



**YENİLENEBİLİR ENERJİ DESTEKLİ ISIL DEPO
TASARIMININ TEORİK VE DENEYSEL
ARAŞTIRILMASI**

**2023
DOKTORA TEZİ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ**

Ümit Deniz AKYAVUZ

**Tez Danışmanı
Doç. Dr. Hasan ÖZCAN**

**YENİLENEBİLİR ENERJİ DESTEKLİ ISIL DEPO TASARIMININ TEORİK
VE DENEYSEL ARAŞTIRILMASI**

Ümit Deniz AKYAVUZ

T.C.

Karabük Üniversitesi

Lisansüstü Eğitim Enstitüsü

Makine Mühendisliği Anabilim Dalında

Doktora Tezi

Olarak Hazırlanmıştır

Tez Danışmanı

Doç. Dr. Hasan ÖZCAN

KARABÜK

EKİM 2023

Ümit Deniz AKYAVUZ tarafından hazırlanan “YENİLENEBİLİR ENERJİ DESTEKLİ ISIL DEPO TASARIMININ TEORİK VE DENEYSEL ARAŞTIRILMASI” başlıklı bu tezin Doktora Tezi olarak uygun olduğunu onaylarım.

Doç. Dr. Hasan ÖZCAN

Tez Danışmanı, Makine Mühendisliği Anabilim Dalı

Bu çalışma, jürimiz tarafından Oy Birliği ile Makine Mühendisliği Anabilim Dalında Doktora tezi olarak kabul edilmiştir. 03/10/2023

Ünvanı, Adı SOYADI (Kurumu)

İmzası

Başkan : Prof. Dr. Tayfun MENLİK (GÜ)

Üye : Prof. Dr. Kâmil ARSLAN (KBÜ)

Üye : Prof. Dr. Selahattin ÇELİK (AYBÜ)

Üye : Doç. Dr. Hasan ÖZCAN (AYBÜ)

Üye : Dr. Öğr. Üyesi Erhan KAYABAŞI (KBÜ)

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

Doç. Dr. Zeynep ÖZCAN

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.”

Ümit Deniz AKYAVUZ

ÖZET

Doktora Tezi

YENİLENEBİLİR ENERJİ DESTEKLİ ISIL DEPO TASARIMININ TEORİK VE DENEYSEL ARAŞTIRILMASI

Ümit Deniz AKYAVUZ

Karabük Üniversitesi

Lisansüstü Eğitim Enstitüsü

Makine Mühendisliği Anabilim Dalı

Tez Danışmanı:

Doç. Dr. Hasan ÖZCAN

Ekim 2023, 141 sayfa

Bu çalışmada, güneş enerjisinin ısı depolanması ve depolanan enerjinin doğalgazlı ısıtma sistemine entegre edilmesi ile elde edilen yakıt tasarrufu araştırılmıştır. Deneysel çalışma Ocak-Mart 2021 döneminde yapılmıştır ve ısı depolama maddesi olarak PO Heat Transfer Oil 32 ve Mobiltherm 605 ısı yağları boru tipi ısı değiştiricili ısı depoda kullanılmıştır. Ayrıca deneysel çalışmanın yapıldığı konumda, merkezi doğalgaz ısıtması yapılan mevcut binaların ısı ihtiyacının karşılanması için Therminol 59, Therminol 66, Dowtherm A ve Dowtherm G ısı yağları kıyaslanarak ısı depolama model çalışması yapılmıştır. Sistem verimliliği Termodinamiğin 1. Kanununa göre analiz edilmiştir. Ekonomik analiz ilk yatırım maliyeti, toplam ömür döngüsü maliyeti ve seviyelendirilmiş enerji maliyeti hesaplanarak yapılmıştır. Isıtma sisteminde doğalgazın yanması sonucunda oluşan sera etkisinde önemli payı olan CO₂ emisyonu çevresel analiz için hesaplanmıştır.

Deneysel çalışmada 3,65 m² yüzey alanına sahip vakum tüplü güneş kolektör grubunun bir ısıtma sistemine entegre edilmesi durumunda ısıtmada kullanılan doğalgaz yakıt sarfiyatına etkisi araştırılmıştır. Isıl depolama yapılan gün sayısı 57 olup ısıtma yağın çıkarıldığı en yüksek sıcaklık 306 °C'dir. Isıl depolama yapılan günlerde ısıtma sistemine aktarılan ısı enerjisinin doğalgaz karşılığı 11,41 m³'tür. Isıtma sisteminde doğalgaz yakılması halinde CO₂ emisyonu ise 31,4 kg'dır. Isıtma sistemine destekli VTC ısıtma enerji depolama sisteminin genel verimi %10-49 aralığındadır.

Deneyin yapıldığı mevcut bina için yapılan örnek olay çalışmasında 100-300 °C sıcaklık aralığında ısıtma depolama yapılan Mobiltherm 605 ısıtma yağı kullanılmıştır. Bu örnek çalışmada 189,6 m² mevcut binanın çatı alanı dikkate alınarak en yüksek ısıtma enerji ihtiyacının 4145 kWh olduğu gün için 12 saatlik bir ısıtma depolamaya göre 2073 kWh enerji ihtiyacı vardır. VTC-Isıtma sisteminde depolanan enerjinin gece ihtiyaç duyulan ısıtma enerjisi karşılama oranı %20,9'dur. Enerji birim maliyeti 0,037 \$/kWh'tir.

Mevcut binaların ısıtma ihtiyacının tamamen karşılanması için yapılan modelleme çalışmasında Therminol 59, Therminol 66, Dowtherm A ve Dowtherm G ısıtma yağları kullanılmıştır. 60-180 °C ısıtma depolama sıcaklığı aralığında güneş ışınım şiddeti, VTC boru sayısı, akışkan cinsi ve VTC boru içi akışkan hızlarında 4 değişken parametre ile yapılan ısıtma analiz modelleme çalışmasına göre akışkanların ulaştığı en üst sıcaklıklar ve VTC boru sayıları tespit edilmiştir. Therminol 66 ısıtma yağının kullanıldığı 0,75 m/s VTC boru içi akışkan hızı diğer akışkanlara ve akış hızlarına göre daha iyi sonuç vermiştir. Düşük akış hızlarında akışkanın ulaştığı en üst sıcaklık değeri daha yüksektir. 0,25 m/s hızda 270 °C'ye ulaşmaktadır. Yüksek akışkan sıcaklığında ısıtma kayıpları daha yüksek olmaktadır. Güneşten alınan enerjinin ısıtma olarak depolanabilmesi için güneş ışınım değerinin 43 W/m² üzerinde olması gerektiği görülmüştür. 2418 kWh ısıtma depolama ihtiyacı ve dinamik ısıtma kayıpları dikkate alınarak 0,75 m/s VTC boru içi hız ve depo hacmine göre yapılan optimum VTC temelli ısıtma destek model hesaplamasında VTC alanı 1212 m², ısıtma depo hacmi 38,75 m³ bulunmuştur. Isıtma yağ miktarı 34846 kg'dır. Sistem genel verimi %54,6'dır. İlk yatırım maliyetinin 870560 \$ olduğu modellemede VTC boruları yatırımın %46,7'sine, ısıtma depo maliyeti %37,6'sına karşılık gelmektedir. Birim ısıtma enerji maliyetinin ise 0,053

\$/kWh olduğu bulunmuştur. Depolama enerjisinin en yüksek (2418 kWh) olması halinde elde edilen enerjinin DG karşılığı 227,3 m³, CO₂ azaltımı 447,5 kg'dır.

Anahtar Sözcükler : CO₂ azaltımı, ekonomik analiz, enerji teknolojileri, güneş enerjisi, ısı enerjisi depolama, ısı yağ, otomatik kontrol, yenilenebilir enerji.

Bilim Kodu : 91408

ABSTRACT

Ph. D. Thesis

THEORETICAL AND EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF THERMAL TANK DESIGN SUPPORTED RENEWABLE ENERGY

Ümit Deniz AKYAVUZ

**Karabük University
Institute of Graduate Programs
Department of Mechanical Engineering**

Thesis Advisor:

Assoc. Prof. Dr. Hasan ÖZCAN

October 2023, 141 pages

In this study, the fuel savings obtained by thermal storage of solar energy and integrating the stored energy into the natural gas heating system were investigated. Experimental study was carried out in January-March 2021 period and PO Heat Transfer Oil 32 and Mobiltherm 605 thermal oils were used as thermal storage material in the thermal tank, which is tubular heat exchanger. In addition, a thermal storage model study was carried with thermal oils which are Therminol 59, Therminol 66, Dowtherm A and Dowtherm G to correspond to the thermal needs of existing buildings with district heating system which natural gas used at the location where the experimental study. The system efficiency was analyzed according to the 1st Law of thermodynamics. The economic analysis is done by calculating the initial investment cost, the total life cycle cost and the levelized energy cost. The CO₂ emission generated by the combustion of natural gas in the heating system has a significant share in the

greenhouse effect. Therefore, CO₂ emissions were calculated for environmental analysis.

In the experimental study, the effect of solar energy on the natural gas consumption used in the heating system was investigated when the vacuum tube solar collector group with a surface area of 3.65 m² is integrated into the heating system. The number of days of thermal storage is 57 and the highest thermal oil temperature is 306 °C. On the days of thermal storage, transferred the thermal energy to the heating system is equal in natural gas value 11.41 m³. 31.4 kg of CO₂ emissions were prevented by solar energy transferred to the heating system. The overall efficiency of the VTC thermal energy storage system supported to the heating system is in the range of 10-49%.

In the case study for the existing building Mobiltherm 605 was used. Thermal storage temperature is range of 100-300 °C. To used at night for 12 hours, thermal energy requirement is 2073 kWh should be stored in daylight. The ratio of the energy stored in the VTC-Thermal system to meet the thermal energy demand at night is 20.9%. The energy unit cost is \$0.037/kWh.

Therminol 59, Therminol 66, Dowtherm A and Dowtherm G thermal oils were used in the modeling study to fully meet the thermal needs of the existing buildings. The maximum temperatures reached by the fluids and the number of VTC pipes were determined in the thermal analysis modeling study carried out in the thermal storage temperature range of 60-180 °C, according to 4 variable parameters: solar radiation intensity, VTC pipe number, fluid type and VTC in-pipe flow rate. When 0.75 m/s VTC in-pipe fluid velocity and Therminol 66 thermal oil were used, it gave better results than other fluids and flow rates. At low flow rates, the maximum temperature reached by the fluid is higher. The temperature reaches 270 °C at a speed of 0.25 m/s and reaches 193 °C at a speed of 0.75 m/s. Thermal losses are higher at high fluid temperature. It has been observed that the solar radiation must be above 43 W/m² to stored thermally the energy taken from the sun. Considering the 2418 kWh thermal energy storage requirement and dynamic thermal losses, the VTC area was found to be 1212 m² and the thermal storage volume was 38.75 m³ in the optimum VTC-based thermal support model calculation made according to the VTC in-pipe velocity of 0.75

m/s and Therminol 66. The amount of thermal oil is 34846 kg. The overall efficiency of the system is 54.6%. In the model study, where the initial investment cost is \$870560, which correspond to VTC pipes 46.7% and thermal tank 37.6%. The levelized unit thermal energy cost was found to be \$0.053/kWh. If the storage energy is the highest (2418 kWh), the natural gas equivalent of the energy obtained is 227.3 m³, CO₂ reduction is 447.5 kg.

Key Word : CO₂ reduction, economic analysis, energy technologies, solar energy, thermal energy storage, thermal oil, renewable energy.

Science Code : 91408

TEŞEKKÜR

Bu tez çalışmasının planlanmasında, araştırılmasında, yürütülmesinde ve oluşumunda ilgi ve desteğini esirgemeyen, engin bilgi ve tecrübelerinden yararlandığım, yönlendirme ve bilgilendirmeleriyle çalışmamı bilimsel temeller ışığında şekillendiren sayın hocam Doç. Dr. Hasan ÖZCAN'a teşekkür ederim.

Tezdeki verilerin oluşmasında KBÜBAP-FBA-2020-2308 nolu projeye destek olan Karabük Üniversitesi BAP Koordinatörlüğüne ve aynı projede yürütücü olan Dr. Öğr. Üyesi Erhan KAYABAŞI'na bilimsel katkılarından dolayı teşekkür ederim.

Tezin oluşum süresinde katkılarından dolayı Öğr. Gör. Ercan UYGUN'a ve Dr. Öğr. Üyesi İsrail KARADÖL'e teşekkürlerimi sunarım.

Tezin son şeklini almasında tüm jüri üyelerine yapıcı katkılarından dolayı teşekkür ederim.

Hiçbir yardımı esirgemedi yanımda olduğu için değerli eşim Doç. Dr. Ebru Külekçi AKYAVUZ'a, çocuklarım Eda Deniz ve Ali Deniz'e teşekkür ederim.

Bugünlere gelmemde büyük emekleri olan başta annem Hatice AKYAVUZ'a, rahmetli babam İsmail AKYAVUZ'a ve ailemin tüm fertlerine teşekkürlerimi sunarım. Ayrıca eğitim hayatım boyunca emeği geçen tüm öğretmenlerime teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
KABUL.....	ii
ÖZET.....	iv
ABSTRACT.....	vii
TEŞEKKÜR.....	x
İÇİNDEKİLER	xi
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	xiv
TABLolar DİZİNİ	xvi
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ	xvii
BÖLÜM 1	1
GİRİŞ	1
BÖLÜM 2	8
LİTERATÜR	8
2.1. GÜNEŞ ENERJİSİ TEKNOLOJİLERİ	8
2.2. ISIL DEPOLAMA TÜRLERİ.....	12
2.3. ISI TRANSFER AKIŞKANLARI	16
2.3.1. Sıvı Metaller	17
2.3.2. Ergimiş Tuzlar	17
2.3.3. Isıl Yağlar	21
2.4. ISIL AKIŞKANLARIN KARŞILAŞTIRMASI	28
2.5. MOTİVASYON	35
2.6. AMAÇLAR.....	36
BÖLÜM 3	40
MATERYAL VE METOT	40
3.1. GÜNEŞ ENERJİSİ KAYNAKLI ISITMA DESTEĞİ SİSTEMLERİ	40
3.1.1. PV Panel Temelli Elektrik Enerjisi Depolama	43

	<u>Sayfa</u>
3.1.2. PV Panel Temelli Hidrojen Enerjisi Depolama.....	43
3.1.3. Parabolik Oluk Kolektör (PTC) Temelli Isıl Enerji Depolama	44
3.1.4. Vakum Tüp Kolektör (VTC) Temelli Isıl Enerji Depolama	45
3.1.5. Ekonomik ve Genel Çevresel Analiz.....	45
3.1.6. Seçilen Sistemlerin Karşılaştırması	47
3.2. ISIL DEPO	48
3.3. DENEYSEL ÇALIŞMALAR	51
3.3.1. Deney Düzenegi.....	51
3.3.2. Sistem Tanıtımı.....	52
3.3.3. Vakum Tüplü Kolektör.....	57
3.3.4. Isıl Yağ Enerjisi	60
3.3.5. Isı Kaybı Hesabı	62
3.3.6. Isıtma Sistemi	63
3.3.7. Belirsizlik Analizi	63
3.4. ÖRNEK OLAY ÇALIŞMALAR.....	64
3.4.1. Kilis TBMYO Binası Örnek Olay Çalışması	64
3.4.1.1. Kolektör Alanı	65
3.4.1.2. Isı Kaybı ve Yakıt Tüketimi	66
3.4.2. VTC Tabanlı Isıl Destek Sistemi Örnek Olay Modellemesi	67
3.5. EKONOMİK ANALİZ	69
3.6. ÇEVRESEL ANALİZ.....	71
BÖLÜM 4	73
BULGULAR VE TARTIŞMA	73
4.1. DENEY BULGULARI	74
4.1.1. Güneş Işınımı ve Dış Ortam Sıcaklığı	74
4.1.2. Isıl Enerji Depolama	75
4.1.3. Isıl Deponun Doğal Soğuması	76
4.1.4. Isıtma Sistemi	77
4.2. ÖRNEK OLAY BULGULARI.....	81
4.2.1. Kilis TBMYO Binası Örnek Olay Uygulaması.....	81
4.2.1.1. Isıl destek karşılama oranı	81

	<u>Sayfa</u>
4.2.1.2. Maliyet analizi	82
4.2.1.3. Isıl destek doğal gaz karşılığı.....	83
4.2.1.4. Isıl destek CO ₂ azaltımı	84
4.2.2. VTC Temelli Isıl Destek Sistem Modeli Uygulaması.....	84
4.2.2.1. Isıl depolama modeli için kullanılan ısıtıcıların karşılaştırılması	85
4.2.2.2. Isıl ihtiyaca karşılık optimum model	90
BÖLÜM 5	93
SONUÇLAR	93
KAYNAKLAR	95
EK AÇIKLAMALAR.....	112
EK A. ANSYS ANALİZİ	113
EK B. DENEY TEÇHİZATI VE ÖZELLİKLERİ	117
EK C. KONTROL ÜNİTESİ	123
EK D. ISI KAYBI HESABI.....	134
EK E. BELİRSİZLİK ANALİZİ	138
ÖZGEÇMİŞ	141

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa

Şekil 2.1. Çalışmanın akış şeması	38
Şekil 3.1. Güneş enerjisi temelli ısıtma desteği sistemleri şeması a) PV-Elektrik, b) PV-H ₂ , c) PTC-Isıl, d) VTC- Isıl.....	41
Şekil 3.2. Sistemlerin maliyet ve enerji üretimine göre DG karşılığı	47
Şekil 3.3. Sistemlerin enerji üretimine göre CO ₂ azaltımı	48
Şekil 3.4. Isıl depo ve ekipmanları.....	52
Şekil 3.5. Sistem şeması.....	53
Şekil 3.6. Elektrik ısıtıcılı tank.....	54
Şekil 3.7. Vakum tüplü boruda ısı kayıplar	57
Şekil 3.8. U borulu vakum tüp boyuna kesiti.....	58
Şekil 3.9. U borulu vakum tüpün enine kesiti ve eşdeğer tek boru gösterimi.....	58
Şekil 3.10. Vakum tüplü kolektörün ısı ağ görünümü	59
Şekil 3.11. Kolektörlü çatı görünümü	66
Şekil 3.12. VTC model şeması.....	67
Şekil 4.1. Günlük ortalama güneş ışınımı	74
Şekil 4.2. Günlük ortalama dış ortam sıcaklığı	75
Şekil 4.3. Günlük 3,65 m ² VT kolektör alanına düşen güneş ışınım enerjisi ve elektrikli ısıtıcı çalıştırabilme süresi	76
Şekil 4.4. Günlük ısı depo sıcaklık değişimi (°C) ve depolanan ısı enerji (kWh) ...	76
Şekil 4.5. Depo yalıtım durumuna göre ısı yağ doğal soğuma grafiği	77
Şekil 4.6. Isıl depo şarj/deşarj enerjisi ve sistem verimliliği.....	78
Şekil 4.7. Dış ortam ortalama sıcaklığına göre genel verim değişimi	78
Şekil 4.8. Radyatör gidiş/dönüş (T ₂ /T ₁) su sıcaklığına göre genel verim değişimi ..	79
Şekil 4.9. Radyatör ısıtma suyu debisine göre genel verim değişimi	80
Şekil 4.10. Güneş temelli enerji depolama sistemlerinin enerji karşılaştırması	81
Şekil 4.11. Enerji depolama sistemlerinin toplam maliyet ve TLCC karşılaştırması	82
Şekil 4.12. Enerji depolama sistemlerinin ve doğalgazın birim enerji karşılaştırması	83
Şekil 4.13. Enerji depolama sistemlerinde depolanan enerjinin doğalgaz karşılığı... 83	
Şekil 4.14. Enerji depolama sistemlerinin göre CO ₂ emisyonu azaltımı	84

Sayfa

Şekil 4.15. Akışkan cinsine ve hızına göre VTC boru sayısı değişimi	85
Şekil 4.16. Therminol 59 ısıtıcı yağının VTC boru içi hızlarına göre VTC çıkış sıcaklığı değişimi	86
Şekil 4.17. Therminol 66 ısıtıcı yağının VTC boru içi hızlarına göre VTC çıkış sıcaklığı değişimi	87
Şekil 4.18. Dowtherm A ısıtıcı yağının VTC boru içi hızlarına göre VTC çıkış sıcaklığı değişimi	87
Şekil 4.19. Dowtherm G ısıtıcı yağının VTC boru içi hızlarına göre VTC çıkış sıcaklığı değişimi	88
Şekil 4.20. Isıtıcı yağlara göre ısıtıcı depoya verilen net enerji a) gün boyu, b) gün ortası	89
Şekil 4.21. Akışkan hızına ve güneş enerjisine göre ısıtıcı depo sıcaklığı (Therminol 66)	90
Şekil 4.22. Therminol 66 ısıtıcı yağı için gün boyu verim değişimi ($V_{VTC}=0,75$ m/s)..	91
Şekil 4.23. Isıtıcı enerji depolama sisteminde enerji dağılımı	92

TABLULAR DİZİNİ

	<u>Sayfa</u>
Tablo 1.1. Yakıt/Enerji cinsine göre birim ısı enerji maliyeti	7
Tablo 2.1. TES türlerinin performans faktörlerine göre karşılaştırılması	16
Tablo 3.1. Güneş enerjisi destekli ön ısıtma sistem bileşenleri verimi	42
Tablo 3.2. 3D ısı depo parametreleri.....	49
Tablo 3.3. Deney teçhizatı ve malzeme listesi	51
Tablo 3.4. VT boru özellikleri.....	53
Tablo 3.5. Deney parametreleri.....	56
Tablo 3.6. Kullanılan ısı yağlar ve özellikleri.....	61
Tablo 3.7. Örnek olay parametreleri	65
Tablo 3.8. Model parametreleri.....	68
Tablo 3.9. Yenilenebilir ve geleneksel enerji sistemlerinin karşılaştırılması	70
Tablo 3.10. Ekipman maliyet tablosu	71

SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

SİMGELER

A	: alan
C_p	: özgül ısı
d	: yıllık indirim oranı
D, d	: boru çapı
e	: birim enerji
EM	: ekipman maliyeti
g	: güneş enerjisi geçirme faktörü
H	: özgül ısı kaybı
h	: ısı taşınım katsayısı
H_T	: iletim ve taşınım yoluyla gerçekleşen ısı kaybı
H_V	: havalandırma yoluyla gerçekleşen ısı kaybı
F_w	: cam düzeltme faktörü
g_{\perp}	: yüzeye dik gelen güneş enerjisi
HHV	: üst ısı değeri
I	: akım
I	: ilk yatırım maliyeti
I_{solar}	: güneş ışıınım şiddeti
i	: faiz oranı
k	: ısıl iletkenlik
KKO	: kazanç kayıp oranı
L, l	: uzunluk
M	: maliyet
m	: kütle
n	: analiz dönemi
N	: tesis ömrü
P	: basınç

P	: güç
P	: çevre uzunluğu
q	: ısı akış yoğunluğu
Q	: ısı enerjisi
Q _d	: depolama enerjisi
r	: gölgelenme faktörü
R	: bağımlı parametre
R	: ısı iletim direnci
t	: zaman, cidar kalınlığı
T	: sıcaklık
T	: tesis
U	: ısı geçirgenlik katsayısı
V	: hacim
V	: gerilim
V	: hız
W, w	: hata oranı
\dot{W}	: güç
X	: bağımsız değişken

Alt İndisler

abs	: absorber
ak	: akışkan
amb	: dış ortam
ç	: çıkış
d	: depolanan
depo	: depolama
DG	: doğalgaz
do	: dış ortam
e	: dış yüzey
elec	: elektrolizör
g	: gelen
g	: giriş

i : iç yüzey
k,kol : kolektör
k : komponent
life : ömür
max : maksimum
solar : güneş
t,tot : toplam
ür : üretim

Yunan Harfleri

ΔT : sıcaklık farkı
 ∇ : nabla operatörü $\left(\frac{\delta}{\delta x} + \frac{\delta}{\delta y} + \frac{\delta}{\delta z}\right)$
 η : veri
 θ : ortalama sıcaklık
 λ_h : ısı iletim katsayısı
 ρ : yoğunluk
 μ : dinamik viskozite
 Φ : bakım faktörü
 Φ_i : iç kazanç
 Φ_s : güneş enerjisi kazancı
 τ : yıllık çalışma saati
 $\bar{\tau}$: viskoz gerilim

KISALTMALAR

BDO : Bifenil/Difenil Oksit
CPV : Concentrating photovoltaic (Yoğunlaştırılmış fotovoltaik)
CRF : Capital Recovery Factor (Sermaye Geri Kazanım Faktörü)
CSP : Concentrating Solar Power (Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi)
DG : Doğalgaz
HAD : Hesaplamalı Akışkanlar Dinamiği

- IRENA : International Renewable Energy Agency (Uluslararası yenilenebilir enerji ajansı)
- ISCC : Integrated Solar Combined Cycle (Entegre güneş kombine çevrim)
- LCOE : Levelized Cost of Energy (Seviyelendirilmiş enerji maliyeti)
- LFR : Linear Fresnel Reflection (Doğrusal Fresnel Reflektörü)
- ORC : Organic Rankine Cycle (Organik Rankine Çevrimi)
- O&M_n : Operation and Maintenance (Dönemsel işletim ve bakım maliyeti)
- PCM : Phase Change Material (Faz değiştiren malzeme)
- PKKP : Panel-Kanat-Kanat-Panel
- PLC : Programmable Logic Controller (Programlanabilir mantıksal denetleyici)
- PTC : Parabolic Through Collector (Parabolik oluk kolektör)
- PV : Photovoltaic (Fotovoltaik)
- PVT : Photovoltaic thermal (Fotovoltaik ısı)
- PVOM : Present Value of all O&M costs (İşletim ve bakım maliyetinin şimdiki değeri)
- SEGS : Solar Electric Generating Station (Güneş elektrik üretim istasyonu)
- SRC : Solar Rankine Cycle (Güneş Rankine Çevrimi)
- TCMB : Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası
- TCS : Thermochemical Storage (Termokimyasal Depolama)
- TES : Thermal energy storage (Isıl enerji depolama)
- TLCC : Total Life-Cycle Cost (Toplam ömür döngüsü maliyeti)
- TSE : Türk Standartları Enstitüsü
- VT : Vakum tüp
- VTC : Vacuum Thermal Collector (Vakum ısı kolektör)

BÖLÜM 1

GİRİŞ

Dünyadaki tüm enerji stokları, tamamen sürdürülebilir olan güneş enerjisinden kaynaklanır ve diğer faydalı enerji biçimlerine dönüştürülebilir. Enerji arzında sürdürülebilir kalkınmayı sağlamak için enerji kaynaklarının yenilenebilirliği öncelikli olmak üzere, çevresel ve ekonomik fayda önemli faktörlerdir [1,2]. Ulusal enerji arzının güvenliği verimlilik öncelikli olmak üzere dışa bağımlılığın azaltılması, enerji ithal edilen ülke sayısının artırılması ile alternatif enerji yatırımlarının yapılması esasına dayanır [3]. Isıtma, aydınlatma, endüstriyel ekipman, ulaşım vb. için tüm ekonomilerde güvenilir enerji arzı esastır [4]. Türkiye'nin ekonomik olarak enerji konusunda dışa bağımlılığını azaltmak için enerji politikalarının enerji etkinliği artırılmalı ve enerji yoğunluğunu azaltma yönünde uygulanmalıdır [5].

En çok enerji tüketen ülkeler arasında 19. sırada olan Türkiye, sanayi ve teknoloji alanlarında yakaladığı ivme ile enerji arzında önemli bir artışa ihtiyaç duyacaktır. Artan enerji talebi doğrultusunda yerli kaynaklardan enerji üreterek ekonomik açıdan ülkenin büyümesine destek olunmalıdır. Temiz ve yenilenebilir enerji kaynakları açısından önemli avantajlara sahip olan Türkiye, Birleşmiş Milletlerde vermiş olduğu projeksiyonda, sera gazı salınımını %21 azaltacağını belirtmiştir. Yenilenebilir enerji kaynaklarına yapılacak yatırımlar sayesinde enerji alanında dışa bağımlılığın azaltılması ve enerji ithalatı için ülke dışına çıkan gelirlerin yeni yatırım ihtiyaçlarına harcanması ile Türkiye sürdürülebilir bir kalkınma ve ekonomik büyüme eğilimi yakalayabilir [6].

Yenilenebilir enerji kaynakları birincil, yerli ve temiz veya tükenmez enerji kaynakları olup biyokütle, hidro, jeotermal, güneş, rüzgâr ve deniz-dalga enerjilerini içerir [7,8].

Bu enerjilerden hidro, güneş, rüzgâr ve deniz-dalga enerjisi mevsimlik veya saatlikolarak sürekli değildir. Enerji üretimi yapılamayan zamanlarda bu enerjilerin depolanması ile kullanıma hazır hale getirilebilir. Yenilenebilir enerji başka bir depolanabilir enerji biçimine dönüştürülebilir ve gerektiğinde geri dönüştürülebilir [9].

Başlıca enerji depolama teknikleri şu şekilde sınıflandırılır:

- Manyetik sistemler: Süperiletken, manyetik enerji depolama
- Elektrokimyasal sistemler: Piller, yakıt hücreleri, süper kapasitörler,
- Hidro Sistemler: Su pompaları,
- Pnömatik sistemler: Hava kompresörleri,
- Mekanik sistemler: Volanlar,
- Isıl sistemler: Ergimiş tuz, su veya yağ ısıtıcıları.

Yenilenebilir enerji sistemlerinde enerji depolama, yenilenebilir kaynakların entegrasyonunda baskın bir faktördür. Sağlam ve güvenilir bir modern elektrik sisteminin sürdürülmesinde önemli bir rol oynar. Elektrik güç sistemleri için enerji depolamada sistemlerin kullanım ömrü, maliyetleri, enerji yoğunluğu ve verimlilik gibi özellikler vardır. Enerji depolama uygulamaları için pompalı hidro enerji depolama, basınçlı hava enerji depolama, ısıl enerji depolama, elektrokimyasal piller, yakıt hücreleri ve güneş teknolojileri kullanılabilir [10]. Yenilenebilir enerjinin sürdürülebilir olması sera gazı emisyonlarını (dolayısıyla ozon tabakasının incelme oranını) azaltabileceği için bu alanlardaki araştırmalar arttırılmalıdır [11].

Küresel enerji taleplerini karşılamada en pahalı yenilenebilir enerji türü olmasına rağmen, güneş enerjisi büyük gelecek potansiyeli olan bir enerji türüdür. Dünyada merkezi olmayan bir enerji kaynağı olması nedeniyle günümüzün en iyi çözümü olarak kabul edilebilir [12]. Güneş enerjisinin kesintili doğası nedeniyle ısıl enerjiyi depolamak ve gerektiğinde geri almak için ısıl enerji depolama sistemi gerekir [13]. Güneş ısıl teknolojileri oldukça modülerdir ve konut kullanımı için binaların çatılarına kurulabilir. Ayrıca sanayi, tarım ve bölgesel ısıtma ağlarındaki büyük MW ölçekli zemine monte sistemlerde de bulunabilirler. Güneş ısıl pazarı henüz gelişmenin erken

bir aşamasında olmasına rağmen 2020’de ticari ve endüstriyel sektörlerde en az 120 büyük ölçekli ısı projesi eklenmiştir [14].

Alva vd. (2018)’ne göre ısı enerji depolama pil teknolojilerindeki tipik döngüsel kayıpların yaşanmadığı gibi daha uzun bir servis ömrüne sahiptir. Isıl enerji depolama rüzgâr veya fotovoltaik kaynaklı tek şebekeli enerji depolaması için pek uygun bir yöntem değildir. Dünyada ısı enerji tüketimi miktarından dolayı ısı enerji yönetimi uygulamalarında yapılan herhangi bir iyileştirme topluma önemli faydalar sağlayabilir. Isıl enerji depolama (TES) sistemlerinin uygulaması, geniş ölçekte fosil yakıt kullanma zorunluluğunu ortadan kaldırabilir. Isıl enerji depolama sistemleri yakıt tüketmeye duyulan ihtiyacı azaltarak hem çevresel hem de ekonomik faydalar sağlar. Isıl enerji depolama sistemlerinde enerji tüketilene kadar fazla ısı depolanır. Bu depolamada tek amaç ısı enerji kaybını önlemektir. TES sistemlerinin fiziksel özellikleri, maliyetleri, operasyonel performansları ve uygulama şartları gibi konuların yanında ısı enerji depolama malzemelerinin türleri hakkında çalışmalar vardır [15].

TES sistemleri, sıcaklık, yer veya güç gibi farklı koşullar altında daha sonra kullanılmak üzere ısıyı veya soğuğu depolayabilir. Bir enerji sisteminde depolamanın uygulanması; ekonomik faydanın yanında, kirliliğin ve CO₂ emisyonlarının azaltılması, performans, verimlilik ve güvenilirlik gibi faydalar sağlar. TES sistemleri tasarlanırken depolama malzemesinde yüksek enerji yoğunluğu, ısı transfer akışkanı ile depolama malzemesi arasında iyi ısı transferi, mekanik stabilite, kimyasal stabilite, depolama malzemesi ve depo uyumluluğu, tersinirlik, düşük ısı kayıplar ve kolay kontrol göz önünde bulundurulur. TES sistemleri termokimyasal, gizli ısı ve duyulur ısı depolama olmak üzere üç tipe ayrılır [16].

Termokimyasal depolamada (TCS) ana prensip tersine çevrilebilen kimyasal reaksiyondur Bu reaksiyonda, bir termokimyasal malzeme (C) enerjiyi emer ve kimyasal olarak ayrı ayrı depolanabilen iki bileşene (A ve B) dönüştürülür. Ters reaksiyonda ise A ve B malzemeleri bir araya getirilerek C malzemesi oluşturulur. Reaksiyon sırasında açığa çıkan enerji geri kazanılan ısı enerjiyi oluşturur. Bu sistemin depolama kapasitesi, C malzemesi oluştuğunda ortaya çıkan reaksiyon ısıdır.

$$C + 1s1 \leftrightarrow A + B$$

Gizli ısı depolamada kullanılan malzemelere faz değiştiren malzemeler (PCM) denir. Birçok malzeme PCM olarak çalışılmış olmasına rağmen, bunlardan sadece birkaçı ticarileştirilmiştir. Faz ayrımı, aşırı soğuma, korozyon, uzun süreli kararlılık ve düşük ısı iletkenliği gibi sorunları vardır. PCM seçiminde uygun erime entalpisi ve sıcaklığı, bulunabilirliği ve maliyeti dikkate alınan parametrelerdir [16]. Faz değiştiren malzemedede depolanan gizli ısıl enerji (Q_1), malzemenin kütlesi (m) ile gizli ısısının (L) arpımına eşittir ($Q_1=m \times L$).

Duyulur ısı depolamada malzemeler genellikle katı ve sıvıdır. Belirli bir malzeme için duyulur ısıyı depolama yeteneği, enerji yoğunluğunun (ρC_p) değerine büyük ölçüde bağlıdır. Bu nedenle yüksek yoğunluk ve özgül ısı değerleri istenir. Malzeme seçiminde yüksek hacimsel ısıl kapasite, iyi ısıl iletkenlik ve fiyat da önemlidir [16]. Isıl depolama ortamı olarak doğal kaya, beton, kum gibi katı malzemeler seğilebilir [17]. Isıl depolama ortamına göre sıvı depolama su, ısıl yağ, ergimiş tuz ortamlarında yapılır. Isıl depolama sıvıları bol miktarda bulunur ve ekonomik olarak rekabetçidir. petrol bazlı yağlar ve ergimiş tuzlar suya alternatif olarak kullanılır. Isıl kapasiteleri, ağırlık bazında suyun %25-40'ı kadardır. Ancak bunlar sudan daha düşük buhar basıncına sahiptir ve 300 °C'yi aşan yüksek sıcaklıklarda çalışabilirler. Yağlar, kararlılık ve güvenlik nedenleriyle 350 °C'nin altında sınırlıdır. Özelliklerinin çoğu suya benzer olmakla birlikte, petrol bazlı yağlarla birlikte düşük özgül ısılarla ve bulunduğu kap ile daha yüksek reaktivite potansiyeline sahiptirler. Bununla birlikte, daha yüksek ısıl iletkenliğe sahiptirler [18].

Yüksek sıcaklıklarda depolama için genellikle sıvı metal ve ergimiş tuz kullanılırken duyulur ısı depolama için ergimiş tuzlar orta ve yüksek sıcaklıklarda öne çıkmaktadır [19]. Orta ve düşük sıcaklıklarda ısıl depolama ise yaygın olarak ısıl yağlar ve su ile sağlanmaktadır. Orta sıcaklık uygulamaları için potansiyel duyulur ısıl enerji depolama malzemelerinin seçiminde genellikle ısı transfer akışkanı olarak ısıl yağlar kullanılır [17]. Genel olarak orta sıcaklıklarda ısıl yağlarla, 100 °C sıcaklık altında ise su ile duyulur ısı depolama yapılmaktadır.

Duyulur ısı ısı enerji depolama sisteminde kullanılan teknolojinin ticarileşmiş olması, düşük maliyetli, güvenilir ve uzun süre kullanılabilme gibi avantajlar sunduğu tespit edilmiştir [13]. Gizli ısı depolama ve termo-kimyasal ısı depolama sistemlerinin duyulur ısı enerji depolama sistemlerine göre daha yüksek enerji yoğunluğu sunmasına rağmen orta-yüksek sıcaklıktaki endüstriyel uygulamalar için uygun maliyetli çözümlerin sadece duyulur ısı enerji depolama sistemleri ile sağlanabileceği tespiti yapılmıştır [20].

Güneş enerjisi ısı olarak depolanabilir. Mevsimsel ısı enerji depolama sistemleri, CSP (Yoğunlaştırılmış Güneş Enerjisi) tesis sistemleri ve evsel güneş enerjisi uygulamaları en yaygın ısı enerji depolama sistemleridir. CSP santralleri veya nükleer reaktörler gibi termik elektrik üretim tesisleri için en uygun depolama teknolojisi ısı enerji depolamadır [15]. Endüstriyel güneş enerjisi tesisleri ve sürdürülebilirlik için ideal ısı enerji depolama sistemlerin incelendiği bir çalışmada güneş enerjisinin ısı depolama ile birçok endüstriyel proseste kullanılabileceği, ısı depolamanın güneş enerjisi sistemleri için sürdürülebilir çözümler sunacağı vurgulanmıştır [20].

Ergimiş tuz ısı enerji depolama sisteminin yüksek çevrim verimi ve düşük buhar basıncı gibi avantajlarından dolayı elektrik üreten yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrallerinde en yaygın ısı enerji depolama malzemesidir [21].

Tip 304 paslanmaz çelik, yağların depolanması için tank (depo) imalatında kullanılan en yaygın malzemedir ve korozyonu önlemek için genellikle oksijen ve oksit içermeyen bir ortam sağlar [22].

Binalarda ısıtma, ısı enerji üretici olan cihazlarla sağlanır. Soğuk iklimlerde bu cihazlar genellikle fosil yakıtlı yanma ünitelerine sahiptir. Biraz daha ılık iklimlerde HVAC sistemleri kullanılır. HVAC sistemlerinde enerji genel olarak elektrikle sağlanır. Kurumsal işletmelerde veya yüksek katlı binalarda merkezi olan ısıtma sistemleri, küçük meskenlerde ise bireysel ısıtma sistemi kullanımı daha yaygındır.

Fosil yakıt kullanılan sistemlerde ısıtma işlemi, sıcak suyun ısıtılan ortamlara borularla taşınarak radyatör adı verilen ısı değiştiricilerle sağlanır. Elektrikle yapılan ısıtma

sistemlerinde prensip ısıtılacak ortam havasının bir elektrikli ısıtıcı ile ısıtılması işlemidir. Ayrıca ısı pompası adı verilen ısıtma sisteminde ise elektrik kullanılmasına rağmen ısıtma işlemi akışkanların basınç ve faz değişimi prensibine göre yapılır.

Yenilenebilir enerji kullanımının artması ile geleneksel ısıtma sistemi olarak adlandırılan sistemlerde ısı enerjisi yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektrikle veya genellikle güneşten gelen ısı enerjisinin doğrudan ısıtma amaçlı kullanımı ile sağlanabilir. Alva vd. (2018)'ne göre ısı enerjisi depolama pil teknolojilerindeki tipik döngüsel kayıpların yaşanmadığı gibi daha uzun bir servis ömrüne sahiptir. Isı enerjisi depolama rüzgâr veya fotovoltaik kaynaklı tek şebekeli enerji depolaması için pek uygun bir yöntem değildir. [15].

Bina güneş sistemlerinin belirli bir zamanda sistemde mevcut olan koşullara bağlı olarak beş temel çalışma moduna sahip olduğu düşünülmüştür [23].

- Binada güneş enerjisi varsa ve ısı ihtiyacı yoksa kolektörden kazanılan enerji depoya eklenir.
- Binada güneş enerjisi varsa ve ısı ihtiyacı varsa kolektörden elde edilen enerji bina ihtiyacını karşılamak için kullanılır.
- Güneş enerjisi mevcut değilse, binada ısı ihtiyacı varsa ve depolama ünitesinde enerji depolanmışsa, depolanan enerji bina ihtiyacını karşılamak için kullanılır.
- Güneş enerjisinin olmaması, binada ısı ihtiyacı olması ve depolama ünitesinin boş olması durumunda bina ihtiyacını karşılamak için yardımcı enerji kullanılır.
- Depolama ünitesi tamamen ısıtılır, karşılanacak yük yoktur ve kolektör ısıyı emer.

%32,35'i konutlarda gerçekleşen ulusal doğalgaz tüketimi 2020 yılı için 48,26 milyar m³'tür [24]. Türkiye'de konut sektöründe ısıtma için yapılan enerji tüketimi, toplam tüketilen enerjinin %70'idir. Avrupa Birliğinde (AB) ise bu rakam %57'dir ve %25'i sıcak su üretimi için kullanılmaktadır [25].

Isı enerjisi birim maliyetlerinin (\$/kWh) verildiği yakıt/enerji türleri Tablo 1.1' de gösterilmiştir. DG, ekonomik ve temiz bir yakıt olarak ısıtma sistemlerinde en uygun

seçeneklerden biridir ve onu DG kadar evre dostu olmayan kömür takip eder. PV ve vakumlu kolektörlerden elde edilen güneş enerjisi ve jeotermal enerji, en ekonomik yenilenebilir enerji seçenekleridir. Fakat son yıllarda DG arzı sağlayan ülkelerin jeopolitik nedenlerle DG fiyatlarında artışa gittiği görülmüştür.

Tablo 1.1. Yakıt/Enerji cinsine göre birim ısıl enerji maliyeti

Yakıt/Enerji cinsi	Birim ısıl enerji maliyeti \$/kWh	Ref.	Yakıt/Enerji cinsi	Birim ısıl enerji maliyeti \$/kWh	Ref.
Doğalgaz	0,131	[26]	LPG	0,124	[27]
Yerli linyit kömürü	0,047	[27]	Biyoktle	0,067	[28]
İthal Sibirya kömürü	0,077	[27]	Solar-PV	0,048	[28]
Fuel Oil No:4	0,099	[27]	Solar-Isıl	0,114	[28]
Dökme gaz	0,105	[27]	Jeotermal	0,068	[28]
Motorin	0,133	[27]	Elektrikli ısıtma	0,170	[29]

BÖLÜM 2

LİTERATÜR

Isıtma ve soğutma talebine yönelik hazırlanan yenilenebilir enerji politikaları raporuna göre bu talebin yaklaşık %50'si endüstriyel süreçlerde, %46'sı konut ve ticari binalarda geri kalan kısım yemek pişirmede ve tarımda kullanılmaktadır [30]. Dünyada 166 ülkenin yenilenebilir elektrik üretimi hedefi olmasına rağmen yenilenebilir ısıtma ve soğutma hedefi olan ülke sayısı çoğu AB'de olmak üzere 49 ülkedir [31]. Yenilenebilir ısıtma ve soğutmaya geçiş yolları yenilenebilir tabanlı elektrifikasyon, yenilenebilir gazlar, biyokütleinin sürdürülebilir kullanımı, güneş termal ısısının doğrudan kullanımı ve jeotermal ısısının doğrudan kullanımınıdır [32].

2.1. GÜNEŞ ENERJİSİ TEKNOLOJİLERİ

Başlıca güneş enerjisi teknolojileri güneş enerjili su ısıtıcıları [33–36], güneş ocakları[37–40], güneş kurutucuları [41–43], güneş havuzları [44–47], güneş mimarisi [48–51], güneş şartlandırma [52–54], güneş bacaları [55–58], güneş enerjisi santralleri [59–67] ve güneş enerjili damıtma cihazlarından [68–70] oluşur. Bu çalışmalarda mevcut tasarımların performans analizleri, matematiksel simülasyon, iyileştirme önerileri ve yenilikçi tasarımların üretimi ele alınmıştır. Çeşitli tipteki güneş enerjisi toplayıcıları ve uygulamalarının sunulduğu çalışmada ise Kalogirou (2004) çevre sorunlarının bir analizi ile yenilenebilir enerji sistemlerinin sunduğu faydaları özetlemiştir. Düz plaka, bileşik parabolik, vakum tüp, parabolik oluk, Fresnel, parabolik çanak ve heliostat alan toplayıcıları dahil olmak üzere çeşitli kolektör türlerinin tanımı yapılarak kolektörlerin optik, ısı ve termodinamik analizi ve performanslarını değerlendirmek için kullanılan yöntemlerin açıklandığı çalışmada güneş enerjisi kolektörlerinin çok çeşitli sistemlerde kullanılabilmesi, önemli çevresel ve finansal faydalar sağlayabileceği ve mümkün olduğunda kullanılması gerektiği sonucuna varılmıştır [71].

Schmidt vd. (2004) merkezi güneş enerjisi santrallerinin teknolojisinin planlama ve maliyetleri hakkında bilgi vererek yer altı mevsimsel ısı depolama tesisleri ile olası uygulamalarını incelemiştir. Yazarlar hali hazırda Almanya'da kullanılan altı yer altı mevsimsel depolama tesisi kullanıldığını belirtmiştir. Çalışmada mevsimsel ısı depolama entegrasyonu ile alan ısıtma ve kullanım sıcak suyu için yıllık ısıtma talebinin %50'den fazlası güneş enerjisi ile karşılanabileceği tespit edilmiştir [72].

Gil vd. (2010) tarafından yapılan çalışmada CSP sistemlerinin yenilenebilir sistemler içerisinde önemli bir alternatif olarak öne çıktığı, verimli ve uygun maliyetli olmasının yanı sıra az gelişmiş bir konu olan ısı depolama olmasıyla CSP geleceğinin kilit unsur olan ideal ısı depolama sisteminde olduğu bildirilmiştir [73].

CSP sistemlerinin enerji üretimindeki önemine değinilen başka bir çalışmada Wu vd. (2011), sistemlerin iyileştirilmesi sürdükçe 2030 yılında tüm dünyanın enerji ihtiyacının %7'sinin bu sistemlerle karşılanabileceği belirtilmiştir [74]. Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemlerinin önündeki malzeme sınırlılıklarının incelendiği çalışmada Pihl vd. (2012), bu sistemlerin küçük ama ticari ölçekte istikrarlı bir şekilde büyüyen umut verici bir güneş enerjisi teknolojisi olduğu vurgulanmıştır. Ergimiş tuz bazlı CSP sistemlerinin küresel olarak yaygınlaşması durumunda nitrat tuzları ile gümüş ve çelik alaşımlarına duyulan ihtiyacın artacağı ve buna bağlı görülebilecek maliyet artışlarının CSP sistemlerinin yaygınlaşmasının önünde büyük bir engel olabileceğine dikkat çekilmiştir [75].

Powell vd. (2012), ısı transfer akışkanı olarak suyun kullanıldığı parabolik oluk tipi güneş kolektörü ile bütünleşmiş ısı enerji sistemi için dinamik bir simülasyonun gerçekleştirildiği çalışmada, bir depolama sisteminin eklenmesi ile ek yakıt ihtiyacının ve CO₂ emisyonunun %43 azaldığını görmüştür. Ek yakıt kullanımı ile bulutlu/bulutsuz ve depolamalı/depolamasız olarak incelenen çalışmada 1 MW güç gereksinimi için güneş enerjisinin ısı ihtiyacı karşılama oranı %34,3-70,1 arasında değişmektedir [76].

Fosil yakıt fiyatlarına ilişkin belirsizliklere dikkat çekilen çalışmada Moser vd. (2013), Orta Doğu ve Kuzey Afrika ülkelerinin sürdürülebilir sosyoekonomik gelişimi için yenilenebilir enerjilerin potansiyellerini değerlendirmiş ve CSP sistemlerinin

uygun hava koşullarına sahip ülkelerde önemli bir alternatif olabileceğini öngörmüşlerdir [77].

Liddo vd. (2014), Kuzey İtalya'da bulunan bir ev için enerji gereksinimlerine göre simüle edilen çalışmada güneş enerjisi ile optimum yenilenebilir enerji üretimi ve enerji depolama yöntemi sayesinde, bir kış mevsiminde bir evin işletme maliyetini %70'ten fazla kesmenin mümkün olduğu gösterilmiştir [78].

Herrando vd. (2014), Londra'da elektrik ve sıcak su sağlanması için hibrit PVT (Fotovoltaik Termal) sistemlerinin uygunluğunu değerlendirdiği çalışmada bir yıl boyunca toplam elektrik talebinin %51'inin ve toplam sıcak su talebinin %36'sının hibrit bir PVT sistemi tarafından karşılanabileceğini bildirmiştir. PVT sisteminin 20 yıllık bir kullanım ömrü boyunca 16,0 tona kadar CO₂ tasarrufu sağlanabileceği gösterilmiştir [79].

Güneş enerjisi santrallerinde kullanılmak üzere pratiğe dökülmüş enerji ve yüksek sıcaklıkta ısıl enerji depolama sistemlerinin maliyetinin incelendiği çalışmada Jacob vd. (2016), yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemleri de dahil olmak üzere yenilenebilir enerji sistemlerinin kesintili olmasının bu sistemlerin kullanımının önündeki en büyük engel olduğu vurgulanmıştır. Yine de yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santralleri oldukça yüksek miktarda ısıyı depolayabilme avantajına sahiptir [80].

Yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santralleri ve yüksek sıcaklıkta ısıl enerji depolama teknolojilerindeki gelişmelerin incelendiği çalışmada Liu vd. (2016), özellikle çift depolu hassas depolama sistemleri ile CSP sisteminin yaygınlaşabildiğini belirtmişlerdir. Çalışmada duyulur, gizli ve termo-kimyasal olmak üzere üç temel ısıl depolama sistemlerinin de yeni nesil CSP sistemlerinde kullanılabileceğini vurgulamışlar ancak yine de ısıl iyileştirme ve maliyet açısından daha fazla çalışmaya ihtiyaç duyulduğuna dikkat çekmişlerdir. Özellikle düşük maliyetli katı depolama ortamı geliştirilmesi ve bunun ısıl akışkanlar ile uyumunu konu alan çalışmalara ihtiyaç duyulduğu belirtilmiştir [81].

Hibrit PVT kolektörlerine dayalı güneş enerjisiyle birleştirilmiş soğutma, ısıtma ve güç sistemlerinin teknoekonomik performansını araştırmak için bir modelleme metodolojisi geliştirilen çalışmada Herrando vd. (2019), ısıtma ve soğutma sağlanması için vakum tüplü kolektör, elektrik temini için ise bir PV sistemi kullanmıştır. Bari Üniversite Kampüsü'nün elektrik ve doğalgazla ilgili gerçek enerji talebi, yatırım maliyetleri ve geri ödeme sürelerini tahmin etmek için kullanıldığında alan ısıtmasının %20,9'unu, soğutma ihtiyacının %55,1'ini ve elektrik taleplerinin %16,3'ünü karşılayabildiği sonucuna varılmıştır. Geri ödeme süresi, bir PV sistemininkinden 2,7 kat daha yüksek olup 16,7 yıldır [82].

Georgiev vd. (2020) tarafından güneş kolektörlü ve toprak kaynaklı ısı pompalı hibrit sistemin test edildiği bir çalışmada düzlemsel güneş kolektörü, sondaj kuyusu ısı değiştiricileri, ısı pompası, su deposu ve fan coil ekipmanları kullanılarak 3 farklı ısıtma modu karşılaştırılmıştır. Güneş enerjisi destekli ısı pompası ısıtması, güneş kolektörleri ile doğrudan su ısıtması ve toprak kaynaklı ısı pompası ısıtmasına göre daha verimlidir. Toprak kaynaklı ısı pompası ısıtması maliyet ve ısıl verim birlikte dikkate alındığında daha etkilidir [83].

Petrollese vd. (2020) Ottana güneş enerji tesisinin raporlandığı çalışmada yoğunlaştırılmış güneş teknolojilerinin kabiliyetlerini göstermiştir. Tesiste elektrokimyasal enerji depolamalı 400 kW gücünde yoğunlaştırılmış fotovoltaik (CPV) tesis ile 630 kW gücünde CSP tesisi entegre edilmiştir. CSP tesisinde ısı transfer sıvısı olarak ısıl yağ kullanan Fresnel tip kolektörler bulunmaktadır. Isıl depolama kapasitesi 15 MWht olup, iki depo bulunmaktadır. CSP tesisinden güç üretimi ORC (Organik Rankine Çevrimi) ünitesi ile sağlanmaktadır [84].

Model bir binada PVT sistemi ile evin ısıtma ihtiyacının yılın farklı mevsimlerinde karşılanabileceğini göstermek için Żabnieńska-Góra vd. (2021) tarafından yapılan çalışmada PVT sistemi kış aylarında ısıtma sağlayan mekanik bir havalandırma sistemine bağlanmıştır. Ayrıca ısıtma ünitesi kullanıldığı duruma göre enerji tüketiminde ne kadar azalma sağlanabileceği de belirtilmiştir. Analizin sonuçlarına göre PVT'li ısıtma sisteminin, ek bir ısı kaynağı olmadan kış aylarında odada 20 °C'lik bir konfor sıcaklığının korunmasına izin vermediğini göstermiştir. İlkbahar ve

sonbaharda PVT sistemi hava sisteminin ısı talebini önemli ölçüde azaltmasına rağmen, yaz aylarında sistem tarafından üretilen ısı ve elektrik, daha az güneşlenme olan dönemlerde veya daha düşük bir ısı kaynağı olarak kullanılabilmesi için mevsimlik bir enerji depolama sistemine entegre edilmesi gerekmektedir Güneş enerjisi, binaların enerji verimliliğini artırarak ve işletme maliyetlerini düşürerek ısı ihtiyacını önemli ölçüde azaltabilen, potansiyeli yüksek bir enerji kaynağıdır. Tek dezavantajı kullanıcıların ihtiyaçlarına göre uyarlanmış yıl boyunca sürekli bir enerji kaynağının olmamasıdır [85].

Güneş kulesi, parabolik oluk kolektörü (PTC) ve doğrusal Fresnel reflektörü (LFR) şeklinde; üç farklı CSP sistemi yardımı ile yapılan toplam 151 proje 23 ülkede bulunmaktadır. Bu projelerden 100 adeti faaliyette, 23 adeti inşaatı devam eden, 13 adeti anlaşması yapıp inşaatı başlanmayan, 15 adeti faaliyette olmayan ya da faaliyette olup feshedilmiş sadece sınırlı bir süre için gösteri amaçlı inşa edilmiştir. İspanya 53 proje ile bu konuda lider ülke konumundadır. İlk olarak 1984 yılında Amerika'da kurulan Solar Electric Generating Station I (SEGS I) sonrası, 1990 yılına kadar 8 sistem daha kurulmuştur. 2006 yılına kadar fazla rağbet görmeyen CSP sistemleri, bu yıldan sonra fosil yakıt emisyonlarını ve dışa bağımlı enerji arzını azaltmak için tekrar uygulanmaya başlamıştır [86–88].

2.2. ISIL DEPOLAMA TÜRLERİ

Maliyet, döngü davranışı, korozyon, enerji yoğunluğu, reaksiyon sıcaklığı ve hızı malzeme seçimini etkileyen faktörlerdir [89]. Termokimyasal, gizli ısı ve duyulur ısı depolama ile ilgili yapılan birçok çalışma vardır. Genel olarak ısı depolamada depolama malzemesi katı ve sıvıdır.

Termokimyasal depolama, 50 °C'den 1000 °C'nin üzerine kadar geniş bir sıcaklık aralığında uygulanabilmesine rağmen gelişmesi hala temelde laboratuvar aşamasındadır ve ticari ölçeğe aktarılacak kanıtlanmış herhangi bir tasarım ve malzemedir [90]. Metal oksitlerin ısı deoksijenasyonu [91], metal hidritlerin dehidrojenasyonu [92], metal karbonatların dekarboksilasyonu [93] ve metal

hidroksitlerin dehidrasyonu [94], malzemelerinin araştırıldığı termokimyasal enerji depolama alanında çalışmalar bulunmaktadır.

Gizli ısı depolama sistemlerinde organik malzemeler, parafin malzemeler, yağ asitleri, inorganik malzemeler, tuzlar, tuz ötektik karışımları, tuz hidratları, metaller ve alaşımların kullanımını inceleyen birçok çalışma bulunmaktadır [95–101].

Duyulur ısı depolama ortamı olarak doğaltaş, beton ve cüruf kullanılan katı malzemelerdir. Fernández vd. (2010) duyulur ısı depolama sistemlerinde kullanılma potansiyeli olan malzemelerin seçiminin nasıl yapılması gerektiği konusunu incelemişlerdir. Yazarlar 150 ve 200 °C arasındaki sıcaklıklarda duyulur ısı depolaması için ve iki farklı senaryo ele almışlardır. Bunlar uzun vadeli duyulur ısı depolaması ve kısa vadeli duyulur ısı depolamasıdır. Elde edilen sonuçlar depolanan ısı depolama biriminin maliyetinin süpersülfatlı çimento veya sodyum klorür betonu gibi seramik malzemeler için en düşük olduğunu göstermiştir. Ayrıca reaktif toz beton da bir aday malzeme olabileceği tespit edilmiştir [19]. Alonso vd. (2016) güneş enerjisi ile termik elektrik santrallerinde ısı depolaması olarak kalsiyum alüminat esaslı beton çimentosunu incelemiştir. Yazarlar ısı depolama sistemlerinin maliyetini düşürmek ve verimliliğini arttırmak için duyulur ısı depolaması için katı ortam olarak betonda ısı depolaması yapılabileceğinin önermişlerdir. Önerilen ısı depolama sistemi 290 °C ila 550 °C sıcaklık aralığında 24 saat uzunluğunda yetmiş beş ısı döngüsü ile test edilmiştir. Elde edilen sonuçlar kalsiyum alüminat esaslı beton çimentosunun tekrarlayan ısı döngüleri altında özelliklerini koruyabildiğini ve ısı depolama sistemlerinde kullanıma uygun bir bağlayıcı olduğunu göstermiştir [102]. Duyulur ısı depolama ortamına sahip kutu tipi güneş sistemlerinin incelendiği ve karşılaştırmalı bir deneysel araştırma ile termodinamik analizlerin gerçekleştirildiği çalışmada Cuce (2018), ısı depolamalı ve depolamasız kutu tipi güneş sistemleri Bayburt'un karakteristik karasal iklim koşullarında deneysel olarak incelenmiştir. Düşük yoğunluklu ve özellikle yüksek özgül ısı kapasitesine sahip özel bir doğal taş olan Bayburt taşı, kutu tipi güneş sistemlerinde duyulur ısı depolama ortamı olarak kullanılmıştır. Çalışmanın sonuçları geleneksel güneş sistemlerindeki soğurucu plakaya kıyasla Bayburt taşının kullanıldığı sistemin günün geç saatlerine kadar verimli, istikrarlı ve sürekli bir ısıtma sağladığı belirlenmiştir [103]. Atık katı

malzemelerin duyulur ısı depolama için incelendiği çalışmalar da vardır. Jacob vd. (2020) tarafından yapılan bir çalışmada yüksek sıcaklıkta ısı enerji depolama sistemlerinde duyulur bir ısı depolama seçeneği olarak yeni jeopolimer malzeme incelenmiştir. Bu yeni jeopolimer malzeme uçucu kül ve siyah cüruf atıklardan üretilmiş ve yüksek sıcaklıkta ısı enerji depolama malzemesi adayı olarak önerilmiştir. Elde edilen sonuçlar jeopolimer bazlı sistemlerin geleneksel 2 depolu ergimiş tuz sistemlerinden potansiyel olarak %35 daha uygun maliyetli olduğunu göstermiştir [104]. Kocak vd. (2021) duyulur ısı enerji depolama malzemesi olarak yıkım atıklarını kıyaslamıştır. Yazarlar atık malzemelerin sürdürülebilir ve ekonomik duyulur ısı enerji depolama malzemesi olarak büyük bir potansiyele sahip olduğuna dikkat çekmiştir. Çelik endüstrisinde üretilen ürünler, cofalit, uçucu kömür külü ve elektrik ark fırını cürufu gibi endüstriyel atık malzemeler ile Türkiye'deki kentsel dönüşümlerden kaynaklanan yıkım atıkları karşılaştırılmış ve elde edilen sonuçlar yıkım atıklarının daha iyi veya benzer depolama performansına sahip olduğunu göstermiştir [105].

Su, sıvı ortam olarak en yaygın kullanılan duyulur ısı enerji depolama malzemesidir. Bununla birlikte çalışma sıcaklığı güvenlik nedeniyle sınırlıdır. Lukitobudi vd. (1995), Düşük sıcaklıkta suyun en iyi ısı depolama ortamlarından biri olduğunu bahsetmişlerdir. Diğer malzemelere göre daha yüksek özgül ısıya sahiptir, ucuzdur. Yaygın olarak bulunmasına rağmen, yüksek buhar basıncı nedeniyle, yüksek sıcaklık uygulamaları için maliyetli yalıtım ve basınca dayanıklı muhafaza gerektirir. Bakır borular için 200 °C' den yüksek çalışma sıcaklıklarında çalışma basıncının güvenli çalışma basıncını aşması nedeniyle çalışma sıvısı olarak su kullanıldığında güvenlik endişeleri ortaya çıkar [106]. Güneş enerjili su ısıtıcılarının verimlilik testini iyileştirmeye yönelik yapılan çalışmada Chang vd. (2002), güneş ışınımının öğleden önce elde edilen toplam değerinin öğleden sonra gerçekleşen toplam değerine oranı olarak verilen güneş ışınımı dağılım faktörünün (R_i), sistem karakteristik verimine etkisinin olduğu sonucuna varmıştır. R_i kriteri dikkate alınmadan yapılan test sonuçlarında veri saçılmasının fazla olduğu, bu kriterin 0,915-0,969 aralığında alınması halinde daha iyi bir korelasyon katsayısına sahip olduğu ortaya konulmuştur. Güneş ışınımı dağılım faktörü dikkate alındığında sistem karakteristik verimliliği %47,9'dan %51,4'e önemli ölçüde değişmiştir [107]. Reddy (2011) çalışmasında

suyun teorik kullanım aralığının 0 ile 100 °C arasında değiştiğinden sıvı halde tutmak için yüksek basınca ihtiyaç duyması nedeniyle yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemleri için uygun olmadığını belirtmiştir [108].

Tian ve Zhao (2013) tarafından yapılan bir çalışmada güneş enerjisi sistemlerinde kullanılan ısı transfer malzemeleri depolama mekanizmasına göre duyulur ısı depolamanın en gelişmiş teknoloji olduğu vurgulanmıştır. Ayrıca bu mekanizmada kullanılabilecek uygun maliyetli malzeme alternatiflerinin bulunduğu da belirtilmiştir. Gizli ısı depolama sisteminde duyulur ısı sistemlerine göre çok daha yüksek depolama kapasitesi sunmasına rağmen zayıf ısı aktarımı sorunu bulunmaktadır. Ayrıca, kimyasal ısı depolamanın en yüksek depolama kapasitesine sahip olmasına rağmen spesifik kimyasal reaksiyonlar için karmaşık reaktörlere ihtiyaç duyulması, zayıf uzun vadeli dayanıklılık (tersinirlik) ve kimyasal kararlılık gibi sorunlar nedeniyle bu sistemlerin kullanımı fazla işlevsel değildir [109].

Alva vd. (2018)'ne göre termokimyasal enerji depolama sistemleri en yüksek ısı enerjisi depolama yoğunluğu (birim kütle/hacim olarak), düşük ısı kayıpları ile uzun süreli ısı enerjisi depolama gibi avantajlara sahiptir. Fakat pratik uygulamadaki dezavantajlarından dolayı TCS halen laboratuvar aşamasında olup teknolojinin iyileştirilmeye ihtiyacı vardır [15].

Yang vd. (2021), mevsimsel ısı enerjisi depolamanın teknik ve ekonomik incelemesinin yapıldığı çalışmada 6 farklı depolama tekniği gözden geçirilmiştir. Duyulur ısı depolama için tank ısı enerjisi depolama, çukur ısı enerjisi depolama, sondaj deliği ısı enerjisi depolama ve akifer ısı enerjisi depolama olmak üzere 4 farklı depolama tekniğinin yanısıra; gizli ısı enerjisi depolama ve termokimyasal ısı enerjisi depolama teknikleri incelenmiştir. Teknik olarak ısı kaynağı, depolama verimliliği ve enerji yoğunluğu incelenen projeler; ekonomik uygulanabilirlik ve maliyet açısından değerlendirilmiştir [110].

Farklı tipteki ısı enerjisi depolama sistemlerinin nicel olarak karşılaştırılarak bir dizi ilgili performans parametresinin ve faktörünün göz önünde bulundurulduğu Tablo

2.1’de çalışma özelliklerine göre avantajları ve dezavantajları bulunur [89,111,112]. Farklı uygulamalar için farklı TES’ler en uygun seçim olabilir [89].

Tablo 2.1. TES türlerinin performans faktörlerine göre karşılaştırılması

	TES Türü		
	Duyulur	Gizli	Termokimyasal
Sıcaklık aralığı	(-9)-1300 °C [111]	5,5-714 °C [111]	20-200 °C [112]
Depolama yoğunluğu	Düşük (0,2 GJ/m ³)	Orta (0,3-0,5 GJ/m ³)	Yüksek (0,5-3 GJ/m ³)
Ömür	Uzun	Genellikle depolama malzemesi döngüsü nedeniyle sınırlıdır	Reaktant bozunmasına ve yan reaksiyonlara bağlıdır
Teknoloji	Ticari olarak mevcut	Bazı sıcaklıklar ve malzemeler için ticari olarak mevcut	Genellikle mevcut değildir, ancak araştırma ve pilot proje testlerinden geçmektedir
Avantaj	Düşük maliyetli, Güvenilir, Mevcut malzemelerle basit uygulama	Orta depolama yoğunluğu, Küçük hacimler, Kısa mesafe nakliye imkânı	Yüksek depolama yoğunluğu, Düşük ısı kayıpları (ortam sıcaklıklarında depolama) Uzun depolama süresi, Uzun mesafe taşıma imkânı Oldukça kompakt enerji depolama
Dezavantaj	Zamanla önemli ısı kaybı (yalıtım seviyesine bağlı olarak) Büyük hacim gerekli	Düşük ısı iletkenliği Malzemelerin aşındırıcılığı Önemli ısı kayıpları (yalıtım seviyesine bağlı olarak)	Yüksek sermaye maliyetleri, Teknik olarak karmaşık

2.3. ISI TRANSFER AKIŞKANLARI

TES genel olarak son 40 yıldır araştırma konusu olmasına rağmen hala bu teknolojinin zayıf noktalarından birinin depolama ortamı olarak kullanılacak malzeme olduğunu düşünen Kenda vd. (2017) çalışmalarında ısı enerjisi depolama sistemlerinde kullanılan malzemeleri incelemiştir. Bunlar su, ısı yağlar (Therminol VP-1, Xceltherm 600, Syltherm XLT, Dowtherm A, bitkisel yağlar vb.), ergimiş tuzlar (HITEC: NaNO₃-KNO₃-NaNO₂, HITEC XL: NaNO₃-KNO₃-Ca(NO₃)₂, NaNO₃-KNO₃, LiNO₃ vb.), sıvı

metallerdir (%22,2 Sodyum -%77,8 Potasyum ve %44,5 Kurşun -%55,5 Bizmut alaşımları vb.) [113].

2.3.1. Sıvı Metaller

Pacio ve Wetzel (2013) sıvı metallerin depolamada kullanıldığı çalışmada, merkezi alıcılı CSP sistemleri için verimli soğutma sıvıları olarak sıvı metaller incelenmiştir. Çalışmada CSP projelerinin ekonomik uygulanabilirliğinin konsantrasyon oranı, ısı akısı yoğunluğu ve dağılımı, sıvı çıkış sıcaklığı ve alıcı verimliliği gibi temel parametrelere bağlı olduğuna ve bu parametrelerin de doğrudan ısı transfer akışkanının seçimi ile ilgili olduğuna dikkat çekilmiştir Yazarlar sodyum (Na) ve kurşun-bizmut ötektik olmak üzere iki sıvı metal adayını mevcut CSP teknolojisini daha ileriye taşımayı sağlayacak verimli doğrudan ısı transfer akışkanı olarak önermiştir. Çalışmada sıvı metallerin hali hazırda kullanımda olan ısı transfer akışkanlarına kıyasla çok daha yüksek ısı transfer katsayısı ve daha yüksek sıvı çıkış sıcaklıklarına izin verebileceği bulunmuştur. Buna rağmen sıvı metallerin düşük ısı kapasitesi nedeniyle ısı depolama amaçlı kullanımlarının sınırlı olması yazarların bu malzemelerle ilgili tespit ettiği en önemli olumsuzluktur [114].

Isı transfer sıvısı olarak sıvı metaller başka bir çalışmaya da konu olmuştur. Fritsch vd. (2015) CSP santrallerinin diğer enerji dönüşüm sistemlerine göre çeşitli avantajları olduğunu ancak halen ekonomik olarak rekabetçi olmadıklarına dikkat çekmişlerdir. Araştırmacılar sıvı metallerin yüksek ısı iletkenliğinin ergimiş tuzlardan on kat daha yüksek ısı transfer katsayıları elde etmeyi sağlayabileceğini tespit etmişlerdir. Dolayısıyla yazarlar sıvı metallerin CSP tesislerinin maliyetini düşürmek ve daha rekabetçi hale getirmek için sıvı metallerin önemli bir aday olduğunu vurgulamıştır [115].

2.3.2. Ergimiş Tuzlar

Isı transfer akışkanı olarak ergimiş nitrat tuzu kullanan bir termoklin sisteminin geliştirilmesi ve iki depolu ergimiş tuz sistemi ile karşılaştırılmasının yapıldığı

çalışmada Pacheco vd. (2001), tek bir depo ile çift ortamlı termoklin sisteminin iki depolu depolamadan %35 daha ucuz olduğunu bildirmiştir [116].

Herrmann vd. (2004), parabolik oluklu güneş enerjisi santralleri için çift depolu ergimiş tuz depolama sistemini incelemiştir. Bu çift depolu sistemde ısı transfer sıvısı aynı zamanda ısı depolama ortamı olarak da kullanılmaktadır. Yazarlar mevcut CSP sistemlerinde kullanılan ısı iletim sıvılarının pahalı olduğunu ve ısı depolama sistemlerinin maliyetini arttırdığına dikkat çekmişlerdir. Çalışmada ergimiş çift depolu ergimiş tuzun kullanıldığı depolama sisteminin bazı küçük çaplı sınırlılıklarının aşılmasıyla önemli bir potansiyele sahip olacağı öngörülmüştür [117].

Peng ve diğ. (2010) daha iyi bir ısı depolama malzeme olarak çok bileşenli ergimiş tuzların hazırlanması ve özelliklerini incelemiştir. Isıl enerji depolama amaçlı kullanımda olan ergimiş tuzların daha iyi termo-fiziksel özellikler sergilemesi için iyileştirilmelerine duyulan ihtiyaca dikkat çekmişlerdir. Elde edilen sonuçlar katkılı ergimiş tuzların çalışma sıcaklığının %10 oranında arttırılabileceğini göstermiştir. Sonuç olarak yazarlar çok bileşenli ergimiş tuzların daha verimli ısı depolama imkânı sunduğunu göstermişlerdir [118].

Wu vd. (2011) çalışmalarında güneş enerjisi sisteminin etkinliğini arttırmak için kullanılan ergimiş nitrat tuzlarının yerine farklı ısı depolama sıvısı kullanarak pik sıcaklıklarını 700-850 °C'ye çıkarmanın yolları araştırılmıştır. Bu kapsamda potansiyel ısı akışkan olarak karbonat tuzların incelendiği ve potasyum karbonat, lityum karbonat ve sodyum karbonatın farklı oranları ile 36 farklı ergimiş karbonat tuzu karışımı hazırlandığı çalışmada, karışım içerisinde on iki tanesinin düşük ergime sıcaklığı sergilediği, ayrıca bazı karışımların 800-850 °C gibi yüksek ayrışma sıcaklığına sahip olduğu tespit edilmiştir [74].

Guillot vd. (2012) tarafından yapılan çalışmada yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemlerinde anahtar unsurun ısı enerjinin depolanması ve bu amaçla kullanılan akışkan olduğu vurgulanmış ve çeşitli ısı enerjisi depolama sıvıları karşılaştırılmıştır. Sülfatlar, fosfatlar, karbonatlar ve nitrat tuzları gibi farklı ergimiş tuzların ısı enerji depolama sıvısı olarak kullanılabildiği ancak bu tuzların ciddi korozyona neden

olabildiği bu yüzden ısı transfer sıvısının seçiminde dikkatli olunması gerektiği belirtilmiştir [119].

Boerema vd. (2012), tarafından ısı depolama sıvıları üzerine yapılan bir çalışmada doğru ısı sıvısının güneş enerjisi sisteminin enerji elde etme maliyetini en aza indirmek ve yüksek çevrim verimi elde etmek için kilit unsur olduğuna dikkat çekilmiştir. Birçok güneş enerjisi sisteminde hali hazırda ısı sıvı olarak kullanılan ergimiş tuzların yüksek erime noktası gibi önemli dezavantajları olduğu belirtilmiştir [120]

Kruizenga vd. (2013), yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemlerinde kullanılan ergimiş tuzların korozyon etkilerine odaklanan teknik bir rapor yayınlamışlardır. ABD’de yapılan bu araştırmada 680 °C sıcaklıktaki ergimiş tuza 1025 saat maruz kaldıktan sonra önemli yüzey korozyonu meydana geldiği ve ciddi metal kayıplarına neden olduğu belirlenmiştir. Bu araştırmada elde edilen sonuçlarla ergimiş tuzların güneş enerjisi sistemlerinde uzun süreli kullanımı açısından önemli bir sorun dikkat çekilmiştir [121].

Akışkan maddelerde parçacık kullanımı ile ısı taşıma yoğunluğunun artırıldığı çalışmalar bulunmaktadır. Termoklin depolama sistemindeki ısı iletim malzemesinde dolgu malzemesi olarak kullanılmak üzere endüstriyel bir seramik olan Cofalit® adlı endüstriyel bir seramiğin umut vadeden, sürdürülebilir ve ucuz bir dolgu malzemesi olarak ergimiş nitrat tuzlara eklenebileceğinin belirtildiği çalışmada Calvet vd. (2013), bu seramiğin iki farklı ergimiş tuzla uyumluluğunu incelemiştir. Asbest içeren atıkların endüstriyel olarak işlenmesinden elde edilen ve oldukça ekonomik olduğu da vurgulanan bu seramik 1100 °C’ye kadar duyulur ısı ile ısı enerjisi depolamak için ergimiş tuzlarla uygun özellikler göstermiştir [122].

Bauer vd. (2013), ısı enerji depolamada kullanılan ergimiş tuzların sıcaklığa bağlı termofiziksel özelliklerinin ve metalde oluşturduğu korozyon etkisinin incelendiği çalışmada ergimiş tuzun kullanıldığı mevcut enerji santrallerinde korozyona sebep olduğunu, bu nedenle daha fazla korozyon çalışmalarına ihtiyaç olduğunu bildirmiştir [123].

Güneş enerjisi sistemlerinin yüksek operasyon ve bakım maliyetlerini düşürmeye odaklanılan Fernández vd. (2014) tarafından yürütülen çalışmada ergimiş tuz olan $\text{NaNO}_3/\text{KNO}_3$ 'e LiNO_3 ve/veya $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ eklenmesi ile ısı akışkanının fiziko-kimyasal özelliklerine etkisi incelenmiştir. Her iki katkı maddesinin birlikte kullanılmasından kaynaklanan sinerjik etkinin ayrı ayrı karışımların daha yüksek bir ısı kapasitesi sergilediği bulunmuştur [124].

Fernández vd. (2014) tarafından yapılan bir çalışmada ergimiş nitrat tuzlarının korozyon problemi ele alınmıştır. Yazarlar yoğunlaştırılmış güneş enerji sistemlerinde ısı transfer akışkanı olarak kullanılmakta olan tuzların donmasının önlenmesi için sıcaklıklarının sürekli olarak 220 C° 'nin üzerinde tutulması gerektiğini belirtmişlerdir. Ayrıca bu yüksek sıcaklığın sıvılarla temasta olan çelik malzemeler için ciddi bir korozyon sorununa neden olduğu ve buna bağlı olarak güneş enerjisi santrallerinin servis ömrünün kısaldığı vurgulanmıştır [125].

Maccari vd. (2015) yaptıkları bir çalışmada İtalya'da deneme amaçlı işletilen Parabolik Oluklu bir güneş alıcısı sisteminde ısı akışkanı olarak ergimiş tuz incelenmiştir. Bu çalışmada ısı depolama sisteminin temel sorunları olarak tanımlanan boşaltma ve doldurma süreçleri, solar alanın donması durumları bir yıllık bir süre içinde incelenmiş ve bu tür ısı depolama sistemlerinin uzun süreli kullanımının önünde büyük engeller bulunmadığı belirlenmiştir [126].

Ergimiş tuz depolarında ısı depolamalı ve depolamasız yağ soğutmalı CSP tesislerinde performansın incelendiği çalışmada Luca vd. (2015), CSP sistemlerinin ısı depolamasız veya ergimiş tuz doldurulmuş depolar ile ısı depolama ünitesine sahip olabileceğini belirtmişlerdir. Çalışmada gerçekleştirilen analizler ve model testleri bu tür tesislerde ısı depolamanın kullanımı, depolama olmayan bir tesise kıyasla neredeyse iki kat fazla yıllık elektrik enerjisi üretimi, şarj faktörü ve de maliyet avantajı sunduğunu tespit etmişlerdir [127].

Prieto vd. (2016) İspanya bulunan MW ölçeğindeki bir ısı depolama tesisini incelemişlerdir. Isıl akışkan olarak ergimiş tuzun kullanıldığı bu sistemin kuruluş amacı CSP sistemlerinin uzun dönemli kullanımının önündeki olası engellerin tespit

edilmesidir. Tesis yaklaşık 32.000 saat kullanımında test edilmiş, verim ve kayıp analizleri gerçekleştirilmiştir. Ergimiş tuz kullanımında, tuzların 224 °C olan donma sıcaklığında depo yüzeylerine yapışarak donmasının engellenmesi için işlem öncesinde 300 °C sıcaklığa kadar ısıtılması gerektiği belirtilmiştir [128].

Wu vd. (2017) tarafından yapılan bir çalışmada ise ergimiş tuzların yoğunlaştırılmamış güneş enerji sistemlerinde hem ısı transferi hem de ısı enerjisi depolama için umut vadeden bir akışkan olduğu ve yüksek ısı kapasitesi, düşük buhar basıncı, düşük maliyet, geniş bir sıcaklık aralığında uygulanabilirlik gibi bazı avantajları bulunduğu ancak bunun yanında yüksek erime noktası ve zayıf ısı kararlılık gibi önemli dezavantajları bulunduğu belirtilmiştir. Bu sorunların aşılması için ergimiş tuzlara çeşitli katkı maddelerinin eklenmesi incelenmiştir [129].

Ergimiş tuzlar üzerine yapılan çalışmalarda geniş bir kullanımı olsa da birçok çalışmada bu maddenin çeşitli dezavantajları ve kullanımı açısından sınırlılıkları bildirilmiştir.

2.3.3. Isıl Yağlar

Isıl yağ ile ısı depolama için yapılan çalışmalar yaklaşık 40 yıl öncesine dayanmaktadır [130]. Mineral yağı ısı depolama ortamı olarak kullanan ilk projelerden biri, 3 saat boyunca depolamaya izin veren SEGS-I'dir. Maliyetin %42'sine karşılık gelen mineral yağın yüksek ve soğuk sıcaklık depoları arasındaki nominal çalışma sıcaklıkları 307°C ve 240°C'dir [131]. Günümüze kadar literatürde hem uygulamalı hem de araştırma olmak üzere çok sayıda çalışma mevcuttur.

200 °C ila 450 °C arasındaki sıcaklık aralığı için, bir termosifon çalışma sıvısı olarak Dowtherm A'nın kullanımının rapor edildiği çalışmada Kenney vd. (1978), paslanmaz çelik, karbon çeliği ve siyah demir tüplerde ömür testleri yapmıştır. 300 °C'nin altındaki çalışma sıcaklıklarında belirsiz bir kullanım ömrü boyunca çalıştığı gözlemlenerek 400 °C' de yapılan testlerde yaklaşık 1200 saat boyunca sorunsuz çalışmıştır [132].

1978'de Beretta vd. tarafından ABD'de yayınlanan bir patent çalışmasında ısı transfer sıvısı olarak çeşitli sentetik yağlar rapor edilmiştir. Texatherm H₂O, Exxon Caloria HT-43, Dowtherm HP, Shell Thermia 33 ve Gulf Security 53 yağlarının 70–550 °C arasında, Therminol 60 ve Mobil Therm 600'ün ise 40–600 °C arasında çalışma sıcaklığına sahip olduğu belirtilmiştir. Ayrıca, hidrokarbon temelli Brayco 888 ve Suntemp yağları da ısı transfer sıvısı olarak listelenmiştir [133].

Proctor (1986), tarafından yapılan bir çalışmada ısı transfer sıvısının kütle akışına özgü ısı çıkıtısını ölçmek için bir cihaz tasarlanmış ve bu amaçla Mobiltherm 605 ve Shell Thermia 27, Essotherm, Therminol 66, DOW Corning Silicone ve Gilotherm ADX10 gibi ısı transfer sıvıları kullanılmıştır [134].

Cavallaro (2010) tarafından yapılan çalışmada sentetik yağların ısı transfer sıvısı olarak kullanılmakta olduğu ancak daha iyi performans sergileyen ısı depolama sıvılarına yönelik çalışmalar yapmanın gerektiğine dikkat çekilmiştir. ABD'de bulunan büyük ölçekli parabolik güneş enerjisi toplayıcılarında ısı transfer sıvısı olarak yüksek sıcaklıkta BDO sentetik yağ kullanıldığı belirtilmiş ve ısı depolama sıvılarının incelenmesinde bulanık çok kriterli karar verme yaklaşımı kullanılmıştır [135].

Cabaleiro vd. (2012), tarafından yapılan bir çalışmada ise ötektik bileşiği olan Therminol VP-1'de dahil olmak üzere ısı depolama sıvısı olarak BDO'nun termofiziksel özellikleri incelenmiştir. Çalışmada bildirilen önemli bulgulardan biri Therminol VP-1'in ısı kapasitesinin düşük oranda SiO₂ nanoparçacıkları eklenerek artırılabilmiştir [136].

Tian vd. (2013), organik ısı akışkan olarak genellikle kararlı iki organik bileşiğin bir karışımı olan BDO çifti kullanıldığını belirtmişlerdir. Aynı zamanda Therminol VP-1 olarak da bilinen bu malzemenin hali hazırda İspanya'daki ticari güneş enerjisi sistemlerinde kullanıldığı vurgulanmıştır [109].

Ouagued vd. (2013) tarafından Cezayir'de yapılan bir çalışmada 7 farklı ısı yağın yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemlerindeki performansı bir ısı transfer modeli ile incelenmiştir. Bu kapsamda incelenen sentetik ısı yağlar Syltherm 800, Syltherm

XLT, Marlotherm SH, Marlotherm X, Santotherm 59, Santotherm LT ve Therminol D12'dir. Yazarlar bu yedi farklı ısıtıcı yağın 300–400 C° sıcaklıklarda ısıtıcı olarak kararlı olduğunu, iyi ısı transferi ve taşıma özelliklerine sahip olduklarını belirtmiştir. Ayrıca ısıtıcı sıvı maliyetlerinin görece yüksek olduğu da vurgulanmıştır. İncelenen sentetik yağlar içerisinde Santotherm LT'nin en yüksek maliyetli olduğu belirlenmiştir. İncelenen yağlar içerisinde Syltherm 800'ün nispeten daha yüksek sıcaklıklarda çalışabildiği tespit edilmiştir ve bir yıllık genel performans göz önüne alındığında araştırma kapsamında ele alınan sentetik yağlar içerisinde en iyi ısıtıcı kapasiteye sahip olduğu belirtilmiştir [137].

Mawire vd. (2014), güneş ısıtıcılarında kullanılmak üzere üç farklı ısıtıcı depolama yağını, Ayçiçek yağı, Shell Thermia C ve Shell Thermia B'yi karşılaştırmışlardır. Bu çalışmada farklı yağlar enerji faktörü ve ekserji bazlı ısıtıcı performans parametreleri kullanılarak incelenmiştir. Ayrıca ekserji içeriğinin enerji içeriğine oranını temsil eden ekserji faktörü adında yeni bir parametre tanımlanmıştır. Yapılan çalışma sonucunda ayçiçek yağının ancak düşük akış hızına yüksek güç depolama altında en iyi performansı gösterebildiği belirlenmiştir [138].

Zadeh vd. (2015), ısıtıcı transfer sıvısı olarak sentetik yağ/Al₂O₃'ün kullanıldığı parabolik oluklu güneş santralinin bilgisayarlı simülasyonunu yapmış ve bu model üzerinden hibrit optimizasyon yöntemleri uygulamışlardır. Yazarlar güneş kolektörlerini iyileştirmeye ve maliyetleri azaltmaya yönelik birçok araştırmanın yapıldığını belirtmiş ve buna yönelik olarak kendilerinin önerdiği hibrit optimizasyon tekniğinin GA (genetik algoritma) ve SQP (sıralı karesel programlama) yöntemlerinin kullanımını içerdiğini vurgulamışlardır. Yazarlar elde edilen sonuçların önerilen hibrit GA-SQP algoritma metodolojinin simülasyon modellerine dayalı bir parabolik oluklu güneş kolektörlerinde ısıtıcı analizi çözümünün etkili bir yolu olduğunu belirtmişlerdir [139].

Vignarooban vd. (2015) tarafından yapılan bir derleme çalışmasında dünya çapında ticari güneş enerjisi sistemlerinde kullanılan ısıtıcı yağlar hakkında kapsamlı bilgiler verilmiştir. Yazarlar ısıtıcı transfer yağı olarak özellikle, mineral yağ, silikon yağı ve sentetik yağların kullanıldığını belirtmiştir. Bu üç tür yağın da birbirine yakın ısıtıcı

iletkenliğe sahip olduğu ve kg başına maliyetlerinin 0,3 ila 5\$ arasında değiştiği bildirilmiştir. Isıl yağların genel olarak 400 °C'ye kadar kararlı olabildiği önemli bir dezavantaj olarak vurgulanmış ve bu faktörün ısıl yağların yüksek sıcaklıkta çalışan yüksek verimli güneş enerji sistemlerinde yaygın bir şekilde kullanılmasında en önemli engel olduğuna dikkat çekilmiştir. Isıl yağların kg başına nispeten yüksek maliyetleri de bir diğer dezavantaj olarak belirtilmiştir. Isıl yağlar içinde en ekonomik olanı silikon yağı olarak belirtilmiş olsa da bu yağın düşük özgül ısı kapasitesi yüksek pompalama hızı gerektirmekte ve dolayısıyla işletme maliyetini arttırmaktadır. Yine bu derleme çalışmasında ısıl depolama sıvısı olarak kullanılabilir organik yağlar da tanıtılmıştır. Yazarlar Therminol ve Dowtherm akışkanları olarak iki ayrı ticari BDO'nun günümüzde kullanımda olduğunu bildirmişlerdir [140].

Mwesigye vd. (2015), ısı transfer sıvısı olarak Syltherm800 sentetik yağ- Al_2O_3 nanoakışkan kullanan parabolik oluklu toplayıcıyı incelemiştir. Farklı nanoparçacık hacim oranları denenmiş ve nanoakışkan kullanılmasının ısıl verimliliğini %7,6'ya kadar arttırabildiği belirlenmiştir [141].

Wang vd. (2016), nanoakışkan olarak Al_2O_3 /sentetik yağ kullanan parabolik oluklu güneş enerjisi kolektör sisteminin performanslarının incelendiği bir çalışma gerçekleştirmişlerdir. Çalışmada kendine has mekanik, optik ve ısıl özelliklere sahip nanoakışkanların geleneksel akışkanlara göre önemli avantajlar sunabileceğine dikkat çekilmiştir. Nümerik analizlerden elde edilen veriler deneysel verilerle karşılaştırılmış ve ısı transfer sıvısı olarak Al_2O_3 /sentetik yağ kullanımının soğurucudaki sıcaklık gradyanlarını ve maksimum sıcaklığı ciddi ölçüde azalttığı belirlenmiştir [142].

Wright (2016) yaptığı bir araştırmada yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemlerinde kullanılan ısıl sıvıların kararlılığı incelenmiştir. Isı transfer sıvılarının yüksek sıcaklıklarda sürekli kullanıma bağlı olarak zamanla bozulduğu vurgulanmış ve yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemlerinde sentetik BDO yaygın olarak tercih edilme nedenleri ve ısıl sıvının kararlılığı incelenmiştir. Bu amaçla mineral bazlı ve sentetik BDO bazlı ısı transfer sıvılarının fiziko-kimyasal özellikleri, ısıl kararlılıkları karşılaştırılmıştır. Elde edilen sonuçlar, sentetik BDO bazlı sıvının mineral bazlı

sıvılara göre daha iyi oksidasyon direnci, daha düşük kinematik viskozite yani daha iyi pompalama verimine sahip olduğunu göstermiştir [143].

Putri vd. (2016) tarafından yapılan bir çalışmada Endonezya’da kullanılan soğutma sistemlerinin yüksek enerji tüketimine değinilmiş ve potansiyel ısı enerji depolama sıvısı olarak hindistan cevizi yağını incelenmiştir. Çalışma optimum ısı enerji depolama için ideal hindistan cevizi yağı fazının tespit edilmesine odaklanmıştır. Elde edilen sonuçlar hindistan cevizi yağının katı-sıvı faz geçişi ile ilgili olan gizli fazının ısı absorpsiyonu açısından en yüksek ısı kapasiteye sahip olduğunu göstermiştir [144].

Wang vd. (2017), tarafından yapılan bir çalışmada düşük grafen konsantrasyonlu yağ bazlı nano akışkanların ısı özellikleri ve güneş enerjisi toplama özellikleri incelenmiştir. Yazarlar doğrudan absorpsiyonlu güneş enerjisi toplama için kullanılan ısı transfer yağlarının foto-ısı dönüşüm özelliklerinin geliştirilmesine duyulan ihtiyaca vurgu yapmış ve bu amaçla ısı yağa az miktarda grafen eklenebileceğini öne sürmüşlerdir. Çalışmada grafen eklenmiş farklı yağ bazlı nano akışkanların dağılım kararlılığı, ısı iletkenliği ve kinetik viskozitesi ölçülmüş ve analiz edilmiştir. Elde ettikleri sonuçlar, saf yağa kıyasla nano akışkanların ısı iletkenliğinin önemli ölçüde arttığını ve nano akışkanların kinetik viskozitesinin azaldığını göstermiştir. Yazarlar saf ısı transfer yağına nano partiküllerin eklenmesinin ısı toplama verimliliğini artırabileceğini göstermiştir [145].

Khakrah vd. (2018) tarafından yapılan bir çalışmada parabolik oluklu güneş toplayıcı sistemleri için numerik model geliştirilmiş ve ısı akışkan olarak kullanılan sentetik yağa katkı maddesi eklenmesinin performans ve verime etkisi incelenmiş ve güneş enerjisi sisteminden ideal performansın elde edilmesini sağlayacak çalışma koşulları araştırılmıştır. Çalışmanın sonunda ısı akışkana eklenen katkı maddesinin performansı arttırabileceği ancak bu etkinin pek düzgün olmadığı ve çalışma koşullarından fazlasıyla etkilendiği belirtilmiştir [146].

Wonorahardjo vd. (2018) tarafından yapılan bir çalışmada oda ve bina çapındaki soğutma sistemlerinin yeterince gelişmemiş verimsiz sistemler olduğundan bahsedilmiş ve ısı depolama maddesinin buradaki önemi vurgulanmıştır. Yazarlar bu

amaçla tropik ülkelerdeki soğutma sistemlerinde hindistan cevizi yağının ısı enerji depolama amaçlı kullanımını incelemişlerdir [147].

Brezilya’da Neto vd. (2019), tarafından gerçekleştirilen bir çalışmada yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemlerinde toplayıcıların hızlı bir şekilde tanımlanması ve ısı gücünü tahmini için “Yarı Dinamik Test” adlı basitleştirilmiş dinamik modelin test edildiği sistemde ısı transfer sıvısı olarak Mobiltherm 605 kullanılmıştır [148].

Mohamed vd. (2019), tarafından yapılan çalışmaya göre bir alüminyum fabrikasında bulunan ısı eşanjöründe ısı akışkanı olarak Mobiltherm 605 ısı yağ kullanılmıştır. Isıl yağın giriş sıcaklığının ve hacimsel akış hızının değiştirilmesinin ısı eşanjörünün etkinliği ve ekserji verimliliği üzerindeki etkisinin incelendiği çalışmada kızgın yağın eşanjörde akış hızı 90 m³/h, 100 m³/h, 110 m³/h ve 120 m³/h; sıcaklığı her teste 10 °C’lik adımlarla 230 °C’den 260 °C’ye çıkarılmıştır [149].

Bazı çalışmalarda bitkisel yağlar da ısı depolama akışkanı olarak kullanılmıştır. Hoffmann vd. (2019) ısı enerji depolamalı yoğunlaştırılmış güneş enerjisi santrallerinde ısı transfer sıvısı olarak bitkisel yağların kullanımının uygunluğunu doğrulamak amacıyla bir çalışma yapmışlar ve bu amaçla dört farklı bitkisel yağı incelemişlerdir. Isıl enerji depolama sıvısı olarak kullanılan yağların bileşimi yaşlanma ve katılaşma temas yoluyla modifiye edilmiştir. Bu çalışmanın sonucunda asitlik indeksinin bitkisel yağ yaşlanmasının iyi bir göstergesi olabileceği tespit edilmiştir [150].

Cabeza (2019) yüksek sıcaklıkta duyulur ısı enerji depolama sistemlerini incelemiştir. Çalışmada duyulur ısı enerji depolaması yaklaşımının yapılar ve güneş enerjisi santralleri gibi geniş bir yelpazede yaygın olarak kullanılmakta olduğuna dikkat çekmiştir. Ayrıca ısı transfer sıvısı ve depolama ortamı olarak ısı yağların kullanıldığı sistemlerin yüksek ısı iletkenlik gibi avantajları olduğunu belirtmiştir [151].

Jarytherm DBT yağının ikili ortamlı termoklin sistemlerinde kullanımını değerlendirmek için, 300°C’nin üzerindeki sıcaklıklarda yaşlanma ve çeşitli katı ortamlarla uyumluluğunun laboratuvar ölçeğinde bir yaşlandırma tezgahında 500 saat

incelendiği çalışmada Molina vd. (2019) cam, çelik ve alüminyum oksitin, doğal kayaçlar ve kuma göre yağ bozunması açısından daha iyi bir depolama ortamı olduğunu görmüşlerdir [152].

Srivastva vd. (2020) tarafından yapılan bir çalışmada yoğunlaştırılmış bir güneş enerji sisteminde 400°C'lik geleneksel sentetik ısı transfer yağı yerine 320°C'lik bir çalışma sıcaklığına sahip daha düşük maliyetli bir madeni yağ ve güneş enerji sisteminde çeşitli modifikasyonlar denenmiştir. Tesiste düşük basınç ve sıcaklıktaki buhar kullanımının enerji verimliliğinde küçük bir miktar azaltma yaratırken, ekserji veriminde bir miktar artışa neden olduğu ve brüt ısı veriminin ise düşük bir oranda azaldığı belirlenmiştir. Ancak ısı transfer akışkanı için enerjik ve ekserjetik kullanım faktörü dikkate değer bir oranda arttığı tespit edilmiştir [153].

Bouguila ve Said (2020) tarafından yapılan bir çalışmada ısı depolama sıvısı olarak sentetik yağ ve bitkisel yağlar karşılaştırılmıştır. Therminol VP-1 sentetik yağ ve kolza tohumu yağı iki farklı ısı transfer akışkanı olarak incelenmiş ve ısı ve ekonomik performansları kıyaslanmıştır. Sonuçlar Therminol VP-1'nin kolza tohumu yağına göre daha iyi ısı performansına ve küresel ısı verimliliğe sahip olduğunu ancak ekonomik açıdan kolza tohumu yağının öne çıktığını göstermiştir [154].

Sonlu eleman metodunun kullanıldığı bir çalışmada Bozorg vd. (2020), Al₂O₃ katkılı sentetik yağın kullanıldığı parabolik oluklu güneş toplayıcısının performansı incelenmiştir. Bu çalışmada yüksek akış oranlarında ısı depolama akışkanlarına nanoparçacık katkısı eklenmesi ve gözenekli yapı önerilmiştir. Araştırma sonuçları içi gözenekli bir dairesel yapı eklenmesinin ısı verimliliği %13'e kadar artırabileceğini göstermiştir [155].

Kunwer vd (2021) tarafından yapılan çalışmada., ısı transfer sıvısı olarak sentetik yağın kullanıldığı bir ısı enerji sistemi hem modelleme hem de laboratuvar ölçeğindeki örnek bir sistem üzerinden incelenmiştir ve ısı depolamanın enerji depolama için mevcut yöntemler içerisinde en ekonomik yol olduğu belirtilmiştir. ısı depolama sıvısının termoklin kalınlığı kütle akış hızı, boşluk oranı, çakıl çapı ve

ısı yayılım parametreleri cinsinden analiz edilmiş, ayrıca modelleme ve test modeli ile elden edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır [156].

Mehla ve Kumar (2021), güneş kolektöründe motor yağı bazlı ısı enerji depolamasının deneysel değerlendirmesini yapmıştır. Yazarlar vakum tüplü güneş hava kolektörü sistemlerindeki en önemli zorluğun gün batımından sonraki düşük performanstan dolayı ısı enerji depolamasına duyulan ihtiyaç olduğuna dikkat çekmişlerdir. Çalışmada motor yağı bazlı duyulur ısı depolama yönteminin performansı incelenmiştir. Ayrıca sonraki yapılacak çalışmalarda duyulur ısı depolama için yeni tür yağların keşfedilebileceği belirtilmiştir [157].

Muhammed vd. (2022), oluklu güneş kolektörlerinde çeşitli hibrit ısı sıvılarının incelendiği çalışmada Syltherm 800 yağı içinde dağılmış üç farklı hibrit akışkanın (Fe_2O_3-GO , Fe_2O_3-SiC ve $Fe_2O_3-TiO_2$) türleri, şekilleri, konsantrasyonları ve giriş sıcaklığı etkileri karşılaştırılmıştır. Çalışmanın sonuçları sadece Syltherm yağı yerine %2,0 konsantrasyonda $Fe_2O_3-GO/Syltherm$ yağının kullanılması ile Nusselt değerini ve ısı performansı iyileştirdiğini göstermiştir [158].

Yenilenebilir enerji olarak güneşten gelen ısı enerjiden yararlanılması mümkün olduğu görülmektedir. Güneş enerjisi hem çevreci bir enerji kaynağı hem de bölgesel alanda dışa bağımlılığı engelleyen bir ısı enerji türüdür. Geçmişte evsel sıcak kullanım suyu amacıyla kurulan sistemler mevcut iken günümüzde konfor ısıtması amacıyla da yapılan çalışmalar vardır.

2.4. ISIL AKIŞKANLARIN KARŞILAŞTIRMASI

Herrmann ve Kearney (2002), tarafından gerçekleştirilen bir çalışmada ise güneş enerjisi toplayıcı sistemlerde kullanılabilir sıvı depolama maddeleri incelenmiş ve hem yağlar hem de tuzların ısı depolama amaçlı kullanıldığı belirtilmiştir. Bununla birlikte, tuzlar genellikle yüksek erime noktasına sahip olduklarından dolayı geceleri veya düşük güneşlenme dönemlerinde sıvı halde tutmak için ısıtmaya ihtiyaç duydukları ve tuzdaki nitritlerin potansiyel korozyon riski taşıdığı vurgulanmıştır. Bir

diğer alternatif olan silikon yağının ise oldukça pahalı olduğuna dikkat çekilmiştir [130].

Kearney vd. (2003) Kaliforniya eyaletinde aktif olan güneş enerjisi sistemlerinde ısı aktarımı için bifenil/difenil oksit (BDO) karışımı olan yüksek sıcaklıklı sentetik yağın kullanıldığını belirtmiş ve bu sistemin performansını arttırmaya yönelik farklı ısı sıvıları önermişlerdir. İki bileşenli %60 NaNO₃, %40 KNO₃ ve ticari olarak HitecXL olarak adlandırılan %48 Ca(NO₃)₂, %7 NaNO₃ ve %45 KNO₃ üç bileşenli HitecXL tuzu ısı depolama sıvısı adayı olarak incelenmiştir. Termoklin depolama yönteminde ısı transfer sıvısı olarak VP-1 sentetik yağının kullanıldığı güneş enerji santralinde maliyet düşürme açısından incelenen çalışmada yazarlar ergimiş tuzların düşük maliyetli olsa da yüksek donma sıcaklıklarının önemli bir problem olduğuna değinmişlerdir. Ayrıca ısı akışkan olarak önerilen nitrat tuzunun korozyon potansiyeline değinilmiş ve valf millerinde sızdırmazlık için kullanılan malzemenin nitrat tuz sistemleri için en sorunlu malzeme olduğu da vurgulanmıştır. Son olarak, ergimiş tuzların kullanılabilmesi için santrallerde öngörülen yüksek sıcaklıklara dayanıklı spesifik yüzey geliştirilmesinin gerektiği belirtilmiştir [159]. Bu çalışmanın devamı niteliğinde başka bir çalışmada ergimiş tuzların ısı depolama amaçlı kullanımında yüksek işletim ve bakım gereksiniminin önemli bir dezavantaj olarak karşımıza çıktığını vurgulamışlardır [160].

Montes vd. (2010) yaptıkları bir çalışmada parabolik oluklu güneş toplayıcısının matematiksel modelini geliştirmişlerdir. Bu model kullanılarak su/buhar, ısı yağ ve ergimiş tuzun kullanıldığı sistemlerin çalışma sıcaklığı ve basıncı gibi çeşitli tasarım parametrelerine ek olarak ısı kaybı, basınç azalması, enerji ve ekserji verimi gibi özellikleri karşılaştırılmıştır. Sonuçlar su/buharın çeşitli açılardan. yağ ve ergimiş tuza göre daha iyi performans gösterebileceğini ortaya koymuştur. Ancak araştırmacılar bu sonuçların matematiksel model üzerinde varsayımlara dayandığı ve kontrol, malzeme performansı veya enerji depolama gibi diğer mühendislik meselelerin ve ekonomiklik gibi durumların ayrıca değerlendirilmesi gerektiğine dikkat çekmişlerdir [161].

Reddy (2011) tarafından yapılan çalışmada ısı transfer sıvıları incelenmiş, en temel sıvılardan biri olan suyun teorik kullanım aralığının 0 ile 100 °C arasında değiştiğinden sıvı halde tutmak için yüksek basınca ihtiyaç duyduğu ve dolayısıyla yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemleri için uygun olmadığı belirtilmiştir. Isıl yağların sıvı faz halini genellikle 300 °C'ye kadar koruyabildiği ve bu nedenle ısıl depolama ve ısı transfer akışkanları olarak kullanılabilmesi belirtilmiştir. Ancak ısıl yağların düşük bozunma sıcaklığı, düşük yoğunluk, yanıcılık ve yüksek buhar basıncı gibi çeşitli dezavantajlarının iyileştirilmesine yönelik çalışmalar yapılması gerektiği vurgulanmıştır [108].

Giostrì vd. (2012), hem tasarım koşullarındaki performans hem de yıllık enerji üretimi açısından farklı parabolik oluklu güneş toplayıcılarını karşılaştırmışlardır. Yazarlar ısı transfer sıvısı olarak sentetik yağ yerine güneş tuzlarının kullanılması halinde verimin %6'ya kadar artabileceğini belirtmişlerdir. Ayrıca doğrudan buhar üretim tesisi kullanımını ile daha üstün termodinamik performansın elde edilebileceğini ancak bu sistemin karmaşık kontrol mekanizmalarına duyulan ihtiyaç ve ticari olarak elde edilebilecek depolama sistemlerinin eksikliği gibi önemli dezavantajlarının bulunduğu vurgulanmıştır. Dolayısıyla çalışmada doğrudan buhar üretiminin avantajlarını hem sentetik yağ hem de güneş tuzlarının denendiği ısı transfer sıvısı kullanımı ile birleştiren Milan yapılandırması adı verilen bir kombinasyon önerilmiştir. Bu sistemde ısı transfer sıvısı buharın aşırı ısıtılması (superheating) ve tekrar ısıtılmasında (reheating) rol almaktadır. Çalışmanın sonucunda bu sistemin %17,8 olan yıllık ortalama elektrik üretimi verimi (referans sistemden %16 daha fazla) umut vadeden bir performans gösterdiği belirlenmiştir. Üstelik günlük bazda yapılan simülasyonlar düşük radyasyon durumlarında daha da iyi performans elde edilebileceğini ortaya koymuştur. Ancak yazarlar bu yapılandırma önerisinin ekonomik açıdan iyileştirilmesi gerektiğini ve daha fazla çalışma yapılması gerektiğini bildirmişlerdir [162].

Feldhoff vd. (2012) tarafından yapılan çalışmada ısı transfer sıvısı olarak ısıl yağların kullanıldığı güneş enerji sistemlerinin geliştirilmesi amaçlanmıştır. Doğrudan buhar üretimi olan su/buharın kullanıldığı sistemlerin klasik sadece ısıl akışkan sistemlerle kıyaslandığı bu çalışmada seviyelendirilmiş elektrik enerjisi maliyetinin sentetik ısıl yağın kullanıldığı sistemlerde daha az olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca su/buhar

kullanılan sistemlerin sentetik ısıl yağ kullanan sistemlerle rekabet edebilmesi ve yaygınlaşabilmesi için daha fazla çalışma ve maliyetlerin düşürülmesi gerektiği belirtilmiştir [163].

Franchini vd. (2013) tarafından yapılan bir çalışmada Güneş Rankine Çevrimi (SRC) ve Entegre Solar Kombine Çevrim (ISCC) santrallerinde parabolik oluklu güneş toplayıcısı ve güneş kulesi teknolojileri kıyaslanmıştır. SRC sisteminde ısı aktarımı için ergimiş tuz tercih edilirken ISCC santralinde sentetik yağ kullanılmıştır. Elde edilen sonuçlar sentetik yağın kullanıldığı güneş kuleli ISCC sisteminin kıyaslanan diğer santrallere göre en yüksek güneş enerjisi üretimi ve güneşten en yüksek elektrik verimi sağladığı tespit edilmiştir. Diğer taraftan yazarlar parabolik oluklu hem ISCC hem de SRC santrallerinin daha az performans gösterdiğini bulmuşlardır [164].

Kuravi vd. (2013), tarafından yapılan bir derleme çalışmasında yoğunlaştırılmış güneş enerjisi üniteleri için ısıl enerji depolama teknolojileri üzerine yapılan çalışmalar incelenmiş ve kullanılan ısıl depolama sıvıları üzerine ayrıntılı bilgiler verilmiştir. Yazarlar dünya genelinde faaliyette olan bazı yoğunlaştırılmış güneş enerjisi tesislerini ve bu tesislerde kullanılan ısıl depolama sıvılarını sıralamışlardır. Buna göre, Santotherm 55 ve Dowtherm A gibi organik ve sentetik yağlar, ergimiş tuzlar, basınçlı su ve doymuş buhar/yağ gibi farklı ısıl depolama sıvılarının kullanıldığı görülmüştür. Verilen listeye göre, çalışmanın yapıldığı yıl olan 2013'te güneş enerjisi tesislerinin büyük çoğunluğunun İspanya'da bulunduğu görülmüştür. Ayrıca güneş enerjisi sistemlerinde kullanılacak ısıl depolama sıvısının maliyet, malzeme özellikleri, reaktiflik, ısıl ve kimyasal kararlılık özelliklerine ek olarak sistemin binlerce ısıl döngüye dayanabilecek uygunlukta seçilmesi gerektiği belirtilmiştir. Çalışmada tanıtılan ısıl depolama sıvılarının ortalama özgül ısı kapasitesi (c_p) özelliklerine bakıldığında sentetik yağların nitrat tuzları da dahil olmak üzere, sıvı Lityum tuzu haricinde, tüm ısıl sıvılardan daha yüksek bir ısı kapasitesine sahip olduğu görülmüştür [165].

Isı transfer sıvısı olarak hem sentetik yağ hem de ergimiş tuzun kullanıldığı bir çalışmada Biencinto vd. (2014), TRNSYS© yazılımı ile bir simülasyon modeli geliştirmiş enerji depolama sisteminin avantajlarını ve dezavantajlarını

incelemişlerdir. Analiz sonrasında sentetik yağ kullanımının ergimiş tuza kıyasla daha iyi net elektrik çıktısı ürettiği belirlenmiştir [166].

Marif vd. (2014), parabolik oluklu güneş toplayıcılarının performansının numerik simülasyon ile incelendiği bir çalışmada su ve sentetik yağ olan TherminolVP-1'i kıyaslamışlardır. Cezayir'deki güneşlenme koşullarının kullanıldığı bu çalışmada ısı veriminin %70 civarlarında olduğu belirlenmiştir. Ayrıca ısı depolama akışkanlarının fiziksel özelliklerinin ısı verim ve çalışma akışkanlarının sıcaklıkları üzerinde etkisi olduğu belirtilmiştir. Sentetik yağ kullanıldığı durumda, sıvı olarak suyun kullanıldığı duruma kıyasla daha yüksek emme borusu, cam örtü ve çıkış sıvısı sıcaklıkları tespit edilmiştir [167].

Liu vd. (2014) sıvı bazlı ısı transfer akışkanlarının incelendiği çalışmada enerji santrallerinde mevcut ısı transfer sıvısı teknolojisinde kullanılan ergimiş tuzların düşük bozunma sıcaklığı ve yüksek erime sıcaklığı gibi dezavantajları olduğuna dikkat çekilmiştir. Dolayısıyla alternatif ısı transfer akışkanları üzerine yapılacak çalışmalar ile çok daha kullanışlı sıvıların üretilebileceği, ciddi maliyet ve performans avantajları sunabileceği belirtilmiştir [168].

Boukeli vd. (2015) tarafından yapılan bir çalışmada iki farklı ısı depolama sıvısı olarak Therminol VP-1 sentetik yağı ve ergimiş tuz kıyaslanmıştır. Ergimiş tuzun kullanıldığı sistem ortalama olarak daha yüksek enerji verimliliği sergilediği belirlenmiştir. Bununla birlikte sentetik yağın kullanıldığı sistem toplam ekserji verimliliği, kapasite faktörü ve yıllık enerji üretimi açısından daha iyi performans göstermiştir [169].

Giovanelli (2015) küçük ölçekli yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemleri üzerine yaptığı bir araştırmada ısı transfer sıvısı olarak genel olarak sentetik yağlar ve ergimiş tuzlar şeklinde iki farklı alternatifin bulunduğu belirtilmiş, bilinen sentetik yağların 400 °C'ye kadar, ergimiş tuzların ise 600 °C'ye kadar çalışma aralığı sunduğu bildirilmiştir. Ancak ergimiş tuzların yüksek çalışma sıcaklığı avantajına rağmen tuzun katılaşmasını ve korozyonunu önlenmesi için daha yüksek maliyetli ve daha

teknolojik bir güneş enerjisi tesisine ihtiyaç duyduğuna, dolayısıyla ciddi dezavantajlarının bulunduğu dikkat çekilmiştir [170].

Ergimiş tuzların hali hazırda ticari amaçlarla inşa edilen güneş enerjisi santrallerinin çoğunda ısı depolama sıvısı olarak kullanıldığı, geliştirilmesi gereken kayda değer olumsuzluklar taşıdığı da belirtilen çalışmada Ushak vd. (2015) güneş enerjisi sistemlerinde gereken ergimiş tuz miktarının çok fazla olabildiği (1,5 milyon kg'a kadar) ve daha az rafine edilmiş daha ekonomik sıvılara ihtiyaç duyulduğu vurgulanmıştır. SEGS-I, Therminol VP-1 ve silikon yağı gibi çeşitli sentetik yağların çalışma sıcaklığı aralığını 400°C'ye kadar arttırabildiği belirtilmiştir [171].

González-Roubaud vd. (2017) tarafından yapılan bir derleme çalışmasında CSP sistemlerinde kullanılan ticari ısı depolama malzemeleri incelenmiştir. Yazarlar CSP tesislerinin elektrik enerjisi talebine uygun bir şekilde yanıt verebilmesi için ısı depolama malzemelerinin kritik öneme sahip olduğuna dikkat çekmiştir. Çalışmada özellikle buhar akümülatörleri ve ergimiş tuzlar incelenmiştir. Çalışmada ergimiş tuzların spesifik çalışma koşulları, düşük verimliliğe neden olan bozunma sıcaklığı gibi unsurlardan dolayı istenen düzeyde bir performans sergileyemediği belirlenmiştir [21].

Bellos vd. (2017) tarafından yapılan kapsamlı bir araştırmada yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemlerinin avantajlarına değinilmiş ve bu sistemlerde kullanılan farklı ısı akışkanlar karşılaştırılmıştır. Basınçlı su, Therminol VP-1, ergimiş nitrat tuzu, sıvı sodyum, hava, karbondioksit ve helyum enerji ve ekserji açısından karşılaştırılmıştır. Elde edilen sonuçlarda sıvı sodyumun en yüksek ekserji verimliliğine sahip olduğu, basınçlı suyun ise belli bir sıcaklık noktasına kadar iyi bir verim sergilerken, yüksek sıcaklıklarda karbondioksit ve helyumun daha iyi özellikler sergilediği belirlenmiştir [172].

Xu vd (2019) tarafından yapılan çalışmada ergimiş tuz veya sentetik yağların geçici karakteristiklerinin henüz yeterince anlaşılmadığı vurgulanmış ve bu amaçla ergimiş tuz (güneş tuzu) ve sentetik yağın (Therminol VP-1) karakteristik özellikleri iki ayrı parabolik oluklu güneş toplayıcısında karşılaştırılmıştır. Araştırma sonuçları sentetik

yağın ergimiş tuza göre çeşitli avantajlarını ortaya koymuştur. Örneğin güneş tuzunun Therminol VP-1'e göre 4 kata kadar fazla tepki gecikmesi gösterdiği belirlenmiştir. Ayrıca yüksek çalışma sıcaklarında ergimiş tuzun sentetik yağa göre daha düşük kontrol edilebilirliğe sahip olduğu anlaşılmıştır. Sonuç olarak, ergimiş tuzların daha önce pek vurgulanmamış olan duyarlılık ve kontrol edilebilirlik açısından olumsuz yönleri ortaya konmuştur [173].

Mwesigye ve Yılmaz (2020) tarafından yapılan bir çalışmada güneş kolektörü sistemlerinde kullanılan ısıtıcı yağ bazlı ısı transfer akışkanları incelenmiştir. Bu çalışmada farklı ısıtıcı yağlar, ergimiş tuzlar ve sıvı metaller karşılaştırılmıştır [174].

García ve Martín (2021) yoğunlaştırılmış güneş enerjisi sistemlerinde kullanılacak farklı ısıtıcı sıvıların performanslarını incelemiştir. Bu kapsamlı çalışmada çeşitli ergimiş tuzlar ve Dowtherm A, Syltherm, HELISOL, Malotherm ve Therminol VP1 gibi sentetik yağlar hem performans hem de ekonomiklik açısından karşılaştırılmıştır. Çalışma İspanya'nın güneyinde yüksek güneş ışınımı alan bir bölgede gerçekleştirilmiştir. Çalışma sonucunda Malotherm'in ortalama güç üretimi açısından ergimiş tuza göre daha düşük performans sergilediği ancak tesisin kurulum bedeli için gerekli yatırım miktarının da ayrıca değerlendirilmesi gerektiği bildirilmiştir. Yazarlar farklı ısıtıcı sıvı kullanımlarıyla elektrik üretim maliyetinin 0.12 € /kWh ile 0.21 € /kWh arasında değiştiğini bulmuştur [175].

Ortega-Fernández vd. (2021) tarafından yapılan bir çalışmada deneysel bir yoğunlaştırılmış güneş santralinde yağ bazlı bir ısıtıcı enerji depolama ünitesinin performansı değerlendirilmiştir. Yazarlar küçük ölçekli (1–5 MW) CSP santrallerinin sınırlı alana sahip bölgelerde veya düşük sermaye yatırımı gerektiren uygulamalar için uygun bir alternatif olduğunu belirtmiştir. Ancak ergimiş tuzların kullanıldığı çift depo konfigürasyonuna dayanan ısıtıcı enerji depolama teknolojisinin çalışma sıcaklıkları nedeniyle bu tür tesisler için uygun olmadığı belirtilmiştir. Isıtıcı depolama ortamı olarak Manyetit ve ısıtıcı transfer akışkanı olarak bir ısıtıcı yağ olan Delcoterm Solar E15'in kullanıldığı alternatif bir ısıtıcı depolama sistemi önerilmiştir. Fas'ta bulunan 1 MW gücündeki CSP sisteminde yapılan testlerde elde edilen sonuçlar küçük ölçekli CSP

tesislerinde ısıtma yağlarının ısı transfer sıvısı olarak kullanımının ısı performans ve maliyet avantajları sağladığı belirlenmiştir [176].

2.5. MOTİVASYON

Her canlı yaşamı boyunca temelde beslenme ve barınma ihtiyacını karşılamaya programlıdır. Enerji ise tüm canlıların yaşamı için gereklidir. Geleneksel enerji sistemlerinde kaynak fosil yakıtlardan sağlanmaktadır. Bununla birlikte yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı da gün geçtikçe yaygınlaşmaktadır. Çevresel açıdan bakıldığında yenilenebilir enerjiler fosil kaynaklı enerjilere göre daha temizdir. Ekonomik açıdan bakılırsa yeraltı zenginliği olmayan ülkelerin fosil kaynaklı enerjilere ulaşımı kolay olmayıp, ulusal düzeyde cari açık meydana getirir. Küresel ekonomideki dalgalanmalar hem döviz kurunu hem de yakıtların birim fiyatını belirlemektedir. Kaynakların içeride kullanılması ile ülke içinde nakit sirkülasyonunu canlandırarak üretime dayalı bir ekonomi mümkün olabilir. Ulusal enerji arzı yurtiçinden veya yurtdışından sağlanır. Bir ülkede enerji arzının güvenliği verimlilik öncelikli olmak üzere, alternatif enerji yatırımlarının yapılarak dışa bağımlılığın azaltılması ve/veya enerji ithal edilen ülke sayısının artırılması ile olur. Ülkeler alternatif enerji yatırımları açısından teknik, çevresel ve ekonomik faydaları nedeniyle yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmekte olup, fosil yakıt kullanan enerji sistemlerinin yerini bu kaynakların kullanıldığı enerji sistemleri alır. Yenilenebilir kaynaklı enerji üretiminin maliyeti yıllar içinde üretimin artması ve maliyetlerin azalmasına rağmen her ne kadar fosil kaynaklı yakıtlardan daha maliyetli olsa da maliyet-etkin bir opsiyondur. Yenilenebilir enerji sistemlerinden elde edilecek enerji ile hem CO₂ emisyonu, hem de dışa bağımlı ulusal enerji ithalatı azalım gösterecektir. Ülkemizde de hem ekonomik hem de çevresel yönden olumlu katkısı olması nedeniyle yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırımların artması kaçınılmazdır.

Güneş enerjisi başta olmak üzere bazı yenilenebilir enerji kaynakları kesintilidir. Bu nedenle güneş kaynaklı enerjinin gün boyunca kesintisiz olması için depolanması gerekir. Günlük veya mevsimsel depolama yöntemleri ile ısıtma olarak depolanabilen güneş enerjisi mevcut ısıtma sistemlerinde kullanılabilir.

Fosil kaynaklı yakıtlar içinde çevresel açıdan temiz, ekonomik açıdan maliyeti uygun olan doğalgaz tüketimi, ülkemizde elektrik üretimi, endüstriyel kullanım ve konutlarda kullanım şeklinde gerçekleşmektedir. Konutlardaki kullanılan doğalgazın ise neredeyse tamamı ısıtma amaçlıdır.

Yüksek sıcaklıkta ısı depolama yapılan güneş enerjisinin, geleneksel elektrik üretim sistemlerinde elektrik üretimi için kullanıldığı görülmüştür. Bununla beraber düşük sıcaklıkta ısı güneş enerjisinin depolanması günlük kullanım suyu eldesi için yaygındır.

Enerjinin bir formdan başka bir forma dönüşmesi verim kaybına yol açar. Bu nedenle ısı ihtiyacı duyulan enerjinin başka bir enerji formuna dönüştürülmeden direk kullanılması sistem verimini olumlu yönde etkiler.

Isı depolama ortamı olarak ısı transfer yağlarının kullanıldığı ısı değiştiricili ısı depo optimizasyonu ile konut ısıtması daha verimli yapılabilir. Bu tezin ana motivasyonu konutlarda ısıtma amaçlı kullanılan doğalgaz sarfiyatının azaltılarak hem ülkemiz için ekonomik katkı sağlaması, hem de fosil yakıtların olumsuz çevresel etkilerinin azaltılmasıdır.

2.6. AMAÇLAR

Geleneksel ısıtma sistemlerinde kömür, fuel oil, likit petrol gazı ve doğalgaz gibi fosil yakıtlar kullanılmaktadır. Günümüzde doğalgaz bu yakıtlar arasında en çevreci yakıt olarak bilinmektedir. Buna rağmen her fosil yakıtta olduğu gibi yanma sonrasında CO₂ emisyonu oluşur. Ayrıca kaynak açısından bölgeseldir ve doğalgaz rezervi olmayan ülkelerin ekonomisinde cari açığa sebep olur. Bu sorunlar nedeniyle “Isıtma sistemlerinde doğalgaz tüketimi nasıl azaltılır?” sorusuna bu çalışmada cevap aranmaktadır.

Çalışmanın amacı aşağıda listelenmiştir:

- Doğalgaz kullanımını azaltmak amacıyla yenilenebilir enerji destekli ısıtma sistemlerinin araştırılması:

Yenilenebilir enerjilerden elektrik üretimi dünyada yaygınlaşmasına rağmen, bu enerjinin alan ısıtma amaçlı kullanımının yaygın olmadığı görülmüştür. Yenilenebilir temelli elektrifikasyon (ısı pompası ve elektrik ocakları), yenilenebilir gazlar (hidrojen, biyogaz ve biyometan), biyokütle kullanımı, güneş ısıl enerjisinin doğrudan kullanımı ve jeotermal enerjinin doğrudan kullanımı ile ısıtma desteği sağlanmaktadır. Bu yenilenebilir enerjilerin, doğalgaz tüketen mevcut ısıtma sistemlerinde ısıl destek uygunluğunun araştırılması amaçlanmıştır

- Termodinamik, ekonomik ve çevresel olarak uygun sistemin seçilmesi ve gerekli deneysel ortamın hazırlanması:

Güneş enerjisi dünyada ısıl enerji kaynağı olması, ısıtma desteği amaçlı kullanımda sistem veriminin daha yüksek olması, dünyanın her yerinde bu enerji kaynağına ulaşılması yenilenebilir enerjiler arasında güneş enerjisini öne çıkarır. Kesintili olması nedeniyle enerjinin depolanmasını gerektirir. Güneş enerjisinin kullanıldığı sistemlerde enerji çıktısı elektrik ve ısıl olabilmektedir. Mevcut geleneksel ısıtma sistemlerine uyumluluğu dikkate alınarak enerji depolamalı sistemlerin seçilmesi amaçlanmıştır. Deneysel ortamın hazırlanmasında mevcut bir binanın konumu, ısıtma yükünün tespiti önem taşır ve ısıtma sistemi ile yenilenebilir ısıl destek sistemi arasındaki uyumun sağlanması gerekir. Bu nedenle deneysel sistemde kullanılması amacıyla gerekli ekipmanlar tespit edilir. Deneysel çalışmada ısıtılması planlanan alan ekonomik nedenlerle kısıtlanır.

- Tasarlanan ısıl destek sisteminin detaylı olarak incelenmesi ve modellenmesi:

Tasarlanan ısıl destek sisteminin deneysel çalışma verileri örnek modelleme amacıyla yorumlanması gerekir. Ön çalışma olarak sistemin termodinamik hesaplamalarının ve ANSYS programı ile ısıl depo analizinin yapılması uygun olur. Sistemde kullanılması planlanan ısıl akışkan seçimi bu analiz sırasında yapılır. Güneşten alınan enerjiye göre ısıl akışkan sıcaklığındaki değişim, sistemin ısıl kayıpları (iç, dış ortam ve akışkan

sıcaklık ölçümü ile) ve gün sonu ısı depo sıcaklığı tespit edilmelidir. Isıl depodaki enerjinin belirlenen parametrelere (ısıtma suyu sıcaklığı, debisi, ısıtma ortamı sıcaklığı) göre mevcut ısıtma sistemine verilmesi uygun olur.

- Isıl destek sisteminin ekonomik ve çevresel katkılarının örnek sistemler ile karşılaştırılması:

Tasarlanan ısıl destek sisteminin ekonomik açıdan diğer sistemlere göre uygunluğunu görmek amacıyla sistemlerin maliyet analizi, sistemlerde elde edilen enerji ve depolaması, birim enerji maliyeti ve elde edilen enerjinin doğalgaz karşılığı ve buna karşılık gelen CO₂ emisyonu tespit edilir.



Şekil 2.1. Çalışmanın akış şeması

Bu çalışmada güneş enerji kaynağından elde edilen ısı enerjisinin ısıtma sistemlerinde ısı destek amaçlı kullanımını ifade edilmiştir. Çalışmanın akış şeması Şekil 2.1’de verilmiştir.

Çalışma güneş enerjisi kaynaklı ısıtma desteği sistemlerinin ön araştırması ile başlamıştır. Ön araştırma sonucuna göre ısı depolama sistemine karar verilmiştir ve ısı depo analizi Ansys yardımıyla yapılmıştır. Deneysel çalışma Ocak-Mart 2021 dönemini kapsayan tarihlerde yapılmıştır. Isıl depo analizi sonrası elde edilen verilerden yararlanarak örnek olay çalışmaları yapılmıştır.

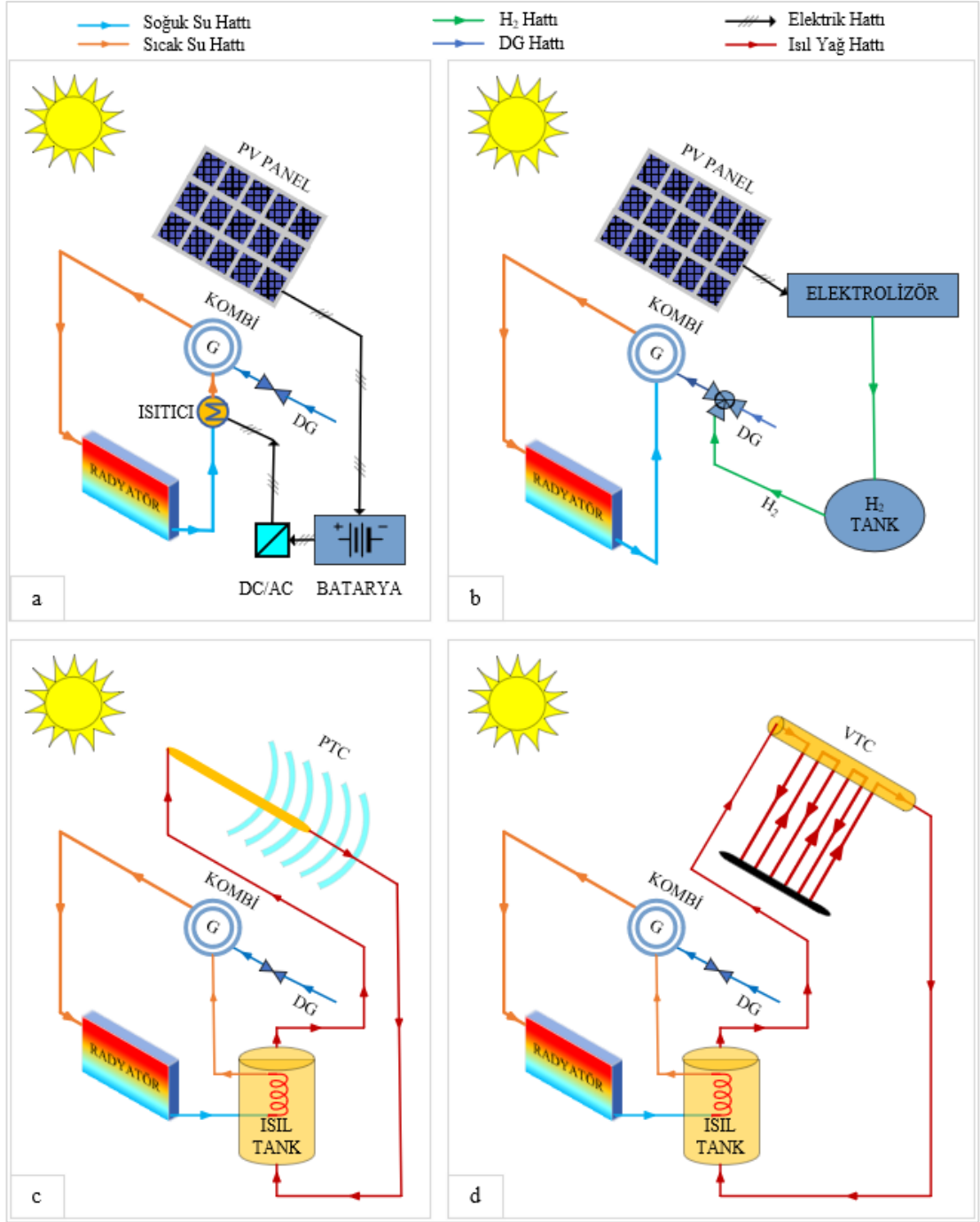
BÖLÜM 3

MATERYAL VE METOT

3.1. GÜNEŞ ENERJİSİ KAYNAKLI ISITMA DESTEĞİ SİSTEMLERİ

Güneş enerjisi kaynaklı dört ısıtma sistemi seçilmiş ve ön çalışma olarak incelenmiştir (Şekil 3.1). PV panel desteği ile elektrik ve hidrojen gazı, PTC desteği ile ısı enerjisi ve VTC destekli ısı enerjisi eldesi için hesaplama yapılmıştır [177]. PV panel sistemlerinin mevcut binaların çatısına montaj uygunluğu bulunmaktadır. Bataryalarda elektriksel depolama yapılması ve depolanan enerjinin ısı enerjisine dönüştürülmesi mümkündür. PV temelli üretilen hidrojen gazı ise temiz ve yüksek ısı değere sahip bir yakıttır. Depolanabilir ve mevcut gaz yakıtlı ısıtma sistemlerinde kullanılabilir. PTC ve VTC sistemlerinde güneşten gelen ısı enerjisinin ısıtma sistemlerinde doğrudan ısı enerjisi olarak kullanımı diğer sistemlere göre daha yüksek bir verim elde edilmesini sağlar. Ayrıca VTC sistemlerinin de PV sistemlerinde olduğu gibi mevcut binaların çatısına montaj uygunluğu bulunmaktadır. Güneş ışınım değerinin 1000 W/m^2 olarak alındığı ön çalışmada ışınım alanı 300 m^2 kabul edilmiştir. PV paneller, bataryalarda (akü grubunda) ve hidrojen elektrolizöründe elektrik temini için kullanılmıştır. Bataryalardan elde edilen elektrik enerjisi, kombi dönüş suyunun üzerinden kombiye girmeden önce doğrudan ön ısıtması için kullanılır. Elektrolizörde üretilen H_2 gazı ise kombide kullanılmak üzere DG (Doğalgaz) ile karıştırılır. PTC ve VTC sisteminde elde edilen ısı enerjisi bir ısı depoya alınır ve kombiye girmeden önce dönüş suyunun ısıtılması için bir ısı değiştirici kullanılır. Temel ısıtma sistemi $65\text{--}75^\circ\text{C}$ çalışma sıcaklık aralığına sahip DG yakan kombi destekli ısıtıcıdır. Bu ısıtma sisteminde su, DG yakıtı kullanılarak kombide ısıtılır ve radyatöre gönderilir.

Ön ısıtmalı PV panelli elektrik sisteminde su, PV panellerden elde edilen elektrikle ısıtılır (Şekil 3.1.a). Bataryada depolanan elektrik, gün ışığının olmadığı zamanlarda ısıtıcıya verilir.



Şekil 3.1. Güneş enerjisi temelli ısıtma desteği sistemleri şeması a) PV-Elektrik, b) PV-H₂, c) PTC-Isıl, d) VTC- Isıl

İkinci ön ısıtma yapılandırmasında, kombi için yakıt olarak depolanan hidrojen gazı kullanılır. Bu sistemde elektrolizörde hidrojen oluşumu PV panellerden elde edilen elektrik ile sağlanmaktadır (Şekil 3.1.b). Diğer iki ön ısıtma sistemi ise PTC ve VTC destekli ısı depolama sistemleridir. Bu sistemlerde güneş enerjisi ısı yağ ısıtır ve ısı enerji bir depoda depolanır. İhtiyaç halinde enerji temel ısıtma sistemine bir ısı

değiştirici aracılığıyla transfer edilir. PTC sistemi Şekil 3.1.c’de gösterilirken, VTC sistemi Şekil 3.1.d ile gösterilmiştir. Her bir ön ısıtma sisteminde, gün ışığının sekiz saat etki ettiği varsayılır.

Yüzeysel bir karşılaştırma amacıyla en basit yöntemler kullanılarak oluşturulan model ile verim, ekonomi ve çevresel kıyaslaması yapılmıştır.

Güneş enerjisi \dot{Q}_{solar} , yeryüzüne düşen küresel güneş ışınımı I_{solar} (W/m^2) ve güneş ışınlarının düştüğü alan A (m^2) ile güç (W) biriminde ifade edilir (Eşitlik 3.1). Güneş ışınlarının geldiği süre dikkate alınarak kWh’ e çevrilir [23].

$$\dot{Q}_{solar} = I_{solar} \times A \quad (3.1)$$

Ön ısıtma sistemlerine ait bileşen verimlerinin verildiği Tablo 3.1’de PV panel veriminin en düşük olduğu görülmektedir [138]. Bu nedenle güneş enerjisinin elektrik enerjisine dönüştürülmesinde oldukça yüksek kayıplar oluşmaktadır. Güneş-ısı enerjisinin tekrar ısıl olarak eldesinde ise % 50’nin üzerinde verimlilik görülmektedir. Depo verimleri uygun yalıtım olması halinde % 90’lara kadar çıkabilmektedir. Batarya ve dönüştürücü verimi ilk kullanımlarda % 85’in üzerinde olmasına rağmen ilerleyen yıllarda düşme gösterir. Elektrolizör verimi ise % 60-70 aralığındadır.

Tablo 3.1. Güneş enerjisi destekli ön ısıtma sistem bileşenleri verimi [138]

Bileşenler	Verim (%)
PV panel	20-25
Batarya-AC/DC dönüştürücü	85-95
Elektrolizör	60-70
H2 deposu	90
PTC	70-75
VTC	50-70
Isıl depo	90

Temel ısıtma sisteminde kullanılan DG yakıt enerjisi Eşitlik 3.2 ile hesaplanır [178]. Burada HHV_{DG} kullanılan yakıtın alt ısı değeri (kJ/m^3), V_{DG} ise m^3 cinsinden yakıt miktarıdır.

$$Q = HHV_{DG} \times V_{DG} \quad (3.2)$$

Isıl enerji Eşitlik 3.3 ile hesaplanır [23]. Burada \dot{m} ısıtılan akışkan miktarı (kg/s), C_P akışkan özgül ısısı (kJ/kgK) ve ΔT sıcaklık farkıdır.

$$\dot{Q} = \dot{m} \times C_P \times \Delta T \quad (3.3)$$

3.1.1. PV Panel Temelli Elektrik Enerjisi Depolama

Güneş enerjisinin PV panel desteği ile bataryalarda depolanması sonrasında ihtiyaç duyulan zamanlarda elektrik enerjisi olarak kullanılabilir. Böyle bir sistemde PV panel haricinde en önemli ekipmanlar batarya ve invertördür.

PV panelde üretilen elektrik enerjisi panelin üretildiği malzemeye göre değişken olmakla birlikte PV paneldeki en yüksek akım (I_{max}) ve en yüksek gerilim (V_{max}) değerinin çarpımına eşittir. Panel verimi ise bu çarpımın panel alanına düşen güneş ışınım enerjisine ($I_{solar} \times A$) oranıdır [179].

$$\eta_{PV} = \frac{I_{max} \times V_{max}}{I_{solar} \times A} \quad (3.4)$$

Depolanan elektrik enerjisinin kullanımı için batarya verimliliği ve invertör verimliliği Kaddoura ve Zeaiter (2019)'e göre 0,95 alınabilir [180]

3.1.2. PV Panel Temelli Hidrojen Enerjisi Depolama

Güneş enerjisinden elde edilen elektrik enerjisinin hidrojen enerjisine dönüştürülmesi için elektrolizör kullanılır. Üretilen H_2 gazının depolanması ise depo yardımı ile

yapılabilir. Depolanan H₂ gazı ısıtma sistemlerinde doğrudan yakıt olarak kullanılabilir [181].

PV panelden elde edilen enerji ve PV verimi Eşitlik 3.4'te verilmiştir. Elektrolizör verimi H₂ miktarı (\dot{m}_{H_2}), yakıt üst ısıl değeri HHV_{H_2} ve elektrolizör gücü (\dot{W}_{elec}) ile hesaplanır [177,182].

$$\eta_{elec} = \frac{\dot{m}_{H_2} \times HHV_{H_2}}{\dot{W}_{elec}} \quad (3.5)$$

Elektrolizör gücü toplam hücre potansiyeli (V_{tot}) ve akım (I) değerlerinin çarpımıdır.

$$\dot{W}_{elec} = V_{tot} \times I \quad (3.6)$$

Elektrolizöre ait toplam hücre potansiyeli ohmik, aktivasyon ve konsantrasyon aşırı potansiyelleri dikkate alınarak hesaplanır [183].

Üretim miktarına göre günlük depolanabilecek H₂ miktarı Eşitlik 3.7'ye göre; depolama hacmi ise Eşitlik 3.8'e göre H₂ özgül hacmi (v_{H_2}) yardımıyla hesaplanır [182].

$$H_{2,depo} = 8 \times 3600 \times \dot{m}_{H_2,ür.} \quad (3.7)$$

Burada günlük 8 saat boyunca güneş enerjisi ile H₂ üretimi yapıldığı dikkate alınmaktadır. V_{tank} hidrojenin depo edildiği tank hacmidir. Depolama hacmi 1 atm. basınç ve 15 °C sıcaklıktaki H₂ özgül hacim değerine göre hesaplanır.

$$V_{tank} = H_{2,depo} \times v_{H_2} \quad (3.8)$$

3.1.3. Parabolik Oluk Kolektör (PTC) Temelli Isıl Enerji Depolama

PTC sisteminde depolanan ısıl enerji güneş enerjisi ile ısıtılan ısıl akışkan tarafından sağlanır. PTC verimliliği kolektör geometrisine ve tasarım özelliklerine göre fonksiyonel olarak hesaplanır [184]. Eşitlik 3.9 PTC verimliliğini göstermektedir.

$$\dot{Q}_{PTC} = I_{solar} \times A \times \eta_{PTC} \quad (3.9)$$

Burada \dot{Q}_{PTC} PTC sisteminde kullanılan ısı akışkanının birim zamanda aldığı (ısı kayıplar çıkarıldıktan sonra) enerjidir.

3.1.4. Vakum Tüp Kolektör (VTC) Temelli Isıl Enerji Depolama

VTC sisteminde alınan enerji \dot{Q}_{VT} ile ifade edilir (Eşitlik 3.10). Güneşten alınan enerji ile η_{VTC} vakum tüp (VT) verimine göre hesaplanır [177].

$$\dot{Q}_{VT} = I_{solar} \times A \times \eta_{VTC} \quad (3.10)$$

Bir güneş kolektörünün verimi dış ortam sıcaklığı, ışınım şiddeti ile kolektördeki ortalama akışkan sıcaklığı ile değişir. Bu değişim azaltılmış sıcaklık olarak tanımlanıp Eşitlik 3.11' de T^* ile ifade edilir [185]. Burada T_k kolektör sıcaklığı, T_{amb} kolektörün bulunduğu ortam sıcaklığıdır.

$$T^* = \frac{T_k - T_{amb}}{I_{solar}} \quad (3.11)$$

Gao vd. (2014) yaptıkları deneysel modelleme çalışmasında azaltılmış sıcaklık oranına göre deneysel ve model olmak üzere U borulu vakum tüp için verim eşitlikleri elde etmişlerdir [185].

$$\eta_{den.} = 0,708 - 3,516T^* \quad (3.12)$$

$$\eta_{mod.} = 0,715 - 2,697T^* \quad (3.13)$$

3.1.5. Ekonomik ve Genel Çevresel Analiz

Bu kısımda 300 m² güneşlenme alanı dikkate alınarak ısı ve PV sistemlerin sermaye maliyetleri, üretilen toplam enerjiye göre birim enerji maliyetleri, DG karşılığı ve CO₂ emisyon analizi hesaplanmıştır.

PV panel maliyeti [182] alana göre 310 \$/m², batarya-dönüştürücü maliyeti [182] güce göre 150 \$/kW, elektrolizör maliyeti [183] güce göre 940 \$/kW, H2 depo maliyeti [186] üretilen hidrojen miktarına göre 240 \$/kg, PTC maliyeti [187] alana göre 227 \$/m², VTC maliyeti [187] alana göre 120 \$/m², ısıl yağ maliyeti [188,189] kütesine göre 10 \$/kg, ısıl depo maliyeti [190] hacmine göre 8437 \$/m³ alınmıştır.

$$M_{Isıl} \left(\frac{\$}{kWh} \right) = \frac{M_{tot}}{Q_u \times T_{life} \times T_{cap} \times 3600} \quad (3.14)$$

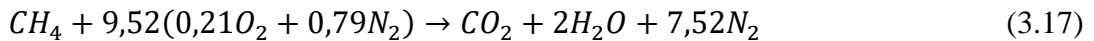
burada T_{life} tesis ömrü ve T_{cap} tesis kapasitesidir. Her bileşenin maliyet formülü USD cinsindedir ve Tablo 3.10'da verilmiştir. Sistemde kullanılan tüm ekipmanların toplam maliyeti M_{tot} ' dir. Toplam maliyet, herbir sistemde dikkate alınan tüm bileşenlerin toplamıdır. Faiz oranları ile işletme ve bakım maliyetleri de aşağıdaki denkleme dahil edilmiştir [191]:

$$\dot{M}_k = \frac{CRF\phi}{\tau} \times EM_k \quad (3.15)$$

Burada, \dot{M}_k her bileşenin maliyet oranıdır. CRF sermaye geri kazanım faktörü, ϕ bakım faktörüdür ve τ yıllık çalışma saatidir ve EM_k ekipman satın alma maliyetidir. Burada CRF , faiz oranı ve yıllık işlem süresinin bir fonksiyonudur [192].

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (3.16)$$

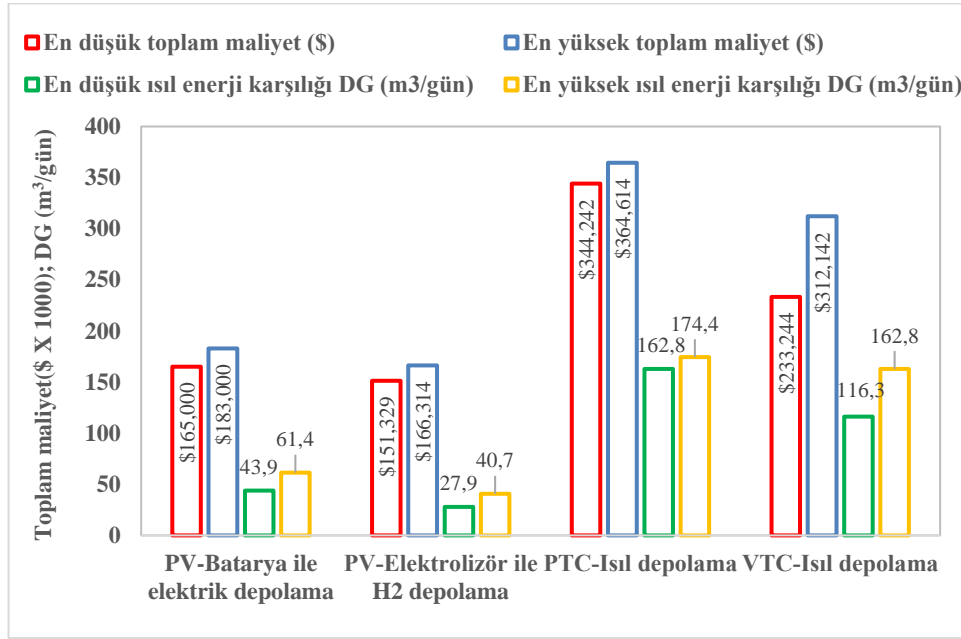
DG'nin saf metandan oluştuğu dikkate alınarak CO₂ emisyonu Eşitlik 3.17 ile hesaplanır [193].



Burada, yalnızca metan yanmasının stokiyometrisi göz önünde bulundurularak, dikkate alınan her bir ön ısıtma sisteminde CO₂ emisyonlarında azalmayı sağlayan güneş temelli enerji depolama sistemlerinin ısıl destek amacıyla ne kadar DG kullanımının telafi edildiği hesaplanmıştır.

3.1.6. Seçilen Sistemlerin Karşılaştırması

Şekil 3.2'te ön ısıtma sistemlerinin toplam maliyet ve ısıl enerjinin DG eşdeğeri olarak karşılaştırılması verilmiştir. PV panel destekli batarya depolama sisteminin toplam maliyeti 165.000–183.000\$ aralığındadır. Günlük 43,9–61,4 m³ doğal gaz kullanımının önüne geçilebilmektedir. Birim ısıl enerji maliyeti 0,09-0,11 \$/kWh_t'dir.



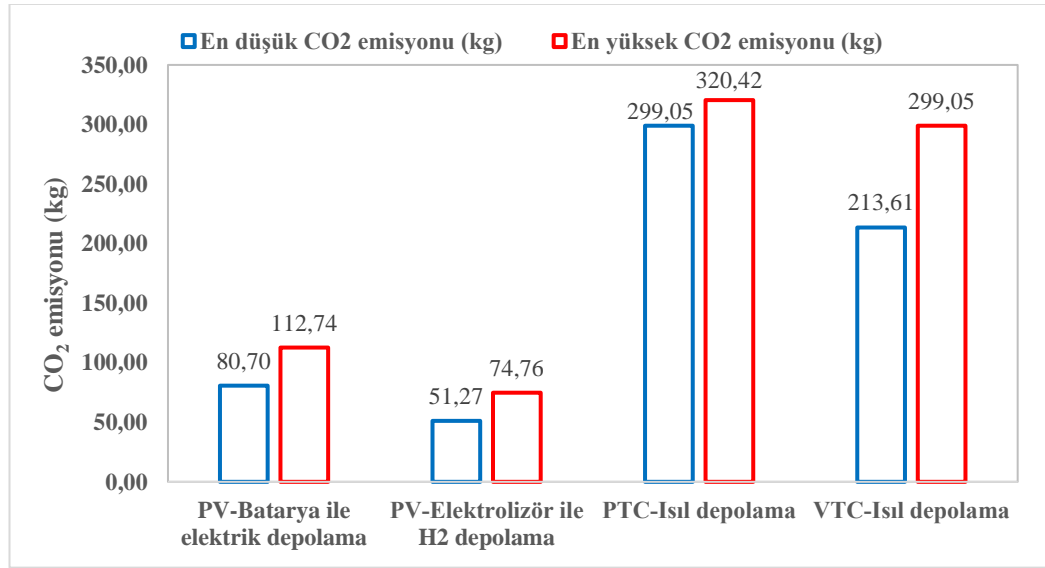
Şekil 3.2. Sistemlerin maliyet ve enerji üretimine göre DG karşılığı

PV enerjisinden elektroliz ile hidrojen üretilip ve depolandığında toplam maliyet 151.330-166.314 \$ aralığındadır. Bu ön ısıtma sistemi ile günlük 27,9–40,7 m³ doğal gaz kullanımının önüne geçilebilmektedir. Birim ısıl enerji maliyeti 0,12-0,16 \$/kWh_t'dir. PTC-Isıl sisteminde toplam maliyet 344.242\$–364.614\$ aralığındadır. Bu sistem ile günlük 162,8–174,4 m³ DG kullanımının önüne geçilebilmektedir. Birim ısıl enerji maliyeti 0,06 \$/kWh_t'dir. VTC-Isıl sisteminde toplam maliyet 233.244–312.142 \$ aralığında olup, 116,3–162,8 m³ aralığında doğal gaz kullanımı önlenebilmektedir. Birim ısıl enerji maliyeti 0,05 \$/kWh_t'dir.

Temel ısıtma sisteminde DG yakıtı kullanılması halinde çevreye CO₂ salınımı olur. Şekil 3.3'te sistemlerin enerji üretimine karşılık gelen CO₂ emisyonu azaltımı

verilmiştir. Günlük CO₂ emisyonu azaltımı sistemlere göre sırasıyla 80,70-112,74 kg; 51,27-74,76 kg; 299,05-320,42 kg ve 213,61-299,05 kg aralığında hesaplanmıştır.

VTC ve PTC sistemlerinin ısı enerjisi verimliliği güneş enerjisi destekli sistemler arasında en iyi sonucu vermektedir. PTC sistemi VTC sistemine göre daha yüksek sıcaklıklarda çalışmaktadır. Dolayısıyla ısı yağlarının yüksek sıcaklıklarda ısı destek amacıyla çalışması güvenlik sorunlarını arttırabileceği gibi ısı destek dışında kullanımında pahalı güç sistemlerinin kurulmasını gerektirir. VTC sistemi daha düşük sıcaklıklarda çalışmaktadır ve istenildiğinde su ısıtma için de kullanılabilir. Isı destek olarak mevcut bina çatıları VTC sistemi kurulmasına daha elverişlidir. PTC sistemlerinin kurulumu genellikle düz zeminlere yapılmaktadır. Ayrıca ısı depolama yapılması durumunda depo ve kolektör arasındaki ısı kayıpları PTC sisteminde daha yüksek olabilecektir.



Şekil 3.3. Sistemlerin enerji üretimine göre CO₂ azaltımı

3.2. ISIL DEPO

Kombili ısıtma sisteminde kullanılan sıcak su enerjisinin DG yerine güneş enerjisi destekli ısı yağ enerjisi ile karşılanması için ısı depo analizi Ansys programı ile yapılmıştır (EK A).

Çelik depo içindeki ısıtma yağı, ısınması sonrasında doğal soğumaya bırakılarak depodaki sıcaklık dağılımı analiz edilmiştir. Ayrıca deponun içine yerleştirilen helisel şeklindeki borulu ısı değiştirici ile ısıtma yağı enerjisinin ısıtma sistemine transfer edilebilmesi sağlanmıştır ve bu borudaki sıcaklık dağılımı analiz edilmiştir. HAD (Hesaplamalı Akışkanlar Dinamiği) analizi için sınır koşulları, deponun boyutuyla birlikte Tablo 3.2’de verilmiştir. Analiz çalışmasında ısıtma yağı soğumaya başladığı sıcaklık 300 °C olarak alınmıştır. Isıtma suyunun depoya giriş-çıkış sırasıyla 65°C ve 75°C, su akış hızı 1 m/s olarak alınmıştır.

Tablo 3.2. 3D ısıtma depo parametreleri

Parametre	Sembol	Birim	Değer
Isıtma depo çapı	D_{tank}	mm	320
Isıtma depo yüksekliği	L_{tank}	mm	400
Isıtma depo cidar kalınlığı	t_{tank}	mm	4
Depo yalıtım kalınlığı	t_{yal}	mm	100
Su borusu çapı	d	mm	21,3
Su borusu uzunluğu	L_{pipe}	m	~7
Su borusu et kalınlığı	t_{pipe}	mm	2,8
Su giriş sıcaklığı	$T_{\text{su,g}}$	°C	65
Su çıkış sıcaklığı	$T_{\text{su,ç}}$	°C	75
Isıtma akışkan başlangıç sıcaklığı	$T_{\text{ak,başl.}}$	°C	300
Isıtma akışkan son sıcaklığı	$T_{\text{ak,son}}$	°C	100
İlk sıcaklık	$T_{\text{ak,ilk}}$	°C	22
Su giriş hızı	$V_{\text{su,g}}$	m/s	1
Su basıncı	P_{su}	kPa	300

ANSYS çözüm metodolojisinde sonlu elemanlar yöntemi kullanılarak hacimsel elemanlarla ağ yapısı oluşturulur. Kütle, momentum ve enerji gibi denklemler, çözüm bölgesini bir dizi kontrol hacmine bölerek sonlu olarak türevlenir. İletim, konveksiyon ve radyasyon tarafından üretilen ısı geçişleri analiz edilerek tutarlı simülasyon sonuçları elde edilir ve malzemelerin direnç değerleri sıcaklık değişimine bağlıdır.

Eşitlik 3.18-20 sırasıyla Ansys Fluent çözüm metodolojisindeki kütle, momentum ve enerji korunum denklemlerini vermektedir [194].

$$\frac{\delta \rho}{\delta t} + \nabla \cdot (\rho \vec{V}) = 0 \quad (3.18)$$

$$\rho \left[\frac{\delta \vec{V}}{\delta t} + \vec{V} \cdot \nabla \vec{V} \right] = -\nabla p + \mu \nabla^2 \vec{V} + \frac{1}{3} \mu \nabla (\nabla \cdot \vec{V}) + \vec{F}_b \quad (3.19)$$

$$\frac{\delta(\rho e_t)}{\delta t} + \nabla \cdot [\vec{V}(\rho e_t + p)] = \nabla \cdot [k \nabla T + (\vec{\tau} \cdot \vec{V}) + \dot{S}_g] \quad (3.20)$$

Akış hesaplamaları için Fluent arayüzünün kullanıldığı yazılımda, akışkanın yoğunluk, viskozite, sıcaklık, basınç, akış gibi özelliklerinin değerleri tanımlanırken dağılımları hesaplanıp simüle edilir [195].

HAD analizi, suyu ısıtırken depodaki sıcaklık değişiminin zamana göre gözlemlenmesine dayanan dinamik modeli dikkate alarak ısıl deponun gece kullanımı için fizibilitesini değerlendirmek için kabul edilir. Belirli bir sıcaklıktan doğal soğumaya bırakılarak ısıl deponun sıcaklık dağılımı elde edilmiştir. Depo içindeki ısıl yağın ortalama 300 °C sıcaklıktan 100 °C sıcaklığa kadar soğuması yaklaşık on saat sürdüğü tespit edilmiştir. Ayrıca helisel olarak tasarlanan boru içindeki ısıtma suyunun sıcaklık dağılımı HAD analizi ile elde edilmiştir. Boru yüzey sıcaklığı 300°C iken, suyun ısı deposundan çıkış sıcaklığı 172°C olarak hesaplanmıştır. Boru yüzey sıcaklığı 250°C, 200°C, 150°C ve 100°C olduğunda, ısıtma suyunun ısıl depodan çıkış sıcaklığı sırasıyla 144°C, 126°C, 103°C ve 81°C olduğu hesaplanmıştır.

Su hattındaki sıcaklık kaynama noktasının üzerinde olduğunda oluşan buhar basıncı ısıtma sisteminin çalışmasını tehlikeye atabilir. Bu nedenle boru ebadı ve kütleli debi buna göre düzenlenirken, buharlaşmayı önlemek için basınç belli bir değer üzerinde tutulmalıdır. VTC sistemlerinin kullanımı ısıtma yardımı için uygun sıcaklık aralıkları sağlayabileceğini de göstermektedir. Depolama sisteminden ısıtma suyunun çıkış sıcaklığının 75°C'nin üzerinde olması durumunda DG kullanımı doğrudan engellenebilir. Depolanan ısıl enerji, dikkate alınan ısıl depo boyutuna göre dinamik çalışma koşullarında geceleri ısıtma yardımı için neredeyse yeterli olduğunu

göstermiştir. Isıtıcı borusunun yerleşimi ve deponun dikey şekli nedeniyle en son sıcaklık düşüşü deponun üst kısmında meydana gelmiştir ve ısıtıcı borularının nereye yerleştirileceği konusunda bir tasarım fikri oluşturmuştur.

3.3. DENEYSEL ÇALIŞMALAR

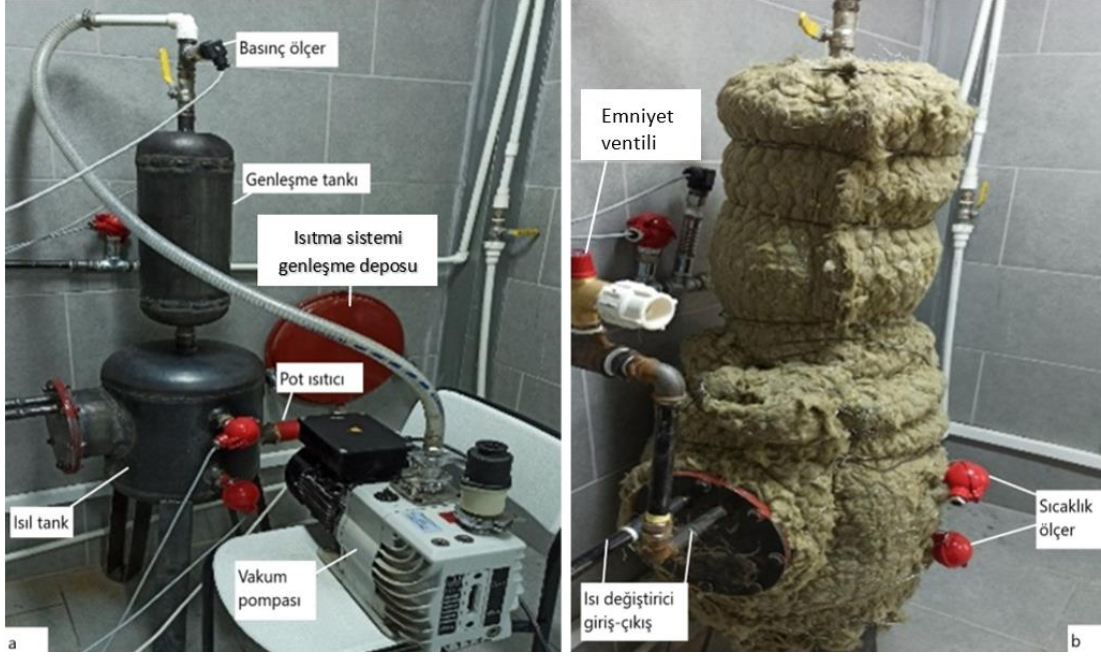
3.3.1. Deney Düzenegi

Deney sisteminde kullanılan teçhizat ve malzeme listesi Tablo 3.3'te verilmiştir.

Tablo 3.3. Deney teçhizatı ve malzeme listesi

Teçhizat ve Malzeme Adı	Miktar	Teçhizat ve Malzeme Adı	Miktar
PLC kontrol cihazı	1 adet	Sıcaklık ölçer	6 adet
Türbin tipi debimetre	1 adet	PO Isı transfer yağı 32	23,5 kg
Basınç transmitteri	2 adet	Mobiltherm 605	23,5 kg
Basınç transmitteri için soğutucu	1 adet	Frekans konvertörlü sirkülasyon pompası	1 adet
Elektrik aktüatörlü 3 yollu vana	1 adet	30 mm ve 50 mm kalınlıkta Rabitz telli taşıyünü şiltesi	1 top
Piranometre	1 adet	Panel radyatör (PKKP 600/1000)	1 adet
Genleşme depolu ısı depo	1 adet	Isıtma sistemi genleşme deposu	1 adet
Basınç emniyet valfi	1 adet	Isıtma sistem boru ve ek parçaları	1 adet

Deney sisteminde ısı depoya giriş/çıkış, ısı depo üzeri ve ısıtılan ortam olmak üzere, 5 adet daldırma tipi ısı çift sıcaklık ölçer bulunmaktadır. Ayrıca dış ortam sıcaklığını ölçmek için 1 adet hafızalı sıcaklıkölçer mevcuttur. Isıtma suyunun miktarını ölçmek için 1 adet türbin tipi debimetre, radyatör su sıcaklığını ayarlamak için 1 adet üç yollu elektrik aktüatörlü vana, sistem basıncını ölçmek için 1 adet basınçölçer ve su sirkülasyonunu sağlamak için üç aşamalı 1 adet frekans konvertörlü Wilo marka Atmos PICO 25/1-4 pompa kullanılmıştır. Sıcaklık, basınç ve debi ölçüm sinyalleri 4-20 mA aralığında analog olarak alınmaktadır. Oransal vana analog olarak 4-20 mA sinyal aralığında, pompa ise dijital olarak kontrol edilmektedir.



Şekil 3.4. Isıl depo ve ekipmanları

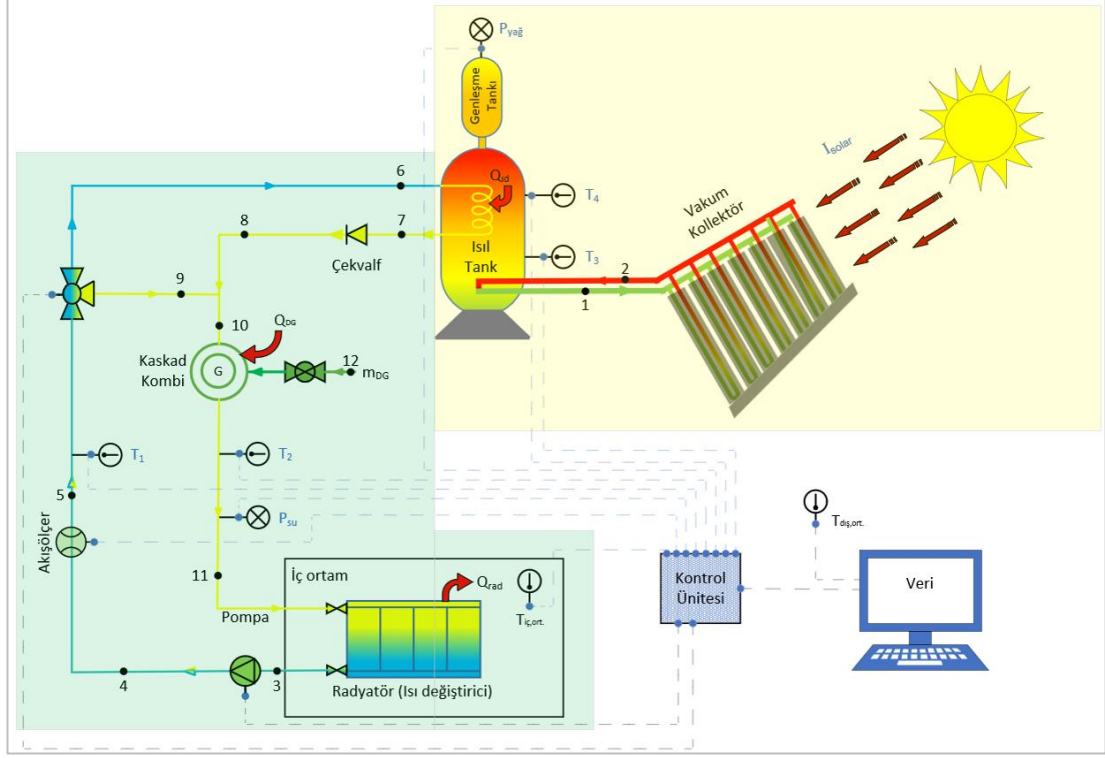
Şekil 3.4'te görülen ısı depolama yapılan ana depo 320 mm çap ve 400 mm yüksekliğinde silindiriktir. Genleşme için 160 mm çap ve 440 mm yüksekliğe sahip ikinci bir tank DN25 boru ile ana tank ile birleştirilmiştir. Isıtma sistemine ısıl depodan verilen enerji DN15 ölçüsünde 2,5 metre uzunluğunda boru ile gerçekleştirilmiştir. Sızdırmazlık 300 °C sıcaklığa dayanıklı ısıl sıvı conta ile sağlanmıştır. Denei teçhizatının özellikleri EK B'de verilmiştir.

3.3.2. Sistem Tanıtımı

Güneş ışınımı ölçümü yapılan yerin enlemi 36,73°K olup piranometre eğim açısı kış dönemi için 10° fazlası alınmıştır. Azimut açısı ise en fazla kolektör yerleşimi yapılacak çatı yönü esas alınarak Güney noktasına göre -8,5°'dir. Şekil 3.5'da görülen sistem şemasında ısıl enerji depolama ve depolanan ısıl enerjinin ısıtma sisteminde kullanılması olarak iki alt sistem ile gösterilmiştir.

Isıl enerjinin depolandığı alt sistemde güneşten alınan ışınım enerjisi, vakum tüplü kolektör (VTC) ile ısıl depo arasında dolaşan ısıl yağı ısıtma görevini yapar. Isıtılan

yağ enerjisi, depo içerisindeki ısıtılabilir ısıtıcıya kullanılır. Gün içerisinde depolanan ısıtılabilir enerji gece boyunca ısıtılabilir için ısıtılabilir sistemine verilir.



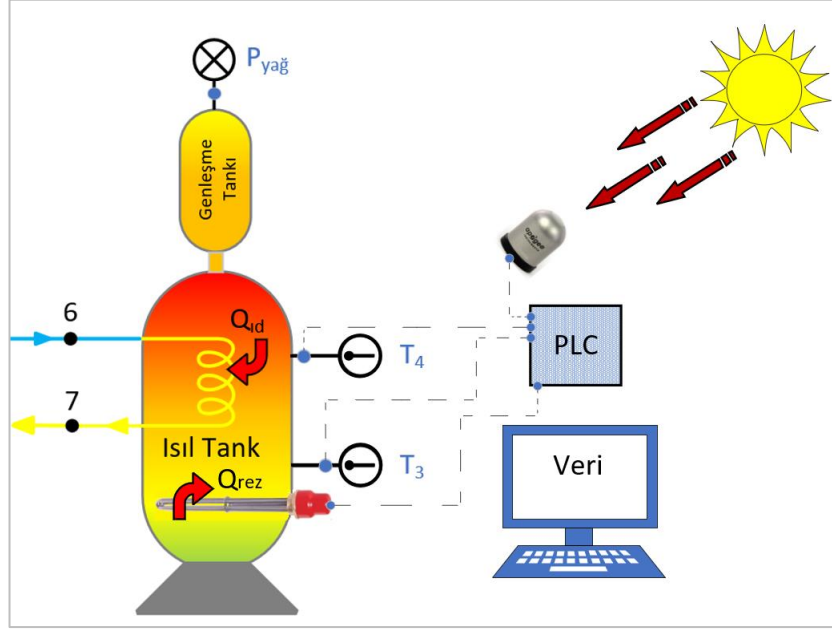
Şekil 3.5. Sistem şeması

Deneysel sistemde dakikalık piranometreden alınan güneş ışınım değerlerine göre teorik olarak 3,65 m² kolektör alanına sahip 34 adet vakum tüplü boru ile elde edilen ısıtılabilir değere karşılık; sistem verimleri dikkate alınarak 2 kW gücündeki elektrikli ısıtıcı ile ısıtılabilir tank içindeki ısıtılabilir yağ ısıtılmıştır. Elektrikli ısıtıcı çalışma süresi gün içinde güneşten alınan ısıtılabilir enerji karşılığı kolektör verimi dikkate alınarak belirlenmiştir.

Tablo 3.4. VT boru özellikleri

Özellik	Değer	Özellik	Değer
Dış tüp çapı	47 mm	Tüpün boyu	1800 mm
İç tüp çapı	38 mm	Bakır boru dış çapı	10 mm
Cam kalınlığı	1 mm	Bakır boru iç çapı	9 mm
Çalışma basıncı	6 bar	Tüp cinsi	SS-ALN _x /CU

Tablo 3.4'te VTC U-boru değerleri verilmiştir. Çift cidarlı olan cam tüpün dıştaki çapı 47 mm, içteki çapı ise 38 mm'dir. Cam kalınlığı 1 mm, tüp boyu 1,8 metredir. Tüp içindeki bakır boru dış çapı 10 mm, iç çapı 9 mm'dir.



Şekil 3.6. Elektrik ısıtıcı tank

Sistemde piranometreden alınan değerler işlenerek 2 kW gücündeki elektrikli ısıtıcı hesaplanan süre boyunca çalıştırılır ve tank içindeki ısıtıcı yağ ısıtılır. Tankın ısınması ve soğuması esnasında tank içindeki yağın sıcaklığı T3 ve T4 ısıtıcı çift sıcaklıkölçerleriyle, tank basıncı $P_{yağ}$ basınçölçerle kontrol edilir (Şekil 3.6). Isıtılacak ortamın sıcaklık ölçümü T5 ile ortamdaki belirlenmiş sıcaklık konfor şartlarının oluşması için sıcak su sirkülasyon pompası çalıştırılır. Sıcak su sistemindeki su basıncı P1 basınçölçerle ölçülür. Sistemde oransal vana girmeden önce dönüş suyu sıcaklığı T1, radyatöre gönderilen su sıcaklığı ise T2 sıcaklıkölçerleriyle ölçülür. Radyatör ısıtma sisteminde su çalışma sıcaklık aralığına ve T1 sıcaklığına göre oransal vana kontrol edilir. Radyatöre gönderilen su sıcaklığı, su çalışma sıcaklık aralığının altında ise oransal vana ısıtıcı tanktaki ısı değiştirici boruya konumlanır. Ters durumda radyatöre gönderilen su ısıtıcı tanka yönlendirilmeden by-pass edilir. T1 sıcaklığı su çalışma sıcaklık aralığındaki herhangi bir değere karşılık geliyorsa vana oransal bir şekilde çalıştırılır. Sistemdeki suyun debisi türbin tip debimetre ile ölçülmesi

sonrasında radyatör gidiş/dönüş suyu sıcaklık farkı ve suyun özgül ısısından yararlanarak ortam ısıtması için kullanılan ısı enerjisi hesaplanır.

Tanktaki ısı yağ sıcaklığı kontrol için belirlenen değerin altına düşmesi halinde radyatöre giden su tamamen by-pass hattına yönlendirilip kaskad kombi sistemi çalıştırılır. Isıtılan ortamdaki konfor sıcaklığı istenilen değer aralığına gelmesi halinde pompa çalışması durdurulur.

Sistemde kullanılan ısı yağlar PO 32 ve Mobiltherm 605 olup deney sistemi için parametreler Tablo 3.5'te verilmiştir. Ocak–Mart 2021 tarihleri arasında Kilis ili için güneş ışınım değerleri ölçüm aralığı 0-1000 W/m² olan piranometre ile dakikalık olarak ölçülmüştür. Bu değerlere göre 3,65 m² güneşlenme alanına sahip VT U borulu kolektör üzerine düşen günlük enerji miktarı hesaplanmıştır. VT kolektör ile ısı tank arasındaki verimliliğin 0,70 kabulü ile ısı tanka çalışma süresi hesaplanmış olan 2 kW gücündeki elektrikli ısıtıcı ile enerji verilmiştir. Ana depo ve genleşme deposundan oluşan ısı tank farklı tarihlerde yalıtımsız, 5 cm ve 8 cm taşyünü ile yalıtılmıştır. Ana tank 320 mm çap ve 400 mm yükseklik olmak üzere silindriktir. Ana tankın üstüne montajlanan genleşme deposu ise 160 mm çap ve 440 mm yüksekliğe sahip olup silindriktir. Ana tank 23,5 kg ısı yağ ile doldurulmuştur. Isıtılmadan önce 0,6 negatif basınç uygulanan tanktaki yağ, sıcaklık artışı ile 0,17 bar basınca kadar yükselmiştir. Yağ sıcaklığı en yüksek 300 °C sıcaklığa kadar ısıtılmıştır. Deney sırasında en düşük yağ sıcaklığı 18 °C, en yüksek 306°C okunmuştur. Ana tank üzerine montajlı ısı değiştirici boru DN15 çelik boru olup 2,5 metre uzunluğunda helezoniktir. Depolanmış yağ ısı enerjisinin boru içindeki suya verildiği sistemin çalışması yağ son sıcaklığının 45-110 °C aralığındaki belirlenmiş sıcaklığa düşmesi halinde durdurulmuştur. Isıtma sisteminde dolaşan su 2,78 ile 9,83 lt/dk ortalama debide sirküle etmiştir. Sirküle eden suyun radyatöre gidiş/dönüş sıcaklığı 40-80 °C aralığında olup, 5/10 °C sıcaklık farkı ile çalıştırılmıştır. Suyun dönüş sıcaklığı belirlenen radyatör dönüş sıcaklığının üzerinde olması halinde oransal vana 0-1000 açıklık aralığında çalıştırılmıştır. Su basıncı 2-3 bar aralığında tutulmuştur. Isıtma ortamının konfor sıcaklığı 22-23,3 °C aralığında olup ortam ısıtması PKKP 600/1000 ölçüsündeki çelik radyatör ile sağlanmıştır. Ölçülen dış ortam sıcaklığı 0-21,5 °C aralığındadır.

Isıtma sisteminde suya verilen enerji karşılığında yakıt tasarrufu sağlanmıştır. Tasarruf edilen yakıt miktarı doğalgaz için m³ cinsinden hesaplanmıştır.

Tablo 3.5. Deney parametreleri

Parametre	Sembol	Birim	Değer aralığı
Isıl yağ	-	-	PO Heat Transfer Oil 32 Mobiltherm 605
Isıl yağ miktarı	m _{yağ}	kg	23,5
Güneş Işınımı	I _{solar}	W/m ²	0-633
Vakum tüplü boru alanı	A _{VT}	m ²	3,65
Su debisi	V _{su}	lt/dk	2,78-9,83
Su basıncı	P1	Bar	2-3
Yağ basıncı	P2	Bar	(-0,6)-0,17
Radyatör gidiş/dönüş su sıcaklığı	T2/T1	°C	45/40, 50/45, 55/45, 60/50, 70/60, 75/70, 80/70
Isıl yağ sıcaklığı	T3, T4	°C	18-306
Su ısıtması için ısıl yağ son sıcaklığı	T4 _{son}	°C	45-110
Isıtma ortam sıcaklığı	T5	°C	22-23,3
Dış ortam sıcaklığı	T0	°C	0-21,5
Isıl tank yalıtım kalınlığı		cm	5/8
Isıl tank ölçüsü	D _{tank} /H _{tank}	mm	320/400
Isıl genişleme deposu ölçüsü	D _{gen} /H _{gen}	mm	160/440
Isı değiştirici boru ölçüsü	D _{boru} /L _{boru}	mm	DN15/2500
Radyatör			PKKP 600/1000
Elektrikli ısıtıcı		kW	2
Oransal vana açıklığı			0-1000

Gün içinde depolanan ısı enerjisinin gün batımı sonrasında ortam ısıtması için radyatör ısıtma sistemine aktarımı PLC kontrol yardımı ile gerçekleştirilmiştir. Kontrol ünitesine ait açıklamalar EK C’de verilmiştir.

3.3.3. Vakum Tüplü Kolektör

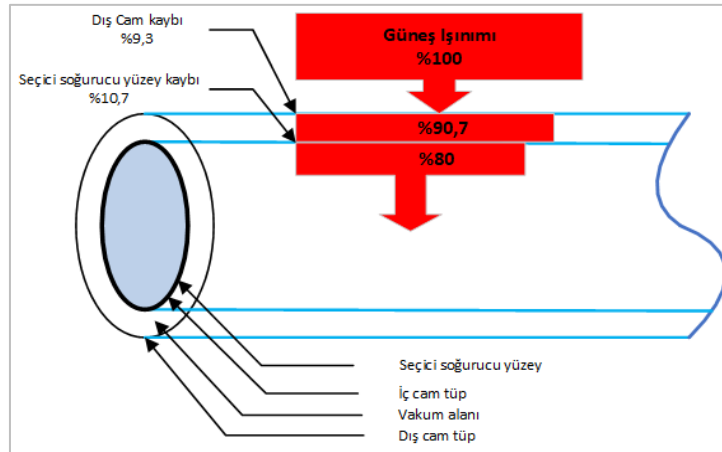
Güneş kolektörlerinde kayıplar optik kayıplar ve ısı kayıplar olarak iki biçimde gerçekleşir. Optik kayıplar kolektörün geçirgenliği ve yansıtma oranıyla ilgilidir (Şekil 3.7) [196,197].

Güneş kolektörlerinde verim, alınan enerjinin, gelen enerjiye oranı şeklinde Eşitlik 3.21 ile ifade edilir. Alınan ısı enerjisi, gelen enerji ile kaybolan enerjinin farkı şeklinde tanımlanır. Burada Q_d kolektörden alınan depolama enerjisi, Q_g kolektör yüzeyine gelen enerji, \dot{m} kütleli debi, C_p akışkanın özgül ısısı, ΔT akışkanın giriş ve çıkış sıcaklık farkı, A kolektör alanı ve I_{solar} ışınım şiddetidir.

$$\eta_k = \frac{Q_d}{Q_g} \quad (3.21)$$

Bu ifade Eşitlik 3.22'deki gibi farklı biçimde de yazılabilir.

$$\eta_k = \frac{\dot{m}C_p\Delta T}{AI_{solar}} \quad (3.22)$$

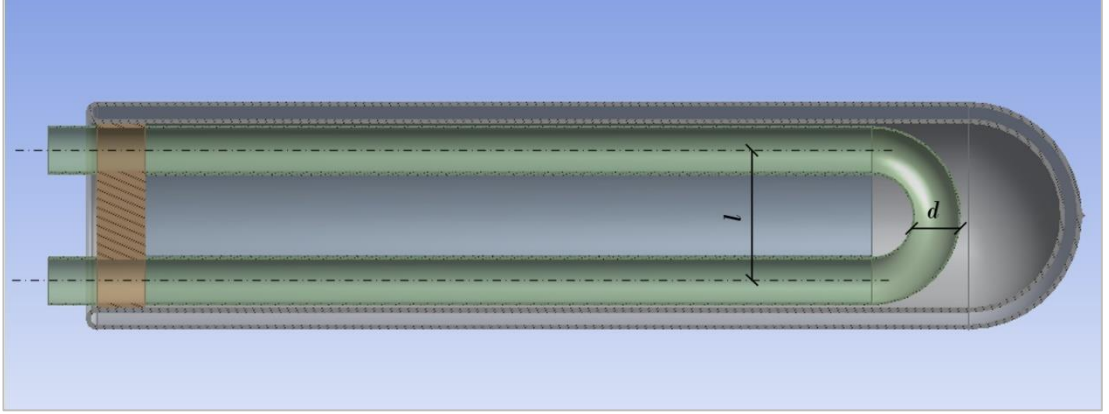


Şekil 3.7. Vakum tüplü boruda ısı kayıpları

VTC üzerine düşen güneş ışınım alanı tespitinde silindirik alan, soğurucu izdüşüm alanı gibi farklı yöntemler uygulanmasına rağmen Eşitlik 3.23'teki gibi yarı silindirik çevresel alanının alınması daha uygundur [197–200].

$$A_{kol} = n \frac{\pi D_{abs}}{2} L_{abs} \quad (3.23)$$

Burada n kolektördeki cam tüp sayısı, D_{abs} iç cam tüp dış çapı ve L_{abs} ise absorber alanı kaplı cam tüp uzunluğunu ifade etmektedir.

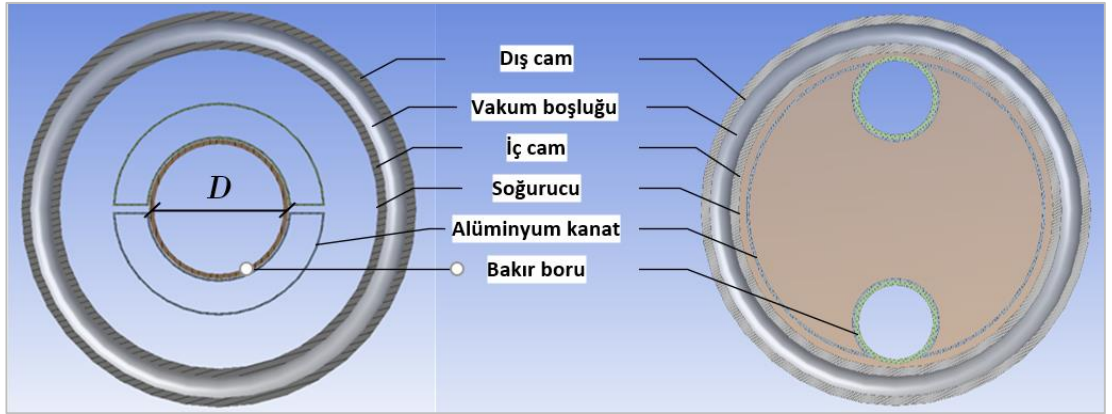


Şekil 3.8. U borulu vakum tüp boyuna kesiti

U borulu VT kolektörlerde U borunun arasındaki ısı transferi ihmal edilebilir varsayımıyla eş değer çap (D) tek boru olarak basitleştirilebilir [201].

$$D = \sqrt{2dl} \quad (3.24)$$

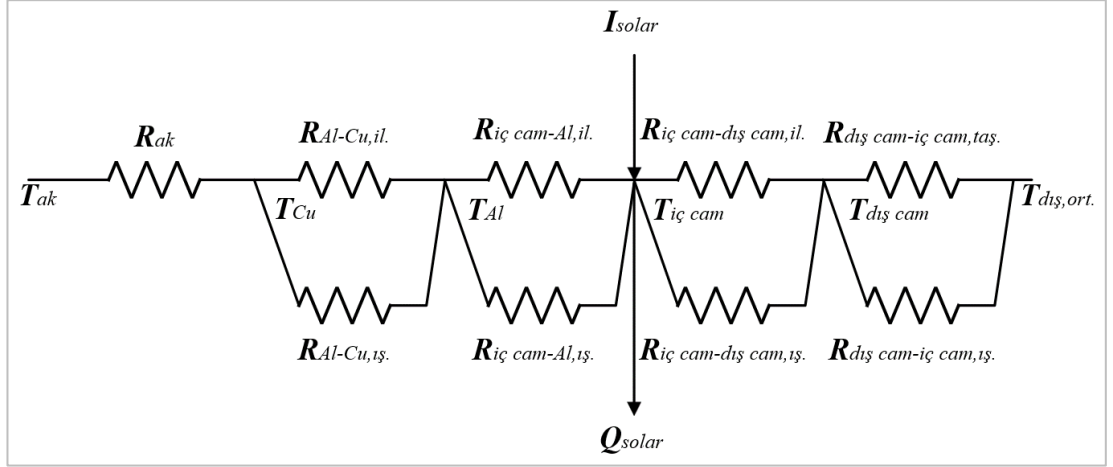
Burada d U borunun çapı, l iki boru ayağı arası mesafedir.



Şekil 3.9. U borulu vakum tüpün enine kesiti ve eşdeğer tek boru gösterimi

Şekil 3.8 ve Şekil 3.9'a göre U borulu vakum tüpün eşdeğer ısı direnci Şekil 3.10'da gösterilmiştir.

Kolektörün her bir parçası için ısıl denge eşitlikleri dış cam tüp, iç cam tüp, alüminyum kanat, U boru ve çalışma sıvısı için ayrı ayrı yazılır [185].



Şekil 3.10. Vakum tüplü kolektörün ısıl ağ görünümü

U borulu vakum tüp için Eşitlik 3.25-30 aralığında ısıl eşitlikler verilmiştir [185]. Dış cam tüp için ısıl denge Eşitlik 3.25'te verilmiştir. Burada $T_{iç}$, $T_{dış}$ ve T_{do} sırasıyla iç cam, dış cam ve dış ortam sıcaklıklarını verir. İç ve dış cam tüpler arası ısı transfer katsayısı $h_{iç-dış}$ ile; dış cam tüp ile dış ortam arasındaki ısı transfer katsayısı ise $h_{dış-do}$ ile tanımlanır. Cam tüpler arası vakum olması nedeniyle iletim gözardı edilebilir [202]. İç ve dış cam tüplerin çevresi $P_{iç}$ ve $P_{dış}$ olmak üzere ortalama çevre uzunluğu $P_{iç-dış} = \frac{P_{iç} + P_{dış}}{2}$ eşitliği ile tanımlanır.

$$h_{iç-dış} P_{iç-dış} (T_{iç} - T_{dış}) + h_{dış-do} P_{dış} (T_{do} - T_{dış}) = 0 \quad (3.25)$$

İç cam tüp için ısıl denge ise Eşitlik 3.26'daki gibi yazılır. Bu eşitlikte T_{Al} alüminyum kanat sıcaklığı, $h_{iç-Al}$ iç cam tüp ile alüminyum kanat arasındaki ısı transfer katsayısıdır. Dış cam borunun ısı iletim katsayısı $k_{dış}$, iç cam tüp üzerindeki seçici kaplamanın soğurma katsayısı α_{abs} ve dış cam tüpün çapı ise $d_{dış}$ olarak tanımlanır.

Q_{man} boru kenarından manifolda olan ısı kaybıdır. İç cam tüp ile kanat için ortalama boru çevresi $P_{iç-Al} = \frac{P_{iç}+P_{Al}}{2}$ şeklindedir.

$$h_{iç-dış}P_{iç-dış}(T_{dış} - T_{iç}) + h_{iç-Al}P_{iç-Al}(T_{Al} - T_{iç}) + Q_{man} + k_{dış}\alpha_{abs}d_{dış}I_{solar} = 0 \quad (3.26)$$

$$Q_{man} = h_{iç-do}P_{iç}(T_{do} - T_{iç}) \quad (3.27)$$

Burada $h_{iç-do}$ iç borunun boru kenarı ısı kayıp katsayısı olup $0,6\text{W/m}^2\text{K}$ alınabilir.

Alüminyum kanat için ısı denge Eşitlik 3.28’de verilmiştir. Burada T_{Cu} U bakır boru sıcaklığı, h_{Al-Cu} kanat ve boru arasındaki ısı transfer katsayısı, P_{Cu} ise bakır boru çevre uzunluğudur.

$$h_{iç-Al}P_{iç-Al}(T_{iç\ cam} - T_{Al}) + h_{Al-Cu}P_{Cu}(T_{Cu} - T_{Al}) = 0 \quad (3.28)$$

U bakır boru için ısı denge Eşitlik 3.29’da verilmiştir. Burada h_{ak} U bakır boru içindeki akışkanın ısı taşınım katsayısıdır.

$$h_{Al-Cu}P_{Cu}(T_{Al} - T_{Cu}) + h_{ak}P_{Cu}(T_{ak} - T_{Cu}) = 0 \quad (3.29)$$

Çalışma sıvısı için ısı denge Eşitlik 3.30’da verilmiştir. Burada $T_{ak,g}$ ve $T_{ak,ç}$ U bakır borudaki akışkan giriş ve çıkış sıcaklığıdır. Δx boru eksen boyu boyunca ayrışma aralığı, \dot{m}_{ak} akışkan kütleli debisi (kg/saat), C_p akışkan özgül ısısıdır.

$$h_{ak}P_{Cu}(T_{Cu} - T_{ak})\Delta x + \frac{\dot{m}_{ak}C_p(T_{ak,g}-T_{ak,ç})}{3600} = 0 \quad (3.30)$$

3.3.4. Isıl Yağ Enerjisi

Tablo 3.6’da deneyde kullanılan ısı yağları ve özellikleri verilmiştir. Değerler yetkili firmalardan alınmıştır [203,204].

Tablo 3.6. Kullanılan ısıtıcı yağlar ve özellikleri

Sıcaklık [°C]	PO 32			Mobiltherm 605		
	Yoğunluk [kg/m ³]	Özgül ısı [kJ/kg.K]	Isı iletim katsayısı [W/m.K]	Yoğunluk [kg/m ³]	Özgül ısı [kJ/kg.K]	Isı iletim katsayısı [W/m.K]
0	876	1,841	0,120	868,3	1,816	0,137
10	873	1,883	0,121	862,8	1,853	0,136
20	870	1,925	0,121	857,3	1,889	0,135
30	867	1,967	0,122	851,8	1,926	0,134
40	864	2,009	0,123	846,5	1,963	0,134
50	861	2,051	0,124	841,2	1,999	0,133
60	858	2,093	0,124	835,9	2,036	0,132
70	855	2,134	0,125	830,8	2,072	0,132
80	852	2,176	0,126	825,7	2,109	0,131
90	849	2,218	0,127	820,6	2,145	0,130
100	846	2,260	0,127	815,6	2,182	0,129
110	843	2,302	0,128	810,7	2,219	0,129
120	840	2,344	0,129	805,8	2,255	0,128
130	837	2,385	0,130	801,0	2,292	0,127
140	834	2,427	0,131	796,3	2,328	0,126
150	831	2,469	0,131	791,6	2,365	0,126
160	828	2,511	0,133	787,0	2,401	0,125
170	825	2,553	0,134	782,4	2,438	0,124
180	822	2,595	0,135	777,9	2,475	0,123
190	819	2,637	0,136	773,4	2,511	0,123
200	816	2,678	0,136	769,0	2,548	0,122
210	813	2,720	0,137	764,6	2,584	0,121
220	810	2,762	0,138	760,3	2,621	0,121
230	807	2,804	0,139	756,0	2,657	0,120
240	804	2,846	0,140	751,8	2,694	0,119
250	801	2,888	0,141	747,6	2,730	0,118
260	798	2,929	0,141	743,5	2,767	0,118
270	795	2,971	0,142	739,4	2,803	0,117
280	792	3,013	0,143	735,4	2,840	0,116
290	789	3,055	0,144	731,4	2,876	0,115
300	786	3,097	0,145	727,5	2,913	0,115

Herhangi bir sıvının, sabit sıcaklıkta ve sonlu bir sıcaklık farkında enerji depolama kapasitesi kütle, özgül ısı ve sıcaklık ile doğru orantılıdır [205]. Eşitlik 3.31 yardımıyla ısıtıcı depolama enerjisi hesaplanabilir:

$$Q_d = (mC_p)_d \Delta T_d \quad (3.31)$$

Q_d toplam depo ısı kapasitesini, m kütle, C_p sabit basınçta özgül ısıyı ve ΔT_d ise sıcaklık farkını belirtmektedir. Isı sığası olarak bilinen $(mC_p)_d$ eşitlikte de görüldüğü üzere direkt olarak depolama hacmi malzemesi seçiminde en önemli etkidir.

Kullanılan yağların özgül ısısı sıcaklığa bağlı olarak dinamik bir değişim göstermesi nedeniyle Eşitlik 3.31'den yararlanarak Eşitlik 3.32 ve 3.33'te gösterilen diferansiyel bir çözüm yapılmıştır.

$$dQ = mC_p dT \quad (3.32)$$

$$Q_d = \int_1^2 dQ = m \int_1^2 C_p dT \quad (3.33)$$

Burada Q_d ısıtma sonrası tanka verilen ısı enerjisi ifade eder. Kütle sabittir ve $C_p dT$ değeri, kullanılan ısıtma yağları için Eşitlik 3.34 ve 3.35 ile verilmiştir.

$$\int_i^s C_p dT = 1,925(T_s - T_i) + 0,002092(T_s^2 - T_i^2) \quad (3.34)$$

$$\int_i^s C_p dT = 1,889(T_s - T_i) + 0,0020(T_s^2 - T_i^2) \quad (3.35)$$

Eşitlik 3.34 PO 32, Eşitlik 3.35 ise Mobiltherm 605 ısıtma yağı için olup; T_s ısıtma tankının ısıtma sonundaki sıcaklığını, T_i ise ısıtma başlangıcındaki sıcaklığı ifade eder.

3.3.5. Isı Kaybı Hesabı

Türk Standartları Enstitüsü (TSE)'ne göre ısıtma ihtiyacını etkileyen faktörler binanın fiziksel özellikleri, ısıtma sisteminin karakteristiği, iç-dış iklim şartları, iç ısı kazanç kaynakları ve güneş enerjisidir [206]. Tek hacimli bir bina için ısı ihtiyacı Eşitlik 3.36-37'de verilmiştir.

$$Q_{yıl} = \sum Q_{ay} \quad (3.36)$$

$$Q_{ay} = [H(\theta_i - \theta_e) - \eta_{ay}(\phi_{i,ay} + \phi_{s,ay})] \cdot t \quad (3.37)$$

Burada $Q_{yıl}$ yıllık ısıtma enerjisi ihtiyacı (joule), Q_{ay} aylık ısıtma ihtiyacı (joule), H bina özgül ısı kaybı (W/K), θ_i aylık ortalama iç sıcaklık (°C), θ_e aylık ortalama dış sıcaklık (°C), η_{ay} Isı kazançları için aylık ortalama kullanım faktörü (birimsiz), $\phi_{i,ay}$

aylık ortalama iç kazançlar (W), $\phi_{s,ay}$ aylık ortalama güneş enerjisi kazancı (W), t zaman (s). Günlük ısı kaybı için değerler günlük alınmıştır.

3.3.6. Isıtma Sistemi

Yakıt olarak doğalgazın kullanıldığı ısıtma sistemlerinde konfor ısıtması için yaygın olarak kombi kullanılır. Kombi doğalgazın yakılması ile oluşan ısı enerjisi ile ısıtma sisteminde dolaşan ısıtma suyunun sıcaklığını artırır.

Isıtma sisteminde dolaşan sıcak sudan alınan enerji (\dot{Q}_{su}) kütleli debi (\dot{m}_{su}), özgül ısı ($C_{p,su}$) ve sıcaklık farkına (ΔT) bağlı olarak hesaplanır (Eşitlik 3.38).

$$\dot{Q}_{su} = \dot{m}_{su} C_{p,su} \Delta T \quad (3.38)$$

Bir ısıtma sisteminde tüketilen yakıt miktarının hesaplamasında, yakıtın ısıl değeri ($H_{y,ısl}$) ve sistemin ısıl enerji ihtiyacı (Q) kullanılır.

$$Q = m_y H_{y,ısl} \quad (3.39)$$

Doğalgaz miktarının hacimsel ölçülmesi nedeniyle Eşitlik 3.39 aşağıdaki şekilde düzenlenir.

$$Q = V_{DG} H_{DG,ısl} \quad (3.40)$$

3.3.7. Belirsizlik Analizi

Çalışmada ölçüm cihazlarından kaynaklanan hataların belirlenmesinde Kline ve McClintock (1953) tarafından önerilen belirsizlik analizi yönteminden yararlanılır [207]. Yazarlara göre belirlenecek parametre (R) ve bu parametreye etki eden bağımsız değişkenler ($X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$) aşağıdaki gibi gösterilir:

$$R = R(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n) \quad (3.41)$$

Eşitlik 3.41’de verilen bağımsız parametrelere ait hata oranlarına ($w_1, w_2, w_3, \dots w_n$) göre R parametresinin hata oranı (W_R) Eşitlik 3.42’ye göre aşağıdaki gibi hesaplanır:

$$W_R = \sqrt{\left(\frac{\partial R}{\partial x_1} w_1\right)^2 + \left(\frac{\partial R}{\partial x_2} w_2\right)^2 + \left(\frac{\partial R}{\partial x_3} w_3\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial R}{\partial x_n} w_n\right)^2} \quad (3.42)$$

3.4. ÖRNEK OLAY ÇALIŞMALARI

Örnek çalışmalar deneysel çalışmanın yapıldığı binalar dikkate alınarak yapılmıştır. İlk olay çalışmasında mevcut binaların çatı alanı için hesaplamalar yapılmıştır. İkinci olay çalışmasında ise aynı binaların ısı ihtiyacına karşılık VTC tabanlı ısı destek modellemesi yapılmıştır.

3.4.1. Kilis TBMYO Binası Örnek Olay Çalışması

Bu örnek uygulamada Şekil 3.1’de görülen güneş temelli ısı destek sistemleri (PV-Batarya Elektrik, PV-Hidrojen, PTC ve VTC) deneysel çalışmanın yapıldığı mevcut binanın çatısı dikkate alınarak enerji depolaması için modelleme yapılmıştır. Sistemlerdeki ekipman verimleri Tablo 3.1’e göre alınmıştır.

Isıtılan hacim derslik binası ve atölye binası olmak üzere iki binadan oluşmaktadır. Atölye binasının çatısına yerleştirilebilecek kolektör alanı binanın yapısal özellikleri dikkate alınarak bulunmuştur. Merkezi ısıtılan iki binanın ısı kaybı hesabı yapılmıştır ve yakıt olarak doğalgaz tüketimi hesaplanmıştır. Deneysel çalışmada elde edilen güneş ışınım değerlerine karşılık gelen enerji, çatı alanına göre hesaplanmıştır. Isıl yağ kullanılan enerji depolama sistemlerinde yağ sıcaklığı, deney sisteminde üst sıcaklık değeri olan 300 °C, en düşük sıcaklık değeri ise 100 °C’de sınırlandırılmıştır.

En yüksek güneş ışınım enerjisinin alındığı 12.03.2021 tarihinde 689 kWh/gün enerji, 189,6 m²’lik çatı kolektör alanına düşmüştür.

Tablo 3.7. Örnek olay parametreleri

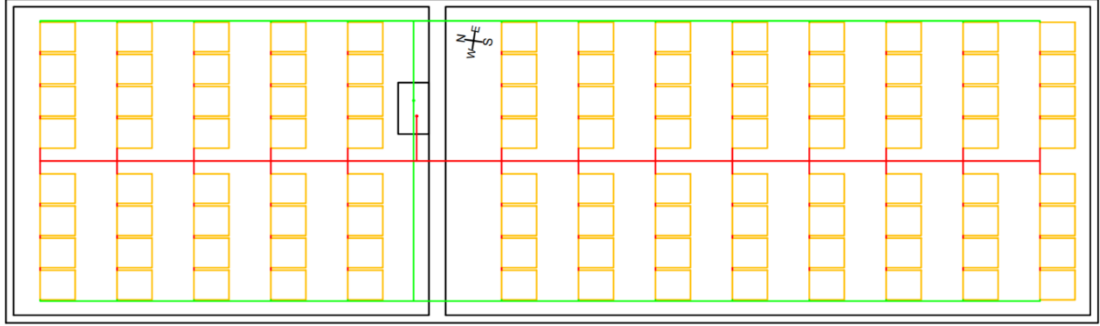
Parametre	Sembol	Birim	Değer
İhtiyaç duyulan en yüksek ısı enerjisi	$Q_{\text{ısıtma}}$	kWh/gün	4145 (810-Atölye binası) (3335-Ana bina)
Güneş ışınım enerjisi	Q_{solar}	kWh/gün	689
Kolektör alanı	A_{kol}	m ²	189,6
Batarya	P_{bat}	kW	172,3
Elektrolizör gücü	P_{elec}	kW	23,9
Hidrojen tankı hacmi (12 bar, 15 °C)	$V_{\text{H2,tank}}$	m ³	3,1
Isıl yağ	-	-	Mobiltherm 605
Isıl yağ miktarı	$m_{\text{yağ}}$	kg	3113 (PTC) 2906 (VTC)
Isıl yağ sıcaklığı	$T_{\text{yağ}}$	°C	100-300
Isıtılan ortam sıcaklığı	$T_{\text{iç}}$	°C	22
Dış ortam sıcaklığı	$T_{\text{dış}}$	°C	0
Isıl depo hacmi	V_{tank}	m ³	3,8 (PTC) 3,6 (VTC)
Isıl depo ölçüsü	$D_{\text{tank}}/H_{\text{tank}}$	m	1,6/2,0

Ekipman verimlerine göre batarya gücü 172,3 kW, elektrolizör gücü en yüksek güneş ışınım şiddetinin 505 W/m² olması durumunda 23,9 kW, hidrojen tankı hacmi ise 3,1 m³ olmaktadır. Isıl yağın dolaştığı sistemlerde PTC için ısı deposu edileceği enerji 465,1 kWh, VTC için ise 434,1 kWh olmaktadır. Buna göre ısı deposunda buldurulacak ısı yağ miktarı (100-300 °C sıcaklıklarda enerji depolaması halinde) Eşitlik 3.35'e göre Mobiltherm 605 ısı yağ için PTC sisteminde 3113 kg, VTC sisteminde 2906 kg olur. Tablo 3.6'daki ısı yağın 100 °C sıcaklıktaki yoğunluk değerine göre Mobiltherm 605 için PTC sisteminde 3,8 m³ ısı deposu hacmine ihtiyaç duyulurken, VTC sisteminde 3,6 m³ ısı deposu hacmine ihtiyaç duyulmaktadır. Parametreler Tablo 3.7'de verilmiştir.

3.4.1.1. Kolektör Alanı

Şekil 3.11'de kolektör yerleşimi için çatı alanı görülmektedir. Çatı alanı teras biçiminde olup içten içe uzunluklar 12,0 X 16,2 ve 12,0 X 25,15 metredir. Teras kenar çıkıntıları 0,5 m olması nedeniyle güneşe bakan en öndeki panel 47° açığa göre

yerleştirildiğinde kenardan yaklaşık 0,6 m uzaklıkta olmalıdır. Bu ölçülere göre PV panel, PTC ve VTC yerleşim alanı 189.6 m²'dir. Sistemlerde kullanılan ekipmanların verimliliği için Tablo 3.1'den yararlanılmıştır. Atölye binasının teras katında yerleştirilmesi düşünülen VTC sistemi için vakum tüplü boru özellikleri Tablo 3.4'te verilmiştir. Yapısal görünüm dikkate alınarak 1768 adet vakum tüplü boru yerleştirilebilmektedir. Bina yönü -8,5 Güney'dir.



Şekil 3.11. Kolektörlü çatı görünümü

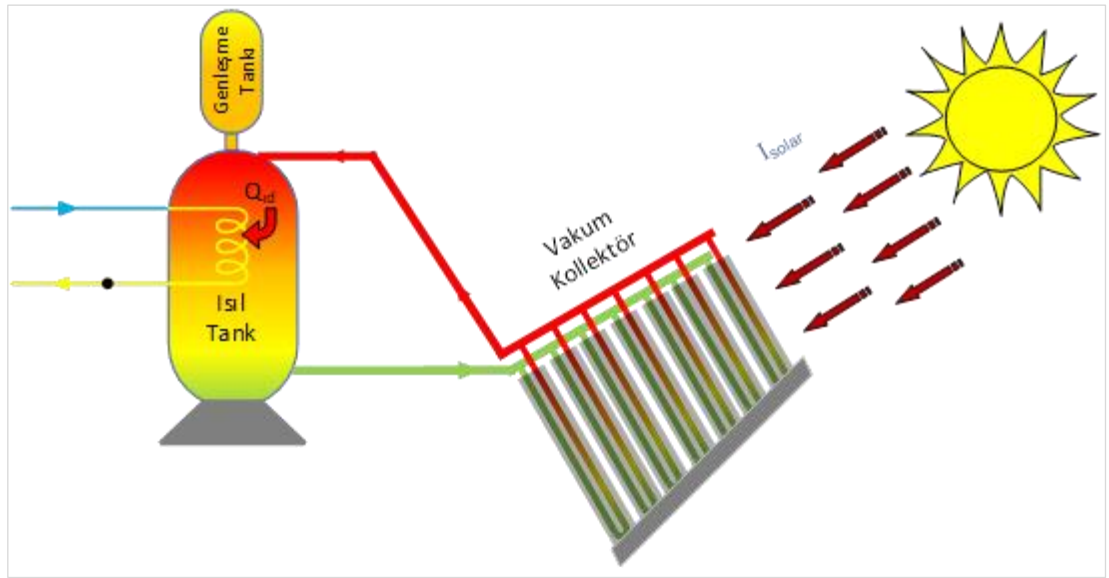
3.4.1.2. Isı Kaybı ve Yakıt Tüketimi

Ana binanın yıllık enerji ihtiyacı 355013 kWh, Atölye binasının yıllık enerji ihtiyacı 84822 kWh'dir. Doğalgaz üst ısıl değerine (10,62 kWh/m³) göre hesaplanan bu enerjinin DG karşılığı ana bina için 33429 m³, atölye binası için 7987 m³'tür. Tek noktadan kaskad kombi sistemi ile ısıtılan binaların en yüksek ısı ihtiyacı Ocak ayında gerçekleşmektedir. İki bina için ortalama günlük 3222 kWh ısı enerjisine karşılık günlük doğalgaz tüketimi Ocak ayı için 303,4 m³ olarak hesaplanmıştır. Ocak ayı için iç ve dış ortam sıcaklık farkı ortalama 17,1 °C'dir. En düşük dış ortam sıcaklığının 0 °C ölçülmesi nedeniyle 22 °C sıcaklıkta bir iç ortam konforu sağlamak üzere günlük ısı ihtiyacı hesabı 1,29 katsayısı (22/17,1 oranı) ile çarpılarak bulunmuştur. Bu durumda atölye binasının günlük ısı ihtiyacı 810 kWh olurken, ana binanın ısı ihtiyacı 3335 kWh'tir. Buna göre binalardaki toplam günlük ısı kaybı 4145 kWh'tir. Depolanmış enerjinin ortalama günlük kullanım süresi 12 saat olması halinde depolanması gereken enerji 2071 kWh olmaktadır. Atölye binası ve ana bina için özgül ısı kaybı hesap tablosu ve ısı ihtiyaçları EK D'de verilmiştir.

Sistem ısı hesaplamaları için ilgili eşitlikler Eşitlik 3.1-13'te verilmiştir. Ekonomik maliyet analizi ve CO₂ emisyonu azaltımı analizi için Eşitlik 3.14-17 kullanılmıştır.

3.4.2. VTC Tabanlı Isıl Destek Sistemi Örnek Olay Modellemesi

Isıtma sistemi ile entegre olan VTC-Isıl sisteminde 3 değişken parametre ile ısı analiz çalışması yapılmıştır. Bu parametreler güneş ışınım şiddeti, akışkan cinsi ve akışkan hızıdır. Sistem verimliliği giriş parametreleri ve ısı kayıplara göre hesaplanmıştır.



Şekil 3.12. VTC model şeması

Şekil 3.12'te görülen model şemasında 4 farklı ısı akışkan (Therminol 59, Therminol 66, Dowtherm A ve Dowtherm G) için yapılan modellemede ısı depo üst sıcaklığı 180 °C, alt sıcaklığı 60°C olacak şekilde ısı depo ölçülendirilmiştir. Ölçülendirmede en yüksek günlük ışınım enerjisi 3,65 kWh/m²gün olarak alınmıştır. Isıl depolama tek depo ile termoklin olarak yapılmıştır.

Isıtma döneminde en düşük dış ortam sıcaklığı 0 °C, iç ortam konfor sıcaklığı ise 22 °C alınmıştır. Isıtma sisteminde en yüksek günlük ısıtma ihtiyacı 4145 kWh olduğu kabul edilmiştir. Bu durumda 14 saatlik gece süresince ısı ihtiyacı 2418 kWh olmaktadır.

Tablo 3.8. Model parametreleri

Parametre	Sembol	Birim	Değer
Isıl yağ	-	-	Therminol 59 Therminol 66 Dowtherm A Dowtherm G
Güneş ışınım enerjisi	Q_{solar}	kWh/ m ² gün	3,65
Güneş ışınım şiddeti	I_{solar}	W/m ²	0,63-505,63
İhtiyaç duyulan en yüksek ısı enerjisi	$Q_{ısıtma}$	kWh/gün	4145
Isıl yağ çalışma sıcaklığı	$T_{yağ}$	°C	60-180
VTC boru sayısı (1 ünite)	N_{hp}	adet	68
VTC boru sayısı (Toplam)	$N_{tot, hp}$	adet	6664-6888
VTC'de akışkan hızı	$V_{fl, VTC}$	m/s	0,25-0,50-0,75-1,0
Yalıtım kalınlığı	d_{ins}	m	0,05
VTC boru cidar kalınlığı	$d_{VTC, pipe}$	m	0,0005
VTC dış cam çapı	d_{go}	m	0,047
VTC iç cam çapı	d_{gi}	m	0,038
Cam boru cidar kalınlığı	d_g	m	0,001
Isıl akışkan basıncı	P_{amb}	kPa	100
Görüş faktörü	F	-	1
Hava için ısı taşınım katsayısı	h_{air}	W/m ² -K	20
Cam için ısı iletim katsayısı	k_{gl}	W/mK	2
Yalıtım için ısı iletim katsayısı	k_{ins}	W/mK	0,035
VTC cam boru uzunluğu	L_g	m	1,8
Cam geçirgenlik katsayısı	t	-	0,8
Yayıcılık (soğurucu ve cam için)	e	-	0,02
Isı taşıyıcı boru uzunluğu	L_{boru}	m	160
Isı taşıyıcı boru çapı	d_{boru}	m	0,048
Isıl depo çapı	d_{tank}	m	3,1
Isıl depo yüksekliği	L_{tank}	m	6,1
Isıl depo cidar kalınlığı	t_{st}	m	0,005

Isıl yağın ısıtılması sırasında ısı kayıplar dinamik olarak sistem parametrelerine göre EES programında hesaplanmıştır. Tablo 3.8'de ısı depolama modeli için kullanılan parametreler verilmiştir. Isıl tank 3,1 m çap ve 6,1 m yüksekliğinde silindirik olup ısı yağ döngüsü termoklindir. Isıl depo ölçüsü ısı yağın 60-180°C aralığında ısı depolamasına ve ortalama ısı yağ özgül enerjisine göre belirlenmiştir. Vakum tüplü

kolektör borusunda akışkan hızlarının 0,25-0,50-0,75-1,0 m/s aralığında sistem modellenmiştir. Tank ve borular için yalıtım 5 cm taşıyıcıdır. Tank ilk sıcaklığı 60 °C referansı ile sistem çalıştırılarak 711 dakikalık güneş ışınlam değerlerine göre ısı akışkan ısıtılmıştır. Isıl yağ çalışma sıcaklığı 180-60 °C'dir. Vakum tüp boru ölçüleri Tablo 3.4'e göre alınmıştır. Cam geçirgenlik katsayısı 0,8 ve yayıcılık 0,02'dir. Isıl yağ 68 adet seri bağlı vakum tüplü boruda ısıtılarak paralel bağlantı ile tanka iletilmektedir.

3.5. EKONOMİK ANALİZ

Sistemin net bugünkü değer maliyetiyle aynı net bugünkü gelir değerini sağlayacak olan enerji birimi başına maliyeti ifade eden seviyelendirilmiş enerji maliyeti (LCOE), farklı işletme ölçekleri, farklı yatırım ve işletme süreleri veya her ikisi mevcut olduğunda alternatif teknolojilerin karşılaştırılmasına olanak tanır. LCOE, yenilenebilir bir kaynak tarafından üretilen enerjinin maliyetini standart bir fosil yakıtlı üretim birimininkiyle karşılaştırmak için kullanılabilir [192].

LCOE, analiz dönemi boyunca sistem tarafından üretilen (veya tasarruf edilen) her enerji birimine atanırsa, baz yıla indirildiğinde toplam ömür döngüsü maliyetine (TLCC) eşit olur. Farklı yatırım boyutları dikkate alınmadığından yatırımcı daha uygun getirileri olan bir alternatife daha fazla yatırım yapmayı seçer. Eşitlik 3.43 LCOE değerinin hesaplamasında kullanılır. Buradaki CRF sermaye geri kazanım faktörü olup, Eşitlik 3.16'da verilmiştir.

$$LCOE = \left(\frac{TLCC}{Q} \right) \times CRF \quad (3.43)$$

TLCC analizi, alternatif projeler arasındaki maliyet farklılıklarını ve maliyetlerin zamanlamasını değerlendirmek için kullanılır. TLCC analizi, projenin ömrü boyunca tüm önemli maliyetlerini dikkate alır. Bu maliyetler daha sonra bugünkü değer analizi kullanılarak bir baz yıla indirgenir. Yatırımın yeniden satışından elde edilen gelir de baz yıla indirgenir ve bugünkü değer maliyetlerinden çıkarılır [192].

$$TLCC = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+d)^n} = I + PVOM \quad (3.44)$$

$$PVOM = \sum_{n=1}^N \left(\frac{O\&M_n}{(1+d)^n} \right) \quad (3.45)$$

Eşitlik 3.44'te ilk yatırım maliyeti (I) ile işletim ve bakım maliyetinin şimdiki değerinin (PVOM) toplamı olan toplam ömür döngüsü maliyeti; tesis ömrü (N), analiz dönemi (n), dönem maliyeti (C_n) ve yıllık indirim oranına (d) bağlı olarak ifade edilebilir. Dönem maliyeti (C_n) finansman giderleri, yatırım, değiştirme, enerji, bakım ve onarım maliyetlerini kapsar. Eşitlik 3.45'te işletim ve bakım maliyetinin şimdiki değeri (PVOM), Dönemsel işletim ve bakım maliyetine (O&M_n) bağlı olarak hesaplanır.

Yenilenebilir ve geleneksel enerjiler hem ekonomik hem de çevresel etki yönünden dikkate alınır. Bazı enerji sistemlerinin karşılaştırması Tablo 3.9'da verilmiştir [208]. Bir sistemin ilk yatırım maliyetinden sonra ömrü boyunca yıllık işletim ve bakım maliyet değeri olur. Bir sistemin ömrü boyunca işletim ve bakım maliyetleri yıllık enflasyon ve yıllık indirim oranına göre belirlenir. Finansman maliyeti ne kadar yüksek olursa, bir yatırımın ömrü boyunca yayılan yıllık ödemeler o kadar yüksek ve dolayısıyla toplam maliyet o kadar yüksek olur.

Tablo 3.9. Yenilenebilir ve geleneksel enerji sistemlerinin karşılaştırılması

	CO ₂ emisyonu (kg/MWh)	Verim %	Tesis ömrü (yıl)	Sermaye (\$/kW)	İşletim ve bakım masrafı (sabit) (\$/kW-yıl)	İşletim ve bakım masrafı (değişken) (\$/MWh)	Enerji maliyeti (LCOE) (\$/MWh)
Güneş-PV	-	0,13-0,18	25	2525-2825	15-18	-	150-227
Güneş-Isıl	-	0,39-0,68	35	6000-9090	75-80	-	126-156
Jeotermal	-	0,80-0,90	25	4500-6050	13-14	9-24	59-101
Rüzgâr	-		20	1050-1450	27-39,5	-	26-54
Nükleer	-	0,89-0,92	40	7675-12500	119-133,25	3,75-4,25	129-198
Kömür (Termik)	834,16-1143,96	0,63-0,83	40	2900-6225	39,75-83	2,75-5,00	65-159
Gaz (Kombine çevrim)	326,59-366,05	0,50-0,70	20	700-1250	700-1250	2,75-5,00	44-73

Yıllık indirim oranı enerji sistemleri için %7 alınabilir [209]. Enflasyon değeri ülkelere göre değişim gösterirken Türkiye'de son 10 yılın (Ocak 2013-Ocak 2023) verilerine

dayanarak yıllık %18,7 artış olduğu söylenebilir [210]. Son dönemde 2022-2023 verilerine göre ABD enflasyonu ise yıllık %8 artış göstermiştir [211].

Yenilenebilir enerji sistemlerinde işletim ve bakım maliyeti toplam ömür döngüsü maliyetinin %20-25'ini oluşturur [212].

İşletim, bakım ve onarım maliyetlerinin ilk yatırım maliyetinin %18,7'si olduğu kabul edilmiştir.

Tablo 3.10. Ekipman maliyet tablosu

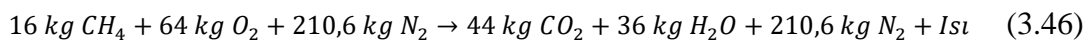
Komponent	Maliyet Eşitliği		Açıklama	Referans
PV panel	$EM=310(\$/m^2)*A_{PV}$	A_{PV}	Panel alanı	[182]
Batarya	$EM=150(\$/kW)*P$	P	Batarya gücü	[182]
Elektrolizör	$EM=940(\$/kW)*W_{elec}$	W_{elec}	Hidrojen üretimi için gerekli güç	[183]
H2 tankı	$EM=500(\$/kg)*m_{H2}$	m_{H2}	Hidrojen miktarı	[213]
PTC	$EM=227(\$/m^2)*A_{PTC}$	A_{PTC}	PTC alanı	[187]
U bakır borulu vakum tüp	$EM=336(\$/m^2)*A_{VT}$	A_{VT}	Vakum tüp alanı	[214]
Isıl yağ	$EM=4(\$/kg)*m_{YAĞ}$	$m_{YAĞ}$	Isıl yağ miktarı	[215]
Isıl tank	$EM=8437(\$/m^3)*V_{TANK}$	V_{TANK}	Isıl tank hacmi	[190]
Doğalgaz	$EM=0,131(\$/kWh)*Q_{Isıl}$	$Q_{Isıl}$	Isıl enerji	[26]

Tablo 3.10'da güneş enerjisi kaynaklı ısıl depolama, hidrojen depolama ve elektrik depolama için kullanılan bileşenlerin maliyet tablosu verilmiştir. PV panel, yoğunlaştırılmış ısıl kolektör ve vakum tüp kolektör maliyetleri alana göre hesaplanmıştır. Batarya ve elektrolizör maliyeti güç değerine göre hesaplanırken, hidrojen tankı depo edilen hidrojen miktarına, ısıl tank maliyeti ise depo hacmine göre hesaplanmıştır.

3.6. ÇEVRESEL ANALİZ

DG saf metandan oluştuğu dikkate alındığında hacimsel olarak 1 m³ CH₄'ün sitokiyometrik yanması için Eşitlik 3.17'ye göre 9,52 m³ hava gereklidir.

Eşitlik 3.17 kütleli olarak yazılırsa Eşitlik 3.46 elde edilir.



Eşitlik 3.46'dan yararlanarak yoğunluğu $0,716 \text{ kg/m}^3$ olan 1 m^3 metan gazının yanması ile yaklaşık $1,969 \text{ kg CO}_2$ salınımının gerçekleşeceği hesaplanır [216].

BÖLÜM 4

BULGULAR VE TARTIŞMA

Bu bölümde deney bulguları ve iki örnek olay bulguları grafik olarak verilmiş ve tartışılmıştır.

Deneysel çalışmada 87 günlük güneş ışınım değerleri çalışmanın yapıldığı yerin koordinatlarına ve çatı yönüne göre kış dönemine göre yerleştirilen piranometreden alınarak ortalama güneş ışınım değerleri hesaplanmıştır. Günlük toplam güneş enerjisinin hesaplanması ile en yüksek ve en düşük gün değerleri tespit edilmiştir. Dış ortam sıcaklıklarının ölçümü yapılarak en yüksek ve en düşük sıcaklıklar tespit edilmiştir. Güneş ışınım değerlerine ve teorik VTC kolektör alanına göre ısı depolama enerjisi gün bazında tespit edilerek ısı tankta kullanılan yağın ısıtılması için elektrikli ısıtıcı çalışma süresi hesaplanmıştır. Elektrikli ısıtıcının çalışması süresince kontrol edilen ısı yağ sıcaklığının en düşük ve en yüksek sıcaklık değerleri deney günlerinde tespit edilerek ısı depo enerjisi hesaplanmıştır. Isı depo yalıtım kalınlığının tanktaki ısı yağ sıcaklığına etkisi doğal depo soğuması şartlarında gözlenmiştir. Isıtma sisteminin otomatik kontrol ile çalıştırılması ile depolanan ısı enerjinin ısıtma ortamına verilen ısı enerjisi hesaplanarak sistem verimi bulunmuştur. Dış ortam sıcaklığının, ısıtma suyu debisinin, radyatör gidiş/dönüş su sıcaklığının sistem verimine etkisi ısı depo enerjisinin neredeyse eşit olduğu günler için incelenmiştir.

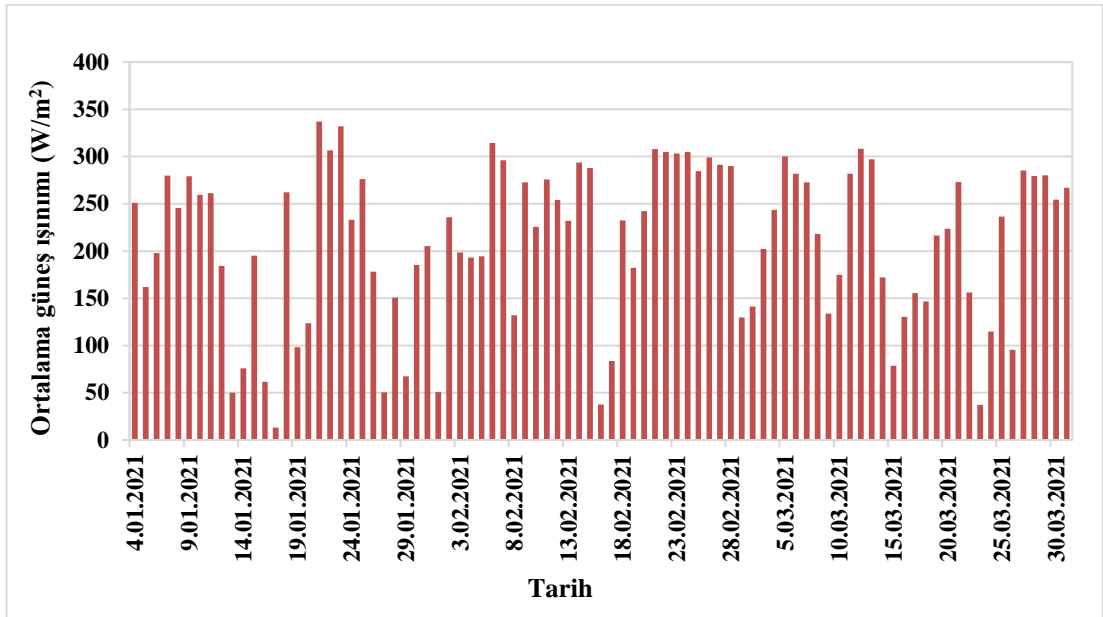
Örnek olay çalışmalarına yönelik bulgular Kilis TBMYO bünyesindeki derslik ve atölye binalarına ait iki örnek olay bulgularıdır. Birinci uygulamada atölye binasının mevcut çatısının dört farklı güneş temelli enerji depolama modellemesi yapılmıştır. Depolanan enerji miktarına göre maliyet, birim enerji maliyeti, DG karşılığı ve CO₂ emisyon azaltım miktarı hesaplanmıştır. İkinci uygulamada derslik ve atölye binalarının ısı enerji ihtiyacına karşılık ısıtma sistemi ile entegre olan VTC-Isı sisteminde dört değişken parametre ile ısı analiz çalışması yapılmıştır.

Bu parametreler güneş ışınım şiddeti, vakum tüp kolektör sayısı, akışkan cinsi ve akışkan hızıdır. Sistem verimliliği giriş parametreleri ve ısı kayıplara göre EES programı ile hesaplanmıştır.

4.1. DENEY BULGULARI

4.1.1. Güneş Işınımı ve Dış Ortam Sıcaklığı

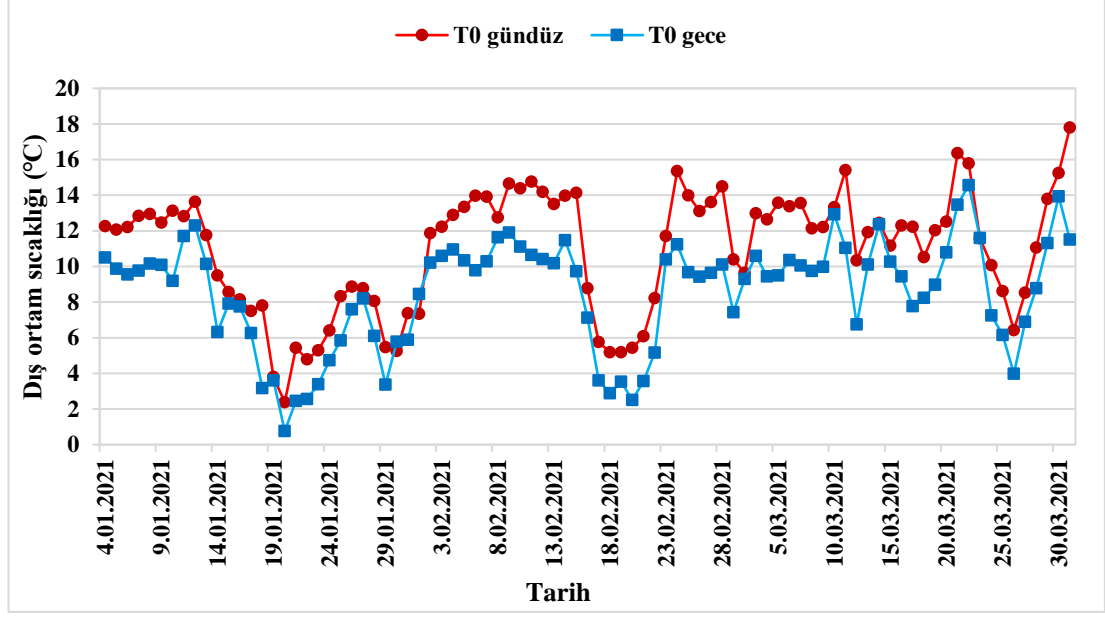
Ocak–Mart 2021 tarihlerinde Kilis ilinde ölçülen güneş ışınım enerjisi 87 gün boyunca 201 kWh/m²'dir. Günlük ortalama güneş ışınımı en yüksek 337 W/m² ile 21.01.2021 tarihinde gerçekleşmiştir. 17.01.2021 tarihinde ise en düşük ortalama güneş ışınımı 13 W/m²'dir (Şekil 4.1).



Şekil 4.1. Günlük ortalama güneş ışınımı

Ortalama güneş ışınımının en yüksek olduğu gün gündüz ortalama dış ortam sıcaklığı 5,4 °C gece ortalama dış ortam sıcaklığı ise 2,5 °C'dir. En düşük ortalama güneş ışınımının gerçekleştiği gün ortalama gündüz dış ortam sıcaklığı 7,5 °C, gece ortalama dış ortam sıcaklığı ise 6,4 °C'dir. Deney süresince en düşük dış ortam sıcaklığı gündüz 2,4 °C, gece 0,8 °C olurken, en yüksek ortalama dış ortam sıcaklığı ise gündüz 17,8 °C, gece 14,6 °C'dir. En düşük dış ortam sıcaklığının 0 °C ölçüldüğü deney

çalışmasında ısı kaybı hesaplamaları bu sıcaklık dikkate alınarak yapılmıştır. HadGEM2-ES küresel iklim modeli iklim projeksiyonlarına göre ısıtma eşik değeri 15 °C'dir. Deneilerin yapıldığı günlerde 6 gün gündüz ısıtma ihtiyacı olmayıp, geceleri ısıtma ihtiyacının olduğu görülmüştür (Şekil 4.2).

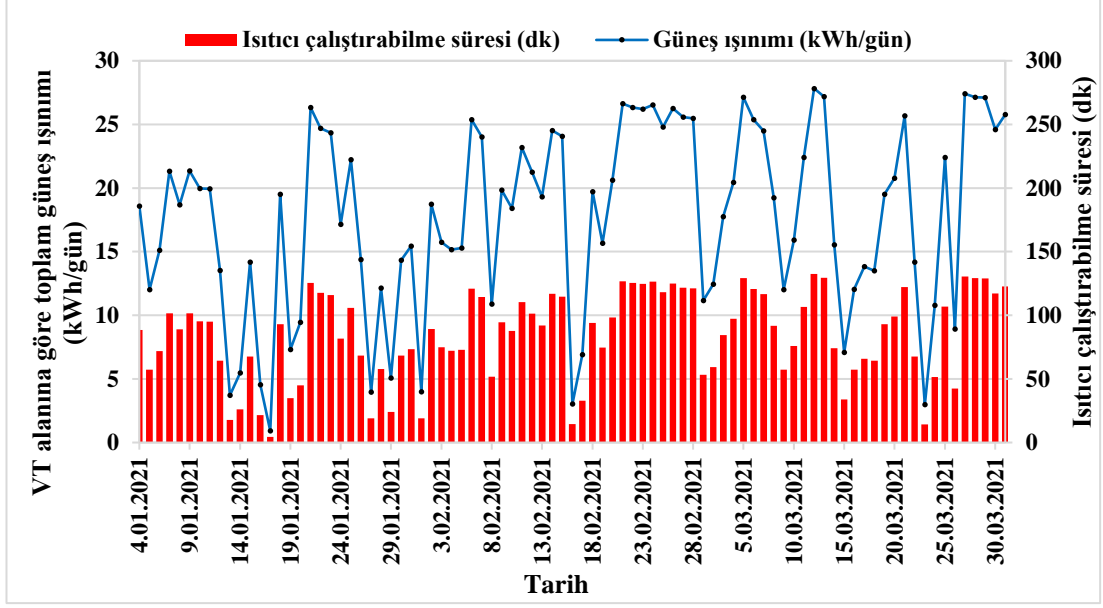


Şekil 4.2. Günlük ortalama dış ortam sıcaklığı

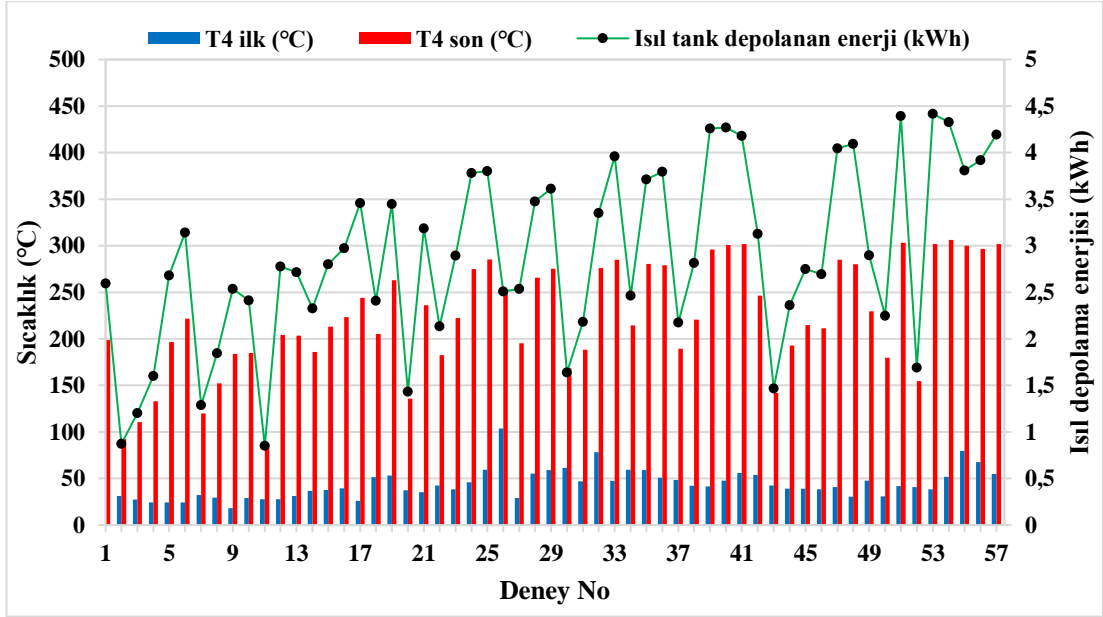
4.1.2. Isıl Enerji Depolama

Şekil 4.3'te 3,65 m² VT kolektör alanına göre hesaplanan günlük güneş ışınım enerjisi ve buna karşılık elektrikli ısıtıcının çalıştırılabilme süresi verilmiştir. En yüksek günlük toplam güneş enerjisi 13,3 kWh ile alınmıştır. Buna karşılık 2 kW gücündeki elektrikli ısıtıcıyı çalıştırabilme süresi 278 dakika olarak hesaplanmıştır.

Isıl tank sıcaklığının ve tankta depolanan ısıl enerjinin gösterildiği Şekil 4.4'te tanktaki en düşük yağ sıcaklığı 18 °C, ısıtma sonrası en yüksek sıcaklık ise 306 °C ölçülmüştür. Isıtma sistemi yağ sıcaklığının ısıtma öncesi ve sonrasında oluşan sıcaklık farkı ile tankta depolanan en yüksek ısıl enerji 4,42 kWh, ısıtma sisteminin çalıştırıldığı en düşük ısıl depolama enerjisi ise 0,85 kWh olarak elde edilmiştir.



Şekil 4.3. Günlük 3,65 m² VT kolektör alanına düşen güneş ışınım enerjisi ve elektrikli ısıtıcı çalıştırılma süresi

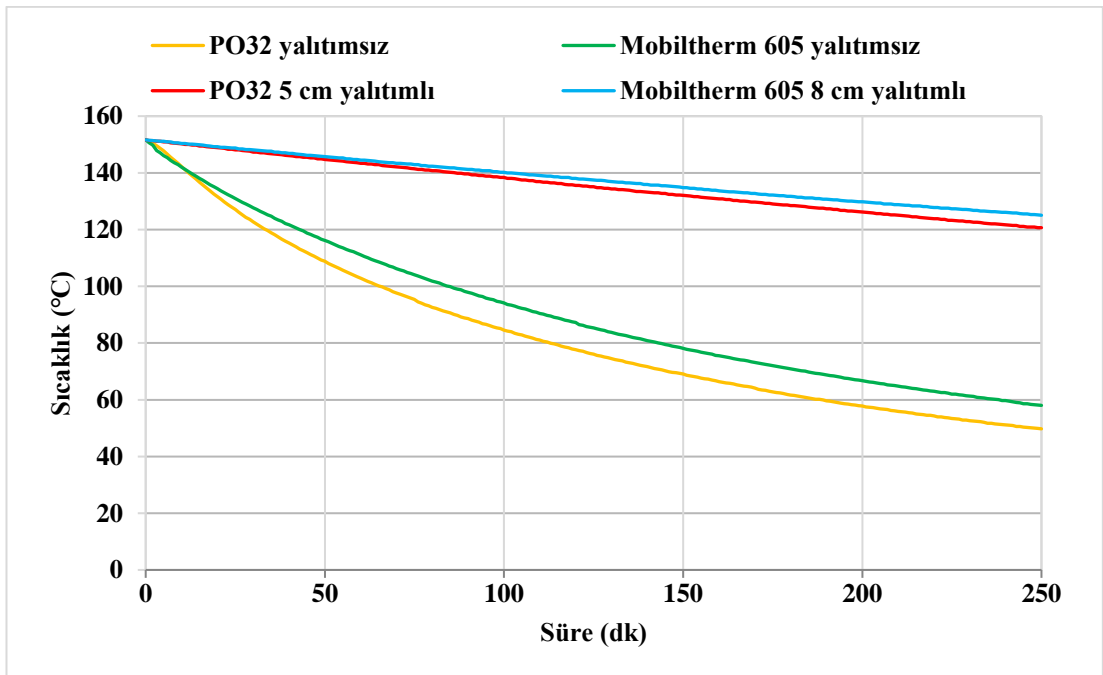


Şekil 4.4. Günlük ısıl depo sıcaklık değişimi (°C) ve depolanan ısıl enerji (kWh)

4.1.3. Isıl Deponun Doğal Soğuması

İki farklı ısıl yağın yalıtımsız ve yalıtımlı depo durumunda soğuma eğrileri Şekil 4.5'te verilmiştir. Deponun bulunduğu ortam sıcaklığı depo soğuk durumda iken 18 °C, deponun ısıtılması sonrasında ise en yüksek 23 °C'dir. Isıl yağ içeren depolar 151,6 °C

üst sıcaklık değerinden 250 dakika boyunca doğal soğumaya bırakılmıştır. PO 32 ısıtıcı yağ içeren yalıtımsız depo, Mobiltherm 605 ısıtıcı yağ içeren yalıtımsız depo, PO 32 ısıtıcı yağ içeren 5 cm yalıtımlı depo, Mobiltherm 605 ısıtıcı yağ içeren 8 cm yalıtımlı depo için sırasıyla son sıcaklık 49,8 °C, 58 °C, 120,7 °C, 125,1 °C olduğu görülmüştür. Yalıtımsız tank olması halinde tankın bulunduğu ortam sıcaklığına kadar parabolik bir sıcaklık düşümü gerçekleşirken yalıtımlı depoda sıcaklık düşümü doğrusaldır. Zamana bağlı sıcaklık düşümü PO 32 ısıtıcı yağ içeren 5 cm yalıtımlı depo için dakikada 0,12 °C, Mobiltherm 605 ısıtıcı yağ içeren 8 cm yalıtımlı depo için dakikada 0,10 °C'dir.

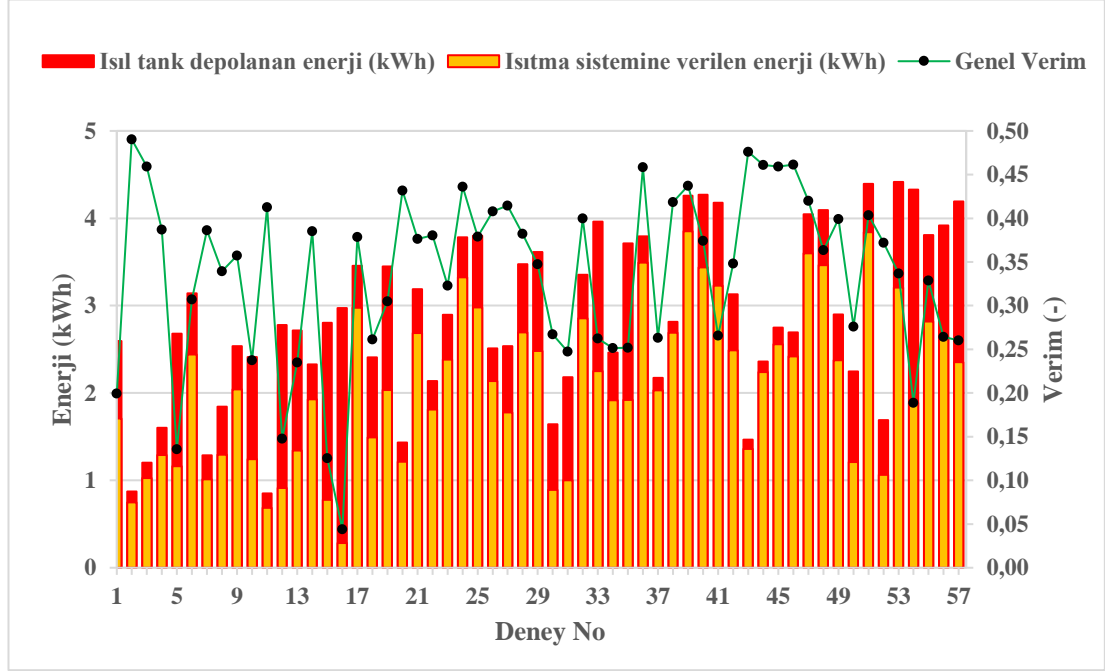


Şekil 4.5. Depo yalıtım durumuna göre ısıtıcı yağ doğal soğuma grafiği

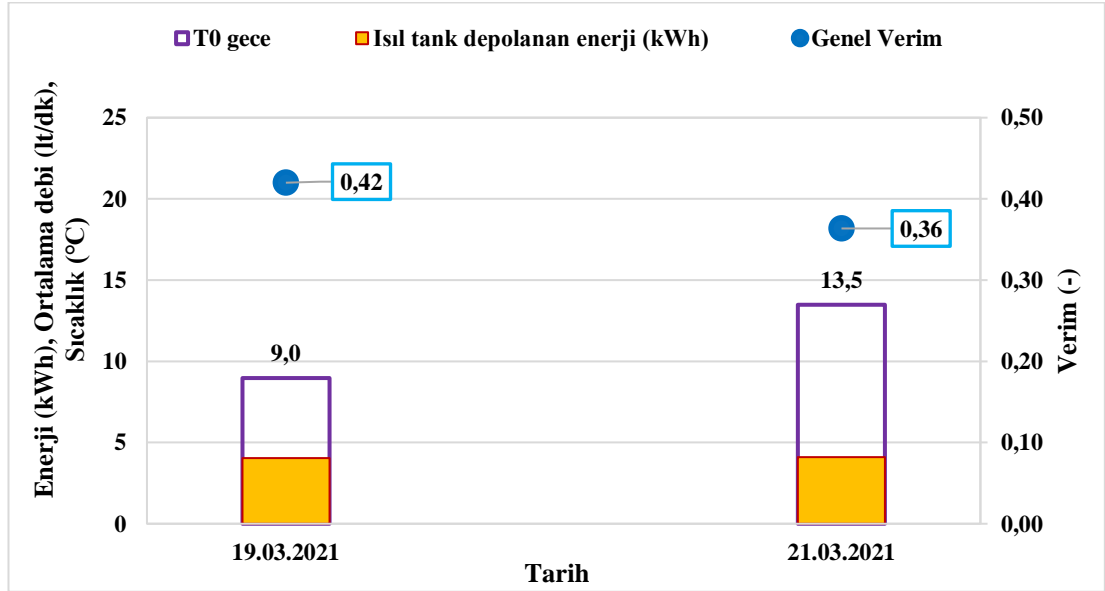
4.1.4. Isıtma Sistemi

Şekil 4.6'da ısıtıcı tankta depolanan enerji ve bu enerjinin radyatör ısıtma sistemine aktarılan miktarı kWh cinsinden görülmektedir. Ayrıca sistemin genel verim grafiği de verilmiştir. En yüksek verimliliğin 0,48 ve tankta depolanan enerjinin 1,47 kWh olduğu görülmektedir. En düşük verimin 0,04 olduğunda ise depolanan ısıtıcı enerji 2,97 kWh'tir. Verim düşümünün sebebi depodaki enerjinin doğal soğuma nedeniyle ısıtma sistemine verilememesinden kaynaklanmaktadır. Gün içindeki dış ortam sıcaklığının ve güneş ışınımının yüksek olması ısıtılan ortamın da sıcaklığını etkilemektedir.

Depolanan ısı enerjisi bu nedenle ısıtılan ortama geç verilmektedir. Dolayısıyla ısı tankındaki ısı enerjisi bir süre doğal soğumaya maruz kalmaktadır.

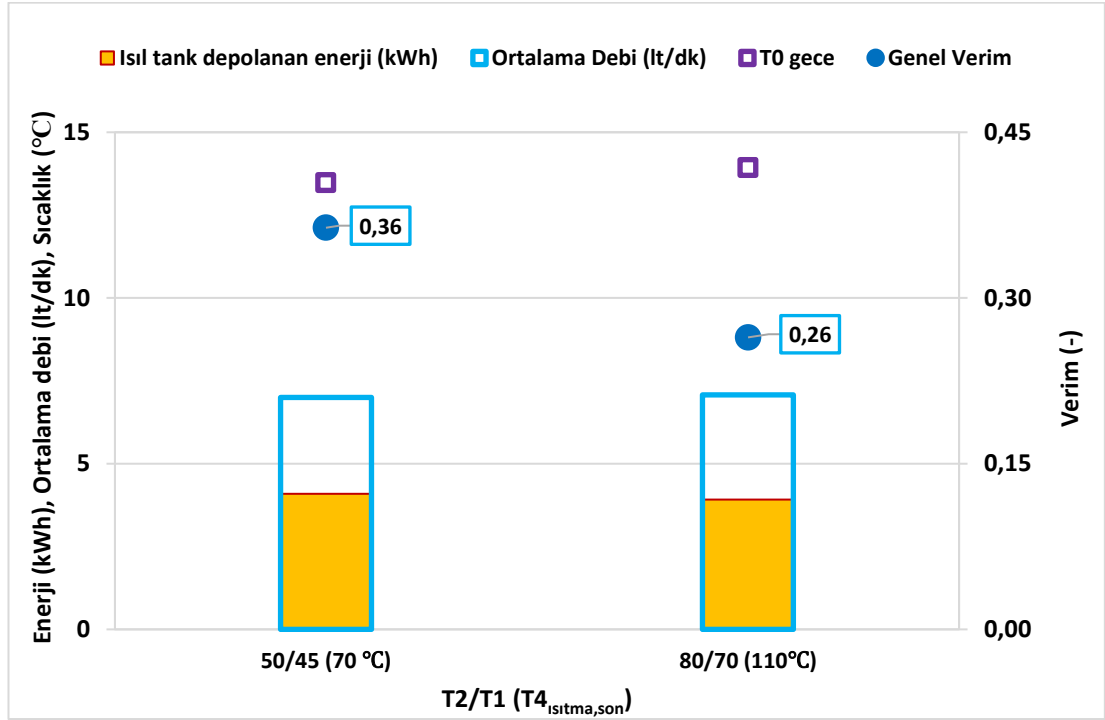


Şekil 4.6. Isıl depo şarj/deşarj enerjisi ve sistem verimliliği



Şekil 4.7. Dış ortam ortalama sıcaklığına göre genel verim değişimi

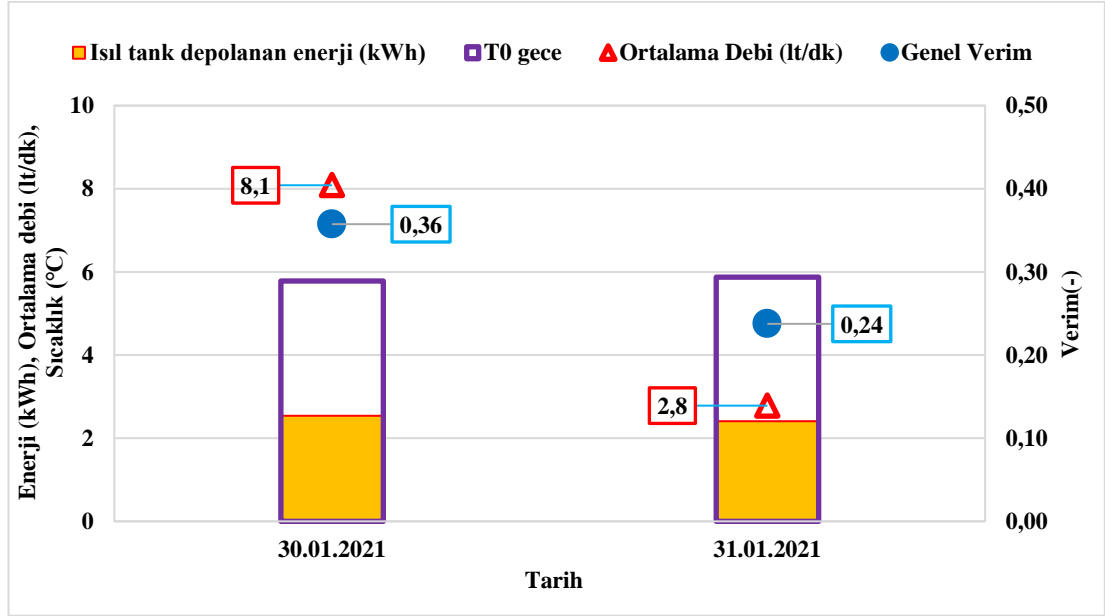
Şekil 4.7’de dış ortam sıcaklığına göre sistemin genel verim değişimi verilmiştir. Isıl tank yalıtım kalınlığının ve ısıl yağın aynı olduğu şekilde depolanan ısı enerjisi ile radyatöre giden sirkülasyon suyunun ortalama debisi birbirine yakın değerlerde seçilmiştir. Bu sayede verimi etkileyen tek faktör dış ortam sıcaklığı olmuştur. Buna göre dış ortam ortalama sıcaklığının gündüz 12 °C, gece 9 °C olduğunda sistem verimi %42’ dir. Gündüz ve gece dış ortam ortalama sıcaklığının (16,4 ve 13,5 °C) artması halinde sistem verimi %36’ ya düşmüştür.



Şekil 4.8. Radyatör gidiş/dönüş (T2/T1) su sıcaklığına göre genel verim değişimi

Şekil 4.8’de sistem genel verim değişimi radyatör gidiş/dönüş sıcaklığına göre değişimi verilmiştir. Isıl tank yalıtım kalınlığının ve ısıl yağın aynı olduğu şekilde depolanan ısı enerjisi ile dış ortam ortalama sıcaklıkları birbirine yakın değerlerde seçilmiştir. Bu grafikte verimi etkileyen tek faktör, radyatöre gidiş/dönüş sıcaklığı değildir. Radyatöre giden ısıtma suyunun sirkülasyonunu sonlandırmak için belirlenen tank içindeki ısıl yağın son sıcaklık (T_{4_ısıtma,son}) değeri de verimi etkilemektedir. Buna göre radyatör gidiş/dönüş suyu sıcaklığının 50/45 °C ve 80/70 °C olması durumunda sistem genel verimi sırasıyla %30 ve %26 sonucuna ulaşılır. Sirkülasyon suyu sıcaklığının yüksek olması halinde verimin düştüğü görülmektedir. Isıtılan ortamda

referans sıcaklığına daha hızlı ulaşmanın sonucunda ısı tank kendi halinde doğal soğumaya bırakılmaktadır. Bu nedenle radyatöre verilecek ısı, tankın bulunduğu ortama verilmektedir.



Şekil 4.9. Radyatör ısıtma suyu debisine göre genel verim değişimi

Şekil 4.9’ da radyatör ısıtması için gerekli sirkülasyon suyu debisinin sistem verimine etkisi gösterilmiştir. Isıl tankta gün içinde depolanan ısı enerji her iki gün için birbirine yakın değerlerde olup sırasıyla 2,5 ve 2,4 kWh’tir. Gece ortalama dış ortam sıcaklıkları ise 5,8 ve 5,9 °C’ dir. Gündüz sıcaklık değerleri ise 5,3 ve 7,4 °C’ dir. Ortalama ısıtma suyu debisi 8,1 lt/dk için sistem verimi %36, 2,8 lt/dk olması halinde ise %24 olduğu görülmüştür.

İki durumda da ısı yağ ve ısı tank yalıtım kalınlığı aynıdır. Sirkülasyon suyu debisinin yüksek olması halinde verimin arttığı görülmüştür. Isıtılan ortam sıcaklığının istenilen değere ulaşması için radyatöre gönderilen su miktarının fazla olması ile ısı tanktaki enerjinin yüksek ısı yağ sıcaklıklarından ısıtma suyuna ısı transferi sağlanmıştır. Bu sayede ısıtma ortamı için belirlenen sıcaklığa daha hızlı ulaşılırken, tanktaki ısı enerjinin yüksek yağ sıcaklıklarındaki ısı kayıpları azalmıştır. Ölçüm cihazlarına ait belirsizlik analizi EK E’de verilmiştir.

4.2. ÖRNEK OLAY BULGULARI

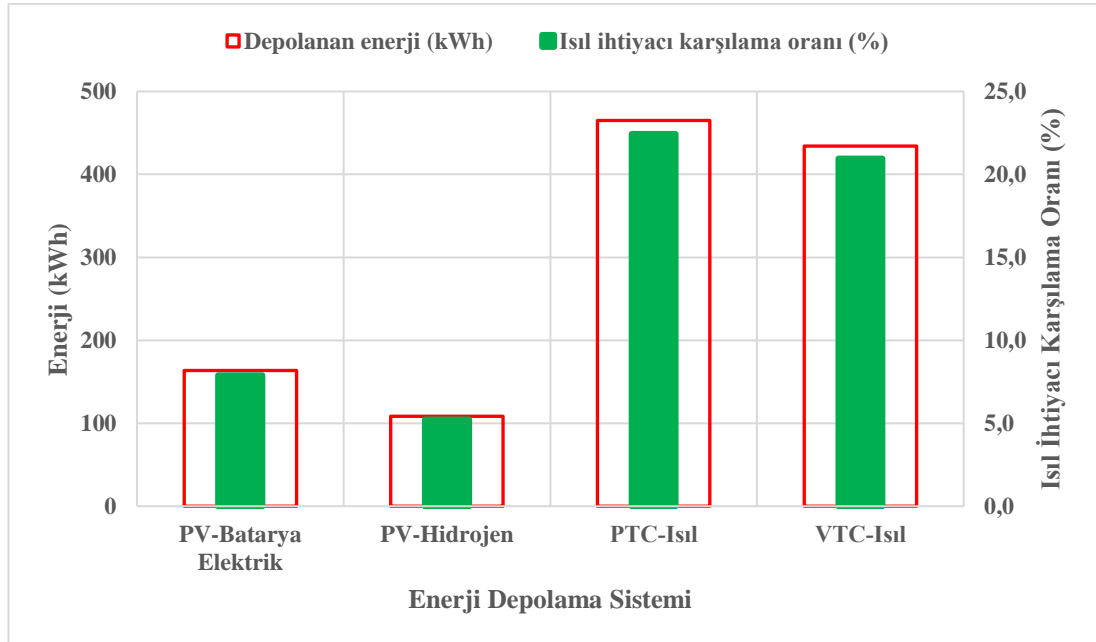
4.2.1. Kilis TBMYO Binası Örnek Olay Uygulaması

Bu örnek bina uygulamasında depolanan enerji miktarına göre maliyet, birim enerji maliyeti, DG karşılığı ve CO₂ emisyonu azaltım miktarı hesaplanmıştır. Ayrıca enerji depolama sisteminin ihtiyaç duyulan ısı enerjisi karşılama oranı tespit edilmiştir.

4.2.1.1. Isıl destek karşılama oranı

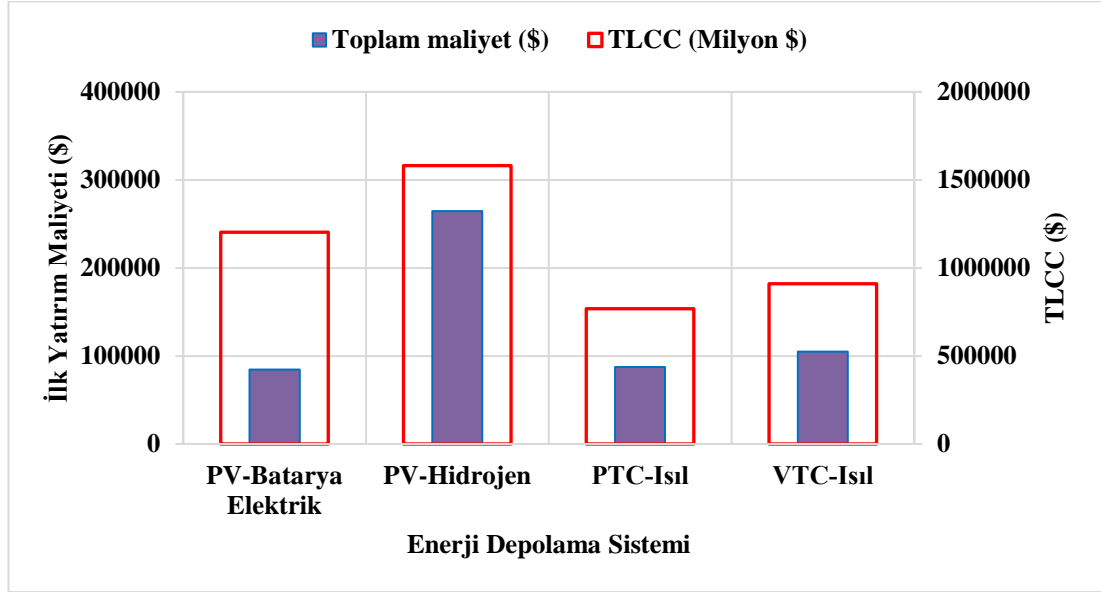
Şekil 4.10'da güneş enerjisi temelli 4 enerji depolama sisteminde depolanan enerji ve ısı ihtiyacı karşılama oranları kıyaslanmıştır.

PV-Batarya-Elektrik, PV-Hidrojen, PTC-Isıl ve VTC-Isıl sistemlerinde depolanan enerji sırasıyla 163,6 kWh, 108,5 kWh, 465,1 kWh ve 434,1 kWh olarak gerçekleşmektedir. Sistemler gece ihtiyaç duyulan 2073 kWh'lik ısı enerjisi sırasıyla %7,9, %5,2, %22,4 ve %20,9 oranlarında karşılamaktadır.



Şekil 4.10. Güneş temelli enerji depolama sistemlerinin enerji karşılaştırması

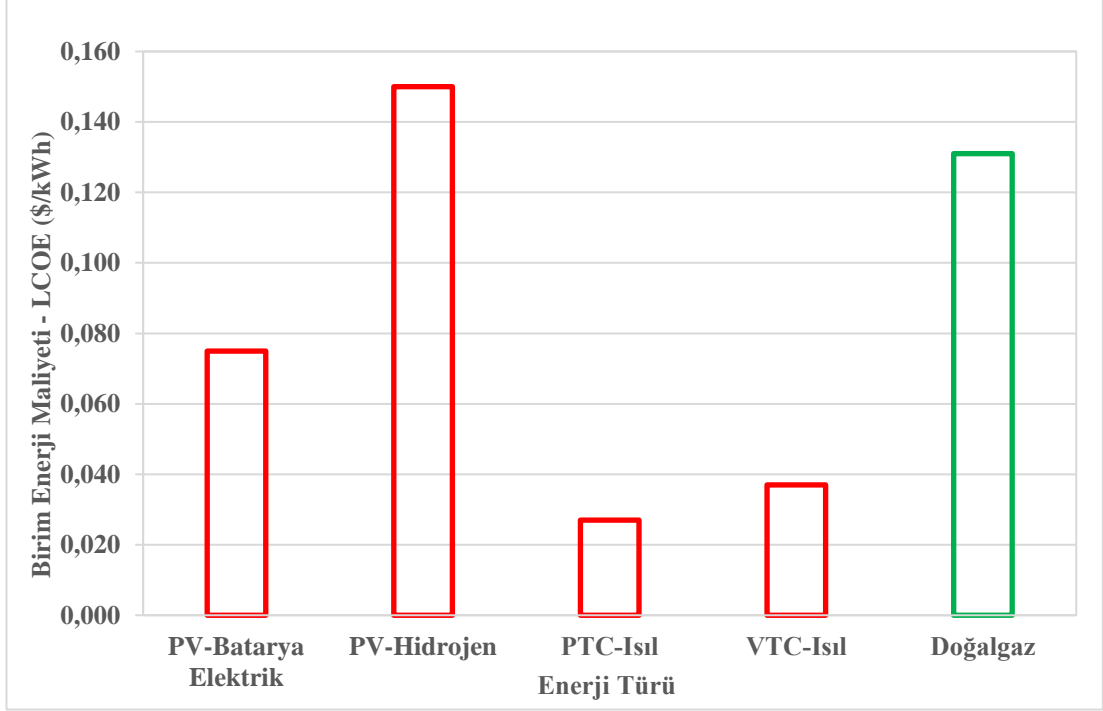
4.2.1.2. Maliyet analizi



Şekil 4.11. Enerji depolama sistemlerinin toplam maliyet ve TLCC karşılaştırması

Güneş enerjisi destekli sistemlerin ilk yatırım ve toplam ömür döngüsü (TLCC) maliyetlerinin karşılaştırıldığı Şekil 4.11’de PV-Batarya ile elektrik enerjisi depolama ilk yatırım maliyeti 84614 \$, TLCC değeri ise 25 yıl için 1,2 milyon \$’dır. PV-Elektrolizör ile hidrojen enerjisi depolama ilk yatırım maliyeti 264472 \$, TLCC değeri 25 yıl için 1,58 milyon \$’dır. PTC ile ısı depolama ilk yatırım maliyeti 87473 \$, TLCC değeri 35 yıl için 0,77 milyon \$’dır. VTC ile ısı depolama ilk yatırım maliyeti 105100 \$, TLCC değeri ise 35 yıl için 0,91 milyon \$’dır.

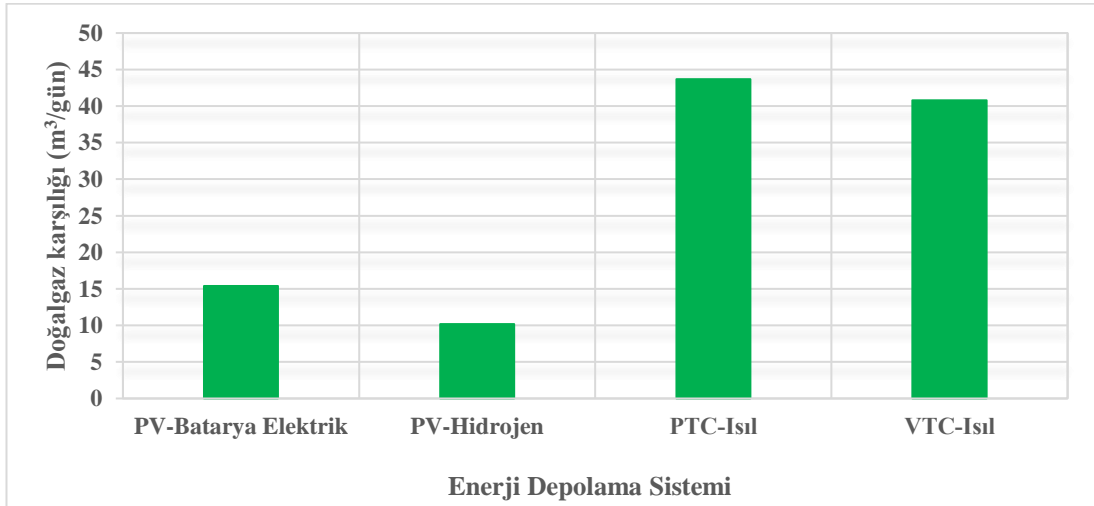
Şekil 4.12 enerji depolama sistemlerinin birim enerji maliyeti ile doğalgaz yakıtının birim enerji maliyeti \$/kWh cinsinden karşılaştırılmıştır. Enerji birim maliyeti PV-Batarya sisteminde depolanan elektrik enerjisi için 0,075 \$/kWh, PV-Hidrojen sisteminde depolanan hidrojen enerjisi için 0,150 \$/kWh, PTC destekli ısı depolama sisteminde depolanan ısı enerjisi için 0,027 \$/kWh ve VTC destekli ısı depolama sisteminde depolanan ısı enerjisi için 0,037 \$/kWh’tir. Doğalgaz yakıtının birim enerji maliyeti 0,133 \$/kWh’tir.



Şekil 4.12. Enerji depolama sistemlerinin ve doğalgazın birim enerji karşılaştırması

4.2.1.3. Isıl destek doğalgaz karşılığı

Şekil 4.13 enerji depolama sistemlerinde depolanan enerjilerin doğalgaz karşılığını m^3 cinsinden vermektedir.

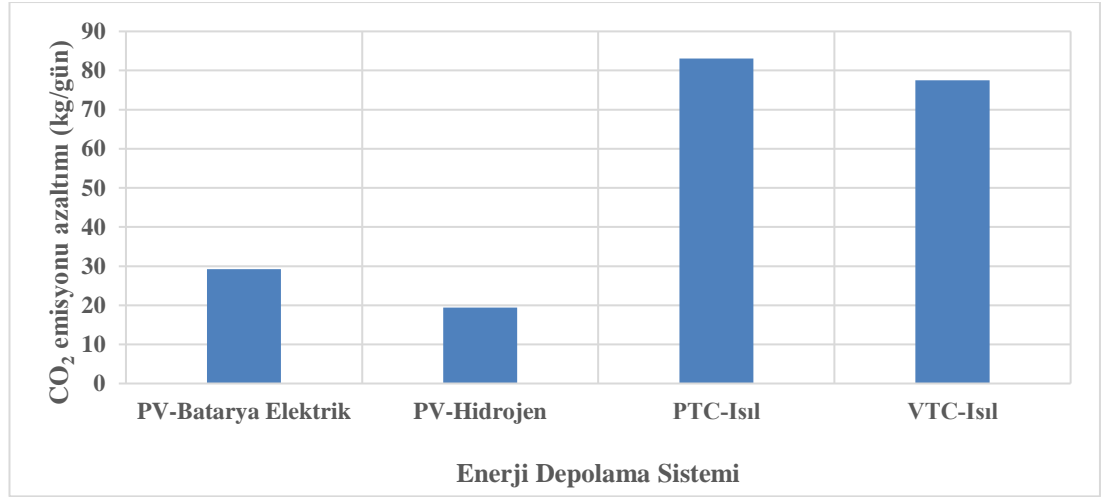


Şekil 4.13. Enerji depolama sistemlerinde depolanan enerjinin doğalgaz karşılığı

PV-Batarya-Elektrik, PV-Hidrojen, PTC-Isıl ve VTC-Isıl sistemlerinde depolanan enerjilerin sırasıyla doğalgaz karşılığı günlük en yüksek 15,4 m³, 10,2 m³, 43,7 m³ ve 40,8 m³'tür.

4.2.1.4. Isıl destek CO₂ azaltımı

Şekil 4.13'teki doğalgaz miktarlarına göre PV-Batarya-Elektrik, PV-Hidrojen, PTC-Isıl ve VTC-Isıl sistemlerinde günlük en yüksek 29,2 kg, 19,4 kg, 83 kg ve 77,5 kg CO₂ azaltımı sırasıyla gerçekleşmektedir (Şekil 4.14).



Şekil 4.14. Enerji depolama sistemlerinin göre CO₂ emisyonu azaltımı

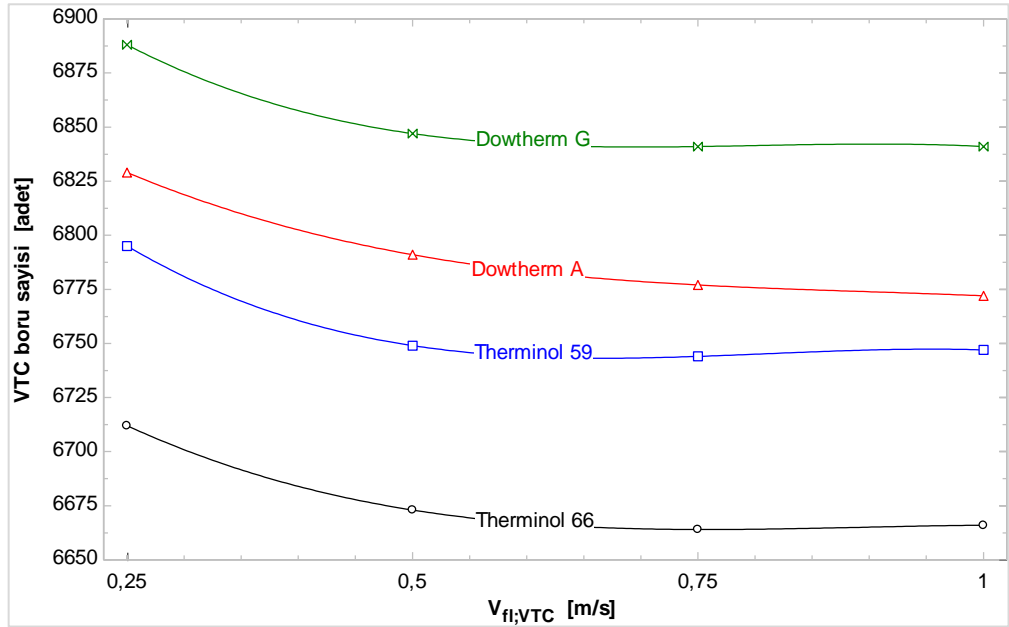
4.2.2. VTC Temelli Isıl Destek Sistem Modeli Uygulaması

Güneş ışınım şiddeti, VTC boru sayısı, akışkan cinsi ve akışkan hızına göre 4 değişken parametre ile ısıl analiz modelleme çalışması 4 farklı ısıl yağ karşılaştırılarak yapılmıştır. 60-180 °C depolama sıcaklığı aralığında ve farklı VTC boru hızlarında (0,25-0,50-0,75-1,00 m/s) akışkanın ulaştığı en üst sıcaklıklar tespit edilmiştir. En uygun akışkan seçimi için akışkan hızı, gerekli olan VTC boru sayısı ve sistem ısıl kayıpları dikkate alınarak yapılmıştır.

Therminol 66 ısıtıcı yağının diğer ısıtıcı yağlara göre daha iyi bir sonuç vermesi nedeniyle sistem verimliliği Therminol 66 ısıtıcı yağı için 0,75 m/s VTC boru hızında en uygun depo hacmi göz önüne alınarak hesaplanmıştır.

4.2.2.1. Isıl depolama modeli için kullanılan ısıtıcı yağların karşılaştırılması

Therminol 59, Therminol 66, Dowtherm A ve Dowtherm G ısıtıcı yağlarının kullanıldığı ısıtıcı depolama sisteminde depolama son sıcaklığı 180 °C olacak şekilde VTC boru sayısının Şekil 4.15'teki değerler alınarak yapılan yaklaşımda VTC çıkış sıcaklıkları sırasıyla Şekil 4.16-19'da verilmiştir.

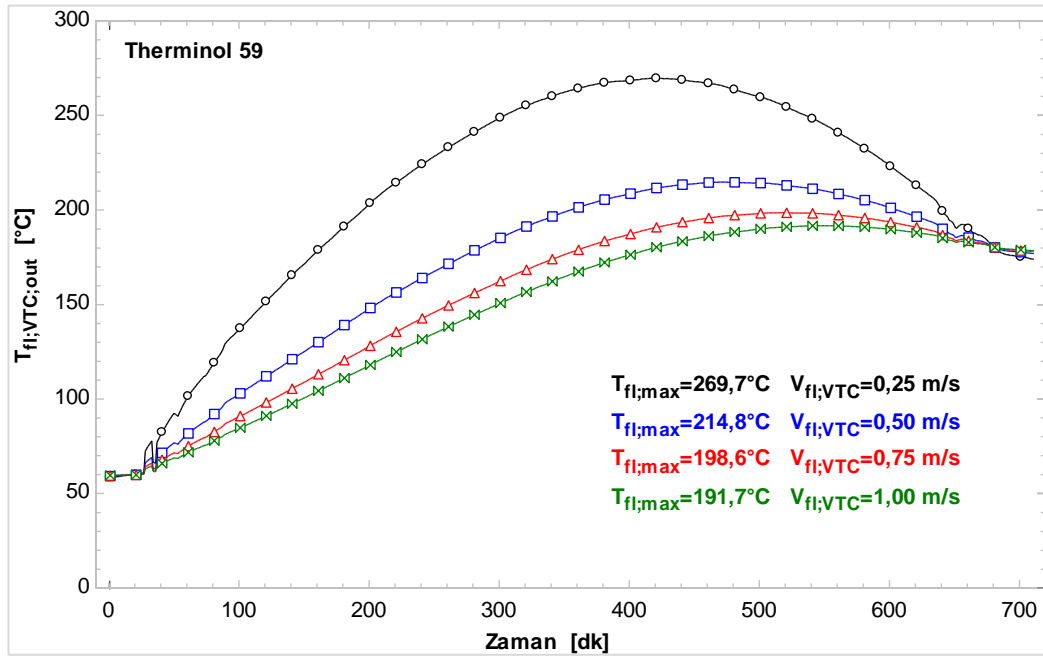


Şekil 4.15. Akışkan cinsine ve hızına göre VTC boru sayısı değişimi

Şekil 4.15'te akışkan hızına ve cinsine göre VTC boru sayısının değişiminin görülmektedir. Akışkan hızları 0,25-0,50-0,75-1,00 m/s değerleri için Therminol 59, Therminol 66, Dowtherm A ve Dowtherm G ısıtıcı yağlarına göre VTC boru sayısı Therminol 66 ısıtıcı yağı kullanımında en düşüktür. Ayrıca düşük hızlarda VTC'de ısıtıcı kaybın fazla olmasından dolayı VTC ısıtıcı boru sayısı daha yüksek olmaktadır. VTC boru içi akış 0,25 m/s olması halinde Therminol 66, Therminol 59, Dowtherm A ve Dowtherm G ısıtıcı yağları için VTC boru sayısı sırasıyla 6712, 6795, 6829 ve 6888

adettir. En uygun boru sayısı Therminol 66 ısıtıcı yağı kullanımında ve 0,75 m/s VTC boru içi akış hızında 6664 adet olarak gerçekleştirilmektedir.

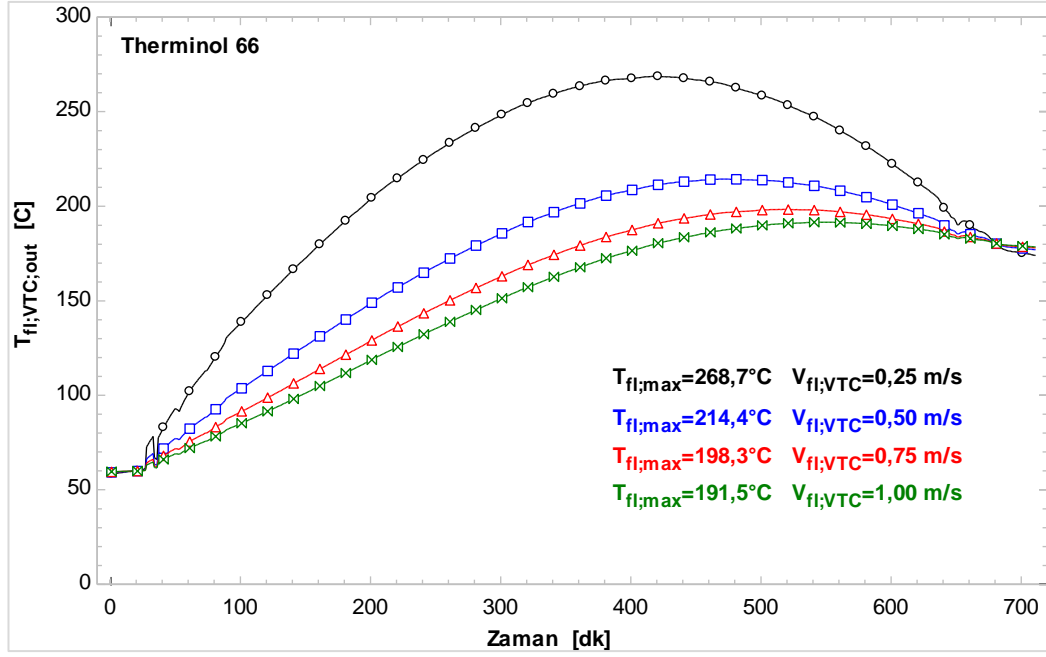
VTC boru içi hızın 0,25, 0,50, 0,75 ve 1,0 m/s olması halinde Therminol 59 ısıtıcı yağının ulaşabileceği en üst sıcaklık değeri sırasıyla 269,7 °C, 214,8 °C, 198,6 °C ve 191,7 °C'dir. Kullanılan VTC boru sayısı ise sırasıyla 6795, 6749, 6744 ve 6747 adettir (Şekil 4.16).



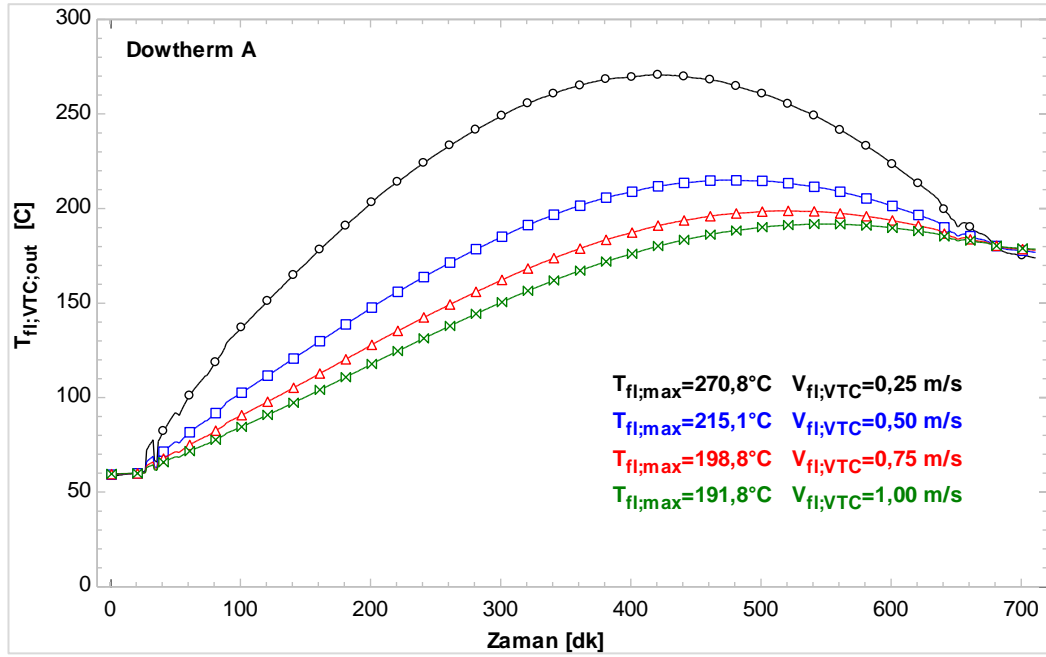
Şekil 4.16. Therminol 59 ısıtıcı yağının VTC boru içi hızlarına göre VTC çıkış sıcaklığı değişimi

Therminol 66 ısıtıcı yağı kullanımı ile ısıtıcı depo sıcaklığının 60 °C'den 180 °C'ye çıkarmak için VTC boru içi hızının 0,25, 0,50, 0,75 ve 1,0 m/s olması halinde VTC boru sayısının sırasıyla 6712, 6673, 6664 ve 6666 adettir. Bu hızlara göre ısıtıcı yağın ulaştığı en üst sıcaklıklar sırasıyla 268,7 °C, 214,8 °C, 198,3 °C ve 191,5 °C'dir (Şekil 4.17).

Şekil 4.18'de Dowtherm A ısıtıcı yağı kullanılarak yapılan ısıtıcı depolamada VTC boru içi hızın 0,25, 0,50, 0,75 ve 1,0 m/s olması halinde ısıtıcı yağın ulaşabileceği en üst sıcaklık değeri sırasıyla 270,8 °C, 215,1 °C, 198,8 °C ve 191,8 °C'dir. Kullanılan VTC boru sayısı ise sırasıyla 6829, 6791, 6777 ve 6772 adettir .



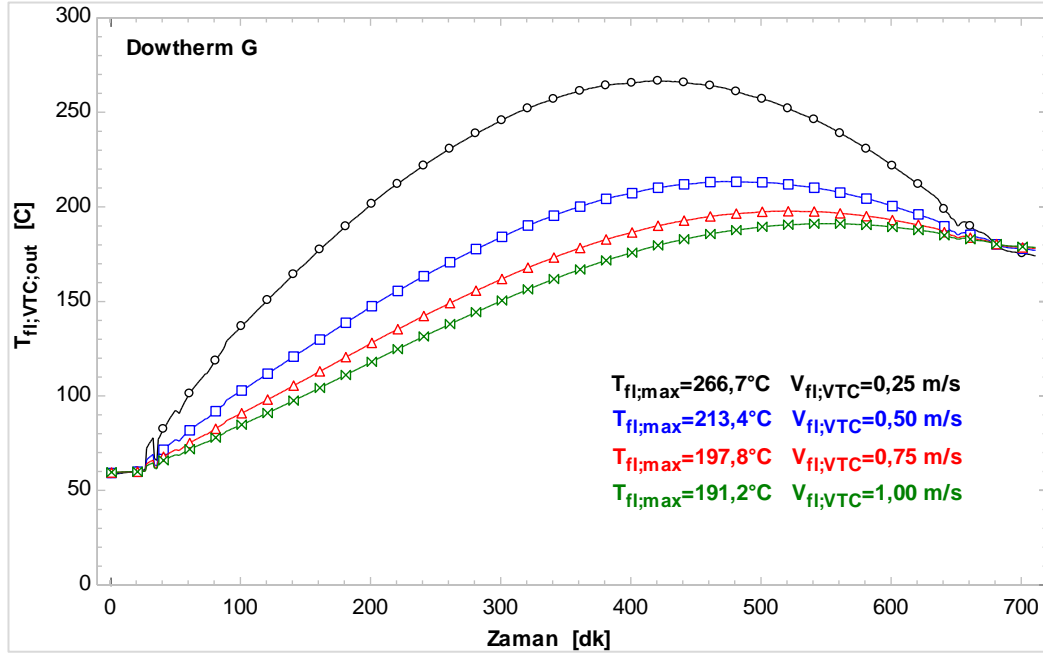
Şekil 4.17. Therminol 66 ısıt yağının VTC boru içi hızlarına göre VTC çıkış sıcaklığı değişimi



Şekil 4.18. Dowtherm A ısıt yağının VTC boru içi hızlarına göre VTC çıkış sıcaklığı değişimi

Dowtherm G ısıt yağının kullanıldığı ısıt depolamada Şekil 4.19, VTC boru içi hızın 0,25, 0,50, 0,75 ve 1,0 m/s olması halinde ısıt yağın ulaşabileceği en üst sıcaklık

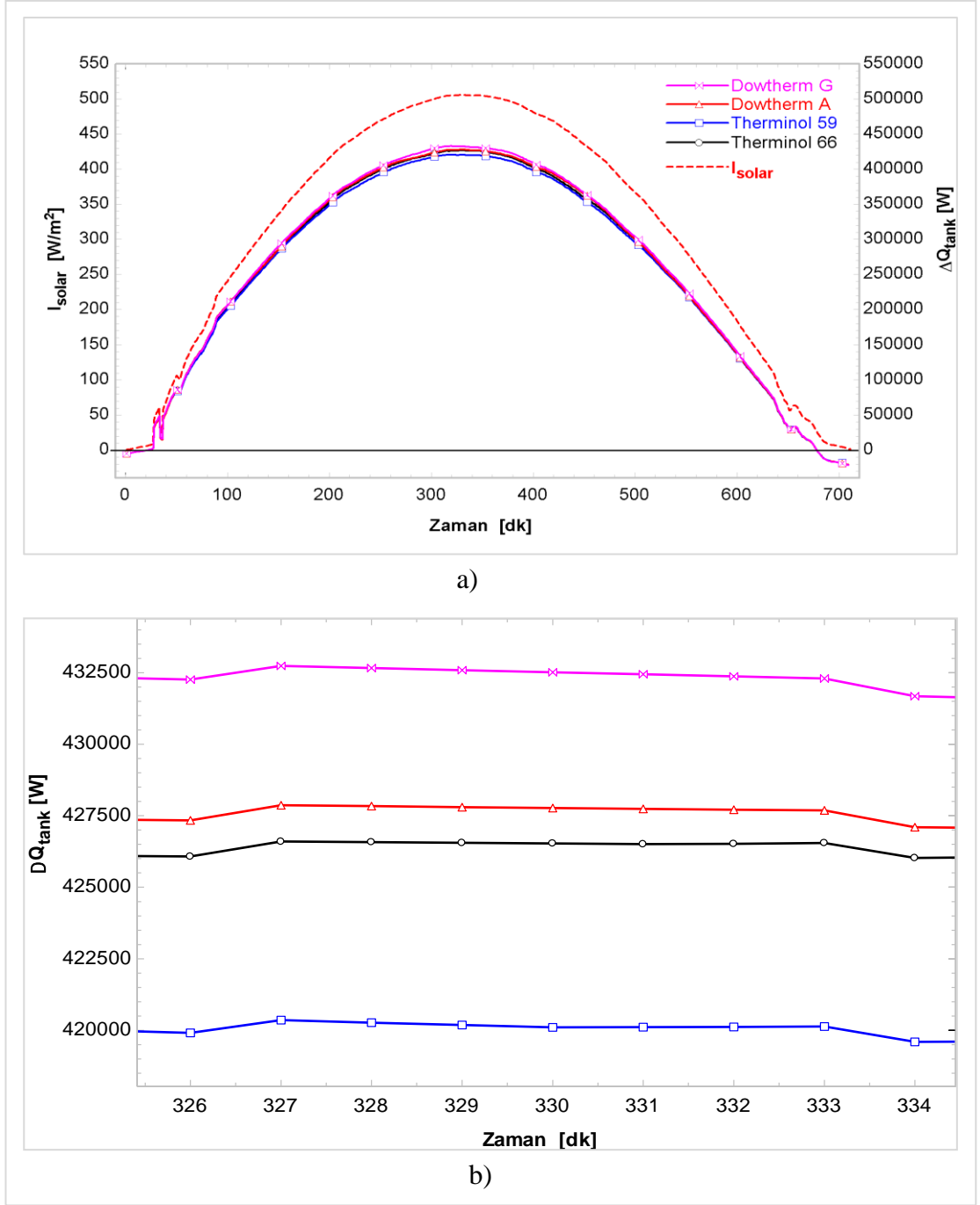
değerlerini vermektedir. Bu değerler sırasıyla 266,7 °C, 213,4 °C, 197,8 °C ve 191,2 °C'dir. Kullanılan VTC boru sayısı ise sırasıyla 6888, 6847, 6841 ve 6841 adettir.



Şekil 4.19. Dowtherm G ısıtıcı yağının VTC boru içi hızlarına göre VTC çıkış sıcaklığı değişimi

VTC boru sayısının en az olduğu sistemde akışkan hızının 0,75 m/s olduğu . Şekil 4.15'ten görülmektedir. Bu nedenle güneş ışınımına göre ısıtıcı yağların ısıtıcı depo enerjilerinin verildiği Şekil 4.20'de gün boyu gelen güneş ışınımına göre ısıtıcı depoya verilen net enerji grafiği (a) ve detay olarak verilen gün ortasında ısıtıcı depoya verilen net enerji grafiği (b) görülmektedir.

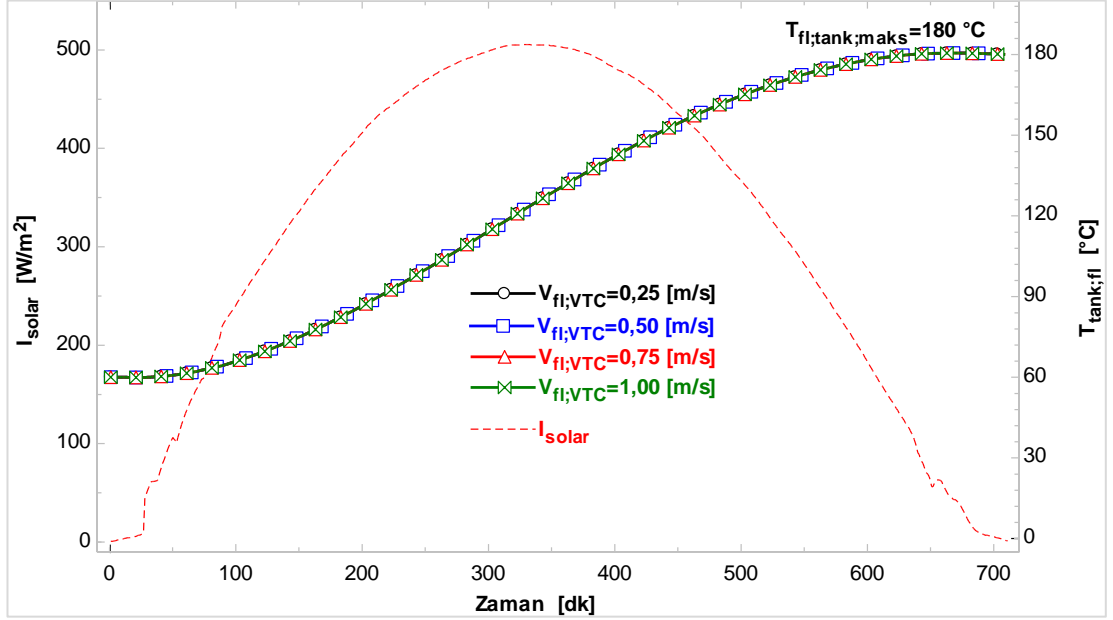
Güneş ışınım değerinin yükselmesiyle ısıtıcı deponun içindeki ısıtıcı yağ enerjisi de artış göstermiştir. ısıtıcı yağ enerji kazandıkça sıcaklığı artmaktadır. Sabah saatlerinde güneş ışınım değerinin 12 W/m²'nin altında olması halinde ısıtıcı depoya ısıtıcı enerji verilemeyip, 60 °C sıcaklığındaki depo enerji kaybına uğramıştır. Güneşin batmasına yakın güneş ışınım değerinin düşmesi ile depoda tekrar enerji kaybı oluşmaktadır. 180 °C'ye ulaşan depo sıcaklığında bu ısıtıcı enerji kaybı güneş ışınım değerinin 43 W/m²'nin altına düşmesi ile gerçekleşmiştir.



Şekil 4.20. Isıl yağlara göre ısıl depoya verilen net enerji a) gün boyu, b) gün ortası

Therminol 59, Therminol 66, Dowtherm A ve Dowtherm G ısıl yağları ile ısıl depoya aktarılan en yüksek net enerji akışı sırasıyla 426,6 kW, 420,4 kW, 427,9 kW ve 432,7 kW olmuştur. Sabah saatlerindeki ısıl kayıp 5 kW iken, ısıl yağ sıcaklığının artmasıyla gün batımında 22 kW'a çıkmaktadır. Gün sonunda 60-180 °C sıcaklık aralığında

depolanan toplam ısı enerjisi Therminol 59, Therminol 66, Dowtherm A ve Dowtherm G kullanımına göre sırasıyla 2911 kWh, 2875 kWh, 2926 kWh ve 2955 kWh'tir.



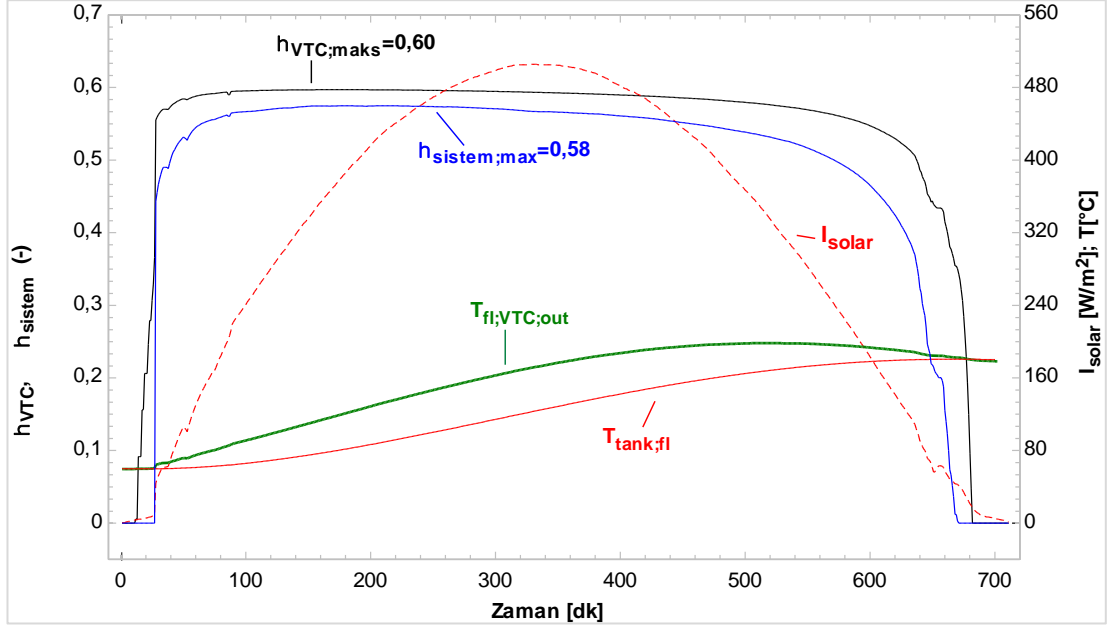
Şekil 4.21. Akışkan hızına ve güneş enerjisine göre ısı depo sıcaklığı (Therminol 66)

Güneş ışınlam enerjisine ve VTC boru içi akış hızına göre ısı depo sıcaklığındaki değişim Therminol 66 ısı yağ için Şekil 4.21'de görülmektedir. Akışkan hızının 0,25-1,0 m/s aralığında VTC boru içi hızına göre ısı tank sıcaklığı 60 °C'den 180 °C'ye çıkarılmıştır. Isıl depo sıcaklığı akışkan hızına göre fazla bir değişim göstermemektedir. Güneş ışınlamının en yüksek olduğu gün ortası değerine göre 0,05 °C sıcaklık farkı oluşmaktadır. Isıl kayıplar dikkate alındığında ısı depo sıcaklığındaki ilk artış güneş ışınlam değerinin 12 W/m²'nin üzerinde olduğunda gün doğumundan 27 dakika sonra gerçekleşmektedir. Gün içinde 200 W/m²'nin üzerindeki güneş ışınlam değerlerinde ısı depo sıcaklığı doğrusal bir artış göstermektedir. Gün sonuna doğru ışınlam değeri 43 W/m²'nin altına düştüğünde, akışkan sıcaklığının artmasından dolayı ısı kayıplar karşılanmamaktadır.

4.2.2.2. Isıl ihtiyaca karşılık optimum model

60-180 °C sıcaklık aralığında ısı depolamada Therminol 66 ısı yağ için 0,75 m/s VTC boru içi akış hızında net 2418 kWh günlük ısı enerji ihtiyacını karşılayacak

şekilde EES programı ile yapılan hesaplama göre optimum tank boyu 5,99 m, tank çapının 2,87 m olmaktadır. Isıl depo hacmine göre kullanılan ısıl yağ miktarı 34856 kg'dır. Toplam VTC boru sayısı 5642 adet, Güneşlenme alanı 1212 m² olarak hesaplanmıştır. Diğer parametreler Tablo 3.8'deki değerler ile aynıdır. Buna göre oluşturulan

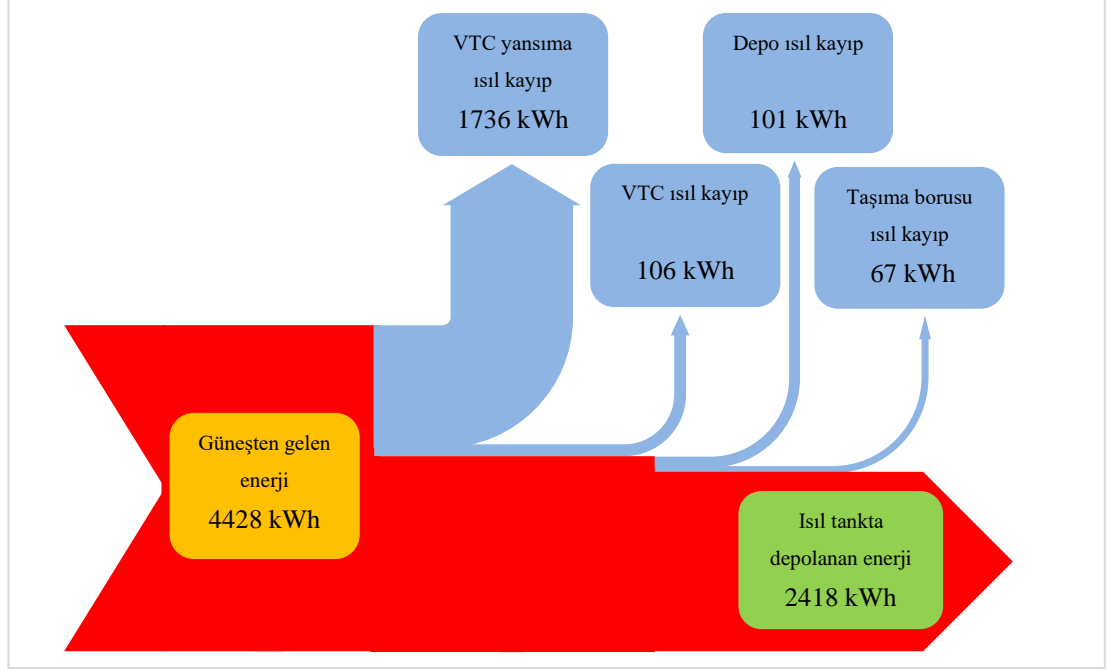


Şekil 4.22. Therminol 66 ısıl yağı için gün boyu verim değişimi (V_{VTC}=0,75 m/s)

Şekil 4.22'de gün içerisindeki VTC verimi, ısıl depo sistem verimi ve akışkan sıcaklığı değişimi görülmektedir. Isıl depo sıcaklığının 60 °C'den 180 °C'ye çıkarıldığı ısıl enerji depolama sisteminde en yüksek VTC verimi %60, sistem genel verimi ise % 58'dir. Akışkan sıcaklığının artması ile sistem ısıl kayıplarındaki artış verimde düşmelere neden olmaktadır. Alınan güneş ışınım enerjisi ısıl depoya verilen enerji ısıl kayıpları karşılamaması durumunda sistem genel verimi sıfır olmaktadır.

Therminol 66 ısıl yağının kullanıldığı ısıl enerji depolama sisteminde güneşten gelen enerjinin ısıl depoya gelinceye kadar gerçekleşen ısıl kayıplar ve depoya verilen net ısıl enerji Şekil 4.23'te görülmektedir. Güneşten alınan ışınım enerjisi 4428 kWh olurken, VTC sisteminde 1738 kWh ısıl enerji yansıma nedeniyle ısıl sisteme dahil edilememektedir. 106 kWh ısıl enerji ise VTC borularındaki akışkan sıcaklığının dış çevre sıcaklığından yüksek olması nedeniyle kaybedilmektedir. Isıl depodan kaybedilen enerji ise 101 kWh'tir. VTC ile ısıl depo arasında sirkülasyonun sağlandığı

ıslıl yağ enerjisinin taşındığı gidiş/dönuş borularında 67 kWh'tir. VTC sistemi genel verimi %58,4, ıslıl sistem genel verimi %54,6 olarak geręekleřmektedir.



şekil 4.23. Islıl enerji depolama sisteminde enerji dağılımlı

Günlük en yüksek ıslıl enerji ihtiyacının 2418 kWh olduğu optimum VTC-ıslıl depolama sistemi için ilk yatırım maliyeti 870560 \$'dır. Bu maliyetin %46,7'sini VT kolektör, %37,6'sını ıslıl tank ve %15,7'sini Therminol 66 ıslıl yağı oluşturmaktadır. Toplam ömür döngüsü maliyet değerı (TLCC) 7,2 milyon \$, birim enerji maliyeti (LCOE) ise kWh başına 0,053 \$'dır. Doğalgaz karşılığı 227,3 m³ olup, buna karşılık gelen CO₂ azaltımı 447,5 kg'dır.

BÖLÜM 5

SONUÇLAR

04.01.2021 31.03.2021 tarihleri arasında yapılan deneysel çalışma ile 3,65 m² yüzey alanına sahip vakum tüplü güneş kolektör grubunun bir ısıtma sistemine entegre edilmesi durumunda ısıtmada kullanılan doğalgaz yakıt sarfiyatına etkisi araştırılmıştır. Isıl enerji deposu olarak PO Heat Transfer Oil 32 ve Mobiltherm 605 ticari ısıtma yağları kullanılmıştır. Depolanan ısıtma enerjisi gün batımından sonra radyatör yardımıyla ısıtılan ortama aktarılmıştır. 87 günlük deney süresi boyunca 1 m² yüzey alanına düşen toplam güneş enerjisi 201 kWh'tir. Isıl depoda ısıtma yağının çıkarıldığı en yüksek sıcaklık 306 °C olup depolama yapılan gün sayısı 57'dir. Isıl depolama yapılabilen günlerde 167,18 kWh'lik enerji ısıtma olarak depolanabilmiştir. Bu enerjinin 121,23 kWh'i ısıtılan ortama aktarılabilmıştır. Aktarılan bu ısıtma enerjisinin doğalgaz karşılığı 11,41 m³'tür. Isıtma sistemine destekli VTC ısıtma enerjisi depolama sisteminin genel verimi %10-49 aralığındadır.

Deneysel çalışmaya göre elde edilen sonuçlarla deneyin yapıldığı mevcut bina için yapılan örnek olay çalışmasında 100-300 °C sıcaklık aralığında ısıtma depolama yapılan Mobiltherm 605 ısıtma yağı kullanılmıştır. Bu örnek çalışmada 189,6 m² mevcut binanın çatı alanı dikkate alınarak güneş kaynaklı dört enerji depolama sistemini (PV-Batarya, PV-H₂ depolama, PTC-Isıl ve VTC-Isıl) karşılaştırması yapılmıştır. En yüksek ısıtma enerjisi ihtiyacının olduğu güne göre 12 saatlik bir ısıtma depolama için 2073 kWh enerjiye ihtiyaç duyulmaktadır. PV-Batarya-Elektrik, PV-Hidrojen, PTC-Isıl ve VTC-Isıl sistemlerinde depolanan enerji gece ihtiyaç duyulan ısıtma enerjisiyi karşılama oranı sırasıyla %7,9, %5,2, %22,4 ve %20,9'dur. Enerji birim maliyeti PV-Batarya sisteminde depolanan elektrik enerjisi ve PV-Hidrojen sisteminde depolanan hidrojen enerjisi için sırasıyla 0,075 \$/kWh, 0,150 \$/kWh'tir. PTC destekli ısıtma enerjisi depolama sisteminde depolanan ısıtma enerjisi için 0,027 \$/kWh ve VTC destekli ısıtma enerjisi depolama sisteminde depolanan ısıtma enerjisi için 0,037 \$/kWh'tir. Doğalgaz birim enerji maliyeti

0,131 \$/kWh olduğunda ısı enerjisi depolama sistemlerinin birim enerji maliyetlerinin daha uygun olduğu görülmüştür.

Therminol 59, Therminol 66, Dowtherm A ve Dowtherm Gısıl yağları ile 60-180 °C ısı depolama sıcaklığı aralığında güneş ışınım şiddeti, VTC boru sayısı, akışkan cinsi ve VTC boru içi akışkan hızlarında 4 değişken parametre ile yapılan ısı analiz modelleme çalışmasına göre akışkanların ulaştığı en üst sıcaklıklar ve VTC boru sayıları tespit edilmiştir. Akışkan hızı, gerekli olan VTC boru sayısı ve sistem ısı kayıpları dikkate alınarak dört akışkan arasından en uygunu seçilmiştir. Buna göre; Therminol 66 ısı yağının kullanıldığı 0,75 m/s VTC boru içi akışkan hızı diğer akışkanlara ve akış hızlarına göre daha iyi sonuç vermektedir. VT kolektör çıkışındaki sıcaklık düşük akış hızlarında en üst değere ulaşmaktadır. 0,25 m/s hızda 270 °C'ye ulaşmaktadır. Bu ise ısı kayıpları artırmaktadır. Güneşten alınan enerjinin ısı olarak depolanabilmesi için güneş ışınım değerinin 43 W/m² üzerinde olmalıdır.

Therminol 66 ısı yağının kullanıldığı 60-180 °C depolama sıcaklığı aralığında 2418 kWh ısı depolama ihtiyacına göre model çalışması yapılmıştır. Dinamik ısı kayıplar dikkate alınarak 0,75 m/s VTC boru içi hız ve depo hacmine göre yapılan optimum VTC temelli ısı destek model hesaplamasında VTC alanı 1212 m², ısı depo hacmi 38,75 m³ bulunmuştur. Isıl yağ miktarı 34846 kg'dır. Sistem genel verimi %54,6' dır. İlk yatırım maliyetinin 870560 \$ olduğu modellemede VTC boruları yatırımın %46,7' sine, ısı depo maliyeti %37,6' sına karşılık gelmektedir. Birim ısı enerjisi maliyetinin ise 0,053 \$/kWh olduğu bulunmuştur. En yüksek günlük depolama enerjisinin (2418 kWh) günlük DG karşılığı 227,3 m³, CO₂ azaltımı 447,5 kg'dır. Model çalışmasında ısı güç kurulum maliyeti 3600 \$/kW'tır. Birim ısı enerjisi karşılık DG tasarrufu 94 m³/MWh olup, CO₂ emisyon azaltımı 185 kg/MWh'tir.

Bu çalışma güneş enerjili ısı destek sistemlerinin, geleneksel ısıtma sistemlerinde kullanılan fosil yakıtların oluşturduğu, çevresel açıdan olumsuz etkisi olan CO₂ emisyonunun azaltılabileceğini göstermiştir. Ayrıca bu sistemlerin ülke içinde üretimi ve kurulumu döngüsel ekonomiye katkı sağlayarak fosil enerji kaynağı açısından dışa bağımlı olan ülkemizin enerji ithalatının azaltılmasını ve ülke refah düzeyinin artmasına katkı sağlayacaktır.

KAYNAKLAR

1. Dincer, I., Rosen, M. A., “A worldwide perspective on energy, environment and sustainable development”, *Int. J. Energy Res.*, 22: 1305–21 (1998).
2. Azarpour, A., Suhaimi, S., Zahedi, G., Bahadori, A., “A review on the drawbacks of renewable energy as a promising energy source of the future”, *Arab J. Sci. Eng.*, 38:317–28 (2013).
3. Çalışkan, Ş., “Türkiye’nin enerjide dışa bağımlılık ve enerji arz güvenliği sorunu”, *Dumlupınar Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi*, 25: 297–310 (2009).
4. Cozzi, Laura, and Tim Gould, “World Energy Outlook 2015”, *International Energy Agency*, (2015).
5. Bilginoglu, M. A., Dumrul, C., “Türk Ekonomisinin Enerji Bağımlılığı Üzerine Bir Eş-Bütünleşme Analizi”, *Yaşar Üniversitesi E-Dergisi*, 7.26: 4392-4414 (2012).
6. Kademli, M., “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Sürdürülebilir Kalkınma ve Ekonomik Büyümedeki Rolü ve Önemi”, *Yeni Türkiye*, 27: 218–227 (2021).
7. Dincer, I., “Environmental Issues: II-Potential Solutions”, *Energy Sources*, 23: 83–92 (2001).
8. Bilgen, S., Kaygusuz, K., Sarı, A., “Renewable energy for a clean and sustainable future”, *Energy Sources*, 26:1119–1129 (2004).
9. Olabi, A. G., “Renewable energy and energy storage systems”, *Energy*, 136: 1–6 (2017).
10. Amrouche, S. O., Rekioua, D., Rekioua, T., Bacha, S., “Overview of energy storage in renewable energy systems”, *Int. J. Hydrogen Energy*, 41: 20914–20927 (2016).
11. Owusu P. A. and Asumadu-Sarkodie S., “A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation”, *Cogent Eng.*, 3: 1167990 (2016).
12. Pilgaard, O., “Solar thermal markets in Europe, Trends and market statistics 2005”, *European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF)*, 12-27 (2006).
13. Suresh, C. and Saini, R. P., “Review on solar thermal energy storage technologies and their geometrical configurations”, *Int. J. Energy Res.*;44: 4163–4195 (2020).

14. IRENA, “Renewable Power Generation Costs 2020”, *Int. Ren. En. Agency*, (2021).
15. Alva, G., Lin, Y., Fang, G., “An overview of thermal energy storage systems” *Energy*, 144: 341–378 (2018).
16. Cabeza, L. F., “Advances in thermal energy storage systems methods and applications”, *Woodhead Publishing*, (2015).
17. Hrifech, S., Agalit, H., Bennouna, E. G., Mimet, A., “Selection Methodology of Potential Sensible Thermal Energy Storage Materials for Medium Temperature Applications”, *MATEC Web of Conferences*, 307: 01026 (2020).
18. Hasnain, S. M., “Review on sustainable thermal energy storage technologies, Part I: heat storage materials and techniques”, *Energy Convers. Manag.*, 39: 1127–1138 (1998).
19. Fernandez, A. I., Martnez, M., Segarra, M., Martorell, I., Cabeza, L. F., “Selection of materials with potential in sensible thermal energy storage”, *Solar Energy, Materials and Solar Cells*, 94: 1723–1729 (2010).
20. Koçak, B., Fernandez, A. I., Paksoy, H., “Review on sensible thermal energy storage for industrial solar applications and sustainability aspects”, *Solar Energy*, 209: 135–169 (2020).
21. González-Roubaud, E., Pérez-Osorio, D., Prieto, C., “Review of commercial thermal energy storage in concentrated solar power plants: Steam vs. molten salts”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80: 133–148 (2017).
22. Sorour, M. M., “Performance of a small sensible heat energy storage unit”, *Energy Convers. Manag.*, 28: 211–217 (1988).
23. Duffie, J. A., Beckman, W. A., “Solar engineering of thermal processes”, *Wiley*, (2013).
24. EPDK, “Doğalgaz piyasası 2020 yılı sektör raporu”, *Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu*, (2021).
25. Öz M. E. U., “Konutlarda Enerji Kullanım Eğilimleri ve Tüketimin Çevre Faktörleri İle İlişkisi, Bursa Örneği”, *X. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi*, İzmir, 33–46 (2011).
26. İnternet: Global Petrol Prices, “Natural gas prices around the world 2022”, https://www.globalpetrolprices.com/natural_gas_prices/ (2023).
27. İnternet: Doğalgaz Dergisi, “Yakıt fiyatları 2022”, <https://www.dogalgaz.com.tr/belge-indir/2/785/08-aralik-2022-yakit-fiyatlari-konut.xlsx/> (2023).

28. IRENA, “Renewable power generation costs in 2021”, *Int. Ren. Energy Agency*, (2022).
29. İnternet: Global Petrol Prices, “Electricity prices around the world 2023”, https://www.globalpetrolprices.com/electricity_prices/ (2023).
30. IEA, “Renewables 2019”, *International Energy Agency*, Paris, (2019).
31. Secretariat, REN21, "Renewables 2020 global status report", *REN21*, Paris, (2020).
32. Ferroukhi, R., Frankl, P. and Adib, R., "Renewable energy policies in a time of transition: heating and cooling", *IRENA, IEA, REN21*, (2020).
33. Mathioulakis, E., Belessiotis, V., “A new heat-pipe type solar domestic hot water system”, *Solar Energy*, 72: 13–20 (2002).
34. Chang, J. M., Leu, J. S., Shen, M. C., Huang, B. J., “A proposed modified efficiency for thermosyphon solar heating systems”, *Solar Energy*, 76: 693–701 (2004).
35. Thür, A., Furbo, S., Shah, L. J., “Energy savings for solar heating systems”, *Solar Energy*, 80: 1463–1474 (2006).
36. Raab, S., Mangold, D., Müller-Steinhagen, H., “Validation of a computer model for solar assisted district heating systems with seasonal hot water heat store”, *Solar Energy*, 79: 531–543 (2005).
37. Öztürk, H. H., “Experimental determination of energy and exergy efficiency of the solar parabolic-cooker”, *Solar Energy*, 77: 67–71 (2004).
38. Petela, R., “Exergy analysis of the solar cylindrical-parabolic cooker”, *Solar Energy*, 79: 221–233 (2005).
39. Schwarzer, K., Da Silva, M. E. V., “Characterisation and design methods of solar cookers”, *Solar Energy*, 82: 157–163 (2008).
40. Mirdha, U. S., Dhariwal, S. R., “Design optimization of solar cooker”, *Renew. Energy*, 33: 530–544 (2008).
41. Mahapatra, A. K., Imre, L., “Parameter sensitivituy analysis of a directly irradiated solar dryer with integrated collector”, *Solar Energy*, 59: 227–231 (1997).
42. Karsli, S., “Performance analysis of new-design solar air collectors for drying applications”, *Renew. Energy*, 32: 1645–1660 (2007).

43. Forson, F. K., Nazha, M. A. A., “Rajakaruna H. Modelling and experimental studies on a mixed-mode natural convection solar crop-dryer”, *Solar Energy*, 81: 346–357 (2007).
44. Andrews, J., Akbarzadeh, A., “Enhancing the thermal efficiency of solar ponds by extracting heat from the gradient layer”, *Solar Energy*, 78: 704–716 (2005).
45. Şencan, A., Kizilkan, Ö., Bezir, N. Ç., Kalogirou, S. A., “Different methods for modeling absorption heat transformer powered by solar pond”, *Energy Convers. Manag.*, 48: 724–735 (2007).
46. Karakilcik, M., Dincer, I., “Exergetic performance analysis of a solar pond”, *International Journal of Thermal Sciences*, 47: 93–102 (2008).
47. Bezir, N. Ç., Dönmez, O., Kayali, R., Özek, N., “Numerical and experimental analysis of a salt gradient solar pond performance with or without reflective covered surface”, *Appl. Energy*, 85: 1102–1112 (2008).
48. Nordell, B. O., Hellström, G., “High temperature solar heated seasonal storage system for low temperature heating of buildings”, *Solar Energy*, 69: 511–523 (2000).
49. Kummert, M., André, P., Nicolas, J., “Optimal heating control in a passive solar commercial building”, *Solar Energy*, 69: 103–116 (2001).
50. Kischkoweit-Lopin, M., “An overview of daylighting systems”, *Solar Energy*, 73: 77–82 (2002).
51. Belusko, M., Saman, W., Bruno, F., “Roof integrated solar heating system with glazed collector”, *Solar Energy*, 76: 61–69 (2004).
52. Breesch, H., Bossaer, A., Janssens, A., “Passive cooling in a low-energy office building”, *Solar Energy*, 79: 682–696 (2005).
53. Vokas, G., Christandonis, N., Skittides, F., “Hybrid photovoltaic–thermal systems for domestic heating and cooling—A theoretical approach”, *Solar Energy*, 80: 607–615 (2006).
54. Gommed, K., Grossman, G., “Experimental investigation of a liquid desiccant system for solar cooling and dehumidification”, *Solar Energy*, 81: 131–138 (2007).
55. Bernardes, M. D. S., Voß, A., Weinrebe, G., “Thermal and technical analyses of solar chimneys”, *Solar Energy*, 75: 511–524 (2003).
56. Mathur, J., Bansal, N. K., Mathur, S., Jain, M., Anupma, “Experimental investigations on solar chimney for room ventilation”, *Solar Energy*, 80: 927–935 (2006).

57. Von Backström, T. W., Fluri, T. P., “Maximum fluid power condition in solar chimney power plants – An analytical approach”, *Solar Energy*, 80: 1417–1423 (2006).
58. Zhou, X., Yang, J., Xiao, B., Hou, G., “Simulation of a pilot solar chimney thermal power generating equipment”, *Renew. Energy*, 32: 1637–1644 (2007).
59. Segal, A., Epstein, M., “Optimized working temperatures of a solar central receiver”, *Solar Energy*, 75: 503–510 (2003).
60. Quaschnig, V., “Technical and economical system comparison of photovoltaic and concentrating solar thermal power systems depending on annual global irradiation”, *Solar Energy*, 77: 171–178 (2004).
61. Stuetzle, T., Blair, N., Mitchell, J. W., Beckman, W. A., “Automatic control of a 30 MWe SEGS VI parabolic trough plant”, *Solar Energy*, 76: 187–193 (2004).
62. Hong, H., Jin, H., Ji, J., Wang, Z., Cai, R., “Solar thermal power cycle with integration of methanol decomposition and middle-temperature solar thermal energy”, *Solar Energy*, 78: 49–58 (2005).
63. Heller, P., Pfänder, M., Denk, T., Tellez, F., Valverde, A., Fernandez, J., Ring, A., “Test and evaluation of a solar powered gas turbine system”, *Solar Energy*, 80: 1225–1230 (2006).
64. Schwarzbözl, P., Buck, R., Sugarmen, C., Ring, A., Marcos Crespo, M. J., Altwegg, P., Enrile, J., “Solar gas turbine systems: Design, cost and perspectives”, *Solar Energy*, 80: 1231–1240 (2006).
65. Zarza, E., Rojas, M. E., González, L., Caballero, J. M., Rueda, F., “INDITEP: The first pre-commercial DSG solar power plant”, *Solar Energy*, 80: 1270–1276 (2006).
66. Tina, G., Gagliano, S., Raiti, S., “Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment”, *Solar Energy*, 80: 578–588 (2006).
67. Martínez, I., Almanza, R., “Experimental and theoretical analysis of annular two-phase flow regimen in direct steam generation for a low-power system”, *Solar Energy*, 81: 216–226 (2007).
68. Voropoulos, K., Mathioulakis, E., Belessiotis, V., “Solar stills coupled with solar collectors and storage tank—analytical simulation and experimental validation of energy behavior”, *Solar Energy*, 75: 199–205 (2003).
69. Tripathi, R., Tiwari, G. N., “Thermal modeling of passive and active solar stills for different depths of water by using the concept of solar fraction”, *Solar Energy*, 80: 956–967 (2006).

70. Zheng, H., He, K., Yang, Y., Chen, Z., Li, H., “Study on a multi-effects regeneration and integral-type solar desalination unit with falling film evaporation and condensation processes”, *Solar Energy*, 80: 1189–1198 (2006).
71. Kalogirou, S. A., “Solar thermal collectors and applications”, *Prog. Energy Combust Sci.*, 30: 231–295 (2004).
72. Schmidt, T., Mangold, D., Müller-Steinhagen, H., “Central solar heating plants with seasonal storage in Germany”, *Solar Energy*, 76: 165–174 (2004).
73. Gil, A., Medrano, M., Martorell, I., Lázaro, A., Dolado, P., Zalba, B., Cabeza, L. F., “State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1-Concepts, materials and modellization”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14: 31–55 (2010).
74. Wu, Y. T., Ren, N., Wang, T., Ma, C. F., “Experimental study on optimized composition of mixed carbonate salt for sensible heat storage in solar thermal power plant”, *Solar Energy*, 85: 1957–1966 (2011).
75. Pihl, E., Kushnir, D., Sandén, B., Johnsson, F., “Material constraints for concentrating solar thermal power”, *Energy*, 44: 944–954 (2012).
76. Powell, K. M., Edgar, T. F., “Modeling and control of a solar thermal power plant with thermal energy storage”, *Chem. Eng. Sci.*, 71: 138–145 (2012).
77. Moser, M., Trieb, F., Fichter, T., “Potential of concentrating solar power plants for the combined production of water and electricity in MENA countries”, *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, 1: 122–140 (2013).
78. Di Liddo, P., Lazzeroni, P., Olivero, S., Repetto, M., Ricci, V. A., “Application of optimization procedure to the management of renewable based household heating & cooling systems”, *Energy Procedia*, 62: 329–336 (2014).
79. Herrando, M., Markides, C. N., Hellgardt, K., “A UK-based assessment of hybrid PV and solar-thermal systems for domestic heating and power: System performance”, *Appl. Energy*, 122: 288–309 (2014).
80. Jacob, R., Belusko, M., Inés Fernández, A., Cabeza, L. F., Saman, W., Bruno, F., “Embodied energy and cost of high temperature thermal energy storage systems for use with concentrated solar power plants”, *Appl. Energy*, 180: 586–597 (2016).
81. Liu, M., Steven Tay, N.H., Bell, S., Belusko, M., Jacob, R., Will, G., Saman W., Brunoet, F., “Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53: 1411–1432 (2016).

82. Herrando, M., Pantaleo, A. M., Wang, K., Markides, C. N., “Solar combined cooling, heating and power systems based on hybrid PVT, PV or solar-thermal collectors for building applications”, *Renew. Energy*, 143: 637–647 (2019).
83. Georgiev, A., Popov, R., Toshkov, E., “Investigation of a hybrid system with ground source heat pump and solar collectors: Charging of thermal storages and space heating”, *Renew. Energy*, 147: 2774–2790 (2020).
84. Petrollese, M., Cau, G., Cocco, D., “The Ottana solar facility: dispatchable power from small-scale CSP plants based on ORC systems”, *Renew. Energy*, 147: 2932–2943 (2020).
85. Żabnieńska-Góra, A., Khordehghah, N., Jouhara, H., “Annual performance analysis of the PV/T system for the heat demand of a low-energy single-family building”, *Renew. Energy*, 163: 1923–1931 (2021).
86. Internet: National Renewable Energy Laboratory, “Concentrating Solar Power Projects”, <https://solarpaces.nrel.gov/projects> (2022).
87. Internet: Green City Times, “Ivanpah Solar Electrical Generating System”, <https://www.greencitytimes.com/ivanpah-solar-electric-generating-system/> (2022).
88. Internet: Wikipedia, “Concentrated solar power”, https://en.wikipedia.org/wiki/Concentrated_solar_power (2022).
89. Abedin, A. H., Rosen, M. A., “A Critical Review of Thermochemical Energy Storage Systems”, *The Open Renewable Energy Journal*, 4: 42-46 (2011).
90. Prieto, C., Cooper, P., Fernández, A. I., Cabeza, L. F., “Review of technology: Thermochemical energy storage for concentrated solar power plants”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60: 909–929 (2016).
91. Carrillo, A. J., Sastre ,D., Serrano, D. P., Pizarro, P., Coronado, J. M., “Revisiting the BaO₂/BaO redox cycle for solar thermochemical energy storage”, *Physical Chemistry Chemical Physics*, 18: 8039–8048 (2016).
92. Manickam, K., Mistry, P., Walker, G., Grant, D., Buckley, C. E., Humphries, T.D., et al., “Future perspectives of thermal energy storage with metal hydrides”, *Int. J. Hydrogen Energy*, 44: 7738–7745 (2019).
93. Ortiz, C., Valverde, J. M., Chacartegui, R., Perez-Maqueda, L. A., Giménez, P., “The Calcium-Looping (CaCO₃/CaO) process for thermochemical energy storage in Concentrating Solar Power plants”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 113: 109252 (2019).
94. Mamani, V., Gutiérrez, A., Fernández, A.I., Ushak, S., “Industrial carnallite-waste for thermochemical energy storage application”, *Appl. Energy*, 265: 114738 (2020).

95. He, B., Setterwall, F., “Technical grade paraffin waxes as phase change materials for cool thermal storage and cool storage systems capital cost estimation”, *Energy Convers. Manag.*, 43: 1709–1723 (2002).
96. Kenisarin, M. M., “High-temperature phase change materials for thermal energy storage”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 214: 955–970 (2010).
97. Khare, S., Dell’Amico, M., Knight, C., McGarry, S., “Selection of materials for high temperature latent heat energy storage”, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 107: 20–27 (2012).
98. Xu, B., Li, P., Chan, C., “Application of phase change materials for thermal energy storage in concentrated solar thermal power plants: A review to recent developments”, *Appl. Energy*, 160: 286–307 (2015).
99. Pandey, A. K., Hossain, M. S., Tyagi, V. V., Nasrudin., A. R., Selvaraj, J. A. L., Sari, A., “Novel approaches and recent developments on potential applications of phase change materials in solar energy”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82: 281–323 (2018).
100. Nazir, H., Batool, M., Bolivar Osorio, F. J., Isaza-Ruiz, M., Xu, X., Vignarooban, K., et al., “Recent developments in phase change materials for energy storage applications: A review”, *Int. J. Heat Mass Transf.*, 129: 491–523 (2019).
101. Zalba, B., Marín, J.M., Cabeza, L.F., Mehling, H., “Review on thermal energy storage with phase change: materials, heat transfer analysis and applications”, *Appl. Therm Eng.*, 23: 251–283 (2003).
102. Alonso, M. C., Vera-Agullo, J., Guerreiro, L., Flor-Laguna, V., Sanchez, M., Collares-Pereira, M., “Calcium aluminate based cement for concrete to be used as thermal energy storage in solar thermal electricity plants”, *Cem. Concr. Res.*, 82: 74–86 (2016).
103. Cuce, P.M., “Box type solar cookers with sensible thermal energy storage medium: A comparative experimental investigation and thermodynamic analysis”, *Solar Energy*, 166: 432–440 (2018).
104. Jacob, R., Trout, N., Solé, A., Clarke, S., Fernández, A. I., Cabeza, L. F., et al., “Novel geopolymer for use as a sensible storage option in high temperature thermal energy storage systems”, *AIP Conf. Proc.*, 2303: 190019 (2020).
105. Kocak, B., Fernandez, A. I., Paksoy, H., “Benchmarking study of demolition wastes with different waste materials as sensible thermal energy storage”, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 219: 110777 (2021).
106. Lukitobudi, A. R., Akbarzadeh, A., Johnson, P. W., Hendy, P., “Design, Construction and Testing of athermosyphon heat exchanger for medium temperature heat recovery in bakeries”, *Heat Recovery Systems and CHP*, 15.5: 481-491 (1995).

107. Chang, J. M., Shen, M. C., Huang, B. J., “A criterion study of solar irradiation patterns for the performance testing of thermosyphon solar water heaters”, *Solar Energy*, 73: 287–292 (2002).
108. Reddy, R. G., “Molten salts: Thermal energy storage and heat transfer media”, *J. Phase Equilibria Diffus.*, 32: 269–270 (2011).
109. Tian, Y., Zhao, C. Y., “A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications”, *Appl. Energy*, 104: 538–553 (2013).
110. Yang, T., Liu, W., Kramer, G. J., Sun, Q., “Seasonal thermal energy storage: A techno-economic literature review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 139: 110732 (2021).
111. Goswami, D. Y., “Principles of solar engineering”, *Taylor & Francis Group*, Boca Raton, (2015).
112. Internet: Preheat, “Heat storage technologies”, <https://www.preheat.org/technology/index.html> (2022).
113. Kenda, E. S., N’Tsoukpoe, K. E., Ouédraogo, I. W. K., Coulibaly, Y., Py, X., Ouédraogo, F. M. A. W., “Jatropha curcas crude oil as heat transfer fluid or thermal energy storage material for concentrating solar power plants”, *Energy for Sustainable Development*, 40: 59–67 (2017).
114. Pacio, J., Wetzel, T., “Assessment of liquid metal technology status and research paths for their use as efficient heat transfer fluids in solar central receiver systems”, *Solar Energy*, 93: 11–22 (2013).
115. Fritsch, A., Flesch, J., Geza, V., Singer, C., Uhlig, R., Hoffschmidt, B., “Conceptual Study of Central Receiver Systems with Liquid Metals as Efficient Heat Transfer Fluids”, *Energy Procedia*, 69: 644–653 (2015).
116. Pacheco, J., Showalter, S. K., Kolb, W. J., “Development of a molten-salt thermocline thermal storage system for parabolic trough plants”, *J. Sol. Energy Eng.*, 124.2: 153-159 (2002).
117. Herrmann, U., Kelly, B., Price, H., “Two-tank molten salt storage for parabolic trough solar power plants”, *Energy*, 29: 883–893 (2004).
118. Peng, Q., Ding, J., Wei, X., Yang, J., Yang, X., “The preparation and properties of multi-component molten salts”, *Appl. Energy*, 87: 2812–2817 (2010).
119. Guillot, S., Faik, A., Rakhmatullin, A., Lambert, J., Veron, E., Echegut, P., et al., “Corrosion effects between molten salts and thermal storage material for concentrated solar power plants”, *Appl. Energy*, 94: 174–181 (2012).
120. Boerema, N., Morrison, G., Taylor, R., Rosengarten, G., “Liquid sodium versus Hitec as a heat transfer fluid in solar thermal central receiver systems”, *Solar Energy*, 86: 2293–2305 (2012).

121. Kruizenga, A. M., Gill, D. D., Laford, M., McConohy, G., “Corrosion of High Temperature Alloys in Solar Salt at 400, 500, and 680°C”, *Sandia National Laboratories*, Albuquerque, New Mexico (2013).
122. Calvet, N., Gomez, J. C., Faik, A., Roddatis, V. V., Meffre, A., Glatzmaier, G.C., et al., “Compatibility of a post-industrial ceramic with nitrate molten salts for use as filler material in a thermocline storage system”, *Appl. Energy*, 109: 387–393 (2013).
123. Bauer, T., Pflieger, N., Breidenbach, N., Eck, M., Laing, D., Kaesche, S., “Material aspects of Solar Salt for sensible heat storage”, *Appl. Energy*, 111: 1114–1119 (2013).
124. Fernández, A. G., Ushak, S., Galleguillos, H., Pérez, F. J., “Development of new molten salts with LiNO₃ and Ca(NO₃)₂ for energy storage in CSP plants”, *Appl. Energy*, 119: 131–140 (2014).
125. Fernández, A. G., Rey, A., Lasanta, I., Mato, S., Brady, M. P., Pérez, F. J., “Corrosion of alumina-forming austenitic steel in molten nitrate salts by gravimetric analysis and impedance spectroscopy”, *Materials and Corrosion*, 65: 267–275 (2014).
126. Maccari, A., Bissi, D., Casubolo, G., Guerrini, F., Lucatello, L., Luna, G., et al., “Archimede Solar Energy Molten Salt Parabolic Trough Demo Plant: A Step Ahead towards the New Frontiers of CSP”, *Energy Procedia*, 69: 1643–1651 (2015).
127. De Luca, F., Ferraro, V. and Marinelli, V., “On the performance of CSP oil-cooled plants, with and without heat storage in tanks of molten salts”, *Energy*, 83: 230–239 (2015).
128. Prieto, C., Osuna, R., Fernández, A. I. and Cabeza, L. F., “Thermal storage in a MW scale. Molten salt solar thermal pilot facility: Plant description and commissioning experiences”, *Renew Energy*, 99: 852–866 (2016).
129. Wu, Y., Li, Y., Ren, N. and Ma, C., “Improving the thermal properties of NaNO₃-KNO₃ for concentrating solar power by adding additives”, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 160: 263–268 (2017).
130. Herrmann, U. and Kearney, D. W., “Survey of thermal energy storage for parabolic trough power plants”, *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, 124: 145-152 (2002).
131. Barnes, F. S. and Levine, J. G., Large Energy Storage Systems Handbook Large Energy Storage Systems.: *Taylor & Francis Group*, New York (2011).
132. Kenney, D. D. and Feldman, K. T., “Heat pipe life tests at temperatures up to 400 °C”, *13th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference*, California, 2: 1056–1059 (1978).

133. Beretta, D., Loveless, F. C. and Nudenberg, W., "Use of synthetic hydrocarbon oils as heat transfer fluids", *U.S. Patent and Trademark Office*, Washington, U.S. Patent No. 4,239,638 (1980).
134. Proctor, D., "The Design of a Meter to Measure the Mass Flow-Specific Heat Product of a Heat Transfer Fluid", *J. Sol. Energy Eng.*, 108: 117–122 (1986).
135. Cavallaro, F., "Fuzzy TOPSIS approach for assessing thermal-energy storage in concentrated solar power (CSP) systems", *Appl. Energy*, 87: 496–503 (2010).
136. Cabaleiro, D., Pastoriza-Gallego, M. J., Piñeiro, M. M., Legido, J. L. and Lugo, L., "Thermophysical properties of (diphenyl ether + biphenyl) mixtures for their use as heat transfer fluids", *Journal of Chemical Thermodynamics*, 50: 80–88 (2012).
137. Ouagued, M., Khellaf, A. and Loukarfi, L., "Estimation of the temperature, heat gain and heat loss by solar parabolic trough collector under Algerian climate using different thermal oils", *Energy Convers. Manag.*, 75: 191–201 (2013).
138. Mawire, A., Phori, A. and Taole, S., "Performance comparison of thermal energy storage oils for solar cookers during charging", *Appl. Therm. Eng.*, 73: 1323–1331 (2014).
139. Mohammad Zadeh, P., Sokhansefat, T., Kasaeian, A. B., Kowsary, F. and Akbarzadeh, A., "Hybrid optimization algorithm for thermal analysis in a solar parabolic trough collector based on nanofluid", *Energy*, 82: 857–864 (2015).
140. Vignarooban, K., Xu, X., Arvay, A., Hsu, K. and Kannan, A. M., "Heat transfer fluids for concentrating solar power systems - A review", *Appl. Energy*, 146: 383–396 (2015).
141. Mwesigye, A., Huan, Z. and Meyer, J. P., "Thermodynamic optimisation of the performance of a parabolic trough receiver using synthetic oil-Al₂O₃ nanofluid", *Appl. Energy*, 156: 398–412 (2015).
142. Wang, Y., Xu, J., Liu, Q., Chen, Y. and Liu, H., "Performance analysis of a parabolic trough solar collector using Al₂O₃/synthetic oil nanofluid", *Appl. Therm. Eng.*, 107: 469–478 (2016).
143. Wright, C., "The stability of thermal fluids", *World Pumps*, 32–35 (2016).
144. Putri, W. A., Fahmi, Z., Sutjahja, I. M., Kurnia, D. and Wonorahardjo, S., "Thermophysical parameters of coconut oil and its potential application as the thermal energy storage system in Indonesia", *Journal of Physics*, 739: 012065 (2016).
145. Wang, N., Xu, G., Li, S. And Zhang, X., "Thermal Properties and Solar Collection Characteristics of Oil-based Nanofluids with Low Graphene Concentration", *Energy Procedia*, 105: 194–199 (2017).

146. Khakrah, H., Shamloo, A. and Kazemzadeh Hannani, S., “Exergy analysis of parabolic trough solar collectors using Al₂O₃/synthetic oil nanofluid”, *Solar Energy*, 173: 1236–1247 (2018).
147. Wonorahardjo, S., Sutjahja, I. M., Kurnia, D., Fahmi, Z. and Putri, W. A., “Potential of thermal energy storage using coconut oil for air temperature control”, *Buildings*, 8.8: 95 (2018).
148. Neto, J. H. M., Pessoa, M. A., Borges, E. B. and Lima, F. R. S., “Experimental test of the parabolic trough solar collectors of the first demonstration testing facility of Brazil using the QDT model”, *Appl. Therm Eng*, 163: 114405 (2019).
149. Mohamed, M. A., Tan, C. K., Abd El-Rahman, A. A., Wahid, S. S., Attalla, M. and Ahmed, S. A., “Experimental study of the effectiveness and exergetic efficiency of counter-rotating screw heat exchanger in a prebaked anode production plant”, *Appl. Therm. Eng.*, 148: 1194–1201 (2019).
150. Hoffmann, J. F., Fasquelle, T., Vaitilingom, G., Olives, R., Py, X. and Goetz, V., “Compatibility of vegetable oils with solid filler materials for thermocline thermal energy storage systems”, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 200: 109932 (2019).
151. Cabeza, L.F., “Sensible Thermal Energy Storage at High Temperatures”, *Recent Advancements in Materials and Systems for Thermal Energy Storage*, Springer, Cham, 3–7 (2019).
152. Molina, S., Hailot, D., Deydier, A. and Bedecarrats, J. P., “Material screening and compatibility for thermocline storage systems using thermal oil”, *Appl. Therm. Eng.*, 146: 252-259 (2019).
153. Srivastva, U., Kumar, K. R., Malhotra, R. K. and Kaushik, S. C., “Analytical assessment of a concentrated solar sub-critical thermal power plant using low temperature heat transfer fluid”, *Energy & Environment*, 32.8: 1524–1542 (2020).
154. Bouguila, A. and Said, R., “Performance investigation of a 100-kWhth thermocline packed bed thermal energy storage system: Comparison between synthetic oil and vegetable oil”, *Advances in Mechanical Engineering*, 12.4: 1687814020905746 (2020).
155. Bozorg, M. V., Hossein Doranehgard, M., Hong, K. and Xiong, Q., “CFD study of heat transfer and fluid flow in a parabolic trough solar receiver with internal annular porous structure and synthetic oil–Al₂O₃ nanofluid”, *Renew. Energy*, 145: 2598–2614 (2020).
156. Kunwer, R., Pandey, S. and Pandey, G., “Characteristic analysis of thermal energy storage system using synthetic oil as a heat transfer fluid: techno-economic modeling and LAB scale demonstration”, *Recovery, Utilization and Environmental Effects*, *Energy Sources*, Part A: 1–17 (2021).

157. Mehla, N. and Kumar, A., “Experimental evaluation of used engine oil based thermal energy storage coupled with novel evacuated tube solar air collector (NETAC)”, *J. Energy Storage*, 39: 102656 (2021).
158. Mohammed, H. A., Vuthaluru, H. B. and Liu, S., “Thermohydraulic and thermodynamics performance of hybrid nanofluids based parabolic trough solar collector equipped with wavy promoters”, *Renew. Energy*, 182: 401–426 (2022).
159. Kearney, D., Herrmann, U., Nava, P., Kelly, B., Mahoney, R., Pacheco, J., et al., “Assessment of a molten salt heat transfer fluid in a parabolic trough solar field.”, *J. Sol. Energy Eng.*, 125: 170–176 (2003).
160. Kearney, D., Kelly, B., Herrmann, U., Cable, R., Pacheco, J., Mahoney, R., et al., “Engineering aspects of a molten salt heat transfer fluid in a trough solar field”, *Energy*, 29: 861–870 (2004).
161. Montes, M. J., Abánades, A. and Martínez-Val, J. M., “Thermofluidynamic model and comparative analysis of parabolic trough collectors using oil, water/steam, or molten salt as heat transfer fluids”, *ASME Journal of Solar Energy Engineering*, 132.2: 0210011 (2010).
162. Giostri, A., Binotti, M., Astolfi, M., Silva, P., Macchi, E. and Manzolini, G., “Comparison of different solar plants based on parabolic trough technology”, *Solar Energy*, 86: 1208–1221 (2012).
163. Feldhoff, J. F., Schmitz, K., Eck, M., Schnatbaum-Laumann, L., Laing, D., Ortiz-Vives, F., et al., “Comparative system analysis of direct steam generation and synthetic oil parabolic trough power plants with integrated thermal storage”, *Solar Energy*, 86: 520–530 (2012).
164. Franchini, G., Perdichizzi, A., Ravelli, S. and Barigozzi, G. A., “comparative study between parabolic trough and solar tower technologies in Solar Rankine Cycle and Integrated Solar Combined Cycle plants”, *Solar Energy*, 98: 302–314 (2013).
165. Kuravi, S., Trahan, J., Goswami, D. Y., Rahman, M. M. and Stefanakos, E. K., “Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants”, *Prog. Energy Combust. Sci.*, 39: 285–319 (2013).
166. Biencinto, M., Bayón, R., Rojas, E. and González, L., “Simulation and assessment of operation strategies for solar thermal power plants with a thermocline storage tank”, *Solar Energy*, 103: 456–472 (2014).
167. Marif, Y., Benmoussa, H., Bouguettaia, H., Belhadj, M. M. and Zerrouki, M., “Numerical simulation of solar parabolic trough collector performance in the Algeria Saharan region”, *Energy Convers. Manag.*, 85: 521–529 (2014).

168. Liu, M., Belusko, M., Steven Tay, N. H. and Bruno, F., “Impact of the heat transfer fluid in a flat plate phase change thermal storage unit for concentrated solar tower plants”, *Solar Energy*, 101: 220–231 (2014).
169. Boukelia, T. E., Mecibah, M. S., Kumar, B. N. and Reddy, K. S., “Investigation of solar parabolic trough power plants with and without integrated TES (thermal energy storage) and FBS (fuel backup system) using thermic oil and solar salt”, *Energy*, 88: 292–303 (2015).
170. Giovannelli, A., “State of the art on small-scale concentrated solar power plants”, *Energy Procedia*, 82: 607–614 (2015).
171. Ushak, S., Fernández, A. G. and Grageda, M., “Using molten salts and other liquid sensible storage media in thermal energy storage (TES) systems”, *Advances in Thermal Energy Storage Systems*, *Woodhead Publishing*, 49–64 (2015).
172. Bellos, E., Tzivanidis, C. and Antonopoulos, K. A., “A detailed working fluid investigation for solar parabolic trough collectors”, *Appl. Therm. Eng.*, 114: 374–386 (2017).
173. Xu, H., Li, Y., Sun, J. and Li, L., “Transient model and characteristics of parabolic-trough solar collectors: Molten salt vs. synthetic oil”, *Solar Energy*, 182: 182–193 (2019).
174. Mwesigye, A. and Yilmaz, İ. H., “Thermal and thermodynamic benchmarking of liquid heat transfer fluids in a high concentration ratio parabolic trough solar collector system”, *J. Mol. Liq.*, 319: 114151 (2020).
175. García, S. and Martín M., “Analysis of the performance of concentrated solar power facilities using different thermal fluids”, *Chemical Engineering Research and Design*, 168: 46–58 (2021).
176. Ortega-Fernández, I., Hernández, A. B., Wang, Y. and Bielsa, D., “Performance assessment of an oil-based packed bed thermal energy storage unit in a demonstration concentrated solar power plant”, *Energy*, 217: 119378 (2021).
177. Akyavuz, U. D. and Ozcan, H., “Techno-economic and environmental aspects of solar driven heating assistance options for residential buildings”, *International Journal of Global Warming*, 25.3-4: 306-322 (2021).
178. Day, C. And Day, G., “Climate change, fossil fuel prices and depletion: The rationale for a falling export tax”, *Econ. Model.*, 63:153–160 (2017).
179. Petela, R., “Exergy of undiluted thermal radiation”, *Solar Energy*, 74: 469–488 (2003).
180. Kaddoura, M. F., and Zeaiter, J., “Application of thermal energy storage with point focus Fresnel lens concentrator: Numerical and experimental analysis”, *J. Energy Storage*, 26: 101008 (2019).

181. Melaina, M. W., Antonia, O. and Penev, M., “Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues”, *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, Colorado (2013).
182. Ozcan, H. and Akyavuz, U. D., “Thermodynamic and economic assessment of off-grid portable cooling systems with energy storage for emergency areas”, *Appl. Therm. Eng.*, 119: 108–118 (2017).
183. Yosaf, S. and Ozcan, H., “Exergoeconomic investigation of flue gas driven ejector absorption power system integrated with PEM electrolyser for hydrogen generation”, *Energy*, 163: 88–99 (2018).
184. Sukhatme, S. P. and Nayak, J. K., “Solar Energy: Principles of Thermal Collection and Storage Third Edition”, *McGraw Hill*, New Delhi (2008).
185. Gao, Y., Fan, R., Zhang, X. Y., AN, Y. J., Wang, M. X., Gao, Y. K., et al, “Thermal performance and parameter analysis of a U-pipe evacuated solar tube collector”, *Solar Energy*, 107: 714–727 (2014).
186. Internet: Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, “Materials-Based Hydrogen Storage 2023”, <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/materials-based-hydrogen-storage> (2023).
187. Bai, M. J., Niu, Y. N., Xu, E. S. and Xu, Y., “Economic analysis of vacuum transfer tube for conveying working medium of CSP”, *Energy Procedia*, 49: 1664–1672 (2014).
188. Internet: Eastman Chemical Company, “Heat Transfer Fluids | Therminol 2019”, <https://www.therminol.com/heat-transfer-fluids> (2019).
189. Internet: The Dow Chemical Company, “DOWTHERM™ Synthetic Organic Fluids|Products|Dow 2019”, <https://www.dow.com/en-us/product-search/dowthermsyntheticorganicfluids> (2019).
190. Kim, M. G., Joe, G. S., Leigh, T. H., Shin, D. U., Yeo, M. S. and Kim, K.W., “Economic feasibility considering capacity of thermal storage tank for Energy Balancing system”, *Energy Procedia*, 78: 2082–2087 (2015).
191. Bejan, A., Tsatsaronis, G. and Moran, M., “Thermal Design and Optimization”, *John Wiley & Sons*, (1996).
192. Short, W., Packey, D. J. and Holt, T., “A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies”, *National Renewable Energy Lab. (NREL)*, (1995).
193. Naterer, G. F., “Advanced heat transfer”, Third ed. *CRC Press*, (2022).
194. Internet: ANSYS Inc., “Ansys Innovation Space Governing Equations of Fluid Dynamics | Ansys Courses 2023”,

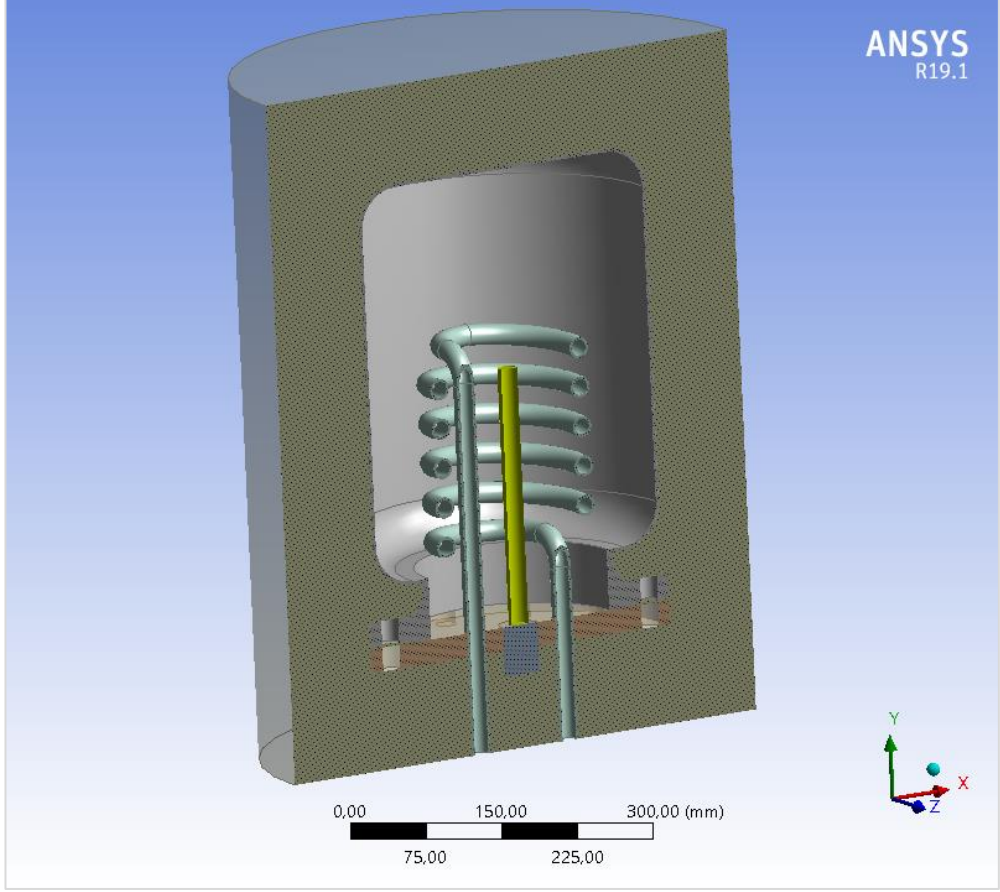
<https://courses.ansys.com/index.php/courses/governing-equations-of-fluid-dynamics/> (2023).

195. Fluent, “ANSYS Fluent User’s Guide”, *ANSYS Inc.*, (2013).
196. Kim, J. T., Ahn, H. T., Han, H., Kim, H.T. and Chun, W., “The performance simulation of all-glass vacuum tubes with coaxial fluid conduit”, *International Communications in Heat and Mass Transfer*, 34: 587–597 (2007).
197. Ma, L., Lu, Z., Zhang, J. and Liang, R., “Thermal performance analysis of the glass evacuated tube solar collector with U-tube”, *Building and Environment*, 45: 1959–1967 (2010).
198. Brunold, S., Frey, R. and Frei, U., “Comparison of three different collectors for process heat applications”, *Optical Materials Technology for Energy Efficiency and Solar Energy Conversion XIII*, 2255: 107–118 (1994).
199. Liang, R., Ma, L., Zhang, J. and Zhao, D., “Theoretical and experimental investigation of the filled-type evacuated tube solar collector with U tube”, *Solar Energy*, 85: 1735–1744 (2011).
200. Yaghoubi, M., Ahmadi, F. and Bandehee, M., “Analysis of Heat Losses of Absorber Tubes of Parabolic through Collector of Shiraz (Iran) Solar Power Plant”, *Journal of Clean Energy Technologies*, 33–37 (2013).
201. Gu, Y., O’Neal, D. L., “Development of an equivalent diameter expression for vertical u-tubes used in GCHPs”, *ASHRAE Trans.*, 347–355 (1998).
202. Trushevskii, S. N., “Heat conductivity metamorphoses in narrow gaps using the example of vacuum-processed glass packs”, *Applied Solar Energy*, 43: 144–152 (2007).
203. İnternet: Mobiloil, “Mobiltherm 605 2020”, <https://www.mobiloil.com.tr/tr-tr/industrial-products/mobiltherm-605> (2022).
204. İnternet: Petrol Ofisi, “Petrol Ofisi 2020”, <https://www.petrolofisi.com.tr/madeni-yaglar/urunler> (2022).
205. Duffie, J. A. And Beckman, W. A., “Solar Engineering of Thermal Processes”, *Wiley Interscience Publication*, (1991).
206. “Thermal insulation requirements for buildings”, *Türk Standartları Enstitüsü*, Ankara (2008).
207. Kline, S. J. and McClintock, F. A., “Describing Uncertainties in Single-Sample Experiments”, *Mechanical Engineering*, 75: 3–8 (1953).
208. Hamilton, J., “Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis—Version 14.0”, *Lazard*, New York, (2020).

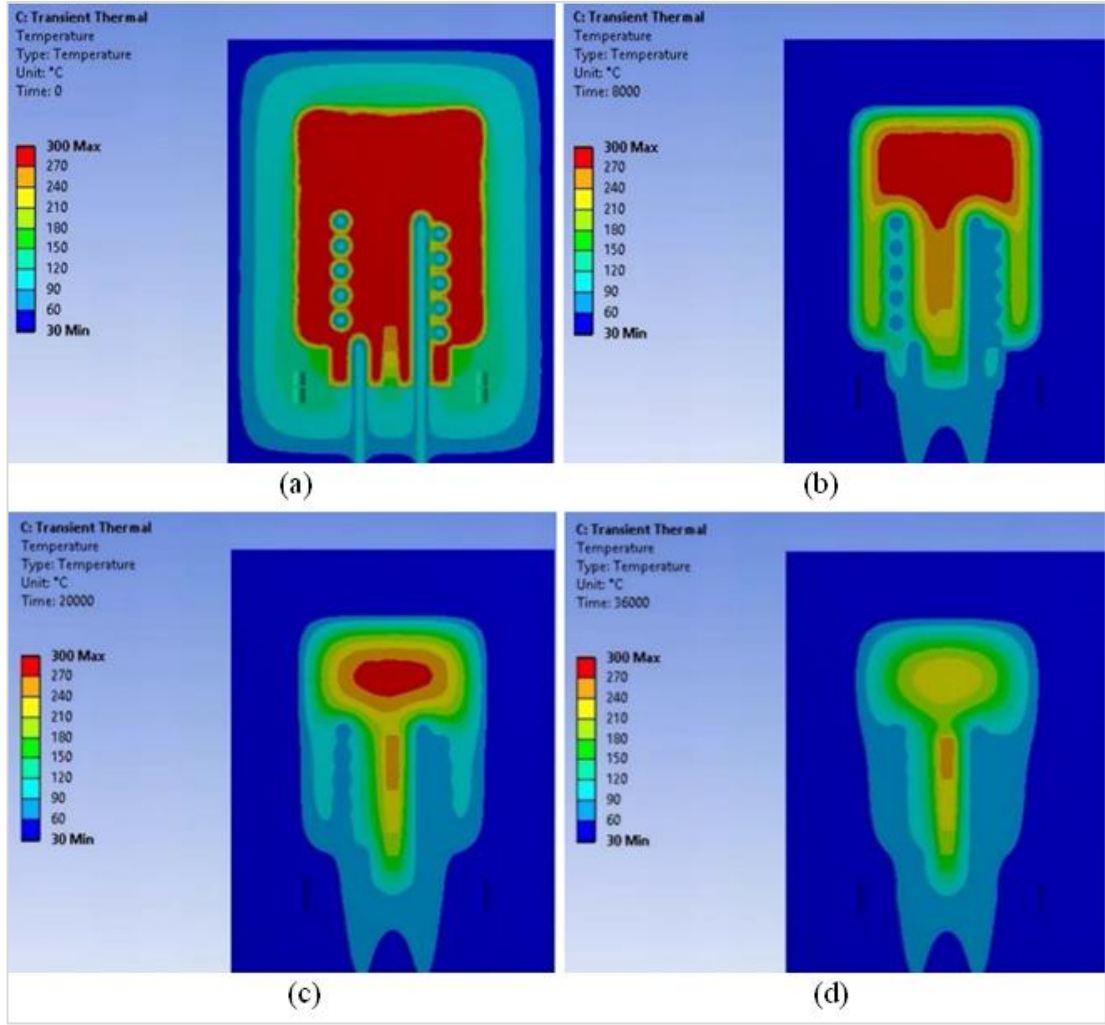
209. Simoes, S., Nijs, W., Ruiz, P., Sgobbi, A., Radu, D., Bolat, P., et al. “The JRC-EU-TIMES model: Assessing the long-term role of the SET plan energy Technologies”, *Publications Office of the European Union*, Luxembourg, (2013).
210. İnternet: TCMB, “Enflasyon Hesaplayıcısı 2023”, <https://herkesicin.tcmb.gov.tr/wps/wcm/connect/ekonomi/hie/icerik/enflasyon+hesaplayici> (2022).
211. İnternet: Trading Economics, “Amerika Birleşik Devletleri - Enflasyon Oranı | 1914-2023 Veri | 2024-2025 Tahmin 2023”, <https://tr.tradingeconomics.com/united-states/inflation-cpi> (2023).
212. Steffen, B., Beuse, M., Tautorat, P. and Schmidt, T. S., “Experience Curves for Operations and Maintenance Costs of Renewable Energy Technologies”, *Joule*, 4.2: 359–375 (2020).
213. Barhoumi, E. M., Okonkwo, P. C., Farhani, S., ben Belgacem, I., Zghaibeh, M., Mansir, I. B., et al, “Techno-economic analysis of photovoltaic-hydrogen refueling station case study: A transport company Tunis-Tunisia”, *Int. J. of Hydrogen Energy*, 47.58: 24523-24532 (2021).
214. İnternet: Sunmax, “Colectors2022”, <http://www.sunmax.com.tr/index.php?t=urd&u=1&uk=9&i=11> (2022).
215. İnternet: OilMarkt, “Heat transfer oils 2022”, <https://www.oilmarkt.com/24-isi-transfer-yaglari> (2022).
216. El-Mahallawy, F., El-Din Habik, S., “Fundamentals and technology of combustion First Edition.” First Ed., *Elsevier*, Oxford, (2002).

EK AÇIKLAMALAR

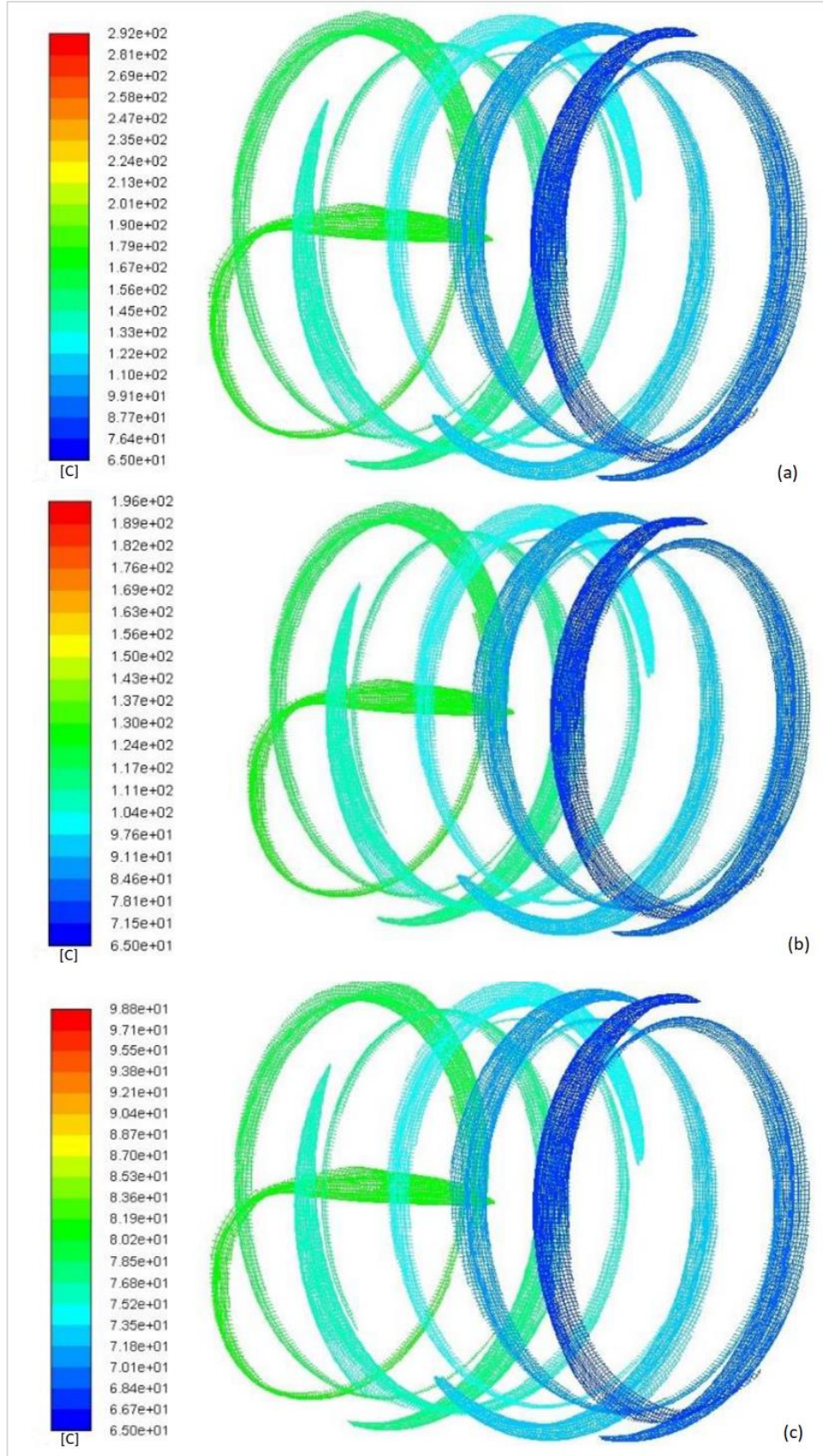
EK A. ANSYS ANALIZI



Şekil Ek A. 1. 3D ısı tank görünümü



Şekil Ek A. 2. Zamana göre ısı tank sıcaklık dağılımı 0 s (a), 8000 s (b), 20000 s (c), 36000 s (d)



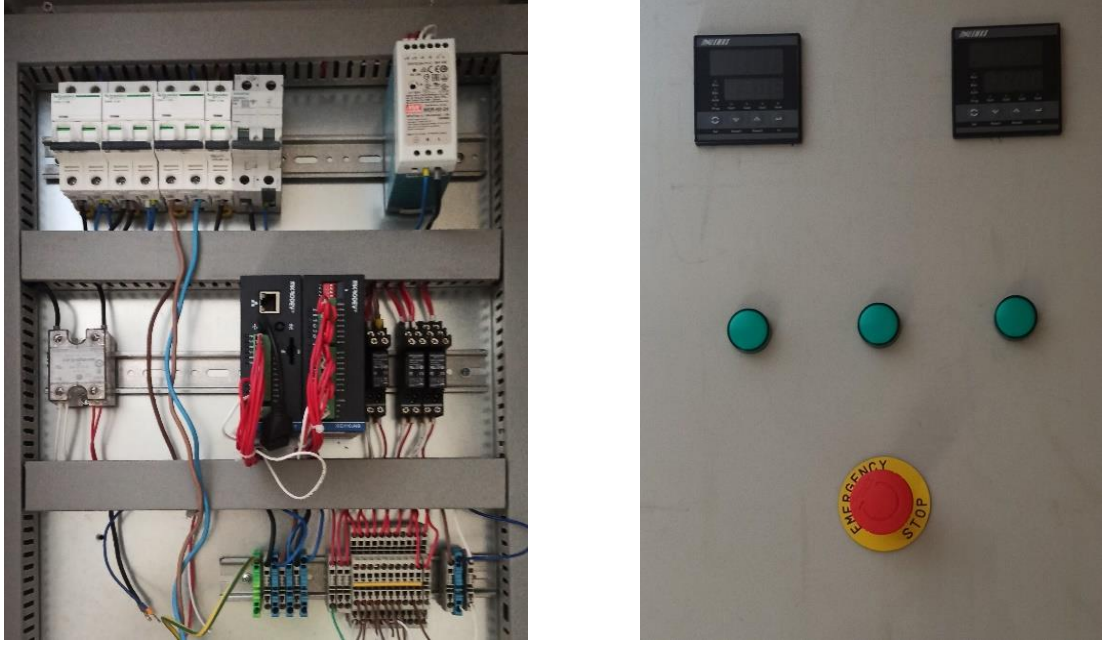
Şekil Ek A. 3. Isı değıştirci boru yüzey sıcaklığına göre su sıcaklık dağılımı

EK B. DENEY TEÇHİZATI VE ÖZELLİKLERİ



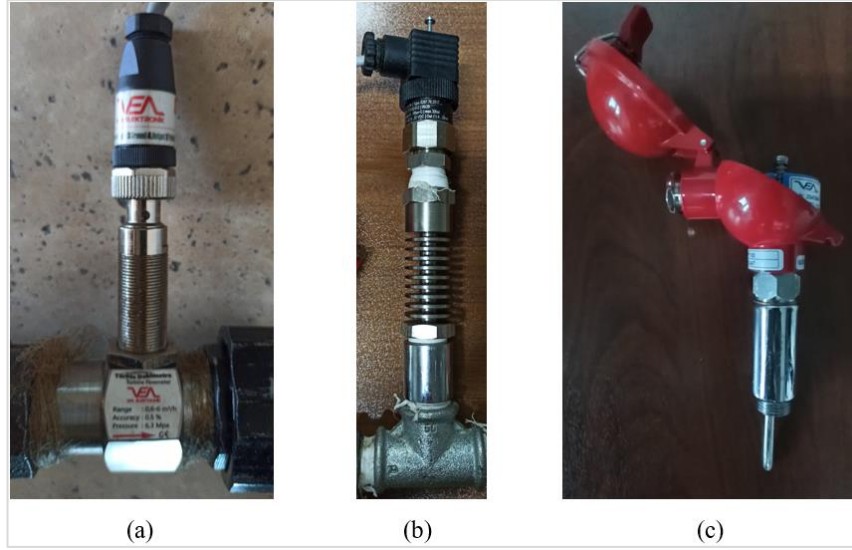
Şekil Ek B. 1. PLC cihazı ve analog giriş genişleme modülü

Şekil Ek B.1’de Mikrodev firmasına ait MP110 E PLC cihazı ve analog giriş uyumlu XIO110.AI8 tipi genişleme modülü görülmektedir. 4 adet dijital giriş, 4 adet dijital çıkış ve 2 adet analog giriş (4-20mA, 0-20mA, Doğruluk %1) bulunan PLC cihazının ethernet, RS485 ve USB haberleşmesi mevcuttur. Genişleme modülünde ise 8 adet analog giriş bulunup giriş aralığı 0-20 mA, 4-20 mA veya 0-10 V alınabilmektedir.



Şekil Ek B. 2. Kontrol panosu

Kontrol panosu içinde sigorta grubu, 12 V DC çıkışlı besleme PLC ve genişleme modülü bulunmaktadır. Pano kapağında güç, pompa ve ısıtıcı göstergeleri ile okuma ölçekli piranometre ve aktüatörlü üç yollu vana göstergeleri bulunmaktadır.



Şekil Ek B. 3. Türbin debimetre (a), soğutuculu basınçölçer (b), ve sıcaklıkölçer (c)

Debi, basınç ve ısıl çift sıcaklık ölçer Şekil 4.7’de görülmektedir. Bu sensörlerin sinyal çıkışı 4-20 mA olup analog giriş ile PLC’ye bağlanır. Debimetre çalışma aralığı 0,6-6 m³/h olup doğruluğu %0,5’tir. Basınçölçer 0-10 bar aralığında \pm %0,3 hassasiyetinde ölçüm yapmaktadır. PT100 tipi sıcaklıkölçer 0-400 °C aralığında \pm 0,1 °C hassasiyetinde ölçüm yapmaktadır.



Şekil Ek B. 4. Piranometre

Güneş ışınım değerinin ölçüldüğü piranometre \pm %5 hassasiyetindedir.



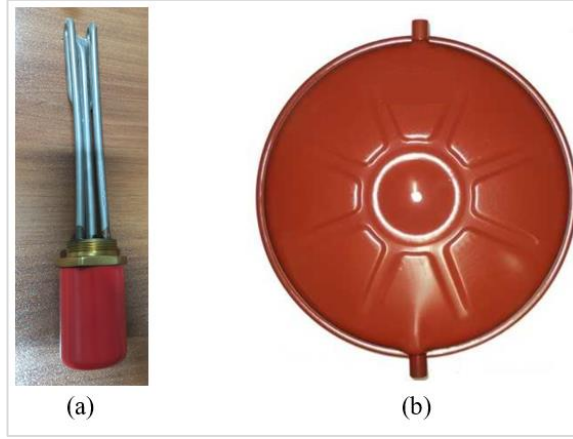
Şekil Ek B. 5. Üç yollu elektrik aktüatörlü vana

Elektrik aktüatörlü vananın akış hattı 1 giriş, 2 çıkıştan oluşmaktadır. Vanadan alınan analog sinyale göre 220 Volt elektrik beslemesi ile kontrol sağlanır. Kontrol $\pm\%10$ hassasiyetindedir.



Şekil Ek B. 6. Üç aşamalı frekans konvertörlü sirkülasyon pompası

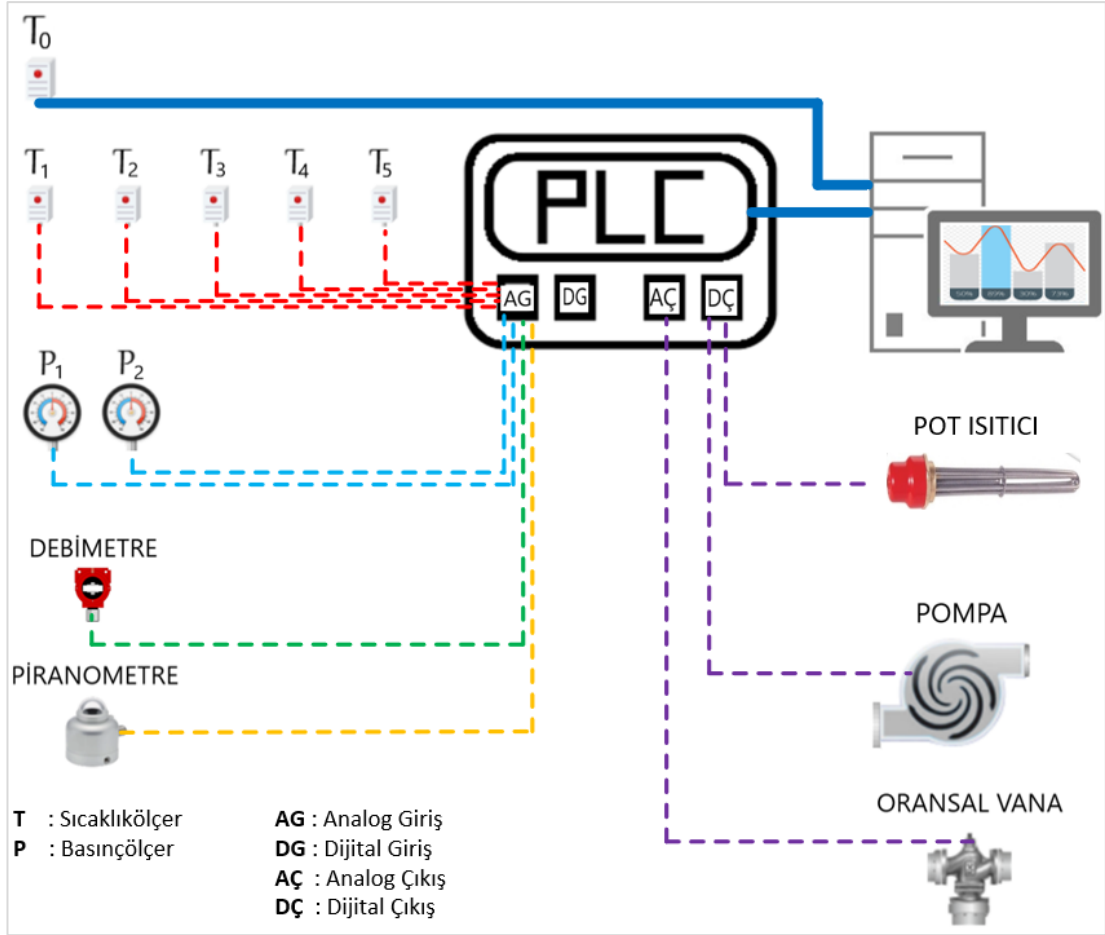
220 V AC akımla çalışan sirkülasyon pompası $-10/+95$ °C sıcaklık aralığında, en yüksek $3,5 \text{ m}^3/\text{h}$ debide ve 10 bar işletme basıncında çalışmaktadır.



Şekil Ek B. 7. Elektrikli ısıtıcı (a) ve ısıtma sistemi genişleme tankı (b)

Isıl tanktaki yağın ısıtılması için 2 kW gücünde elektrikli ısıtıcı (a) ve ısıtma sistemindeki suyun genişmesine yardımcı olması için 8 lt'lik genişleme tankı kullanılmıştır.

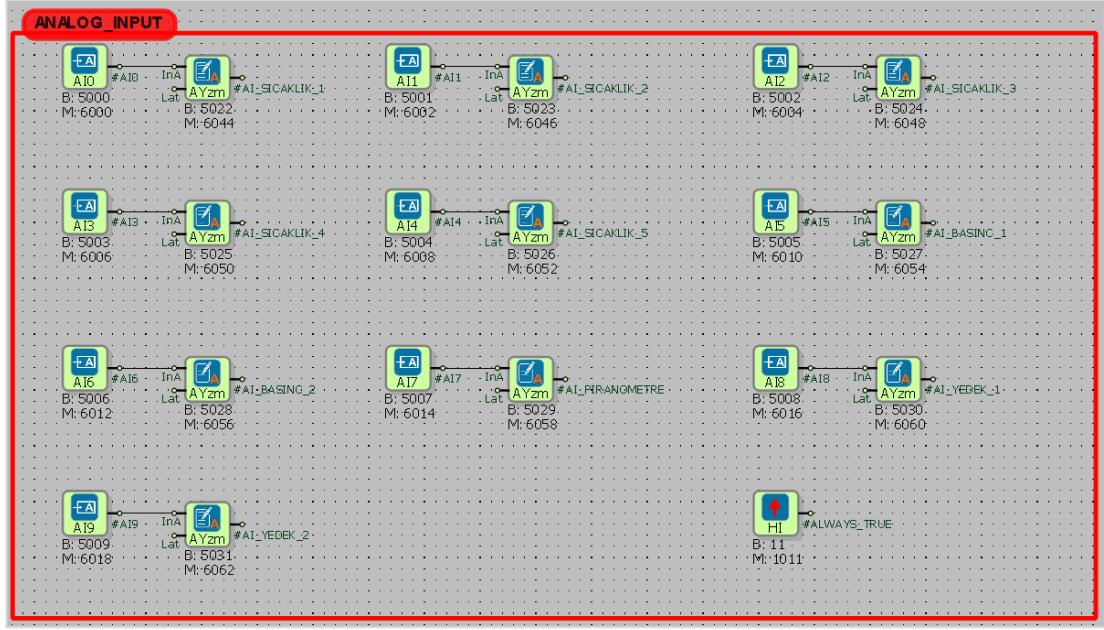
EK C. KONTROL ÜNİTESİ



Şekil Ek C. 1. PLC kontrol şeması

Sıcaklık, basınç, debi ve güneş ışınım değeri ölçümleri için PLC kontrolü analog girişlerle sağlanır. Ölçüm değerlerine göre elektrikli ısıtıcı ve pompa kontrolü ON/OFF konumunda dijital çıkışlıdır. Oransal vana kontrolü ise analog çıkışlıdır (Şekil Ek C. 1).

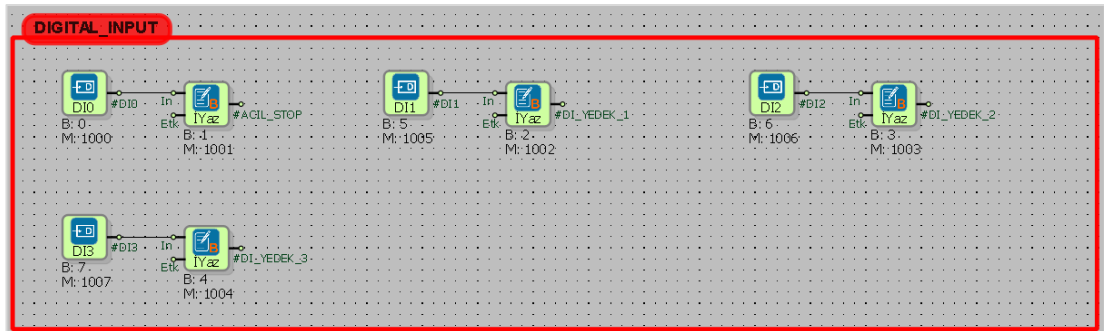
PLC'den gelen tüm değerler 1 dakika aralıklarla veri olarak bilgisayara işlenir. Ayrıca dış ortam sıcaklığı, datalogger tipi sıcaklıkölçer kullanılarak uygun zamanlarda veri ortamına alınmıştır.



Şekil Ek C. 2. Analog giriş değerleri

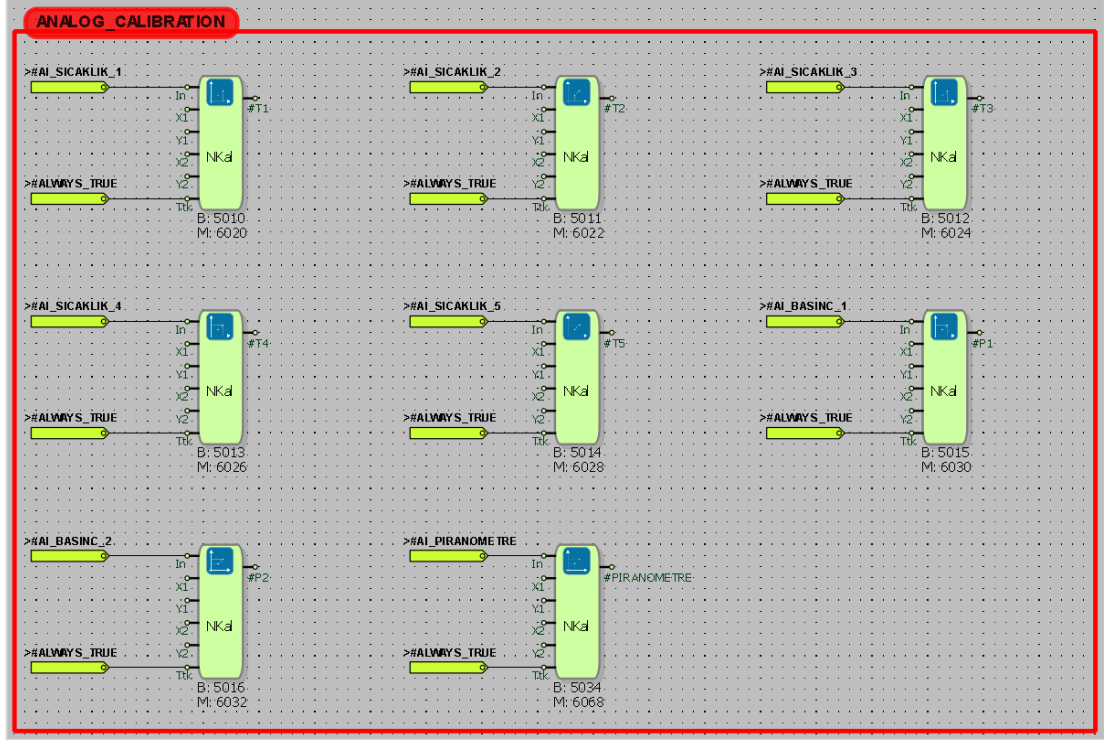
PLC programlamasında ölçüm değerlerinin işlenmesi ve hesaplamaların yapılması için giriş değerleri analog (Şekil Ek C. 2) ve dijital (Şekil Ek C. 3) olarak işlenir. Analog girişler 5 sıcaklık sensöründen, 2 basınç sensöründen ve 1 piranometreden alınan değerlerdir. 2 adet giriş yedek bırakılmıştır. Ayrıca yazılımda tetikleme görevi yapmak üzere 1 adet yükselme tanımlanmıştır.

Deneysel sistemin çalışması esnasında acil durdurma butonu için tanımlanan ve I/O mantığına göre çalışan giriş değeri Şekil Ek C. 3'te gösterilmiştir. Ayrıca 3 adet yedek giriş bırakılmıştır.

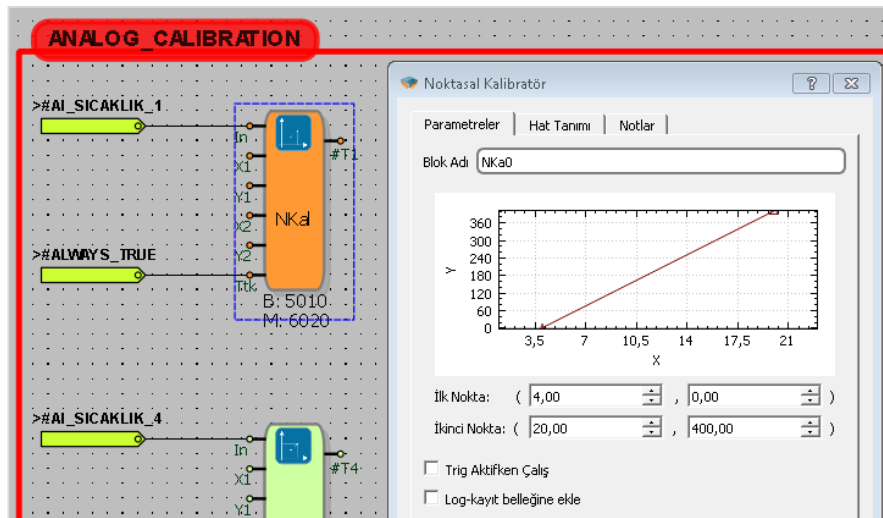


Şekil Ek C. 3. Dijital giriş değeri

Analog ölçüm cihazlarının kalibrasyonu ve çıktı değerlerinin ataması için yapılan blok diyagram Şekil Ek C. 4'te gösterilmiştir. Her bir blok diyagramda ölçüm cihazından alınan akım değerine karşılık gelen değer ataması çıktı olarak tanımlanmıştır. Ölçümlerde değişkenliği sağlamak için tetikleme yapılmıştır.



Şekil Ek C. 4. Analog kalibrasyon ve değer ataması için blok diyagramı

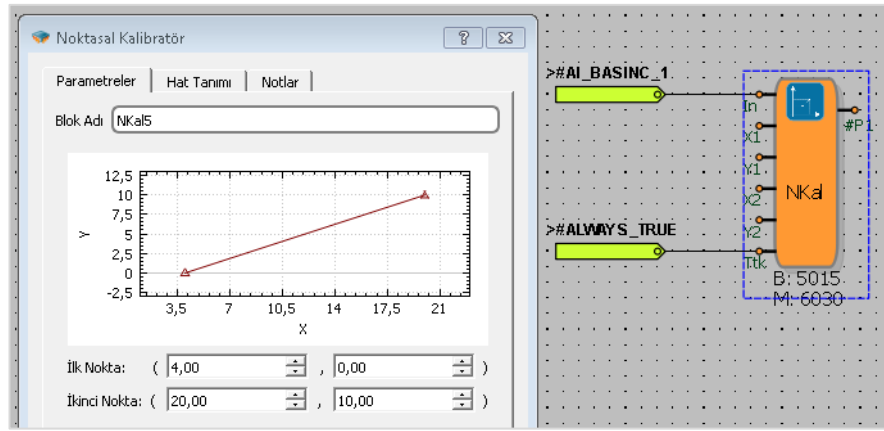


Şekil Ek C. 5. Sıcaklık kalibrasyonu

Şekil Ek C. 5-7 sırasıyla sıcaklık, basınç ve piranometre için akım-değer kalibrasyonunu göstermektedir.

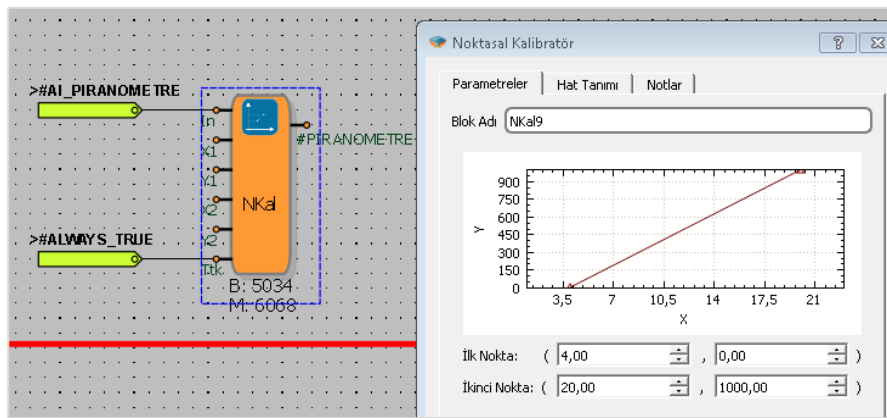
Sıcaklık kalibrasyonunda akım değeri 4 mA iken 0 °C, 20 mA olması halinde 400 °C'yi verecek şekilde düzenlenmiştir (Şekil Ek C. 5).

Basınç kalibrasyonu 0-10 bar aralığı için 4-20 mA akımı görecektir şekilde ayarlanmıştır (Şekil Ek C. 6).



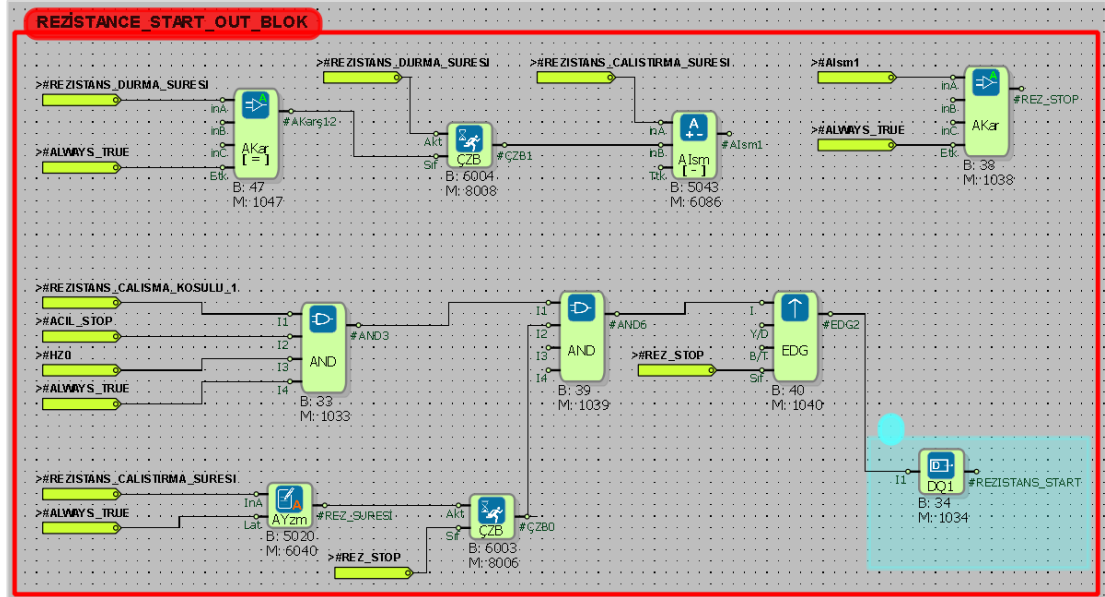
Şekil Ek C. 6. Basınç kalibrasyonu

Piranometre için 4-20 mA aralığında çalışma akımı 0-1000 W/m² değer aralığına göre kalibre edilmiştir (Şekil Ek C. 7).



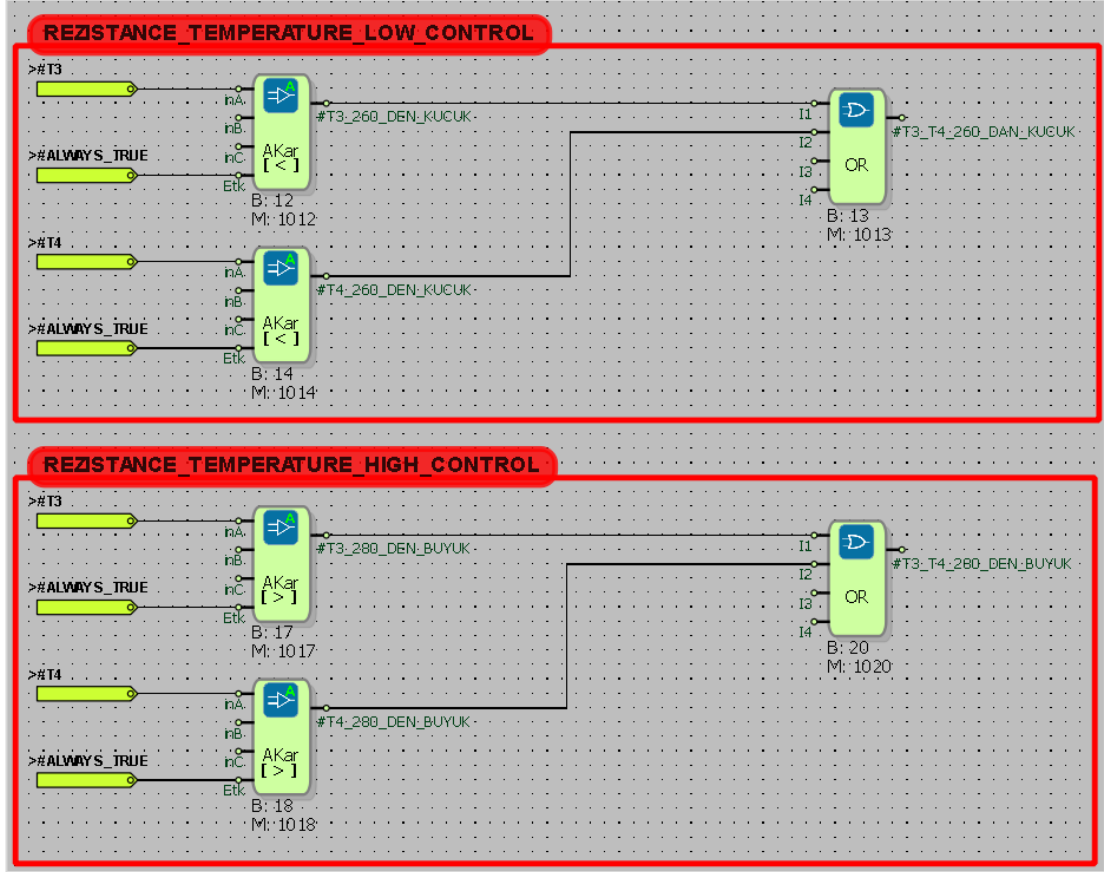
Şekil Ek C. 7. Piranometre kalibrasyonu

Elektrikli ısıtıcı durma süresinin arayüzde elle girildiği blok diyagramda çalışma süresi durma süresine bağlı olarak geriye doğru sayaç şeklinde çalışır. Isıtıcının çalışması için “REZISTANS_CALISMA_KOSULU_1” i sağlamalıdır. Aksi halde “REZ_STOP” komutu devrede olduğu için elektrikli ısıtıcı çalışmayacaktır.



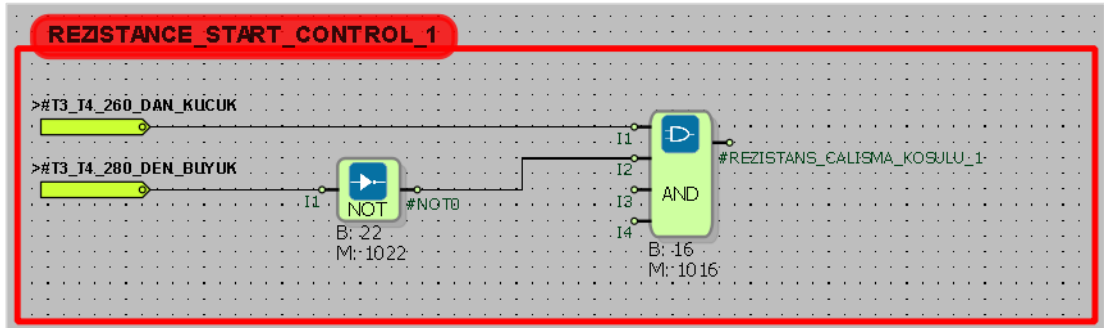
Şekil Ek C. 8. Elektrikli ısıtıcı çalıştırma blok diyagramı

Isıl tanka bağlı olan 2 adet sıcaklıkölçerden alınan sayısal değerler düşük ve yüksek sıcaklık referansı ile karşılaştırma yapılarak çıkış koşulu sağlanır. Bu referans değerler diyagramda elle girilir (Şekil Ek C. 8).



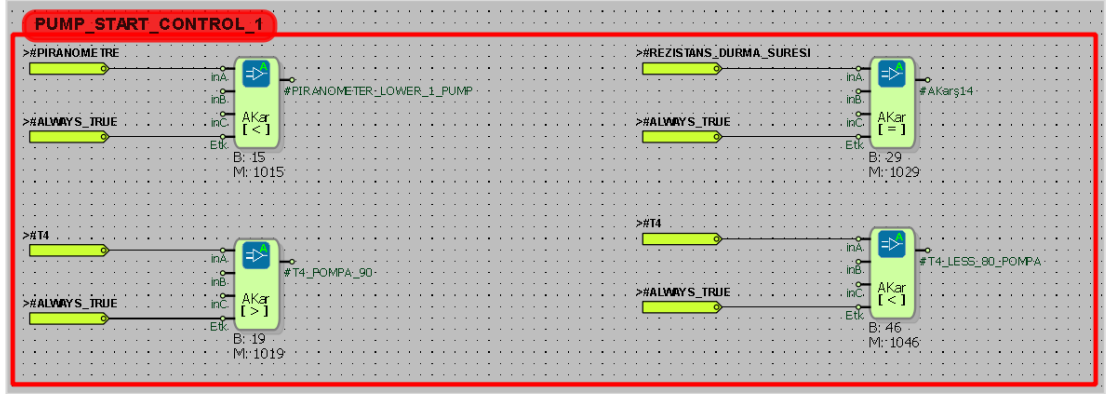
Şekil Ek C. 9. Isıtıcı çalıştırma için ısı yağ sıcaklık kontrolü blok diyagramı

Şekil Ek C. 9’da sağlanan çıkış koşulları Şekil Ek C. 10’da görülen blok diyagramda giriş şartı olarak yazılarak “REZISTANS_CALISMA_KOSULU_1” çıkış koşulu sağlanır. Şekil Ek C. 10’da görülen bu çıkış koşulu elektrikli ısıtıcının çalışması için giriş şartıdır.

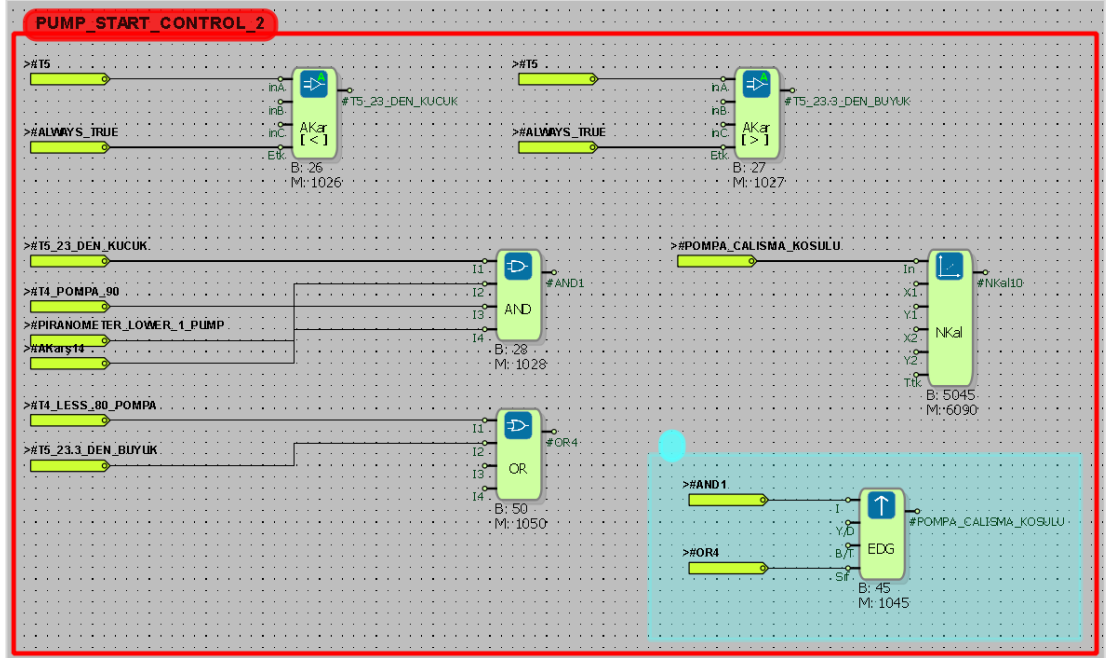


Şekil Ek C. 10. Elektrikli ısıtıcı çalıştırma koşulu için blok diyagram

Otomatik kontrolle çalışan sistemde gün sonunda belli bir değere gelen ısıtılacak ortam sıcaklığında ısıtılacak ortam sıcaklığına depolama yapılır. Depolanan ısıtılacak ortam sıcaklığı için bir pompa ile sirkülasyonu sağlanır. Pompanın çalışması için gerekli şartlardan biri piranometre değerinin $1W/m^2$ 'nin altına düşmesidir. Bir diğer koşul ise blok diyagramda elle girilen tank sıcaklığının referans değeridir (Şekil Ek C. 11).



Şekil Ek C. 11. Pompa çalışma şartı 1 için blok diyagram

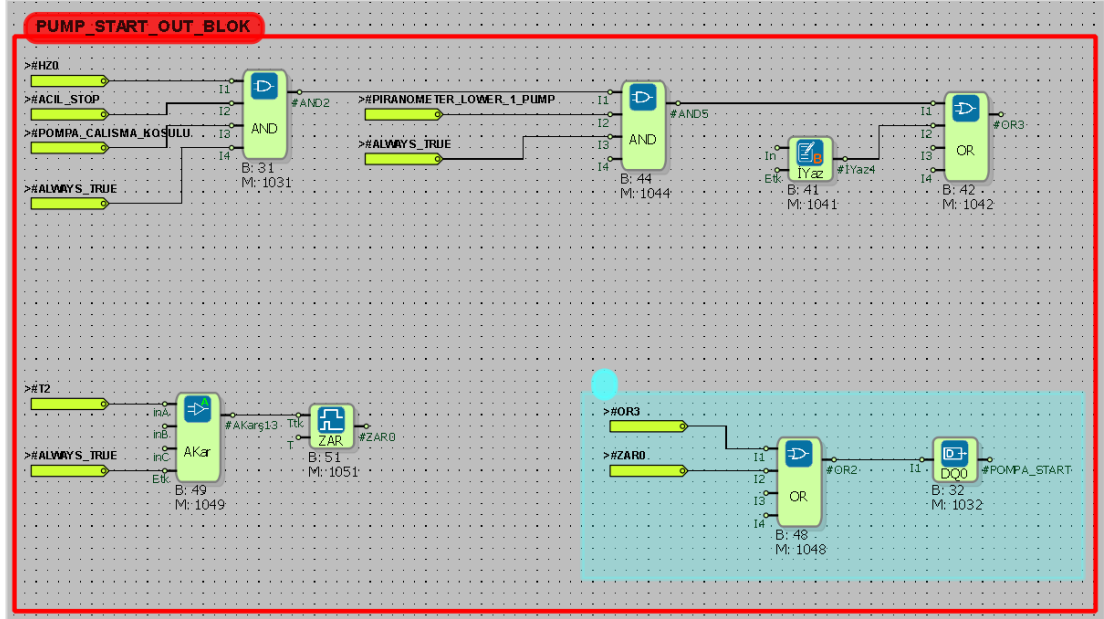


Şekil Ek C. 12. Pompa çalışma şartı 2 için blok diyagram

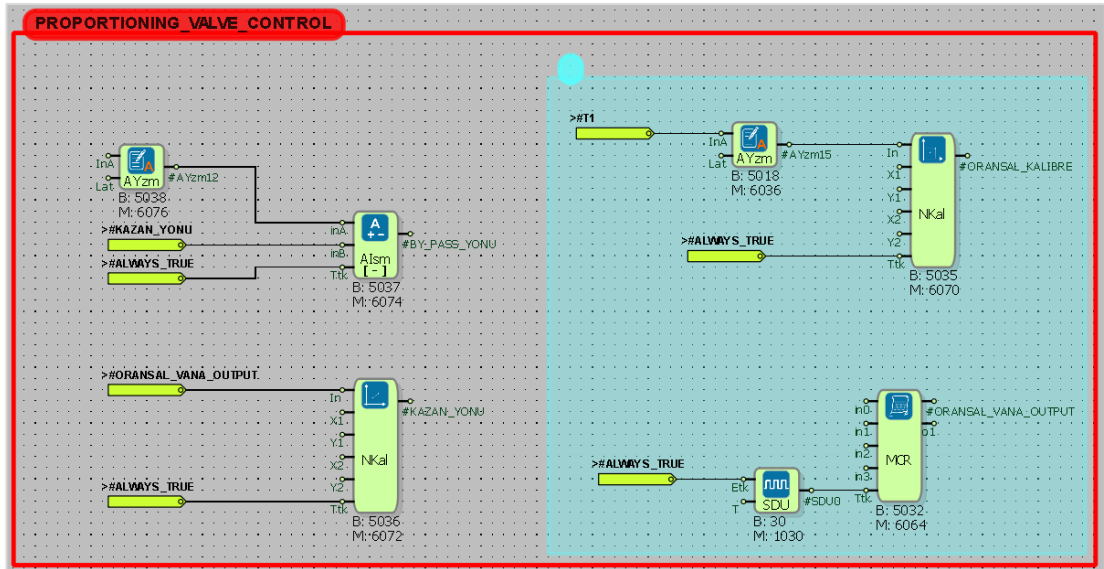
Pompanın son çalışma şartı ise ısıtılacak ortam sıcaklığının olması istenen referans değerinin altında olmasıdır. Çalışan pompayı durdurma şartları tank sıcaklık değerinin

referans tanımlanan değerin altına düşmesi veya ısıtılan ortam sıcaklığının istenilen değerin üstüne çıkmasıdır (Şekil Ek C. 12).

Pompa çalışma şartlarına göre elde edilen koşullara göre pompanın çalışması için gerekli blok diyagram Şekil Ek C. 13'te verilmiştir.



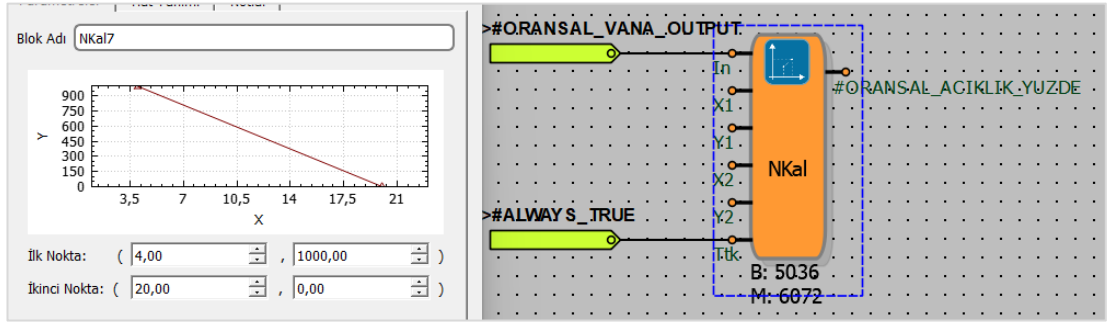
Şekil Ek C. 13. Pompa çalıştırma koşulu için blok diyagram



Şekil Ek C. 14. Oransal vana operasyon şartları için blok diyagram

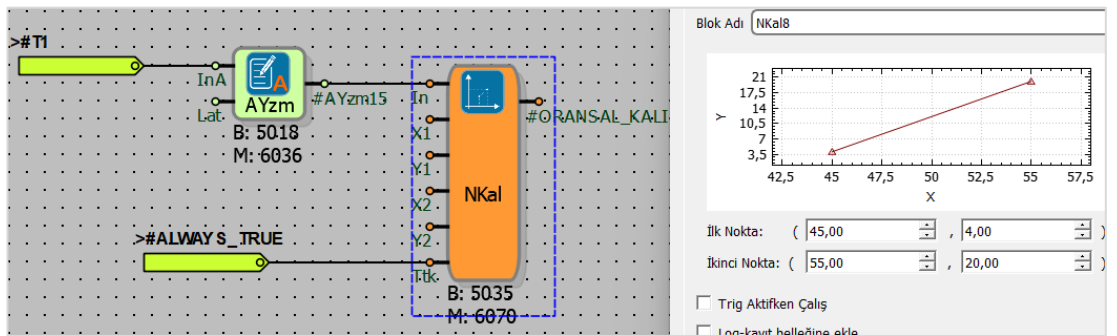
Sistemde kullanılan oransal vana ile ısıtma sistemine gönderilecek su sıcaklığı kontrol edilir. Oransal vananın çalışma şartlarını veren blok diyagram Şekil Ek C. 14'te verilmiştir.

4-20 mA akım aralığı 1000-0 oransal vana değer aralığında kalibre edilmiştir. 20 mA değerinde kazan yönü tamamen kapalıdır. Akım değeri azaldıkça oransal vanaya iletilen sinyal doğrultusunda vana, kazan yönüne açılmaya başlar (Şekil Ek C. 15).



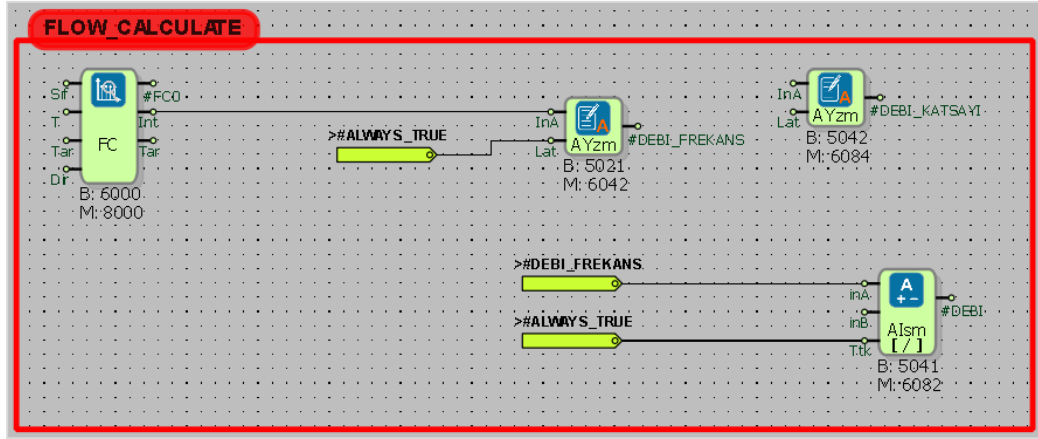
Şekil Ek C. 15. Oransal vana çıkış kalibrasyonu

Oransal vana çıkış kalibrasyonu için giriş kalibrasyon şartı vanaya girmeden önceki dönüş suyu sıcaklığına göre yapılır. Blok diyagramdaki kalibratöre elle girilen sıcaklık değerlerine göre çıkış sinyali üretilir (Şekil Ek C. 16).



Şekil Ek C. 16. Oransal vana giriş kalibrasyonu

Debi hesaplamasında debi ölçerden gelen frekans, kalibre edilmiş bir katsayı ile çarpılır. Buna göre çıkış debisi okunur (Şekil Ek C. 17).



Şekil Ek C. 17. Debi hesaplaması için blok diyagram

EK D. ISI KAYBI HESABI

Tablo Ek D. 1. Atölye binası için özgül ısı kaybı

Atölye Binası Özgül Isı Kaybı							
1	2	3	4	5	6	7	8
Isı kaybeden yüzey	Binadaki yapı elemanları	Yapı elemanı kalınlığı d (m)	Isıl iletkenlik hesap değeri λ_h (W/mK)	Isıl iletkenlik direnci R (m ² /WK)	Isı geçirgenlik katsayısı U (W/m ² K)	Isı kaybeden yüzey A (m ²)	Isı kaybı A x U (W/K)
	Ri				0,130		
Duvar yüzeyleri (açık)	İç sıva	0,02	1	0,020			
	Gaz beton	0,25	0,24	1,042			
	Dış sıva	0,03	1,4	0,021			
	Taşyünü	0,08	0,04	2,000			
	Granit Kaplama	0,02	2,8	0,007			
	Re			0,040			
Toplam				3,260	0,307	964,4	295,81
	Ri				0,130		
Duvar yüzeyleri (toprak)	İç sıva	0,02	1	0,020			
	Tuğla	0,3	0,24	1,250			
	Dış sıva	0,03	1,4	0,021			
	Taşyünü	0,08	0,04	2,000			
	Granit Kaplama	0,02	2,8	0,007			
	Re			0,000			
Toplam				3,429	0,292	127,5	37,19
	Ri				0,130		
Tavan	İç sıva	0,02	1	0,020			
	Beton	0,45	2,5	0,180			
	XPS yalıtım	0,05	0,035	1,429			
	Grebeton	0,06	2,5	0,024			
	Su yalıtımı	0,03	0,7	0,043			
	Tesviye şapı	0,02	1,4	0,014			
	Yer döşemesi	0,01	2,8	0,004			
	Re			0,04			
Toplam				1,883	0,425	529,8	225,07
	Ri				0,130		
Taban/Döşeme	Yer döşemesi (mozaik)	0,01	3,5	0,003			
	Şap	0,05	1,4	0,036			
	Beton	0,3	2,5	0,120			
	XPS yalıtım	0,05	0,035	1,429			
	Hafif beton	0,05	1,1	0,045			
	Su yalıtımı	0,03	0,7	0,043			
	Hafif beton	0,05	1,1	0,045			
	Re			0,000			
Toplam				1,851	0,270	529,8	143,13
Dış kapı					2,4	24,0	57,60
Pencere					2,4	85,3	204,67
Yapı elemanlarından iletim ve taşınım yoluyla gerçekleşen ısı kaybı toplamı (W/K)							926,28
$\Sigma AU = U_D A_D + U_p A_p + 0,8 U_T A_T + 0,5 U_d A_d + U_k A_k$ $\Sigma AU = 926,28 \text{ (W/K)}$							
Özgül ısı kaybı; $H = H_T + H_V$							
İletim ve taşınım yoluyla gerçekleşen ısı kaybı; $H_T = \Sigma AU + IU_1$							926,28
IU ₁ = 0 (Isı köprüsü yok)							
Havalandırma yoluyla gerçekleşen ısı kaybı; $H_V = 0,33 \cdot n_h \cdot 0,8 \cdot V_{brüt}$							
n _h (Doğal havalandırma) = 0,8							
V _{brüt} (m ³) = 5828,13							
H _V							1230,90
$H = H_T + H_V$ (W/K) = 2157,2							

Tablo Ek D. 2. Ana bina için özgül ısı kaybı hesaplama tablosu

Ana Bina Özgül Isı Kaybı							
1	2	3	4	5	6	7	8
Isı kaybeden yüzey	Binadaki yapı elemanları	Yapı elemanı kalınlığı d (m)	Isıl iletkenlik hesap değeri λ_h (W/mK)	Isıl iletkenlik direnci R (m ² /WK)	Isı geçirgenlik katsayısı U (W/m ² K)	Isı kaybeden yüzey A (m ²)	Isı kaybı A x U (W/K)
	Ri				0,130		
	İç sıva	0,02	1	0,020			
	Tuğla	0,3	0,24	1,250			
	Dış sıva	0,03	1,4	0,021			
	Re			0,040			
Toplam					1,461	0,684	2224,5
	Ri				0,130		
	İç sıva	0,02	1	0,020			
	Beton	0,15	2,5	0,060			
	Dış sıva	0,02	1,4	0,014			
	İzolasyon	0,1	0,04	2,500			
	Re			0,08			
Toplam					2,804	0,285	1130,6
	Ri				0,130		
	Yer döşemesi	0,01	2,8	0,004			
	Şap	0,03	1,4	0,021			
	Tesviye şapı	0,02	1,4	0,014			
	Hafif beton	0,1	1,1	0,091			
	Re			0,000			
Toplam					0,260	1,922	1130,6
Dış kapı						2,4	51,07
Pencere						2,4	822,84
Yapı elemanlarından iletim ve taşınım yoluyla gerçekleşen ısı kaybı toplamı							4891,13
$\Sigma AU = U_D A_D + U_P A_P + 0,8 U_T A_T + 0,5 U_d A_d + U_k A_k$ $\Sigma AU = 4891,12603 \text{ (W/K)}$							
Özgül ısı kaybı; $H = H_T + H_V =$							
İletim ve taşınım yoluyla gerçekleşen ısı kaybı; $H_T = \Sigma AU + IU_1$							4891,13
$IU_1 = 0$ (Isı köprüsü yok)							
Havalandırma yoluyla gerçekleşen ısı kaybı; $H_V = 0,33 \cdot n_h \cdot 0,8 \cdot V_{brüt}$							
n_h (Doğal havalandırma) =							0,8
$V_{brüt}$ (m ³)							15375,787
H_V							3247,37
$H = H_T + H_V =$							8138,49

Tablo Ek D. 3. Atölye binası için ısıtma yükü ihtiyaç tablosu

ATÖLYELER ISITMA İHTİYACI									
Aylar	Isı kaybı			Isı kazançları			KKO γ (-)	Kazanç kullanım faktörü η _{ay} (-)	Isıtma enerjisi ihtiyacı Q _{ay} (kJ)
	Özgül ısı kaybı H=H _r +H _v (W/K)	Sıcaklık farkı Θ _i -Θ _e (K,°C)	Isı kayıpları H(Θ _i -Θ _e) (W)	İç ısı kazancı Φ _i (W)	Güneş enerjisi kazancı Φ _s (W)	Toplam Φ _T =Φ _i +Φ _s (W)			
	Ocak		17,1	36888		1734			
Şubat		15,6	33652		2303	11628	0,35	0,94	54838367
Mart		12,7	27396		3114	12439	0,45	0,89	43744643
Nisan		7,2	15532		3647	12972	0,84	0,70	16788820
Mayıs		2	4314		4613	13938	3,23	0,27	1617384
Haziran	2157	Θ _e yüksek	0	9325	4934	14259	0,00	0,00	0
Temmuz		Θ _e yüksek	0		4773	14098	0,00	0,00	0
Ağustos		Θ _e yüksek	0		4288	13613	0,00	0,00	0
Eylül		0,1	216		3279	12604	58,43	0,02	4758
Ekim		5,9	12727		2386	11711	0,92	0,66	13302206
Kasım		11,5	24808		1657	10982	0,44	0,90	38809720
Aralık		16,2	34946		1492	10817	0,31	0,96	65774228
$Q_{ay} = H(\theta_i - \theta_e) - \eta(\Phi_{i,ay} + \Phi_{g,ay}) \cdot t$ (Joule)			$(1 \text{ kJ} = 0,278 \times 10^{-3} \text{ kWh})$			$Q_{yil} = \Sigma Q_{ay} =$		305114055	
Toplam ısı kaybı			$Q_{yil} = 0,278 \times 10^{-3} \times \Sigma Q_{ay}$			(kWh)		84822	
İç ısı kazancı			$\Phi_{i,ay} \leq 5 \cdot A_n$			(W)		9325	
Güneş enerjisi kazancı			$\Phi_{s,ay} = \Sigma r_{i,ay} \times g_{i,ay} \times I_{i,ay} \times A_i$						
Kazanç kayıp oranı (KKO)			$KKO_{ay} = (\Phi_{i,ay} + \Phi_{s,ay}) / H(\theta_{i,ay} - \theta_{e,ay})$						
Kazanç kullanım faktörü			$\eta_{ay} = 1 - e^{(-1/KKO_{ay})}$						

Tablo Ek D. 4. Ana bina için ısıtma yükü ihtiyaç tablosu

ANA BİNA ISITMA İHTİYACI									
Aylar	Isı kaybı			Isı kazançları			KKO γ (-)	Kazanç kullanım faktörü η _{ay} (-)	Isıtma enerjisi ihtiyacı Q _{ay} (kJ)
	Özgül ısı kaybı H=H _r +H _v (W/K)	Sıcaklık farkı Θ _i -Θ _e (K,°C)	Isı kayıpları H(Θ _i -Θ _e) (W)	İç ısı kazancı Φ _i (W)	Güneş enerjisi kazancı Φ _s (W)	Toplam Φ _T =Φ _i +Φ _s (W)			
	Ocak		17,1	139168		7033			
Şubat		15,6	126960		9313	33915	0,27	0,98	227038425
Mart		12,7	103359		12537	37138	0,36	0,94	183517280
Nisan		7,2	58597		14661	39262	0,67	0,78	72995317
Mayıs		2	16277		18495	43096	2,65	0,31	7287384
Haziran	8138	Θ _e yüksek	0	24601	19776	44377	0,00	0,00	0
Temmuz		Θ _e yüksek	0		19134	43735	0,00	0,00	0
Ağustos		Θ _e yüksek	0		17210	41811	0,00	0,00	0
Eylül		0,1	814		13197	37798	46,44	0,02	22548
Ekim		5,9	48017		9640	34241	0,71	0,75	59460478
Kasım		11,5	93593		6716	31317	0,33	0,95	165506497
Aralık		16,2	131844		6053	30655	0,23	0,99	272137574
$Q_{ay} = H(\theta_i - \theta_e) - \eta(\Phi_{i,ay} + \Phi_{g,ay}) \cdot t$ (Joule)			$(1 \text{ kJ} = 0,278 \times 10^{-3} \text{ kWh})$			$Q_{yil} = \Sigma Q_{ay} =$		1277026592	
Toplam ısı kaybı			$Q_{yil} = 0,278 \times 10^{-3} \times \Sigma Q_{ay}$			(kWh)		355013	
İç ısı kazancı			$\Phi_{i,ay} \leq 5 \cdot A_n$			(W)		24601	
Güneş enerjisi kazancı			$\Phi_{s,ay} = \Sigma r_{i,ay} \times g_{i,ay} \times I_{i,ay} \times A_i$						
Kazanç kayıp oranı (KKO)			$KKO_{ay} = (\Phi_{i,ay} + \Phi_{s,ay}) / H(\theta_{i,ay} - \theta_{e,ay})$						
Kazanç kullanım faktörü			$\eta_{ay} = 1 - e^{(-1/KKO_{ay})}$						

EK E. BELİRSİZLİK ANALİZİ

Deneysel çalışmada ölçülen değerlere göre elde edilen parametreler için hata oranları Eşitlik 3.42'den yararlanarak bulunmuştur. Değişken parametreleri ölçen cihazların doğrulukları aşağıdaki tabloda verilmiştir.

Tablo Ek E. 1. Ölçüm cihazı doğruluğu

Ölçüm Cihazı	Doğruluk
Piranometre	%5
Sıcaklıkölçer	± 0,1 °C
Debimetre	%0,5

Kolektör Yüzeyine Gelen Isıl Enerji (Q_g) İçin Belirsizlik Analizi

$$Q_g = A_{kol} \times I_{solar}$$

$$W_{Q_g} = \sqrt{\left(\frac{\partial Q_g}{\partial I_{solar}} W_{I_{solar}}\right)^2}$$

$$\frac{\partial Q_g}{\partial I_{solar}} = A_{kol}$$

$$W_{Q_g} = \sqrt{(A_{kol} W_{I_{solar}})^2}$$

Isıl Tankta Depolanan Isıl Enerji (Q_d) İçin Belirsizlik Analizi

$$Q_d = m(C_p \Delta T)_d = m(C_p)_d (T_{son} - T_{ilk})_d$$

Isıl yağın özgül ısısı sıcaklığa bağlı olarak değişmektedir. Bu nedenle üstteki eşitlik aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$Q_d = m \int_i^s C_p dT = m \left(1,925(T_s - T_i) + 0,002092(T_s^2 - T_i^2) \right)$$

$$W_{Q_d} = \sqrt{\left(\frac{\partial Q_d}{\partial m} w_m\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_d}{\partial T_s} w_{T_s}\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_d}{\partial T_i} w_{T_i}\right)^2}$$

$$\frac{Q_d}{\partial m} = \left(1,925(T_s - T_i) + 0,002092(T_s^2 - T_i^2)\right)$$

$$\frac{\partial Q_d}{\partial T_s} = m(1,925 + 0,004184 \cdot T_s)$$

$$\frac{\partial Q_d}{\partial T_i} = -m(1,925 + 0,004184 \cdot T_i)$$

Isıtma Suyuna Verilen Isıl Enerji (Q_{su}) İçin Belirsizlik Analizi

$$\dot{Q}_{su} = \dot{m}_{su} C_{p,su} \Delta T = \dot{m}_{su} C_{p,su} (T_{\zeta} - T_g)$$

$$W_{\dot{Q}_d} = \sqrt{\left(\frac{\partial \dot{Q}_d}{\partial \dot{m}_{su}} w_{\dot{m}_{su}}\right)^2 + \left(\frac{\partial \dot{Q}_d}{\partial T_{\zeta}} w_{T_{\zeta}}\right)^2 + \left(\frac{\partial \dot{Q}_d}{\partial T_g} w_{T_g}\right)^2}$$

$$\frac{\partial \dot{Q}_d}{\partial \dot{m}_{su}} = C_{p,su} (T_{\zeta} - T_g)$$

$$\frac{\partial \dot{Q}_d}{\partial T_{\zeta}} = \dot{m}_{su} C_{p,su}$$

$$\frac{\partial \dot{Q}_d}{\partial T_g} = -\dot{m}_{su} C_{p,su}$$

Belirsizlik Analizi Sonrası Hata oranları

Tablo Ek E. 2. Hata oranları

Parametre	Hata
Kolektör yüzeyine gelen ısıl enerji	%5
Isıl tankta depolanan ısıl enerji	%0,2
Isıtma suyuna verilen ısıl enerji	%0,5

ÖZGEÇMİŞ

Ümit Deniz AKYAVUZ Kocaeli Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Makine Mühendisliği Bölümünden 2007 yılında mezun oldu. Aynı yıl araçlarda LPG dönüşümü ile ilgili 2A Samsun Otogaz firmasında uzman mühendis olarak çalışma hayatına başladı. 2009 yılında MeFa Doğalgaz tesisat firmasında uzman mühendis olarak görevine devam etti. 2010 yılında Akyavuz Mühendislik firmasını kurdu. Aynı senenin sonunda firmasını kapatarak Kilis 7 Aralık Üniversitesi'nde öğretim görevlisi olarak göreve başladı. Akademik çalışma hayatına başladıktan sonra yüksek lisans öğrenimini Karabük Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Makine Mühendisliği Ana Bilim Dalından mezun olarak 2017 yılında tamamlamıştır. 2018 yılında Karabük Üniversitesi, Makine Mühendisliği Ana Bilim Dalında doktora öğrenimine başlayan Ümit Deniz AKYAVUZ, halen Kilis 7 Aralık Üniversitesi Teknik Bilimler MYO Elektrik ve Enerji Bölümünde öğretim görevlisi olarak çalışmaktadır. Evli ve 2 çocuk babasıdır.