

T.C.
RECEP TAYYİP ERDOĞAN ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

FOTOVOLTAİK GÜNEŞ PANELLERİNİN YÜZEY
SICAKLIKLARINI TESPİT YÖNTEMLERİNİN
KARŞILAŞTIRILMASI VE YENİ MODEL SUNULMASI

UĞURTAN TOYGAR

TEZ DANIŞMANI
PROF. DR. ZUHAL OKTAY COŞKUN
TEZ JURİLERİ
DOÇ. DR. CAN COŞKUN
YRD. DOÇ. DR. MUSTAFA ERTÜRK




YÜKSEK LİSANS TEZİ
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

RİZE-2017
Her Hakkı Saklıdır

T.C.
RECEP TAYYİP ERDOĞAN ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

FOTOVOLTAİK GÜNEŞ PANELLERİNİN YÜZEY SICAKLIKLARINI TESPİT
YÖNTEMLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI VE YENİ MODEL SUNULMASI

Prof. Dr. Zuhal OKTAY COŞKUN danışmanlığında, Uğurcan TOYGAR tarafından hazırlanan bu çalışma, Enstitü Yönetim Kurulu kararıyla oluşturulan jüri tarafından 20/07/2017 tarihinde Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı'nda **YÜKSEK LİSANS** tezi olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri	Unvanı Adı Soyadı	İmzası
Başkan :	Prof. Dr. Zuhal OKTAY COŞKUN	
Üye :	Doç. Dr. Can COŞKUN	
Üye :	Yrd. Doç. Dr. Mustafa ERTÜRK	


Doç. Dr. Ferihat KALAYCI
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ MÜDÜRÜ

ÖNSÖZ

“Fotovoltaik Güneş Panellerinin Yüzey Sıcaklıklarını Tespit Yöntemlerinin Karşılaştırılması ve Yeni Model Sunulması” başlıklı bu çalışma Recep Tayyip Erdoğan Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalında Yüksek Lisans tezi olarak hazırlanmıştır.

Son dönemde özellikle PV panellerin kurularak enerji üretimi gittikçe yaygınlaşmaktadır. Yatırımcılar için PV panel sıcaklığının önceden kestirilmesi yapılan yatırımın ne zaman kar edeceğinin belirlenmesinde önemli bir rol oynamaktadır. Yapılan bu çalışmada Ankara ilinde yapılacak bir yatırım için panel sıcaklığının önceden kestirilmesi basit bir formül kullanılarak mümkün olacaktır. Yatırımcı ayrıca literatürde bulunan bir çok formula çalışmada verilen düzeltme katsayılarıyla Ankara ili için rahatlıkla kullanabilecektir.

Araştırma konusunun seçilmesinde, çalışmaların planlanmasında ve verilerin değerlendirilmesinde her türlü desteğini gördüğüm tez danışmanım Sayın Prof. Dr. Zuhâl OKTAY COŞKUN'a sonsuz teşekkürlerimi sunarım. Ayrıca tüm çalışmalarım sırasında yardımlarını ve bilgilerini esirgemeyen Sayın Doç. Dr. Can COŞKUN'a teşekkürlerimi bir borç bilirim. Tez çalışmamı inceleyerek iyileştirme yönünde görüşlerini sunan değerli jüri üyelerinde teşekkürlerimi sunarım. Çalışmalarımın ve akademik hayatımın her anında, her türlü maddi ve manevi destekleriyle bana her zaman güç veren başta değerli eşim ve aileme teşekkürlerimi sunarım.

Uğurcan TOYGAR

TEZ ETİK BEYANNAMESİ

Tarafımdan hazırlanan “Fotovoltaik Güneş Panellerinin Yüzeý Sıcaklıklarını Tespit Yöntemlerinin Karşılaştırılması ve Yeni Model Sunulması” başlıklı bu tezin Yükseköğretim Kurulu Bilimsel Araştırma ve Yayın Etiği Yönergesindeki hususlara uygun olarak hazırladığımı ve aksinin ortaya çıkması durumunda her türlü yasal işlemi kabul ettiğimi beyan ederim. 20/07/2017

Uğurtan TOYGAR



Uyarı: Bu tezde kullanılan özgün ve/veya başka kaynaklardan sunulan içeriğin kaynak olarak kullanımı, 5846 sayılı Fikir ve Sanat Eserleri Kanunundaki hükümlere tabidir.

ÖZET

FOTOVOLTAİK GÜNEŞ PANELLERİNİN YÜZEY SICAKLIKLARINI TESPİT YÖNTEMLERİNİN KARŞILAŞTIRILMASI VE YENİ MODEL SUNULMASI

Uğurtan TOYGAR

Recep Tayyip Erdoğan Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı
Yüksek Lisans Tezi
Danışmanı: Prof. Dr. Zuhal OKTAY COŞKUN

PV panellerde yüzey sıcaklığının artması elektrik üretim verimini olumsuz yönde etkilemektedir. Yüzey sıcaklığının doğru tahmini, fotovoltaik sistemlerin ekonomik ve enerji değerlendirmesinde önemli bir rol oynamaktadır. Bu çalışmanın temel amacı, fotovoltaik panellerin yüzey sıcaklığı için örtük korelasyonların güvenilirliğini doğrulamaktır. Ortam sıcaklığı, güneş ışınımı ve rüzgar hızı açısından sıcaklık sapmalarını değerlendirmek için bir güneş enerjisi santralinden elde edilen gerçek veriler kullanılarak toplam on yedi farklı örtük korelasyon incelenmiştir. Gerçek santral çalışma koşulları altında, gözden geçirilen korelasyonların sonuçları oldukça farklı olduğu görülmüştür. Çalışmada güneş radyasyon yoğunluğundaki değişimlere bağlı olarak korelasyonlar ile gerçek veriler arasındaki sıcaklık farklarının eğilimleri belirlenmiştir. Küresel güneş radyasyonuna dayanan sıcaklık sapma eğilimlerine göre on yedi korelasyon modifiye edilmiş ve onbir yeni korelasyon literature kazandırılmıştır. Modifiye korelasyonlar, fotovoltaik sistemlerin performansının hesaplanmasında Matlab simülasyonu gibi programlara kolayca adapte edilerek kullanılabilir.

2017, 80 sayfa

Anahtar Sözcükler: Fotovoltaik Sistemleri, Örtük Korelasyonlar, Güneş Radyasyonu, Fotovoltaik Hücre Sıcaklığı.

ABSTRACT

COMPARISON OF THE SURFACE TEMPERATURES OF PHOTOVOLTAIC SOLAR PANELS AND A NEW MODEL SUGGESTION

Uğurtan TOYGAR

**Recep Tayyip Erdoğan University
Graduate School of Natural and Applied Sciences
Department of Energy Systems Engineering
Master Thesis
Supervisor: Prof. Dr. Zuhar OKTAY COŞKUN**

Increased surface temperature in PV panels affects the efficiency of electricity production negatively. The accurate prediction of module temperature plays an important role in the economic and energy assessment of photovoltaic systems. The main objective of this study is to validate the sensitivity of implicit correlations for the module temperature of photovoltaic panels. A total of seventeen different implicit correlations have been examined by employing actual data from a solar power plant in order to evaluate temperature deviations with respect to ambient temperature, solar radiation and wind speed. Under actual power plant working conditions, the results for the reviewed correlations gave quite different results. The trends for the temperature differences between the correlations and the actual data due to variations in solar radiation intensity were determined. Seventeen correlations were modified according to temperature deviation tendencies based on global solar radiation and eleven new correlations were introduced. Correlation correlations can be easily adapted to programs such as Matlab simulation in calculating the performance of photovoltaic systems.

2017, 80 pages

Keywords: Photovoltaic Systems, Implicit Correlations, Solar Radiation, Photovoltaic Cell Temperature.

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ	I
TEZ ETİK BEYANNAMESİ	II
ÖZET	III
ABSTRACT.....	IV
İÇİNDEKİLER.....	V
ŞEKİLLER DİZİNİ	VII
TABLolar DİZİNİ	XI
SEMBOLLER ve KISALTMALAR DİZİNİ	XII
1. GENEL BİLGİLER.....	1
1.1. Giriş	1
1.2. Literatür Özeti	8
1.3. PV Panel Yüzey Sıcaklığı Kestirimi Bağlantılarının Test Edilmesi	11
1.3.1. Ölçüm Yöntemi	11
2. YAPILAN ÇALIŞMALAR	15
2.1. Güneş enerjisi tesisi için test ünitesi kurulması.....	15
2.2. Modül sıcaklığı tespiti için yaklaşımlar.....	26
2.2.1. Kararlı durum yaklaşımı	26
2.2.2. Kararlı olmayan durum yaklaşımı	27
2.2.3. Hata oranı tespiti.....	27
2.3. Ampirik korelasyonların test edilmesi.....	28
2.3.1. Lasnier ve Ang korelasyonu	28
2.3.2. Irodionov vd. Korelasyonu	29
2.3.3. Tselepis ve Tripanagnostopoulos korelasyonu	31
2.3.4. Chennai vd. Korelasyonu	32
2.3.5. Coskun vd. Korelasyonu.....	34
2.3.6. Risser ve Fuentes (I) Korelasyonu.....	35
2.3.7. Skoplaski ve Palyvos Korelasyonu.....	37
2.3.8. Kurtz vd. Korelasyonu.....	38
2.3.9. Markvart Korelasyonu	40

2.3.10.	Muzathik Korelasyonu	41
2.3.11.	Schott Korelasyonu.....	43
2.3.12.	Skoplaski vd. Korelasyonu	44
2.3.13.	Akyuz vd. Korelasyonu	46
2.3.14.	Mondol vd. (II) Korelasyonu.....	47
2.3.15.	Mondol vd. (I) Korelasyonu	49
2.3.16.	Ross ve Smokler Korelasyonu.....	50
2.3.17.	Risser ve Fuentes (II) Korelasyonu	52
3.	BULGULAR	54
3.1.	Modifikasyon ile MRSSI Korelasyonunun Geliştirilmesi.....	54
3.2.	Modifikasyon ile LT Korelasyonunun Geliştirilmesi	55
3.3.	Modifikasyon ile Akyuz vd. Korelasyonunun Geliştirilmesi	57
3.4.	Modifikasyon ile Chenni vd. Korelasyonunun Geliştirilmesi	59
3.5.	Modifikasyon ile Coskun vd. Korelasyonunun Geliştirilmesi	60
3.6.	Modifikasyon ile Risser ve Fuentes (I) Korelasyonunun Geliştirilmesi	62
3.7.	Modifikasyon ile Kurtz vd. Korelasyonunun Geliştirilmesi	63
3.8.	Modifiye Edilmiş MC Korelasyonu	65
3.9.	Modifiye Edilmiş Risser ve Fuentes (II) Korelasyonu	66
3.10.	Modifiye Edilmiş Skoplaski ve Palyvos Korelasyonu	68
3.11.	Modifiye Edilmiş Skoplaski vd. Korelasyonu.....	69
4.	TARTIŞMA VE SONUÇLAR.....	71
5.	ÖNERİLER	76
	KAYNAKLAR	77
	ÖZGEÇMİŞ	80

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.	2016 yılı için fosil ve yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretiminin saatlik dağılımı.....	3
Şekil 2.	Saatlik bazda enerji çeşidine bağlı olarak yüzdesel elektrik üretiminin dağılımı.....	3
Şekil 3.	Türkiye için saatlik elektrik tüketim katsayısının histogramı.....	5
Şekil 4.	25 Nisan 2017'de saatlik bazda elektrik üretiminin karşılaştırılması.....	6
Şekil 5.	2016 yılı itibariyle Güneş Enerjisinden Elektrik Üretiminin illere bağlı dağılımı.....	7
Şekil 6.	Ölçüm düzeneğinin temsili şekli.....	16
Şekil 7.	Test periyodu boyunca 10W adımlarla güneş radyasyon dağılımı.....	17
Şekil 8.	Bölge için formüle edilen ve 2015 yılında gerçekleşen aylık güneş radyasyonu.....	18
Şekil 9.	1 m ² panel alanı için üretilen günlük elektrik miktarının dağılımı.....	19
Şekil 10.	1 m ² panel alanı için üretilen günlük elektrik miktarının dağılımı.....	19
Şekil 11.	1 m ² panel alanı için saatlik bazda elektrik üretimi.....	20
Şekil 12.	Sadece panel için kapasite kullanım oranı dağılımı.....	20
Şekil 13.	Tüm sistem için kapasite kullanım oranı dağılımı.....	21
Şekil 14.	Aylık bazda üretilen elektriğin miktarsal dağılımı.....	22
Şekil 15.	Ocak-Mart dönemi saatlik toplam elektrik üretimi.....	22
Şekil 16.	Nisan-Mayıs dönemi saatlik toplam elektrik üretimi.....	23
Şekil 17.	Temmuz-Eylül dönemi saatlik toplam elektrik üretimi.....	23
Şekil 18.	Ekim-Aralık dönemi saatlik toplam elektrik üretimi.....	24
Şekil 19.	1 m/s aralıklı rüzgar hızı dağılımı.....	25
Şekil 20.	Test periyodu boyunca 1°C aralıkla panel sıcaklığı ve dış sıcaklık dağılımları.....	25
Şekil 21.	Günlük dış sıcaklık ve panel sıcaklığı arasında ki sıcaklık farkı.....	26
Şekil 22.	Lasnier ve Ang korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	29
Şekil 23.	Lasnier ve Ang korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı... ..	29
Şekil 24.	Irodionov vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	30
Şekil 25.	Irodionov vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	30
Şekil 26.	Tselepis ve Tripanagnostopoulos korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	31

Şekil 27.	Tselepis ve Tripanagnostopoulos korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	32
Şekil 28.	Chenni vd.korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	33
Şekil 29.	Chenni vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	33
Şekil 30.	Coskun vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	34
Şekil 31.	Coskun vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	35
Şekil 32.	Risser ve Fuentes (I) korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	36
Şekil 33.	Risser ve Fuentes (I) korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	36
Şekil 34.	Skoplaski ve Palyvos korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	37
Şekil 35.	Skoplaski ve Palyvos korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	38
Şekil 36.	Kurtz vd. korelasyonu korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	39
Şekil 37.	Kurtz vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	39
Şekil 38.	Markvart korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	40
Şekil 39.	Markvart korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	41
Şekil 40.	Muzathik korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	42
Şekil 41.	Muzathik korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	42
Şekil 42.	Schott korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	43
Şekil 43.	Schott korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	44
Şekil 44.	Skoplaski vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	45
Şekil 45.	Skoplaski vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	45
Şekil 46.	Akyüz vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	46
Şekil 47.	Akyuz vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	47
Şekil 48.	Mondol vd. (II) korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	48
Şekil 49.	Mondol vd. (II) korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı...	48
Şekil 50.	Mondol vd. (I) korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	49

Şekil 51.	Mondol vd. (I) korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı....	50
Şekil 52.	Ross ve Smokler korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	51
Şekil 53.	Ross ve Smokler korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	51
Şekil 54.	Risser ve Fuentes (II) korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	52
Şekil 55.	Risser ve Fuentes (II) korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	53
Şekil 56.	MRSSI korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	54
Şekil 57.	MRSSI korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	55
Şekil 58.	LT korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	56
Şekil 59.	LT korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	56
Şekil 60.	Modifiye Edilmiş Akyuz vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	57
Şekil 61.	Modifiye edilmiş Akyuz vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	58
Şekil 62.	Modifiye Edilmiş Chenni vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	59
Şekil 63.	Modifiye Edilmiş Chenni vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	60
Şekil 64.	Modifiye Edilmiş Coskun vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	61
Şekil 65.	Modifiye edilmiş Coskun vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	61
Şekil 66.	Modifiye Edilmiş Risser ve Fuentes (I) korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	62
Şekil 67.	Modifiye edilmiş Risser ve Fuentes (I) korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	63
Şekil 68.	Modifiye edilmiş Kurtz vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	64
Şekil 69.	Modifiye Edilmiş Kurtz vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	64
Şekil 70.	Modifiye Edilmiş MC Korelasyonu korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	65
Şekil 71.	Modifiye edilmiş MC korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	66

Şekil 72. Risser ve Fuentes (II) korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	67
Şekil 73. Modifiye edilmiş Risser ve Fuentes (II) korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	67
Şekil 74. Modifiye Edilmiş Skoplaski ve Palyvos Korelasyonu korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	68
Şekil 75. Modifiye edilmiş Skoplaski ve Palyvos korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	69
Şekil 76. Modifiye Edilmiş Skoplaski vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.....	70
Şekil 77. Modifiye edilmiş Skoplaski vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	70
Şekil 78. 25°C sıcaklık ve 1m/s rüzgar hızındaki güneş radyasyonu altında panel yüzeyi sıcaklık değişimi.....	72
Şekil 79. 25°C sıcaklık ve 1000W/m ² güneş radyasyonu altında panel yüzey sıcaklığı ve rüzgar hızı değişimi.....	72
Şekil 80. Literatüde yer alan korelasyonların sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.....	74
Şekil 81. Modifiye edilmiş korelasyonların sıcaklık farkı görülme dağılımı.....	75

TABLolar DİZİNİ

Tablo 1. Türkiye elektrik üretiminin enerji kaynaklara göre dağılımı	2
Tablo 2. Aylık ortalama enerji üretimi bileşenleri	4
Tablo 3. NTC doğruluk tablosu.....	12
Tablo 4. Dynamax SSR11 sınıf 1 piranometre cihazı teknik verileri.....	14
Tablo 5. Wind Sentry Model 03002 cihazı teknik verileri	14
Tablo 6. Omet S3121 cihazı teknik verileri.....	14
Tablo 7. JINKO marka JKM260P 260 Wp polikristal hücresi teknik verileri	15
Tablo 8. Modifiye edilmiş korelasyonların formülleri	73

SEMBOLLER ve KISALTMALAR DİZİNİ

PV	Fotovoltaik
G_t	Watt / m ² Cinsinden Global Güneş Radyasyonu
T_c	Modül Sıcaklığı
T_a	Ortam Sıcaklığı
STC	Standart Test Koşulları
NOCT	Nominal Çalışma Hücre Sıcaklığı
$E_{sıklı}$	Ampirik Korelasyonların Hata Oran Sıklığı
W_p	PV Panel Maksimum Gücü
V_{DC}	DC Gerilim
A	Amper
η_m	Maksimum Verim
T_{arka}	Panel Arka Yüzey Sıcaklığı
MAE	Ortalama Mutlak Hata
V_w	Rüzgar Hızı

1. GENEL BİLGİLER

1.1. Giriş

İklim değişikliği son dönemlerde günlük hayatı her yönüyle etkileyen bir gerçek olarak çıkmaktadır. Bu nedenle, daha sürdürülebilir ve temiz bir dünya için iklim değişikliği ile birlikte mücadele etmek her bir birey için kolektif bir sorumluluk haline gelmiştir. Sera gazı emisyonlarının azaltılması hedeflerine ulaşmak için fosil yakıt kullanımını azaltarak, yenilikçi temiz teknolojiler kullanılmalıdır. İklim değişikliği ile mücadele için çalışma, ulaşım ve yaşam alışkanlıkları değiştirilmelidir. Yakın gelecek; elektrik üretimi, taşımacılık, konutlar ve işyerlerinde düşük karbonlu veya sıfır karbonlu enerji çözümlerine uyum sağlama dönemi olarak geçecektir. Elektrik üretimi noktasında daha verimli ve temiz teknolojiler kullanma yöntemi benimsenmelidir.

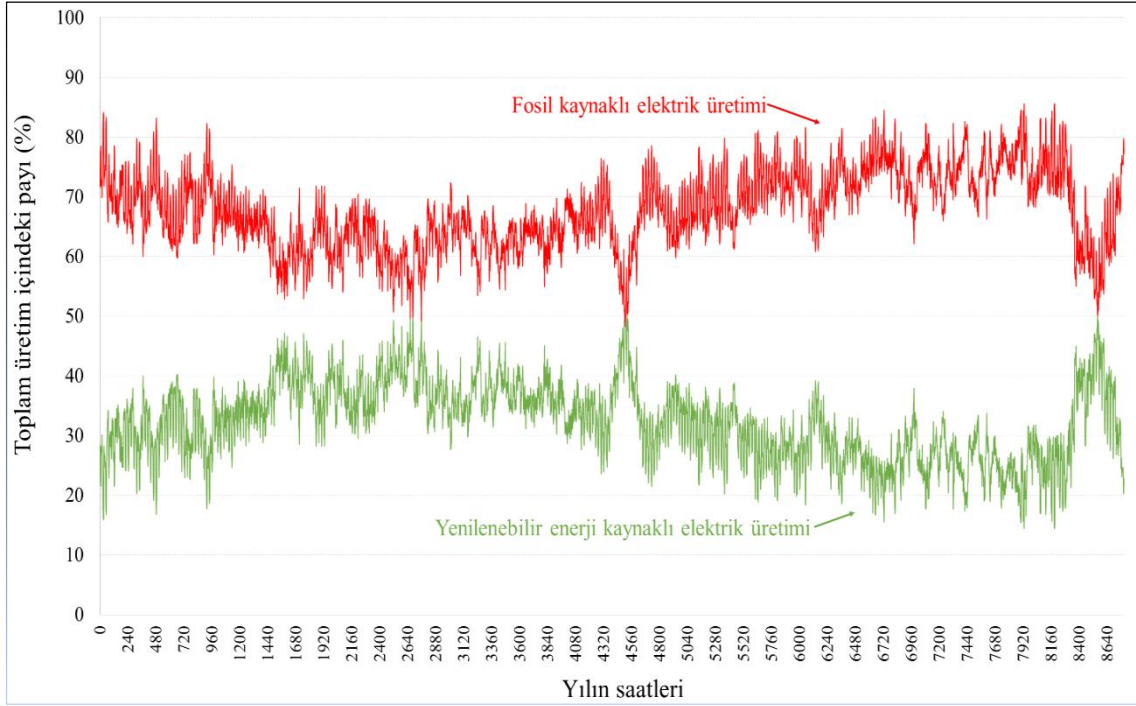
Türkiye bağlamında üretilen elektriğin ne denli temiz kaynaklardan sağlandığının tespiti oldukça önem arz etmektedir. Türkiye için üretilen elektriğin ne denli temiz kaynaklardan üretildiği incelendiğinde; sera gazı emisyonlarının önemli bir kısmının fosil yakıtların yakılması nedeniyle ortaya çıktığı görülmektedir. Bilindiği gibi Türkiye gelişmekte olan bir ülke olup nüfusu ve enerji tüketimi hızla artmaktadır. Türkiye'de elektrik enerjisi üretim kaynakları arasında fosil kaynakları birinci sırada yer almaktadır. EÜAŞ tarafından 2016 yılı için saatlik elektrik üretim miktarları ve kaynak türlerine bağlı olarak dağılımı Şekil 1 ve Tablo 1'de verilmektedir. 2016 yılı için toplam elektrik üretim miktarı 275,8 TWh'dir. Diğer ülkelerden ithal edilen elektrik miktarı 4,976 TWh (toplamın% 1,8'i) olarak gerçekleşmiştir.

2016 yılı için fosil yakıt ve yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretim tesisleri sırasıyla 1930367061 GWh/yıl ve 89587956 GWh/yıl'dır. Fosil yakıtlı elektrik üretiminin toplam üretim içindeki ortalama payı %65,72'dir. 2016 yılı için saatlik fosil yakıt ve yenilenebilir enerji kaynaklı toplam elektriğin yüzde olarak payı tespit edilmiş ve Şekil 2'de verilmiştir. Toplam elektrikte en yüksek yenilenebilir enerji payı 22:00-23:00 saatleri arasında ve ortalamada %34,2 ile gerçekleşmiştir. Toplam elektrikte en düşük yenilenebilir enerji payı, 07:00-08:00 saatleri arasında, ortalama dağıtımda %29 olarak gerçekleşmektedir. 2016 yılı için toplam ortalama yenilenebilir enerji payı

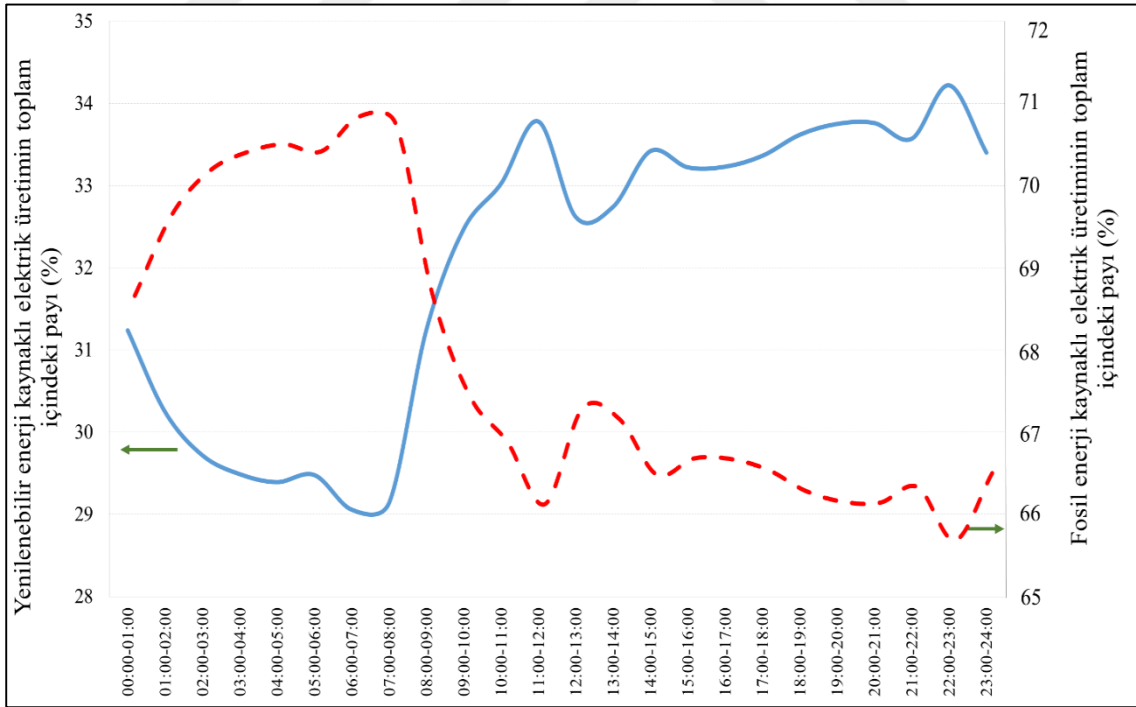
%32,05'dir. Şekil 2'den görüleceği üzere, Türkiye'de elektrik üretimi fosil enerji kaynağı yoğun bir sektördür.

Tablo 1. Türkiye elektrik üretiminin enerji kaynaklara göre dağılımı (EÜAŞ,2016).

Kaynak	Elektrik Üretimi (MWh)	Dağılım (%)
Doğalgaz	89141562	32,32
Linyit kömürü	37882584	13,74
İthal kömür	46768927	16,96
Antrasit kömür	2793663	1,01
Asfaltik	2874776	1,04
Akaryakıt	1711518	0,62
LNG + Nafta	70504	0,03
Barajlarda kurulu hidroelektrik santralleri	48801766	17,69
Akarsu hidroelektrik santralleri	18129008	6,57
Rüzgar	15419756	5,59
Jeotermal	4215452	1,53
Biyokütle	1999974	0,73
Güneş	1022000	0,37
İthalat	4976051	1,80
Toplam	275807541	100



Şekil 1. 2016 yılı için fosil ve yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretiminin saatlik dağılımı.



Şekil 2. Saatlik bazda enerji çeşidine bağlı olarak yüzdesel elektrik üretiminin dağılımı.

Türkiye'de kurulu olan elektrik üretim kapasitesi 2,716 MW olup, 2016 yılı itibariyle 2216 tesis için ortalama kapasite kullanım oranı %36,2'dir. Türkiye'nin yıllık ortalama elektrik ihtiyacı son 40 yılda %8,4 artmıştır. Uzun vadede değerlendirildiğinde

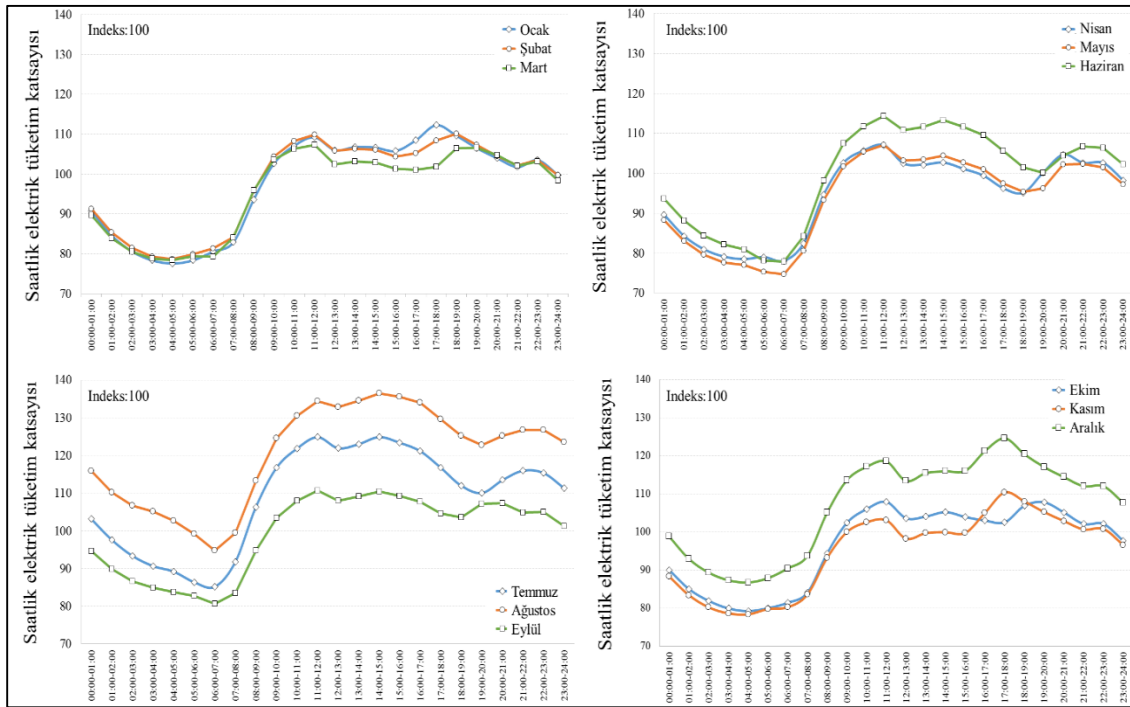
yıllık elektrik ihtiyacının %66 ile %81'i fosil kaynaklı termik santrallerden sağlandığı görülmektedir. 40 yıllık süreç göz önüne alındığında fosil yakıt temelli elektrik üretim oranı %73 seviyesindedir. 2016 yılı boyunca toplam elektrik üretiminde enerji kaynağının aylık ortalama payı Tablo 2'de verilmektedir. Türkiye'nin günlük elektrik üretimi, 514.000 MWh/gün ile 906.000 MWh/gün arasında değişmektedir. 2016 için ortalama 760.000 MWh/gün elektrik talebi oluşmuştur. Saatlik ortalama elektrik talebi 31.663 MWh olarak belirlenmiştir. 2016 yılı temelinde günlük bazda kişi başı düşen elektrik tüketimi 6,03 kWh/gün ile 10,64 kWh/gün arasında değişmektedir. Kişi başına günlük ortalama elektrik tüketimi 8,92 kWh/gün mertebesinde-dir.

Tablo 2. Aylık ortalama enerji üretimi bileşenleri (EÜAŞ, 2016).

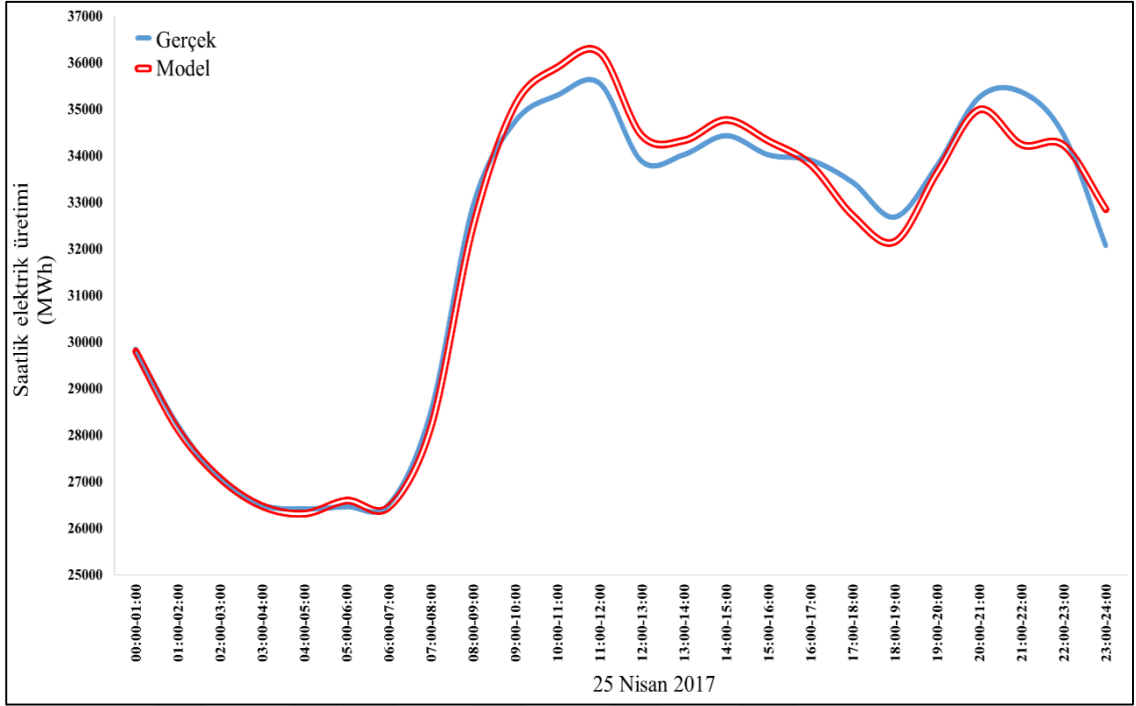
Kaynaklar	Aylar											
	(%)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Doğalgaz	34,42	32,48	28,50	32,00	27,90	31,68	32,34	36,14	32,13	35,37	37,29	28,67
Barajlar	17,96	15,58	19,26	20,17	18,70	19,00	19,63	18,00	15,76	14,40	13,36	20,60
İthal Kömür	15,45	15,95	14,51	13,74	18,07	15,82	16,19	16,91	20,73	19,65	17,82	19,38
Linyit Kömür	14,38	14,69	13,85	11,10	12,69	13,40	12,31	12,85	14,48	15,55	15,92	14,37
Akarsu hidroelektrik santralleri	5,32	8,52	11,16	12,55	11,69	8,58	5,59	3,29	3,82	3,85	3,05	3,24
Rüzgar	5,31	5,65	5,63	3,83	4,22	4,80	7,37	6,50	6,19	5,10	5,86	6,42
Jeotermal	1,48	1,55	1,61	1,56	1,59	1,36	1,37	1,30	1,64	1,63	1,72	1,66
Asfaltik	1,14	1,05	1,14	1,06	1,15	1,15	1,01	0,89	0,92	0,80	1,23	1,01
Antrasit Kömür	1,04	0,91	1,05	1,11	0,96	0,96	0,96	0,89	1,15	1,05	1,10	1,05
Akaryakıt	0,66	0,63	0,70	0,75	0,71	0,61	0,54	0,53	0,64	0,65	0,56	0,53
Biyokütle	0,62	0,72	0,73	0,75	0,74	0,70	0,69	0,62	0,75	0,85	0,83	0,77
Nafta	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
LNG	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
İthal Elektrik	2,17	2,21	1,80	1,34	1,53	1,89	1,98	2,07	1,78	1,10	1,26	2,29

2016 yılı verilerini kullanılarak, her bir saat, günlük ve ay için elektrik talep profili belirlenmiştir. Her ay için hesaplanan saatlik elektrik talep profili Şekil 3'te sunulmaktadır. Tespit edilen dağılım, 2017 gerçek yük profilverileriyle kontrol edilmiştir. Şekil 4'te, 25 Nisan 2017 tarihi için saatlik elektrik üretiminin karşılaştırması yapılmıştır. Şekil 4'den görüleceği üzere saatlik dağılım çok yakın bir şekilde gerçek verilerle örtüşmüştür. 25 Nisan 2017 tarihindeki test için kümülatif hata oranı %0.97 olarak bulunmuştur. Saatlik dağılım için hata oranı %1 seviyesinin altında ve kabul edilebilir seviyededir. Saatlik dağılım, sadece Ocak ayı gerçek veri setini kullanarak yıllık elektrik talebini tahmin etmeyi mümkün kılmaktadır. 2017 Ocak ayı için toplam elektrik üretimi göz önüne alındığında ortaya çıkan öngörüler aşağıda sunulmuştur.

- 2017 yılı için yıllık ortalama elektrik ihtiyacı %3,12 oranında artacağı tahmin edilmektedir. 2017 için günlük ortalama elektrik üretimi 783712 MWh/gün olarak öngörülmektedir.
- En yüksek elektrik ihtiyacı, Ağustos ayının ikinci Çarşamba günü saat 14:00 ile 15:00 arasında 944081 MWh/gün olacağı tahmin edilmektedir. Maksimum puant değeri 44574 MW olarak öngörülmüştür.

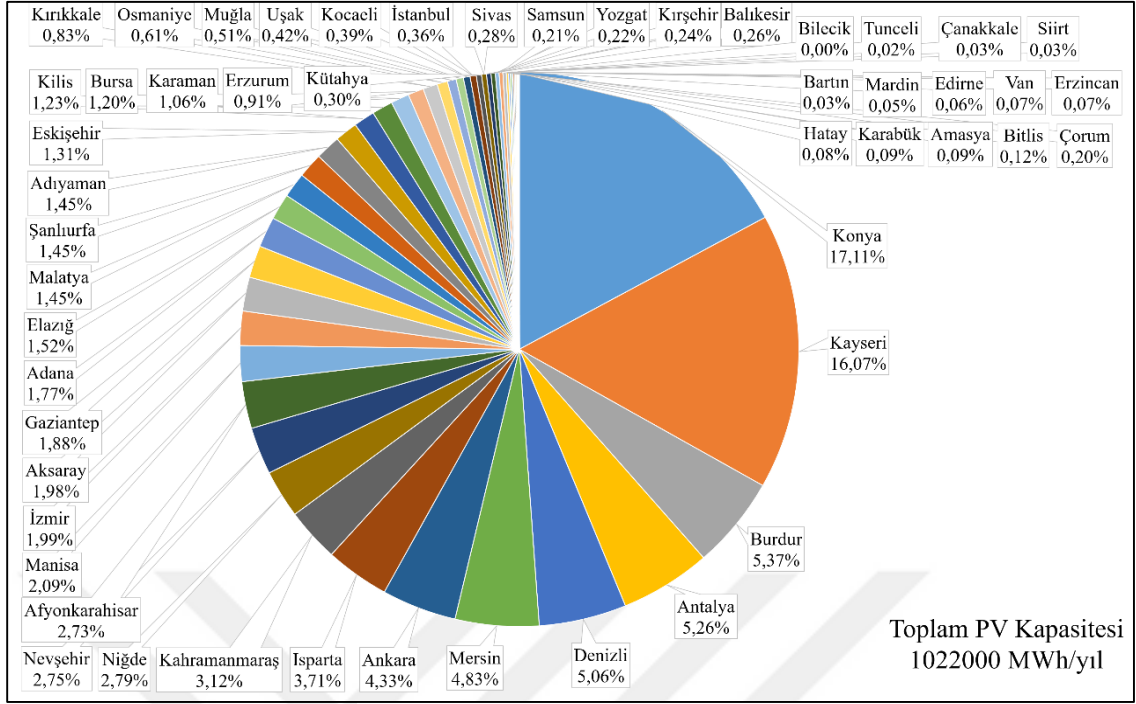


Şekil 3. Türkiye için saatlik elektrik tüketim katsayısının histogramı.



Şekil 4. 25 Nisan 2017'de saatlik bazda elektrik üretiminin karşılaştırılması.

Yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanarak daha düşük karbonlu elektrik üretim enerji dönüştürme yöntemleri bulunmaktadır. PV paneller, güneş enerjisinden temiz elektrik üretimini sağlayan teknikler arasında en çok kullanılan yöntemlerden biridir. 2016 yılı Türkiye için PV enerji santrallerinin toplam kapasitesi yaklaşık 679 MW'dir. 2016 yılı için güneş enerjisinden yıllık elektrik üretim miktarı 1022000 MWh/yıl olarak gerçekleşmiştir. Güneş santrallerinden üretilen elektrik enerjisi miktarı, toplam elektrik üretiminin %0,37'sine ulaşmıştır. Güneş enerjisi kaynaklı yıllık elektrik üretim miktarının şehir bazlı dağılımı Şekil 5'te verilmiştir. En yüksek elektrik üretim kapasitesi Konya ilinde 206 MWh/yıl (toplam PV elektrik üretiminin %17,1'i) seviyesindedir. En yüksek kapasiteye sahip ilk beş il sırasıyla Konya, Kayseri, Burdur, Antalya, Denizli olup bu iller toplam PV elektrik üretiminin % 48,9'una sahiptir.



Şekil 5. 2016 yılı itibariyle Güneş Enerjisinden Elektrik Üretiminin illere bağlı dağılımı.

Fotovoltaik panellerin performansı ve kapasite kullanım oranı aşağıda verilen parametrelerden dolayı ve direkt olarak etkilenmektedir:

- Güneş radyasyonu
- Ortam sıcaklığı
- Rüzgar hızı
- Ortamın nem değeri
- Ortamdaki toz yoğunluğu
- Açık devre voltajı
- Kısa devre akımı
- Maksimum akım
- Maksimum gerilim

1.2. Literatür Özeti

Olası saatlik, aylık ve yıllık iklim koşullarının tahmin edilmesi fotovoltaik panellerin performansının belirlenmesi açısından çok önem taşımaktadır. Birçok tasarımcı, mühendis, akademisyen ve büyük ölçekli PV üreticisi, PV simülasyon programları üzerine çalışmalar sürdürmüşlerdir. Simülasyon programlarının başarısı, pazarlama stratejileri üzerinde büyük bir etkiye sahiptir. Simülasyon programlarının başarısına etki eden en önemli iki etmen sırasıyla muhtemel iklim koşullarının tahmini ve sistem bileşenlerinin çalışma karakteristiklerinin belirlenmesidir. Bu nedenle, birçok şirket ve hükümet büyük ölçekli güneş enerjisi santralleri için muhtemel hedef pazarın iklim koşullarını öngörmek için büyük miktarda yatırım yapmaktadır. Alman hükümeti fonları tarafından desteklenen Solar-Med-Atlas programı (solar-med-atlas, 2017), web sayfasını temelinde önemli yatırıma sahip PV performansını tahmin eden simülasyon programlarından birisidir. Programa ait web sitesi incelendiğinde dış iklim koşullarının tespiti için detaylı çalışmalar yapıldığı görülmektedir. Detaylı dış sıcaklık ve güneş radyasyon dağılımları belirlenerek yazılıma yüklenmiştir. Bilindiği üzere fotovoltaik panel sistemine ait tüm bileşenlerin çalışma performansları, üretimden sonra yapılan testlerle belirlenmektedir. Panel ve ekipman üreticileri bileşenlere ait verilere detaylı bir biçimde sahipken hedef pazar için detaylı dış iklim koşullarının tespiti konusunda zorluk yaşamaktadırlar. Simulasyon programları için olası iklim koşullarının gerçek koşullara yakın öngörülmesi en önemli etmenlerden biridir. Düşük performans sapmaları, nispeten düşük güç ve konut tipi PV uygulamaları için genellikle kabul edilir düzeydeyken büyük ölçekli güneş enerjisi tesisi uygulamaları için büyük hatalar oluşturmaktadır. Büyük kapasiteli güneş enerji santralleri için tahminde % 1'lik bir sapma bile çok önem taşımaktadır. Örneğin, 100 MW kapasiteli bir güneş enerjisi tesisi için % 1 sapma, 1 MW elektrik üretim kaybı anlamına gelmektedir.

İklim koşulları, bir fotovoltaik modülün çalışma sıcaklığı üzerinde doğrudan bir etkiye sahiptir. Hasan ve Sumathy, 2010 yılında yaptıkları çalışmada iklim koşullarının PV güç çıkışına etkisini araştırmışlar ve güneş enerjisi radyasyon seviyesindeki fotovoltaik sıcaklığındaki artış, açık devre voltajında bir azalma ve kısa devre akımında hafif bir artışa bağlı olarak güç çıkışında bir azalmaya neden olduğunu göstermişlerdir (Hasan and Sumathy, 2010) Rüzgar hızı modül sıcaklığına etki eden önemli parametrelerden bir diğeridir. Rüzgar hızındaki artış panel sıcaklığının düşmesine sebep olmaktadır. Panel

sıcaklığındaki düşüş panel verimini artırmaktadır. Diğer bir çevresel faktör olan bağıl nem, fotovoltaikin akım, voltaj ve gücü etkilediği için verimlilik üzerinde etkiye sahiptir. Havanın nem oranının artması, PV hücrenin maksimum güç noktasının sapmasına ve fotovoltaik panelin verimini düşürmektedir. Dış iklim şartlarında bağıl nemin azalması gerilim, akım ve dolaylı olarak verimliliğin artmasına neden olmaktadır. Daha düşük bağıl neme sahip bölgeler daha yüksek fotovoltaik panel verimliliği elde etmek için uygun alanlar olarak karşımıza çıkmaktadır. Bağıl nemden etkilenme bağlamında paneller incelendiğinde, Monokristal panellerdeki verim artışı diğer teknolojilere kıyasla daha yüksek seviyede olmaktadır (Panjwani and Narejo, 2014; Kazem vd., 2012). Gölgeleme faktörü, güç çıkışını etkileyen ve fotovoltaik panel veriminde düşüşe neden olan bir başka parametredir (Kazem vd., 2017). Günün saatlerine bağlı olarak değişen gölgeleme düzeyine bağlı olarak verim değerinde farklı düzeyde değişimler olmaktadır. Fotovoltaik paneller üzerindeki cam tabakasında toz partüküllerinin birikmesi, güneş panellerinin performansını düşürmektedir. Toz tabası nedeniyle pik gücündeki azalma %18 mertebesine kadar yükselebilmektedir. Elektrik gücündeki azalma, toz tabakasının kalınlığına ve kirletici türe bağlıdır. Mono ve poli kristal paneller için, kirleticilerin en yüksek etkisi sırayla, kırmızı kum, kül ve kahverengi kumdan gerçekleşmektedir. Amorf panel için ise sırasıyla kahverengi toprak, kırmızı toprak, kül ve kumdur (Chaichan and Kazem, 2017; Kazem vd., 2016).

PV modülü sıcaklığının doğru bir şekilde belirlenmesi, fotovoltaik sistem performansının tahmin edilmesi için oldukça önemlidir. Bir fotovoltaik modülünün, modül sıcaklığını öngörmek için birçok ampirik formülasyon önerilmiştir.

Rahman ve arkadaşları (Rahman vd., 2017) fotovoltaik modül sıcaklığının sistem enerji verimliliği üzerindeki etkisini araştırmışlardır. Araştırmacılar, Malezya iklim koşulları altında bir fotovoltaik (PV) sistemi test etmişlerdir. PV modülünün sıcaklığı 1 °C arttıkça elektriksel verimliliğin yaklaşık %0,22 oranında azalma gösterdiğini tespit etmiştir. Rahman ve arkadaşları ayrıca, panel sıcaklığı, güneş ışınım yoğunluğu, soğutma akışkan kütle akış hızı, nem ve tozun fotovoltaik modüllerinin performansını önemli ölçüde etkilediğini bildirmişlerdir.

Liu ve arkadaşları (Liu vd., 2017) fotovoltaik enerji santralleri için saha seçimini araştırmışlardır. Fotovoltaik enerji santrali kurma noktasında doğru saha seçimi için

sistem tasarımcıları ve yatırımcılarına önemli bilgiler sunmuşlardır. Liu ve arkadaşları fotovoltaik enerji santrallerinin saha seçiminde meteorolojik ve coğrafi koşulların etkisini çalışmalarında incelemişlerdir.

Sánchez-Lozano ve arkadaşları (Sánchez-Lozano vd., 2016) TOPSIS-ELECTRE TRI yöntemini kullanarak fotovoltaik güneş enerjisi çiftlikleri için en uygun alanları araştırmışlardır. Sánchez-Lozano ve arkadaşları fotovoltaik enerji santrallerinin saha seçiminde meteorolojik ve coğrafi koşulların önemini ortaya koymuşlardır.

Araneo ve arkadaşları (Araneo vd., 2014) ve Brano ve arkadaşları (Brano vd., 2012) fotovoltaik modülün hücre sıcaklığını hesaplamak için pratik modelleri araştırmışlardır.

Jakhrani ve arkadaşları (Jakhrani vd., 2011) yaptıkları çalışmada güneş fotovoltaik modül sıcaklık modellerini karşılaştırmışlardır. Bu parametrelerin özellikle enerji verimliliğini etkileyen ana parametre olarak kabul edilen silikon sıcaklığının önemini vurgulamaktadırlar.

Yüksek güneş radyasyonu ve rüzgar hızı ile birlikte düşük dış sıcaklık yüksek sistem performansı için tercih edilen şartlardır. Fotovoltaik modül çalışma sıcaklığının tahmini için ayrıntılı ve ampirik modeller kullanılmaktadır. Ampirik modeller, fotovoltaik modül çalışma sıcaklığı simülasyonları için detaylı saatlik ısı transfer parametrelerini ölçme ve hesaplama zorluğu nedeniyle daha yaygın olarak tercih edilmektedir. Bilindiği üzere laboratuvar test koşulları, gerçek çalışma koşullarından farklılık göstermektedir. Gerçek kullanım şartlarındaki farklılaşma sebebiyle ampirik korelasyonlar geniş sapma aralığında sonuçlar vermektedir. Fotovoltaik panel simülasyon programları hazırlarken sapma aralığının ve ampirik korelasyon hata oranının bilinmesi çok önemlidir. Bu tez çalışmasında, ampirik fotovoltaik modül sıcaklığı korelasyonlarının gerçek koşullara olan performansı araştırılmıştır. Performans test sonuçlarına göre, fotovoltaik panel simülasyon programlarının hazırlanmasında yeni korelasyonlar önerilmiştir. Bu çalışmanın önemi, fotovoltaik modül sıcaklığı için ampirik korelasyonların hassasiyetini belirlemesi temel noktasından kaynaklanmaktadır. Çalışma sonuçlarının, simülasyon yazılım programlarının hassasiyet sonuçlarına bağlı

olarak amprik bir korelasyon seçmek isteyen araştırmacılar için önemli bir kaynak olması umulmaktadır.

1.3. PV Panel Yüzey Sıcaklığı Kestirimi Bağlantılarının Test Edilmesi

1.3.1. Ölçüm Yöntemi

Sistem için yapılan ölçümler sırasıyla; güneş radyasyonu miktarı, dış sıcaklık, modül sıcaklığı, rüzgar hızı, voltaj ve akım değerlerini kapsamaktadır. Panel arka yüzey sıcaklığını ölçmek için VISHAY NTC termistörü (NTCLE100E3) kullanılmıştır. Panel arka yüzeyindeki sıcaklığı doğrulamak ve daha kesin sonuçlara ulaşabilmek için bir modüle dört adet sensör yerleştirilmiştir. Sensörlerden alınan sıcaklık verilerinin ortalaması alınarak panel arka yüzey sıcaklığı tespit edilmiştir. Bu yöntem ile sıcaklığın panel üzerinde homojen bir biçimde dağılıp dağılmadığının belirlenmesi için kullanılmıştır. Sıcaklık sensörü olarak NTC (Negative Temperature Coefficient) termistörü seçilmesinin en temel sebebi; bu sensörün çalışma sıcaklığında düşük hata ve yüksek tekrarlanabilirlik kapasitesinin olmasıdır. Bilindiği gibi bir sensörün kalitesini belirleyen en önemli parametrelerin başında tekrarlanabilirlik gelmektedir. Kısaca açıklanması gerekirse tekrarlanabilirlik sık zaman aralıkları içerisinde aynı düzenek ve koşullarda sensörün aynı cevabı verebilme yeteneğidir. Yüksek kalite seviyesinden ötürü NTC sensörlerin fiyat düzeyleridiğer Isıl-çift sensörlere göre daha yüksektir. NTC seçimindeki bir diğer avantaj da sıcaklık değişimleri için tepki süresi daha gelişmiş olmasıdır. NTC sensörleri direnç temelli sensörler oldukları için bu sensörleri okuyan okuyucu cihazlar içinde ölçüm doğrulukları yüksektir. Kullanmış olduğumuz NTC sensor için doğruluk değerleri Tablo 3'te verilmiştir.

Tablo 3. NTC doğruluk tablosu.

<i>Parametre</i>	<i>Değer</i>	<i>Birim</i>
25 °C de direnç değeri	3,3 – 470 k	Ohm
R ₂₅ tolerans değeri	2	%
B _{25/85} değeri	2880 / 4570	K
B _{25/85} toleransı	0,5-3	%
Çalışma sıcaklığı	-40 / 125	°C
Cevap Zamanı	1,2	S
Ağırlık	0,3	G

Çalışmada seçilen sensör 3,3 ile 470 Kohm mertebesinde çalışmaktadır. Bilindiği gibi bu aralık okuyucu cihazlarında en doğru okuma yapabildikleri aralıktır. Ayrıca test ve bağlantı kablolarından kaynaklanacak hataların minimize edilebileceği aralıktır. Okuyucu cihaz (datalogger) olarak Keithley 2700/7700 / E dijital multimetre cihazı kullanılmıştır. Bu cihazın seçilmesindeki temel sebep 7700 çok kanallı kartının kullanım kolaylığı ve cihazın yüksek doğruluk değerleridir. Ayrıca cihazın çeşitli haberleşme port seçenekleri sayesinde kaydedilen data istenen hız ve rahatlıkla bilgisayarda toplanabilmektedir. Bu cihazın üreticisinin temel hedef kitlesi üniversite ve araştırma projeleri olduğundan cihaz hakkında oldukça fazla uygulamaya ve dokümana kolayca erişilebilmektedir. Sensör ve ölçüm cihazının birlikte çalışması sırasında oluşabilecek hatayı bertaraf etmek için laboratuvar ortamında bir ön değerlendirme çalışması yapılmıştır. Panel sıcaklığının ölçülmesi için kullanılan NTC sıcaklık sensörleri özellikle çalışma sırasında maruz kalacağı sıcaklık değerlerinde test ve kalibrasyon ettirilmiştir. Her bir NTC sıcaklık sensörü için elde edilen kalibrasyon sertifikası içerisinde bulunan “uygulanan değer” “ölçülen değer” ve “hata değerleri” bir excel dosyası haline getirilmiştir. Bu excel dosyası kullanılarak her bir sensörün herhangi bir sıcaklık değerine maruz kaldığında ne kadar hata oranında çalışacağı saptanmış ve böylelikle alınan sıcaklık değerlerinin iyileştirilmesi sağlanmıştır. Sensör ve ölçüm cihazı için oluşturulan kalibrasyon sertifikasındaki sıcaklık aralıkları 10 °C’lik adımlarla oluşturulmuştur. Fakat çalışmada ihtiyaç duyulan sıcaklık adımları 1 °C olduğundan dolayı, sertifika değerleri ile altıncı derece bir fonksiyon oluşturulmuştur. Bu fonksiyon ile ölçüm düzeneğinin her bir derecede ne kadar bir hata yapacağı belirlenmiştir. Ayrıca

panel sıcaklığı ölçümünde alınan tüm değerlerden bu hata payı çıkartılıp gerçek değerlere ulaşılmıştır.

Sensörlerin bağlı olduğu çok kanallı dataloggerın giriş kanallarında aynı işlem referans dirençler uygulanarak buldurulmuş ve data loggerında bu direnç değerlerinde ne kadar hata yapabileceği kestirilmiştir.

Trinuruk ve arkadaşlarına (Trinuruk vd., 2009)göre hücrelerin ısısı direk ölçmek oldukça zor bir süreçtir. Panelin dışını saran koruma kabı, hücrelerin nemden koruması için sıkıca kapatılmıştır. Bu nedenle, genel yaklaşım olarak bir PV modülünün arka yüzey sıcaklığı ölçülür ve hücre sıcaklığına eşit olduğu varsayımı yapılır. Bu analiz çalışmasında ön cam ve arka panel sıcaklıkları arasındaki sıcaklık farkı, termal kamera fotoğraflarıyla incelenmiş olup, farkın 0,4 ile 2,8 °C arasında değişti belirlenmiştir. Her 15 saniyede otomatik termal kamera fotoğrafını çekmek ve kaydedilen fotoğrafların sonuçlarını karşılaştırmak çok zordur. Bu nedenle, hesaplamada, modül sıcaklığı ile arka yüzey sıcaklığı arasındaki fark dikkate alınmamıştır. Ortam sıcaklığını ve nemi ölçmek için bir hassas Termo-Higrometre kullanılmış ve verileri on bağımsız kanalda toplamak ve kaydetmek için bir Keithley 2700/7700/E dijital multimetre cihazı kullanılmıştır. Güneş ışınım verileri, bir Dynamax SSR11 sınıf -1 piranometre kullanılarak elde edilmiştir. Ölçümler, gerçek zamanlı, 15 saniyelik veri toplama adımıyla gerçekleştirilmiştir. Güneş radyasyonunun ölçüldüğü piranometre cihazının teknik özellikleri Tablo 4'te verilmektedir. Wind Sentry (Model 03002/03102) rüzgar sensörleri rüzgar hızı verilerini toplamak için kullanılmıştır.Söz konusu cihazın kullanılan datalogger ile uyumlu hale gelmesi ölçümlerin datalogger tarafından kolaylıkla alınabilmesi için çıkışının 4-20 mA fonksiyonuna sahip olan modeli seçilmiştir. Wind Sentry cihazının ölçüm kabiliyeti çıkışında 4-20 mA lik akıma dönüştürülerek kolaylıkla Datalogger tarafından işlenebilir ve bilgisayara gönderilebilir hale getirilmiştir. Bu cihazın teknik bilgileri Tablo 5'te verilmiştir. Ayrıca ortamın sıcaklık ve neminin ölçülmesini sağlayan Omet S3121 cihazının da aynı şekilde sıcaklık ve nem sensörü kalibre ettirilmiştir ve olası tüm değerlerdeki davranışı bulunmuştur. Omet S3121 cihazının teknik özellikleri tablo 6'da verilmiştir.

Bu sayede gerek modül sıcaklığını ölçen sensörlerde gerekse ortam sıcaklığını ölçen cihazdaki ölçme hataları minimize edilerek gerçek değere daha yakın bir sonuç elde edilmeye çalışılmıştır.

Tablo 4. Dynamax SSR11 sınıf 1 piranometre cihazı teknik verileri.

Özellikler	SSR11
Sertifikasyon	ISO Sınıf 1
Spektral Aralık	305-2800 nm
Ölçüm Hassasiyeti	15uV/W/m ²
Çalışma Aralığı	0-2000 W/m ²
Sıcaklık Aralığı	-40 - +80 °C
İzlenebilirlik	WRR

Tablo 5. Wind Sentry Model 03002 cihazı teknik verileri.

Özellikler	03002
Çalışma Sıcaklığı	-50° - +50°C
Yükseklik	32 cm
Doğruluk	±0,5 m/s
Çalışma Aralığı	0-50m/s
Sensör Çapı	40 mm.
Ağırlık	113 g.

Tablo 6. Omet S3121 cihazı teknik verileri.

Özellikler	S3121
Çalışma Sıcaklığı	-30° - +105°C
Nem Ölçüm Aralığı	0-100 %RH
Sıcaklık Doğruluğu	±0,5°C
Nem Doğruluğu	±2,5% RH
Hafıza	32000
IP Koruma	IP 65

2. YAPILAN ÇALIŞMALAR

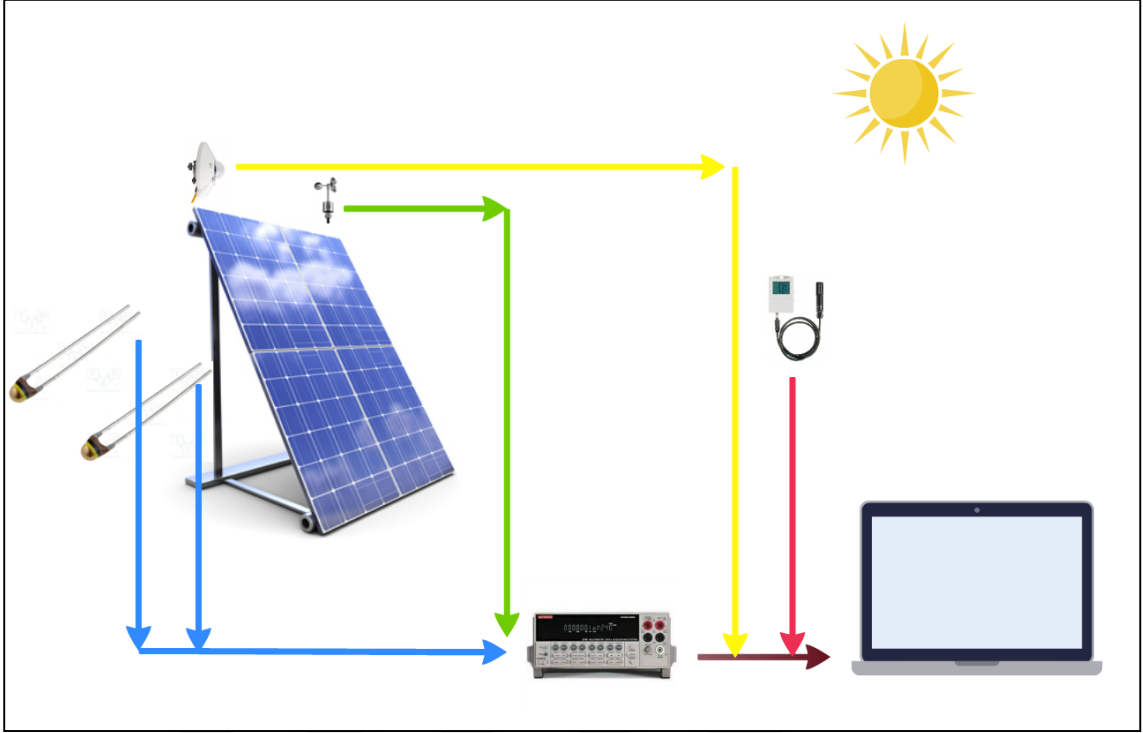
2.1. Güneş enerjisi tesisi için test ünitesi kurulması

Türkiye'de aktif olarak çalışan bir güneş enerjisi santralinden alınan veriler, bu tez çalışmasında gerçek şartlarda PV yüzey sıcaklıklarını belirlemek için analiz edilmiştir. Santral şirketinin ticari kısıtlamaları nedeniyle, sonuçlar 1m²panel alanı için 158 Wp (Watt peak capacity) değeri için verilmiştir. Santralde kullanılan panel JINKO marka JKM260P 260 Wp polikristal hücresidir. Belirtilen panel için genel değerler Tablo 7'te sunulmuştur.

Tablo7. JINKO marka JKM260P 260 Wp polikristal hücresi teknik verileri.

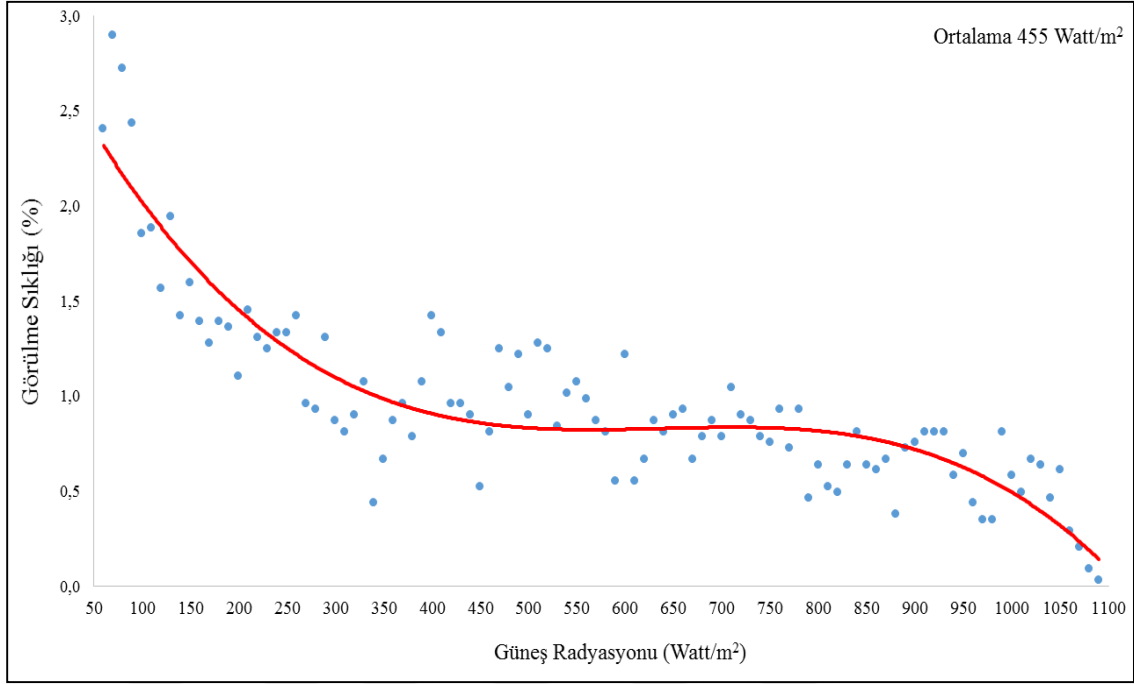
Özellikler	JKM260P 260 Wp
Teknoloji	Polikristalin
Hücre Tipi Dizilimi	10x6
Hücre Boyutları	156x156 mm
Panel Boyutları	1650 mm x 992 mm x 40 mm
Güç Toleransı	0 / 3 W
Nominal Güç	260 Wp
MPP Voltajı	31,1 V _{DC}
MPP Akımı	8,37 A
Açık Devre Voltajı	38,1 V
Kısa Devre Akımı	8,98 A
Panel Verimi	% 15,89

Yukarıda bahsedilen tüm ekipmanlar Şekil 6'da temsili bir şekilde gösterildiği gibi oluşturulmuş ve tüm bilgiler bir bilgisayar tarafından anlık kaydedilmiştir.



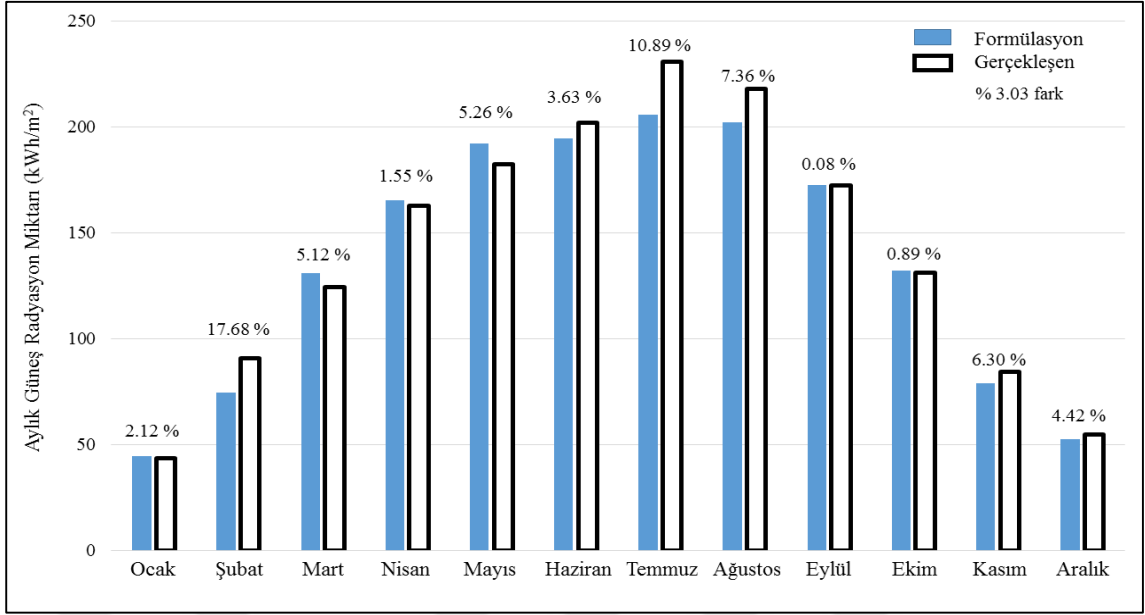
Şekil 6. Ölçüm düzeneğinin temsili şekli.

Test periyodu 2015 yılını kapsamaktadır. Sisteme ilişkin ölçümler, panellere ulaşan genel radyasyon, dış sıcaklık, panel yüzey sıcaklığı, rüzgar hızı, voltaj ve akım değerlerini kapsamaktadır. Güneş enerjisi tesisi alanı için güneş radyasyon dağılımı profili belirlenmiş ve Şekil 7'de verilmiştir. Güneş radyasyonu hesaplama metodolojisi için referans (Coskun vd., 2011) literatürden yararlanılmıştır. Günlük ortalama yıllık güneş radyasyonu değeri 455 W/m^2 olarak belirlenmiştir.



Şekil 7. Test periyodu boyunca 10W adımlarla güneş radyasyon dağılımı.

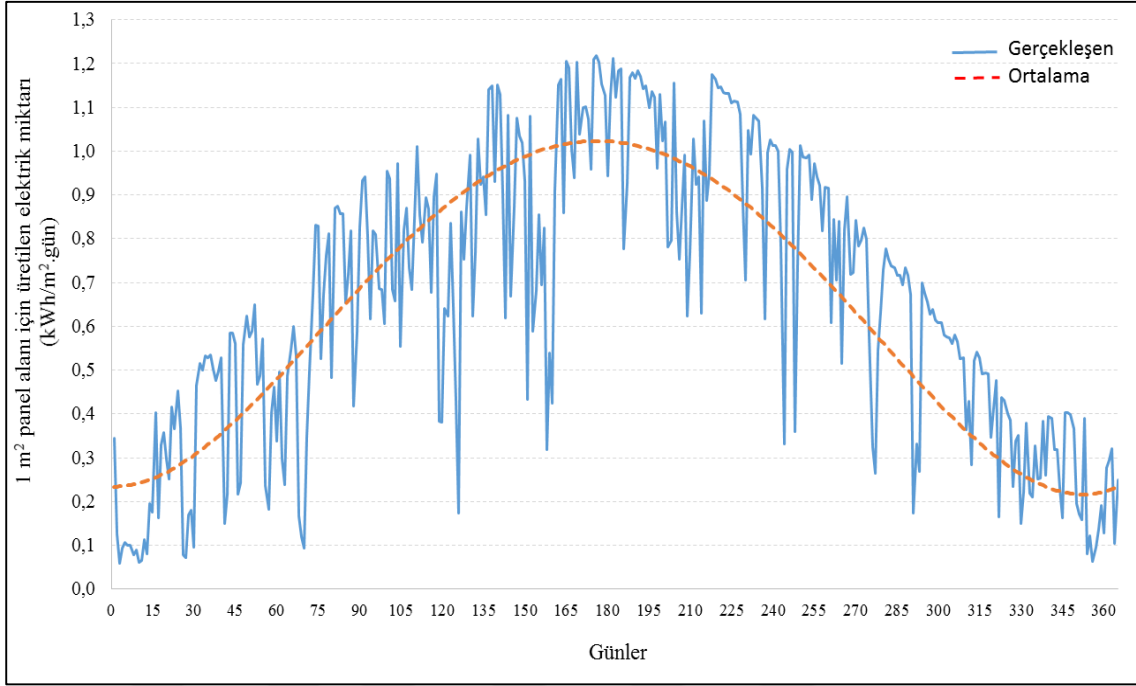
Ankara ili için meteorolojiden alınan veriler yıllık toplam güneş enerji miktarının 1646 kWh/m²yıl olarak vermektedir. Ankara ili için çıkarılan fonksiyondan elde edilen değerler ile test sürecinin gerçekleştirildiği aylarda bölgeye düşen güneş radyasyon miktarlarının karşılaştırılmalı grafiği Şekil 8’de verilmektedir. Yıllık bazda fark %3,03 seviyesindedir. Aylık bazda en düşük ve yüksek fark sırasıyla 0,15 kWh/ay ile 9,61 kWh/ay arasında değişmiştir.



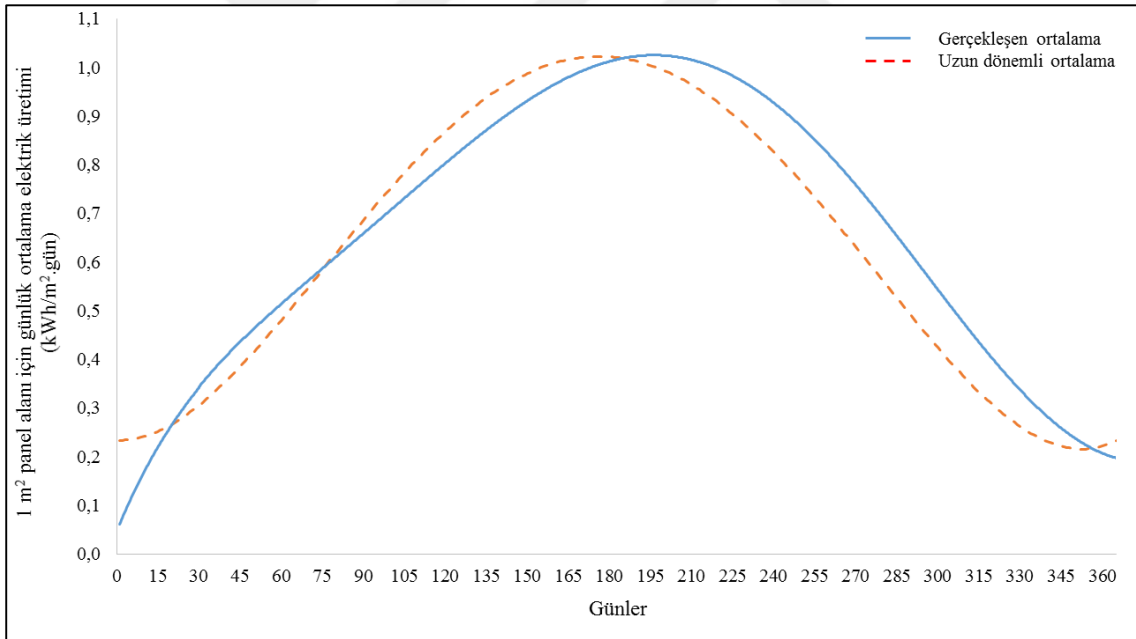
Şekil 8. Bölge için formüle edilen ve 2015 yılında gerçekleşen aylık güneş radyasyonu.

2015 yılı ölçümlerine göre 158 W PV kapasitesi için yıllık elektrik üretimi 242 kWh olmuştur. Günlük olarak, 158 W PV kapasite sistemi için günlük maksimum 1,2 kWh ve en az 0,059 kWh elektrik üretilmiştir. Gerçek durum için yıllık ortalama elektrik üretimi 0,661 kWh/m²gün olarak ölçülmüştür. Hesaplanan elektrik üretimini uzun dönemli değerlerle karşılaştırdığında fiili durumda% 4,25 daha yüksek bir elektrik üretimi oluşmuştur. Şekil 9, elektrik üretiminin günlük bazda dağılımını göstermektedir. Aynı şekilde, denklemin günlük ortalama elektrik üretimi parabol formundadır.

Uzun dönemli veriler kullanılarak oluşturulan günlük olası elektrik üretim dağılımı fonksiyonu ile gerçekleşen ortalama dağılım Şekil 10'da karşılaştırmalı olarak verilmiştir. İki dağılım da benzer eğilime sahip sonuçlar vermiştir.

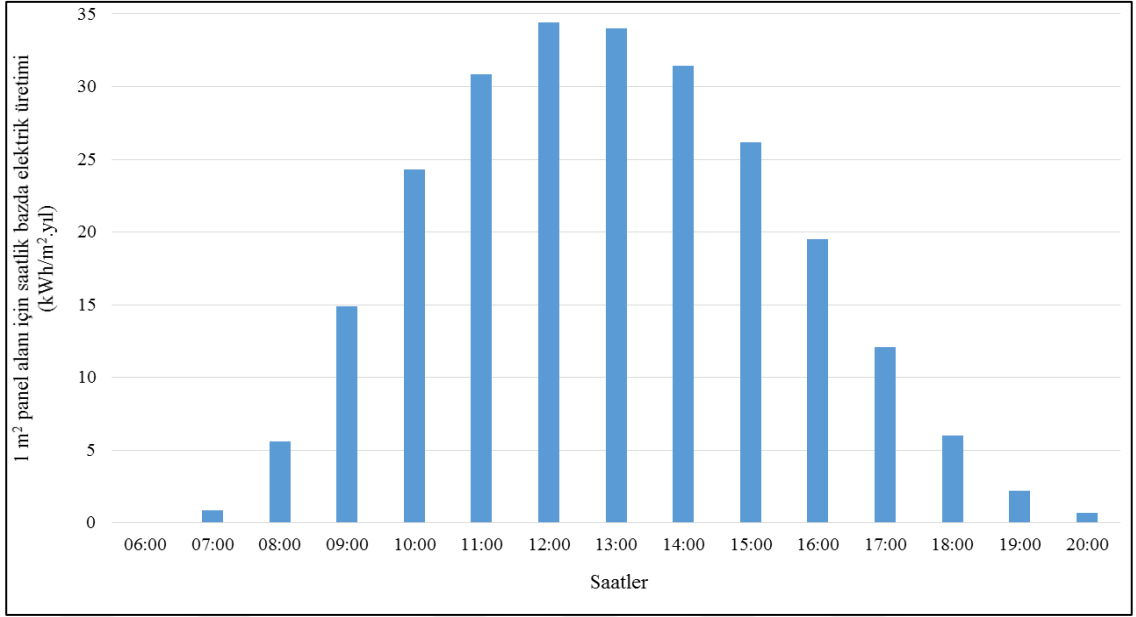


Şekil 9. 1 m² panel alanı için üretilen günlük elektrik miktarının dağılımı.



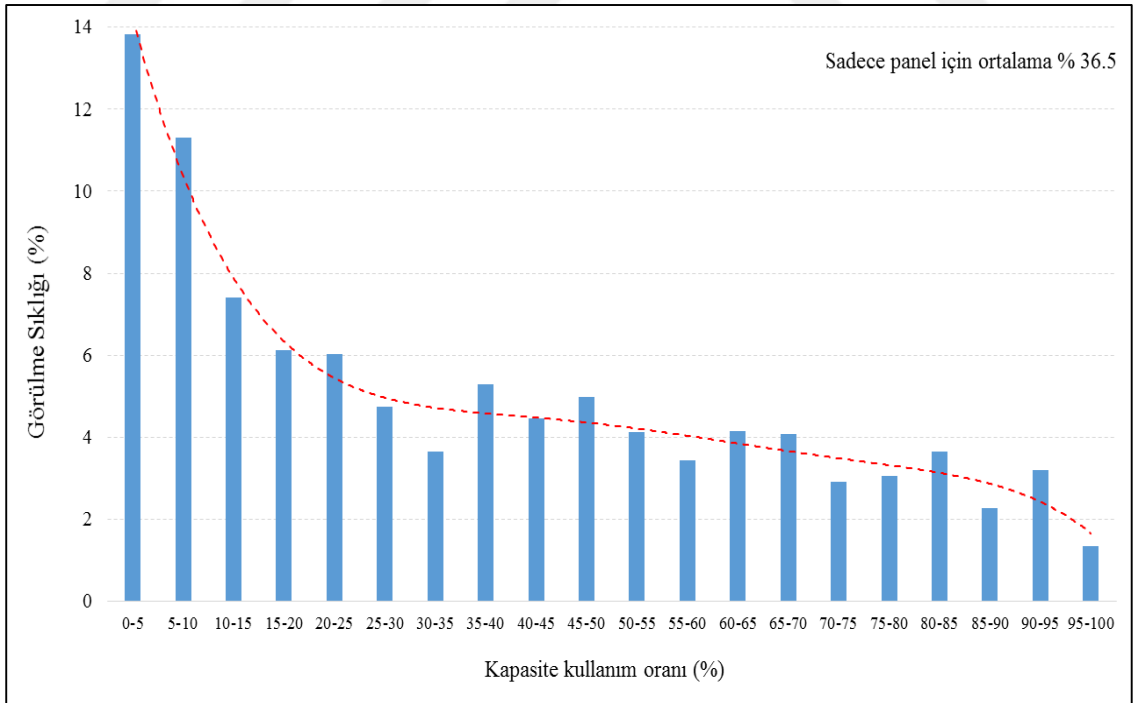
Şekil 10. 1 m² panel alanı için üretilen günlük elektrik miktarının dağılımı.

İncelenen saatlik bazda yapılan sonuçları en yüksek elektrik üretiminin 12.00-13.00 saatleri arasında gerçekleştiğini göstermektedir. Bu dönemde toplam 1 m² panel alanına sahip panel için yıllık 34 kWh elektrik üretimi tespit edilmiştir. Şekil 10'da görüldüğü gibi, 06:00 ve 20:00 saatleri arasında 0,7 ile 34 kWh arasında değişen elektrik üretimi bulunmaktadır.



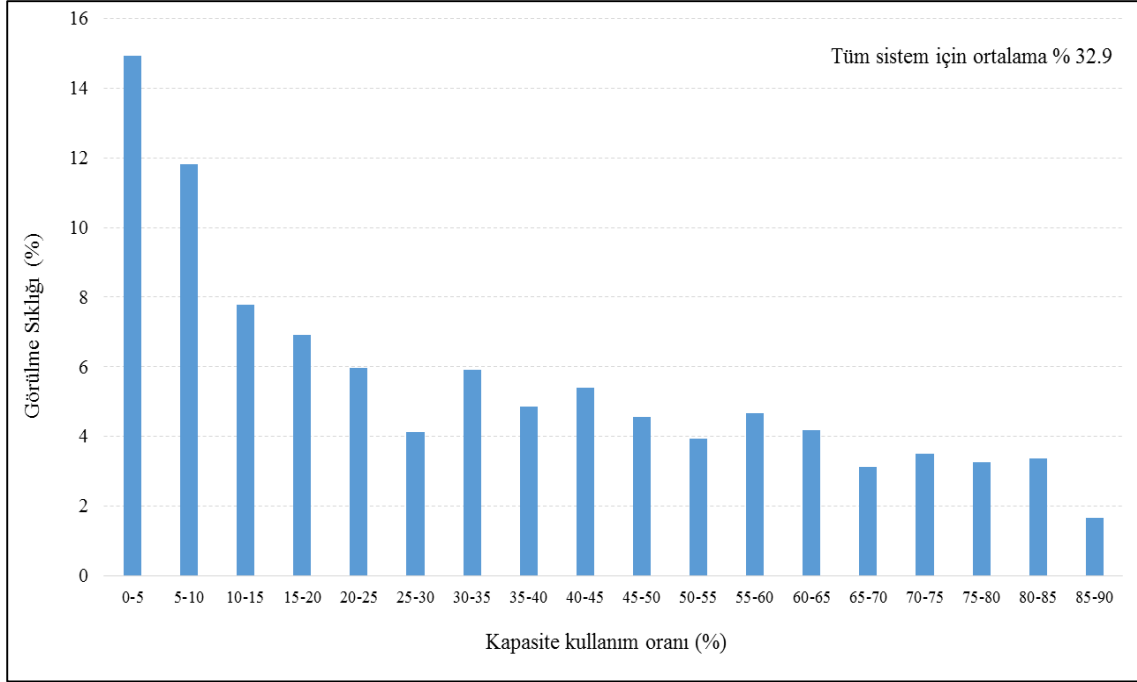
Şekil 11. 1 m² panel alanı için saatlik bazda elektrik üretimi.

Sadece PV paneli için santraldeki ortalama kapasite kullanım oranı % 36,5 olarak ölçülmüştür. Bilindiği üzere kapasite kullanım oranını güneş radyasyonu ve diğer bazı faktörler etkilemektedir. Sadece panel için kapasite kullanım oranı dağılımı Şekil 12'de verilmiştir.



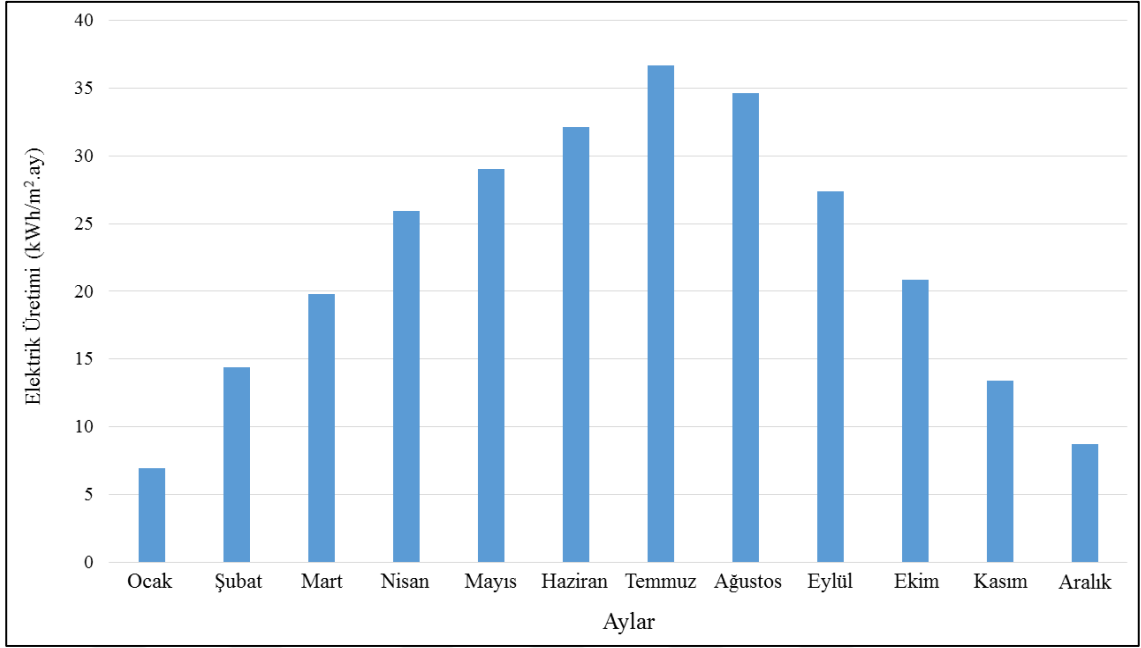
Şekil 12. Sadece panel için kapasite kullanım oranı dağılımı.

Tüm sistem için kapasite kullanım oranı sadece panelin kapasite kullanım oranından farklıdır. Sistemde oluşan kayıplar sebebiyle tüm sistemin kapasite kullanım oranı düşmektedir. Sistem kayıpları nedeniyle, toplam sistemin maksimum çalışma kapasitesi % 88,5 olarak ölçülmüştür. Tüm sistemi bütün olarak değerlendirdiğimizde yıllık olarak kapasite kullanım oranlarındaki dağılım Şekil 13 'de verilmiştir. Tüm sistem için ortalama kapasite kullanım değerleri % 32,9 olmuştur.



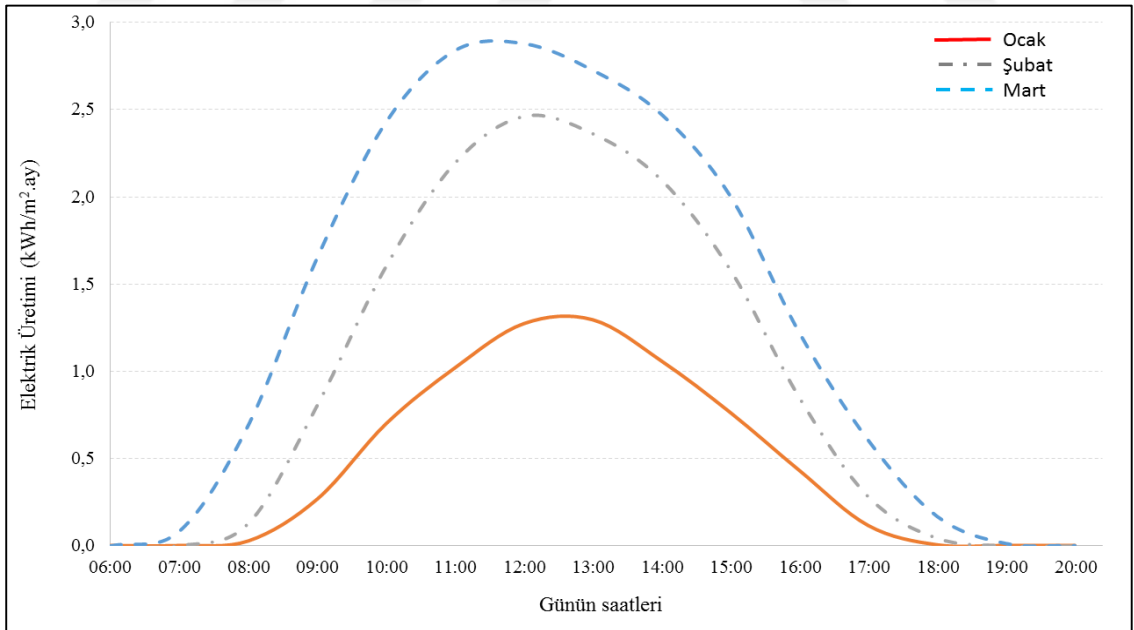
Şekil 13. Tüm sistem için kapasite kullanım oranı dağılımı.

1 m² panel alanı için aylık toplam elektrik üretim miktarı Şekil 14'te verilmiştir. En düşük elektrik üretimi 6,95 kWh ile Ocak ayında meydana gelmiştir. En yüksek elektrik üretimi 36,7 kWh ile Temmuz ayında gerçekleşmiştir. Aylık maksimum ve minimum elektrik üretim miktarı arasında yaklaşık 5 katlık bir fark bulunmaktadır.

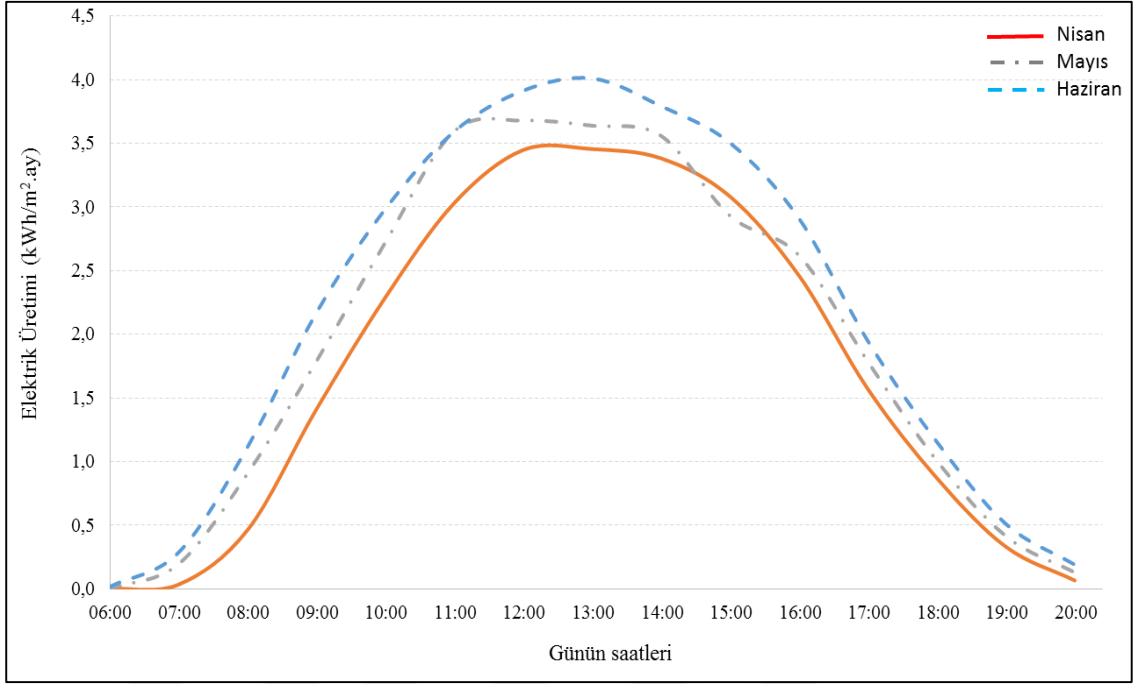


Şekil 14. Aylık bazda üretilen elektriğin miktarsal dağılımı.

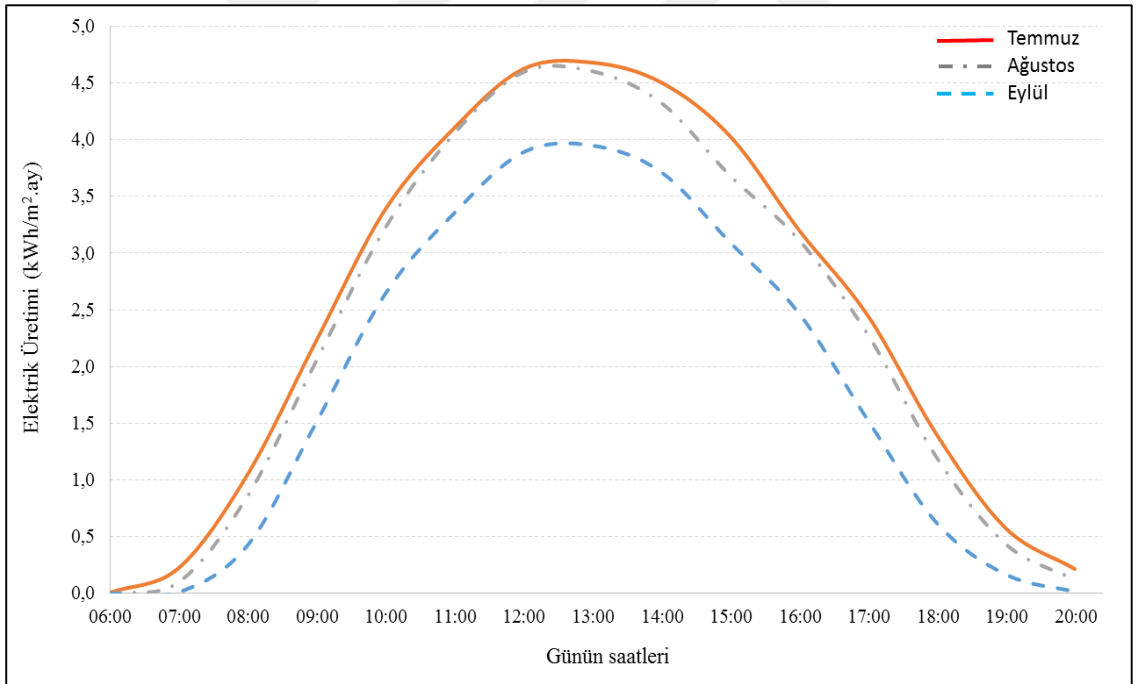
Her ay için saatlik bazda üretilen elektrik miktarlarının dağılımı Şekil 15-18 arasındaki grafiklerde sunulmuştur. Şekillerden görüleceği üzere en yüksek elektrik üretimine temmuz ayında saat 12:00 ile 13:00 arasında ulaşılmaktadır.



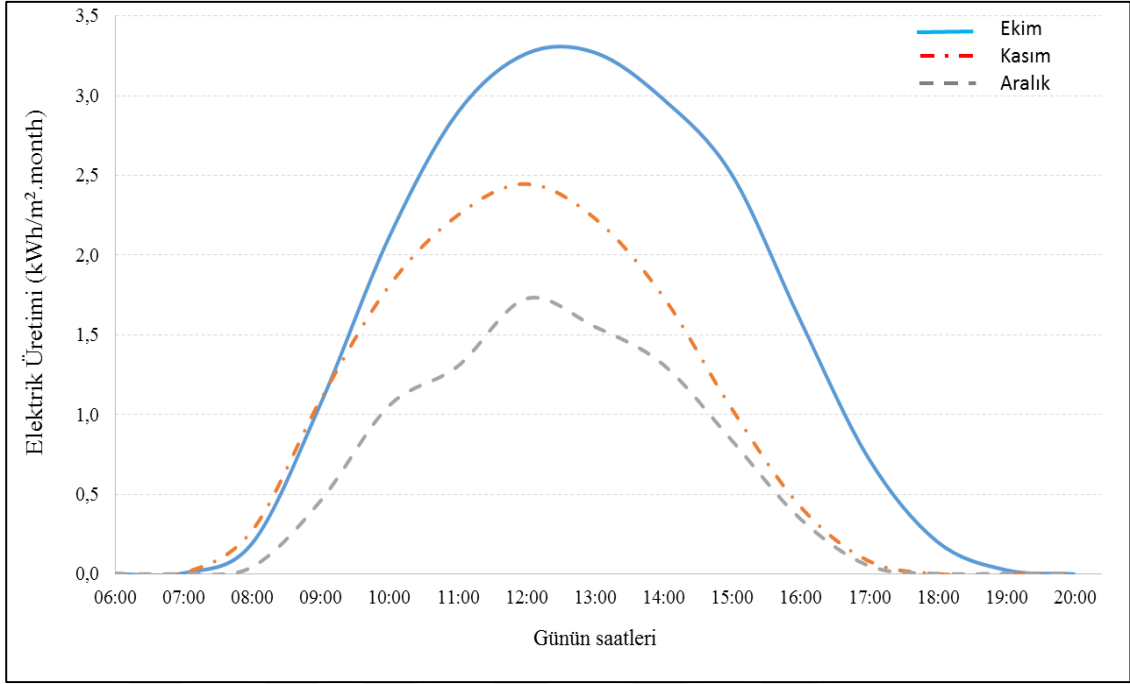
Şekil 15. Ocak-Mart dönemi saatlik toplam elektrik üretimi.



Şekil 16. Nisan-Mayıs dönemi saatlik toplam elektrik üretimi.

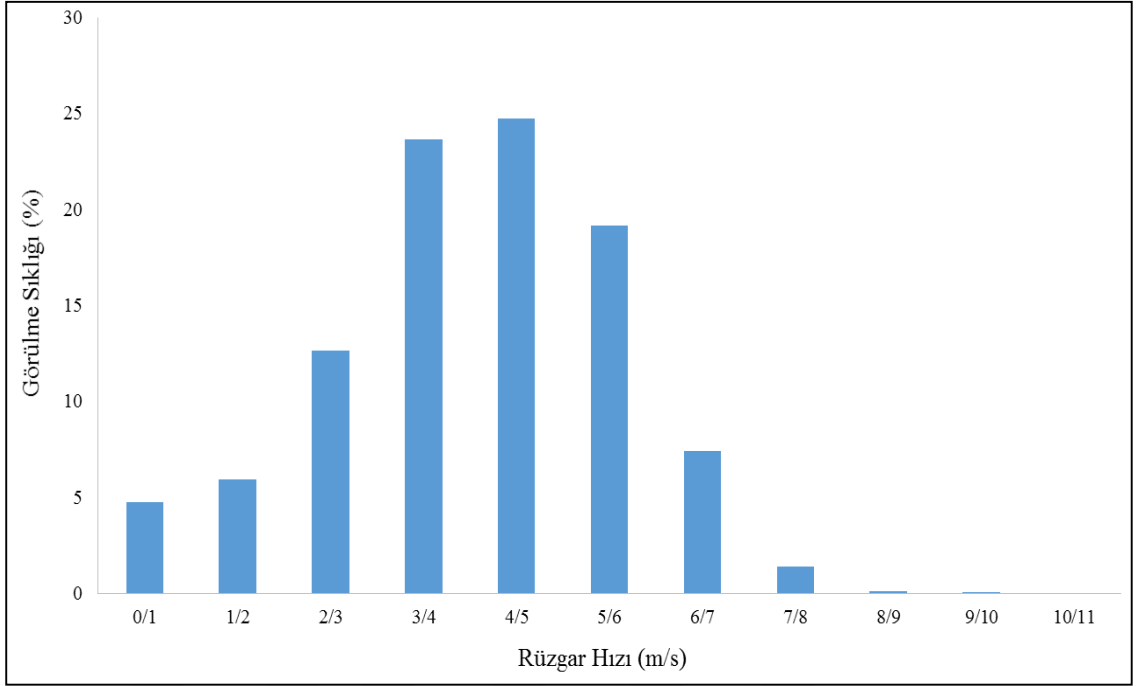


Şekil 17. Temmuz-Eylül dönemi saatlik toplam elektrik üretimi.

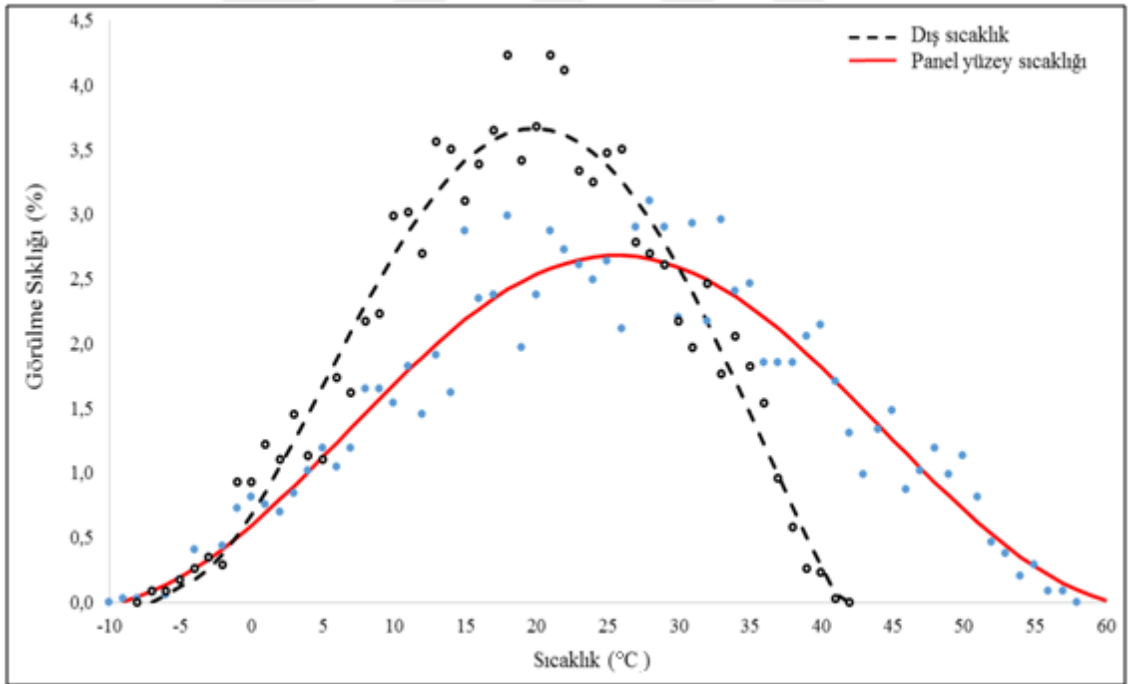


Şekil 18. Ekim-Aralık dönemi saatlik toplam elektrik üretimi.

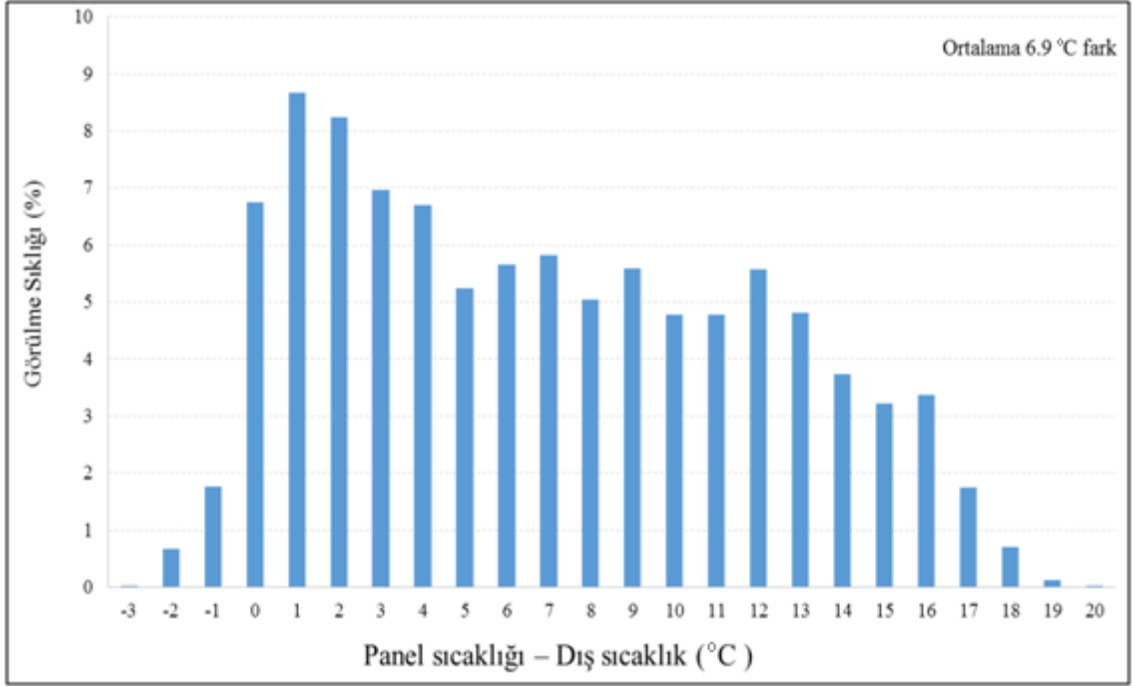
Test periyodunun rüzgar hızı dağılımı 1 m/s'lik aralıklarla belirlenmiş ve 24 saatlik dilim içingünlük olarak Şekil 19'da verilmiştir. En yüksek rüzgar hızı, zamanın %25'inde meydana gelen 4 ile 5 m/s arasında ölçülmüştür. PV yüzey sıcaklığı kaydedilmiş ve dış ortam sıcaklık dağılımı ile birlikte Şekil 19'da verilmiştir. Günlük dış hava sıcaklık dağılımı, test yılı boyunca -9°C 'den 42°C 'ye değiştiği ölçülmüştür. Maksimum PV yüzey sıcaklığı 62°C 'ye ulaştığı tespit edilmiştir. PV yüzeyi ve günlük dış ortam sıcaklığı arasındaki sıcaklık farkı hesaplanmış ve Şekil 20'de 1°C aralıklarla verilmiştir. PV yüzeyi ve günlük dış ortam sıcaklığı arasındaki ortalama sıcaklık farkı $6,9^{\circ}\text{C}$ olarak hesaplanmıştır. Maksimum sıcaklık farkı ise 20°C ölçülmüştür. Şekil 21'deki negatif değerler soğuk ve rüzgarlı günlerin soğutma etkisinin (chilling effect) bir sonucu olarak ortaya çıkmaktadır.



Şekil 19. 1 m/s aralıklı rüzgar hızı dağılımı.



Şekil 20. Test periyodu boyunca 1°C aralıklarla panel sıcaklığı ve dış sıcaklık dağılımları.



Şekil 21. Günlük dış sıcaklık ve panel sıcaklığı arasındaki sıcaklık farkı.

2.2. Modül sıcaklığı tespiti için yaklaşımlar

PV modülü sıcaklık tahmin modellerinde temelde iki yaklaşım bulunmaktadır. Bunlar sırasıyla kararlı durum yaklaşımı ve kararlı olmayan durum yaklaşımıdır. Bu iki yaklaşım arasındaki temel fark, kararlı durum yaklaşımındaki tüm parametrelerin zamandan bağımsız olduğu varsayılarak, kararlı olmayan durum yaklaşımında zamanla birlikte bazı parametrelerin değiştiği varsayılmaktadır (Jakhrani vd., 2011).

2.2.1. Kararlı durum yaklaşımı

Bu yaklaşımda, kısa bir süre içerisinde, gelen güneş radyasyonunun yoğunluğunun ve PV modüllerinin performansını etkileyen diğer parametrelerin sabit olduğu varsayılmaktadır. PV modülünden çevredeki ısı transferi değişimi düşük olduğunda, kararlı durum koşulu olarak kabul edilebilir. PV modülünün her bir noktasındaki sıcaklıklar, kararlı durum için sabit olarak alınır. Hücrenin sıcaklığını belirlemek için en yaygın prosedür Nominal işletim hücre sıcaklığı NOCT'yi kullanarak oluşur. Bu parametrenin değeri Standart Referans Ortamında (STE) PV modülü üreticileri tarafından verilir. Standart Referans Ortamı, toplam ışınım gücü 800W/m² olarak tanımlanabilir; Ortam sıcaklığı 20 °C; Rüzgar hızı 1 m/s ve sıfır elektrik yükü. NOCT modeli, yükleme koşulları ve farklı çevresel koşullar altında standart referansdan

önemli hatalar verebilir. PV modülünün koruyucu kapağı ince olduğunda, PV modülündeki hücrelerin sıcaklığı arka yüzey sıcaklığına yaklaşık olarak eşit şekilde alınabilir.

2.2.2. Kararlı olmayan durum yaklaşımı

Bu yaklaşımda, modül sıcaklıklarının değişimini etkileyen parametrelere zamana bağlı olduğu düşünülmektedir. Bu nedenle, bu yaklaşım güneş radyasyonunun kısa sürede dalgalanması durumunda bir PV sisteminin doğası dikkate alındığında daha gerçekçi ve kesin sonuçlar verir. Bu teknik PV modül sıcaklığının bir enerji dengesi (Trinuruk vd., 2009) tarafından belirlendiği konseptine dayanmaktadır. Bir modül tarafından absorbe edilen güneş enerjisi kısmen ısı enerjisiye, kısmen dış devreden hücreden çıkarılan elektrik enerjisine dönüştürülür. Çevrenin altına soğutulan modülün birim alanındaki enerji dengesi şu şekilde verilebilir:

$$(\tau\alpha)G_T = \eta_m G_T + U_T (T_{Arka} - T_\alpha) \quad (1)$$

Panel arka yüzey sıcaklığı aşağıdaki eşitlikten bulunabilir.

$$T_{Arka} = T_a + \left(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \right) \left(\frac{U_{L,NOCT}}{U_L} \right) (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(1 - \frac{\eta_{m,ref}}{\tau\alpha} \right) \quad (2)$$

2.2.3. Hata oranı tespiti

Modül sıcaklığı için ortalama mutlak hata, aşağıdaki denklem ile hesaplanır:

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |T_{Arka,ölçülen} - T_{Arka,Tahmin}| \quad (3)$$

N örneklerin sayısıdır. $T_{Arka,ölçülen}$ ve $T_{Arka,Tahmin}$ fotovoltaik modülün ölçülmüş ve tahmin edilen arka yüzey sıcaklığıdır.

Hata oranının dağılımı için oransal ve sinüzoidal modeller kullanılmıştır. Sinüzoidal modeller aşağıdaki eşitlikten bulunabilir.

$$E_{Suklı} = a + b \cdot \text{Cos}[c \cdot (T_{Arka,Ölçülen} - T_{Arka,Tahmin}) + d] \quad (4)$$

Oransal model aşağıdaki eşitlikten bulunabilir:

$$E_{Sukli} = \frac{a + b \cdot (T_{Arka,Ölçülen} - T_{Arka,Tahmin})}{1 + c \cdot (T_{Arka,Ölçülen} - T_{Arka,Tahmin}) + d \cdot (T_{Arka,Ölçülen} - T_{Arka,Tahmin})^2} \quad (5)$$

Burada a, b, c ve d model parametreleridir. E_{Sukli} ampirik korelasyonların hata oran sıklığını ifade etmektedir.

2.3. Ampirik korelasyonların test edilmesi

Fotovoltaik modül yüzey sıcaklığının tahmini için oluşturulan modeller matematiksel açıdan açık veya örtük formdadır. Açık modeller doğrudan hücre sıcaklığının (T_C) değerini öngörürken, örtük korelasyonlar kendilerine bağımlı değişkenleri içerir. Dolayısıyla örtük modellerin hesaplanması için tekrarlanma prosedürü gereklidir (Skoplaski and Palyvos, 2009). Bu çalışmada, gerçek santral verileri kullanılarak on yedi farklı örtük denklem karşılaştırılmıştır. Yayınlanmış literatürde önerilen çok sayıda korelasyon arasından, en iyi ve en basit olduğu düşünülen denklemler seçilmiştir.

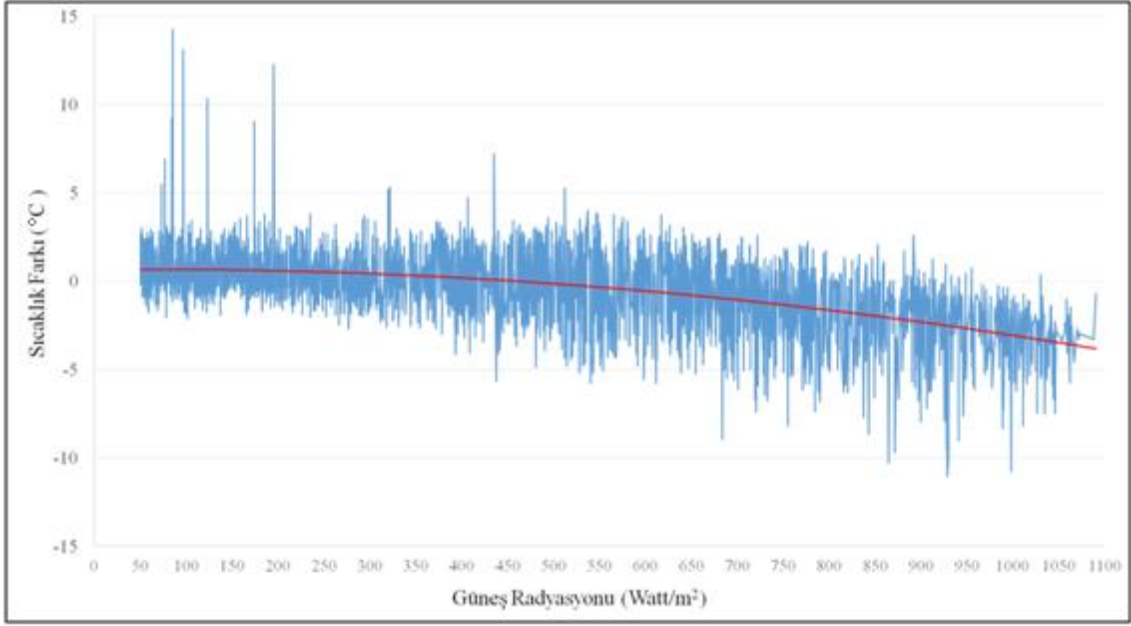
2.3.1. Lasnier ve Ang korelasyonu

Lasnier ve Ang'ın (Lasnier and Ang, 1990), p-Si modül sıcaklığını (T_C) hesaplamak için önerdikleri bağıntı aşağıda verilmiştir:

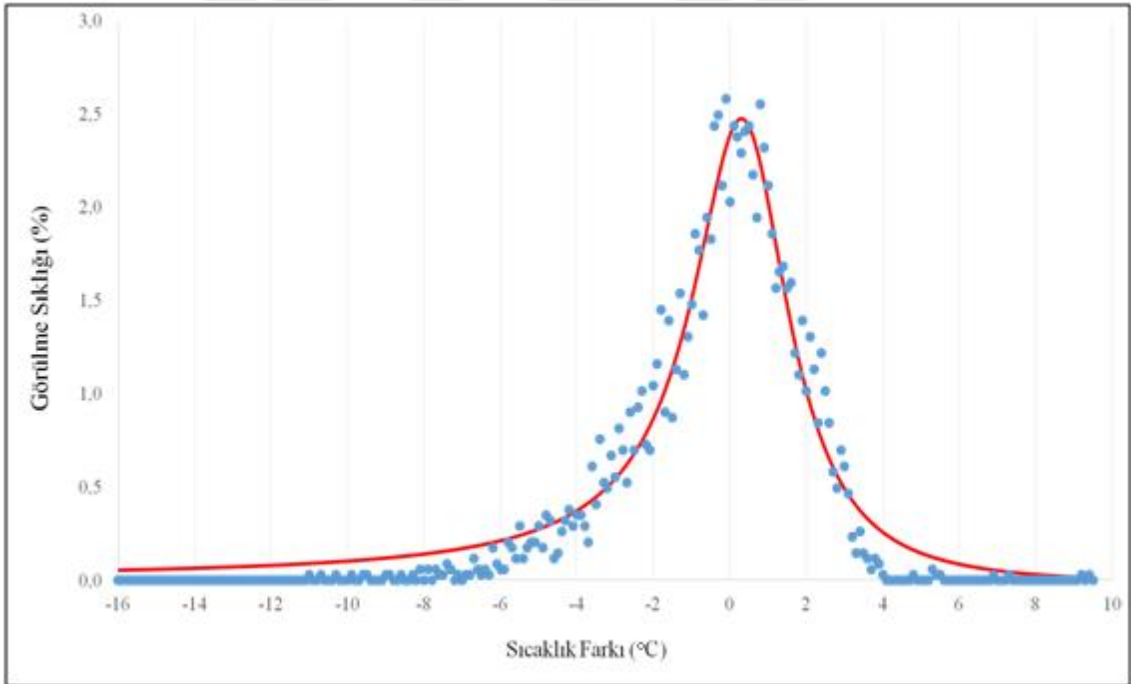
$$T_C = 30.006 + 0.0175 \cdot (G_T - 300) + 1.14 \cdot (T_a - 25) \quad (1)$$

Rüzgar hızı ve ısı kayıpları katsayısı formülasyonda dikkate alınmamıştır.

Burada, T_a ; ortam sıcaklığını °C cinsinden göstermektedir. G_T , W/ m² cinsinden global güneş radyasyonu miktarını belirtmektedir. Lasnier ve Ang korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 22'de verilmiştir. Şekil 22'de görüldüğü gibi sıcaklık sapması, global güneş radyasyonu ile artmıştır. Şekil 23'de ise sıcaklık farkı görülme sıklığı verilmiştir. Ortalama sıcaklık sapması 2,16 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 22. Lasnier ve Ang korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



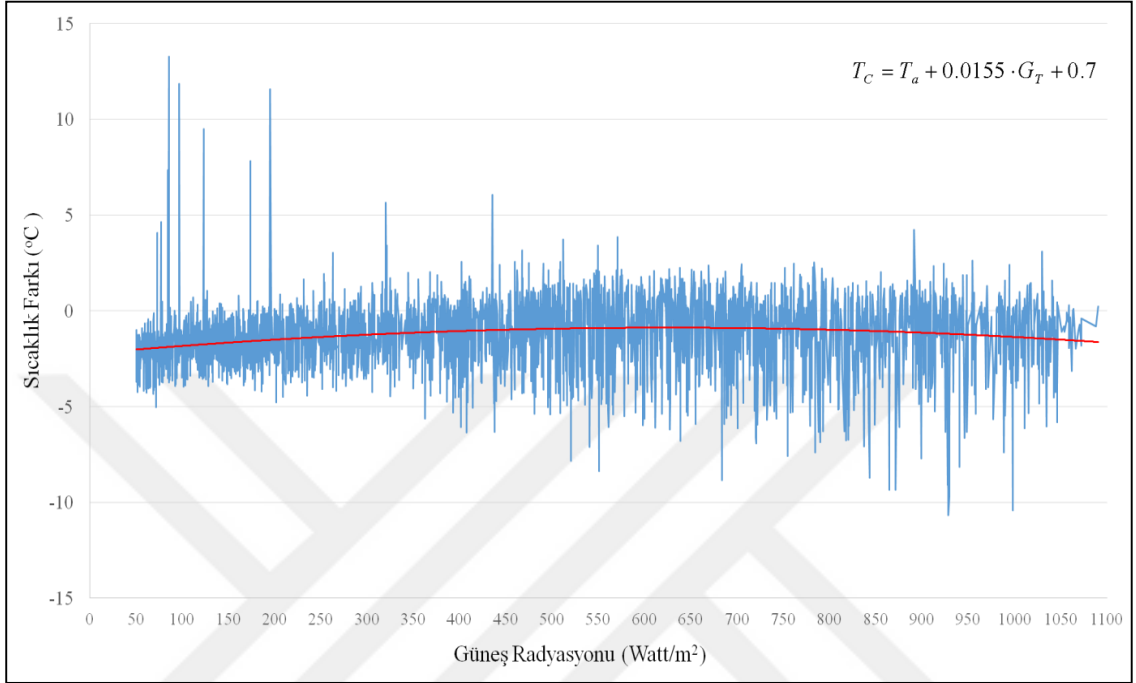
Şekil 23. Lasnier ve Ang korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

2.3.2. Irodionov vd. Korelasyonu

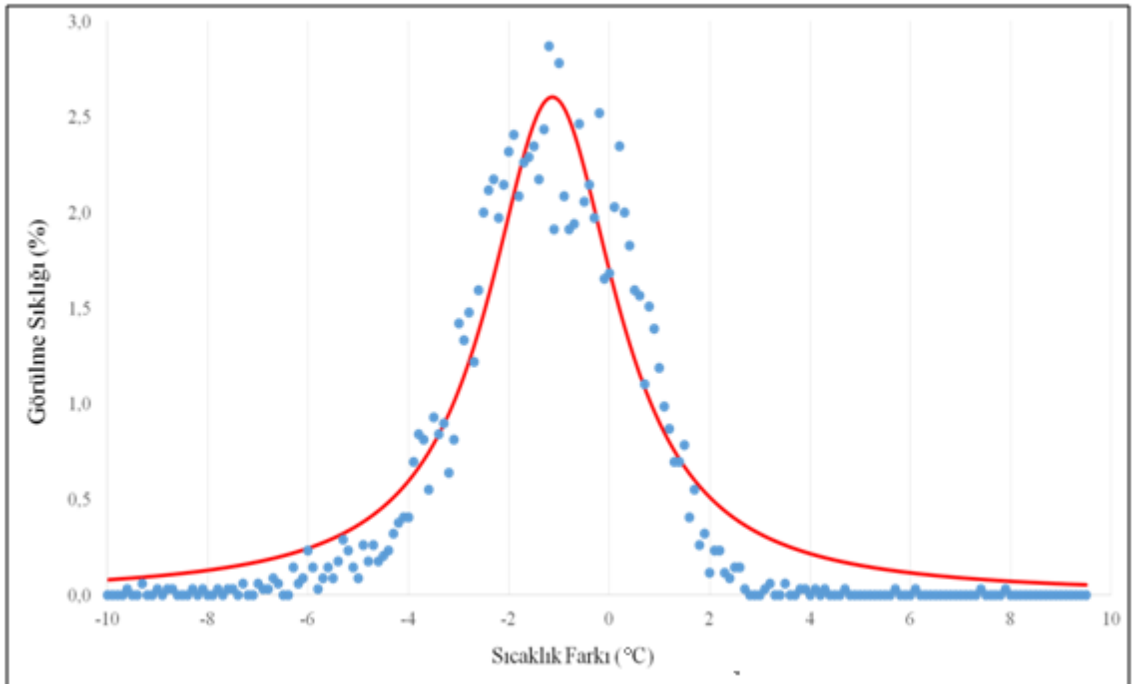
Irodionov vd.(Irodionov vd., 1989) modül sıcaklığını (T_c) hesaplamak için önerdiği bağıntı aşağıda verilmiştir:

$$T_c = T_a + 0.0155 \cdot G_T + 0.7 \quad (2)$$

Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 2,19 °C olarak hesaplanmıştır. Irodionov vd. korelasyonu test edilmiş ve çalışma kapsamında elde edilen değerler Şekil 24 ve 25'te verilmiştir.



Şekil 24. Irodionov vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



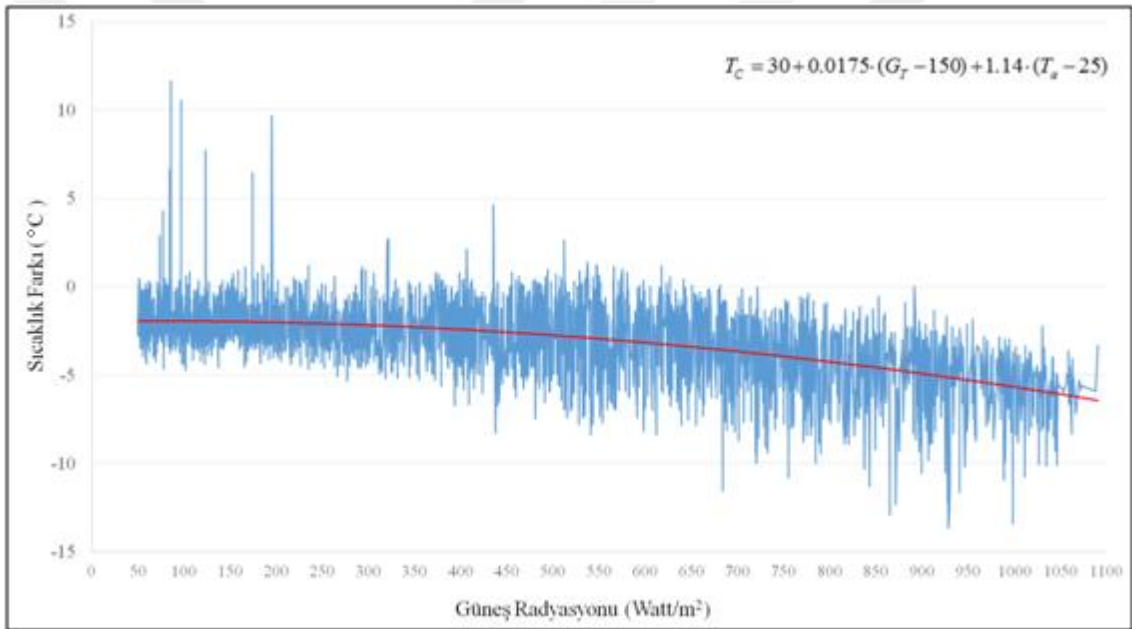
Şekil 25. Irodionov vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

2.3.3. Tselepis ve Tripanagnostopoulos korelasyonu

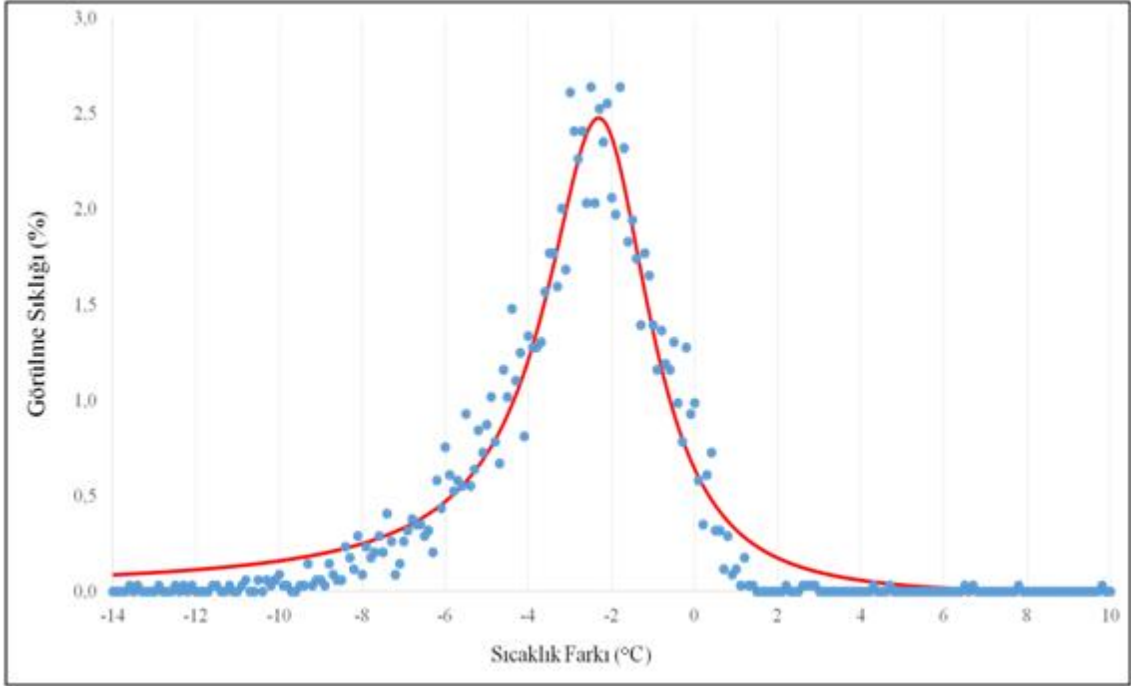
Tselepis ve Tripanagnostopoulos (Tselepis and Tripanagnostopoulos, 2001) a-Si modül sıcaklığını (T_c) hesaplamak için önerdikleri bağıntı aşağıda verilmiştir:

$$T_c = 30 + 0.0175 \cdot (G_T - 150) + 1.14 \cdot (T_a - 25) \quad (3)$$

Bu bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 3,65 °C olarak hesaplanmıştır. Tselepis ve Tripanagnostopoulos korelasyonu test edilmiş ve elde edilen sonuçlar Şekil 26 ve 27'de verilmiştir.



Şekil 26. Tselepis ve Tripanagnostopoulos korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



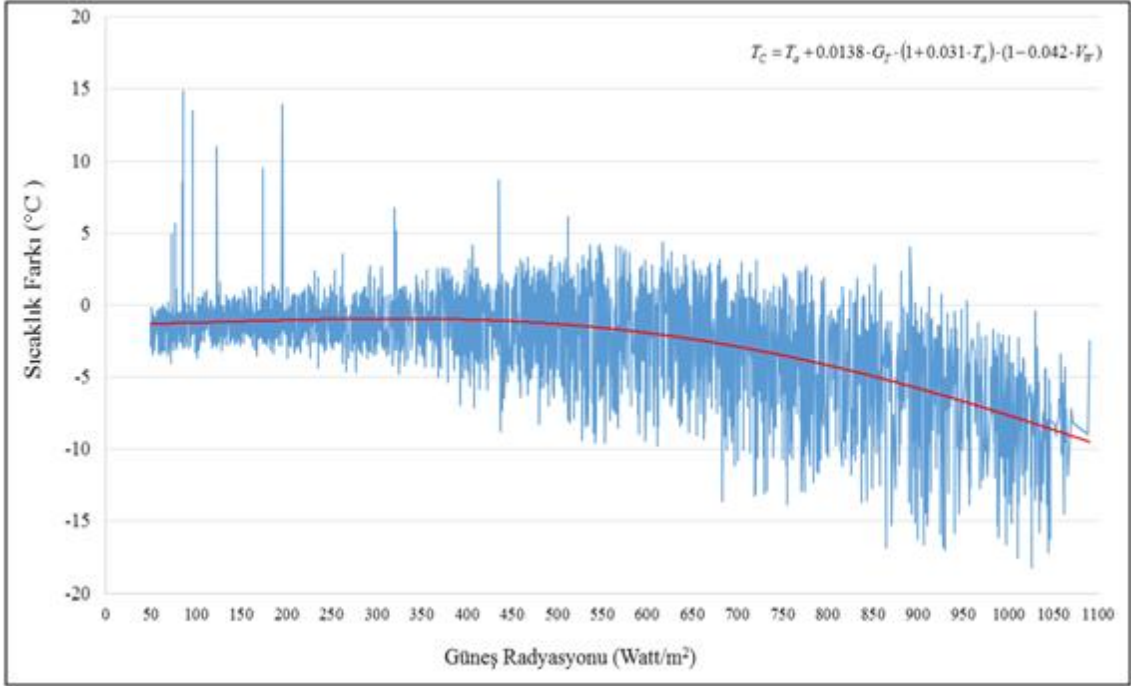
Şekil 27. Tselepis ve Tripanagnostopoulos korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

2.3.4. Chenni vd. Korelasyonu

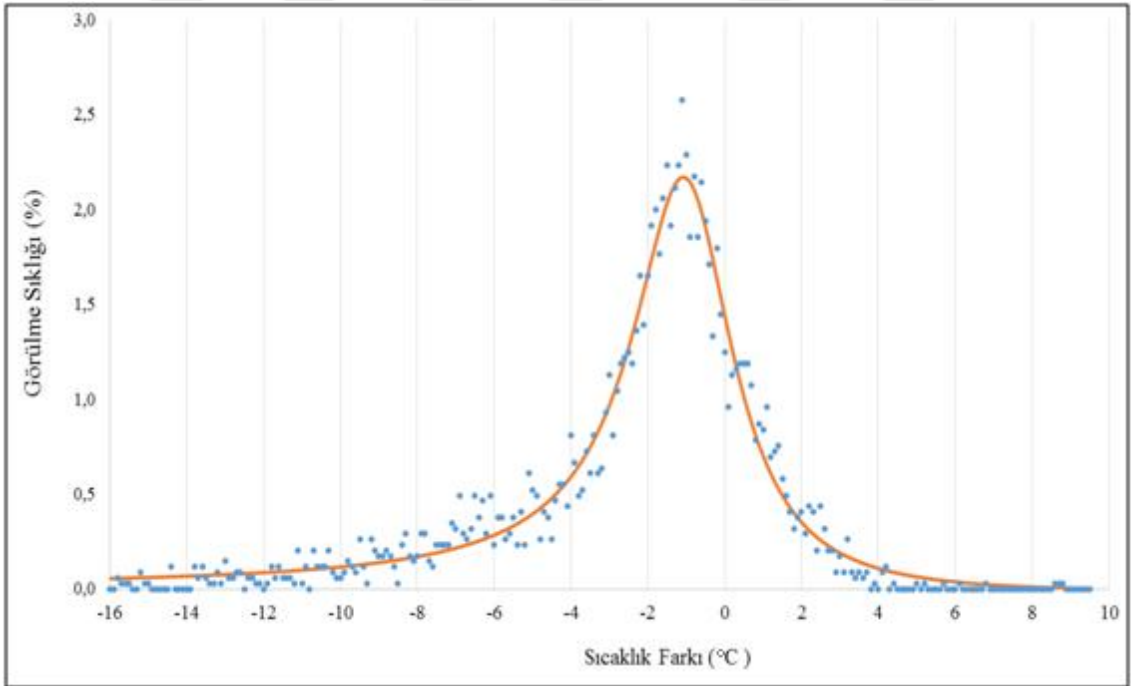
Chenni vd. (Chenni vd., 2007), polikristal modül sıcaklığını (T_C) hesaplamak için önerdikleri bağıntı aşağıdadır:

$$T_C = T_a + 0.0138 \cdot G_T \cdot (1 + 0.031 \cdot T_a) \cdot (1 - 0.042 \cdot V_w) \quad (4)$$

Chenni vd. korelasyonu test edilmiş ve elde edilen sonuçlar Şekil 28 ve 29'da verilmiştir. Bu bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 4,05 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 28. Chennai vd.korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



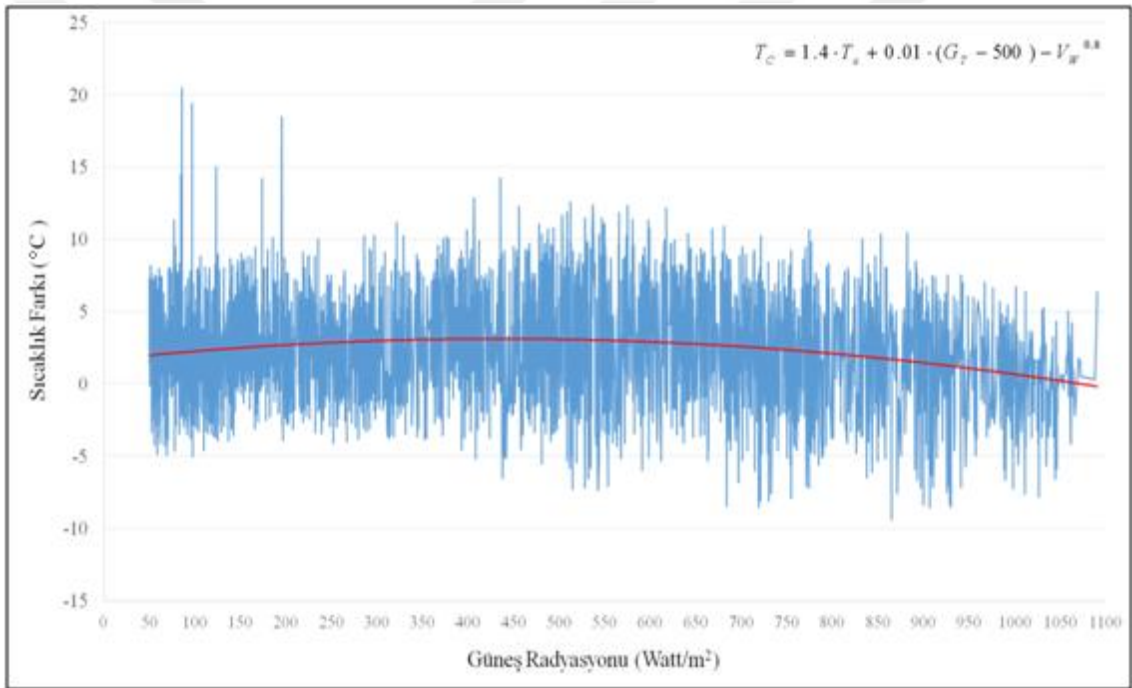
Şekil 29. Chennai vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

2.3.5. Coskun vd. Korelasyonu

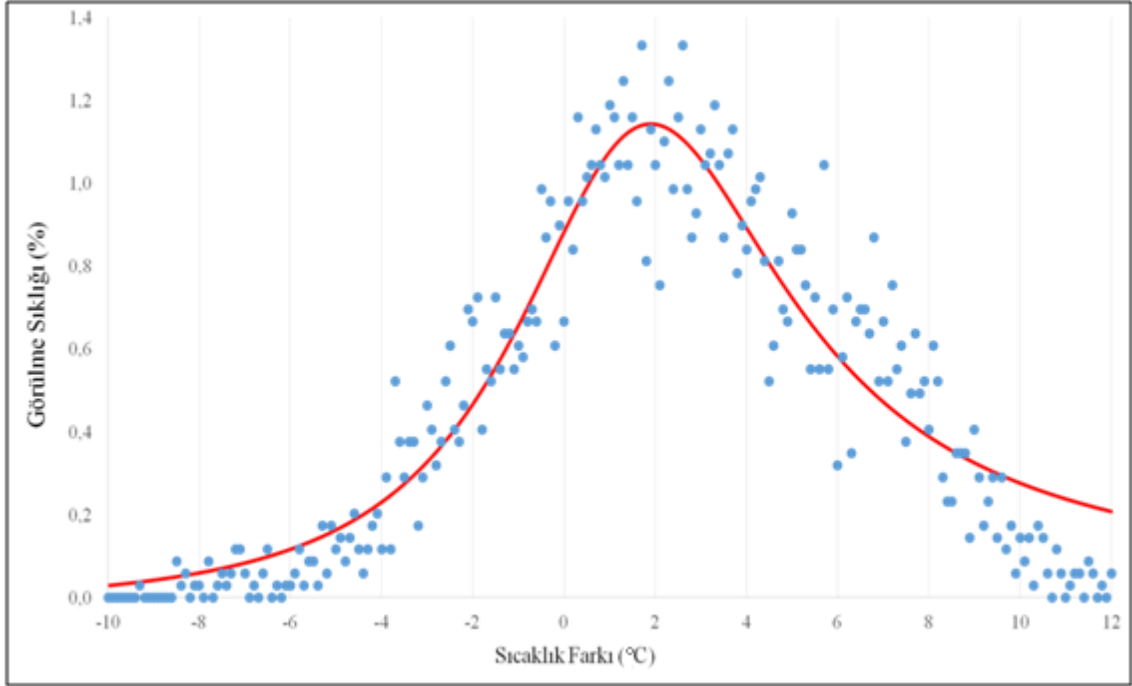
Coskun vd. (Coskun vd., 2016), polikristal modül sıcaklığını (T_c) hesaplamak için önerdikleri bağıntı aşağıdadır:

$$T_c = 1.4 \cdot T_a + 0.01 \cdot (G_T - 500) - V_w^{0.8} \quad (5)$$

Coskun vd. korelasyonu çalışma kapsamında test edilmiş ve elde edilen sonuçlar Şekil 30 ve 31'de verilmektedir. Verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 4,43 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 30. Coskun vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



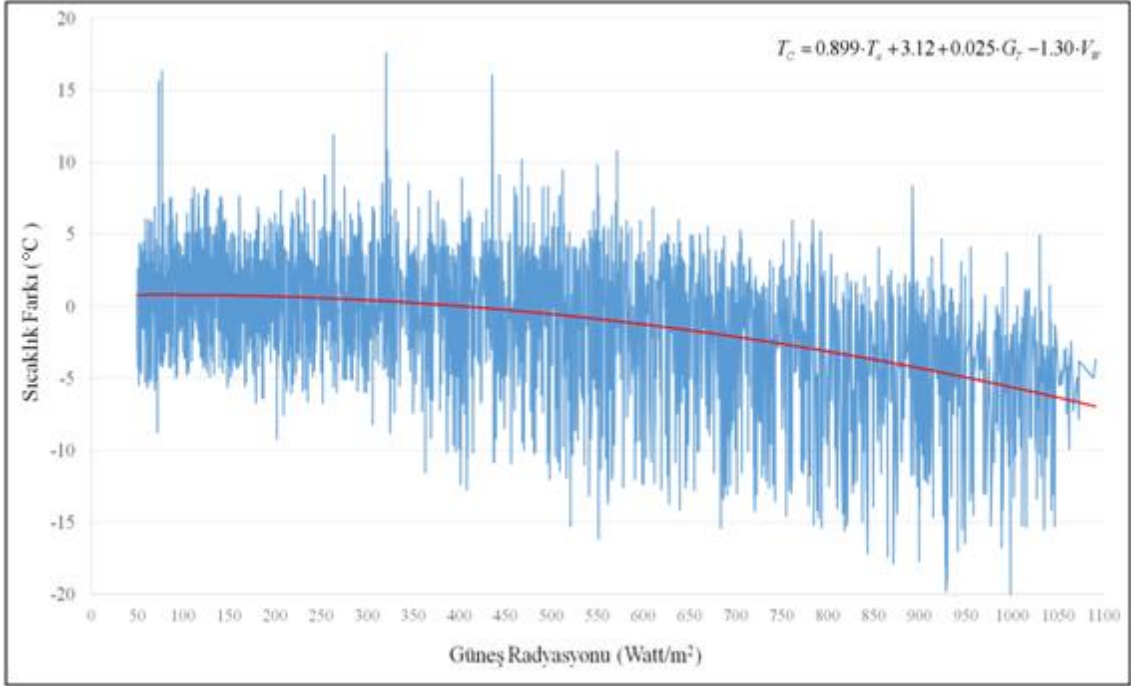
Şekil 31. Coskun vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

2.3.6. Risser ve Fuentes (I) Korelasyonu

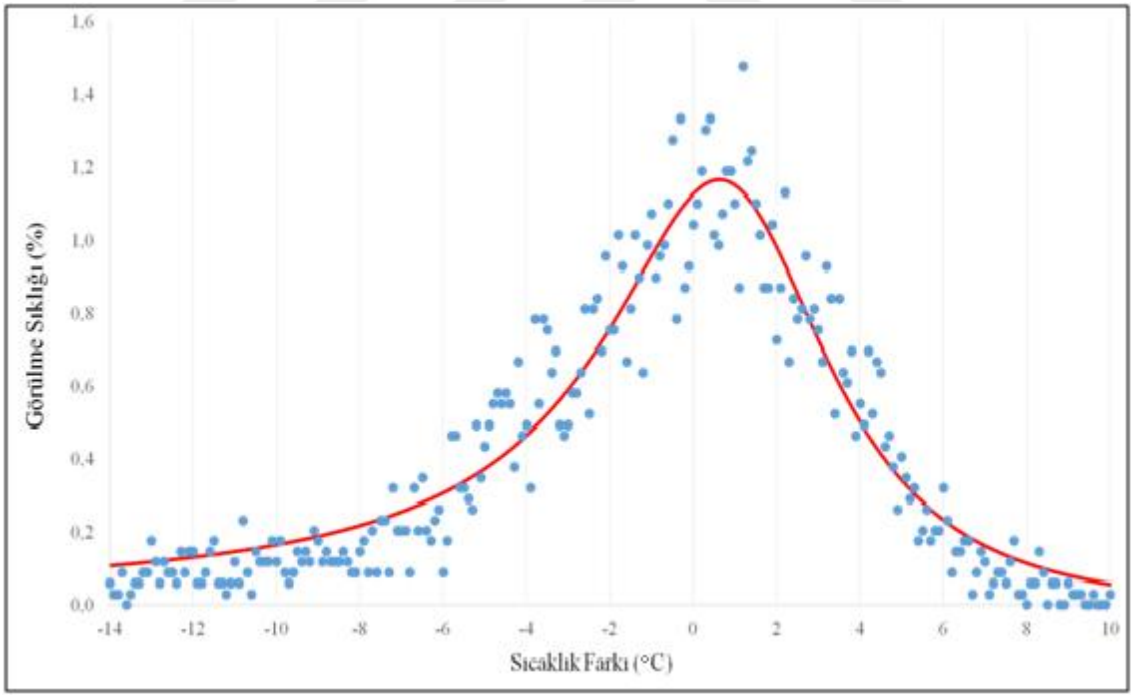
Risser ve Fuentes (I) (Risser and Fuentes, 1983) modül sıcaklığını (T_c) hesaplamak için aşağıdaki ilişkiyi önermişlerdir:

$$T_c = 0.899 \cdot T_a + 3.12 + 0.025 \cdot G_T - 1.30 \cdot V_w \quad (6)$$

Risser ve Fuentes (I) korelasyonu çalışma kapsamında test edilmiş ve elde edilen sonuçlar Şekil 32 ve 33'te verilmektedir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 4,75 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 32. Risser ve Fuentes (I) korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



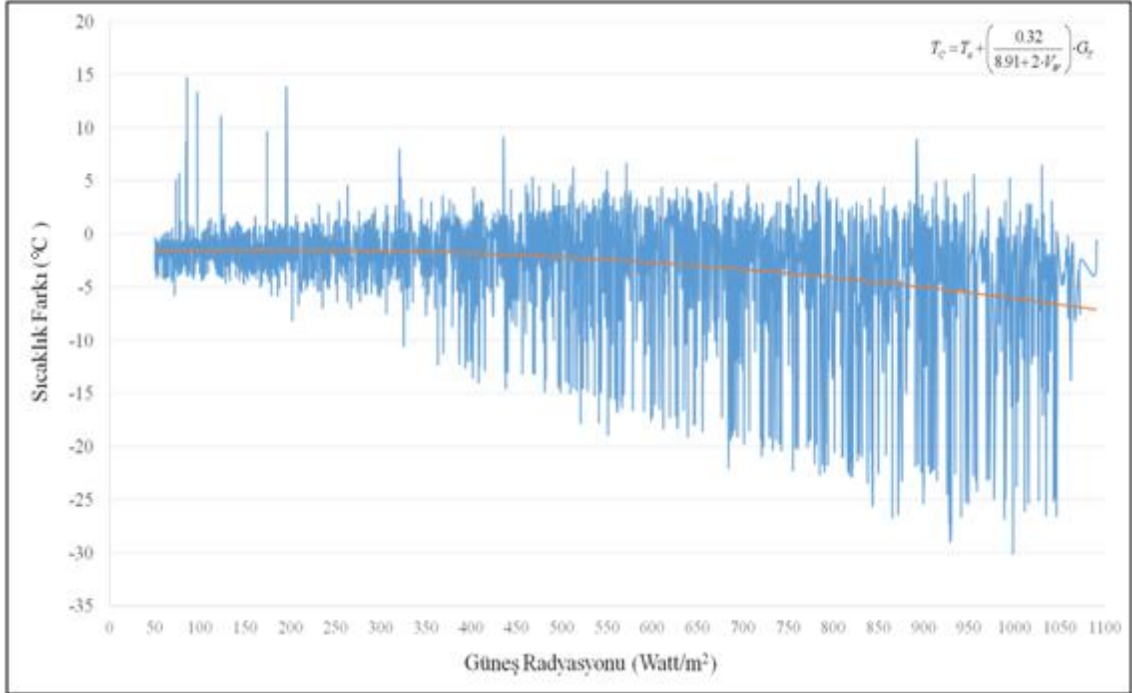
Şekil 33. Risser ve Fuentes (I) korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

2.3.7. Skoplaski ve Palyvos Korelasyonu

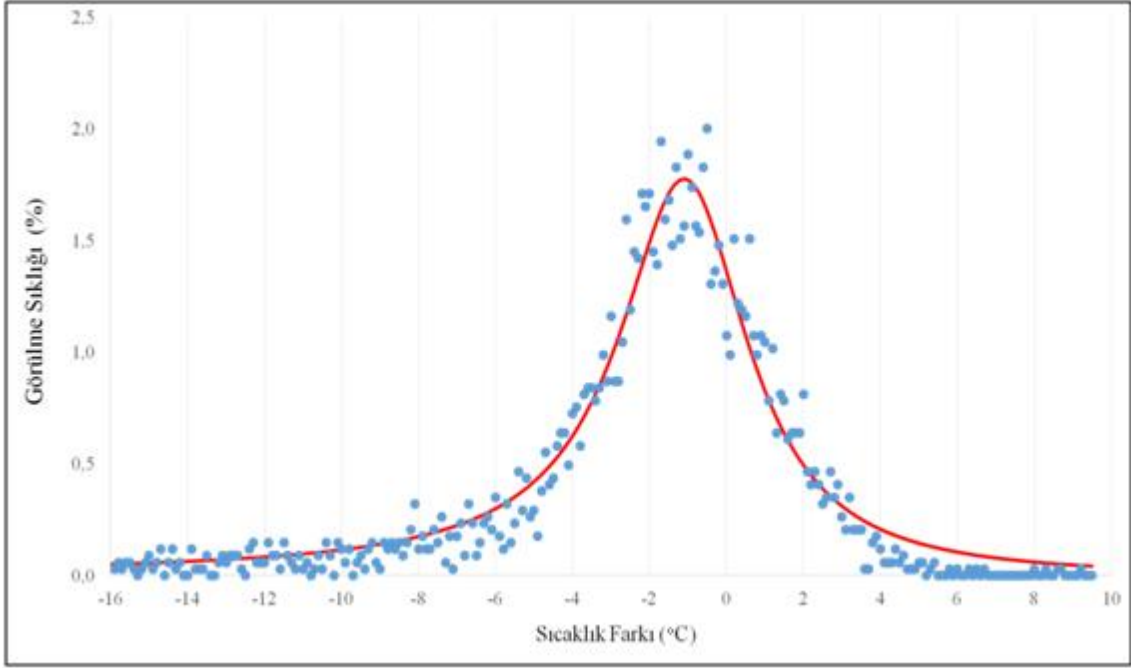
Skoplaski ve Palyvos (Skoplaski and Palyvos, 2009), p-Si PV modül sıcaklığını (T_c) hesaplamak için aşağıdaki ilişkiyi önermişlerdir:

$$T_c = T_a + \left(\frac{0.32}{8.91 + 2 \cdot V_w} \right) \cdot G_T \quad (7)$$

Bu korelasyon 1 m/s'lik rüzgar hızının üstü için uygundur. 1 m/s'nin altındaki rüzgar hızı değerleri için işlev hata oranı yüksektir. Skoplaski ve Palyvos korelasyonu çalışma kapsamında test edilmiş ve elde edilen sonuçlar Şekil 34 ve 35'te verilmiştir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması, 5,56 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 34. Skoplaski ve Palyvos korelasyonu sıcaklık farkı değişimi.



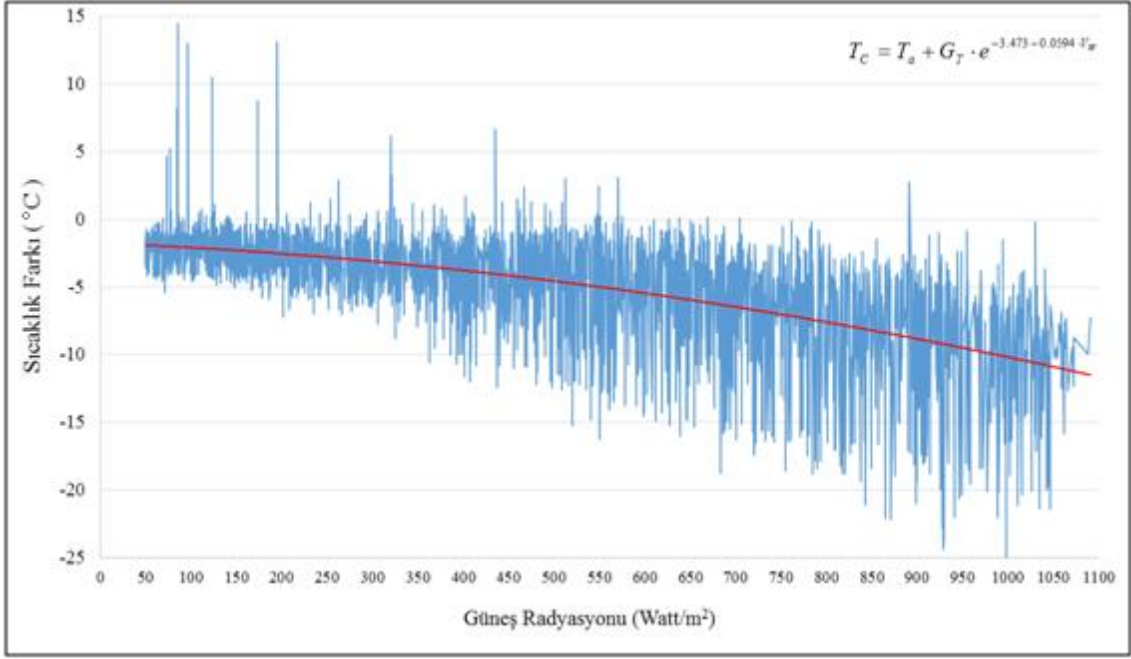
Şekil 35. Skoplaski ve Palyvos korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

2.3.8. Kurtz vd. Korelasyonu

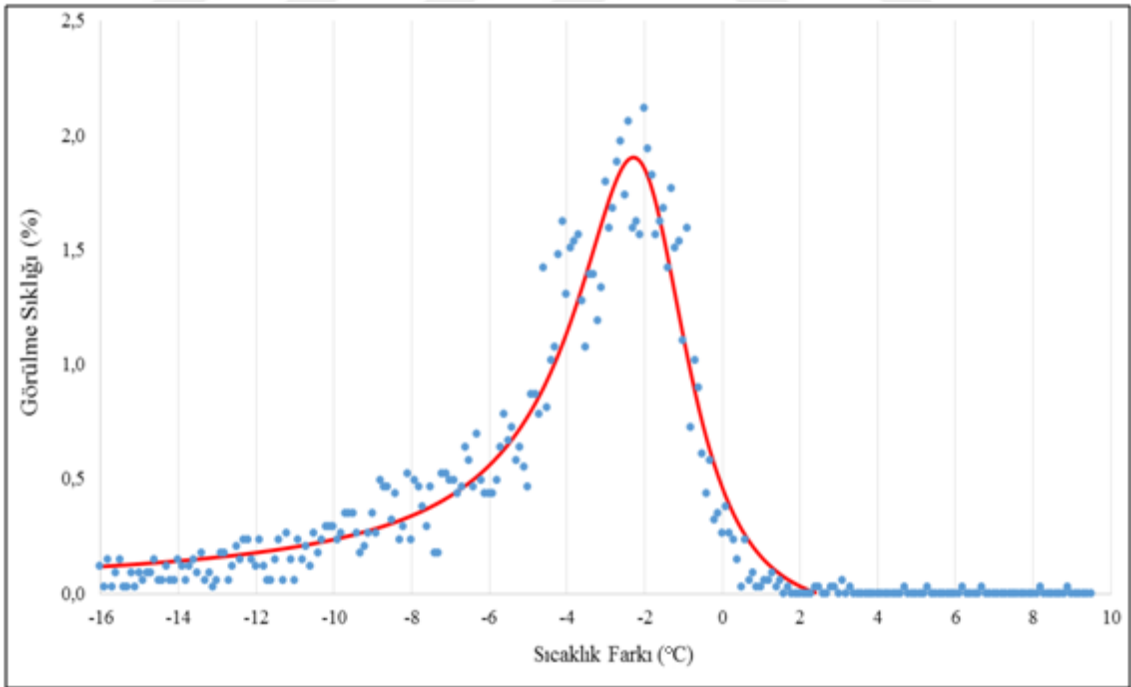
Kurtz vd. (Kurtz vd., 2009) modül sıcaklığını (T_c) hesaplamak için aşağıdaki ilişkiyi önermişlerdir:

$$T_c = T_a + G_T \cdot e^{-3.473-0.0594V_w} \quad (7)$$

Kurtz vd. Korelasyonu çalışmaya göre test edilmiş ve elde edilen değerler Şekil 36 ve 37'de verilmiştir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 6,17 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 36. Kurtz vd. korelasyonu korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



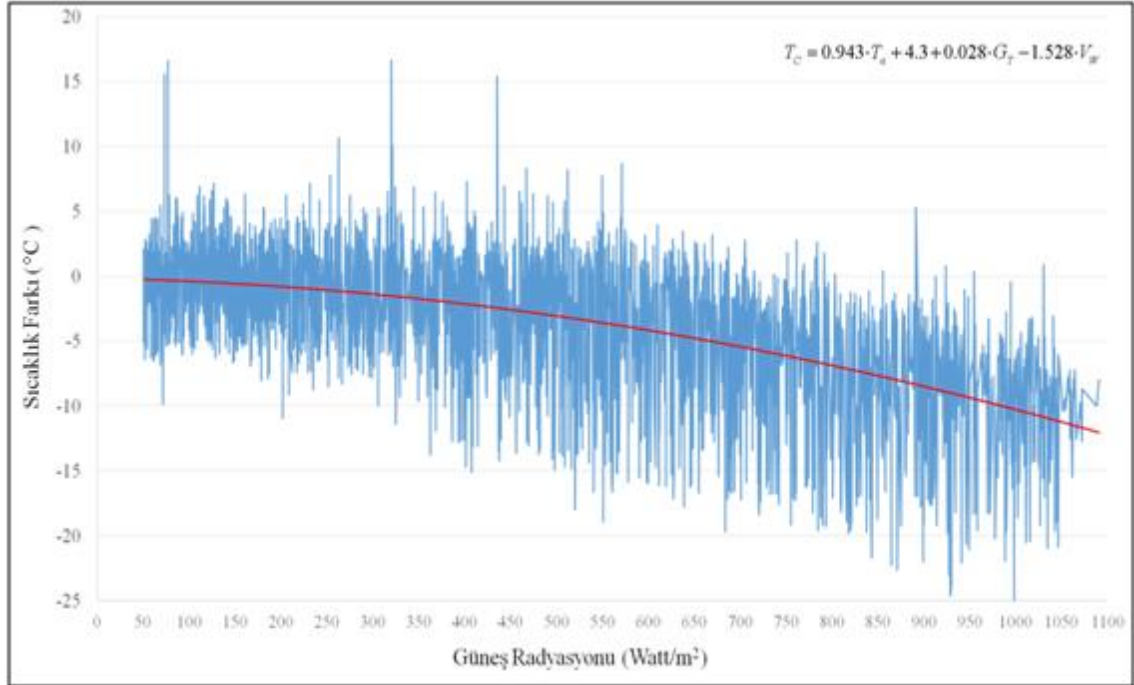
Şekil 37. Kurtz vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

2.3.9. Markvart Korelasyonu

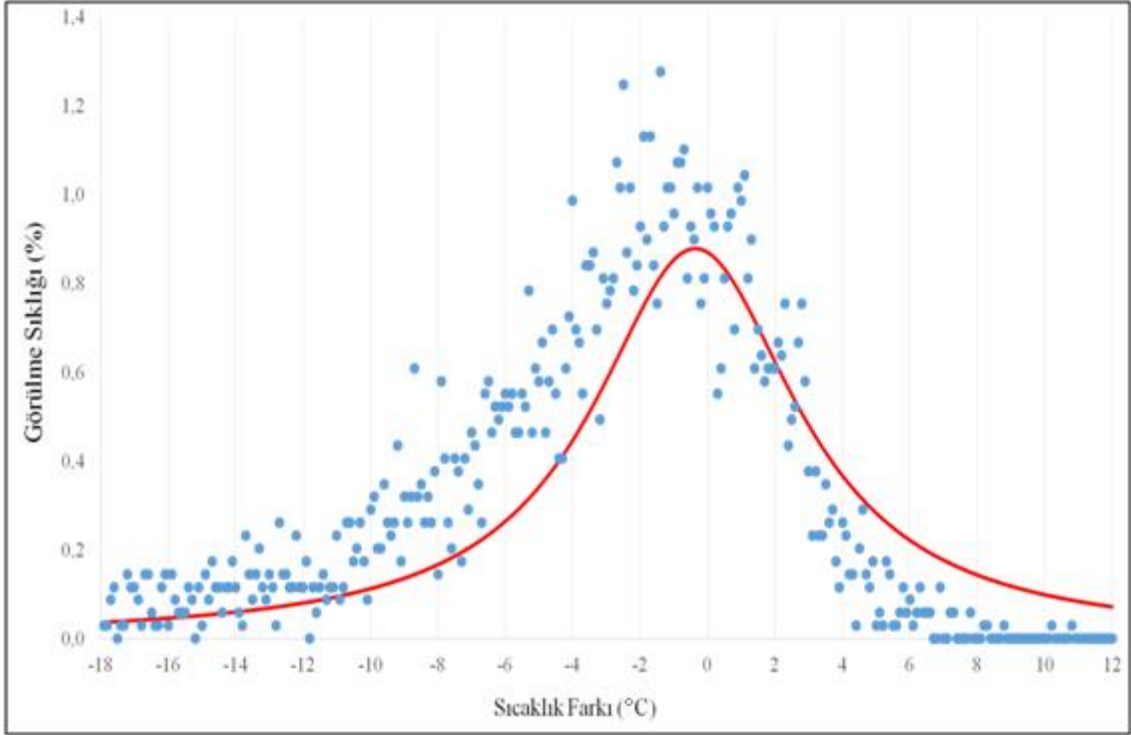
Markvart (Markvart, 2000) modül sıcaklığını (T_c) hesaplamak için önerdiği bağıntı aşağıda verilmiştir:

$$T_c = 0.943 \cdot T_a + 4.3 + 0.028 \cdot G_T - 1.528 \cdot V_w \quad (9)$$

Korelasyonda ısı kaybı katsayısı (U) hesaba katılmamıştır. Markvart Korelasyonu çalışmaya göre test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 38 ve 39'da verilmektedir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması $6,35 \text{ }^\circ\text{C}$ olarak hesaplanmıştır.



Şekil 38. Markvart korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



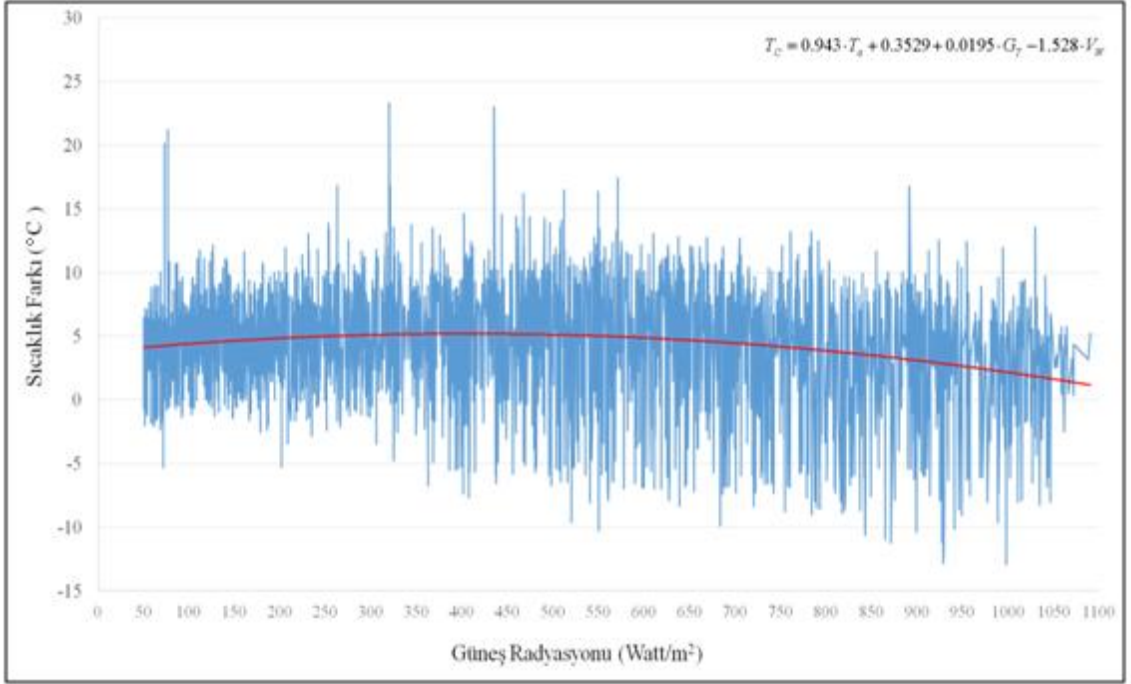
Şekil 39. Markvart korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

2.3.10. Muzathik Korelasyonu

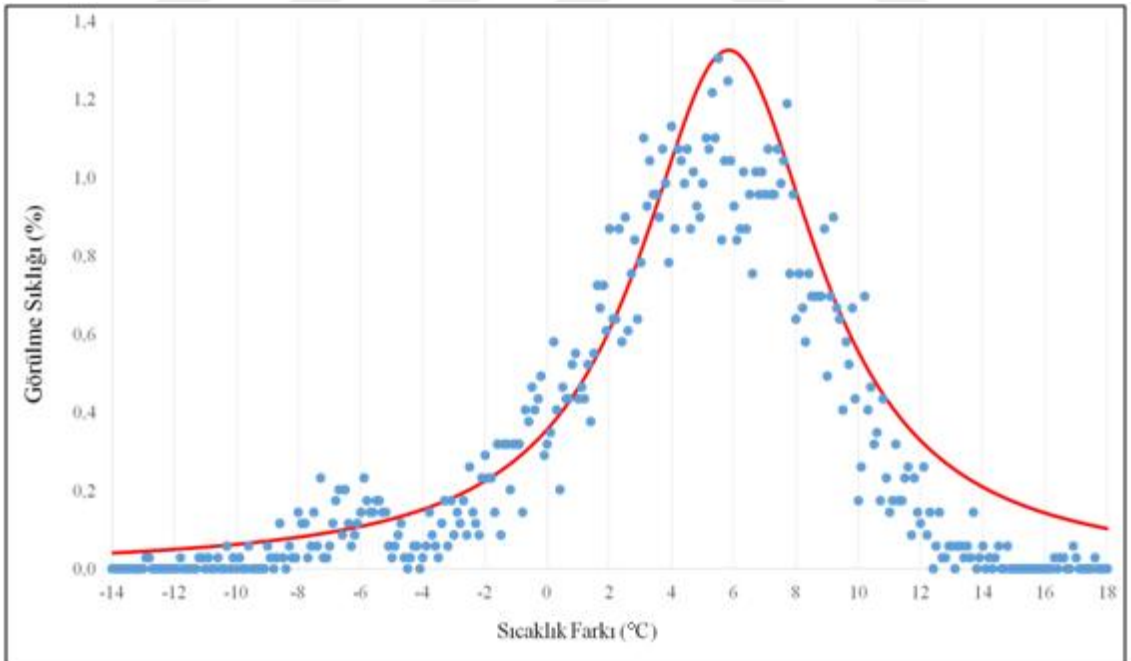
Muzathik (Muzathik, 2014) modül sıcaklığını (T_c) hesaplamak için önerdiği bağıntı aşağıda verilmiştir:

$$T_c = 0.943 \cdot T_a + 0.3529 + 0.0195 \cdot G_T - 1.528 \cdot V_w \quad (10)$$

Muzathik korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 40 ve 41'de verilmiştir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 6,37 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 40. Muzathik korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



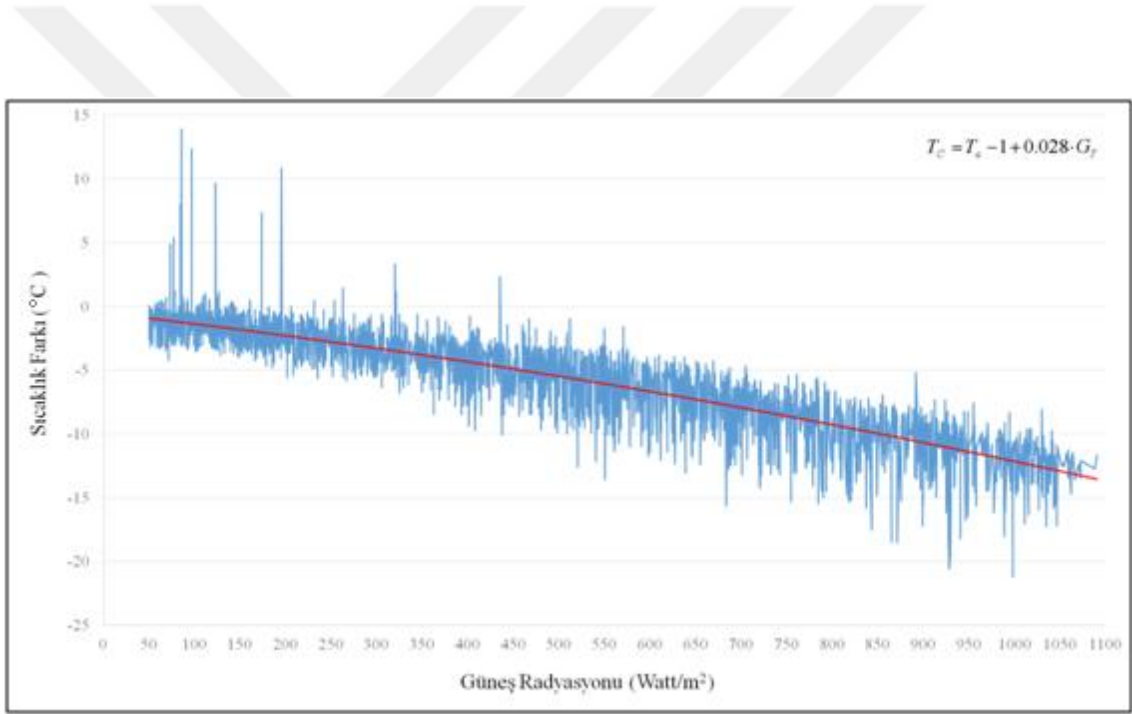
Şekil 41. Muzathik korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

2.3.11. Schott Korelasyonu

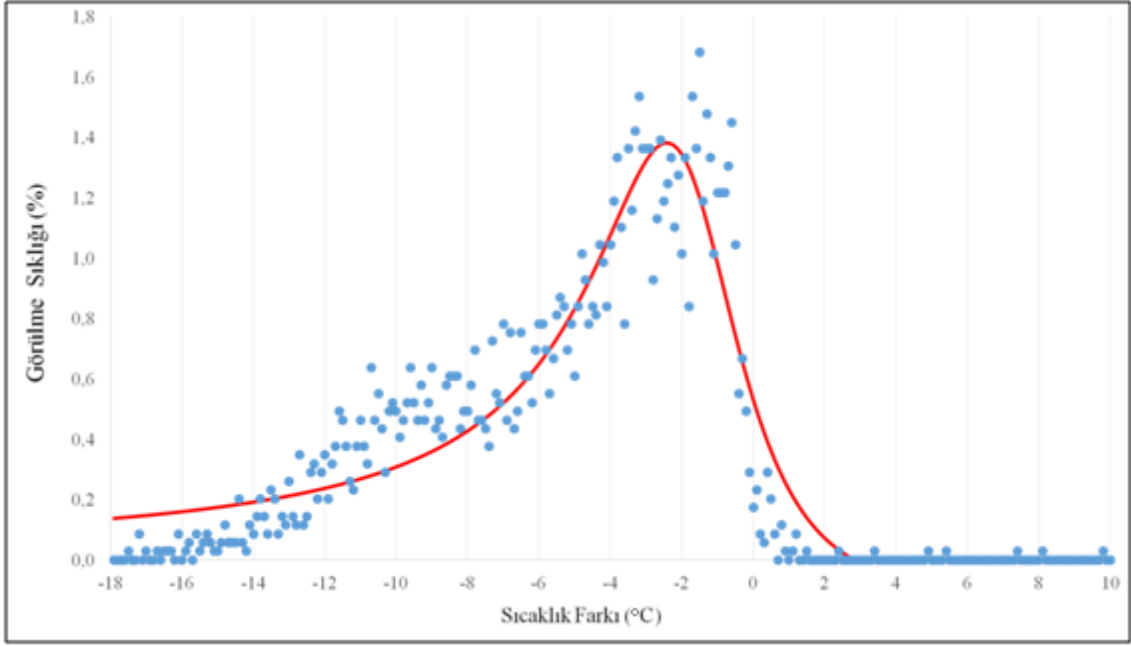
Schott (Schott, 1985) modül sıcaklığını (T_c) hesaplamak için önerdiği bağıntı aşağıda verilmiştir:

$$T_c = T_a - 1 + 0.028 \cdot G_T \quad (11)$$

Korelasyon, 1 ila 1,5 m/s rüzgar hızları için ve 0 ila 35 °C dış hava sıcaklıkları için üretilmiştir. Schott korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 42 ve 43'te verilmiştir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 6,48 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 42. Schott korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



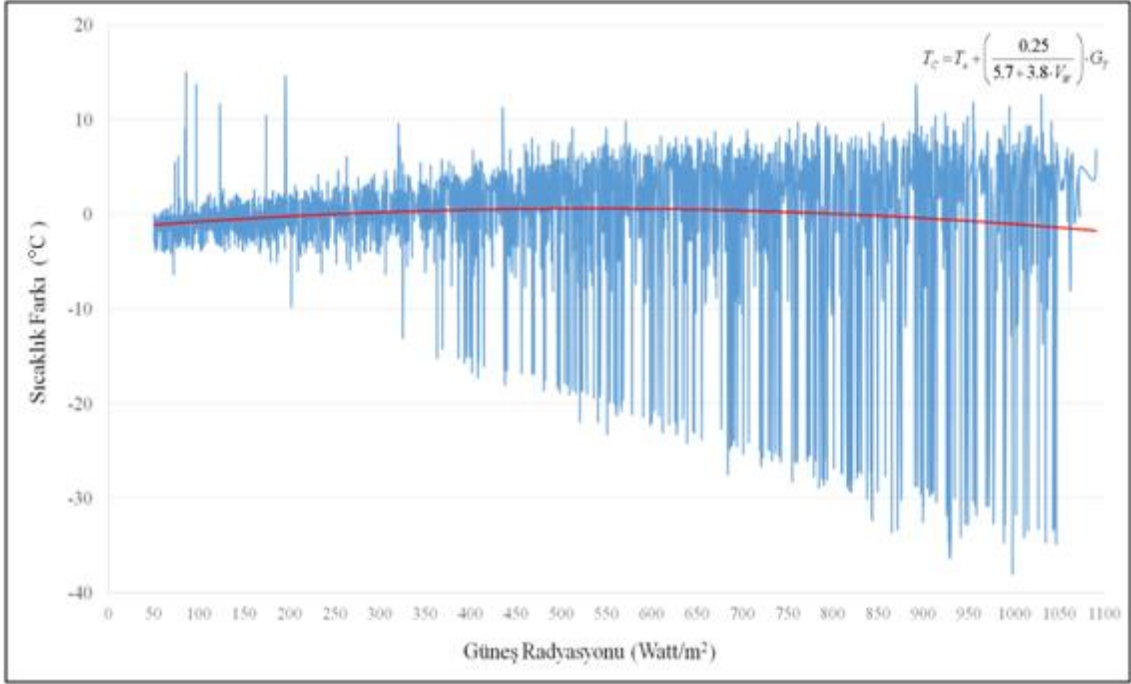
Şekil 43. Schott korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

2.3.12. Skoplaski vd. Korelasyonu

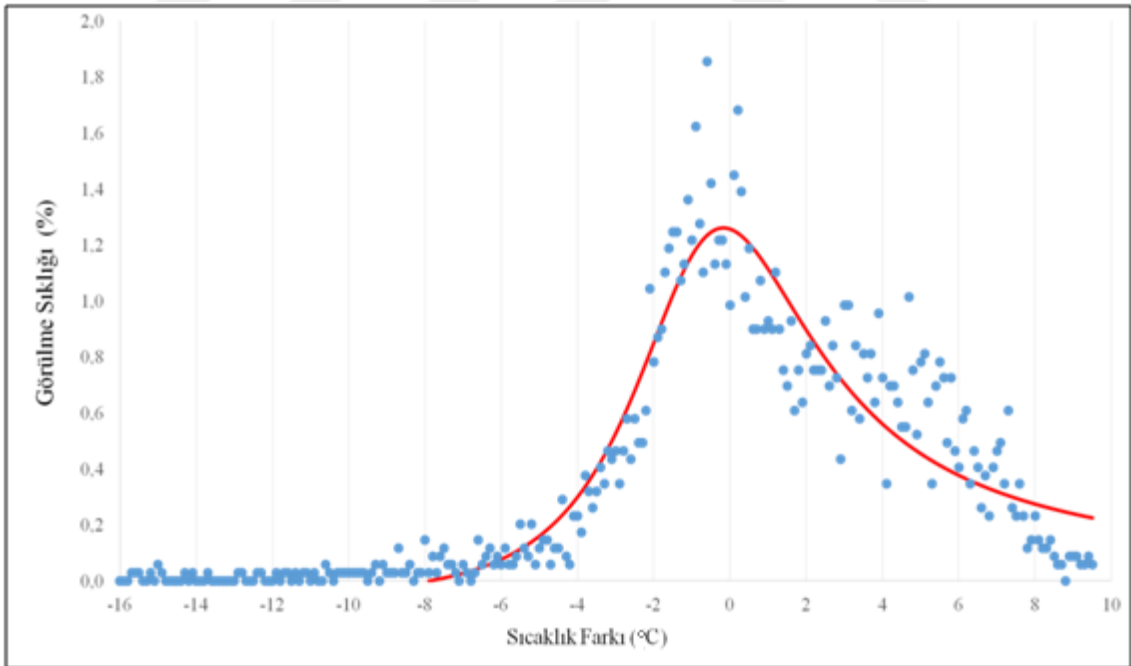
Skoplaski vd. (Skoplaki vd., 2008) modül sıcaklığını (T_c) hesaplamak için önerdikleri bağıntı aşağıda verilmiştir:

$$T_c = T_a + \left(\frac{0.25}{5.7 + 3.8 \cdot V_w} \right) \cdot G_T \quad (12)$$

Korelasyon 1 m / s'lik rüzgar hızlarının üstünde uygundur. Bu nedenden 1 m / s'nin altındaki rüzgar hızı değerleri için fonksiyon hata oranı yüksektir. Skoplaski vd. korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 44 ve 45'te verilmektedir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 6,68 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 44. Skoplaski vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



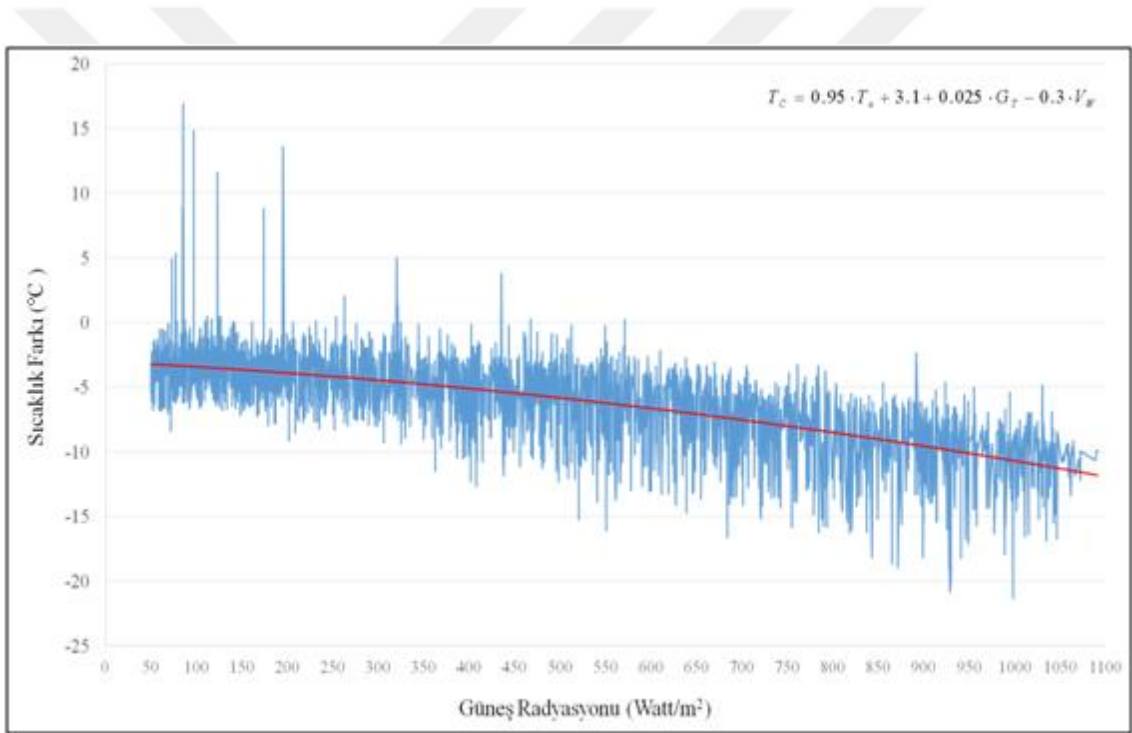
Şekil 45. Skoplaski vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

2.3.13. Akyuz vd. Korelasyonu

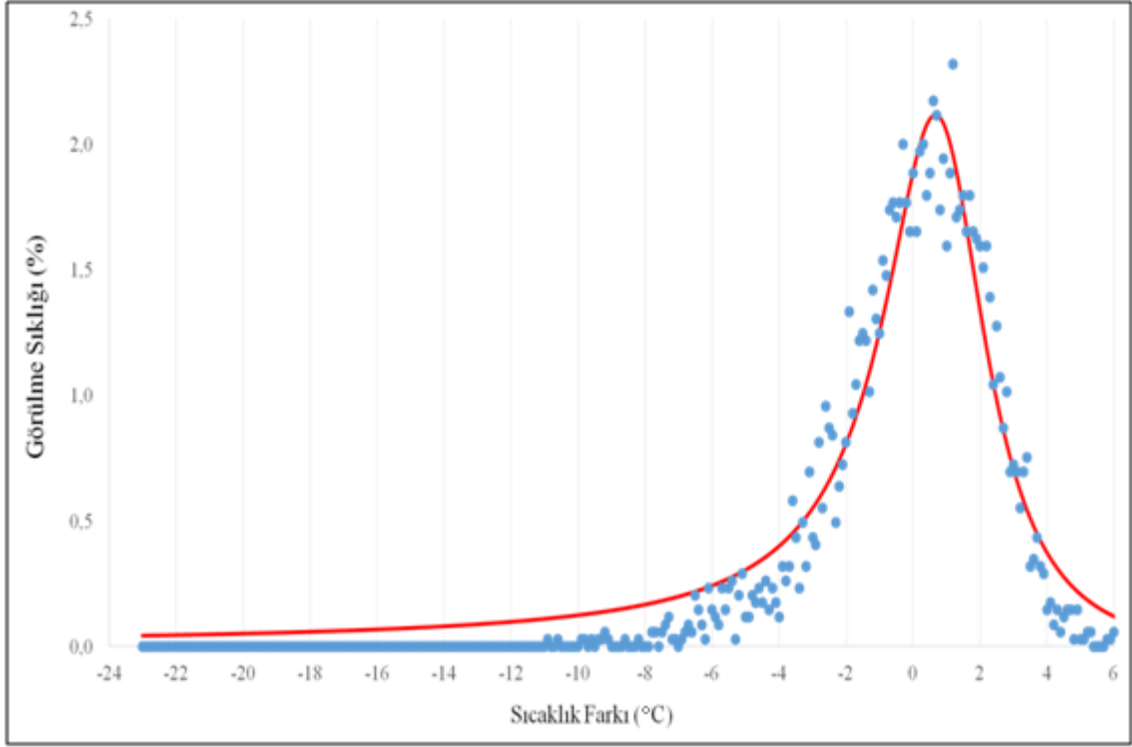
Akyüz vd. (Akyuz vd., 2012) modül sıcaklığını (T_C) hesaplamak için önerdikleri bağıntı aşağıda verilmiştir:

$$T_C = 0.95 \cdot T_a + 3.1 + 0.025 \cdot G_T - 0.3 \cdot V_w \quad (13)$$

Akyüz vd. korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 46 ve 47'de verilmektedir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 6,69 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 46. Akyüz vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



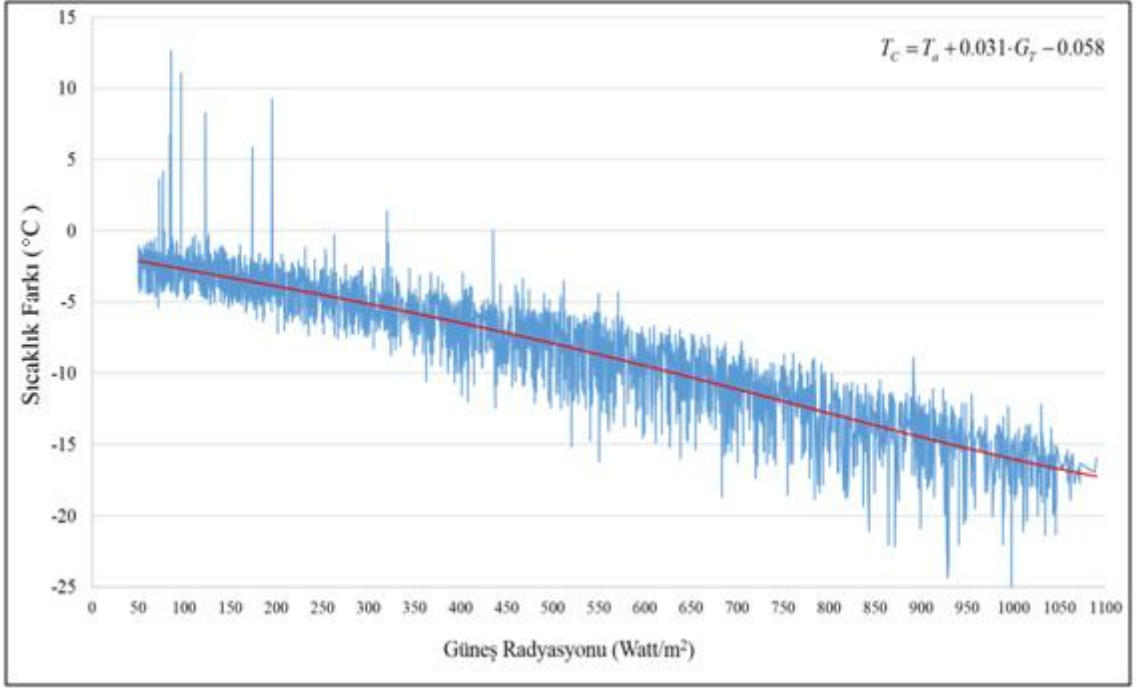
Şekil 47. Akyuz vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

2.3.14. Mondol vd. (II) Korelasyonu

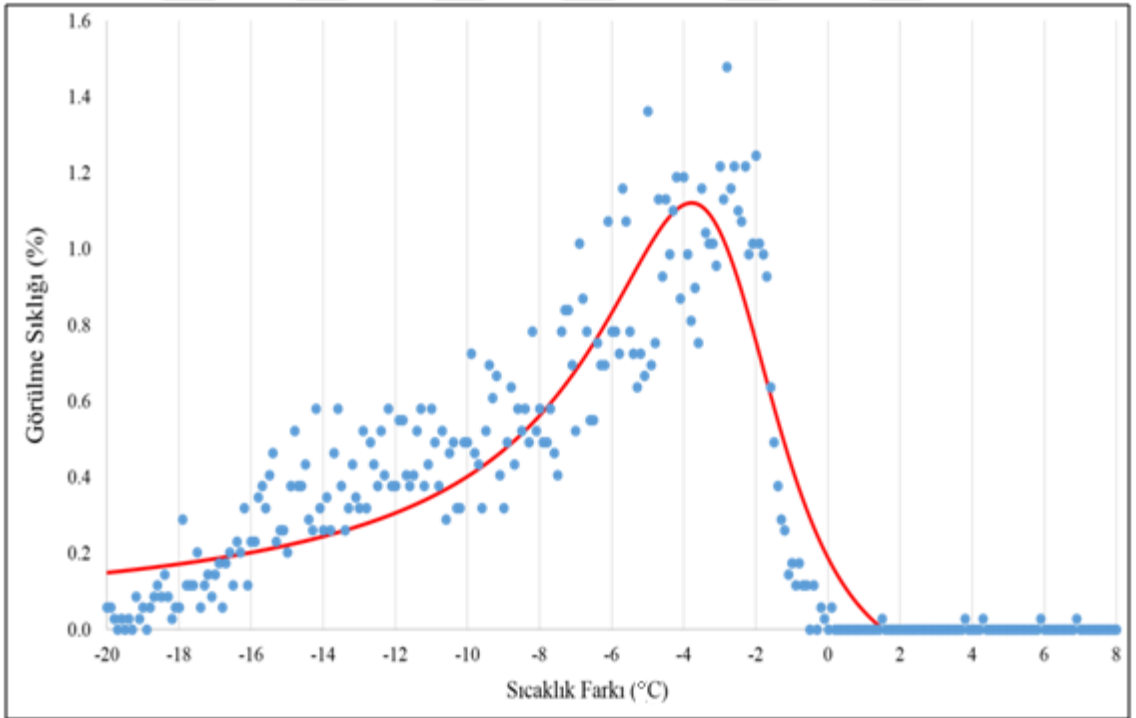
Mondol vd. (II) (Mondol vd.2007) modül sıcaklığını (T_c) hesaplamak önerdikleri bağıntı aşağıda verilmiştir:

$$T_c = T_a + 0.031 \cdot G_T - 0.058 \quad (14)$$

Bu ilişki, ısı kayıpları için sabit bir katsayı ile 1 m/s'nin üzerindeki rüzgar hızları içindir. Mondol vd.(II) korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 48 ve 49'de verilmektedir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 8,83 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 48. Mondol vd. (II) korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi



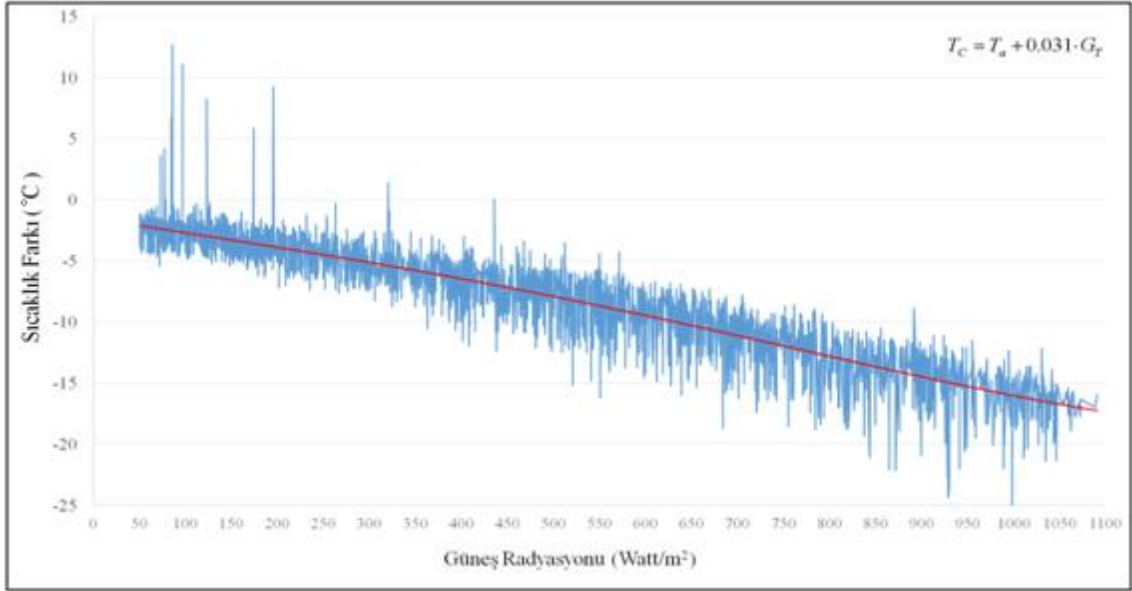
Şekil 49. Mondol vd. (II) korelasyonu için sıcaklık farkı görülmeye sıklığı dağılımı.

2.3.15. Mondol vd. (I) Korelasyonu

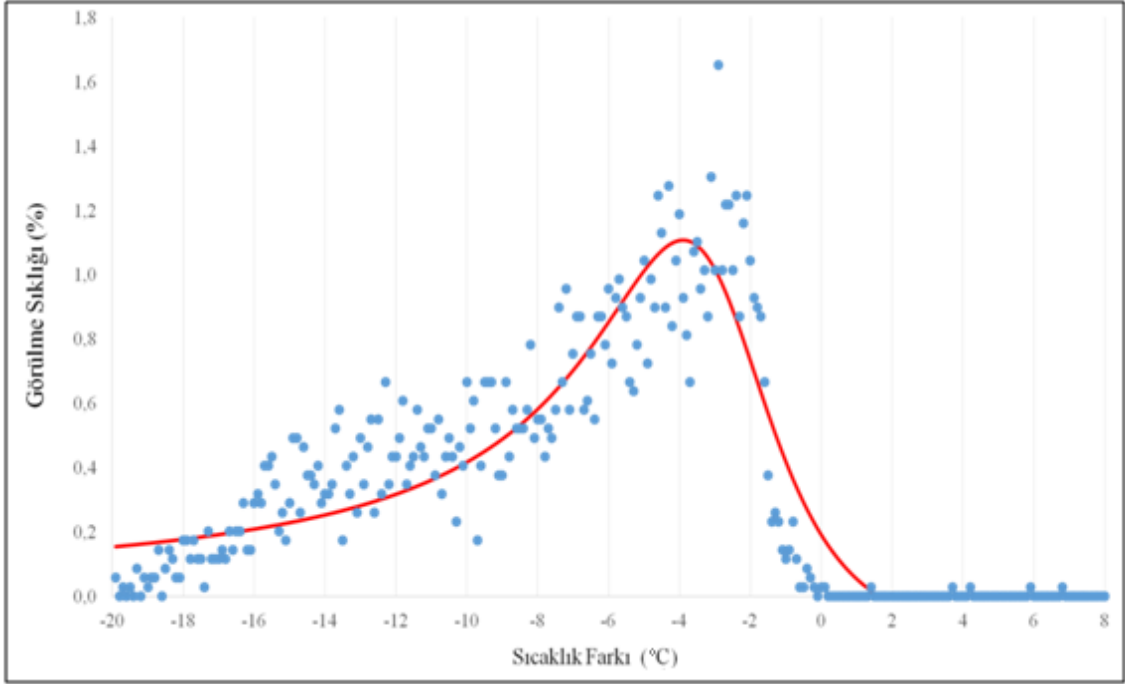
Mondol vd. (I) (Mondol vd., 2005), modül sıcaklığını (T_c) hesaplamak için aşağıdaki ilişkiyi önerdi:

$$T_c = T_a + 0.031 \cdot G_T \quad (15)$$

Bu ilişki, ısı kayıpları için sabit bir katsayı ile 1 m/s'nin üzerindeki rüzgar hızları içindir. Mondol vd. (I) korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 50 ve 51'de verilmiştir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 8,88 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 50. Mondol vd. (I) korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



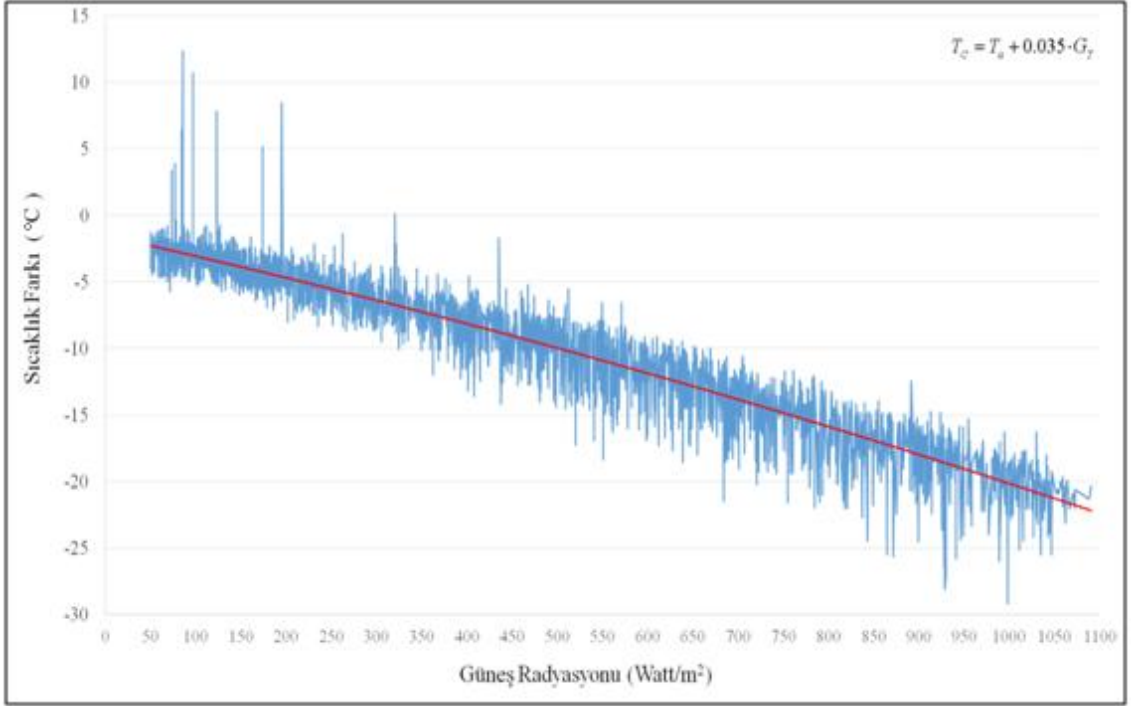
Şekil 51. Mondol vd. (I) korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

2.3.16. Ross ve Smokler Korelasyonu

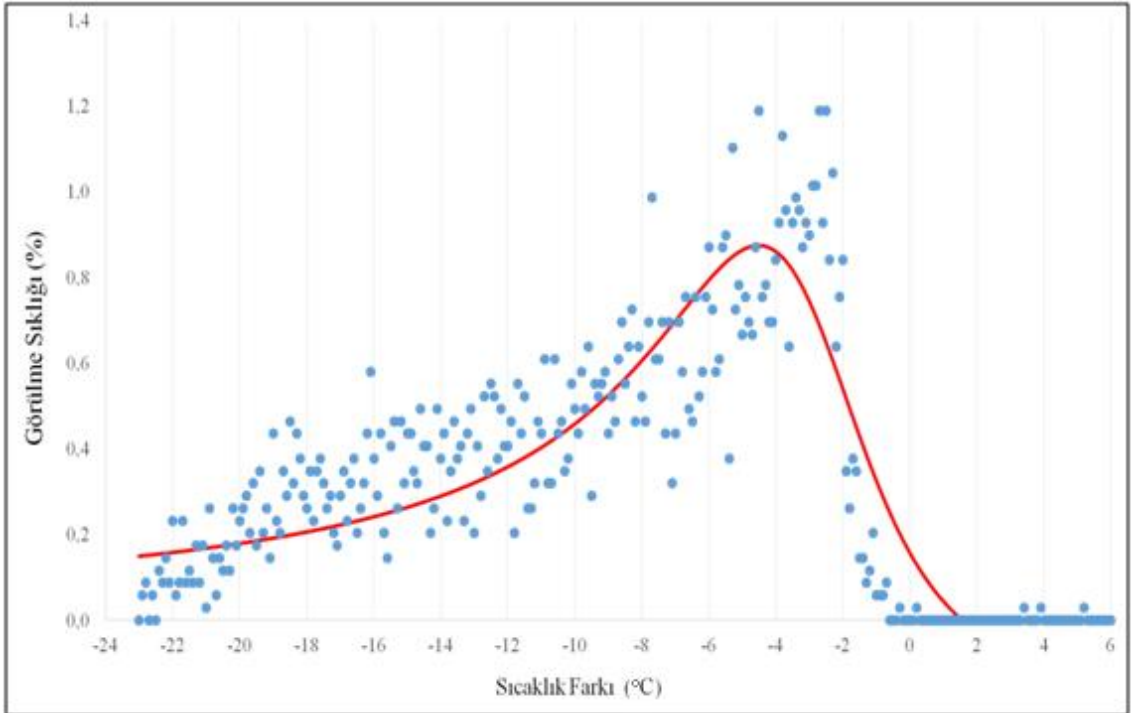
Ross ve Smokler (Ross and Smokler, 1986) modül sıcaklığını (T_c) hesaplamak için aşağıdaki ilişkiyi önermişlerdir:

$$T_c = T_a + 0.035 \cdot G_T \quad (16)$$

Rüzgar hızı, korelasyon için sabit bir ısı kayıpları katsayısı ile 1 m/s olarak alınmaktadır. Ross ve Smokler korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 52 ve 53'te verilmektedir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 10,99 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 52. Ross ve Smokler korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



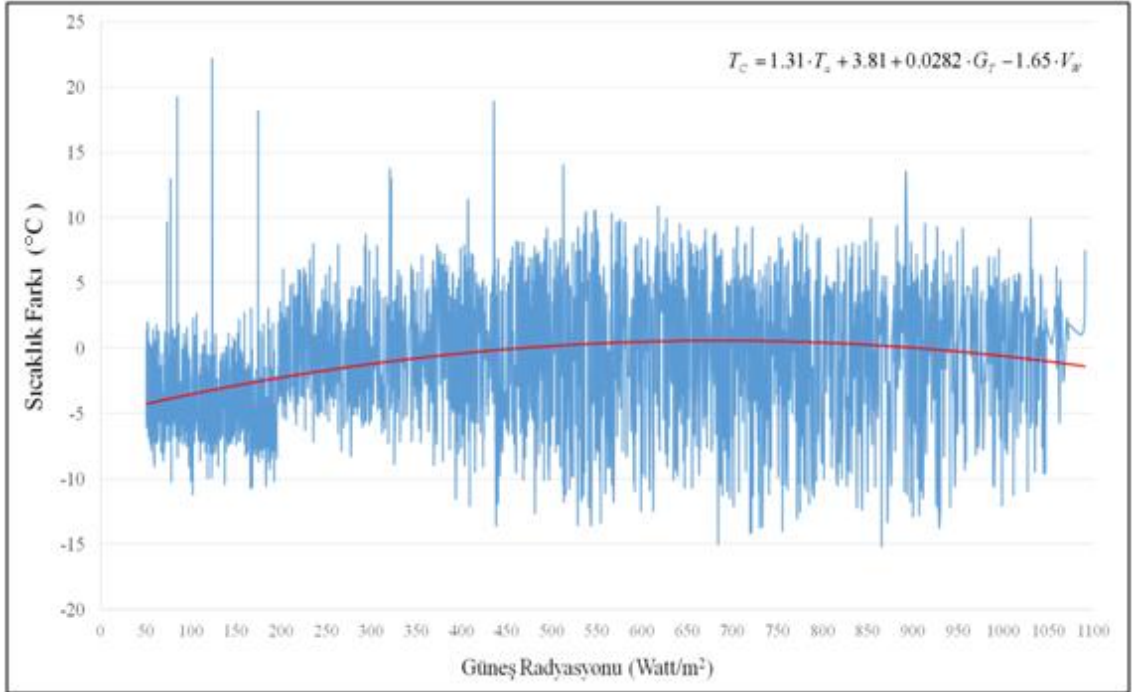
Şekil 53. Ross ve Smokler korelasyonu için sıcaklık farkı görülmeye sıklığı dağılımı.

2.3.17. Risser ve Fuentes (II) Korelasyonu

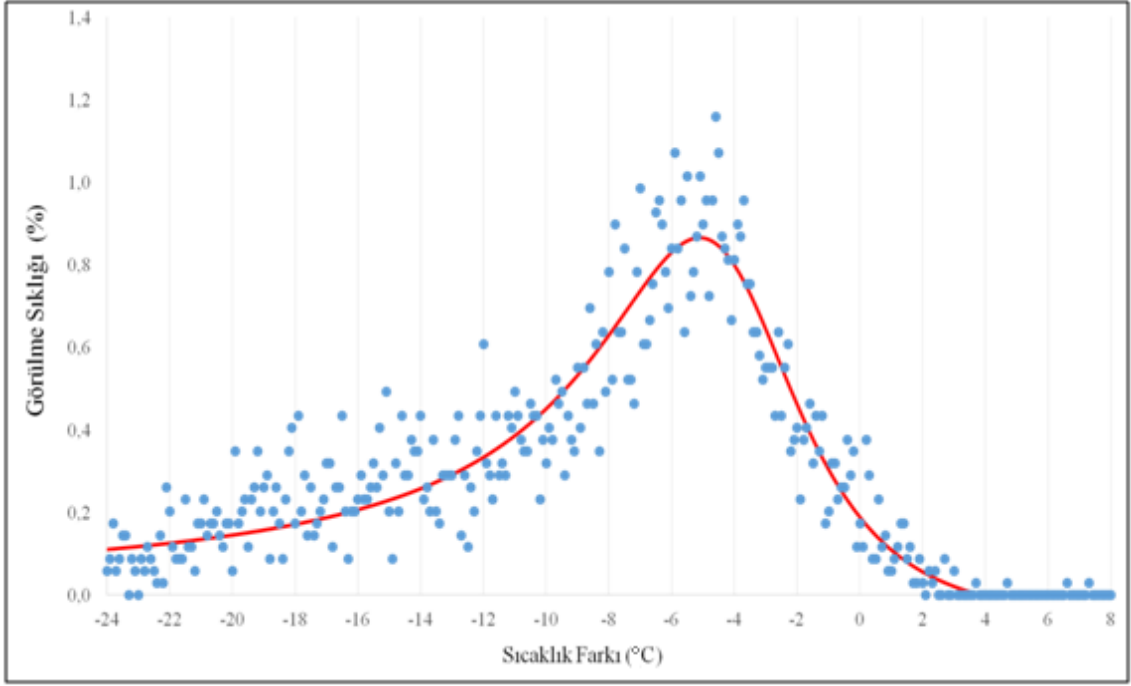
Risser ve Fuentes (II) (Risser and Fuentes, 1983) modül sıcaklığını (T_C) hesaplamak için aşağıdaki ilişkiyi önermişlerdir:

$$T_C = 1.31 \cdot T_a + 3.81 + 0.0282 \cdot G_T - 1.65 \cdot V_w \quad (17)$$

Risser ve Fuentes (II) korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 54 ve 55'te verilmektedir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 11,49 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 54. Risser ve Fuentes (II) korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



Şekil 55. Risser ve Fuentes (II) korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

3. BULGULAR

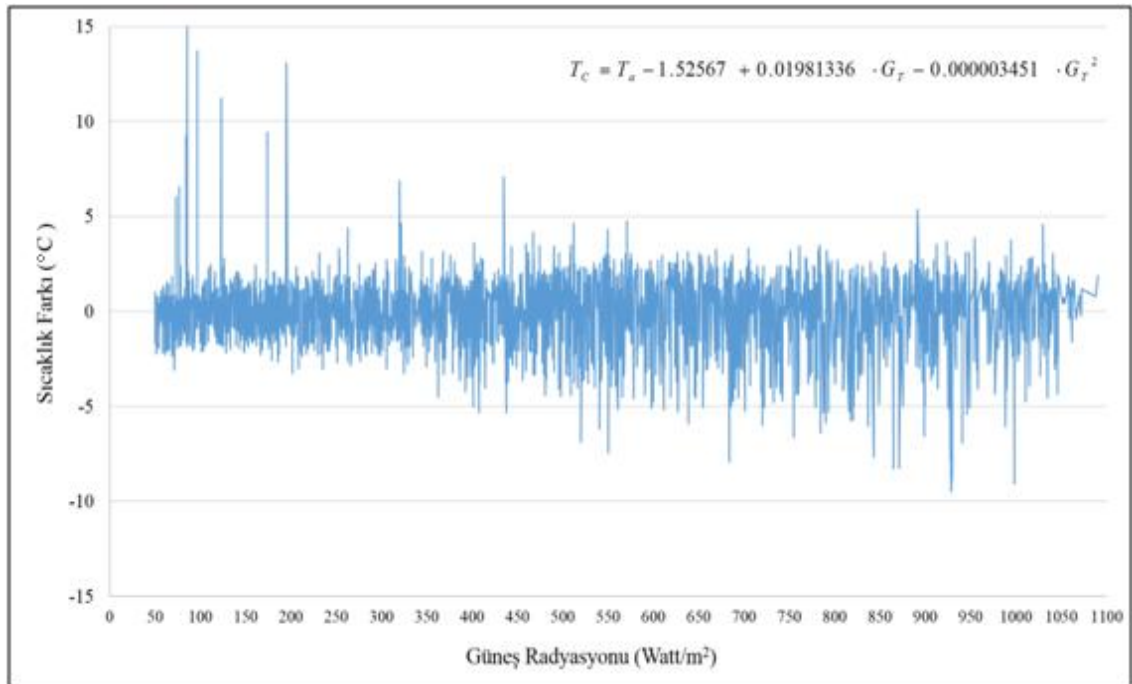
Güneş radyasyon yoğunluğundaki değişimlere bağlı olarak korelasyonlar ve gerçek veriler arasındaki sıcaklık farkının eğilimi belirlenmiştir. Küresel güneş radyasyonu ile bu sıcaklık sapma eğilimlerine göre araştırılan tüm korelasyonlar değiştirilmiş ve on bir yeni korelasyon sunulmuştur.

3.1. Modifikasyon ile MRSSI Korelasyonunun Geliştirilmesi

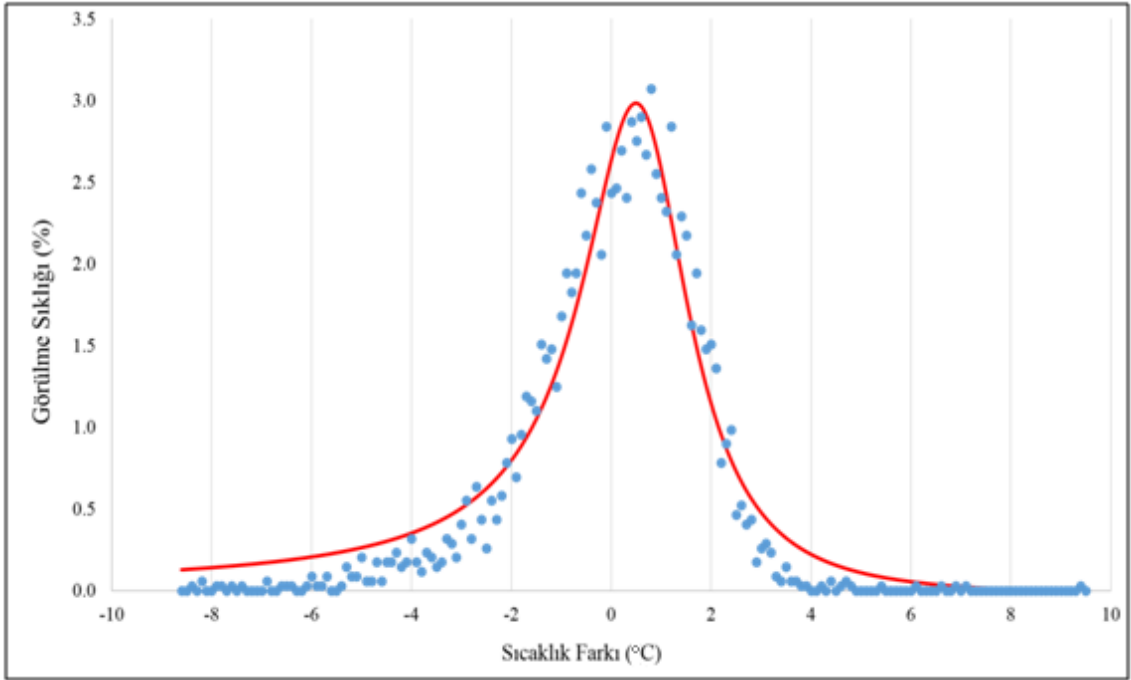
Mondol vd. (I-II) [(Mondol vd., 2005; Mondol vd., 2007), Ross ve Smokler (Ross and Smokler, 1986), Schott (Schott, 1985) ve Irodionov vd. (Irodionov vd., 1989) korelasyonları modifiye edilmiş ve tek bir bağıntıda toplanarak MRSSI korelasyonu olarak adlandırılmıştır. MRSSI korelasyonu modül sıcaklığı T_c 'yi hesaplamak için aşağıdaki bağıntı oluşturulmuştur:

$$T_c = T_a - 1.52567 + 0.01981336 \cdot G_T - 0.000003451 \cdot G_T^2 \quad (18)$$

Modifikasyon yapılmış MRSSI korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 56 ve 57'de verilmektedir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması $1,75 \text{ }^\circ\text{C}$ olarak hesaplanmıştır.



Şekil 56. MRSSI korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



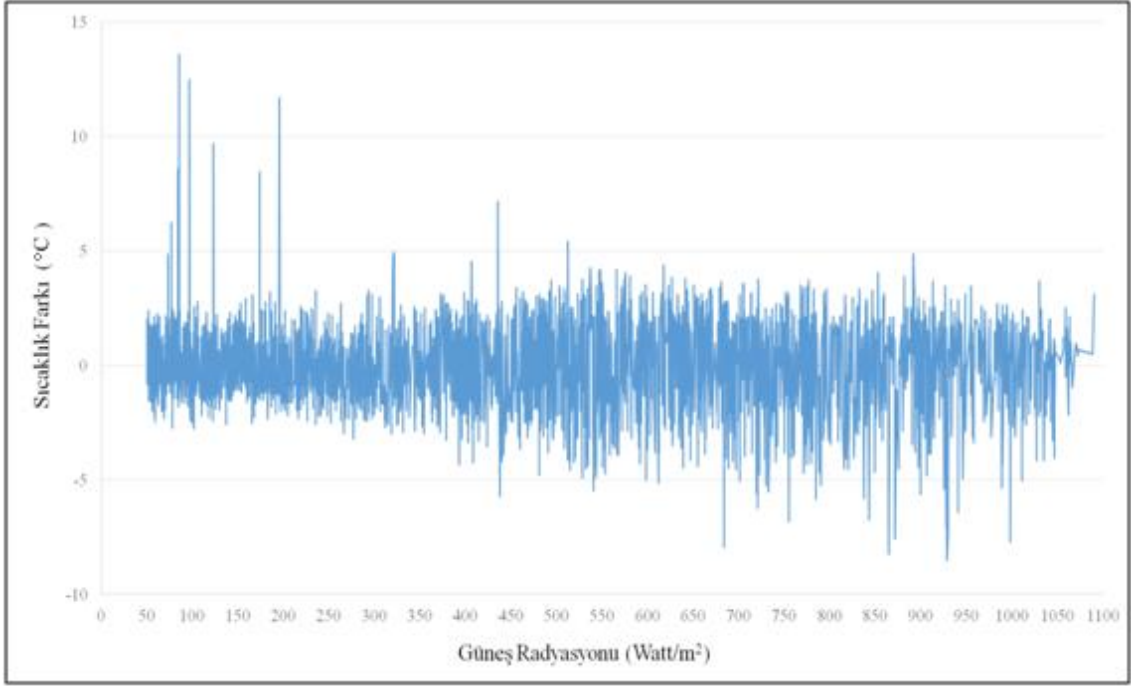
Şekil 57. MRSSI korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

3.2. Modifikasyon ile LT Korelasyonunun Geliştirilmesi

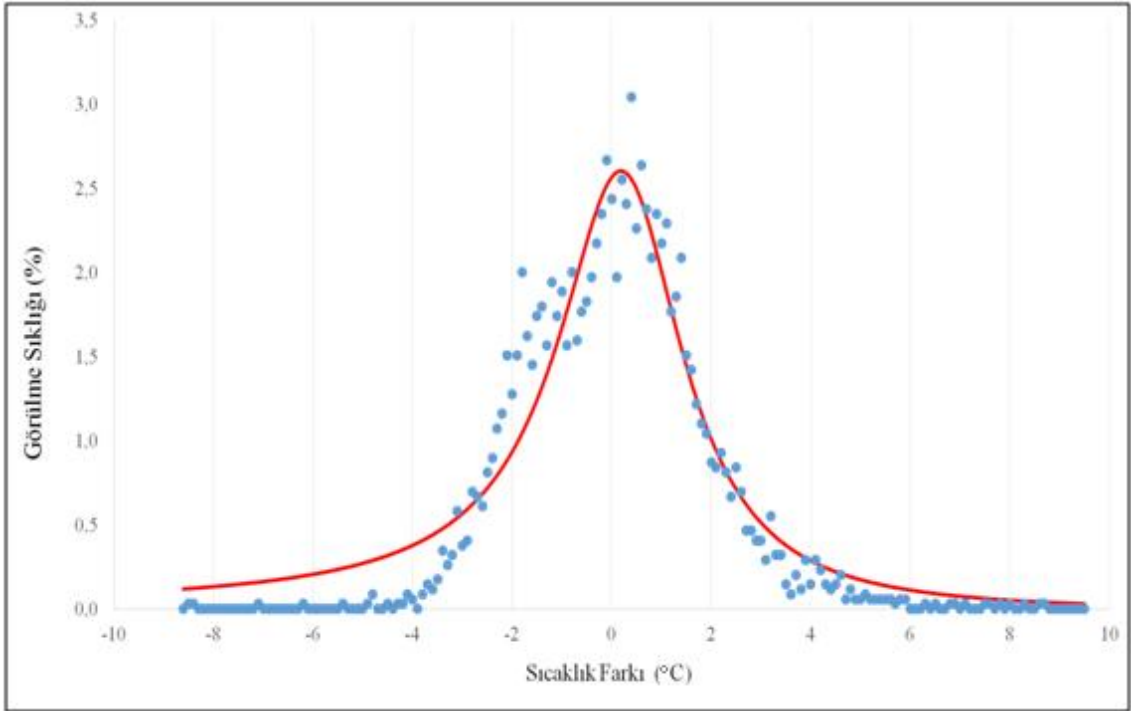
Lasnier ve Ang (Lasnier and Ang, 1990), Tselepis ve Tripanagnostopoulos (Tselepis and Tripanagnostopoulos, 2001) korelasyonları modifiye edilmiş ve tek bir bağıntıda toplanarak LT korelasyonu olarak adlandırılmıştır. LT korelasyonu modül sıcaklığı T_c 'yi hesaplamak için aşağıdaki ilişkiyi önermektedir:

$$T_c = 1.14 \cdot T_a - 3.101 + 0.01806 \cdot G_T - 0.0000042758 \times G_T^2 \quad (19)$$

Modifikasyon yapılmış LT korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 58 ve 59'da verilmektedir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 1,79 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 58. LT korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



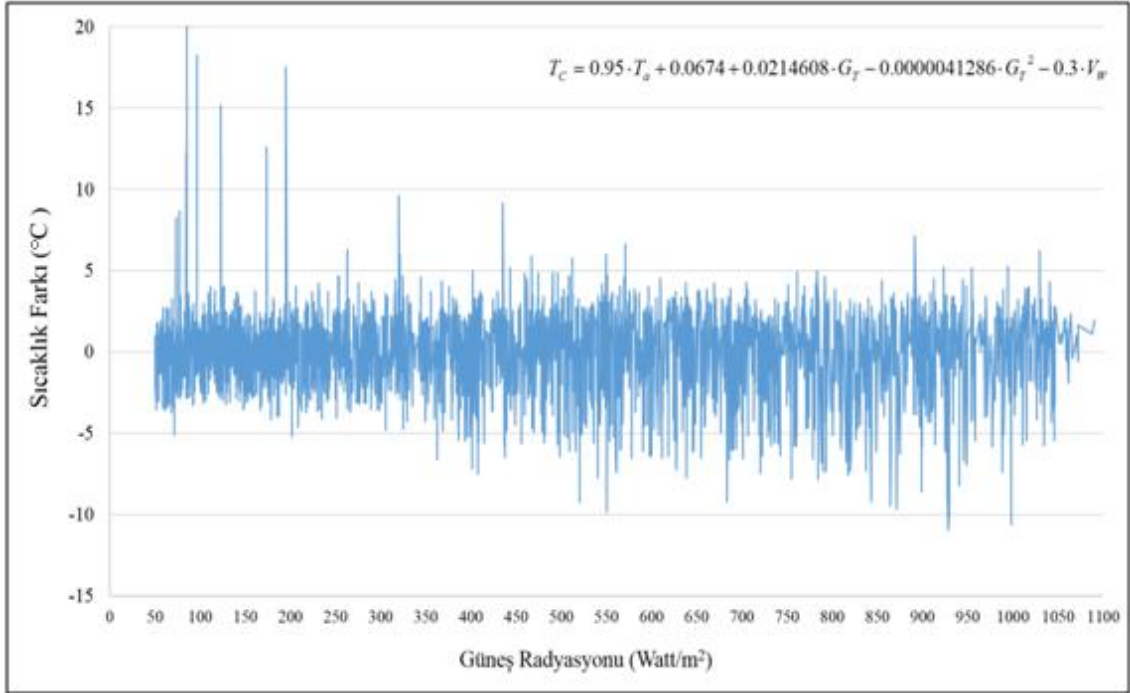
Şekil 59. LT korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

3.3. Modifikasyon ile Akyuz vd. Korelasyonun Geliştirilmesi

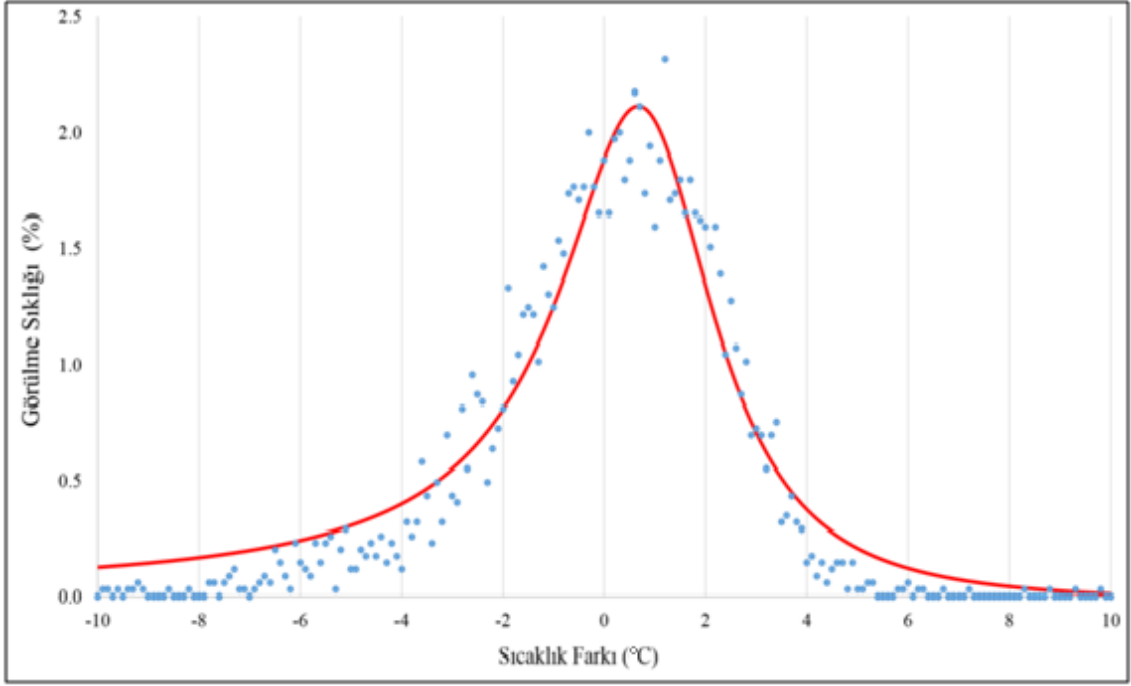
Akyüz vd. Korelasyonu (Akyüz vd., 2012) modifiye edilerek ve modifiye edilmiş Akyüz vd. Korelasyonu olarak isimlendirilmiştir. Modifiye edilmiş Akyüz vd. Korelasyonu, modül sıcaklığı T_C 'yi hesaplamak için aşağıdaki bağıntı oluşturulmuştur:

$$T_C = 0.95 \cdot T_a + 0.0674 + 0.0214608 \cdot G_T - 0.0000041286 \cdot G_T^2 - 0.3 \cdot V_w \quad (20)$$

Modifiye edilmiş Akyüz vd. Korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 60 ve 61'de verilmektedir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 2,39 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 60. Modifiye Edilmiş Akyuz vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



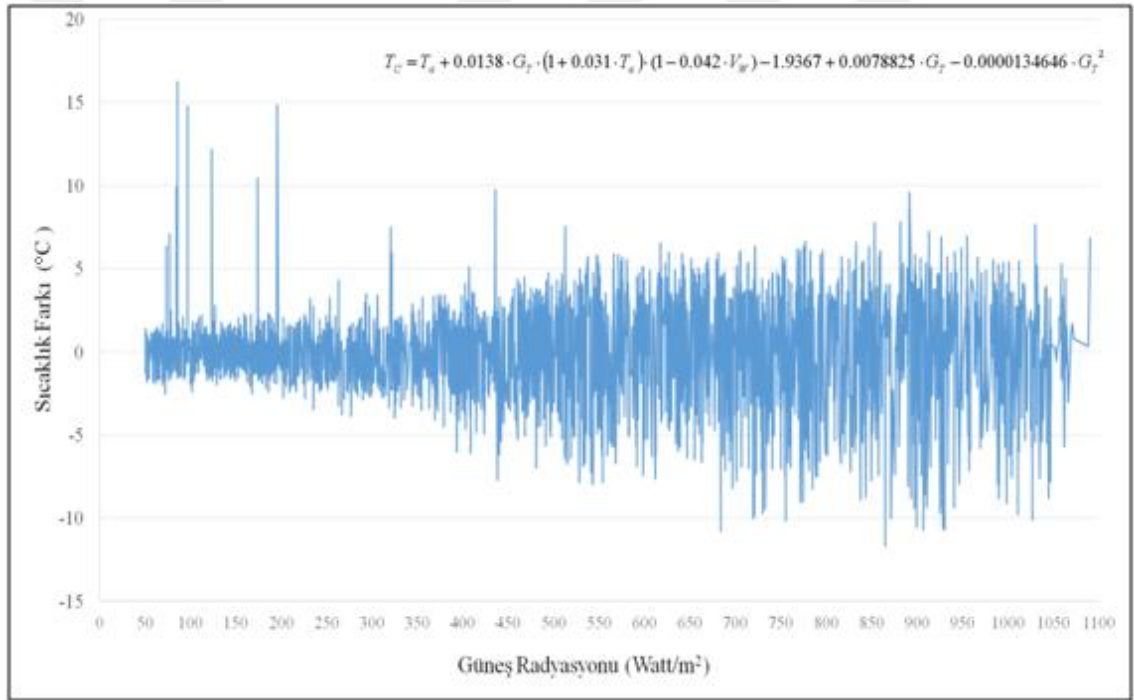
Şekil 61. Modifiye edilmiş Akyuz vd.korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

3.4. Modifikasyon ile Chenni vd. Korelasyonunun Geliştirilmesi

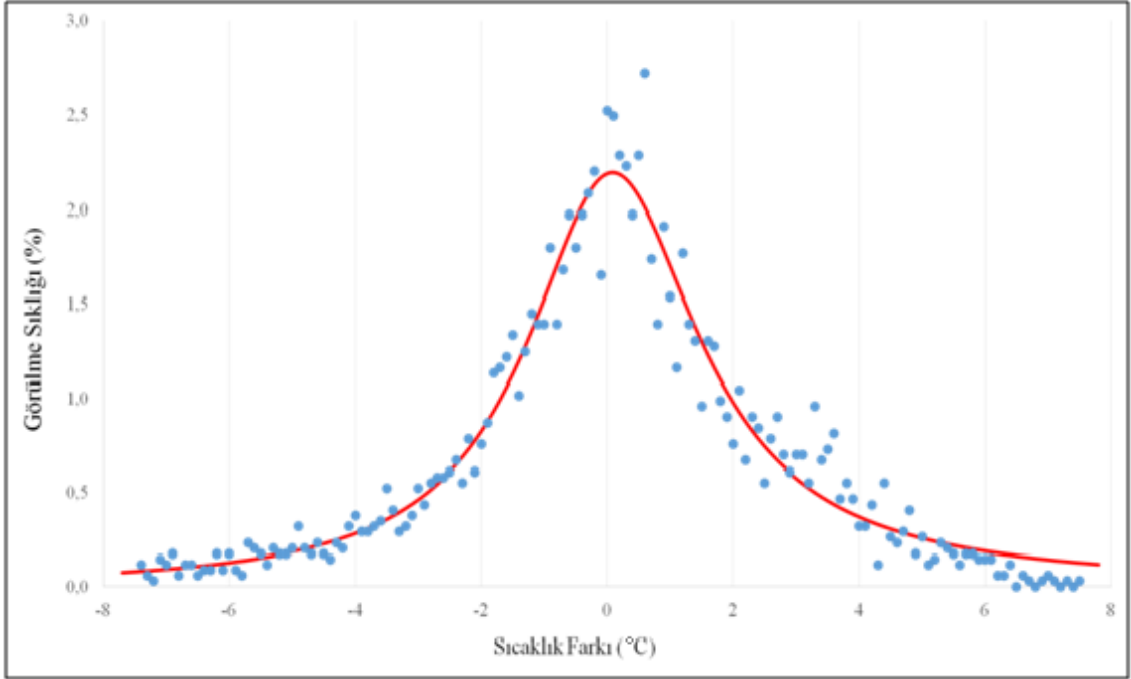
Chenni vd. Korelasyonu (Chenni vd., 2007) modifiye edilerek modifiye edilmiş Chenni vd. korelasyonu olarak isimlendirilmiştir. Modifiye edilmiş Chenni vd. korelasyonu, modül sıcaklığı T_C 'yi hesaplamak için aşağıdaki ilişkiyi önermektedir:

$$T_C = T_a - 1.93666 + 0.0138 \cdot G_T \cdot (1 + 0.031 \cdot T_a) \cdot (1 - 0.042 \cdot V_w) + 0.007882 \cdot G_T - 0.0000134647 \cdot G_T^2 \quad (21)$$

Modifiye edilmiş Chenni vd. korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 62 ve 63'te verilmektedir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 2,70 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 62. Modifiye Edilmiş Chenni vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



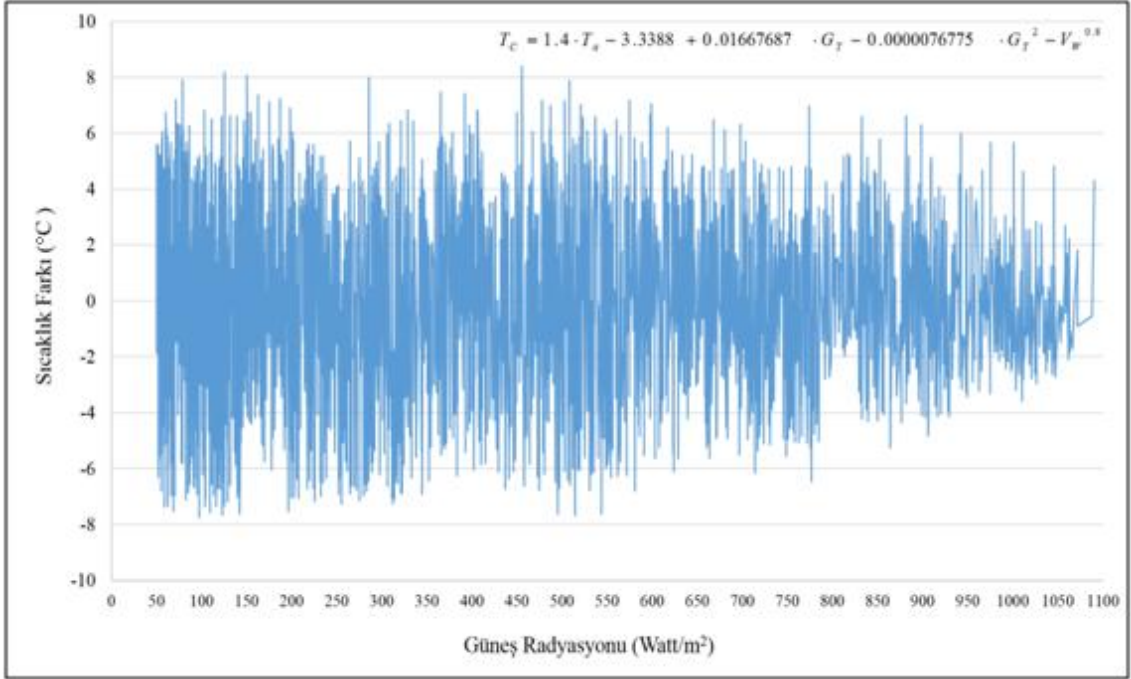
Şekil 63. Modifiye Edilmiş Chenni vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

3.5. Modifikasyon ile Coskun vd. Korelasyonunun Geliştirilmesi

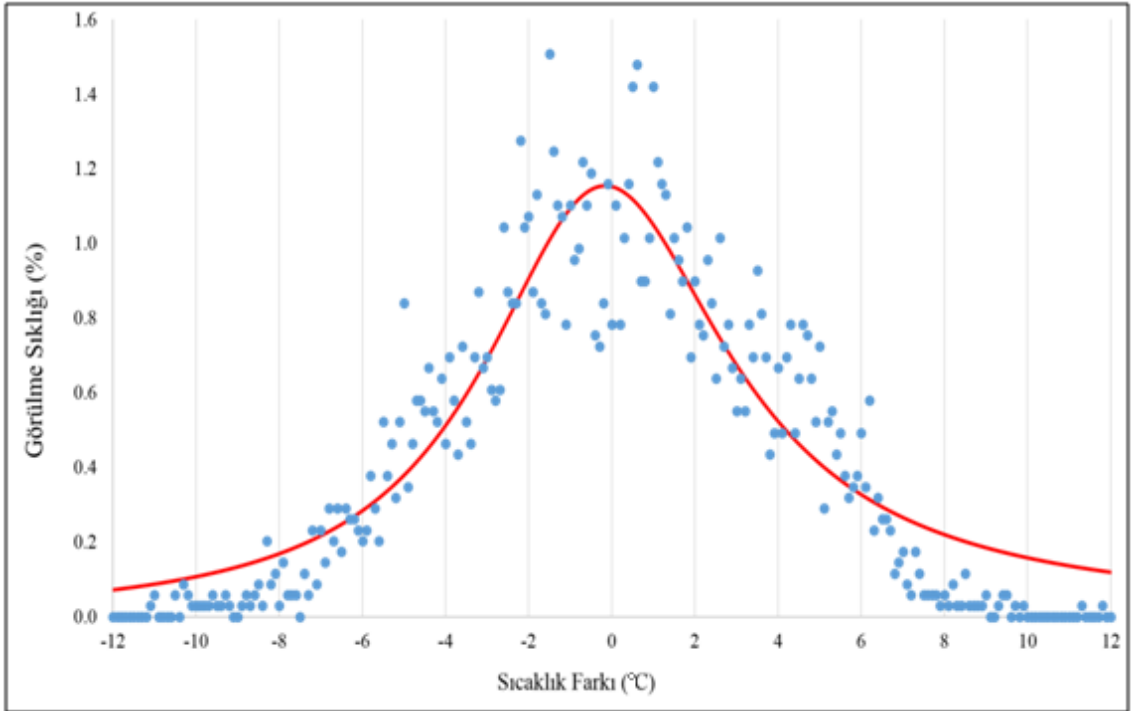
Coskun vd. (Coskun vd., 2016) korelasyonu modifiye edilmiş ve modifiye edilmiş Coskun ve ark. korelasyonu olarak isimlendirilmiştir. Modifiye Coskun vd. korelasyonu, modül sıcaklığını T_c 'yi hesaplamak için aşağıdaki ilişkiyi önermektedir:

$$T_c = 1.4 \cdot T_a - 3.3388 + 0.01667687 \cdot G_T - 0.0000076775 \cdot G_T^2 - V_w^{0.8} \quad (22)$$

Modifiye edilmiş Coskun vd. korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 64 ve 65'te verilmiştir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 3,63 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 64. Modifiye Edilmiş Coskun vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



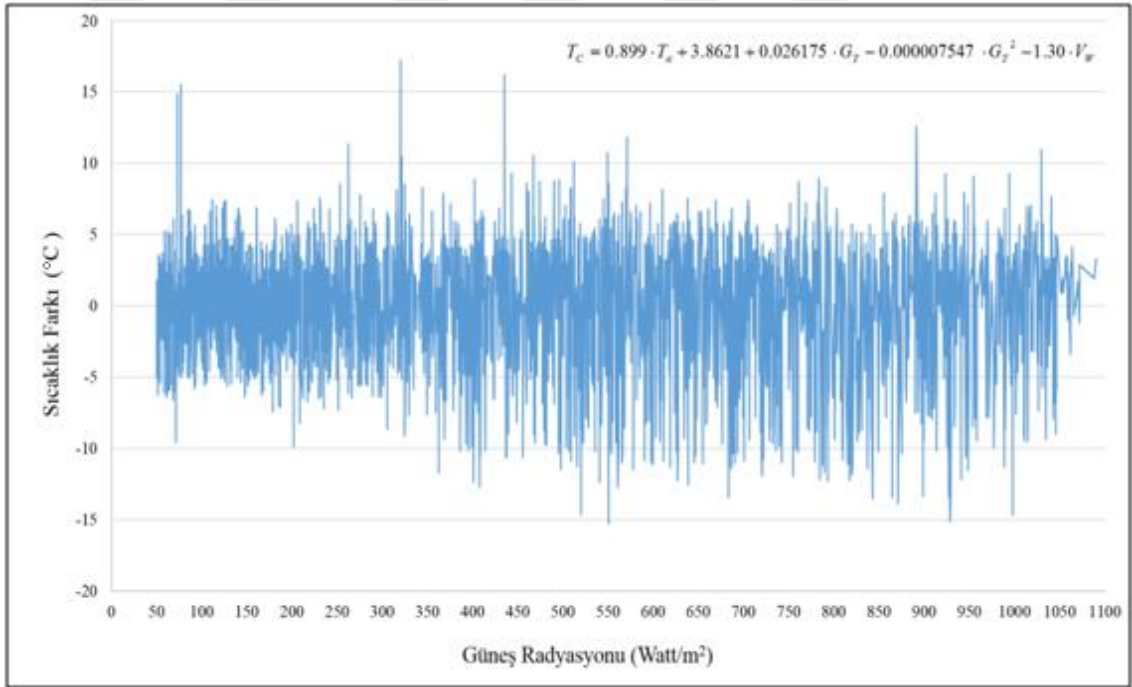
Şekil 65. Modifiye edilmiş Coskun vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

3.6 Modifikasyon ile Risser ve Fuentes (I) Korelasyonunun Geliştirilmesi

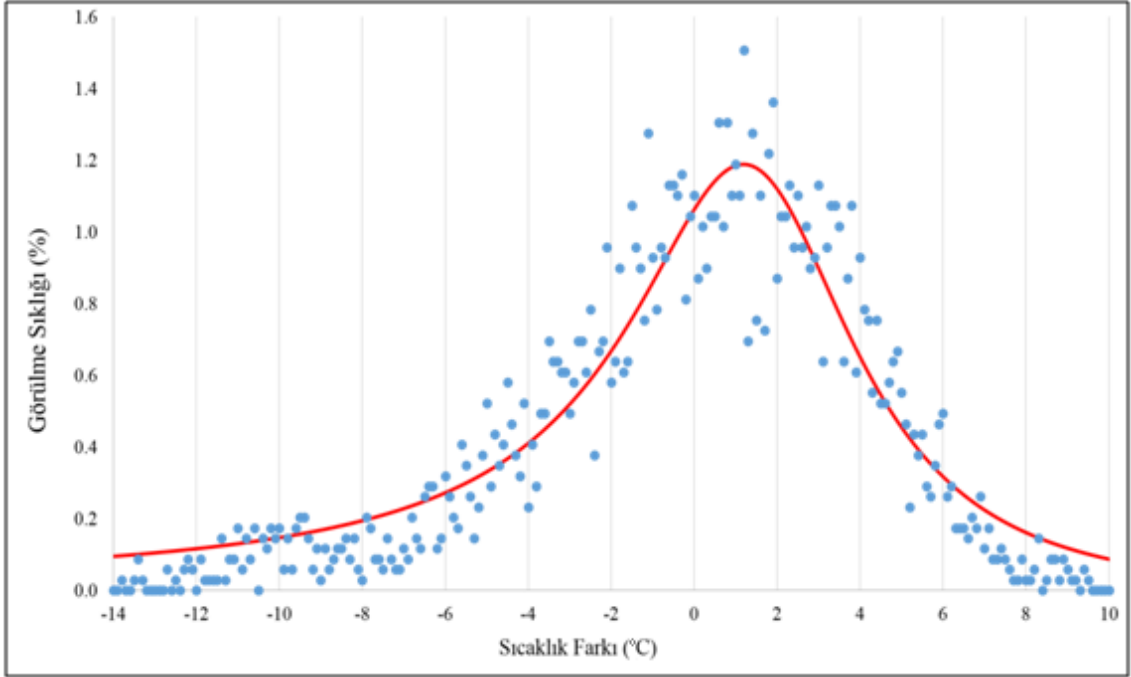
Risser ve Fuentes (I) korelasyonu (Risser and Fuentes, 1983) modifiye edilmiş ve modifiye edilmiş Risser ve Fuentes (I) korelasyonu olarak yeniden isimlendirilmiştir. Modifiye edilmiş Risser ve Fuentes (I) korelasyonu, modül sıcaklığını T_c 'yi hesaplamak için aşağıdaki ilişki önerilmiştir:

$$T_c = 0.899 \cdot T_a + 3.8621 + 0.026175 \cdot G_T - 0.000007547 \cdot G_T^2 - 1.30 \cdot V_w \quad (23)$$

Modifiye edilmiş Risser ve Fuentes (I) korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 66 ve 67'de verilmektedir. Yukarıda verilen değerlere göre ortalama sıcaklık sapması 4,21 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 66. Modifiye Edilmiş Risser ve Fuentes (I) korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



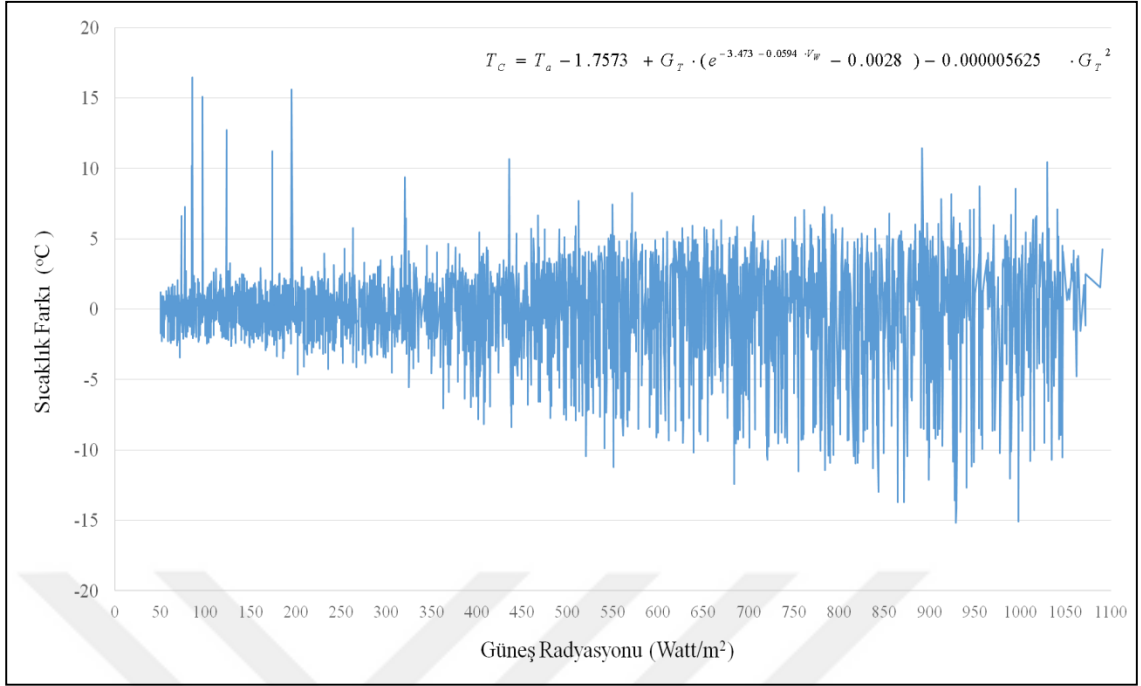
Şekil 67. Modifiye edilmiş Risser ve Fuentes (I) korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

3.7. Modifikasyon ile Kurtz vd. Korelasyonunun Geliştirilmesi

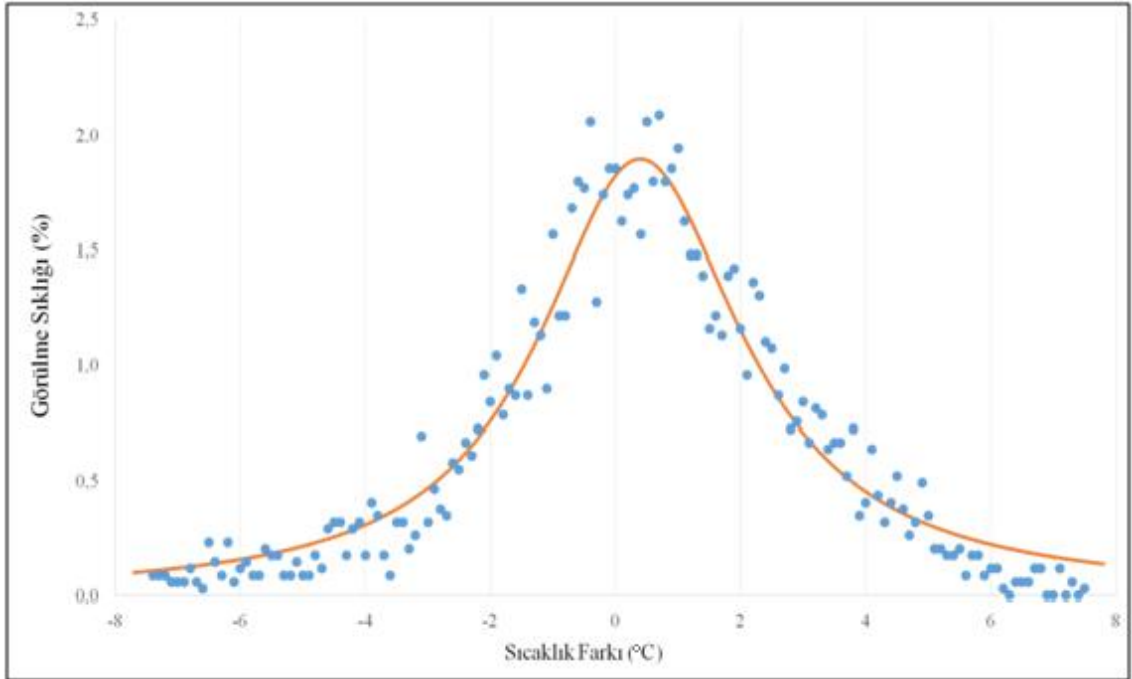
Kurtz vd. (Kurtz bvd., 2009) korelasyonu modifiye edilmiş ve modifiye edilmiş Kurtz vd. Korelasyonu olarak isimlendirilmiştir. Modifiye edilmiş Kurtz vd. Korelasyonu, modül sıcaklığı T_c 'yi hesaplamak için aşağıdaki ilişkiyi önermektedir:

$$T_c = T_a - 1.7573 + G_T \cdot (e^{-3.473 - 0.0594V_w} - 0.0028) - 0.000005625 \cdot G_T \quad (24)$$

Modifiye edilmiş Kurtz vd. Korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 68 ve 69'de verilmektedir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 4,37 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 68. Modifiye edilmiş Kurtz vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



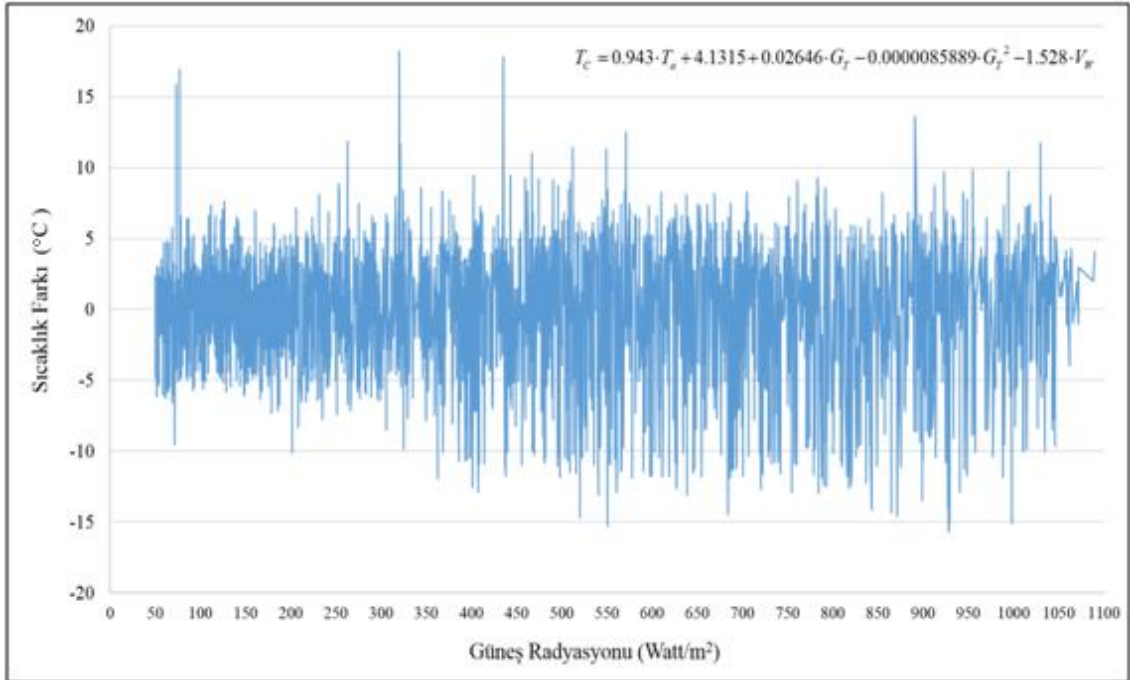
Şekil 69. Modifiye Edilmiş Kurtz vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

3.8. Modifiye Edilmiş MC Korelasyonu

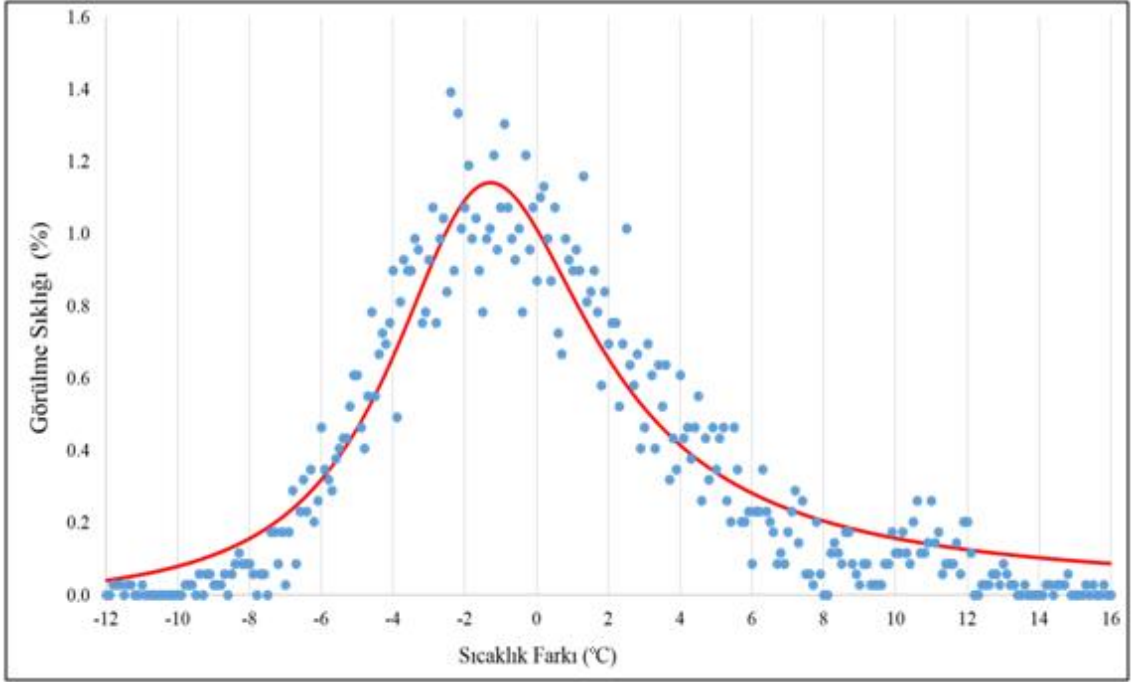
Muzathik (Muzathik, 2014) ve Markvart (Markvart, 2000) korelasyonları modifiye edilmiş ve modifiye edilmiş MC korelasyonunu olarak yeniden adlandırılmıştır. Modifiye edilmiş MC korelasyonu, modül sıcaklığı T_C 'yi hesaplamak için aşağıdaki ilişkiyi önermektedir:

$$T_C = 0.943 \cdot T_a + 4.1315 + 0.02646 \cdot G_T - 0.0000085889 \cdot G_T^2 - 1.528 \cdot V_w \quad (25)$$

Modifiye edilmiş MC korelasyonu test edilmiş ve sonuçlar Şekil 70 ve 71'te verilmektedir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması $4,45 \text{ }^\circ\text{C}$ olarak hesaplanmıştır.



Şekil 70. Modifiye Edilmiş MC Korelasyonu korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



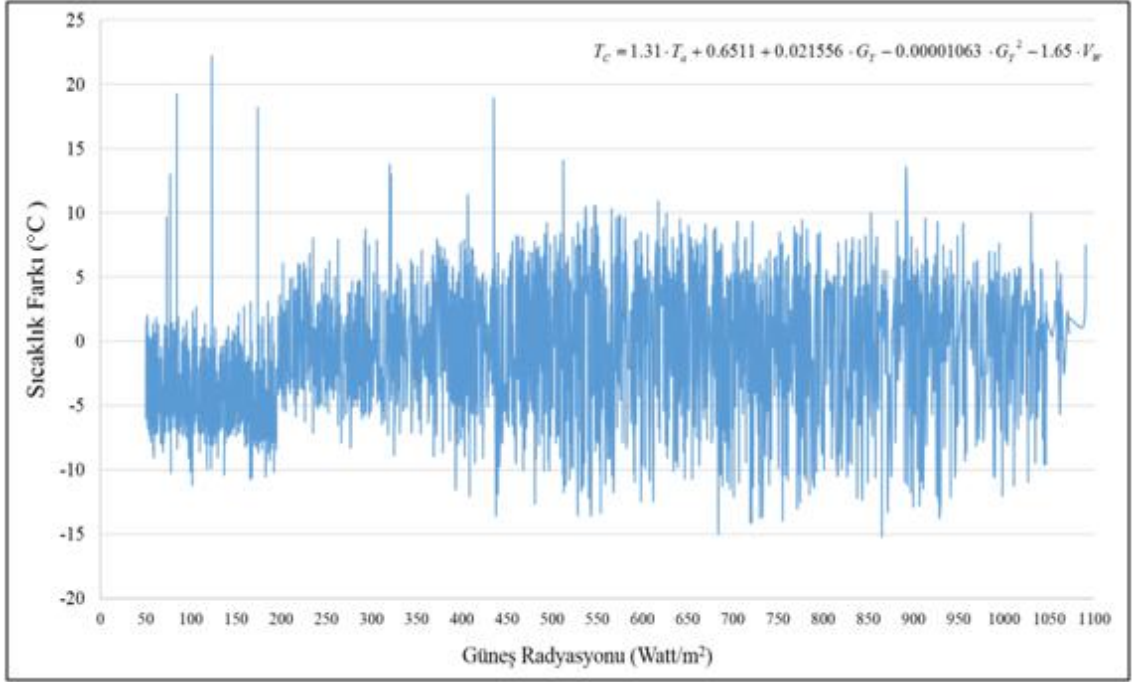
Şekil 71. Modifiye edilmiş MC korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

3.9. Modifiye Edilmiş Risser ve Fuentes (II) Korelasyonu

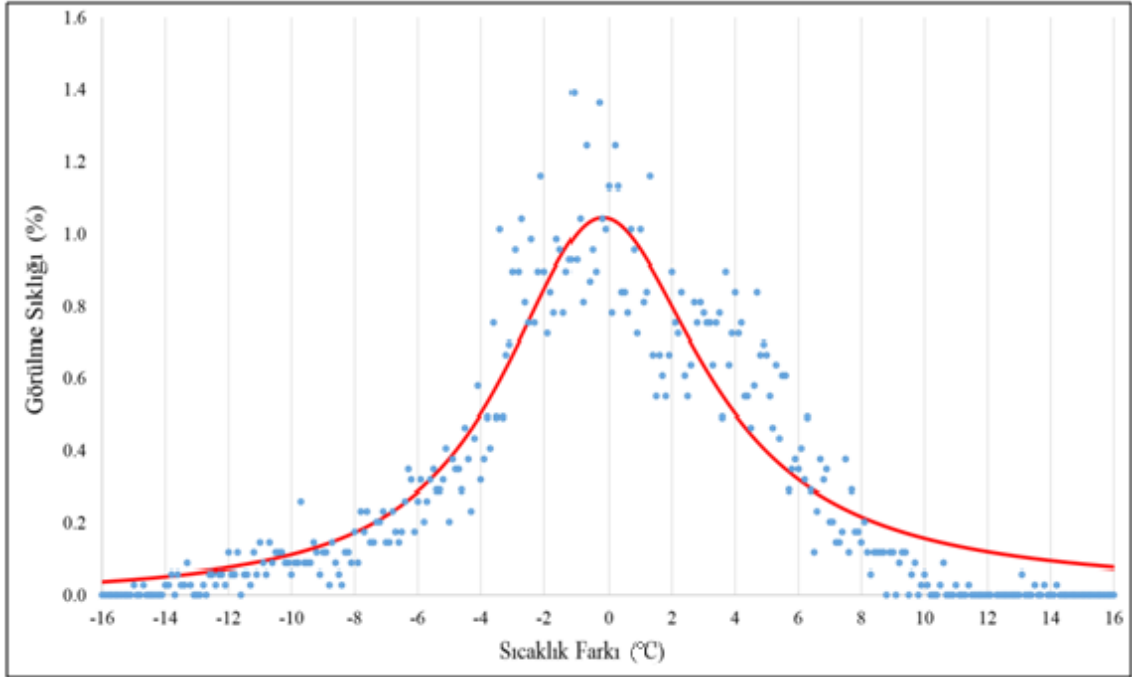
Risser ve Fuentes (II) (Risser and Fuentes, 1983) korelasyonu modifiye edilmiş ve modifiye edilmiş Risser ve Fuentes (II) korelasyonu olarak adlandırılmıştır. Modifiye edilmiş Risser ve Fuentes (II) korelasyonu, modül sıcaklığı T_c 'yi hesaplamak için aşağıdaki ilişkiyi önermektedir:

$$T_c = 1.31 \cdot T_a + 0.6511 + 0.021556 \cdot G_T - 0.00001063 \cdot G_T^2 - 1.65 \cdot V_w \quad (26)$$

Modifiye edilmiş Risser ve Fuentes (II) korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 72 ve 73'te verilmektedir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 4,50 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 72. Risser ve Fuentes (II) korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



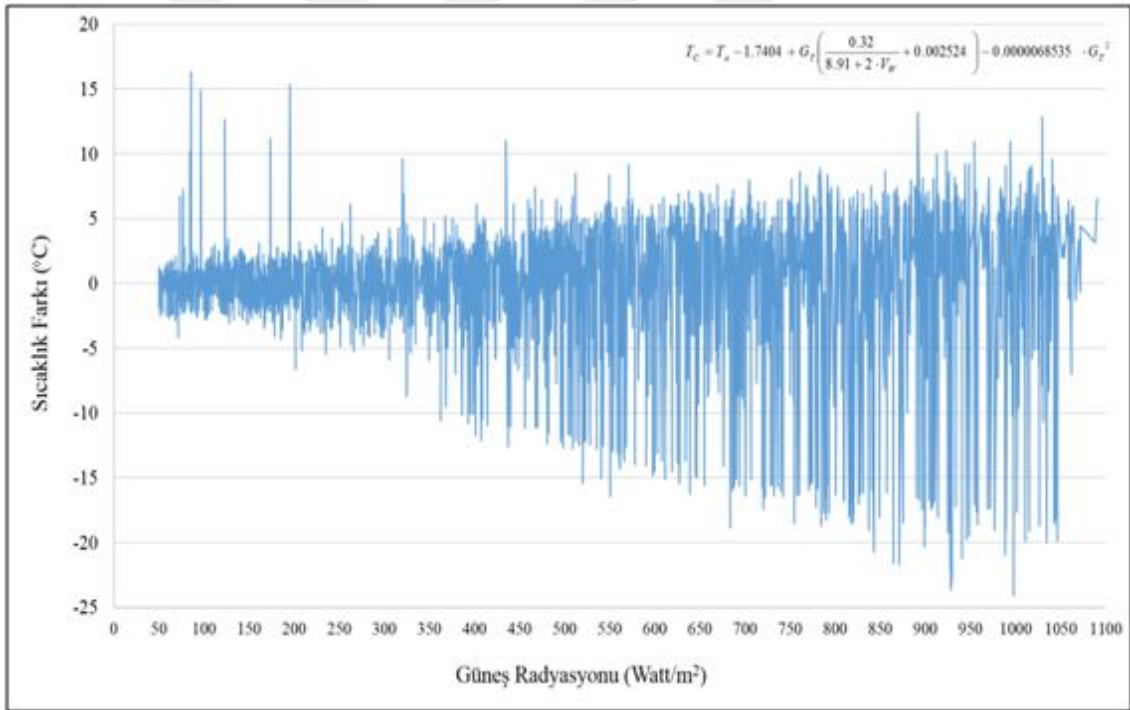
Şekil 73. Modifiye edilmiş Risser ve Fuentes (II) korelasyonu için sıcaklık farkı görülmeye sıklığı dağılımı.

3.10. Modifiye Edilmiş Skoplaski ve Palyvos Korelasyonu

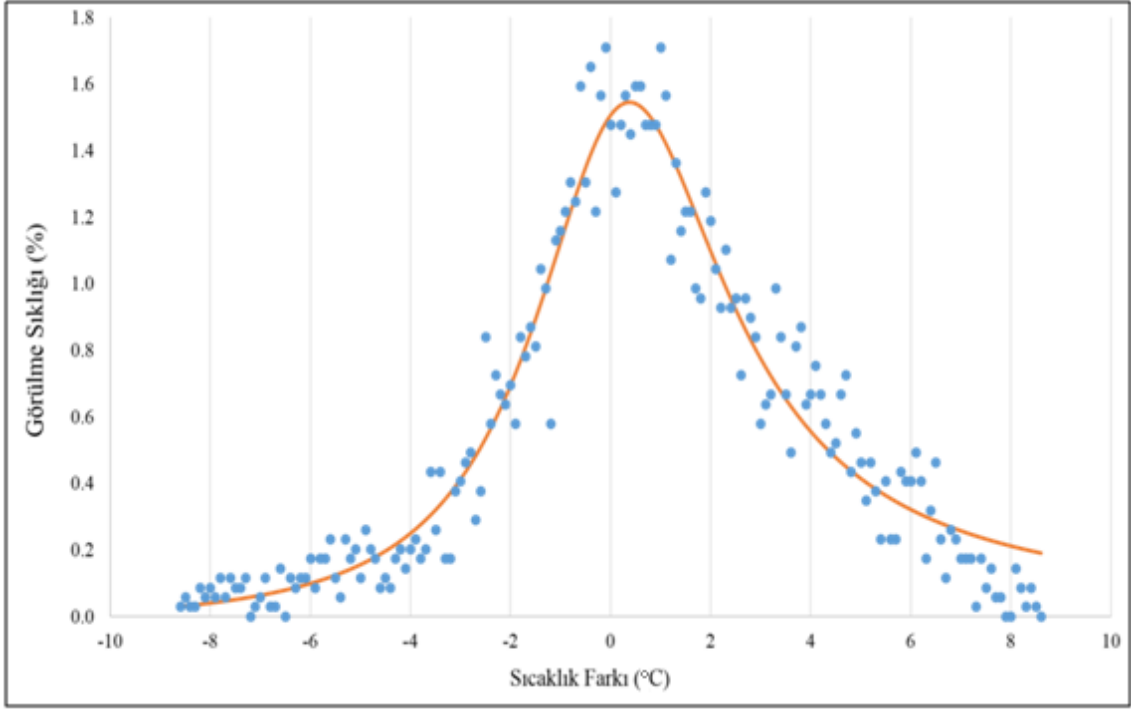
Skoplaski ve Palyvos korelasyonu modifiye edilmiş ve modifiye edilmiş Skoplaski ve Palyvos korelasyonu olarak adlandırılmıştır. Modifiye edilmiş Skoplaski ve Palyvos korelasyonu, modül sıcaklığını T_c 'yi hesaplamak için aşağıdaki ilişkiyi önermektedir:

$$T_c = T_a - 1.7404 + \left(\frac{0.32}{8.91 + 2 \cdot V_w} + 0.002524 \right) \cdot G_T - 0.0000068535 \cdot G_T^2 \quad (27)$$

Modifiye edilmiş Skoplaski ve Palyvos korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 74 ve 75 'te verilmektedir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması $4,72 \text{ }^\circ\text{C}$ olarak hesaplanmıştır.



Şekil 74. Modifiye Edilmiş Skoplaski ve Palyvos Korelasyonu korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



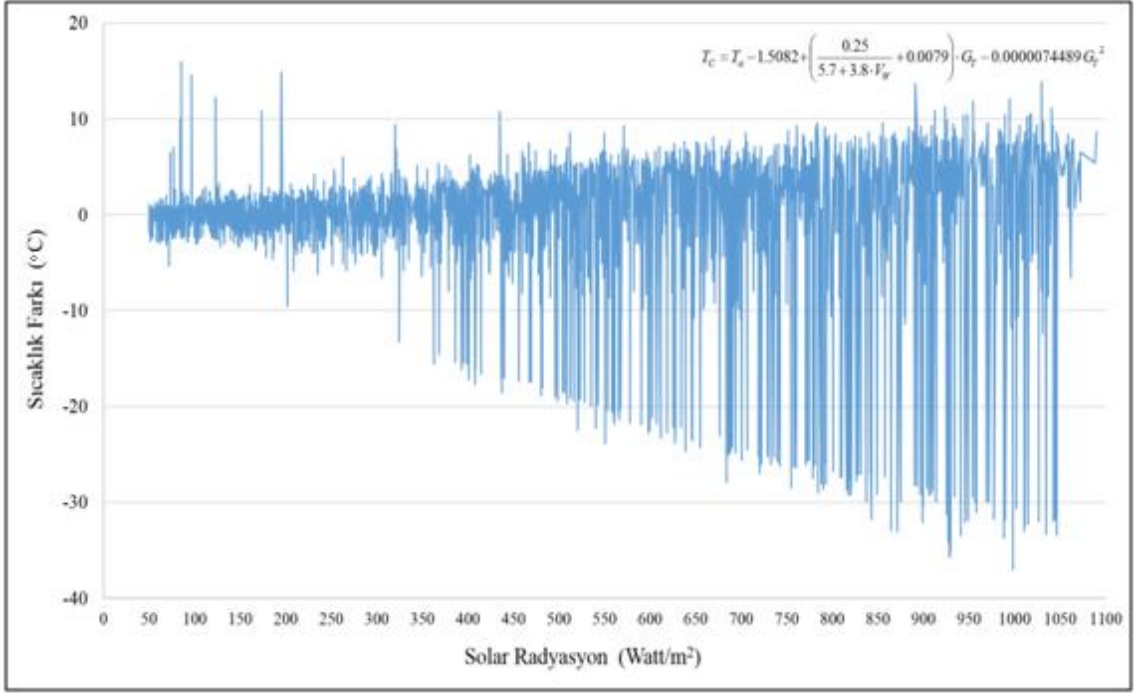
Şekil 75. Modifiye edilmiş Skoplaski ve Palyvos korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

3.11. Modifiye Edilmiş Skoplaski vd. Korelasyonu

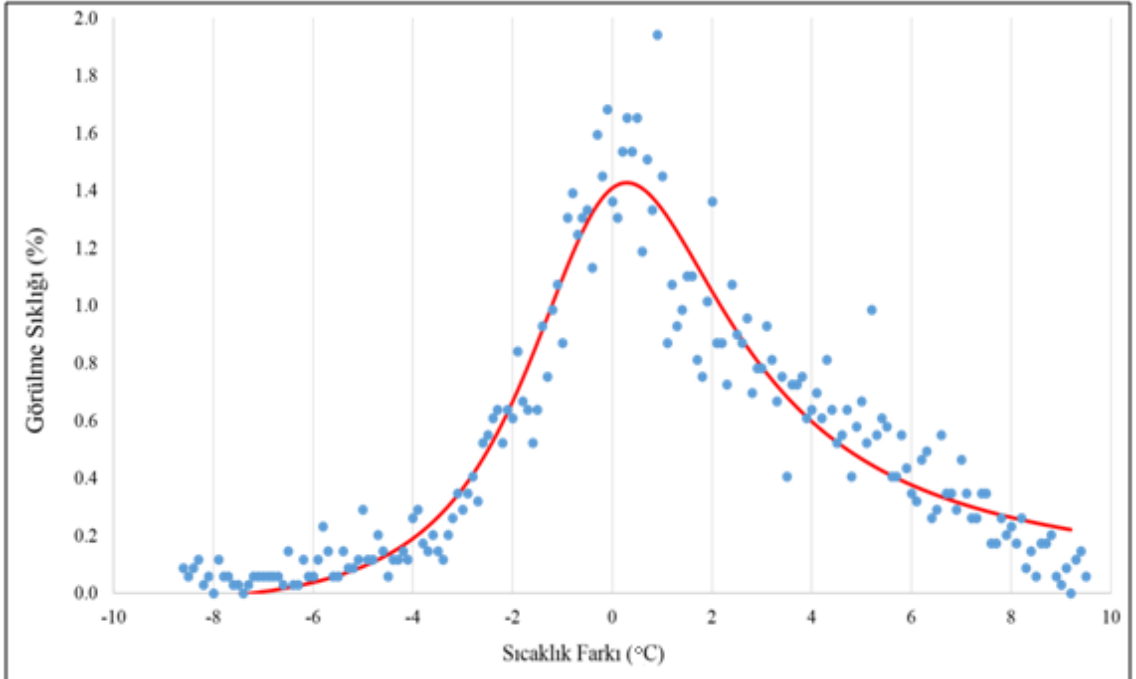
Skoplaski vd. (Skoplaki vd., 2008) korelasyonu modifiye edilmiş ve modifiye edilmiş Skoplaski vd. Korelasyonu olarak adlandırılmıştır. Modifiye edilmiş Skoplaski vd. Korelasyonu için modül sıcaklığı T_c 'yi hesaplamak için aşağıdaki ilişki önerilmektedir

$$T_c = T_a - 1.5082 + \left(\frac{0.25}{5.7 + 3.8 \cdot V_w} + 0.0079 \right) \cdot G_T - 0.0000074489 \cdot G_T^2 \quad (28)$$

Modifiye edilmiş Skoplaski vd. korelasyonu test edildiğinde elde edilen değerler Şekil 76 ve 77'de verilmiştir. Yukarıda verilen bağıntıya göre ortalama sıcaklık sapması 6,65 °C olarak hesaplanmıştır.



Şekil 76. Modifiye Edilmiş Skoplaski vd. korelasyonu güneş radyasyonuna bağlı olarak oluşan sıcaklık farkının değişimi.



Şekil 77. Modifiye edilmiş Skoplaski vd. korelasyonu için sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.

4. TARTIŞMA VE SONUÇLAR

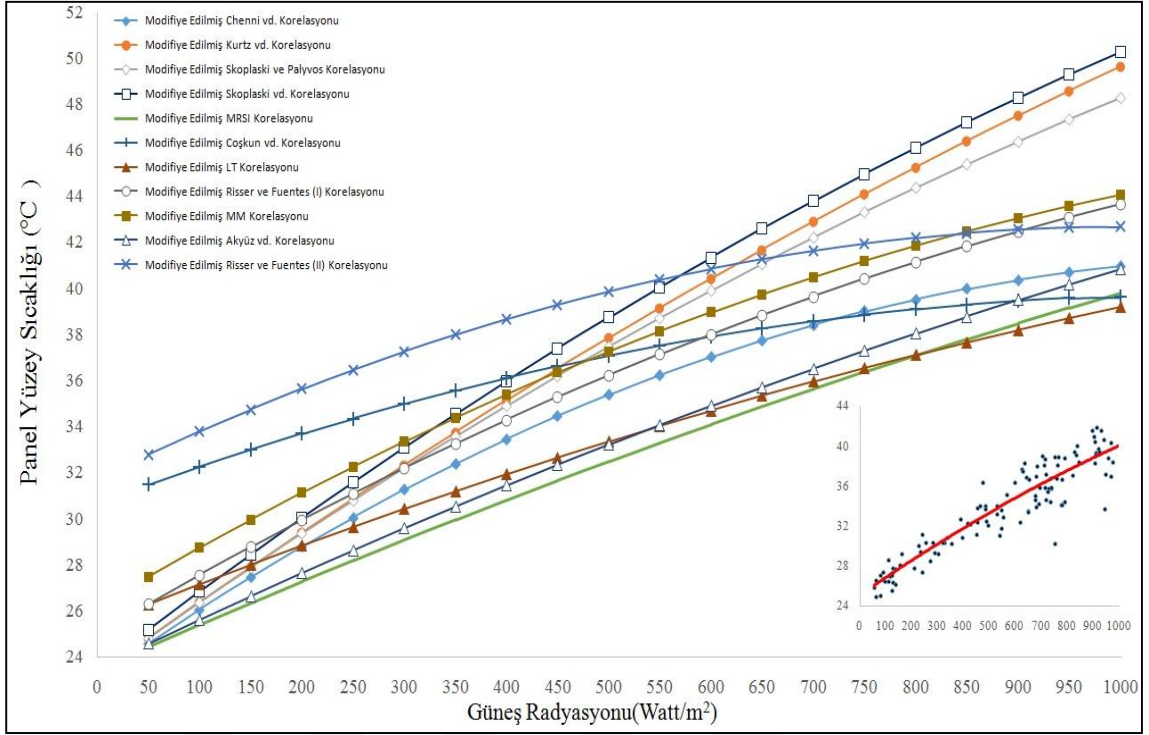
On yedi korelasyon üzerinde yapılan çalışma sonucunda sıcaklık sapması için farklı görülme sıklığı dağılımlarına sahip olduğu görülmüştür. Bir sıcaklık dağılımı yaklaşık olarak normal olduğunda veri değerlerinin yaklaşık %68,27'si ortalamanın bir sigması içindedir (matematiksel olarak $\mu \pm \sigma$, μ aritmetik ortalama), yaklaşık %95,45'i iki sigma içindedir ($\mu \pm 2\sigma$) ve yaklaşık %99,73'ü üç sigma ($\mu \pm 3\sigma$) içinde yer almaktadır. Bu sigma seviyeleri ölçüm sonuçlarının güvenilirliğini göstermektedir. Bu, 68-95-99,7 kuralı, ampirik kural olarak bilinir. $\pm 2\sigma$ sıcaklık sapma değerleri, Tablo 8'deki modifiye edilmiş korelasyonlar için belirlenmiştir.

Ortalama mutlak hata, aşağıdaki denklem ile korelasyonlar için hesaplanmıştır:

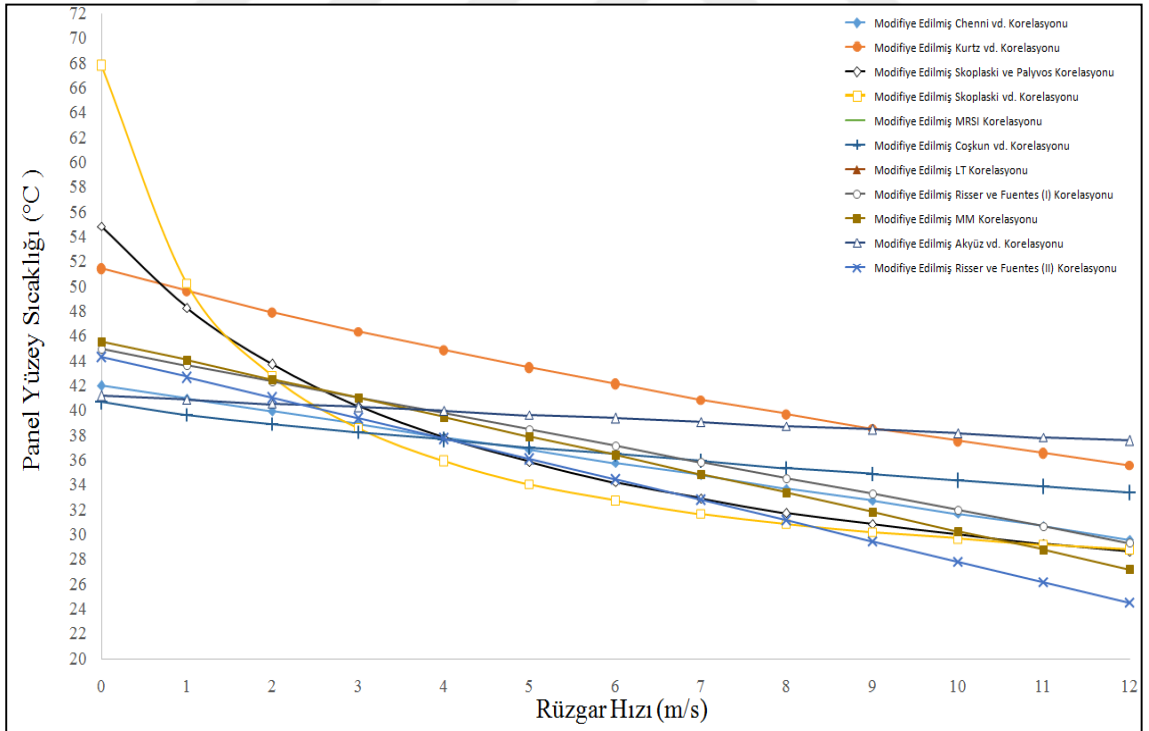
$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |T_{C,ölçülen} - T_{C,tahmin}| \quad (29)$$

N örnekleme sayısıdır.

En düşük ve en yüksek $\pm 2\sigma$ sıcaklık sapmaları modifiye MRSSI ve modifiye Skoplaski vd. Korelasyonlarında görülmektedir. Gerçek verilerdeki ortalama sıcaklık farkı 1,7°C ile 6,65°C arasında değişir. Modifiye korelasyonlar ile elde edilen sonuçların iyileşmesi % 0,45 ile %84 arasında değişmektedir. Rüzgar hızının etkisi, Şekil 78'de 25°C ve 1000 W/m²'lik bir küresel güneş radyasyon sıcaklığı için araştırılmıştır. Her değiştirilmiş korelasyonun farklı bir eğilim sergilediği bulunmuştur. Şekil 79, dış ortam sıcaklığı 25°C ve rüzgar hızı 1 m/s olan güneş enerjisi ile güneş ışınımı ile PV yüzey sıcaklığı için onbir modifiye edilmiş korelasyon kullanılarak yapılan hesaplamalardaki farklılıkları göstermektedir. PV yüzey sıcaklığı rüzgar hızı ile azalır. Modifiye edilmiş Skoplaski vd. Korelasyonu, 1 m/s'den daha düşük rüzgar hızlarında iyi performans göstermediği görülmüştür. Bu korelasyon, 1m/s'den daha düşük rüzgar hızlarında 68°C'lik bir PV yüzey sıcaklığı verir. Literatürde var olan korelasyonların sahada alınan ölçüm sonuçlarına göre verdiği eğriler Şekil 80'de verilmektedir. Ayrıca yapılan iyileştirmelerle birlikte oluşturulan modifiye korelasyonların verdiği eğriler ise Şekil 81'de görülmektedir.



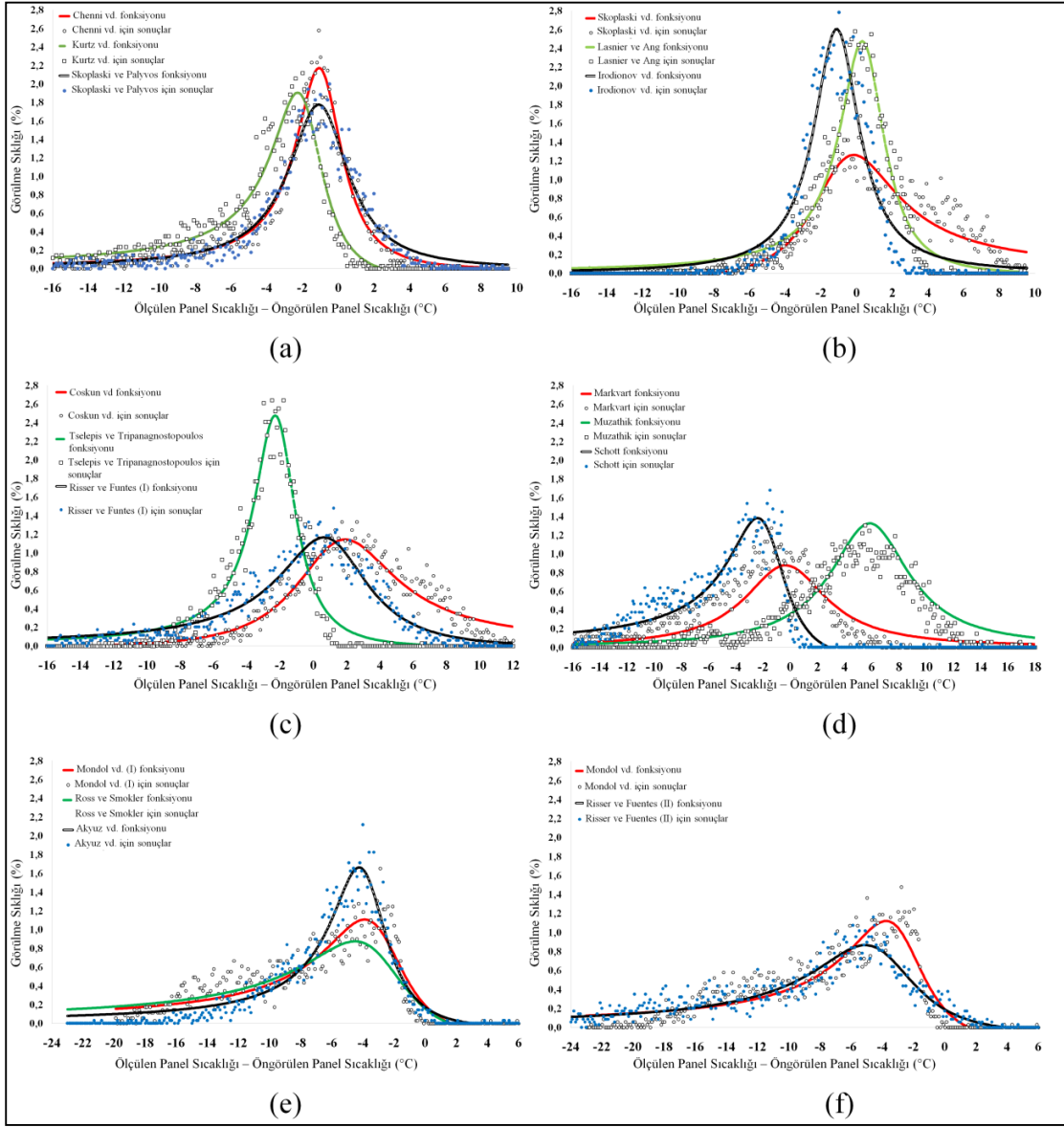
Şekil 78. 25°C sıcaklık ve 1m/s rüzgar hızındaki güneş radyasyonu altında panel yüzeyi sıcaklık değişimi.



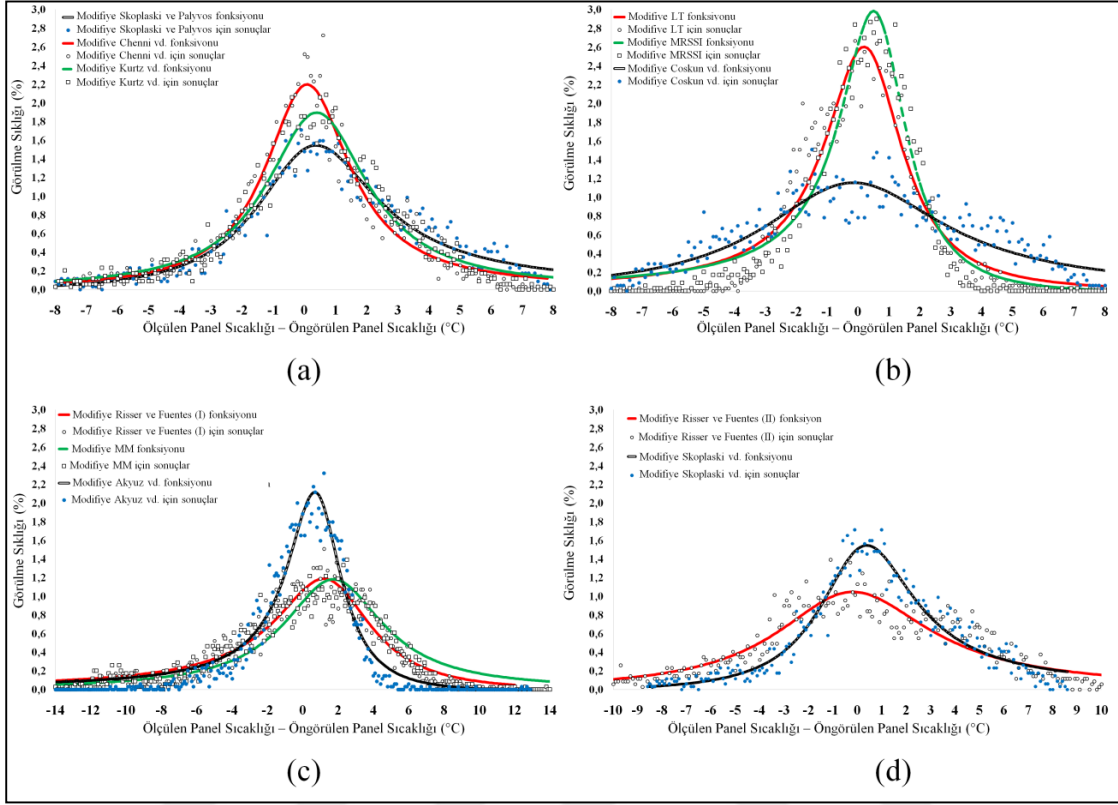
Şekil 79. 25°C sıcaklık ve 1000W/m² güneş radyasyonu altında panel yüzey sıcaklığı ve rüzgar hızı değişimi.

Tablo 8. Modifiye edilmiş korelasyonların formülleri.

Korelasyon Adı	Formül	Ortalama Sıcaklık farkı (°C)	$\pm 2\sigma$ değerleri (°C)
Modifiye edilmiş MRSSI	$T_C = T_a - 1.52567 + 0.01981336 \cdot G_T - 0.000003451 \cdot G_T^2$	1,75	-3,5/+3,5
Modifiye edilmiş LT	$T_C = 1.14 \cdot T_a - 3.101 + 0.01806 \cdot G_T - 0.0000042758 \cdot G_T^2$	1,79	-3,8/+3,8
Modifiye edilmiş Akyuz vd.	$T_C = 0.95 \cdot T_a + 0.0674 + 0.0214608 \cdot G_T - 0.0000041286 \cdot G_T^2 - 0.3 \cdot V_w$	2,39	-4,8/+4,8
Modifiye edilmiş Chenni vd.	$T_C = T_a - 1.93666 + 0.0138 \cdot G_T \cdot (1 + 0.031 \cdot T_a) \cdot (1 - 0.042 \cdot V_w) + 0.007882 \cdot G_T - 0.0000134647 \cdot G_T^2$	2,70	-6,0/+6,0
Modifiye edilmiş Coskun vd.	$T_C = 1.4 \cdot T_a - 3.3388 + 0.01667687 \cdot G_T - 0.0000076775 \cdot G_T^2 - V_w^{0.8}$	3,63	-7,0/+7,0
Modifiye edilmiş Risser ve Fuentes (I)	$T_C = 0.899 \cdot T_a + 3.8621 + 0.026175 \cdot G_T - 0.000007547 \cdot G_T^2 - 1.30 \cdot V_w$	4,21	-6,5/+6,5
Modifiye edilmiş Kurtz vd.	$T_C = T_a - 1.7573 + G_T \cdot (e^{-3.473 - 0.0594V_w} - 0.0028) - 0.000005625 \cdot G_T^2$	4,37	-6,5/+6,5
Modifiye edilmiş MM	$T_C = 0.943 \cdot T_a + 4.1315 + 0.02646 \cdot G_T - 0.0000085889 \cdot G_T^2 - 1.528 \cdot V_w$	4,45	-8,8/+8,8
Modifiye edilmiş Risser ve Fuentes (II)	$T_C = 1.31 \cdot T_a + 0.6511 + 0.021556 \cdot G_T - 0.00001063 \cdot G_T^2 - 1.65 \cdot V_w$	4,50	-9,5/+9,5
Modifiye edilmiş Skoplaski ve Palyvos	$T_C = T_a - 1.7404 + \left(\frac{0.32}{8.91 + 2 \cdot V_w} + 0.002524 \right) \cdot G_T - 0.0000068535 \cdot G_T^2$	4,72	-8,5/+8,5
Modifiye edilmiş Skoplaski vd.	$T_C = T_a - 1.5082 + \left(\frac{0.25}{5.7 + 3.8 \cdot V_w} + 0.0079 \right) \cdot G_T - 0.0000074489 \cdot G_T^2$	6,65	-7,0/10,8



Şekil 80. Literatüde yer alan korelasyonların sıcaklık farkı görülme sıklığı dağılımı.



Şekil 81. Modifiye edilmiş korelasyonların sıcaklık farkı görülme dağılımı.

5. ÖNERİLER

Bu çalışmada, korelasyonların güvenilirliğini doğrulamak için toplam on yedi farklı örtük korelasyon mevcut güneş enerjisi tesisi verilerini kullanarak araştırılmıştır. Korelasyon sonuçlarının sıcaklık sapmaları, gerçek test şartlarına göre oldukça farklı olduğu gözlemlenmiştir. Tüm korelasyonlar gerçek yükler altında gerçek güneş enerjisi tesisi koşulları için test edilmiştir. Test edilen korelasyonlar için ortalama sıcaklık sapması 2,16 ile 11,49 °C arasında değişmiştir. Güneş enerjisi santralının elektrik yükü, sonuçları laboratuvar koşullarındaki değerlerden farklı olarak etkilediği görülmüştür. Korelasyon sonuçlarının sıcaklık sapmaları, gerçek test şartlarına göre oldukça farklı sonuç vermiştir.

Analizlerin sonuçları kullanılarak on yedi korelasyon tekrar ele alınmış ve daha iyi bir doğruluk elde etmek için onbir yeni modifiye edilmiş korelasyon çıkarılmıştır. Yeni korelasyonlar, güneş fotovoltaik modül sıcaklığının artması veya azalması ile benzer eğilimleri göstermiştir. Önerilen MRSSI ve LT korelasyonları, küresel güneş radyasyonu ve dış hava sıcaklığını kullanarak PV yüzey sıcaklığının tahmin edilmesi için kolayca kullanılabilir. Diğer dokuz modifiye korelasyon, küresel güneş radyasyonunu, dış hava sıcaklığını ve rüzgar hızını kullanmaktadır. Modifiye edilmiş Chennai vd. Korelasyonunun değişken rüzgar hızlarında test koşulları için en uygun korelasyon olduğu görülmüştür.

Sonuçlar, modifiye edilmiş korelasyonların kabul edilebilir bir seviyede doğru bir dizi PV yüzey sıcaklığı verisi üretebildiğini göstermektedir. Modifiye korelasyonlar, herhangi bir yerde Matlab gibi PV sistemleri modelleme programları için güvenilir bir şekilde kullanılabilir. Yeni korelasyonların Matlab Simulink'te güneş enerjisi sistemlerinin simülasyonu için doğrudan uygulanabilirliği görülmektedir.

Bu çalışma kapsamında ele alınan korelasyonlar nem ve tozluluk gibi PV verimini direk etkilecek diğer fiziksel parametrelerin etkilerinin göz önünde bulundurulmasıyla daha etkin hale getirilebilir. Yatırımcılar için gerçeğe daha da yaklaşan bu tarz korelasyonlar daha kullanışlı bir hale getirilerek literatürle iş dünyasının daha çok beraber çözüm arayışı noktasında faydalar sağlayacaktır.

KAYNAKLAR

- Akyuz, E., Coskun, C., Oktay, Z., Dincer, I., 2012.** A novel approach for estimation of photovoltaic exergy efficiency. *Energy*; 44:1059-1066.
- Araneo, R., Grasselli, U., Celozzi, S., 2014.** Assessment of a practical model to estimate the cell temperature of a photovoltaic module. *Int J Energy Environ Eng.*; 5:72.
- Brano, V. L., Ciulla, G., Franzitta, V., Viola, A., 2012.** A novel implicit correlation for operative temperature of a PV panel. *AASRI Procedia.*; 2:112-120.
- Chaichan, T. and Kazem, H. A., 2017.** Effect of Sand, Ash and Soil on Photovoltaic Performance: An Experimental Study. *International Journal of Scientific Engineering and Science.*: 1(2); 27-32.
- Chenni, R., Makhlof, M., Kerbache, T., Bouzid, A., 2007.** A detailed modelling method for photovoltaic cells. *Energy*; 32:1724–30.
- Coskun, C., Koçyiğit, N., Oktay, Z., 2016.** Estimation of PV module surface temperature using artificial neural networks, *Mugla Journal of Science and Technology*; 2(2):15-18.
- Coskun, C., Oktay, Z., Dincer, I., 2011.** Estimation of monthly solar radiation distribution for solar energy system analysis. *Energy*; 36(2):1319-1323.
- Ertürk, M. ve Oktay, Z., 2007.** Güneş enerjisi Destekli Mekanik Buhar Sıkıştırılmalı Isı Pompasıyla Kurutma Fırını Modellenmesi Teskon VIII Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi ve Sergisi 18-21 Ekim İzmir.
- Ertürk, M. ve Okuyan, C., 2005.** Geliştirilen Bilgisayar Programıyla Ülkemizdeki İllere Göre Güneş Kollektörü Yüzeyinin Hesaplanması ve Seçilmesi 4.Uluslar arası İleri Teknolojiler Sempozyumu 28-30 Eylül Selçuk Üniversitesi.
- Hasan, M.A. and Sumathy, K., 2010.** Photovoltaic thermal module concepts and their performance analysis- A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; 14:1845-1859.
- Irodionov, E., Kurenkova, A., Potapov, N., Strebkov, S., 1989.** Choice of resistance for elements of photovoltaic system's external switching. *Geliotechnika*; 25:18–21.
- Jakhrani, Q., Othman, K., Rigit, H., Samo, R., 2011.** Comparison of Solar Photovoltaic Module Temperature Models. *World Applied Sciences Journal*.
- Kazem, A., Al-Badi, A., Al Busaidi, S., Chaichan, T., 2016.** Optimum design and evaluation of hybrid solar/wind/diesel power system for Masirah Island. *Environment, Development and Sustainability*. p.1-18.

- Kazem, A., Chaichan, T., Al-Shezawi, M., Saif Al-Saidi, H., Sulaiman, A. H., Al-Sinani, K., Al-Waeli, A. , 2012.** Effect of Humidity on the PV Performance in Oman. *Asian Transactions on Engineering*; 2(4):29-32.
- Kazem, A., Chaichan, T., Al-Waeli, H., Mani, K., 2017.** Effect of Shadows on the Performance of Solar Photovoltaic. *Mediterranean Green Buildings & Renewable Energy*, p.379-385.
- Kurtz, S., Whitfield, K., Miller, D., Joyce, J., Wohlgemuth, J., Kempe, M., 2009.** Evaluation of high-temperature exposure of rackmounted photovoltaic modules. In: 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC): p. 2399-2404.
- Lasnier, F. and Ang, G., 1990.** Photovoltaic engineering handbook. New York: Adam Hilger;. p. 258.
- Liu, J., Xu, F., Lin, S., 2017.** Site selection of photovoltaic power plants in a value chain based on grey cumulative prospect theory for sustainability: A case study in Northwest China. *Journal of Cleaner Production*; 148:386-397.
- Markvart, T., 2000.** Solar electricity. Chichester, Wiley.
- Muzathik, A. M., 2014.** Photovoltaic modules operating temperature estimation using a simple correlation, *International Journal of Energy Engineering*, V. 4, Iss.4, pp. 151-158.
- Mondol, JD., Yohanis, Y.G., Norton, B., 2007.** Comparison of measured and predicted long term performance of a grid connected photovoltaic system. *Energy Conversion and Management*; 48:1065–80.
- Mondol, JD., Yohanis, Y.G., Smyth, M, Norton, B., 2005.** Long-term validated simulation of a building integrated photovoltaic system. *Solar Energy*; 78:163–76.
- Oktay, Z., Coskun, C., Ertürk, M., 2014.** Prediction of Daily Average Global Solar Radiation and Parabolic Monthly Irradiation Model Parameters for Turkey, *Progress in Exergy, Energy, and the Environment*, pp 867-873 DOI 10.1007/978-3-319-04681-5_83, Print ISBN 978-3-319-04680-8, Online ISBN 978-319-04681-5.
- Panjwani, K., Narejo, B., 2014.** Effect of Humidity on the Efficiency of Solar Cell (photovoltaic). *International Journal of Engineering Research and General Science*.; 2(4):499-503.
- Rahman, M., Hasanuzzaman, M., Rahim, N., 2017.** Effects of operational conditions on the energy efficiency of photovoltaic modules operating in Malaysia. *Journal of Cleaner Production*; 143:912-924.

- Risser, V. and Fuentes, K., 1983.** Linear regression analysis of flat-plate photovoltaic system performance data. In: Proceedings of the fifth E.C. photovoltaic solar energy conference, Athens, Greece, October 17–21; p. 623–7.
- Ross G. and Smokler M., 1986.** Flat-plate solar array project final report – volume VI: engineering sciences and reliability. Report DOE/JPL-1012-125.
- Sánchez-Lozano, M., García-Cascales, S., Lamata, T., 2016.** Comparative TOPSIS-ELECTRE TRI methods for optimal sites for photovoltaic solar farms. Case study in Spain. *Journal of Cleaner Production*; 127:387-398.
- Schott, T., 1985.** Operation temperatures of PV modules. In: Proceedings of the sixth E.C. photovoltaic solar energy conference, London, UK, April 15–19;. p392–6.
- Skoplaski, E., Boudouvis, G., Palyvos, J., 2008.** A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy Materials & Solar Cells*; 92:1393–1402.
- Skoplaski, E. and Palyvos, J., 2009.** Operating temperature of photovoltaic modules: a survey of pertinent correlations. *Renew. Energy*: 34;23–29.
- Trinuruk, P., Sorapipatana, C., Chenvidhya, D., 2009.** Estimating operating cell temperature of BIPV Modules in Thailand. *Renewable Energy*;; 34: 2515-2523.
- Tselepis, S. and Tripanagnostopoulos, Y., 2001.** Economic analysis of hybrid photovoltaic/ thermal solar systems and comparison with standard PV modules. In: Proceedings of the international conference on PV in Europe, Rome, Italy, October 7–11; p. 2515–8.
- URL-1, 2017.** <http://www.solar-med-atlas.org/solarmed-atlas/map.htm#t=ghi> (21.Şubat 2017).
- URL-2, 2017.** <https://www.ontario.ca/page/climate-change-action-plan> (01.Mart.2017).
- URL-3, 2017.** https://ytbs.teias.gov.tr/ytbs/frm_login.jsf (02.03.2017).

ÖZGEÇMİŞ

21.02.1982 tarihinde İstanbul Üsküdar'da doğdu. İlköğretimini Şemsipaşa İlköğretim Okulunda, lise öğrenimini Haydarpaşa ATL Otomatik Kumanda Bölümünde tamamlamıştır. Karadeniz Teknik Üniversitesinde Elektrik Elektronik Mühendisliğinden 2007 yılında mezun olmuştur. 2014 yılından itibaren, Recep Tayyip Erdoğan Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalında yüksek lisans eğitimini sürdürmektedir.

Bilimsel Çalışma ve Yayınları

Coskun, C., Toygar, U., Sarpdag, O., Oktay, Z., 2017. Sensitivity analysis of implicit correlations for photovoltaic module temperature: A review. Journal of Cleaner Production 164 (2017) 1474e1485.