



T.C.
NECMETTİN ERBAKAN
ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ



**TÜRKİYE'DE HİDROJEN MOBİLİTESİNİN
GELECEĞİ ÜZERİNE KAPSAMLI BİR
ANALİZ: SÜRDÜRÜLEBİLİRLİK VE
ZORLUKLAR**

Sultan Büşra ARTAŞ

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Makine Mühendisliği Anabilim Dalı

Haziran-2026
KONYA
Her Hakkı Saklıdır

TEZ KABUL VE ONAYI

Sultan Büşra ARTAŞ tarafından hazırlanan “Türkiye’de Hidrojen Mobilitesinin Geleceği Üzerine Kapsamlı Bir Analiz: Sürdürülebilirlik Ve Zorluklar” adlı tez çalışması 21/05/2026 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği / oy çokluğu ile Necmettin Erbakan Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Mühendisliği Anabilim Dalı’nda YÜKSEK LİSANS olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri

İmza

Başkan

Doç. Dr. Sadık ATA

.....

Danışman

Prof. Dr. Ali KAHRAMAN

.....

Üye

Dr. Öğr. Üyesi Çağrı KUTLU

.....

Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu’nun .../.../..... gün ve sayılı kararıyla onaylanmıştır.

Prof. Dr. Havvanur UÇBEYİAY
FBE Müdürü

Doç. Dr. Hüseyin Yağlı bu tez çalışmasının ikinci danışmanıdır.

TEZ BİLDİRİMİ

Bu tezdeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edildiğini ve tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

DECLARATION PAGE

I hereby declare that all information in this document has been obtained and presented in accordance with academic rules and ethical conduct. I also declare that, as required by these rules and conduct, I have fully cited and referenced all material and results that are not original to this work.

Sultan Büşra ARTAŞ

Tarih:10.06.2026

ÖZET

YÜKSEK LİSANS TEZİ

TÜRKİYE’DE HİDROJEN MOBİLİTESİNİN GELECEĞİ ÜZERİNE KAPSAMLI BİR ANALİZ: SÜRDÜRÜLEBİLİRLİK VE ZORLUKLAR

Sultan Büşra ARTAŞ

NECMETTİN ERBAKAN ÜNİVERSİTESİ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

Danışman: Prof. Dr. Ali KAHRAMAN

2026, 68 Sayfa

Jüri

Prof. Dr. Ali KAHRAMAN

Doç. Dr. Sadık ATA

Dr. Öğr. Üyesi Çağrı KUTLU

Bu çalışma, Türkiye için belirlenen elektrolizör kapasite hedefleri doğrultusunda yenilenebilir enerji tabanlı yeşil hidrojen üretim potansiyelini nicel olarak ortaya koymayı ve bu üretimin enerji sistemi içerisindeki uzun vadeli rolünü değerlendirmeyi amaçlamaktadır. Mevcut literatürde hidrojen çalışmaları ağırlıklı olarak üretim teknolojileri, maliyet analizleri ve teknik performans göstergelerine odaklanmakta olup, kapasite hedeflerinden türetilmiş sistem düzeyinde ve enerji dengesi temelli nicel analizlerin özellikle Türkiye özelinde sınırlı olduğu görülmektedir. Bu çalışma, söz konusu boşluğu basitleştirilmiş bir üstten-aşağı model yaklaşımı ile ele almaktadır. Model kapsamında 2030, 2035 ve 2053 yılları için sırasıyla 2 GW, 5 GW ve 70 GW elektrolizör kapasitesi dikkate alınmış; %75 kapasite faktörü varsayımı ile yıllık elektrik girdileri 13,14 TWh, 32,85 TWh ve 459,9 TWh olarak hesaplanmıştır. Bu girdilere karşılık gelen hidrojen üretim miktarları yaklaşık 0,24 Mt, 0,65 Mt ve 10,35 Mt olarak belirlenmiştir. Ayrıca hidrojenin nihai enerji tüketimi içerisindeki payının 2030 yılında %0,49, 2035 yılında %1,26 ve 2053 yılında %18,35 seviyelerine ulaşabileceği hesaplanmıştır. Elde edilen bulgular, hidrojenin kısa vadede sınırlı bir rol üstlendiğini, ancak kapasite artışı ile birlikte uzun vadede enerji sistemi içerisinde belirgin bir bileşen haline gelebileceğini göstermektedir. Bununla birlikte, üretim sürecinde kullanılan elektrik girdisinin kaynağının çevresel performans üzerinde belirleyici olduğu ve hidrojenin sürdürülebilirliğinin doğrudan yenilenebilir enerji entegrasyonuna bağlı olduğu ortaya konmuştur. Bu çalışma, hidrojen üretimini enerji dengesi ile ilişkilendirerek Türkiye için sayısal bir değerlendirme çerçevesi sunmakta ve uzun vadeli kapasite planlamalarına yönelik analitik bir temel sağlamaktadır.

Anahtar Kelimeler: Elektroliz, Hidrojen mobilitesi, Hidrojen üretimi, Yeşil hidrojen.

ABSTRACT

MS THESIS

A COMPREHENSIVE ANALYSIS ON THE FUTURE OF HYDROGEN MOBILITY IN TURKIYE: SUSTAINABILITY AND CHALLENGES

Sultan Büşra ARTAŞ

**THE GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES OF
NECMETTİN ERBAKAN UNIVERSITY THE DEGREE OF MASTER OF
SCIENCE
IN MECHANICAL ENGINEERING**

Advisor: Prof. Dr. Ali KAHRAMAN

2026, 68 Pages

**Jury
Prof. Dr. Ali KAHRAMAN
Doç. Dr. Sadık ATA
Dr. Öğr. Üyesi Çağrı KUTLU**

This study aims to quantitatively assess the renewable energy-based green hydrogen production potential for Türkiye based on national electrolyser capacity targets and to evaluate its long-term role within the energy system. Existing literature predominantly focuses on production technologies, cost analyses, and technical performance indicators, while system-level and energy balance-based quantitative analyses derived from capacity targets remain limited, particularly in the context of Türkiye. This study addresses this gap using a simplified top-down modeling approach. Within the scope of the model, electrolyser capacity targets of 2 GW, 5 GW, and 70 GW are considered for the years 2030, 2035, and 2053, respectively. Assuming a capacity factor of 75%, the corresponding annual electricity inputs are calculated as 13,14 TWh, 32,85 TWh, and 459,9 TWh. Based on these inputs, hydrogen production is estimated at approximately 0,24 Mt, 0,65 Mt, and 10,35 Mt, respectively. Furthermore, the share of hydrogen in final energy consumption is projected to reach 0,49% in 2030, 1,26% in 2035, and 18,35% in 2053. The results indicate that hydrogen plays a limited role in the short term but can become a significant component of the energy system in the long term with increasing capacity. In addition, the findings highlight that the environmental performance of hydrogen production is strongly dependent on the source of electricity input, and its sustainability is directly linked to renewable energy integration. This study provides a quantitative framework by linking hydrogen production to the energy balance in Türkiye and offers an analytical basis for long-term capacity planning.

Keywords: Electrolysis, Hydrogen mobility, Hydrogen production, Green hydrogen.

ÖNSÖZ

Bu tez çalışmasının gerçekleştirilmesinde değerli bilgi ve deneyimleriyle bana yol gösteren danışman hocalarım sayın Prof. Dr. Ali KAHRAMAN ve Doç. Dr. Hüseyin YAĞLI'ya teşekkürlerimi sunarım. Akademik bilgi birikimleri, yol göstericilikleri, sabırları ve destekleri sayesinde bu çalışma şekillenmiş ve gelişmiştir. Kendilerinin bilimsel yaklaşımından ve engin tecrübelerinden faydalanmak benim için büyük bir ayrıcalık olmuştur. Tez izleme ve değerlendirme süreçlerinde kıymetli görüş ve önerileriyle çalışmama katkı sağlayan sayın Doç. Dr. Sadık ATA'ya ve sayın Dr. Öğr. Üyesi Çağrı KUTLU'ya teşekkürlerimi sunarım.

Hayatımın her aşamasında yanımda olan, verdiğim kararlarda bana güvenen, karşılaştığım zorluklarda desteğini ve sevgisini hiçbir zaman esirgemeyen canım aileme minnettarım. Bugün ulaştığım noktada onların emeği, sabrı, fedakârlığı ve inancı çok büyük bir paya sahiptir. Hayallerimin peşinden giderken bana her zaman güç veren, düştüğümde yanımda olan ve başarılarımla benim kadar gurur duyan canım ailem, hayatımdaki en büyük destek kaynağımdır. Bu çalışmanın tamamlanmasında olduğu kadar, bugün olduğum kişi olmamda da onların katkısı ve sevgisi paha biçilemez bir değere sahiptir.

Sultan Büşra ARTAŞ
KONYA-2026

İÇİNDEKİLER

ÖZET	iv
ABSTRACT.....	v
ÖNSÖZ	vi
ŞEKİLLER LİSTESİ	viii
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	x
1. GİRİŞ.....	1
2. KAYNAK ARAŞTIRMASI	5
3. MATERYAL VE METOT.....	14
3.1.Hidrojen Değer Zinciri ve Üretim Teknolojileri.....	14
3.2. Hidrojenin Depolanması ve Taşınması.....	17
3.3. Hidrojen Mobilitesi ve Ulaşım Uygulamaları	19
3.4. Küresel Gelişmeler ve Türkiye Perspektifi.....	20
3.4.1. Türkiye'nin Hidrojen Vizyonu ve 2030-2035-2053 Hedefleri	24
3.5. Metot.....	26
3.5.1. Nihai Enerji Tüketimi (FEC) Varsayımları	32
3.5.2. Elektrolizörlere Giren Yıllık Elektrik Enerjisi.....	32
3.5.3. Özgül Enerji Tüketimi (SEC) ve Verimlilik Değerleri.....	33
3.5.4. Yıllık Hidrojen Üretim Miktarı	34
3.5.5. Enerji Eşdeğeri Hesabı ve Nihai Enerji İçindeki Pay	34
3.5.6. Yıllık Üretim Maliyetinin Hesaplanması.....	35
3.5.7. Yeşil Hidrojen Üretiminde Yaşam Döngüsü Emisyonlarının Hesaplanması.....	36
3.5.8. Yeşil Hidrojen Üretiminden Kaynaklanan Emisyonların Hesaplanması	37
4. ARAŞTIRMA BULGULARI VE TARTIŞMA	43
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	51
5.1. Sonuçlar	51
5.2. Öneriler	51
6. KAYNAKLAR	52

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 3.1. Düşük Emisyonlu Hidrojen Üretimi (2021–2025e)	20
Şekil 3.2. Elektrolizör Kurulu Kapasitesi (2021–2025e)	21
Şekil 3.3. Elektrolizör Üretim Kapasitesi (2021–2025e)	21
Şekil 3.4. Elektrolizör ve Karbon Yakalama ve Kullanım Projelerine Yatırım (2021–2025)	22
Şekil 3.5. Kullanım amacına göre düşük emisyonlu hidrojen üretimine yatırım	23
Şekil 3.6. Bölgelere göre hidrojen kullanımı (2024)	23
Şekil 3.7. Metodoloji kapsamında hesaplanan hidrojen üretimi, enerji girdisi ve emisyon değerlerinin genel akış şeması.	31



ÇİZELGELER LİSTESİ

Çizelge 3.1. Su Ayırıştırma Yöntemleri	15
Çizelge 3.2. Fosil Yakıt Tabanlı Hidrojen Üretimi	16
Çizelge 3.3. Hidrojen Renk Kategorileri	17
Çizelge 3.4. Hidrojen Depolama Yöntemleri	18
Çizelge 3.5. Hidrojen Taşıma Yöntemleri.....	19
Çizelge 3.6. Model Varsayımları ve Kapsamı.....	29
Çizelge 3.7. Hesaplanan Tüm Değerlerin Özet Tablosu	39
Çizelge 3.8. Literatürdeki Yenilenebilir Enerji Tabanlı Hidrojen Üretim Çalışmaları ..	40



SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

SİMGELER

C	Birim hidrojen üretim maliyeti
CF	Kapasite faktörü
Eel	Elektrolizörlere giren yıllık elektrik enerjisi
EF	Emisyon faktörü
EMt	Toplam emisyon
FEC	Nihai enerji tüketimi
m	Hidrojen üretim miktarı
n	Dönem sayısı
Pel	Elektrolizör kurulu gücü
r	Yıllık ortalama artış oranı
SEC	Özgöl enerji tüketimi
t	Zaman / yıl
η	Elektrolizör / sistem verimliliği

KISALTMALAR

AEL	Alkalın Elektrolizör
AEM	Anyon Değişim Membranlı
ATR	Ototermal Reforming
CCS	Karbon Yakalama ve Depolama (Carbon Capture and Storage)
CFD	Hesaplamalı Akışkanlar Dinamiği (Computational Fluid Dynamics)
CGH₂	Sıkıştırılmış Gaz Hidrojen (Compressed Gaseous Hydrogen)
CO₂	Karbondioksit
CPOX	Katalitik Kısmi Oksidasyon
DAE	Doğrudan Hava Elektrolizi (Direct Air Electrolysis)
DMR	Kuru Reforming (Dry Methane Reforming)
FRS	Yakıt İkmal İstasyonu (Fuel Refueling Station)
GWP	Küresel Isınma Potansiyeli (Global Warming Potential)
H₂	Hidrojen
HRS	Hidrojen Dolum İstasyonu (Hydrogen Refueling Station)
IEA	Uluslararası Enerji Ajansı (International Energy Agency)
LCA	Yaşam Döngüsü Analizi (Life Cycle Assessment)
LCOH	Hidrojenin Seviyelendirilmiş Maliyeti (Levelized Cost of Hydrogen)
LH₂	Sıvı Hidrojen (Liquid Hydrogen)
LOHC	Sıvı Organik Hidrojen Taşıyıcıları
MW	Megavat
MTEP	Milyon Ton Eşdeğer Petrol
PEM	Proton Değişim Membranı
PEMEC	Proton Değişim Membranlı Elektroliz Hücresi
PV	Fotovoltaik
SMR	Buhar Metan Reforming (Steam Methane Reforming)

SOEC	Katı Oksit Elektroliz Hücresi
TCO	Toplam Sahip Olma Maliyeti (Total Cost of Ownership)
TRL	Teknoloji Hazırlık Seviyesi (Technology Readiness Level)
TWh	Teravat-saat
UHS	Yeraltı Hidrojen Depolama (Underground Hydrogen Storage)



1. GİRİŞ

Küresel enerji talebindeki artış, fosil yakıtlara dayalı mevcut yapı nedeniyle sera gazı emisyonlarını yükseltirken, enerji arz güvenliğine ilişkin riskleri de artırmaktadır. Enerji sistemlerinin jeopolitik gelişmeler ve tedarik aksaklıkları karşısında kırılgan bir yapı sergilemesi, bu yapının uzun vadede sürdürülebilir olmadığını ortaya koymaktadır. Bu durum, düşük karbonlu ve daha esnek enerji sistemlerine geçiş ihtiyacını açıkça göstermektedir (International Energy Agency, 2025).

Hidrojen, enerji sistemlerinin karbonsuzlaştırılmasında önemli bir rol üstlenen çok yönlü bir enerji taşıyıcısıdır. Birincil bir enerji kaynağı olmamakla birlikte, farklı enerji türleri arasında dönüşüm sağlayabilmesi ve yenilenebilir enerji kaynaklarıyla entegre çalışabilmesi, onu enerji sistemi içinde işlevsel bir seçenek haline getirmektedir. Yenilenebilir kaynakların kesintili yapısı dikkate alındığında, hidrojen bu enerjinin depolanmasına ve farklı sektörlerde kullanılmasına imkân tanımaktadır. Bu kapsamda, yenilenebilir enerji kullanılarak suyun elektrolizi ile üretilen yeşil hidrojen, üretim sürecinde doğrudan karbon emisyonu oluşturmaması nedeniyle düşük karbonlu enerji sistemleri açısından öne çıkmaktadır (Dincer ve Zamfirescu, 2016; Guo vd., 2022). Hidrojen, özellikle sanayi, enerji üretimi ve ulaşım gibi elektrifikasyonun sınırlı kaldığı alanlarda alternatif bir enerji taşıyıcısıdır. Bununla birlikte, teknolojinin yaygınlaşması henüz erken aşamada olup, maliyetler, altyapı gereksinimleri ve teknoloji olgunluğu bu sürecin hızını belirleyen temel unsurlar arasında yer almaktadır (Alves vd., 2022; Marouani vd., 2023). Günümüzde hidrojen üretiminin büyük bölümü hâlâ fosil yakıtlara dayalı yöntemlerle gerçekleştirilirken, yenilenebilir enerji tabanlı üretim teknolojileri hızla gelişmekte ancak henüz geniş ölçekli uygulamalara ulaşmamıştır (International Energy Agency, 2025; Tahmasbi vd., 2025). Hidrojen değer zinciri boyunca üretim, depolama, taşıma ve dağıtım aşamalarında çeşitli teknik ve ekonomik zorluklar devam etmektedir. Bu kapsamda üretim teknolojilerinde verimlilik artışı, elektrolizör maliyetlerinin düşürülmesi ve sistem entegrasyonunun iyileştirilmesi öncelikli araştırma alanları arasında yer almaktadır. Küresel ölçekte hidrojen projelerinde artış gözlemlense de birçok projenin hâlen planlama veya erken yatırım aşamasında olduğu görülmektedir. Maliyet belirsizlikleri, altyapı eksiklikleri ve düzenleyici çerçevelerdeki netlik eksikliği bu teknolojilerin yaygınlaşma hızını sınırlayan başlıca faktörlerdir (Hydrogen Europe Research, 2025a; International Energy Agency, 2025). Kurumsal ve düzenleyici belirsizlikler, hidrojen talebinin sınırlı olması ve nihai kullanım alanlarında teknolojik

geçişin zaman alması piyasa oluşumunu yavaşlatmaktadır. Bu nedenle hidrojen teknolojileri teknik olarak uygulanabilir olmakla birlikte hâlen erken gelişim aşamasındadır ve yaygınlaşması ekonomik, altyapısal ve kurumsal engellere bağlıdır. Bu engellerin aşılması, teknolojik ilerlemelerin yanı sıra ekonomik ölçeklenme, altyapı yatırımları ve tutarlı politika çerçevelerini gerektirmektedir.

Son yıllarda hidrojen sektöründe önemli nicel gelişmeler kaydedilmiştir. Küresel ölçekte düşük emisyonlu hidrojen projeleri birkaç demonstrasyon seviyesinden çıkarak çok fazla yatırım kararı alınmış projeye ulaşmıştır . Bununla birlikte, 2022 yılı itibarıyla küresel kurulu elektroliz kapasitesi yaklaşık 700 MW seviyesinde kalırken, hükümetlerin 2030 yılı için belirlediği hedefler 190 GW seviyesine ulaşmaktadır . Proje ölçeklerinde de hızlı bir büyüme gözlemlenmekte olup, 2021 yılında 30 MW seviyesinde olan en büyük elektroliz tesisi, 2025 itibarıyla 500 MW kapasiteye ulaşmış, planlanan projelerde ise 2 GW ölçeği aşılmıştır (International Energy Agency, 2025; International Energy Agency, 2024). Küresel hidrojen yatırımları kapsamında, 2023 yılında yalnızca üretim projelerine yaklaşık 3.5 milyar USD harcama yapılmış, bunun yaklaşık %80'i elektroliz tesislerine yönlendirilmiştir . Aynı dönemde hidrojen start-up yatırımları 3.7 milyar USD seviyesine ulaşmıştır . Bölgesel ölçekte Çin, küresel elektrolizör üretim kapasitesinin yaklaşık %60'ını elinde bulundurmakta ve dünya genelindeki kurulu elektroliz kapasitesinin yarısından fazlasına sahiptir . Ayrıca Çin, 2022–2024 döneminde nihai yatırım kararı alınan elektroliz projelerinin yaklaşık üçte ikisini gerçekleştirmiştir . Avrupa özelinde, hidrojen sektörünün 2030 yılına kadar yaklaşık 249.000 istihdam yaratması beklenmektedir . Ayrıca hidrojen üretimi bazı bölgelerde enerji sisteminde belirli bir paya ulaşmış olup, örneğin Güneydoğu Asya'da 2024 yılı itibarıyla hidrojen üretimi toplam gaz arzının yaklaşık %8'ini oluştururken, bölgesel enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının %1'inden fazlasına karşılık gelmektedir (Hydrogen Europe Research, 2025b; International Energy Agency, 2025).

Türkiye'nin enerji sistemi, artan talep, yüksek ithalat bağımlılığı ve karbon yoğun yapısı nedeniyle dönüşüm ihtiyacıyla karşı karşıyadır. Artan talep büyük ölçüde fosil yakıtlarla karşılanmakta olup, bu durum birincil enerji arzında ithal kaynakların payını artırarak enerji arz güvenliği açısından risk oluşturmaktadır (International Energy Agency, 2025). Nihai enerji talebi özellikle sanayi ve ulaşım sektörlerinde yoğunlaşmakta; bu sektörler enerji dönüşümünün temel odak alanlarını oluşturmaktadır. Özellikle ulaşım sektörünün petrol türevlerine bağımlı yapısı, yalnızca elektrifikasyonun yeterli olmayabileceğini göstermektedir. 2022 yılı itibarıyla toplam nihai enerji

tüketiminde petrol ürünleri yaklaşık 1,73 exajul ile en yüksek paya sahiptir. Aynı yıl birincil enerji arzında fosil yakıtların payı %81,3 olup bunun %28,8'i petrol, %27,4'ü doğal gaz ve %25,1'i kömürden oluşmaktadır. Sanayi sektöründe kömür tüketimi yaklaşık 313.700 terajul seviyesindedir. Bununla birlikte, 2017–2023 döneminde ulaştırma sektöründe 4,2 MTEP enerji tasarrufu sağlanmış ve yaklaşık 70 milyon ton emisyon azaltımı gerçekleştirilmiştir. Türkiye Ulusal Enerji Planı kapsamında ise 2000–2035 döneminde enerji yoğunluğunda %51 oranında iyileşme öngörülmektedir (International Energy Agency, 2025; T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı, 2022, 2024). Fosil yakıt kullanımının yaygınlığı, enerji kaynaklı karbon emisyonlarının yüksek seviyelerde seyretmesine neden olmakta ve Türkiye'nin 2053 net sıfır hedefi doğrultusunda enerji sisteminde köklü bir dönüşümü gerekli kılmaktadır (Güllü vd., 2023). Bu kapsamda yenilenebilir enerji kapasitesinin artırılması, enerji verimliliğinin geliştirilmesi ve düşük karbonlu teknolojilerin entegrasyonu temel önceliklerdir. Türkiye'nin güneş ve rüzgâr enerjisi potansiyeli bu dönüşüm için önemli bir avantaj sunmaktadır. Türkiye'nin Ulusal Enerji Planı'na (T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı, 2022) göre, 2020 yılında 95,9 GW olan toplam elektrik kurulu gücünün 2035 yılına kadar 189,7 GW seviyesine yükselmesi ve yenilenebilir enerji kaynaklarının payının %52'den %64,7'ye ulaşması öngörülmektedir. 2035 yılı itibarıyla güneş enerjisi kapasitesinin 52,9 GW'a, rüzgâr enerjisinin 29,6 GW'a (24,6 GW kara ve 5 GW deniz üstü), hidroelektrik kapasitenin 35,1 GW'a ve jeotermal ile biyokütle kaynaklarının toplamda 5,1 GW seviyesine ulaşması planlanmaktadır. Ayrıca 2021–2035 döneminde devreye alınacak 96,9 GW yeni kapasitenin %74,3'ünün yenilenebilir kaynaklardan oluşacağı ve güneş ile rüzgâr için yıllık ortalama kapasite artışlarının sırasıyla 3,1 GW ve 1,4 GW olacağı öngörülmektedir. Bu bağlamda, yenilenebilir enerji kapasitesindeki artışın elektroliz tabanlı yeşil hidrojen üretimini desteklemesi ve uzun vadede daha rekabetçi hale getirmesi beklenmektedir (Güllü vd., 2023).

Bununla birlikte, Türkiye'de hidrojen teknolojilerinin mevcut durumu değerlendirildiğinde, uygulamaların henüz erken aşamada olduğu ve büyük ölçüde araştırma, pilot projeler ve stratejik planlamalar düzeyinde kaldığı görülmektedir. Küresel ölçekte olduğu gibi Türkiye'de de hidrojen değer zincirinin tüm bileşenlerinde teknolojik gelişim ve altyapı yatırımlarına ihtiyaç duyulmaktadır (Karayel vd., 2022). Üretim, depolama, taşıma ve nihai kullanım alanlarında entegrasyonun sağlanması, hidrojenin enerji sisteminde etkin bir rol üstlenebilmesi açısından kritik öneme sahiptir. Türkiye açısından hidrojenin önemli rollerinden biri, enerji arz güvenliğini artırma ve dışa

bağımlılığı azaltma potansiyelidir. Yenilenebilir kaynaklara dayalı hidrojen üretimi, ithal fosil yakıtlara olan bağımlılığı azaltarak enerji sisteminin daha sürdürülebilir hale gelmesine katkı sağlayabilir. Günümüzde dünya genelinde hidrojen üretiminin yaklaşık %48'i doğalgazdan, %30'u petrolden ve %18'i kömürden sağlanırken, yalnızca %4'ü su kaynaklı yöntemlerle gerçekleştirilmektedir. Türkiye'de ise enerji tüketiminin %31'i petrolden, %28'i doğal gazdan ve %27'si kömürden karşılanmakta; yenilenebilir kaynakların payı %14 seviyesinde kalmaktadır. Ayrıca toplam enerji ihtiyacının %70'ten fazlası ithalat yoluyla karşılanmaktadır. Yerli hidrojen üretimi kapsamında Tüpraş tesislerinde yaklaşık 160.000 m³/saat kapasite bulunmakla birlikte, bu potansiyelin değerlendirilmesi ekonomik rekabet, politika çerçevesi ve uzun vadeli planlamaya bağlıdır (İbrahim Dinçer vd., 2021).

Ulaşım sektörü, enerji tüketimi ve karbon emisyonları açısından önemli bir paya sahip olup karbonsuzlaştırılması en zor alanlardan biridir. Elektrifikasyon binek araçlar için etkili olsa da, ağır taşımacılık ve uzun mesafe uygulamalarında sınırlı kalmaktadır. Bu nedenle hidrojen, özellikle yakıt hücresi araçlar aracılığıyla yüksek menzil ve hızlı dolum avantajlarıyla tamamlayıcı bir çözüm olarak öne çıkmaktadır (Apostolou ve Xydis, 2019). Bununla birlikte, hidrojen mobilitesinin yaygınlaşması; yüksek maliyetler, yetersiz altyapı ve sınırlı talep gibi faktörler nedeniyle henüz erken aşamadır. Türkiye'de ulaşım sektörünün fosil yakıtlara bağımlı yapısı hidrojen mobilitesini potansiyel bir alternatif haline getirirken, bu dönüşümün gerçekleşmesi teknoloji, altyapı ve politika gelişiminin eş zamanlı ilerlemesine bağlıdır (Dash vd., 2022; Sadik-Zada vd., 2023).

2. KAYNAK ARAŞTIRMASI

Hidrojen ekonomisinin geliştirilmesine yönelik çalışmalar, üretim, depolama, taşıma ve kullanım aşamalarını bütüncül bir şekilde ele almaktadır. (Ghazal vd., 2026) tarafından gerçekleştirilen derleme çalışmasında, yeşil hidrojenin sürdürülebilir enerji sistemlerindeki rolü kapsamlı olarak incelenmiştir. Çalışmada, hidrojen üretiminin büyük ölçüde fosil yakıtlara dayandığı ve yeşil hidrojenin küresel üretimde yalnızca yaklaşık %2 paya sahip olduğu gösterilmiştir. Ayrıca, güneş, rüzgar, biyokütle ve jeotermal gibi yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı hidrojen üretim yöntemlerine ilişkin incelenen çalışmalarda, üretim verimliliğinde artış ve sera gazı emisyonlarında azalma sağlanabildiği ifade edilmiştir. Ayrıca, hidrojen temelli enerji sistemlerinin geliştirilmesinde altyapı, maliyet ve uygulama süreçlerine ilişkin çeşitli zorlukların bulunduğu ve bu dönüşümün yalnızca teknolojik gelişmelere değil, aynı zamanda politika ve sistem düzeyindeki düzenlemelere de bağlı olduğu ifade edilmiştir.

Hidrojen üretimi ve depolama teknolojilerine yönelik çalışmalar, farklı üretim yöntemlerinin teknik, ekonomik ve çevresel açıdan karşılaştırmalı olarak değerlendirilmesine odaklanmaktadır. (Tahmasbi vd., 2025) tarafından gerçekleştirilen kapsamlı bir derleme çalışmasında, hidrojen üretimi hem yenilenebilir hem de yenilenemeyen kaynaklara dayalı yöntemler çerçevesinde incelenmiş ve bu yöntemlerin avantajları, dezavantajları, maliyetleri ve verimlilikleri karşılaştırılmıştır. Çalışmada, hidrojen üretiminin fosil yakıtlar, su ve biyokütle olmak üzere üç temel kaynağa dayandığı belirtilmiş; özellikle elektroliz yönteminin yenilenebilir enerji ile entegrasyonu sayesinde çevresel açıdan avantaj sağladığı ifade edilmiştir. Bununla birlikte, hidrojen üretim maliyetlerinin büyük ölçüde kullanılan enerji kaynağına bağlı olduğu ve elektroliz süreçlerinde verimliliğin %40–60 aralığında değiştiği belirtilmiştir. Ayrıca, hidrojenin düşük yoğunluğu nedeniyle depolama süreçlerinin kritik öneme sahip olduğu ve fiziksel, kimyasal ve yer altı depolama yöntemleri gibi farklı yaklaşımların geliştirildiği vurgulanmıştır.

Hidrojen üretim yöntemlerinin sınıflandırılmasına yönelik çalışmalar literatürde geniş yer bulmaktadır. (Mohammadi vd., 2025) tarafından gerçekleştirilen çalışmada, hidrojen üretim yolları; kullanılan hammadde, üretim yöntemi ve karbon emisyonlarına bağlı olarak gri, mavi, yeşil ve turkuaz hidrojen olarak sınıflandırılmıştır. Çalışmada, bu üretim yolları arasında maliyet, emisyon, verimlilik ve teknoloji hazırlık seviyesi (TRL) açısından önemli farklılıklar bulunduğu belirtilmiştir. Gri hidrojenin düşük maliyet ve

yüksek teknolojik olgunluğa sahip olmasına rağmen yüksek emisyon değerlerine sahip olduğu; mavi hidrojenin karbon yakalama ve depolama teknolojileri ile emisyonları azalttığı ancak metan kaçakları ve sistem verimliliğine bağlı olarak yaşam döngüsü emisyonlarının devam edebildiği ifade edilmiştir. Yeşil hidrojenin yenilenebilir enerji kaynakları ile elektroliz yoluyla üretildiği ve çok düşük emisyon seviyelerine sahip olduğu, ancak mevcut durumda üretim maliyetinin yaklaşık 4–6 \$/kg aralığında olduğu gösterilmiştir. Ayrıca gri hidrojen üretiminde kilogram başına yaklaşık 9–10 kg CO₂ emisyonu olduğu, mavi hidrojen için yaşam döngüsü emisyonlarının yaklaşık 3–6 kg CO₂/kg H₂ seviyelerine kadar düşebildiği ifade edilmektedir. Bununla birlikte, yaşam döngüsü değerlendirmelerinde gri hidrojen için 12,3–13,9 kg CO₂-eşdeğeri/kg H₂, yenilenebilir kaynaklara dayalı yeşil hidrojen için ise yaklaşık 0,6 kg CO₂-eşdeğeri/kg H₂ seviyelerine kadar düşen emisyon değerleri rapor edilmiştir.

Yeşil hidrojen üretim teknolojilerine yönelik (Tuluhong vd., 2024) tarafından gerçekleştirilen derleme çalışmasında, hidrojen üretim yöntemleri; fosil yakıt reformingi, su elektrolizi ve biyolojik üretim yöntemleri olarak sınıflandırılmıştır. Çalışmada, doğal gaz reforminginin maliyet açısından yaygın olarak kullanılan bir yöntem olduğu ancak yüksek karbon emisyonu oluşturduğu belirtilmiştir. Ayrıca biyolojik hidrojen üretim yöntemlerinin çevre dostu olmasına rağmen düşük verimlilik nedeniyle sınırlı kaldığı gösterilmiştir. Bu kapsamda, gelecekte su elektrolizine yönelimin artmasının beklendiği ifade edilmiştir.

Yenilenebilir enerji tabanlı hidrojen üretimine yönelik çalışmalar, termokimyasal çevrimlerin modellenmesi ve analiz edilmesine odaklanmaktadır. Bu üretim yöntemlerinin teknik detayları ve performansları çeşitli çalışmalarla analiz edilmiştir. (Oruç, 2022) tarafından gerçekleştirilen doktora tezinde, hidrojen üretimi için kobalt-klor, sodyum hidroksit ve bor temelli termokimyasal çevrimler ele alınmıştır. Çalışma kapsamında bu çevrimler için enerji ve ekserji analizleri ile birlikte eksergoekonomik ve eksergoçevresel analizler gerçekleştirilmiş, ayrıca yaşam döngüsü analizi (LCA) değerlendirmelerine yer verilmiştir. Bununla birlikte, sistemlerin çok amaçlı optimizasyonu, sistem entegrasyonu ve farklı alt sistemlerin modellenmesine yönelik çalışmalar da ele alınmıştır.

(Taşğın, 2023) tarafından gerçekleştirilen yüksek lisans tezinde, PEM elektrolizör hücresinin performansı sonlu elemanlar yöntemi kullanılarak analiz edilmiştir. Çalışma kapsamında oluşturulan elektrolizör geometrisi COMSOL Multiphysics yazılımı ile modellenmiş ve farklı kanal sayısı ile kanal uzunluğu parametrelerinin hidrojen üretimi

üzerindeki etkileri incelenmiştir. Elde edilen sonuçlara göre, kanal sayısının artması basınç dağılımını daha homojen hale getirirken birim alanda üretilen hidrojen miktarını azaltmaktadır.

Yenilikçi hidrojen üretim yöntemlerine yönelik çalışmalar, su kaynaklarına bağımlılığı azaltan alternatif yaklaşımlara odaklanmaktadır. (Guo vd., 2022) tarafından gerçekleştirilen çalışmada, atmosferde bulunan nemin doğrudan kullanıldığı bir hidrojen üretim yöntemi geliştirilmiştir. Bu yöntemde, higroskopik elektrolit kullanılarak havadan su buharı absorbe edilmekte ve elde edilen su elektroliz yoluyla hidrojen üretiminde kullanılmaktadır. Geliştirilen direct air electrolysis (DAE) sistemi, düşük nem koşullarında çalışabilmekte olup %4 bağıl nem seviyesine kadar çalışabildiği belirtilmiştir. Ayrıca sistemin yaklaşık %95 Faraday verimliliği ile 12 gün boyunca kararlı şekilde çalıştığı rapor edilmiştir. Bununla birlikte, güneş ve rüzgar enerjisi ile entegre çalışan sistemlerde birim katot alanı başına yaklaşık 745 L H₂/gün·m² hidrojen üretim oranı elde edildiği rapor edilmiştir.

Büyük ölçekli sistemlerde hidrojen üretiminin ekonomik boyutu da literatürde önemli bir araştırma alanıdır. Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı büyük ölçekli yeşil hidrojen üretimine yönelik çalışmalar, bölgesel potansiyellerin karşılaştırılması ve üretim maliyetlerinin değerlendirilmesine odaklanmaktadır. (Jaszczur vd., 2023) tarafından gerçekleştirilen çalışmada, Avrupa ve Orta Doğu bölgelerinde güneş ve rüzgar enerjisine dayalı yeşil hidrojen üretim potansiyelleri karşılaştırılmıştır. Çalışma kapsamında, Polonya'nın Krakow şehri ile Irak'ın Diyala bölgesi temsilci bölgeler olarak seçilmiş ve 2022 yılına ait deneysel meteorolojik veriler kullanılarak analizler gerçekleştirilmiştir. Ayrıca, 3 MWp kapasiteli güneş ve rüzgar enerji sistemleri ile entegre çalışan alkalın elektrolizör kapasitesi optimize edilerek hidrojen üretimi değerlendirilmiştir. Elde edilen sonuçlara göre, Orta Doğu bölgesinin daha yüksek güneş ve rüzgar potansiyeline sahip olması ve daha düşük arazi ile iş gücü maliyetleri nedeniyle yeşil hidrojen üretimi açısından daha avantajlı olduğu belirlenmiştir. Çalışmada hidrojen üretim maliyetlerinin Avrupa için 9,88–14,31 USD/kg aralığında, Orta Doğu için ise 6,54–12,66 USD/kg aralığında olduğu rapor edilmiştir.

Enerji sistemlerinin düşük karbonlu yapıya dönüşümünde yeşil hidrojen üretimi önemli bir rol oynamaktadır. (Zeyen, 2024) tarafından gerçekleştirilen çalışmada, yeşil hidrojen üretiminin Avrupa enerji sistemine entegrasyonu, maliyetler ve sistem optimizasyonu açısından ele alınmıştır. Çalışmada, elektroliz ve yenilenebilir enerji kapasitelerindeki maliyet düşüşlerinin modele endojen olarak dahil edilmesiyle daha

kapsamlı bir analiz sunulmuştur. Elde edilen sonuçlara göre, elektroliz kapasitesi ve yenilenebilir enerji üretiminin hızlandırılmış şekilde artırılmasının, sıkı iklim hedeflerine ulaşmak açısından maliyet açısından en uygun çözüm olduğu ve hidrojen üretim maliyetlerini önemli ölçüde düşürdüğü ifade edilmiştir. Ayrıca, teknolojik öğrenme süreçlerinin modele dahil edilmemesi durumunda sistem maliyetlerinin arttığı ve yatırımların geciktiği belirtilmiştir. Bununla birlikte, çalışmanın bir bölümünde elektroliz sistemlerinin esnek çalışmasının emisyonları ve hidrojen üretim maliyetlerini azaltmada önemli bir rol oynadığı gösterilmiştir.

Hidrojen üretim teknolojilerinin çevresel etkilerinin değerlendirilmesine yönelik (Bhandari vd., 2014) tarafından yapılan yaşam döngüsü analizi (LCA) derleme çalışmasında, hidrojen üretim süreçlerinin tüm yaşam döngüsü boyunca çevresel etkilerinin incelendiği ve toplamda 21 çalışmanın değerlendirildiği ortaya konmuştur. Çalışmada, küresel ısınma potansiyelinin (GWP) hemen hemen tüm çalışmalar tarafından incelenen temel etki kategorisi olduğu, asidifikasyon potansiyelinin (AP) ise ikinci sırada yer aldığı ifade edilmiştir. Elektroliz yoluyla hidrojen üretiminde temel çevresel etkinin elektrik üretiminden kaynaklandığı gösterilmiştir. Ayrıca, elektrolizör ünitesinin küresel ısınma potansiyeline katkısının görece düşük olduğu ve rüzgar temelli sistemler için bu değerin yaklaşık %4 seviyesinde olduğu ifade edilmiştir. Bununla birlikte, yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektroliz sistemlerinin, diğer üretim yöntemleriyle karşılaştırıldığında en uygun seçeneklerden biri olduğu ortaya konmuştur.

(Cetinkaya vd., 2012) tarafından gerçekleştirilen yaşam döngüsü analizi (LCA) amacıyla yapılan çalışmada, beş farklı hidrojen üretim yöntemi; doğal gaz buhar reformingi, kömür gazlaştırma, rüzgar ve güneş enerjisi ile elektroliz ve Cu-Cl termokimyasal çevrimi kapsamında değerlendirilmiştir. Çalışmada, her bir yöntemin enerji eşdeğeri ve karbondioksit eşdeğeri emisyonları hesaplanarak karşılaştırılmıştır. Elde edilen sonuçlara göre, karbondioksit eşdeğeri emisyonlar açısından Cu-Cl termokimyasal çevriminin diğer yöntemlere kıyasla daha avantajlı olduğu, bunu rüzgar ve güneş enerjisi ile gerçekleştirilen elektroliz yöntemlerinin izlediği belirtilmiştir. Ayrıca hidrojen üretim kapasitesi açısından doğal gaz buhar reformingi, kömür gazlaştırma ve termokimyasal çevrim yöntemlerinin avantajlı olduğu ifade edilmiştir.

Su elektrolizi teknolojilerinin çevresel etkilerinin karşılaştırılmasına yönelik çalışmalar, farklı elektrolizör türlerinin yaşam döngüsü performanslarını değerlendirmektedir. (Zhao vd., 2020) tarafından gerçekleştirilen çalışmada, katı oksit elektroliz (SOEC), proton değişim membranlı elektroliz (PEMEC) ve alkalin elektroliz

(AEC) teknolojilerinin yaşam döngüsü çevresel etkileri karşılaştırılmıştır. Çalışmada, toplam 16 etki kategorisi incelenmiş ve üç elektrolizör teknolojisinde de kritik malzeme kullanımının çevresel etkiler açısından önemli bir etki noktası olduğu belirlenmiştir. SOEC için paslanmaz çelik ve nikel, PEMEC için platin ve iridyum, AEC için ise nikel kullanımının bu etkilerde belirleyici olduğu ifade edilmiştir. Ayrıca, elektrolizör yığınları açısından değerlendirildiğinde PEMEC teknolojisinin yaşam döngüsü etkilerinin SOEC ve AEC teknolojilerine kıyasla daha yüksek olduğu ortaya konmuştur. Bununla birlikte, hidrojen üretiminin yaşam döngüsü etkilerinde elektrik tüketiminin önemli bir rol oynadığı ifade edilmiştir. Duyarlılık analizine göre, elektroliz teknolojilerinde çevresel etkilerin azaltılmasında en etkili yaklaşımın kritik malzeme kullanımının azaltılması olduğu belirtilmiştir.

Elektrolizör teknolojilerinin çevresel performanslarının karşılaştırılmasına yönelik çalışmalar, farklı sistemlerin üretim ve işletme aşamalarındaki etkilerini birlikte ele almaktadır. (Wei vd., 2024) tarafından gerçekleştirilen çalışmada, alkalın elektrolizör (AEL), proton değişim membranlı elektrolizör (PEM), anyon değişim membranlı elektrolizör (AEM) ve katı oksit elektrolizör (SOE) teknolojilerinin yaşam döngüsü çevresel etkileri kapsamlı bir şekilde değerlendirilmiştir. Çalışmada, iklim değişikliği, insan sağlığı, ekosistem kalitesi ve abiyotik kaynak kullanımı olmak üzere dört temel etki kategorisi incelenmiştir. Elektrolizörlerin üretim aşamasında kullanılan kritik hammaddelerin çevresel etkiler üzerinde belirleyici olduğu ve bu etkinin kullanılan malzemelere bağlı olarak değiştiği belirtilmiştir. Bu kapsamda, AEL ve AEM teknolojilerinde çelik, PEM teknolojisinde platin ve AEL ile SOE teknolojilerinde nikel kullanımının önemli etki oluşturduğu ifade edilmiştir. Ayrıca, çalışma kapsamında elektrolizör performansının değerlendirilmesinde verimlilik, yığın bozunumu ve sistem ömrü gibi parametrelerin dikkate alındığı ortaya konmuştur.

Su elektrolizi teknolojilerinin gelecekteki maliyet ve performans gelişimlerine yönelik çalışmalar, belirsizliklerin yüksek olduğu alanlarda uzman görüşlerine dayalı analizler ile desteklenmektedir. (Schmidt vd., 2017) tarafından gerçekleştirilen çalışmada, alkalın elektroliz (AEC), proton değişim membranlı elektroliz (PEMEC) ve katı oksit elektroliz (SOEC) teknolojilerinin gelecekteki maliyet, ömür ve verimlilik performansları uzman görüşleri doğrultusunda değerlendirilmiştir. Çalışmada, artan Ar-Ge yatırımlarının elektroliz sistemlerinin sermaye maliyetlerini %0–24 oranında azaltılabileceği, üretim ölçeğinin büyümesinin ise %17–30 oranında maliyet düşüşü sağlayabileceği öngörülmektedir. Ayrıca sistem ömürlerinin yaklaşık 60.000–90.000 saat

seviyesinde yakınsamasının beklendiği, verimlilik artışlarının ise ihmal edilebilir düzeyde kalacağını ifade edildiği görülmektedir. Bununla birlikte, üretim süreçlerinde otomasyonun artırılması ve üretim yöntemlerinin geliştirilmesinin önemli bir faktör olarak değerlendirildiği belirtilmiştir. Ayrıca SOEC teknolojisinde elektrot polarizasyon direncinin azaltılmasına yönelik gelişmelerin mevcut teknoloji eğilimlerini değiştirebileceği ifade edilmiştir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrojen üretimi ve enerji sistemlerine entegrasyonu üzerine yapılan çalışmalar, hidrojenin rolünü ve sistem düzeyindeki etkilerini ele almaktadır. (Gümüş, 2024) tarafından gerçekleştirilen bu yüksek lisans tezinde, yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrojen üretim yöntemleri incelenmiş ve Türkiye özelinde farklı senaryolar kapsamında hidrojen üretim maliyetleri ele alınmıştır.

Hidrojenin depolama, iletim ve dağıtım süreçlerini kapsayan çalışmalar, özellikle hidrojen teslim altyapısının maliyet ve performans açısından değerlendirilmesine odaklanmaktadır. Bu kapsamda (Demir ve Dincer, 2018) tarafından gerçekleştirilen çalışmada, farklı hidrojen teslim senaryoları karşılaştırmalı olarak incelenmiş ve hidrojenin farklı sıcaklık ve basınç koşullarında depolanarak çeşitli taşıma yöntemleriyle dağıtım merkezlerine ulaştırılması analiz edilmiştir. İncelenen sistemlerde, basınçlı tanklar, kriyojenik sıvı hidrojen tankerleri ve boru hatları olmak üzere üç temel taşıma yöntemi ele alınmış, ayrıca dağıtım merkezlerinden son kullanıcıya iletim süreçleri de değerlendirilmiştir. Çalışmada, hidrojen üretim kapasitesi, enerji dağıtımının birim maliyeti, altyapı maliyetleri ve sera gazı emisyonları gibi parametreler hesaplanmış; farklı senaryolar arasında önemli maliyet farklılıkları olduğu belirlenmiştir. Buna göre, hidrojen teslim maliyetinin senaryoya bağlı olarak 2,73 \$/kg H₂ ile 8,02 \$/kg H₂ arasında değiştiği rapor edilmiştir. Ayrıca, hidrojenin düşük yoğunluğu ve yüksek difüzyon özelliği nedeniyle depolama ve taşınma süreçlerinin teknik zorluklar içerdiği, bu nedenle ekonomik ve çevresel açıdan uygun teslim seçeneklerinin geliştirilmesinin hidrojenin enerji sistemlerine entegrasyonu açısından kritik olduğu ifade edilmektedir.

Hidrojen tabanlı mobilite sistemlerinin ekonomik uygulanabilirliğine yönelik çalışmalar, özellikle kamu ulaşım sistemleri kapsamında yapılan senaryo analizleri ile değerlendirilmektedir. (Sadik-Zada vd., 2023) tarafından gerçekleştirilen çalışmada, Almanya'daki kamu taşımacılığı sistemi için dizel ve hidrojen yakıt hücreli otobüslerin ekonomik karşılaştırması toplam sahip olma maliyeti (TCO) yaklaşımı kullanılarak analiz edilmiştir. Çalışma kapsamında dokuz farklı senaryo oluşturulmuş ve geçerli kabul edilen senaryolar üzerinden hidrojen tabanlı sistemlerin ekonomik rekabetçiliği

değerlendirilmiştir. Elde edilen sonuçlar, hidrojen yakıt hücresi otobüslerin 2035 yılından itibaren dizel otobüslere kıyasla daha ekonomik hale geldiğini göstermektedir. Ayrıca çalışmada karbon fiyatlandırması ve yenilenebilir enerji kaynaklarına sağlanan teşviklerin, hidrojen tabanlı ulaşım sistemlerinin yaygınlaşmasında belirleyici faktörler olduğu ifade edilmiştir. Bununla birlikte, mevcut durumda hidrojen üretim maliyetlerinin yüksek olması, bu teknolojilerin kısa ve orta vadede yaygınlaşmasının önündeki temel engel olarak tanımlanmıştır.

Hidrojen mobilitesi kapsamında altyapı sistemlerine yönelik çalışmalar, özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı hidrojen dolum istasyonlarının teknik ve ekonomik performansına odaklanmaktadır. (Di Micco vd., 2022) tarafından gerçekleştirilen çalışmada, fotovoltaik (PV) sistem ile entegre çalışan ve yerinde hidrojen üretimi gerçekleştiren bir hidrojen dolum istasyonu (HRS) için teknik ve ekonomik analiz yapılmıştır. Çalışmada, 8 MWp kurulu güce sahip bir PV sistemi ile beslenen 2,1 MW kapasiteli alkalın elektrolizör kullanılarak günlük maksimum 450 kg hidrojen üretim kapasitesine sahip bir sistem tasarlanmıştır. Ayrıca sistemde 3,5 MWh kapasiteli Li-ion batarya kullanılarak enerji depolama sağlanmıştır. Yapılan analizler sonucunda, söz konusu sistem için yıllık hidrojen üretiminin 123,1 ton olarak hesaplandığı ve hidrojenin seviyelendirilmiş maliyetinin (LCOH) 10,71 €/kg olduğu belirlenmiştir. Çalışmada ayrıca, toplam maliyetin büyük ölçüde üretim aşamasındaki yatırım ve işletme maliyetlerinden kaynaklandığı ifade edilmiştir.

Hidrojenin ağır sanayide karbonsuzlaşma potansiyeline yönelik çalışmalar, özellikle çelik üretimi ve yüksek sıcaklıkta ısıtma süreçlerine odaklanmaktadır. (Benavides, 2023) tarafından gerçekleştirilen bu tez çalışmasında, hidrojenin çelik üretimi ve endüstriyel ısıtma uygulamalarındaki ekonomik rekabetçiliği incelenmiştir. Çalışmada, düşük karbonlu hidrojen üretim maliyetlerinin mevcut koşullarda fosil yakıtlara kıyasla daha yüksek olduğu belirtilmiştir. Ayrıca, hidrojen kullanımının çelik üretim maliyetlerini yaklaşık %24 ile %90 arasında artırdığı, yüksek sıcaklıkta ısıtma uygulamalarında ise klinker maliyetlerinde %58 ile %225, cam üretiminde ise %16 ile %73 arasında artışlara neden olduğu ifade edilmiştir. Bununla birlikte, karbon yakalama ve depolama (CCS) teknolojisinin çelik üretim maliyetlerini yaklaşık %14 oranında artırdığı ortaya konmuştur. Çalışmada ayrıca, mevcut maliyet seviyeleri altında hidrojen tabanlı teknolojilerin yaygınlaşmasının 2050 yılı öncesinde sınırlı kaldığı, ancak maliyetlerin düşmesi durumunda bu teknolojilerin hızlı bir şekilde yaygınlaşabileceği ifade edilmiştir.

Mevcut literatür incelendiğinde, hidrojen teknolojilerine yönelik çalışmaların büyük ölçüde üretim yöntemleri, teknolojik gelişmeler ve ekonomik fizibilite analizleri üzerine yoğunlaştığı görülmektedir. Bununla birlikte, hidrojenin ulaşım sektörü özelinde değerlendirilmesi çoğunlukla teknik performans veya maliyet perspektifi ile sınırlı kalmakta, çevresel etkilerin sistematik ve bütüncül bir yaklaşımla ele alındığı çalışmalar sınırlı düzeyde kalmaktadır. Türkiye bağlamında ise, hidrojen mobilitesini sürdürülebilirlik perspektifiyle ve sistem düzeyinde analiz eden kapsamlı çalışmaların eksik olduğu dikkat çekmektedir.

Araştırmanın amacı

Bu çalışmanın amacı, Türkiye için belirlenen elektrolizör kapasite hedefleri doğrultusunda yenilenebilir enerji tabanlı yeşil hidrojen üretim potansiyelini nicel olarak ortaya koymak ve bu üretimin enerji sistemi içerisindeki uzun vadeli rolünü değerlendirmektir. Bu kapsamda, hidrojen üretim miktarları temel sistem parametreleri kullanılarak hesaplanmakta ve elde edilen sonuçlar Türkiye'nin nihai enerji tüketimi ile ilişkilendirilerek hidrojenin enerji sistemi içindeki payı analiz edilmektedir. Çalışma, elektroliz tabanlı hidrojen üretiminin enerji dengesi üzerindeki etkilerini basitleştirilmiş bir üstten-aşağı model yaklaşımıyla ortaya koymayı hedeflemektedir.

Araştırmanın önemi

Bu çalışmanın önemi, enerji dönüşümü literatüründe giderek öne çıkan hidrojenin, enerji sistemi içerisindeki rolünün yalnızca teknolojik veya maliyet temelli değil, aynı zamanda sistem düzeyinde değerlendirilmesi gerekliliğine dayanmaktadır. Enerji sistemleri yaklaşımı, farklı enerji taşıyıcıları arasındaki dönüşümleri ve arz-talep dengesini dikkate alarak sistem düzeyinde analiz sunmayı amaçlamaktadır. Bu bağlamda hidrojen, özellikle yenilenebilir enerji kaynakları ile entegrasyonu, enerji depolama kapasitesi ve sektörler arası bağlantı kurabilme özelliği nedeniyle enerji sisteminin önemli bir bileşeni olarak değerlendirilmektedir. Ancak mevcut literatürde bu yaklaşımın Türkiye özelinde sınırlı düzeyde ele alındığı görülmektedir. Bu çalışma, elektrolizör kapasite hedeflerinden yola çıkarak hidrojen üretiminin enerji dengesi içerisindeki yerini nicel olarak ortaya koymakta ve kavramsal çerçeveyi somut bir analiz ile desteklemektedir. Bu yönüyle çalışma, hem literatürdeki boşluğa katkı sağlamakta hem de politika geliştirme süreçlerinde kullanılabilecek sayısal bir değerlendirme çerçevesi sunmaktadır.

Araştırmanın sınırlılıkları

Bu çalışmanın bazı sınırlılıkları bulunmaktadır. Analiz, elektrolizör kapasite hedeflerine dayalı basitleştirilmiş bir üstten-aşağı model ile gerçekleştirilmiş olup, hidrojen değeri zincirinin depolama, taşıma ve nihai kullanım aşamaları kapsam dışı bırakılmıştır. Ayrıca, hidrojen üretimi için gerekli elektrik girdisinin tamamen yenilenebilir kaynaklardan (yalnızca güneş ve rüzgâr) sağlandığı varsayılmıştır. Ekonomik parametreler, maliyet dinamikleri ve altyapı gelişimi de model kapsamında değerlendirilmemiştir. Bu nedenle sonuçlar, hidrojenin enerji sistemi içindeki rolüne ilişkin sadeleştirilmiş bir çerçeve sunmaktadır.



3. MATERYAL VE METOT

Hidrojen mobilitesi, hidrojenin enerji taşıyıcısı olarak ulaşım sektöründe kullanımını ifade eden ve üretim, depolama, taşıma, dağıtım ile son kullanım aşamalarını kapsayan entegre bir enerji sistemidir (Dash vd., 2022). Bu sistem, özellikle yenilenebilir enerji kaynakları kullanılarak üretilen düşük karbonlu hidrojenin, başta yakıt hücresi araçlar olmak üzere farklı ulaşım uygulamalarında değerlendirilmesini içerir. Bu bağlamda hidrojen mobilitesi, enerji üretiminden nihai tüketime kadar uzanan çok aşamalı bir değer zinciri içerisinde, enerji ve ulaşım sektörlerini entegre eden bir dönüşüm alanı olarak ele alınmaktadır (Rivard vd., 2019).

Hidrojen bazlı mobiliteye geçişin değerlendirilmesi, bu değer zincirinin her bir bileşeninin geniş enerji sistemi içerisindeki rolünün ve karşılıklı etkileşimlerinin bütüncül bir yaklaşımla incelenmesini gerektirir. Üretim, depolama, taşıma, dağıtım, yakıt ikmali ve kullanım aşamalarının her biri, sistemin genel enerji verimliliğini, çevresel performansını ve ekonomik uygulanabilirliğini doğrudan etkilemektedir. Bu nedenle literatürde, ölçeklenebilir ve sürdürülebilir bir hidrojen mobilite altyapısının geliştirilmesi için bu bileşenler arasında teknik ve sistematik uyumun sağlanmasının kritik olduğu vurgulanmaktadır (International Renewable Energy Agency, 2020; Nikolaidis ve Poullikkas, 2017; Silveira, 2017).

Hidrojen mobilitesinin altyapı hazırlığı ve yenilenebilir enerji entegrasyonu da dahil olmak üzere sistem genelindeki hususlardan bağımsız olarak ilerleyemez. Önceki bölümlerde Literatürün de bahsettiği üzere gelecekteki ilerleme tüm hidrojen ekosistemi genelinde koordineli teknolojik gelişime ve uzun vadeli stratejik planlamaya bağlı olacaktır.

3.1.Hidrojen Değer Zinciri ve Üretim Teknolojileri

Hidrojen üretimi, hidrojenin birincil enerji kaynaklarından elde edilmesini ifade eden ve hidrojen değer zincirinin başlangıç aşamasını oluşturan temel süreçtir. Üretim yöntemi; hidrojenin karbon yoğunluğunu, enerji verimliliğini ve ekonomik uygulanabilirliğini doğrudan belirlediğinden, hidrojen bazlı sistemlerin genel performansı üzerinde belirleyici bir rol oynamaktadır. Bu bağlamda hidrojen üretim teknolojilerinin sınıflandırılması ve teknik özelliklerinin ortaya konulması, hidrojen mobilitesinin değerlendirilmesi açısından temel bir gerekliliktir (Jaszczur vd., 2023).

Literatürde hidrojen üretim yöntemleri genel olarak elektrokimyasal, termokimyasal, foto-elektrokimyasal ve biyolojik süreçler olarak sınıflandırılmaktadır (Zainal vd., 2024).

Alkali (AEL), proton değişim membranı (PEM), anyon değişim membranı (AEM) ve katı oksit elektrolizi (SOEC) içeren su elektrolizi, yenilenebilir elektrikle çalıştırıldığında düşük karbonlu hidrojen sağlamanın birincil yaklaşımı olarak öne çıkmaktadır (Ajeeb vd., 2024; Dincer ve Zamfirescu, 2016).

(Nikolaidis ve Poullikkas, 2017), bu sistemlerin karşılaştırmalı bir incelemesini içeren bir çalışmaya sahip olup, PEM ve AEM sistemlerinin hızlı tepki özellikleri nedeniyle aralıklı yenilenebilir kaynaklarla entegrasyon için özellikle uygun olduğunu belirtmişlerdir. Verimlilik seviyelerinin %60 ile %80 arasında olduğunu belirlemişlerdir.

(Tahmasbi vd., 2025) tarafından yapılan çalışmada yazarlar hidrojen üretimini biyokütle temelli süreçler, su ayrıştırma yöntemleri ve fosil yakıt tabanlı teknolojiler olmak üzere üç ana başlık altında incelemiş; her yöntemin temel prensiplerini, proses koşullarını ve teknik özelliklerini detaylandırmıştır. Aşağıdaki tablolar, söz konusu makalede sunulan üretim yöntemlerini, yazarların kullandığı sınıflandırma ve tanımlar esas alınarak Türkçeye aktarılmış biçimde özetlemektedir.

Çizelge 3.1. Su Ayrıştırma Yöntemleri (Tahmasbi vd., 2025)

Ana Kategori	Alt Yöntem	Açıklama
Elektroliz	PEM Elektrolizi (PEME)	Polimer membran gaz ayırıcı ve elektrolit olarak görev yapar; en yüksek hidrojen saflığını üretir; çok saf su gerektirir; çalışma sıcaklığı 70–90°C’dir.
	Katı Oksit Elektrolizi (SOE)	Elektrolit olarak YSZ kullanılır; 700–1000°C’de çalışır; verim %90’a kadar çıkabilir; yüksek sıcaklık nedeniyle dayanım düşüktür.
	Alkali Elektroliz (AE)	Büyük ölçekli üretimde kullanılır; düşük sıcaklıkta çalışır; katalizör gerektirmez; elektrot korozyonu ve düşük hidrojen saflığı başlıca zorluklardır.
Termoliz	-	Tek veya çok adımlı olabilir; verim %45’e kadar çıkabilir; termal veya nükleer enerji kullanılır.

Fotoliz	-	Yarı iletken fotokatalizör ile ışık Emilimi sonucu elektron-delik çiftleri oluşturulur; sürdürülebilir bir yöntemdir; düşük verim ve yüksek üretim maliyeti vardır.
Sonokimyasal	-	Yüksek frekanslı ultrasonik dalgalar kullanılarak yüksek basınç ve sıcaklık altında suyun ayrıştırılmasıdır; gelişmekte olan bir yöntemdir ve daha fazla araştırma gerektirir.

Çizelge 3.2. Fosil Yakıt Tabanlı Hidrojen Üretimi (Tahmasbi vd., 2025)

Ana Kategori	Alt Yöntem	Açıklama
Reforming yöntemleri	Buhar Reformingi (SMR)	Küresel hidrojen üretiminin %75'ini sağlar; 700–1000°C ve 3–25 bar aralığında çalışır; yaygın olarak Ni/Al ₂ O ₃ katalizörü kullanılır.
	Kuru Reforming (DMR)	CH ₄ ve CO ₂ kullanılır; 700–1000°C ve 1–10 bar aralığında çalışır; nikel veya kobalt katalizörler kullanılır.
	Plazma Reforming	Plazma enerjisi ile hidrokarbonlar sentez gazına ayrıştırılır; elektron sıcaklığı 1500–2000°C iken reaktör sıcaklığı 400°C'nin altındadır.
	Kısmi Oksidasyon (POX / CPOX)	Ekzotermik bir süreçtir; 700–900°C'de çalışır; katalizör kullanılabilir veya kullanılmayabilir; CPOX, verimi artırır.
	Ototermal Reforming (ATR)	POX ve buhar reforminginin birleşimidir; oksidasyon ve reforming aynı anda gerçekleşir; karmaşık hidrokarbonlar için uygundur.
Diğer yöntemler	Fosil Yakıt Piroлиз	Hidrokarbonlar karbon ve hidrojene ayrıştırılır; metan pirolizinde dönüşüm verimi yaklaşık %90'dır.
	Kömür Gazlaştırma	Kömür + su → CO + H ₂ ; 800–1300°C'de gerçekleşir; verim %50–60 aralığındadır.

Hidrojen üretim yöntemleri, kullanılan enerji kaynağına ve dönüşüm mekanizmasına bağlı olarak farklı şekillerde sınıflandırılmaktadır. Termokimyasal yöntemler, başta buhar reformingi ve gazlaştırma olmak üzere fosil yakıt ve biyokütle temelli süreçleri kapsamakta ve günümüzde en yaygın kullanılan üretim teknolojilerini oluşturmaktadır. Elektrokimyasal yöntemler ise suyun elektrik enerjisi kullanılarak ayrıştırılmasına dayanmakta olup, özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarıyla entegre edildiğinde düşük karbonlu hidrojen üretimi açısından öne çıkmaktadır. Buna karşılık biyolojik ve fotokimyasal yöntemler, sürdürülebilir üretim potansiyeline sahip olmakla birlikte, düşük verimlilikleri ve sınırlı teknolojik olgunluk seviyeleri nedeniyle henüz gelişim aşamasındadır. Bu üretim yolları; karbon emisyonları, enerji verimliliği ve teknolojik uygulanabilirlik açısından önemli farklılıklar göstermekte ve hidrojenin enerji sistemlerindeki rolünü doğrudan etkilemektedir (Cetinkaya vd., 2012; İbrahim Dinçer, 2025; Tuluhong vd., 2024).

Çizelge 3.3. Hidrojen Renk Kategorileri (Tahmasbi vd., 2025)

Renk	Hammadde	Birincil Enerji Kaynağı	Teknoloji
Beyaz	Doğal oluşum	Doğal	Fracking
Gri	Fosil yakıtlar	Fosil yakıtlar	Reforming
Mavi	Doğal gaz	Fosil yakıtlar	Reforming + CCS
Turkuaz	Doğal gaz	Yenilenebilir enerji	Karbon katılaştırılmalı reforming; piroliz
Yeşil	Su	Yenilenebilir enerji	Elektroliz
Mor	Su	Nükleer enerji	Elektroliz
Sarı	Su	Şebeke elektriği	Elektroliz
Turuncu	Atık plastik	Fosil yakıtlar	Karbon yakalamalı gazlaştırma
Kahverengi/Siyah	Kömür	Fosil yakıtlar	Gazlaştırma

3.2. Hidrojenin Depolanması ve Taşınması

Hidrojen depolamada, hidrojen mobilitesinin verimliliğini ve güvenliğini artırmak için sıkıştırılmış hidrojen tankları ve sıvı organik hidrojen taşıyıcıları (LOHC) gibi yenilikler araştırılmaktadır. Hidrojen gevrekleşmesini önlemek için en son teknoloji malzemeler ve koruyucu kaplamalar geliştirmek, depolama sistemlerinin güvenilirliğini sağlamak için de hayati önem taşımaktadır. Hidrojen üretim tesislerinin kentsel alanlara daha yakın konumlandırılması, daha etkili bir hidrojen tedarik zincirini destekleyebilir ve nakliye maliyetlerini ve emisyonları daha da azaltabilir. Sonuç olarak, büyük

potansiyeline rağmen, hidrojenin ulaşım sektöründe kullanılabilir olması için yakıt hücresi verimliliği, depolama teknolojileri ve üretim ekonomisinde daha fazla gelişmeye ihtiyaç vardır (Alves vd., 2022; Dash vd., 2022; Rivard vd., 2019).

Mevcut doğal gaz şebekelerine sonradan eklenebilen boru hattı altyapısı, hidrojen taşımacılığı için en köklü ve kapsamlı alternatiftir. Boru hatları uzun mesafeli taşımacılık için uygun maliyetli bir çözüm olsa da, hidrojen gevrekliği gibi malzeme bütünlüğünü tehlikeye atan güvenlik tehlikeleri de sunarlar. Güvenli ve etkili bir taşıma için, boru hattı tasarımı, inşası ve işletimi için standartlar ve kılavuzlar geliştirilmelidir. Enerji sistemine kademeli bir entegrasyon için kısa vadeli bir çözüm olarak, hidrojenin doğal gazla karıştırılarak mevcut boru hatları üzerinden taşınması incelenmektedir; ancak bu strateji aynı zamanda malzeme dayanıklılığı ve güvenliğinin de dikkatlice değerlendirilmesini gerektirmektedir (Dincer ve Zamfirescu, 2016; Fekete vd., 2015; Mahajan vd., 2022; Naterer vd., 2013; Zhang vd., 2023).

Enerji kayıpları üretimde %10-25, arıtma ve sıkıştırmada %10-15, sıvılaştırmada %30-40, boru hattı taşımacılığında her 150 km'de %1,4 ve yakıt istasyonu dağıtım aşamasında %7,5-40'a ulaşabilir. Bu kayıplar, taşıma zinciri boyunca önemli bir kısıtlamadır. Hidrojen düşük bir enerji yoğunluğuna sahip olduğundan, taşıma stratejileri dikkatlice planlanmalıdır (Dincer ve Zamfirescu, 2016; Fekete vd., 2015; Mahajan vd., 2022; Naterer vd., 2013; Zhang vd., 2023).

Çizelge 3.4. Hidrojen Depolama Yöntemleri (Tahmasbi vd., 2025)

Depolama Yöntemi	Temel Özellik	Avantajlar	Dezavantajlar	Tipik Kullanım Alanları
Sıkıştırılmış Gaz Hidrojen (CGH ₂)	70 MPa'a kadar yüksek basınç, Tip 1-5 tanklar, en yaygın teknoloji	- Olgun teknoloji- Araçlarda hızlı dolun (3-5 dk)- Geniş altyapı	- Hidrojen gevrekliği- Yüksek ısı artışı- Güvenlik + maliyetli tanklar	Araçlar, mobilite, küçük ölçekli depolama
Sıvı Hidrojen (LH ₂)	-253°C'de sıvılaştırma, vakumlu & MLI izolasyonlu tank	- Yüksek hacimsel yoğunluk (8,5-10 MJ/L)- Uzun, ağır taşımacılık için uygun	- Sıvılaştırmada %40 enerji kaybı- Boil-off kayıpları- Yüksek maliyet	Uzun mesafe taşımacılık, ağır sanayi, uzun mesafe taşımacılık
Organik Sıvı Hidrojen Taşıyıcıları (LOHC)	Toluene/MCH, 18H-DBT, NEC gibi sıvı taşıyıcılar; hidrojenasyon-dehidrojenasyon döngüsü	- Ortam sıcaklığında sıvı → kolay taşınır- Mevcut petrol altyapısıyla uyumlu- Güvenli & stabil	- Dehidrojenasyon için yüksek sıcaklık- Katalizör maliyeti (Pt, Ru)- Bazı LOHC'lerde toksik yan ürünler	Uzun mesafe taşımacılık, gemiler, sıvı yakıt altyapısı
"Circular" Taşıyıcılar (NH ₃ , Metanol, Formik Asit)	Kimyasal taşıyıcılar; amonyak en yaygın (17,8 wt% H ₂)	- Kolay depolama & nakliye- Yerleşik kimya altyapısı	- Yüksek sıcaklıkta parçalanma- Amonyak toksik-	Gübre, kimya sanayi, enerji taşımacılığı

Çizelge 3.5. Hidrojen Taşıma Yöntemleri (Ghazal vd., 2026; Sadik-Zada vd., 2023; Zhang vd., 2023)

Taşıma Yöntemi	Temel Özellikler	Avantajlar	Dezavantajlar / Zorluklar
Karayolu Taşımacılığı	Hidrojen kamyon/tanker ile CGH ₂ (20–50 MPa) veya LH ₂ olarak taşınır; Type 1–2 tanklar yaygın.	Esnek teslimat, küçük–orta ölçekli taşımaya uygun.	Düşük yükleme kapasitesi; hidrojen toplam yükün %10–15'i olmalı; tank ağırlığı yüksek.
Boru Hattı Taşımacılığı	Doğal gaz hatlarının yeniden kullanımına izin verir; hidrojen/NG karışımları mümkün.	Uzun mesafede düşük birim maliyet; kesintisiz akış.	Hidrojen gevrekliği, malzeme uyumluluğu, safsızlık etkileri.
Deniz Yolu Taşımacılığı	LH ₂ gemileriyle kıtalar arası taşımacılık; LH ₂ yoğunluğu 71 kg/m ³ .	Büyük miktarda hidrojen ihracat/ithalatına uygun.	20 K sıcaklık gereksinimi; boil-off gas (BOG) kaybı; kriyojenik tank zorunluluğu.
LOHC ile Taşıma	Toluene–MCH, 18H-DBT gibi sıvı taşıyıcılarla deniz taşımacılığı gelecekte potansiyel.	Mevcut sıvı yakıt altyapısıyla uyumlu.	Hidrojen çıkarmada yüksek sıcaklık gereksinimi.

3.3. Hidrojen Mobilitesi ve Ulaşım Uygulamaları

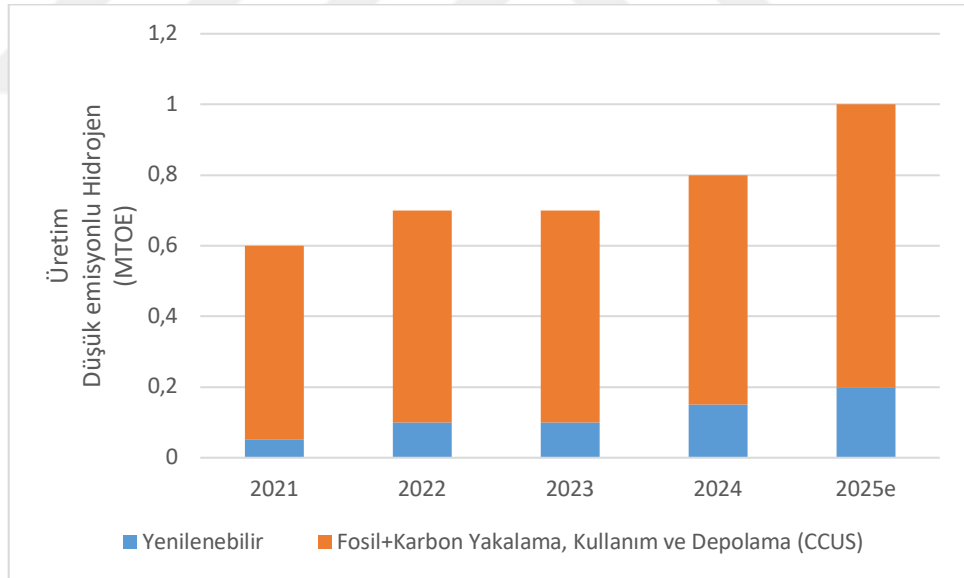
Üretim tesislerinin, yakıt istasyonlarının ve insanların hidrojeni nerede kullanacağını belirlenmesi eksiksiz bir hidrojen tedarik zinciri planlamanın önemli parçalarıdır. Bu durumda, dağıtım sisteminin ne kadar iyi çalıştığı, hidrojen yakıt ikmal istasyonlarının (FRS'ler) nerede bulunduğuyla bağlıdır. Ancak yeni hidrojen boru hatları inşa etmek veya eski doğal gaz hatlarını değiştirmek çok fazla maliyet gerektirir. Yakıt hücreli araçlar, yenilenebilir enerji kullanılarak yerinde üretilen veya merkezi bir üretim tesisinden tedarik edilen hidrojenle çalıştırılabilir. Ancak, hidrojeni ulaşımda kullanmaya çalışırken birçok zorluk ortaya çıkar. Bunlar arasında hidrojen üretimi, depolanması ve teslimatının yüksek maliyeti, verimli yakıt hücresi ve depolama teknolojisine duyulan ihtiyaç, kamuoyunun tutumu ve güvenlik endişeleri yer alır. Ayrıca, bunu yapmak için eksiksiz bir altyapı olmadığından, hidrojeni yakıt ikmal istasyonlarına taşımak da zordur. Diğer önemli sorunlar arasında yoğun nüfuslu bölgelerde yeterli yakıt ikmal istasyonunun olmaması ve mevcut ulaşım sistemlerine yetersiz bağlantı bulunmaktadır. Hidrojen bazlı ulaşım geçişi hızlandırmak için, özellikle büyük şehirlerde hidrojen yakıt ikmal

istasyonlarının kurulması önemli görülmektedir (Apostolou ve Xydis, 2019; Dash vd., 2022; Hardman vd., 2017; Stephens-Romero vd., 2010).

Sürdürülebilir enerjiye geçişin önemli bir alternatif yolu, hidrojenin mevcut ulaşım altyapısına, özellikle de doğal gaz boru hatlarıyla harmanlanarak entegre edilmesidir. Hidrojen, belirli oranlarda doğal gazla harmanlanarak mevcut şebekeler üzerinden taşınabilir, böylece ek altyapı ihtiyacı ortadan kalkar ve yenilenebilir enerjinin depolanması ve taşınması mümkün olur (International Energy Agency, 2025; Rivard vd., 2019).

3.4. Küresel Gelişmeler ve Türkiye Perspektifi

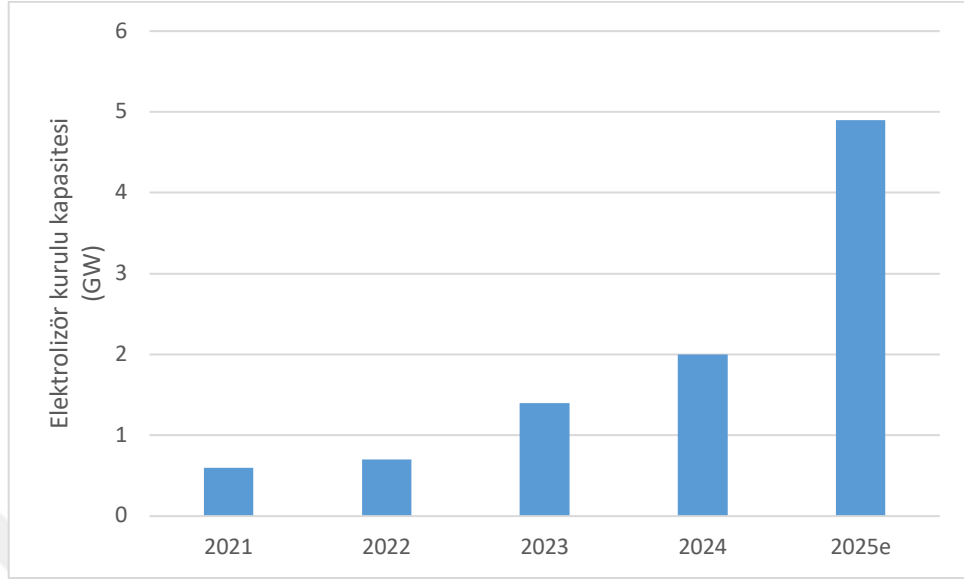
Bu teknolojik çerçeve içerisinde, hidrojen bazlı mobilite sistemlerinin gerçekçi bir değerlendirmesi, nicel göstergelerin ve istatistiksel bulguların kapsamlı bir analizini gerektirir; (International Energy Agency, 2025) tarafından yazılan “Global Hydrogen Review 2025 Raporu”na ait güncel rakamlar ve değerlendirmeler aşağıda sunulmaktadır.



Şekil 3.1. Düşük Emisyonlu Hidrojen Üretimi (2021–2025e) (International Energy Agency, 2025)

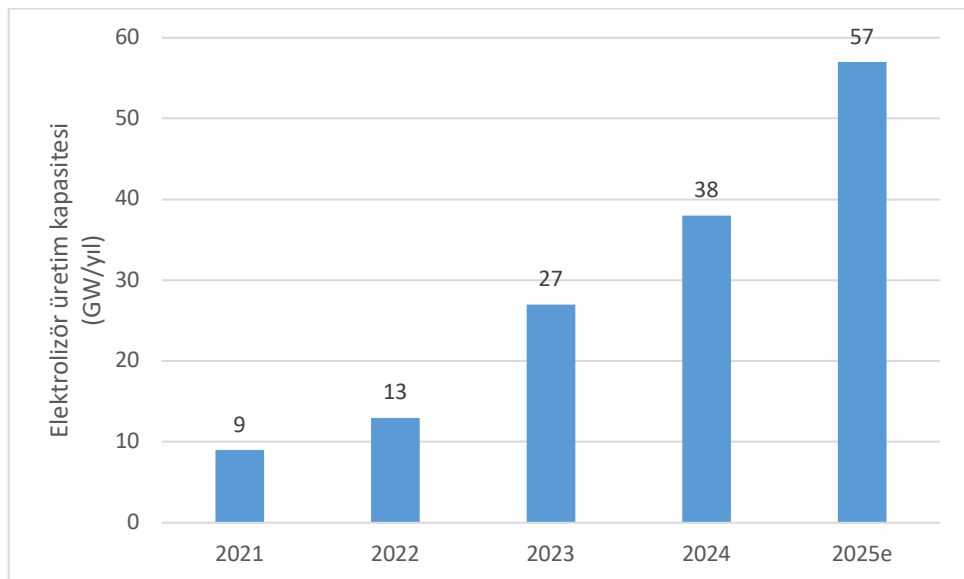
Şekil 3.1, 2021 ve 2025 yıllarında düşük emisyonlu hidrojen üretiminde önemli bir artış eğilimini gösterir. Grafik, düşük emisyonlu hidrojen üretim kapasitesinde

istikrarlı yıllık büyümeyi, özellikle 2024 ve 2025 projeksiyonlarında belirgin bir ivmelenmeyi göstermektedir.



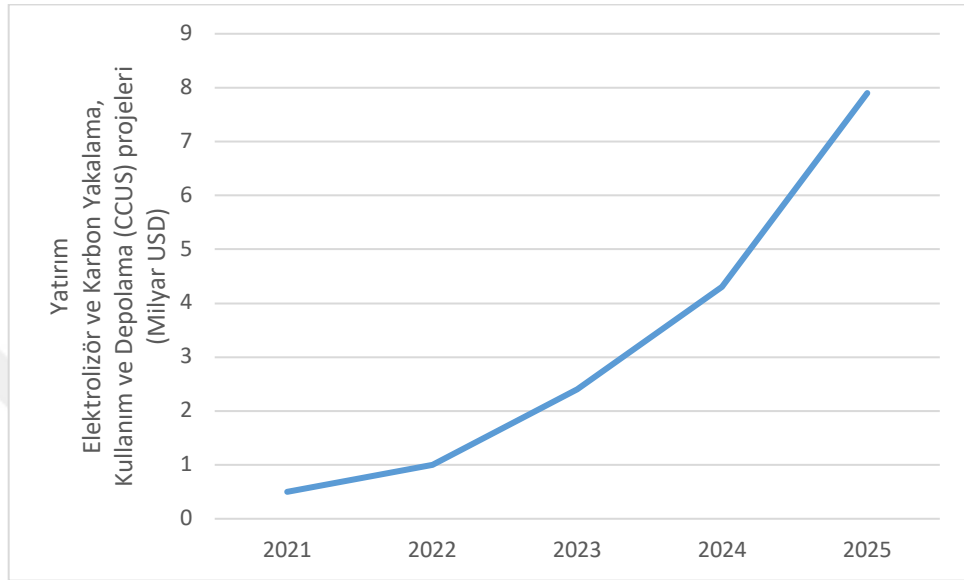
Şekil 3.2. Elektrolizör Kurulu Kapasitesi (2021–2025e) (International Energy Agency, 2025)

Şekil 3.2, 2021 ile 2025 yılları arasında kurulu elektrolizör kapasitesinin yıllık artışını gösterir. Yenilenebilir hidrojen üretim genişletme girişimleri bu artışla özellikle ilgilidir.



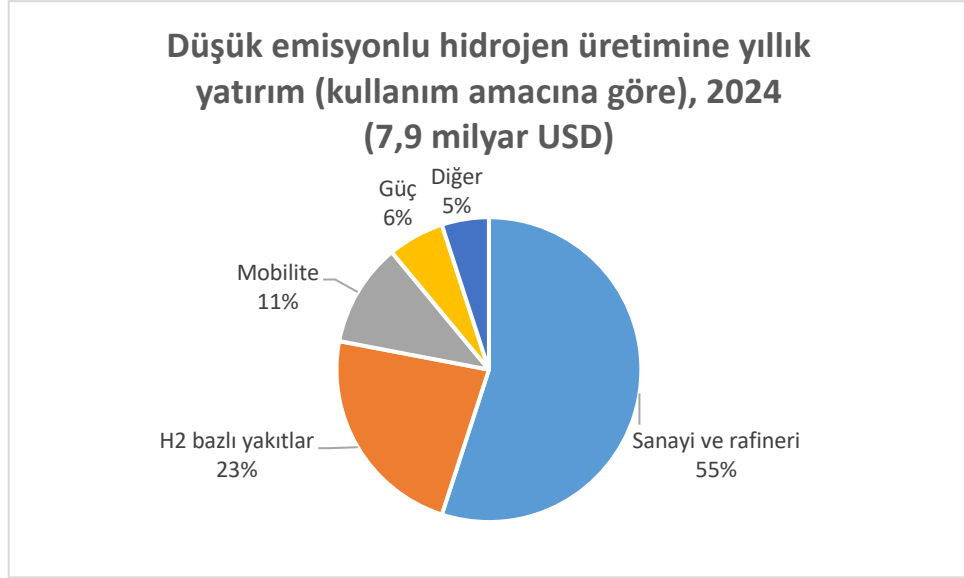
Şekil 3.3. Elektrolizör Üretim Kapasitesi (2021–2025e) (International Energy Agency, 2025)

Şekil 3.3'e göre, üretim kapasitesi kurulu kapasiteden daha hızlı artmaktadır. Üretim tarafındaki büyüme, arz güvenliğini sağlamak ve artan ihtiyacı karşılamak için tesis yatırımlarındaki ivmeyi yansıtmaktadır. Üretim kapasitesinin 2024-2025 yıllarında önceki yıllara kıyasla daha hızlı artması beklenmektedir.



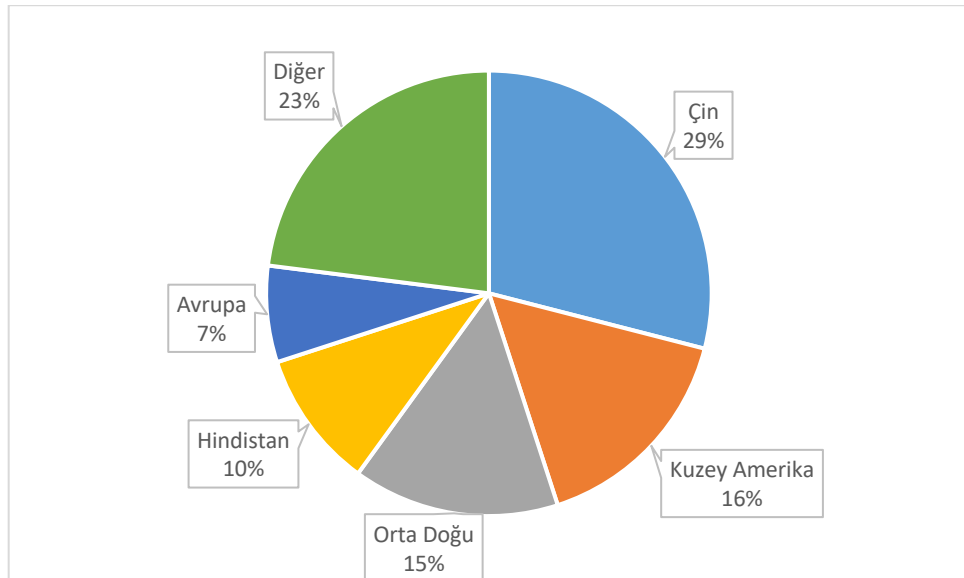
Şekil 3.4. Elektrolizör ve Karbon Yakalama ve Kullanım Projelerine Yatırım (2021–2025)
(International Energy Agency, 2025)

Şekil 3.4'te de görülebileceği gibi, elektrolizör ve karbon yakalama projelerine yapılan yatırım artışı devam etmektedir. 2023 yılından sonra önemli bir artış olması, hem hidrojen üretim altyapısına hem de emisyon azaltıcı teknolojilere yönelik artan finansal taahhüdü göstermektedir.



Şekil 3.5. Kullanım amacına göre düşük emisyonlu hidrojen üretimine yatırım (International Energy Agency, 2025)

Şekil 3.5, düşük emisyonlu hidrojen üretimine yapılan yatırımların kullanım alanlarına göre dağılımını göstermektedir. En büyük yatırımlar, geleceğin ihracat/taşıma pazarlarına ve endüstriyel uygulamalara yapılmaktadır. Hidrojenin çok sektörlü bir enerji taşıyıcısı olarak konumu, enerji sektörü, ulaştırma ve kimyasal üretim de dahil olmak üzere çeşitli kullanım alanlarına yayılmasıyla ortaya konmaktadır.



Şekil 3.6. Bölgelere göre hidrojen kullanımı (2024) (International Energy Agency, 2025)

2024 yılı için hidrojen kullanımının bölgesel dağılımı Şekil 3.6'da gösterilmektedir. Avrupa ve Asya-Pasifik bölgeleri, en yüksek talep yüzdesine sahip görünmektedir. ABD ve Orta Doğu'da kullanım daha kısıtlı olsa da, artan bir potansiyele sahiptir. Bölgesel farklılıklar, enerji yöntemlerindeki, endüstriyel talepteki ve ekonomik yapıdaki farklılıklarla bağlantılıdır. Verilere göre, hidrojen talebi hâlâ dünyanın bazı bölgelerinde yoğunlaşmaktadır.

3.4.1. Türkiye'nin Hidrojen Vizyonu ve 2030-2035-2053 Hedefleri

Türkiye, hidrojeni uzun vadeli enerji dönüşüm gündemlerine entegre etmek için yapılandırılmış politika çerçeveleri ve teknolojik girişimler geliştiren ülkeler arasında giderek daha fazla konumlanıyor. Bu alanda yapılan çalışmalar her geçen gün daha da artmakta ve strateji raporlarında kendine önemli bir yer edinmektedir.

Enerji dönüşümü ve 2053 net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda da Türkiye, hidrojen teknolojisini stratejik öncelikli sektörlerinden biri olarak ilan etti. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, hidrojen üretimi, depolanması, dağıtımı ve kullanımındaki uzun vadeli eğilimlerin yanı sıra ülkenin vizyon, misyon ve hedeflerini özetleyen "Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası"nı yayınladı. Rapora göre, Türkiye'nin jeopolitik avantajları ve yenilenebilir enerji potansiyeli, ulusal enerji güvenliği, sektörün karbonsuzlaştırılması ve yeni ihracat beklentileri için önemli araçlar olarak görülüyor (T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2023). Bu bağlamda, Türkiye'nin hidrojen vizyonu; ulaşım, petrokimya, demir-çelik, çimento ve gübre gibi karbon yoğun endüstrilerin dönüşümünü hızlandırmaya; yüksek yenilenebilir enerji üretim kapasitesinin kullanımıyla yeşil hidrojen üretimini artırmaya; yerli elektrolizör ve yakıt hücresi teknolojilerinin geliştirilmesini teşvik etmeye; doğal gaz altyapısında hidrojen harmanlama kullanımını artırmaya; Ar-Ge, sertifikasyon, depolama ve ihracat altyapısını güçlendirmeye dayanmaktadır (Saygın vd., 2020).

Ulusal Enerji Planı'na göre (T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2022), 2053 net sıfır hedefine uygun olarak doğal gaz ve hidrojenin harmanlanması için araştırmalar yapılacak; hidrojen için harmanlama oranının %12'ye yükseltilmesi öngörülmektedir. Aynı rapora göre, hidrojen ve sentetik metan sentezi, 2035 yılından itibaren önemli miktarda enerji gerektirecek ve toplam tüketimin %17,6'sını oluşturacaktır. Türkiye için

hidrojen stratejisi, 2030, 2035 ve 2053 yıllarında kurulu elektrolizör kapasitesi için belirli hedefler belirlemektedir. Bu nedenle elektrolizör kapasitesinin 2030 yılında 2 GW'a, 2035 yılında 5 GW'a ve 2053 yılında 70 GW'a yükselmesi beklenmektedir. Aynı makaleye göre, yeşil hidrojen üretim hedefi, maliyetini 2035 yılına kadar kgH₂ başına 2,4 ABD Dolarının, 2053 yılına kadar ise kgH₂ başına 1,2 ABD Dolarının altına düşürmektir (T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı, 2023). Hidrojenin ülkenin enerji sistemine entegrasyonu, gaz altyapısında harmanlama uygulamalarının, yenilenebilir enerjiyle uyumlu büyük ölçekli üretim tesislerinin, depolama çözümlerinin ve çok sektörlü kullanımların önemini vurgulamaktadır. Bu çerçeveye göre, hidrojenin bina ve endüstriyel ısıtmada kullanımına yönelik projeler devam etmekte, Türkiye'nin doğal gaz şebekesinde hidrojen harmanlaması için pilot çalışmalar devam etmekte ve hem merkezi hem de dağıtık üretim senaryolarının uzun vadeli değerlendirmeleri yürütülmektedir. Demir-çelik, petrokimya, havacılık, denizcilik vb. gibi birçok endüstrinin daha fazla yeşil hidrojen kullanacağı ve bu değişimin yerli sanayinin rekabet gücünü korumak için elzem olduğu gözlemlenmiştir. Türkiye'nin yeşil hidrojenin geliştirilmesindeki önceliğini etkileyen unsurlardan biri, AB ile ticarete karbon sınır düzenlemesi kapsamında düşük karbonlu üretim zorunluluğudur.

Raporların ortak bulguları arasında mevzuat uyumu, yerli teknoloji geliştirme, sertifikasyon programları, uluslararası iş birlikleri, insan kaynakları geliştirme ve Türkiye'de hidrojen teknolojilerinin yaygınlaştırılması için tüm sektörlerde hidrojen kullanımının teşvik edilmesi yer almaktadır. Hidrojen değer zinciri boyunca geniş ölçekli uygulamalar, altyapı modernizasyonu ve Ar-Ge, öncelikli geliştirme alanları olarak belirlenmiştir.

Sonuç olarak, strateji belgeleri, Türkiye'nin 2053 net sıfır hedefi doğrultusunda, hidrojen üretim ve dağıtımından kullanımına ve ihracatına kadar tüm bileşenlerde kapsamlı ve aşamalı bir dönüşüm planladığını göstermektedir. 2030-2035-2053 döneminde elektrolizör kapasitesinin artırılması, üretim maliyetlerinin düşürülmesi, doğal gaz altyapısına entegrasyon ve sektörün karbonsuzlaştırılması, ulusal hidrojen vizyonunun temel taşlarını oluşturmaktadır (T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı, 2022).

3.5. Metot

Bu çalışmanın amacı, Türkiye’de yeşil hidrojen üretiminin enerji sistemi içerisindeki potansiyel rolünü, enerji dengesi ve sera gazı emisyonlarına etkileriyle birlikte nicel olarak değerlendirmektir. Bu kapsamda, Türkiye’de belirlenen elektrolizör kapasite hedefleri doğrultusunda üretilebilecek yeşil hidrojenin enerji sistemi içerisindeki karşılığının ne olacağı sorusuna yanıt aranmıştır. Bu doğrultuda, elektroliz tabanlı yeşil hidrojen üretimi, Türkiye Ulusal Enerji Planı’nda (T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı, 2022) öngörülen kapasite hedefleri temel alınarak modellenmiş ve üretim miktarı, enerji eşdeğeri ve emisyon çıktıları hesaplanmıştır. Çalışmada basitleştirilmiş ve kapasite temelli bir senaryo yaklaşımı benimsenmiştir. Metodolojik çerçeve, SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi tarafından yayımlanan “Türkiye’nin Ulusal Hidrojen Stratejisi için Öncelik Alanları” raporunda sunulan yaklaşım referans alınarak oluşturulmuştur (Saygın vd., 2020). Söz konusu raporda, Türkiye’nin karbonsuzlaşması zor sektörlerindeki enerji talebi temel alınarak hidrojen potansiyeli talep yönlü bir yaklaşımla ele alınmıştır. Raporda, fosil yakıtların %5 ile %15 arasındaki kısmının hidrojen ile ikame edilebileceği varsayımı altında, toplam nihai enerji tüketiminin yaklaşık %5’ine karşılık gelen 4,6 MTEP düzeyinde bir yeşil hidrojen talep potansiyeli hesaplanmıştır. Bu talebin karşılanabilmesi için yaklaşık 1,6 milyon ton hidrojen üretimi, 80 TWh elektrik girdisi ve %75 kapasite faktörü ile çalışan 12,1 GW elektrolizör kapasitesi gerektiği belirtilmiştir. Bu çalışmada ise söz konusu yaklaşım ters yönden ele alınmış ve talep varsayımına dayalı bir analiz yerine kapasite temelli bir model kurulmuştur.

Türkiye’de 2025 yılı itibarıyla yeşil hidrojen üretimi erken aşamadadır ve büyük ölçüde pilot projeler, demonstrasyon tesisleri ve AR-GE faaliyetleri ile sınırlıdır. Bu çalışmada kullanılan tüm senaryolarda, elektrolizörlerin tamamen yenilenebilir enerji kaynaklarıyla çalıştırıldığı varsayılmış ve bu doğrultuda üretilen hidrojenin tamamı yeşil hidrojen olarak kabul edilmiştir. Ayrıca çalışmada yeşil hidrojen üretimi için kullanılan elektrik girdisinin yalnızca güneş ve rüzgar enerjisinden sağlandığı varsayılmıştır. Bu nedenle model kapsamında güneş enerjisi ve rüzgar enerjisi dışındaki kaynaklar değerlendirme dışı bırakılmıştır. Analiz, yalnızca elektrikten hidrojene dönüşüm aşaması ile sınırlandırılmıştır. Hidrojenin depolanması, taşınması, dağıtımı ve son kullanım aşamaları analiz kapsamı dışında bırakılmıştır. Bu sınırlandırma, çalışmanın odağını üretim aşamasına yoğunlaştırmak ve modelin hesaplanabilirliğini sağlamak amacıyla yapılmıştır.

Elektrolizör kurulu güç kapasitesine ilişkin veriler, Türkiye Ulusal Enerji Planı ve Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası'nda belirtilen hedefler doğrultusunda alınmıştır. Bu kapsamda, 2030, 2035 ve 2053 yılları için sırasıyla 2 GW, 5 GW ve 70 GW elektrolizör kapasitesi varsayılmıştır (T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı, 2022). Elektroliz sürecinin yıllık çalışma süresi, kapasite faktörü ve özgül enerji tüketimi gibi teknik parametreler sabit kabul edilerek, toplam elektrik girdisi ve buna bağlı hidrojen üretim miktarı hesaplanmıştır. Hidrojen üretiminin enerji eşdeğeri, alt ısı değer (LHV) kullanılarak belirlenmiş ve elde edilen değerler ilgili yılların toplam nihai enerji tüketimi ile karşılaştırılarak hidrojenin enerji sistemi içerisindeki payı hesaplanmıştır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının sistem içerisindeki dağılımı, Türkiye'nin mevcut ve hedeflenen kurulu güç kompozisyonu dikkate alınarak belirlenmiştir. Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu güç dağılımı incelendiğinde, güneş ve rüzgar enerjisinin toplam içindeki paylarının zaman içinde benzer bir kompozisyon sergilediği görülmektedir. 2025 yılı itibarıyla Türkiye'de güneş enerjisi kurulu gücü 25,1 GW, rüzgar enerjisi kurulu gücü ise 14,8 GW olup toplam 39,9 GW içinde güneşin payı %62,9, rüzgarın payı %37,1 olarak hesaplanmaktadır. Türkiye Ulusal Enerji Planı'nda yer alan hedeflere göre ise 2030 yılı için güneş ve rüzgar kurulu güçleri sırasıyla 32,9 GW ve 18,1 GW olup toplam 51,0 GW içinde güneşin payı %64,5, rüzgarın payı %35,5 olarak belirlenmektedir. Benzer şekilde 2035 yılı için verilen 76,9 GW güneş ve 43,1 GW rüzgar kurulu gücü değerleri, toplam 120,0 GW içerisinde güneş için %64,1 ve rüzgar için %35,9 oranlarına karşılık gelmektedir. Bu veriler birlikte değerlendirildiğinde, 2025-2035 döneminde güneş ve rüzgar arasındaki dağılımın yaklaşık olarak %63-65 güneş ve %35-37 rüzgar aralığında istikrarlı bir yapı sergilediği görülmektedir. Bu doğrultuda, çalışmada uzun dönem projeksiyonlar için kaynak kompozisyonunun sabit kaldığı varsayılmış ve elektrolizör kapasitesinin güneş ve rüzgar arasında %65 güneş ve %35 rüzgar olacak şekilde dağıtıldığı kabul edilmiştir. Bu yaklaşım, mevcut ve hedeflenen kurulu güç dağılımı ile uyumlu bir temsil sunmakta ve modeldeki belirsizlikleri azaltarak sonuçların karşılaştırılabilirliğini artırmaktadır (T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı, 2022). Bu oran, kurulu güç dağılımındaki eğilimlere dayanmaktadır ve enerji üretimindeki gerçek zamanlı değişkenliği yansıtmamaktadır.

Yeşil hidrojen üretiminden kaynaklanan sera gazı emisyonları, yaşam döngüsü analizine dayalı emisyon faktörleri kullanılarak hesaplanmıştır. Bu çalışmada kullanılan emisyon faktörleri, National Energy Technology Laboratory (NETL) tarafından

yayımlanan cradle-to-gate kapsamındaki çalışmadan alınmıştır. Buna göre, rüzgar tabanlı hidrojen üretimi için 1,9 kg CO₂e/kg H₂, güneş tabanlı üretim için ise 2,8 kg CO₂e/kg H₂ emisyon faktörleri kullanılmıştır (Henriksen vd., 2022). Bu değerler, aynı metodolojik çerçevede elde edilmiş karşılaştırılabilir referans değerler olmaları nedeniyle tercih edilmiştir. Bu emisyon faktörleri ABD temelli veri setlerine dayanmaktadır.

Bu çalışmanın temel sınırlılıkları arasında, elektrik üretim süreçlerinin ayrıntılı olarak modellenmemesi, yenilenebilir enerji üretimindeki zamansal değişkenliğin dikkate alınmaması ve hidrojen değer zincirinin yalnızca üretim aşaması ile sınırlandırılması yer almaktadır. Ayrıca, kullanılan emisyon faktörleri literatür tabanlı olup, bölgesel farklılıkları içermemektedir. Buna rağmen, çalışma kapsamında kullanılan yaklaşım, yeşil hidrojen üretiminin enerji sistemi üzerindeki etkilerini ilk mertebe düzeyinde değerlendirmek için yeterli bir çerçeve sunmaktadır.

Çalışmada kullanılan elektrolizör kurulu güç kapasitesi ve yeşil hidrojen üretimine ilişkin temel parametreler yukarıda da belirtildiği üzere Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) tarafından yayımlanan Türkiye Ulusal Enerji Planı (UEP) ile Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası'ndan elde edilmiştir. Bu kapsamda elektrolizör kurulu gücüne ilişkin hedef değerler aşağıdaki şekilde dikkate alınmıştır (T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2022):

- 2030'da 2 GW,
- 2035'te 5 GW,
- 2053'te 70 GW

düzeyine ulaşacağı kabul edilmiş ve bu üç hedef yıl için söz konusu değerler doğrudan kullanılmıştır.

Yukarı anlatılan ve bu çalışmada kullanılan temel varsayımlar, sabit parametreler ve kapsam sınırlamaları, izleyen hesaplamaların daha kolay izlenebilmesi amacıyla Çizelge 3.6.'da özetlenmiştir.

Çizelge 3.6. Model Varsayımları ve Kapsamı

Parametre	Tanım	Değer
Elektrik kaynağı	Hidrojen üretimi için kullanılan elektrik yenilenebilir kaynaklardan sağlanmıştır.	Güneş + rüzgâr
Elektrolizör işletimi	Elektrolizörlerin sabit kapasite faktörü ile çalıştığı kabul edilmiştir.	CF = 0,75 (Saygın vd., 2020)
Çalışma süresi	Yıllık işletme süresi sabit alınmıştır.	8760 saat/yıl
Elektrolizör kapasitesi	Hesaplamalarda kullanılan kurulu güç hedefleri	2030: 2 GW ; 2035: 5 GW; 2053: 70 GW (T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı, 2022)
Özgül enerji tüketimi	Hidrojen üretiminde yıllara göre farklı SEC değerleri kullanılmıştır.	2030: 54,72; 2035: 50,50; 2053: 44,44 kWh/kg H ₂ (Suer vd., 2022) (International Renewable Energy Agency, 2024) (Saygın vd., 2020).
Kapsam	Analiz yalnızca hidrojen üretim aşamasını kapsamaktadır.	Depolama, taşıma ve son kullanım dahil değildir
Sınırlılık	Yenilenebilir üretimdeki zamansal dalgalanmalar dikkate alınmamıştır.	Sabit CF yaklaşımı kullanılmıştır
Sınırlılık	Ekonomik ve altyapısal boyutlar bu model kapsamında değerlendirilmemiştir.	Basitleştirilmiş üstten-aşağı yaklaşım

Aynı strateji dokümanında belirtilen yeşil hidrojen hedef maliyetleri de çalışmaya girdi olarak alınmıştır. Buna göre:

- 2035 yılı hedef birim maliyeti 2,4 \$/kgH₂ (T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı, 2022)
- 2053 yılı hedef birim maliyeti 1,2 \$/kgH₂ ((T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı, 2022).

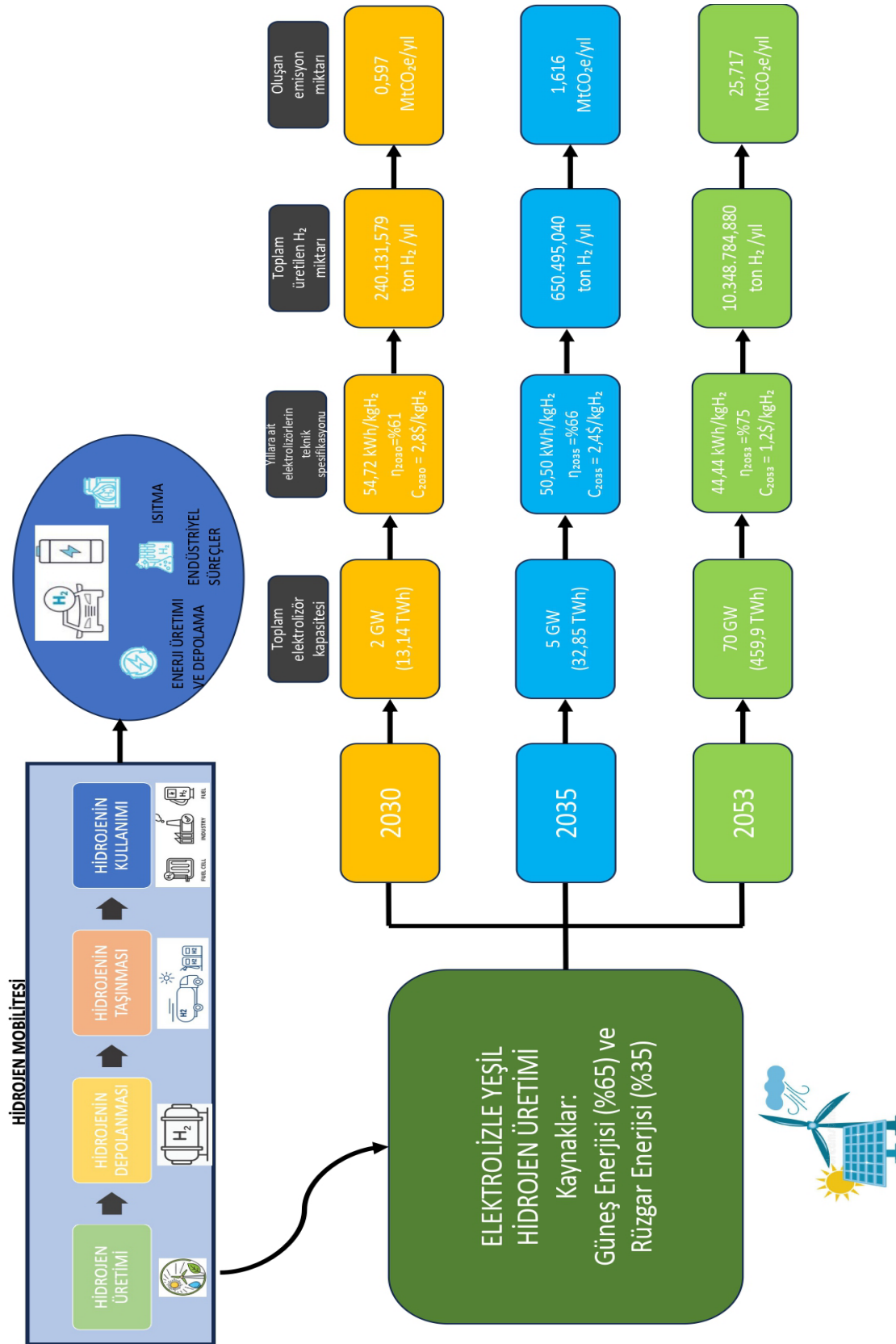
2030 yılına ilişkin dokümanlarda net bir değer bulunmadığından, Türkiye Ulusal Hidrojen Stratejisi Öncelikli Alanlar raporunda (Saygın vd., 2020) verilen 2,5-3 \$/kgH₂ aralığı esas alınarak aşağıdaki gibi formüle edilmiş ve hesaplamalarda 2030 birim maliyeti $C_{2030} = 2,8$ \$/kgH₂ olarak kullanılmıştır.

1. Bu çalışmada, iki referans yıl arasındaki maliyet değişimi doğrusal kabul edilerek ara yıllara ait değerler lineer enterpolasyon yöntemi ile hesaplanmıştır (Chapra ve Canale, 2010). 2035-2053 yılları arasındaki maliyet azaltımının zamansal olarak doğrusal olduğu kabul edilir ve bu çizgi geriye doğru 2030 yılına kadar uzatılırsa;

$$C(t) = C_{2035} + (t - 2035) \cdot \frac{C_{2053} - C_{2035}}{2053 - 2035} \quad (4.1)$$

$$C_{2035} = 2,4 \text{ \$/kgH}_2 \text{ ve } C_{2053} = 1,2 \text{ \$/kgH}_2 \text{ t=2030}$$

$$C_{2030} = 2,8 \text{ \$/kgH}_2 \text{ yaklaşık olarak hesaplanmıştır.}$$



Şekil 3.7. Metodoloji kapsamında hesaplanan hidrojen üretimi, enerji girdisi ve emisyon değerlerinin genel akış şeması.

3.5.1. Nihai Enerji Tüketimi (FEC) Varsayımları

Toplam nihai enerji tüketimi (Final Energy Consumption, FEC) değerleri için Türkiye Ulusal Enerji Planı'ndan (UEP) (T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2022) alınan ve türetilen aşağıdaki büyüklükler kullanılmıştır:

- 2020 yılı nihai enerji tüketimi: $FEC_{2020} = 105,5$ MTEP
- 2025 yılı nihai enerji tüketimi: $FEC_{2025} = 123,9$ MTEP (2025 yılı FEC değeri, gerçekleşmiş istatistik olarak değil, Türkiye Ulusal Enerji Planı'nda yer alan resmi projeksiyon girdisi olarak modele dahil edilmiştir.)

- 2030 yılı nihai enerji tüketimi: $FEC_{2030} = 139,6$ MTEP
- 2035 yılı nihai enerji tüketimi: $FEC_{2035} = 148,5$ MTEP

Türkiye Ulusal Enerji Planı'nda "2020 yılında 105,5 Mtep olan nihai enerji tüketimi 2053 yılına kadar yıllık ortalama %1,3 oranında artış göstermektedir" ifadesi yer almakta olup, bu çalışma kapsamında 2020–2053 dönemi için yıllık ortalama artış oranı %1,3 ($r = 0,013$) olarak alınmıştır. Bu doğrultuda, 2020 yılı için 105,5 Mtep olarak verilen nihai enerji tüketimi değeri, bileşik artış yöntemi kullanılarak 2053 yılı için hesaplanmıştır:

- Başlangıç değeri $FEC_{2020} = 105,5$ MTEP
- Dönem sayısı $n = 2053 - 2020 = 33$ yıl

Bu kabuller altında 2053 yılı nihai enerji tüketimi:

$$FEC_{2053} = FEC_{2020} \times (1 + r)^n \quad (\text{Pindyck ve Daniel L. Rubinfeld, 2018}) \quad (4.2)$$

ifadesiyle hesaplanmış ve $FEC_{2053} \approx 161,5$ MTEP elde edilmiştir.

3.5.2. Elektrolizörlere Giren Yıllık Elektrik Enerjisi

Elektrolizörlere her yıl için sağlanan yıllık elektrik enerjisi girdisi, kurulu güç, kapasite faktörü ve yıllık çalışma süresi kullanılarak hesaplanmıştır. Bu amaçla, "Türkiye'nin Ulusal Hidrojen Stratejisi için Öncelikli Alanlar" raporunda (Saygın vd., 2020) belirtildiği gibi, kapasite faktörü $CF = 0,75$ ve yıllık çalışma süresi 8760 saat/yıl olarak alınmıştır:

$$E_{el} = P_{el} \times CF \times 8760 \quad (4.3)$$

Bu varsayımlarla yıllara göre elde edilen elektrik enerjisi hesaplanır:

- $P_{el,2030} = 2$ GW $\rightarrow E_{el,2030} = 13,14$ TWh/yıl
- $P_{el,2035} = 5$ GW $\rightarrow E_{el,2035} = 32,85$ TWh/yıl

$$\bullet P_{el,2053} = 70 \text{ GW} \rightarrow E_{el,2053} = 459,9 \text{ TWh/yıl}$$

3.5.3. Özgül Enerji Tüketimi (SEC) ve Verimlilik Değerleri

"Türkiye Ulusal Hidrojen Stratejisi Öncelikli Alanlar" raporunda (Saygın vd., 2020), elektrolizör verimliliğinin %60-75 aralığında olduğu belirtilmektedir. Bu çalışma, teknolojik gelişmeler ve ölçek etkileri nedeniyle 2030, 2035 ve 2053 yıllarında verimliliğin artacağını ve özgül elektrik tüketiminin (SEC) buna bağlı olarak azalacağını varsaymaktadır. Her yıl için farklı SEC değerleri kullanılmıştır.

Hidrojenin alt ısıtma değeri LHV = 33,33 kWh/kgH₂ olarak alınmış (Yue vd., 2021) ve verimlilik LHV ile SEC arasındaki oran olarak tanımlanmıştır (Stavropoulos vd., 2023):

$$\eta = \frac{33,33}{SEC} \quad (4.4)$$

SEC değerleri şu şekilde seçilmiştir:

- 2030 SEC değeri SEC₂₀₃₀; Literatürde, Julian Suer vd. tarafından yürütülen çalışmada 197 MJ/kgH₂ değeri 54,72 kWh/kgH₂'ye dönüştürülmüş ve doğrudan kullanılmıştır (Suer vd., 2022) .

- 2035 SEC₂₀₃₅ için SEC değeri: 50,50 kWh/kgH₂, IRENA'nın Green Hydrogen Strategy: A Guide to Design raporunda benimsenen %66 verimliliğe karşılık gelmektedir (International Renewable Energy Agency, 2024).

- 2053 yılı için SEC değeri SEC₂₀₅₃: Türkiye Ulusal Hidrojen Stratejisi Öncelikli Alanlar raporunda verilen en yüksek verimlilik değerine göre 44,44 kWh/kgH₂ dir (Saygın vd., 2020).

Bu SEC değerleri kullanılarak verimlilikler şu şekilde hesaplandı:

- $\eta_{2030} = 33,33 / 54,72 \approx \%61$
- $\eta_{2035} = 33,33 / 50,50 \approx \%66$
- $\eta_{2053} = 33,33 / 44,44 \approx \%75$

Bu değerler literatürdeki diğer kaynaklarla da doğrulanmıştır.

3.5.4. Yıllık Hidrojen Üretim Miktarı

Yıllık hidrojen üretim miktarı, elektrolizöre giren elektrik enerjisinin özgül enerji tüketimine bölünmesiyle elde edilmiştir:

$$m = \frac{E_{el}}{SEC} \quad (4.5)$$

Burada E_{el} kWh cinsinden, SEC ise kWh/kgH₂ cinsindedir. Buna göre:

- 2030

$$m_{2030} = \frac{13,14 \times 10^9 \text{ kWh}}{54,72 \text{ kWh/kgH}_2} \approx 240,131.579 \text{ tonH}_2/\text{yıl}$$

- 2035

$$m_{2035} = \frac{32,85 \times 10^9 \text{ kWh}}{50,50 \text{ kWh/kgH}_2} \approx 650,495.049 \text{ tonH}_2/\text{yıl}$$

- 2053

$$m_{2053} = \frac{459,9 \times 10^9 \text{ kWh}}{44,44 \text{ kWh/kgH}_2} \approx 10,348,784.880 \text{ tonH}_2/\text{yıl}$$

3.5.5. Enerji Eşdeğeri Hesabı ve Nihai Enerji İçindeki Pay

Hidrojenin enerji eşdeğeri, elektrolizöre giren elektrik enerjisi, hidrojen LHV'si ve SEC kullanılarak hesaplanmıştır. Bu aynı zamanda verimlilik tanımıyla ilişkilidir:

$$E_{H2} = E_{el} \times \frac{LHV}{SEC} = E_{el} \times \eta \quad (4.6)$$

Elde edilen enerji miktarları TWh cinsinden bulunmuş, daha sonra MTEP birimine dönüştürülmüştür. Buna göre:

- $E_{H2,2030} = 13,14 \text{ TWh} \times \eta_{2030} = 8,01 \text{ TWh} \approx 0,688 \text{ MTEP}$
- $E_{H2,2035} = 32,85 \text{ TWh} \times \eta_{2035} = 21,68 \text{ TWh} \approx 1,86 \text{ MTEP}$
- $E_{H2,2053} = 459,9 \text{ TWh} \times \eta_{2053} = 344,93 \text{ TWh} \approx 29,66 \text{ MTEP}$

Yeşil hidrojenin toplam nihai enerji tüketimi içindeki payı, bu enerji eşdeğeri değerlerinin aynı yıllara ait FEC değerlerine oranlanmasıyla hesaplanmıştır:

$$TR = \frac{E_{H2}}{FEC} \quad (4.7)$$

Sonuçlar:

- 2030;

$$TR_{2030} = \frac{0,688 \text{ MTEP}}{139,6 \text{ MTEP}} \approx \%0,49$$

- 2035;

$$TR_{2035} = \frac{1,86 \text{ MTEP}}{148,5 \text{ MTEP}} \approx \%1,26$$

- 2053;

$$TR_{2053} = \frac{29,66 \text{ MTEP}}{161,5 \text{ MTEP}} \approx \%18,35$$

Bu aşamada, hesaplanan yıllık hidrojen üretim miktarı enerji eşdeğerine dönüştürülmüş ve ilgili yılın toplam nihai enerji tüketimi ile karşılaştırılarak yeşil hidrojenin enerji sistemi içindeki payı belirlenmiştir.

Model sonuçlarının tutarlılığı, literatürde raporlanan ticari ölçekli PEM elektroliz tesisleri ile karşılaştırılarak değerlendirilmiştir. Literatürde PEM elektrolizörler için özgül elektrik tüketimi değerlerinin genellikle 50–55 kWh/kg aralığında olduğu raporlanmaktadır. Bu değerler, çalışmada kullanılan 44–54 kWh/kg aralığı ile uyum göstermektedir.

Ayrıca kapasite ölçeklendirmesi açısından değerlendirildiğinde, yaklaşık 20 MW kapasiteli ticari bir elektroliz tesisinin yıllık yaklaşık 3000 ton hidrojen üretimi gerçekleştirdiği bilinmektedir. Bu referans üzerinden yapılan ilk mertebe ölçek karşılaştırmasında, 2 GW kapasite için elde edilen üretim değerlerinin büyüklük mertebesi açısından tutarlı olduğu görülmektedir.

3.5.6. Yıllık Üretim Maliyetinin Hesaplanması

Yıllık üretim maliyeti, ilgili yılda üretilen hidrojen miktarının, o yıl için kabul edilen birim üretim maliyeti ile çarpılmasıyla hesaplanmıştır. Birim maliyetler:

- $C_{2030} = 2,8 \text{ \$/kgH}_2$
- $C_{2035} = 2,4 \text{ \$/kgH}_2$

- $C_{2053} = 1,2 \text{ \$}/\text{kgH}_2$

Yıllık üretim maliyeti (APC – Annual Production Cost) şu şekilde tanımlanmıştır:

$$APC_t = m_t \times C_t \quad (4.8)$$

Buna göre:

- **2030 yılı yıllık üretim maliyeti**

$$APC_{2030} = m_{2030} \times C_{2030} = 240\,131\,579 \text{ kgH}_2 \times \frac{2,8 \text{ \$}}{\text{kgH}_2} \approx 672,37 \text{ milyon \$}$$

- **2035 yılı yıllık üretim maliyeti**

$$APC_{2035} = m_{2035} \times C_{2035} = 650\,495\,040 \text{ kgH}_2 \times \frac{2,4 \text{ \$}}{\text{kgH}_2} \approx 1,56 \text{ milyar \$}$$

- **2053 yılı yıllık üretim maliyeti**

$$APC_{2053} = m_{2053} \times C_{2053} = 10348784880 \text{ kgH}_2 \times \frac{1,2 \text{ \$}}{\text{kgH}_2} \approx 12,42 \text{ milyar \$}$$

3.5.7. Yeşil Hidrojen Üretiminde Yaşam Döngüsü Emisyonlarının Hesaplanması

Bu çalışmada, yeşil hidrojen üretimine ilişkin yaşam döngüsü sera gazı emisyonları, elektroliz sürecinde kullanılan elektrik kaynağına bağlı olarak literatürde raporlanan emisyon faktörleri kullanılarak hesaplanmıştır. Bu kapsamda, rüzgar ve güneş tabanlı elektrolitik hidrojen üretimi için emisyon faktörleri, National Energy Technology Laboratory tarafından yayımlanan yaşam döngüsü analizine dayalı rapordan alınmıştır. Söz konusu çalışmada, elektroliz teknolojileri için yenilenebilir elektrik kullanımına bağlı emisyon sonuçları karşılaştırmalı olarak sunulmuş olup, %100 rüzgar enerjisi ile çalışan sistemler için yaklaşık 1,9 kg CO_{2e}/kg H₂, %100 güneş enerjisi ile çalışan sistemler için ise yaklaşık 2,8 kg CO_{2e}/kg H₂ düzeyinde emisyon değerleri raporlanmıştır (Henriksen vd., 2022). Bu değerler, aynı metodolojik çerçevede (cradle-to-gate sistem sınırı ve 1 kg H₂ fonksiyonel birimi) elde edilmiş olmaları nedeniyle çalışmada tutarlı ve karşılaştırılabilir bir referans seti sunmaktadır. Ayrıca, Türkiye'ye özgü detaylı yaşam döngüsü verilerinin sınırlı olması nedeniyle, söz konusu değerler bu çalışmada literatür tabanlı temsil edici emisyon faktörleri olarak kullanılmıştır.

Literatürde yeşil hidrojen üretimine ilişkin emisyon değerlerinin kullanılan teknoloji, kapasite faktörü, ekipman üretim zinciri ve sistem sınırlarına bağlı olarak geniş bir aralıkta değiştiği görülmektedir. Genel olarak rüzgar tabanlı elektrolitik hidrojen üretimi için yaşam döngüsü emisyonlarının yaklaşık 0,7–2,0 kg CO₂e/kg H₂ aralığında, güneş tabanlı üretim için ise yaklaşık 2,4–7,0 kg CO₂e/kg H₂ aralığında raporlandığı çalışmalar bulunmaktadır. Bu bağlamda, bu çalışmada kullanılan NETL tabanlı değerler, literatürde raporlanan aralıklar ile uyumlu olup, rüzgar için orta seviyede, güneş için ise nispeten alt sınırdan ancak kabul edilebilir bir temsil sunmaktadır (Ajlouni vd., 2026, 2026; Ghazal vd., 2026; Prasad ve Khalid, 2025).

3.5.8. Yeşil Hidrojen Üretiminden Kaynaklanan Emisyonların Hesaplanması

Bu çalışmada, yeşil hidrojen üretiminden kaynaklanan yaşam döngüsü sera gazı emisyonları, üretimde kullanılan yenilenebilir elektrik kaynağının bileşimine bağlı olarak hesaplanmıştır. Bu kapsamda, toplam hidrojen üretiminin %65'inin güneş enerjisi, %35'inin ise rüzgar enerjisi kullanılarak üretildiği kabul edilmiştir. Güneş ve rüzgar tabanlı elektrolitik hidrojen üretimi için emisyon faktörleri, National Energy Technology Laboratory (NETL) tarafından yayımlanan yaşam döngüsü analizine dayalı rapordan alınmıştır. İlgili raporda, PEM elektroliz için %100 güneş enerjisi senaryosunda yaklaşık 2,8 kg CO₂e/kg H₂, %100 rüzgar enerjisi senaryosunda ise yaklaşık 1,9 kg CO₂e/kg H₂ emisyon faktörü raporlanmıştır (Henriksen vd., 2022). Bu değerler, aynı sistem sınırı içinde elde edilmiş karşılaştırılabilir referans değerler oldukları için çalışmada doğrudan kullanılmıştır.

Buna göre, ilgili yıldaki toplam hidrojen üretiminden kaynaklanan emisyonlar aşağıdaki eşitlik ile hesaplanır:

$$EM_t = (R_s \times m_t \times EF_s) + (R_w \times m_t \times EF_w) \quad (4.9)$$

Burada EM_t , ilgili yıldaki toplam yaşam döngüsü emisyonunu, R_s güneş enerjisi üretim yüzdesi, m_t yıllık hidrojen üretim miktarını ve EF_s güneş emisyon faktörü, R_w rüzgar enerjisi üretim yüzdesi ve EF_w rüzgar emisyon faktörünü göstermektedir.

Denklemden değerler yerlerine yazılırsa;

$$EM_t = (0,65 \times m_t \times 2,8) + (0,35 \times m_t \times 1,9)$$

Tüm yıllar için değerler aşağıdaki şekilde hesaplanır:

2030

Toplam H₂: 240.131.579 kg H₂

Güneş: $156.085.526,35 \times 2,8 = 437.039.473,78$ kg CO_{2e}

Rüzgar: $84.046.052,65 \times 1,9 = 159.687.500,035$ kg CO_{2e}

Toplam: $EM_{2030} = 596.726.973,815$ kg CO_{2e}

2035

Toplam H₂: 650.495.040 kg H₂

Güneş: $422.821.776 \times 2,8 = 1.183.900.972,8$ kg CO_{2e}

Rüzgar: $227.673.264 \times 1,9 = 432.579.201,6$ kg CO_{2e}

Toplam: $EM_{2035} = 1.616.480.174,4$ kg CO_{2e}

2053

Toplam H₂: 10.348.784.880 kg H₂

Güneş: $6.726.710,172 \times 2,8 = 18.834.788.481,6$ kg CO_{2e}

Rüzgar: $3.622.074.708 \times 1,9 = 6.881.941.945,2$ kg CO_{2e}

Toplam: $EM_{2053} = 25.716.730.426,8$ kg CO_{2e}

Çizelge 3.7. Hesaplanan Tüm Değerlerin Özet Tablosu

Parametre	Açıklama	Birim	2030	2035	2053
$P_{el,t}$	Elektrolizör kapasitesi	GW	2	5	70
CF	Kapasite faktörü	(%)	75	75	75
$E_{el,t}$	Elektrolizörlere giren elektrik	TWh/yıl	13,14	32,85	459,90
SEC_t	Özgül elektrik tüketimi	kWh/kgH ₂	54,72	50,50	44,44
η_t	Verimlilik (LHV bazlı)	-	0,61	0,66	0,75
m_t	Yıllık H ₂ üretimi	kg/yıl	240.131.579	650.495.040	10.348.784.880
$E_{H2,t}$	H ₂ 'nin enerji eşdeğeri	MTEP	0,688	1,86	29,66
FEC_t	Nihai enerji tüketimi	MTEP	139,6	148,5	161,5
TR_t	Nihai enerji içinde hidrojen payı	%	0,49	1,26	18,35
C_t	Birim hidrojen maliyeti	\$/kg	2,8	2,4	1,2
APC_t	Yıllık hidrojen üretim maliyeti	USD/yıl	672.368.421	1.561.188.096	12.418.541.856
EF_{solar}	Güneş kaynaklı emisyon	Mt CO ₂ e/yıl	0,437	1,184	18,835
EF_{wind}	Rüzgar kaynaklı emisyon	Mt CO ₂ e/yıl	0,160	0,433	6,882
EM_t	Toplam emisyon	Mt CO ₂ e/yıl	0,597	1,616	25,717

Çizelge 3.8. Literatürdeki Yenilenebilir Enerji Tabanlı Hidrojen Üretim Çalışmaları

Enerji Kaynağı	Elektrolizör Tipi ve Kapasitesi (MW)	Yıllık H ₂ Üretimi (ton/yıl)	LCOH (\$/kg H ₂)	Ülke/ Bölge	Temel Bulgular
Güneş enerjisi	PEM 0,001 MW	0,0395	5,84	Afyonkarahisar, Türkiye	Suyun 87°C'ye kadar önceden ısıtılması, elektroliz enerji ihtiyacını 52,12 kWh/kg H ₂ 'ye düşürmüştür ve sistem, 1,829×10 ⁻⁶ kg/s hidrojen üretim hızı, %64,06 enerji verimliliği, %62,46 ekserji verimliliği ve 5,84 \$/kg H ₂ LCOH değerine ulaşmıştır. (Yılmaz vd., 2025)
Rüzgar Enerjisi	Alkalin 0,25 MW	-	-	Çin	250 kW nominal güce ve 50 Nm ³ /h nominal hidrojen üretim kapasitesine sahip alkalin elektrolizör incelenmiştir. Sistem %30-%100 yük aralığında çalışmış ve hidrojen saflığı %99,5'in üzerinde elde edilmiştir. (Zhang vd., 2021)
Güneş, Rüzgar ve Hibrit Yenilenebilir Enerji Sistemleri	PEM 0,8 MW	46,81 (Bozcaada, rüzgar sistemi)	-	Türkiye (Aydın, Bozcaada, İstanbul, Niğde, Samsun)	800 kW'lık PV ve rüzgar sistemleri için makine öğrenmesi modelleri geliştirilip Bozcaada'da rüzgar enerjisiyle yıllık 46.807,24 kg H ₂ üretimi sağlanmış, bu üretim ile 557 yakıt hücresi ve 399.911 kg CO ₂ emisyonunun önlenilebileceği belirlenmiştir. (Urhan vd., 2025)
Güneş + Offshore Rüzgar (Hibrit)	PEM 500 MW	-	4,10* (2030, Cork), 3,19* (2040, Cork)	İrlanda (Dublin, Wexford, Cork)	Büyük ölçekli PEM elektrolizör kullanan hibrit sistem değerlendirilmiştir. 194,39 ton H ₂ /gün üretim kapasitesi ve bir günlük hidrojen depolama senaryosu kullanılmıştır. Cork lokasyonu en düşük LCOH değerlerini sağlamış ve sistem için 1334,70 kt CO ₂ -eq emisyon azaltımı raporlanmıştır. (Habour vd., 2025)
Güneş, Rüzgar ve Hibrit (PV+WT)	Alkalin 24 MW	-	-	Küresel çalışma (28 lokasyon)	Çalışmada 100 MW PV, 100 MW rüzgar ve 50 MW PV + 50 MW rüzgar hibrit sistemleri karşılaştırılmıştır. Sistemlerde 24 MW alkalin elektrolizör kullanılmış ve yıllık hidrojen üretimi 40.854.888 Nm ³ olarak raporlanmıştır. (Mazzeo vd., 2022)

Çizelge 3.8.(devam) Literatürdeki Yenilenebilir Enerji Tabanlı Hidrojen Üretim Çalışmaları

Enerji Kaynağı	Elektrolizör Tipi ve Kapasitesi (MW)	Yıllık H ₂ Üretimi (ton/yıl)	LCOH (\$/kg H ₂)	Ülke/ Bölge	Temel Bulgular
Güneş Enerjisi (PV/T-PEM)	PEM 0,005 MW	0,455	>15	Çok bölgeli çalışma (8 şehir)	PV/T-PEM sistemi en yüksek teknik performansı göstermiştir. Maksimum STH verimi %6,8 ve yıllık hidrojen üretimi 455 kg/yıl olarak raporlanmıştır. Ancak yüksek yatırım maliyeti nedeniyle LCOH genellikle 15 \$/kg H ₂ 'nin üzerinde kalmıştır. (Lai vd., 2026)
Güneş + Rüzgar (Hibrit)	Alkalin 10 MW	-	-	Taonan, Jilin, Çin	Hibrit hidrojen üretim sistemi için optimum konfigürasyon 10 MW rüzgar, 15 MW güneş, 10 MW AEL ve 10,224 kWh batarya kapasitesi olarak belirlenmiştir. Enerji kullanım oranı %92,83, iç kârlılık oranı %6,81 ve geri ödeme süresi 12,87 yıl olarak raporlanmıştır. (Su vd., 2024)
Güneş Enerjisi (PV)	Alkalin 1-2 MW	≈104	6,81*	İtalya	4,2 MW PV sistemi ile entegre hidrojen üretim sistemi analiz edilmiştir. 1 MW ve 2 MW alkalin elektrolizör senaryoları değerlendirilmiştir. Minimum LCOH değeri 6,81 \$/kg H ₂ olarak elde edilmiş ve yıllık hidrojen üretimi yaklaşık 104 ton olarak raporlanmıştır. Optimum konfigürasyonda PV kaynaklı elektriğin yaklaşık %90'ı hidrojen üretiminde kullanılmıştır. (Franco vd., 2025)
Güneş + Rüzgar (Hibrit)	Alkalin 0,01 MW	-	-	Miami, ABD	Optimum sistem 7,9 kW PV ve 11 kW rüzgar türbininden oluşmaktadır. Elektrolizör kapasitesi 10 kW'tır. Ortalama hidrojen üretim hızı 0,0192 mol/s ve ortalama Faraday verimi %86,9 olarak raporlanmıştır. Sistem elektrolizör nominal gücünün %53,7'sinde çalışmıştır. (Khalilnejad vd., 2018)

*Euro (€) cinsinden verilen LCOH değerleri karşılaştırma amacıyla ABD dolarına (\$) dönüştürülmüştür.

Çizelge 3.8'de yer alan çalışmalar beraber değerlendirildiğinde, yenilenebilir enerji tabanlı hidrojen üretiminin teknik olarak uygulanabilirliği ve farklı coğrafi bölgelerde benzer gelişim eğilimleri gösterdiği görülmektedir. Literatürde Türkiye, İrlanda, Çin, İtalya ve ABD gibi farklı ülkelerde gerçekleştirilen çalışmalar arasında enerji kaynağı, elektrolizör kapasitesi, iklim koşulları ve sistem tasarımlarına bağlı olarak önemli farklılıklar bulunmasına rağmen, çalışmaların ortak sonucu yenilenebilir enerji maliyetlerindeki düşüş ve sistem ölçeğindeki büyümenin hidrojen üretimini giderek daha rekabetçi hale getireceğini göstermektedir. Bununla birlikte, hidrojen üretim performansının yalnızca sistem ölçeğinden değil, kullanılan enerji kaynağından da etkilendiği görülmektedir. Çizelge 3.8'de yer alan güneş, rüzgâr ve hibrit sistemler incelendiğinde, yıllık hidrojen üretimi ve LCOH değerlerinin geniş bir aralıkta değiştiği, bu farklılığın enerji kaynağı, elektrolizör teknolojisi ve bölgesel koşullarla ilişkili olduğu anlaşılmaktadır. Özellikle İrlanda'da değerlendirilen 500 MW ölçekli hibrit sistemlerde elde edilen düşük LCOH değerleri ile Türkiye, ABD ve diğer bölgelerdeki küçük ölçekli sistemlerde raporlanan daha yüksek maliyetler, hidrojen ekonomisinin hem ölçek büyümesine hem de sistem konfigürasyonuna duyarlı yapısını ortaya koymaktadır. Benzer şekilde, Bozcaada, Aydın, İstanbul, Niğde ve Samsun'u kapsayan Türkiye örneğinde olduğu gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının bölgesel potansiyeli hidrojen üretim performansı üzerinde belirleyici rol oynamaktadır. Bu durum, Türkiye için belirlenen 2 GW, 5 GW ve 70 GW elektrolizör kapasite hedeflerinin teknik ve ekonomik açıdan literatürdeki genel eğilimlerle uyumlu olduğunu göstermektedir. Çalışmada hesaplanan 0,24 Mt, 0,65 Mt ve 10,35 Mt hidrojen üretim potansiyelleri doğrudan tesis ölçekli sonuçlarla karşılaştırılabilir olmamakla birlikte, literatürde raporlanan maliyet düşüşleri, kapasite artışları ve teknolojik gelişim beklentileri dikkate alındığında literatürde gözlenen eğilimlerle genel olarak tutarlı bir görünüm sergilemektedir.

4. ARAŞTIRMA BULGULARI VE TARTIŞMA

Bu bölümde, çalışmada geliştirilen metodoloji doğrultusunda elde edilen bulgular değerlendirilmiş ve sonuçlar literatür çerçevesinde tartışılmıştır.

Bu bölümde, Türkiye’de elektroliz tabanlı yeşil hidrojen üretimine ilişkin model çıktıları, belirlenen kapasite hedefleri ve teknik parametreler doğrultusunda sunulmaktadır. Analiz kapsamında 2030, 2035 ve 2053 yılları için hidrojen üretim miktarı, enerji eşdeğeri, nihai enerji tüketimi içindeki pay, elektrik tüketimi, üretim maliyeti ve emisyon değerleri metodoloji bölümünde hesaplanan değerler esas alınarak karşılaştırmalı olarak sunulmaktadır. Çalışmada kullanılan temel parametreler ve elde edilen sonuçlar Çizelge 3.7’de özetlenmektedir. Buna göre elektrolizör kapasitesinin 2030, 2035 ve 2053 yılları için sırasıyla 2 GW, 5 GW ve 70 GW olarak artmasıyla birlikte, buna karşılık gelen elektrik tüketimi ve hidrojen üretim miktarlarında da artış gözlenmektedir.

Bu kapsamda, elektrolizörlere giren yıllık elektrik enerjisi 2030 yılı için 13,14 TWh/yıl, 2035 yılı için 32,85 TWh/yıl, 2053 yılı için 459,9 TWh/yıl olarak hesaplanmıştır.

Söz konusu elektrik girdileri kullanılarak hesaplanan yıllık hidrojen üretim miktarları ise 2030 yılı için 240.131.579 kg/yıl, 2035 yılı için 650.495.040 kg/yıl, 2053 yılı için 10.348.784.880 kg/yıl olarak elde edilmiştir. Elektrolizör kapasitesindeki artışa paralel olarak, elektrik tüketimi ve hidrojen üretim miktarının birlikte arttığı görülmektedir.

Hidrojen üretiminde kullanılan özgül enerji tüketimi (SEC) değerleri yıllara göre farklı alınmış olup, bu değerlere bağlı olarak sistem verimlilikleri hesaplanmıştır. Kullanılan SEC değerleri ve buna karşılık gelen verimlilikler şu şekildedir:

2030: 54.72 kWh/kgH₂ → %61

2035: 50.50 kWh/kgH₂ → %66

2053: 44.44 kWh/kgH₂ → %75

Bu değerler, hidrojenin alt ısı değeri (33,33 kWh/kgH₂) esas alınarak hesaplanmıştır.

Hidrojen üretiminin enerji eşdeğeri, elektrolizöre giren elektrik enerjisi ile sistem verimliliği kullanılarak hesaplanmıştır. Buna göre 2030 yılı için 8,01 TWh (≈0,688 MTEP), 2035 yılı için 21,68 TWh (≈1,86 MTEP), 2053 yılı için 344,93 TWh (≈29,66 MTEP) değerleri elde edilmiştir.

Hesaplanan bu enerji eşdeğerleri, ilgili yıllara ait nihai enerji tüketimi (FEC) değerleri ile oranlanarak yeşil hidrojenin enerji sistemi içerisindeki payı belirlenmiştir. Buna göre 2030: %0,49, 2035: %1,26, 2053: %18,35 olarak hesaplanmıştır.

Elektrolizörlerin yıllık elektrik tüketimi, kurulu güç, kapasite faktörü ($CF = 0,75$) ve yıllık çalışma süresi (8760 saat/yıl) kullanılarak hesaplanmıştır. Bu doğrultuda elde edilen elektrik tüketimi değerleri, elektrolizör kapasitesindeki artış ile birlikte artış göstermektedir. Elektrik girdisi ile hidrojen üretimi arasındaki ilişki, kullanılan özgül enerji tüketimi (SEC) değerlerine bağlı olarak belirlenmiş olup, hidrojen üretim miktarının hem kapasite hem de SEC parametrelerine bağlı olduğu görülmektedir.

Model kapsamında elde edilen hidrojen üretim miktarları, farklı kapasite seviyelerine karşılık gelen üretim büyüklüklerini ortaya koymaktadır. Yıllara göre üretim miktarlarında artış gözlenmekte olup, kapasite ile üretim arasında doğrusal bir ilişki kurulduğu hesaplamalarla gösterilmektedir.

Yıllık hidrojen üretim maliyeti (APC), yıllık üretim miktarı ile birim maliyetlerin çarpılmasıyla hesaplanmıştır. Buna göre 2030 yılı için 672.368.421 USD/yıl, 2035 yılı için 1.561.188.096 USD/yıl, 2053 yılı için 12.418.541.856 USD/yıl olarak elde edilmiştir.

Yeşil hidrojen üretiminden kaynaklanan yaşam döngüsü sera gazı emisyonları, güneş (%65) ve rüzgar (%35) enerji bileşimi dikkate alınarak hesaplanmıştır. Kullanılan emisyon faktörleri: Güneş: 2,8 kg CO₂e/kg H₂, Rüzgar: 1,9 kg CO₂e/kg H₂ olarak alınmıştır. Bu doğrultuda toplam emisyon değerleri:

2030: $\approx 0,597$ Mt CO₂e/yıl

2035: $\approx 1,616$ Mt CO₂e/yıl

2053: $\approx 25,717$ Mt CO₂e/yıl olarak hesaplanmıştır.

Hesaplanan özgül enerji tüketimi değerlerinin (44–54 kWh/kgH₂ aralığı) ve buna karşılık gelen verimlilik değerlerinin literatürde raporlanan aralıklarla uyumlu olduğu görülmektedir. Ayrıca kapasite, elektrik tüketimi ve hidrojen üretimi arasındaki ilişkiler model kapsamında tutarlı bir şekilde ilerlemektedir.

Bu çalışmada elde edilen bulgular, SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi tarafından yayımlanan “Türkiye’nin Ulusal Hidrojen Stratejisi için Öncelik Alanları” raporundaki talep temelli yaklaşım ile karşılaştırılmıştır. Raporda, toplam nihai enerji tüketiminin yaklaşık %5’ine karşılık gelen 4,6 Mtep hidrojen potansiyeli öngörülmüş; bunun için yaklaşık 1,6 Mt hidrojen üretimi, 80 TWh elektrik girdisi ve 12,1 GW elektrolizör kapasitesi gerektiği belirtilmiştir. Bu yaklaşım, hedeflenen hidrojen payından yola çıkarak gerekli kapasiteyi üretmektedir (Saygın vd., 2020). Bu çalışmada ise kapasite

temelli bir yaklaşım benimsenmiş ve 2, 5 ve 70 GW elektrolizör kapasite hedefleri için hidrojenin nihai enerji tüketimi içerisindeki payı sırasıyla %0,49, %1,26 ve %18,35 olarak hesaplanmıştır. Bu yaklaşımda başlangıç noktası kapasite olup, hidrojenin sistem içerisindeki karşılığı bu kapasite üzerinden belirlenmiştir. Sonuçlar, hidrojenin enerji sistemi içerisindeki payının kapasite artışına bağlı olarak belirgin şekilde değiştiğini göstermektedir. Elde edilen bulgular, kısa ve orta vadede hidrojenin enerji sistemi içerisindeki rolünün sınırlı kalacağını, ancak uzun vadede kapasite artışının gerçekleşmesi durumunda hidrojenin enerji sistemi ölçeğinde anlamlı bir paya ulaşabileceğini ortaya koymaktadır. SHURA raporunda öngörülen yaklaşık %5'lik hidrojen potansiyeli ile karşılaştırıldığında, 2030 ve 2035 yılları için belirlenen kapasite hedeflerinin bu düzeyi karşılamak için yeterli olmadığı, buna karşılık 2053 yılı için öngörülen kapasite artışının hidrojenin enerji sistemi içerisindeki rolünü belirgin şekilde artırabileceği anlaşılmaktadır. Bu durum, hidrojenin kısa vadede sınırlı, uzun vadede ise kapasite gelişimine bağlı olarak stratejik bir enerji taşıyıcısı haline gelebileceğini göstermektedir. Ayrıca elde edilen sonuçlar, hidrojen üretimine ilişkin çıktıların kullanılan teknik parametreler ve senaryo varsayımlarına doğrudan bağlı olduğunu ortaya koymaktadır.

Elektrolizör kapasitesine bağlı olarak hesaplanan elektrik tüketimi değerleri, hidrojen üretim miktarının belirlenmesinde temel girdiyi oluşturmaktadır. Yıllara göre artan kurulu güç ile birlikte elektrik talebinin 13,14 TWh/yıl'dan 459,9 TWh/yıl seviyesine kadar artış gösterdiği hesaplanmıştır. Hidrojen üretim miktarı, yalnızca kurulu güç ile değil, aynı zamanda özgül enerji tüketimi (SEC) değerleri ile de belirlenmektedir. Bu nedenle elektrik girdisi ile hidrojen üretimi arasındaki ilişki, kapasite ve SEC parametrelerinin birlikte değerlendirilmesini gerektirmektedir. Çalışmada kullanılan özgül enerji tüketimi değerlerinin yıllar itibarıyla azalması ve buna karşılık gelen verimlilik değerlerinin %61'den %75'e yükseldiği hesaplanmıştır. Bu durum hesaplanan hidrojen üretim miktarlarına doğrudan yansımaktadır. SEC değerlerindeki değişim, model çıktılarında doğrudan hidrojen üretim miktarına yansımaktadır. Bu durum, verimlilik parametresinin üretim çıktıları üzerindeki belirleyici rolünü ortaya koymaktadır.

Bu sonuçların çevresel ve sistem düzeyindeki anlamı literatür bulguları ile birlikte değerlendirildiğinde, elektroliz tabanlı hidrojen üretiminin performansının büyük ölçüde kullanılan elektrik girdisinin kaynağına bağlı olduğu görülmektedir. Literatürde, fosil yakıt temelli hidrojen üretim yöntemleri için emisyon yoğunluklarının doğal gaz bazlı

buhar reformingi (SMR) için yaklaşık 9–12 kg CO₂e/kg H₂, kömür gazlaştırma için ise yaklaşık 18–20 kg CO₂e/kg H₂ aralığında olduğu rapor edilmektedir (Cetinkaya vd., 2012; Nikolaidis ve Poullikkas, 2017; Suer vd., 2022). Buna karşılık, yenilenebilir enerji kaynakları ile gerçekleştirilen elektroliz tabanlı hidrojen üretimi için emisyon değerlerinin kullanılan elektrik kaynağına bağlı olarak değiştiği, özellikle rüzgâr ve güneş enerjisine dayalı sistemler için yaklaşık 0,5–4 kg CO₂e/kg H₂ aralığında değerlere sahip olduğu görülmektedir (Ajlouni vd., 2026; International Renewable Energy Agency, 2024; Jaszczur vd., 2023). Bu durum, elektroliz tabanlı hidrojen üretiminin tamamen sıfır emisyonlu olmamakla birlikte, fosil yakıt temelli referans üretim yöntemlerine kıyasla daha düşük karbon yoğunluğuna sahip olduğunu ortaya koymaktadır. Dolayısıyla hidrojenin çevresel avantajı, mutlak sıfır emisyon özelliğinden ziyade, üretim aşamasındaki emisyon yoğunluğunun görece olarak düşük olmasına dayanmaktadır. Bu bağlamda, çalışmada varsayılan güneş ve rüzgâr tabanlı elektrik girdisinin kullanılması, hidrojen üretiminin toplam emisyon profilini belirleyen temel unsur olarak öne çıkmakta ve yenilenebilir elektrik bileşiminin çevresel performans üzerindeki belirleyici rolünü doğrulamaktadır.

Bu çerçevede, elektroliz tabanlı hidrojen üretiminin çevresel açıdan anlamlılığı, büyük ölçüde kullanım senaryosuna bağlıdır. Literatürde, hidrojenin ulaşımda fosil yakıtların yerine kullanılması durumunda önemli emisyon azaltım potansiyeli bulunduğu gösterilmektedir. Ancak bu azaltım miktarı; araç tipi, enerji zinciri (well-to-wheel sınırları) ve sistem varsayımlarına bağlı olarak değişkenlik göstermektedir. Bu nedenle mevcut çalışmada elde edilen hidrojen üretim miktarları, doğrudan bir emisyon azaltım değeri olarak değil, fosil yakıtların ikamesi durumunda ortaya çıkabilecek potansiyel bir azaltım kapasitesi olarak değerlendirilmelidir. Bu durum, çalışmanın kapsamı ile uyumlu olup, hidrojenin nihai kullanım aşamalarının ayrıca detaylı bir sistem analizi ile ele alınması gerektiğini göstermektedir.

Genel olarak değerlendirildiğinde, bu çalışmada ele alınan yenilenebilir enerji tabanlı hidrojen üretim yaklaşımı, tüm ulaşım sistemi için evrensel bir çözüm sunmamakla birlikte, belirli kullanım alanları için çevresel açıdan anlamlı bir seçenek oluşturmaktadır. Özellikle enerji yoğunluğu gereksiniminin yüksek olduğu ve doğrudan elektrifikasyonun sınırlı kaldığı uygulamalarda hidrojen, düşük karbonlu bir alternatif olarak öne çıkmaktadır. Bu nedenle hidrojenin enerji dönüşümündeki rolü, tüm sektörleri kapsayan bir çözümden ziyade, sistem içerisinde belirli boşlukları dolduran stratejik bir enerji taşıyıcısı olarak ele alınmalıdır.

Elde edilen üretim potansiyelleri, hidrojenin ulaşım sektörü içerisindeki kullanım alanları açısından değerlendirildiğinde, bu enerji taşıyıcısının tüm ulaşım segmentleri için eşit derecede uygun bir çözüm olmadığı görülmektedir. Uluslararası çalışmalar, doğrudan elektrifikasyonun özellikle binek araçlar için daha yüksek enerji verimliliği sunduğunu, buna karşılık hidrojenin enerji yoğunluğu ve hızlı dolum avantajları nedeniyle ağır taşımacılık ve uzun mesafe uygulamalarında daha uygun olduğunu ortaya koymaktadır (International Energy Agency, 2025; International Renewable Energy Agency, 2024; Yue vd., 2021). Bu kapsamda hidrojen; ağır vasıta taşımacılığı, uzun mesafeli lojistik operasyonlar, otobüs filoları ve filo bazlı uygulamalar gibi yüksek menzil ve operasyonel süreklilik gerektiren alanlarda daha güçlü bir alternatif olarak değerlendirilmektedir. Bu bulgular, hidrojenin ulaşım sektöründe birincil çözümden ziyade, elektrifikasyonun teknik veya ekonomik olarak sınırlı kaldığı segmentlerde tamamlayıcı bir düşük karbon seçeneği olduğunu göstermektedir.

Bu değerlendirmeler doğrultusunda, hidrojenin ulaşım sektöründeki rolünün tüm segmentleri kapsayan bir dönüşüm aracı olmaktan ziyade, belirli kullanım alanlarına odaklanan seçici bir yaklaşım gerektirdiği sonucuna ulaşılmaktadır. Özellikle ağır taşımacılık ve uzun mesafeli uygulamalar gibi elektrifikasyonun sınırlı kaldığı alanlarda hidrojen, teknik ve operasyonel avantajları sayesinde daha uygulanabilir bir alternatif sunmaktadır. Bu durum, hidrojen mobilitesinin yaygınlaştırılmasına yönelik stratejilerin, tüm ulaşım sistemine genellenmek yerine, öncelikli ve uygun segmentlere odaklanması gerektiğini ortaya koymaktadır.

Hidrojen üretiminin enerji eşdeğeri hesaplanarak nihai enerji tüketimi (FEC) ile karşılaştırılması sonucunda elde edilen pay değerleri, hidrojenin enerji sistemi içerisindeki konumunu nicel olarak ifade etmektedir. Düşük kapasite seviyelerinde hesaplanan enerji eşdeğeri değerlerinin FEC içerisindeki karşılığı sınırlı kalırken, yüksek kapasite senaryosunda bu payın %0,49 seviyesinden %18,35 seviyesine yükseldiği hesaplanmıştır. Bu durum, hidrojenin enerji sistemi içerisindeki yerinin kapasite büyüklüğüne bağlı olarak değiştiğini göstermektedir. 2030 ve 2035 yılları için hesaplanan düşük hidrojen üretim miktarları ve nihai enerji tüketimi içerisindeki sınırlı pay değerleri (%0,49 ve %1,26), bu dönemlerde hidrojen üretiminin enerji sistemi içerisindeki payının düşük düzeyde kaldığını göstermektedir. Buna karşılık, 2053 yılı için hesaplanan 10,3 milyar kg/yıl hidrojen üretimi ve %18,35 seviyesindeki enerji payı, hidrojenin enerji sistemi içerisindeki büyüklüğünün belirgin şekilde arttığını ortaya koymaktadır. Bununla birlikte, model kapsamında hidrojenin kullanım alanları, sektörel dağılımı ve fosil yakıt

ikamesine ilişkin bir değerlendirme yapılmadığından, elde edilen bu büyüklüklerin doğrudan sektörel karbonsuzlaştırma düzeyini temsil ettiğine yönelik bir çıkarım yapılmamaktadır. Bu nedenle, sonuçlar hidrojen üretiminin enerji sistemi içerisindeki ölçek ve büyüklük düzeyini yansıtmakta olup, sektörel dönüşümün kapsamına ilişkin bir değerlendirme model sınırları dışında kalmaktadır.

Yıllık üretim maliyeti hesaplamaları, hidrojen üretim miktarı ve birim maliyet değerleri kullanılarak elde edilmiştir. Birim maliyetlerin yıllar itibarıyla azalması ve üretim miktarının artması birlikte değerlendirildiğinde, toplam üretim maliyetinin yaklaşık 0,67 milyar USD'den 12,4 milyar USD seviyesine ulaştığı hesaplanmıştır. Bu kapsamda, üretim maliyetleri doğrudan üretim miktarı ile orantılı olarak artış göstermektedir. Emisyon hesaplamaları, kullanılan elektrik kaynağının bileşimine bağlı olarak gerçekleştirilmiştir. Güneş ve rüzgar enerjisi için kullanılan emisyon faktörleri doğrultusunda hesaplanan toplam emisyon değerleri, hidrojen üretim miktarı ile doğru orantılı olarak artmaktadır. Toplam emisyonların 0,597 Mt CO₂e/yıl seviyesinden 25,7 Mt CO₂e/yıl seviyesine yükseldiği hesaplanmıştır. Kullanılan emisyon faktörlerinin sıfırdan farklı olması nedeniyle, yeşil hidrojen üretimi için hesaplanan emisyon değerleri sıfırdan farklı bir büyüklükte elde edilmiştir. Bu durum, emisyon hesaplamalarının üretim sürecinin yaşam döngüsü kapsamında ele alınmasından kaynaklanmaktadır. Elde edilen özgül enerji tüketimi değerlerinin literatürde raporlanan aralıklar ile uyumlu olduğu görülmektedir. Benzer şekilde, kapasite ile hidrojen üretim miktarı arasındaki ilişkinin doğrusal bir yapı sergilediği ve bu ilişkinin literatürde yer alan ticari ölçekli elektroliz tesisleri ile uyumlu büyüklük mertebelerinde olduğu anlaşılmaktadır. Emisyon faktörleri de literatürde raporlanan aralıklar içerisinde yer almakta olup, kullanılan değerler karşılaştırılabilir bir çerçeveye sunmaktadır.

Bu çalışmada elde edilen bulgular, literatürde sıklıkla ele alınan sektörel uygulama analizleri ve teknoloji karşılaştırmalarından farklılaşarak, elektroliz tabanlı hidrojen üretimini ulusal kapasite hedefleri ile ilişkilendiren sistem düzeyinde nicel bir çerçeve sunmaktadır. Bu kapsamda çalışma, kapasite, elektrik tüketimi, hidrojen üretimi ve nihai enerji tüketimi arasındaki ilişkiyi bütüncül bir yapı içerisinde ele alarak, hidrojen üretiminin enerji sistemi içerisindeki büyüklüğünü doğrudan nicel olarak ortaya koymaktadır. Elde edilen sonuçlar, farklı kapasite seviyelerinde ortaya çıkan elektrik talebi, üretim miktarı ve enerji eşdeğeri değerleri üzerinden hidrojenin enerji sistemi içerisindeki yerinin değerlendirilmesine imkân sağlamaktadır. Bu yönüyle bulgular, özellikle kapasite planlaması ve enerji talebi projeksiyonları açısından teknik bir referans

çerçevesi sunmaktadır. Bununla birlikte, model kapsamında sektörel kullanım, altyapı entegrasyonu ve talep tarafı dinamikleri ele alınmadığından, hidrojenin sistem içerisindeki rolünün uygulama düzeyinde nasıl şekilleneceğine ilişkin değerlendirmeler kapsam dışında kalmaktadır. Bu durum, gelecekte yapılacak çalışmalarda hidrojenin sektörel dağılımının, talep projeksiyonlarının ve enerji sistemi entegrasyonunun daha ayrıntılı biçimde ele alınması gerekliliğini ortaya koymaktadır. Ayrıca, yenilenebilir enerji üretimindeki zamansal değişkenliğin ve farklı kapasite faktörlerinin modele dahil edildiği analizler, hidrojen üretiminin sistem üzerindeki etkilerinin daha kapsamlı şekilde değerlendirilmesine katkı sağlayabilir.

Bu çalışmada hidrojen üretimi yalnızca elektrikten hidrojene dönüşüm aşaması kapsamında değerlendirilmiş olup, üretilen hidrojenin depolanması, taşınması ve kullanımına ilişkin süreçler analiz kapsamı dışında bırakılmıştır. Literatürde hidrojenin farklı formlarda depolanabildiği, çeşitli taşıma yöntemleri ile iletilebildiği ve sanayi, karayolu taşımacılığı ile doğal gaz sistemleri gibi farklı son kullanım alanlarında değerlendirilebildiği belirtilmektedir. Bu kapsamda hidrojenin özellikle yüksek sıcaklık gerektiren sanayi süreçlerinde, yakıt hücresi araçlar aracılığıyla karayolu taşımacılığında ve doğal gaz şebekelerinde harmanlama yoluyla enerji taşıyıcısı olarak kullanılabildiği ifade edilmektedir (Apostolou ve Xydis, 2019; Rivard vd., 2019; Zainal vd., 2024). Bu çalışmada elde edilen hidrojen üretim miktarları ve enerji eşdeğeri değerleri, söz konusu kullanım alanlarının gerektirdiği enerji büyüklüklerinin değerlendirilmesine yönelik nicel bir çerçeve sunmaktadır. Bununla birlikte, hidrojenin sektörel dağılımı ve kullanım oranlarına ilişkin değerlendirmeler model kapsamı dışında kalmaktadır. Bu nedenle, elde edilen sonuçlar potansiyel kullanım alanlarının sistem büyüklüğü ile ilişkilendirilmesine imkân sağlamakta, ancak uygulama düzeyine ilişkin doğrudan bir çıkarım sunmamaktadır. Türkiye için belirlenen elektrolizör kapasite hedefleri doğrultusunda elde edilen üretim büyüklükleri, hidrojenin uzun vadede enerji sistemi içerisindeki yerinin kapasite gelişimine bağlı olarak değiştiğini göstermektedir. Bu sonuçlar, hidrojenin enerji sistemi içerisindeki rolünün zaman içerisinde genişleyebileceğini ortaya koymakla birlikte, bu rolün sektörel düzeyde nasıl şekilleneceği model kapsamında değerlendirilmemiştir.

Bu çalışmada elde edilen sonuçlar, kullanılan metodolojik yaklaşım ve yapılan kabuller doğrultusunda değerlendirilmelidir. Model kapsamında elektrolizörlerin yıl boyunca ortalama kapasite faktörü ($CF = 0,75$) ile çalıştığı varsayılmış, yenilenebilir enerji üretimindeki zamansal değişkenlik dikkate alınmamıştır (Saygın vd., 2020).

Elektrik girdisinin yalnızca güneş ve rüzgar enerjisinden sağlandığı ve bu kaynaklar arasında %65–%35 oranında sabit bir dağılım bulunduğu kabul edilmiştir. Ayrıca analiz, yalnızca elektrikten hidrojene dönüşüm aşaması ile sınırlandırılmış olup, hidrojenin depolanması, taşınması, dağıtımı ve son kullanım süreçleri model kapsamı dışında bırakılmıştır. Kullanılan özgül enerji tüketimi (SEC), verimlilik ve emisyon faktörü değerleri literatür temelli sabit girdiler olarak alınmış olup, bu parametrelerdeki olası değişkenlikler modele yansıtılmamıştır. Bu kabuller altında elde edilen hidrojen üretim miktarı, enerji eşdeğeri, nihai enerji tüketimi içerisindeki pay, maliyet ve emisyon değerleri, belirli bir senaryo çerçevesinde sistem büyüklüğünü ve ilişkili çıktıları temsil etmektedir. Bu nedenle, sonuçlar belirli varsayımlar altında elde edilmiş olup, farklı teknik parametreler, kapasite faktörleri, enerji kaynağı bileşimleri veya sistem sınırları kullanılması durumunda farklı büyüklükler elde edilmesi mümkündür.

Elde edilen sonuçlar, elektroliz tabanlı yeşil hidrojen üretiminin belirlenen kapasite hedefleri doğrultusunda enerji sistemi içerisindeki büyüklüğüne ilişkin nicel bir çerçeve sunmakta olup, bu çıktılar endüstriyel ve politika geliştirme süreçlerinde teknik bir referans olarak değerlendirilebilir. Hesaplanan elektrik talebi, hidrojen üretim miktarı, enerji eşdeğeri ve nihai enerji tüketimi içerisindeki pay değerleri, farklı kapasite seviyelerinde ortaya çıkan sistem büyüklüğünü ve buna karşılık gelen enerji gereksinimini ortaya koymaktadır. Aynı şekilde, üretim maliyeti ve emisyon değerleri, belirli teknik parametreler ve kabuller altında üretim süreçlerine ilişkin maliyet ve çevresel çıktıları nicel olarak ifade etmektedir. Bununla birlikte, modelin yalnızca elektrikten hidrojene dönüşüm aşaması ile sınırlı olması, sektörel kullanım alanlarının, altyapı gereksinimlerinin ve uygulamaya yönelik politika araçlarının bu kapsamda değerlendirilmediğini göstermektedir. Bu nedenle, elde edilen sonuçlar doğrudan bir uygulama veya politika çıktısı sunmaktan ziyade, belirlenen varsayımlar altında hidrojen üretiminin enerji sistemi üzerindeki etkilerini nicel olarak ortaya koyan bir analiz çerçevesi sağlamaktadır. Bu bağlamda, literatürde ve politika dokümanlarında hidrojen kullanımının uzun vadede özellikle sanayi süreçleri, karayolu taşımacılığı ve doğal gaz sistemleri ile harmanlama gibi alanlarda ele alındığı görülmekte olup, bu çalışmada elde edilen üretim ölçeği ve enerji eşdeğeri sonuçları, söz konusu uygulama alanlarının gerektirdiği enerji büyüklüklerinin değerlendirilmesine yönelik nicel bir referans sunmaktadır.

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Bu bölümde, çalışmada geliştirilen metodoloji doğrultusunda elde edilen sonuçlar sunulmuştur. Ayrıca, elde edilen veriler ışığında gelecekte yapılabilecek çalışmalar ve uygulamaya yönelik önerilere yer verilmiştir.

5.1. Sonuçlar

- 2030 yılında 2 GW elektrolizör kapasitesi için yıllık 13,14 TWh elektrik girdisi ile yaklaşık 240 bin ton hidrojen üretimi hesaplanmıştır.
- 2035 yılında 5 GW elektrolizör kapasitesi için yıllık 32,85 TWh elektrik girdisi ile yaklaşık 650 bin ton hidrojen üretimi hesaplanmıştır.
- 2053 yılında 70 GW elektrolizör kapasitesi için yıllık 459,90 TWh elektrik girdisi ile yaklaşık 10,35 milyon ton hidrojen üretimi hesaplanmıştır.
- Üretilen hidrojenin enerji eşdeğeri 2030, 2035 ve 2053 yılları için sırasıyla 0,688 MTEP, 1,86 MTEP ve 29,66 MTEP olarak belirlenmiştir.
- Hidrojenin nihai enerji tüketimindeki payı sırasıyla %0,49, %1,26 ve %18,35 olarak hesaplanmıştır.
- Birim hidrojen üretim maliyeti 2030, 2035 ve 2053 yılları için sırasıyla 2,8; 2,4 ve 1,2 \$/kg olarak alınmıştır.
- Toplam yıllık hidrojen üretim maliyeti sırasıyla 672 milyon USD, 1,56 milyar USD ve 12,42 milyar USD olarak hesaplanmıştır.
- Toplam yaşam döngüsü emisyonları 2030, 2035 ve 2053 yılları için sırasıyla 596 milyon, 1,62 milyar ve 25,72 milyar kg CO_{2e}/yıl olarak hesaplanmıştır.

5.2. Öneriler

Bu çalışmada ışığında, gelecekte yapılacak çalışmalarda elektroliz tabanlı hidrojen üretiminin yalnızca üretim aşaması ile sınırlı kalmayıp, depolama, taşıma ve son kullanım süreçlerini de içerecek şekilde genişletilmesi önerilmektedir. Ayrıca, yenilenebilir enerji üretimindeki zamansal değişkenliğin modele dahil edilmesi ve kapasite faktörü gibi parametrelerin dinamik olarak ele alınması, daha gerçekçi sistem analizlerinin gerçekleştirilmesine katkı sağlayabilir. Hidrojenin farklı sektörlerdeki kullanım potansiyelinin daha ayrıntılı incelenebilmesi için sektörel dağılımın ve talep projeksiyonlarının modele entegre edilmesi önem taşımaktadır.

6. KAYNAKLAR

- Ajeeb, W., Costa Neto, R., ve Baptista, P. (2024). *Life cycle assessment of green hydrogen production through electrolysis: A literature review*. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 69, 103923. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2024.103923>
- Ajlouni, M., Shaukat, M. M., Alquaity, A. B. S., Yilbas, B. S., ve Asif, M. (2026). *Comparative life cycle assessment of green hydrogen production across cities in Saudi Arabia*. Discover Sustainability, 7(1), 437. <https://doi.org/10.1007/s43621-025-02560-4>
- Alves, M. P., Gul, W., Cimini Junior, C. A., ve Ha, S. K. (2022). *A Review on Industrial Perspectives and Challenges on Material, Manufacturing, Design and Development of Compressed Hydrogen Storage Tanks for the Transportation Sector*. Energies, 15(14), 5152. <https://doi.org/10.3390/en15145152>
- Apostolou, D., ve Xydis, G. (2019). *A literature review on hydrogen refuelling stations and infrastructure. Current status and future prospects*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 113, 109292. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109292>
- Benavides, K. (2023). *Exploring the Role of Hydrogen in Decarbonizing Heavy Industry*. [MSc dissertation, Massachusetts Institute of Technology]. <https://dspace.mit.edu/entities/publication/50a542f7-4568-4743-860b-e8d50ad9856a>
- Bhandari, R., Trudewind, C. A., ve Zapp, P. (2014). *Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – a review*. Journal of Cleaner Production, 85, 151-163. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.07.048>
- Cetinkaya, E., Dincer, I., ve Naterer, G. F. (2012). *Life cycle assessment of various hydrogen production methods*. International Journal of Hydrogen Energy, 37(3), 2071-2080. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.10.064>
- Chapra, S. C., ve Canale, R. P. (2010). *Numerical methods for engineers (6th ed., internat. ed)*. McGraw-Hill Higher Education.
- Dash, S. K., Chakraborty, S., Roccotelli, M., ve Sahu, U. K. (2022). *Hydrogen Fuel for Future Mobility: Challenges and Future Aspects*. Sustainability, 14(14), 8285. <https://doi.org/10.3390/su14148285>
- Demir, M. E., ve Dincer, I. (2018). *Cost assessment and evaluation of various hydrogen delivery scenarios*. International Journal of Hydrogen Energy, 43(22), 10420-10430. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.08.002>
- Di Micco, S., Minutillo, M., Perna, A., ve Jannelli, E. (2022). *On-site solar powered refueling stations for green hydrogen production and distribution: Performances and costs*. V. Cigolotti (Ed.), E3S Web of Conferences (C. 334, s. 01005). <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202233401005>
- Dincer, I., ve Zamfirescu, C. (2016). *Sustainable hydrogen production*. Elsevier.

- Dinçer, İ., Javani, N., ve Karayel, G. (2021). *Türkiye İçin Hidrojen Çiftliği Konsepti Raporu*. Hidrojen Teknolojileri Derneği. https://www.hidrojenteknolojileri.org/HTD/Turkiye_icin_Hidrojen_Ciftligi_Konsepti_Raporu.pdf [Erişim tarihi: 11.05.2026].
- Dinçer, İ. (2025). *Sürdürülebilir Gelişme, Temiz Enerji ve Temiz Hidrojen*. Hidrojen Teknolojileri Derneği. <https://www.hidrojenteknolojileri.org/surdurulebilir-gelisme-temiz-enerji-ve-temiz-hidrojen/> [Erişim tarihi: 11.05.2026].
- Fekete, J. R., Sowards, J. W., ve Amaro, R. L. (2015). *Economic impact of applying high strength steels in hydrogen gas pipelines*. International Journal of Hydrogen Energy, 40(33), 10547-10558. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.06.090>
- Franco, A., Carcasci, C., Ademollo, A., Calabrese, M., ve Giovannini, C. (2025). *Integrated Plant Design for Green Hydrogen Production and Power Generation in Photovoltaic Systems: Balancing Electrolyzer Sizing and Storage*. Hydrogen, 6(1), 7. <https://doi.org/10.3390/hydrogen6010007>
- Ghazal, M., Osman, M., Alhalabi, M., Gad, A., Yaghi, M., Ramadan, M., ve Alkhedher, M. (2026). *Advancements and challenges in green hydrogen production, storage, transportation, and utilization for climate-resilient energy systems*. Results in Engineering, 29, 108993. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2026.108993>
- Guo, J., Zhang, Y., Zavabeti, A., Chen, K., Guo, Y., Hu, G., Fan, X., ve Li, G. K. (2022). *Hydrogen production from the air*. Nature Communications, 13(1), 5046. <https://doi.org/10.1038/s41467-022-32652-y>
- Güllü, A. B., Aksoy, H., Serhadlıoğlu, S., Taranto, Y., Çalışkan, R. Y., De Vita, A., Vasilis Karakousis, Mathis Rogner, Philipp Godron, ve Gülay Dinçel. (2023). *Net Zero 2053: A Roadmap for the Turkish Electricity Sector*. SHURA Energy Transition Center.
- Gümüş, C. (2024). *Yenilenebilir Enerji Kaynaklarıyla Hidrojen Üretimi Ve Ulusal Doğal Gaz Sistemine Beslenmesi*. [MSc dissertation, Gebze Teknik Üniversitesi]. <https://acikerisim.gtu.edu.tr/items/e6b2b137-4b5f-42a7-ba81-694470562425>
- Habour, R. M., Benyounis, K. Y., ve Carton, J. G. (2025). *Green hydrogen production from renewable sources for export*. International Journal of Hydrogen Energy, 128, 760-770. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.04.291>
- Hardman, S., Shiu, E., Steinberger-Wilckens, R., ve Turrentine, T. (2017). *Barriers to the adoption of fuel cell vehicles: A qualitative investigation into early adopters attitudes*. Transportation Research Part A: Policy and Practice, 95, 166-182. <https://doi.org/10.1016/j.tra.2016.11.012>
- Henriksen, M. S., White, J., Grove, J., Walsh, L., Matthews, S., Jamieson, M., Grol, E., ve Skone, T. J. (2022). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions and Water Consumption From Existing and Emerging Hydrogen Pathways*. National Energy Technology Laboratory.
- Hydrogen Europe Research. (2025a). *Advancing Hydrogen Technologies Key Research and Innovation Priorities*.

- Hydrogen Europe Research. (2025b). *Annual Report 2023 Hydrogen Europe Research* (0897.679.372). Hydrogen Europe Research.
- International Energy Agency. (2025). *World Energy Outlook 2025*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025> [Erişim tarihi: 11.05.2026].
- International Energy Agency. (2025). *Global Hydrogen Review 2025*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025> [Erişim tarihi: 11.05.2026].
- International Energy Agency. (2024). *Global Hydrogen Review 2024*. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024> [Erişim tarihi: 11.05.2026].
- International Renewable Energy Agency. (2020). *Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.50 C climate goal*. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf [Erişim tarihi: 11.05.2026].
- International Renewable Energy Agency. (2024). *Green hydrogen strategy: A guide to design*. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA_Green_hydrogen_strategy_design_2024.pdf [Erişim tarihi: 11.05.2026].
- Jaszczur, M., Hassan, Q., Sameen, A. Z., Salman, H. M., Olapade, O. T., ve Wieteska, S. (2023). *Massive Green Hydrogen Production Using Solar and Wind Energy: Comparison between Europe and the Middle East*. *Energies*, 16(14), 5445. <https://doi.org/10.3390/en16145445>
- Karayel, G. K., Javani, N., ve Dincer, I. (2022). *Green hydrogen production potential for Turkey with solar energy*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(45), 19354-19364. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.240>
- Khalilnejad, A., Sundararajan, A., ve Sarwat, A. I. (2018). *Optimal design of hybrid wind/photovoltaic electrolyzer for maximum hydrogen production using imperialist competitive algorithm*. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 6(1), 40-49. <https://doi.org/10.1007/s40565-017-0293-0>
- Lai, F., Wang, M., Zhang, T., Song, J., ve Zhou, J. (2026). *Techno-economic evaluation of solar-driven PEM water electrolysis systems for hydrogen production: Comparison and regional insights*. *Renewable Energy*, 264, 125558. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2026.125558>
- Mahajan, D., Tan, K., Venkatesh, T., Kileti, P., ve Clayton, C. R. (2022). *Hydrogen Blending in Gas Pipeline Networks—A Review*. *Energies*, 15(10), 3582. <https://doi.org/10.3390/en15103582>
- Marouani, I., Guesmi, T., Alshammari, B. M., Alqunun, K., Alzamil, A., Alturki, M., ve Hadj Abdallah, H. (2023). *Integration of Renewable-Energy-Based Green*

- Hydrogen into the Energy Future*. Processes, 11(9), 2685. <https://doi.org/10.3390/pr11092685>
- Mazzeo, D., Herdem, M. S., Matera, N., ve Wen, J. Z. (2022). *Green hydrogen production: Analysis for different single or combined large-scale photovoltaic and wind renewable systems*. Renewable Energy, 200, 360-378. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.09.057>
- Mohammadi, Z., Allahyari, S., Rahimi, S., Fathi, M., Mohammadi, S., ve Mosaffa, A. H. (2025). *Comprehensive review of hydrogen production technologies, pathways, and applications for advancing global sustainable energy goals*. Energy Conversion and Management: X, 28, 101319. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.101319>
- Naterer, G. F., Dinçer, İ., ve Zamfirescu, C. (2013). *Hydrogen Production from Nuclear Energy*. Springer London.
- Nikolaïdis, P., ve Poullikkas, A. (2017). *A comparative overview of hydrogen production processes*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 67, 597-611. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.044>
- Oruç, O. (2022). *Modelling and Optimization of Various Renewable Energy Based Thermochemical Cycles for Hydrogen Production*. [Doctoral dissertation, Yıldız Technical University].
- Pindyck, R. S. ve Daniel L. Rubinfeld. (2018). *Microeconomics*.
- Prasad, V., ve Khalid, F. (2025). Solar to sustainability (S2S): *A comparative life cycle assessment of hydrogen production with a focus on a photoelectrochemical anion exchange membrane reactor*. RSC Sustainability, 3(10), 4651-4666. <https://doi.org/10.1039/D5SU00330J>
- Rivard, E., Trudeau, M., ve Zaghib, K. (2019). *Hydrogen Storage for Mobility: A Review*. Materials, 12(12), 1973. <https://doi.org/10.3390/ma12121973>
- Sadik-Zada, E. R., Santibanez Gonzalez, E. D., Gatto, A., Althaus, T., ve Quliyev, F. (2023). *Pathways to the hydrogen mobility futures in German public transportation: A scenario analysis*. Renewable Energy, 205, 384-392. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.12.087>
- Saygın, D., Gencer, E., ve Sanlı, B. (2020). *Türkiye'nin Ulusal Hidrojen Stratejisi için Öncelik Alanları*. SHURA Enerji Dönüşümü Merkezi.
- Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., ve Few, S. (2017). *Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study*. International Journal of Hydrogen Energy, 42(52), 30470-30492. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>
- Silveira, J. L. (Ed.). (2017). *Sustainable Hydrogen Production Processes: Energy, Economic and Ecological Issues*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-41616-8>

- Stavropoulos, Y., Mustafa, A., Misailidis, N., Huffer, B., ve Petrides, D. (2023). *Green Hydrogen Production via Bioconversion and Water Electrolysis*. Process Modeling and Cost Analysis using SuperPro Designer®.
- Stephens-Romero, S. D., Brown, T. M., Kang, J. E., Recker, W. W., ve Samuelsen, G. S. (2010). *Systematic planning to optimize investments in hydrogen infrastructure deployment*. International Journal of Hydrogen Energy, 35(10), 4652-4667. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.02.024>
- Su, W., Li, Q., Zheng, W., Han, Y., Yu, Z., Bai, Z., ve Han, Y. (2024). *Enhancing wind-solar hybrid hydrogen production through multi-state electrolyzer management and complementary energy optimization*. Energy Reports, 11, 1774-1786. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.01.031>
- Suer, J., Traverso, M., ve Jäger, N. (2022). *Carbon Footprint Assessment of Hydrogen and Steel*. Energies, 15(24), 9468. <https://doi.org/10.3390/en15249468>
- Tahmasbi, M., Siavashi, M., ve Ahmadi, R. (2025). *A comprehensive review of hydrogen production and storage methods: Fundamentals, advances, and SWOT analysis*. Energy Conversion and Management: X, 26, 101005. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.101005>
- Taşğın, B. (2023). *Yeşil Hidrojen Üretimi İçin Model Bir Elektrolizörün Had Analizi*. [MSc dissertation, Gazi Üniversitesi]. <https://avesis.gazi.edu.tr/yonetilen-tez/498510b2-4da7-4c2a-a8bf-6bb37bb09b9d/yesil-hidrojen-uretimi-icin-model-bir-elektrolizorun-had-analizi>
- T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı. (2022). *Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası*. T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı.
- T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı. (2022). *Türkiye Ulusal Enerji Planı*. T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı.
- T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2024). *Enerji Verimliliği 2030 Stratejisi ve II. Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı (2024-2030)*. T.C. Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı. www.enerji.gov.tr
- Tuluhong, A., Chang, Q., Xie, L., Xu, Z., ve Song, T. (2024). *Current Status of Green Hydrogen Production Technology: A Review*. Sustainability, 16(20), 9070. <https://doi.org/10.3390/su16209070>
- Urhan, B. B., Erdoğan, A., Dokuz, A. Ş., ve Gökçek, M. (2025). *Predicting green hydrogen production using electrolyzers driven by photovoltaic panels and wind turbines based on machine learning techniques: A pathway to on-site hydrogen refuelling stations*. International Journal of Hydrogen Energy, 101, 1421-1438. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.01.017>
- Wei, Z., Bai, X., Maximov, A. L., ve Wu, W. (2024). *Ultrasound-assisted preparation of PdCo bimetallic nanoparticles loaded on beta zeolite for efficient catalytic hydrogen production from dodecahydro-N-ethylcarbazole*. Ultrasonics Sonochemistry, 103, 106793. <https://doi.org/10.1016/j.ultsonch.2024.106793>

- Yilmaz, C., Ozdemir, S. N., Kocak, U., ve Tokgoz, N. (2025). *Techno-economic analysis and experimental validation of solar-assisted low-temperature water electrolysis for green hydrogen production: Insights from Afyonkarahisar*. Fuel, 383, 133762. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.133762>
- Yue, M., Lambert, H., Pahon, E., Roche, R., Jemei, S., ve Hissel, D. (2021). *Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 146, 111180. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111180>
- Zainal, B. S., Ker, P. J., Mohamed, H., Ong, H. C., Fattah, I. M. R., Rahman, S. M. A., Nghiem, L. D., ve Mahlia, T. M. I. (2024). *Recent advancement and assessment of green hydrogen production technologies*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 189, 113941. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113941>
- Zeyen, E. (2024). *Transforming the European Energy System: The Impact of Building Efficiency and Green Hydrogen Production*. [Doctoral dissertation, Technical University of Berlin]. <https://depositonce.tu-berlin.de/items/d16fbff9-4ba0-408a-8fab-c928ab21f49e>
- Zhang, C., Shao, Y., Shen, W., Li, H., Nan, Z., Dong, M., Bian, J., ve Cao, X. (2023). *Key Technologies of Pure Hydrogen and Hydrogen-Mixed Natural Gas Pipeline Transportation*. ACS Omega, 8(22), 19212-19222. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c01131>
- Zhang, C., Wang, J., Ren, Z., Yu, Z., ve Wang, P. (2021). *Wind-powered 250 kW electrolyzer for dynamic hydrogen production: A pilot study*. International Journal of Hydrogen Energy, 46(70), 34550-34564. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.08.029>
- Zhao, G., Kraglund, M. R., Frandsen, H. L., Wulff, A. C., Jensen, S. H., Chen, M., ve Graves, C. R. (2020). *Life cycle assessment of H₂O electrolysis technologies*. International Journal of Hydrogen Energy, 45(43), 23765-23781. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.282>