

BURSA TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ❖ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**OFİS BİNALARI İÇİN ENERJİ VERİMLİ
ISITMA-SOĞUTMA-GÜÇ SİSTEMLERİ**



DOKTORA TEZİ

Yunus Emre ÖZPOLAT

Makina Mühendisliği Anabilim Dalı

HAZİRAN 2021

BURSA TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ❖ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**OFİS BİNALARI İÇİN ENERJİ VERİMLİ
ISITMA-SOĞUTMA-GÜÇ SİSTEMLERİ**

DOKTORA TEZİ

**Yunus Emre ÖZPOLAT
(161080202)**

Makina Mühendisliği Anabilim Dalı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Yusuf Ali KARA

HAZİRAN 2021

BTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 161080202 numaralı Doktora Öğrencisi Yunus Emre ÖZPOLAT, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “OFİS BİNALARI İÇİN ENERJİ VERİMLİ ISITMA-SOĞUTMA-GÜÇ SİSTEMLERİ” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Prof. Dr. Yusuf Ali KARA**
Bursa Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. Mehmet YILMAZ**
İnönü Üniversitesi

.....
Prof. Dr. Ömer KAYNAKLI
Uludağ Üniversitesi

.....
Dr. Osman TURAN
Bursa Teknik Üniversitesi

.....
Dr. Halit Levent HOŞGÜN
Bursa Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi :
Savunma Tarihi : 16 Haziran 2021



20.04.2016 tarihli Resmi Gazete’de yayımlanan Lisansüstü Eğitim ve Öğretim Yönetmeliğinin 9/2 ve 22/2 maddeleri gereğince; Bu Lisansüstü teze, Bursa Teknik Üniversitesi’nin abonesi olduğu intihal yazılım programı kullanılarak Fen Bilimleri Enstitüsü’nün belirlemiş olduğu ölçütlere uygun rapor alınmıştır.

İNTİHAL BEYANI

Bu tezde görsel, işitsel ve yazılı biçimde sunulan tüm bilgi ve sonuçların akademik ve etik kurallara uyularak tarafımdan elde edildiğini, tez içinde yer alan ancak bu çalışmaya özgü olmayan tüm sonuç ve bilgileri tezde kaynak göstererek belgelediğimi, aksinin ortaya çıkması durumunda her türlü yasal sonucu kabul ettiğimi beyan ederim.

Öğrencinin Adı Soyadı: Yunus Emre ÖZPOLAT

İmzası :

XXXXXX

ÖNSÖZ

Doktora sürecimin başından sonuna kadar pratik mesleki bilgimi akademik dilde ifade edebilmem ve kullanabilmem için yoğun çaba sarfeden, bilgi ve tecrübesi ile yapılması gereken teknik seçimler hususundaki süreçleri kısaltarak çalışmaya yön veren değerli hocam Prof. Dr. Yusuf Ali KARA'ya teşekkür ederim.

Tüm eğitim sürecim boyunca maddi, manevi desteklerini bir an olsun esirgemeyen çalışma arkadaşlarım Faik GÜROCAK, Cemalleddin BAŞARAN, Emre DİNÇSES, Kamil Devrim ÇANACIK ve Emrah AKALIN'a teşekkür ederim.

Son olarak; yoğun çalışma periyodumun ortaya çıkardığı stres ve iş yükünü aşmam hususunda, ev içerisinde gerekli çalışma ortamını oluşturmak ve bu yükü paylaşmak adına sınırsız destek veren oğluma ve eşime, doktora eğitimini kendisi yapıyormuş gibi dertlenen babama, tüm süreç boyunca gerek teknik gerekse psikolojik desteğinden dolayı ağabeyime sonsuz teşekkürler.

Haziran 2021

Yunus Emre ÖZPOLAT

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ.....	v
İÇİNDEKİLER	vi
KISALTMALAR	vii
SEMBOLLER	viii
ÇİZELGE LİSTESİ.....	x
ŞEKİL LİSTESİ.....	xi
ÖZET.....	xii
SUMMARY	xiii
1. GİRİŞ	1
2. TEORİK ÇALIŞMA VE YÖNTEM	5
2.1 Denek Bina Bilgileri.....	5
2.2 Hesap ve Analiz Yöntemleri	5
2.2.1 Yük ve enerji analizi.....	5
2.2.2 Dikey kuyu boyu hesabı	6
2.2.3 Fotovoltaik hesaplar.....	19
2.2.4 Yaşam döngüsü maliyet analizleri.....	20
2.3 Senaryo Tasarımları	24
2.3.1 Senaryo 1 - mevcut sistem.....	24
2.3.2 Senaryo 2 - birleşik soğutma-ısıtma-güç tesisi.....	24
2.3.3 Senaryo 3 - sıfır enerji binası.....	25
2.3.3.1 Alt senaryo 1	26
2.3.3.2 Alt senaryo 2	27
2.3.3.3 Alt senaryo 3	28
3. BULGULAR ve TARTIŞMA.....	29
3.1 HAP Analizleri	29
3.2 Dikey Kuyu Boyu Hesabı.....	30
3.3 Cihaz Boyutlandırması	31
3.4 BSIG Boyutlandırması	32
3.5 Fotovoltaik Güç ve Enerji Analizi.....	32
3.5.1 Senaryo 3/1-1 için PV tesisi kurulu güç ve enerji üretim değerleri.....	33
3.5.2 Senaryo 3/1-2 için PV tesisi kurulu güç ve enerji üretim değerleri.....	34
3.5.3 Senaryo 3/2 için PV tesisi kurulu güç ve enerji üretim değerleri.....	34
3.5.4 Senaryo 3/3 için PV tesisi kurulu güç ve enerji üretim değerleri.....	35
3.6 Mukayeseli Maliyet Analizleri	35
3.7 Tartışma.....	41
4. SONUÇ ve ÖNERİLER.....	44
KAYNAKLAR	46
EKLER.....	49
ÖZGEÇMİŞ.....	54

KISALTMALAR

BSIG	: Birleşik Soğutma-Isıtma-Güç
COP	: Coefficient of Performance
EER	: Enerji Verimlilik Oranı
HAP	: Saatlik Analiz Programı
LCS	: Yaşam Döngüsü Tasarruf
PV	: Fotovoltaik
PWF	: Bugünkü Değer Faktörü
SEB	: Sıfır Enerji Binası
TKIP	: Toprak Kaynaklı Isı Pompası
TMY	: Tipik Meteorolojik Yıl
YDMA	: Yaşam Döngüsü Maliyet Analizi

SEMBOLLER

C	: Ticari sistem katsayısı (0 veya 1)
C_{F1}	: İlk yıl tasarruf edilen yakıtın birim fiyatı
C_s	: İlk yatırım maliyeti
d	: Yıllık faiz
E_c	: Yıllık soğutma enerjisi (kWh)
E_{elk}	: Yıllık elektrik enerjisi (kWh)
E_h	: Yıllık ısıtma enerjisi (kWh)
FL	: İlk yıl tasarruf edilen toplam yakıt miktarı
F_{sc}	: Kısa devre ısı kayıp faktörü
i	: Piyasa enflasyon oranı
i_F	: Yakıt enflasyon oranı
n_e	: Ekonomik analiz dönemi
P1	: Yaşam boyu yakıt tasarrufunun ilk yıl yakıt tasarrufuna oranı
P2	: Alternatif sistem ek yatırımların referans sistem ilk yatırımına oranı
P2,1	: Peşinat
P2,2	: İpotek, anapara ve faiz yaşam döngüsü maliyeti
P2,3	: Faiz gelir vergisi indirimleri
P2,4	: Bakım, sigorta ve kaçak enerji giderleri
P2,5	: Net emlak vergisi maliyetleri
P2,6	: Amortisman vergisi indirimi
P2,7	: Hurda satış bedelinin bugünkü değeri
PLF_m	: Aylık kısmi yük faktörü
q_a	: Toprakta yıllık net ısı transferi (W)
q_{lc}, $\dot{Q}_c$	: Bina soğutma dizayn yükü (W)
q_{lh}, $\dot{Q}_h$	: Bina ısıtma dizayn yükü (W)
R_b	: Kuyu ısıl direnci (mK/W)
R_{ga}	: Yıllık toprak ısıl direnci (mK/W)
R_{gd}	: Günlük toprak ısıl direnci (mK/W)
R_{gm}	: Aylık toprak ısıl direnci (mK/W)
t_e	: Gelir vergisi oranı

t_g	: Toprak sıcaklığı (K)
t_p	: Kuyu mesafe sıcaklık düşüşü (K)
t_{wi}	: Toprak tarafı ısı pompası sıvı giriş sıcaklığı (K)
t_{wo}	: Toprak tarafı ısı pompası sıvı çıkış sıcaklığı (K)
U	: Isıl geçirgenlik katsayısı (W/m ² K)
W_c	: Soğutma için ısı pompası elektrik gücü (W)
W_h	: Isıtma için ısı pompası elektrik gücü (W)



ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Bina dış kabuk yapı bileşenleri ısıl geçirgenlik katsayıları	5
Çizelge 2.2 : PV panel hesabı sabit değerler	19
Çizelge 2.3 : Yaşam döngüsü maliyet analizine esas oran ve değerler	22
Çizelge 2.4 : Mevcut sistem ilk yatırım maliyetleri.....	22
Çizelge 2.5 : BSIG tesisi ilk yatırım maliyetleri.....	22
Çizelge 2.6 : SEB tesisi ilk yatırım maliyetleri	23
Çizelge 2.7 : Tesis bakım ve işletme maliyetleri	23
Çizelge 3.1 : Denek bina ısıtma ve soğutma yükleri	29
Çizelge 3.2 : Denek bina yıllık enerji analizleri	30
Çizelge 3.3 : Dikey kuyu boyu parametreleri ve hesap sonuçları.....	30
Çizelge 3.4 : Isı pompaları çalışma rejimleri ve temel parametreleri	31
Çizelge 3.5 : BSIG tesisi performans ve yıllık enerji üretim değerleri.....	32

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 1.1 : Birincil enerji kaynağı kullanım trendleri	4
Şekil 2.1 : Toprağın ısı direnci için Fourier/G-Faktör Grafiği	8
Şekil 2.2 : Kum ve kil topraklarda ısı iletkenlik (k) ve ısı yayılım (α) değerleri.....	10
Şekil 2.3 : U-Tube kuyularda ısı direnç şekil faktörü değerleri	11
Şekil 2.4 : Farklı kondisyonlarında U-Tube yerleşimli kuyu ısı direnç değerleri	11
Şekil 2.5 : Çeşitli boru çapları ve akış miktarları için DR 11-HDPE borularda Reynolds Sayısı.....	12
Şekil 2.6 : Standart ve sığ kuyu U-tube uygulamaları için kısa devre faktörü.....	13
Şekil 2.7 : $I(X)$ değerinin tespiti için grafik ve denklem	15
Şekil 2.8 : Isı kuyusu yerleşim şablonu	16
Şekil 2.9 : Senaryo 1 şematik gösterimi	24
Şekil 2.10 : Senaryo 2 şematik gösterimi	25
Şekil 2.11 : Senaryo 3/1 şematik gösterimi	26
Şekil 2.12 : Senaryo 3/2 şematik gösterimi	27
Şekil 2.13 : Senaryo 3/3 şematik gösterimi	28
Şekil 3.1 : Birim alan başına PV panellerdeki toplam ışı nım değerleri	33
Şekil 3.2 : Senaryo 3/1-1 için PV tesis aylık enerji üretim değerleri	33
Şekil 3.3 : Senaryo 3/1-2 için PV tesis aylık enerji üretim değerleri	34
Şekil 3.4 : Senaryo 3/2 için PV tesis aylık enerji üretim değerleri.....	34
Şekil 3.5 : Senaryo 3/3 için PV tesis aylık enerji üretim değerleri.....	35
Şekil 3.6 : Tesis maliyet geri ödeme zamanları.....	35
Şekil 3.7a : Senaryo 2 fazladan yatırım geri ödeme periyodu.....	36
Şekil 3.7b : Senaryo 2 yatırımın tamamını geri ödeme periyodu.....	36
Şekil 3.8a : Senaryo 3/1-1 fazladan yatırım geri ödeme periyodu	37
Şekil 3.8b : Senaryo 3/1-1 yatırımın tamamını geri ödeme periyodu	37
Şekil 3.9a : Senaryo 3/1-2 fazladan yatırım geri ödeme periyodu	38
Şekil 3.9b : Senaryo 3/1-2 yatırımın tamamını geri ödeme periyodu	38
Şekil 3.10a : Senaryo 3/2 fazladan yatırım geri ödeme periyodu.....	39
Şekil 3.10b : Senaryo 3/2 yatırımın tamamını geri ödeme periyodu.....	39
Şekil 3.11a : Senaryo 3/3 fazladan yatırım geri ödeme periyodu.....	40
Şekil 3.11b : Senaryo 3/3 yatırımın tamamını geri ödeme periyodu.....	40

OFİS BİNALARI İÇİN ENERJİ VERİMLİ ISITMA-SOĞUTMA-GÜÇ SİSTEMLERİ

ÖZET

Ekonomik ve siyasi gereklilikler sonucu tüm dünyada yenilenebilir enerji yatırımları çeşitli teşvikler ile desteklenmekte, fosil yakıtlı sistemler ise regülasyonlar ile kısıtlanmaktadır. Bu tez; klasik ısıtma, soğutma, güç sistemlerini daha verimli hale getirmek veya alternatiflerini, yenilenebilir enerji kaynaklı sistemler ile üretmek ve bu alternatifi ofis binası kimliğine uygun yapılarda sayısal ortamda uygulamayı amaçlamaktadır. Bu nedenle ofis binası kimliğine uygun üç farklı sistem tasarımı sayısal ortamda farklı senaryolar olarak yürütülmüştür. Bu senaryolar klasik ısıtma-soğutma sistemi, birleşik soğutma-ısıtma-güç sistemi ve sıfır enerji binası olarak belirlenmiştir. Her bir senaryo için Bursa-Türkiye iklim şartlarında, kamu binası olarak hizmet vermekte olan, 1558 m² taban alanı oturumlu, 6 katlı ve 9026 m² kapalı alana sahip örnek binanın enerji ve yaşam döngüsü maliyet analizleri ayrı ayrı yapılmış olup, yenilenebilir enerji kaynaklı senaryo için 3 farklı alt senaryo üretilmiştir. Hourly Analysis Program (HAP) tarafından yürütülen analiz sonucu; bina soğutma dizayn yükü 742,7 kW, bina ısıtma dizayn yükü ise 439,8 kW olarak bulunmuştur. Toprak kaynaklı ısı pompası hesabı U tipi dikey kuyu tasarımı esas alınarak yapılmış olup, soğutma için gerekli kuyu boyu 20.371 m, ısıtma için gerekli kuyu boyu 9.137 m olarak hesaplanmıştır. Dikey kuyu boyu hesapları sonrası kuyuya deşarj edilen ortalama ısı miktarı -44,3 W/m, kuyudan çekilen ortalama ısı miktarı ise 34 W/m olarak belirlenmiştir. Fotovoltaik tesis yıllık enerji üretimi 607.639 kWh olarak belirlenmiş olup poly kristal silisyum hücreli paneller ile toplam yüzey alanı 2.787 m² olan tesis kurulumu öngörülmüştür. Bu tesisin fotovoltaik panel kurulu gücü 463 kWp olarak hesaplanmıştır. Yaşam döngüsü maliyet analizleri P1-P2 metot kullanılarak yapılmış olup hesaplamalar sonucu birleşik soğutma-ısıtma-güç tesisi için fazladan yatırım bedeli geri ödeme süresi 37 ay iken iyileştirilmiş sıfır enerji binası dizaynı için 94 ay olarak bulunmuştur. Benzer olarak tesis yatırım bedelinin tamamını geri ödeme süresi ise birleşik soğutma-ısıtma-güç tesisi için 58 ay, iyileştirilmiş sıfır enerji binası için 127 ay olarak belirlenmiştir. Sonuç olarak ofis binası kimliğine uygun hibrit sıfır enerji binası (hava soğutmalı kondenser + toprak kaynaklı ısı pompası+ hava kaynaklı soğutucu+ fotovoltaik güç tesisi) tasarımı önerilmiştir.

Anahtar kelimeler: Yaşam döngüsü maliyet analizi, sıfır enerji binası, dikey kuyu boyu, fotovoltaik, birleşik soğutma ısıtma güç, saatlik analiz programı.

ENERGY EFFICIENT HEATING-COOLING-POWER SYSTEMS FOR OFFICE BUILDINGS

SUMMARY

As a result of economic and political requirements, renewable energy investments are supported with various incentives all over the world, while fossil fuel systems are restricted by regulations. This article aims to make conventional heating, cooling and power systems more efficient or to develop an alternative system based on renewable energy by modelling an office building. For this reason, three different system designs compatible with office building identity are constructed as different scenarios on a computational setting. These scenarios are determined as classical heating-cooling system, combined cooling-heating-power system and zero energy building. Energy and life-cycle cost analyses of the test building, which serves as a public facility in the climate conditions of Bursa – Turkey, are conducted separately for each scenario, and 3 different sub-scenarios were generated under the renewable energy scenario. As a result of the analysis performed by using Hourly Analysis Program (HAP), the building's cooling design load was found to be 742.7 kW, and the heating design load was found to be 439.8 kW. The ground source heat pump calculation was performed by taking U-type vertical borehole as basis, which gave the resulting figures of necessary borehole length, 20,371 m for cooling and 9,137 m for heating. After vertical borehole calculations, the average amount of heat discharged into the borehole was determined as -44,3 W/m, and the average amount of heat drawn from the borehole was determined as 34 W/m. Annual energy generation of the photovoltaic plant was determined as 607.639 kWh, a value that was projected by a plant installation with polycrystalline silicon photovoltaic panel with a total surface area of 2.787 m². The photovoltaic panel installed power of for this plant was calculated as 463 kWp. Lifecycle cost analyses were performed by using P1-P2 method and according to the calculations, the payback period for the extra investment cost is 37 months for the combined cooling-heating-power plant, whereas it is 94 months for the improved zero energy building design. Similarly, the payback period for the full investment cost is determined as 58 months for the combined cooling-heating-power plant, and 127 months for the improved zero energy building design. As a result, a hybrid zero energy building (air source condenser + ground source heat pump, hava kaynaklı soğutucu, photovoltaic power plant) is proposed as the best design option for the office building identity.

Key Words: Life cycle cost analysis, zero energy building, vertical borehole, photovoltaic, combined cooling heating power, hourly analysis program.

1. GİRİŞ

T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının yayımladığı bir çalışmaya göre; bina sektörünün nihai enerji tüketimindeki payı, Türkiye'deki toplam enerji tüketimi içerisinde %32,8 değerine ulaşmıştır [1]. Benzer şekilde Amerika ve Avrupa ülkelerinde de bu oranın %40 seviyelerine ulaştığı bildirilmiştir [2]. Bu sebeple sektöre yönelik enerji tasarrufu uygulamaları hızla artmaktadır. Binalardaki enerji tüketimleri ve sistem optimizasyonları ise genel olarak bina kimliğine özel uygulamalar için literatürde ayrı ayrı irdelenmiştir. Bu çalışmalar genel olarak geleneksel ısıtma soğutma sistemleri, Birleşik soğutma ısıtma güç (BSIG) tesisleri, Sıfır enerji binası tasarımları (SEB) üzerinde yoğunlaşmıştır. Her tasarım farklı dinamiklere sahip olmakla birlikte yapılmış olan çalışmalar çoğunlukla seçili sistemlerin bina kimliğine ve trafiğine uygunluk analizleri, sistem enerji üretim ve tüketim analizleri, maliyet ve geri ödeme süresi analizleri, karbon ayak izi analizleri olarak tasniflenmiştir.

Suamir ve arkadaşları süpermarket kullanımı için CO₂ soğutucu akışkanlı bir sistem ile BSIG entegrasyonu yapılması halinde geleneksel sistemlere kıyasla %30 enerji tasarrufu, %43 sera gazı emisyon tasarrufu ve 3 yıldan biraz fazla geri ödeme süresi elde edildiğini bildirmişlerdir [3].

Huangfu ve arkadaşları evsel ve hafif ticari kullanım için mikro ölçekli bir BSIG sistemini absorpsiyonlu soğutucu ve ısı geri kazanım cihazları ile birlikte ele alıp, doğalgaz motorlu tesisin 2,97 yıl geri ödeme süresi ile en iyi ekonomik verime sahip olduğunu bildirmişlerdir [4].

Wang ve arkadaşları ise yapmış oldukları çalışmada; bina elektrik yükü ile termal yükünü birbirinden ayırarak, BSIG tesisinde üretilen termal enerji ile birlikte tüm elektiriği de termal enerjiye dönüştüren ısıtma-havalandırma-soğutma (HVAC) sistemine güç sağlamak için kullanmıştır. Bu ayrımın sebebini gelişmiş ülkelerdeki toplam enerjinin %20 sininin, binalardaki toplam enerjinin de %50 sinin HVAC sistemleri tarafından tüketilmesi olarak açıklamışlardır. Binanın ısıtma-soğutma harici diğer elektrik yükü ise şebekeden karşılanmıştır. Bu şartlarda sadece HVAC sistemi

için alıştırılan BSIG tesisinin 100 kW üzerinde güce sahip bir jeneratör ile çalıştırılması durumunda geri ödeme süresinin 4 yıldan az olabileceğini, jeneratör gücü azaldıkça bu süresinin 4 yılın üzerine çıkacağını bildirmişlerdir [5].

l ve Elibüyük yapmış oldukları çalışmada; Süleyman Demirel niversitesi yerleşkesinin enerji talebini karşılayabilecek bir BSIG sistemi için 25 ay geri ödeme süresi bildirmişlerdir [6].

Attia ve arkadaşları mimari uygulamalarda SEB erken tasarımına, yani henüz proje aşamasında iken enerji simülasyonunu entegre eden karar destek araçlarına ihtiyaç olduğunu belirtmiş ve çalışmalarında EnergyPlus enerji simülasyon programını kullanarak tasarımcıların erken tasarım alternatiflerini hızlı ve esnek şekilde değerlendirmelerine olanak sağlandığını bildirmişlerdir [7].

Zhu ve arkadaşları Las Vegas’da geleneksel yöntemler ile ve SEB kriterlerine uygun olmak üzere farklı iki özdeş ev inşa etmiş, bina yapı bileşenleri ile birlikte maliyet ve enerji tasarrufu analizi yaparak karşılaştırmışlardır. 2006 yılına ait gerçek iklim verileri ve TMY2 değerleri ile enerji simülasyonu için Energy10 ve Equest 3.6 programları kullanılmıştır. Sonuçta iki program değerlerinin uyumlu olduğu görülmüştür. SEB yatırımı için klasik tasarıma nazaran, fotovoltaiik kiremitler (15,8 yıl geri ödeme süresi) ile birlikte yüksek performanslı pencereler (0,3 yıl geri ödeme süresi), kompakt floresan ışıklar (0,9 yıl geri ödeme süresi), su soğutmalı kondenser destekli klima (3,5 yıl geri ödeme süresi) ve yüksek yalıtımlı çatılar (9,5 yıl geri ödeme süresi) olmak üzere beş yapı bileşeninin düşük eşdeğer elektrik maliyetine haiz olduğunu termal kütle duvarlarının ise (633,7 yıl geri ödeme süresi) pazar için rekabetçi olamayacak kadar maliyetli olduğunu bildirmişlerdir [8].

Eshraghi ve arkadaşları Tahran iklim şartlarında trombe duvar, ısı pompası, PV panel içerikli, mesken kimlikli SEB tasarlayarak ekonomik hassasiyet analizi yapmışlardır. PV paneller ile üretilen elektrik enerjisinin şebekeye satılabildiği öngörülen bu tasarımda düşük faiz oranları (%1), düşük enerji fiyatları ile değerlendirildiği zaman geri ödeme süresi 20 yıl seviyelerinde iken, faiz oranı yükseltilerek (%4,9) enerji fiyatları da Avrupa standartlarına çekilerek yükseltilir ise tesis geri ödeme süresinin 10 yıl seviyelerine ineceğini bildirmişlerdir [9].

Bina tesis senaryoların tekil irdelenmesinden ziyade, birbirileri ile mukayese edilerek bina kimliğine ve küresel anlamda enerji tüketim trendine uygun, optimum sistemin

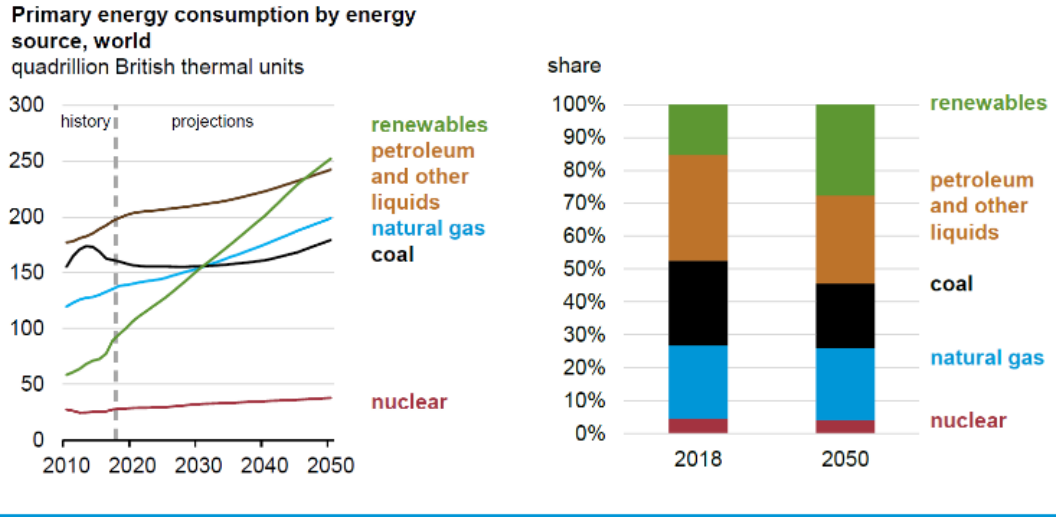
belirlenmesi ve bu sistemin diğerleriyle birlikte kullanılarak hibrit tesisler oluşturulması gerekmektedir. Bu anlayışla Shilei Lu ve arkadaşları yapmış oldukları çalışmada, BSIG tesisi ile Toprak kaynaklı ısı pompası (TKIP) kullanımını bir arada gerçekleştirerek ilk yatırım maliyetinin artmasına rağmen yıllık işletim maliyetlerinin %36,2 oranında azaldığını belirtmişlerdir. Çalışma sonucu azalan yıllık işletim maliyetleri sebebi ile geri ödeme süresinin de ciddi oranda düştüğünü ve 5 yıl seviyelerine indiğini bildirmişlerdir [10].

Md. Shahinur Islam, yapmış olduğu çalışmada, ofis binasının var olan ısıtma-soğutma-güç sistemini değiştirmeden, sadece mevcut olan bina üzerine fotovoltaiik (PV) panellerin entegre edilmesi sonucunda binanın şebekeden çektiği elektriğin %43 den daha fazla azaldığı ve emisyonun %90 oranında azalarak en düşük seviyeye indiğini bildirmiştir [11].

Minjin Kong ve arkadaşları, tamamen PV paneller ile kurulan ve 25 yıl süreyle çalıştırıldığı varsayılan bir tesisin, yaşam boyu 71,3 milyon kWh enerji tüketir iken aynı sürede 420,7 milyon kWh enerji ürettiği ve bu şekli ile net enerji oranının 5,9 olduğu bildirilmiştir. Bu çalışma süresi, ilk senaryodan farklı şekilde, toplam yaşam döngüsünün 40 yıl olması varsayımına dayanarak, ek olarak 15 yıllık ekstra periyod için ayrıca hesaplanmıştır. Bu şekilde yaşam döngüsü sürenin artmasına rağmen, ekstra periyod süresinin ilk hesap periyoduna nazaran kısa olması sebebi ile net enerji oranı da ekstra periyod süresi ile paralel şekilde azalarak 3,86 olarak yeniden tespit edilmiştir [12].

F. Asdrubali ve arkadaşları, iki farklı senaryo için ekonomik analizin yanı sıra, karbon ayak izini de dikkate alan iyileştirme çalışmaları yapmıştır. Tasarladıkları yaklaşık SEB ilk senaryosu için ekonomik geri ödeme zamanı 6,9 yıl iken, karbon geri ödeme zamanı 6,5 yıl olarak tespit edilmiştir, ikinci senaryo için ise ilk senaryodan farklı olarak ekonomik geri ödeme zamanı 6,6 yıl iken karbon geri ödeme zamanı 5,9 yıl olarak bildirilmiştir [13].

Birleşik Devletler Enerji Departmanının yayımladığı bir çalışmada; yenilenebilir enerjinin küresel boyutta birincil enerji kaynağı olarak kullanımının, şekil 1.1’de deklare edildiği üzere, 2030’lu yılların başında kömür ve doğalgaz kaynaklı ürünlerin, 2040’lı yıllar ve devamında ise petrol türevli ürünlerin önüne geçeceği detaylı olarak gösterilmiştir [14].



Şekil 1.1 : Birincil enerji kaynağı kullanım trendleri.

Bu çalışmanın amacı öncelikle ofis binası kimliğine, kullanım koşullarına ve insan trafiğine uygun ısıtma ve soğutma yükü ve enerji analizi yaparak sayısal ortamda bir denek bina simule etmektir. Bina enerji tesis alternatifleri de simülasyona dahil edilerek Yaşam Döngüsü Maliyet Analizi (YDMA) ile binaya ekonomik açıdan en avantajlı sistem belirlenecektir. Gerek Avrupa’da gerekse ülkemizde uygulanan veya gelecekte fosil yakıt temelli sistemler için uygulanması öngörülen yasal regülasyonlar gereği yenilenebilir enerji kaynaklı tesis alternatifleri hibrit kullanımlar ile iyileştirilecek ve geri ödeme süreleri nispeten kısaltılacaktır.

2. TEORİK ÇALIŞMA VE YÖNTEM

2.1 Denek Bina Bilgileri

Denek bina Bursa ili Osmangazi ilçesinde Çevre ve Şehircilik İl Müdürlüğü hizmet binasıdır. 1558 m² taban alanı oturumlu, 6 katlı ve 9026 m² kapalı alana sahiptir. Şehir merkezinde bulunan binanın etrafı farklı kamu hizmet binaları ile çevrili konumdadır. Ofis binası olarak kullanılan hizmet binasının içinde toplantı ve konferans salonları, misafirhane, yemekhane gibi yaşam mahalleri de bulunmaktadır. Ağırlıklı olarak insan trafiği sabah 08:00 ile akşam 17:00 saatleri arasında gerçekleşmektedir. Bina yaşam mahallerinde eşzamanlı ısıtma ve soğutma yapabilen 4 borulu fan-coiller kullanılmıştır. Isıtma ve soğutma sistemi ana pompalarının tamamı frekans konvertörlü olarak çalışmaktadır. Şartlandırılan hacimlerin tamamında termostatlarla kontrol sağlanmakta ve dış hava sensörleri, kazanlarla birlikte çalışmaktadır. Tüm fan-coillerin üzerinde kombine balans vanaları mevcuttur. Denek bina doğal havalandırma şartlarına haiz olup cebri havalandırma bulunmamaktadır. Bina yalıtım değerleri TS 825 standartlarında tarif edilen hesaplama yöntemleri ile bulunmuş olup, dış kabuk yapı bileşenlerinin ısıl geçirgenlik katsayıları çizelge 2.1’de sunulmuştur.

Çizelge 2.1 : Bina dış kabuk yapı bileşenleri ısıl geçirgenlik katsayıları (W/m²K).

$U_{\text{dışduvar}}$	U_{taban}	$U_{\text{çatı}}$	U_{pencere}	$U_{\text{dışkapı}}$
0,47	0,39	0,34	2,1	5,5

2.2 Hesap ve Analiz Yöntemleri

Hesap ve analizler 2.3 no’lu başlıkta detaylı olarak anlatılan senaryolara esas olarak, bina ısıtma-soğutma yük ve enerji analizi, TKIP için dikey kuyu boyu hesabı, PV hesaplar, YDMA hesapları olmak üzere dört ana başlık altında yapılmıştır.

2.2.1 Yük ve enerji analizi

Denek bina ısıtma-soğutma yük hesabı ($\dot{Q}_h$, $\dot{Q}_c$) ve yıllık ısıtma enerjisi, soğutma enerjisi ve elektrik enerjisi analizi (E_h , E_c , E_{elk}) Carrier Hourly Analysis Program

(HAP) ile yapılmıştır. Program, bina ısı akışını hesaplamak için, ısı denge yönteminden üretilmiş olan ASHRAE Transfer Fonksiyon Metodunu kullanmaktadır. Binanın ısı transfer yüklerini ve cihazların çalışmasını yılın 8760 saati için meteorolojik verileri kullanarak enerji analizi gerçekleştirir. Yapı mimari verileri, hacim ve kullanım bilgileri, kaynak birim fiyat bilgileri (Doğalgaz, elektrik), analize esas cihazların verim değerleri ve miktarları kullanıcı tarafından denek bina profiline uygun olarak el ile tanımlanmış ve program yürütülmüştür. Hesap sonuçlarına göre, ekonomik analiz yapabilmek için fiyatlandırılacak ekipman seçimleri, üretici firma kataloglarına uygun olarak kullanıcı tarafından yapılmıştır.

2.2.2 Dikey kuyu boyu hesabı

Kullanılacak olan ısı pompasının kaynak seçimi, ilk yatırım ve işletim maliyetleri ile enerji üretimi açısından önemli bir kriterdir. Dünya yüzeyine ulaşan güneş ışınları sebebiyle, toprak altında kalan ve epi-termal bölge olarak adlandırılan ilk 0 – 1 m aralığının günlük sıcaklık değişikliklerinden etkilendiği, 1 m – 8 ile 20 m aralığının yıllık sıcaklık değişimlerinden etkilendiği, meso-termal bölge olarak adlandırılan 20 m – 80 ile 100 m aralığının ise 100 yılda en fazla 1 °C sıcaklık değişimine maruz kaldığı ve sıcaklık değişiminin 30 yılda 0,4 °C'yi geçmeyen bu bölgenin aynı zamanda stabil sıcaklık zonu olarak adlandırıldığı bildirilmiştir [15]. Bina ısıtma ve soğutma yükünün yüksek olması nedeniyle daha az alan kullanım amacı, toprak derinliklerinde daha stabil sıcaklık temini, nemli toprak yapısı ile zenginleştirilmiş dolgu katkıları ve artırılmış yüzey alanı sayesinde, etkin ısı transferinin sağlanması, dikey kuyu tasarımını ön plana çıkarmıştır. TKIP kullanımı için dikey kuyu hesabı, ASHRAE hesap kriterlerine uygun olarak yapılmıştır. Bu şekilde soğutma ve ısıtma için gerekli kuyu boyları (L_c , L_h) sırası ile denklem 2.1 ve denklem 2.2'de gösterildiği gibi hesaplanmıştır [16].

$$L_c = \frac{q_a R_{ga} + (q_{lc} - W_c)(R_b + PLF_m R_{gm} + R_{gd} F_{sc})}{t_g - \frac{t_{wi} + t_{wo}}{2} - t_p} \quad (2.1)$$

$$L_h = \frac{q_a R_{ga} + (q_{lh} - W_h)(R_b + PLF_m R_{gm} + R_{gd} F_{sc})}{t_g - \frac{t_{wi} + t_{wo}}{2} - t_p} \quad (2.2)$$

Denklem 2.1 ve 2.2'de L_c , soğutma için gerekli kuyu boyunu (m), L_h , ısıtma için gerekli kuyu boyunu (m), W_c , soğutma dizayn yükü için ısı pompası güc girişini (W),

W_h , ısıtma dizayn yükü için ısı pompası güç girişini (W), q_{lc} , binanın dizayn soğutma yükünü (W), q_{lh} , binanın dizayn ısıtma yükünü (W), q_a , toprak ile yapılan yıllık ortalama net ısı transferini (W), R_{ga} , toprağın yıllık periyot için efektif ısıl direncini ($m.^{\circ}C/W$), R_{gm} , toprağın aylık periyot için efektif ısıl direncini ($m.^{\circ}C/W$), R_{gd} , toprağın günlük periyot için efektif ısıl direncini ($m.^{\circ}C/W$), R_b , kuyunun ısıl direncini ($m.^{\circ}C/W$), PLF_m , dizayn ayı süresince kısmi yük faktörünü, F_{sc} , kısa devre ısı kaybı faktörünü, t_g , doğal toprak sıcaklığını ($^{\circ}C$), t_{wi} , ısı pompası girişinde akışkan sıcaklığını ($^{\circ}C$), t_{wo} , ısı pompası çıkışındaki akışkan sıcaklığını ($^{\circ}C$), t_p , komşu kuyuların etkisi ile oluşan sıcaklık düşüşünü ($^{\circ}C$) ifade eder. Dikey kuyu boyları denklem 2.1 ve 2.2’de verilen formüller ile hesaplanırken dikkat edilmesi gereken husus; binanın dizayn ısıtma ve soğutma yükü (q_{lc} , q_{lh}), toprak ile yapılan yıllık ortalama ısı transferi (q_a) ve komşu kuyuların etkisi ile oluşan sıcaklık düşüşünün (t_p) ısıtma için pozitif soğutma için negatif değer almasıdır. Formüle göre kuyu boylarının hesabı için belirlenmesi gereken ilk değer toprak ile yapılan yıllık net ortalama ısı transferidir ve denklem 2.3’de gösterildiği gibi hesaplanmıştır [16].

$$q_a = \frac{\sum q_{lc} \times \frac{EER + 3,41}{EER} \times h_c + \sum q_{lh} \times \frac{COP_h - 1}{COP_h} \times h_h}{8760} \quad (2.3)$$

Burada $\sum q_{lc} \times h_c$ ve $\sum q_{lh} \times h_h$ değerleri sırasıyla yıllık toplam soğutma, ısıtma enerjileri olup HAP analizlerinden plant tesis çıkış değerleri sekmesinden -409.451 kWh ve 345.582 kWh olarak alınmıştır. EER ve COP değerleri de HAP analizleri için seçilen TKIP’lerinin üretici firma değerleri olup sırasıyla 15,3 ve 3,4 olarak belirlenmiştir. 8760 değeri ise saat cinsinden 1 yıl karşılığıdır. Bu değerler denklem 2.3’de yerine konularak, toprak ile yapılan yıllık net ortalama ısı transferi -29,46 kW olarak bulunmuştur.

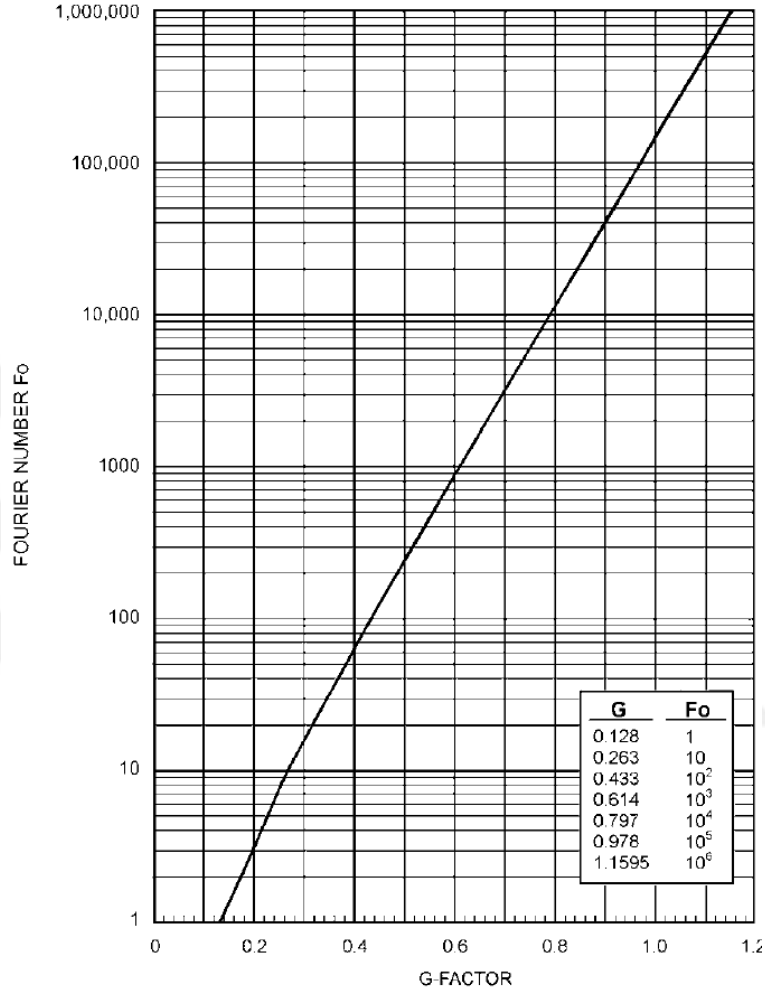
Toprağın yıllık, aylık, günlük periyotlar için efektif ısıl dirençleri ise denklem 2.4a, 2.4b, 2.4c’de gösterilmiştir [16].

$$R_{ga} = \frac{G_f - G_1}{k_g} \quad (2.4a)$$

$$R_{gm} = \frac{G_1 - G_2}{k_g} \quad (2.4b)$$

$$R_{gd} = \frac{G_2}{k_g} \quad (2.4c)$$

Burada G_1 , G_2 , G_f değerleri G-faktör olarak adlandırılmakta olup Şekil 2.1’de gösterildiği üzere Fourier sayısına bağlı olarak belirlenmektedir, k_g ise toprağın ısı iletkenlik değeridir. G-faktör değerlerinin hesabı için öncelikle Fourier sayısı hesaplanacaktır.



Şekil 2.1 :Toprağın ısı ı direnci için Fourier/G-Faktör Grafiğı [17]

Kavanaugh ve Rafferty [16] zeminin ısı ı difüzyon değerinin, boru dış ı çapı ve operasyon süresinin, boyutsuz Fourier sayısı ile ilgili olduğunu belirtmişlerdir (Carslaw ve Jaeger, 1947’de atıfta bulunulduğı gibi). Bu sebeple Fourier sayısı;

$$Fo = \frac{4\alpha_g \tau}{d^2} \quad (2.5)$$

olarak tanımlanmıştır. Burada α_g , toprağın ısı yayılma değerini, τ , operasyon süresini, d ise kuyu içindeki boru çapını (32 mm) belirtmektedir. Operasyon süresi 10 yıllık (3650 gün), aylık (dizayn ayı = 31 gün) ve günlük (pik dizayn süresi = 5 saat = 0,21 gün) bazda modellenenebilir bu yüzden;

$$\tau_1 = 3650 \text{ gün}$$

$$\tau_2 = 3650 + 31 = 3681 \text{ gün}$$

$$\tau_f = 3650 + 31 + 0,21 = 3681,21 \text{ gün}$$

olarak bulunur. Bu şekilde Fourier sayıları;

$$Fo_f = \frac{4\alpha\tau_f}{d^2} \quad (2.6)$$

$$Fo_1 = \frac{4\alpha(\tau_f - \tau_1)}{d^2} \quad (2.7)$$

$$Fo_2 = \frac{4\alpha(\tau_f - \tau_2)}{d^2} \quad (2.8)$$

Şeklinde formülize edilmiştir [16]. α değeri Şekil 2.2’de görüleceği üzere k_g değeri ile birlikte toprağın fiziksel özelliklerine bağlı olarak belirlenmektedir. Gerek binanın zemin etüt raporları gerekse bina yakınında açılan su ve rasat kuyusu ölçüm değerleri dikkate alındığında, toprak yapısının çok az çakıllı (%17,8), az kumlu (%31), siltli kil (%51,2) olduğu elek analizi deney sonuçlarından görülmüştür. Ortalama nem değeri, yapılan su muhtevası tayini deneyi ile %20 olarak belirlenmiştir. Kil topraklar için ortalama kuru yoğunluk değeri 1,1-1,3 g/cm³, kum ve çakıllı topraklar içinse 1,6 g/cm³ tür. Nem ve yoğunluk değerleri doğrultusunda Şekil 2.2 incelendiğinde kum için k_g değerinin 2,68 W/m.°C, kil için ise 0,87 W/m.°C olduğu görülür. Bulunan k_g değerleri karışım yüzdelerine göre oranlanır ise toprağın ortalama k_g değeri 1,7533 W/m.°C olarak bulunur. Bu işlem aynı şekilde ısı yayılım değeri için tekrarlanırsa α değeri 0,05938 m²/gün olarak bulunur. Bulunan değerler denklem 2.6, denklem 2.7 ve denklem 2.8’de yerine konulur ise;

$$Fo_f = \frac{4 \times 0,05938 \times 3.681,21}{32^2 \times 10^{-6}} = 853.868$$

$$Fo_1 = \frac{4 \times 0,05938 \times (3.681,21 - 3.650)}{32^2 \times 10^{-6}} = 7.239$$

$$Fo_2 = \frac{4 \times 0,05938 \times (3.681,21 - 3.681)}{32^2 \times 10^{-6}} = 49$$

olarak bulunur. Bu Fourier sayıları ile Şekil 2.1’den G_f değeri 1,135, G_1 değeri 0,77, G_2 değeri ise 0,38 olarak tespit edilir.

Dry Density		Moisture	Sands: 0.075 to 5 mm (> #200 Standard Sieve)				Clays: < 0.075 mm (< #200 Standard Sieve)			
			Thermal Conductivity (±20%)		Thermal Diffusivity (±20%)		Thermal Conductivity (±20%)		Thermal Diffusivity (±20%)	
lb/ft ³	kg/m ³	%	Btu/h·ft·°F	W/m·°C	ft ² /day	m ² /day	Btu/h·ft·°F	W/m·°C	ft ² /day	m ² /day
80	1280	5	0.80	1.38	0.95	0.088	0.40	0.69	0.48	0.045
80	1280	10	0.85	1.47	0.85	0.079	0.42	0.73	0.42	0.039
80	1280	15	0.90	1.56	0.75	0.070	0.47	0.81	0.40	0.037
80	1280	20	0.95	1.64	0.71	0.066	0.50	0.87	0.37	0.034
100	1600	5	1.10	1.90	1.04	0.097	0.55	0.95	0.53	0.049
100	1600	10	1.45	2.51	1.03	0.096	0.55	0.95	0.44	0.041
100	1600	15	1.40	2.42	1.00	0.093	0.65	1.13	0.42	0.039
100	1600	20	1.55	2.68	0.92	0.086	0.70	1.21	0.48	0.045
120	1920	5	1.55	2.68	1.23	0.114	0.70	1.21	0.56	0.052
120	1920	10	1.70	2.94	1.12	0.104	0.70	1.21	0.46	0.043
120	1920	15	1.90	3.29	1.06	0.099	0.95	1.64	0.55	0.051

Şekil 2.2 : Kum ve kil topraklarda ısı iletkenlik (k) ve ısı yayılım (α) değerleri [18].

Tüm G-faktör değerleri belli olduğundan denklem 2.4a, denklem 2.4b ve denklem 2.4c’de yerine konulur ise toprağın yıllık, aylık ve günlük periyotlar için ısı direnç değerleri;

$$R_{ga} = \frac{(1,135 - 0,77)}{1,7533} = 0,2082 \text{ m}^\circ\text{C/W}$$

$$R_{gm} = \frac{(0,77 - 0,38)}{1,7533} = 0,2224 \text{ m}^\circ\text{C/W}$$

$$R_{gd} = \frac{0,38}{1,7533} = 0,2167 \text{ m}^\circ\text{C/W}$$

olarak bulunur. Isı kuyusunun ısı direnç değeri;

$$R_b = R_p + R_{grt} \quad (2.9)$$

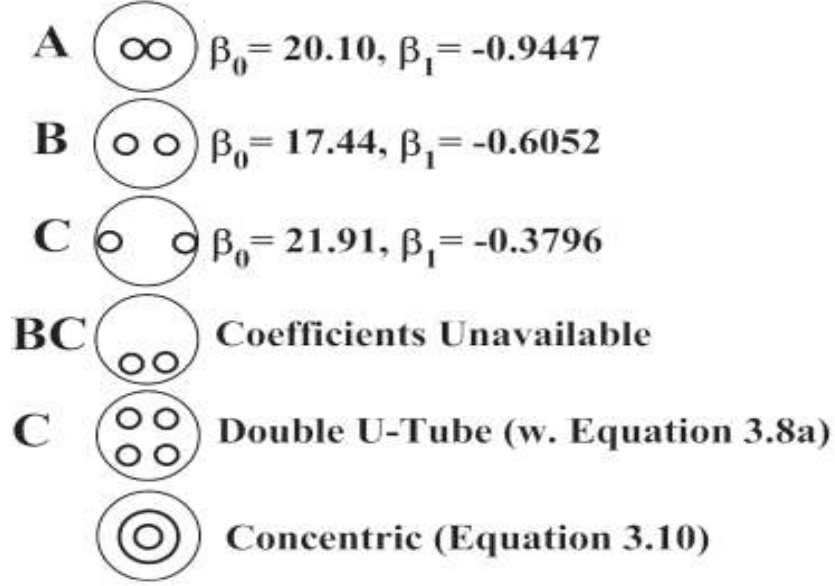
denklemini ile bulunabilir [16]. Burada R_p borunun ısı direncini, R_{grt} ise dolgu malzemesinin ısı direncini göstermektedir. Borunun ısı direnci;

$$R_p = (R_{film} + R_{tube})/2 = [(1/(\pi d_i h_{conv}) + \ln(d_o/d_i)/2\pi k_p)]/2 \quad (2.10)$$

formülü ile hesaplanabilir [16]. Dolgu malzemesinin ısı direncinin hesaplanabilmesi için Remund tarafından ekil faktörü kullanılarak bir korelasyon geliştirilmiştir [19]. Bu şekilde dolgu malzemesinin ısı direnci;

$$R_{grt} = \left[\beta_0 \left(\frac{d_b}{d_o} \right)^{\beta_1} \times k_{grt} \right]^{-1} \quad (2.11)$$

denklemleri ile bulunabilir. Denklemlerde kullanılan β_0 ve β_1 katsayıları Şekil 2.3’de gösterildiği üzere üç farklı lokasyon için ayrı ayrı belirlenmiştir.



Şekil 2.3. U-Tube kuyularda ısıl direnç şekil faktörü değerleri [19].

Üç farklı akış rejimine göre kuyu ısıl direnç değerleri Kavanaugh ve Rafferty [16] tarafından denklem 2.9, denklem 2.10, denklem 2.11 kullanılarak bilgisayar ortamında hesaplanmış ve şekil 2.4’de tablo halinde verilmiştir bu sebeple ısı kuyusunun ısıl direnç değeri (R_b) Şekil 2.4’de gösterilen tablo vasıtası ile belirlenecektir.

Tube Diameter and Dimension	Tube Location	Bore Diameter, mm	Thermal Resistance of Bore, m ² C/W								
			Fluid Reynolds No. = 2000			Fluid Reynolds No. = 4000			Fluid Reynolds No. = 10,000		
			Grout Conductivity, W/m ² C			Grout Conductivity, W/m ² C			Grout Conductivity, W/m ² C		
			0.70	1.40	2.10	0.70	1.40	2.10	0.70	1.40	2.10
25 mm DR 11 HDPE U-Tube	B	100	0.26	0.17	0.14	0.24	0.14	0.11	0.23	0.14	0.11
		125	0.29	0.18	0.15	0.26	0.16	0.12	0.26	0.11	0.12
	C	100	0.18	0.13	0.11	0.16	0.10	0.09	0.15	0.10	0.08
		125	0.19	0.13	0.11	0.17	0.11	0.09	0.16	0.10	0.08
	Double	125	0.16	0.10	0.08	0.14	0.08	0.06	0.14	0.08	0.06
		150	0.15	0.10	0.08	0.14	0.08	0.06	0.14	0.08	0.06
32 mm DR 11 HDPE U-Tube	B	100	0.24	0.16	0.13	0.21	0.13	0.10	0.21	0.13	0.10
		125	0.26	0.17	0.14	0.23	0.14	0.11	0.23	0.14	0.11
		150	0.28	0.18	0.14	0.26	0.15	0.12	0.25	0.15	0.11
	C	100	0.17	0.12	0.11	0.15	0.10	0.08	0.14	0.09	0.08
		125	0.18	0.13	0.11	0.16	0.10	0.08	0.15	0.10	0.08
		150	0.19	0.13	0.11	0.17	0.11	0.09	0.16	0.10	0.08
40 mm DR 11 HDPE U-Tube	B	125	0.24	0.16	0.13	0.22	0.13	0.11	0.21	0.13	0.10
		150	0.26	0.17	0.14	0.23	0.14	0.11	0.23	0.14	0.11
	C	125	0.17	0.12	0.11	0.15	0.10	0.09	0.14	0.09	0.08
		150	0.18	0.13	0.11	0.16	0.11	0.09	0.15	0.10	0.08
	Double	150	0.14	0.09	0.07	0.13	0.08	0.06	0.13	0.08	0.06
		150	0.14	0.09	0.07	0.13	0.08	0.06	0.13	0.08	0.06

Şekil 2.4 : Farklı kondisyonlarda U-Tube yerleşimli kuyu ısıl direnç değerleri [16].

Isı kuyusunda bulunan boru içindeki akışın rejimini belirleyebilmek için debi değerinin bilinmesine ihtiyaç vardır. Akışın debisini yaklaşık olarak belirleyebilmek için;

$$V \text{ (L/dk)} \approx \frac{q \text{ (kW)}}{0,0692 \times \Delta T \text{ (}^{\circ}\text{C)} \times U \text{ boru sayısı}} \quad (2.12)$$

formülü kullanılabilir [16]. Burada q değeri q_{cond} , Δt değeri ise ısı pompasının toprak tarafı akışkan giriş ve çıkış sıcaklıkları arasındaki farktır. U boru sayısı hesabı ise ilerde daha detaylı olarak anlatılacak olup bu hesapta soğutma modu için 15 x15 grid sistem olarak 225 adet, olduğunun bilinmesi yeterlidir. Bu değerler denklem 2.12’de yerine konulursa akışın debisi;

$$V \approx \frac{-908,3}{0,0692 \times (30 - 35) \times 225} = 11,66 \text{ L/dk}$$

olarak bulunur. Şekil 2.5’den 32 mm çaplı SDR 11 boru, %20 propilen glikol akışkan (Soğutma modunda toprak tarafında dolaşan akışkan su olmasına rağmen pratik uygulamalarda farklı salamuralar kullanıldığından güvenli tarafta kalmak adına Reynolds Sayısı belirlenirken kullanılan akışkan tipi %20 propilen glikol olarak seçilmiştir.) ve 30 °C sıcaklık için 11,66 L/dk akış debisine karşılık gelen Reynolds Sayısı 10 L/dk ile 20 L/dk arasında enterpolasyon yapılarak 6386 olarak bulunur, bu değer laminar akış ile türbülanslı akış rejimleri arasında kalması sebebiyle Şekil 2.4’de geçiş akış (transition flow) rejimine karşılık gelen değerler okunacaktır.

Fluid	Temperature, °C	10 L/min			20 L/min			40 L/min		
		25 mm	32 mm	40 mm	25 mm	32 mm	40 mm	32 mm	40 mm	50 mm
Water	20	10030	7769	6293	20129	15657	12616	31342	25165	20080
20% Propylene glycol	0	2625	2011	1666	5315	4080	3238	8138	6570	5300
20% Propylene glycol	10	3750	2925	2314	7577	5844	4689	11767	9465	7543
20% Propylene glycol	30	7030	5484	4350	14022	10916	8820	21774	17482	13964
30% Propylene glycol	0	1500	1188	925	3053	2316	1898	4729	3786	3058
30% Propylene glycol	10	2343	1828	1481	4749	3639	2903	7258	5902	4689
30% Propylene glycol	30	4968	3839	3054	9951	7718	6252	15506	12471	9989
25% Methyl alcohol	0	3093	2376	1944	6220	4852	3908	9678	7795	6218
25% Methyl alcohol	10	4499	3565	2869	9160	7057	5694	14186	11358	9072
25% Methyl alcohol	30	8343	6490	5183	16736	1301	10383	25953	20823	16614

To estimate loop water flow: L/min $\approx q \text{ (kW)} \div [0.0692 \times \Delta t \text{ (}^{\circ}\text{C)} \times \text{No. of Parallel U-Tubes}]$

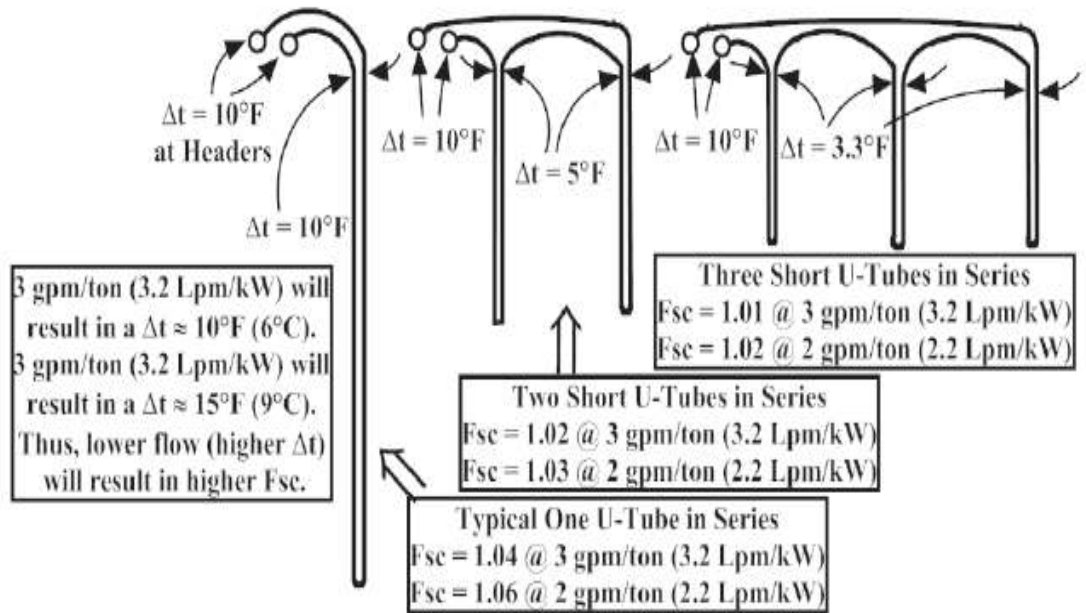
Şekil 2.5 : Çeşitli boru çapları ve akış miktarları için DR 11-HDPE borularda Reynolds Sayısı [16].

U-tube uygulamalarda akışkanı taşıyan plastik boruların kuyu giriş ve çıkış kesit profilleri Şekil 2.3’de görüleceği üzere 6 farklı şekilde olabilmektedir fakat yaygın olarak B ve C kesitleri kullanılmaktadır ve bu sebeple Şekil 2.4’de bu ikisine ait değerler verilmiştir. Kuyunun termal direnci belirlenirken tüm datalar B ve C kesitleri için ayrı ayrı okunacak ve ortalama değer bulunarak kullanılacaktır.

Kuyu dolgu malzemesi olarak termal zenginleştirilmiş (geliştirilmiş) materyal kullanılacak olup bu malzemenin ısıl iletkenlik katsayısı (k_{grt}) 2,4 W/m.°C dir.

Tüm bu veriler ışığında Şekil 2.4’den, geçiş akışı rejiminde, 125 mm kuyu çapı, 32 mm boru çapı, 2,1 W/m.°C ısıl iletkenlik katsayısı değerine sahip dolgu malzemesi için değerler okunup 2,4 W/m.°C için enterpolasyon yapılır ise kuyunun ısıl direnci B kesiti için 0,097 m.°C/W, C kesiti için 0,071 m.°C/W olarak bulunur bu iki değer ortalaması alınır ise kuyunun ısıl direnci $R_b = 0,084$ m.°C/W olarak belirlenir.

Kavanaugh tarafından, akış debisi 3,2 L/min.kW ve sıcaklık farkı 6 °C olan U-tube formundaki ısı kuyularında aşağı ve yukarı yönlü akış sebebi ile %4 lük bir performans kaybı meydana geldiği ve debinin azalarak sıcaklık farkının 9 °C’ye çıkması halinde bu kaybın %6 seviyelerine çıkacağı ifade edilmiş ve bir tablo halinde Şekil 2.6’da verilmiştir [20]. Bu sebeple dizayn değerlerimize uygun şekilde belirlenmiş olan yaklaşık 3,5 L/min.kW akış debisi ve 5 °C sıcaklık farkı için (Üretici firma değerleri) Kısa Devre Isı Kaybı Faktörü (F_{sc}) 1,04 olarak kabul edilebilir.



Şekil 2.6 : Standart ve sık kuyu U-tube uygulamaları için kısa devre faktörü [20].

Soğutma modunda toprağa enjekte edilen ısı ile ısıtma modunda topraktan çekilen ısı arasındaki dengesizlikten ve kuyular arası ısı etkileşiminden kaynaklanarak toprakda meydana gelen sıcaklık değişimlerinin de, 10 yıllık periyot için hesaba dahil edilmesi gerekmektedir. Kavanaugh ve Rafferty sıcaklık değişimleri sebebi ile oluşan kayıplardan ötürü kuyu boyu uzunluklarını artırmak veya bu sıcaklık etkilerini, dolayısı ile kuyular arası etkileşimi azaltmak için kuyu arası mesafeleri artırmak yerine makul bir miktarda sıcaklık değişimine (± 5 °F) müsaade edilmesini önermişlerdir [16]. Aynı şekilde bu sıcaklık değişimini belirlemek için toprak ile yapılan yıllık net ısı transferi miktarının (q_a) bilinmesinin yeterli olduğunu ve ısı kaynağı diğer ısı kaynakları ile çevrilmişse (Isı kuyularımızda olduğu gibi), ısıнын, eşit büyüklükteki bitişik ısı kaynakları ile olan mesafesinin yarısından ötesine yayılamayacağını dolayısı ile ısı kuyusu çevresindeki toprakta veya ısı kuyusunda depolanacağını belirtmişlerdir. Toprakta depolanan bu ısı, ısı kuyusunun sıcaklık profili kullanılarak hesaplanabilir, bu amaçla ısı kuyuları arasındaki mesafe değerinin yarısından sonrası için artan yarı çaplarda silindirler belirlenip bu yarıçaplar arasında kalan toprağın hacmi bulunarak bu değer toprağın termal kapasitesi (ρc_p) ve silindirlerin orta noktasındaki $[(r_o + r_i)/2]$, bozulmamış toprak sıcaklığına (t_g) göre artış göstermiş olan sıcaklık değeri ile çarpılır ve o alanda depolanan ısı değeri bulunur. Bu işlem artan yarıçaptaki diğer silindirler için tekrarlanarak her ayrılmış alanın depoladığı ısı belirlenir ve denklem 2.13’de görüldüğü üzere bulunan tüm bu değerler toplanırsa bütün hacimde depolanan ısı değerine ulaşılabilir [16].

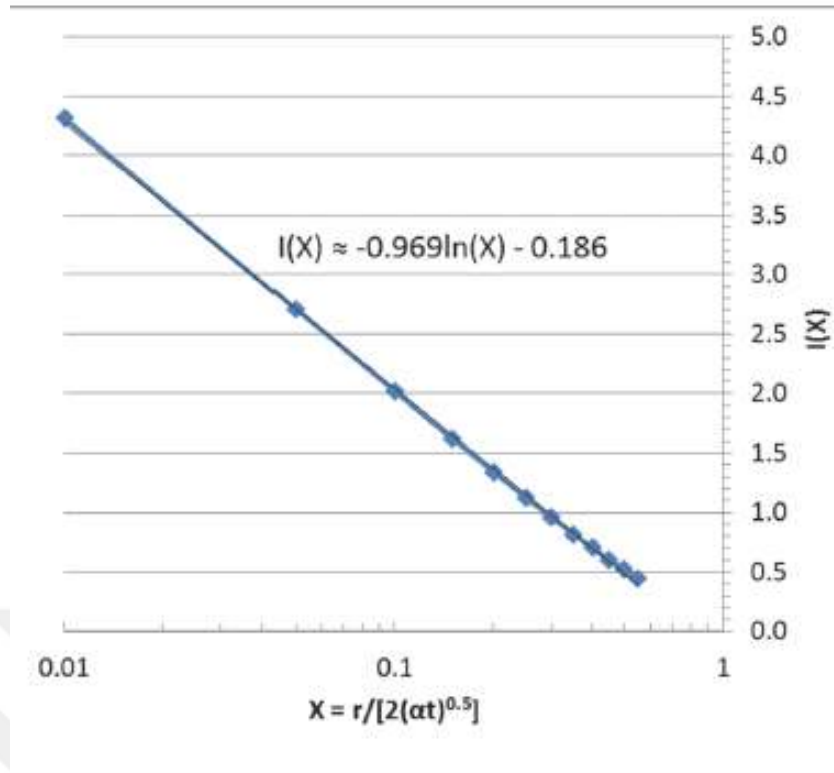
$$Q_{\text{depolanan}} = \sum \rho c_p L \pi (r_o^2 - r_i^2) \times \Delta t_r \quad (2.13)$$

$$\Delta t_r = \frac{q_a \times I(X_a)}{2\pi k_g L} \quad (2.14)$$

Burada $I(X_a)$ Şekil 2.7’de verilen grafik vasıtası ile bulunabilir ancak bunun için X değerinin bilinmesi gerekmektedir. Ingersoll ve arkadaşları boyutsuz bir terim olan bu değeri;

$$X = \frac{r}{2\sqrt{\alpha \tau}} \quad (2.15)$$

denklemini tanımlamışlardır [17].



Şekil 2.7 : $I(X)$ değerinin tespiti için grafik ve denklem [17].

Sıcaklık düşüş değeri denklem 2.16’da gösterildiği üzere bulunabilir [16].

$$t_p = \frac{N_{İç} + 0,75N_{Yan} + 0,5N_{Köşe} + 0,5N_{Ara} + 0,25N_{Son}}{\text{Toplam kuyu sayısı} \times C_{fHoriz}} \times t_{p1} \quad (2.16)$$

Burada t_{p1} çevresi ısı kuyuları ile çevrili olan 1 adet ısı kuyusu için sıcaklık düşüş değeridir ve denklem 2.17 kullanılarak bulunur [16].

$$t_{p1} = \frac{Q_{\text{depolanan}}}{\rho c_p S_{\text{kuyu}}^2 L_{\text{kuyu}}} \quad (2.17)$$

Denklem 2.16’da gösterilen C_{fHoriz} değeri ise;

$$C_{fHoriz} = \frac{[L_{\text{kuyu}} \times 2 \times (W_{En} + L_{Boy})] + [W_{En} \times L_{Boy}]}{L_{\text{kuyu}} \times 2 \times (W_{En} + L_{Boy})} \quad (2.18)$$

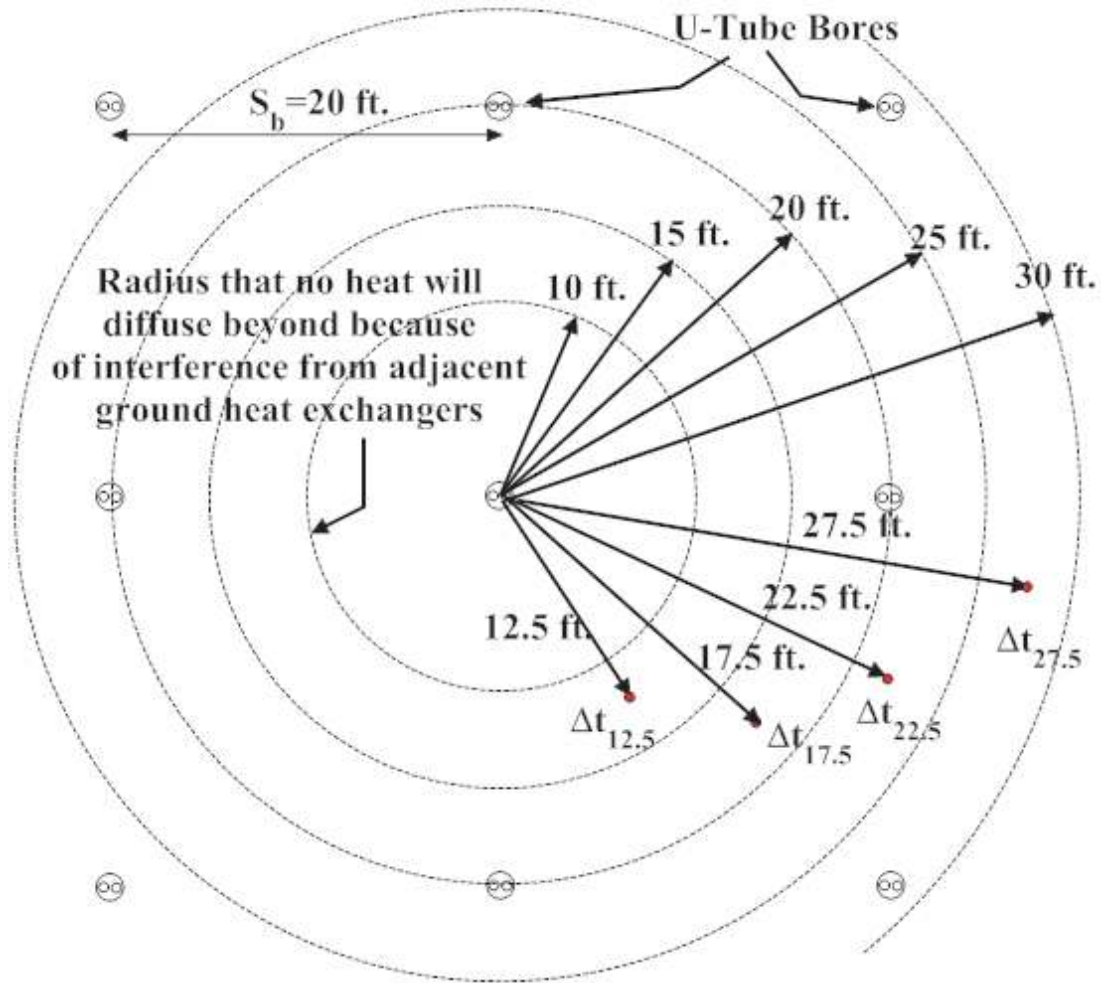
denklemini ile hesaplanabilir [16].

Kavanaugh ve Rafferty toprak içerisindeki aşırı nem göçünün, granül toprakların ve gözenekli oluşumların ısı iletkenlik değerini azaltacağını belirtmişlerdir (Kusuda ve Achenbach, 1965; Salamon ve Marlowe, 1989’da atıfta bulunulduğu gibi)[16]. Bu sebeple ısı kuyularını yakın yerleştirmenin nem içeriğini kritik noktanın altına

düşürebileceğini ve kuyular arası minimum mesafenin 6 m olması gerektiğini önermişlerdir.

Yukarıda verilen denklemler çerçevesinde komşu kuyuların etkisi ile oluşan sıcaklık düşüş (t_p) tespiti için öncelikle tahmini bir (t_p) değeri ile kuyu boyu belirlenmesine ihtiyaç vardır. Belirlenen bu kuyu boyu ve bulunacak olan yeni t_p değeri ile hesaplanan kuyu boyu ile gerektiği kadar iterasyon yapılarak en doğru değere ulaşılabacaktır. Bu iterasyon gereği t_p değerinin ($-2\text{ }^{\circ}\text{C}$), soğutma için gerekli kuyu boyunun ise bu değere bağlı olarak 21.920 m olduğu varsayılarak hesaplara başlanılacaktır.

Isı kuyuları arasındaki mesafelerin 6 m, ısı kuyusu nüfuz mesafesinin 3 m ve nüfuz mesafesi sonrası artan silindir yarıçaplarının 1,5 m olarak dizayn edildiği şablon ısı kuyusu yerleşim planı ve bu şablon üzerinde sıcaklık değerlerinin okunacağı silindirler arası orta noktalar Şekil 2.8’de gösterilmiştir.



Şekil 2.8 : Isı kuyusu yerleşim şablonu [16].

Daha önce belirlenmiş olan α ve τ değerleri ve Şekil 2.8’de gösterilen sıcaklık ölçüm noktalarının yarıçap değerleri metre cinsinden denklem 2.15’de yerine konulur ise;

$$X_{3,75} = \frac{3,75}{2\sqrt{0,0594 \times 3681}} = 0,126827$$

$$X_{5,25} = \frac{5,25}{2\sqrt{0,0594 \times 3681}} = 0,177558$$

$$X_{6,75} = \frac{6,75}{2\sqrt{0,0594 \times 3681}} = 0,228289$$

$$X_{8,25} = \frac{8,25}{2\sqrt{0,0594 \times 3681}} = 0,27902$$

olarak bulunur. Bulunan bu değerler Şekil 2.7’de gösterilen grafik veya denklem yardımı ile çözümlenir ise $I(X)$ değerleri;

$$I(X_{3,75}) = -0,969 \times \ln(0,126827) - 0,186 = 1,815$$

$$I(X_{5,25}) = -0,969 \times \ln(0,177558) - 0,186 = 1,489$$

$$I(X_{6,75}) = -0,969 \times \ln(0,228289) - 0,186 = 1,245$$

$$I(X_{8,25}) = -0,969 \times \ln(0,27902) - 0,186 = 1,051$$

olarak bulunur. Bulunan bu değerleri denklem 2.14’de yerine konulur ise;

$$\Delta t_{r3,75} = \frac{-29.456 \times 1,815}{2\pi \times 1,7533 \times 21.920} = -0,2213 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{r5,25} = \frac{-29.456 \times 1,489}{2\pi \times 1,7533 \times 21.920} = -0,18155 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{r6,75} = \frac{-29.456 \times 1,245}{2\pi \times 1,7533 \times 21.920} = -0,15185 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{r8,25} = \frac{-29.456 \times 1,051}{2\pi \times 1,7533 \times 21.920} = -0,12814 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

değerleri bulunur. Sıcaklık farkı değerlerini bulduğumuza göre Şekil 2.8’de gösterilen şablon içerisinde yarıçaplar ile bölünmüş olan her bir hacimde depolanan ısı miktarını denklem 2.13’de belirtildiği üzere belirleyebiliriz. Ancak bu işleme başlamadan önce

bilinmesi gereken husus ρc_p çarpanı yerine k/α değerinin yazılabileceğidir bu şekilde 24 saatlik zaman dilimi için;

$$\rho c_p = \frac{1,7533 \text{ (W/m}^\circ\text{C)}}{0,0594 \text{ m}^2/\text{gün}} \times 24 = 708,68 \text{ Wh/m}^3\text{C}$$

olarak bulunur ve tüm bu değerler denklem 2.13'de yerine konulur ise depolanan ısı değerleri;

$$Q_{4,5-3} = 708,68 \times 21.920 \times \pi [(4,5)^2 - (3)^2] \times (-0,2213) = -121.550 \text{ kWh}$$

$$Q_{6-4,5} = 708,68 \times 21.920 \times \pi [(6)^2 - (4,5)^2] \times (-0,18155) = -139.599 \text{ kWh}$$

$$Q_{7,5-6} = 708,68 \times 21.920 \times \pi [(7,5)^2 - (6)^2] \times (-0,15185) = -150.128 \text{ kWh}$$

$$Q_{9-7,5} = 708,68 \times 21.920 \times \pi [(9)^2 - (7,5)^2] \times (-0,12814) = -154.839 \text{ kWh}$$

olarak bulunur. Hacmin tamamında depolanan ısı ise;

$$Q_{\text{depolanan}} = \sum Q = Q_{4,5-3} + Q_{6-4,5} + Q_{7,5-6} + Q_{9-7,5}$$

$$Q_{\text{depolanan}} = -121.550 - 139.599 - 150.128 - 154.839 = -566.116 \text{ kWh}$$

olarak bulunur. Bu değer denklem 2.17'de yerine konulursa 1 adet ısı kuyusu için sıcaklık düşüş değeri;

$$t_{p1} = \frac{-566.115.460}{708,68 \times (6)^2 \times 21.920} = -1,01231 \text{ }^\circ\text{C}$$

olarak bulunur. Bina yakınına açılan rasat kuyusunda 106 m derinlikte kuyu suyuna rastlanmıştır, bu sebeple kuyu boyları bu değeri aşmayacak şekilde dizayn edilmelidir. Isı kuyularının yerleşimi 15x15 grid formda dizayn edilirse ise 21.920 m kuyu derinliği için her bir kuyunun derinliği 97,42 m olacaktır. Kuyular arası mesafe 6 m olduğundan ısı kuyularının konumlandırılacağı alan (84 m x 84 m) ebatlarında olacaktır. Bu değerler denklem 2.18'de yerine konulur ise;

$$C_{\text{ffHoriz}} = \frac{[97,42 \times 2 \times (84 + 84)] + [84 \times 84]}{97,42 \times 2 \times (84 + 84)} = 1,21556$$

Toplam olarak 225 adet (15 x 15 grid) kuyu açılacağı için bu kuyuların 4 tanesi köşe kuyu, 56 tanesi yan kuyu, 165 tanesi ise iç kuyu olacaktır. Bu değerler yukarıda

bulduğumuz tüm değerlerle birlikte denklem 2.16'da yerine konulur ise komşu kuyuların etkisi ile oluşan sıcaklık düşüş değeri;

$$t_p = \frac{165 + (0,75 \times 56) + (0,5 \times 4)}{225 \times 1,21556} \times -1,01231 = -0,7736 \text{ } ^\circ\text{C}$$

olarak bulunur. Hesabın başlangıcında (-2 °C) sıcaklık düşüş değeri ve 21.920 m kuyu boyu olarak dikkate alınan değerler, son bulunan (-0,7736 °C) düşüş değerine göre yeniden hesaplanırsa yeni kuyu boyu 20.313 m olacaktır. Bu kuyu boyuna göre aynı yöntemler ile yeniden bir sıcaklık düşüş değeri hesabı yapılır ise t_p değeri (-0,822 °C) kuyu boyu ise 20.371 m olarak bulunacaktır. Görüleceği üzere son bulunan değer ile bir önceki ısı düşüş değeri arasında çok cüzi bir fark vardır bu sebeple yeni bir iterasyona gerek yoktur, sıcaklık düşüş değeri (t_p) = -0,822 °C olarak belirlenmiştir.

Son olarak kısmi yük faktörü belirlenir iken, HAP ile belirlenmiş olan her bir hacmin dizayn ısıtma-soğutma yükleri ile 24 saat boyunca, haftanın yedi günü çalıştığı varsayılan tesisin tüketileceği enerji ile, mevcut işletme rejiminde (haftada 5 gün) tesisin tüketileceği enerji oranlanır. Yapılacak işlem denklem 2.19'da gösterilmiştir [16].

$$PLF_m = \frac{\sum(Yük \times Zaman)}{Pik\ Yük \times 24h} \times \frac{Haftalık\ Kullanım\ Süresi(Gün)}{Haftalık\ Gün\ Sayısı} \quad (2.19)$$

Denek bina kısmi yük faktörü soğutmada 0,271, ısıtmada 0,256 olarak belirlenmiştir.

2.2.3 Fotovoltaik hesaplar

HAP ile belirlenmiş olan yıllık enerji analizlerine uygun olarak gerekli olan PV panel tesis yük hesabı, The European Commission's Science and Knowledge Service tarafından sağlanan Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) performance tool [21] aracılığı ile yapılmış olup kurulu tesis gücü bu şekilde hesaplanmıştır. Ayrıca Typical Meteorological Year (TMY) verileri de HAP tarafından desteklenen "epw" uzantılı data dosyası şeklinde PVGIS üzerinden indirilmiş ve HAP analizlerinde kullanılmıştır. Tüm senaryolar için hesaplara esas sabit değerler program tarafından optimize edilmiş ve çizelge 2.2' de sunulmuştur.

Çizelge 2.2 : PV panel hesabı sabit değerler.

Enlem / Boylam	Sistem kayıpları	Eğim açısı	Azimet açısı	Panel tipi
40,194° / 29,050°	%14	31°	-6°	Kristal silikon

2.2.4 Yaşam döngüsü maliyet analizleri

20 yıllık ekonomik ömür süresi dikkate alınarak tüm senaryoların maliyet analizleri için P1-P2 metot [22] yöntemi ile hesaplamalar yapılmıştır. Bu yöntemde; alternatif sistem kurulumu ile sağlanan yakıt maliyetlerindeki azalmayla, alternatif sistem için gerekli olan ek yatırım sonucu ortaya çıkan giderlerdeki artış arasındaki fark, Yaşam Maliyet Tasarrufu (LCS) olarak adlandırılmış ve Denklem 2.20'de gösterildiği şekilde formülize edilmiştir;

$$LCS = P_1 C_{F1} FL - P_2 C_s \quad (2.20)$$

Burada P_1 yaşam boyu yakıt tasarrufunun ilk yıl yakıt tasarrufuna oranı, P_2 ise alternatif sistem ek yatırımların referans sistem ilk yatırımına oranıdır. C_{F1} ilk yıl tasarruf edilen yakıtın birim fiyatı olup, FL ilk yıl tasarruf edilen toplam yakıt miktarıdır. Dolayısı ile $C_{F1} FL$ çarpımı ilk yıl tasarruf edilen enerji maliyetini vermektedir. C_s tesisin ilk yatırım maliyetidir. P_1 ve P_2 denklem 2.21 ve denklem 2.22'de sırasıyla gösterilmiştir.

$$P_1 = (1 - C_{te}) PWF(n_e, i_F, d) \quad (2.21)$$

$$P_2 = P_{2,1} + P_{2,2} - P_{2,3} + P_{2,4} + P_{2,5} - P_{2,6} - P_{2,7} \quad (2.22)$$

Burada C sistemin ticari olup olmadığını gösteren katsayıdır. Ticari ise 1, ticari değil ise 0 olarak kullanılmaktadır, t_e efektif gelir vergisi oranıdır. Denek bina ticari olmadığı için C_{te} çarpımı 0 olacaktır. PWF bugünkü değer faktörü olup genel formülü denklem 2.23'de gösterilmiştir.

$$PWF(n, i, d) = \frac{1}{d - i} \times \left[1 - \left(\frac{1 + i}{1 + d} \right)^n \right] \quad (2.23)$$

Burada n yıl cinsinden ekonomik analiz dönemi, i piyasa enflasyon oranı, d yıllık faiz oranı olarak tanımlanmaktadır. $P_{2,1}$ peşinatın başlangıç yatırımına oranı olup, tesis kurulumlarının tamamı peşin olarak yapılacağından bu değer hesaplarımıza yatırım bedelinin tamamı olarak dahil edilecek ve 1 olarak kullanılacaktır. $P_{2,2}$ ipotek, anapara ve faiz yaşam döngüsü maliyeti olup denklem 2.24'de gösterildiği şekilde hesaplanmaktadır.

$$P_{2,2} = (1 - D) \frac{PWF(n_{min}, 0, d)}{PWF(n_L, 0, d_m)} \quad (2.24)$$

Senaryolarımızda yatırım bedelleri için ipotek ve kredi kullanılmadığı için bu değer 0 olarak alınacaktır. $P_{2,3}$ faiz gelir vergisi indirimi olup denklem 2.25’de gösterilmiştir.

$$P_{2,3} = (1 - D)t_e \left\{ PWF(n_{\min}, d_m, d) \left[d_m - \frac{1}{PWF(n_L, 0, d_m)} \right] + \frac{PWF(n_{\min}, 0, d)}{PWF(n_L, 0, d_m)} \right\} \quad (2.25)$$

Burada D, kredi peşinatı olmakla birlikte tesisimizde kredilendirme yapılmayacağı için faiz gelir vergisi indirim değeri 0 olarak hesap edilecektir. $P_{2,4}$ bakım, sigorta ve kaçak enerji giderleri olarak tanımlanmış ve denklem 2.26’da gösterilmiştir.

$$P_{2,4} = (1 - Ct_e)M_1PWF(n_e, i, d) \quad (2.26)$$

Burada M_1 ilk yıl bakım giderlerinin başlangıç yatırımına oranıdır. $P_{2,5}$ net emlak vergisi maliyeti olup denklem 2.27’de gösterilmiştir.

$$P_{2,5} = t_p(1 - t_e)V_1PWF(n_e, i, d) \quad (2.27)$$

Tesis seçimlerinde yasal mevzuat gereği herhangi bir emlak vergisi muafiyeti veya indirimi uygulanmadığı için bu değer hesaplarımıza 0 olarak dahil edilecektir. $P_{2,6}$ amortisman vergisi indirimi olarak tanımlanmakta ve denklem 2.28’de gösterilmektedir.

$$P_{2,6} = \frac{C_{te}}{n_d} PWF(n'_{\min}, 0, d) \quad (2.28)$$

Tesis ticari olmadığı için C değeri denklem 2.21’de olduğu gibi 0 olacaktır, bu sebeple amortisman vergisi indirim değeri hesaplarımızda 0 olarak alınacaktır. Son olarak $P_{2,7}$ hurda satış bedelinin bugünkü değeri olup denklem 2.29’da gösterildiği şekilde formülize edilmiştir.

$$P_{2,7} = \frac{R}{(1 + d)^{n_e}} \quad (2.29)$$

Burada R değeri, tesis ömrünün sonunda yeniden satış değerinin (hurda bedeli) ilk yatırıma oranı olup hesaplarımıza %5 olarak dahil edilmiştir. n_e ekonomik analiz döneminin yıl olarak karşılığıdır.

Tüm fiyat teklifleri ve hesaplamalarda 2018 yılı Nisan ayı birim fiyatları, kurları, faiz ve enflasyon oranları esas alınmıştır. YDMA hesaplarında kullanılan ekonomik değerler ve parametreler çizelge 2.3’ de sunulmuştur.

Ekonomik analizlere esas olan mevcut sistem, BSIG tesisi ve 2.3 no’lu başlıkta detaylı olarak anlatılarak farklı üç alt başlık altında incelenen SEB tesislerin ilk yatırım maliyetleri çizelge 2.4, çizelge 2.5 ve çizelge 2.6’da sırası ile detaylı olarak verilmiştir.

Çizelge 2.3 : Yaşam döngüsü maliyet analizine esas oran ve değerler.

Parametre	Birim	Değer
Dolar kuru	TL	3,8
Euro kuru	TL	4,6
Doğalgaz birim fiyatı	TL/kWh	0,1103
Elektrik birim fiyatı	TL/kWh	0,4612
Piyasa enflasyon oranı [23]	%	10,23
İskonto oranı [24]	%	7,25-9,25
Ekonomik ömür	Yıl	20

Çizelge 2.4 : Mevcut sistem ilk yatırım maliyetleri (TL).

Isıtma	Soğutma	Toplam
92.700	768.000	860.700

Çizelge 2.5 : BSIG tesisi ilk yatırım maliyetleri (TL).

Kojenerasyon Santrali	Absorbsiyonlu Chiller	Reglaj ve Gas Train Hattı 3”	Toplam
1.568.600	897.000	39.100	2.504.700

Çizelge 2.6 : SEB tesisi ilk yatırım maliyetleri (TL).

	Techizat	Kuyu	PV Tesis	Toplam
Senaryo 3/1-1	538.200	2.712.279	1.461.822	4.712.301
Senaryo 3/1-2	538.200	2.712.279	1.429.655	4.680.134
Senaryo 3/2	615.480	1.216.520	1.526.160	3.358.160
Senaryo 3/3	651.300	2.461.969	1.502.033	4.615.302

HAP analizleri neticesinde elde edilen ve bulgular ve tartışma bölümü çizelge 3.2’de detaylı olarak verilen sonuçlara göre mevcut sistem yıllık doğalgaz sarfıyatı ve yıllık elektrik tüketim değerleri, çizelge 2.3’de verilen birim fiyat ile çarpılarak mevcut sistemin yıllık enerji sarfiyat bedelleri bulunmuş ve çizelge 2.7’de gösterilmiştir. Benzer şekilde bulgular ve tartışma bölümü çizelge 3.4’de teknik verileri gösterilen BSIG tesisinin doğalgaz tüketim değerleri de yıllık 2376 saat çalışma değeri esas alınarak belirlenmiştir. BSIG tesisi işletme giderleri hesaplanır iken doğalgaz ile beraber sistemin yıllık yağ değişimleri ve tüketimleri de hesaplamalara dahil edilmiştir. Üretici firmanın 1 kWh elektrik üretimine karşılık 0,1 g yanma kaynaklı yağ tüketimi deklarasyonu dikkate alınarak yıllık 1.900.800 kWh elektrik üretimine karşılık 190,08 kg yağ tüketimi belirlenmiştir. Ayrıca aylık karter yağı değişimi 250 kg lık hazne için yıllık 3.000 kg olarak tespit edilmiştir. Toplam 3.190,08 kg yağ sarfıyatı 4 Euro/kg servis birim fiyatı ile hesaplamalara katılmıştır. BSIG tesisi öz ihtiyaç fazlası enerji üretimleri işletme gelirleri başlığı altında incelenmiştir. Yıllık ihtiyaç fazlası termal enerjinin doğalgaz bedeli ve ihtiyaç fazlası elektrik enerjisi bedeli bulgular ve tartışma bölümü çizelge 3.4’de detaylı olarak gösterilerek, çizelge 2.3’de verilen birim fiyatları üzerinden hesaplara dahil edilmiştir. Ekonomik analizlere esas olan tesislerin bakım ve işletme maliyetleri çizelge 2.7’de ayrı ayrı sunulmuştur.

Çizelge 2.7 : Tesis bakım ve işletme maliyetleri (TL).

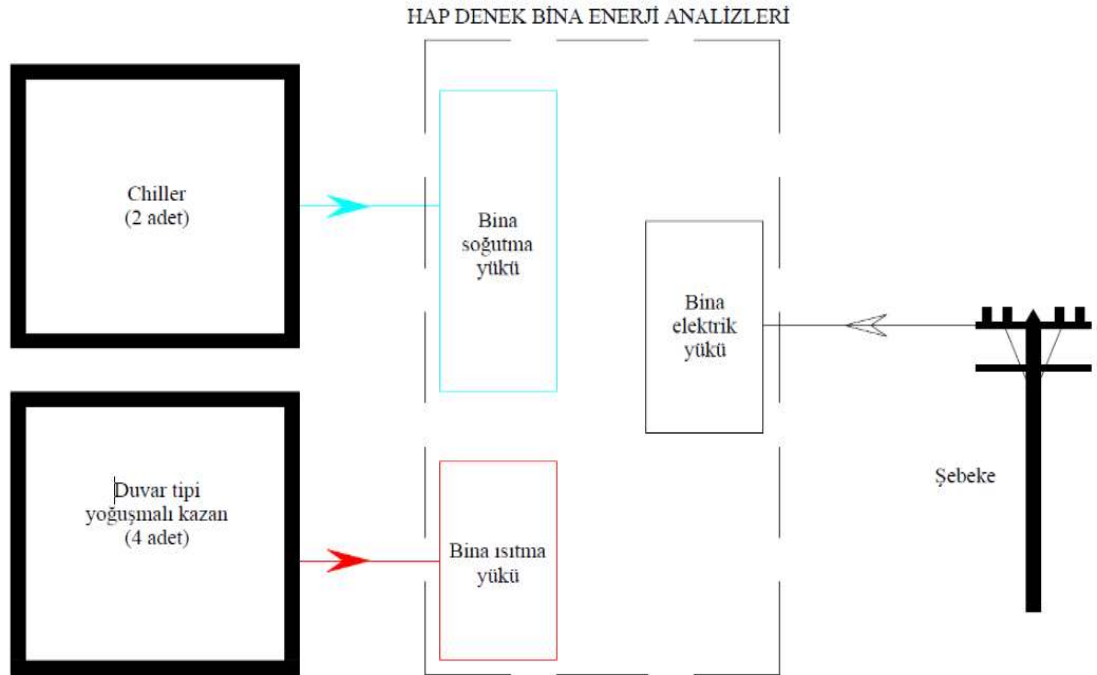
	Bakım Giderleri	İşletme Giderleri	İşletme Gelirleri
Mevcut Sistem	6.000	334.918	-
BSIG Tesis	81.972	540.805	763.025
SEB Senaryoları	19.000	-	-

2.3 Senaryo Tasarımları

Yapılmış olan tüm hesaplamalar; denek bina üzerinde hali hazırda çalışmakta olan klasik ısıtma-soğutma sistemi, birleşik soğutma, ısıtma ve güç sistemi ve sıfır enerji binaları olmak üzere 3 farklı senaryo için ayrı ayrı gerçekleştirilmiştir. Elde edilen sonuçlar birbirleri ile mukayese edilerek ekonomik açıdan optimum sistem belirlenmiştir. Ayrıca SEB tasarımını optimize etmek amacıyla 3 adet alt senaryo oluşturulmuş bu senaryolarında kendi aralarında optimum sistem mukayesesi yapılmıştır.

2.3.1 Senaryo 1 - mevcut sistem

Soğutma tesisatı 2 adet 450 kW kapasiteli hava kaynaklı soğutucu, ısıtma tesisatı ise 4 adet 115 kW kapasiteli duvar tipi yoğunmalı doğalgaz kazan ile beslenmektedir. Binanın tüm elektrik ihtiyacı şebekeden karşılanmaktadır. Bu senaryo maliyet analiz çalışmaları için referans senaryo olarak kullanılmış ve Şekil 2.9’ da gösterilmiştir.

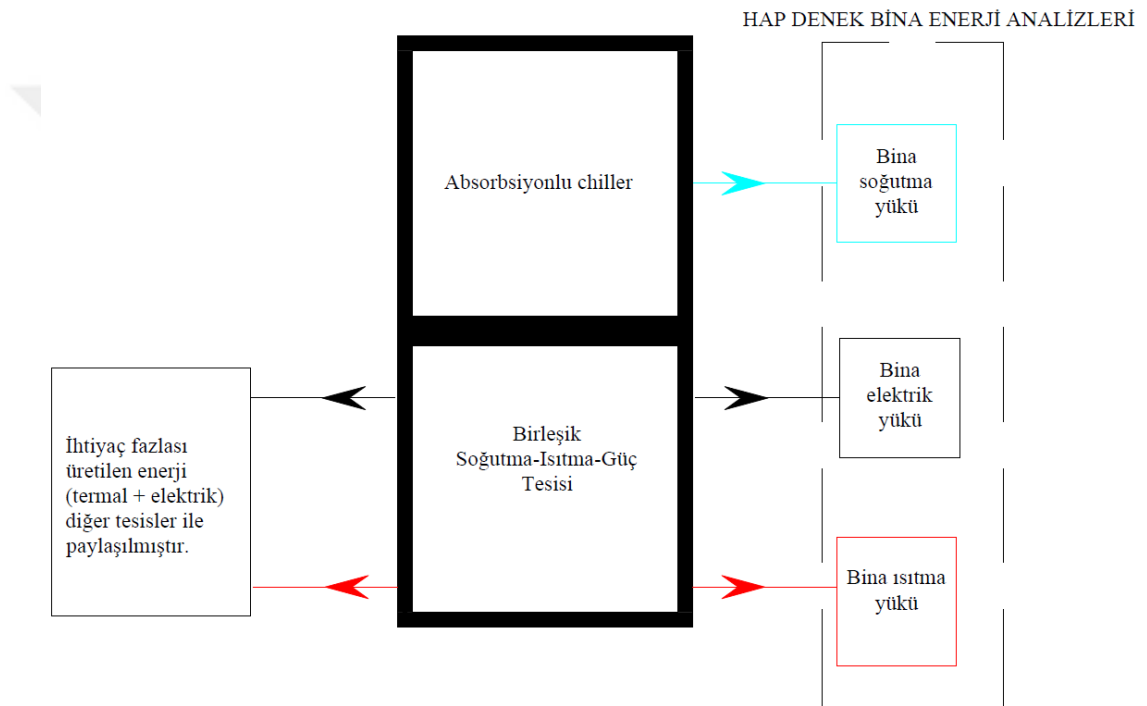


Şekil 2.9 : Senaryo 1 şematik gösterimi.

2.3.2 Senaryo 2 – birleşik soğutma-ısıtma-güç tesisi, BSIG

Denek binanın tüm enerji ihtiyacı BSIG tesisi ile karşılanmış olup, yakıt olarak doğalgaz kullanılmıştır. BSIG tesisi, HAP enerji analiz değerlerine paralel olarak boyutlandırılmıştır. Yasal mevzuat gereği üretilen elektrik enterkonnekte hatta çift

tarafı sayaç ile bağlanmadığından tesis yıl boyu tam zamanlı çalıştırılmamış, bina insan trafiğine uygun olarak yıllık bazda tesisin 2376 saat çalışması öngörülerek hesaplar yapılmıştır. BSIG tesisi boyutlandırılırken termal enerji ihtiyacı temel alınmış ancak bu şekilde yapılan hesaplar binanın diğer elektrik enerji tüketimi ihtiyacını fazlası ile karşılamıştır. Çalışma saatleri dahilinde tesis %100 kapasite ile çalıştırılmış, üretilen enerjinin fazlası (elektrik, ısıtma ve soğutma ısı enerjisi) yakın bölgedeki diğer kamu binaları ile, verilen enerjinin resmi fatura birim fiyat bedeli karşılığında paylaşılmıştır. Tesis, EER değeri 0,75 olan absorpsiyonlu soğutucu ile birlikte seçilmiş ve şematik olarak Şekil 2.10’da gösterilmiştir.



Şekil 2.10 : Senaryo 2 şematik gösterimi

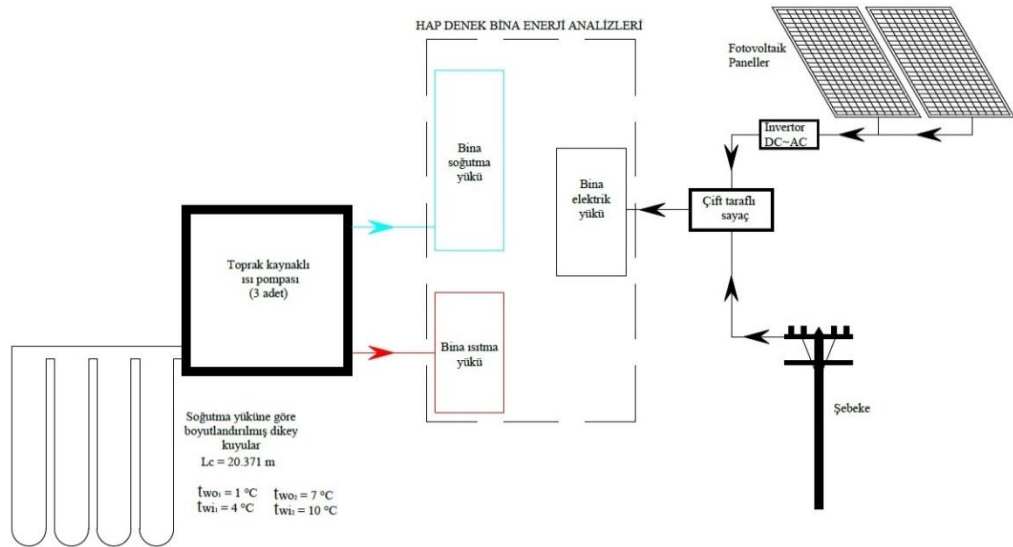
2.3.3 Senaryo 3 – sıfır enerji binası, SEB

Isıtma-soğutma işlemi için TKIP kullanılmaktadır. TKIP boyutlandırması (Yük hesabı) ve miktarı HAP programının yürütülmesi ile elde edilen değerler vasıtası ile sağlanmış ve ekonomik analizlerinin yapılabilmesi amacı ile üretici firma kataloglarından hesap değerlerine uygun olarak seçilmiştir. Denek bina elektrik ihtiyacının tamamı PV paneller ile karşılanmakta olup, üretilen enerji enterkonnekte hatta çift taraflı sayaç ile bağlanmıştır. Bu sayede depolama ve batarya maliyetlerinden kaçınılmasıyla birlikte, ihtiyaç fazlası elektrik şehir şebekesine verilebilmektedir. Elektrik üretiminin yetersiz olup ihtiyacı karşılamadığı durumlarda ise şebekeden

ihtiyaç kadar elektrik çekilmektedir. Her ay sonu yasal mevzuat çerçevesinde şebekeye verilen veya çekilen elektrik bedeli mukabilinde fatura ödenmekte ya da tahsil edilmektedir. Yıl sonunda ise fatura bedelleri ile tahsilat bedelleri toplamaları eşit olmakta, yıllık periyot dahilinde, bina tükettiği kadar elektriği, fosil kaynak kullanmadan üretebilmektedir.

2.3.3.1 Alt senaryo 1

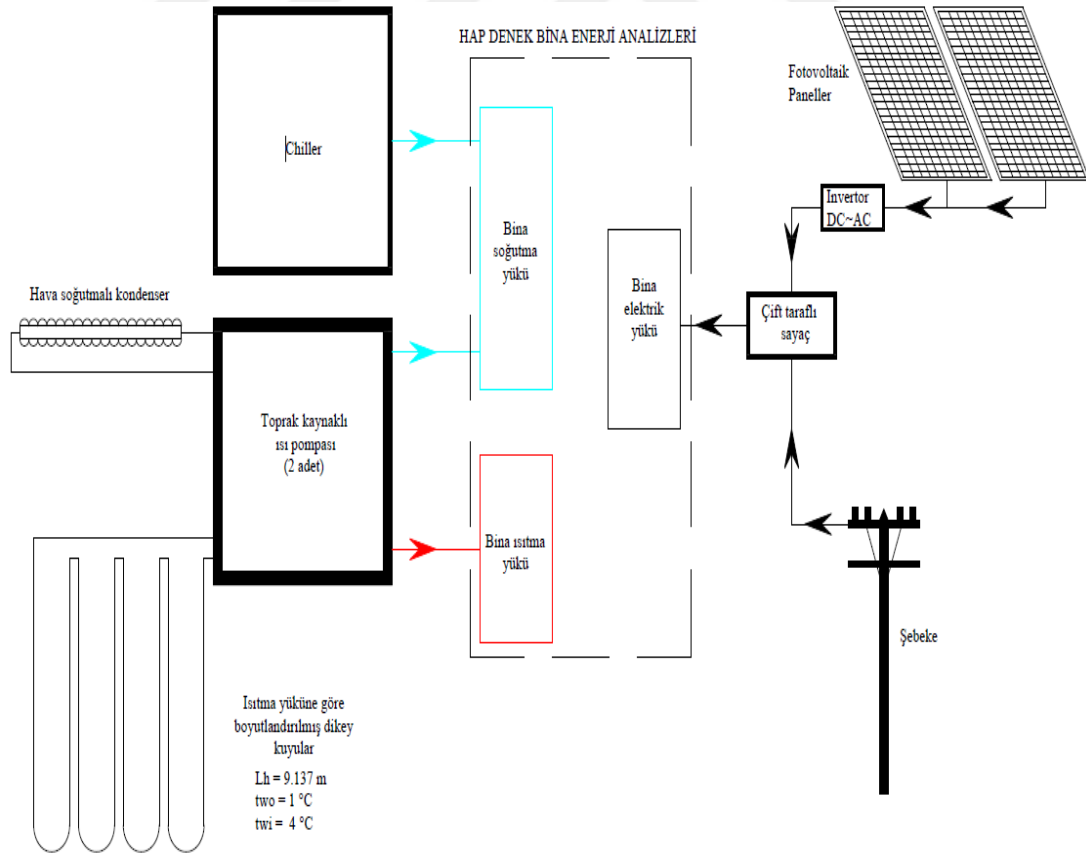
Isıtma prosesi için TKIP'nın toprak tarafı salamura gidiş-dönüş sıcaklıkları dikey kuyu boyu hesap analizlerine esas olan çalışma değeri baz alınarak 1-4 °C belirlenmiş ve TKIP'nın soğutma kapasitesi bina soğutma yükünü karşılayacak şekilde seçilmiştir. Bina soğutma yükünün ısıtma yükünden çok daha fazla olmasından dolayı, ortaya çıkan yüksek kuyu boyu metrajları, ısıtma modu süresince fazladan kuyu boyu kullanımını mümkün kılmıştır. Isıtma prosesi için daha fazla kuyu boyunun kullanılabilecek olması, TKIP'nın toprak tarafı salamura gidiş-dönüş sıcaklıklarının daha yüksek tutulabilmesine ve ortaya çıkan atıl ısıtma kapasitesini, TKIP'nın ısıtma modundaki COP değerini artıracak şekilde değerlendirerek, daha verimli kullanılabilesine imkan sağlamıştır. Bu sıcaklıkların yüksek olması ise TKIP'nın ısıtma sezonu boyunca COP değerini 3,4 seviyelerinden 3,9 seviyelerine çıkarmış ve ısı pompasının elektrik tüketimi nispeten azalmıştır. Bu şekilde salamura gidiş-dönüş sıcaklıkları 7-10 °C olarak yeniden belirlenmiş, ekonomik analizleri yapılmış ve mukayese edilmiştir. Bu senaryo için 3 adet eş kapasiteli TKIP kullanılmıştır. Tesis şematik olarak Şekil 2.11' de gösterilmiştir.



Şekil 2.11 : Senaryo 3/1 şematik gösterimi

2.3.3.2 Alt senaryo 2 (TKIP + hava kaynaklı soğutucu + hava soğutmalı kondenser)

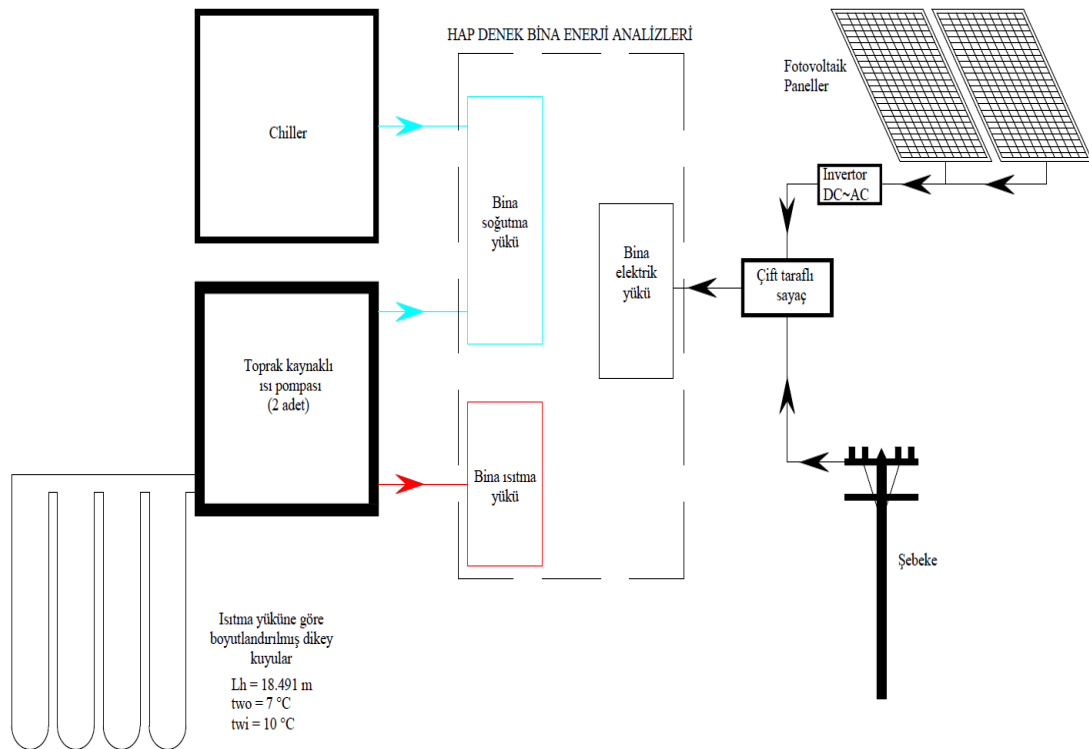
Kuyu maliyetlerinin yüksekliği sebebi ile kuyu boyunu minimize etmek amacıyla, toprak tarafı salamura gidiş-dönüş sıcaklığı 1-4 °C rejimli ısıtma prosesi için gerekli olan kuyu boyu esas alınmış, ısı pompaları da bina ısıtma yüküne göre seçilmiştir. Bina ısıtma yüküne göre seçilen ısı pompalarının toplam soğutma gücü ile binanın toplam soğutma yükü arasındaki fark hava kaynaklı soğutucu (chiller) ile karşılanmıştır. Diğer yandan, toprak tarafı salamura dolaşım sıcaklıklarının ısıtma ve soğutma modundaki rejim farklılığından dolayı, TKIP'nın soğutma modunda çalışırken kuyulara atması gereken ısı gücü, kuyulara enjekte edilebilecek ısı gücünden fazla olmaktadır. Aradaki fark için sisteme hava soğutmalı kondenser ilave edilmiştir. Bu sayede ısıtma yüküne göre dizayn edilmiş olan sistemin, bina soğutma yükü ile arasındaki fark için atmosfer havası kuyu olarak kullanılmıştır. Bu senaryo için 2 adet TKIP, 1 adet hava kaynaklı soğutucu (chiller), 1 adet hava soğutmalı kondenser kullanılmış ve tesis şematik olarak Şekil 2.12'de gösterilmiştir.



Şekil 2.12 : Senaryo 3/2 şematik gösterimi

2.3.3.3 Alt senaryo 3 (TKIP + hava kaynaklı soğutucu)

TKIP salamura gidiş-dönüş sıcaklığı 7-10 °C rejimli ısıtma prosesi için gerekli olan kuyu boyu esas alınarak, tüm sistem bina ısıtma yüküne göre boyutlandırılmış, ısı pompaları da bina ısıtma yüküne göre seçilmiştir. Isıtma kapasitesi bina ısıtma yüküne göre seçilmiş olan ısı pompalarının soğutma modunda çalışırken kuyuya atmaları gereken ısı, bu senaryo için dizayn edilen kuyu boyu ile rahatlıkla karşılandığı için ilave hava soğutmalı kondenser kullanımına gerek kalmamıştır. Binanın toplam soğutma yükü ile ısı pompalarının soğutma kapasitesi arasındaki fark hava kaynaklı soğutucu ile karşılanmıştır. Bu senaryoda hesaplanan kuyu boyu alt senaryo 1’de salt soğutma yüküne göre hesaplanan kuyu boyundan küçük, alt senaryo 2’de salt ısıtma yüküne göre hesaplanandan büyük olmaktadır. Senaryo tasarımı için 2 adet TKIP ile 1 adet hava kaynaklı soğutucu kullanılmıştır. Tesis şematik olarak Şekil 2.13’de gösterilmiştir.



Şekil 2.13 : Senaryo 3/3 şematik gösterimi.

3. BULGULAR VE TARTIŞMA

3.1 HAP Analizleri

Denek bina dizayn yükleri saatlik iklim verileri ile hesaplanmış olup soğutma için pik yük 742,7 kW olarak hesaplanmış ve pik zaman dilimi periyodu olarak Temmuz ayı saat 13:00 belirlenmiştir. Benzer şekilde ısıtma için pik yük ise 439,7 kW olarak hesaplanmış ve pik zaman dilimi periyodu olarak Ocak ayı saat 09:00 belirlenmiştir. Elde edilen yük dizayn değerlerinin hacimlere göre dağıtılmış şekilde tamamı çizelge 3.1’de gösterilmiştir.

Çizelge 3.1 : Denek bina ısıtma ve soğutma yükleri (kW).

Hacim Adı	Isıtma ($\dot{Q}_h$)	Soğutma ($\dot{Q}_c$)
Anaokulu	5,9	16,5
Ara kat koridorlar	74,7	95,9
Çay ocağı	1,1	11,1
Depo - arşiv	33,5	16,5
Giriş kat koridorlar	33,4	45,4
Islak hacimler	6,3	11,5
Mescitler-abdesthane	4,4	9,1
Misafirhane	18,8	25
Mutfak ve yemekhane	40,9	105,1
Ofisler	120,7	317,9
Spor salonu	5,6	12,2
Toplantı salonları	45,3	76,5
Sıhhi sıcak su kullanım	49,2	-
TOPLAM	439,7	742,7

Yıllık enerji analizleri ve bu analizlere bağımlı değişkenler ise her bir senaryo için ayrı ayrı hesaplanmış olup Çizelge 3.2’de sunulmuştur.

Çizelge 3.2 : Denek bina yıllık enerji analizleri (kWh).

	Senaryo1	Senaryo2	Senaryo3 (SEB)			
	Mevcut	BSIG				
	Sistem		Senaryo 3/1		Senaryo 3/2	Senaryo 3/3
			$t_{wo}=1^{\circ}\text{C}$	$t_{wo}=7^{\circ}\text{C}$		
			$t_{wi}=4^{\circ}\text{C}$	$t_{wi}=10^{\circ}\text{C}$		
HVAC elektrik tüketimi	272.368	-	211.138	195.039	239.984	231.187
Diğer elektrik tüketimi	364.505	-	364.505	364.505	364.505	364.505
Toplam elektrik tüketimi	636.873	-	575.643	559.544	604.489	595.692
Doğalgaz tüketimi	373.536	4.371.840	-	-	-	-
Isıtma serpantin yükü			253.783			
Soğutma serpantin yükü			389.880			
Sıhhi sıcak su yükü			76.480			

3.2 Dikey Kuyu Boyu Hesabı

Dikey kuyu boyu hesabı sonucu öngörülen çalışma rejimleri ve buna bağlı olarak elde edilen değerler ile bağımlı değişkenler Çizelge 3.3’de gösterilmiştir.

Çizelge 3.3 : Dikey kuyu boyu parametreleri ve hesap sonuçları.

Parametre	Senaryo3/1-1	Senaryo 3/1-2	Senaryo 3/2	Senaryo 3/3
Soğutma kuyu boyu (m)	20.371	20.371	9.137	18.491
Isıtma kuyu boyu (m)	9.137	18.491	9.137	18.491
Toplam kuyu miktarı (adet)	225	225	100	196
Birim kuyu boyu (m)	90,54	90,54	91,37	94,34
Toprak tarafı salamura gidiş/dönüş sıcaklığı ($^{\circ}\text{C}$)	Isıtma 1/4 Soğ. 35/30	Isıtma 7/10 Soğ. 35/30	Isıtma 1/4 Soğ. 35/30	Isıtma 7/10 Soğ. 35/30
Kullanıcı tarafı su gidiş/dönüş sıcaklığı ($^{\circ}\text{C}$)	Isıtma 50/45 Soğ. 7/12	Isıtma 50/45 Soğ. 7/12	Isıtma 50/45 Soğ. 7/12	Isıtma 50/45 Soğ. 7/12
Topraktan çekilen ısı (W/m)	34	17,7	34	17,7
Toprağa deşarj edilen ısı (W/m)	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3

3.3 Cihaz Boyutlandırması

Yukarıda 2.3.3 no'lu başlık altında detaylı olarak anlatılan SEB senaryo tasarımları dahilinde 1 no'lu alt senaryo için; 3 adet Clivet 80.2 modeli TKIP, 2 no'lu alt senaryo için; 2 adet Clivet 80.2 TKIP, 1 adet Clivet 90.4 chiller, 3 no'lu alt senaryo için 1 adet Clivet 70.2 ve 1 adet Clivet 60.2 TKIP, 1 adet Clivet 120.4 chiller kullanılmıştır. Her bir senaryo için kullanılan toprak ve hava kaynaklı ısı pompalarının çalışma rejimleri ve temel parametreleri Çizelge 3.4'de detaylı olarak gösterilmiştir.

Çizelge 3.4 : Isı pompaları çalışma rejimleri ve temel parametreleri.

Parametre	TKIP 60.2	TKIP 70.2	TKIP 80.2	CH 90.4	CH 120.4
Soğutma kapasitesi (kW) (1)	199	227	252	259	340
Elektrik tüketimi (kW) (1)	42	47,8	54	87,9	118
EER (kW/kW) (1)	4,74	4,75	4,67	2,94	2,88
Kaynak tarafı salamura akış debisi (l/s) (1)	12,4	14,1	15,7	-	-
Kullanıcı tarafı su akış debisi (l/s) (1)	9,52	10,8	12,1	12,4	16,3
Isıtma kapasitesi (kW) (2)	184	209	231	-	-
Elektrik tüketimi (kW) (2)	54,4	60,3	67,2	-	-
Isıtma kapasitesi (kW) (3)	210	242,5	269	-	-
Elektrik tüketimi (kW) (3)	54,9	61,3	68,4	-	-
COP (2)	3,37	3,46	3,43	-	-
COP (3)	3,8	3,9	3,9	-	-
Kaynak tarafı salamura akış debisi (l/s) (4)	13,4	15,7	17,3		
Kullanıcı tarafı su akış debisi (l/s) (4)	10,4	12	13,3		

1. Kullanıcı tarafı; su gidiş sıcaklığı 7 °C, su dönüş sıcaklığı 12 °C, TKIP için kaynak tarafı salamura çıkış sıcaklığı ve chiller için kaynak tarafı hava sıcaklığı 35 °C,
2. Kullanıcı tarafı su gidiş sıcaklığı 50 °C , su dönüş sıcaklığı 45 °C, kaynak tarafı salamura çıkış sıcaklığı 1 °C
3. Kullanıcı tarafı su gidiş sıcaklığı 50 °C , su dönüş sıcaklığı 45 °C, kaynak tarafı salamura çıkış sıcaklığı 7 °C
4. Kullanıcı tarafı su gidiş sıcaklığı 45 °C , su dönüş sıcaklığı 40 °C, kaynak tarafı salamura çıkış sıcaklığı 7 °C

3.4 BSIG Boyutlandırması

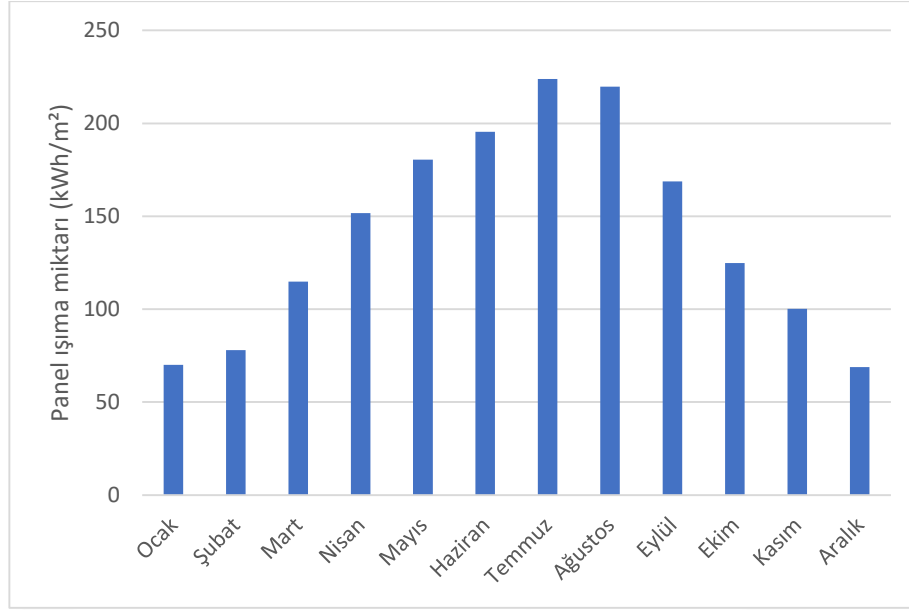
HAP enerji analizi ve yük değerlerine göre boyutlandırılarak seçilen gaz motoru ve jeneratör seti dataları yıllık enerji üretim değerleri ile birlikte çizelge 3.5’de gösterilmiştir.

Çizelge 3.5 : BSIG tesisi performans ve yıllık enerji üretim değerleri.

Parametre	Birim	Değer
Elektrik gücü (jeneratör terminalinde)	kW	800
ISO mekanik gücü	kW	827
Yakıt tüketimi	kW	1840
Egzoz ısısı (120 °C)	kW	400
Egzoz çıkış sıcaklığı	°C	423
Ceket suyu ısı gücü	kW	420
İntercooler ısı gücü	kW	47
Elektrik verimi	%	43,48
Termik verim	%	47,12
Toplam verim	%	90,60
Yıllık termal enerji üretimi	kWh	2.059.992
Yıllık elektrik enerjisi üretimi	kWh	1.900.800
İhtiyaç fazlası termal enerji	kWh	1.015.714
İhtiyaç fazlası elektrik enerjisi	kWh	1.392.445

3.5 Fotovoltaik Güç ve Enerji Analizi

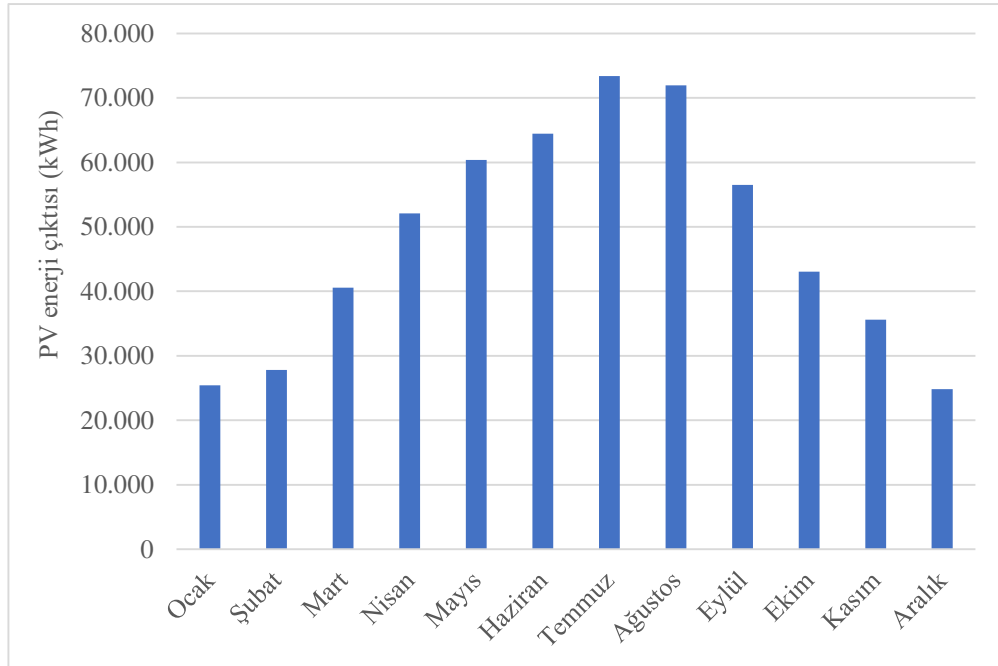
Bölge koordinat değerleri ve yerleşim açılarına göre birim alan başına PV panellerdeki aylık toplam ışıma miktarları şekil 3.1’de gösterilmiştir. Yıllık toplam ışıma miktarı 1697 kWh/m² olarak hesaplanmıştır. Bu ışıma değerlerine göre tesis güç çıktıları her bir senaryo için ayrı ayrı tespit edilmiştir.



Şekil 3.1 : Birim alan başına PV panellerdeki toplam ışıma değerleri.

3.5.1 Senaryo 3/1-1 için PV tesisi kurulu güç ve enerji üretim değerleri

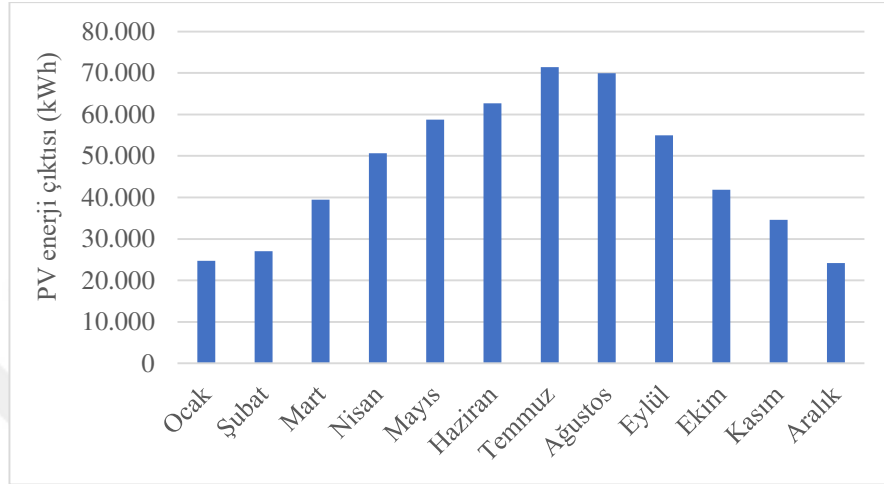
PV tesis yıllık toplam enerji üretimi 576.142 kWh olarak hesaplanmış olup aylara göre dağılımı şekil 3.2’de gösterilmiştir. Toplam yüzey alanı 2.643 m² olan poly kristal silisyum hücreli PV paneller kullanılmış ve tesisin kurulu gücü program tarafından 439 kWp olarak belirlenmiştir.



Şekil 3.2 : Senaryo 3/1-1 için PV tesis aylık enerji üretim değerleri.

3.5.2 Senaryo 3/1-2 için PV tesisi kurulu güç ve enerji üretim değerleri

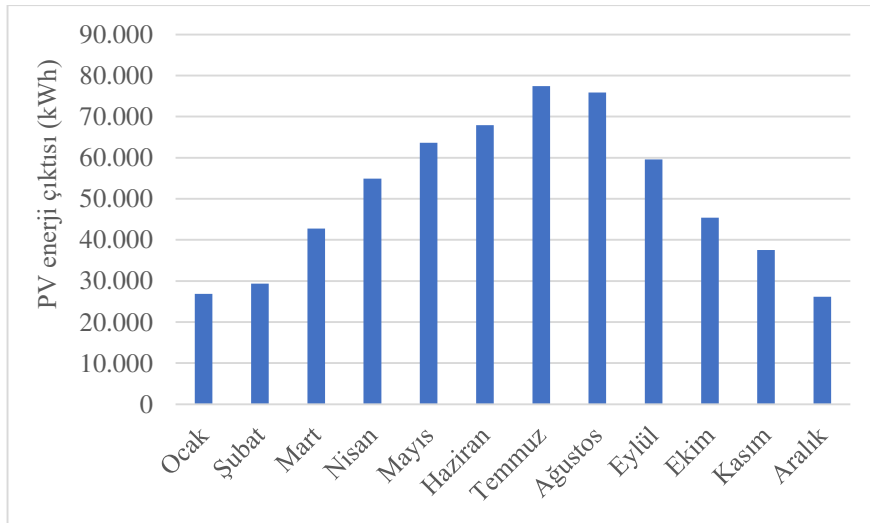
PV tesis yıllık toplam enerji üretimi 560.393 kWh olarak hesaplanmış olup aylara göre dağılımı şekil 3.3’de gösterilmiştir. Toplam yüzey alanı 2.571 m² olan poly kristal silisyum hücreli PV paneller kullanılmış ve tesisin kurulu gücü program tarafından 427 kWp olarak belirlenmiştir.



Şekil 3.3 : Senaryo 3/1-2 için PV tesis aylık enerji üretim değerleri.

3.5.3 Senaryo 3/2 için PV tesisi kurulu güç ve enerji üretim değerleri

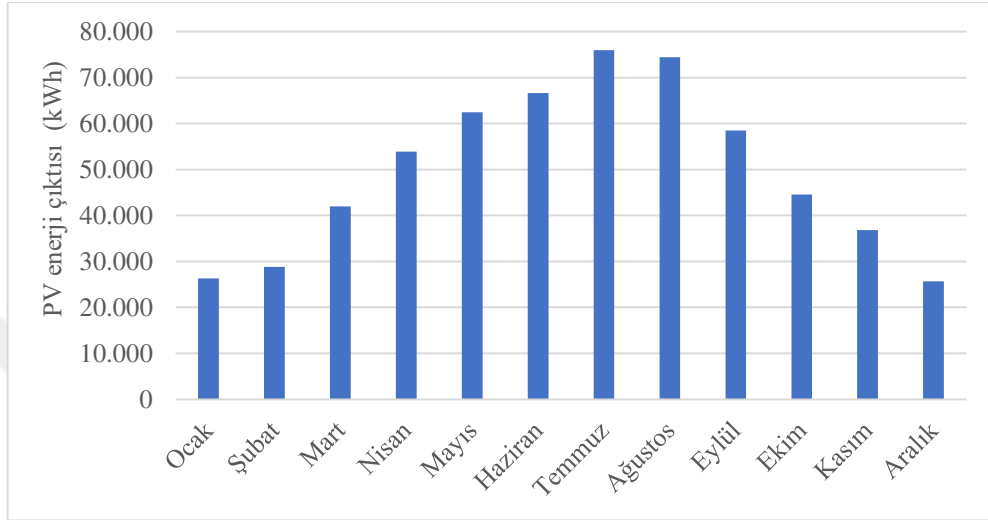
PV tesis yıllık toplam enerji üretimi 607.639 kWh olarak hesaplanmış olup aylara göre dağılımı şekil 3.4’de gösterilmiştir. Toplam yüzey alanı 2.787 m² olan poly kristal silisyum hücreli PV paneller kullanılmış ve tesisin kurulu gücü program tarafından 463 kWp olarak belirlenmiştir.



Şekil 3.4 : Senaryo 3/2 için PV tesis aylık enerji üretim değerleri.

3.5.4 Senaryo 3/3 için PV tesisi kurulu güç ve enerji üretim değerleri

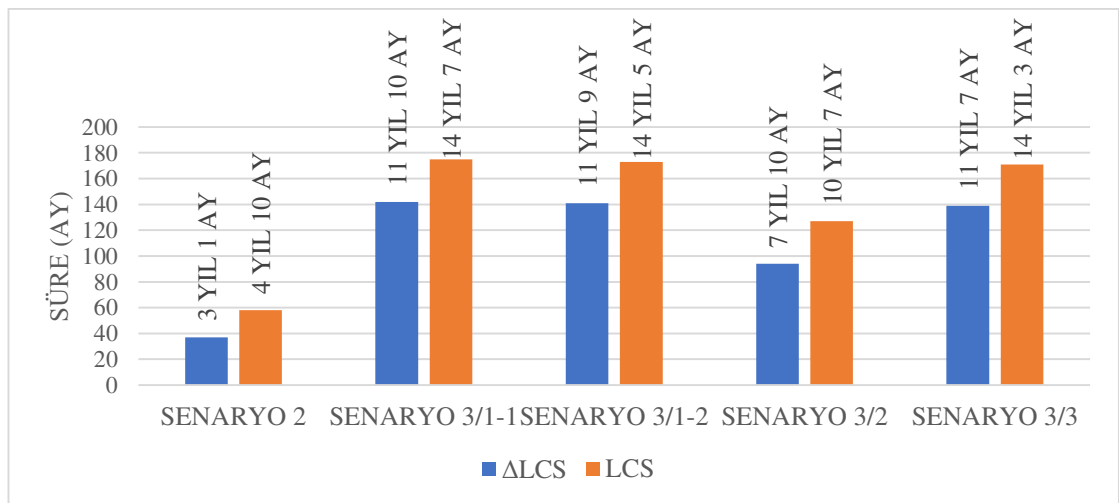
PV tesis yıllık toplam enerji üretimi 595.827 kWh olarak hesaplanmış olup aylara göre dağılımı şekil 3.5’de gösterilmiştir. Toplam yüzey alanı 2.734 m² olan poly kristal silisyum hücreli PV paneller kullanılmış ve tesisin kurulu gücü program tarafından 454 kWp olarak belirlenmiştir.



Şekil 3.5 : Senaryo 3/3 için PV tesis aylık enerji üretim değerleri.

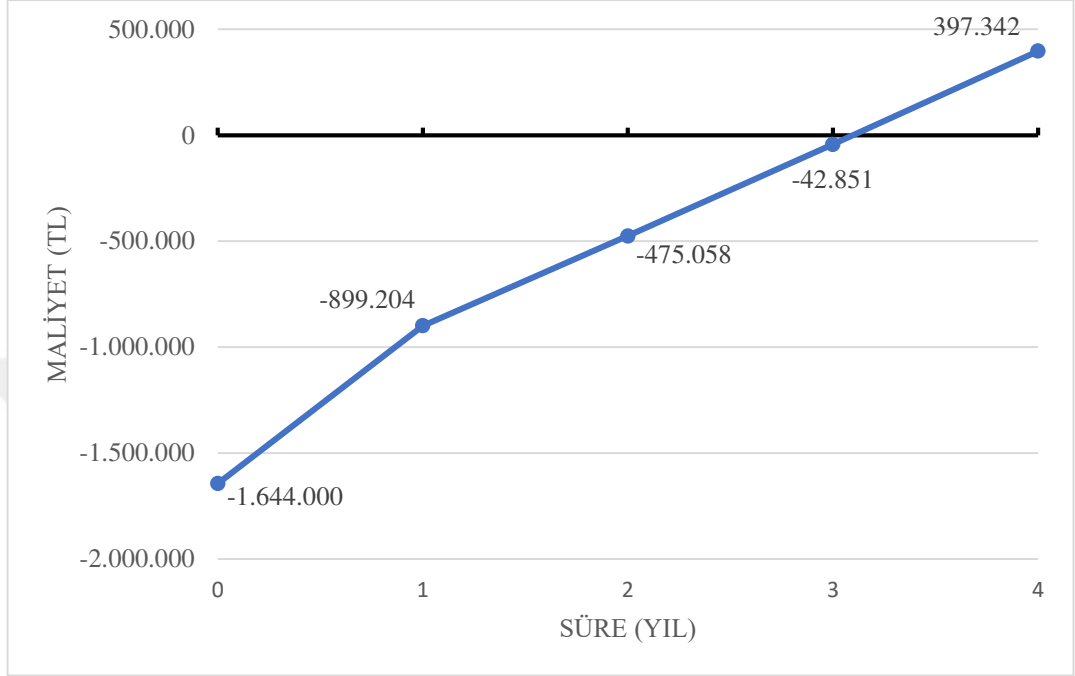
3.6 Mukayeseli Maliyet Analizleri

Mukayeseli maliyet analizleri; alternatif sistemlerin her biri için, fazladan yatırım maliyetini (Δ LCS) ve yatırım bedelinin tamamını (LCS) geri ödeme süresi olarak iki başlık altında yapılmış ve sonuçlar Şekil 3.6’da sunulmuştur.

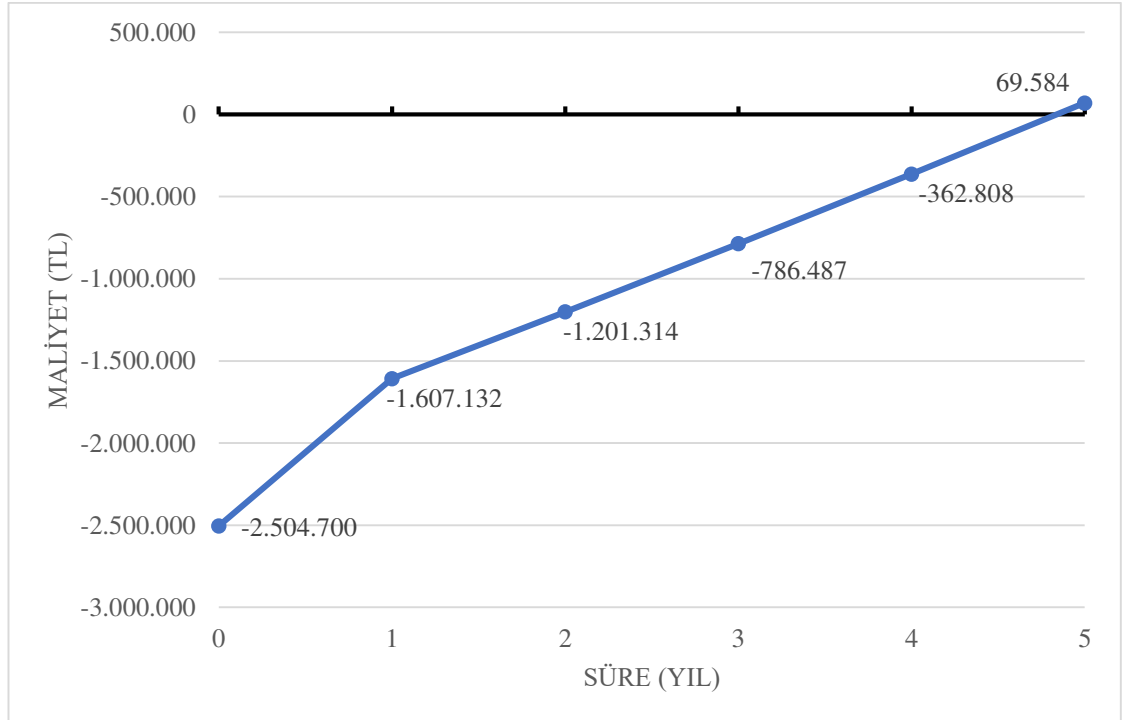


Şekil 3.6 : Tesis maliyet geri ödeme zamanları.

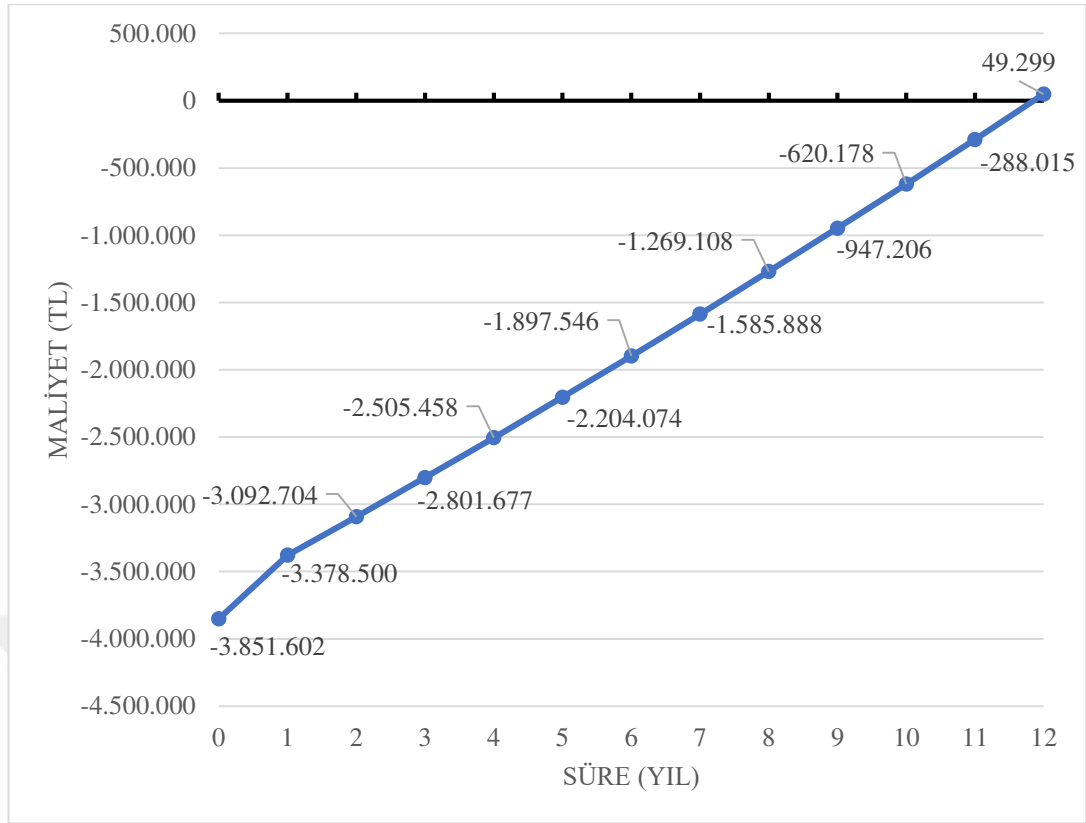
Her bir senaryo için işletme başlangıcından itibaren, fazladan yatırım bedelini ve yatırım bedelinin tamamını geri ödeme süresi trendleri ise şekil 3.7a-b, 3.8a-b, 3.9a-b, 3.10a-b, 3.11a-b’de sunulmuştur. Grafiklerde sıfır çizgisi referans sistem maliyeti olup, alternatif sistemin kendi yatırım bedelini geri ödediği süreyi göstermektedir.



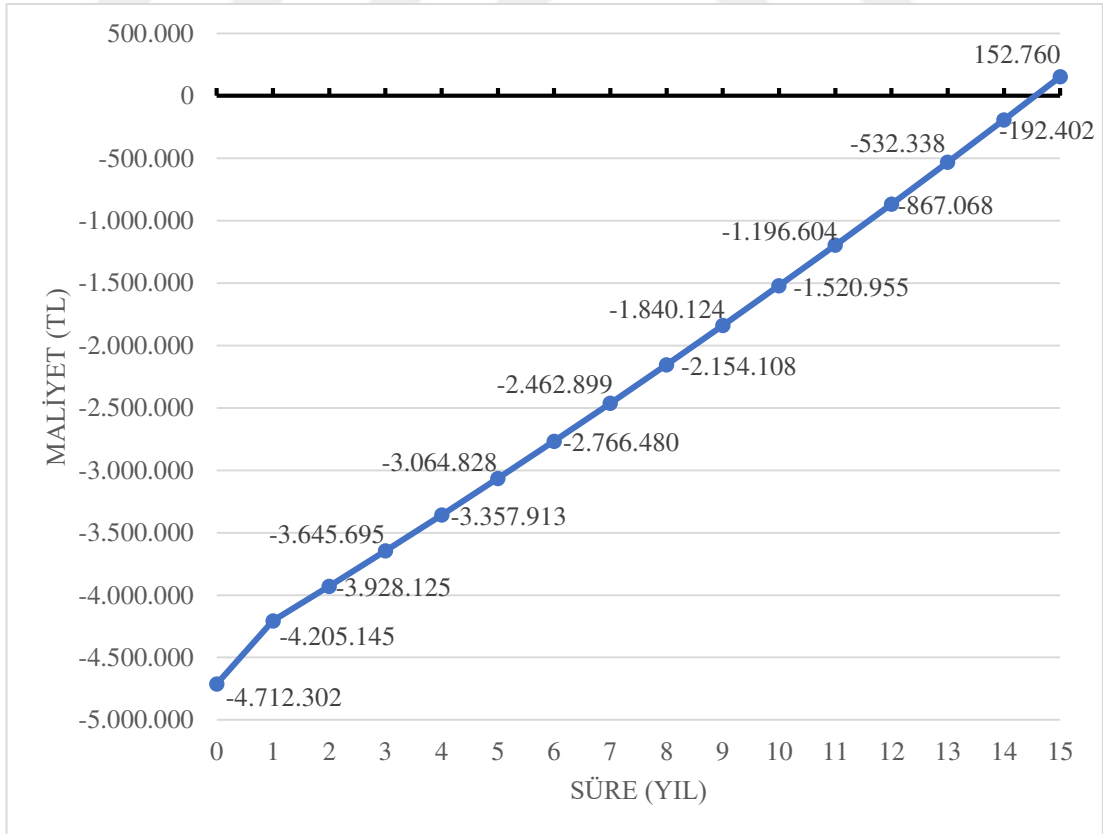
Şekil 3.7a : Senaryo 2 fazladan yatırım geri ödeme periyodu.



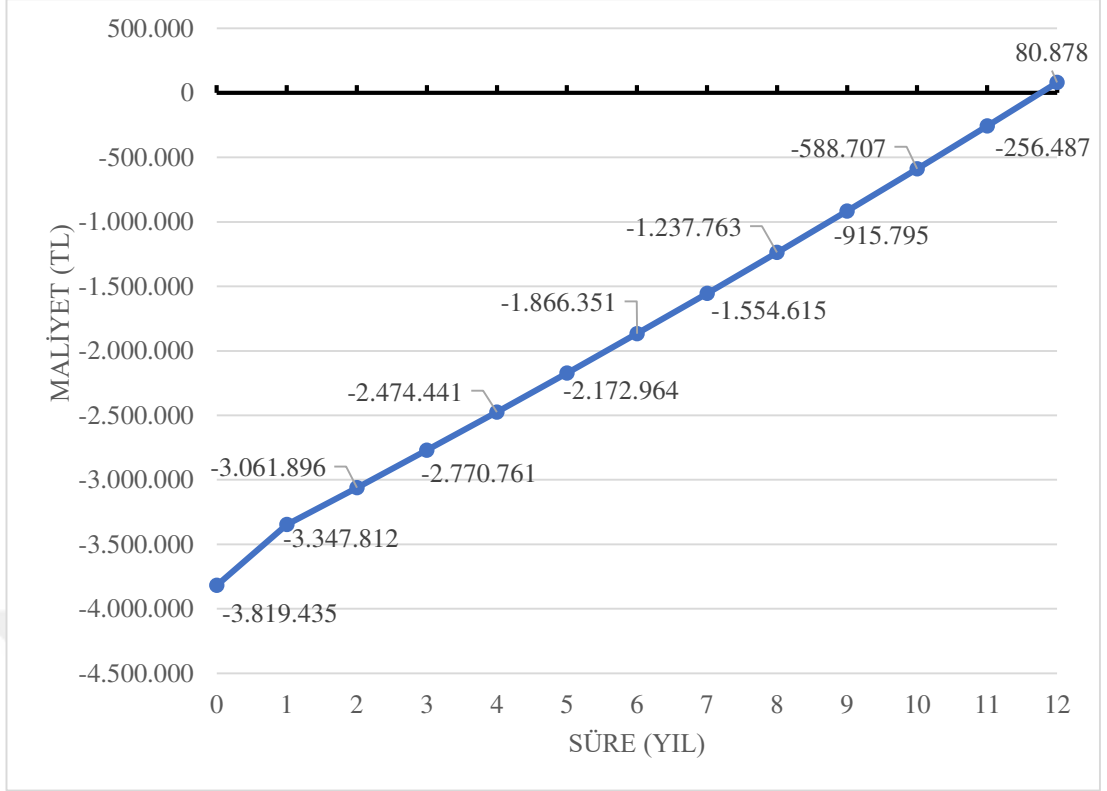
Şekil 3.7b : Senaryo 2 yatırımın tamamını geri ödeme periyodu.



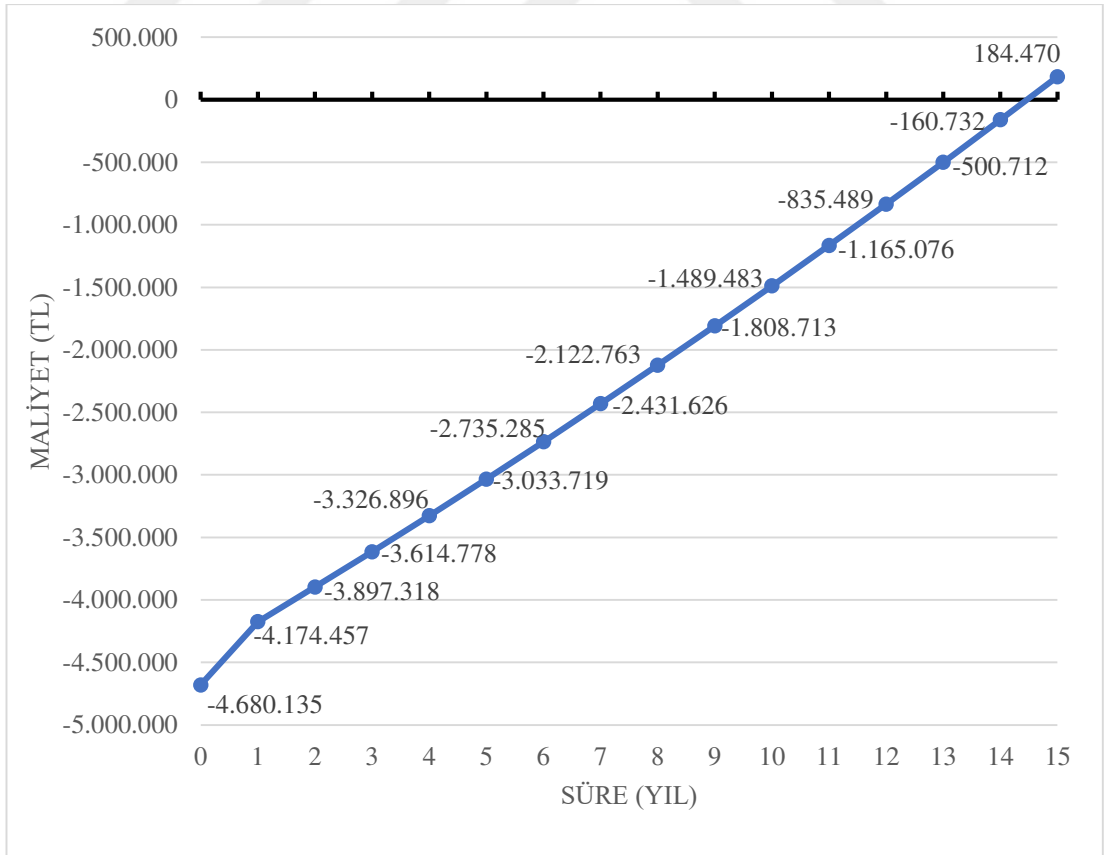
Şekil 3.8a : Senaryo 3/1-1 fazladan yatırım geri ödeme periyodu.



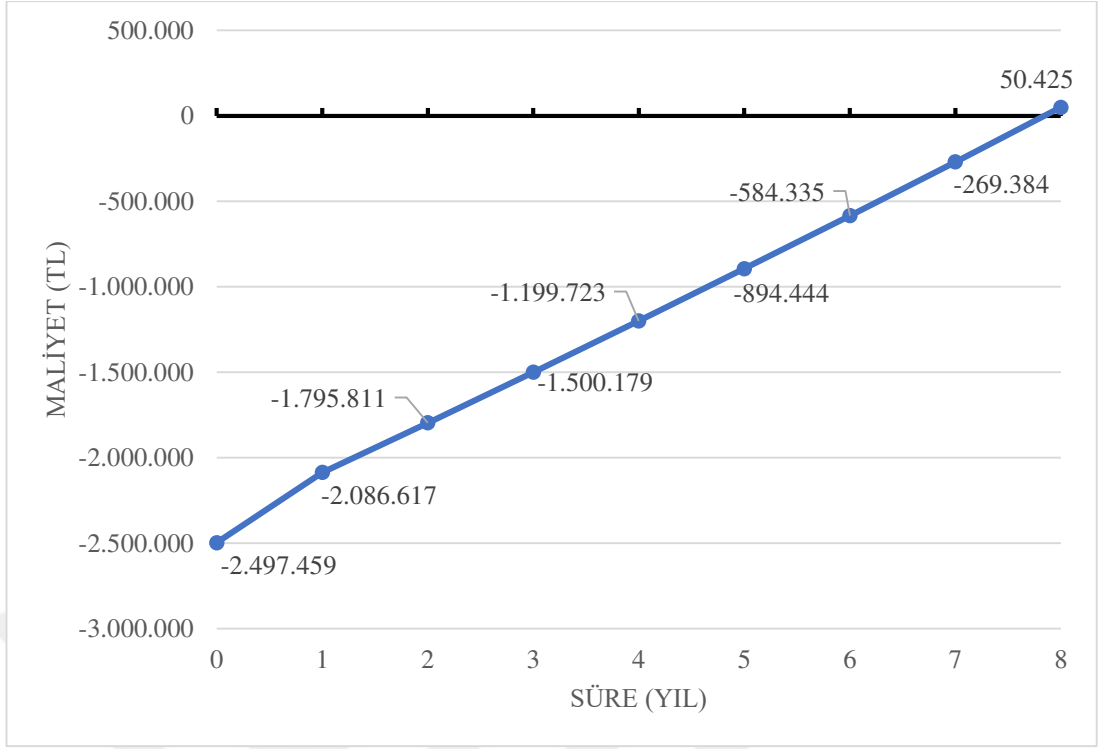
Şekil 3.8b : Senaryo 3/1-1 yatırımın tamamını geri ödeme periyodu.



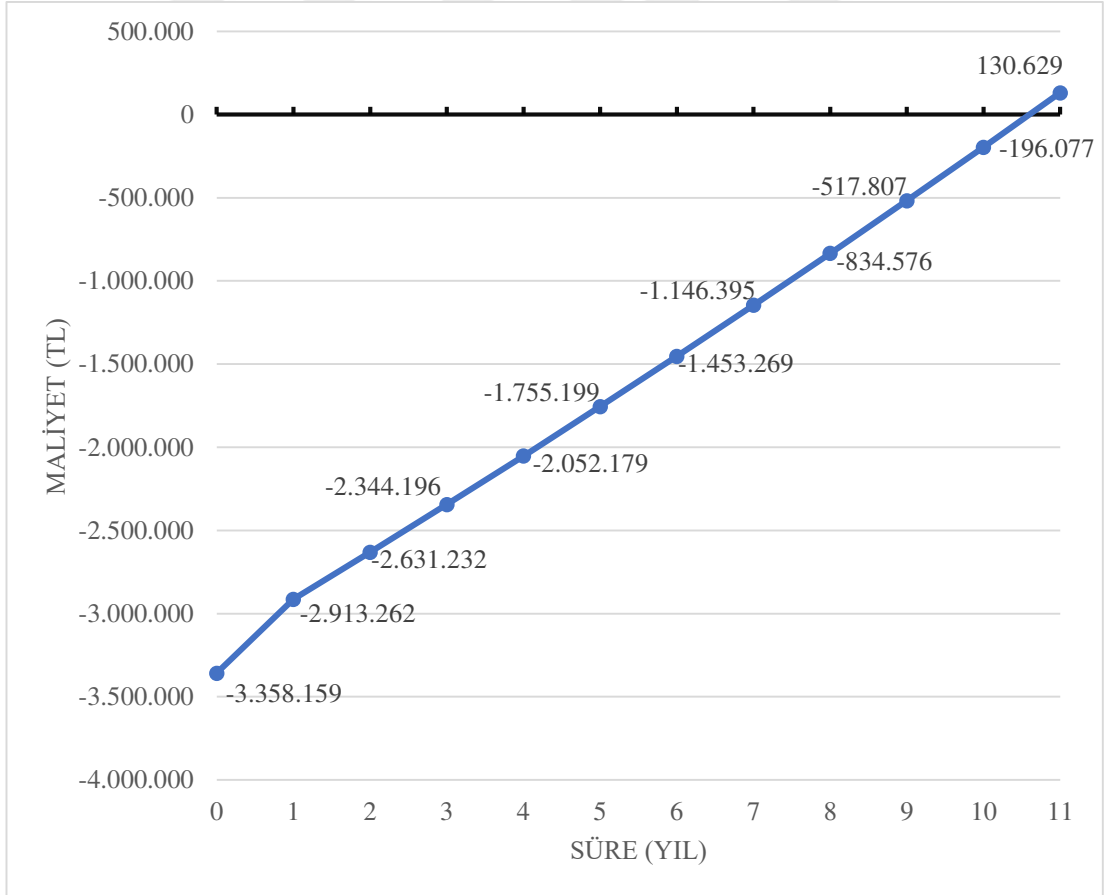
Şekil 3.9a : Senaryo 3/1-2 fazladan yatırım geri ödeme periyodu.



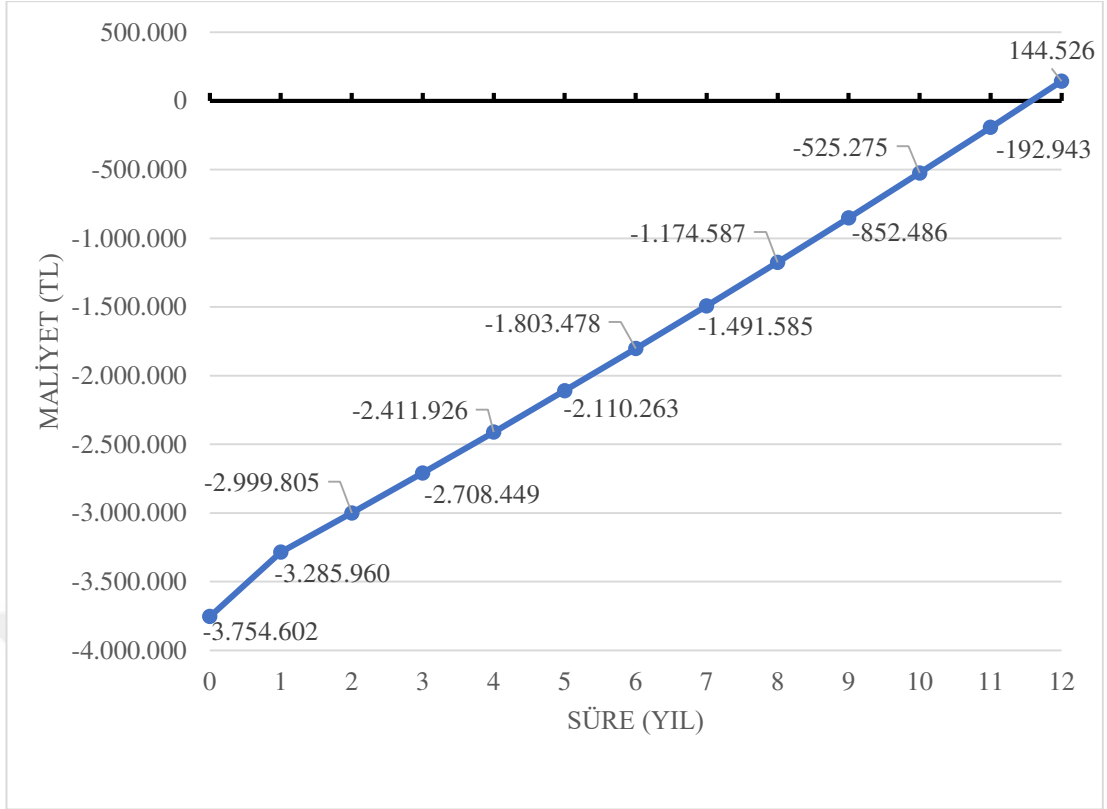
Şekil 3.9b : Senaryo 3/1-2 yatırımın tamamını geri ödeme periyodu.



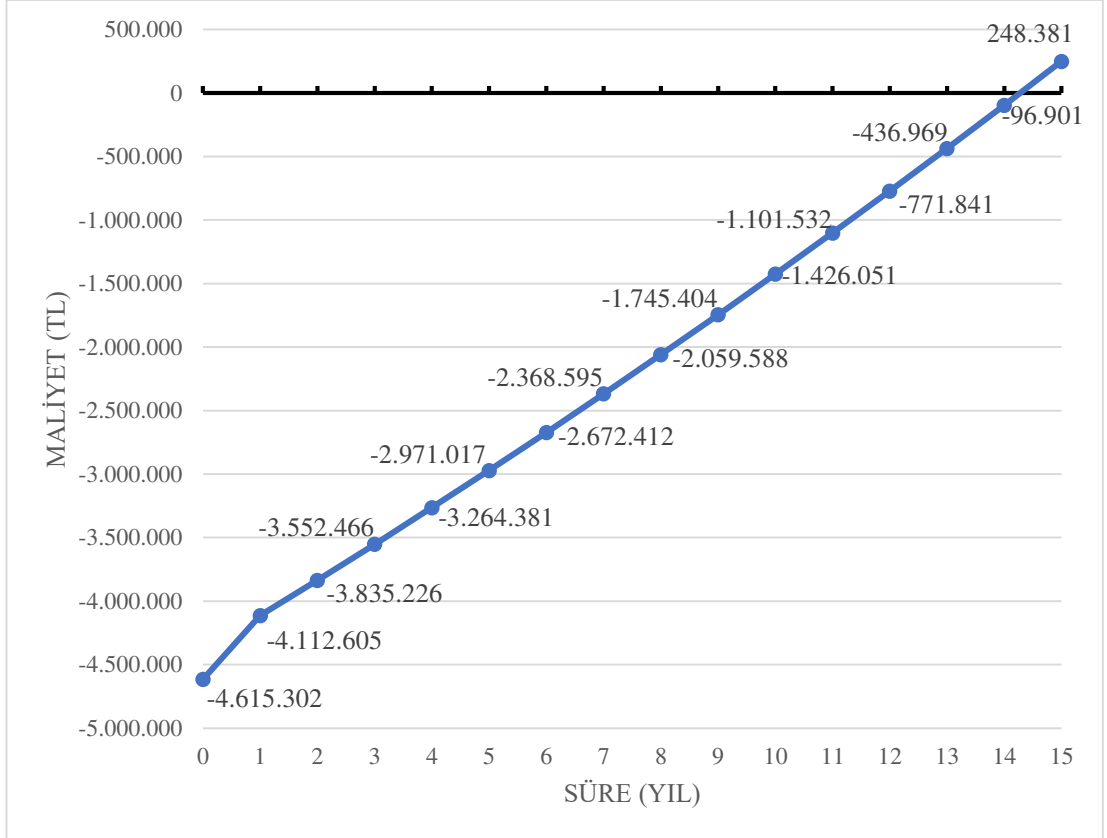
Şekil 3.10a : Senaryo 3/2 fazladan yatırım geri ödeme periyodu.



Şekil 3.10b : Senaryo 3/2 yatırımın tamamını geri ödeme periyodu.



Şekil 3.11a : Senaryo 3/3 fazladan yatırım geri ödeme periyodu.



Şekil 3.11b : Senaryo 3/3 yatırımın tamamını geri ödeme periyodu.

3.7 Tartışma

Yukarıda 2 no'lu senaryoda anlatıldığı üzere, BSIG tesisinin ekonomik açıdan avantajlı olması 2 önkoşula bağlıdır. Bunlardan ilki; mesai saatleri dahilinde tesisin %100 kapasitede sürekli çalıştırılması ve aralıksız enerji üretimidir. İkincisi ise anlık üretilen enerjinin (elektrik ve termal) anlık olarak tüketilebilmesini sağlayan enerji talep noktalarının varlığıdır. Hesaplamalar sonucu görüleceği üzere, bu iki ön koşul altında çalıştırılan BSIG sistemi, fazladan yatırım bedelini geri ödeme süresi 3 yıl 1 ay ile en kısa senaryodur.

Bu yaklaşıma benzer olarak Majid Soltani ve arkadaşları, BSIG sistemini bir soğuk hava deposu için boyutlandırmış ve ürettiği elektriği şebekeye satabilen sistem varsayımı ile faiz oranı dikkate alınarak geri ödeme süresi tüm yatırım bedeli için 4.075 yıl olarak belirlemiştir [25]. Yingjun Ruan ve arkadaşları, BSIG tesisi ile üretilen enerjinin sadece ihtiyaca yönelik çalıştırılıp ihtiyaç fazlasının değerlendirilmediği bir senaryo geliştirip maliyet analizleri yapmıştır. Sistem elektrik yüküne göre, termal yüke göre ve maksimum çalışma yüküne göre 3 farklı modelde 4 farklı bina için (otel, hastane, depo, ofis) çalıştırılmıştır. Bu çalışmaların ışığında ele alınan BSIG sistemi maksimum kapasitede çalıştırıldığında enerji talep noktaları fazla ve çeşitli olan otel ve hastane gibi yapıların geri ödeme süresi 2-3 yıl civarında iken, ofis binasının geri ödeme süresi 14 yıla kadar çıkmaktadır. Bunun sebebi otel ve hastane gibi yapılarda termal enerji (ısıtma, soğutma) ile elektrik enerjisi arasında bir arz talep dengesinin bulunması, ofis binasında ise bu dengenin sağlanamamasıdır. Nitekim çalışma rejimi tesisin çalışabileceği maksimum yüke göre değil de elektrik veya termal yüke göre belirlendiği zaman geri ödeme süresi otel ve hastane için 3 yıl seviyelerinde kalır iken, ofis binası için 4,5-5 yıl civarına düşmektedir [26].

Sonuç olarak bu çalışmada ele alınan BSIG sistemi, senaryoda belirtilen şartlarda çalıştırıldığı zaman, benzer senaryoyu inceleyen Majid Soltani ve arkadaşlarının [25] elde ettiği sonuçlarla uyum göstermektedir. Sistemin senaryo dışı bir rejimde çalıştırılması durumunda ofis binası olması nedeniyle Yingjun ve arkadaşlarının [26] çalışmasında belirtildiği gibi sistem geri ödeme süresi açısından ekonomik avantajını kaybedecektir.

SEB tasarımının temel ve yüksek maliyet kalemlerinden biri olan TKIP tesis kurulumu için kuyu maliyetleri, YDMA hesaplarında belirleyici temel kriter olmuştur. Pik yüke

uygun kuyu tipi ve boyu belirlemek öncelikli adımdır. U-borulu dikey kuyu formu ile toprak temaslı ısı değiştirici kullanılmış ve HAP üzerinde de bu şekilde tanımlanmıştır. TKIP çalışma rejimi toprak tarafı salamura için ısıtmada 1-4 °C ve soğutmada 30-35 °C referans alındığında, topraktan çekilen birim ısı 34 W/m, toprağa deşarj edilen birim ısı 44,3 W/m olarak belirlenmiştir. Yu Mingzhi ve arkadaşları, çalışmamıza benzer 100 m derinlik, 5m aralıklı grid dizilim ve aynı salamura giriş çıkış sıcaklıkları ile 30 W/m ısı çekim, 45 W/m ısı deşarjı bildirmiş ve değerlerimize yakın sonuçlar sergilemişlerdir [27].

SEB tasarımını, TKIP kullanmadan termal ve PV güneş panelleri ile ısıtma ağırlıklı Kanada Montreal ikliminde ev kullanımı için yapan Mitchell Leckner ve arkadaşları, farklı senaryolar için 8 ile 11 yıl arasında geri ödeme süresi bildirmişlerdir [28]. Göreceli olarak PV tesisler yatırım maliyeti ile geri ödeme süresi mukayesesi olarak ısı pompası yatırımlarına göre ekonomik olarak daha avantajlı görünse de ilk yatırım maliyetinden bağımsız olarak sadece enerji geri ödeme performansları değerlendirildiğinde ısı pompalarının PV panellerden 10 kat daha düşük enerji geri ödeme süresine sahip olduğu Björn Berggren ve arkadaşları tarafından bildirilmiştir [29]. Çalışmada net enerji oranı; kıyaslanan iki endeks arasındaki farkın yıllık değişimlerinin oranı olarak tanımlanmış ve yatırımın enerji geri dönüşü olarak da adlandırılabilceği belirtilmiştir. Bu iddiaya göre geleneksel sistemler yerine kurulmaları halinde, yıllık periyotta elde edilecek ortalama net enerji oranı PV tesis için sırası ile; ısıtma 2,6 - elektrik 8,3 - doğalgaz 4- petrol 4,5 iken ısı pompası için; ısıtma 27,6 - elektrikli ısıtma 92,8 - doğal gaz 66,3 - petrol 68,8 olarak deklare edilmiştir. Bu oranlar enerji ekonomisi açısından ısı pompalarının kullanımını rakipsiz kılmaktadır.

Isı pompaları kaynaklarına göre tasniflendiğinde, yaygın standart kullanım şekillerine göre ilk yatırım bedeli açısından ekonomik olarak en maliyetli olanı TKIP dır. Bu tesislerde dikey kuyu tasarımı, maliyeti en üst noktaya taşımakla birlikte, yüksek ısıtma-soğutma yüklerini karşılaması ve yüzeysel sıcaklık değişimlerinden etkilenmemesi ile, yatay kuyulu TKIP'ları ve hava kaynaklı ısı pompalarına nazaran tercih edilme sebebidir. Nitekim İspanya iklim şartlarında Almeria Üniversitesi CIESOL binası için yapılmış olan örnek çalışmada [30] SEB yaklaşımı ile bina mevcut HVAC sistemi ve diğer tüm elektrik tüketimleri tamamen PV paneller ile karşılanmış ve enerji üretim değerleri ile geri ödeme süreleri alternatif diğer üç dizayn ile

karşılaştırılmıştır. Bu çalışmada alternatif dizaynlardan biri de yatay kuyulu TKIP sistemidir ve tüm ısıtma soğutma ihtiyacı bu ısı pompası ile karşılanmıştır. Sonuç olarak 2 farklı senaryo yürütülmüş ve her bir senaryoda da yatay kuyulu TKIP içeren dizayn için, mevcut HVAC sisteminin PV panellerle beslendiği dizayna nispeten, yaklaşık %20 daha fazla geri ödeme süresi bildirilmiştir. Dolayısı ile enerji verimliliği açısından dikey kuyu seçimi yapıp, ilk yatırım maliyetinin yüksekliği sebebi ile ortaya çıkan bu ekonomik olumsuzluğu gidermek adına hibrit kaynak kullanımı etkin bir alternatiftir.

Bu çalışmada da dikey kuyulu TKIP'na havalı tip kondenser ilavesi, kuyu boyu hesabının soğutma yüküne göre değil ısıtma yüküne göre yapılarak kuyu maliyetlerini minimize etmeye imkan tanımış ve tesis ekstra yatırım bedeli geri ödeme süresini şekil 3.6'da sunulduğu üzere 7 yıl 10 ay seviyelerine indirmiştir. Benzer olarak Amanda Pertzborn yapmış olduğu çalışmada, toprak sıcaklığı 13,9 °C olan ST. Louis bölgesi için pik soğutma yükü 659 kW olan bir TKIP tesisine, soğutma kulesi ilavesi yapıldığında, gerekli olan dikey kuyu boyunun 18.440 metreden 7.073 metre seviyelerine indiğini bildirmiştir. Bu şekilde tesis maliyeti, yaşam döngüsü boyunca 964.769 USD seviyelerinden, 657.661 USD seviyelerine düşmüştür [31].

4. SONUÇ VE ÖNERİLER

YDMA hesaplarına göre BSIG tesisi 3 yıl 1 ay ekstra yatırım bedeli geri ödeme süresi ve üretilen tüm enerjinin (Elektrik ve termal) kullanılabilmesi kaydı ile ekonomik açıdan en avantajlı sistemdir. Ancak üretilen enerjinin satılabileceği farklı tüketim noktaları yok ve üretilen enerjinin tamamının kullanımı her daim mümkün değil ise bu süre oldukça artmaktadır. Bu nedenle, ofis binalarından ziyade, elektrik ve termal enerji tüketimleri arasında yük dengesi bulunan, tüm gün boyu aralıksız işletme rejimine sahip binalarda BSIG sistemlerinin kullanımı ekonomik açıdan daha avantajlı olacaktır.

Dikey kuyu inşaat ve imalat maliyetlerinin TKIP tasarımlarında ekonomik analizlere etki eden temel ve en yüksek ilk yatırım maliyeti olması, ekonomik uygunluk açısından bu maliyetin aşağı çekilmesini gerektirmektedir. Çalışmamızda; standart işletme koşulları için tespit edilen 34 W/m topraktan ısı çekimi, -44,3 W/m toprağa ısı deşarjı değerlerini genel literatüre uygun şekilde sağlayan toplam kuyu boyları, bu birim şarj-deşarj değerleri artırılarak düşürülebilir. Bu transfer değerlerini artırmak TKIP'nın soğutucu akışkan devre sıcaklıklarını; soğutma modunda daha yüksek, ısıtma modunda ise daha düşük tutup toprak ile sıcaklık farkını artırarak sağlanabilir. Bu işlem artan kompresör iş yükü sebebi ile TKIP'nın çalışma verimini bir miktar düşürecektir. Böylece kuyu boyunun azaltılmasına karşı elde edilen ilk yatırım karı, TKIP çalışma veriminin düşürülmesi ile artan işletme maliyetleri ile kıyaslanabilir. Bu şekilde yapılacak olan bir hassasiyet analizi ile verim düşüşü ile kuyu boyu azalması arasında optimum bir oran belirlenmesinin farklı çalışmaların araştırma alanı olabileceği önerilmektedir.

Çalışmamızda TKIP'nın, ısıtma modunda, soğutucu akışkan kısmı sıcaklıkları yükseltilerek senaryo 3/1-1'e göre çalışma veriminin artırılması ile elde edilen ekonomik fayda senaryo 3/1-2' de incelenmiştir. Bu işletme rejiminde COP değeri 3,4'den 3,9'a yükselmiştir. YDMA döneminde toplam geri ödeme süresi şekil 3.6'da görüleceği üzere ekstra yatırım maliyeti için 11 yıl 10 aydan, 11 yıl 9 aya düşerek sadece 1 ay kısalmış, toplam yatırım maliyeti için ise 14 yıl 7 aydan, 14 yıl 5 aya

düşerek 2 ay azalmıştır. Sonuç olarak YDMA hesaplarında, ısıtma modu için TKIP çalışma veriminin artırılarak işletme maliyetlerinin düşürülmesi, yüksek kuyu boyu maliyetleri ile mukayese edildiğinde ekonomik açıdan avantaj sağlamayacaktır

SEB esaslı tesis ekstra yatırım bedeli geri ödeme süresi; senaryo 3/1-1 için 11 yıl 10 ay, senaryo 3/1-2 için 11 yıl 9 ay, senaryo 3/3 için 11 yıl 7 ay olarak belirlenmiştir. Bu sonuç, kuyu boyları ile birlikte kaynakların kullanımının bina tüketimine uygun optimizasyonunu gerektirmiştir. Dikey kuyu boyu ilk yatırım maliyetlerini azaltmak amacıyla, kuyu boyunun, ısıtma ve soğutma yüküne göre fazla olana göre değil, düşük olana göre seçilip, aradaki farkın hava soğutmalı kondenser + hava kaynaklı soğutucu ile karşılanması, geri ödeme süresini 7 yıl 10 ay seviyesine çekmiştir. Bu nedenle hibrit SEB tasarımı (Hava soğutmalı kondenser destekli, dikey kuyulu TKIP + hava kaynaklı soğutucu + PV güç tesisi) ofis binaları için optimum sistem olarak önerilmektedir.

KAYNAKLAR

- [1] **Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı 2017-2023**
<<https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2018/01/20180102M1-1-1.pdf>>, erişim tarihi 19.04.2021.
- [2] **Xiaodong, C., Xilei, D., Junjie, L.** (2016). Building energy-consumption status worldwide and the state-of-the-art technologies for zero-energy buildings during the past decade, *Energy and Buildings*, 128, 198-213.
- [3] **Suamir, I.N., Tassou, S.A., Marriott, D.** (2012). Integration of CO₂ refrigeration and trigeneration systems for energy and GHG emission savings in supermarkets, *International Journal of Refrigeration*, 35, 407-417.
- [4] **Huangfu, Y., Wu, J.Y., Wang, R.Z., Kong, X.Q., Wei, B.H.** (2007). Evaluation and analysis of novel micro-scale combined cooling, heating and power (MCCHP) system, *Energy Conversion and Management*, 48, 1703-1709.
- [5] **Wang, J., Wu, J., Zheng, C.** (2014). Analysis of tri-generation system in combined cooling and heating mode, *Energy and Buildings*, 72, 353-360.
- [6] **Üçgül, İ., Elibüyük, U.** (2015). Üniversite Yerleşkeleri İçin Doğalgazlı Trijenerasyon Sisteminin Değerlendirilmesi, *Süleyman Demirel Üniversitesi Mühendislik Bilimleri ve Tasarım Dergisi*, 3(2), 105-109.
- [7] **Attia, S., Gratia, E., De Herde, A., Hensen, J.L.M.** (2012). Simulation-based decision support tool for early stages of zero-energy building design, *Energy and Buildings*, 49, 2-15.
- [8] **Zhu, L., Hurt, R., Correa, D., Boehm, R.** (2009). Comprehensive energy and economic analyses on a zero energy house versus a conventional house, *Energy*, 34, 1043-1053.
- [9] **Eshraghi, J., Narjabadifam, N., Mirkhani, N., Khosroshahi, S.S., Ashjaee, M.** (2014). A comprehensive feasibility study of applying solar energy to design a zero energy building for a typical home in Tehran, *Energy and Buildings*, 72, 329-339.
- [10] **Shilei, L., Yuwei, L., Hongwei, X.** (2018). Study on the configuration and operation optimization of CCHP coupling multiple energy system, *Energy Conversion and Management*, 177, 773-791.
- [11] **Islam, S.M.** (2018). A techno-economic feasibility analysis of hybrid renewable energy supply options for a grid-connected large office building in southeastern part of France, *Sustainable Cities and Society*, 38, 492-508.
- [12] **Minjin, K., Taehoon, H., Changyoon, J., Hyuna, K., Minhyun, L.** (2020). Development of building driven-energy payback time for energy transition of building with renewable energy systems, *Applied Energy*, 271, 115-162.

- [13] Asdrubali, F., Ballarini, I., Corrado, V., Evangelisti, L., Grazieschi, G., Guattari, C. (2019). Energy and environmental payback times for an NZEB retrofit, *Building and Environment*, 147, 461-472.
- [14] **Energy Outlook 2019 with projections to 2050.**
<<https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf>>, erişim tarihi 19.04.2021.
- [15] Brys, K., Brys, T., Sayegh, M.A., Ojrzynska, H. (2018). Subsurface shallow depth soil layers thermal potential for ground heat pumps in Poland, *Energy & Buildings*, 165, 64-75.
- [16] Kavanaugh, S., Rafferty, K. (2014). *Geothermal Heating and Cooling Design of Ground-Source Heat Pump Systems* (Vol. 3, pp.51-90). Atalanta: ASHRAE.
- [17] Ingersoll, L.R., Zobel, O.J., Ingersoll, A.C. (1954). *Heat Conduction With Engineering, Geological, and Other Applications*, 2nd ed. New York: McGraw Hill.
- [18] Farouki, O.T. (1982). Evaluation of methods for calculating soil thermal conductivity. U.S. Army Cold Regions Research and Engineering Laboratory Report (82-8). Hanover, NH.
- [19] Remund, C. (1999). Borehole thermal resistance: Laboratory and field studies. *ASHRAE Transactions, Technical and symposium papers*, 105(1).
- [20] Kavanaugh, S.P. (1984). *Simulation and experimental verification of vertical ground-coupled heat pump systems* (Doktora tezi). Oklahoma State University, Stillwater.
- [21] **The European Commission's science and knowledge service. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).**
<https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP>, erişim tarihi 08.11.2020.
- [22] Kalogirou, S.A. (2014). Solar Economic Analysis, *Solar Energy Engineering Processes and Systems* (2nd ed., Vol. 12, pp.722-729). UK: Elsevier.
- [23] **Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası. Para Politika Kurulu Toplantı Özeti İlişkin Basın Duyurusu 2018-12,**
<<https://www.tcmb.gov.tr/wps/wcm/connect/tr/tcmb+tr/main+menu/duyurular/basin/2018/duy2018-12>>, erişim tarihi 08.11.2020.
- [24] **Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası. Para Politika Kurulu Faiz Oranlarına İlişkin Basın Duyurusu 2018-10,**
<<https://www.tcmb.gov.tr/wps/wcm/connect/tr/tcmb+tr/main+menu/duyurular/basin/2018/duy2018-10>>, erişim tarihi 08.11.2020.
- [25] Soltani, M., Chahartaghi, M., Hashemian, S.M., Shojaei, A.F. (2020). Technical and economic evaluations of combined cooling, heating and power (CCHP) system with gas engine in commercial cold storages, *Energy Conversion and Management*, 214, 112877.
- [26] Yingjun, R., Qingrong, L., Weiguo, Z., Firestone, R., Weijun, G., Toshiyuki, W. (2009). Optimal option of distributed generation technologies for various commercial buildings, *Applied Energy*, 86, 1641-1653.

- [27] **Mingzhi, Y., Zhang, K., Xizhong, C., Aijuan, H., Ping, C., Zhaohong, F.** (2016). Zoning operation of multiple borehole ground heat exchangers to all eviate the ground thermal accumulation caused by unbalanced seasonal loads, *Energy and Buildings*, 110, 345-352.
- [28] **Leckner, M., Zmeureanu, R.** (2011). Life cycle cost and energy analysis of a Net Zero Energy House with solar combisystem, *Applied Energy*, 88, 232-241.
- [29] **Berggren, B., Hall, M., Wall, M.** (2013). LCE analysis of buildings – Taking the step towards Net Zero Energy Buildings, *Energy and Buildings*, 62, 381-391.
- [30] **Rosiek, S., Batlles, F.J.** (2013). Renewable energy solutions for building cooling, heating and power system installed in an institutional building: Case study in southern Spain, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 26, 147-168.
- [31] **Pertzborn A.** (2013). *The Design of Hybrid Cooling Tower Heat Pump Systems* (Doctoral dissertation), University Of Wisconsin-Madison, Mechanical Engineering.

EKLER

EK A: Denek bina cephe görünüşleri

EK B: Isı pompası üretici firma katalog değerleri

EK C: Chiller üretici firma katalog değerleri

EK D: Fotovoltaik panel üretici firma katalog değerleri



EK A



Şekil A.1 : Denek bina güneybatı cephe görünüşü.



Şekil A.2 : Denek bina batı cephe görünüşü.

EK B

Configuration for 2-system and 4-pipe system

General technical data - Geothermic version

Size		10.2	12.2	14.2	16.2	19.2	22.2	27.2	30.2	35.2	40.2	43.2	45.2	50.2	55.2	60.2	70.2	80.2	90.2	100.2	120.2
Cooling 100% - Heating 0%																					
Cooling capacity	1 kW	30,3	35,3	40,7	48,8	61,0	70,4	86,0	96,8	109	126	139	148	163	178	199	227	252	281	315	366
Total power input	2 kW	6,87	8,10	9,76	11,2	12,3	15,0	17,3	20,1	23,2	26,4	29,5	30,9	34,2	37,2	42,0	47,8	54,0	61,6	68,8	83,1
EER at full load	3	4,41	4,36	4,17	4,36	4,96	4,69	4,97	4,82	4,71	4,78	4,71	4,80	4,77	4,79	4,75	4,74	4,67	4,56	4,58	4,40
Water flow-rate internal exchanger/cold	1 l/s	1,45	1,69	1,94	2,33	2,91	3,36	4,11	4,62	5,22	6,02	6,64	7,09	7,80	8,51	9,52	10,8	12,1	13,4	15,0	17,5
Water flow-rate external exchanger	1 l/s	1,90	2,22	2,58	3,07	3,75	4,37	5,29	5,99	6,78	7,81	8,63	9,18	10,1	11,0	12,4	14,1	15,7	17,5	19,6	23,0
Cooling 0% - Heating 100%																					
Heating capacity	4 kW	27,4	32,1	37,4	44,5	53,0	62,1	73,4	82,9	93,3	108	118	127	138	153	170	194	214	244	263	309
Total power input	2 kW	7,96	9,08	10,6	12,3	14,4	16,9	19,8	22,6	26,1	29,7	33,2	35,2	38,2	42,3	47,9	53,0	59,1	69,7	76,0	93,1
COP at full load	5	3,44	3,54	3,53	3,62	3,68	3,67	3,71	3,67	3,57	3,65	3,57	3,62	3,62	3,61	3,54	3,65	3,61	3,50	3,46	3,32
Water flow-rate recovery exchanger/hot	4 l/s	1,31	1,53	1,79	2,13	2,53	2,97	3,51	3,96	4,46	5,17	5,66	6,09	6,61	7,29	8,10	9,25	10,2	11,6	12,6	14,8
Water flow-rate external exchanger	4 l/s	1,66	1,97	2,29	2,75	3,30	3,86	4,58	5,15	5,74	6,71	7,27	7,87	8,55	9,41	10,4	12,0	13,2	14,9	15,9	18,4
Cooling 100% - Heating 100%																					
Cooling capacity	6 kW	27,2	31,3	37,4	43,9	52,1	61,2	73,8	83,0	95,2	108	118	128	140	151	174	195	219	248	267	314
Heating capacity	6 kW	35,0	40,4	48,3	56,4	66,7	78,8	94,4	107	123	139	153	165	179	195	223	251	282	321	347	411
Total power input	2 kW	7,75	9,12	10,9	12,5	14,6	17,6	20,6	23,8	27,3	31,1	34,5	36,7	39,7	43,9	49,1	55,8	63	72,1	80,4	96,8
Overall efficiency	7	8,03	7,86	7,86	8,02	8,14	7,95	8,16	7,98	7,97	7,95	7,86	7,97	8,03	7,88	8,10	7,99	7,96	7,89	7,63	7,48
Water flow-rate internal exchanger/cold	6 l/s	1,30	1,49	1,79	2,10	2,49	2,92	3,52	3,97	4,55	5,16	5,66	6,11	6,67	7,22	8,33	9,32	10,5	11,9	12,7	15,0
Water flow-rate recovery exchanger/hot	6 l/s	1,67	1,93	2,31	2,69	3,19	3,76	4,51	5,10	5,85	6,65	7,31	7,86	8,57	9,32	10,7	12,0	13,5	15,3	16,6	19,6
Compressor																					
Type of compressors		Scroll																			
Refrigerant		R410A																			
No. of compressors	No	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Std Capacity control steps	No	3	3	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2
Oil charge (C1)	l	3,0	3,0	3,0	6,0	6,0	6,0	7,0	7,0	8,0	10,1	11,5	11,0	11,0	13,1	12,6	12,6	12,6	13,0	13,0	13,0
Refrigeration circuits	No	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Refrigerant charge (C1)	Kg	6,1	6,8	7,8	10,7	11,8	14,8	16,3	18,2	22,1	26,0	28,6	29,9	31,2	33,8	37,7	42,9	44,2	48,0	50,0	52,0
Coolside exchanger																					
Type of exchanger	8	PHE																			
No. of exchangers	No	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Water content	l	3,2	3,2	4,3	4,3	5,9	5,9	7,2	7,2	9,8	9,8	9,8	13,2	13,2	13,2	17,2	17,2	23,0	23,0	33,8	33,8
Heating side exchanger																					
Type of exchanger	8	PHE																			
No. of exchangers	No	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Water content	l	4,7	4,7	4,7	6,8	7,8	7,8	10,6	10,6	10,6	14,2	14,2	14,2	18,6	18,6	18,6	25,0	25,0	27,0	42,8	47,3
Source side exchanger																					
Type of exchanger	8	PHE																			
No. of exchangers	No	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Water content	l	4,70	4,70	4,70	6,80	7,80	7,80	14,0	14,0	14,0	18,0	18,0	21,0	21,0	26,0	26,0	30,0	30,0	30,0	42,8	47,3
Connections																					
Water fittings	9	2 1/2"	2 1/2"	2 1/2"	2 1/2"	2 1/2"	2 1/2"	2 1/2"	2 1/2"	3"	3"	3"	3"	3"	3"	3"	3"	3"	3"	4"	4"
Water circuit																					
Maximum water side pressure	MPa	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

1. Data referred to the following conditions: User side exchanger water = 12/7 °C. Supply side exchanger water = 30/35 °C

2. The total power input is derived by adding the compressor power input + power input of the auxiliary electric circuit

3. Full-load EER, cooling efficiency coefficient. Ratio between the cooling capacity delivered and the total power input.

4. Data referred to the following conditions:

1) for system with 2 pipes (system heating): user side exchanger water 40/45 °C. Source side exchanger water 10/7 °C.

2) for system with 2 pipes (heating demand side recovery without cooling system side): recovery side exchanger water 40/45 °C. source side exchanger water 10/7 °C.

3) for system with 4 pipes: recovery side exchanger water 40/45 °C. Source side exchanger water 10/7 °C.

5. Full-load COP, heating efficiency coefficient. Ratio between the heating capacity delivered and the total power input.

6. Data referred to the following conditions: user side exchanger water 12/7 °C. Source side exchanger water 40/45 °C.

7. Overall efficiency. Calculated as (cooling capacity delivered + heating capacity delivered)/(total power input).

8. PHE = plate exchanger

Şekil B.1 : Isı pompası üretici firma teknik değerleri.

EK C

Configuration for 4-pipe system

Acoustic configuration: super-silenced (EN)

General technical data - Performance

Size			90.4	100.4	110.4	120.4	140.4	160.4	180.4	200.4	220.4	240.4
Cooling												
Cooling capacity	1	[kW]	248	263	288	326	369	413	481	524	574	618
Compressor power input	1	[kW]	82,4	89,3	98,6	115	129	143	166	179	199	224
Total power input	2	[kW]	89,4	96,3	106	122	138	152	178	191	211	235
EER	1	-	2,78	2,73	2,72	2,67	2,68	2,72	2,71	2,75	2,72	2,63
Water flow-rate	1	[l/s]	11,9	12,6	13,7	15,6	17,6	19,7	23,0	25,0	27,4	29,5
Cold user side exchanger pressure drops	1	[kPa]	36,7	40,9	41,4	39,9	42,5	41,5	36,7	43,3	39,9	46,0
Cooling capacity (EN14511:2013)	3	[kW]	248	262	287	307	367	412	479	522	572	616
Total power input (EN14511:2013)	3	[kW]	90,2	97,2	107	123	139	153	179	192	213	237
EER (EN 14511:2013)	3	-	2,74	2,70	2,69	2,50	2,65	2,68	2,68	2,72	2,69	2,60
ESEER (EN 14511:2013)	3	-	4,16	4,26	4,24	4,24	4,19	4,29	4,22	4,30	4,30	4,21
Cooling capacity (AHRI 550/590)	7	[kW]	247	262	286	325	367	411	480	522	572	616
Compressor power input (AHRI 550/590)	7	[kW]	82,2	89,1	98,4	115	128	142	166	179	199	223
Total power input (AHRI 550/590)	7	[kW]	89,2	96,1	106	122	137	151	178	191	211	234
COPr	7	-	2,77	2,73	2,70	2,66	2,68	2,72	2,70	2,73	2,71	2,63
IPLV	7	-	4,65	4,78	4,74	4,75	4,68	4,78	4,71	4,83	4,82	4,73
Heating												
Heating capacity	4	[kW]	295	326	355	395	445	492	567	627	675	728
Compressor power input	4	[kW]	72,3	79,9	87,3	97	108	120	140	155	171	184
Total power input	2	[kW]	81,9	89,5	97	106	121	133	156	171	187	200
COP	4	-	3,60	3,64	3,66	3,72	3,69	3,70	3,64	3,67	3,61	3,64
Water flow-rate	4	[l/s]	14,1	15,6	17,0	18,9	21,3	23,5	27,1	30,0	32,3	34,8
Hot user side exchanger pressure drops	4	[kPa]	40,2	47,9	38,3	46,6	35,4	42,9	31,8	38,8	45,2	46,2
Heating capacity (EN14511:2013)	5	[kW]	296	327	356	397	446	494	568	629	677	731
Total power input (EN14511:2013)	5	[kW]	82,9	90,8	98	108	122	135	157	173	189	203
COP (EN 14511:2013)	5	[kW]	3,57	3,60	3,63	3,68	3,66	3,67	3,62	3,64	3,58	3,61
Cooling 100% - Heating 100%												
Cooling capacity	6	[kW]	255	275	305	344	397	442	509	556	612	670
Heating capacity	6	[kW]	331	357	396	447	513	573	658	720	794	866
Total power input	6	[kW]	76,6	82,6	91,2	103	117	132	150	164	183	197
Global efficiency	8	[kW]	7,65	7,64	7,69	7,66	7,76	7,68	7,80	7,76	7,70	7,79

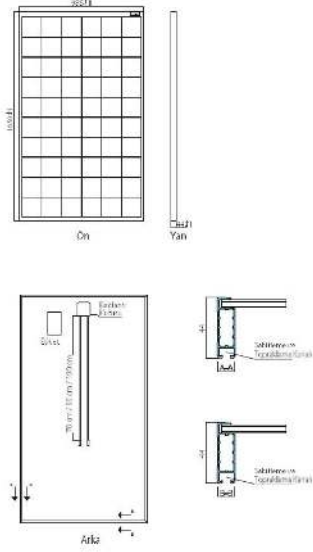
The Product is compliant with the ErP (Energy Related Products) European Directive. It includes the Commission delegated Regulation (EU) No 811/2013 (rated heat output ≤ 70 kW at specified reference conditions) and the Commission delegated Regulation (EU) No 813/2013 (rated heat output ≤ 400 kW at specified reference conditions)

1. Data referred to the following conditions: internal exchanger water = 12/7 °C. Entering external exchanger air temperature 35°C. Internal exchanger fouling factor = 0.44×10^{-4} m² K/W. Considering cooling only operation.
2. The Total Power Input value does not take into account the part related to the pumps and required to overcome the pressure drops for the circulation of the solution inside the exchangers
3. Data compliant to Standard EN 14511:2013 referred to the following conditions: - Internal exchanger water temperature = 12/7°C - Entering external exchanger air temperature = 35°C. Considering cooling only operation.
4. Data referred to the following conditions: internal exchanger water = 40/45 °C. Entering external exchanger air temperature = 7°C D.B./6°C W.B. Internal exchanger fouling factor = 0.44×10^{-4} m² K/W. Considering heating only operation.
5. Data compliant to Standard EN 14511:2013 referred to the following conditions: - Internal exchanger water temperature = 40/45 °C. Entering external exchanger air temperature = 7°C D.B./6°C W.B. Considering heating only operation.
6. Data referred to the following conditions: exchanger water cooling side = 12/7 °C, exchanger water heating side = 40/45°C. Exchanger fouling factor = 0.44×10^{-4} m² K/W
7. Data compliant to Standard AHRI 550/590 referred to the following conditions: internal exchanger water temperature = 6,7 °C. Water flow-rate 0,043 l/s per kW. Entering external exchanger air temperature 35°C. Internal exchanger fouling factor = 0.18×10^{-4} m² K/W. Considering cooling only operation.
8. Global Efficiency = (Cooling capacity + Heating capacity) / Total power input

Şekil C.1 : Chiller üretici firma teknik değerleri.

EK D

PV SOL - 270W



Poly kristal silisyum hücre
Yerli üretim
Zayıf ışıkta mükemmel performans
10 yıl %91 ve 25 yıllık %80 verim garantisini
Laminasyon öncesi ve sonrası EL test ile yüksek kalite garantisini
Pozitif Güç toleransı (+6W a kadar)



Şekil D.1 : Fotovoltaik panel ebatları ve katalog değerleri.

Elektriksel veriler (Standart Test Koşullarında)

Modül Güç Sınıfı	270
Modül Hücre Tipi	Standart Polikristalin Hücre
Nominal Güç Aralığı	Artı yönlü güç sınıflandırması 0 ile +5Wp arasındadır.
V _{mp}	31,67
I _{mp}	8,53
V _{oc}	39,11
I _{sc}	9,07
Maksimum Güç Sıcaklık Katsayısı (TP _{max})	- 0.424 % / °C
Kısa Devre Akımı Sıcaklık Katsayısı (TI _{sc})	+ 0.05 % / °C
Açık Devre Gerilimi Sıcaklık Katsayısı (TV _{oc})	- 0.341 % / °C
Çalışma Gerilimi Sıcaklık Katsayısı (TV _{mp})	- 0.401 % / °C
Modül Çalışma Sıcaklığı Aralığı	-40 °C +85 °C
Maksimum Sistem Gerilimi	UL : 600V / IEC : 1000V
Nominal Çalışan Hücre Sıcaklığı (NOCT)	45 ± 2 °C

STC (Panel Isısı 25°C, Işıma 1.000 W/m², Hava Kütle Katsayısı 1,5) - Tabloda verilen değerler panellerden maksimum güç alınan noktalarda hesaplanmıştır.

Şekil D.2 : Fotovoltaik panel üretici firma teknik değerleri.

ÖZGEÇMİŞ



Ad-Soyad : Yunus Emre ÖZPOLAT

Doğum Tarihi ve Yeri :

E-posta :

ÖĞRENİM DURUMU

- **Lisans** : 2001, Selçuk Üniversitesi, Mühendislik-Mimarlık Fakültesi, Makina Mühendisliği Bölümü
- **Yüksek Lisans** : 2012, Atatürk Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Makina Mühendisliği ABD, Enerji BD