



Afet Sonrası Yerleşkeler İçin Hibrit Yenilenebilir Enerji Sistemlerinin Tekno-Ekonomik Analizi ve Tasarımı: Çınarcık Örneği

Techno-Economic Analysis and Design of Hybrid Renewable Energy Systems for Post-Disaster Settlements: Case of Çınarcık

Ali Utku GERGİN , Emircan ALEMİN , Arif AKSAN 

*Yalova Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Elektrik-Elektronik Mühendisliği Bölümü, Yalova/Merkez
Yalova University Engineering Faculty Electrical and Electronics Engineering, Yalova/Merkez*

Özet

Türkiye'nin aktif deprem kuşağında yer alması, afet sonrası kurulacak acil durum yerleşkelerinin enerji arz güvenliğini kritik bir ihtiyaç haline getirmektedir. Bu çalışmada, Yalova ili Çınarcık ilçesinde olası bir afet sonrası kurulması planlanan konteyner kent ve sahra hastanesi için şebekeden bağımsız (off-grid), sürdürülebilir bir hibrit mikro şebeke sistemi tasarlanmıştır. Çalışmanın temel amacı, fosil yakıt bağımlılığını minimize eden ve "Eko-Kent" vizyonunu destekleyen dirençli bir enerji altyapısı oluşturmaktır. HOMER Pro yazılımı kullanılarak gerçekleştirilen tekno-ekonomik analizlerde; Güneş (PV), Rüzgâr, Biyogaz ve Hidrojen depolama teknolojileri (Elektrolizör, Hidrojen Tankı, Yakıt Hücresi) entegre edilerek simüle edilmiştir. Çalışmada, günlük ortalama 500 kWh ve 750 kWh yük talepleri üzerinde hassasiyet analizi uygulanmıştır. Optimizasyon sonuçlarına göre; enerji arz güvenliği, kaynak çeşitliliği ve çevresel etkiler açısından en uygun konfigürasyonun 200 kW Güneş Paneli, 5 adet Rüzgâr Türbini, 80 kW Biyogaz Jeneratörü, 150 kW Elektrolizör, 50 kW Yakıt Hücresi, 50 kg Hidrojen Tankı ve 100 kW Dönüştürücü (Converter) içeren sistem olduğu belirlenmiştir. Seçilen bu sistemin Toplam Net Mevcut Maliyeti (NPC) 1.63 Milyon Dolar ve Yenilenebilir Enerji Oranı (Renewable Fraction) %99.8 olarak hesaplanmıştır. Elde edilen bulgular, hidrojen ve biyogaz destekli hibrit sistemlerin, afet bölgelerinde karbon-nötr ve kesintisiz enerji sağlamak için teknik ve ekonomik açıdan uygulanabilir, sürdürülebilir bir çözüm olduğunu ortaya koymaktadır.

Anahtar kelimeler: Hibrit Yenilenebilir Enerji Sistemi, Dayanıklı Mikro Şebekeler, Afet Yönetimi ve Enerji Arzı, Entegre Enerji Depolama, Biyokütle ve Hidrojen Entegrasyonu

Abstract

Turkey's location in an active earthquake zone renders energy supply security for post-disaster emergency settlements a critical necessity. In this study, an off-grid, sustainable hybrid microgrid system was designed for a planned container city and field hospital in the Çınarcık district of Yalova province following a potential disaster. The primary objective of the study is to establish a resilient energy infrastructure that minimizes fossil fuel dependency and supports the "Green City" vision. Techno-economic analyses were conducted using HOMER Pro software, simulating the integration of Solar (PV), Wind, Biogas, and Hydrogen storage technologies (Electrolyzer, Hydrogen Tank, Fuel Cell). Sensitivity analysis was applied to daily average load demands of 500 kWh and 750 kWh. Optimization results indicate that the most suitable configuration, in terms of energy supply security, resource diversity, and environmental impact, is the system comprising 200 kW Solar Panels, 5 Wind Turbines, 80 kW Biogas Generator, 150 kW Electrolyzer, 50 kW Fuel Cell, 50 kg Hydrogen Tank, and a 100 kW Converter. The Total Net Present Cost (NPC) of this selected system was calculated as \$1.63 Million, with a Renewable Fraction of 99.8%. The findings demonstrate that hydrogen and biogas-supported hybrid systems are technically and economically feasible, sustainable solutions for providing carbon-neutral and uninterrupted energy in disaster zones.

Keywords: Hybrid Renewable Energy System, Resilient Microgrids, Disaster Management and Energy Supply, Integrated Energy Storage, Biomass and Hydrogen Integration

1. Giriş

Günümüzde iklim değişikliğinin tetiklediği doğal afetler, modern şehirlerin enerji altyapılarını ciddi şekilde tehdit etmektedir. Deprem, sel ve fırtına gibi yıkıcı olaylar, merkezi elektrik şebekelerinde fiziksel hasarlara yol açmakta ve bu durum sadece elektriğin kesilmesiyle sınırlı kalmamaktadır. Literatürde sıkça vurgulandığı üzere, elektrik şebekesinde başlayan bir arıza, birbirine bağlı diğer kritik sistemlerin de sırasıyla çökmesine neden olmaktadır. Elektriğin kesilmesiyle su pompaları durmakta, iletişim kuleleri devre dışı kalmakta ve afet anında ihtiyaç duyulan sağlık hizmetleri verilemez hale gelmektedir [1]. Bu zincirleme çöküşü engellemek için, merkezi şebekeden bağımsız (off-grid) çalışabilen ve yerel kaynakları kullanan mikro şebeke tasarımlarına ihtiyaç duyulmaktadır [2]. Aktif fay hatları üzerinde yer alan Türkiye'de, altyapıların birbirini tetikleyerek devre dışı kalması durumu, gerçekleşen 1999 Kocaeli ve 2023 Kahramanmaraş depremlerinde tecrübe edilmiştir. Yapılan analizler, enerji arzının kesilmesinin arama-kurtarma faaliyetlerini doğrudan durdurduğunu kanıtlamıştır [3]. Bu çalışmada, beklenen Marmara depremi riskine karşı stratejik bir pilot bölge olan Yalova ili ele alınmıştır. Yalova'nın seçilmesindeki temel neden, bölgenin zemin yapısıdır. Yalova il merkezi için yapılan güncel analizlerde; [4] olası bir depremde sahil şeridindeki gevşek zeminlerde meydana gelecek sıvılaşma nedeniyle yer altı kablolarının kopacağı ve şebekenin uzun süre onarılamayacağı ortaya konmuştur. Bu durum, afet sonrası kurulacak konteyner kentler için şebekeye bağlı sistemlerin riskli olduğunu, kendi kendine yetebilen (otonom) sistemlerin kurulması gerektiğini göstermektedir [5].

Önerilen sistemin tasarımı için literatürdeki benzer çalışmalar ve Yalova'ya özgü veriler bir araya getirilmiştir. Afet sonrası kurulacak geçici sağlık merkezlerinin (sahra hastaneleri) enerji ihtiyacı, literatürde belirlenen standartlara göre modellenmiştir [6]. Enerji üretiminde ise yerel potansiyel kritik öneme sahiptir. Yalova ilindeki kamu binaları ve çatı üzeri güneş paneli potansiyelinin incelendiği çalışmalarda [7], bölgenin güneş enerjisi verimliliğinin bu tür sistemler için uygun olduğu kanıtlanmıştır. Rüzgâr enerjisi açısından ise Marmara Bölgesi'nin yüksek potansiyeli [8] sisteme entegre edilmiştir. Güvenilirliği artırmak adına, Hatay örneğinde olduğu gibi biyogaz destekli üretim [9] ve Şanlıurfa örneğindeki gibi üretim kayıplarını telafi eden yardımcı sistemler [10] tasarıma eklenmiştir. Sistemin boyutlandırılması aşamasında; 500 hanelik bir topluluğun enerji ihtiyacının şebekeden bağımsız hibrit sistemlerle karşılanmasını inceleyen çalışmalar referans alınmış [11], buradaki yöntem konteyner kent modeline uyarlanmıştır. Benzer şekilde, sistemin maliyet analizi yapılırken, bir çiftlik evi örneği üzerinden geliştirilen ekonomik analiz metodolojisi kullanılmıştır [12]. Ayrıca, sistemin çevresel hedefleri doğrultusunda; sadece yenilenebilir kaynaklara dayalı (solely renewable) hibrit sistem tasarım ve optimizasyon yaklaşımları incelenmiş ve bu çalışmalarda "sıfır emisyonlu sistem kurgusu", projenin tamamen yenilenebilir kaynaklara dayalı uzun vadeli işletme senaryosuna rehberlik etmiştir [13]. Bu çalışmanın amacı; Güneş/Rüzgâr/Biyokütle ve Hidrojen teknolojilerini içeren hibrit sistemin, Yalova'daki bir konteyner kentin enerji ihtiyacını karşılama performansını HOMER Pro yazılımı ile analiz etmektir [14]. Çalışma, acil durum müdahalesinden kalıcı yerleşime geçişi kapsayan senaryolarıyla, literatürdeki tekno-ekonomik çalışmalara afet dayanıklılığı açısından farklı bir boyut kazandırmayı hedeflemektedir [15].

Kısaltma	Açıklama				
AC	Alternatif Akım (Alternating Current)				
AFAD	Afet ve Acil Durum Yönetimi Başkanlığı				
AI	Yapay Zeka (Artificial Intelligence)				
BESS	Batarya Enerji Depolama Sistemi (Battery Energy Storage System)				
BG	Biyogaz Jeneratörü (Biogas Generator)				
CAPEX	İlk Yatırım Maliyeti (Capital Expenditure)				
CC	Çevrim Şarjı Stratejisi (Cycle Charging Strategy)				
CHP	Birleşik Isı ve Güç / Kojenerasyon (Combined Heat and Power)				
DC	Doğru Akım (Direct Current)				
DG	Dizel Jeneratör (Diesel Generator)				
EL	Elektrolizör (Electrolyzer)				
EMS	Enerji Yönetim Sistemi (Energy Management System)				
FC	Yakıt Hücre (Fuel Cell)				
GHG	Sera Gazı (Greenhouse Gas)				
HOMER	Çoklu Enerji Kaynaklarının Hibrit Optimizasyonu (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources)				
ISO	Uluslararası Standartlar Teşkilatı (International Organization for Standardization)				
LCOE	Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti (Levelized Cost of Energy)				
LF	Yük İzleme Stratejisi (Load Following Strategy)				
Li-Ion	Lityum-İyon (Lithium-Ion)				
LPSP	Güç Kaynağı Kaybı Olasılığı / Güç Kesintisi Riski (Loss of Power Supply Probability)				
NASA	Ulusal Havaçılık ve Uzay Dairesi (National Aeronautics and Space Administration)				
NPC	Net Mevcut Maliyet (Net Present Cost)				
O&M	İşletme ve Bakım (Operation and Maintenance)				
OPEX	İşletme Giderleri (Operational Expenditure)				
P2G	Güçten Gaz (Power-to-Gas)				
P2G2P	Güçten Gaz ve Gazdan Güce (Power-to-Gas-to-Power)				
PV	Fotovoltaik / Güneş Paneli (Photovoltaic)				
RES	Rüzgâr Enerji Santrali				
RF	Yenilenebilir Enerji Oranı (Renewable Fraction)				
SOC	Şarj Durumu (State of Charge)				
STC	Standart Test Koşulları (Standard Test Conditions)				
TAMP	Türkiye Afet Müdahale Planı				
TRL	Teknoloji Hazırlık Seviyesi (Technology Readiness Level)				
V2G	Araçtan Şebekeye (Vehicle-to-Grid)				
WT	Rüzgâr Turbini (Wind Turbine)				

2. Sistem Tanıtımı

Bu çalışmada önerilen mikro şebeke sistemi, afet sonrası Yalova'da kurulması planlanan bir konteyner kentin ve sahra hastanesinin enerji talebini kesintisiz karşılamak üzere tasarlanmıştır. Sistemin mimarisi, afet lojistiği ve kurulum hızı dikkate alınarak modüler

yapıda kurgulanmıştır. Tasarım aşamasında öncelikle kritik yükler analiz edilmiş; şebeke bağlantılı yerel hastane yükleri ile yedekleme sistemlerinin karşılaştırıldığı çalışmalardan elde edilen veriler ışığında [16], cerrahi üniteler, yoğun bakım cihazları ve aşı dolapları gibi kesintiye tahammülü olmayan yükler önceliklendirilmiştir. Afet sonrası güç restorasyonunun hızı, sistemin başarısını belirleyen en önemli faktörlerden biridir. Bu bağlamda, literatürde önerilen mobil enerji kaynakları ve mikro şebeke oluşum stratejileri benimsenmiş [17], sistemin kurulum aşamasında "tak-çalıştır" mantığıyla hızla devreye alınması hedeflenmiştir. Enerji üretim ayağında, kısıtlı alanlarda yüksek verim sağlamak amacıyla, binaya entegre düşey eksenli rüzgâr türbinlerinin performansı incelenmiş ve bu türbinlerin konteyner çatılarına entegrasyonu modellenmiştir [18]. Sistemin depolama ünitesinde ise sadece batarya teknolojilerine bağımlı kalınmamış; uzun süreli enerji arz güvenliği sağlamak için literatürdeki Güneş-Hidro-Biyokütle ve Hidrojen Depolama entegrasyonu çalışmaları referans alınarak [19], fazla enerjinin elektrolizör ile hidrojene dönüştürülmesi ve yakıt pillerinde kullanılmak üzere depolanması sağlanmıştır. Sistemin tekno-ekonomik analizi ve optimizasyonu için HOMER Pro (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) yazılımı kullanılmıştır. Analiz yönteminde, uzak ve izole bölgeler için geliştirilen "Güneş, Rüzgâr, Hidrojen ve Biyoenerji Tabanlı Hibrit Sistem" metodolojisi izlenmiş [20], Net Bugünkü Maliyet (NPC) ve Enerji Maliyeti (LCOE) parametreleri minimize edilmeye çalışılmıştır. Elde edilen simülasyon sonuçları, literatürdeki benzer iklim ve coğrafi koşullara sahip çalışmalarla karşılaştırmalı olarak doğrulanmıştır. Özellikle Muğla (Zaferler Köyü) örneğinde yapılan şebekeden bağımsız sistem analizleri [21] ve Konya kırsalı için gerçekleştirilen çiftlik evi enerji sistemi analizleri [22], sistemin performans limitlerinin belirlenmesinde kıyaslama kriteri (benchmark) olarak kullanılmıştır. Projenin en özgün tarafı olan "afet dayanıklılığı" (resilience) analizinde ise deterministik yöntemlerin ötesine geçilmiştir. Adalar için geliştirilen "Ağ Bağlantılı Mikro Şebekeler ve Afet Hazırlığı" yaklaşımı, sistemin topolojisine uyarlanmıştır [23]. Çoklu doğal afet risklerine karşı sistemin hayatta kalma olasılığını hesaplamak için, çok aşamalı stokastik programlama tekniklerinden faydalanılmıştır [24]. Ayrıca, elektrik ve gaz (biyogaz) sistemlerinin entegre çalışmasının dayanıklılığa etkisi, literatürdeki "Planlama Odaklı Dayanıklılık Değerlendirmesi" çerçevesinde irdelenmiştir [25]. Sonuç olarak, tasarlanan sistemin başarısı sadece teknik verilerle değil, sosyal dayanıklılık boyutuyla da ele alınmış; Japonya'daki doğal afet kaynaklı kesintilerde PV ve batarya sistemlerinin hane halkı dayanıklılığına etkisi üzerine sunulan verilerle desteklenmiştir [26].

2.1 Yük Profili ve Konum Verileri

2.1.1. Çalışma Lokasyonu

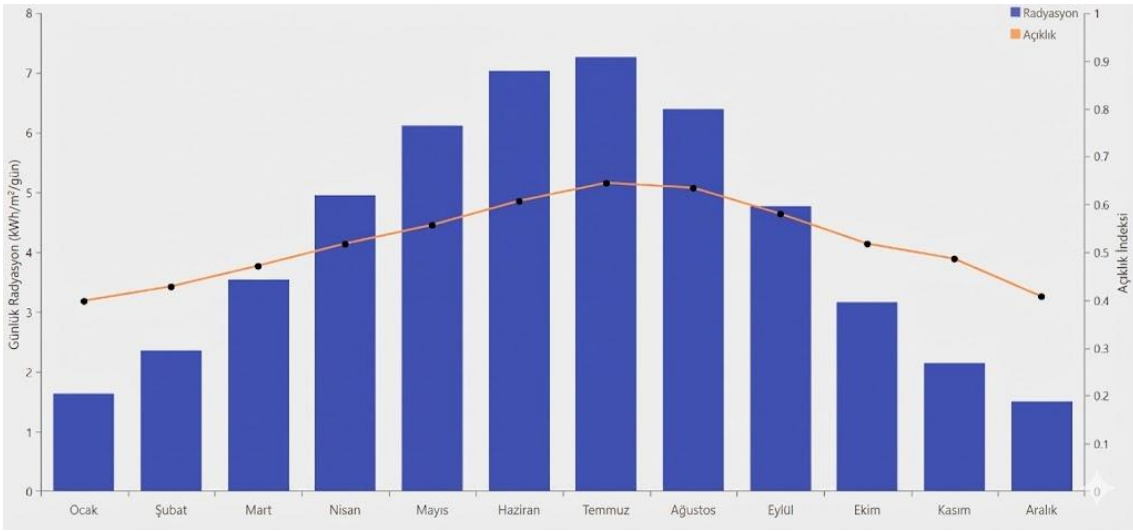
Proje sahası olarak belirlenen Çınarcık bölgesi (40.6° Kuzey, 29.1° Doğu), afet sonrası lojistik önemi ve yenilenebilir enerji potansiyeli nedeniyle seçilmiştir. Enerji talebi, kritik yükler (ameliyathane, yoğun bakım üniteleri) ve genel kullanım (barınma, aydınlatma) olmak üzere iki kategoride ele alınmıştır. Sistem tasarımında, afet anındaki belirsizlikleri yönetebilmek adına "Hassasiyet Analizi" (Sensitivity Analysis) uygulanmış; günlük ortalama enerji talebi 500 kWh/gün (normal işletme) ve 750 kWh/gün (tam kapasite/kriz durumu) senaryoları için test edilmiştir. Sistemin tepe yükü (Peak Load) ise anlık 80-100 kW aralığında modellenmiştir. Şekil 1' de seçilen lokasyon görülmektedir.



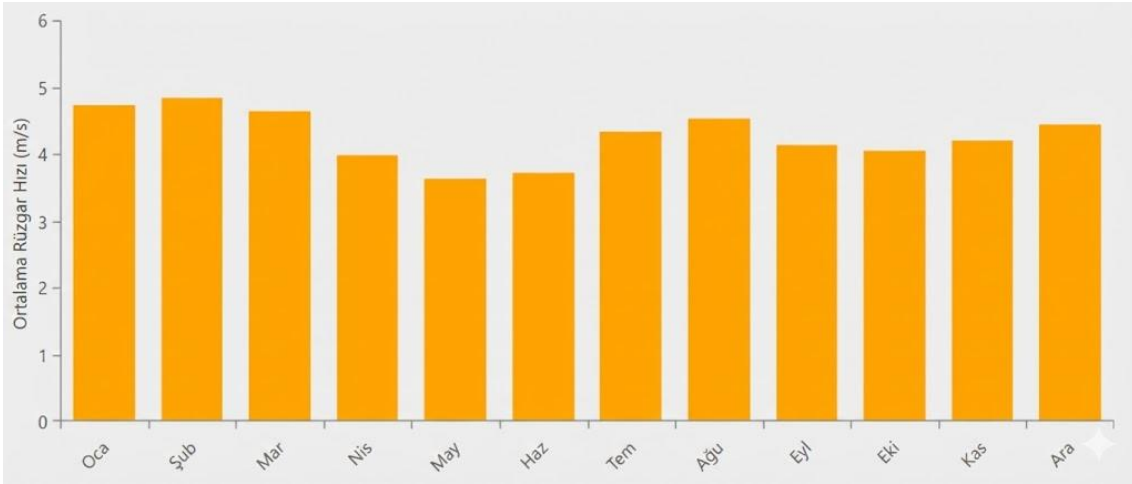
Şekil 1. Çalışmada seçilen Çınarcık ilçesi

2.1.2. Meteorolojik Veriler

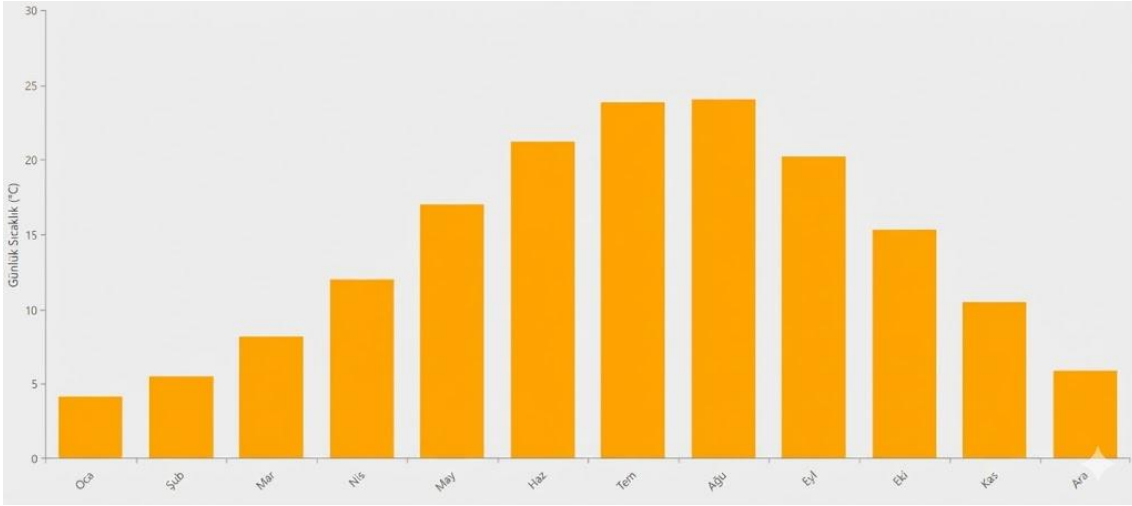
Seçilen lokasyon için güneş radyasyonu, rüzgâr hızı, sıcaklık gibi veriler NASA yüzey meteorolojisi ve güneş enerjisi veri setlerinden alınmıştır. Şekil 2, Şekil 3 ve Şekil 4' te sırasıyla güneş radyasyonu, rüzgâr hızı ve sıcaklık değerleri 12 ay için verilmiştir. Tablo 1'de meteorolojik verilerin detaylı açıklamasına yer verilmiştir.



Şekil 2. Çınarcık ilçesi güneş radyasyon değerleri ve açıklık indeksi



Şekil 3. Çınarcık ilçesi rüzgar hızı değerleri



Şekil 4. Çınarcık ilçesi için sıcaklık değerleri

Tablo 1. Meteorolojik veriler

Ay	Berraklık İndeksi	Ortalama Işınımı (kW/m ² /gün)	Güneş Ortalama Sıcaklık (°C)	Ortalama Rüzgâr Hızı (m/s)
Ocak	0.398	1.642	4.170	4.720
Şubat	0.428	2.366	5.530	4.840
Mart	0.471	3.548	8.130	4.640
Nisan	0.517	4.950	11.980	3.970
Mayıs	0.556	6.121	16.980	3.630
Haziran	0.606	7.030	21.190	3.720
Temmuz	0.644	7.266	23.850	4.340
Ağustos	0.634	6.392	24.040	4.530
Eylül	0.580	4.765	20.240	4.140
Ekim	0.517	3.163	15.330	4.040

Ay	Berraklık İndeksi	Ortalama Işınımı (kW/m ² /gün)	Güneş Ortalama Sıcaklık (°C)	Ortalama Rüzgâr Hızı (m/s)
Kasım	0.486	2.154	10.450	4.200
Aralık	0.407	1.508	5.870	4.450
Yıllık Ortalama	0.520	4.240	13.980	4.270

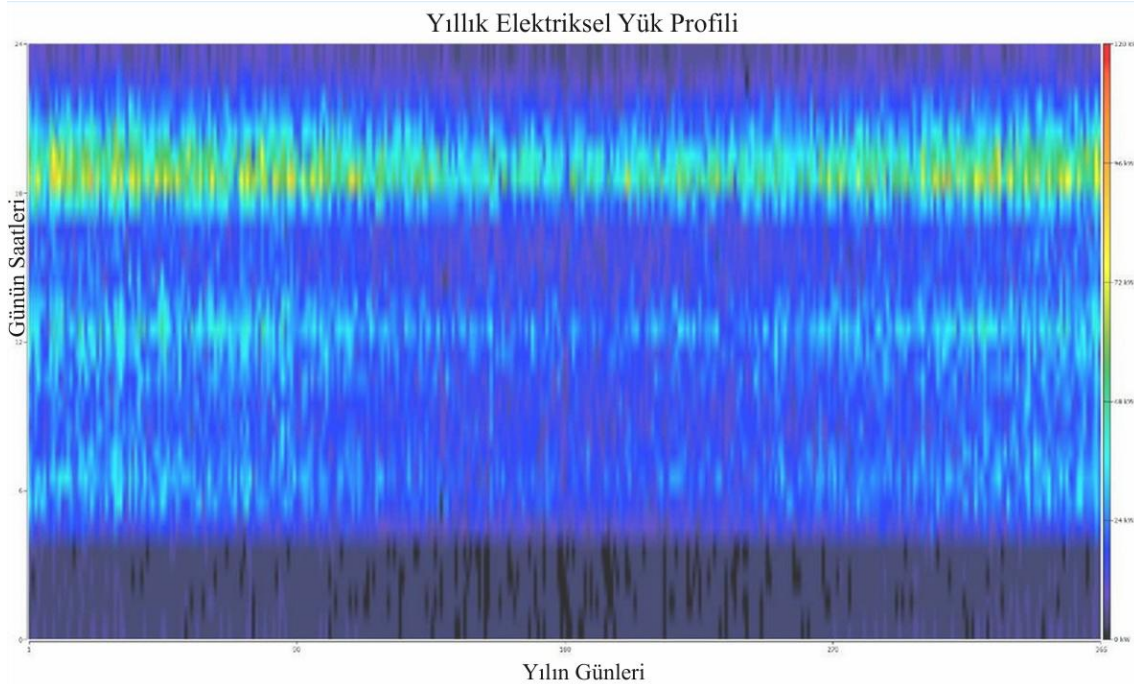
2.1.3. Yük Profili

Önerilen mikro şebeke sistemi, afet sonrası kurulacak bir "Acil Durum Yerleşkesi"nin enerji ihtiyacını karşılamak üzere tasarlanmıştır. Yük profili oluşturulurken, enerji güvenliği gereksinimlerine göre üç farklı yük sınıfı (Konut, Ticari/Kritik ve Ertelenebilir) tanımlanmış ve toplam talep dinamik olarak modellenmiştir.

1a. Barınma Yüğü (Konteyner Kent)

Yerleşkede yaklaşık 500 afetzedenin barınacağı, 100 adet standart yaşam konteynerinden oluşan bir alan planlanmıştır. Her bir konteynerin aydınlatma, telekomünikasyon (telefon şarjı vb.) ve iklimlendirme (elektrikli ısıtıcı/klima) ihtiyaçları dikkate alınarak günlük ortalama enerji tüketimi 500 kWh/gün olarak hesaplanmıştır. Şekil 5a' da konteyner kent yük profili verilmiştir. Detaylı elektriksel karakteristik Tablo 2'de verilmiştir.

- Yük Karakteri: Sabah ve akşam saatlerinde yoğunlaşan, gün ortasında düşen tipik "Mesken" (Residential) karakterine sahiptir.
- Pik Yük: Kış aylarında ısıtma ihtiyacına bağlı olarak anlık tepe yükü 154 kW seviyelerine ulaşmaktadır.



Şekil 5a. Konteyner kent yıllık elektriksel yük profili

Tablo 2a. Konteyner kent elektriksel özellikleri

Parametre	Değer/Tip
Akım Tipi	AC (Alternatif Akım)
Gerilim ve Frekans	220/380 V, 50 Hz
Günlük Enerji Talebi	500 kWh/gün
Ortalama Güç	20.83 kW
Pik Yük	102.93 kW
Yük Profili Tipi	Konutsal
Güç Faktörü (cos ϕ)	0.2
Günlük Değişkenlik	%10
Anlık Değişkenlik	%20

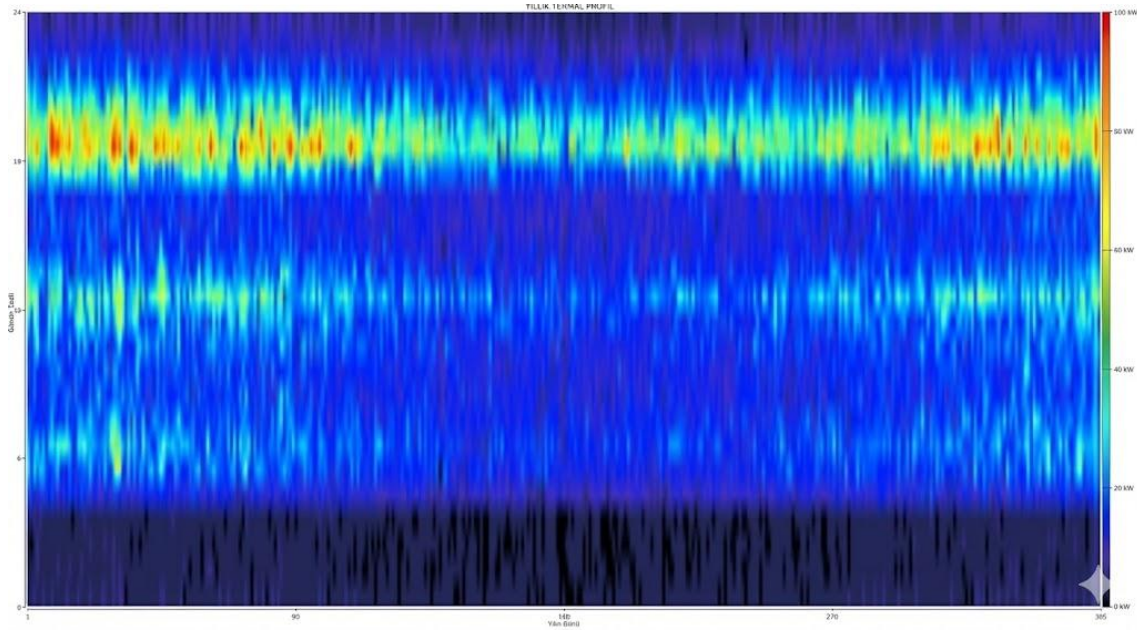
1b. Termal Yük (Isı Talebi)

Afet sonrası kurulacak yerleşkede, sadece elektrik enerjisi değil, barınma ve hijyen koşullarının sağlanması için ısı enerjisi de ihtiyaç duyulmaktadır. Özellikle kış aylarındaki ısınma gereksinimi ve sahra hastanesinin sterilizasyon/sıcak su ihtiyacı dikkate alınarak sisteme "Termal Yük" tanımlanmıştır.

Yük Karakteri: Geniş bir bölgesel ısıtma ağı kurmanın maliyeti ve zorluğu göz önüne alınarak, termal yük sadece Sahra Hastanesi ve Ortak Kullanım Alanları (Mutfak, Çamaşırhane) ile sınırlandırılmıştır. Konteynerlerin ısınma ihtiyacı ise elektriksel yük (klima/ısıtıcı) içerisine dahil edilmiştir.

Tüketim Verileri: Sistemin günlük ortalama termal enerji talebi 400 kWh/gün olarak modellenmiştir. Kış aylarında bu talep, anlık olarak 82.34 kW seviyelerine maksimum seviyesine ulaşmaktadır.

Karşılama Stratejisi (Atık Isı Geri Kazanımı): Termal yükün karşılanmasında fosil yakıtlı kazanlar yerine, Biyogaz Jeneratörünün atık ısı (Waste Heat) kullanılmıştır. Jeneratör elektrik üretirken ortaya çıkan motor ısı, bir eşanjör yardımıyla geri kazanılarak sıcak su ihtiyacını karşılamaktadır. Bu "Kojenerasyon" (CHP) yaklaşımı, sistemin toplam verimliliğini %80'lerin üzerine çıkarmış ve projenin ekonomik fizibilitesine büyük katkı sağlamıştır. Şekil 5b'de yıllık termal profil verilmiştir. Tablo 2b'de ise termal yük profilinin elektriksel özellikleri verilmiştir.



Şekil 5b. Yıllık termal profil

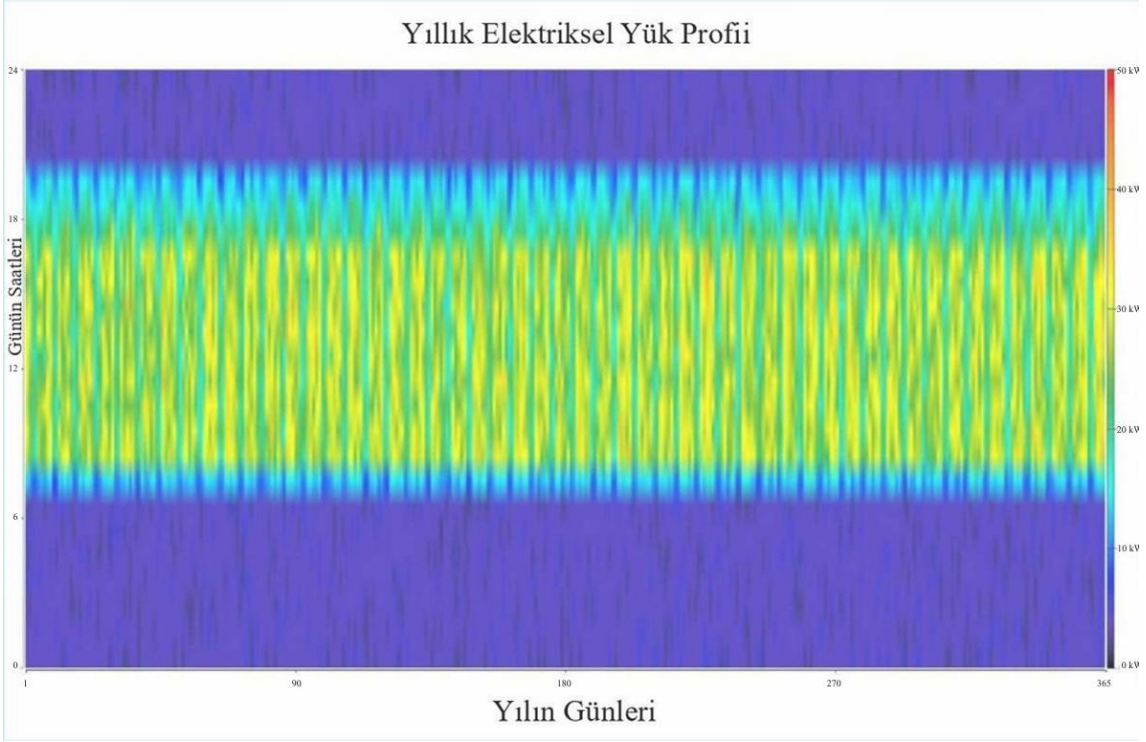
Tablo 2b. Konteyner kent termal özellikleri

Parametre	Değer/Tip
Akım Tipi	AC (Alternatif Akım)
Gerilim ve Frekans	220/380 V, 50 Hz
Günlük Enerji Talebi	400 kWh/gün
Ortalama Güç	16.67 kW
Pik Yük	82.34 kW
Yük Profili Tipi	Konutsal
Güç Faktörü ($\cos \phi$)	0.2
Günlük Değişkenlik	%10
Anlık Değişkenlik	%20

2. Kritik Yük (Sahra Hastanesi)

Afet bölgesindeki en stratejik bileşen olan 25 yataklı sahra hastanesi, enerji kesintisine tahammülü olmayan "Kritik Yük" (Critical Load) sınıfında değerlendirilmiştir. Ameliyathane, yoğun bakım üniteleri, tıbbi cihazlar ve sterilizasyon ekipmanlarının 7/24 kesintisiz çalışması gerekmektedir. Şekil 6' da sahra hastanesi elektriksel yük profili verilmiştir. Detaylı elektriksel karakteristik Tablo 3'te verilmiştir.

- Tüketim: Hastanenin günlük enerji talebi 360 kWh/gün olarak modellenmiştir.
- Yük Karakteri: Gün boyu nispeten sabit ve sürekli güç çeken "Ticari" (Commercial) yük profiline sahiptir. Simülasyonda bu yükün güvenilirliği (Reliability) en üst seviyede tutulmuştur.



Şekil 6. Sahra hastanesi elektriksel yük profili

Tablo 3. Sahra Hastanesi elektriksel özellikleri

Parametre	Değer/Tip
Akım Tipi	AC (Alternatif Akım)
Gerilim ve Frekans	220/380 V, 50 Hz
Günlük Enerji Talebi	360 kWh/gün
Ortalama Güç	15 kW
Pik Yük	41.59 kW
Yük Profili Tipi	Ticari
Güç Faktörü (cos Ø)	0.36
Günlük Değişkenlik	%5
Anlık Değişkenlik	%10

3. Ertelenebilir Yük (Su Pompaj Sistemi)

Yerleşkenin su ihtiyacını karşılamak için yeraltı suyunu depoya basan 0.5 kW gücündeki pompa sistemi, "Ertelenebilir Yük" (Deferrable Load) olarak tanımlanmıştır. Şekil 7'de su pompası sisteminin aylık elektriksel yük profili görülmektedir. Detaylı elektriksel karakteristik Tablo 4'te verilmiştir.

- Çalışma Stratejisi: Pompa, güneş enerjisinin yoğun olduğu (fazla enerjinin bulunduğu) saatlerde çalıştırılarak su deposunu doldurmakta; güneşin olmadığı

saatlerde ise durarak bataryalar üzerindeki yükü hafifletmektedir. Günlük enerji ihtiyacı 3 kWh olarak sisteme girilmiştir.



Av
Şekil 7. Su pompası sistemi aylık elektriksel yük profili

Tablo 4. Su pompası sistemi elektriksel özellikleri

Parametre	Değer / Özellik
Pompa Tipi	Dalgıç Pompa
Motor Gücü (P_{peak})	0.5 kW (0.75 HP)
Çalışma Gerilimi	220V AC (1 faz)
Günlük Su İhtiyacı	$20m^3/gün$
Günlük Enerji Talebi	3.0 kWh/gün
Depo Kapasitesi (Enerji)	12.0 kWh
Depo Kapasitesi (Su)	$\sim 80m^3$
Minimum Yük Oranı	%100
Yük Karakteri	Ertelenebilir

4. Toplam Sistem Yüğü ve Hassasiyet Analizi

Sistemin farklı senaryolara hazırlıklı olabilmesi amacıyla "Hassasiyet Analizi" (Sensitivity Analysis) uygulanmıştır. Afet sonrası nüfus yoğunluğunun artması veya kış şartlarının ağırlaşması ihtimaline karşı iki farklı yük senaryosu simüle edilmiştir:

1. Normal İşletme: Günlük Ortalama 500 kWh (Ölçeklenmiş).
2. Kriz/Tam Kapasite: Günlük Ortalama 750 kWh.

Tasarlanan hibrit sistem, bu değişken yük profillerini (günlük ve mevsimsel dalgalanmalar dahil) kesintisiz (%0 Capacity Shortage) karşılayacak şekilde boyutlandırılmıştır.

2.2. Sistem Bileşenleri ve Teknik Özellikler

Bu çalışmada, afet sonrası enerji arz güvenliğini sağlamak amacıyla farklı senaryolar (konvansiyonel, hibrit ve %100 yenilenebilir) kurgulanmış ve geniş bir teknoloji havuzu değerlendirilmiştir. HOMER Pro simülasyonlarında, sistemin optimum konfigürasyonunu belirlemek üzere aşağıdaki bileşenler modellenmiştir.

2.2.1. Fotovoltaik (PV) Paneller

Sistemin birincil yenilenebilir enerji kaynağıdır. Çınarcık bölgesinin radyasyon verileri dikkate alınarak simülasyonlara dahil edilmiştir. Çalışmada, 200 kW kapasiteye kadar ölçeklendirilebilen monokristal panel yapısı kullanılmış olup, panellerin gündüz yükünü karşılaması ve depolama ünitelerini şarj etmesi hedeflenmiştir. %17 verimliliğe sahiptir

2.2.2. Rüzgâr Türbinleri

Güneş enerjisinin olmadığı zaman dilimlerinde (gece ve kış ayları) üretimi desteklemek amacıyla sisteme entegre edilmiştir. Bölgenin rüzgâr potansiyeli doğrultusunda, düşük rüzgâr hızlarında (Cut-in speed: 2.5 m/s) dahi devreye girebilen, her biri 10 kW gücünde türbinler kullanılmıştır. Optimizasyon sonucunda 5 adet türbinin sistemde yer alması uygun görülmüştür. Anemometre 50 metre seviyesinde ölçüm yapmış olup türbin uzunluğu 30 metredir

2.2.3. Dizel Jeneratör

Sistemin konvansiyonel senaryolarla kıyaslanabilmesi ve acil durumlarda "Son Çare" (Last Resort) olarak değerlendirilmesi amacıyla modellenmiştir. Simülasyonda kullanılan dizel jeneratör, yenilenebilir kaynakların yetersiz kaldığı ve bataryaların boşaldığı durumlarda devreye girerek yükü sırtlayan geleneksel bir güç kaynağıdır. Yakıt maliyeti ve emisyon oranları nedeniyle optimizasyon sürecinde kullanımı minimize edilmeye çalışılmıştır.

2.2.4. Biyogaz Jeneratörü

"Eko-Kent" ve "Sıfır Atık" vizyonunu desteklemek amacıyla, dizel jeneratöre sürdürülebilir bir alternatif olarak sisteme eklenmiştir. Konteyner kent ve hastane atıklarından elde edilen biyokütle yakıtını kullanan 80 kW kapasiteli jeneratör, sistemin karbon nötr hedefine ulaşmasında kritik rol oynayan "Baz Yük" santralidir. Bu jeneratör ile ısıl geri dönüşüm, afetzedelerden alınan biyokütle ile mümkün olabilmektedir. Isı dönüşüm oranı %45 olarak belirlenmiştir.

2.2.5. Elektrolizör (Hidrojen Üretimi)

Enerji fazlasının olduğu dönemlerde aktifleşen bu ünite, elektrik enerjisini kullanarak suyu hidrojen ve oksijene ayrıştırır. Sistemde 150 kW kapasiteli Proton Değişim Membranlı (PEM) elektrolizör modellenmiş olup, "Power-to-Gas" (P2G) dönüşümünü gerçekleştirir. Verimliliği %85 olarak seçilmiştir.

2.2.6. Hidrojen Tankı

Üretilen hidrojenin depolanması için kullanılan basınçlı tank sistemidir. Bataryaların aksine uzun süreli ve mevsimsel depolama imkânı sunar. Çalışmada 50 kg kapasiteli tanklar kullanılarak, sistemin otonomi süresinin artırılması hedeflenmiştir.

2.2.7. Hidrojen Yakıt Hücresi (Fuel Cell)

Depolanan hidrojenin tekrar elektrik enerjisine dönüştürülmesini sağlar. Sistemde 50 kW gücünde PEM (Proton Exchange Membrane) yakıt hücresi kullanılmıştır. Bu bileşen,

biyokütle ve dizel jeneratörlere alternatif olarak, sessiz ve emisyonuz bir yedek güç kaynağı görevi görür. Isı dönüşüm oranı %40 olarak belirlenmiştir.

2.2.8. Lityum-İyon Batarya Grubu

Sistemin kısa süreli güç dengesini sağlamak, voltaj kararlılığını korumak ve anlık yük taleplerine cevap vermek amacıyla 100 *String* (dizi) Lityum-İyon batarya grubu sisteme dahil edilmiştir. Yüksek verimliliği (%90+) ve derin deşarj özellikleri nedeniyle tercih edilmiştir.

2.2.9. Güç Dönüştürücü (Konvertör)

Farklı karakteristikteki güç kaynaklarının (AC/DC) entegrasyonu için 100 kW kapasiteli çift yönlü konvertör kullanılmıştır. Bu ünite, PV panelleri, bataryalar ve yakıt hücresinden gelen DC akımı, yük tarafındaki AC akıma çevirir; aynı zamanda AC kaynaklardan (Jeneratörler) bataryaların şarj edilmesine olanak tanır.

2.3. Metodoloji ve Simülasyon Akışı

Bu çalışmada izlenen sistem tasarımı ve optimizasyon süreci, veri toplama aşamasından başlayıp en uygun senaryonun doğrulanmasına kadar sistematik bir akış izlemektedir. Çalışmanın genel metodolojisi ve simülasyon adımları Şekil 2'de özetlenmiştir. Simülasyon süreci temel olarak dört ana aşamada gerçekleştirilmiştir:

2.3.1. Veri Girişi ve Modelleme

Akışın ilk aşamasında, Çınarcık bölgesine ait Meteorolojik Veriler (Güneş radyasyonu ve rüzgâr hızı) ve afet sonrası tahmin edilen Yük Profili (500-750 kWh/gün) sisteme girilmiştir. Eş zamanlı olarak sistem Bileşenleri (PV, Rüzgâr, Biyogaz, Hidrojen, Batarya) ve bunlara ait Maliyetler (Yatırım, İşletme, Yenileme) tanımlanmıştır. Sistemin fiziksel sınırlarını belirleyen Kısıtlar (Constraints) ise enerji kesintisine izin verilmemesi (%0 Shortage) prensibi üzerine kurulmuştur.

2.3.2. Simülasyon Stratejileri ve Senaryolar

Model, farklı enerji kaynaklarının kombinasyonlarını test etmek üzere kurgulanmıştır. Bu çalışmada odaklanılan "Senaryo 3: Hibrit Sistem", hem yenilenebilir kaynakları hem de biyokütle ve hidrojen depolamayı içeren en kapsamlı yapıyı temsil etmektedir. Amaç, tek bir kaynağa bağımlı kalmadan (Senaryo 1 veya 2'nin ötesinde) en güvenilir yapıyı kurmaktır.

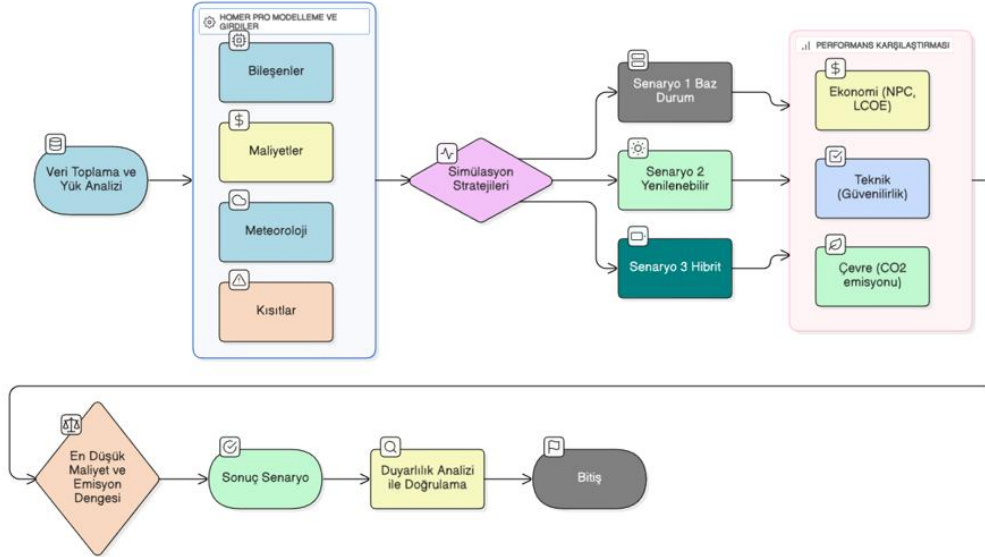
2.3.3. Performans Karşılaştırması

Simülasyon sonucunda elde edilen binlerce olası sistem konfigürasyonu, üç temel kriter üzerinden karşılaştırılmıştır:

- Ekonomik Analiz: Toplam Net Mevcut Maliyet (NPC) ve Birim Enerji Maliyeti (LCOE) minimize edilmiştir.
- Teknik Güvenilirlik: Sistemin yükü karşılama kapasitesi ve enerji arz güvenliği incelenmiştir.
- Çevresel Etki: CO₂ emisyonlarının azaltılması ve yenilenebilir enerji oranının (Ren Frac) maksimize edilmesi hedeflenmiştir.

2.3.4. Karar Verme ve Doğrulama

Son aşamada, teknik ve ekonomik açıdan en dengeli sonuç (En Düşük Maliyet ve Emisyon Dengesi) seçilmiştir. Seçilen bu "Sonuç Senaryo", afet durumlarındaki belirsizlikleri yönetebilmek adına Duyarlılık Analizi (Sensitivity Analysis) ile doğrulanmış ve farklı yük koşullarında (500 vs 750 kWh) sistemin kararlılığı test edilerek çalışma sonlandırılmıştır. Sistem diyagramı Şekil 8' de verilmiştir.



Şekil 8. Tüm senaryoların genel akış diyagramı

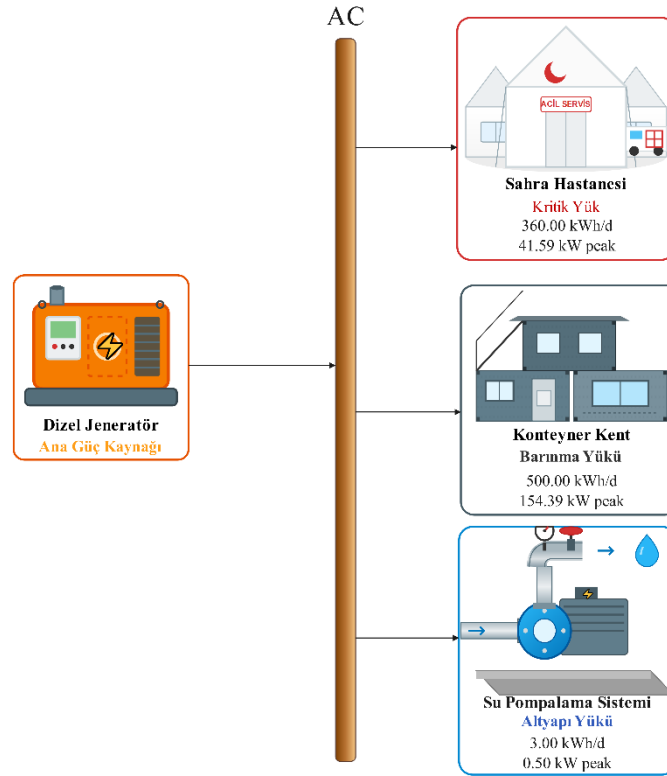
2.4. Simülasyon Senaryoları ve Sistem Mimarileri

Bu çalışmada, önerilen Eko-Kent projesinin teknik ve ekonomik performansını doğru analiz edebilmek amacıyla üç farklı sistem mimarisi kurgulanmıştır. Bu senaryolar, geleneksel fosil yakıtlı sistemden, tam entegre yenilenebilir enerji sistemine geçişi temsil etmektedir.

2.4.1. Senaryo 1: Konvansiyonel Sistem (Baz Durum)

Bu senaryo, karşılaştırma (benchmarking) yapabilmek amacıyla oluşturulmuş referans modeldir. Şekil 3'te görüldüğü üzere, Sahra Hastanesi (Kritik Yük), Konteyner Kent (Barınma Yüğü) ve Su Pompası (Altyapı Yüğü) tamamen fosil yakıtlı bir Dizel Jeneratör tarafından beslenmektedir. Şekil 9' da HOMER üzerinden kurulan senaryonun modellenmesi görülmektedir. Bu senaryoda afet anından hemen sonra toplanma alanında şebeke bağlantısının kesildiği ve afetzedelere en güvenli ve hızlı şekilde enerji sağlayacak olan dizel jeneratörün modellenmesi yapılmıştır.

- Amaç: Sistemin yakıt maliyetini ve karbon emisyonunu en yüksek seviyede hesaplayarak, yenilenebilir enerji yatırımlarının sağlayacağı tasarrufu (LCOE farkını) ortaya koymaktır.

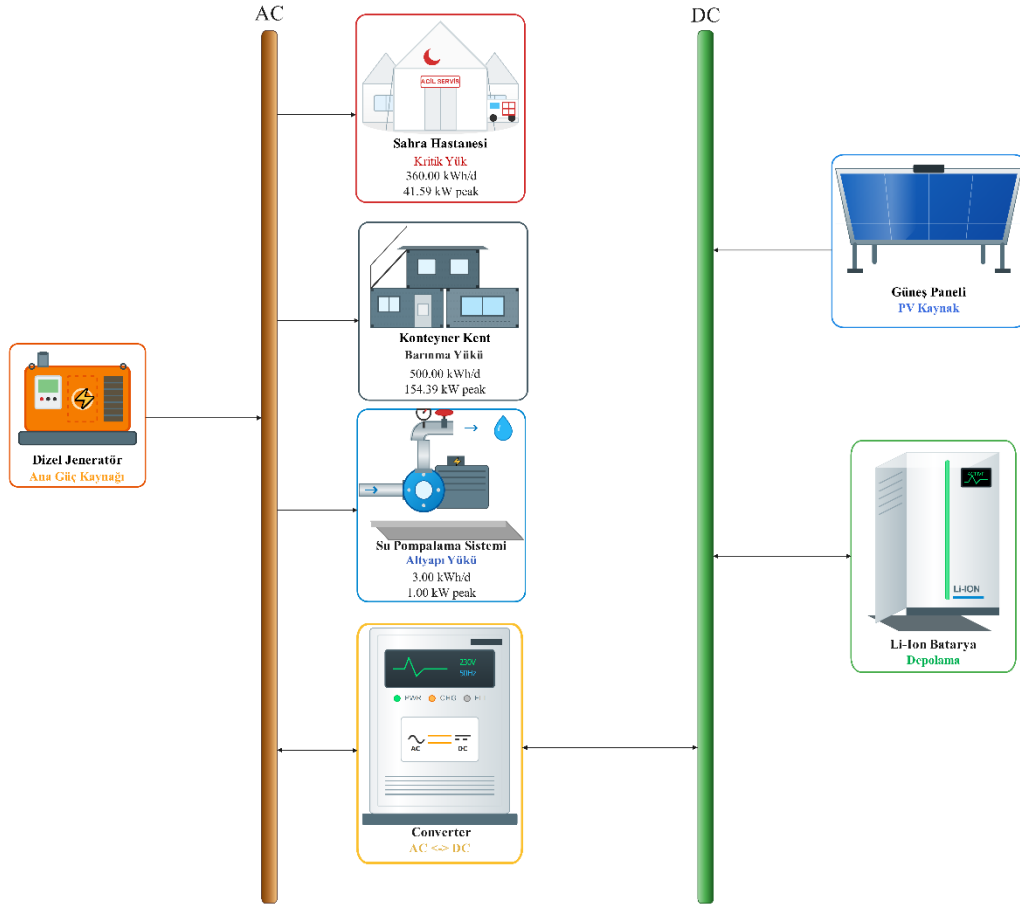


Şekil 9. Senaryo 1 diyagramı

2.4.2. Senaryo 2: Güneş ve Batarya Destekli Hibrit Sistem

İkinci senaryoda, fosil yakıt tüketimini azaltmak amacıyla sisteme Güneş Paneli (PV) ve Li-Ion Batarya grubu entegre edilmiştir. Şekil 4'te görüldüğü gibi, sistemde hala bir Dizel Jeneratör bulunmaktadır, ancak bu jeneratör sadece güneş enerjisinin yetersiz kaldığı ve bataryaların boşaldığı durumlarda devreye girmektedir. Şekil 10'da HOMER üzerinden kurulan senaryonun modellenmesi görülmektedir. Bu senaryoda artık afetzedeler depremi atlatmış olup konteyner kentlerde yerleştirilmiştir. PV paneller devreye alınarak dizel yakıtın hakimiyeti azaltılmak istenmiştir.

- Amaç: En yaygın kullanılan hibrit sistem (PV-Dizel-Batarya) yapısının Çınarcık şartlarındaki performansını test etmektir.

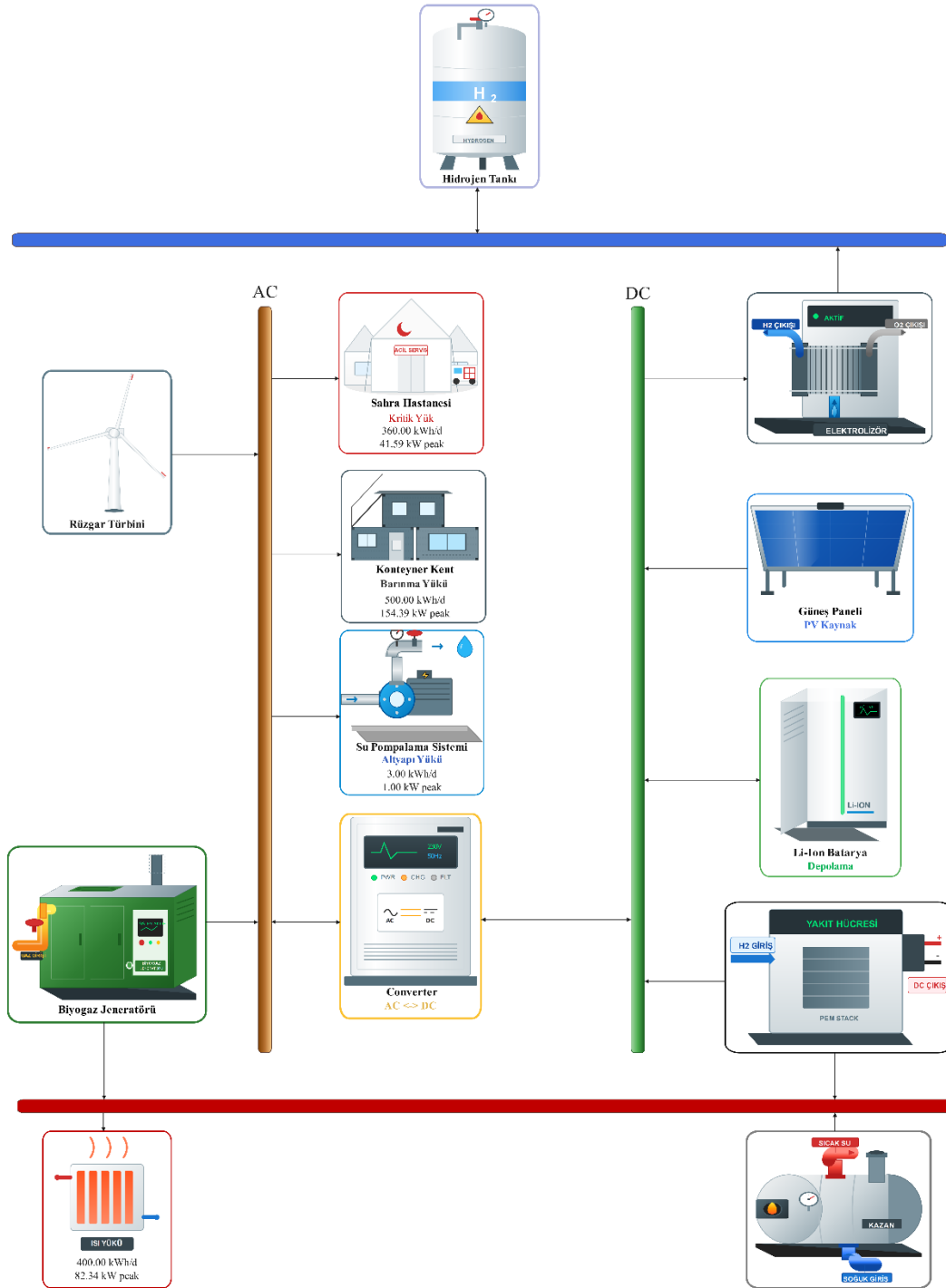


Şekil 10. Senaryo 2 diyagramı

2.4.3. Senaryo 3: Çok Kaynaklı ve Hidrojen Depolamalı "Eko-Kent" Sistemi

Çalışmanın nihai hedefini ve "Eko-Kent" vizyonunu temsil eden en kapsamlı senaryodur. Bu mimaride dizel jeneratör sistemden tamamen çıkarılmış, yerine atıktan enerji üreten Biyogaz Jeneratörü eklenmiştir. Sistem; Güneş ve Rüzgâr enerjisini birincil kaynak olarak kullanmakta, enerji fazlasını Li-Ion Batarya ve Hidrojen Tankı (Elektrolizör + Yakıt Hücre) üzerinden depolamaktadır. Ayrıca bu senaryoda, biyogaz ve atık ısıdan faydalanılarak yerleşkenin ısıtma ihtiyacını karşılayan termal yük (Kazan/Isı Yüklü) hattı da modele dahil edilmiştir. Şekil 11'de HOMER üzerinden kurulan senaryonun modellenmesi görülmektedir.

- Amaç: %100'e yakın yenilenebilir enerji oranı, sıfır karbon emisyonu ve maksimum enerji arz güvenliği sağlayan otonom mikro şebekeyi tasarlamaktır.



Şekil 11. Senaryo 3 diyagramı

3. Analiz ve Yöntem

Bu çalışmada her bir senaryonun analizi ve matematiksel modellenmesi 3.1. ve 3.2. bölümlerde verilmiştir.

3.1. Analiz

Bu çalışmada, afet sonrası kurulması planlanan acil durum yerleşkesi için tasarlanan hibrit mikro şebeke sisteminin boyutlandırılması, teknolojik konfigürasyonu ve ekonomik fizibilitesi, HOMER Pro yazılımı kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Çalışmanın metodolojisi; bölgeye özgü meteorolojik verilerin işlenmesi, yük profillerinin dinamik olarak modellenmesi ve sistem bileşenlerinin matematiksel denklemler ışığında optimize edilmesi adımlarını kapsamaktadır. Simülasyon süreci, sistemin 25 yıllık proje ömrü boyunca, saatlik zaman adımlarında enerji dengesini (arz-talep) %0 kapasite açığı (sıfır kesinti) kısıtıyla sağlayacak şekilde kurgulanmıştır. Tablo 5'te çalışmada kullanılan dizel yakıtın özellikleri ve emisyon değerleri verilmiştir. Tablo 6'da ise projede kullanılan ekonomik parametreler bulunmaktadır. Bu değerler Amerikan Merkez Bankası verilerine dayanarak dolar kuru üzerinden belirlenmiştir.

Tablo 5. Dizel yakıt özellikleri ve emisyon değerleri

Parametre Kategorisi	Parametre Adı	Değer/Birim
Yakıt Özellikleri (Dizel)	Alt Isıl Değer (LHV)	43.2 MJ/kg
	Yoğunluk (Density)	820 kg/m ³
	Karbon İçeriği	%88
	Kükürt (Sülfür) İçeriği	%0.4
Emisyon Faktörleri	Karbon Monoksit (CO)	17.794 g/L yakıt
	Azot Oksitler (NOx)	1.4235 g/L yakıt
	Partikül Madde (PM)	0.0712 g/L yakıt
	Yanmamış Hidrokarbonlar	0.72 g/L yakıt
	Yakıt Sülfürü-> PM Dönüşümü	%2.2

Tablo 6. Proje ekonomik parametreleri

Parametre Kategorisi	Parametre Adı	Değer	Birim
Ekonomik Parametreler	Nominal Faiz Oranı (Discount Rate)	10.00	%
	Beklenen Enflasyon (Inflation)	2.00	%
	Proje Ömrü (Lifetime)	25.00	Yıl
	Para Birimi	US Dollar	\$
	Sistem Sabit Sermaye Maliyeti	0.00	\$
Sistem Kısıtları (Güvenilirlik)	Maks. Yıllık Kapasite Açığı	0.00	%
	Min. Yenilenebilir Enerji Oranı	0.00	%
İşletme Yedekleri (Reserve)	Anlık Yük Yedeği	10.00	%
	Yıllık Pik Yük Yedeği	0.00	%

3.2. Sistemin Matematiksel Modellemesi

Bu çalışmada, önerilen hibrit enerji sisteminin tekno-ekonomik analizi, optimizasyonu ve duyarlılık testleri için HOMER Pro yazılımı kullanılmıştır. HOMER; enerji dengesi hesaplamalarını, sistem maliyet analizlerini ve emisyon tahminlerini gerçekleştirmek için aşağıdaki matematiksel modelleri temel almaktadır.

3.2.1. Ekonomik Analiz Modeli

Sistemin en uygun konfigürasyonunun belirlenmesinde temel kriter, Net Bugünkü Maliyet (Net Present Cost – NPC) değerinin minimize edilmesidir.

Toplam Net Bugünkü Maliyet (NPC): Sistemin proje ömrü boyunca (kurulum, işletme, bakım, yenileme ve yakıt) oluşan tüm maliyetlerinden, proje sonundaki hurda gelirinin düşülmesiyle hesaplanan bugünkü değeridir.

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann,tot}}{CRF(i, N)} \quad (1)$$

Burada:

$C_{ann,tot}$: Sistemin toplam yıllıklandırılmış maliyeti (\$/yıl)

CRF : Sermaye Geri Kazanım Faktörü

i : Yıllık reel faiz oranı (%)

N : Proje ömrü (Yıl)

Sermaye Geri Kazanım Faktörü (CRF) : Paranın zaman değerini hesaba katarak bugünkü değeri yıllık eşit ödemelere dönüştüren katsayıdır:

$$CRF(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (2)$$

Birim Enerji Maliyeti (LCOE): Sistemin ürettiği 1 kWh elektriğin ortalama maliyetini ifade eder:

$$LCOE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{prim} + E_{def}} \quad (3)$$

Burada:

E_{prim} : Karşılanan yıllık birincil yük (kWh/yıl)

E_{def} : Karşılanan yıllık ertelenebilir yük (kWh/yıl)

3.2.2. Fotovoltaik (PV) Panel Güç Modeli

PV Panellerin anlık güç çıkışı, güneş radyasyonu ve panel sıcaklığının bir fonksiyonu olarak hesaplanır:

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_P (T_c - T_{c,STC})] \quad (4)$$

Burada:

P_{PV} : PV panelin anlık güç çıkışı (kW)

Y_{PV} : PV panelin etiket gücü (kW)

f_{PV} : PV azalma faktörü (%)

G_T : Panel yüzeyine düşen anlık güneş radyasyonu (kW/m^2)

$G_{T,STC}$: Standart test koşullarındaki radyasyon ($1 \text{ kW}/\text{m}^2$)

α_P : Güç sıcaklık katsayısı ($\%/^{\circ}\text{C}$)

T_c : Panelin anlık hücre sıcaklığı ($^{\circ}\text{C}$)

3.2.3. Rüzgâr Türbini Güç Modeli

HOMER, rüzgâr türbininin güç üretimini hesaplamak için iki aşamalı bir yöntem kullanır. İlk olarak, anemometre yüksekliğindeki rüzgâr hızı, türbinin göbek (hub) yüksekliğine uyarlanır.

Rüzgâr Hızı Yükseklik Düzeltmesi (Üs Yasası) : Farklı yüksekliklerdeki rüzgâr hızını hesaplamak için "Power Law" (Üs Yasası) kullanılır:

$$V_{hub} = V_{anem} \times \left(\frac{H_{hub}}{H_{anem}} \right)^{\alpha} \quad (5)$$

Burada:

V_{hub} : Türbin göbek yüksekliğindeki rüzgâr hızı (m/s)

V_{anem} : Anemometre yüksekliğindeki rüzgâr hızı (m/s)

H_{hub} : Türbinin göbek yüksekliği (m)

H_{anem} : Anemometrenin yüksekliği (m)

α : Yüzey pürüzlülük katsayısı (Genellikle 0.14 kabul edilir.)

Türbin Güç Çıkışı: Hesaplanan V_{hub} hızına karşılık gelen güç, türbinin karakteristik güç eğrisinden okunur ve hava yoğunluğuna göre düzeltilir:

$$P_{WTG} = \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right) \times P_{STP}(V_{hub}) \quad (6)$$

Burada:

P_{WTG} : Rüzgâr türbininin anlık güç çıkışı (kW)

ρ : O anki hava yoğunluğu (kg/m³)

ρ_0 : Standart hava yoğunluğu (1.225 kg/m³)

$P_{STP}(V_{hub})$: Standart basınç ve sıcaklıkta üreticinin güç eğrisinden okunan güç değeri

3.2.4. Biyokütle Jeneratörü Modeli

Biyokütle tabanlı enerji üretimi, sisteme beslenen biyokütle miktarının (ton/gün) gazlaştırma veya doğrudan yakma yoluyla elektriğe dönüştürülmesi prensibine dayanır. HOMER; biyokütle jeneratörünü, belirli bir yakıt kaynağına bağlı güç ünitesi olarak modeller:

$$P_{bio} = \frac{\dot{m}_{bio} \times LHV_{bio} \times \eta_{bio}}{3600} \quad (7)$$

Burada:

P_{bio} : Biyokütle jeneratörünün elektrik çıkış gücü (kW)

\dot{m}_{bio} : Tüketilen biyokütle kütlesi (kg/saat)

LHV_{bio} : Biyokütle yakıtının Alt Isıl Değeri (MJ/kg)

η_{bio} : Biyokütle güç dönüşüm sisteminin genel verimliliği (%)

3.2.5. Dizel Jeneratör Yakıt Tüketim Modeli

Dizel jeneratörün yakıt tüketimi, çıkış gücü ile doğrusal bir ilişki içerisinde modellenmiştir:

$$F = F_0 \times Y_{gen} + F_1 \times P_{gen} \quad (8)$$

Burada:

F : Saatlik yakıt tüketimi (L/saat)

F_0 : Jeneratör yakıt eğrisi kesim noktası katsayısı

F_1 : Jeneratör yakıt eğrisi eğimi

Y_{gen} : Jeneratörün nominal kapasitesi (kW)

P_{gen} : Jeneratörün o anki çıkış gücü (kW)

3.2.6. Hidrojen Sistemi Modeli

Hidrojen sistemi; elektrolizör, hidrojen tankı ve yakıt hücresi olmak üzere üç ana alt bileşenden oluşur.

Elektrolizör (Hidrojen Üretimi): Fazla elektrik enerjisi kullanılarak suyun elektrolizi ile üretilen hidrojen miktarı şu şekilde hesaplanır:

$$\dot{m}_{H_2,prod} = \frac{P_{ely} \times \eta_{ely}}{LHV_{H_2}} \quad (9)$$

Burada:

$\dot{m}_{H_2,prod}$: Üretilen hidrojen kütlesi (kg/saat)

P_{ely} : Elektrolizöre giren elektrik gücü (kW)

η_{ely} : Elektrolizör verimliliği (%)

LHV_{H_2} : Hidrojenin Alt Isıl Değeri (120 MJ/kg veya 33.3 kWh/kg)

Hidrojen Tankı (Depolama Dengesi): Tanktaki hidrojen seviyesi her zaman adımında kütle dengesi ile güncellenir:

$$M_{tank}(t) = M_{tank}(t-1) + \dot{m}_{H_2,prod}(t) - \dot{m}_{H_2,cons}(t) \quad (10)$$

Yakıt Hücresi (Elektrik Üretimi): Depolanan hidrojenin elektriğe dönüştürülmesi sırasında yakıt hücresi tüketim eğrisi kullanılır:

$$\dot{m}_{H_2,cons} = \alpha_0 \times Y_{fc} + \alpha_1 \times P_{fc} \quad (11)$$

Burada:

$\dot{m}_{H_2,cons}$: Tüketilen hidrojen miktarı (kg/saat)

α_0 : Yakıt hücresi kesim noktası katsayısı (kg/hr/ kW)

α_1 : Yakıt hücresi eğim katsayısı (kg/hr/ kW)

Y_{fc} : Yakıt hücresi nominal kapasitesi (kW)

P_{fc} : Yakıt hücresi çıkış gücü (kW)

3.2.7. Batarya Depolama Modeli

Bataryanın doluluk oranı (State of Charge – SOC), üretilen ve tüketilen enerji dengesine göre hesaplanır.

Şarj Durumu (Üretim > Tüketim ise) :

$$E_{batt}(t) = E_{batt}(t-1) \times (1 - \sigma) + (P_{prod}(t) - P_{load}(t)) \times \eta_{batt} \times \Delta t \quad (12)$$

Deşarj Durumu (Tüketim > Üretim ise) :

This manuscript represents a preprint version. A revised and peer-reviewed version may be submitted to and published in a scientific journal at a later stage.

$$E_{batt}(t) = E_{batt}(t-1) \times (1 - \sigma) - (P_{load}(t) - P_{prod}(t)) \times \Delta t \quad (13)$$

Burada:

$E_{batt}(t)$: t anındaki batarya enerjisi (kWh)

σ : Bataryanın kendi kendine deşarj oranı

η_{batt} : Batarya yuvarlak döngü verimi

P_{prod} : Toplam üretilen güç (PV + Jeneratör + Yakıt Hücresi + Biyokütle)

3.2.8. Dönüştürücü (Converter) Modeli

DC ve AC baralar arasındaki güç akışı sırasında dönüştürücü verimi hesaba katılır:

$$P_{out} = P_{in} \times \eta_{conv} \quad (14)$$

Burada:

P_{out} : Dönüştürücüden çıkan güç (kW)

P_{in} : Dönüştürücüye giren güç (kW)

η_{conv} : Dönüştürücü verimliliği (%)

3.2.9. Güvenilirlik Modeli (LPSP)

Sistemin güvenilirliği, Güç Kaynağı Kaybı Olasılığı (Loss of Power Supply Probability - LPSP) ile ölçülür. Bu çalışmada kesintisiz enerji arzı (LPSP = 0) hedeflenmiştir.

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^{8760} (P_{load}(t) - P_{available}(t))}{\sum_{t=1}^{8760} P_{load}(t)} \quad (15)$$

3.2.10. Çevresel Emisyon Modeli

Sistemin toplam çevresel etkisi, kullanılan fosil yakıt (dizel) ve varsa biyokütle emisyonlarına göre hesaplanır:

$$Em_{tot} = \sum_{t=1}^{8760} F(t) \times EF_{CO_2} \times \rho_{fuel} \times \frac{1}{1000} \quad (16)$$

Burada:

Em_{tot} : Yıllık toplam CO₂ emisyonu (kg/yıl)

$F(t)$: Yakıt tüketimi (Litre veya kg)

EF_{CO_2} : Emisyon faktörü (g/ünit yakıt)

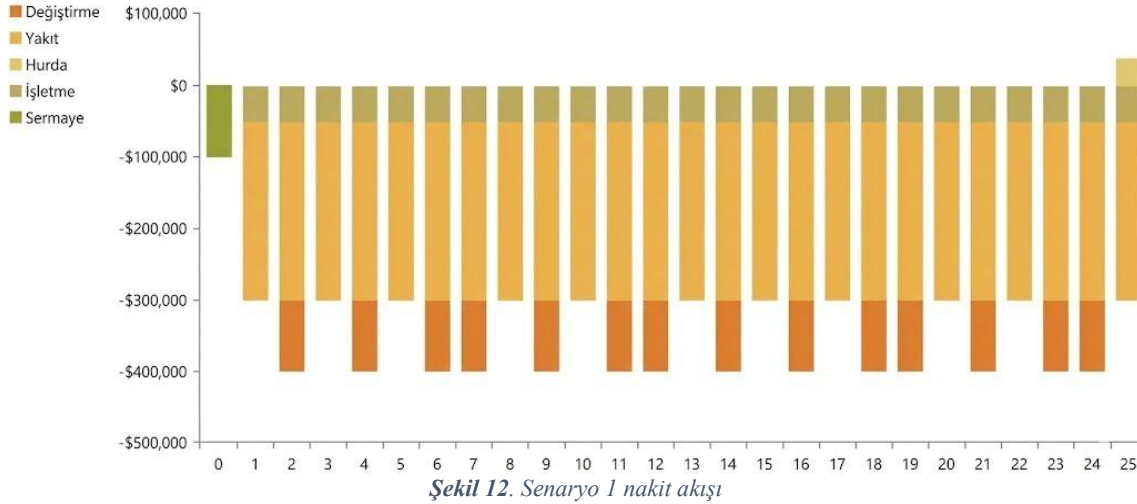
4. Sonuçlar ve tartışma

Bu bölümde, Çınarcık Acil Durum Yerleşkesi için tasarlanan hibrit mikro şebeke sisteminin HOMER Pro ile elde edilen simülasyon sonuçları detaylı olarak analiz edilmiştir. Binlerce farklı konfigürasyon arasından; teknik güvenilirlik (%0 kesinti), ekonomik fizibilite (Düşük NPC) ve çevresel sürdürülebilirlik (Yüksek Yenilenebilir Oran) kriterlerini aynı anda sağlayan optimum sistem seçilmiştir.

4.1. Senaryo 1

4.1.1. Nakit Akışı

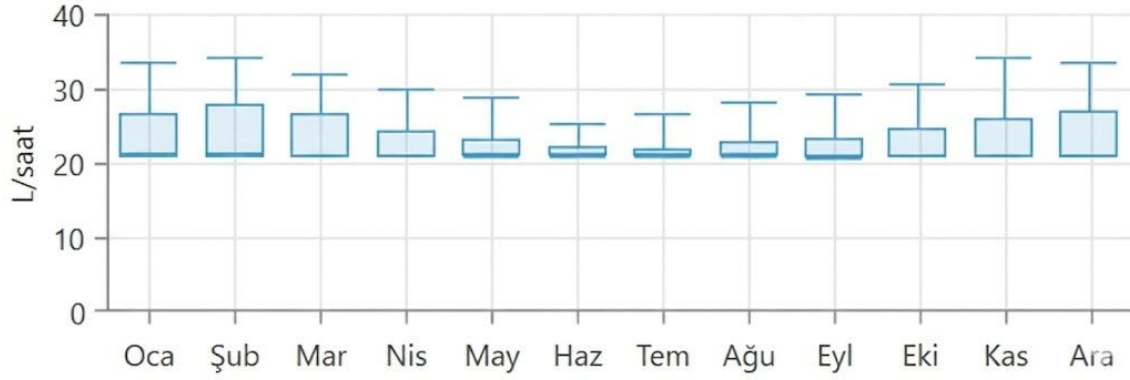
Senaryo 1 kapsamında referans sistemin 25 yıllık proje ömrü boyunca oluşturduğu ekonomik yükü ve harcama dağılımını gösteren Şekil 12 incelendiğinde, sistemin "Düşük Kurulum, Yüksek İşletme Maliyeti" tuzağına düştüğü net bir şekilde görülmektedir. Grafikte 0. yılda yer alan düşük seviyedeki ilk yatırım sütununa karşılık, takip eden her yıl için aşağıya doğru uzanan devasa boyutlardaki turuncu (Yakıt) ve kahverengi (İşletme/Yenileme) sütunlar; sistemin finansal yapısının tamamen yakıt tedarikine bağımlı olduğunu kanıtlamaktadır. Yıllık ortalama 357.042 dolar seviyesinde gerçekleşen bu nakit çıkışları, kümülatif olarak birikerek projenin Toplam Net Mevcut Maliyetini (NPC) 3.96 Milyon dolar gibi astronomik bir seviyeye taşımakta ve fosil yakıtlı sistemlerin uzun vadede ekonomik açıdan sürdürülemez birer "Gider Merkezi" (Cost Center) olduğunu doğrulamaktadır.



Şekil 12. Senaryo 1 nakit akışı

4.1.2. Aylık Dizel Yakıt Tüketimi

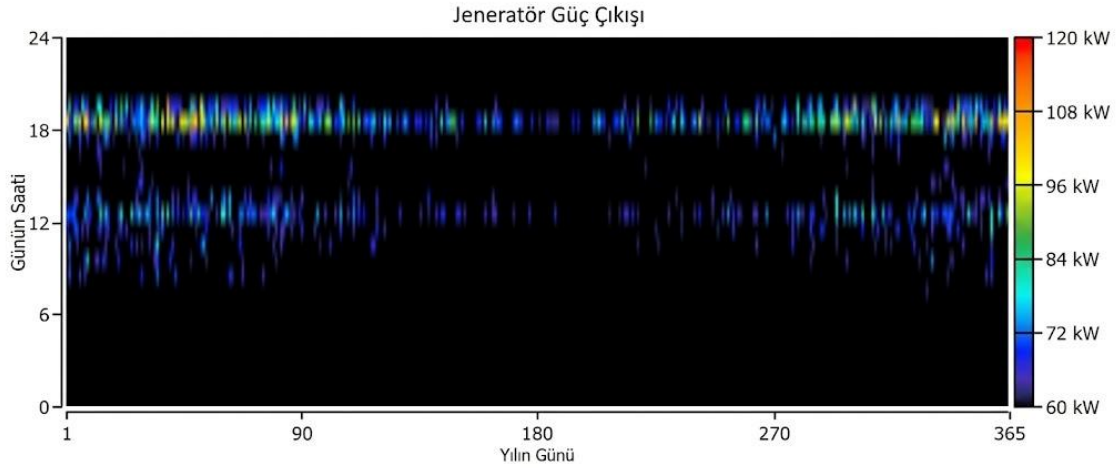
Şekil 13'te görüldüğü gibi Senaryo 1 kapsamında referans sistem olarak analiz edilen ve sadece fosil yakıtlı enerji üretimine dayalı yapının yakıt tüketim karakteristiği incelendiğinde, sistemin enerji talebini karşılamak için yılda toplam 184.471 Litre dizel yakıtı ihtiyaç duyduğu görülmektedir. 200 kW kapasiteli dizel jeneratörün operasyonel verileri, ünitenin yıl boyunca hiç durmadan çalıştığını ve günlük ortalama 505 Litre yakıt tüketimiyle sahra hastanesi ve konteyner kentini enerji yükünü tek başına sırtladığını ortaya koymaktadır. Aylık tüketim dağılımı grafiği analiz edildiğinde; özellikle ısıtma ihtiyacının arttığı Ocak-Şubat ayları ile soğutma talebinin yoğunlaştığı yaz dönemlerinde yakıt sarfiyatının zirve yaptığı, ancak yılın hiçbir döneminde tüketimin sıfıra inmediği izlenmektedir. Bu yoğun yakıt bağımlılığı, sisteme yıllık 357.042 dolar gibi oldukça yüksek bir işletme maliyeti yüklemekte ve Birim Enerji Maliyetini (LCOE) 1.16 \$/kWh seviyesine çıkararak, lojistik riskler barındıran bu senaryonun ekonomik ve sürdürülebilir olmadığını kanıtlamaktadır.



Şekil 13. Aylık dizel yakıt tüketimi

4.1.3. Yıllık Dizel Jeneratör Güç Çıkışı

Senaryo 1 kapsamında sistemin tek enerji üretim kaynağı olan 200 kW kapasiteli dizel jeneratörün teknik performans verilerini içeren Şekil 14 incelendiğinde, ünitenin yılda 8.760 saat çalışarak yılın her saati aktif olduğu ve durmaksızın enerji ürettiği görülmektedir. Yıllık 535.238 kWh elektrik üretimine karşılık 184.471 Litre yakıt tüketen jeneratörün, bu aşırı yoğun çalışma temposu nedeniyle operasyonel ömrünün sadece 1,71 yıl gibi sürdürülemez derecede kısa bir süreye düştüğü dikkat çekmektedir. Grafik analizinde üretimin 60 kW ile 114 kW arasında dalgalanarak sürekli bir bant oluşturması; jeneratörün sıklıkla verimsiz kısmi yük bölgesinde çalışmaya zorlandığını, bunun da hem yakıt sarfiyatını artırdığını hem de mekanik yıpranmayı hızlandırarak sistemin bakım ve yenileme maliyetlerini yönetilemez boyutlara taşıdığını kanıtlamaktadır.



Şekil 14. Yıllık dizel jeneratör elektriksel güç çıkışı

4.1.4. Bileşen Maliyetleri

Senaryo 1 kapsamında referans sistemin 25 yıllık ömür döngüsü boyunca oluşan maliyet bileşenlerini detaylandıran Tablo 7 incelendiğinde, projenin 3.962.979 dolar seviyesindeki Toplam Net Mevcut Maliyetinin (NPC) yaklaşık %68'lik devasa kısmının tek bir kalemden kaynaklandığı çarpıcı bir şekilde görülmektedir. Tablo verilerine göre, dizel jeneratörün kurulumu için başlangıçta sadece 100.000 dolar sermaye harcanmasına rağmen, 25 yılın sonunda kümülatif yakıt maliyetinin 2.694.415 dolar seviyesine

ulaşması, fosil yakıt bağımlılığının ekonomik açıdan sürdürülemez olduğunu kanıtlamaktadır. Ayrıca, jeneratörün 7/24 çalışmasına bağlı olarak ortaya çıkan 605.954 dolar değiştirme ve 568.666 dolar işletme-bakım giderleri, sistemin düşük ilk yatırım maliyeti avantajını tamamen yok ederek operasyonel süreçte yönetilmesi imkânsız bir finansal yük oluşturduğunu doğrulamaktadır.

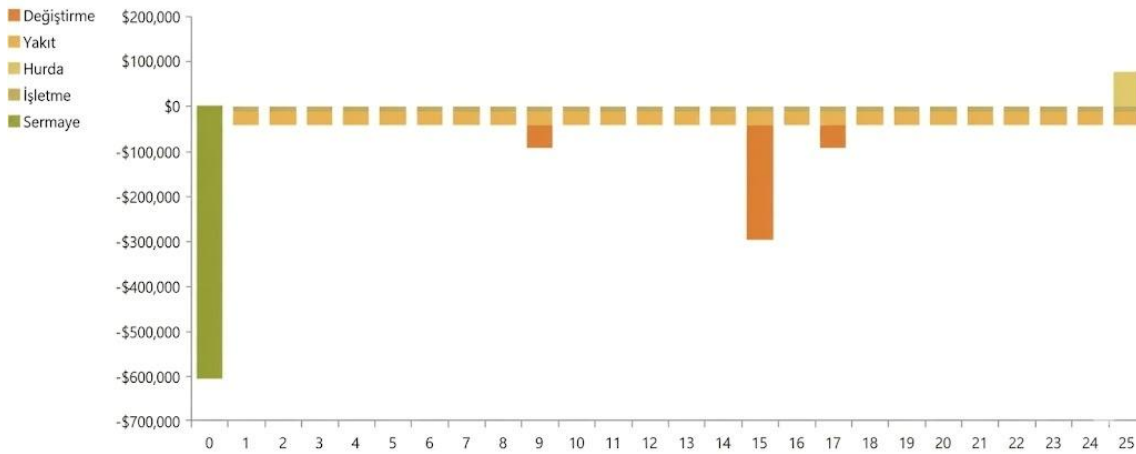
Tablo 7. Senaryo 1 bileşen maliyetleri

Bileşen	Sermaye Maliyeti (\$)	Değiştirme Maliyeti (\$)	İşletme ve Bakım Maliyeti (\$)	Yakıt Maliyeti (\$)	Hurda Maliyeti (\$)	Toplam Maliyeti (\$)
Dizel Jeneratör	\$ 100,000.00	\$ 605,954.05	\$ 568,666.48	\$ 2,694,415.59	-\$6,056.85	\$ 3,962,979.27
Sistem	\$ 100,000.00	\$ 605,954.05	\$ 568,666.48	\$ 2,694,415.59	-\$6,056.85	\$ 3,962,979.27

4.2. Senaryo 2

4.2.1. Nakit Akışı

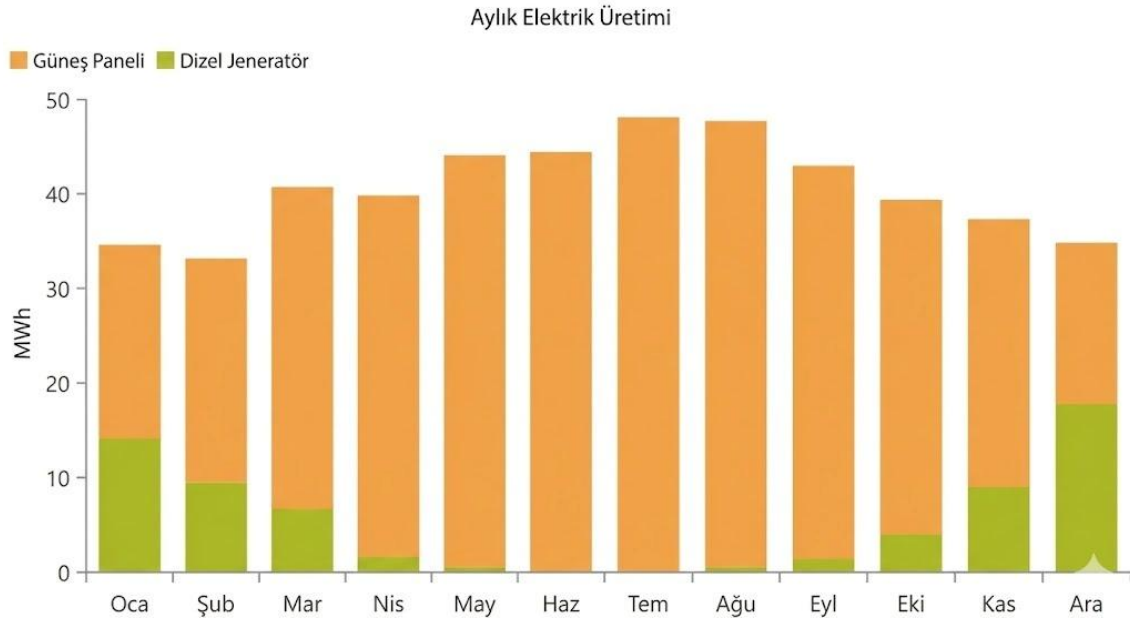
Senaryo 2 kapsamında hibrit sistemin (PV-Dizel-Batarya) finansal ömrünü ve nakit akışını gösteren Şekil 15 incelendiğinde, sistemin ekonomik karakteristiğinin "Yakıt Odaklı" yapıdan "Sermaye Odaklı" bir yapıya evrildiği görülmektedir. Grafikte 0. yılda ortaya çıkan yüksek ilk yatırım maliyeti, güneş panelleri ve batarya grubunun kurulum maliyetlerini yansıtsa da takip eden yıllardaki yakıt (turuncu) ve işletme (sarı) giderlerinin Senaryo 1'e kıyasla minimize edilmesi, projenin Toplam Net Mevcut Maliyetini (NPC) 1.167.452 dolar seviyesine kadar düşürmüştür. Diyagramda özellikle 15. yılda görülen yüksek değiştirme maliyeti, ekonomik ömrünü tamamlayan Lityum-İyon batarya bloğunun yenilenmesinden kaynaklanmakta olup; bu planlı büyük harcamaya rağmen sistemin Birim Enerji Maliyeti (LCOE) 0.3426 \$/kWh seviyesinde kalarak dizel sistemlere göre çok daha sürdürülebilir bir maliyet yönetimi sunduğunu kanıtlamaktadır.



Şekil 15. Senaryo 2 nakit akışı

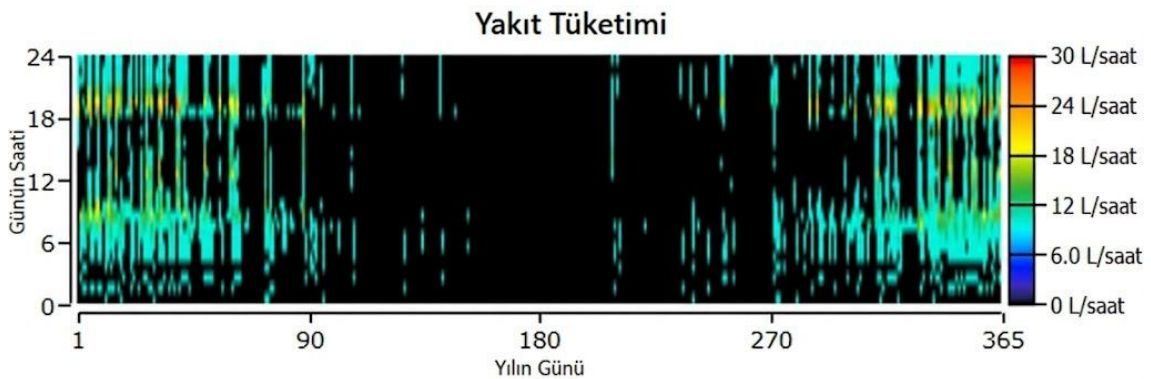
4.2.2. Aylık Elektrik Üretimi

Şekil 16’da görüldüğü gibi güneş panellerinin yazın artan güneş radyasyon değeriyle beraber üretim kapasitesi artışı bu aylarda dizel jeneratörün neredeyse hiç üretim yapmaması ve tam tersi kış aylarında radyasyon değerini düşmesiyle dizel jeneratörün güneş panellerini tamamlayıcı bir rol üstlendiği görülmektedir.



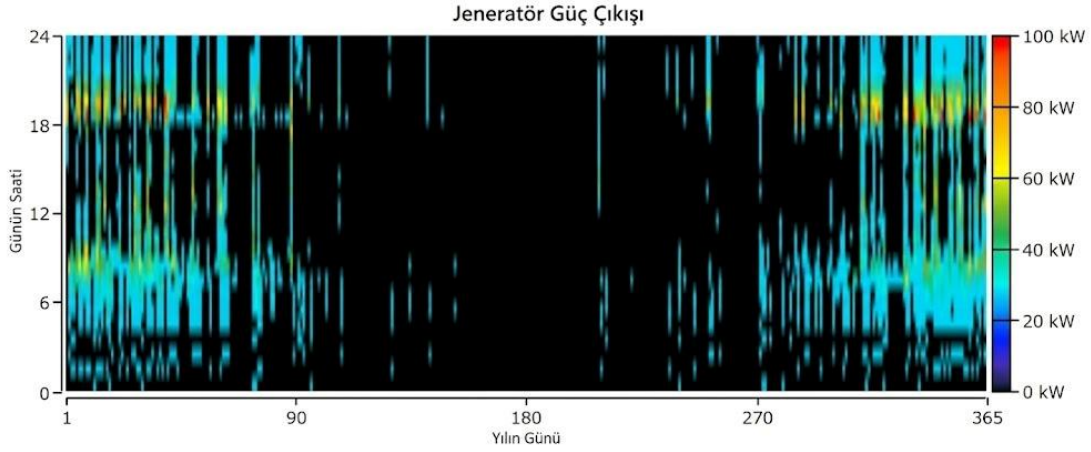
4.2.3. Yıllık Yakıt Tüketimi

Şekil 17’de görüldüğü gibi dizel yakıt tüketimi güneş panelinin yıllık üretim kapasitesiyle ters orantılı bir şekilde azalmaktadır.



4.2.4. Yıllık Dizel Jeneratör Güç Çıkışı

Şekil 18’de görüldüğü gibi dizel yakıt tüketimi güneş panelinin yıllık üretim kapasitesiyle ters orantılı bir şekilde azalmaktadır. Bu sebeple dizel jeneratörünün de aynı şekilde üretim kapasitesi kışın artarken yazın düşmekte ayrıca güneş panellerinin aktif olmadığı akşam ve sabah erken saatlerinde devrede olma süresi daha fazla olmaktadır.



Şekil 18. Yıllık dizel jeneratör güç çıkışı

4.2.5. Yıllık Batarya Şarj Durumu

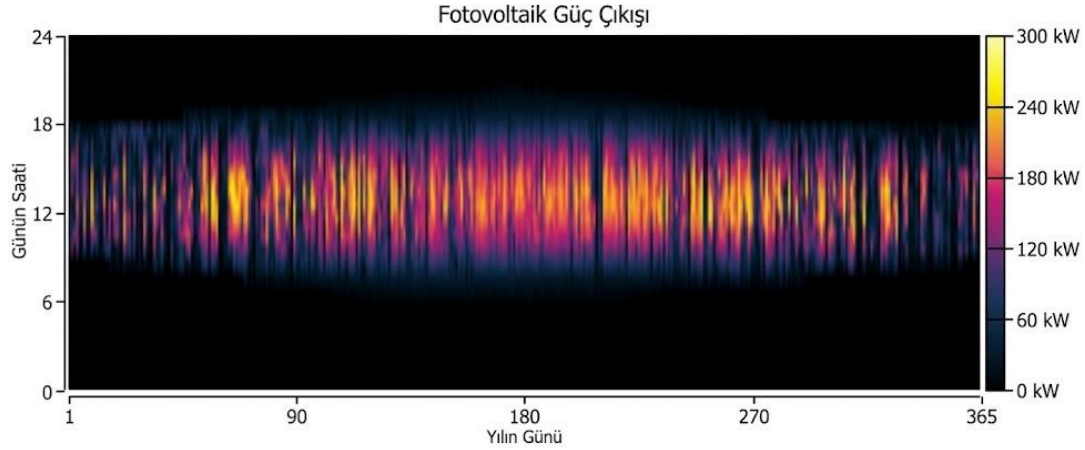
Şekil 19’da kullanılan Li-Ion bataryaların doluluk oranı görülmektedir. Bataryalar güneş panelinin üretiminin hangi mevsimde en yüksek değere sahip olduğu ve gün içinde hangi saatte maksimum üretim yaptığına bağlı olarak ve fazla enerjiyi depolama kapasitesine bağlı olarak şarj durumu %80 seviyesine gelmiştir.



Şekil 19. Senaryo 2 yıllık Li-Ion batarya doluluk oranı

4.2.6. Yıllık PV Güç Çıkışı

Şekil 20’de kullanılan PV panelin güç çıkışı görülmektedir. PV panel ışınımının arttığı Haziran-Ağustos döneminde ve gün içinde 09.00-18.00 aralığındaki saatlerde üretimini arttırmaktadır. Bu sayede bu senaryonun yenilenebilirlik oranı %80.1 olarak ortaya çıkmıştır.



Şekil 20. Yıllık PV güç çıkışı

4.2.4. Bileşen Maliyetleri

Senaryo 2 kapsamında hibrit sistemin (PV-Dizel-Batarya) maliyet bileşenlerini detaylandıran Tablo 8 incelendiğinde, sistemin toplam 1.167.452 dolar seviyesindeki Net Mevcut Maliyet (NPC) yapısının, işletme giderlerinden (OPEX) ilk yatırım giderlerine (CAPEX) doğru stratejik bir kayma gösterdiği anlaşılmaktadır. Tablo verilerine göre, Güneş Panelleri (300.000 dolar) ve Li-Ion Batarya grubu (225.000 dolar) toplam 605.000 dolar'lık yüksek bir başlangıç sermayesi gerektirse de bu stratejik yatırımın fosil yakıt bağımlılığını minimize ederek dizel jeneratör kaynaklı yakıt giderini 305.322 dolar seviyesine kadar düşürdüğü görülmektedir. Dizel jeneratörün toplam maliyet içindeki payının azalması ve yenilenebilir enerji bileşenlerinin (PV+Batarya) toplam maliyetin yaklaşık yarısını oluşturması, sistemin uzun vadeli ekonomik başarısının "Yakıt Tasarrufu" prensibine dayandığını kanıtlamaktadır.

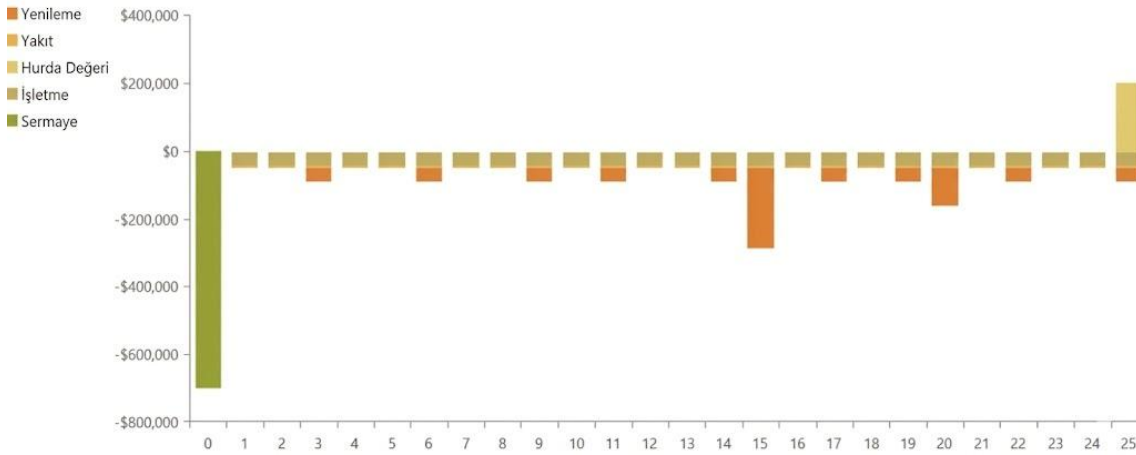
Tablo 8. Senaryo 2 bileşen maliyetleri

Bileşen	Sermaye Maliyeti (\$)	Değiştirme Maliyeti (\$)	İşletme ve Bakım Maliyeti (\$)	Yakıt Maliyeti (\$)	Hurda Maliyeti (\$)	Toplam Maliyeti (\$)
Dizel Jeneratör	\$ 50,000.00	\$ 40,661.65	\$ 58,100.06	\$ 305,322.83	-\$126.18	\$ 453,958.36
Güneş Paneli	\$ 300,000.00	\$ 0.00	\$ 32,458.13	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 332,458.13
Li-Ion Batarya	\$ 225,000.00	\$ 74,054.79	\$ 54,096.89	\$ 0.00	-\$10,267.33	\$ 342,884.34
Sistem Dönüştürücü	\$ 30,000.00	\$ 9,665.71	\$ 0.00	\$ 0.00	-\$1,514.21	\$38,151.49
Sistem	\$ 605,000.00	\$ 124,382.14	\$ 144,655.08	\$ 305,322.83	-\$11,907.73	\$ 1,167,452.33

4.3. Senaryo 3

4.3.1. Nakit Akışı

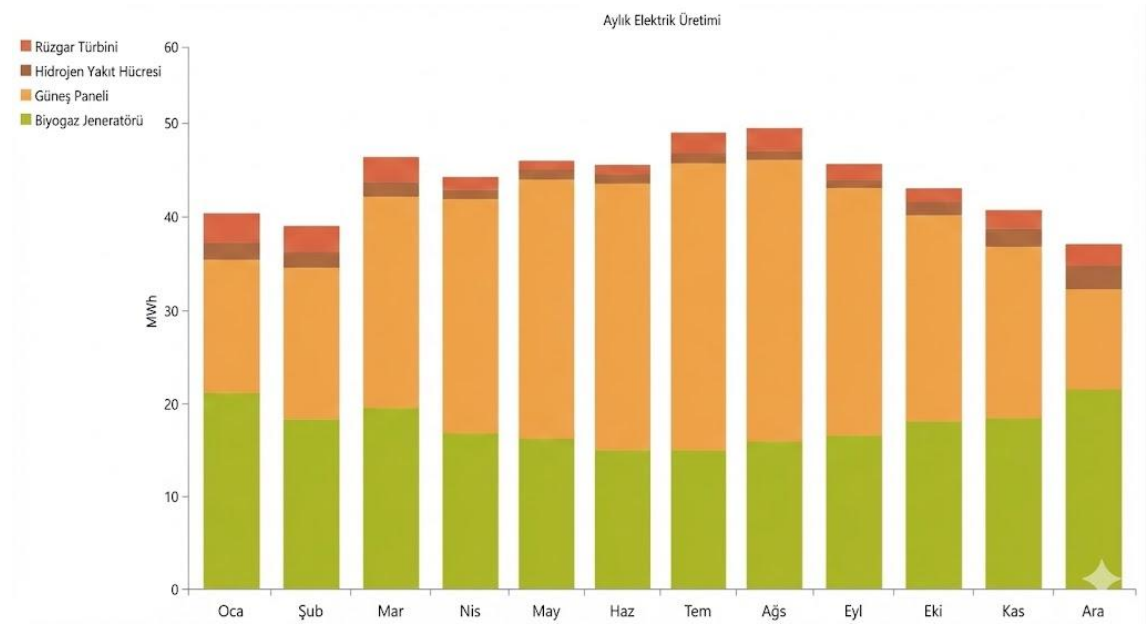
Şekil 21’de görüldüğü gibi senaryo 3’ün nakit akışı içinde il yatırım maliyeti her ne kadar yüksek olsa da projenin 25 yıllık döngüsü boyunca maliyetlerin çoğu işletme ve bakım maliyetleri ve converter gibi bileşenlerin değişim maliyetlerinden kaynaklanmaktadır. Yaşam ömrü sonunda hurda maliyetiyle beraber bu senaryo amacını tamamlamış olup afetin ilk anından ileriki tarihlere kadar afetzedelere güvenli ve stabil elektrik sağlayıp kendini amorti etmiştir. Şekil 21’de senaryo 3’ün detaylı nakit akışı görülmektedir.



Şekil 21. Senaryo 3 nakit akışı

4.3.2. Aylık Elektrik Üretimi

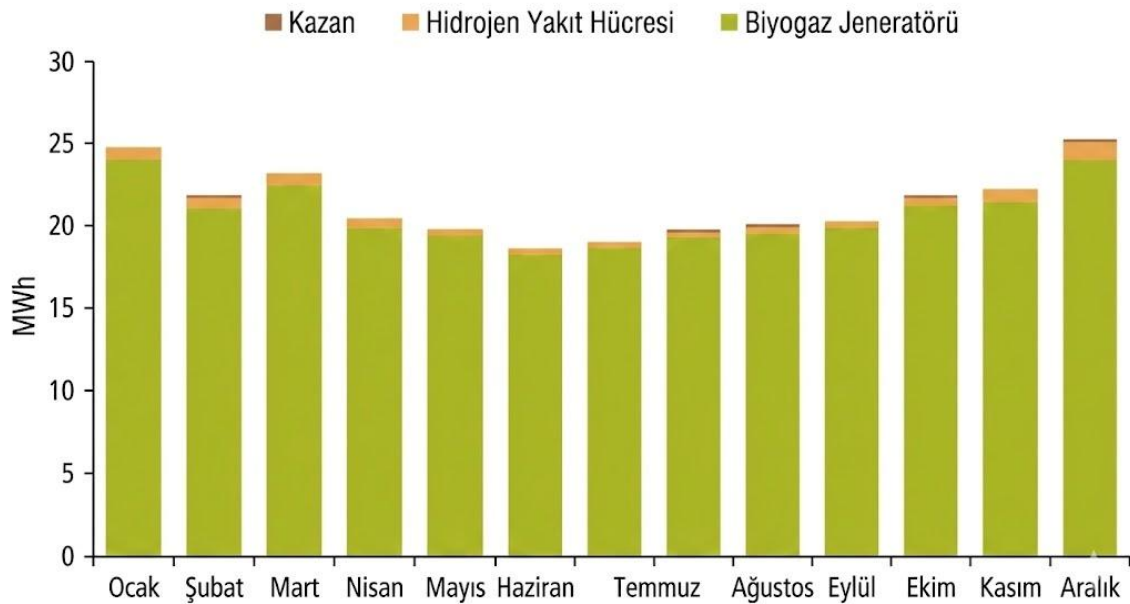
Şekil 22. Senaryo 3 kapsamında sistemin aylık elektrik enerjisi üretim dağılımı ve tüketim dengesi. Şekil 22’de sunulan Senaryo 3 elektrik üretim profili incelendiğinde, 263.330 kWh yıllık üretim ve %50,3’lük baskın pay ile Güneş Panellerinin (PV) sistemin birincil enerji kaynağı olduğu görülmektedir. Güneş enerjisi veriminin düştüğü kış aylarında üretim kapasitesini artıran Biyogaz Jeneratörü, yıllık 217.606 kWh (%41,6) katkı sağlayarak PV ile mükemmel bir mevsimsel tamamlayıcılık sergilerken; Rüzgâr Türbini (%4,75) ve Hidrojen Yakıt Hücresi (%3,32) kritik anlarda devreye girerek enerji arz güvenliğini desteklemektedir. Toplam 523.143 kWh enerjinin üretildiği sistemde, tüketim tarafında hastane ve barınma alanlarını kapsayan AC Birincil Yükler 313.900 kWh (%86,3) ile asıl talebi oluştururken, Elektrolizör ünitesi 48.696 kWh (%13,4) enerji tüketerek "Power-to-Gas" dönüşümünü gerçekleştirmekte ve su pompaj sistemi 1.096 kWh (%0,3) ile ertelenebilir yük ihtiyacını karşılamaktadır. Sonuç olarak, %99,8 yenilenebilir enerji oranıyla çalışan sistemde oluşan 154.017 kWh (%29,4) seviyesindeki fazla elektrik, batarya ve hidrojen tanklarının sürekli dolu tutulmasını sağlayarak sistemin otonom yapısını garanti altına almaktadır.



Şekil 22. Senaryo 3 aylık enerji üretim oranları.

4.3.3. Aylık Isı Tüketimi

Bu senaryoda Hidrojen yakıt hücresi, biyogaz jeneratörü ve kazanlar ile ısıl geri kazanım yöntemiyle bölgedeki ısıl enerji ihtiyacının karşılanması amaçlanmıştır. Şekil 23'te görüldüğü gibi Biyogaz jeneratörünün üretimi yıllık 241.859 kWh olup %96.9 paya sahiptir. Bu biyogazın senaryo 3 içindeki ısı üretiminde önemini ortaya koymaktadır. Hidrojen yakıt hücresi 6.941 kWh yıllık olup %2.78'lik paya sahiptir. Kazan ise yıllık 903 kWh üretim yapıp payı %0.3 olmuştur. Fazlalık enerji yıllık 103.702 kWh olup payı %71 olmuştur.



Şekil 23. Aylık termal tüketim

4.3.4. Elektrolizör Aylık Güç Çıkışı

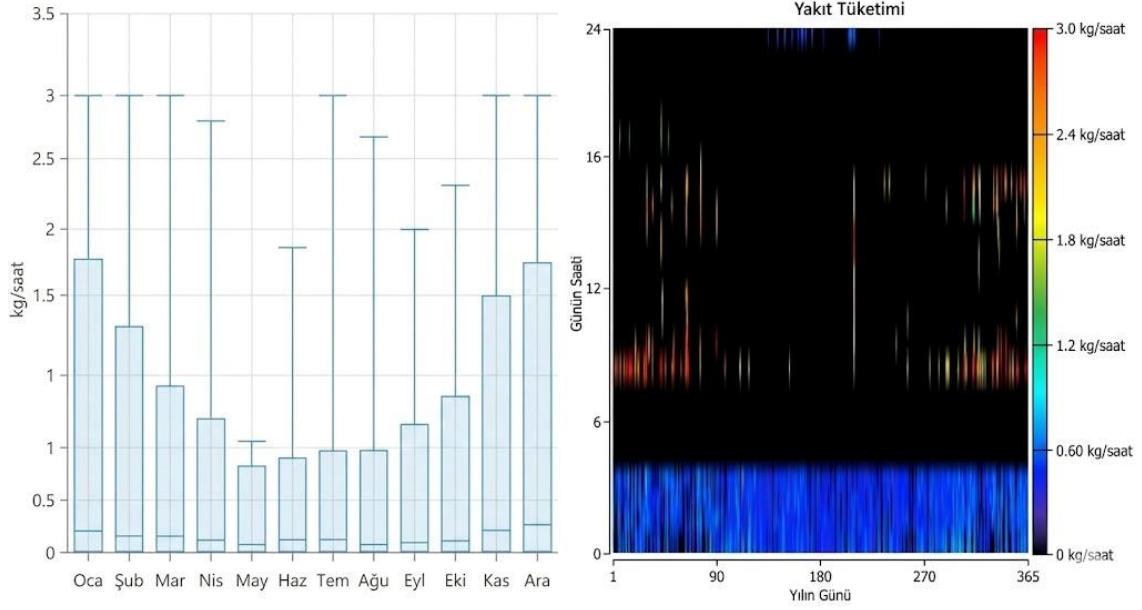
Şekil 24'te sunulan analizler, 150 kW kapasiteli elektrolizör ünitesinin yıllık toplam 1.049 kg hidrojen ürettiğini ve bu miktarın 1.041 kg'lık kısmının sistem ihtiyaçları doğrultusunda yakıt hücresi tarafından tüketilerek enerji döngüsünün kayıpsız tamamlandığını göstermektedir. Grafikteki güç tüketim profilinin özellikle kış aylarında (Kasım-Ocak) 4.5 kW seviyelerine yükselmesi, bu dönemdeki rüzgâr enerjisi fazlasının etkin bir şekilde hidrojene dönüştürülerek uzun süreli depolandığını ve "Power-to-Gas" stratejisinin mevsimsel dengesizlikleri yönetmedeki başarısını kanıtlamaktadır.



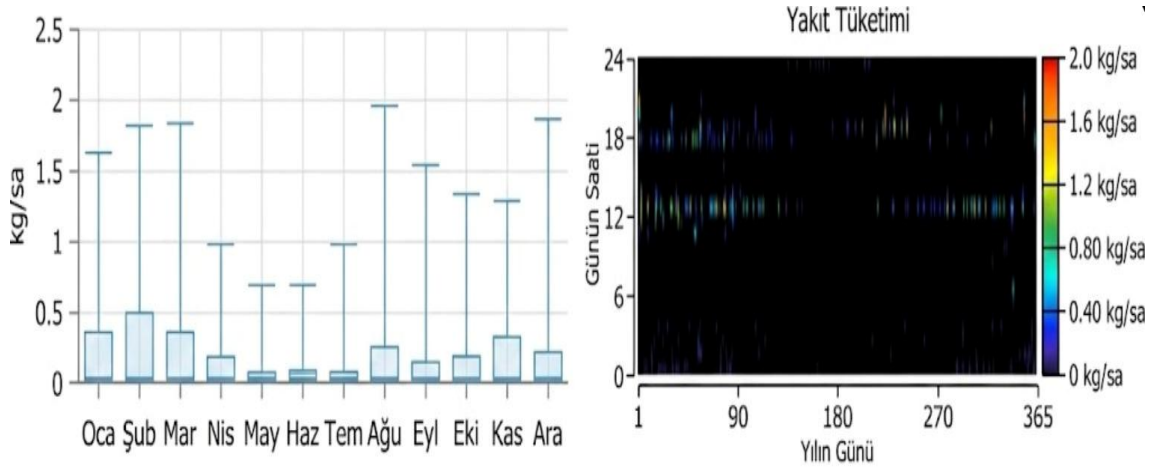
Şekil 24. Elektrolizör aylık güç çıkışı

4.3.5. Yıllık Yakıt Miktarları

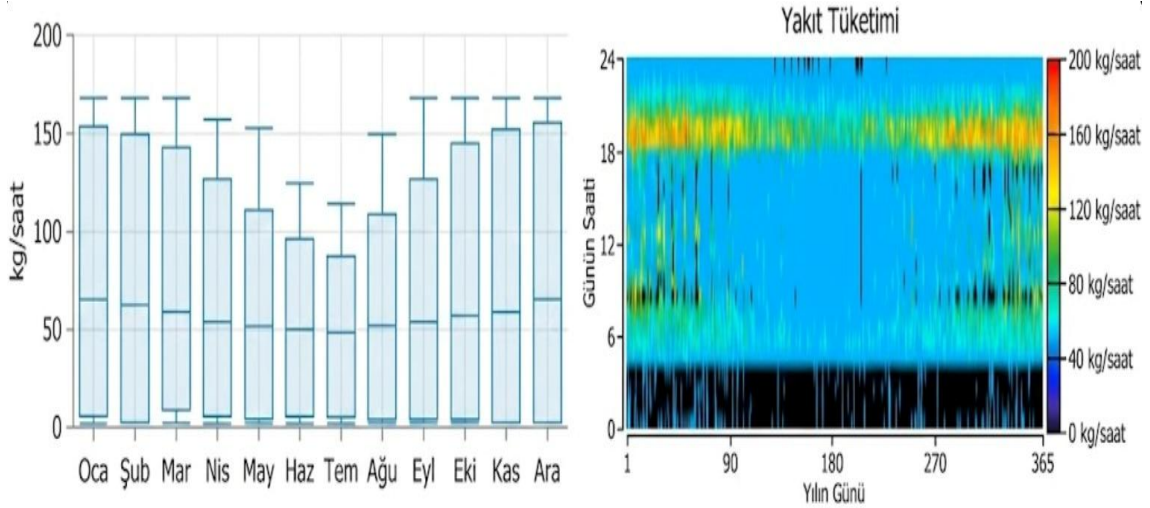
Senaryo 3 kapsamında sistemin yakıt tüketim dinamiklerini ve enerji yönetim stratejisini gösteren Şekil 25, 26 ve 27 incelendiğinde, çok kaynaklı üretim yapısının mevsimsel ve anlık yük değişimlerine olan adaptasyonu net bir şekilde görülmektedir. Şekil 27'de sunulan Biyogaz Jeneratörü tüketim verileri, ünitenin yıl boyunca sürekli aktif olduğunu ancak ısıtma ve elektrik talebinin arttığı kış aylarında tüketimin 150 kg/saat seviyelerine ulaşarak sistemin "Baz Yük" ihtiyacını sırtladığını ortaya koymaktadır. Buna paralel olarak Şekil 25'teki Hidrojen Yakıt Hücresi tüketim profili, özellikle güneş enerjisinin düştüğü Ocak ve Aralık aylarında yoğunlaşarak, sistemin uzun süreli enerji açıklarını kapatan stratejik bir "Mevsimsel Depolama" işlevi gördüğünü kanıtlamaktadır. Şekil 26'da analiz edilen yardımcı ısı kaynağı (Doğalgaz/Kazan) tüketimi ise sadece ekstrem kış koşullarında termal yükü desteklemek amacıyla minimum düzeyde devreye girmiş olup, bu üç farklı enerji kaynağının entegre yönetimi sayesinde sistemin hem elektriksel hem de termal yük taleplerini kesintisiz ve yüksek verimlilikle karşıladığı doğrulanmıştır.



Şekil 25. Senaryo 3 hidrojen yıllık yakıt tüketimi



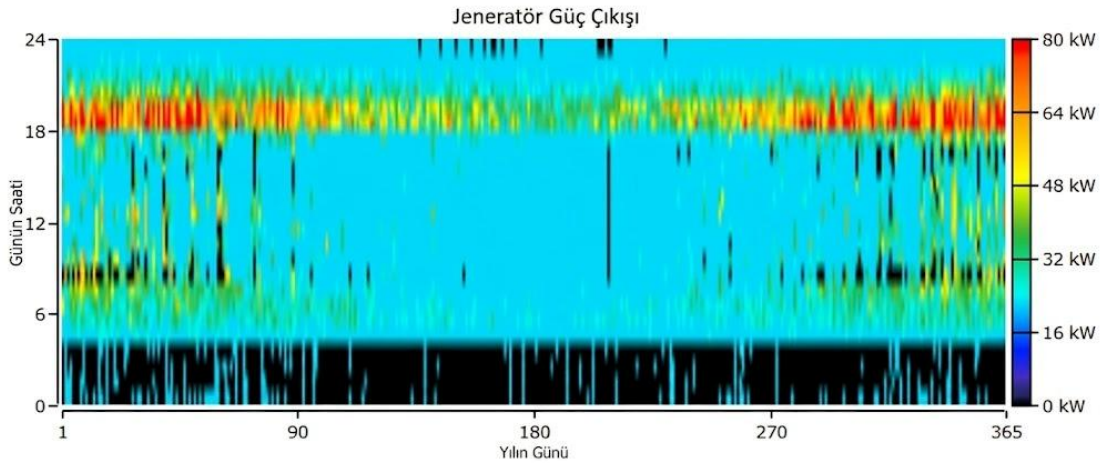
Şekil 26. Senaryo 3 doğalgaz yıllık yakıt tüketimi



Şekil 27. Senaryo 3 biyogaz yıllık yakıt tüketimi

4.3.6. Yıllık Biyogaz Jeneratörü Güç Çıkışı

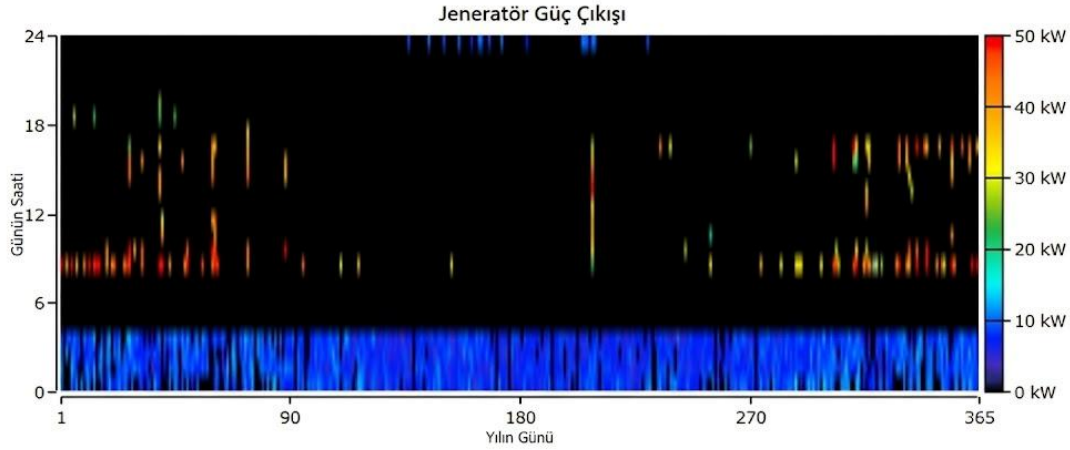
Senaryo 3 kapsamında sistemin temel güç ve ısı kaynağı olarak görev yapan 80 kW kapasiteli Biyogaz Jeneratörünün teknik performans analizini içeren Şekil 28 incelendiğinde, ünitenin yılda 7.377 saat çalışarak %84'lük yüksek bir kapasite kullanım oranına ulaştığı ve sistemin "Baz Yük" ihtiyacını karşılamada kritik bir rol üstlendiği görülmektedir. Jeneratörün yıllık 217.606 kWh elektrik üretimine ek olarak sağladığı 241.859 kWh termal enerji üretimi, sistemin kojenerasyon (CHP) prensibiyle çalıştığını doğrulamakta olup; bu atık ısının hastane ve barınma alanlarının ısıtılmasında değerlendirilmesi, projenin toplam enerji verimliliğini artırmaktadır. Elektriksel çıktı grafiği analiz edildiğinde, jeneratörün ortalama 29.5 kW güç ile sürekli devrede olduğu, ancak yenilenebilir enerji kaynaklarının yetersiz kaldığı kış ayları ve akşam pik saatlerinde (Grafikteki kırmızı/turuncu bölgeler) çıkış gücünü 80 kW maksimum kapasiteye kadar artırarak kesintisiz enerji arzını (LPSP %0) garanti altına aldığı anlaşılmaktadır.



Şekil 28. Senaryo 3 yıllık biyogaz jeneratörü güç çıkışı

4.3.7. Hidrojen Yakıt Hücresi Güç Çıkışı

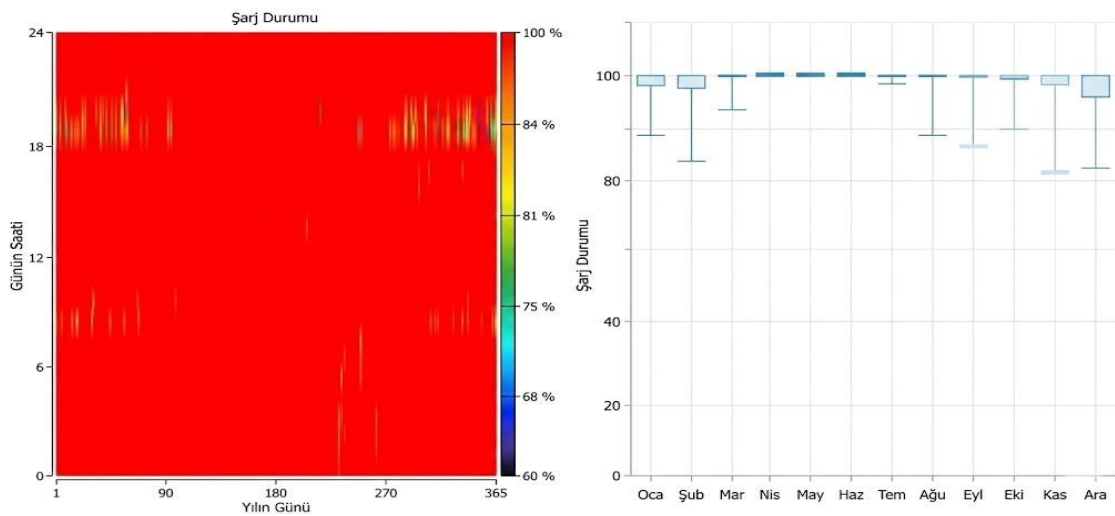
Senaryo 3 kapsamında sistemin uzun süreli enerji depolama ve arz güvenliği mekanizmasının son halkası olan 50 kW kapasiteli Hidrojen Yakıt Hücresinin performans verilerini içeren Şekil 29 incelendiğinde, ünitenin yılda 1.388 saat çalışarak toplam 17.352 kWh elektrik enerjisi ürettiği ve sistemin enerji açığı oluşma riskini (LPSP) sıfıra indirmede kritik bir "Yedek Güç" görevi üstlendiği görülmektedir. Yıllık 1.041 kg hidrojen tüketimi ile elektrolizör üretim kapasitesiyle tam bir denge sağlayan yakıt hücresi, %50 elektriksel verimlilikle çalışmakta ve elektrik üretimine ek olarak 6.941 kWh termal enerji katkısı sunarak yerleşkenin ısıtma yükünü desteklemektedir. Operasyonel grafik analiz edildiğinde, ünitenin ortalama 12.5 kW güç ile çalıştığı, ancak güneş ve rüzgârın yetersiz kaldığı kritik anlarda ve batarya kapasitesinin limit değerlere düştüğü zaman dilimlerinde (Grafikteki renkli pik noktaları) anlık olarak 50 kW maksimum kapasiteye çıkarak sistemin enerji sürekliliğini mevsimsel geçişlerde dahi garanti altına aldığı anlaşılmaktadır.



Şekil 29. Senaryo 3 yıllık hidrojen yakıt hücresi güç çıkışı

4.3.8. Yıllık ve Aylık Li-Ion Batarya Şarj Durumu

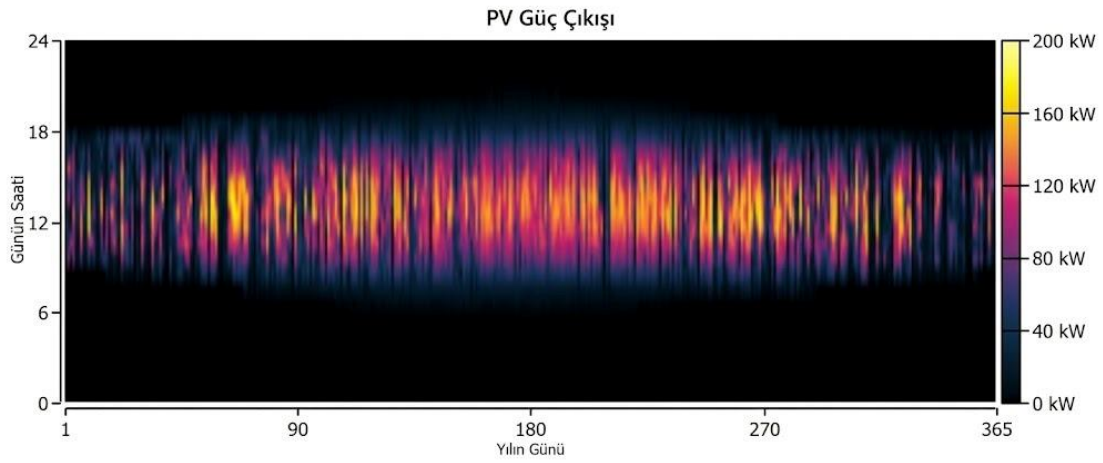
Senaryo 3 kapsamında sistemin kısa vadeli enerji depolama ve voltaj regülasyonu görevini üstlenen Li-Ion batarya grubunun performans analizini içeren Şekil 30 incelendiğinde, 102 kWh nominal kapasiteye sahip ünitenin yıllık sadece 1.016 kWh enerji döngüsü gerçekleştirdiği ve ortalama 1,99 saatlik bir otonomi sağladığı görülmektedir. Frekans dağılımı ve Şarj Durumu (SoC) ısı haritası analiz edildiğinde, bataryaların yılın büyük bölümünde %90-%100 doluluk oranında (Grafikteki yoğun kırmızı bölgeler) seyrettiği; derin deşarj döngülerine girmek yerine anlık yük dalgalanmalarını sönmüleyerek "Tampon Güç" görevi gördüğü anlaşılmaktadır. Bataryaların üzerindeki bu düşük operasyonel stres, ünitenin 15 yıl gibi uzun bir ekonomik ömre ulaşmasını sağlamış ve hidrojen sistemiyle (uzun vadeli depolama) mükemmel bir tamamlayıcılık ilişkisi kurduğunu kanıtlamıştır.



Şekil 30. Senaryo 3 yıllık Li-Ion batarya şarj durumu

4.3.9. Yıllık Fotovoltaik Panel Güç Çıkışı

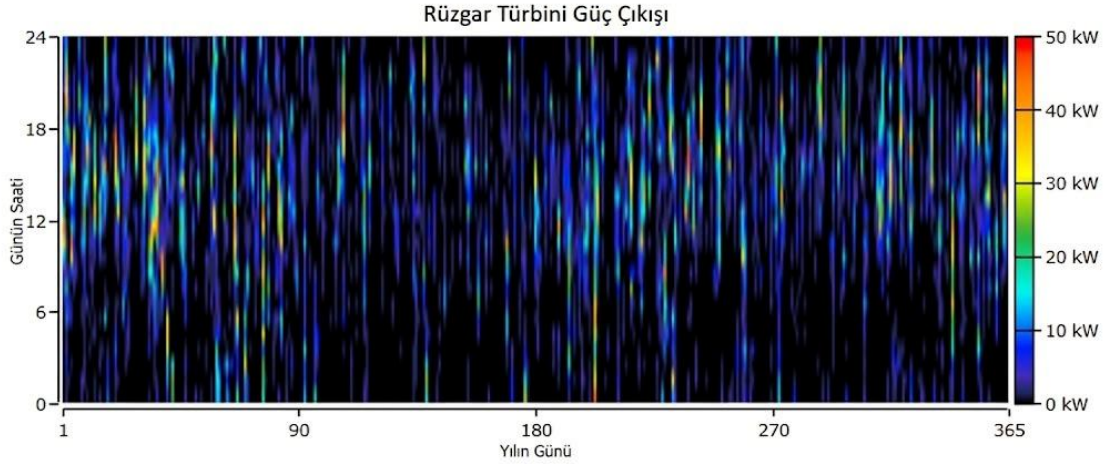
Senaryo 3 kapsamında sistemin ana enerji üretim kaynağı olarak konumlandırılan 200 kW kapasiteli Fotovoltaik (PV) panel dizisinin teknik analizini içeren Şekil 31 incelendiğinde, ünitenin yıllık 263.330 kWh toplam üretim ve %83,9 gibi oldukça yüksek bir penetrasyon oranıyla sistemin enerji talebini karşılayan birincil aktör olduğu görülmektedir. Yıllık 4.392 saat operasyonel süreye ve %15,0 kapasite faktörüne sahip olan PV sisteminin güç çıkış grafiği analiz edildiğinde; üretimin beklendiği üzere sadece gündüz saatlerinde (06:00-19:00 arası) gerçekleştiği, yaz aylarında radyasyon şiddetine bağlı olarak anlık çıkış gücünün 176 kW seviyelerine ulaştığı, kış aylarında ise düşüş gösterdiği net bir şekilde izlenmektedir. 0,0781 \$/kWh seviyesindeki düşük birim enerji maliyetiyle sistemin ekonomik fizibilitesine büyük katkı sağlayan bu kaynak, gündüz saatlerinde batarya ve hidrojen tanklarını şarj ederek gece tüketimi için gerekli enerjinin depolanmasına da olanak tanımaktadır.



Şekil 31. Senaryo 3 yıllık PV güç çıkışı

4.3.10. Yıllık Rüzgâr Türbini Güç Çıkışı

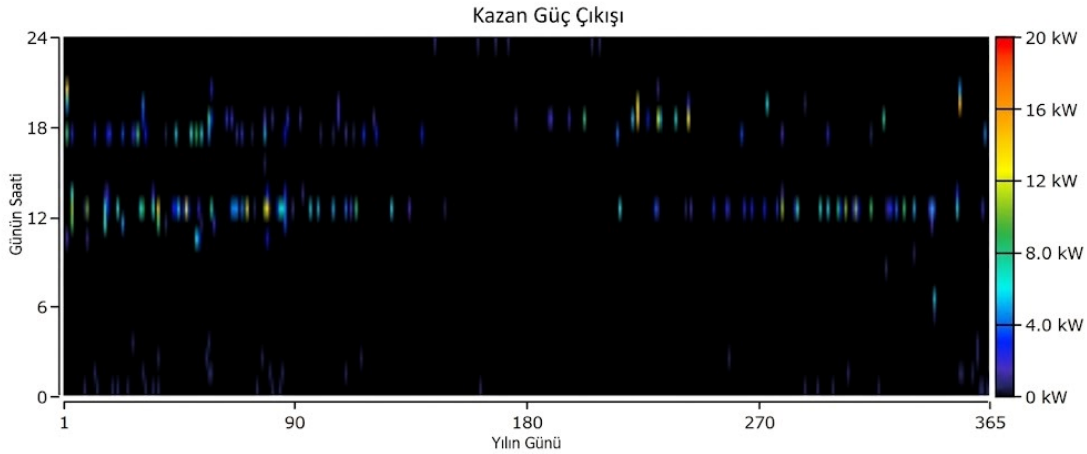
Senaryo 3 kapsamında sistemin enerji arz güvenliğini artırmak ve kaynak çeşitliliğini sağlamak amacıyla kurulan toplam 50 kW kapasiteli (5 adet x 10 kW) rüzgâr türbini grubunun performans analizini içeren Şekil 32 incelendiğinde, ünitenin yıllık 24.856 kWh enerji üretimi gerçekleştirdiği görülmektedir. Yıllık 5.484 saat gibi uzun bir operasyonel süreye sahip olmasına rağmen %5,67 seviyesindeki düşük kapasite faktörü, bölgedeki rüzgâr rejiminin ana yükü tek başına karşılamaktan ziyade güneş enerjisini destekleyici "Tamamlayıcı Kaynak" niteliğinde olduğunu doğrulamaktadır. Güç çıkış grafiği analiz edildiğinde, üretimin yıl geneline yayılan ancak kesintili bir karakter sergilediği; buna rağmen 0,420 \$/kWh maliyetle üretilen bu enerjinin, özellikle güneşin olmadığı gece saatlerinde ve bulutlu kış günlerinde batarya yükünü hafifleterek sistemin güvenilirliğini kritik düzeyde artırdığı anlaşılmaktadır.



Şekil 32. Senaryo 3 yıllık rüzgâr türbini güç çıkışı

4.3.11. Yıllık Kazan Güç Çıkışı

Senaryo 3 kapsamında sistemin termal yük yönetiminde "Yardımcı Kaynak" olarak konumlandırılan Kazan (Boiler) ünitesinin performans verilerini içeren Şekil 33 incelendiğinde, ünitenin yıllık sadece 619 saat aktif kalarak toplam 903 kWh termal enerji ürettiği görülmektedir. Yıllık $108 m^3$ gibi oldukça düşük bir yakıt tüketimi gerçekleştirmesi ve operasyonel grafiğindeki seyrek çalışma profili; sistemin ısıtma ihtiyacının asıl yükünü Biyogaz Jeneratörünün (CHP) sırtladığını, kazanın ise sadece jeneratör ısısının yetersiz kaldığı ekstrem kış koşullarında devreye giren stratejik bir "Destek Ünitesi" olduğunu doğrulamaktadır.

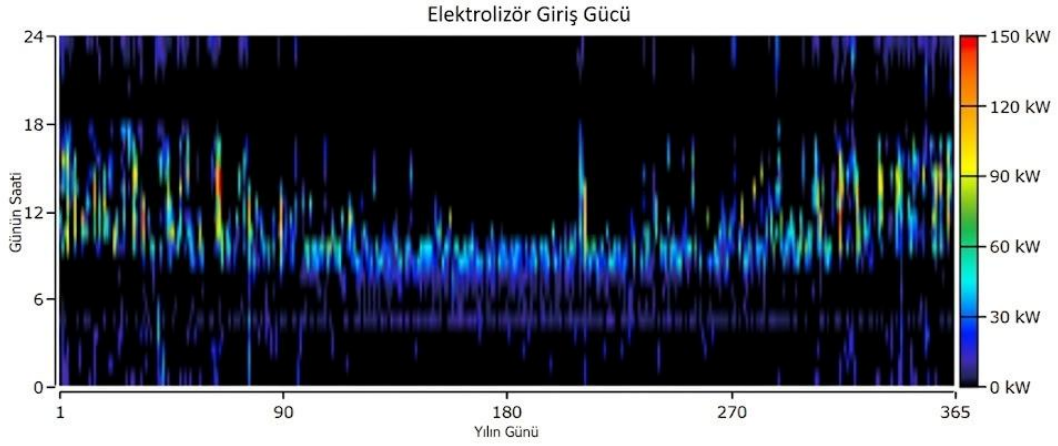


Şekil 33. Senaryo 3 yıllık kazan güç çıkışı

4.3.12. Yıllık Elektrolizör Güç Çıkışı

Senaryo 3 kapsamında yenilenebilir enerji fazlasını kimyasal enerjiye dönüştürerek "Power-to-Gas" (P2G) stratejisini hayata geçiren 150 kW kapasiteli Elektrolizör ünitesinin teknik analizini içeren Şekil 34 incelendiğinde, ünitenin yılda 3.109 saat çalışarak toplam 1.049 kg hidrojen ürettiği görülmektedir. Ortalama 46,4 kWh/kg özgül enerji tüketimiyle çalışan ünitenin %3,71 seviyesindeki düşük kapasite faktörü; sistemin

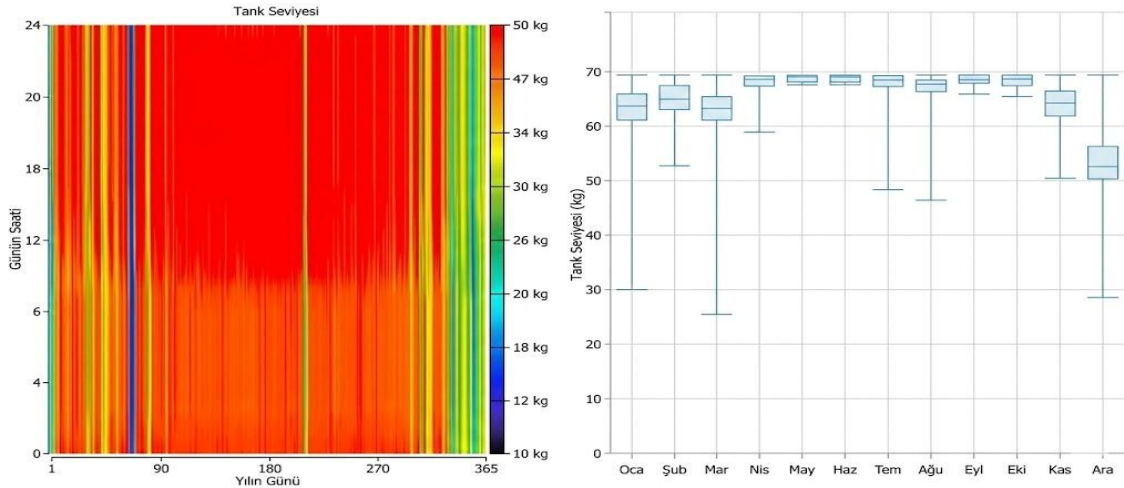
sadece bataryaların dolduğu ve yükün tamamen karşılandığı "ihtiyaç fazlası" enerji anlarında devreye girdiğini, böylece değerli yenilenebilir enerjinin boşa gitmesini engelleyerek verimli bir depolama gerçekleştirdiğini kanıtlamaktadır. Güç giriş grafiği analiz edildiğinde, elektrolizörün özellikle güneş ve rüzgârın pik yaptığı öğle saatleri ve fırtınalı dönemlerde (aktifleşerek şebeke kararlılığına katkı sağladığı) anlaşılmaktadır.



Şekil 34. Senaryo 3 yıllık elektrolizör giriş gücü

4.3.13. Yıllık Hidrojen Tankı Seviyesi

Senaryo 3 kapsamında sistemin mevsimsel enerji depolama ünitesi olan 50 kg kapasiteli Hidrojen Tankı'nın performans verilerini içeren Şekil 35 incelendiğinde, ünitenin 1.667 kWh enerji depolama kapasitesi ve 46,3 saat gibi yüksek bir otonomi süresi sunarak, bataryaların (kısa vadeli) aksine sistemin "Stratejik Rezerv" gücünü oluşturduğu görülmektedir. Tank doluluk oranlarını gösteren mevsimsel grafik analiz edildiğinde; güneş radyasyonunun yüksek olduğu Nisan-Ağustos döneminde doluluk oranının 50 kg (Maksimum) seviyesinde sabitlendiği, ancak yenilenebilir üretimin düştüğü Kasım-Şubat aralığında tank seviyesinin kullanıma bağlı olarak azaldığı izlenmektedir. Yıl sonu doluluk miktarının (33,3 kg), yıl başı miktarından (25,0 kg) yüksek olması, sistemin enerji depolama döngüsünün sürdürülebilir olduğunu ve "Mevsimsel Enerji Kaydırma" stratejisi sayesinde kış aylarındaki enerji açıklarının yazın depolanan hidrojenle sorunsuz karşılandığını kanıtlamaktadır.



Şekil 35. Senaryo 3 yıllık hidrojen tankı seviyesi

4.3.14. Bileşen Maliyetleri

Senaryo 3 kapsamında optimize edilen sistemin ömür boyu maliyet dağılımını detaylandıran Tablo 9 incelendiğinde, projenin toplam 1.63 Milyon dolar seviyesindeki Net Mevcut Maliyetinin (NPC) bileşenler bazındaki yapısal farklılıkları net bir şekilde görülmektedir. Tablo verilerine göre, 240.000 dolar ile en yüksek ilk yatırım maliyetine (Sermaye) sahip bileşen Güneş Panelleri olurken; Biyogaz Jeneratörü, 40.000 dolar gibi düşük bir kurulum maliyetine sahip olmasına rağmen, 25 yıllık süreçte gerektirdiği yoğun mekanik bakım ve işletme giderleri (O&M) nedeniyle 457.758 dolarlık bir harcama kalemi oluşturarak sistemin toplam maliyeti içindeki en büyük payı (Toplam 669.774 dolar) almıştır. Ayrıca, sistemin teknolojik omurgasını oluşturan hidrojen grubunun (Elektrolizör, Tank ve Yakıt Hücresi) toplam 245.000 dolarlık bir ilk yatırım bütçesi gerektirdiği, ancak bu yüksek sermaye girişinin fosil yakıt maliyetlerini sıfırlayarak uzun vadeli ekonomik sürdürülebilirliği sağladığı anlaşılmaktadır.

Tablo 9. Senaryo 3 bileşen maliyetleri

Bileşen	Sermaye Maliyeti (\$)	Değiştirme Maliyeti (\$)	İşletme ve Bakım Maliyeti (\$)	Yakıt Maliyeti (\$)	Hurda Maliyeti (\$)	Toplam Maliyeti (\$)
Biyogaz Jeneratörü	\$ 40,000.00	\$ 179,478.68	\$ 457,758.19	\$ 0.00	-\$7,462.23	\$ 669,774.64
Elektrolizör	\$ 150,000.00	\$ 63,641.07	\$ 38,782.55	\$ 0.00	-\$11,977.89	\$ 240,445.73
Güneş Paneli	\$ 240,000.00	\$ 0.00	\$ 25,855.03	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 265,855.03
Hidrojen Tankı	\$ 20,000.00	\$ 6,376.15	\$ 6,463.76	\$ 0.00	-\$3,593.37	\$ 29,246.54
Hidrojen Yakıt Hücresi	\$ 75,000.00	\$ 0.00	\$ 17,943.39	\$ 0.00	-\$2,380.61	\$ 90,562.79
Kazan	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 69,540.86	\$ 0.00	\$ 69,540.86
Li-Ion Batarya	\$ 55,000.00	\$ 23,335.06	\$ 12,927.52	\$ 0.00	-\$4,391.89	\$ 86,870.68
Rüzgâr Türbini	\$ 90,000.00	\$ 28,692.66	\$ 32,318.79	\$ 0.00	-\$16,170.15	\$ 134,841.30
Sistem Dönüştürücü	\$ 30,000.00	\$ 12,728.21	\$ 0.00	\$ 0.00	-\$2,395.58	\$ 40,332.64
Sistem	\$ 700,000.00	\$ 314,251.84	\$ 592,049.23	\$ 69,540.86	-\$48,371.72	\$ 1,627,470.21

4.4. Senaryo Sonuçları

4.4.1 Senaryo 1 Hassasiyet (Sensitivity) Analizleri ve Ekonomik Değerler

Senaryo 1 kapsamında gerçekleştirilen ve sadece fosil yakıt kaynaklarına dayalı sistemin ekonomik sınırlarını test eden duyarlılık analizi sonuçları, bu modelin uzun vadeli sürdürülebilirliğinin olmadığını net bir şekilde ortaya koymaktadır. Tablo verilerine göre, standart koşullar altında (\$1.35/L yakıt fiyatı ve %0 kesinti) sistemin Toplam Net Mevcut Maliyeti (NPC) 3.96 Milyon dolar ve Birim Enerji Maliyeti (LCOE) 1.16 \$/kWh gibi kabul edilemez derecede yüksek seviyelerde gerçekleşmiştir. Analiz, yakıt fiyatının kriz durumlarında \$1.70/L seviyesine çıkması halinde işletme maliyetlerinin daha da artarak enerji arzını ekonomik açıdan imkânsız hale getirdiğini göstermektedir. Ayrıca, sistemin maliyetini düşürmek için %5 oranında kapasite açığına (elektrik kesintisine) izin verildiği durumlarda dahi NPC ancak 1.80 Milyon dolar seviyesine gerilemekte, ancak bu durum sahra hastanesi gibi kritik yüklerin güvenliğini tehlikeye attığı için tercih edilebilir bir seçenek olmaktan çıkmaktadır. Tablo 10'da detaylı ekonomik ve bileşen parametre değerleri görülebilmektedir.

Tablo 10. Senaryo 1 hassasiyet analizi sonuçları

Kapasite Eksikliği (%)	Dizel Yakıt Fiyatı (\$/L)	Konteyner Kent Ölçeklendirilmiş Ortalama Tüketim (kWh/gün)	Dizel Jeneratör Kapasitesi (kW)	Yük Dağıtım Stratejisi	Net Mevcut Maliyet (\$)	Enerjinin Seviyelendirilmiş Maliyeti (\$/kWh)	Yıllık İşletme Maliyeti (\$/yıl)
0	1.35	500	200	LF	\$3.96M	\$1.16	\$357.043
5	1.35	750	100	LF	\$2.23	\$0.602	\$236.733
1	1.70	500	100	LF	\$2.38	\$0.819	\$252.543
5	1.00	750	100	LF	\$1.80	\$0.484	\$189.355

4.4.2 Senaryo 2 Hassasiyet (Sensitivity) Analizleri ve Ekonomik Değerler

Yenilenebilir enerji kaynaklarının sisteme entegre edildiği Senaryo 2'nin duyarlılık analizi, fotovoltaik panellerin ve batarya gruplarının yakıt bağımlılığını ve maliyetleri dramatik bir şekilde düşürdüğünü kanıtlamaktadır. Tablo incelendiğinde, 300 kW PV paneli ve 500 adet Li-Ion batarya eklenmesiyle optimize edilen sistemin NPC değeri, Senaryo 1'e kıyasla yaklaşık %70 azalarak 1.17 Milyon dolar seviyesine inmiş; LCOE değeri ise 0.343 \$/kWh bandına gerilemiştir. Yük talebinin kriz senaryosu olarak 750 kWh/gün'e çıkarıldığı durumda dahi sistem, PV kapasitesini 400 kW'a çıkararak NPC'yi 1.53 Milyon dolar seviyesinde tutmayı başarmış ve birim enerji maliyetini 0.349 \$/kWh seviyesinde koruyarak yük artışlarına karşı ekonomik direncini (robustness) ispatlamıştır. Bu senaryo, dizel jeneratörün kapasitesinin 100 kW'a düşürülmesine rağmen hala sistemde var olması nedeniyle yakıt fiyatı dalgalanmalarından kısmen etkilenmeye devam etmektedir. Tablo 11'de detaylı ekonomik ve bileşen parametre değerleri görülebilmektedir.

Tablo 11. Senaryo 2 hassasiyet analizi sonuçları

Dizel Yakıt Fiyatı (\$/L)	Konteyner Kent Ölçeklendirilmiş Ortalama (kWh/gün)	Fotovoltaik Panel Kapasitesi (kW)	Dizel Jeneratör Kapasitesi (kW)	Lityum-İyon Batarya Adedi (Adet)	Dönüştürücü (İnverter/Rektifiyer) Gücü (kW)	Yük Dağıtım Stratejisi (LF: Yük İzleme / CC: Çevrim Şarjı)	Net Mevcut Maliyet (\$)	Enerjinin Seviyelendirilmiş Maliyeti (\$/kWh)	Yıllık İşletme Maliyeti (\$/yıl)
1.35	500	300	100	500	100	LF	\$1.17M	\$0.343	\$51.986
1.35	500	300	100	500	100	LF	\$1.17M	\$0.343	\$51.986
1.35	500	300	100	500	100	LF	\$1.17M	\$0.343	\$51.986
1.35	750	300	100	500	100	CC	\$1.62M	\$0.368	\$93.772
1.35	750	400	100	500	100	LF	\$1.53M	\$0.349	\$76.314

4.4.2 Senaryo 3 Hassasiyet (Sensitivity) Analizleri ve Ekonomik Değerler

Projenin nihai hedefi olan ve tam otonom yapıyı temsil eden Senaryo 3'ün analiz sonuçları, sistemin yüksek ilk yatırım maliyetine rağmen işletme döneminde sağladığı katma değer ile en stratejik seçenek olduğunu göstermektedir. Tablonun son satırında yer alan ve seçilen optimum konfigürasyonu (200 kW PV, 5 Rüzgâr Türbini, 80 kW Biyogaz, Hidrojen Sistemi) temsil eden verilerde, sistemin NPC değeri 1.63 Milyon Dolar olarak hesaplanmıştır. Bu senaryonun en çarpıcı sonucu, biyogaz kojenerasyon ünitesinden elde edilen atık ısının ekonomik değeri sayesinde Birim Enerji Maliyetinin (LCOE) -2.36 \$/kWh olarak negatif bir değere ulaşmasıdır; bu durum, sistemin enerji üretirken harcama yapmak yerine, atık yönetimi ve ısı kazanımı sayesinde projeye gelir sağladığını matematiksel olarak doğrulamaktadır. Dizel yakıt girdisinin tamamen ortadan kalktığı bu senaryoda, yakıt fiyatı artış riskleri sıfırlanmış ve 71.744 \$/yıl seviyesindeki sabit işletme maliyeti ile en yüksek öngörülebilirlik sağlanmıştır. Tablo 12'de detaylı ekonomik ve bileşen parametre değerleri görülebilmektedir.

Tablo 12. Senaryo 3 hassasiyet analizi sonuçları

Konteyner Kent Ölçeklendirilmiş Ortalama (kWh/gün)	Biyogaz Kojenerasyon Ünitesi (kW)	Lityum-İyon Batarya Adedi (Adet)	Güneş Paneli (kW)	Rüzgâr Türbini (adet)	Hidrojen Tankı (kg)	Hidrojen Yakıt Hücresi (kW)	Elektrolizör (kW)	Dönüştürücü Kapasitesi (kW)	Yük Dağıtım Stratejisi (CC: Çevrim Şarjı)	Net Mevcut Maliyet (\$)	Enerjinin Seviyelendirilmiş Maliyeti (\$/kWh)	Yıllık İşletme Maliyeti (\$/yıl)
500	80.0	100	-	-	-	-	-	100	CC	\$919.401	-\$2.54	\$61.450
750	80.0	250	-	-	-	-	-	100	CC	\$1.05M	-\$1.94	\$65.148
500	80	100	200	5	50	50	150	100	CC	\$1.63	-\$2.36	\$71.744

4.5. Bulguların Genel Değerlendirmesi ve Senaryo Karşılaştırması

Bu bölümde sunulan simülasyon sonuçları ve duyarlılık analizleri toplu olarak değerlendirildiğinde; sadece fosil yakıtı dayalı Senaryo 1'in yüksek işletme maliyetleri ve yakıt fiyatı dalgalanmalarına karşı kırılgan yapısı nedeniyle sürdürülebilir bir çözüm olmadığı, Senaryo 2'nin ise geçiş süreci için uygun ancak atık yönetimi eksikliği nedeniyle sınırlı kaldığı görülmüştür. Buna karşılık, önerilen Senaryo 3 (Eko-Kent Modeli); biyogaz jeneratöründen elde edilen ısı geliri sayesinde ulaştığı -2.36 \$/kWh

seviyesindeki negatif birim enerji maliyeti, %99.8 oranındaki yenilenebilir enerji payı ve hidrojen teknolojisinin sağladığı mevsimsel depolama esnekliği ile diğer tüm alternatiflere göre teknik ve ekonomik açıdan mutlak üstünlük sağlamıştır. Elde edilen veriler, afet sonrası kurulacak yerleşkelerde "atık-enerji-su" döngüsünü birleştiren çok kaynaklı hibrit sistemlerin, sadece çevresel bir tercih değil, aynı zamanda maliyet etkinliği ve arz güvenliği açısından da zorunlu bir mühendislik çözümü olduğunu kanıtlamaktadır.

5. Sonuç

Bu çalışmada, Türkiye'nin gerçeklerinden biri olan deprem riski göz önüne alınarak, afet sonrası kurulacak geçici barınma alanları ve sahra hastaneleri için fosil yakıt bağımlılığını ortadan kaldıran, şebekeden bağımsız (off-grid) ve sürdürülebilir bir "Eko-Kent" mikro şebeke modeli tasarlanmıştır. Yalova-Çınarcık pilot bölgesi özelinde, HOMER Pro yazılımı ile gerçekleştirilen kapsamlı simülasyonlar ve duyarlılık analizleri; geleneksel afet müdahale yöntemleri ile önerilen yenilenebilir enerji tabanlı hibrit sistemler arasındaki teknik ve ekonomik uçurumu somut verilerle ortaya koymuştur. Yapılan karşılaştırmalı analizler sonucunda, sadece dizel jeneratörlere dayalı Senaryo 1 (Referans Durum)'in, \$3.96 Milyon dolar seviyesindeki yüksek Net Mevcut Maliyeti (NPC) ve yakıt tedarik zincirindeki kırılmalıklar nedeniyle sürdürülebilir bir çözüm olmadığı anlaşılmıştır. Güneş ve batarya desteğiyle iyileştirilen Senaryo 2 maliyetleri düşürse de tam otonomi ve karbon nötr hedeflerini karşılamada yetersiz kalmıştır. Buna karşılık, çalışmanın önerdiği model olan Senaryo 3 (Çok Kaynaklı Hibrit Sistem); Güneş, Rüzgâr, Biyogaz ve Hidrojen teknolojilerini entegre ederek afet yönetimi için optimum mühendislik çözümü olduğunu kanıtlamıştır. Elde edilen bulgular, Senaryo 3'ün 25 yıllık proje ömrü boyunca 1.63 Milyon dolar toplam maliyet (NPC) ile en ekonomik seçenek olduğunu göstermektedir. Bu senaryonun en çarpıcı sonucu, Biyogaz Jeneratöründen elde edilen atık ısının (Kojenerasyon/CHP) ekonomik değeri sayesinde ulaşılan-2.36 \$/kWh seviyesindeki Negatif Birim Enerji Maliyeti (LCOE) değeridir. Bu veri, tasarlanan sistemin sadece elektrik üreten bir tesis değil; atık yönetimi, ısı üretimi ve enerji arzını birleştiren ve işletme sürecinde kamuya ekonomik katma değer sağlayan kârlı bir yatırım modeli olduğunu matematiksel olarak doğrulamaktadır. Teknik açıdan değerlendirildiğinde, projenin literatüre ve sektöre sunduğu en önemli yenilik "Mevsimsel Enerji Depolama" stratejisidir. Li-Ion bataryaların günlük yük dalgalanmalarını yönettiği, Hidrojen Döngüsünün (P2G2P) ise yaz aylarındaki güneş enerjisi fazlasını kış aylarına taşıdığı katmanlı yapı sayesinde, yenilenebilir enerjinin kesintili karakteristiği tamamen elimine edilmiştir. Sahra hastanesi gibi hayati öneme sahip kritik yükler için sağlanan %0 Güç Kesintisi (LPSP) oranı, sistemin operasyonel güvenilirliğinin üst düzeyde olduğunu belgelemektedir. Ayrıca, yerleşke atıklarının biyogaz üretiminde kullanılması, afet bölgelerinde sıkça karşılaşılan hijyen ve çevre kirliliği sorunlarına "Atıktan Enerjiye") prensibiyle çözüm getirerek projenin sosyal fayda boyutunu güçlendirmiştir. Çalışmanın sosyal ve psikolojik etkileri incelendiğinde; gürültülü ve egzoz gazı yayan dizel jeneratörlerin yerini sessiz ve temiz enerji kaynaklarına bırakmasının, travma sonrası iyileşme sürecindeki afetzedeler için daha sağlıklı bir rehabilitasyon ortamı yaratacağı öngörülmektedir. Enerji arz güvenliğinin garanti altına alınması, barınma alanlarındaki yaşam kalitesini artırırken, "Kendi Kendine Yeterli Kent" vizyonu, geleceğin afet dirençli toplum modeline örnek teşkil etmektedir. Sonuç olarak, bu tez kapsamında geliştirilen mikro şebeke modelinin, sadece

Çınarcık ile sınırlı kalmayıp, AFAD ve Kızılay gibi ulusal kuruluşlar tarafından bir "Standart Afet Enerji Politikası" olarak benimsenmesi önerilmektedir. Gelecekte yapılacak çalışmalarda, bu sistemin kurulum hızını artıracak "Tak-Çalıştır") konteyner enerji modüllerinin tasarlanması ve sistemin Yapay Zekâ Destekli Enerji Yönetim Sistemleri (EMS) ile optimize edilmesi, modelin sahadaki uygulanabilirliğini en üst seviyeye taşıyacaktır. Önerilen Eko-Kent modeli, modern mühendislik yaklaşımlarının insani yardım süreçlerine entegrasyonu adına güçlü, uygulanabilir ve sürdürülebilir bir yol haritası sunmaktadır.

Kaynaklar

- [1]. Saxena, Abhishek, et al. "Designing a Resilient Microgrid for Disaster-Prone Areas Using Renewable Energy Sources." *TQCEBT 2024 - 2nd IEEE International Conference on Trends in Quantum Computing and Emerging Business Technologies 2024*, 2024, <https://doi.org/10.1109/TQCEBT59414.2024.10545138>.
- [2]. Ravadanegh, Sajad Najafi, et al. "Multi-Infrastructure Energy Systems Resiliency Assessment in the Presence of Multi-Hazards Disasters." *Sustainable Cities and Society*, vol. 79, Apr. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.scs.2022.103687>.
- [3]. Goksu, Caglar, et al. "A Comparative Impact Chain Analysis of 1999 Kocaeli and 2023 Kahramanmaraş Earthquakes." *Journal of Design for Resilience in Architecture and Planning*, vol. 4, no. (Special Issue), Dec. 2023, pp. 51–64, <https://doi.org/10.47818/drarch.2023.v4si109>.
- [4]. Toprak, Selçuk, et al. "Sıvılaşma Tehlike Analizi ve Potansiyel Haritalarının Oluşturulması: Yalova İl Merkezi." 10. Türkiye Deprem Mühendisliği Konferansı, Ekim 2025, İstanbul, pp. 346-360.
- [5]. Espinoza, Oscar, and Abhishek Tiwary. "Assessment of Autonomous Renewable Energy System Operability under Extreme Events and Disasters." *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 44, Apr. 2021, <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.100995>.
- [6]. Chowdhury, Tamal, et al. "Design of a Stand-Alone Energy Hybrid System for a Makeshift Health Care Center: A Case Study." *Journal of Building Engineering*, vol. 40, Aug. 2021, <https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2021.102346>.
- [7]. Arslan, Furkan, and Sunay Türkdoğan. "Kamu binalarında çatı üzeri fotovoltaik panel kurulum potansiyelinin belirlenmesi ve enerji üretim artışı için mimari tasarımın ele alınması: Yalova ili örneği." *Journal of Innovative Engineering and Natural Science* 2.2 (2022): 76-94.
- [8]. Arıkan, Oktay, et al. "INTERNATIONAL JOURNAL OF ENERGY AND ENVIRONMENT Wind Energy Potential of Marmara Region in Turkey." *Journal Homepage: Www.IJEE.IEEFoundation.Org ISSN*, vol. 6, no. 1, Online, 2015, www.IJEE.IEEFoundation.org.

This manuscript represents a preprint version. A revised and peer-reviewed version may be submitted to and published in a scientific journal at a later stage.

- [9]. Hüner, Bulut. "Feasibility and Environmental Analysis of Biogas-Based Hybrid Energy System Using HOMER pro Software: A Case Study for Hatay." *Energy Conversion and Management*, vol. 326, Feb. 2025, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2025.119480>.
- [10]. Ciniviz, Merve, and Hasarı Karcı. "Şanlıurfa İlinde Bir Biyogaz Santralının Üretim Kayıplarını Telafi Etmek İçin Fotovoltaik Tabanlı Yardımcı Kaynak ve Sistemlerin Kullanımı." *Harran Üniversitesi Mühendislik Dergisi*, vol. 9, no. 1, Apr. 2024, pp. 1–9, <https://doi.org/10.46578/humder.1403231>.
- [11]. Türkdoğan, Sunay, Muhammet Talha Mercan, and Tuğçe Çatal. "Şebekeden bağımsız hibrit enerji sistemleri kullanılarak 40 hanelik bir topluluğun elektrik ve termal yük ihtiyacının karşılanması: Teknik ve ekonomik analizleri." *Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi* 18 (2020): 476-485.
- [12]. Türkdoğan, Sunay, Serkan Dilber, and Barış Çam. "Hibrit Enerji Sistemlerinin Şebekeden Bağımsız Bir Çiftlik Evinde Uygulanabilirliğinin Ekonomik ve Teknik Açından İncelenmesi." *Sinop Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi* 3.2 (2018): 52-65.
- [13]. Turkdogan, Sunay. "Design and optimization of a solely renewable based hybrid energy system for residential electrical load and fuel cell electric vehicle." *Engineering Science and Technology, an International Journal* 24.2 (2021): 397-404.
- [14]. Çetinkaya, Onur, et al. "PVsyst ve Homer Kullanılarak Şebekeye Bağlı Mikro Şebeke Tasarımı." *CIGRE Türkiye Güç Sistemleri Konferansı, 20-21 Ekim 2022, Ankara. CIGRE Türkiye Ulusal Komitesi*, pp. 1-6.
- [15]. Amin Vaziri Rad, Mohammad, et al. "Techno-Economic Assessment of a Hybrid System for Energy Supply in the Affected Areas by Natural Disasters: A Case Study." *Energy Conversion and Management*, vol. 221, Oct. 2020, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113170>.
- [16]. Ali, Majid, et al. "A Comparison of Grid-Connected Local Hospital Loads with Typical Backup Systems and Renewable Energy System Based Ad Hoc Microgrids for Enhancing the Resilience of the System." *Energies*, vol. 16, no. 4, Feb. 2023, <https://doi.org/10.3390/en16041918>.
- [17]. Tian, Hengrui, et al. "Microgrids for Post-Disaster Power Restoration Application." *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2024, <https://doi.org/10.1109/ISIE54533.2024.10595777>.
- [18]. GÜÇYETMEZ, Mehmet. "Mikro ve Akıllı Şebekelere Geçiş Sürecinde Binaya Entegre Düşey Rüzgâr Türbini ve Güneş Hibrit Enerji Sistemi (DRTG-HES)'in İncelenmesi." *Iğdır Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi*, vol. 13, no. 1, Mar. 2023, pp. 225–36, <https://doi.org/10.21597/jist.1142036>.
- [19]. Hussein, Mustafa. "Simulation of a Hybrid Solar-Hydro-Biomass Energy System with Hydrogen Storage for Optimal Energy Demand Fulfillment." *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, vol. 28, no. 3, Sept. 2025, pp. 79–98, <https://doi.org/10.33223/epj/205948>.

- [20]. Yasmin, Rokhsana, et al. "Solar, Wind, Hydrogen, and Bioenergy-Based Hybrid System for Off-Grid Remote Locations: Techno-Economic and Environmental Analysis." *Clean Technologies*, vol. 7, no. 2, June 2025, <https://doi.org/10.3390/cleantechnol7020036>.
- [21]. Güven, Aykut Fatih ve Cüneyt Hatipoğlu. "Şebekeden Bağımsız Güneş/Rüzgâr/Biyogaz/Yakıt Hücresi/Batarya Tabanlı Hibrit Enerji Sisteminin Tekno-Ekonomik Analizi: Muğla Zaferler Köyü Vaka Çalışması." *EMO Bilimsel Dergi*, vol. 12, no. 23, 2022, pp. 53-65.
- [22]. Erhan, Ahmet, and Akan Assoc. "Year (2023)." *Euroasia Journal of Mathematics, Engineering, Natural & Medical Sciences International Indexed and Refereed*, vol. 1, no. 10, 2023, <https://doi.org/10.5281/zenodo.8416044>.
- [23]. Ma, Zheng Grace, et al. "Enhancing Island Energy Resilience: Optimized Networked Microgrids for Renewable Integration and Disaster Preparedness." *Electronics (Switzerland)*, vol. 14, no. 11, June 2025, <https://doi.org/10.3390/electronics14112186>.
- [24]. Wang, Zekai, et al. "Multi-Stage Stochastic Programming for Resilient Integrated Electricity and Natural Gas Distribution Systems against Typhoon Natural Disaster Attacks." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 159, May 2022, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111784>.
- [25]. Wang, Han, et al. "Planning-Oriented Resilience Assessment and Enhancement of Integrated Electricity-Gas System Considering Multi-Type Natural Disasters." *Applied Energy*, vol. 315, June 2022, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118824>.
- [26]. Kotani, Hitomu, and Kazuyoshi Nakano. "Household Resilience Realized by Photovoltaic and Battery Energy System in Natural Hazard-Triggered Blackouts: Evidence from Japan." *International Journal of Disaster Risk Reduction*, vol. 90, May 2023, <https://doi.org/10.1016/j.ijdr.2023.103656>.