gülsüm KARA

**Isparta University of Applied Sciences
The Institute of Graduate Education
Department of Energy Systems Engineering**

Supervisor: Prof. Dr. Ali Kemal YAKUT

The tendency of renewable energy sources is increasing dramatically all over the world. Especially, solar energy, which is in these sources, has a big potential. Electricity production from solar energy by using photovoltaic systems has a significant demand in the world and Turkey. Energy systems of roof-type solar have shown a great spread in recent years. In this study, the power plant of roof-type solar, which was located in Elmalı, was designed by the PVsyst software. The electricity producing values, which was obtained as a result of the simulation study, carried out after the project design and the current electricity production data of the power plant were compared by using the deviation analysis method. Deviation value was calculated as 3.44% a result of the analysis. The deviation rates of the electricity, which was produced in the solar power plant, were calculated by using different inverters, different inverter distribution plans and different panel orientation angles were compared with the simulation of solar power plant, based on the simulation study carried out for the solar power plant. A deviation rates calculated as 0.07% for the using of different inverters; 0.08% for the different inverter distributions, 3.07% for the 20° orientation angle and 8.11% for the 30° orientation angle. In addition, the graphics, which was in the software interface, were examined and interpreted for all simulation studies.

Key Words: Energy, Solar power plant, Roof SPP

2022, 102 pages

TEŞEKKÜR

Tezimin y¼r¼t¼lmesinde desteğini ve emeğini hiçbir zaman esirgemeyen tez danıŐmanım Sayın Prof. Dr. Ali Kemal YAKUT'a teŐekk¼rlerimi sunarım.

Tezimin her aşamasında beni yalnız bırakmayan, manevi desteklerinden g¼ę aldığım abim Mehmet Akif ARLI ve ailesine, sevgili eŐim Ahmet Bilge KARA'ya, evlatlarım Yunus Emre ve Mehmet Akif ile t¼m aileme sonsuz sevgi ve saygılarımla.

G¼ls¼m KARA
ISPARTA, 2022



ŞEKİLLER DİZİNİ

	Sayfa
Şekil 1.1. Kömür oluşumu ve kömür sıra diyagramı	3
Şekil 1.2. 2009 ve 2019 yılları için birincil enerji kaynaklarına göre Türkiye'nin kurulu güç değerleri	7
Şekil 1.3. Küresel su döngüsü	8
Şekil 1.4. Güneşte füzyon tepkimesi	15
Şekil 1.5. n-p katkılı bir fotovoltaiik pilin enerji dönüşüm prensibi	17
Şekil 1.6. Tipik bir fotovoltaiik modül için voltaja karşı akım ve güç değeri	18
Şekil 1.7. Solar PV hücresinin bir PV dizisine resimsel dönüşümü	19
Şekil 3.1. Antalya ili ve Elmalı İlçesi için aylık sıcaklık ortalamaları	25
Şekil 3.2. Elmalı ilçesine ait global radyasyon değerleri grafiği	26
Şekil 3.3. Elmalı ilçesine ait güneşlenme süreleri	26
Şekil 3.4. Santralin görüntüsü	27
Şekil 3.5. Panel yerleşim planı	30
Şekil 3.6. PVsyst yazılımı ara yüzü	31
Şekil 3.7. Şebekeye bağlı fotovoltaiik sistemin basit şeması	31
Şekil 3.8. Aylık global yatay ışınlanma ortalamaları	32
Şekil 3.9. Aylık yatay difüz ışınlanma ortalamaları	32
Şekil 3.10. Aylık ortalama sıcaklık değerleri	33
Şekil 4.11. Orientation butonu ara yüzü	33
Şekil 3.12. "System" butonu arayüzü	34
Şekil 3.13. "Orientation Distribution" butonu arayüzü	35
Şekil 3.14. "Near Shadings" butonu arayüzü	35
Şekil 3.15. "Module Layout" penceresi 53° azimut için panel yerleşim planı	36
Şekil 3.16. "Module Layout" penceresi -127° azimut için panel yerleşim planı	37
Şekil 3.17. "Near Shadings" butonu altında panel yerleşimi	37
Şekil 3.18. Simülasyon için kullanılan farklı inverter	39
Şekil 3.19. Farklı yönelimlere ait inverter dağılımları	40
Şekil 3.20. 20° eğim açısına ait "orientation" butonu görünümü	41
Şekil 4.1. Santrale ait gerçek elektrik üretim verisi	42
Şekil 4.2. Santral simülasyonu yıllık elektrik üretim verisi	43
Şekil 4.3. Yıllık toplam elektrik üretimi	44
Şekil 4.4. Aylara göre simülasyon verileri % hata analizi	45
Şekil 4.5. Santral simülasyonu için kayıplar olmadığı takdirde gerçekleşen elektrik üretimi	46
Şekil 4.6. Santral simülasyonu için kayıplarla birlikte aylık bazda günlük ortalama enerji	47
Şekil 4.7. Santral simülasyonuna için kayıp diyagramı	48
Şekil 4.8. Aylara göre yüzdelik kayıp oranları	49
Şekil 4.9. Santral simülasyonu için performans oranı grafiği	50
Şekil 4.10. Santral simülasyonu için ortalama modül sıcaklığının ışınımaya göre değişimi	51
Şekil 4.11. Santral simülasyonu için şebekeye verilen enerjinin ışınım ile değişimi grafiği	52
Şekil 4.12. Santral simülasyonu için şebekeye verilen enerjinin günlük değişimi	53
Şekil 4.13. 100 kW inverter simülasyonu için kayıp diyagramı	55
Şekil 4.14. 100 kW inverter simülasyonu için kayıplar olmadığı takdirde gerçekleşen elektrik üretimi	56

Şekil 4.15. 100 kW inverter simülasyonu için kayıplarla birlikte aylık bazda günlük ortalama enerji	57
Şekil 4.16. 100 kW inverter simülasyonu için aylara göre yüzdellik kayıp oranları	58
Şekil 4.17. 100 kW inverter simülasyonu için aylara göre performans oranı değişimi.....	59
Şekil 4.18. 100 kW inverter simülasyonu için ortalama panel sıcaklığının ışınımına göre değişimi	60
Şekil 4.19. 100 kW elektrik üretimi simülasyonu için şebekeye verilen enerjinin ışınım ile değişimi.....	61
Şekil 4.20. 100 kW inverter simülasyonu için şebekeye verilen enerjinin günlük değişimi.....	62
Şekil 4.21. 100 kW inverter simülasyonu için aylık % hata oranları.....	63
Şekil 4.22. İnverter dağılım planı simülasyonu için kayıp diyagramı	65
Şekil 4.23. İnverter dağılım planı simülasyonu için kayıplar olmadığı taktirde gerçekleşen elektrik üretimi	66
Şekil 4.24. İnverter dağılım planı simülasyonu için kayıplarla birlikte aylık bazda günlük ortalama enerji	67
Şekil 4.25. İnverter dağılım planı simülasyonu için aylara göre yüzdellik kayıp oranları	68
Şekil 4.26. İnverter dağılım planı simülasyonu için aylara göre performans oranı değişimi.....	69
Şekil 4.27. İnverter dağılım planı simülasyonu için ortalama panel sıcaklığının ışınımına göre değişimi	70
Şekil 4.28. İnverter dağılım planı simülasyonu için şebekeye verilen enerjinin ışınım ile değişimi grafiği	71
Şekil 4.29. İnverter dağılım planı simülasyonu için şebekeye verilen enerjinin günlük değişimi.....	72
Şekil 4.30. İnverter dağılım planı simülasyonu için % hata oranları	73
Şekil 4.31. 20° yönelim açısı için kayıp diyagramı.....	75
Şekil 4.32. 20° yönelim açısı için kayıplar olmadığı taktirde gerçekleşen elektrik üretimi.....	76
Şekil 4.33. 20° yönelim açısı için kayıplarla birlikte aylık bazda günlük ortalama enerji	77
Şekil 4.34. 20° yönelim açısı için aylara göre yüzdellik kayıp oranları	78
Şekil 4.35. 20° yönelim açısı için aylara göre performans oranı değişimi.....	79
Şekil 4.36. 20° yönelim açısı için ortalama panel sıcaklığının ışınımına göre değişimi.....	80
Şekil 4.37. 20° yönelim açısı için şebekeye verilen enerjinin ışınım ile değişimi grafiği	81
Şekil 4.38. 20° yönelim açısı için şebekeye verilen enerjinin günlük değişimi	82
Şekil 4.39. 20° yönelim açısı için % hata oranları	83
Şekil 4.40. 30° yönelim açısı için kayıp diyagramı.....	85
Şekil 4.41. 30° yönelim açısı için kayıplar olmadığı taktirde gerçekleşen elektrik üretimi.....	86
Şekil 4.42. 30° yönelim açısı için kayıplarla birlikte aylık bazda günlük ortalama enerji	87
Şekil 4.43. 30° yönelim açısı için aylara göre yüzdellik kayıp oranları	88
Şekil 4.44. 30° yönelim açısı için aylara göre performans oranı değişimi.....	89

Şekil 4.45. 30° yönelim açısı için ortalama panel sıcaklığının ışınlıma göre değişimi.....	90
Şekil 4.46. 30° yönelim açısı için şebekeye verilen enerjinin ışınlıma ile değişimi grafiği	91
Şekil 4.47. 30° yönelim açısı için şebekeye verilen enerjinin günlük değişimi.....	92
Şekil 4.48. 30° yönelim açısı için % hata oranları	93



ÇİZELGELER DİZİNİ

	Sayfa
Çizelge 1.1. 2009 ve 2019 yılları için konvansiyonel enerji kaynaklarına göre Türkiye kurulu güç değerleri	2
Çizelge 1.2. Türkiye’de 2019 yılı toplam kurulu güç değerinde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı	16
Çizelge 3.1. Santralde kullanılan panellerin teknik ve mekanik özellikleri.....	28
Çizelge 3.2. Santralde kullanılan inverter teknik özellikleri.....	29
Çizelge 4.1. Santral simülasyonu için yıllık bazda saatlik üretim tablosu.....	54
Çizelge 4.2. 100 kW inverter simülasyonu için yıllık bazda saatlik üretim tablosu..	64
Çizelge 4.3. İnverter dağılım planı simülasyonu için yıllık bazda saatlik üretim tablosu	74
Çizelge 4.4. 20° yönelim açısı için yıllık bazda saatlik üretim tablosu.....	84
Çizelge 4.5. 30° yönelim açısı için yıllık bazda saatlik üretim tablosu.....	94

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

GW	Gigawatt
GWh	Gigawattsaat
CdTe	Kadmiyum tellür
CO ₂	Karbondioksit
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt saat
MW	Megawatt
MWh	Megawatt saat
LNG	Sıvılaştırılmış doğalgaz
Si	Silisyum
TW	Terawatt
TWh	Terawatt saat



1. GİRİŞ

Enerji sektöründe büyük paya sahip olan elektrik enerjisi, konforlu yaşamın kalbi olarak kabul edilebilir. İklimlendirmenin giderek zaruri hale gelmesi, ulaşımda ve ısınmada elektrik kullanımına yönelim, dijital cihazların yaşama entegre edilmesi gibi sebepler, elektrik enerjisine olan talebin giderek artmasına yol açmaktadır.

2018 yılında küresel boyutta CO₂ emisyonlarını rekor seviyelere çıkaran temel sebeplerden biri de elektrik talebindeki artış olmuştur. Elektrik üretiminde fosil yakıt kullanımı karbon salınımını önemli ölçüde artıran etkenlerin başındadır. Düşük emisyonlu üretim teknolojilerinin kullanımının yaygınlaştırılması ve elektrik enerjisi üretiminde yenilenebilir enerjiden faydalanılması, iklim değişikliğiyle mücadelede elektriği öncü konuma getirmektedir. 2020 yılında yenilenebilir enerji sektörünün genişlemesi, CO₂ emisyonunu küresel çapta %3.3 azaltırken; yenilenebilir enerjinin elektrik üretimindeki payını 2019 yılında %27'den 2020 yılında %29'a yükseltmiştir (Anonim, 2021).

Yenilenebilir enerji kaynakları arasında en temiz enerji güneş enerjisidir. Güneş enerjisi, güneşte bulunan hidrojen atomlarının helyum atomuna dönüşmesi sırasında açığa çıkan ışıma enerjisidir. Güneş enerji santralleri bu ışıma enerjisini fotovoltaik etki ile çalışan güneş pilleri sayesinde doğrudan elektrik enerjisine dönüştürmektedir.

Elektrik enerjisi üreten fotovoltaik sistemler (PV), güneş tarlası diye de adlandırılan, doğrudan şebekeye elektrik üreten güneş enerjisi santrallerinin yanında; endüstriyel tesisler, diğer ticari alanlar ya da konutlar olmak üzere çatı ve cephelerde de uygulanmaktadır. Özellikle çatıda kurulan PV sistemler enerji tüketiminde akılcı çözüm olarak sunulmaktadır.

Bu çalışmada çatıya kurulan bir PV sistemin projelendirilme ve fizibilite çalışması yapılarak güneş enerji sistemlerinin yapılabirliği ve sürdürülebilirliği incelenmiştir. Aynı zamanda konvansiyonel enerji kaynaklarından olan ve Türkiye'de enerji üretiminde ilk sırada yer alan doğalgazdan elektrik üretimi de incelenmiş, her iki sistemin karşılaştırmalı analizi yapılmıştır.

1.1. Konvansiyonel Enerji Kaynakları

Konvansiyonel enerji, uzun zamanlardan beri kullanılan, doğada kendini yenileme süreçleri çok uzun olduğu için tükenebilir olarak tanımlanan, genellikle fosil yakıtlardan sağlanan enerji türüdür. Fosil yakıtlar, milyonlarca yıl içinde yeraltında bulunan canlı organizmaların, uygun ortam oluştuğunda kimyasal ve fiziksel etkilerle bozunması sonucu oluşur. Fosil yakıtlar ve nükleer enerji yenilenemez enerji kaynaklarını oluşturur.

Enerji kaynağı olarak fosil yakıtların kullanıldığı santrallerde, fosil yakıtların kimyasal enerjisi elektrik enerjisine dönüşür. Yakıtın uygun şartlarda yakılmasıyla oluşan ısı enerjisi ve genleşmenin sonucunda ortaya çıkan kinetik enerji kullanılarak alternatör döndürülür ve elektrik enerjisi üretilir.

Küresel çapta elektrik üretimi 2018 yılında %3.9 artarak 26730 TWh'ye ulaşmıştır. 2018 yılındaki dünya brüt elektrik üretiminin %66.3'ü yanıcı yakıtlardan sağlanmıştır. Bu payın %63.9'u fosil yakıtlara, %2.4'ü biyoyakıtlara ve atıklara aittir (Anonim, 2021).

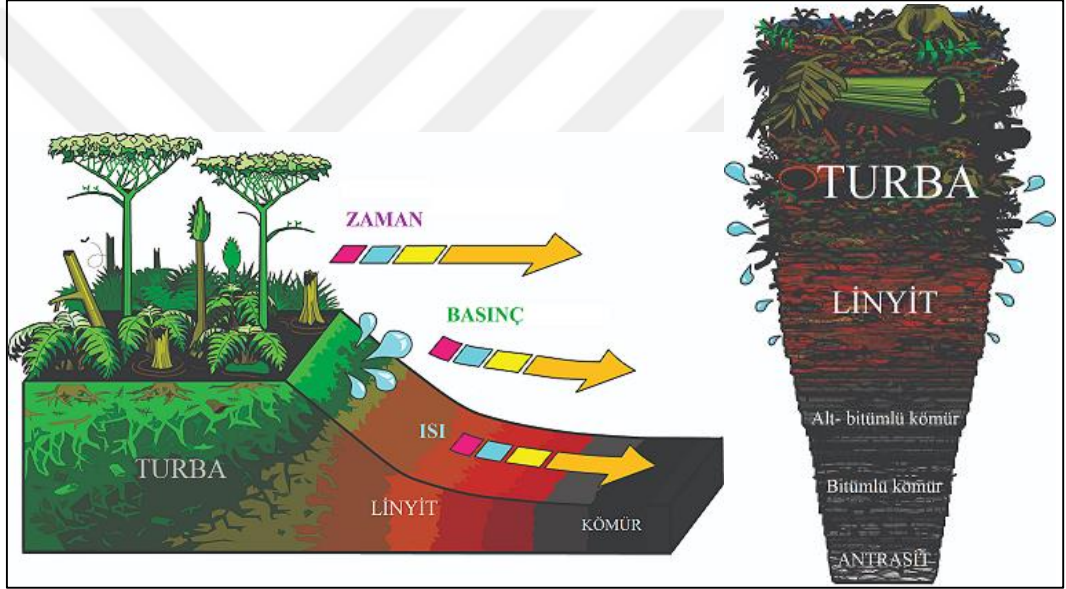
Türkiye'de elektrik üretiminde kullanılan konvansiyonel enerji kaynaklarına göre kurulu güç değerleri ve toplam kurulu güce göre yüzdeleri Çizelge 1.1'de verilmiştir.

Çizelge 1.1. 2009 ve 2019 yılları için konvansiyonel enerji kaynaklarına göre Türkiye kurulu güç değerleri (TEİAŞ, 2019)

	Birim: MW				
	Kömür	Sıvı Yakıtlar	Doğal Gaz	Çok Yakıtlı	Toplam
2009	10590.3	1699.1	11825.6	5137.6	44761.2
%	23.66	3.80	26.42	11.48	100.00
2019	19570.4	189.4	21843.6	4889.1	91267.0
%	21.44	0.2	23.93	5.36	100.00

1.1.1. Kömür

Kömürleşme, organik ve inorganik bileşiklerde kimyasal ve fiziksel değişiklikler sürecinin sonucudur. Sulak alanlarda ve bataklıklarda biriken bitki kalıntılarının parçalanmasıyla turbalaşma başlar. Turbanın gömülerek sıkışması, dolayısıyla üzerindeki basıncın artmasıyla ısı da artarak kömürleşme süreci başlamış olur. Linyit, alt bitümlü kömür, bitümlü kömür ve antrasit kömürleşmenin farklı aşamalarına bağlı olarak oluşan farklı kömür dereceleridir. Şekil 1.1’de kömürün oluşum süreci ile bu süreç boyunca oluşan kömür derecelerinin diyagramı verilmiştir (Greb, 2021).



Şekil 1.1. Kömür oluşumu ve kömür sıra diyagramı (Greb, 2021)

Dünyada kömür üretimi son otuz beş yılda yaklaşık iki kat artmıştır. Kömür üretimindeki bu artışa büyük ölçüde etki eden sebep, başta Çin olmak üzere Asya kıtasındaki elektrik enerjisi talebinin artışıdır. Asya-Pasifik Bölgesi’nde toplamda üretilen elektrik enerjisi son on yılda yaklaşık 2 kat artmıştır. Bu yoğun elektrik üretiminde en fazla kullanılan kaynak, kömür olmuştur (TKİ, 2020).

Dünya genelinde 2018 yılı için kömür kaynaklı elektrik üretimine baktığımızda 10159 646 GWh ile yıldan yıla giderek artan bir seyir izlemektedir (Anonim, 2021).

Türkiye elektrik enerjisi üretiminin 2018 yılı için %37.3'ü kömürden sağlanmıştır. 2019 yılına gelindiğinde ise bu oran %22.4 olarak karşımıza çıkmaktadır. 2019 yılı eylül sonu itibarıyla elektrik enerjisi üretim santrallerinin 68 adedi kömür kaynaklı santrallerdi (ETKB, 2021).

Türkiye'nin yerli kömür üretiminin enerji tüketimini karşılama oranı 2017 yılında %10.38, 2018 yılında %11.52 olmuştur. Yerli enerji üretiminin tüketimi giderek daha az oranda karşılayabilmesi sonucunda 2018 yılı itibarıyla ülkemizdeki enerji tüketiminin %27.6'sı yerli enerji kaynaklarından, %72.4 gibi önemli bir kısmı ise ithal kaynaklardan sağlanmıştır (TKİ, 2020).

Küresel elektrik üretiminin üçte birinden fazlası kömürden sağlanmaktadır. Bu durum, hava kirliliği ve sera gazı emisyonları ile ilgili yapılan mücadelelere rağmen, kömür kullanımının önemli olmaya devam edeceğini göstermektedir. Kömürün daha temiz bir enerji kaynağı olabilmesi için, yakın gelecekte daha verimli teknolojilerin uygulamaya konulması gerekmektedir (Anonim, 2021).

1.1.2. Petrol

Petrol, bozulan organik maddelerin basınç ve ısıya maruz kalmasıyla oluşur. Hidrokarbon olarak da isimlendirilen ham petrolün bileşiminde hidrojen ve karbon, az miktarda oksijen, nitrojen ve kükürt bulunmaktadır. Ham petrol, rafine edilmemiş sıvı haldeki petroldür. Ağır hidrokarbondan oluşan, yarı katı veya katı halde bulunan petrole ise zift, asfalt, katran ve benzeri isimler verilir.

2019 yılında dünya genelinde ispatlanmış olan petrol rezervi 1733.9 milyar varildir. Bu rezervin 833.8 milyar varili Orta Doğu ülkelerine, 324.1 milyar varili Güney ve Orta Amerika ülkelerine, 244.4 milyar varili Kuzey Amerika ülkelerine aittir. Türkiye'de 2019 yılı sonuna kadar toplam 9 536 832 metre sondaj yapılarak 5063 adet kuyu açılmıştır. Ham petrol üretimi 2 984 800 tondur (ETKB, 2021).

95964 MW olan Türkiye kurulu gücünün 716 MW'lık kısmı fuel oil, motorin, nafta, asfaltit sıvı yakıtlarından karşılanmaktadır. Bu miktar toplam kurulu gücün %0.75'lik

kısmını oluşturmaktadır. Türkiye’de üretilen 304 611 GWh elektriğin 2928 GWh’lik kısmı sıvı yakıtlardan sağlanmaktadır. Bu da elektrik üretiminin % 0.96’lık kısmına tekabül etmektedir (EÜAŞ, 2020).

1.1.3. Doğalgaz

Doğalgaz havadan hafif, yanıcı, renksiz ve kokusuzdur. Büyük yoğunluğunu metan (CH_4) oluşturur. Metanın yanında etan (C_2H_6) ve propan (C_3H_8) gibi hafif moleküler hidrokarbonlar ile az miktarda ağır hidrokarbonlar, karbondioksit, helyum, azot, ve hidrojen sülfür de içerir.

Doğal gaz yer altında yalnız başına ya da petrol ile birlikte bulunur. Başta elektrik üretimi olmak üzere konutlarda, sanayide ve hizmet sektöründe yoğun olarak kullanılmaktadır. Doğalgaz en temiz yanan fosil yakıttır.

Rusya, İran, Katar, Türkmenistan ve ABD zengin doğal gaz rezervlerine sahiptir ülkelerdir. 2019 yılında en yüksek üretimi ABD yapmış, onu Rusya, İran, Katar, Çin ve Kanada izlemiştir. 2019 yılı sonunda dünyada 198.8 trilyon m^3 değerine ulaşan doğalgaz rezervlerinden 4 trilyon m^3 doğal gaz üretimi yapılmıştır (EÜAŞ, 2020).

Doğal gaz, dünyada birincil enerji talebinin %23’ünü ve elektrik üretiminin yaklaşık dörtte birini oluşturan fosil yakıttır. Dünya genelinde doğalgaz kaynaklı elektrik üretimi 6 150 200 GWh değerindedir (Anonim, 2021).

Türkiye’de doğalgaz ve LNG’ den sağlanan elektrik üretimi 26075 MW değerindedir. Türkiye toplam kurulu gücünün %28.52’lik payını oluşturan bu değer, hidrolik kaynaklardan sonra ikinci sırayı almaktadır. Doğalgaz kaynaklı santrallerde, üretimin %18.40’ı olmak üzere 55 683 GWh elektrik üretilmektedir (EÜAŞ, 2020).

Buna karşılık Türkiye’de üretilebilir doğalgaz rezervi yaklaşık 4.2 milyar m^3 ’tür. 2020 yılında 441 milyon m^3 doğalgaz üretilmiştir. Bu miktar tüketimin %1’ini karşılamaktadır (BOTAŞ, 2020).

1.2. Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Yenilenebilir enerji; “Doğada meydana gelen olağan çevrimlerle, belirli ve kısa bir süreçte kendini tekrarlayabilen enerji” olarak tanımlanabilir. Güneşten Dünya üzerine gelen enerjiyle başlayan çevrimde sürekli yenilenen ve tükenmeyen enerji kaynağıdır. Yenilenebilir enerji kaynakları ile elde edilen enerji farklı enerji türlerine dönüştürülebilir veya direk olarak da kullanılabilir (Sancar, 2018).

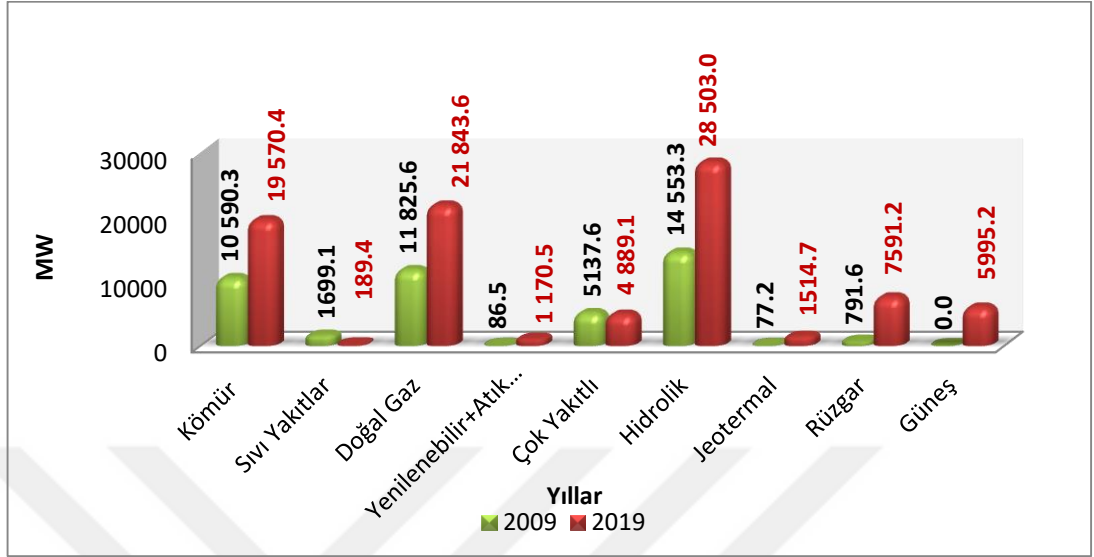
Yenilenebilir enerji, doğal oluşumlara bağlı olarak süregelen enerjidir. Doğada bir üretim uygulamasına gerek duyulmadan elde edilir. Tükenişinden daha hızlı olarak kendini yenileyen enerji türüdür. Fosil kaynaklara göre çevreye olumsuz etkileri çok daha azdır. Elektrik üretiminde çok daha düşük seviyede CO₂ salınımı gerçekleştirirler. Hidrolik, rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, dalga yenilenebilir enerji kaynaklarıdır (Öztürk, 2013).

Tüm yenilenebilir enerjiler çevreye dost, sürdürülebilir ve yerli kaynaklardan elde edilebilir olmak gibi ortak özelliklerine sahiptir. Tüm dünyada artışa geçen enerji ihtiyacına yönelik, dışa bağımlılık riski taşıyan, aynı zamanda çevreye zararı kaçınılmaz olan fosil enerji kaynaklarına alternatif olarak öne çıkmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının yaygınlaşması ile, çevre kirliliği en aza indirilebilecek, yerli enerji üretimiyle ülkeler sosyo-ekonomik açıdan ciddi bir ilerleme sağlayabilecektir (EÜ, 2021).

Yenilenebilir enerji sistemlerinin maliyetlerine bakıldığında, teknolojik gelişmelerle birlikte maliyetlerin düşmeye devam ettiği görülmektedir. Bu düşüş 2020 yılı için; yoğunlaştırılmış güneş teknolojilerinde %16, güneş pillerinde %7, kara rüzgar santrallerinde %13 ve deniz üzeri rüzgar santrallerinde %9 olarak kayıtlara geçmiştir. Yine 2020 yılı için üretim kapasitesi %10.3 artarak 261 GW olmuştur (IRENA, 2020).

Şekil 1.2’de 2009 ve 2019 yılları için birincil enerji kaynaklarına göre Türkiye Kurulu gücünü gösteren grafik verilmiştir. Grafığe göre Türkiye’de hem 2009 yılı, hem de 2019 yılı için en fazla Kurulu güç, hidrolik kaynaklardan sağlanmıştır. Rüzgar ve güneş kaynaklı Kurulu güç değerlerinde yıllar arasında ciddi miktarda artış görülmektedir.

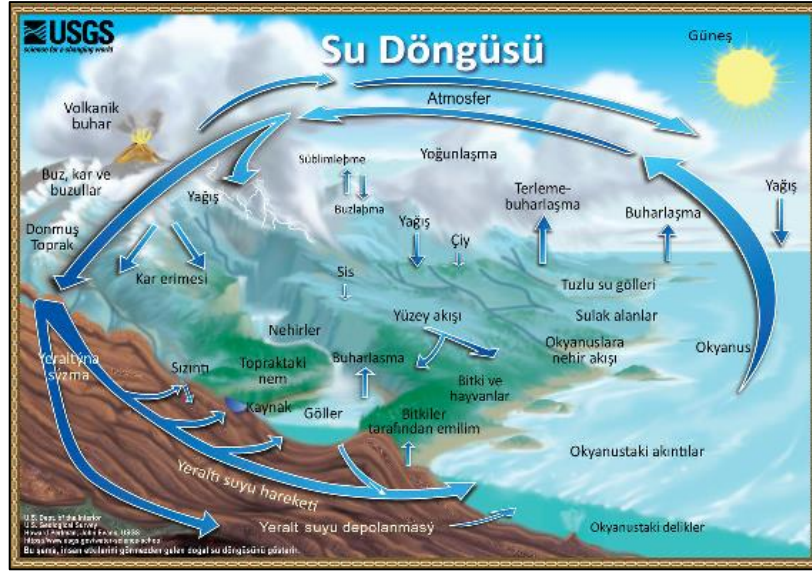
2009 yılında güneşten elde edilen enerji sıfırken 2019 yılında 5995 MW değerlerini bulmuştur (TEİAŞ, 2019).



Şekil 1.2. 2009 ve 2019 yılları için birincil enerji kaynaklarına göre Türkiye'nin kurulu güç değerleri

1.2.1. Hidrolik enerji

Hidrolik enerji, güneş sayesinde oluşan küresel su döngüsüyle, sürekli kendini yenileyen suyun gücünden elde edilen enerjidir. Suyun yüksekten düşüşünden ya da akış hızından faydalanarak makineler çalışır ya da elektrik üretilir. Hidrolik enerji sistemlerinde enerjinin elde edilmesinin ardından su, değişmeden ve tüketilmeden doğal olarak süregelen döngüye geri katılmaktadır. Şekil 1.3'te güneş ışınlarının etkisiyle meydana gelen küresel su döngüsü görülmektedir.



Şekil 1.3. Küresel su döngüsü

Hidrolik enerjiden elektrik enerjisi üretilen hidroelektrik santrallerde, yüksekten dökülen ya da hızla akan suyun kinetik enerjisiyle türbinler döndürülür. Türbinlere bağlı jeneratörler ile de elektrik enerjisi üretilir.

Hidroelektrik santralleri, bugün dünya çapında elektrik üretiminin neredeyse yarısını karşılamaktadır. Düşük karbonlu elektrik üretimine hidroelektrik enerjisinin katkısı nükleerden %55 daha fazladır. 2020 yılında hidroelektrik santrallerinde 4444 TWh'lik üretim gerçekleşmiş, küresel elektrik üretiminin %17'si ile kömür ve doğalgazdan sonra üçüncü en büyük kaynak olmuştur. Son 20 yılda, hidroelektrik enerjisinin toplam kapasitesi küresel olarak %70 artış göstermiştir. Ancak rüzgar, güneş enerjisi, kömür ve doğalgaz kaynaklı üretimlerin artması sonucu toplam üretimdeki payı değişmemiştir (Anonim, 2021).

Türkiye'de yenilenebilir enerji potansiyeli içinde en önemli yeri hidrolik kaynaklar tutmaktadır. Teorik olarak Türkiye'nin hidroelektrik enerji potansiyeli 433 milyar kWh, teknik olarak değerlendirilebilir potansiyeli ise 216 milyar kWh'tir. 2018 yılında hidroelektrik santrallerden 59.9 milyar kWh elektrik üretilmiştir. Aynı yılda işletmede bulunan 28291 MW'lık kurulu güce sahip 653 adet hidroelektrik santrali, Türkiye toplam kurulu gücünün %31.9'unu karşılamıştır. 2019 yılı Ağustos sonu itibarıyla hidrolik kaynaklı elektrik üretimi 68452 GWh değerine ulaşmış, hidroelektrik kurulu gücü 28437 MW olmuştur (ETKB, 2021).

İlk yatırım maliyetlerine bakıldığında, doğal gaz santralleri için ilk yatırım maliyeti yaklaşık olarak 800 \$/kW civarındadır. Hidroelektrik santralleri ve kömür santralleri için ise bu değer 1500 \$/kW mertebesindedir. İlk yatırım maliyetleri açısından doğal gaz santralleri cazip görülse de, uzun süreli işletme maliyetlerine bakıldığında hidrolik enerjinin bu alternatiflere göre çok daha avantajlı olduğu görülmektedir (DSİ, 2011).

Uluslararası Enerji Ajansı (IRENA)'nın Küresel Yenilenebilir Güç Üretimi Maliyetleri 2018 raporunda belirtildiğine göre elektrik üretim maliyetleri, hidroelektrik enerjisi teknolojilerinde %12 oranında düşüş göstermiştir. Rapora göre, hidroelektrik enerjisi sektöründe küresel ağırlıklı ortalama elektrik maliyeti 0.047 USD/kWh olurken, aynı yıl için santrallerin küresel ortalama kurulum maliyeti %16 azalarak 1492 USD/kW olmuştur. IRENA'nın raporuna göre bu düşüşün sebebi 21 GW'lık işletmeye alınan tesislerden 8.5 GW'ının Çin'de kurulmuş olmasıdır. Çin'in küresel piyasalardan %10-20 daha düşük şekilde hidroelektrik enerji santrali kuruyor olması küresel ağırlıklı ortalama değerlerini aşağıya çekmektedir (Anonim, 2019).

Türkiye Hidroelektrik Santralleri Haritasına bakıldığında HES'lerin Orta ve Doğu Karadeniz Bölgeleri ile Güney-Güneydoğu Anadolu Bölgeleri'nde yoğunlaştığı görülür. Bu durumun başlıca sebepleri ise; HES projeleri için ekonomik verimin en uygun olduğu hızlı akım, her mevsim akış gibi iklimsel ve derin vadiler gibi coğrafi koşulların bu bölgelerde oluşmuş olmasıdır (Ürker ve Çobanoğlu, 2012).

1.2.2. Rüzgar enerjisi

Rüzgar oluşumunun temel kaynağı, su döngüsünde olduğu gibi yine güneştir. Güneş enerjisinin ısıttığı atmosferde; kara-deniz, enlem, yükseklik ve mevsim etkenlerinden dolayı oluşan ısıl potansiyel farklara sahip olan hava kütleleri, daha soğuk ve yüksek basınç alanına sahip bölgeden, daha sıcak ve alçak basınç alanına sahip bölgeye hareket ederler. Atmosferdeki ısı enerjisinin kinetik enerjiye dönüştüğü hava kütlelerinin bu hareketi rüzgar olarak adlandırılır.

Rüzgar türbini genel olarak kule, nasele, rotor ve kanatlardan oluşur. Rüzgarın kinetik enerjisi kanatlar vasıtasıyla rotorda mekanik enerjiye dönüşür. Rotor miline bağlı jeneratörde ise elektrik enerjisi üretilir.

Hızla büyüyen yenilenebilir enerji teknolojilerinden olan rüzgar enerjisinin maliyetlerinin giderek düşüyor olması dünya çapında kullanımını daha da artırmaktadır. Karada ve denizde küresel kurulu rüzgar üretim kapasitesi, 1997 yılında 7.5 Gigawatt'tan (GW) 2018'e kadar yaklaşık 564 GW'a yükselerek son yirmi yılda yaklaşık 75 kat artış göstermiştir. Rüzgar enerjisinden elektrik üretimi 2009 ve 2013 yılları arasında ikiye katlanmış, 2016 yılında yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektriğin %16'sını rüzgar enerjisi oluşturmuştur. Dünyanın birçok yerinde güçlü rüzgar hızları olmasıyla birlikte açık deniz rüzgar enerjisi potansiyeli ön sırayı almaktadır (IRENA, 2020).

Türkiye'de işletme halindeki 3591 adet türbin ile 239 adet rüzgar enerji santralinin toplam elektrik üretimine göre %10.8 oranında üretim yapılmaktadır. Bu oran 2013 yılında %1.5 iken 2020 yılına kadar %8.4 değerine çıkmıştır. 2021 yılı itibariyle 9305 MW kurulu güç ile bu santrallerden 5328 GWh elektrik üretilmektedir. En fazla yıllık kurulum olan bölge 3511 MW ile ege bölgesi olup onu 3291 MW yıllık kurulumu ile Marmara bölgesi takip etmektedir (TÜREB, 2021).

Yapılan bir çalışmada, farklı rüzgar enerjisi güçlerinde enerji üretimi ile 2007 yılı için Türkiye elektrik talebinin karşılanması analiz edilmiştir. Analizde, RES (rüzgar enerji santrali) üretiminin fazla olduğu saatlerde enerji fazlasının depolandığını, RES üretiminin elektrik enerjisi talebini karşılamadığı saatlerde ise oluşan enerji açığının geleneksel enerji yöntemleri ile giderildiğini kabul edilmiştir. Analiz sonucunda, 78144 MW kurulu güce sahip RES ile Türkiye'nin elektrik enerjisi talebinin %99.99'unun karşılanabildiği öngörülmüştür. Geleneksel üretim ile depolama enerjisi aynı olduğu durumda, enerji depolama döngüsünün %100 verim ile çalıştığı kabul edilmiş, Türkiye'nin elektrik enerjisi talebinin toplamda bu değerde kurulu güce sahip RES üretimi ve depolama enerjisi ile, geleneksel üretim kullanılmadan karşılanabileceği belirtilmiştir (Akınsal, 2009).

1.2.3. Jeotermal enerji

Jeotermal enerji, yer kabuğunda depolanan ısıdan ortaya çıkan enerji olarak tanımlanabilir. Jeotermal güç doğrudan olabilir, yani 3 km derinliğe kadar sığ kuyular

dahil olmak üzere mevcut buhar veya sıcak su emisyonlarından yüzeye yakın ısı ve sıvı rezervuarları olabilir. Veya 16 km'ye kadar delinmiş veya yapay derin kuyulardan ısının dolaylı kullanımıyla, derin kuyulara soğuk su enjekte edilir, ısıtılır ve geri getirilir.

Jeotermal kaynaklar şu şekilde sınıflandırılabilir:

- Hidrotermal kaynaklar, yeraltı sıcak su ve buhar rezervuarları.
- Jeobasınçlı kaynaklar, gözenekli oluşumlarda çok yüksek basınçlarda bulunan sıcak tuzlu sıvılar. Bunların büyük miktarlarda çözülmüş doğal gaz içerdiği kabul edilmektedir.
- Sıcak kuru kaya kaynakları, tipik olarak yaklaşık 5 km derinlikte, çok az sıvının olduğu ya da hiç olmadığı kaynaklardır (Harder, 1982).

2020 yılında Avrupa'da kurulu jeotermal elektrik kapasitesi 139 adet santral ile 3.5 GWe olmuştur. Kurulu yeni jeotermal kapasite konusunda dünyanın en dinamik jeotermal enerji pazarı Türkiye olmuştur. 2020 yılında, önceki yıllara göre sadece Türkiye'de jeotermal enerji santrali işletmeye alınmış, Türkiye dışında hiçbir ülkede yeni santral işletmesi olmamıştır. Bunun sebebi olarak Covid 19 salgınıyla birlikte jeotermal elektriğin alımına eşlik edecek uygun ve sağlam destek çerçevelerinin olmayışı kabul edilmektedir. Küresel olarak, 2020'de önde gelen jeotermal enerji üreticilerinin hiyerarşisinde fazla bir değişiklik olmamıştır. Kurulu kapasite açısından ABD, Filipinler ve Endonezya önde gelen üç ülke olurken, Türkiye büyümeye devam etmektedir. 2020 yılında jeotermal kaynaklı elektrik kurulu gücü Türkiye için 1688 MW ile ilk sıradayken onu 916 MW ile İtalya takip etmiştir (EGEC, 2021).

Jeotermal enerji, binalarda, endüstride ve tarımda pekçok kullanımda ısıtma, soğutma, elektrik ve enerji depolaması ihtiyaçları için kullanılabilen sonsuz bir yenilenebilir enerji kaynağıdır. İlk kurulum yatırımından sonra işletme maliyetleri çok düşüktür. Herhangi bir sektörün enerji geçişine uygun olan jeotermal enerjisi, elektrik, ısıtma, soğutma ve ulaşım sektörlerinin karbondan arındırılmasına katkıda bulunabilecek yenilenebilir enerji kaynağıdır (EGEC, 2021).

2015 yılı için Amerika Birleşik Devletleri'nde jeotermal kaynaklardan elektrik üretimi 3450 MW iken Türkiye'de 397 MW, Kenya'da 594 MW olmuştur (NREL, 2021).

Dünyadaki 29 ülkede jeotermal elektrik üretimi 2019 yılı itibariyle, 16000 MW (95000 GWh/yıl) elektrik kurulu gücün üzerindedir. Dünya ülkelerinin 2050 yılı hedefi elektrik kurulu gücünde 250 000 MW değerine ulaşmaktır. Bunun 230 000 MW'ının EGS'den (Kızgın Kuru Kaya, Enhanced Geothermal System) sağlanması beklenmektedir (TJD, 2021).

1.2.4. Biyokütle enerjisi

Biyokütle, bitkilerden (algler dahil), ağaçlardan ve ekinlerden kaynaklanan tüm organik maddeler için kullanılan bir terim olup, güneş enerjisinin fotosentez yoluyla toplanması ve depolanması olarak tarif edilebilir. Biyokütle enerjisi veya biyoenerji, biyokütlenin ısı, elektrik ve sıvı yakıtlar gibi faydalı enerji biçimlerine dönüştürülmesiyle açığa çıkmaktadır. Biyoenerji için biyokütle, ya özel enerji bitkileri olarak doğrudan topraktan ya da gıda için ekinlerin veya ağaç endüstrisinden elde edilen kağıt hamuru ve kağıt gibi diğer ürünlerin işlenmesinde üretilen kalıntılardan elde edilir. Biyoenerji için diğer bir önemli katkı; inşaat ve yıkım ahşabı, nakliyede kullanılan paletler ve kentsel katı atıklardır. Biyokütlenin tamamı doğrudan enerji üretmek için kullanılmaz, biyoyakıt adı verilen ara enerji taşıyıcılarına dönüştürülmektedir. Bunlar; yüksek enerji yoğunluklu katı yakıt olarak odun kömürü, sıvı yakıt olarak etanol veya biyokütlenin gazlaştırılmasından elde edilen üretici gazıdır (Herzog vd., 2000).

Biyokütle, konvansiyonel fosil yakıtlara göre daha düşük nitrojen oksit, kükürt dioksit, ve kurum emisyonları ile ihmal edilebilir seviyede nitrojen, kükürt ve kül içeriğiyle temiz enerji kaynağıdır. Biyokütleden salınan karbondioksit, nicel olarak fotosentez yoluyla bitkilere geri döndüğü için; biyokütleden enerji elde edilmesinde karbondioksit emisyonunun sıfır olduğu söylenebilir (Zhang vd., 2007; Balat'dan (2009)) .

Biyoenerji, dünyanın yenilenebilir enerji kullanımının yaklaşık dörtte üçünü oluşturmaktadır. Bu kullanımın yarısından fazlası geleneksel biyokütleden oluşur. Biyoenerji, 2015 yılında toplam nihai enerji tüketiminin yaklaşık %10'unu ve 96.718 MW ile küresel elektrik üretiminin %1.9'unu oluşturmuştur. Bu değer en büyük

payını 68.594 MW ile katı biyoyakıtlar oluşturmuştur. 2020 yılı için ise toplam yüklü kapasite 126.654 MW olmuştur. Yine en büyük pay 87.594 MW ile katı biyoyakıt kaynaklı olmuştur (IRENA, 2020).

Türkiye’de 2000 yılına kadar biyoenerjiden elektrik üretimi sadece birincil katı biyoyakıtlardan sağlanırken, 2000 yılından sonra endüstriyel atık, biyogaz ve 2018 yılından sonra ise bu kaynaklara sıvı biyoyakıtlar ile belediye atığı da eklenmiştir. 2019 yılında totalde biyoyakıtlardan 3283 GWh elektrik üretimi gerçekleşmiştir (Anonim, 2021).

1.2.5. Okyanus enerjisi

Okyanuslar, barındırdıkları geniş yenilenebilir enerji potansiyeliyle dünyanın mevcut elektrik talebinin iki katından fazlasını teorik olarak karşılayabilirler. Geliştirilme aşamasında olan okyanus enerjisi teknolojileri, sürdürülebilir karbondioksit emisyonlarıyla iklim açısından güvenli enerji kaynakları arasındadır. Okyanus enerjisi, dalga, gelgit, tuzluluk gradyanı ve okyanus termal enerji dönüşüm teknolojilerini içinde barındırır. Dünyanın mavi ekonomisinin gelişmesinde çok önemli bir bileşen konumundadır (IRENA, 2020).

Dalgalar, yeryüzünün farklı ısınmasından dolayı oluşan rüzgârların, deniz yüzeyinde esmesi ile meydana gelir. Deniz dalgalarının gücü; dalganın yüksekliği, dalganın boyu, dalganın hareketi ve suyun yoğunluğuyla ilgilidir. Dalga yüksekliği ise rüzgâr hızı, esme zamanı, esen rüzgâr ile suyun mesafesi ve sudaki derinliğe bağlıdır. Büyük dalgalardan çoğunlukla daha çok enerji elde edilir. Deniz dalgalarından enerji elde edilmesi ile ilgili ilk çalışmayı 1892 yılında A. W. Stahl yapmıştır. Günümüzde dünyanın değişik merkezlerinde bu konuda araştırmalar yapıp prototipler geliştirilmektedir (Gülsaç, 2009).

Dalga enerji dönüştürücü sistemleri genel olarak; açık deniz sistemleri, kıyı yakını sistemler ve deniz kıyısı sistemler olarak isimlendirilmektedir. Bu sistemlerde, su sütununun kapalı bir yer içerisinde hareketi ile türbine hava tazyiki sağlanarak ya da dalganın yukarı hareketi ile su direk türbinlere verilmek üzere bir depoda biriktirilmesiyle enerji üretilmektedir. Açık deniz sistemleri ve kıyı yakını

sistemlerinde ayrıca suyun üstünde yüzen hacimli bir kütleli ani alçalması ile oluşan hareket ile de türbin döndürülebilmektedir. Suyun hacimli bir kütleli kaldırma veya itme gücü ile hareket sağlanması işlemi deniz kıyısı sistemlerinde kullanılan enerji üretim tekniklerindedir (Sağlam ve Uyar, 2005).

Gelgitler, dalgalar ve akıntılar elektrik üretmek için kullanılacak enerji kaynakları olmakla birlikte bu teknolojilerin henüz ticari olarak kullanımı gerçekleşmemiştir. Ancak araştırma ve geliştirme çalışmaları umut verici şekilde devam etmektedir (IRENA, 2020).

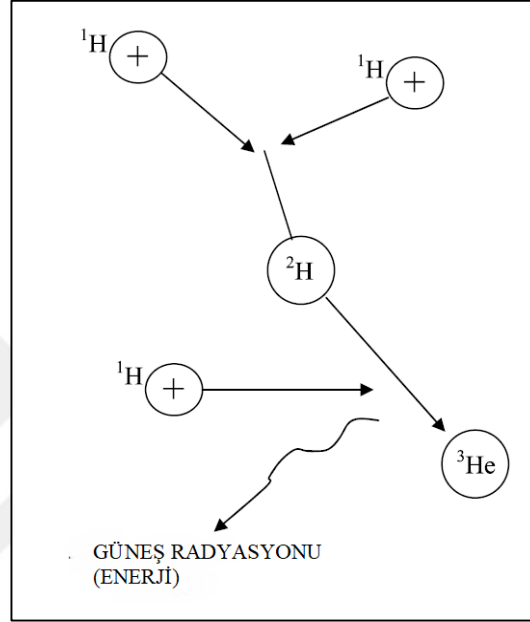
1.2.6. Güneş enerjisi

Yıldızlardan gelen zayıf radyasyon dışında dünyadaki tüm enerjinin kaynağı güneş enerjisidir. Fosil yakıtlarda bulunan kömür, petrol ve gaz enerjisi de bir bakıma güneşten sağlanmaktadır. Güneş; buharlaşma, yağmur ve şelalelerin hidro döngüsüne ve rüzgarın esmesine neden olur. Gelgit enerjisi, güneş-dünya-ay sisteminde depolanan dönme enerjisinden meydana gelir. Güneşten gelen enerji, enerji üretiminde faydalanılan okyanus sıcaklık farklılıklarına da neden olur. Ve en önemlisi güneş, dünyayı ısıtan, tüm organik maddeleri yetiştiren, ısı ve elektrik üretiminde gereken ışığın kaynağıdır (Harder, 1982).

Güneşin çapı $R = 1.39 \times 10^6$ km'dir. Güneş, dünya ve diğer gezegenler için dahili bir enerji üreticisi ve dağıtıcısıdır. Güneşin enerjisinin %90'ının, kütlelerinin %40'ını içeren 0 ile 0.23R arasındaki bölgede üretildiği tahmin edilmektedir. Güneş'in gözlemlenen yüzeyi ise yaklaşık 1000 – 3000 km'dir ve hücre ömrü birkaç dakika olan düzensiz konveksiyon hücrelerinden oluşmaktadır (Şen, 2008).

Dünya yüzeyinde alınan güneş radyasyonunun kaynağı, güneş füzyonu yoluyla hidrojenin (H) helyuma (He) dönüşümüdür. Teorik değerlendirmeler, Güneş'in iç kısmının sıcaklık ve basınçlarında, Şekil 1.4'de gösterildiği gibi dört çekirdek birleşerek bir helyum çekirdeği oluştururken, daha hafif H'den sürekli olarak üretildiğini göstermektedir. Böyle bir dönüşüm sırasında, ısı ve basınçla kararsız hale getirilen tek H çekirdeği (proton), önce çift H çekirdeği oluşturmak üzere birleşir; bunlar daha sonra üçüncü bir H çekirdeği ile birleşerek elektromanyetik enerjinin

serbest bırakılmasıyla ^3He 'yi oluşturur. Güneş, esasen H ve He'den ve az miktarda diğer atomlardan veya elementlerden oluşan büyük bir plazma topudur. Bu reaksiyon aşırı derecede ekzotermiktir ve He çekirdeği başına serbest enerji 25.5 eV veya 1.5×10^8 'dir (kcal/g). Dört protonun kütlesi, üretilen He çekirdeğinin kütlesinden 0.02741 daha fazladır. Bu küçük madde fazlası doğrudan elektromanyetik radyasyon enerjisi olarak ortaya çıkar ve tüm yenilenebilir enerjinin kaynağıdır (Şen, 2008).



Şekil 1.4. Güneşte füzyon tepkimesi (Şen, 2008)

Dünya yüzeyinde, bulutlu havalarda bile enerji doğrudan güneşten alınabilir. Güneş enerjisi küresel çapta, elektrik üretmek veya ısıtmak ve suyu tuzdan arındırmak için yaygın halde kullanılmaktadır. Dünya çapında güneş enerjisi kaynaklı elektrik üretimine bakıldığında; 2018 yılında toplam üretim 562.028 GWh iken bundan sadece sekiz yıl öncesinde toplam üretim 33.813 GWh olmuştur. Gelişen teknolojiyle birlikte güneş enerjisinden elektrik üretimi yükselişini devam ettirmektedir (IRENA, 2020).

Türkiye Cumhuriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının hazırladığı güneş enerjisi potansiyel atlasının hesaplarına göre Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2741.07 saat/yıl, ortalama yıllık toplam ışınlama şiddeti $1527.46 \text{ kWh/m}^2\text{-yıl}$ 'dır. Ortalama günlük toplam güneşlenme süresi 7.50 saat/gün, ortalama günlük toplam ışınlama şiddeti ise $4.18 \text{ kWh/m}^2\text{-gün}$ olarak hesaplanmıştır (ETKB, 2021).

Çizelge 1.2’de 2019 yılı için Türkiye’nin toplam kurulu gücü içerisinde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı verilmiştir. 91 267 MW kurulu güce sahip olan Türkiye’de 5995 MW’lık enerji güneş kaynaklı üretilmektedir.

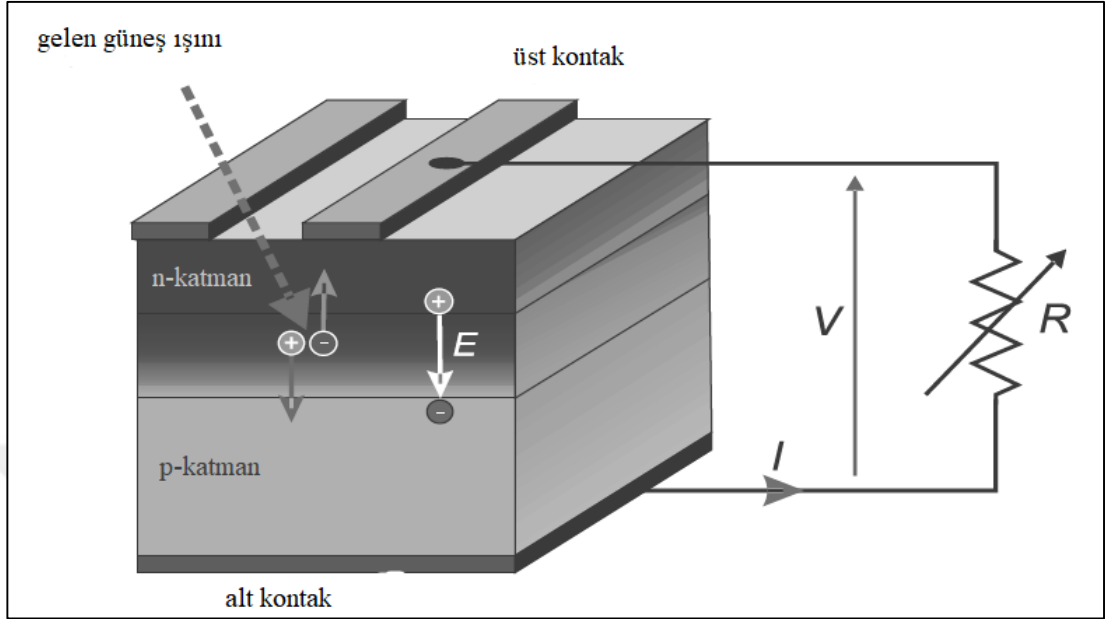
Çizelge 1.2. Türkiye’de 2019 yılı toplam kurulu güç değerinde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı (TEİAŞ, 2019)

	MW	%
Yenilenebilir atık+ atık	791.3	0.87
Rüzgâr	7 591.2	8.32
Güneş	5 995.2	6.57
Barajlı	20 642.5	22.62
Derin göl ve akarsu	7 860.6	8.61
Jeotermal	1 514.7	1.66
2019 yılı toplam kurulu güç	91 267.0	100

1.3. Güneş Enerjisinden Fotovoltaik Sistemlerle Elektrik Üretimi

19. yüzyılın başlarında bilim adamları belirli malzemelerin ışığa maruz kaldıklarında elektrik akımı ürettiğini gözlemlediklerinde, fotovoltaik etkiyi keşfetmişlerdir. Fotovoltaik etkiyle çalışan güneş pilleri yarıiletken malzeme olan silikondan imal edilmektedir. Çok ince levhalar halinde kesilmiş silikon gofretleri fosfor ve boron atomlarıyla katkılanır, böylece silikon maddesinde bir elektron dengesizliği oluşturulur. Güneş ışığına maruz kaldığında, malzeme katmanları fotonları emer. Bu durum elektronları uyararak bir katmandan diğerine elektron akışı meydana getirir. Foton güneş piline çarptığında, üç şeyden birini yapabilir: Güneş hücresi tarafından emilebilir, hücreden yansiyabilir veya doğrudan hücreden geçebilir. Bir foton silikon tarafından emildiğinde elektrik akımı üretilir. Güneş pili tarafından ne kadar fazla foton emilirse yani ışığın yoğunluğu ne kadar fazla ise, üretilen akım da o kadar büyük olur. Güneş pilleri, elektriğin çoğunu doğrudan güneş ışığından üretir. Bununla birlikte, bulutlu günlerde de elektrik üretirler ve bazı sistemler parlak mehtaplı gecelerde çok az miktarda bile olsa elektrik üretebilirler. Bireysel güneş pilleri tipik olarak sadece küçük miktarlarda elektrik enerjisi üretir. Yararlı miktarda elektrik üretmek için bu hücreler, fotovoltaik modül olarak bilinen bir güneş modülü yapmak üzere, birbirine bağlanır (Boxwell, 2012).

Şekil 1.5’de n-p katkılı bir fotovoltaik pilin enerji dönüşüm prensibi verilmiştir (Krauter, 2006) .



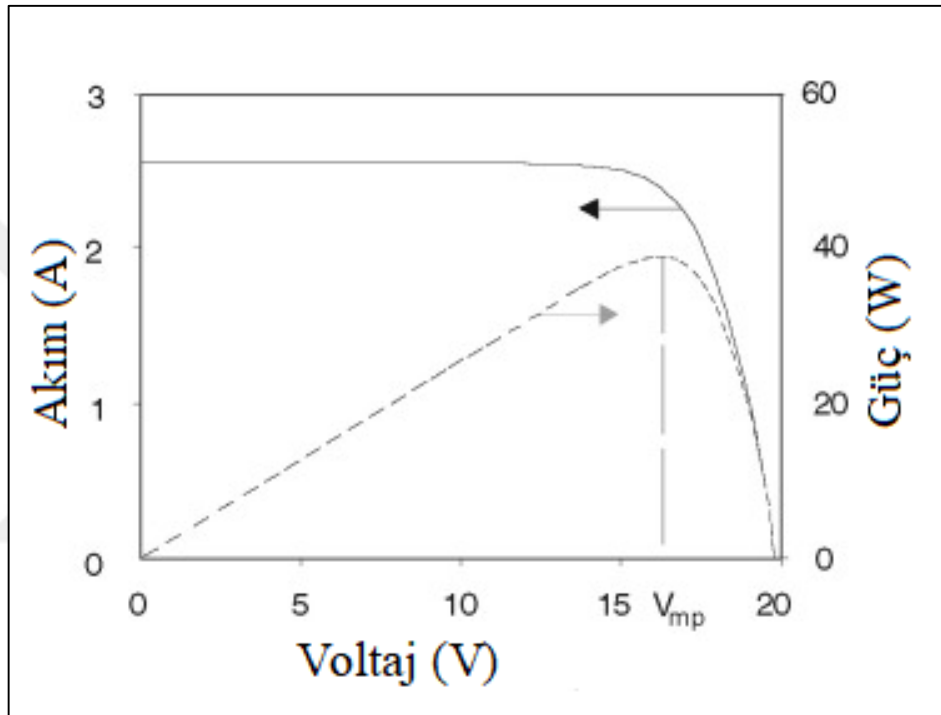
Şekil 1.5. n-p katkılı bir fotovoltaik pilin enerji dönüşüm prensibi (Krauter, 2006)

Fotovoltaik sistemlerde (PV), güneş radyasyonu doğrudan elektriğe dönüştürülmektedir. Elektrik bir enerji kaynağı olarak giderek daha fazla kullanılırken, fotovoltaikler sistemler yenilenebilir enerjiler alanında önemli bir rol oynamaktadır. PV teknolojisi modülerdir yani mevcut sistemler genişletilebilir. Uzun bir ömre sahiptir, üreticiler 25 yıla kadar garanti vermektedir, sessizdir ve kullanım sırasında emisyonuzdur. Gelişen yarı iletken teknolojisi nedeniyle önemli bir maliyet azaltma potansiyeli vardır; ayrıca seri üretim teknikleri geliştirilerek mevcut üretim süreçleri daha verimli ve daha ucuz hale getirilebilir (Krauter, 2006).

Fotovoltaik cihazlara ulaşan enerjinin ancak belirli bir kısmı elektrik enerjisine dönüştürülerek kullanılabilir. Güneş piline gelen radyasyonun tamamının elektrik enerjisine dönüştürülmesi mümkün değildir. Bu enerjinin çoğu kaybolur. Bu kayıplar birçok araştırmacı tarafından ortaya konulmuştur. Güneş pilinin verim limitleri teorik olarak belirlenir. Shockley ve Queisser, Planck dağılımını kullanarak fotovoltaik cihazlar için teorik olarak verimlilik sınırını belirlemişlerdir. Güneş pilinden gelen radyasyonun %47'si ısı enerjisidir, içinden geçen fotonların %18'i ve elektronların birleşmesiyle oluşan boşlukların %2'si kaybolur. Bu kayıplar sonucunda silikon için verimlilik sınırı %33 olarak hesaplanmıştır (Yakut vd., 2019).

1.3.1. Fotovoltaik modüller ve çatı sistemleri

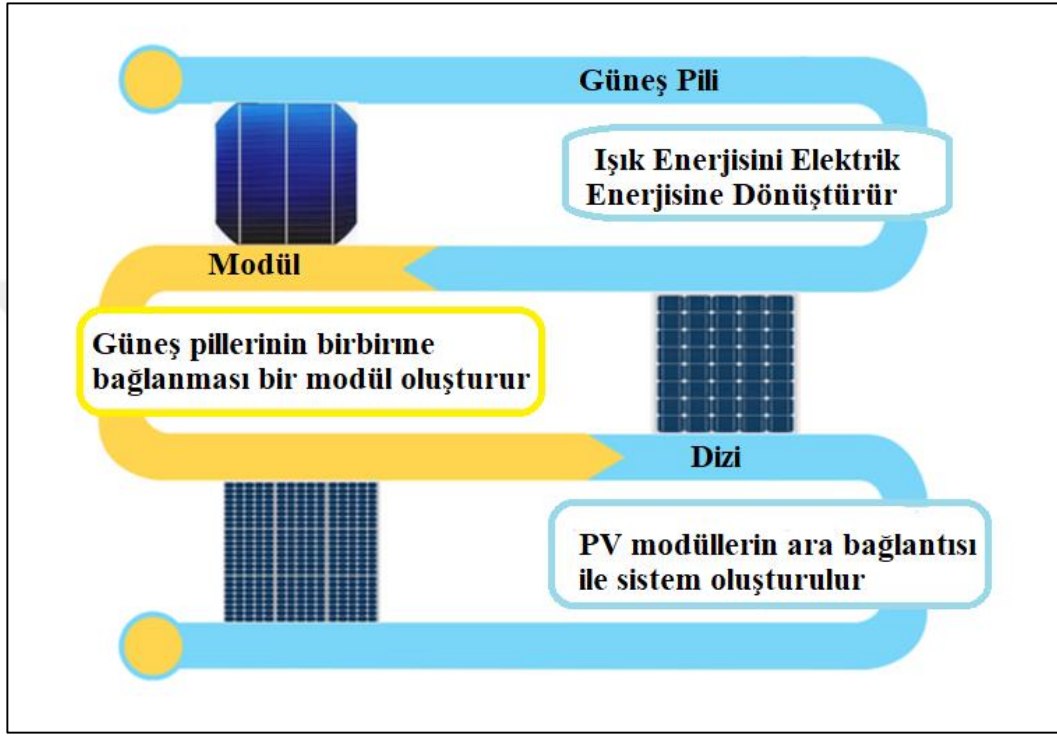
Fotovoltaik (PV) modüller, birkaç wattan yüzlerce kilowatta kadar değişen boyutlarda güneş ışımını doğrudan, doğru akım (DC) elektriğe dönüştürürler. Bir fotovoltaik modülün çıkış akımı, küresel radyasyon artışı ile doğrusal olarak artar ve modül sıcaklığı artışı ile doğrusal olarak azalır. Herhangi bir sabit sıcaklık ve radyasyon değerinde, akım (ve dolayısıyla güç), Şekil 1.6'da gösterildiği gibi voltajla doğrusal olmayan bir şekilde değişmektedir (Cleveland, 2004).



Şekil 1.6. Tipik bir fotovoltaik modül için voltaja karşı akım ve güç değeri (Cleveland, 2004)

Şekil 1.6'daki güç eğrisinin zirvesine maksimum güç noktası denmektedir. Maksimum güç noktasına karşılık gelen voltaj, radyasyon ve sıcaklığa göre değişim gösterir. Fotovoltaik modül doğrudan bir DC yüküne bağlanırsa, ürettiği voltaj genellikle maksimum güç noktasına karşılık gelmez ve performansı düşer. Maksimum güç noktası izleyici, modülü yükten ayıran ve modül voltajını her zaman maksimum güç noktasına karşılık gelecek şekilde kontrol eden ve böylece performansı artıran bir cihazdır. Maksimum güç noktası izleyicisi, gerilime doğrusal olmayan bağımlılığı ortadan kaldırır (Cleveland, 2004).

Güneş pili bir PV modülünün temel yapı taşı olarak kabul edilmektedir. Güneş pilleri, istenen değerde elektrik enerjisi üretebilen bir modül oluşturmak için birbiriyle seri/paralel olarak bağlanmaktadır. Yüksek güçlü uygulamalar için bu modüller ayrıca birbirine bağlanarak PV dizisi oluştururlar. Solar PV hücresinin bir PV dizisine resimsel dönüşümü Şekil 1.7’de gösterilmektedir (Venkateswari ve Rajasekar, 2021).



Şekil 1.7. Solar PV hücresinin bir PV dizisine resimsel dönüşümü (Venkateswari ve Rajasekar, 2021)

Hızla gelişen dünyada küresel iklim değişikliği potansiyel bir tehdit unsurudur. Artan enerji talebi ve kaçınılmaz olmamakla beraber, azalan fosil yakıt kaynakları, sürdürülebilir enerji, insan hayatının tam anlamıyla her sektör tarafından ele alınması gereken gezegensel bir sorundur. Tüm bunlara karşın binalar ve kullanılabilir çatılar, küresel enerji dengesinde önemli bir rol oynamaya devam etmektedir. Enerji tüketiminin ekolojik sonuçları konusundaki farkındalığın artmasıyla birlikte, enerji ve çevre bilincine sahip bina tasarımına duyulan ihtiyaç giderek daha acil hal almıştır. Yapıların çatısına kurulan PV sistemler fazladan bir arazi alanı gerektirmeden yoğun nüfuslu alanlarda da kullanılabilir. Herhangi bir ek altyapı kurulumu gerektirmemektedir. Çatı fotovoltaik sistemleri iletim ve dağıtım kayıplarını azaltarak enerji arzına önemli katkıda bulunmaktadır (Sick ve Erge, 1996).

2. KAYNAK ÖZETLERİ

Yano vd. (2009), Kuzey-güney yönelimli bir seranın çatısına monte edilen fotovoltaik paneller tarafından üretilen elektrik enerjisini araştırmışlardır. Dört adet amorf-silikon fotovoltaik (PV) paneli, kuzey-güney yönelimli bir seranın Gotik-kemer tarzı çatısının kuzey ucuna konumlandırmışlardır. Panellerin ikisini doğu çatının iç yüzeyine 20° (PV1) ve 28° (PV2) eğim açılarıyla tutturmuşlardır. Diğer iki paneli batı çatının iç yüzeyine 20° (PV3) ve 28° (PV4) eğim açılarıyla tutturmuşlardır. Ek bir PV paneli (PV5) ise sera doğu çatısının dış yüzeyine, PV2'nin güç çıkışı ile karşılaştırmayı sağlamak için 28°'lik bir eğim açısı ile monte etmişlerdir. Sera örtüsünün malzemesinin 0.15 mm kalınlığında poliolefin olduğunu belirtmişlerdir. Her panel için yedi ay boyunca enerji üretimini gözlemlemişlerdir. Araştırma sonucunda daha düşük eğim açısına sahip panellerin kuzey-güney yönelimli bir seranın çatısına monte edildiğinde daha fazla elektrik enerjisi ürettiğini ortaya koymuşlardır. Bununla birlikte çatının batısına monte edilen panellerin, doğusuna monte edilen paneller tarafından üretilenden daha fazla enerji ürettiğini görmüşlerdir. Bunun sebebi olarak; seranın gerçek kuzeyden güneye 7.03° yönlendirilmiş olmasını göstermişlerdir. Seranın yakınında güneşli bir zemin varsa, açık güneşli zeminde PV dizileri inşa etmenin daha uygun olabileceği görüşüyle birlikte; arazisi olmayan seralarda, güneş ışığını almak ve elektrik enerjisi üretmek için PV panellerin sera çatısına monte edilmesini uygun bulmuşlardır. Ayrıca aşağıda büyüyen bitkileri en azından kısmen gölgelediği için, panellerin çatılardaki konumu ve yönünün dikkatlice düşünülmesi gerektiğini ortaya koymuşlardır. Sera örtüsü malzemesi doğrudan ışın radyasyonunu yansıttığından sera çatısının dışına monte edilen bir panelin, içine monte edilenden daha fazla enerji üretebileceğini söylemişlerdir. Bununla birlikte, plastik kaplı bir seranın dış yüzeyine bir PV panel monte etmenin, onu şiddetli hava koşullarına karşı savunmasız hale getireceğini belirtmişlerdir.

Meflah vd. (2019), üç farklı PV modülü bulunan bir çatıya monte Fotovoltaik sistemin yıllık enerji tahmini üzerine çalışmışlardır. Çalışmalarında inceledikleri vaka Bouismail-Cezayir'de (Solar Equipment Development Unit) UDES'in sahasına kurulmuş yaklaşık 60 m² alana sahip bir evdir. Polikristal silikon, monokristal silikon ve ince film CIS kurulu bir PV modeli kullanarak gerçek hava koşulları altında inceleme yapmışlardır. Işınlamaya (W/m²) karşı üç fotovoltaik sistem (W) için yıllık

güç tahminini değerlerini üç bölgeye ayırarak şu çıkarımlarda bulunmuşlardır: Bölge 01 (0-200W/m²), monokristal silikonun ürettiği gücün en yüksek, ince filmin gücünün ise en düşük olduğunu; Bölge 02 (200-300W/m²) , tüm PV sistemleri aynı gücü ürettiğini; Işınlamanın 300W/m² 'den fazla olduğu bölge 03'te ise ince film modüllerine dayanan sistemin diğer sistemlere göre daha fazla güç ürettiğini görmüşlerdir. Elde etikleri sonuçlara dayanarak, ince film PV sisteminin en iyi performansı gösterdiğini, ancak önerilen tüm PV sistemlerinin iyi bir performans gösterdiğini ve evin yıllık enerji talebine göre enerji faydalarının olumlu olduğunu belirtmişlerdir.

Chaudhari vd. (2019), Aurangabad, Maharashtra'nın tipik hava koşulları için bir konut çatısına monte şeklinde simüle edilmiş 20kW PV sisteminin teknik ve ekonomik performans analizi üzerine bir çalışma yapmışlardır. Bu analiz için ince film PV panel kullanmışlardır. Sistemin, yıllık enerji, aylık enerji, kapasite faktörleri, ortalama elektrik satın alma maliyeti, mal sahibi için olası enerji gelirlerinin değerlendirmesini yapmışlardır. Simüle ettikleri 20kW PV sisteminin yıllık enerji üretimini 31476 kWh ve kapasite faktörü %18 olarak kaydederek daha iyi performans gösterdiğini belirtmişlerdir. Son olarak makaleyi, montajcıların, sanayicilerin ve akademisyenlerin çatıya monte PV sistemlerinin performansını daha iyi anlamalarına yardımcı olacak sonuçları belirterek sonlandırmışlardır. Bu çalışmalarıyla çatıya monte PV sistemi kullanılarak, optimum enerji üretiminin nasıl sağlanacağını keşfetmeye yardımcı olmayı amaçlamışlardır.

Li vd. (2020), çalışmalarıyla çatı tasarımı yoluyla çatı üstü güneş PV sistemlerinin enerji üretimini artırmayı amaçlamışlardır. Çatı üstü güneş PV sistemlerinin enerji üretimini, Helioscope yazılımı kullanılarak modellemişler ve gerçek zamanlı izlenen verilerle modellemeyi doğrulamışlardır. Doğruladıkları modele göre, farklı eğim açılarının ve çevredeki engellerden gelen gölgelemenin enerji üretimi üzerindeki etkisini analiz etmişlerdir. Analizlerinde düz, sundurma, üçgen, kalça ve kelebek çatı tasarım modeli kullanarak; her bir tasarıma takılan güneş PV sistemlerinden üretilen enerjinin karşılaştırmasını yapmışlardır. Karşılaştırma bulguları şu şekildedir: güneş PV sisteminden simüle edilen enerji üretimini, yıllık üretimde izlenen verilere yakın değerlerde bulmuşlardır. Çevredeki gölgelenmeye sebep olan etmenlerin, %24'e kadar enerji kaybının rapor edildiği çatı üstü solar PV sistemlerinin enerji üretimini önemli

ölçüde azaltabileceğini belirtmişlerdir. En uygun eğim açısını, incelenen konumun enlem açısına yakın olan yaklaşık 35° olarak belirlemişlerdir. Ve sundurma çatı tasarımının, diğer çatı tasarım modelleriyle karşılaştırıldığında güneş enerjisi üretimi için maksimum potansiyel sağladığını ortaya koymuşlardır.

İzgi ve Özcan (2020), çalışmalarında Bursa'nın Osmangazi ilçesinde bir fabrika çatısında, mono-kristal, poli-kristal ve ince film olmak üzere üç fotovoltaik hücreden oluşturdukları 1 MW şebekeye bağlı fotovoltaik santralin aylık ve yıllık performans analizini sunmayı amaçlamışlardır. Ayrıntılı gölgeleme çalışmalarıyla alanın PV kurulumu için uygunluğu incelemişler, PVsyst ve PV*SOL programlarını kullanarak da sistemin performansını simüle etmişlerdir. Yaptıkları simülasyon çalışması sonucunda yıllık enerji üretiminde en yüksek performansın mono-kristal fotovoltaik teknolojisine ait olduğunu görmüşlerdir. Üç fotovoltaik teknolojiden, aynı sayı ve güce göre, en az alanı mono-kristal panel teknolojisinin gerektirdiğini belirtmişlerdir. Çalışmanın sonunda, mono-kristal teknolojisi ile kurulan sistemin enerji üretimi açısından ve kapladığı alan bakımından önemli avantaja sahip olduğu sonucuna varmışlardır.

Thanomsat ve Lekngam (2021), çalışmalarında, metal levha çatı ve fiber çimento çatı üzerine kurulu bir PV sistem tasarlamışlardır. Bu tasarımları 600 Watt kurulum kapasiteli PV panellerin metal levha çatı ile fiber çimento çatı arasında üretilen gücünün karşılaştırmasını incelemek amaçlı deney düzeneğidir. Farklı iki çatı tipinde PV panellerin ölçümünün deneysel sonuçlarını, PSCAD'de hazırladıkları simülasyon sonuçları ile doğrulamış ve karşılaştırmışlardır. Yaptıkları bu deneyden, PV panelinden gelen voltajın hücre sıcaklığına bağlı olduğu sonucuna varmışlardır. Fiber çimento çatı üzerindeki PV panelin, sac çatı üzerindeki PV panelden daha iyi güç üretebildiğini çalışmalarında ortaya koymuşlardır.

Yıldırım ve Aktacir (2021), yıl boyunca günlük ortalama güneş ışınım değeri yaklaşık 5 kWh/m^2 olan Şanlıurfa ilinin bu potansiyelini değerlendirmek amacıyla, çatı üstü fotovoltaik panellerin yıllık enerji üretim değerleri hesaplamışlardır. Bu çalışma için Harran Üniversitesine bağlı Şanlıurfa Teknik Bilimler Meslek Yüksekokulu binalarını seçmişlerdir. Hesaplamalarında, en yaygın kullanılan fotovoltaik (PV) panel teknolojisi olan; mono-Si, p-Si ve CdTe olmak üzere üç farklı panel türünü

kullanmışlardır. Ayrıca aylık ortalama panel verimlerini ve çevresel etkilerin PV teknolojilerinin verimine etkisini de incelemişlerdir. İnceleme sonuçlarını her üç panel için karşılaştırmışlar ve şu sonuçlara varmışlardır; Yaklaşık 345 kWh enerji üretimiyle yıl boyunca maksimum elektrik enerjisinin mono-Si panellerden sağlanabileceğini görmüşlerdir. Bu enerji üretimiyle okulun yıllık enerji ihtiyacının yaklaşık 5 katının PV sistemle elde edilecek enerjiden karşılanabileceğini ortaya koymuşlardır. Son olarak hava sıcaklığı, rüzgâr ve ışınım gibi çevresel faktörlerin PV teknolojilerinin verimine etkisini incelemişlerdir.

Dalal vd. (2021), Hindistan Enerji Verimliliği Bürosu (BEE) tarafından uygulamaya konulan beş yıldızlı enerji etiketlemesiyle ilgili olarak, konut-bina çatılarında şebeke bağlantılı fotovoltaik dizilerin enerji potansiyelini hesaplamışlardır. Yıldız enerji etiketlemesi için gösterge olarak, bir binanın Enerji Performans Endeksi (EPI) (binanın metrekare başına kilovat-saat cinsinden yıllık enerji tüketimi) alınmıştır. Çalışma, Hindistan, Yeni Delhi'nin Palam bölgesindeki konut binaları için yapılmıştır. Binaların boşta olan çatı alanını kullanarak çatıdaki güneş PV sistemlerinin ekonomik potansiyelini ve aynı zamanda, daha yüksek bir yıldız etiketi elde etmede sıcak-kuru bir iklimde çatı üstü güneş PV sistemi uygulamasının genel etkisini tahmin etmeyi amaçlamışlardır. Çalışılan kampüsün, 324 konutu barındıran 81 bloktan oluştuğunu; herbir konut bloğunun ise, otopark için iki bodrum katına sahip dört evden oluşan iki katlı bir yapı olduğunu belirtmişlerdir. Nisan 2017-Mart 2019 dönemine ait tüm binalara ait elektrik-tüketim verilerini dernek yönetim ofisinden toplamışlar, mevcut enerji tüketimine ve çatıdaki mevcut alana dayalı olarak konut binaları için üç çatı güneş senaryosu düşünmüşlerdir. Bu üç senaryo için hesaplamaları, Yeni ve Yenilenebilir Enerji Bakanlığı (MNRE) web sitesinde mevcut bulunan bir güneş çatısı mali hesaplayıcısını kullanarak gerçekleştirmişlerdir. Çalışmanın sonunda, şebekeye bağlı 3 kWp'lik bir güneş PV sisteminin çoğu Hint şehrinde çatıda konut kurulumu için uygun olduğunu ve bu güçlendirmenin bir binanın EPI'sini iyileştirdiğini ve böylece binaya iki ek enerji yıldızı sağladığını göstermişlerdir. Ancak, farklı elektrik tarifeleri nedeniyle düşük ve orta enerjili tüketiciler için 3 kWp'lik bir şebekeye entegre çatı güneş PV sisteminin kurulumu, bina için beş yıldızlı enerji etiketinin elde edilmesi için yeterliyken; yüksek ve çok yüksek enerji tüketicilerinin beş yıldızlı enerji elde etmek için ek önlemler alması gerektiği sonucuna ulaşmışlardır.

Sancar ve Altınkaynak (2021), çalışmalarında Isparta ilinde 18° , 24° ve 35° yönelim açılarında engebeli ve düz çatı tiplerini PVsyst yazılımı kullanarak üç boyutlu modellemişlerdir. Modellemesi gerçekleştirilen çatıların üzerine yerleştirilen fotovoltaik sistem kurulu gücü eşit olup her çatı için 49.1 kWp değerindedir. Sistemde 25 kW gücünde 2 adet inverter kullanılmıştır. Modellenen sistemler için 6 ayrı simülasyon çalışması gerçekleştirilmiş ve bu çalışma sonucunda düz 35° eğim açısında olan fotovoltaik sistemden alınan elektrik üretim değerinin en yüksek olduğu, 35° eğim açısında engebeli olan sistemden alınan elektrik üretim değerinin en düşük değer olduğu tespit edilmiştir. Burada iki değer arasında gerçekleşen elektrik üretim farkının 12415 kWh olduğu tespit edilmiştir.

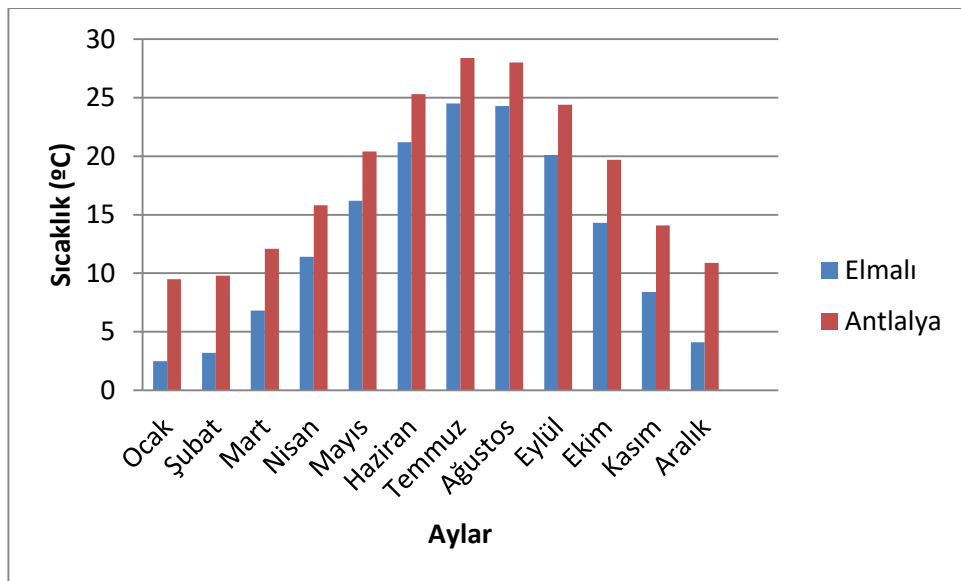


3. MATERYAL VE YÖNTEM

Bu çalışmada Antalya'nın ilçesi Elmalı'da bulunan bir çatı üstü fotovoltaik santralin proje bilgileri alınarak, bu santral PVsyst yazılımı yardımıyla projelendirilmiştir. Santrale ait gerçek elektrik üretim verileri alınarak bu veriler simülasyon sonucunda ortaya çıkan elektrik üretim verileri ile karşılaştırılmış ve gerçek değerlerden % hata oranları verilen eşitlikler yardımıyla hesaplanmıştır. Daha sonra yazılım kullanılarak santralin bazı özellikleri değiştirilmiş ve bu değiştirilen özelliklerin yıllık elektrik üretimine etkisi karşılaştırmalı analizler gerçekleştirilmiştir.

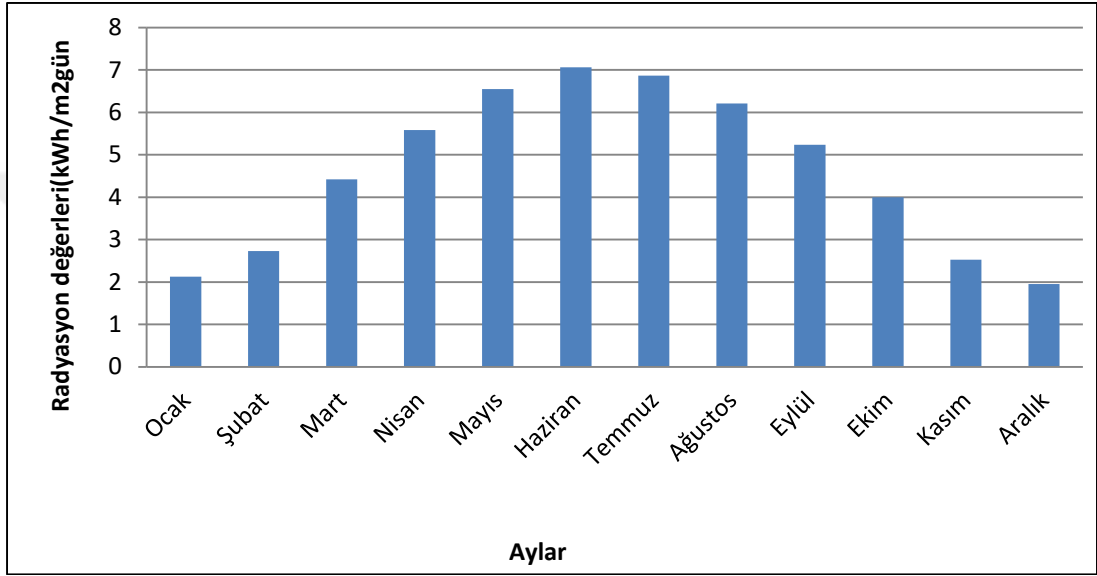
3.1. Elmalı İlçesi İklim Özellikleri

Elmalı ilçesi bağlı bulunduğu Antalya iline göre farklı iklim özelliklerine sahiptir. Antalya ili için 1983-2013 yılları arasında alınan iklim verileri değerlendirildiğinde en düşük sıcaklık -4°C , en yüksek sıcaklık ise 45°C olarak gerçekleşmiştir. Aylık ortalama sıcaklık değerlerine bakıldığında yılın en yüksek ay ortalama sıcaklığı 28.4°C en düşük ay ortalama sıcaklığı ise 9.5°C olduğu görülmektedir. Elmalı ilçesinde ise en düşük sıcaklık -18.1°C , en yüksek sıcaklık ise 40°C olarak gerçekleşmiş ve aylık ortalama sıcaklıkta en yüksek 24.5°C , en düşük 2.5°C sıcaklık değerleri görülmüştür. Antalya ili ve Elmalı ilçesi için Şekil 3.1'de aylık sıcaklık ortalamaları verilmiştir (MGM, 2022).

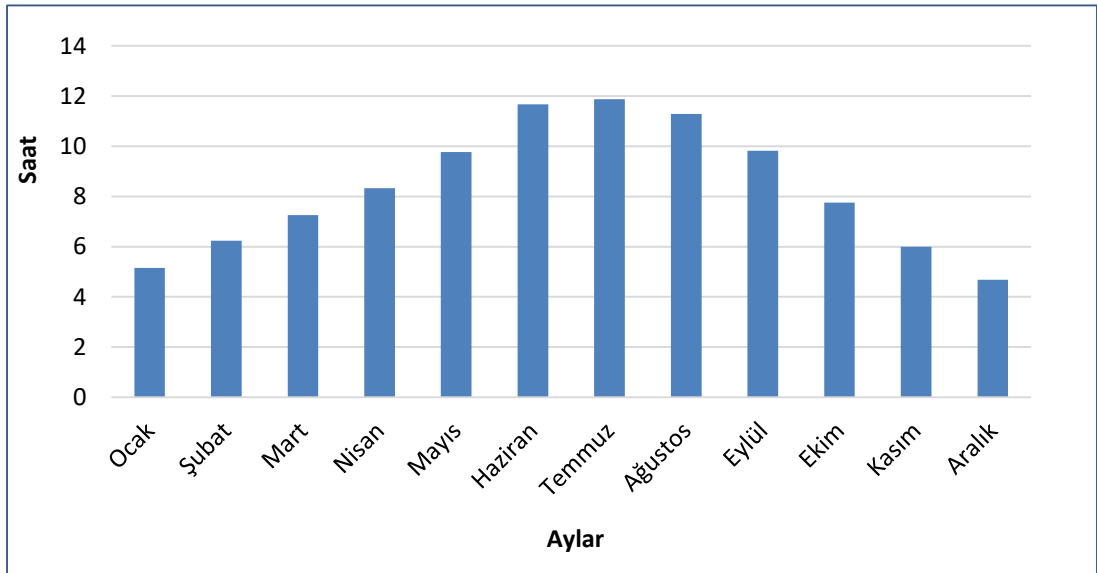


Şekil 3.1. Antalya ili ve Elmalı ilçesi için aylık sıcaklık ortalamaları (MGM, 2022)

Elmalı ilçesi için aylık ortalama güneşlenme sürelerine bakıldığında en yüksek güneşlenme süresi 11.87 saat ile temmuz ayında, en düşük güneşlenme süresi ise 4.68 saat ile aralık ayında gerçekleşmektedir. Aylık ortalama ışınım değerleri açısından değerlendirildiğinde ise en yüksek ışınım değerinin 7.06 (kWh/m²gün) ola haziran ayında, en düşük ışınım değerinin 1.95 (kWh/m²gün) olarak aralık ayında meydana gelmektedir. Şekil 3.2’de ve Şekil 3.3’te sırasıyla Elmalı ilçesine ait global radyasyon değerleri ile güneşlenme sürelerini gösteren grafikler verilmiştir (GEPA, 2022).



Şekil 3.2. Elmalı ilçesine ait global radyasyon değerleri grafiği (GEPA, 2022)



Şekil 3.3. Elmalı ilçesine ait güneşlenme süreleri (GEPA, 2022)

3.2. Santral Bilgileri

Çalışmalar Elmalı ilçesinde işletmede bulunan bir soğuk hava deposu üzerine kurulmuş olan güneş enerjisi santrali üzerine gerçekleştirilmiştir. Santralin mevcut görüntüsü Şekil 3.4'te sunulmuştur.



Şekil 3.4. Santralin görüntüsü

Soğuk hava deposunun çatıları üçgen çatı formunda olduğundan 2 farklı yönelime sahiptirler. Bu yönelimler eşit açılara sahiptir ve bu açı 10° dir. Santral çatı ile aynı eğimde kurulmuş ve kullanılan panellerin herhangi bir şekilde birbirlerine gölgelemeye maruz bırakmayacak durumda montajlanması sağlanmıştır. Santral, Çizelge 3.1'de özellikleri verilmiş olan panelden 360 adet ve Çizelge 3.2'de özellikleri verilmiş olan inverterden 2 adet kullanılarak kurulmuştur. Santralde 18 adet dizi bulunmakta ve bu dizilerin her biri 20 adet panelden oluşmaktadır.

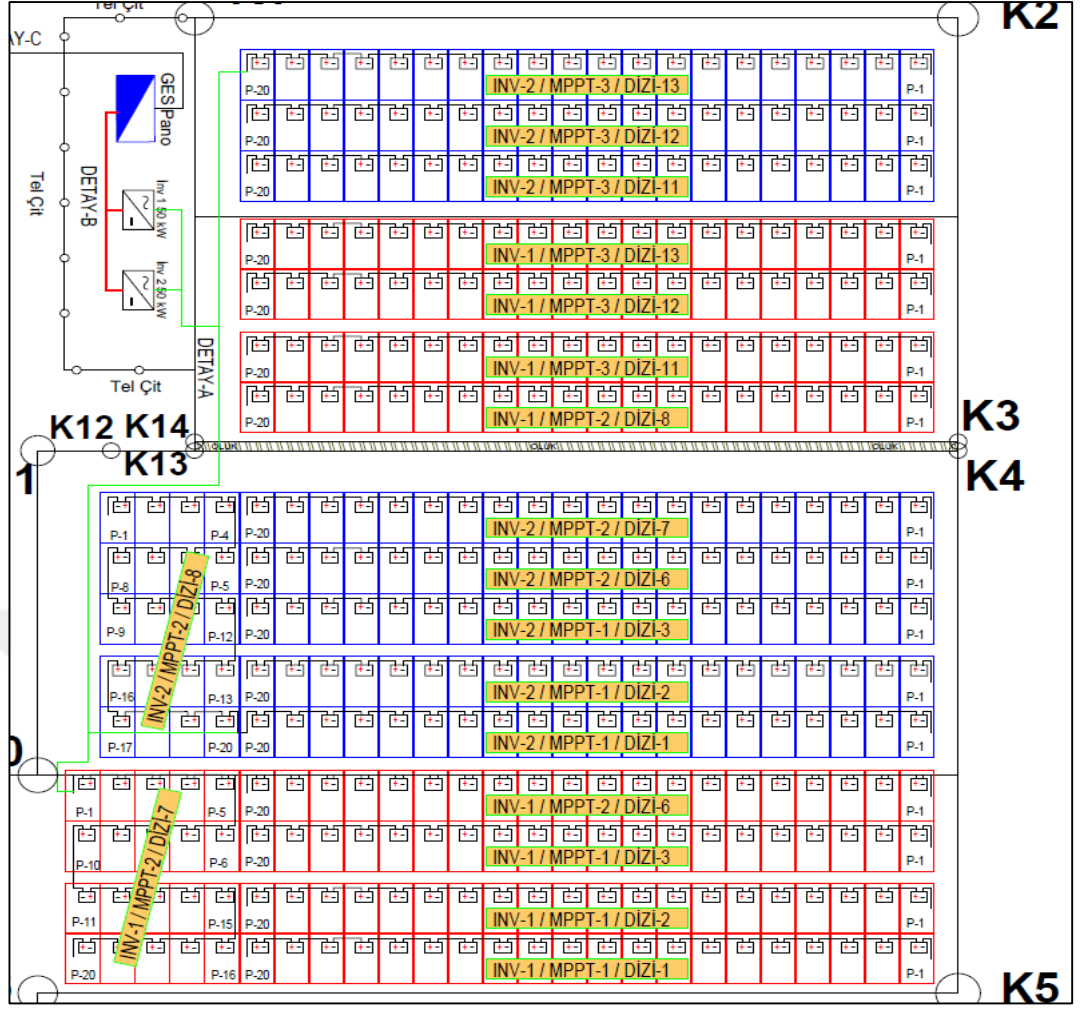
Çizelge 3.1. Santralde kullanılan panellerin teknik ve mekanik özellikleri

Panellerin Teknik Özellikleri	
Sistemdeki Dizi Sayısı	18 Adet
Dizideki Panel Sayısı	20 Adet
Toplam Panel Sayısı	360 Adet
Panel Türü	Monokristal Panel
Panel Açısı	Doğu-Batı Eksenli 10°
Maximum Güç	325 Wp
Maximum Gerilim V _{mpp}	33.68 V
Maximum Akım I _{mpp}	9.65 A
Açık Devre Gerilimi V _{oc}	40.55 V
Kısa Devre Akımı I _{sc}	10.26 A
Panellerin Mekanik Özellikleri	
Panel Ölçüleri	1670 mm x 1000 mm x 35 mm
Hücre	Monokristal
Hücre Sayısı	60
Ağırlık	18 kg ± 1 kg
Ön Cam	3.2 mm, yüksek geçirgenlik ve düşük demir oranına sahip temperlenmiş cam
Arka Koruma	PET Film
Çerçeve	Eloksal Kaplamalı Alüminyum
Bağlantı Kutusu	3 Bypass Diyotlu
Konnektör	MC4 Uyumlu

Çizelge 3.2. Santralde kullanılan inverter teknik özellikleri

Santral Elmalı'da Kullanılan İverter Teknik Özellikleri	
Santralde Kullanılan İverter Sayısı	2 Adet
İverter Başına Düşen Dizi Sayısı	9 Adet
İverter Verimi	%98.42
İverter Gücü	50 kW
Maximum DC Giriş Gerilimi	1000 V
Başlangıç DC Giriş Gerilimi	420 V
MPTT DC Giriş Gerilim Aralığı	480-800 V
MPTT Sayısı	3 Adet
Maximum DC Giriş Akımı	108 A
Maximum DC Kısa Devre Akımı	165 A
Nominal AC Çıkış Gücü	50 kW
Maximum AC Çıkış Gücü	55 kW
AC Gerilimi	400-230 V
Maximum AC Çıkış Akımı	80 A
Frekans	50Hz-60Hz

Santralde bulunan yönelimlerden ikisinde de 9 adet dizi bulunmaktadır bu sebeple her bir yönelimde bulunan panel sayısı birbirine eşit sayıda ve güçtedir. Her bir yönelimde bulunan panel ayrı bir invertere bağlanmıştır. Bu santrale ait panel yerleşim planı Şekil 3.5'te sunulmuştur.

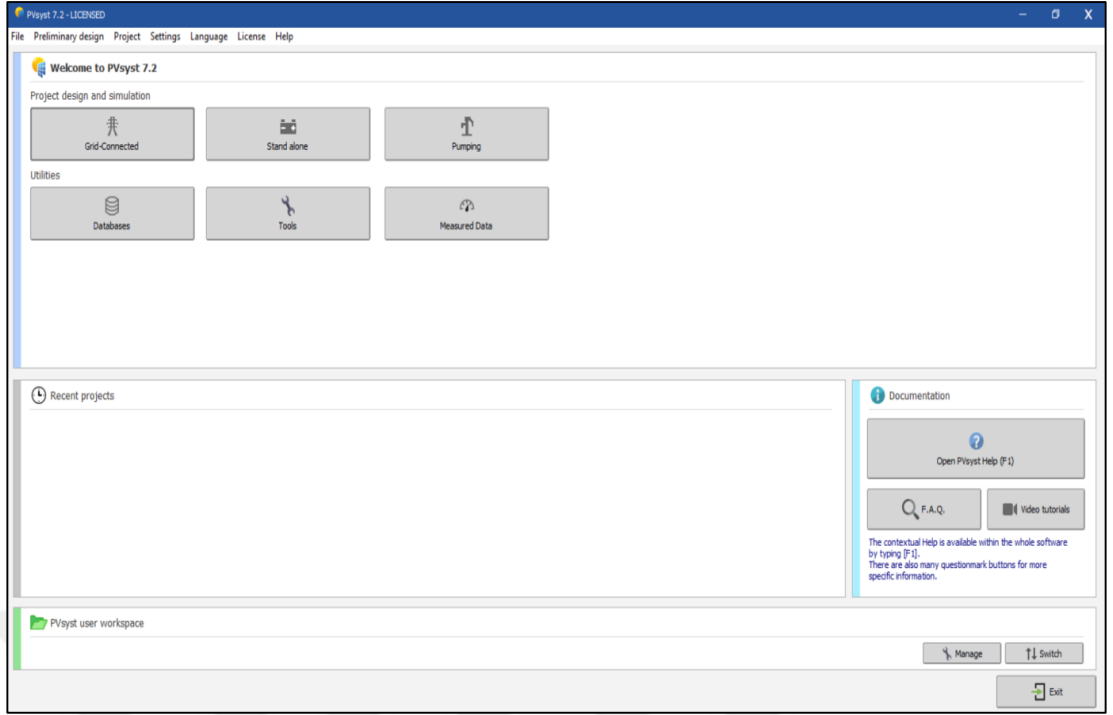


Şekil 3.5. Panel yerleşim planı

3.3. Simülasyon

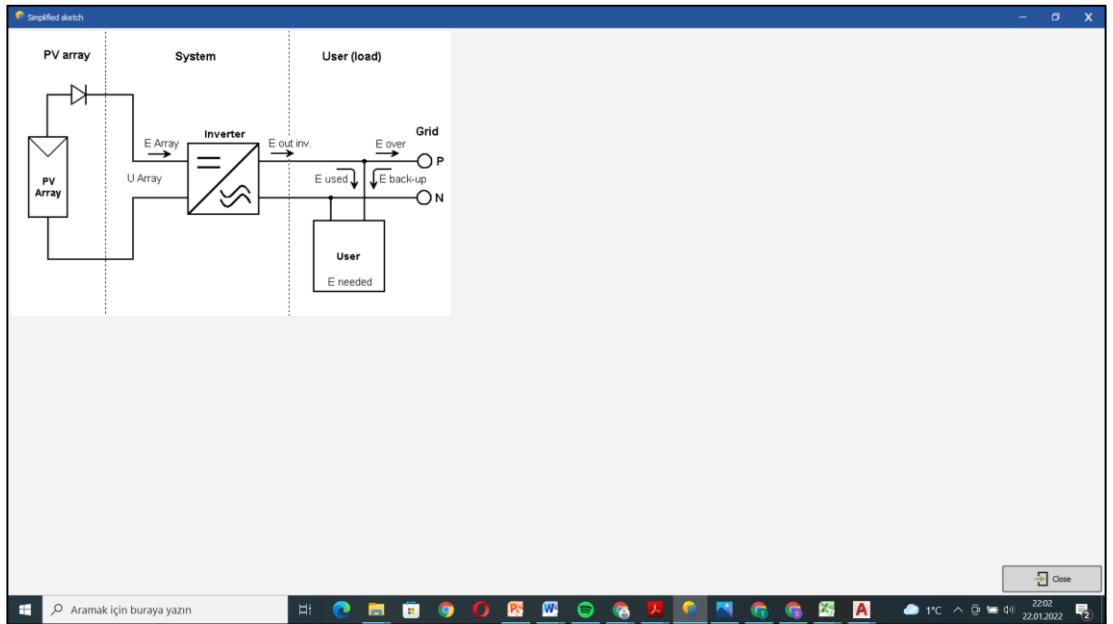
3.3.1. Santralin projelendirilmesi ve simülasyonu

Bu çalışmada, şebekeden bağımsız, pompalama sistemleri ve şebekeye bağlı sistemlerin simülasyonlarının yapılabildiği PVsyst yazılımının 7.2.12 sürümü kullanılmıştır. Bu yazılım hava durumu verilerine göre geliştirilmiş olan modellemeler yardımıyla, kurulacak olan fotovoltaik sistemlerin elektrik üretimleri ile ilgili sonuçlar vermektedir. Yazılımda sistemlerin veri analizleri, boyutlandırılması ve incelenmesi ayrı ayrı yapılabilmektedir. Bu yazılımın veri havuzunda bulunan hava durumu verileri kullanılabilirdiği gibi oluşturulan hava durumu dosyaları yazılım arayüzüne eklenilerek simülasyon işlemleri gerçekleştirilebilmektedir. Programın arayüzü Şekil 3.6'da sunulmuştur.



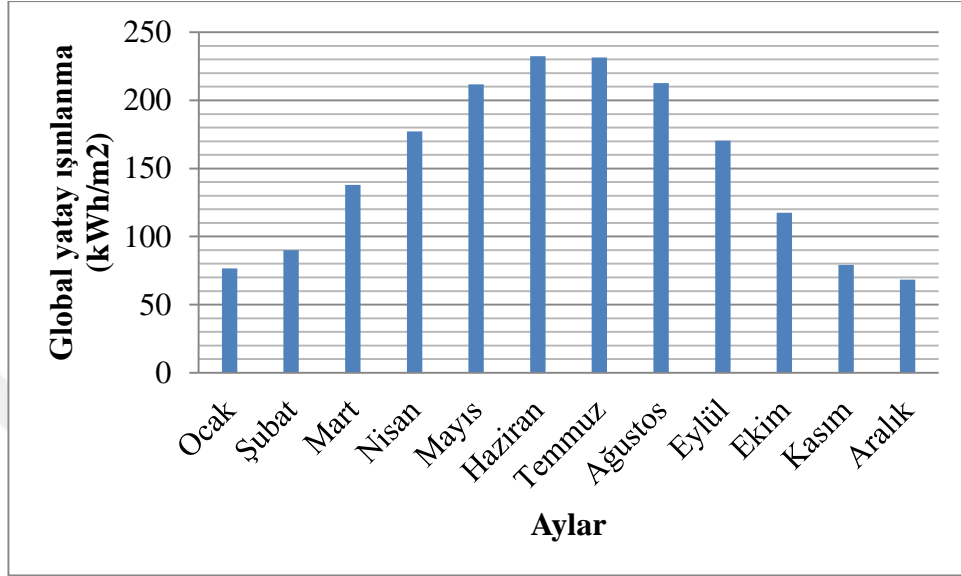
Şekil 3.6. PVsyst yazılımı arayüzü

Yapılan simülasyon ve modelleme çalışmaları işletmede bulunan şebekeye bağlı bir güneş enerjisinden elektrik üretim sistemi için yapılacağından Şekil 3.6’da bulunan pencerede “Grid Connected” seçeneği seçildi. Çalışmanın odak noktası elektrik üretimi olduğundan tüketim değerleri yazılıma girilmemiş ve sadece elektrik üretimi açısından değerlendirmeler yapılmıştır, sisteme ait basit şema Şekil 3.7’de sunulmuştur.

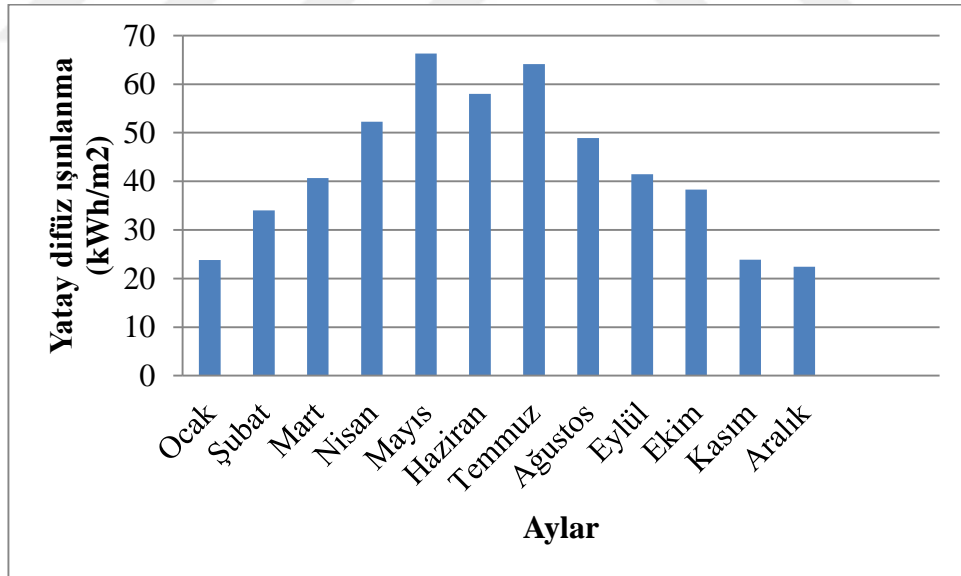


Şekil 3.7. Şebekeye bağlı fotovoltaik sistemin basit şeması

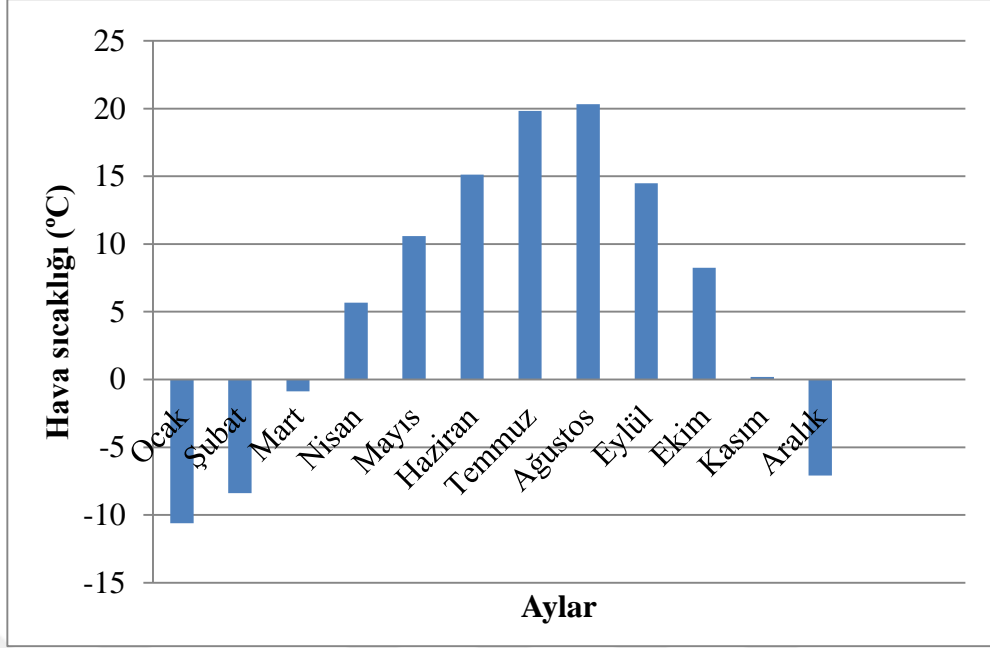
Simülasyon çalışmaları iklim verilerinden yararlanılarak gerçekleştirilmektedir. Bu simülasyon çalışması yazılım veri havuzunda bulunan Meteonorm 8.0 iklim verileri kullanılarak sağlanmıştır. İklim verisine ait bazı grafikler Şekil 3.8, Şekil 3.9 ve Şekil 3.10'da sunulmuştur.



Şekil 3.8. Aylık global yatay ışınlanma ortalamaları

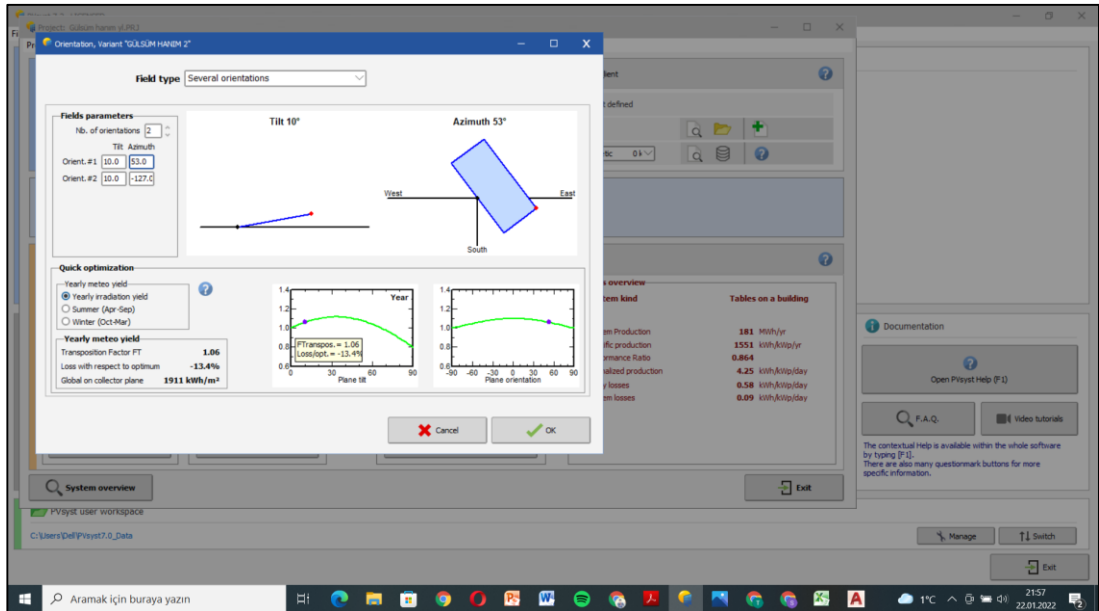


Şekil 3.9. Aylık yatay difüz ışınlanma ortalamaları



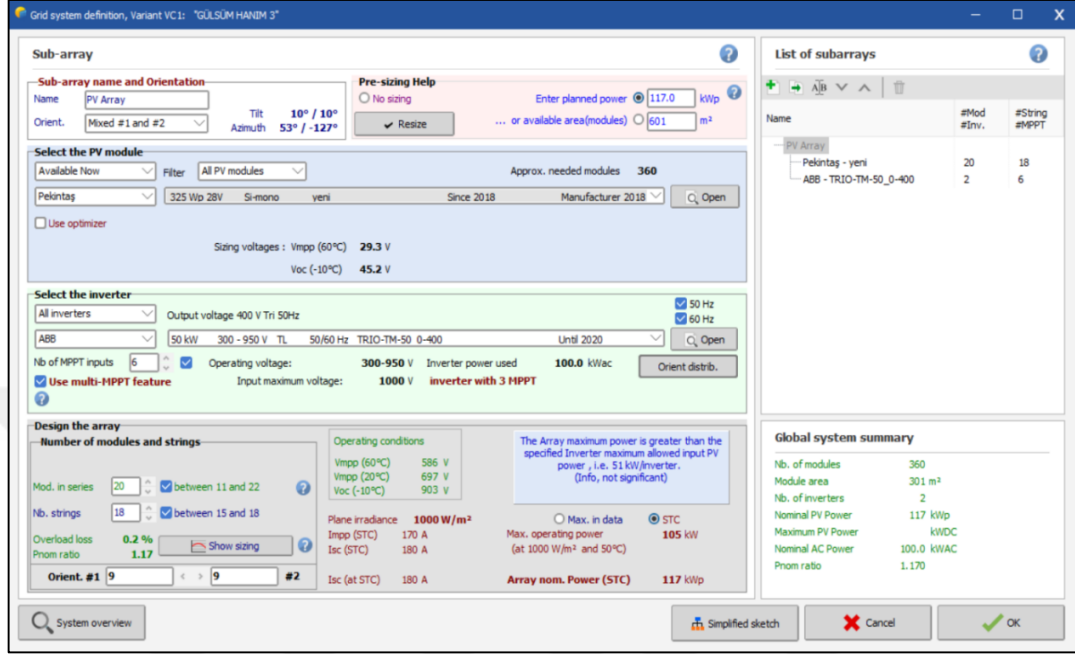
Şekil 3.10. Aylık ortalama sıcaklık değerleri

Güneş santralının azimut açıları ve santralin kurulu bulunduğu çatının eğim açıları projeden alınarak sistem ara yüzünde “Orientation” butonu altında Şekil 3.11’de gösterildiği gibi girilmiştir. PVSyst yazılımı için azimut açılarının 53° ve -127° olduğu tespit edilmiştir. “Field type” sekmesi altında ise “several orientation” seçeneği seçilerek farklı yönelimler projeye uygun şekilde yazılım ara yüzüne girilmiştir.



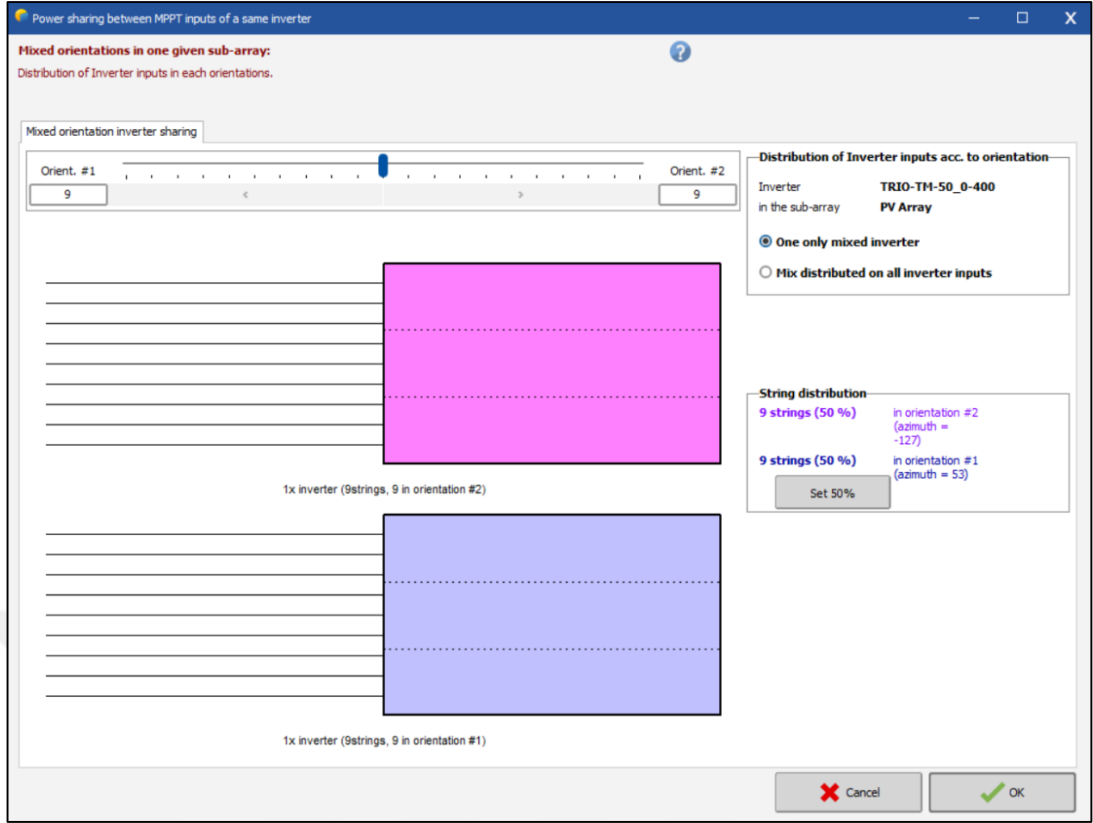
Şekil 3.11. Orientation butonu arayüzü

Santralde kullanılmış olan panel ve inverter zellikleri “System” butonu ara yüzünde bulunan inverter ve panel sekmelerinde tanımlanmıştır. Şekil 3.12’de “System” butonu ara yüzü sunulmuştur.



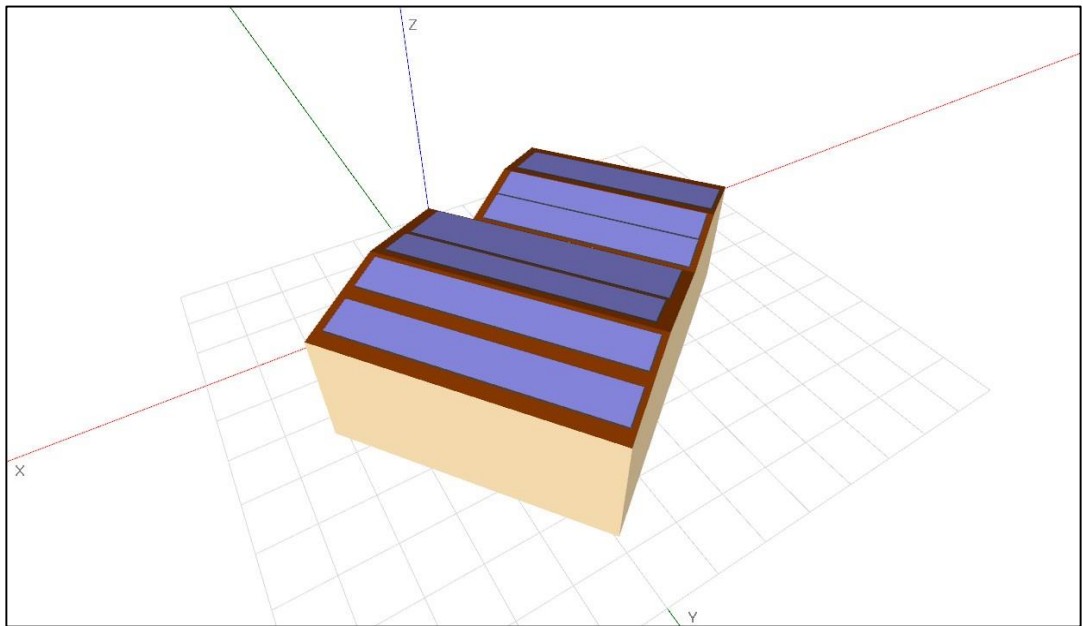
Şekil 3.12. “System” butonu arayüzü

Sistem tasarımı yapılırken, “mix orientation” seçeneği seçilerek, santralde bulunan panel yönelimleri Şekil 3.13’te görüldüğü gibi %50 olarak “Orientation Distribution” butonu altında seçilmiştir.



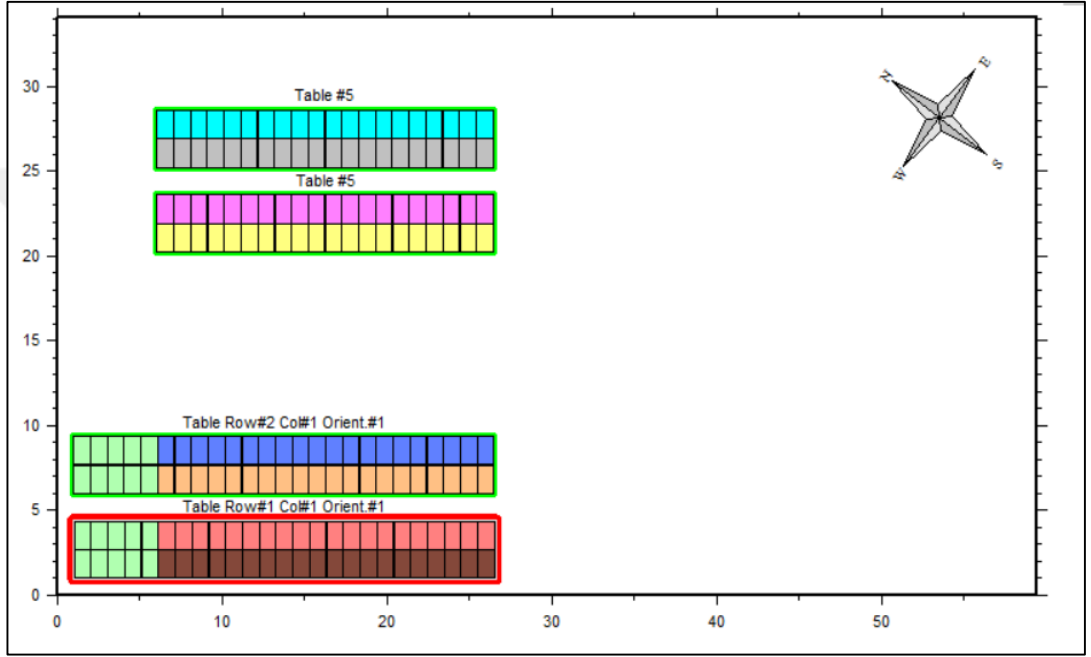
Şekil 3.13. “Orientation Distrubution” butonu arayüzü

Sistem tasarımı sistem butonu ara yüzünde yapıldıktan sonra, santralin kurulu bulunduğu binanın özellikleri alınarak, “Near Shadings” butonu altında üç boyutlu olarak simule edilmiştir. Binaanın üç boyutlu simülasyon görüntüsü Şekil 3.14’te verilmiştir.



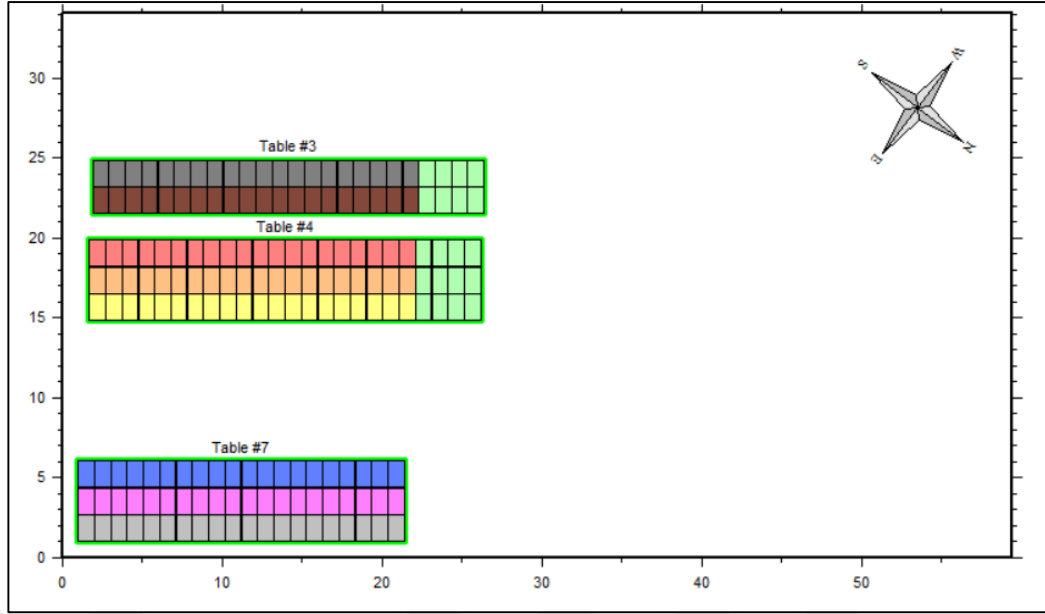
Şekil 3.14. “Near Shadings” butonu arayüzü

Üç boyutlu modelleme sonrasında santral projesinde bulunan panel yerleşimi birebir aynı olacak şekilde “Module Layout” butonu altında sistemde uygulanmıştır. Module layout penceresi altında aynı renkte olan paneller bir diziyi oluşturmaktadır, Şekil 3.5’te sunulan panel yerleşim planında gerçekleşen düzende santralde bulunan modüllerin yerleşimleri yapılmıştır. Şekil 3.15’te 53° azimut açısında bulunan panellerin yerleşimleri sunulmuştur. Burada 9 ayrı dizi ve 180 adet panel bulunmaktadır.



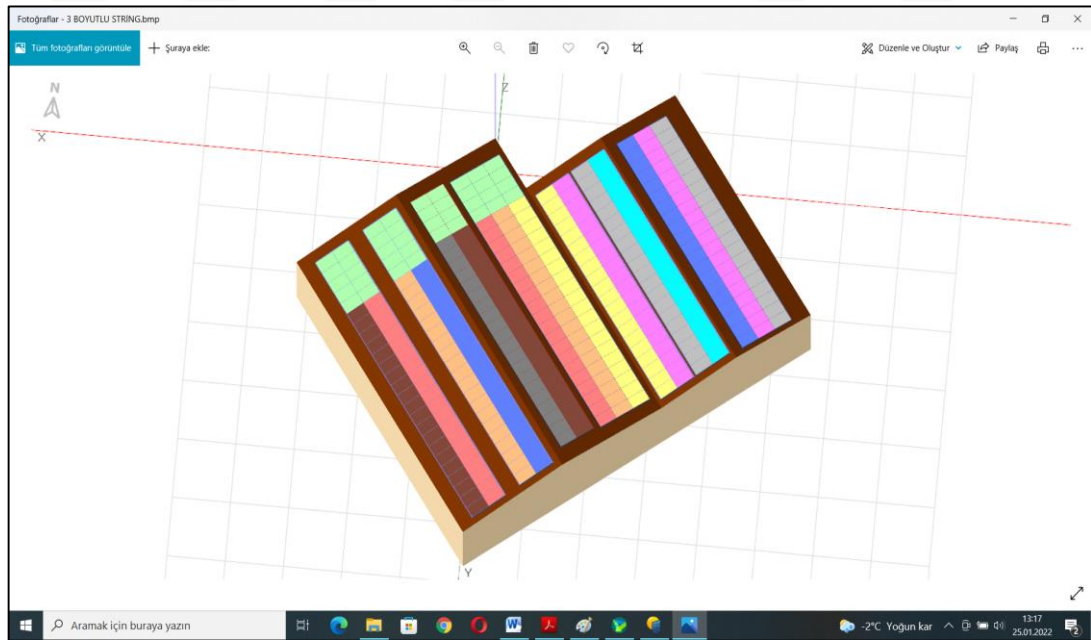
Şekil 3.15. “Module Layout” penceresi 53° azimut içim panel yerleşim planı

-127° azimut açısında bulunan 9 adet dizi ve toplamda 180 panelden oluşan yönelim Şekil 4.5’te sunulmuş olan panel yerleşim planı ile aynı olacak şekilde yazılım arayüzüne girilmiştir. Şekil 3.16’da panel yerleşiminin arayüzde bulunan görüntüsü sunulmuştur.



Şekil 3.16. "Module Layout" penceresi -127° azimut için panel yerleşim planı

Panel yerleşimi işlemleri tamamlandıktan sonra santralde bulunan panellerin bina üzerine yerleşimlerinin kontrollerinin sağlanılarak "Near Shadings" butonu altında görüntülenmesi yapıldı. Şekil 3.17'de santralin ve binanın 3 boyutlu görünümü ve modül dizilerinin yerleşimi sunulmuştur.



Şekil 3.17. "Near Shadings" butonu altında panel yerleşimi

Santral yukarıda sunulmuş olan adımlar takip edilerek birebir olarak simüle edilmiştir. Santral simülasyon raporu oluşturularak, kurulmuş olan santralin yıllık toplam üretim verileri ile PVsyst simülasyon raporunun yıllık üretim verileri birbirleriyle

karşılaştırılmıştır. Yüzde hata analizi Denklem 3.1’de verilen eşitlik yardımıyla hesaplanmaktadır.

$$\%HATA = \frac{D_g - D_s}{D_g} \times 100 \quad (3.1)$$

Denklem 3.1’de D_g , ilgili aya ait gerçek değeri temsil eder. D_s değeri ise kullanılan simülasyon yazılımı için aynı aya ait değeri ifade eder.

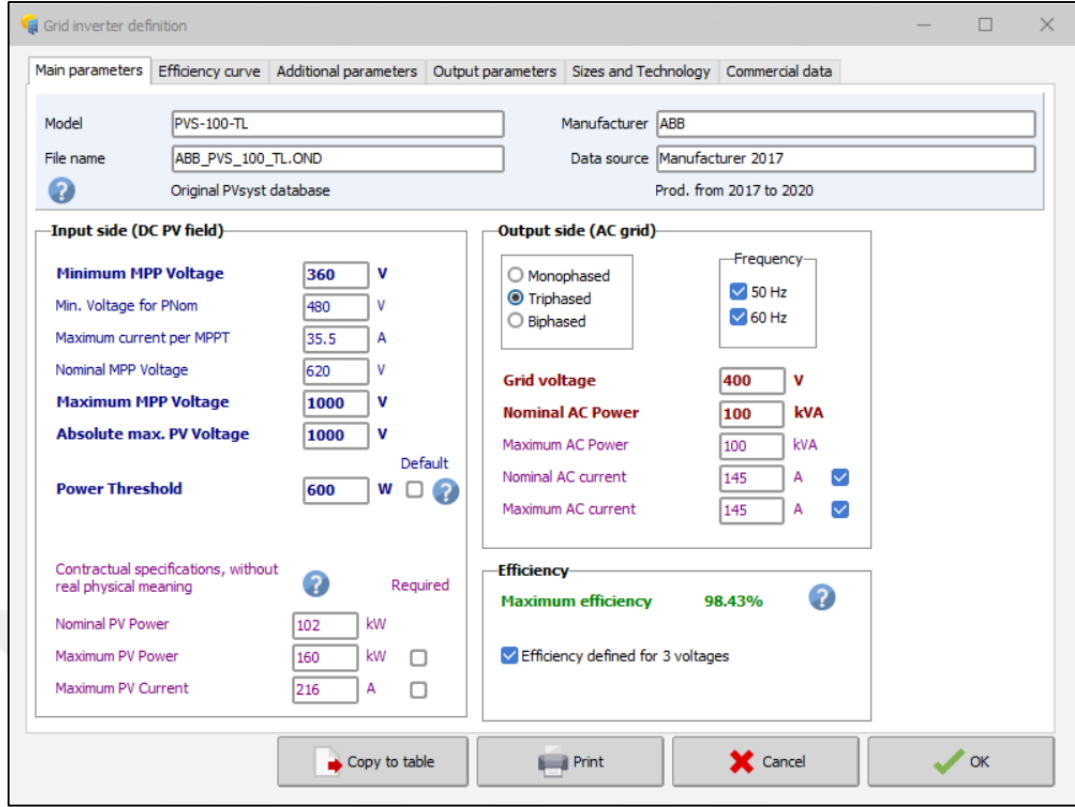
3.3.2. Karşılaştırmalı simülasyon çalışmaları

Bu başlık altında, santralin mevcut özelliklerinden bazılarının PVsyst yazılımında gerçekleştirilen simülasyon çalışmaları yardımıyla değiştirilmesi sonucunda elektrik üretiminde, kayıplarda ve santrale ait diğer parametrelerde gerçekleşen değişimlerin tespit edilebilmesini sağlamak için yapılmıştır.

3.3.2.1. 2 adet 50 kW inverter yerine tek adet 100 kW inverter kullanımı

Bu başlık altında santral kurulumunda Çizelge 3.2’de özellikleri verilmiş olan 50 kW gücünde 2 adet inverter yerine Şekil 3.18’de özellikleri verilmiş olan % 98.43 verime sahip 100 kW inverter kullanılmıştır. Bu inverter kullanımı sonucunda PVsyst yazılımı yardımıyla gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışmasıyla birlikte santral elektrik üretimi, kayıp parametrelerinin değişimi, kayıplarda gerçekleşen yüzdesel değişim ve yazılım arayüzünde sunulmuş olan farklı diğer parametreler incelenmiştir.

PVsyst yazılımı yardımıyla santralde bu başlık altında gerçekleştirilmiş olan değişiklik sonucunda elde edilecek olan elektrik üretimi değerleri hesaplanmıştır. Bu değerler, santral için gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışması noktasında hesaplanmış olan değerler ile Denklem 3.1’de verilmiş olan eşitlik yardımıyla karşılaştırılmış ve aylık ve yıllık bazda % hata oranları belirlenmiştir.

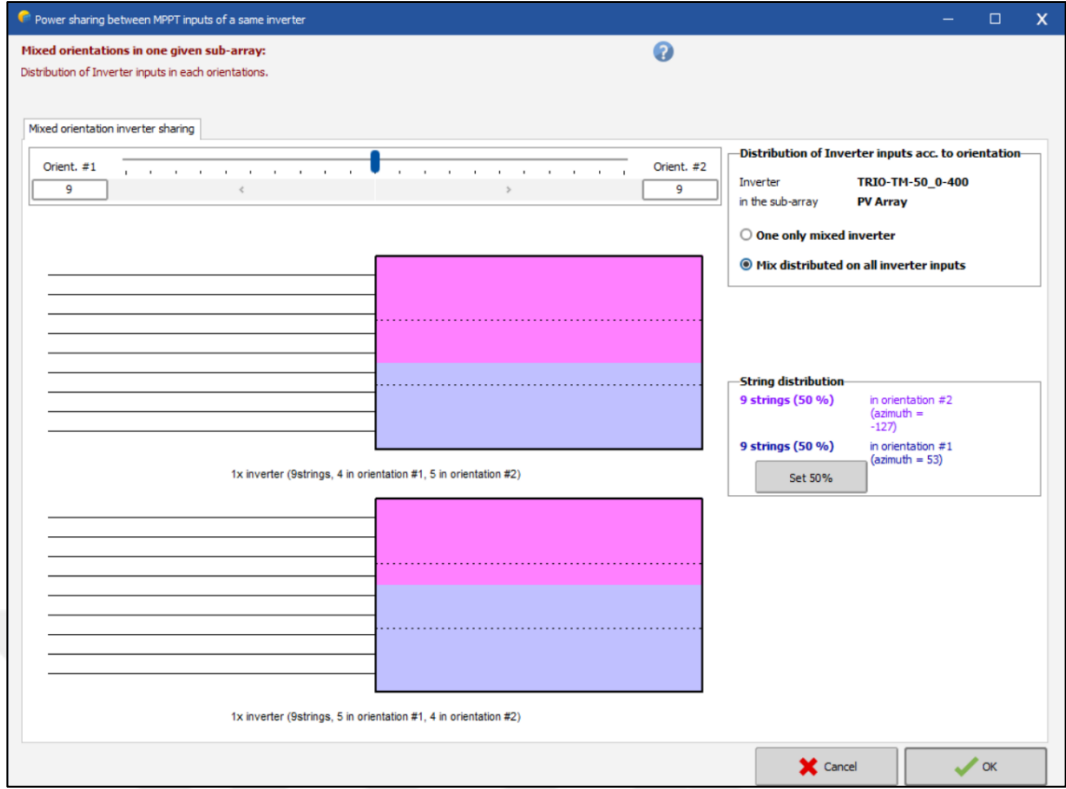


Şekil 3.18. Simülasyon için kullanılan farklı inverter

3.3.2.2. İnverter dağılım planı

Şekil 3.10’da sunulmuş olan panellerin invertelere dağılım planı santralde mevcut durumda bulunan panel dağılım planıdır. Bu başlık altında gerçekleştirilen çalışmada mevcut panel dağılım planı, PVsyst yazılımı kullanılarak değiştirilmiş ve simüle edilmiştir. PVsyst yazılımı, “orientation distribution” butonu altında, panellerin invertelere dağılımı değiştirilmiş ve farklı yönelimlerde bulunan paneller aynı invertelere bağlanılmıştır. Şekil 3.19’de panellerin inverter dağılımı sunulmuştur.

PVsyst yazılımı yardımıyla santralde bu başlık altında gerçekleştirilmiş olan değişiklik sonucunda elde edilecek olan elektrik üretimi değerleri hesaplanmıştır. Bu değerler, santral için gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışması için hesaplanmış olan değerler ile denklem 3.1’de verilmiş olan eşitlik yardımıyla karşılaştırılmış ve aylık ve yıllık bazda % hata oranları belirlenmiştir.

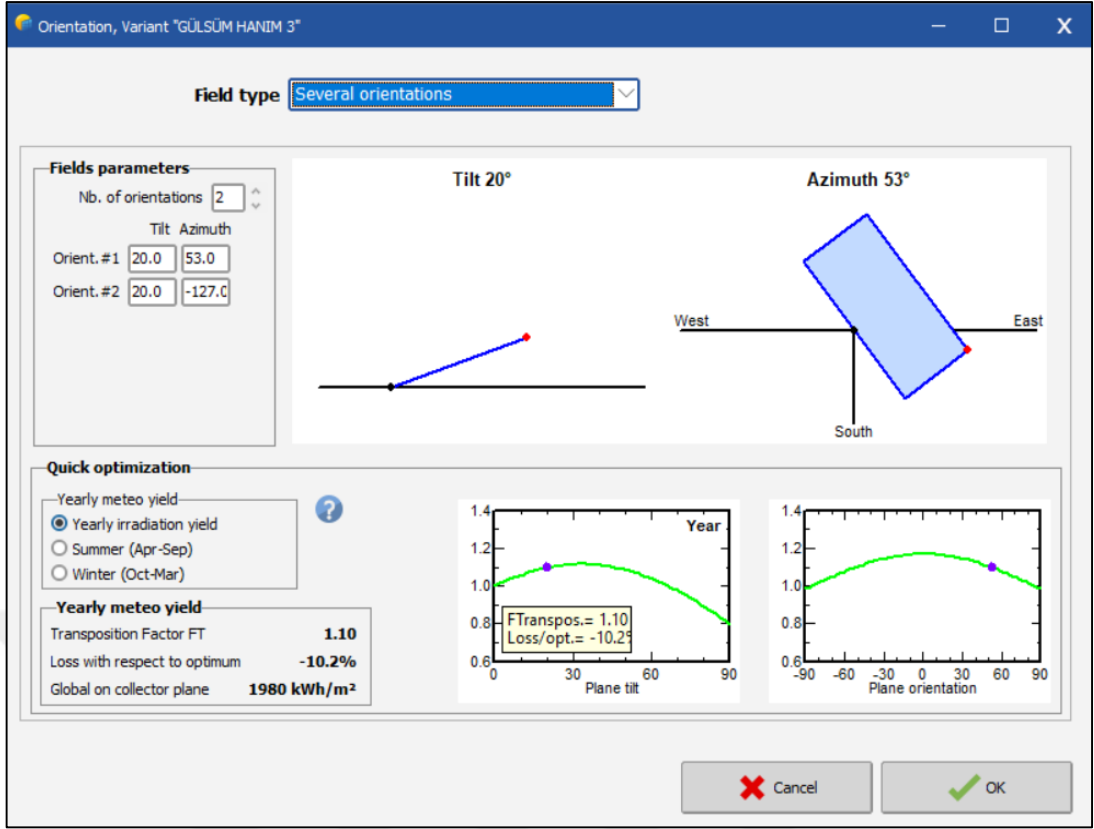


Şekil 3.19. Farklı yönelimlere ait inverter dağılımları

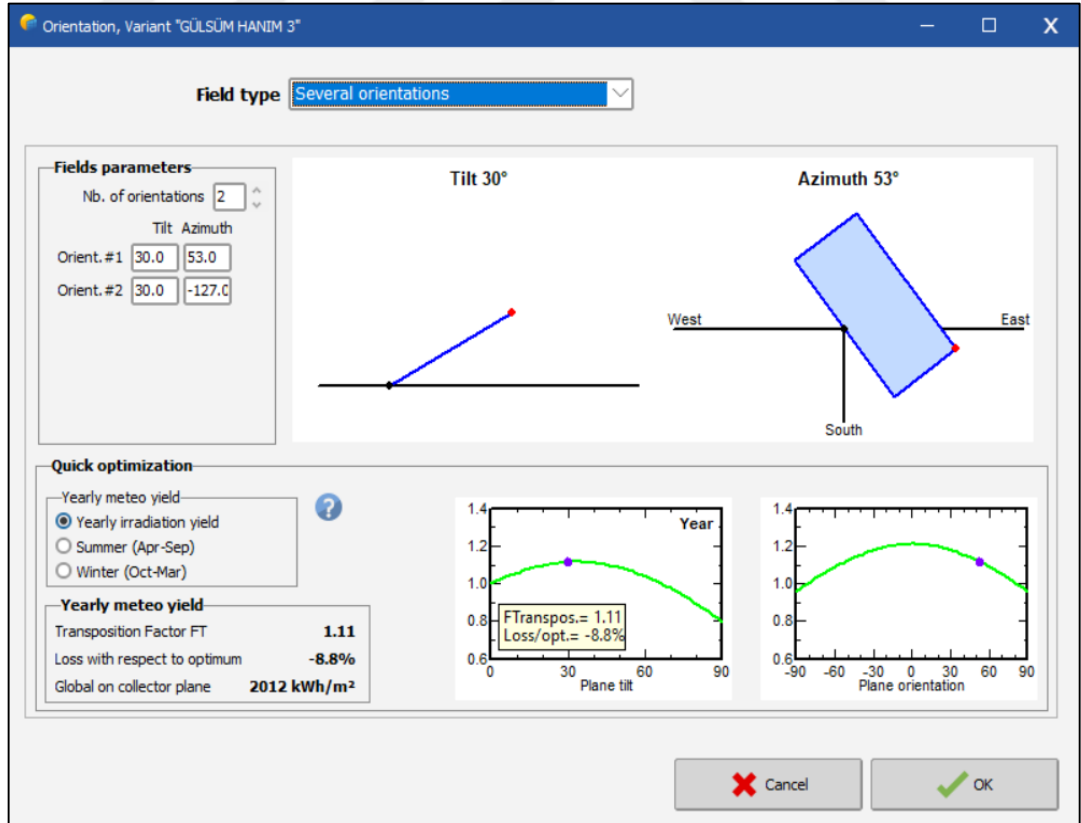
3.3.2.3. Farklı açılar

Santralin mevcut kurulu bulunduğu çatı eğimi 10° 'dir. Bu başlık altında gerçekleştirilen çalışmada mevcut bu açı 20° ve 30° eğim açıları ile değiştirilerek üç ayrı simülasyon çalışması gerçekleştirilmiştir. Açı değiştirilmesi "Orientation" butonu altında gerçekleştirilmiştir 20° ve 30° eğim açılarına ait görünümmler sırasıyla Şekil 3.20'de ve Şekil 3.21'de sunulmuştur. Ayrıca "Near shading" butonu altında üç boyutlu olarak modellenmiştir.

PVsyst yazılımı yardımıyla santralde bu başlık altında gerçekleştirilmiş olan değişiklik sonucunda elde edilecek olan elektrik üretimi değerleri hesaplanmıştır. Bu değerler, santral için gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışması için hesaplanmış olan değerler ile denklem 1'de verilmiş olan eşitlik yardımıyla karşılaştırılmış ve aylık ve yıllık bazda % hata oranları belirlenmiştir.



Şekil 3.20. 20° eğim açısına ait "orientation" butonu görünümü



Şekil 3.21. 30° eğim açısına ait "orientation" butonu görünümü

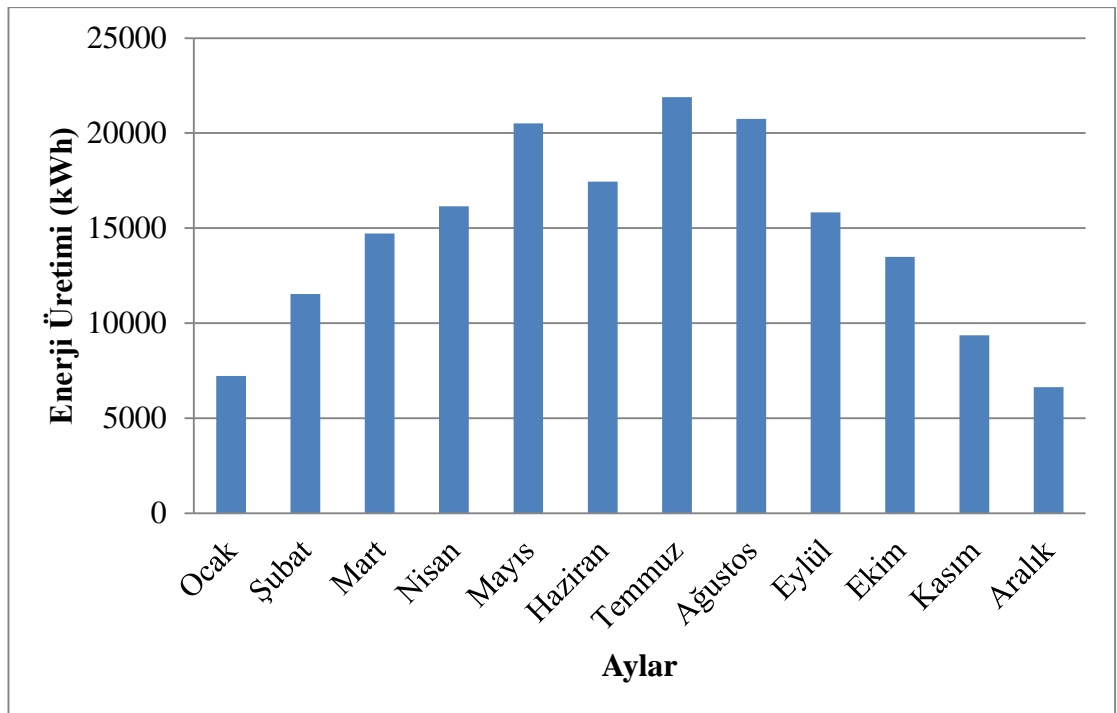
4. BULGULAR VE TARTIŞMA

Bu başlık altında santral elektrik üretim verileri bu verilerin simülasyon çalışmaları ile karşılaştırmalı analizleri sunulmuştur.

4.1. Santral Verileri ve Santral Simülasyonuna Ait Bulgular

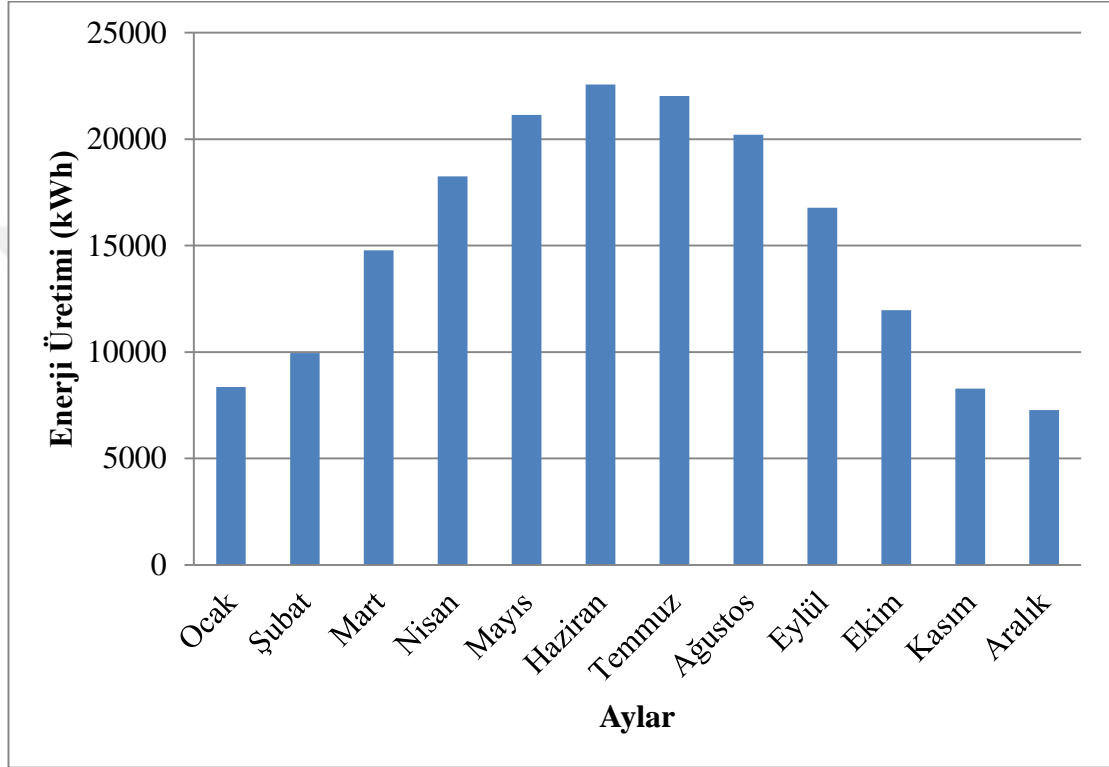
Bu başlık altında santralden alınan elektrik üretim verileri ve santral için bire bir gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışmasına ait elektrik üretim verileri sunulmuştur. Ayrıca santrale ait diğer bulgular grafikler yardımıyla gösterilmiştir.

Elmalı ilçesinde bulunan ve çalışma kapsamında değerlendirilen güneş santraline ait 2021 yılı elektrik üretim verileri Şekil 4.1’de sunulmuştur. Elektrik üretiminin Temmuz ayında yaklaşık olarak 21888 kWh değerine ulaştığı ve yıl içinde en yüksek üretim değerinin bu olduğu görülmektedir. Yıl içinde en düşük elektrik üretim değerinin ise aralık ayında gerçekleştiği ve bu değer yaklaşık olarak 6636 kWh olduğu belirlenmiştir.



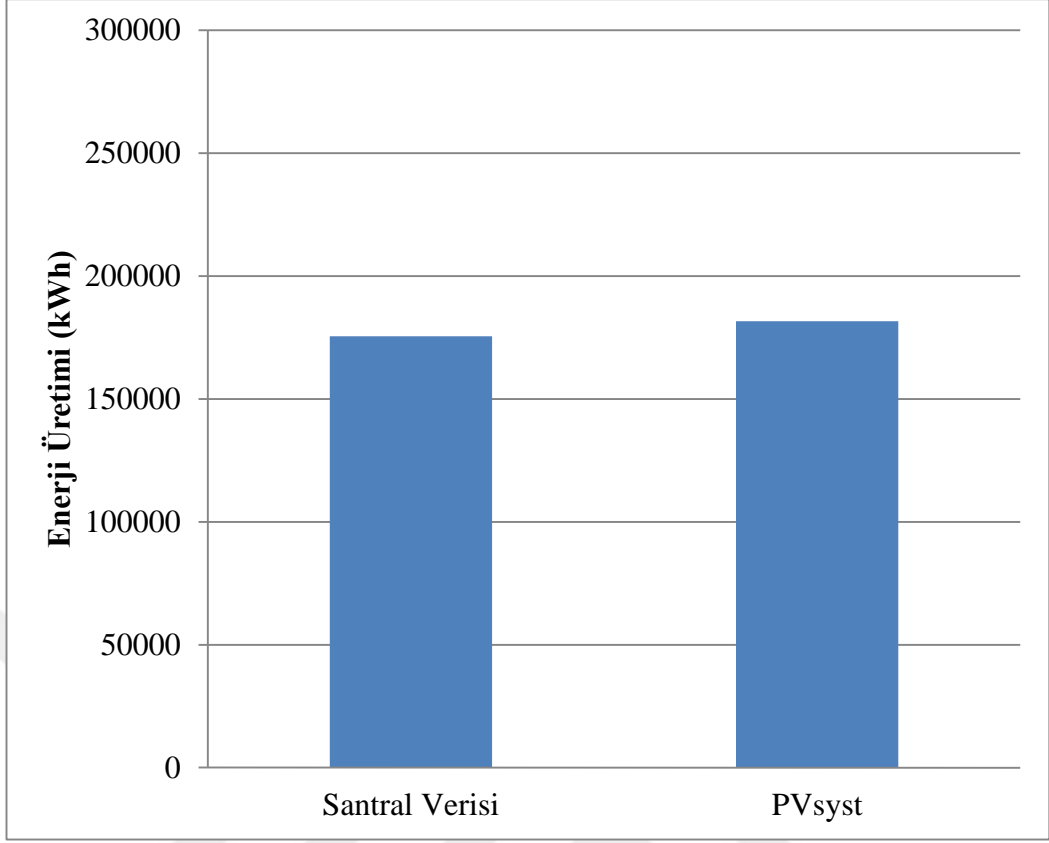
Şekil 4.1. Santrale ait gerçek elektrik üretim verisi

Gerçekleştirilen simülasyon çalışmasından alınan elektrik üretim verisine ait grafik Şekil 4.2’de sunulmuştur. Simülasyon çalışmasına göre elektrik üretiminin haziran ayında yaklaşık olarak 22570 kWh değerine ulaştığı ve yıl içinde en yüksek üretim değerinin bu olduğu görülmektedir. Yıl içinde en düşük elektrik üretim değerinin ise aralık ayında gerçekleştiği ve bu değer yaklaşık olarak 7270 kWh olduğu tespit edilmiştir.



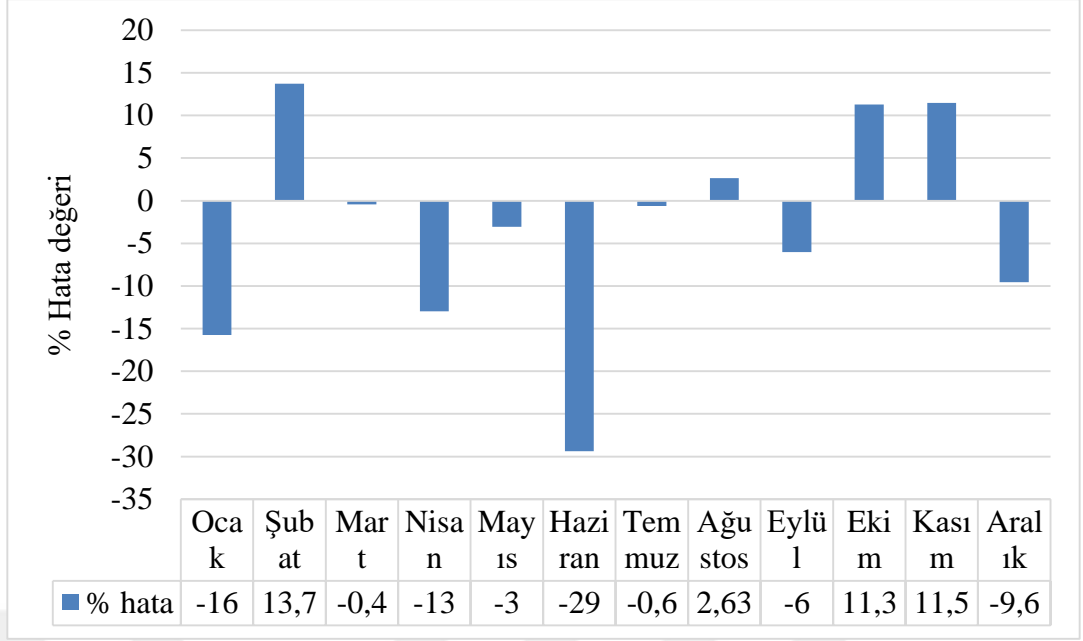
Şekil 4.2. Santral simülasyonu yıllık elektrik üretim verisi

Şekil 4.3’te santrale ait ve PVsyst simülasyonuna ait olan elektrik üretim verileri sunulmuştur. Santrale ait yıllık toplam elektrik üretimi yaklaşık olarak 175516 kWh değerine ulaşmıştır. Yazılım yardımıyla gerçekleştirilen simülasyon çalışmasına ait elektrik üretim verisi ise yaklaşık olarak 181550 kWh olarak gerçekleşmiştir. Simülasyon değeri ve santrale ait elektrik üretim verisi arasında gerçekleşen fark yaklaşık olarak 6034 kWh olmuştur.



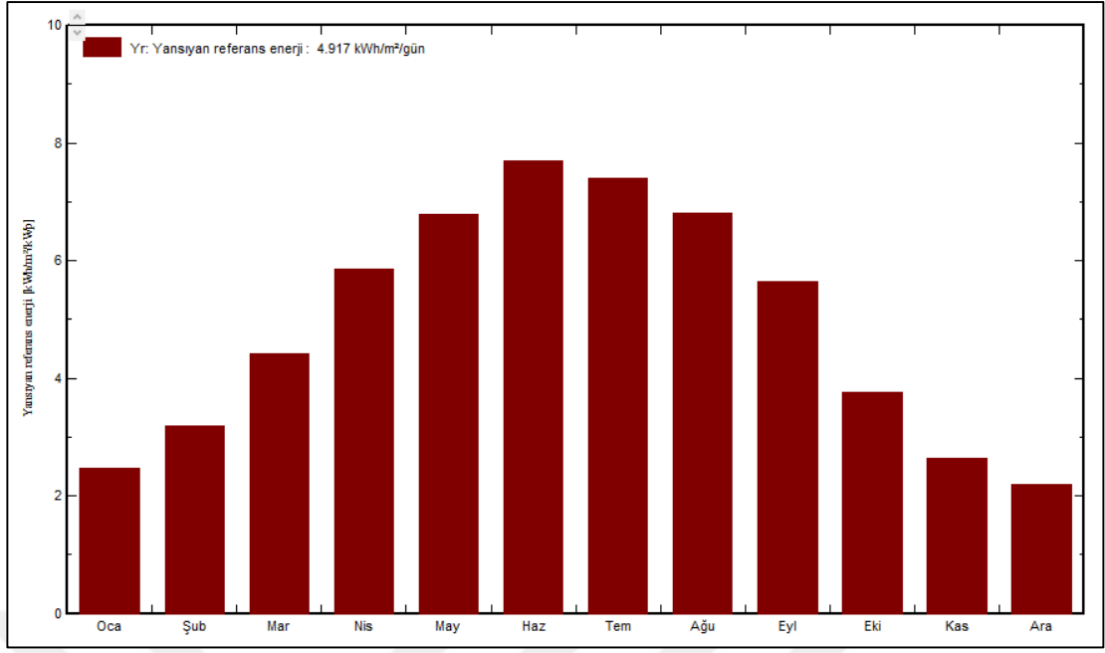
Şekil 4.3. Yıllık toplam elektrik üretimi

Denklem 3.1’de verilmiş olan % hata formülü kullanılarak PVsyst yazılımında gerçekleştirilen simülasyon çalışmasının, gerçek elektrik üretim verilerinden % hata değerleri hesaplanmıştır. Burada % hata oranının en yüksek olduğu ay haziran ayı olarak gerçekleşmiş ve % hata oranının %29.36 olduğu tespit edilmiştir. En düşük % hata oranının ise mart ayında gerçekleştiği ve bu oran yaklaşık olarak %0.41 olduğu tespit edilmiştir. Yıllık % hata oranının ise yaklaşık olarak %3.44 belirlenmiştir. Aylık % hata oranları Şekil 4.4’te verilmiştir.



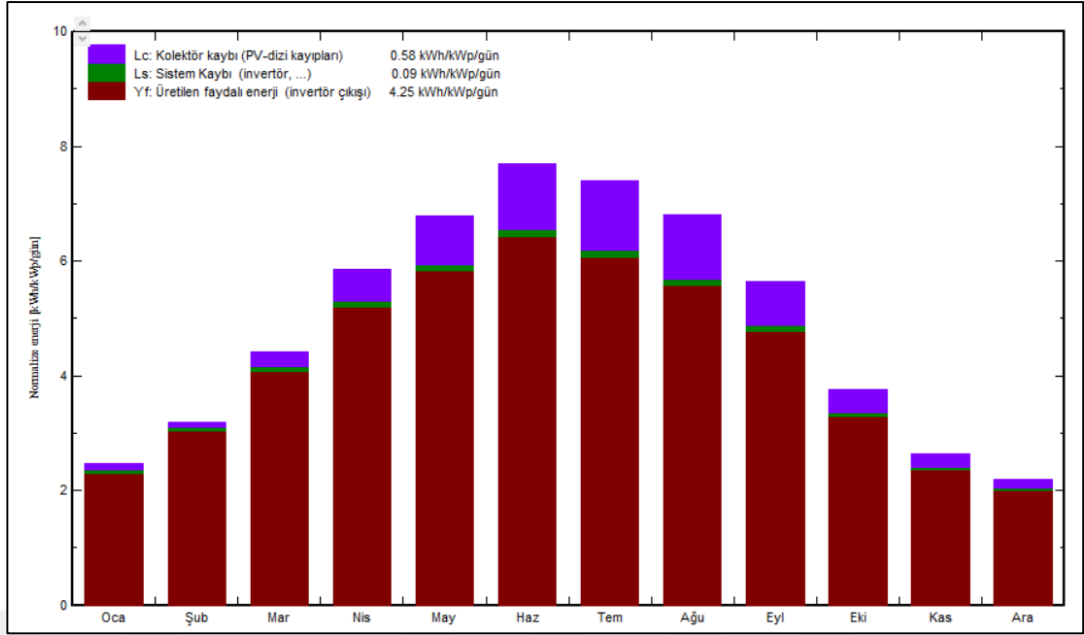
Şekil 4.4. Aylara göre simülasyon verileri % hata analizi

Şekil 4.5’de kurulan fotovoltaik sistemin standart test koşullarında (STC) çalıştığı, yani kayıplar yok sayıldığı taktirde üretebileceği enerji miktarının aylara göre değişen ortalamasına ait grafik sunulmuştur. Grafikte günlük ortalama yansıyan referans enerjinin 4.917 (kWh/m²/gün) olduğu görülmektedir. Kayıplardan bağımsız bir şekilde en yüksek enerji üretim ortalamasının haziran ayında gerçekleştiği, bu ayı temmuz ve ağustos aylarının takip ettiği belirlenmiştir. Bunun yanında en düşük elektrik üretiminin aralık ayında gerçekleştiği bu ayı sırasıyla ocak ve kasım aylarının takip ettiği görülmektedir. Mayıs ve ağustos aylarının enerji üretim ortalamalarının bu grafik özelinde birbirine oldukça yakın değerlerde olduğu tespit edilmiştir.



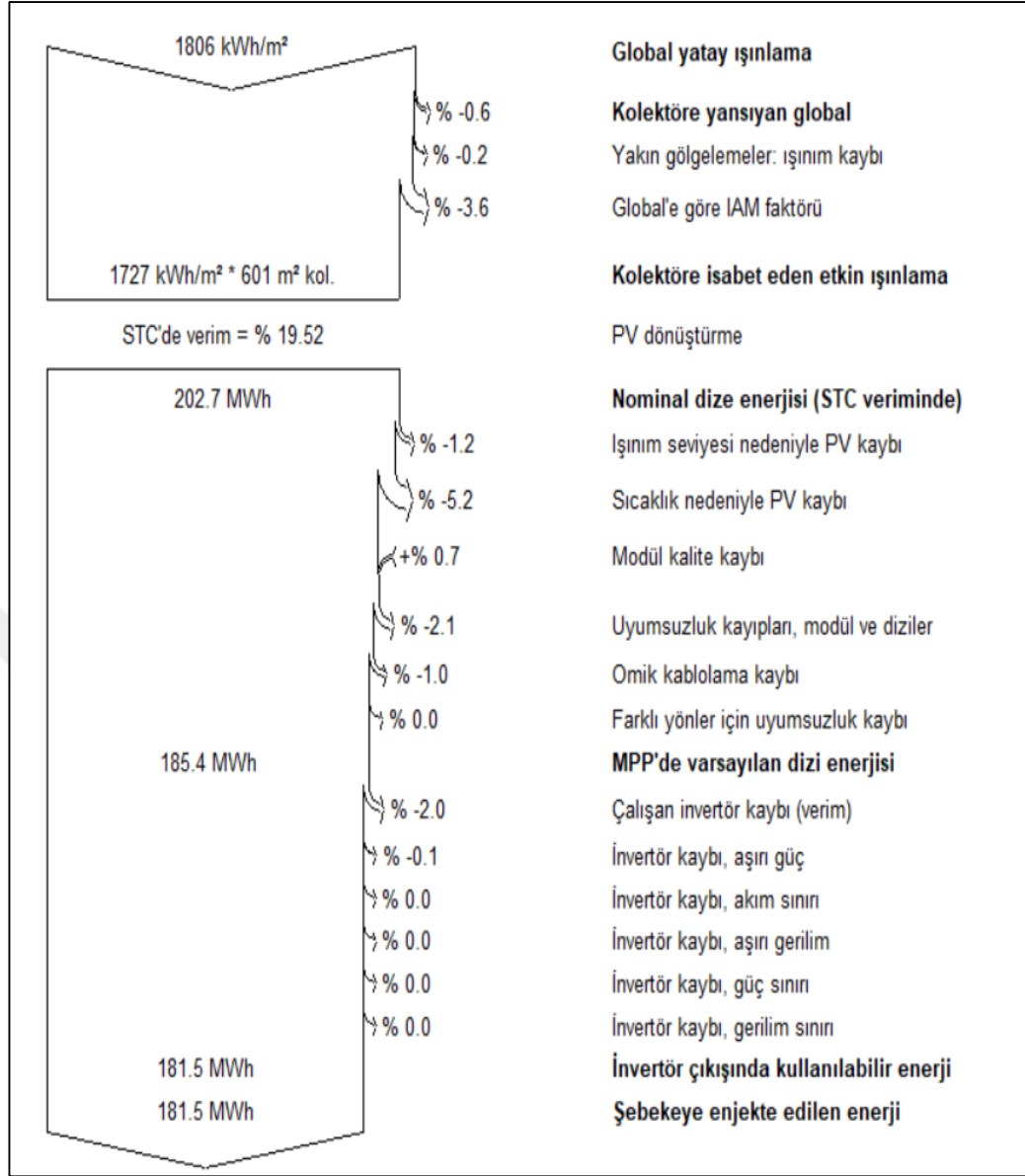
Şekil 4.5. Santral simülasyonu için kayıplar olmadığı takdirde gerçekleşen elektrik üretimi

Şekil 4.6’da sistemde gerçekleşen elektrik üretiminde kayıpların etkisi sunulmuştur, burada şekil 4.5’de verilmiş olan ortalama değerden sistemde elektrik üretimi sırasında gerçekleşen kayıplardan olan DC (doğru akım) kayıpların 0.58 (kWh/m²/gün), diğer AC (alternatif akım) kayıplarının ise 0.09 (kWh/ m²/gün) olduğu hesaplanmıştır. Böylece aylık bazda günlük ortalamanın yaklaşık olarak 4.25 (kWh/ m²/gün) değerine düştüğü görülmektedir. Kış aylarında genel olarak enerji üretimlerinin düşük olduğu belirlenmiştir. Yaz aylarında ise enerji üretiminin yüksek ve kayıp değerlerinin de bunun yanında daha yüksek olduğu belirlenmiştir. Temmuz ayında DC ve AC bölge kayıplarının en yüksek değere ulaştığı görülmektedir.



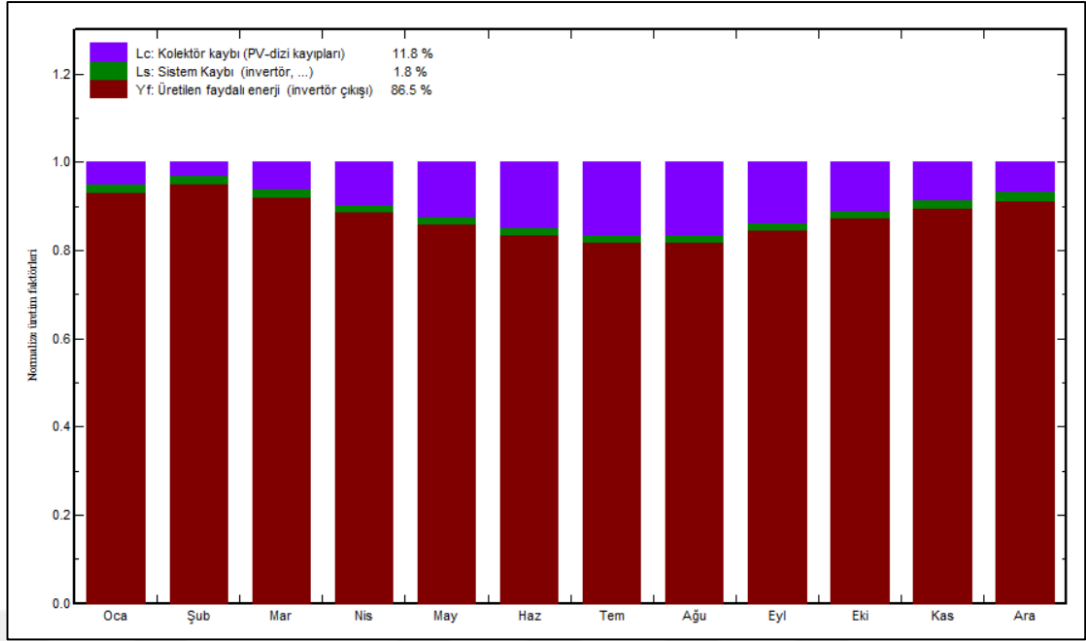
Şekil 4.6. Santral simülasyonu için kayıplarla birlikte aylık bazda günlük ortalama enerji

Şekil 4.7’de santral simülasyonuna ait yıllık ortalama kayıpları gösteren kayıp diyagramı sunulmuştur. Burada gelen global ışınım miktarının 1806 kWh/m^2 olduğu fakat gerçekleşen kayıplarla bu değer 1727 kWh/m^2 değerine düştüğü görülmektedir. Gelen toplam ışınımın toplam yüzey alanı ve panel verimi ile çarpılmasıyla birlikte standart test koşullarında (STC) 202.7 MWh miktarında enerji üretim miktarı beklenmektedir. Fakat enerji üretimi ve dönüşümü sırasında bir çok kaybın meydana geldiği Şekil 5.7’te görülmektedir. Bu kayıplardan DC bölgeye ait olan bazı kayıplar verilecek olursa; sıcaklık kaybının yaklaşık olarak %5.2, ışınım sebebiyle gerçekleşen kaybın %1.2 uyumsuzluk kaybının %2.1 ve omik kablolama kaybının yaklaşık olarak %1 seviyelerinde olduğu tespit edilmiştir. AC bölgede gerçekleşen kayıplardan, çalışan inverter kaybının %2 olduğu, aşırı güç sebebiyle inverter kaybının ise %0.1 olduğu tespit edilmiştir. Tüm kayıplar sebebiyle enerji üretiminin yaklaşık olarak 181.55 MWh değerine düştüğü görülmektedir.



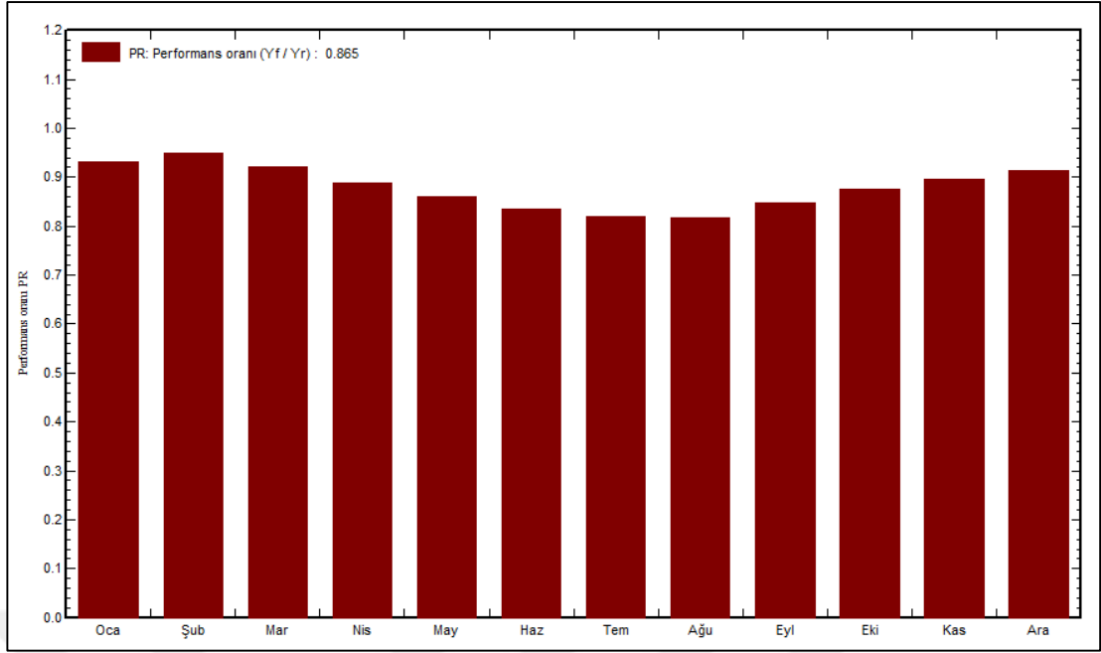
Şekil 4.7. Santral simülasyonuna için kayıp diyagramı

Şekil 4.8'de gerçekleşen kayıpların aylık bazda yüzdeler olarak sunulduğu grafik görülmektedir. Bu grafikte kayıplar üretilen enerjiden bağımsız olarak sunulmuştur. Burada DC bölge kayıplarının yıllık ortalamada, yaklaşık olarak %11.8 olarak gerçekleştiği, AC bölgede gerçekleşen sistemsel kayıpların ise %1.8 dolaylarında gerçekleştiği görülmektedir. Kayıpların en yüksek olduğu zaman diliminin temmuz ayında gerçekleştiği ve ağustos ayının bu ayı takip ettiği görülmektedir. En düşük kayıp oranının şubat ayında gerçekleştiği ve ocak ayının bu ayın hemen ardından geldiği tespit edilmiştir. Yıllık olarak üretilen faydalı enerji oranının %86.5 olduğu belirlenmiştir.



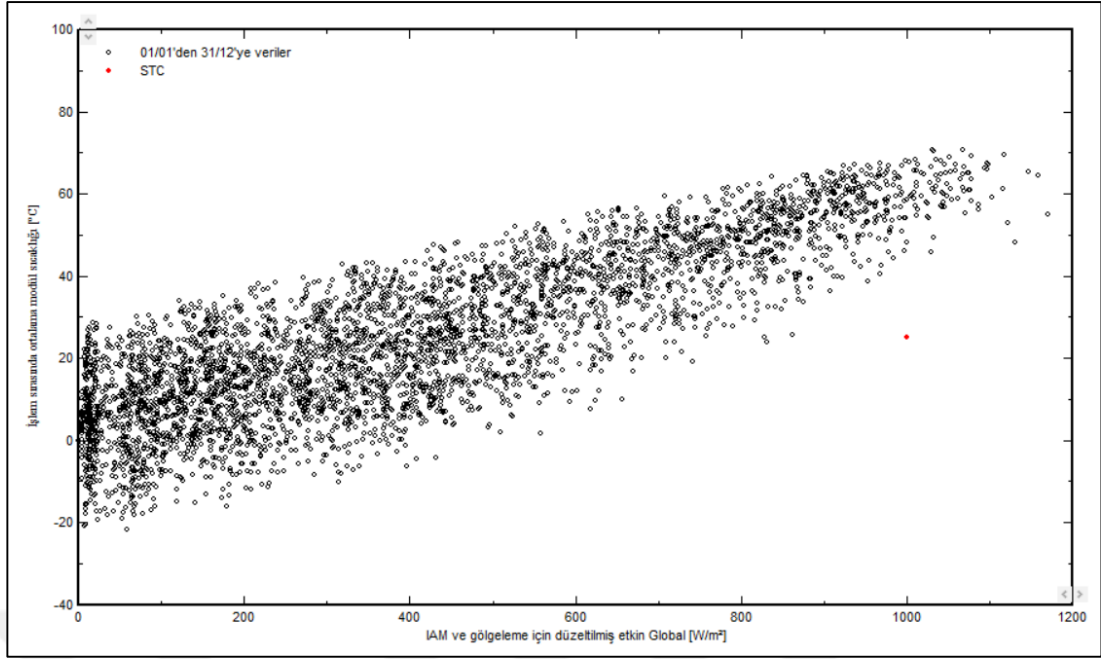
Şekil 4.8. Aylara göre yüzdelik kayıp oranları

Şekil 4.9’da aylık ortalama performans oranları sunulmuştur. Performans oranlarına bakıldığında en yüksek performans oranının şubat ayında gerçekleştiği görülmektedir. Bu oranın yaklaşık olarak %95 olduğu hemen ardından ocak ayında %93.1 seviyelerinde mart ayında ise %92.1 seviyelerinde bir oran gerçekleştiği görülmektedir. Ayrıca en düşük performans oranları açısından bakıldığında %81.8 değerinde ve ağustos ayında, hemen sonrasında ise temmuz ayında %81.9 değerinde olduğu tespit edilmiştir. Yıllık ortalama performans oranının ise %86.46 olduğu hesaplanmıştır. Ortalama performans oranı değerine en yakın olan ayın mayıs ayı olduğu ve bu ayda gerçekleşen değer %85.9 olduğu hesaplanmıştır. En yüksek performans oranı alınan ay ile en düşük performans oranının gerçekleştiği ay arasında gerçekleşen yüzdelik farkın 13.2 olduğu tespit edilmiştir.



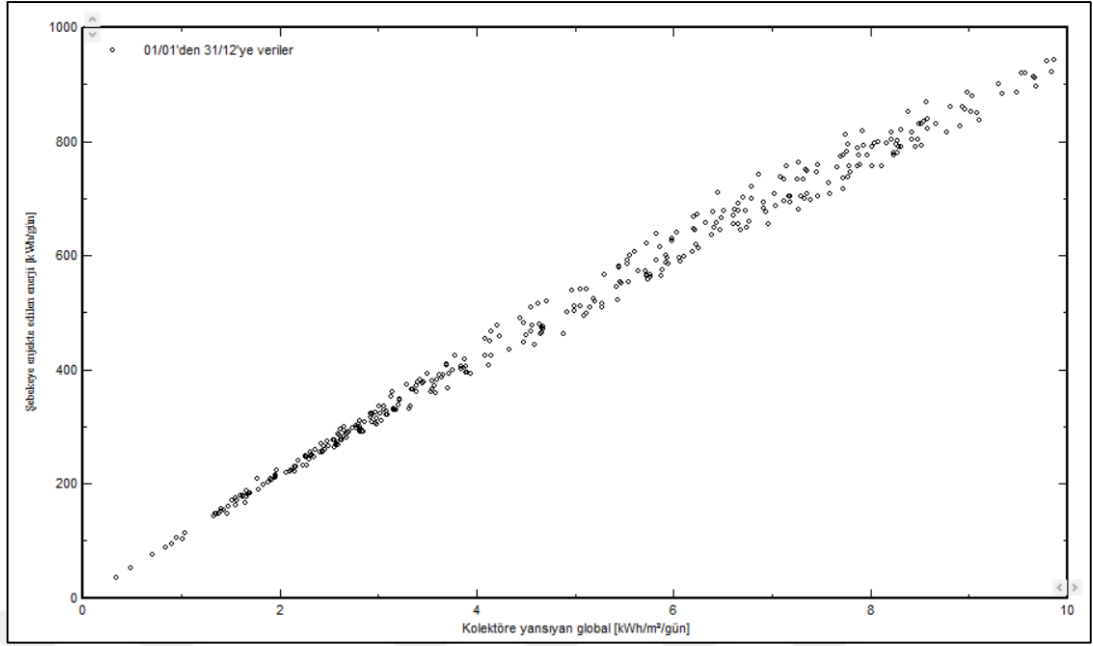
Şekil 4.9. Santral simülasyonu için performans oranı grafiği

Şekil 4.10'da santral simülasyonundan tüm yıl için saatlik olarak alınan modül sıcaklığı verilerinin, ışınımına göre değişimi grafiği sunulmuştur. Her saat için gerçekleşen değer nokta halinde gösterilmiştir. Panel için 325 W çıkış gücünü verdiği standart test koşulları olan 1000 W/m² ışınım ve 25 °C sıcaklık değeri kırmızı nokta ile işaretlenmiştir. Simülasyon sonuçlarına bakıldığında 200 W/m² ışınım değeri altında panel sıcaklığının -15 °C ile 40 °C aralığında değiştiği görülmektedir. Işınım değeri yaklaşık olarak 600 W/m² değerine çıktığında ise panel sıcaklığının 5 °C ile 50 °C değerleri arasında gerçekleştiği tespit edilmiştir. Işınımın 1000 W/m² değerine ulaşması ile birlikte panel sıcaklık aralığının 40 °C ile 60 °C arasında gerçekleştiği görülmektedir. Panelin test edilmiş olduğu ışınım ve sıcaklık değerlerinin bir senelik saatlik simülasyon değerlerinde görülmediği tespit edilmiştir.



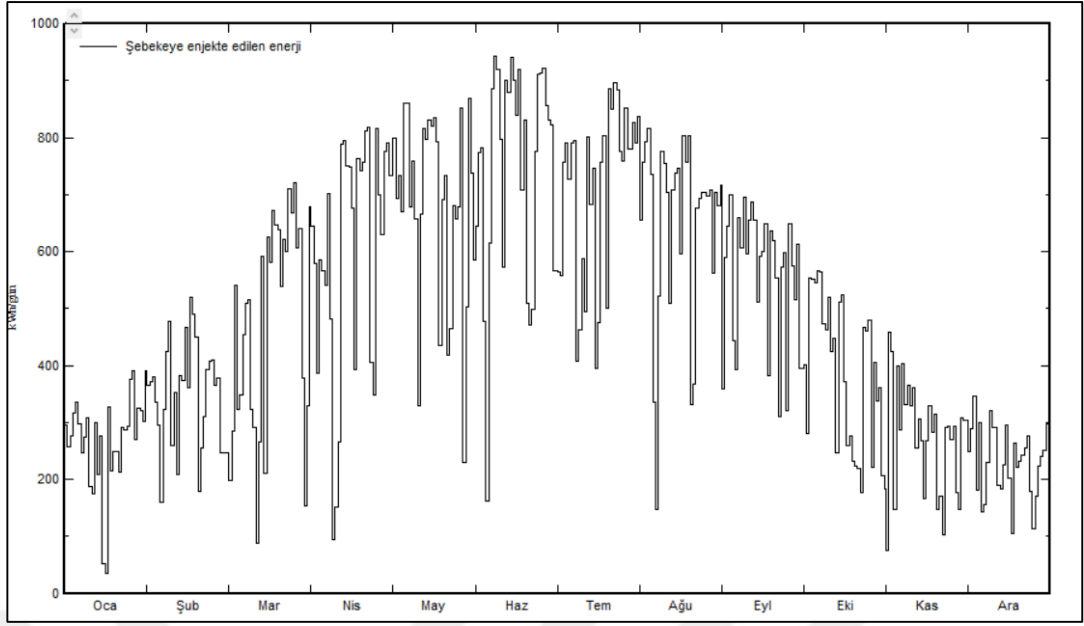
Şekil 4.10. Santral simülasyonu için ortalama modül sıcaklığının ışınımına göre değişimi

Şekil 4.11’de santral simülasyonundan alınan verilerle, gelen ışınım değerine göre şebekeye verilen elektrik enerjisinin değişimi yıllık olarak günlük bazda verilmiştir. Grafikte her bir nokta bir günü temsil etmektedir ve grafik zamandan bağımsız olarak verilmiştir. Birim olarak, şebekeye verilen enerji kWh/gün, gelen ışınım değeri ise kWh/m²/gün olarak verilmiştir. Işınımın 1 kWh/m²/gün değerinde olduğu gün sayısının oldukça düşük olduğu nokta sayısından fark edilmektedir. 2 kWh/m²/gün ve 4 kWh/m²/gün ışınım aralığında 200 kWh/gün ve 400 kWh/gün aralığında enerji üretiminin gerçekleştiği görülmektedir. 4 kWh/m²/gün ve 6 kWh/m²/gün ışınım aralığında ise enerji üretiminin doğru orantılı bir şekilde arttığı ve 400 kWh/gün ile 600 kWh/gün aralığında gerçekleştiği görülmektedir. 6 kWh/m²/gün ve 8 kWh/m²/gün ışınım aralığında yaklaşık olarak 600 kWh/gün ve 800 kWh/gün aralığında enerji üretiminin gerçekleştiği tespit edilmiştir.



Şekil 4.11. Santral simülasyonu için şebekeye verilen enerjinin ışınım ile değişimi grafiği

Şekil 4.12’de santral simülasyonu için şebekeye verilen enerjinin günlük değişim grafiği bir yıl için sunulmuştur. Burada şebekeye verilen enerji toplamında haziran ayında en yüksek seviyeye ulaştığı aralık ayında ise en düşük seviyede gerçekleştiği görülmektedir. Aralık ayında şebekeye verilen toplam enerji değerinin 7.27 MWh, kasım ayında şebekeye verilen enerji değerinin 8.28 MWh ve ocak ayında şebekeye verilen enerji değerinin 8.35 MWh olduğu görülmektedir. Haziran ayında şebekeye verilen enerji değerinin 22.57 MWh değerine ulaştığı temmuz ayında 22.02 MWh değerinde olduğu ve mayıs ayında ise bu değer 21.14 değerinde olduğu tespit edilmiştir. Enerji üretiminin en düşük seviyeyi gördüğü değerin ocak ayına ait olduğu enerji üretimine ait en yüksek değerin ise haziran ayında gerçekleştiği görülmektedir. Temmuz ayı haricinde yılın diğer tüm aylarında günlük enerji üretim değerinin 300 kWh değeri altında olduğu günlerin oluştuğu tespit edilmiştir.



Şekil 4.12. Santral simülasyonu için şebekeye verilen enerjinin günlük değişimi

Çizelge 4.1’de santral simülasyonu için yıllık bazda hangi saatlerde elektrik üretiminin ne kadar gerçekleştiğine dair bilgileri veren çizelge sunulmuştur. Burada elektrik üretiminde 1 MW değerinden daha düşük olan değerler tabloda verilmemiştir. Yıllık bazda değerlendirildiğinde 11.00 ve 12.00 saatlerinde elektrik üretiminin en yüksek değerde gerçekleştiği ve 23 MWh olduğu, 13.00’da ise 22 MWh olarak gerçekleştiği ve saat 10.00’da ise 21 MWh olarak gerçekleştiği görülmektedir. Ayrıca üretimin olduğu saatlerde ise en düşük üretim değerinin 18.00 da gerçekleştiği ve 1 MWh olduğu, sonrasında ise 6.00’da 2 MWh olarak en düşük değeri bu değerin takip ettiği tespit edilmiştir. Günün geri kalan saatlerinde elektrik üretim değerleri değişkendir. Ocak, şubat, kasım, aralık aylarında saat 8.00’a kadar elektrik üretiminin olmadığı, şubat ayı haricinde yine bu aylarda saat 16.00’dan sonra elektrik üretiminin gözlenmediği tespit edilmiştir. Mayıs, haziran ve temmuz aylarında ise elektrik üretiminin saat 6.00’da başladığı belirlenmiştir.

Çizelge 4.1. Santral simülasyonu için yıllık bazda saatlik üretim tablosu

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H
Ocak	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Şubat	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2
Mart	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2
Nisan	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Mayıs	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2
Haziran	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2
Temmuz	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2
Ağustos	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Eylül	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Ekim	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2
Kasım	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Aralık	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Yıl	0	0	0	0	0	0	2	7	12	18	21	23
	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Ocak	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Şubat	2	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Mart	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Nisan	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Mayıs	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Haziran	2	2	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0
Temmuz	2	2	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0
Ağustos	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Eylül	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Ekim	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Kasım	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Aralık	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Yıl	23	22	20	16	10	5	1	0	0	0	0	0

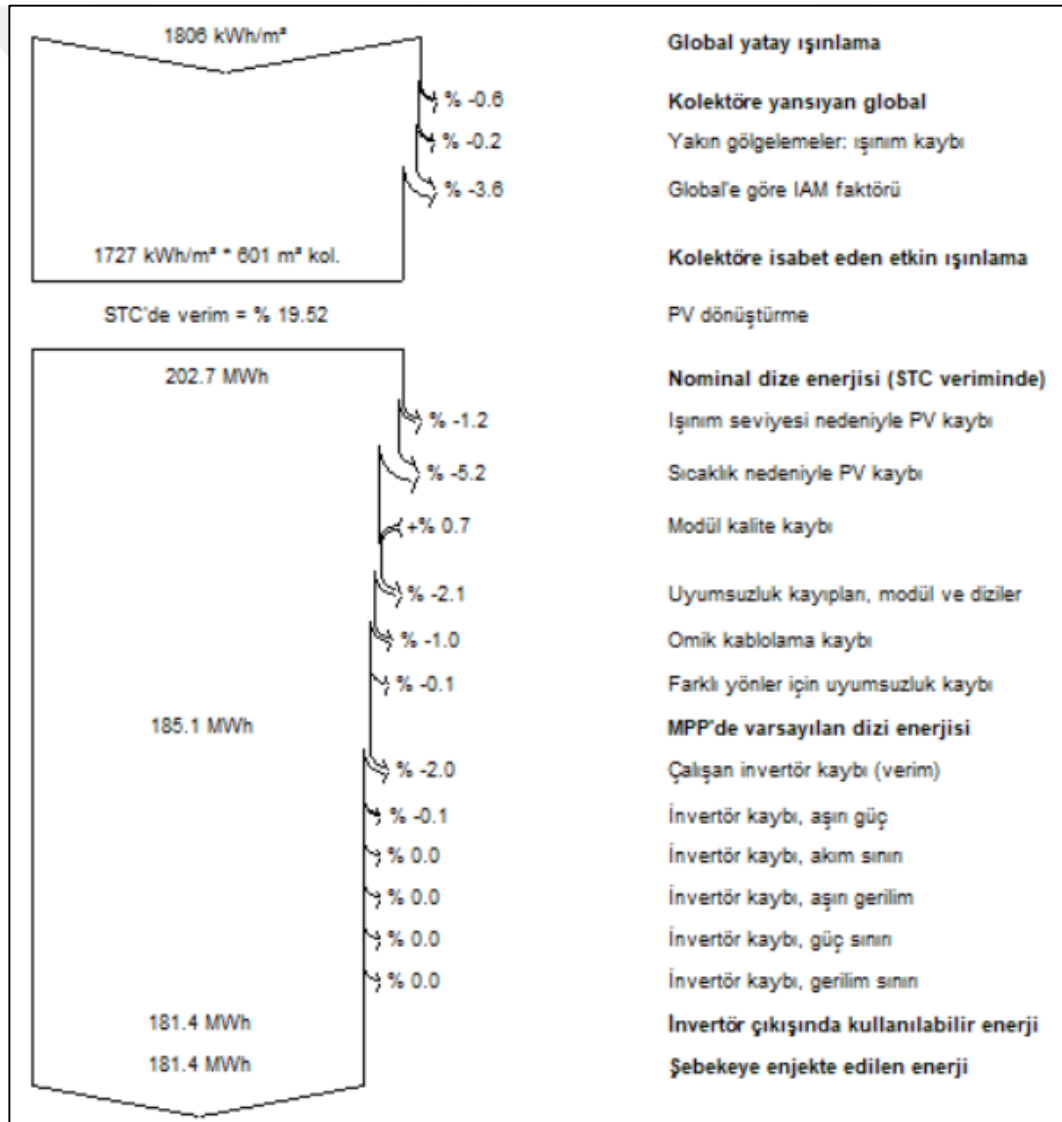
4.2. Karşılaştırmalı Simülasyon Çalışmasına Ait Bulgular

Bu başlık altında 100 kW inverter kullanımı, farklı inverter dağılımı ve farklı açılar için gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışmalarına ait bulgular sunulmuştur.

4.2.1. İki adet 50 kW inverter yerine tek adet 100 kW inverter kullanımı durumu için gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışmasına ait bulgular

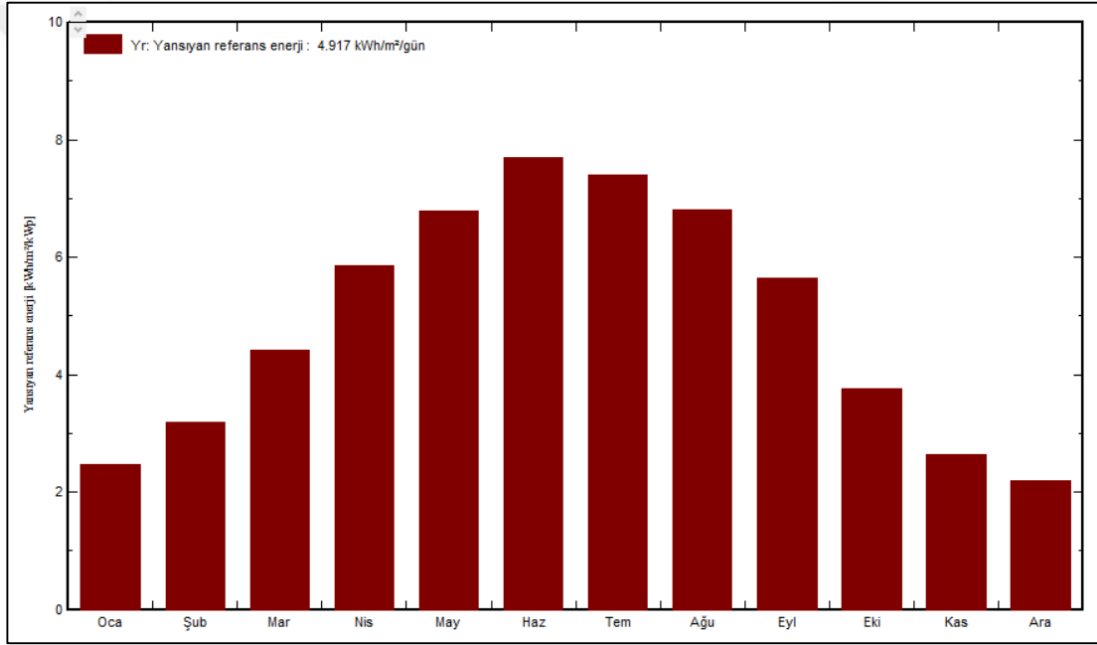
Şekil 4.13'te 100 kW inverter simülasyonuna ait yıllık ortalama kayıpları gösteren kayıp diyagramı sunulmuştur. Burada gelen global ışınım miktarı, gerçekleşen ışınım ile ilgili kayıplar Şekil 5.7'de gösterildiği gibidir. Gelen toplam ışınımın toplam yüzey

alanı ve panel verimi ile çarpılmasıyla birlikte standart test koşullarında yıllık olarak 202.7 MWh miktarında enerji üretim miktarı beklenmektedir. Değerlendirildiğinde kayıplarda aylık oranda farklılıklar gözlenmekte ancak yüzdesel oranda büyük farklılıklar oluşmamaktadır. Yıllık kayıplar değerlendirildiğinde ışınım sebebiyle gerçekleşen kaybın %1.2 sıcaklık kaybının yaklaşık olarak %5.2, uyumsuzluk kaybının %2.1, omik kablolama kaybının yaklaşık olarak %1 ve farklı yönler için uyumsuzluk kaybının %0.1 seviyelerinde olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca çalışan inverter kaybının %2 olduğu, aşırı güç sebebiyle inverter kaybının ise %0.1 olduğu tespit edilmiştir. Tüm kayıplar sebebiyle enerji üretiminin yaklaşık olarak 181.42 MWh değerine düştüğü görülmektedir.



Şekil 4.13. 100 kW inverter simülasyonu için kayıp diyagramı

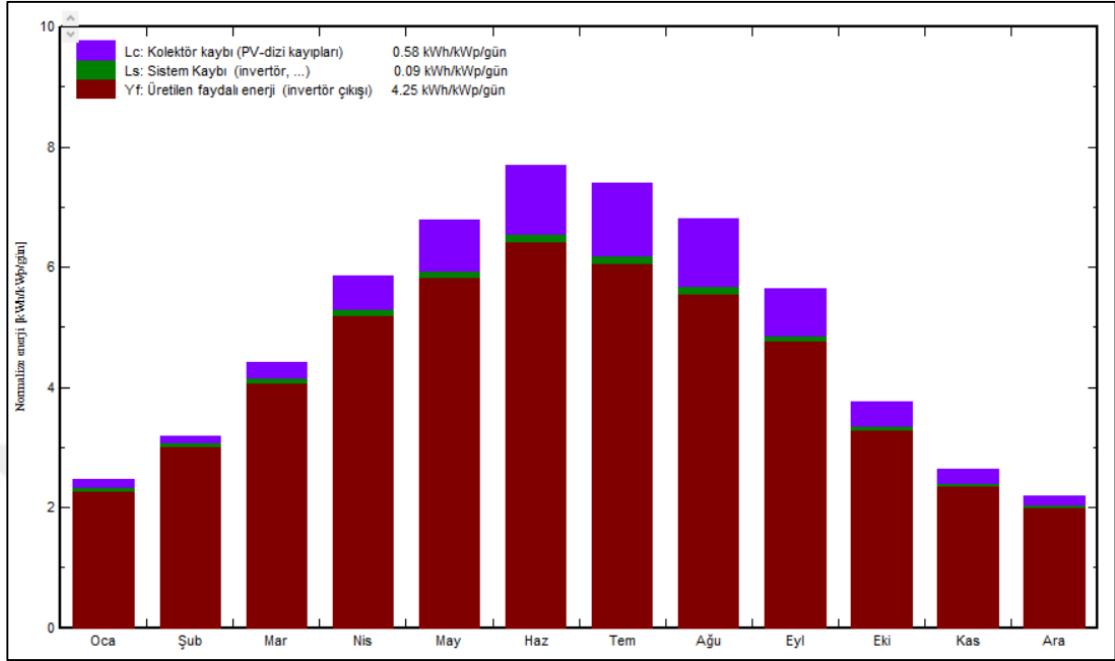
Şekil 4.14'te kurulan fotovoltaik sistemin standart test koşullarında (STC) çalıştığı, yani kayıplar yok sayıldığı takdirde üretebileceği enerji miktarının aylık ortalamalarının bir yıllık süreçte değişimlerine ait grafik sunulmuştur. Yıllık bazda günlük ortalama STC'de üretilen değerin 4.917 (kWh/m²/gün) olduğu tespit edilmiştir. En düşük elektrik üretiminin kayıplardan bağımsız olarak aralık ayında gerçekleştiği ve hemen sonrasında sırasıyla ocak ve kasım aylarının geldiği görülmektedir. Yine bu grafiğe göre kayıplardan bağımsız bir şekilde en yüksek enerji üretim ortalamasının haziran ayında gerçekleştiği, bu ayı sırasıyla temmuz ve ağustos aylarının takip ettiği tespit edilmiştir. Ağustos ve mayıs aylarının enerji üretim ortalamalarının bu grafik özelinde birbirine oldukça yakın olduğu belirlenmiştir.



Şekil 4.14. 100 kW inverter simülasyonu için kayıplar olmadığı takdirde gerçekleşen elektrik üretimi

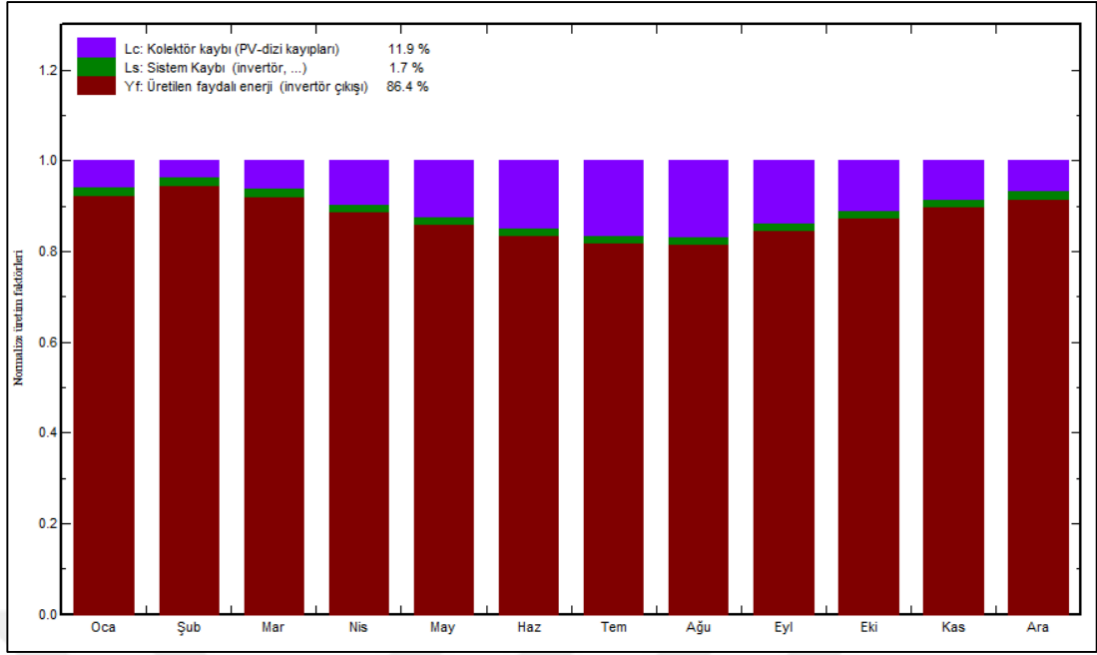
Şekil 4.15'de 100 kW inverter simülasyonu için sistem elektrik üretiminde gerçekleşen kayıpların etkisinin gösterildiği grafik sunulmuştur. Burada Şekil 4.14'te verilmiş olan ortama değerdan sistem elektrik üretimi noktasında gerçekleşen kayıplardan DC bölge kayıplarının yaklaşık olarak 0.58 (kWh/m²/gün), diğer AC (alternatif akım) bölge kayıplarının yaklaşık olarak 0.09 (kWh/m²/gün) olduğu belirtilmiştir. Sonuç olarak aylık bazda günlük ortalamanın yaklaşık olarak 4.25 (kWh/m²/gün) değerine düştüğü görülmektedir. Yaz aylarında enerji üretiminin ve kayıp değerlerinin de yüksek olduğu tespit edilmiştir. Kış aylarında genel olarak enerji üretimlerinin düşük olduğu ve yine kayıpların da yaz aylarına kıyasla daha düşük olduğu belirlenmiştir. Bunun yanında

Temmuz ayında toplam kayıpların AC ve DC olarak en yüksek değerlere ulaştığı da görülmektedir.



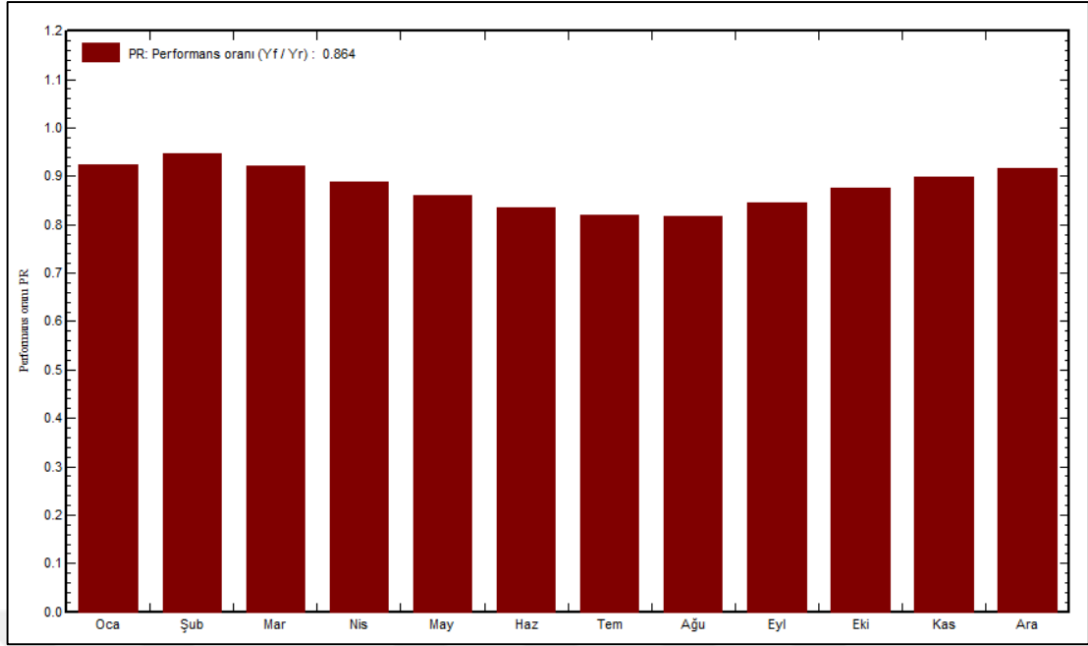
Şekil 4.15. 100 kW invertör simülasyonu için kayıplarla birlikte aylık bazda günlük ortalama enerji

Şekil 4.16'da 100 kW invertör simülasyonu için gerçekleşen kayıpların aylık bazda yüzdelik olarak sunulduğu grafik görülmektedir. Bu grafikte kayıplar üretilen enerjiden bağımsız olarak sunulmuştur. Yıllık olarak üretilen faydalı enerji oranının %86.4 olduğu kayıplar açısından değerlendirme yapıldığında AC bölgede gerçekleşen sistemsel kayıpların %1.7 dolaylarında olduğu ve DC bölge için gerçekleşen kayıpların ise %11.9 seviyelerinde olduğu tespit edilmiştir. Kayıpların en yüksek olduğu zaman diliminin temmuz ayı olduğu ve ağustos ayının bu ayı takip ettiği belirlenmiştir. En düşük kayıp oranının şubat ayı için görüldüğü ve ayrıca ocak ayının bu aya oldukça yakın olup hemen sonrasında geldiği tespit edilmiştir.



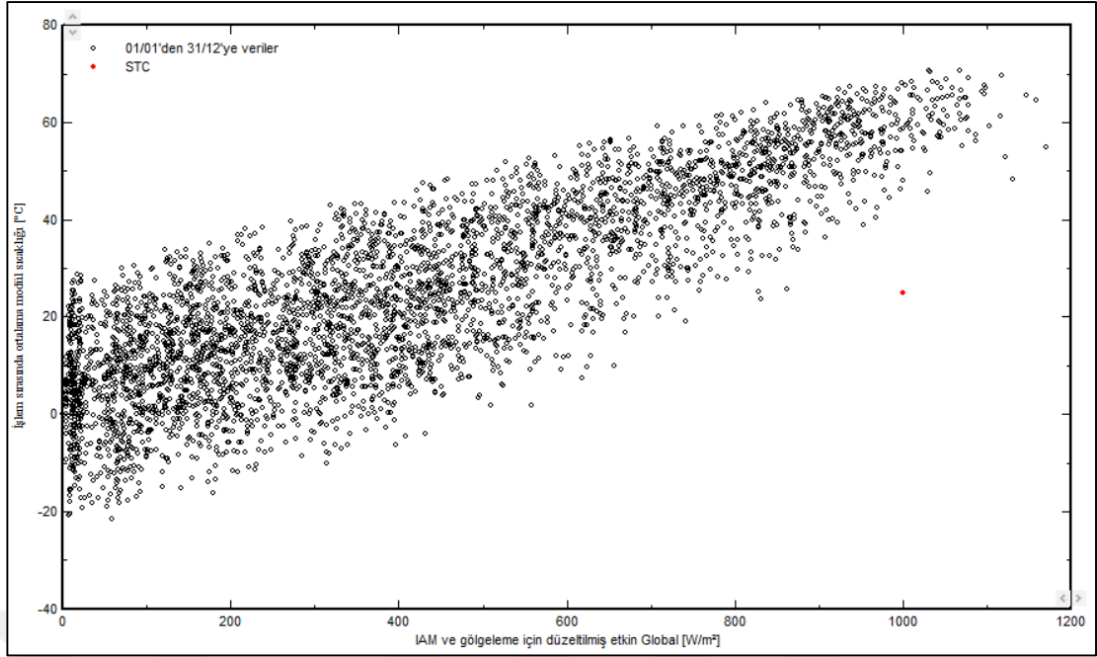
Şekil 4.16. 100 kW invertör simülasyonu için aylara göre yüzdelik kayıp oranları

Şekil 4.17’de aylık ortalama performans oranları sunulmuştur. Performans oranlarına bakıldığında en yüksek performans oranının şubat ayında gerçekleştiği görülmektedir. Bu oran yaklaşık olarak %94.6 olduğu hemen ardından ocak ayında %92.4 seviyelerinde mart ayında ise %92.2 seviyelerinde bir oran gerçekleştiği görülmektedir. Ayrıca en düşük performans oranının %81.8 değerinde ve ağustos ayında, hemen sonrasında ise temmuz ayında %81.7 değerinde olduğu tespit edilmiştir. Yıllık ortalama performans oranının ise %86.40 olduğu hesaplanmıştır. Ortalama performans oranı değerine en yakın olan ayın mayıs ayı olduğu ve bu ayda gerçekleşen değer %85.9 olduğu hesaplanmıştır. En yüksek performans oranı gözlenen ay ile en düşük performans oranının gerçekleştiği ay arasında gerçekleşen yüzdelik farkın 12.9 olduğu tespit edilmiştir.



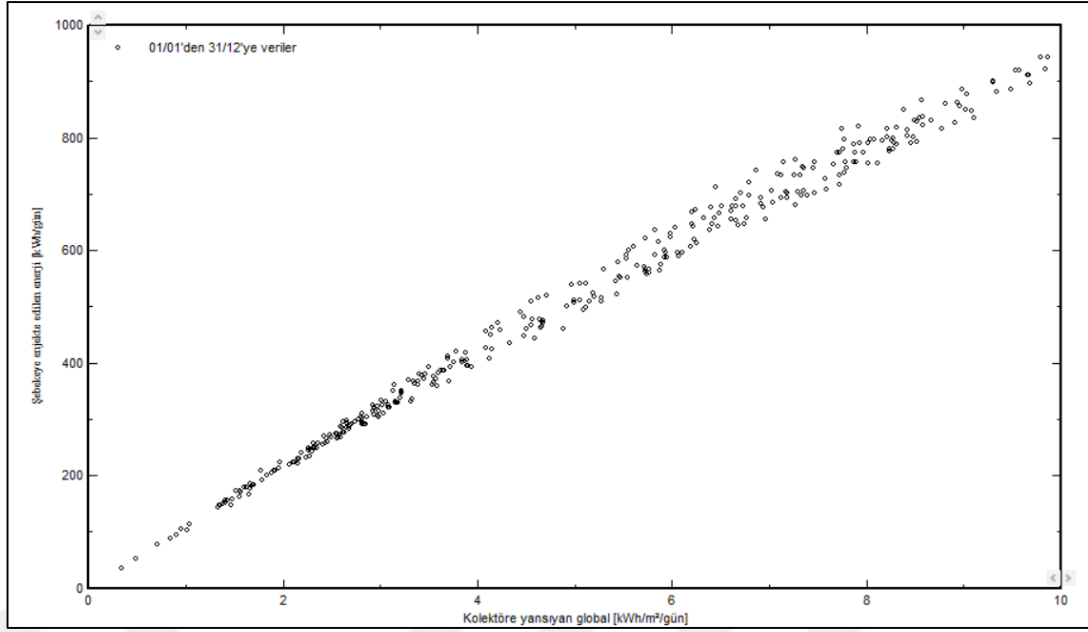
Şekil 4.17. 100 kW inverter simülasyonu için aylara göre performans oranı değişimi

Şekil 4.18’de 100 kW inverter simülasyonundan tüm yıl için saatlik olarak alınan panel sıcaklığı verilerinin, ışınımına göre değişimi grafiği sunulmuştur. Her saat için gerçekleşen değer nokta halinde gösterilmiştir. Panel için 325 W çıkış gücünü verdiği standart test koşulları değeri kırmızı nokta ile işaretlenmiştir. Simülasyon sonuçlarına bakıldığında 200 W/m^2 ışınım değeri altında panel sıcaklığının -20°C ile 40°C aralığında değiştiği görülmektedir. Işınım değeri yaklaşık olarak 600 W/m^2 değerine çıktığında ise panel sıcaklığının 10°C ile 45°C değerleri arasında gerçekleştiği tespit edilmiştir. Işınımın 1000 W/m^2 değerine ulaşması ile birlikte panel sıcaklık aralığının 40°C ile 68°C arasında gerçekleştiği görülmektedir. Panelin test edilmiş olduğu ışınım ve sıcaklık değerlerinin bir senelik saatlik simülasyon değerlerinde görülmediği tespit edilmiştir. Işınımın yüksek olduğu bölgeden düşük olduğu bölgeye doğru noktalarda bir azalma gerçekleştiği görülmektedir.



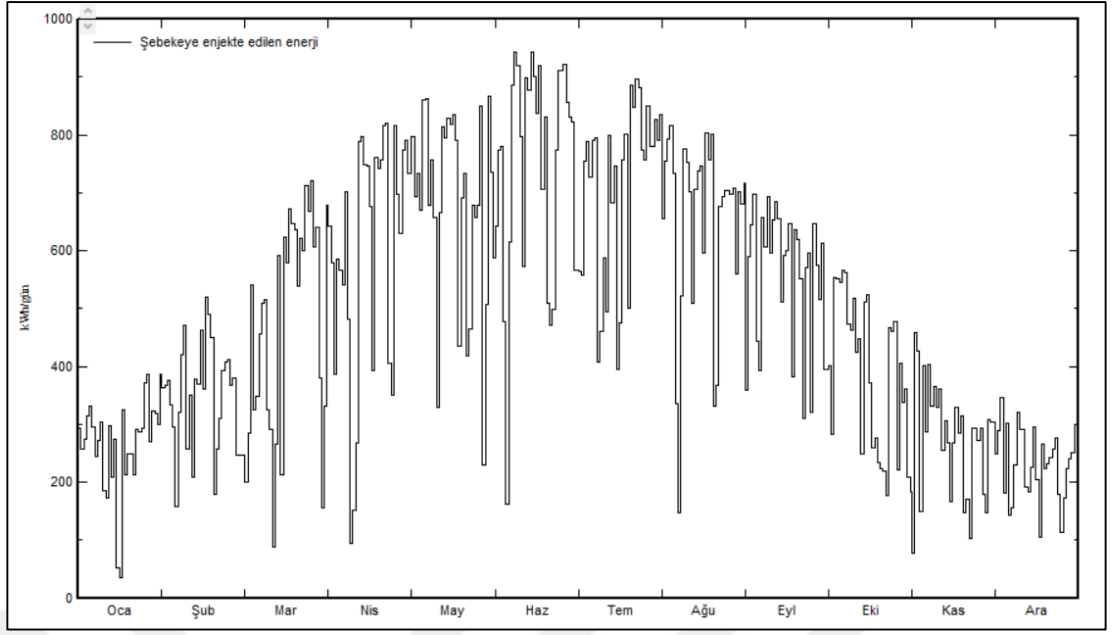
Şekil 4.18. 100 kW inverter simülasyonu için ortalama panel sıcaklığının ışınımına göre değişimi

Şekil 4.19’da 100 kW inverter simülasyonundan alınan verilerle, gelen ışınım değerine göre şebekeye verilen elektrik enerjisinin değişimi yıllık olarak günlük bazda verilmiştir. Grafikte her bir nokta bir günü temsil etmektedir ve grafik zamandan bağımsız olarak verilmiştir. Birim olarak, şebekeye verilen enerji kWh/gün, gelen ışınım değeri ise kWh/m²/gün olarak verilmiştir. Işınımın düşük olduğu 1 kWh/m²/gün değerine kadar elektrik üretiminin oldukça düşük olduğu görülmektedir. 2 kWh/m²/gün ve 4 kWh/m²/gün ışınım aralığında 200 kWh/gün ve 400 kWh/gün aralığında enerji üretiminin gerçekleştiği görülmektedir. 4 kWh/m²/gün ve 6 kWh/m²/gün ışınım aralığında ise enerji üretiminin doğru orantılı bir şekilde arttığı ve 400 kWh/gün ile 600 kWh/gün aralığında gerçekleştiği görülmektedir. 6 kWh/m²/gün ve 8 kWh/m²/gün ışınım aralığında yaklaşık olarak 600 kWh/gün ve 800 kWh/gün aralığında enerji üretiminin gerçekleştiği tespit edilmiştir.



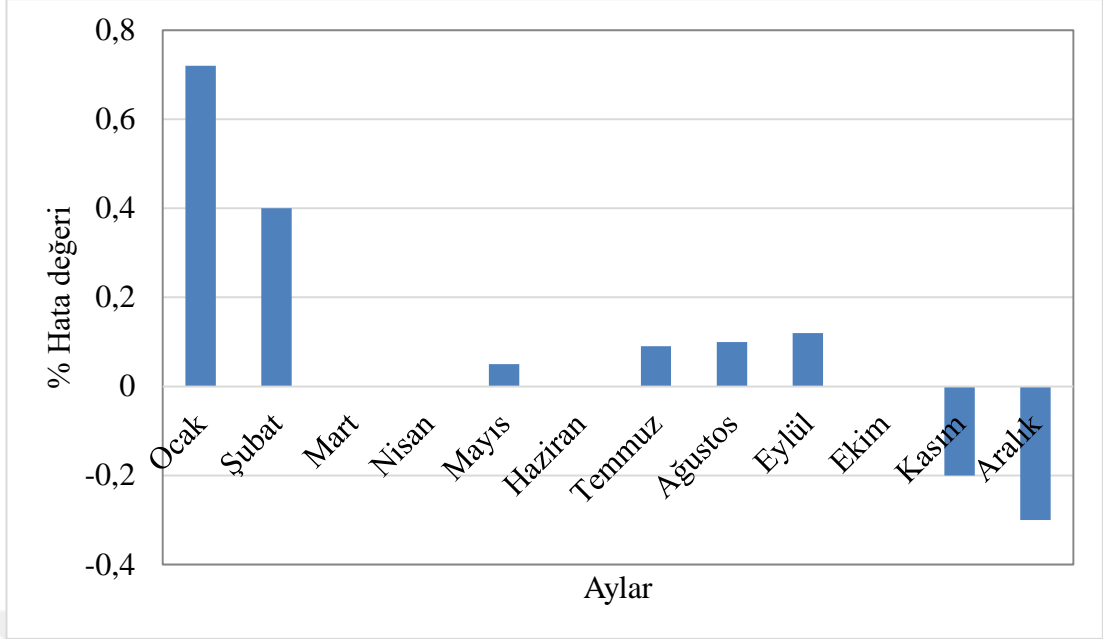
Şekil 4.19. 100 kW elektrik üretimi simülasyonu için şebekeye verilen enerjinin ışınım ile değişimi

Şekil 4.20'de 100 kW inverter simülasyonu için şebekeye verilen enerjinin günlük değişim grafiği bir yıl için sunulmuştur. Burada şebekeye verilen enerji toplamında haziran ayında en yüksek seviyeye ulaştığı aralık ayında ise en düşük seviyede gerçekleştiği görülmektedir. Aralık ayında şebekeye verilen toplam enerji değerinin 7.29 MWh, kasım ayında şebekeye verilen enerji değerinin 8.3 MWh ve ocak ayında şebekeye verilen enerji değerinin 8.29 MWh olduğu görülmektedir. Haziran ayında şebekeye verilen enerji değerinin 22.57 MWh değerine ulaştığı temmuz ayında 22.0 MWh değerinde olduğu, mayıs ayında ise bu değer 21.13 MWh değerinde olduğu tespit edilmiştir. Enerji üretiminin en düşük seviyeyi gördüğü değer ocak ayına ait olduğu enerji üretimine ait en yüksek değer ise haziran ayında gerçekleştiği görülmektedir.



Şekil 4.20. 100 kW inverter simülasyonu için şebekeye verilen enerjinin günlük değişimi

Şekil 4.21’de 100 kW inverter kullanımı durumu için gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışmasının santral için gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışmasından % hata oranlarına ait grafik sunulmuştur. Burada mart nisan ve ekim aylarında % hata oranları sıfırdır. % hata oranı ocak ayı için en yüksek değeri almıştır ve bu değer yaklaşık olarak %0.7’dir. Yıllık toplam elektrik üretim değerleri kontrol edildiğinde santral simülasyonu değerinin 100 kW inverter için gerçekleştirilmiş olan simülasyon değerinden yaklaşık olarak 130 kWh daha fazla olduğu görülmektedir. Yıllık % hata oranının yaklaşık olarak %0.07 olduğu belirlenmiştir. Kasım ve aralık aylarında 100 kW inverter simülasyonu için elektrik üretiminin daha yüksek olduğu, kalan aylarda ise daha düşük veya eşit olduğu belirlenmiştir. Bu sebeple % hata oranının kasım ve aralık aylarında negatif değerde diğer aylarda sıfır veya pozitif değerde olduğu tespit edilmiştir.



Şekil 4.21. 100 kW inverter simülasyonu için aylık % hata oranları

Çizelge 4.2’de 100 kW inverter simülasyonu için yıllık bazda hangi saatlerde elektrik üretiminin gerçekleştiğine dair bilgileri veren çizelge sunulmuştur. Yıllık bazda değerlendirildiğinde 11.00 ve 12.00 saatlerinde elektrik üretiminin en yüksek değerde gerçekleştiği ve 23 MWh olduğu, 13.00’da ise 22 MWh olarak gerçekleştiği ve saat 10.00’da ise 21 MWh olarak gerçekleştiği görülmektedir. Ayrıca üretimin olduğu saatlerde ise en düşük üretim değerinin 18.00 da gerçekleştiği ve 1 olduğu, sonrasında ise 6.00’da 2 saat olarak en düşük değeri bu değer takip ettiği tespit edilmiştir. Günün geri kalan saatlerinde elektrik üretim değerleri değişkendir. Ocak, şubat, kasım, aralık aylarında saat 8.00’a kadar elektrik üretiminin olmadığı, yine bu aylarda şubat ayı hariç olmak üzere saat 16.00’dan sonra elektrik üretiminin gözlenmediği tespit edilmiştir. Mayıs, haziran ve temmuz aylarında ise elektrik üretiminin saat 6.00’da başladığı belirlenmiştir. Simülasyon sonucunda elde edilen verilere göre yıl boyunca elektrik üretiminin 6.00 ile 18.00 saatleri aralığında gerçekleştiği tespit edilmiştir.

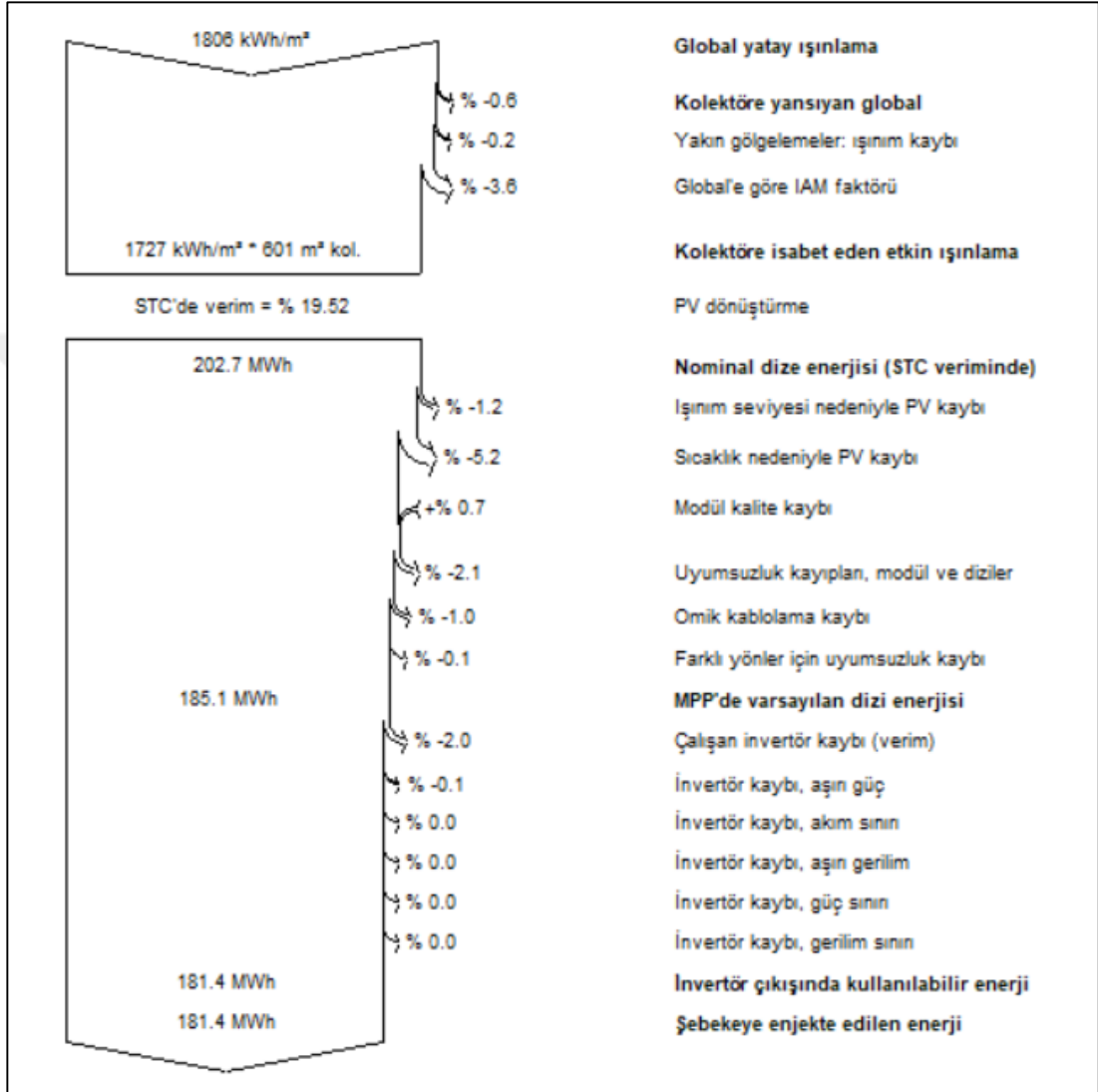
Çizelge 4.2. 100 kW inverter simülasyonu için yıllık bazda saatlik üretim tablosu

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H
Ocak	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Şubat	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Mart	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2
Nisan	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Mayıs	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2
Haziran	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2
Temmuz	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2
Ağustos	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Eylül	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Ekim	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2
Kasım	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Aralık	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Yıl	0	0	0	0	0	0	2	7	12	18	21	23
	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Ocak	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Şubat	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Mart	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Nisan	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Mayıs	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Haziran	2	2	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0
Temmuz	2	2	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0
Ağustos	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Eylül	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Ekim	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Kasım	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Aralık	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Yıl	23	22	20	16	10	5	1	0	0	0	0	0

4.2.2. İnverter dağılım planı değişikliği için bulgular

Şekil 4.22’de inverter dağılım planı simülasyonu için yıllık ortalama kayıpları gösteren diyagram sunulmuştur. Burada gelen global ışınım miktarının 1806 kWh/m² olduğu fakat gerçekleşen kayıplarla bu değer 1727 kWh/m² değerine düştüğü görülmektedir. Gelen toplam ışınımın toplam yüzey alanı ve panel verimi ile çarpılmasıyla birlikte standart test koşullarında (STC) 202.7 MWh miktarında enerji üretim beklenmektedir. Fakat enerji üretimi ve dönüşümü sırasında birçok kayıp meydana gelmektedir. Bu kayıplardan DC bölgeye ait olan bazı kayıplar verilecek olursa; sıcaklık kaybının yaklaşık olarak %5.2, ışınım sebebiyle gerçekleşen kaybın %1.2 uyumsuzluk kaybının %2.1 ve omik kablolama kaybının yaklaşık olarak %1

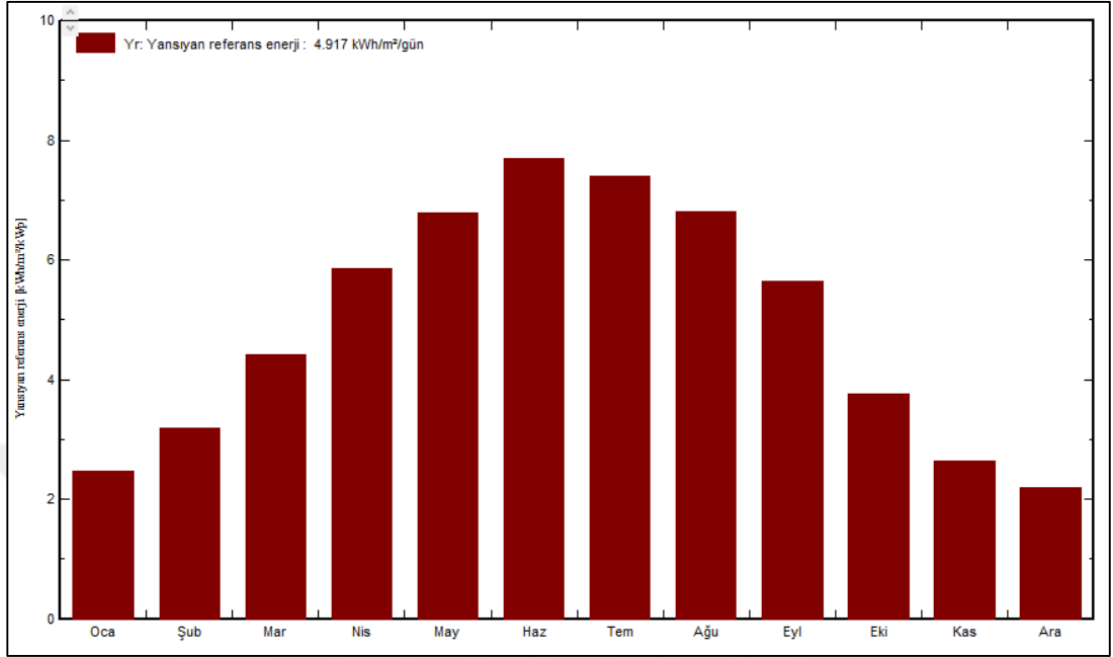
seviyelerinde olduğu tespit edilmiştir. AC bölgede gerçekleşen kayıplardan, çalışan inverter kaybının %2 olduğu, aşırı güç sebebiyle inverter kaybının ise %0.1 olduğu tespit edilmiştir. Tüm kayıplar sebebiyle enerji üretiminin yaklaşık olarak 181.4 MWh değerine düştüğü görülmektedir.



Şekil 4.22. İnverter dağılım planı simülasyonu için kayıp diyagramı

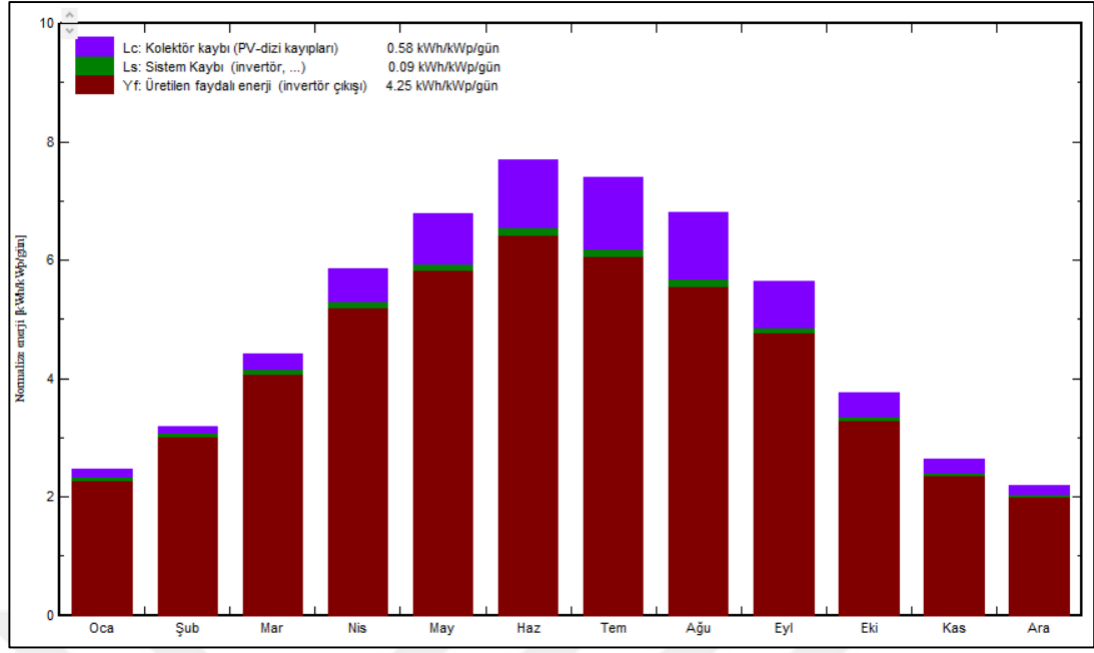
Şekil 4.23'te kurulan fotovoltaik sistemin standart test koşullarında (STC) çalıştığı, yani kayıplar yok sayıldığı takdirde üretebileceği enerji miktarının aylara göre değişen ortalamasına ait grafik sunulmuştur. Günlük ortalamasının ise 4.917 (kWh/m²/gün) olduğu hesaplanmıştır. Kayıplardan bağımsız bir şekilde en yüksek enerji üretim ortalamasının haziran ayında gerçekleştiği, bu ayı temmuz ve ağustos aylarının takip ettiği, en düşük elektrik üretiminin ise aralık ayında gerçekleştiği ve ocak sonrasında ise kasım ayının bu ayı takip ettiği görülmektedir. Mayıs ve ağustos aylarının enerji

üretim ortalamalarının bu grafik özelinde birbirine oldukça yakın olduğu tespit edilmiştir.



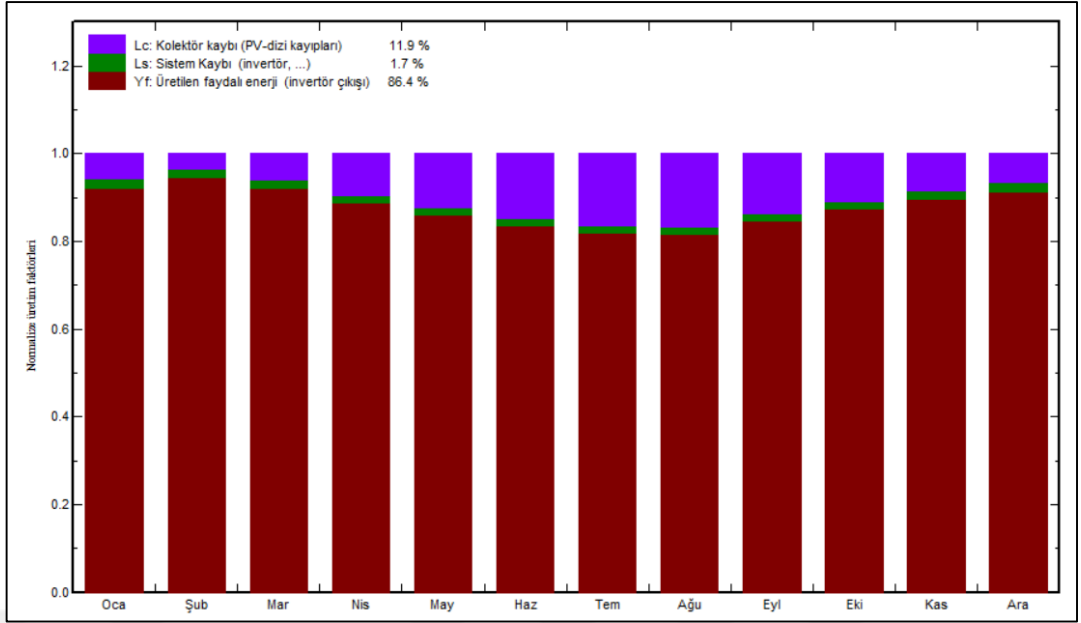
Şekil 4.23. İnverter dağılım planı simülasyonu için kayıplar olmadığı taktirde gerçekleşen elektrik üretimi

Şekil 4.24'te sistemde gerçekleşen elektrik üretiminde kayıpların etkisi sunulmuştur, burada Şekil 4.23'te verilmiş olan ortama değerden sistem elektrik üretiminin gerçekleşen kayıplardan DC (doğru akım) bölgesi kayıplarının 0.58 ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{gün}$), diğer AC (alternatif akım) bölge kayıplarının 0.09 ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{gün}$) olduğu hesaplanmıştır. Böylece aylık bazda günlük ortalamanın yaklaşık olarak 4.25 ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{gün}$) değerine düştüğü görülmektedir. Kış aylarında genel olarak enerji üretimlerinin düşük olduğu ve buna paralel olarak kayıpların da düşük olduğu tespit edilmiştir. Bunun yanında yine genel olarak yaz aylarında enerji üretiminin yüksek ve kayıp değerlerinin de buna paralel olarak yüksek olduğu belirlenmiştir. Temmuz ayında DC ve AC bölge kayıplarının en yüksek değere ulaştığı tespit edilmiştir.



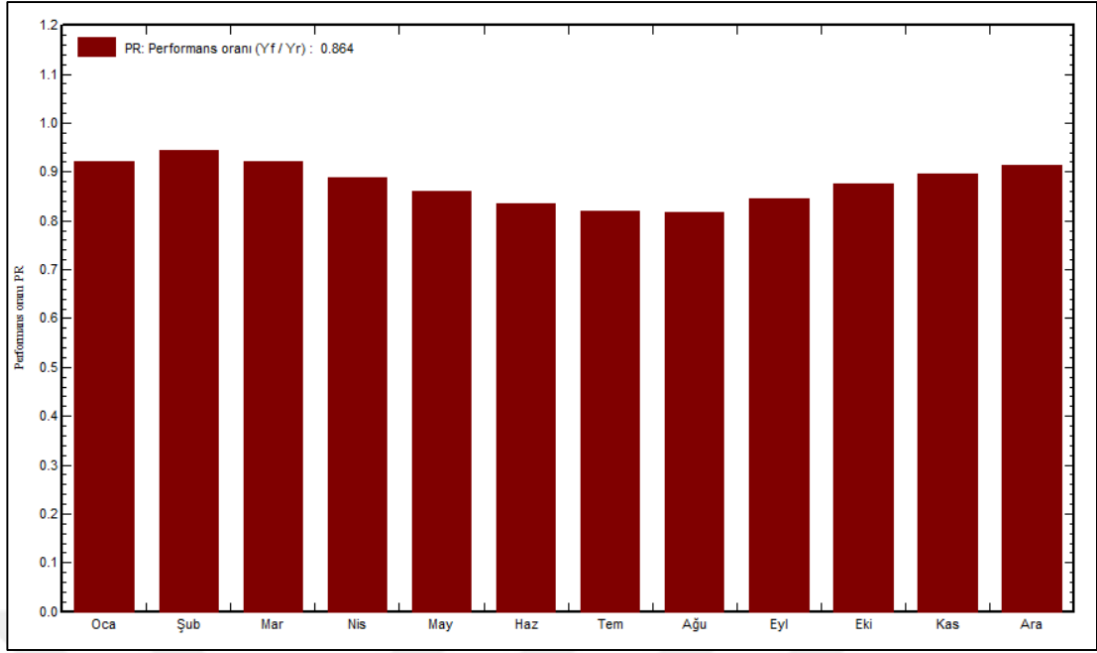
Şekil 4.24. İnverter dağılım planı simülasyonu için kayıplarla birlikte aylık bazda günlük ortalama enerji

Şekil 4.25'te gerçekleşen kayıpların aylık bazda yüzdeler olarak sunulduğu grafik görülmektedir. Bu grafikte kayıplar üretilen enerjiden bağımsız olarak sunulmuştur. Burada DC bölge kayıplarının yıllık ortalamada, yaklaşık olarak %11.9 olarak gerçekleştiği, AC bölgede gerçekleşen sistemsel kayıpların ise %1.7 dolaylarında gerçekleştiği görülmektedir. Kayıpların en yüksek olduğu zaman diliminin temmuz ayı olduğu ve ağustos ayının bu ayı takip ettiği görülmektedir. En düşük kayıp oranının şubat ayında gerçekleştiği ve ocak ayının bu ayın hemen ardından geldiği tespit edilmiştir. Yıllık olarak üretilen faydalı enerji oranının % 86.4 olduğu görülmektedir.



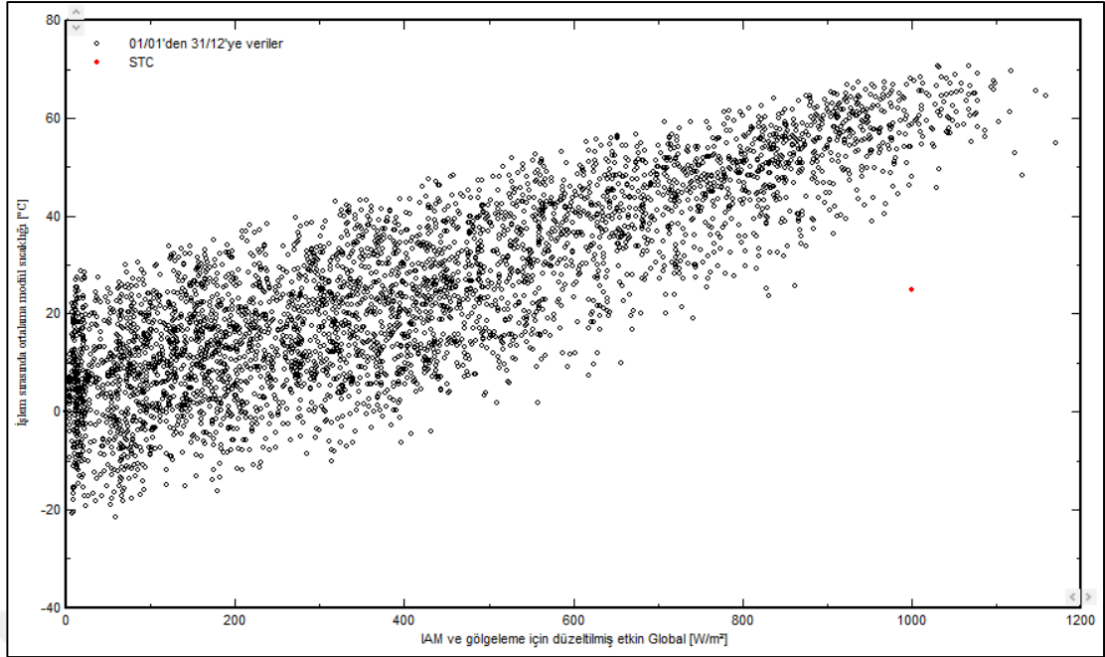
Şekil 4.25. İnveter dağılım planı simülasyonu için aylara göre yüzdeler kayıp oranları

Şekil 4.26’te aylık ortalama performans oranları sunulmuştur. Performans oranlarına bakıldığında en yüksek performans oranının şubat ayında gerçekleştiği görülmektedir. Bu oran yaklaşık olarak %95 olduğu hemen ardından ocak ayında %93.1 seviyelerinde mart ayında ise %92.1 seviyelerinde bir oran gerçekleştiği görülmektedir. Ayrıca en düşük performans oranının %81.8 değerinde ve ağustos ayında, hemen sonrasında ise temmuz ayında %81.9 değerinde olduğu tespit edilmiştir. Yıllık ortalama performans oranının ise %86.46 olduğu hesaplanmıştır. Ortalama performans oranı değerine en yakın olan ayın mayıs ayı olduğu ve bu ayda gerçekleşen değer %85.9 olduğu hesaplanmıştır. En yüksek performans oranı alınan ay ile en düşük performans oranının gerçekleştiği ay arasında gerçekleşen yüzdeler farkın 13.2 olduğu tespit belirlenmiştir.



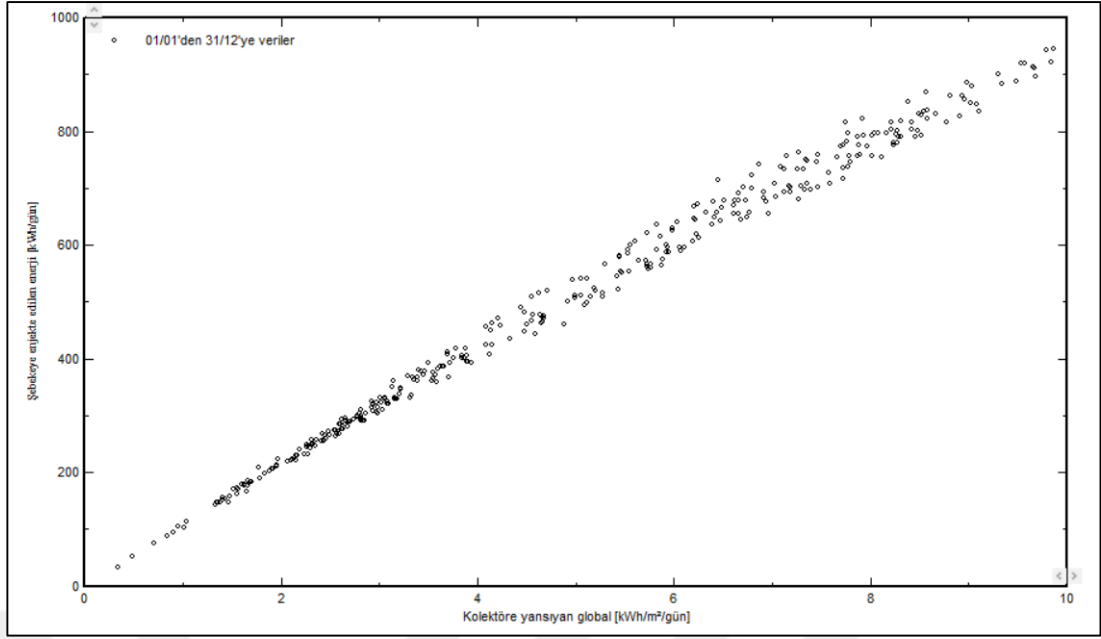
Şekil 4.26. İnverter dağılım planı simülasyonu için aylara göre performans oranı değişimi

Şekil 4.27’de santral simülasyonundan tüm yıl için saatlik olarak alınan modül sıcaklığı verilerinin, ışınımına göre değişimi grafiği sunulmuştur. Her saat için gerçekleşen değer nokta halinde gösterilmiştir. Panel için 325 W çıkış gücünü verdiği standart test koşulları olan 1000 W/m² ışınım ve 25 °C sıcaklık değeri kırmızı nokta ile işaretlenmiştir. Simülasyon sonuçlarına bakıldığında 200 W/m² ışınım değeri altında panel sıcaklığının -20 ile 40 °C aralığında değiştiği görülmektedir. Işınım değeri yaklaşık olarak 600 W/m² değerine çıktığında ise panel sıcaklığının 0 ile 50 °C değerleri arasında gerçekleştiği tespit edilmiştir. Işınımın 1000 W/m² değerine ulaşması ile birlik ise pane sıcaklık aralığının 40 °C ile 60 °C arasında gerçekleştiği görülmektedir. Panelin test edilmiş olduğu ışınım ve sıcaklık değerlerinin bir senelik saatlik simülasyon değerlerinde görülmediği tespit edilmiştir. Kontrol edildiğinde noktaların 600 W/m² değeri altında daha yoğun gerçekleştiği görülmektedir.



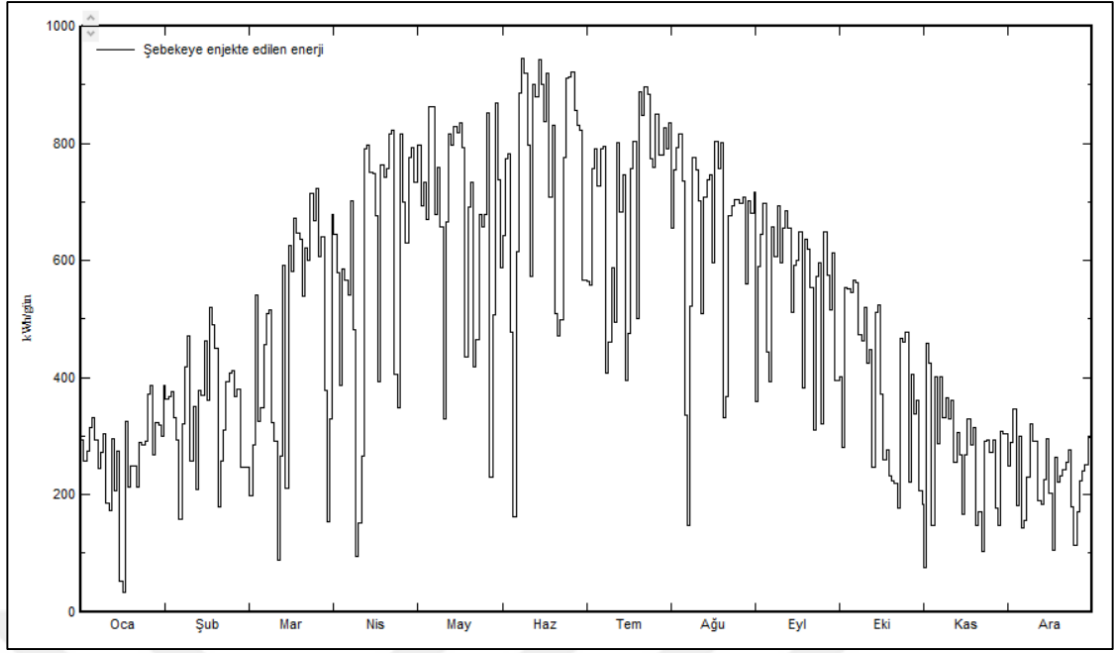
Şekil 4.27. İverter dağılım planı simülasyonu için ortalama panel sıcaklığının ışınımına göre değişimi

Şekil 4.28'de santral simülasyonundan alınan verilerle, gelen ışınım değerine göre şebekeye verilen elektrik enerjisinin değişimi yıllık olarak günlük bazda verilmiştir. Grafikte her bir nokta bir günü temsil etmektedir ve grafik zamandan bağımsız olarak verilmiştir. Birim olarak, şebekeye verilen enerji kWh/gün, gelen ışınım değeri ise kWh/m²/gün olarak verilmiştir. Işınımın düşük olduğu 1 kWh/m²/gün değerine kadar elektrik üretiminin oldukça düşük olduğu görülmektedir. 2 kWh/m²/gün ve 4 kWh/m²/gün ışınım aralığında 200 kWh/gün ve 400 kWh/gün aralığında enerji üretiminin gerçekleştiği görülmektedir. 4 kWh/m²/gün ve 6 kWh/m²/gün ışınım aralığında ise enerji üretiminin doğru orantılı bir şekilde arttığı ve 400 kWh/gün ile 600 kWh/gün aralığında gerçekleştiği görülmektedir. 6 kWh/m²/gün ve 8 kWh/m²/gün ışınım aralığında yaklaşık olarak 600 kWh/gün ve 800 kWh/gün aralığında enerji üretiminin gerçekleştiği tespit edilmiştir.



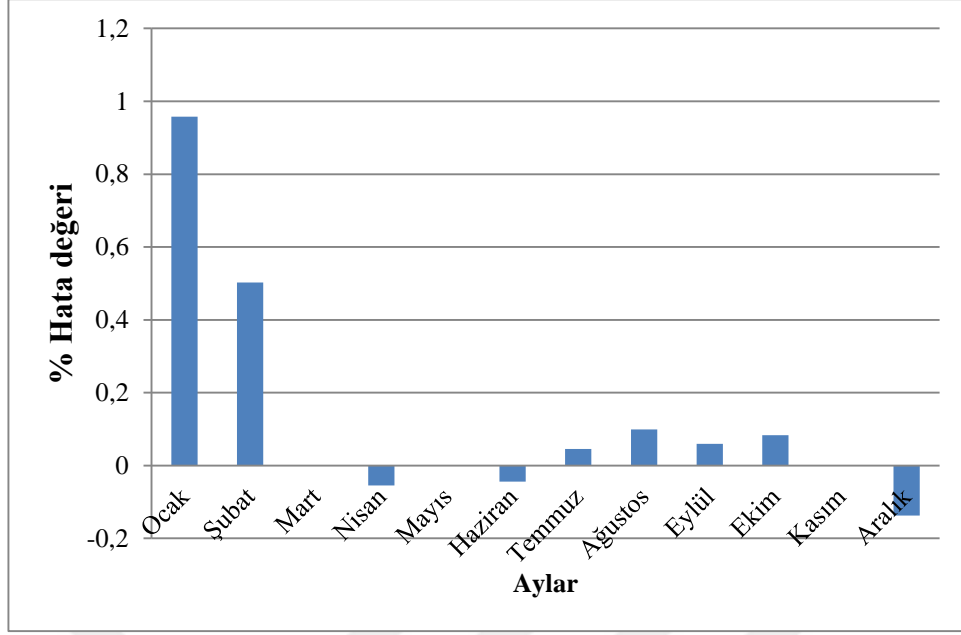
Şekil 4.28. İnverter dağılım planı simülasyonu için şebekeye verilen enerjinin ışınlam ile değişimi grafiği

Şekil 4.29'da santral simülasyonu için şebekeye verilen enerjinin günlük değişim grafiği bir yıl için sunulmuştur. Burada şebekeye verilen enerji toplamında haziran ayında en yüksek seviyeye ulaştığı aralık ayında ise en düşük seviyede gerçekleştiği görülmektedir. Aralık ayında şebekeye verilen toplam enerji değerinin 7.28 MWh, kasım ayında şebekeye verilen enerji değerinin 8.28 MWh ve ocak ayında şebekeye verilen enerji değerinin 8.27 MWh olduğu görülmektedir. Haziran ayında şebekeye verilen enerji değerinin 22.58 MWh değerine ulaştığı temmuz ayında 22.01 MWh değerinde olduğu ve mayıs ayında ise bu değer 21.14 değerinde olduğu tespit edilmiştir. Enerji üretiminin en düşük seviyeyi gördüğü değer ocak ayına ait olduğu enerji üretimine ait en yüksek değer ise haziran ayında gerçekleştiği görülmektedir.



Şekil 4.29. İnverter dağılım planı simülasyonu için şebekeye verilen enerjinin günlük değişimi

Şekil 4.30'da farklı inverter dağılımı durum için gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışmasının santral için gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışmasından % hata oranlarına ait grafik sunulmuştur. Burada mart mayıs ve kasım aylarında % hata oranları sıfırdır. % hata oranı ocak ayı için en yüksek değeri almıştır ve bu değer yaklaşık olarak %0.96'dır. Yıllık toplam elektrik üretim değerleri kontrol edildiğinde santral simülasyonu değerinin farklı inverter dağılımı için gerçekleştirilmiş olan simülasyon değerinden yaklaşık olarak 150 kWh daha fazla olduğu görülmektedir. Yıllık % hata oranının yaklaşık olarak %0.08 olduğu belirlenmiştir. Nisan ve aralık aylarında farklı inverter dağılımı simülasyonu için elektrik üretiminin daha yüksek olduğu, kalan aylarda ise daha düşük veya eşit olduğu belirlenmiştir. Bu sebeple % hata oranının nisan ve aralık aylarında negatif değerde diğer aylarda sıfır veya pozitif değerde olduğu tespit edilmiştir.



Şekil 4.30. İnverter dağılım planı simülasyonu için % hata oranları

Çizelge 4.3'te santral simülasyonu için yıllık bazda hangi saatlerde elektrik üretiminin gerçekleştiğine dair bilgileri veren çizelge sunulmuştur. Yıllık bazda değerlendirildiğinde 11.00 ve 12.00 saatlerinde elektrik üretiminin en yüksek değerde gerçekleştiği ve 23 MWh olduğu, 13.00'da ise 22 MWh olarak gerçekleştiği ve saat 10.00'da ise 21 MWh olarak gerçekleştiği görülmektedir. Ayrıca üretimin olduğu saatlerde ise en düşük üretim değerinin 18.00 da gerçekleştiği ve 1 MWh olduğu, sonrasında ise 6.00'da 2 MWh olarak en düşük değeri bu değer takip ettiği tespit edilmiştir. Ocak, şubat, kasım, aralık aylarında saat 8.00'a kadar elektrik üretiminin olmadığı, yine bu aylarda şubat ayı hariç olmak üzere saat 16.00'dan sonra elektrik üretiminin gözlenmediği tespit edilmiştir. Mayıs, haziran ve temmuz aylarında ise elektrik üretiminin saat 6.00'da başladığı belirlenmiştir. Simülasyon sonucunda elde edilen verilere göre yıl boyunca elektrik üretiminin 6.00 ile 18.00 saatleri aralığında gerçekleştiği tespit edilmiştir.

Çizelge 4.3. İnverter dağılım planı simülasyonu için yıllık bazda saatlik üretim tablosu

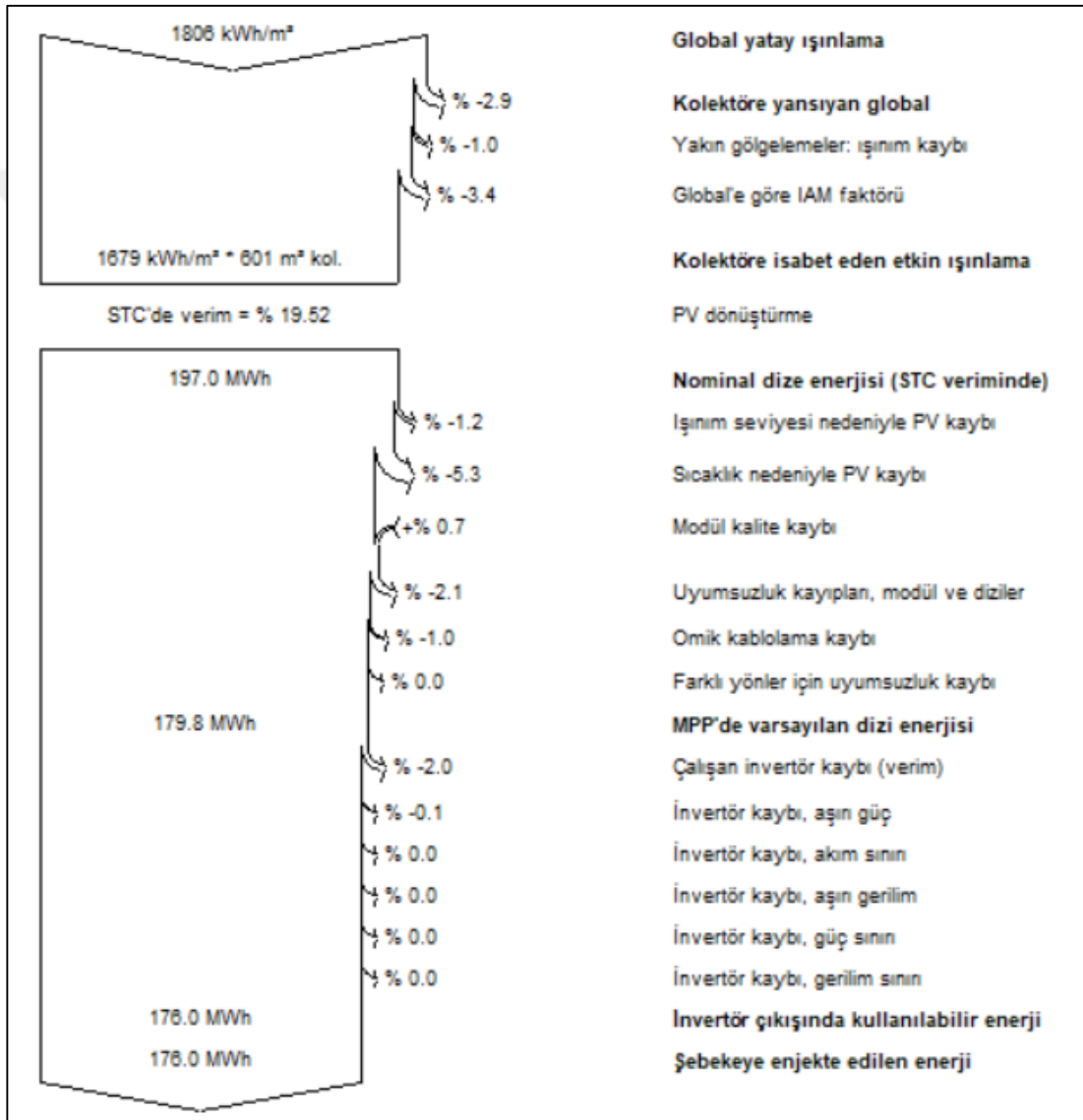
	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H
Ocak	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Şubat	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Mart	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2
Nisan	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Mayıs	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2
Haziran	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2
Temmuz	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2
Ağustos	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Eylül	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Ekim	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2
Kasım	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Aralık	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Yıl	0	0	0	0	0	0	2	7	12	18	21	23
	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Ocak	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Şubat	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Mart	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Nisan	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Mayıs	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Haziran	2	2	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0
Temmuz	2	2	2	2	2	1	0	0	0	0	0	0
Ağustos	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Eylül	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Ekim	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Kasım	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Aralık	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Yıl	23	22	20	16	10	5	1	0	0	0	0	0

4.2.3. Farklı açılar için gerçekleştirilmiş çalışmalara ait bulgular

4.2.3.1. 20° yönelim açısına ait bulgular

Şekil 4.31’da 20° yönelim açısı için yıllık ortalama kayıpları gösteren kayıp diyagramı sunulmuştur. Burada gelen global ışınım miktarının 1806 kWh/m² olduğu fakat gerçekleşen kayıplarla bu değer 1727 kWh/m² değerine düştüğü görülmektedir. Gelen toplam ışınımın toplam yüzey alanı ve panel verimi ile çarpılmasıyla birlikte standart test koşullarında (STC) 202.7 MWh miktarında enerji üretim miktarı beklenmektedir. Fakat enerji üretimi ve dönüşümü sırasında bir çok kayıp meydana

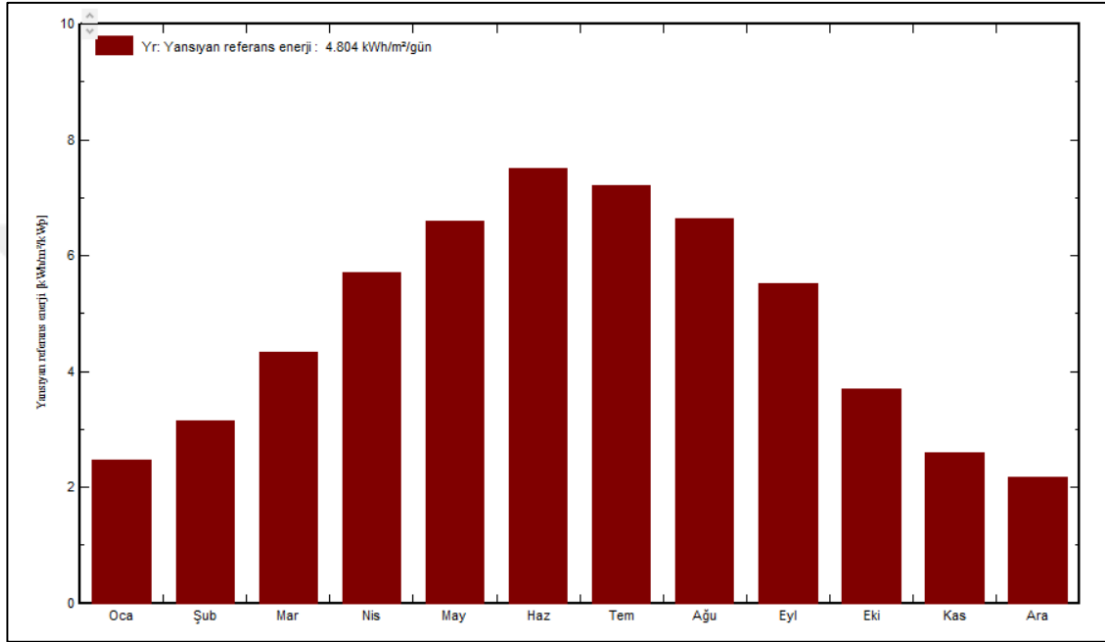
geldiği Şekil 5.5'te görülmektedir. Bu kayıplardan DC bölgeye ait olan bazı kayıplar verilecek olursa; sıcaklık kaybının yaklaşık olarak %5.3, ışınım sebebiyle gerçekleşen kaybın %1.2 uyumsuzluk kaybının %2.1 ve omik kablolama kaybının yaklaşık olarak %1 seviyelerinde olduğu tespit edilmiştir. AC bölgede gerçekleşen kayıplardan, çalışan inverter kaybının %2 olduğu, aşırı güç sebebiyle inverter kaybının ise %0.1 olduğu tespit edilmiştir. Tüm kayıplar sebebiyle enerji üretiminin yaklaşık olarak 181.5 MWh değerine düştüğü görülmektedir.



Şekil 4.31. 20° yönelim açısı için kayıp diyagramı

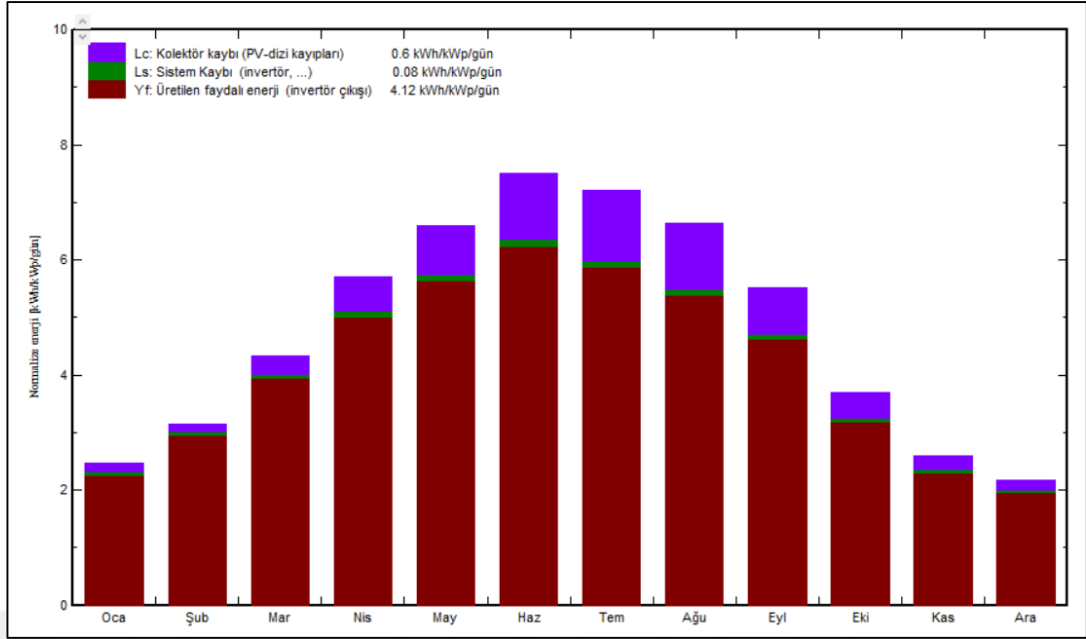
Şekil 4.32'de kurulan fotovoltaik sistemin standart test koşullarında (STC) çalıştığı, yani kayıplar yok sayıldığı taktide üretebileceği enerji miktarının aylara göre değişen ortalamasına ait grafik sunulmuştur. Günlük ortalamasının ise 4.917 (kWh/m²/gün)

olduğu hesaplanmıştır. Kayıplardan bağımsız bir şekilde en yüksek enerji üretim ortalamasının haziran ayında gerçekleştiği, bu ayı temmuz ve ağustos aylarının takip ettiği, en düşük elektrik üretiminin ise aralık ayında gerçekleştiği ve ocak sonrasında ise kasım ayının bu ayı takip ettiği görülmektedir. Mayıs ve ağustos aylarının enerji üretim ortalamalarının bu grafik özelinde birbirine oldukça yakın olduğu tespit edilmiştir.



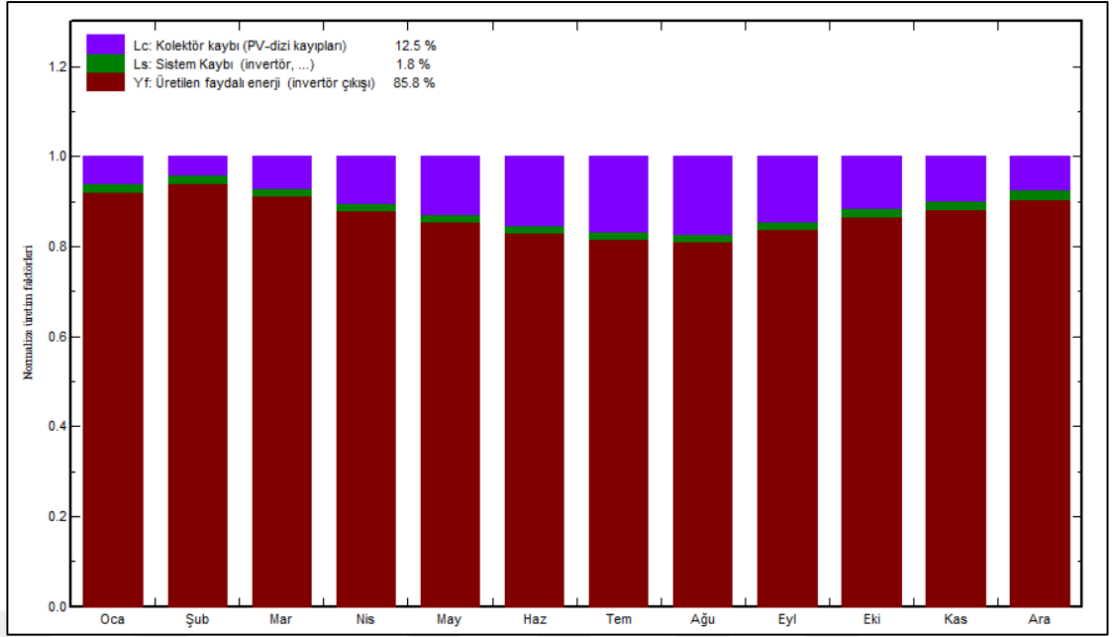
Şekil 4.32. 20° yönelim açısı için kayıplar olmadığı takdirde gerçekleşen elektrik üretimi

Şekil 4.33'te sistemde gerçekleşen elektrik üretiminde kayıpların etkisi sunulmuştur, burada Şekil 4.32'de verilmiş olan ortama değerden sistem elektrik üretiminin gerçekleşen kayıplardan DC (doğru akım) bölgesi kayıplarının 0.6 (kWh/m²/gün), diğer AC (alternatif akım) bölge kayıplarının 0.08 (kWh/m²/gün) olduğu hesaplanmıştır. Böylece aylık bazda günlük ortalamanın yaklaşık olarak 4.12 (kWh/m²/gün) değerine düştüğü görülmektedir. Kış aylarında genel olarak enerji üretimlerinin düşük olduğu ve buna paralel olarak kayıpların da düşük olduğu bunun yanında yine genel olarak yaz aylarında enerji üretiminin yüksek ve kayıp değerlerinin de buna paralel olarak yüksek olduğu belirlenmiştir. Temmuz ayında DC ve AC bölge kayıplarının en yüksek değere ulaştığı tespit edilmiştir.



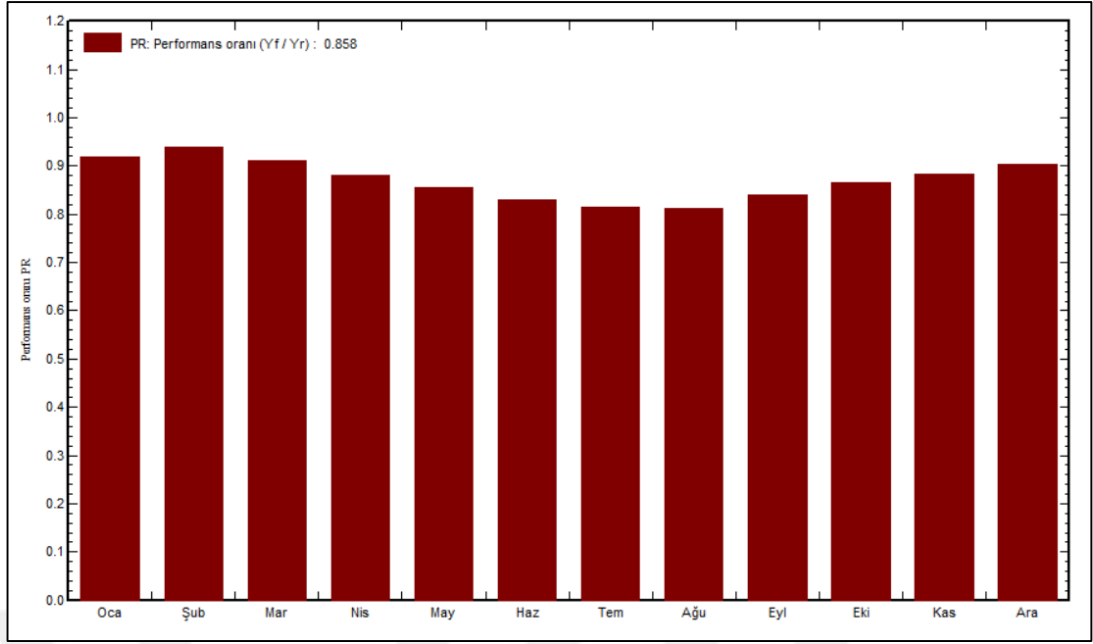
Şekil 4.33. 20° yönelim açısı için kayıplarla birlikte aylık bazda günlük ortalama enerji

Şekil 4.34'te gerçekleşen kayıpların aylık bazda yüzdeler olarak sunulduğu grafik görülmektedir. Bu grafikte kayıplar üretilen enerjiden bağımsız olarak sunulmuştur. Burada DC bölge kayıplarının yıllık ortalamada, yaklaşık olarak %12.5 olarak gerçekleştiği, AC bölgede gerçekleşen sistemsel kayıpların ise %1.8 dolaylarında gerçekleştiği görülmektedir. Kayıpların en yüksek olduğu zaman diliminin temmuz ayında gerçekleştiği ve ağustos ayının bu ayı takip ettiği görülmektedir. En düşük kayıp oranının şubat ayında gerçekleştiği ve ocak ayının bu ayın hemen ardından geldiği tespit edilmiştir. Yıllık olarak üretilen faydalı enerji oranının %85.8 olduğu görülmektedir.



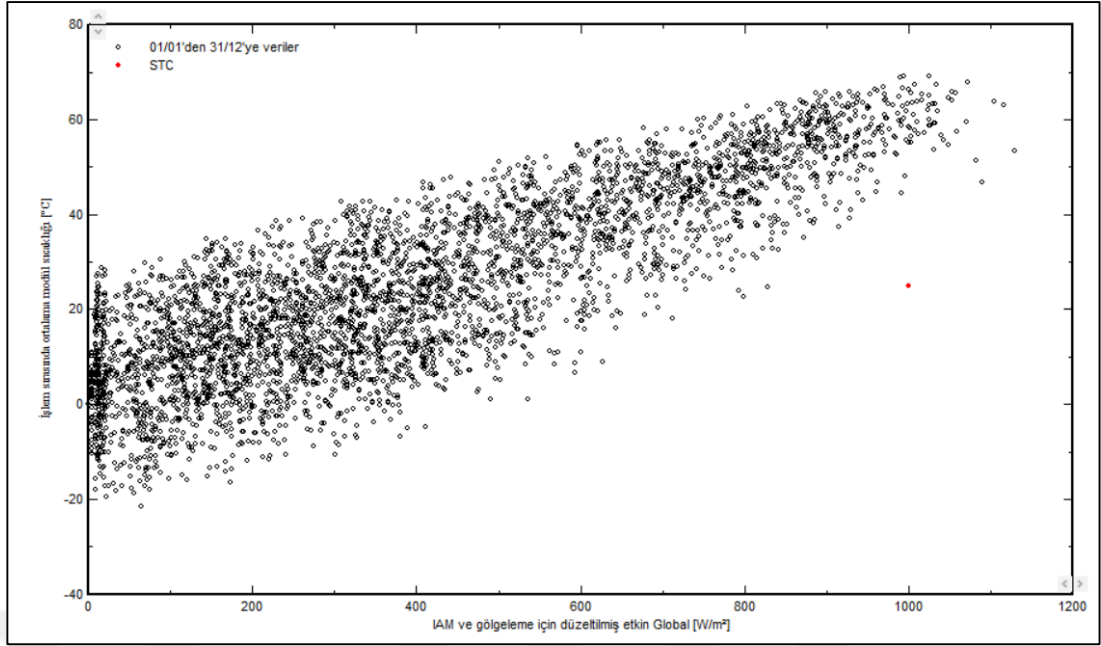
Şekil 4.34. 20° yönelim açısı için aylara göre yüzdelik kayıp oranları

Şekil 4.35'te 20° yönelim açısı için aylık ortalama performans oranları sunulmuştur. Performans oranlarına bakıldığında en yüksek performans oranının şubat ayında gerçekleştiği görülmektedir. Bu oran yaklaşık olarak %93.9 olduğu hemen ardından ocak ayında %92 seviyelerinde mart ayında ise %91.2 seviyelerinde bir oran gerçekleştiği görülmektedir. Ayrıca en düşük performans oranının %81.2 değerinde ve ağustos ayında, hemen sonrasında ise temmuz ayında %81.5 değerinde olduğu tespit edilmiştir. Yıllık ortalama performans oranının ise %85.77 olduğu hesaplanmıştır. Ortalama performans oranı değerine en yakın olan ayın mayıs ayı olduğu ve bu ayda gerçekleşen değer %85.4 olduğu hesaplanmıştır. En yüksek performans oranı alınan ay ile en düşük performans oranının gerçekleştiği ay arasında gerçekleşen yüzdelik farkın 12.7 olduğu tespit edilmiştir.



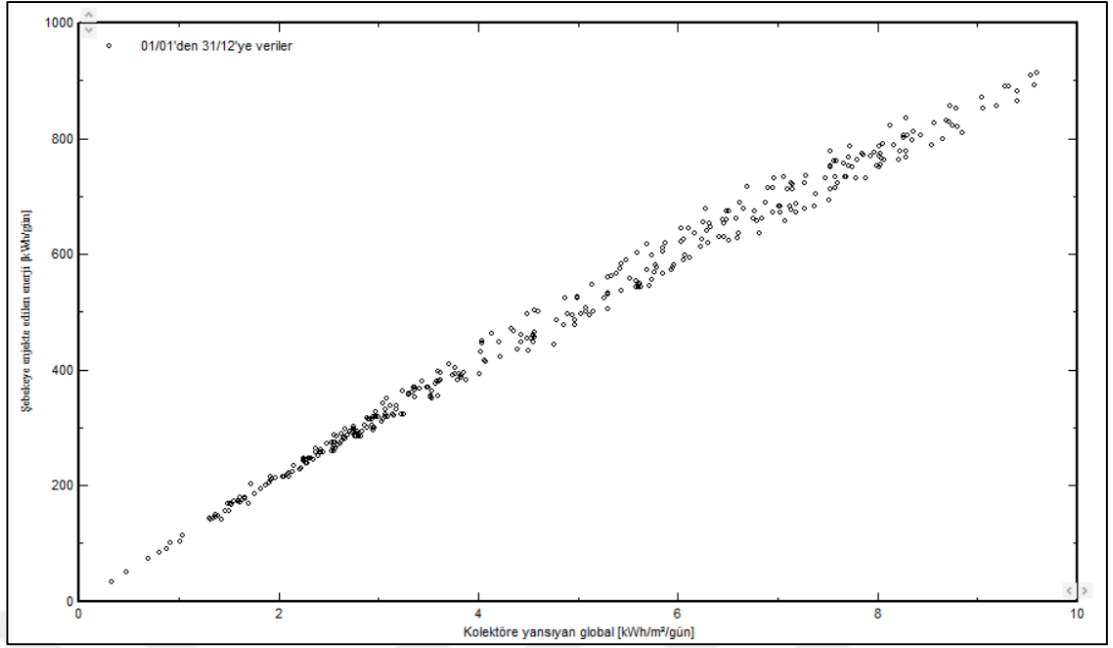
Şekil 4.35. 20° yönelim açısı için aylara göre performans oranı değişimi

Şekil 4.36'da 20° yönelim açısı simülasyonundan tüm yıl için saatlik olarak alınan modül sıcaklığı verilerinin, ışınımına göre değişimi grafiği sunulmuştur. Her saat için gerçekleşen değer nokta halinde gösterilmiştir. Panel için 325 W çıkış gücünü verdiği standart test koşulları olan 1000 W/m² ışınım ve 25 °C sıcaklık değeri kırmızı nokta ile işaretlenmiştir. Simülasyon sonuçlarına bakıldığında 200 W/m² ışınım değeri altında panel sıcaklığının -20 °C ile 40 °C aralığında değiştiği görülmektedir. Işınım değeri yaklaşık olarak 600 W/m² değerine çıktığında ise panel sıcaklığının 0 ile 50 °C değerleri arasında gerçekleştiği tespit edilmiştir. Işınımın 1000 W/m² değerine ulaşması ile birlik ise pane sıcaklık aralığının 40 °C ile 60 °C arasında gerçekleştiği görülmektedir. Panelin test edilmiş olduğu ışınım ve sıcaklık değerlerinin bir senelik saatlik simülasyon değerlerinde görülmediği tespit edilmiştir. Kontrol edildiğinde noktaların 600 W/m² değeri altında daha yoğun gerçekleştiği görülmektedir.



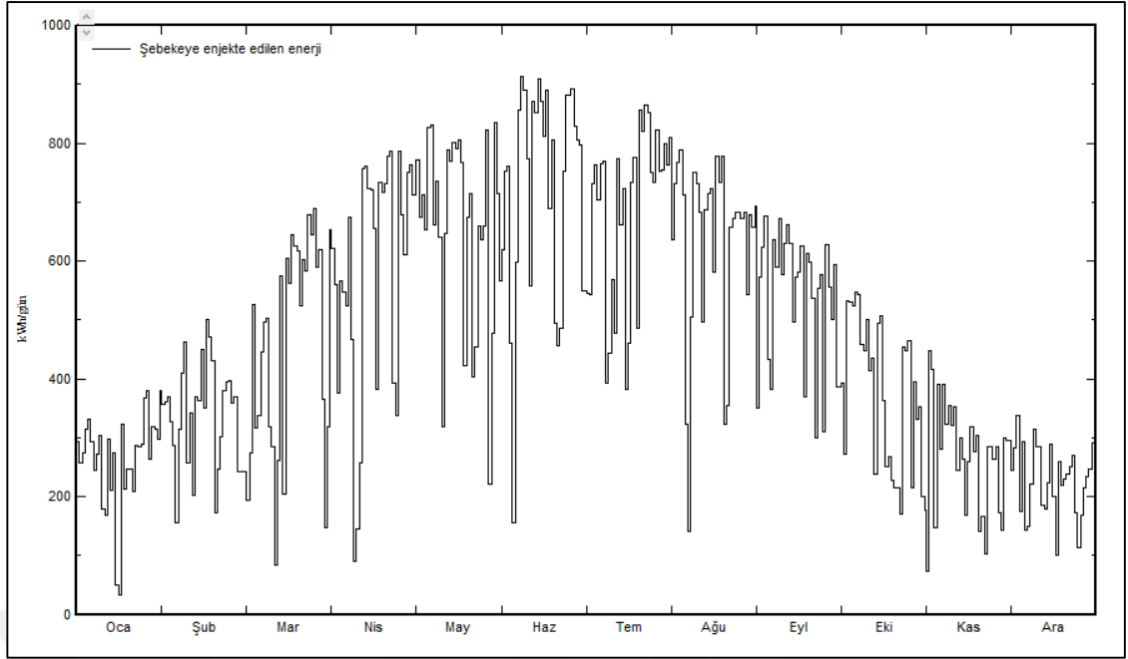
Şekil 4.36. 20° yönelim açısı için ortalama panel sıcaklığının ışınımına göre değişimi

Şekil 4.37’de 20° yönelim açısı simülasyonundan alınan verilerle, gelen ışınım değerine göre şebekeye verilen elektrik enerjisinin değişimi yıllık olarak günlük bazda verilmiştir. Grafikte her bir nokta bir günü temsil etmektedir ve grafik zamandan bağımsız olarak verilmiştir. Birim olarak, şebekeye verilen enerji kWh/gün, gelen ışınım değeri ise kWh/m²/gün olarak verilmiştir. Işınımın düşük olduğu 1 kWh/m²/gün değerine kadar elektrik üretiminin oldukça düşük olduğu görülmektedir. 2 kWh/m²/gün ve 4 kWh/m²/gün ışınım aralığında 200 kWh/gün ve 400 kWh/gün aralığında enerji üretiminin gerçekleştiği görülmektedir. 4 kWh/m²/gün ve 6 kWh/m²/gün ışınım aralığında ise enerji üretiminin doğru orantılı bir şekilde arttığı ve 400 kWh/gün ile 600 kWh/gün aralığında gerçekleştiği görülmektedir. 6 kWh/m²/gün ve 8 kWh/m²/gün ışınım aralığında yaklaşık olarak 600 kWh/gün ve 800 kWh/gün aralığında enerji üretiminin gerçekleştiği tespit edilmiştir.



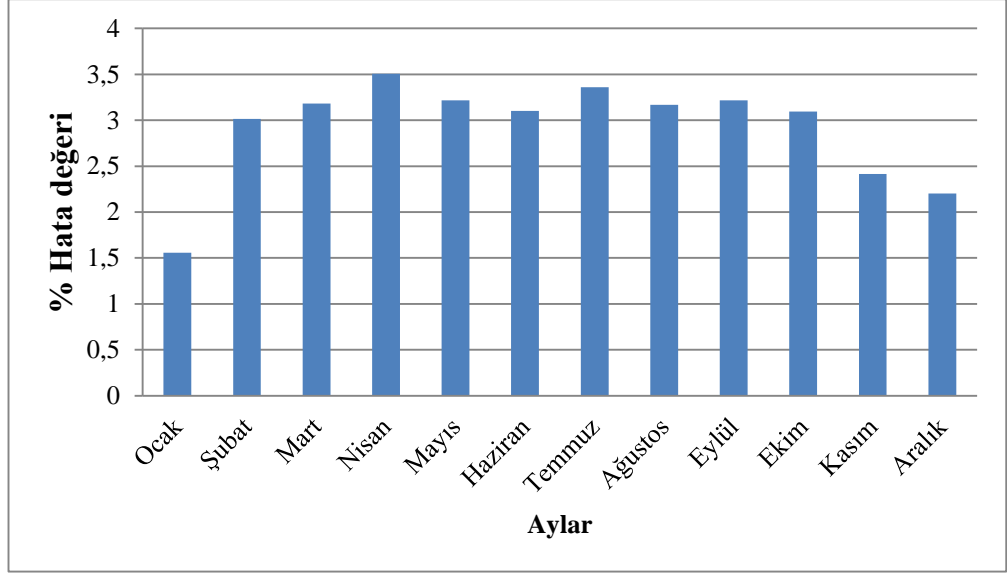
Şekil 4.37. 20° yönelim açısı için şebekeye verilen enerjinin ışınlam ile değişimi grafiği

Şekil 4.38’de 20° yönelim açısı için şebekeye verilen enerjinin günlük değişim grafiği bir yıl için sunulmuştur. Burada şebekeye verilen enerji toplamında haziran ayında en yüksek seviyeye ulaştığı aralık ayında ise en düşük seviyede gerçekleştiği görülmektedir. Aralık ayında şebekeye verilen toplam enerji değerinin 7.11 MWh, kasım ayında şebekeye verilen enerji değerinin 8.08 MWh ve ocak ayında şebekeye verilen enerji değerinin 8.22 MWh olduğu görülmektedir. Haziran ayında şebekeye verilen enerji değerinin 21.87 MWh değerine ulaştığı temmuz ayında 21.28 MWh değerinde olduğu ve mayıs ayında ise bu değer 20.46 MWh değerinde olduğu tespit edilmiştir. Günlük bazda değerlendirildiğinde enerji üretiminin en düşük seviyeyi gördüğü değer ocak ayına ait olduğu enerji üretimine ait en yüksek değer ise haziran ayında gerçekleştiği görülmektedir.



Şekil 4.38. 20° yönelim açısı için şebekeye verilen enerjinin günlük değişimi

Şekil 4.39'da 20° yönelim açısı için gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışmasının santral için gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışmasından % hata oranlarına ait grafik sunulmuştur. % hata oranı Nisan ayı için en yüksek değeri almıştır ve bu değer yaklaşık olarak %3.51'dir. En düşük % hata oranı açısından değerlendirildiğinde bu değer % 1.56 ile ocak ayında gerçekleştiği tespit edilmiştir. Yıllık toplam elektrik üretim değerleri kontrol edildiğinde ise santral simülasyonu elektrik üretim değerinin 20° yönelim açısı için gerçekleştirilmiş olan simülasyon değerinden yaklaşık olarak 5570 kWh daha fazla olduğu görülmektedir. Yıllık % hata oranının yaklaşık olarak %3.07 olduğu belirlenmiştir. Yılın tüm aylarında 20° yönelim açısı simülasyonu için elektrik üretiminin daha yüksek olduğu bu sebeple % hata oranının tüm aylarda pozitif değerde olduğu tespit edilmiştir.



Şekil 4.39. 20° yönelim açısı için % hata oranları

Çizelge 4.4'te 20° yönelim açısı için yıllık bazda hangi saatlerde elektrik üretiminin gerçekleştiğine dair bilgileri veren çizelge sunulmuştur. Yıllık bazda değerlendirildiğinde 12.00'da elektrik üretiminin en yüksek değerde gerçekleştiği ve 23 MWh olduğu görülmektedir. Ayrıca üretimin olduğu saatlerde en düşük üretim değerinin 18.00 da gerçekleştiği ve 2 MWh olduğu, sonrasında ise 6.00'da 3 MWh olarak en düşük değeri bu değerin takip ettiği tespit edilmiştir. Günün geri kalan saatlerinde elektrik üretim değerleri değişkendir. Ocak, şubat, kasım, aralık aylarında saat 8.00'a kadar elektrik üretiminin olmadığı, yine bu aylarda şubat ayı hariç olmak üzere saat 16.00'dan sonra elektrik üretiminin gözlenmediği tespit edilmiştir. Mayıs, haziran ve temmuz aylarında ise elektrik üretiminin saat 6.00'da başladığı belirlenmiştir. Simülasyon sonucunda elde edilen verilere göre yıl boyunca elektrik üretiminin 6.00 ile 18.00 saatleri aralığında gerçekleştiği tespit edilmiştir.

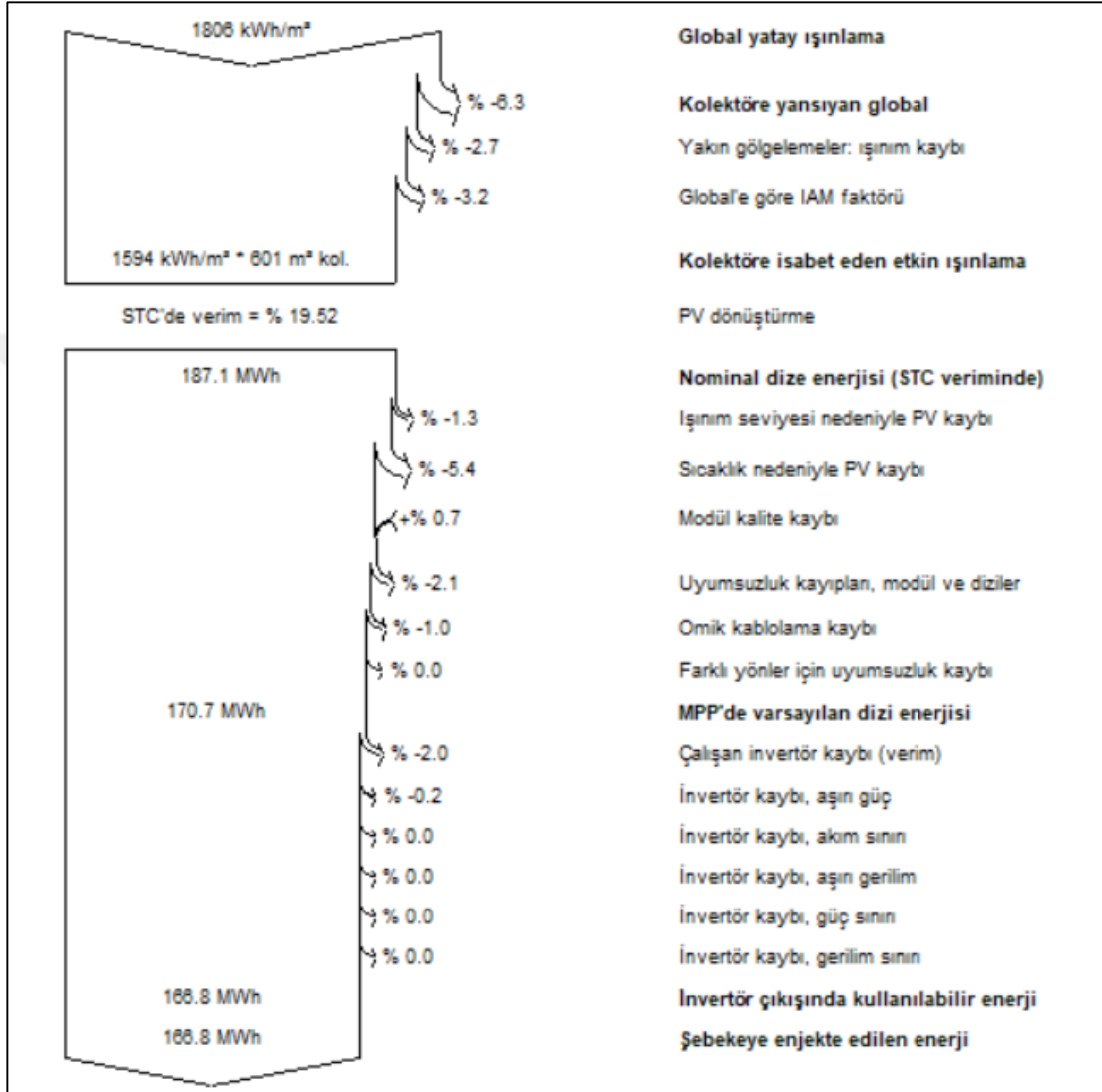
Çizelge 4.4. 20° yönelim açısı için yıllık bazda saatlik üretim tablosu

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H
Ocak	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Şubat	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Mart	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2
Nisan	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Mayıs	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2
Haziran	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2
Temmuz	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2
Ağustos	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Eylül	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Ekim	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2
Kasım	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Aralık	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Yıl	0	0	0	0	0	0	3	6	12	17	21	22
	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Ocak	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Şubat	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Mart	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Nisan	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Mayıs	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Haziran	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Temmuz	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Ağustos	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Eylül	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Ekim	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Kasım	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Aralık	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Yıl	23	21	19	15	10	5	2	0	0	0	0	0

4.2.3.2. 30° yönelim açısına ait bulgular

Şekil 4.40'da 30° yönelim açısı için yıllık ortalama kayıpları gösteren kayıp diyagramı sunulmuştur. Burada gelen global ışınım miktarının 1806 kWh/m² olduğu fakat gerçekleşen kayıplarla bu değer 1727 kWh/m² değerine düştüğü görülmektedir. Gelen toplam ışınımın toplam yüzey alanı ve panel verimi ile çarpılmasıyla birlikte standart test koşullarında (STC) 202.7 MWh miktarında enerji üretim miktarı beklenmektedir. Fakat enerji üretimi ve dönüşümü sırasında bir çok kayıp meydana geldiği Şekil 5.5'te görülmektedir. Bu kayıplardan DC bölgeye ait olan bazı kayıplar verilecek olursa; sıcaklık kaybının yaklaşık olarak %5.4, ışınım sebebiyle gerçekleşen kaybın %1.3, uyumsuzluk kaybının %2.1 ve omik kablolama kaybının yaklaşık olarak

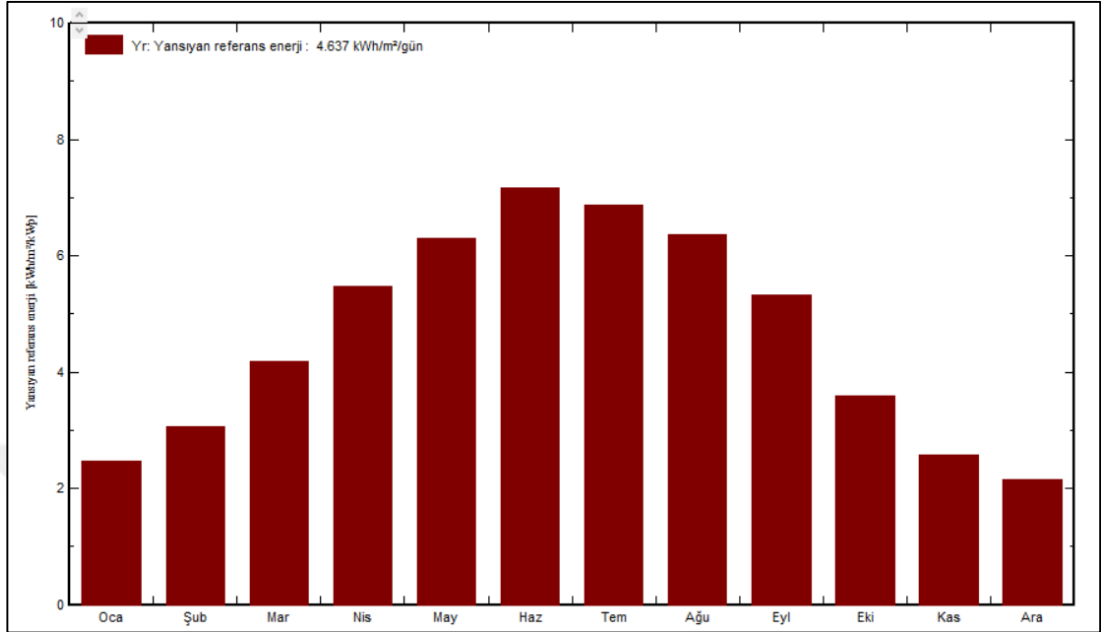
%1 seviyelerinde olduğu tespit edilmiştir. AC bölgede gerçekleşen kayıplardan, çalışan inverter kaybının %2 olduğu, aşırı güç sebebiyle inverter kaybının ise %0.2 olduğu tespit edilmiştir. Tüm kayıplar sebebiyle enerji üretiminin yaklaşık olarak 181.5 MWh değerine düştüğü görülmektedir.



Şekil 4.40. 30° yönelim açısı için kayıp diyagramı

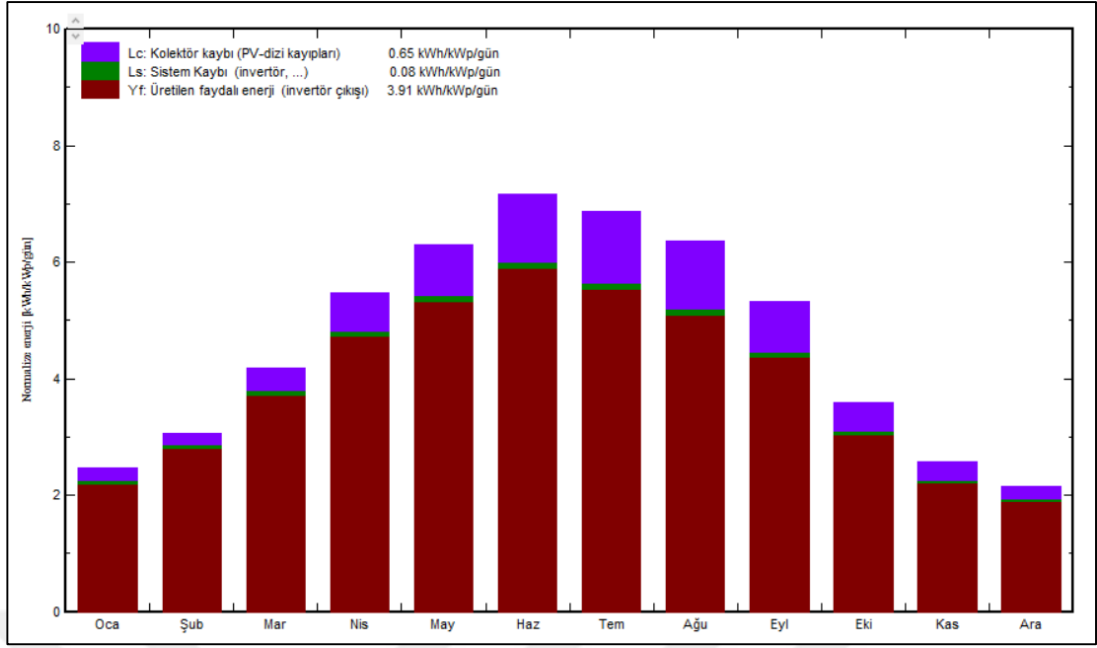
Şekil 4.41'de kurulan fotovoltaik sistemin standart test koşullarında (STC) çalıştığı, yani kayıplar yok sayıldığı taktide üretebileceği enerji miktarının aylara göre değişen ortalamasına ait grafik sunulmuştur. Günlük ortalamasının ise 4.917 (kWh/m²/gün) olduğu hesaplanmıştır. Kayıplardan bağımsız bir şekilde en yüksek enerji üretim ortalamasının haziran ayında gerçekleştiği, bu ayı temmuz ve ağustos aylarının takip ettiği, en düşük elektrik üretiminin ise aralık ayında gerçekleştiği ve ocak sonrasında ise kasım ayının bu ayı takip ettiği görülmektedir. Mayıs ve ağustos aylarının enerji

üretim ortalamalarının bu grafik özelinde birbirine oldukça yakın olduğu tespit edilmiştir.



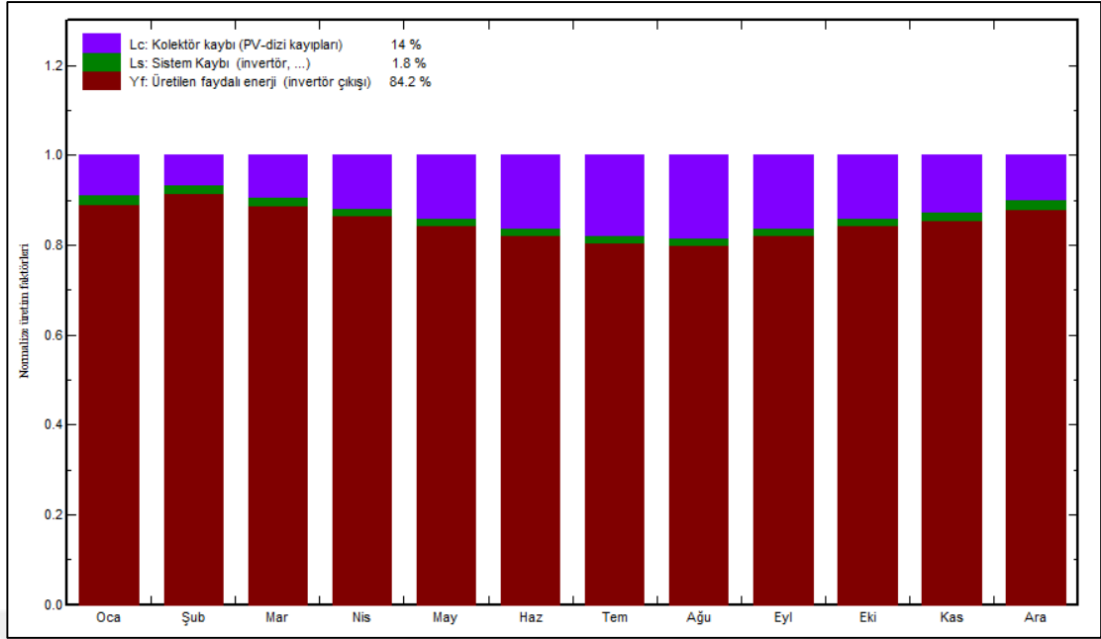
Şekil 4.41. 30° yönelim açısı için kayıplar olmadığı takdirde gerçekleşen elektrik üretimi

Şekil 4.42’de sistemde gerçekleşen elektrik üretiminde kayıpların etkisi sunulmuştur, burada Şekil 4.41’de verilmiş olan ortama değerden sistem elektrik üretiminin gerçekleşen kayıplardan DC (doğru akım) bölgesi kayıplarının 0.65 (kWh/m²/gün), diğer AC (alternatif akım) bölge kayıplarının 0.08 (kWh/m²/gün) olduğu hesaplanmıştır. Böylece aylık bazda günlük ortalamanın yaklaşık olarak 3.91 (kWh/m²/gün) değerine düştüğü görülmektedir. Kış aylarında genel olarak enerji üretimlerinin düşük olduğu ve buna paralel olarak kayıpların da düşük olduğu bunun yanında yine genel olarak yaz aylarında enerji üretiminin yüksek ve kayıp değerlerinin de buna paralel olarak yüksek olduğu belirlenmiştir. Temmuz ayında DC ve AC bölge kayıplarının en yüksek değere ulaştığı tespit edilmiştir.



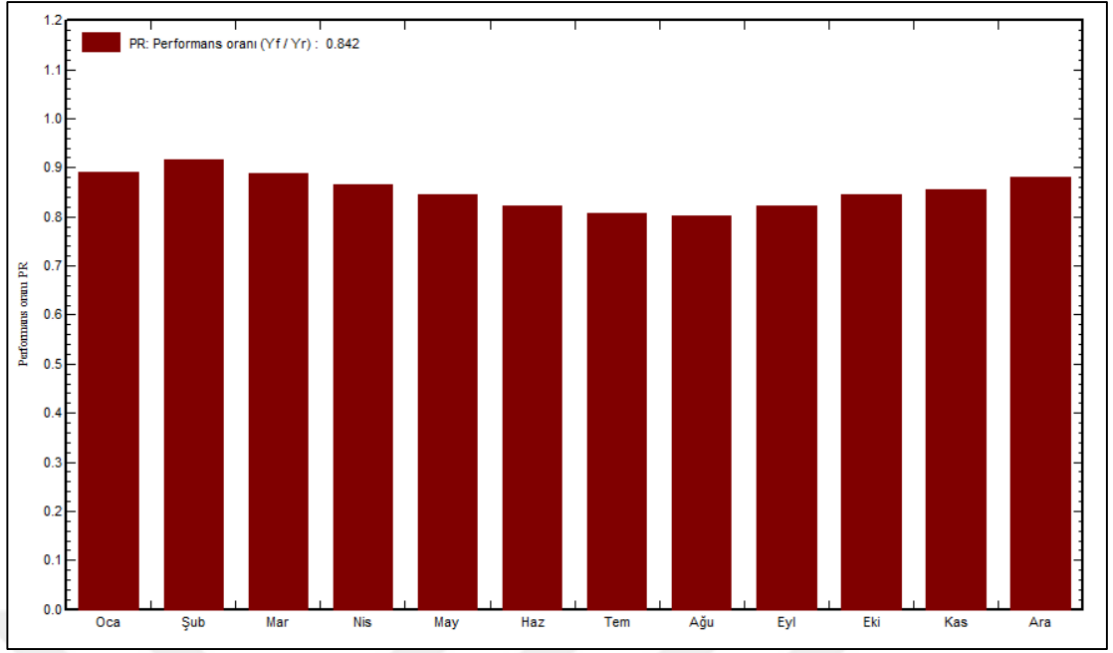
Şekil 4.42. 30° yönelim açısı için kayıplarla birlikte aylık bazda günlük ortalama enerji

Şekil 4.43’de gerçekleşen kayıpların aylık bazda yüzdeler olarak sunulduğu grafik görülmektedir. Bu grafikte kayıplar üretilen enerjiden bağımsız olarak sunulmuştur. Burada DC bölge kayıplarının yıllık ortalamada, yaklaşık olarak %14 olarak gerçekleştiği, AC bölgede gerçekleşen sistemsel kayıpların ise %1.8 dolaylarında gerçekleştiği görülmektedir. Kayıpların en yüksek olduğu zaman diliminin temmuz ayında gerçekleştiği ve ağustos ayının bu ayı takip ettiği görülmektedir. En düşük kayıp oranının şubat ayında gerçekleştiği ve ocak ayının bu ayın hemen ardından geldiği tespit edilmiştir. Yıllık olarak üretilen faydalı enerji oranının % 84.2 olduğu görülmektedir.



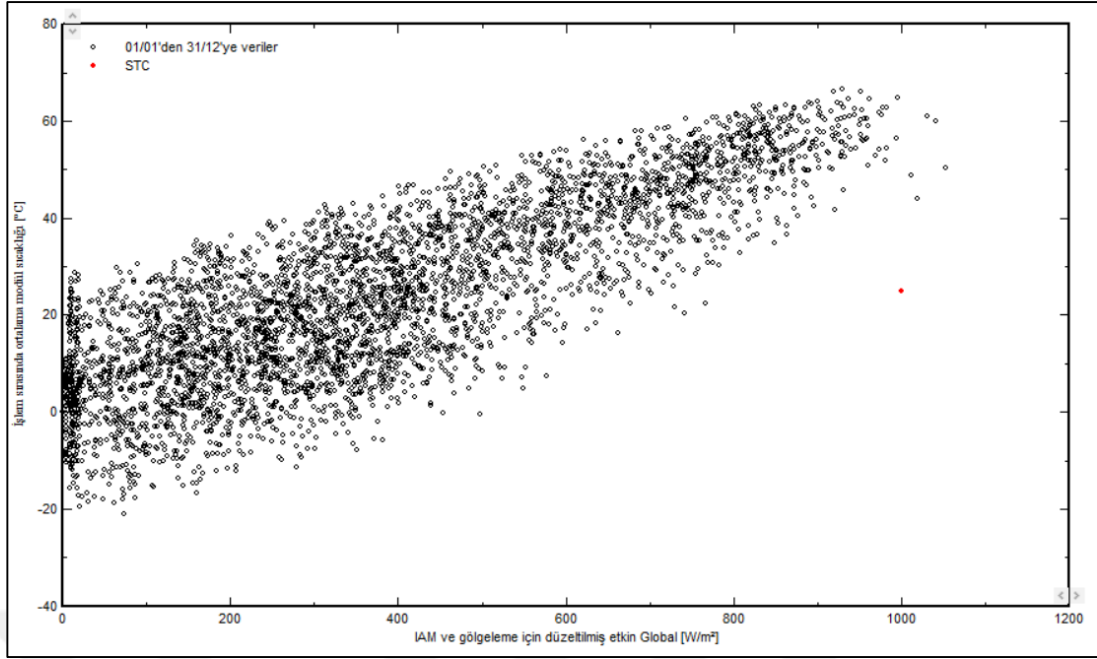
Şekil 4.43. 30° yönelim açısı için aylara göre yüzdelik kayıp oranları

Şekil 4.44'te aylık ortalama performans oranları sunulmuştur. Performans oranlarına bakıldığında en yüksek performans oranının şubat ayında gerçekleştiği görülmektedir. Bu oran yaklaşık olarak %91.5 olduğu hemen ardından ocak ayında %89.1 seviyelerinde mart ayında ise %88.8 seviyelerinde bir oran gerçekleştiği görülmektedir. Ayrıca en düşük performans oranının %80.1 değerinde ve ağustos ayında, hemen sonrasında ise temmuz ayında %80.6 değerinde olduğu tespit edilmiştir. Yıllık ortalama performans oranının ise %84.25 olduğu hesaplanmıştır. Ortalama performans oranı değerine en yakın olan ayın mayıs ayı olduğu ve bu ayda gerçekleşen değer %84.5 olduğu hesaplanmıştır. En yüksek performans oranı alınan ay ile en düşük performans oranının gerçekleştiği ay arasında gerçekleşen yüzdelik farkın 11.4 olduğu hesaplanmıştır.



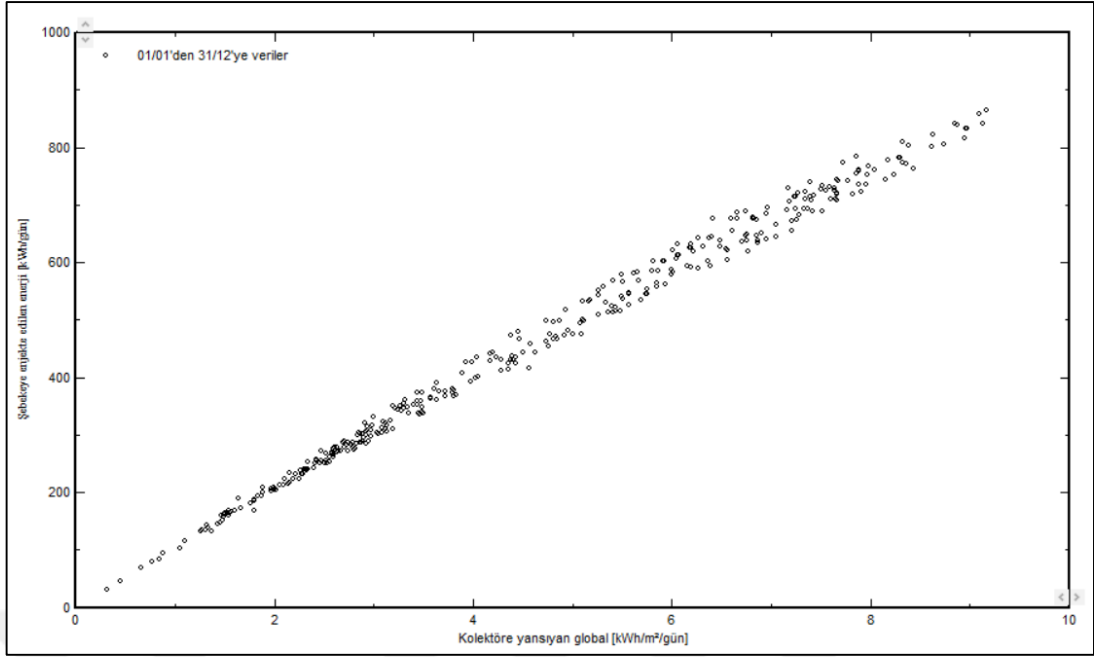
Şekil 4.44. 30° yönelim açısı için aylara göre performans oranı değişimi

Şekil 4.45'te 30° yönelim açısı için gerçekleştirilen simülasyondan tüm yıl için saatlik olarak alınan modül sıcaklığı verilerinin, ışınımına göre değişimi grafiği sunulmuştur. Her saat için gerçekleşen değer nokta halinde gösterilmiştir. Panel için 325 W çıkış gücünü verdiği standart test koşulları olan 1000 W/m² ışınım ve 25 °C sıcaklık değeri kırmızı nokta ile işaretlenmiştir. Simülasyon sonuçlarına bakıldığında 200 W/m² ışınım değeri altında panel sıcaklığının -20 ile 40 °C aralığında değiştiği görülmektedir. Işınım değeri yaklaşık olarak 600 W/m² değerine çıktığında ise panel sıcaklığının 0 ile 50 °C değerleri arasında gerçekleştiği tespit edilmiştir. Işınımın 1000 W/m² değerine ulaşması ile birlik ise pane sıcaklık aralığının 40 °C ile 60 °C arasında gerçekleştiği görülmektedir. Panelin test edilmiş olduğu ışınım ve sıcaklık değerlerinin bir senelik saatlik simülasyon değerlerinde görülmediği tespit edilmiştir. Kontrol edildiğinde noktaların 600 W/m² değeri altında daha yoğun gerçekleştiği görülmektedir.



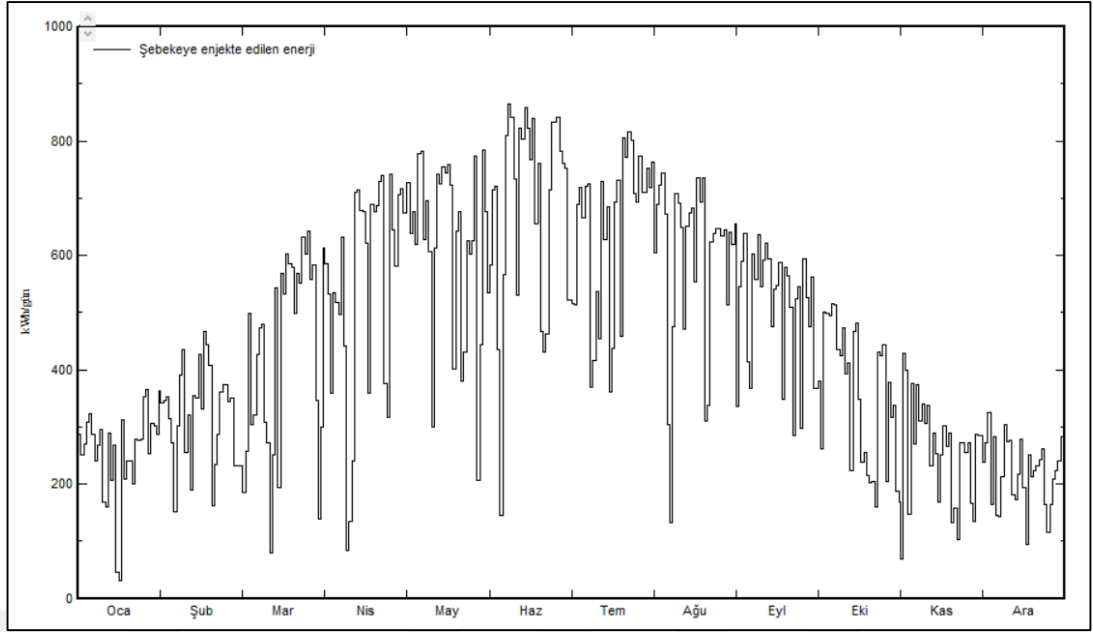
Şekil 4.45. 30° yönelim açısı için ortalama panel sıcaklığının ışınımına göre değişimi

Şekil 4.46'da 30° yönelim açısı için alınan verilerle, gelen ışınım değerine göre şebekeye verilen elektrik enerjisinin değişimi yıllık olarak günlük bazda verilmiştir. Grafikte her bir nokta bir günü temsil etmektedir ve grafik zamandan bağımsız olarak verilmiştir. Birim olarak, şebekeye verilen enerji kWh/gün, gelen ışınım değeri ise kWh/m²/gün olarak verilmiştir. Işınımın düşük olduğu 1 kWh/m²/gün değerine kadar elektrik üretiminin oldukça düşük olduğu görülmektedir. 2 kWh/m²/gün ve 4 kWh/m²/gün ışınım aralığında 200 kWh/gün ve 400 kWh/gün aralığında enerji üretiminin gerçekleştiği görülmektedir. 4 kWh/m²/gün ve 6 kWh/m²/gün ışınım aralığında ise enerji üretiminin doğru orantılı bir şekilde arttığı ve 400 kWh/gün ile 600 kWh/gün aralığında gerçekleştiği görülmektedir. 6 kWh/m²/gün ve 8 kWh/m²/gün ışınım aralığında yaklaşık olarak 600 kWh/gün ve 800 kWh/gün aralığında enerji üretiminin gerçekleştiği tespit edilmiştir.



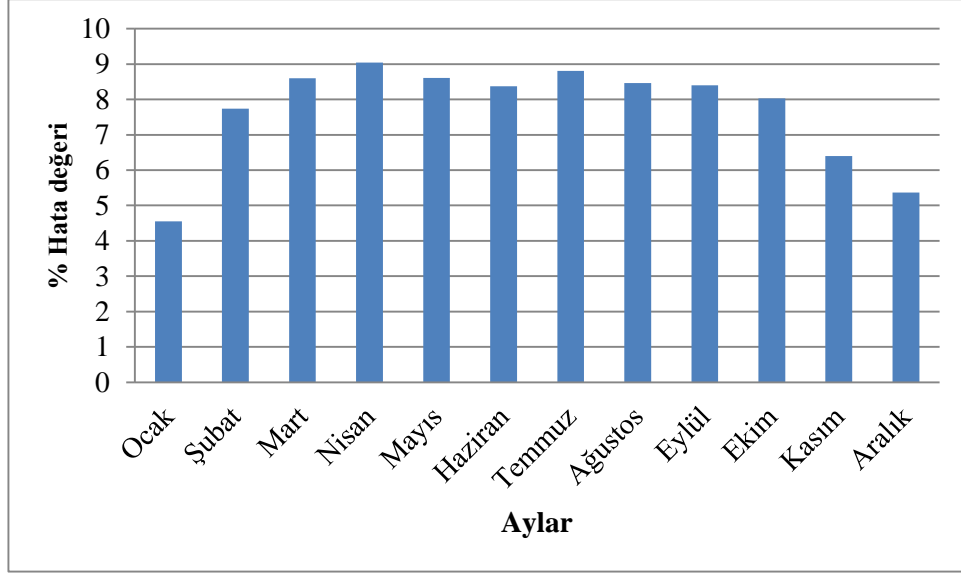
Şekil 4.46. 30° yönelim açısı için şebekeye verilen enerjinin ışınım ile değişimi grafiği

Şekil 4.47’de 30° yönelim açısı için şebekeye verilen enerjinin günlük değişim grafiği bir yıl için sunulmuştur. Burada şebekeye verilen enerji toplamında haziran ayında en yüksek seviyeye ulaştığı aralık ayında ise en düşük seviyede gerçekleştiği görülmektedir. Aralık ayında şebekeye verilen toplam enerji değerinin 6.88 MWh, kasım ayında şebekeye verilen enerji değerinin 7.75 MWh ve ocak ayında şebekeye verilen enerji değerinin 7.97 MWh olduğu görülmektedir. Haziran ayında şebekeye verilen enerji değerinin 20.68 MWh değerine ulaştığı temmuz ayında 20.08 MWh değerinde olduğu ve mayıs ayında ise bu değer 19.32 değerinde olduğu tespit edilmiştir. Günlük değerler kontrol edildiğinde enerji üretiminde en düşük seviyenin ocak ayına ait olduğu en yüksek değer ise haziran ayında gerçekleştiği görülmektedir. Temmuz ayı haricinde yılın diğer tüm aylarında günlük enerji üretim değerinin 300 kWh değeri altında olduğu günlerin oluştuğu tespit edilmiştir.



Şekil 4.47. 30° yönelim açısı için şebekeye verilen enerjinin günlük değişimi

Şekil 4.48’de 30° yönelim açısı için için gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışmasının santral için gerçekleştirilmiş olan simülasyon çalışmasından % hata oranlarına ait grafik sunulmuştur. % hata oranı Nisan ayı için en yüksek değeri almıştır ve bu değer yaklaşık olarak %9.04’dür. En düşük % hata oranı açısından değerlendirildiğinde bu değer %4.55 ile ocak ayında gerçekleştiği tespit edilmiştir. Yıllık toplam elektrik üretim değerleri kontrol edildiğinde ise santral simülasyonu elektrik üretim değerinin 30° yönelim açısı için gerçekleştirilmiş olan simülasyon değerinden yaklaşık olarak 14720 kWh daha fazla olduğu görülmektedir. Yıllık % hata oranının yaklaşık olarak % 8.11 olduğu belirlenmiştir. Yılın tüm aylarında 30° yönelim açısı simülasyonu için elektrik üretiminin daha yüksek olduğu bu sebeple % hata oranının tüm aylarda pozitif değerde olduğu tespit edilmiştir.



Şekil 4.48. 30° yönelim açısı için % hata oranları

Çizelge 4.5’de 30° yönelim açısı için yıllık bazda hangi saatlerde elektrik üretiminin ne kadar gerçekleştiğine dair bilgileri veren çizelge sunulmuştur. Yıllık bazda değerlendirildiğinde 11.00 ve 12.00 saatlerinde elektrik üretiminin en yüksek değerde gerçekleştiği ve 21 MWh olduğu, 13.00’da ise 20 MWh olarak gerçekleştiği ve saat 10.00’da ise 19 MWh saat olarak gerçekleştiği görülmektedir. Ayrıca üretimin olduğu saatlerde ise en düşük üretim değerinin 18.00 da gerçekleştiği ve 2 MWh olduğu, sonrasında ise 6.00’da 3 MWh olarak en düşük değeri bu değer takip ettiği tespit edilmiştir. Günün geri kalan saatlerinde elektrik üretim değerleri değişkendir. Ocak, şubat, kasım, aralık aylarında saat 8.00’a kadar elektrik üretiminin olmadığı, yine bu aylarda şubat ayı hariç olmak üzere saat 16.00’dan sonra elektrik üretiminin gözlenmediği tespit edilmiştir. Mayıs, haziran ve temmuz aylarında ise elektrik üretiminin saat 6.00’da başladığı belirlenmiştir. Simülasyon sonucunda elde edilen verilere göre yıl boyunca elektrik üretiminin 6.00 ile 18.00 saatleri aralığında gerçekleştiği tespit edilmiştir.

Çizelge 4.5. 30° yönelim açısı için yıllık bazda saatlik üretim tablosu

	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H
Ocak	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Şubat	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Mart	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2
Nisan	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Mayıs	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2
Haziran	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2
Temmuz	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2
Ağustos	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2
Eylül	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2
Ekim	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2
Kasım	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Aralık	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Yıl	0	0	0	0	0	0	3	7	11	16	19	21
	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
Ocak	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Şubat	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Mart	2	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Nisan	2	2	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Mayıs	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Haziran	2	2	2	2	1	1	1	0	0	0	0	0
Temmuz	2	2	2	2	1	1	1	0	0	0	0	0
Ağustos	2	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
Eylül	2	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Ekim	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Kasım	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Aralık	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Yıl	21	20	18	14	10	5	2	0	0	0	0	0

5. SONUÇ VE ÖNERİLER

Son yıllarda savaşlar ve enerji talebinde gerçekleşen artış sonucu oluşan arz açığından dolayı enerjide maliyet artışı sonucu ortaya çıkmıştır. Bu artış enerjide dışa bağımlı olan ülkeler için daha şiddetli bir biçimde hissedilir olmuştur. Ayrıca küresel ısınma ve iklim değişikliği gibi konularda dünya genelinde karbon salınımının azaltılması konusunda birçok ülke karbon salınımı düşük olan veya karbon salınımı olmayan enerji kaynaklarından elektrik üretimi konusunda çaba göstermektedir. Bu sebeplerle elektrik üretiminde yerli ve yenilenebilir olan enerji kaynaklarına yönelim hızlı bir şekilde gerçekleşmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları arasında güneş enerjisi oldukça önemli bir yer tutmaktadır. Türkiye’de güneş enerjisinden yararlanma konusunda kurulan santrallerin oldukça büyük bir kısmı fotovoltaik kaynaklı güneş enerjisi sistemleridir. Bu sistemler başlarda arazi üzerine kurulu sistemler olarak gerçekleşirken mevzuatlarda gerçekleşen değişimler sonrasında çatı üstü fotovoltaik sistemlere yönelim hızlı bir şekilde gerçekleşmiştir. Bu çalışmada, Antalya ili, Elmalı ilçesi sınırları içerisinde kurulu bulunan, çatı üstü fotovoltaik kaynaklı bir güneş enerjisi sistemine ait enerji üretim verileri ve yine bu santrale ait proje ve planları alınmıştır. Alınan bilgiler yardımıyla mevcut santral planı ile bire bir aynı olacak şekilde PVsyst yazılımı kullanılarak santral simüle edilmiştir. Simülasyon sonucunda elde edilen veriler % hata analiz yöntemi yardımıyla santralin gerçek elektrik üretimi verileriyle karşılaştırılmıştır. Aylık bazda simülasyona ait üretim verileri birbirleriyle büyük farklılıklar gösterirken yıllık bazda elektrik üretiminin yakın bir değerde olduğu ve % hata oranının %3.44 olarak gerçekleştiği hesaplanmıştır. Ayrıca simülasyon sonucu elde edilen elektrik üretim değeri ve gerçek elektrik üretim değeri arasında oluşan farkın 6034 kWh olduğu hesaplanmıştır. Böylece ilgili iklim verisinin kullanımıyla birlikte gerçekleştirilecek simülasyon çalışmaları noktasında bir öngörü oluşturulması sağlanmıştır.

100 kW gücünde inverter kullanımı için gerçekleştirilen simülasyon çalışmasında yıllık toplamda 181420 kWh elektrik üretimi gerçekleşmiştir. Santral için gerçekleştirilen simülasyon çalışmasına kıyasla kasım ve aralık aylarında elektrik üretiminde iki ay içinde 20 kWh değerinde bir artış gerçekleştiği tespit edilmiştir. Kalan aylarda elektrik üretimleri eşittir veya santral simülasyonu değeri daha yüksek bir elektrik üretim değeri almıştır. Kayıp oranları açısından bakıldığında iki

simülasyon çalışması içinde kayıp oranlarının benzer olduğu fakat 100 kW inverter kullanımında farklı yönler için uyumsuzluk kaybı değerinin olduğu ve bu değerinin %0.1 olduğu görülmektedir. Burada gerçekleşen bu kaybın farklı yönlere bakan panellerin aynı inverterlere bağlanması sonucunda oluşan uyumsuzluktan kaynaklandığı düşünülmektedir. Bu simülasyon sonucunda santral için yapılmış olan simülasyon çalışmasından 130 kWh daha düşük bir elektrik üretimi gerçekleştiği görülmüştür. Bunun sonucunda yaklaşık olarak %0.07 oranında % hata oranının meydana geldiği tespit edilmiştir.

Farklı inverter dağılımı için gerçekleştirilen simülasyon çalışmasında yıllık toplamda 181400 kWh elektrik üretimi gerçekleştiği hesaplanmıştır. Santral için gerçekleştirilen simülasyon çalışmasına kıyasla nisan, haziran ve aralık aylarında elektrik üretiminde her ay için elektrik üretiminde toplamda 10 kWh bir artış meydana geldiği hesaplanmıştır. Üç ay için elektrik üretim değerleri birbirine eşittir ve kalan aylarda santral simülasyonu elektrik üretim değerlerinin daha yüksek bir değer aldığı tespit edilmiştir. Kayıp oranları açısından bakıldığında santral simülasyonu kayıp değerleri ile farklı inverter dağılımı için gerçekleştirilen simülasyon çalışmasına ait değerlerinin benzer olduğu ancak 100 kW inverter simülasyon çalışmasında olduğu gibi burada da farklı yönler için uyumsuzluk kaybı değerinin olduğu ve bu değerinin %0.1 olduğu görülmektedir. Gerçekleşen kayıp değerinin farklı yönlere bakan panellerin aynı anda ürettikleri enerjinin farklı olması sebebiyle gerçekleştiği düşünülmektedir. Bu simülasyon sonucunda santral simülasyonu değerine göre 150 kWh daha düşük bir elektrik üretimi gerçekleştiği görülmüştür. Bunun sonucunda yaklaşık olarak %0.08 oranında % hata oranının meydana geldiği tespit edilmiştir.

Farklı açılar için yapılan çalışmalarda 20° ve 30° için ayrı ayrı simülasyon çalışmaları gerçekleştirilmiştir. 20° ve 30° için yıllık elektrik üretim değerlerinin sırasıyla 175 980 kWh ve 166 830 kWh olduğu hesaplanmıştır. İki simülasyon çalışmasında da elektrik üretim değerlerinin yıl boyunca santral simülasyonu değerinden daha düşük olduğu belirlenmiştir. Kayıp oranları açısından bakıldığında gelen ışınım değerinin yönelim açısı sebebiyle 20° ve 30° için 1806 kWh/m² değerinden sırasıyla 1679 kWh/m² ve 1594 kWh/m² değerlerine düştüğü görülmüştür. Diğer kayıp parametreleri açısından değerlendirildiğinde santral simülasyonuna kıyasla 20° için sıcaklık nedeniyle PV kaybı değerinin %0.1 arttığı ve bu değer haricinde bir değişiklik olmadığı görülmüştür.

30° için yapılmış olan çalışmada santrale için yapılmış olan simülasyon çalışmasına kıyasla sıcaklık nedeniyle PV kaybı değerinin %0.2 arttığı ayrıca ışınım seviyesi sebebiyle gerçekleşen kayıp değerinin %0.1, aşırı güç sebebiyle inverter kaybının %0.1 arttığı tespit edilmiştir. % hata oranı değerinin 20° için %3.07, 30° için ise %8.11 olduğu belirlenmiştir. 20° yönelim açısında 5.57 MWh 30° yönelim açısında ise 14.72 MWh daha az bir elektrik üretimi olduğu tespit edilmiştir.

Çalışmada gerçekleştirilen simülasyonlar yarımdayla alınan sonuçlar değerlendirildiğinde farklı yönelime sahip olan panellerin aynı invertere bağlanması sonucunda kayıpların meydana geldiği görülmüştür. Santrallerde çatı açılarının ve bu sebeple yönelimlerin santral elektrik üretiminde oldukça büyük önem taşıdığı ve sadece ışınım kaynaklı kayıplar değil aynı zamanda sıcaklık kayıplarına da sebep olduğu simülasyon sonuçlarından görülmüştür. Aynı zamanda gerçekleştirilen simülasyon sonucunda santralin gerçek elektrik üretiminden % hata oranı dikkate alınarak farklı panel farklı inverter ve dağılımların yapılması konusunda akademisyenlere ve özel sektöre rehber nitelikte bir çalışma ortaya konulmuştur.

KAYNAKLAR

- Akınsal, A. (2009). *Rüzgar Enerjisi Ve Türkiye Rüzgar Potansiyeli*. (Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü)
- Anonim (2019). Küresel HES Kurulum Maliyeti Yüzde 16 Düştü!. <http://www.hesiad.org.tr/2019/08/kuresel-hes-kurulum-maliyeti-yuzde-16-dustu/> (Son erişim tarihi: 03.06.2021)
- Anonim (2021). Gaz Piyasası Raporu. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/coal>. (Son erişim tarihi: 12.06.2021)
- Balat, M. (2009). Global status of biomass energy use. *Enegy sources*, 31, 1160-1173. doi:10.1080/15567038001952201.
- BOTAŞ (2020). Türkiye’de Doğalgaz Çıkıyor mu?, Sıkça Sorulan Sorular. Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi, Ankara.
- Boxwell, M. (2012). *Solar Electricity Handbook*. Greenstream Publishing, England.
- Chaudhari, B., Singh, N. K., Gupta, R., Jain, A. & Rozeti, S. (2018). *Performance Study on a 20 kW Roof Mount Residential Photovoltaic System*. International Conference on Power Energy, Environment and Intelligent Control (PEEIC), April 13-14, India, 05-06.
- Cleveland, C. J. (2004). *Encyclopedia of Energy*. Boston Üniversitesi Yayınları, Boston.
- Dalal, R., Bansal, K. & Thapar, S. (2021, Eylül). Bridging the energy gap of India’s residential buildings by using rooftop solar PV systems for higher energy stars. *Clean Energy*, 5(3), 423-432. doi:10.1093/ce/zkab017
- DSİ (2011). Enerji Üretiminde Hidroelektriğin Yeri, Su Dünyası. Devlet Su İşleri Vakfı, Ankara.
- EGEC (2021). Geothermal Market Report. European Geothermal Energy Council, Bruxelles.
- ETKB (2021). Hidrolik, Bilgi Merkezi. T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Ankara.
- EÜ (2021). Yenilenebilir Enerji Kaynakları. Ege Üniversitesi Güneş Enerji Enstitüsü, İzmir.
- EÜAŞ (2020). EÜAŞ Genel Müdürlüğü 2020 Yılı Faaliyet Raporu. Elektrik Üretim Anonim Şirketi, Ankara.
- Greb, S. (2021). Kentucky Geogolical Survey. <https://www.uky.edu/KGS/coal/coal-diagram-download.php#>. (Son erişim tarihi: 12.06.2021)
- Gülsaç, I. I. (2009). Okyanuslardan Gelen Enerji. <https://e->

dergi.tubitak.gov.tr/edergi/yazi.pdf;jsessionid=botCVpqcn7111R6nex478wjn?dergiKodu=4&cilt=42&sayi=634&sayfa=58&yaziid=27851. (Son erişim tarihi: 12.06.2021)

- Harder, E. L. (1982). *Fundamentals Of Energy Production*. New York, A Wiley-Interscience Publication.
- Herzog, A., Lipman, T., Edwards, J. & Kammen, D. (2000). Renewable Energy Sources. *Encyclopedia of Life Support Systems*. (pp.76-77)
- IRENA (2020). Ocean, Renewable Energy Sources. International Renewable Energy Agency, United Arab Emirates.
- İzgi, E. & Özcan, Ö. (2020). Şebekeye bağlı fotovoltaik çatı sisteminin karşılaştırmalı performans analizi. *KSÜ Mühendislik Bilimleri Dergisi*, 127-140. doi:10.17780/ksujes.726319
- Krauter, S. (2006). *Solar Electric Power Generation*. Springer, Berlin.
- Li, H. X., Zhang, Y., Edwards, D. & Hosseini, M. R. (2020). Improving the energy production of roof-top solar PV systems through roof design. *Building Simulation*, 13, 475-487. doi:10.1007/s12273-019-0585-6
- Meflah, A., Smara, Z., Mahrane, A., Chikh, M., & Chekired, F. (2019). *Estimation of Annual Energy Yield Roof Mount PV System on a Solar House based on CIS and Crystalline Silicon*. International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), November 27-30, Agadir, Fas, 01-06.
- NREL (2021). *Geothermal Power Database*. Geothermal Rising, America.
- Öztürk, H. H. (2013). *Enerji ve Enerji Kaynakları*. Birsen Yayınları, İstanbul.
- Sancar, M. (2018). *Fotovoltaik Panelin Performansına Etki Eden Faktörlerin Araştırılması*. (Yüksek Lisans Tezi, Süleyman Demirel Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü)
- Sancar, M. R. & Altınkaynak, M. (2021). Isparta İli İçin Farklı Çatı Tiplerinde Tasarlanan Fotovoltaik Sistemlerin Karşılaştırılması. *Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi*, (32), 1024-1028. doi:10.31590/ejosat.1047453
- Sağlam, M. & Uyar, T. S. (2005). *Dalga Enerjisi ve Türkiye'nin Dalga Enerjisi Teknik Potansiyeli*. III. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, 19-21 Ekim, Mersin, 02-03.
- Şen, Z. (2008). *Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques*. Springer-Verlag, London.
- TEİAŞ (2019). Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri. Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi, Ankara.
- Thanomsat, N. & Lekngam, S. (2021). *Impact of different roof types on produced power of photovoltaic rooftop system*. 2020 International Conference on

Power, Energy and Innovations (ICPEI). October 14-16 Chiangmai, Thailand,58.

TJD (2021). Dünyada Jeotermal. Türkiye Jeotermal Derneği, Ankara.

TKİ (2020). Kömürün Oluşumu, Enerji Ve Kömür. Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu, Ankara.

TÜREB (2021). Rüzgar Enerjisi Santralleri Raporu. Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği, Ankara.

Ürker, O. & Çobanoğlu, N. (2012). Türkiye'de hidroelektrik santrallerin durumu ve çevre politikaları bağlamında değerlendirilmesi. *Ankara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi*, 3(2), 70. doi: 10.1501/sbeder_0000000046.

Venkateswari, R. & Rajasekar, N. (2021). Review on parameter estimation techniques of solar photovoltaic systems. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 3. doi:10.1002/2050-7038.13113

Yakut, M. Z., Sancar, M. R., Bayram, A. B., Kuzdere, H. E., Temiz, D. & Ayan, M. (2019). Energy And Environmental Studies For The Near Future. *Mechanisms Of Solar Cells Loss*.(pp: 57-63)

Yano , A., Furue, A., Kadowaki, M., Tanaka, T., Hiraki, E., Miyamoto, M., Ishizu, F., Noda, S. (2009). Electrical energy generated by photovoltaic modules mounted inside the roof of a north–south oriented greenhouse. *Biosystems Engineering*, 103(2), 228-238. doi:10.1016/j.biosystemseng.2009.02.020

Yıldırım, E. & Aktacir, M. A. (2021). Çatı üstü PV elektrik üretim potansiyelinin belirlenmesi: Şanlıurfa örneği. *DÜMF Mühendislik Dergisi*, 12(1), 69-77. doi:10.24012/dumf.860242

Zhang, Q., Chang, J., Wang, T. & Xu, Y. (2007). Review of biomass pyrolysis oil properties and upgrading research. *Energy Conversion and Management*, 87-92. doi:10.1016/j.enconman.2006.05.010