



**PV MODÜLLERDE SICAKLIK DEĞİŞİMİNİN
PERFORMANSLARI ÜZERİNE ETKİSİNİN
DENEYSEL İNCELENMESİ**

**2022
DOKTORA TEZİ
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ**

Ramazan KAYABAŞI

**Tez Danışmanı
Doç. Dr. Metin KAYA**

**PV MODÜLLERDE SICAKLIK DEĞİŞİMİNİN PERFORMANSLARI
ÜZERİNE ETKİSİNİN DENEYSEL İNCELENMESİ**

Ramazan KAYABAŞI

**Tez Danışmanı
Doç. Dr. Metin KAYA**

**T.C.
Karabük Üniversitesi
Lisansüstü Eğitim Enstitüsü
Enerji Sistemleri Mühendisliği
Doktora Tezi
Olarak Hazırlanmıştır**

**KARABÜK
Aralık 2022**

Ramazan KAYABAŞI tarafından hazırlanan “PV MODÜLLERDE SICAKLIK DEĞİŞİMİNİN PERFORMANSLARI ÜZERİNE ETKİSİNİN DENEYSEL İNCELENMESİ” başlıklı bu tezin Doktora Tezi olarak uygun olduğunu onaylarım.

Doç. Dr. Metin KAYA

.....

Tez Danışmanı, Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı

Bu çalışma, jürimiz tarafından oy birliği ile Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalında Doktora tezi olarak kabul edilmiştir. 06/12/2022

Ünvanı, Adı SOYADI (Kurumu)

İmzası

Başkan : Prof. Dr. İlhan CEYLAN (KBÜ)

.....

Üye : Prof. Dr. Selim ÖNCÜ (KBÜ)

.....

Üye : Doç. Dr. Metin KAYA (KBÜ)

.....

Üye : Doç. Dr. Ali Etem GÜREL (DÜ)

.....

Üye : Doç. Dr. Volkan KIRMACI (BARÜ)

.....

KBÜ Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Yönetim Kurulu, bu tez ile, Doktora derecesini onamıştır.

Doç. Dr. Müslüm KUZU

.....

Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Müdürü

“Bu tezdeki tüm bilgilerin akademik kurallara ve etik ilkelere uygun olarak elde edildiğini ve sunulduğunu; ayrıca bu kuralların ve ilkelerin gerektirdiği şekilde, bu çalışmadan kaynaklanmayan bütün atıfları yaptığımı beyan ederim.”

Ramazan KAYABAŞI

ÖZET

Doktora Tezi

PV MODÜLLERDE SICAKLIK DEĞİŞİMİNİN PERFORMANSLARI ÜZERİNE ETKİSİNİN DENEYSEL İNCELENMESİ

Ramazan KAYABAŞI

Karabük Üniversitesi

Lisansüstü Eğitim Enstitüsü

Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı

Tez Danışmanı:

Doç. Dr. Metin KAYA

Aralık 2022, 111 sayfa

Güneş enerjisi çevreci, enerji üretim potansiyeli yüksek ve çevre sorunlarına çözüm olabilecek potansiyele sahip yenilenebilir enerji kaynağıdır. Kırsalda, sanayide veya büyük ölçekli santral uygulamalarıyla güneş enerjisinden PV uygulamalar ile doğrudan elektrik enerjisi üretmek mümkündür. Son yıllarda PV sistem verimlerinin artması ve maliyetlerin azalması yaygınlaşmasını sağlamıştır. Fakat hala PV sistemlerde verim artışı için araştırılması ve çözüm bulunması gereken sorunlar bulunmaktadır. Bu sorunlardan biri modül sıcaklığının artması sonucu oluşan verim kaybıdır.

Yapılan deneysel çalışmada iki grup halinde PV, PV/T, PV/FDM ve PV/T/FDM monokristal ve polikristal modül ile şebeke bağlantısız PV sistem kurulmuştur. Sistemde kullanılan modüller 10W güce sahiptir. PV monokristal ve polikristal modüller referans modüllerdir. PV/T modüller arka yüzeyine ısı borusu uygulanan

modüllerdir. PV/FDM modüller arka yüzeyi silikon kaplı FDM dolgulu modüllerdir. PV/T/FDM modüller ısı borulu ve arka yüzeyi makro kapsül FDM uygulanmış modüllerdir. Isı borulu modüllerde dolaşım akışkanı olarak su kullanılmıştır. PV/T modüllerin yüzeyinden su ile çekilen ısı alüminyum eşanjöre yönlendirilmiş ve burada TEJ modül ile elektrik üretilmektedir. TEJ modüller tabii ve cebri olarak iki farklı yapıda soğutma sistemine sahiptir. Deneylede yaz aylarında gün içinde referans modüllerde sıcaklık 20-80 °C, PV/T modüllerde 20-50 °C, PV/FDM modüllerde 20-66 °C ve PV/T/FDM modüllerde 20-37 °C arasında değişmektedir. Monokristal ve polikristal modüllerin sırasıyla sıcaklığa bağlı verimleri PV %10 ile 16, PV/T %3 ile 5, PV/FDM %10 ile 15 ve PV/T/FDM %1 ile 4 arasında düşmektedir. PV modüllerde ısı borusu ve FDM'nin birlikte kullanılması sıcaklığı düşürmek ve anlık sıcaklık dalgalanmasını engellemek için ideal bir yoldur. Ayrıca modül çalışma sıcaklığının düşmesi modül ömrünü olumlu olarak etkilemektedir.

Yapılan çalışmada PV modül çıkış gücü standart test koşullarında 10 W iken, modül sıcaklığı 40 °C'ye ulaştığında 9.53 W, 60 °C'ye ulaştığında 9.01 W ve 80 °C'ye ulaştığında 8.61 W'tır. Sıcaklığa bağlı modül verimliliği sırasıyla %4.68, %9.80, %13.83 düşmüştür. Termoelektrik jeneratörlerde tabii dolaşımli sistemde yüzeyler arası sıcaklık farkı korunamazken cebri dolaşımli sistemde yüzeyler arasında sıcaklık farkı korunmuştur. PV/T ve PV/T/FDM modüllerden gelen akışkan sıcaklığına bağlı olarak TEJ modül yüzeyinde 50 °C'ye kadar sıcaklık farkı oluşmuştur. TEJ'de yüzeyler arası sıcaklık farkı 15°C'ye ulaştığında modüllerde gerilim 0.95 V akım 0.42 A ve modül çıkış gücü 0.403 W olmaktadır.

Anahtar Sözcükler : Yenilenebilir enerji, Güneş enerjisi, Fotovoltaik modül, Faz değiştiren madde, Fotovoltaik/Termal.

Bilim Kodu : 92802

ABSTRACT

Ph. D. Thesis

EXPERIMENTAL INVESTIGATION TEMPERATURE CHANGING ON THE PV MODULES PERFORMANCE

Ramazan KAYABAŞI

Karabük University

The Institute of Graduate Studies

Department of Energy Systems Engineering

Thesis Advisor:

Assoc. Prof. Dr. Metin KAYA

December 2022, 111 pages

Solar energy is a renewable energy source that is environmentally friendly, has a high energy production potential and has the potential to be a solution to environmental problems. It is possible to produce electricity directly from solar energy with PV applications in rural, industrial or large-scale power plant applications. In recent years, the increase in PV system efficiency and the decrease in costs have made it widespread. However, there are still problems that need to be investigated and solved for increased efficiency in PV systems. One of these problems is the loss of efficiency because of increasing the module temperature.

In the experimental study, an off-grid PV system was established with two groups of PV, PV/T, PV/PCM and PV/T/PCM monocrystalline and polycrystalline modules. The modules used in the system have 10W power. PV monocrystalline and polycrystalline modules are reference modules. PV/T modules are modules with a heat

pipe applied on the back surface. PV/PCM modules are PCM filled modules with a silicon back surface. PV/T/PCM modules are modules with heat pipe and macro capsule PCM applied on the back surface. Water is used as the circulation fluid in heat pipe modules. The heat drawn from the surface of the PV/T modules with water is directed to the aluminum heat exchanger, where electricity is produced with the TEG module. TEG modules have two different cooling systems, natural and forced.

For Kayseri, the average sunshine duration in summer is 12 hours, and the annual average is 7.78 hours. The average daily solar radiation amount is $500\text{W}/\text{m}^2$. During the summer months in the experiments, the temperature ranges between $20\text{-}80^\circ\text{C}$ in reference modules, $20\text{-}50^\circ\text{C}$ in PV/T modules, $20\text{-}66^\circ\text{C}$ in PV/PCM modules and $20\text{-}37^\circ\text{C}$ in PV/T/PCM modules. The temperature-dependent efficiencies of monocrystalline and polycrystalline modules, respectively, decrease between PV 10-20%, PV/T 3-5%, PV/PCM 10-15% and PV/T/PCM 1-3%. The combination of heat pipe and FDM in PV modules is an ideal way to lower the temperature and prevent instantaneous temperature fluctuation. In addition, the decrease in the operating temperature of the module positively affects the module life.

In the study, while the PV module output power is 10 W under standard test conditions, it is 9.53 W when the module temperature reaches 40°C , 9.01 W when it reaches 60°C , and 8.61 W when it reaches 80°C . The temperature-dependent module efficiency decreased by 4.68%, 9.80% and 13.83%, respectively. While the temperature difference between the surfaces cannot be maintained in the natural circulation system in thermoelectric generators, the temperature difference between the surfaces is maintained in the forced circulation system. Depending on the fluid temperature coming from the PV/T and PV/T/FDM modules, a temperature difference of up to 50°C occurred on the surface of the TEG module. When the temperature difference between surfaces reaches 15°C in TEG, the voltage is 0.95 V, the current is 0.42 A, and the module output power is 0.403 W.

Key Word : Renewable energy, Solar energy, Photovoltaic module, Phase change materials, Photovoltaic/Thermal.

Science Code : 92802

TEŞEKKÜR

Bu tez çalışmasında KABÜBAP-17-DR-435 numaralı proje ile bizleri destekleyen Karabük Üniversitesi, lisansüstü eğitim sürecinde ders aldığım bilgi ve tecrübelerinden yararlandığım Prof. Dr. Mehmet ÖZKAYMAK, Prof. Dr. Emrah DENİZ ve tüm hocalarıma teşekkür ederim. Ayrıca çalıőmamda beni yönlendiren TİK üyeleri Prof. Dr. İlhan CEYLAN ve Prof. Dr. Selim ÖNCÜ hocalarıma teşekkür ederim.

Bu tez çalışmasında ve müştereken yürütmüş olduğumuz KABÜBAP-17-DR-435 numaralı projede danışmanlığımı yapmakta olan sayın hocam Doç. Dr. Metin KAYA'ya sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Doktora sürecinde manevi destekleriyle yanımda olan eşime, çocuklarım Rıdvan ve Furkan'a en kalbi duygularıyla teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
KABUL	ii
ÖZET.....	iv
ABSTRACT	vi
TEŞEKKÜR.....	viii
İÇİNDEKİLER	ix
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	xii
ÇİZELGELER DİZİNİ	xv
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ.....	xvi
BÖLÜM 1	1
GİRİŞ VE AMAÇ	1
1.1. GİRİŞ.....	1
1.2. AMAÇ VE HEDEF	2
BÖLÜM 2	4
LİTERATÜR ARAŞTIRMASI	4
BÖLÜM 3	9
ENERJİ	9
3.1. YENİLENEMEYEN ENERJİ KAYNAKLARI	11
3.2. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI.....	12
3.2.1. Güneş Enerjisi.....	13
3.2.2. Dünya’da ve Türkiye’de Güneş Enerjisi Potansiyeli.....	14
3.3. ISIL GÜNEŞ TEKNOLOJİLERİ.....	19
3.4. GÜNEŞ ENERJİ İLE ELEKTRİK ÜRETİMİ.....	20
3.4.1. Güneş Hücreleri.....	20
3.4.1.1. Fotovoltaik Hücreler	22
3.4.2. Şebekeden Bağımsız (Off Grid) PV Sistemler	24

	<u>Sayfa</u>
3.4.3. Şebeke Bağlantılı (On Grid) PV Sistemler	25
3.4.4. PV Performansını Etkileyen Faktörler	28
3.4.5. PV Modüllerde Matematiksel Hesaplar.....	29
3.5. TERMAL ENERJİ DEPOLAMA	33
3.5.1. Duyulur Isı Depolama	35
3.5.2. Termokimyasal Isı Depolama.....	36
3.5.3. Gizli Isı Depolama.....	36
3.5.3.1. Faz Değiştiren Maddeler.....	37
3.5.3.2. Faz Değiştiren Maddelerin Uygulama Alanları.....	39
3.5.3.3. Faz Değişim Malzemelerinin PV Panellerde Kullanılması	40
3.6. TERMOELEKTRİK MODÜLLER	40
3.6.1. Seebeck Etkisi.....	41
3.6.1.1. Termoelektrik Modüllerin Jeneratör Olarak Kullanılması	42
3.6.1.2. Termoelektrik jeneratörlerin Özellikleri	44
BÖLÜM 4	45
MATERYAL VE METOT	45
4.1. DENEY SİSTEMİ TASARIMI VE ÖLÇME SİSTEMİ.....	45
4.1.1. PV Modüller	45
4.1.2. Faz Değiştiren Madde.....	46
4.1.3. K Tipi Kaynaklı Termokupl	49
4.1.4. Data Logger Ölçme Sistemi.....	49
4.1.5. Pirometre	50
4.1.6. Modüllerin Detay Çizimleri.....	51
4.1.7. Solar Şarj Kontrol Cihazı	53
4.1.8. DC Aydınlatma Lambası	54
4.1.9. Solar Kablo	55
4.1.10. Jel Batarya	55
4.1.11. Sirkülasyon Pompası	56
4.1.12. Piranometre.....	56
4.1.13. MGN Devresi	57
4.1.14. PV Modül Sistemi	58

	<u>Sayfa</u>
4.1.15. Termal Macun.....	63
4.1.16. Termoelektrik Jeneratör.....	63
4.1.17. Alaşımli Isı Değişirici.....	64
4.1.18. Soğutucular.....	64
4.1.19. TEJ Detay Çizimleri ve Görünümü.....	65
4.1.20. Belirsizlik Analizi.....	66
4.1.21. Karbon Ayak İzi.....	67
BÖLÜM 5.....	69
DENEYSEL SONUÇLAR.....	69
5.1. GÜNEŞ İŞİNİMİ.....	69
5.2. MODÜLLERDE SICAKLIK DEĞİŞİMİ.....	70
5.3. TERMOELEKTRİK JENERATÖR SONUÇLARI.....	82
BÖLÜM 6.....	84
SONUÇLAR, TARTIŞMALAR VE ÖNERİLER.....	84
6.1. SONUÇLAR.....	84
6.2. TARTIŞMA.....	88
6.3. ÖNERİLER.....	91
KAYNAKLAR.....	92
EK AÇIKLAMALAR A GÜNEŞ İŞİNİMİ DEĞERLERİ VE HESAPLAMALAR	97
ÖZGEÇMİŞ.....	111

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa

Şekil 3.1. OECD ve OECD dışı ülkelerde nüfus, GSYİH büyüme oranı ve birincil enerji talebi durum-senaryoları.....	9
Şekil 3.2. Sürdürülebilir kalkınma politikaları ve küresel karbondioksit (CO ₂) salınım senaryoları.....	10
Şekil 3.3. Enerji kaynakları sınıflandırması	10
Şekil 3.4. Yenilenemeyen enerji kaynakları	11
Şekil 3.5. Yenilenebilir enerji kaynakları	12
Şekil 3.6. Dünya küresel yatay ışınlaşma.....	15
Şekil 3.7. Türkiye'nin bölgelere göre yıllık güneş enerjisi potansiyeli	16
Şekil 3.8. Türkiye’de güneş enerjisi ile elektrik üretiminin toplam elektrik üretimindeki payı.....	17
Şekil 3.9. Türkiye-Kayseri güneş enerjisi potansiyeli atlası, global radyasyon değeri ve güneşlenme süresi	18
Şekil 3.10. Deney düzeneği kurulum konum bilgisi	19
Şekil 3.11. Isıl ve elektiriksel güneş uygulamaları	20
Şekil 3.12. PV hücre çalışma prensibi	21
Şekil 3.13. PV etki: (A) bir tükenme bölgesi oluşturan PV hücrenin yapısı, (B) bir PV hücrede bir elektron deliği çifti oluşturan foton.....	21
Şekil 3.14. PV eşdeğer devresi.....	23
Şekil 3.15. Şebekeden bağımsız sistemlerin akış şeması.....	25
Şekil 3.16. Şebeke bağlantılı sistemlerin akış şeması	26
Şekil 3.17. PV modülün yapısı (A), ve sistem görünümü (B)	27
Şekil 3.18. PV Modül paralel ve seri bağlantıda oluşan I-V karakteristiği.....	27
Şekil 3.19. Laboratuvar koşullarında PV pil verimleri	28
Şekil 3.20. PV Sistemlerde verimi etkileyen parametreler	28
Şekil 3.21. PV/T sistemlerin ısı transfer tekniklerine göre sınıflandırılması.....	29
Şekil 3.22. Isı enerjisi depolanma yöntemleri.....	34
Şekil 3.23. FDM duyulur ve gizli ısı.....	34
Şekil 3.24. Faz değiştiren materyallerin sınıflandırılması	38
Şekil 3.25. FDM kapsül sınır boyutlarının şematik gösterimi	39
Şekil 3.26. TEM çalışma prensibi (A) ve Seebeck, peltier, TE bileşenleri (B)	41

Şekil 4.1. Monokristal ve polikristal modül	46
Şekil 4.2. FDM katı ve sıvı faz hali	47
Şekil 4.3. Makro kapsülleme (A), PV/T modül (B), yalıtım uygulaması (C)	48
Şekil 4.4. FDM ve kapsülleme uygulaması (A), PV/FDM modül uygulaması (B).	48
Şekil 4.5. Deney düzeneği sıcaklık ölçme sistemi kalibrasyonu	50
Şekil 4.6. PV, PV/T, PVT/FDM ve PV/FDM modüllerin detay şekilleri	52
Şekil 4.7. PV modüllerin kasetlere yerleştirilmesi	53
Şekil 4.8. MGN kartı	58
Şekil 4.9. PV panel montajı	59
Şekil 4.10. Deney sistemi genel görünüş; (A) önden, (B) yandan görünüş	59
Şekil 4.11. PV, PV/T, PV/T/FDM, PV/FDM sistemin genel görünümü	61
Şekil 4.12. PV modül maksimum güç noktası ölçüm şeması	62
Şekil 4.13. Işınım ve sıcaklığa bağlı MGN değişimi.	63
Şekil 4.14. Termoelektrik modüller	64
Şekil 4.16. Termoelektrik jeneratör deney düzeneği çizimi, (A) doğal soğutma (B) cebri soğutma.....	65
Şekil 4.17. Termoelektrik jeneratör deney düzeneği görünümü	66
Şekil 5.1. Kayseri ili yıllık güneş ışınımı değişimi (ölçüm ve meteoroloji).....	69
Şekil 5.2. Kayseri ili 3 boyutlu yıllık güneş ışınımı	70
Şekil 5.3. PV, PV/T, PV/T/FDM, PV/FDM modüllerin gün içinde ısı geçişi	71
Şekil 5.4. PV/T, PV/T/FDM'nin TEJ ile modellenmesi.....	72
Şekil 5.5. Işınımına bağlı monokristal modüllerin günlük sıcaklık değişimi	73
Şekil 5.6. Işınımına bağlı polikristal modüllerin günlük sıcaklık değişimi	73
Şekil 5.7. Sıcaklığa bağlı Monokristal PV V_{mp} değişimi	74
Şekil 5.8. Sıcaklığa bağlı Polikristal PV V_{mp} değişimi.....	74
Şekil 5.9. Modüllerde ortalama akım, gerilim ve güç değişimi.....	75
Şekil 5.10. Modül Sıcaklığına bağlı gerilim ve akım değişimi, PV monokristal.....	75
Şekil 5.11. Modül Sıcaklığına bağlı gerilim ve akım değişimi, PV polikristal	76
Şekil 5.12. PV sistem sıcaklık değişimi	76
Şekil 5.13. Monokristal I-V, P-V, P-I ve polikristal V-I, P-V, P-I, diyağramı.....	78
Şekil 5.14. PSIM PV model genel görünümü	78
Şekil 5.15. Işınımına bağlı monokristal modül I-V ve P-V diyağramı	79
Şekil 5.16. PV sıcaklığına bağlı monokristal modül I-V ve P-V diyağramı.....	80
Şekil 5.17. Deney 1 TEJ sıcaklık farkı açık devre voltajı değişimi	83

Sayfa

Şekil 5.18. Deney 2 TEJ sıcaklık farkı açık devre voltajı değişimi	83
Şekil 6.1. PV referans modüllerde sıcaklığına bağlı verim değişimi	84
Şekil 6.2. PV/T modüllerde sıcaklığına bağlı verim değişimi.....	85
Şekil 6.3. PV/FDM modüllerde sıcaklığına bağlı verim değişimi.....	85
Şekil 6.4. PV/T/FDM modüllerde sıcaklığına bağlı verim değişimi	86
Şekil 6.5. PV modüllerde günlük verim değişimi.....	87
Şekil 6.6. Modüllerin yıllık enerji üretimi ve ortalama güç çıkışı.....	87

ÇİZELGELER DİZİNİ

Sayfa

Çizelge 3.1. Türkiye'nin 2019, 2020 Yılı kurulu gücünün birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı	13
Çizelge 3.2. Aylara göre Türkiye güneş enerjisi potansiyeli	15
Çizelge 3.3. FDM türleri ve özellikleri	38
Çizelge 3.4. FDM'lerde bulunması beklenen özellikler	40
Çizelge 4.1. PV modüllerin elektriksel ve fiziksel özellikleri.	46
Çizelge 4.2. $CaCl_2 \cdot 6H_2O$ teknik özellikleri.	47
Çizelge 4.3. FDM erime ısısı ve madde miktarı.	49
Çizelge 4.4. K Tipi kaynaklı termokupl özellikleri.	49
Çizelge 4.5. SCN 100 Özellikleri.	50
Çizelge 4.6. Pirometre teknik özellikler.	51
Çizelge 4.7. Solar şarj kontrol cihazı özellikleri.	54
Çizelge 4.8. DC aydınlatma armatürü özellikleri.	54
Çizelge 4.9. Jel akü özellikleri.	55
Çizelge 4.10. Sistemden güç çeken cihazlar ve günlük tüketim değerleri.	56
Çizelge 4.11. Piranometre Teknik özellikleri.	57
Çizelge 4.12. TEJ teknik özellikleri.	64
Çizelge 4.13. Ölçüm cihazları özellikleri ve belirsizlik analizi.	67
Çizelge 5.1. PV modül boşta çalışma gerilimleri ve MGN ölçüm değerleri	77
Çizelge 5.2. Modül sıcaklığına bağlı modül çıkış değerleri	81

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

SİMGELER

V	: Gerilim (V)
V _{nom}	: Nominal Voltaj (V)
mV	: Mili Volt
I	: Akım (Amper)
mA	: Mili Amper
W	: Aktif güç ölçü birimi (Watt)
MW	: Mega Watt
µm	: Mikrometre (micrometer)
nm	: Nanometre (nanometer)
R	: Elektrik direnci (Ω)
η	: Verim
M _{opt}	: Optimal Verim
G	: Etkin güneş radyasyonu (W/m ²)
A	: Fotovoltaik modül alanı (m ²)
<i>ar</i>	: Tepkiyen madde kesri
Δ <i>Hr</i>	: Birim kütlenin reaksiyon ısısı (J/kg)
A _m	: Modül yüzey alanı (m ²)
α	: Volt cinsinden ortalama Seebeck katsayısı
ΔT	: Kelvin cinsinden yüzeyler arası sıcaklık farkı (K)
R _{in}	: TE modül ortalama iç direnci (Ω)
R _L	: Yük direnci (Ω)
β	: Hücre sıcaklık katsayısı
τ _g	: Modülün geçirgenlik katsayısı
α _h	: Güneş ışınımının absorpsiyon oranı
PF	: Paketleme faktörü
P _{max}	: Maksimum güç (W)

- DF : Doldurma faktörü
- V_{mp} : Maksimum voltaj (V)
- V_{oc} : Açık devre voltajı (V)
- I_{sc} : Kısa devre akımı (A)
- \dot{E}_{net} : Modülden elde edilecek elektriksel kazanç
- M : Kütle (kg)
- n_m : Modül verimi
- P_m : Kurulu güç (W)
- R_s : Güneş gözesi seri direnci (Ω)
- R_{sh} : Güneş gözesi paralel direnci (Ω)
- GS_{ort} : Yıllık ortalama güneşlenme süresi (h)
- η_{inv} : İnvörtör verimi
- P_A : Alınan güç
- P_V : Verilen güç
- Q_H : TEJ için sıcak yüzeyden verilen ısı güç (W/h)
- Q_L : TEJ için soğuk yüzeyden çekilen ısı güç (W/h)
- P_{stk} : Standart test koşullarında modül gücü (W)
- S : Seebeck katsayısı ($\mu V/K$)
- η_{stk} : Modülün Test Koşullarındaki Verimi
- T_h : Çalışma şartlarındaki hücre sıcaklığı (K)
- T_H : TEJ ısı verilen yüzey sıcaklığı (K)
- T_L : TEJ ısı çekilen yüzey sıcaklığı (K)
- K_{th} : Termal İletkenlik (W/K)
- λ : Isı İletkenlik Katsayısı (W/m.K)
- Z : Kalite Faktörü (K^{-1})

KISALTMALAR

AC	: Alternatif Akım
$\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$: Kalsiyum Klorür Hekzahidrat
c-Si PV	: Kristal Silisyum Fotovoltaik
DC	: Doğru Akım
DSC	: Diferansiyel Taramalı Kalorimetre
EİGM	: Enerji İşleri Genel Müdürlüğü
EMK	: Elektro Motor Kuvvet
EPS	: Genleştirilmiş Polistren
FDM	: Faz Değiştiren Madde
FPCM	: Fins Enabled Phase Change Material
GES	: Güneş Enerji Santrali
GSYİH	: Gayri Safi Yurt İçi Hâsıla
MGN	: Maksimum Güç Noktası
MP	: Maksimum Güç
MPP	: Maksimum Güç Noktası (Maximum Power Point)
MPPT	: Maksimum Güç Noktası Takipçisi
MPCM	: Microencapsulated Phase Change Material
OECD	: Organization for Economic Co-operation and Development
PCM	: Phase Change Material
PV	: Fotovoltaik (Photovoltaic)
PV/T	: Fotovoltaik/Termal
PV/TEJ	: Fotovoltaik/Termoelektrik Jeneratör
PV/T/FDM	: Fotovoltaik/Termal/Faz Değiştiren Madde
STC	: Standart Test Koşulu (Standart Test Condition)
TE	: Termoelektrik
TEJ/TEG	: Termoelektrik Jeneratör/ Thermoelectric Generation
TEM	: Termoelektrik Modül
TEP	: Ton Eşdeğeri Petrol

BÖLÜM 1

GİRİŞ VE AMAÇ

1.1. GİRİŞ

Nüfus artışı ve teknolojik gelişmelere bağlı olarak enerji talepleri artmaktadır. Dünyada 2035 yılına kadar artan enerji talebi nedeniyle enerji tüketimi %30 artacağı tahmin edilmektedir [1]. Fosil yakıt teknolojilerinin köklü bir geçmişe sahip olması ve enerji krizleri nedeniyle dünyada fosil yakıt tüketimi artmaya devam etmektedir. Fosil yakıtların çevresel etkileri ve sahip oldukları rezervler değerlendirildiğinde insanlık için uzun bir geleceğe sahip değildir. Bu nedenle fosil yakıtlara alternatif olacak enerji kaynakları araştırılmaya ve geliştirmeye çalışılmaktadır. Dünyada fosil yakıtlara alternatif olabilecek enerji kaynakları yenilenebilir enerji kaynaklarıdır.

Dünyada son yıllarda güneş enerjisi ve Fotovoltaik (PV) sistemlere verilen önem artmaktadır. Bu sayede yapılan yatırımlara bağlı olarak dünyada PV ile enerji üretimi doğrusal artış sergilemektedir [2]. Dünyada yenilenebilir enerjinin; enerji üretimindeki payı %26, enerji tüketimindeki payı ise %17'dir. PV'lerde kurulu güç son yıllarda yıllık %40 ile 50 arasında artmaktadır [3]. PV'lerde küçük, orta ve büyük ölçekli uygulamalar yaygınlaşmaktadır. Deneysel uygulamalarda verimi düşüren etkiler yok sayılabilirken bu etkiler büyük sistemleri olumsuz etkilemektedir.

PV modüllerin laboratuvar şartlarında verimleri %15 ile %45 arasında değişirken çevresel koşullarda verimleri düşmektedir. PV modüllerde hücre sıcaklığı, modül yüzey parametreleri, spektral etki ve foto açısal etki verimi etkileyen parametrelerden bazılarıdır [4]. Modül yüzeyine gelen güneş ışınımının yaklaşık %83'ü hücreler içinde ısıya dönüşmektedir [5]. Modüllerin yüzeyi güneş ışınlarına maruz kaldığında fotonlar elektrik enerjisine dönüşürken modüllerin sıcaklığı artmaktadır. PV modüller gün içerisinde 80 °C ile 100 °C sıcaklığa kadar yükselmekte ve sıcaklığa bağlı modül

verimleri düşmektedir. Modüller soğutulduğunda ise verimleri artmaktadır [6]. Ayrıca gün içinde anlık sıcaklık değişimleri modüllerin çevresel şartlardan etkilenmesine neden olmakta; elektriksel verimi düşürmekte, ömürlerini olumsuz etkilemektedir [7].

1.2. AMAÇ VE HEDEF

PV dönüşüm kayıplarının büyük bir kısmı modül sıcaklık artışı ile ilgilidir. PV sistemler tüketiciye sunulurken Standart Test Koşulları (STK)'nda testlerden geçirilmektedir. STK olarak, $1000\text{W}/\text{m}^2$ ışınım şiddeti ve $25\text{ }^\circ\text{C}$ çalışma sıcaklığı kabul edilmektedir. Fakat atmosfer şartlarında sistem tamamen değişken çevre koşullarında çalışmakta ve bu nedenle atmosfer şartlarında test koşullarından farklı sonuçlar görülebilmektedir. Özellikle PV modüllerde modül sıcaklığının yükselmesi ve ışınımın düşmesi, modül çıkış parametrelerini olumsuz etkilemektedir. Bu nedenle farklı çevre şartlarında sistemin akım, gerilim ve güç değerleri incelenmelidir.

Bu çalışmanın amacı monokristal ve polikristal PV, PV/T, PV/T/FDM ve PV/FDM modüllerin Kayseri iklimi şartlarında sıcaklığını kontrol altında tutmak ve sıcaklığın verime etkisini araştırmaktır. Yapılan bu çalışmada Faz Değiştiren Madde (FDM)'li panellerin alt yüzeyleri esnek malzeme ile kaplanarak yüzeye metal kanatçıkların ilave edilmesi ile ısı transferine bağlı verim düşüşü engellenmesi planlanmıştır. Yüzeyin esnek olması FDM'lerin faz değişiminde görülen hacim değişimini sönmemesi açısından önemlidir. Çalışmada ısı borusu FDM içerisinden geçirilerek modül sıcaklığı sabit tutulmuş ve sıcaklık artışı engellenmiştir. Sistemde ısı borusu uygulamasında elde edilen sıcak akışkan karma PV Termoelektrik Jeneratör (TEJ) için kullanılmıştır.

Bu araştırmanın özgün değeri, monokristal ve polikristal modüllerde çalışma şartlarında görülen sıcaklık artışı ve sıcaklık dalgalanmasını engellemek için dört farklı uygulama yapılmasıdır. Modüllerde ısı depolama malzemesi olarak FDM, ısı taşıyıcı olarak ısı borusu kullanılmıştır. FDM uygulanan yüzeyi esnek yüzey malzemesi ile kaplanarak hacim değişimi nedeniyle oluşabilen deformasyon düşürülmeye çalışılmıştır. FDM kullanılan yüzeyde panel alt yüzeyine metal kanatçıklar eklenerek ısı direnç düşürülmüştür. Yapılan çalışmada yüzey sıcaklık

değişimini dengelemek için gerekli FDM kalınlığı belirlenerek modül yüzeyine makro kapsül uygulanmıştır. PV modüllerden elde edilen ısı enerjisi TEJ sisteminde elektrik üretmek amacıyla kullanılmıştır. Sonuç olarak FDM ve ısı borusunun PV ve TEJ hibrit sisteminde monokristal ve polikristal modüllerde verimi nasıl etkilediği araştırılmıştır.

BÖLÜM 2

LİTERATÜR ARAŞTIRMASI

Bjork vd. 2015 yılında yaptıkları çalışmada PV ve TEJ performansını dört ticari modül kullanılarak incelemişlerdir. Çalışmalarında PV modüllerin arkasına doğrudan TEJ uygulamışlardır. PV ve TEJ güç üretim sisteminin verimini artırmaktadır. Birleştirilmiş PV/TEJ sistemi, yüksek sıcaklıklarda önemli ölçüde PV ve TEJ performansı artırmakta, güç üretimi için uygun bir hibrit seçenek olmaktadır [8].

Smith vd. 2015 yılında yaptıkları çalışmada PV sistemde FDM kullanarak yıllık ne kadar enerji üretim artışı sağlayabileceğini araştırmıştır. FDM'ler sistemde soğutucu görev yapması nedeniyle hücre sıcaklığı azalmakta ve modül verimi artmaktadır. FDM kullanılan sistemlerde %2 ile %6 arasında enerji hasadı artmaktadır. Çalışmalarında FDM kullanılan sistemlerin yüksek ışınım alan yerlerde yüksek fayda sağladığını savunmuşlardır [9].

Chander vd. 2015 yılında yaptıkları çalışmada hücre sıcaklığının monokristal modüllerde PV parametreleri nasıl etkilediğini incelemişlerdir. Deneyleri sabit ışık şiddetinde 215-515 W/m², değişen hücre sıcaklığında 25-60 °C güneş simülatöründe yapmışlardır. Sonuç olarak açık devre voltajı, maksimum güç, doldurma faktörü ve verimliliğin hücre sıcaklığının azalması ile azaldığını gözlemlemişlerdir. Açık devre voltajı, kısa devre akımı, dolum faktörü ve maksimum çıkış gücü sırasıyla (-0.0022/°C, 0.002/°C, -0.0013/°C ve -0.002/°C) değiştiğini belirtmişlerdir [10].

Verma vd. 2015 yılında yaptıkları çalışmada PV'lerde oluşan atık ısıyı Termoelektrik Modül (TEM) ile elektrik enerjisine dönüştürmüşlerdir. Elektriksel ve termal özelliklerine göre MATLAB/SIMULINK ortamında PV/TEM sistemini modellemiştir. PV/TEM için geliştirdikleri kontrol şemasıyla sınırlar içerisinde maksimum enerji üretimi sağlanabileceğini savunmuşlardır [11].

Karanfil vd. 2016 yılında yaptıkları çalışmada PV modüle gelen güneş ışınımındaki artış modül gücünü artırırken, modül sıcaklığının artması modül çıkış gücünü düşürdüğünü savunmuşlardır. Modül sıcaklığının yükselmesi akımı düşük miktarda artırmakta ve gerilimi orantılı olarak düşürmektedir. Gerilimdeki düşme akımdaki artışa oranla fazla olması nedeniyle modül gücü azalmaktadır [12].

Browne vd. 2016 yılında yaptıkları çalışmada PV/T/FDM sistemiyle ısı enerjisini FDM'de depolamışlardır. Sistem Dublin İrlanda çevre koşullarında karakterize edilmiştir. Isı FDM içine yerleştirilen eşanjöründen geçirilen akışkanla taşınmıştır. PV/T ile PV/T/FDM arasında 6 saatte 5.5 °C fark oluşmaktadır. Modüllere FDM eklenmesi sıcaklığı kontrol altında tutmakta ve elektriksel verimi artırmaktadır [13].

Zhang vd. 2017 yaptıkları çalışmada geleneksel modüllere güneş radyasyonu değişimi kaynaklı sıcaklık dalgalanmalarını azaltmak için (Termoelektrik) TE modül uygulamışlardır. Çalışmalarında, PV ile TE modül arasına FDM yerleştirmiştir. PV'lerde sıcaklık dalgalanması azalmış ve çıkış gücü artmıştır. PV/TE hibrit sisteminin çıkış gücü ile PV/FDM/TE hibrit sisteminin çıkış gücü arasındaki farkın düşük olduğunu gözlemlemiştir [14].

Yin vd. 2017 yılında yaptıkları çalışmada monokristal, polikristal, amorf ve polimer dört tip PV hücre kullanarak, PV/TE hibrit sistem için doğal soğutma, cebri hava soğutma ve su soğutma dahil üç soğutma uygulamışlardır. Sonuç olarak amorf ve polimer PV hücresinin hibrit sistem için daha uygun olduğunu savunmuşlardır. TEJ termal direncinin azaltılması, amorf ve polimer PV hücre kullanılan sistemin performansını artırmıştır [15].

Wei vd. 2017 yılında yaptıkları çalışmada PV/T ile FDM sistemini birleştirmişlerdir. Sistemde faz değişim sıcaklığı 37 °C olan yağ asidi kullanılmıştır. PV modülü soğutmak için ısı geçişi yüksek olan dikdörtgen metal kanatçıklar içeren FDM dolu bir güneş kolektörü kullanılmıştır. Sonuç olarak, PV modüllerde FDM kullanımı PV modül sıcaklık dalgalanmasını düşürmüş ve elektriksel verimi artırmıştır. PV/T/FDM sisteminin termal verimi artırılabilirliği, bunun yanında sistemin ekonomik analizinin daha fazla çalışılması gerektiğini savunmuşlardır [16].

Yang vd. 2018 yılında yaptıkları çalışmada PV modülün performansını artırmak için soğutma yapmışlardır. Çalışmalarında üç farklı sistem; konveksiyon PV paneli, çift emici plakalı su bazlı PV/T ve FDM bazlı PV/T kullanılmıştır. PV/T/FDM sisteminde parafin mumu RT-30 kullanılmıştır. Deneylelerini üç farklı kütle akış hızında gerçekleştirmişlerdir. Sonuç olarak PV/T ve PV/T/FDM modüllerde elektriksel verim %6.98 ve %8.16 artmıştır. PV/T ve PV/T/FDM modüllerde termal verim %58.35 ve %70.34'e yükselmiştir [17].

Yu vd. 2019 yılında yaptıkları çalışmada MFDM ile PV/T modülün performansını incelemek için sayısal bir ısı transferi modeli oluşturmuşlardır. Sistemde MFDM partiküllerinin hacimsel yoğunluğunun artışı, elektriksel ve termal verimliliği artırmıştır. Erime sıcaklığı 47°C'den 27°C'ye düşürüldüğünde sudan daha düşük ekserji verimliliği oluşmuştur. Enerji ve ekserji verimliliğinde maksimum iyileşme, seçilen parametrelere göre sırasıyla %8.3 ve %3.23 olmuştur [18].

Fayaz vd. 2019 yılında yaptıkları çalışmada PV/T sistemlerinde ısı transferini artırarak performansı iyileştirmeye çalışmışlardır. Deneysel olarak yaptıkları çalışmayı COMSOL yazılımıyla numerik analiz yapmışlardır. FDM kullanılan sistemde 27 °C sıcaklıkta ısı akısı sağlanarak farklı tip FDM'ler ile soğutma sağlamışlardır. Deneysel olarak %12.28 numerik olarak %12.4 elektrik verimliliğine ulaşmışlardır [19].

Hossain vd. 2019 yılında yaptıkları çalışmada PV/T/FDM sisteminin enerji, ekserji ve ekonomik analizini yapmışlardır. FDM olarak lorik asit kullanmışlar ve PV/T/FDM sistemini farklı hacim akış hızlarında incelenmişlerdir. Sistem dakikada 0,5L ile 4L arasında farklı debilerde çalıştırılmış, kolektörler için maksimum ısı verim %87,72 olmuştur. Debi 2L/d olduğunda maksimum elektriksel verim %9.88 ile %11.08 arasında çıkmıştır [20].

Yuan vd. 2019 yılında yaptıkları çalışmada ısı tutma kapasitesi yüksek FDM ile ısı emilimini artırarak modül çalışma sıcaklığı düşürmek ve böylece elektriksel ve termal verimi artırmayı hedeflemişlerdir. Faz değişim sıcaklığı 30.1 °C olduğunda, sistem maksimum %8.2 elektrik verimliliğine ve %71.8 termal verimliliğine ulaşmaktadır. Faz değişim sıcaklığı 20.24 °C olduğunda, sistem %33.7 maksimum ekserji verimine

ulaşmaktadır. Sonuç olarak çalışma sıcaklığının düşmesi sistemin daha iyi performansla çalışmasını sağlamaktadır [21].

Das vd. 2019 yılında yaptıkları çalışmada PV/T sisteminde katmanlar arası termal direnci düşürmek için termal bir model geliştirmişlerdir. Çalışmalarında vakum tüplü ve levha tip PV'ler kullanmışlardır. Çalışmalarında elektriksel, termal, toplam enerji ve ekserji verimliliği sırasıyla %12.24 ile %13.02, %18.16 ile %41.83, %19.1 ile %28.9 ve %8.89 ile %10.03 arasında değiştiğini gözlemlemişlerdir [22].

Singh vd. 2020 yılında yaptıkları çalışmada kanatlı soğutucu yüzeylere FDM bağlayarak termal enerji emilimi sağlamışlardır. Çalışmalarında PV-KFDM modülü analiz etmekte ve matematiksel model oluşturmaktadır. Sonuç olarak, rüzgâr akış hızındaki artış, güç iyileştirme süresini kısaltmaktadır. Çevre sıcaklığındaki 289 K'den 299 K'e artış, iyileştirme süresini 10.1'den 6.2 saate düşürmektedir. Faz değişim sıcaklığındaki 291 K'den 301 K'e çıkması, güç iyileştirme süresini 5,8'den 10 saate çıkarmaktadır. Düşük sıcaklıkta faz değişimi, PV'lerin düşük sıcaklıkta çalışmasını sağlamaktadır. Bu durum termal kaybı azaltırken FDM'ye daha yüksek miktarda ısı girmesine neden olmaktadır ve ayrıca güç iyileştirme süresini kısaltırken faz değişim sürecini daraltmaktadır [23].

Gong vd. 2021 yılında yaptıkları çalışmada PV modüllerde güneş ışınımı ve sıcaklık değişimlerinin performansları üzerine etkisini incelemişlerdir. PV modül verimlerini güneş ışınımındaki değişim modül sıcaklığındaki değişimden daha fazla etkilemektedir. Çok kristalli KC200GT PV modüllerde maksimum güçte ışıma azalması %81.5'e ve sıcaklık yükselmesi %36.74'e kadar verim kaybına neden olmaktadır. İnce film ST40 modül için, maksimum güçte ışıma azalması %81.4'e ve sıcaklık yükselmesi %34.68'e kadar verim kaybına neden olmaktadır [24].

Amalu vd. 2022 yılında yaptıkları çalışmada c-Si PV panellerde test koşulları üzerinde 1 °C sıcaklık artışı için yaklaşık %0.45 verim kaybı olduğunu savunmuşlardır. Araştırmalarında termal kontrolü sağlamak için parafin mumu kullanmışlardır. Güneş pilinde sabah 06:00 ve 20:00 saatlerinde sıcaklık farkı görülmezken öğle saatlerinde 23.7 °C fark oluşmaktadır. FDM uygulaması ile c-Si PV modüllerde modül sıcaklığı

%31.1 düşmekte, verim %10.88 artmaktadır. Geleneksel modüle göre PV/FDM modülün voltajı %6,1 yükselmekte, günlük elektrik üretimi %2,1 artmaktadır [25].

Chen vd. 2022 yılında yaptıkları çalışmada PV'ler ile güneş enerjisinden tam olarak yararlanmak ve performansını artırmak için, güneş emici iki aşamalı TEJ'den oluşan birleştirilmiş sistem tasarlamışlardır. Hibrit sistemde kayıplar dikkate alınmış, birleşik sistemin enerji dönüşüm verimliliği, güç çıkışı, ekserji verimliliği ve ekserji yıkım hızı için matematiksel ifadeler oluşturulmuştur. Sistemin enerji verimliliği ve çıkış gücü %9.89 ve %9.87 artmıştır. Ekserji verimliliği %10,4 daha yüksek çıkmıştır [26].

Ge vd. 2022 yılında yaptıkları çalışmada atık ısıyı TEJ kullanılarak geri kazanmak için hibrit sistemin matematiksel modelini kurmuştur. CPV hücrelerde güneş enerjisi elektrik enerjisine dönüştürülürken, dönüştürülemeyen enerji termal enerjiye dönüşmektedir. Bu durum PV hücrenin sıcaklığını artırmakta aynı zamanda verimliliği düşürmektedir. Çalışmalarında TEJ'ün yapısal parametrelerinin sistem verimliliği üzerine etkisini incelemiştir. TEJ yapısal parametreleri ayarlanarak ısıl iletkenlik artırılabilir. Sonuç olarak enerji üretim verimliliği maksimum %49.23 optimum konsantrasyon oranına çıkmaktadır. Soğutma ve yüksek ısı transfer katsayısının sistem üzerinde büyük bir etkisi bulunmaktadır [27].

PV modüllerde verim kaybına neden olan etkenler bulunmaktadır. Yapılan çalışmalarda görüldüğü gibi araştırmaların bir kısmı, modüllerin sıcaklığına bağlı meydana gelen verim kaybını önlemek içindir. Modül sıcaklığını düşürmek için aktif ve pasif uygulamalar yaygın olarak tercih edilmektedir. Pasif uygulamalar yeterince soğutma sağlayamaması nedeniyle aktif soğutma uygulamaları üzerinde çalışmalar yoğunlaşmaktadır. PV modüllere ısı borusu, nanoakışkan, FDM ve müşterek uygulamalar birlikte yapılabilmektedir. Isı tutma kapasitesi yüksek, ısıl direnci düşük ve faz değişim sıcaklığı farklı olan organik, inorganik ve ötektik akışkanlar araştırmalara konu olmaktadır. Bu nedenle tez çalışmasında PV, PVT, PV/FDM ve PV/T/FDM modüller ile hibrit olan TEJ deneysel olarak analiz edilmiştir. Isı borusu ve FDM'nin sisteme etkileri ve verim üzerindeki etkisi araştırılmıştır.

BÖLÜM 3

ENERJİ

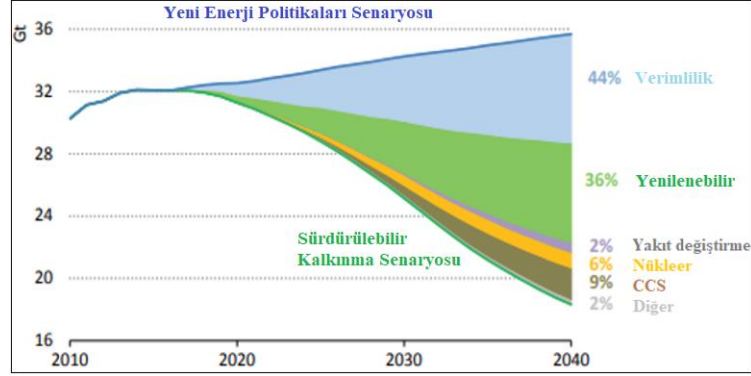
Dünyada nüfus artışı ve refah yükselmesine bağlı enerji talepleri artmaktadır. Enerji taleplerini karşılamak için tüm dünyada araştırmalar ve yatırımlar sürdürülmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları henüz bu talebi karşılamak için yeterli seviyede gelişmişliğe ve yaygınlığa ulaşmamıştır. Bu nedenle fosil yakıtlar önemini korumakta ve yaygın olarak kullanılmaktadır. 2017 yılı uluslararası enerji ajansı raporuna göre küresel enerji talebinin %81'i fosil enerji kaynaklarından karşılanmaktadır [28].

OECD ve OECD dışı ülkelerin verilerine ve gelecek senaryolarına göre Şekil 3.1'de görüldüğü gibi 2040 yılına kadar nüfus artışı ve GSYİH büyümeye devam etmekte dolayısıyla fosil yakıt kullanımını artmaktadır. Enerji talepleri yıllık %2.3 artmakta, 2040 yılında ise toplam artış %80'e ulaşmaktadır. Dünyada belirlenen kaynaklara göre petrolün 51 yıl, doğalgazın 53 yıl ve kömürün 114 yıl enerji taleplerini karşılayabileceği öngörülmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları yıllık ortalama %9.8 büyüme oranına sahiptir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının 2040 yılında enerji üretimindeki payı %16.1 olacağı tahmin edilmektedir [29].



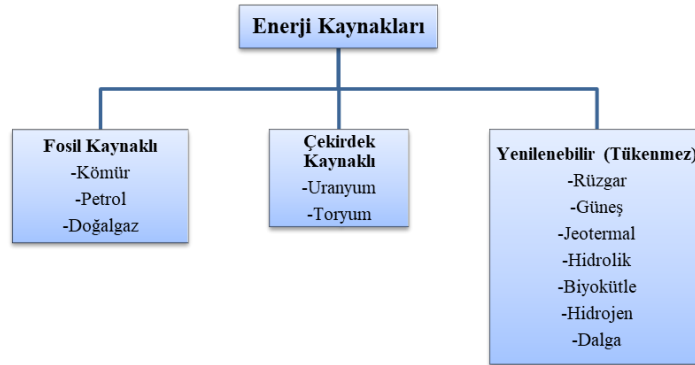
Şekil 3.1. OECD ve OECD dışı ülkelerde nüfus, GSYİH büyüme oranı ve birincil enerji talebi durum-senaryoları [30].

2010-2040 enerji senaryolarına göre Şekil 3.2’de görüldüğü gibi yenilenebilir enerji kullanımını artmaktadır. Ayrıca enerji üretim teknolojilerindeki ilerlemeler enerji kaynaklarının verimli kullanılmasını sağlamaktadır. Enerji kaynaklarının verimli işletilmesi ekonomik yarar sağlamakta ayrıca CO₂ salınımı azalmaktadır [31].



Şekil 3.2. Sürdürülebilir kalkınma politikaları ve küresel karbondioksit (CO₂) salınım senaryoları [31].

Enerji kaynaklarını Şekil 3.3’te görüldüğü gibi fosil, çekirdek ve yenilenebilir kaynaklı olarak üçe ayrılmaktadır. Geçmişten günümüze fosil yakıtları önemini yitirdiği söylenemez. Fosil yakıt teknolojilerinin yenilenebilir enerji teknolojilerine göre teknolojik olgunluğunun fazla olması, fosil yakıtlara duyulan ihtiyacı sürdürmektedir. Fosil yakıtlara bağlılığın azaltılması için çevre protokolleri ve CO₂ salınımı ile ilgili uluslararası anlaşmalar bulunmaktadır. Bu duruma rağmen fosil yakıt kullanımı beklenen oranlarda düşmemektedir.



Şekil 3.3. Enerji kaynakları sınıflandırması [7].

3.1. YENİLENEMEYEN ENERJİ KAYNAKLARI

Enerji kaynağının tekrar oluşumu olanaksız veya uzun zaman alıyorsa yenilenemez bir kaynaktır. Yenilenemez enerji kaynakları bir rezerve sahiptir ve rezerv büyüklüğüne ve kullanıma bağlı olarak zamanla tükenmektedir. Kömür, petrol ve doğalgaz gibi Şekil 3.4’te görülen enerji kaynakları fosil ve tükenbilir enerji kaynaklarıdır.

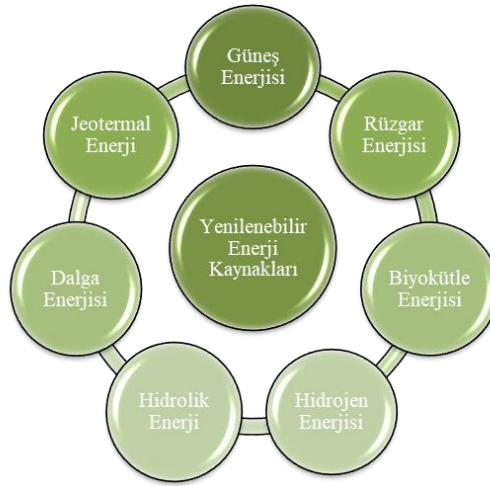


Şekil 3.4. Yenilenemeyen enerji kaynakları.

Fosil yakıtlar alıcı ortamlara (hava, su, toprak) zararlı atıklar bırakmakta ve çevre sorunları oluşturmaktadır [32]. Nükleer enerji dünyanın birçok ülkesinde yaygın olarak kullanılmaktadır. Nükleer enerji uranyum ve toryum atomların parçalanması veya atomların birleşmesi sonucunda açığa çıkan bir enerji türüdür. Radyoaktif maddeler enerji açığa çıkarmak için kontrollü olarak dışarıdan nötron bombardımanına tutularak tepkimelere sokulmaktadır. Reaksiyona giren maddeler daha küçük atomlara dönüşmekte bu esnada yüksek enerji açığa çıkmaktadır. Açığa çıkan enerji elektrik üretiminde kullanılmaktadır. İlk yatırım maliyeti yüksek olan nükleer santraller atık yönetiminin hatalı yapılması halinde çevre sorunlarına neden olmaktadır. Küresel ısınma, iklim değişikliği ve iklim kayması doğal afetlerin çok sık görülmesine neden olmaktadır. Bu nedenle çevreci, tükenmeyen enerji kaynaklarının yaygınlaştırılması, teknolojilerinin geliştirilmesi, yeni kaynakların keşfi ve verimli kullanılması insanlığın öncelikli konuları arasındadır.

3.2. YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

Doğanın döngüsü gereği sürekli yenilenebilen enerji türleri alternatif enerji kaynaklarıdır. Yenilenebilir enerji kaynakları fosil enerji kaynaklarına çevreci bir alternatiftir. Yenilenebilir enerji kaynakları Şekil 3.5'te görüldüğü gibi yedi ana başlıkta sınıflandırmak mümkündür. Güneş, hidrolik, dalga, jeotermal, hidrojen, rüzgâr ve biyokütle çevreci enerji kaynaklarıdır.



Şekil 3.5. Yenilenebilir enerji kaynakları.

Ülkemiz konumu ve potansiyeli gereği enerji kaynakları çeşitliliğine sahiptir. Türkiye özellikle güneş, jeotermal ve rüzgâr potansiyeli yüksek bir ülkedir. Ülkemiz yüksek enerji potansiyeli nedeniyle enerji taleplerini yerli kaynaklardan karşılayabilmek için son yıllarda enerji yatırımlarını artırmaktadır. 2019 ve 2020 yılı için Türkiye'de enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisi Çizelge 3.1'de verilmiştir. 2019 yılında yenilenebilir kaynaklardan enerji üretiminin toplam enerji üretimindeki payı %48.64 iken 2020 yılında %51.31 olmuştur.

Çizelge 3.1. Türkiye'nin 2019, 2020 Yılı kurulu gücünün birincil enerji kaynaklarına göre dağılımı [30].

Türkiye Enerji Kaynakları Kurulu Güç (MW)		
Enerji Kaynağı	2019	2020
Jeotermal	1.514,70	1.613,20
Barajlı	20.642,50	22.925,00
D. Göl Akarsu	7.860,60	8.058,90
Rüzgâr	7.591,20	8.832,40
Güneş	5.995,20	6.667,40
Yenilenebilir Atık	791,30	1.105,30
Doğal Gaz	21.843,60	21.599,40
İthal Kömür	8.821,90	8.841,90
Linyit	9.966,10	9.988,70
Çok Yakıtlılar	4.889,10	4.889,10
Diğer	1350,80	1.369,30
Toplam	91.267,00	95.890,60

3.2.1. Güneş Enerjisi

Güneş evrende var olan diğer yıldızlar gibi bir enerji kaynağıdır. Dünyaya yakınlığı nedeniyle yer küre için ışık, ısı ve enerji kaynağıdır. Güneş enerjisi hidrojen gazının helyuma dönüşmesi, füzyon süreci sonucunda oluşan ışınım enerjisidir. Atmosfer yüzeyi güneş ışınımı, yaklaşık 1370 W/m² iken yeryüzüne ulaşan 0-1100 W/m²'dir. Güneş ışınımının %30'u atmosfer tarafından yansıtılmakta, %20'si atmosfer ile bulutlar tarafından tutulmakta ve ışınımın %50'si yüzeye ulaşmaktadır. Atmosferde dağılmadan doğrudan gelen güneş ışınımı direkt güneş ışınımıdır ve toplam ışınım içindeki oranı yaklaşık %80'dir. Atmosferde yansıtılan ve her yönden gelen güneş ışınımı yayılı güneş ışınımıdır ve toplam ışınım içindeki oranı yaklaşık %20'dir [30].

Güneş enerjisi yenilenebilir enerji kaynağıdır ve aşağıda verilen avantajlara sahiptir;

- Yenilenebilir, tükenmeyen, temiz ve çevreci bir enerji kaynağıdır,
- Kullanım alanı geniş ve yerel uygulamalar için elverişlidir,
- Kaynak olarak ulaşılabilir olması nedeniyle dışa bağlı değildir ve enerji fiyat hareketlerinden etkilenmemektedir,
- Termal ve doğrudan elektrik üretim uygulamaları sade bir yapıya sahiptir,
- Diğer enerji kaynaklarından bağımsız ve işletme maliyeti düşüktür,

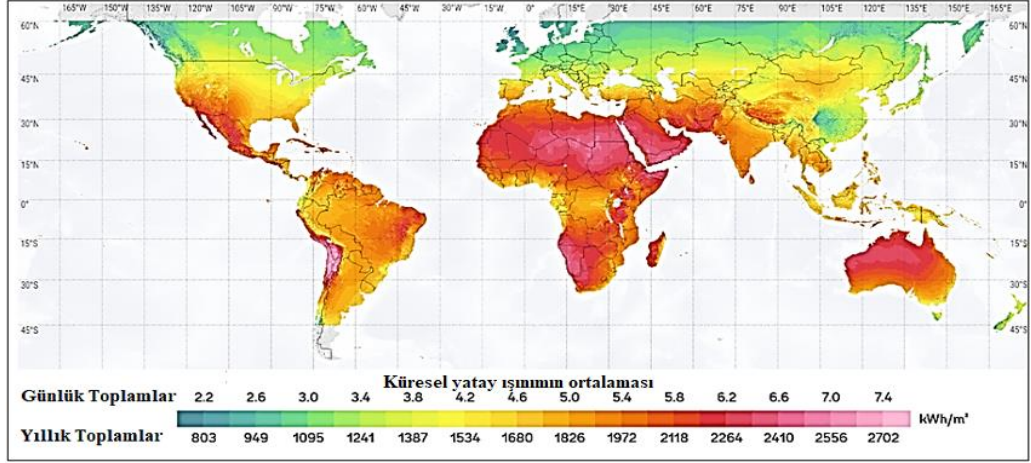
- Güneş enerjisi sistemlerinin son yıllarda gelişmesiyle kurulumu kolaylaşmıştır.
- Arazi şartlarında ve mobil araçlarda kullanımı mümkündür. Ayrıca çeşitli boyutlarda tasarım ve kurulum yapmak mümkündür,
- Enerji üretiminde hibrit uygulamalar için ideal bir enerji türüdür.

Güneş enerjisinin dezavantajları da bulunmaktadır, bunlar;

- İlk yatırım maliyetleri yüksektir ayrıca birim alana gelen güneş radyasyonu düşük olması nedeniyle geniş yüzey alanına ihtiyaç duymaktadır,
- Yıllık ortalama güneşlenme süresinin düşük olması nedeniyle şebeke bağlantısız sistemlerde depolanma gerektirir,
- Kış aylarında mevsimsel etkilerden dolayı güneş ışınımı azdır ve gün içerisinde üretim meteorolojik şartlara bağlıdır,
- Kurulum alanında gölgelemeler elektrik üretimini düşürmektedir,
- Kış aylarında mevsimsel etkilerden dolayı güneş ışınımı azdır ve gün içerisinde üretim meteorolojik şartlara bağlıdır,
- Güneş ışınımının dik gelmesi için güneş takip sistemine ihtiyaç duymaktadır,
- Isıl sistemlere göre PV sistemlerde verim oldukça düşüktür,
- Elektrik üretim uygulamalarında soğutma sistemlerine ihtiyaç duymaktır.

3.2.2. Dünya’da ve Türkiye’de Güneş Enerjisi Potansiyeli

Güneş enerjisi açısından ekvator kuşağına yakın olan ülkeler Şekil 3.6’da görüldüğü yüksek potansiyele sahiptir. Günlük güneşlenme süresinin ve metrekareye düşen güneş radyasyonunun yüksek olması bu ülkeleri güneş enerjisi uygulamalarının merkezi haline getirmiştir. AB ülkelerinin PV kapasitesi 470 kWh ile 1390 kWh arasındadır. Fransa ile Avusturya 800 kWh ile 1000 kWh arasında orta derece potansiyele, İngiltere ve Danimarka 700 kWh ile 800 kWh ile düşük potansiyele sahiptir. Kuzey İsveç ve Finlandiya ise 700 kWh’in altında potansiyele sahiptir [33].



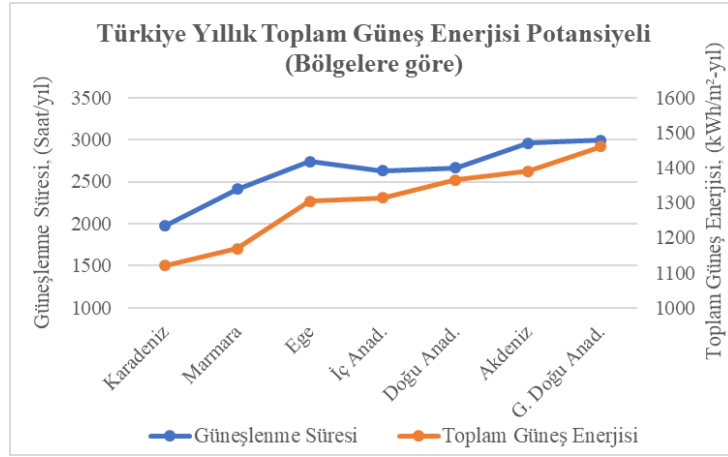
Şekil 3.6. Dünya küresel yatay ışınım [34].

Türkiye'nin güneş enerjisi ile en çok enerji üretimi yapılabilecek ay temmuz iken en az potansiyelin olduğu ay Çizelge 3.2'de görüldüğü gibi aralıktır. Güneş enerjisi ile yapılacak ticari uygulamalarda, sistem kurulumu planlanan bölgenin yıllık güneş enerji potansiyeli ölçülmelidir. Bölgede meteoroloji istasyonu bulunması halinde ışınım, nem, sıcaklık gibi ölçümler alınarak projelendirme aşamasında kullanılmalı ve projede sistemin kurulum maliyeti ile geri kazanım süresi hesaplanmalıdır. GES sahası ile ilgili detaylı verilerin bulunmaması halinde bölgede gerekli ölçümler ve gözlemler yapılarak sahanın potansiyeli belirlenmelidir.

Çizelge 3.2. Aylara göre Türkiye güneş enerjisi potansiyeli [35].

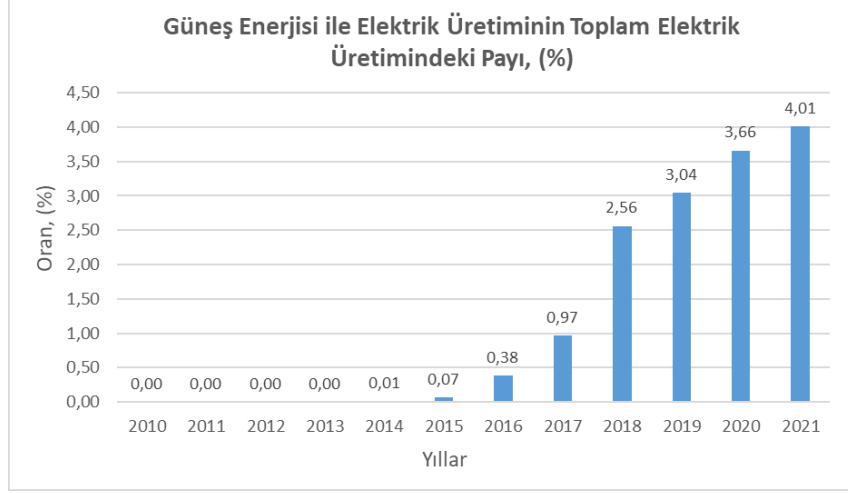
Türkiye Toplam Güneş Enerjisi Potansiyeli			
Aylar	Aylık Toplam Güneş Enerjisi (kcal/cm ² -ay)	Güneşlenme Süresi (kWh/m ² -ay)	Güneşlenme Süresi (saat/ay)
Ocak	4.45	51.75	103
Şubat	5.44	63.27	115
Mart	8.31	96.65	165
Nisan	10.51	122.23	197
Mayıs	13.23	153.86	273
Haziran	14.51	168.75	325
Temmuz	15.08	175.38	365
Ağustos	13.62	158.40	343
Eylül	10.60	123.28	280
Ekim	7.73	89.90	214
Kasım	5.23	60.82	157
Aralık	4.03	46.87	103
Aylık Ort.	9.39	109.26	220
Günlük Ort.	308.87 cal/cm ² -gün	3.59 kWh/m ² -gün	7.2 saat/gün

Türkiye'nin coğrafi bölgelerimize göre yıllık toplam güneş enerjisi potansiyeli dağılımı Şekil 3.7'de görülmektedir. Türkiye içerisinde bulunan bölgeler arasında en çok güneş enerjisi potansiyeli Güneydoğu Anadolu iken en az potansiyele sahip bölge Karadeniz'dir. Bölgelere göre değişmekle birlikte yıllık güneşlenme süresi 2 ile 3 bin saat aralığındadır. Türkiye dünya yüzeyindeki konumu ve ekvatora yakınlığı nedeniyle güneş enerjisi potansiyeli yüksek bir ülkedir ve yıllık güneş enerji potansiyeli 1120 ile 1460 kWh/m²-yıl arasındadır [35].



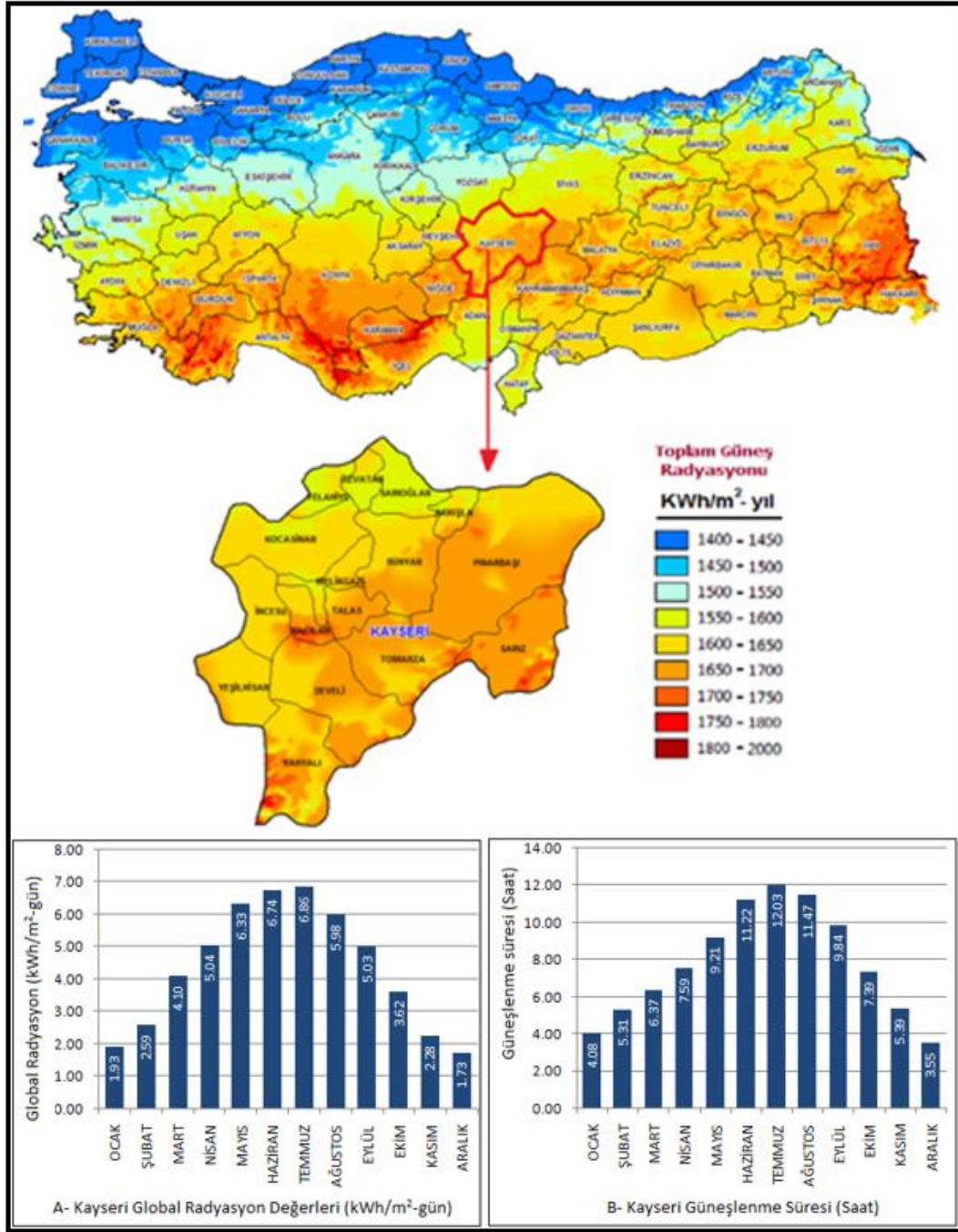
Şekil 3.7. Türkiye'nin bölgelere göre yıllık güneş enerjisi potansiyeli [30].

Güneş enerjisinden enerji üretim yöntemleri ısı güneş teknolojileri ve PV güneş teknolojileri olmak üzere iki ana gruba ayrılmaktadır. Türkiye'de son yıllarda güneş enerjisine yapılan yatırımlarla, güneş enerjisinin elektrik üretimindeki payı Şekil 3.8'de görüldüğü gibi yükselmektedir. 2021 yılında güneş enerjisinin toplam elektrik üretimindeki payı %4.01 olmuştur. Kuruluş aşamasında olan ve projelendirilmiş olan çalışmalar eklendiğinde gelecek yıllarda bu oran yükselmeye devam edecektir.

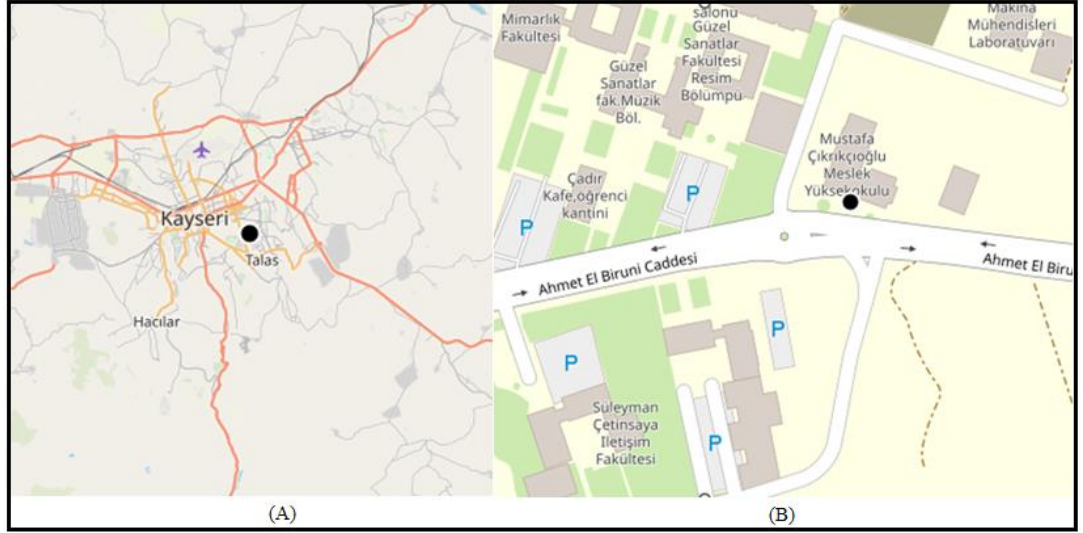


Şekil 3.8. Türkiye’de güneş enerjisi ile elektrik üretiminin toplam elektrik üretimindeki payı [30].

Kayseri’nin yüz ölçümü 16.917 km² olup konumu 35.50° doğu boylamı ile 38.72° kuzey enlemindedir. Kayseri Şekil 3.9’da görüldüğü gibi Türkiye ortalamasının üzerinde güneş ışınımına ve yaz aylarında 12 saat günlük güneşlenme süresine sahiptir. Günlük küresel güneş radyasyonu 6 kWh/m²-gün seviyelerindedir. Kayseri ili ile ilgili meteorolojik tablolar EK A.2-A.6 arasında verilmiştir. Yapılan deneysel çalışma uydu (A) ve arazi (B) görünümü Şekil 3.10’da görüldüğü gibi Kayseri ilinde bulunan Erciyes Üniversitesi kampüsü içerisine konumlandırılmıştır.



Şekil 3.9. Türkiye-Kayseri güneş enerjisi potansiyeli atlası, global radyasyon değeri ve güneşlenme süresi [30].



Şekil 3.10. Deney düzeneği kurulum konum bilgisi

3.3. ISIL GÜNEŞ TEKNOLOJİLERİ

Isı enerjisi maddelerin atom ve moleküllerinin titreşimine yol açan bir enerjidir ve yüksek sıcaklıktan düşük sıcaklığa doğru geçiş yapmaktadır. Türkiye’de ısıl güneş teknolojileri enerji üretimi ve depolanmasında yaygın olarak kullanılmaktadır. Isıl güneş teknolojilerinde güneş enerjisi doğrudan ısı elde etmek için kullanılmaktadır. Elde edilen ısı, doğrudan sıcak su üretiminde kullanılabilmesi gibi bina ısıtması amacıyla da kullanılabilir. Isıl güneş teknolojilerinde uygulamalar çeşitlilik açısından zengindir. Bir konutun veya işyerinin sıcak su ihtiyacı, ısıtma ihtiyacı ısıl teknolojiler ile karşılanabileceği gibi, ısıl teknolojilerle çalışan elektrik santrali kurularak elektrik üretimi yapılabilir.

Isıl teknolojilerin kullanıldığı uygulamalar Şekil 3.11’de görülmektedir ve amaçlarına göre düşük, orta ve yüksek sıcaklık uygulamaları olmak üzere üçe ayrılmaktadır. Düzlemsel güneş kolektörleri 25-70 °C düşük sıcaklık uygulamaları, parabolik oluk kolektörler 100-300 °C orta sıcaklık uygulamaları, parabolik çanak ile 300 °C üzeri uygulamalar ve merkezi alıcılar ile 450 °C ve üzeri uygulamalar yapmak mümkündür.



Şekil 3.11. Isıl ve elektrikselsel güneş uygulamaları [36].

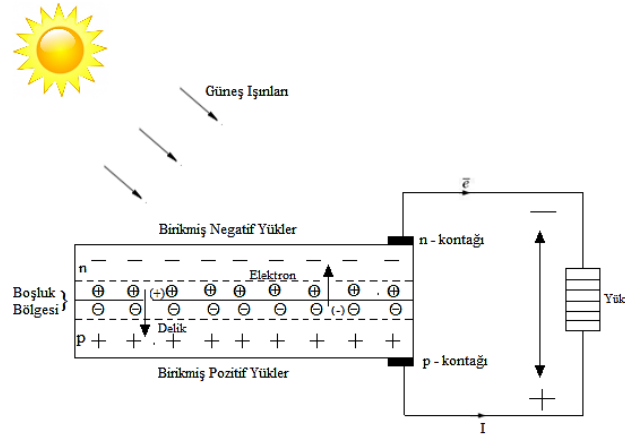
3.4. GÜNEŞ ENERJİ İLE ELEKTRİK ÜRETİMİ

Güneş temiz ve tükenmeyen bir enerji kaynağı olması nedeniyle elektrik üretimi için ideal bir kaynaktır. Güneş enerjisinden doğrudan yöntemler ile veya dolaylı yöntemler ile elektrik enerjisi üretilmektedir. Bunlar;

- Doğrusal, merkezi alıcılı ve noktasal yoğunlaştırıcılar,
- Isıl güneş enerjisi teknolojisi,
- Parabolik oluk, fresnel oluk ve parabolik çanak toplaçlar,
- Basıncılı hava alıcılı kuleler ve güneş bacaları,
- PV teknolojiler,
- Binalara bütünleşik teknolojiler ve hibrit uygulamalardır.

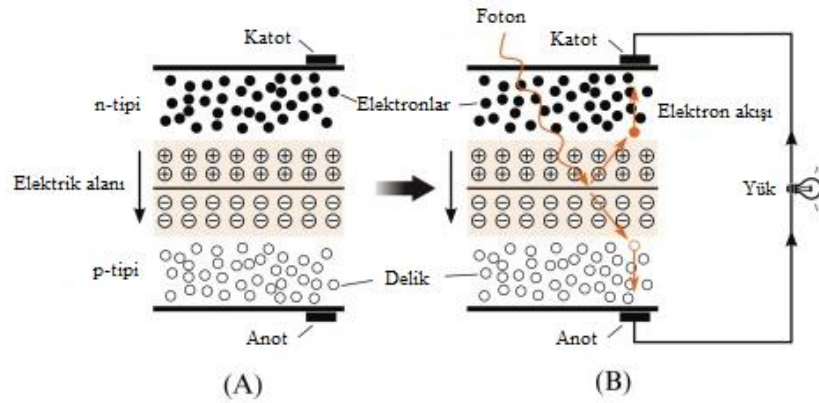
3.4.1. Güneş Hücreleri

PV hücreler Şekil 3.12’de görüldüğü gibi yüzeylerine ulaşan fotonları doğrudan elektrik enerjisine dönüştüren yarıiletken özellikte maddelerdir. PV hücrelerde güneşten gelen fotonları elektriğe dönüştüren etki PV etkidir. Güneş pili elektrik yüküne bağlandığında bir akım akışı meydana gelmektedir.



Şekil 3.12. PV hücre çalışma prensibi.

PV hücreler yarıiletken yapıdadır ve genellikle silisyum, kadmiyum, tellür, galyum arsenit gibi hammaddelerden üretilmektedir. PV etkinin ortaya çıkması için yarıiletken p ve n tipi yapıdadır. Maddenin ara yüzeyinde Şekil 3.13'te görüldüğü gibi p'de -, n'de + yük birikmektedir. Ara bölge yükten arındırılmış geçiş eklem bölgesidir. Hücre güneş ışığına maruz kaldığında elektron delik çiftleri oluşur ve bu yükler elektrik alan yardımıyla ayrılır. Fotonlar yarıiletken tarafından emildiğinde enerjisini valans bandtaki bir elektrona verir. Elektron iletkenlik bandına çıkar ve elektron-delik çifti oluşmaktadır. PV hücrede elektronlar n bölgesine, delikleri de p bölgesine yönelir. Böylece PV hücrenin uçlarında Elektro Motor Kuvvet (EMK) oluşmaktadır. Işınımın devam etmesiyle PV döngü devam etmektedir [36].



Şekil 3.13. PV etki: (A) bir tükenme bölgesi oluşturan PV hücrenin yapısı, (B) bir PV hücrede bir elektron deliği çifti oluşturan foton [36].

Yenilenebilir enerji kaynaklarının ilk yatırım maliyetlerinin fazla olması geri dönüşüm süresine olumsuz etkilemektedir. PV modül verimlerinin ve ekonomik kullanım ömürlerinin artması; sistemin amortisman süresinin kısılmasına neden olacak olup, bu durum güneş enerjisi yatırımlarının daha cazip hale gelmesini sağlayacaktır. Bu kapsamda PV panel veriminde sağlanan artış; panel boyutlarının yenilenmesini ve panellerin aynı gücü daha az yüzey alanı ile üretmesini sağlayacaktır. Panel boyutlarındaki değişim veya aynı boyuttaki bir PV panelden daha fazla güç üretimi, sistem maliyetine ve sistem geri dönüşüm süresine olumlu katkılar sunacaktır.

PV panellerde verimi etkileyen çok sayıda etki bulunmaktadır. Bu etkiler;

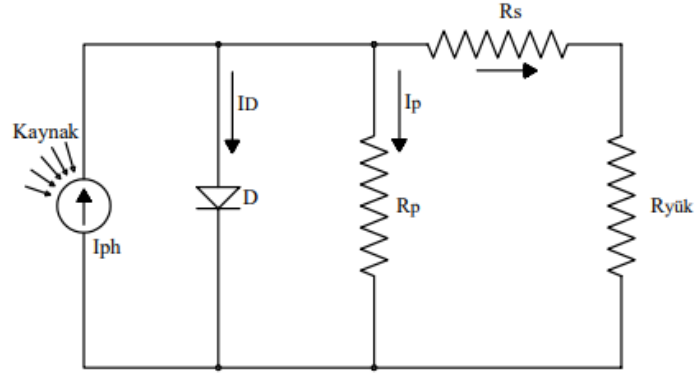
- Sıcaklığın etkisi
- Aktif veya pasif soğutma etkisi
- Güneş ışınma faktörü etkisi
 - a) Düzlem açısı, b) Yansıma, c) Gölgeleme, d) Takip sistemi
- Rüzgârın hızı ve yönü
- Havanın nemi
- Havanın kirliliği
- PV yüzey temizliği
- PV verimlilik oranı ve yapısı
- Sistem kayıpları
 - a) Uyumsuzluk, b) Kablo, c) İnvörtör, d) Diğer

3.4.1.1. Fotovoltaik Hücreler

- Kristal silikon hücreler
 - a. Monokristal (c-Si) hücreler
 - b. Polikristal (mc-Si) hücreler
- İnce film hücreler
 - a. Amorf Silikon (a-Si) hücreler
 - b. Kadmiyum Tellür (CdTe) hücreler
 - c. Bakır İndiyum Galyum (CIS) Selenyum (CIGS) hücreler
 - d. Galyum Arsenit (GaAs) hücreler

- III-V grubu hücreler
 - a) Kuantum Kuyulu (InGaAs/InP ve InGaAs/GaAs) hücreler
 - a) Çok eklemlili hücreler
 - b) Plastik hücreler
 - c) Boya duyarlı hücreler
- Ar-Ge aşamasında olan diğer hücreler

Güneş hücresinin tek diyotlu eşdeğer devresi Şekil 3.14'te verilmiştir. Burada verilen I_{ph} hücre tarafından üretilen akımı (A), R_s ise hücrenin iç direnci ile bağlantı dirençleri (Ω) oluşturmaktadır. R_p paralel kaçak akım direncidir. $R_{yük}$ modül tarafına indirgenmiş direnç değeridir.



Şekil 3.14. PV eşdeğer devresi [36].

PV modüllerde sıcaklık değişiminin oluşturduğu verim kaybını önlemek için sıcaklık dalgalanması ve sıcaklık yükselmesi önlenmelidir. PV modüllerde sıcaklık değişiminin V_{oc} ve I_{PV} üzerinde etkisi bulunmaktadır. Modülün V_{oc} ve I_{PV} katsayısına bağlı olarak ΔT ile V_{oc} ve I_{PV} değişmektedir.

$$\Delta T = T_h - T_{stk} \quad (3.1)$$

Panel veya modül sıcaklığının yükselmesini önlemek için uygulanan;

- Doğal hava geçişi ve cebri hava geçişi ile soğutma,
- Alüminyum soğutucu plaka ile soğutma,

- Termoelektrik modül ile soğutma,
- Nanoakışkan ile soğutma ve ısı kontrolü sağlama,
- Isı borusu ve nanoakışkan ile soğutma ve ısı kontrolü sağlama,
- Nanoakışkan ve FDM ile soğutma ve ısı kontrolü sağlama,
- FDM kullanarak soğutma ve ısı kontrolü sağlama,
- FDM ve ısı borusu ile soğutma ve ısı kontrolü sağlama,
- FDM’li ısı borusu ve termoelektrik modül ile soğutma ve ısı kontrolü sağlama;

gibi benzer yöntemler kullanılarak panel sıcaklığını düşürmek mümkündür. PV sistemlerin kullanım alanı geniş olmakla birlikte bağlantı şekline göre iki ana gruba ayrılarak sınıflandırılmaktadır. Şebeke bağlantısı bulunan sistemlere şebeke bağlantılı PV sistemler, şebeke bağlantısı bulunmayan sistemlere ise şebekeden bağımsız PV sistemler denilmektedir.

3.4.2. Şebekeden Bağımsız (Off Grid) PV Sistemler

PV elektrik üretim tasarımlarında sistem şebekeden bağımsız ise güç gereksinimini karşılayacak yeterli sayıda PV kullanılmalıdır. PV modüller güneş ışımına maruz kaldığı sürece elektrik enerjisi üretmektedir. Bu nedenle sistemde kullanılmayan enerji depo edilmelidir. Gece saatlerde ve güneşsiz günlerde elektrik ihtiyacının karşılanması için depolama birimi olarak aküler kullanılmaktadır. Şarj kontrol cihazı ise aküyü korumak için şarj kontrolü yapmaktadır. Akü dolduğunda şarj kesilirken dip deşarj engellemek için akü dip şarj noktasına düştüğünde enerji kesilmektedir. DC akım sisteme eklenen invertör ile AC akıma 220V, 50Hz dönüştürülebilmektedir. Şebekeden bağımsız bir PV sistemin şeması Şekil 3.15’te verilmiştir.



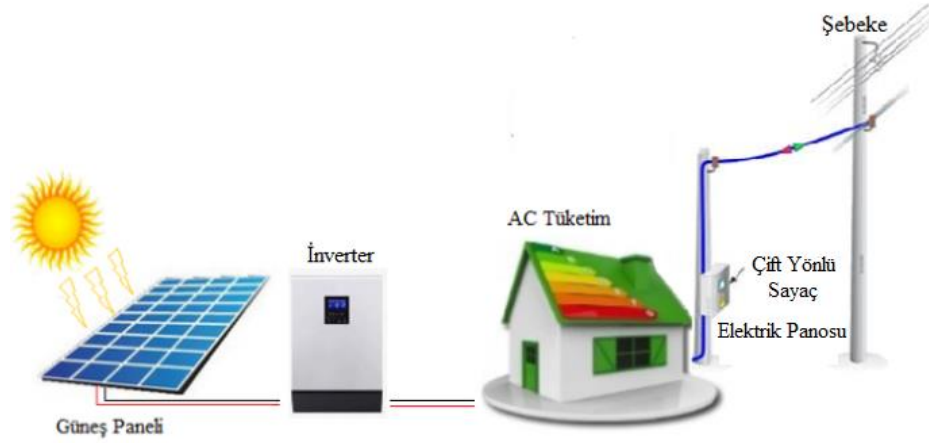
Şekil 3.15. Şebekeden bağımsız sistemlerin akış şeması [36].

Şebekeden bağımsız olarak PV sistemleri çeşitli uygulamalarda kullanmak mümkündür. Bu uygulamalar PV sistemlerin yaygın hale gelmesine olanak sunmaktadır. Bu sistemler özellikle şebeke olmayan kırsal alanlarda ekonomik olarak enerji ihtiyacını karşılamaktadır. Ayrıca şebekeden bağımsız sistemler dağıtım ve iletim hatlarına yük oluşturmaması nedeniyle ileride kapasite artırımı ihtiyacı oluşturmamaktadır. Bu sistemlerin kullanıldığı tipik uygulamalar aşağıda sıralanmıştır.

- Bina içi ya da dışı aydınlatma uygulamaları
- Kırsal konutlarda elektrikli cihaz çalıştırma uygulamaları
- Tarımsal sulama uygulamaları
- Yangın gözetleme, deniz feneri gibi gözlem ve ölçüm istasyon uygulamaları
- Tıbbi soğutma uygulamaları
- Güvenlik, haberleşme istasyonları uygulamaları
- Uydu ve uzay uygulamaları
- Taşınabilir güç kaynağı ve askeri uygulamalar

3.4.3. Şebeke Bağlantılı (On Grid) PV Sistemler

Şebeke bağlantılı PV sistemler ile küçük güçlerde bina uygulamaları yapılabileceği gibi elektrik santralleri de tasarlanabilmektedir. Şebeke bağlantılı sistemler ile Şekil 3.16'da görüldüğü gibi konutun elektrik ihtiyacı karşılanabileceği gibi üretilen ve kullanılmayan elektrik enerjisi şebekeye verilebilmektedir.

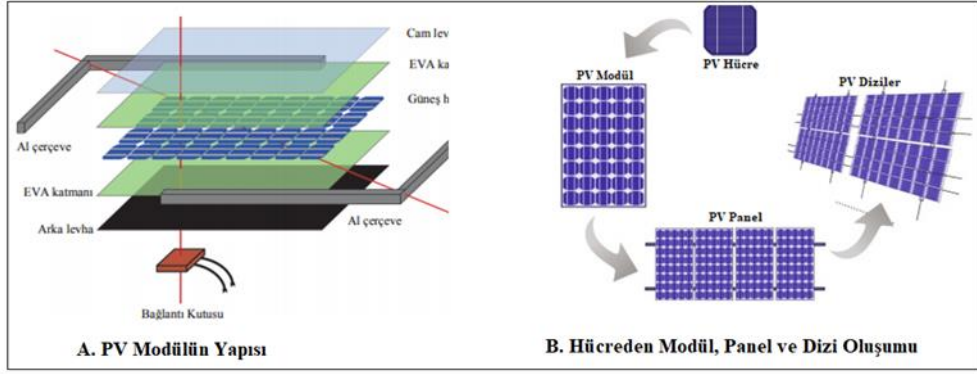


Şekil 3.16. Şebeke bağlantılı sistemlerin akış şeması [36].

Şebekeden bağlantılı olarak PV sistemler şebeke bağlantısı olan her yerde kullanılması mümkündür. Son yıllarda salgın ve savaşlar nedeniyle görülen enerji maliyetlerinin artması PV sistemlerin şebeke bağlantısı olan yerlerde kullanımını yaygınlaştırmaktadır. Şebeke bağlantılı sistemlerin kullanıldığı tipik uygulamalar;

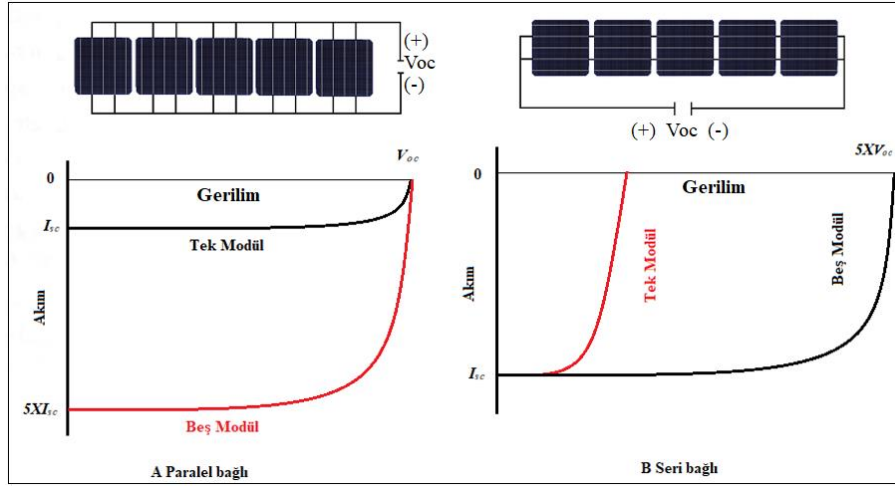
- Konut ve işyeri uygulamaları,
- Tarım ve hayvancılık uygulamaları,
- Çevre aydınlatması uygulamaları,
- Spor tesisi uygulamaları,
- Fabrika ve ticari uygulamalardır.

PV modüller yapısına bağlı değişiklikler olmakla birlikte Şekil 3.17’de görüldüğü gibi beş katmandan oluşmaktadır. Cam levha altında bulunan güneş hücresinin üst ve alt katmanı Ethylene Vinyl Acetate (EVA) katmanıdır. Hücrelerin kendi aralarında tutunarak dayanım kazandırması amacıyla bağlayıcı olarak kullanılır. Tedlar (TPT) filmi hücreleri korumak amacıyla kullanılan kompozit bir yapıdır. Modülün çıkışı (+) ve (-) uç olarak bağlantı kutusu aracılığıyla yapılmaktadır. Modül alüminyum çerçeve içerisine sabitlenerek montaja hazır halde getirilmektedir. PV hücreler güç çıkışını artırmak için paralel veya seri bağlantılarla bir araya getirilerek modül haline getirilmektedir. Modüller seri ya da paralel bağlantılar ile panelleri ve panellerde dizileri oluşturmaktadır.



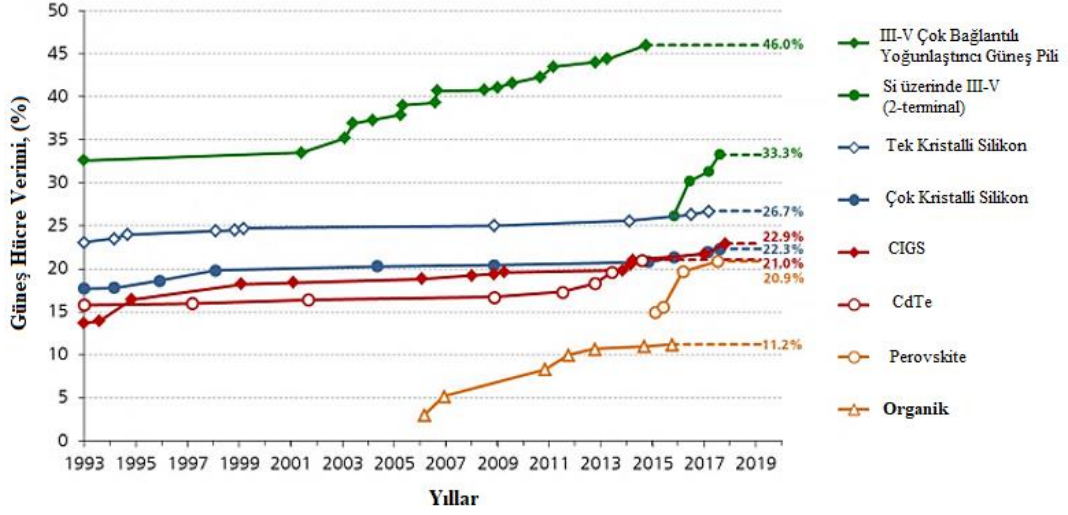
Şekil 3.17. PV modülün yapısı (A), ve sistem görünümü (B) [37] [38].

PV'lerde bağlantı şekli I-V karakteristiğini değiştirmektedir. Paralel bağlantıda Şekil 3.18-A modül sayısı artarsa açık devre gerilimi neredeyse değişmezken akım modül sayısı katında artmaktadır. Seri bağlantıda Şekil 3.18-B modül sayısı artarsa akım neredeyse değişmezken açık devre gerilimi modül sayısı katında artmaktadır.



Şekil 3.18. PV Modül paralel ve seri bağlantıda oluşan I-V karakteristiği.

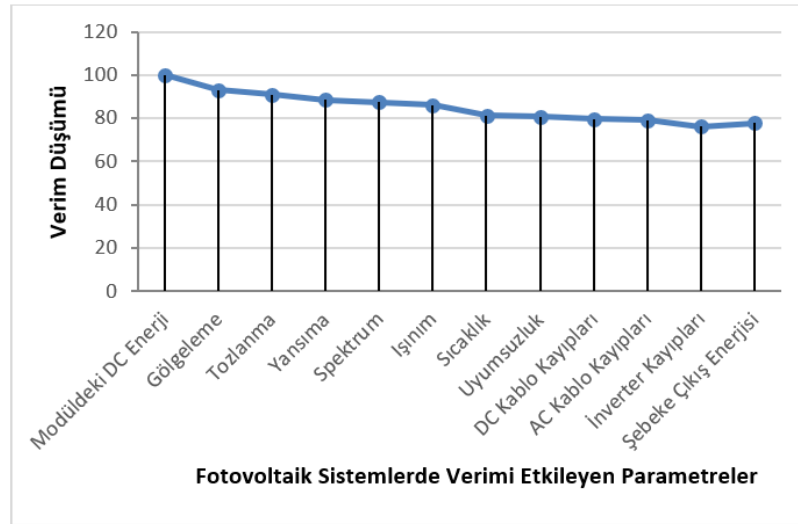
Laboratuvar koşullarında PV modül verimleri Şekil 3.19'da görüldüğü gibi ortalama %5 ile %46 arasında değişmektedir [39]. Sistemin kurulumunda yapılan hatalar ve atmosfer şartlarında deney koşulları laboratuvar koşullarının aksine beklenenin üzerinde sistem kayıplarına neden olmaktadır.



Şekil 3.19. Laboratuvar koşullarında PV pil verimleri, [39].

3.4.4. PV Performansını Etkileyen Faktörler

PV sistemlerde modül verimlerinin ve sistem verimlerinin düşmesine neden olan etkiler bulunmaktadır. PV modüllerde Şekil 3.20’de görüldüğü gibi gölgeleme, yansımaya ve tozlanma ışınım kayıplarını artırmakta ve verim kaybına neden olmaktadır. Sistemde kablo kayıpları, bağlantı kayıpları, akü kayıpları, inverter kayıpları gibi sistem kayıpları bulunmaktadır. Ayrıca modül sıcaklığının artması modül verimlerini düşürmektedir. Modül ve sistem kayıpları PV güç çıkışını olumsuz etkilemekte ve sistemin verimini düşürmektedir.



Şekil 3.20. PV Sistemlerde verimi etkileyen parametreler, [40].

Güneş pilleri elektrik enerjisi üretirken modüllerin hücre sıcaklığı artmaktadır. Hücre sıcaklığını düşürmek için PV modüllerde Şekil 3.21’de görüldüğü gibi geleneksel ve yeni nesil soğutma uygulamaları yapılmaktadır. PV modüller nem, ışınım, sıcaklık gibi çevresel faktörlerden etkilenmektedir [41]. Modüllerdeki en önemli kayıplardan biri dış hava sıcaklığı ve güneş radyasyonu nedeniyle yüzey sıcaklığının artmasıdır [42]. Modüllerin malzeme bileşimi, ışınım şiddeti, ortam sıcaklığı ve modül sıcaklığı gibi parametreler modüllerin verimlerini etkilemektedir [43]. PV modül yüzey sıcaklığı test koşullarından 14.9 °C yükseldiğinde, modül verimi %12.07’den %10.7’ye düşmektedir [44]. Atmosfer koşullarında karakterize edilen PV/T/FDM sisteminde, FDM’si olmayan bir PV/T sistemine kıyasla yaklaşık olarak 5.5 °C daha düşük sıcaklığa sahiptir [13].

<p style="text-align: center;">PV/T Sistemler</p>	Geleneksel PV/T sistemler	Hava Soğutmalı PV/T	Ortam Isıtma Tarımsal Sistemler
		Su Soğutmalı PV/T	Ortam Isıtma Su Damıtma Gıda İşletmeleri
		Çift Akışkan Soğutmalı PV/T	Endüstriye Süreçler Isıtma Tarımsal sistemler
	Yeni Nesil PV/T Sistemler	Nanoakışkan Soğutmalı PV/T	Su ısıtma PV/T Isı Kontrolü
		FDM Soğutmalı PV/T	Binaya Eneteğre Sis. PV/T Isı Kontrolü
		Soğutucu Akışkan Soğutmalı PV/T	Isıtma-Soğutma Sistemleri
		Isı Borulu Hibrit PV/T	Bina Isı Kontrolü PV/T Isı Kontrolü

Şekil 3.21. PV/T sistemlerin ısı transfer tekniklerine göre sınıflandırılması.

3.4.5. PV Modüllerde Matematiksel Hesaplar

PV modüllerin standart test koşullarında maksimum çıkış gücü modül verimine ve modül yüzeyine gelen güneş radyasyonuna bağlı değişmektedir. Çalışmada ölçülen değerler aşağıda verilen eşitlikler ile kontrol edilerek doğrulanmıştır [36]. Eşitlikte yer alan η hücre verimi, P_{max} maksimum güç (W), G güneş radyasyonu (W/m^2) ve A modül alanıdır (m^2).

$$\eta = \frac{P_{max}}{G.A} = \frac{I_{max}.V_{max}}{G.A} \quad (3.2)$$

Verimlilik (η) güneşten gelen enerjinin modüllerde hangi oranda elektrik enerjisine dönüştüğünü gösterir. PV sıcaklık artışı ve değişimi hücre verimlerini etkilemektedir.

$$\eta_h = \eta_{stk}[1 - \beta(T_h - 25)] \quad (3.3)$$

Eşitlikte yer alan η_h hücre verimi, η_{stk} test koşullarındaki verimi, T_h hücre sıcaklığı (°C), β hücre sıcaklık katsayısıdır. Hücre sıcaklığına bağlı modül verimi aşağıdaki eşitlik ile hesaplanabilmektedir [36].

$$n_m = \eta_h * \tau_g * \alpha_h * PF \quad (3.4)$$

Eşitlikte yer alan τ_g modül geçirgenlik katsayısı, α_h güneş ışınımı absorpsiyon oranı, PF paketleme faktörüdür. PF toplam hücre alanının toplam modül alanına oranıdır.

$$PF = \frac{\text{Toplam hücre alanı}}{\text{Toplam modül alanı}} \quad (3.5)$$

Modüllerde P_{max} maksimum güç aşağıdaki gibi hesaplanır. DF doldurma faktörüdür modülün kalite ölçütüdür. İdeal bir modülde DF 1'dir fakat gerçek modüllerde her zaman 1'in altında bir değere sahiptir.

$$P_{max} = DF * V_{oc} * I_{sc} = I_{mp} * V_{mp} \quad (3.6)$$

PV'lerde, en yüksek gerilim V_{oc} en yüksek akım I_{sc} 'dir. Fakat V_{oc} en yüksek olduğu anda güç sıfırdır bu nedenle en yüksek güç hesaplanırken I_xV değerleri en yüksek olduğu anda alınmalıdır. Eşitlikte yer alan V_{mp} maksimum voltaj (V), V_{oc} açık devre voltajı (V), I_{mp} maksimum akım (A), I_{sc} kısa devre akımıdır (A).

$$DF = \frac{V_{mp}.I_{mp}}{V_{oc}.I_{sc}} = \frac{P_{max}}{V_{oc}.I_{sc}} \quad (37)$$

PV modülden elde edilecek elektriksel kazanç \dot{E}_{net} aşağıdaki eşitlikten elde edilmektedir.

$$\dot{E}_{net} = n_m * A_m * I(t) \quad (3.8)$$

Eşitlikte yer alan n_m modül verimi, A_m modül yüzey alanıdır (m²). Bir PV modülden elde edilebilecek toplam gücü bulmak için aşağıdaki eşitlik kullanılır [36].

$$P_m = P_{stk}[1 - \beta(T_h - 25)] \quad (3.9)$$

Test koşullarındaki modül gücü ($P_{stk} = P_{max}$), T_h çalışma şartlarındaki hücre sıcaklığıdır (°C). Modülden elde edilecek yıllık güç aşağıdaki eşitlikten hesaplanır.

$$P_{yıl} = P_m * GS_{ort} * \eta_{inv} * 365 \quad (3.10)$$

TE modülden elde edilen P gücü veya I akımı TE modülün ısı, elektriksel ve dinamik özelliklerine göre değişmektedir. TE modülün akımı, gerilimi yüzeyindeki sıcaklık değerlerinin ölçülmesi ile hesaplanabilmektedir. TE gerilimi yarıiletken yüzeyler arasındaki sıcaklık farkı ile doğru orantılıdır [45]. Farklı iki tür yarı iletkenen oluşan devrenin açık devre voltajı aşağıdaki eşitlikten hesaplanmaktadır.

$$V = \alpha * \Delta T \quad (3.11)$$

Eşitlikte yer alan α seebeck katsayısı (V/K), ΔT kelvin cinsinden çiftteki yüzeyler arası ($\Delta T = T_2 - T_1$) sıcaklık farkıdır (K). Devreyi oluşturan yarıiletkenlerin özellikleri α değerini belirlemektedir. TE modüle yük bağlandığında, voltajı U düşmektedir. Devreden geçen akım I aşağıdaki denklemle ifade edilmektedir [45].

$$I = \frac{\alpha \Delta T}{R_{in} + R_L} \quad (3.12)$$

Eşitlikte yer alan R_{in} TE modül iç direnci (Ω), R_L sistem yük direncidir (Ω). Yük direnci modül iç direncine eşit olursa TE modülden maksimum güç çekilmektedir.

PV hücreler için sıcaklık artışı olumsuz etkiye sahiptir. TEJ için sıcaklık farkı jeneratörlerin dönüşüm verimlilikleri olumlu etkilemektedir. PV/TEJ sisteminin birlikte kullanılması sistem verimini artırmak için ideal bir yoldur [46]. Hibrit sistemlerde güneş enerjisinin kaynak olarak kullanılması, sistem etkinliğini önemli ölçüde belirleyen önemli bir parametredir.

PV modül sıcaklığını 25 °C'de tutmak için yüzeye FDM kullanılabilir. Kullanılan FDM erime noktası ortam sıcaklığından yüksek olmalıdır. PV modüllerin arka yüzeyine bakır borular ve alüminyum kanatçıklar yerleştirilerek ısı borusu konsepti uygulanabilmektedir. Bu uygulamalar PV yüzey sıcaklığını 200 ile 1000 W/cm² güneş ışınımında 40 °C'de tutulabilmektedir [47]. PV modül sıcaklığı aktif soğutma ile azaltılarak modül verimliliği %10 artırılabilir. Uygun soğutma, yöntemi elektriksel verimliliği artırırken, hücre bozulma oranını düşürmektedir. Bu durum PV modüllerin ömrünü uzatmaktadır [48].

PV modüller için seçilen FDM, sistemden beklenen ısı depolama kapasitesi ile uyumlu olmalıdır. FDM'nin faz değiştirme çevrim sayısı, süresi ve ısı iletkenliği tasarlanan sistemin ihtiyaçlarını karşılayabilmelidir. FDM'ler organik, inorganik ve ötektikler olarak sınıflandırılırlar. İnorganik FDM'ler organiklere göre, birim hacimde iki kat veya daha fazla ısı depolama kapasitesine sahiptir [49]. FDM'ler PV ve hibrit sistemlerde kullanılabilir. PV sistem test koşullarına yakın tutulması verim kaybını azaltmaktadır. PV'lerde FDM kullanıldığında modüller 30 °C sıcaklıkta tutulabilmektedir [50].

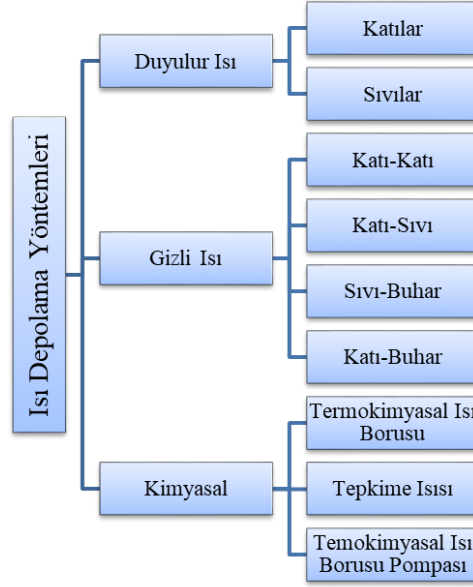
Hava ile soğutulan PV modüllere kanatçık eklemek ortalama sıcaklığı düşürmektedir. Güneş ışınımı 895-900 W/m² ve ortam sıcaklığı 20 °C ile 33.4 °C arasında iken hava akış hızını artırmak soğutma performansını ve PV performansını iyileştirmektedir. PV modüllerde pasif soğutma yapmak için arka yüzeyine kanatlı, oluklu ve tüplü uygulamalar yapılmaktadır. FDM'ler kanatlı yüzeylere temas halinde bağlanması halinde modül verimliliği artmaktadır [23]. Kanatlı yüzeylerde modül verimliliği %5.33'ten %9.82'ye yükselmektedir. Modül performansı 0,63'ten 0,66'ya yükselmekte dolayısıyla %4,8 artmaktadır [51].

3.5. TERMAL ENERJİ DEPOLAMA

Isıl enerji maddenin atom veya moleküllerinin atomik veya moleküler düzeydeki potansiyel ve kinetik enerjilerinin toplamıdır. Maddenin yapısında atomik veya moleküler titreşim ile ortaya çıkmaktadır. Maddeler arasında ısıl enerjinin transferi sıcaklık farkı olması halinde ısı geçişi şeklinde gerçekleşir. Isı geçişi cisimlerin sıcaklıkları eşit oluncaya kadar yüksek sıcaklıktan düşük sıcaklığa doğru devam etmektedir. Termal enerji depolama, duyulur, kimyasal ve gizli ısı depolama yöntemleri kullanılarak yapılmaktadır. Enerji ihtiyacının değişim gösterdiği durumlarda üretilen fazla enerji, kullanım miktarının artması durumunda veya üretimin kesintiye uğraması halinde kullanılmak üzere depolanabilmektedir. Isı depolama uygulamalarında sistem ekonomik olmalıdır, ayrıca maddenin ısı depolama hızı, ısı depolama kapasitesi ve sistemin işletme şartları dikkate alınmalıdır. Isı depolama uygulamalarında;

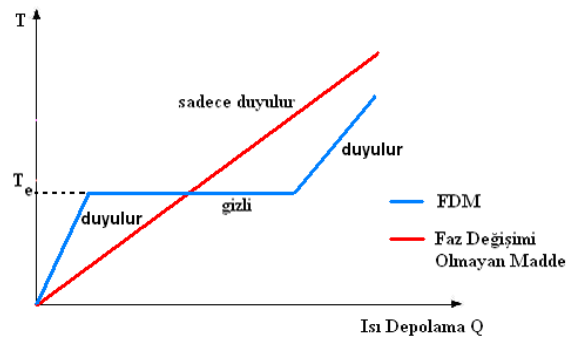
- Birim hacim veya birim kütlesinin ısı depolama kapasitesi,
- Faz değişim sıcaklığı ve faz değişim sıcaklık aralığı,
- Sistemin ihtiyaç duyduğu sistem bileşenlerinin boyutları,
- Maliyet, ekonomiklik ve yerel kaynaklar ile üretilebilir olması,
- Isı depolama ve geri kazanım için harcanan enerji,
- Zehirli, tahriş edici olmaması ve sistemin güvenlik gereksinimi,
- Isı kayıplarının kontrolü,
- Isı iletim katsayısı,
- Maddenin çevrim sayısı,
- Çevre dostu olması, gibi hususlar göz önünde bulundurulmalıdır.

Termal enerji depolama yöntemleri duyulur ısı, gizli ısı ve kimyasal yöntem olmak üzere Şekil 3.22’de görüldüğü gibi üçe ayrılmaktadır. Kullanılan ısıl yöntemler; duyulur ısı ve gizli ısının depolanması şeklinde yapılmaktadır. Kimyasal yöntemler; tepkime ısısı, kimyasal ısı pompası ve termokimyasal ısı pompasından oluşmaktadır.



Şekil 3.22. Isı enerjisi depolanma yöntemleri [52]

Isı depolama uygulamaları sonucunda ihtiyaç duyulan enerjinin, ihtiyaç halinde kullanılması nedeniyle ısıtma ve soğutma yükleri azalmaktadır. Bu nedenle çevreye olumlu katkıları bulunmaktadır. İhtiyaç fazlası enerji depolanmazsa alıcı ortama bırakılacak ve ihtiyaç duyulması halinde tekrar üretilmesi için kaynağa ve zamana ihtiyaç duyulacak, sonuç olarak tekrar maliyet oluşacaktır. Isı depolama uygulamalarında Şekil 3.23'te görülen duyulur ve gizli ısı depolama yöntemleri kullanılmaktadır. Duyulur ısı depolama uygulamalarında depo hacmi büyük iken gizli ısı uygulamalarında ise küçüktür. Bu durum gizli ısı depolama yöntemlerinin cazip ve ekonomik olmasını sağlamaktadır. Isı depolama yöntemi olarak gizli ısı depolama avantajlı olsa da faz değişimi sonrasında bir miktar ısı duyulur ısı şeklinde depo edileceği için iki durum bir arada kullanılmış olacaktır.



Şekil 3.23. FDM duyulur ve gizli ısı [53].

Gizli ısı depolamak için faz değiştirme özelliğine sahip olan çok sayıda materyal bulmak mümkündür. Fakat gizli ısı depolarken sadece istenilen sıcaklık aralığında faz değiştirme özelliğinin olması kullanılacak maddenin seçimi için yeterli değildir. Bu özelliğin yanında aşağıda belirtilen özelliklere de sahip olması gereklidir;

- Isı depolama materyali kolay temin edilebilir ve ucuz olmalı,
- Isı depolama materyalinin özelliklerini kaybetmeden toplam ısı şarj ve ısı değarj sayısı ekonomik olmalı,
- Birim hacim ve birim kütle ısı depolama kapasitesi yüksek olmalı,
- Materyalin faz değişim sıcaklığı sistemin çalışma sıcaklığına uygun olmalı,
- Materyalde depolanan ısı tersinir şekilde geri kazanılabilir olmalı,
- Isı depolama materyali yanıcı, parlayıcı ve patlayıcı özellikte olmamalı,
- Isı depolama materyali korozif ve toksik etkiye sahip olmamalı,
- Isı depolaması ve geri kullanımını esnasında yapısında bir bozulma veya özelliklerinde bir azalma olmamalı,
- Hacimsel değişim depo hacmini etkilemeyecek kadar az olmalı,
- Isı depolama materyali geri dönüştürülebilir ve çevreci olmalıdır.

3.5.1. Duyulur Isı Depolama

Isı depolama materyali olarak kullanılacak olan maddelerin sıcaklığının 1 °C yükseltebilmek için gerekli olan ısı miktarı duyulur ısıdır. Isı depolama maddeleri katı, sıvı veya gaz halde iken ısı depolama özelliğine sahiptir. Bu maddeler katı veya sıvı fazda iken veya katı-sıvı karışık halde iken ısı depolama malzemesi olarak kullanılabilir. Isı depolama yapılırken materyal bozulmadan, zararlı hale gelmeden kaç defa ısı şarj ve ısı değarj yapabileceği araştırılmalıdır. Duyulur ısı ile depolama yapılırken ısı depolama kapasitesinin gizli ısı depolamaya göre az olması depo hacminin büyümesine neden olmaktadır. Depo hacminin büyümesi sistemin maliyetini etkilemekte bu nedenle genellikle gizli ısı depolama yöntemi tercih edilmektedir.

$$Q = mC_p\Delta t \quad (3.13)$$

Q Depolanan toplam ısı (kJ), C_p ortalama özgül ısı (kJ/kg), m depolama materyalinin kütlesi (kg), $\Delta t = T_{\text{başlangıç}} - T_{\text{son}}$ sıcaklık farkıdır (K) [54].

3.5.2. Termokimyasal Isı Depolama

Tepkimeye girerken ekzotermik özellik gösteren kimyasal bileşikler tersinir tepkimede ortaya ısı enerjisi çıkarmaktadır. Kimyasal reaksiyon sonucunda madde ısı alır veya ısı verir. Kimyasalların özelliklerine bağlı olarak ayrışma ve birleşme sırasında maddenin ısı değeri yüksek ise ısı depolama kapasitesi yüksek olmaktadır. Termokimyasal yöntemler kullanarak uzun süre ısı depolamak mümkündür. Depolama sisteminin teorik olarak çevrim sayısı uzun ömürlüdür. Termokimyasal tersinir ısı depolama yöntemi kimyasal içerikli ve karmaşık yapıda olsa da tepkimenin temel prensibi endotermik ısı alan tepkimenin, ekzotermik tepkimeyle almış olduğu ısıyı geri vermesidir. Termokimyasal ısı depolama Eşitlik 3.14'te yer alan aşağıdaki denklem ile hesaplanmaktadır.

$$Q = ar m \Delta H_r \quad (3.14)$$

ar Tepkiyen madde kesri, m kütle (kg), ΔH_r birim kütlenin reaksiyon ısısıdır (J) [54].

3.5.3. Gizli Isı Depolama

Isı depolama materyalinin buldukları fazdan diğer faza geçmesi için gerekli olan ısı miktarı gizli ısı ve bu esnada depolanan enerji miktarına gizli ısı depolama kapasitesidir. Faz değişimi erime-buharlaştırma esnasında madde ısı alırken, yoğunlaşma-donma esnasında çevreye ısı vermektedir. Bu durumların tabii olarak gerçekleşmesi için erimede, çevre sıcaklığının madde sıcaklığından yüksek; donmada, çevre sıcaklığının donma sıcaklığından düşük olması gerekmektedir. Cebri uygulamalar (çift yönlü ısı pompası gibi) aracılığıyla materyalden ısı çekerek veya ısı vererek faz değişim süresi kısaltılabilmektedir.

FDM'nin depolayabileceği gizli ısı miktarı Eşitlik 3.15 ile hesaplanmaktadır.

$$Q = m[aC\Delta H + C_{pb}(T_e - T_b) + C_{ps}(T_s - T_e)] \quad (3.15)$$

(T_e) Erime sıcaklığı (K), a eriyen madde kesrini, ΔH birim kütlenin erime entalpisini (J), C_{pb} T_e ve T_b arasındaki özgül ısıyı (J/gK), C_{ps} T_s ve T_e arasındaki özgül ısıyı (J/gK) ifade etmektedir [54].

3.5.3.1. Faz Değiştiren Maddeler

FDM'ler ısı tutma kapasitesi yüksek maddelerdir. Fakat sahip olunan bu özellik enerji kapasitesi açısından düşüktür. Faz değişimi esnasında yüksek gizli ısı tutma kapasitesine sahiptir. FDM'ler tutmuş oldukları ısıyı düşük sıcaklıkta tekrar serbest bırakır ve bu durum bu maddelerin ısı deposu olarak kullanılmasını sağlamaktadır. Sabit sıcaklıkta FDM'ye ısı verilirse maddenin iç enerjisi artmakta ve maddenin sıcaklığı yükselmektedir. Faz değişim sıcaklığına ulaşan FDM ısı almaya devam ederse faz değişimi sabit sıcaklıkta gerçekleşir. Sıvı hale gelen FDM'ye ısı verilirse sıcaklığı tekrar yükselmekte ve bu durum buharlaşma sıcaklığına kadar devam etmektedir. Buharlaşma sıcaklığında FDM sabit sıcaklıkta buhar fazına geçmektedir. Erime ve buharlaşma aşamasında sabit sıcaklıkta madde ısı tutmakta ve bu gizli ısı enerji depolamak amacıyla kullanılabilir.

FDM'ler Şekil 3.24'te görüldüğü gibi organik, inorganik ve ötektik olmak üzere üç ana gruba ayrılmaktadır. Parafinler organik bileşiklerdir ve genellikle işlenmiş petrol ürünlerinden üretilmektedir. Parafinlerin toksik ve korozif olmaması, ucuz ve kolay işlenebilir olması çok tercih edilmelerine sebeptir. Faz değişim sıcaklığı 40 °C ile 70 °C arasındadır. Tuz hidratları inorganik FDM'lerdir ve ısı depolama kapasiteleri yüksektir. Faz değişimi sırasında hacim değişimi düşük ve ısı iletkenliği yüksektir. Ötektik FDM'ler organik ve inorganik maddelerin karışımıdır ve karışımda kullanılan organik veya inorganik maddelerin özelliklerini taşımaktadırlar. Ötektik enerji depolama açısından yüksek kapasiteye sahiptir [53].

Faz Değiştiren Maddeler	Organik Bileşikler	Parafinler
		Parafin Olmayanlar
	İnorganik Bileşikler	Tuz Hidratları
		Metalikler
	Ötektikler	Organik - Organik
		Organik - İnorganik
		İnorganik - İnorganik

Şekil 3.24. Faz değiştiren materyallerin sınıflandırılması [54].

FDM'ler katı, sıvı veya gaz halde bulunabilmektedir. Katı halde buluna bir FDM ısı alırsa iç enerjisi artar. Isı verilmeye devam edilirse FDM sabit sıcaklıkta erimektedir. FDM'ler faz değişimi esnasında gizli ısıyı depoladığı için sıcaklık değişimi görülmemektedir. Isı verilmeye devam ederse FDM tamamen sıvı hale geçer ve sıvı haldeki FDM'nin sıcaklığı artmaya başlar. Isı verilmeye devam ederse sıcaklık artışı kaynama noktasına kadar devam eder. Isı depolamak amacıyla çok sayıda FDM kullanılmaktadır. Yaygın olarak kullanılan FDM türleri, bu maddelerin erime noktaları ve erime ısıları Çizelge 3.3'te verilmiştir. FDM'ler ile yapılan ısı depolama şarj-deşarj; katı-katı veya katı-sıvı faz değişimleri şeklindedir. Sıvı-gaz veya katı-gaz faz değişimleri şeklinde yapılması için basınçlı kaplara ihtiyaç duyulmaktadır. Materyalin gaza dönüşmesi esnasında hacim değişiminin büyük olması ve sistem basıncının yükselmesi güvenlik sorunlarının yanında maliyetlerinde artmasına neden olmaktadır.

Çizelge 3.3. FDM türleri ve özellikleri [54].

FDM Adı	Moleküler Formül	Erime Noktası (°C)	Erime Isısı (kJ/kg)
Kalsiyum Klorür Hekzahidrat	$\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	29.7	171
Oktadekan	$\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{16}\text{CH}_3$	24.4	244
Trimetilolitan Tetrahidrat	$\text{C}_5\text{H}_{12}\text{O}_3 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$	29.8	185
Parafin	MERWAX B4-F	44-46	155

FDM'ler Şekil 3.25'te görüldüğü gibi makro, mikro ve nano kapsül uygulamalarıyla kapsül içine alınmaktadır. Kapsül içerisine alınan FDM özelliğini uzun süre koruyabilmektedir. Çevre şartlarından uzun süre etkilenmeyen FDM daha fazla faz

değişim çevrimine sahiptir. FDM'ler son yıllarda nano-kompozit kapsül uygulamaları şeklinde yapılarak bina ısı kontrolü uygulamalarında da kullanılmaktadır. Kapsülleme katı, sıvı ya da gaz bir maddenin, inert yapıda doğal ya da sentetik bir polimer ile nanometre boyutunda kapsül elde edilecek şekilde üzerinin kaplanmasıdır.



Şekil 3.25. FDM kapsül sınır boyutlarının şematik gösterimi [54].

3.5.3.2. Faz Değiştiren Maddelerin Uygulama Alanları

FDM'ler termal enerji depolamak amacıyla kullanılmakla birlikte çok sayıda kullanım alanına sahiptir. Kullanım alanı ile ilgili çeşitli uygulamalar; aşağıda belirtilmiştir,

- Termal ısı depolama uygulamaları,
- Gıda ısı kontrolü uygulamaları,
- Bina ısı kontrolü uygulamaları,
- PV ısı kontrolü uygulamaları,
- Tekstil uygulamaları,
- Elektrik enerjisi üretimi ısı depolama uygulamaları,
- Medikal ısı kontrolü uygulamaları,
- Taze gıdaların ısı kontrolü uygulamaları,
- Sıcaklığa duyarlı cihazların ısı kontrolü uygulamalarıdır.

FDM seçilirken faz değiştirme sıcaklığına, ısı depolama kapasitesine ve çevrim sayısına bakılmalıdır. Ayrıca FDM'lerin kimyasal, termodinamik ve kinetik açıdan özellikleri incelenmelidir. Tercih edilecek FDM kolay bulunabilmeli ve ekonomik olmalıdır. Taşınması, depolanması ve kullanımını esnasında toksik etkisi, korozif etkisi, yanıcılık ve emniyet özellikleri bilinmelidir. FDM'lerin materyal özellikleri; kararlılığı, aşırı ısınma ve soğuması tekrarlanan ısıtma soğutma çevrimi ile belirlenir. Öncelikle sistem gereksinimleri belirlenmeli ve sistemin verimli çalışması için gerekli

FDM araştırılmalıdır. Son olarak FDM seçimi yapılırken Çizelge 3.4'te verilen özelliklerin sistem gereksinimine uyumlu olup olmadığı kontrol edilmelidir [55].

Çizelge 3.4. FDM'lerde bulunması beklenen özellikler [54].

Faz Değiştiren Maddelerde Aranılan Özellikler	
Fiziksel	<ul style="list-style-type: none"> • Düşük hacim değişimi • Yüksek yoğunluk • Faz dengesi • Düşük buhar basıncı
Kimyasal	<ul style="list-style-type: none"> • Kararlılık • Kullanılacağı Sisteme uyum • Toksik özellik taşıması • Yanıcı olmaması • Patlayıcı olmaması
Termal	<ul style="list-style-type: none"> • Faz dönüşüm sıcaklığı • Yüksek dönüşüm ısısı • Yüksek ısı transferi
Kinetik	<ul style="list-style-type: none"> • Aşırı soğumama • Yeterli kristalleşme hızının olması
Ekonomik	<ul style="list-style-type: none"> • Ucuz olması • Kolay bulunabilirlik • Kolay üretilebilir olması
Çevresel	<ul style="list-style-type: none"> • Çevreci olması • Canlı yapıya zarar vermemesi

3.5.3.3. Faz Değişim Malzemelerinin PV Panellerde Kullanılması

PV teknoloji son yıllarda hızla gelişmekte ve panel verimlerinde önemli artışlar olmaktadır. Yeni malzemelerin keşfi ve üretim yöntemlerinin iyileştirmesi yanında PV sistemlerde görülen olumsuz etkilerin bertaraf edilmesi verimi artırmaktadır. PV'lerde verimi olumsuz etkileyen parametrelerden birisi panel sıcaklığının artışıdır. Bu nedenle PV çalışırken sıcaklığın artışı engellenmeli ve kontrol altında tutulmalıdır. Modül ısı kontrolü için FDM ve FDM'ye ek uygulamalar yarar sağlamaktadır.

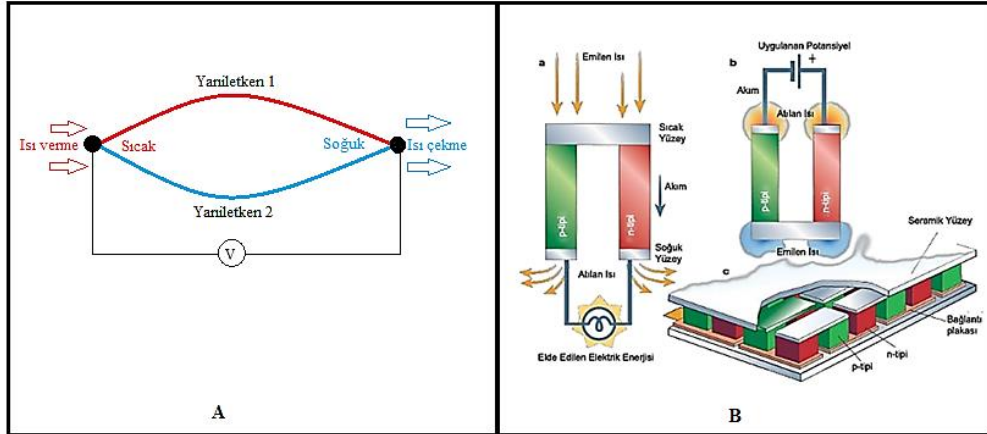
3.6. TERMOELEKTRİK MODÜLLER

İki farklı yarıiletken oluşturulmuş kapalı bir devrede farklı sıcaklıklar uygulanması veya üzerinden elektrik akımı geçirilmesiyle devrede Seebeck, Peltier ve Thomson olmak üzere üç çeşit termoelektrik etki oluşmaktadır [56]. İki farklı yarıiletken oluşturulmuş devrede birleşim noktaları farklı sıcaklıkta tutulduğunda devreden bir akım dolaştığı 1822 yılında bulunmuş ve Seebeck etkisi olarak adlandırılmıştır.

Seebeck etkisi TE modüllerin elektrik enerjisi üretiminde direkt olarak kullanılmasına olanak sunmaktadır. Seebeck etkisi uzun yıllar sıcaklık ölçümünde termokupl olarak kullanılmıştır. İki farklı yarıiletken oluşturulmuş kapalı bir devreye akım verildiğinde yarıiletkenlerden birinin ısı çektiği, diğerinin ısı verdiği 1834 yılında bulunmuş ve Peltier etkisi olarak adlandırılmıştır. Yarı iletken maddeler kullanılarak üretilen TEM uçlarına elektrik enerjisi verildiğinde yüzeyleri arasında sıcaklık farkı oluşmaktadır. TEM'e verilen doğru akımın kutbuna bağlı olarak yüzeylerden birinin sıcaklığı artarken diğeri düşmektedir. Sıcaklığı artan yüzeyden ısı çekilmesi halinde, soğuyan yüzeyin sıcaklığı düşmektedir.

3.6.1. Seebeck Etkisi

İki farklı yarıiletken seri devre ile birleştirilmesi halinde; yarıiletken uçların birleşim noktaları farklı sıcaklıklara maruz bırakılırsa Şekil 3.26-A'da görüldüğü gibi devrede bir elektrik gerilimi "seebeck voltajı" oluşmaktadır. Devreden ölçülen gerilim Şekil 3.26-B'de görüldüğü gibi malzemelerin yüzeyleri arasındaki sıcaklık farkı ile doğru orantılıdır [57].



Şekil 3.26. TEM çalışma prensibi (A) ve Seebeck, peltier, TE bileşenleri (B) [58].

TEJ'lerde hareketli parça bulunmaması modüllerin gürültüsüz çalışmasını sağlamaktadır. Enerji kaynağı olarak atık ısı kullanmaları temiz ve çevreci olmalarını sağlamaktadır. Ayrıca PV/TEJ sistemi üzerinde güç dönüşüm verimliliğini geliştirmek

için araştırmalar yapılmaktadır. Bu sistemlerden bazıları birleşik PV/TEJ, PV/T/TEJ sistemidir. Optimize edilmiş PV/TEJ sistemi toplam verimi artırmaktadır [46].

TEJ atık ısı uygulamaları sıcaklık farkı bulunan kaynakların olduğu her noktada yapılabilmektedir. Baca çıkışı, araç egzozları, proses atık ısı çıkışı ve jeotermal enerji atık çıkışı örnek yerlerdir. Yapılan bir çalışmada soba borusu yüzeyine TEJ bağlanarak sıcaklık farkı oluşturulmuş ve sıcaklık farkından yararlanılarak TEJ'ün yapısı ve performansı incelenmiştir. Sistemde soğutma amacıyla kullanılan akışkanın debisi değiştirilerek diğer parametrelerin ölçümü incelenmiştir. Su debisindeki artış elektrik üretimini olumlu yönde etkilemiştir [58]. TEJ teknolojilerinin sistem verimi düşüktür ve gelişmeye devam etmektedir. Soğuk yüzeyin sıcaklığını düşürebilmek için ısı transferinin artırılması, yüzeyler arası sıcaklık farkını artırmakta ve modülün verimli çalışmasını sağlamaktadır [60].

3.6.1.1. Termoelektrik Modüllerin Jeneratör Olarak Kullanılması

Sıcaklık farkıyla farklı iki yarı iletken malzemede oluşan seebeck voltajı TEJ'ün temelini oluşturmaktadır. P tipi yarıiletken malzeme kullanıldığında α pozitif olurken N tipi yarıiletken malzemede α negatiftir. Malzemelerin yüzeyleri arasındaki sıcaklık farkı ile devreden ölçülen gerilim doğru orantılıdır. T_C ısı çekilen yüzey sıcaklığı, T_H ısı verilen yüzey sıcaklığıdır ve ikisi arasındaki fark ΔT sıcaklık farkını oluşturur. TEJ modül verimi aşağıda belirtildiği gibi alınan gücün verilen güce oranıdır.

$$\eta = P_A/P_V \quad (3.16)$$

Oluşturulan sıcaklık farkı ve iç direnç değerleri P_{max} değerlerini belirlemektedir. Yüzeyler arası sıcaklık farkı $T_H - T_C = \Delta T_{max}$ olduğunda gerilim, $V_{max} = V_R$ olmaktadır. Böylece maksimum verimlilik η_{max} hesaplanmaktadır. Seebeck sabiti α değeridir ve bu değeri devreyi oluşturan malzemelerin özellikleri belirlemektedir. TEJ için Z kalite faktörüdür [58].

$$Z = \alpha^2/R_{in}k_{th} \quad (3.17)$$

TEJ akımı I aşağıdaki akım denklemi kullanılarak hesaplanmaktadır.

$$I = \alpha \Delta T / [(1 + m)R] \quad (3.18)$$

TEJ'ün elektrik direnci R, Seebeck sabiti α ve RL yük direnci (Ω) aşağıdaki gibidir. TEJ'ün verimliliği yüke bağlı olarak değişmektedir. Yük direnci için $R_L = mR$ varsayılır ve m yük direncinin TEJ iç direncine oranıdır.

$$\alpha = 2V_{max} / \Delta T \quad (3.19)$$

$$R = R_L = V_{max}^2 / P_{max} \quad (3.20)$$

TEJ'lerde verimliliği ve elektrik güç çıkışını hesaplamak için TEJ modülün yüzey sıcaklığı bilinmelidir. TEJ yüzey sıcaklığı T_C , sıcak (ısı çekilen) yüzey T_H (ısı verilen) yüzey sıcaklıkları verim için kullanılmaktadır [59].

$$n = I^2 R_L / Q_H \quad (3.21)$$

Yük karşılaşmasında, yük ve iç direnç arasındaki oran,

$$m_{opt} = 1 + Z_{ave} 0.5 \quad (3.22)$$

TEJ maksimum verimliliği (m_{Opt}) m direnç oranına bağlıdır. Maksimum güç üretimi esnasında verim η_{max} olur. Bu durumda akım aşağıdaki eşitlikle bulunmaktadır [59].

$$I_{max} = \alpha \Delta T / 2R \quad (3.23)$$

TEJ iletkenliği aşağıdaki eşitlikle belirlenmektedir. Termal iletkenlik κ_{th} (W/mK), α ortalama Seebeck katsayısı (V/°C), R elektrik direnci (Ω), Z kalite faktörüdür.

$$\kappa_{th} = \alpha^2 / RZ \quad (3.24)$$

Seebeck etkisi metallerde termokupl veya ısı sensörü gibi kullanılırken yarıiletkenlerde jeneratör gibi kullanılmaktadır. TE modüllerin elektrik üretimi için

gerekli sıcaklık farkı modülün; dinamik, ısı ve elektriksel özelliklerine bağlıdır. Modülün akımı ve gerilimi yüzey sıcaklığına bağlı değişmektedir [59].

3.6.1.2. Termoelektrik jeneratörlerin Özellikleri

Termoelektrik jeneratörler TE modüllerin bir araya getirilmesiyle imal edilirler. Bu nedenle TE modül özelliklerini taşırlar. Bu özelliklerden bazıları aşağıda verilmiştir;

- İçeriğinde hareketli parça bulunmamakta ve sessiz olarak çalışmaktadır,
- Uzun ömürlüdür ve sık bakım gerektirmez,
- Kısa sürede devreye alınabilmektedirler,
- Çevre için zararlı atıklar oluşturmamaktadır,
- TE modüller TEJ olarak, TEJ'ler TE modül olarak kullanılabilirler,
- Atık ısı kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi için uygun olmalarıdır.

TEJ modüller sistem içerisinde kullanılırken m² alana düşen modül sayısı henüz ekonomik olmaktan uzaktır. Bu durum TEJ modüllerin yaygınlaşmasında en büyük engeldir. Birim maliyetlerin düşürülmesi veya birim alandan daha fazla enerji üretilmesi için yapılan çalışmalar TE ve TEJ modüller için umut vadetmektedir.

BÖLÜM 4

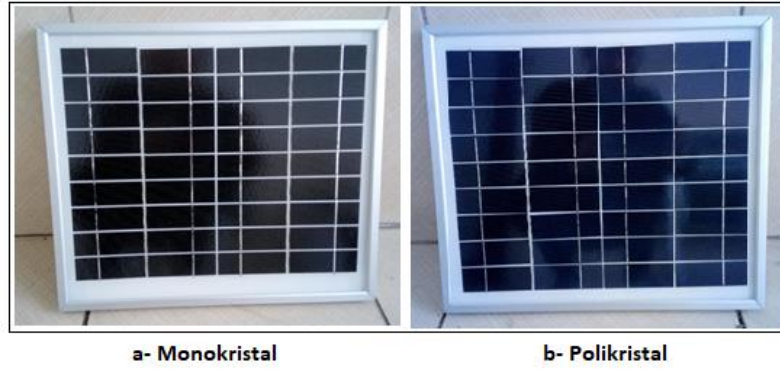
MATERYAL VE METOT

4.1. DENEY SİSTEMİ TASARIMI VE ÖLÇME SİSTEMİ

Bu çalışmada çevre koşullarında PV modüllerle elektrik üretiminde meydana gelen sıcaklık artışı nedeniyle, modüllerde oluşan olumsuz etkileri azaltmak için deneysel çalışma yapılmıştır. Araştırmada 8 adet (4 monokristal, 4 polikristal) modül kullanılmıştır. Modüller ikiye ayrılmış, monokristal ve polikristal olarak toplam dört grup şeklinde sisteme eklenmiştir. Grup 1’de monokristal ve polikristal birer (PV) modül referans modüller olarak kullanılmıştır. Grup 2 modüllerin (PV/T) arka yüzeyine ısı borusu yerleştirilerek sabitlenmiştir. Grup 3 modüllerin (PV/T/FDM) arka yüzeyine çift katman makro kapsül arasına ısı borusu yerleştirilerek sabitlenmiştir. Grup 4 modüllerin (PV/FDM) arka yüzeyine makro kapsül ile esnek silikon hücreler içine FDM yerleştirilerek sabitlenmiştir.

4.1.1. PV Modüller

Deneysel düzeneğinde kullanılan monokristal ve polikristal modüller Şekil 4.1’de görüldüğü gibi 10 W gücündedir. Modüllerin ebat, boyut ve özellikleri aynıdır. Modüllerin açık devre voltajı 21,6 V ve kısa devre akımı 0,61 A olarak verilmiştir. Sistemde kullanılan modüllerin özellikleri Çizelge 4.1’de verilmiştir. Pozitif güç toleranslı modüller olup maksimum sistem voltajı 600 V seviyesindedir.



Şekil 4.1. Monokristal ve polikristal modül.

Çizelge 4.1. PV modüllerin elektriksel ve fiziksel özellikleri.

Özellikleri	Monokristal	Polikristal
Maksimum güç (MP)	10 W	10 W
Güç Toleransı	Sadece Pozitif	Sadece Pozitif
Açık Devre Voltajı (V_{oc})	21.6 V	21.6 V
Açık Devre Voltajı Ölçülen (V_{oc})	21.54 V	21.35 V
Kısa Devre Akımı (I_{sc})	0.61 A	0.61 A
Kısa Devre Akımı Ölçülen (I_{sc})	0.60 A	0.59 A
Yükteki Maks. Voltaj (V_{pm})	17.38 V	17.38 V
Yükteki Maks. Akım (I_{mp})	0.56 A	0.56 A
Maksimum Sistem Voltajı	600 V	600 V
Boyutlar / Çerçeve	(355x305x20) mm/Alüminyum	(355x305x20) mm/Alüminyum
Ağırlık/ Bağlantı Kutusu	1.5 kg / IP65 67	1.5 kg / IP65 67

4.1.2. Faz Değiştiren Madde

Deneyleerde kullanılmak üzere 2.5 litrelik kaplarda toplam 5 litre FDM tedarikçi firmalar aracılığıyla temin edilmiştir. Kalsiyum Klorür Hekzahidrat ($CaCl_2 \cdot 6H_2O$) Şekil 4.2’de görüldüğü gibi oda sıcaklığında katı fazda ve kristal görünümündedir. Kullanılan FDM analiz sonuçları Erciyes Üniversitesi laboratuvarında yapılmış olup Ek A. 4’te teknik özellikleri Çizelge 4.2’de verilmiştir. Sıcaklığı artırılan FDM faz değişimi gerçekleştikten sonra saf su görünümündedir. $CaCl_2 \cdot 6H_2O$ çevrim sayısı net olarak bilinmemekle birlikte tedarikçi tarafından maksimum 2000 çevrim olduğu ifade edilmiştir. FDM belirlenirken erime sıcaklığı modül test sıcaklığından yüksek olmalıdır. Aksi durumda kısa sürede eriyecektir. Erime sıcaklığı test sıcaklığına yakın

olmalıdır, aksi durumda faz değişimi yılın sadece birkaç ayında gerçekleşecektir. Bu nedenle erime sıcaklığı 29.7 °C olan $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ tercih edilmiştir.

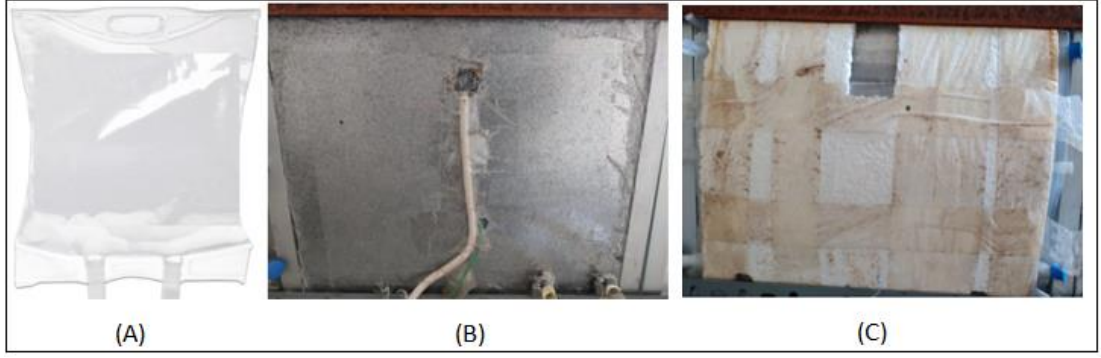


şekil 4.2. FDM katı ve sıvı faz hali.

Çizelge 4.2. $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ teknik zellikleri.

Teknik zellikler	
Marka	Aldrich
Formül	$\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$
Moleköl ağırlığı	219,08 g/mol
Zararlılık ifadeleri	<6 W/m ²
Tehlike açıklamaları	Ciddi göz tahrişine yol açar
Karışımlar	Uygulanmaz
Depolama stabilitesi	Önerilen saklama sıcaklığı (2 – 8) °C
pH	5,0-7,0'nin 219,1 g/l, 25 °C
Erime noktası/Donma noktası	Erime noktası 29.7 °C
Bağıl yoğunluk	1,71 g/ml, 25 °C
Su içinde özünürlüğü	Yaklaşık 219,1 g/l, (20 °C)

Makro kapsül ile kapsüllenen şekil 4.3-A'da görüldüğü gibi FDM ısı borusu yüzeyine uygulanmış ve PV/T/FDM şekil 4.3-B oluşturulmuştur. FDM kapsülün üzeri Genleştirilmiş Polistren (EPS) termoplastik kapalı gözenekli strafor yoğunluğu 10 kg/m³, ısı iletkenlik katsayısı λ 0.039W/m²K ile şekil 4.3-C kaplanmıştır. Bakır borular soğuk büküm ile şekillendirilmiş olup eksiz olarak S şeklinde ısı borusuna dönüştürülmüştür. Modül arkasındaki toplam boru boyu 150 cm ve boru apı 3/8"X0.80 mm'dir. Isı borusu giriş ve çıkış bağlantı uçları modül dışına çıkarılarak bağlantıya hazır hale getirilmiştir.



Şekil 4.3. Makro kapsülleme (A), PV/T modül (B), yalıtım uygulaması (C).

FDM kaplı arka yüzey için Şekil 4.4'te görüldüğü gibi esnek kanat modeli uygulanmıştır. Birbirinden bağımsız her bir hacimde ısı geçişini artırmak ve FDM kapsülleri ile teması sağlamak amacıyla perçinler kullanılmıştır. Kapsüllere ve hücrelere sızdırmazlık için sıvı yalıtım uygulaması mastik uygulanmıştır.



Şekil 4.4. FDM ve kapsülleme uygulaması (A), PV/FDM modül uygulaması (B)

Sistemde PV//T/FDM modül arka yüzeyine iki adet makro kapsül içerisine (380+380) gr toplam 760 gr $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ FDM enjekte edilerek kapsüllemiştir. İki makro kapsül arasından ısı borusu geçirilmiştir. PV//T/FDM modüle eklenen FDM ile kapsül kalınlığı 6 mm'dir. PV/FDM uygulamalarında 272 gr FDM kullanılmıştır. PV/FDM modülde silikon silindirik hücreler içerisinde kalan FDM yüzeye temas halindedir. Sistemde kullanılan FDM faz değişim sıcaklığı 29.7 °C olduğu için katı fazdadır. FDM'lerin özellikleri laboratuvar koşullarında testler ile belirlenmektedir. FDM'nin entalpisi, özgül ısı, ergime ve donma sıcaklığı, faz değiştirme sıcaklığı ve ısıl iletkenliği Diferansiyel Taramalı Kalorimetre (DSC) ile belirlenmektedir. FDM'nin

erime ısısı Çizelge 4.3'te görüldüğü gibi 171 kJ/kg'dır. Faz değişim sıcaklığına kadar ısı çeken FDM bu sıcaklıkta faz değiştirmekte ve sıvıya dönüşmektedir. Sıvı haldeki FDM ısı alarak sıcaklığı artmaya devam etmektedir. Fakat artan sıcaklık buharlaşma sıcaklığının altında olması nedeniyle buharlaşma faz değişimi gerçekleşmemektedir.

Çizelge 4.3. FDM erime ısısı ve madde miktarı.

FDM ve Miktarı	Erime Isısı (kJ/kg)	Erime Isısı (kcal/kg)
Kalsiyum Klorür Hekzahidrat ($\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$)	171	40,84
Miktarına Bağlı Olarak		
PV/FDM Yüzeyde Kullanılan 272 gr.	46.51	11.10
PV/T/FDM Yüzeyde Kullanılan 760 gr.	129.96	31.04

4.1.3. K Tipi Kaynaklı Termokupl

Deney düzeneğinde modüllerin ve sistem elemanlarının sıcaklıkları termokupl ile ölçülmektedir. Termokupl uçları kaynaklı olarak birleştirilmiş olup + ve – uçlar ölçüm noktası ve cihaz bağlantısına hazır halde bulunmaktadır. Termokupllar -200°C 'den $+2320^\circ\text{C}$ 'ye kadar ölçüm aralığına sahiptir ve özellikleri Çizelge 4.4'te verilmiştir. Termokupllar ile sıcaklık ölçümü yapılırken temas noktasının sıcaklığına bağlı mV gerilim değeri ölçüm cihazı tarafından algılanır ve sıcaklık dijital olarak ölçü aletinde ve PC ekranında görüntülenmektedir.

Çizelge 4.4. K Tipi kaynaklı termokupl özellikleri.

Teknik Özellikler	
Model	K Tipi Kaynaklı Termokupl
Boy	2 m. ve 3 m.
Tipi	K tipi 1xNiCr-Ni
Kesit	2x0,20 mm ²
Üretim Standardı	IEC 584-3
Renk Kodu	Ni-Cr (+) Yeşil, Ni (-) Beyaz
Ölçüm Aralığı	-200°C ile 2320°C

4.1.4. Data Logger Ölçme Sistemi

Yapılan çalışmada PV modül sıcaklık ölçümleri SCN100 veri analiz cihazı kullanılarak yapılmıştır. SCN100 içerisinde istasyonlardan sıcaklık ölçüm ayarı yapılarak K tipi termokupl uçlara bağlanmıştır. Cihazın kalibrasyonu Şekil 4.5'te

görüldüğü gibi buzlu su ile 0 °C sıcaklıkta kontrol edilmiştir. Buzlu suda tüm kanallardaki ölçümler 0 °C sıcaklığı göstermiştir. Ölçüm cihazı aynı anda 20 kanal ölçüm yapabilmektedir ve özellikleri Çizelge 4.5’te verilmiştir.



Şekil 4.5. Deney düzeneği sıcaklık ölçme sistemi kalibrasyonu.

Çizelge 4.5. SCN 100 Özellikleri.

Teknik Özellikler	
Besleme Gerilimi	100-240 Vac/dc +% 10-% 15
Güç Tüketimi	6 W, 10 VA
Sensör Giriş Sayısı	Max. 20 Kanal okuma
Sensör Girişleri	Termokupl: B, E, J, K, L, N, R, S, T, U Rezistans termometre: Pt-100 Akım:0/4-20 mA, Gerilim: 0-50 mV, 0/2-10 V
Röle Çıkış Özellikleri	1 Adet sensör kopuk alarmı, 1 adet üst limit alarmı
Röle Çıkışları	Kontak: 250 VAC, 10 A Lojik çıkış: 24 Vdc, 20 mA
Kontak Ömrü	Yüklü 1.000 000 Yüksüz 10. 000 000
İletişim	RS485 MODBUS RTU
Hafıza	100 yıl, 100.000 yenileme
Doğruluk	±%0.2
Örnekleme Zamanı	100 ms
Ortam Sıcaklığı	(-10...+55) °C
Ölçüler	Genişlik: 144mm, Yükseklik: 144 mm, Derinlik: 86 mm
Ağırlık	900 gr

4.1.5. Pirometre

Pirometreler nesnelere temas etmeden yayılan radyasyonu, yüzey sıcaklığını ölçebilen kızılötesi termometrelerdir. Ulaşılamayan veya yüksek sıcaklık nedeniyle yaklaşılamayan yüzeylerin sıcaklıklarını ölçmede kullanılmaktadır. Pirometreler

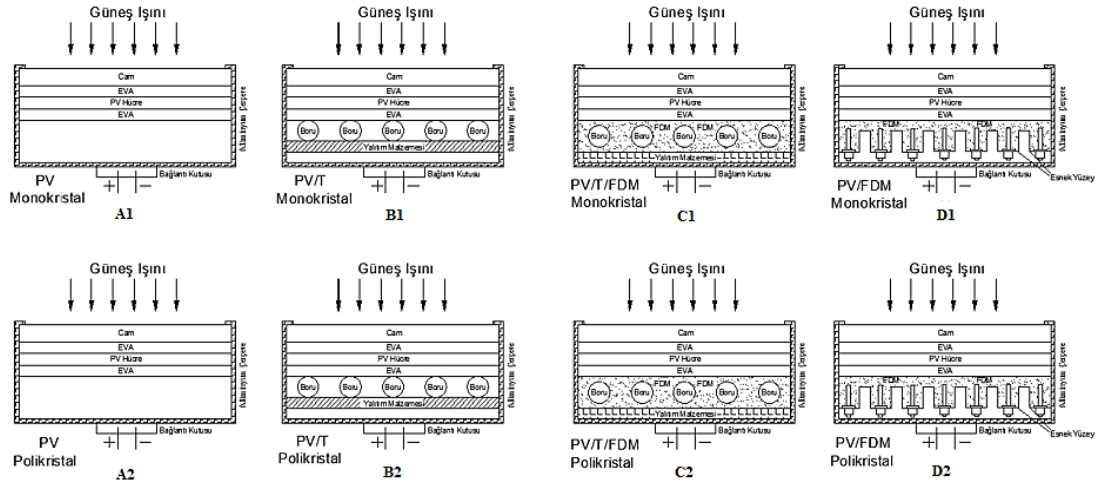
yaydığı enerjiyi toplayarak ölçüm yapmaktadır. Sıcaklık ölçümü Çizelge 4.6’da görüldüğü gibi -30 °C ile 550 °C arasındadır. Hassasiyeti 0.1 °C olup doğruluk $\pm 2\%$ ’dir. Sistemde deneyler esnasında alınan sıcaklık ölçümlerini kontrol etmek ve modül yüzey sıcaklıklarının ortalama değerlerini ölçmek amacıyla kullanılmıştır.

Çizelge 4.6. Pirometre teknik özellikler.

Teknik Özellikler	
Model	HP-980D
Emisivite	0.1~1 ayarlanabilir
Mesafe Nokta Oran	10:1
Veri tutma, Lazer	Evet
Maks/Min/Ort.	Evet
Tepki Süresi	500 msn, %95 yanıt
Tekrarlanabilirlik	Okumanın %1’i veya 1 °C
Boyutlar/ Ağırlık	165*72*41mm / 130 gr
Güç	9V (6F22) *1
Kızılötesi Sıcaklık	-30 °C ~ 550 °C
Keskinlik	± 3 °C veya $\pm 3\%$

4.1.6. Modüllerin Detay Çizimleri

Geleneksel modüller A1 ve A2 referans modüllerdir. Monokristal ve polikristal modüller B1 ve B2, PV/T modüllerdir. B1 ve B2 monokristal ve polikristal modüllerde ısı borusunun modül çıkış parametrelerini nasıl değiştirdiği araştırılmıştır. Monokristal ve polikristal modül C1 ve C2 PV/T/FDM modüllerdir. Buradaki amaç FDM-Isı borusu uygulanan modüllerde FDM ve ısı borusunun etkisini araştırmaktır. Monokristal ve polikristal D1 ve D2 modüller FDM-Esnek kanatlı modüllerdir. D1 ve D2 modüllerde FDM-Esnek kanatçığın etkisi araştırılmıştır. Bağlantı uçları hazırlanıp hazır hale getirilen ve uygulamaların yapıldığı modüller Şekil 4.6’da görülmektedir.



Şekil 4.6. PV, PV/T, PVT/FDM ve PV/FDM modüllerin detay şekilleri.

PV panellerde sıcaklığın etkisini azaltmak için PV modülünü ve termik toplayıcı (T) bir fotovoltaik-termal (PV/T) sistemde birleştirerek hibrit bir sistemle ısıyı modül yüzeyinden çekerek modül sıcaklığının azaltılması yararlı olacaktır. Literatürde var olan PV/T sistemlerinde; hava soğutmalı, su soğutmalı ve son yıllarda uygulanmaya başlayan FDM kullanılmaktadır. FDM'ler, sabit sıcaklıkta gizli ısı şeklinde büyük miktarda enerjiyi emer, depolar ve serbest bırakır. FDM'lerin bu özelliği sayesinde PV panellerin gün içerisinde sıcaklığının anlık olarak değişime uğramasının önüne geçilebilmektedir.

PV modüllerde gerekli işlemler tamamlandıktan sonra modüller kaset şeklinde üretilen taşıyışı çerçeveye yerleştirilmiştir. Modüllerin terazisi alındıktan sonra silikon ile sabitlenmiştir. Modül açısını tek tek ayarlamak yerine Şekil 4.7'de görüldüğü gibi, 2 grup şeklinde kasetlerin açılı ayarlanarak modül açılı sabit hale getirilmektedir.



Şekil 4.7. PV modüllerin kasetlere yerleştirilmesi.

4.1.7. Solar Şarj Kontrol Cihazı

Güneş enerjisiyle elektrik üretimi yapacak sistemler ile günün her saatinde elektrik üretimini yapmak mümkün olmamaktadır. Bu nedenle güneş ışınımının yüksek olduğu gün içerisinde enerjisinin fazlası depolanmalıdır. Şebekeden bağımsız sistemlerde depolama için enerji depolarına ve şarj sistemine ihtiyaç duyulmaktadır. Gün içinde ışınım oranı ve çevresel şartlar nedeniyle PV modüllerin çıkış gerilimleri sürekli değişmektedir. Şarj kontrol cihazları sistemin gündüz ve gece istenen gerilim seviyesinde çalışmasına olanak sunmakta ayrıca gerilim dalgalanmalarında, aşırı ve düşük şarj seviyelerinde oluşabilecek hasarı önlemektedir. PV sistemlerde kullanılacak şarj kontrol cihazı seçimi yapılırken modüllerin gücüne ve modüllerin bağlantı şekline göre uygun nitelikte şarj kontrol cihazı seçilmelidir. Şarj kontrol cihazının bağlantıları bağlantı şemasına uygun olarak yapılmalıdır. Direk olarak PV modüller bağlanması halinde cihazın yanma durumu oluşabilmektedir. Bu nedenle önce akü bağlantısı yapılmalı sonra modül ve güç çıkış bağlantıları yapılmalıdır. Şarj kontrol cihazları gündüz güneş panellerinden gelen elektrik akımını, kontrollü olarak aküye yönlendirmektedir.

Sistemde Çizelge 4.7'de özellikleri verilen CM20D MGN şarj kontrolörü kullanılmıştır. Solar şarj kontrol cihazı seçimi sistemde PV panellerin toplam kurulu gücüne göre yapılmalıdır. PV modüller 10 W güce sahip olmaları nedeniyle bağımsız, seri ve paralel çalıştırılması durumunda sırasıyla 0.56, 0.56 ve 4.48 A akım

vermektedir. Modül akımlarına göre seçilen 30 A şarj kontrol cihazı sistem için yeterli özelliklere sahiptir.

Çizelge 4.7. Solar şarj kontrol cihazı özellikleri.

Teknik Özellikler	
Model	Solar 30 A MGN 12/24 V Solar Şarj Kontrol Cihazı
Anma akımı/gerilimi	30 A 12 V-24 V
Güneş paneli voltajı	≤ 50 V
Dalgalı şarj	13.8 V / 27.6 V
Düşük voltaj koruması	10.7V / 21.4 V
Düşük voltaj kurtarma	12.6 V/ 25.2 V
Açık devre kayıpları	≤ 13 mA
Şarj ve deşarj voltajı düşüşü	0.1 V
Şarj modu	MGN
Sıcaklık telafisi	-4 mV / Hücre / °C
Kabloların özellikleri	AWG (6 mm ²)
USB Çıkış	5 V / 2 A MAX
Çalışma sıcaklığı	-20 °C ~ 60 °C
Boyut / Ağırlık	(88 × 160 × 37) mm / 230 gr

4.1.8. DC Aydınlatma Lambası

Deneyde kullanılan iki adet solar lamba 3 W, 12 V değerlerine sahiptir. DC armatürün özellikleri Çizelge 4.8’de verilmiştir. LED ampul %80 verimle çalışmakta ve beyaz ışık yaymaktadır.

Çizelge 4.8. DC aydınlatma armatürü özellikleri.

TEKNİK ÖZELLİKLER	
Çalışma gerilimi	12 Volt DC
Tipi	LED Ampul
Güç	3 Watt
Duyu	E-27 Özellikli
Renk	Beyaz
Verim	%80

4.1.9. Solar Kablo

PV sistemlerde enerji taşımak amacıyla kullanılan solar kablolar sistemin önemli bir parçası ve devre tamamlayıcı elemanıdır. PV sistemlerde kullanılan iletkenler piyasada bulunan iç tesisat iletkenlerinden farklıdır. Bu iletkenler solar kablo olarak üretilmekte ve piyasaya PV uygulamalar için sunulmaktadır. Atmosfer koşullarında radyasyona ve yüksek sıcaklığa maruz kalan kablolar zarar görmektedir. Bu nedenle uygun kesitte ve uygun niteliklere sahip solar kablolar kullanılmalıdır. Solar kablolar PV standartlarına uygun tasarlanmış, testten geçirilmiş iç ve dış tesisatlar da kullanılabilme özelliğine sahiptir. Solar kablolar petrole, asit ve alkali karışımlara, ozan ve ultraviyole ışınlarına karşı dayanıklı olmalıdır.

4.1.10. Jel Batarya

Batarya ve aküler enerjisi depolama özelliğine sahip taşınabilir sistem elemanlarıdır. Bu cihazlar özellikleri ve kapasitesine göre elektrik enerjisini depolamakta ve depoladığı enerjiyi kullanım imkânı sunmaktadır. Sistemde Çizelge 4.9'da özellikleri verilen 12 V, 20 Ah jel batarya kullanılmıştır. Jel bataryalar sıcaklığa, titreşime ve çevresel koşullara karşı dayanıklıdır. Şarj deşarj süresi uzun olması nedeniyle akülere göre ömürleri uzundur. Jel bataryalar karavanlarda, denizcilik sektöründe, taşınabilir cihazlarda ve özellikle güneş enerji sistemlerinde tercih edilmektedir. Bataryanın içindeki jel pozitif plakaları korunmakta ve çevrimsel ömrü artırmaktadır. Ayrıca bu bataryalar iç direncinin düşük olması nedeniyle yüksek performansa sahiptir.

Çizelge 4.9. Jel akü özellikleri.

TEKNİK ÖZELLİKLER	
Güç	12 volt, 20 Ah
Döngü sayısı	600
	10.6 A / 1 h
Kullanım Kapasitesi	2.6 A / 5 h
	1.52 A / 10 h
Uzunluk / Genişlik	180 mm / 87 mm.
Yükseklik / Ağırlık	170 mm / 6 kg

Sistemde kullanılan elektrikli cihazların günlük kullanım süreleri, sistemde kullanılan adet sayıları ve saatlik tüketim miktarlarına bağlı olarak toplam tüketim miktarları belirlenmiştir. Tüketim değerlerine Çizelge 4.10'da görüldüğü gibi %25 kayıp, %30 akü kapasite ilave yapılarak toplam akü kapasitesi 20 A olarak belirlenmiştir. Kapasitesi küçük seçilen batarya kısa sürede dolacak ve hızla boşalacaktır. Kapasitesi büyük seçilen batarya sistem maliyetlerini artıracak ve tam şarj nadiren görülecektir. Böylece yeterince enerji hasadı yapılamayacaktır.

Çizelge 4.10. Sistemden güç çeken cihazlar ve günlük tüketim değerleri

Cihaz	Voltaj	Watt	Adet	Günlük Kullanım Süresi (Saat)	Toplam Tüketim (W/h)
LED	12	3	2	15	90
Pompa	12	4.8	1	5	24
Fan	12	1.41	1	8	12
Telefon	3.7	3	1	5	15
Toplam Tüketim					144
Kayıp (%25 İlaveli)					180
Akü Kapasitesi (%30 İlaveli)					19.49 Ah
Seçilen Akü Kapasitesi					20 A

4.1.11. Sirkülasyon Pompası

Sirkülasyon pompası olarak 12 Volt, 2 Amper DC dalgıç tipi pompa seçilmiştir. Çıkışı 3/4" olan pompa 10 metre yüksekliğe kadar 25-30 litre sıvı terfi gücüne sahiptir. Çalışma süresi maksimum yükseklikte 60 ile 120 dakika arasındadır. Sirkülasyon pompası sistemden aldığı enerji ile sistemde kullanılan suyu cebri olarak dolaştırmaktadır. Sistemde akışkan olarak su kullanılabileceği gibi diğer sıvılarda kullanılabilir. Bu çalışmada ekonomik olması nedeniyle su tercih edilmiştir.

4.1.12. Piranometre

Piranometreler üzerine gelen güneş ışınımını algılayarak yarıiletkenler aracılığıyla mV mertebesinde gerilim üreten cihazlardır. Çalışmada kullanılan MS-602 piranometrenin teknik özellikleri Çizelge 4.11'de kalibrasyonu Ek A.5'te verilmiştir. MS-602 küresel güneş radyasyonu ölçümleri için hassas ölçümler yapabilme özelliğine sahiptir. Piranometre vasıtasıyla ışınım değerini okunarak datalogger aracılığıyla PC'ye

aktarılmaktadır. Piranometrenin hassasiyet değerine göre hesap yapılarak ışınım hesaplanmaktadır. Piranometre düz bir zemine terazisi alınarak yerleştirilmelidir. Piranometrenin PC programı ile ölçümlerin anlık takibi ve kontrolü yapılabilmektedir.

Çizelge 4.11. Piranometre Teknik özellikleri.

Teknik Özellikler	
• ISO 9060 Sınıfı	Second Class
• Tepki süresi (%95) (sn)	< 17
• Hassas ayar (Zero Ofset) Termal radyasyon (200 W/m ²)	+ 10 W/m ²
• Hassas ayar (Zero Ofset) Sıcaklık değişimi (5 K/hr)	< 6 W/m ²
• Non-stabilite (değişme/yıl)	< 1.7 %
• Non-linearite (1000 W/m ²)	< 1.5 %
• Yönel tepki (1000 W/m ²)	< 25 W/m ²
• Spektral seçicilik (0.35 – 1.5 µm)	< 1%
• Sıcaklık tepkisi (50 °C) ve Tilt tepkisi (1000 W/m ²)	< 2%
• Anma Duyarlılığı (µV/W/m ²) / Anma Empedansı (Ω)	7 / 20 – 140
• Çalışma sıcaklığı, (°C)	– 40 ~ 80 °C
• Kablo uzunluğu, (m)	10
• Dalga boyu aralığı (geçirgenliği %50'den fazla)	305 – 2800 nm

4.1.13. MGN Devresi

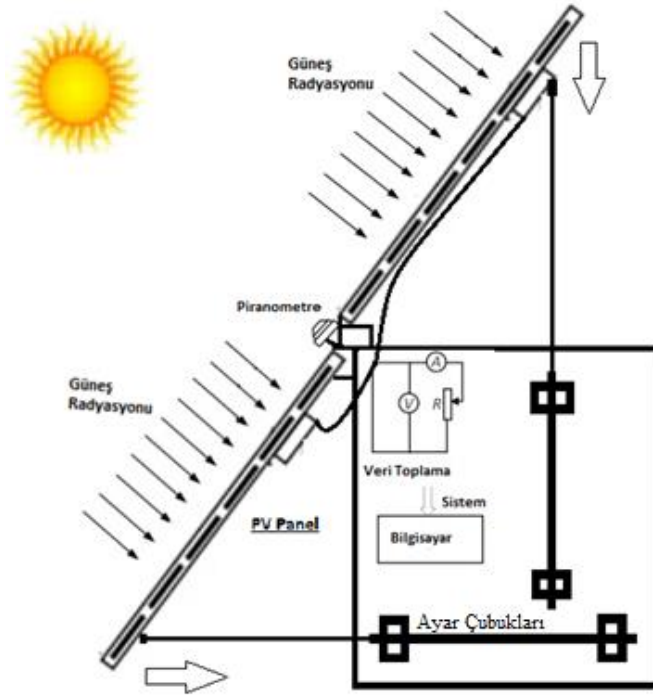
PV modüllerin P_{max} ve I_{max} değerlerini ölçmek için tasarlanmış Şekil 4.8'de görülen MGN devresi kullanılmıştır. MGN devresi PV modülleri maksimum güç noktasında çalıştırmak için devre üzerinden güç harcamaktadır. Devre, ışınımına maruz kalarak elektrik üretimine başlayan PV modülün gerilimini ve akımını ölçmekte; kendi ekranında göstermekte ve PC ekranına aktarmaktadır. Akım-gerilim değerlerini ayarlayarak değişen atmosfer koşullarında maksimum güç çekilmesine olanak sunmaktadır.



Şekil 4.8. MGN kartı

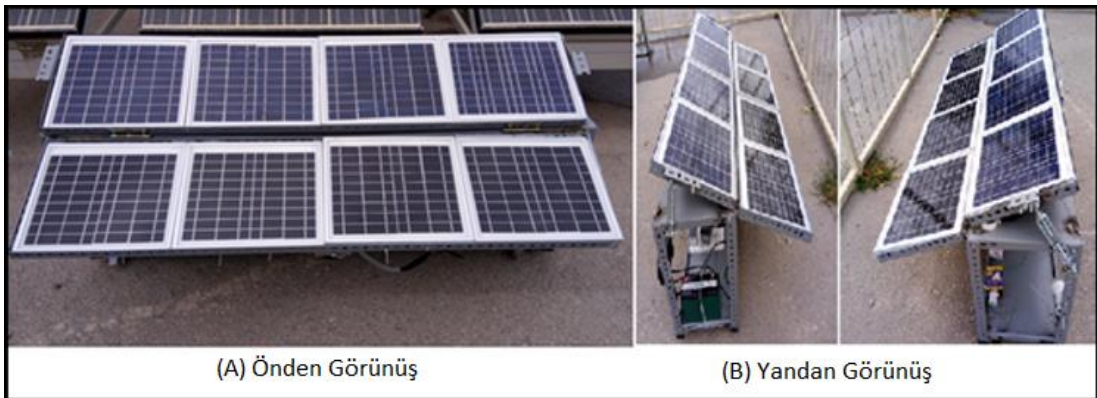
4.1.14. PV Modül Sistemi

PV modüller güneş ışınlarını almaları için dizi şeklinde platform üzerine yerleştirilmiştir. Gölgeleme kayıpları olmaması için diziler arasında uygun açıklık bırakılmıştır. Sistem kontrolü için kolaylık sağlanmak amacıyla taşıyıcı sistem üzerine monte edilmiştir. Deney düzeneği şematik görünümü Şekil 4.9’da verilmiştir. Sistemde su sirkülasyonu yapılmadığı durumlarda modül sıcaklıkları 90 °C sıcaklığa kadar yükselmektedir. FDM kullanılan modüllerin yüzey sıcaklıkları sirkülasyon kesilmesi halinde hızla yükselmektedir. Tabii olarak sistem sıcaklığının düşmesi uzun zaman almaktadır. Modüller sistemde 0° ile 90° arasında açılarda ayarlanabilmektedir. Kayseri ili Talas ilçesinin enlemi 38,6875°’dir. Kayseri ili Talas ilçesine göre modül açıları tüm yıla göre belirlendiğinde 31-32° arasında çıkmaktadır. Bu nedenle tam açı seçilmiş ve 32° alınmıştır. Modüllerde güç üretimi ay referans alınarak yapıldığında ağustos için panel eğim açısı 28-29° olmaktadır. Modüllerde güç üretimi mart ayı referans alınarak yapılacaksa modül eğim açısı 41-42° alınmalıdır.



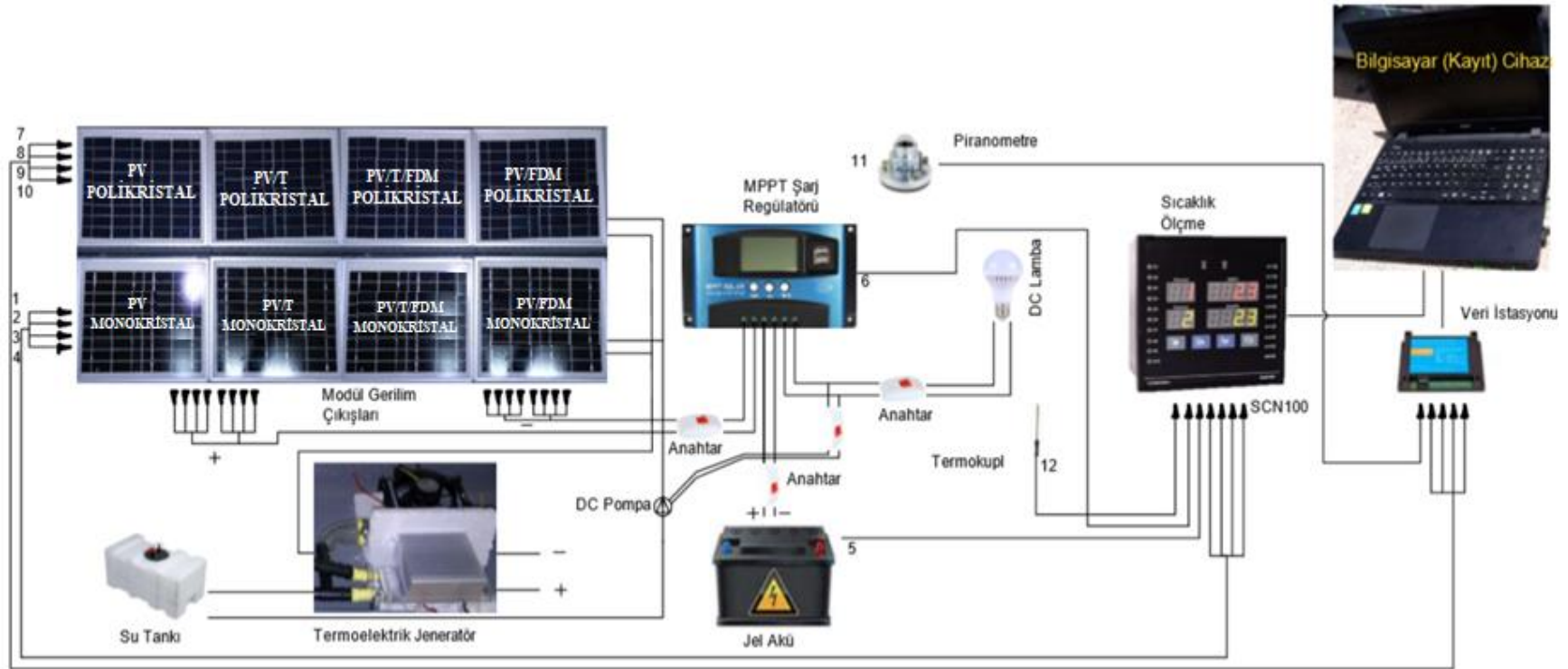
Şekil 4.9. PV panel montajı

Deney düzeneğinin önden ve yandan görünüşleri Şekil 4.10’da verilmiştir. Deneyler Kayseri ilinde yer alan Erciyes Üniversitesi yerleşkesi içerisine yapılmış olup sistem yerleşke içerisinde bulunan Yüksekokul bahçesine kurulmuştur. Sistemin verileri bir yıl süre ile gözlemlenerek verilerin güvenilirliği kontrol edilmiştir. Deney sonuçlarının bir kısmı grafik halinde eklerde verilmiştir. Çevresel şartlar (ışınım değerleri, rüzgâr hızı, nem, hava kirliliği) vb. durumlar atmosfer koşullarında sürekli değişkenlerdir. Bu değişkenlere bağlı modüllerin çıkış parametreleri ve MGN’sı değişiklik göstermektedir.



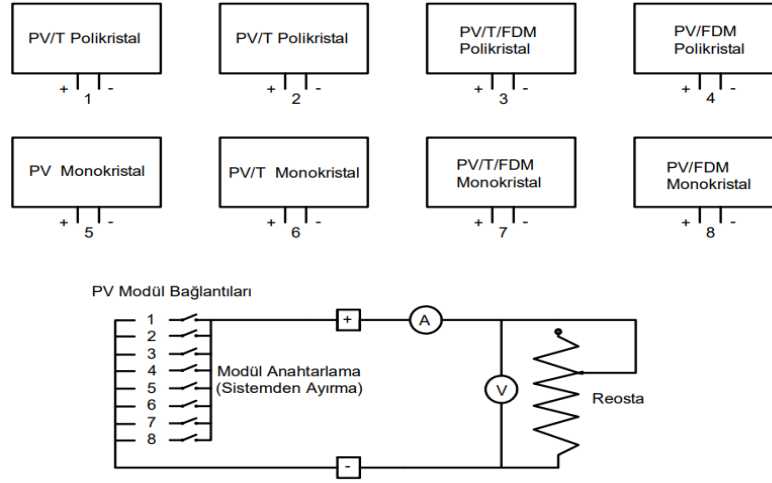
Şekil 4.10. Deney sistemi genel görünüş; (A) önden, (B) yandan görünüş.

PV, PV/T, PV/T/FDM, PV/FDM monokristal ve polikristal modüllerin genel görünümü Şekil 4.11’de verilmiştir. Sistemde (1-4, 6-10) noktalarından K tipi termokupl ile modül sıcaklıkları ölçülmektedir. Akü, MGN şarj kontrol cihazı ve ortam sıcaklığı K tipi termokupl ile (5-6-12) noktalarından ölçülmektedir. PV, PV/T, PV/T/FDM, PV/FDM monokristal ve polikristal modüllerin çıkışları bir anahtar üzerinden şarj kontrol cihazına bağlanmıştır. Toplam 8 adet modülün çıkış verileri sistem üzerinden takip edilmektedir. Şarj kontrol cihazından DC lamba çıkışı ve jel akü (şarj çıkışı) bağlanmıştır. Sistem şebekeden bağımsız olarak çalışmaktadır. Polikristal ve monokristal PV/T, PV/T/FDM modüller depodan alınan suyu ısı borusuna DC pompa ile göndermektedir. PV modüllerden alınan sıcak akışkan TEJ sistemine gönderilmektedir. TEJ sisteminde TE modül yüzeylerinde sağlanan sıcaklık farkı elektrik enerjisi üretmek için kullanılmaktadır. TEJ çıkış verileri dijital multimetreler vasıtasıyla ölçülmektedir. Piranometre (11) ile ışınım değerleri gözlemlenmektedir.



Şekil 4.11. PV, PV/T, PV/T/FDM, PV/FDM sistemin genel görünümü

PV modüllerin devre bağlantısı yapılmadan her bir modülün, açık devre voltajı ve MGN ölçümleri yapılmıştır. Ölçümlerde kısmi gölgeleme ile modül sağlamlık kontrolü yapılmıştır. Modül uçlarından Şekil 4.12’de görüldüğü gibi açık devre voltajı ölçülmüş ve MGN 0-1000 Ω arasında izlenmiştir. Nominal Voltaj (V_{nom}) şarj kontrol cihazı batarya bağlantı noktasından ölçüldüğünde 12 V ile 13.5 V arasındadır. Ayrıca kısmi, tam gölgeleme ve modül açıları değiştirilerek V_{oc} değişimi gözlemlenmiştir.



Şekil 4.12. PV modül maksimum güç noktası ölçüm şeması

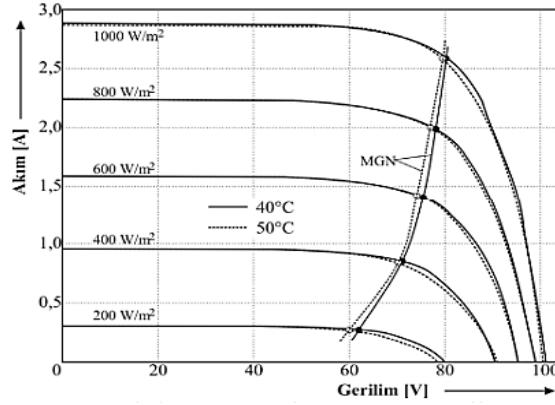
PV modüllerde maksimum güç noktası izleme doğrudan ve dolaylı yöntemlerle yapılabilmektedir. Doğrudan ve dolaylı kullanılan yöntemler aşağıda sıralanmıştır;

- Değiştir gözle yöntemi,
- Artan iletkenlik yöntemi,
- Kısa devre akımı yöntemi
- Sabit gerilim yöntemi
- Açık devre gerilimi yöntemi
- Bulanık mantık

Doğrudan yöntem ile MGN belirlenmesinde gerilim, akım ve güç anlık takip edilerek, değişen veriler grafiğe işlenmiştir. Çalışmada MGN ölçümü için modüller tek tek anahtarlama olarak bağlanmıştır. Eşdeğer açılı ve eşit güneş ışınımında reosta ile direnç değeri değiştirilerek MGN aranılmış, direnç değişimi ile gerilim ve akımdaki

değişimler gözlemlenmiştir. Ayrıca MGN kartı ile Şekil 4.8 ile devre üzerinden P_{max} ve I_{max} gözlemlenmiştir.

PV sistemlerde modül iç direncine eşdeğer bir dış direnç bağlanarak MGN belirlenmektedir. Onat ark. yaptığı çalışmada 200, 400, 600, 800, 1000 W/m² ışınımında, modüller 40 °C ve 50 °C sıcaklıkta bulunmaları halinde Şekil 4.13'te görüldüğü gibi MGN eğrileri değişmektedir. Modül sıcaklığı düştüğünde MGN yükselmektedir. Sistem üzerinde yapılacak iyileştirmeler ile modül sürekli MGN'nda çalıştırılabilmektedir. Doğru tasarım, modelleme ve uygulamalarla değişken şartlarda MGN'nda elektrik üretimi ile sistem daha ekonomik çalıştırılabilmektedir [61].



Şekil 4.13. Işınım ve sıcaklığa bağlı MGN değişimi [61].

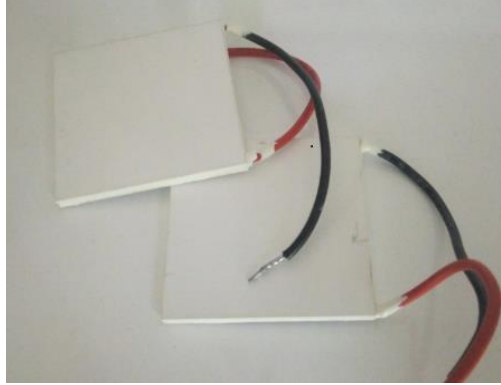
4.1.15. Termal Macun

Termal macun ısı değiştirici ile TE modül arasında iyi bir ısı geçişi sağlamak amacıyla kullanılmıştır. TE modülün diğer yüzeyinde ise alüminyum blok ve fanlı alüminyum blok arasına sürülmüştür. Termal macun uygulanırken modül yüzeyinde boşluk bırakılmamalı homojen şekilde yüzeye yayılmalıdır.

4.1.16. Termoelektrik Jeneratör

TEJ'ler yüzeyler arasında oluşan sıcaklık farkı ile elektrik enerjisi üreten ve mekaniksel parçaları bulunmayan yarıiletken malzemeden üretilmiş jeneratörlerdir. Sistemde Şekil 4.14'te görülen TES-TEJ marka modül kullanılmıştır. TEJ modül

Çizelge 4.13'te görüldüğü gibi 5 W gücünde, maksimum akımı 3A, maksimum gerilimi 2V değerindedir.



Şekil 4.14. Termoelektrik modüller

Çizelge 4.12. TEJ teknik özellikleri.

Teknik Özellikler	
Maksimum Akım Değeri	3.0 A.
Maksimum Voltaj Değeri	2.0 V.
Maksimum Güç Değeri	5.0 W
Sıcaklık farkı	(Max Th = 150 °C), $\Delta T= 100$ °C
Minimum Boy	50 mm
Minimum En	50 mm
Maksimum Çalışma sıcaklığı	120 °C üstü

4.1.17. Alaşımli Isı Değiştirici

TE modüllerin sıcak yüzeyine ısı vermek amacıyla ısı değiştiriciler kullanılmıştır. PV modüllerden gelen sıcak akışkan cebri olarak ısı değiştiriciler içerisinden geçirilmiştir. Isı değiştiriciden geçen akışkan su deposuna dönüş yapmaktadır. Alüminyum alaşımli ısı değiştiricilerin ve TEJ modüllerin yüzeyine termal macun sürülerek sabitlenmiştir. Yüzeyler arasında boşluğun olmaması ve ısıl direnci düşük termal macunun yüzeyler arasını kaplaması ısıl iletkenliği artırmaktadır.

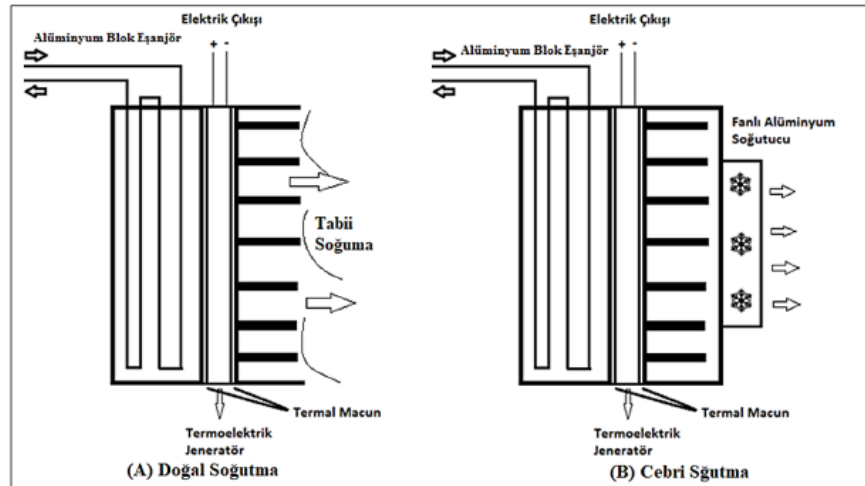
4.1.18. Soğutucular

TEJ yüzeyinden ısı çekebilmek için soğutma sistemine ihtiyaç duyulmaktadır. Isı değiştirici olarak alüminyum malzemedan yapılmış kanatlı soğutma blokları

(841x122x12) mm kullanılmıştır. Cebri sirkülasyona sahip TEJ için ısı değiştirici soğutma bloğu üzerine 12 V 1.41 W DC fan bağlantısı yapılmıştır. Fanın elektrik ihtiyacı şarj kontrolörü çıkışından karşılanmıştır.

4.1.19. TEJ Detay Çizimleri ve Görünümü

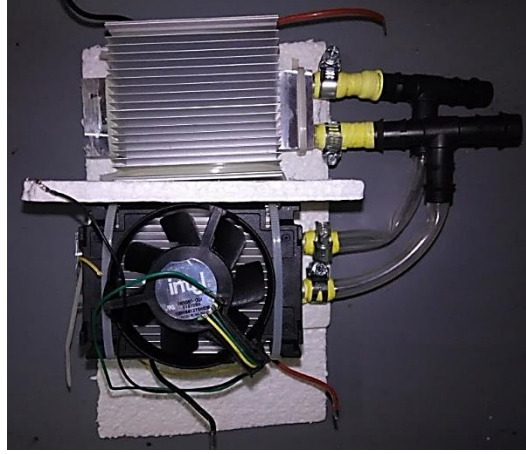
Sistemde PV modülden gelen sıcak akışkan izoleli borulardan geçerek TEJ modüle ulaşmaktadır. Sirkülasyonu sağlanan akışkan ısı eşanjöründen geçirilerek modülün ısıtılacak yüzeyinin sıcaklığını artırmaktadır. Alüminyum kanatlı blokların birincisinde Şekil 4.16-A'da görüldüğü gibi tabii atmosferik soğuma yapılmıştır. Böylelikle fan kullanımından kaynaklı enerji tüketimi yoktur. Alüminyum kanatlı blokların ikincisinde cebri olarak 12 V DC fan ile Şekil 4.16-B'de görüldüğü gibi cebri soğuma gerçekleştirilmiştir. Böylelikle TE modüller için gerekli olan sıcaklık farkı oluşturulmaktadır. SCN 100 yirmi kanal ölçüm cihazı kullanılarak ölçümler bilgisayar ortamına aktarılmıştır. Ortam sıcaklığı, soğuk su giriş ve çıkış sıcaklığı, sıcak su giriş ve çıkış sıcaklığı kaydedilmiştir. Cebri ve atmosferik olarak soğutulan yüzeylerin sıcaklıkları takip edilmiştir. TEJ'de dolaşım durdurulursa PV modüllerde sıcaklık yükselmekte ve TEJ modüllerde ise sıcaklık farkı azalmaktadır.



Şekil 4.15. Termoelektrik jeneratör deney düzeneği çizimi, (A) doğal soğutma (B) cebri soğutma

TEJ modülün ikinci yüzeyi ise Şekil 4.17'de görüldüğü gibi tabii ve cebri kanatlı soğutucular aracılığıyla soğutulmaktadır. Cebri soğutma uygulamasında fan devri

sabit kabul edilmiş ve fanda devir değişikliği yapılmamıştır. Alüminyum blok içerisinde dolaşan su debisi zamana bağlı değiştirilmemiş sabit kabul edilmiştir.



Şekil 4.16. Termoelektrik jeneratör deney düzeneği görünümü.

Sistemde ısı borusu ve FDM panel sıcaklığının ani yükselişini engellemektedir. Sistemden sağlanan sıcak akışkan dolaşım pompası vasıtasıyla TEJ devresine yönlendirilmektedir. FDM tarafından ısı emilimi yapılması sonucunda maddenin sıcaklığı yükselmeye başlamaktadır. Sıcaklığı yükselen FDM 29.7 °C sıcaklıkta faz değiştirerek sıvı hale dönüşmektedir. Sıcaklığı yükselen FDM'den ısı emilimi sistemde kullanılan cebri olarak dolaştırılan su tarafından yapılmaktadır. Su tarafından çekilen ısı TEJ sistemine yönelerek enerji üretmek amacıyla kullanılmaktadır. TEJ sistemine gelen sıcak akışkan jeneratörün ısıtılması hedeflenen yüzeyi için ısı eşanjörünün geçirilmektedir. Böylece TEJ için gerekli olan ısı akışı sağlanmaktadır.

4.1.20. Belirsizlik Analizi

Deney düzeneğinde kullanılan ölçme cihazlarının belirsizlik analizi yapılarak ölçüm cihazlarının hata oranı Çizelge 4.14'de gösterilmiştir. Belirsizlik analizi deney sonuçları doğruluğunun standart test koşullarındaki hata oranları içerisinde olup olmadığını kontrol etmek için akılcı yöntem ile yapılmıştır. Akılcı yöntemde ölçüm cihazlarının müsaade edilen pozitif ve negatif yönde hata oranlarında hata yaptığı kabul edilmektedir. Ölçülen değer gerilim ve akım ise bu iki değer için akılcı yöntemde aşağıdaki bağıntı kullanılarak öncelikle gerilim ve akımın hata aralığı bulunmaktadır.

$$V = v \pm w_E \quad I = i \pm w_I \quad (3.25)$$

Deney sonucuna göre elde edilebilecek değerin sınır aralığı aşağıdaki bağıntı ile hesaplanmaktadır. P_{max} ve P_{min} güç hata aralığını (W) ifade etmektedir. Gerilim v , gerilim hata oranı w_E (V), i akım ve w_I akım hata oranı (A)'dir.

$$P_{maks} = (v + w_E)(i + w_I) \quad P_{min} = (v - w_E)(i - w_I) \quad (3.26)$$

Ölçüm yapılan cihazların doğruluğu pozitif ve negatif yönde maksimum hata değerinden düşük olması ölçüm değerlerinin doğruluğunu göstermektedir. Belirsizlik analizinde Eşitlik 3.25 ve 3.26 standart test koşullarındaki hata değerleri kullanılmıştır. Sonuçlara bakıldığında hata oranları standart test koşullarından düşük çıkmıştır. Sonuçlara göre Çizelge 4.14'te görülen oranlarda hata görülebilmektedir.

Çizelge 4.13. Ölçüm cihazları özellikleri ve belirsizlik analizi.

Cihaz Adı	Ölçüm Tipi	Ölçüm Birimi	Hassasiyet (%)	Ölçülen Değer	Belirsizlik Oran
SCN100	Sıcaklık	°C	± 0,2	25	± 0,0103
Termokupl	Sıcaklık	°C	± 0,2	25	± 0,0028
Piranometre	Işınım	W/m ²	1000 W/m ² ± 1.5	1000	± 0,0151
Multimetre	Gerilim	V	± 1.2	19,40	± 0,0121
Ampermetre	Akım	A	± 1.2	0,495	± 0,0216

4.1.21. Karbon Ayak İzi

İnsanoğlunun yaşamı boyunca kullandığı materyaller, harcadığı enerji, tükettiği kaynaklar ve genel olarak faaliyetleri boyunca doğrudan ve dolaylı olarak neden olduğu karbondioksit salınım toplamı miktarı karbon ayak izini göstermektedir. Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı 2021 yılı ve sonrası için verilen elektrik enerjisinin birincil enerji ve sera gazı salınımı katsayılarına göre;

- Nihai elektrik enerjisinin sera gazı dönüşüm katsayısı 0,555 kg.eşd.CO₂/kWh
- Nihai elektrik enerjisinin fosil kaynaklı birincil enerjiye dönüşüm katsayısı 1,826 olarak belirlenmiştir.

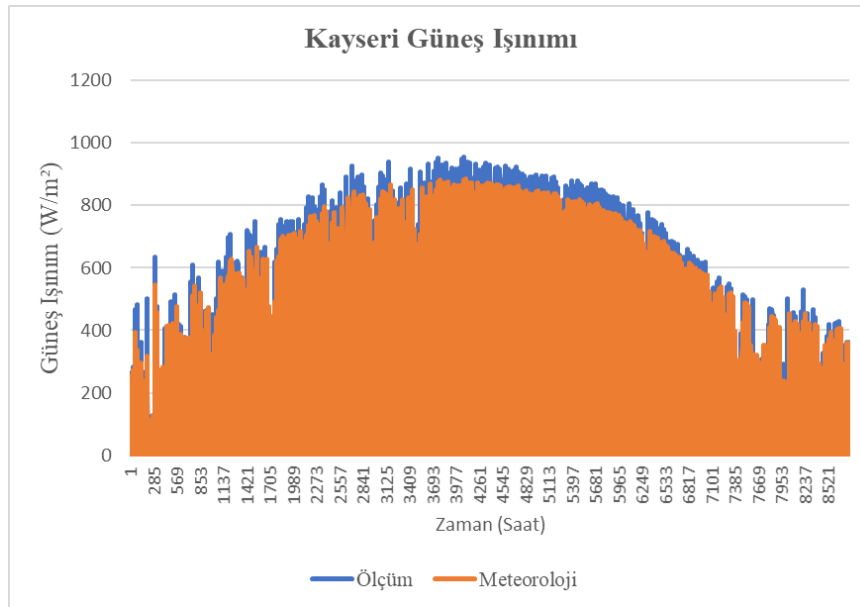
Sistemde verim artışı sonucu elde edilen enerji üretimindeki artış ile karbon salınımının ne kadar düşürdüğü yukarıdaki katsayılar ile hesaplanmıştır.

BÖLÜM 5

DENEYSEL SONUÇLAR

5.1. GÜNEŞ IŞINIMI

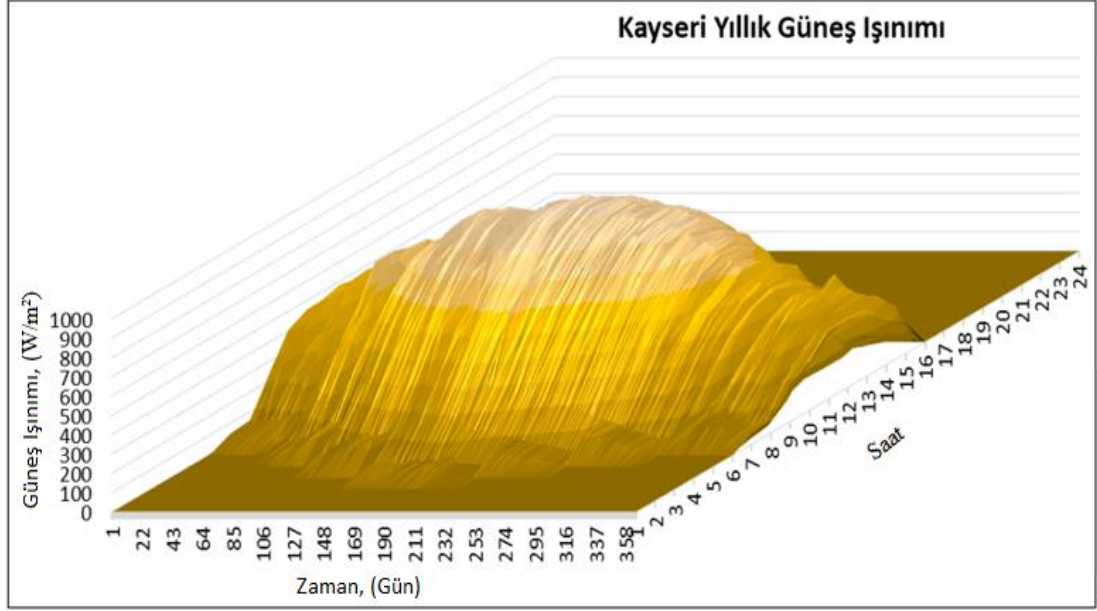
Yapılan çalışmada PV modül verimini etkileyen parametrelerden olan sıcaklığın etkisi incelenmiş ve verim düşüklüğüne neden olan bu etkinin azaltılması için öneriler geliştirilmiştir. Güneş ışınımı dakikalık aralıklarla kaydedilmiş ve veriler bir yıl süreyle takip edilmiştir. Işınımın saatlik ortalamaları alınarak yıllık veriler Şekil 5.1’de görüldüğü gibi grafik haline dönüştürülmüştür. Kayseri ili meteoroloji verileriyle ölçüm verileri aynı eksen üzerinde karşılaştırılmıştır. Meteoroloji ile ölçüm verileri arasında saatlik ortalamalarda maksimum %5’e kadar farklılık görülmüştür.



Şekil 5.1. Kayseri ili yıllık güneş ışınımı değişimi (ölçüm ve meteoroloji).

Işınımın saatlik ortalamaları alınarak üç boyutlu modellendiğinde, Şekil 5.2’de görüldüğü gibi yaz aylarında ve gün ortasında ışınım yükselmektedir. Yaz ayları için güneşlenme süresi ortalama 12 saat iken yıllık ortalama 7.78 saattir. Ortalama günlük

güneş ışınım miktarı ise 500 W/m^2 'dir. Güneş radyasyonu yaz aylarında 800 W/m^2 ile 1000 W/m^2 arasında maksimum seviyede, kış aylarında 200 W/m^2 ile 600 W/m^2 arasında düşük seviyededir.

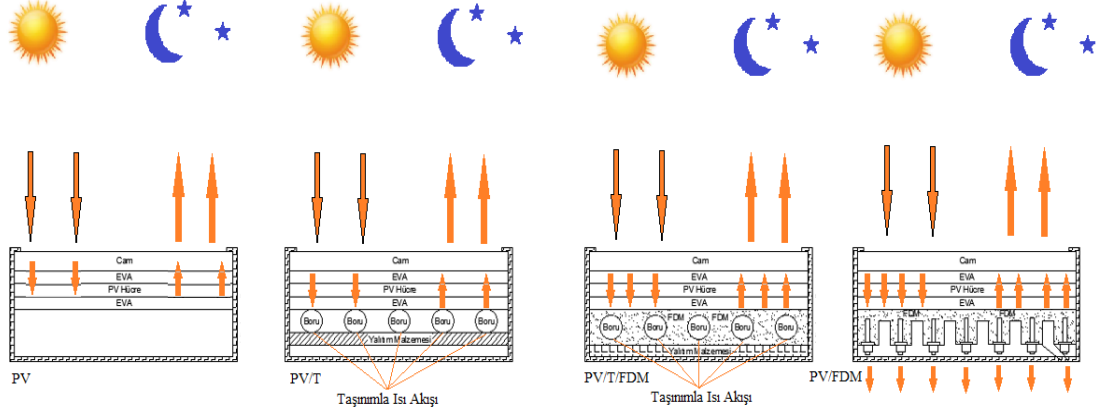


Şekil 5.2. Kayseri ili 3 boyutlu yıllık güneş ışınımı.

5.2. MODÜLLERDE SICAKLIK DEĞİŞİMİ

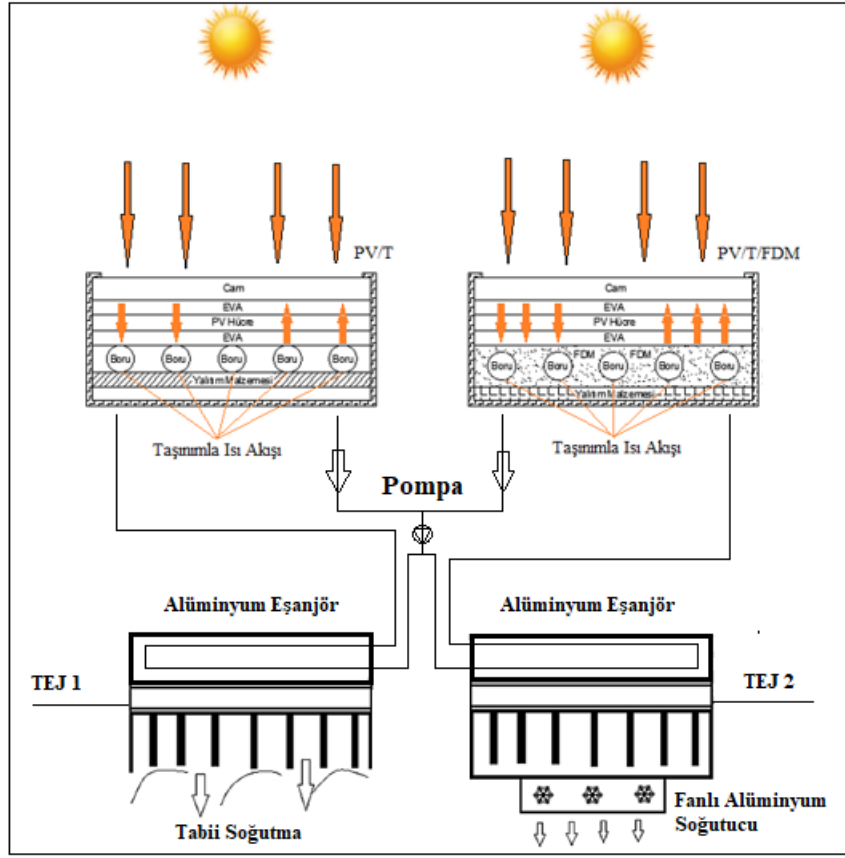
Geleneksel PV modüllerde gündüz güneş ışınımı ve çevresel etkiler nedeniyle modüllerde ısı birikmesi sonucu sıcaklık yükselmektedir. Geceleri modüllerde biriken ısı zamanla çevreye yayılmakta ve modül sıcaklığı çevre sıcaklığına düşmektedir. PV/T modüllerde gündüz ısı borusu aracılığıyla ısı çekilmekte ve modül sıcaklığı yükselmesi durmaktadır. Geceleri ise modüllerin çevre sıcaklığına düşmesi kısa süre içinde gerçekleşmektedir. PV/FDM modüllerde ise sabah saatlerinde ısı depolanmakta ve modül sıcaklığı yükselmesi durmaktadır. Fakat gün ortası ve sonrası modül sıcaklığı yükselmeye devam etmektedir. Gün sonuna doğru ve geceleri modüllerde ve FDM'de kalan atık ısı çevreye yayılmakta, modüller atmosfer sıcaklığına düşmektedir. PV/T/FDM modüllerde FDM'nin ısı tutma kapasitesi sayesinde ısı emilmekte ve FDM tarafından emilen ısı, ısı borusu aracılığıyla modüllerden taşınım ile uzaklaştırılmaktadır. Geceleri ise modül ve FDM kütlesinde depolanan ısı, ısı borusu

aracılığıyla sistemden atılmaktadır. Ayrıca bulutlu havalarda modül, FDM ve çevre sıcaklığına bağlı ısı geçişi Şekil 5.3'te görüldüğü gibi her iki yönde gerçekleşmektedir.



Şekil 5.3. PV, PV/T, PV/T/FDM, PV/FDM modüllerin gün içinde ısı geçişi.

PV/T ve PV/T/FDM monokristal ve polikristal modüllerde Şekil 5.4'te görüldüğü gibi elde edilen sıcak akışkan terfi pompası aracılığı ile TEJ 1 ve TEJ 2 modülüne gönderilmektedir. TEJ modül ısı kaynağı olarak PV/T ve PV/T/FDM modüllerden gelen sıcak akışkanı kullanmaktadır.

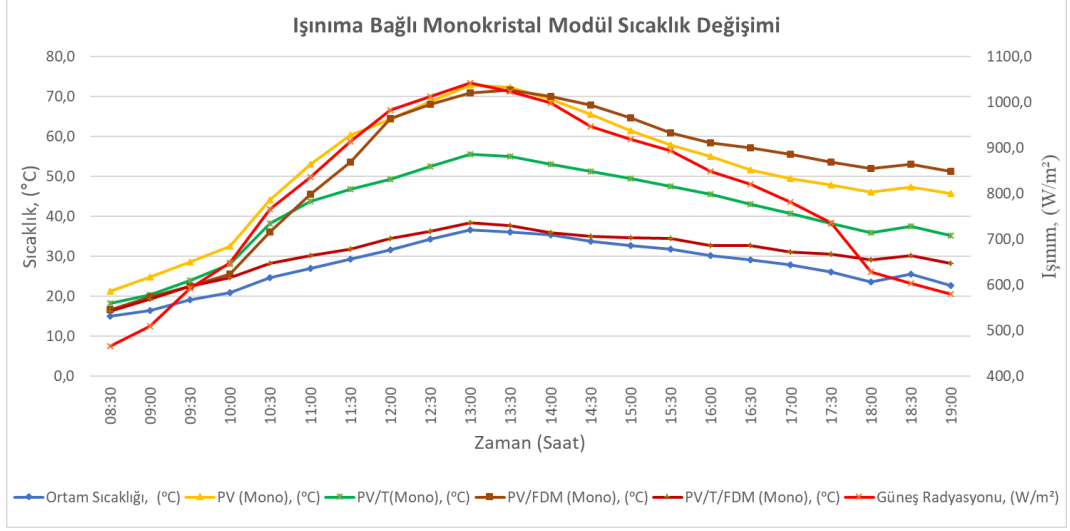


Şekil 5.4. PV/T, PV/T/FDM'nin TEJ ile modellenmesi.

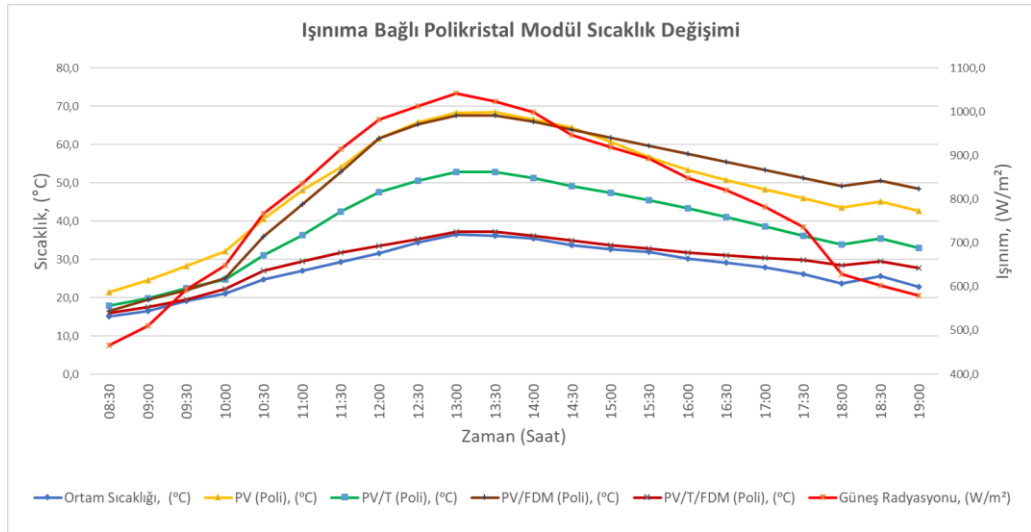
Yaz aylarında gün doğumunda sistem sıcaklığı $13\text{ }^{\circ}\text{C}$ ile $18\text{ }^{\circ}\text{C}$ arasında değişmektedir. Çevre sıcaklığına bağlı olarak faz değişiminin başlaması için; $12\text{ }^{\circ}\text{C}$ ile $17\text{ }^{\circ}\text{C}$ arasında, FDM sıcaklığı yükselmelidir. PV/T/FDM modülde FDM katı-katı sıcaklık değişimi esnasında Eşitlik 3.13 ile hesaplandığında, 26.1 kJ duyulur ısı çekmektedir. FDM katı-sıvı faz değişimi esnasında Eşitlik 3.15 ile hesaplandığında 184.7 kJ gizli ısı çekmekte, sabit sıcaklıkta sıvıya dönüşmektedir. FDM sıvı-sıvı sıcaklık değişimi esnasında 12 kJ ısı ile sıcaklığı $35\text{ }^{\circ}\text{C}$ 'ye yükselmektedir. FDM son durumda toplam 223 kJ ısı alarak, $35\text{ }^{\circ}\text{C}$ sıcaklıkta sıvı halde bulunmaktadır.

Güneş radyasyonu ve çevre sıcaklığına bağlı olarak (17.08.2019) tarihli deneylerde Şekil 5.5 ve 5.6'da görüldüğü gibi PV, PV/T, PV/FDM ve PV/T/FDM modüllerde sıcaklık değişimi görülmektedir. Güneş ışınımı 08:30-19:30 saatleri arasında $450\text{--}1060\text{ W/m}^2$ arasındadır. Işınım miktarına bağlı olarak modüllerin yüzey sıcaklıkları $21\text{ }^{\circ}\text{C}$ ile $74\text{ }^{\circ}\text{C}$ arasında değişmektedir. Deney günü en yüksek sıcaklık PV monokristal ve polikristal modüllerde sırasıyla $69\text{ }^{\circ}\text{C}$ ve $73.9\text{ }^{\circ}\text{C}$ 'dir. En düşük sıcaklık PV/T/FDM

monokristal ve polikristal modüllerdedir. PV/T/FDM modüller öğle saatlerinde maksimum 38 °C sıcaklığa ulaşmakta, günlük ortalama sıcaklık ise 24 °C ile 28 °C arasındadır. Güneş ışınımına bağlı olarak modül sıcaklığı ve çevre sıcaklığı değişmektedir. Sonuçlara göre sıcaklığı test koşullarına en yakın olan PV/T/FDM modüllerdir. PV modül ısı borusu ve FDM'nin birlikte kullanılması sıcaklığı düşürmek ve anlık sıcaklık dalgalanmasını engellemek için ideal bir yoldur.



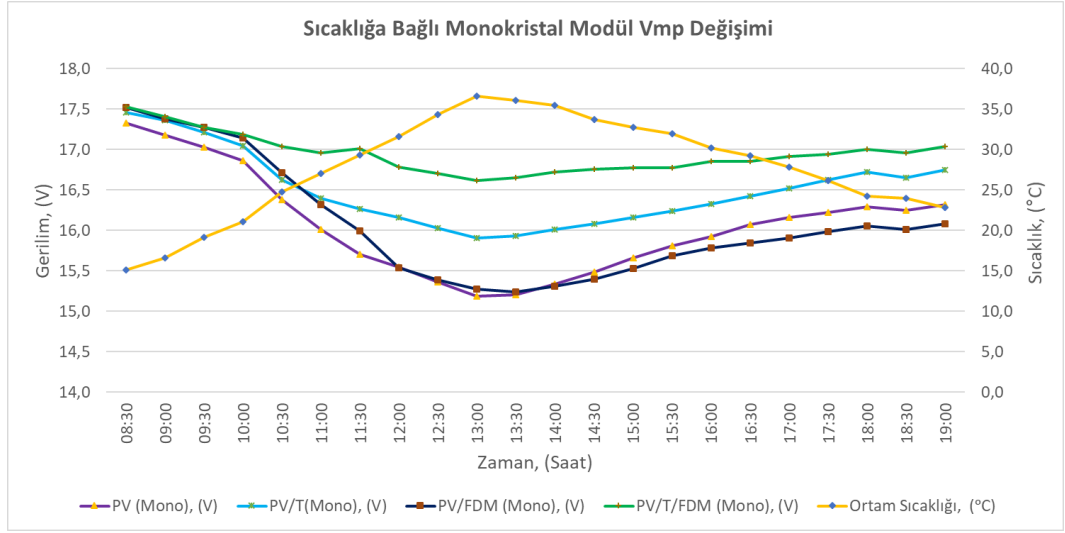
Şekil 5.5. Işınımına bağlı monokristal modüllerin günlük sıcaklık değişimi.



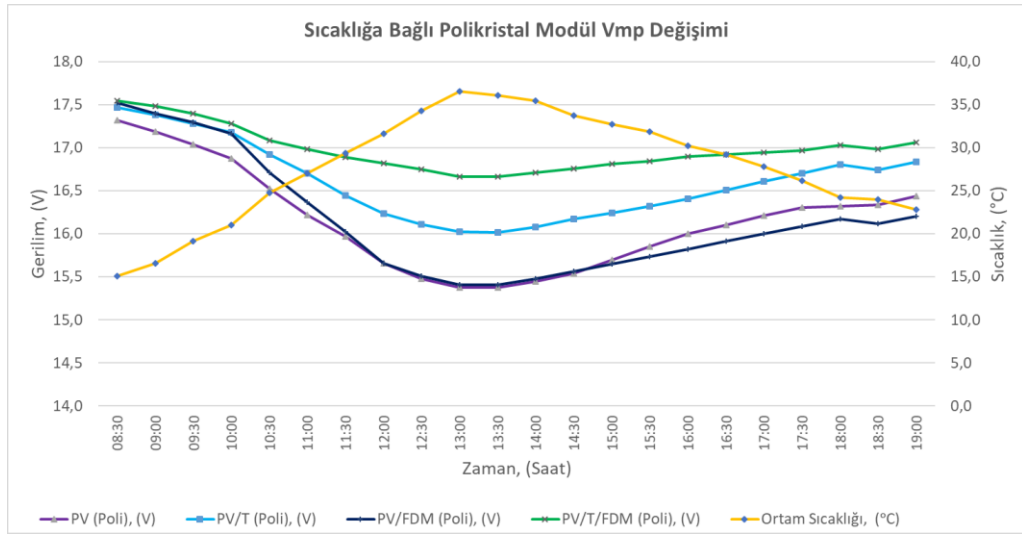
Şekil 5.6. Işınımına bağlı polikristal modüllerin günlük sıcaklık değişimi

Güneş radyasyonu artışı ile modül çıkış gerilimi artmaktadır. Güneş radyasyonu gün ortasında en yüksek değere sahiptir. Işınımına bağlı ortam sıcaklığı, 13:00-13:30 saatleri

arasında 37 °C'dir. PV, PV/T, PV/FDM ve PV/T/FDM gerilimi Şekil 5.7 ve 5.8'de görüldüğü gibi ışınım miktarı ve modül sıcaklığı bağlı 15.2 V ile 17.5 V aralığında değişmektedir. Deneyde en yüksek gerilim seviyesi, PV/T/FDM monokristal modülde 17.5 V iken en düşük gerilim PV modülde 15.2 V olmaktadır. FDM kullanılan modüllerin soğumasının geç olması kar tutma potansiyelini azaltmaktadır. Modül sıcaklığının ortalamasının düşmesi ise kar tutma potansiyelini artırmaktadır.

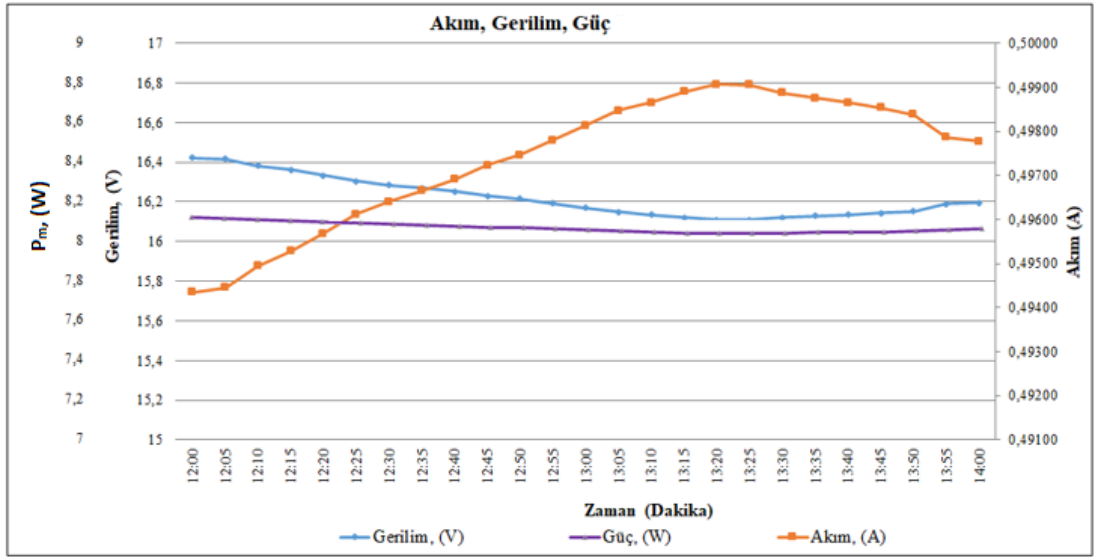


Şekil 5.7. Sıcaklığa bağlı Monokristal PV V_{mp} değişimi



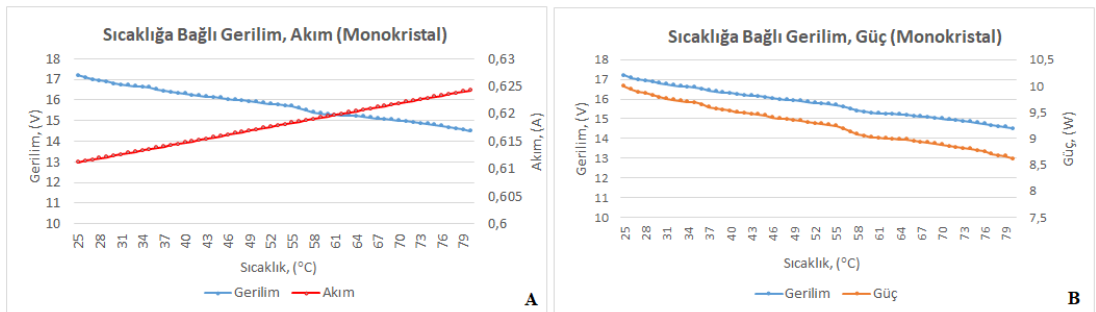
Şekil 5.8. Sıcaklığa bağlı Polikristal PV V_{mp} değişimi

PV modül çıkış gerilimi Şekil 5.9’da görüldüğü gibi modül yüzey sıcaklığı artmasıyla birlikte azalmaktadır. Modül akımı PV yüzey sıcaklığının artmasına bağlı olarak artmaktadır. PV modül akımlarındaki artış miktarı düşük, gerilim düşümü yüksektir. Ortalama akımdaki değişimin gerilimdeki değişime oranı 1/5-1/10 seviyesindedir. Bu nedenle modül çıkış gücü, sıcaklık artışı nedeniyle azalmaktadır. Gün sonuna doğru ışınımın ve ortam sıcaklığının azalması modül çalışma sıcaklığını düşürmektedir. Modüllerden elde edilen ortalama güç çıktısı 9.5 W ile 9.8 W arasındadır.

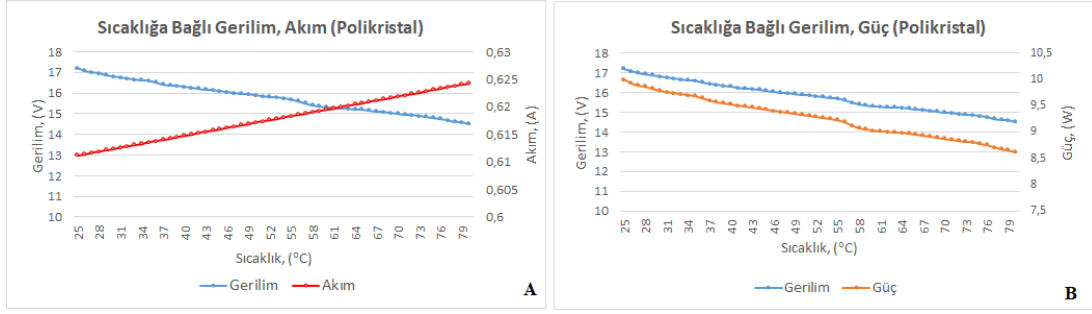


Şekil 5.9. Modüllerde ortalama akım, gerilim ve güç değişimi.

PV modül çıkış gerilimi Şekil 5.10-A ve 5.11-A’da görüldüğü gibi modül yüzey sıcaklığı artmasıyla birlikte azalmakta, akım ise yükselmektedir. PV modül çıkış gerilimi şekil 5.10-B ve 5.11-B’de görüldüğü gibi düşmekte, akım yükselmesine rağmen gerilimdeki düşme oranına bağlı olarak modül güç çıkışı azalmaktadır.

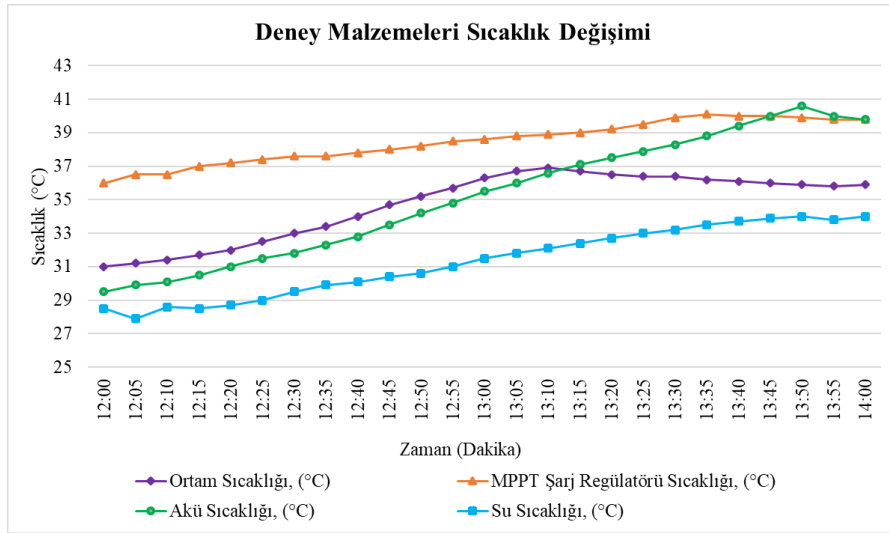


Şekil 5.10. Modül Sıcaklığına bağlı gerilim ve akım değişimi, PV monokristal



Şekil 5.11. Modül Sıcaklığına bağlı gerilim ve akım değişimi, PV polikristal

PV sistem atmosfer koşullarında çalışmaktadır. Çevre sıcaklığı, yüzeye düşen radyasyon, rüzgâr hızı ve nem miktarı gibi çevresel etkiler sistem bileşenlerinin sıcaklıklarını değiştirmektedir. Çalışmada Şekil 5.12’de görüldüğü gibi sistem bileşenlerinden akü, şarj kontrol cihazı, dolaşım suyu ve ortam sıcaklıkları gözlemlenmiştir. Çevre sıcaklığının ve ışınım değerlerinin artması sistem bileşenlerinin sıcaklığını yükseltmektedir. Bulutlanma, radyasyon miktarında düşme, ortam sıcaklığında azalma ve su sirkülasyonunda debi artışı sistem sıcaklığını düşürmektedir. Sistemde PV modüller için soğutma suyu ve FDM kullanılırken diğer sistem elemanları soğutulmamıştır.



Şekil 5.12. PV sistem sıcaklık değişimi.

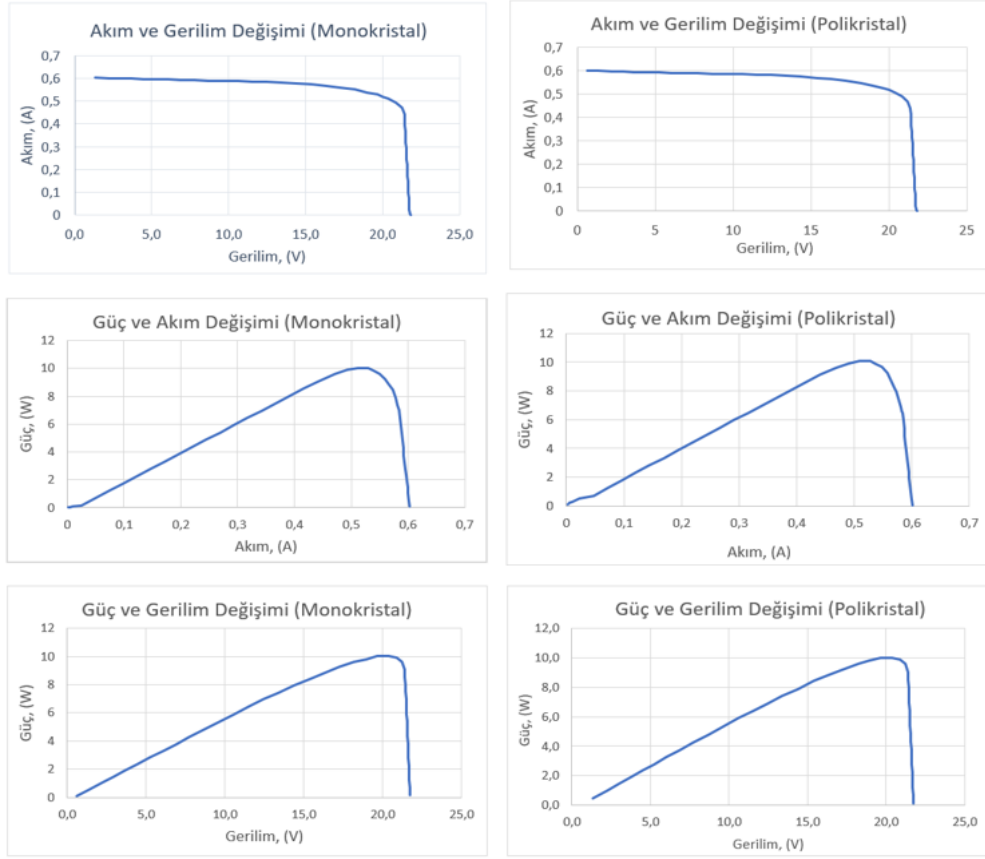
MGN noktası tayini için yapılan deney çalışması 707 W/m^2 güneş ışınımı altında yapılmıştır. Işınım miktarı bağlı modül çıkış parametreleri değişmektedir. Referans,

PV/T, PV/FDM ve PV/T/FDM modüllerde, MGN 4.3 W ile 5.3 W arasındadır. Ölçülen MGN noktaları, açık devre gerilimi, yük gerilimi Çizelge 5.1’de verilmiştir. I_{mp} referans PV’de 0.215 A ve 0.219 A iken PV/T/FDM modüllerde 0.281 A ile 0.271 A olmuştur.

Çizelge 5.1. PV modül boшта çalışma gerilimleri ve MGN ölçüm değerleri.

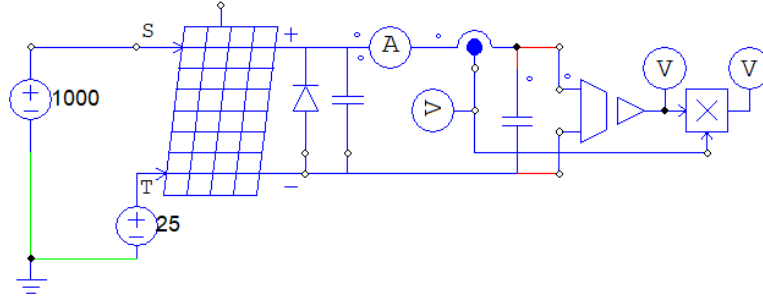
	Referans PV		PV/T		PV/T/FDM		PV/FDM	
	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli	Mono	Poli
V_{oc}	20.91	20.61	21	20.80	20.32	20.08	20.37	20.39
V_{mp}	20.30	19.90	20.7	20.30	18.80	19.50	20	19.90
I_{mp}	0.215	0.219	0.246	0.251	0,281	0.271	0.22	0.221
P_{max}	4.3	4.3	5.1	5.1	5.3	5.3	4.4	4.4

PV modül maksimum güç noktası ölçümü Şekil 4.12 ile reosta ile direç değişimi metoduyla yapılmıştır. Modüllere uygulanan ayarlı direnç sayesinde gerilim ve akım değişimi ve bu değişimlere bağlı güç değişimi gözlemlenmiştir. Monokristal ve polikristal modül güçleri sistemde kullanılan toplam 8 modülde aynı olması ve ayrıca modüllerin boшта çalışma gerilimi ile kısa devre akımının imalattan gelen özelliklerinden kaynaklı aynı olması ölçüm değerlerinin yakın çıkmalarına neden olmaktadır. PV referans monokristal ve polikristal modüllerin I-V, P-V, P-I diyagramları Şekil 5.13’te görüldüğü gibidir.



Şekil 5.13. Monokristal I-V, P-V, P-I ve polikristal V-I, P-V, P-I, diyagramı.

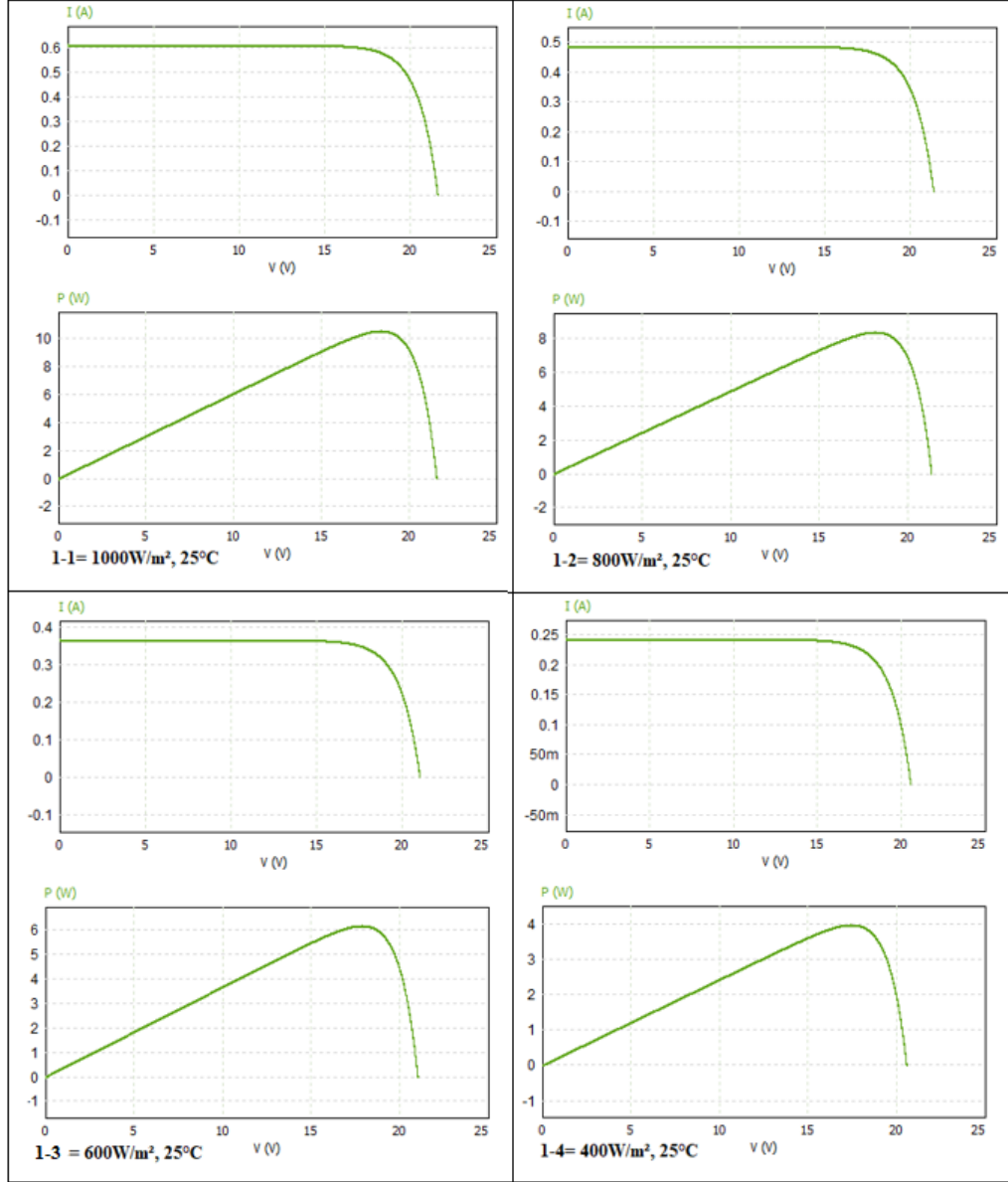
PV modüllerde I-V ve P-V diyagramları PSIM programında bir aylık ücretsiz sürüm ile modüller modellenerek çizilmiştir. PSIM model görünümü bir modül için şekil 5.14'te verilmiştir.



Şekil 5.14. PSIM PV model genel görünümü [62].

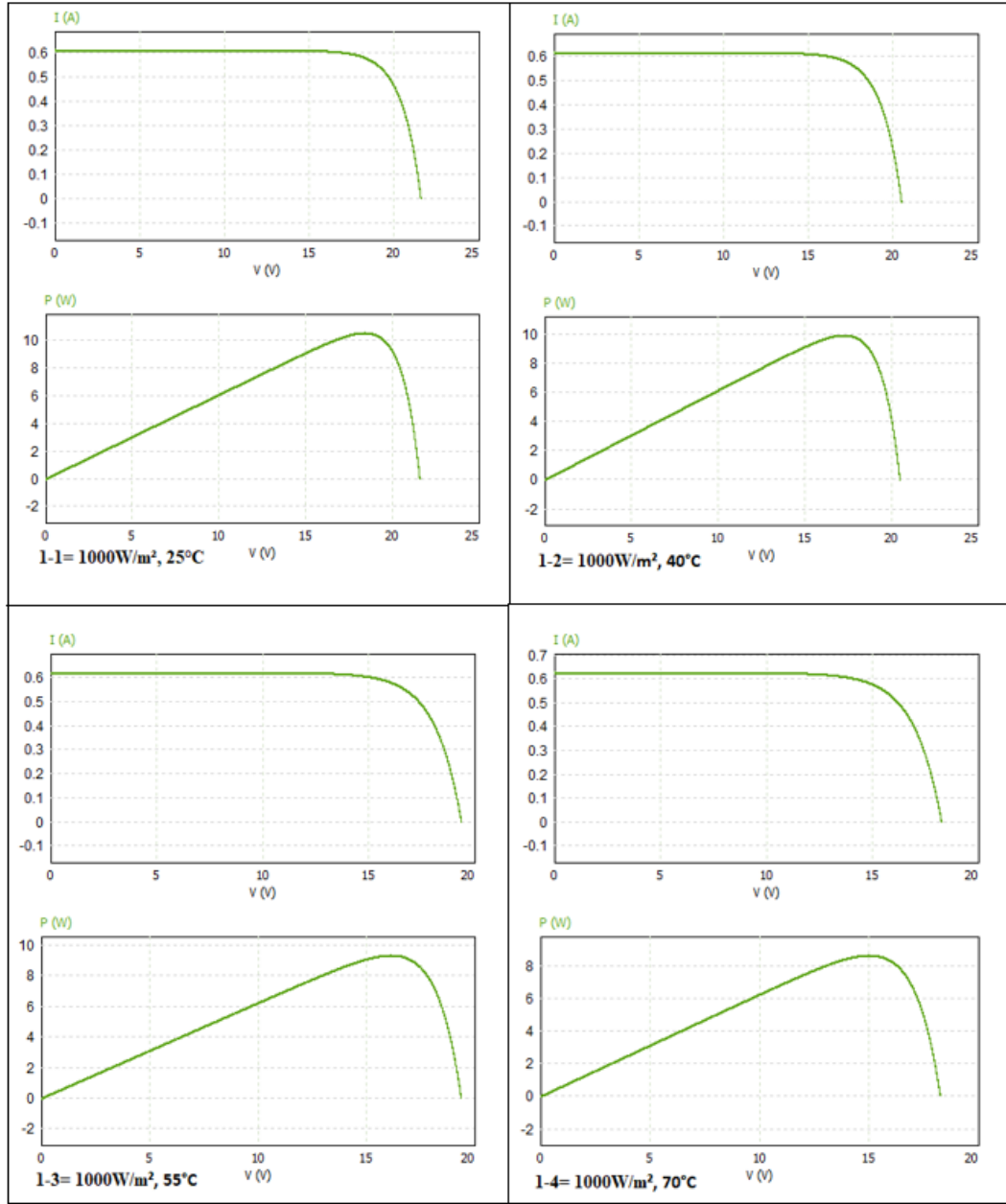
PV modüllerde ışınımına bağlı I-V ve P-V diyagramları değişimi Şekil 5.15'te verilmiştir. Işınım 1000 W/m², 800 W/m², 600 W/m² ve 400 W/m² değerlerinde, sabit

25 C° sıcaklıkta modellenmiştir. Işınım miktarının azalmasına bağlı olarak akım ve gerilim düşmekte ve bu duruma bağlı olarak modül çıkış gücü azalmaktadır.



Şekil 5.15. Işınımına bağlı monokristal modül I-V ve P-V diyagramı [63].

PV modüllerde sıcaklığa bağlı I-V ve P-V diyagramlarını değişimi Şekil 5.16'da verilmiştir. Sıcaklığın 25 °C, 40 °C, 55 °C ve 70 °C değerlerinde ve sabit 1000W/m² ışınımda modellenmiştir. Modül sıcaklığının artmasına bağlı olarak akım artarken gerilim düşmektedir. Gerilimdeki düşüş akımdaki artıştan fazla olması nedeniyle modül çıkış gücü azalmaktadır.



Şekil 5.16. PV sıcaklığına bağlı monokristal modül I-V ve P-V diyağramı [63].

PV modüllerde sıcaklık yükselmeye başladığında modüllerde kayıplar artmakta ve Çizelge 5.2’de görüldüğü gibi açık devre voltajı, modüllerin yükteki voltajı ve modül çıkış gücü düşmekte kısa devre akımı yükselmektedir. PV modül verimleri Eşitlik 3.2, 3.3 ve 3.9 ile hesaplanmıştır. Standart test koşullarında 25 °C sıcaklıkta modül çıkış gücü 10 W iken, modül sıcaklığı 40 °C’ye ulaştığında modül gücü 9.53 W, 60 °C’ye ulaştığında modül çıkış gücü 9.01 W ve 80 °C’ye ulaştığında modül gücü 8.61 W olmaktadır. Hesaplanan veriler maksimum %5 farkla PSIM verileriyle uyushmaktadır.

Sıcaklığa bağlı modül verimliliği sırasıyla %4.68, %9.80 ve %13.83 düşmektedir. STK'nda açık devre voltajı 21.6 V iken modül sıcaklığı 40 °C'ye ulaştığında açık devre voltajı 20.27 V, 60 °C'ye ulaştığında 18.947 V ve 80 °C'ye ulaştığında 17.62 V olmaktadır. Sıcaklık artışına bağlı modül açık devre voltajı %6.1, %12.2 ve %18.4 düşmektedir. Monokristal modül 25 °C sıcaklıkta iken V_{mp} 17.20V, 40 °C'de 16.30 V, 60 °C'de 15.30 V ve 80 °C'de 14.50 V'tur. Sıcaklık artışına bağlı V_{mp} sırasıyla %5.23, %11.04, %15.69 düşmektedir. STK'nda monokristal modüllerde I_{sc} 0.61 A iken 40 °C'de 0.615 A, 60 °C'de 0.622 A ve 80 °C'ye ulaştığında 0.630 A olmaktadır. Sıcaklık artışına bağlı I_{sc} sırasıyla %0.88, %2.09 ve %3.29 artmaktadır. Polikristal modüllerde sıcaklığa bağlı I_{sc} değişimi benzer şekilde artmaktadır. Modül sıcaklık değişimine bağlı olarak modül verimleri azalmakta ve Eşitlik 3.8-3.10 ile enerji kaybı hesaplandığında modül çalışma sıcaklığı 50 °C olduğunda enerji üretimi %6.64 azalmaktadır.

Çizelge 5.2. Modül sıcaklığına bağlı modül çıkış değerleri.

Modül Sıcaklığı (°C)	Sıcaklık Farkı (°C)	Modül Gücü (W)	V_{oc} (V)	V_{mp} (V)	I_{sc} (A)	V_{oc} Düşümü (%)	V_{mp} Düşümü (%)	I_{sc} Artışı (%)	Enerji Kaybı (%)
25	0	10	21,6	17,38	0,61	-	-	-	-
30	5	10	21,6	17,38	0,61	3,0	2,32	0,29	2,16
35	10	10	21,6	17,38	0,61	4,6	3,48	0,59	3,12
40	15	10	21,6	17,38	0,61	6,1	5,23	0,88	4,68
45	20	10	21,6	17,38	0,61	7,6	6,39	1,19	5,66
50	25	10	21,6	17,38	0,61	9,2	7,55	1,49	6,64
55	30	10	21,6	17,38	0,61	10,7	8,72	1,78	7,63
60	35	10	21,6	17,38	0,61	12,2	11,04	2,09	9,80
65	40	10	21,6	17,38	0,61	13,8	11,62	2,38	10,21
70	45	10	21,6	17,38	0,61	15,3	12,79	2,69	11,21
75	50	10	21,6	17,38	0,61	16,8	13,95	3,00	12,23
80	55	10	21,6	17,38	0,61	18,4	15,69	3,29	13,83

PV modüllerin sıcaklığı yaz döneminde mevsimsel şartlara bağlı olarak gün içerisinde 80 °C sıcaklığa kadar yükselmekte, PV/T ve PV/T/FDM modüllerde düşük olmaktadır. PV/T modül sıcaklığı maksimum 50 °C, PV/T/FDM modül sıcaklığı maksimum 40 °C'ye yükselmektedir. Sonuç olarak panel sıcaklığından kaynaklı ortaya çıkan verim düşümü en az PV/T/FDM modüllerde görülmektedir.

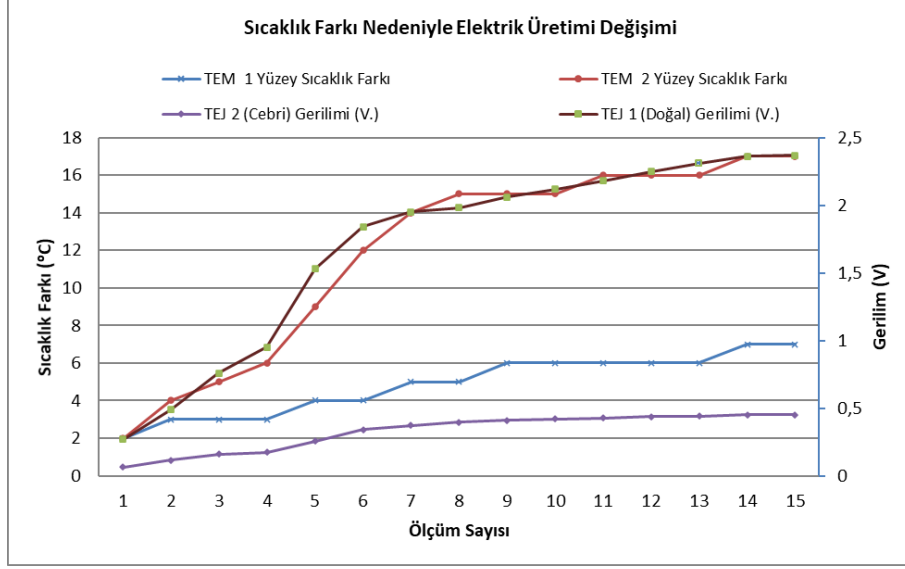
5.3. TERMOELEKTRİK JENERATÖR SONUÇLARI

TEJ yüzeyleri arası sıcaklık farkına bağlı elektrik üretimi başlamakta ve sıcaklık farkı artırıldığında enerji üretimi artmaktadır. Güç değerleri sıcaklık farkına bağlı olarak 5 W'a kadar çıkabilmektedir. Sistem sıcaklık farkı istikrarlı olmaması durumunda gerilim dalgalanmaları görülmektedir. Deneyler esnasında Çizelge 5.3'te görüldüğü gibi PV/T den gelen TEJ besleme suyu ile çıkış suyu sıcaklıkları gözlemlenmiştir.

Çizelge 5.3. PV/T-TEJ ölçüm değerleri.

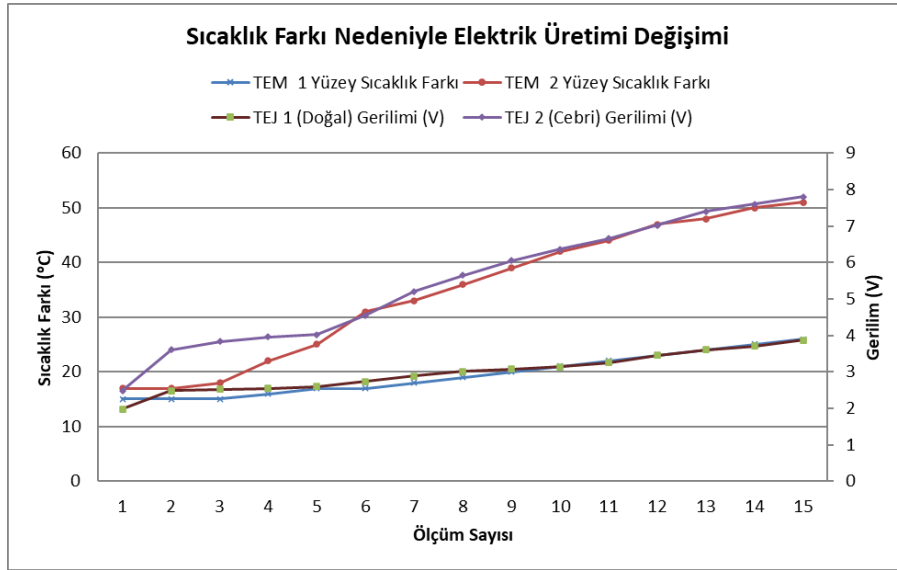
Ölçüm No	Giriş Suyu (°C)	Çıkış Suyu (°C)	TEJ 1 Yüzey (°C)	TEJ 1 Kanatçık (°C)	TEJ 2 Yüzey (°C)	TEJ 2 Kanatçık (°C)	Ortam sıcaklığı (°C)	TEJ 1 (Doğal) A. D. Gerilimi (V)	TEJ 2 (Cebri) A. D. Gerilimi (V)
1	28	27	27	25	27	25	25	0.27	0.45
2	30	28	29	26	29	25	25	0.49	0.83
3	31	29	30	27	30	25	25	0.76	1.15
4	33	31	32	29	32	26	25	0.95	1.25
5	37	35	35	31	35	26	25	1.53	1.85
6	40	37	38	34	38	26	25	1.84	2.45
7	42	38	40	35	40	26	25	1.95	2.69
8	44	41	42	37	42	27	25	1.98	2.85
9	44	42	42	36	42	27	25	2.06	2.95
10	45	43	42	36	42	27	25	2.12	3.02
11	46	43	43	37	43	27	25	2.18	3.07
12	47	44	44	38	44	28	25	2.25	3.14
13	48	45	44	38	44	28	25	2.31	3.17
14	49	46	45	38	45	28	25	2.36	3.24
15	49	46	45	38	45	28	25	2.37	3.25

Deneylerde ortam sıcaklığı 25 °C, TEJ 1 ve TEJ 2 için su giriş sıcaklığı 33 °C ile 49 °C arasındadır. Sıcaklık farkı 15 °C olduğunda yükteki voltaj 0.95 V iken devreden çekilen akım 0.425 A olmaktadır. Bu duruma bağlı olarak TEJ çıkış gücü 0.403 W olarak bulunmaktadır. Sıcaklık farkı yükseldiğinde Şekil 5.17'de görüldüğü gibi açık devre gerilimi artmaktadır. Sıcaklık farkına bağlı olarak yük bağlandığında gerilim ve akım artmaktadır. Tabii dolaşımli soğutma sisteminde ısı çekilen yüzey sıcaklığı tabii dolaşımın yetersiz kalması nedeniyle zamanla artmakta, cebri dolaşımında ise sıcaklık artışı maksimum 1 °C ile 3 °C arasında olmaktadır. Sonuç olarak cebri dolaşımli sistemde yüzeyler arası sıcaklık farkı fazla olması nedeniyle TEJ değerleri yüksek çıkmaktadır.



Şekil 5.17. Deney 1 TEJ sıcaklık farkı açık devre voltajı değişimi

PV/T/FDM araştırmasında ölçülen sıcaklık değerleri TEJ'ün çalışmasına elverişli olduğu gözlemlenmiştir. TEJ yüzeyler arası sıcaklık farkına orantılı olarak Şekil 5.18'de görüldüğü gibi gerilim ve akım değerlerinde pozitif ve negatif yönde değişimler görülmektedir. TEJ'ler için soğutma sisteminin enerji harcamadan doğal yollarla yapılması önemlidir. Fakat cebri soğuma yapılması halinde yüzeyler arası sıcaklık farkı yükseldiği için TEJ açık devre voltajı yükselmektedir.



Şekil 5.18. Deney 2 TEJ sıcaklık farkı açık devre voltajı değişimi

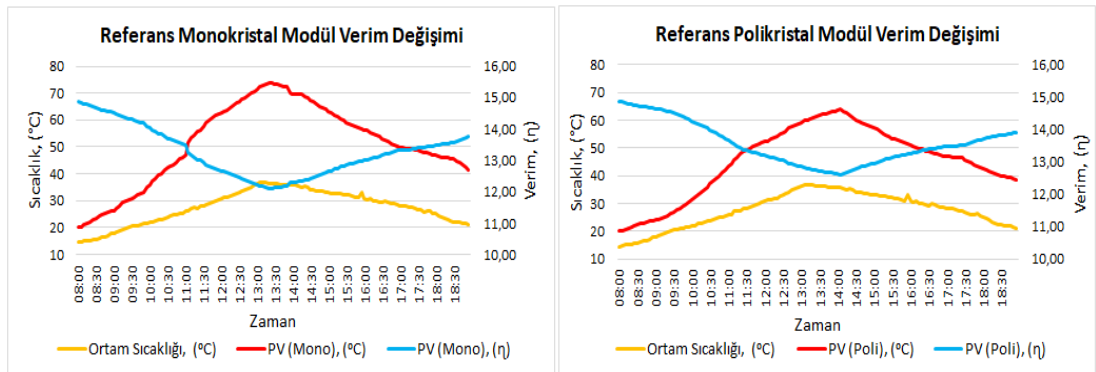
BÖLÜM 6

SONUÇLAR, TARTIŞMALAR VE ÖNERİLER

6.1. SONUÇLAR

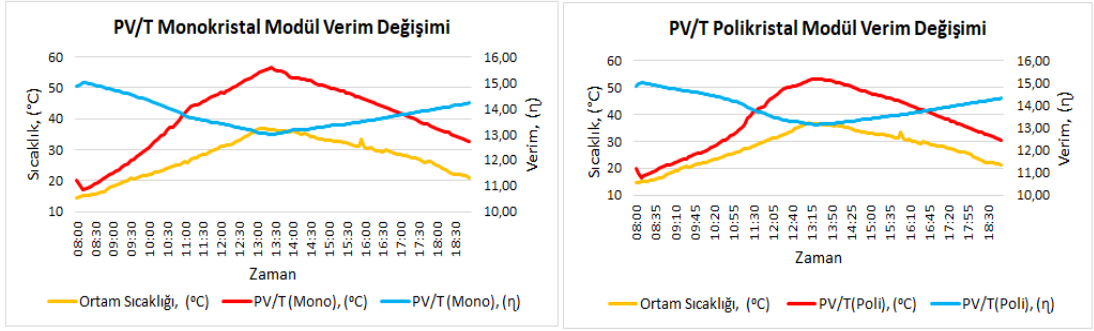
PV, PV/T, PV/FDM ve PV/T/FDM sistemi, atmosfer koşulları altında monokristal ve polikristal aynı tipte modüller ile deneysel olarak incelenmiştir. PV'lerin çalışma sıcaklığının mevcut çalışmalar ile nasıl değiştiği, sıcaklık düşüşünün modüller üzerindeki etkisini değerlendirmek için, yıl boyunca ölçümler yapılarak analizler gerçekleştirilmiştir. PV modüller çalışma şartlarında değişken güneş ışınımına maruz kalmaktadırlar. Işınım değerleri ve çevresel etkiler nedeniyle modül sıcaklıkları sürekli değişmektedir. Bu nedenle çalışmamızda modül sıcaklığına bağlı modül verimlerinin değişimi hesaplanmış ve sıcaklığın etkisinin azaltılması için modüllere yapılan uygulamalar kıyaslanmıştır.

Geleneksel modüllerde ışınım değerlerine bağlı ve çevresel koşullar nedeniyle modül sıcaklığı Şekil 6.1'de görüldüğü gibi 70 °C'yi bulmaktadır. Geleneksel modüllerde sıcaklık test koşullarının 55 °C üzerine kadar çıkmaktadır. Sıcaklığa bağlı modül verimleri Eşitlik 3.2 ve 3.3 ile hesaplanmış, verim kaybı gün içinde maksimum % 16.43 olmaktadır. Referans modüllerde gün içinde ortalama verim kaybı % 14 olmaktadır.



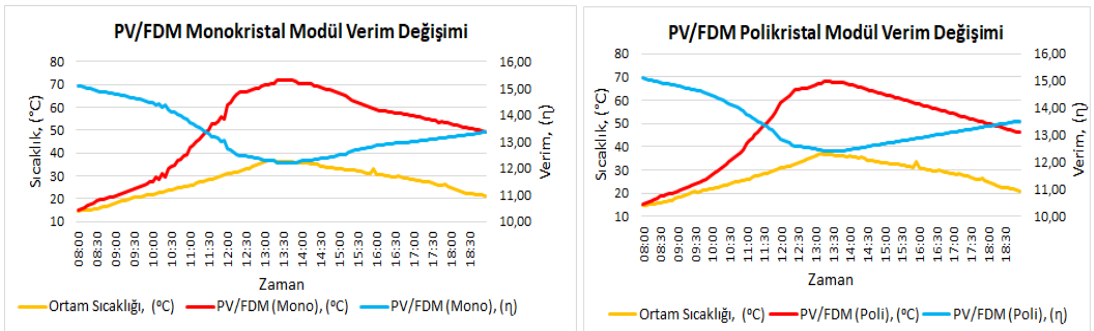
Şekil 6.1. PV referans modüllerde sıcaklığına bağlı verim değişimi

PV/T modüllerde ışınım miktarına ve çevresel koşullara bağlı modüllerin sıcaklığı yükselmektedir. PV/T modüllerde ısı borusu içerisinde su sirkülasyonu gerçekleştirilmektedir. Su sirkülasyonu durdurulmasıyla birlikte bir saat içinde modüller 65 °C sıcaklığa ulaşmaktadır. PV/T monokristal ve polikristal modüllerin sıcaklıkları test koşullarının 20 °C ile 25 °C üzerine kadar yükselmektedir. Yükselen sıcaklık nedeniyle Şekil 6.2’de görüldüğü gibi modül verimleri düşmektedir. PV/T modüllerde sıcaklığa bağlı maksimum verim kaybı %9’a çıkmaktadır.



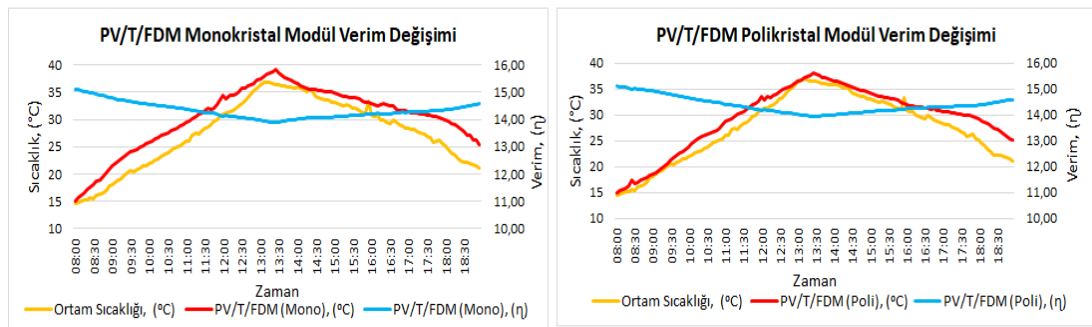
Şekil 6.2. PV/T modüllerde sıcaklığına bağlı verim değişimi

PV/FDM modüllerde başlangıç şartlarında iyileşme görülmüştür fakat zaman içerisinde modül sıcaklığı yükselmeye başlamıştır. PV/FDM modüllerde gün içinde sıcaklık 15 °C ile 70 °C arasında değişmektedir. Güneş ışınımına maruz kalan PV’ler ısıyı tutmakta ve tutulan ısı FDM tarafından emilmektedir. PV/FDM monokristal ve polikristal modüllerin sıcaklıkları test koşullarının 45 °C üzerine çıkmaktadır. Yükselen sıcaklık nedeniyle Şekil 6.3’te görüldüğü gibi monokristal ve polikristal modüllerde verim kaybı %15 olmaktadır.



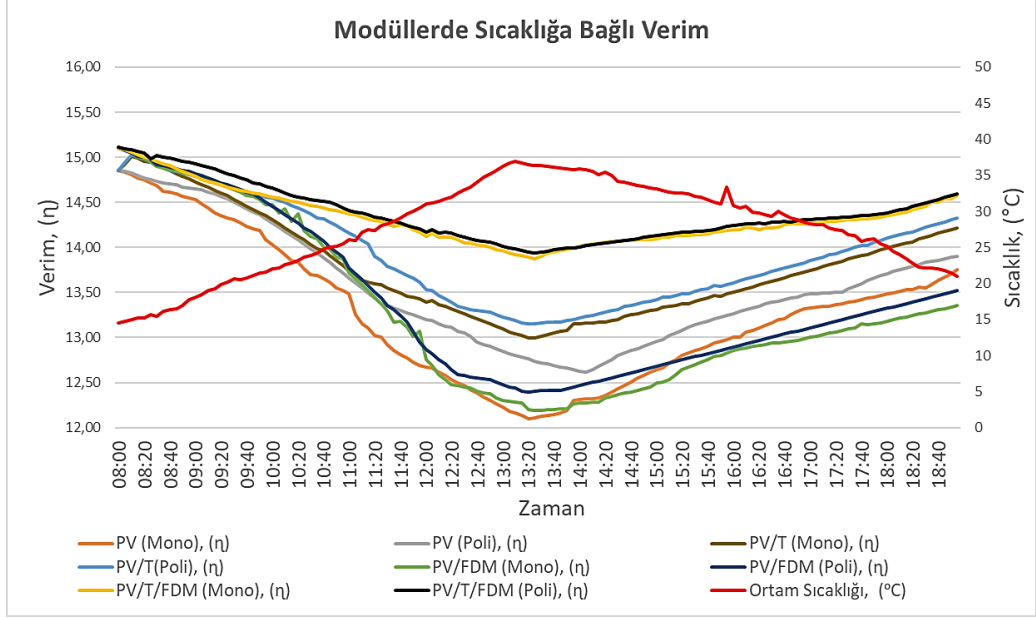
Şekil 6.3. PV/FDM modüllerde sıcaklığına bağlı verim değişimi

PV/T/FDM modüllerde ışınım değerlerine bağlı ve çevresel koşullar nedeniyle modül sıcaklığı artma eğiliminde olmasına rağmen Şekil 6.4'te görüldüğü gibi ısı borusu ve FDM sıcaklığı dengelemektedir. Modül sıcaklığı maksimum 38 °C'ye kadar yükselmektedir. Modül yüzey sıcaklığının artması %1 ile %4 arasında verim kaybına neden olmaktadır. Yapılan deneysel çalışmalardan elde edilen bulgulara göre sıcaklık artışına bağlı görülen verim düşüşünü engellemek için uygulanan yöntemler arasında, PV/T/FDM en uygun yöntem olduğu gözlemlenmiş ve bu yöntem monokristal ve polikristal modüllerde verim düşüşünü önemli ölçüde azaltmıştır.



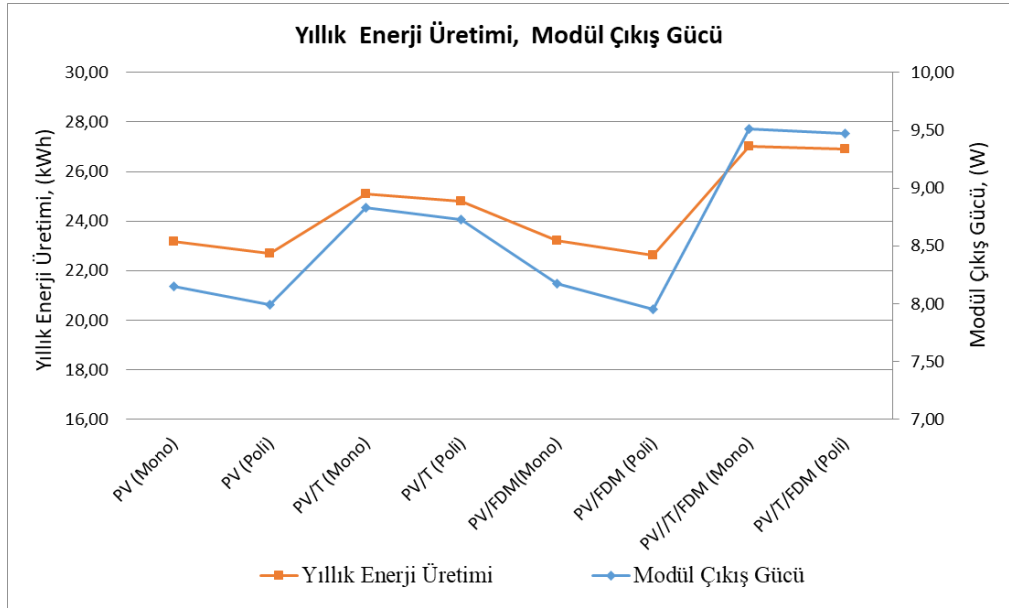
Şekil 6.4. PV/T/FDM modüllerde sıcaklığına bağlı verim değişimi

PV modüller aynı çevre koşullarında çalıştırılması, panel açılarının eşit olması ve güneş ışınımının eşit olması nedeniyle şartlar eşit kabul edilmektedir. PV/FDM modüller geleneksel modüllere göre verimi Şekil 6.5'te görüldüğü gibi yüksektir. Modüllerde sıcaklığa bağlı gerilim değişimi grafikleri ayrıca Ek A.2. ve A.3'te verilmiştir. Geleneksel modüllerde ise ışınım miktarı ve çevresel etkiyle modül sıcaklıkları değişmektedir. Modül sıcaklığının yükselmesi modül ömrünü etkilemektedir. PV modüllerde 20 ile 25 yıl sonra verim düşümü görülebilmektedir. Modül sıcaklığındaki yükselmelerin engellenmesi ve sıcaklık dalgalanmalarındaki azalma modüllerin verimli çalışma sürelerinde iyileşme sağlayacağı öngörülmektedir. Sonuç olarak çalışma sıcaklığı düşürülen modüller verimli kullanım süresi artan modüllerdir. Ayrıca FDM kullanılan modüllerin sıcaklığı düşürülemez ve gün içerisinde sürekli yükselmeler görülürse bu durum FDM uygulanan yüzeylerde ve kapsüllerde sızma probleminin oluşmasına ve hızlı deformasyona sebep olmaktadır.



Şekil 6.5. PV modüllerde günlük verim değişimi

Modüllerden elde edilecek yıllık enerji üretimi Eşitlik 3.10 ile hesaplanmıştır. Kayseri güneş ışınımına bağlı olarak en yüksek yıllık enerji üretimi Şekil 6.6'da görüldüğü gibi PV/T/FDM monokristal ve polikristal modüllerdir.



Şekil 6.6. Modüllerin yıllık enerji üretimi ve ortalama güç çıkışı

Nihai elektrik enerjisinin fosil kaynaklı birincil enerjiye dönüşüm katsayısı kullanılarak geleneksel PV modüllere kıyasla PV/T modüllerde, ortalama yıllık 2.38 kg CO₂ salınımı azalmaktadır. Geleneksel modüllere kıyasla monokristal ve polikristal PV/FDM modüllerde ortalama yıllık 0.5 kg CO₂ salınımı azalmaktadır. Geleneksel modüllere kıyasla PV/T/FDM modüllerde ortalama yıllık 4.86 kg CO₂ salınımı azalmaktadır. Sonuç olarak yıllık CO₂ salınımı en fazla düşen PV/T/FDM modüllerdir.

Ton Eşdeğer Petrol (TEP) enerji kaynaklarını birim olarak karşılaştırmak ve tanımlamak için kullanılmaktadır. TEP bir ton petrolün verdiği enerjidir. Enerji kaynağı olarak kullanılan yakıtlar veya yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisi TEP değerine çevrilerek karşılaştırılabilmektedir. Enerji kWh/TEP (kWh /11.630) karşılığı ile hesaplandığında TEP eşdeğeri bulunmaktadır. Monokristal PV, PV/T, PV/FDM ve PV/T/FDM modüllerde yıllık üretilen elektrik enerjisinin karşılığı sırasıyla $1,98 \cdot 10^{-3}$, $2,15 \cdot 10^{-3}$, $1,99 \cdot 10^{-3}$ ve $2,32 \cdot 10^{-3}$ TEP hesaplanmıştır. Polikristal PV, PV/T, PV/FDM ve PV/T/FDM modüllerde yıllık üretilen elektrik enerjisinin karşılığı sırasıyla $1,95 \cdot 10^{-3}$, $2,13 \cdot 10^{-3}$, $1,96 \cdot 10^{-3}$ ve $2,31 \cdot 10^{-3}$ TEP olmaktadır. Geleneksel modüllere göre PV/T/FDM monokristal ve polikristal modüllerin TEP karşılığı sırasıyla %20 ve %18 fazla çıkmaktadır.

6.2. TARTIŞMA

PV modüllerde FDM kullanımının yaygınlaşması için sistem ekonomik olmalı ve hafif tasarımlar yapılmalıdır. Sistemde kullanılan FDM'lerin ısıl direnci düşük ve gizli ısı tutma kapasitesi yüksek olmalıdır. FDM'ler nanopartikül ile karıştırılarak ısıl iletkenlik ve ısı tutma kapasitesi artırılabilir [17]. PV sistemlerin verimlerini artırmak için yapılan çalışmalar, sistemin maliyetini azaltmaya, verimini artırmaya ve kurulum süresini kısaltmaya fırsat vermelidir. Yapılan çalışma kapsamında PV/T/FDM modüller, modül sıcaklığının yükselişini durdurmak ve kontrol altında tutmak için yararlı olmuştur. Enerji maliyetlerinin rekabet halinde olduğu günümüzde, maliyet artışları sistemlerin âtil kalmasına sebep olabileceği gibi maliyetlerdeki düşüş, yaygınlaşmasına sebep olacaktır.

PV modüllerin çıkış gücü güneş radyasyonu, sıcaklık, gölgeleme, panel yüzey kirliliği ve yük koşullarına bağlı sürekli değişmektedir. PV modüllerde çalışma koşullarının değişmesi akım, gerilim ve gücü değiştirmektedir. Bu durum modüllerin doğrusal olmayan bir özelliğe sahip olduğunu gösterir [63]. Çalışmamızda güneş radyasyonu, sıcaklık ve yük koşullarına bağlı modül güçlerinin değiştiği gözlemlenmiştir. Ayrıca PV, PV/T, PV/FDM ve PV/T/FDM modüllerde çalışma sıcaklığına bağlı MGN değişimi görülmüştür. Bu değişim modül güçlerinin düşük olması nedeniyle %1'in altında gerçekleşmiştir.

FDM kullanılan ve FDM kullanılmayan PV sistemin P-V ve I-V karakteristiği karşılaştırıldığında PV/FDM sisteminin elektrik performansı ve MGN daha yüksek çıkmaktadır. PV modülün performansı FDM uygulanmasıyla üç durum için sırasıyla (55-45-35) °C için sıcaklık düştükçe MGN yükselmektedir [64]. Çalışmamızda ısı çekilen modüllerin elektriksel performansı PV modüllere göre yüksek çıkmaktadır. Isı borulu FDM uygulaması ısı borusuz FDM uygulamasından yüksek performans sergilemiştir. Isı borulu olmayan FDM uygulamalarında gün ortası ve sonrası FDM'nin ısı tutması nedeniyle; modül sıcaklığı yükselmekte ve verimi olumsuz etkilemektedir. Monokristal ve polikristal PV modüllerde ısı borusu uygulaması, FDM uygulaması ve FDM-ısı borusu uygulaması modül sıcaklığının düşürülmesine ve modüllerin sıcaklığının değişiminin azalmasına neden olmaktadır. Modül sıcaklığı test koşullarının 15 °C üzerine çıkmıştır. Referans modüllere göre ısı borusu, FDM ve ısı borusu-FDM uygulanan modüllerde sıcaklık 30-50 °C arasında azalmıştır. Bu durum modüllerde sıcaklık yükselmesinden kaynaklı oluşan olumsuzlukları azaltmakta ve verim kaybını önlemektedir.

TEJ'lerde elektrik üretmek için kullanılacak enerji kaynağı ekonomik olmak zorundadır. TEJ sistemlerinin verimli olarak çalışabilmesi için ekonomik ısı kaynağı bulunmalı ve bu kaynak yüksek ısıl iletkenlik ile modül yüzeylerine taşınmalıdır. TEJ'lerde yüzeyler arası sıcaklık farkı 30 °C'nin altına düşmesi halinde modül gerilimi ve akımı düşmektedir. Yüzeyler arasında sıcaklık farkını korumak için ısıl direnç düşürülmelidir. TEJ'lerde elektrik enerjisi üretmek için atık ısılar ve yenilenebilir enerji kaynakları tercih edilmelidir. Atık ısı ile elde edilecek güç sistem verimini artırmakla ayrıca çevreye bırakılan atık ısı elektrik enerjisine dönüştürülmektedir. Bu

çalışmada modül sıcaklığının azaltılması için PV modüllere uygulanan FDM ve ısı borusu monokristal ve polikristal modüller için yararlı olmuştur. Modül sıcaklıklarında anlık değişimler engellenmiş ve modül sıcaklığı test koşullarının maksimum 15 °C üzerine ulaşmıştır. Referans PV modüllere göre üzerine FDM ve ısı borusu uygulanan modüller, 30 °C ile 50 °C arasında ortalama sıcaklık azalmıştır. Bu durum sıcaklık artışı nedeniyle meydana gelen verim düşüşünü azaltmıştır.

PV modüllerde kullanılan FDM'ler Mayıs ortalamasında 26.6 °C ve Haziran ortalamasında 22 °C sıcaklığı düşürmektedir. Referans PV'lere göre PV/FDM modüllerde çalışma sıcaklığı ortalama 10.2 °C düşmekte ve ortalama enerji üretimi artmaktadır. FDM'lerin soğutma etkisi ilkbahar ve sonbahar aylarında maksimum olmaktadır. Yıllık olarak sağladığı yarar nedeniyle PV/FDM sistemi, modüllerin ömürlerini 10 yıl artırmaktadır [65]. Çalışmamızda referans modüllere göre PV/FDM modüllerin yıllık enerji üretimi %0.5, PV/T modüllerin yıllık enerji üretimi %5, PV/T/FDM modüllerin yıllık enerji üretimi %8.7 artmıştır. Referans modüllere göre diğer tüm modüllerde sıcaklık değişiminde düşüş gözlemlenmiştir.

Yapılan çalışmadan elde eden sonuçlar ve literatürde yapılan araştırmalarda PV modüllerin sıcaklığını düşürmek verimlerini artırdığını göstermiştir. Ayrıca yıllık üretilen enerji miktarını %5,72 artırmaktadır [65] [66]. Ayrıca Çin, Kore, Lübnan, İran ve Mısır'da yapılan çalışmalarda benzer sonuçlara ulaşılmıştır. Slovenya, Pakistan ve Hindistan'da belirtilen sonuçların altında verilere ulaşılmıştır [65]. Çalışmamızda Kayseri koşullarında referans modüllere göre PV/T, PV/FDM ve PV/T/FDM modüllerde verim artışı görülmüştür. PV modüllere doğrudan FDM uygulanması sıcaklığın düşürülmesi için yeterli olmamaktadır. Bu nedenle ısı borulu FDM uygulanmalı veya ısı geçişini artırmak için çözümler aranmalıdır. PV/T/FDM uygulaması, modüllerden ısı çekmek için ideal bir yoldur ve verim hesabında verim artışı en fazla PV/T/FDM uygulamasında görülmüştür. Sistemlerin maliyetleri Çizelge Ek A.12'de bulunmaktadır. PV sisteme kıyasla sırasıyla PV/T, PV/FDM ve PV/T/FDM maliyetleri %62, %25 ve %123 artmaktadır. Sistem boyutlarının küçük olması nedeniyle geri kazanım süresi 10 yılın üzerindedir. Bilimsel olarak PV'lerin soğutulması ile ilgili çok sayıda çalışma olmasına rağmen maliyetler nedeniyle sahada büyük santrallerde kullanımı yaygın değildir.

6.3. ÖNERİLER

Tez konusu ve verileri kapsamında geliştirilen öneriler aşağıda sıralanmıştır;

- Işınım ve çevre sıcaklığına bağlı olarak modül yüzey sıcaklığı değişmekte bu nedenle sistemin kurulacağı bölgenin özellikleri göz önüne alınarak FDM seçimi yapılmalıdır. PV modüllerde ısı direnç düşürülmeli ve yüksek ısı tutma kapasiteli FDM'ler kullanılmalıdır. FDM'lerin ısı tutma kapasitesini artırmaya yönelik çalışmalar modüllerde kullanımını yaygınlaştıracaktır.
- FDM'ler sıvı hale geldiğinde sızdırma problemleri oluşabilmektedir. Bu nedenle FDM'lerin kapsüllenmesinde kullanılan malzeme ve yöntem sıcaklık değişimi ile hacimsel değişimden etkilenmemelidir. Ayrıca sızıntıya yönelik kapsül ve yalıtım yöntemleri geliştirilmelidir.
- PV sistemde kullanılan FDM'lerde gün içerisinde çok sayıda donma/çözülme (şarj/deşarj) görülmektedir. Bu nedenle FDM'nin şarj/deşarj çevrim sayısı yüksek olmalı ve kimyasal yapısı çevre için tehdit oluşturmamalıdır.
- PV modül, akü, inverter, şarj regülatörü bağlantı kablosu ve diğer tüm bileşenlerin verimli çalışması için ışınım, enerji taşınımı ve dönüşümü sırasında verimi düşüren parametreler belirlenerek sistem üzerinde iyileştirmeler yapılması için çalışmalar yapılmalıdır.

Yapılan çalışmada FDM'nin modül sıcaklığını düşürmek ve kontrol altında tutmak için etkin bir yol olduğu görülmüştür. Isı tutma kapasitesi aşılması halinde ise FDM katmanının bir izolasyon malzemesi görevi gördüğü unutulmamalıdır. Bu nedenle ısı tutma kapasitesi artırılmalı veya yüzeyden ısı geçişini artırmak için çalışmalar yapılmalıdır. Bununla birlikte, yapılan çalışma bir pilot sistem oluşturmak amacıyla yapılmıştır. Sistem gücü artırılarak yapılacak olan çalışmalar ve bölgesel farklılıklar, elde edilecek sonuçları değiştirecektir. Bu nedenle tasarlanan sistemin özellikleri ve çevresel şartlar dikkate alınarak FDM seçilmelidir. Yüksek ısı tutma kapasitesine sahip ısı iletkenliği yüksek FDM'ler geliştirilmeye devam etmektedir. Bu durum PV teknolojisinde var olan çalışma sıcaklığının yükselmesi sorununu çözmek için umut vadetmektedir.

KAYNAKLAR

1. Sathe, T.M. and Dhoble, A., “A review on recent advancements in photovoltaic thermal techniques”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76: 645-672 (2017).
2. Abdallah, A., et al., “Experimental investigation of thermal management techniques for improving the efficiencies and levelized cost of energy of solar PV modules”, *Case Studies in Thermal Engineering*, 35: 1-12 (2022).
3. Ceylan, M. and Fırat, C., “Kampüs binalarında şebekeden bağımsız bir çatı üstü fotovoltaik sistem tasarımı ve benzetimi”, Yüksek Lisans Tezi, *İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, İstanbul, 10-20 (2018).
4. Kayabaşı, R., Kaya, M., “Fotovoltaik modüllerin atık ısılarından termoelektrik jeneratör ile elektrik üretimi”, *European Journal of Science and Technology*, 16: 310-324 (2019).
5. Saga, T., “Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass production”, *NPG Asia Materials*, 2 (3): 96-102 (2010).
6. Homlakorn, S., Suksri, A., and Wongwuttanasatian, T., “Efficiency improvement of PV module using a binary-organic eutectic phase change material in a finned container”, *Energy Reports*, 8: 121-128 (2022).
7. Kayabaşı, R. and M. Kaya, “Fotovoltaik modüllerde faz değiştiren madde kullanımı ve verimlerine etkisi”, *Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi Part C: Tasarım ve Teknoloji*, 8 (2): 262-278 (2020).
8. Bjork, R. and Nielsen, K. K., “The performance of a combined solar photovoltaic (PV) and thermoelectric generator (TEG) system”, *Solar Energy*, 120: 187-194 (2015).
9. Browne, M. C., Norton, B., and McCormack, S.J., “Phase change materials for photovoltaic thermal management”, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 47: 762-782 (2015).
10. Chander, S., et al., “A study on photovoltaic parameters of mono-crystalline silicon solar cell with cell temperature”, *Energy Reports*, 1: 104-109 (2015).
11. Verma, V., Kane, A., and Singh, B., “Complementary performance enhancement of PV energy system through thermoelectric generation”, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 58: 1017-1026 (2016).

12. Karafil, A., Ozbay, H., and Kesler, M., "Temperature and solar radiation effects on photovoltaic", *Panel Power Journal of New Results in Science*, 12: 48-58 (2016).
13. Browne, M. C., Norton, B., and McCormack, S. J., "Heat retention of a photovoltaic/thermal collector with PCM", *Solar Energy*, 133: 533-548 (2016).
14. Zhang, J., and Xuan, Y. M., "Performance improvement of a photovoltaic - Thermoelectric hybrid system subjecting to fluctuant solar radiation", *Renewable Energy*, 113: 1551-1558 (2017).
15. Yin, E., Li, Q., and Xuan, Y. M., "Thermal resistance analysis and optimization of photovoltaic-thermoelectric hybrid system", *Energy Conversion and Management*, 143: 188-202 (2017).
16. Wei, N. T. J., Nan, W. J. and Cheng, G. P., "Experimental study of efficiency of solar panel by phase change material cooling". *International Conference on Materials Technology and Energy*, 217: 1-7 (2017).
17. Yang, X. J., et al., "Experimental investigation on performance comparison of PV/T-PCM system and PV/T system", *Renewable Energy*, 119: 152-159 (2018).
18. Yu, Q. H., et al., "Numerical study on energy and exergy performances of a microencapsulated phase change material slurry based photovoltaic/thermal module", *Energy Conversion and Management*, 183: 708-720 (2019).
19. Fayaz, H., et al., "Numerical and experimental investigation of the effect of operating conditions on performance of PVT and PVT-PCM", *Renewable Energy*, 143: 827-841 (2019).
20. Hossain, M. S., et al., "Two side serpentine flow based photovoltaic-thermal-phase change materials (PVT-PCM) system: Energy, exergy and economic analysis", *Renewable Energy*, 136: 1320-1336 (2019).
21. Yang, X. J., Zhou, J. Z., and Yuan, Y. P., "Energy performance of an encapsulated phase change material PV/T system", *Energies*, 12: 20 (2019).
22. Das, D., et al., "Development of a novel thermal model for a PV/T collector and its experimental analysis", *Solar Energy*, 188: 631-643 (2019).
23. Singh, P., et al., "Power improvement of finned solar photovoltaic phase change material system", *Energy*, 193: 168-176 (2020).
24. Gong, Y., et al., "TVACPSO-assisted analysis of the effects of temperature and irradiance on the PV module performances", *Energy*, 227: 1-12 (2021).
25. Amalu, E. H., and Fabunmi, O. A., "Thermal control of crystalline silicon photovoltaic (c-Si PV) module using docosane phase change material (PCM) for improved performance", *Solar Energy*, 234: 203-221 (2022).

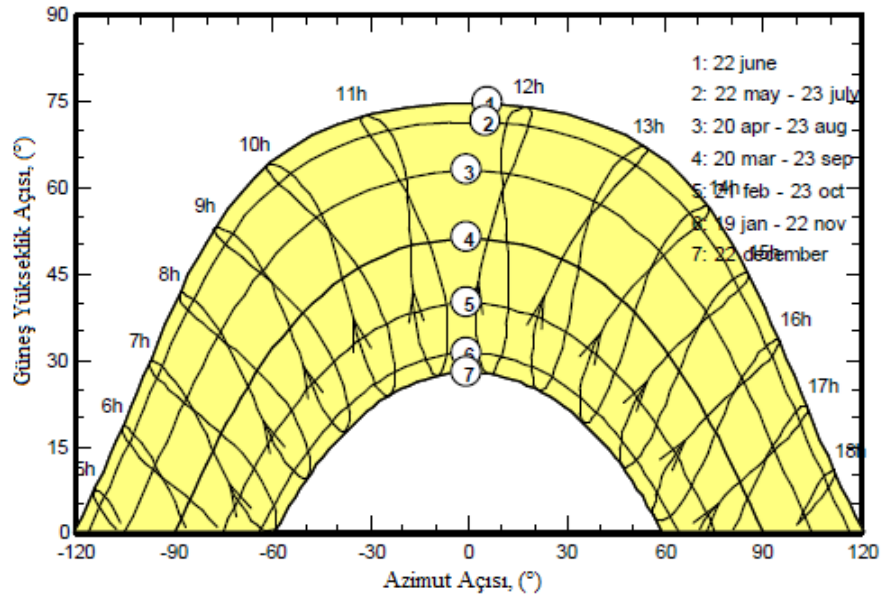
26. Chen, X., Huang, Y., and Chen, Z., “Energy and exergy analysis of an integrated photovoltaic module and two-stage thermoelectric generator system”, *Applied Thermal Engineering*, 212: 1-12 (2022).
27. Ge, M., et al., “Structural optimization of thermoelectric modules in a concentration photovoltaic–thermoelectric hybrid system”, *Energy*, 244: 1-10 (2022).
28. Cabeza, L.F., et al., “Comparison of past projections of global and regional primary and final energy consumption with historical data”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82: 681-688 (2018).
29. Yılmaz, F., and Goncu S., “Resource use of our planet, welfare and Turkey, *Uluslararası Mühendislik Doğal Bilimler ve Mimarlık Sempozyumu*, Kocaeli, (2019).
30. İnternet: EİGM Genel Müdürlüğü, “2021 Enerji İstatistikleri”, <https://enerji.gov.tr/eigm-yenilenebilir-enerji-kaynaklar-gunes>. (2022)
31. İnternet: Energy, M. R. S. 2018, Energy Efficiency, <https://www.oecd.org/publications/energy-efficiency> (2020).
32. Green, M.A., et al., “Solar cell efficiency tables (version 50), Progress in Photovoltaics”, *Research and Applications*, 25(7): 668-676 (2017).
33. Dinçer, İ., TÜBA 2018 Güneş enerjisi teknolojileri raporu, *Türkiye Bilimler Akademisi*. Ankara 10-20 (2018)
34. İnternet: Güneş, H., Global Solar atlas, <https://globalsolaratlas.info/map?c=11.523088,8.4375,3> (2021).
35. Türkiye'nin Enerji Görünümü “TMMOB Makina Mühendisleri Odası Yönetim Kurulu”, *TMMOB Makina Mühendisleri Odası*, 616: 1-10 (2014).
36. Ceylan, İ. , Gürel, A. E., " Güneş Enerji Sistemleri ve Tasarımı ", Türkiye :*Dora*, 1-250 (2021).
37. Yang, Y., Kim, K. A., and Ding, T., “Modeling and control of pv systems, in control of power”, *Electronic Converters and Systems*, 1: 243-268 (2018).
38. Wenham, S., Green, M., and Watt, M., “Centre for photovoltaic devices and systems”, *Applied Photovoltaics*, 5: 258-265 (1995).
39. Photovoltaic Report, *Fraunhofer ISE.*, (2016).
40. Deniz, E., “Güneş enerji santrallerinde kayıplar”, *III. Elektrik Tesisat Ulusal Kongre ve Sergisi Bildirileri*, İzmir (2013).
41. Othman, M.Y., et al., “Photovoltaic-thermal (PV/T) technology the future energy technology”, *Renewable Energy*, 49: 171-174 (2013).

42. Ceylan, İ., et al., “Determination of the heat transfer coefficient of PV panels”, *Energy*, 175: 978-985 (2019).
43. Wongwuttanasatian, T., Sarikarin, T., and Suksri, A., “Performance enhancement of a photovoltaic module by passive cooling using phase change material in a finned container heat sink”, *Solar Energy*, 195: 47-53 (2020).
44. Gedik, E., “Experimental investigation of module temperature effect on photovoltaic panels efficiency”, *Journal of Polytechnic*, 19: 569-576 (2016).
45. Chen, W. H., et al., “Experimental study on thermoelectric modules for power generation at various operating conditions,” *Energy*, 45(1): 874-881 (2012).
46. Kwan, T.H. and Wu, X., “Power and mass optimization of the hybrid solar panel and thermoelectric generators”, *Applied Energy*, 165: 297-307 (2016).
47. Teo, H. G., Lee, P. S. Lee, and Hawlader, M. N. A. “An active cooling system for photovoltaic modules”, *Applied Energy*, 90 (1): 309-315 (2012).
48. Siecker, J., Kusakana, K., and Numbi, B. P., “A review of solar photovoltaic systems cooling technologies”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79: 192-203 (2017).
49. Eslamnezhad, H. and Rahimi, A. B., “Enhance heat transfer for phase-change materials in triplex tube heat exchanger with selected arrangements of fins”, *Applied Thermal Engineering*, 113: 813-821 (2017).
50. Mohamed, S.A., et al., “A review on current status and challenges of inorganic phase change materials for thermal energy storage systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70: 1072-1089 (2017).
51. Sarikarin, T., T. Wongwuttanasatian, and A. Suksri, “Cooling enhancement of photovoltaic cell via the use of phase change materials in a different designed container shape. IOP Conference Series”, *Earth and Environmental Science*, 257: 5-10 (2019).
52. Bal, L. M., Satya, S., and Naik, S. N., “Solar dryer with thermal energy storage systems for drying agricultural food products: A review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14 (8): 2298-2314 (2010).
53. Şahan, N., “Faz Değiştiren Maddelerin Nano Malzemelerle Kullanımının Araştırılması”, *Çukurova Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Adana 5-25 (2011).
54. Konuklu Y. “Mikrokapsüllenmiş Faz Değiştiren Maddelerde Termal Enerji Depolama İle Binalarda Enerji Tasarrufu, Doktora Tezi, *Çukurova Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Adana 20-30 (2008).
55. Abhat, A., “Low Temperature Latent Heat Thermal Energy Storage: Heat Storage Materials”, *Solar Energy*, 30: 313-332 (1983).

56. Rowe D.M. and B. C. M., “Modern Thermoelectrics”, *Holt-Technology*, London (1983).
57. Doğdu., M. F. and Őiřman, A., “Termoelektrik soğutucuların performansına doğrudan temaslı ısı değiştiricilerin etkilerinin deneysel incelenmesi”, Yüksek Lisans Tezi *İstanbul Teknik Üniversitesi Enerji Enstitüsü*. İstanbul, 25-35 2013,
58. Özkaymak, M., et al., “Atık baca gazı kullanımı ile termoelektrik jeneratörlerde elektrik üretiminin faydalı kullanımının deneysel incelenmesi”, *Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi Part:C*, 2 (4): 289-298 (2014).
59. Kunt, M. A., “İçten yanmalı motor atık ısılarının geri kazanımında termoelektrik jeneratörlerin kullanımı”, *El-Cezerî Fen ve Mühendislik Dergisi*, 3 (2): 192-203 (2016).
60. Ahıska, R., “Termoelektrik modülün dinamik çıkış parametrelerinin araştırması için yeni bir yöntem”, *Gazi Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi*, 22 (4): 709-716 (2007).
61. Onat, N. and Ersöz, S., “Fotovoltaik sistemlerde maksimum güç noktası izleyici algoritmalarının karşılaştırılması”, *V. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu*, Diyarbakır, 50-56 (2009).
62. PSIM, 2022 Version 1 <https://powersimtech.com/products/psim/capabilities-applications/> (2022).
63. Özbay, H., et al., “PSIM simulation of flyback converter for P&O and IC MPPT algorithms”, *European Journal of Engineering and Natural Sciences*, 2 (1): 204-209 (2016).
64. Abdulmunem, A.R., et al., “Numerical and experimental analysis of the tilt angle’s effects on the characteristics of the melting process of PCM-based as PV cell’s backside heat sink”, *Renewable Energy*, 173: 520-530 (2021).
65. Savvakis, N. and Tsoutsos, T., “Theoretical design and experimental evaluation of a PV+PCM system in the mediterranean climate”, *Energy*, 220 1-21 (2021).
66. Huang, M., Eames, P., and Norton, B., “Comparison of a small-scale 3D PCM thermal control model with a validated 2D PCM thermal control model”, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(13): 1961-1972 (2006).

EK AÇIKLAMALAR A

GÜNEŞ İŞİNİMİ DEĞERLERİ VE HESAPLAMALAR



Şekil Ek A. 1. Solar paths at Kayseri, (Lat. 38.7200° N, long. 35.5000° E, alt. 1136 m) - Legal Time (PVsyst 7.2 deneme sürümünden alınmıştır)

Çizelge Ek A. 1. Aylık Meteorolojik Değerler (PVsyst 7.2, 2005-2013).

	Oc.	Şub.	Mar.	Ni.	May.	Haz.	Tem.	Agus.	Ey.	Ek.	Kas.	Ara.	Yıllık
Yatay Global	65.5	87.5	124.0	156.9	204.0	224.2	236.7	222.5	173.3	117.0	74.7	62.1	1748.4
Yatay. Diffüz	24.5	36.7	60.8	63.8	72.6	62.4	59.8	49.2	40.7	37.2	30.8	25.0	563.5
Dış Rad.	139.2	168.2	242.8	292.3	342.5	347.8	351.9	319.6	258.1	206.2	147.2	125.8	2941.5
Açıklık End.	0.471	0.520	0.511	0.537	0.596	0.645	0.673	0.696	0.672	0.567	0.508	0.494	0.594
Ortam Sıc.	-1.8	-0.2	5.7	10.3	14.8	19.2	22.6	22.5	17.0	12.2	5.4	-0.2	10.6
Rüzgar Hızı	2.2	2.5	2.9	2.9	2.5	2.6	2.6	2.4	2.1	1.9	1.9	2.1	2.4

Çizelge Ek A.2. Kayseri Aylık Ortalama Sıcaklık (°C).

Yıl/Ay	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2019	-0.8	3.3	5.6	9.2	17.4	21.3	21.6	22.3	17.4	14.4	7.0	3.0

Çizelge Ek A. 3. Kayseri Günlük Güneşlenme Süresi Aylık Ortalaması (Saat)

Yıl/Ay	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2019	3.1	5.4	6.4	5.3	8.8	9.0	11.1	10.7	9.1	7.9	6.1	1.8

Çizelge Ek A. 4. Günlük Toplam Güneşlenme Şiddeti Global (W/m²).

Günlük Toplam Güneşlenme Şiddeti Global (W/m ²)												
Gün/Ay	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	73,2	141,0	302,4	87,6	327,6	472,8	420,6	483,9	424,2	327,6	159,0	77,4
2	81,6	228,6	288,6	150,0	165,6	435,6	410,4	451,8	406,2	316,8	225,0	109,8
3	152,4	235,2	177,6	286,8	242,4	445,8	520,2	481,8	405,6	259,2	232,8	145,8
4	71,4	215,4	152,4	394,8	396,6	471,0	463,2	464,3	397,2	319,8	231,0	142,8
5	151,2	246,0	243,6	238,2	301,2	441,6	453,6	434,3	391,8	237,6	223,2	36,6
6	51,6	54,0	279,6	381,6	398,4	462,6	514,2	481,0	349,2	215,4	219,6	37,2
7	172,2	120,0	300,0	146,4	478,8	405,6	511,8	490,7	394,8	260,4	219,6	43,2
8	30,6	93,0	342,0	321,0	306,0	403,8	517,2	491,8	399,0	296,4	222,0	42,0
9	58,2	136,2	345,0	351,0	478,8	318,6	451,8	483,4	400,8	299,4	208,8	100,2
10	99,6	93,6	225,0	426,6	307,2	407,4	481,8	478,3	394,8	293,4	202,8	127,8
11	174,0	216,0	306,0	214,8	289,8	408,6	488,4	477,4	391,8	226,8	201,0	96,6
12	183,0	256,2	248,4	415,8	439,8	401,4	463,2	474,0	391,8	289,2	201,6	20,4
13	166,8	193,8	103,8	421,2	453,0	336,0	300,0	460,5	330,0	269,4	207,6	97,2
14	151,2	123,6	282,0	195,0	384,6	216,6	418,8	319,7	151,2	277,2	174,0	44,4
15	39,0	196,8	300,0	181,8	490,2	336,0	396,0	430,7	76,2	255,0	155,4	94,8
16	10,2	259,8	132,0	213,6	342,6	450,0	355,8	339,6	109,2	165,6	192,0	150,6
17	44,4	264,0	130,2	316,8	454,8	412,2	408,0	447,4	352,2	195,6	192,6	159,6
18	85,8	264,6	313,2	355,8	374,4	279,0	294,6	278,0	377,4	267,0	193,8	162,6
19	106,2	281,4	369,6	280,8	367,8	337,8	386,4	437,6	366,6	232,8	192,0	164,4
20	138,0	250,2	367,8	240,6	498,6	393,0	501,0	401,4	363,6	249,6	192,6	159,6
21	93,0	211,2	368,4	364,8	381,6	330,6	498,6	395,5	188,4	198,6	188,4	151,2
22	139,8	261,0	377,4	204,6	378,0	328,8	276,6	334,8	366,6	183,0	151,2	149,4
23	212,4	205,2	382,2	341,4	264,6	448,8	487,8	313,8	364,8	247,8	180,0	100,2
24	138,0	227,4	362,4	297,6	286,8	399,6	488,4	369,2	351,6	246,0	147,0	51,6
25	166,8	285,0	395,4	391,2	501,0	399,6	484,2	430,7	166,8	244,2	168,0	52,2
26	208,2	82,2	395,4	315,0	450,6	511,8	497,4	424,2	330,0	248,4	76,8	29,4
27	182,4	100,8	301,2	144,6	493,2	461,4	447,6	424,6	330,0	209,4	46,2	43,8
28	202,8	121,8	350,4	420,6	456,0	398,4	507,6	424,8	328,8	157,2	149,4	61,2
29	203,4		61,2	473,4	459,6	406,8	498,0	415,0	332,4	111,0	126,6	31,8
30	96,0		101,4	385,2	422,4	401,4	478,8	409,9	337,2	229,2	123,6	34,2
31	162,0		87,0		384,0		481,8	416,4		226,8		114,0

Çizelge Ek A. 5. 2019 Kayseri Günlük Güneşlenme Süreleri (Saat)

2019 Kayseri Günlük Güneşlenme Süreleri												
Gün/Ay	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0.0	4.8	10.3	1.1	8.2	9.6	13.8	13.3	11.2	10.1	1.1	0.7
2	0.5	7.8	9.4	0.4	2.9	11.0	13.5	13.1	12.5	11.2	4.7	2.3
3	4.4	7.0	1.6	2.7	3.7	8.7	14.0	13.2	11.4	10.4	7.7	-
4	1.3	6.4	2.1	9.1	11.0	11.6	13.3	11.8	11.6	10.1	7.3	3.8
5	4.2	7.0	8.0	9.1	3.1	10.7	13.2	9.6	10.8	6.5	7.9	0.0
6	0.0	0.0	5.4	10.0	8.6	12.9	13.0	12.7	10.7	8.3	7.8	1.1
7	6.7	4.5	2.5	0.0	12.8	11.9	13.8	12.2	10.6	8.2	7.6	0.0
8	0.0	1.0	8.6	5.4	3.9	11.9	12.8	11.6	11.8	9.2	8.8	0.0
9	2.5	4.2	10.0	5.9	11.0	6.2	13.3	12.2	10.4	9.5	7.8	0.9
10	5.2	0.0	7.8	8.2	4.9	4.9	11.4	12.3	10.6	9.4	7.9	1.4
11	5.0	6.5	9.0	5.1	2.7	10.8	12.0	12.4	10.4	6.3	7.3	1.5
12	4.9	7.7	0.0	9.9	11.8	5.8	4.2	12.5	10.6	6.3	7.7	0.0
13	3.2	5.6	1.0	9.5	12.0	4.1	10.0	12.5	9.9	9.2	7.8	1.8
14	3.3	4.5	6.3	2.3	13.2	1.9	10.9	7.1	-	9.7	6.4	2.2
15	0.0	1.2	7.5	2.8	12.8	3.7	4.5	11.3	1.5	9.2	4.9	5.3
16	0.0	6.6	0.8	0.7	5.5	10.4	12.4	11.5	0.3	-	8.3	3.2
17	0.8	8.3	5.9	0.0	11.7	8.4	9.2	12.0	7.8	4.5	7.8	4.0
18	6.5	8.5	7.6	9.0	11.7	3.1	1.2	3.8	10.0	7.7	7.9	4.3
19	2.6	9.6	10.1	6.7	10.4	5.6	7.2	7.0	10.3	8.1	7.7	4.5
20	5.5	7.6	10.0	0.8	12.4	6.1	12.9	9.5	10.5	7.9	8.3	3.7
21	2.4	9.2	10.8	1.6	6.1	6.4	9.0	5.1	1.1	2.9	7.8	4.0
22	0.0	8.6	9.5	0.0	7.4	5.1	3.5	10.3	9.0	4.0	5.5	3.0
23	0.0	7.2	9.9	5.0	2.5	10.7	9.3	6.4	9.9	8.6	6.5	3.0
24	0.7	5.9	2.6	5.0	5.4	11.8	12.8	9.7	10.5	9.3	6.5	0.4
25	5.5	8.8	10.7	10.8	12.3	13.6	12.7	11.2	1.1	8.2	7.0	0.0
26	7.8	0.0	10.6	6.3	13.0	13.4	13.0	10.9	8.8	9.0	0.5	0.0
27	5.2	0.3	7.1	0.0	13.0	13.3	13.5	11.7	9.0	7.7	1.3	0.0
28	6.8	2.7	8.2	8.3	13.7	13.2	13.4	12.0	9.5	1.9	1.3	0.8
29	6.4	-	0.0	10.4	11.2	13.0	13.6	11.4	10.5	5.7	3.2	0.0
30	0.0	-	0.0	11.5	9.5	11.5	13.4		10.5	8.2	0.7	0.0
31	3.5	-	3.8	-	4.9	-	13.5	10.8	-	8.8	-	-

Çizelge Ek A. 6. 2019 Kayseri Günlük Maksimum Sıcaklık Değerleri(°C)

2019 Yılı Kayseri Günlük Maksimum Sıcaklık Değerleri (°C)												
Gün/Ay	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	-0.9	8.3	8.7	11.1	16.4	31.7	25.7	34.5	28.5	28.9	16.2	12.7
2	7.2	8.6	13.8	10.3	21.4	34.0	29.7	32.9	29.7	30.9	10.6	6.7
3	9.3	11.3	10.1	11.7	15.5	30.7	32.4	31.5	30.5	29.1	13.8	8.4
4	11.3	12.6	10.2	16.7	18.9	32.7	32.5	33.1	30.3	28.9	17.0	8.7
5	11.2	13.7	14.5	15.9	20.8	32.3	31.6	30.0	29.0	29.7	19.9	2.9
6	5.8	10.1	14.2	19.4	25.9	32.7	30.6	28.2	30.5	24.4	20.9	3.2
7	1.4	11.5	9.6	12.9	24.9	31.9	30.4	28.4	27.8	23.9	21.6	1.5
8	-2.5	9.8	10.8	18.9	16.6	31.8	31.7	29.4	25.9	27.9	22.1	0.9
9	-0.7	10.8	15.8	18.0	18.0	27.8	31.6	31.3	25.6	25.7	20.5	4.0
10	-1.0	6.0	17.1	17.8	19.0	30.0	32.8	31.1	26.8	27.5	20.9	6.7
11	0.5	9.4	19.2	16.9	18.9	28.1	33.3	31.3	26.7	25.5	21.2	7.7
12	1.9	12.4	17.6	18.5	18.9	24.3	26.4	33.9	26.7	23.2	20.3	8.6
13	5.9	12.2	11.0	22.4	25.1	25.6	25.7	35.5	28.8	24.2	20.1	10.3
14	4.0	10.8	15.5	21.8	28.6	24.5	29.6	40.4	27.7	28.7	22.3	11.2
15	8.3	7.1	16.1	17.1	32.4	26.0	23.4	38.2	20.3	29.4	19.6	12.7
16	10.1	8.6	10.5	12.9	31.2	31.1	27.5	31.9	17.6	26.1	20.3	11.8
17	-0.8	9.4	9.2	8.5	31.9	29.4	31.7	30.9	24.3	24.7	17.9	11.2
18	-0.8	11.3	15.7	13.7	27.1	26.9	22.3	27.5	28.0	23.7	16.7	12.5
19	-3.3	9.4	17.6	13.2	24.7	25.3	26.6	26.9	29.7	23.3	15.8	14.3
20	1.1	12.5	19.2	6.5	27.7	25.9	28.9	28.5	31.5	22.3	14.1	13.2
21	1.6	13.7	16.7	7.0	29.3	27.8	28.3	23.6	21.1	18.8	13.5	13.4
22	2.6	12.3	13.5	5.1	28.0	25.7	26.0	27.0	20.0	18.7	13.0	13.9
23	7.4	13.4	15.0	12.3	29.7	28.6	28.8	26.9	23.3	21.2	13.6	16.1
24	8.7	12.5	7.5	15.9	29.7	31.0	29.3	30.0	27.6	21.9	13.1	8.8
25	10.4	12.3	10.4	19.4	26.4	33.4	29.2	32.1	21.1	21.9	14.2	9.1
26	9.6	9.2	15.4	21.6	25.1	33.7	29.2	30.5	26.0	18.6	16.9	5.0
27	11.9	3.5	16.5	18.4	27.5	31.8	30.9	29.7	29.5	19.5	13.8	2.4
28	9.3	1.5	13.3	21.6	29.9	31.7	31.9	30.2	24.2	17.2	13.9	5.6
29	9.6	-	6.0	23.5	33.5	28.3	34.1	31.5	25.2	19.0	15.1	3.2
30	11.1	-	7.7	25.3	34.2	24.2	37.7	30.0	27.5	19.8	14.8	9.2
31	11.3	-	14.7	-	32.8	-	34.6	29.4	-	19.5	-	7.6

Çizelge Ek A. 7. 2019 Yılı Kayseri Günlük Minimum Sıcaklık Değerleri (°C)

2019 Kayseri Günlük Minimum Sıcaklık Değerleri (°C)												
Gün/Ay	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	-10.0	0.8	-5.7	5.1	9.4	11.5	8.2	16.8	11.6	5.4	3.7	3.1
2	-4.8	-3.0	-1.4	5.3	8.4	13.9	8.5	16.3	10.5	7.0	0.9	-0.4
3	-0.2	-5.9	3.0	0.3	3.4	16.0	11.5	14.9	10.2	13.1	-3.9	-5.1
4	-0.4	-5.2	-1.5	-1.6	2.0	14.1	13.5	14.6	10.3	7.4	-3.3	-4.0
5	-0.8	-4.7	-2.4	1.2	6.3	12.9	13.4	16.0	10.7	6.9	-0.6	0.0
6	-1.1	-0.9	-1.1	-0.5	10.1	12.9	12.8	11.7	10.4	10.0	0.6	-0.8
7	-4.7	2.4	0.0	7.7	13.4	11.6	12.6	9.0	11.6	5.4	0.8	-0.7
8	-7.4	-0.2	-6.0	1.7	8.2	13.8	11.5	9.1	9.2	9.0	0.9	-3.2
9	-13.2	-1.7	-6.1	4.1	1.5	13.8	15.1	10.6	7.9	7.0	0.0	-0.2
10	-16.8	1.9	-1.1	1.9	2.8	15.2	13.7	15.2	8.7	6.8	-0.7	-1.3
11	-12.5	-1.9	-0.2	5.7	4.6	11.7	16.6	14.1	9.5	7.5	1.6	-2.9
12	-12.0	-4.5	2.1	6.5	6.6	9.8	15.3	11.2	8.2	8.7	0.3	1.8
13	-7.7	-1.6	5.3	3.5	3.1	13.6	11.8	12.2	9.5	2.6	-1.7	0.0
14	-6.8	-0.6	3.1	8.4	5.7	12.5	9.0	14.8	10.8	3.9	0.2	2.2
15	-0.7	0.2	1.7	4.1	8.1	12.4	14.3	18.4	13.3	5.9	4.3	-0.9
16	-4.0	-4.4	1.7	5.8	9.5	11.8	9.6	17.9	12.5	8.6	2.3	0.9
17	-7.6	-5.9	0.3	4.1	10.3	12.7	12.4	14.8	7.5	8.2	-2.0	-3.0
18	-13.5	-5.7	-0.7	0.0	14.5	14.5	14.5	17.3	6.2	6.4	-2.7	-4.3
19	-16.7	-2.9	-1.7	-0.7	8.6	11.7	14.9	12.9	6.5	6.8	-3.3	-4.5
20	-10.7	-4.8	-0.9	0.3	7.8	14.0	12.1	12.7	8.1	7.7	-4.2	-3.8
21	-11.7	-2.6	-0.6	0.2	10.3	12.7	12.5	13.2	9.8	6.7	-6.4	-3.9
22	-5.3	-4.1	-2.4	0.7	17.2	14.9	14.9	12.0	0.8	7.7	-5.7	-2.2
23	-5.3	-3.0	-4.1	0.3	11.9	11.8	14.0	12.6	1.1	5.3	-5.2	-0.6
24	-3.9	-2.7	-2.7	-0.9	14.1	14.1	13.1	13.0	2.5	5.2	-4.1	4.1
25	1.1	-3.7	-4.5	5.2	13.8	14.2	13.3	13.1	6.7	4.4	-3.5	3.0
26	0.7	-1.5	-5.5	4.0	12.6	15.4	12.4	16.0	11.2	4.2	3.3	0.1
27	3.1	-1.0	-1.3	6.2	7.8	15.2	10.4	13.6	8.9	3.4	7.0	0.0
28	-3.2	-4.0	-0.7	4.6	9.2	14.9	10.8	13.0	15.1	3.6	3.5	-1.0
29	-4.0	-	-0.5	6.5	10.2	16.2	10.2	13.6	6.0	7.7	-1.5	-0.1
30	-2.3	-	-0.8	6.8	13.1	13.5	15.3	13.8	5.0	2.8	7.5	-1.4
31	-1.2	-	1.5	-	15.7	-	17.2	13.1	-	0.8	-	-1.0

Çizelge Ek A. 8. 2019 Kayseri Günlük Ortalama Sıcaklık Değerleri (°C)

2019 Kayseri Günlük Ortalama Sıcaklık Değerleri (°C)												
Gün/Ay	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	-5.2	4.2	0.6	7.3	16.3	21.5	17.4	26.0	20.7	16.4	8.8	6.8
2	0.0	3.6	5.6	7.3	13.1	23.8	19.4	25.1	20.6	18.5	6.3	3.4
3	4.0	1.0	6.0	6.1	9.6	24.2	23.1	24.0	20.6	20.4	3.4	-0.1
4	5.9	1.9	4.1	7.4	10.8	24.5	23.4	24.4	20.5	17.9	5.1	1.3
5	3.4	2.8	5.0	7.8	13.5	24.3	23.2	22.7	20.0	17.2	7.5	0.9
6	1.6	3.7	6.3	8.7	17.2	23.1	21.8	21.0	20.8	15.9	8.9	0.7
7	-1.4	6.2	4.4	10.6	19.2	22.5	22.4	19.1	20.1	14.3	9.2	0.4
8	-4.6	4.4	1.9	9.8	11.9	23.0	22.8	19.4	18.0	17.9	9.8	-0.9
9	-5.0	4.1	3.2	11.2	10.1	20.6	24.1	21.3	16.9	16.3	9.0	1.0
10	-10.5	3.7	6.6	9.4	11.6	20.2	23.8	22.6	17.6	16.6	8.1	2.1
11	-7.6	3.8	9.0	10.1	12.4	20.8	25.9	22.4	18.5	16.6	9.7	1.8
12	-6.5	2.5	9.0	11.9	12.5	17.1	19.9	22.3	17.9	15.9	8.6	4.3
13	-2.7	4.2	9.3	13.2	14.0	18.2	19.3	23.9	18.6	12.7	6.9	4.4
14	-1.0	5.0	8.3	15.1	17.5	16.9	19.4	26.6	18.5	14.9	9.4	5.8
15	3.4	4.2	9.0	9.9	20.3	18.3	19.1	28.1	15.6	16.5	11.1	5.2
16	1.3	2.2	6.1	7.8	20.7	21.0	19.2	25.4	15.1	15.0	9.7	5.7
17	-3.8	1.5	4.6	6.4	20.4	20.7	21.5	23.2	15.5	14.0	6.4	2.6
18	-6.3	2.0	6.5	6.3	21.4	19.3	18.1	21.1	17.0	14.4	5.5	1.7
19	-11	4.3	7.8	5.8	16.7	17.9	19.9	20.3	18.0	15.0	4.9	2.1
20	-5.3	2.8	9.0	3.7	18.5	18.6	20.7	19.5	19.1	14.9	3.8	2.4
21	-6.4	4.5	8.2	2.7	20.3	19.3	20.0	17.5	15.3	12.8	2.2	2.4
22	-1.7	3.6	5.6	2.9	21.7	19.8	20.7	19.3	10.1	12.5	1.7	3.8
23	-0.3	4.3	5.2	6.4	20.8	20.2	20.8	19.9	11.7	12.3	2.8	5.9
24	1.3	5.2	1.9	7.5	21.0	23.2	21.3	21.4	14.3	12.5	2.7	6.9
25	6.0	3.7	1.7	12.1	19.9	24.6	22.1	22.7	14.2	12.3	3.9	6.1
26	5.8	3.0	4.1	12.1	18.6	25.3	21.6	23.3	17.3	11.1	9.5	2.8
27	7.3	1.9	7.4	12.0	18.4	23.9	21.3	21.7	18.7	10.2	10.9	1.3
28	2.5	-1.5	6.3	12.8	20.3	24.0	21.8	21.8	18.7	9.8	8.1	2.1
29	2.5	-	2.2	14.8	22.2	22.8	23.0	22.6	15.2	11.6	6.4	1.5
30	3.5	-	2.4	16.1	24.2	19.1	26.4	22.0	16.0	10.2	10.5	3.4
31	4.6	-	7.2	-	23.1	-	26.9	21.3	-	9.6	-	3.7

Çizelge Ek A. 9. 2019 Yılı Kayseri Günlük Ortalama Rüzgar Yönü (°) ve Hızı (m/sn)

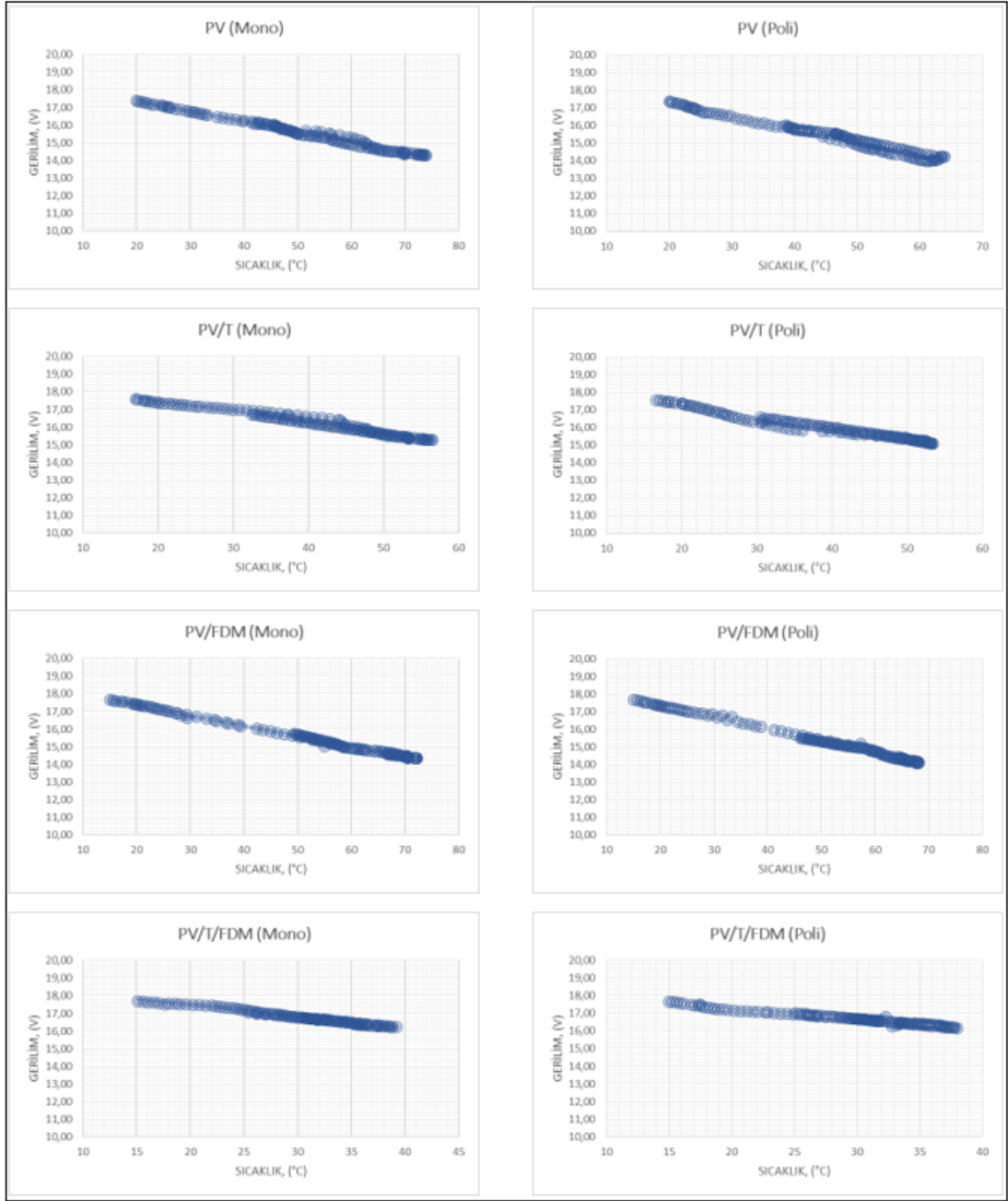
2019 Kayseri Günlük Ortalama Rüzgâr Yönü (°) ve Hızı (m/sn)												
Gün/Ay	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	276° 0.7	248° 1.9	201° 1.7	269° 1.2	177° 1.8	253° 1.1	57° 2.3	315° 1.3	253° 1.5	272° 1.0	284° 1.0	340° 1.2
2	209° 1.4	251° 1.6	222° 1.6	315° 1.0	126° 1.5	271° 1.5	242° 1.4	299° 1.4	248° 1.2	219° 1.4	47° 1.2	114° 1.1
3	289° 1.5	9° 0.6	203° 0.8	190° 1.2	62° 1.3	260° 1.5	262° 1.4	284° 1.2	118° 1.2	310° 1.1	69° 0.9	85° 0.8
4	236° 3.4	201° 0.7	199° 0.7	170° 0.9	322° 1.2	262° 1.7	360° 1.2	320° 1.4	307° 1.1	5° 0.9	198° 0.9	56° 0.9
5	256° 1.5	196° 0.7	182° 1.2	108° 1.2	79° 1.0	203° 1.6	59° 1.4	11° 1.4	25° 1.2	229° 1.6	344° 0.8	94° 0.8
6	255° 1.8	212° 1.1	231° 1.4	105° 1.2	360° 2.8	257° 1.4	354° 1.5	358° 1.5	350° 1.2	215° 2.1	351° 0.8	230° 0.9
7	196° 2.1	212° 1.1	274° 2.2	38° 1.2	188° 5.3	280° 1.4	353° 1.4	55° 1.5	309° 1.4	260° 1.0	346° 0.7	188° 1.2
8	278° 0.8	182° 1.3	66° 0.8	313° 1.0	242° 2.2	352° 1.3	289° 1.3	262° 1.4	272° 1.3	253° 1.4	238° 0.9	257° 1.0
9	239° 1.5	38° 0.8	12° 0.7	177° 3.2	186° 1.2	217° 1.3	316° 1.4	239° 1.2	266° 1.2	282° 1.0	327° 0.8	319° 0.9
10	281° 0.7	62° 0.5	281° 1.1	118° 1.4	320° 1.2	100° 1.5	263° 1.2	327° 1.6	237° 1.2	293° 1.0	324° 0.8	196° 0.9
11	331° 0.6	160° 0.9	7° 1.5	58° 1.2	305° 1.2	260° 1.8	272° 2.4	68° 2.0	291° 1.3	260° 1.0	288° 0.8	177° 0.7
12	300° 0.5	148° 1.0	170° 1.4	250° 1.4	306° 1.4	155° 1.2	264° 1.3	147° 1.2	216° 1.1	124° 1.3	17° 0.8	213° 0.9
13	299° 0.5	189° 1.1	175° 2.4	145° 1.7	332° 1.2	230° 1.2	222° 1.6	246° 1.0	334° 1.2	211° 1.0	163° 0.8	165° 0.8
14	290° 0.7	144° 2.1	215° 1.1	182° 3.6	325° 1.1	311° 1.2	122° 1.2	176° 1.2	117° 1.4	266° 0.8	210° 1.0	193° 1.1
15	199° 3.0	42° 1.9	163° 1.9	243° 1.6	200° 1.4	238° 1.1	248° 1.8	168° 2.3	72° 2.0	331° 0.8	172° 0.9	194° 1.0
16	268° 2.9	60° 1.5	259° 1.6	276° 0.8	186° 1.6	248° 1.2	309° 1.2	288° 1.7	229° 1.0	169° 1.0	13° 0.9	253° 0.9
17	264° 1.9	159° 0.9	273° 2.8	259° 1.8	175° 1.8	179° 1.6	178° 1.7	330° 1.1	254° 1.0	175° 1.2	336° 0.9	128° 0.7
18	195° 1.0	263° 1.0	291° 1.3	338° 1.2	177° 3.0	183° 1.3	212° 1.0	298° 1.5	39° 0.9	192° 0.8	195° 0.8	360° 0.7
19	57° 0.6	236° 1.5	54° 0.9	256° 1.3	240° 1.9	158° 1.3	340° 1.3	259° 1.2	43° 1.1	322° 0.9	9° 0.8	280° 0.7
20	134° 0.5	285° 0.7	237° 0.9	240° 2.2	298° 1.8	236° 1.2	291° 1.3	278° 1.4	267° 1.5	312° 1.0	103° 0.8	344° 0.8
21	161° 0.6	287° 1.1	254° 1.1	277° 1.8	273° 1.7	348° 1.2	319° 1.3	215° 1.0	289° 1.7	12° 0.9	330° 0.8	140° 0.9
22	54° 0.4	213° 0.8	276° 1.2	276° 1.6	246° 1.9	173° 1.0	56° 2.0	318° 1.2	80° 1.1	130° 1.1	344° 0.7	169° 0.9
23	201° 0.7	175° 1.5	284° 1.3	20° 0.8	252° 1.5	353° 1.1	29° 1.5	353° 1.1	308° 1.0	111° 1.1	341° 0.8	161° 4.3
24	150° 3.4	163° 0.8	56° 2.8	276° 0.9	183° 2.0	288° 1.1	296° 1.3	68° 1.2	328° 0.9	199° 1.0	6° 0.8	151° 4.4
25	113° 2.6	243° 0.9	202° 2.0	353° 1.0	259° 2.1	11° 1.2	331° 1.4	18° 1.1	83° 0.9	252° 0.9	327° 0.7	272° 1.7
26	170° 4.3	242° 0.7	360° 1.0	309° 0.9	274° 1.4	263° 1.3	5° 1.3	18° 1.3	237° 0.9	281° 1.0	165° 3.6	251° 1.2
27	136° 3.6	249° 1.5	274° 1.1	354° 0.7	27° 1.3	280° 1.4	254° 1.3	342° 1.1	256° 1.1	166° 1.1	339° 2.2	313° 0.9
28	150° 0.7	294° 1.2	280° 1.4	16° 0.9	305° 1.2	10° 1.4	260° 1.2	32° 1.0	261° 1.5	205° 1.0	101° 0.8	300° 1.0
29	210° 0.7	39° 1.5	217° 1.1	345° 1.2	11° 1.9	349° 1.1	316° 1.1	292° 1.0	319° 1.0	168° 1.0	348° 1.2	0.8
30	168° 3.1	71° 2.6	205° 2.2	263° 1.2	15° 2.0	240° 1.4	268° 1.4	345° 0.9	188° 0.9	51° 1.7	149° 2.7	
31	162° 1.8		201° 1.6		106° 1.3		312° 1.2	239° 1.1		346° 1.0		325° 1.1

Çizelge Ek A. 10. Kullanılan FDM Temel Fiziksel ve Kimyasal Özellikleri

Kalsiyum Klorür Hekzahidrat Temel Fiziksel ve Kimyasal Özellikleri		
1	Görünüm	Fiziksel hali: katı Renk: renksiz
2	Koku	Kokusuz
3	Koku Eşiği	Uygun veri yoktur
4	pH	5,0-7,0'nin 219.1 g/l'nin 25 °C
5	Erime noktası/Donma noktası	Erime noktası/erime aralığı: 29.7 °C
6	İlk kaynama noktası ve kaynama aralığı	Uygun veri yoktur
7	Parlama noktası	Uygulanmaz
8	Buharlaştırma oranı	Uygun veri yoktur
9	Alev alma sıcaklığı (katı, gaz)	Uygun veri yoktur
10	Üst/alt alev alabilirlik veya patlama sınırları	Uygun veri yoktur
11	Buhar basıncı	Uygun veri yoktur
12	Buhar yoğunluğu	Uygun veri yoktur
13	Nispi yoğunluk	1,71 g/ml 25 °C
14	Su içinde çözünürlüğü	Yaklaşık 219,1 g/l 20 °C
15	Dağılım katsayısı	Uygun veri yoktur
16	Kendiliğinden tutuşma sıcaklığı	Uygun veri yoktur
17	Bozunma sıcaklığı	Uygun veri yoktur
18	Viskozite	Uygun veri yoktur
19	Patlayıcılık özellikleri	Uygun veri yoktur
20	Oksitleyici özellikler	Uygun veri yoktur
Sigma-Aldrich Co. LLC. Şirketi, sadece kurum içi amaçlarla kullanılmak kaydıyla sınırsız sayıda baskılı çıktı şeklinde çoğaltılmasına izin vermektedir.		

Çizelge Ek A. 11. FDM'lerin Termofiziksel Özellikleri

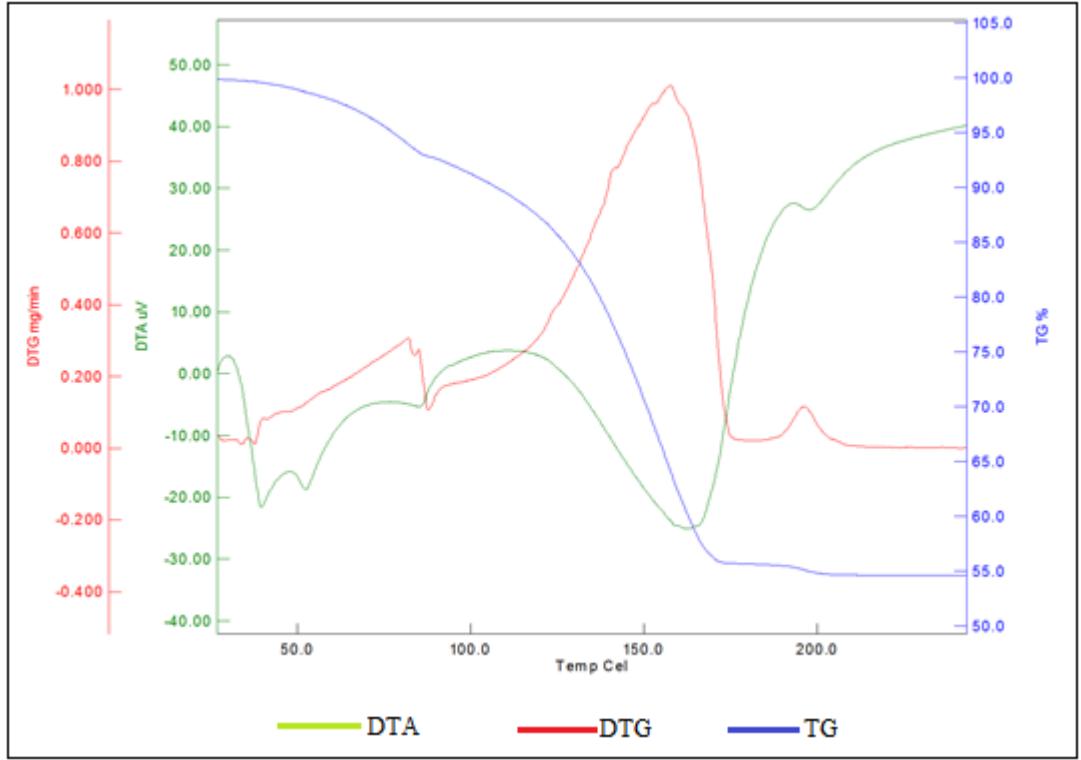
FDM	Erime sıcaklığı (°C)	Termal İletkenlik (W/m.K)	Isı Depolama Kapasitesi (kJ/kg)	Formülü
Eicosane	35-37	789	-	CH ₃ (CH ₂) ₁₈ CH ₃
Capric Acid-Palmitic Acid	22.5	0.14	173	CH ₃ (CH ₂) ₆ CH ₂
Sodium Phosphate Dibasic Dodecahydrate	35-45	0.476[l],0.514[s]	279.6	Na ₂ HPO ₄ .12H ₂ O
Sodium Sulfate decahydrate	32	0.15[l],0.3[s]	251	Na ₂ SO ₄ .10H ₂ O
Calcium Chloride Hexahydrate	30	1.4[s], 2.1[l]	170-192	CaCl ₂ .6H ₂ O
Sodium Carbonate Decahydrate	33-36	-	247	Na ₂ CO ₃ .10H ₂ O
Tris (hydroxymethyl) Ethane	193-195	-		C ₅ H ₁₂ O ₃
Hydrated Salt	32.4	0.544	241	Na ₂ SO ₄ .10H ₂ O
Hydrated Salt	34	-	130	CABR ₂ .6H ₂ O
Potassium Fluoride Tetrahydrate	18.5	-	231	KF.4H ₂ O
Lithium Nitrate Hexahydrate	30	-	296	Li NO ₃ .6H ₂ O
Zinc Nitrate Hexahydrate	36.2	-	246.5	Zn (NO ₃) ₂ .6H ₂ O



Şekil Ek A. 2. Modüllerde Sıcaklığa Bağlı Gerilim Değişimi (17.08.2022)



Şekil Ek A. 3. Modüllerde Sıcaklığa Bağlı Gerilim Değişimi, (19.08.2022)



Module:	STA	Temperature Program:	Comment:
Data Name:	Ramazan Kayabasi	Cel Cel Cel/min min s	Gas1: Azot
Measurement Date:	5/23/2019	1* 25 250 10 0 0.5	Gas2: Oks.
Sample Name:	Ramazan Kayabasi		Pan: Pt
Sample Weight:	13.189 mg		

Şekil Ek A. 4. Kimyasal Analiz Sonuçları

Calibration Certificate

Requester : EKO INSTRUMENTS Europe B.V. **ISO 17025 / ISO 9847**
Lulofsstraat 55, Unit 32, 2521 AL,
Den Haag, The Netherlands



Manufacturer : EKO Instruments Co., Ltd.
Description : Pyranometer
Model : MS-602
ISO Classification : Second Class
Serial Number : S17152017
Accessories : Cable

Certificate Number : S17152017-EX17-390
Issue date : January 29, 2018
Calibration Date : January 29, 2018
Calibration Procedure : LM-10

Calibration Conditions

Temperature	25±3	[°C]
Irradiance	1000±50	[W/m ²]
Solar Simulator In Stability	0.3	[%]

Calibration Results

Sensitivity	7.07	[μV/W·m ⁻²]
Uncertainty	0.68	[%] (Coverage factor k = 1.96)

The above product is calibrated and traceable to the reference pyranometer in compliance with ISO/IEC9847 Direct beam calibration (type IIc). Measurement uncertainties at the time of calibration are consistent with the Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (GUM).

Reference Instruments	Model	S/N	Sensitivity [μV/W·m ⁻²]	Calibration due
Pyranometer	MS-802	PRN-REF.04	7.033	2018/12/17
Digital Multimeter	34401A	MY41014381		2019/9/2

EKO Instruments Co., Ltd.
1-21-8, Hatagaya, Shibuya-ku, Tokyo, 151-0072, Japan
S.Yoshida / Calibration responsible

Shuji Yoshida

Certificate Number : S17152017-EX17-390

Page 1

Şekil Ek A. 5. Piranometrenin (MS-602) Kalibrasyon Değerleri

EK A. 6. (MS-602) Piranometrenin Kalibrasyon Değerleri

$$7.07 \times 10^{-6} = \frac{\text{Volt.m}^2}{\text{Watt}} \quad \text{B5.1}$$

Volt olarak verilen değer mili volt cinsinden yazılır (B5.1, B5.2)

$$7.07 \times 10^{-6+3} = \frac{\text{mV.m}^2}{\text{Watt}} \quad \text{B5.2}$$

Denklem değerleri yerlerine yazılır ve mV cinsinden okunan değerler Watt/m² birimine dönüştürülür (B5.3).

$$\frac{1}{7.07 \times 10^{-3}} = 141.44 = \frac{\text{Watt}}{\text{mV.m}^2} \quad \text{B5.3}$$

Değerler mV şeklinde veya Watt/m² cinsinden kullanılabilir.

Çizelge Ek A.12. Sistem bileşenleri maliyet hesabı

2019 Yılı Tedarik Fiyatlarıyla Ayrık Olarak Sistem Bileşenleri Maliyet Hesabı (₺)									
PV Sistem Bileşeni	Maliyet (₺)	PV (Mono)	PV (Poli)	PV/T (Mono)	PV/T (Poli)	PV/FDM (Mono)	PV/FDM (Poli)	PV/T/FDM (Mono)	PV/T/FDM (Poli)
Panel (Mono)	75	+		+		+		+	
Panel (Poli)	85		+		+		+		+
Kablo	30	+	+	+	+	+	+	+	+
Şarj Reg.	75	+	+	+	+	+	+	+	+
Akü	170	+	+	+	+	+	+	+	+
DC Lamba	15	+	+	+	+	+	+	+	+
TEJ	200			+	+			+	+
Pompa	35			+	+			+	+
Borular	20			+	+			+	+
Bakır Boru	50			+	+			+	+
Su Deposu	30			+	+			+	+
Eşanjör Fan	80			+	+			+	+
FDM	450 kg/₺					+	+	+	+
Diğer	100	+	+	+	+	+	+	+	+
Toplam Maliyet (₺)		465	475	780	790	587	597	1051	1061

ÖZGEÇMİŞ

Ramazan KAYABAŞI Lise öğrenimini Meslek Lisesi Elektrik Bölümü'nde tamamladı. Lisans Eğitimini 2006 yılında Zonguldak Karaelmas Üniversitesi, Karabük Teknik Eğitim Fakültesi, Makine Eğitimi Bölümünde tamamladı. 2007 yılında ZKÜ Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Eğitimi Anabilim Dalı'nda başladığı Yüksek Lisansını 2009 yılında tamamladı. 2006 yılından itibaren 2012 yılına kadar TEİAŞ bünyesinde Bölge Grup Müdürlüklerinde çalıştı. 2012 yılında Erciyes Üniversitesi Tomarza Mustafa Akıncıoğlu Meslek Yüksekokulu'nda Öğretim Görevlisi olarak göreve başladı. 2018 yılında Tomarza Mustafa Akıncıoğlu MYO yeni kurulan Kayseri Üniversitesi'ne bağlanması nedeniyle, kadrosu Kayseri Üniversitesine geçti. Halen Kayseri Üniversitesi Tomarza Mustafa Akıncıoğlu Meslek Yüksekokulu'nda Öğretim Görevlisi olarak çalışmaktadır.