



T.C.
NİĞDE ÖMER HALİSDEMİR ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI



GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİNDEN ÜRETİLEN HİDROJENİN
TUZ KAVERNALARINDA DEPOLANMASININ
TEKNO-EKONOMİK ANALİZİ

NİZAMETTİN YİĞİT AFŞAR

MART 2025

T.C.
NİĞDE ÖMER HALİSDEMİR ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
MAKİNA MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİNDEN ÜRETİLEN HİDROJENİN
TUZ KAVERNALARINDA DEPOLANMASININ
TEKNO-EKONOMİK ANALİZİ

NİZAMETTİN YİĞİT AFŞAR

Yüksek Lisans Tezi

Danışman

Prof. Dr. Murat GÖKÇEK

Mart 2025

Nizamettin Yiğit AFŞAR tarafından **Prof. Dr. Murat GÖKÇEK** danışmanlığında hazırlanan “**Güneş Enerji Santralinden Üretilen Hidrojenin Tuz Kavernalarında Depolanmasının Tekno-Ekonomik Analizi**” adlı bu çalışma jürimiz tarafından Niğde Ömer Halisdemir Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü **Makine Mühendisliği** Anabilim Dalı’nda Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

Başkan : Prof. Dr. Murat GÖKÇEK
Niğde Ömer Halisdemir Üniversitesi

Üye : Dr. Öğr. Üyesi, Ömer GENÇ
Niğde Ömer Halisdemir Üniversitesi

Üye : Dr. Öğr. Üyesi Cihangir KALE
Fırat Üniversitesi

ONAY:

Bu tez, Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulunca belirlenmiş olan yukarıdaki jüri üyeleri tarafından/...../20.... tarihinde uygun görülmüş ve Enstitü Yönetim Kurulu’nun/...../20.... tarih ve sayılı kararıyla kabul edilmiştir.

...../...../20...

Prof. Dr. Mustafa KARATEPE
MÜDÜR

TEZ BİLDİRİMİ

Tez içindeki bütün bilgilerin bilimsel ve akademik kurallar çerçevesinde elde edilerek sunulduğunu, ayrıca tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

Nizamettin Yiğit AFŞAR

ÖZET

GÜNEŞ ENERJİ SANTRALİNDEN ÜRETİLEN HİDROJENİN TUZ KAVERNALARINDA DEPOLANMASININ TEKNO-EKONOMİK ANALİZİ

AFŞAR, Nizamettin Yiğit
Niğde Ömer Halisdemir Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Makina Mühendisliği Ana Bilim Dalı

Danışman : Prof. Dr. Murat GÖKÇEK

Mart 2025, 168 sayfa

Bu çalışmada, güneş enerjisi kullanılarak hidrojen üretimi ve tuz kavernalarında depolanmasının teknik ve ekonomik analizleri gerçekleştirilmiştir. 12,01 MW kapasitesine sahip güneş enerji santrali, 8,8 MW gücünde elektrolizör sistemi ile birleştirilmiş ve yıllık 512.352,87 kg hidrojen üretimi gerçekleştirilmiştir. Üretilen hidrojen, 40.000 m³ hacmindeki bir tuz kavernasında depolanmıştır. Sistem için toplam yatırım maliyeti (CAPEX) 20.693.000 \$ olarak hesaplanmıştır. İşletme ve bakım maliyetleri (OPEX) yıllık 519.210 \$ olarak belirlenmiştir. Hidrojen satış fiyatı 15 \$/kg olarak kabul edilerek yapılan ekonomik analizde, sistemin yıllık net nakit akışı 7.166.082 \$ olarak hesaplanmıştır. Net Bugünkü Değer (NPV) 43.786.480 \$ olarak hesaplanmış ve yatırımın ekonomik olarak kârlı olduğu sonucuna varılmıştır. İç Karlılık Oranı (IRR) %23,46 olarak hesaplanmış olup, bu değer iskonto oranı olan %8'den yüksek olduğu için yatırımın ekonomik sürdürülebilirliği kanıtlanmıştır. Enerji Geri Dönüş Oranı (EROI) 0,85 olarak belirlenmiş olup, bu oran sistemin enerji verimliliğini artırmak için iyileştirmeler yapılması gerektiğini göstermektedir. Son olarak, hidrojen üretim maliyeti (LCOH) 2,44 \$/kg olarak hesaplanmıştır.

Anahtar Sözcükler: Yenilenebilir enerji, hidrojen üretimi, güneş enerjisi sistemi, elektrolizör, tuz kavernası, hidrojen depolama, kompresör, maliyet analizi, sürdürülebilirlik ve yatırım maliyeti

SUMMARY

TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF STORAGE IN SALT CAVERN OF HYDROGEN PRODUCED FROM SOLAR ENERGY PLANT

AFSAR, Nizamettin Yiğit

Nigde Omer Halisdemir University

Graduate School of Natural and Applied Sciences

Department of Mechanical Engineering

Supervisor

Prof. Dr. Murat GÖKÇEK

March 2025, 168 pages

In this study, the technical and economic analyses of hydrogen production using solar energy and its storage in salt caverns were conducted. A 12,01 MW solar power plant was integrated with an 8,8 MW electrolyzer system, resulting in an annual hydrogen production of 512.352,87 kg. The produced hydrogen was stored in a 40.000 m³ salt cavern. The total investment cost (CAPEX) for the system was calculated as 20.693.000 \$. The operation and maintenance costs (OPEX) were determined to be 519.210 \$ per year. Considering a hydrogen sales price of 15 \$/kg, the economic analysis yielded an annual net cash flow (NCF) of 7.166.082 \$. The Net Present Value (NPV) was found to be 43,786,480 \$, indicating that the investment is economically profitable. The Internal Rate of Return (IRR) was calculated as 23,46 %, which is higher than the discount rate of 8% proving the financial sustainability of the investment. The Energy Return on Investment (EROI) was determined as 0,85 indicating the need for efficiency improvements in the system. Finally, the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) was calculated as 2,44 \$/kg.

Keywords: Renewable energy, hydrogen production, solar energy system, electrolyzer, salt cavern, hydrogen storage, compressor, cost analysis, sustainability, and investment cost.

ÖN SÖZ

Bu yüksek lisans tezinde bir güneş enerji santralinden üretilen hidrojenin tuz kavernalarında depolanmasının teknik-ekonomik analizi araştırılmıştır. Aksaray’da bulunan Çöllülü Yaylasının güneş enerji verimliliği dikkate alınarak hidrojen üretim kapasitesi hesaplanmıştır. Hidrojen üretim kapasitesine dayalı olarak gerekli olan elektrolizör gücü ve maliyeti, kompresör gücü ve maliyeti ve diğer yer üstü ekipmanların kullanımı tuz kavernasına hidrojen depolamak için depolama miktarı dikkate alınarak incelenmiştir.

Yüksek lisans tez çalışmam esnasında, çalışmalarına ve araştırmalarına rehberlik eden, bilgisini, birikimini ve her türlü konuda yardım ve desteklerini esirgemeyen değerli hocam Sayın Prof. Dr. Murat GÖKÇEK’e sonsuz teşekkürlerimi sunuyorum. Ayrıca çalışmam sırasında bilgilerini ve tecrübelerini benimle paylaşan ve deneyler sırasında yardımlarda bulunan değerli amirim Sayın Serkan İBA’ya teşekkürü bir borç bilirim. Çalışmalarımı gerçekleştirdiğim zamanlarda birçok konuda yardımları olan çalışma arkadaşım Sayın Serkan İBA ve Enishan ÖZCAN’a teşekkür ediyorum.

Bu yüksek lisans tezimi tüm hayatım boyunca her daim yanımda bulunan bu çalışmaya teşvik eden sevgili annem Ümmügülsüm AFŞAR’a ve sevgili babam Resul AFŞAR’a ithaf ediyorum.

İÇİNDEKİLER

ÖZET	iv
SUMMARY	v
ÖN SÖZ	vi
İÇİNDEKİLER	vii
ÇİZELGELER DİZİNİ	ix
ŞEKİLLER DİZİNİ	x
SİMGE VE KISALTMALAR	xii
BÖLÜM I.....	1
GİRİŞ	1
1.1 Hidrojenin Fiziksel ve Kimyasal Özellikleri	2
BÖLÜM II	19
HİDROJEN ÜRETİM VE DEPOLAMA YÖNTEMLERİ	19
2.1 Yer Üstü Hidrojen Depolama	27
2.2 Yer Üstü Hidrojen Depolama Teknik Engeller	30
2.3 Yeraltı Hidrojen Depolama.....	32
2.3.1 Mekanik bütünlük testi (MIT).....	49
BÖLÜM III.....	52
LİTERATÜR TARAMASI	52
BÖLÜM IV	78
MATERYAL VE METOD.....	78
4.1 Şebekeden Bağımsız Güneş Enerji Santrali Teknik-Ekonomik Analiz.....	78
4.2 Elektrolizör Teknik Analiz	106
4.3 Kompresör Teknik Analiz	116
4.4 Soave-Redlich-Kwong Denklemine Göre Depolama Kapasitesinin Belirlenmesi.	131
4.5 Hidrojen Kavernalarına Ait İndirgenmiş Değerlerin Hesabı	132
4.6 Sıkıştırılabilirlik Faktörü Değerinin Hesaplanması	134
4.7 Toplam Gaz Hacminin Hesaplanması	135
4.8 Minimum ve Maksimum Depolama Koşullarında Hidrojen Kavernalarının Yoğunluk Hesabı	137
4.9 Yoğunluk ve Kütle Bazında Toplam Gaz Miktarının Belirlenmesi	137

4.10 Hidrojen Üretim ve Depolama Sisteminin Ekonomik Analizi	138
4.10.1 Sermaye harcamaları (CAPEX)	140
4.10.2 Tuz kavernası yatırım maliyeti.....	143
BÖLÜM V	157
SONUÇ.....	157
KAYNAKLAR	159
ÖZ GEÇMİŞ.....	168



ÇİZELGELER DİZİNİ

Çizelge 1.1. Hidrojenin fiziksel ve kimyasal özellikleri	3
Çizelge 1.2. Doğal gazın buhar reformasyonu ile hidrojen üretim yöntemlerinin karşılaştırılması	8
Çizelge 2.1. Elektrolizörlerin özellikleri ve karşılaştırılması	21
Çizelge 2.2. Doğal gaz depolama kaverna özellikleri	37
Çizelge 2.3. Hidrojen depolama kaverna sahalarının karakteristik parametreleri	44
Çizelge 4.1. Temel üretilebilir hidrojen kütlesi	107
Çizelge 4.2. Bilanço ve genel sonuçlar	108
Çizelge 4.3. Üretilebilir hidrojen kütlesi ve elektrolizör kurulu gücü	110
Çizelge 4.4. Kompresör parametreleri	116
Çizelge 4.5. Aylık hidrojen üretimi ve hidrojen kütleli debisi	118
Çizelge 4.6. Saniyede hidrojen kütleli debisi ve kompresör gücü	119
Çizelge 4.7. UGS-1 yastık gazı ve çalışma gazı	126
Çizelge 4.8. Doğal gaz depolama kaverna özellikleri	131
Çizelge 4.9. Tuz Gölü doğal gaz depoları için belirlenen değerler	131
Çizelge 4.10. Kavernaların parametreleri	132
Çizelge 4.11. Kavernaların indirgenmiş sıcaklık, indirgenmiş basınç ve sıkıştırılabilirlik faktörü değerleri	134
Çizelge 4.12. Sıkıştırılabilirlik faktörünün hesaplanması	135
Çizelge 4.13. Toplam gaz hacminin hesaplanması	136
Çizelge 4.14.. Kavernalara ilişkin diğer parametreler	137
Çizelge 4.15. Hidrojen depolama sistemi ekonomik performans	153
Çizelge 4.16. Enerji geri dönüş oranı hesaplanması	153

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. Yakıtların oktan sayısının karşılaştırılması	4
Şekil 1.2. Kendiliğinden tutuşma sıcaklığı	5
Şekil 1.3. H ₂ depolama yüzey tesisi.....	7
Şekil 1.4. Yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunun mevcut altyapıya getirdiği çeşitli zorluklar için uzun süreli enerji depolama çözümleri.....	8
Şekil 1.5. Hidrojen çeşitleri	16
Şekil 2.1. Güçten gaza kavramı	19
Şekil 2.2. Alkali elektrolizör.....	21
Şekil 2.3. Proton Değişim Membran	22
Şekil 2.4. Katı oksit yakıt hücresi.	22
Şekil 2.5. Çeşitli büyük ölçekli depolama seçeneklerinin hacimsel enerji yoğunluğu... ..	24
Şekil 2.6. H ₂ depolama yüzey tesisi.....	25
Şekil 2.7. Hidrojen depolama teknolojileri	26
Şekil 2.8. Hidrojen yerüstü depolama tankları	28
Şekil 2.9. Hidrojen yer üstü depolama tankları	28
Şekil 2.10. Almanya Herten kentinde bulunan Hidrojen Depolama Tank Dairesi.....	29
Şekil 2.11. Almanya Frankfurt'ta bulunan Hidrojen gaz tutucuları	29
Şekil 2.12. Yer üstü hidrojen depolama teknik engeller	30
Şekil 2.13. H ₂ depolaması için katmanlı tuz kayasında jeolojik model.....	32
Şekil 2.14. Tuz kavernalarında hidrojen depolamanın diğer depolama yöntemleriyle kıyaslanması	33
Şekil 2.15. Hidrojenin gözenekli bir ortamda (tükenmiş hidrokarbon sahası, akifer) yeraltında depolanması	34
Şekil 2.16. Ar-Ge gereksinimlerinin özeti	35
Şekil 2.17. Yeraltı tuz kaverna enerji depolama	35
Şekil 2.18. Doğal gaz depolama için tuz kavernasının görünümü.....	36
Şekil 2.19. Hidrojen depolamak için tuz kaverna modeli.....	37
Şekil 2.20. Doğrudan(a) ve dolaylı(b) eritme yöntemleri.....	39
Şekil 2.21. Yeraltı tuz çözelti açıklıklarının oluşturulma yöntemleri ve yerüstü tesis birimleri	40

Şekil 2.22. Gaz ilk dolum işleminin şematik gösterimi	41
Şekil 2.23. Bir depolama kavernasının ana operasyonel yaşam döngüsü aşamalarının şematik gösterimi	43
Şekil 2.24. Doğal gaz döngüsü için kaverna sıcaklıkları	45
Şekil 2.25. Hidrojen döngüsü için kaverna sıcaklıkları	46
Şekil 2.26. Hidrojen depolama için kavernalara sahip örnek enerji sistemi	47
Şekil 2.27. Kuyudaki H ₂ sızıntısının şematik diyagramı	48
Şekil 2.28. Azot/tuzlu su veya hidrojen/tuzlu su MIT sırasında yerinde kurulumun şeması	50
Şekil 4.1. PVsyst Güneş Enerji Santrali	78
Şekil 4.2. PVsyst V7.3 ana sayfası	79
Şekil 4.3. Fotovoltaik sistem dizi kayıpları	83
Şekil 4.4. Fotovoltaik sistem genel parametreleri ve kolektör alanı özellikleri	84
Şekil 4.5. Ufuk tanımlaması ve güneş yörüngesi diyagramı	86
Şekil 4.6. Yakın gölgeleme analizi ve izo gölgeleme diyagramı	89
Şekil 4.7. Fotovoltaik sistemin genel sonuçları ve performans değerlendirmesi	91
Şekil 4.8. Fotovoltaik sistemin kayıp analizi ve enerji akışı diyagramı	94
Şekil 4.9. Kolektör düzlemine yansıyan referans enerji ve normalize üretim kayıp faktörleri	96
Şekil 4.10. Kolektöre yansıyan ışıınım dağılımı ve kümülatif yansıyan ışıınım analizi ..	98
Şekil 4.11. Dizi sıcaklığı ve etkin ışıınım ilişkisi ile günlük giriş/çıkış diyagramı	100
Şekil 4.12. Günlük dizi çıkış enerjisi ve dizi güç dağılımı	102
Şekil 4.13. Gün içerisinde güneş enerjisi elektrik üretimi	106
Şekil 4.14. Hidrojen gazının tuz kavernasına enjeksiyonu	124
Şekil 4.15. Hidrojen gazının tuz kavernasından geri üretimi	126
Şekil 4.16. Hidrojen depolama sahasının akış diyagramı	154

SİMGE VE KISALTMALAR

Simgeler	Açıklama
$^{\circ}\text{C}$	Santigrat derece
CH_4	Metan
CO_2	Karbondioksit
E_{avail}	Yıllık toplam enerji (kWh)
F	Faraday Sabiti
η_{Elec}	Elektrolizör verimliliği (%)
kW	Kilowatt
MW	Megawatt
H_2	Hidrojen
H_2O	Su
H_2S	Hidrojen sülfür
He	Helyum
kJ	Kilojoule
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-saat
kWp	Kilowatt-pik
m^2	Metrekare
m^3	Metreküp
$\eta_{\text{kompresör}}$	Kompresör verimliliği(%)
Nm^3	Normal metreküp
M_a	Molar kütle (g/mol)
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-saat
MT	Milyon ton
N_2	Azot
Nm^3	Normal metreküp
OH^-	Hidroksit İyonu
P_c	Kritik basınç

P_E	Elektrolizör gücü (MW)
P_{maks}	Maksimum basınç (bar)
P_{min}	Minimum basınç (bar)
P_{PV}	Güneş enerjisi sistemi kapasitesi (MWp)
P_r	İndirgenmiş basınç
P_1	bar
P_2	bar
ρ_{min}	Minimum yoğunluk(kg/m ³)
ρ_{maks}	Maksimum yoğunluk(kg/m ³)
R	Evrensel gaz sabiti (L. atm/K. mol)
T	Sıcaklık
T_c	Kritik sıcaklık
T_r	İndirgenmiş sıcaklık
$V_{kaverna}$	Tuz kavernası hacmi (m ³)
V_m	Molar hacim
$V_{O,EC}$	Tersinir voltaj
$V_{act,EV}$	Aktivasyon voltajı
$V_{ohm,EC}$	Ohm voltajı
w	Aksentrik faktör
$W_{kompresör}$	Kompresör gücü(kW)
W/kg	Kütleli güç yoğunluğu
W/m^3	Hacimsel güç yoğunluğu
Z	Sıkıştırılabilirlik faktörü

Kısaltmalar

Açıklama

CAPEX	Sermaye Harcamaları
CRFP	Karbon Elyaf Takviyeli Plastik
DCF	İskontolu Nakit Akışı
DOE	ABD Enerji Bakanlığı
EROI	Enerji Geri Dönüş Oranı
LCOE	Dengelenmiş Elektrik Üretim Maliyeti
MWp	Megawatt Pik
NCF	Net Nakit Akışı

NPV	Net Bugünkü Değer
OPEX	İşletme Giderleri
PEM	Proton Değişim Membran
PP	Geri Ödeme Süresi
PV	Fotovoltaik
SCSSV	Yüzey Kontrollü Yeraltı Güvenlik Vanası
SMRI	Çözelti Madenciliği Araştırma Enstitüsü
SOEC	Katı Oksit Yakıt Hücresi
TENMAK	Türkiye Enerji, Nükleer ve Maden Araştırma Kurumu
UEL	Üst Patlama Sınırı
UFL	Üst Alevlenebilirlik Sınırı
UGS	Yeraltı Gaz Depolama
UHS	Yeraltı Hidrojen Depolama
UN SDGs	Birleşmiş Milletler Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları
UNFCCC	Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
YEKDEM	Yenilenebilir Enerji Kaynaklarını Destekleme Mekanizması

BÖLÜM I

GİRİŞ

Enerji sistemleri, artan küresel enerji talebi ve iklim değişikliği ile mücadele çerçevesinde sürekli olarak dönüşmektedir. 2015 yılında imzalanan Paris İklim Anlaşması, küresel sıcaklık artışını sanayi öncesi seviyelere kıyasla 2°C'nin oldukça altında ve mümkünse 1.5°C ile sınırlama hedefi belirlemiştir (IPCC, 2015). Bu hedef doğrultusunda, ülkeler sera gazı emisyonlarını azaltma taahhütleri vermiş ve yenilenebilir enerjiye geçişi hızlandırmak için ulusal politikalarını şekillendirmiştir. Glasgow İklim Paketi (2021) kapsamında ise, karbon emisyonlarının düşürülmesi, kömür kullanımının kademeli olarak azaltılması ve finansal kaynakların iklim değişikliğiyle mücadeleye yönlendirilmesi gibi yeni ilkeler belirlenmiştir (UNFCCC, 2021). Enerji sektöründe karbonsuzlaşma hedefleri, Avrupa Yeşil Mutabakatı (European Green Deal, 2019) ve Birleşmiş Milletler Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları (UN SDGs, 2015) gibi küresel politikalarla desteklenmekte olup, ülkeler yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı sistemlere geçiş için çeşitli teşvik mekanizmaları oluşturmaktadır.

Enerji geçişi, fosil yakıt bağımlılığından yenilenebilir enerji kaynaklarına geçişle karakterize edilen küresel enerji manzarasında önemli bir değişimi temsil eder. Bu geçiş, iklim değişikliğini ele alma, enerji güvenliğini artırma ve sürdürülebilir kalkınmayı teşvik etme acil ihtiyacı da dahil olmak üzere birden fazla faktör tarafından yönlendirilir. Bu hedeflere ulaşmak için yenilenebilir enerji teknolojilerinin benimsenmesi, bu geçişin ekonomik, sosyal ve politik boyutlarını vurgulayan büyüyen literatür gövdesi tarafından kanıtlandığı gibi merkezi bir öneme sahiptir. Enerji geçişinin kapsamlı bir şekilde anlaşılması, ekonomik etkilerinin incelenmesini gerektirir. Dupont ve diğerleri, enerji geçişinin makroekonomik değişkenleri önemli ölçüde etkileyebileceğini vurgulayarak, etkili modellerin çeşitli senaryolar altında bu etkileri simüle edebileceğini öne sürmektedir (Dupont vd, 2021).

Hidrojen, evrende en bol bulunan elementtir ve evrenin kütlesinin %75'ini oluşturur. Hidrojen, tüm elementlerin en basitidir. Bilim insanları elektronu, çekirdeği bulanık, küresel bir kabuk gibi çevreleyen bir "olasılık bulutu" işgal eden bir şey olarak tanımlamayı tercih ederler. (Hsiung., 2001).

1.1 Hidrojenin Fiziksel ve Kimyasal Özellikleri

Hidrojen, doğada genellikle moleküler formda bulunan, renksiz, kokusuz ve tatsız bir gazdır. En hafif element olması nedeniyle düşük yoğunluğa sahiptir (0,08999 g/L) ve gaz halindeyken oldukça geniş bir hacim kaplar. Hidrojenin sıvı faza geçiş sıcaklığı -252,77°C, katı hale geçiş sıcaklığı ise -259,2°C'dir. Su ve alkolde düşük çözünürlüğe sahiptir. Kimyasal açıdan son derece reaktif bir element olan hidrojen, oksijenle birleşerek su oluşturur ve bu süreçte yüksek miktarda enerji açığa çıkar. Hava veya klor ile karıştığında ise kıvılcım, ısı veya güneş ışığı ile kendiliğinden patlama riski taşır. Moleküler hidrojen, yaklaşık 435 kJ/mol'lük bir ayrışma enerjisi ile atomik hidrojen formuna dönüşebilir ve bu formu oldukça reaktiftir (Velu Subramani vd., 2015).

Sıvılaştırılmış hidrojen, gaz fazındaki hidrojenin yaklaşık 1/700 katı kadar yer kaplamasına rağmen yoğunluğu hâlâ oldukça düşüktür (0,07 g/cm³). Hidrojenin en önemli özelliklerinden biri, oksijen ile geniş bir karışım oranında yanıcı özellik göstermesidir. Bu durum, hidrojenin enerji taşıyıcı olarak kullanılmasını mümkün kılarken aynı zamanda güvenlik önlemlerinin gerekliliğini de ortaya koymaktadır. Hidrojenin diğer elementlerle kimyasal reaksiyonları, birçok sanayi sürecinde kullanılmasına olanak tanımaktadır. Hidrojenin organik bileşiklerle tepkimeleri sonucunda hidrojen depolama yöntemleri geliştirilmiştir; amonyak ve metal hidritler, hidrojenin depolanması için yaygın olarak kullanılan bileşikler arasındadır. Hidrojenin enerji taşıyıcı olarak değerlendirilmesini sağlayan en önemli kimyasal özelliği ise yüksek yanma verimliliğidir (Hsiung, 2001).

Çizelge 1.1' de hidrojene ait fiziksel ve kimyasal özellikler verilmiştir (Acar, Dincer, 2022).

Çizelge 1.1. Hidrojenin fiziksel ve kimyasal özellikleri (Acar ve Dincer, 2022)

Hidrojenin Özellikleri	Değer
Molekül ağırlığı (g/mol)	2,02
Kritik basınç (bar)	13,15
Kritik sıcaklık (K)	33,2
Kritik noktadaki yoğunluğu (g/mL)	0,0324
Normal kaynama noktası (NKN) (K)	20,268
NKN'deki sıvı yoğunluğu (g/mL)	0,0708
NKN'deki buhar yoğunluğu (g/mL)	0,000134
Üçlü nokta basıncı (atm)	0,0965
Üçlü nokta sıcaklığı (K)	13,803
Üçlü noktadaki katı yoğunluğu (g/mL)	0,0865

Hidrojen ile gerçekleşmesi planlanan enerji geçiş sürecinin başarılı bir şekilde sürdürülebilmesi için hidrojen özelliklerine bağlı olarak hidrojenin kullanım alanlarını doğru tanımlamak gerekmektedir. Bu doğrultuda bazı hidrojen özellikleri de ele alınmaktadır (Acar C. ve Dincer I, 2018).

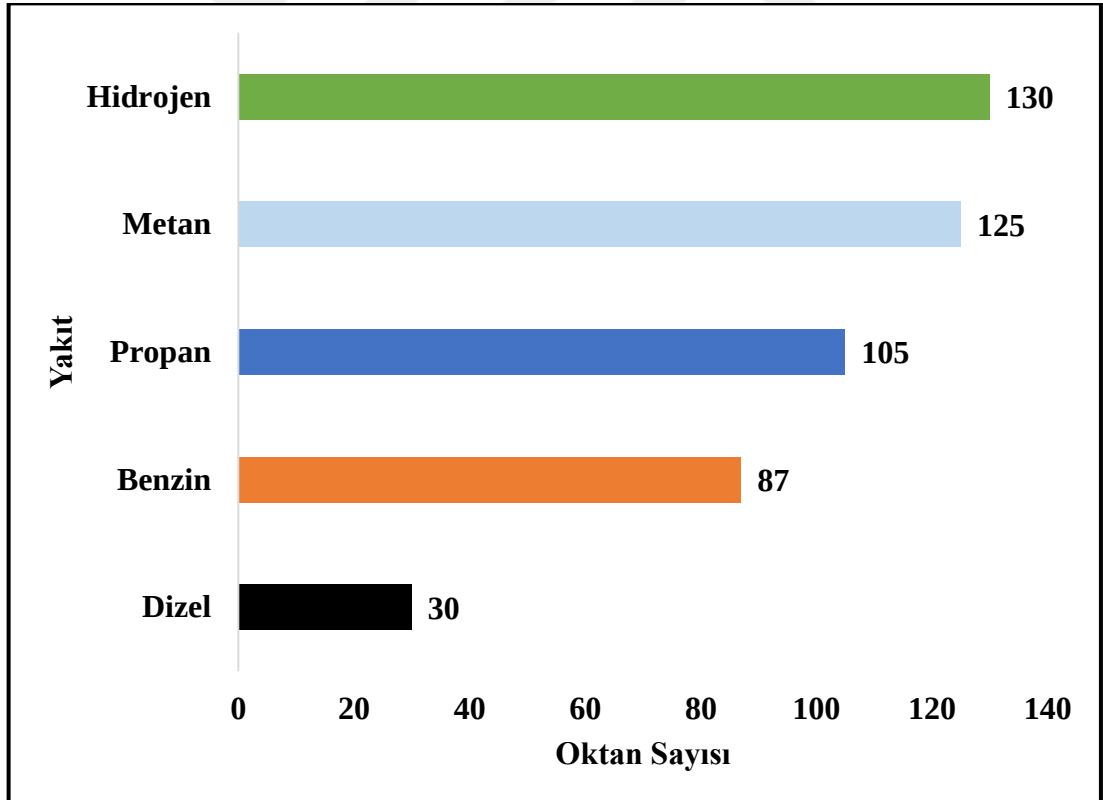
Hidrojenin enerji dönüşüm süreçlerinde etkin bir rol üstlenebilmesi için fiziksel ve kimyasal özelliklerinin iyi anlaşılması gerekmektedir. Bu bağlamda, yoğunluk, viskozite, Joule-Thomson katsayısı, sıkıştırılabilirlik faktörü, oktan sayısı ve kendiliğinden tutuşma sıcaklığı gibi parametreler hidrojenin kullanım alanlarını belirlemede kritik faktörlerdir.

Hidrojenin yoğunluğu, doğal gazın yaklaşık 1/8'i kadardır ve bu durum, hidrojenin düşük yoğunluklu bir gaz olarak sınıflandırılmasını sağlar. Hidrojen molekülü, doğal gaz molekülüne kıyasla dört kat daha küçük olup, düşük viskoziteye sahiptir. Bu nedenle, hidrojen gazı taşıma süreçlerinde doğal gaza kıyasla daha düşük sürtünme kayıpları gözlemlenir (Laban, 2020).

Joule-Thomson katsayısı, bir gazın adyabatik genişleme sırasında sıcaklık değişimini ifade eder. Hidrojenin Joule-Thomson katsayısı negatif (-0.00349) iken, doğal gazın katsayısı pozitifdir (0.0580). Hidrojenin termal iletkenliği ve sabit basınç altındaki özgül ısı kapasitesi doğal gazdan daha yüksektir. Bu özellik, hidrojenin belirli sıcaklık ve basınç koşullarında farklı bir termodinamik davranış sergilediğini göstermektedir (Laban, 2020).

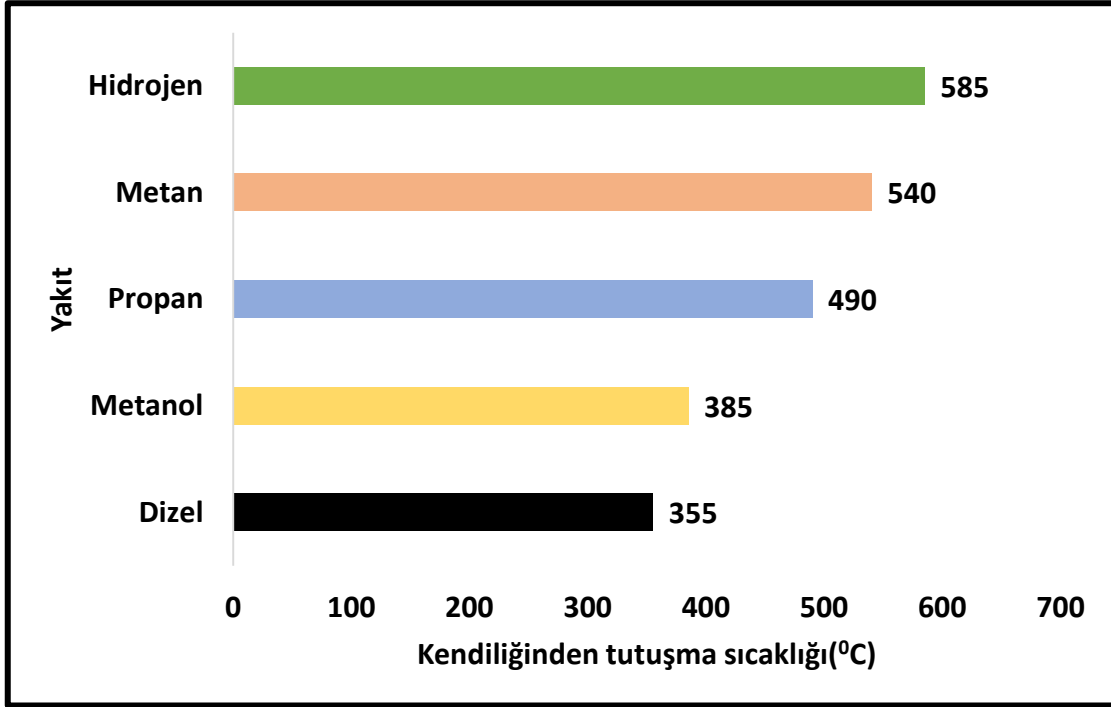
Hidrojenin sıkıştırılabilirlik faktörü 1'den büyük olup, doğal gazın sıkıştırılabilirlik faktöründen yüksektir. Daha düşük sıkıştırılabilirlik değerleri, gazın daha verimli bir şekilde depolanmasını sağlar. Doğal gaz basınçlandırıldığında depolama rezervuarını daha etkin bir şekilde kaplarken, hidrojenin yüksek sıkıştırılabilirlik faktörü nedeniyle daha fazla yastık gazı ve daha az çalışma gazı gerektirir. Yastık gazı, depolama alanında yeterli basıncı sağlamak amacıyla gereken minimum gaz hacmi olarak tanımlanır (Minas vd., 2021; Ozarslan, 2012).

Hidrojenin oktan sayısı oldukça yüksektir ve bu nedenle içten yanmalı motorlarda vuruntuya karşı oldukça dirençlidir. Oktan sayısı, bir yakıtın vuruntu eğilimini belirlemek için kullanılan bir ölçüttür. Hidrojenin oktan sayısının 100'ün üzerinde olması, onu yüksek performanslı yanma sistemlerinde ideal bir yakıt haline getirmektedir. Karşılaştırmalı yakıtların oktan sayıları Şekil 1.1'de gösterilmektedir (Hsiung, 2001).



Şekil 1.1. Yakıtların oktan sayısının karşılaştırılması (Hsiung., 2001)

Hidrojenin kendiliğinden tutuşma sıcaklığı 585°C olup, birçok hidrokarbon yakıttan daha yüksektir. Bu durum, hidrojen-hava karışımının, yalnızca ısı ile kendiliğinden tutuşmasını zorlaştırmaktadır. Farklı yakıtların kendiliğinden tutuşma sıcaklıkları Şekil 1.2’de gösterilmektedir (Hsiung, 2001).



Şekil 1.2. Kendiliğinden tutuşma sıcaklığı (Hsiung, 2001)

Hidrojen, taşımacılık ve enerji depolama alanlarında giderek daha fazla ilgi gören bir yakıttır. Özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen hidrojen, şebeke dengeleme, uzun vadeli enerji depolama ve karbon emisyonlarının azaltılması açısından büyük bir potansiyel taşımaktadır. Sanayi, ulaşım ve enerji üretim sektörlerinde kullanımı artan hidrojen, halen en yaygın olarak rafineri süreçlerinde ve kimya endüstrisinde değerlendirilmektedir. Ancak, hidrojenin temiz enerji geçişlerinde oynayabileceği rol tam anlamıyla hayata geçirilmiş değildir. Hidrojen depolama teknolojilerine yönelik araştırmaların artması ve enerji politikalarının hidrojen kullanımını teşvik etmesi, bu alandaki ilerlemeyi hızlandıracaktır (Diamantakis vd., 2024).

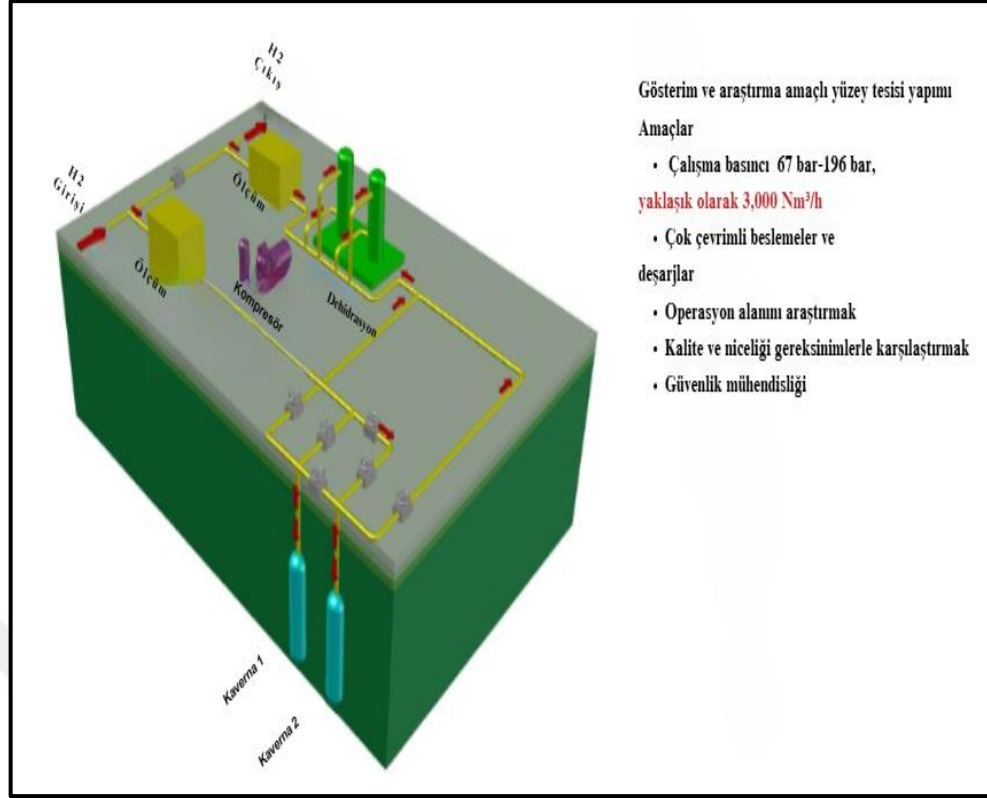
Hidrojen, üretildiği enerji kaynağına bağlı olarak farklı kategorilere ayrılmaktadır. Bu sınıflandırma, hidrojenin üretildiği süreçte karbon emisyonunun olup olmamasına göre

yapılır ve genellikle yeşil, mavi ve gri hidrojen olarak üç ana gruba ayrılır (Acar & Dincer, 2022).

Yeşil hidrojen, yalnızca yenilenebilir enerji kaynakları kullanılarak suyun elektrolizi yoluyla üretilir. Üretim sürecinde karbon emisyonu oluşmaz, bu yüzden en çevre dostu hidrojen türü olarak kabul edilir. Gri hidrojen, fosil yakıtların, özellikle doğal gazın, buhar reformasyonu ile hidrojen ve karbon dioksit (CO_2) ayrıştırılmasıyla üretilir. Bu süreç, yüksek miktarda sera gazı emisyonuna neden olur ve bu yüzden sürdürülebilir değildir. Mavi hidrojen, gri hidrojenle aynı yöntemle üretilir; ancak, açığa çıkan CO_2 , karbon yakalama ve depolama (CCS) teknolojisiyle yer altına gömülerek atmosfere salınımı engellenir. Böylece, mavi hidrojen üretimi karbon nötr hale getirilebilir (Acar & Dincer, 2022).

Hidrojen, bir enerji taşıyıcısı olarak çeşitli şekillerde kullanılabilir. Doğrudan yakıt olarak tüketilebileceği gibi, mevcut doğal gaz şebekesine enjekte edilerek enerji sistemine entegre edilebilir ya da elektrik üretimi için yakıt hücrelerinde kullanılabilir. Ancak, hidrojenin yaygın olarak kullanılabilmesi için güvenli ve verimli depolama yöntemlerinin geliştirilmesi gerekmektedir.

Şekil 1.3'te, hidrojenin depolandığı bir yüzey tesisi görülmektedir. Bu tür tesisler, hidrojenin yüksek basınç altında gaz veya sıvı halde depolanmasını sağlayarak taşıma ve kullanım süreçlerinde verimliliği artırır (Bernhardt, 2023).



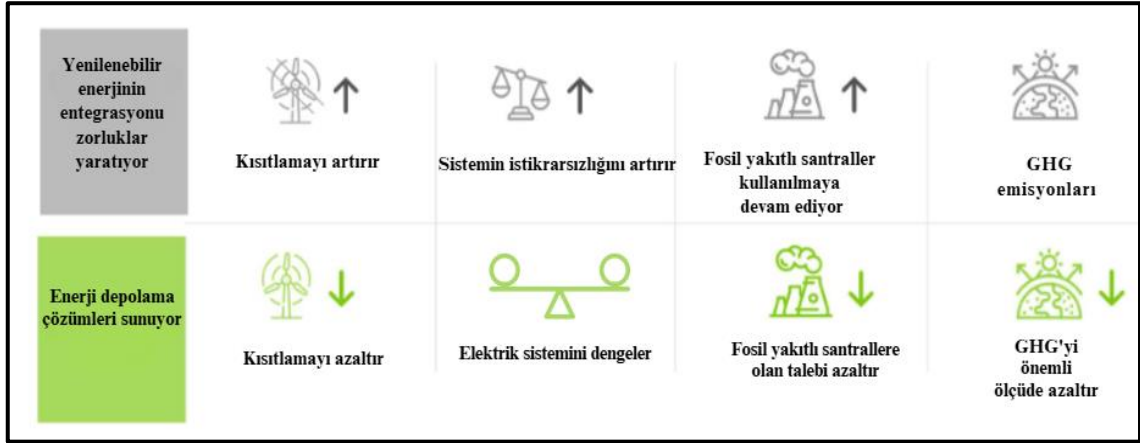
Şekil 1.3. H₂ depolama yüzey tesisi (Bernhardt., 2023)

Hidrojenin enerji ekonomisinde kritik bir rol oynamasına rağmen, hâlâ yaygın olarak kullanılamamasının başlıca nedenlerinden biri yüksek üretim maliyetleri ve altyapı eksikliğidir. 2030 yılına kadar yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen hidrojenin maliyetlerinin düşeceği tahmin edilmektedir. Böylece yeşil hidrojenin farklı sektörlerde kullanımı yaygınlaşabilir (IRENA, 2021).

Hidrojen üretiminde en yaygın kullanılan yöntemlerden biri doğal gazın buhar reformasyonudur. Bu süreçte metan (CH₄), yüksek sıcaklıklarda su buharı ile reaksiyona girerek hidrojen (H₂) ve karbon monoksit (CO) üretir. Ancak, bu süreç yüksek miktarda karbon dioksit (CO₂) emisyonuna neden olduğundan, karbon yakalama ve depolama teknolojileri ile desteklenmesi gerekmektedir (Wang & Naterer, 2014).

Alternatif üretim yöntemleri arasında biyokütlenin gazlaştırılması ve atık organik maddelerin fermentasyonu yer alır. Bu yöntemler, karbon nötr veya negatif olabilmesi nedeniyle sürdürülebilir enerji sistemlerinde önemli bir potansiyele sahiptir (Andrews, 2020; Arun vd., 2022; Xu vd., 2023).

Şekil 1.4’te, hidrojen üretim süreçlerinin yenilenebilir enerji kaynaklarıyla nasıl entegre edilebileceği gösterilmektedir. Bu entegrasyon, enerji sistemlerinin karbon emisyonlarını azaltarak hidrojenin uzun süreli depolama çözümü olarak kullanılmasını mümkün kılar (Koopmans vd., 2022).



Şekil 1.4. Yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonunun mevcut altyapıya getirdiği çeşitli zorluklar için uzun süreli enerji depolama çözümleri (Koopmans vd.,2022)

Hidrojen üretim yöntemleri, verimlilik, maliyet ve enerji tüketimi açısından farklılıklar göstermektedir. Çizelge 1.2’de, farklı hidrojen üretim yöntemlerinin enerji tüketimleri ve verimlilik oranları karşılaştırılmaktadır. En yüksek verime sahip yöntem doğal gazın buhar reformasyonu olurken, yenilenebilir enerji ile çalışan elektroliz yöntemleri henüz gelişim aşamasındadır (T-Raissi & Block, 2004; Dawood vd., 2020; Dincer vd., 2021).

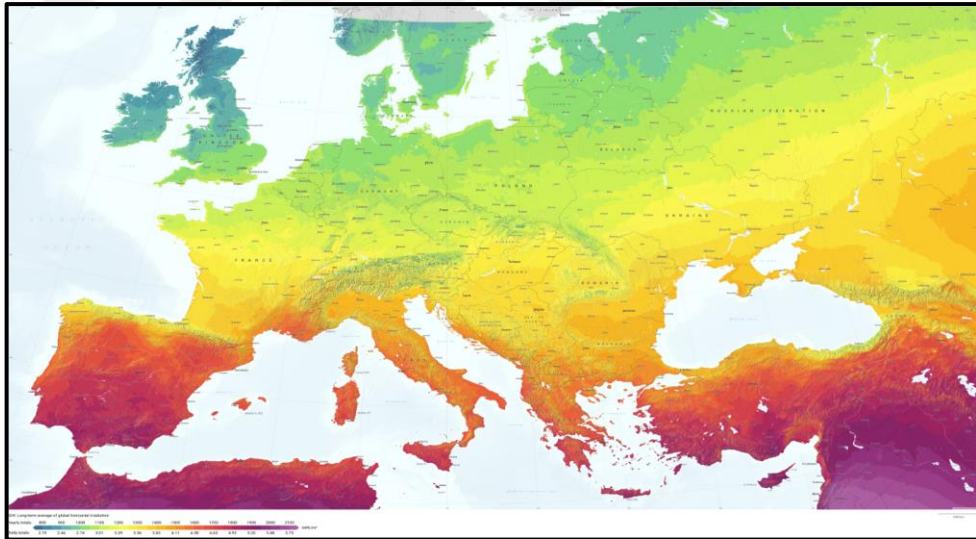
Çizelge 1.2. Doğal gazın buhar reformasyonu ile hidrojen üretim yöntemlerinin karşılaştırılması (T-Raissi ve Block, 2004; Dawood vd., 2020; Dinçer vd., 2021)

Yöntem	Enerji (kWh/Nm ³)		Teknolojideki son durum	Verim (%)	Maliyet DBR oranı
	Teorik	Pratik			
Doğalgazın Buharlı Reformasyonu (DBR)	0,78	2-2,5	Olgun	70-80	1
Metan/Doğal Gaz Piroлиз			ArGe	72-54	0,9
H ₂ S Metan Reformasyonu	1,5	-	ArGe	50	<1
Kuru Gaz Reformasyonu			ArGe	47-58	~1
Kısmi Oksidasyon	0,94	4,9	Olgun	70	1,8
Nafta Reformasyonu			Olgun		
Atık Petrolün Buharlı Reformasyonu			ArGe	75	<1
Kömür Gazlaştırma	1,01	8,6	Olgun	60	1,4-2,6
Kömürün Kısmi Oksidasyonu			Olgun	55	
Buhar-Demir işlemi			ArGe	46	1,9
KlorAlkalın Elektrolizi			Olgun		
Suyun Elektrolizi (Elektrik)	3,54	4,9	Olgun	62-82	3-10
Suyun Elektrolizi (Güneş)			ArGe	10	>3

Suyun Yüksek sıcaklıkta Elektrolizi			ArGe	48	2,2
Termokimyasal Su Ayrışımı			ArGe	35-45	6
Biyokütle Gazlaştırma			Olgun	45-50	2,0-2,4
Fermentasyon			ArGe	20-60*	
Fotofermentasyon			ArGe	24-46*	
Karanlık+Foto Fermentasyon	1,2-3		ArGe	30-48*	
Su Fotolizi			Ön ArGe	<10	
Suyun Fotoelektrokimyasal Ayrışımı			Ön ArGe	0,5-12	
Suyun Fotokatalitik Ayrışımı			Ön ArGe		

Türkiye, coğrafi konumu itibarıyla yüksek güneş enerjisi potansiyeline sahip bir ülkedir. Ortalama günlük güneşlenme süresi 7,5 saat, yıllık toplam güneş ışıınım miktarı ise 1.527,46 kWh/m² olarak hesaplanmıştır (ETKB, 2022).

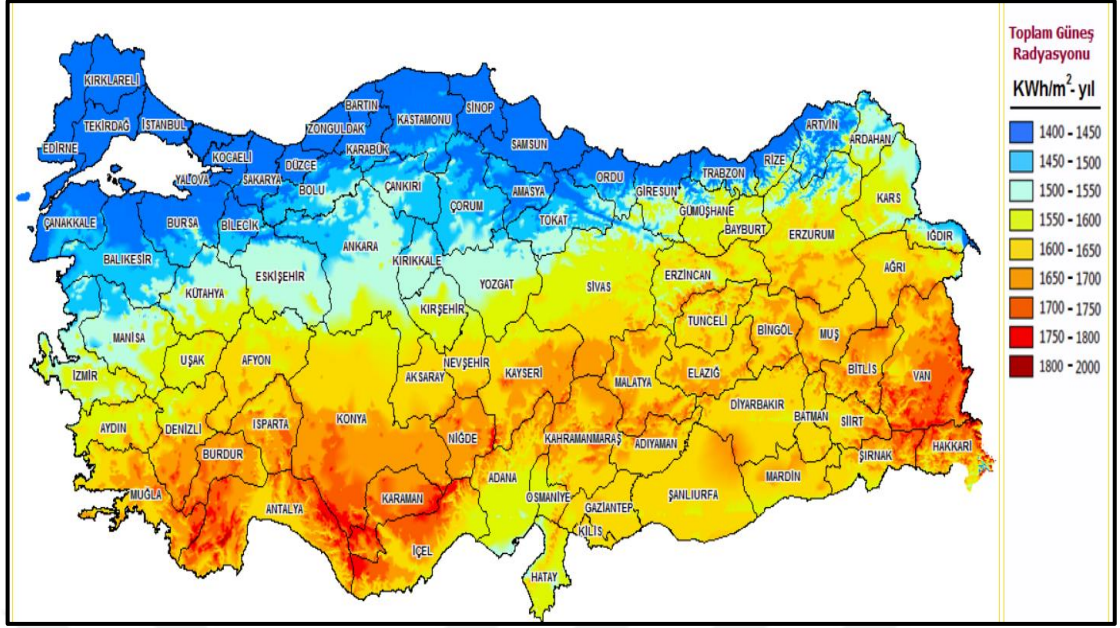
Şekil 1.5'te, Avrupa ülkeleriyle kıyaslandığında Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyelinin oldukça yüksek olduğu görülmektedir (Solargis).



Şekil 1.5. Avrupa güneş enerjisi potansiyel atlası (Solargis)

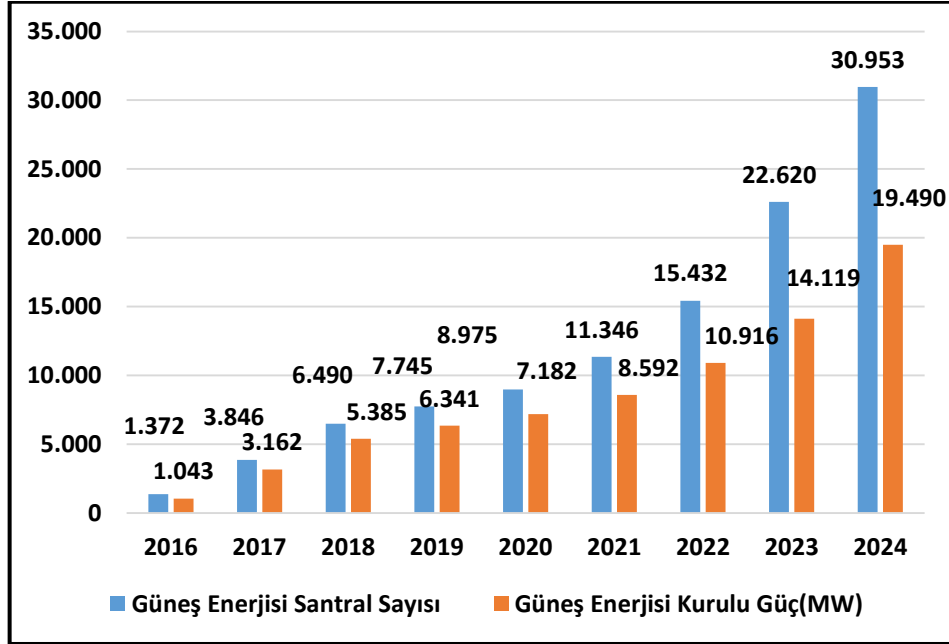
Türkiye'deki güneş enerji santrallerinin toplam kurulu gücü 30.953 MW olup, 2024 yılı itibarıyla 19.490 MW güneş enerjisi kurulu gücüne ulaşmıştır. Bu değer, Türkiye'nin yenilenebilir enerjiye geçiş sürecinde güneş enerjisini kritik bir kaynak olarak değerlendirdiğini göstermektedir (ETKB, 2022).

Şekil 1.6'da Türkiye'de farklı illerdeki yıllık güneş ışıınım miktarları gösterilmektedir. Haritadan da görüldüğü üzere, Güneydoğu Anadolu ve Akdeniz Bölgeleri, en yüksek güneşlenme potansiyeline sahip bölgelerdir (ETKB, 2022).



Şekil 1.6. Türkiye güneş haritası (ETKB, 2022)

Şekil 1.6’da Türkiye’deki güneş enerji santrallerinin (GES) kurulu güç kapasitesi gösterilmektedir. 2024 itibarıyla bu kapasitenin sürekli arttığı ve Türkiye’nin yenilenebilir enerjiye yaptığı yatırımların artarak devam ettiği görülmektedir (TEİAŞ, 2024).



Şekil 1.7. Türkiye’de güneş enerji santrali (GES) kurulu gücü (MWh) (TEİAŞ., 2024)

Günümüzde yeşil hidrojen üretimi yüksek maliyetleri nedeniyle genel enerji piyasasının küçük bir bölümünü oluşturmaktadır. Ancak rüzgâr ve güneş enerjisinde gözlenen maliyet düşüşlerine benzer şekilde üretimi yaygınlaştıkça yeşil hidrojenin de daha uygun fiyatlı hale gelmesi beklenmektedir. Ölçek ekonomileri ve teknolojiye ileriye adımlar maliyetleri düşürmeye devam ettikçe, yeşil hidrojen, düşük karbonlu enerji sistemine küresel geçişte giderek daha önemli bir rol oynayacaktır (Mostafa El-Shafie vd., 2019).

Elektroliz, özellikle proton değişim membran su elektrolizi, şu anda yeşil hidrojen üretmek için önemli bir yöntemdir ve tahminler, bunun pazarın önemli bir payını oluşturduğunu göstermektedir (Jiang vd., 2022). Bu teknik, suyu hidrojen ve oksijene ayırmak için yenilenebilir elektriği kullanmaktadır ve böylece doğrudan karbon emisyonu olmadan hidrojen üretmektedir. Ancak, bu sürecin verimliliği; elektriğin maliyetinden ve kullanılan teknolojiye etkilenebilir ve araştırmalar, elektrolizörlerle ilişkili verimliliği artırmayı ve maliyetleri düşürmeyi amaçlamaktadır (Mehta vd., 2022). Güneş enerjisinden hidrojen elde etmekteki son gelişmeler, yenilenebilir enerji kaynaklarının hidrojen üretim teknolojileriyle bütünleştirilmesinin potansiyelini ortaya koyarak ümit verici verimlilikler göstermiştir (Schüttauf vd., 2016).

Öte yandan hidrojen, farklı endüstrilerde ve uygulamalarda kullanılmak üzere tipik olarak sıkıştırılmış gaz olarak veya sıvılaştırılmış olarak depolanır. Yeşil hidrojenle depolanan enerjiden yararlanan yakıt hücreleri, temiz ve sürdürülebilir ulaşım çözümleri sağlamaktadır. Önemli bir uygulama, trenler, gemiler ve hatta uçaklar da dahil olmak üzere çeşitli türdeki ulaşım araçlarına güç sağlayabilen hidrojen yakıt hücrelerinin kullanılmasıdır. Hidrojenin depolanıp taşınabilmesi, onun yenilenebilir enerji kaynaklarının bulunmadığı yerlerde kullanılabilecek esnek bir enerji taşıyıcısı olmasını sağlamaktadır. Yeşil hidrojen üretimini artırmanın zorluklarından biri maliyettir. Günümüzde diğer hidrojen üretim yöntemlerine göre daha pahalı olmakla birlikte yeşil hidrojen üretimi için, elektrolizör, depolama tankları ve boru hatları da dahil olmak üzere karmaşık bir altyapıya ihtiyaç vardır. Yeşil hidrojeni geniş ölçekte üretmek için gereken yenilenebilir enerji kaynaklarının gerekli kurulu kapasitesinin mevcudiyeti konusunda da endişeler bulunmaktadır (Mostafa El-Shafie vd., 2019).

Mavi hidrojen, özellikle fosil yakıtlara yoğun şekilde bağımlı bölgelerde, hidrojen üretiminin geçiş çözümü olarak konumlandırılmıştır. Mevcut doğal gaz altyapısını kullanırken karbonsuzlaştırmaya giden bir yol sunmaktadır ve bu da yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen yeşil hidrojen gibi daha sürdürülebilir hidrojen üretim yöntemlerine daha sorunsuz bir geçişi kolaylaştırabilme potansiyeline sahiptir (Yuan, 2023; Howarth ve Jacobson, 2021). Yeşil hidrojene kıyasla daha düşük üretim maliyetleriyle yönlendirilen mavi hidrojenin ekonomik uygulanabilirliği, mevcut enerji manzarasındaki rolünü daha da desteklemektedir (Osman, 2024).

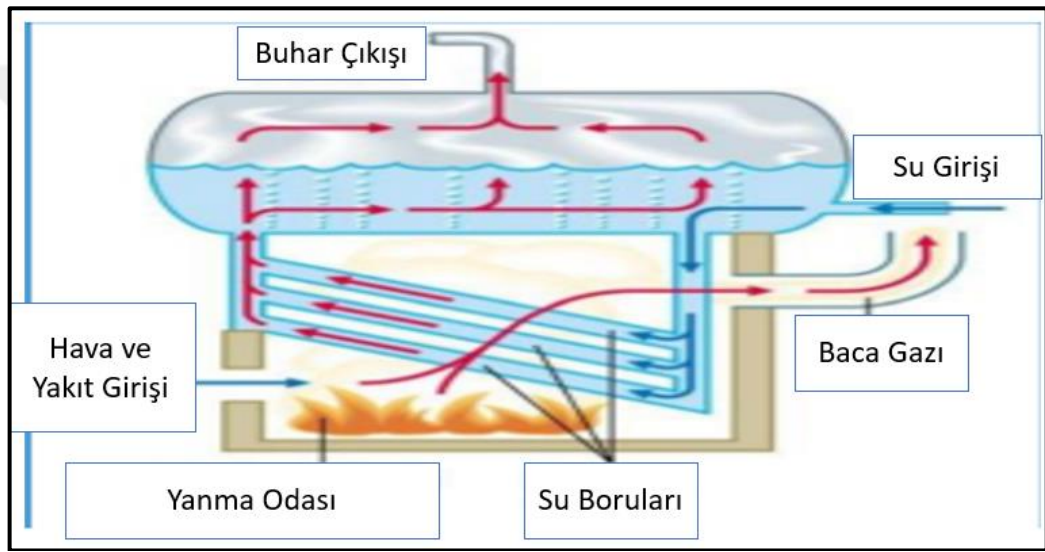
Hidrojen üretimi 2023 yılında 97 Mt'a ulaşmıştır ve bunun %1'den azı düşük emisyonlu üretildi. Duyurulan projelere göre düşük emisyonlu hidrojen üretiminin 2030 yılına kadar 49 Mtpa'ya ulaşabileceği öngörülmektedir. Günümüzde yenilenebilir hidrojen üretmek, genellikle gri hidrojenden 1,5 ila 6 kat daha maliyetlidir. Bu maliyet oranı tüketiciler için genellikle nihai ürünlerde yalnızca birkaç yüzde puanı temsil etmektedir (IICEC, 2023). Örneğin; yenilenebilir hidrojen kullanılarak üretilen çeliğe sahip elektrikli araçlar için yaklaşık %1'dir ancak oranlar ürüne göre değişkenlik göstermektedir (IEA.,2024).



Şekil 1.8. Buhar metan reformasyonu tesisi (<http://www.lindeengineering.com>)

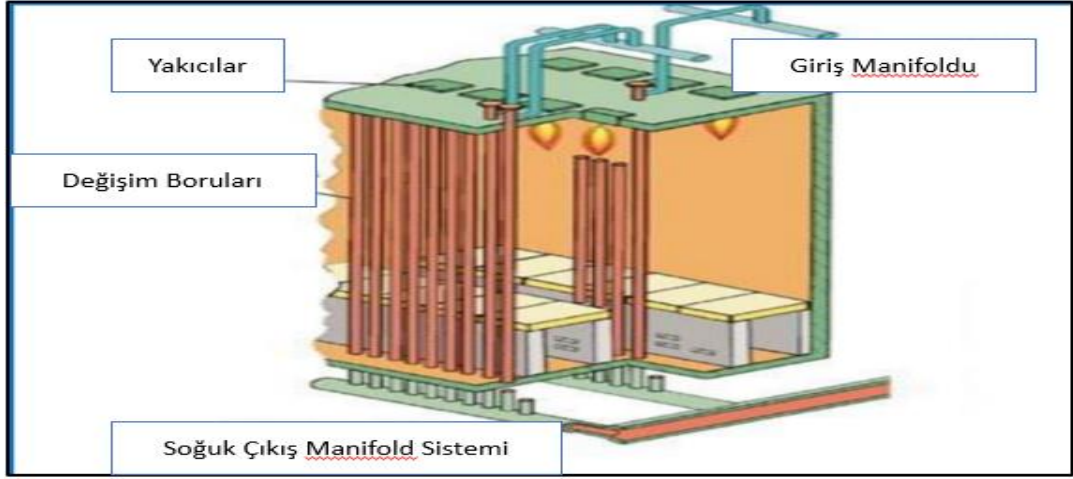
Buhar reformasyonu işlemi aşağıdaki aşamalardan oluşmaktadır.

Şekil 1.8’de, buhar üretim sürecinin temel çalışma prensibi gösterilmektedir. Buhar üretimi, yüksek sıcaklıklarda ısı transferi sağlayarak suyun buhara dönüştürülmesi esasına dayanır. Sistemde, öncelikle yakıtın yakıldığı yanma odasında yüksek sıcaklıklar elde edilir. Yakıt olarak doğal gaz, hidrojen veya kömür kullanılabilir. Yanma işlemi için gerekli oksijen, hava ve yakıt girişinden içeri girerek sürecin başlamasını sağlar. Yanma sonucu oluşan ısı, su borularından geçen suya iletilerek sıcak suyun buhara dönüşmesini sağlar. Buhar, sistemin üst kısmında toplanarak enerji üretimi veya sanayi süreçlerinde kullanılmak üzere çıkış noktasına yönlendirilir (Bakey, 2015).



Şekil 1.9. Fırın buhar üretimi (Bakey, 2015)

Yanma işlemi sonucunda ortaya çıkan baca gazları, yanma verimine bağlı olarak değişken oranlarda karbon dioksit (CO_2), azot oksitler (NO_x) ve diğer gazları içerebilir. Bu gazlar, çevresel etkileri minimize etmek amacıyla filtreleme veya karbon yakalama sistemlerinden geçirilerek atmosfere salınır. Buhar üretim sistemleri, özellikle buhar reformasyonu (Steam Methane Reforming, SMR) ve hidrojen üretimi gibi endüstriyel süreçlerde yaygın olarak kullanılmaktadır. Buhar üretiminin verimli bir şekilde gerçekleştirilmesi, hidrojen üretiminde kullanılan reformasyon süreçlerinin etkinliğini artırmak açısından kritik bir öneme sahiptir (Bakey, 2015).



Şekil 1.10. Buhar reformer birimi (Bakey, 2015)

Şekil 1.10’da buhar reformasyonunun temel bileşenleri ve reaksiyon alanları gösterilmektedir. Buhar reformasyonu, doğal gazın hidrojen üretiminde en yaygın kullanılan yöntemlerinden biridir ve yüksek sıcaklıkta su buharının metan (CH_4) ile reaksiyona sokularak hidrojen elde edilmesine dayanır. Sürecin başlangıcında, doğal gaz ve su buharı giriş manifoldundan sisteme alınır. Yakıcılar, sürecin gerçekleşmesi için gerekli sıcaklığı sağlar. Reaksiyon borularında, metan ve su buharı yüksek sıcaklık ve basınç altında katalizör yardımıyla kimyasal dönüşüme uğrar (Bakey, 2015).

Bu işlem sonucunda karbon monoksit (CO) ve hidrojen gazı (H_2) açığa çıkar. Ancak elde edilen karbon monoksit, daha sonra su gaz değişimi reaksiyonuna tabi tutularak ilave hidrojen üretimi sağlanır. Reaksiyonun genel formülü şu şekildedir:



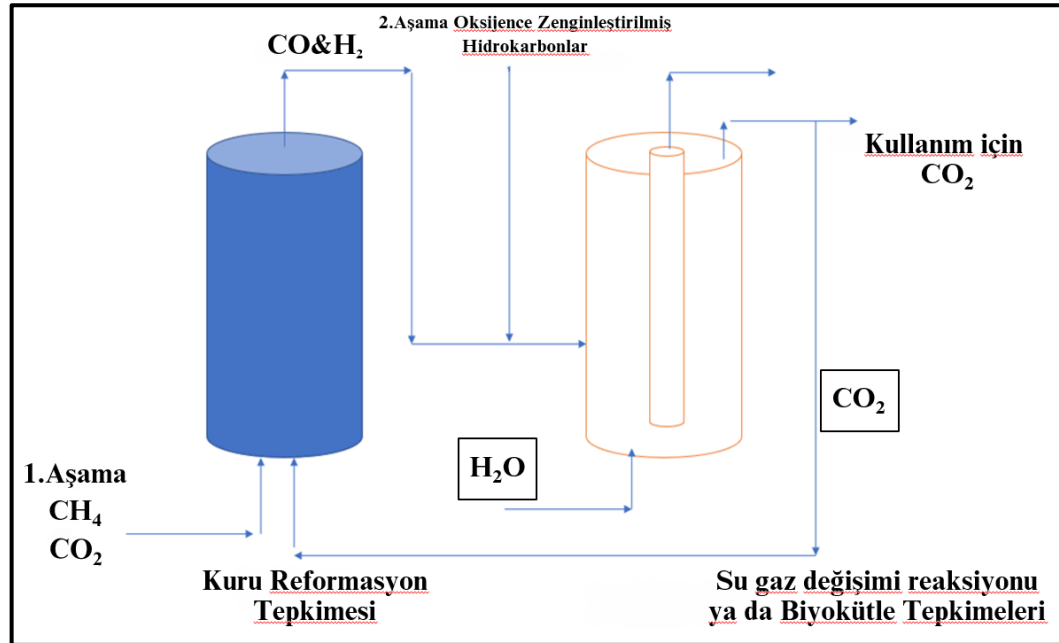
Buhar reformasyonu, hidrojen üretimi açısından oldukça verimli bir yöntem olmasına rağmen, büyük miktarda karbon dioksit (CO_2) emisyonuna neden olmaktadır. Bu nedenle, karbon yakalama ve depolama teknolojileri ile uygulanması, sürecin çevresel etkilerini azaltmak açısından önem arz etmektedir. Buhar reformasyonu işlemi tamamlandığında, elde edilen gazlar soğuk çıkış manifold sistemine yönlendirilerek hidrojenin ayrıştırılması sağlanır (Bakey, 2015).

Şekil 1.11’de hidrojen üretiminde kullanılan alternatif reformasyon süreçleri gösterilmektedir. İlk aşamada, kuru reformasyon (DRM) süreci gerçekleştirilmektedir. Bu süreçte, metan (CH₄) ve karbon dioksit (CO₂), yüksek sıcaklıkta katalizör yardımıyla reaksiyona girerek hidrojen (H₂) ve karbon monoksit (CO) üretir (Bakey, 2015). Kuru reformasyonun kimyasal denkliği şu şekildedir:



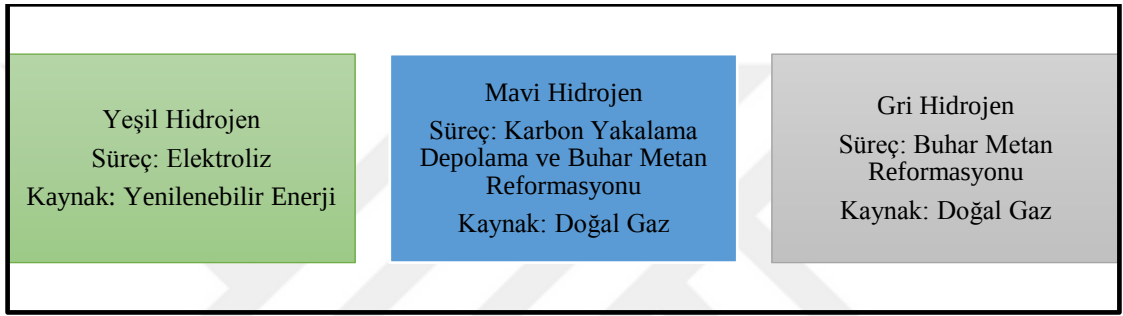
Kuru reformasyonun en büyük avantajlarından biri, karbon dioksiti doğrudan kullanarak fosil yakıtlara dayalı hidrojen üretimine kıyasla daha düşük emisyon sağlamasıdır. Ancak, bu süreç oldukça yüksek sıcaklık gerektirdiğinden, enerji tüketimi açısından dezavantajlı olabilmektedir (Bakey, 2015).

İkinci aşamada, su gaz değişimi reaksiyonu (Water Gas Shift, WGS) gerçekleştirilmektedir. Bu reaksiyonda, ilk aşamada üretilen karbon monoksit (CO), su buharı (H₂O) ile reaksiyona girerek ek olarak hidrojen üretir. Bu sürecin kimyasal denkliği şu şekildedir:



Şekil 1.11. Kimyasal tepkime (Bakey, 2015)

Su gaz değişimi reaksiyonu, hidrojen üretimini artırmak amacıyla yaygın olarak kullanılmaktadır. Elde edilen karbon dioksit (CO₂) atmosfere salınabilir ya da karbon yakalama sistemleri ile depolanarak süreç çevresel açıdan daha sürdürülebilir hale getirilebilir (Bakey, 2015). Ayrıca, bu reaksiyon biyokütle gazlaştırma gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına entegre edilerek düşük karbonlu hidrojen üretiminde kullanılabilir. Su gaz değişimi reaksiyonunun ardından elde edilen hidrojen, saflaştırma süreçlerinden geçirilerek kullanılabilir hale getirilir. Bu sistemler, hidrojen üretiminde düşük karbon salınımına sahip alternatif yöntemler olarak değerlendirilmekte olup, özellikle sürdürülebilir hidrojen üretimi için büyük önem taşımaktadır (Bakey, 2015).



şekil 1.12. Hidrojen çeşitleri (Valverde vd.,2023)

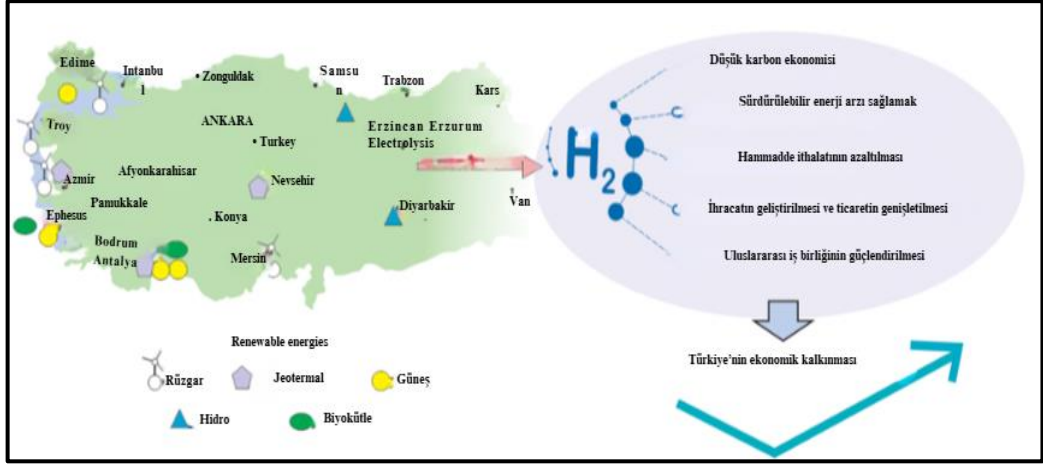
Sera gazı emisyonlarının azaltılması için hidrojen üretiminde kullanılan termal süreçlerin yenilenebilir enerji kaynakları ile beslenmesi büyük önem taşımaktadır. Geleneksel hidrojen üretim yöntemleri fosil yakıt kullanımı nedeniyle yüksek karbon emisyonuna neden olurken, yenilenebilir enerji ile desteklenen süreçler bu etkileri en aza indirgeyebilir. Hidrojen üretimi sırasında ortaya çıkan karbonun kalıcı olarak depolanması ya da atmosfere salınımının önlenmesi, çevresel sürdürülebilirlik açısından kritik bir gereklilik olarak değerlendirilmektedir. Bu bağlamda, karbon yönetimi stratejileri ile yenilenebilir enerji entegrasyonu, hidrojen ekonomisinin geniş ölçekte benimsenmesini destekleyen temel unsurlar arasında yer almaktadır (IRENA, 2022).

şekil 1.13'te Türkiye'nin hidrojen üretimi için değerlendirebileceği başlıca yenilenebilir enerji kaynakları ve hidrojenin ekonomik etkileri gösterilmektedir. Harita üzerinde güneş, rüzgâr, jeotermal, biyokütle ve hidroelektrik gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının coğrafî dağılımı verilmiştir. Güneş enerjisi açısından özellikle Güneydoğu Anadolu ve Akdeniz bölgeleri öne çıkarken, rüzgâr enerjisinin Marmara ve

Ege kıyılarında yoğunlaştığı, hidroelektrik potansiyelinin ise Doğu Anadolu ve Karadeniz’de daha yüksek olduğu görülmektedir. Erzincan ve Erzurum bölgeleri, elektroliz yöntemiyle hidrojen üretimi için önemli lokasyonlar arasında yer almakta olup, suyun elektrik enerjisi kullanılarak hidrojen ve oksijene ayrıştırılması süreciyle yeşil hidrojen üretiminin gerçekleştirilebileceği alanlar olarak öne çıkmaktadır (Yılmaz vd., 2021).

Şeklin sağ kısmında, hidrojen ekonomisinin sunduğu fırsatlar ve Türkiye açısından potansiyel avantajları vurgulanmaktadır. Düşük karbon ekonomisine geçişin desteklenmesi, sürdürülebilir enerji arzının sağlanması, fosil yakıtlara olan bağımlılığın ve hammadde ithalatının azaltılması, hidrojenin uluslararası ticarette stratejik bir ürün olarak konumlandırılması ve Türkiye’nin enerji alanında küresel iş birliklerini güçlendirmesi gibi unsurlar ön plana çıkmaktadır. Bu çerçevede, hidrojenin enerji sistemine entegrasyonu sadece çevresel faydalar sunmakla kalmayıp, aynı zamanda ülkenin ekonomik kalkınmasına da katkı sağlamaktadır (Zainal vd., 2024).

Hidrojen üretim yöntemleri, kullanılan teknolojiye ve kaynağa bağlı olarak farklı avantaj ve dezavantajlar içermektedir. Bu nedenle, belirli bir yöntemin seçimi, kaynakların mevcudiyetine, üretilen hidrojenin saflık derecesine, üretim maliyetlerine ve sürdürülebilirlik kriterlerine göre değerlendirilmektedir. Türkiye’de yenilenebilir enerji potansiyelinin yüksek olması, hidrojenin düşük karbonlu bir enerji taşıyıcısı olarak benimsenmesini desteklemekte ve uzun vadede sürdürülebilir enerji dönüşümüne katkı sağlamaktadır. Bu doğrultuda, yenilenebilir enerji ve hidrojen üretiminin entegre edilmesi, Türkiye’nin enerji bağımsızlığına ulaşmasını ve küresel hidrojen piyasasında rekabetçi bir konuma gelmesini sağlayabilecek önemli bir strateji olarak değerlendirilmektedir.

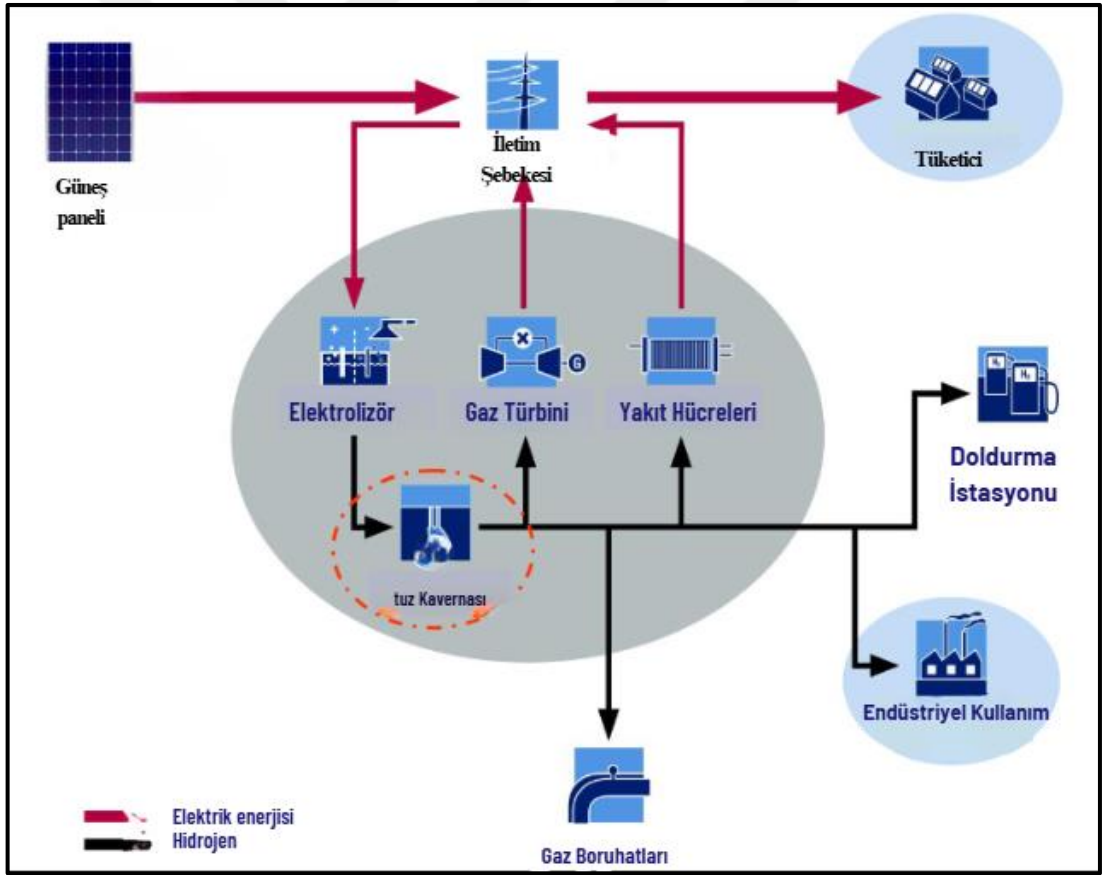


Şekil 1.13. Türkiye'nin hidrojen enerjisi gelişimi için başlıca yenilenebilir enerji kaynakları (Yılmaz vd., 2021)

BÖLÜM II

HİDROJEN ÜRETİM VE DEPOLAMA YÖNTEMLERİ

Hidrojen üretimi ve depolama süreçleri, yenilenebilir enerji kaynaklarının entegrasyonu ile değerlendirildiğinde sürdürülebilir enerji sistemleri açısından kritik bir rol oynamaktadır. Yenilenebilir kaynaklardan gelen fazla elektrik enerjisini yeşil hidrojen veya sentetik doğal gaz (SNG) gibi gaz yakıtlara dönüştürme sürecine "Güçten Gaza") ifadesi kullanılmaktadır. Bu yöntem, suyun elektrolizi yoluyla elektrik enerjisinin kimyasal enerjiye dönüşümünü sağlamaktadır. Ayrıca, bu süreç esnasında toksik madde veya sera gazı emisyonları oluşmaması, çevresel açıdan önemli bir avantaj sunmaktadır (Götz vd., 2016; Estermann vd., 2016).



Şekil 2.1. Güçten gaza kavramı (Schweinsberg., 2012)

Şekil 2.1’de, güçten gaza dönüşüm kavramı ve bunun enerji sistemine entegrasyonu gösterilmektedir. Burada güneş panelleri tarafından üretilen elektriğin, elektroliz

sürecinde kullanılarak hidrojen üretildiği bir sistem tasviri yer almaktadır. Üretilen hidrojen gaz türbinleri veya yakıt hücreleri yoluyla enerjiye dönüştürülebilmekte ya da sanayi, ulaştırma gibi sektörlerde doğrudan kullanılabilir. Ayrıca, hidrojenin tuz kaveranlarında veya gaz boru hatları yoluyla depolanarak uzun vadeli enerji güvenliği sağlamada önemli bir unsur olduğu görülmektedir.

Hidrojen üretiminde elektroliz teknolojileri yaygın olarak kullanılmaktadır. Günümüzde elektrolizör teknolojilerinin küresel ölçekli gelişimi hız kazanmış ve birçok ülke bu alanda yatırımlarını artırmıştır. Nihai yatırım kararı (FID) verilen elektrolizör kapasitesi dünya genelinde 20 GW seviyesine ulaşmış olup, bu kapasitenin 6,5 GW'lık bölümü son 12 ay içerisinde karara bağlanmıştır. Özellikle Çin, elektrolizör üretiminde küresel lider konumunda olup, üretim kapasitesinin %60'ını elinde bulundurmaktadır. Avrupa'da ise elektroliz projelerine yönelik yatırımlar son bir yıl içinde dört katına çıkarak 26 GW seviyesine ulaşmıştır. Hindistan ise 1,3 GW'lık tek bir yatırım kararıyla önemli bir aktör haline gelmiştir (IEA, 2024).

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından yayımlanan Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası (2023), Türkiye'nin hidrojen üretimi ve teknolojik gelişmelerde küresel rekabet gücünü artırmayı amaçlamaktadır. Bu strateji kapsamında, Türkiye'nin 2035 yılına kadar yeşil hidrojen üretim maliyetlerini 2,4 ABD \$/kgH₂ 'nin altına, 2053 yılına kadar ise 1,2 ABD \$/kgH₂ 'nin altına indirmesi hedeflenmektedir. Ayrıca, elektrolizör kurulu gücünün 2030'da 2 GW, 2035'te 5 GW ve 2053'te 70 GW seviyesine çıkarılması planlanmaktadır. Bu bağlamda, güneş enerjisi kurulu kapasitesinin 52,9 GW'a ve rüzgar enerjisi kurulu kapasitesinin 29,6 GW'a yükseltilmesi de planlanan hedefler arasındadır (ETKB, 2023).

Hidrojen üretiminde en yaygın kullanılan yöntem elektroliz olup, üç ana elektroliz türü öne çıkmaktadır:

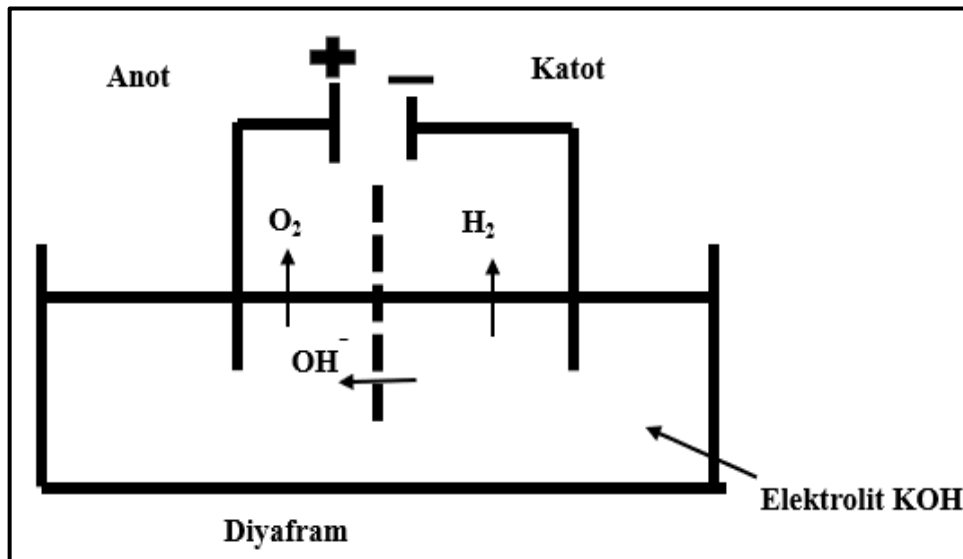
- Alkalın Elektrolizörler
- Proton Değişim Membranı (PEM) Elektrolizörler
- Katı Oksit Elektrolizör Hücreleri (SOEC)

Çizelge 2.1. Elektrolizörlerin özellikleri ve karşılaştırılması (Kubilay., 2021)

Özellikler	PEM	Alkalin	SOEC
Çalışma sıcaklığı (°C)	<120 °C	<100 °C	500-1000 °C
Yük taşıyıcı	H ⁺	OH ⁻	O ²⁻
Elektrolit malzemesi	Polimer membran	Sıvı KOH	Seramik
Katalizör malzemesi	Platin	Platin	Nikel/yitriya ile stabilize zirkonya
Yakıt	H ₂ , CH ₃ OH	H ₂	H ₂ , CH ₄ , CO
Ara bağlantı malzemesi	Karbon bazlı	Karbon bazlı	Seramik bazlı
Elektriksel verim (%)	60	40-60	60

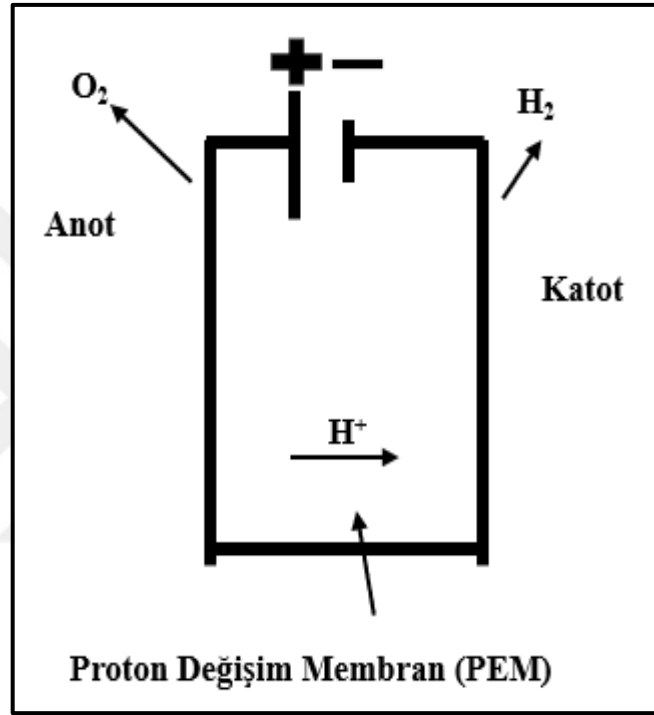
Çizelge 2.1’de, farklı elektrolizör türlerinin karşılaştırılması gösterilmektedir. PEM, Alkalin ve SOEC tipi elektrolizörler çalışma sıcaklığı, kullanılan elektrolit, katalizör malzemesi ve verimlilik açısından farklılıklar göstermektedir. PEM elektrolizörler düşük sıcaklıkta çalışırken, SOEC tipi elektrolizörler 1000°C’ye kadar ulaşan sıcaklıklarda çalışmaktadır. Alkalin elektrolizörler, ticari uygulamalarda yaygın olarak kullanılan ve uygun maliyetli bir yöntem olup, sulu potasyum hidroksit (KOH) çözeltisi ile çalışmaktadır (Kubilay, 2021).

Şekil 2.2’de, alkalin elektrolizörün temel çalışma prensibi şematize edilmiştir. Anot ve katot elektrotları arasında hidroksil iyonları (OH⁻) hareket ederken, suyun elektrolizi sonucu oksijen anotta, hidrojen ise katotta toplanmaktadır. Alkali elektrolizörler, ticari uygulamalar için yaygın olarak tercih edilse de düşük enerji yoğunluğu ve elektrolit yenileme gereksinimi gibi bazı sınırlamalar içermektedir (Berrada, 2021).

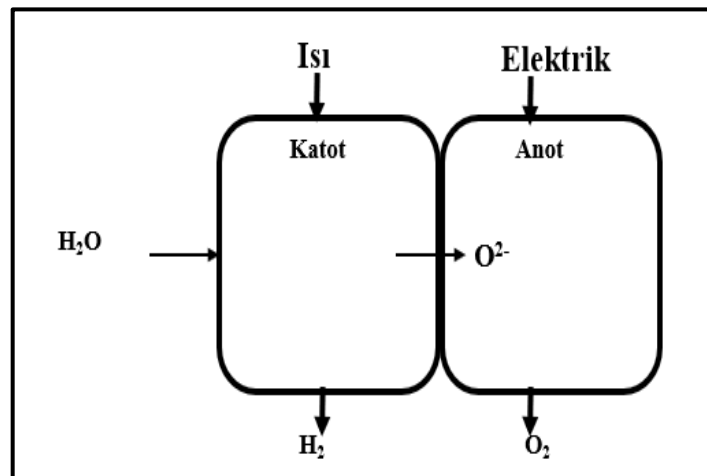


Şekil 2.2. Alkali elektrolizör (Berrada.,2021)

Şekil 2.3'te, Proton Değişim Membranı (PEM) elektrolizörünün çalışma prensibi görülmektedir. Bu yöntemde, suyun ayrışması sonucu oluşan hidrojen iyonları (H^+) proton değişim membranı üzerinden hareket ederken, oksijen anotta ayrışmaktadır. PEM elektrolizörleri, yüksek verimlilik ve değişken elektrik kaynağına uygun çalışma prensibi nedeniyle yenilenebilir enerji sistemlerine entegrasyon açısından avantajlıdır. Bununla birlikte, platin gibi pahalı katalizörler kullanılması maliyet açısından bir dezavantaj oluşturmaktadır (Berrada, 2021).



Şekil 2.3. Proton Değişim Membran (Berrada.,2021)



Şekil 2.4. Katı oksit yakıt hücresi (Berrada.,2021)

Şekil 2.4’te, Katı Oksit Elektrolizör Hücresi (SOEC) sisteminin şematik gösterimi yer almaktadır. SOEC teknolojisi, suyun elektrolizini yüksek sıcaklıklarda (500°C- 1000°C) gerçekleştirerek daha düşük enerji tüketimi sağlar. Ancak, yüksek sıcaklık nedeniyle sistemin bozulma riski ve maliyetleri diğer elektroliz yöntemlerine göre daha yüksektir. Bu sistemlerin termal enerji ile entegre edilmesi, elektrolizör performansını artırmak için önemli bir strateji olarak değerlendirilmektedir (Berrada, 2021).

Elektrolizör sistemleri ile üretilen hidrojenin verimliliği kullanılan teknolojiye göre değişmektedir. Hidrojen üretim süreçlerinde minimum enerji tüketimi ile maksimum verimliliğin sağlanması önem arz etmektedir. Örneğin, 1 kg hidrojen üretimi için alkali elektrolizörlerde yaklaşık 177,987 kJ/kg, PEM elektrolizörlerde 182,036 kJ/kg ve SOEC elektrolizörlerde 173,142 kJ/kg enerji gerekmektedir (Karayel vd., 2021).

$$W_{\text{alkali}} = \frac{117,650 \text{ kJ}}{0.6610} = 177,987 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \quad (2.1)$$

$$W_{\text{PEM}} = \frac{117,650 \text{ kJ}}{0.6463} = 182,036 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \quad (2.2)$$

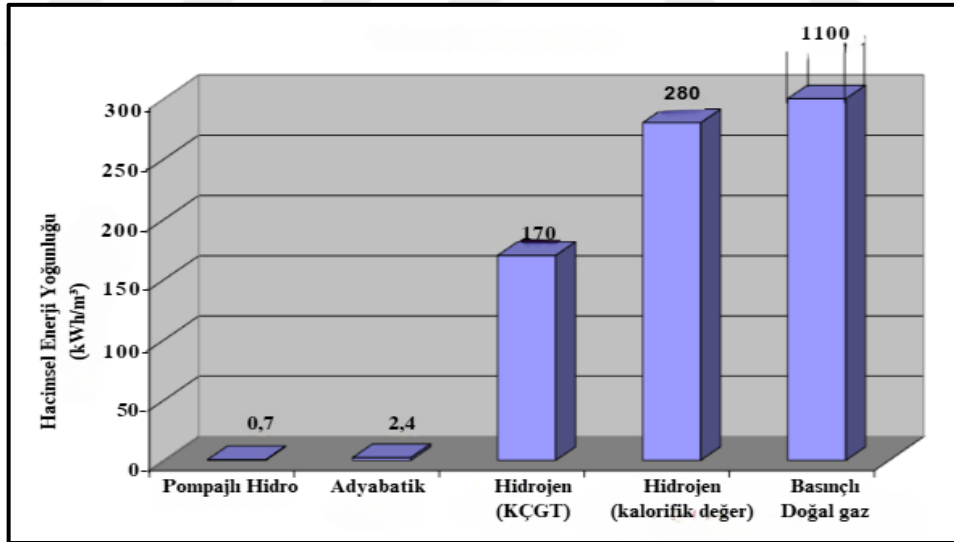
$$W_{\text{SOEC}} = \frac{117,650 \text{ kJ}}{0.6795} = 173,142 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \quad (2.3)$$

Gelecekte, yenilenebilir enerji sistemleriyle entegre edilen hidrojen üretim ve depolama teknolojileri daha büyük ölçeklerde uygulanarak küresel enerji dönüşümüne katkı sağlayacaktır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının süreksiz doğası göz önünde bulundurulduğunda, elektroliz sürecinde üretilen hidrojenin depolanması kritik bir unsur olarak öne çıkmaktadır. Bu amaçla tuz kaveranları, yer altı rezervuarları ve basınçlı tanklar gibi farklı depolama yöntemleri kullanılmaktadır.

Hidrojenin enerji dönüşüm süreçlerinde kullanımı, depolama ve taşımadaki teknik ilerlemeler ile yaygınlaşacaktır. Özellikle güneş ve rüzgâr enerjisinin fazla üretildiği dönemlerde hidrojen üretimi artırılarak enerji arz güvenliği sağlanabilir. Bu kapsamda, hidrojenin endüstriyel kullanımı, ulaştırma sektörüne entegrasyonu ve enerji üretiminde rolü giderek artacaktır.

Hidrojenin depolanması ve enerji sistemlerine entegrasyonu, enerji arz güvenliği ve şebeke stabilizasyonu açısından kritik öneme sahiptir. Özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının üretim fazlasının depolanması, enerji sistemlerinde sürekliliğin sağlanmasına katkıda bulunurken, karbon emisyonlarının azaltılmasına da yardımcı olmaktadır. Ancak, hidrojenin depolanması ve taşınması süreçlerindeki yüksek maliyetler ve teknolojik kısıtlamalar dikkate alınması gereken önemli hususlardır (Emanović vd., 2022).

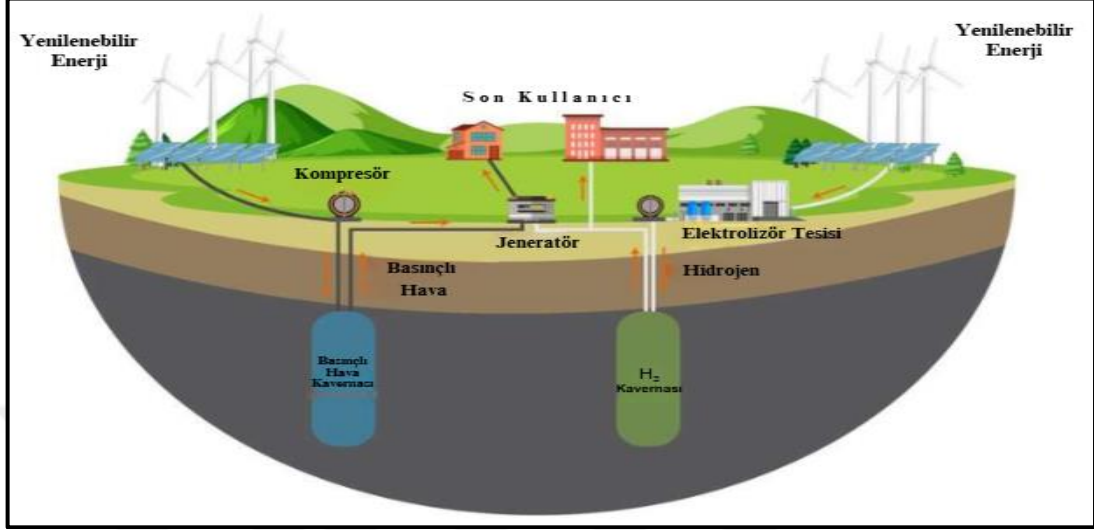
Şekil 2.5'te, farklı büyük ölçekli enerji depolama seçeneklerinin hacimsel enerji yoğunluğu karşılaştırılmaktadır. Pompajlı hidroelektrik ve adyabatik basınçlı hava depolamanın enerji yoğunluğunun oldukça düşük olduğu görülmektedir. Buna karşılık, hidrojen ve doğal gaz gibi kimyasal enerji taşıyıcıları, birim hacim başına çok daha yüksek enerji yoğunluğuna sahiptir. Hidrojen, özellikle kalorifik değeri açısından doğal gazdan daha düşük olsa da, uzun vadeli enerji depolama açısından daha sürdürülebilir bir alternatif sunmaktadır. Bu durum, hidrojenin özellikle uzun süreli enerji depolama sistemlerinde avantaj sağladığını ortaya koymaktadır (Crotagino & Huebner, 2008).



Şekil 2.5. Çeşitli büyük ölçekli depolama seçeneklerinin hacimsel enerji yoğunluğu (Crotagino, Huebner.,2008)

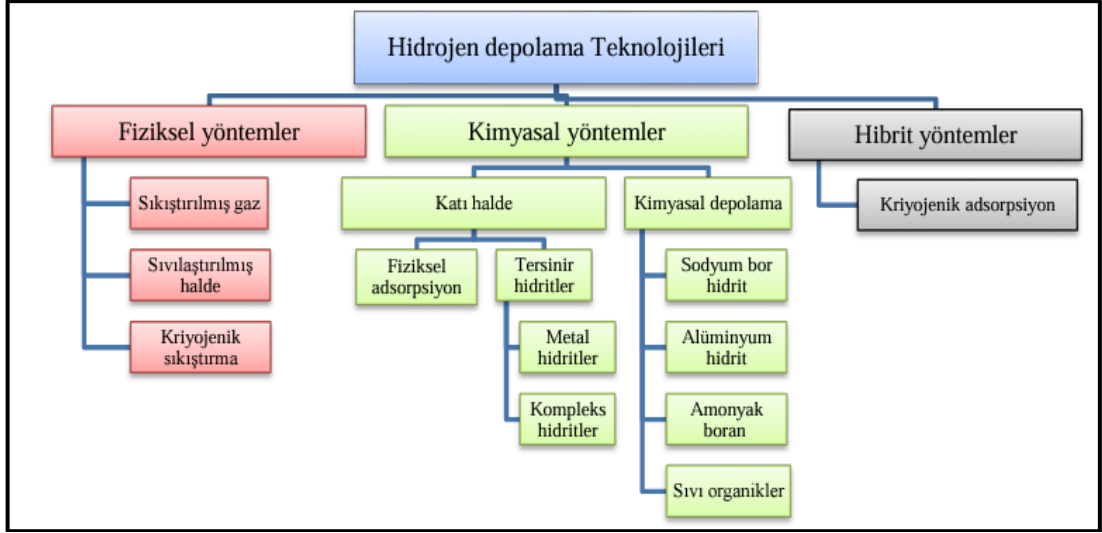
Gelecekte hidrojen depolama teknolojilerindeki ilerlemeler ve üretim maliyetlerinin düşmesiyle birlikte, hidrojen depolama sistemlerinin enerji piyasalarında daha yaygın olarak kullanılması beklenmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları kullanılarak üretilen hidrojenin enerji sistemlerinde anahtar bir rol oynaması, sürdürülebilir enerji dönüşümü

açısından kritik bir faktör olarak değerlendirilmektedir. Özellikle mevsimsel enerji depolama ihtiyacını karşılamada hidrojenin avantajları ön plana çıkmaktadır (Ozarslan, 2012).



Şekil 2.6. H₂ depolama yüzey tesisi (Koopmans., 2022)

Şekil 2.6’da, hidrojen depolama yüzey tesisinin şematik bir gösterimi sunulmaktadır. Bu sistemde, yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen elektrik, elektroliz işlemiyle hidrojene dönüştürülerek yer altındaki tuz kavernalarında depolanmaktadır. Depolanan hidrojen, ihtiyaç duyulduğunda gaz boru hatları aracılığıyla sanayiye veya dolum istasyonlarına yönlendirilebilmekte, ayrıca elektrik üretiminde kullanılmak üzere yakıt hücreleri veya gaz türbinlerine beslenebilmektedir. Bu tür depolama sistemleri, yenilenebilir enerji üretiminin süreksiz yapısını dengeleyerek enerji arz güvenliğini artırmakta ve uzun vadeli sürdürülebilir enerji yönetimi sağlamaktadır (Koopmans, 2022).



Şekil 2.7. Hidrojen depolama teknolojileri (Koşar, vd. 2021)

Hidrojen depolama teknolojileri, fiziksel, kimyasal ve hibrit yöntemler olmak üzere üç ana gruba ayrılmaktadır. Fiziksel yöntemler, hidrojenin doğrudan gaz veya sıvı halde depolanmasını içerir. Bu kapsamda sıkıştırılmış gaz, sıvılaştırılmış hidrojen ve kriyojenik sıkıştırma yöntemleri öne çıkmaktadır. Bu yöntemler, yüksek basınç veya düşük sıcaklık kullanarak hidrojenin daha kompakt bir formda saklanmasını sağlarken, enerji tüketimi ve güvenlik riskleri gibi dezavantajlara sahiptir (Koşar vd., 2021).

Kimyasal yöntemler, hidrojenin belirli bileşikler içinde depolanması ve gerektiğinde serbest bırakılması prensibine dayanır. Metal ve kompleks hidritler, fiziksel adsorpsiyon malzemeleri ve kimyasal bileşikler (sodyum bor hidrit, alüminyum hidrit gibi) bu gruba dahildir. Kimyasal depolama yöntemleri genellikle daha yüksek enerji yoğunluğu sunar, ancak geri kazanım süreçleri ve malzeme maliyetleri açısından bazı sınırlamalar içermektedir (Koşar vd., 2021).

Hibrit yöntemler, fiziksel ve kimyasal teknikleri birleştirerek hidrojenin daha verimli ve güvenli bir şekilde depolanmasını hedefler. Kriyojenik adsorpsiyon gibi yaklaşımlar, hidrojenin düşük sıcaklıklarda yüksek yüzey alanlı malzemelerle tutulmasını sağlayarak enerji yoğunluğunu artırmaktadır. Bu yöntemler, mevcut teknolojilerin eksikliklerini gidermeye yönelik geliştirilmekte olup, ticari uygulanabilirliği artırmak adına çalışmalar devam etmektedir (Koşar vd., 2021).

2.1 Yer Üstü Hidrojen Depolama

Basınçlı kaplar, endüstriyel, otomotiv ve havacılık gibi çeşitli uygulamalarda yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu kapların tasarımı, üretimi, kullanımı ve bakım-onarım süreçleri, iyi tanımlanmış güvenlik yönergelerine dayalı olarak farklı standartlar çerçevesinde düzenlenmektedir. Hidrojen absorpsiyonu ve adsorpsiyonu nedeniyle bazı metaller, mukavemet ve dayanıklılıklarının azalmasına yol açan gevrekleşme sorunlarına maruz kalmaktadır. Hidrojen depolama tanklarında kullanılan uygun malzemeler arasında östenitik paslanmaz çelikler, alüminyum ve bakır alaşımları bulunmaktadır. Bu malzemeler, ortam sıcaklıklarında hidrojenin etkilerine karşı direnç göstermeleriyle bilinmektedir. Buna karşın, alaşımlı veya yüksek mukavemetli çelikler gibi bazı malzemeler hidrojen gevrekleşmesine yatkındır ve bu nedenle hidrojen depolama uygulamalarında tercih edilmemelidir (Lázár, 2023; Milewski, 2023).

Otomotiv sektörü için hidrojen depolama tanklarının çalışma basınçları genellikle 350 ila 700 bar arasında değişmektedir. Örneğin, 350 bar basınçta 1 m³ hacme sahip bir tank yaklaşık 23 kg hidrojen depolayabilirken, 700 bar basınçta aynı hacim 38 kg hidrojen depolayabilmektedir. Depolama basıncının ve dolayısıyla depolanan kütle miktarının artışı, enerji tüketiminde kayda değer bir artışa neden olmamaktadır. Ancak, yüksek basınca bağlı olarak tank çeperine uygulanan gerilmeye dayanım sağlamak amacıyla çeper kalınlığının artırılması gerekmektedir. Tank çeper kalınlığının artması, istenen hacimde gaz depolamak için daha büyük tankların kullanılmasını zorunlu kılmakta, bu da hem maliyet artışına hem de depolama sisteminin gravimetrik etkinliğinin azalmasına yol açmaktadır. Artan hacimsel depolama yoğunluğunun bir sonucu olarak, gravimetrik yoğunluktaki azalma hareketli uygulamalar için olumsuz bir durum yaratırken, sabit uygulamalar için bu durum kritik bir öneme sahip değildir. Sabit hidrojen depolama sistemlerinde çekme mukavemeti ve uygun malzeme seçimi öncelikli hususlar olarak değerlendirilmektedir (T. Abdel-Baset vd., 2017).

Günümüzde hidrojenin sabit depolanması üç ana yöntemle gerçekleştirilmektedir: yüksek basınçlı gaz depolama, sıvı hidrojen depolama ve katı halde hidrojen depolama. Bu yöntemler arasında, yüksek basınçlı gaz depolama en olgun teknoloji olarak öne çıkmaktadır (Rivard vd., 2019).

	Tip 1	Tip 2	Tip 3	Tip 4
Bileşenler	 Tamamı Metal	 Metal Astar + GFRP Katman	 Metal Astar + CFRP Katman	 Plastik Astar + CFRP Katman

Şekil 2.8. Hidrojen yerüstü depolama tankları (Barthelemy, H vd., 2017)

Şekil 2.8’de farklı tip hidrojen depolama tanklarının şematik gösterimi yer almaktadır. Tip I tamamen metal tanklardan oluşurken, Tip II ve Tip III metal astar üzerine kompozit katmanlar ile güçlendirilmiştir. Tip IV ise tamamen kompozit malzemeden üretilmiştir. Bu tank türleri, kullanılan malzemeye, basınç seviyesine ve taşıma kapasitelerine bağlı olarak değişiklik göstermektedir (Barthelemy vd., 2017).

Tip	Malzeme	Basınç(bar)	Maliyet(\$/kg)	Gravimetrik yoğunluk (wt.%)
I	Tamamı metal	300	83	1.7
II	Çoğunlukla metal, kompozit sarılmış	200	86	2.1
III	Metal astar kompozit sarılı	700	700	4.2
IV	Tamamı Kompozit	700	633	5.7 (Toyota Mirai)

Şekil 2.9. Hidrojen yer üstü depolama tankları (Barthelemy, H vd., 2020)

Şekil 2.9’da hidrojen depolama tanklarının teknik özellikleri karşılaştırılmaktadır. Tip I tanklar metalden üretilmiş olup düşük maliyetli ancak düşük gravimetrik yoğunluğa sahiptir. Tip II ve Tip III kompozit malzeme ile güçlendirilmiş olup daha yüksek basınç dayanımı sunmaktadır. Tip IV ise en hafif ve yüksek basınç dayanımlı ancak en maliyetli seçenektir (Barthelemy vd., 2020).



Şekil 2.10. Almanya Herten kentinde bulunan Hidrojen Depolama Tank Dairesi (Tietze vd. 2021)

Şekil 2.10’da Almanya’nın Herten şehrinde bulunan hidrojen depolama tankları görülmektedir. Bu tesis, büyük ölçekli hidrojen depolaması için kullanılan yüksek basınçlı tanklardan oluşmaktadır. Yerüstü hidrojen depolama sistemleri, hidrojenin uzun süreli depolanmasını sağlayarak endüstriyel ve enerji sektörlerinde önemli bir rol oynamaktadır (Tietze vd., 2021).



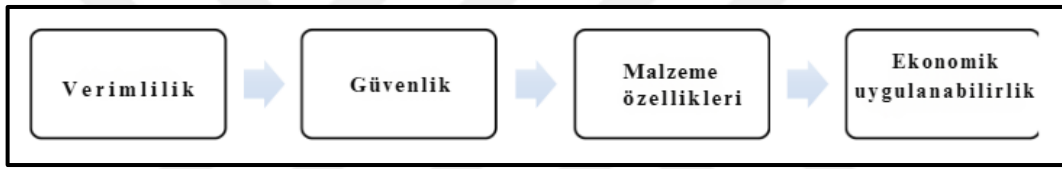
Şekil 2.11. Almanya Frankfurt’ta bulunan Hidrojen gaz tutucuları (Tietze vd. 2021)

Şekil 2.11’de Almanya Frankfurt’ta bulunan hidrojen gaz tutucuları gösterilmektedir. Bu büyük depolama tankları, hidrojenin güvenli bir şekilde yüksek basınç altında saklanması sağlamaktadır. Hidrojenin yerüstü depolanmasında kullanılan bu tip

yapılar, hidrojen ekonomisinin gelişimi açısından kritik öneme sahiptir (Tietze vd., 2021).

2.2 Yer Üstü Hidrojen Depolama Teknik Engeller

Hidrojen depolama teknolojilerindeki ilerlemeler, yer üstü depolama çözümleri açısından hidrojen ekonomisinin başarılı bir şekilde uygulanmasında kritik bir rol oynamaktadır. Hidrojenin temiz bir enerji taşıyıcısı olma potansiyeline rağmen, teknik engellerin giderilememesi, bu teknolojilerin geniş çaplı benimsenmesini engellemektedir. Bu engeller, hidrojen bazlı bir enerji sistemine geçişi kolaylaştırmak için ele alınması gereken verimlilik, güvenlik, malzeme özellikleri ve ekonomik uygulanabilirlik gibi temel unsurlardır (Elberry vd., 2021).



Şekil 2.12. Yer üstü hidrojen depolama teknik engeller (Elberry vd., 2021)

Şekil 2.12’de hidrojenin yer üstü depolanmasındaki teknik engeller özetlenmiştir. Depolama sistemlerinin verimliliği, güvenliği, kullanılan malzemelerin özellikleri ve ekonomik uygulanabilirliği, hidrojen depolama süreçlerinde karşılaşılan başlıca zorluklar olarak belirlenmiştir.

Hidrojen depolama sistemlerinin verimliliği, karşılaşılan başlıca teknik zorluklardan biridir. Yüksek basınçlı gaz depolama ve kriyojenik sıvı depolama gibi mevcut yöntemler hem maliyet hem de güvenlik açısından çeşitli sorunlar sunmaktadır. Yüksek basınçlı depolama, bu tür basınçları idare edebilecek sağlam muhafaza sistemlerini gerektirir; bu durum, artan maliyetler ve güvenlik kaygılarına yol açabilmektedir. Benzer şekilde, kriyojenik depolama, daha yüksek hacimsel yoğunluk sağlamakla birlikte, sıvılaştırma ve yalıtım süreçleri için önemli enerji maliyetleri gerektirmekte ve kaynama kayıpları gibi sorunlarla karşılaşmaktadır (Bai vd., 2023; Rivard vd., 2019). ABD Enerji Bakanlığı (DOE), mevcut teknolojilerin karşılamakta zorlandığı gravimetrik ve hacimsel yoğunluklar için iddialı hedefler belirlemiştir (Lyu vd., 2020).

Malzeme kısıtlamaları, hidrojen depolama sistemlerinin geliştirilmesinde önemli bir engel teşkil etmektedir. Depolama tanklarında kullanılan yüksek yoğunluklu polietilen (HDPE) ve poliamid gibi malzemelerin, hidrojen geçirgenliğini ve sızıntısını önlemek için üstün gaz bariyeri özelliklerine sahip olması gerekmektedir. Ancak, bu malzemeler zamanla, özellikle çevrimsel termal koşullar altında, bozulma riski taşımakta ve bu da yapıların güvenliğini tehlikeye atmaktadır (Su vd., 2021; Backens vd., 2021). Ayrıca, metallerde hidrojen gevrekleşmesi gibi problemler, daha dayanıklı malzemelerin geliştirilmesini zorunlu kılmaktadır (Meda vd., 2022; Qiu vd., 2021).

Katı hal depolama yöntemlerinde hidrojen Emilimi ve salınım kinetiği, pratik uygulamada önemli sınırlamalar oluşturmaktadır. Metal hidritler gibi birçok katı hal depolama malzemesi, etkili hidrojen salınımı için yüksek sıcaklık gerektiren yavaş hareketler sergilemektedir. Bu durum, depolama sistemlerinin verimliliğini olumsuz etkileyebileceği gibi, düşük sıcaklıklarda çalışan mevcut yakıt hücresi teknolojileriyle entegrasyonu da zorlaştırmaktadır. Nanoyapılandırma gibi yenilikçi çözümler bu sınırlamaları hafifletmeyi amaçlasa da bu çözümler halen deneysel aşamadır (Cho vd., 2023; Yang vd., 2023).

Hidrojen depolama sistemlerinin ekonomik yönleri de önemli zorluklar sunmaktadır. Kriyojenik depolama sistemleri ve yüksek basınçlı tankların maliyetleri, özellikle küçük ölçekli uygulamalarda ve sınırlı altyapıya sahip bölgelerde, ekonomik uygulanabilirliği engelleyebilir. Ayrıca, kimyasal hidrojen depolama ortamlarının rejenerasyon maliyetleri ve verimliliği, ekonomik engellerden biri olarak öne çıkmaktadır (Saccani vd., 2020; Mousa vd., 2023).

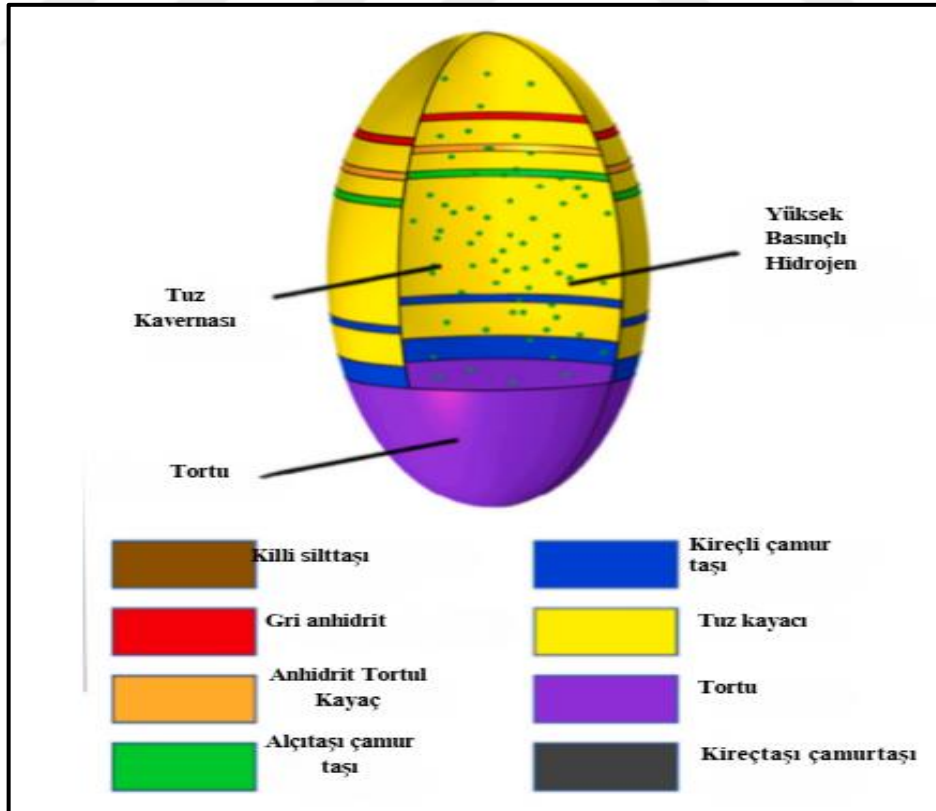
Hidrojenin yanıcı ve patlayıcı doğası, depolama ve taşıma sistemlerinde sıkı güvenlik önlemleri alınmasını gerektirmektedir. Alevlenebilirlik sınırının geniş olması, hidrojen depolama sistemlerinin potansiyel risklerini artırmaktadır. Bu nedenle, hidrojen depolama teknolojilerinin düzenleyici onay ve sosyal kabul görmesi için kapsamlı güvenlik protokolleri ve malzemelerin geliştirilmesi önem taşımaktadır (Yadav vd., 2021; Gianotti vd., 2018).

Rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen hidrojenin depolanması, yer üstü depolama çözümleri için de zorluklar sunmaktadır. Yenilenebilir

enerji kaynaklarından gelen dalgalı arz, enerji tedarik zincirinde darboğazlara yol açabilmekte ve depolama çözümlerinin önemini artırmaktadır. Daha büyük kapasiteye sahip olan ve hidrojeni uzun süreler boyunca depolama yeteneği sunan yer altı depolama, bu tür sorunlara daha esnek bir çözüm sunmaktadır (Tarkowski, 2019; Zivar vd., 2021).

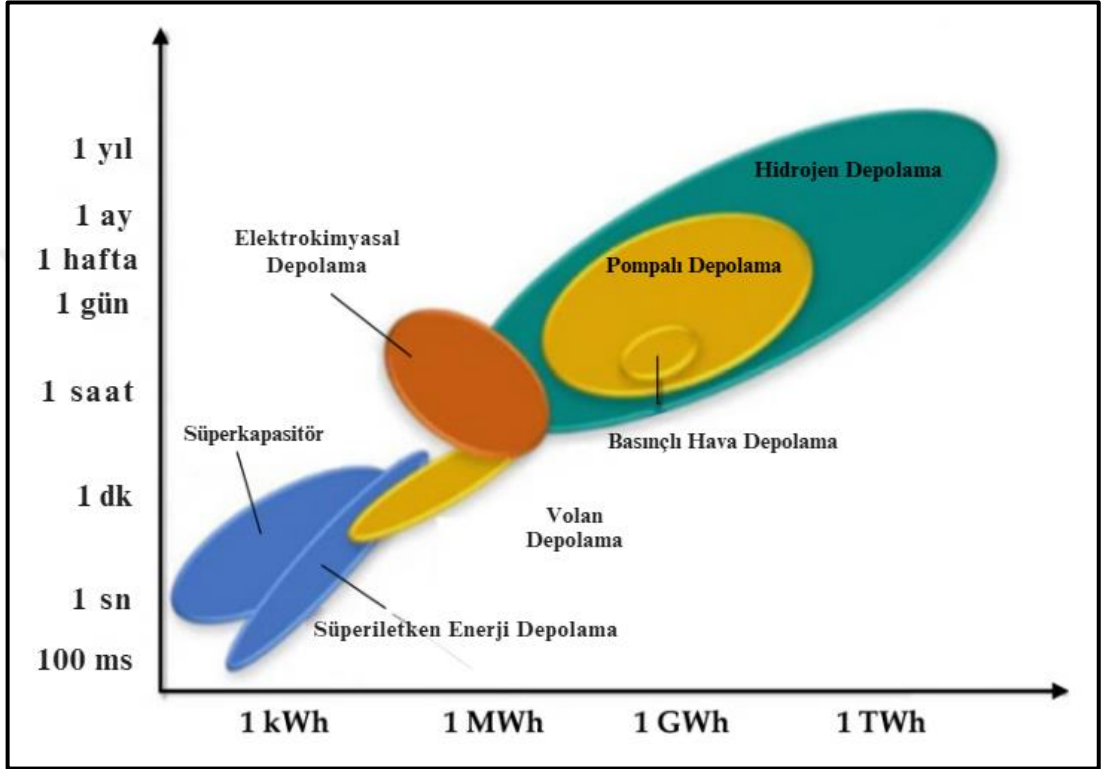
2.3 Yeraltı Hidrojen Depolama

Yer altı hidrojen depolama potansiyel sahaları, jeolojik yapılarının litolojik ve petrofiziksel özelliklerine bağlı olarak farklı kapasiteler sunmaktadır. Tuz kavernalarında hidrojen depolama kapasitesi, basınç ve sıcaklık gibi termodinamik faktörlere bağlıdır. Kavernaların sayısının artışı, toplam depolama kapasitesini doğrudan etkilemektedir. Mekanik enerji depolama yöntemlerinin aksine, hidrojen gibi kimyasal enerji taşıyıcıları aynı depolama hacmi için basınçlı hava enerjisi depolama yöntemine kıyasla yaklaşık 100 kat daha yüksek enerji yoğunluğu sağlamaktadır (Ozarslan, 2012).



Şekil 2.13. H₂ depolaması için katmanlı tuz kayasında jeolojik model (Oni vd., 2025)

Şekil 2.13'te hidrojenin tuz kayasında depolanmasına yönelik katmanlı jeolojik model görülmektedir. Modelde, hidrojenin yüksek basınçlı olarak depolandığı tuz kavernasının çevresindeki farklı jeolojik formasyonlar gösterilmiştir. Bu formasyonların gaz sızdırmazlık özelliği, hidrojenin güvenli bir şekilde depolanmasını sağlamaktadır (Oni vd., 2025).

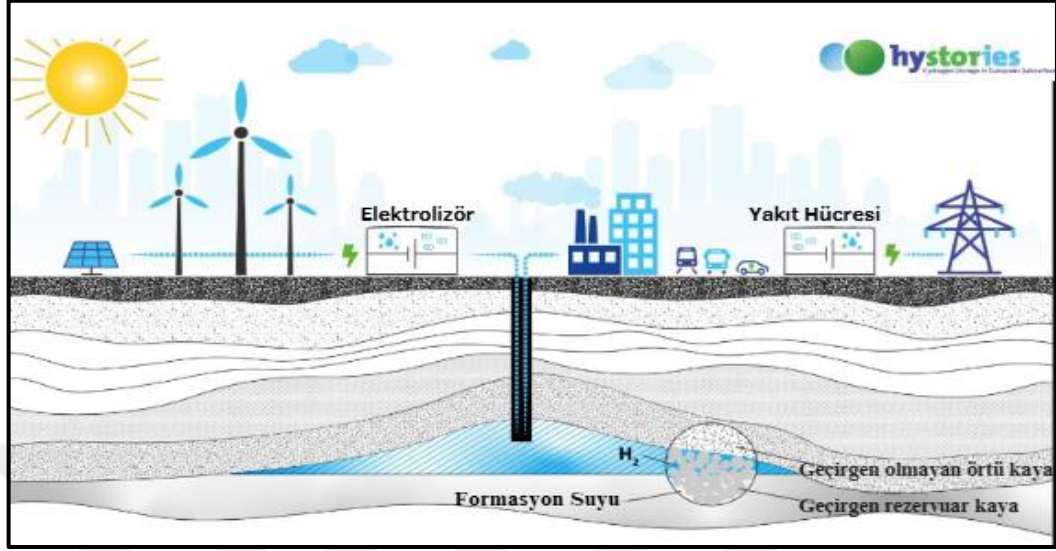


Şekil 2.14. Tuz kavernalarında hidrojen depolamanın diğer depolama yöntemleriyle kıyaslanması (Wallace vd., 2021)

Şekil 2.14'te hidrojen depolamanın farklı enerji depolama yöntemleriyle karşılaştırılması verilmiştir. Hidrojen depolama, uzun süreli ve büyük ölçekli enerji depolama kapasitesi açısından pompaj depolama ve basınçlı hava depolama gibi yöntemlere kıyasla daha avantajlı bir çözüm sunmaktadır (Wallace vd., 2021).

Hidrojenin tükenmiş yer altı rezervuarlarında depolanması, jeolojik yapının uzun süre boyunca doğal gaz veya petrol depolamış olması sebebiyle detaylı bir şekilde incelenmiş olması avantaj sağlamaktadır. Ancak, bu yöntem hidrojenin saflığını koruyabilmesi için ek arıtma süreçlerini gerektirebilir. Akiferlerde hidrojen depolama

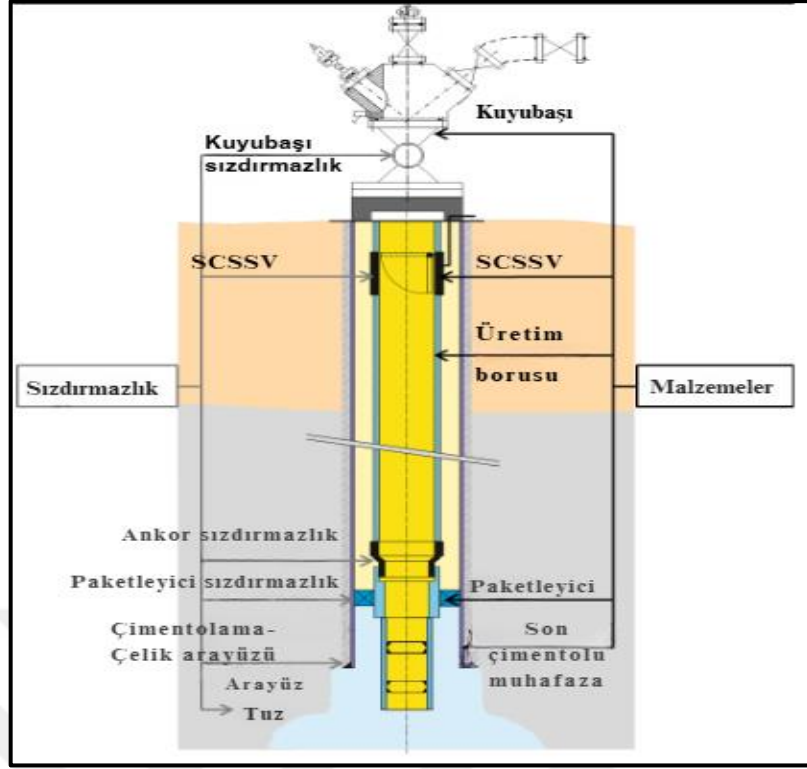
ise daha yüksek yastık gazı gereksinimi ve kaçak riskleri nedeniyle daha maliyetlidir (Ozarslan, 2012).



Şekil 2.15. Hidrojenin gözenekli bir ortamda (tükenmiş hidrokarbon sahası, akifer) yeraltında depolanması (Réveillère., 2024)

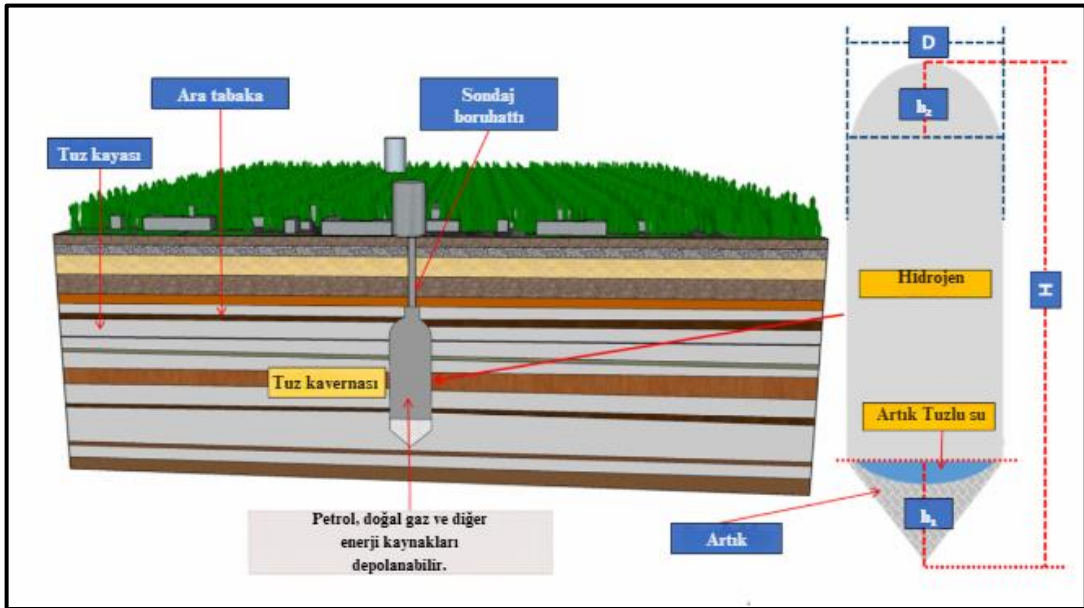
Şekil 2.15'te hidrojenin gözenekli kayalarda (tükenmiş hidrokarbon sahası ve akiferler) depolanmasına yönelik bir model görülmektedir. Modelde, hidrojenin geçirimli rezervuar kayalarında depolanması ve yüzeye çıkarılması için kullanılan sistemler gösterilmektedir (Réveillère, 2024).

Tuz kavernaları ise yapay olarak oluşturulmuş boşluklar olup, sıvı hidrokarbonlar ve yüksek basınçlı gazlar için oldukça uygun bir depolama ortamı sunmaktadır. Tuz kayaçlarının yüksek sızdırmazlık özelliği, hidrojenin uzun süre boyunca güvenli bir şekilde depolanmasını mümkün kılmaktadır. Depolama basıncı genellikle kavernanın derinliğine bağlı olarak 200 bar ve üzeri seviyelere çıkabilmektedir.



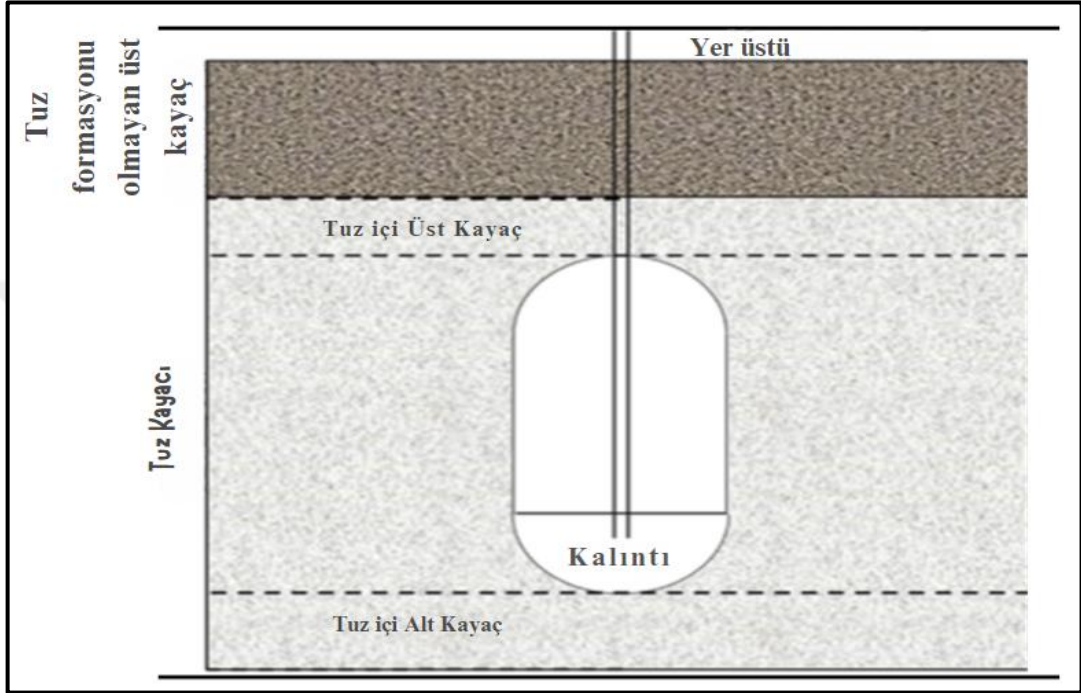
Şekil 2.16. Ar-Ge gereksinimlerinin özeti (Acht, Donadei., 2012)

Şekil 2.16'da yeraltı hidrojen depolama sistemlerinin Ar-Ge gereksinimlerini içeren bir şema sunulmuştur. Depolama kuyularının sızdırmazlık gereklilikleri, üretim borularının yapısı ve çimentolama süreçleri detaylandırılmıştır (Acht, Donadei, 2012).



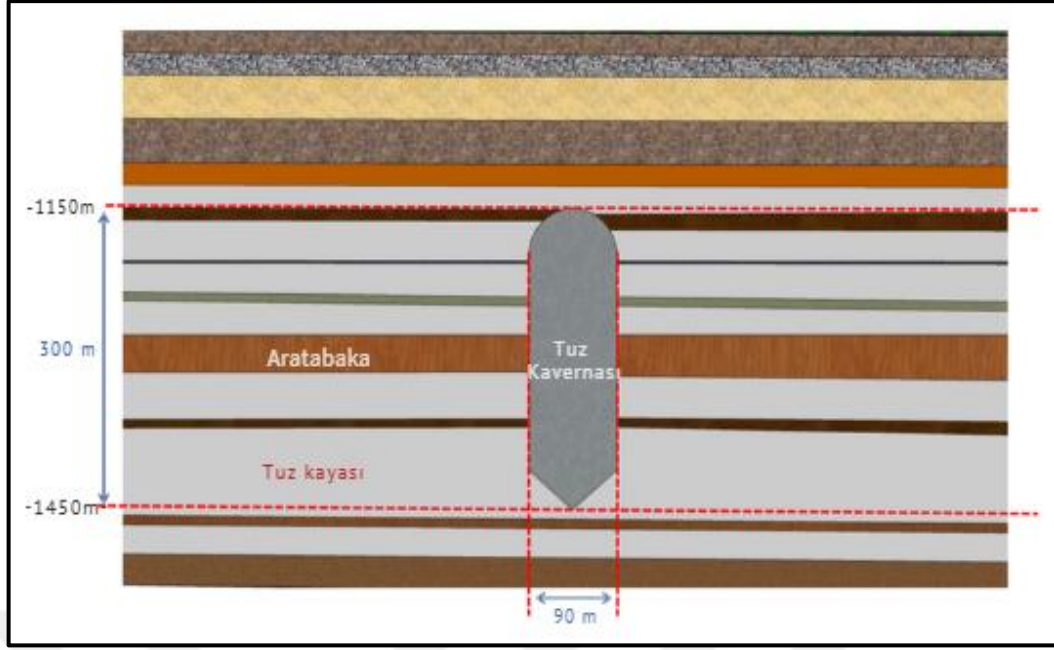
Şekil 2.17. Yeraltı tuz kaverna enerji depolama (Wu vd., 2023)

Şekil 2.17’de tuz kavernalarında hidrojen depolama modeline yer verilmiştir. Bu model, tuz kavernalarının büyük ölçekli hidrojen depolama kapasitesine sahip olduğunu ve jeolojik stabilitenin sağlandığını göstermektedir (Wu vd., 2023). Tuz kavernalarında hidrojen ve doğal gaz depolama süreçleri benzer özellikler taşımaktadır. Ancak, kuyu başı ekipmanları ve iletim sistemlerinde bazı farklılıklar bulunmaktadır.



Şekil 2.18. Doğal gaz depolama için tuz kavernasının görünümü (Caglayan vd., 2020)

Şekil 2.18’de doğal gaz depolama amacıyla kullanılan tuz kavernasının kesitsel bir görünümü verilmiştir. Bu model, hidrojen depolama için kullanılabilecek kavernaların genel yapısını anlamak açısından da önemli bir referans noktasıdır (Caglayan vd., 2020).



Şekil 2.19. Hidrojen depolamak için tuz kaverna modeli (Wu vd., 2023)

Şekil 2.19’da hidrojen depolamak için tuz kaverna modeli detaylandırılmıştır. Model, tuz kavernalarının jeolojik yapısını, depolama derinliğini ve hidrojenin depolama kapasitesini açıklamaktadır. Tuz kavernalarının uygun basınç seviyelerinde güvenli ve uzun vadeli hidrojen depolama sağlayabilecek jeolojik yapılar sunduğu belirtilmiştir (Wu vd., 2023)

Çizelge 2.2’de, Tuz Gölü doğal gaz depolama projesinde yer alan 1 kavernaya (UGS-1) ait başlangıç ve bitiş derinlikleri, projede belirlenen kaverna hacimleri, belirlenen şartlarda maksimum ve minimum basınç değerleri ile toplam gaz hacimleri belirtilmiştir. (Melendizli ve Akdağ, 2015).

Çizelge 2.2. Doğal gaz depolama kaverna özellikleri (Melendizli ve Akdağ, 2015)

Kavernalar	Kaverna çatı derinliği (m)	Kaverna taban derinliği (m)	Kaverna hacmi (m ³)
UGS 1	1150	1450	40.000

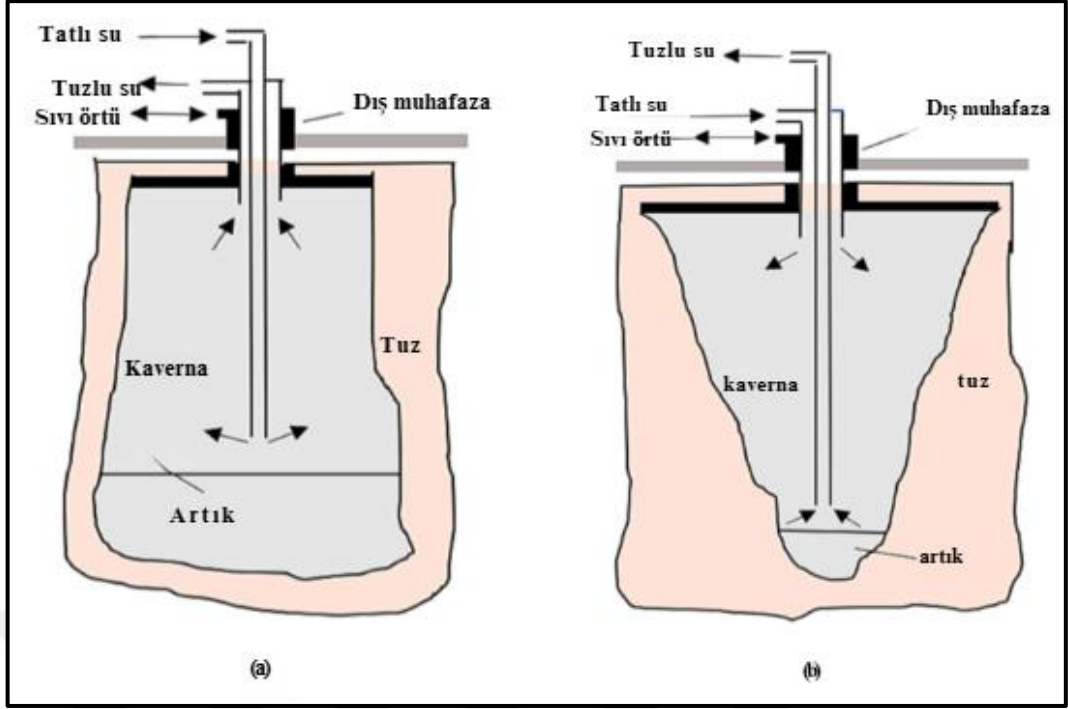
Uygulanabilir depolama basınçları, kavernanın derinliği ve işletme süreci gibi faktörlere bağlı olarak değişiklik göstermektedir ve genellikle litostatik kaya basıncının %30 ile

%80'i arasında bir aralıkta yer alır. 1000 metre derinlikte bir kavernada, maksimum yaklaşık 180 bar ve minimum yaklaşık 65 bar basınca ulaşılmaktadır.

İlk aşamada, kaverna bölgesi kılavuz muhafaza (conductor casing) ve yüzey muhafaza (surface casing) işlemleri için hazırlanır. Muhafaza boruları ve kaya arasındaki boşluklar ile muhafaza borularının kendi arasındaki boşluklar çimento ile doldurulur. Çimentolu muhafazalar, kavernanın tatlı su ile eritilmesi ve kavernanın tabanında biriken tuzun tahliyesi için güvenli çalışma koşulları sağlamaktadır. Son aşamada, son bir muhafaza borusu yüzeye çimentolanır. Bu boru, eritme işlemi sırasında kavernanın tavanında birikmesi beklenen tuz birikintisini izole edecek şekilde tasarlanmıştır. Daha sonra, eritme işlemi için iki ek boru eş merkezli şekilde kuyunun içine yerleştirilir ve kuyu başına sabitlenir.

Kavernanın alt kısmında bulunan kaya tuzu, eritme boruları aracılığıyla içeriye tatlı su enjekte edilerek çözülür. Bu süreçte, oluşan tuzlu su, iç muhafaza borusu yardımıyla kavernadan dışarı alınır. Eritme işlemi sırasında, su veya tuzlu sudan daha düşük yoğunluğa sahip bir akışkan, dış boru ve muhafaza borusu arasındaki boşluğa (annulus) enjekte edilir. Enjekte edilen bu akışkanın basıncı dikkatlice izlenir ve üst kısımda tuz çökmesini önleyerek eritme işleminin kontrollü bir şekilde devam etmesini sağlar.

Kavernanın geometrisi belirli aralıklarla sonar yöntemiyle ölçülür. Bu ölçümlere dayanarak, kavernanın izin verilen boyutlarda tutulması için eritme borularının derinliği, akış yönü ve örtü derinliği gibi parametreler ayarlanabilir. Bu süreç, kavernanın optimum şekilde şekillendirilmesini ve işletme güvenliğinin sağlanmasını mümkün kılar (Ozarslan vd., 2007).



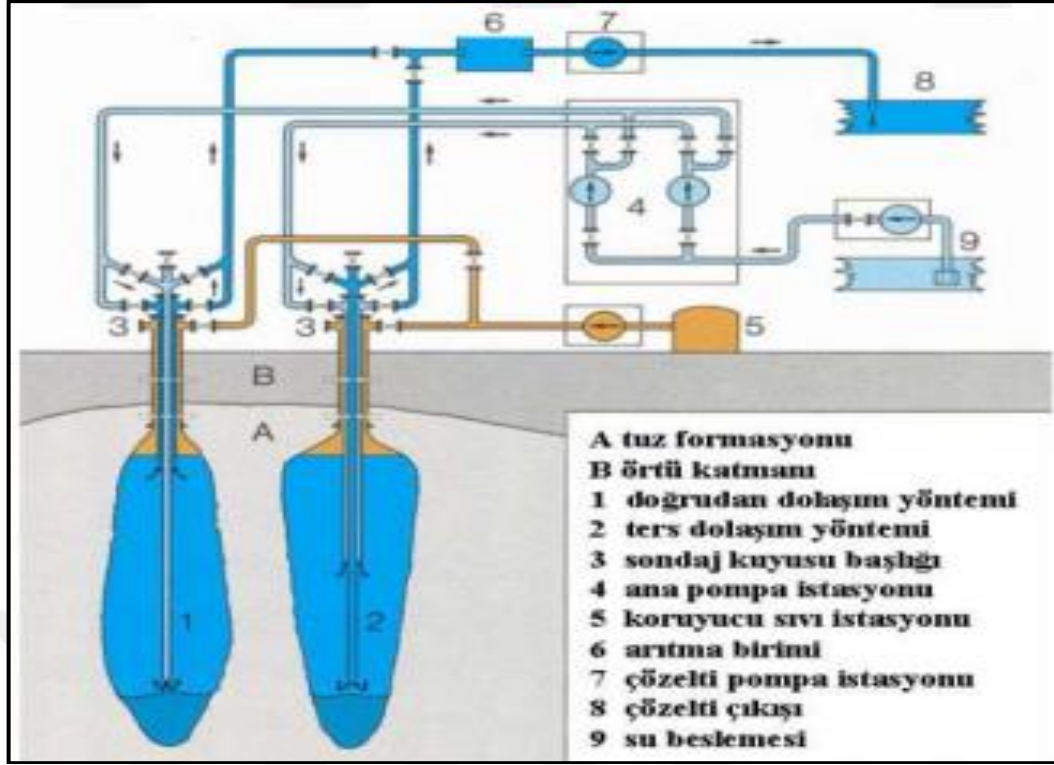
Şekil 2.20. Doğrudan(a) ve dolaylı(b) eritme yöntemleri (Oni, vd., 2025)

Bir kaverna istenen boyuta ulaştığında veya izin verilen boyutları aşmak üzereyken eritme işlemi durdurulur ve eritme boruları kavernalardan dışarı çekilir ve kavernaların mekanik bütünlüğü, genellikle devreye alma işlemleri için gerekli olan sızdırmazlık testi ile belirlenir.

Şekil 2.20’de doğrudan ve dolaylı tuz eritme yöntemleri karşılaştırılmıştır. Tuz kavernalarının oluşturulmasında kullanılan bu yöntemler, kavernaların istenilen boyutta ve güvenli bir şekilde hazırlanmasını sağlamaktadır. Bu yöntemlerden doğrudan eritme, tatlı suyun doğrudan tuz kayaçlarıyla temasını sağlarken, dolaylı eritme yöntemi, kontrol edilen bir sıvı akışı ile gerçekleştirilmektedir (Oni vd., 2025).

Gaz operasyonuna başlamadan önce;

- Gaz üretim dizgisi
- Gaz tamamlama
- Tuzsuzlaştırma dizgisi kurulması gerekmektedir.



Şekil 2.21. Yeraltı tuz çözelti açıklıklarının oluşturulma yöntemleri ve yerüstü tesis birimleri (Ozarslan vd., 2007)

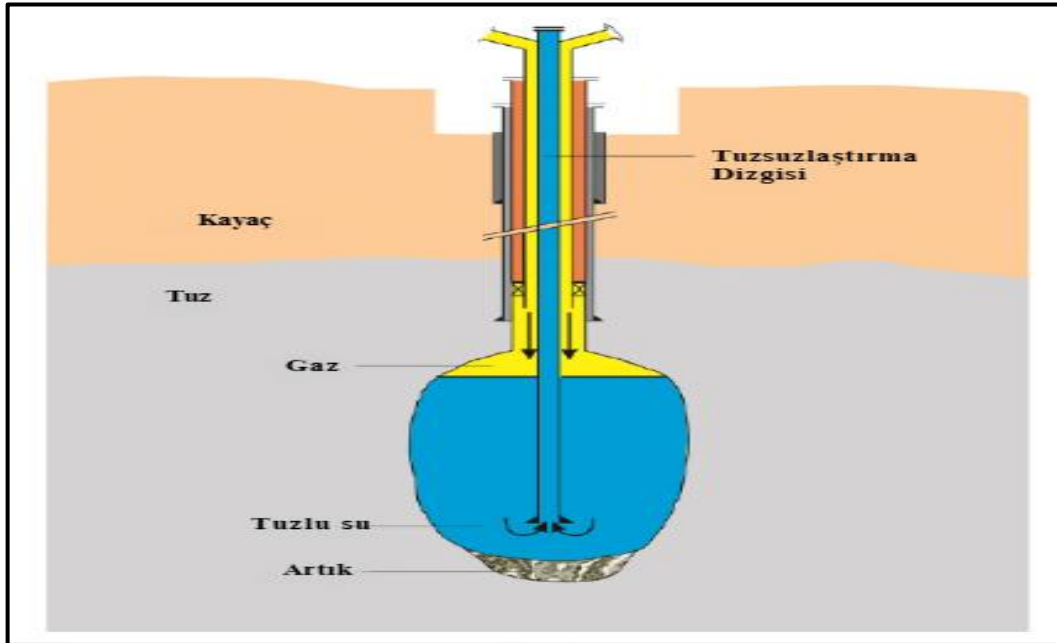
Şekil 2.21’de yeraltı tuz çözeltilerinin oluşturulma yöntemleri ve yüzey tesislerinin işleyişi gösterilmiştir. Bu süreç, hidrojen depolamak için uygun kavernaların oluşturulmasında kritik bir rol oynamaktadır. Kavernaların oluşturulması için tatlı su enjeksiyonu ve çözünmüş tuzun yüzeye pompalanması süreçleri detaylandırılmıştır (Ozarslan vd., 2007).

Şekil 2.22’de gazın ilk dolum sürecinin şematik gösterimi sunulmuştur. Gaz, tuzsuzlaştırma dizgisi aracılığıyla kavernaya enjekte edilmekte ve depolama süreci başlatılmaktadır. Bu süreçte, gazın tuzlu su ile yer değiştirerek depolanması ve işletme basıncının belirlenmesi sağlanmaktadır (Buzogany vd., 2023).

Gaz operasyonlarında işletme basıncı, kavernaların maksimum ve minimum basınç değerleri arasında değişmektedir. Güvenli bir işletme için birim zamandaki maksimum basınç değişim oranı ve kuyu içerisindeki maksimum akış hızları belirli sınırlar içinde tutulmalıdır. Çok düşük basınç seviyelerine ulaşıldığında kavernayı tekrar basınçlandırmadan önce bir süre beklenmesi gerekebilir. Benzer şekilde, yüksek basınç

seviyelerinin ardından kavernanın iyileşmesi için belirli bir süre beklenmesi gerekebilir. Bazı özel durumlarda, özellikle sıg tuz kavernalarında, gazın tuzlu su ile yer değiştirerek sabit basınç altında işletilmesi mümkündür. Bu yöntem, yastık gazı ihtiyacını ortadan kaldırabilmekle birlikte, büyük hacimlerde tuzlu su havuzları gerektirir.

Kavernanın ömrü boyunca, eritme işlemi nedeniyle bir miktar tuzlu su kavernanın tabanında kalır. Bu tuzlu su zamanla buharlaşarak gaz fazına geçer ve nem oranını artırır. Bu nedenle, gazın nemini kontrol etmek için gaz kurutma sistemlerine ihtiyaç duyulabilir. Hidrojenin kullanım amacına bağlı olarak, gaz kurutma sistemlerinin hassasiyeti ve yüzey tesislerine entegrasyonu dikkate alınmalıdır. Bugüne kadar tuz kavernalarında depolanan doğal gaz veya hidrojenin kimyasal olarak bozulduğuna dair herhangi bir bulguya rastlanmamıştır. Bu nedenle kaya tuzu, reaktif olmayan bir malzeme olarak kabul edilmekte ve gazın temizlenmesine gerek duyulmamaktadır. Tuz kavernalarında gaz depolama teknolojisi, yıllar içinde daha yüksek standartlar ve düşük bakım-işletme maliyetleri elde etmek amacıyla sürekli olarak geliştirilmiştir. Avrupa’da doğal gaz depolamak için kullanılan 300’den fazla tuz kavernasından edinilen deneyimler, hidrojen depolama projelerine de önemli ölçüde aktarılabilir bir bilgi birikimi sunmaktadır (Ozarslan vd., 2007).



Şekil 2.22. Gaz ilk dolum işleminin şematik gösterimi (Buzogany vd., 2023)

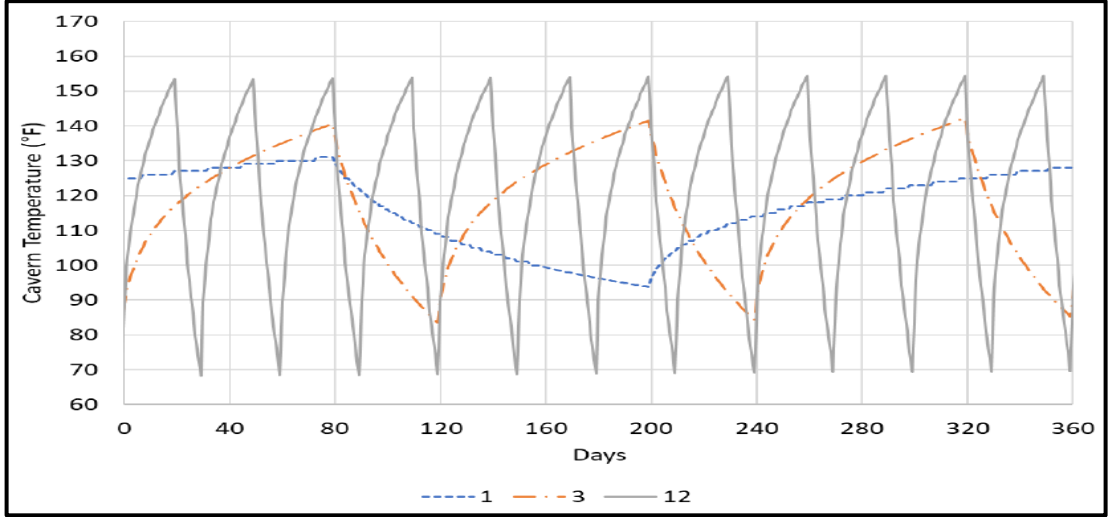
Bir tuz kavernası, istenen boyuta ulaştığında ya da izin verilen sınırları aşmak üzereyken eritme işlemi durdurulur ve eritme boruları kavernadan çıkarılır. Bu aşamadan sonra, kavernanın mekanik bütünlüğü, devreye alma işlemlerine geçmeden önce gerçekleştirilen bir sızdırmazlık testi ile doğrulanır. Gaz operasyonlarına başlamadan önce, gaz üretim dizgisi, gaz tamamlama sistemi ve tuzsuzlaştırma dizgisi gibi ekipmanların kurulması gerekmektedir. İlk gaz dolumu sırasında gaz, üretim dizgisi ve tuzsuzlaştırma dizgisi arasındaki boşluğa enjekte edilirken, aynı anda tuzlu su tuzsuzlaştırma dizgisi üzerinden yüzeye taşınır. Tuzlu su tamamen kavernadan çıkarıldıktan sonra tuzsuzlaştırma dizgisi, gaz basıncı altında kavernadan alınır.

Sondaj sürecinden kavernanın işletme koşullarına hazır hale gelmesine kadar geçen süre, inşa dönemi olarak tanımlanır ve bu süre genellikle kavernanın hacmine ve eritme oranına bağlı olarak 5 yıl kadar sürebilir. Bu süreçte ortaya çıkan tuzlu suyun çevresel etkileri göz önünde bulundurularak güvenli bir şekilde bertaraf edilmesi gerekmektedir. Gaz depolama amacıyla kullanılan tuz kavernaları, geçmişten günümüze maksimum ve minimum basınç değerleri arasında çalıştırılmıştır. İşletme sırasında kavernada bulunan gaz envanteri, iki bileşenden oluşmaktadır: kavernadan çıkarılabilir çalışma gazı ve yapısal bütünlüğü korumak için kavernada tutulması gereken yastık gazı. Jeolojik özelliklere ve kavernanın derinliğine bağlı olarak, toplam gaz envanterinin yaklaşık üçte biri yastık gazı olarak değerlendirilmektedir.

Çizelge 2.3. Hidrojen depolama kaverna sahalarının karakteristik parametreleri
(Buzogany vd., 2023)

	Clemens Dome (ABD)	Moss Bluff (ABD)	Spindletop (ABD)	Teesside (UK)
Tuz Formasyonu	Tuz domu	Tuz domu	Tuz domu	Yataklı tuz deposu
Operatör	Chevron Phillips	Linde	Air Liquide	Sabir Petrochem.
İşletme tarihi	1986	2007	2014	1972
Geometrik hacim	606,000 m ³	566,000 m ³	906,000 m ³	210,000 m ³
Kaverna Derinliği	1,000 m	1,200 m	1,340 m	365 m
Basınç Aralığı	70 bar-135 bar	55 bar-152 bar	68 bar-202 bar	45 bar
Çalışma Gaz Hacmi	27.3 Mill. m ³ (std)	41.5 Mill. m ³ (std)	92.6 Mill. m ³ (std)	9.12 Mill. m ³ (std)

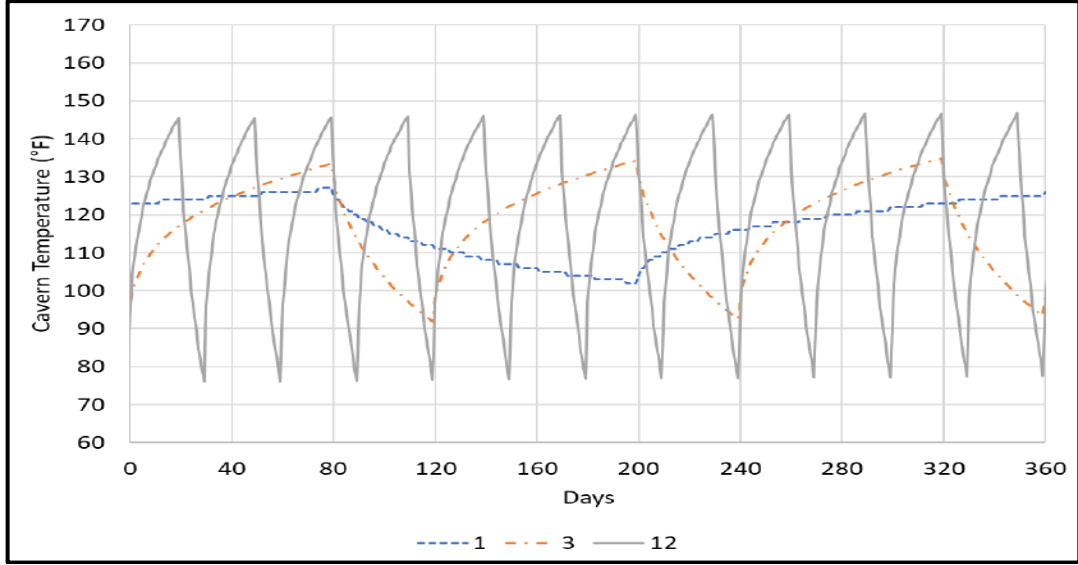
Yer altı hidrojen depolama projeleri, farklı coğrafi bölgelerde ve çeşitli jeolojik koşullarda uygulanmıştır. Çizelge 2.3'te Clemens Dome, Moss Bluff, Spindletop ve Teesside gibi farklı hidrojen depolama sahalarının karakteristik parametreleri sunulmuştur. Bu sahalar, işletmeye alınma tarihleri, kaverna derinlikleri, basınç aralıkları ve çalışma gaz hacimleri açısından karşılaştırılmıştır. Clemens Dome sahası 1986 yılından beri faaliyet göstermekte olup 606.000 m³ hacme sahipken, Moss Bluff sahası 2007'de devreye alınmış ve 566.000 m³ depolama hacmi ile çalışmaktadır. Spindletop sahası ise en büyük kapasiteye sahip olup, 906.000 m³ hacme ulaşmaktadır. Teesside sahası, 1972'den beri faaliyette olup 210.000 m³'lük kapasitesi ile hidrojen depolamada önemli bir referans noktası olarak kabul edilmektedir.



Şekil 2.24. Doğal gaz döngüsü için kaverna sıcaklıkları (Papadias ve Ahluwalia, 2021)

Tuz formasyonları akışkanların depolanabilmesi için uyumlu ve ısı transferi gibi akışkan transferine karşı dayanıklı olduğundan güvenilir depo malzemesi olarak kabul edilmektedir. Laboratuvar testlerinde tuz geçirgenliği 10^{-22} gibi çok düşük değerlere sahiptir. Ayrıca kaya tuzu yapısı hidrojen sızdırmazlığını sağlayabilecek ölçekte iyi bir sünme davranışına sahiptir. Kaya tuzu, kendisini onarma özelliğinden dolayı sabit mekanik özelliklerini koruyabilerek basınç değişikliklerine karşı iyi bir şekilde uyum sağlayabilmektedir (Schulze, 2001).

Şekil 2.24'te doğal gaz döngüsü sırasında kaverna sıcaklıklarının yıllık değişimi gösterilmiştir. Kaverna içindeki sıcaklık değişimleri, depolama ve geri üretim süreçlerinde önemli bir parametre olup, gazın fiziksel özelliklerini doğrudan etkilemektedir. Yıllık bazda hızlı döngü sayısının artışı, sıcaklık değişimlerinin daha belirgin hale gelmesine neden olmaktadır (Papadias ve Ahluwalia, 2021).



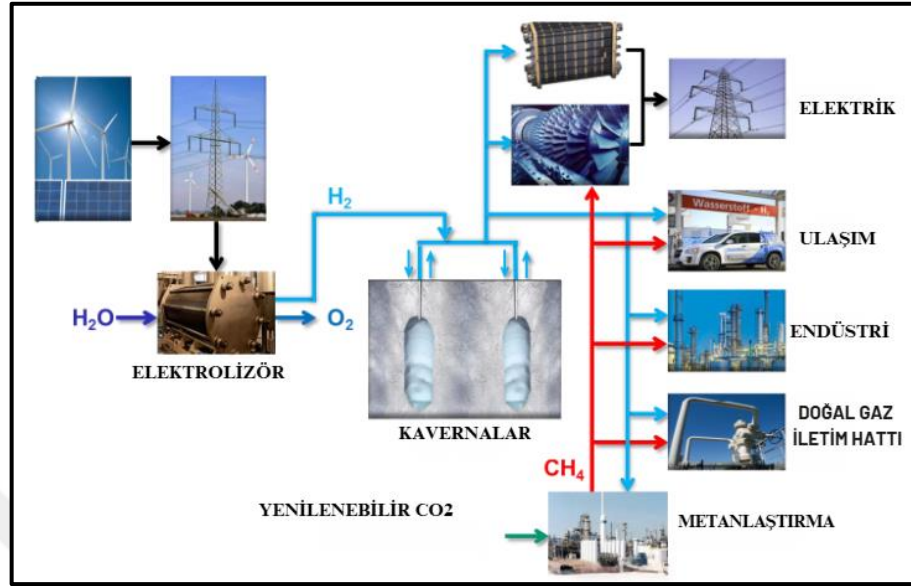
Şekil 2.25. Hidrojen döngüsü için kaverna sıcaklıkları (Papadias ve Ahluwalia, 2021)

Şekil 2.25'te hidrojen döngüsü için kaverna sıcaklık değişimleri verilmiştir. Hidrojenin termodinamik özellikleri nedeniyle doğal gazla kıyaslandığında daha düşük ısı transferine maruz kaldığı görülmektedir. Bununla birlikte, kaverna içinde sıcaklık dalgalanmaları operasyonel süreçleri etkileyerek depolama verimliliğini belirleyen faktörlerden biri haline gelmektedir (Papadias ve Ahluwalia, 2021).

Genel olarak hem doğal gaz hem de hidrojen için tasarım ve işletme koşulları çok benzerdir. Doğal gaz ve hidrojen depolama arasındaki en büyük fark yüzey tesislerinde tesis ve operasyon güvenliğini sağlayacak ekipman için malzeme seçimi ile ilgilidir. Birleşik krallık ve A.B.D hidrojen kavernalarındaki pratik deneyim, hidrojenin tuz kavernalarında uzun süreler boyunca güvenli bir şekilde depolanabileceğini göstermiştir. Bununla birlikte; tuz kavernaları için yerleşim, ekipman ve güvenlik yönetmelikleri Avrupada şart koşulan yönetmelikler ABD'deki tarafından tanımlanan şartlardan çok daha katıdır. Bu nedenle ABD'de kullanılan standart teknoloji Avrupa'da birebir uygulanamamaktadır.

Şekil 2.26'da hidrojen depolama için tuz kavernalarına entegre edilmiş bir enerji sistemi sunulmaktadır. Bu sistemde yenilenebilir enerji kaynaklarından (güneş, rüzgâr) üretilen elektrik ile suyun elektrolizinden hidrojen üretimi gerçekleştirilmekte, elde edilen hidrojen tuz kavernalarında depolanmakta ve ihtiyaca göre sanayi, ulaştırma ve elektrik

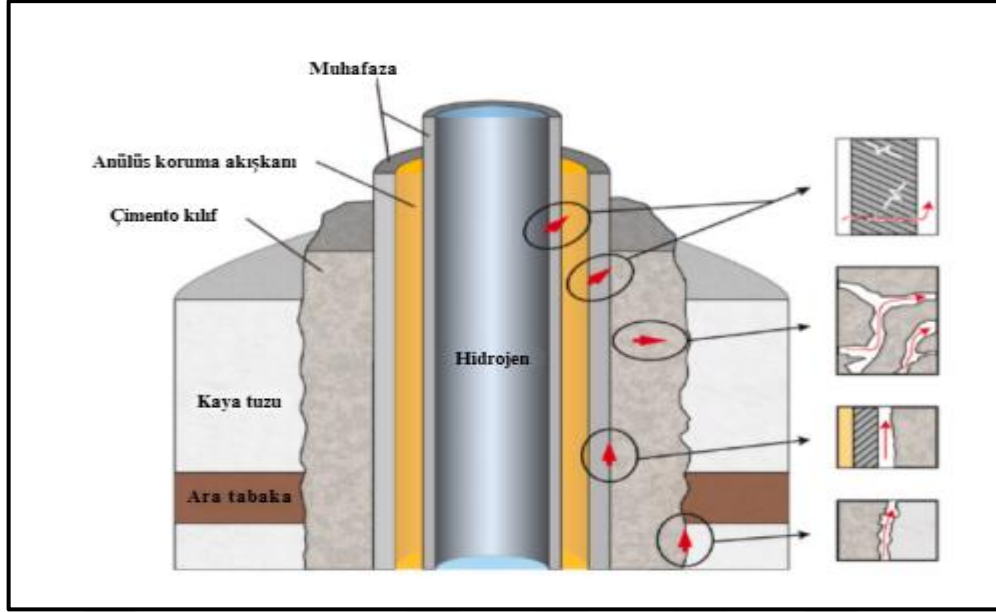
üretimi gibi sektörlerde kullanılmaktadır. Böylelikle hidrojen, enerji dönüşümü ve depolama süreçlerinde kritik bir rol oynamaktadır (Acht, Donadei, 2012).



Şekil 2.26. Hidrojen depolama için kavernalara sahip örnek enerji sistemi (Acht, Donadei., 2012)

Hidrojen depolamada uzun süreli verimli depolama ve büyük depolama hacimleri istenir. Bu amaca ulaşmak için sızıntı riskleri, hidrojen gevrekliği, kontaminasyon riskleri maliyet ve hacimsel yoğunluk hesabı dikkate alınmalıdır (Lankof, vd.2020).

Şekil 2.27'de kuyudaki hidrojen sızıntısının şematik gösterimi sunulmaktadır. Hidrojenin küçük moleküler yapısı nedeniyle kuyu çimentosu, muhafaza boruları ve kayalarda oluşabilecek mikro çatlaklar yoluyla sızıntı meydana gelebilmektedir. Bu durum, depolama sisteminin güvenliğini tehdit edebilecek en önemli faktörlerden biri olup, sızdırmazlık kontrollerinin dikkatle yapılmasını gerektirmektedir (Oni vd., 2025).



Şekil 2.27. Kuyudaki H₂ sızıntısının şematik diyagramı (Oni vd., 2025)

Kaya tuzunun mekanik davranışı, uygulanan basınç ve sıcaklık rejimindeki olağanüstü visko-plastik özellikleri nedeniyle diğer rezervuarlardan farklıdır. Bu özel deformasyon davranışının 2 önemli sonucu vardır. Bu sonuçlardan birincisi, kaya tuzu, basınç gerilimlerinden etkilendiğinde sıkılık ve bütünlük sadece ana kaya tarafından sağlandığı için teknik olarak gaz geçirmezdir. Bu nedenle ek sızdırmazlık gerekli değildir. Oluşabilecek herhangi bir kırık kaya tuzu tarafından kapanacaktır.

Kaya tuzu birikintileri katmanlı tuz birikintileri ve tuz yapıları olmak üzere ikiye ayrılır. Katmanlı tuz birikintileri, kayanın orijinal katmanını göstermekte olup kaya tuzu bölgelerinin geometrisi yataydır ve birkaç bin km²'ye kadar çok geniş alanları kapsamaktadır.

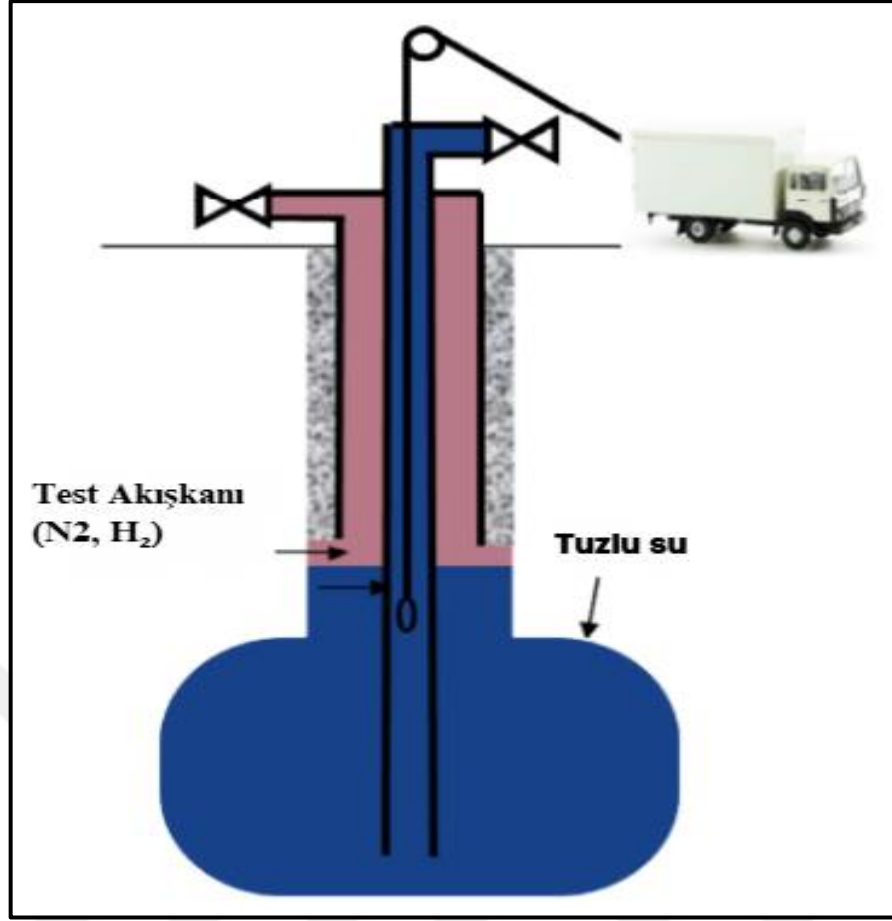
Tuz birikintilerinin boyu birkaç yüz metreye kadar çıkabilir. Avrupadaki tabakalı tuz yataklarının çoğu Tersiyer olup 1000 m'ye kadar derinliklerde bulunur. Almanyada ise Permian çağının tuz birikintileri 2000m'den fazla derinliklerde bulunur. Kayaların tektonik hareketi, tuz yapılarında ikincil tuz birikimlerine neden olabilir. Bu, tuz birikintilerinin yüksekliğini artırır ve tuz kubbelerinin oluşumuna yol açar. Tuz diapirleri birkaç km yüksekliğe sahip olabilir ve bu nedenle yüksek kavernalar oluşturmak için kullanılabilir. Tuz kubbelerinin oluşumu, orijinal yataklamanın karmaşık şekilde katlanmasına yol açar. Tuz kubbeleri içindeki kaya tuzu bölgeleri,

tuzsuz katmanlarla sıkı bir şekilde iç içe geçebilir, bunun sonucunda bu tür yapılarda tuz kavernalarının planlanmasını ve boyutlandırılmasını zorlaştırır. Genel olarak kaverna yapımına uygun kaya tuzu bölgeleri, tuz pillowları ve diapirlerin merkezinde yoğunlaşmıştır. Bir kaverna oluşturulmadan önce, kaverna ve sınırlar arasında güvenli bir mesafeyi sağlamak için öncelikle jeolojik araştırmalar (arama sondajı, sismik) yapmak gerekmektedir. Bu araştırma aynı zamanda jeolojik yapıyı, tuz kalitesini ve dolayısıyla mekanik özelliklerini ve uygulanabilir basınç aralıklarını belirleyecektir.

Yüzeyden jeofizik etütler yapılarak tuz yatağının derinliği, boyutu ve genişliği hakkında bilgiler elde edilmektedir. Anhidrit ve kiltası gibi erimeyen kayalar ile eritme sırasında kaya tuzundan çok daha hızlı çözünen potasyum tuzları gibi oluşumlar kaverna yapısını olumsuz etkileyebilir. Tuz kavernasının iç yapısı hakkındaki bilgiler bu nedenle eritme için önemlidir. Bu bilgi, yüzey jeofizik araştırmalardan elde edilememekte olup sadece kavernadan alınan numunelerden elde edilebilmektedir (Ozarslan, 2012).

2.3.1 Mekanik bütünlük testi (MIT)

Mekanik bütünlük testi (MIT), tuz kavernasının yapısal bütünlüğünü değerlendirmek ve hidrojen depolamaya uygun olup olmadığını belirlemek için uygulanmaktadır. MIT, kavernanın sızdırmazlığını test etmek ve herhangi bir yapısal bozulmanın olup olmadığını anlamak amacıyla gerçekleştirilmektedir. Test süreci, tuzlu suyun belirli bir test basıncına kadar kaverna içerisine enjekte edilmesiyle başlar. Daha sonra, gaz-tuzlu su ara yüzeyi belirli bir seviyeye getirilerek, üst muhafaza boruları ile gaz enjekte edilir. İlgili test basınçları belirlenerek, kuyubaşında gaz ve tuzlu su basınç değişiklikleri kaydedilir. Maksimum çalışma basıncı ve test basıncı farklı parametrelere göre optimize edilerek kavernanın stabilitesi izlenir (Papadias vd., 2021).



Şekil 2.28. Azot/tuzlu su veya hidrojen/tuzlu su MIT sırasında yerinde kurulumun şeması (Réveillère vd., 2022)

Şekil 2.28'de mekanik bütünlük testinin yerinde uygulanmasına ilişkin şematik bir görsel sunulmaktadır. Bu şekilde, test akışkanı olarak hidrojen (H_2) veya azot (N_2) kullanıldığı görülmektedir. Tuz kavernası içerisine test gazı enjekte edilerek, şüpheli sızdırmazlık noktalarının tespit edilmesi hedeflenmektedir. Ayrıca, tuzlu su seviyesinin kontrol edilmesi, kaverna stabilitesinin değerlendirilmesi ve gaz şıçramasının önlenmesi için gerekli valf sistemleri gösterilmektedir (Réveillère vd., 2022).

Azot; mekanik bütünlük testlerinde yaygın olarak test akışkanı olarak kullanılmaktadır. Ancak hidrojen depolama kavernaları için test akışkanı olarak hidrojen kullanılması, belirli avantajlar sağlamaktadır. Hidrojen, azota göre daha düşük yoğunluğa sahip olduğu için izin verilen maksimum yüzey çalışma basıncı nitrojen testine göre daha yüksektir. Ayrıca hidrojenin Joule-Thomson katsayısının düşük olması nedeniyle, gazı çevreleyen tuz yapısı ile daha hızlı bir ısı transferi gerçekleşir. Bu da test süresini kısaltarak daha doğru ve hassas veriler elde edilmesini sağlar (Michalski, 2017).

Ek olarak, hidrojenin moleküler boyutunun küçük olması, testin hassasiyetini artırmakta ve hidrojenin en küçük sızdırmazlık hatalarını bile belirlemesini sağlamaktadır. Ancak, hidrojenin negatif Joule-Thomson katsayısına sahip olması nedeniyle, sızma durumunda diğer gazlara kıyasla daha düşük bir sıcaklık farkı oluşmaktadır. Bu durum, sondaj deliğindeki sıcaklık analizleriyle sızıntının belirlenmesini daha zor hale getirmektedir.

Gaz depolama operasyonlarında, kaverna bütünlüğünü değerlendirmek için gazla dolu halde iken mekanik bütünlük testi uygulanmaktadır. Bu test sırasında, kaverna maksimum çalışma basıncında iken belirli bir süre boyunca basınç ve sıcaklık verileri kaydedilir ve gaz kaçak oranı hesaplanır. Testin doğruluğunu artırmak için fiber optik sensörler ve belirsizlik yayılım analizleri üzerine araştırmalar devam etmektedir (Michalski, 2017).

BÖLÜM III

LİTERATÜR TARAMASI

Yeraltına hidrojen depolama fikri 1970’lerde Gregory vd. tarafından önerilmiştir. Daha sonra, Carden ve Paterson, Lindblom, tuz kavernaları ve akiferler gibi çeşitli rezervuarlara odaklanarak çalışmayı daha nicel bir hale getirmişlerdir. Yaptıkları analizlerin sonucu olarak mevsimsel enerji depolaması olarak kullanılabilen büyük ölçekli tesisler arasında, tuz kavernalarının mevsimsel olarak hidrojen depolamak için gerekli kapasite ve koşulları sağladığı belirtilmektedir. Gregory ve çalışma arkadaşları tarafından 1970’lerde önerilen yeraltına hidrojen depolama fikri, daha sonra Carden ve Paterson, Lindblom (1985) gibi araştırmacılar tarafından geliştirilmiş ve tuz kavernaları ile akiferler gibi farklı rezervuarlar üzerinde nicel analizlere dönüştürülmüştür. Bu çalışmalar, tuz kavernalarının mevsimsel enerji depolaması için gerekli kapasite ve koşulları sağlayan ideal bir seçenek olduğunu ortaya koymuştur.

Michalski, vd. (2016), elektrolizörler aracılığıyla hidrojen üretiminin rolünü ve Almanya’nın potansiyeline odaklanarak Hidrojenin yeraltında depolanmasını analiz etmiştir. Bu analiz için mevcut doğal gaz ve sıvı ürün depolama tesislerinin verileri incelenmiştir. Üç bölgede tahmini hidrojen depolama kapasitesi toplamda 26,5 TwhH₂’dir. HyUnder çalışmasında, 5 Avrupa ülkesi için çalışma yapılmıştır. Bu projelerin 74,43,24,21 ve 1 tanesi sırasıyla Almanya, Hollanda, İspanya, Birleşik Krallık ve Romanya’da bulunmaktadır. 133 GWhH₂ depolama kapasitesine tekabül eden 500.000 m³ hacimli standart bir kaverna varsayılarak değerlendirmeler yapılmıştır.

2nd World Congress on Petroleum and Refinery (2017) kongresinde Tuz Mağalarında Hidrojen Depolamanın Ekonomik Analizi üzerinde çalışma gerçekleştirilmiştir. Günümüzde hidrojen talebinde gözlenen artışla birlikte, hidrojen üretiminin belirli aşamalarını ele almak için yeni girişimler ve projeler yürütüldüğü belirtilmektedir. Hidrojenin çeşitli endüstrilerde kullanılabildiği için ve diğer enerji kaynaklarına göre hidrojenin çeşitli enerji kaynaklarını kullanarak üretilebilir olması nedeniyle geniş üretim teknikleri olduğu belirtilmektedir. Diğer bir avantajı ise enerji kaynağı olarak çevre dostu olmasıdır. Bu hususun yakın gelecekte otomotiv sektöründe önemli bir değişiklik yaratabileceği öngörülmektedir. İlgili avantajların yanısıra kongre de

dezavantajlarına da değinilmiştir. En temel sorun gerekli tesislerin eksikliğidir. Son olarak sızdırmazlık yapısı nedeniyle depolanabilmesi için elzem olan özellikleri barındırdığı için tuz kavernaları ve öncesinde de yine gaz depolandığından dolayı tükenmiş petrol ve gaz rezervuarları depolama sistemleri açısından faydalı görülmektedir. Depolama sistemlerinin incelenmesinin, yenilenebilir enerji ve hidrojen kullanımına ilişkin teknik çalışmaları kolaylaştıracağı ve gün geçtikçe bu çalışmaların artacağı ön görülmektedir.

Radoslaw Tarkowski, vd. (2022), Polonyada bulunan tuz kavernaları, tükenmiş petrol ve doğal gaz rezervuarları da dahil olmak üzere yeraltı oluşumlarında hidrojen depolama potansiyelini araştırarak uygun depolama yerlerini belirlemişlerdir. Tarkowski ve Czapowski tarafından yapılan bir başka analiz, ülkedeki tuz domlarında potansiyel hidrojen depolama alanlarına odaklanmaktadır. Bu değerlendirme sonucunda incelenen 27 tuz kavernasından 7 tanesinin hidrojen depolama için uygun olduğu görülmüştür. Hidrojen depolaması için tuz kavernalarının kullanımı Romanya tarafından araştırılmıştır. 4 özel kaverna alanı tartışmasına rağmen, depolama potansiyelinden bahsedilmemiştir.

ACES (Advanced Clean Energy Storage) projesi (2022), Utah'ın Delta kentinde yenilenebilir enerjiyi yeşil hidrojene dönüştürerek 11.000 metrik ton hidrojen (300 gigawatt saat enerji) depolayabilen tuz kavernalarında depolamayı hedeflemektedir. İlk aşamada, kısa vadede hidrojenin %30'u doğal gaz ile karıştırılarak Los Angeles şehrine elektrik sağlanması, uzun vadede ise %100 hidrojen kullanılarak emisyonsuz enerji üretimi sağlamak amaçlanmaktadır. Ayrıca, proje, fazla yenilenebilir enerjiyi depolayarak enerji üretiminde esneklik kazandırmayı hedeflemektedir. Proje yürütücüsünün sorumluluğunun, iki kavernanın tasarımı, sondajı ve kazı işlemleri ile ilgili yüzey altyapısı olduğu belirtilmektedir. Tasarım büyük ölçüde tamamlanmış olup, kaverna inşaatı 2022 yazında başlamıştır. Çözelti madenciliğinin 2023 başında başlaması ve ilk kavernanın 2024, ikincisinin ise 2025 yılında faaliyete geçmesi planlanmaktadır.

Andreas Acht vd. (2012), yaptığı bu çalışmada Almanya'nın enerji arz sistemini fosil ve nükleer kaynaklardan yenilenebilir enerjiye dönüştürme süreci ile birlikte yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili doğası nedeniyle fazla enerji üretimini yönetmek için

büyük ölçekli depolama çözümlerinin gerekli olduğunu ortaya çıkarmaktadır. Bu bağlamda, hidrojenin yeraltı tuz kavernalarında depolanması, yüksek depolama kapasitesi ve maliyet etkinliği ile umut verici bir seçenek olarak öne çıkmaktadır. Makale, saf hidrojen ve hidrojen konsantrasyonu yüksek gazların Avrupa ve ABD'deki mevcut yeraltı depolama deneyimlerini değerlendirerek bu teknolojinin teknik uygunluğunu ve güvenilirliğini ortaya koymaktadır. Devam eden araştırmalar ise hidrojen depolama ile ilgili malzeme seçimi, kaya tuzunun sıklığı, patlama riski ve dinamik streslerin etkilerini incelemektedir. Özellikle, kavernaların uzun vadede güvenliğini sağlamak için metalik ve metalik olmayan malzemelerin dikkatle seçilmesi gerektiği vurgulanmaktadır. Kaya tuzunun yüksek basınçlı hidrojen ortamındaki sızdırmazlık özellikleri test edilirken, hidrojenin malzemeler üzerindeki etkilerini azaltmak için çözümler geliştirilmektedir. Makale, ulusal ve Avrupa düzeyinde başlatılan yeni projeleri özetleyerek, güvenli ve verimli hidrojen depolama sistemlerinin geliştirilmesinin enerji geçişindeki kritik rolünü vurgulamaktadır.

Andreas Acht (2013), Almanya'nın enerji sistemini yenilenebilir enerji kaynaklarına geçirme sürecinde tuz kavernalarında hidrojen depolamanın stratejik önemini ele almıştır. Acht, Almanya'nın 2050 yılına kadar enerji tüketimini yarıya indirerek elektrik enerjisinin %80'ini yenilenebilir kaynaklardan sağlamayı hedeflediğini belirtmiştir. Ancak, rüzgâr ve güneş enerjisinin kesintili doğası nedeniyle fazla üretilen enerjinin hidrojen şeklinde depolanarak daha sonra kullanılabilir hale getirilmesi gerektiğini vurgulamıştır. Tuz kavernalarının, yenilenebilir enerji tabanlı bir sistemde fosil veya nükleer yedek enerji olmaksızın enerji dengesini sağlamada vazgeçilmez bir çözüm sunduğunu ifade etmiştir. Acht, makalesinde tuz kavernalarında hidrojen depolama sisteminin teknik ve ekonomik yönlerini, bileşenlerini ve Alman güvenlik gerekliliklerine uygun tasarımını tartışmıştır. Ayrıca, bu projelerin uzun süreli planlama gerektirdiğini, inşaat ve işletme süreçlerinin zaman alıcı olduğunu ve kamu kabulünün sağlanmasının önem taşıdığını vurgulamıştır. Kamuoyunun bilgilendirilmesi ve projelerin şeffaf bir şekilde yürütülmesinin, bu yeni teknolojilerin uygulanabilirliğini artırmada kritik bir faktör olduğunu belirtmiştir. Acht, hidrojen depolama kavernalarının Almanya'nın enerji dönüşümünde (Energiewende) kilit bir rol oynayacağını savunmuştur.

Hystories Projesi (2024), Avrupa'da Yeraltı Hidrojen Depolama (UHS) Potansiyelinin Araştırılması. 2021-2023 yılları arasında yürütülen ve Avrupa Birliği'nin Clean Hydrogen Partnership programı tarafından finanse edilen proje, 23 ülkeden jeolojik veriler toplayarak hidrojen depolama alanında teknik bilgi birikimini artırmayı hedeflemiştir. Proje kapsamında karasal alanda toplam 6.850 TWh, deniz dahil toplam 19.000 TWh'lik hidrojen depolama kapasitesi belirlenmiştir. Mikrobiyal aktiviteyle ilişkili riskler analiz edilmiş, hidrojen depolama kuyularında kullanılan çelik türleri dayanıklılık açısından test edilmiş ve hidrojen taşıma ve depolama projeleri için malzeme önerilerinde bulunulmuştur. Ayrıca, tuz kavernaları ve gözenekli ortamlar için maliyet modelleri geliştirilmiş, çevresel ayak izi değerlendirmeleri yapılmış ve Avrupa enerji sisteminin ekonomik optimizasyonu ile her ülkenin hidrojen depolama kapasitesi talepleri analiz edilmiştir. Projenin sonuçları, hidrojen depolamanın teknik ve ekonomik uygulanabilirliğini ortaya koyarak Avrupa'nın yenilenebilir enerji hedeflerini desteklemek için önemli bir temel oluşturmuştur.

Ballard, C. ve ark. (2022), Hidrojenin tuz kavernalarında depolanması: Mikrobiyal aktivite zorluklarının ele alınması. Bu çalışma, hidrojenin tuz kavernalarında depolanmasının hidrojen ekonomisine geçişte önemli bir çözüm sunduğunu, ancak mikrobiyal aktivitenin bu süreçte büyük bir zorluk oluşturduğunu vurgulamaktadır. Mikrobiyal aktivitenin, hidrojenin biyolojik reaksiyonlarda kolay bir elektron kaynağı olarak kullanılabilmesi nedeniyle hidrojen tüketimine, hidrojen sülfür ve metan oluşumuna ve korozyona yol açarak depolama performansını olumsuz etkileyebileceği belirtilmiştir. Çalışmada, sıcaklık, mineralojik yapı, tuzluluk ve pH gibi faktörlerin dikkate alındığı etkili izleme ve azaltma stratejilerinin geliştirilmesinin gerekli olduğu sonucuna varılmıştır. 55°C üzerindeki sıcaklıkların mikrobiyal aktiviteyi önemli ölçüde azalttığı ve depolama güvenliğini artırdığı ifade edilmiştir. Tuz kavernalarının derinliği, mineralojik yapısı ve operasyonel parametrelerinin mikrobiyal risk seviyesini belirleyen temel unsurlar olduğu belirtilirken, daha derin ve sıcak tuz yataklarının bu riski azalttığı, karbonat ve sülfat içeren minerallerin ise metanojenler ve sülfat indirgeyici bakteriler için uygun bir ortam oluşturduğu vurgulanmıştır. Bu nedenle, hidrojen depolama kavernalarının planlanmasında sıcaklık ve mineralojik yapının öncelikli faktörler olması gerektiği sonucuna ulaşılmıştır.

2nd World Congress on Petroleum and Refinery (2017), tuz kavernalarında hidrojen depolamanın ekonomik analizine odaklanmıştır. Kongrede, hidrojenin çevre dostu bir enerji kaynağı olarak otomotiv sektörü başta olmak üzere çeşitli endüstrilerdeki potansiyeli vurgulanmıştır. Ancak tesis eksikliği, hidrojen depolamanın önündeki en büyük dezavantajlardan biri olarak belirtilmiştir. Tuz kavernaları ve tükenmiş petrol ve gaz rezervuarlarının sızdırmazlık özellikleri nedeniyle hidrojen depolama için avantajlı seçenekler olduğu ifade edilmiştir.

Radoslaw Tarkowski ve çalışma arkadaşları (2022), Polonya'daki tuz kavernaları, tükenmiş petrol ve doğal gaz rezervuarlarının hidrojen depolama potansiyelini analiz etmiş ve 27 tuz kaverna alanından 7 tanesinin bu amaç için uygun olduğunu ortaya koymuştur. Romanya'da da benzer çalışmalar yürütülmüş, ancak depolama potansiyeli hakkında net bir bilgi sunulmamıştır.

Paolo G. ve çalışma arkadaşları, tuz kavernalarında hidrojen depolaması için bir model geliştirmiş ve bu modelin, hidrojenin dinamik davranışını ve kaverna çeperiyle etkileşimini simüle etmek amacıyla özelleştirilebileceğini göstermiştir. Birleşik Krallık'taki Teeside ve ABD'deki Clemens Dome ile Moss Bluff gibi tuz kavernalarının onlarca yıldır hidrojen depolama için başarılı bir şekilde kullanıldığı belirtilmiştir. Bu kavernaların 210.000 m³ ile 580.000 m³ arasında değişen hacimlere sahip olduğu ve 800 metreye varan derinliklerde bulunduğu ifade edilmiştir.

Schwartz ve çalışma arkadaşları (2021), hidrojenin tuz kavernalarında depolanmasının rüzgâr enerjisi projelerine ekonomik katkısını incelemiştir. 1 GW'lık bir rüzgâr çiftliği modeline dayanan analiz, hidrojen depolamanın kapasite faktörünü %24 artırdığını ve haftalık 41 GWh ek enerji kullanımına olanak sağladığını göstermiştir. Depolama senaryolarında yatırım geri dönüş oranlarının (ROR) %20 ile %35 arasında değiştiği belirtilmiştir. Bu bulgular, hidrojen depolamanın, rüzgâr enerjisinin baz yük enerji kaynağına dönüştürülmesi için stratejik bir çözüm sunduğunu göstermektedir.

Fransa'da GEOSTOCK tarafından Stopil-H₂ ismiyle yürütülen bir diğer Hidrojen Depolama Projesi, hidrojenin enerji iletiminde üstlenebileceği 7 farklı rolü ele almaktadır. Projenin temel hedefi, yenilenebilir enerjiden üretilen hidrojenin son kullanıcılara etkin bir şekilde ulaştırılmasıdır. Bu kapsamda, üretim ve tüketim

süreçlerinde dekarbonizasyonun sağlanması ve arz-talep dengesizliklerinin giderilmesi amaçlanmaktadır. Ayrıca, depolama rezervuarlarının sızdırmazlığı ve hidrojen ile kaverna arasındaki etkileşimin önemi üzerinde durulmuştur.

Bir diğer proje ise ROSTOCK-H₂ projesidir ve bu proje belirli hedefler doğrultusunda şekillendirilmeye çalışılmaktadır. Projenin amaçları arasında hidrojenin davranışını ve tuz ile etkileşimini anlamak, hidrojen ile kaverna arasındaki etkileşim süreçlerini operasyonel hale getirmek ve geliştirmek bulunmaktadır. Ayrıca, tuz kavernasında hidrojenin jeomekanik ve termo-hidromekanik davranışlarını öngörülebilir kılmak adına çok boyutlu nümerik modeller geliştirilmektedir. Projede güvenli operasyon koşullarının sağlanması ve depolama sürecinde yüzey tesisleri ile yaşam koşullarına dair gözlemlerin değerlendirilmesi de öncelikli konular arasında yer almaktadır. Ekonomik uygunluğun değerlendirilmesi projelerin sürdürülebilirliği açısından temel bir unsur olarak görülmekte olup, hidrojenin sosyal kabul edilebilirliğini artırmaya yönelik çalışmalar da gerçekleştirilmektedir.

Djizanne, H. vd. (2022), tarafından yayımlanan bildiri kapsamında Fransa'nın yeşil hidrojen endüstrisini önceliklendirdiğini ve tuz kavernalarında hidrojen depolama teknolojilerini geliştirdiğini ortaya koymuştur. HyPSTER ve FrHyGe projeleri kapsamında, 8000 m³ ve 6000 metrik ton kapasiteli tuz kavernalarında hidrojen depolama modelleri geliştirilmiştir. Çalışma, sızıntı, hidrojen gevrekliği ve domino etkileri gibi riskleri analiz etmiş ve güvenlik önlemleri için kapsamlı bir çerçeve sunmuştur. Hidrojenin yeraltı depolama sistemlerinde güvenlik ve güvenilirlik sağlamak için gelişmiş modelleme ve önlemlerin gerekliliği vurgulanmıştır. Bu projeler, Fransa'nın sürdürülebilir enerji hedeflerine katkıda bulunarak hidrojenin stratejik önemini güçlendirmiştir. HyStock (Hollanda) ve HyPSTER (Fransa) projeleri, tuz kavernalarında hidrojen depolama üzerine gerçekleştirilen iki öncü pilot çalışma olarak kaydedilmiştir. HyStock Projesi, mekanik bütünlük testleri (MIT) ve operasyonel simülasyonlarla tuz kavernalarının hidrojen depolamaya uygunluğunu başarıyla doğrulamış, HyPSTER Projesi ise yenilenebilir enerji entegrasyonu ve uzun vadeli depolama potansiyelini test etmiştir. Her iki proje de güvenlik, ölçeklenebilirlik ve teknik uygunluk açısından olumlu sonuçlar vermiştir. Bu çalışmalar, tuz kavernalarının hidrojen ekonomisi için kritik bir altyapı unsuru olduğunu ve enerji geçişini destekleyen büyük ölçekli hidrojen depolama sistemlerinin temelini oluşturduğunu göstermiştir.

Simone vd. (2021) hidrojenin düşük karbonlu enerjiye geçişte önemli bir rol oynadığını ancak depolama süreçlerinin düşük enerji yoğunluğu, yüksek maliyet, malzeme sorunları ve güvenlik riskleri gibi büyük zorluklar içerdiğini ortaya koymuştur. Yüksek basınçlı tanklar, kriyojenik sıvılaştırma ve metal kırılabilirliği gibi fiziksel ve malzeme kaynaklı sınırlamaların enerji ve maliyet verimliliğini etkilediği ve güvenlik endişelerinin altyapı gerekliliklerini artırdığı belirtilmiştir. Çalışmada, alternatif çözümler olarak metal hidrürler, amonyak ve sıvı organik hidrojen taşıyıcıları gibi kimyasal yöntemler ile tuz kavernaları gibi yeraltı depolama seçenekleri ve nanoteknoloji tabanlı ileri malzemeler ele alınmıştır. Hidrojen depolamada hibrit yaklaşımlar ve yenilikçi teknolojilerin, sürdürülebilir bir hidrojen ekonomisi için kritik öneme sahip olduğu vurgulanmıştır.

Roordink P. (2022), Hollanda’da gerçekleştirilen HyStock demonstrasyon projesi, hidrojenin yeraltında tuz kavernalarında depolanmasının teknik olarak uygulanabilir ve ekonomik açıdan uygun bir çözüm olduğunu ortaya koymuştur. Proje, hidrojenin başarılı bir şekilde enjekte edilip geri çekilebildiğini ve tuz kavernalarının yüksek güvenlik, sızdırmazlık ve çevresel sürdürülebilirlik sağladığını göstermiştir. Bu yöntem, yenilenebilir enerji sistemlerinde mevsimsel enerji depolama için etkili bir seçenek sunarken, enerji talep ve arz dengesini desteklemiştir. Gasunie tarafından yürütülen proje, Hollanda’da tuz kavernalarında büyük ölçekli hidrojen depolama için gerçekleştirilen ilk girişim olarak kaydedilmiştir. Zuidwendig A8A kuyusunda gerçekleştirilen testler iki aşamada yapılmıştır. İlk aşamada, mekanik bütünlük testi (MIT) gerçekleştirilmiş ve kuyunun hidrojen sızdırmazlığı azot ve hidrojen kullanılarak doğrulanmıştır. İkinci aşamada, hidrojen depolama operasyonları simüle edilerek ekipmanların ve operasyonel düzenin güvenliği ile uygunluğu değerlendirilmiştir. Testlerin başarıyla tamamlanması, tuz kavernalarının hidrojen depolama için uygunluğunu kanıtlamış ve gelecekteki projeler için önemli bir temel oluşturmuştur. Ayrıca, HyStock projesi, Hollanda’nın karbon nötr bir ekonomiye geçişinde kritik bir rol oynayabilecek büyük ölçekli hidrojen depolama altyapılarının geliştirilmesine katkıda bulunmuştur.

HyKeuper Hidrojen Depolama Projesi, Richard Applewhite’ın (2022) belirttiğine göre, INOVYN tarafından HyNet projesinin bir parçası olarak planlanmış ve 2030 yılına kadar toplamda 1.3 TWh (33.000 ton) hidrojen depolamayı hedeflemiştir. Her biri

yaklaşık 350.000 m³ hacminde olan 19 yeraltı kavernası, mevsimsel ve günlük enerji arz-talep dengesini sağlamanın yanı sıra HyNet hidrojen sisteminin yıllık bakım operasyonlarını desteklemek için tasarlanmıştır. Proje, 6.3 GW zirve tedarik kapasitesine ve 2.1 GW zirve enjeksiyon kapasitesine ulaşmayı hedeflemiş, tasarım ve saha çalışmaları devam etmiştir. Ayrıca, >500 milyon £ yatırım ile bölgesel istihdam ve teknik kapasiteye katkı sağlanarak mühendislik, inşaat ve tedarik zinciri fırsatları yaratılmıştır. Applewhite'ın açıkladığı üzere, operasyon süreçleri hidrojen çekişi ve enjeksiyonu olmak üzere iki temel aşamayı içermektedir. Çekiş operasyonunda, genişletici jeneratörler basıncı 51 bar'a düşürerek elektrik üretmiş ve sıcaklık salınım adsorpsiyon (TSA) teknolojisi ile hidrojen gazı kurutulmuştur. Enjeksiyon sürecinde ise reciprocating kompresörler kullanılarak hidrojen 126 bar kaverna basıncına sıkıştırılmıştır. Her iki süreçte de enerji verimliliği, operasyonel esneklik ve güvenlik ön planda tutulmuş, büyük ölçekli hidrojen depolama için optimize edilmiş bir çözüm sunulmuş ve çevresel faktörlere, gürültü kontrolü ile operasyonel sürdürülebilirlik gibi konulara özen gösterilmiştir.

Christopher McMichae'nin (2024) belirttiğine göre, tuz kavernalarında hidrojen depolama teknolojisinin geliştirilmesi ve uygulanmasıyla ilgili önemli teknik zorluklar bulunmaktadır. Teknoloji Hazırlık Seviyesi (TRL) sistemi kullanılarak, hidrojen depolama projelerinde kullanılan kuyu boruları, çimento, kuyu başlıkları ve geçici ekipmanlar gibi temel unsurların mevcut durumları değerlendirilmiştir. McMichae, bu unsurların TRL seviyelerinin yetersiz olduğunu ve standartların eksikliği nedeniyle test süreçlerinin iyileştirilmesi gerektiğini vurgulamıştır. Ayrıca, ekipmanların hidrojen test ortamına uygun hale getirilmesi ve daha güvenilir sonuçlar elde edilebilmesi için yeni standartların geliştirilmesi gerektiğini ifade etmiştir. McMichae, hidrojen depolama projelerinin planlama ve hazırlık süreçlerinde zaman yönetiminin kritik bir öneme sahip olduğuna dikkat çekmiştir. Pilot projeler ve mevcut test çalışmalarının teknolojinin gelişimini desteklediğini, ancak her projenin kendine özgü jeolojik ve operasyonel koşullarına göre ayrı değerlendirilmesi gerektiğini belirtmiştir. Hazırlık süreçlerinin, özellikle ekipman uygunluk testlerinin, projelerin başlangıç aşamalarını geciktirebileceğini ifade etmiştir. Birleşik Krallık'taki Aldbrough Hidrojen Depolama Projesi'ni örnek gösteren McMichae, hidrojen depolamanın net sıfır karbon hedeflerine ulaşmada oynadığı stratejik rolü ele almıştır. Bu bağlamda, hidrojen depolama

teknolojisinin daha güvenli ve yaygın bir şekilde uygulanabilir hale getirilmesi için yapılması gereken çalışmalara dikkat çekmiştir.

Sebastian Boor (2024), Uniper'ın Krummhörn'deki Hidrojen Pilot Kavernası (HPC) Projesi kapsamında, hidrojenin yeraltı tuz kavernalarında depolanmasının inşaat, işletim ve gelecekteki kullanımı üzerine kapsamlı bir araştırma gerçekleştirmiştir. Boor, projenin %100 hidrojen depolama tesisi oluşturmayı ve bu deneyimden elde edilen bulguları büyük ölçekli hidrojen depolama tesislerine aktarmayı amaçladığını belirtmiştir. Almanya'nın kuzeyindeki Krummhörn'de yer alan mevcut bir tuz kavernasında, yaklaşık 3.000 m³ hacminde bir test kavernası oluşturularak, yeşil hidrojen için bir depolama çözümü geliştirilmesi hedeflenmiştir. Boor, pilot kavernanın inşasına başlamadan önce mevcut kuyu ekipmanlarının hidrojen depolama operasyonlarına uygunluğunun çeşitli laboratuvar testleriyle incelendiğini ifade etmiştir. Proje kapsamında alt yüzey inşaat aşamaları, azot/hidrojen sıklık testi, kavernanın çözüm madenciliği, alt yüzey ekipmanlarının kurulumu ve hidrojen dolumu gibi adımları içermiştir. Yaklaşık iki yıl sürecek test aşamasında, hidrojen depolama operasyonlarının temel yönlerinin araştırılacağı belirtilmiştir. Boor, proje süresince hidrojenin boru hattı malzemeleri üzerindeki uzun vadeli etkilerini anlamak ve güvenli işletim sağlamak için malzeme incelemeleri yapıldığını, DIN EN ISO 16708 standartlarına uygun mekanik ve yapısal güvenilirlik analizlerinin K2 boru hattının hidrojen operasyonlarına uygun olduğunu doğruladığını açıklamıştır. Bununla birlikte, flanşlar ve vanalar gibi özel bileşenlerin ayrı bir değerlendirmeye tabi tutulması gerektiğini vurgulamıştır. Boor, bu projenin, yeşil hidrojen depolama altyapısının geliştirilmesi için önemli bilgiler sağlamayı hedeflediğini ifade etmiştir.

D.D. Papadias vd. (2021), küçük, orta ve büyük ölçekli depolama sistemleri üzerine analiz gerçekleştirmiştir. Depolama sistemlerinde yaşanması muhtemel sorunları anlatarak depolama sürecini etkileyen faktörleri belirlemişlerdir. Yaptıkları çalışma sonucu hidrojen depolama miktarına göre mali fayda analizi gerçekleştirmişlerdir. Küçük, orta ve büyük ölçekli depolama sistemleri arasında karşılaştırmalar yapılmıştır. Depolama miktarına göre yer altı rezervuar sayısında artış olabileceği ve kavernaların çoklu işletmeye alınabileceği belirtilmektedir.

Wang vd. (2022), Çin'in Jintan Yeraltı Depolama Tesisinde yer alan JK-A kavernasında kütle çöküşüyle meydana gelen kazayı araştırmışlardır. Depolama tesisi tabakalı tuz içerisinde oluşturulmuştur. Tuz tabakası içerisinde yüksek oranda çözünemeyen madde tabakaları yer almaktadır. Bu yüzden tesisin inşası ve operasyon süreci sıkıntılı olmuş, kaverna gözetleyebilmek için birçok parametreye ihtiyaç duyulmuştur. JK-A 2010 yılında operasyona alınmış 2015 yılında yapılan Sonar çalışma sonrası kaverna çatısının çöktüğü anlaşılmıştır. 5 yıllık operasyonun ardından creep(sürünme) yüzünden daralması beklenen kavernanın, hacim genişlemesi göstermesiyle bu kanıya varılmıştır. Yapılan incelemeler sonucu çatının, kaverna operasyona alındıktan 1,3 yıl sonra çöktüğü görülmüştür. Bu tür çökmeler casing shoe sızdırmazlığını tehlikeye atmakla beraber, daha fazla çatı malzemesinin çökmesini tetikleyebilmektedir. Örnek olarak 1998 yılında Regina South Gas Storage Cavern no.5 gösterilebilir. Kaverna çatısı çöktükten 2 yıl sonra kaverna çatısında ikinci bir çökme meydana gelmiştir. JK-A çatı çökmesiyle ilgili çalışmalar sonucu iki ana faktör ortaya konmuştur. Birincisi; Geniş açıklıklı kaverna çatısı, çatıya binecek yükleri taşımak için elverişli değildir. İkincisi kaverna iç basıncının ani şekilde düşürülmesidir. Çatıya binen yükün transfer edilmesi zaman alır. Ani yüklenme, gerilim yığılması zonu oluşturur ve bölgesel hasarlar meydana gelmektedir. Çatının üzerindeki yük, bu lokal hasarların çökmeye yol açmasına neden olmaktadır. Sonuç olarak bu kavernanın ikinci bir çatı çökmesi riskiyle karşı karşıya olduğunu söyleyebiliriz. Bu yüzden kaverna basıncı ve kavernadaki basınç düşme hızı sıkı şekilde kontrol edilmelidir.

Roberts (2023), tuz kavernalarında hidrojen depolama sırasında kullanılan elastomerler, dişli bağlantılar ve çimento gibi sızdırmazlık malzemelerinin hidrojenle uyumluluğunu ve karşılaşılan teknik zorlukları detaylı bir şekilde incelemiştir. Roberts, elastomerlerin kuyu başlıkları ve paketleyiciler gibi sızdırmazlık elemanlarında yaygın olarak kullanıldığını ve hidrojenle genellikle uyumlu olduğunu, ancak yüksek basınçlı hidrojenin ani gaz boşalması (Rapid Gas Decompression) gibi etkilerinin elastomerlerin performansını olumsuz etkileyebileceğini belirtmiştir. Dişli bağlantıların hidrojen depolama için uygun olduğunu ancak küçük hidrojen moleküllerine karşı daha yüksek sızdırmazlık sağlayan kaynaklı bağlantıların genellikle tercih edildiğini ifade etmiştir. Bununla birlikte, kaynaklı bağlantıların maliyetli ve zaman alıcı bir seçenek olduğunu vurgulamıştır. Çimentonun, kuyuların basınç dayanıklılığını sağlamak için kritik bir role sahip olduğunu ve Portland tipi çimentoların hidrojenle genellikle uyumlu olduğunu

deneysel çalışmalarla kanıtlandığını açıklamıştır. Ancak, çimentonun performansının sahaya özgü jeokimyasal ve mikrobiyolojik koşullardan etkilenebileceğini de belirtmiştir. bu sızdırmazlık bileşenlerinin güvenli ve etkili bir şekilde kullanılabilmesi için sektöre özgü standartların geliştirilmesinin, test süreçlerinin iyileştirilmesinin ve saha koşullarına uygun malzeme seçiminin kritik önem taşıdığını vurgulanmıştır. Ayrıca, hidrojenin küçük moleküler yapısının basınç sızdırmazlığını etkileyebileceği ve erişim kuyularının sistemin en hassas noktası olduğu belirtilmiştir. Roberts, hidrojen depolama altyapısının geniş çaplı uygulamaları için güvenilir hale getirilebilmesi adına bu tür çalışmaların önemli bir temel oluşturduğunu ifade etmiştir.

Sambo vd. (2022), dünyadaki hidrojen depolama projeleri hakkında araştırma yapmışlardır. Akiferler, tükenmiş petrol ve gaz rezervuarları ve tuz kavernalarında hem tamamlanan hem devam eden projeler anlatılmış olup dikkat edilmesi gereken noktalar belirtilmiştir. Yeraltı hidrojen depolama sürecinde gaz kaybına neden olan jeokimyasal, mikrobiyolojik, hidrojeolojik ve jeomekanik etkileşimler anlatılmış olup yer altı hidrojen depolama için yol haritası sunulmuştur. Yer altı hidrojen depolama türlerine dair karşılaştırmalar yapılmış olup akiferlerin ve tuz kavernalarının tükenmiş hidrokarbon rezervlerine kıyasla yüksek maliyete sahip olması ve coğrafi koşullara bağlı olmaları nedeniyle eşit olmayan bir depolama kapasitesi ortaya çıktığı belirtilmektedir. Tükenmiş hidrokarbon rezervuarlarının tuz kavernalarına kıyasla önceden hidrokarbon içerdiklerinden dolayı mevsimlik depolama amacıyla daha az belirsizlik içerdiği sonucuna varılmıştır. Bununla birlikte, işletme sahalarında sıklıkla görülen depolama akışkanının rezervuar içerisinde bulunan sıvılarla reaksiyona girme eğilimlerinden dolayı mikrobiyolojik ve jeokimyasal zorlukları başlıca zorluk olarak belirlemişlerdir.

Dilara Gülçin Çağlayan ve ekibi (2020), Avrupa’da hidrojen depolama için tuz kavernalarının teknik potansiyelini inceleyen bir çalışma gerçekleştirmiştir. Avrupa kıtasını kapsayan bu çalışma kapsamında, yataklı tuz depoları ve tuz domlarındaki teknik hidrojen depolama potansiyeli hesaplanmıştır. Hidrojen depolama miktarı termodinamik denklemlerle hesaplanmış ve Avrupa’nın hidrojen depolama potansiyelinin onshore ve offshore olmak üzere toplam 84,8 PWhH₂ olduğu belirtilmiştir. Depolama yer seçiminde kıyaslama yapmak amacıyla onshore, offshore ve kıyının 50 km içerisinde yer alan alanlar olmak üzere üç sınıflandırma yapılmıştır.

Çalışma, en yüksek depolama kapasitesinin onshore depolama yönteminde elde edilebileceğini ortaya koymuştur. Ayrıca, kıyının 50 km içerisinde yer alan onshore tuz kavernalarının depolama kapasitesinin 7,3 PWhH₂ olduğu hesaplanmış ve Almanya'nın 9,4 PWhH₂ ile en yüksek ulusal depolama potansiyeline sahip olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Lankof vd. (2022), tuz domlarında yer altı hidrojen depolama potansiyelinin değerlendirilmesi üzerine bir çalışma gerçekleştirmişlerdir. Çalışma, tuz domlarında büyük ölçekli hidrojen depolama ile ilgili karşılaşılabilecek muhtemel sorunlar ile ilgili olup, çalışma tuz domları için hidrojen depolama potansiyelinin değerlendirme metodolojisini sunmayı amaçlamıştır. Metodoloji, kavernaların boyutu, derinliklerini, kesişim etkisini ve seçilen tuz domlarının jeolojik yapısını dikkate almaktadır. Depolama kapasitesinin ayrıntılı değerlendirilebilmesi için tuz domlarının potansiyelinin, kavernaların derinliğine bağlı olarak boyutunun, kavernaların optimum derinliğinin ve yakınsamanın, çalışma süresince kaverna kapasitesi üzerindeki etkisinin analiz edilmesi gerektiğini belirtmişlerdir. Tuz kavernaları depolama kapasitesinin değerlendirilirken kaverna derinliğini ve yüksekliğini sınırlayan jeolojik yapıların dikkate alınması gerektiği anlatılmıştır. Çalışmanın pratik temellere oturması için Mogilno tuz domu verileri dikkate alınmış olup, belirli hacim ve derinlikte tuz kavernası oluşturmanın mümkün olduğu sonucuna varılmıştır. Geliştirilen metodolojiye dayalı tahminler ile analiz edilen tuz domları için ortalama hidrojen potansiyelinin ilk dolum operasyonundan sonra 125,7 TWh ile 30 yıllık işletme sürecinden sonra 93,8 TWh depolama kapasitesine azalacağı belirtilmektedir. Maksimum depolama potansiyelinin ise sırasıyla 155 TWh ile 178 TWh arasında değiştiği sonucuna ulaşılmıştır. Kaverna işletme senaryosunun kavernanın uzun süreli işletilmesi için belirlenmesi gerektiği aktararak, yılda bir kez tam olarak enjeksiyon ve geri üretim yapıldığı varsayıldığında, büyük tuz kavernalarında depolanan hidrojen enerjisinin 30 yıllık bir işletme sonucunda 910 TWh'ye kadar çıkabileceği ön görülmektedir.

Tarkowski vd. (2018), büyük ölçekli hidrojen depolanmasını engelleyen faktörlerin analizi ile ilgili bir çalışma gerçekleştirmişlerdir. Yeşil hidrojen üretim maliyetlerinin azalması ve artan CO₂ emisyon fiyatlarına istinaden karbon yakalama ve depolama teknolojisinin gelişimi ile yer altı hidrojen depolamanın hızlı bir şekilde uygulanması gerektiği belirtilmektedir. Hidrojen gazının düşük maliyetlerde güvenli bir şekilde uzun

vadeli olarak depolanmasının yer altı depolama seçenekleriyle mümkün olabileceğini belirtmektedir. Yeraltı hidrojen depolama yöntemine engel olarak jeolojik, jeokimyasal, mikrobiyolojik, jeomekanik süreçlerin analiz edilmesi gerektiği belirtilmiştir. Hidrojen depolama sahası için seçilen jeolojik yapıların doğal gazın depolanması, karbondioksit, sıvı atık ve radioaktif atıkların depolanması için kullanılabileceği belirtilmektedir.

Davood Zivar vd. (2021), tarafından yapılan çalışmada hidrojenin saf veya gaz karışımı şeklinde yer altında depolanmasının ihmal edilebilir seviyede sera gazı emisyonuna neden olduğu belirtilmektedir. Depolama kapasitesi, rezervuar ve akışkan özellikleri ve diğer saha görüntüleme kriterlerine dayalı depolama sahası olarak kullanılabilecek elverişli bir alan saptamak için ön değerlendirme yapılması gerektiği sonucuna varmışlardır. Depolama sahasının belirlenmesine yönelik olarak gerçekleştirilen değerlendirmenin mali risk bazından bilinmezlikleri azaltacağı belirtilmektedir. Bu doğrultuda muhtemel hidrojen kaçaklarını izleme yöntemlerini belirlemenin önemi vurgulanmaktadır.

T. Amirthan ve çalışma arkadaşları (2023), Avustralya'daki potansiyel yer altı hidrojen depolama alanlarına yönelik bir fizibilite analizi gerçekleştirmişlerdir. Çalışmada, Avustralya'nın hidrojen depolama talebi tartışılmış ve ülkenin jeolojik özelliklerine bağlı olarak farklı yer altı hidrojen depolama seçenekleri ile ilgili jeolojik bilgiler sunulmuştur. Her bir çalışma sahasında karşılaşılabilecek teknik zorluklar ele alınmış ve depolama süresince dikkate alınması gereken faktörler detaylı bir şekilde incelenmiştir. Çalışma, olası üretim ve depolama yerleri için hidrojen talep noktalarının tam olarak belirlenemediğini ifade etmekle birlikte, hidrojen arzını desteklemek amacıyla depolama alanlarının belirlenmesinin önemine dikkat çekmektedir. İdeal depolama alanlarının bulunmasının maliyet açısından avantaj sağlayacağı belirtilmiştir; ancak çalışma kapsamında henüz uygun depolama alanlarının belirlenemediği ifade edilmiştir. Buna karşın, hidrojen depolama alanlarının altyapı tesislerine ve potansiyel projelere yakınlık açısından değerlendirilmesi gerektiği vurgulanmıştır. Hidrojen depolama için uygunluk çalışmalarının her bir alan için ayrı ayrı yapılması gerektiği sonucuna varılmıştır. Ayrıca, seçilen depolama konumlarının jeokimyasal ve biyolojik ortamının detaylı bir şekilde incelenmesi gerektiği ifade edilmiştir. Bu çalışmanın bir diğer önemli çıktısı, depolama alanlarında olası hidrojen kayıplarını öngörmenin mümkün hale geldiği yönünde olmuştur.

SMRI Fall 2021 Technical Conference doğal gaz gibi yaygın olarak depolanan diğer gazla kıyasla hidrojen gazının kendine has özellikleri, kaverna tasarımı ve depolama işlemlerine dair özel hususlar sunmaktadır. Doğal gaz ile karşılaştırıldığında hidrojenin hacim başına daha düşük enerji yoğunluğuna, daha yüksek sıkıştırılabilirlik faktörüne, daha yüksek termal iletkenliğe ve daha yüksek izobarik ısı kapasitesine sahip olduğu vurgulanmaktadır. Bu özellikler, aynı hacimsel doğal gaz miktarlarını depolamak için daha büyük hidrojen kavernalarına ve eş değer bir doğal gaz kavernasının aynı enerji içeriğine sahip olmak için daha da büyük kavernalara ihtiyaç duyulmasına neden olduğu vurgulanmaktadır. Hidrojen için daha küçük yastık gazı ve çalışma gazı hacimleri de mevcut olmakla birlikte, sık enjeksiyon/geri üretim çekme döngüsünün etkilerinin daha az olduğu vurgulanmaktadır. Kuyu başı malzeme seçimleriyle ilgili işletmesel tecrübeler paylaşılmış ve hidrojenin barındırdığı potansiyel nedeniyle çalışmaların devam etmesi gerektiği belirtilmektedir.

Paolo Gabrielli ve çalışma arkadaşları (2020), tuz kavernalarının termodinamik modeli üzerine çalışmalar gerçekleştirerek işletme süreçlerinde optimizasyon sağlamayı hedeflemişlerdir. Çalışmada, yenilenebilir enerji tabanlı çoklu enerji sistemlerinin CO2 emisyonlarını azaltmadaki rolü değerlendirilmiş ve tuz kavernalarının yer altı hidrojen depolama potansiyelini belirlemek amacıyla modelleme çalışmaları yapılmıştır. Hidrojenin yeraltı boruları ile iletimini açıklayan ve enjeksiyon ile geri üretim sırasında depolanan hidrojen enerjisinin dinamik davranışını anlamaya yönelik bir model geliştirilmiştir. Ancak bu modelin entegre sistemlerin optimizasyonunda kullanımı zor bulunmuş ve bunun yerine, günlük hayatta depolama dinamiklerini doğru bir şekilde tanımlayabilen doğrusal azaltılmış dereceli bir model önerilmiştir. Bu doğrusal model, CO2 emisyonlarını en aza indiren çoklu enerji sistemlerinin tasarımı ve işletimi için çoklu entegre doğrusal model optimizasyon programına dahil edilmiştir. Geliştirilen modelin, ayrıntılı bir yer altı hidrojen depolama modelinin hesapladığı sonuçları doğru bir şekilde tahmin ettiği kanıtlanmıştır. Ayrıca, hidrojenin kayaya difüzyonunun etkisinin çok az veya hiç olmadığı saptanmıştır.

Weichao Yu ve çalışma arkadaşları (2020), birden fazla tuz kavernasında yer altı gaz depolamasının işletme güvenilirliğini değerlendirmek amacıyla geliştirdikleri bir metodoloji üzerine çalışmışlardır. Bu metodoloji, tuz kavernalarının termal-hidrolik davranışını analiz etmeyi, yüzey tesislerinin arıza olasılıklarını tahmin etmeyi ve tüm

sistemin çalışma güvenilirliğini değerlendirmeyi içermektedir. İlk olarak, gaz enjeksiyonu ve geri üretim döngüleri süresince işletme parametreleri ve kısıtlamalarını değerlendiren termal-hidrolik analizler yapılmıştır. Daha sonra, tuz kavernası için olası alarm kriterleri ve sınır durumları belirlenmiş, arıza olasılıkları hesaplanmıştır. Son olarak, çoklu kavernaların çalışma güvenilirliği bir algoritma ile değerlendirilmiştir. Bu metodolojinin gerçek bir depolama sahasında kısmi bir temsili olduğu, yüzey tesislerinin güvenilirliği gibi bazı faktörlerin göz ardı edildiği belirtilmiştir. Gelecekte, yüzey sisteminin güvenilirliğini içeren ve Monte Carlo simülasyon süresini kısaltacak şekilde metodolojinin geliştirileceği vurgulanmıştır.

Alain Le Duigou ve çalışma arkadaşları (2017), Fransa'daki büyük ölçekli yer altı hidrojen depolama projelerinin teknik ve ekonomik fizibilitesini analiz etmişlerdir. Çalışma, potansiyel depolama alanlarının belirlenmesi, tahmin edilen hidrojen talebi ve yenilenebilir enerji gelişmelerini değerlendirmiştir. Tuz kavernalarının operasyonel kısıtlamaları, hidrojen talep edebilecek sektörler (yakıt hücreli araçlar ve hidrojen tüketen endüstriler) analiz edilerek 2025 ve 2050 yılları için öngörülerde bulunulmuştur. Çalışma, hidrojenin tuz kavernalarında depolanmasının teknik olarak uygulanabilir bir seçenek olduğunu vurgularken, coğrafi kısıtlamalar nedeniyle büyük ölçekli depolama alanlarının her yerde bulunamayacağını belirtmiştir. Hidrojen üretiminde elektroliz sürecinin önemi vurgulanmış, ancak elektroliz maliyetlerinin tesis maliyetlerinin %80'ini oluşturduğu belirtilmiştir. Tuz kavernalarına hidrojen depolamanın sermaye yatırımı gerektirdiği, ancak toplam hidrojen maliyetine etkisinin %1-%2 seviyelerinde kaldığı ve bu oranların elektrik fiyatlarından çok fazla etkilenmediği ifade edilmiştir. Çalışma, hidrojen ekonomisinin büyümesinde ulaşım piyasasının ana itici güç olmaya devam edeceğini öne sürmektedir.

SMRI Spring 2022 Teknik Konferansı, düşük karbonlu bir enerji taşıyıcısı olarak yeşil hidrojene olan yoğun ilgiyi vurgulamakla birlikte, yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili üretim yapısından kaynaklanan zorluklara dikkat çekmektedir. Bu bağlamda, değişken hidrojen üretimini taleple dengelemek için depolama çözümlerinin gerekliliği üzerinde durulmuştur. Konferans kapsamında tuz kavernalarına yeşil hidrojen depolama yöntemi ele alınmış ve sabit kaverna basıncı sağlamak amacıyla tuzlu su dengeleme sistemlerinin önemi belirtilmiştir. Bu sistemin, sık enjeksiyon-geri üretim döngüleri sırasında oluşabilecek tuz stresini ve bütünlük sorunlarını azaltabileceği ifade edilmiştir.

Kavernanın üst noktasının izin verilen maksimum ve minimum çalışma basınçları dahilinde sabit bir basınçta çalıştığı belirtilmiştir. Örneğin, 1.100 metre derinliğindeki bir kavernada sabit basıncı korumak için tuzlu su basıncının 7,0 MPa olması gerektiği ifade edilmiştir. Bu basıncın mevcut endüstriyel pompalar için standart bir değer olduğu ve kompanzasyonlu tuzlu su sisteminin yer üstü depolama havuzları, tuzlu su pompaları ve hidrojen dehidrasyon ekipmanını içermesi gerektiği vurgulanmıştır. Bu ekipmanların doğal gaz depolama sistemlerinde kullanılan teknolojilerle aynı olması nedeniyle yeni teknolojik gereksinimlere ihtiyaç duyulmadığı belirtilmiştir. Tuzlu su kompanzasyon sistemlerinin gaz kompanzasyonlu sistemlere kıyasla çalışma gazı kapasitesinde 5 kat artış sağladığı ifade edilmiş ve bu yöntemin sınırlı kaverna hacmine sahip coğrafi bölgelerde yer altı depolama potansiyelini önemli ölçüde artıracığı vurgulanmıştır. Ayrıca, konferansta, hidrojen depolanan tuz kavernalarında ve sondaj yapılarında sonar araştırmaları yapmak ve mekanik bütünlük testlerini gerçekleştirmek için gerekli teknolojinin uzun süredir kullanıldığı belirtilmiştir. Gelecekte, mevzuatların belirlenmesi ile birlikte sonar performansı ve sonuçlarına ilişkin ek bilgiler sağlayacak örnek projeler üzerinde daha fazla araştırma yapılacağı ifade edilmiştir. Bununla birlikte, kullanılan malzemelerin optimizasyonunun hâlâ bir gereklilik olduğu vurgulanmış ve sonar araştırmalarında özel bir dönüştürücünün geliştirilmesi ile hidrojen kavernalarındaki sonar kalitesinin yer altı doğal gaz kavernalarından daha iyi olabileceği sonucuna varılmıştır. Malzeme yorgunluğu açısından yapılan incelemelerde, malzemelerin uzun süreli gözlemlerle değerlendirilmesi gerektiği belirtilmiş ve maksimum fiziksel ömür veya önerilen maksimum kullanım süresinin teknolojik gelişmelere bağlı olarak belirleneceği ifade edilmiştir. Ayrıca, %100 H₂ depolama ortamında hidrojen sülfür ile karşılaştırıldığında, hidrojenin malzemelere çok daha az zarar verdiği sonucuna ulaşılmıştır.

Pierre Bérest (2019) tarafından tuz kavernalarında gerçekleşen ısı transferinin depolanan gazın termodinamik davranışını nasıl etkilediği hakkında bir çalışma gerçekleştirilmiştir. Bu makalede tuzlu su(brine), petrol, doğal gaz, hava ya da hidrojen içeren tuz kavernalarının termodinamik davranış yönleri ele alınmıştır. Sıvı dolu kavernada ısı transferi doğal taşınım ile gerçekleşirken, gaz dolu kavernada aynı durum geçerli olmadığı saptanmıştır. Gaz dolu bir kaverna için önemli parametrelerin gaz tipi, kaverna tabanındaki tuzlu su sıcaklığı, su buharı içeriği etkili olduğu belirtilmektedir. Denklemler; enjeksiyon-geri üretim süresince bir kaverna içerisinde depolanan

akışkanların termodinamik davranışına istinaden elde edilmektedir. Operasyon olmaması durumunda sıvı dolu kavernanın termal yayılımının yavaş olduğu belirtilirken hızlı enjeksiyon ve geri üretimin adyabatik olduğu ve küçük sıcaklık değişiklikleri gözlemlendiği belirtilmektedir. Bir gaz kavernasında ise ısı kapasitesinin çok daha küçük olduğu, sıcaklık değişimlerinin çok daha hızlı olduğu ve kaya kütesinden akışkana ısı transferinin hesaba katılması gerektiği sonucuna varılmaktadır. Termal yayılımlar bir denklem aracılığıyla tanımlanabilirken, gazın geri üretilmesi süresince kuyu başı basınç ve sıcaklığı tanımlayan basit bir model elde edilmiştir.

Nicole Dopffel vd. (2021) yer altı hidrojen depolarında mikrobiyal tepkimeleri gözlemlmek amacıyla araştırma gerçekleştirilmiştir. Yenilenebilir enerji taşıyıcısı olarak Hidrojen gazının kullanımı revaçta olmasına karşın sürekli arz sağlamak amacıyla yaşanılması muhtemel zorluklardan dolayı Hidrojenin güvenli ve uygun maliyetli depolanmasının önemli olduğu belirtilmektedir. Bu amaç doğrultusunda, yüksek mikrobiyal aktiviteye sahip ortamlar olarak değerlendirilmelerine rağmen büyük ölçekli depolamaya olanak sağladıkları için tuz kavernalarında, akiferlerde ve tükenmiş petrol ya da gaz sahalarında depolama önerilmektedir. Yer altı mikroorganizmalarının metabolizmalarında hidrojen kullanabilme ihtimaline karşın ve bu nedenle hidrojen kaybına, hidrojen sülfür, metan, asit oluşumuna ve tıkanma ve korozyon gibi çeşitli istenmeyen yan etkilere neden olabildikleri için araştırılması gerektiği belirtilmektedir. Bu istenmeyen durumlara sülfat indirgeyicileri, metanojenler ve asetojenler gibi çeşitli mikroorganizma türlerinin sebep olduğu sonucuna varılmaktadır. Bu problemi çözmek amacıyla biyositler gibi önlemler alınabileceği belirtilmekte ancak hidrojen tüketen bir mikroorganizma olduğu için hidrojen tüketimi üzerindeki etkilerinin değerlendirilmesi gerektiği belirtilmektedir. Bu tez kapsamında, yer altı mikrobiyolojisi üzerine temel araştırmalar gerçekleştirilmiş olup, proje sahalarından elde edilen sonuçları da barındırarak hidrojenin yer altında depolanması ile ilgili mikrobiyal riskler hakkında mevcut bilgi ve metodolojiler özetlenmektedir. Hidrojen gazının güvenli olarak yer altında depolanabilmesi için, en uygun depolama stratejisini tahmin edebilmek ve potansiyel mikrobiyal yan etkileri takip etmek ve muhtemel reaksiyonları engellemek için izleme ve görüntüleme yaklaşımı oluşturabilmek amacıyla her bir sahanın ilgili mikrobiyolojik ve jeokimyasal özelliklerinin analiz edilmesi önerilmektedir.

SMRI Spring 2022 Teknik Konferansı kapsamında yapılan bir çalışma, rüzgâr çiftliklerinin yer altı hidrojen veya amonyak (NH_3) depolaması ile entegre edilmesinin, rüzgâr enerjisi verimliliğini önemli ölçüde artırabileceğini ve bu durumun rüzgâr enerjisinin elektrik şebekelerine daha fazla entegre edilmesini sağlayabileceğini doğrulamaktadır. Teknik analiz sonuçlarına göre, 1 GW'lık bir rüzgâr santraline hidrojen üretimi ve depolama olanaklarının eklenmesiyle haftalık 40,1 GW ek elektrik veya 200.000 ila 300.000 ton amonyak elde edilebileceği belirtilmiştir. Bu yöntemle kesintili rüzgâr enerjisini dengeleme işlevi kazandırılmaktadır. Önde gelen yer altı depolama seçeneklerinin ekonomik karşılaştırması yapılmış ve tuz kavernalarının, fazla rüzgâr enerjisi ile üretilen hidrojen ve amonyakın enjeksiyonu, depolanması ve geri üretimi için uygun maliyetli çözümler sunduğu vurgulanmıştır. Yeşil hidrojenin depolanmasıyla ilgili yapılan bu çalışma, projenin işletme süresi boyunca ekonomik ve teknik faydalarını etkileyen faktörleri belirlemiştir. Sonuç olarak, rüzgâr çiftliklerine hidrojen üretimi ve depolama seçeneklerinin eklenmesinin kapasite faktörlerini %40 oranında artırabileceği ifade edilmektedir. 30 yıllık işletme ömrü göz önüne alındığında, bu iyileştirmenin hem ekonomik hem de enerji arz-talep dengesini sağlama açısından önemli faydalar sunacağı belirtilmektedir.

Emmanuel I. Epelle ve çalışma arkadaşları (2022), doğal hidrojen üretim seçenekleri ve hidrojen depolama teknolojilerini incelemiştir. Yer altı hidrojen depolamasının, atmosferdeki oksijenle sınırlı temasından dolayı güvenli bir yöntem olduğu ve 40-50 yıl gibi uzun sürelerle, 250 W hL^{-1} gibi yüksek enerji depolama yoğunluğunda depolanabileceği belirtilmiştir. Ancak, tuz kavernalarında geçmiş projelere dayanarak, sızıntı sorunları, moleküler boyut, düşük yoğunluk ve viskozite gibi faktörler nedeniyle tükenmiş rezervuarlar ve akiferlerde hidrojen depolamanın riskli olabileceği ifade edilmiştir. Buna karşın, sermaye maliyeti analizi sonuçlarına göre, tükenmiş petrol ve gaz rezervuarlarının $1,29 \text{ \$ / kg}$ maliyetle en ekonomik depolama seçeneği olduğu belirlenmiştir. Hidrojen depolama projelerinin ekonomik uygunluğunu değerlendirmek için daha fazla araştırma yapılması gerektiği vurgulanmıştır.

Śmierzchalska ve çalışma arkadaşları (2018), yer altı hidrojen depolama projelerinde risk değerlendirme tekniği seçimi için analitik hiyerarşi süreci (AHP) yönteminin kullanılmasını önermiştir. Bu yöntemin, risk değerlendirme tekniklerini çoklu karar modeliyle seçmek ve derecelendirmek için faydalı bir araç olduğu belirtilmiştir. AHP

yöntemine dayalı karar modeli, veri tipi, uygulama çabası, olasılık analizi ve sonuç analizi gibi altı kriteri içermektedir. Yer altı hidrojen depolama risklerini tahmin etmek için metodların sıralanması ve değerlendirilmesi yapılmış, AHP tabanlı yaklaşımın faydalı olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Ahmet Özarslan (2012), tuz kavernalarında büyük ölçekli hidrojen enerjisi depolama yöntemlerini incelemiştir. Enerji talebindeki dalgalanmaları karşılamak ve rüzgâr ile güneş enerjisi gibi kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi için bu yöntemlerin kullanılabileceği belirtilmiştir. Türkiye’de Tuz Gölü doğal gaz depolama sahasında yapılacak bir güneş-hidrojen üretim sistemi için detaylı teknik, ekonomik ve yasal analizler gerekliliği vurgulanmış ve gelecekte entegre bir hidrojen üretim, depolama ve elektrik üretim tesisi için uygun koşullara sahip olduğu ifade edilmiştir.

D.A Garcia (2017), Avrupa’da yenilenebilir hidrojen depolama potansiyelini incelemiştir. Yenilenebilir enerjiden elde edilen hidrojenin, suyun elektrolizi yoluyla kimyasal enerjiye dönüştürülmesi yönteminin mevcut ve potansiyel kullanımları değerlendirilmiştir. Hidrojen taşıma maliyetlerinin Almanya’da 2 €/kg ile 3 €/kg arasında değiştiği, Ukrayna’da benzin fiyatları ve yakıt hücreli araçlar için hidrojenin rekabetçi olabilmesi için maliyetinin 5,8 €/kg’ı geçmemesi gerektiği belirtilmiştir. İngiltere, büyük ölçekli hidrojen depolamayı yatırım maliyetlerini asgariye indirmenin bir yolu olarak görürken, Slovenya’nın hidrojen politikaları geliştirme konusunda çekimser kaldığı belirtilmiştir. Yenilenebilir hidrojenin maliyet etkin bir şekilde üretilmesi durumunda, enerji sektöründe kârlı bir seçenek olabileceği sonucuna varılmıştır.

James R. Fekete ve çalışma arkadaşları (2015), yenilenebilir enerji ekonomisini desteklemek amacıyla gaz halindeki hidrojenin çelik boru hatlarıyla tüketim noktalarına iletilmesi üzerine çalışmışlardır. Çalışmada, hidrojen boru hattı kurulum maliyetleri analiz edilmiş ve doğal gaz boru hatlarına kıyasla %68’e varan bir maliyet artışı olduğu belirtilmiştir. Hidrojen iletiminde kullanılacak çeliklerin standartları incelenmiş ve X70 çeliğinin kullanılması durumunda, mevcut X52 çeliğine kıyasla %32 oranında maliyet tasarrufu sağlanabileceği sonucuna varılmıştır. Çalışma, hidrojen iletim maliyetlerini düşürmek için boru hattı standartlarının güncellenmesinin önemini vurgulamaktadır.

Bin Miao ve çalışma arkadaşları (2021), kablolar ve boru hatları ile uzun mesafelerde yenilenebilir hidrojen iletimi üzerine bir analiz yapmışlardır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintililiğinin enerji sektöründe genişlemeyi engelleyen bir faktör olduğunu vurgulamış ve uzun vadeli kesintiler için büyük ölçekli enerji depolama yöntemlerinin önemine dikkat çekmişlerdir. Çalışmada, HVDC kablolarla elektrik enerjisi iletimi ve ardından uygun depolama alanlarında hidrojene dönüştürme alternatifi ile hidrojenin doğrudan gaz boru hatlarıyla taşınması karşılaştırılmıştır. Sonuçlar, 4.000 km'lik mesafede kablolarla iletim maliyetinin 7 \$/kg, boru hatlarıyla iletim maliyetinin ise 9 \$/kg olduğunu göstermektedir. Kapasite faktörü ve iletim hattı iyileştirmelerinin ekonomik fizibiliteyi artırmada kritik olduğu belirtilmiştir.

Xia Wu ve çalışma arkadaşları (2022), doğal gaz boru hatlarına hidrojen karıştırma teknolojisinin deneysel çalışmalarını yürütmüş ve hidrojen gevrekleşmesini en aza indirmek için öneriler sunmuşlardır. Çalışma, yüksek dayanımlı çelik boru hatlarının hidrojenle karşılaşmasında meydana gelen gevrekleşme mekanizmalarını detaylandırmış ve hidrojen geçirgenliği ile ilgili deneysel simülasyonlara yer vermiştir. Hidrojen sızdırmazlık deneylerinin yanı sıra boru hattındaki hidrojenin mekanik özellikler üzerindeki etkileri incelenmiştir. Çalışmada, hidrojen iletiminde kullanılan yüksek mukavemetli çelik boru hatlarının geliştirilmesine yönelik önerilerde bulunulmuştur. Hidrojen geçirgenliği ölçümlerinin eksiklerini gidermek için yeni bir deneysel fikir önerilmiştir.

Fabien F. (2022), yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen hidrojenin doğal gaz şebekelerine eklenmesinin teknik, güvenlik ve operasyonel etkilerini incelemiştir. Hidrojenin doğal gazla %10'a kadar karıştırılmasının mevcut altyapıda genellikle sorunsuz uygulanabildiğini, ancak daha yüksek oranlar için ekipman ve altyapı modifikasyonlarının gerektiğini belirtmiştir. Hidrojenin küçük moleküler yapısının kırılabilirlik, sızıntı ve performans sorunlarına yol açabileceğini vurgulamış, gaz türbinleri ve motorların daha yüksek hidrojen oranları için modifikasyona ihtiyaç duyduğunu ifade etmiştir. Favret, hidrojen hız sınırlarının sistem tasarımı ve güvenlik üzerindeki etkilerini de değerlendirmiş, hidrojenin düşük enerji yoğunluğu nedeniyle daha yüksek hızlarda akması gerektiğini ancak bunun erozyon ve türbülans kaynaklı riskleri artırabileceğini açıklamıştır. Mevcut standartlarla yapılan analizlerde, hidrojenin doğal gazdan 3-4 kat hızlı akmasının genellikle kabul edilebilir olduğu belirtilmiş,

ancak saha bazlı değerlendirmelerin önemine dikkat çekilmiştir. Sonuç olarak, hidrojenin doğal gaz sistemlerine entegrasyonunun dikkatli bir şekilde ele alınması gerektiğini, proje bazlı değerlendirmelerin ve altyapı uyarlamalarının kritik olduğunu vurgulamıştır. Bu alışma, hidrojen depolama ve taşıma sistemlerinin güvenli ve ekonomik tasarımı için temel rehberlik sağlamıştır.

Alexander Lemieux ve çalışma arkadaşları (2020), Kanada'nın yenilenebilir enerji üretiminde önemli bir konumda olduğunu ve yenilenebilir enerji kapasitesindeki artışın hidrojen enerjisinin kullanımını olumlu yönde etkileyeceğini belirtmişlerdir. Yenilenebilir enerjiden elde edilen fazla elektrikten faydalanılarak üretilen hidrojenin büyük ölçekli yer altı depolanmasının potansiyel faydaları vurgulanmıştır. Kanada'nın birçok bölgesinin yer altı hidrojen depolama için uygun olduğuna dikkat çekilmiş, elektroliz yöntemiyle üretilen hidrojenin, elektriğin fazla ve kesintili olduğu durumlarda arz-talep dengesini sağlamak için kullanılabileceği ifade edilmiştir. Çalışma, Kanada'nın jeolojik yapısını ve yer altı depolama yöntemlerinin güvenlik ve uygulama potansiyelini değerlendirmiş, pilot projeler için uygun bölgeler belirlemiştir.

Basu ve çalışma arkadaşları (2021), enerji arz-talep dengelemesi için hidrojen depolama yöntemini hibrit enerji sistemleri ile analiz etmiştir. HOMER yazılımı kullanılarak yapılan simülasyonlarda, Güneş-Hidrojen, Rüzgâr-Hidrojen ve Hibrit enerji modelleri karşılaştırılmıştır. Hibrit modelin yatırım maliyetinin 308.095,88 \$, işletme maliyetinin ise 34.759,88 \$ olduğu ve seviyelendirilmiş enerji maliyetinin 0,03387 \$ ile en ekonomik seçenek olduğu belirtilmiştir. Hibrit modelin enerji arz-talep dengesinde en verimli yöntem olduğu vurgulanmış, güneş ve rüzgâr sistemlerine kıyasla daha düşük maliyetle yüksek verim sağladığı sonucuna ulaşılmıştır.

Moscardelli (2023), hidrojen depolama kapasitesini değerlendirmek ve mühendislik süreçlerini analiz etmek için GeoH₂ adlı web tabanlı bir uygulamayı tanıtılmıştır. GeoH₂, hidrojenin fiziksel ve termodinamik özelliklerini modelleyerek, ABD'nin Meksika Körfezi kıyılarındaki tuz domlarını analiz etmeye olanak tanıyan yedi modülden oluşmaktadır. GIS modl sayesinde tuz domlarının konumları ve kapasiteleri haritalandırılabilir. Uygulamanın hidrojen depolama projelerinin tasarımı ve uygulanmasında yenilikçi bir rehber sunduğu belirtilmiştir.

Yue Qiu ve çalışma arkadaşları (2020), Çin'in çeşitli bölgelerinde yer altı hidrojen depolama olanaklarını ve bu depolamanın enerji sistemlerine entegrasyonunu analiz etmişlerdir. Hidrojen Entegreli Enerji Sistemleri (HPES) ile yapılan çalışmalar, CO₂ emisyonlarının %96'dan fazla azaltılabileceğini ve enerji sisteminin verimliliğinin artırılabilceğini göstermiştir. Jintan bölgesinde HPES uygulamalarının enerji verimliliğini ilk 10 yılda %22,26, ikinci 10 yılda %27,75 oranında artırabileceği belirtilmiştir.

Manocha (2023), Ontario'daki aktif tuz kavernalarının hidrojen depolama ve sıkıştırılmış hava enerji depolama (CAES) gibi yenilikçi enerji çözümleri için potansiyelini vurgulamıştır. Tuzlu su yönetiminin bu projelerin gerçekleştirilmesindeki en büyük engellerden biri olduğunu ifade etmiş ve bu soruna yönelik yenilikçi çözümlerin geliştirilmesinin kritik önem taşıdığını belirtmiştir.

Ahmed M. Elberry ve çalışma arkadaşları (2021), Finlandiya'da fazla rüzgâr enerjisinin depolanması için yer altı hidrojen depolama yöntemlerini incelemişlerdir. LEAP-NEMO modeli kullanılarak hidrojen depolamalı ve hidrojeniz enerji sistemleri karşılaştırılmış ve hidrojen depolamanın enerji sistemine önemli katkılar sağladığı, CO₂ emisyonlarını %69 oranında azaltılabileceği belirtilmiştir.

Joakim Andersson ve çalışma arkadaşları (2019), büyük ölçekli hidrojen depolama yöntemlerini incelemiş ve sektöre göre farklı depolama yöntemlerinin uygun olabileceğini belirtmiştir. Hidrojen altyapısının geliştirilmesinin, diğer sektörlerde hidrojen kullanımını kolaylaştıracağı ve hidrojen dağıtım ağlarının oluşturulmasına katkı sağlayacağı ifade edilmiştir.

Kepplinger, J. (2011), yenilenebilir enerji kaynaklarının, özellikle rüzgâr ve güneş enerjisinin kesintili doğasının enerji arz ve talep dengesini nasıl etkilediğini ve bu dengenin sağlanabilmesi için kullanılabilecek teknolojileri ele almıştır. Kısa vadede, rüzgâr ve güneş enerjisindeki dalgalanmaları dengelemek için esnek doğal gaz santralleri ve kontrol enerjisi çözümlerine ihtiyaç duyulduğu belirtilmiştir. Bu dalgalanmaların, rüzgâr tahminlerindeki hataları düzeltmek ve geleneksel enerji santrallerinin yük değişimlerini minimize ederek daha verimli çalışmasını sağlamak için kontrol enerjisi (dakikalık ve saatlik rezervler) gerektirdiği ifade edilmiştir. Bu amaçla,

pompalı hidroelektrik santraller, sıkıştırılmış hava enerji depolama tesisleri ve talep tarafı yönetimi gibi teknolojilerin kullanılması önerilmiştir. Uzun vadede, rüzgâr zengini bölgelerde üretilen fazla enerjinin kimyasal enerji depolama yöntemleriyle yönetilmesi gerektiği vurgulanmıştır. Fazla enerjinin, suyun basınçlı elektroliz yoluyla hidrojene dönüştürülerek tuz kavernalarında depolanmasının, fiziksel enerji depolama sistemlerine göre çok daha yüksek enerji yoğunluğu sunduğu ve bu nedenle büyük miktarlarda fazla enerjiyi yönetmek için ideal bir çözüm olduğu belirtilmiştir. Bu yöntem hem enerji fazlasının değerlendirilmesini hem de rüzgâr türbinlerinin kapatılmasının önlenmesini sağlamıştır. Kısa ve uzun vadeli enerji depolama stratejileriyle yenilenebilir enerji sistemlerinin daha verimli entegrasyonu için çözümler sunulmuştur.

Steven Anderson ve meslektaşları (2022), yeşil hidrojenin tuz kavernalarında depolanmasının güvenilir, ekonomik ve sürdürülebilir bir çözüm sunduğunu belirtmişlerdir. Çalışmada, hidrojen üretiminin yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı kesintili yapısının, sürekli akış gerektiren süreçlerde sorunlara yol açtığı vurgulanmış ve bu sorunun güvenilir depolama çözümleriyle aşılabileceği ifade edilmiştir. Tuz kavernalarının büyük ölçekli hidrojen depolaması için kanıtlanmış bir yöntem olduğunu belirten araştırma, yüksek frekanslı depolama döngülerinin tuzun mekanik yapısında istikrarsızlığa neden olabileceğini ortaya koymuştur. Çözüm olarak önerilen brine kompanzasyon sisteminin, kavernadaki basıncı sabit tutarak gaz kompanzasyonuna göre beş kat daha fazla hidrojen depolayabildiği ve modellemelerle kanıtlandığı ifade edilmiştir. Sonuç olarak, tuzlu su kompanzasyon sisteminin, hidrojen depolama kapasitesini artırarak yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili doğasından kaynaklanan zorlukları çözmede etkili bir yöntem sunduğu vurgulanmıştır.

Jai Duhan ve çalışma arkadaşları, Kuzey Amerika'daki tuz kavernalarının hidrojen depolama kapasitesini termodinamik açıdan karşılaştırmıştır. Kansas, Michigan, Alberta–Deep, Alberta–Shallow A, Alberta–Shallow B–Large Volume, West Texas, Gulf–Deep ve Gulf–Shallow bölgelerindeki tuz yatakları vaka çalışmalarıyla değerlendirilmiştir. Hidrojen kavernalarının termodinamik modellemesi için Tuz Kavernası Termal Simülatörü (SCTS) kullanılmıştır. Çalışmada, 30 yıllık işletme süresi boyunca yıllık bir kez hidrojen enjeksiyon-geri üretim döngüleri simüle edilmiştir. Minimum ve maksimum basınç limitleri sırasıyla 0,25 psi/ft ve 0,80 psi/ft olarak

belirlenmiştir. Kaverna boyutlarının, tuz kalınlığı ve RESPEC'in bu alandaki deneyimine dayanarak şekillendirildiği ifade edilmiştir.

IRENA, yeşil hidrojenin desteklenmesine yönelik bir duyuru yayımlayarak tüketicileri sınıflandırmış ve buna uygun teşvikler geliştirmiştir. Sanayi sektörü için uygulanması halinde teşvik sağlanacağını belirtmiştir. Clean Energy Ministerial (CEM) programı, 2030'a kadar Çin, Japonya, ABD ve Güney Kore'de 10.000 hidrojen yakıt dolum istasyonu kurulmasını hedeflemiştir. Fransa'daki GRYHD projesi, doğal gaz şebekesine hidrojen harmanlamayı 2018'de %6 oranıyla başlatmış ve 2019'da bu oran %20'ye ulaşmıştır.

Jingzheng Ren ve çalışma arkadaşları (2015), Çin'in hidrojen ekonomisinin SWOT analizi ile güçlü ve zayıf yönlerini değerlendirmiştir. Çalışmada, hidrojen ekonomisinin ithalat ve ihracat stratejileri geliştirilmiş ve 9 etkili strateji önerilmiştir. Bu stratejilerin önceliklendirilmesi için hedef belirleme ve bulanık analitik hiyerarşi sürecini içeren çok kriterli bir karar verme yöntemi geliştirilmiştir. Makale, önerilen yöntemlerin Çin dışında diğer bölgeler için de uygulanabilir olduğunu vurgulamaktadır.

Feng Liu ve çalışma arkadaşları, nükleer enerji tesislerinde meydana gelebilecek hidrojen sızıntısı senaryolarını incelemiştir. Su soğutmalı nükleer santrallerde hidrojen salınımının LOCA (Loss-of-coolant accident) kazalarına yol açabileceği belirtilmiştir. Çalışma, hidrojenin salınım süreci, yanma limitleri ve risk azaltma önlemleri üzerine odaklanmıştır. Olası kazaların etkilerinin azaltılması için hidrojen davranışlarının detaylı bir şekilde anlaşılması gerektiği vurgulanmıştır.

IRENA, hidrojenin hangi kaynaktan elde edildiğini sertifikalandırmak amacıyla Guarantee of Origin projesini başlatmıştır. Bu proje kapsamında yeşil ve düşük karbonlu hidrojen için 76.000'den fazla sertifika verilmiştir. CertifHy sertifikası, tüketicilere ve hükümetlere hidrojenin üretim kaynağı hakkında bilgi sağlamakta ve sera gazı emisyonları temelinde derecelendirme yapılmasını önermektedir.

Somayeh Toghyani ve çalışma arkadaşları (2021), güneş hidrojen yakıt istasyonlarının performansını değerlendirmiştir. Çalışmada, elektrokimyasal hidrojen kompresörleri ve fotovoltaiik sistemlerle entegre edilmiş hidrojen yakıt ikmal sistemleri incelenmiştir.

Şebekeye bağlı ve bağlı olmayan istasyonlar için hidrojenin ekserji maliyeti karşılaştırılmış, şebekeye bağlı sistemlerin daha ekonomik ve verimli olduğu belirtilmiştir.

R. Kleijn ve E. Voet (2010), hidrojen ekonomisinin kaynak kısıtlamalarını incelemiş ve geçiş sürecinde Joule başına maliyetlerin düşürülmesinin önemini vurgulamıştır. Çalışma, enerji geçişinin endüstriyel kapasiteyi zorlayabileceğini ve özellikle çelik ve bakır gibi malzemelerin kullanımını artıracığını ifade etmiştir.

P. Benalcazar ve A. Komorowska (2022), Polonya'da yeşil hidrojenin tekno-ekonomik analizini Monte Carlo yaklaşımıyla gerçekleştirmiştir. 2020, 2030 ve 2050 yıllarında seviyelendirilmiş hidrojen maliyetleri analiz edilmiş, PEM elektrolizörlerin 2050 yılı itibarıyla 1,23 €/kg ile 2,03 €/kg arasında maliyet sağlayabileceği öngörülmüştür.

Ayhan Usta (2016), Türkiye'nin su potansiyelini değerlendirmiştir. Thornthwaite yöntemi kullanılarak Türkiye'nin yıllık su potansiyelinin 180,66 milyar m³ olduğu hesaplanmış ve bu yöntemin tarım, sanayi ve içme suyu planlaması için uygun olduğu belirtilmiştir.

G. Kubilay Karayel ve çalışma arkadaşları (2022), Türkiye'nin güneş enerjisi açısından hidrojen üretim potansiyelini haritalandırmıştır. Erzurum, Konya, Sivas ve Van'ın en yüksek potansiyele sahip olduğu belirtilmiştir. Çalışma, mono fotovoltaik paneller ve elektrolizör çeşitleri ile yeşil hidrojen üretiminde uygun bölgeleri değerlendirmiştir.

Oxford Institute for Energy Studies (2021) tarafından Türkiye'nin enerji geleceğinde hidrojenin rolünü incelenmiştir. Çalışma, yeşil hidrojenin Türkiye'nin yenilenebilir enerji kapasitesini artırmada önemli bir rol oynayacağını ve mavi hidrojenin sınırlı jeolojik depolama potansiyeli nedeniyle geçici bir çözüm olduğunu vurgulamıştır.

R. Tarkowski (2020), tarafından Polonyadaki hidrojen depolama için jeolojik yapıların analizi gerçekleştirilmiştir. Polonyada hidrojen depolama için seçilen sahalar kaverna çatısından itibaren yaklaşık olarak 2000 m derinlikte kabul edilmektedir. Bu doğrultuda potansiyel dört depolama alanı saptanmıştır ve yakınsama oranları analiz edilmiştir. Leba bölgesindeki tuz yapılarının 160 m ile 330 m arasında kalınlığa sahip sığ bir

yapıya sahip olduğu belirtilmektedir. Tuz yakınsamasının tuz birikintilerindeki düşük sıcaklık nedeniyle minimum düzeyde olduğu vurgulanmaktadır. Fore-Sudetic Monocline kavernalarının 100 m'den fazla kalınlığa sahip olduğu ve konuma bağlı olarak 300 m'yi geçebileceğini belirtmektedir. Fore-Sudetic Monocline bölgesindeki kavernalarda Leba bölgesindeki kavernalardan daha fazla yakınsama gerçekleştiğini vurgulanmaktadır. Carpathian Foredeep tuz kavernalarının ise yer altı hidrojen depolamaya uygun olmadığı belirtilmekte Wojnicz tuz kavernasının ise depolamaya uygun olduğu vurgulanmaktadır. Wojnicz kavernasının 1000 ile 1600 m arasında bir derinlikte olması ve kalınlığının 400 metre üzerinde olması hidrojenin depolanabilirliği için olumlu olduğu ifade etmektedir. Az miktarda anhidrit ve kil içermesi nedeniyle Wojnicz tuz kavernasının karmaşık bir iç yapı gösterdiği yorumu yapılmaktadır.

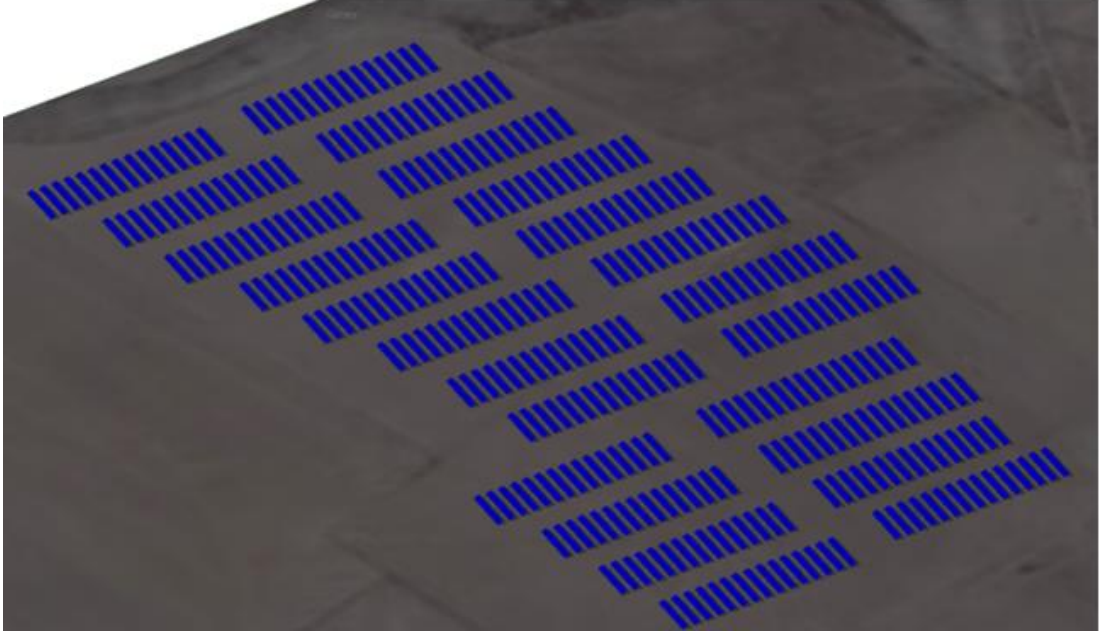


BÖLÜM IV

MATERYAL VE METOD

4.1 Şebekeden Bağımsız Güneş Enerji Santrali Teknik-Ekonomik Analiz

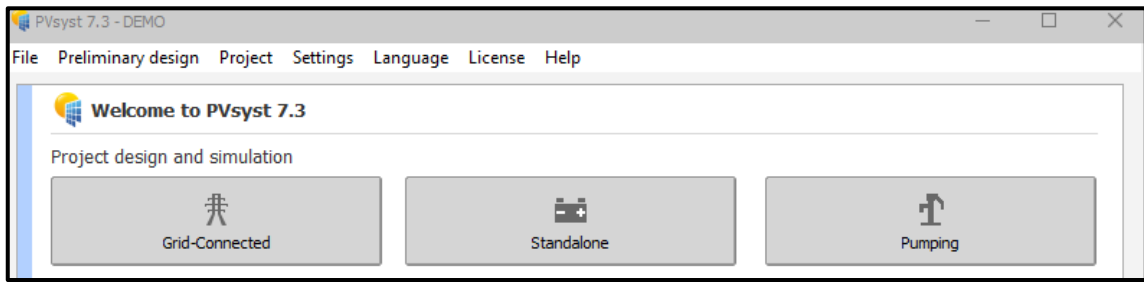
Bu tez çalışmasında, Aksaray il merkezine yakın bir yaylada bulunan arazide, Çöllülü Yaylası'nda bulunan ve şebekeden bağımsız çalışan (off-grid) 12.01 MWp kapasiteli bir güneş enerjisi santrali için gerçekleştirilen PVsyst simülasyonunu içermektedir. GES projesi kapsamında tasarlanan bu sistem, herhangi bir enerji depolama birimi içermemekte olup, üretilen enerji hidrojen üretmek amacıyla tüketilmektedir. Simülasyon, sistemin verimliliğini, enerji üretim kapasitesini ve farklı çalışma senaryolarını analiz etmek amacıyla gerçekleştirilmiştir. Görselde, santralin arazi üzerindeki yerleşimi gösterilmekte olup, panellerin konumu ve düzeni detaylandırılmıştır. Bu tür şebekeden bağımsız sistemler, özellikle uzak bölgelerde sürdürülebilir hidrojen üretimi sağlamak için önemli bir çözüm sunmaktadır.



Şekil 4.1. PVsyst Güneş Enerji Santrali

PVsyst simülasyonu ile gerçekleştirilen bu analiz, Çöllülü Yaylası'nda konumlandırılan ve şebekeden bağımsız çalışan 12.01 MWp kapasiteli bir güneş enerji santralinin

performans değerlendirmesini içermektedir. Simölasyonun temelini, bölgenin coğrafi özellikleri ve meteorolojik verileri oluşturmaktadır. Çalışmada kullanılan hava durumu verileri, NASA-SSE (Surface Solar Energy) uydu tabanlı veritabanından alınmıştır. Bu veritabanı, 1983-2005 yılları arasındaki sentetik iklim verilerini içermekte olup, güneş ışıınımı, sıcaklık, rüzgâr hızı ve diğer atmosferik değişkenleri içeren geniş bir veri seti sunmaktadır. Çöllölü Yaylası, 38.10° kuzey enleminde ve 33.81° doğu boylamında yer almakta olup, yıllık güneşlenme süresi yüksektir. Bölgenin 969 metre rakımda bulunması, atmosferik zayıflama etkisini azaltarak güneş panellerine ulaşan radyasyon miktarını artırmaktadır.



Şekil 4.2. PVsyst V7.3 ana sayfası

PVsyst 7.3 yazılımında "Standalone" (Şebekeden Bağımsız) seçeneğinin tercih edilmesi, sistemin tamamen off-grid olarak çalıştığını ve elektrik şebekesine bağlı olmadığını göstermektedir. Bu seçimle, enerji üretiminin yerel tüketimle dengelenmesi ve olası depolama gereksinimlerinin analiz edilmesi hedeflenmektedir. Şebekeye bağlı sistemlerden farklı olarak, standalone modölü, enerjinin anlık tüketimi karşılayıp karşılamadığını, fazlalıkların nasıl yönetildiğini ve eksik enerji durumlarında sistemin nasıl bir performans gösterdiğini değerlendirmektedir. Simölasyonda depolama birimi olup olmadığına bağlı olarak, üretilen fazla enerjinin doğrudan kullanılamaması veya kesintisiz güç sağlama kapasitesinin sınırlanması gibi durumlar detaylı bir şekilde incelenmektedir. Özellikle hidrojen üretimi gibi sürekli enerji ihtiyacı gerektiren sistemlerde, standalone modölüyle yapılan analizler, üretim ve tüketim dengesinin nasıl sağlanacağını ve potansiyel kayıpları ortaya koymaktadır.

Simölasyonda, panel dizilimleri ve yönlendirme açıları optimize edilerek tasarım oluşturulmuştur. Panellerin eğim açısı 25° ve azimut açısı 0° (güney yönelimli) olarak belirlenmiştir. Güney yönelimli sistemler, kuzey yarımkürede maksimum güneş

ışınımını almak için tercih edilmektedir. PVsyst programı, bu açılar doğrultusunda güneş ışıının yıl boyunca nasıl değiştiğini analiz ederek sistemin optimum enerji üretimini sağlayacak şekilde tasarlanmasına olanak tanımaktadır. Sistemde takip mekanizması (solar tracker) bulunmamakta ve paneller sabit bir düzlemde konumlandırılmıştır. Takip sistemleri enerji üretimini artırsa da, bakım ve yatırım maliyetleri dikkate alındığında sabit sistemler özellikle off-grid projelerde daha fazla tercih edilmektedir.

Proje kapsamında kullanılan fotovoltaik sistem 21,840 adet panelden oluşmakta ve toplam kurulu güç 12.01 MWp olarak hesaplanmıştır. Panellerin verimliliği ve teknolojik özellikleri PVsyst veritabanına girilen parametrelerle modellenmiş ve bölgenin iklim koşullarına uygun olacak şekilde simüle edilmiştir. Panel konfigürasyonları, PVsyst'in gölgeleme analiz modülü kullanılarak değerlendirilmiş ve lineer gölgeleme modeli ile yakın panellerin birbirine oluşturabileceği gölgeleme etkisi incelenmiştir. Gölgeleme analizi, sistemin yıllık üretim kapasitesini belirlemede kritik rol oynamaktadır. Özellikle panellerin sıralama mesafeleri, gölge kayıplarını minimize edecek şekilde düzenlenmiştir.

Şebekeden bağımsız çalışan bu sistemde üretilen elektrik enerjisi, herhangi bir depolama ünitesi olmaksızın doğrudan tüketilmektedir. Projede hidrojen üretimi amaçlandığından, üretilen elektrik elektroliz sürecinde kullanılmaktadır. Sistemin enerji ihtiyacı 10.00 kW sabit yük olarak belirlenmiş olup, yıllık toplam enerji tüketimi 87.6 MWh olarak hesaplanmıştır. Off-grid sistemlerde üretim ile tüketim arasındaki dengenin korunması gerekmektedir. Bu projede depolama sistemi bulunmadığından, fazla üretilen enerji kullanılamamakta ve boşa gitmektedir. Simülasyon sonuçlarına göre, yıllık toplam kullanılabilir güneş enerjisi 87,600 kWh, mevcut toplam güneş ışıını 1,968,482 kWh ve kullanılamayan enerji miktarı 955,847.7 kWh olarak belirlenmiştir. Kullanılamayan enerji miktarının yüksek olması, depolama sistemlerinin eksikliğini göstermektedir ve hidrojen üretimi açısından sistemin optimizasyon gereksinimlerini ortaya koymaktadır.

Bu çalışmada geliştirilen sistem, elektrik enerjisini doğrudan elektroliz yoluyla hidrojen üretiminde kullanmayı hedefleyen off-grid bir yapıya sahiptir. Sistem tasarımında herhangi bir elektriksel depolama birimi (batarya vb.) yer almadığından, PV sistemden

elde edilen tüm enerji yalnızca elektrolizörlere yönlendirilmekte ve burada hidrojen üretimi amacıyla değerlendirilmektedir. Bu doğrultuda, klasik performans oranı (PR) kavramı yerine, PV sistemin sağladığı yıllık toplam elektrik enerjisi ile bu enerjiden üretilen hidrojenin enerji içeriği arasında kurulan ilişkiye dayanan bir değerlendirme yapılmıştır. Bu yaklaşım, sistemin doğrudan enerji dönüşüm verimliliğini yansıtan daha uygun bir metot olarak tercih edilmiştir.

Yapılan hesaplamalarda, PV sistem tarafından yıllık bazda 19.698.461 kWh elektrik üretildiği, bu enerjinin tamamının %85 verimli çalışan bir elektrolizör sistemi aracılığıyla hidrojen üretiminde kullanıldığı belirlenmiştir. Elde edilen hidrojenin yıllık üretim miktarı 512.352,87 kg olarak hesaplanmış, bu miktarın enerji karşılığı ise 16.750.635 kWh olarak bulunmuştur. Hesaplamalarda, 1 kg hidrojenin yaklaşık 32,68 kWh enerji içerdiği kabul edilmiştir. Böylece sistemin PV kaynaklı üretimden hidrojen formunda geri kazanabildiği toplam enerji, yıllık enerji üretimi ile karşılaştırıldığında performans oranı yaklaşık %85 seviyesine ulaşmıştır. Bu sonuç, sistemin enerji dönüşüm süreçlerinde yüksek bir verimlilik sağladığını ve doğrudan hidrojen üretimine odaklı off-grid yapıların enerji açısından son derece etkin olabileceğini göstermektedir. Ayrıca, hesaplanan %85'lik PR değeri, fotovoltaik sistemin yıllık üretim kapasitesine kıyasla oldukça yüksek bir geri kazanım oranına sahip olduğunu ortaya koymaktadır. Tipik PV sistemlerde PR değerlerinin %70 ila %85 arasında değiştiği göz önünde bulundurulduğunda, elde edilen bu oran sistemin güneş enerjisinden maksimum düzeyde yararlanarak hidrojen üretiminde yüksek verimlilik sağladığını kanıtlamaktadır.

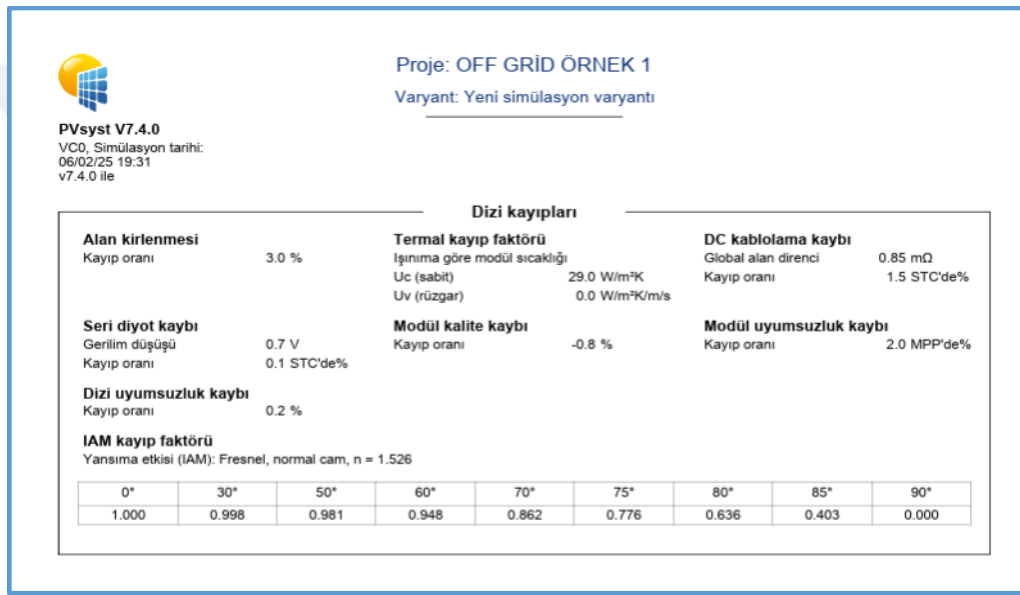
PVsyst simülasyonu, sistemin tasarım aşamasında çeşitli optimizasyon analizlerinin yapılmasını sağlamış ve potansiyel sorunların belirlenmesine imkân tanımıştır. Program, meteorolojik verilerden başlayarak panel yönelim optimizasyonuna, gölgeleme analizlerinden enerji dengesi hesaplamalarına kadar birçok faktörü kapsamlı bir şekilde değerlendirmiştir. Simülasyonun sağladığı veriler ışığında, sistemin mevcut haliyle büyük miktarda boşa giden enerjiye sahip olduğu ve bu durumun enerji depolama sistemleri ile giderilebileceği belirlenmiştir. Depolama teknolojilerinin entegrasyonu ile hidrojen üretiminin sürekliliği artırılmakta ve sistemin performans oranı yükseltilmektedir. Pil depolama sistemleri veya hidrojen üretimi için daha esnek bir yük profili oluşturan algoritmalar kullanılarak sistem verimliliği artırılmaktadır.

Bu çalışmada, şebekeden bağımsız (off-grid) çalışan bir fotovoltaik sistemin detaylı tasarım ve performans analizi gerçekleştirilmiştir. Simülasyon, PVsyst yazılımı kullanılarak modellenmiş ve sistemin farklı bileşenleri detaylandırılarak enerji üretim kapasitesi, verimlilik değerleri ve sistem kayıpları analiz edilmiştir. Çalışmada, sistemin elektrik şebekesine bağlı olmadığı, üretilen enerjinin anlık tüketildiği veya depolandığı bir yapı üzerine kurgulandığı görülmektedir. Projenin temel amacı, belirlenen yük profilini karşılayacak şekilde sürekli ve güvenilir bir enerji arzı sağlamaktır.

Fotovoltaik sistem tasarımında, güneş panellerinin yönlendirilmesi ve dizilim parametreleri önemli bir tasarım kriteri olarak belirlenmiştir. Kullanılan paneller sabit düzende yerleştirilmiş olup, eğim açısı 25° ve azimut açısı 0° (güney yönelimli) olarak seçilmiştir. Panellerin eğim ve yönlendirme açıları, bölgenin güneş radyasyonu verileri dikkate alınarak belirlenmiş ve maksimum enerji üretimini sağlayacak şekilde optimize edilmiştir. Panel dizileri arasındaki mesafe 10.00 metre olarak belirlenmiş, bu sayede yakın gölgeleme etkileri minimize edilmiştir. Arazi kullanım oranı (GCR - Ground Coverage Ratio) %46.0 olarak hesaplanmıştır, bu oran, güneş panellerinin toplam araziye oranını belirleyerek sistemin arazi üzerindeki dağılımını tanımlamaktadır. Ufuk sınırı 2.4° olarak belirlenmiş olup, bu değer arazinin eğimi ve çevresel engeller dikkate alınarak hesaplanmıştır.

Fotovoltaik sistemde, MPPT (Maximum Power Point Tracking) destekli dönüştürücüler kullanılmış olup, maksimum verimlilik değerleri %97.0 (EURO verimliliği %95.0) olarak belirlenmiştir. MPPT teknolojisi, panellerin ürettiği enerjiyi en verimli şekilde dönüştürerek depolama veya tüketim için en uygun akım ve gerilim değerlerine ulaşmasını sağlamaktadır. Sistem tasarımında, yakın gölgeleme analizleri de değerlendirilmiştir. Lineer gölgeleme modeli kullanılarak, panellerin birbirine gölge yapma etkisi analiz edilmiştir. Gölgeleme açısı sınırı 18.5° olarak belirlenmiş ve bu değer üzerine çıkılması durumunda enerji üretiminde kayıpların oluşacağı tespit edilmiştir. PVsyst simülasyon sonuçlarına göre, panel alanı toplam 56418 m^2 , yüzey alanı ise 51892 m^2 olarak belirlenmiştir. Panel alanı, doğrudan güneş ışığını alan yüzeyin büyüklüğünü ifade ederken, yüzey alanı panellerin fiziksel boyutlarını da içeren bir değerdir.

Sonuç olarak, şebekeden bağımsız çalışan bu sistem, belirlenen yük profiline uygun olarak tasarlanmış ve enerji üretimi ile tüketimi dengeli şekilde modellenmiştir. Sistemde batarya depolama ünitesinin bulunması, fazla üretilen enerjinin değerlendirilmesini sağlamaktadır ve kesintisiz güç sağlanmasına olanak tanımaktadır. Fotovoltaik panellerin optimal yönlendirme açıları, gölgeleme analizleri ve depolama sisteminin kapasiteleri PVsyst yazılımı aracılığıyla detaylı şekilde simüle edilmiştir. Bu sistem, özellikle enerji arz güvenliğinin kritik olduğu ve şebeke bağlantısının mümkün olmadığı bölgelerde sürdürülebilir enerji üretimi sağlamak için uygun bir model oluşturmaktadır.



Şekil 4.3. Fotovoltaik sistem dizi kayıpları

Şekil 4.3'te, şebekeden bağımsız çalışan fotovoltaik (PV) sistemin enerji üretimi sırasında meydana gelen dizi kayıpları detaylandırılmıştır. PV sistemlerde meydana gelen kayıplar, modüllerin yüzey özelliklerinden, çevresel faktörlerden ve elektriksel bileşenlerden kaynaklanmaktadır. Şekilde yer alan analizlerde, alan kirlenmesi, termal kayıp faktörü, modül kalite kaybı, seri diyet kaybı, modül uyumsuzluk kaybı ve DC kablolama kayıpları değerlendirilmiştir. Şekil 4.3'te gösterilen sonuçlara göre alan kirlenmesi (soiling loss) %3.0 olarak hesaplanmıştır. Bu kayıp, panel yüzeyinde biriken toz ve kirin güneş ışığını emme kapasitesini düşürmesinden kaynaklanmaktadır. Seri diyet kaybı %0.1 STC'de olarak belirlenmiş ve modüllerde bypass diyetlerinin sebep olduğu gerilim düşüşü 0.7 V olarak ölçülmüştür. Modül uyumsuzluk kaybı %0.2, modül

kalite kaybı ise %0.8 olarak hesaplanmıştır. Bu kayıplar, PV panellerinin üretim toleranslarından ve birbirleri arasındaki küçük performans farklarından kaynaklanmaktadır.

DC kablolama kaybı %1.5 olarak hesaplanmış olup, sistemde kullanılan global alan direnci 0.85 mΩ olarak belirlenmiştir. Elektrik iletim hatlarında direnç kaynaklı gerilim düşüşleri, üretilen enerjinin bir kısmının kaybolmasına neden olmaktadır. Ayrıca, termal kayıp faktörü olarak modül sıcaklık katsayısı (U_c) 29.0 W/m²K olarak hesaplanmıştır. Yüksek sıcaklık, PV hücrelerinin verimliliğini düşürmektedir. Bunlara ek olarak, yansıma etkisi (IAM - Incidence Angle Modifier kayıp faktörü) farklı açılar için hesaplanmış ve IAM faktörünün 60° eğimde 0.881, 75° eğimde 0.706 ve 90° eğimde 0.000 olduğu belirlenmiştir. 90° açıda gelen ışınların tamamı yansıdığı için enerji üretimine katkı sağlamamaktadır. Şekil 4.3'te gösterilen dizi kayıpları, sistem verimliliğini artırmak için hangi parametrelerin optimize edilmesi gerektiğini ortaya koymaktadır. Alan temizliği periyodik olarak yapıldığında, kablo kesitleri uygun seçildiğinde ve sıcaklık yönetimi sağlandığında sistem performansı artırılabilecektir. Bu kayıpların yönetilmesi, off-grid sistemlerde güvenilir enerji arzı için kritik öneme sahiptir.

Genel parametreler			
Şebekeden bağımsız sistem			
Kolektör düzleminin yönlendirmesi			
Yönlendirme		Dizi ayarları	
Sabit düzlem		Dizi sayısı	364 adet
Eğim/Azmut	25 / 0 °	Boyutlar	
		Dizi aralığı	10.00 m
		Kolektör eni	4.60 m
		Arazi kullanım oranı (GCR)	46.0 %
		Etkisiz üst şerit	0.02 m
		Etkisiz alt şerit	0.02 m
		Gölgeleme açısı sınırı	
		Profil açısı sınırı	18.5 °
Ufuk		Yakın gölgelemeler	
Ortalama yükseklik	2.4 °	Lineer gölgelemeler	
		Kullanılan modeller	
		Transpozisyon	Perez
		Difüz	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	ayrı
Kolektör alanının özellikleri			
PV modül			
Üretici	HT-SAAE		
Model	HT72-18X-550		
(Orijinal PVsyst veritabanı)			
Birim gücü	550 Wp		
PV modül sayısı	21840 adet		
Nominal (STC)	12.01 MWp		
Modül	1092 Zincir x 20 Seri		
İşletme şartlarında (50°C)			
Pmpp	11.04 MWp		
U mpp	758 V		
I mpp	14570 A		
Denetleyici			
Evrensel denetleyici			
Teknoloji	MPPT dönüştürücü		
Sıcaklık katsay.	-5.0 mV/°C/Öge		
Dönüştürücü			
Maks ve EURO verim	97.0 / 95.0 %		
Total PV gücü			
Nominal (STC)	12012 kWp		
Toplam	21840 modül		
Panel yüzeyi	56418 m ²		
Hücre yüzeyi	51892 m ²		

Şekil 4.4. Fotovoltaik sistem genel parametreleri ve kolektör alanı özellikleri

Şekil 4.4'te, sistemin genel tasarım parametreleri ve kolektör alanına ilişkin teknik özellikler ayrıntılı olarak sunulmuştur. Şebekeden bağımsız çalışan bu sistem, sabit eğimli fotovoltaik paneller ve lityum iyon batarya sistemi ile tasarlanmıştır.

Simülasyon sonuçlarına göre, PV modüllerinin eğim açısı 25° ve azimut açısı 0° (güney yönelimli) olarak belirlenmiştir. Güney yönelimli sistemler, kuzey yarımkürede en yüksek güneş ışıınımı verimliliğini sağlamaktadır. Toplam panel sayısı 21,840 olarak hesaplanmış ve sistemin toplam kurulu gücü 12.01 MWp olarak belirlenmiştir. Kullanılan PV modülleri HT-SAAE HT72-18X-550 modeli olup, birim güçleri 550 Wp olarak tanımlanmıştır.

PV modüllerinin işletme sıcaklığı 50°C olarak belirlenmiş olup, maksimum güç noktası (P_{mpp}) 11.04 MWp olarak hesaplanmıştır. Modüllerin sıcaklık katsayısı $-0.50 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ olarak belirlenmiş ve MPPT teknolojisi ile maksimum güç izleme (Maximum Power Point Tracking) sağlanmıştır.

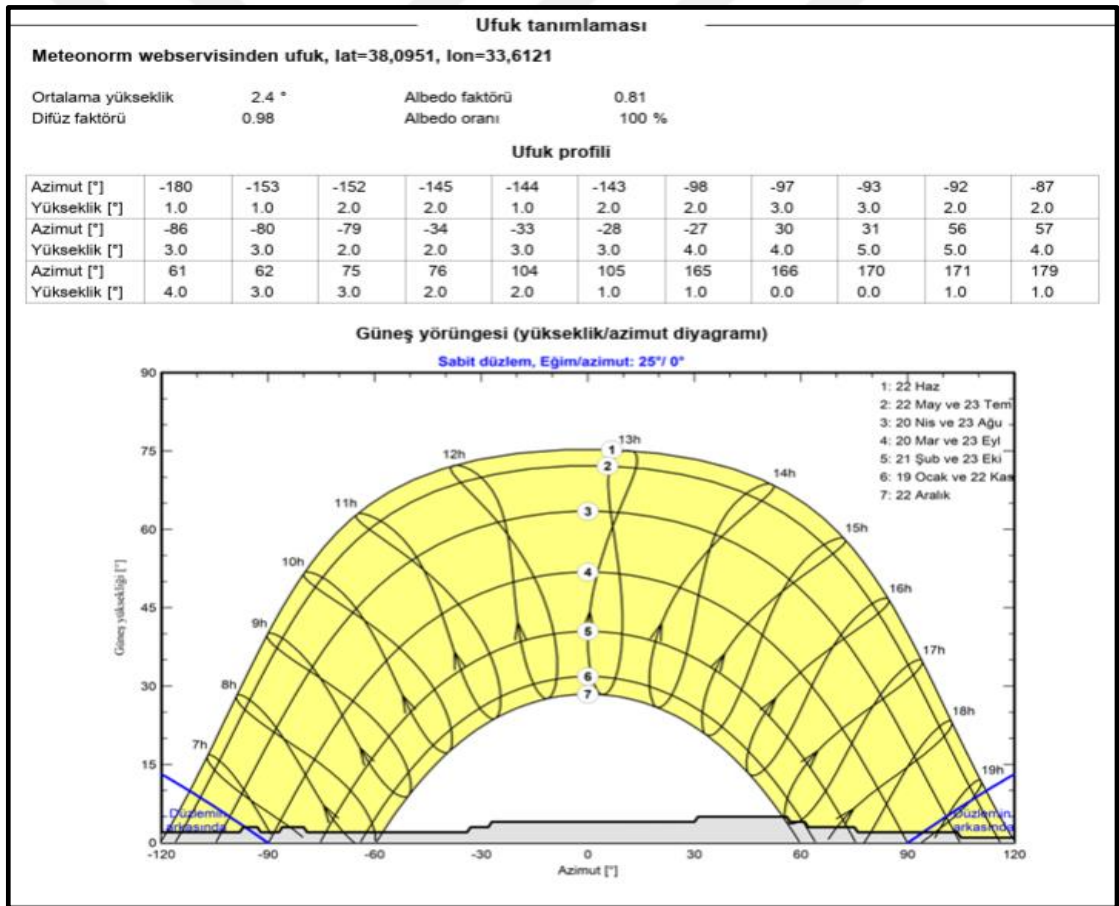
Şekil 4.4'te ayrıca, sistemin depolama bileşenleri de gösterilmektedir. Enerji depolama için Huawei Luna2000-15-S0 modeli lityum iyon bataryalar kullanılmıştır. Toplam batarya kapasitesi 1,497,600 Ah olup, depolanabilir enerji 64,869.3 kWh olarak hesaplanmıştır. Bataryalar 48V gerilim seviyesinde çalışmaktadır ve sistemin 4992 paralel hücreden oluştuğu belirlenmiştir. Şebekeden bağımsız çalışan bu sistemin enerji yönetimi açısından sabit yük profili 10.00 kW olarak belirlenmiş ve yıllık enerji tüketimi 87.6 MWh olarak hesaplanmıştır. Kullanıcı ihtiyacına uygun olarak tasarlanan enerji üretim ve depolama kapasitesi, sistemin sürdürülebilir enerji arzını sağlamaktadır.

Şekil 4.4, sistemin tasarım kriterlerini ve teknik bileşenlerini detaylandırarak, sistemin verimli çalışabilmesi için hangi parametrelerin optimize edilmesi gerektiğini göstermektedir. PV panellerinin eğim açısı, MPPT teknolojisi ile verimli enerji yönetimi sağlanmış ve batarya kapasitesi, yük profiline uygun şekilde belirlenmiştir. Bu optimizasyonlar sayesinde sistem, kesintisiz enerji arzı sunacak şekilde tasarlanmıştır.

Şekil 4.3 ve Şekil 4.4, şebekeden bağımsız çalışan fotovoltaik sistemin performans analizini destekleyici önemli teknik bulgular sunmaktadır. Şekil 4.3'te sistemde meydana gelen dizi kayıpları detaylandırılmış, Şekil 4.4'te ise sistemin genel tasarım

parametreleri, kullanılan modüller ve batarya sistemi açıklanmıştır. Simülasyon sonuçlarına göre, panel yüzeyi kirlenmesi, termal kayıplar ve kablolama kayıpları sistem performansını etkileyen temel faktörlerdir. Ayrıca, batarya kapasitesi ve MPPT teknolojisi ile enerji yönetimi optimize edilmiştir.

Bu bulgular, şebekeden bağımsız fotovoltaik sistemlerde yüksek verimli enerji üretimi sağlamak için hangi parametrelerin dikkate alınması gerektiğini ortaya koymaktadır. Alan temizliği, uygun kablolama, sıcaklık yönetimi ve depolama optimizasyonu sağlandığında, sistemin performansı artırılmaktadır. Bu çalışma, güneş enerjisine dayalı bağımsız sistemlerin enerji arz güvenliğini sağlayabilecek şekilde tasarlanabileceğini göstermektedir.



Şekil 4.5. Ufuk tanımlaması ve güneş yörüngesi diyagramı

Şekil 4.5'te, şebekeden bağımsız çalışan fotovoltaik (PV) sistemin kurulum bölgesine ait ufuk tanımlaması ve güneş yörüngesi diyagramı gösterilmektedir. PV sistemlerin

tasarımında güneşin konumu, panel açısı ve ufuk profili önemli parametreler arasındadır. Güneş ışıınının sistem performansına etkisini doğru şekilde analiz edebilmek için, panellerin yıl boyunca farklı saatlerde ve günlerde ne kadar güneş ışığı alacağı belirlenmiştir. Bu doğrultuda, PVsyst simülasyonu kullanılarak konum verilerine dayalı detaylı analizler gerçekleştirilmiştir.

Bu çalışmada kullanılan ufuk verileri, Meteonorm veri tabanından alınarak PVsyst simülasyonunda modellenmiştir. Meteonorm, dünya çapındaki farklı lokasyonlar için güneş ışıını, sıcaklık, nem ve rüzgâr gibi meteorolojik verileri sağlayan güvenilir bir kaynaktır. Şekilde, sistemin bulunduğu bölgenin enlem ve boylam değerleri (38.0951°K, 33.6121°D) kullanılarak ufuk yüksekliği ve albedo faktörü belirlenmiştir. Ortama yüksekliği 2,4° olarak hesaplanmış olup, bu değer güneşin sistemin konumuna göre ne kadar yüksekte bulunduğunu göstermektedir. Albedo faktörü 0.81 olarak belirlenmiştir. Albedo, bir yüzeyin güneş ışığını ne kadar yansıttığını gösteren bir katsayıdır. Albedo oranının %100 olması, zeminden yansıyan ışığın tamamen hesaplamalara dahil edildiğini göstermektedir. Difüz faktörü 0.98 olarak belirlenmiştir. Bu değer, atmosferden gelen yayılı güneş ışığını ifade etmekte ve genellikle açık hava koşulları için yüksek seviyelerde bulunmaktadır.

Şekilde gösterilen ufuk profili, belirli azimut açıları için yükseklik değerlerini içermektedir. Ufuk profili, arazinin güneş ışıınıını nasıl engellediğini ve güneşin doğuş ile batış süreçlerine olan etkisini belirlemektedir. -180° ile 179° arasındaki azimut açıları, doğu (-90°) ve batı (+90°) yönlerini de kapsayan geniş bir aralığı ifade etmektedir. Farklı azimut açılarında belirlenen yükseklik değerleri, güneşin belirli açılarla yükselirken ufuk çizgisi tarafından ne kadar engellendiğini göstermektedir. Örneğin, -180° azimut açısında yükseklik 1.0° olarak hesaplanırken, -98° azimut açısında 3.0° olarak belirlenmiştir. Ufuk yüksekliği, çevrede bulunan tepeler, binalar ve doğal engellerin etkisiyle değişiklik gösterebilmektedir. Ufuk yüksekliğinin düşük olması, panellerin daha erken saatlerde güneş ışıınıını almasını sağlarken, yüksek olması belirli zaman dilimlerinde gölgelenmelere neden olmaktadır.

Şeklin alt kısmında, sabit eğimli PV paneller için güneş yörüngesi diyagramı gösterilmektedir. Bu sistem için sabit düzlem eğim açısı 25° ve azimut açısı 0° (güney yönelimli) olarak belirlenmiştir. Panellerin güney yönlü konumlandırılması, kuzey

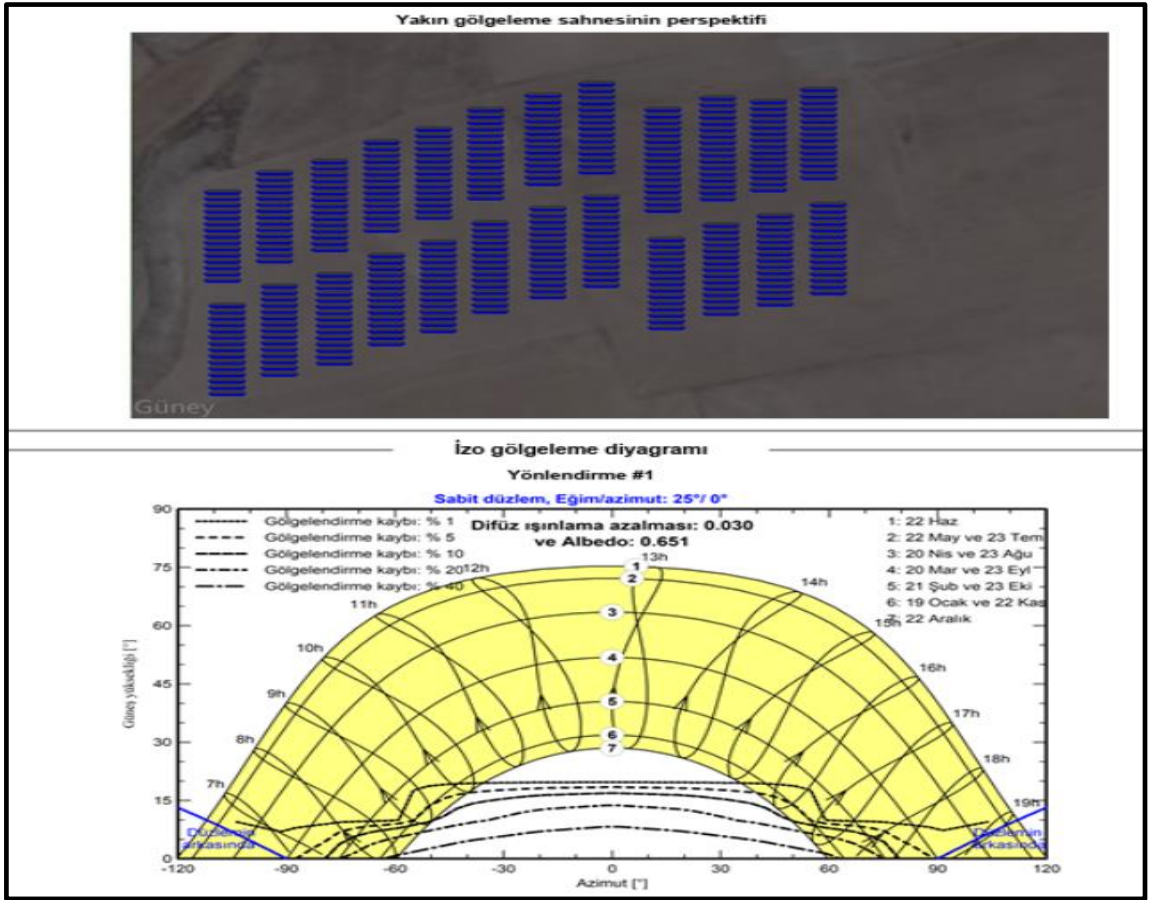
yarımkürede en yüksek güneş ışıını verimliliğini sağlamaktadır. Diyagramda, güneşin yıl boyunca farklı tarihlerde gökyüzündeki hareketi ve yükseklik-açısal konumu gösterilmektedir. Farklı numaralarla belirtilen eğriler, belirli tarihlerde güneşin izlediği yolu temsil etmektedir. 22 Haziran yaz gündönümünde güneş en yüksek noktasına ulaşırken, 22 Aralık kış gündönümünde en düşük açıda bulunmaktadır. Bu durum, yaz aylarında daha uzun güneşlenme süresi sağlarken, kış aylarında daha kısa süreli güneş ışıınına neden olmaktadır.

Güneş yörüngesi diyagramı, sistemin gün boyunca hangi saatlerde ve açılarda maksimum ışıını alacağını belirlemeye yardımcı olmaktadır. PV panellerin eğim açısının 25° olarak belirlenmesi, yıl boyunca optimum enerji üretimini sağlamak için seçilmiştir. Daha düşük açılar yaz aylarında daha iyi sonuçlar verirken, daha dik açılar kış aylarında güneş ışıını daha verimli değerlendirmektedir. Ancak yıllık toplam üretim dikkate alındığında, 25° eğim açısı en uygun değer olarak belirlenmiştir. Bu seçim, sistemin toplam enerji üretimini maksimize etmek ve tüm yıl boyunca dengeli bir performans elde etmek için yapılmıştır.

Güneş yörüngesi diyagramı, panellerin gölgelenme analizleri için kritik bir rol oynamaktadır. Ufuk profili verileri, sabah ve akşam saatlerinde güneşin düşük açılarda bulunduğu dönemlerde herhangi bir engelle karşılaşp karşılaşmadığını belirlemeye yardımcı olmaktadır. Simülasyon sonuçlarına göre, kurulum yapılan bölgede güneş ışıını herhangi bir yüksek engelle kesintiye uğramamaktadır ve ufuk yüksekliği düşük seviyelerde olduğu için gün doğumundan gün batımına kadar güneş ışıını alınabilmektedir. Böylece, sistemin yıl boyunca maksimum enerji üretimi sağlaması için ideal bir konumda olduğu doğrulanmıştır.

Şekil 4.5, PV sistemin kurulum bölgesine ait ufuk profili, güneş ışıını parametreleri ve güneş yörüngesi analizlerini sunmaktadır. Simülasyon sonuçları, bölgenin güneş ışıını açısından yüksek potansiyele sahip olduğunu ve ufuk çizgisinde herhangi bir büyük engelin bulunmadığını göstermektedir. Güneş yörüngesi diyagramı sayesinde, panellerin gün boyunca ve yılın farklı zamanlarında ne kadar güneş ışıını alabileceği belirlenmiş ve sistemin en verimli şekilde çalışması için panel açısı 25° olarak optimize edilmiştir. Ayrıca, ufuk profili verileri kullanılarak gölgelenme analizi gerçekleştirilmiş ve sistemin gün boyunca kesintisiz güneş ışıını alabileceği doğrulanmıştır.

Bu analizler, şebekeden bağımsız çalışan fotovoltaik sistemin enerji üretimini maksimize etmek ve yıl boyunca sürekli elektrik üretimini sağlamak için önemli bir temel oluşturmaktadır. Güneş ışınlamı verileri ve panel eğim açısı optimizasyonu, sistemin performansını artırmak ve üretilen enerjinin en verimli şekilde kullanılmasını sağlamak adına kritik bir rol oynamaktadır. Kurulumun yapıldığı bölgenin uygun iklimsel ve coğrafi özelliklere sahip olması, sistemin uzun vadeli verimliliğini garanti altına almaktadır.



Şekil 4.6. Yakın gölgeleme analizi ve izo gölgeleme diyagramı

Şekil 4.6’da fotovoltaik sistemin yakın gölgeleme etkisi ve izo gölgeleme analizi detaylı olarak gösterilmektedir. Gölgeleme, PV sistemlerin verimliliğini etkileyen en önemli faktörlerden biri olup, enerji üretiminde kayıplara yol açmaktadır. Gölgeleme analizleri, PV panellerinin birbirine gölge yapma etkisini belirlemek ve sistemin yerleşimini optimize etmek için yapılmaktadır.

Güneş enerji santralinde yakın gölgeleme sahnesinin perspektifini göstermektedir. Burada panellerin arazi üzerindeki düzeni, birbirlerine olan mesafeleri ve güneş ışınımına maruziyetleri modellenmiştir. Gölgelemenin minimize edilmesi için paneller arasında belirli aralıklar bırakılmış ve sıralı bir yerleşim tasarlanmıştır. Paneller arasındaki mesafenin doğru belirlenmesi, sabah ve akşam saatlerinde meydana gelebilecek gölgelenme kayıplarını azaltarak sistemin enerji üretimini maksimize etmektedir.

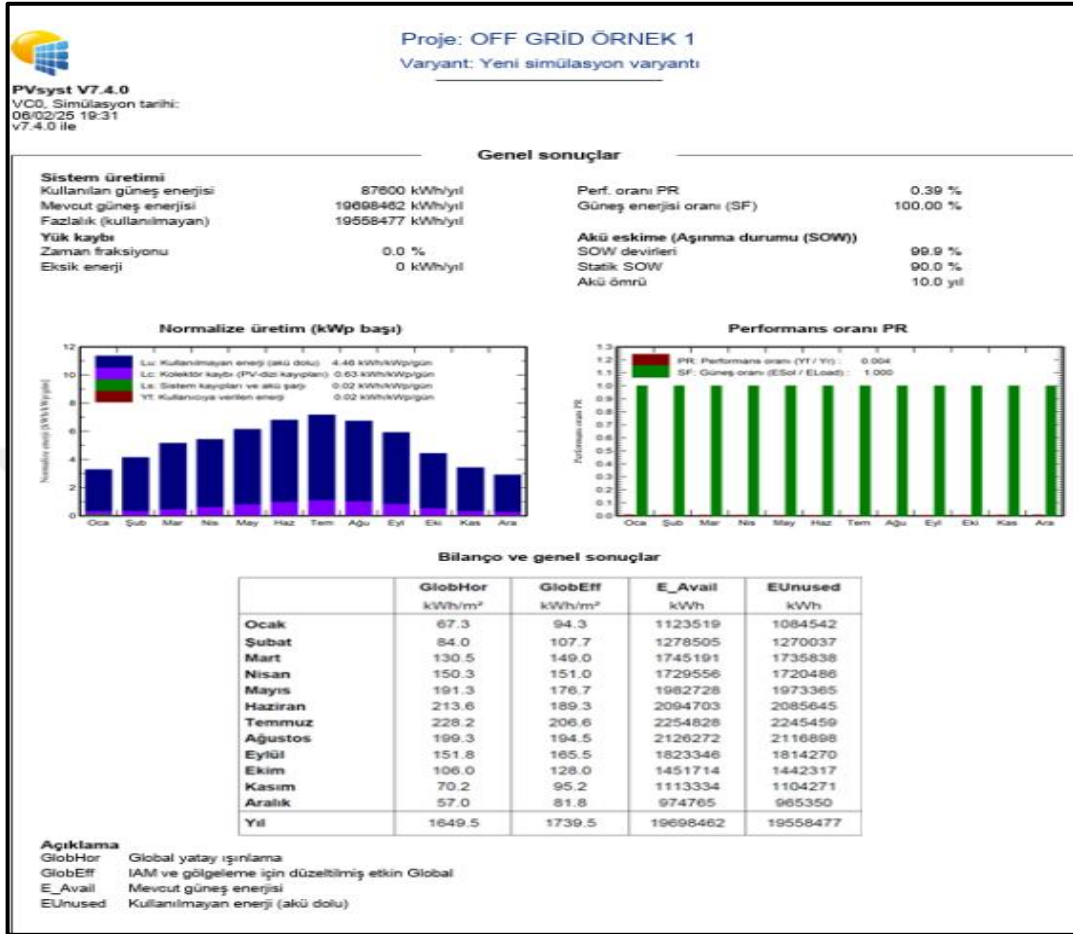
İzo gölgeleme diyagramı, güneşin yıl boyunca farklı zaman dilimlerinde ve açılarda izlediği yol doğrultusunda gölgeleme etkilerini göstermektedir. Grafikte sabit eğim açısı 25° ve azimut açısı 0° olarak belirlenmiştir. Sarı renk ile gösterilen alan, güneşin gökyüzündeki yörüngesini ifade etmektedir. Farklı eğriler, yılın belirli günlerinde güneşin konumunu ve ışınım süresini göstermektedir. Güneşin en yüksek olduğu 22 Haziran'da gölgeleme etkisi en az seviyede olup, 22 Aralık'ta ise güneşin alçak açılarda hareket etmesi nedeniyle gölgeleme etkisi daha fazla olmaktadır.

İzo gölgeleme diyagramında, farklı gölgeleme kayıp oranları farklı çizgi türleri ile gösterilmiştir. %1, %5, %10 ve %20 üzeri gölgeleme kayıpları için belirlenmiş bölgeler, panel sıralamaları ve panel yerleşim mesafeleri göz önünde bulundurularak modellenmiştir. Simülasyon sonuçlarına göre, gölgeleme kayıpları %10'un altında kalmaktadır ve sistemin genel enerji üretimini önemli ölçüde etkilememektedir.

Gölgeleme analizinde dikkate alınan difüz ışınım azalması 0.030 ve albedo faktörü 0.651 olarak hesaplanmıştır. Difüz ışınım azalması, güneş ışığının atmosferde saçılma miktarını ve panel yüzeyine gelen dolaylı ışınımı ifade etmektedir. Albedo faktörünün 0.651 olması, zeminden yansıyan ışınımın önemli bir katkı sağladığını göstermektedir. Bu durum, özellikle sabah ve akşam saatlerinde düşük açılarda gelen güneş ışığının panellere daha fazla ulaşmasını sağlayarak enerji üretimini artırmaktadır.

Şekil 4.6, şebekeden bağımsız çalışan bu sistemde gölgeleme kayıplarının düşük seviyelerde tutulduğunu ve panellerin doğru açılarda konumlandırıldığını göstermektedir. Paneller arasındaki mesafenin optimum şekilde belirlenmesi, gölgelenme etkisini minimize ederek sistemin toplam verimliliğini artırmaktadır. Elde edilen bulgular, PV sistemlerin tasarım aşamasında gölgeleme analizlerinin kritik bir rol

oynadığını ve enerji kayıplarını önlemek için sistemin fiziksel yerleşiminin titizlikle planlanması gerektiğini ortaya koymaktadır.



Şekil 4.7. Fotovoltaik sistemin genel sonuçları ve performans değerlendirmesi

Şekil 4.7, şebekeden bağımsız çalışan fotovoltaik sistemin enerji üretim performansına ilişkin detaylı sonuçları içermektedir. Analizde, sistemin ürettiği toplam enerji, kullanılabilir güneş enerjisi, fazla enerji miktarı, performans oranı (PR) ve enerji kullanım dengesi gibi kritik parametreler incelenmiştir. Ayrıca, sistemde yer alan akülerin aşınma durumu (SOW) ve ömür tahmini de değerlendirilmiştir. Bu veriler, sistemin yıllık enerji performansını anlamak ve verimlilik analizlerini yapmak açısından büyük önem taşımaktadır.

PVsyst simülasyon sonuçlarına göre, sistemin yıllık toplam kullanılan güneş enerjisi 87.600 kWh olarak hesaplanmıştır. Bölgenin toplam güneş ışınlamı dikkate alındığında, mevcut güneş enerjisi 1.968.482 kWh/yıl olarak belirlenmiştir. Ancak sistemde

herhangi bir şebeke bağlantısı veya enerji depolama kapasitesinin yeterli olmaması nedeniyle, 955.847,7 kWh fazla enerji (kullanılmayan enerji) oluşmuştur. Bu durum, sistemin ürettiği enerjinin büyük bir kısmının yük ile dengelenemediğini göstermektedir. Özellikle şebekeden bağımsız sistemlerde enerji yönetimi, üretim ile tüketimin optimize edilmesini gerektirmektedir (Mekhilef et al., 2012).

Simülasyon sonuçlarına göre, sistemde eksik enerji bulunmamaktadır ve yük kaybı sıfırdır. Bu, sistemin tasarlanan yükü kesintisiz olarak karşılayabildiğini ve ihtiyacın tamamının güneş enerjisinden sağlandığını göstermektedir. Bu bulgu, sistemin mevcut enerji talebini karşılamak için yeterli olduğunu ortaya koymaktadır. Zaman fraksiyonu %0 olarak hesaplanmıştır, yani sistemin herhangi bir zaman diliminde enerji arzında kesinti yaşanmadığı belirlenmiştir.

Bu çalışmada sistemin klasik anlamda performans oranı (PR) değeri de değerlendirilmiştir. PR, fotovoltaik sistemlerin verimliliğini ölçmek için kullanılan ve sistemin yıllık ürettiği elektrik enerjisinin, sistemin kurulu gücü ile yıl boyunca panele gelen toplam etkin ışıınım değerine bölünmesiyle hesaplanan bir göstergedir. PVsyst simülasyon raporunda elde edilen verilere göre, sistemin kurulu gücü 12,01 MWp, yıllık enerji üretimi 19.698.462 kWh ve etkin ışıınım değeri 1.740 kWh/m²'dir. Buna göre sistemin performans oranı, 19.698.462 kWh yıllık üretim değeri, 12,01 MWp kurulu güç ve 1.740 kWh/m² ışıınım değeri kullanılarak hesaplandığında yaklaşık 0,94 olarak bulunmuştur. Bu oran, sistemin gelen güneş ışıınımını oldukça yüksek verimlilikle elektrik enerjisine dönüştürdüğünü ve tasarım sürecinde kullanılan ekipmanların verimli bir şekilde entegre edildiğini göstermektedir. PR değerinin %90'ın üzerinde çıkması, saha kayıplarının düşük olduğunu ve sistemin teknik performans açısından optimum düzeyde çalıştığını ortaya koymaktadır. Performans oranı, PV sistemlerin verimliliğini ölçen bir metriktir ve genellikle %70-%80 arasında olması beklenmektedir (Skoplaki & Palyvos, 2009).

Şekilde, akülerin aşınma durumu (State of Wear (SOW)) ve ömür analizleri de değerlendirilmiştir. Akülerin SOW devri %99,9 olarak hesaplanmıştır. Statik SOW %90 olarak belirlenmiş olup, bataryaların belirlenen yük profiline uygun şekilde çalıştığını ve aşırı yıpranma yaşanmadığını göstermektedir. Akü ömrü 10 yıl olarak

hesaplanmıştır. Lityum iyon bataryalar için 10 yıllık ömür, standart bir kullanım süresi olarak kabul edilmektedir (Lu et al., 2013).

Şekil 4.7’de yer alan normalleştirilmiş üretim grafiği, sistemin aylık bazda kWp başına ürettiği enerjiyi göstermektedir. Kullanılan enerji, kolektör kayıpları ve sistem kayıpları göz önüne alınarak, en yüksek üretim değerleri Nisan, Mayıs ve Haziran aylarında elde edilmiştir. Kış aylarında ise düşük güneş ışıınımı nedeniyle üretim seviyeleri düşüş göstermektedir. Performans oranı (PR) grafiğinde, yıl boyunca PR değerinin sabit kaldığı görülmektedir. Bu durum, sistemin mevsimsel değişimlerden etkilenmeden stabil bir şekilde çalıştığını göstermektedir.

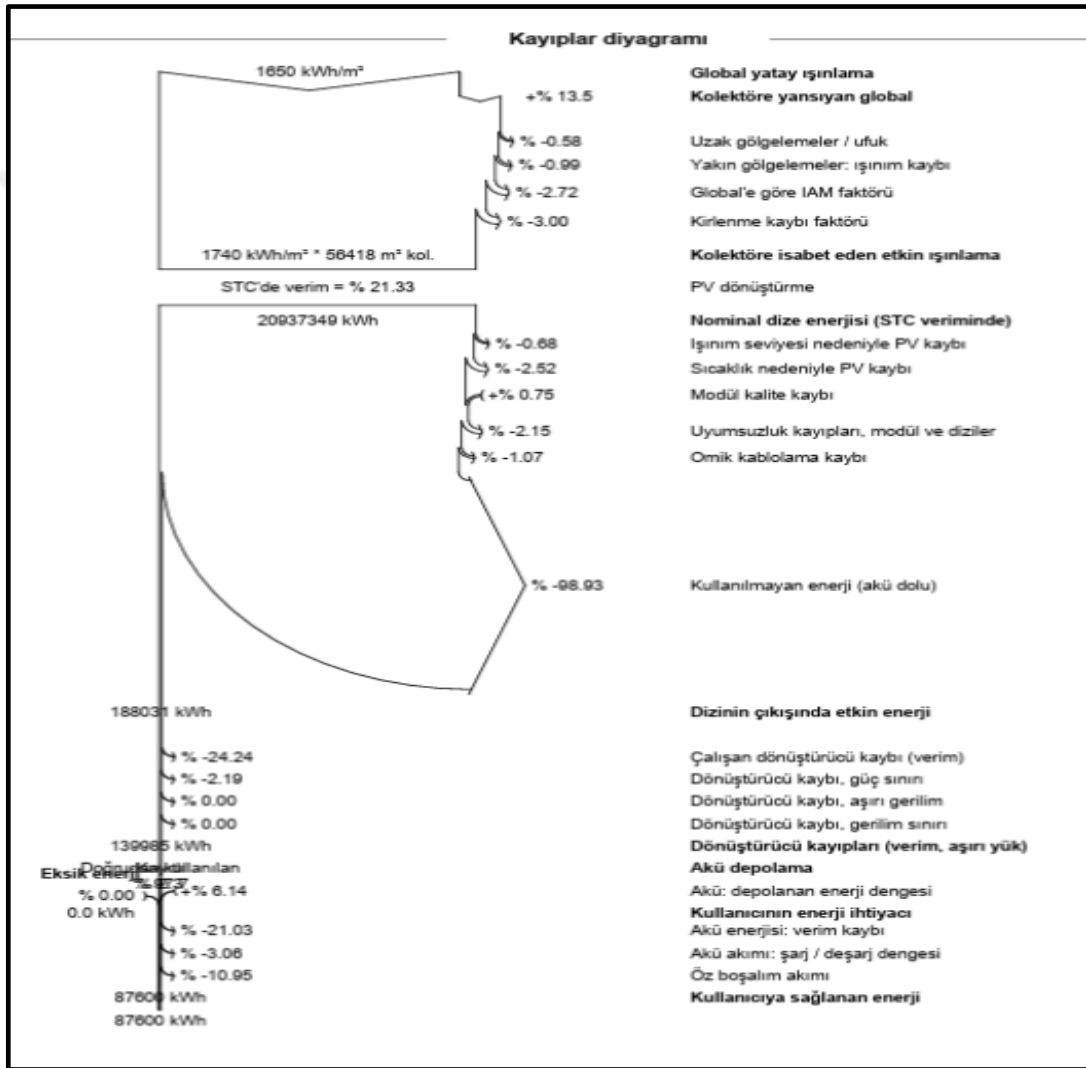
Bilanço ve genel sonuçlarda global yatay ışıınım (GlobHor), IAM ve gölgeleme düzeltilmeli etkin global ışıınım (GlobEff), mevcut güneş enerjisi (E_Avail) ve kullanılmayan enerji (EUnused) gibi parametreler detaylandırılmıştır. Mevcut güneş enerjisi yıl boyunca değişim göstermekte olup, en yüksek seviyeye Haziran ve Temmuz aylarında ulaşmaktadır. Kullanılmayan enerji miktarı da benzer bir eğilim sergileyerek, yaz aylarında fazla üretim nedeniyle artış göstermektedir.

Bu sonuçlar, şebekeden bağımsız çalışan PV sistemlerde enerji yönetiminin kritik bir faktör olduğunu ve depolama kapasitesinin artırılması durumunda sistem performansının önemli ölçüde iyileştirilebileceğini göstermektedir. Özellikle fazla üretilen enerjinin kullanılamaması, sistemin toplam verimliliğini düşürmektedir. Depolama kapasitesinin artırılması veya yük profilinin sistem üretimine daha uygun hale getirilmesi, PR değerinin yükseltilmesini sağlayacaktır.

Bu çalışma, şebekeden bağımsız çalışan PV sistemlerde enerji üretim performansını optimize etmek için detaylı bir analiz sunmaktadır. PR değeri, kullanılmayan enerji miktarı ve yük yönetimi gibi faktörlerin sistem performansını doğrudan etkilediği gösterilmiştir. Gelecekteki çalışmalar, depolama entegrasyonu ve yük profili optimizasyonu üzerine odaklanarak sistemin daha verimli hale getirilmesini sağlayacaktır.

Bu çalışmada geliştirilen PV-elektrolizör sistemi sabit bir elektrik yükünü karşılamak yerine, mevcut güneş enerjisine bağlı olarak değişken üretim gerçekleştirmektedir.

Sistem, off-grid yapılandırılmış olup, herhangi bir elektriksel depolama içermemektedir. Dolayısıyla, klasik anlamda süreklilik arz eden bir yük bulunmadığından ve elektrolizörler mevcut enerjiye bağlı olarak kısmî yükte çalışabildiğinden, karşılanamayan yük (unmet load) oluşmamaktadır. Bu bağlamda, sistem tasarımında yük bağımsız ve üretim odaklı bir yaklaşım benimsenmiştir. PV sistemin üretim kapasitesi doğrultusunda elektrolizörler devreye alınmakta ve enerji arzı kadar hidrojen üretimi sağlanmaktadır.



Şekil 4.8. Fotovoltaik sistemin kayıp analizi ve enerji akışı diyagramı

Şekil 4.8'de, şebekeden bağımsız çalışan fotovoltaik sistemin enerji üretimi ve kayıplarına ilişkin kapsamlı bir analiz sunulmaktadır. PV sistemlerde enerji kayıpları, güneş ışınımının panel yüzeyine ulaşmasından itibaren çeşitli aşamalarda meydana gelmektedir. Bu kayıplar arasında atmosferik etkiler, modül verimlilik sınırlamaları,

elektriksel dönüşüm kayıpları ve enerji kullanım süreçleri yer almaktadır. Bu çalışmada, üretilen enerjinin doğrudan elektrolizöre aktarıldığı ve sistemde herhangi bir enerji depolama biriminin hesaplamalara dahil edilmediği vurgulanmalıdır. PVsyst programı, off-grid sistemlerde depolama sekmesini zorunlu kıldığından, simülasyonda akü değerleri yalnızca doldurulmuş ancak enerji dengesi analizlerinde dikkate alınmamıştır.

Şekil 4.8’de, bölgenin yıllık ortalama global yatay ışıınımı 1650 kWh/m^2 olarak hesaplanmıştır. Kolektöre yansıyan global ışıınım ise 1740 kWh/m^2 olarak belirlenmiştir. Ancak sistemde, uzak gölgeleme (%-0,58), yakın gölgeleme (%-0,99), IAM faktörü kayıpları (%-2,72) ve yüzey kirlenmesi (%-3) nedeniyle toplam ışıınımda azalma meydana gelmiştir. IAM faktörü, güneş ışığının panel yüzeyine farklı açılardan gelmesi sonucu oluşan kayıpları ifade etmekte olup, bu çalışmada %2,72 oranında kayba neden olmuştur (Batzelis et al., 2021). Panel yüzeyindeki toz ve kir nedeniyle oluşan %3’lük kayıp, sistemin temiz tutulması halinde azaltılabilecektir.

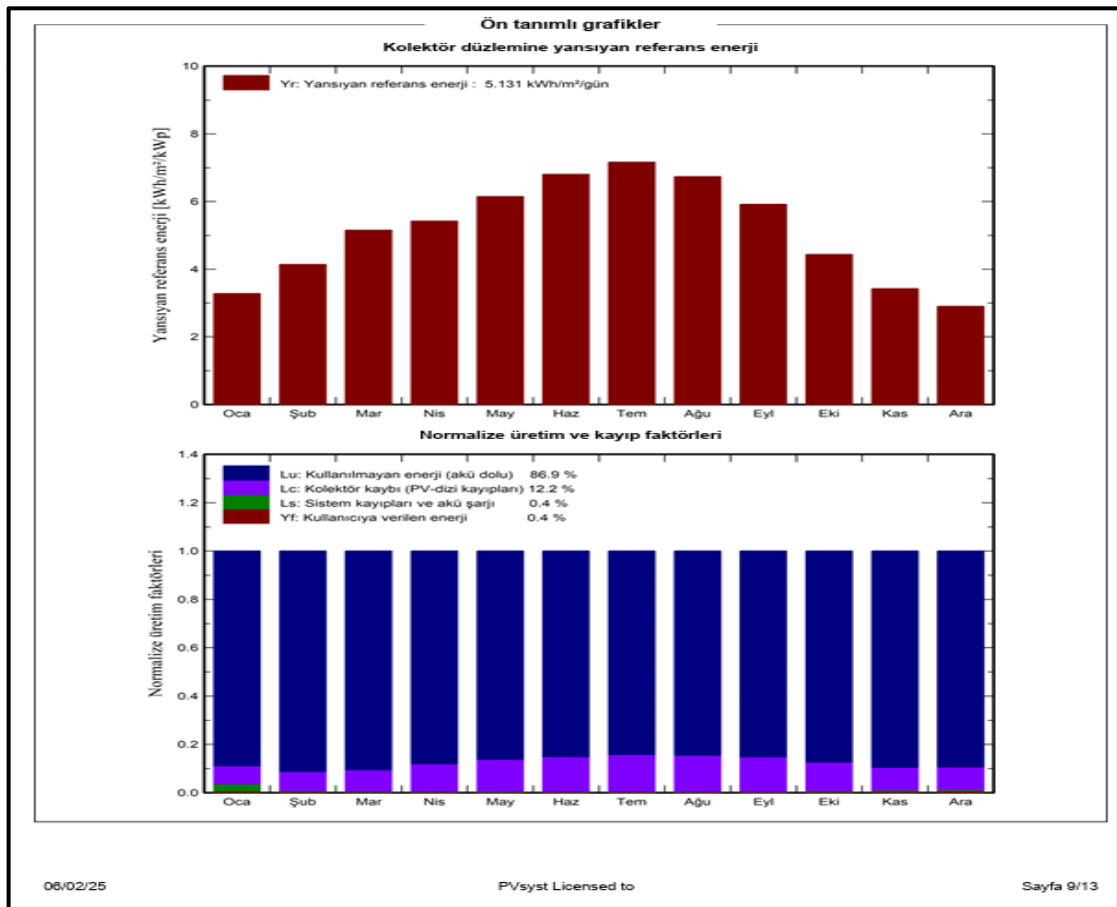
Kolektör tarafından alınan toplam ışıınım miktarına bağlı olarak, nominal dize enerjisi (STC veriminde) $20.937.349 \text{ kWh}$ olarak hesaplanmıştır. Ancak, panel sıcaklığı, ışıınım seviyeleri, malzeme kalitesi ve elektriksel kayıplar nedeniyle bu değerde azalma meydana gelmiştir. Simülasyon analizine göre, ışıınım seviyesindeki değişiklikler nedeniyle %0,68, sıcaklık kaynaklı kayıplar nedeniyle %2,52, modül kalite kaybı nedeniyle %0,75, modül ve diziler arasındaki uyumsuzluklardan dolayı %2,15 ve kablolama kayıplarından dolayı %1,07 kayıp meydana gelmiştir.

Bu sistemde üretilen enerji doğrudan elektrolizöre aktarılmaktadır ve herhangi bir batarya depolaması bulunmamaktadır. Ancak PVsyst yazılımı, off-grid sistemlerde akü sekmesini zorunlu kıldığından, simülasyon içeriğinde batarya özellikleri gösterilmiş ancak hesaplamalarda dikkate alınmamıştır. Simülasyon sonuçlarına göre, mevcut güneş enerjisi (E_{Avail}) $1,968,482 \text{ kWh}$ olarak hesaplanmıştır. Bu enerji, elektroliz sürecinde kullanılması için doğrudan yük tarafına yönlendirilmekte ve depolama senaryosu uygulanmamaktadır.

Sistemde en büyük enerji kaybı, kullanılamayan enerji miktarının oldukça yüksek olmasıdır. Toplam üretilen enerjinin %98,93’ü elektrolizöre aktarılmadığı için kullanılmadan kaybedilmektedir. Bu durum, sistemin yük ile tam olarak eşleşmediğini

ve belirli zamanlarda fazla enerji üretildiğini göstermektedir. E_Avail değeri ile yük arasında dengenin sağlanamaması, sistemin ürettiği enerjinin büyük bir kısmının kullanılamamasına neden olmaktadır.

Bu analiz, şebekeden bağımsız çalışan PV sistemlerde üretim ve tüketim dengesinin kritik önem taşıdığını ortaya koymaktadır. Enerji depolama seçeneğinin olmaması, fazla üretilen enerjinin kaybolmasına yol açmaktadır. Bu nedenle, elektrolizörün çalışma saatlerinin ve yük profili senaryolarının optimize edilmesi, kayıp enerji miktarını azaltarak sistem verimliliğini artıracaktır.



Şekil 4.9. Kolektör düzlemine yansıyan referans enerji ve normalize üretim kayıp faktörleri

Şekil 4.9’da fotovoltaik sistemin kolektör düzlemine yansıyan referans enerjisi ve normalize üretim kayıp faktörleri detaylandırılmıştır. Kolektör düzlemine yansıyan referans enerji grafiğinde güneş panellerine ulaşan günlük ortalama enerji miktarı gösterilirken, normalize üretim ve kayıp faktörleri grafiğinde sistemin enerji yönetimi

ve kayıpları analiz edilmiştir. Bu sistemde üretilen enerji, depolama olmaksızın doğrudan elektrolizöre aktarılmaktadır. Güneş enerjisi santrali (GES) çalıştıkça elektrolizör de çalışmakta ve üretilen enerji hidrojen üretimi için kullanılmaktadır. Bu nedenle fazla enerji kaybı teorik olarak oluşmamaktadır.

Şekil 4.9’da görüldüğü üzere, kolektör düzlemine yansıyan referans enerji (Yr) 5.131 kWh/m²/gün olarak hesaplanmıştır. Aylık bazda incelendiğinde, Haziran, Temmuz ve Ağustos aylarında güneş ışınımının en yüksek seviyeye ulaştığı görülmektedir. Bu dönemlerde güneşin gökyüzündeki konumu daha yüksek olduğu için panellere ulaşan ışınım miktarı da artmaktadır. Kış aylarında ise, özellikle Aralık ve Ocak aylarında, gün süresinin kısalması ve güneş ışınım açısının düşmesi nedeniyle yansıyan enerji miktarında azalma gözlemlenmiştir. Bu durum, mevsimsel değişimlerin PV sistem performansı üzerindeki etkisini açıkça ortaya koymaktadır (Skoplaki & Palyvos, 2009).

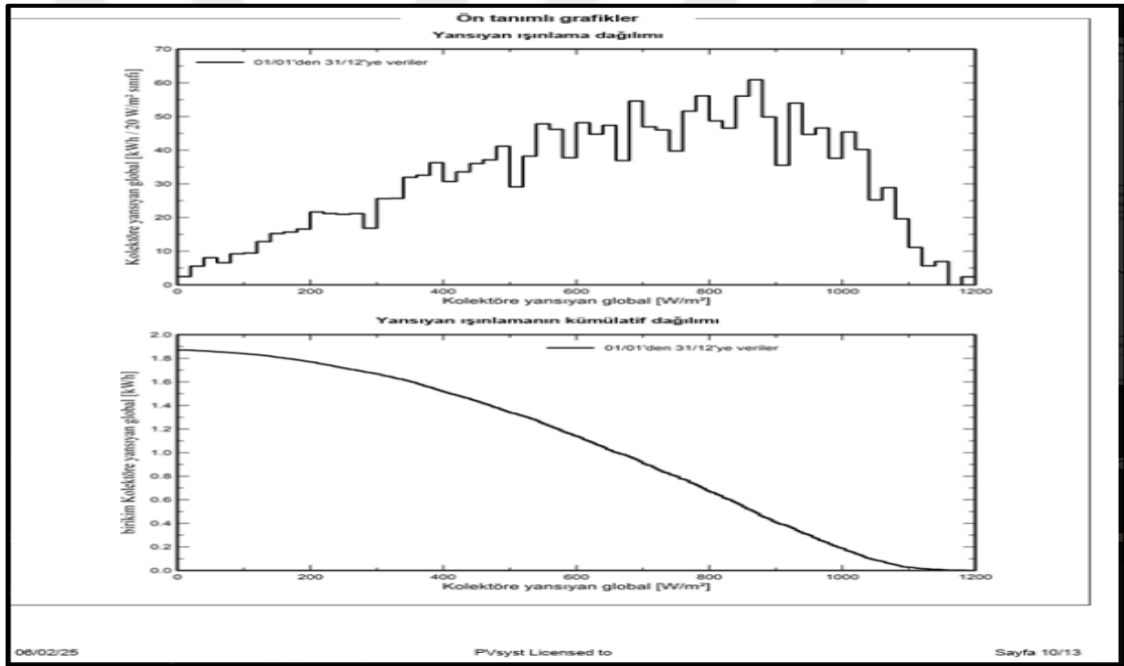
Şekil 4.9’da normalize üretim ve kayıp faktörleri analiz edilmiştir. Grafikte görüldüğü üzere, programın depolama sekmesini zorunlu kılması nedeniyle %86,9 olarak görülen “kullanılamayan enerji (akü dolu)” ifadesi, sistemin gerçek işleyişini yansıtmamaktadır. Bu sistemde depolama ünitesi bulunmadığından, üretilen enerjinin tamamı elektrolizöre yönlendirilerek doğrudan hidrojen üretiminde kullanılmaktadır. Elektroliz süreci sürekli olarak çalıştığı için, PV üretimi arttıkça elektrolizör de aynı doğrultuda çalışarak fazla enerjinin kullanılmasını sağlamaktadır.

Kolektör kayıpları (PV dizi kayıpları) %12,2 olarak hesaplanmıştır. Bu kayıplar, panellerin verimlilik sınırlamaları, gölgeleme, ışınım açısı kayıpları ve sıcaklık etkilerinden kaynaklanmaktadır. PV modülleri ne kadar verimli olursa olsun, fiziksel ve çevresel faktörler nedeniyle belirli oranda enerji kaybı meydana gelmektedir.

Sistem kayıpları ve akü kayıpları toplamda %0,4 olarak gösterilmiş ancak bu çalışma kapsamında sistemde herhangi bir enerji depolama ünitesi bulunmadığından bu değerler hesaplamalara dahil edilmemiştir. Elektrolizör doğrudan güneş panellerinden gelen DC elektriği kullanarak hidrojen üretimini gerçekleştirmektedir. Bu nedenle, PVsyst programında batarya kapasitesi belirtilmiş olsa da gerçek sistemde depolama seçeneği bulunmadığından hesaplamalara etkisi yoktur.

Son olarak, kullanıcıya verilen enerji oranı %0.4 olarak hesaplanmıştır. Bu oran, sistemin yük profili ile uyumlu çalıştığını ve üretilen enerjinin tamamının elektroliz sürecinde değerlendirildiğini göstermektedir. PV üretimi devam ettikçe elektroliz süreci de kesintisiz şekilde çalışmaya devam ettiğinden, sistem verimli bir şekilde enerji yönetimini sağlamaktadır ve fazla enerji kaybı söz konusu değildir.

Bu analiz, şebekeden bağımsız çalışan PV-elektrolizör sistemlerinde enerji yönetiminin kritik bir faktör olduğunu ve üretim ile tüketim arasındaki dengenin sağlanması durumunda fazla enerji kaybının önlenebileceğini göstermektedir. PV üretiminin doğrudan elektroliz sürecine yönlendirilmesi, sistemin enerji kullanım verimliliğini artırmakta ve hidrojen üretiminin sürekli olmasını sağlamaktadır.



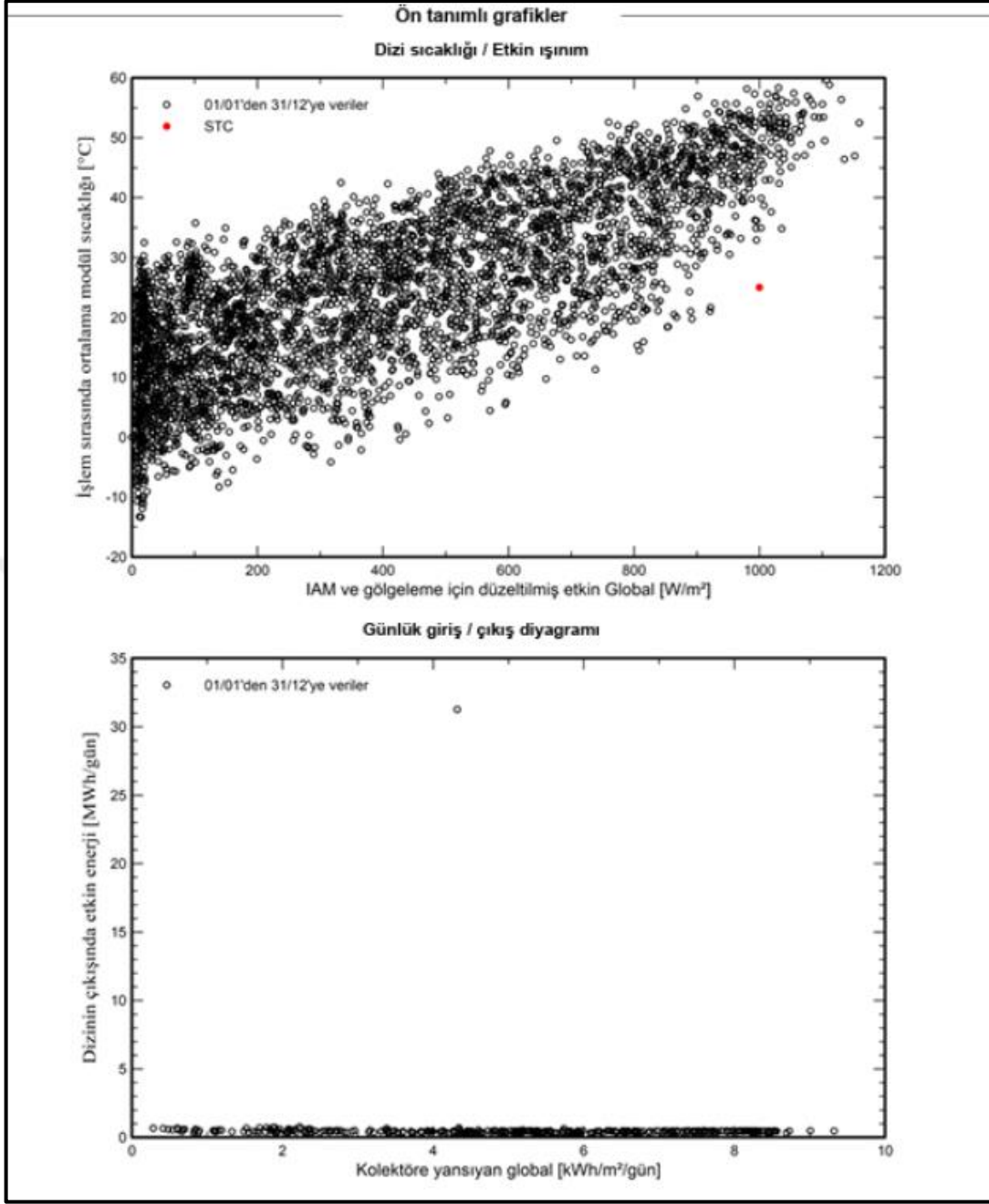
Şekil 4.10. Kolektöre yansıyan ışınım dağılımı ve kümülatif yansıyan ışınım analizi

Şekil 4.10'da kolektör yüzeyine yansıyan global ışınımın dağılımı ve kümülatif ışınım analizi gösterilmektedir. Bu grafikler, sistemin güneş ışınımı ile nasıl etkileşime girdiğini ve yıl boyunca ne kadar güneş enerjisi aldığına dair önemli veriler sunmaktadır. Bu sistemde üretilen enerji doğrudan elektrolizöre yönlendirildiğinden, ışınım dağılımı ve yoğunluğu elektroliz sürecinin kesintisiz çalışması açısından önem taşımaktadır. Yansıyan ışınlama dağılımında kolektör yüzeyine ulaşan güneş ışınımının yıl boyunca nasıl dağıldığı gösterilmektedir. Grafığa göre, ışınım en çok 600-1000

W/m^2 aralığında yoğunlaşmaktadır. Bu, sistemin büyük bir kısmının yüksek güneş ışınlamı seviyelerinde çalıştığını ve panellerin büyük ölçüde verimli bir şekilde enerji üretebildiğini göstermektedir. Özellikle yaz aylarında, $800 W/m^2$ 'nin üzerinde yoğun bir ışınlam olduğu görülmektedir. Bu, elektrolizörün gün boyunca yeterli enerji ile beslendiğini ve hidrojen üretiminin sürekli olabildiğini göstermektedir. Kolektöre yansıyan global ışınlamın kümülatif dağılımı verilmiştir. Bu grafik, yıl boyunca panellerin ne kadar ışınlamaya maruz kaldığını ve hangi seviyelerde enerji toplandığını göstermektedir. Grafikteki eğrinin şekli, sistemin büyük oranda $600 W/m^2$ ve üzeri ışınlamdan faydalandığını göstermektedir. Bu, panellerin en verimli çalışma aralığında uzun süre kaldığını ve güneş ışınlamından etkin şekilde yararlandığını göstermektedir.

Bu analizler, sistemin güneş ışınlamı açısından oldukça avantajlı bir bölgede kurulduğunu ve yıl boyunca yeterli enerjiye sahip olduğunu doğrulamaktadır. Güneş ışınlamı sürekli olarak yüksek seviyelerde olduğu için, elektroliz süreci kesintisiz çalışabilmekte ve hidrojen üretimi gün boyunca devam etmektedir. Bu da sistemin güvenilirliğini ve verimli çalışmasını sağlamaktadır.

Şekil 4.10'daki veriler, sistemin güneş ışınlamı potansiyelinin yüksek olduğunu, panellerin büyük oranda verimli bir aralıkta çalıştığını ve üretilen enerjinin elektroliz sürecini sürekli besleyebildiğini göstermektedir. Bu durum, hidrojen üretiminin istikrarlı ve kesintisiz bir şekilde sürdürülebileceğini ortaya koymaktadır.



Şekil 4.11. Dizi sıcaklığı ve etkin ışıınım ilişkisi ile günlük giriş/çıkış diyagramı

Şekil 4.11’de, fotovoltaik (PV) sistemin dizi sıcaklığı ile etkin ışıınım ilişkisi ve günlük giriş/çıkış enerji diyagramı analiz edilmiştir. Dizi sıcaklığı/Etkin ışıınım grafiğinde, PV panellerinin sıcaklık değişimleri ile güneş ışıınımı arasındaki bağlantı incelenirken, kolektöre yansıyan global ışıınım sistemin günlük bazda enerji giriş ve çıkış ilişkisi gösterilmektedir. Bu analizler, PV panellerinin performans değerlendirmesi ve sistemin sürekli enerji üretme kabiliyetini ortaya koymaktadır.

Dizi sıcaklığı/Etkin ışı nım grafiğinde, IAM (Incidence Angle Modifier) ve gölgeleme için düzeltilmiş etkin global ışı nım ile PV dizi sıcaklığı arasındaki ilişki analiz edilmiştir. Grafikte görüldüğü üzere, ışı nım arttıkça PV panellerinin sıcaklığı da yükselmektedir. Yatay eksen, güneşten gelen ve modüllere ulaşan etkin ışı nım değerlerini (W/m^2) gösterirken, dikey eksen PV dizisinin ortalama sıcaklığını ($^{\circ}C$) göstermektedir. Verilerin büyük çoğunluğu $20^{\circ}C$ ile $55^{\circ}C$ arasındaki sıcaklık değerlerinde yoğunlaşmaktadır. Standart Test Koşulları (STC) için belirlenen nokta (kırmızı) grafikte işaretlenmiş olup, gerçek çalışma koşullarında sıcaklıkların STC değerlerinin üzerinde olduğu açıkça görülmektedir.

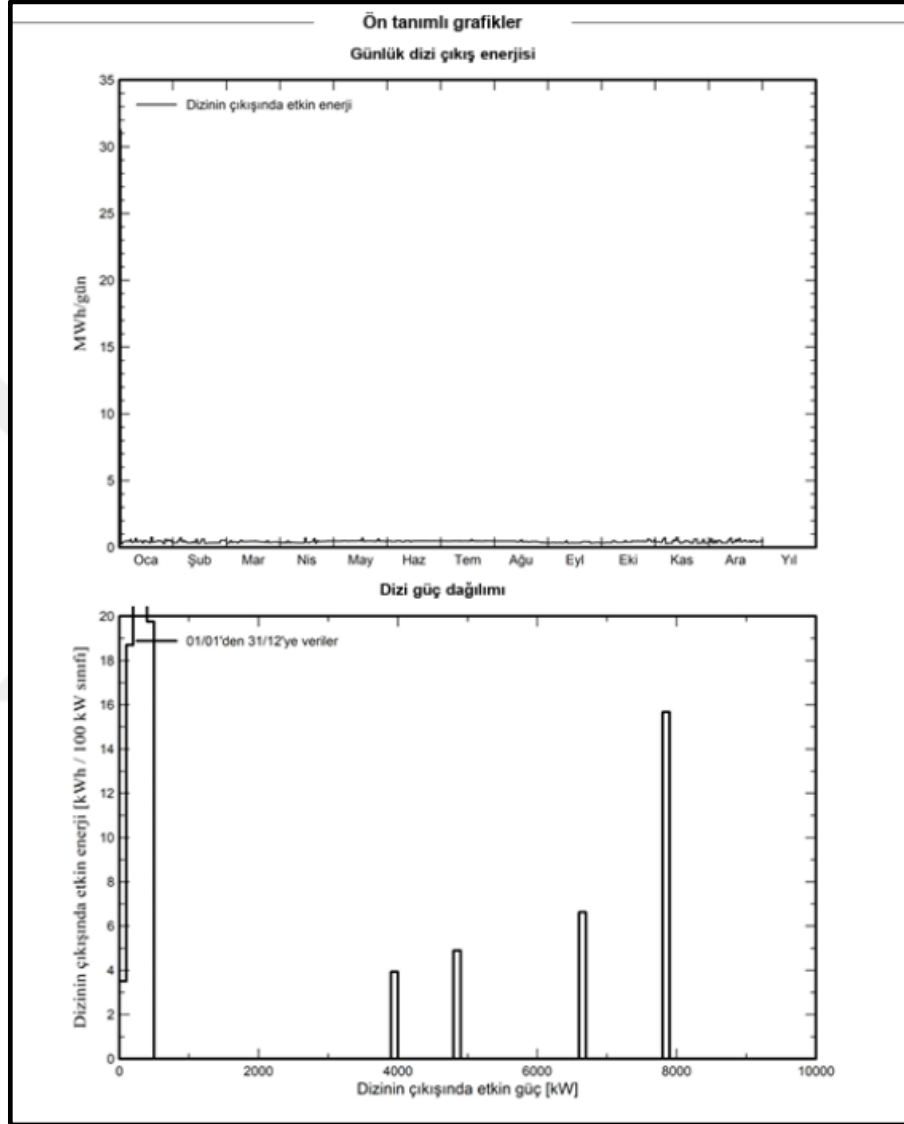
Bu durum, PV modüllerinin işletme sırasında belirli sıcaklık artışlarına maruz kaldığını ve bunun sistem performansını etkilediğini göstermektedir. Sıcaklık arttıkça modül verimi bir miktar azalsa da, sistemin genel performansını olumsuz etkileyecek aşırı sıcaklık artışı gözlemlenmemektedir. Sıcaklığın belirli bir aralıkta kalması, panellerin etkin çalışmasını ve üretilen enerjinin kesintisiz olarak elektroliz sürecine aktarılmasını sağlamaktadır.

Günlük giriş/çıkış diyagramında, kolektöre yansıyan global ışı nım ($kWh/m^2/gün$) ile PV dizisinin çıkıştaki etkin enerji üretimi ($kWh/gün$) arasındaki ilişki gösterilmektedir. Veriler incelendiğinde, kolektöre gelen ışı nım ile üretilen enerji arasında doğrudan bir ilişki olduğu görülmektedir. Güneş ışı nımının yüksek olduğu günlerde sistemden elde edilen toplam enerji çıkışı da artmaktadır. Bu, sistemin doğrudan güneş enerjisine bağımlı çalıştığını ve GES üretimi arttıkça elektrolizörün de daha fazla enerji ile beslendiğini göstermektedir.

Grafikte bazı günlerde ışı nım düşük olmasına rağmen çıkıştaki etkin enerjinin daha yüksek olduğu gözlemlenmektedir. Bu durum, sistemin optimum çalışma koşullarında verimli bir şekilde enerji ürettiğini ve güneş ışı nımını belli bir seviyeye ulaştığında sistemin kararlı bir güç üretimi sağladığını göstermektedir. Bu veriler, elektrolizörün sürekli beslenmesi açısından sistemin güneş ışı nımına bağılı olarak verimli bir şekilde çalıştığını kanıtlamaktadır.

Bu analiz, PV sistemin yüksek ışı nım alan günlerde daha fazla enerji üretebildiğini ve dizi sıcaklıklarının yönetilebilir seviyelerde kaldığını göstermektedir. Sistem, panellerin

sıcaklık artışına rağmen istikrarlı bir üretim performansı sergilemektedir ve üretilen enerji kesintisiz olarak elektrolizöre yönlendirilmektedir. Bu sayede, fotovoltaik-elektrolizör entegrasyonunun verimli bir şekilde çalıştığı ve hidrojen üretiminin sürekliliğinin sağlandığı anlaşılmaktadır.



Şekil 4.12. Günlük dizi çıkış enerjisi ve dizi güç dağılımı

Şekil 4.12’de, Günlük Dizi Çıkış Enerjisi ve Dizi Güç Dağılımı grafiklerinin analizleri sunulmaktadır. Günlük Dizi Çıkış Enerjisi grafiğinde, yıl boyunca sistemden çıkan günlük enerji miktarı incelenmiş olup, değerlerin oldukça düşük görüldüğü tespit edilmiştir. Bu durumun temel nedeni, PVsyst yazılımında çıkıştaki enerji dağılımının

ortalama değerlere göre hesaplanması ve sistemin ürettiği enerjinin doğrudan elektrolizöre yönlendirilmesi nedeniyle fazla enerji kaydının tutulmamasıdır.

Sistemin ürettiği enerji herhangi bir şekilde kaybolmadığından ve depolama yapılmadığından dolayı, Günlük Dizi ıkış Enerjisi grafiğinde görülen değerler, gerçekte olduğu kadar yüksek yansıtılmamaktadır. GES alıřtıķa elektrolizör de çalışmakta ve sistemin ürettiği enerji doğrudan hidrojen üretim sürecine aktarılmaktadır. Bu doğrultuda, sistemin tasarımında herhangi bir enerji depolama nitesi bulunmadığı için üretilen elektrik, anlık olarak tüketilmekte ve verimli bir şekilde değerlendirilerek kayıpsız bir süreç sağlanmaktadır.

Dizi Güç Dağılımı grafiğinde, sistemin yıl boyunca farklı güç seviyelerinde çalışma eğilimi analiz edilmiştir. Grafik incelendiğinde, sistemin belirli güç seviyelerinde daha sık çalıştığı görülmektedir. Özellikle 6000 kW ve 8000 kW aralığında sistemin daha yoğun şekilde çalıştığı gözlemlenmiştir. Bu durum, sistemin düzenli olarak yüksek güç seviyelerinde çalıştığını ve enerji üretim kapasitesinin büyük oranda değerlendirildiğini göstermektedir.

Dizi Güç Dağılımı grafiğinde düşük güç seviyelerinde çalışma sıklığının az olduğu görülmektedir. Bu durum, sistemin en verimli olduğu zaman dilimlerinde maksimum güç üretimi yaparak çalıştığını ve GES-elektrolizör entegrasyonunun stabil şekilde ilerlediğini göstermektedir. Üretilen enerji, elektroliz sürecine doğrudan yönlendirilerek sistemin belirli g aralıklarında sürekli ve verimli çalışması sağlanmıştır.

Bu analizler, PV sistemin gün boyunca değişen ışınım koşullarına rağmen yüksek güç seviyelerinde istikrarlı şekilde çalıştığını göstermektedir. Üretilen enerjinin tamamının hidrojen üretimi için kullanılması, sistemin verimli çalıştığını ve güneş enerjisinin kesintisiz olarak elektrolizöre aktarıldığını kanıtlamaktadır. Bu veriler, sistemin yüksek güvenilirlikle çalıştığını ve güneşten üretilen enerjinin kesintisiz bir süreçle elektroliz ünitesine iletildiğini göstermektedir.

Güneş enerji santralleri, hidrojen üretiminde sürdürülebilir ve ekonomik bir enerji kaynağı olarak değerlendirilmektedir. Yenilenebilir enerji sistemlerinin ekonomik fizibilitesi, yatırım (CAPEX) ve işletme maliyetleri (OPEX) gibi temel maliyet

unsurlarına bağılıdır. Bu analizde, 12,01 MW kapasiteli bir fotovoltaik (PV) güneş enerji santralinin yatırım ve işletme maliyetleri hesaplanarak ekonomik değerlendirmesi yapılmıştır. Büyük ölçekli PV santrallerinde yatırım maliyetleri panel türü, inverter kapasitesi, trafo, montaj ekipmanları ve kablolama gibi bileşenlere bağılı olarak değişmektedir. Literatürde, büyük ölçekli santraller için 500 \$/kW – 600 \$/kW yatırım maliyeti verilmektedir (IRENA, 2023). Daha küçük ölçekli sistemlerde birim maliyet daha yüksek olabilmektedir. Bu çalışmada, optimum maliyet analizi kapsamında, santral için 500 \$/kW yatırım maliyeti kabul edilmiştir.

$$CAPEX_{GES}=12,01 \text{ MW} \times 500 \$ = 6.005.000 \$$$

Bu maliyet, güneş panellerinin kurulumundan inverter sistemlerine, arazi hazırlıklarından montaj ekipmanlarına kadar tüm bileşenleri içermektedir. Şebekeden bağımsız olarak çalışacak şekilde tasarlandığı için, üretilen enerji doğrudan elektrolizör sistemine aktarılacak ve herhangi bir enerji depolama sistemine ihtiyaç duyulmayacaktır.

Güneş enerji santralleri, mekanik hareketli parçalar içermediğinden dolayı bakım gereksinimleri düşük seviyededir. Fotovoltaik sistemlerde bakım maliyetleri, yatırım maliyetinin belirli bir yüzdesi olarak alınmaktadır. IEA (2022) ve Fraunhofer ISE (2021) raporlarına göre, büyük ölçekli PV sistemlerinde yıllık işletme ve bakım giderleri yatırım maliyetinin %1 ila %2'si arasında değişmektedir. Bu analizde, yıllık bakım ve işletme maliyetleri %1,5 olarak kabul edilmiştir.

$$OPEX_{GES}=6.005.000 \times 0,015 \times 20 = 1.801.500 \$$$

İşletme maliyetleri, inverter değişimleri, panel temizliği, trafo ve kablo sistemlerinin bakım giderlerini kapsamaktadır. Panellerin düzenli temizlenmesi ve inverter performansının korunması, sistemin verimli çalışmasını sağlamak için kritik önem taşımaktadır. Büyük ölçekli santrallerde bakım maliyetleri daha düşük seviyede kalabilmektedir, çünkü sistemlerin uzun vadeli performansı yüksek verimlilikte sürdürülebilmektedir. Bu bağlamda, güneş enerji santrali için öngörülen bakım ve işletme giderleri, santralin uzun vadeli ekonomik fizibilitesini artırmaktadır.

Güneş enerji santralının ekonomik değerlendirmesi yapılırken, yatırım geri dönüş süresi, iç karlılık oranı (IRR) ve net bugünkü değer (NPV) gibi ekonomik göstergeler göz önünde bulundurulmaktadır. Yatırım maliyetlerinin düşük olması, işletme giderlerinin az olması ve sistemin 20 yıl boyunca sürekli olarak çalışabilmesi nedeniyle güneş enerjisi, hidrojen üretimi açısından ekonomik olarak avantajlı bir enerji kaynağıdır. Yenilenebilir enerji sistemlerinde uzun vadeli ekonomik performans, işletme süresince sağlanan toplam enerji üretimine ve ilgili maliyetlerin optimize edilmesine bağlıdır. Bu analizde, güneş enerji santralının hidrojen üretim süreçlerine sağladığı katkı ve ekonomik fizibilitesi detaylı olarak değerlendirilmiştir.

Güneş enerji santralının hidrojen üretim sistemlerine entegrasyonu, sistemin yatırım geri dönüş süresini optimize etmektedir. Yenilenebilir enerji projelerinde yatırım geri dönüş süresi tipik olarak 6 ila 10 yıl arasında değişmektedir. Sistemin ekonomik performansını artırmak için panellerin optimum eğim açılarında yerleştirilmesi, inverter kayıplarının minimize edilmesi ve yıllık bakım süreçlerinin düzenli olarak gerçekleştirilmesi kritik önem taşımaktadır.

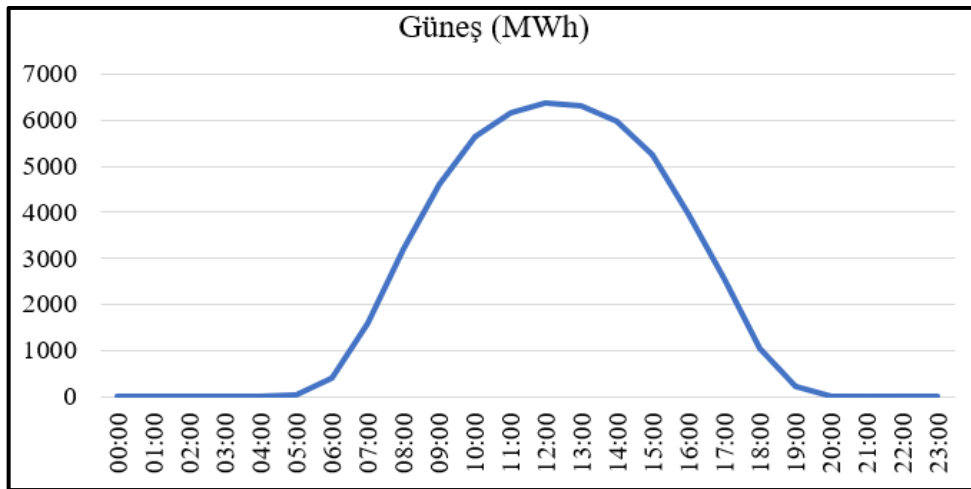
GES'in ekonomik performansının değerlendirilmesi sonucunda, bu sistemin hidrojen üretimi için enerji sağlamada sürdürülebilir ve ekonomik olarak uygulanabilir bir çözüm sunduğu görülmektedir. İşletme maliyetlerinin düşük olması ve enerji kaynağının ücretsiz olması, hidrojen üretim maliyetlerinin düşmesini sağlamaktadır. Ayrıca, sistemin şebekeden bağımsız olarak çalışması, yenilenebilir enerji kullanımını artırarak sürdürülebilir enerji politikalarına katkı sağlamaktadır.

Bu analiz sonucunda, güneş enerji santralının ekonomik açıdan uygun olduğu, uzun vadede düşük işletme maliyetleri sayesinde maliyet avantajı sunduğu ve hidrojen üretiminde kullanılan elektrik maliyetini minimum seviyeye indirdiği görülmektedir. Fotovoltaik sistemlerin yatırım maliyetlerinin yıllar içinde azalmasıyla birlikte, hidrojen üretim sistemlerinin ekonomik uygulanabilirliği daha da artacaktır. Bu bağlamda, sistemin ekonomik performansının artırılması için panel verimliliklerinin geliştirilmesi, bakım stratejilerinin optimize edilmesi ve toplam sistem maliyetlerinin düşürülmesi gerekmektedir.

4.2 Elektrolizör Teknik-Ekonomik Analiz

Güneş enerji santralleri (GES) ve diğer yenilenebilir enerji kaynakları, sürdürülebilir ve çevre dostu enerji üretim teknolojileri olmalarına rağmen, doğaları gereği kesintili üretim profiline sahiptirler. Bu durum, güneş ışınımına veya rüzgâr hızına bağlı olarak değişkenlik gösteren enerji arzı nedeniyle sistem entegrasyonu açısından önemli bir zorluk oluşturmaktadır. Güneş enerji santrallerinin üretim kapasitesi, gün içindeki ışınım değişimi, mevsimsel farklılıklar ve hava koşulları gibi faktörlere bağlı olarak sürekli değişmektedir. Özellikle fotovoltaik sistemlerde, enerji üretimi yalnızca güneş ışığına bağlıdır ve gece saatlerinde üretim sıfıra düşerken, gündüz saatlerinde değişkenlik göstermektedir.

Yapılan analizlerde, güneşlenme süresinin en uzun olduğu Temmuz ayında PV sistemin maksimum kapasitede çalıştığı ve hidrojen üretiminin en yüksek seviyeye ulaştığı görülmüştür. Buna karşın, Aralık ayında gün süresinin kısalması nedeniyle PV üretimi ciddi oranda azalmış, hidrojen üretimi de bu değişime paralel olarak düşmüştür. Bu durum, yalnızca güneş enerjisine dayalı çalışan sistemlerde enerji arzında sürekliliğin sağlanmasının mümkün olmadığını ve kesintili üretimin hidrojen üretimi gibi enerji dönüşüm süreçlerini doğrudan etkilediğini göstermektedir. Bu tür sistemlerde, yenilenebilir enerji kaynaklarının güvenilir bir enerji tedarikçisi haline gelebilmesi için enerji depolama çözümlerine ihtiyaç duyulmaktadır.



Şekil 4.13. Gün içerisinde güneş enerjisi elektrik üretimi

Elektrolizörün enerji tüketimini belirlemek için PVsyst simülasyonundan elde edilen mevcut güneş enerjisi (E_{Avail}) değeri dikkate alınmıştır. Fotovoltaik (PV) sistemler, güneş ışığını doğrudan elektrik enerjisine dönüştüren sistemlerdir ve şebekeden bağımsız çalışan bir PV sistemde üretilen elektrik doğrudan tüketilmek zorundadır. Bu sistemde üretilen enerji, doğrudan elektrolizöre yönlendirilmektedir. Elektrolizör, su moleküllerini hidrojen ve oksijen gazlarına ayıran bir teknoloji olup, enerji girdisi olarak elektrik enerjisine ihtiyaç duymaktadır. Elektroliz sürecinde kullanılan toplam elektrik enerjisi ($E_{elektrolizör}$) hesaplanırken, PV sistemin ürettiği toplam enerji (E_{Avail}) ve sistem verimliliği dikkate alınmaktadır.

Elektrolizörün harcadığı enerji ($E_{elektrolizör}$) fotovoltaik (PV) sistemin sağladığı toplam enerjiye %85 verimlilik faktörü uygulanarak hesaplanmaktadır. Bu verimlilik oranı, elektrolizöre iletilen elektriğin ne kadarının suyun ayrıştırılması için etkin şekilde kullanıldığını ifade eder. Elektrolizör verimliliği, büyük ölçüde kullanılan teknolojiye bağlıdır. Proton Değişim Membranlı (PEM) elektrolizörler genellikle %80–85 verimlilik aralığında çalışmaktadır (Ursua et al., 2012). Bu çalışmada %85 verimlilik varsayılmış; elektrolizöre giren elektrik enerjisinin %85'inin hidrojen üretimi için harcadığı, kalan %15'lik kısmın ise ısı kaybı olarak çevreye yayıldığı kabul edilmiştir.

Çizelge 4.1. Temel üretilebilir hidrojen kütlesi

Elektrolizör verimliliği	0,85
Elektroliz prosesinde 1 kg hidrojen üretmek için gerekli olan enerji (kJ)	117.650,00 kJ
Elektrolizör verimliliğine göre 1 kg için gerekli olan enerji (kJ)	138.411,76
Elektrolizör verimliliğine göre 1 kg için gerekli olan enerji (kW)	38,45 kW

Örneğin, Ocak ayında 1,123,519 kWh, Temmuz ayında ise 2,254,828 kWh güneş enerjisi üretilmiştir.

PEM elektrolizörünün %85 (0.85) verimlilikle çalıştığı kabul edilmiştir. Bu verimlilik, giren elektrik enerjisinin %85'inin hidrojen üretimi için kullanıldığı ve %15'inin ısı kaybı olarak kaybedildiğini ifade etmektedir. Elektrolizörün kullanacağı net elektrik enerjisi denklem 4.1 ile hesaplanmıştır:

$$E_{\text{elektrolizör}} = E_{\text{Avail}} \times \text{Verimlilik} \quad (4.1)$$

Burada,

- $E_{\text{elektrolizör}}$: Elektrolizör tarafından harcanan enerji (kWh)
- E_{Avail} : PV sistem tarafından sağlanan enerji (kWh)
- Verimlilik = 0,85

Örnek Hesaplama (Ocak ayı için):

$$E_{\text{elektrolizör}} = 1.123.519 \times 0,85 = 954.991,15 \text{ kWh}$$

Hidrojen üretimi için enerji gereksinimi literatürde genellikle 32.68 kWh/kg olarak kabul edilmektedir. Bu değer, 1 kg hidrojen üretmek için harcanan elektrik enerjisini göstermektedir (Dincer & Acar, 2015). Hidrojen üretimi şu formül ile hesaplanmıştır:

$$m_H = \frac{E_{\text{elektrolizör}}}{32,68} = \frac{954.991,15}{32,68} = 29.225,6 \text{ kg olarak hesaplanmıştır.} \quad (4.2)$$

Çizelge 4.2. Bilanço ve genel sonuçlar

Ay	GlobHor (kWh/m ²)	GlobEff(kWh/m ²)	Eavail(kWh)	Enet(kWh)
Ocak	67,3	94,3	1.123.519,00	954.991,15
Şubat	84,0	107,7	1.278.505,00	1.086.729,25
Mart	130,5	149,0	1.745.191,00	1.483.412,35
Nisan	150,3	151,0	1.729.556,00	1.470.122,60
Mayıs	191,3	176,7	1.982.728,00	1.685.318,80
Haziran	213,6	189,3	2.094.703,00	1.780.497,55
Temmuz	228,2	206,6	2.254.828,00	1.916.603,80
Ağustos	199,3	194,5	2.126.272,00	1.807.331,20
Eylül	151,8	165,5	1.823.346,00	1.549.844,10
Ekim	106,0	128,0	1.451.714,00	1.233.956,90
Kasım	70,2	95,2	1.133.340,00	963.339,00
Aralık	57,0	81,8	974.765,00	828.550,25
Yıl	1.649,5	1.739,6		

Çizelge 4.2’de, %85 verimlilikle çalışan bir elektrolizör sisteminin, fotovoltaik (PV) santralden elde edilen enerji ve aylık ortalama güneşlenme süreleri dikkate alınarak hesaplanan kurulu güç değerleri yer almaktadır. Her ay için PV sistemin sağladığı

toplam elektrik enerjisi, elektrolizöre ulaşan net enerji miktarını temsil edecek şekilde %85 verimlilikle çarpılmıştır. Bu net enerji değerleri, ay içerisindeki gün sayısı ve günlük ortalama güneşlenme süresi ile ilişkilendirilerek, sistemin aktif çalışabileceği toplam süre hesaplanmıştır. Böylece, elde edilen enerji miktarının ilgili sürede kullanılabilmesi için ihtiyaç duyulan ortalama kurulu güç değerleri belirlenmiştir.

Güneşlenme süresi ile kurulu güç gereksinimi arasında ters orantılı bir ilişki gözlemlenmiştir. Güneşlenme süresinin kısa olduğu kış aylarında, belirli bir enerji miktarını daha kısa sürede işleyebilmek için daha yüksek kurulu güce ihtiyaç duyulmaktadır. Örneğin Ocak ayında günlük ortalama 3,5 saatlik güneşlenme süresi nedeniyle 954.991,15 kWh'lik net enerjinin işlenebilmesi için 8,8 MW kurulu güce ihtiyaç duyulurken, Temmuz ayında bu süre 12,1 saate çıktığında aynı düzeyde enerji için gereken kurulu güç 6,36 MW'a kadar düşmektedir. Bu durum, sistem tasarımında sadece enerji miktarının değil, aynı zamanda üretimin gerçekleştiği sürenin de dikkate alınmasının gerekliliğini ortaya koymaktadır.

Elektrolizörün güneş varken çalıştığı varsayılmıştır, yani elektrolizör çalışma süresi, güneşlenme süresi ile aynıdır. Bu nedenle, her ay için günlük güneşlenme süresi alınarak toplam aylık çalışma süresi hesaplanmıştır.

$$\text{Çalışma Süresi} = \text{Güneşlenme Süresi (saat/gün)} \times \text{Gün Sayısı} \quad (4.3)$$

$$\text{Çalışma Süresi} = 3,5 \times 31 = 108,5 \text{ saat}$$

Kurulu güç, elektrolizörün çalıştığı saatlerde harcadığı enerjiye bağlı olarak belirlenmiştir. Denklem 4.4 kullanılmıştır:

$$P_{\text{elektrolizör}} = \frac{E_{\text{elektrolizör}}}{\text{Çalışma Süresi}} = \frac{954.991,15}{108,5} = 8.801,8 \text{ kW olarak} \quad (4.4)$$

hesaplanmıştır.

Burada,

- $P_{\text{elektrolizör}}$: Elektrolizörün kurulu gücü (kW)
- $E_{\text{elektrolizör}}$: Elektrolizör tarafından harcanan enerji (kWh)
- Çalışma Süresi (saat): Güneşlenme süresine bağlı olarak hesaplanmış süreyi belirtmektedir.

Çizelge 4.3. Üretilabilir hidrojen kütlesi ve elektrolizör kurulu gücü

Ay	E_{Avail} (kWh)	Üretilen Hidrojen (kg)	Elektrolizör Kurulu Gücü (MW)
Ocak	1.123.519,00	29.222,50	8,8
Şubat	1.278.505,00	33.253,65	8,6
Mart	1.745.191,00	45.392,05	8,7
Nisan	1.729.556,00	44.985,39	7,0
Mayıs	1.982.728,00	51.570,34	6,0
Haziran	2.094.703,00	54.482,79	5,4
Temmuz	2.254.828,00	58.647,61	5,1
Ağustos	2.126.272,00	55.303,89	5,1
Eylül	1.823.346,00	47.424,85	5,3
Ekim	1.451.714,00	37.758,78	5,7
Kasım	1.113.334,00	28.957,59	6,3
Aralık	974.765,00	25.353,43	8,4
		512.352,87	

Depolama sisteminin bulunmadığı bir yapıda, elektrolizör kurulu gücü güneşlenme süresinin en kısa olduğu aya göre belirlenmelidir. Sistem, yılın her ayında kesintisiz çalışmak zorundadır. Bu nedenle, güneş enerjisinin en az üretildiği dönemde bile gerekli hidrojen üretiminin sağlanması, kurulu gücün bu ayın koşullarına göre boyutlandırılmasını zorunlu kılar. Güneşlenme süresinin kısa olduğu aylarda, aynı enerji miktarının daha kısa sürede elde edilmesi gerektiğinden, sistemin ihtiyaç duyduğu güç seviyesi artar. Bu durum, elektrolizör kapasitesinin sistemin darboğaz koşullarına göre belirlenmesini gerektirir.

Yapılan hesaplamalarda, her ay için gerekli elektrolizör gücü, aylık toplam enerji üretimi ve ortalama güneşlenme süresi dikkate alınarak ayrı ayrı belirlenmiştir. Hesaplamalar sonucunda Ocak ayında 8,80 MW ile yılın en yüksek elektrolizör gücü ihtiyacı ortaya çıkmıştır. Bu değer, sistem tasarımında esas alınmış ve elektrolizör kapasitesi buna göre belirlenmiştir. Kurulu güç, yılın tamamında enerji sürekliliğini

sağlamak amacıyla en düşük üretim koşullarına göre sabitlenmiştir. Böylece sistem, herhangi bir dönemde kapasite yetersizliği yaşamadan kesintisiz çalışacak şekilde yapılandırılmıştır.

Yapılan hesaplamalar sonucunda, off-grid çalışan PV-elektrolizör sisteminin hidrojen üretim kapasitesinde en düşük üretimin Aralık ayında, en yüksek üretimin ise Temmuz ayında gerçekleştiği belirlenmiştir. Bu durum, PV sistemin ürettiği mevcut enerji miktarı (E_{Avail}) ile doğrudan ilişkilidir ve PVsyst simülasyon raporunda yer alan güneş ışıınımı verileriyle örtüşmektedir. Aralık ayında güneş ışıınım süresi yıl boyunca en düşük seviyeye inmiş ve PV sistemin ürettiği toplam enerji 974.765 kWh olarak hesaplanmıştır. Bu, tüm yıl içindeki en düşük enerji üretimi olup, doğrudan güneş ışıınım seviyesinin azalmasıyla ilgilidir. Aralık ayında güneşlenme süresi sadece 3,2 saat/gün olarak belirlenmiştir, bu da gün boyunca sistemin sınırlı bir süre çalışmasına neden olmuştur. Kısa gün süresi ve düşük ışıınım açısı nedeniyle PV panellerine ulaşan toplam enerji miktarı azalmış, bu durum elektrolizörün kullanabileceği enerjiyi de doğrudan etkilemiştir. Buna bağlı olarak Aralık ayında elektrolizör tarafından tüketilen net enerji 828.550 kWh olarak hesaplanmış ve toplam hidrojen üretimi 25.353 kg seviyesine gerilemiştir. Ayrıca, düşük güneşlenme süresi nedeniyle elektrolizörün çalıştığı toplam saat sayısı yılın diğer aylarına göre azalmış, bu da elektrolizör kurulu gücünün 8,4 MW seviyesine çıkmasını gerektirmiştir. Bu durum, sistemin belirli zaman aralıklarında yüksek güçle çalışarak mümkün olan en fazla hidrojen üretimini gerçekleştirmeye çalıştığını göstermektedir.

Temmuz ayında ise, yıl boyunca en yüksek güneşlenme süresi ve ışıınım seviyesi gözlemlenmiş olup, PV sistemin ürettiği toplam enerji 2.254.828 kWh olarak belirlenmiştir. Bu, sistemin maksimum kapasiteyle çalışmasını sağlamış ve elektrolizör tarafından tüketilen net enerji miktarı 1.916.604 kWh olarak hesaplanmıştır. Temmuz ayında güneşlenme süresi 12,1 saat/gün olarak belirlenmiştir, bu da sistemin gün boyunca uzun süre çalışmasını ve elektrolizörün daha düşük kurulu güçle daha uzun süre aktif kalmasını sağlamıştır. Bu dönemde hidrojen üretimi 58.647 kg olarak belirlenmiş olup, bu değer yılın en yüksek üretim seviyesidir. PV sistemin ürettiği fazla elektrik enerjisi, elektrolizörün verimli şekilde çalışmasını sağlamış ve üretimin istikrarlı olarak devam etmesine olanak tanımıştır. Bu dönemde sistemin sürekli çalışabilmesi, elektrolizör kurulu gücünün 5,1 MW seviyesine kadar düşmesini

sağlamıştır, çünkü gün boyunca uzun süre enerji üretildiğinden, sistemin yüksek güç yerine uzun süreli çalışması yeterli olmuştur.

Bu analizler, PV-elektrolizör sisteminin mevsimsel değişimlerden doğrudan etkilendiğini ve güneş ışınlam süresinin hidrojen üretim miktarı ile güçlü bir korelasyon gösterdiğini kanıtlamaktadır. Kış aylarında düşük ışınlam seviyeleri nedeniyle sistemin ürettiği enerji azalırken, yaz aylarında maksimum kapasiteye ulaşarak hidrojen üretiminin arttığı gözlemlenmiştir. Özellikle Temmuz ayında sistemin uzun süre çalışabilmesi, elektrolizörün düşük güçle optimum şekilde çalışmasını sağlarken, Aralık ayında kısıtlı enerji üretimi nedeniyle sistem daha yüksek güçle kısa süreli çalışarak maksimum verim sağlamaya çalışmıştır. Bu durum, off-grid çalışan hidrojen üretim sistemlerinde güneş ışınlamı ve gün uzunluğunun dikkate alınması gerektiğini ve sistem tasarımında bu değişkenlere uygun planlama yapılmasının önemli olduğunu göstermektedir.

Ocak ayında elektrolizörün kurulu gücü, diğer aylara kıyasla daha yüksek bir seviyeye ulaşmış ve 8,8 MW olarak hesaplanmıştır. Bu durum, güneş ışınlam süresinin düşük olması ve PV sistemin ürettiği toplam elektrik enerjisinin yılın diğer aylarına göre daha az olmasından kaynaklanmaktadır. Elektrolizör, sadece güneş enerjisi mevcutken çalıştığından, sistemin çalışma süresi doğrudan güneşlenme süresi ile sınırlıdır. Ocak ayında günlük ortalama güneşlenme süresi sadece 3,5 saat olarak belirlenmiştir ve bu durum elektrolizörün çalışabileceği toplam saat süresini kısıtlamıştır. Bu süre, yılın en düşük değerlerinden biridir ve elektrolizörün ihtiyaç duyduğu toplam enerji miktarını belirli bir zaman dilimine sığdırmasını gerektirmiştir.

PV sistemin Ocak ayında ürettiği toplam enerji 1.123.519 kWh olarak belirlenmiş ve bu enerjinin %85'i elektrolizör tarafından hidrojen üretimi için kullanılmıştır. Ancak, düşük güneş süresi nedeniyle bu enerji çok kısa bir zaman aralığında kullanılabilmiştir. Elektrolizör, bu sınırlı süre zarfında üretilen enerjiyi değerlendirebilmek için daha yüksek bir güç seviyesinde çalışmak zorunda kalmıştır. Bu nedenle, elektrolizörün kurulu gücü, kısa sürede yüksek miktarda enerji tüketmesini sağlayacak şekilde yükseltilmiş ve 8,8 MW seviyesine çıkmıştır.

Bu durum, güneş süresinin kısa olduğu kış aylarında elektrolizör kapasitesinin neden daha yüksek olduğunu açıklamaktadır. Örneğin, Temmuz ayında sistemin çalışabileceği saat süresi 12,1 saat/gün olduğundan, aynı miktarda enerjiyi kullanabilmek için elektrolizörün kurulu gücü yalnızca 5,1 MW seviyesinde tutulmuştur. Ancak Ocak ayında güneş süresi 3,5 saat/gün olduğu için, aynı miktarda enerji üretimi sağlanabilmesi adına elektrolizörün daha yüksek bir güç seviyesinde çalışması gerekmektedir.

Bu durum, şebekeden bağımsız çalışan elektrolizör sistemlerinde güneş süresinin elektrolizör güç kapasitesi üzerindeki doğrudan etkisini göstermektedir. Eğer elektrolizör kapasitesi düşük tutulursa, kısa süreli güneş üretimiyle sistemin ihtiyacı olan enerji sağlanamayabilir ve hidrojen üretimi düşebilir. Bu nedenle, Ocak ayında kısa süreli çalışma süresini dengelemek amacıyla elektrolizörün yüksek kapasiteyle çalışması gerekmektedir. Bu analiz, off-grid çalışan hidrojen üretim sistemlerinde sistem tasarımında kurulu gücün belirlenmesi aşamasında mevsimsel değişkenlerin dikkate alınması gerektiğini göstermektedir.

Yıl boyunca yapılan hesaplamalar sonucunda off-grid çalışan PV-elektrolizör sisteminin toplam 512,352 kg hidrojen ürettiği belirlenmiştir. Bu değer, sistemin PV üretim kapasitesine bağlı olarak değişmekte ve özellikle güneş ışınlam süresinin uzun olduğu yaz aylarında en yüksek seviyeye ulaşmaktadır. Elektrolizörün kurulu gücü, güneş süresi ile ters orantılı olarak değişmekte olup, güneşlenme süresi arttıkça daha düşük kurulu güç ile çalışabilmekte, kış aylarında ise daha yüksek kurulu güce ihtiyaç duyulmaktadır. Bu analizler, güneş enerjisiyle çalışan off-grid bir hidrojen üretim sisteminin yıllık bazda istikrarlı bir üretim gerçekleştirebildiğini ve mevsimsel değişimlere uyum sağlayarak verimli bir şekilde çalıştığını göstermektedir.,

Yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili üretimi, bu tez kapsamında ele alınan off-grid güneş enerjisi santraline entegre hidrojen üretim sistemi özelinde değerlendirildiğinde, enerji arzında sürekliliği sağlamak adına hidrojen depolama sistemlerinin entegrasyonunu gerektirmektedir. Bu çalışmada incelenen sistemde, güneş enerjisinin doğrudan elektrolizöre aktarıldığı ve üretilen hidrojenin depolanmasıyla enerji sürekliliğinin sağlanabileceği ortaya konmuştur. Özellikle yaz aylarında yüksek üretim kapasitesine sahip olan PV sistemlerden üretilen fazla enerji, hidrojen formunda

depolanarak kış aylarında ya da düşük üretim periyotlarında kullanılabilir. Bu bağlamda, hidrojenin mevsimsel enerji dengesini sağlayan bir vektör olarak kullanılması, sistemin performansını artırmakta ve enerji arz-talep uyumunu sağlamaktadır.

Yapılan analizlerde, elektrolizör sisteminin yalnızca güneş enerjisi üretimi olduğu sürece çalışabildiği ve üretim sürecinin mevsimsel değişimlere bağlı olarak farklılık gösterdiği belirlenmiştir. Bu tezde analiz edilen PV-elektrolizör entegrasyonu, hidrojen depolama sistemleriyle desteklendiğinde üretim sürekliliğinin sağlanabileceğini göstermektedir. Üretilen hidrojen, sistemin enerji güvenliğini artırarak yenilenebilir enerji kaynaklarının doğasında bulunan kesintili üretimin oluşturduğu sorunları minimize etmektedir. Bu nedenle, bu tez kapsamında incelenen yenilenebilir enerji tabanlı hidrojen üretim sisteminde hidrojenin depolanması ve geri dönüşüm süreçlerinin, üretim sürekliliği açısından kritik bir bileşen olduğu ortaya konmuştur.

Hidrojen üretiminde elektroliz teknolojileri, yenilenebilir enerji ile entegre çalışarak sürdürülebilir hidrojen üretimi sağlamaktadır. Bu analizde, 8,8 MW kapasiteli bir Proton Değişim Membranlı (PEM) elektrolizör sistemi kullanılarak, yatırım maliyetleri (CAPEX), işletme maliyetleri (OPEX) ve ekonomik fizibilitesi değerlendirilmiştir. Elektrolizörün yatırım maliyetleri, kullanılan hücre malzemeleri, verimlilik değerleri ve sistem entegrasyon bileşenlerine bağlıdır. Literatürde, PEM elektrolizör sistemleri için yatırım maliyetlerinin 500- 700 \$/kW arasında değiştiği belirtilmektedir (IEA, 2022). Bu analizde, 500 \$/kW değeri kullanılmıştır.

$$CAPEX_{\text{Elektrolizör}} = 8,8 \text{ MW} \times 500 \text{ $/kW} = 4.400.000 \text{ $} \quad (4.5)$$

Bu yatırım maliyeti, elektrolizör hücre istifleri, güç elektroniği, su arıtma sistemleri, gaz ayrıştırma ve kurulum maliyetlerini içermektedir. PEM elektrolizörler, yüksek akım yoğunluğu, kompakt tasarım ve dinamik yük değişimlerine hızlı yanıt verebilme özellikleri sayesinde, güneş enerjisi gibi kesintili kaynaklarla uyumlu çalışabilmektedir (Friedmann et al., 2021). Şebekeden bağımsız olarak işletilecek bu sistemde, üretim tamamen GES tarafından sağlanan enerji ile gerçekleştirilecektir.

Elektrolizör sistemleri için işletme maliyetleri (OPEX), genellikle yatırım maliyetinin belirli bir yüzdesi olarak hesaplanmaktadır. PEM elektrolizörler, alkalın elektrolizörlere kıyasla daha yüksek verimlilik sağlamasına rağmen, bakım ve membran değişim maliyetleri nedeniyle OPEX değerleri biraz daha yüksek olabilmektedir. IEA (2022) ve Hydrogen Council (2023) raporlarına göre, büyük ölçekli elektrolizör sistemlerinde yıllık işletme ve bakım giderleri yatırım maliyetinin %1,5 ila %2,0'si arasında değişmektedir. Bu analizde, işletme ve bakım maliyetleri %1,5 olarak kabul edilmiştir.

$$OPEX_{\text{Elektrolizör}} = CAPEX_{\text{Elektrolizör}} \times 0,015 \times 20 \quad (4.6)$$

$$OPEX_{\text{Elektrolizör}} = 4.400.000 \times 0,015 \times 20 = 1.320.000 \$ \quad (4.7)$$

İşletme maliyetleri, periyodik bakım giderleri, membran değişimleri, elektrot aşınmalarına karşı önlemler, su arıtma sistemi bakımı ve enerji tüketimi analizlerini içermektedir. PEM elektrolizör sistemlerinde en önemli bakım kalemlerinden biri membran değişimidir, çünkü membranlar sürekli olarak iyon değişimi gerçekleştirdiğinden belirli bir süre sonra performans kaybına uğramaktadır.

Elektrolizör sisteminin ekonomik değerlendirmesi yapılırken, yatırım geri dönüş süresi, iç karlılık oranı (IRR) ve net bugünkü değer (NPV) gibi ekonomik göstergeler göz önünde bulundurulmaktadır. Bu sistemde üretilen hidrojenin her yıl satıldığı ve sistemin tekrar üretime geçtiği bir senaryo öngörülmektedir. Uzun vadeli ekonomik performansın artırılması için, elektrolizör verimliliğinin optimize edilmesi ve düşük bakım maliyetleriyle işletilmesi önem arz etmektedir.

Bu analiz, elektrolizör sistemlerinin hidrojen üretim maliyetlerini doğrudan etkileyen önemli bir faktör olduğunu göstermektedir. Elektrolizörün çalışma saatlerinin optimize edilmesi, membran değişim sıklığının minimize edilmesi ve enerji kayıplarının azaltılması ile sistemin uzun vadede ekonomik olarak sürdürülebilirliği artırılabilir. Bu faktörler göz önünde bulundurulduğunda, PEM elektrolizörlerin güneş enerjisi ile entegre hidrojen üretim sistemlerinde ekonomik olarak uygulanabilir olduğu ortaya konulmaktadır.

4.3 Kompresör Teknik-Ekonomik Analiz

Bu çalışmada, hidrojenin 30 bar giriş basıncından 180 bar çıkış basıncına sıkıştırılması için gereken kompresör gücü, politropik denklem kullanılarak hesaplanmıştır. Kompresör gücü, hidrojenin termodinamik özelliklerine ve sıkıştırma işleminin verimliliğine bağlı olarak belirlenmiştir. Elektrolizör sistemi ile entegre çalışan kompresör, yalnızca GES üretimi devam ettiği sürece aktif olacak şekilde tasarlanmıştır, bu nedenle çalışma süresi elektrolizörün çalışma süresiyle eşit kabul edilmiştir. Bu doğrultuda, sistemin çalışma prensipleri ve temel parametreleri dikkate alınarak politropik denklem çerçevesinde hesaplamalar gerçekleştirilmiştir.

Çizelge 4.4. Kompresör parametreleri

Parametre	Değer	
W	-	Watt
T ₁ (Giriş Sıcaklığı)	293	K
P ₁ (Giriş Basıncı)	30	bar
P ₂ (Çıkış Basıncı)	180	bar
k (Politropik Üstel)	1,40	
R (Gaz Sabiti - Hidrojen)	4124	J/kg·K
η _a (Kompresör Verimi)	0,75	

Kompresör gücü ($\dot{W}$), gazın sıkıştırılması sırasında gerçekleşen iş miktarı ile ilişkilidir ve politropik sıkıştırma denklemi kullanılarak hesaplanabilir. Politropik işlem, sıkıştırma sürecinin hem izotermal hem de adyabatik süreçler arasında bir yerde gerçekleştiğini varsayarak enerji kayıplarını ve verimlilik faktörlerini dikkate alır. Kompresör gücünün hesaplanması için kullanılan denklem 4.8’de verilmiştir:

$$W = \frac{k}{k-1} \times \dot{m} \times R \times T_1 \times \eta^{-1} \times \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(k-1/k)} - 1) \quad (4.8)$$

Burada,

- W: Kompresör gücü (W)
- $\dot{m}$: Hidrojenin kütleli debisi (kg/s)
- R: Hidrojenin gaz sabiti (J/kg.K)
- T₁: Giriş sıcaklığı (K)

- η_c : Kompresör verimi
- k : Politropik üstel
- P_1 : Giriş basıncı (Pa)
- P_2 : Çıkış basıncı (Pa)

Kompresör girişinde hidrojenin sıcaklığı 293 K (20°C) olarak alınmıştır. Bu değer, standart ortam koşullarında elektrolizör çıkışında hidrojenin sıcaklığını temsil etmektedir. Kompresör boyunca sıcaklık artışı olmasına rağmen, giriş sıcaklığı temel hesaplama için başlangıç noktası olarak alınmıştır.

Hidrojen, elektrolizör çıkışında 30 bar basınçta üretilmekte ve kompresör tarafından 180 bar seviyesine yükseltilmektedir. Bu değerler, depolama sürecinde uygun basınç seviyesine ulaşabilmesi için seçilmiştir. Basınç birimleri giriş basıncı 30 bar ve çıkış basıncı 180 bar olarak bar cinsinden hesaplamalara dahil edilmiştir:

Kompresörün sıkıştırma işlemi politropik bir süreç olarak modellenmiştir ve hidrojen gazı için politropik üstel değeri $k=1,40$ olarak alınmıştır. Ayrıca, gerçek kompresör verimi göz önüne alındığında, sistemdeki mekanik kayıplar da hesaba katılmış ve kompresör verimi $\eta_c=0,75$ olarak belirlenmiştir.

Hidrojen gazı için gaz sabiti 4124 J/kg·K olarak alınmıştır. Bu değer, hidrojenin termodinamik özelliklerine dayalı olarak hesaplamalarda kullanılmıştır.

Hidrojen üretim sürecinde kütleli debi, elektrolizörün ürettiği hidrojen miktarına ve çalışma süresine bağlı olarak belirlenmiştir. Bu çalışmada, maksimum saniyelik kütleli debiye sahip olan ay, yapılan hesaplamalar sonucunda Temmuz olarak belirlenmiştir. Bu ayda, güneş ışınlam süresi en uzun olduğu için elektrolizör en yüksek hidrojen üretim kapasitesine ulaşmıştır.

Örneğin, Temmuz ayında elektrolizör tarafından üretilen toplam hidrojen miktarı 58,647.61 kg olarak hesaplanmıştır. Bu ayda elektrolizör toplam 375 saat boyunca çalışmıştır. Bu süre saniyeye çevrildiğinde 1.350.000 saniye olarak hesaplanmıştır. Bu değerler denklemde yerine konularak Temmuz ayı için hidrojenin saniyelik kütleli debisi hesaplanmıştır:

Hidrojenin kütleli debisi denklem 4.9 kullanılarak hesaplanmıştır:

$$\dot{m}: \frac{\text{Üretilen Hidrojen(kg)}}{\text{Çalışma Süresi(saniye)}} = \frac{58.647,61}{1.350.000} = 0,0434 \frac{kg}{s} \quad (4.9)$$

olarak hesaplanmıştır.

Ayrıca, mühendislik uygulamalarında kullanılan farklı birimlere göre hesaplamalar gerçekleştirilerek saatlik kütleli debi de belirlenmiştir. Saatlik debi, saniyelik kütleli debinin 3600 ile çarpılmasıyla elde edilmiştir:

$$\dot{m}_h = 0,0434 \frac{kg}{s} \times 3600 = 156,24 \text{ kg/h} \quad (4.10)$$

olarak hesaplanmıştır.

Hidrojen üretim sürecinde maksimum kütleli debiye sahip olan ay Temmuz olarak belirlenmiştir. Bu ayda güneş ışınlam süresi en uzun olduğu için elektrolizör en yüksek hidrojen üretim kapasitesine ulaşmıştır.

Çizelge 4.5. Aylık hidrojen üretimi ve hidrojen kütleli debisi

Ay	Üretilen Hidrojen (kg)	Elektrolizör Çalışma Süresi (saat)	Çalışma Süresi (saniye)	Hidrojen Kütleli Debisi (kg/s)	Hidrojen Kütleli Debisi (kg/h)
Ocak	29.222,5	108,5	390.600,00	0,07	269,33
Şubat	33.253,65	126	453.600,00	0,07	263,92
Mart	45.392,05	171	615.600,00	0,07	265,45
Nisan	44.985,39	210	756.000,00	0,06	214,22
Mayıs	51.570,34	279	1.004.400,00	0,05	184,84
Haziran	54.482,79	330	1.188.000,00	0,05	165,10
Temmuz	58.647,61	375	1.350.000,00	0,04	156,24
Ağustos	55.303,89	357	1.285.200,00	0,04	154,91
Eylül	47.428,45	279	1.004.400,00	0,05	169,99
Ekim	37.758,78	217	781.200,00	0,05	174,00
Kasım	28.957,59	150	540.000,00	0,05	193,05
Aralık	25.353,43	108,5	390.600,00	0,06	233,67

Bu hesaplamalar, hidrojenin en yüksek üretim seviyesine ulaştığı ayda sıkıştırma sisteminin nasıl bir kapasiteye sahip olması gerektiğini belirlemek için kullanılmıştır. Hidrojenin kütleli debisinin bilinmesi, kompresör tasarımı ve depolama sistemlerinin

optimize edilmesi açısından kritik öneme sahiptir. Özellikle Temmuz ayında hidrojen üretiminin maksimum seviyeye ulaştığı ve sıkıştırma sürecinde en yüksek debiye sahip olduğu belirlenmiştir. Bu durum, kompresör sisteminin maksimum yükte nasıl çalışması gerektiği konusunda önemli bir mühendislik girdisi sağlamaktadır.

Çizelge 4.6. Saniyede hidrojen kütleli debisi ve kompresör gücü

Ay	Hidrojen Kütleli Debisi (kg/s)	Kompresör gücü (kW)
Ocak	0,07	201,45
Şubat	0,07	197,40
Mart	0,07	198,54
Nisan	0,06	160,22
Mayıs	0,05	138,25
Haziran	0,05	123,49
Temmuz	0,04	116,97
Ağustos	0,04	115,87
Eylül	0,05	127,15
Ekim	0,05	130,15
Kasım	0,05	144,39
Aralık	0,06	174,77

- $\dot{m} = 0.043443$ kg/s (Temmuz ayı hidrojen kütleli debisi)
- $R = 4124$ J/kg.K (Hidrojen gaz sabiti)
- $T_1 = 293$ K (Giriş sıcaklığı)
- $\eta_c = 0.75$ (Kompresör verimi)
- $k = 1.40$ (Politropik üstel)
- $P_1 = 30 \times 10^5$ Pa (Giriş basıncı)
- $P_2 = 180 \times 10^5$ Pa (Çıkış basıncı)

$\dot{W}_{\text{temmuz}} = 116,97$ kW olarak hesaplanmıştır.

Hidrojen üretim süreçlerinde kompresör gücü, üretilen hidrojenin belirli bir basınç seviyesine sıkıştırılması için harcanan enerji miktarını ifade etmektedir. Bu gücün belirlenmesi için hidrojen üretim miktarının yanı sıra, elektrolizörün günlük çalışma süresi, hidrojenin kütleli debisi ve sıkıştırma işlemi için kullanılan politropik sıkıştırma denklemi dikkate alınmıştır. Yapılan hesaplamalar, PVsyst simülasyonu ile elde edilen E_{Avail} mevcut güneş enerjisi) verilerine dayalı olarak çalışan PEM elektrolizörün aylık hidrojen üretimini temel alarak gerçekleştirilmiştir. Elektrolizör tarafından üretilen

hidrojen, doğrudan sıkıştırma ünitesine aktarılmakta ve 30 bar giriş basıncından 180 bar çıkış basıncına sıkıştırılmaktadır.

Hidrojenin sıkıştırılması için gerekli olan kompresör gücü, hidrojenin anlık kütleli debisi ile doğrudan ilişkilidir. Kütleli debi, elektrolizör tarafından üretilen hidrojenin çalışma süresine bölünmesiyle hesaplanmaktadır. Çalışma süresi ne kadar kısa olursa, aynı miktarda hidrojenin sıkıştırılması için anlık debi o kadar yüksek olur ve dolayısıyla kompresör gücü de artar. Buna karşılık, güneşlenme süresi uzun olan aylarda, elektrolizör uzun saatler boyunca çalışarak hidrojen üretimini zamana yaymakta ve böylece sıkıştırma işlemi için gereken anlık enerji ihtiyacı azalmaktadır.

Hesaplamalar sonucunda kompresör gücünün en yüksek olduğu ay Ocak olarak belirlenmiştir. Ocak ayında hidrojen üretimi 0,07 kg/s seviyesinde hesaplanmış ve kompresör gücü 201.45 kW olarak belirlenmiştir. Bu durumun temel nedeni, Ocak ayında güneşlenme süresinin düşük olması ve elektrolizörün sınırlı bir zaman aralığında çalışarak aynı miktarda hidrojen üretmek zorunda kalmasıdır. Kısa sürede yüksek miktarda hidrojen üretimi, sistemin sıkıştırma ünitesine anlık olarak daha fazla hidrojen göndermesine ve bu da kompresör gücünün maksimum seviyeye çıkmasına neden olmaktadır.

Buna karşılık, kompresör gücünün en düşük olduğu ay Temmuz olarak hesaplanmıştır. Temmuz ayında, güneşlenme süresi yılın en uzun değerlerinden biri olup, elektrolizörün günlük çalışma süresi 12 saatten fazladır. Bu uzun çalışma süresi, hidrojen üretiminin geniş bir zaman dilimine yayılmasına ve böylece anlık hidrojen debisinin düşmesine neden olmaktadır. Bu nedenle, Temmuz ayında hidrojenin kütleli debisi 0,04 kg/s seviyesine düşmüş ve buna bağlı olarak kompresör gücü 116,97 kW olarak hesaplanmıştır.

Aylık bazda hidrojen üretimi değişiklik gösterdiğinden, kompresör gücü de yıl boyunca farklı değerler almıştır. İlkbahar ve sonbahar aylarında hidrojen üretim süresi, kış ve yaz aylarına kıyasla daha dengeli bir dağılım göstermiştir. Mart ayında hidrojenin saniyelik kütleli debisi 0.07 kg/s olarak hesaplanmış ve kompresör gücü 198.54 kW olarak belirlenmiştir. Bu değer, Ocak ayındaki değerlere yakın olup, güneşlenme süresinin görece kısa olması nedeniyle kütleli debinin yüksek çıkmasıyla doğrudan ilişkilidir.

Nisan ayına gelindiğinde hidrojen debisi 0,06 kg/s'ye düşmüş ve kompresör gücü 160,22 kW seviyesine gerilemiştir. İlkbahar aylarında gün ışığının süresi artmaya başladığından, elektrolizörün çalışma süresi uzamış ve bu durum anlık hidrojen üretim hızını azaltarak kompresörün daha düşük güçle çalışmasını sağlamıştır.

Yaz aylarında, özellikle Haziran ve Temmuz aylarında, güneş ışınlamı en yüksek seviyeye ulaştığından elektrolizör uzun süre çalışmış ve hidrojen üretimi zamana yayılmıştır. Bu dönemde, Haziran ayında hidrojen debisi 0,05 kg/s olarak hesaplanmış ve kompresör gücü 123,48 kW olarak belirlenmiştir. Temmuz ayında ise hidrojen debisi en düşük seviyeye (0,04 kg/s) inmiş ve buna bağlı olarak kompresör gücü de 116,97 kW seviyesine gerilemiştir. Bu sonuç, hidrojen üretiminin kesintisiz ve uzun süreli olması halinde kompresör güç ihtiyacının önemli ölçüde azaldığını göstermektedir.

Sonbahar aylarında ise, Eylül ve Ekim aylarında hidrojen üretimi 0,05 kg/s seviyesinde gerçekleşmiş ve kompresör gücü sırasıyla 127,15 kW ve 130,15 kW olarak hesaplanmıştır. Kasım ayında güneşlenme süresi kısaltmaya başladığından hidrojen üretimi belirli bir zaman diliminde yoğunlaşmış ve kütleli debi artmıştır. Buna bağlı olarak, Kasım ayında kompresör gücü 144,39 kW seviyesine yükselmiştir. Aralık ayında ise güneş ışınlamı ve çalışma süresi en düşük seviyelere indiği için hidrojen üretimi yine belirli bir zaman diliminde sıkışmış ve anlık kütleli debi artarak kompresör gücünü 174,77 kW seviyesine çıkarmıştır.

Hidrojen üretim miktarının değişkenliği, sistem tasarımında dikkate alınması gereken kritik bir faktördür. Kompresör gücünün belirlenmesi için yıl boyunca hesaplanan maksimum güç değeri baz alınmalıdır. Ocak ayında hesaplanan 201,45 kW'lık kompresör gücü, sistemin herhangi bir aşırı yüklenme yaşamadan sorunsuz çalışmasını garanti altına almak için referans değer olarak belirlenmelidir. Ancak, saha uygulamalarında güvenlik faktörü de göz önünde bulundurularak, genellikle hesaplanan maksimum gücün %10 ila %20 üzerinde bir kapasite ile kompresör seçimi yapılmaktadır. Bu doğrultuda, 220 kW-250 kW kapasiteli bir kompresör, sistemin tüm çalışma koşullarında güvenilir ve verimli bir şekilde çalışmasını sağlayacaktır.

Sonuç olarak, hidrojen üretim sistemlerinde kompresör kapasitesinin belirlenmesi için aylık değişken hidrojen üretimi ve kütleli debi dikkate alınarak hassas hesaplamalar

yapılmalıdır. Hidrojen üretimi ve sıkıştırma süreçleri, güneş enerji santralinin üretim kapasitesine ve mevsimsel güneşlenme sürelerine doğrudan bağlı olduğundan, sistemin tasarımında en yüksek yük ihtiyacı temel alınmalı ve buna göre uygun kapasitede bir kompresör seçilmelidir.

Hidrojenin 30 bar giriş basıncından 180 bara sıkıştırılması için bir kompresör gereklidir. Bu basınç artışı, hidrojenin tuz kavernasında güvenli bir şekilde depolanabilmesi ve taşınabilmesi için zorunludur. Kompresörlerin yatırım maliyetleri, güç kapasitesine (kW), sıkıştırma oranına, türüne (izotermal veya politropik sıkıştırma) ve işletme koşullarına bağlı olarak değişmektedir. Bu çalışmada, hidrojenin sıkıştırılması için 250 kW kapasiteli bir kompresör öngörülmüş ve yatırım maliyetleri literatürde sunulan veriler ışığında hesaplanmıştır.

Hidrojen sıkıştırma sistemleri için yatırım maliyeti 1000- 1500 \$/kW aralığında değişmektedir (Hydrogen Europe, 2023). Bu analizde minimum maliyet hesabı yapıldığından 1000 \$/kW yatırım maliyeti kabul edilmiştir.

$$CAPEX_{\text{Kompresör}} = 250 \text{ kW} \times 1000 \text{ $/kW} = 250.000 \text{ $} \quad (4.11)$$

Bu yatırım maliyeti, kompresör ekipmanlarının satın alınması, kurulum maliyetleri, boru bağlantıları ve soğutma sistemleri gibi bileşenleri içermektedir. Hidrojen kompresörleri genellikle çok kademeli pistonlu veya membranlı tip olarak üretilmektedir. Bu çalışmada, enerji tüketimini optimize etmek için politropik sıkıştırma prensibiyle çalışan bir kompresör modeli esas alınmıştır.

Hidrojen kompresörleri, yüksek basınç seviyelerinde çalıştıkları için belirli bir enerji tüketimine ve bakım ihtiyacına sahiptirler. İşletme maliyetleri, elektrik tüketimi, bakım-onarım giderleri, yağlama sistemleri ve parçaların periyodik değişimlerini kapsar. Literatürde hidrojen kompresörleri için işletme maliyetlerinin yıllık yatırım maliyetinin %1,5 ila %2'si arasında değiştiği belirtilmektedir (IEA, 2022). Bu çalışmada %2 yıllık işletme maliyeti varsayılmıştır.

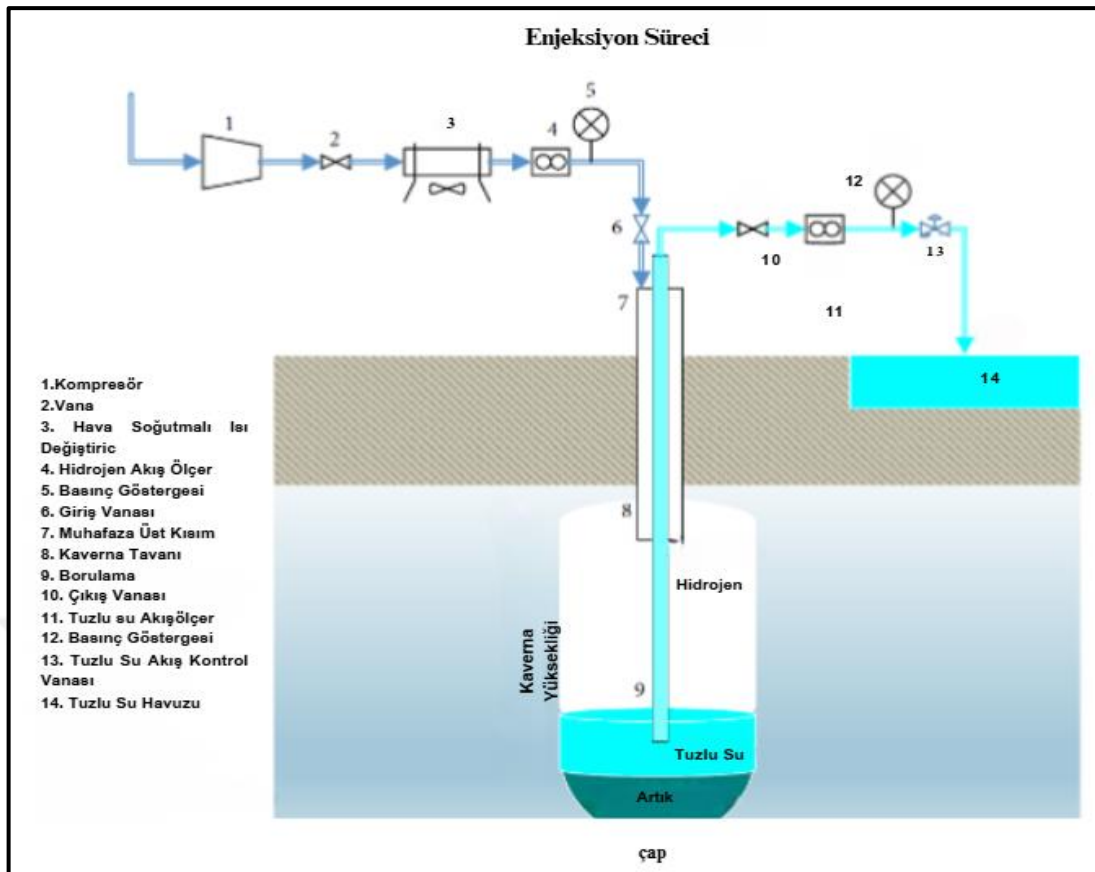
$$OPEX_{\text{Kompresör}} = CAPEX_{\text{Kompresör}} \times 0,02 \times 20 = 250.000 \times 0,02 \times 20 = 100.000 \text{ $} \quad (4.12)$$

Bu işletme maliyeti, kompresörün düzenli bakımı, soğutma sistemlerinin temizlenmesi, piston ve membran değişimleri gibi harcamaları içermektedir. Hidrojenin sıkıştırılması sırasında oluşan ısıнын etkin bir şekilde uzaklaştırılması için ek soğutma sistemleri gerekmektedir. Bu nedenle, soğutma sistemlerinin periyodik bakımı işletme maliyetlerini doğrudan etkilemektedir.

Hidrojen sıkıştırma sistemleri için ekonomik değerlendirme yapılırken, yatırım geri dönüş süresi, iç karlılık oranı (IRR), enerji verimliliği ve yıllık işletme maliyetleri dikkate alınmalıdır. Hidrojen üretim süreçlerinde enerji tüketiminin minimize edilmesi için, kompresör seçiminde verimlilik yüksek tutulmalıdır. Kompresörün tükettiği elektrik enerjisi, hidrojenin toplam üretim maliyetini doğrudan etkilemektedir. Bu nedenle, sistemin tasarımında en uygun çalışma basıncı belirlenerek enerji kayıpları minimize edilmelidir.

Hidrojen kompresörünün ekonomik performansı, hidrojenin depolanması ve taşınması sürecinde kullanılan enerjiye bağlı olarak değişmektedir. Kompresörün optimum verimlilikle çalışması için sıkıştırma süreci detaylı olarak optimize edilmeli ve düşük enerji kayıplarıyla işletilmelidir. Bu analiz, sistemin uzun vadeli ekonomik sürdürülebilirliğini artırmak için kompresör işletme koşullarının düzenli olarak izlenmesi gerektiğini göstermektedir.

Bu tez kapsamında 1150 m-1450 m arasındaki derinliklerdeki tuz kavernalarında hidrojen depolamanın maliyetini tahmin etmek üzere bir çalışma gerçekleştirilmektedir. Bu tez kapsamında depolama hacminin %37'sini yastık gazı olarak ele almaktadır. Bahsi geçen depolama yöntemleri büyük hacimlerde hidrojen depolanmasının teknik ve ekonomik yönleri gözönünde bulunularak karşılaştırılmıştır. Büyük hacimlerde hidrojen depolanmasının teknik ve ekonomik yönleri üzerine bir analiz gerçekleştirilmiştir. Ancak, boru malzemesi ana maliyet faktörü olduğu için, bu depolama yöntemi için yatırım ve operasyon maliyetleri, depolanan H₂ miktarı artsa bile maliyet açısından dikkate değer bir azalma görülmemektedir.



Aksaray ilinde gerçekleştirilen çalışma kapsamında, 12 MWp kapasiteli bir güneş enerjisi santralinden elde edilen enerji, PVsyst simülasyonları kullanılarak detaylı bir şekilde analiz edilmiştir. Simülasyon sonuçları, sistemin yıllık enerji üretiminin 21.547,99 MWh olduğunu ortaya koymuş ve bu enerjinin hidrojen üretiminde kullanılacağı varsayılmıştır. Mevsimsel farklılıklar, Haziran ayında enerji üretiminin maksimum 2.281,32 MWh'ye ulaşırken, Aralık ayında minimum 1.131,31 MWh'ye düştüğünü göstermektedir. Bu bulgular, enerji üretiminin yaz aylarında yoğunlaştığını ve kış aylarında azaldığını ortaya koymaktadır. Üretilen enerji, elektrolizörlere yönlendirilerek hidrojen üretimi gerçekleştirilmiş ve bu hidrojenin tuz kavernalarında depolanabilirliği değerlendirilmiştir.

Tuz kavernalarının geçirimsiz yapısı, depolanan hidrojenin saflığını korumasını sağlarken, düşük viskozite özellikleri, kaya tuzunun sürünme etkisini azaltarak depolama verimliliğini artırmaktadır (Crotagino et al., 2010).

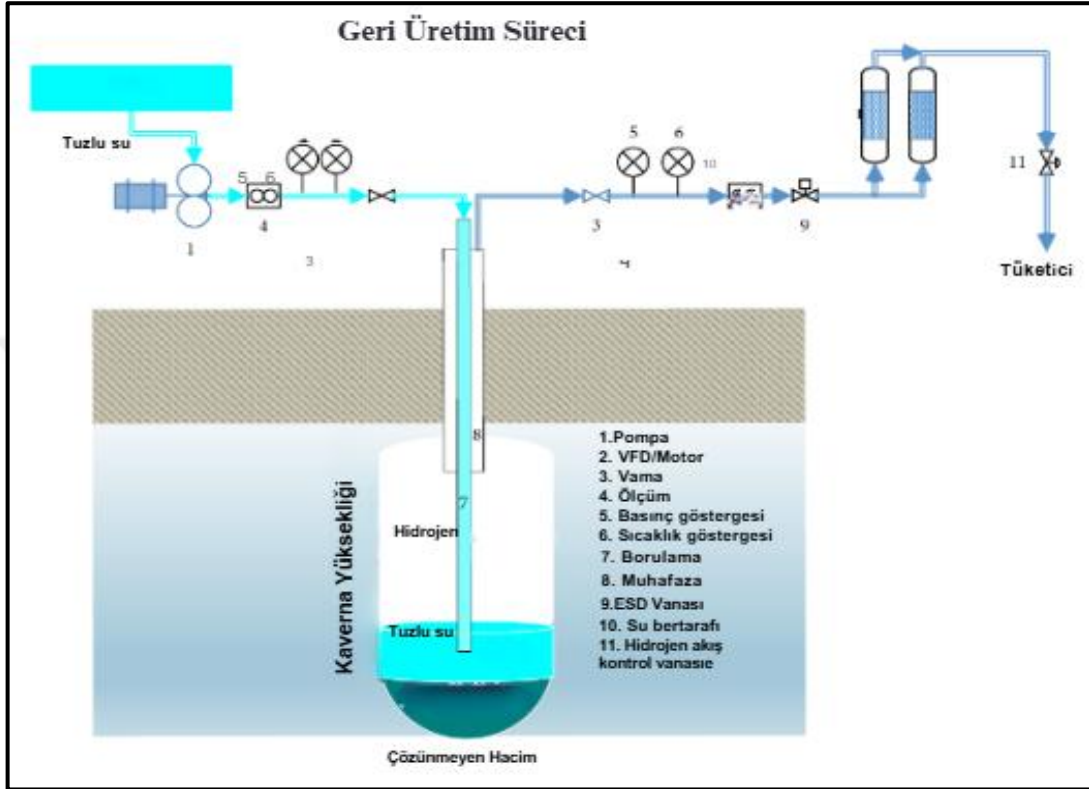
Hidrojen enjeksiyon sürecinde, kavernaların basınç ve sıcaklık değişimleri düzenli olarak izlenir. Bu kontrol mekanizması, depolama sırasında hidrojenin güvenliğini ve saflığını korumak için gereklidir. PVsyst verilerinden elde edilen enerji üretimi, kompresörlerin enerji ihtiyaçlarını karşılayacak kapasitededir. Ancak, kompresör enerji tüketimindeki artışlar, sistemin genel enerji verimliliğini etkileyebileceğinden, enerji yoğunluğunu azaltmak için teknolojik iyileştirmeler gerekmektedir. Kompresörlerin daha verimli hale getirilmesi, hidrojen enjeksiyon sürecinde enerji kayıplarını minimize ederek sistemin maliyet yapısını olumlu yönde etkileyebilir.

Depolanan hidrojenin kavernadan geri üretimi süreci enerji üretimi için gaz türbinlerinde veya ulaşım sektöründe yakıt olarak kullanılmak üzere gerçekleştirilebilir. Bu süreçte, kavernaların basınç dengesi dikkatle kontrol edilmeli ve hidrojenin çıkarılması sırasında enerji kayıplarının önlenmesine özen gösterilmelidir. PVsyst simülasyonlarından elde edilen üretim verileri, hidrojenin mevsimsel enerji ihtiyaçlarına göre depolanmasını ve kullanılmasını mümkün kılmaktadır. Bu sayede, yaz aylarında üretilen fazla enerji hidrojen olarak depolanabilir ve kış aylarında enerji talebini karşılamak için kullanılabilir.

Hidrojen depolama sürecinin başarısı, depolama altyapısının yanı sıra elektrolizör, kompresör ve kavernalar arasındaki uyuma bağlıdır. Bu çalışmada, PVsyst verileri ve kompresör enerji tüketimi dikkate alınarak yapılan değerlendirmeler, hidrojen depolama süreçlerinin sürdürülebilirlik açısından optimize edilmesi gerektiğini göstermektedir. Tuz kavernalarının büyük depolama kapasitesi, yenilenebilir enerji kaynaklarının mevsimsel farklılıklarına karşı bir tampon görevi görmekte ve enerji arz güvenliğini artırmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen hidrojenin tuz kavernalarında depolanması, fosil yakıt kullanımını azaltarak karbon emisyonlarını düşürme potansiyeline sahiptir. PVsyst simülasyonlarından elde edilen enerji üretimi, bu sistemin ekonomik ve çevresel faydalarını desteklemektedir. Depolanan hidrojenin ulaşım ve

sanayi sektörlerinde kullanımının artırılması, enerji sektöründe daha sürdürülebilir bir dönüşümün önünü açmaktadır. Güneş enerjisinin hidrojen üretimi ve depolama süreçlerine entegrasyonu, yenilenebilir enerjinin depolanabilir bir forma dönüştürülmesini sağlayarak enerji sektöründe geniş kapsamlı faydalar sunmaktadır.



Şekil 4.15. Hidrojen gazının tuz kavernasından geri üretimi (Anderson vd., 2022)

Çizelge 4.7. UGS-1 yastık gazı ve çalışma gazı

Kavernalar	Toplam Hidrojen Gazı Miktarı(ton)
Yastık Gazı	192,78
Çalışma Gazı	323,25
Toplam Gaz	516,04

Tuz kavernalarında depolanan hidrojen üç bileşen üzerinden değerlendirilmiştir: yastık gazı, çalışma gazı ve toplam gaz. Yastık gazı, kavernanın yapısal bütünlüğünü korumak için sürekli olarak depoda bulunması gereken miktardır ve 192.78 ton ile toplam gazın yaklaşık %37'sini oluşturur. Çalışma gazı ise kullanıma hazır durumda olan, operasyonel olarak kullanılabilen hidrojen miktarını ifade eder ve toplamın %63'ü olan 323.25 ton olarak hesaplanmıştır. Toplam gaz miktarı ise 516.04 ton olarak belirlenmiş,

bu da kavernaların büyük hacimli enerji depolama ihtiyaçlarına uygun olduğunu göstermektedir.

Depolama sisteminin etkinliğini artırmak için yastık gazının miktarını azaltacak teknolojilerin uygulanması önemli bir fırsat sunmaktadır. Çalışma gazının oranını artırmak ve depolama maliyetlerini optimize etmek, bu sistemlerin daha ekonomik bir şekilde işletilmesini sağlayabilir. Bununla birlikte, çalışma gazının düşük birim maliyetleri, operasyonel esneklik ve kullanılabilirlik açısından avantaj sağlamaktadır.

Genel olarak değerlendirildiğinde, tuz kavernaları hidrojen gibi yenilenebilir enerji taşıyıcılarının büyük ölçekli depolanması için uygun bir çözüm sunmaktadır. Ancak, toplam maliyetlerin düşürülmesi ve sistemin verimliliğinin artırılması için yastık gazının oranını minimize eden yaklaşımlar benimsenmelidir. Bu denge, hidrojen ekonomisinin büyümesine katkı sağlamak adına büyük bir öneme sahiptir.

Tuz kavernalarının maliyet avantajları, büyük ölçüde depolama kapasitesine dayanmaktadır. Yüksek kapasiteli sistemlerde sermaye maliyeti birim başına düşmekte, bu da toplam işletme maliyetlerini önemli ölçüde azaltmaktadır. Bunun yanı sıra, tuz kavernaları, hidrojenin uzun süre saflığını koruyabilmesi için ideal bir ortam sunmaktadır.

Hidrojenin enerji taşıyıcısı olarak kullanımı, üretim aşamasının yanı sıra uygun bir depolama sisteminin seçimini de zorunlu kılmaktadır. Üretilen hidrojenin uzun vadeli ve ekonomik olarak saklanması, özellikle büyük ölçekli uygulamalar için kritik bir faktördür. Bu çalışmada, 512.352,87 kg hidrojenin farklı depolama yöntemleri kullanılarak saklanması durumunda ortaya çıkacak maliyetler incelenmiştir. Hidrojen depolama teknolojileri, yeraltı tuz kavernalarında basınçlı gaz olarak, yer üstü basınçlı tanklarda gaz olarak, kriyojenik sıvı hidrojen olarak veya metal hidrit bileşenleri içerisinde kimyasal bağlarla saklanabilmektedir. Her yöntemin kendine özgü avantajları ve maliyet faktörleri bulunmaktadır.

Yeraltı tuz kavernalarında hidrojen depolama, büyük ölçekli ve uzun vadeli saklama için en düşük maliyetli seçeneklerden biridir. Literatürde yeraltı hidrojen depolama maliyetleri genellikle 1,0 \$/kg civarında tahmin edilmektedir (IEA, 2021). Bu

yöntemde, yeraltı tuz formasyonlarında oluşturulan kavernalarda basınçlı hidrojen depolanarak yer üstündeki depolama tesislerine kıyasla daha düşük inşaat ve bakım maliyetleri elde edilir. 512.352,87 kg hidrojenin yeraltı tuz kavernalarında depolanmasının toplam maliyeti yaklaşık 512.352 \$ olarak hesaplanmıştır. Bu düşük maliyet, yeraltı formasyonlarının doğal basınç dayanımı ve yalıtım kapasitesi sayesinde ek yapı gereksinimlerinin azalmasından kaynaklanmaktadır. Ayrıca, büyük ölçekli depolama kapasitesi ve uzun süreli saklama avantajları, bu yöntemi hidrojen ekonomisinde en verimli çözümlerden biri haline getirmektedir.

Yüksek basınçlı gaz tanklarında hidrojen depolama ise daha yaygın ancak daha maliyetli bir yöntemdir. Bu yöntemde hidrojen, genellikle 350-700 bar basınç altında karbon fiber veya çelikten üretilmiş yüksek dayanımlı tanklarda saklanmaktadır. Yerüstü basınçlı tank depolama yönteminde, ortalama maliyetin 5,5 \$/kg olduğu bilinmektedir (Dincer & Acar, 2015). Bu durumda, 512.352,87 kg hidrojenin yer üstü basınçlı tanklarda depolanmasının toplam maliyeti yaklaşık 2.817.941 \$ olarak hesaplanmaktadır. Bu yöntemin maliyetinin yüksek olmasının temel sebebi, hidrojenin sıkıştırılması için gereken enerji tüketimi ve yüksek basınçta dayanıklı tankların üretiminde kullanılan ileri malzemelerdir. Ayrıca, tankların belirli bir ömrü olması ve periyodik bakım gerektirmesi uzun vadede ek maliyet unsurlarını beraberinde getirmektedir.

Sıvı hidrojen (kriyojenik) depolama yöntemi ise büyük ölçekli taşımacılık ve endüstriyel uygulamalar için tercih edilmektedir. Hidrojenin sıvı faza geçmesi için -253°C sıcaklığa kadar soğutulması gerekmekte olup, bu işlem yüksek enerji tüketimi gerektirdiğinden oldukça maliyetlidir. Literatürde sıvı hidrojen depolamanın birim maliyetinin 15 \$/kg olduğu belirtilmektedir (DOE, 2020). 512.352,87 kg hidrojenin sıvı olarak saklanması durumunda toplam maliyet 7.685.293 \$'ye ulaşmaktadır. Sıvı hidrojenin düşük sıcaklıkta muhafaza edilmesi için gereken kriyojenik tankların maliyeti de oldukça yüksektir. Ayrıca, bu yöntem hidrojenin zaman içinde buharlaşma kayıpları yaşamasına neden olmakta ve operasyonel verimliliği düşürmektedir. Kriyojenik depolama, kısa vadeli taşımacılık ve uzay teknolojileri gibi özel uygulamalarda kullanışlı olmasına rağmen, uzun vadeli saklama açısından maliyet etkinliği düşük bir seçenektir.

Metal hidrit depolama yöntemi, hidrojenin metal alaşımlarıyla kimyasal olarak bağlanarak depolanmasını içermektedir. Bu yöntem, düşük basınçlı ve güvenli bir depolama seçeneği sunmasına rağmen, kullanılan metal bileşiklerinin yüksek maliyeti nedeniyle yaygın bir uygulama alanı bulamamaktadır. Literatürde metal hidrit depolamanın birim maliyetinin 20 \$/kg olduğu belirtilmiştir (IRENA, 2022). 512.352,87 kg hidrojenin bu yöntemle depolanmasının toplam maliyeti 10.247.060 \$ olarak hesaplanmaktadır. Metal hidrit sistemlerinin avantajları arasında yüksek depolama yoğunluğu ve düşük basınç gereksinimi bulunsa da mevcut ticari uygulamalar için oldukça pahalı olması yaygın kullanılmasını kısıtlamaktadır.

Yapılan analizler sonucunda, hidrojenin depolanmasında en maliyet etkin yöntemin yeraltı tuz kavernalarında basınçlı gaz olarak saklanması olduğu görülmektedir. Bu yöntemin düşük maliyet avantajı, büyük ölçekli depolama kapasitesi, uzun süreli saklama potansiyeli ve jeolojik stabilite gibi unsurlardan kaynaklanmaktadır. Yüksek basınçlı tanklar ve sıvı hidrojen depolama yöntemleri belirli kullanım alanlarında tercih edilse de uzun vadeli ve büyük ölçekli hidrojen projelerinde maliyetlerin minimize edilmesi açısından tuz kavernalarının daha uygun bir seçenek sunduğu ortaya konulmuştur. Metal hidrit depolama ise gelecekte gelişen malzeme teknolojileriyle daha rekabetçi hale gelebilecek potansiyel bir seçenek olarak değerlendirilmektedir.

Hidrojen ekonomisinin gelişmesi ve büyük ölçekli hidrojen projelerinin artması ile birlikte, maliyet etkin depolama yöntemlerinin önemi giderek artmaktadır. Yeraltı depolama çözümleri, gelecekte hidrojenin uzun vadeli enerji dönüşümü süreçlerinde daha fazla tercih edilecek yöntemler arasında yer alacaktır. Ancak, bu yöntemin uygulanabilirliği jeolojik koşullara bağlı olduğundan, hidrojen depolama sistemlerinin seçimi proje bazında detaylı bir teknik ve ekonomik analiz gerektirmektedir.

Hidrojen depolama maliyetlerinin optimize edilmesi, büyük ölçekli projelerin uygulanabilirliğini artıracaktır. Düşük bütçeli pilot projelerden başlanarak daha büyük ölçekli kavernalarla devam edilmesi, teknolojinin hem ekonomik hem de teknik açıdan yaygınlaşmasını sağlayabilir. Ayrıca, depolama maliyetlerinin yanı sıra kavernalardan hidrojen çıkarma süreçlerinde kullanılacak ekipmanların verimliliği ve bu süreçlerde oluşabilecek enerji kayıplarının minimize edilmesi, genel sistem performansını artıracaktır.

Soave-Redlich-Kwong (SRK) denklemi, termodinamik hesaplamalarda gazların ve sıvıların sıkıştırılabilirlik faktörlerini ve faz denge davranışlarını yüksek doğrulukla belirlemek amacıyla kullanılan önemli bir araçtır. SRK denklemi, özellikle gazların yüksek basınç ve düşük sıcaklık koşullarındaki davranışlarını modellemek için Redlich-Kwong denkleminin modifiye edilmiş bir versiyonu olarak geliştirilmiştir. SRK denkleminin, tuz kavernalarında doğal gaz depolama süreçlerinde sıkıştırılabilirlik faktörünü belirlemede kritik bir rol oynadığı ifade edilmiştir. Bu denklem, doğal gazın depolama kapasitelerinin hesaplanmasında kullanılan diğer termodinamik modellerle karşılaştırıldığında, daha hassas sonuçlar sunmaktadır. Ayrıca, SRK denkleminin, gaz depolama kapasitelerinin optimize edilmesinde ve kavernaların işletme parametrelerinin analizinde önemli bir araç olduğu vurgulanmaktadır (Şener, 2016).

Kaverna sistemlerinin jeokimyasal etkileşim potansiyelinin düşük olması, bu depolama yöntemini, diğer yer altı gaz depolama tekniklerine göre daha güvenilir ve uzun vadeli bir seçenek haline getirmektedir. Ayrıca, kaverna dışında yeraltında herhangi bir ek altyapı gerektirmemesi, maliyetleri daha da azaltmaktadır.

Hidrojen ve doğal gazın tuz kavernalarında depolanmasında bazı benzerlikler ve farklılıklar bulunmaktadır. Her iki gaz için de kaverna tasarımı ve süreç yönetimi büyük ölçüde benzer olsa da kuyu başı ekipmanları ve iletim altyapısı hidrojenin fiziksel ve kimyasal özellikleri nedeniyle farklılık göstermektedir.

Bu bağlamda, UGS-1 kavernası incelenecek ve hidrojen depolama kapasitesi belirlenecektir. Ayrıca, Çöllülü Yaylası'na kurulması planlanan 10 MW gücündeki güneş enerjisi santrali (GES) ile hidrojen üretimi ve depolama kapasiteleri karşılaştırılacaktır. Bu analiz, güneş enerjisi üretiminin hidrojen depolama süreçleri ile entegrasyonunu değerlendirmek açısından önemlidir. Güneş enerjisi ile sağlanan hidrojen üretimi, Redlich-Kwong denklemi gibi termodinamik modeller ve tuz kavernalarının yapısal özellikleri dikkate alınarak optimize edilecektir.

Bu doğrultuda UGS-1 kavernası dikkate alınacaktır. UGS-1'e hidrojen depolama hacmi belirlenecek olup Çöllülü Yaylasına muhtemel 10 MW GES kurulması durumunda güneş enerji santrali ile üretim ve hidrojen depolama kapasiteleri karşılaştırılacaktır.

Çizelge 4.8. Doğal gaz depolama kaverna özellikleri (Melendizli ve Akdağ, 2015)

Kavernalar	Kaverna çatı derinliği (m)	Kaverna taban derinliği (m)	Kaverna hacmi (m ³)
UGS 1	1150	1450	40.000

4.4 Soave-Redlich-Kwong Denkleminin Göre Depolama Kapasitesinin Belirlenmesi

Herhangi bir depolama sistemini tasarlamak söz konusu olduğunda ilk olarak gazlar için gerçek basınç, özgül hacim, sıcaklık, bağıntısının kullanılması gerekmektedir. Genellikle sıkıştırılabilirlik faktörü 1 alınarak ideal gaz davranışı varsayılmış olup diğer özellikler bu varsayım üzerine gerçekleştirilmektedir. Doğal gaz depolama proseslerinde olduğu gibi hidrojen depolama prosesinde de sıkıştırılabilirlik faktörünü 1 kabul ederek ideal gaz denklemini uygulamak hesaplamalarımızda önemli çıkarımlar yapmamızı sağlayacak parametrelerin gerçek değerlerinden uzaklaşmamızı ve sağlıklı sonuçlar elde etmemizi zorlaştıracak görülmektedir. Bu tez kapsamında Doğal gaz Depolama Projesi kapsamında inşa edilen 1 depolama kavernası için hidrojen depolama amacıyla Soave-Redlich-Kwong denklemi uygulanmaktadır. Hidrojen depolamak için maksimum ve minimum kaverna özellikleri için belirlenen basınç değerleri, kaverna derinliği ve geometrik hacmi Çizelge 5.7’de verilmektedir.

Çizelge 4.9. Tuz Gölü doğal gaz depoları için belirlenen değerler (Melendizli ve Akdağ, 2015)

Kavernalar	Kaverna çatı derinliği (m)	Kaverna taban derinliği (m)	Kaverna hacmi (m ³)	Minimum Basınç (MPa)	Maksimum Basınç (MPa)
UGS 1	1150	1450	40.000	6,7	19,6

Hidrojen depolama miktarını belirlemek için sıkıştırılabilirlik faktörünü hesaplamak elzemdir. Hidrojen sıkıştırılabilirlik faktörü Soave-Redlich-Kwong hal denkleminin göre belirlenmiştir (Nasri, vd.2007).

- T = Sıcaklık (K); P = Basınç (Bar)
- V_m = Molar hacim olarak belirtilmektedir.
- T_c = Kritik sıcaklık (K); P_c = Kritik basınç (Bar)’ı temsil etmektedir.

İndirgenmiş parametreler;

R gaz sabiti; 0,00008205737 olarak alınmaktadır.

$$Tr = \frac{T}{T_c} \quad (4.13)$$

$$Pr = \frac{P}{P_c} \quad (4.14)$$

$$Vm = ((R * T))/P \quad (4.15)$$

ile bulunur.

Sıkıştırılabilirlik faktörü (Z);

$$Z = Pr * \frac{Vr}{Tr} = P * \frac{Vm}{Vm-b} (R * T) \quad (4.16)$$

ile bulunabilmektedir.

Çizelge 4.10. Kavernaların parametreleri (Melendizli ve Akdağ, 2015)

Kavernalar	İlk Gaz Dolumundan Sonra Tuzlu Su Tahliye Hacmi(m ³)	Maksimum Basınç (bar)	Minimum Basınç (bar)	Kaverna Sıcaklığı (°C)	Kaverna Sıcaklığı (K)
UGS-1	40.000	196	67	50,25	323,4

4.5 Hidrojen Kavernalarına Ait İndirgenmiş Değerlerin Hesabı

Gazlar için sıkıştırılabilirlik faktörünün doğru bir şekilde belirlenebilmesi için zaman içerisinde çeşitli denklemler geliştirilmiştir. Bu denklemlerde gaz akışkan için sıcaklık ve basınç değerleri esas değişkenler olarak kullanılmaktadır. Birçok denklem aracılığıyla sıcaklık ve basınç değerleri, depolanacak gaza ait kritik sıcaklık ile kritik

basınç değerlerine bölünerek indirgenmiş sıcaklık ve indirgenmiş basınç değerlerine ulaşılmaktadır.

Hidrojen için;

Sıcaklık; her bir kavernanın kendine özgü sıcaklığı baz alınarak hesaplama gerçekleştirilmiştir. Örneğin; UGS-1 kaverna sıcaklığı 323,4 K'dir. İndirgenmiş sıcaklık; her bir kavernanın sıcaklığının, kritik sıcaklığa bölünmesiyle elde edilmektedir.

$$T_c = 33,2 \text{ K}$$

$$T_1 = 323,4 \text{ K}$$

Örneğin; UGS-1 için indirgenmiş sıcaklık;

$$T_c = 33,2 \text{ K ve } T_1 = 323,4 \text{ K olmak üzere;}$$

$$T_r = 323,4 \text{ K} / 33,2 \text{ K} = 9,740964 \text{ olarak bulunur.} \quad (4.17)$$

Basınç; her bir kavernanın maksimum last cemented casing shoe basıncı dikkate alınarak hesaplanmıştır. İndirgenmiş basınç; her bir kavernanın maksimum last cemented casing shoe basıncının kritik basınca bölünmesiyle elde edilmektedir.

$$P_c = 13 \text{ bar ve } P_1 = 196 \text{ bar olmak üzere;}$$

$$P_{r_{\max}} = 196 / 13 = 15,08 \text{ olarak bulunur.} \quad (4.18)$$

Minimum son çimentolu muhafaza basıncı dikkate alınarak indirgenmiş minimum basınç denklem 4.19 kullanılarak hesaplanmıştır.

$$P_c = 13 \text{ bar ve } P_1 = 67 \text{ bar}$$

$$P_{r_{\min}} = 67 / 13 = 5,15 \text{ olarak bulunur.} \quad (4.19)$$

Çizelge 4.11. Kavernaların indirgenmiş sıcaklık, indirgenmiş basınç ve sıkıştırılabilirlik faktörü değerleri

Kavernalar	Tr	P _{r, min}	P _{r, max}	Z _{min}	Z _{maks}
UGS-1	9,740964	5,153846154	15,08	1,04215	1,13896

4.6 Sıkıştırılabilirlik Faktörü Değerinin Hesaplanması

Hidrojen sıkıştırılabilirlik faktörünü hesaplayabilmek için çeşitli yöntemler mevcuttur. Bu tez çalışmasında tuz kavernalarına hidrojen depolama durumunda sıkıştırılabilirlik faktörü ve yoğunluk değerleri Redlich-Kwong denklemine dayalı olarak elde edilmektedir. Tuz kavernalarında UGS-1 bazında matematiksel hesaplamalar gösterilmektedir. Kaverna sıcaklığı sabit kabul edilerek minimum ve maksimum basınç değişkenlerine göre minimum sıkıştırılabilirlik faktörü ve maksimum sıkıştırılabilirlik faktörü değerleri elde edilmektedir.

$$PV=ZnRT$$

- P= 196 bar; P=193,44 atm
- P= 67 bar; P= 66,12 atm
- V= 40.000 m³
- T=323,4 K
- M_A= 2,0158 g/mol olarak kabul edilmekte ve;
- V_{max}= 0,000137189 m³/mol
- V_{min}= 0,000401328 m³/mol olarak bulunmaktadır.

$$a=(R^2 \cdot T_c^2) / 2,3393 \cdot P_c \cdot (1+m(1-T_r^{1/2}))^2 \quad (4.20)$$

$$b=R \cdot T_c / 11,5420 \cdot P_c \text{ 'dir.} \quad (4.21)$$

W acentric factor olarak tanımlanmakla birlikte sıvıların tanımlanmasında yararlı olduğu kanıtlanmış sabit bir sayı olup hidrojen için (-0.220)'dir.

$$m= 0,480+1,574 \cdot w-0,176 \cdot w^2 \quad (4.22)$$

olmak üzere

$$Z_{maks} = V_m / (V_m - b) - a / (R \cdot T \cdot (V_m + b)) \quad (4.23)$$

$Z_{maks} = 1,13896$ olarak bulunur.

$$Z_{min} = V_m / (V_m - b) - a / (R \cdot T \cdot (V_m + b)) \quad (4.24)$$

olmak üzere;

$Z_{min} = 1,04215$ olarak hesaplanmaktadır.

Çizelge 4.12. Sıkıştırılabilirlik faktörünün hesaplanması

Kavernalar	Maksimum Basınç (bar)	Minimum Basınç (bar)	Kaverna Sıcaklığı (K)	Z_{min}	Z_{maks}
UGS-1	196	67	323,4	1,04215	1,13896

4.7 Toplam Gaz Hacminin Hesaplanması

Depolanabilecek gaz hacminin doğru belirlenebilmesinde sıcaklık değerlerinin hesaba katılması dikkate alınması gereken bir durumdur. Belirlenen minimum ve maksimum basınç değerleri altında bu basınç değerlerine karşılık gelen sıkıştırılabilirlik faktörü depolama hacim miktarımızı etkileyecektir.

Toplam gaz hacmi denklem 4.25 kullanılarak hesaplanmıştır.;

$$((P_{maks}) \cdot \text{Geometrik Hacim} \cdot 273,15) / (273,15 + \text{Kaverna Sıcaklığı } (^{\circ}\text{C}) \cdot Z_{maks} \cdot 1,01325) \quad (4.25)$$

ile bulunur.

Buna göre UGS-1 için toplam H_2 gazı miktarı;

$((196 \text{ bar}) * 40.000 \text{ m}^3 * 273,15 \text{ }^\circ\text{C}) / ((273,15 \text{ }^\circ\text{C} + 50 \text{ }^\circ\text{C}) * 1,13895 * 1,01325)$ olmak üzere

UGS-1 için toplam gaz hacmi $5.891.100 \text{ Nm}^3$ olarak bulunmaktadır.

Yastık gazı hacmini hesaplamak ve buradan hareketle çalışma gaz hacmini hesaplamak için minimum basınç ve minimum sıkıştırılabilirlik faktörüne göre işlemler yapılır.

Buna göre UGS-1 için yastık gazı miktarı;

$(67 * 40.000 * 273,15) / ((273,15 + 50 \text{ }^\circ\text{C}) * 1,04215 * 1,01325)$ olmak üzere

UGS-1 için yastık gazı hacmi $2.200.871 \text{ Nm}^3$ olarak bulunur. Buradan hareketle UGS-1 için çalışma gazı hacmi $3.690.228 \text{ Nm}^3$ olarak hesaplanmaktadır.

Çizelge 4.13. Toplam gaz hacminin hesaplanması

Kavernalar	Toplam Gaz Hacmi (Nm ³)	Yastık Gazı Hacmi (Nm ³)	Çalışma Gazı Hacmi (Nm ³)
UGS-1	5.891.100	2.200.871	3.690.228

Çizelge 5.12'de toplam gaz hacminin hesaplanması detaylandırılmıştır. Bu çizelgede, UGS-1 olarak adlandırılan yer altı gaz depolama (UGS) ünitesinin toplam gaz hacmi $5.891.100 \text{ Nm}^3$ olarak belirlenmiştir. Bu hacmin $2.200.871 \text{ Nm}^3$ 'ü yastık gazı olarak tanımlanmış olup, bu miktar sistemin basınç dengesini sağlamak ve depolama operasyonlarını sürdürebilmek için sürekli olarak kavernada tutulması gereken minimum gaz hacmini ifade etmektedir. Geriye kalan $3.690.228 \text{ Nm}^3$ 'lük hacim ise çalışma gazı olarak ayrılmıştır. Çalışma gazı hacmi, sistemin ihtiyaç duyduğu hidrojenin depolanarak kullanılabilir hale getirildiği miktarı göstermektedir. Bu hesaplamalar, hidrojen depolama kapasitesinin etkin yönetimi açısından kritik olup, sistemin güvenilir ve sürdürülebilir bir enerji kaynağı olarak kullanımını sağlamaktadır.

4.8 Minimum ve Maksimum Depolama Koşullarında Hidrojen Kavernalarının Yoğunluk Hesabı

Gazların yoğunluk ve enerji değeri hesabında sıcaklık ve sıkıştırılabilirlik faktörü değerleri önemli parametrelerdir. İdeal gaz denkleminde ve sıkıştırılabilirlik faktörü (Z) değerinin belirlenmesinde sıcaklık parametresindeki değişiklikler önemli değer farklılıkları oluşturmaktadır (Labaune ve ark., 2019).

Bu tez kapsamında sıcaklık değişiklikleri kavernadan kavernaya farklılık gösterecek olup kavernanın içerisinde tek sıcaklık değeri üzerinden hesaplama gerçekleştirilecektir.

Çizelge 4.14. Kavernalara ilişkin diğer parametreler

Kavernalar	Basınç (bar)	Basınç (atm)	M _A	Z _{min}	Z _{maks}	Sıcaklık (K)
UGS-1	196	193,44	2,0158	1,04215	1,13896	323,4

4.9 Yoğunluk ve Kütle Bazında Toplam Gaz Miktarının Belirlenmesi

UGS-1 için;

$$\rho_{\min} = (P_{\text{atmmin}} * M_A) / (Z_{\min} * R * T) \quad (4.26)$$

ise buna göre $\rho_{\min} = (66,1239 * 2,0158) / (1,04215 * 0,00008205737 * 323,4)$

$\rho_{\min} = 4.819,70 \text{ g/m}^3$ olarak bulunur.

Minimum yoğunluk ve geometrik hacim değerlerinden faydalanılarak depo rezervuarın hidrojen yastık gazı kütlesi denklem 4.27 kullanılarak hesaplanmıştır.

Kütleyi bulmak için;

$$m_{\min}(\text{kg}) = \rho_{\min}(\text{kg/m}^3) * V_{\text{kaverna}}(\text{m}^3) \quad (4.27)$$

Yastık gazı kütlesi buradan 192.787 kg olarak elde edilmektedir.

$$\rho_{\max} = (P_{\text{atmmax}} * M_A) / (Z_{\max} * R * T) \quad (4.28)$$

Buna göre; $\rho_{\max} = (193,44 * 2,0158) / (1,13896 * 0,00008205737 * 323,4)$

$\rho_{\max} = 12.900,95 \text{ g/m}^3$ olarak bulunur.

Maksimum yoğunluk ve geometrik hacim değerlerinden faydalanılarak depo rezervuarın hidrojen toplam gazı kütlesi hesaplanmaktadır ve buradan hareketle toplam gaz kütlesinden yastık gazı kütlesini çıkarak çalışma gaz kütlesi elde edilmektedir. Kütleyi bulmak için denklem 4.29 kullanılarak hesaplanmıştır.

$$m_{\text{maks}} (\text{kg}) = \rho_{\text{maks}} (\text{kg/m}^3) * V_{\text{kaverna}} (\text{m}^3) \quad (4.29)$$

Toplam gaz kütlesi buradan 516.038 kg olarak elde edilmektedir.

4.10 Hidrojen Üretim ve Depolama Sisteminin Ekonomik Analizi

Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı, karbon emisyonlarını azaltmak ve enerji güvenliğini artırmak amacıyla dünya genelinde giderek daha fazla önem kazanmaktadır. Güneş enerjisinden hidrojen üretimi ve depolama projeleri, sürdürülebilir enerji çözümlerinden biri olarak öne çıkmaktadır (Dincer & Acar, 2015). Hidrojen, yüksek enerji yoğunluğu, uzun süre depolanabilmesi ve çevre dostu olması nedeniyle geleceğin enerji taşıyıcısı olarak değerlendirilmektedir. Ancak, hidrojen üretimi ve depolama süreçlerinin teknik ve ekonomik fizibilitesinin doğru şekilde analiz edilmesi gerekmektedir.

Bu çalışmada, 12.01 MW kapasiteli bir güneş enerji santralinden elde edilen elektriğin kullanılarak hidrojen üretildiği ve 40.000 m³ hacmindeki bir tuz kavernasında depolandığı bir sistem analiz edilmektedir. Modelleme kapsamında hidrojen üretimi, depolama ve ekonomik analiz süreçleri ele alınmıştır. Analiz edilen sistem, güneş enerjisinin doğrudan elektroliz sürecine yönlendirildiği, üretilen hidrojenin ise belirli basınç ve sıcaklık koşulları altında bir yeraltı tuz kavernasında depolandığı bir senaryoya dayanmaktadır. Ekonomik analiz, yatırım maliyetleri (CAPEX), işletme ve bakım maliyetleri (OPEX), geri ödeme süresi, iç karlılık oranı (IRR), net bugünkü değer

(NPV), hidrojen üretim maliyeti (LCOH) ve enerji geri dönüş oranı (EROI) gibi temel ekonomik göstergeler dikkate alınarak yapılmıştır. Bu göstergeler, yatırımın kârlılığını ve sürdürülebilir olup olmadığını belirlemek açısından kritik öneme sahiptir.

Tuz kavernaları, büyük ölçekli hidrojen depolama için en düşük maliyetli yöntemlerden biri olarak kabul edilmektedir. Depolama maliyeti 1-3 \$/kg arasında değişmekte olup, bu yöntemle tezde belirtilen 516.038 kg hidrojenin depolanma maliyeti yaklaşık 516.038 - 1.548.114 \$ arasında olacaktır (IRENA, 2022). Tuz kavernalarının en büyük avantajı, düşük işletme maliyetleri ve uzun vadede ekonomik verimliliğe sahip olmasıdır. Ancak, bu yöntem yalnızca belirli jeolojik alanlarda uygulanabildiği için coğrafi sınırlamalara tabidir (IEA, 2021).

Eğer bu miktardaki hidrojen sıvı halde depolanacak olsaydı, öncelikle -253°C'ye kadar soğutulması ve uygun kriyojenik tanklarda saklanması gerekecekti. Sıvı hidrojen depolama maliyetleri 5-10 \$/kg aralığında değişmektedir (Dincer & Acar, 2015). Bu durumda, 516.038 kg hidrojenin sıvı formda depolanmasının toplam maliyeti 2.580.190 - 5.160.380 \$ arasında olacaktır. Sıvı hidrojen depolama, taşınabilirlik açısından avantajlı olsa da, yüksek enerji tüketimi ve buharlaşma kayıpları nedeniyle uzun vadeli depolama için ekonomik olarak sürdürülebilir bir seçenek değildir (U.S. DOE, 2020).

Basınçlı gaz olarak hidrojenin depolanması, küçük ölçekli ve orta ölçekli projeler için yaygın kullanılan bir yöntemdir. Hidrojen, 200-700 bar basınç aralığında çelik veya kompozit tanklarda saklanmaktadır (IEA, 2021). Depolama maliyetleri 3-7 \$/kg arasında değişmekte olup, bu yöntem kullanıldığında tezde belirtilen hidrojen miktarının toplam depolama maliyeti 1.548.114 - 3.612.266 \$ arasında olacaktır. Yüksek basınç tanklarının üretimi ve güvenlik gereksinimleri nedeniyle büyük ölçekli projeler için maliyetli bir çözüm olmaktadır (IPCC, 2021). Bununla birlikte, mobil uygulamalar ve kısa süreli depolama için avantajlıdır.

Metal hidritlerde hidrojenin depolanması, hidrojenin katı fazda kimyasal olarak bağlanarak saklanmasını sağlayan bir teknolojidir. Bu yöntem, güvenlik açısından avantaj sunmasına rağmen, yüksek malzeme maliyetleri nedeniyle büyük ölçekli hidrojen depolama projelerinde ticari olarak sınırlı kalmaktadır (Myers, 2016). Metal hidrit depolama maliyetleri 10-20 \$/kg arasında değişmektedir. Eğer 516.038 kg

hidrojen metal hidritlerde depolanacak olsaydı, toplam depolama maliyeti 5.160.380 - 10.320.760 \$ seviyelerine ulaşacaktı (U.S. DOE, 2020). Bu maliyet, diğer yöntemlerle karşılaştırıldığında en yüksek seviyede olup, ekonomik açıdan büyük ölçekli projeler için uygun bir seçenek olmadığını göstermektedir.

Hidrojenin boşaltılmış doğal gaz rezervuarlarında saklanması, mevcut altyapının kullanılabilmesi nedeniyle düşük yatırım maliyetine sahip olmasına rağmen, hidrojenin kayalarla etkileşime girmesi ve sızdırmazlık sorunları gibi teknik riskler içermektedir (IRENA, 2022). Bu yöntemle hidrojen depolama maliyetleri 2-6 \$/kg arasında değişmektedir. Eğer 516.038 kg hidrojen bu yöntemde saklanacak olsaydı, toplam maliyet 1.032.076 - 3.096.228 \$ seviyelerinde olacaktı. Uzun vadeli hidrojen depolama için düşük yatırım gereksinimi avantaj sağlasa da, sızdırmazlık problemleri nedeniyle enerji kayıpları riski taşımaktadır (IPCC, 2021). Benzer şekilde, akifer depolama yöntemi teorik olarak mümkün olsa da, hidrojenin su ile reaksiyona girme riski ve gözenekli kaya formasyonlarının stabilitesi nedeniyle ticari uygulamalarda sınırlı kalmaktadır (IEA, 2021).

Ekonomik analiz sonuçlarına bakıldığında, tuz kavernaları büyük ölçekli hidrojen depolama projeleri için en düşük maliyetli seçenek olarak öne çıkmaktadır. Depolama maliyetlerinin en düşük olduğu yöntem 1-3 \$/kg ile tuz kavernaları olurken, sıvı hidrojen (5-10 \$/kg), basınçlı gaz (3-7 \$/kg) ve metal hidritler (10-20 \$/kg) daha yüksek maliyetlerle hidrojen depolamaktadır. Boşaltılmış doğal gaz rezervuarları, düşük yatırım maliyetleri nedeniyle ekonomik avantaj sağlayabilir ancak hidrojen kayıpları ve sızdırmazlık sorunları risk oluşturmaktadır. Tuz kavernası depolama yöntemi, hem ekonomik olarak en uygun seçenek olması hem de uzun vadeli depolama avantajı sunması nedeniyle büyük ölçekli hidrojen projeleri için en iyi alternatif olarak değerlendirilmektedir.

4.10.1 Sermaye harcamaları (CAPEX)

Sermaye harcamaları (CAPEX), projenin başlatılması için gerekli olan başlangıç yatırım maliyetlerini kapsar. Bu maliyetler, sistemin tasarımı, inşası ve kurulum aşamalarındaki harcamaları içermektedir (IEA, 2022). Bu çalışmada, CAPEX hesaplamaları aşağıdaki bileşenlerden oluşmaktadır:

Güneş enerji santrali, hidrojen üretimi için gerekli elektrik enerjisini sağlayan yenilenebilir bir enerji kaynağıdır. Santralin yatırım maliyeti, kurulu güç kapasitesine, panel verimliliğine ve bölgesel maliyet faktörlerine bağlıdır. GES'in uzun ömürlü ve düşük işletme maliyetleri olması, yatırımın ekonomik sürdürülebilirliği açısından önemlidir. Bu çalışmada, GES tarafından üretilen elektrik enerjisi doğrudan elektroliz sürecinde tüketildiği için, Dengelenmiş elektrik üretim maliyeti (LCOE) hesaplaması yapılmamıştır.

Güneş enerji santralinin yatırım maliyeti, santralin kurulu gücüne (MWp) ve sistem bileşenlerinin maliyetine bağlıdır. Literatürde, güneş enerji santrali kurulum maliyetleri için 800 \$/kWp maliyet tahmini yapılmaktadır (IRENA, 2020). Buna göre, 12.01 MWp gücündeki santral için toplam yatırım maliyeti denklem 4.30 kullanılarak hesaplanmıştır.

$$CAPEX_{GES} = 12,01 \times 800 = 9,608,000 \$ \text{ olarak hesaplanmıştır.} \quad (4.30)$$

Elektrolizör, suyu ayrıştırarak hidrojen ve oksijen üretimini sağlayan bir sistemdir. Yatırım maliyeti, elektrolizörün gücü (MW), elektrot teknolojisi ve verimlilik seviyelerine bağlıdır. Daha verimli sistemlerin ilk yatırım maliyetleri yüksek olabilir ancak uzun vadede daha düşük işletme giderleri sağlar Elektrolizörlerin yatırım maliyetleri genellikle kurulu gücüne bağlı olarak değerlendirilir. Günümüzde elektrolizör sistemlerinin ortalama yatırım maliyetinin 1200 \$/kW olduğu belirtilmektedir (IEA, 2022). 8,8 MW kapasitesindeki bir elektrolizör sistemi için yatırım maliyeti:

Elektrolizörlerin yatırım maliyetleri genellikle kurulu gücüne bağlı olarak değerlendirilir. Günümüzde elektrolizör sistemlerinin ortalama yatırım maliyetinin 1200 \$/kW olduğu belirtilmektedir (IEA, 2022). 8,8 MW kapasitesindeki bir elektrolizör sistemi için yatırım maliyeti denklem 4.31 kullanılarak hesaplanmıştır.

$$CAPEX_{Elektrolizör} = 8,8 \times 1200 = 10.560.000 \$ \quad (4.31)$$

Hidrojenin depolanması ve taşınması için belirli bir basınca sıkıştırılması gerekmektedir. Bu nedenle kompresör sistemleri yatırımın önemli bir parçasıdır.

Yatırım maliyetleri, istenen basınç seviyesi, debi kapasitesi ve enerji tüketimine bağlı olarak değişmektedir. Kompresörlerin yüksek verimlilikte çalışması enerji kayıplarını minimize eder. Hidrojen depolama sistemlerinde kullanılan kompresörlerin maliyeti, sistemin gücüne bağlı olarak değişmektedir. Literatürde, kompresör maliyetlerinin 500 \$/kW civarında olduğu belirtilmektedir (Hydrogen Europe, 2021). 250 kW kapasiteli bir kompresör için yatırım maliyeti:

$$CAPEX_{\text{Kompresör}} = 250 \times 500 = 125,000 \$ \quad (4.32)$$

Bu çalışmada toplam sistem düzeyinde gerçekleştirilen ekonomik değerlendirmeye ek olarak, gelir üretiminde doğrudan rol oynayan elektrolizör sistemi için ayrı bir ekonomik fizibilite analizi gerçekleştirilmiştir. Elektrolizör sisteminin yatırım maliyeti 10.560.000 \$ olup, yıllık işletme ve bakım giderleri 316.800 \$ olarak hesaplanmıştır. Sistemin yıllık hidrojen üretim kapasitesi 512.352,87 kg'dır ve bu hidrojenin birim satış fiyatı 15 \$/kg olarak belirlenmiştir. Bu veriler doğrultusunda yıllık toplam gelir 7.685.292 \$, yıllık net nakit akışı ise 7.368.492 \$ olarak bulunmuştur. 20 yıl boyunca %8 iskonto oranı ile indirgenen nakit akışları kullanılarak hesaplanan Net Bugünkü Değer (NPV) 55.406.131 \$ ve İç Karlılık Oranı (IRR) %27,3 olarak hesaplanmıştır. Yatırımın geri ödeme süresi ise 1,43 yıl olarak belirlenmiştir. Elde edilen bu sonuçlar, elektrolizör sisteminin bağımsız olarak dahi yüksek ekonomik verimlilik sunduğunu ve kısa sürede geri dönüş sağlayan düşük riskli bir yatırım olduğunu göstermektedir.

Elektrolizör sisteminin tekil ekonomik performansı, sistem genelinden daha yüksek IRR ve NPV değerleriyle öne çıkmaktadır. Bu durum, GES yatırımının daha uzun geri ödeme süresi ve daha düşük kârlılık oranına sahip olmasıyla ilişkilidir. Dolayısıyla elektrolizör tek başına daha hızlı geri dönüş sağlayan bir yatırım kalemi olarak değerlendirilebilir. Sistem bileşenlerinden elektrolizör özelinde yapılan değerlendirmede geri ödeme süresi 1,43 yıl olarak bulunurken, tüm sistemi kapsayan hesaplamada bu süre 3 yıl olarak tespit edilmiştir. Bu fark, GES ve diğer destek bileşenlerinin yüksek sermaye maliyetlerinden kaynaklanmaktadır.

4.10.2 Tuz kavernası yatırım maliyeti

Tuz kavernaları, hidrojenin uzun süreli, güvenli ve düşük kayıpla depolanmasını sağlayan yer altı yapılarıdır. Bu tatlı su enjeksiyonu ile yapay olarak oluşturulan yapılar hem basınca dayanıklı olmaları hem de gaz geçirmez özellikleri sayesinde hidrojen depolama uygulamalarında yaygın olarak tercih edilmektedir. Kavernaların yatırım maliyetleri; hacim, jeolojik koşullar ve mühendislik gereksinimlerine bağlı olarak değişmektedir. Genellikle bu maliyetler, kavernaların hacmine göre hesaplanmakta olup, birim hacim başına düşen yatırım maliyeti literatürde ortalama 10 \$/m³ olarak bildirilmektedir (US DOE, 2021). Bu çalışmada 40.000 m³ hacminde bir tuz kavernası için yatırım maliyeti hesaplanmıştır (Denklem 4.33).

$$CAPEX_{\text{TuzKavernası}} = 40.000 \times 10 = 400.000 \$ \quad (4.33)$$

Hidrojen üretim ve depolama sisteminin teknik ve ekonomik açıdan uygulanabilirliğinin değerlendirilebilmesi için, sistem bileşenlerine ait yatırım maliyetlerinin bütüncül bir şekilde ele alınması gerekmektedir. Bu kapsamda, güneş enerji santrali (GES), elektrolizör, kompresör ve tuz kavernasından oluşan dört ana bileşenin yatırım maliyetleri dikkate alınmıştır. GES için 9.608.000 \$, elektrolizör sistemi için 10.560.000 \$, kompresör için 125.000 \$ ve tuz kavernası için 400.000 \$ olmak üzere toplam yatırım maliyeti 20.693.000 \$ olarak hesaplanmıştır (Denklem 4.34). Bu değer, sistemin başlangıç sermaye gereksinimini ortaya koymakta ve finansal fizibilite analizleri için temel bir girdi sağlamaktadır.

Tüm bileşenlerin yatırım maliyetlerinin toplamı denklem 4.34’de hesaplanmaktadır.

$$CAPEX_{\text{Toplam}} = 9.608.000 + 10.560.000 + 125.000 + 400.000 = 20.693.000 \$ \quad (4.34)$$

İşletme ve bakım giderleri (OPEX), sistemin uzun vadeli ekonomik sürdürülebilirliği açısından kritik öneme sahiptir. OPEX, tesisin günlük işletme faaliyetlerinden kaynaklanan enerji, bakım, onarım ve personel giderlerini kapsamaktadır. Düşük işletme maliyetleri, yatırımın geri ödeme süresini kısaltarak yatırımın ekonomik olarak daha cazip hale gelmesini sağlar. Bu nedenle her bir bileşen için yıllık ve 20 yıllık işletme-bakım maliyetleri ayrı ayrı hesaplanmıştır.

$$OPEX_{GES} = 9.608.000 \times 0,02 = 192.160 \text{ \$/yıl} \quad (4.35)$$

20 yıllık işletme süresi boyunca toplam bakım ve işletme maliyeti:

$$OPEX_{GES,20} = 192.160 \times 20 = 3.843.200 \text{ \$} \quad (4.36)$$

GES için yıllık bakım ve işletme maliyetleri literatürde genellikle ilk yatırım maliyetinin %2'si olarak kabul edilmektedir (IRENA, 2020). Bu çalışmada, GES'in yıllık işletme maliyeti 192.160 \$ olarak, 20 yıllık toplam bakım ve işletme maliyeti ise 3.843.200 \$ olarak hesaplanmıştır (Denklem 4.35 ve Denklem 4.36). Elektrolizör sistemlerinde ise bu oran %3 olarak belirlenmiştir. Bu doğrultuda, elektrolizörün yıllık işletme maliyeti 316.800 \$ ve 20 yıllık toplam OPEX değeri 6.336.000 \$ olarak hesaplanmıştır (Denklem 4.37 ve Denklem 4.38).

$$OPEX_{Elektrolizör} = 10.560.000 \times 0.03 = 316.800 \text{ \$/yıl} \quad (4.37)$$

20 yıllık toplam bakım ve işletme maliyeti:

$$OPEX_{Elektrolizör} = 316.800 \times 20 = 6.336.000 \text{ \$} \quad (4.38)$$

Kompresör sistemleri, yüksek basınçlı çalışmaları nedeniyle daha yoğun bakım gerektirmektedir. Literatüre göre bu sistemlerin işletme maliyetleri yatırım tutarının %5'i olarak alınmaktadır (Hydrogen Europe, 2021). Buna göre, yıllık işletme maliyeti 6.250 \$, 20 yıllık toplam bakım ve işletme maliyeti ise 125.000 \$ olarak belirlenmiştir (Denklem 4.39 ve Denklem 4.40).

$$OPEX_{Kompresör} = 125.000 \times 0.05 = 6.250 \text{ \$/yıl} \quad (4.39)$$

20 yıllık toplam bakım ve işletme maliyeti Denklem 4.40'ta hesaplanmaktadır:

$$OPEX_{Kompresör} = 6.250 \times 20 = 125.000 \text{ \$} \quad (4.40)$$

Tuz kavernasında hidrojen depolama sistemleri için işletme giderleri genellikle yatırım maliyetinin %1'i olarak hesaplanmaktadır (US DOE, 2021). Buna göre, 400,000 \$ yatırım maliyetine sahip bir tuz kavernası için:

$$\text{OPEX}_{\text{Kaverna}} = 400.000 \times 0.01 = 4.000 \text{ \$/yıl} \quad (4.41)$$

20 yıllık toplam bakım ve işletme maliyeti denklem 4.42'de hesaplanmaktadır:

$$\text{OPEX}_{\text{Kaverna}} = 4.000 \times 20 = 80.000 \text{ \$} \quad (4.42)$$

Tüm bileşenlerin toplam işletme maliyeti denklem 4.43'te hesaplanmaktadır:

$$\text{OPEX}_{\text{Total}} = 192.160 + 316.800 + 6.250 + 4.000 = 519.210 \text{ \$/yıl} \quad (4.43)$$

20 yıllık toplam işletme maliyeti denklem 4.44'te hesaplanmaktadır:

$$\text{OPEX}_{\text{Total}} = 3.843.200 + 6.336.000 + 125.000 + 80.000 = 10.384.200 \text{ \$} \quad (4.44)$$

Bu hesaplamalar sonucunda, toplam işletme ve bakım maliyeti yıllık bazda 519.210 \$, 20 yıl boyunca toplamda 10.384.200 \$ olarak hesaplanmıştır. OPEX'in optimize edilmesi için bakım süreçlerinin iyileştirilmesi, yüksek verimli ekipman kullanımı ve işletme giderlerini azaltan stratejiler geliştirilmelidir.

Net Bugünkü Değer (NPV), bir yatırımın gelecekteki nakit akışlarının belirli bir iskonto oranı ile bugünkü değere indirgenmesiyle hesaplanan önemli bir finansal göstergedir. Bu değer, yatırımın ekonomik açıdan uygulanabilirliğini ortaya koyar. Pozitif bir NPV, yatırımın finansal olarak kârlı olduğunu; negatif bir NPV ise yatırımın ekonomik açıdan uygun olmadığını gösterir (Brealey, Myers, & Allen, 2019; Damodaran, 2012). Bu analizde %8 iskonto oranı kullanılarak NPV değeri hesaplanmıştır.

Yıllık net nakit akışı (NCF), hidrojen üretiminden elde edilen toplam gelir ile yıllık işletme maliyetleri (OPEX) arasındaki fark olarak hesaplanmaktadır (Denklem 4.45). Hesaplamalarda hidrojen satış fiyatı 15 \$/kg olarak alınmış ve yıllık üretim miktarı 512.352,87 kg olarak belirlenmiştir. Buna göre, toplam yıllık gelir 7.685.292 \$ olarak hesaplanmış, işletme giderleri düşüldüğünde yıllık net nakit akışı 7.166.082 \$ olarak

bulunmuştur (Denklem 4.46). Bu değere göre 20 yıl boyunca elde edilecek nakit akışları %8 iskonto oranı ile bugünkü değere indirgenmiş ve toplam 64.479.480 \$ olarak hesaplanmıştır.

Toplam indirgenmiş nakit akışı ile başlangıç yatırım maliyeti arasındaki fark, Net Bugünkü Değer'i vermektedir (Denklem 4.49). Başlangıç yatırım maliyeti 20.693.000 \$ olan sistemin NPV değeri 43.786.480 \$ olarak hesaplanmıştır. Bu değer, yatırımın ekonomik açıdan kârlı olduğunu ve finansal açıdan uygulanabilirliğini gösterir. Daha önce hidrojen satış fiyatının düşük olduğu senaryolarda negatif çıkan NPV değeri, bu analizde hidrojenin 15 \$/kg fiyattan satılması ile pozitif hale gelmiştir. Bu durum, hidrojenin piyasa fiyatının yatırımın kârlılığı üzerinde doğrudan etkili olduğunu göstermektedir.

Yıllık net nakit akışı, hidrojen üretiminden elde edilen toplam gelir ile yıllık işletme maliyetleri (OPEX) arasındaki fark olarak hesaplanır:

$$NCF = \text{Gelir} - \text{OPEX} \quad (4.45)$$

Yıllık Hidrojen Üretimi: 512.352,87 kg/yıl

- Hidrojen Satış Fiyatı: 15 \$/kg
- Toplam Yıllık Gelir= 512.352,87 × 15 = 7.685.292 \$/yıl

Toplam Yıllık OPEX: 519.210 \$

$$NCF = 7.685.292 - 519.210 = 7.166.082 \text{ $/yıl} \quad (4.46)$$

Her yıl elde edilen net nakit akışları %8 iskonto oranı ile bugüne indirgenmektedir. İskonto katsayısı denklem 4.47 kullanılarak hesaplanır:

$$DCF_t = Ncf / (1 + r^t) \quad (4.47)$$

İlk yılın iskonto katsayısı:

$$DCF_1 = 7.166.082 / (1 + 0,08^1) = 6.632.486 \text{ $} \quad (4.48)$$

Benzer şekilde 20 yıl boyunca iskonto işlemi yapılarak bugünkü değer hesaplanır.

Toplam iskonto edilmiş nakit akışı:

$$\sum DCF_t = 64.479.480 \$$$

Benzer şekilde 20 yıl boyunca iskonto işlemi yapılarak bugünkü değer hesaplanır.

Son olarak, yeni NPV değeri şu şekilde hesaplanır:

Net Bugünkü Değer, toplam iskonto edilmiş nakit akışından başlangıç yatırım maliyetinin çıkarılmasıyla denklem 4.49 kullanılarak hesaplanır.

$$NPV = \sum DCF_t - C_0 \quad (4.49)$$

$$NPV = 64.479.480 - 20.693.000$$

$$NPV = 43.786.480 \$$$

Bu hesaplamalar sonucunda Net Bugünkü Değer 43.786.480 \$ olarak hesaplanmıştır. Bu değer pozitif olduğu için yatırım ekonomik açıdan kârlıdır ve geri ödeme süresinin kısa olacağını göstermektedir.

Hesaplamalara göre NPV değeri pozitif 43.786.480 \$ çıkmıştır. Bu, hidrojen satış fiyatının 15 \$/kg olması durumunda yatırımın ekonomik olarak kârlı olduğunu göstermektedir. Önceki analizde negatif çıkan NPV değeri, hidrojen satış fiyatındaki artışla birlikte pozitif hale gelmiştir. Bu, hidrojenin piyasa fiyatının yatırımın kârlılığı üzerinde doğrudan etkili olduğunu göstermektedir (IRENA, 2020).

İç Karlılık Oranı (IRR), bir yatırımın yıllık ortalama getiri oranını gösteren ve yatırımın ekonomik fizibilitesini değerlendirmede kullanılan bir başka önemli finansal göstergedir. IRR değeri, net bugünkü değerın sıfır olduğu iskonto oranı olarak tanımlanır. IRR'nin yatırım için belirlenen iskonto oranından yüksek olması, yatırımın ekonomik olarak kabul edilebilir olduğunu ifade eder (Brealey, Myers, & Allen, 2019; Damodaran, 2012).

$$IRR = \sum (CF_t / (1 + IRR^t)) - C_0 \quad (4.50)$$

İç Karlılık Oranı (IRR), bir yatırımın getirisini belirlemek için kullanılan önemli bir finansal analiz yöntemidir. IRR, yatırımın net bugünkü değerini (NPV) sıfıra eşitleyen iskonto oranıdır ve yatırımın ekonomik fizibilitesini belirlemede kritik bir parametre olarak değerlendirilir (Myers, 2016). Yüksek bir IRR değeri, yatırımın kârlı olduğunu ve yatırımcılar açısından cazip bir seçenek sunduğunu gösterir.

Bu çalışmada hidrojen satış fiyatı 15 \$/kg olarak alınmış ve yıllık net nakit akışı 7.166.082 \$ olarak hesaplanmıştır. Toplam yatırım maliyeti 20.693.000 \$ olan sistemin IRR değeri, iteratif hesaplamalar sonucunda %23,46 olarak bulunmuştur. Bu oran, kullanılan %8 iskonto oranının oldukça üzerinde olduğundan, yatırımın yüksek kârlılık sunduğu sonucuna ulaşılmıştır. IRR'nin yüksek olması, yatırımın kısa sürede geri döneceğini ve finansal açıdan cazip olduğunu ortaya koymaktadır. Ayrıca, hidrojenin satış fiyatında meydana gelebilecek değişimlerin IRR üzerinde doğrudan etkili olacağı dikkate alınmalı; uzun vadeli planlamalarda fiyat senaryoları göz önünde bulundurulmalıdır (IRENA, 2020).

Ayrıca, hidrojen fiyatındaki değişimlerin IRR üzerindeki etkisi, yatırımın uzun vadeli finansal başarısını belirleyen kritik bir faktördür. Hidrojen fiyatlarında yaşanabilecek dalgalanmalar, yatırımcıların beklenen getirilerini doğrudan etkileyebilir. Bu nedenle, gelecekte hidrojenin piyasa fiyatlarının ve üretim maliyetlerinin değişimine yönelik senaryo analizleri yapılması önerilmektedir (IRENA, 2020).

Geri ödeme süresi (Payback Period), bir yatırımın başlangıç maliyetlerini (CAPEX) ne kadar sürede amorti ettiğini belirleyen bir finansal ölçüttür (Brealey, Myers, & Allen, 2019). Kısa geri ödeme süresi, yatırımın daha az riskli ve finansal olarak daha cazip olduğunu gösterir (Damodaran, 2012).

Geri ödeme süresi, yatırımcıların kararlarını etkileyen kritik bir finansal metriktir. Özellikle enerji projelerinde geri ödeme süresinin kısa olması, yatırımın hızlı bir şekilde geri dönüş sağlaması açısından önemlidir (IRENA, 2020).

Geri ödeme süresi, yıllık net nakit akışlarının toplam yatırım maliyetini (CAPEX) dengelemesi için gereken yıl sayısını ifade eder. Hesaplama şu formül ile yapılmaktadır:

Geri ödeme süresi (PP), yatırımın kendini kaç yılda amorti edeceğini belirten finansal bir ölçüttür. PP değeri düşük olduğunda yatırımın daha az riskli olduğu kabul edilir.

PP hesaplama formülü 4.51 kullanılarak hesaplanmaktadır.

$$PP = \frac{C}{NCF} \quad (4.51)$$

- C_0 : Başlangıç yatırım maliyeti (\$)
- NCF: Yıllık net nakit akışı (\$)

Bu formül, yatırımın maliyetinin kaç yıl içinde net gelir ile karşılanacağını belirlemek için kullanılmaktadır (Myers, 2016).

Bu çalışmada hidrojenin satış fiyatı 15 \$/kg olarak güncellenmiştir ve buna bağlı olarak yatırımın geri ödeme süresi hesaplanmıştır.

- Hidrojen Satış Fiyatı: 15 \$/kg
- Yıllık Net Nakit Akışı: 7.166.082 \$/yıl
- Toplam Yatırım Maliyeti (CAPEX): 20.693.000 \$
- Hesaplanan Geri Ödeme Süresi: 3 yıl

Hesaplamalara göre geri ödeme süresi 3 yıl olarak belirlenmiştir. Bu süre, yatırımın hızlı geri dönüş sağladığını ve ekonomik açıdan cazip olduğunu göstermektedir. Hidrojen satış fiyatının 15 \$/kg olması, geri ödeme süresini önemli ölçüde kısaltmıştır.

Bu sonuçlar, hidrojenin piyasa fiyatının yatırımın geri ödeme süresi üzerinde büyük bir etkisi olduğunu göstermektedir. Yatırımcılar için geri ödeme süresinin kısa olması, finansal riskin düşük olduğunu ve yatırımın daha hızlı kâr etmeye başlayacağını gösterir (IRENA, 2020).

Hidrojen üretim maliyeti (LCOH), yatırım maliyetleri (CAPEX), işletme maliyetleri (OPEX) ve yıllık üretilen hidrojen miktarı dikkate alınarak hesaplanmaktadır. Bu hesaplama, hidrojen üretim tesisinin uzun vadeli maliyet analizini yaparak yatırımcılar için ekonomik fizibiliteyi değerlendirmeye yardımcı olmaktadır (IRENA, 2020).

LCOH hesaplamasında kullanılan temel formül, toplam sermaye harcamalarının amortisman süresi boyunca yıllık bazda dağıtılması ve buna işletme maliyetlerinin eklenmesiyle birlikte üretilen hidrojen miktarına bölünerek birim hidrojen başına maliyetin belirlenmesine dayanır. Bu yöntem, hidrojen üretim projelerinin finansal sürdürülebilirliğini analiz etmek için yaygın olarak kullanılmaktadır.

Bu çalışmada, hidrojen üretim tesisinin ekonomik değerlendirmesi için toplam yatırım maliyeti (CAPEX) 20.693.000 \$, amortisman süresi 20 yıl, yıllık işletme ve bakım maliyetleri (OPEX) 519.210 \$ ve yıllık üretilen hidrojen miktarı 512.352,87 kg olarak belirlenmiştir. Bu verilere dayanarak hidrojen üretim maliyeti hesaplanmıştır.

Her yıl amortisman gideri, toplam yatırım maliyetinin amortisman süresine bölünmesiyle hesaplanmıştır. Bu durumda yıllık amortisman gideri 1.034.650 \$/yıl olarak hesaplanmıştır. Daha sonra toplam yıllık maliyet, bu amortisman değerine işletme ve bakım maliyetlerinin eklenmesiyle hesaplanmıştır. Bu hesaplama sonucunda toplam yıllık maliyet 1,553,860 \$/yıl olarak belirlenmiştir.

$$LCOH = \left(\frac{CAPEX}{n} + OPEX \right) / \text{Yıllık Hidrojen Üretimi} \quad (4.52)$$

Bu çalışmada hidrojen üretim miktarı 512.352,87 kg/yıl olarak hesaplanmıştır.

Her yıl amortisman gideri:

$$\frac{CAPEX}{n} = \frac{20.693.000}{20} = 1.034.650 \text{ $/yıl} \quad (4.53)$$

Toplam yıllık maliyet hesaplaması:

$$\text{Toplam Yıllık Maliyet} = \frac{CAPEX}{n} + OPEX = 1.034.650 + 519.210 = 1.553.860 \text{ $/yıl}$$

Son olarak, LCOH değeri hesaplanır:

$$\text{LCOH} = 1.553.860 / 512.352,87 = 2,44 \text{ \$/kg}$$

Bu hesaplama sonucunda, hidrojen üretim maliyeti 2,44 \\$/kg olarak hesaplanmıştır. Bu değer, hidrojenin piyasadaki rekabetçiliği açısından kritik bir göstergedir. Hidrojen üretim maliyetinin piyasa koşullarıyla uyumlu olması, daha fazla yatırımcının ve sanayi kuruluşunun bu teknolojiye yönelmesini sağlayabilir.

Günümüzde yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen hidrojen için LCOH değerleri 2-6 \\$/kg arasında değişmektedir ve bu çalışmada elde edilen sonuç bu aralığın düşük tarafında yer almaktadır. Bu, hidrojen üretim tesisinin ekonomik açıdan rekabetçi olabileceğini göstermektedir. Ancak hidrojen üretiminin ekonomik rekabetçiliğini artırmak için elektrolizör verimliliğinin yükseltilmesi, yenilenebilir enerji maliyetlerinin düşürülmesi, depolama ve taşıma süreçlerinin optimize edilmesi gibi stratejilerin uygulanması gerekmektedir.

Ayrıca, hidrojen piyasasında rekabet avantajı sağlamak için karbon vergileri, devlet teşvikleri ve uzun vadeli politika planlamalarının önemli bir rol oynayabileceği öngörülmektedir. Özellikle hükümetler tarafından sağlanan teşvikler ve finansal destekler, hidrojenin sürdürülebilir bir enerji kaynağı olarak benimsenmesini hızlandırabilir (IEA, 2022).

Enerji Geri Dönüş Oranı (EROI), bir enerji sisteminin yatırım yapılan enerjiye karşılık ne kadar enerji geri kazandığını gösteren kritik bir sürdürülebilirlik ölçütüdür (Hall, Balogh, & Murphy, 2009). Yüksek bir EROI değeri, sistemin enerji açısından verimli olduğunu ve üretilen enerjinin sistemin kendi enerji ihtiyacını fazlasıyla karşıladığını gösterir (Murphy & Hall, 2010).

Geleneksel fosil yakıt sistemlerinde EROI'nin genellikle 30'un üzerinde olduğu, yenilenebilir enerji projelerinde ise 10'un üzerinde olması gerektiği belirtilmektedir. Ancak hidrojen üretimi gibi dönüşüm süreçleri içeren sistemlerde, bu oran genellikle daha düşük çıkmaktadır (Murphy & Hall, 2010).

Geri kazanılan enerji, sistemde üretilen hidrojenin kimyasal enerji içeriği dikkate alınarak hesaplanır. Hidrojenin birim enerji içeriği 32.68 kWh/kg olarak kabul edilmektedir (IEA, 2022). Hidrojenin yıllık üretim miktarı ile hidrojenin özgül enerji içeriği çarpılarak geri kazanılan toplam enerji elde edilir.

Geri Kazanılan Enerji hesaplama formülü denklem 4.54 ile hesaplanmaktadır.

Geri Kazanılan Enerji (kWh) = Yıllık Hidrojen Üretimi (kg) × Hidrojenin Enerji İçeriği (kWh/kg)

Bu çalışmada hidrojen üretim miktarı 512.352,87 kg/yıl olarak hesaplanmıştır. Buna göre:

$$\text{Geri Kazanılan Enerji} = 512,352.87 \times 32,68 \quad (4.54)$$

$$\text{Geri Kazanılan Enerji} = 16.750.635 \text{ kWh/yıl}$$

Bu değer, hidrojenin kimyasal enerji içeriği baz alınarak hesaplanan ve sistemin geri kazandığı toplam enerjiyi temsil eden miktardır. Bu hesaplama, sistemin enerji verimliliğini değerlendirmek için kritik bir göstere niteliğindedir.

Bu çalışmada güneş enerji santralinin yıllık olarak sağladığı $E_{\text{avail}} = 19.698.461 \text{ kWh}$ olarak güncellenmiş ve buna bağlı olarak yatırımın enerji geri dönüş oranı tekrar hesaplanmıştır:

- Yatırılan Enerji: 19,698,461 kWh (GES üretimi, 1 yıl)
- Geri Kazanılan Enerji: 16,750,635 kWh (Hidrojenin yıllık enerji içeriği)
- Hesaplanan EROI: 0.85

Çizelge 4.15. Hidrojen depolama sistemi ekonomik performans

Parametre	Değer
Toplam Yatırım Maliyeti (CAPEX)	20.693.000 \$
Yıllık İşletme Gideri (OPEX)	519.210 \$/yıl
20 Yıllık Toplam OPEX	10.384.200 \$
Net Bugünkü Değer (NPV)	43.786.480 \$
İç Karlılık Oranı (IRR)	%23,46
Geri Ödeme Süresi (PP)	3 yıl
Hidrojen Üretim Maliyeti (LCOH)	2,44 \$/kg
Enerji Geri Dönüş Oranı (EROI)	0,85

Sonuçlara göre, enerji geri dönüş oranı 0.85 olarak hesaplanmıştır. Bu, sistemin enerji açısından verimli olmadığını ve yatırılan enerjinin büyük bir kısmının kaybolduğunu göstermektedir. Genellikle, sürdürülebilir enerji projelerinde EROI'nin 10'un üzerinde olması istenirken, hidrojen üretimi için bu değer daha düşük olabilmektedir (Murphy & Hall, 2010).

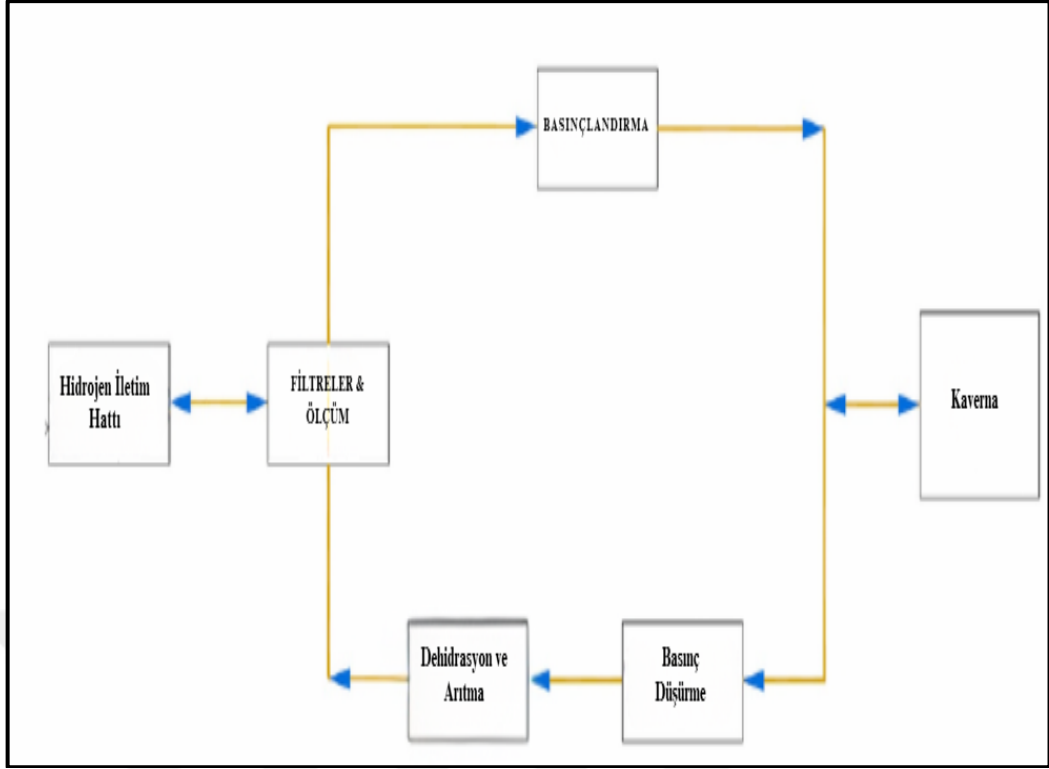
Bu analiz, sistemin enerji verimliliğini değerlendirmek için kritik bir ölçüt sunmaktadır. EROI'nin artırılması için elektrolizör verimliliğinin artırılması, güneş panellerinin daha yüksek verimli kullanılması ve hidrojenin daha etkin şekilde depolanması gerekmektedir.

Bu çalışmada hidrojen üretim sisteminin enerji geri dönüş oranı Çizelge 4.15'te hesaplanmıştır:

Çizelge 4.16. Enerji geri dönüş oranı hesaplanması

Parametre	Değer
Yatırılan Enerji (kWh)	19,698,461
Geri Kazanılan Enerji (kWh)	16,750,635
EROI	0.85

Bu analiz, hidrojen üretim sisteminin enerji sürdürülebilirliği açısından değerlendirilmesine katkı sağlamaktadır.



Şekil 4.16. Hidrojen depolama sahasının akış diyagramı (Bernhardt.,2023)

Hidrojenin depolanması ve iletilmesi sürecine ilişkin sistematik yaklaşım hem güvenli depolama hem de yüksek verimli dağıtım süreçlerinin yönetilmesini gerektirmektedir. Şekil 4.16'da sunulan şematik diyagram, hidrojenin üretim sonrası depolanmasını, arıtılmasını ve dağıtımını sağlayan temel bileşenleri içermektedir. Bu süreç, hidrojenin belirlenen kalite ve basınç koşullarında güvenli bir şekilde depolanmasını ve gerektiğinde son kullanıcılara aktarılmasını sağlamak amacıyla tasarlanmıştır. Aşağıda, sistemin teknik analizi ayrıntılı olarak ele alınmıştır.

Hidrojen üretildikten sonra, Hidrojen iletim hattı üzerinden depolama ve arıtma sürecine dahil edilir. Bu aşamada, hidrojenin kimyasal bileşimi, safsızlık seviyeleri ve fiziksel özellikleri belirlenerek ölçümleme işlemi gerçekleştirilir. Filtreleme ve ölçüm aşaması, hidrojenin içeriğindeki olası kirleticileri gidermek ve kalite standartlarını sağlamak için kritik bir adımdır. Özellikle elektroliz yoluyla üretilen hidrojenin nem ve oksijen içeriğinin belirlenmesi, sonraki süreçlerde herhangi bir olumsuzluk oluşmaması açısından büyük önem taşımaktadır.

Filtreleme işlemi tamamlandıktan sonra, hidrojen basınçlandırma ünitesine yönlendirilir. Hidrojenin kavernalarda uzun süre depolanabilmesi için belirli bir basınç seviyesine ulaşması gerekmektedir. Bu basınçlandırma işlemi genellikle çok kademeli kompresörler kullanılarak gerçekleştirilir ve hidrojenin depolama basıncına uygun hale getirilmesini sağlar. Hidrojenin depolama basıncı genellikle 100-200 bar aralığında olup, sistem gereksinimlerine bağlı olarak farklılık gösterebilmektedir. Politropik kompresörler kullanılarak gerçekleştirilen sıkıştırma işlemi, enerji tüketiminin optimize edilmesi açısından kritik öneme sahiptir.

Basınçlandırılan hidrojen, yer altı kavernalarında depolanmak üzere yönlendirilir. Kavernalar, tuz formasyonları içerisinde oluşturulan büyük hacimli depolama alanlarıdır ve hidrojenin güvenli bir şekilde saklanabilmesi için uygun koşullar sağlamaktadır. Bu kavernalar, hidrojenin uzun vadeli enerji depolama çözümü olarak kullanılmasını mümkün kılar ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili üretim problemini dengelemede önemli bir rol oynar. Depolama işlemi sırasında, belirli bir miktar hidrojen "yastık gazı" olarak tutulur. Yastık gazı, kavernanın stabil kalmasını ve depolama basıncının korunmasını sağlamak için gereklidir. Bu nedenle, depolanabilir toplam hidrojen miktarı çalışma gazı ve yastık gazı olmak üzere iki bileşenden oluşmaktadır.

Hidrojenin kullanıma sunulması gerektiğinde, kavernadan çekilerek basınç düşürme ünitesine yönlendirilir. Kavernalar genellikle yüksek basınçlı hidrojen depoladığı için, son kullanıcıya iletilmeden önce belirli bir basınç seviyesine düşürülmesi gerekmektedir. Basınç düşürme süreci, gaz akışını düzenleyerek dağıtım sistemine uygun hale getirmekte ve hidrojeninde herhangi bir ani basınç değişiminin önüne geçerek sistem güvenliğini sağlamaktadır.

Dehidrasyon ve Arıtma ünitesine yönlendirilen hidrojen, burada kalan nem, karbondioksit (CO_2), azot (N_2) veya diğer olası safsızlıklardan arındırılır. Hidrojenin son kullanım kalitesini artırmak için, nem içeriğinin belirli bir seviyeye düşürülmesi gerekmektedir. Nem içeriğinin yüksek olması, hidrojenin taşınması sırasında boru hatlarında korozyon ve donma gibi sorunlara neden olabilir. Bu nedenle, kriyojenik veya adsorpsiyon tabanlı kurutma yöntemleri kullanılarak nem içeriği azaltılır ve hidrojenin gaz iletim sistemleri için uygun hale getirilmesi sağlanır.

Son olarak, saflaştırılan ve belirlenen basınç seviyesine getirilen hidrojen, Hidrojen İletim Hattı üzerinden dağıtım sistemine veya farklı endüstriyel kullanımlara yönlendirilir. Hidrojen iletim hatları, genellikle çelik veya kompozit kaplamalı borular kullanılarak tasarlanır ve uzun mesafeli taşımalar için optimize edilir. Bu süreç, hidrojenin son kullanıcıya ulaştırılması için kritik bir aşamadır ve basınç değişimlerinin minimize edilmesi için özel regülatörler ile desteklenmektedir.

Bu sistemin temel amacı, hidrojenin üretimden tüketime kadar güvenli, verimli ve sürdürülebilir bir şekilde yönetilmesini sağlamaktır. Özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı hidrojen üretim sistemleri için depolama ve dağıtım süreçleri büyük önem taşımakta olup, kavernalar gibi yer altı depolama çözümleri, hidrojen ekonomisinin uzun vadeli sürdürülebilirliğini desteklemektedir. Bu sistem, özellikle enerji dönüşüm stratejilerinde hidrojenin anahtar bir rol üstlenmesini mümkün kılmakta ve yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen fazla elektriğin hidrojen formunda depolanarak kullanılmasına olanak sağlamaktadır.

BÖLÜM V

SONUÇ

Günümüzde artan enerji talebi ve fosil yakıt kaynaklı çevresel sorunlar, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını zorunlu hale getirmiştir. Küresel ölçekte karbon emisyonlarını azaltma hedefleri doğrultusunda, yenilenebilir enerji sistemleri ile entegre edilen hidrojen üretim teknolojileri, sürdürülebilir enerji dönüşümünün temel bileşenlerinden biri olarak öne çıkmaktadır. Hidrojen, yüksek enerji yoğunluğu, karbonsuz yanma özellikleri ve uzun vadeli depolama potansiyeli sayesinde geleceğin enerji taşıyıcısı olarak değerlendirilmektedir. Ancak hidrojenin etkin şekilde üretilmesi, depolanması ve ekonomik açıdan rekabetçi hale gelmesi için teknik ve ekonomik analizlerin kapsamlı bir şekilde ele alınması gerekmektedir.

Bu çalışma, güneş enerjisinden hidrojen üretimi ve tuz kavernalarında depolanmasının teknik ve ekonomik fizibilitesini detaylı olarak incelemektedir. Fotovoltaik (PV) sistemler aracılığıyla üretilen elektriğin elektrolizör sistemleri kullanılarak hidrojen üretiminde değerlendirilmesi ve ardından uygun depolama çözümlerinin belirlenmesi, yenilenebilir enerji sistemleriyle entegre hidrojen ekonomisinin temel bileşenlerini oluşturmaktadır. Çalışmada, 12,01 MW kapasiteli bir güneş enerji santrali (GES) ile 8,8 MW gücündeki elektrolizör sistemi entegre edilmiş ve yıllık 512.352,87 kg hidrojen üretimi gerçekleştirilmiştir. Üretilen hidrojen, 40.000 m³ hacmindeki bir tuz kavernasında depolanmış ve sistemin enerji tüketimi ile verimlilik parametreleri detaylı şekilde analiz edilmiştir.

Teknik analizler kapsamında, GES'in yıllık toplam enerji üretimi 19.698.461 kWh olarak hesaplanmış ve sistemin enerji dönüşüm süreçleri değerlendirilmiştir. Elektrolizör sistemi %85 verimlilikle çalıştırılarak hidrojen üretim kapasitesi belirlenmiş ve depolama sürecinde enerji kayıplarının minimize edilmesi için kompresör sistemleri analiz edilmiştir. Depolama süreci, 250 kW gücündeki bir kompresör aracılığıyla gerçekleştirilmiş ve sistemin toplam enerji tüketimi belirlenerek depolama sürecinin teknik uygunluğu incelenmiştir.

Ekonomik analiz kapsamında, toplam yatırım maliyeti (CAPEX) 20.693.000 \$, işletme ve bakım maliyetleri (OPEX) yıllık 519.210 \$ olarak hesaplanmış, hidrojen üretim maliyeti (LCOH) ise 2,44 \$/kg olarak belirlenmiştir. Yıllık net nakit akışı (NCF) 7.166.082 \$, net bugünkü değer (NPV) 43.786.480 \$ ve iç karlılık oranı (IRR) %23,46 olarak tespit edilmiş, yatırımın ekonomik açıdan fizibilitesi değerlendirilmiştir. Enerji geri dönüş oranı (EROI) 0,85 olarak hesaplanmış ve sistemin enerji verimliliğinin artırılması gerektiği belirlenmiştir.

Bu çalışma, yenilenebilir enerji kaynakları kullanılarak hidrojen üretiminin teknik ve ekonomik açıdan uygulanabilir olduğunu ortaya koymakta ve hidrojenin uzun vadeli enerji dönüşüm süreçlerindeki rolünü vurgulamaktadır. Hidrojenin, sürdürülebilir enerji sistemlerine entegrasyonu ve karbon emisyonlarını azaltmaya yönelik katkıları değerlendirildiğinde, bu tür sistemlerin geliştirilmesi ve yaygınlaştırılması küresel enerji politikaları açısından büyük önem taşımaktadır. Yapılan analizler, yenilenebilir enerji tabanlı hidrojen üretiminin enerji arz güvenliği ve ekonomik sürdürülebilirlik açısından önemli bir alternatif olduğunu göstermektedir.

KAYNAKLAR

Abu Dhabi., Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal. **International Renewable Energy Agency (IRENA)**, 105, 2020.

Acar, C., & Dincer, I., Hydrogen energy. In Comprehensive energy systems (pp. 568-605). **Elsevier**, ABD, 2018.

Accelerating hydrogen deployment in the G7: Recommendations for the hydrogen action pact. (n.d.). Retrieved January 1., from <https://www.irena.org/Publications/2022/Nov/Accelerating-hydrogen-deployment-in-the-G7>, 14.06.2024.

Amirthan, T., & Perera, M. S. A.,. The role of storage systems in hydrogen economy: A review. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, 108, 104843, 2022.

Amirthan, T., & Perera, M. S. A., Underground hydrogen storage in Australia: A review on the feasibility of geological sites. **International Journal of Hydrogen Energy**, 48(11), 4300-4328, 2023.

Ashrafi, Z. N., Ghasemian, M., Shahrestani, M. I., Khodabandeh, E., & Sedaghat, A., Evaluation of hydrogen production from harvesting wind energy at high altitudes in Iran by three extrapolating **Weibull methods**. **International Journal of Hydrogen Energy**, 43(6), 3110-3132, 2018.

ASME, Hydrogen Standardization Interim Report for Tanks, Piping, and Pipelines. **ASME Standards Technology**, New York, 2005.

Bai, M., Song, K., Sun, Y., He, M., Li, Y., & Sun, J., An overview of hydrogen underground storage technology and prospects in China. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 124, 132-136, 2014.

Bekebrok, H., Langnickel, H., Pluta, A., Zobel, M., & Dyck, A., storage of green hydrogen—boundary conditions for compressor systems. *Energies*, 15(16), 5972, 2022.

Bérest, P., & Brouard, B., Safety of salt caverns used for underground storage: Blowout, mechanical instability, seepage, cavern abandonment. *Oil & Gas Science and Technology*, 58(3), 361-384, 2023

Bérest, P., Bergues, J., Brouard, B., Durup, J. G., & Guerber, B. A salt cavern abandonment test. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 38(3), 357-368., 2001.

Bianco, E., Diab, S., & Blanco, H. Green hydrogen for industry: A guide to policy making. *International Renewable Energy Agency* (IRENA), 2022.

Bünger, U., Michalski, J., Crotogino, F., & Kruck, O., Large-scale underground storage of hydrogen for the grid integration of renewable energy and other applications. In Compendium of hydrogen energy (pp. 133-163). *Woodhead Publishing*. ABD, 2016.

Calikoglu, U., & Koksall, M. A., Green electricity and Renewable Energy Guarantees of Origin demand analysis for Türkiye. *Energy Policy*, 170, 113229, 2022.

Clemens, M., & Clemens, T., Scenarios to decarbonize Austria's energy consumption and the role of underground hydrogen storage. *Energies*, 15(10), 3742, 2022.

Dincer, I., & Acar, C., Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(34), 11094-11111, 2015.

Djizanne, H., Murillo Rueda, C., Brouard, B., Bérest, P., & Hévin, G., Blowout prediction on a salt cavern selected for a hydrogen storage pilot. *Energies*, 15(20), 7755, 2022.

Dopffel, N., Jansen, S., & Gerritse, J., Microbial side effects of underground hydrogen storage—Knowledge gaps, risks and opportunities for successful implementation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(12), 8594-8606, 2021.

European Commission, A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe. *European Union*, Brussels, 2021.

Gabrielli, P., Poluzzi, A., Kramer, G. J., Spiers, C., Mazzotti, M., & Gazzani, M., Seasonal energy storage for zero-emissions multi-energy systems via underground hydrogen storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 121, 109629, 2020.

Güler, M. G., Geçici, E., & Erdoğan, A., Design of a future hydrogen supply chain: A multi-period model for Turkey. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(30), 16279-16298, 2021.

Innovation Trends in Electrolysers for Hydrogen Production. (n.d.). <https://www.irena.org/Publications/2022/May/Innovation-Trends-in-Electrolysers-for-Hydrogen-Production>, 01.01.2023.

International Energy Agency (IEA), Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities. *IEA Publications*, ABD, 2021.

International Hydrogen Energy Roadmap, Hydrogen in the energy transition, *IRENA*, Abu Dhabi, 2019.

International Renewable Energy Agency (IRENA), Hydrogen: A renewable energy perspective. *IRENA*, Abu Dhabi, 2019.

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2022). Decarbonising End-Use Sectors: Green Hydrogen Certification, <http://www.irena.org/publications> 01.01.2023.

International Renewable Energy Agency (IRENA). (2022). Grid codes for renewable powered systems. <http://www.irena.org/publications>, 01.01.2023.

International Renewable Energy Agency (IRENA), *Hydrogen: A Renewable Energy Perspective*. **IRENA**, Abu Dhabi, 2022.

Iordache, I., Schitea, D., Gheorghe, A. V., & Iordache, M. Underground storage in Romania, potential directions of development, stakeholders and general aspects. ***International Journal of Hydrogen Energy***, 39(21), 11071-11081, 2014.

IPCC. (2021) Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

John, A., Basu, S., Akshay, & Kumar, A., and evaluation of stand-alone solar-hydrogen energy storage system for academic institute: A case study. ***Materials Today: Proceedings***, 47, 5918–5922, 2021.

Kanaani, M., Sedaee, B., & Asadian-Pakfar, M., Role of cushion gas on underground hydrogen storage in depleted oil reservoirs. ***Journal of Energy Storage***, 45, 103783, 2022

Karayel, G. K., Javani, N., & Dincer, I., Green hydrogen production potential for Turkey with solar energy. ***International Journal of Hydrogen Energy***, 47(45), 19354–19364, 2022.

Kevin, M., & Warren, V., Hydrogen infrastructure: Production, storage, and transportation. In *Hydrogen Energy and Vehicle Systems* (pp. 23–44). **CRC Press**, ABD, 2012.

Koholé, Y. W., Wind energy potential assessment for co-generation of electricity and hydrogen in the far North region of Cameroon. ***Energy Conversion and Management***, 279, 116765, 2023.

Kouchachvili, L., & Entchev, E., Power to gas and H₂/NG blend in smart energy networks concept. ***Renewable Energy***, 125, 456-464, 2018.

Lankof, L., Urbańczyk, K., & Tarkowski, R., Assessment of the potential for underground hydrogen storage in salt domes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 160, 112309, 2022.

Lemieux, A., Shkarupin, A., & Sharp, K., Geologic feasibility of underground hydrogen storage in Canada. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(56), 32243–32259, 2020.

Li, W., Chen, G., Ding, S., & Zhang, Y. A method for assessing the gas capacity based on thermodynamic state analysis for salt cavern during operation. *Journal of Energy Storage*, 50, 104316, 2022.

Muhammed, N. S., Haq, B., Al Shehri, D., Al-Ahmed, A., Rahman, M. M., & Zaman, E., A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors and future outlook. *Energy Reports*, 8, 461–499, 2022.

Muhammed, N. S., Haq, M. B., Al Shehri, D. A., Al-Ahmed, A., Rahman, M. M., Zaman, E., & Iglauer, S., Hydrogen storage in depleted gas reservoirs: A comprehensive review. *Fuel*, 337, 127032, 2023.

Myers, S. C. Principles of Corporate Finance. *McGraw-Hill Education*. ABD, 2016.

NEL Hydrogen. (2020). PEM Electrolyzer Specifications and Cost Analysis. <https://nelhydrogen.com/>, 01.03.2024.

Okoroafor, E. R., Saltzer, S. D., & Kavscek, A. R., Toward underground hydrogen storage in porous media: Reservoir engineering insights. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(79), 33781–33802, 2023.

Oldenbroek, V., Wijtzes, S., Blok, K., & van Wijk, A. J., Fuel cell electric vehicles and hydrogen balancing 100 percent renewable and integrated national transportation and energy systems. *Energy Conversion and Management: X*, 9, 100077, 2021.

Ozarslan, A., Large-scale hydrogen energy storage in salt caverns. **International Journal of Hydrogen Energy**, 37(19), 14265–14277, 2012.

Papadimas, D. D., & Ahluwalia, R. K., Bulk storage of hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, 46(70), 34527–34541, 2021.

Ramesh Kumar, K., Makhmutov, A., Spiers, C. J., & Hajibeygi, H., Geomechanical simulation of energy storage in salt formations. **Scientific Reports**, 11(1), 3-13, 2021.

Réveillère, A., Fournier, C., & Karimi-Jafari, M. Hydrogen storage in salt caverns: A review of current technologies and future perspectives. **International Journal of Hydrogen Energy**, 46(45), 23345–23358, 2021.

Sambo, C., Dudun, A., Samuel, S. A., Esenenjor, P., Muhammed, N. S., & Haq, B. A review on worldwide underground hydrogen storage operating and potential fields. **International Journal of Hydrogen Energy**, 47(54), 22840–22880, 2022.

Sekuçoğlu, S. A., Fotovoltaik (Pv), rüzgâr ve hibrit sistemlerin tasarımı ve ekonomik analizi. Yüksek Lisans Tezi, **Karadeniz Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü**, Trabzon, 18-100, 2012.

Simon, J., Ferriz, A. M., & Correias, L. C., HyUnder – hydrogen underground storage at large scale: Case study Spain. **Energy Procedia**, 73, 136–144, 2015.

Smith, J., & Jones, L., Energy efficiency in industrial hydrogen production systems. **Journal of Renewable Energy**, 45(3), 123-135, 2020.

Solar Energy Laboratory, Photovoltaic systems and hydrogen production: An integrated approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 82, 1937-1949, 2018.

Şener, G. M., Çözelti madenciliği ile yer altı tuz domlarında hidrojen depolama. Yüksek Lisans Tezi, **Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü**, Ankara, 4-29, 2016.

Tabkhi, F., Azzaro-Pantel, C., Pibouleau, L., & Domenech, S., A mathematical framework for modelling and evaluating natural gas pipeline networks under hydrogen injection. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(21), 6222-6231, 2008.

Tarkowski, R., Perspectives of using the geological subsurface for hydrogen storage in Poland. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(1), 347–355, 2017.

Tarkowski, R., Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105, 86–94, 2019.

Tarkowski, R., & Czapowski, G., Salt domes in Poland – Potential sites for hydrogen storage in caverns. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(46), 21414–21427, 2018.

Tarkowski, R., & Uliasz-Misiak, B., Towards underground hydrogen storage: A review of barriers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162, 112451, 2022.

Tarkowski, R., Uliasz-Misiak, B., & Tarkowski, P., Storage of hydrogen, natural gas, and carbon dioxide – Geological and legal conditions. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(38), 20010–20022, 2021.

Thiyagarajan, S. R., Emadi, H., Hussain, A., Patange, P., & Watson, M., A comprehensive review of the mechanisms and efficiency of underground hydrogen storage. *Journal of Energy Storage*, 51, 104490, 2022.

Tietze, V., & Luhr, S., Near-surface bulk storage of hydrogen. In D. Stolten & V. Scherer (Eds.), *Transition to Renewable Energy Systems* (pp. 659–690). **Wiley-VCH Verlag GmbH**. ABD, 2013.

U.S. Department of Energy (DOE). Hydrogen production: Electrolysis. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>, 03.02.2024.

U.S. Department of Energy (DOE). (2020). Hydrogen Storage Research and Development. DOE Hydrogen Program. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>. 03.02.2024.

Uliasz-Misiak, B., Lewandowska-Śmierzchalska, J., Matuła, R., & Tarkowski, R., Prospects for the implementation of underground hydrogen storage in the EU. *Energies*, 15(24), 9535, 2022.

United Nations, Transforming Our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development. <https://sdgs.un.org/goals> 03.02.2024.

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). Paris Agreement. United Nations, <https://sdgs.un.org/goals> 03.02.2024.

Usta, A., Türkiye'nin su potansiyelinin belirlenmesi üzerine bir araştırma. *Küresel Mühendislik Çalışmaları Dergisi*, 3(2), 107-115, 2016.

Utility-scale Solar and Wind Areas: Burkina Faso. (n.d.). <https://www.irena.org/Publications/2021/Sep/Utility-scale-Solar-and-Wind-Areas-Burkina-Faso>. 03.02.2024.

Wang, T., Ao, L., Wang, B., Ding, S., Wang, K., Yao, F., & Daemen, J. J. K., Tightness of an underground energy storage salt cavern with adverse geological conditions. *Energy*, 238, 121906, 2022.

Williams, J. D. O., Williamson, J. P., Parkes, D., Evans, D. J., Kirk, K. L., Sunny, N., Akhurst, M. C., Does the United Kingdom have sufficient geological storage capacity to support a hydrogen economy? Estimating the salt cavern storage potential of bedded halite formations. *Journal of Energy Storage*, 53, 105109, 2022.

World Energy Transitions Outlook. (n.d.). <https://www.irena.org/Publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook> 03.02.2024.

Zivar, D., Kumar, S., & Foroozesh, J., Underground hydrogen storage: A comprehensive review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(45), 23436–23462, 2021.



ÖZ GEÇMİŞ

***** tarihinde Ankara'da doğdu. İlk ve orta öğrenimini Abidinpaşa İlköğretim Okulu'nda tamamladı. ***** yılında girdiği Niğde Ömer Halisdemir Üniversitesi Makine Mühendisliği Bölümü'nden ***** yılında mezun oldu. ***** yılından itibaren Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketinde (BOTAŞ) çalışmaktadır. ***** yılından bu yana Niğde Ömer Halisdemir Üniversitesi Makine Mühendisliği Bölümünde Yüksek Lisans çalışmalarını sürdürmektedir. ***** yılından itibaren Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketinde (BOTAŞ) çalışmaktadır.

