



TÜRKİYE CUMHURİYETİ CUMHURBAŞKANLIĞI
STRATEJİ VE BÜTÇE BAŞKANLIĞI

ENERJİ SEKTÖRÜNDE HİDROJENİN YERİ VE TÜRKİYE'DE KULLANIMINA İLİŞKİN ÖNERİLER



Uzmanlık Tezi
Berna TUNCER

SEKTÖRLER VE KAMU YATIRIMLARI GENEL MÜDÜRLÜĞÜ
AĞUSTOS 2026



TÜRKİYE CUMHURİYETİ CUMHURBAŞKANLIĞI
STRATEJİ VE BÜTÇE BAŞKANLIĞI

Yayın No: 0023

ENERJİ SEKTÖRÜNDE HİDROJENİN YERİ VE TÜRKİYE’DE KULLANIMINA İLİŞKİN ÖNERİLER

Uzmanlık Tezi
Berna TUNCER

SEKTÖRLER VE KAMU YATIRIMLARI GENEL MÜDÜRLÜĞÜ
AĞUSTOS 2026

ISBN 978-625-5752-82-6

Bu çalışma Strateji ve Bütçe Başkanlığının görüşlerini yansıtmaz. Sorumluluğu yazara aittir. Yayın ve referans olarak kullanılması Strateji ve Bütçe Başkanlığının iznini gerektirmez.

“Bu tez Kutluhan TAŞKIN başkanlığında, Faruk CİRİT, Hilal TEZCAN, Salih KÖSE ve Ramazan GÜVEN’den oluşan Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı Tez Sınav Kurulu tarafından 15 Kasım 2024 tarihinde değerlendirilmiştir.”

Bu yayın 350 adet basılmıştır.

TEŞEKKÜR

Öncelikle çalışmak istediğim alanda beni yüreklendiren, uzmanlık tez konumu seçmemde yol gösterici olan, çalışma azmini ve iş motivasyonunu örnek aldığım Sektörler ve Kamu Yatırımları Genel Müdürü Sayın Faruk CİRİT'e,

Bilgi birikimi ve tecrübelerini paylaşmaktan çekinmeyen, her alanda desteğini gördüğüm, teze ilişkin değerli fikir, öneri ve katkılardan dolayı Enerji ve Madencilik Dairesi Başkanı Sayın Hilal ŞEN'e,

Tezin oluşumu, gelişimi ve sonuçlanmasında değerli görüş ve önerilerini benimle paylaşarak yol gösteren, yapıcı eleştirileriyle tezi her zaman bir adım öteye taşıyan ve danışmanım olma nezaketini ve sabrını gösteren Strateji ve Bütçe Uzmanı Sayın Emre ÇALIŞKAN'a,

Daireye geldiğim günden bu yana bana her konuda destek olan, tez sürecinde kıymetli görüş ve değerlendirmeleriyle katkı sağlayan Strateji ve Bütçe Uzmanları Sayın İlkgün ATIŞ, Sayın Ali YILDIRAN, Sayın Veli YILMAZ ile diğer çalışma arkadaşlarıma,

Çok yakın bir zamanda Strateji ve Bütçe Uzmanı olacak olan değerli arkadaşım Sayın Melda MELLEŞ'e,

Kıymetli zamanından ayırarak hidrojene ilişkin konularda bilgi ve tecrübelerini paylaşan TENMAK Temiz Enerji Enstitüsü Başkan Vekili Sayın Ragıp KIZILTAŞ'a,

Son olarak her konuda bana destek olan, moralimi yüksek tutmamda ellerinden gelen gayreti gösteren ve sevgilerini hiç esirgemeyen aileme,

en içten sevgi, saygı ve teşekkürlerimi sunar, tezin literatüre ve diğer çalışmalara katkı sağlamasını dilerim.

ÖZET

Strateji ve Bütçe Uzmanlığı Tezi

ENERJİ SEKTÖRÜNDE HİDROJENİN YERİ VE TÜRKİYE’DE KULLANIMINA İLİŞKİN ÖNERİLER

Berna TUNCER

Artan dünya nüfusu, sanayileşme ve şehirleşme ile birlikte artma eğiliminde olan enerji talebinin karşılanmasında çoğunlukla fosil yakıtlar kullanılmakta olup bu durum uzunca bir süredir geçerliliğini sürdürmektedir. Ancak yakın geçmişte yaşanan gelişmeler bu durumun bir an önce değişmesi gerektiğini göstermektedir. Fosil yakıt kullanımından kaynaklanan sera gazı emisyonları ortalama küresel sıcaklığın artması ile sonuçlanmakta ve bu durum insan sağlığını ve çevreyi tehdit etmektedir. Sera gazı emisyonlarının azaltılması amacıyla enerji verimliliği uygulamalarının artırılarak enerji talebinin düşürülmesi, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının ve elektrifikasyonun artırılarak fosil kaynak kullanımının azaltılması gerekmektedir.

Diğer taraftan çimento, demir-çelik gibi yüksek ısı ve enerjiye ihtiyaç duyan sektörlerin karbondan arındırılmasının zor olduğu bilinmektedir. Ayrıca yenilenebilir enerji kaynaklarının doğası gereği değişken ve kesintili olması, enerji arz-talep dengesinin sağlanmasında bazı aksaklıklara yol açabilmektedir. Enerji dönüşümü sürecinde bu sorunların çözülmesi kapsamında hidrojen teknolojileri önemli bir faktör olarak değerlendirilmektedir.

Bu çalışmanın amacı dünyada ve Türkiye’de hidrojen teknolojilerinin gelişiminin araştırılması, sera gazı emisyonlarının azaltılmasında hidrojenin üstlenebileceği rolün değerlendirilmesi ve Türkiye’de yeşil hidrojen üretimi amacıyla kurulması planlanan bir elektroliz tesisi için yer seçimi yapılarak tesis kurulumunun sağlayacağı fayda ve maliyetlerin incelenmesidir. Çalışma kapsamında hidrojenin üretim, kullanım ve depolanmasına ilişkin genel bir inceleme yapılmış ve dünyada hidrojenin mevcut durumu ve gelişiminin tespit edilmesi amacıyla Çin, Amerika Birleşik Devletleri, Avrupa Birliği, Güney Kore ve Birleşik Krallık incelenmiştir. İnceleme kapsamında SO_x ve NO_x emisyonları hariç tutulmuştur. Daha sonra Türkiye’de hidrojenin mevcut durumu ve gelişimi incelenmiş olup çok kriterli karar verme yöntemlerinden biri olan TOPSIS yöntemi kullanılarak çeşitli senaryolar altında elektroliz tesisi kurulumu için uygun illerin belirlenmesine yönelik bir analiz çalışması gerçekleştirilmiştir. İkinci aşamada kurulması planlanan tesisin fayda ve maliyetlerinin incelenmesine yönelik bir çalışma yapılmıştır. Yer seçimi ile belirlenen illerde kurulması planlanan elektroliz tesisi, farklı kurulum amacı, kurulum yöntemi ve hidrojen talebi senaryoları hazırlanarak incelenmiş ve öz tüketim amacıyla veya ticari amaçla kurulması planlanan tesisin finansal olarak yapılabilir olup olmadığı irdelenmiştir. Analizde kullanılan parametrelerde meydana gelecek olası bir değişimin sonuçlara olan etkisinin ölçülmesi amacıyla senaryo analizi ve duyarlılık analizi gerçekleştirilmiştir. Ayrıca çalışmada elde edilen bulgular ışığında Türkiye’de hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi için çeşitli önerilerde bulunulmuştur.

Anahtar Kelimeler: Hidrojen, Enerji Dönüşümü, Elektroliz, Çok Kriterli Karar Verme, TOPSIS, Yer Seçimi, Fayda-maliyet Analizi

ABSTRACT

Strategy and Budget Expertise Thesis

THE PLACE OF HYDROGEN IN THE ENERGY SECTOR AND RECOMMENDATIONS ON ITS USE IN TURKIYE

Berna TUNCER

Generally, fossil fuels are used to meet the energy demand, which tends to increase with the increasing world population, industrialization, and urbanization, and this has been valid for a long time. However, recent developments show that this situation should change as soon as possible. Greenhouse gas emissions resulting from fossil fuel use result in an increase in average global temperature, which threatens human health and the environment. In order to reduce greenhouse gas emissions, it is necessary to decrease the energy demand by increasing the energy efficiency applications, and to reduce the fossil fuel use by increasing the use of renewable energy resources and electrification.

On the other hand, it is known that it is difficult to decarbonize the sectors which needs high heat and energy like cement, iron and steel. In addition, the nature of renewable energy resources being variable and intermittent may cause some disruptions in maintaining the energy supply-demand balance. Hydrogen technologies are considered as an important factor in solving these problems in the energy transformation process.

The aim of this study is to investigate the development of hydrogen technologies in the world and in Turkiye, to evaluate the role that hydrogen can play in reducing greenhouse gas emissions, and to select a site for an electrolysis plant planned to be installed for the purpose of green hydrogen production in Turkiye and to examine the benefits and costs of the plant installation. Within the scope of the study, a general review of hydrogen production, use and storage was made and in order to determine the current situation and development of hydrogen in the world China, United States of America, European Union, South Korea and United Kingdom were examined. Within the study, the SO_x and NO_x emissions were excluded. Then, the current situation and development of hydrogen in Turkiye were examined, and an analysis study was carried out to determine the suitable provinces for the installation of an electrolysis plant under various scenarios, using the TOPSIS method, which is one of the multi-criteria decision-making methods. In the second stage, a study was carried out to examine the benefits and costs of the facility planned to be established. The electrolysis plant planned to be established in the provinces determined by site selection has been examined by preparing different installation purposes, installation methods and hydrogen demand scenarios, and it has been examined whether the facility planned to be established for self consumption or commercial purposes is financially feasible. Scenario analysis and sensitivity analysis were performed to measure the effect of a possible change in the parameters used in the analysis on the results. In addition, in the light of the findings obtained in the study, various suggestions were made for the development of the hydrogen economy in Turkiye.

Keywords: Hydrogen, Energy Transformation, Electrolysis, Multi Criteria Decision Making, TOPSIS, Site Selection, Cost-Benefit Analysis

İÇİNDEKİLER

TEŞEKKÜR	i
ÖZET	ii
ABSTRACT	iii
TABLolar	vi
ŞEKİLLER	ix
GRAFİKLER	x
KISALTMALAR	xi
GİRİŞ	1
1. BÖLÜM	6
HİDROJENE İLİŞKİN KAVRAMSAL ÇERÇEVE	6
1.1. Hidrojenin Tanımı, Özellikleri ve Tarihçesi	6
1.2. Hidrojen Üretimi	11
1.2.1. Hidrojen üretim teknolojileri.....	11
1.2.2. Hidrojenin üretim kaynağı ve yöntemlerine göre renklendirilmesi	22
1.2.3. Hidrojen üretim yöntemlerinin karşılaştırılması	23
1.3. Hidrojenin Farklı Sektörlerde Kullanım Alanları	27
1.3.1. Hidrojenin sanayi sektöründe kullanımı	27
1.3.2. Hidrojenin arıtma/ rafinerilerde kullanımı	28
1.3.3. Hidrojenin ulaştırma sektöründe kullanımı	29
1.3.4. Hidrojenin binalarda kullanımı	30
1.3.5. Hidrojenin elektrik üretiminde kullanımı	31
1.4. Hidrojen Depolama Teknolojileri	32
1.4.1. Fiziksel esaslı depolama teknolojileri	35
1.4.2. Malzeme esaslı depolama teknolojileri	36
1.4.3. Hidrojen depolama teknolojilerinin karşılaştırılması	37
1.5. Bölüm Sonu Değerlendirmesi	39
2. BÖLÜM	42
DÜNYADA VE TÜRKİYE’DE HİDROJEN.....	42
2.1. Dünyada Hidrojenin Mevcut Durumu ve Net Sıfır Emisyon Hedefi Çerçevesinde Önemi	42
2.2. Bazı Ülke Örnekleri	51
2.2.1. Çin Halk Cumhuriyeti	53
2.2.2. Amerika Birleşik Devletleri (ABD)	61
2.2.3. Avrupa Birliği (AB)	69
2.2.4. Güney Kore	79

2.2.5. Birleşik Krallık	84
2.3. Türkiye’de Hidrojen	91
2.4. Bölüm Sonu Değerlendirmesi	99
3. BÖLÜM	104
TÜRKİYE’DE YEŞİL HİDROJEN ÜRETİM TESİSİ KURULUMUNUN DEĞERLENDİRİLMESİ.....	104
3.1. Elektroliz Tesisi için Yer Seçimi	104
3.1.1. Yöntem	104
3.1.2. Veriler ve varsayımlar	110
3.1.3. Analiz kapsamında elde edilen sonuçlar	115
3.2. Elektroliz Tesisi Kurulumunun Fayda ve Maliyetler Açısından Değerlendirilmesi ...	127
3.2.1. Yöntem	127
3.2.2. Veriler ve Varsayımlar	127
3.2.3. Analiz Çalışmaları ve Sonuçları.....	133
3.2.4. Senaryo Analizi	147
3.2.5. Duyarlılık Analizi.....	154
3.3. Bölüm Sonu Değerlendirmesi	165
SONUÇ VE ÖNERİLER	168
EKLER	178
EK-1: İstanbul’da Doğal Gaz Talebinin Yüzde 5’inin Hidrojenle Karşılanması için Öztüketim Amaçlı Şebekeye Bağlı Elektroliz Tesisi Kurulumunun Fayda ve Maliyet Analizi	178
EK-2: İstanbul’da Doğal Gaz Talebinin Yüzde 5’inin Hidrojenle Karşılanması için Ticari Amaçlı Şebekeye Bağlı Elektroliz Tesisi Kurulumunun Fayda ve Maliyet Analizi (Hidrojen Satış Fiyatının 12 \$/kg Olduğu Senaryo)	179
KAYNAKÇA	180
DİZİN	196

TABLÖLAR

Tablo 1.1. Elektroliz Teknolojilerinin Karşılaştırmalı Özellikleri	20
Tablo 1.2. Hidrojenin Renkleri	22
Tablo 1.3. Teknoloji Hazırlık Seviyeleri	25
Tablo 1.4. Hidrojen Üretim Yöntemlerinin Teknoloji Hazırlık Seviyeleri	26
Tablo 1.5. Bazı Yakıtların Gravimetrik ve Volümetrik Enerji Yoğunlukları	33
Tablo 1.6. Hidrojen Depolama Teknolojilerinin Karşılaştırmalı Özellikleri	38
Tablo 1.7. Bazı Hidrojen Depolama Teknolojilerinin Teknoloji Hazırlık Seviyeleri	38
Tablo 2.1. Çin 2020 Yılı Hidrojen Tüketiminin Kullanım Alanlarına Göre Dağılımı	56
Tablo 2.2. Temiz Hidrojen Üretimi Durumunda Uygulanan Vergi İndirim Tutarları	66
Tablo 2.3. AB Hidrojen Hedefleri Kapsamında Yapılması Öngörülen Harcama Tutarları	74
Tablo 2.4. 2023 Yılı İtibarıyla AB Ülkelerinin Hidrojen Stratejilerine İlişkin Durumu	74
Tablo 2.5. Ülkelerin Hidrojene İlişkin Hedeflerinin ve Hidrojen Uygulamalarının Karşılaştırılması	103
Tablo 3.1. Göreceli Önem Dereceleri ve Tanımları	108
Tablo 3.2. Yer Seçimi Çalışmasında Kullanılan Veriler	111
Tablo 3.3. Verilere İlişkin Betimleyici İstatistikler	114
Tablo 3.4. Elektroliz Tesisi Yer Seçimi Çalışması için Oluşturulan Senaryolar	115
Tablo 3.5. Güneş Enerjisi Potansiyelinin Değerlendirilmesinde Kullanılan Kriterler ve Ağırlıklandırma	116
Tablo 3.6. Tatlı Su Kullanımı Varsayımı Altında Güneş Enerjisi Potansiyeli En Yüksek İller	117
Tablo 3.7. Deniz Suyu Kullanımı Varsayımı Altında Güneş Enerjisi Potansiyeli En Yüksek İller	117
Tablo 3.8. Rüzgâr Enerjisi Potansiyelinin Değerlendirilmesinde Kullanılan Kriterler ve Ağırlıklandırma	118
Tablo 3.9. Tatlı Su Kullanımı Varsayımı Altında Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli En Yüksek İller	119
Tablo 3.10. Deniz Suyu Kullanımı Varsayımı Altında Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli En Yüksek İller	119
Tablo 3.11. Hidrojen Talebi Potansiyelinin Değerlendirilmesinde Kullanılan Kriterler ve Ağırlıklandırma	120
Tablo 3.12. Tatlı Su Kullanımı Varsayımı Altında Hidrojen Talebi Potansiyeli En Yüksek İller	121
Tablo 3.13. Deniz Suyu Kullanımı Varsayımı Altında Hidrojen Talebi Potansiyeli En Yüksek İller	121
Tablo 3.14. Üretim Kaynaklarının Değerlendirilmesinde Kullanılan Kriterler ve Ağırlıklandırma	122
Tablo 3.15. Tatlı Su Kullanımı Varsayımı Altında Üretim Kaynaklarının Değerlendirilmesi Sonucu En Yüksek Potansiyele Sahip İller	123
Tablo 3.16. Deniz Suyu Kullanımı Varsayımı Altında Üretim Kaynaklarının Değerlendirilmesi Sonucu En Yüksek Potansiyele Sahip İller	124
Tablo 3.17. Genel Değerlendirmede Kullanılan Kriterler ve Ağırlıklandırma	125
Tablo 3.18. Tatlı Su Kullanımı Varsayımı Altında Genel Değerlendirme Sonucu En Yüksek Potansiyele Sahip İller	126

Tablo 3.19. Deniz Suyu Kullanımı Varsayımı Altında Genel Değerlendirme Sonucu En Yüksek Potansiyele Sahip İller.....	126
Tablo 3.20. Kurulması Planlanan Elektroliz Tesisine İlişkin Yatırım ve İşletme Maliyetleri	130
Tablo 3.21. Kullanıcı Bazında Sistem Kullanım Bedelleri.....	130
Tablo 3.22. Analiz Kapsamında Kullanılan Diğer Parametreler.....	130
Tablo 3.23. Analiz Kapsamında Hazırlanan Senaryolar	134
Tablo 3.24. İstanbul'da Çimento Sektörünün Talebinin Karşılanmasına Yönelik Kurulması Planlanan Elektroliz Tesisine İlişkin Bilgiler.....	135
Tablo 3.25. İstanbul'da Çimento Sektörünün Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları	136
Tablo 3.26. İstanbul'da Çimento Sektörünün Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları	136
Tablo 3.27. İstanbul'da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Kurulması Planlanan Elektroliz Tesisine İlişkin Bilgiler	137
Tablo 3.28. İstanbul'da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Sektörü Öz Tüketim Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları	138
Tablo 3.29. İstanbul'da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları.....	138
Tablo 3.30. İzmir'de Çimento Sektörünün Talebinin Karşılanmasına Yönelik Kurulması Planlanan Elektroliz Tesisine İlişkin Bilgiler.....	139
Tablo 3.31. İzmir'de Çimento Sektörünün Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları	140
Tablo 3.32. İzmir'de Çimento Sektörünün Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları	140
Tablo 3.33. İzmir'de Doğal Gaz Sektörü Hidrojen Talebine Yönelik Kurulması Planlanan Elektroliz Tesisine İlişkin Bilgiler	141
Tablo 3.34. İzmir'de Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları	142
Tablo 3.35. İzmir'de Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları.....	142
Tablo 3.36. İzmir'de Demir-Çelik Sektörünün Hidrojen Talebine Yönelik Kurulması Planlanan Elektroliz Tesisine İlişkin Bilgiler.....	143
Tablo 3.37. İzmir'de Demir-Çelik Sektörünün Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları	144
Tablo 3.38. İzmir'de Demir-Çelik Sektörünün Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları	144
Tablo 3.39. İzmir'de Rafineri Sektörü Talebinin Karşılanmasına Yönelik Kurulması Planlanan Elektroliz Tesisine İlişkin Bilgiler	145
Tablo 3.40. İzmir'de Rafineri Sektörünün Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları	146
Tablo 3.41. İzmir'de Rafineri Sektörünün Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları	146
Tablo 3.42. İstanbul'da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Senaryo Analizi Sonuçları.....	148
Tablo 3.43. İstanbul'da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Şebekeden Bağımsız Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Senaryo Analizi Sonuçları	150

Tablo 3.44. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Şebekeye Bağlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Senaryo Analizi Sonuçları	152
Tablo 3.45. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı Şebekeden Bağımsız Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Duyarlılık Analizi Sonuçları.....	155
Tablo 3.46. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı Şebekeye Bağlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Duyarlılık Analizi Sonuçları	156
Tablo 3.47. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Şebekeden Bağımsız Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Duyarlılık Analizi Sonuçları.....	157
Tablo 3.48. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Şebekeye Bağlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Duyarlılık Analizi Sonuçları.....	161

ŞEKİLLER

Şekil 1.1. 1863 Yılında İcat Edilen Hippomobile	7
Şekil 1.2. Hindenburg Kazası	8
Şekil 1.3: Hidrojenin Tarihsel Gelişimi	11
Şekil 1.4. Hidrojen Üretim Yöntemleri	12
Şekil 1.5. Elektroliz Teknolojileri Akış Şeması	17
Şekil 1.6. Elektrolizör Çalışma Mantığı	18
Şekil 1.7 Kullanılan Yöntem ve Teknolojiye Göre Seviyelendirilmiş Hidrojen Üretim Maliyetleri	24
Şekil 1.8. Hidrojen Depolama Teknolojileri	35
Şekil 2.1. “Yeşil Hidrojen Pilot Projesi” Kapsamında Kullanılan Hidrojen Depolama Tankları	60

GRAFİKLER

Grafik 1.1. Bazı Üretim Yöntemlerinin Karbon Emisyon Yoğunlukları	23
Grafik 1.2. Hidrojen Kullanımının Sektörler Bazında Dağılımı	27
Grafik 2.1. Küresel Birincil Enerji Talebinin Yıllar Bazında Gelişimi	42
Grafik 2.2. 2012 ve 2021 Yılları Küresel Birincil Enerji Talebinin Karşılanmasında Birincil Enerji Kaynaklarının Payı	43
Grafik 2.3. 2021 Yılında Üretilen Elektrik Enerjisinin Kaynaklar Bazında Dağılımı	44
Grafik 2.4. Küresel CO ₂ Emisyonlarının Yıllar Bazında Gelişimi	44
Grafik 2.5. Bazı Ülkelerin Rusya'nın Fosil Yakıtlarına Olan Bağımlılıkları	46
Grafik 2.6. 2022 Yılı Küresel Hidrojen Kullanımının Bölgesel Dağılımı	48
Grafik 2.7. 2012 ve 2021 Yılları Çin'in Birincil Enerji Talebinin Karşılanmasında Kullanılan Kaynakların Payı	53
Grafik 2.8. 2021 Yılında Çin'de Üretilen Elektrik Enerjisinin Kaynaklar Bazında Dağılımı	54
Grafik 2.9. Çin CO ₂ Emisyonlarının Yıllar Bazında Gelişimi	54
Grafik 2.10. 2012 ve 2021 Yılları ABD Birincil Enerji Talebinin Karşılanmasında Kullanılan Kaynakların Payı	62
Grafik 2.11. 2021 Yılı ABD Elektrik Üretiminin Kaynaklar Bazında Dağılımı	62
Grafik 2.12. ABD CO ₂ Emisyonlarının Yıllar Bazında Gelişimi	63
Grafik 2.13. 2012 ve 2021 Yılları AB Birincil enerji Talebinin Karşılanmasında Kullanılan Kaynakların Payı	69
Grafik 2.14. 2021 Yılı AB Elektrik Üretiminin Kaynaklar Bazında Dağılımı	70
Grafik 2.15. AB CO ₂ Emisyonlarının Yıllar Bazında Gelişimi	70
Grafik 2.16. 2022 Yılı AB Hidrojen Tüketiminin Kullanım Alanlarına Dağılımı	71
Grafik 2.17. 2022 Yılı Hidrojen Üretim ve Tüketiminin Ülkelere Dağılımı	72
Grafik 2.18. 2023 Yılı İtibarıyla Ülkeler Bazında Hidrojen Projeleri ve Elektrolizör Kapasitesi	78
Grafik 2.19. 2012 ve 2021 Yılları Güney Kore Birincil Enerji Talebinin Karşılanmasında Kullanılan Kaynakların Payı	80
Grafik 2.20. Güney Kore 2021 Yılı Elektrik Üretiminde Kullanılan Kaynakların Payı	80
Grafik 2.21. Güney Kore CO ₂ Emisyonlarının Yıllar Bazında Gelişimi	81
Grafik 2.22. 2012 ve 2021 Yılları Birleşik Krallık Birincil Enerji Talebinin Karşılanmasında Kullanılan Kaynakların Payı	85
Grafik 2.23. Birleşik Krallık 2021 Yılı Elektrik Üretiminde Kullanılan Kaynakların Payı	85
Grafik 2.24. Birleşik Krallık CO ₂ Emisyonlarının Yıllar Bazında Gelişimi	86
Grafik 2.25. Birleşik Krallık 2022 Yılı Hidrojen Tüketiminin Kullanım Alanlarına Dağılımı	87
Grafik 2.26. Türkiye'de 2012 ve 2022 Yıllarındaki Birincil Enerji Talebinin Karşılanmasında Kullanılan Kaynakların Payı	91
Grafik 2.27. Türkiye'de 2012 ve 2022 Yıllarındaki Elektrik Üretiminin Kaynaklar Bazında Dağılımı	92
Grafik 2.28. Türkiye CO ₂ Emisyonunun Yıllar Bazında Gelişimi	93

KISALTMALAR

AB	: Avrupa Birliği
ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
AHP	: Analitik Hiyerarşı Süreci
Ar-Ge	: Araştırma-Geliştirme
Atm	: Atmosfer Basıncı
BEV	: Bataryalı Elektrikli Araç
BloombergNEF	: Bloomberg Yeni Enerji Finans
CNG	: Sıkıştırılmış Doğal Gaz
CO₂	: Karbondioksit
CRITIC	: Kriterler Arası Korelasyon Yoluyla Kriterlerin Önemi
ETS	: Emisyon Ticaret Sistemi
FCEV	: Yakıt Hücreli Elektrikli Araç
GAZBİR	: Türkiye Doğal Gaz Dağıtıcıları Birliği
GAZMER	: Doğal Gaz ve Enerji Eğitim Belgelendirme Denetim ve Teknolojik Hizmetler Limited Şirketi
GEPA	: Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası
GES	: Güneş Enerji Santrali
GJ	: Giga Joule
GSYH	: Gayri Safi Yurt İçi Hâsıla
IEA	: Uluslararası Enerji Ajansı
IHEC	: Uluslararası Hidrojen Enerjisi Merkezi
IICEC	: Sabancı Üniversitesi İstanbul Uluslararası Enerji ve İklim Merkezi
Kg	: Kilogram
KWh	: Kilowatt-saat
KYKD	: Karbon Yakalama, Kullanma ve Depolama
LNG	: Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
LPG	: Sıvılaştırılmış Petrol Gazı
MAUT	: Çok Nitelikli Fayda Tekniği
MJ	: Mega Joule
MOF	: Metal Organik Kafes
Mtep	: Milyon Ton Eşdeğer Petrol
MW	: Megawatt
n/a	: Bilgi Yok
N₂O	: Azot Protoksit
NASA	: Ulusal Havacılık ve Uzay Dairesi
NO_x	: Azot Oksit
O.B.	: Ortam Basıncı
O.S.	: Ortam Sıcaklığı
PEM	: Proton Değişim Membranı
PVGIS	: Fotovoltaik Coğrafi Bilgi Sistemi
REPA	: Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası
RMIT	: Melbourne Kraliyet Teknoloji Enstitüsü
SAF	: Sürdürülebilir Havacılık Yakıtı
SO_x	: Kükürt Oksit
t.y.	: Tarih Yok
THS	: Teknoloji Hazırlık Seviyesi
TOPSIS	: İdeal Çözüme Benzerliğe Göre Tercih Sırası Tekniği
TTF	: Title Transfer Facility

TÜİK	: Türkiye İstatistik Kurumu
TWh	: Terawatt-saat
UNIDO	: Birleşmiş Milletler Sınai Kalkınma Örgütü
vd.	: Ve diğerleri
Wh	: Watt-saat
YEK-G	: Yenilenebilir Enerji Kaynak Garanti Sistemi
\$	: ABD doları

GİRİŞ

1800’lü yıllarda yaklaşık 1 milyar kişi olan dünya nüfusu sürekli artarak 2023 yılı sonu itibarıyla 8 milyar kişiyi geçmiştir. Sürekli artan nüfusun yanı sıra sanayileşmenin ve şehirleşmenin artmasıyla birlikte enerji ihtiyacı da artmaktadır. 2021 yılında gerçekleşen küresel nihai enerji tüketimi 1990 yılına göre yüzde 65 artmıştır. Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından yapılan çalışmalara göre küresel enerji talebinin 2030 yılına kadar yıllık ortalama yüzde 0,7 oranında artması beklenmektedir.

Yıllar itibarıyla artma eğiliminde olan küresel enerji talebinin karşılanmasında çoğunlukla petrol, doğal gaz ve kömür gibi fosil yakıtlar kullanılmaktadır. Bu yakıtların yakılması sonucu enerji elde edilirken karbondioksit (CO₂), metan (CH₄), azot protoksit (N₂O) azot oksit (NO_x) ve kükürt oksit (SO_x) gibi gazlar oluşmaktadır. Herhangi bir önlem alınmadığı takdirde bu gazlar doğrudan veya dolaylı olarak atmosfere salınmakta olup bu gazlar sera gazını oluşturmakta ve sera gazının artması sonucu dünya yüzeyine hapsolan ısı miktarı artmaktadır. Bu durum ise küresel ısınma ile sonuçlanmaktadır. Dünyada toplam sera gazı emisyonlarının dörtte üçü, toplam CO₂ emisyonlarının ise yüzde 90’ı fosil yakıt kullanımından kaynaklanmaktadır.

Günümüzde ortalama küresel sıcaklık sanayileşme öncesi dönem olan 1800’lü yılların sonuna kıyasla yaklaşık 1,1 °C artmıştır. 1850 yılından günümüze kadar yapılan ölçümlere göre 2023 yılı dünyanın en sıcak yılı olarak kayıtlara geçmiştir. Bu durum insan sağlığını ve çevreyi tehdit etmektedir. Dünya Sağlık Örgütü tarafından yapılan çalışmalara göre 2030 ve 2050 yılları arasında iklim değişikliğinin yılda yaklaşık 25 bin ilave ölüme sebep olması beklenmektedir.

Artan sera gazı emisyonları sonucu oluşan küresel ortalama sıcaklık artışının 2 °C’nin altında tutulması amacıyla 2015 yılında Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Konferansı’nda 196 ülkenin katılımıyla Paris Anlaşması imzalanmıştır. Bu anlaşma çerçevesinde dünyada fosil yakıt kullanımının azaltılması ve 2050 yılında net sıfır emisyonu ulaşılması hedeflenmektedir.

Diğer taraftan fosil yakıtların dünyada eşit bir şekilde dağılmaması birçok ülkeyi enerji temininde ithalat bağımlısı durumuna getirmiştir. Dünya nüfusunun çoğunluğu başka ülkelerden ithal edilen fosil yakıtlara bağımlı olarak yaşamaktadır. Bu durumda ülkeler jeopolitik riskler ve krizler karşısında savunmasız bir durumda kalmaktadır. Dolayısıyla gerek ithalat bağımlılığının azaltılarak enerji arz güvenliğinin sağlanması gerekse iklim değişikliği ile mücadele edilmesi kapsamında fosil yakıt kullanımının azaltılması bir süredir ülkelerin gündeminde yer almaktadır. Bu kapsamda yenilenebilir olmayan fosil kaynaklardan

yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımına geçiş söz konusudur. Bu geçiş genellikle enerji dönüşümü olarak adlandırılmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı enerji dönüşümü sürecinde oldukça önemli bir rol üstlenmektedir. Özellikle elektrik ve ısı üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılması fosil yakıtların kullanımının azaltılmasında kritik öneme sahiptir. Mevcut gidişat incelendiğinde küresel yenilenebilir enerji kurulu güç kapasitesinin hızlı bir şekilde arttığı görülmektedir. Örneğin küresel güneş enerji kapasitesi 2022 yılında 2021 yılına kıyasla yüzde 22, küresel rüzgâr enerji kapasitesi ise yüzde 9 artış göstermiştir. 2022 yılında toplam kurulu güç kapasitesine eklenen yeni kapasitelerin yüzde 83' yenilenebilir enerji kaynaklarından oluşmaktadır. Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı (IRENA) tarafından 2050 yılına kadar ihtiyaç duyulan elektriğin yüzde 90'ının yenilenebilir kaynaklardan üretilebileceği öngörülmektedir. Paris Anlaşması çerçevesinde belirlenen hedeflere ulaşılması amacıyla küresel yenilenebilir enerji kapasitesinin 2030 yılına kadar üç katına çıkarılması gerektiği belirtilmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynakları sera gazı emisyonuna sebep olmaması ve çevreyi olumsuz etkilememesi açısından oldukça önemli olmakla birlikte iklim şartlarına bağlı olarak değişkenlik göstermektedir. Dolayısıyla enerji arz ve talebinin dengelenmesi önemli bir konu haline gelmektedir. Özellikle güneş ve rüzgâr gibi kesintili yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektriğin enerji talebinin düşük olduğu zamanlarda depolanarak saklanması gerekmektedir.

Net sıfır emisyon hedefi çerçevesinde yenilenebilir enerji kapasitesinin artırılmasının yanı sıra enerji verimliliği uygulamalarının geliştirilerek toplam enerji tkütiminin azaltılması ve elektrifikasyonun artırılması hedeflere ulaşılmasında atılması gereken adımlar olarak değerlendirilmektedir. Ancak enerji tüketen her sektörün elektrifikasyonunun sağlanması birtakım engellerle karşılaşılmaktadır. Ulaştırma sektörü ile enerji tkütimi fazla olan ve yüksek ısıya ihtiyaç duyan imento, demir-elik ve kimya sanayi gibi sektörlerin enerji ve ısı ihtiyaçlarının elektrik ile karşılanması oldukça zor görülmekte ve bu sektörler karbonsuzlaştırılması zor sektörler olarak tanımlanmaktadır. Diğer taraftan bu sektörler toplam küresel CO₂ emisyonunun yaklaşık üçte birini oluşturduklarından bu sektörlerde emisyonların azaltılması hedeflere ulaşılmasında önemli bir adım olarak görülmektedir.

Kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen enerjinin uzun süreli depolanması ve karbonsuzlaştırılması zor olan sektörlerin emisyonlarının azaltılmasında hidrojenin önemli bir role sahip olacağı değerlendirilmektedir. Bir enerji taşıyıcısı olarak nitelendirilen hidrojenin

yüksek enerji yoğunluğuna sahip olması sayesinde ulaştırma sektöründe yakıt olarak kullanılabileceği ve yüksek ısıya ihtiyaç duyan çimento, demir-çelik gibi sektörlerde fosil yakıtlara ikame olarak kullanılabileceği değerlendirilmektedir. IRENA tarafından gerçekleştirilen çalışmalarda 2050 yılı hedeflerine ulaşılmasında altı temel teknolojik gelişme tanımlanmaktadır. Bu gelişmeler enerji verimliliği, yenilenebilir enerji teknolojileri, biyoenerjiden karbon yakalama teknolojileri, fosil kaynaklardan karbon yakalama teknolojileri, elektrifikasyon ve hidrojen teknolojileridir. Bu kapsamda toplam emisyon azaltımında enerji verimliliği ve yenilenebilir enerjinin yüzde 25'er, elektrifikasyonun yüzde 20, karbon yakalama teknolojilerinin yüzde 20 ve hidrojenin yüzde 10 oranında katkı sağlayacağı belirtilmektedir. Buna göre gelecek dönemde hidrojen ile amonyak ve metanol gibi hidrojen türevlerinin yakıt olarak kullanımının artacağı değerlendirilmektedir.

Dünyada hâlihazırda hidrojen çeşitli sektörlerde hammadde olarak kullanılmakta ve tüketildiği yerde üretilmektedir. Enerji dönüşümü kapsamında yukarıda bahsedilen alanlarda hidrojen kullanımı henüz başlangıç aşamasında olup geliştirilmesine ihtiyaç duyulmaktadır. Mevcut durumda kullanılan hidrojenin neredeyse tamamı fosil kaynaklardan elde edilmekte ve bu durum CO₂ emisyonlarının artmasına sebep olmaktadır. Dolayısıyla net sıfır emisyon hedefleri çerçevesinde önemli bir role sahip olması öngörülen hidrojenin temiz kaynaklardan üretilmesi gerekmektedir.

Enerji arz güvenliğinin sağlanmasının devamlılığının korunarak net sıfır emisyon hedeflerine ulaşılması ülkeler için önemli bir mesele haline gelmiş ve karbonsuzlaştırılması zor sektörlerin emisyonlarının azaltılması ve yenilenebilir enerji kaynaklarından daha fazla yararlanılması bağlamında hidrojen önemli bir rol üstlenmiştir. Birçok ülke hidrojene ilişkin çeşitli çalışmalar gerçekleştirmekte ve enerji politikalarında hidrojene yer vermektedir. Ayrıca hidrojene yönelik stratejiler geliştirilmekte ve yol haritaları belirlenmektedir.

Paris Anlaşmasına taraf ülkelerden biri olan Türkiye sera gazı emisyonlarını 2030 yılına kadar 2012 yılına kıyasla yüzde 41 oranında azaltılmasını ve 2053 yılına kadar net sıfır emisyonu ulaşılmasını hedeflemekte olup enerji politikalarına bu hedef çerçevesinde yön vermektedir. Bu kapsamda enerji sektörünün temel amacı enerji verimliliğinin ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılması, nükleer teknolojilerin elektrik üretiminde kullanılması ve yeni enerji teknolojilerinin yerleştirilerek geliştirilmesidir. Bu kapsamda enerji verimliliği uygulamaları desteklenmekte ve yenilenebilir enerji yatırımları artırılmaktadır. Bunun yanı sıra hidrojen teknolojileri de ülkenin gündeminde yer almakta olup konuya ilişkin gelişmeler yakından takip edilmektedir.

Çalışmanın konusu hidrojene ilişkin temel bir çerçeve çizilmesi, dünyada hidrojenin gelişiminin incelenerek genel bir değerlendirme yapılması, Türkiye’de mevcut durumun ve hidrojen teknolojilerinin gelişiminin incelenmesi ve temiz kaynaklardan hidrojen üretimine yönelik bir analiz çalışması gerçekleştirilmesidir.

Çalışmanın amacı küresel enerji dönüşümünde önemli bir araç olarak değerlendirilen hidrojen teknolojilerinin dünyada ve Türkiye’de gelişiminin araştırılarak Türkiye’nin net sıfır emisyon hedefi çerçevesinde kurulması planlanan bir elektroliz tesisi için yer seçimi yapılması ve tesis kurulumunun fayda ve maliyetlerinin incelenmesidir.

Çalışma kapsamında dünyada hidrojen gelişiminin incelenmesi amacıyla Çin, Amerika Birleşik Devletleri (ABD), Avrupa Birliği (AB), Güney Kore ve Birleşik Krallık incelenmiş olup sera gazı emisyonlarının incelenmesinde CO₂ emisyonları baz alınarak CH₄, N₂O, NO_x ve SO_x emisyonları kapsam dışında bırakılmıştır.

Kütüphane araştırması, çok kriterli karar verme yöntemlerinden biri olan TOPSIS yöntemi ve fayda-maliyet analizine dayalı bu çalışma sonunda hidrojen değer zincirine yönelik detaylı bir literatür taraması tamamlanmış ve Türkiye’deki mevcut durum ortaya konmuş olacaktır. Ayrıca kurulması planlanan yeşil hidrojen üretim tesisi için veri odaklı bir yaklaşım sergilenerek gerçekleştirilen yer seçimi ve fayda maliyet analizinin yatırım kararlarının verilmesine yardımcı olacağı ve literatüre katkı sağlayacağı öngörülmektedir.

Bu kapsamda çalışmanın birinci bölümünde literatür taraması yapılarak hidrojene ilişkin kavramsal bir çerçeve çizilecek olup hidrojenin temel özellikleri ve tarihçesine değinildikten sonra hidrojen üretim teknolojileri incelenecek ve bu teknolojilerin karşılaştırılması yapılacaktır. Hidrojen üretim teknolojilerinin ortaya konulmasından sonra hidrojenin farklı sektörlerde kullanım alanlarına değinilecektir. Ayrıca hidrojen depolama teknolojileri de irdelenecek olup bu teknolojilerin avantaj ve dezavantajları ortaya konulacaktır.

Çalışmanın ikinci bölümünde, dünyada hidrojenin mevcut durumu, üretimi ve tüketimi ile kullanım alanları literatür taraması yapılarak incelenecek ve net sıfır emisyon hedefi çerçevesinde önemi ortaya konulacaktır. Ülke örneklerinin incelenmesi kapsamında Çin, Amerika Birleşik Devletleri, Avrupa Birliği, Güney Kore ve Birleşik Krallık’ta hidrojen üretimi ve tüketimi ile mevcut kullanım alanları ortaya konularak ülkelerin net sıfır emisyon hedefleri çerçevesinde hidrojene ilişkin mevzuat, politika ve projeleri incelenecektir. Dünyada ve seçilen ülkelerde hidrojene ilişkin mevcut durumun ortaya konulması sonrasında Türkiye’de hidrojene

ilişkin mevcut durum ele alınacak ve bu kapsamda hazırlanan politikalar, yapılan çalışmalar ve yürütülmekte olan projeler araştırılacaktır.

Çalışmanın üçüncü bölümünde Türkiye’de bir temiz hidrojen üretim tesisi kurulmasına ilişkin analiz yapılacaktır. İki kısımdan oluşacak analizin birinci kısımda çok kriterli karar verme yöntemlerinden biri olan TOPSIS yöntemi kullanılarak yeşil hidrojen üretim tesisi kurulumu için uygun il veya iller belirlenecektir. Bu kısımda Türkiye’de bulunan 81 il çeşitli kriterler vasıtasıyla yenilenebilir enerji potansiyeli, hidrojen talep potansiyeli ve tesis kurulum potansiyelleri açısından değerlendirilecek ve bir sıralama elde edilecektir. Analizin ikinci kısmında ise birinci kısımdan elde edilen sonuçlar çerçevesinde bir fayda-maliyet analizi gerçekleştirilecektir. Bu kapsamda birinci kısımda belirlenen il veya illerde potansiyel hidrojen talepleri tespit edilerek kurulması gereken yeşil hidrojen üretim tesisi kapasitesi belirlenecek ve tesis kurulumunun fayda ve maliyetleri incelenecektir. Tesis kurulumunun finansal olarak yapılabilir olup olmadığının ortaya konulmasından sonra kullanılan parametrelerin değerlerinde meydana gelmesi muhtemel değişimlerin analiz sonuçlarına etkisinin incelenmesi amacıyla senaryo analizi ve analiz sonuçlarının kullanılan parametrelere olan hassasiyetinin ölçülmesi amacıyla duyarlılık analizi gerçekleştirilecektir.

Çalışmanın son aşaması olan Sonuç ve Öneriler bölümünde ise çalışma kapsamında yapılan araştırmaların ve gerçekleştirilen analiz çalışmasının bulgularına ilişkin değerlendirmeler yapılacak ve Türkiye’de hidrojen ekonomisinin oluşturulması amacıyla çeşitli öneriler geliştirilecektir. Ayrıca tezin güçlü ve zayıf yönlerine değinilerek gelecekte yapılması muhtemel çalışmalardan bahsedilecektir.

1. BÖLÜM

HİDROJENE İLİŞKİN KAVRAMSAL ÇERÇEVE

1.1. Hidrojenin Tanımı, Özellikleri ve Tarihçesi

Hidrojen (H) standart sıcaklık ve basınç (0 °C ve 1 atm) altında renksiz, kokusuz, tatsız, metalik olmayan, oldukça yanıcı özelliğe sahip ve doğada moleküler (H₂) halde bulunan kimyasal bir elementtir.

Hidrojen atomu bir proton ve elektrondan oluşmakta olup 1,00794 g/mol kütleyle sahiptir. Sahip olduğu bu kütle ile en hafif element olan hidrojen diğer gazlardan daha hızlı yayılma özelliğine sahiptir ve ısı iletkenliği en fazla olan gazdır. Evrenin kütesinin yüzde 75'ini oluşturan hidrojen, doğada en çok bulunan elementlerden biridir. Hidrojen molekülleri arasındaki çekim kuvveti zayıf olduğundan bu element oldukça düşük sıcaklıklarda erime (-259.2 °C) ve kaynama noktasına (-252.77 °C) sahiptir.¹

Hidrojen elementinin keşfedilmesi 16. yüzyıla dayanmaktadır. 1500'lü yılların başında İsviçreli bilim insanı Paracelsus demir talaşlarını sülfürik asit çözeltisinde erittiğinde ortaya çıkan gazın yanıcı olduğunu fark etmiştir. 1671 yılında Robert Boyle da aynı gözlemi yapmıştır. Ancak her ikisi de bu gazın hidrojen gazı olduğunu fark edememiş, diğer yanıcı gazlardan biri olduğunu düşünmüşlerdir.² 1766 yılında İngiliz bilim insanı Henry Cavendish bu gazın diğer gazlardan farklı olduğunu fark ederek yanıcılık limitleri, yoğunluk gibi fiziksel ve kimyasal özelliklerini ortaya koymuş, 1781 yılında ise hidrojen gazının yandığında açığa su ve ısı enerjisi çıktığını doğrulamıştır. Cavendish bu ispatı ile o zamana kadar doğru olduğu varsayılan suyun bir element olduğu görüşünü çürütmüştür. 1787 yılında Fransız kimyacı Antoine de Lavoisier, bulunan bu elemente Fransızca “*hydrogène*” ismini vermiştir. Kelime eski Yunancada “su” anlamına gelen “húdōr” ve “doğuran” veya “yapan” anlamına gelen “gennáo” sözcüklerinin birleşmesinden oluşmaktadır. Bu iki kelimenin birleşimi sonucu “su yapıcı” anlamı ortaya çıkmaktadır.³

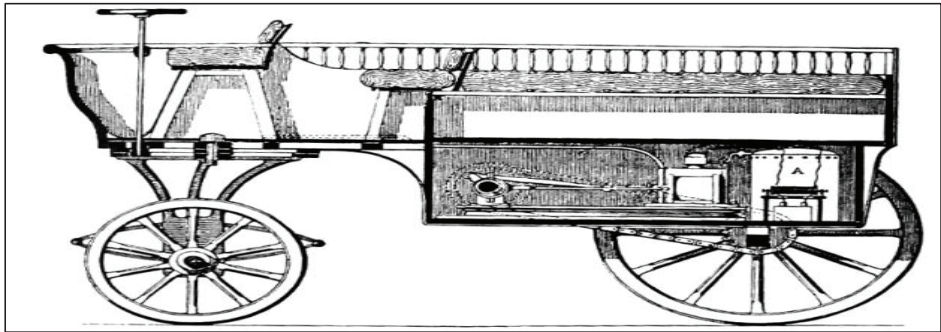
¹ Jolly, 2022, Erişim tarihi, 13 Ocak 2024. < [² Royal Society of Chemistry, t.y., Erişim tarihi, 19 Ekim 2022. < <https://www.rsc.org/periodic-table/element/1/hydrogen>>](https://www.brookings.edu/articles/why-are-fossil-fuels-so-hard-to-quit/#:~:text=We%20understand%20today%20that%20humanity's,climate%20of%20our%20entire%20planet.></p></div><div data-bbox=)

³ The World of Hydrogen, t.y., Erişim tarihi, 20 Ekim 2022. < <https://www.theworldofhydrogen.com/gasunie/history>>

Hidrojen, keşfedildiği zamandan bu yana tarihte çeşitli alanlarda kullanılmıştır. Öncelikle balonlarda kullanılmaya başlanmasıyla tarihte bilinen ilk hidrojen balonu uçuşu 1783 yılında Fransız fizikçi Jacques Alexander Cesar Charles ile Robert kardeşler olarak bilinen Anne-Jean Robert ve Nicolas-Louis Robert tarafından önce insansız sonrasında ise insanlı gerçekleştirilmiştir.⁴

1800'lü yılların başında İsviçreli mucit François Isaac de Rivaz tarafından hidrojen ve oksijen gazlarının karışımı ile çalışan içten yanmalı bir motor yapılmış ve bu motor yine kendisi tarafından geliştirilen bir araca yerleştirilmiştir. 1800 yılında bilim insanları William Nicholson ve Sir Anthony Carlisle tarafından suya elektrik akımı verildiğinde hidrojen ve oksijen elde edildiği bulunmuştur. Diğer bir deyişle suyun elektrolizi keşfedilmiştir. 1839 yılında ise Christian Friedrich Schoenbein tarafından elektroliz işleminin tersi olan hidrojen ile oksijenin tepkimesi sonucunda su ve elektrik akımı olduğu keşfedilmiştir. 1845 yılında bilim insanı Sir William Grove, Schoenbein'in keşfettiği işlemi uygulayarak gaz pili olarak adlandırdığı sistemi oluşturmuştur. Bu keşfi sayesinde Grove, yakıt hücresi teriminin kullanılmaya başlanmasından sonra, "father of the fuel cell" unvanını kazanmıştır. 1863 yılında Belçikalı mucit Etienne Lenoir tarafından "Hippomobile" adı verilen bir araç icat edilmiştir. Araçta bulunan motor oksihidrojenle (hidrojen ve oksijen gazlarının karışımı) çalışmakta olup bu karışım suyun elektrolizi ile elde edilmiştir. İcat edilen araca ilişkin bir görsel Şekil 1.1'de verilmektedir. "Yakıt hücresi" terimi ise ilk kez 1889 yılında Ludwig Mond and Charles Langer tarafından kullanılmıştır.⁵

Şekil 1.1. 1863 Yılında İcat Edilen Hippomobile



Kaynak: Wikipedia (t.y.) *Hippomobile*. Er. 20 Ekim 2022.

<https://en.wikipedia.org/wiki/Hippomobile#/media/File:Lenoir_Hippomobile.jpg>

⁴ Tietz, 2021, Erişim tarihi, 20 Ekim 2022. <<http://scihi.org/jacques-charles-hydrogen-balloon/>>

⁵ University of Cambridge, t.y., Erişim tarihi, 20 Ekim 2022. <<https://www.ceb.cam.ac.uk/research/groups/rg-eme/Edu/fuelcells#:~:text=In%201839%20Sir%20William%20Grove,reversing%20the%20electrolysis%20of%20water.>>

1800’lü yıllarda balonlarda ve motorlu kara taşıtlarında kullanılan hidrojenin, 1900’lü yıllarda havayolu ve karayolu taşımacılığında kullanımına devam edilmiştir. Hava gemileri veya havadan hafif hava aracı olarak adlandırılan araçlar, havadan daha az yoğunluğa sahip bir gaz ile kaldırma kuvveti kazanıp havada kendi gücüyle gidebilen araçlardır. Zeplin olarak da adlandırılan bu araçlarda genelde havadan daha hafif olan helyum gazı kullanılırken helyuma alternatif olarak doğada daha sık bulunan ve daha ucuz olan hidrojen gazı da kullanılmıştır. 1920’li yıllarda kamyon, otobüs, denizaltı gibi araçlarda bulunan içten yanmalı motorlar hidrojen veya hidrojen karışımli gazlarla çalışacak şekilde değiştirilmiştir. Bugüne kadar yapılmış olan en büyük hava aracı olma özelliğine sahip hidrojen yakıtlı “Hindenburg” zeplini 1937 yılında Almanya-Amerika Birleşik Devletleri (ABD) seferinde New Jersey eyaletinin Lakehurst ilçesine iniş yapacağı sırada alev alarak saniyeler içinde yanmış ve olayda 36 kişi hayatını kaybetmiştir. Bu olay tarihte “Hindenburg Felaketi” olarak anılmaktadır. Kaza anında çekilmiş olan bir fotoğraf Şekil 1.2’de verilmektedir. Bu kaza sonrasında hava gemilerinin popülerliği azalmış ve kullanımı oldukça düşmüştür.

Şekil 1.2. Hindenburg Kazası



Kaynak: Paone, 2022, Erişim tarihi, 22 Ekim 2022. < <https://airandspace.si.edu/stories/editorial/aftermath-hindenburg> >

1958 yılında NASA’nın kurulmasıyla birlikte sıvı hidrojen roketlerde yakıt olarak kullanılmaya başlanmıştır. 1959 yılında Francis T. Bacon tarafından 5 kilowatt gücünde bir yakıt hücresi geliştirilmiştir ve bu hücre “Bacon Cell” olarak isimlendirilmiştir. Bacon tarafından geliştirilen bu yakıt hücresi uzay araçlarında kullanılmıştır. Yine aynı yılda ilk yakıt hücreli araç geliştirilmiştir. İlerleyen süreçte, 1972 model AMC Gremlin markalı bir araç

Kaliforniya Üniversitesi tarafından modifiye edilerek araçta bulunan mevcut motor hidrojenle çalışan bir motorla değiştirilmiş ve aracın arkasına yüksek basınçta hidrojen depolanabilmesi için bir tank yerleştirilmiştir. Yakıt olarak benzin yerine hidrojenin yakılmasıyla çalışan bu araç 1972 yılında gerçekleştirilen “Şehir İçi Araç Tasarım Yarışması”nı kazanmıştır.⁶

1974 yılında Profesör Doktor Turhan Nejat Veziroğlu tarafından Miami’de uluslararası “Hidrojen Ekonomisi Miami Enerji Konferansı” düzenlenmiştir. Konferansın açılış konuşmasında fosil yakıtların tükenmesine değinilmiş ve bu yakıtların çevreye verdiği zararlara kalıcı çözüm olarak hidrojen enerji sistemleri önerilmiştir.⁷ Yıl içinde konferansa katılan bilim insanları ve mühendisler tarafından “Uluslararası Hidrojen Enerjisi Derneği” kurulmuştur. Aynı yıl Arap Devletleri ve İsrail arasında yaşanan Yom Kippur Savaşı ve Arap ülkeleri tarafından ABD ile Hollanda, Portekiz ve Güney Afrika gibi ülkelere uygulanan petrol ambargosu sonucu alternatif yakıt arayışları başlamıştır.⁸

İlerleyen yıllarda hidrojenle ilgili çalışmalara devam edilmiştir. 1987-1999 yılları arasında Almanya’da yürütülen “Solar Hydrogen Bavaria” projesi ile hidrojen üretimi, depolanması ve kullanımına yönelik çeşitli çalışmalar ve testler yapılmıştır. Bu kapsamda yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen elektrik enerjisi kullanılarak sudan hidrojen üretilmiştir. Üretilen hidrojen gaz, sıvı ve metal hidrit olarak tanklarda depolanmış ve bu yöntemler de teste tabi tutulmuştur. Hidrojen üretimi ve depolanmasına ek olarak hidrojen kullanımına yönelik testler de gerçekleştirilmiştir. Yenilenebilir enerji kaynağıyla üretilen ve depolanan hidrojen ısıtma ve soğutma sistemlerinde doğal gaz ile karıştırılarak, elektrikli forklift aracında ise yakıt olarak kullanılmıştır. Bu uygulamaların yanı sıra proje kapsamında hidrojen dolum istasyonu da kurulmuştur.⁹

1998 yılında İzlanda tarafından 2030 yılına kadar hidrojen ekonomisi yaratılmasının planlandığı açıklanmıştır. 1999 yılında Almanya’nın Hamburg ve Münih kentlerinde Avrupa’nın ilk hidrojen yakıt istasyonları açılmıştır. 2004 yılında Alman Federal Eğitim ve Araştırma Bakanlığı tarafından finanse edilen proje kapsamında “DeepC” adı verilen hidrojen yakıtlı ilk otonom sualtı aracı geliştirilmiştir.¹⁰ 2013 yılında Almanya’da rüzgâr enerjisinden

⁶ Wired, 2004, Erişim tarihi, 22 Ekim 2022. < <https://www.wired.com/2004/09/nice-ride-the-hydrogen-gremlin/>>

⁷ Niğde Ömer Halisdemir Üniversitesi, 2023, Erişim tarihi, 10 Haziran 2023. < <https://www.ohu.edu.tr/drv-team/sayfa/prof-dr-turhan-nejat-veziroglu>>

⁸ USA Department of State, t.y., Erişim tarihi, 10 Haziran 2023. < <https://history.state.gov/milestones/1969-1976/oil-embargo>>; Danielsen, t.y, Erişim tarihi, 22 Ekim 2022. < <https://www.britannica.com/topic/OPEC>>

⁹ Schucan, 1999:8-23; Hassmann, 2017, Erişim tarihi, 22 Ekim 2022. < <https://www.bayern-innovativ.de/en/page/solar-hydrogen-bavaria>>

¹⁰ Thorson vd., 2022:46.

üretileen talep fazlası enerjinin depolanabilmesi amacıyla bir tesis kurulmuş olup bu tesiste sudan üretilen hidrojen, CO₂ ile birleştirilerek metan elde edilmiş ve ihtiyaç duyulduğunda gaz şebekesine verilmiştir. 2018 yılında Birleşik Krallık'ta yürütölen “HyDeploy” projesi kapsamında mevcutta kullanılan doğal gaza hacimsel olarak yüzde 20 oranında hidrojen karıştırma çalışmaları yapılmış ve elde edilen gaz karışımı ilk aşamada Keele Üniversitesi kampüsünde yer alan 100 ev ve 30 üniversite binasında, ikinci aşamada ise Winlaton köyünde bulunan 668 ev ve birkaç işyeri binasında kullanılarak test edilmiştir.¹¹

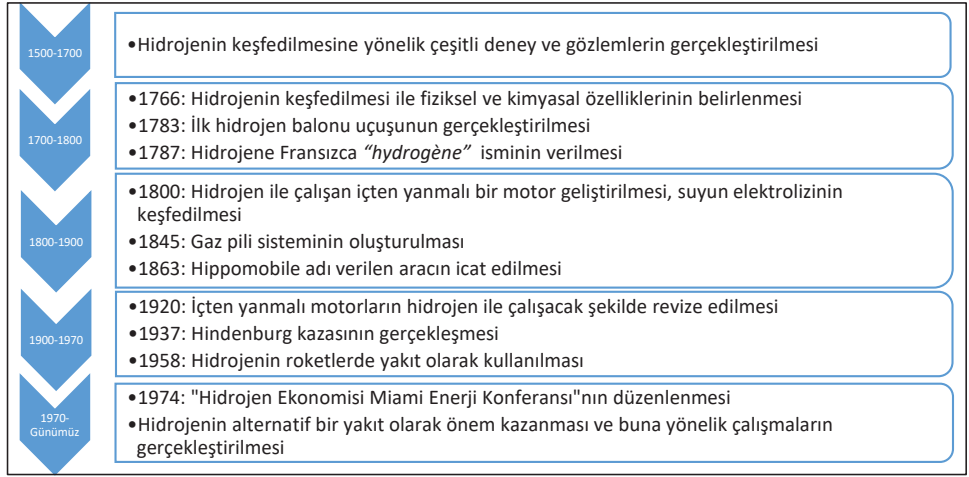
2021 yılında Tokyo'da gerçekleştirilen Yaz Olimpiyat Oyunları'nda elektrik ihtiyacının tamamının yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanması ve hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi hedeflenmiş olup bu kapsamda pilot uygulamalar yapılmıştır. Bu kapsamda olimpiyat yerleşkesinde çalışan personelin ve sporcuların ulaşımı amacıyla 500 hidrojen yakıtlı araç tedarik edilmiş ve bu araçlara yakıt temin edilebilmesi için şehirde 35 hidrojen dolum istasyonu kurulmuştur. Ayrıca olimpiyat ateşi hidrojen ve propan karışımı ile yakılmış ve olimpiyat alanında bulunan dinlenme evinin enerji ihtiyacı hidrojenle karşılanmıştır. Bu süreçte hidrojen dolum istasyonlarının ve hidrojen kullanan diğer sistemlerin ilk yatırım maliyetinin oldukça yüksek olması karşılaşılan başlıca zorluklardan biri olarak belirtilmiştir.¹²

Hidrojenin tarihsel süreçte gelişimi incelendiğinde keşfedilmesi ile birlikte belli başlı alanlarda kullanılmaya başlandığı ve çeşitli çalışmalarla kullanım alanlarının genişletildiği görölmektedir. Bu süreçte yaşanan belli başlı gelişmeler ve bu gelişmelerin gerçekleştiğı dönem ve yıllar Şekil 1.3'te verilmektedir.

¹¹ Hydeploy, t.y, Erişim tarihi, 27 Kasım 2023. < <https://hydeploy.co.uk/project-phases/>>

¹² Climate Chance Association, t.y:1.

Şekil 1.3: Hidrojenin Tarihsel Gelişimi



Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

1.2. Hidrojen Üretimi

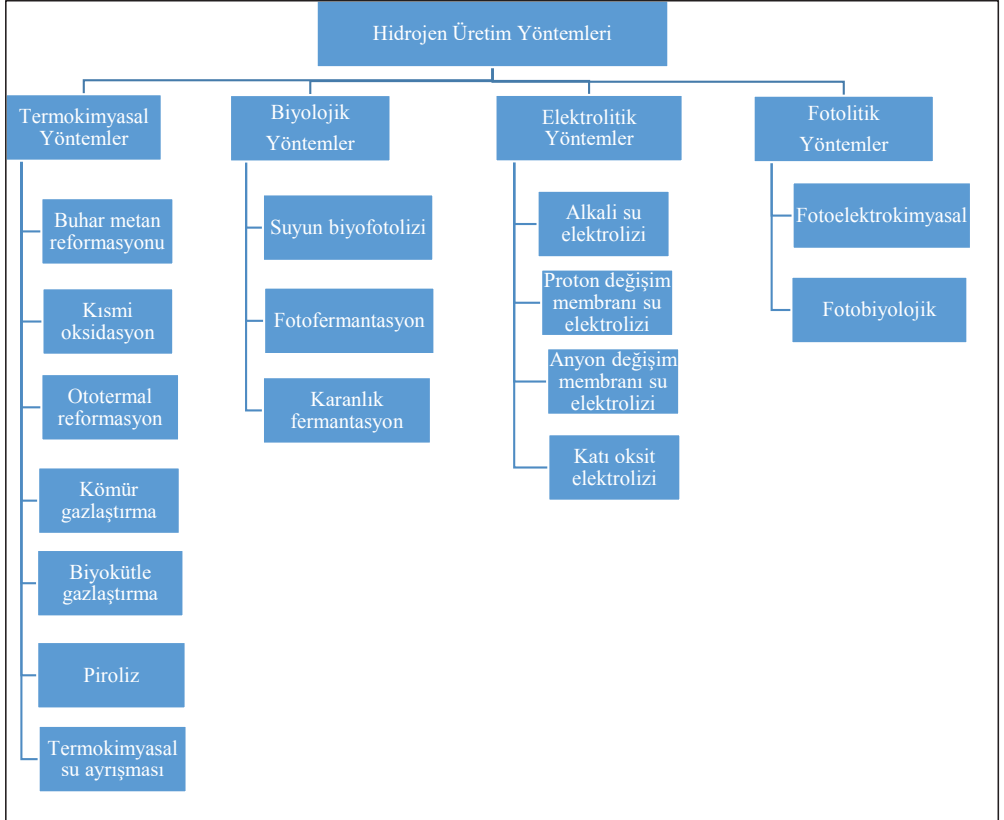
Hidrojen evrende en sık bulunan element olmasına rağmen doğada serbest halde bulunmamaktadır. Genellikle oksijen ile tepkimeye girerek su oluşturmakta veya diğer elementlerle birleşerek organik molekül olarak bulunmaktadır. Bu sebeple hidrojenin birtakım yöntemler kullanılarak içinde bulunduğu bileşiklerden ayrılması gerekmektedir. Bu bölümde hidrojen üretim teknolojilerine, hidrojenin üretim kaynağı ve yöntemine bağlı olarak renklendirilmesine ve hidrojen üretim yöntemlerinin karşılaştırılmasına yer verilmektedir.

1.2.1. Hidrojen üretim teknolojileri

Hidrojen üretim yöntemleri hidrojenin elde edildiği kaynağa göre fosil kaynak esaslı veya fosil olmayan (yenilenebilir) kaynak esaslı olmak üzere iki farklı kategoride incelenmektedir. Hâlihazırda hidrojen üretiminin büyük çoğunluğu fosil kaynaklardan sağlanmakta olup 2022 yılında dünyada üretilen toplam 95 milyon ton hidrojenin neredeyse tamamı bu kaynaklardan elde edilmiştir. Fosil kaynakların hidrojen üretiminde kullanılması karbon emisyonuna neden olmakla birlikte yenilenebilir kaynaklardan hidrojen üretimi söz konusu olduğunda açığa çıkan emisyon fosil yakıtlara nazaran oldukça azalmakta veya sıfır olmaktadır.

Şekil 1.4'te gösterildiği üzere hidrojen elde etmede kullanılan yöntemler termokimyasal, biyolojik, elektrolitik ve fotolitik (ışık kırımı) olmak üzere dört başlık altında incelenmektedir.¹³

Şekil 1.4. Hidrojen Üretim Yöntemleri



Kaynak: Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, t.y. Erişim tarihi, 28 Ekim 2023. < <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-processes>> kaynağından faydalanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

1.2.1.1. Termokimyasal yöntemlerle hidrojen üretimi

Termokimyasal (ısılkimyasal) işlemler doğal gaz, kömür ve biyokütle gibi kaynaklardan hidrojen üretilmesi için ısı ile birlikte kimyasal tepkimelerden faydalanılan yöntemlerdir. Hidrojen üretiminde kullanılan termokimyasal yöntemler buhar metan reformasyonu, kısmi

¹³ Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, t.y. Erişim tarihi, 28 Ekim 2023. < <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-processes>>

oksidasyon, ototermal reformasyon, kömür gazlaştırma, biyokütle gazlaştırma, biyokütleden elde edilen sıvıların reformasyonu ve termokimyasal su ayrışmasıdır.

Buhar metan reformasyonu:

Buhar metan reformasyonunda, metanda (CH_4) bulunan hidrojen atomları buhar reformasyonu kullanılarak ayrıştırılmaktadır. Yüksek sıcaklıkta ($700\text{ }^\circ\text{C} - 1,000\text{ }^\circ\text{C}$) ve belli bir basınca sahip (3-25 bar) buharın metan ile tepkimesi sonucu hidrojen, karbonmonoksit ve karbondioksit oluşmaktadır.¹⁴ Tepkimede kullanılan metan kaynağı genelde doğal gaz olmakla birlikte etanol, propan ve benzin gibi yakıtlardan da buhar reformasyonu ile hidrojen üretilebilmektedir. Genelde petrol rafinerileri tarafından kullanılan bu yöntem hidrojen üretiminde en ucuz ve en yaygın yöntem olarak değerlendirilmektedir.¹⁵ Buhar metan reformasyonu tepkimesinin ilk aşamasında oluşan karbonmonoksit (CO) ve hidrojen (H_2) karışımı sentez gazı (syngas) olarak adlandırılmaktadır. Oluşan bu sentez gazı ikinci aşamada karbondioksit ve hidrojen oluşturulması için kullanılmaktadır.¹⁶

Kısmi oksidasyon:

Kısmi oksidasyon yönteminde metan veya diğer hidrokarbonların sınırlı miktarda oksijen ile birleştirilmesi işlemi uygulanmaktadır. Kısmi oksidasyon tepkimesinde az miktarda oksijen kullanıldığı için karbondioksit gazı yerine karbonmonoksit oluşmaktadır. Oluşan karbonmonoksit ikinci aşamada su buharı ile birleştirilerek karbondioksit ve ilave hidrojen üretilmektedir.

Ototermal reformasyon:

Ototermal reformasyon yöntemi, buhar reformasyonu ve kısmi oksidasyon işlemlerinin birleşiminden oluşmaktadır. Ototermal reformasyon işlemi sonucunda hidrojen, karbonmonoksit ve karbondioksit karışımından oluşan sentez gazı elde edilmektedir.

Kömür gazlaştırma:

Kömür gazlaştırma yöntemi yaygın olarak kullanılan hidrojen üretim yöntemlerinden biridir. Gazlaştırma, organik veya karbon içerikli fosil kaynakların yüksek sıcaklıklarda ($800\text{ }^\circ\text{C} - 900\text{ }^\circ\text{C}$ veya daha yüksek sıcaklıklar) oksijen ve/veya su buharı ile tepkimesi sonucu

¹⁴ U.S. Energy Information Administration, t.y., Erişim tarihi, 23 Ocak 2024. < <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/refining-crude-oil.php> >

¹⁵ Alternative Fuels Data Center, t.y, Erişim tarihi, 18 Haziran 2023. < https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen_production.html >

¹⁶ Öztürk vd., 2010: 1-13.

sentetik bir gaz oluşturulması işlemidir. Kömür gazlaştırma işlemi termal bir dönüşüm teknolojisi olup bu işlemde kömürden su, hava ve/veya su-oksijen karışımları ile başlıca metan (CH_4), karbonmonoksit (CO), hidrojen (H_2) ve karbondioksit (CO_2) gazlarının karışımı olan sentez gazı elde edilmektedir. Oluşan sentez gazı değişik tepkime koşullarında kullanılarak amonyak ve metanol gibi organik bileşikler üretilmektedir. Kömür gazlaştırma ile hidrojen üretimi, mevcut kömür rezervlerinin çevresel kaygıların asgari düzeye indirilerek kullanılabilmesi için önemli bir alternatif olarak değerlendirilmektedir.¹⁷

Biyokütle gazlaştırma:

Biyokütle gazlaştırma yöntemi hidrojen elde edilmesinde kullanılan bir diğer yöntemdir. Biyokütle, yaşayan ya da yakın zamanda yaşamış canlılardan elde edilen fosilleşmemiş tüm biyolojik malzemelere verilen genel bir ad olup bitkiler, tarımsal ve kentsel atıklar ile orman ve hayvan atıkları gibi organik atıkları içermektedir. Biyokütlenin kimyasal yapısında karbon, hidrojen, oksijen ve azot gibi elementlerle birlikte az miktarlarda alkali, alkali toprak ve ağır metal içeren atomlar bulunmaktadır. Biyokütlenin gazlaştırılması işleminde katı yakıtlar ısı çevrim teknolojisi kullanılarak yanabilen bir gaza dönüştürülmektedir. Üretilen gaz karbonmonoksit, karbondioksit, hidrojen, metan, su ve azotun yanı sıra kömür parçacıkları, kül ve katran gibi atıklar da içermektedir.¹⁸

Biyokütle gazlaştırma yöntemi ile hidrojen üretildiğinde CO_2 emisyonu gerçekleşmektedir. Ancak atmosferde bulunan karbondioksit, biyokütleyi oluşturan malzemelerden biri olan bitkiler tarafından fotosentez işleminde kullanılmaktadır. Dolayısıyla bu hidrojen üretim yönteminde açığa çıkan karbondioksitin bir kısmı bir döngü içinde kullanılmakta ve bunun sonucunda biyokütleden hidrojen üretilen yöntemlerde net karbon emisyonu diğer yöntemlere göre daha düşük olmaktadır.

Piroliz:

Piroliz yönteminde, organik bileşikler yüksek sıcaklıklarda oksijen olmaksızın ayrıştırılmakta olup oksijen kullanılmadığı için karbondioksit oluşmamaktadır. Piroliz yöntemi hidrokarbonlardan ve biyokütleden hidrojen üretilmesi amacıyla kullanılabilir. Hidrokarbonların pirolizinde en iyi bilinen yöntem metanın pirolizidir. Bu işlemde metan (CH_4) yüksek sıcaklıklarda doğrudan hidrojen ve grafit olarak da adlandırılan katı karbona

¹⁷ Seçer ve Hasanoğlu, 2019: 223-232.

¹⁸ Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, t.y, Erişim tarihi, 28 Ekim 2023. <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-biomass-derived-liquid-reforming>>

ayrıştırılmakta olup grafit çelik yapımı ve batarya üretimi gibi çeşitli endüstriyel uygulamalarda kullanılabilir. ¹⁹

Termokimyasal su ayrışması:

Termokimyasal su ayrışması yönteminde su yüksek sıcaklıklar (500 °C-2.000 °C) ve kimyasal reaksiyonlar kullanılarak hidrojen ve oksijene ayrıştırılmaktadır. Suyun ayrışması için gereken termokimyasal reaksiyon sayısı iki ile altı arasında değişmekte olup ayrıştırma işleminde kullanılan kimyasal reaksiyon sayısı arttıkça ayrışma için gereken sıcaklık düşmektedir. Kükürt-iyot döngüsü (S-I döngüsü), bakır-klor döngüsü (Cu-Cl döngüsü), demir-klor döngüsü (Fe-Cl döngüsü) ve magnezyum-klor döngüsü (Mg-Cl döngüsü) termokimyasal su ayrışmasında kullanılan döngülerden bazılarıdır. ²⁰ Literatürde 300'den fazla termokimyasal su ayrıştırma döngüsü bulunmakta olup bu döngüler henüz geliştirilme aşamasındadır.

Termokimyasal hidrojen üretim yöntemleri incelendiğinde genellikle kömür, doğal gaz gibi fosil yakıtların ve biyokütle, su gibi yenilenebilir kaynakların kullanıldığı görülmektedir. Yaygın olarak kullanılan buhar metan reformasyonu ve kömür gazlaştırma gibi yöntemlerde fosil yakıt ve oksijen kullanımından kaynaklı karbonmonoksit veya karbondioksit gibi gazlar oluşmaktadır. Diğer taraftan termokimyasal su ayrışması gibi yöntemlerin geliştirilmeye muhtaç olduğu görülmektedir.

1.2.1.2. Biyolojik yöntemlerle hidrojen üretimi

Mikroorganizmalar metabolizmalarının biyolojik reaksiyonlarını kullanarak hidrojen üretebilmektedir. Bu reaksiyonların kullanıldığı hidrojen üretim yöntemleri henüz ticari üretim boyutunda olmamakla birlikte araştırma-geliştirme (Ar-Ge) aşamasındadır. Suyun biyofotolizi, fotosentetik bakterilerin organik bileşiklerden hidrojen üretimi, fermantatif hidrojen üretimi, fotosentetik ve fermantatif bakterilerin kullanıldığı hibrit sistemler ve biyokatalizlenmiş elektroliz hidrojen üretimi yapabilen biyolojik işlemler arasında yer almaktadır. ²¹

Biyolojik üretim yöntemlerinden biri olan suyun biyofotolizinde yeşil mikroalgler veya besinini fotosentez yoluyla elde eden siyanobakteriler (mavi-yeşil algler) gibi

¹⁹ DVGW Deutscher Verein Des Gas- Und Wasserfaches ve Hydrogen Europe, 2022:6-7.

²⁰ CIC EnergiGUNE, 2022a, Erişim tarihi, 28 Ekim 2023. < <https://cicenergigune.com/en/blog/twsc-thermochemical-water-splitting-cycles-promising-technology-turn-sunlight-and-waste-heat-green-hydrogen> >

²¹ Genç, 2009:17-36.

mikroorganizmalar tarafından güneş ışığı kullanılarak sudan veya organik bileşiklerden hidrojen elde edilebilmektedir.

Diğer taraftan fotosentetik mikroorganizmalar tarafından güneş ışığı kullanılarak organik atıklardan moleküler hidrojen ve karbondioksit üretilmektedir. Bu yöntem fotofermantasyon olarak adlandırılmaktadır.

Organik bileşiklerden bir diğer hidrojen üretme yöntemi, karanlık fermantasyon yöntemidir. Bu yöntemde şeker (şeker kamışı, şeker pancarı) veya nişasta (patates, hububat) içeren biyokütle ya da lignoselülozik biyokütle (çimen, ağaç, saman) gibi karbonhidratça zengin organik bileşiğin üzerinde karanlıkta büyüyen anaerobik bakteriler tarafından hidrojen üretilmektedir. Bu yöntemde fermantatif bakteriler güneş ışığına ihtiyaç duymadığından gece ve gündüz hidrojen üretimi yapılabilir. ²²

Suyun biyofotolizi, karanlık fermantasyon ve fotofermantasyon yöntemleri karşılaştırıldığında suyun biyofotolizi ve fotofermantasyon yöntemlerinin güneş ışığına bağımlı olduğu ve hidrojen üretim oranlarının düşük olduğu görülmektedir. Diğer taraftan karanlık fermantasyon yöntemi, ışığa gereksinim duyulmaması ve tasarımının daha kolay olması sebebiyle diğer yöntemlerden daha avantajlıdır. Ancak bu yöntemde hidrojen üretim verimi diğer yöntemlere kıyasla daha düşüktür. Bu durum da karanlık fermantasyon yöntemini ekonomik bir yöntem olmaktan uzaklaştırmaktadır. Bu dezavantajın bertaraf edilerek hidrojen üretim veriminin artırılabilmesi için karanlık ve fotofermantasyon yöntemlerinin birlikte kullanıldığı hibrit sistemler geliştirilmektedir. Hibrit sistemin ilk aşaması olan karanlık fermantasyon ile hidrojen ve diğer moleküller oluşturulurken ikinci aşama olan fotofermantasyonda ilk aşamada açığa çıkan moleküllerden bazılarının yeniden kullanımı ile hidrojen elde edilmektedir. ²³

Genel olarak değerlendirildiğinde biyolojik yöntemlerle hidrojen üretimi düşük üretim hızına ve düşük verime sahiptir. Dolayısıyla bu yöntemler hâlihazırda finansal açıdan diğer yöntemlerle rekabet edebilir düzeye erişememektedir. Bu sebeple verimliliğin artırılması ve üretim maliyetlerinin düşürülebilmesi amacıyla çeşitli Ar-Ge çalışmalarına devam edilmektedir.

²² Ahlström, 2020:6.

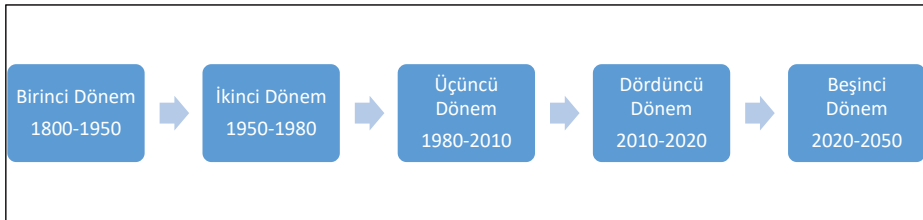
²³ Ergüder, 2015:15.

1.2.1.3. Elektrolitik yöntemlerle hidrojen üretimi

Elektroliz, elektrolizör adı verilen bir ekipman sayesinde suyun elektrik enerjisi kullanılarak hidrojen ve oksijene ayrıştırılması işlemi olarak tanımlanmaktadır. Elektroliz yönteminde elektrik enerjisi hidrojen üretimiyle kimyasal enerjiye dönüştürülmekte olup üretilen hidrojen yakıt olarak değerlendirilebilmekle beraber gerektiğinde tekrar elektrik enerjisine dönüştürülebilmektedir.

Elektroliz teknolojisinin temelleri 19. yüzyıla dayanmaktadır.²⁴ Şekil 1.5'te yer alan akış şemasında tarihsel süreç beş döneme ayrılmış olup her dönem için elektrolizörlere ilişkin zorluklar ve önemli teknolojik gelişmeler verilmektedir.

Şekil 1.5. Elektroliz Teknolojileri Akış Şeması



Kaynak: IRENA, 2020:29. Er. 10 Ekim 2023. <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf>

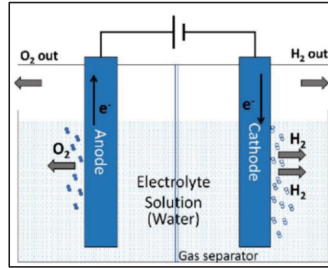
1800-1950 yıllarını kapsayan ilk dönemde elektrolizörler genel olarak amonyak üretimi için kullanılmış olup bu dönemde yalnızca alkali elektrolizör teknolojisi yer almıştır. Bu dönemin sonlarına doğru elektrolizörler klor üretiminde de kullanılmaya başlanmıştır. 1950-1980 yıllarını kapsayan ikinci dönemde ise uzay gemileri ve denizaltı uygulamaları için proton değişim membranı (PEM) elektrolizörleri geliştirilmeye başlanmıştır. 1980-2010 yıllarını kapsayan üçüncü dönemde PEM elektrolizörlerinin tasarımının basitleştirilmesi, diğer alanlarda kullanımının geliştirilmesi ve maliyetinin azaltılması amacıyla çalışmalar sürdürülmüştür. 2010-2020 yıllarını kapsayan dördüncü dönemde iklim değişikliği ile ilgili endişelerin artması, güneş ve rüzgâr gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu gücünün artması, elektrolizörlerin yatırım maliyetinin azaltılması ve bunların sonucunda yeşil hidrojen üretiminin gündeme gelmesi yaşanan önemli gelişmelerdendir. Günümüz ve sonrasını

²⁴ CIC EnerjiGUNE, 2021, Erişim tarihi, 28 Ekim 2023. <<https://cicenergigune.com/en/blog/electrolysis-water-sustainable-produce-green-hydrogen>>

kapsayan beşinci dönemde ise mevcut elektrolizörlerin yaygınlaşması, maliyetlerinin azaltılması, dayanıklılık ve verimlerinin artırılması için çalışmalar yürütülmektedir.²⁵

Elektroliz yöntemi basit bir çalışma prensibine sahiptir. Bu yöntemde elektriksel güç kaynağına bağlı anot (+ uç) ve katot (- uç) olarak adlandırılan iki elektrot bulunmaktadır. Bu elektrotlar elektrolit adı verilen ve pozitif ve negatif iyonlara ayrılmış iletken bir sıvı içine batırılmaktadır. Elektrotlara elektrik akımı verildiğinde elektronlar katoda doğru hareket etmekte olup bu hareket sonucunda anotta elektron eksikliği, katotta ise elektron fazlalığı meydana gelmektedir. Katottaki fazla elektronlar iletken sıvı içinde bulunan pozitif yüklü iyonların (katyonlar) katoda hareket etmesini sağlarken aynı sayıdaki negatif yüklü iyonlar (anyonlar) anoda doğru hareket etmektedir. Katyonlar fazla elektronları absorbe ederken anyonlar ise elektron vermektedir. Böylece katotta indirgenme (redüksiyon), anotta ise yükseltgenme (oksidasyon) gerçekleşmektedir. Bu işlem sonucunda katotta hidrojen, anotta ise oksijen toplanmaktadır. Temel bir elektrolizörün çalışma mantığı Şekil 1.6'da gösterilmekte olup suyun elektrolizinde meydana gelen genel tepkime de aşağıda verilmektedir.

Şekil 1.6. Elektrolizör Çalışma Mantığı



Kaynak: Yue vd., 2021:3



Elektroliz teknolojileri kullanılan elektrolite, sistemin çalışma şartlarına, katyona ve anyona göre dört temel grupta incelenmektedir. Bunlar alkali su elektrolizi, proton değişim membranı su elektrolizi, anyon değişim membranı su elektrolizi ve katı oksit elektrolizidir. Bu yöntemlerin haricinde bir yöntem daha bulunmakta olup bu yöntem henüz gelişim evresinde olan mikrobiyal elektrolizdir.

Alkali su elektrolizi, elektroliz teknolojileri arasında en eski ve en gelişmiş yöntem olup büyük ölçekli uygulamaları bulunmaktadır. Bu yöntem 100 yıla yakın bir süredir kullanılmakta

²⁵ IRENA, 2020:29.

olup ilk alkali su elektrolizörü 1927 yılında Norveç'te kurulmuştur. Alkali su elektrolizi düzeneğinde anot ve katot bir diyafram ile ayrılmaktadır. Katotta su, hidrojen (H_2) molekülü ve hidroksit iyonlarına (OH^-) ayrılırken oluşan hidroksit iyonları diyaframdan geçerek anoda gitmekte ve anotta oksijen (O_2) oluşturmaktadır. Elektrolit olarak potasyum hidroksit (KOH) veya sodyum hidroksit (NaOH) kullanılmakta olup sistem 100-150 °C arasında çalışmaktadır.

Proton değişim membranı (PEM) su elektrolizi alkali su elektrolizine göre daha yeni bir teknoloji olarak değerlendirilmektedir. Bu yöntemde elektrolit olarak katı özel bir plastik malzeme kullanılmaktadır. Proton değişim membranı su elektrolizinde anot tarafından sisteme verilen su oksijen ve pozitif yüklü hidrojen iyonlarına ayrılmaktadır. Oluşan hidrojen iyonları membrandan geçerek katoda gitmekte olup katotta elektron alarak hidrojen gazına dönüşmektedir. Sistem 70-90 °C'de çalışmaktadır.

Anyon değişim membranı su elektrolizi teknolojisinin çalışma prensibi proton değişim membranı teknolojisine benzemektedir. Anyon değişim membranı elektrolizindeki tek fark membrandan pozitif yüklü hidrojen iyonu yerine negatif yüklü hidroksit iyonunun geçmesidir. Anot ve katotta gerçekleşen tepkimeler aşağıda verilmektedir.

Katı oksit elektrolizi, elektroliz teknolojileri arasında en az gelişmiş teknoloji olarak değerlendirilmektedir. Bu elektroliz yönteminde elektrolit olarak katı seramik materyal kullanılmaktadır. Katı oksit elektrolizöründe su katotta elektron alarak hidrojen ve negatif yüklü oksijen iyonlarına ayrılmaktadır. Negatif yüklü oksijen iyonları katı seramik membrandan geçerek anoda gelmekte ve burada elektron vererek oksijen gazı açığa çıkmaktadır. İşlemin gerçekleşmesi için gereken sıcaklık yaklaşık 700-800 °C'dir. Bu sıcaklık alkali su elektrolizi ve proton değişim membranı elektrolizi için gereken sıcaklıklardan oldukça fazladır. Diğer taraftan elektroliz işlemi için gereken sıcaklık arttıkça, kullanılması gereken elektrik miktarı azalmaktadır.

Mikrobiyal elektroliz, henüz gelişim evresinde olan ve Penn State Üniversitesi ile Wageningen Üniversitesi tarafından tanıtılan bir yöntemdir. Bu yöntemde yenilenebilir biyokütle veya atık su gibi organik maddeler kullanılarak hidrojen üretilmektedir.

Mevcut elektroliz teknolojilerinin her birinin avantajları ve dezavantajları bulunmaktadır. Bu teknolojilerin karşılaştırmalı özellikleri Tablo 1.1'de verilmektedir.

Tablo 1.1. Elektroliz Teknolojilerinin Karşılaştırmalı Özellikleri

Yöntem/Özellik	Birim	Alkali su elektrolizi	Anyon değişim membranı elektrolizi	Proton değişim membranı elektrolizi	Katı oksit elektrolizi
Çalışma Sıcaklığı	°C	70–90	40–60	50–80	700–850
Çalışma Basıncı	Bar	<30	<35	<70	1
Ayrırcı	-	Zirkonyumdioksit (ZrO ₂)	Katı elektrolit	Katı elektrolit	Katı elektrolit
Hidrojen Saflığı	Yüzde	99,5–99,99	99,9–99,99	99,9–99,99	99,9
Verimlilik	Yüzde	50–78	57–59	50–83	89 (laboratuvar ortamında)
Sistem Ömrü	Saat	60.000	> 30.000	50.000–80.000	20.000
Yatırım Maliyetleri (minimum 1 MW)	ABD doları/kW	270	Bilinmiyor	400	> 2000
Yatırım Maliyetleri (minimum 10 MW)	ABD doları/kW	500–1.000	Bilinmiyor	700–1.400	Bilinmiyor
Gelişim Durumu	-	Ticari	Ar-Ge aşamasında	Ticari	Ar-Ge aşamasında

Kaynak: Kumar ve Lim, 2022: 13793-13813; IRENA, 2022:12

Tablo 1.1 incelendiğinde alkali su elektrolizi ve proton değişim membranı elektrolizinin ticari kullanıma sahip olduğu görülmektedir. Alkali su elektrolizi diğer yöntemlere göre daha uzun sistem ömrüne ve daha düşük yatırım maliyetine sahiptir. Diğer taraftan anyon değişim membranı ve katı oksit elektrolizi yöntemleri henüz geliştirilme aşamasındadır.

Küresel elektrolizör kapasitesi 2021 yılında 510 MW iken 2022 yılı sonu itibarıyla yaklaşık yüzde 37,3 artarak 700 MW seviyesine yükselmiştir. Bu kapasitenin yüzde 60'ını alkali elektrolizörler, yüzde 30'unu ise proton değişim membranı elektrolizörleri oluşturmakta olup gelecek dönemde proton değişim membranı elektrolizörü kapasitesinin artması öngörülmektedir. Hâlihazırda yapım aşamasında olan veya yapım kararı açıklanan elektrolizör projelerinin tamamlanması durumunda elektrolizör kapasitesinin 2023 yılı sonuna kadar 2 GW'a ulaştığı tahmin edilmektedir. 2022 yılında üretilen hidrojenin yalnızca yüzde 0,1'i suyun elektrolizi ile elde edilmiş olup gelecek dönemde artması öngörülen elektrolizör kapasitesi ile birlikte bu oranın da yükselmesi beklenmektedir.²⁶

Bilindiği üzere elektroliz yöntemiyle hidrojen üretiminde saf su kullanılmaktadır. Saf suyun bulunmadığı veya yetersiz olduğu durumlarda deniz suyu gibi içeriğinde hidrojen ve

²⁶ IEA, 2022:40-75; IEA, 2023:64.

oksijenin yanı sıra tuz, mikrobiyal varlıklar ve küçük parçacıklar içeren sular da kullanılabilmekte olup bu suların elektroliz işleminde kullanımından önce saflaştırılması gerekmektedir. Ancak bu işlem maliyetli olmasının yanı sıra yoğun enerji gerektirmekte ve karbon emisyonuna sebep olmaktadır.²⁷ Bu işlemin sahip olduğu dezavantajların bertaraf edilmesi amacıyla deniz suyunun doğrudan elektrolizi ile hidrojen üretimi üzerine çeşitli çalışmalar yapılmaktadır. Örneğin Adelaide Üniversitesi tarafından yapılan çalışmada deniz suyu, saflaştırma işlemine tabi tutulmadan elektroliz yöntemi ile hidrojen ve oksijene ayrıştırılmıştır.²⁸ Melbourne Kraliyet Teknoloji Enstitüsü (RMIT) tarafından gerçekleştirilen bir diğer çalışmada deniz suyunun doğrudan elektrolizi ile hidrojen üretebilen özel bir katalizöre sahip elektrolizör geliştirilmiştir. Geliştirilen bu elektrolizörün maliyet etkin ve büyük ölçekte üretime uygun olduğu ve ilerleyen aşamalarda fosil kaynaklardan hidrojen üretimi yöntemleriyle rekabet edebilir bir maliyete sahip olmasının hedeflendiği belirtilmektedir.²⁹

1.2.1.4. Fotolitik yöntemlerle hidrojen üretimi

Fotolitik yöntemlerde güneşten gelen ışık enerjisi kullanılarak su hidrojen ve oksijene ayrıştırılmaktadır. Böylece güneş enerjisi kimyasal enerjiye dönüşmektedir. Bu üretim teknolojisinde fotoelektrokimyasal ve fotobiyolojik olmak üzere iki farklı yöntem bulunmakta olup bu yöntemler henüz Ar-Ge aşamasındadır. Fotoelektrokimyasal yöntemde su bazı elektrolit içine daldırılan yarı iletken materyaller ile su hidrojene ve oksijene ayrıştırılırken güneş enerjisi doğrudan kimyasal enerjiye dönüştürülmektedir. Fotobiyolojik yöntemle hidrojen üretimine biyolojik yöntemlerle hidrojen üretiminde değinilmiştir.

Fotolitik yöntemler incelendiğinde hidrojen üretiminin yenilenebilir kaynaklardan gerçekleştirildiği görülmektedir. Diğer taraftan bu yöntemlerin henüz ticari uygulamasının bulunmaması ve Ar-Ge çalışmalarının devam etmesi yöntemlerin kullanılabilirliğini kısıtlamaktadır.

²⁷ Loomba vd., 2023:1.

²⁸ Open Access Government, 2023, Erişim tarihi, 3 Kasım 2023. < [²⁹ RMIT, t.y, Erişim tarihi, 4 Kasım 2023. < \[>\]\(https://www.rmit.edu.au/news/all-news/2023/feb/hydrogen-seawater\)](https://www.openaccessgovernment.org/green-hydrogen-produced-seawater-fuel-alternative/152420/#:~:text=Researchers%20have%20successfully%20split%20seawater,University%20of%20Adelaide%20research%20team.></p></div><div data-bbox=)

1.2.2. Hidrojenin üretim kaynağı ve yöntemlerine göre renklendirilmesi

Bir önceki bölümde bahsedildiği üzere hidrojenin çeşitli üretim yöntemleri bulunmaktadır. Hidrojen fosil yakıtlı kaynaklardan üretilebileceği gibi yenilenebilir kaynaklardan da üretilmektedir. Bu bağlamda incelendiğinde hidrojen, üretim kaynağı ve üretimde kullanılan yöntemlere göre çeşitli renklerle isimlendirilmektedir. Hidrojen renksiz bir element olmasına rağmen üretildiği yöntemle göre yeşil, mavi, turkuaz, beyaz, kırmızı, siyah/kahverengi, gri, pembe ve mor olmak üzere dokuz farklı şekilde sınıflandırılmaktadır.³⁰ Her bir hidrojen renginin hangi kaynaklardan üretildiği ve açıklamaları Tablo 1.2’de verilmektedir.

Tablo 1.2. Hidrojenin Renkleri

Sıra	Renk	Kaynak	Açıklama
1	Siyah/kahverengi hidrojen	Kömür	Genellikle gazlaştırma yöntemi kullanılmaktadır.
2	Gri hidrojen	Fosil kaynaklar	Genellikle buhar metan reformasyonu ile üretilmektedir.
3	Mavi hidrojen	Doğal gaz	Genellikle buhar metan reformasyonu yöntemi ile karbon yakalama, kullanma ve depolama (KYKD) teknolojisi kullanılarak üretilmektedir. Üretim sonucu açığa çıkan CO ₂ ’nin tamamının yakalanıp depolanması mümkün görülmediğinden bazı kaynaklarda bu yöntem düşük karbonlu hidrojen üretim yöntemi olarak değerlendirilmektedir.
4	Turkuaz hidrojen	Metan	Metanın pirolizi ile üretilmektedir.
5	Kırmızı hidrojen	Su	Nükleer güçten elde edilen ısı ile yüksek sıcaklıkta suyun ayrıştırılması sonucu üretilmektedir.
6	Pembe hidrojen	Su	Nükleer enerji ile üretilen elektriğin suyun elektrolizinde kullanılması sonucunda üretilen hidrojenidir.
7	Mor hidrojen	Su	Nükleer enerji kullanılarak üretilen elektriğin yanı sıra nükleer enerji üretiminde açığa çıkan ısının kullanılarak suyun hidrojen ve oksijene parçalanması sonucu üretilen hidrojenidir.
8	Beyaz hidrojen	-	Doğada kendiliğinden bulunan hidrojenidir.
9	Yeşil hidrojen	Su, biyometan, biyoatık	Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin suyun elektrolizinde veya biyometan ya da biyoatık gibi yenilenebilir kaynaklardan hidrojen üretiminde kullanılması sonucu üretilen hidrojenidir. Suyun elektrolizi ile yeşil hidrojen üretimi daha yaygın bir yöntemdir.

Kaynak: H2 Bulletin, t.y. The Colors of Hydrogen. Er. 5 Ağustos 2023. <<https://www.h2bulletin.com/knowledge/hydrogen-colours-codes/>> ve Hitchens, 2022. *Colors of Hydrogen: Economics of Green, Blue, and Gray Hydrogen*. Er. 5 Ağustos 2023 <<https://www.pcienergysolutions.com/2022/07/20/colors-of-hydrogen-economics-of-green-blue-and-gray-hydrogen/>>

³⁰ Hydrogen Europe, t.y, Erişim tarihi, 4 Kasım 2023. <<https://hydrogeneurope.eu/in-a-nutshell/>>

1.2.3. Hidrojen üretim yöntemlerinin karşılaştırılması

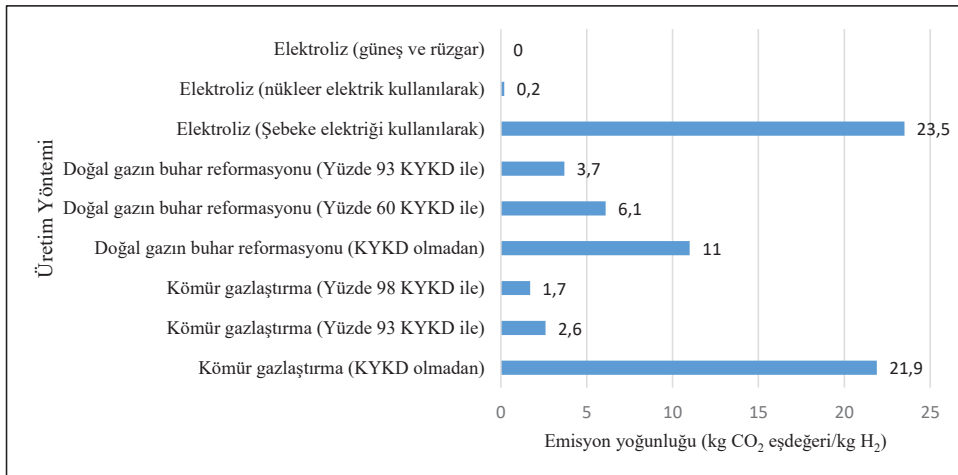
Bu bölümde, bir önceki bölümde değinilen hidrojen üretim teknolojileri karbon emisyonları, toplam maliyetleri ve teknoloji hazırlık seviyeleri açısından karşılaştırılmaktadır.

1.2.3.1. Hidrojen üretim yöntemlerinin karbon emisyonları açısından değerlendirilmesi

IEA verilerine göre hidrojen üretiminden kaynaklı karbon emisyonu 2019 yılında 886 Mt CO₂, 2020 yılında 866 Mt CO₂ ve 2021 yılında 915 Mt CO₂ olarak gerçekleşmiştir. Diğer taraftan bu yıllardaki ortalama emisyon yoğunluğu değişmeyip 9,70 gCO₂/gH₂ olarak gerçekleşmiştir. Hidrojen üretiminden kaynaklanan karbon emisyon miktarındaki artış, hidrojen üretiminin artmasından kaynaklanmaktadır.

Hidrojen üretim yöntemleri incelendiğinde emisyon yoğunlukları kullanılan yönteme göre farklılık göstermektedir. Üretim öncesi veya sonrası aşamalardan kaynaklanan karbon emisyon miktarları ve fosil yakıtlardan hidrojen üretim yöntemlerinde Karbon Yakalama, Kullanma ve Depolama (KYKD) teknolojisinin kullanılması durumunda CO₂ yakalama oranı üretim yönteminin toplam emisyon yoğunluğuna etki eden önemli faktörlerdir.³¹ Hidrojen üretim yöntemleri arasında en yaygın olan ve ticari olarak kullanılan kömür gazlaştırma, buhar metan reformasyonu ve elektroliz yöntemlerine ait karbon emisyon yoğunlukları Grafik 1.1'de verilmektedir.

Grafik 1.1. Bazı Üretim Yöntemlerinin Karbon Emisyon Yoğunlukları



Kaynak: IEA, 2021, Erişim tarihi, 5 Ağustos 2023 ve IEA, 2023:41 verileri kullanılarak Yazar tarafından hazırlanmıştır.

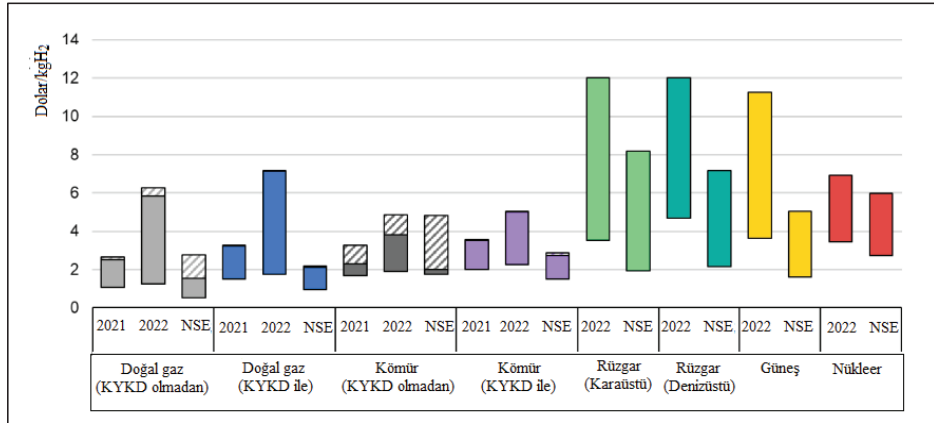
³¹ IEA, 2023:39-41.

Grafik 1.1 incelendiğinde güneş ve rüzgar enerjisi kullanılarak elde edilen elektriğin kullanıldığı elektroliz yönteminde emisyon yoğunluğunun sıfır olduğu, şebeke elektriği kullanıldığında ise kömür gazlaştırma ile benzer emisyon yoğunluğunun olduğu görülmektedir. Diğer taraftan KYKD teknolojilerinin kullanılması mevcut emisyon yoğunluklarının oldukça düşmesine sebep olmaktadır.

1.2.3.2. Hidrojen üretim yöntemlerinin maliyet açısından değerlendirilmesi

Hidrojenin üretim maliyeti kullanılan yöntemle ilgili olarak değişkenlik göstermektedir. Kullanılan yöntem ve teknolojiye göre seviyelendirilmiş hidrojen üretim maliyetleri Şekil 1.7’de verilmektedir.

Şekil 1.7 Kullanılan Yöntem ve Teknolojiye Göre Seviyelendirilmiş Hidrojen Üretim Maliyetleri



Kaynak: IEA, 2023:39-41. NSE: IEA tarafından hazırlanan Net Sıfır Emisyon senaryosunu temsil etmektedir.

IEA’nın 2022 yılı verilerine göre doğal gazdan buhar metan reformasyonu ile hidrojen üretildiğinde seviyelendirilmiş üretim maliyeti kilogram başına yaklaşık 1-6 ABD doları (\$) arasında değişmektedir. Aynı yöntemde KYKD teknolojisi kullanıldığında üretim maliyeti artarak yaklaşık 2-7 \$ aralığına yükselmektedir. Kömür gazlaştırma yöntemiyle hidrojen üretildiğinde maliyet kilogram başına 2-5 \$ arasında seyretmekle birlikte KYKD teknolojisi kullanılarak üretildiğinde seviyelendirilmiş üretim maliyetinin bir miktar yükseldiği görülmektedir. Güneş veya karaüstü rüzgâr enerjisi kullanılarak üretilen hidrojenin üretim maliyeti kilogram başına yaklaşık 4-12 \$ arasında değişirken denizüstü rüzgâr enerjisi kullanıldığında kilogram başına üretim maliyetinin alt sınırı bir miktar yükselmektedir. Diğer taraftan hidrojen üretiminde nükleer enerji kullanıldığında üretilen hidrojenin maliyeti kilogram başına 4-7 \$ arasında değişmektedir.

IEA tarafından oluşturulan net sıfır emisyon senaryosunda 2050 yılında kömür gazlaştırma hariç diğer tüm yöntemlerde seviyelendirilmiş hidrojen üretim maliyetinin düştüğü görülmektedir. Bu kapsamda doğal gazdan hidrojen üretim maliyetlerinin yaklaşık 1-3 \$ arasında, KYKD teknolojisi ile kömür gazlaştırma yönteminin maliyetinin yaklaşık 1,5-2,5 \$ arasında seyredeceği öngörülmekle beraber güneş enerjisi kullanılarak üretilen hidrojenin maliyetinin üst sınırının 5 \$, rüzgâr enerjisi kullanılarak üretilen hidrojenin maliyetinin ise 7-8 \$'a düşeceği değerlendirilmektedir. Nükleer enerji kullanılarak üretilen hidrojenin ise 3-6 \$ arasında değişeceği tahmin edilmektedir.

1.2.3.3. Hidrojen üretim yöntemlerinin teknoloji hazırlık seviyesi açısından değerlendirilmesi

Teknoloji hazırlık seviyesi, geliştirilen bir teknolojinin olgunluk seviyesinin değerlendirilebilmesi ve farklı teknolojilerin olgunluk seviyelerinin karşılaştırılabilmesi amacıyla geliştirilen bir ölçme sistemi olup tüm sektörler için kullanılabilir. ³²

IEA net sıfır emisyon hedefine ulaşılmasına katkıda bulunan veya bulunacak olan yaklaşık 500 ayrı enerji teknolojisine ilişkin teknoloji hazırlık seviyesi bilgisinin yer aldığı bir veritabanına sahiptir. Bu veritabanında teknolojilere ilişkin hazırlık seviyeleri ve bu teknolojilerin net sıfır karbon emisyonu hedefine katkı sağlama kapsamında önem dereceleri yer almaktadır. IEA tarafından kullanılan teknoloji hazırlık seviyesi ölçüm sisteminde 11 seviye bulunmaktadır. Birinci seviye en düşük hazırlık seviyesi olup fikir aşamasında olan teknolojileri, on birinci seviye ise en yüksek hazırlık seviyesi olup ticari olarak kullanılan ve öngörülebilir bir büyüme seviyesine gelmiş olan teknolojileri ifade etmektedir. Teknoloji seviyelerinin ifade ettiği düzeyler Tablo 1.3'te verilmektedir.

Tablo 1.3. Teknoloji Hazırlık Seviyeleri

Teknoloji Hazırlık Seviyesi (THS)	Açıklama
THS 1	Fikir aşaması olup temel ilkeler belirlenmiştir.
THS 2	Çözüm konsepti ve uygulaması formüle edilmiştir.
THS 3	Belirlenen çözüm konseptinin prototip oluşturulması ve uygulanmasıyla doğrulanması gerekmektedir.
THS 4	İlk prototip hazırlanmıştır.
THS 5	Prototip bileşenleri kullanım koşullarında test edilmiş ve onaylanmıştır.

³² İzmir Kalkınma Ajansı, t.y., Erişim tarihi, 5 Ağustos 2023. < <https://kalkinmasozlugu.izka.org.tr/?p=376>>

Tablo 1.3. Teknoloji Hazırlık Seviyeleri (devam)

Teknoloji Hazırlık Seviyesi (THS)	Açıklama
THS 6	Prototip geniş ölçekte kullanım koşullarında onaylanmıştır.
THS 7	Ticari kullanım öncesi prototip beklenen şartlarda çalışmaktadır.
THS 8	Ticari kullanım başlamıştır, nihai koşullarda kullanım için dağıtımına geçilmiştir.
THS 9	Ticari olarak kullanılmaktadır, rekabetçi olabilmesi için geliştirmeler gereklidir.
THS 10	Ticari olarak kullanılmaktadır ve rekabetçidir ancak entegrasyonunun geliştirilmesine ihtiyaç duyulmaktadır.
THS 11	İstikrarlı bir durum sergilenmektedir, tahmin edilebilir bir büyüme görülmektedir.

Kaynak: IEA. (2023). Er. 15 Eylül 2023 <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide?selectedVCStep=Production&selectedSector=Hydrogen>>

Bu kapsamda hidrojen üretim yöntemlerinin teknolojik hazırlık seviyeleri Tablo 1.4'te verilmektedir.

Tablo 1.4. Hidrojen Üretim Yöntemlerinin Teknoloji Hazırlık Seviyeleri

Üretim Yöntemi	Teknoloji Hazırlık Seviyesi	Üretim Yönteminin Net Sıfır Emisyon Hedefi Kapsamında Önemi
Alkali Elektroliz	9	Çok Yüksek
PEM Elektroliz	9	Çok Yüksek
Buhar Metan Reformasyonu (kısmi oranda KYKD ile birlikte)	9	Düşük
Kömür Gazlaştırma (kısmi oranda KYKD ile birlikte)	9	Düşük
Metanın Pirolyzi- Plazma Ayrışması	8	Düşük
Katı Oksit Elektrolizi	7	Orta
Kısmi Oksidasyon (KYKD ile birlikte)	6	Yüksek
Anyon Değişim Membranı Elektrolizi	6	Orta
Metanın Pirolyzi- Katalitik Ayrışma	6	Düşük
Biyokütle Pirolyzi	6	Düşük
Biyokütle Gazlaştırma (KYKD olmadan)	6	Düşük
Ototermler Reformasyon (KYKD ile birlikte)	5	Yüksek
Buhar Metan Reformasyonu (yüksek oranda KYKD ile birlikte)	5	Yüksek
Kömür Gazlaştırma (yüksek oranda KYKD ile birlikte)	5	Düşük
Biyokütle Gazlaştırma (KYKD ile birlikte)	5	Düşük

Tablo 1.4. Hidrojen Üretim Yöntemlerinin Teknoloji Hazırlık Seviyeleri (devam)

Üretim Yöntemi	Teknoloji Hazırlık Seviyesi	Üretim Yönteminin Net Sıfır Emisyon Hedefi Kapsamında Önemi
Deniz Suyu Elektrolizi	3	Orta
Termokimyasal Su Ayrışması-Nükleer	3	Orta
Metanın Pirolyzi- Termal Ayrışma	3-4	Düşük

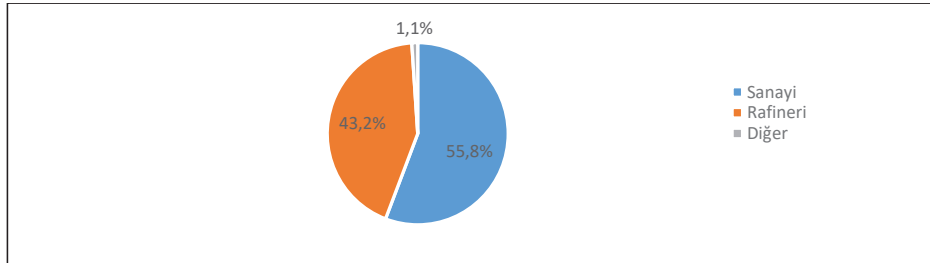
Kaynak: IEA. (2023). Er. 15 Eylül 2023 <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide?selectedVCStep=Production&selectedSector=Hydrogen>>

Tablo 1.4 incelendiğinde mevcut hidrojen üretim yöntemleri arasında alkali ve PEM elektroliz, kısmi KYKD ile buhar metan reformasyonu ve kömür gazlaştırma yöntemlerinin en yüksek teknoloji hazırlık seviyesine sahip olduğu görülmektedir. Deniz suyunun elektrolizi, nükleer enerjiden elde edilen ısının kullanılarak suyun ayrıştırılması ve termal ayrışma ile metanın pirolizi yöntemlerinin teknoloji hazırlık seviyeleri görece düşük olup bu yöntemlerin geliştirilebilmesi için prototip üretimine geçilmesi gerekmektedir.

1.3. Hidrojenin Farklı Sektörlerde Kullanım Alanları

Günümüzde hidrojenin farklı sektörlerde çeşitli kullanım alanları bulunmaktadır. En çok sanayide ve rafinerilerde genellikle hammadde olarak kullanılan hidrojen ulaştırma sektöründe yakıt olarak veya binalarda ısınma amacıyla kullanılabilir. Diğer taraftan hidrojenin elektrik üretiminde kullanımı da mümkündür. Hidrojen kullanımının sektörler bazında dağılımı Grafik 1.2’de verilmektedir.

Grafik 1.2. Hidrojen Kullanımının Sektörler Bazında Dağılımı



Kaynak: IEA, 2023:22-45.

1.3.1. Hidrojenin sanayi sektöründe kullanımı

Hidrojen günümüzde kimya, çimento, demir-çelik gibi sanayinin çeşitli alanlarında kullanılmaktadır. Küresel ölçekte 2022 yılında sanayide toplam 53 milyon ton hidrojene ihtiyaç duyulmuş olup bu miktarın 31,8 milyon tonu amonyak, 15,9 milyon tonu metanol üretiminde

olmak üzere toplam 47,7 milyon tonu kimya sektöründe ve kalan yaklaşık 5,3 milyon tonu ise demir-çelik sektöründe sünger demir üretimi için kullanılmıştır.³³

Kimya sanayiinde hidrojen başlıca amonyak ve metanol (metil alkol) olmak üzere çeşitli kimyasal bileşiklerin üretilmesinde hammadde olarak kullanılmaktadır. Amonyak, azot (N) ve hidrojenin (H) yüksek sıcaklık ve basınç altında birleştirilmesi ile oluşan kimyasal bir gaz olup üretilen amonyağın büyük bir kısmı amonyum nitrata dönüştürülerek tarım sektöründe gübre olarak kullanılmaktadır. Tarım sektörünün yanı sıra soğutmada, plastik, patlayıcı, tekstil ve pestisit üretiminde de amonyaktan faydalanılmaktadır. Hidrojenin, üretiminde hammadde olarak kullanıldığı bir diğer bileşik ise metanoldür (CH_3OH). Metanol organik bir kimyasal ve en basit alkol olup hafif uçucu, renksiz ve yanıcı özelliğe sahiptir. Eskiden yıkıcı damıtma adı verilen kimyasal bir işlem ile ahşaptan üretilen metanol günümüzde karbon monoksit ile hidrojenin birleştirilmesi ile oluşturulmaktadır. Saf metanol ve türevleri başlıca kimyasal sentezlerde, boyarmadde, reçine, ilaç, parfüm gibi bileşiklerin oluşturulmasında kullanılmakla birlikte yakıt olarak da kullanılabilir. ³⁴

Hidrojen, kimya sektöründe kullanımının yanı sıra demir-çelik üretiminde ihtiyaç duyulan sünger demirin elde edilmesinde de kullanılmaktadır. Demir cevherinde bulunan oksijen, karbonmonoksit ve hidrojen kullanılarak doğrudan indirgeme yöntemiyle uzaklaştırılmakta ve bu işlemin sonucunda sünger demir elde edilmektedir. Üretilen sünger demir, demir-çelik üretiminde hurdaya alternatif hammadde olarak kullanılmaktadır.³⁵ Ekonomilerin gelişmesiyle birlikte çeliğe olan talep değişkenliği, çelik üretiminde kullanılan hurdanın ulaşılabilirliği ve maliyeti sünger demir talebini etkilemekte olup bu durum da sünger demir üretimi için talep edilen hidrojen miktarını etkilemektedir.

1.3.2. Hidrojenin arıtma/ rafinerilerde kullanımı

Hidrojenin en çok kullanıldığı alanlardan biri rafinerilerdir. Rafinerilerde hidrodesülfürizasyon, hidroizomerizasyon, dermatizasyon ve hidrokraking (hidroparçalama) gibi işlemlerde hidrojene ihtiyaç duyulmaktadır. Hidrodesülfürizasyon yöntemi ile petrolde bulunan kükürt (sülfür) miktarı hidrojen kullanılarak azaltılmaktadır. Hidrojen, petrolde bulunan sülfür ile kimyasal tepkimeye girerek hidrojen sülfür (H_2S) bileşiğini oluşturmakta

³³ IEA, 2023:20-63.

³⁴ Ataman Chemicals, t.y, Erişim tarihi, 15 Eylül 2023. <
https://www.atamanchemicals.com/methanol_u27711/?lang=TR >

³⁵ International Iron Metallics Association, t.y, Erişim tarihi, 15 Eylül 2023. <
<https://www.metallics.org/dri.html>>

olup bu bileşik sülfür (S) veya sülfürik asit (H_2SO_4) gibi yan ürünlere dönüştürülmektedir. Dünyada petrol, dizel gibi yakıtlara olan talebin artmasıyla birlikte rafinerilerde ihtiyaç duyulan hidrojen miktarı da artmaktadır. Bunun yanı sıra yasal düzenlemeler ile yakıtlarda bulunan sülfür miktarına ilişkin getirilen katı kurallar hidrojene olan talebin artmasına sebep olmaktadır.³⁶ 2022 yılında rafineri sektöründe 41 milyon ton hidrojene ihtiyaç duyulmuştur.³⁷ Rafineri işlemlerinde ihtiyaç duyulan hidrojen genellikle doğal gazın buhar metan reformasyonu ile üretilmektedir.

1.3.3. Hidrojenin ulaştırma sektöründe kullanımı

Ulaştırma sektöründe ihtiyaç duyulan enerjinin karşılanmasında çeşitli yakıtlar kullanılmaktadır. Bu yakıtlardan biri olan hidrojen tarihte öncelikle havayolu ulaşımında kullanılmış olup devam eden süreçte karayolu ulaşımında içten yanmalı motorlarda yakıt olarak kullanılmaya başlanmıştır. Ancak kömür gazının hâlihazırda mevcut bir yakıt olması ve birim hacim başına hidrojene kıyasla daha fazla enerji içermesi sebebiyle hidrojen kullanımı zamanla yerini kömür gazına bırakmıştır.³⁸ 19. yüzyılın sonlarına doğru petrolün keşfedilmesiyle birlikte 20. yüzyılda yaşanan teknolojik gelişmeler sonucu ulaşım sektöründe benzin, dizel, LPG gibi petrol ürünlerinin kullanımına başlanmıştır.

Son yıllarda ulaştırma sektöründe fosil yakıtların kullanımından kaynaklanan emisyonların azaltılması amacıyla alternatif temiz yakıt arayışları başlamış olup bu yakıtların yaygınlaştırılması ve fosil yakıt kullanımının azaltılması hedeflenmektedir. Geçmişte ulaştırma sektöründe yakıt olarak kullanılan hidrojen, alternatif temiz yakıt arayışları kapsamında yeniden gündeme gelmiştir.

Çoğunlukla karayolu ve demiryolu ulaştırmasında yakıt olarak kullanılan hidrojene olan talep, 2021 yılında bir önceki yıla göre yüzde 60 artış göstererek 30 bin tona ulaşmıştır.³⁹ 2017 yılında dünyada yakıt hücreli elektrikli araç (FCEV) sayısı 10 binin altında iken 2022 yılı Haziran ayı itibarıyla bu stok 60 bine yaklaşmıştır.⁴⁰

Hidrojen yakıt hücreli araçların, bataryalı elektrikli araçlarla (BEV) karşılaştırıldığında çeşitli avantajlara sahip olduğu görülmektedir. Yakıt ikmal sürelerinin kısa olması (yaklaşık olarak fosil yakıtlı araçların ikmal süreleri ile aynıdır) ve sürüş mesafelerinin daha fazla olması

³⁶ EIA, 2016, Erişim tarihi, 15 Eylül 2023. < <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=24612>>

³⁷ IEA, 2023:22.

³⁸ Sloop, 1978:249.

³⁹ IEA, 2022:40-75.

⁴⁰ IEA,2022:40-75.

bu avantajlardan bazılarıdır. Diğer taraftan hidrojen yakıt hücreli araçların yüksek maliyetli ve hidrojen dolum istasyonu sayısının yetersiz olması gibi bazı dezavantajları bulunmaktadır.⁴¹ Karayolu ulaşımında genellikle uzun mesafe yol giden araçlarda ve ağır iş makinelerinde hidrojen yakıt hücreli elektrik motoru tercih edilmektedir.

Karayolu ulaşımının yanı sıra demiryolu ulaşımında da hidrojen yakıt hücreli sistemler kullanılmaktadır. Dünyada hidrojenle çalışan trenlerin artmasıyla birlikte hidrojene olan talebin de artması öngörülmektedir.

Havayolu ve denizyolu ulaşımında da hidrojenle ilgili çalışmalar bulunmakta olup bu kapsamda çeşitli projeler yürütülmektedir. Mevcut durumda bu sektörlerde hidrojen kullanımı çok yaygın olmamakla birlikte 2030 yılına kadar artış beklenmektedir.

Hidrojen, uzay araçlarında da yakıt olarak kullanılabilir. Hidrojen hafif ve çok güçlü bir roket yakıtı olduğu için uzay araçlarında sıvı yakıt olarak tercih edilmektedir. Ancak hidrojenin sıvı yakıt olarak kullanımında güvenlik önemli bir unsurdur. Hidrojenin sıvı halde depolanabilmesi için gereken düşük sıcaklık ve bu sıcaklığın muhafaza edilmesi zorunluluğu maliyeti artırmakta ve hidrojen kullanımının kısıtlanmasına sebep olmaktadır.⁴²

1.3.4. Hidrojenin binalarda kullanımı

Günümüzde binalarda alan ısıtma ve soğutmasında, sıcak su elde edilmesinde, aydınlatmada ve beyaz eşya ile elektronik cihazlarda enerjiye ihtiyaç duyulmaktadır. Bu enerji ihtiyacının karşılanmasında genellikle fosil yakıtlar kullanılmakta olup hidrojenin binaların enerji ihtiyacını karşılamadaki payı oldukça düşüktür. Binaların enerji ihtiyacının karşılanmasında fosil yakıtların yerine yenilenebilir enerji kaynaklarının ve ısı pompalarının kullanılması ile elektrifikasyon gibi alternatiflerin değerlendirilmesine yönelik çeşitli çalışmalar bulunmakta olup bu alternatiflerin yerine hidrojenin kullanımı etkin bir yöntem olarak görülmemektedir.

Binalarda ısınma amaçlı yeşil hidrojen kullanımı ile ısı pompalarının kullanımı karşılaştırıldığında aynı ısının üretilmesi için yeşil hidrojenin ısı pompalarına kıyasla 5-6 kat daha fazla elektrik enerjisi gerektirdiği tespit edilmiştir.⁴³ Bunun yanı sıra binalarda hidrojen

⁴¹ Blasio vd., 2021:2-5.

⁴² Sarıgül, 2016, Erişim tarihi, 8 Ağustos 2023. < <https://bilimgenc.tubitak.gov.tr/makale/uzay-araclarinda-hangi-yakit-turleri-kullanilir> >

⁴³ Collins, 2022a, Erişim tarihi, 8 Ağustos 2023. < <https://www.hydrogeninsight.com/policy/these-are-the-four-reasons-why-h2-should-be-considered-important-for-heating-buildings-hydrogen-europe/2-1-1374828> >

kullanımının verimli olmadığına dair çeşitli yargılar bulunmaktadır. Suyun elektrolizi sonucu hidrojen elde edilmesi ve üretilen hidrojenin kazanlarda yakılması süreçlerinde enerji kayıpları yaşanmasından dolayı verimliliğin yaklaşık yüzde 30 azaldığına dair çalışmalar bulunmaktadır.⁴⁴ Ayrıca hidrojenin yanıcı özelliğe sahip olması nedeniyle tutuşmaya ve olası sızıntılara karşı binalarda gerekli güvenlik önlemlerinin alınması gerekmektedir.

Binalarda hidrojen kullanımına ilişkin Hollanda, Birleşik Krallık, İspanya, Almanya gibi Avrupa ülkelerinde çeşitli projeler ve pilot uygulamalar gerçekleştirilmektedir. Birleşik Krallık'ta Liverpool yakınlarında bulunan bir köyün enerjisinin hidrojen ile karşılanmasına yönelik bir plan yapılmış ancak köy sakinlerinin hidrojene ilişkin maliyet ve güvenlik endişeleri sebebiyle askıya alınmıştır. Hollanda'da yaklaşık 12 evin ısınmasının gri hidrojen ile sağlanmasına yönelik çalışmalar bulunmaktadır. Almanya'da ise hidrojenin doğal gazla yüzde 30 oranına kadar karıştırılarak kullanılmasına yönelik pilot uygulamalar bulunmaktadır. Ayrıca hidrojen yakıtlı merkezi ısınma sistemleri ve elektrolizör tesislerinden çıkan ısının binalarda ısınma amaçlı kullanılmasına yönelik çeşitli çalışmalar da bulunmaktadır.⁴⁵

1.3.5. Hidrojenin elektrik üretiminde kullanımı

Dünyada hızla artmakta olan enerji talebinin karşılanmasında fosil ve yenilenebilir enerji kaynakları kullanılmakta olup arz ve talebin dengede tutulması önem arz etmektedir. Özellikle kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen arz fazlası elektriğin talep olduğunda kullanılmak üzere depolanması veya bu enerjinin dönüştürülmesi gerekmektedir. Elektrik enerjisinin gaz ve sıvı yakıtlara veya amonyak, metanol, yeşil hidrojen gibi kimyasal maddelere dönüştürülmesi “Power-to-X” olarak adlandırılmaktadır. Dönüşüm sonucu elde edilen maddeler hammadde olarak kullanılabilirdiği gibi yeniden elektrik üretiminde de kullanılabilir.

Günümüzde hidrojen, yakıt hücreleri, içten yanmalı motorlar ve gaz türbinlerinde mevcutta kullanılan gazlarla karıştırılarak veya saf halde yakılarak elektrik üretiminde kullanılabilir. Hidrojenle elektrik üretimi sürecinde hidrojenin üretimi, depolanması ve elektrik üretimi olmak üzere üç temel aşama bulunmaktadır. Fosil veya yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisi kullanılarak hidrojen üretimi gerçekleştirilmekte ve

⁴⁴ Niranjan, 2023, Erişim tarihi, 10 Ağustos 2023. < <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/qa-heating-hydrogen-clean-alternative-or-pipe-dream>>

⁴⁵ IEA, 2022:40-75.

üretilen bu hidrojen depolanarak ihtiyaç anında yeniden elektrik üretimi için kullanılabilir. kullanılabilmektedir.

Dünya genelinde hidrojenden üretilen elektrik enerjisi toplam elektrik enerjisi üretiminin yüzde 0,2'den azını oluşturmaktadır. Ancak yenilenebilir enerji kaynaklarından azami düzeyde faydalanılabilmesi amacıyla bu kaynaklardan üretilen elektrik enerjisinin hidrojen üretiminde kullanılarak uzun vadeli depolanabilmesi ve hidrojenin elektrik üretiminde kullanılabilmesine yönelik çeşitli çalışmalar bulunmaktadır. 2020 yılında Avrupa Birliği (AB) tarafından finanse edilen “HYFLEXPOWER” projesi kapsamında, Fransa’da bulunan bir kâğıt fabrikasının elektrik enerjisi ihtiyacının karşılanması amacıyla yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen talep fazlası elektriğin yeşil hidrojen üretiminde kullanılması ve talep olduğunda yeşil hidrojenin elektrik enerjisine dönüştürülmesi hedeflenmektedir.⁴⁶ 2021 yılında İngiltere’de başlatılan bir proje kapsamında ise 1,8 GW kurulu güce sahip ve yüzde 100 hidrojen ile çalışan bir elektrik santrali kurulması planlanmaktadır. Proje kapsamında hidrojenin doğal gaz kullanılarak üretilmesi ve bu üretim esnasında açığa çıkan karbondioksitin yakalanarak tutulması amaçlanmaktadır.⁴⁷ Ayrıca Güney Kore, Avusturya, Japonya, Çin ve ABD gibi ülkelerde elektrik üretiminde hidrojenin diğer yakıtlara belirli oranlarda karıştırılması veya saf olarak yakılmasına ilişkin çeşitli denemeler bulunmaktadır.

1.4. Hidrojen Depolama Teknolojileri

Günümüzde hidrojen genellikle kullanıldığı lokasyonlara yakın yerlerde üretilmektedir. Bununla birlikte yakıt, hammadde veya enerji depolama aracı gibi farklı amaçlarla kullanılabildiği için hidrojenin yakın gelecekte sadece tüketildiği yere yakın lokasyonlarda üretilmekle kalmayıp merkezi bir yerden üretilip depolanarak farklı lokasyonlara taşınması da söz konusu olabilecektir. Küresel bağlamda düşünüldüğünde net sıfır emisyon hedefine sahip olan ülkelerde gelecek yıllarda hidrojen talebinin artacağı ve mevcut hidrojen üretiminin ihtiyacı karşılamadığı durumlarda hidrojen ithalatının gündeme geleceği öngörülmektedir.⁴⁸ Örneğin Avrupa’nın net sıfır karbon hedefine ulaşması sürecinde ihtiyaç duyacağı miktarlarda

⁴⁶ Siemens Energy, 2020, Erişim tarihi, 10 Ağustos 2023. < <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/press-releases/hyflexpower-worlds-first-integrated-power-x-power-hydrogen-gas-turbine-demonstrator.html> >

⁴⁷ Collins, 2021, Erişim tarihi, 8 Ağustos 2023. < <https://www.rechargenews.com/energy-transition/why-hydrogen-fired-power-plants-will-play-a-major-role-in-the-energy-transition/2-1-1045768> >

⁴⁸ Patonia ve Poudineh, 2023:2-21.

hidrojeni üretemeyeceği ve ihtiyaç fazlası hidrojen üretiminde bulunan ülkelerden hidrojen ithalatı gerçekleştireceği belirtilmektedir.⁴⁹

Diğer taraftan yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen hidrojenin ihtiyaç olduğunda hammadde olarak veya enerji üretimi amacıyla kullanılmak üzere saklanması gerekmektedir. Dolayısıyla gerek ülkeler arası hidrojen ticaretinin gerçekleştirilmesi gerekse ihtiyaç fazlası hidrojenin saklanabilmesi için hidrojen depolama teknolojilerine ihtiyaç duyulmaktadır.

Bir yakıtın depolanması söz konusu olduğunda gravimetrik enerji yoğunluğu ve volümetrik enerji yoğunluğu olmak üzere iki önemli parametre gündeme gelmektedir. Özgül enerji olarak da isimlendirilen gravimetrik enerji yoğunluğu bir materyalde birim kütle başına ne kadar enerji depolanabileceğini göstermekte olup genellikle kilogram başına watsaat (Wh/kg) veya kilogram başına megajoule (MJ/kg) olarak ifade edilmektedir. Gravimetrik enerji yoğunluğu genellikle ağırlığın baz alındığı depolama sistemlerinde faydalı bir parametre olarak değerlendirilmekte olup yalnızca yakıtlar için değil aynı zamanda batarya kapasiteleri için de önem arz etmektedir. Volümetrik enerji yoğunluğu ise bir materyalin birim hacminde ne kadar enerji depolanabileceğini ifade etmekte olup genellikle litre başına watsaat (Wh/L) veya litre başına megajoule (MJ/L) olarak tanımlanmaktadır.

Bazı yakıtlara ait gravimetrik ve volümetrik enerji yoğunlukları Tablo 1.5'te verilmektedir.

Tablo 1.5. Bazı Yakıtların Gravimetrik ve Volümetrik Enerji Yoğunlukları

Yakıt	Gravimetrik Enerji Yoğunluğu (MJ/kg)	Volümetrik Enerji Yoğunluğu (MJ/L)
Hidrojen (H ₂)	120-142	0,01
Metan (CH ₄)	50-55	0,04
Doğal gaz	42-55	0,03
Sıvılaştırılmış Petrol Gazı (LPG)	46-51	25,3-27,7
Ham Petrol	42-47	37
Dizel	42-46	38,60
Antrasit	>23.9	34,43
Metanol (CH ₃ OH)	22.7	15,20

Kaynak: World Nuclear Association, t.y. Heat Values of Various Fuels. Er. 12 Eylül 2023. <<https://world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/heat-values-of-various-fuels.aspx>> ve Wikipedia. t.y. Energy Density. Er. 12 Ekim 2022. <https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_density>

⁴⁹ Collins, 2022b, Erişim tarihi, 8 Ağustos 2023. < <https://www.rechargenews.com/energy-transition/europe-is-never-going-to-be-capable-of-producing-its-own-hydrogen-in-sufficient-quantities-eu-climate-chief/2-1-1212963>>

Gravimetrik enerji yoğunluğu açısından değerlendirildiğinde hidrojen 120-142 MJ/kg özgül enerjisi ile yakıtlar arasında en yüksek özgül enerjiye sahip moleküldür. Günümüzde kullanılan petrol, doğal gaz gibi fosil yakıtlardan ve metanol ile metan gibi hidrojen içeren enerji taşıyıcılarından oldukça fazla enerji yoğunluğuna sahiptir.

Volümetrik enerji yoğunluğu açısından değerlendirildiğinde hidrojenin oldukça düşük bir yoğunluğa sahip olduğu görülmektedir. Dizel, ham petrol, antrasit gibi fosil yakıtların volümetrik enerji yoğunlukları 34-38 MJ/L iken hidrojen litre başına 0,01 MJ enerji değerine sahiptir.

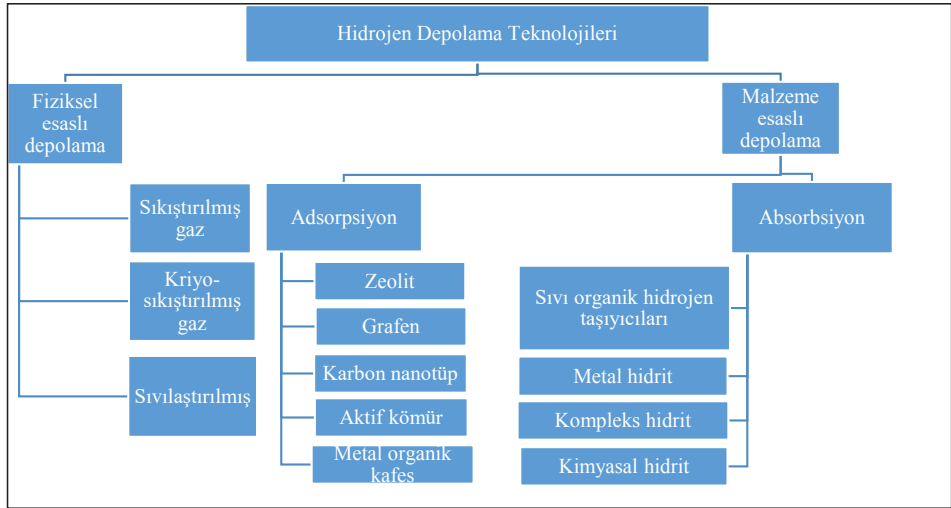
Hidrojen oldukça hafif bir element olduğu için normal şartlar altında çok geniş hacim kaplamaktadır. Dolayısıyla gravimetrik enerji yoğunluk değeri oldukça yüksekken volümetrik enerji yoğunluk değeri oldukça düşüktür. Bu durum hidrojenin depolanmasını zorlaştırmaktadır.⁵⁰

Hidrojen depolama alanında sıkıştırılarak depolama, sıvılaştırma veya başka elementlerle bileşik oluşturarak depolama gibi çeşitli yöntemler bulunmaktadır. Hidrojen depolama için en uygun yöntemin seçilmesinde depolamanın amacı, depolanması planlanan hidrojen miktarı, depolama süresi, coğrafi şartlar değerlendirilmesi gereken kriterler arasında yer almaktadır.

Hidrojen depolama teknolojileri fiziksel esaslı ve malzeme esaslı depolama olmak üzere iki ana gruba ayrılmaktadır. Fiziksel esaslı depolama teknolojilerinde hidrojen gaz veya sıvı halde ve saf olarak depolanmakta iken malzeme esaslı depolama teknolojilerinde hidrojenin diğer elementlerle bileşik oluşturması sağlanarak depolama yapılmaktadır. Hidrojen depolama teknolojilerinin kullanılan yöntem bazında gruplanması Şekil 1.8'de gösterilmektedir.

⁵⁰ Patonia ve Poudineh, 2023:2-21.

Şekil 1.8. Hidrojen Depolama Teknolojileri



Kaynak: Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, t.y., *Hydrogen Storage*. Er. 28 Ekim 2022. < <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage> > kaynağından faydalanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

1.4.1. Fiziksel esaslı depolama teknolojileri

Yaygın olarak kullanılan hidrojen depolama yöntemlerinden biri olan sıkıştırarak depolamada, gaz haldeki hidrojen basınçla sıkıştırılarak depolanmaktadır. Küçük miktarlarda depolama için yüksek basınçlı tanklar (350-700 bar) kullanılırken büyük miktarlarda hidrojenin depolanabilmesi için tuz mağaraları ve tükenmiş petrol ve gaz rezervleri kullanılmaktadır. Her iki depolama yönteminde de hidrojenin sıkıştırılması için enerji harcanması gerekmektedir. Ayrıca sıkıştırılmış hidrojen gazı diğer yöntemlerle depolanan hidrojenle kıyaslandığında daha düşük enerji yoğunluğuna sahiptir. Dolayısıyla bu yöntem uzun menzilli taşımacılık ve büyük ölçekli hidrojen depolamak için uygun görülmemektedir.⁵¹

Hidrojen depolamada kullanılan bir diğer fiziksel esaslı depolama teknolojisi ise sıvılaştırılmış hidrojen olarak depolamadır. Bu yöntem ile hidrojen gazı sıvılaştırma işleminden geçirilerek sıvı hidrojen olarak depolanabilmektedir. Hidrojenin kaynama noktası -252.8 °C olduğundan sıvılaştırılabilmesi için kriyojenik (-140 °C ve altı) sıcaklıklar gerekmektedir. Sıvılaştırılan hidrojen yalıtım seviyesi yüksek tanklarda depolanmakta olup gerek sıvılaştırma işlemi için gerekse sıvı hidrojenin sıcaklığının aynı seviyede tutulabilmesi için enerji harcanması gerekmektedir. Büyük ölçekli sıvılaştırma tesislerinde hidrojenin sıvılaştırılması

⁵¹ Hydrogen Newsletter, 2023, Erişim tarihi, 28 Ekim 2023. < <https://www.hydrogennewsletter.com/gravimetric-energy-density-vs-volumetric-energy-density-of-hydrogen-pros-and-cons-of-it/> >

için gereken enerji miktarı hidrojenin sahip olduğu enerji miktarının yüzde 30'una ulaşmaktadır. Küçük ölçekli tesislerde ise bu oran yükselmektedir. Ayrıca sıvılaştırılan hidrojenin buharlaşmasının önlenmesi enerji kayıplarının engellenmesi açısından da önem arz etmektedir. Dolayısıyla bu depolama yöntemi özel ekipman gerektirmektedir. Sıvılaştırılmış hidrojen sıkıştırılarak depolanan gaz hidrojene göre daha yüksek enerji yoğunluğuna sahiptir.⁵²

Fiziksel esaslı hidrojen depolama yöntemlerinden bir diğeri ise sıkıştırılmış gaz olarak depolama ve kriyojenik sıcaklıklarda sıvılaştırılmış olarak depolama yöntemlerinin birleştirilmesiyle oluşan kriyo-sıkıştırılmış depolama yöntemidir. Bu iki yöntemin birleştirilmesinin temel nedeni bu yöntemlerde karşılaşılan iki temel soruna çözüm bulunmasıdır. Sıkıştırılmış gaz olarak depolama yönteminde yüksek basınç ve geniş hacimli depolama araçları gerekmektedir. Sıvılaştırılmış olarak depolama yönteminde ise sıvı hidrojenin gaz hale geçerek kaybolmasının önlenmesi gerekmektedir. Yukarıda bahsedildiği üzere sıkıştırılmış gaz olarak depolama yönteminde 350-700 bar arası bir basınç gerekirken kriyo-sıkıştırılmış depolama yönteminde daha düşük basınç ile (300 bar ve altı) depolama yapılabilmektedir. Hidrojenin sıvı halden gaz hale geçmesinin önlenmesi amacıyla düşük sıcaklıklar (-193 °C ile -233 °C arası) kullanılmaktadır. Kriyo-sıkıştırılmış hidrojen depolama yöntemi yüksek altyapı maliyetleri gerektirdiğinden bu yöntemin henüz ticari kullanımı bulunmamaktadır.

1.4.2. Malzeme esaslı depolama teknolojileri

Son yıllarda malzeme esaslı depolama teknolojileri hidrojen depolamada alternatif bir yöntem olarak değerlendirilmekte ve bu kapsamda çeşitli çalışmalar yürütülmektedir.⁵³ Malzeme esaslı depolama teknolojileri adsorpsiyon ve absorpsiyon olmak üzere iki temel yönetime dayanmaktadır.

Adsorpsiyon gaz, buhar, çözünmüş maddelerin veya sıvı moleküllerinin bir katı yüzeyine tutunması veya toplanması olarak tanımlanmakta olup yüzeyde tutunan madde absorban, maddeyi tutan yüzey ise adsorbent olarak adlandırılmaktadır. Hidrojen, adsorpsiyon yöntemi ile gözenekli yapıya sahip zeolit, grafen, karbon nanotüp, aktif kömür veya metal organik kafes (MOF) gibi materyallerin yüzeyine zayıf bağlarla tutunarak depolanabilmektedir. Materyalin yüzey alanı, gözenek genişliği, toplam gözenek hacmi adsorpsiyonu etkileyen temel faktörler olarak değerlendirilmektedir.

⁵² Sequeira, 2020, Erişim tarihi, 24 Kasım 2023. <<https://encyclopedia.pub/entry/4955>>

⁵³ Faye vd., 2022: 13771-13802.

Diğer bir hidrojen depolama yöntemi olan absorpsiyon işlemi ise atomların, moleküllerin veya iyonların sıvı veya katı bir malzemeye alınması olarak tanımlanmaktadır. Sıvı organik hidrojen taşıyıcıları, metal hidritler, kompleks hidritler ve kimyasal hidritler absorpsiyon yöntemi ile hidrojen depolama teknolojilerindendir. Sıvı organik hidrojen taşıyıcıları kimyasal reaksiyonlar ile hidrojen emebilen ve salabilen organik bileşikler olarak tanımlanmaktadır. Tolüen, metilsikloheksan, naftalin, dekalin gibi bileşikler sıvı organik hidrojen taşıyıcılarındandır. Hidrojen gazının magnezyum, titanyum, demir, manganez, nikel gibi metal veya alaşımlarla bağ kurarak oluşturduğu yeni bileşikler metal hidrit olarak adlandırılmaktadır. Kompleks hidritler ise genellikle hidrojenin metal katyonlarla bağ kurmuş kompleks bir yapıya sahip anyonlara bağlanmasıyla oluşmaktadır. Borhidrürler kompleks hidrit olarak hidrojen depolamaya örnek olarak gösterilmektedir. Özellikle lityum borhidrür, amitler ve alanatlar gibi diğer kompleks hidritlere göre daha yüksek gravimetrik hidrojen yoğunluğuna sahip olduğundan ideal bir depolama yöntemi olarak değerlendirilmektedir. Diğer taraftan borhidrürlerin hidrojen emme ve salma mekanizmalarının karmaşık olmasından dolayı bu alanda ilave çalışmalara ihtiyaç duyulmaktadır.⁵⁴ Malzeme esaslı hidrojen depolama yöntemlerinden bir diğeri ise kimyasal hidritlerdir. Hidrojenin ametallerle kovalent bağlar aracılığıyla birleşmesi sonucu kimyasal hidritler oluşmaktadır. Amonyak ve metanol, başlıca hidrojen depolama aracı olarak kullanılan kimyasal hidritlerdendir.

1.4.3. Hidrojen depolama teknolojilerinin karşılaştırılması

Yukarıdaki bölümlerde bahsedildiği üzere fiziksel esaslı ve malzeme esaslı olmak üzere çeşitli hidrojen depolama yöntemleri bulunmaktadır. Bu depolama yöntemleri incelendiğinde her bir teknolojinin bazı avantajlara ve dezavantajlara sahip olduğu görülmektedir. Teknik açıdan en uygun hidrojen depolama yönteminin seçilmesinde depolama yönteminin hidrojen yoğunluğu, sıcaklık ve basınç ile hidrojenin depolanması ve ayrıştırılması için gereken enerji miktarı gibi faktörler bulunmaktadır. Bu faktörlerin yanı sıra hidrojen depolama kapasitesi, ilgili teknolojinin kullanılabilirliği için altyapının mevcudiyeti, ticari kullanıma hazırlık durumu ve güvenlik gibi unsurlar da en uygun depolama yönteminin seçilmesinde rol oynamaktadır.

Hidrojen depolama teknolojilerinin karşılaştırmalı özellikleri Tablo 1.6'da verilmektedir.

⁵⁴ Patonia ve Poudineh, 2023:2-21.

Tablo 1.6. Hidrojen Depolama Teknolojilerinin Karşılaştırmalı Özellikleri

Yöntem/ Özellik	Gravimetrik Hidrojen Yoğunluğu (wt%)	Volümetrik Hidrojen Yoğunluğu (kg/m ³)	Depolama için Gereken Enerji (gün başına kJ/mol)	Ayrışma için Gereken Enerji (kJ/mol)
Sıkıştırılmış hidrojen gazı (700 bar)	100	42	<10	-
Sıvı hidrojen	100	~70,8	>28,3	-
Adsorpsiyon ile depolama	0,1-10	11,5-18	4,4-12	56,5-238
Sıvı organik hidrojen taşıyıcıları	6,2-7,3	47,1-65,4	-	63,9-138
Metal hidritler	3,5-18,5	54-148	n/a-0,6	20-118
Sıvı amonyak	17.65	107,7-120	~1	30,6-46
Metanol	12.1	95,04-99	-	>70

Kaynak: Patonia ve Poudineh, 2023:2-21. kaynağından yararlanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 1.6'da verilen hidrojen depolama yöntemleri gravimetrik hidrojen yoğunluğu açısından karşılaştırıldığında fiziksel esaslı depolama teknolojilerinin (sıkıştırılmış hidrojen ve sıvı hidrojen) en yüksek değere sahip olduğu görülmektedir. Volümetrik hidrojen yoğunluğu açısından değerlendirildiğinde ise sıvı amonyak ve metanol ön plana çıkmaktadır.

Hidrojen depolama yöntemleri depolama ve ayrışma için gereken enerjiler açısından incelendiğinde metal hidrit, likit amonyak ve metanol gibi yöntemlerin depolama sırasında enerji gerektirmediği veya çok az enerji ile depolamanın sağlandığı görülmektedir. Diğer taraftan gaz formda sıkıştırılarak veya sıvı hidrojen olarak depolama yöntemlerinde depolama için yüksek miktarda enerjiye ihtiyaç duyulduğu ancak ayrışma için enerjiye ihtiyaç duyulmadığı görülmektedir.

En sık kullanılan hidrojen depolama yöntemlerinin teknoloji hazırlık seviyeleri Tablo 1.7'de verilmektedir.

Tablo 1.7. Bazı Hidrojen Depolama Teknolojilerinin Teknoloji Hazırlık Seviyeleri

Depolama Yöntemi	Teknoloji Hazırlık Seviyesi
Adsorpsiyon yöntemi ile depolama	1-3
Metal hidrit olarak depolama	5-6
Sıkıştırılmış gaz olarak depolama (kaya mağaraları)	5-6

**Tablo 1.7. Bazı Hidrojen Depolama Teknolojilerinin Teknoloji Hazırlık Seviyeleri
(devam)**

Depolama Yöntemi	Teknoloji Hazırlık Seviyesi
Sıkıştırılmış gaz olarak depolama (terkedilmiş gaz rezervuarları)	5-6
Sıvılaştırılmış hidrojen	9-10
Tuz mağaralarına depolama	9-10
Amonyak olarak depolama	11
Basınçlı kapta depolama	11

Kaynak: IEA, 2023. *ETP Clean Energy Technology Guide*, Er. 15 Eylül 2023. < <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide?selectedSector=Hydrogen> >

Depolama yöntemleri teknoloji hazırlık seviyeleri açısından incelendiğinde en gelişmiş yöntemlerin fiziksel esaslı depolama (sıkıştırılmış gaz ve sıvı hidrojen) ile malzeme esaslı depolama teknolojilerinden biri olan sıvı amonyak şeklinde depolama olduğu görülmektedir. Diğer taraftan adsorbsiyon yönteminin henüz ticari olarak kullanılabilecek teknoloji hazırlık seviyesine sahip olmadığı değerlendirilmektedir.

1.5. Bölüm Sonu Değerlendirmesi

Doğada en çok bulunan elementlerden biri olan hidrojen aynı zamanda en hafif elementtir. Hızlı yayılma özelliğine ve oldukça düşük erime ve kaynama noktasına sahip olan hidrojenin keşfi 16. yüzyıla dayanmaktadır. 1766 yılında Henry Cavendish sayesinde hidrojenin farklı bir element olduğu keşfedilmiş ve suyun bir element olduğu yanlıgısı sona ermiştir. Keşfinden sonra çeşitli alanlarda kullanılan hidrojen öncelikle balonlarda daha sonrasında ise motorlu kara taşıtlarında yakıt olarak kullanılmıştır. 1800 yılında elektroliz keşfedilmiş, 1900’lü yıllarda ise hava taşımacılığında hidrojen kullanılmaya başlanmıştır. 1950’li yıllarda roket yakıtı olarak da kullanılan hidrojenin 1980’li yıllardan itibaren yakıt olarak kullanımı biraz daha yaygınlaşmıştır.

Günümüzde üretilen hidrojenin tamamına yakını fosil kaynaklardan elde edilmektedir. Hidrojen üretiminde termokimyasal, biyolojik, elektrolitik ve fotolitik olmak üzere dört temel yöntem bulunmaktadır. Termokimyasal üretim yöntemleri, ısı ve kimyasal tepkimelerin bir arada olduğu yöntemler olup buhar metan reformasyonu, kısmi oksidasyon, kömür ve biyokütle gazlaştırma başlıca termokimyasal üretim yöntemlerindendir. Biyolojik yöntemlerde ise mikroorganizmaların biyolojik reaksiyonları sonucu hidrojen elde edilmektedir. Suyun biyofotolizi, fotosentetik bakterilerin organik bileşiklerden hidrojen üretimi, fermantatif

hidrojen üretimi, fotosentetik ve fermantatif bakterilerin kullanıldığı hibrit sistemler hidrojen üretiminde kullanılabilen biyolojik yöntemler olup bu yöntemler henüz Ar-Ge aşamasındadır.

Bir diğer hidrojen üretim yöntemi olan elektrolitik yöntemlerde hidrojen elektroliz işlemi ile elde edilmektedir. Alkali su elektrolizi, proton değişim membranı su elektrolizi, anyon değişim membranı su elektrolizi ve katı oksit elektrolizi olmak üzere dört çeşit elektroliz yöntemi bulunmaktadır. Bu yöntemlerden alkali su elektrolizi ve proton değişim membranı su elektrolizi ticari kullanıma sahiptir. 2022 yılında küresel elektroliz kapasitesi 700 MW'a ulaşmış olup bu kapasitenin önümüzdeki süreçte artması öngörülmektedir. Suyun elektrolizi ile hidrojen üretimi için hâlihazırda saf su kullanılması gerekmekte olup deniz suyu kullanımına yönelik çalışmalar gerçekleştirilmektedir. Fotolitik yöntemlerle hidrojen üretiminde su ışık enerjisi kullanılarak bileşenlerine ayrıştırılmaktadır. Fotoelektrokimyasal ve fotobiyolojik yöntemler başlıca fotolitik yöntemlerden olup bu yöntemler Ar-Ge aşamasındadır.

Hidrojen, üretim yöntemleri ve kullanılan kaynağa göre çeşitli renklerle isimlendirilmektedir. Bu çerçevede gazlaştırma yöntemi ile kömürden elde edilen hidrojen kahverengi, fosil kaynaklardan reformasyon yöntemi ile elde edilen hidrojen gri, KYKD teknolojisi kullanılarak doğal gazın reformasyonu ile üretilen hidrojen mavi ve yenilenebilir kaynaklardan üretilen elektriğin suyun elektrolizinde kullanılması sonucu elde edilen hidrojen yeşil hidrojen olarak isimlendirilmektedir.

Hidrojen üretim yöntemleri incelendiğinde fosil kaynakların kullanımının sera gazı emisyonuna sebep olduğu görülmektedir. Bu kapsamda hidrojen üretiminden kaynaklanan emisyonların azaltılması amacıyla hidrojen üretiminde KYKD teknolojilerinin kullanılması, elektriğin yenilenebilir kaynaklardan veya nükleer enerjiden elde edilmesi önem arz etmektedir. Hidrojen üretim yöntemleri maliyet açısından değerlendirildiğinde fosil kaynaklardan üretilen hidrojenin maliyetinin düşük olduğu ve KYKD teknolojisi kullanıldığında maliyetlerin yükseldiği görülmektedir. Diğer taraftan yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin kullanıldığı durumlarda hidrojen maliyeti kilogram başına 12 \$'ına kadar yükselebilmektedir. Hidrojen üretim yöntemleri teknoloji hazırlık seviyeleri açısından değerlendirildiğinde ise alkali su ve proton değişim membranı elektrolizi ile kısmi KYKD ile buhar metan reformasyonu ve kömür gazlaştırma yöntemlerinin yüksek hazırlık seviyesine sahip olduğu görülmektedir.

Günümüzde hidrojenin çeşitli alanlarda kullanımı bulunmaktadır. Sanayide amonyak, metanol ve sünger demir üretiminde, rafinerilerde petrol işleme süreçlerinde, ulaşırmada çoğunlukla karayolu ve demiryolu taşımacılığında kullanılmaktadır. Hidrojenin binalarda

ısıtma amacıyla kullanımına yönelik çeşitli çalışmalar yapılmakta ancak bu kullanımın verimli olmadığı değerlendirilmektedir. Hidrojenin elektrik üretimi amacıyla kullanılmasına yönelik de çeşitli çalışmalar yürütülmektedir.

Hidrojen depolama yöntemleri incelendiğinde fiziksel esaslı ve malzeme esaslı olmak üzere iki temel depolama yöntemi olduğu görülmektedir. Sıkıştırılmış gaz olarak depolama, sıvı hidrojen olarak depolama ve kriyo-sıkıştırılmış gaz olarak depolama fiziksel esaslı depolama yöntemleridir. Malzeme esaslı depolama yöntemlerinde adsorpsiyon ve absorpsiyon olmak üzere iki temel yöntem bulunmakta olup adsorpsiyonda zeolit, grafen, aktif kömür gibi materyaller kullanılırken absorpsiyon ile depolamada sıvı organik hidrojen taşıyıcıları ve metal hidrit gibi materyaller kullanılmaktadır. Hidrojen depolamasında kullanılan her bir yöntemin avantaj ve dezavantajları bulunmakta olup teknik açıdan en uygun depolama yönteminin seçilmesinde depolanan hidrojen miktarı, sıcaklık ve basınç gereklilikleri, depolama ve ayrıştırma için gereken enerji gibi kriterlerin göz önünde bulundurulması gerekmektedir. Depolama yöntemleri teknoloji hazırlık seviyesi açısından değerlendirildiğinde ise fiziksel esaslı depolama teknolojileri ile sıvı amonyağın yüksek hazırlık seviyesine sahip olduğu görülmektedir.

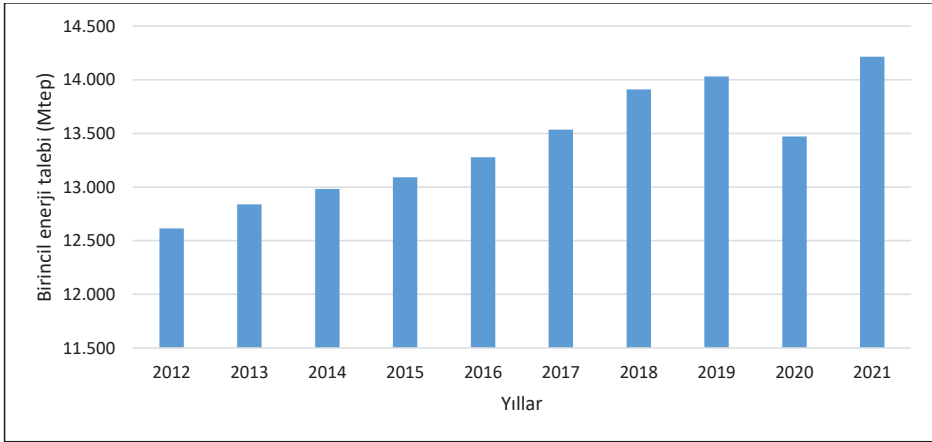
2. BÖLÜM

DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE HİDROJEN

2.1. Dünyada Hidrojenin Mevcut Durumu ve Net Sıfır Emisyon Hedefi Çerçevesinde Önemi

1800'lü yıllarda yaklaşık 1 milyar kişi olan dünya nüfusu sürekli artarak 2023 yılı sonu itibarıyla 8 milyar kişiyi geçmiştir.⁵⁵ Sürekli artan nüfusun yanı sıra sanayileşmenin ve şehirleşmenin artmasıyla birlikte enerji ihtiyacı da artmaktadır. 2021 yılında gerçekleşen küresel nihai enerji tüketimi 1990 yılına göre yüzde 65 artmıştır. Bu tüketimin sektörler bazında dağılımı incelendiğinde sanayi, ulaştırma ve mesken sektörünün nihai tüketiminin toplam tüketimin yaklaşık yüzde 80'ini oluşturduğu görülmektedir.⁵⁶ Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından yapılan çalışmalara göre küresel enerji talebinin 2030 yılına kadar yıllık ortalama yüzde 0,7 oranında artması beklenmektedir.⁵⁷ Küresel birincil enerji talebinin yıllar itibarıyla gelişimi Grafik 2.1'de verilmektedir.

Grafik 2.1. Küresel Birincil Enerji Talebinin Yıllar Bazında Gelişimi



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

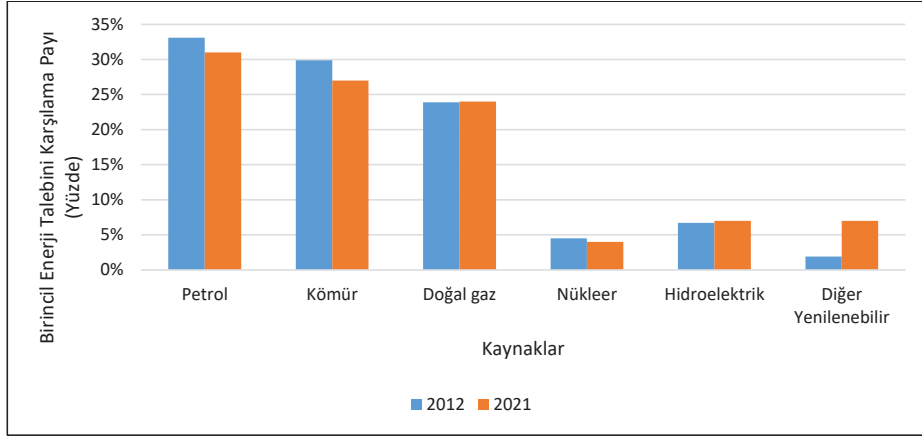
⁵⁵ Worldometer, t.y., Erişim tarihi, 10 Şubat 2024. <<https://www.worldometers.info/world-population/world-population-by-year/>>

⁵⁶ International Energy Agency, t.y., Erişim tarihi, 24 Şubat 2024. <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20consumption&indicator=TFCShareBySector>>

⁵⁷ International Energy Agency, 2023:23

2012 yılında yaklaşık 12.615 milyon ton eşdeğer ham petrol (Mtep) olan birincil enerji talebi 2019 yılına kadar sürekli artarak 14.030 Mtep'e ulaşmıştır. 2020 yılında Covid-19 pandemisinin etkisiyle bir miktar düşen söz konusu talep 2021 yılında yeniden yükselerek 14.215 Mtep olarak gerçekleşmiştir. Bu enerji talebinin karşılanmasında kullanılan kaynakların payları Grafik 2.2'de verilmektedir.

Grafik 2.2. 2012 ve 2021 Yılları Küresel Birincil Enerji Talebinin Karşılanmasında Birincil Enerji Kaynaklarının Payı

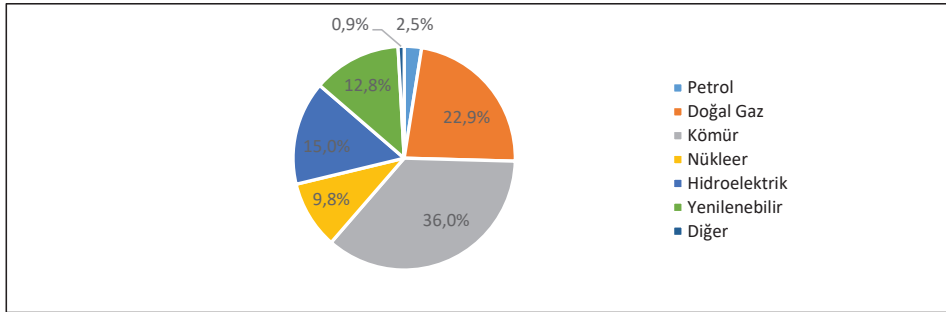


Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2012:40-41; BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.2 incelendiğinde 2021 yılında birincil enerji talebinin yüzde 82'sinin fosil kaynaklardan karşılandığı görülmektedir. 2012 yılı ile kıyaslandığında 2021 yılında talebin karşılanmasında petrol ve kömürün payının düştüğü, doğal gaz, nükleer ve hidroelektriğin payının yaklaşık aynı düzeyde seyrettiği, diğer yenilenebilir kaynakların payının ise yüzde 1,9'dan yüzde 7'ye yükseldiği görülmektedir.

Dünyada artan enerji talebi ile birlikte elektrik enerjisi üretimi de artmaktadır. 2012 yılında 22.817,5 TWh olan küresel elektrik enerjisi üretimi 2021 yılında yüzde 24,8 artarak 28.466,3 TWh'e yükselmiştir. 2021 yılında üretilen elektriğin kaynaklara göre dağılımı Grafik 2.3'te verilmektedir.

Grafik 2.3. 2021 Yılında Üretilen Elektrik Enerjisinin Kaynaklar Bazında Dağılımı

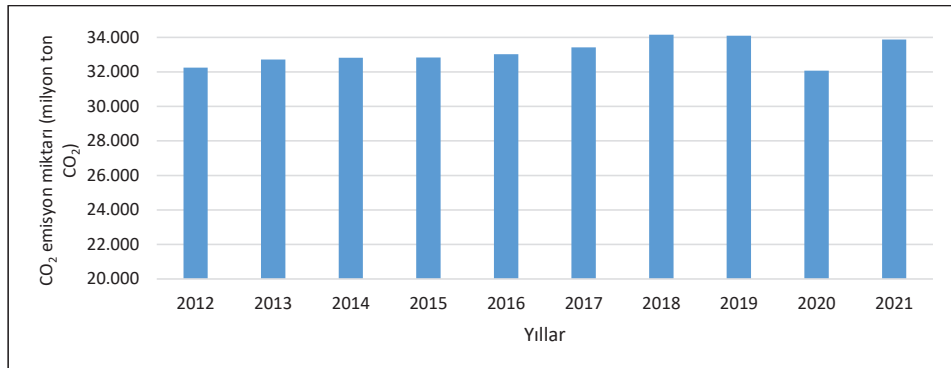


Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2022:40-41 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.3 incelendiğinde elektrik üretiminin yüzde 36'sının kömürden karşılandığı görülmektedir. Kömürü yüzde 22,9 ile doğal gaz, yüzde 15 ile hidroelektrik ve yüzde 12,8 ile diğer yenilenebilir enerji kaynakları takip etmektedir. Geri kalan kısım ise petrol, nükleer ve diğer kaynaklardan karşılanmıştır.

Mevcut durumda artan enerji ihtiyacının karşılanmasında kömür, petrol ve doğal gaz gibi fosil kaynakların kullanılması sera gazı emisyonlarına sebep olmaktadır. Fosil yakıtlardan enerji üretildiğinde doğaya doğrudan CO₂, CH₄, azot protoksit (N₂O) ile dolaylı olarak azot oksit (NO_x) ve kükürt oksit (SO_x) gibi gazlar salınmaktadır. Küresel sera gazı emisyonlarının yüzde 75'i, toplam CO₂ emisyonlarının ise yüzde 90'ı fosil yakıt kullanımından kaynaklanmaktadır.⁵⁸ Enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının yıllar itibarıyla gelişimi Grafik 2.4'te verilmektedir.

Grafik 2.4. Küresel CO₂ Emisyonlarının Yıllar Bazında Gelişimi



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

⁵⁸ United Nations, t.y, Erişim tarihi, 23 Şubat 2024. < <https://www.un.org/en/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>>

Grafik 2.4 incelendiğinde fosil yakıt kullanımına bağlı olarak yıllar içinde artmakta olan küresel enerji kaynaklı CO₂ emisyon miktarının 2012 yılında 32,2 milyar ton olduğu, 2021 yılında ise 33,9 milyar tona ulaştığı görülmektedir.

Günümüzde ortalama küresel sıcaklık sanayileşme öncesi dönem olan 1800’lü yılların sonuna kıyasla yaklaşık 1,1 °C artmıştır.⁵⁹ Bu durum insan sağlığını ve çevreyi tehdit etmektedir. Dünya Sağlık Örgütü tarafından yapılan çalışmalara göre 2030 ve 2050 yılları arasında iklim değişikliğinin yılda yaklaşık 25 bin ilave ölüme sebep olacağı beklenmektedir.⁶⁰ Küresel sıcaklık artışının devam etmesinin önlenmesi amacıyla 2015 yılında imzalanan Paris Anlaşması kapsamında taraf ülkelerin ortak amacı küresel ortalama sıcaklık artışının 2 °C’nin altında tutulması ve mümkünse 1,5 °C ile sınırlandırılmasıdır.⁶¹ Bu kapsamda ülkeler, sera gazı emisyonlarının azaltılması amacıyla çeşitli yıllarda ulaşılmak üzere net sıfır emisyon hedefi belirlemişlerdir.

Sera gazı emisyonlarının azaltılması hedefinin yanı sıra son dönemde yaşanan ekonomik ve siyasi gelişmeler sonucu enerji arz güvenliğinin sağlanması ve korunması ülkeler için en önemli konulardan biri haline gelmiştir. 2022 yılında başlayan Rusya ile Ukrayna arasındaki gerilim küresel enerji fiyatlarının artmasına ve ülkelerin enerji tedarikinde ithalata olan bağımlılıklarını gözden geçirmelerine sebep olmuştur. Fosil yakıt tedarikinde Rusya’ya bağımlı olan 15 OECD ve Avrupa Birliği ülkesi ile bu ülkelerin Rusya’ya bağımlılık oranları Grafik 2.5’te verilmektedir.

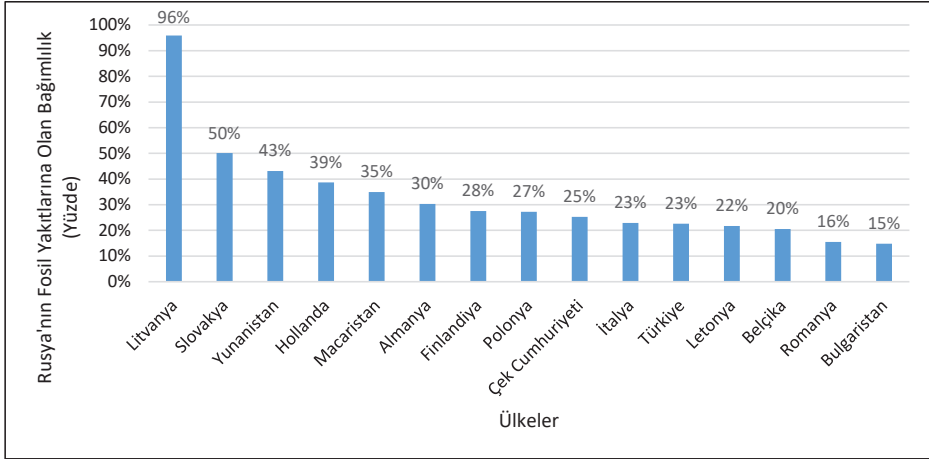
Grafik 2.5 incelendiğinde Litvanya’nın tükettiği fosil yakıtların yüzde 96’sını Rusya’dan tedarik ettiği görülmektedir. Litvanya’yı sırasıyla Slovakya, Yunanistan ve Hollanda takip etmektedir. Özellikle Avrupa ülkelerinin ithalata olan bağımlılıkları göz önünde bulundurulduğunda bu ülkelerin ithal yakıtlara olan bağımlılıklarını azaltma çalışmalarını hızlandırdıkları görülmektedir.

⁵⁹ Lindsey ve Dahlman, 2024, Erişim tarihi, 10 Şubat 2024. < <https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-global-temperature>>

⁶⁰ World Health Organisation, 2023, Erişim tarihi, 10 Şubat 2024. < <https://www.who.int/news-room/fact-sheets/detail/climate-change-and-health>>

⁶¹ United Nations, t.y., Erişim tarihi, 9 Şubat 2024. < <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>>

Grafik 2.5. Bazı Ülkelerin Rusya'nın Fosil Yakıtlarına Olan Bağımlılıkları



Kaynak: IEA, 2023c, *Reliance on Russian Fossil Fuels in OECD and EU Countries*. Er. 15 Aralık 2023 < <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/reliance-on-russian-fossil-fuels-in-oecd-and-eu-countries> > verisi kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Sera gazı emisyonlarının yaklaşık dörtte üçünün enerji kaynaklı olduğu göz önünde bulundurulduğunda fosil yakıt kullanımının azaltılması amacıyla enerji sektöründe gerekli dönüşümlerin sağlanması önem arz etmektedir. IEA tarafından yayımlanan raporlarda net sıfır emisyona ulaşılabilmesi için projeksiyonlar yapılmış olup 2030 yılına kadar olan süreçte enerji yoğunluğuna ilişkin iyileştirmelerin iki katına, küresel yenilenebilir enerji kapasitesinin üç katına çıkarılması; fosil yakıt kullanımından kaynaklanan metan emisyonunun yüzde 75 oranında azaltılması, temiz enerji yatırımlarının gelişmekte olan ekonomilerde üç katına yükseltilmesi, yeni kömür santrali kuruluşlarının engellenerek fosil yakıt talebinin yüzde 30 oranında azaltılması önerilmektedir.⁶² Ayrıca 2050 yılına kadar olan süreçte davranışsal değişiklikler ile enerji kullanımının azaltılmasının, KYKD'nin artırılmasının ve hidrojen ile hidrojen bazlı yakıtların kullanılmasının önemi vurgulanmaktadır.⁶³

IRENA tarafından gerçekleştirilen çalışmalarda 2050 yılı hedeflerine ulaşılmasında altı temel teknolojik gelişme tanımlanmaktadır. Bu gelişmeler enerji verimliliği, yenilenebilir enerji teknolojileri, biyoenerjiden karbon yakalama teknolojileri, fosil kaynaklardan karbon yakalama teknolojileri, elektrifikasyon ve hidrojen teknolojileridir. Bu kapsamda toplam emisyon azaltımında enerji verimliliği ve yenilenebilir enerjinin yüzde 25'er, elektrifikasyonun yüzde 20, karbon yakalama teknolojilerinin yüzde 20 ve hidrojenin yüzde 10 oranında katkı

⁶² Birol, 2023, Erişim tarihi, 5 Ocak 2024. < <https://www.iea.org/commentaries/what-does-cop28-need-to-do-to-keep-1-5-c-within-reach-these-are-the-iea-s-five-criteria-for-success> >

⁶³ IEA, 2021:75-76.

sağlayacağı belirtilmektedir.⁶⁴ Bu kapsamda gelecek dönemde hidrojen ile amonyak ve metanol gibi hidrojen türevlerinin yakıt olarak kullanımının artacağı değerlendirilmektedir.

Bu kapsamda enerji arz güvenliğinin sağlanması ve iklim hedeflerinin gerçekleştirilebilmesi amacıyla yenilenebilir enerji yatırımları hızlandırılmakta ve ülkeler tarafından bu alanda daha iddialı hedefler ortaya konulmaktadır. Ayrıca yaşanan gelişmeler neticesinde hidrojen, uzun süreli batarya depolama ve KYKD gibi temiz enerji teknolojileri önem kazanmakta ve bu teknolojilerin geliştirilmesine ilişkin çalışmalar hız kazanmaktadır.

Net sıfır emisyon hedefi çerçevesinde yaşanan enerji dönüşümü kapsamında bir enerji taşıyıcısı olarak nitelendirilen hidrojenin önemli bir role sahip olduğu görülmektedir. Hâlihazırda petrol rafinerilerinde, metanol sentezinde ve gübre ile amonyak üretiminde hammadde olarak kullanılan ve fosil kaynaklardan elde edilen hidrojenin, temiz kaynaklardan üretilerek kullanılmasıyla hidrojen üretiminden kaynaklanan emisyonların azaltılabileceği düşünülmektedir.⁶⁵

Hammadde olarak kullanımının yanı sıra temiz kaynaklardan üretilen hidrojenin özellikle emisyonların yüksek ancak karbonsuzlaştırmanın ve elektrifikasyonun zor olduğu kimya, çimento, demir-çelik ve ulaştırma gibi sektörlerin emisyonlarının azaltılmasına da yardımcı olacağı öngörülmektedir. Ayrıca hidrojenin, elektrifikasyonun artırılması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının daha etkili kullanılmasında da önemli bir rol alacağı değerlendirilmektedir. Elektrik enerjisi talebinde meydana gelen mevsimsel dalgalanmaların dengelenmesi ve kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen talep fazlası elektriğin hidrojenle depolanması hidrojeni önemli bir depolama aracı haline dönüştürmektedir. Hidrojenle uzun süre depolanabilen ihtiyaç fazlası elektrik beklenmeyen talep artışı durumlarında kullanılabilir. Bunun yanı sıra hidrojen bir enerji taşıyıcısı olduğu için bölgeler arası enerji iletiminde de aktif bir rol oynaması mümkün görünmektedir. Enerji kaynakları bakımından zengin olan bölgelerde üretilen enerjinin hidrojenle depolanıp enerji kaynakları kıt olan bölgelere taşınarak bu bölgelerin enerji ihtiyacının karşılanması mümkün olabilmektedir.

2022 yılında dünyada toplam 95 milyon ton hidrojen üretilmiştir.⁶⁶ Bu miktarın büyük çoğunluğu fosil yakıtlardan elde edilmiştir. 2022 yılında hidrojenin yüzde 62'si doğal gazdan,

⁶⁴ IRENA, t.y, Erişim tarihi, 24 Şubat 2024. < <https://www.irena.org/Energy-Transition/Outlook> >

⁶⁵ Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021:22-34.

⁶⁶ IEA, 2023:20.

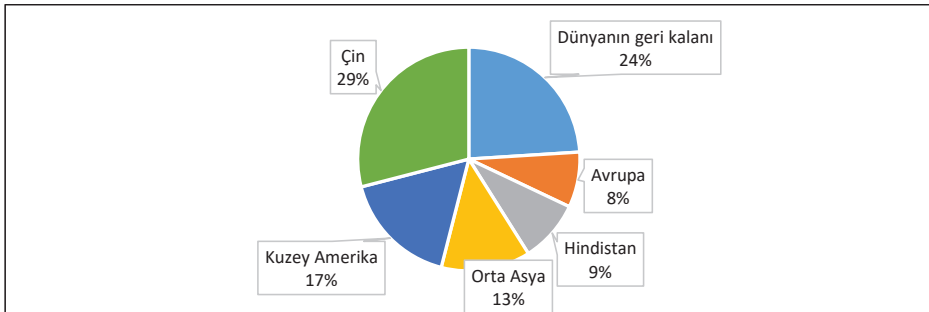
yüzde 21'i kömürden ve yüzde 16'sı rafinerilerde ve petrokimya sanayinde yan ürün olarak üretilmiştir. Kalan yüzde 1'lik kısım ise KYKD teknolojileri kullanılarak yine fosil kaynaklardan elde edilmiştir.

Net sıfır emisyon hedefine ulaşılması amacıyla belirlenen hedefler çerçevesinde düşük emisyonlu sahip hidrojen üretimine ilişkin açıklanan projelerin sayısı hızlı bir şekilde artmaktadır. Düşük emisyonlu hidrojen üretiminin 2030 yılına kadar yıllık 38 milyon tona ulaşacağı öngörülmekte olup bu miktarın yaklaşık 27 milyon tonunun elektroliz ve düşük emisyonlu elektrikle, 10 milyon tonunun ise fosil kaynaklardan KYKD teknolojisi kullanılarak üretileceği tahmin edilmektedir.

Hidrojen üretimine ilişkin yapılan yatırımlarda da artış görülmektedir. 2022 yılında elektrolizör kurulumu için yaklaşık 600 milyon \$, düşük emisyonlu hidrojen üretimi için hâlihazırda devam eden projelere ise 500 milyon \$ harcadığı belirtilmektedir. IEA tarafından oluşturulan Net Sıfır Emisyon Senaryosunda 2050 yılına kadar toplam 117 milyar \$ tutarında yatırım yapılması öngörülmekte olup bu tutarın 41 milyar \$'ının elektrolizör yatırımlarına, 16 milyar \$'ının düşük emisyonlu hidrojen üretimi yatırımlarına ve kalan tutarın ise altyapı ve hidrojen içerikli yakıt üretimine ilişkin yatırımlara harcanacağı tahmin edilmektedir.⁶⁷

2022 yılında üretilen 95 milyon ton hidrojenin dünyada kullanımının bölgesel dağılımı Grafik 2.6'da yer almaktadır.

Grafik 2.6. 2022 Yılı Küresel Hidrojen Kullanımının Bölgesel Dağılımı



Kaynak: IEA, 2023:20 verisi kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.6 incelendiğinde hidrojen tüketiminin yarısından fazlasının Asya'da gerçekleştiği görülmektedir. Çin küresel hidrojen tüketiminde önemli bir paya sahipken Çin'i Kuzey Amerika, Orta Asya, Hindistan ve Avrupa takip etmektedir.

⁶⁷ IEA, 2023:131.

2022 yılında üretilen hidrojenin 53 milyon tonu sanayide, 41 milyon tonu rafinerilerde kullanılırken kalan kısmının ulaştırma sektöründe, binalarda ve elektrik üretiminde kullanıldığı görülmektedir.

Sanayide kullanılan 53 milyon ton hidrojenin yüzde 60'ı amonyak üretiminde, yüzde 30'u metanol üretiminde ve yüzde 10'u demir-çelik sektöründe sünger demir üretiminde kullanılmış olup bu hidrojenin büyük bir kısmı tüketilen bölgelerde üretilmiştir. Sanayide ihtiyaç duyulan hidrojen üretiminden kaynaklanan CO₂ emisyon miktarı 2022 yılında 680 milyon tona ulaşmıştır. IEA tarafından oluşturulan “Net Sıfır Emisyon Senaryosu”nda sanayide kullanılan hidrojen talebinin 2030 yılına kadar 70 milyon tona ulaşması öngörülmektedir.⁶⁸

2022 yılında rafinerilerde kullanılan 41 milyon ton hidrojenin yüzde 80'i tüketim bölgesinde üretilmekte olup kalan yüzde 20'lik kısım ise rafineri dışında üretilen hidrojenden tedarik edilmektedir. Üretilen hidrojenin tamamına yakını fosil kaynaklardan üretilmekte olup sektörde düşük emisyonlu hidrojen üretimi ve kullanımı oldukça sınırlıdır. Düşük emisyonla sahip hidrojen üretiminin maliyeti ve konuya ilişkin politikaların yeterli olmamasından dolayı rafinerilerde kullanılmak üzere düşük emisyonla sahip hidrojen üretimine yönelik sınırlı sayıda proje bulunmaktadır. 2022 yılında rafinerilerde hidrojen üretiminden kaynaklanan CO₂ emisyonu 240-380 milyon ton arasında gerçekleşmiştir. IEA tarafından yapılan projeksiyonlarda “Net Sıfır Emisyon Senaryosu” kapsamında rafinerilerin hidrojen ihtiyacının 2030 yılına kadar yıllık 35 milyon tona düşeceği değerlendirilmektedir.

Günümüzde ulaştırma sektöründe ihtiyaç duyulan hidrojen miktarı rafineriler ve sanayi sektörüne göre oldukça düşüktür. Hidrojenin büyük çoğunluğu karayolunda kullanılmakta olup demiryolunda da hidrojen kullanımı artma eğilimi göstermektedir. IEA tarafından oluşturulan “Net Sıfır Emisyon Senaryosu”nda ulaştırma sektöründe doğrudan hidrojen kullanımının 2030 yılına kadar yaklaşık sekiz milyon tona ulaşacağı tahmin edilmektedir. Ayrıca amonyak ve sentetik yakıt üretiminde ilave sekiz milyon ton hidrojene ihtiyaç duyulacağı öngörülmekte olup bu yakıtların denizyolu ve havayolu ulaşımında kullanılacağı öngörülmektedir.

2022 yılında binalarda ve elektrik üretiminde kullanılan hidrojen miktarı oldukça düşüktür. Binalarda elektrifikasyonun ve ısı pompalarının kullanımının hidrojene göre daha ön planda ve verimli olduğu değerlendirilmektedir. Bu sebeple IEA tarafından oluşturulan “Net Sıfır Emisyon Senaryosu”nda binaların hidrojen talebi göz ardı edilmektedir. Elektrik

⁶⁸ IEA, 2023:27.

üretiminde de hidrojen kullanımı yaygın bir yöntem olmamakla birlikte konuya ilişkin pilot çalışmalar bulunmaktadır.

Tüketim ve üretiminin yanı sıra taşınması ve depolanması hidrojen tedarik zincirinin önemli adımlarını oluşturmaktadır. Hidrojen pazarının geliştirilmesi amacıyla ülkeler veya bölgeler arası hidrojen ticaretinin yaygınlaşması gerekmekte olup bu kapsamda gerekli altyapının oluşturulması için hidrojen taşıma ve depolama teknolojilerinin geliştirilmesi önem arz etmektedir. Günümüzde hidrojen ticareti çok yaygın olmamakla beraber hâlihazırda Belçika, Fransa ve Hollanda arasında bulunan hidrojen boru hatları aracılığıyla gerçekleştirilmektedir. Bunun yanı sıra deniz yolu taşımacılığı ile hidrojen ticareti yapılması üzerine birkaç pilot çalışma bulunmaktadır. Boru hatları ile hidrojen taşımacılığının elverişli olmadığı durumlarda sıvı hidrojen ve sıvı organik hidrojen taşıyıcıları önemli bir alternatif haline gelmektedir. Hidrojen tedarikinin artması ile ihtiyaç fazlası hidrojen yeraltı tuz mağaralarında veya tükenen petrol veya gaz rezervlerinde depolanabilmektedir. Hâlihazırda Birleşik Krallık ve ABD’de tuz mağaralarında hidrojen depolanmaktadır. IEA tarafından hazırlanan “Net Sıfır Emisyon Senaryosu”nda 2030 yılına kadar hidrojen altyapısının geliştirilmesi için yıllık yaklaşık 35 milyar \$ tutarında yatırım yapılması öngörülmektedir.⁶⁹

Dünyada enerji alanında geliştirilmesi amaçlanan yeni teknolojilere ilişkin projelerin yer aldığı IEA temiz enerji gösterim projeleri veri tabanında toplam 351 proje yer almakta olup bu projelerin 17’si hidrojen teknolojileri alanında yapılan çalışmalardan oluşmaktadır. Projelerin çoğunlukla sıvı organik hidrojen taşıyıcıları ve sıvılaştırılmış hidrojen gibi hidrojen taşıma ve depolama teknolojilerine yönelik olduğu görülmekle beraber metan pirolizi ile hidrojen üretimi, PEM elektrolizör geliştirilmesi ve hidrojenin mevcut doğal gaz şebekesine karıştırılarak kullanılmasına yönelik projeler de bulunmaktadır. Bu projelerin yedisi Avustralya’ya, dördü Japonya’ya ve kalan projeler ise Finlandiya, Almanya, ABD ve Hollanda’ya aittir.⁷⁰

Ülkelerin net sıfır emisyon hedefleri çerçevesinde hidrojen önem kazanmakta ve ülkeler tarafından hidrojen stratejileri oluşturulmaktadır. 2017 yılında yalnızca Japonya hidrojene ilişkin ulusal bir stratejiye sahipken enerji dönüşümü kapsamında hidrojene olan ilginin artması sonucu 2022 yılı sonu itibarıyla 32 ülkenin hidrojen stratejisi bulunmaktadır.⁷¹ Sahip oldukları

⁶⁹ IEA, 2023:109.

⁷⁰ IEA, 2023a, Erişim tarihi, 6 Kasım 2023. < <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/clean-energy-demonstration-projects-database?subsector=Hydrogen> >

⁷¹ IEA, t.y, Erişim tarihi, 15 Aralık 2023. < <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen> >

pazar büyüklükleri ve hidrojene ilişkin stratejileri göz önünde bulundurulduğunda Çin, Hindistan, Japonya, Güney Kore, ABD ve Avrupa Birliği'nin öne çıkacağı değerlendirilmektedir.⁷²

Net sıfır emisyon hedefleri doğrultusunda önemli bir aktör olarak değerlendirilen ve gittikçe önem kazanan hidrojen teknolojilerinin gelişiminin önündeki engellerden biri temiz kaynaklardan üretilen hidrojenin maliyetinin halihazırda kullanılan fosil kaynaklardan üretilen hidrojenin maliyetinden oldukça yüksek olması olarak görülmektedir. Yeşil hidrojenin üretim maliyeti kullanılan elektriğin ve yenilenebilir enerji kaynağının maliyetine göre değişkenlik göstermekte olup gelecek dönemde yenilenebilir enerji potansiyeli yüksek, su kaynaklarına erişimin yeterli olduğu ve üretilen enerjinin talebin yüksek olduğu bölgelere iletirme potansiyelinin yüksek olduğu bölgelerde yeşil hidrojen üretim maliyetinin düşük olacağı değerlendirilmektedir.⁷³ Yapılan çalışmalarda yeşil hidrojen üretim maliyetinin 2030 yılına kadar yüzde 50'ye varan oranlarda düşüş göstereceği değerlendirilmektedir. 2050 yılına kadar Orta Doğu, Afrika, Rusya, Çin, ABD ve Avustralya'da yeşil hidrojen üretim maliyetinin 1 Euro (1,07 \$)⁷⁴ ile 1,5 Euro (1,6 \$) arasında değişeceği belirtilirken yenilenebilir enerji potansiyelinin daha sınırlı olduğu Avrupa, Japonya ve Güney Kore'de üretim maliyetinin 2 Euro (2,14 \$) düzeyinde seyredeceği öngörülmektedir.⁷⁵

2.2. Bazı Ülke Örnekleri

Bu bölümde seçilen bazı ülkelerin mevcut hidrojen üretim ve tüketim durumları ile hidrojen kullanım alanları, iklim değişikliğiyle mücadele edilmesi amacıyla belirlenen hedefler ve bu hedeflere ulaşılmasında hidrojenin rolü, hidrojen değer zincirine ilişkin mevcut veya hazırlık aşamasında olan mevzuat, politika ve projeler incelenmektedir.

Bu kapsamda Çin, ABD, Avrupa Birliği, Güney Kore ve Birleşik Krallık incelenmiştir. Seçilen bütün ülkelerin gelecek dönemde sera gazı emisyonlarını azaltma ve net sıfır emisyona ulaşma hedefi bulunmaktadır.

Çin dünyada en büyük ekonomiye sahip ülkelerden biri olup ticari açıdan önemli bir rolü bulunmaktadır. Küresel hidrojen üretimi ve tüketiminde en yüksek paya sahip olan Çin toplam hidrojen talebinin yüzde 30'unu oluşturmaktadır. Toplam elektrolizör kapasitesinin

⁷² IRENA, 2022:40-41.

⁷³ IRENA, 2022:33.

⁷⁴ 08 Şubat 2024 tarihli Euro-Dolar paritesi baz alınarak hesaplanmıştır.

⁷⁵ PwC, t.y, Erişim tarihi, 8 Şubat 2024. < <https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html>>

yüzde 31'ini oluşturan Çin'in hidrojen ekonomisinin geliştirilmesinde önemli bir role sahip olacağı düşünülmektedir. Hidrojen teknolojilerinin gelişimine katkı sağlaması ve ölçek ekonomisinin gelişmesine yardımcı olarak hidrojen üretim maliyetlerinin düşmesine yardımcı olması öngörülen Çin'in hidrojene ilişkin politikalarının incelenmesinin faydalı olacağı değerlendirilmektedir.

ABD dünyanın en büyük ekonomisine sahip ülke konumunda olup ülkede yüksek hidrojen üretimi ve tüketimi bulunmaktadır. Enerji politikalarına ilişkin yasasında hidrojene ilişkin düzenlemeleri de bulunan ABD'nin net sıfır emisyon hedefleri kapsamında temiz hidrojen üretim ve tüketiminin hızlı bir şekilde artacağı tahmin edilmektedir. Ayrıca ülkede temiz hidrojene ilişkin çalışmalar için yüksek miktarda bütçe ayrılmış olup bu kapsamda gerçekleştirilen çalışmalar ülkenin hidrojene verdiği önemin bir göstergesi olarak değerlendirilmektedir.

Avrupa Birliği, özellikle Rusya ile Ukrayna arasında yaşanmakta olan kriz neticesinde fosil yakıt ithalatına olan bağımlılığını azaltarak enerji arz güvenliğinin sağlanmasına ve enerji dönüşümünün hızlandırılmasına oldukça önem vermekte ve bu kapsamda hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi için birçok çalışma yürütmektedir. Enerji politikalarında hidrojene verilen önem vurgulanmakta olup 2030 yılına kadar temiz hidrojen üretim miktarının artırılması hedeflenmektedir. AB üyesi ülkelerin çoğunun hidrojen stratejisine sahip olması konuya verilen önemi göstermekte olup hidrojene yönelik çalışmalar çeşitli destek mekanizmaları uygulanarak yürütülmektedir.

Güney Kore, hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi amacıyla yol haritası yayımlayan ilk ülkelerden biridir. 2050 yılına kadar enerji tüketiminin üçte birini hidrojenle karşılamayı planlayan ülke hidrojene ilişkin iddialı hedefler belirlemekte ve çeşitli çalışmalar gerçekleştirmektedir. Güney Kore'de hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi amacıyla pilot hidrojen şehirleri kurulması, hidrojen kümelenmelerinin oluşturulması gibi uygulamalar mevcuttur. Ayrıca dünyada hidrojen alanında öncü ülkelerden biri olmayı hedeflemektedir.⁷⁶

Birleşik Krallık'ta hidrojen enerji arz güvenliğinin sağlanmasında önemli bir araç olarak görülmekte ve hidrojene ilişkin çeşitli politikalar oluşturulmaktadır.⁷⁷ Mavi ve yeşil hidrojene

⁷⁶ Macquarie, 2022, Erişim tarihi, 26 Aralık 2023. < [⁷⁷ Ruparel vd., 2022, Erişim tarihi, 26 Aralık 2023. < \[52\]\(https://www.bcg.com/united-kingdom/centre-for-growth/insights/the-role-of-green-hydrogen-technology></p></div><div data-bbox=\)](https://www.macquarie.com/au/en/insights/a-clean-start-south-korea-embraces-its-hydrogen-future.html#:~:text=One%20nation%20that%20has%20embarked,single%20source%20of%20energy%20nation ally></p></div><div data-bbox=)

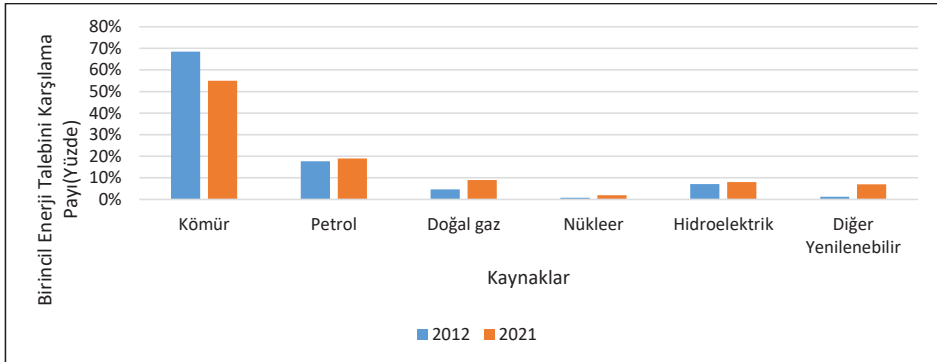
odaklanan ülkede üretilen hidrojenin çeşitli alanlarda kullanımına odaklanılmıştır. Ayrıca hidrojene ilişkin yatırımların desteklenmesi için ülkede bir fon oluşturulduğu görülmektedir.

2.2.1. Çin Halk Cumhuriyeti

2022 yılında yaklaşık 1,4 milyar nüfusu ile Hindistan'dan sonra dünyanın en kalabalık ikinci ülkesi olan Çin, dünyada enerji tüketiminde ilk sırada yer almaktadır.⁷⁸ Zengin kömür rezervlerine sahip olan ülkede enerji ihtiyacının önemli bir bölümü kömürden karşılanmaktadır. Diğer taraftan artan nüfus ve enerji ihtiyacı göz önünde bulundurulduğunda kömürün tek başına yeterli olmadığı ve enerji ihtiyacının karşılanmasında petrol ve doğal gazın da kullanıldığı görülmektedir. Bu durum zaman içinde Çin'in ithalat bağımlılığını artırmış ve enerji arz güvenliğinin sağlanması önemli bir konu haline gelmiştir.⁷⁹

Çin'in birincil enerji talebi 2012 yılında 2.735,2 Mtep iken 2021 yılında yaklaşık yüzde 37,7 artarak 3.765,4 Mtep olmuştur. Bu talebin karşılanmasında kullanılan kaynakların karşılaştırmalı dağılımı Grafik 2.7'de verilmektedir.

Grafik 2.7. 2012 ve 2021 Yılları Çin'in Birincil Enerji Talebinin Karşılanmasında Kullanılan Kaynakların Payı



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2012:40-41 ve BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.7 incelendiğinde 2021 yılında birincil enerji talebinin yüzde 83'ünün fosil kaynaklardan karşılandığı görülmektedir. 2012 yılında yüzde 8,3 olan yenilenebilir enerji kaynaklarının payı 2021 yılında yüzde 15'e çıkarılmıştır.

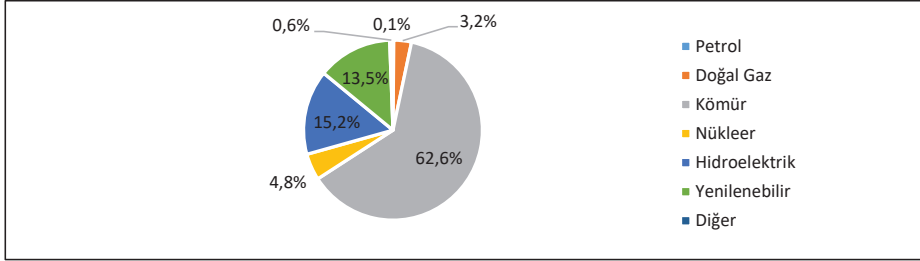
⁷⁸ The World Bank, t.y, Erişim tarihi, 18 Kasım 2023.

https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?most_recent_value_desc=true

⁷⁹ Kemp, 2021, Erişim tarihi, 18 Kasım 2023. < <https://www.reuters.com/business/energy/chinas-five-year-plan-focuses-energy-security-kemp-2021-03-19/>>

Çin'in elektrik üretimine bakıldığında 2012 yılında yaklaşık 4.987,6 TWh olan elektrik üretiminin 2021 yılında 8.534,3 TWh'e yükseldiği görülmektedir. 2021 yılında üretilen elektriğin kaynaklar bazında dağılımı Grafik 2.8'de yer almaktadır.

Grafik 2.8. 2021 Yılında Çin'de Üretilen Elektriğin Kaynaklar Bazında Dağılımı

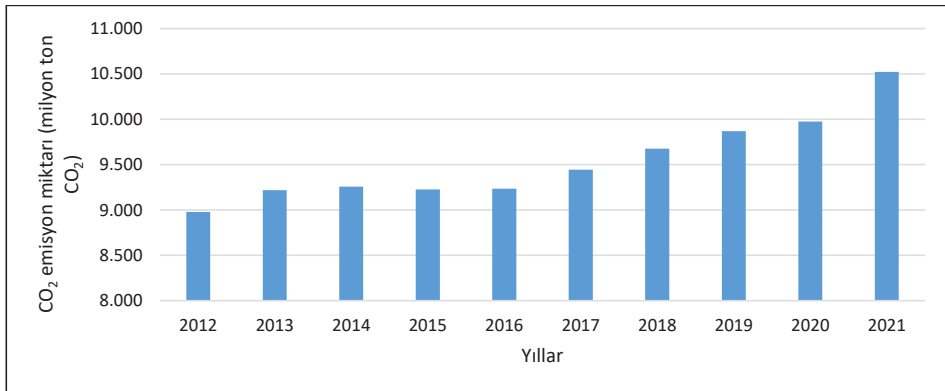


Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

2021 yılında elektriğin yüzde 62,6'sı kömürden, yüzde 15,2'si hidroelektrikten, yüzde 13,5'i diğer yenilenebilir kaynaklardan, yüzde 4,8'i nükleer enerjiden ve geri kalan kısmı petrol, doğal gaz ve diğer kaynaklardan üretilmiştir. Çin'in elektrik üretiminde petrol, doğal gaz gibi fosil kaynakların payı az olmakla birlikte kömürün payının oldukça yüksek olduğu görülmektedir.

Ülkenin enerji kaynaklı emisyonları 2012 yılından bu yana artma eğiliminde olup yıllar itibarıyla enerji kaynaklı CO₂ emisyon miktarları Grafik 2.9'da verilmektedir.

Grafik 2.9. Çin CO₂ Emisyonlarının Yıllar Bazında Gelişimi



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.9 incelendiğinde 2012 yılında yaklaşık 9 milyar ton CO₂ olan enerji kaynaklı emisyonun 2021 yılında yaklaşık 10,5 milyar tona ulaştığı görülmektedir. Bu miktar dünyada

enerji kaynaklı toplam CO₂ emisyonlarının yüzde 31,1'ini oluşturmaktadır. Niyet Edilmiş Ulusal Katkı Beyanı (INDC) çerçevesinde 2030 yılına kadar GSYH başına düşen CO₂ emisyonlarının yüzde 60 ile yüzde 65 arasında azaltılması ve fosil olmayan yakıtların birincil enerji tüketimindeki payının yüzde 20'ye çıkarılması taahhüt edilmiştir.⁸⁰ Ayrıca Çin'in 2060 yılına kadar karbon nötr bir ülke olma hedefi bulunmaktadır.

Çin yenilenebilir enerji potansiyeli bakımından oldukça zengin bir ülke konumundadır. 1990'lı yıllardan bu yana ulusal hükümet tarafından yenilenebilir kaynaklardan enerji üretimi desteklenmekte ve yenilenebilir enerji kapasitesinin artırılması için çalışmalar yürütülmektedir.

Ülkenin enerji ithalat bağımlılığının azaltılarak enerji arz güvenliğinin sağlanması, net sıfır emisyon hedefleri ve yıllar itibarıyla hızla artan yenilenebilir enerji kapasitesi göz önünde bulundurulduğunda hidrojenin ülkenin geleceğinde önemli bir yer edineceği değerlendirilmektedir.

2022 yılında dünyada üretilen toplam hidrojen miktarının yüzde 30'u Çin tarafından üretilmiştir. Yaklaşık aynı miktarın yine Çin tarafından tüketildiği göz önünde bulundurulduğunda ülkenin büyük bir hidrojen üreticisi ve tüketicisi olduğu söylenebilmektedir.⁸¹ Ülkede hidrojenin yüzde 60'ı kömürden gazlaştırma yöntemiyle, yüzde 25'i doğal gazdan buhar metan reformasyonu yöntemiyle üretilmiş olup yüzde 14'ü ise endüstriyel işlemler sonucu yan ürün olarak elde edilmiştir. Hidrojenin büyük bir çoğunluğu fosil kaynaklardan elde edilmekle birlikte yenilenebilir kaynaklardan üretilen hidrojen miktarı toplam üretimin yüzde 1'inden azını oluşturmaktadır.⁸²

Hâlihazırda Çin'de üretilen hidrojenin büyük bir kısmı amonyak ve metanol üretiminde, petrol rafinerilerinde ve diğer endüstriyel işlemlere yüksek sıcaklıkta ısı sağlanması amacıyla yakıt olarak, çok az bir kısmı ise yakıt hücresi araçlarda kullanılmaktadır. 2020 yılında üretilen hidrojenin kullanım alanlarına göre dağılımı Tablo 2.1'de verilmektedir.

⁸⁰ OECD, 2016, Erişim tarihi, 18 Kasım 2023. < <https://web.archive.oecd.org/2016-05-26/402987-china-climate-change-combat.htm>>

⁸¹ IEA, 2023:20.

⁸² Oxford Institute of Energy Studies, t.y, Erişim tarihi, 15 Kasım 2023. < <https://chineseclimatepolicy.oxfordenergy.org/book-content/domestic-policies/hydrogen/>>

Tablo 2.1. Çin 2020 Yılı Hidrojen Tüketiminin Kullanım Alanlarına Göre Dağılımı

Kullanım Alanı	Tüketilen Hidrojen Miktarı (milyon ton/yıl)	Pay (Yüzde)
Amonyak üretimi	10-11	33,1
Petrol Rafinerileri	8-9	26,5
Metanol üretimi	7-9	23,1
Isı Üretimi	5	16,5
Yakıt hücreli araçlar	0,2	0,7
Toplam	30,2-34,2	100

Kaynak: IEA, 2022:13.

2022 yılı itibarıyla ülkede yeşil hidrojen üretimi amacıyla 220 MW elektrolizör kapasitesi bulunmakta olup bu miktar küresel elektrolizör kapasitesinin yüzde 31,4'ünü oluşturmaktadır. İnşası devam eden tesislerin tamamlanması ile birlikte ülkenin elektrolizör kapasitesinin 2023 yılı sonunda 1,1 GW'a, 2024 ve 2025 yıllarında ise hızlı bir artışla sırasıyla 3,3 GW ve 5,4 GW'a ulaşması öngörülmektedir.⁸³

Çin yenilenebilir enerji kaynakları ve yeşil hidrojen üretimi açısından değerlendirildiğinde ülkenin batısı uygun bir bölge olarak görülürken hidrojen talebi genellikle ülkenin doğusu ve güneyinde gerçekleşmektedir. Mevcut durumda üretilen hidrojen tüketim bölgelerine genellikle gaz formda yüksek basınçla depolanarak römorklar ile taşınmaktadır. Ülkede hâlihazırda uzunluğu 400 km'yi geçmeyen bir hidrojen taşıma hattı bulunmakta olup batı bölgesinde üretilen hidrojenin tüketim bölgelerine ulaştırılabilmesi amacıyla mevcut taşıma hatlarının geliştirilmesi gerektiği değerlendirilmektedir.⁸⁴

Mevcut durumda Çin'de hidrojene ilişkin herhangi bir mevzuat bulunmamakla birlikte ülkede hidrojene yönelik ulusal politikaların gündeme gelmesi ilk olarak 2001-2005 dönemini kapsayan Onuncu Beş Yıllık Plan'la beraber başlamıştır. Özellikle ulaşım sektöründe hidrojen kullanımının ön plana çıktığı bu politikalarla birlikte petrol ithalatının ve fosil yakıt kullanımından kaynaklanan hava kirliliğinin azaltılması amaçlanmaktadır. 2021-2025 dönemini kapsayan On Dördüncü Beş Yıllık Plan 2021 yılında yayımlanmış olup Plan'ın başlıca enerji politikaları arasında enerji verimliliğinin artırılması, enerji tüketiminde fosil kaynakların payının azaltılarak özellikle rüzgâr ve güneş olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılması, temiz enerjinin ve enerji depolama imkânlarının

⁸³ IEA, 2023:76.

⁸⁴ Zhang ve Jiang, 2023: 291-296.

geliştirilmesi, emisyonların azaltılması ve enerji güvenliğinin artırılması yer almaktadır.⁸⁵ Ayrıca Planda hidrojen endüstrisinin Çin'in odaklanması gereken altı endüstriden biri olduğu belirtilmektedir.

Ulusal planların yanı sıra ülkede günümüze kadar hidrojene ilişkin yayımlanmış birçok çalışma ve yürürlüğe konmuş uygulamalar bulunmaktadır. 2016 yılında yayımlanan “Hidrojen Yakıt Hücreli Araçlar Teknoloji Yol Haritası” ile geleceğe yönelik projeksiyonlar yapılmış olup hidrojenin ulaşım sektöründe kullanımının yaygınlaştırılması ile birlikte 2030 yılına kadar yakıt hücreli araç sayısının bir milyonun üzerine çıkarılması ve yaklaşık bin adet hidrojen dolum istasyonunun kurulması hedeflenmiştir.

Ülkede 2020 yılında başlatılan dört yıllık bir pilot program ile hidrojen yakıt hücreli araçlar için bir ödül sistemi uygulanmaktadır. Yakıt hücreli araçların gelişiminin desteklenmesini amaçlayan bu sistem kapsamında hidrojen yakıt hücresine ilişkin uygulamalar yürüten yerel yönetimlere bazı kriterleri karşılamaları durumunda yaklaşık 238 milyon \$ (1,7 milyar Çin yuanı) tutarında finansal destek sağlanmaktadır. Aynı zamanda yerel yönetimler de bölgelerinde destek faaliyetlerinde bulunmaktadır.⁸⁶

2020 yılında yayımlanan “Yeni Dönemde Çin'in Enerji Gelişimi” dokümanında yeşil hidrojen üretimi, depolanması, taşınması ve kullanımına yönelik çalışmaların hızlandırılacağı ve hidrojen yakıt hücresi ile hidrojen yakıt hücreli araçların geliştirilmesinin teşvik edileceği belirtilmektedir. 2021 yılında “Enerji Çalışmalarına Yönelik Yol Gösterici Görüşler” yayımlanarak AB ile Çin arasındaki işbirliğinin geliştirilmesi ve ortak projeler yürütülmesi amacıyla hidrojen teknolojilerine ilişkin pilot projelerin geliştirileceği belirtilmektedir.⁸⁷

Ülkede 2018 yılında kurulan “Ulusal Hidrojen ve Yakıt Hücreleri İttifakı” tarafından 2021 yılında yayımlanan bir rapor kapsamında 2060 yılına kadar Çin'in hidrojen kullanımının 130 milyon tona ulaşacağı ve bu miktarın yaklaşık 100 milyon tonunun yenilenebilir kaynaklardan üretileceği öngörülmektedir.⁸⁸ Aynı yıl İttifak tarafından yayımlanan “Düşük Karbonlu Hidrojen, Temiz Hidrojen ve Yenilenebilir Hidrojenin Standardı ve Değerlendirilmesi” raporunda sayısal çalışmalara yer verilerek düşük karbonlu hidrojen ve

⁸⁵ Kemp, 2021, Erişim tarihi, 18 Kasım 2023. < <https://www.reuters.com/business/energy/chinas-five-year-plan-focuses-energy-security-kemp-2021-03-19/>>; National Development and Reform Commission, 2023: 50-58.

⁸⁶ Baker Mckenzie, 2022:3.

⁸⁷ Zhang, 2021, Erişim tarihi, 17 Kasım 2023. < [⁸⁸ Oxford Institute Of Energy Studies, t.y, Erişim tarihi, 15 Kasım 2023. < <https://chineseclimatepolicy.oxfordenergy.org/book-content/domestic-policies/hydrogen/>>](https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-hydrogen/china#:~:text=In%20terms%20of%20the%20standard,in%20the%20field%20of%20gas></p></div><div data-bbox=)

yenilenebilir kaynaklardan üretilen hidrojen için karbon emisyon üst sınırı belirlenmektedir. Bu kapsamda düşük karbonlu hidrojen üretimi için kilogram başına 14,5 kg CO₂ eşdeğeri, yenilenebilir ve temiz hidrojen üretimi için ise kilogram başına 4,9 kg CO₂ eşdeğeri emisyon tanımlanmaktadır.⁸⁹ Ancak hâlihazırda küresel emisyon yoğunluğunun bir kilogram hidrojen üretimi başına 12-13,6 kg CO₂ eşdeğeri olduğu göz önünde bulundurulduğunda özellikle düşük karbonlu hidrojen için tanımlanan bu standartların mevcut emisyon yoğunluğundan daha düşük değerler içermesi gerektiği değerlendirilmektedir.⁹⁰

Çin'in Ulusal Kalkınma ve Reform Komisyonu tarafından 2021 yılında yayımlanan “Batı Bölgesinde Teşvik Edilen Endüstriler Kataloğu” kapsamında hidrojen yakıt hücresi üretilmesi ve hidrojen iletim hatlarının tesis edilmesi gerektiği belirtilmektedir.

2022 yılında hidrojen teknolojilerine ilişkin ulusal düzeyde ilk planlama yapılarak 2021-2035 dönemini kapsayan “Hidrojen Enerjisi Sektörünün Gelişimine İlişkin Orta ve Uzun Vadeli Plan” hazırlanmış olup bu plan kapsamında yakıt hücresel araç sayısının 2025 yılına kadar 50 bine yükseltilmesi, bu araçlara hizmet edecek hidrojen dolum istasyonlarının tesis edilmesi⁹¹ ve yıllık 100 bin ton ile 200 bin ton arasında yeşil hidrojen üretilmesi hedeflenmektedir. Ulaşım sektörünün yanı sıra elektrik üretimi ve enerji depolama gibi alanlarda da hidrojen kullanımının artırılması planlanmaktadır. Ayrıca 2030 yılına kadar ülkenin karbon emisyonlarının zirveye çıkacağı ancak 2030 yılından itibaren karbonsuzlaşmanın başlayacağı belirtilerek 2035 yılına kadar yeşil hidrojen uygulamalarının yaygınlaşacağı öngörülmektedir.⁹²

2023 yılında ulusal düzeyde standart bir hidrojen endüstrisinin inşasına yönelik ilk kılavuz olma niteliğini haiz “Hidrojen Enerjisi Endüstrisi Standart Sisteminin Oluşturulmasına İlişkin Kılavuzlar” dokümanı yayımlanmıştır. Bu kılavuz ile hidrojen üretimi, depolanması, iletimi ve kullanımı olmak üzere hidrojen değer zincirinin her aşamasına yönelik ayrı standartlar geliştirilmiştir.

Çin'in hidrojene ilişkin ulusal politikalarının yanı sıra bölgesel planlamaları ve stratejileri de bulunmaktadır. Ülkede bulunan toplam 34 bölgeden 18'i tarafından kendi beş yıllık planları oluşturularak hidrojene ilişkin ulusal hedeflerden daha iddialı hedefler

⁸⁹ CHN Energy, 2021, Erişim tarihi, 25 Kasım 2023. < <https://www.ceic.com/ginyjtwEn/xwzx/202101/e9147965a7e5465d8d3419fafdfa2355.shtml>>

⁹⁰ Lou ve Corbeau, 2023, Erişim tarihi, 25 Kasım 2023. < <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/chinas-hydrogen-strategy-national-vs-regional-plans/>>

⁹¹ Sayı belirtilmemiştir.

⁹² IEA, 2023, Erişim tarihi, 25 Kasım 2023. < <https://www.iea.org/policies/16977-hydrogen-industry-development-plan-2021-2035> >; World Economic Forum, 2023:47.

belirlenmektedir. İç Moğolistan bölgesi tarafından 2025 yılına kadar yıllık toplam 480 bin ton yeşil hidrojen üretimi hedeflenmekte olup bu hedefin ulusal hedeften 2,5-5 kat daha fazla olduğu görülmektedir. Ayrıca bölgelerin hidrojen politikaları ve hedefleri sahip oldukları bölgesel avantajlar, altyapı imkânları ve hidrojen ihtiyaçlarına göre farklılık göstermektedir. Bazı bölgeler tarafından madencilik faaliyetlerinde kullanılan hidrojen yakıt hücreli forklift ve kamyonlar önceliklendirilirken bazı bölgeler tarafından hidrojenin ısıtmada kullanılması ön planda tutulmaktadır.⁹³

Ülkede belirlenen hidrojen politikalarının uygulanması amacıyla çeşitli projeler yürütülmektedir. 2022 yılında başlatılan bir proje kapsamında Ningxia bölgesinde yeşil hidrojen üretimi amacıyla 620 MW kurulu gücünde bir güneş enerji santrali, yıllık 30 bin ton hidrojen üretim kapasitesine sahip bir elektroliz tesisi ve en az 20 adet hidrojen dolum istasyonu kurulması amaçlanmaktadır. Üretilen hidrojenin ulaştırma sektöründe ağır kamyonlarda kullanılarak hidrojen değer zincirinin tüm aşamalarının bu proje ile kurgulanması planlanmaktadır.

2023 yılında tamamlanan “Yeşil Hidrojen Pilot Projesi” kapsamında yeşil hidrojen üretimi amacıyla 52 adet elektrolizörden oluşan bir tesis ve bu tesisin ihtiyaç duyacağı enerjinin üretileceği 300 MW kurulu güce sahip bir güneş enerji santrali tesis edilmiş olup aynı zamanda hidrojen depolama ve taşıma için de gereken altyapı kurulmuştur. Projeye ait bir görsel Şekil 2.1’de verilmektedir. Yıllık 20 bin ton yeşil hidrojen üretim kapasitesine sahip tesiste üretilen hidrojen ile Tahe rafineri ve petrokimya tesisinin hidrojen ihtiyacı karşılanmaktadır. Toplam maliyeti 417 milyon \$ olan proje ile yıllık 485 bin ton CO₂ emisyonu azaltımı öngörülmektedir.⁹⁴ Diğer taraftan proje kapsamında kurulan elektrolizörlerin bazı teknik problemlerinin olduğu ve bu sebeple hedeflenen yıllık hidrojen üretim kapasitesine erişilemediği belirtilmektedir.⁹⁵

⁹³ Lou ve Corbeau, 2023, Erişim tarihi, 25 Kasım 2023. <

<https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/chinas-hydrogen-strategy-national-vs-regional-plans/>>

⁹⁴ Sinopec, 2023, Erişim tarihi, 25 Kasım 2023. <

http://www.sinopecgroup.com/group/en/Sinopecnews/20230704/news_20230704_299217593563.shtml>

⁹⁵ Hydrogen Insight, 2024, Erişim tarihi, 2 Şubat 2024. <

<https://www.hydrogeninsight.com/production/problems-at-world-s-largest-existing-green-hydrogen-project-will-not-be-solved-until-late-2025-sinopec-admits/2-1-1577860>>

Şekil 2.1. “Yeşil Hidrojen Pilot Projesi” Kapsamında Kullanılan Hidrojen Depolama Tankları



Kaynak: Sinopec, 2023. *Sinopec Xinjiang Kuqa Green Hydrogen Pilot Project Enters Operation, Leading China's Green Hydrogen Development*. Er. 25 Kasım 2023.

<http://www.sinopecgroup.com/group/en/Sinopecnews/20230704/news_20230704_299217593563.shtml>

2023 yılında Çin'in güneydoğusunda yer alan denizüstü rüzgâr enerji santralinde kurulan elektroliz tesisi ile deniz suyundan doğrudan hidrojen üretimi çalışmaları yapılmaktadır. Deniz suyunun tuz, mikroorganizma ve diğer minerallerden arındırılmaksızın rüzgâr enerjisinden üretilen elektrik ile elektrolizi sonucu hidrojen elde edilmekte olup kurulan sistemin 240 saat kesintisiz çalıştırılarak test edildiği ve herhangi bir sorunla karşılaşılmadığı belirtilmektedir.⁹⁶

Uluslararası Hidrojen Enerjisi Merkezi (IHEC) tarafından yürütülen ve Birleşmiş Milletler Sınai Kalkınma Örgütü (UNIDO) tarafından desteklenen proje kapsamında sıfır emisyonu sahip teknolojilerin geliştirilmesi amacıyla Çin'in Baotou şehrinde “Hidrojen Enerjisi Metalurjisi ve Kimyasal Gösterisi Bölgesi” kurulması planlanmakta olup bu bölgede yeşil amonyak üretimi yapılması hedeflenmektedir. Bu kapsamda ilk aşamada 1,5 GW kurulu gücünde rüzgar enerji santralinin kurulması, bu santralden elde edilecek elektrik ile yeşil hidrojen üretilmesi ve üretilen hidrojenin yeşil amonyak sentezinde kullanılması planlanmaktadır. Projenin 2025 yılına kadar tamamlanması ile birlikte yıllık yaklaşık 390 bin ton yeşil amonyak üretimi öngörülmektedir.⁹⁷ Ayrıca yeşil amonyağın yakıt olarak kullanımına

⁹⁶ Habibic, 2023, Erişim tarihi, 18 Kasım 2023. < <https://www.offshore-energy.biz/china-tests-hydrogen-production-through-direct-seawater-electrolysis-at-xinghua-bay-owf/> >; Xie vd., 2022: 673-678.

⁹⁷ United Nations Industrial Development Organisation, 2023, Erişim tarihi, 22 Kasım 2023. < <https://www.unido.org/news/demonstration-project-production-green-hydrogen-and-ammonia-underway-baotou-china> >

ilişkin Wanneng Tongling kömür santralının bir ünitesine yüzde 10-35 oranında amonyak karıştırma çalışmaları yürütülmekte olup ilerleyen aşamalarda karışım oranının yüzde 50'ye yükseltilmesi planlanmaktadır.

Ülkede hidrojenin saf halde yakıt olarak kullanımına ilişkin projeler de gerçekleştirilmektedir. Devlet Enerji Yatırım Kurumu tarafından 2023 yılında ilk saf hidrojen gazı türbini projesi başlatılmış olup proje kapsamında 1,7 MW güce sahip hidrojen gazı türbin jeneratör ünitesi ile birlikte tek basınçlı atık ısı kazanı ve 20 bin m³ kapasiteli hidrojen depolama sistemi kurulması planlanmaktadır. Proje tamamlandığında yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilmesi planlanan hidrojenin yakılarak enerji elde edileceği ve bu işlemde çıkan atık ısıya ise evsel su ısıtmasında kullanılabileceği belirtilmekte olup yeşil enerji kullanımının artırılarak ısıtmadan kaynaklanan karbon emisyonlarının azaltılması öngörülmektedir.⁹⁸

Çin hidrojen teknolojilerine yönelik Ar-Ge projelerine önem vermektedir. Bu kapsamda 2016-2020 dönemini kapsayan On Üçüncü Beş Yıllık Plan döneminde Çin'in hidrojen teknolojilerine yönelik Ar-Ge harcamasının 600 milyon \$ civarında olduğu belirtilmektedir.⁹⁹ Çin'in pazar payı ve endüstriyel altyapısı düşünüldüğünde küresel hidrojen teknolojilerinin gelişimine katkıda bulunmasının yanı sıra ölçek ekonomisini de etkileyerek küresel hidrojen üretim, depolama ve dağıtım maliyetlerinin düşmesine katkı sağlayacağı değerlendirilmektedir.¹⁰⁰

Çin'in geleceğe yönelik hedefleri ve bu hedeflerin gerçekleştirilmesine yönelik enerji politikaları göz önünde bulundurulduğunda ülkenin hidrojen talebinin 2030, 2050 ve 2060 yılına kadar sırasıyla yıllık 35 milyon ton, 60 milyon ton ve 100 milyon tona ulaşacağı tahmin edilmektedir.¹⁰¹

2.2.2. Amerika Birleşik Devletleri (ABD)

2012 yılında 2.208,8 Mtep olan ABD'nin birincil enerji talebi 2021 yılında yaklaşık aynı düzeyde seyrederek 2.220,6 Mtep seviyesinde gerçekleşmiş olup küresel birincil enerji

⁹⁸ Hydrogen Energy Industry Promotion Association, 2024, Erişim tarihi, 3 Ocak 2024. < <https://cn-heipa.com/newsinfo/4464573.html>>

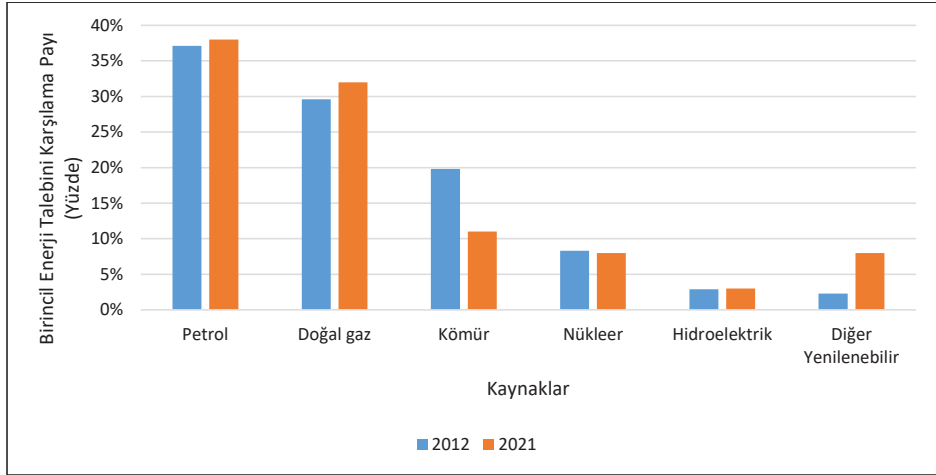
⁹⁹ Nakano, 2022, Erişim tarihi, 17 Kasım 2023. <<https://www.csis.org/analysis/chinas-hydrogen-industrial-strategy>>

¹⁰⁰ Lou ve Corbeau, 2023, Erişim tarihi, 25 Kasım 2023. < <https://www.enrgepolicy.columbia.edu/publications/chinas-hydrogen-strategy-national-vs-regional-plans/>>

¹⁰¹ China Briefing, t.y, Erişim tarihi, 17 Kasım 2023. < <https://www.china-briefing.com/doing-business-guide/china/sector-insights/china-s-hydrogen-energy-industry-state-policy-investment-opportunities> >

talebinin yüzde 15,6'sını oluşturmuştur. Bu talebin karşılanmasında kullanılan kaynakların karşılaştırmalı dağılımı Grafik 2.10'da verilmektedir.

Grafik 2.10. 2012 ve 2021 Yılları ABD Birincil Enerji Talebinin Karşılanmasında Kullanılan Kaynakların Payı

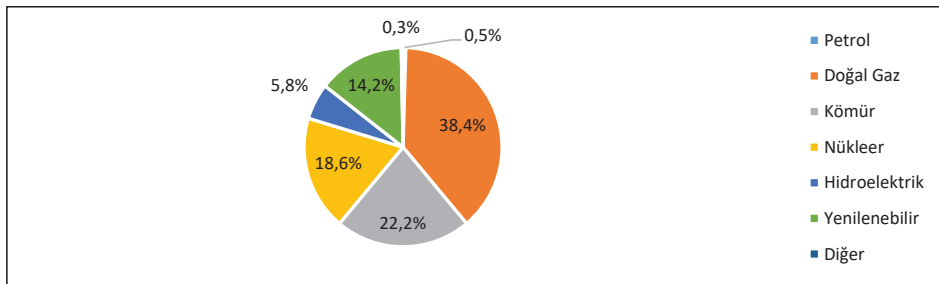


Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2012:40-41;BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.10 incelendiğinde kömürün birincil enerji tüketimindeki payının 2012 yılında yüzde 19,8'den 2021 yılında yüzde 11'e gerilediği görülmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının payı ise yüzde 5,2'den yüzde 11'e yükselmiştir.

ABD'de elektrik üretiminde yıllar itibarıyla fazla bir değişiklik görülmemiş olup 2012 yılında 4.310,6 TWh olan elektrik üretimi 2021 yılında 4.406,4 TWh olarak gerçekleşmiştir. 2021 yılında üretilen elektriğin kaynaklar bazında dağılımı Grafik 2.11'de verilmektedir.

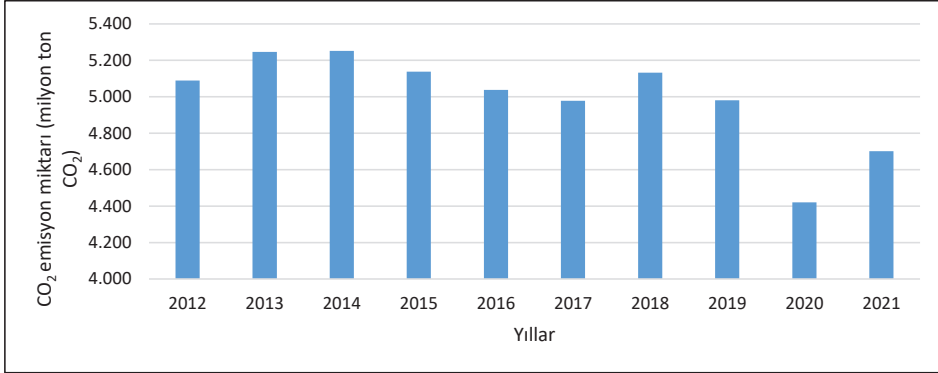
Grafik 2.11. 2021 Yılı ABD Elektrik Üretiminin Kaynaklar Bazında Dağılımı



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Birincil enerji talebinin yüzde 81'ini, elektrik üretiminin yüzde 61,1'ini fosil kaynaklardan karşılayan ABD'nin enerji kaynaklı CO₂ emisyon miktarlarının yıllar bazında dağılımı Grafik 2.12'de verilmektedir.

Grafik 2.12. ABD CO₂ Emisyonlarının Yıllar Bazında Gelişimi



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.12 incelendiğinde 2012 yılında yaklaşık 5,09 milyar ton CO₂ olan enerji kaynaklı emisyonun 2019 yılına kadar 4,9-5,3 milyar ton CO₂ arasında seyrettiği, 2020 yılında 4,4 milyar ton CO₂ ile son on yılın en düşük emisyon değerinin gerçekleştiği ve 2021 yılında ise yeniden artışa geçen CO₂ emisyonunun yaklaşık 4,7 milyar ton CO₂'ye ulaştığı görülmektedir. Bu emisyon miktarı 2021 yılı enerji kaynaklı küresel CO₂ emisyonunun yaklaşık yüzde 14'ünü oluşturmaktadır.

2015 yılında Paris Anlaşması'na taraf olan ülkeler arasında yer alan ABD, 2020 yılında Anlaşma'dan ayrılmış ancak 2021 yılında yeniden katılmıştır. Bu anlaşma çerçevesinde ABD tarafından 2030 yılına kadar sera gazı emisyonlarının 2005 yılına göre yüzde 50-52 oranında azaltılması, 2035 yılına kadar elektrik sektörünün karbondan arındırılması ve 2050 yılında net sıfır emisyonu sağlanması taahhüt edilmektedir.¹⁰² Bu kapsamda enerji arz güvenliğinin sağlanarak iklim değişikliği ile mücadele edilmesi, temiz ve güçlü bir enerji ekonomisinin oluşturulması, yerli üretim kapasitesinin artırılarak yeni istihdam imkânları oluşturulmasının oldukça önemli olduğu değerlendirilmektedir. Bu çerçevede hidrojen teknolojilerinin yenilenebilir enerji kaynakları için depolama ve esneklik sağlamada ve karbonsuzlaştırılması

¹⁰² United Nations, t.y:1-14.

zor olan çimento, demir-çelik, uzun yol taşımacılığı gibi sektörlerin karbondan arındırılmasında önemli bir araç olduğu değerlendirilmektedir.¹⁰³

ABD’de yıllık yaklaşık 10-11 milyon ton hidrojen tüketilmekte olup bu miktarın yaklaşık yüzde 57’si rafinerilerde, yüzde 38’i amonyak ve metanol üretiminde ve kalanı diğer alanlarda kullanılmaktadır.¹⁰⁴

Ülkede hâlihazırda 15 KYKD tesisi bulunmakta olup bu tesislerin karbon yakalama kapasitesi yıllık toplam 22 milyon ton CO₂’dir. Yapım aşamasında olan tesislerin tamamlanması ile birlikte toplam kapasitenin yıllık 156 milyon ton CO₂’ye yükselmesi öngörülmektedir.¹⁰⁵ ABD’de CO₂ yakalama ve depolama kapasitesinin yüksek olması sebebiyle önemli bir mavi hidrojen üretim potansiyeli bulunduğu değerlendirilmektedir. California, Texas ve Louisiana ABD Enerji Bakanlığı tarafından hidrojen üretim potansiyeli en yüksek eyaletler olarak değerlendirilmektedir. Texas’ın rüzgâr enerji potansiyeli yüksek olup bölgede hâlihazırda mevcut bir hidrojen iletim hattı ve yeraltı depolama alanı bulunmaktadır. Benzer şekilde Louisiana da hidrojen depolama alanı açısından avantajlı bir durumda olup rafineri ve kimya sektörlerinin ihtiyaç duyduğu hidrojen bu bölgeden sağlanmaktadır.¹⁰⁶

ABD’de enerji politikalarıyla ilgili federal düzenlemeler ile bazı eyaletlere ait düzenlemeler bulunmaktadır. Genel olarak ülkenin enerji ve enerji güvenliğine ilişkin politikaları ABD Enerji Bakanlığı tarafından düzenlenmektedir. Bunun yanı sıra hidrojen sistemlerinin kurulumuna ilişkin düzenlemeler Mesleki Güvenlik ve Sağlık Kurumu tarafından gerçekleştirilmektedir. Ayrıca Birleşik Devletler Çevre Koruma Örgütü insan sağlığını ve çevreyi etkileyen maddelerin kullanımına ilişkin düzenlemelerden sorumlu kurum olup bu kapsama hidrojen de dâhil edilmektedir. Hidrojen iletim hatlarına ilişkin düzenlemeler İletim Hattı ve Tehlikeli Maddeler Güvenlik Kurumu tarafından gerçekleştirilmektedir.

Ülkenin hidrojene ilişkin düzenlemeleri 2005 Enerji Politikaları Yasası’nın sekizinci bölümünde yer almakta olup bu bölümde yer alan düzenlemeler ile hidrojen ve yakıt hücresi teknolojilerinin geliştirilmesi ve ticarileştirilmesi, hidrojen ekonomisinin oluşturulması ve bu sayede ABD’nin petrol ithalatı bağımlılığının azaltılarak enerji arz güvenliğinin artırılması ve ulaştırma sektöründe karbon emisyonlarının azaltılması hedeflenmektedir. Bu hedeflere

¹⁰³ U.S. Department of Energy, t.y.:29-36.

¹⁰⁴ Fuel Cell & Hydrogen Energy Association, t.y.:20.

¹⁰⁵ Congressional Budget Office, 2023, Erişim tarihi, 5 Şubat 2024. < <https://www.cbo.gov/publication/59832>>

¹⁰⁶ Majumder-Russel, 2021, Erişim tarihi, 29 Kasım 2023. < <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-hydrogen/united-states-of-america>>

ulaşılabilmesi için hidrojenin üretimi, saflaştırılması, depolanması ve dağıtımını kapsayan teknolojilere ilişkin Ar-Ge programlarının yürütölmesi planlanmaktadır.

2020 yılında yayımlanan Enerji Yasası kapsamında yer alan “Karbon Yakalama Teknolojisi Programı” ile mavi hidrojen üretim teknolojilerine ilişkin çalışmaların yürütölleceğı ve “Endüstriyel Emisyon Azaltma Teknolojileri Geliřtirme Programı” kapsamında ise nükleer enerji ve hidrojen gibi alternatif yakıtlara gečilmesine ilişkin çalışmaların gerçekleştirileceğı belirtilmektedir.¹⁰⁷

ABD Gelirler İdaresi tarafından 2008 yılında başlatılan ve halen devam eden 45Q Vergi İndirimi (45Q Tax Credit) programı kapsamında vergi yükümlöleri tarafından kalıcı olarak depolanan karbon oksitler için 12 yıl boyunca ton başına 36 \$ ile 60 \$ arasında değışen vergi indirimi sağlanmakta olup doğrudan havadan yakalama ile depolama yapılması durumunda sağlanan indirim miktarı artmaktadır. ABD’nin mavi hidrojen üretim politikaları değerlendirildiğinde sağlanan vergi indiriminin dolaylı olarak mavi hidrojen üretimini de teşvik ettiğı görölmektedir.¹⁰⁸

Ölkede 2021 bütçe yılında hidrojene ilişkin çalışmalar için yaklaşık 285 milyon \$ tahsis edilmiş olup 2022 bütçe yılı için yaklaşık 400 milyon \$ talep edilmiştir.¹⁰⁹ 2021 yılında ABD Enerji Bakanlığı tarafından başlatılan “Energy Earthshot” programı kapsamında on yıllık süreçte temiz enerji teknolojilerinin geliştirilmesi ve temiz enerjinin yaygınlaştırılarak daha güvenli ve ekonomik hale getirilmesi amaçlanmaktadır. Programın “Hydrogen Shot” bileşeninde bir kilogram temiz hidrojenin maliyetinin 1 \$’na dūřürölmesi hedeflenmektedir. Programın başarıyla tamamlanması halinde temiz hidrojen kullanımının mevcut duruma kıyasla en az beř kat artması, CO₂ emisyonlarının yüzde 16 düzeyinde azaltılması ve yeni istihdam fırsatlarının oluşması öngörölmektedir.

2021 yılının Kasım ayında yürürlüğe giren “İki Partili Altyapı Yasası” kapsamında “Hydrogen Shot” bileşeninin ilerlemesinin hızlandırılması yer almakta ve temiz hidrojen piyasasının geliştirilmesi amacıyla birtakım yatırım ve girişimler bulunmaktadır. Yasa çerçevesinde elektroliz ile hidrojen üretiminin geliştirilmesi, buna bağlı olarak temiz hidrojen üretim maliyetlerinin dūřürölmesi amacıyla 1 milyar \$, temiz hidrojen üretiminde kullanılan

¹⁰⁷ United States House of Representatives, t.y:303-349.

¹⁰⁸ Congressional Research Service, 2023:1-3.

¹⁰⁹ Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, t.y, Erişim tarihi, 1 Aralık 2023. <
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-shot#:~:text=opportunities%20for%20engagement,-.Funding,to%20hydrogen%20in%20FY%202021>>

donanımların üretim maliyetlerinin düşürülmesi amacıyla 500 milyon \$, temiz hidrojen merkezlerinin geliştirilmesi amacıyla 8 milyar \$ yatırım bütçesi ayrıldığı ifade edilmektedir. Ayrıca yasa kapsamında “Temiz Hidrojen Üretim Standardı” ve “Ulusal Temiz Hidrojen Stratejisi ve Yol Haritası” dokümanlarının hazırlanacağı belirtilmektedir.

Temiz Hidrojen Üretim Standardına ilişkin çalışmalar tamamlanarak söz konusu standart 2022 yılında yayımlanmıştır. Bu standart kapsamında üretilen hidrojenin temiz hidrojen olarak tanımlanabilmesi için kilogram başına en fazla dört kilogram CO₂ eşdeğeri emisyonu sahip olması gerektiği belirtilmektedir.¹¹⁰ Aynı yıl onaylanan “Enflasyonu Düşürme Yasası” ile enerji fiyatlarının düşürülmesi, temiz enerji yatırımlarının artırılması ve karbon emisyonlarının azaltılması hedeflenmektedir. Yasa kapsamında mevcut 45Q Vergi İndirimi Programı’nın süresi uzatılarak vergi indirim tutarları artırılmıştır. Bu yasa çerçevesinde hidrojene ilişkin bir vergi indirim mekanizması da geliştirilmiştir. Bu kapsamda temiz hidrojen üretimi yapılması halinde üretimden kaynaklanan karbon yoğunluğuna göre belirli miktarlarda vergi indirimi uygulanmakta olup bu tutarlar Tablo 2.2’de yer almaktadır.

Tablo 2.2. Temiz Hidrojen Üretimi Durumunda Uygulanan Vergi İndirim Tutarları

Karbon Yoğunluğu (kg CO ₂ eşdeğeri /kg H ₂)	Maksimum Vergi İndirim Tutarı (\$/kg H ₂)
<0,45	3
0,45-1,5	1
1,5-2,5	0,75
2,5-4	0,6

Kaynak: Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, t.y. Er. 1 Aralık 2023. <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/financial-incentives-hydrogen-and-fuel-cell-projects>>

2023 yılı Aralık ayında ABD Enerji Bakanlığı tarafından hazırlanan “Hydrogen Shot Teknoloji Değerlendirmesi” raporunda Bakanlık tarafından yapılan modellemeler sonucu buhar metan reformasyonu veya ototermal reformasyon yöntemiyle mavi hidrojen üretildiğinde ortaya çıkan karbon yoğunluğunun yukarıda bahsedilen limitlerin üzerinde olduğu görülmekte olup buhar metan reformasyonu için bir kilogram hidrojen üretimi başına 4,6 kg CO₂ eşdeğeri, ototermal reformasyon için ise aynı miktar hidrojen için 5,7 kg CO₂ eşdeğeri karbon yoğunluğu hesaplanmıştır. Hesaplanan karbon yoğunluklarının, vergi indirimi için belirlenen karbon yoğunluk sınırlarının üzerinde olmasının sebebinin tüm yaşam döngüsü süresince ortaya çıkan emisyonların olduğu belirtilmektedir. Diğer bir deyişle karbon yoğunluğunun yüksek olmasının doğal gaz üretimi ve bu üretim sürecinde gerçekleştirilen işlemler için tüketilen elektrikten

¹¹⁰ U.S. Department of Energy, t.y:2.

kaynaklandığı ifade edilmektedir. Rapor kapsamında mavi hidrojen üretiminde gerçekleşen emisyonların azaltılabilmesi ve vergi indiriminin etkili bir şekilde uygulanabilmesi amacıyla doğal gaz ve biyogaz karışımının kullanılması, gaz kompresör istasyonlarının elektrifikasyonunun sağlanması, elektrik üretiminin karbonsuzlaştırılması ve daha etkili reformasyon teknolojilerinin geliştirilmesi önerilmektedir.¹¹¹

2023 yılında ABD Enerji Bakanlığı tarafından “ABD Ulusal Temiz Hidrojen Stratejisi ve Yol Haritası” yayımlanmıştır. Bu raporda büyük ölçekli hidrojen üretimi, depolanması, taşınması ve kullanımı olmak üzere hidrojen değer zincirinin her aşamasının geliştirilmesi ve bu aşamaların kolaylaştırılması amaçlanmakta olup 2030, 2040 ve 2050 yıllarına yönelik hedefler belirlenmiştir. Bu çerçevede 2030, 2040 ve 2050 yıllarına kadar sırasıyla 10, 20 ve 50 milyon ton temiz hidrojen üretimi planlanmaktadır. Ayrıca rapor kapsamında net sıfır emisyon hedeflerine ulaşılmasında önemli olduğu düşünülen hidrojene ilişkin üç temel strateji belirlenmektedir. Bunlar hidrojen kullanımının kimya, demir sanayi, ulaştırma gibi karbonsuzlaştırılması zor olan sektörlerde kullanımına öncelik verilmesi, hidrojen maliyetlerinin yıllar bazında kademeli olarak azaltılması ve hidrojenin üretildiği yerlere yakın bölgelerde tüketimi için bölgesel ağların geliştirilmesidir.

Ulusal politikalarda yer alan hedeflere ulaşılması ve karbon emisyonlarının azaltılması amacıyla düşük karbonlu hidrojen üretimine ilişkin çalışmalar hız kazanmakta olup bu kapsamda hidrojenle ilgili çeşitli projeler yürütülmektedir.

2018 yılında yürütülen bir proje kapsamında amonyak üretiminde ihtiyaç duyulan hidrojen, yakınlarda bulunan bir petrokimya tesisinde yan ürün olarak elde edilen hidrojenle karşılanmaktadır.

Enerji sektörünün karbonsuzlaştırılması ve uzun süreli enerji depolanmasının sağlanması amacıyla Kaliforniya Üniversitesi ile Güney Kaliforniya Gaz Şirketi işbirliği ile yürütülen proje kapsamında yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen talep fazlası enerji kullanılarak hidrojen üretilmekte ve doğal gaz sistemine karıştırılarak üniversite kampüsünde kullanılmaktadır. Proje, temiz yakıtların mevcut altyapı sistemiyle taşınması ve kullanılması açısından önemli bir aşama olarak değerlendirilmekte olup doğal gaza karıştırılan hidrojen miktarının yüzde 20’ye çıkarılmasına ilişkin çalışmalar sürdürülmektedir. California ve Florida’da yürütülen projeler kapsamında yeşil hidrojen üretimi planlanmakta olup üretilen

¹¹¹ Martin, 2023a, Erişim tarihi, 7 Aralık 2023. < <https://www.hydrogeninsight.com/production/blue-hydrogen-unlikely-to-qualify-for-us-h2-tax-credits-due-to-high-upstream-emissions-department-of-energy/2-1-1566907>>

hidrojenin yüzde 20 oranında doğal gazla karıştırılması amaçlanmaktadır. Projelere ilişkin çalışmalar henüz tamamlanmamış olup çevresel etki değerlendirme süreçleri devam etmektedir.¹¹²

Geçtiğimiz yıllarda birtakım yeşil hidrojen üretim tesisi kurulumuna ilişkin projeler başlatılmış olup beş tanesinin 2023 yılı sonu itibarıyla işletmeye alınması planlanmaktadır. Louisiana’da kurulan yeşil hidrojen üretim tesisinde günlük 15 ton hidrojen üretimi planlanmakta olup bu kapasitenin yıllara sâri artırılarak 2025 yılına kadar günlük 500 ton, 2028 yılına kadar ise günlük bin ton yeşil hidrojen üretimi yapılması hedeflenmektedir. Yürütülen bir diğer proje kapsamında 20 MW kurulu gücünde bir elektrolizör inşa edilmiş olup bu tesisten üretilcek yeşil hidrojen ile yıllık toplam 20 bin ton yeşil amonyak üretilmesi planlanmaktadır.¹¹³

ABD’nin Texas eyaletinde yürütülen “Hidrojen Şehri” projesi kapsamında yeşil hidrojen üretilmesi planlanmakta olup projenin ilk aşamasında 2,2 GW kapasiteli bir elektrolizör ile toplam 3,75 GW kapasiteye sahip güneş ve rüzgâr enerji santralleri kurulması ve üretilen hidrojenin depolanması amaçlanmaktadır. Kurulacak tesiste yıllık 280 bin ton yeşil hidrojen üretilmesi planlanmakta olup ilerleyen süreçte hidrojen talebinin artması durumunda kapasitenin 60 GW’a yükseltilebileceği belirtilmektedir.¹¹⁴

2020 yılında enerji sektöründen çeşitli paydaşların katılımıyla hazırlanan “ABD Hidrojen Ekonomisi Yol Haritası” dokümanında hidrojenin mevcut kullanımına değinilmekte olup gelecekteki hidrojen talebine ve kullanım alanlarına ilişkin projeksiyonlar yapılmaktadır. Bu kapsamda hidrojen talebinin 2025 yılı sonuna kadar 13 milyon ton, 2030 yılı sonuna kadar ise 17 milyon tona ulaşacağı tahmin edilmektedir. Ayrıca 2025 yılına kadar hidrojen üretim yöntemlerinin ölçeğinin genişletilmesiyle beraber üretim maliyetlerinin düşeceği öngörülmektedir. Bunun yanı sıra 2025 yılına kadar ilk etapta doğal gazla karıştırma, ilerleyen aşamalarda ise saf hidrojen olarak kullanma yoluyla bina ısıtması, yakıt hücreli araçlar ve sanayi sektöründe yüksek ısı gerektiren işlemler olmak üzere ısının hidrojenle karşılanmasıyla hidrojen kullanım alanlarının genişletilmesi planlanmaktadır.¹¹⁵

¹¹² Clean Energy Group, t.y, Erişim tarihi, 7 Aralık 2023.

<<https://www.cleanenergygroup.org/initiatives/hydrogen/projects-in-the-us/>>

¹¹³ Airswift, 2023, Erişim tarihi, 1 Aralık 2023. < <https://www.airswift.com/blog/green-hydrogen-projects-usa> >

¹¹⁴ Green Hydrogen International, t.y, Erişim tarihi, 1 Aralık 2023. < <https://www.ghi-corp.com/projects/hydrogen-city>>

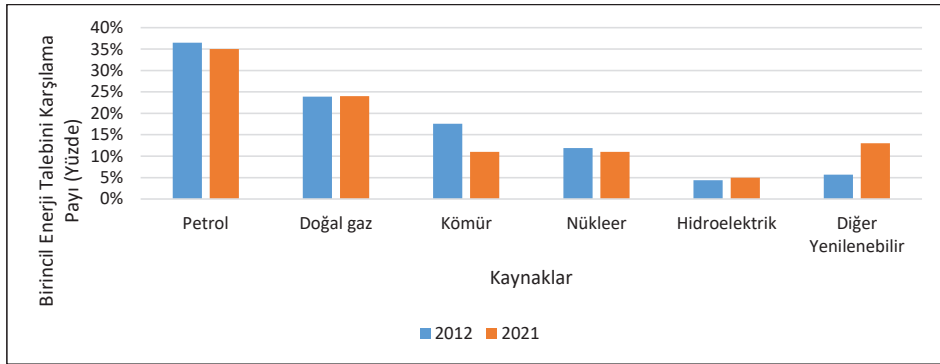
¹¹⁵ Fuel Cell & Hydrogen Energy Association, t.y.:20.

2.2.3. Avrupa Birliği (AB)

Temelleri 1951 yılında oluşturulan Avrupa Kömür ve Çelik Topluluğu'na dayanan AB, 2023 yılı itibarıyla 27 üye ülkeden oluşmaktadır.¹¹⁶

Dünya birincil enerji talebinin yüzde 10,1'ini oluşturan AB'nin 2012 yılında 1.673,4 Mtep olan birincil enerji talebi 2021 yılında 1.435,7 Mtep olarak gerçekleşmiştir. Bu talebin karşılanmasında kullanılan kaynakların karşılaştırmalı dağılımı Grafik 2.13'te verilmektedir.

Grafik 2.13. 2012 ve 2021 Yılları AB Birincil enerji Talebinin Karşılanmasında Kullanılan Kaynakların Payı



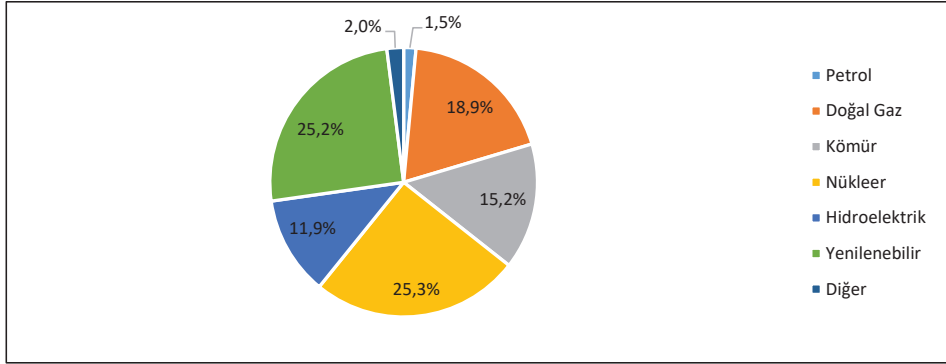
Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2012:40-41 ve BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

2012 ve 2021 yıllarında birincil enerji talebinin karşılanmasında kullanılan kaynakların payları incelendiğinde petrol, doğal gaz gibi fosil yakıtlar ile nükleer kaynakların payının yaklaşık aynı düzeyde seyrettiği görülmekte olup kömürün payı 2012 yılında yüzde 17,6 iken 2021 yılında yüzde 11'e düşmüştür. Buna karşılık yenilenebilir enerji kaynaklarının payının 2012 yılında yüzde 10,1'den 2021 yılında yüzde 18'e yükseldiği görülmektedir.

AB'nin elektrik üretimi incelendiğinde yıllar itibarıyla aynı düzeyde seyrettiği görülmektedir. 2012 yılında 2.931,4 TWh olan elektrik üretimi 2021 yılına kadar 2.850 TWh ile 2.951 TWh arasında seyretmiş olup 2021 yılında 2.895,3 TWh olarak gerçekleşmiştir. 2021 yılı elektrik üretiminin kaynaklar bazında dağılımı Grafik 2.14'te yer almaktadır.

¹¹⁶ Avusturya, Belçika, Bulgaristan, Hırvatistan, Güney Kıbrıs Rum Yönetimi, Çek Cumhuriyeti, Danimarka, Estonya, Finlandiya, Fransa, Almanya, Yunanistan, Macaristan, İrlanda, İtalya, Letonya, Litvanya, Lüksemburg, Malta, Hollanda, Polonya, Portekiz, Romanya, Slovakya, Slovenya, İspanya ve İsveç.

Grafik 2.14. 2021 Yılı AB Elektrik Üretimini Kaynaklar Bazında Dağılımı

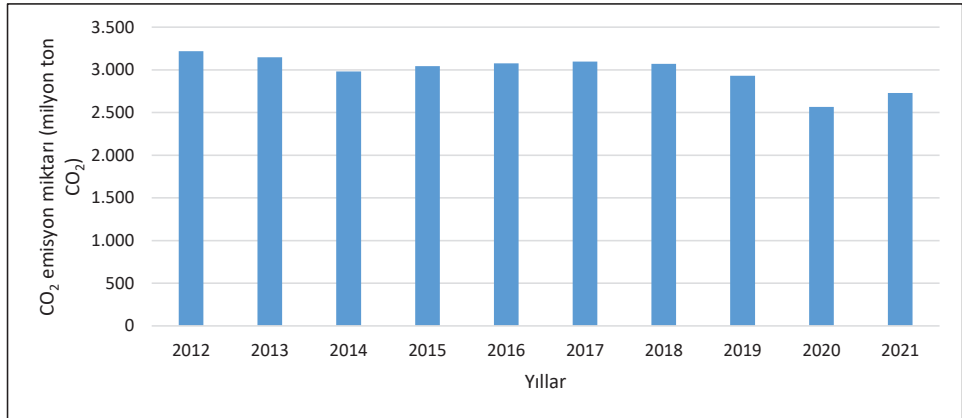


Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.14 incelendiğinde 2021 yılında elektrik üretiminin yüzde 35,6'sının fosil kaynaklardan, yüzde 25,3'ünün nükleer enerji kaynaklarından ve yüzde 37,1'inin ise yenilenebilir enerji kaynaklarından üretildiği görülmektedir.

AB'nin enerji kaynaklı CO₂ emisyonları 2012 ile 2021 yılları arasında 2,6 milyar ile 3,2 milyar ton CO₂ arasında seyretmiş olup 2021 yılında yaklaşık 2,7 milyar ton CO₂ seviyesinde gerçekleşmiştir. Yıllar bazında enerji kaynaklı CO₂ emisyonları Grafik 2.15'te verilmekte olup grafik incelendiğinde 2020 yılında son on yılın en düşük emisyonunun gerçekleştiği, 2021 yılında ise bir miktar daha yüksek seyrettiği görülmektedir.

Grafik 2.15. AB CO₂ Emisyonlarının Yıllar Bazında Gelişimi



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

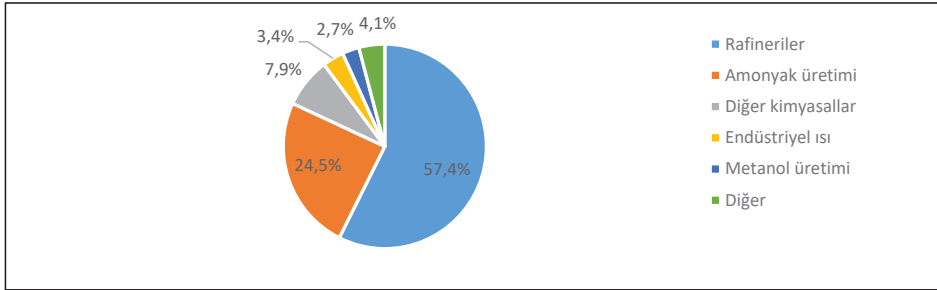
İklim değişikliği ile mücadele kapsamında AB ve tüm üye ülkeler 2015 yılında imzalanan Paris Anlaşmasına taraf olmuştur. Bu kapsamda AB tarafından emisyon azaltım

stratejileri belirlenerek Ulusal Katkı Beyanı hazırlanmış olup 2050 yılında kadar karbon nötr bir topluluk olunması taahhüt edilmiştir.¹¹⁷

AB'nin net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda özellikle fosil yakıta bağımlı olan ağır sanayi, ulaştırma gibi sektörlerin karbondan arındırılması ve fosil yakıt bağımlılığının azaltılması amaçlanmakta olup bu kapsamda hidrojen teknolojilerine verilen önem artmaktadır.

AB'de 2022 yılında yaklaşık 7,5 milyon ton hidrojen üretilmiş olup hemen hemen aynı miktarda hidrojen tüketilmiştir. Üretilen hidrojenin büyük bir kısmı fosil yakıtlardan elde edilmiş olup yüzde 90,5'i reformasyon yöntemiyle üretilirken yüzde 9'u yan ürün olarak elde edilmiştir. Kalan kısmı ise karbon yakalama teknolojisi kullanılarak reformasyon yöntemiyle veya suyun elektrolizi ile üretilmiştir. AB'de tüketilen hidrojenin kullanım alanlarına göre dağılımı Grafik 2.16'da verilmektedir.

Grafik 2.16. 2022 Yılı AB Hidrojen Tüketiminin Kullanım Alanlarına Dağılımı

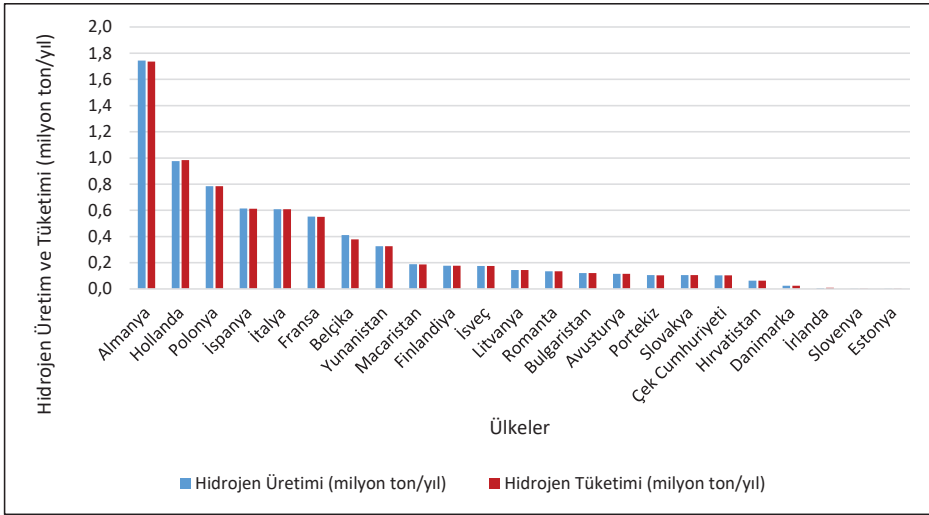


Kaynak: European Hydrogen Observatory, t.y. *Datasets*. Er. 13 Aralık 2023. < <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/datasets> > verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.16'ya göre AB'de talep edilen toplam 7,5 milyon ton hidrojenin yüzde 57,4'ü rafinerilerde, yüzde 24,5'i amonyak üretiminde ve yaklaşık yüzde 8'i diğer kimyasal işlemlerde kullanılırken kalan kısmı endüstriyel ısı üretimi, metanol üretimi ve diğer alanlarda kullanılmıştır. Diğer taraftan AB tarafından üretilen ve tüketilen toplam hidrojen miktarının üye ülkeler bazında dağılımı Grafik 2.17'de verilmektedir.

¹¹⁷ Council of the European Union, t.y., Erişim tarihi, 12 Aralık 2023. < <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/climate-change/paris-agreement/> >

Grafik 2.17. 2022 Yılı Hidrojen Üretim ve Tüketiminin Ülkelere Dağılımı



Kaynak: European Hydrogen Observatory, t.y. Datasets. Er. 13 Aralık 2023. < <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/datasets> > verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.17 incelendiğinde en fazla tüketimin yıllık yaklaşık 1,7 milyon ton ile Almanya’da gerçekleştiği görülmektedir. Almanya’yı sırasıyla yaklaşık bir milyon ton hidrojen tüketimi ile Hollanda, 800 bin ton hidrojen tüketimi ile Polonya ve yaklaşık 600 bin ton hidrojen tüketimi ile İspanya takip etmektedir.

Avrupa Konseyi tarafından 2019-2024 dönemini kapsayan stratejik gündemde ekonomik ve sosyal alanlarda çeşitli öncelikler belirlenmiş olup bu önceliklerden biri iklim nötr, yeşil, adaletli ve sosyal bir Avrupa’nın oluşturulmasıdır. Bu öncelikli alanda enerji sektörü kapsamında yenilenebilir enerji kaynaklarına geçişin hızlandırılması, enerji verimliliğinin sağlanması ve AB’nin enerjide dışa bağımlılığının azaltılması hedeflenmektedir. Bu çerçevede Avrupa Komisyonu tarafından çeşitli müzakereler gerçekleştirilmiş ve altı politik öncelik belirlenmiştir. 2019 yılında açıklanan Avrupa Yeşil Mutabakatı bu önceliklerden biri olup Mutabakat ile sanayi, ulaştırma, tarım ve enerji başta olmak üzere çeşitli sektörlerde mevcut politikaların gözden geçirilerek iklim değişikliği ile mücadele çerçevesine uyumlu hale getirilmesinin sağlanması hedeflenmektedir. Bu kapsamda iklim değişikliği ile mücadele edilerek AB’nin net sera gazı emisyonlarının 2030 yılına kadar 1990’lı yıllardaki seviyelere nazaran en az yüzde 55 azaltılması, 2050 yılına kadar karbon nötr bir kıta olunması ve

kaynakların etkili kullanılarak verimli ve rekabetçi bir ekonomiye sahip olunması amaçlanmaktadır.¹¹⁸

Avrupa Yeşil Mutabakatı kapsamında belirlenen sera gazı emisyonlarının azaltılması ve karbon nötr bir kıta olunması hedeflerine başarılı bir şekilde ulaşılması yenilenebilir enerji kaynaklarının azami ölçüde kullanılmasını gerektirmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilecek elektriğin 2050 yılına kadar AB enerji tüketiminin bir bölümünü karşılayacağı öngörülse de tamamını karşılaması pek mümkün görünmemektedir. Diğer taraftan net sıfır emisyon hedefine ulaşılması için sanayi başta olmak üzere ulaştırma, kimya gibi karbonsuzlaştırılması nispeten zor sektörlerin mümkün olan en hızlı şekilde karbondan arındırılması gerekmektedir. Tüm bu durumlar göz önünde bulundurulduğunda karbon nötr hedeflerine ulaşılmasında hidrojen önemli bir aktör olarak değerlendirilmektedir. Bu noktada kamu ve özel sektörün karşılaştığı engellerin ortadan kaldırılması, hidrojen teknolojilerinin geliştirilmesi, AB ülkeleri ile diğer ülkeler arasındaki işbirliğinin artırılması, hidrojene ilişkin düzenleyici bir çerçevenin oluşturulması ve geleceğe ilişkin bir yol haritası belirlenmesi amacıyla 2020 yılında “AB Hidrojen Stratejisi” yayımlanmıştır.

Söz konusu strateji kapsamında 2024 yılına kadar en az 6 GW elektrolizör kapasitesi oluşturulması ve bir milyon ton yenilenebilir hidrojen üretilmesi, 2025-2030 döneminde ise 40 GW kapasiteye sahip elektrolizör tesis edilmesi ve 10 milyon ton hidrojen üretimi planlanmaktadır. Bu dönemde artan hidrojen üretim kapasitesi ile hidrojen taşıma altyapısının oluşturulması amaçlanmaktadır. 2030-2050 döneminde ise hidrojen ekonomisinin belli bir olgunluğa erişmiş olması ve yenilenebilir hidrojen talebinin artması ile birlikte yenilenebilir enerjiden elektrik üretim ihtiyacında da artış gözlenmesi öngörülmektedir. Stratejide yatırım planlamasının yapılması ve stratejik önemi haiz yatırımların desteklenmesi, hidrojen talep ve üretiminin hızlandırılması, hidrojen değer zincirinin sorunsuz işlemlerini destekleyecek bir altyapının geliştirilmesi ve AB’nin mevzuat açısından uluslararası konumunun güçlendirilmesi gibi alanlara yönelik 20 eylem belirlenmiştir. Ayrıca hedeflenen elektrolizör ve hidrojen üretim kapasitesine ulaşılabilmesi için 2030 yılına kadar yapılması öngörülen yatırım tutarları da belirlenmiş olup Tablo 2.3’te verilmektedir.

¹¹⁸ European Union, t.y., Erişim tarihi, 9 Aralık 2023. < https://european-union.europa.eu/priorities-and-actions/eu-priorities/european-union-priorities-2019-2024_en >

Tablo 2.3. AB Hidrojen Hedefleri Kapsamında Yapılması Öngörülen Harcama Tutarları

Yatırım Türü	Yatırım Tutarı (Milyar avro)
Elektrolizör tesisi	24-42
Güneş ve rüzgâr enerji santrali tesisi	220-340
Mevcut altyapının iyileştirilmesi	11
Taşıma, dağıtım, depolama faaliyetleri ve hidrojen dolum istasyonları	65
Toplam	320-458

Kaynak: EUR-Lex,2020. *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. Er. 12 Aralık 2023. < <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TEXT/?uri=CELEX:52020DC0301>> verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 2.3'te belirtildiği üzere 2030 yılına kadar hedeflenen kapasitelere ulaşılması için en az 320 milyar avro tutarında bir yatırım yapılması gerekmekte olup üretilen hidrojenin talep edilen sektörler tarafından kullanılabilmesi için hidrojen tüketen sektörlerde de çeşitli yatırımlar yapılması beklenmektedir.

AB tarafından hazırlanan AB Hidrojen Stratejisinin yanı sıra birçok üye ülkenin de ulusal hidrojen strateji belgesi bulunmaktadır. 2023 yılı Temmuz ayı itibarıyla ülkelerin hidrojen stratejisine ilişkin durumu Tablo 2.4'te verilmektedir.

Tablo 2.4. 2023 Yılı İtibarıyla AB Ülkelerinin Hidrojen Stratejilerine İlişkin Durumu

Sıra	Ülke	Ulusal Hidrojen Stratejisi Yayımlanma Yılı	Sıra	Ülke	Ulusal Hidrojen Stratejisi Yayımlanma Yılı
1	Avusturya	2022	15	İtalya	Hazırlık aşamasındadır.
2	Belçika	2022	16	Letonya	Bulunmamaktadır.
3	Bulgaristan	2023	17	Litvanya	Bulunmamaktadır.
4	Hırvatistan	2022	18	Lüksemburg	2021
5	Güney Kıbrıs Rum Yönetimi (GKRY)	Bulunmamaktadır.	19	Malta	Bulunmamaktadır.
6	Çek Cumhuriyeti	2021	20	Hollanda	2020
7	Danimarka	2022	21	Polonya	2021
8	Estonya	2023	22	Portekiz	2020
9	Finlandiya	2023	23	Romanya	Bulunmamaktadır.
10	Fransa	2020	24	Slovakya	2021
11	Almanya	2023	25	Slovenya	Bulunmamaktadır.
12	Yunanistan	Bulunmamaktadır.	26	İspanya	2020
13	Macaristan	2021	27	İsveç	Hazırlık aşamasındadır.
14	İrlanda	2023			

Kaynak: European Hydrogen Observatory, t.y. *Datasets*. Er. 13 Aralık 2023. < <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/datasets> > verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

AB üyesi 27 ülkeden 18'inin hâlihazırda yayımlanmış hidrojen stratejileri bulunmakta olup İtalya ve İsveç henüz hazırlık aşamasındadır. GKRY, Yunanistan, Letonya, Litvanya, Malta, Romanya ve Slovenya olmak üzere toplam yedi ülkenin herhangi bir stratejisi veya hazırlık çalışmaları bulunmamaktadır.

Avrupa Yeşil Mutabakatı'nda belirtilen amaçların gerçekleştirilebilmesi için 2021 yılında Avrupa Komisyonu tarafından 55'e Uyum paketi yayımlanmıştır.¹¹⁹ Birtakım mevzuat değişikliği önerileri getirilen bu paket kapsamında Emisyon Ticaret Sistemi (ETS) kurulmasına ve Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması (SKDM) kurulması ile enerji sektöründe metan emisyonlarının azaltılmasına, denizyolu, havayolu ve karayolu gibi ulaştırmanın farklı alanlarında temiz yakıt kullanımına, yenilenebilir enerji kapasitesinin artırılmasına, enerji verimliliğine ve hidrojen ile karbonsuzlaştırılmış gazlara yönelik birtakım düzenlemeler yer almaktadır.¹²⁰

55'e Uyum paketinde yer alan "Hidrojen ve Karbonsuzlaştırılmış Gaz Piyasası Paketi" kapsamında AB'de kullanılmakta olan fosil gazların yerine hidrojen, biyogaz, biyometan gibi yenilenebilir ve düşük karbonlu gazların kullanılmasıyla gaz arz güvenliğinin sağlanması ve fosil yakıt ithalatının azaltılması hedeflenmekte olup bu hedef çerçevesinde mevcut yasal düzenlemeler revize edilmiş ve yeni düzenlemeler getirilmiştir. Hidrojen altyapısının ve rekabetçi bir hidrojen pazarının oluşturulması, AB dışındaki ülkelerle hidrojen ticareti imkânlarının geliştirilmesi, düşük karbonlu ve yenilenebilir gazların mevcut gaz şebekesine entegrasyonunun sağlanması Paket'te yer alan yeni düzenlemelerdendir. Bu Paket ile 2030 yılına kadar 40 GW elektrolizör kapasitesine ve yıllık 10 milyon ton yenilenebilir hidrojen üretimine ulaşılması vurgulanmaktadır.¹²¹

55'e Uyum paketi kapsamındaki "Yenilenebilir Enerji Paketi"nde yer alan düzenlemeler ile bazı sektörler için özel hedefler belirlenmiş olup sanayi sektörünün enerji ihtiyacının karşılanmasında biyolojik kaynaklı olmayan yenilenebilir yakıtların kullanımının 2030 yılına kadar yüzde 42'ye, 2035 yılına kadar ise yüzde 60'a ulaştırılması hedeflenmektedir. Aynı Paket'te yer alan ulaştırma sektörü hedefleri arasında hidrojen kullanımının ise en az yüzde 1 artırılması amaçlanmaktadır. "Alternatif Yakıt Altyapıları Paketi"nde ise alternatif yakıtlara

¹¹⁹ 55'e uyum paketi kapsamında 2030 yılına kadar Avrupa'nın net sera gazı emisyonlarının en az yüzde 55 azaltılması amaçlanmaktadır. Bu sebeple söz konusu paket "55'e Uyum" olarak adlandırılmaktadır.

¹²⁰ Council of the European Union, t.y, Erişim tarihi, 10 Aralık 2023. < <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>>

¹²¹ Council of the European Union, t.y, Erişim tarihi, 10 Aralık 2023. < <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>>

ilişkin şarj veya yakıt ikmal istasyonlarının geliştirilmesi amaçlanmakta olup 2030 yılı sonuna kadar ana yollarda her 200 km’de en az bir hidrojen yakıt istasyonu tesis edilmesi ve her bir istasyonun günlük bir ton hidrojen temin etme kapasitesine sahip olması hedeflenmektedir.

AB’nin Rusya’dan temin edilen fosil yakıtlara olan bağımlılığının sona erdirilmesi ve iklim değişikliği ile mücadele edilmesi amacıyla 2022 yılında “RePowerEU” planı yayımlanmıştır. Belirtilen amaçlara ulaşılabilmesi için enerji verimliliği ve enerji tasarrufunun artırılmasının yanı sıra enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve yenilenebilir enerji kapasitesinin 2030 yılına kadar mevcut yenilenebilir kapasitesine göre yüzde 45 artırılması hedeflenmektedir. Yenilenebilir enerji alanındaki bu hırslı hedef beraberinde güneş enerjisi kapasitesinin artırılması, ısı pompalarının kullanımının yaygınlaştırılması, alternatif temiz yakıtların değerlendirilmesi gibi çeşitli alt hedefler getirmektedir.

Bu alt hedeflerden biri de hidrojen üretim kapasitesinin artırılmasıdır. Özellikle sanayi ve ulaştırma sektörlerinde petrol, kömür ve doğal gaz gibi fosil kaynakların yerine temiz kaynakların kullanılması amacıyla 2030 yılına kadar 10 milyon ton yerli ve yenilenebilir hidrojen üretimi, 10 milyon ton hidrojenin ise ithal edilmesi hedeflenmektedir. Ayrıca hidrojen projelerinin gelişiminin hızlandırılması amacıyla ilave 200 milyon avro fon ayrılmıştır.¹²² 2023 yılında Avrupa Yatırım Bankası tarafından “RePowerEU” planı kapsamındaki hedeflerin gerçekleştirilmesini kolaylaştırmak adına temiz enerji yatırımları için ilave 45 milyar avro finans desteği sağlanacağı duyurulmuştur.¹²³

İklim değişikliği ile mücadele kapsamında hidrojene ilişkin belirlenen hedefler ve oluşturulan politikalar ortak bir yenilenebilir hidrojen tanımına ihtiyaç duyulduğunu gözler önüne sermiştir. Temiz kaynaklarla hidrojen üretimi yapılabilmesi ve yenilenebilir hidrojen ekonomisinin sağlıklı bir şekilde geliştirilebilmesi için 2023 yılı Haziran ayında “Yetki Devrine Dayanan Hidrojen Tasarrufu” hazırlık çalışmaları tamamlanarak devreye alınmıştır. Hazırlanan doküman kapsamında hidrojen, hidrojen bazlı yakıtlar ve diğer enerji taşıyıcılarının hangi şartlar altında yenilenebilir yakıt olarak kabul edilebileceği tanımlanmakta olup bu yakıtların

¹²² European Commission, 2022, Erişim tarihi, 11 Aralık 2023. < [¹²³ European Investment Bank, t.y, Erişim tarihi, 11 Aralık 2023. < <https://www.eib.org/en/projects/topics/energy-natural-resources/energy/repowereu>>](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems/integration/hydrogen_en#:~:text=The%20priority%20for%20the%20EU,10%20million%20tonnes%20by%202030></p></div><div data-bbox=)

yaşam döngüsü boyunca sebep olduğu sera gazı emisyon değerlerinin hesaplanma yöntemleri belirtilmektedir.¹²⁴

Hidrojen hedeflerinin gerçekleştirilebilmesi ve hidrojen ekonomisinin oluşturulması amacıyla 2022 yılında Avrupa Komisyonu tarafından “Avrupa Hidrojen Bankası” kurulacağı açıklanmış olup 2023 yılında bankanın görevleri ve yapısı tanımlanmıştır. Bankanın amacı yenilenebilir hidrojen yatırımlarında yatırımcıların karşılaştığı zorlukların çözülmesine yardımcı olarak hidrojen ekonomisinin gelişmesinin önündeki engellerin kaldırılması ve özel sektör yatırımlarının desteklenmesinin sağlanmasıdır.¹²⁵ Bu kapsamda yenilenebilir hidrojen üretiminin desteklenmesi amacıyla 2023 yılı Ekim ayında 800 milyon avro bütçeye sahip ilk pilot ihale gerçekleştirilmiştir. İhalede en az 5 MW kapasiteye sahip yeni bir elektroliz tesisi kurulması, projenin beş yıl içinde tamamlanarak işletmeye alınması ve üretilecek hidrojenin Yetki Devrine Dayanan Hidrojen Tasarrufu’nda yer alan yenilenebilir hidrojen tanımına uygun olması gibi şartlar bulunmaktadır.¹²⁶ İhale kapsamında belirtilen şartların sağlanması ve ihale sonucunda en düşük teklifin verilmesi sonucunda yatırımcıların on yıl boyunca üretecekleri her bir kilogram yenilenebilir hidrojen için 4,5 Euro’ya kadar desteklenebileceği belirtilmektedir.

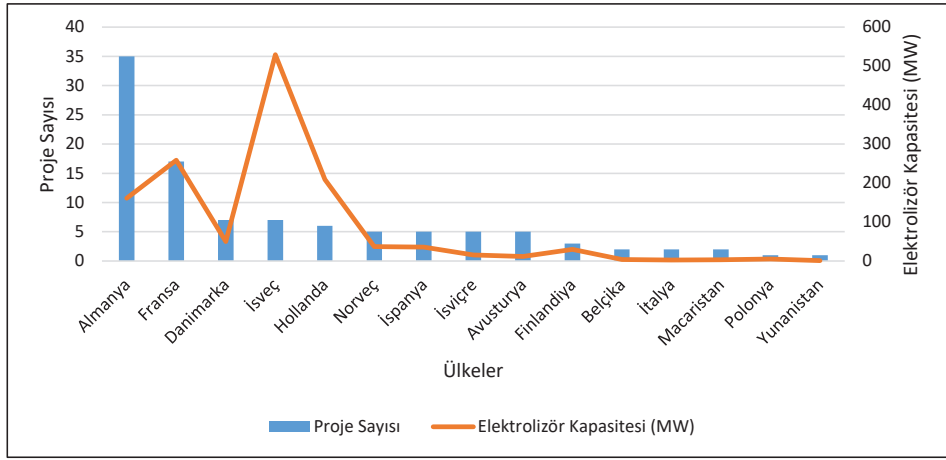
RePowerEU planı ve diğer politika dokümanları kapsamında belirtilen hedeflerin gerçekleştirilmesi için mevzuat çalışmalarının yanı sıra AB tarafından çeşitli projeler yürütülmektedir. 2023 yılı Mayıs ayı itibarıyla AB’de toplam 103 temiz hidrojen üretim projesi bulunmaktadır. Projeler kapsamında temiz hidrojen üretilmesi amacıyla elektrolizör tesis edilmesi planlanmakta olup ülkeler bazında proje sayıları ve projelere ait elektrolizör tesis kapasiteleri Grafik 2.18’de verilmektedir.

Grafik 2.18 incelendiğinde Almanya’da toplam kapasitesi yaklaşık 161 MW olan 35, Fransa’da ise toplam kapasitesi yaklaşık 258 MW olan 17 proje yürütüldüğü görülmektedir. Diğer taraftan İsveç tarafından yedi proje yürütülmekte olup bu projelerin toplam elektrolizör kapasitesi 529 MW’dır.

¹²⁴ European Commission, t.y, Erişim tarihi, 12 Aralık 2023. < https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/renewable-hydrogen_en>

¹²⁵ European Commission, t.y, Erişim tarihi, 11 Aralık 2023. < [¹²⁶ Clifford Chance, 2023, Erişim tarihi, 12 Aralık 2023. < <https://www.cliffordchance.com/content/dam/cliffordchance/briefings/2023/10/european-hydrogen-bank-first-pilot-auction.pdf>>](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_en#:~:text=The%20priority%20for%20the%20EU,10%20million%20tonnes%20by%202030></p></div><div data-bbox=)

Grafik 2.18. 2023 Yılı İtibarıyla Ülkeler Bazında Hidrojen Projeleri ve Elektrolizör Kapasitesi



Kaynak: European Hydrogen Observatory, t.y. *Datasets*. Er. 13 Aralık 2023. < <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/datasets> > verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

AB’de hidrojen üretim tesisi kurulumuna yönelik projelerin yanı sıra hidrojen altyapısının geliştirilmesine yönelik projeler de yürütülmekte olup hidrojen iletim ve dağıtımına ilişkin 170, hidrojenin depolanmasına yönelik 60’dan fazla proje bulunmaktadır.

Temiz hidrojen üretimi ve altyapısının geliştirilmesine paralel olarak kullanımının yaygınlaştırılmasına yönelik çalışmalar da yapılmakta olup bu kapsamda çeşitli sektörlerde projeler yürütülmektedir. 2017 ve 2018 yıllarında başlatılan “Avrupa Çapında Hidrojenli Araçlar için Ortak Girişim (JIVE)” ve “JIVE2” projeleri kapsamında yaklaşık 300 adet sıfır emisyonlu yakıt hücreli otobüs temin edilmesi ve hidrojen dolum istasyonu altyapısının geliştirilmesi planlanmaktadır. Projelerin toplam bütçesi yaklaşık 212 milyon avro olup bu tutarın 57 milyon avrosu AB Ufuk 2020 Çerçeve Programı kapsamında hibe edilmiştir.

2019 yılında başlatılan ve 2024 yılında tamamlanması öngörülen “Ağır Yük Sıfır Emisyon Lojistiği için Hidrojen Yakıt Hücreli Kamyonlar” projesi kapsamında 16 adet sıfır emisyonlu yakıt hücreli kamyon geliştirilmesi ve yüksek kapasiteye sahip hidrojen dolum istasyonları tesis edilmesi planlanmaktadır.¹²⁷ Diğer taraftan “ESCALATE” projesi kapsamında ağır yük taşımacılığında kullanılmak üzere sıfır emisyonlu ve yüksek verimliliğe sahip trenlerin geliştirilmesi ve böylece demiryolu sektöründen kaynaklı emisyonların azaltılması hedeflenmektedir.¹²⁸

¹²⁷ H2 Haul, t.y, Erişim tarihi, 13 Aralık 2023. < <https://www.h2haul.eu/about/> >

¹²⁸ ESCALATE, t.y, Erişim tarihi, 13 Aralık 2023. < https://www.escalate-eu.com/?page_id=410 >

Hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi ve hidrojen ekosistemi oluşturulması amacıyla 2021 yılında Mallorca’da başlatılan “Green Hysland” projesi kapsamında hidrojen üretimi, dağıtım altyapısı ve tüketimi olmak üzere hidrojen değer zincirinin tüm aşamalarını kapsayan bir ekosistem oluşturulması amaçlanmaktadır. Güneş enerjisinden üretilecek elektriğin 7,5 MW kapasiteli elektrolizörlerde hidrojen üretimi amacıyla kullanılması planlanmakta olup elde edilecek hidrojenin otobüs ve araçlarda yakıt olarak, binalarda ısınma ve elektrik üretimi amacıyla ve doğal gazla karıştırılarak kullanılması öngörülmektedir. Projenin tamamlanması sonucu elde edilecek çıktıların ada ekonomilerinin karbonsuzlaştırılmasına örnek teşkil edeceği ve net sıfır emisyon hedefine katkı sağlayacağı belirtilmektedir.¹²⁹

2022 yılında Avrupa Komisyonu tarafından “Important Project of Common European Interest- IPCEI” projesi onaylanmıştır. Kamu ve özel sektör işbirliği ile yürütülecek olan proje kapsamında “Hy2Tech”, “Hy2Use”, “Hy2Infra” ve “Hy2Move” olmak üzere dört ana bileşen bulunmakta olup bu gruplardan “Hy2Infra” ve “Hy2Move” henüz geliştirme aşamasındadır. Projenin “Hy2Tech” bileşeni çerçevesinde 15 üye ülke tarafından hazırlanan 41 proje bulunmakta olup kamu kaynaklarından 5,4 milyar avro finansman ayrılmıştır. Özel sektör tarafından sağlanacak 8,8 milyar avro ek finansman ile projenin toplam bütçesinin 14,2 milyar avroya ulaşması beklenmektedir. Yapılması planlanan projeler ile yakıt hücresi teknolojilerinin ve hidrojen üretim, depolama ve taşıma teknolojilerinin geliştirilmesi amaçlanmaktadır. Projenin “Hy2Use” bileşeninde toplam 37 proje bulunmakta olup bu projeler kapsamında yenilenebilir ve düşük karbonlu hidrojen üretiminin geliştirilebilmesi için gerekli hidrojen altyapısının kurulması ve geliştirilmesi amaçlanmaktadır. Projelerin gerçekleştirilebilmesi için kamu kaynaklarından 5,2 milyar avro aktarılmış olup özel sektörün de yaklaşık 7 milyar avro destek sağlaması ile birlikte projenin toplam bütçesinin 12,2 milyar avroya ulaşacağı öngörülmektedir.¹³⁰

2.2.4. Güney Kore

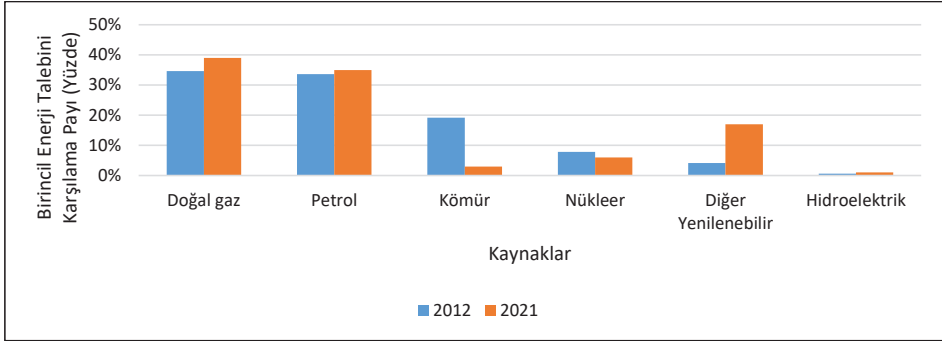
Güney Kore’nin birincil enerji talebi 2012 yılında 271,1 Mtep iken 2021 yılında yüzde 10,8 artarak 300,4 Mtep olarak gerçekleşmiştir. Bu talebin karşılanmasında kullanılan kaynakların karşılaştırmalı dağılımları Grafik 2.19’da verilmektedir.

¹²⁹ European Commission, t.y, Erişim tarihi, 13 Aralık 2023. < https://www.clean-hydrogen.europa.eu/projects-repository/green-hysland_en>

¹³⁰ IPCEI Hydrogen, t.y, Erişim tarihi, 13 Aralık 2023. < <https://ipcei-hydrogen.eu/page/view/e62ed4ef-a4e5-454c-9b81-10521efc34ce/about-ipcei>>

Grafik 2.19’da yer alan 2012 ve 2021 yıllarında birincil enerji talebinin karşılanmasında kullanılan kaynakların payları incelendiğinde doğal gaz ve petrolün bir miktar yükseldiği, kömürün payının ise düştüğü görülmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının payı ise 2012 yılına kıyasla 2021 yılında dört kattan fazla artmıştır.

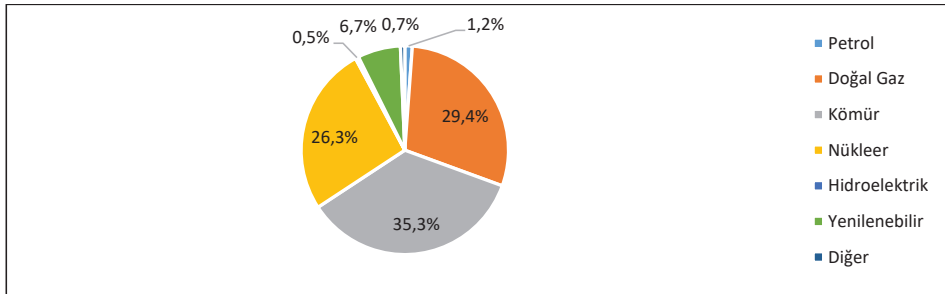
Grafik 2.19. 2012 ve 2021 Yılları Güney Kore Birincil Enerji Talebinin Karşılanmasında Kullanılan Kaynakların Payı



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2012:40-41; BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Diğer taraftan Güney Kore’nin elektrik üretimi 2012 yılında 531,2 TWh iken 2021 yılında 600,4 TWh’e yükselmiştir. 2021 yılında elektrik üretiminde kullanılan kaynakların dağılımı Grafik 2.20’de verilmektedir.

Grafik 2.20. Güney Kore 2021 Yılı Elektrik Üretiminde Kullanılan Kaynakların Payı



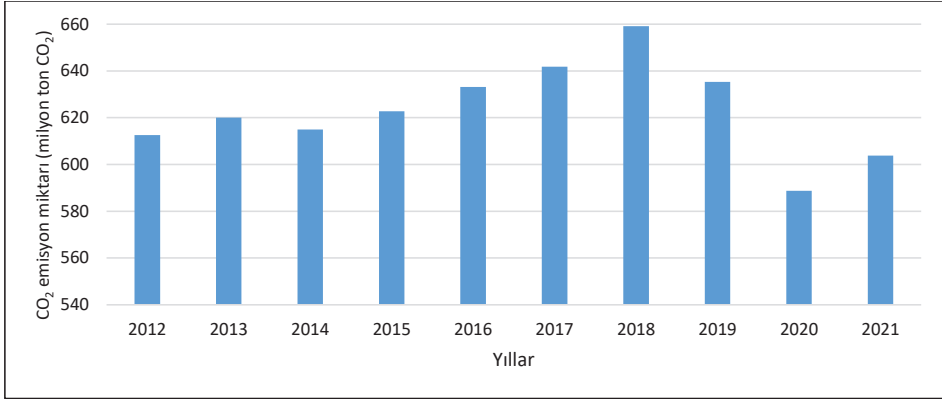
Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.20 incelendiğinde Güney Kore’nin elektrik ihtiyacının yaklaşık yüzde 66’sının fosil kaynaklardan karşılandığı görülmektedir. 2021 yılı itibarıyla elektrik üretiminde yenilenebilir kaynakların payı yüzde 7,2 seviyesinde gerçekleşmiş olup 2030 yılına kadar bu

oranın yüzde 20'ye çıkarılması hedeflenmektedir. Ancak ülkede şebeke kısıtının olması, izin süreçlerinin uzun olması gibi birtakım engeller bulunmaktadır.¹³¹

Güney Kore'nin enerji kaynaklı CO₂ emisyonları 2012 ile 2021 yılları arasında 588-659 milyon ton CO₂ arasında seyretmiş olup 2021 yılında yaklaşık 604 milyon ton CO₂ olarak gerçekleşmiştir. Yıllar bazında enerji kaynaklı CO₂ emisyonları Grafik 2.21'de yer almaktadır.

Grafik 2.21. Güney Kore CO₂ Emisyonlarının Yıllar Bazında Gelişimi



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.21 incelendiğinde 2014 yılından itibaren emisyonların artış gösterdiği ve 2018 yılında en yüksek emisyonu ulaşıldığı görülmektedir. On yıllık süreçte en düşük emisyonun, pandeminin de etkisiyle, 2020 yılında gerçekleştiği, 2021 yılında ise yeniden yükselişe geçtiği görülmektedir.

Güney Kore, Paris Anlaşmasına taraf ülkeler arasında yer almakta olup Anlaşma çerçevesinde 2050 yılına kadar karbon nötr bir ülke olunması, sera gazı emisyonlarının ise 2030 yılına kadar 2018 yılına göre yüzde 40 azaltılması taahhüt edilmektedir.¹³²

Paris Anlaşması kapsamında taahhüt edilen hedeflerin gerçekleştirilmesi amacıyla çeşitli düzenlemeler yapılmakta ve çalışmalar gerçekleştirilmektedir. Özellikle uzun vadede karbon emisyonlarının ve fosil kaynaklar açısından dışa bağımlılığın azaltılması amacıyla hidrojen teknolojilerine verilen önem artmaktadır.

2021 yılında Güney Kore'de 450 bin ton hidrojen üretilmiştir.¹³³ Üretilen hidrojenin büyük çoğunluğu yan ürün olarak elde edilmiştir. Toplam hidrojen üretiminin yüzde 85'i nafta

¹³¹ Intralink, 2021:1-34.

¹³² United Nations, 2021:1-2.

¹³³ Australian Trade and Investment Commission, 2022:5-6.

parçalama işlemi sonucu yan ürün olarak, yüzde 14’ü buhar metan reformasyonu yoluyla, kalan yüzde 1’i ise suyun elektrolizi ile elde edilmektedir. Üretilen hidrojenin büyük bir kısmı petrokimya tesislerinde tüketilmekte olup çok az bir kısmı hidrojen dolum istasyonlarında veya yakıt hücrelerinde elektrik üretimi amacıyla kullanılmaktadır. Güney Kore’de, uzun vadede yeşil hidrojen üretiminin artırılması hedeflenmekle birlikte kısa ve orta vadede hidrojen üretiminde doğal gaz kullanılması planlanmaktadır. Bu durum kısa ve orta vadede Güney Kore’nin doğrudan yeşil hidrojen altyapısına yönelmek yerine hâlihazırda bulunan altyapı ile maliyet etkin çözümlere yöneldiğini göstermektedir.

Güney Kore tarafından 2050 yılına kadar enerji tüketiminin üçte birinin hidrojenden karşılanması hedeflenmektedir. Bu hedefe ulaşılabilmesi amacıyla 2030 yılına kadar toplam 3,9 milyon ton hidrojen tedarik edilmesi gerekmektedir. Bu kapsamda 2030 yılına kadar 940 bin ton gri, 750 bin ton mavi ve 250 bin ton yeşil olmak üzere toplam 1,94 milyon ton hidrojenin ülkede üretilmesi, geriye kalan 1,96 milyon ton hidrojenin ise ithal edilmesi planlanmaktadır. Hidrojen üretim projeksiyonları incelendiğinde 2030 yılına kadar üretilmesi planlanan toplam hidrojen miktarının yüzde 48,5’inin fosil kaynaklardan elde edileceği ve sera gazı emisyonuna sebep olacağı görülmektedir. 2050 yılına kadar ise 5 milyon tonu yerli, 22,9 milyon tonu ithal olmak üzere toplam 27,9 milyon ton temiz hidrojen tedarik edilmesi öngörülmektedir.¹³⁴

Güney Kore’de enerjiye ilişkin tüm işler Ticaret, Sanayi ve Enerji Bakanlığı tarafından yürütülmekte olup hidrojene ilişkin çalışmalar da aynı kurum tarafından ele alınmaktadır. 2019 yılında hidrojen teknolojilerinin geliştirilmesi, hidrojen ekonomisinin oluşturularak yeni istihdam imkânlarının yaratılması ve hidrojen kullanımının yaygınlaştırılması amacıyla “Hidrojen Ekonomisi Yol Haritası” yayımlanmıştır. Yol haritası kapsamında 2040 yılına kadar 6,2 milyon adet yakıt hücresi üretilmesi ve en az 1.200 adet hidrojen dolum istasyonu tesis edilmesi, ulaştırma sektöründe 40 bin adet hidrojen yakıtlı otobüs, 80 bin adet taksi ve 30 bin adet kamyonun kullanılmaya başlanması ve toplam 17,1 GW kapasiteli yakıt hücresi üretilmesi planlanmıştır. Ayrıca 2022 yılına kadar üç pilot hidrojen şehri kurulması amaçlanmıştır.¹³⁵

Söz konusu yol haritası kapsamında belirlenen hedef çerçevesinde 2020 yılında Ansan, Pusan ve Jeonji şehirleri pilot hidrojen şehri seçilerek bu şehirlerde bulunan binalarda ısıtma-soğutma, elektrik ihtiyacı ve ulaşım sektöründeki yakıt ihtiyacının hidrojen ile karşılanması

¹³⁴ S&P Global, 2021, Erişim tarihi, 16 Aralık 2023. < <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/112621-s-korea-to-provide-279-mil-mt-year-of-clean-hydrogen-by-2050>>

¹³⁵ CMS, 2021, Erişim tarihi, 15 Aralık 2023. < <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-hydrogen/south-korea>>; Ha, 2019:1-2.

amaçlanmaktadır. Projenin toplam tutarı 116,6 milyon \$ olup 2022 yılı Mayıs ayı itibarıyla Ulsan şehri yüzde 65, Ansan şehri yüzde 34 ve Wanju şehri yüzde 16 oranında tamamlanmıştır.

2020 yılında pandemi sonrası Güney Kore'nin toparlanmasının desteklenmesi amacıyla kalkınma strateji belgesi niteliğinde hazırlanan “Güney Kore Yeni Mutabakatı” yayımlanmıştır. Mutabakat'ın “Yeşil Yeni Mutabakat” bileşeni kapsamında yeşil dönüşüm, düşük karbonlu ekonomiye geçiş ve yeşil endüstride inovasyon konularına odaklanılmış olup hidrojene ilişkin teknolojilerin geliştirilmesi ve hidrojen şehirlerinin kurulması vurgulanmıştır.

Hidrojen ekonomisinin geliştirilerek ülke ekonomisinin gelişimine katkı sağlanması, hidrojen endüstrisinin geliştirilmesi ve hidrojenin güvenli bir şekilde kullanımının düzenlenmesi amacıyla 2021 yılında “Hidrojen Ekonomisinin Teşviki ve Hidrojen Güvenliği Yönetimi Kanunu” yürürlüğe girmiştir. Söz konusu Kanun'da hidrojen ekonomisinin teşvik edilmesi amacıyla uygulanması planlanan sistem, hidrojen alanında özelleşmiş şirketlerin geliştirilmesi, hidrojen üretim tesislerinin kurulumu, temiz hidrojen sertifikası, hidrojen ekonomisinin uygulanmasına yönelik altyapı oluşturulması ve hidrojen güvenlik yönetimine ilişkin düzenlemeler yer almaktadır.

Güney Kore hükümeti tarafından belirlenen politikaların başarılı bir şekilde uygulanması amacıyla 2020 yılında “Hidrojen Ekonomisi Komitesi” kurulmuş olup hidrojene ilişkin düzenlemelerin sağlıklı bir şekilde yürütülmesi amacıyla hidrojen endüstrisinin teşvik edilmesi ile hidrojen dağıtımı ve güvenliği alanında görev yapacak iki ayrı kurum kurulacağı ifade edilmiştir. Ayrıca hidrojen endüstrisinin geliştirilmesi amacıyla 2021 yılında beş ayrı hidrojen kümelenmesi oluşturulacağı ve yaklaşık bir milyar \$ tutarında yatırım yapılacağı belirtilmiştir. Bu kapsamda Kuzey Jeolla kentinde yeşil hidrojen üretim kümelenmesi, Incheon kentinde mavi hidrojen üretim kümelenmesi, Gangwon şehrinde hidrojen depolama ve taşıma kümelenmesi, Ulsan kentinde hidrojen hareketliliği kümelenmesi ve Kuzey Gyeongsang kentinde ise hidrojen yakıt hücresi kümelenmesinin oluşturulması planlanmıştır.

Ülkede hidrojenin yakıt olarak kullanılmasına yönelik çalışmalar gerçekleştirilmekte olup 80 MW güce sahip bir termik santralde yüzde 60 oranında hidrojen karıştırılmasıyla elde edilen karışım yakılmaktadır. Bu karışımının yakılması sonucu, sadece fosil gaz yakımına nazaran, CO₂ emisyonunun yüzde 22, nitrojen oksit emisyonunun ise yüzde 30 oranında azaldığı belirtilmektedir.¹³⁶

¹³⁶ Martin, 2023b, Erişim tarihi, 18 Aralık 2023. < <https://www.hydrogeninsight.com/power/-world-record-south-korean-firm-blends-nearly-60-hydrogen-in-its-80mw-gas-turbine/2-1-1472878>>

2023 yılında Güney Kore Hükümeti tarafından belirlenen hidrojen şehirlerine ilaveten bu illerde gerçekleştirilen çalışmaların ölçeğinin genişletilmesi amacıyla ilave altı şehir seçilerek bu şehirlerde de hidrojene ilişkin çalışmalara başlanacağı belirtilmektedir. Bu kapsamda Pyeongtaek, Namyangju, Dangjin, Boryeong, Gwangyang ve Pohang illerinde mavi hidrojen üretim tesisleri ve hidrojenin taşınması için boru hatları inşa edilmesi, binaların enerji ve ısı ihtiyacının karşılanması için yakıt hücreleri temin edilmesi, hidrojen yakıt hücresel traktörlerin kullanılması, hidrojen dolum istasyonları ve yeşil hidrojen üretimi amacıyla pilot ölçekte elektroliz tesisi kurulması amaçlanmakta olup altı il için toplam 192,7 milyon \$ yatırım yapılması planlanmaktadır.

2023 yılında açıklanan bir diğer proje kapsamında ise Jeju kentinde 30 MW kapasiteye sahip bir yeşil hidrojen üretim tesisi kurulması planlanmaktadır. Hidrojenden enerji üretiminin teşvik edilmesi amacıyla 2023 yılı içinde Ticaret, Sanayi ve Enerji Bakanlığı tarafından toplam 1.300 GWh elektrik üretimi kapasitesine sahip iki hidrojen ihalesi yapılacağı açıklanmıştır. 650 GWh kapasiteli ilk ihale 2023 yılı Haziran ayında, aynı kapasiteye sahip ikinci ihale ise 2023 yılı Ekim ayında gerçekleştirilmiş olup hidrojenden üretilecek elektrik enerjisi için karbon yoğunluğuna ilişkin herhangi bir kısıtlamaya yer verilmemiştir.

2.2.5. Birleşik Krallık

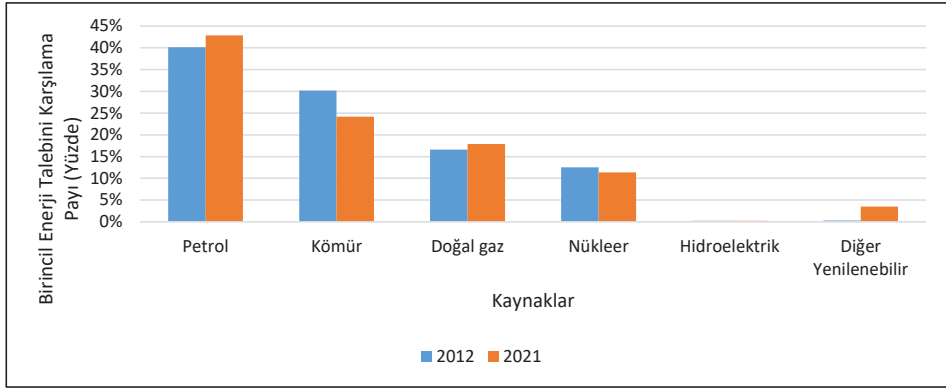
2023 yılı itibarıyla yaklaşık 68,1 milyon kişi nüfusa sahip olan Birleşik Krallık İngiltere, İskoçya, Galler ve Kuzey İrlanda olmak üzere dört kurucu ülkeden oluşmaktadır.¹³⁷

Birleşik Krallık'ın birincil enerji talebi 2012 yılında 203,6 Mtep iken 2021 yılında yaklaşık 171,5 Mtep olarak gerçekleşmiştir. Birincil enerji talebindeki bu düşüşün muhtemel sebepleri enerji verimliliği uygulamalarının iyileştirilmesi, sanayi sektöründe enerji tüketiminin azalması ve enerji fiyatlarında meydana gelen artışlar neticesinde toplam tüketimin azalması olarak görülmektedir.¹³⁸ 2012 ve 2021 yıllarında gerçekleşen birincil enerji talebinin karşılanmasında kullanılan kaynakların karşılaştırmalı dağılımı Grafik 2.22'de yer almaktadır.

¹³⁷ Ticaret Bakanlığı, t.y:6-7.

¹³⁸ Power Technology, 2017, Erişim tarihi, 15 Ocak 2024. < <https://www.power-technology.com/features/featurewhats-driving-the-fall-in-uk-energy-demand-and-can-it-last-5819050/>>

Grafik 2.22. 2012 ve 2021 Yılları Birleşik Krallık Birincil Enerji Talebinin Karşılanmasında Kullanılan Kaynakların Payı

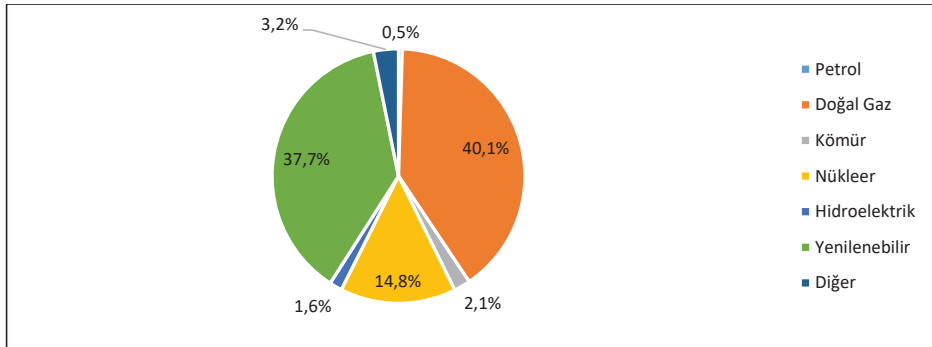


Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2012:40-41 ve BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.22 incelendiğinde 2012 yılına kıyasla, 2021 yılında birincil enerji talebinin karşılanmasında petrol ve doğal gazın payının arttığı, kömürün payının ise bir miktar düştüğü görülmektedir. Diğer taraftan 2012 yılında 0,6 olan yenilenebilir enerji kaynaklarının payı 2021 yılında yüzde 3,7'ye çıkarılmıştır.

Birleşik Krallık elektrik üretimi açısından değerlendirildiğinde 2012 yılında 363,9 TWh olan üretimin 2021 yılında yüzde 14,8 azalarak 309,9 TWh'e gerilediği görülmektedir. Ülkede faaliyet gösteren bütün sektörlerde elektrik talebinin azalması ve artan enerji fiyatlarının toplam elektrik talebini olumsuz etkilediği değerlendirilmektedir.¹³⁹ 2021 yılında üretilen elektriğin kaynaklar bazında dağılımı Grafik 2.23'te yer almaktadır.

Grafik 2.23. Birleşik Krallık 2021 Yılı Elektrik Üretiminde Kullanılan Kaynakların Payı



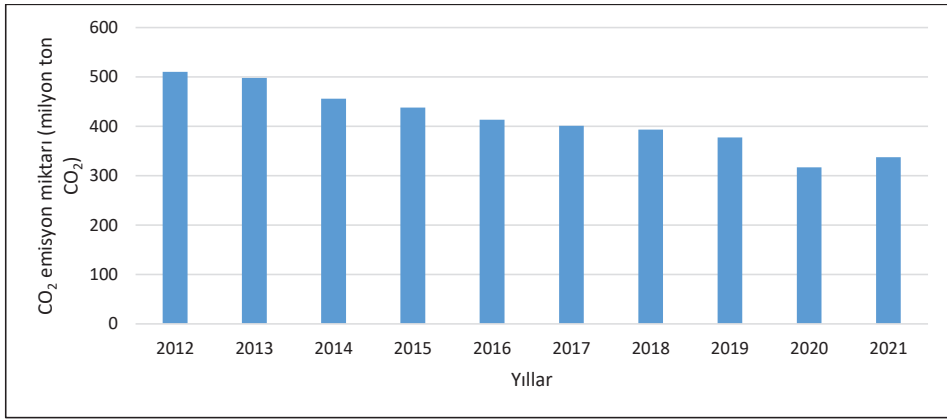
Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

¹³⁹ Energy Live News, 2023, Erişim tarihi, 15 Ocak 2024. < <https://www.energylivenews.com/2023/10/02/uk-electricity-consumption-hits-rock-bottom/> >

Grafik 2.23 incelendiğinde 2021 yılında elektrik üretiminde doğal gazın payının yüzde 40,1, yenilenebilir enerji kaynaklarının payının yüzde 39,3, nükleer enerjinin payının ise yüzde 14,8 olduğu görülmektedir. Elektrik üretiminde petrol ve kömürün payı düşük olmakla birlikte doğal gazın payının yüksek olması ülkenin fosil kaynaklara olan bağımlılığının devam ettiğini göstermektedir.

Birleşik Krallık'taki enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının yıllar içinde gelişimi Grafik 2.24'te verilmektedir.

Grafik 2.24. Birleşik Krallık CO₂ Emisyonlarının Yıllar Bazında Gelişimi



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Birleşik Krallık'ın 2012-2021 dönemi enerji kaynaklı CO₂ emisyonları incelendiğinde emisyonların yıllar itibarıyla düşme eğilimi gösterdiği görülmektedir. 2012 yılında 510,2 milyon ton CO₂ olan emisyon miktarı 2021 yılında yüzde 33,8 düşerek 337,7 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. 2020 yılında pandeminin etkisiyle en düşük emisyon gerçekleşmiş olup 316,9 milyon ton CO₂ emisyon açığa çıkmıştır. Yıllar bazında CO₂ emisyonlarının azalmasında birincil enerji talebinin azalması, fosil yakıt kullanımının azaltılarak yenilenebilir enerji kaynaklarının payının artırılmasının etkili olduğu değerlendirilmektedir.

Paris Anlaşmasına taraf olan Birleşik Krallık, 2030 yılına kadar sera gazı emisyonlarını 1990 yılına göre en az yüzde 68 oranında azaltmayı taahhüt etmiş olup 2050 yılına kadar emisyonlarını sıfıra indirmeyi hedeflemektedir.¹⁴⁰

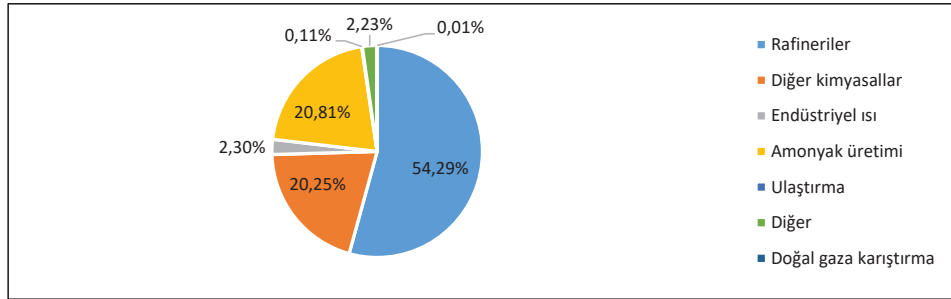
Ülkenin net emisyonlarının 2050 yılına kadar sıfıra indirilmesinde düşük karbonlu hidrojenin önemli bir rol oynayacağı değerlendirilmektedir. Hidrojen özellikle

¹⁴⁰ United Nations, 2022:1-11.

elektrifikasyonun zor olduğu veya maliyetinin yüksek olduğu sektörlerin karbondan arındırılması açısından önemli bir alternatif olarak görülmektedir.

2022 yılında Birleşik Krallık'ta toplam 569 bin ton hidrojen talebi ortaya çıkmıştır. Bu talebin karşılanması amacıyla üretilen hidrojenin yüzde 94,6'sı reformasyon yöntemiyle, yüzde 5,2'si yan ürün olarak, kalan yüzde 0,2'si ise suyun elektrolizi ile elde edilmiştir. Hidrojen talebinin tüketim alanlarına göre dağılımı Grafik 2.25'te verilmektedir.

Grafik 2.25. Birleşik Krallık 2022 Yılı Hidrojen Tüketiminin Kullanım Alanlarına Dağılımı



Kaynak: European Hydrogen Observatory, t.y. *Datasets*. Er. 13 Aralık 2023. < <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/datasets> > verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.25 incelendiğinde en yüksek tüketimin rafinerilerde gerçekleştiği görülmektedir. 2022 yılında üretilen hidrojenin yüzde 54,3'ü rafinerilerde kullanılırken yüzde 20,8'i amonyak üretiminde ve yüzde 20,3'ü ise diğer kimyasal işlemlerde kullanılmıştır. Kalan kısmı ise endüstriyel ısı elde edilmesinde, ulaşırmada yakıt olarak ve doğal gazla karıştırılarak tüketilmiştir.

2050 yılı net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda yeşil dönüşümün teşvik edilmesi amacıyla 2020 yılında “On Maddelik Plan” yayımlanmıştır. Planın birinci maddesi kapsamında 2030 yılına kadar denizüstü rüzgâr kapasitesinin mevcut duruma göre dört kat artırılarak 40 GW'a yükseltilmesi; ikinci maddesi kapsamında hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi amacıyla 2030 yılına kadar 5 GW hidrojen üretim kapasitesi oluşturulması, hidrojenin ısı gerektiren sektörlerde kullanım imkânlarının araştırılması, doğal gaz gibi fosil kaynakların yerine hidrojen kullanımının artırılması için gerekli çalışmaların yapılması ve desteklenmesi, doğal gazla hidrojen karıştırılarak kullanımına ilişkin gerekli çalışmaların yapılması ve gelecekte sıfır karbonlu hidrojen üretimi amacıyla denizüstü rüzgâr ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının azami ölçüde kullanımının sağlanması amaçlanmaktadır. Ayrıca hidrojene ilişkin projelerin desteklenmesi amacıyla “Hidrojen İş Modeli” geliştirilmesi planlanmaktadır. Planın sekizinci

maddesi kapsamında ise KYKD teknolojilerine yatırım yapılması planlanmakta olup 2030 yılına kadar on milyon ton CO₂ yakalanması hedeflenmektedir.¹⁴¹

Birleşik Krallık'ın karbonsuzlaşması ve “On Maddelik Plan” kapsamında belirtilen hedeflere ulaşılması amacıyla 2021 yılı içinde çeşitli destekler açıklanmıştır. 2021 yılı Mart ayında Birleşik Krallık Araştırma ve Yenilik Kurumu tarafından seçilen dokuz proje için toplam 171 milyon pound yatırım yapılacağı açıklanmıştır. Seçilen projelerde özellikle karbonsuzlaştırılması zor olan sektörler odaklanılmış olup KYKD ve hidrojen teknolojilerine yönelik çalışmalar yapılmaktadır. Bu kapsamda desteklenen “HyNet” projesinde doğal gazdan hidrojen üretimi, üretim sonucu yan ürün olarak ortaya çıkan CO₂'nin karbon yakalama teknolojisi kullanılarak yer altı boru hatlarıyla taşınması ve tükenen petrol ve doğal gaz rezervlerinde depolanmasına yönelik altyapı çalışmaları gerçekleştirilmektedir. Projenin toplam bütçesi 32,8 milyon pound olup başarıyla tamamlanması ile birlikte karbon emisyonlarının yıllık on milyon ton azaltılması, yeni istihdam imkânlarının oluşturulması ve ülkeye 2050 yılına kadar 31 milyar pound gelir sağlanması öngörülmektedir.¹⁴² Ayrıca KYKD teknolojilerine ilişkin altyapının geliştirilmesi ve aktif kullanımının artırılmasını amaçlayan “Net Sıfır Teesside¹⁴³ ve Kuzey Dayanıklılık Ortaklığı” projesi ile hidrojen ve CO₂ iletim altyapısının geliştirilmesini amaçlayan “Sıfır Karbon Humber Ortaklığı” ve “Humber Zero” projeleri de bütçe kapsamında desteklenmektedir.

2021 yılı Mayıs ayında Birleşik Krallık hükümeti tarafından yeşil dönüşümün hızlandırılması amacıyla karbon yakalama, sera gazı emisyon azaltımı ve hidrojen konularında gerçekleştirilecek çalışmalar için 166,5 milyon pound tutarında bütçe ayrıldığı açıklanmıştır. Bu bütçe kapsamında gerçekleştirilmesi planlanan hidrojen çalışmaları için 60 milyon pound ayrılmış olup düşük karbonlu ve elektroliz yöntemiyle hidrojen üretimine yönelik çalışmaların destekleneceği ifade edilmiştir.¹⁴⁴

Hidrojen ekonomisinin Birleşik Krallık için faydalarının ortaya konulması, hidrojen değer zincirinin oluşturulması ve hidrojen teknolojilerindeki yeniliklerin desteklenmesi amacıyla 2021 yılı Ağustos ayında “Birleşik Krallık Hidrojen Stratejisi” hazırlanmıştır. Bu kapsamda 2030 yılına yönelik düşük karbonlu hidrojen üretimi, taşınması, depolanması ve

¹⁴¹ Government of the United Kingdom, 2020:5-29.

¹⁴² HyNet North West, t.y, Erişim tarihi, 22 Aralık 2023. < <https://www.energylivenews.com/2023/10/02/uk-electricity-consumption-hits-rock-bottom/>>

¹⁴³ Teesside İngiltere'nin kuzeyinde yer alan ve çeşitli sanayi, enerji ve hidrojen şirketlerine ev sahipliği yapan bölgenin adıdır.

¹⁴⁴ Government of the United Kingdom, 2021a, Erişim tarihi 5 Ekim 2023.

kullanımına ilişkin çeşitli hedefler ve bu hedeflere ulaşılması için yapılması gereken eylemler belirlenmiştir. Değer zincirinin ilk aşamasında yeşil ve mavi hidrojen üretimine odaklanılmış olup düşük karbonlu hidrojen üretim kapasitesinin 2030 yılına kadar 5 GW'a yükseltilmesi vurgulanmıştır. Strateji kapsamında hidrojen üretim projelerinin desteklenmesi amacıyla 2022 yılı içinde 240 milyon pound değerinde "Net Sıfır Hidrojen Fonu" oluşturulması, 60 milyon pound bütçeye sahip olması öngörülen "Düşük Karbonlu Hidrojen Tedariki-2" yarışması düzenlenmesi ve "Birleşik Krallık Düşük Karbonlu Hidrojen Üretim Standardı" yayımlanması hedeflenmektedir.

Ayrıca söz konusu stratejide üretilen hidrojenin daha sonra kullanılmak üzere taşınması ve depolanmasına ilişkin çalışmaların yürütüldüğü belirtilmekte olup hidrojen kullanım alanlarının ve yaygınlığının gelişiminin oluşturulacak altyapı üzerinde önemli bir etkisinin olacağı ifade edilmektedir. Bu gelişimler göz önünde bulundurularak bölgesel veya ulusal bir hidrojen ağına oluşturulması öngörülmektedir. Bu kapsamda hidrojen boru hatları ve diğer taşıma yöntemlerine (karayolu ve demiryolu araçları ile deniz araçları) ilişkin Ar-Ge çalışmaları sürdürülmektedir. Üretilmesi planlanan düşük karbonlu hidrojenin öncelikle sanayi, ısınma ve elektrik üretiminde kullanılması planlanmakta olup ilerleyen süreçte ulaştırma sektöründe kullanımının yaygınlaştırılarak özellikle uzun mesafe yol giden araçlarda, denizyolu ve havayolu ulaştırmasında yakıt olarak kullanılması planlanmaktadır.¹⁴⁵

2022 yılı içinde güncellenen Hidrojen Stratejisi kapsamında düşük karbonlu hidrojen üretim kapasitesi hedefi iki kat artırılarak 5 GW seviyesinden 10 GW'a çıkarılmış olup üretilen hidrojenin en az yarısının yeşil hidrojen olması hedeflenmektedir.

Net sıfır emisyon hedefi kapsamında oluşturulan hidrojen politikalarının uygulanmasının kolaylaştırılması amacıyla 2022 yılında "Birleşik Krallık Düşük Karbonlu Hidrojen Standardı" hazırlanmıştır. Bu doküman kapsamında düşük karbonlu hidrojen tanımlanmış olup üretilen hidrojenin düşük karbonlu hidrojen olarak kabul edilebilmesi için bir MJ enerjiye sahip hidrojenin en fazla 20 gram CO₂ eşdeğeri emisyonu sahip olması gerektiği belirtilmektedir. Standart 2023 yılında güncellenmiş olup elektroliz, fosil gaz, biyogenik gaz, biyokütle ve atıkların KYKD teknolojileri kullanılarak reformasyonu gibi hidrojen üretim yöntemleri baz alınarak sera gazı emisyon yoğunluğu ölçüm yöntemleri detaylandırılmıştır.¹⁴⁶

¹⁴⁵ Government of the United Kingdom, 2021b:6-84.

¹⁴⁶ Department for Energy Security& Net Zero, 2023a:12-88.

Birleşik Krallık'ta hidrojen üretiminin ve kullanımının teşvik edilmesiyle hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi amacıyla çeşitli mekanizmalar oluşturulmaktadır. Hidrojen Stratejisi'nde de hedeflendiği üzere hidrojen üretimine yönelik projelerin desteklenmesi amacıyla 2022 yılında 240 milyon pound bütçeli “Net Sıfır Hidrojen Fonu” oluşturulmuş ve fon kapsamında hidrojen üretimi için ürün geliştirme ve yatırım maliyetlerinin desteklenmesi amaçlanmıştır.¹⁴⁷

Aynı yıl hayata geçirilen “Hidrojen Üretimi İş Modeli” kapsamında düşük karbonlu hidrojen üretim maliyetinin fosil yakıt maliyetlerine oranla yüksek olmasının ortaya çıkardığı dezavantajın bertaraf edilmesi amacıyla düşük karbonlu hidrojen üreticilerine uzun dönemli gelir desteği sağlanması amaçlanmaktadır. Bu kapsamda “Birinci Hidrojen Tahsis Turu (HAR-1)” ve “İkinci Hidrojen Tahsis Turu (HAR-2)” yarışmaları düzenlenmektedir.

HAR-1 kapsamında toplam kapasitesi 125 MW olan 11 yeşil hidrojen projesinin desteklenmesine karar verilmiş olup üretilen her bir kilogram hidrojen için yatırımcılara 10,23 \$ destek sağlanacağı belirtilmiştir. Bu projelerden biri olan “Barrow Yeşil Hidrojen Projesi” kapsamında 21 MW kapasiteye sahip bir elektroliz tesisi kurulması ve üretilcek yeşil hidrojenin yakın çevrede bulunan bir üretim tesisinde doğal gazla ikame olarak kullanılması planlanmaktadır. Böylece üretim tesisinin doğal gaz bağımlılığının yaklaşık yüzde 30 oranında düşürülmesi öngörülmektedir.¹⁴⁸ HAR-1 kapsamında desteklenmesine karar verilen diğer projelerden olan “Bradford Yeşil Hidrojen Projesi” ve “Trafford Yeşil Hidrojen Projesi” kapsamında ise yenilenebilir kaynaklardan yeşil hidrojen üretilmesi ve üretilen hidrojen ile sanayi, bina ısıtması ve ulaştırma gibi sektörlerin enerji ihtiyacının karşılanması amaçlanmaktadır. Projelerin 2025 yılı sonuna kadar bitirilmesi öngörülmekte olup yatırımcılara toplam 2 milyar pound gelir desteği sağlanması planlanmaktadır.

2023 yılı sonunda başvuruları açılan “HAR-2” kapsamında desteklenmesi planlanan projelerin toplam kapasitesinin 875 MW'a ulaşması öngörülmektedir.¹⁴⁹

¹⁴⁷ Government of the United Kingdom, t.y, Erişim tarihi, 21 Aralık 2023. < <https://apply-for-innovation-funding.service.gov.uk/competition/1540/overview/9c2c00ea-5749-42af-abd5-c7026d0e4f64>>

¹⁴⁸ S&P Global, 2023, Erişim tarihi, 23 Aralık 2023. < <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/121423-first-uk-green-hydrogen-funding-round-awards-just-half-of-250-mw-capacity>>

¹⁴⁹ S&P Global, 2023, Erişim tarihi, 23 Aralık 2023. < <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/121423-first-uk-green-hydrogen-funding-round-awards-just-half-of-250-mw-capacity>>

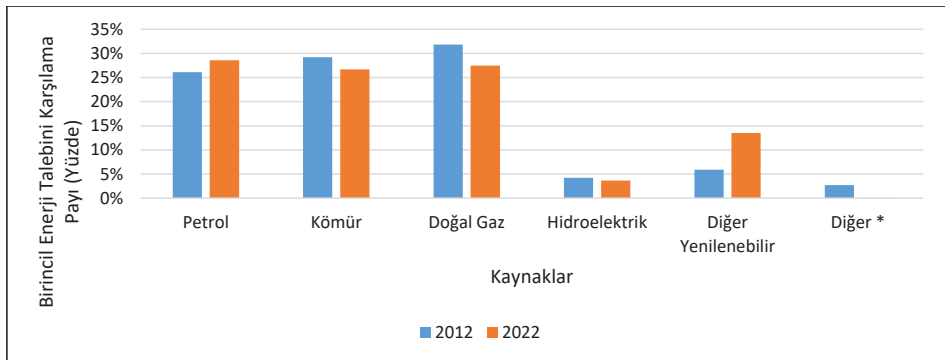
2023 yılında “Hidrojen Üretim Teslimatı Yol Haritası” yayımlanmıştır. Yol haritası kapsamında 2030 yılına kadar 10 GW hidrojen üretim kapasitesi hedeflenmekte olup bu hedefin 6 GW’lık kısmını yeşil hidrojen, 4 GW’lık kısmını ise KYKD teknolojisi kullanılarak üretilen düşük karbonlu hidrojen kapasitesinin oluşturması planlanmaktadır. Bunun yanı sıra biyokütle gazlaştırma gibi diğer hidrojen üretim yöntemlerine ilişkin çalışmaların yürütüldüğü ve bu kapsamda teklif edilen projelerin desteklendiği belirtilmektedir. Ayrıca Birleşik Krallık’ın ihracat potansiyeline de değinilmiş olup bu kapsamda hidrojen ticaretinin kolaylaştırılması üzerine de çalışmalar gerçekleştirildiği ifade edilmektedir.¹⁵⁰

2.3. Türkiye’de Hidrojen

Türkiye’nin birincil enerji talebi artan nüfusun da etkisiyle birlikte zaman içinde artış göstermektedir. 2012 yılında yaklaşık 117,3 Mtep olan birincil enerji talebi 2022 yılında yüzde 34 artarak 157,8 Mtep’e ulaşmıştır. 2012 ve 2022 yıllarında birincil enerji talebinin karşılanmasında kullanılan kaynakların karşılaştırmalı dağılımı Grafik 2.26’da verilmektedir.

Grafik 2.26’da yer alan birincil enerji talebinin karşılanmasında kullanılan kaynakların payı incelendiğinde talebin büyük çoğunluğunun fosil kaynaklardan karşılandığı görülmektedir. 2022 yılında birincil enerji talebinin yüzde 82,7’si fosil kaynaklardan, yüzde 3,6’sı hidroelektrikten ve yüzde 13,5’i güneş, rüzgar, jeotermal gibi diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanmıştır.

Grafik 2.26. Türkiye’de 2012 ve 2022 Yıllarındaki Birincil Enerji Talebinin Karşılanmasında Kullanılan Kaynakların Payı



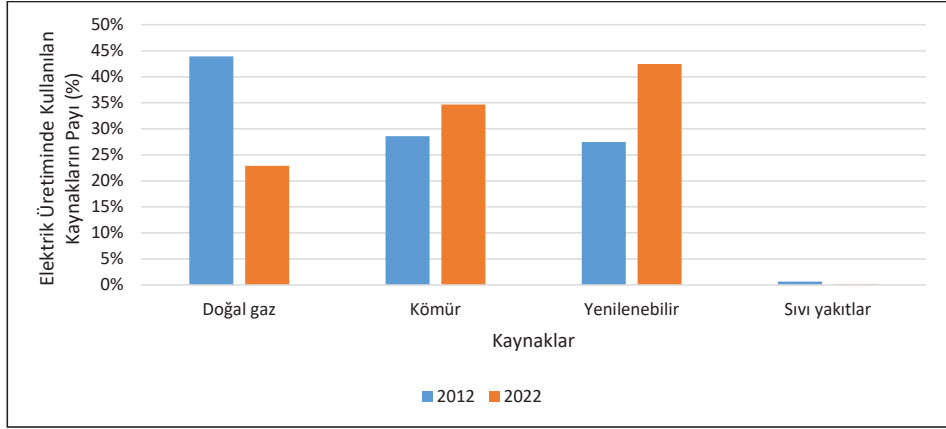
Kaynak: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2012 ve 2022 yılı Ulusal Enerji Denge Tabloları verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

*Diğer kaynaklar elektrik, petrokok ve kömür katranından oluşmaktadır.

¹⁵⁰ Department for Energy Security& Net Zero, 2023b:4-21.

Türkiye’de elektrik üretimi de artan enerji talebine bağlı olarak artmaktadır. 2012 yılında 239,5 TWh olan elektrik üretimi 2022 yılında yüzde 37,1 artarak 328,4 TWh olarak gerçekleşmiştir. 2012 ve 2022 yıllarında elektrik üretiminde kullanılan kaynakların karşılaştırmalı payı Grafik 2.27’de yer almaktadır.

Grafik 2.27. Türkiye’de 2012 ve 2022 Yıllarındaki Elektrik Üretiminde Kaynakların Bazında Dağılımı

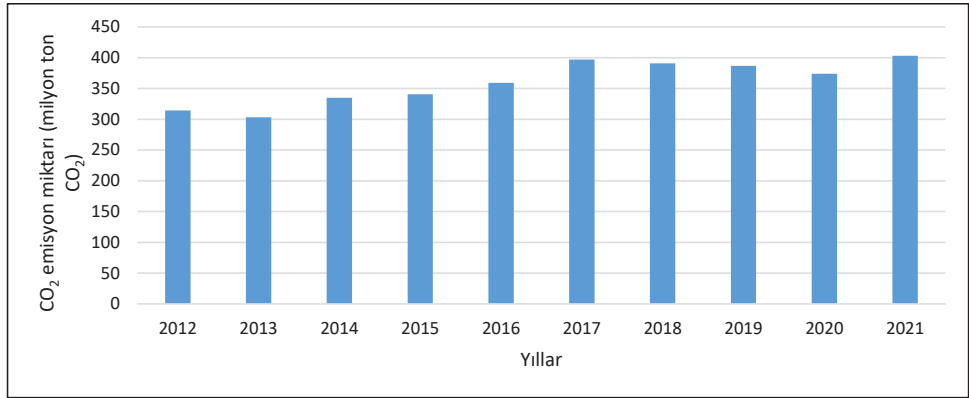


Kaynak: TEİAŞ, 2013, *Türkiye Elektrik Enerjisi Üretiminde Birincil Enerji Kaynaklarına ve Üretici Kuruluşlara Dağılımı 2012*, Er. 9 Ocak 2024. < <https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri> > ve TEİAŞ, 2023, *Türkiye Elektrik Enerjisi Üretiminde Birincil Enerji Kaynaklarına ve Üretici Kuruluşlara Dağılımı 2022*, Er. 9 Ocak 2024. < <https://www.teias.gov.tr/turkiye-elektrik-uretim-iletim-istatistikleri> > verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.27’de yer alan veriler incelendiğinde, elektrik üretiminde çoğunlukla fosil kaynakların kullanıldığı görülmektedir. 2012 yılında elektriğin yüzde 73,2’si fosil kaynaklardan üretilmiştir. 2022 yılına gelindiğinde bu oranın yüzde 57,7’ye düştüğü görülmektedir. Diğer taraftan 2012 yılında yüzde 27,5 olan yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payı 2022 yılında yüzde 42,4’e çıkarılmıştır. Elektrik üretiminde kullanılan yenilenebilir enerji kaynakları incelendiğinde üretilen toplam elektriğin yüzde 20,3’ünün hidroelektrikten, yüzde 10,6’sının rüzgardan, yüzde 5,1’nin güneşten ve yüzde 6,3’ünün biyokütle, jeotermal ve atık ısı kaynaklarından üretildiği görülmektedir.

Dünyada olduğu gibi Türkiye’de de sera gazı emisyonlarının büyük çoğunluğu enerji sektöründen kaynaklanmaktadır. Türkiye’nin enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının yıllar içinde gelişimi Grafik 2.28’de verilmektedir.

Grafik 2.28. Türkiye CO₂ Emisyonunun Yıllar Bazında Gelişimi



Kaynak: BP Statistical Review of World Energy 2022:8-51 verileri kullanılarak Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Grafik 2.28’de görüldüğü üzere 2012 yılında 314,4 milyon ton olan enerji kaynaklı CO₂ emisyonu 2013 yılından itibaren 2017 yılına kadar artarak 397,1 milyon tona yükselmiştir. 2017 yılından 2020 yılına kadar azalma eğilimi göstererek 2020 yılında Covid-19 pandemisinin de etkisiyle 373,9 milyon tona gerilemiştir. 2021 yılında yeniden artışa geçen CO₂ emisyonu 403,3 milyon tona ulaşmıştır. Türkiye küresel enerji kaynaklı CO₂ emisyonlarının yalnızca yüzde 1,2’sini oluşturmaktadır.

Paris Anlaşması’na taraf olan ülkeler arasında Türkiye de bulunmaktadır. Bu kapsamda hazırlanan ve 2023 yılının Nisan ayında güncellenen Ulusal Katkı Beyanı çerçevesinde sera gazı emisyonlarının 2012 yılına göre 2030 yılına kadar yüzde 41 azaltılması ve 2053 yılına kadar net sıfır emisyon hedefine ulaşılması amaçlanmaktadır.¹⁵¹

Türkiye’nin 2053 yılı net sıfır emisyon hedefi de dikkate alınarak belirlenen enerji politikalarındaki temel amaç enerji arzının sürekli, kaliteli ve sürdürülebilir bir çerçevede sağlanması, enerji verimliliğinin ve enerji tedarikinde kaynak çeşitliliğinin artırılması, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarından azami ölçüde yararlanılması, elektrik üretiminde nükleer enerjiden de yararlanılması ve enerji teknolojilerinde yerleşmenin sağlanmasıdır.

Enerji kaynaklı emisyonların azaltılması amacıyla yenilenebilir kaynaklardan enerji üretiminin artırılması ve karbon yoğun sektörlerin karbondan arındırılması amaçlanmakta olup bu amacı destekleyici enerji teknolojilerine de önem verilmektedir. Kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen enerjinin arz ve talep dengesi göz önünde bulundurularak gerektiği zamanlarda depolanabilmesi ve enerji kullanımı yoğun ancak elektrifikasyonun zor

¹⁵¹ United Nations, 2023:2.

olduğu sektörlerde alternatif enerji kaynaklarının veya taşıyıcılarının kullanılması kapsamında önemli bir rol oynaması öngörülen hidrojene yönelik çeşitli politikalar oluşturulmakta ve çalışmalar gerçekleştirilmektedir.

Türkiye’de hidrojenin ilk kez resmi bir belgede yer alması 2007 tarihinde yayımlanan “Enerji Verimliliği Kanunu” ile gerçekleşmiştir. Kanunun yedinci maddesi kapsamında alternatif bir yakıt olarak bahsedilen hidrojenin kullanımının özendirilmesine ilişkin usul ve esasların Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından ortaya konulacak bir yönetmelikle belirleneceği ifade edilmiştir.¹⁵²

2011 yılında mülga Sanayi ve Ticaret Bakanlığı tarafından “Hidrojen ile Çalışan Motorlu Araçların Tip Onayına İlişkin Yönetmelik” yayımlanmıştır. Bu Yönetmelik kapsamında yakıt olarak hidrojen kullanan motorlu araçlar ile bu araçların aksam ve sistemlerinin tip onayı alması için gereken şartlar belirtilmektedir.¹⁵³ 2020 yılında Yönetmelik yürürlükten kaldırılarak motorlu araçların tip onayı almasına ilişkin “Motorlu Araçlar ve Römorkları ile Bunlar için Tasarlanan Aksam, Sistem ve Ayrı Teknik Ünitelerin Genel Güvenliği ve Korunmasız Karayolu Kullanıcılarının ve Yolcuların Korunması ile İlgili Tip Onayı Yönetmeliği” yayımlanmış olup hidrojen ile çalışan araçların tip onayı alması için gereken şartlar bu Yönetmelik kapsamında belirlenmiştir.¹⁵⁴

Diğer yandan Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından 2020 yılında gerçekleştirilen “Hidrojen Arama Konferansı”nda hidrojen teknolojilerinin geleceğine yönelik değerlendirmeler yapılmış ve çeşitli öneriler geliştirilmiştir. Bu kapsamda konferans süresince yenilenebilir enerji kaynaklarının gelişiminin hidrojen teknolojilerinin gelişimine etkisi, Türkiye’nin yerli kömürden hidrojen üretim potansiyeli, hidrojenin doğal gaz şebekesine karıştırılması, ulaşım sektöründe hidrojen kullanımı, Ar-Ge çalışmaları ve bor teknolojilerinin hidrojen depolamada kullanılması konuları üzerinde durulmuştur.¹⁵⁵

Hidrojenin doğal gaza karıştırılarak kullanılması konusunda Türkiye Doğal Gaz Dağıtıcıları Birliği (GAZBİR) ve GAZBİR’in iktisadi bir işletmesi ve teknik merkezi olarak kurulan Doğal Gaz ve Enerji Eğitim Belgelendirme Denetim ve Teknolojik Hizmetler Limited Şirketi (GAZMER) tarafından ortaklaşa gerçekleştirilen çeşitli çalışmalar bulunmaktadır. 2020

¹⁵² Enerji Verimliliği Kanunu, 2007; Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2023b:19.

¹⁵³ Hidrojen İle Çalışan Motorlu Araçların Tip Onayına İlişkin Yönetmelik, 2011.

¹⁵⁴ Motorlu Araçlar ve Römorkları ile Bunlar için Tasarlanan Aksam, Sistem ve Ayrı Teknik Ünitelerin Genel Güvenliği ve Korunmasız Karayolu Kullanıcılarının ve Yolcuların Korunması ile İlgili Tip Onayı Yönetmeliği, 2020.

¹⁵⁵ Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2020:1-3.

yılında başlatılan “Power to Gas” projesi kapsamında doğal gaz hacimsel olarak yüzde 5-10-15-20 oranlarında hidrojen karıştırma çalışmaları yapılmakta olup Konya’da kurulan bir laboratuvar da yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen hidrojenin doğal gaz hattına karıştırılması, elde edilen karışımın yakma sistemlerinde test edilmesi çalışmaları yürütülmekte ve teknik ve çevresel değerlendirmeler gerçekleştirilmektedir.

2021 yılında yayımlanan “GAZBİR Doğal Gaz Sektörü Hidrojene Geçişte Yol Haritası Önerileri” raporu kapsamında doğal gaz hidrojen karışım oranları üzerinde çalışılması ve oluşturulan karışım gazının kalitesi ve güvenliğine yönelik çalışmaların gerçekleştirilmesi gerektiği belirtilmiştir. Ayrıca rapor kapsamında uzun vadede hidrojen-doğal gaz kullanımının yaygınlaştırılabilmesi için evlerde kullanılan cihaz ve ekipmanların teknik açıdan uyumunun test edilmesi gerektiği ifade edilmiş, özellikle güvenliğin artırılması amacıyla hidrojene renk ve koku maddesi karıştırılması üzerine de çalışılması gerektiği vurgulanmıştır. Diğer taraftan raporda Ar-Ge ve pilot ölçekli çalışmaların yanı sıra büyük ölçekli çalışmaların da desteklenmesi ve uygulama projelerinin sayısının artırılması gerektiğine değinilmiş olup Ar-Ge çalışmaları ve uygulama projelerinin yanı sıra ilgili mevzuat çalışmalarının da yapılmasının önem arz ettiği vurgulanmıştır.¹⁵⁶

İklim değişikliğiyle mücadele kapsamında yeşil dönüşüm anlayışının ortaya konulması amacıyla Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı koordinasyonunda birçok kurum ve kuruluşun katılımıyla İklim Şurası çalışmaları yürütülmüştür. Tüm çalışmalar neticesinde 2022 yılı Şubat ayında sektörel bazda 217 adet tavsiye niteliğinde karar yayımlanmıştır. Kararlar arasında hidrojen yakıtlı araçlara ilişkin gereken altyapı gereksinimlerinin belirlenmesi ve hidrojen yakıtlı araçların payının artırılması, karbon yoğun sektörler başta olmak üzere tüm sektörlerde yeşil hidrojen ve türevleri ile KYKD gibi yöntemlerin yaygınlaştırılmasına yönelik çalışmaların yapılması ve gerekli destek mekanizmasının geliştirilmesi, atıkların ve biyokütle kaynaklarının değerlendirilmesi amacıyla yeni nesil gazlaştırma ve piroliz teknolojileri ile hidrojen üretilmesi ve hidrojen değer zincirinin her aşamasında öncü teknolojilerin gelişiminin sağlanması bulunmaktadır.¹⁵⁷

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hazırlanan ve 2020-2035 dönemini kapsayan “Ulusal Enerji Planı” 2023 yılı Ocak ayında yayımlanmıştır. Plan kapsamında 2035 yılına kadar birincil enerji talebinin 205,3 Mtep’e, elektrik tüketiminin ise 510,5 TWh’e

¹⁵⁶ GAZBİR ve GAZMER, 2021:26-40.

¹⁵⁷ Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı, 2022:3-11.

yükselmesi ve elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının payının yüzde 54,7'ye ulaşması öngörülmektedir. Elektrik sisteminin esneklik gereksiniminin karşılanabilmesi amacıyla batarya kapasitesinin ve talep tarafı katılımının artırılmasının yanı sıra elektrolizör kurulu güç kapasitesinin 5 GW'a çıkarılması hedeflenmektedir. 2035 yılına kadar olan süreçte temiz kaynaklardan üretilen hidrojenin doğal gazla karıştırılması planlanmaktadır. Ayrıca temiz kaynaklardan üretilen hidrojenin KYKD teknolojileri kullanılarak elde edilen karbon ile birleştirilmesiyle elde edilen sentetik metanın da doğal gazla karıştırılarak kullanılması alternatif bir yöntem olarak değerlendirilmektedir. Ancak hâlihazırda karbon yakalama teknolojilerinin yatırım maliyetleri yüksek olduğundan bu yöntemin maliyetlerin düştüğü bir dönemde kullanılması öngörülmektedir.¹⁵⁸

2053 yılı net sıfır emisyon hedefi çerçevesinde karbondan arındırılmış bir ekonomi oluşturulmasında hidrojenin önemli bir araç olduğu değerlendirilmekte olup hidrojen teknolojilerinin geliştirilmesi ve bir yol haritası oluşturulması amacıyla Ulusal Enerji Planı ile eşzamanlı olarak “Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası” yayımlanmıştır. Söz konusu yol haritasında hidrojen üretimi, depolanması ve dağıtımı ile kullanımına yönelik ihtiyaçlara ve çözüm önerilerine, hidrojen teknolojilerinin geliştirilmesine, Türkiye'nin hidrojen ihtiyaç potansiyeline ve politika önerilerine değinilmektedir.

Hidrojen üretimine ilişkin özellikle mavi ve yeşil hidrojen üretimine odaklanılmış olup bu kapsamda yeşil hidrojen üretiminin sağlanması amacıyla yerli elektrolizör geliştirilmesi hedeflenmektedir. Mavi hidrojen üretiminde linyit, doğal gaz, organik atıklar gibi yerli kaynakların kullanımı önceliklendirilmiş olup linyitten hidrojen üretimine ilişkin mevcut durum analizinin yapılarak altyapının geliştirilmesi, organik atık potansiyelinin belirlenmesi ve bu konuya yönelik çalışmaların artırılması amaçlanmaktadır. Ayrıca yakıt hücrelerinin üretim ve kullanımının geliştirilmesi ve bu alanda işbirliklerinin artırılması gerektiği belirtilmektedir.

Üretilen hidrojenin depolanması ve kullanıcılara ulaştırılmak üzere dağıtımının yapılması amacıyla kriyojenik tank, basınçlı depo gibi depolama malzemelerinin üretilmesine yönelik desteklerin oluşturulması, daha büyük çaplı depolama yapılabilmesi amacıyla tuz mağaralarında hidrojen depolama imkânlarının araştırılması, bor ve bileşenlerinin hidrojen depolamada kullanılabilmesine yönelik çalışmalar gerçekleştirilmesi ve sodyum bor hidrürlerle çalışan yakıt hücrelerinin kullanımının artırılması, mevcut doğal gaz dağıtım ve iletim altyapısının hidrojen dağıtım ve iletimine uygunluğunun incelenmesi, doğal gazla hidrojen

¹⁵⁸ Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2023a:13-27.

karıştırılmasına yönelik çalışmaların yapılması, hidrojen dolum istasyonlarının kurulması ve yaygınlaştırılması hedeflenmektedir.

Hidrojen kullanımı ile ilgili olarak özellikle karbon yoğun sektörlerin hidrojen kullanımına geçmesi gerektiği belirtilmekte olup rafineri, amonyak ve gübre üretim tesisleri ile cam sanayi tesislerinin hidrojen kullanımının desteklenmesi ve bu sektörlerin kümeleşmesinin sağlanması hedeflenmektedir. Ayrıca kazan, kombi gibi hidrojen yakma sistemlerinin geliştirilmesi, mevcut üretim potansiyelinin tespit edilmesi üzerine de çalışmalar yapılacağı belirtilmektedir. Yol Haritası kapsamında belirlenen politikaların ve çözüm önerilerinin uygulanması neticesinde iki temel hedefe ulaşılması planlanmaktadır. Bu hedeflerden ilki hâlihazırda yüksek olan yeşil hidrojen üretim maliyetinin kilogram başına 2035 yılında 2,4 \$ ve 2053 yılına kadar ise 1,2 \$ altına düşürülmesidir. Bir diğer hedef ise elektrolizör kurulu güç kapasitesinin zaman içinde artırılmasıdır. Bu kapsamda 2030 yılında 2 GW, 2035 yılında 5 GW ve 2053 yılında 70 GW elektrolizör kapasitesine ulaşılması hedeflenmektedir.¹⁵⁹

Türkiye'nin en üst politika metni olan ve 2024-2028 dönemini kapsayan “On İkinci Kalkınma Planı” 2023 yılının Ekim ayında Türkiye Büyük Millet Meclisi tarafından onaylanarak yayımlanmıştır. Plan kapsamında enerji dönüşümünün sağlanmasında ve net sıfır emisyon hedeflerine ulaşılmasında hidrojenin önemli bir unsur olacağı vurgulanmakta olup hidrojen değer zincirine yönelik çeşitli politikalar belirlenmiştir. Bu kapsamda özellikle yeşil hidrojen başta olmak üzere hidrojen teknolojilerine ve altyapının geliştirilmesine yönelik çalışmalar yapılması, hidrojenin çeşitli sektörlerde kullanımının artırılabilmesi amacıyla çeşitli sektörel analizler gerçekleştirilmesi ve hidrojen taşınması ve depolanmasına yönelik Ar-Ge çalışmalarının yapılması amaçlanmaktadır. Ayrıca hidrojen üretimi, depolanması, taşınması ve kullanımında ihtiyaç duyulan ekipmanın yerli imkânlarla üretilmesi, bu ürünlerin ticarileştirilmesine yönelik çalışmaların desteklenmesi ve hidrojen yakıt hücresi ve bileşenlerine yönelik yatırım ve teknolojilerin geliştirilmesi hedeflenmektedir.¹⁶⁰

2023 yılında yayımlanan “2024 Yılı Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programı”nda 2024 yılında uygulanması planlanan politika ve tedbirler ile bu tedbirler kapsamında yapılması planlanan faaliyetlere yer verilmiş olup otomotiv sektöründe yük taşıma araçları için hidrojen depolama ve dolum sistemlerinin ve hidrojen temelli içten yanmalı motor geliştirilmesine yönelik çalışmalar yapılacağı, enerji sektöründe yeşil hidrojen üretiminin sağlanması için çeşitli

¹⁵⁹ Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2023b:1-19.

¹⁶⁰ T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı, 2023a:107.

kapasitelere sahip elektrolizör tesislerinin geliştirilmesine yönelik çalışmalar yürütüleceği ve hidrojen depolama ve yeşil amonyak üretimi alanlarında proje çağrısına yönelik çalışmalar gerçekleştirileceği belirtilmektedir.¹⁶¹

Türkiye'nin net sıfır emisyon hedefi çerçevesinde temiz bir enerji taşıyıcısı olarak nitelendirilen hidrojene ilişkin hedeflerinin gerçekleştirilmesine katkı sağlaması planlanan “HYSouthMarmara Hidrojen Vadisi Projesi” ve “Güney Marmara Hidrojen Kıyısı Platformu Güdömlü Projesi” olmak üzere iki önemli proje yürütölmektedir. 2023 yılında başlatılan ve beş yıl sürmesi planlanan “HYSouthMarmara Hidrojen Vadisi Projesi” kapsamında Türkiye'nin ilk hidrojen vadisinin kurulması amaçlanmakta olup yıllık yaklaşık 500 ton yeşil hidrojen üretimi planlanmaktadır. Üretilen hidrojenin taşınması, depolanması ve kullanımını da içeren proje kapsamında ayrıca metanol ve amonyak gibi hidrojen türevlerinin de üretilmesi ve böylelikle bu ürünlerde ithalat bağımlılığının azaltılması hedeflenmektedir.

2023 yılında başlatılan ve iki yıl sürmesi planlanan “Güney Marmara Hidrojen Kıyısı Platformu Güdömlü Projesi” kapsamında ise yeşil hidrojen üretimi amacıyla 30 kW güce sahip ilk yerli yeşil hidrojen elektroliz tesisinin kurulması ve elektrolizör teknolojilerinin geliştirilmesi amaçlanmaktadır.¹⁶² Ayrıca proje kapsamında iki önemli fizibilite çalışması yapılması planlanmaktadır. Sanayinin temiz üretim yaparak gelişiminin desteklenmesi amacıyla Güney Marmara Yeşil Endüstri Bölgesi ve denizüstü yenilenebilir santrallere ilişkin araştırma yapılabilmesi amacıyla Yeşil Deniz Endüstrisi Ar-Ge Test ve Eğitim Merkezi'ne ait fizibilite çalışmalarının gerçekleştirilmesi amaçlanmaktadır. Ufuk Avrupa Programı kapsamında desteklenen ve yaklaşık 7,5 milyon avro AB hibesi alan projelerin toplam bütçesi 36,8 milyon avrodur.

2023 yılında Sabancı Üniversitesi İstanbul Uluslararası Enerji ve İklim Merkezi (IICEC) tarafından yayımlanan “Türkiye Yeşil Hidrojen Geleceği 2023” raporunda ölkenin hidrojen stratejisinde yer alan elektrolizör kurulu gücü ve hidrojen üretim maliyetine ilişkin hedefler temel alınarak bir modelleme ve analiz çalışması gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda günümüzde yeşil hidrojen üretim maliyetinin kilogram başına 8,5-9 \$ düzeyinde olduğu görölmektedir. Enerji eşdeğeri açısından karşılaştırıldığında bu maliyet doğal gaz maliyetlerinin yaklaşık 5-6 katına denk gelmektedir. Rapor kapsamında hidrojenin diğeri enerji kaynaklarıyla rekabet edebilmesinin elektrik girdi maliyetleri, karbon maliyetleri ve fosil yakıt

¹⁶¹ T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı, 2023b:138-172.

¹⁶² GazeteSU, 2023, Erişim tarihi, 31 Aralık 2023. < <https://gazetesu.sabanciuniv.edu/tr/hysouthmarmara-hidrojen-vadisi-projesinin-kick-toplantisi-28-kasim-tarihinde-canakkalede>>

fiyatlarının gelişimine bağlı olduğu değerlendirilmektedir. Mevcut elektrolizör kurulu gücü hedefleri doğrultusunda yeşil hidrojen üretiminin 2035 yılında 0,6 milyon ton, 2050 yılında ise 5,5 milyon tona ulaşabileceği öngörülmekte olup bu miktarların sırasıyla 0,2 milyon ton ve 1,7 milyon tonunun Avrupa'ya ihraç edilebileceği belirtilmektedir. Hedeflenen yeşil hidrojen üretim miktarları, 2035 yılına kadar ilave 15 GW, 2050 yılına kadar ise ilave 90 GW yenilenebilir enerji kurulu gücünün tesis edilmesini gerektirmektedir. Rapor kapsamında yeşil hidrojen ekonomisinin gelişimi için yıllık ortalama 3 milyar \$ (2022 yılı fiyatlarıyla) yatırım yapılması gerektiği tespit edilmiş olup bu tutarın yaklaşık 1,6 milyar \$'nın elektrik üretimi, 0,8 milyar \$'nın elektrolizör kurulumu, geriye kalan 0,6 milyar \$'nın ise diğer altyapıların tesisi için ayrılması gerektiği belirtilmektedir.¹⁶³

Türkiye'nin enerji politikaları değerlendirildiğinde 2053 yılı net sıfır emisyon hedefi ile uyumlu politikalar belirlendiği ve buna yönelik çalışmalar gerçekleştirildiği görülmektedir. Bu kapsamda özellikle son yıllarda hidrojen teknolojilerine verilen önemin arttığı ve buna yönelik yapılan çalışmaların hız kazandığı değerlendirilmektedir. Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası'nın hazırlanması ve hidrojen üretimine yönelik projelerin yürütülmesi konuya verilen önemi göstermektedir. Ancak mevcut durumda Türkiye'de ne kadar hidrojen üretildiğine dair resmi ve kamuoyuna açık bir veri bulunmamaktadır. Dolayısıyla hâlihazırda ne kadar hidrojen talebi olduğu ve gelecekte bu talebin ne düzeyde seyredeceği somut olarak belirtilememektedir. Mevcut durum değerlendirmesinin sağlıklı yapılabilmesinin, ülkenin hidrojen ve hidrojen teknolojilerindeki ilerlemesi ve başarısı üzerinde önemli bir etmen olacağı değerlendirilmektedir.

2.4. Bölüm Sonu Değerlendirmesi

2012-2021 dönemi incelendiğinde birincil enerji talebinin 2020 yılı hariç sürekli artma eğiliminde olduğu görülmektedir. Bu talebin karşılanmasında yenilenebilir kaynakların payının arttığı, petrol ve kömürün payının ise bir miktar düştüğü görülmektedir. Ancak her ne kadar yenilenebilir kaynakların payı zamanla artsa da halen talebin büyük çoğunluğu fosil kaynaklardan sağlanmaktadır. Benzer şekilde elektrik üretiminin büyük çoğunluğu fosil kaynaklardan sağlanırken yüzde 27,8'i yenilenebilir kaynaklar ve kalanı nükleer ve diğer kaynaklardan sağlanmıştır. Ayrıca 2012 yılında 32,2 milyar ton olan enerji kaynaklı CO₂ emisyon miktarı 2021 yılında 33,9 milyar tona ulaşmıştır.

¹⁶³ İstanbul International Center for Energy and Climate, 2023:171-173.

Geçmişten günümüze fosil kaynakların kullanımı sonucu ortalama küresel sıcaklık 1800’lü yılların sonuna kıyasla yaklaşık 1,1 °C artmıştır. Bu sıcaklık artışının engellenmesi amacıyla 2015 yılında 196 ülkenin katılımı ile Paris Anlaşması imzalanmış ve muhtelif yıllarda ulaşılmak üzere net sıfır emisyon hedefleri belirlenmiştir. Net sıfır emisyon hedefleri ile beraber yaşanan ekonomik ve siyasi gelişmeler ülkelerin enerji arz güvenliği konusunu ön plana çıkarmakta ve enerji dönüşümünü tetiklemektedir. Dolayısıyla birçok ülke fosil yakıt kullanımının azaltılması ve yenilenebilir kaynakların kullanımının artırılması yönünde aksiyon almaktadır. Paris anlaşması çerçevesinde 2030 yılına kadar emisyonların 2010 yılına kıyasla en az yüzde 45 azaltılması ve 2050 yılında net sıfır emisyona ulaşılması hedeflenmektedir.

Net sıfır emisyon hedefi çerçevesinde başlatılan enerji dönüşümü kapsamında bir enerji taşıyıcısı olarak nitelendirilen hidrojenin önemli bir role sahip olduğu değerlendirilmektedir. Bu kapsamda öncelikle hâlihazırda ihtiyaç duyulan ve fosil kaynaklardan üretilmekte olan hidrojenin temiz kaynaklardan üretilmesi amaçlanmakta olup sonraki süreçlerde karbonsuzlaştırmanın ve elektrifikasyonun güç olduğu sektörlerin enerji ve ısı ihtiyacının karşılanması, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen talep fazlası enerjinin depolanması ve arz-talep dengesinin sağlanmasında kullanılması hedeflenmektedir.

Son yıllarda hidrojen teknolojileri önem kazanmakta ve konuya yönelik gerçekleştirilen çalışmaların sayısı hızla artmaktadır. 2022 yılı sonu itibarıyla 32 ülkenin hidrojen stratejisi bulunmaktadır. Yapılan çalışmalar çerçevesinde hidrojene yönelik toplam yatırım tutarının 2050 yılına kadar 117 milyar \$’na ulaşması beklenmektedir.

Mevcut durumda temiz kaynaklardan üretilen hidrojenin maliyeti fosil kaynaklara göre oldukça yüksek olup yeşil hidrojenin üretim maliyeti kilogram başına 4,5-12 \$ arasında değişmektedir. Yapılan çalışmalar neticesinde yeşil hidrojen üretim maliyetinin 2030 yılına kadar yüzde 50’ye varan oranda düşeceği öngörülmektedir. 2050 yılında ise üretim maliyetinin kilogram başına 1,6-2,14 \$ arasında seyredeceği öngörülmektedir.

Dünya örneklerinin incelenmesi amacıyla Çin, ABD, AB, Güney Kore ve Birleşik Krallık hidrojen teknolojilerinin mevcut durumu, net sıfır emisyon hedefleri ve iklim değişikliği ile mücadele kapsamında belirledikleri hidrojen politikaları açısından incelenmektedir.

Çin, Paris Anlaşmasına taraf olan ülkelerden biri olup 2060 yılında ülkenin karbon nötr olması hedeflenmektedir. Ülkenin hidrojen tüketimi küresel hidrojen tüketiminin yüzde 30’unu oluşturmaktadır. Bu tüketimin daha temiz kaynaklardan sağlanması ve yeşil hidrojenin kullanım alanlarının geliştirilmesi hedeflenmekte olup ülke politikalarının bu hedef

doğrultusunda oluşturulduğu görülmektedir. Çin'in hidrojen politikaları incelendiğinde hidrojen kullanımının ulaşım sektöründe ön plana çıktığı görülmekte olup hidrojen yakıt hücresi ve hidrojen yakıt hücreli araçların gelişimine önem verilmektedir. Diğer taraftan ülkede hidrojen üretimi ve kullanımına yönelik çalışmalar gerçekleştirildiği görülmekte olup gelecek dönemde yeşil hidrojen üretiminin artırılması planlanmaktadır. Ayrıca Çin'de deniz suyundan hidrojen üretimi, yeşil amonyak üretimi ve hidrojenin saf yakıt olarak kullanımına ilişkin projeler yürütülmektedir.

ABD tarafından Paris Anlaşması kapsamında 2035 yılına kadar elektrik sektörünün karbondan arındırılması ve 2050 yılına kadar net sıfır emisyonu ulaşımları taahhüt edilmiştir. Ülkede 2030 yılına kadar temiz hidrojen maliyetinin kilogram başına 1 \$'na düşürülmesi hedeflenmektedir. Bunun yanı sıra elektroliz yöntemiyle hidrojen üretiminin artırılması ve temiz hidrojen üretim maliyetlerinin düşürülmesi amacıyla yapılacak çalışmalar için toplam 9,5 milyar \$ yatırım bütçesi ayrılmıştır. 2022 yılında yürürlüğe giren “Enflasyonu Düşürme Yasası” kapsamında temiz hidrojen üretimi için karbon yoğunluğuna bağlı olarak çeşitli tutarlarda vergi indirimi uygulanmaktadır.

AB'nin 2050 yılında karbon nötr olma hedefi bulunmakta olup “Avrupa Yeşil Mutabakatı” kapsamında 2030 yılına kadar net sera gazı emisyonlarının 1990'lı yıllara göre en az yüzde 55 azaltılması hedeflenmektedir. Bu kapsamda yenilenebilir kaynaklardan temiz hidrojen üretimine önem verilmektedir. 2020 yılında yayımlanan “AB Hidrojen Stratejisi” kapsamında elektrolizör kapasitesinin artırılması ve 1 milyon ton yenilenebilir hidrojen üretilmesi hedeflenmektedir. Yeşil hidrojen üretiminin artırılması amacıyla 2030 yılına 40 GW elektrolizör kapasitesine ulaşılması öngörülmekte olup 10 milyon ton yerli temiz hidrojen üretiminin yanı sıra 10 milyon ton temiz hidrojen ithalatı yapılması planlanmaktadır. Hidrojen kullanımının çeşitli sektörlerde yaygınlaşmasını hedefleyen AB'nin fosil gazların yerine hidrojen kullanımı ve ulaşımda yakıt olarak kullanımı gibi çeşitli hedefleri bulunmaktadır. Hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi için çeşitli finansman destekleri oluşturulmuştur. Ayrıca özel sektör yatırımcılarının desteklenmesi amacıyla hidrojen bankası kurularak temiz hidrojen üretimi yapan yatırımcıların belli bir miktara kadar desteklenmesi sağlanmaktadır. Hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi için 2030 yılına kadar 320-458 milyar avro yatırım yapılması öngörülmektedir. Hâlihazırda AB üyesi 27 ülkeden 18'inin hidrojene ilişkin stratejisi bulunmaktadır.

Güney Kore'de sera gazı emisyonlarının 2030 yılına kadar 2018 yılına kıyasla yüzde 40 azaltılması ve 2050 yılına kadar karbon nötr olması hedeflenmektedir. 2050 yılına kadar Güney

Kore'nin enerji tüketiminin üçte birinin hidrojenle karşılanması planlanmakta olup bu talebin karşılanması için yerli üretimin yanı sıra hidrojen ithalatı gerçekleştirilmesi öngörülmektedir. Güney Kore'nin hidrojene ilişkin çalışmalarında çok sektörlü bir yaklaşım görülmekte olup pilot hidrojen şehirleri kurularak hidrojen kullanımının bu şehirlerde uygulandığı görülmektedir. Ayrıca ülkede hidrojen endüstrisinin geliştirilmesi amacıyla hidrojen değer zincirinin basamaklarına ilişkin kümelenmeler oluşturulmaktadır.

Birleşik Krallık tarafından sera gazı emisyonlarının 2030 yılına kadar 1990 yılına göre en az yüzde 68 azaltılması ve 2050 yılına kadar sıfır emisyonu ulaşılması taahhüt edilmektedir. Net sıfır emisyon hedeflerine ulaşılmasında önemli bir araç olarak değerlendirilen hidrojenin öncelikli olarak sanayide, ısıtmada ve elektrik üretiminde kullanımına odaklanılmıştır. Düşük karbonlu ve temiz kaynaklardan hidrojen üretilmesi amacıyla KYKD ve hidrojen teknolojileri önceliklendirilmiş olup bu kapsamda mavi ve yeşil hidrojen üretimi hedeflenmektedir. Ülkede hidrojen değer zinciri oluşturulmasına yönelik çalışmalar için 2021 yılında 60 milyon pound bütçe ayrılmıştır. Ayrıca 2022 yılında düşük karbonlu hidrojen üreticilerine uzun dönemli gelir desteği sağlanması amacıyla hidrojen fonu oluşturulmuştur. Bunun yanı sıra düşük karbonlu hidrojen üretim standardı yayımlanmıştır.

Türkiye Paris Anlaşması kapsamında sera gazı emisyonlarını 2030 yılına kadar 2012 yılına nazaran yüzde 41 azaltmayı ve 2053 yılında net sıfır emisyonu ulaşmayı hedeflemektedir. Türkiye'de hidrojene ilişkin çalışmalar 2007 yılında ulaştırma sektöründe alternatif bir yakıt olarak kullanımının özendirilmesiyle başlamıştır. İlerleyen yıllarda gerçekleştirilen çalışmalarda yerli kömürden hidrojen üretimi, doğal gaz şebekesine hidrojen karıştırılması ve bor teknolojilerinin hidrojen depolamada kullanılmasına odaklanılmıştır. 2023 yılında yayımlanan "Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası"nda mavi ve yeşil hidrojen üretimine odaklanılmış olup 2035 yılına kadar elektrolizör kapasitesinin 5 GW'a, 2053 yılına kadar ise 70 GW'a yükseltilmesi hedeflenmektedir. Üretilen yeşil hidrojenin ilk etapta doğal gaza karıştırılarak ve karbonsuzlaştırılması zor olan sektörlerde kullanılması planlanmaktadır. Hidrojen üretim ve kullanımının yanı sıra depolama teknolojilerinin geliştirilmesine de önem verilmekte olup tuz mağaraları ile bor ve bileşenlerinin hidrojen depolamada kullanılması üzerine çalışmalar gerçekleştirilmesi hedeflenmektedir.

Çalışma kapsamında incelenen ülkelerin hidrojen uygulamalarına ilişkin karşılaştırmalı analizi Tablo 2.5'te verilmektedir.

Tablo 2.5 Ülkelerin Hidrojene İlişkin Hedeflerinin ve Hidrojen Uygulamalarının Karşılaştırılması

Ülke	Mevcut Hidrojen Talebi (milyon ton/yıl)	Temiz Hidrojen Üretim Hedefi (milyon ton/yıl)	Hidrojene Yönelik Uygulamalar
Çin	30,2-34,2	2030: 35 2050: 60 2060: 100	* Hidrojen yakıt hücresi araçlara ilişkin yol haritası * Yakıt hücresi araçların gelişimi için finansal destek mekanizmaları * Düşük karbonlu ve temiz hidrojen standardı * Hidrojen teknolojilerine ilişkin orta ve uzun vadeli plan
Amerika Birleşik Devletleri	10-11	2030: 10 2040: 20 2050: 50	* Energy EarthShot programı “Hydrogen Shot” bileşeni kapsamında hidrojen üretim maliyetinin düşürülmesinin hedeflenmesi * Temiz hidrojen üretim standardı * Hidrojene ilişkin vergi indirim mekanizmaları * Temiz hidrojen stratejisi ve yol haritası
Avrupa Birliği	7,5	2030: 10	* AB hidrojen stratejisi oluşturulması * Avrupa hidrojen bankası kurulması * Hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi amacıyla çeşitli finansman destekleri oluşturulması * Yenilenebilir yakıt ve yenilenebilir hidrojen standardının oluşturulması
Güney Kore	0,45	2030: 1	* Hidrojen ekonomisi yol haritası oluşturulması * Pilot hidrojen şehirleri kurulması * Hidrojen ekonomisinin teşvik edilmesi ve hidrojen güvenliğinin yönetilmesi amacıyla kanun oluşturulması * Hidrojen kümelenmelerinin oluşturulması
Birleşik Krallık	0,57	2030: 5-6 GW	* Hidrojen stratejisi oluşturulması * Net sıfır hidrojen fonu oluşturulması * Düşük karbonlu hidrojen üretim standardı oluşturulması
Türkiye	Bilinmemektedir.	Bulunmamaktadır.	* Hidrojen teknolojileri stratejisi ve yol haritası oluşturulması * Hidrojen vadisi oluşturulmasına yönelik çalışmalar yapılması

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

3. BÖLÜM

TÜRKİYE’DE YEŞİL HİDROJEN ÜRETİM TESİSİ KURULUMUNUN DEĞERLENDİRİLMESİ

2053 yılı net sıfır emisyon hedefi çerçevesinde Türkiye’de hidrojen değer zincirinin oluşturulabilmesi amacıyla çeşitli politikalar benimsenmekte olup kamu ve özel sektör tarafından çalışmalar gerçekleştirilmektedir.

Çalışmanın bu bölümünde, elektrolizör kapasitesinin 2030 yılına kadar 2 GW, 2035 yılına kadar 5 GW ve 2053 yılına kadar 70 GW’a yükseltilmesi hedefi de dikkate alınarak Türkiye’de elektroliz tesisi kurulması için en uygun şehir veya şehirlerin belirlenmesi ve belirlenecek yerlerde tesisin kurulmasının fayda ve maliyetlerinin analiz edilmesi amaçlanmaktadır. Analizlerde kurulması planlanan elektroliz tesisinin elektrik ihtiyacını karşılayabilecek kapasitede bir yenilenebilir enerjisi santrali kurulumu da dikkate alınmıştır. Fayda ve maliyetlerin analizinde ise diğer yenilenebilir kaynaklara göre kurulumunu kolay ve kısa sürede olması, potansiyelinin ülke geneline daha fazla yayılmış olması ve maliyetinin daha düşük olması nedeniyle güneş enerji santrali kurulumu tercih edilmiştir.

3.1. Elektroliz Tesisi için Yer Seçimi

3.1.1. Yöntem

Analiz kapsamında belirlenen kriterlerin eş zamanlı değerlendirilmesiyle Türkiye’de bulunan 81 ilin karşılaştırılması ve elektrolizör kurulum potansiyeli yüksek illerin belirlenmesi çok kriterli bir karar verme problemine dönüşmektedir. Literatürde çeşitli çok kriterli karar verme yöntemleri bulunmakta olup bu yöntemlerden en sık kullanılanları Çok Nitelikli Fayda Teorisi¹⁶⁴ (MAUT), TOPSIS¹⁶⁵, Analitik Hiyerarşi Süreci (AHP), ELECTRE ve PROMETHEE yöntemleridir.¹⁶⁶ Kolay anlaşılabilir olması, pozitif ve negatif ideal çözüme olan uzaklıkları aynı anda değerlendirmesi ve veri tabanlı sonuç elde edilmesi sebebiyle analiz kapsamında TOPSIS yönteminin kullanılmasına karar verilmiştir.

TOPSIS yöntemi 1980 yılında Ching-Lai Hwang ve K. Paul Yoon tarafından geliştirilmiş çok kriterli bir karar verme yöntemidir. Bu yöntemde alternatiflerin değerlendirilmesi için

¹⁶⁴ Literatürde “Multi Attribute Utility Theory” olarak bilinmektedir.

¹⁶⁵ Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution.

¹⁶⁶ Taherdoost ve Madanchian, 2023: 77-87.

belirlenen kriterler kapsamında pozitif ideal çözüm ve negatif ideal çözüm kümesi oluşturularak alternatifler bu çözümler kapsamında incelenmektedir. Her bir alternatifin pozitif ideal çözüm ve negatif ideal çözüm kümesine olan uzaklığı hesaplanarak pozitif ideal çözüme en yakın alternatiflerin belirlenmesi amaçlanmaktadır. TOPSIS yönteminde uygulanması gereken adımlara aşağıda değinilmektedir.¹⁶⁷

1. Belirlenen kriterler ve alternatifler çerçevesinde karar matrisi oluşturulmaktadır. n alternatif ve m değerlendirme kriterinin olduğu bir senaryoda $n \times m$ boyutunda bir karar matrisi elde edilmektedir.

$$D = \begin{bmatrix} x_{11} & \cdots & x_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{n1} & \cdots & x_{nm} \end{bmatrix} \quad [1]$$

Burada;

D: $n \times m$ boyutundaki karar matrisini,

n: alternatif sayısını,

m: değerlendirme kriteri sayısını,

x_{nm} : n alternatifinin m değerlendirme kriteri için sahip olduğu değeri ifade etmektedir.

2. Karar matrisinde yer alan her bir değer normalleştirilerek standartlaştırılmış karar matrisi elde edilmektedir. Literatürde vektör normalleştirilmesi, doğrusal normalleştirme gibi çeşitli normalleştirme yöntemleri bulunmakta olup analiz kapsamında yöntemin temel normalleştirme yöntemi olan vektör normalleştirilmesi kullanılmaktadır. Vektör normalleştirme denklemi ve normalleştirme sonucu elde edilen karar matrisi aşağıda belirtilmektedir.

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{k=1}^n x_{kj}^2}} \quad i = 1 \dots n \text{ ve } j = 1 \dots m \quad [2]$$

Burada;

i: alternatiflerin herbirini,

j: kriterlerin herbirini,

k: birden n'e kadar olan alternatifleri,

x_{ij} : i alternatifinin j kriteri için sahip olduğu değeri,

¹⁶⁷ Özdağoğlu, 2013: 245-257; Ankara Üniversitesi, t.y, Erişim tarihi, 25 Ocak 2024.

<https://acikders.ankara.edu.tr/pluginfile.php/105293/mod_resource/content/0/10.%C3%87ok%20%C3%96l%C3%A7%C3%B9l%C3%BCl%20Karar%20Verme%20Y%C3%B6ntemleri-II.pdf>

x_{kj} : k alternatifinin j kriteri için sahip olduğu değeri,
 r_{ij} : i alternatifinin j kriteri için sahip olduğu değerin normalize edilmiş değerini ifade etmektedir.

$$R = \begin{bmatrix} r_{11} & \cdots & r_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ r_{n1} & \cdots & r_{nm} \end{bmatrix} \quad [3]$$

Burada;
n: alternatif sayısını,
m: kriter sayısını,
 r_{nm} : n alternatifinin j kriteri için normalize edilmiş değerini,
R: normalize karar matrisini ifade etmektedir.

3. Bu adımda kriterlerin önem derecesi göz önünde bulundurularak ağırlıklar belirlenmekte olup kriterlere verilecek ağırlıkların toplamının bire eşit olması beklenmektedir. Analiz kapsamında belirlenen kriterler için genelgeçer bir ağırlık bulunmamakta olup bu noktada öznel bir değerlendirme ve ağırlıklandırma yapılması gerekmektedir. Daha nesnel bir ağırlıklandırma yapılabilmesi amacıyla literatürde veri temelli ağırlıklandırma yöntemleri bulunmakta olup bu yöntemlerden biri de CRITIC¹⁶⁸ yöntemidir. Analiz kapsamında öznel ve nesnel ağırlıklandırma yapılması ve elde edilen sonuçların kıyaslanabilmesi amacıyla eşit ağırlıklandırma, uzman görüşü ile ağırlıklandırma ve CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırma olmak üzere üç farklı ağırlıklandırma yöntemi uygulanmaktadır. Ağırlıkların belirlenmesi sonrası ağırlıklı normalleştirilmiş karar matrisi oluşturulmaktadır.

$$W = (w_1, w_2, \dots, w_m)$$

$$V = \begin{bmatrix} w_1 r_{11} & \cdots & w_m r_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ w_1 r_{n1} & \cdots & w_m r_{nm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{11} & \cdots & v_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ v_{n1} & \cdots & v_{nm} \end{bmatrix} \quad [4]$$

Burada;
W: kriterlerin sahip olduğu ağırlık kümesini,
 w_m : m kriterinin sahip olduğu ağırlığı,
 r_{nm} : n alternatifinin j kriteri için normalize edilmiş değerini,
 v_{nm} : n alternatifinin j kriteri için normalize edilmiş ve ağırlıklandırılmış değerini ifade etmektedir.

¹⁶⁸ Criteria Importance Through Intercriteria Correlation.

4. Ağırlıklı normalleştirilmiş karar matrisinin elde edilmesi sonrasında pozitif ideal ve negatif ideal çözüm kümesi elde edilmektedir. Pozitif ideal çözüm kümesinin belirlenmesinde değerlendirmeye alınan kriter minimize edilmesi gereken bir kriter ise en küçük değer, maksimize edilmesi gereken bir kriter ise en büyük değer göz önünde bulundurulmaktadır.

$$V^* = \{(max_i y_{ij} | j \in J), (min_i y_{ij} | j \in J')\} \quad [5]$$

$$V^* = \{v_1^*, v_2^*, \dots, v_m^*\}$$

$$V^- = \{(min_i y_{ij} | j \in J), (max_i y_{ij} | j \in J')\} \quad [6]$$

$$V^- = \{v_1^-, v_2^-, \dots, v_m^-\}$$

Burada;

i: alternatifleri,

j: kriterleri,

J: maksimize edilmesi hedeflenen kriterler kümesini,

J': minimize edilmesi hedeflenen kriterler kümesini,

y_{ij} : i alternatifinin j kriteri için ağırlıklandırılmış normalize değerini,

V^* : pozitif ideal çözüm kümesini,

V^- : negatif ideal çözüm kümesini,

v_m^* : m kriteri için maksimize edilmesi gereken bir kriter ise maksimum değeri,

minimize edilmesi gereken bir kriter ise minimum değeri,

v_m^- : m kriteri için maksimize edilmesi gereken bir kriter ise minimum değeri,

minimize edilmesi gereken bir kriter ise maksimum değeri ifade etmektedir.

5. Pozitif ve negatif ideal çözüm kümelerinin belirlenmesinden sonra her bir alternatifin bu kümelere olan uzaklığı hesaplanmakta olup uzaklığın hesaplanmasında Öklid uzaklığından faydalanılmaktadır.

$$S_i^* = \sqrt{\sum_{j=1}^m (v_{ij} - v_j^*)^2} \quad ve \quad S_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^m (v_{ij} - v_j^-)^2} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad [7]$$

Burada;

j: kriterlerin her birini,

m: kriter sayısını,

v_{ij} : i alternatifinin j kriteri için ağırlıklandırılmış normalize değerini,

v_j^* : j kriteri için pozitif ideal değeri,

v_j^- : j kriteri için negatif ideal değeri,

S_i^* : i alternatifinin pozitif ideal çözüm kümesine uzaklığını,

S_i^- : i alternatifinin negatif ideal çözüm kümesine uzaklığını ifade etmektedir.

6. Her bir alternatifin pozitif ve negatif ideal çözüm kümesine olan uzaklığının hesaplanması sonrasında her bir alternatif için pozitif ideal çözüme göreceli yakınlık değerleri hesaplanmaktadır.

$$C_i^* = \frac{S_i^-}{S_i^* + S_i^-} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad \text{ve} \quad 0 \leq C_i^* \leq 1 \quad [8]$$

Burada;

S_i^* : i alternatifinin pozitif ideal çözüm kümesine uzaklığını,

S_i^- : i alternatifinin negatif ideal çözüm kümesine uzaklığını,

C_i^* : i alternatifinin pozitif ideal çözüme göreceli yakınlık değerini ifade etmektedir.

TOPSIS yönteminin üçüncü aşamasında her bir kriterin ağırlığına karar verilmesi gerektiği belirtilmekte olup analiz kapsamında kriterlerin ağırlığının belirlenmesinde kullanılan eşit ağırlıklandırma, uzman görüşü yöntemi ve CRITIC yöntemi aşağıda açıklanmaktadır.

Eşit ağırlıklandırma yönteminde her bir kriter eşit ağırlığa sahip olup ağırlıklar kriter sayısına göre hesaplanmaktadır. Örneğin iki kriter kullanılan bir senaryoda her bir kriter 0,5 ağırlığa sahipken dört kriterin kullanıldığı bir senaryoda her bir kriter 0,25 ağırlık almaktadır. Uzman görüşü ile ağırlık belirleme yönteminde ağırlıklar alanında uzman bir kişinin kriterleri değerlendirmesi neticesinde belirlenmektedir. Öznelliğin azaltılması amacıyla analiz kapsamında tek bir uzmanın görüşü yerine enerji alanında çalışan dört uzmanla görüşmeler gerçekleştirilmiş olup kriterlere ilişkin ikili karşılaştırmalarda bulunmaları talep edilmiştir. Uzmanların tecrübe ve bilgisine dayanan bu yöntemde kriterler ikili olarak kıyaslanmakta ve önem derecelerine göre sayısal değerler atanmaktadır. Bu sayısal değerlerin atanmasında Thomas Saaty tarafından önerilen ve analitik hiyerarşi sürecinde de kullanılan göreceli önem ölçeği kullanılmaktadır. Göreceli önem dereceleri Tablo 3.1’de yer almaktadır.

Tablo 3.1. Göreceli Önem Dereceleri ve Tanımları

Derece	Tanım
1	İki kriter eşit derecede önem taşımaktadır.
3	Bir kriter diğerine göre biraz daha fazla önemlidir.
5	Bir kriter diğerine göre kuvvetli derecede önemlidir.
7	Bir kriter diğerine göre çok kuvvetli derecede önemlidir.
9	Bir kriter diğerine göre aşırı derecede önemlidir.
2-4-6-8	Ara değerleri temsil etmektedir.

Kaynak: Saaty, 1987: 161-176.

Uzmanlar tarafından kriterlerin göreceli önem derecelerinin tespit edilmesi sonrası her bir ikili karşılaştırmaya ait derecelerın ortanca değeri alınarak kriterlerin ağırlıkları hesaplanmaktadır.

Analizde kullanılan bir diğerkriter ağırlıklandırma yöntemi olan CRITIC yönteminde ağırlıklandırmalar verilerden yola çıkılarak yapılmakta olup her bir kriterin varyansı ve kriterler arası korelasyondan yola çıkılarak her kriterin analize sağlayacağı bilgi hesaplanmaktadır. Bu kapsamda yapılan hesaplamalar aşağıda verilmektedir.¹⁶⁹

1. Veriler normalleştirme işlemine tabii tutularak normalleştirilmiş karar matrisi elde edilmektedir.

$$x'_{ij} = \frac{x_{ij} - \min\{x_{ij}\}}{\max\{x_{ij}\} - \min\{x_{ij}\}} \quad (\text{pozitif etkili kriterler için}) \quad [9]$$

$$x''_{ij} = \frac{\max\{x_{ij}\} - x_{ij}}{\max\{x_{ij}\} - \min\{x_{ij}\}} \quad (\text{negatif etkili kriterler için}) \quad [10]$$

Burada;

x_{ij} : i alternatifinin j kriteri için sahip olduğu değeri,

$\min\{x_{ij}\}$: j kriteri için alternatiflerin sahip olduğu minimum değeri,

$\max\{x_{ij}\}$: j kriteri için alternatiflerin sahip olduğu maksimum değeri,

x'_{ij} : i alternatifinin pozitif etkili j kriteri için normalize edilmiş değerini,

x''_{ij} : i alternatifinin negatif etkili j kriteri için normalize edilmiş değerini ifade etmektedir.

2. Her bir kriter için standart sapma hesaplanmaktadır.

$$\bar{x}_j = \frac{\sum_{i=1}^n x_{ij}}{n} \quad , \quad S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_{ij} - \bar{x}_j)^2}{n-1}} \quad [11]$$

Burada;

x_{ij} : i alternatifinin j kriteri için sahip olduğu normalize edilmiş değerini,

n: alternatif sayısını,

¹⁶⁹ Zhong vd., 2023:5-6.

$\bar{x}_j$: j kriteri için alternatiflerin sahip olduğu değerlerin aritmetik ortalamasını,

S_j : j kriteri için alternatiflerin sahip olduğu değerlerin standart sapmasını ifade etmektedir.

3. Kriterler arası korelasyon, aykırılık derecesi ve her bir kriterin sağlayacağı bilgi hesaplanarak kriterlerin ağırlıkları elde edilmektedir.

$$r_{ij} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad [12]$$

$$R_j = \sum_{i=1}^p (1 - r_{ij}) \quad [13]$$

$$C_j = S_j * R_j \quad [14]$$

$$w_j = \frac{C_j}{\sum_{j=1}^p C_j} \quad [15]$$

Burada;

i ve j: kriterleri,

n: alternatif sayısını,

x_i : i kriteri için alternatiflerin sahip olduğu değerleri,

$\bar{x}$: i kriteri için alternatiflerin sahip olduğu değerlerin aritmetik ortalamasını,

y_i : j kriteri için alternatiflerin sahip olduğu değerleri,

$\bar{y}$: j kriteri için alternatiflerin sahip olduğu değerlerin aritmetik ortalamasını,

r_{ij} : i ve j kriteri arasındaki doğrusal korelasyonu,

p: kriter sayısını,

R_j : j kriteri için aykırılık derecesini,

C_j : j kriterinin sağladığı bilgi miktarını,

w_j : j kriterinin ağırlığını ifade etmektedir.

3.1.2. Veriler ve varsayımlar

Türkiye’de elektroliz tesisi kurulumu amacıyla uygun illerin belirlenebilmesi amacıyla çeşitli kriterler tespit edilerek ilgili veriler toplanmıştır. Yeşil hidrojen üretilmesi hedefi

çerçevesinde kurulması kurgulanan elektroliz tesisi için en önemli hususlardan biri kurulacak tesisin elektrik ihtiyacının yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanmasıdır. Bu sebeple değerlendirmeye alınması gereken ilk konu yenilenebilir enerji potansiyelidir. Çalışmada yenilenebilir enerji kaynakları açısından güneş ve rüzgâr enerjisi ele alınmaktadır. Elektroliz tesisinin çalışma prensibi dikkate alındığında elektroliz işleminde kullanılması planlanan su kaynağının varlığı da önem arz etmektedir. Dolayısıyla analizde kullanılacak bir diğer kriter illerin su potansiyelidir. Bu bağlamda deniz suyu ve tatlı su kaynakları olmak üzere iki ayrı alternatif değerlendirmeye tabii tutulmaktadır.

Elektroliz tesisinde üretilmesi planlanan yeşil hidrojenin öncelikle üretim bölgesine yakın lokasyonlarda tüketilmesi amacıyla hammadde olarak hidrojen talebinin yüksek olduğu rafineri sektörü; enerji tüketimleri ve enerji kaynaklı emisyonları oldukça yüksek olan, bu sebeple karbonsuzlaştırılması zor sektörler arasında değerlendirilen demir-çelik ve çimento sektörü ile sanayide ve konut ısıtmasında kullanılan doğal gaz değerlendirmeye alınmaktadır. Bu kriterlerin yanı sıra kurulması kurgulanan tesisin gayri safi yurtiçi hâsıla (GSYH) açısından yüksek olan ancak aynı zamanda arazi maliyetlerinin de minimize edilebileceği yerlere kurulması amaçlanmakta olup analiz kapsamında iller bazında GSYH ve arazi maliyetlerine de yer verilmektedir.

Analiz kapsamında kullanılan verilerin genel bir özeti Tablo 3.2’de verilmektedir.

Tablo 3.2. Yer Seçimi Çalışmasında Kullanılan Veriler

Amaç	Veri	Verinin Etkisi	Verinin Yılı	Veri Kaynağı
Üretim Potansiyelinin Belirlenmesi	Gayrisafi Yurtiçi Hâsıla (GSYH) (Bin TL)	Pozitif	2022	Türkiye İstatistik Kurumu (TÜİK) verileri kullanılmıştır. ^a
Yenilenebilir Enerji Potansiyelinin Belirlenmesi	Güneşlenme Süresi (sa)	Pozitif	-	Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının GEPA ve REPA verileri kullanılmıştır. ^{b,c}
	Küresel Güneş Radyasyonu (kWh/m ²)	Pozitif	-	
	Rüzgâr Hızı (m/s)	Pozitif	-	
	Rüzgâr Güç Yoğunluğu (W/m ²)	Pozitif	-	
Maliyetin En Aza İndirilmesi	Arazi Maliyetleri (TL/m ²)	Negatif	2023 (Aralık)	Endeksa verileri kullanılmıştır. ^d

Tablo 3.2. Yer Seçimi Çalışmasında Kullanılan Veriler (devam)

Amaç	Veri	Verinin Etkisi	Verinin Yılı	Veri Kaynağı
Su Potansiyelinin Belirlenmesi	Tatlı Su Potansiyeli (m ³)	Pozitif	2022	Tarım ve Orman Bakanlığı verileri kullanılarak yazar tarafından elde edilmiştir. ^e
	İlin denize kıyısı olup olmaması	Pozitif	-	Yazar tarafından elde edilmiştir.
Hidrojen Talep Potansiyelinin Belirlenmesi	Rafineriler ve petrol işleme kapasiteleri (milyon ton/yıl)	Pozitif	-	TÜPRAŞ ve STAR Rafineri verileri kullanılmıştır. ^{f,g}
	Çimento fabrikaları ve üretim kapasiteleri (ton/yıl)	Pozitif	-	TÜRKÇİMENTO verisi ve çeşitli kaynaklar kullanılarak yazar tarafından elde edilmiştir. ^h
	Demir Çelik fabrikaları ve üretim kapasiteleri (ton/yıl)	Pozitif	-	Çelik Üreticileri Derneği verisi ve çeşitli kaynaklar kullanılarak yazar tarafından elde edilmiştir. ^j
	Doğal Gaz Tüketimi (milyon m ³)	Pozitif	2022	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu verileri kullanılmıştır. ^k

Kaynaklar:

- a) Türkiye İstatistik Kurumu, 2023. İl Bazında Gayrisafi Yurt İçi Hasıla, 2022. Er. 10 Aralık 2023. < <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Il-Bazinda-Gayrisafi-Yurt-Ici-Hasila-2022-45867#:~:text=Y%C4%B1ll%C4%B1k%20GSYH%2C%20zincirleme%C5%9F%20hacim%20endeksiyle,17%2C0%20ile%20Kilis%20oldu> >
- b) Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, t.y. Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası (GEPA). Er. 10 Aralık 2023. < <https://gepa.enerji.gov.tr/MyCalculator/> >
- c) Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, t.y. Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyeli. Er. 10 Aralık 2023. < <https://repa.enerji.gov.tr/REPA/> >
- d) Endeksa, t.y. Türkiye Arazi, Bağ, Bahçe ve Tarla Fiyatları. Er. 31 Aralık 2023. < <https://www.endeksa.com/tr/analiz/turkiye/endeks/satilik/arazi> >
- e) Tarım ve Orman Bakanlığı, t.y. Havzalarımızın Tanıtımı. Er. 15 Aralık 2023. < <https://www.tarimorman.gov.tr/SYGM/Link/22/Havzalarimizin-Tanitimi> >
- f) Tüpraş, t.y. Üretim Tesislerimiz. Er. 15 Aralık 2023. < <https://www.tupras.com.tr/tr/hakkimizda> >
- g) Socar, t.y. STAR Rafineri. Er. 15 Aralık 2023. < <https://www.socar.com.tr/faaliyet-alanlari/star-rafineri> >
- h) Türkiye Çimento Sanayicileri Birliği (Türkçimento), t.y. Üye Fabrikalar. Er. 15 Aralık 2023. < https://www.turkcimento.org.tr/tr/uye_fabrikalar >
- j) Türkiye Çelik Üreticileri Derneği (Tçüd), t.y. Türkiye Çelik Haritası. Er. 15 Aralık 2023. < <https://celik.org.tr/harita/> >
- k) Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, 2022. 2022 Yılı Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu. Er. 12 Aralık 2023. < <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-94/dogal-gazvillik-sektor-raporu> >

Tablo 3.2’de gösterilen verilerin elde edilmesinde kullanılan varsayımlar aşağıda belirtilmektedir.

- TÜİK tarafından üretim yöntemi kullanılarak zincirlenmiş hacim endeksiyle hesaplanan il bazında GSYH verileri alınarak analize dâhil edilmiştir.
- İller bazında toplam güneşlenme süresi ve küresel güneş radyasyonu verileri Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlasından (GEPA) alınmıştır.
- Rüzgâr enerjisi potansiyelinin belirlenebilmesi için kullanılan iki temel gösterge olan rüzgâr hızı ve rüzgâr gücü verileri Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Atlasından (REPA) alınmıştır.
- 81 il bazında arazi maliyetleri, arazinin bulunduğu ilçe, semt ve hatta mahalleye göre değişkenlik göstermekle birlikte bir il için belirlenen ortalama arazi maliyeti yatırım sürecinde değerlendirilen önemli parametrelerden biridir. İller bazında arazi maliyetleri Endeksa web sayfasından elde edilmiştir.
- Türkiye coğrafi olarak 25 hidrolojik havzaya ayrılmakta olup ülkenin su potansiyeli havzalar bazında belirlenmektedir. Bir ile ait su kaynağının tespit edilmesinde havza bazında su potansiyelleri, havza kapsamında yer alan iller ve havzanın illere göre dağılımına ilişkin veriler kullanılmıştır. İl bilgisi olmayan havzalar için bu havzaların yer aldığı il sınırları haritalar yardımıyla belirlenmiş ve diğer havzaların bilgilerinden faydalanılarak illerin havza içinde kalan alanları tespit edilmiştir. Tatlı su kaynaklarının kullanımının varsayıldığı analizlerde iller bazında yüzey suyu miktarları kullanılmıştır. Ayrıca tatlı su kaynaklarına alternatif olarak deniz suyu kullanımı da analiz kapsamında incelenmiş olup deniz suyu kullanımının varsayıldığı illerde yalnızca denize kıyısı olan iller analiz kapsamında değerlendirilmiştir.
- Enerjinin yoğun olarak kullanıldığı sektörlerden biri olan çimento sektöründe ihtiyaç duyulan enerjinin büyük bir bölümü petrokok, linyit, kömür gibi fosil yakıtlardan karşılanmaktadır.¹⁷⁰ Sektörün karbonsuzlaştırılması amacıyla ihtiyaç duyulan enerjinin bir kısmının hidrojenden karşılanarak emisyonların azaltılabileceği düşünülmektedir. Dolayısıyla hidrojen talep potansiyelinin belirlenmesinde önemli olduğu değerlendirilen bir diğer kriter iller bazında çimento üretim kapasitesidir. İller bazında çimento fabrikalarının listesi elde edildikten sonra her bir çimento fabrikasının yıllık çimento üretim kapasitesi elde edilmiştir. Üretim kapasitesi aylık olarak verilen fabrikaların yıllık kapasitesi 12 ay ile çarpılarak hesaplanmıştır. Üretim kapasitesi

¹⁷⁰ CemenTürk, 2017, Erişim tarihi, 12 Aralık 2023. < <https://cementurk.com.tr/cimento-sektoru-ve-alternatif-enerji-kaynaklari/> >

bulunamayan fabrikalar için bölgesel üretim kapasitelerinin toplamından yola çıkılarak yaklaşık bir değer elde edilmiştir.

- Enerji tüketiminin yüksek olduğu bir diğer sektör olan demir-çelik sektöründe tüketilen enerji Türkiye'nin toplam enerji tüketiminin yüzde 7'sini, endüstriyel enerji tüketiminin ise yüzde 22'sini oluşturmaktadır. Entegre tesislerde enerji tüketimi kaynaklar bazında incelendiğinde enerjinin yaklaşık yüzde 90'ının kömürden karşılandığı görülmektedir.¹⁷¹ Bu kapsamda hidrojenin fosil yakıtlara ikame olarak kullanılması, demir-çelik sektörünün karbonsuzlaştırılması için önemli bir alternatif olarak değerlendirilmektedir. İller bazında demir-çelik fabrikalarının listesi Türkiye Çelik Üreticileri Derneğinden elde edilmiş olup her bir fabrikanın yıllık üretim kapasitesi irdelenmektedir. Yıllık üretim kapasitesi bulunamayan tesisler için Dernek tarafından yayımlanmış olan tesisin ait olduğu gruplandırılmış verinin ortalaması alınmıştır.
- Hidrojen talep potansiyelinin değerlendirilmesinde kullanılan bir diğer kriter doğal gaz tüketimidir. Net sıfır emisyon hedefi çerçevesinde üretilen yeşil hidrojenin doğal gaza karıştırılarak kullanılmasına yönelik çeşitli çalışmalar bulunmaktadır.

Analiz kapsamında kullanılan nümerik verilere ilişkin temel betimleyici istatistiklere Tablo 3.3'te yer verilmektedir.

Tablo 3.3. Verilere İlişkin Betimleyici İstatistikler

Veri	Birim	En Düşük Değer	En Yüksek Değer	Aritmetik Ortalama	Ortanca Değer
Zincirlenmiş hacim endeksiyle GSYH	Bin TL	1.244.964,32	682.064.230,89	26.253.395,61	8.331.474,60
Yıllık toplam güneşlenme süresi	Saat	2.097	3.462	2.647	2650,2
Yıllık toplam küresel güneş radyasyonu	kWh/m ²	1.289,1	1.637,7	1.478	1.491,6
Yıllık ortalama rüzgâr hızı	m/s	3,05	6,14	4,47	4,44
Yıllık ortalama rüzgâr güç yoğunluğu	W/m ²	10,93	305,25	145	140,34
Ortalama arazi maliyetleri	TL/m ²	171	4.389	1.117,1	964
Tatlı su potansiyeli	m ³	270.046.230	10.004.526.300	2.208.953.720	1.717.485.338
Petrol rafinerileri petrol işleme kapasitesi	milyon ton/yıl	0	22,9	0,5	0

¹⁷¹ Baş, 2023:17-18.

Tablo 3.3. Verilere İlişkin Betimleyici İstatistikler (devam)

Veri	Birim	En Düşük Değer	En Yüksek Değer	Aritmetik Ortalama	Ortanca Değer
Çimento fabrikaları çimento üretim kapasitesi	ton/yıl	0	9.772.000	1.841.000	1.300.000
Demir-çelik fabrikaları çelik üretim kapasitesi	ton/yıl	0	12.814.000	664.864	0
Doğal gaz tüketimi	milyon m ³	9,63	8.346,7	657,2	187,6

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

3.1.3. Analiz kapsamında elde edilen sonuçlar

Analiz kapsamında öncelikli olarak illerin güneş ve rüzgâr potansiyelleri ile hidrojen talep potansiyelleri açısından değerlendirilebilmesi için rafineriler, çimento ve demir-çelik sektörleri ile doğal gaz tüketimleri TOPSIS yöntemi ile analiz edilmektedir. Her bir il için elde edilen güneş, rüzgâr ve hidrojen talebi potansiyeli ikinci aşamada diğer kriterler ile birlikte değerlendirilerek TOPSIS yöntemi ile genel bir analiz yapılmakta ve il bazında nihai sonuçlar elde edilmektedir. Analiz kapsamında kullanılan suyun özelliğine bağlı olarak deniz suyu ve tatlı su olmak üzere iki alternatif değerlendirilmekte ve analizlerde kriterlerin ağırlıklandırılması için eşit ağırlıklandırma, uzman görüşleri çerçevesinde ağırlıklandırma ve CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırma olmak üzere üç farklı ağırlıklandırma yöntemi kullanılmaktadır. Analiz kapsamında oluşturulan senaryolar Tablo 3.4'te özetlenmektedir.

Tablo 3.4. Elektroliz Tesisi Yer Seçimi Çalışması için Oluşturulan Senaryolar

Değerlendirme Kapsamı	Su Kaynağı	Kriter Ağırlıkları
1. Güneş Enerjisi Potansiyelinin Değerlendirilmesi	a. Tatlı Su Kaynaklarının Kullanımı	i. Eşit Ağırlıklandırma
2. Rüzgâr Enerjisi Potansiyelinin Değerlendirilmesi		ii. Uzman Görüşü ile Ağırlıklandırma
3. Hidrojen Talebi Potansiyelinin Değerlendirilmesi		iii. CRITIC Yöntemi ile Ağırlıklandırma
4. Elektroliz Tesisi Kurulumunun Üretim Kaynakları Açısından Değerlendirilmesi	b. Deniz Suyunun Kullanımı	
5. Elektroliz Tesisi Kurulumunun Genel Değerlendirilmesi		

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.4'te görüldüğü üzere değerlendirme kapsamında belirlenen her bir senaryo tatlı su ve deniz suyu kullanımı varsayımı altında ve üç farklı ağırlıklandırma yöntemi kullanılarak analiz edilmektedir. Her bir senaryo için elde edilen sonuçlar aşağıda özetlenmektedir.

İllerin Güneş Enerjisi Potansiyeli Açısından Değerlendirilmesi:

Elektroliz tesisi kurulumu yer seçimi çalışmasında ihtiyaç duyulan elektriğin yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilmesi amacıyla Türkiye’de bulunan 81 il öncelikle güneş enerjisi potansiyeli açısından değerlendirilmektedir. Bu amaçla iller bazında yıllık toplam güneşlenme süreleri ve yıllık toplam küresel güneş radyasyonu verileri TOPSIS yöntemi ile analiz edilmekte ve illerin göreceli yakınlıkları hesaplanmaktadır. Güneş enerjisi potansiyelinin değerlendirilmesinde kullanılan kriterler ve ağırlıkları Tablo 3.5’te verilmektedir.

Tablo 3.5. Güneş Enerjisi Potansiyelinin Değerlendirilmesinde Kullanılan Kriterler ve Ağırlıklandırma

Su Kaynağı	Ağırlıklandırma Yöntemi	Kriter	Ağırlık
Tatlı su	Eşit ağırlıklandırma	Güneşlenme süresi (sa)	$w_1 = 0,5$
		Küresel güneş radyasyonu (kWh/m ²)	$w_2 = 0,5$
	Uzman görüşü ile ağırlıklandırma	Güneşlenme süresi (sa)	$w_1 = 0,78$
		Küresel güneş radyasyonu (kWh/m ²)	$w_2 = 0,22$
	CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırma	Güneşlenme süresi (sa)	$w_1 = 0,41$
		Küresel güneş radyasyonu (kWh/m ²)	$w_2 = 0,59$
Deniz suyu	Eşit ağırlıklandırma	Güneşlenme süresi (sa)	$w_1 = 0,5$
		Küresel güneş radyasyonu (kWh/m ²)	$w_2 = 0,5$
	Uzman görüşü ile ağırlıklandırma	Güneşlenme süresi (sa)	$w_1 = 0,78$
		Küresel güneş radyasyonu (kWh/m ²)	$w_2 = 0,22$
	CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırma	Güneşlenme süresi (sa)	$w_1 = 0,51$
		Küresel güneş radyasyonu (kWh/m ²)	$w_2 = 0,49$

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.5’te belirtilen ağırlıklar kullanılarak analizler gerçekleştirilmiş olup tatlı su ve deniz suyu alternatiflerine ilişkin sonuçlar Tablo 3.6 ve Tablo 3.7’de verilmektedir.

Elektroliz işleminde tatlı su kaynaklarının kullanılacağı varsayımı altında 81 il güneş enerjisi potansiyeli açısından değerlendirildiğinde en yüksek potansiyelin Hakkâri’de olduğu görülmektedir. Kriterlerin eşit ağırlıklandırıldığı senaryoda Hakkâri’yi Iğdır, Van, Muğla ve Karaman takip ederken uzman görüşü ile yapılan ağırlıklandırmada Mardin beşinci sırada bulunmaktadır. CRITIC yöntemine göre yapılan ağırlıklandırmada Van ikinci sıraya yükselmekte iken Van’ı sırasıyla Iğdır, Karaman ve Muğla takip etmektedir.

Tablo 3.6. Tatlı Su Kullanımı Varsayımı Altında Güneş Enerjisi Potansiyeli En Yüksek İller

Sıra	Eşit Ağırlıklandırma		Uzman Görüşü		CRITIC Yöntemi	
	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık
1	Hakkâri	0,943	Hakkâri	0,982	Hakkâri	0,926
2	Iğdır	0,780	Iğdır	0,863	Van	0,739
3	Van	0,715	Van	0,684	Iğdır	0,733
4	Muğla	0,692	Muğla	0,663	Karaman	0,715
5	Karaman	0,684	Mardin	0,658	Muğla	0,714
6	Antalya	0,682	Şanlıurfa	0,656	Antalya	0,712
7	Mardin	0,678	Mersin	0,645	Mersin	0,704
8	Mersin	0,678	Antalya	0,643	Mardin	0,694
9	Şanlıurfa	0,664	Karaman	0,642	Şırnak	0,671
10	Aydın	0,652	Aydın	0,642	Burdur	0,671

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.7. Deniz Suyu Kullanımı Varsayımı Altında Güneş Enerjisi Potansiyeli En Yüksek İller

Sıra	Eşit Ağırlıklandırma		Uzman Görüşü		CRITIC Yöntemi	
	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık
1	Antalya	0,973	Muğla	0,984	Antalya	0,973
2	Mersin	0,957	Mersin	0,970	Mersin	0,958
3	Muğla	0,953	Antalya	0,968	Muğla	0,954
4	Aydın	0,859	Aydın	0,943	Aydın	0,862
5	Adana	0,848	Hatay	0,925	Adana	0,850
6	Hatay	0,827	İzmir	0,901	Hatay	0,831
7	İzmir	0,771	Adana	0,898	İzmir	0,776
8	Çanakkale	0,561	Çanakkale	0,715	Çanakkale	0,568
9	Balıkesir	0,523	Balıkesir	0,601	Balıkesir	0,527
10	İstanbul	0,515	Edirne	0,598	İstanbul	0,508

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.7 incelendiğinde eşit ağırlıklandırma ve CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırılan senaryolarda güneş enerjisi potansiyeli en yüksek on ilin sıralamasının aynı olduğu görülmektedir. Bu senaryolarda en yüksek potansiyele sahip ilk üç il sırasıyla Antalya, Mersin ve Muğla'dır. Kriterlerin uzman görüşü ile ağırlıklandırıldığı senaryoda ise güneş enerjisi potansiyeli en yüksek üç ilin sırasıyla Muğla, Mersin ve Antalya olduğu görülmektedir.

İllerin Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Açısından Değerlendirilmesi:

İllerin yenilenebilir enerji potansiyellerinin belirlenmesinde güneş enerjisi potansiyelinin yanı sıra rüzgâr enerjisi potansiyeli de analiz edilmektedir. Her bir il için elde edilen yıllık ortalama rüzgâr hızı ve yıllık ortalama rüzgâr güç yoğunluğu verileri üç farklı şekilde ağırlıklandırılarak TOPSIS yöntemi ile analiz edilmekte ve iller göreceli yakınlık değerlerine göre sıralanmaktadır. Rüzgâr enerjisi potansiyelinin değerlendirilmesinde kullanılan kriterler ve ağırlıkları Tablo 3.8’de verilmektedir.

Tablo 3.8. Rüzgâr Enerjisi Potansiyelinin Değerlendirilmesinde Kullanılan Kriterler ve Ağırlıklandırma

Su Kaynağı	Ağırlıklandırma Yöntemi	Kriter	Ağırlık
Tatlı su	Eşit ağırlıklandırma	Rüzgâr hızı (m/s)	$w_1 = 0,5$
		Rüzgâr güç yoğunluğu (W/m ²)	$w_2 = 0,5$
	Uzman görüşü ile ağırlıklandırma	Rüzgâr hızı (m/s)	$w_1 = 0,79$
		Rüzgâr güç yoğunluğu (W/m ²)	$w_2 = 0,21$
	CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırma	Rüzgâr hızı (m/s)	$w_1 = 0,55$
		Rüzgâr güç yoğunluğu (W/m ²)	$w_2 = 0,45$
Deniz suyu	Eşit ağırlıklandırma	Rüzgâr hızı (m/s)	$w_1 = 0,5$
		Rüzgâr güç yoğunluğu (W/m ²)	$w_2 = 0,5$
	Uzman görüşü ile ağırlıklandırma	Rüzgâr hızı (m/s)	$w_1 = 0,79$
		Rüzgâr güç yoğunluğu (W/m ²)	$w_2 = 0,21$
	CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırma	Rüzgâr hızı (m/s)	$w_1 = 0,51$
		Rüzgâr güç yoğunluğu (W/m ²)	$w_2 = 0,49$

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.8’de belirlenen ağırlıklar kullanılarak tatlı su ve deniz suyu alternatifleri için yapılan analiz sonuçlarına göre rüzgâr enerjisi potansiyeli en yüksek iller sırasıyla Tablo 3.9 ve Tablo 3.10’da yer almaktadır.

Tablo 3.9 ve Tablo 3.10 incelendiğinde rüzgâr enerjisi potansiyeli en yüksek ilin Çanakkale olduğu görülmektedir. Oluşturulan tüm senaryolarda Çanakkale’den sonra en yüksek potansiyele sahip il İzmir’dir. Ayrıca eşit ağırlık ve CRITIC yönteminin kullanıldığı senaryolarda illerin göreceli yakınlık değerleri farklılık göstermekle birlikte sıralamanın aynı olduğu görülmektedir.

Tablo 3.9. Tatlı Su Kullanımı Varsayımı Altında Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli En Yüksek İller

Sıra	Eşit Ağırlıklandırma		Uzman Görüşü		CRITIC Yöntemi	
	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık
1	Çanakkale	1,000	Çanakkale	1,000	Çanakkale	1,000
2	İzmir	0,896	İzmir	0,863	İzmir	0,893
3	Balıkesir	0,766	İstanbul	0,808	Balıkesir	0,767
4	İstanbul	0,721	Edirne	0,772	İstanbul	0,727
5	Edirne	0,711	Tekirdağ	0,771	Edirne	0,716
6	Kırklareli	0,695	Balıkesir	0,769	Kırklareli	0,699
7	Tekirdağ	0,680	Kırklareli	0,753	Tekirdağ	0,686
8	Hatay	0,674	Hatay	0,656	Hatay	0,673
9	Ordu	0,643	Karaman	0,614	Ordu	0,634
10	Karaman	0,618	Gaziantep	0,613	Karaman	0,618

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.10. Deniz Suyu Kullanımı Varsayımı Altında Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli En Yüksek İller

Sıra	Eşit Ağırlıklandırma		Uzman Görüşü		CRITIC Yöntemi	
	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık
1	Çanakkale	1,000	Çanakkale	1,000	Çanakkale	1,000
2	İzmir	0,870	İzmir	0,851	İzmir	0,870
3	Balıkesir	0,714	İstanbul	0,809	Balıkesir	0,715
4	İstanbul	0,667	Tekirdağ	0,770	İstanbul	0,671
5	Edirne	0,652	Edirne	0,767	Edirne	0,655
6	Kırklareli	0,633	Balıkesir	0,755	Kırklareli	0,636
7	Tekirdağ	0,618	Kırklareli	0,747	Tekirdağ	0,623
8	Hatay	0,599	Hatay	0,632	Hatay	0,600
9	Ordu	0,552	Yalova	0,555	Ordu	0,551
10	Yalova	0,488	Ordu	0,498	Yalova	0,490

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

İllerin Hidrojen Talebi Potansiyeli Açısından Değerlendirilmesi:

İllerin hidrojen talebinin değerlendirilmesinde rafinerilerin petrol işleme kapasiteleri, çimento fabrikalarının çimento üretim kapasiteleri, demir-çelik fabrikalarının üretim kapasiteleri ve illerin toplam doğal gaz tüketimi olmak üzere dört kriter üç farklı

ağırlıklandırma ile tatlı su ve deniz suyu alternatifleri için değerlendirmeye alınmaktadır. Bu kapsamda analiz öncesi belirlenen ağırlıklar Tablo 3.11’de verilmektedir.

Tablo 3.11. Hidrojen Talebi Potansiyelinin Değerlendirilmesinde Kullanılan Kriterler ve Ağırlıklandırma

Su Kaynağı	Ağırlıklandırma Yöntemi	Kriter	Ağırlık
Tatlı su	Eşit ağırlıklandırma	Rafinerilerin kapasitesi (milyon ton/yıl)	$w_1 = 0,25$
		Çimento üretim tesislerinin kapasitesi (ton/yıl)	$w_2 = 0,25$
		Demir-çelik üretim tesislerinin kapasitesi (ton/yıl)	$w_3 = 0,25$
		Doğal gaz tüketimi (milyon m ³)	$w_4 = 0,25$
	Uzman görüşü ile ağırlıklandırma	Rafinerilerin kapasitesi (milyon ton/yıl)	$w_1 = 0,25$
		Çimento üretim tesislerinin kapasitesi (ton/yıl)	$w_2 = 0,14$
		Demir-çelik üretim tesislerinin kapasitesi (ton/yıl)	$w_3 = 0,12$
		Doğal gaz tüketimi (milyon m ³)	$w_4 = 0,49$
	CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırma	Rafinerilerin kapasitesi (milyon ton/yıl)	$w_1 = 0,16$
		Çimento üretim tesislerinin kapasitesi (ton/yıl)	$w_2 = 0,37$
		Demir-çelik üretim tesislerinin kapasitesi (ton/yıl)	$w_3 = 0,25$
		Doğal gaz tüketimi (milyon m ³)	$w_4 = 0,21$
Deniz suyu	Eşit ağırlıklandırma	Rafinerilerin kapasitesi (milyon ton/yıl)	$w_1 = 0,25$
		Çimento üretim tesislerinin kapasitesi (ton/yıl)	$w_2 = 0,25$
		Demir-çelik üretim tesislerinin kapasitesi (ton/yıl)	$w_3 = 0,25$
		Doğal gaz tüketimi (milyon m ³)	$w_4 = 0,25$
	Uzman görüşü ile ağırlıklandırma	Rafinerilerin kapasitesi (milyon ton/yıl)	$w_1 = 0,25$
		Çimento üretim tesislerinin kapasitesi (ton/yıl)	$w_2 = 0,14$
		Demir-çelik üretim tesislerinin kapasitesi (ton/yıl)	$w_3 = 0,12$
		Doğal gaz tüketimi (milyon m ³)	$w_4 = 0,49$
	CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırma	Rafinerilerin kapasitesi (milyon ton/yıl)	$w_1 = 0,17$
		Çimento üretim tesislerinin kapasitesi (ton/yıl)	$w_2 = 0,33$
		Demir-çelik üretim tesislerinin kapasitesi (ton/yıl)	$w_3 = 0,26$
		Doğal gaz tüketimi (milyon m ³)	$w_4 = 0,24$

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.11’de verilen ağırlıklar kullanılarak elde edilen sonuçlara göre tatlı su ve deniz suyu varsayımları altında en yüksek potansiyele sahip iller Tablo 3.12 ve Tablo 3.13’te verilmektedir.

Tablo 3.12. Tatlı Su Kullanımı Varsayımı Altında Hidrojen Talebi Potansiyeli En Yüksek İller

Eşit Ağırlıklandırma			Uzman Görüşü		CRITIC Yöntemi	
Sıra	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık
1	İzmir	0,750	İzmir	0,650	İzmir	0,690
2	Kocaeli	0,522	İstanbul	0,579	Kocaeli	0,568
3	İstanbul	0,374	Kocaeli	0,478	Ankara	0,424
4	Hatay	0,361	Ankara	0,405	Hatay	0,406
5	Ankara	0,322	Bursa	0,302	İstanbul	0,381
6	Kahramanmaraş	0,211	Kırıkkale	0,209	Kahramanmaraş	0,329
7	Bursa	0,201	Hatay	0,198	Mersin	0,291
8	Çanakkale	0,191	Balıkesir	0,178	Çanakkale	0,280
9	Mersin	0,186	Samsun	0,161	Burdur	0,270
10	Kırıkkale	0,182	Tekirdağ	0,161	Zonguldak	0,247

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.12. incelendiğinde en yüksek göreceli yakınlığa sahip ilin İzmir olduğu görülmektedir. İzmir’de bulunan rafinerilerin ve demir-çelik fabrikalarının üretim kapasitesinin yüksek olması nedeniyle İzmir birinci sırada yer almaktadır. Eşit ağırlık ve CRITIC yönteminin kullanıldığı ağırlıklandırmada İzmir’den sonra en yüksek talep potansiyeline sahip ilin Kocaeli olduğu görülmektedir. Diğer taraftan uzman görüşü ile ağırlıklandırma yapıldığında Kocaeli üçüncü sıraya düşerken İstanbul ikinci sıraya yükselmektedir.

Tablo 3.13. Deniz Suyu Kullanımı Varsayımı Altında Hidrojen Talebi Potansiyeli En Yüksek İller

Eşit Ağırlıklandırma			Uzman Görüşü		CRITIC Yöntemi	
Sıra	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık
1	İzmir	0,751	İzmir	0,641	İzmir	0,715
2	Kocaeli	0,543	İstanbul	0,599	Kocaeli	0,588
3	İstanbul	0,393	Kocaeli	0,482	İstanbul	0,417
4	Hatay	0,361	Bursa	0,313	Hatay	0,404
5	Mersin	0,240	Hatay	0,197	Mersin	0,324
6	Çanakkale	0,229	Balıkesir	0,189	Çanakkale	0,306
7	Bursa	0,220	Samsun	0,170	Adana	0,277
8	Zonguldak	0,205	Tekirdağ	0,165	Zonguldak	0,267
9	Adana	0,202	Mersin	0,146	Bursa	0,253
10	Balıkesir	0,186	Sakarya	0,140	Balıkesir	0,241

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Deniz suyunun kullanıldığı senaryo incelendiğinde tüm ağırlıklandırma yöntemleri için en yüksek potansiyele sahip ilin İzmir olduğu görülmektedir. Eşit ağırlıklandırma ve CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırmada İzmir’i sırasıyla Kocaeli, İstanbul ve Hatay takip etmektedir. Tatlı su kaynağının kullanımının varsayıldığı eşit ağırlıklandırma senaryosu ile deniz suyu kullanımının varsayıldığı eşit ağırlık senaryosu karşılaştırıldığında en yüksek göreceli yakınlığa sahip dört ilin aynı olduğu görülmektedir.

Elektroliz Tesisi Yer Seçiminin Üretim Kaynakları Açısından Değerlendirilmesi:

Bu senaryoda Türkiye’nin yeşil hidrojen üretim hedefi çerçevesinde kurulması planlanan elektroliz tesisi için yer seçimi çalışması kapsamında iller yenilenebilir enerji kaynakları ve su potansiyeli açısından değerlendirmeye tabii tutulmaktadır. Bu amaçla iller bazında güneş ve rüzgâr enerjisi potansiyelleri tatlı su ve deniz suyu kullanımının varsayıldığı senaryolar altında analiz edilmektedir. Her bir analiz üç farklı ağırlıklandırma yapılarak incelenmekte olup analizler kapsamında kullanılan ağırlıklar Tablo 3.14’te verilmektedir.

Tablo 3.14. Üretim Kaynaklarının Değerlendirilmesinde Kullanılan Kriterler ve Ağırlıklandırma

Su Kaynağı	Ağırlıklandırma Yöntemi	Kriter	Ağırlık
Tatlı su	Eşit ağırlıklandırma	Su potansiyeli (m ³)	w ₁ = 0,33
		Güneş enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	w ₂ = 0,33
		Rüzgâr enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	w ₃ = 0,33
	Uzman görüşü ile ağırlıklandırma	Su potansiyeli (m ³)	w ₁ = 0,41
		Güneş enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	w ₂ = 0,35
		Rüzgâr enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	w ₃ = 0,24
	CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırma	Su potansiyeli (m ³)	w ₁ = 0,31
		Güneş enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	w ₂ = 0,39
		Rüzgâr enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	w ₃ = 0,30
Deniz suyu	Eşit ağırlıklandırma	Güneş enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	w ₁ = 0,5
		Rüzgâr enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	w ₂ = 0,5
	Uzman görüşü ile ağırlıklandırma	Güneş enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	w ₁ = 0,83
		Rüzgâr enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	w ₂ = 0,17
	CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırma	Güneş enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	w ₁ = 0,56
		Rüzgâr enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	w ₂ = 0,44

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.14’te yer alan ağırlıklar kullanılarak güneş, rüzgâr ve su potansiyeli analiz edilmiş olup oluşturulan tatlı su senaryosuna ait sonuçlar Tablo 3.15’te verilmektedir.

Tablo 3.15. Tatlı Su Kullanımı Varsayımı Altında Üretim Kaynaklarının Değerlendirilmesi Sonucu En Yüksek Potansiyele Sahip İller

Sıra	Eşit Ağırlıklandırma		Uzman Görüşü		CRITIC Yöntemi	
	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık
1	Antalya	0,744	Antalya	0,785	Antalya	0,752
2	Erzurum	0,547	Erzurum	0,580	Şanlıurfa	0,558
3	Şanlıurfa	0,546	Şanlıurfa	0,574	Mersin	0,538
4	Mersin	0,521	Mersin	0,513	Erzurum	0,524
5	Sivas	0,510	Sivas	0,513	Kahramanmaraş	0,512
6	Kahramanmaraş	0,498	Kahramanmaraş	0,494	Sivas	0,510
7	Van	0,489	Van	0,480	Van	0,510
8	Isparta	0,445	Adana	0,437	Isparta	0,460
9	Adana	0,435	Isparta	0,423	Adana	0,450
10	Çanakkale	0,428	Diyarbakır	0,416	Hakkâri	0,439

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Türkiye’de bulunan 81 il hidrojen üretim kaynakları açısından değerlendirildiğinde en yüksek potansiyele sahip ilin Antalya olduğu görülmektedir. Kriterler eşit ağırlıklandırma ve uzman görüşü ile ağırlıklandırıldığında Erzurum ikinci sırada yer alırken CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırılan analizde dördüncü sıraya gerilemektedir. Ayrıca eşit ağırlık ve uzman görüşü ile ağırlıklandırılan sıralamalarda ilk yedi il aynı olmakla birlikte sekiz, dokuz ve onuncu sıraya sahip iller farklılık göstermektedir. CRITIC yönteminin kullanıldığı analiz sonuçlarında en yüksek potansiyele sahip şehir olan Antalya dışında diğer şehirler ve sıralamaları farklılık göstermektedir.

Kurulması planlanan elektroliz tesisinde deniz suyu kullanılacağı varsayımı altında gerçekleştirilen analizlere ait sonuçlar Tablo 3.16’da yer almaktadır.

Tablo 3.16 incelendiğinde elektroliz tesisinin hidrojen üretebilmesi için deniz suyunun kullanılacağı varsayımı altında en yüksek göreceli yakınlığa sahip ilin İzmir olduğu görülmektedir. İzmir’i eşit ağırlık ve CRITIC yöntemi için Çanakkale takip ederken uzman görüşü ile ağırlıklandırmada Hatay takip etmektedir. Tatlı su kaynaklarının kullanılacağı varsayımı altında ilk sırada yer alan Antalya deniz suyu senaryosunda daha geri sıralarda yer almaktadır.

Tablo 3.16. Deniz Suyu Kullanımı Varsayımı Altında Üretim Kaynaklarının Değerlendirilmesi Sonucu En Yüksek Potansiyele Sahip İller

Sıra	Eşit Ağırlıklandırma		Uzman Görüşü		CRITIC Yöntemi	
	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık
1	İzmir	0,816	İzmir	0,907	İzmir	0,808
2	Çanakkale	0,732	Hatay	0,898	Çanakkale	0,698
3	Hatay	0,660	Mersin	0,890	Hatay	0,689
4	Mersin	0,611	Muğla	0,882	Mersin	0,656
5	Balıkesir	0,599	Aydın	0,880	Muğla	0,623
6	Muğla	0,574	Antalya	0,857	Aydın	0,601
7	İstanbul	0,568	Adana	0,839	Antalya	0,583
8	Aydın	0,554	Çanakkale	0,723	Balıkesir	0,577
9	Edirne	0,531	Balıkesir	0,598	Adana	0,554
10	Antalya	0,528	Edirne	0,596	İstanbul	0,544

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Elektroliz Tesisi Yer Seçiminin Genel Değerlendirilmesi:

İller bazında yenilenebilir enerji potansiyeli, su potansiyeli, talep potansiyeli, GSYH ve arazi maliyetlerinin birlikte değerlendirildiği bir senaryo oluşturularak illere ilişkin kriterler TOPSIS yöntemi ile analiz edilmektedir. Bu kapsamda kullanılan kriterler ve ağırlıkları Tablo 3.17’de yer almaktadır.

Tablo 3.17’de yer alan ağırlıklar kullanılarak her bir senaryo için illerin ideal çözüme göreceli yakınlıkları hesaplanmaktadır. Analiz sonuçlarına göre en yüksek göreceli yakınlığa sahip iller Tablo 3.18 ve Tablo 3.19’da verilmektedir.

Tatlı su kullanımı varsayımı altında gerçekleştirilen senaryolar incelendiğinde kriterlerin eşit ağırlıklandırıldığı durumda ideal çözüme göreceli yakınlık değeri en yüksek ilin İstanbul olduğu görülmektedir. İstanbul’u sırasıyla İzmir, Ankara, Antalya ve Kocaeli takip etmektedir. CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırma sonucunda İstanbul ve İzmir ilk sırada yer alırken Antalya üçüncü sırada yer almaktadır. Uzman görüşü ile ağırlıklandırılan senaryoda ise İzmir birinci sırada yer alırken İzmir’i sırasıyla İstanbul, Kocaeli ve Ankara takip etmektedir.

Tablo 3.17. Genel Değerlendirmede Kullanılan Kriterler ve Ağırlıklandırma

Su Kaynağı	Ağırlıklandırma Yöntemi	Kriter	Ağırlık
Tatlı su	Eşit ağırlıklandırma	Gayri safi yurtiçi hasıla (GSYH) (Bin TL)	$w_1 = 0,17$
		Arazi maliyeti (TL/m ²)	$w_2 = 0,17$
		Su potansiyeli (m ³)	$w_3 = 0,17$
		Güneş enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_4 = 0,17$
		Rüzgâr enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_5 = 0,17$
		Hidrojen talebi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_6 = 0,17$
	Uzman görüşü ile ağırlıklandırma	Gayri safi yurtiçi hasıla (GSYH) (Bin TL)	$w_1 = 0,04$
		Arazi maliyeti (TL/m ²)	$w_2 = 0,07$
		Su potansiyeli (m ³)	$w_3 = 0,23$
		Güneş enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_4 = 0,19$
		Rüzgâr enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_5 = 0,18$
		Hidrojen talebi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_6 = 0,29$
	CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırma	Gayri safi yurtiçi hasıla (GSYH) (Bin TL)	$w_1 = 0,11$
		Arazi maliyeti (TL/m ²)	$w_2 = 0,16$
		Su potansiyeli (m ³)	$w_3 = 0,17$
		Güneş enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_4 = 0,24$
		Rüzgâr enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_5 = 0,15$
		Hidrojen talebi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_6 = 0,17$
Deniz suyu	Eşit ağırlıklandırma	Gayri safi yurtiçi hasıla (GSYH) (Bin TL)	$w_1 = 0,2$
		Arazi maliyeti (TL/m ²)	$w_2 = 0,2$
		Güneş enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_3 = 0,2$
		Rüzgâr enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_4 = 0,2$
		Hidrojen talebi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_5 = 0,2$
	Uzman görüşü ile ağırlıklandırma	Gayri safi yurtiçi hasıla (GSYH) (Bin TL)	$w_1 = 0,06$
		Arazi maliyeti (TL/m ²)	$w_2 = 0,13$
		Güneş enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_3 = 0,26$
		Rüzgâr enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_4 = 0,20$
		Hidrojen talebi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_5 = 0,36$
	CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırma	Gayri safi yurtiçi hasıla (GSYH) (Bin TL)	$w_1 = 0,16$
		Arazi maliyeti (TL/m ²)	$w_2 = 0,20$
		Güneş enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_3 = 0,27$
		Rüzgâr enerjisi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_4 = 0,19$
		Hidrojen talebi potansiyeli (göreceli yakınlık)	$w_5 = 0,18$

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.18. Tatlı Su Kullanımı Varsayımı Altında Genel Değerlendirme Sonucu En Yüksek Potansiyele Sahip İller

Sıra	Eşit Ağırlıklandırma		Uzman Görüşü		CRITIC Yöntemi	
	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık
1	İstanbul	0,673	İzmir	0,633	İstanbul	0,612
2	İzmir	0,456	İstanbul	0,620	İzmir	0,483
3	Ankara	0,373	Kocaeli	0,508	Antalya	0,442
4	Antalya	0,351	Ankara	0,487	Ankara	0,428
5	Kocaeli	0,351	Antalya	0,423	Mersin	0,404
6	Mersin	0,301	Bursa	0,386	Kocaeli	0,396
7	Erzurum	0,294	Mersin	0,322	Kahramanmaraş	0,396
8	Kahramanmaraş	0,292	Erzurum	0,319	Isparta	0,378
9	Isparta	0,289	Kahramanmaraş	0,313	Erzurum	0,367
10	Çanakkale	0,286	Balıkesir	0,310	Adana	0,361

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.19. Deniz Suyu Kullanımı Varsayımı Altında Genel Değerlendirme Sonucu En Yüksek Potansiyele Sahip İller

Sıra	Eşit Ağırlıklandırma		Uzman Görüşü		CRITIC Yöntemi	
	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık	İl	Göreceli yakınlık
1	İstanbul	0,731	İzmir	0,826	İstanbul	0,717
2	İzmir	0,527	İstanbul	0,771	İzmir	0,551
3	Kocaeli	0,404	Kocaeli	0,610	Mersin	0,454
4	Çanakkale	0,389	Bursa	0,484	Çanakkale	0,441
5	Mersin	0,380	Hatay	0,433	Balıkesir	0,424
6	Balıkesir	0,375	Balıkesir	0,425	Antalya	0,424
7	Bursa	0,357	Mersin	0,410	Kocaeli	0,420
8	Hatay	0,356	Çanakkale	0,403	Aydın	0,414
9	Antalya	0,355	Tekirdağ	0,393	Hatay	0,414
10	Kırklareli	0,351	Adana	0,365	Adana	0,413

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Deniz suyu kullanımının varsayıldığı analiz sonuçları incelendiğinde eşit ağırlık ve CRITIC yöntemi ile hesaplanan ağırlıklar için en yüksek potansiyele sahip illerin İstanbul ve İzmir olduğu görülmektedir. Eşit ağırlık senaryosunda İstanbul ve İzmir'i Kocaeli, Çanakkale ve Mersin takip ederken CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırmada sırasıyla Mersin, Çanakkale ve Balıkesir takip etmektedir. Uzman görüşü ile yapılan ağırlıklandırmada ise İzmir birinci sırada

yer alırken İstanbul, Kocaeli ve Bursa İzmir’den sonra gelen göreceli yakınlıkları yüksek illerdir.

3.2. Elektroliz Tesisi Kurulumunun Fayda ve Maliyetler Açısından Değerlendirilmesi

Analizin birinci kısmında elde edilen genel değerlendirme sonuçlarına göre elektrolizör kurulum potansiyeli en yüksek olan ilin eşit ağırlık ve CRITIC yöntemi ile ağırlıklandırma kullanıldığında İstanbul, uzman görüşü ile ağırlıklandırma kullanıldığında ise İzmir olduğu görülmektedir. Kurulması planlanan elektroliz tesisinin öncelikle hidrojen talebinin yüksek olduğu yerlere kurulup üretilen hidrojenin bu bölgelerde kullanılması planlanmaktadır. Bu amaçla İstanbul ve İzmir’de kurulması planlanan elektroliz tesislerinin kurulum ve ekonomik ömrü süresince katlanılması gereken maliyetler ve bu maliyetlerin karşılığında tesisten beklenen faydalar incelenmektedir. Bu kapsamda yapılacak olan analizin yöntemine, analizde kullanılan veriler, varsayımlar, yapılan hesaplamalar ve elde edilen sonuçlara bu bölümde değinilmektedir.

3.2.1. Yöntem

Analizin birinci aşamasında elektrolizör kurulumu için uygun illerin belirlenmesinden sonra ikinci aşamada kurulması planlanan elektroliz tesisine yönelik faydaların ve maliyetlerin incelendiği bir analiz gerçekleştirilmektedir. Bu kapsamda öncelikle elektroliz tesisinin kurulma amacı, kurulma yöntemi ve üretilmesi planlanan hidrojenin kullanım amacına göre çeşitli senaryolar oluşturulmaktadır. Oluşturulan bu senaryolar kapsamında tesisin ekonomik ömrü boyunca katlanılacak maliyetler ve elde edilecek faydalar belirlenmekte ve net nakit akışları elde edilmektedir. Net nakit akışları baz alınarak seçilen indirgeme oranı ile net bugünkü değer, iç kârlılık oranı, fayda-maliyet oranı ve geri ödeme süresi gibi göstergeler hesaplanmaktadır.

3.2.2. Veriler ve Varsayımlar

Yeşil hidrojen üretimi yapılması amacıyla kurulması planlanan elektroliz tesisi ve güneş enerji santraline ilişkin maliyetlere karar verilebilmesi için öncelikle yeşil hidrojen talebinin tespit edilmesi gerekmektedir. Bu amaçla elektroliz tesisi yer seçimi çalışmasında hidrojen talep potansiyelinin belirlenmesi amacıyla kullanılan rafineriler, çimento üretim tesisleri, demir-çelik üretim tesisleri ve doğal gaz tüketimi için gerekli olan hidrojen miktarı incelenmektedir.

Petrol rafinerilerinin ihtiyaç duyduğu hidrojen miktarına ilişkin doğrudan bir veri veya bilgi bulunmamakta olup küresel rafineri kapasitesi ve rafinerilerin küresel hidrojen talebi göz

önünde bulundurularak bir tahmin yapılmaktadır. 2022 yılında küresel rafineri kapasitesi 102,7 milyon varil/gün'e ulaşmış olup¹⁷² aynı yıl rafinerilerde kullanılan hidrojen miktarı 41 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Literatür araştırmaları ve Türkiye Petrolleri Anonim Şirketi ile yapılan şifahi görüşmeler neticesinde petrolün özelliğine göre değişmekle birlikte 1 ton ham petrolün yaklaşık 7,33 varile karşılık geldiği bilgisine ulaşılmıştır.¹⁷³ Petrol rafinerilerinin 365 gün boyunca 24 saat aralıksız çalıştığı göz önünde bulundurulduğunda¹⁷⁴ yılda yaklaşık 5,1 milyar ton ham petrol işlendiği anlaşılmaktadır. Dolayısıyla yılda 1 milyon ton ham petrolün işlenmesi için yaklaşık 8.017,2 ton hidrojen kullanılması gerektiği hesaplanmaktadır. Yapılan analiz kapsamında İzmir'deki petrol rafinerisinin hidrojen talebinin yüzde 10'unun yeşil hidrojenden karşılanacağı varsayılmaktadır.

Enerjinin yoğun olarak kullanıldığı sektörlerden biri olan çimento sektöründe bir ton çimento üretimi için 694,5-1.111 kWh (2,5-4 GJ) aralığında enerji harcanması gerekmektedir¹⁷⁵ olup bu enerjinin yüzde 98'i petrokok ve kömürden karşılanmaktadır. Enerji tüketimleri için belirtilen alt limit enerji verimliliği yüksek tesislerin tüketimini yansıttığından bir ton çimento üretimi için gereken enerji miktarı 1.111 kWh (4 GJ) olarak kabul edilmekte olup İstanbul ve İzmir'deki çimento üretiminde ihtiyaç duyulan enerjinin yüzde 10'unun yeşil hidrojenden karşılanacağı varsayılmaktadır.

Enerji tüketiminin yüksek olduğu bir diğer sektör olan demir-çelik sektöründe bir ton çelik üretimi için 6.889 kWh (24,8 GJ) enerji harcanması gerekmektedir.¹⁷⁶ Sektörde ihtiyaç duyulan bu miktarın yüzde 90'ı kömürden karşılanmakta olup kömürden karşılanan bu miktarın yüzde 10'unun yeşil hidrojenden karşılanacağı varsayılmaktadır.

Hidrojen talebinin belirlenmesinde kullanılan bir diğer gösterge doğal gaz tüketimidir. Ulusal Enerji Planı kapsamında hidrojen gibi temiz yakıtların 2035 yılına kadar yüzde 3,5; 2053 yılına kadar ise yüzde 12 oranında doğal gaza karıştırılarak kullanılması amaçlanmakta olup bunun sonucunda ithalat bağımlılığının ve fosil yakıt kullanımından kaynaklanan emisyonların

¹⁷² S&P Global, 2023, Erişim tarihi, 23 Ocak 2024. < [¹⁷³ British Petroleum, t.y.:1.](https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/102423-current-wave-of-refinery-capacity-growth-likely-to-be-the-last-ica#:~:text=24%2C%20the%20IEA%20forecasts%20that,million%20b%2Fd%20in%202050.></p></div><div data-bbox=)

¹⁷⁴ U.S. Energy Information Administration, t.y, Erişim tarihi, 23 Ocak 2024. < <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/refining-crude-oil.php>>

¹⁷⁵ CemenTürk, 2017, Erişim tarihi, 12 Aralık 2023. < <https://cementurk.com.tr/cimento-sektoru-ve-alternatif-enerji-kaynaklari/>>

¹⁷⁶ Yetişken vd., t.y:2.

azaltılması hedeflenmektedir. Analiz kapsamında toplam doğal gaz tüketiminin hacimsel olarak yüzde 5'inin yeşil hidrojen ile ikame edileceği varsayılmaktadır.

Yukarıda bahsedilen varsayımlara göre ihtiyaç duyulan hidrojen miktarının belirlenmesinden sonra kurulması planlanan elektroliz tesisinin ve güneş enerji santralinin kapasitesinin belirlenmesi gerekmektedir. Bir kilogram yeşil hidrojen üretilebilmesi için 55 kWh elektrik enerjisi gerekmekte olup¹⁷⁷ üretilmesi planlanan hidrojen miktarı için ihtiyaç duyulan toplam elektrik enerjisinin elektrolizörün yıllık çalışma saatine bölünmesiyle kurulması gereken elektrolizörün kapasitesi hesaplanmaktadır. Elektrolizör tarafından ihtiyaç duyulan yıllık elektrik enerjisi kurulması planlanan güneş enerji santralinin kapasitesini belirlemekte olup bu kapasitenin tespit edilmesinde Avrupa Komisyonu tarafından hazırlanan ve erişime açık olarak sunulan Fotovoltaik Coğrafi Bilgi Sistemi (PVGIS) kullanılmıştır.¹⁷⁸

Elektrolizörün yıllık toplam çalışma süresi kurulacak sistemin şebekeye bağlı veya şebekeden bağımsız olarak kurulmasına göre değişkenlik göstermektedir. Tesisin elektrik ihtiyacı şebekeye bağlanmadan doğrudan GES'in ürettiği enerjiden sağlanabileceği gibi GES tarafından üretilen elektriğin ulusal elektrik şebekesine verilmesi ve elektroliz tesisinin şebekeye bağlanarak elektrik ihtiyacını karşılaması mümkündür. Ancak burada önemli olan nokta şebekeden sağlanan elektriğin yenilenebilir kaynaklardan üretildiğinin garanti altına alınmasıdır. Sonuç olarak şebekeden bağımsız bir kurulum söz konusu olduğunda elektrolizörün yıllık toplam çalışma süresi analizin yapıldığı ilin güneşlenme süresi kadar alınırken şebekeye bağlanabilen bir elektrolizör bakım onarım süreleri hariç tutulduğunda yılda toplam 8.000 saat çalışabilmektedir.¹⁷⁹

Ayrıca bir kilogram hidrojen üretilebilmesi için yaklaşık 20 kilogram su gerekmekte olup suyun maliyetinin hesaplanmasında Belediyeler tarafından belirlenen yıllık tarifeler baz alınmaktadır.¹⁸⁰

Yeşil hidrojen üretimi amacıyla kurulması planlanan elektrolizör ve GES kapasitelerinin belirlenmesinin akabinde bu tesislerin yatırım ve işletme maliyetlerine ihtiyaç duyulmaktadır. Elektrolizör teknoloji olarak yaygın ticari kullanımı ve gün içinde gerek kesintili gerekse kesintisiz çalışabilmesi nedeniyle PEM elektrolizörün kullanılacağı varsayılmaktadır.

¹⁷⁷ European Parliament, 2020:4.

¹⁷⁸ European Commission, t.y., Erişim tarihi, 10 Aralık 2023. < https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/>

¹⁷⁹ IRENA, 2020:40.

¹⁸⁰ İstanbul Büyükşehir Belediyesi, t.y., Erişim tarihi, 28 Ocak 2024. < <https://iski.istanbul.abone-hizmetleri/abone-rehberi/su-birim-fiyatlari/>>; İzmir Büyükşehir Belediyesi, t.y., Erişim tarihi, 28 Ocak 2024. < https://www.izsu.gov.tr/YuklenenDosyalar/AtikSuTarifeleri/Tarifeler_Guncel_01012024.jpg>

Elektrolizör yatırım maliyetinin belirlenmesinde üç farklı kaynaktan elde edilen maliyetlerin ortalaması alınmıştır.¹⁸¹ Yapılan araştırmalar neticesinde elde edilen yatırım ve işletme maliyetleri Tablo 3.20’de verilmektedir.

Tablo 3.20. Kurulması Planlanan Elektroliz Tesisine İlişkin Yatırım ve İşletme Maliyetleri

Kurulacak Sistem	Yatırım Maliyeti (\$/MW)	İşletme Maliyetinin Yatırım Maliyetine Oranı (%)	İşletme Maliyeti (\$/MW)
PEM elektrolizör	1.100.000	Sabit maliyetler için %4	44.000
		Değişken maliyetler: Elektrik ve su kullanımı	Senaryo bazında değişkenlik göstermektedir.
Güneş Enerji Santrali (GES)	890.000	%3	26.700

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Yeşil hidrojen üretim tesisinin şebekeye bağlı olması durumunda maliyet kalemleri arasına dağıtım bedelinin de dâhil edilmesi gerekmektedir. Elektrik üretim ve tüketim miktarları eşit olan kullanıcılar EPDK tarafından belirlenen yıllık sistem kullanım bedelinin yüzde 50’sini ödemekle mükellef olup analiz kapsamında ödeneceği varsayılan yüzde 50 indirimli sistem kullanım bedelleri Tablo 3.21’de yer almaktadır. Ayrıca analiz kapsamında kullanılan diğer parametrelere Tablo 3.22’de yer verilmektedir.

Tablo 3.21. Kullanıcı Bazında Sistem Kullanım Bedelleri

Kullanıcı	Dağıtım Bedeli (kr/kWh)	Dağıtım Bedeli (\$/kWh) ^a	Yüzde 50 İndirimli Dağıtım Bedeli (\$/kWh)
Sanayi	37,9163	0,01	0,005
Kamu ve Özel Hizmetler Sektörü ile Diğer	59,0916	0,016	0,008

Kaynak: Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretim Yönetmeliği

a) Dağıtım bedeli hesaplanırken dolar kuru Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı tarafından hazırlanan 2024-2026 Yatırım Programı Hazırlama Rehberi’nden alınmıştır.

Tablo 3.22. Analiz Kapsamında Kullanılan Diğer Parametreler

Parametre	Birim	Değer
Tesis kurulum süresi ^a	Yıl	3
Elektrolizör ekonomik ömür ^b	Saat	65.000
Ekipman yenileme maliyeti	Yüzde	10
GES ekonomik ömür	Yıl	26
ABD dolar kuru ^c	TL/\$	36,8

¹⁸¹ IRENA, 2020:12; Goldman Sachs, 2022: 42; Corbeau ve Merz, 2023, Erişim tarihi, 25 Ekim 2023.

Tablo 3.22. Analiz Kapsamında Kullanılan Diğer Parametreler (devam)

Parametre	Birim	Değer
Karbon vergisi	(\$ /kg CO ₂)	0,048
Kurumlar vergisi ^d	Yüzde	25
İndirgeme oranı	Yüzde	10

Kaynaklar:

a) Uzmanlarla yapılan görüşmelerden elde edilmiştir.

b) IRENA, 2020:12.

c) Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı tarafından hazırlanan 2024-2026 Yatırım Programı Hazırlama Rehberi'nden alınmıştır.

d) Kurumlar Vergisi Kanunu kapsamında belirlenmiş oran alınmıştır.

Tablo 3.22'den de görülebileceği üzere kurulması planlanan elektrolizör için kabul edilen ekonomik ömür toplam 65 bin saat, GES için belirlenen ekonomik ömür ise ortalama 26 yıldır. Şebekeden bağımsız yapılan kurulumlar için GES ve elektrolizör ekonomik ömürleri uyumlu olmaktadır. Ancak şebekeye bağlı kurulum yapıldığında elektrolizörün 8 bin saat çalışacağı varsayıldığı için ekonomik ömrü yaklaşık sekiz yıla düşmektedir. Bu durumda elektrolizörü oluşturan ekipman için ilave olarak iki kez yenileme maliyeti söz konusu olmaktadır. Analiz kapsamında yenileme maliyeti ilk yatırım maliyetinin yüzde 15'i olarak alınmaktadır.¹⁸²

Fosil yakıtlardan kaynaklanan emisyonların azaltılması ve temiz kaynakların kullanımının artırılması amacıyla AB tarafından Emisyon Ticaret Sistemi ve hâlihazırda bazı ülkeler tarafından karbon vergisi uygulanmaktadır. Türkiye'de de buna benzer sistemlerin uygulanmasına yönelik çalışmaların devam ettiği göz önünde bulundurulduğunda analiz kapsamında hesaplanan CO₂ emisyonlarının parasallaştırılabilmesi için karbon vergisi uygulandığı varsayılmaktadır. Dünyada karbon vergisi uygulamaları incelendiğinde belirlenen oranların bir hayli değişken olduğu görülmektedir. AB üyesi ülkelerde uygulanan karbon vergisi ton başına 0,1-132 \$ arasında değişmektedir. Örneğin Ukrayna ton başına 0,77 \$ vergi uygularken İspanya 16,3 \$, Fransa yaklaşık 48 \$, İsveç ise ton başına 127 \$ vergi uygulamaktadır.¹⁸³ AB üyesi olan ve karbon vergisi uygulayan 23 ülkenin vergi oranları analiz edildiğinde bir ton CO₂ emisyonu için uygulanan karbon vergisinin ortalama değerinin yaklaşık 51,3 \$, ortanca değerinin ise yaklaşık 48 \$ olduğu görülmektedir. Dolayısıyla Türkiye'de henüz

¹⁸² Peterson et al, 2020, Erişim tarihi, 12 Aralık 2023. <

https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/19009_h2_production_cost_pem_electrolysis_2019.pdf?Status=Master >

¹⁸³ Tax Foundation, 2024, Erişim tarihi, 31 Temmuz 2024. < <https://taxfoundation.org/data/all/eu/carbon-taxes-europe-2024/#:~:text=Several%20European%20countries%20have%20introduced,in%202022%20and%202023%2C%20respectively.>> >

karbon fiyatlandırılması uygulanmadığı için hidrojen kullanımı ile kaçınılan CO₂ emisyonunun parasal değerinin hesaplanmasında bir ton CO₂ emisyonu için 48 \$ vergi alınacağı varsayılmaktadır. Ayrıca elde edilen gelirler karşılığında ödenmesi gereken kurumlar vergisi oranı 13.6.2006 tarihli ve 5520 sayılı Kurumlar Vergisi Kanunu kapsamında yüzde 25 olarak belirlenmiş olup analiz kapsamında bu oran kullanılmaktadır.¹⁸⁴

Elektroliz tesisi kurulum süresi ve işletme ömrü boyunca katlanılacak maliyetlerin ve elde edilmesi planlanan faydaların bugünkü değerlerinin hesaplanabilmesi amacıyla bir indirgeme oranı kullanılması gerekmektedir. Kuruluş veya sektöre göre değişmekle birlikte enerji projelerinde genellikle kullanılan indirgeme oranı yüzde 10'dur. Çalışma kapsamında da indirgeme oranının yüzde 10 olarak kullanılmasına karar verilmiş olup "3.2.4 Senaryo Analizi" ve "3.2.5 Duyarlılık Analizi" bölümlerinde farklı indirgeme oranlarının analiz sonuçları incelenmiştir.

Analiz kapsamında kullanılan maliyetlerin ve parametrelerin belirlenmesini takiben tesis kurulumu sonucunda elde edilecek faydaların belirlenmesi gerekmektedir. Elektroliz tesisinin kurulum amacına bağlı olarak sağladığı faydalar da değişkenlik göstermektedir. Kurulması planlanan tesisten üretilecek hidrojenin öz tüketim amacıyla kullanılması durumunda elde edilecek tahmini faydalar, kaçınılan fosil yakıt maliyetinin toplam tutarı ile kaçınılan toplam CO₂ emisyonunun parasal karşılığı iken üretilmesi planlanan hidrojenin satışı söz konusu olduğunda yatırım sonucu elde edilecek fayda hidrojen satışından elde edilmesi planlanan gelir olmaktadır. Faydaların belirlenebilmesi amacıyla her bir sektör özelinde yapılan hesaplamalar aşağıda özetlenmektedir.

Öz tüketim baz alındığında çimento ve demir-çelik sektörlerinde kömürden karşılanan enerji ihtiyacının yüzde 10'unun yeşil hidrojen ile karşılanması durumunda kullanılmayan kömür miktarı ve kaçınılan CO₂ emisyonu kurulması planlanan elektroliz tesisinin faydalarını oluşturmaktadır. Analiz kapsamında kömür fiyatının belirlenmesinde dünya piyasasında yer alan ICE Rotterdam Coal Futures endeksine göre 30.01.2024 tarihi itibarıyla 2024 yılı Şubat-Aralık ayı kontrat fiyatlarının ortalaması alınmakta¹⁸⁵ olup bu kapsamda hesaplanan kömür fiyatı ton başına 91,36 \$'dır. Kömür kullanımından kaynaklanan emisyonun hesaplanmasında 1 MJ enerjiye sahip kömürün 0,1 kilogram CO₂ emisyonuna sebep olduğu kabul

¹⁸⁴ 5520 sayılı Kurumlar Vergisi Kanunu.

¹⁸⁵ Market Watch, t.y., Erişim tarihi, 30 Ocak 2024. <

https://www.marketwatch.com/investing/future/atw00?countrycode=uk&mod=mw_quote_tab>

edilmektedir.¹⁸⁶ Rafineri sektöründe hammadde olarak kullanılan hidrojenin yüzde 10'unun yeşil hidrojenle karşılanması durumunda elde edilen fayda kaçınılan kahverengi hidrojen maliyeti ve kahverengi hidrojen üretiminden kaynaklanan CO₂ emisyonudur. Kahverengi hidrojenin maliyeti kilogram başına 2 \$ seviyelerindedir.¹⁸⁷ Toplam kaçınılan emisyon miktarının hesaplanmasında ise bir kilogram kahverengi hidrojen üretiminin ortalama 19 kilogram CO₂ emisyonuna sebep olduğu kabul edilmektedir.¹⁸⁸

Üretilmesi planlanan yeşil hidrojenin doğal gazla karıştırılarak kullanımı söz konusu olduğunda elektroliz tesisi kurulumundan elde edilmesi öngörülen fayda kaçınılan doğal gaz maliyeti ve doğal gaz kullanımından kaynaklanan CO₂ emisyonudur. Doğal gaz fiyatının belirlenmesinde sanal bir ticaret noktası olan Title Transfer Facility (TTF) 2024 yılı Şubat-Aralık ayı kontratları baz alınmakta olup bu çerçevede analizde doğal gazın fiyatı 31,97 \$/MWh olarak alınmaktadır.¹⁸⁹ Ayrıca toplam kaçınılan emisyon miktarının belirlenmesi amacıyla bir m³ doğal gazın 2,1 kilogram CO₂ emisyonuna sebep olduğu kabul edilmektedir.¹⁹⁰

Kurulması planlanan elektroliz tesisinde üretilmesi öngörülen yeşil hidrojenin satılması durumunda hidrojen satışından elde edilen gelir elektroliz tesisinin faydasını oluşturmaktadır. Bloomberg Yeni Enerji Finans Şirketi (BloombergNEF) tarafından yapılan analizde 2023 yılında üretilen yeşil hidrojenin ortalama maliyetinin kilogram başına 6,4 \$ olduğu ancak üretim maliyetinin kilogram başına 12 \$'na kadar yükselebileceği belirtilmektedir.¹⁹¹ Bu çerçevede üretilen yeşil hidrojenin satışından elde edilmesi planlanan gelirin belirlenmesi amacıyla yeşil hidrojen satış fiyatının kilogram başına 4, 6,4, 8, 10 ve 12 \$ olduğu beş farklı senaryo değerlendirilmeye alınmaktadır.

3.2.3. Analiz Çalışmaları ve Sonuçları

Türkiye'de bulunan petrol rafinerilerinin hidrojen talebinin yüzde 10'unun, çimento üretim tesisleri ve demir-çelik tesislerinin enerji ihtiyacının yüzde 10'unun ve doğal gaz

¹⁸⁶ Forest Research, t.y., Erişim tarihi, 30 Ocak 2024. < <https://www.forestresearch.gov.uk/tools-and-resources/fthr/biomass-energy-resources/reference-biomass/facts-figures/carbon-emissions-of-different-fuels/>>

¹⁸⁷ Kearney Energy Transition Institute, t.y., Erişim tarihi, 30 Ocak 2024. < <https://www.energy-transition-institute.com/insights/hydrogen>>

¹⁸⁸ Hydrogen Newsletter, t.y., Erişim tarihi, 30 Ocak 2024. < <https://www.hydrogennewsletter.com/hydrogen-production-from-coal-gasification/>>

¹⁸⁹ ICE, t.y., Erişim tarihi, 30 Ocak 2024. < <https://www.ice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Natural-Gas-Futures/data?marketId=5714606>>

¹⁹⁰ Forest Research, t.y., Erişim tarihi, 30 Ocak 2024. < <https://www.forestresearch.gov.uk/tools-and-resources/fthr/biomass-energy-resources/reference-biomass/facts-figures/carbon-emissions-of-different-fuels/>>

¹⁹¹ Schelling, 2023, Erişim tarihi, 12 Ocak 2024. < <https://about.bnef.com/blog/green-hydrogen-to-undercut-gray-sibling-by-end-of-decade/>>

tüketiminin yüzde 5'inin yeşil hidrojenle karşılanması göz önünde bulundurulduğunda ihtiyaç duyulan toplam yeşil hidrojen miktarı yaklaşık 2,16 milyon ton/yıl olarak hesaplanmaktadır. Söz konusu endüstrilerin enerji ihtiyacının tamamının ve doğal gaz tüketiminin yüzde 20'sinin yeşil hidrojenle karşılanması durumunda ise yeşil hidrojen ihtiyacı 17,8 milyon tona yükselmektedir.

Analizin bu bölümünde İstanbul ve İzmir illerinin hidrojen talepleri tespit edilerek kurulması gereken elektroliz tesisine ilişkin fayda ve maliyetler incelenmektedir. Daha önce de bahsedildiği üzere elektroliz tesisi kurulumu hidrojenin kullanıldığı sektörler tarafından öz tüketim amaçlı kurulabileceği gibi hidrojen ticareti yapabilmek amacıyla üçüncü şahıslar tarafından da kurulabilmektedir. Ayrıca kurulması planlanan elektroliz tesisi ile birlikte kurulacak GES sebebiyle tesisin şebekeden bağımsız veya şebekeye bağlı kurulması değerlendirilmektedir. Bu kapsamda İstanbul için sekiz, İzmir için ise 16 senaryo hazırlanmış olup bu senaryolar Tablo 3.23'te özetlenmektedir.

Tablo 3.23. Analiz Kapsamında Hazırlanan Senaryolar

Elektrolizör Kurulması Planlanan İl	Kurulum Amacı	Kurulum Yöntemi	Hidrojenin Kullanılacağı Sektör
İstanbul	Öz tüketim	Şebekeden bağımsız	Çimento Doğal gaz
		Şebekeye bağlı	
	Ticari	Şebekeden bağımsız	
		Şebekeye bağlı	
İzmir	Öz tüketim	Şebekeden bağımsız	Çimento Doğal gaz Demir-çelik Rafineri
		Şebekeye bağlı	
	Ticari	Şebekeden bağımsız	
		Şebekeye bağlı	

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

İstanbul'da herhangi bir petrol rafinerisi veya demir-çelik fabrikası bulunmamakla birlikte çimento fabrikaları bulunmaktadır. Ayrıca İstanbul 81 il arasında doğal gaz tüketimi en yüksek il konumundadır.

İzmir'de bulunan petrol rafinerileri, çimento fabrikaları ve demir-çelik fabrikalarından dolayı potansiyel bir hidrojen talebi bulunmaktadır. Ayrıca İzmir, 81 il arasında doğal gaz tüketimi bakımından üçüncü sıradadır.

Tablo 3.23'te belirtilen senaryolar çerçevesinde İstanbul ve İzmir illerinde elektroliz tesisi kurulumuna yönelik nakit akış tabloları elde edilmekte ve karar vermeye destek olması

amacıyla net bugünkü değer, iç kârlılık oranı, fayda-maliyet oranı ve geri ödeme süreleri hesaplanmaktadır.

İstanbul’da çimento sektörünün hidrojen talebinin karşılanması amacıyla elektroliz tesisi kurulmasının değerlendirilmesi:

İstanbul’da bulunan çimento fabrikalarının yıllık toplam çimento üretim kapasitesi yaklaşık 2,5 milyon tondur. Bu üretim kapasitesinin karşılanması için harcanması gereken toplam enerji miktarının yüzde 10’unun yeşil hidrojenden karşılanacağı düşünüldüğünde yıllık üretilmesi gereken hidrojen miktarı yaklaşık 8,43 milyon kilogram olmaktadır. Gerek öz tüketim amaçlı gerekse ticari amaçlı üretilmesi planlanan hidrojen miktarı için gereken elektrolizör ve GES tesisine ilişkin bilgiler ile harcanması gereken su miktarı Tablo 3.24’te verilmektedir.

Tablo 3.24. İstanbul’da Çimento Sektörünün Talebinin Karşılanmasına Yönelik Kurulması Planlanan Elektroliz Tesisine İlişkin Bilgiler

Parametreler	Birim	Şebekeden Bağımsız Kurulum	Şebekeye Bağlı Kurulum
GES kapasitesi	MW	342,7	342,7
GES çalışma süresi	Saat/yıl	2.410	2.410
Elektrolizör kapasitesi	MW	192,3	57,9
Elektrolizör çalışma süresi	Saat/yıl	2.410	8.000
Kullanılması gereken su miktarı	m ³	168.518,4	168.518,4
Tesisin toplam çalışma süresi	Yıl	26	26

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.24 incelendiğinde 8,43 milyon kilogram hidrojenin üretilmesi için 342,7 MW kurulu gücünde bir GES’e ihtiyaç duyulduğu görülmektedir. Ayrıca yıllık yaklaşık 168.518 m³ su tüketilmesi gerektiği anlaşılmaktadır. Kurulacak tesisin şebekeye bağlı veya şebekeden bağımsız olması kurulacak elektrolizörün yıllık toplam çalışma süresini ve kurulum kapasitesini etkilemektedir.

Bu kapsamda öz tüketim senaryosu altında elde edilen analiz sonuçları Tablo 3.25’te yer almaktadır.

Tablo 3.25. İstanbul’da Çimento Sektörünün Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları

Şebekeye Bağlanma Durumu	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Karlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden bağımsız	602.669.119	63.887.888	-538.781.231	0	0,11	-
Şebekeye bağlı	446.934.236	63.887.888	-383.046.348	0	0,14	-

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Öz tüketim amaçlı kurulum ele alındığında şebekeden bağımsız ve şebekeye bağlı elektrolizör kurulumu incelendiğinde yatırımın net bugünkü değerinin negatif olduğu görülmektedir. Diğer bir deyişle yatırım kapsamında kömürden elde edilen yakıt tasarrufu ve kaçınılan CO₂ emisyonundan kaynaklanan karbon vergisi toplamının yatırım maliyetinden oldukça düşük olduğu görülmektedir.

Diğer taraftan ticari amaçlı hidrojen üretimi varsayımı altında farklı satış fiyatları göz önünde bulundurularak yapılan analiz kapsamında elde edilen sonuçlar Tablo 3.26’da verilmektedir.

Tablo 3.26. İstanbul’da Çimento Sektörünün Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları

Şebekeye Bağlanma Durumu	Hidrojen Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Karlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden Bağımsız	4	602.669.119	247.435.662	-355.233.457	-2	0,41	-
	6,4	632.261.683	395.897.059	-236.364.624	2	0,63	-
	8	657.005.249	494.871.324	-162.133.925	5	0,75	-
	10	687.934.707	618.589.155	-69.345.552	8	0,9	-
	12	718.864.165	742.306.986	23.442.821	10	1,03	7,66
Şebekeye Bağlı	4	456.722.750	247.435.662	-209.287.088	0,5	0,54	-
	6,4	456.722.750	395.897.059	-60.825.691	7,7	0,87	-
	8	466.233.575	494.871.324	28.637.750	11	1,06	7,33
	10	496.650.818	618.589.155	121.938.337	14,1	1,25	5,86
	12	527.580.276	742.306.986	214.726.710	16,8	1,41	4,8

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.26’da görüldüğü üzere projenin yapılabilirliği hidrojenin satış fiyatına göre değişkenlik göstermektedir. Şebekeden bağımsız bir elektroliz tesisi kurulumu için üretilen yeşil hidrojenin bir kilogramı 4, 6,4 ve 8 \$’na satıldığı durumda projenin net bugünkü değeri negatif olurken 12 \$’na satılması durumunda projenin net bugünkü değeri pozitif olmakta ve fayda-maliyet oranı 1,03’e ulaşmakta olup proje geri ödeme süresi 7,66 yıl olarak hesaplanmaktadır. Şebekeye bağlı bir elektroliz tesisi kurulduğunda ise üretilen hidrojenin 4 ve 6,4 \$’na satılması projenin net bugünkü değerinin negatif olmasına sebep olurken üretilen hidrojenin 8, 10 ve 12 \$’na satılması durumunda net bugünkü değerler pozitif olmakta ve geri ödeme süresi beş yıla kadar düşmektedir.

İstanbul’da doğal gaz talebinin hidrojenle karşılanması amacıyla elektroliz tesisi kurulumunun değerlendirilmesi:

İstanbul’un doğal gaz tüketimi 2022 yılında yaklaşık 8,35 milyar m³ olarak gerçekleşmiştir. Bu tüketim miktarının hacimsel olarak yüzde 5’inin hidrojenle karşılanması amacıyla mevcut doğal gaz şebekesine hidrojen karıştırılması durumunda ihtiyaç duyulan hidrojen miktarı 97,8 milyon kilogramdır. İhtiyaç duyulan hidrojen miktarı için kurulması gereken elektrolizör ve GES tesisine ilişkin bilgiler ile harcanması gereken su miktarı Tablo 3.27’de verilmektedir.

Tablo 3.27. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Kurulması Planlanan Elektroliz Tesisine İlişkin Bilgiler

Parametreler	Birim	Şebekeden Bağımsız Kurulum	Şebekeye Bağlı Kurulum
GES kapasitesi	MW	3.980	3.980
GES çalışma süresi	Saat/yıl	2.410	2.410
Elektrolizör kapasitesi	MW	2.223	672,8
Elektrolizör çalışma süresi	Saat/yıl	2.410	8.000
Kullanılması gereken su miktarı	m ³	1.957.291	1.957.291
Tesisin toplam çalışma süresi	Yıl	26	26

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.27’ye göre İstanbul’un doğal gaz ihtiyacının yüzde 5’inin yeşil hidrojen ile ikame edilmesi için kurulması gereken elektrolizör kapasitesi şebekeden bağımsız kurulum için 2.223 MW, şebekeye bağlı kurulum için ise 672,8 MW’dır. İhtiyaç duyulan hidrojenin üretilmesi için gereken elektrik enerjisini üretebilecek güneş enerji santralinin kapasitesi ise 3.980 MW olmaktadır.

Doğal gazla hidrojen karıştırılması amacıyla kurulması planlanan elektroliz tesisinin sağlayacağı faydalar yıllık kaçınılan doğal gaz tüketim miktarı ve bu tüketim yapılmadığı için kaçınılan CO₂ emisyonudur. Ayrıca doğal gaz yerine hidrojen kullanılacağı için ithalat bağımlılığının da azalacağı öngörülmektedir. Ticari amaçlı kurulumda ise elde edilen fayda hidrojen satışından elde edilen gelirdir. Bu kapsamda öz tüketim senaryosu altında elde edilen analiz sonuçları Tablo 3.28’de yer almaktadır.

Tablo 3.28. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Sektörü Öz Tüketim Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları

Şebekeye Bağlanma Durumu	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Karlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden bağımsız	6.999.461.243	1.345.927.376	-5.653.533.867	0	0,19	-
Şebekeye bağlı	5.190.646.926	1.345.927.376	-3.844.719.549	0	0,26	-

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Öz tüketim amaçlı kurulması planlanan elektroliz tesisinin şebekeye bağlı veya şebekeden bağımsız kurulması durumunda net bugünkü değer negatif çıkmaktadır. Diğer bir deyişle yatırımın ekonomik ömrü boyunca katlanılan giderler elde edilen gelirlerden daha yüksek olmaktadır.

Diğer taraftan üretilen hidrojenin ticari amaçlı kullanılacağı varsayımı altında farklı satış fiyatları göz önünde bulundurularak yapılan analiz kapsamında elde edilen sonuçlar Tablo 3.29’da verilmektedir.

Tablo 3.29. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları

Şebekeye Bağlanma Durumu	Hidrojen Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Karlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden Bağımsız	4	6.999.461.243	2.873.891.580	-4.125.569.663	-0,03	0,41	-
	6,4	7.343.210.160	4.598.226.528	-2.744.983.632	0,03	0,63	-
	8	7.630.599.318	5.747.783.160	-1.882.816.158	5	0,75	-
	10	7.989.835.766	7.184.728.950	-805.106.816	8	0,9	-
	12	8.349.072.213	8.621.674.740	272.602.527	10	1,03	7,67
Şebekeye Bağlı	4	5.304.337.598	2.873.891.580	-2.430.446.018	0,5	0,54	-
	6,4	5.304.337.598	4.598.226.528	-706.111.070	7,7	0,87	-
	8	5.414.887.412	5.747.783.160	332.895.748	11	1,06	7,33
	10	5.768.181.004	7.184.728.950	1.416.547.946	14,1	1,25	5,86
	12	6.127.417.451	8.621.674.740	2.494.257.289	16,8	1,41	4,88

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Hidrojenin ticari amaçlı üretilmesi amacıyla elektrolizör kurulumu hidrojenin farklı satış fiyatı senaryoları altında incelendiğinde şebekeden bağımsız kurulan tesisler tarafından üretilen hidrojenin fiyatının kilogram başına 12 \$ olması durumunda net bugünkü değer pozitif olmakta ve yatırımın geri ödeme süresi 7,67 yıl olarak hesaplanmaktadır. Şebekeye bağlı kurulum yapıldığında ise üretilecek bir kilogram hidrojenin 8 \$'na satılması durumunda net bugünkü değer pozitive dönmektedir. Yeşil hidrojen kilogram fiyatının 10 \$ ve 12 \$ olduğu senaryolarda ise elde edilen gelirin artmasıyla birlikte yapılan yatırımın geri ödeme süresi beş yılın altına kadar düşmektedir.

İzmir’de çimento sektörünün hidrojen talebinin karşılanması amacıyla elektroliz tesisi kurulumunun değerlendirilmesi:

İzmir’de bulunan çimento fabrikalarının toplam üretim kapasitesi yıllık yaklaşık 4,5 milyon tondur. Bu üretimin gerçekleşmesi için tüketilen toplam enerjinin yüzde 10’unun hidrojenle karşılanması durumunda yıllık yaklaşık 15 milyon kilogram hidrojen üretimine ihtiyaç duyulmaktadır. Gerek öz tüketim amaçlı gerekse ticari amaçlı üretilmesi planlanan hidrojen miktarı için gereken elektroliz ve GES tesisine ilişkin bilgiler ile harcanması gereken su miktarı Tablo 3.30’da verilmektedir.

Tablo 3.30. İzmir’de Çimento Sektörünün Talebinin Karşılanmasına Yönelik Kurulması Planlanan Elektroliz Tesisine İlişkin Bilgiler

Parametreler	Birim	Şebekeden Bağımsız Kurulum	Şebekeye Bağlı Kurulum
GES kapasitesi	MW	519	519
GES çalışma süresi	Saat/yıl	2.944	2.944
Elektrolizör kapasitesi	MW	280,5	103,2
Elektrolizör çalışma süresi	Saat/yıl	2.944	8.000
Kullanılması gereken su miktarı	m ³	300.267	300.267
Tesisin toplam çalışma süresi	Yıl	26	26

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.30 incelendiğinde İzmir’de bulunan çimento fabrikalarının enerji ihtiyacının yüzde 10’unun yeşil hidrojenle karşılanabilmesi için 519 MW kapasiteye sahip bir GES kurulması gerekmektedir. Şebekeden bağımsız bir kurulumda 280,5 MW kapasiteye sahip bir elektrolizör kurulumu gerekirken şebekeye bağlı kurulum söz konusu olduğunda kurulması gereken kapasite 103,2 MW’a düşmektedir. İhtiyaç duyulan hidrojen miktarının üretilmesi için kullanılması gereken su miktarı her iki kurulum türü için sabit olup 300.267 m³’dür.

Öz tüketim amaçlı elektrolizör kurulumuna ilişkin analiz çalışmasının sonuçları Tablo 3.31’de verilmektedir.

Tablo 3.31. İzmir’de Çimento Sektörünün Talebini Karşılamak Üzere Öz Tüketim Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları

Şebekeye Bağlanma Durumu	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Karlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden bağımsız	899.932.601	113.835.659	-786.096.942	0	0,13	-
Şebekeye bağlı	704.602.077	113.835.659	-590.766.417	0	0,16	-

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.31 incelendiğinde öz tüketim amacıyla kurulması planlanan elektroliz tesisinin net bugünkü değerinin negatif olduğu görülmektedir. Diğer bir deyişle elde edilen gelirler maliyetlerden oldukça düşük olduğundan proje finansal olarak yapılabilir görünmemektedir.

Diğer taraftan ticari amaçlı hidrojen üretimi varsayımı altında farklı hidrojen satış fiyatları ile gerçekleştirilen analiz sonuçları Tablo 3.32’de yer almaktadır.

Tablo 3.32. İzmir’de Çimento Sektörünün Talebini Karşılamak Üzere Ticari Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları

Şebekeye Bağlanma Durumu	Hidrojen Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Karlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden Bağımsız	4	899.932.601	440.881.717	-459.050.885	-0,08	0,49	-
	6,4	962.657.609	705.410.746	-257.246.862	5	0,73	-
	8	1.006.745.780	881.763.433	-124.982.347	7,8	0,88	-
	10	1.061.855.995	1.102.204.291	40.348.296	10,7	1,04	7,61
	12	1.116.966.209	1.322.645.150	205.678.940	13,3	1,18	6,22
Şebekeye Bağlı	4	722.043.284	440.881.717	-281.161.567	2,21	0,61	-
	6,4	722.043.284	705.410.746	-16.632.537	9,6	0,98	-
	8	761.132.861	881.763.433	120.630.572	12,6	1,16	6,48
	10	816.243.076	1.102.204.291	285.961.216	15,9	1,35	5,17
	12	871.353.290	1.322.645.150	451.291.859	18,9	1,52	4,3

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.32’de yer alan şebekeden bağımsız kurulum senaryosuna ait sonuçlar incelendiğinde üretilmesi planlanan hidrojenin birim satış fiyatının 4, 6,4 ve 8 \$ olması

durumunda net bugünde değeri negatif olmaktadır. Diğer taraftan hidrojen satış fiyatının kilogram başına 10 ve 12 \$ olması durumunda proje yapılabilir hale gelmektedir. Şebekeye bağlı kurulumda ise bir kilogram hidrojenin 8 \$ olması durumunda net bugünkü değeri pozitif olmakta ve proje finansal açıdan yapılabilir duruma geçmektedir.

İzmir’de doğal gaz tüketiminin hidrojen ile karşılanması amacıyla elektroliz tesisi kurulumunun değerlendirilmesi:

İzmir, doğal gaz tüketimi yüksek illerden biri olup 2022 yılında toplam doğal gaz tüketimi yaklaşık 4,4 milyar m³ olarak gerçekleşmiştir. İzmir’de tüketilen doğal gaz miktarının hacimsel olarak yüzde 5’inin hidrojen ile ikame edilmesi durumunda üretilmesi gereken hidrojen miktarı 51,9 milyon kilogram olmaktadır. Bu hidrojen miktarının üretilmesi için kurulmasına ihtiyaç duyulan elektroliz ve GES tesisine ilişkin bilgiler ile harcanması gereken su miktarı Tablo 3.33’te yer almaktadır.

Tablo 3.33. İzmir’de Doğal Gaz Sektörü Hidrojen Talebine Yönelik Kurulması Planlanan Elektroliz Tesisine İlişkin Bilgiler

Parametreler	Birim	Şebekeden Bağımsız Kurulum	Şebekeye Bağlı Kurulum
GES kapasitesi	MW	1.793	1.793
GES çalışma süresi	Saat/yıl	2.944	2.944
Elektrolizör kapasitesi	MW	969	356,6
Elektrolizör çalışma süresi	Saat/yıl	2.944	8.000
Kullanılması gereken su miktarı	m ³	1.037.321	1.037.321
Tesisin toplam çalışma süresi	Yıl	26	26

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.33 incelendiğinde ilde tüketilen doğal gaz miktarının hacimsel olarak yüzde 5’inin yeşil hidrojen ile ikame edilmesi durumunda 1.793 MW gücünde bir GES tesisi edilmesi gerektiği görülmektedir. Ayrıca şebekeden bağımsız kurulum söz konusu olduğunda 969 MW, şebekeye bağlı kurulumda ise yaklaşık 357 MW kapasiteli bir elektroliz tesisi kurulması ve 1.037.321 m³ su kullanımı gerekmektedir.

Belirlenen kapasiteler çerçevesinde öz tüketim amacıyla kurulması planlanan bir elektroliz tesisine ilişkin analiz sonuçları Tablo 3.34’te gösterilmektedir.

Tablo 3.34. İzmir’de Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları

Şebekeye Bağlanma Durumu	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Karlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden bağımsız	3.108.919.583	713.311.805	-2.395.607.778	0	0,23	-
Şebekeye bağlı	2.434.117.845	713.311.805	-1.720.806.040	0	0,29	-

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.34’e göre öz tüketim amacıyla kurulması planlanan elektroliz tesisinin net bugünkü değeri negatif olmaktadır. Toplam maliyeti oluşturan ilk yatırım ve işletme maliyetleri elde edilen gelire nazaran oldukça yüksek olduğundan yatırımın gerçekleştirilmesi finansal olarak uygun bulunmamaktadır.

Elektroliz tesisinde üretilmesi planlanan hidrojenin ticari amaçlı satışı söz konusu olduğunda farklı satış fiyatı senaryoları kapsamında gerçekleştirilen analiz sonuçları Tablo 3.35’te verilmektedir.

Tablo 3.35. İzmir’de Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları

Şebekeye Bağlanma Durumu	Hidrojen Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Karlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden Bağımsız	4	3.108.919.583	1.523.099.111	-1.585.820.472	-0,08	0,49	-
	6,4	3.325.619.294	2.436.958.577	-888.660.716	5,1	0,73	-
	8	3.477.929.205	3.046.198.222	-431.730.983	7,8	0,88	-
	10	3.668.316.594	3.807.747.777	139.431.183	10,7	1,04	7,61
	12	3.858.703.983	4.569.297.333	710.593.350	13,3	1,18	6,22
Şebekeye Bağlı	4	2.494.371.392	1.523.099.111	-971.272.281	2,21	0,61	-
	6,4	2.494.371.392	2.436.958.577	-57.412.815	9,6	0,98	-
	8	2.629.424.651	3.046.198.222	416.773.570	12,6	1,16	6,48
	10	2.819.812.040	3.807.747.777	987.935.737	15,9	1,35	5,17
	12	3.010.199.429	4.569.297.333	1.559.097.903	18,9	1,52	4,3

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tabloya göre şebekeden bağımsız bir kurulum yapılması senaryosunda üretilmesi planlanan hidrojenin kilogramının 10 \$’na satılması durumunda yatırımın net bugünkü değeri pozitif olmaktadır. Üretilen hidrojenin satış fiyatı 12 \$’na çıkarıldığında net bugünkü değer

artmakta ve iç kârlılık oranı yüzde 13,3'e ulaşmaktadır. Şebekeye bağlı bir kurulum yapıldığında ise üretilen hidrojenin kilogram fiyatının 8 \$ olması durumunda pozitif net bugünkü değer elde edilmektedir. Satış fiyatı yükseltildiğinde elde edilen gelirler arttığından projenin uygulanabilirliği artmaktadır.

İzmir'de demir-çelik sektörünün hidrojen talebinin karşılanması amacıyla elektroliz tesisi kurulumunun değerlendirilmesi:

İzmir'de demir ve çelik üretimi yapan fabrikaların yıllık toplam kapasitesi yaklaşık 12 milyon tondur. Enerji tüketimi oldukça fazla olan demir-çelik sektöründe kömürden karşılanan toplam enerji tüketiminin yüzde 10'unun yeşil hidrojenden karşılanacağı varsayıldığında 223,3 milyon kilogram hidrojen üretilmesi gerektiği görülmektedir. Bu miktarın üretilmesi için kurulmasına ihtiyaç duyulan elektroliz ve GES tesisine ilişkin bilgiler ile harcanması gereken su miktarı Tablo 3.36'da verilmektedir.

Tablo 3.36. İzmir'de Demir-Çelik Sektörünün Hidrojen Talebine Yönelik Kurulması Planlanan Elektroliz Tesisine İlişkin Bilgiler

Parametreler	Birim	Şebekeden Bağımsız Kurulum	Şebekeye Bağlı Kurulum
GES kapasitesi	MW	7.719	7.719
GES çalışma süresi	Saat/yıl	2.944	2.944
Elektrolizör kapasitesi	MW	4.172	1.535
Elektrolizör çalışma süresi	Saat/yıl	2.944	8.000
Kullanılması gereken su miktarı	m ³	4.465.860	4.465.860
Tesisin toplam çalışma süresi	Yıl	26	26

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

İhtiyaç duyulan 223,3 milyon kilogram hidrojen üretimi için 7,7 GW kapasiteli bir GES kurulması gerekmekte olup yıllık yaklaşık 4,5 milyon m³ su tüketimine ihtiyaç duyulmaktadır. Şebekeden bağımsız bir kurulumda 4,2 GW seviyesinde bir elektrolizör kapasitesi gerekirken şebekeye bağlı kurulumda 1,5 GW kapasiteli bir elektroliz tesisi kurulmasına ihtiyaç duyulduğu görülmektedir.

Belirlenen kapasiteler çerçevesinde öz tüketim amacıyla kurulması planlanan bir elektroliz tesisine yönelik gerçekleştirilen analiz sonuçları Tablo 3.37'de verilmektedir.

Tablo 3.37. İzmir’de Demir-Çelik Sektörünün Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları

Şebekeye Bağlanma Durumu	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden Bağımsız	13.384.602.218	1.693.075.434	-11.691.526.784	0	0,13	-
Şebekeye Bağlı	10.483.220.429	1.693.075.434	-8.790.144.995	0	0,16	-

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Kurulması planlanan elektroliz tesisine ait fayda ve maliyetler analiz edildiğinde elde edilen net bugünkü değer şebekeden bağımsız ve şebekeye bağlı kurulum senaryoları için negatif olduğu görülmektedir.

Üretilen hidrojenin satışının amaçlandığı durumda elektrolizör kurulumuna ilişkin fayda ve maliyetler farklı satış fiyatları baz alınarak değerlendirildiğinde Tablo 3.38’de verilen sonuçlar elde edilmektedir.

Tablo 3.38. İzmir’de Demir-Çelik Sektörünün Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları

Şebekeye Bağlanma Durumu	Hidrojen Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden Bağımsız	4	13.384.602.218	6.557.224.764	-6.827.377.454	-0,1	0,49	-
	6,4	14.317.519.391	10.491.559.622	-3.825.959.768	5,1	0,73	-
	8	14.973.241.867	13.114.449.528	-1.858.792.339	7,8	0,88	-
	10	15.792.894.963	16.393.061.910	600.166.947	10,7	1,04	7,61
	12	16.612.548.058	19.671.674.292	3.059.126.234	13,3	1,18	6,22
Şebekeye Bağlı	4	10.742.623.149	6.557.224.764	-4.185.398.385	2,2	0,61	-
	6,4	10.742.623.149	10.491.559.622	-251.063.527	9,6	0,98	-
	8	11.323.079.698	13.114.449.528	1.791.369.830	12,6	1,16	6,48
	10	12.142.732.793	16.393.061.910	4.250.329.117	15,9	1,35	5,17
	12	12.962.385.889	19.671.674.292	6.709.288.403	18,9	1,52	4,3

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.38’de verilen sonuçlar incelendiğinde şebekeden bağımsız bir kurulum için hidrojenin satış fiyatının kilogram başına 4, 6,4 ve 8 \$ olduğu durumlarda kurulması planlanan elektroliz tesisine ait net bugünkü değerlerin negatif olduğu, kilogram satış fiyatının sırasıyla 10 ve 12 \$ olduğu durumlarda ise net bugünkü değerlerin pozitifte döndüğü görülmektedir.

Şebekeye bağlı kurulumda ise hidrojen satış fiyatının 8, 10 ve 12 \$ olduğu durumlarda yatırım pozitif net bugünkü değere ulaşmakta olup yatırımın yapılması finansal açıdan uygun hale gelmektedir.

İzmir’de rafineri sektörünün hidrojen talebinin karşılanması amacıyla elektroliz tesisi kurulumunun değerlendirilmesi:

İzmir’de iki petrol rafinerisi bulunmakta olup bu rafinerilerin yıllık petrol işleme kapasitesi toplam 22,9 milyon tondur. Bu rafinerilerin hammadde olarak ihtiyaç duyduğu hidrojenin yüzde 10’unun yeşil hidrojenden karşılanması durumunda yıllık 18,4 milyon kilogram yeşil hidrojen üretilmesi gerektiği görülmektedir. Bu miktarın üretilmesi için kurulmasına ihtiyaç duyulan elektroliz ve GES tesisine ilişkin bilgiler ile harcanması gereken su miktarı Tablo 3.39’da yer almaktadır.

Tablo 3.39. İzmir’de Rafineri Sektörü Talebinin Karşılanmasına Yönelik Kurulması Planlanan Elektroliz Tesisine İlişkin Bilgiler

Parametreler	Birim	Şebekeden Bağımsız Kurulum	Şebekeye Bağlı Kurulum
GES kapasitesi	MW	634	634
GES çalışma süresi	Saat/yıl	2.944	2.944
Elektrolizör kapasitesi	MW	343	126
Elektrolizör çalışma süresi	Saat/yıl	2.944	8.000
Kullanılması gereken su miktarı	m ³	367.188	367.188
Tesisin toplam çalışma süresi	Yıl	26	26

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.39 incelendiğinde yıllık 18,4 milyon kilogram yeşil hidrojen üretimi için 634 MW kurulu güce sahip bir GES kurulması gerektiği görülmektedir. Ayrıca belirtilen miktarda hidrojen üretimi için 367.188 m³ su tüketilmesi gerektiği hesaplanmaktadır. Kurulması gereken elektrolizör kapasitesi şebekeden bağımsız durumda 343 MW iken şebekeye bağlı kurulumda 126 MW olmaktadır.

Belirlenen kapasiteler çerçevesinde öz tüketim amacıyla kurulması planlanan bir elektroliz tesisine yönelik gerçekleştirilen analiz sonuçları Tablo 3.40’ta verilmektedir.

Tablo 3.40. İzmir’de Rafineri Sektörünün Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları

Şebekeye Bağlanma Durumu	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden Bağımsız	1.099.857.045	392.495.373	-707.361.672	-4,8	0,36	-
Şebekeye Bağlı	861.302.348	276.040.702	-585.261.646	-9,1	0,32	-

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.40 incelendiğinde şebekeden bağımsız veya şebekeye bağlı elektroliz tesisi kurulumlarının net bugünkü değerlerinin negatif olduğu ve yatırımın finansal olarak yapılabilir olmadığı değerlendirilmektedir.

Elektroliz tesisinde üretilmesi planlanan yeşil hidrojenin ticari amaçla satılması varsayımı altında farklı satış fiyatları kullanılarak gerçekleştirilen analizlerin sonuçları Tablo 3.41’de yer almaktadır.

Tablo 3.41. İzmir’de Rafineri Sektörünün Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Analiz Sonuçları

Şebekeye Bağlanma Durumu	H ₂ Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden Bağımsız	4	1.099.857.045	539.141.996	-560.715.049	-0,1	0,49	-
	6,4	1.176.640.679	862.627.193	-314.013.485	5,1	0,73	-
	8	1.230.554.878	1.078.283.991	-152.270.887	7,8	0,88	-
	10	1.297.947.628	1.347.854.989	49.907.362	10,7	1,04	7,61
	12	1.365.340.377	1.617.425.987	252.085.610	13,3	1,18	6,22
Şebekeye Bağlı	4	882.630.715	539.141.996	-343.488.720	2,2	0,61	-
	6,4	882.630.715	862.627.193	-20.003.522	9,6	0,98	-
	8	930.517.092	1.078.283.991	147.766.900	12,6	1,16	6,48
	10	997.909.841	1.347.854.989	349.945.148	15,9	1,35	5,17
	12	1.065.302.591	1.617.425.987	552.123.396	18,9	1,52	4,3

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.41’de yer alan veriler incelendiğinde şebekeden bağımsız bir kurulum varsayımı altında yeşil hidrojen kilogram fiyatının 4, 6,4 ve 8 \$ olduğu durumlarda yatırımın

net bugünkü değeri negatif olmaktadır. Hidrojenin kilogram satış fiyatı 10 \$'na yükseltildiğinde net bugünkü değer pozitif dönmektedir. Diğer taraftan şebekeye bağlı bir kurulum yapılacağı göz önünde bulundurulduğunda hidrojenin satış fiyatının kilogram başına 4 ve 6,4 \$ olması sonucunda yatırımın net bugünkü değeri negatif olurken satış fiyatının kilogram başına 8 \$ olması durumunda pozitif bir net bugünkü değer elde edilmektedir.

3.2.4. Senaryo Analizi

İstanbul ve İzmir'de bulunan rafineri, çimento ve demir-çelik tesislerinin ihtiyaç duyduğu enerjinin bir kısmının hidrojenden karşılanması ve mevcut doğal gaz tüketiminin bir kısmının hidrojen ile ikame edilerek doğal gaz-hidrojen karışımının kullanılması için gerçekleştirilen analizlerde çeşitli parametreler kullanılmış olup gelecek dönemde bu parametrelerin değerlerinde meydana gelebilecek herhangi bir değişikliğin yapılması planlanan yatırımın net bugünkü değer, iç kârlılık oranı, fayda-maliyet oranı ve geri ödeme süresi olmak üzere karar destek parametrelerine etkisinin test edilmesi amacıyla senaryo analizi yapılmaktadır.

Bu kapsamda incelenecek parametrelerden biri indirgeme oranıdır. Yapılan analizlerde yüzde 10 olarak kabul edilen indirgeme oranının yüzde 8'e düşmesi veya yüzde 12'ye yükselmesinin analiz sonuçlarına etkisi incelenmektedir.

Senaryo analizi kapsamında incelenecek bir diğer parametre karbon vergisidir. Yapılan analizlerde karbon vergisi 1 kg CO₂ için 0,048 \$ alınmıştır. Karbon vergisi uygulaması bulunan Avrupa Birliği üyesi ülkeler incelendiğinde 1 kg CO₂ için uygulanan vergi oranlarının minimum, birinci dörttebirlik, üçüncü dörttebirlik ve maksimum değerlerinin sırasıyla 0,0001 \$, 0,017 \$, 0,065 \$ ve 0,132 \$ olduğu görülmektedir. Ayrıca birinci dörttebirlik ve maksimum vergi oranlarının analizde kullanılan karbon vergisine oranları benzerlik göstermektedir. Diğer bir deyişle birinci dörttebirlik ve maksimum vergi oranları hâlihazırda kullanılan karbon vergisinin yaklaşık 2,8 kat düşmesi ve 2,8 kat yükselmesi senaryolarına karşılık gelmektedir. Dolayısıyla senaryo analizi kapsamında karbon vergisinin sırasıyla 0,017 \$'na düşmesi ve 0,132 \$'na yükselmesi incelenmektedir.

Analiz kapsamında incelenecek diğer parametreler elektrolizör ve GES yatırım maliyetleridir. IRENA tarafından gerçekleştirilen çalışmalarda ölçek ekonomisinin ve elektrolizör teknolojilerinin geliştirilmesi neticesinde elektrolizör maliyetlerinin 2030 yılına

kadar 450.000 \$ ve 350.000 \$'na düşebileceği görülmektedir.¹⁹² Dolayısıyla senaryo analizi kapsamında elektrolizör maliyetinin 1.100.000 \$'ndan sırasıyla yukarıda belirtilen değerlere düşmesi durumunda karar destek parametrelerinin değişimi incelenmektedir. GES maliyetlerine ilişkin hazırlanan senaryolar ve projeksiyonlar incelendiğinde Ar-Ge yatırımlarının devam etmesi ve çeşitli yeniliklerin gerçekleştirilmesi neticesinde GES maliyetlerinin 2035 yılına kadar MW başına 829.000 \$ ve 632.000 \$'na düşebileceği görülmektedir.¹⁹³ Bu çalışmalardan yola çıkarak senaryo analizi kapsamında GES maliyetinin 890.000 \$'ndan yukarıda bahsedilen maliyetlere düşmesi senaryoları irdelenmektedir. Ayrıca GES maliyeti, elektrolizör maliyeti ve karbon vergisinin birlikte değişmesi durumunun sonuçlara etkisi araştırılmaktadır.

Senaryo analizinin gerçekleştirilmesi amacıyla parametrelerde yapılan değişikliklerin tüm senaryolar için benzer bir etkiye sahip olacağı düşünüldüğünden ve İstanbul'da doğal gaz talebinin hidrojen ile karşılanması diğer tüm senaryolara nazaran daha maliyetli olduğundan senaryo analizi için İstanbul'un doğal gaz talebinin yüzde 5'inin yeşil hidrojen ile ikame edilmesi amacıyla öz tüketim ve ticari maksatlı elektroliz tesisi kurulum senaryosu ele alınmaktadır. Analiz sonrası elde edilen sonuçlar Tablo 3.42'de verilmektedir.

Tablo 3.42. İstanbul'da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Senaryo Analizi Sonuçları

Parametre Değeri	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden Bağımsız-Baz senaryo						
	6.999.461.243	1.345.927.376	-5.653.533.867	0	0,19	-
İndirgeme oranı (%) –Baz senaryoda yüzde 10 alınmıştır.						
8	7.417.786.730	1.630.092.496	-5.787.694.235	0	0,22	-
12	6.660.942.434	1.128.053.739	-5.532.888.696	0	0,17	-
Karbon vergisi (\$/kg CO ₂)- Baz senaryoda 0,048 \$/kg CO ₂ alınmıştır.						
0,017	6.999.461.243	1.143.516.864	-5.855.944.379	0	0,16	-
0,132	6.999.461.243	1.894.394.572	-5.105.066.671	0	0,27	-
Elektrolizör maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 1.100.000 \$/MW alınmıştır.						
450.000	5.249.398.007	1.345.927.376	-3.903.470.631	0	0,26	-
350.000	4.980.157.509	1.345.927.376	-3.634.230.133	0	0,27	-

¹⁹² IRENA, 2021:13.

¹⁹³ NREL, t.y, Erişim tarihi, 24 Ocak 2024. < https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_pv>

**Tablo 3.42. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı
Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Senaryo Analizi Sonuçları (devam)**

Parametre Değeri	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
GES maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 890.000 \$/MW alınmıştır.						
829.000	6.724.612.235	1.345.927.376	-5.378.684.859	0	0,2	-
632.000	5.836.985.111	1.345.927.376	-4.491.057.734	0	0,23	-
Elektrolizör maliyeti (\$/MW), GES maliyeti (\$/MW) ve Karbon Vergisi (\$/kg CO ₂)						
350.000	3.817.681.377	1.894.394.572	-1.923.286.805	0	0,5	-
632.000						
0,132						
Şebekeye Bağlı-Baz Senaryo						
	5.190.646.926	1.345.927.376	-3.844.719.549	0	0,26	-
İndirgeme oranı (%) –Baz senaryoda yüzde 10 alınmıştır.						
8	5.534.482.275	1.630.092.496	-3.904.389.779	0	0,29	-
12	4.914.548.808	1.128.053.739	-3.786.495.070	0	0,23	-
Karbon vergisi (\$/kg CO ₂)- Baz senaryoda 0,048 \$/kg CO ₂ alınmıştır.						
0,017	5.190.646.926	1.143.516.864	-4.047.130.062	0	0,22	-
0,132	5.190.646.926	1.894.394.572	-3.296.252.354	0	0,36	-
Elektrolizör maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 1.100.000 \$/MW alınmıştır.						
450.000	4.629.721.937	1.345.927.376	-3.283.794.561	0	0,29	-
350.000	4.543.425.785	1.345.927.376	-3.197.498.409	0	0,3	-
GES maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 890.000 \$/MW alınmıştır.						
829.000	4.915.797.918	1.345.927.376	-3.569.870.541	0	0,27	-
632.000	4.028.170.793	1.345.927.376	-2.682.243.417	0	0,33	-
Elektrolizör maliyeti (\$/MW), GES maliyeti (\$/MW) ve Karbon Vergisi (\$/kg CO ₂)						
350.000	3.380.949.653	1.894.394.572	-1.486.555.081	0	0,56	-
632.000						
0,132						

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.42 incelendiğinde şebekeden bağımsız ve şebekeye bağlı elektrolizör kurulumu senaryolarında yüzde 10 olarak alınan indirgeme oranının yüzde 8’e düşmesi veya yüzde 12’ye çıkarılmasının yapılması planlanan yatırımın yapılıp yapılmaması kararını değiştirmedigi görülmektedir. İncelenen her iki indirgeme oranında da elde edilen net bugünkü değer negatif olmaktadır. Benzer şekilde karbon vergisinin baz senaryoda kullanılan değere göre değiştirilerek sırasıyla 0,017 \$/kg ve 0,132 \$/kg olarak alındığı, elektrolizör ve GES yatırım

maliyetlerinin düşürüldüğü, elektrolizör maliyetinin 350.000 \$/MW'a, GES maliyetinin 632.000 \$/MW'a düşürüldüğü ve karbon vergisinin 0,132 \$/kg'a çıkarıldığı senaryolarda yatırımın finansal olarak yapılabilir olmadığı değerlendirilmektedir.

Üretilmesi planlanan yeşil hidrojenin satılması amacıyla şebekeden bağımsız kurulması planlanan elektroliz tesisine ilişkin senaryo analizi sonuçları Tablo 3.43'te verilmektedir.

Tablo 3.43. İstanbul'da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Şebekeden Bağımsız Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Senaryo Analizi Sonuçları

Parametre Değeri	H ₂ Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden Bağımsız-Baz senaryo							
	4	6.999.461.243	2.873.891.580	-4.125.569.663	-0,03	0,41	-
	6,4	7.343.210.160	4.598.226.528	-2.744.983.632	0,03	0,63	-
	8	7.630.599.318	5.747.783.160	-1.882.816.158	5	0,75	-
	10	7.989.835.766	7.184.728.950	-805.106.816	8	0,9	-
	12	8.349.072.213	8.621.674.740	272.602.527	10	1,03	7,67
İndirgeme oranı (%) –Baz senaryoda yüzde 10 alınmıştır.							
8	4	7.417.786.730	3.480.655.183	-3.937.131.548	-2,6	0,47	-
	6,4	7.834.111.222	5.569.048.292	-2.265.062.930	2,9	0,71	-
	8	8.182.176.740	6.961.310.366	-1.220.866.375	5,4	0,85	-
	10	8.617.258.638	8.701.637.957	84.379.319	8,2	1,01	9,44
	12	9.052.340.536	10.441.965.548	1.389.625.012	10,6	1,15	7,66
12	4	6.660.942.434	2.408.676.871	-4.252.265.564	-2,6	0,36	-
	6,4	6.949.046.576	3.853.882.993	-3.095.163.583	2,9	0,55	-
	8	7.189.914.263	4.817.353.741	-2.372.560.522	5,4	0,67	-
	10	7.490.998.872	6.021.692.177	-1.469.306.695	8,2	0,8	-
	12	7.792.083.481	7.226.030.612	-566.052.869	10,6	0,93	-
Elektrolizör maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 1.100.000 \$/MW alınmıştır.							
450.000	4	5.249.398.007	2.873.891.580	-2.375.506.427	1	0,55	-
	6,4	5.802.204.650	4.598.226.528	-1.203.978.122	6,2	0,79	-
	8	6.089.593.808	5.747.783.160	-341.810.648	9	0,94	-
	10	6.448.830.255	7.184.728.950	735.898.695	12	1,11	6,83
	12	6.808.066.703	8.621.674.740	1.813.608.037	14,8	1,27	5,6

Tablo 3.43. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Şebekeden Bağımsız Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Senaryo Analizi Sonuçları (devam)

Parametre Değeri	H ₂ Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Elektrolizör maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 1.100.000 \$/MW alınmıştır.							
350.000	4	4.980.157.509	2.873.891.580	-2.106.265.929	1,6	0,58	-
	6,4	5.565.126.879	4.598.226.528	-966.900.351	6,9	0,83	-
	8	5.852.516.037	5.747.783.160	-104.732.877	9,7	0,98	-
	10	6.211.752.484	7.184.728.950	972.976.466	12,8	1,16	6,45
	12	6.570.988.932	8.621.674.740	2.050.685.808	15,6	1,31	5,29
GES maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 890.000 \$/MW alınmıştır.							
829.000	4	6.724.612.235	2.873.891.580	-3.850.720.655	-2	0,43	-
	6,4	7.098.867.101	4.598.226.528	-2.500.640.573	3,3	0,65	-
	8	7.386.256.259	5.747.783.160	-1.638.473.099	5,9	0,78	-
	10	7.745.492.707	7.184.728.950	-560.763.757	8,7	0,93	-
	12	8.104.729.155	8.621.674.740	516.945.586	11,2	1,06	7,32
632.000	4	5.836.985.111	2.873.891.580	-2.963.093.531	-0,3	0,49	-
	6,4	6.309.759.190	4.598.226.528	-1.711.532.662	4,9	0,73	-
	8	6.597.148.348	5.747.783.160	-849.365.188	7,6	0,87	-
	10	6.956.384.795	7.184.728.950	228.344.155	10,6	1,03	7,66
	12	7.315.621.243	8.621.674.740	1.306.053.497	13,3	1,18	6,25
Elektrolizör maliyeti (\$/MW), GES maliyeti (\$/MW)							
350.000	4	4.100.592.171	2.873.891.580	-1.226.700.591	4,5	0,7	-
632.000	6,4	4.531.675.908	4.598.226.528	66.550.620	10,3	1,01	7,87
	8	4.819.065.066	5.747.783.160	928.718.094	13,5	1,19	6,15
	10	5.178.301.513	7.184.728.950	2.006.427.437	17,1	1,39	4,82
	12	5.537.537.961	8.621.674.740	3.084.136.779	20,4	1,56	3,97

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.43’te yer alan baz senaryoda yalnızca hidrojen satış fiyatının kilogram başına 12 \$ olduğu senaryoda pozitif bir net bugünkü değere ulaşılırken indirgeme oranının yüzde 10’dan yüzde 8’e düşürülmesi sonucunda hidrojenin kilogramının 10 \$’na satılmasının öngörüldüğü senaryoda net bugünkü değer pozitif olmaktadır. İndirgeme oranının yüzde 12’ye yükseltildiği senaryoda ise tüm satış fiyatı senaryolarında negatif bir net bugünkü değer elde edilmektedir. Elektrolizör kurulum maliyetinin 450.000 \$/MW’a düşmesi hidrojen satış

fiyatının 10 \$ olduğu senaryoyu etkileyerek yatırımı finansal olarak yapılabilir hale getirmektedir. Elektrolizör kurulum maliyetinin 350.000 \$/MW'a düşmesi durumunda ise fayda-maliyet oranları ile iç kârlılık oranları artmaktadır. GES yatırım tutarının 829.000 \$/MW'a düşmesi durumunda net bugünkü maliyetlerin düşerek net bugünkü değer arttığı görülmekle birlikte bu düşüşün farklı hidrojen satış fiyatları senaryolarının finansal yapılabilirliğini değiştirmediği görülmektedir. GES yatırım maliyetinin 632.000 \$/MW olduğu durumda ise hidrojen satış fiyatının 10 \$/kg olduğu senaryoda yatırım finansal olarak yapılabilir hale gelmektedir. Elektrolizör maliyetinin 350.000 \$/MW'a ve GES maliyetinin 632.000 \$/MW'a düşmesi durumları birlikte değerlendirildiğinde hidrojen satış fiyatının 6,4 \$/kg olduğu senaryo için elektroliz tesisi kurulumu finansal olarak yapılabilir olmaktadır.

Üretilecek yeşil hidrojenin satılması amacıyla şebekeye bağlı kurulması planlanan elektroliz tesisine ilişkin senaryo analizi sonuçları Tablo 3.44'te verilmektedir.

Tablo 3.44. İstanbul'da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Şebekeye Bağlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Senaryo Analizi Sonuçları

Parametre Değeri	H ₂ Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeye Bağlı-Baz Senaryo							
	4	5.304.337.598	2.873.891.580	-2.430.446.018	0,5	0,54	-
	6,4	5.304.337.598	4.598.226.528	-706.111.070	7,7	0,87	-
	8	5.414.887.412	5.747.783.160	332.895.748	11	1,07	7,33
	10	5.768.181.004	7.184.728.950	1.416.547.946	14,1	1,25	5,86
	12	6.127.417.451	8.621.674.740	2.494.257.289	16,9	1,41	4,88
İndirgeme oranı (%) –Baz senaryoda yüzde 10 alınmıştır.							
8	4	5.672.176.415	3.480.655.183	-2.191.521.232	0,5	0,61	-
	6,4	5.672.176.415	5.569.048.292	-103.128.122	7,7	0,98	-
	8	5.805.450.112	6.961.310.366	1.155.860.254	11	1,2	7,33
	10	6.232.894.255	8.701.637.957	2.468.743.702	14,1	1,4	5,86
	12	6.667.976.153	10.441.965.54	3.773.989.396	16,8	1,57	4,88
12	4	5.009.835.664	2.408.676.871	-2.601.158.794	0,5	0,48	-
	6,4	5.009.835.664	3.853.882.993	-1.155.952.671	7,7	0,77	-
	8	5.102.930.742	4.817.353.741	-285.577.001	11	0,94	-
	10	5.399.349.153	6.021.692.177	622.343.024	14,1	1,12	5,86
	12	5.700.433.761	7.226.030.612	1.525.596.851	16,8	1,27	4,88

Tablo 3.44. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Şebekeye Bağlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Senaryo Analizi Sonuçları (devam)

Parametre Değeri	H ₂ Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Elektrolizör maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 1.100.000 \$/MW alınmıştır.							
450.000	4	4.743.412.610	2.873.891.580	-1.869.521.030	2,3	0,61	-
	6,4	4.743.412.610	4.598.226.528	-145.186.082	9,5	0,97	-
	8	4.988.889.552	5.747.783.160	758.893.608	12,5	1,15	6,59
	10	5.348.126.000	7.184.728.950	1.836.602.950	15,7	1,34	5,26
	12	5.707.362.447	8.621.674.740	2.914.312.293	18,6	1,51	4,38
350.000	4	4.657.116.458	2.873.891.580	-1.783.224.878	2,6	0,62	-
	6,4	4.657.116.458	4.598.226.528	-58.889.930	9,8	0,99	-
	8	4.924.265.706	5.747.783.160	823.517.454	12,7	1,17	6,47
	10	5.283.502.153	7.184.728.950	1.901.226.797	16	1,36	5,17
	12	5.642.738.601	8.621.674.740	2.978.936.139	18,9	1,53	4,3
GES maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 890.000 \$/MW alınmıştır.							
829.000	4	5.029.488.590	2.873.891.580	-2.155.597.010	1,3	0,57	-
	6,4	5.029.488.590	4.598.226.528	-431.262.062	8,5	0,91	-
	8	5.204.269.655	5.747.783.160	543.513.505	11,7	1,1	6,94
	10	5.562.398.835	7.184.728.950	1.622.330.115	14,9	1,29	5,54
	12	5.921.635.283	8.621.674.740	2.700.039.457	17,7	1,46	4,61
632.000	4	4.141.861.466	2.873.891.580	-1.267.969.886	4,1	0,69	-
	6,4	4.141.861.466	4.598.226.528	456.365.062	11,4	1,11	7,11
	8	4.538.587.189	5.747.783.160	1.209.195.971	14,5	1,27	5,66
	10	4.897.823.636	7.184.728.950	2.286.905.314	18,1	1,47	4,51
	12	5.257.060.084	8.621.674.740	3.364.614.657	21,4	1,64	3,74
Elektrolizör maliyeti (\$/MW), GES maliyeti (\$/MW)							
350.000 632.000	4	3.494.640.326	2.873.891.580	-620.748.746	6,8	0,82	-
	6,4	3.494.640.326	4.598.226.528	1.103.586.202	13,7	1,32	6,02
	8	4.053.908.338	5.747.783.160	1.693.874.822	17,2	1,42	4,79
	10	4.413.144.785	7.184.728.950	2.771.584.165	21,1	1,63	3,81
	12	4.772.381.233	8.621.674.740	3.849.293.507	24,7	1,81	3,16

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Ticari amaçlı ve şebekeye bağlı olarak kurulması planlanan elektroliz tesisi senaryosu için hidrojen satış fiyatının 8, 10 ve 12 \$ olduğu durumlarda yatırım finansal olarak yapılabilir

olmaktadır. Analizde kullanılan indirgeme oranının yüzde 10'dan yüzde 8'e düşürülmesi farklı fiyat senaryolarında projenin finansal açıdan yapılabilirliğini değiştirmemektedir. İndirgeme oranı yüzde 12'ye yükseltildiğinde ise hidrojen satış fiyatının 8 \$ olduğu senaryo, finansal olarak yapılabilir olmaktan çıkmaktadır. Elektrolizör kurulum maliyetinin 450.000 ve 350.000 \$/MW olduğu durumlarda hidrojen satış fiyatının 8,10 ve 12 \$/kg olduğu senaryolar finansal olarak yapılabilir olmaktadır. GES yatırım maliyetinin 829.000 \$/MW olduğu durumda da hidrojen satış fiyatının 8,10 ve 12 \$/kg olduğu senaryolar finansal olarak yapılabilir iken GES yatırım maliyetinin 632.000 \$/MW olduğu durumda hidrojen satış fiyatının 6,4 \$/kg olduğu senaryo da finansal olarak yapılabilir hale gelmektedir. Elektrolizör ve GES maliyetinin MW başına sırasıyla 350.000 \$ ve 632.000 \$ olduğu durumların birlikte gerçekleştiği senaryo incelendiğinde hidrojen satış fiyatının 6,4 \$/kg olduğu senaryonun net bugünkü değeri pozitif olmaktadır.

3.2.5. Duyarlılık Analizi

İstanbul ve İzmir'de bulunan rafineri, çimento ve demir-çelik tesislerinin ihtiyaç duyduğu enerjinin bir kısmının hidrojenle karşılanması ve mevcut doğal gaz tüketiminin bir kısmının hidrojen ile ikame edilerek doğal gaz-hidrojen karışımının kullanılması için gerçekleştirilen analizlerde çeşitli parametreler kullanılmış olup bu parametrelerin değerlerinde meydana gelecek yüzde 1'lik değişimlerin net bugünkü değer, iç kârlılık oranı, fayda-maliyet oranı ve geri ödeme süresi olmak üzere karar destek parametrelerine etkisinin test edilmesi amacıyla duyarlılık analizi yapılmaktadır.

Bu kapsamda yüzde 10 olarak kabul edilen indirgeme oranının yüzde 9,9'a düşmesi veya yüzde 10,1'e yükselmesi; 0,048 \$/kg olarak alınan karbon vergisinin sırasıyla 0,04752 \$'na düşmesi ve 0,04848 \$'na yükselmesi; elektrolizör maliyetinin MW başına 1.100.000 \$'ndan sırasıyla 1.089.000 \$'na düşmesi ve 1.111.000 \$'na yükselmesi ve GES maliyetinin MW başına 890.000 \$'ndan sırasıyla 881.100 \$'na düşmesi ve 898.900 \$'na yükselmesi senaryoları incelenmektedir.

Duyarlılık analizinin gerçekleştirilmesi amacıyla parametrelerde yapılan oransal değişikliklerin tüm senaryolar için benzer bir etkiye sahip olacağı düşünüldüğünden ve İstanbul'da doğal gaz talebinin hidrojen ile karşılanması diğer tüm senaryolara nazaran daha maliyetli olduğundan İstanbul'un doğal gaz talebinin yüzde 5'inin yeşil hidrojen ile ikame edilmesi amacıyla öz tüketim ve ticari amaçlı elektroliz tesisi kurulum senaryosu ele alınmaktadır. Analiz sonrası elde edilen sonuçlar Tablo 3.45 ve 3.46'da verilmektedir.

Tablo 3.45. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı Şebekeden Bağımsız Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Duyarlılık Analizi Sonuçları

Parametre Değeri	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden Bağımsız-Baz senaryo						
	6.999.461.243	1.345.927.376	-5.653.533.867	0	0,19	-
İndirgeme oranı (%) –Baz senaryoda yüzde 10 alınmıştır.						
9,9	7.018.271.703	1.358.378.264	-5.659.893.439	0	0,1935	-
Değişim (%)	0,2687	0,9251	0,1125	0	1,8421	-
10,1	6.980.848.318	1.333.640.478	-5.647.207.839	0	0,191	-
Değişim (%)	-0,2659	-0,9129	-0,1119	0	0,5263	-
Karbon vergisi (\$/kg CO ₂)- Baz senaryoda 0,048 \$/kg CO ₂ alınmıştır.						
0,04752	6.999.461.243	1.342.793.278	-5.656.667.965	0	0,1918	-
Değişim (%)	0	-0,2329	0,0554	0	0,9474	-
0,04848	6.999.461.243	1.349.061.475	-5.650.399.768	0	0,1927	-
Değişim (%)	0	0,2329	-0,0554	0	1,4211	-
Elektrolizör maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 1.100.000 \$/MW alınmıştır.						
1.089.000	6.969.844.788	1.345.927.376	-5.623.917.412	0	0,1931	-
Değişim (%)	-0,4231	0	-0,5239	0	1,6316	-
1.111.000	7.029.077.698	1.345.927.376	-5.683.150.321	0	0,1915	-
Değişim (%)	0,4231	0	0,5239	0	0,7895	-
GES maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 890.000 \$/MW alınmıştır.						
881.100	6.959.360.322	1.345.927.376	-5.613.432.946	0	0,1934	-
Değişim (%)	-0,5729	0	-0,7093	0	1,7895	-
898.900	7.039.562.164	1.345.927.376	-5.693.634.787	0	0,1912	-
Değişim (%)	0,5729	0	0,7093	0	0,6316	-

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.46. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Öz Tüketim Amaçlı Şebekeye Bağlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Duyarlılık Analizi Sonuçları

Parametre Değeri	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeye Bağlı-Baz senaryo						
	5.190.646.926	1.345.927.376	-3.844.719.549	0	0,26	-
İndirgeme oranı (%) –Baz senaryoda yüzde 10 alınmıştır.						
9,9	5.206.050.411	1.358.378.264	-3.847.672.147	0	0,2609	-
Değişim (%)	0,2968	0,9251	0,0768	0	0,3462	-
10,1	5.175.411.097	1.333.640.478	-3.841.770.619	0	0,2577	-
Değişim (%)	-0,2935	-0,9129	-0,0767	0	-0,8846	-
Karbon vergisi (\$/kg CO ₂)- Baz senaryoda 0,048 \$/kg CO ₂ alınmıştır.						
0,04752	5.190.646.926	1.342.793.278	-3.847.853.647	0	0,2587	-
Değişim (%)	0	-0,2329	0,0815	0	-0,5	-
0,04848	5.190.646.926	1.349.061.475	-3.841.585.451	0	0,2599	-
Değişim (%)	0	0,2329	-0,0815	0	-0,0385	-
Elektrolizör maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 1.100.000 \$/MW alınmıştır.						
1.089.000	5.181.154.349	1.345.927.376	-3.835.226.972	0	0,2598	-
Değişim (%)	-0,1829	0	-0,2469	0	-0,0769	-
1.111.000	5.200.139.502	1.345.927.376	-3.854.212.126	0	0,2588	-
Değişim (%)	0,1829	0	0,2469	0	-0,4615	-
GES maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 890.000 \$/MW alınmıştır.						
881.100	5.150.546.005	1.345.927.376	-3.804.618.628	0	0,2613	-
Değişim (%)	-0,7726	0	-1,043	0	0,5	-
898.900	5.230.747.846	1.345.927.376	-3.884.820.470	0	0,2573	-
Değişim (%)	0,7726	0	1,043	0	-1,0385	-

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.45’te yer alan öz tüketim amaçlı şebekeden bağımsız bir elektrolizör tesisi kurulumuna ilişkin duyarlılık analizi sonuçları incelendiğinde indirgeme oranı, karbon vergisi, elektrolizör maliyeti ve GES maliyetinde yapılan yüzde 1’lik bir değişimin yatırımın net bugünkü değerinde sırasıyla yüzde 0,11, yüzde 0,05, yüzde 0,52 ve yüzde 0,71’lik bir değişime

sebebi olduğu görülmektedir. Diğer taraftan öz tüketim amaçlı şebekeye bağlı bir elektrolizör tesisi kurulumu için gerçekleştirilen duyarlılık analizi çalışmalarında indirgeme oranı, karbon vergisi, elektrolizör maliyeti ve GES maliyetinde yapılan yüzde 1’lik bir değişimin yatırımın net bugünkü değerinde sırasıyla yüzde 0,07, yüzde 0,08, yüzde 0,25 ve yüzde 1,04 değişime neden olmaktadır. Parametrelerde gerçekleştirilen yüzde 1’lik değişimlerin yapılması planlanan yatırımın finansal olarak yapılabilirliğini değiştirmediği görülmektedir.

Sonuç olarak kurulması planlanan elektroliz tesisi yatırımına ilişkin fayda-maliyet analizi çalışmasının en çok GES maliyetine duyarlı olduğu anlaşılmaktadır.

Üretilmesi planlanan yeşil hidrojenin satılması amacıyla şebekeden bağımsız kurulması planlanan elektroliz tesisine ilişkin duyarlılık analizi sonuçları Tablo 3.47’de verilmektedir.

Tablo 3.47. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Şebekeden Bağımsız Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Duyarlılık Analizi Sonuçları

Parametre Değeri	H ₂ Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeden Bağımsız-Baz senaryo							
	4	6.999.461.243	2.873.891.580	-4.125.569.663	0	0,41	-
	6,4	7.343.210.160	4.598.226.528	-2.744.983.632	2,89	0,6262	-
	8	7.630.599.318	5.747.783.160	-1.882.816.158	5,43	0,7533	-
	10	7.989.835.766	7.184.728.950	-805.106.816	8,17	0,8992	-
	12	8.349.072.213	8.621.674.740	272.602.527	10,59	1,0327	7,67
İndirgeme oranı (%) –Baz senaryoda yüzde 10 alınmıştır.							
9,9	4	7.018.271.703	2.900.477.339	-4.117.794.364	0	0,4133	-
	Değişim (%)	0,2687	0,9251	-0,1885	0	0,8049	-
	6,4	7.365.200.569	4.640.763.743	-2.724.436.826	2,89	0,6301	-
	Değişim (%)	0,2995	0,9251	-0,7485	0	0,6228	-
	8	7.655.248.303	5.800.954.678	-1.854.293.625	5,43	0,7578	-
	Değişim (%)	0,323	0,9251	-1,5149	0	0,5974	-
	10	8.017.807.970	7.251.193.348	-766.614.623	8,17	0,9044	-
	Değişim (%)	0,3501	0,9251	-4,7810	0	0,5783	-
	12	8.380.367.638	8.701.432.017	321.064.380	10,59	1,0383	7,66
	Değişim (%)	0,3748	0,9251	17,7775	0	0,5423	-0,1304

Tablo 3.47. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Şebekeden Bağımsız Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Duyarlılık Analizi Sonuçları (devam)

Parametre Değeri	H ₂ Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
İndirgeme oranı (%) –Baz senaryoda yüzde 10 alınmıştır.							
10,1	4	6.980.848.318	2.847.655.980	-4.133.192.338	0	0,4079	-
	Değişim (%)	-0,2659	-0,9129	0,1848	0	-0,5122	-
	6,4	7.321.459.170	4.556.249.568	-2.765.209.602	2,89	0,6223	-
	Değişim (%)	-0,2962	-0,9129	0,7368	0	-0,6228	-
	8	7.606.224.768	5.695.311.960	-1.910.912.808	5,43	0,7488	-
	Değişim (%)	-0,3194	-0,9129	1,4923	0	-0,5974	-
	10	7.962.181.765	7.119.139.950	-843.041.816	8,17	0,8941	-
	Değişim (%)	-0,3461	-0,9129	4,7118	0	-0,5672	-
	12	8.318.138.763	8.542.967.940	224.829.177	10,59	1,027	7,66
	Değişim (%)	-0,3705	-0,9129	-17,5249	0	-0,5520	-0,1304
Elektrolizör maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 1.100.000 \$/MW alınmıştır.							
1.089.000	4	6.969.844.788	2.873.891.580	-4.095.953.208	0	0,4123	-
	Değişim (%)	-0,4231	0	-0,7179	0	0,5610	-
	6,4	7.317.131.606	4.598.226.528	-2.718.905.078	2,94	0,6284	-
	Değişim (%)	-0,3551	0	-0,95	1,7301	0,3513	-
	8	7.604.520.764	5.747.783.160	-1.856.737.604	5,48	0,7558	-
	Değişim (%)	-0,3418	0	-1,3851	0,9208	0,3319	-
	10	7.963.757.211	7.184.728.950	-779.028.261	8,22	0,9022	-
	Değişim (%)	-0,3264	0	-3,2391	0,612	0,3336	-
	12	8.322.993.659	8.621.674.740	298.681.081	10,65	1,0359	7,63
	Değişim (%)	-0,3124	0	9,5665	0,5666	0,3099	-0,5215

Tablo 3.47. İstanbul'da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Şebekeden Bağımsız Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Duyarlılık Analizi Sonuçları (devam)

Parametre Değeri	H ₂ Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Elektrolizör maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 1.100.000 \$/MW alınmıştır.							
1.111.000	4	7.029.077.698	2.873.891.580	-4.155.186.118	0	0,4089	-
	Değişim (%)	0,4231	0	0,7179	0	-0,2683	-
	6,4	7.369.288.715	4.598.226.528	-2.771.062.187	2,84	0,624	-
	Değişim (%)	0,3551	0	0,9500	-1,7301	-0,3513	-
	8	7.656.677.873	5.747.783.160	-1.908.894.713	5,38	0,7507	-
	Değişim (%)	0,3418	0	1,3851	-0,9208	-0,3451	-
	10	8.015.914.321	7.184.728.950	-831.185.371	8,11	0,8963	-
	Değişim (%)	0,3264	0	3,2391	-0,7344	-0,3225	-
	12	8.375.150.768	8.621.674.740	246.523.972	10,53	1,0294	7,7
	Değişim (%)	0,3124	0	-9,5665	-0,5666	-0,3196	0,3911
GES maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 890.000 \$/MW alınmıştır.							
881.100	4	6.959.360.322	2.873.891.580	-4.085.468.742	0	0,413	-
	Değişim (%)	-0,5729	0	-0,9720	0	0,7317	-
	6,4	7.307.560.108	4.598.226.528	-2.709.333.580	2,95	0,6292	-
	Değişim (%)	-0,4855	0	-1,2987	2,0761	0,4791	-
	8	7.594.949.266	5.747.783.160	-1.847.166.106	5,50	0,7568	-
	Değişim (%)	-0,4672	0	-1,8934	1,2891	0,4646	-
	10	7.954.185.713	7.184.728.950	-769.456.763	8,24	0,9033	-
	Değişim (%)	-0,4462	0	-4,4280	0,8568	0,456	-
	12	8.313.422.161	8.621.674.740	308.252.580	10,67	1,0371	7,61
	Değişim (%)	-0,427	0	13,0777	0,7554	0,4261	-0,7823

Tablo 3.47. İstanbul'da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Şebekeden Bağımsız Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Duyarlılık Analizi Sonuçları (devam)

Parametre Değeri	H ₂ Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
GES maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 890.000 \$/MW alınmıştır.							
898.900	4	7.039.562.164	2.873.891.580	-4.165.670.584	0	0,4082	-
	Değişim (%)	0,5729	0	0,9720	0	-0,4390	
	6,4	7.378.860.213	4.598.226.528	-2.780.633.685	2,83	0,6232	-
	Değişim (%)	0,4855	0	1,2987	-2,0761	-0,4791	
	8	7.666.249.371	5.747.783.160	-1.918.466.211	5,37	0,7498	-
	Değişim (%)	0,4672	0	1,8934	-1,1050	-0,4646	
	10	8.025.485.819	7.184.728.950	-840.756.869	8,09	0,8952	-
	Değişim (%)	0,4462	0	4,4280	-0,9792	-0,4448	
	12	8.384.722.266	8.621.674.740	236.952.474	10,51	1,0283	7,71
	Değişim (%)	0,427	0	-13,0777	-0,7554	-0,4261	0,5215

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Tablo 3.47'de yer alan veriler incelendiğinde; indirim oranı, elektrolizör maliyeti ve GES maliyetinde gerçekleşecek yüzde 1'lik değişimlerin yatırımın yapıp yapılmamasına ilişkin nihai kararı değiştirmedeği görülmektedir. Ayrıca hidrojen satış fiyatının 4 \$, 6,4 \$ ve 8 \$ olduğu senaryolarda yatırımın net bugünkü değerinin en fazla GES maliyetine duyarlı olduğu görülmektedir. Hidrojen satış fiyatının 4 \$ olduğu senaryoda GES maliyetinin yüzde 1 düşmesi yatırımın net bugünkü değerini yüzde 0,97 oranında artırırken GES maliyetinin yüzde 1 yükselmesi yatırımın net bugünkü değerinin yüzde 0,97 oranında düşmesine neden olmaktadır. Benzer şekilde hidrojen satış fiyatının 6,4 ve 8 \$ olduğu senaryolarda GES maliyetinin yüzde 1 oranında düşürülmesi yapılması planlanan yatırımın net bugünkü değerinde sırasıyla yüzde 1,3 ve yüzde 1,9 oranında artışa sebep olmaktadır. Hidrojen satış fiyatının 10 \$ ve 12 \$ olduğu senaryolarda yatırımın net bugünkü değerinin en fazla indirim oranına duyarlı olduğu görülmektedir. İndirim oranının yüzde 1 oranında düşürülmesi yatırımın net bugünkü değerini hidrojen satış fiyatının 10 \$ olduğu senaryoda yüzde 4,78 artırırken hidrojen satış fiyatının 12 \$ olduğu senaryoda yüzde 17,77 artırmaktadır.

Üretilecek yeşil hidrojenin satılması amacıyla şebekeye bağlı kurulması planlanan elektroliz tesisine ilişkin duyarlılık analizi sonuçları Tablo 3.48’de verilmektedir.

Tablo 3.48. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşulamak Üzere Ticari Amaçlı Şebekeye Bağlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Duyarlılık Analizi Sonuçları

Parametre Değeri	H ₂ Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Şebekeye Bağlı-Baz Senaryo							
	4	5.304.337.598	2.873.891.580	-2.430.446.018	0,52	0,5418	-
	6,4	5.304.337.598	4.598.226.528	-706.111.070	7,71	0,8669	-
	8	5.414.887.412	5.747.783.160	332.895.748	11,01	1,0615	7,33
	10	5.768.181.004	7.184.728.950	1.416.547.946	14,05	1,2456	5,86
	12	6.127.417.451	8.621.674.740	2.494.257.289	16,82	1,4071	4,88
İndirgeme oranı (%) –Baz senaryoda yüzde 10 alınmıştır.							
9,9	4	5.320.792.812	2.900.477.339	-2.420.315.473	0,52	0,5451	-
	Değişim (%)	0,3102	0,9251	-0,4168	0	0,6091	-
	6,4	5.320.792.812	4.640.763.743	-680.029.070	7,71	0,8722	-
	Değişim (%)	0,3102	0,9251	-3,6938	0	0,6114	-
	8	5.432.339.080	5.800.954.678	368.615.598	11,01	1,0679	7,33
	Değişim (%)	0,3223	0,9251	10,7300	0	0,6029	0
	10	5.788.882.193	7.251.193.348	1.462.311.155	14,05	1,2526	5,86
	Değişim (%)	0,3589	0,9251	3,2306	0	0,562	0
	12	6.151.441.861	8.701.432.017	2.549.990.157	16,82	1,4145	4,88
	Değişim (%)	0,3921	0,9251	2,2344	0	0,5259	0

**Tablo 3.48. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı
Şebekeye Bağlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Duyarlılık Analizi
Sonuçları (devam)**

Parametre Değeri	H ₂ Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda- Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
İndirgeme oranı (%) –Baz senaryoda yüzde 10 alınmıştır.							
10,1	4	5.288.063.894	2.847.655.980	-2.440.407.914	0,52	0,5385	-
	Değişim (%)	-0,3068	-0,9129	0,4099	0	-0,6091	-
	6,4	5.288.063.894	4.556.249.568	-731.814.326	7,71	0,8616	-
	Değişim (%)	-0,3068	-0,9129	3,6401	0	-0,6114	-
	8	5.397.630.287	5.695.311.960	297.681.672	11,01	1,0552	7,33
	Değişim (%)	-0,3187	-0,9129	-10,5781	0	-0,5935	0
	10	5.747.717.091	7.119.139.950	1.371.422.859	14,05	1,24	5,86
	Değişim (%)	-0,3548	-0,9129	-3,1856	0	-0,4496	0
	12	6.103.674.089	8.542.967.940	2.439.293.851	16,82	1,3996	4,88
	Değişim (%)	-0,3875	-0,9129	-2,2036	0	-0,5330	0
Elektrolizör maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 1.100.000 \$/MW alınmıştır.							
1.089.000	4	5.294.845.021	2.873.891.580	-2.420.953.441	0,55	0,5428	-
	Değişim (%)	-0,1790	0	-0,3906	5,7692	0,1846	-
	6,4	5.294.845.021	4.598.226.528	-696.618.493	7,74	0,8684	-
	Değişim (%)	-0,179	0	-1,3443	0,3891	0,1730	-
	8	5.407.479.214	5.747.783.160	340.303.946	11,03	1,0629	7,32
	Değişim (%)	-0,1368	0	2,2254	0,1817	0,1319	-0,1364
	10	5.761.072.381	7.184.728.950	1.423.656.569	14,08	1,2471	5,85
	Değişim (%)	-0,1232	0	0,5018	0,2135	0,1204	-0,1706
	12	6.120.308.828	8.621.674.740	2.501.365.912	16,85	1,4087	4,87
	Değişim (%)	-0,116	0	0,285	0,1784	0,1137	-0,2049

Tablo 3.48. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Şebekeye Bağlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Duyarlılık Analizi Sonuçları (devam)

Parametre Değeri	H ₂ Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
Elektrolizör maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 1.100.000 \$/MW alınmıştır.							
1.111.000	4	5.313.830.175	2.873.891.580	-2.439.938.595	0,49	0,5408	-
	Değişim (%)	0,1790	0	0,3906	-5,7692	-0,1846	-
	6,4	5.313.830.175	4.598.226.528	-715.603.647	7,68	0,8653	-
	Değişim (%)	0,1790	0	1,3443	-0,3891	-0,1846	-
	8	5.422.295.611	5.747.783.160	325.487.549	10,98	1,06	7,34
	Değişim (%)	0,1368	0	-2,2254	-0,2725	-0,1413	0,1364
	10	5.775.289.627	7.184.728.950	1.409.439.323	14,03	1,244	5,87
	Değişim (%)	0,1232	0	-0,5018	-0,1423	-0,1285	0,1706
	12	6.134.526.074	8.621.674.740	2.487.148.666	16,8	1,4054	4,88
	Değişim (%)	0,1160	0	-0,285	-0,1189	-0,1208	0
GES maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 890.000 \$/MW alınmıştır.							
881.100	4	5.264.236.677	2.873.891.580	-2.390.345.097	0,63	0,5459	-
	Değişim (%)	-0,756	0	-1,6499	0	0,7567	-
	6,4	5.264.236.677	4.598.226.528	-666.010.149	7,83	0,8735	-
	Değişim (%)	-0,7560	0	-5,6791	1,5564	0,7613	-
	8	5.384.157.936	5.747.783.160	363.625.224	11,11	1,0675	7,28
	Değişim (%)	-0,5675	0	9,231	0,9083	0,5652	-0,6821
	10	5.738.157.048	7.184.728.950	1.446.571.902	14,17	1,2521	5,81
	Değişim (%)	-0,5205	0	2,1195	0,8541	0,5218	-0,8532
	12	6.097.393.496	8.621.674.740	2.524.281.245	16,95	1,414	4,84
	Değişim (%)	-0,49	0	1,2037	0,7729	0,4904	-0,8197

Tablo 3.48. İstanbul’da Doğal Gaz Talebini Karşılama Üzere Ticari Amaçlı Şebekeye Bağlı Elektroliz Tesisi Kurulumuna İlişkin Duyarlılık Analizi Sonuçları (devam)

Parametre Değeri	H ₂ Satış Fiyatı (\$/kg)	Toplam Maliyetin Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Faydanın Bugünkü Değeri (\$)	Toplam Net Bugünkü Değer (\$)	İç Kârlılık Oranı (%)	Fayda-Maliyet Oranı	Geri Ödeme Süresi (yıl)
GES maliyeti (\$/MW)- Baz senaryoda 890.000 \$/MW alınmıştır.							
898.900	4	5.344.438.519	2.873.891.580	-2.470.546.939	0,41	0,5377	-
	Değişim (%)	0,7560	0	1,6499	0	-0,7567	-
	6,4	5.344.438.519	4.598.226.528	-746.211.991	7,59	0,8604	-
	Değişim (%)	0,756	0	5,6791	-1,5564	-0,7498	-
	8	5.445.616.888	5.747.783.160	302.166.272	10,91	1,0555	7,39
	Değişim (%)	0,5675	0	-9,231	-0,9083	-0,5652	0,8186
	10	5.798.204.960	7.184.728.950	1.386.523.991	13,94	1,2391	5,9
	Değişim (%)	0,5205	0	-2,1195	-0,7829	-0,5218	0,6826
	12	6.157.441.407	8.621.674.740	2.464.233.333	16,7	1,4002	4,92
	Değişim (%)	0,4900	0	-1,2037	-0,7134	-0,4904	0,8197

Kaynak: Yazar tarafından oluşturulmuştur.

Ticari amaçlı ve şebekeye bağlı olarak kurulması planlanan elektroliz tesisi senaryosu için gerçekleştirilen ve sonuçları Tablo 48’de verilen duyarlılık analizine göre hidrojen satış fiyatının 4 \$ ve 6,4 \$ olduğu senaryolarda net bugünkü değer en fazla GES maliyetine duyarlı olduğu görülmektedir. Hidrojen satış fiyatının sırasıyla 4 \$ ve 6,4 \$ olduğu senaryolarda GES maliyetinde meydana gelecek yüzde 1’lik bir düşüş yatırımın net bugünkü değerinin sırasıyla yüzde 1,65 ve yüzde 5,68 oranında artmasına sebep olmaktadır. Diğer taraftan hidrojen satış fiyatının 8 \$, 10 \$ ve 12 \$ olduğu senaryolarda net bugünkü değer en fazla indirgeme oranına duyarlı olduğu görülmektedir. İndirgeme oranının yüzde 1 oranında düşmesi hidrojen satış fiyatının 8 \$ olduğu senaryoda yatırımın net bugünkü değerini yüzde 10,73, hidrojen satış fiyatının 10 \$ olduğu senaryoda yatırımın net bugünkü değerini yüzde 3,23 ve hidrojen satış fiyatının 12 \$ olduğu senaryoda yatırımın net bugünkü değerini yüzde 2,23 artırmaktadır. Genel olarak değerlendirildiğinde indirgeme oranı, elektrolizör maliyeti ve GES maliyetinin yüzde 1 oranında değişmesi hidrojen satış fiyatlarının değiştiği senaryoların finansal yapılabirliğini

etkilememektedir. Diğer bir deyişle bu parametrelerin yüzde 1 oranında değişmesinin yatırımın yapılıp yapılmaması kararını değiştirmedığı değerlendirilmektedir.

3.3. Bölüm Sonu Değerlendirmesi

Türkiye'nin hidrojene ilişkin hazırlanan yol haritası kapsamında elektrolizör kapasitesinin 2030, 2035 ve 2053 yıllarına kadar sırasıyla 2 GW, 5 GW ve 70 GW'a yükseltilmesi hedeflenmektedir. Bu hedef çerçevesinde kurulması planlanan elektroliz tesislerine ilişkin bir analiz gerçekleştirilmekte olup söz konusu analiz iki kısma ayrılmaktadır. İlk kısımda çok kriterli karar verme yöntemlerinden biri olan TOPSIS yöntemi kullanılarak kurulması planlanan elektroliz tesisi için yer seçimi yapılmakta, ikinci kısımda ise ilk kısımda uygun görülen illere kurulması planlanan bir tesise ilişkin fayda ve maliyetlerin incelendiği bir analiz çalışması gerçekleştirilmektedir.

Analizin birinci kısmında Türkiye'de bulunan 81 il güneş enerjisi, rüzgâr enerjisi, hidrojen talep potansiyeli, hidrojen üretim kaynakları ve son olarak tüm kriterler çerçevesinde üç farklı ağırlıklandırma yöntemi kullanılarak tatlı su ve deniz suyu kullanım senaryoları altında değerlendirilmektedir. İller güneş enerjisi potansiyeli açısından değerlendirildiğinde tatlı su kullanımı varsayımı altında Hakkâri, Iğdır ve Van'ın; deniz suyu kullanımı varsayımı altında ise Antalya, Mersin ve Muğla'nın ilk üç sırada yer aldığı görülmektedir. Rüzgâr enerjisi potansiyeli açısından değerlendirildiğinde ise 81 il arasında Çanakkale, İzmir, Balıkesir ve İstanbul'un potansiyelinin yüksek olduğu görülmektedir. İller hidrojen talep potansiyeli açısından değerlendirildiğinde İzmir'in ilk sırada yer aldığı, farklı ağırlıklandırma yöntemlerine göre değişmekle birlikte İzmir'i Kocaeli, İstanbul, Ankara'nın takip ettiği görülmektedir. Elektroliz tesisi kurulumunda değerlendirilmesi gereken yenilenebilir potansiyeli (güneş ve rüzgâr potansiyelleri) ve su kaynaklarının varlığı birlikte değerlendirildiğinde tatlı su kaynaklarının kullanılacağı varsayımı altında Antalya, Erzurum, Şanlıurfa ve Mersin ilk sıralarda yer alırken deniz suyunun kullanılacağı varsayımı altında İzmir, Çanakkale, Hatay ve Mersin ilk sıralarda bulunmaktadır. Elektroliz tesisi kurulumu için belirlenen tüm kriterler birlikte değerlendirildiğinde tatlı su kaynaklarının kullanılacağı varsayımı altında İstanbul, İzmir, Ankara, Antalya, Kocaeli ilk sıralarda yer almakla birlikte bu illerin sıralaması kullanılan ağırlıklandırma yöntemine bağlı olarak değişiklik göstermektedir. Deniz suyunun kullanılacağı varsayımı altında ise İstanbul, İzmir, Kocaeli ve Mersin'in potansiyelinin yüksek olduğu görülmektedir.

Analizin ikinci kısmında İstanbul ve İzmir’de bulunan rafineri, çimento, demir-çelik sektörlerinin hidrojen talebinin ve doğal gaz kullanımının bir kısmının hidrojen ile karşılanması amacıyla kurulması planlanan elektroliz tesislerine ilişkin fayda ve maliyetlerin incelendiği bir analiz gerçekleştirilmektedir. Bu kapsamda öz tüketim amaçlı veya ticari amaçlı kurulum ve şebekeden bağımsız veya şebekeye bağlı kurulum göz önünde bulundurularak İstanbul için sekiz, İzmir için ise 16 farklı senaryo analiz edilmiştir.

Bu kapsamda İstanbul’da bulunan çimento fabrikalarının enerji tüketiminin yüzde 10’unun ve doğal gaz tüketiminin yüzde beşinin hidrojenle karşılanması senaryolarında öz tüketim amacıyla kurulması planlanan elektroliz tesisleri mevcut maliyetlerle finansal olarak yapılabilir görünmemektedir. Ticari amaçlı kurulum söz konusu olduğunda tesisin şebekeden bağımsız kurulması durumunda hidrojen satış fiyatının kilogram başına 12 \$, şebekeye bağlı kurulması durumunda ise 8 \$’na satılması halinde söz konusu tesis kurulumu finansal olarak yapılabilir olmaktadır.

İzmir’de bulunan çimento, rafineri ve demir-çelik sektörlerinin enerji tüketimlerinin yüzde 10’unun, doğal gaz tüketiminin ise yüzde beşinin hidrojenle karşılanması için öz tüketim amacıyla kurulması planlanan elektroliz tesisinin finansal olarak yapılabilir olmadığı görülmektedir. Diğer taraftan ticari amaçlı kurulum söz konusu olduğunda şebekeden bağımsız kurulum için hidrojen satış fiyatının kilogram başına 10 \$, şebekeye bağlı kurulum için ise 8 \$ olduğu senaryolarda elektroliz tesisi kurulumu finansal olarak yapılabilir olmaktadır.

Gelecek dönemde yaşanması öngörülen teknolojik ve ekonomik gelişmeler neticesinde fayda ve maliyetlerin analizinde kullanılan parametrelerin değerlerinde meydana gelmesi muhtemel değişimlerin analiz sonuçlarına etkisinin ölçülmesi amacıyla senaryo analizi gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda parametrelerin değerlerinde gerçekleşen değişimlerin öz tüketim amacıyla kurulması planlanan elektroliz tesisinin yatırım kararını etkilemediği anlaşılmakla beraber ticari amaçlı kurulması planlanan tesisin finansal yapılabilirliğinin bazı parametre değişimlerinden etkilendiği görülmektedir. Örneğin ticari amaçlı kurulması planlanan bir elektroliz tesisi senaryosu için elektrolizör ve GES maliyetlerinin eş zamanlı ve sırasıyla 350.000 \$ ve 632.000 \$’na düşmesi durumunda hidrojen satış fiyatının 6,4 \$ olduğu senaryo finansal olarak yapılabilir hale gelmektedir.

Fayda maliyet analizinde kullanılan parametrelerin değerlerinin yüzde 1 oranında değişmesi durumunda analiz sonuçlarının değişiminin incelenmesi amacıyla duyarlılık analizi gerçekleştirilmiştir. Bu kapsamda öz tüketim amacıyla kurulması planlanan elektroliz tesisinin

net bugünkü değerinin en fazla GES maliyetindeki değişimden etkilendiği görülmektedir. Ticari amaçlı ve şebekeden bağımsız bir elektroliz tesisi kurulumu göz önünde bulundurulduğunda hidrojen satış fiyatının 4 \$, 6,4 \$ ve 8 \$ olduğu senaryolarda net bugünkü değerin en fazla GES maliyetine, hidrojen satış fiyatının 10 \$ ve 12 \$ olduğu senaryolarda ise net bugünkü değerin en fazla indirgeme oranına duyarlı olduğu görülmektedir. Diğer taraftan ticari amaçlı ve şebekeye bağlı bir elektroliz tesisi kurulumu söz konusu olduğunda hidrojen satış fiyatının 4 \$ ve 6,4 \$ olduğu senaryoların en fazla GES maliyetine, hidrojen satış fiyatının 8 \$, 10 \$ ve 12 \$ olduğu senaryoların ise en fazla indirgeme oranına duyarlılık gösterdiği değerlendirilmektedir. Parametrelerde gerçekleştirilen yüzde 1'lik değişimlerin yapılması planlanan elektroliz tesisinin finansal yapılabilirliğini değiştirmediği görülmektedir.

SONUÇ VE ÖNERİLER

Dünya’da genellikle artma temayülünde olan enerji ihtiyacı çoğunlukla petrol, kömür, doğal gaz gibi fosil kaynaklardan karşılanmaktadır. Bu kaynakların yoğun kullanılması sera gazı emisyonlarının artmasına sebep olmakta ve bu durum dünyanın küresel ortalama sıcaklığının yükselmesine yol açmaktadır. Yaşanan bu değişiklikler insan sağlığını ve çevreyi olumsuz etkilemektedir. Ayrıca fosil yakıt kullanımı, bu kaynaklarda rezervi yeterli olmayan ya da rezervi bulunmayan ülkelerin enerjide dışa bağımlılıklarını artırmakta ve fosil yakıt arzında sorun teşkil edecek herhangi bir kriz durumunda ülkeleri savunmasız bir duruma sürüklemektedir.

Son dönemde yaşanan küresel gelişmeler ve 2015 yılında imzalanan Paris Anlaşması enerji dönüşümünün hızlanmasına yol açmıştır. 196 ülkenin katılımıyla imzalanan anlaşmanın ortak amacı küresel ortalama sıcaklık artışının 2 °C altında tutulması ve mümkünse 1,5 °C ile sınırlandırılmasıdır. Bu kapsamda Birleşmiş Milletler tarafından sera gazı emisyonlarının azaltılması ve 2050 yılına kadar net sıfır emisyona ulaşılması hedeflenmektedir. Sera gazı emisyonlarının azaltılmasında enerji verimliliğinin ve elektrifikasyonun artırılmasının, fosil yakıt kullanımının azaltılarak enerji ihtiyacının yenilenebilir kaynaklardan karşılanmasının faydalı olacağı değerlendirilmektedir.

Türkiye de Paris Anlaşmasına taraf olarak enerji dönüşümünde yerini almış ve çeşitli hedefler ortaya konulmuştur. Bu kapsamda sera gazı emisyonlarının azaltılarak 2053 yılında net sıfır emisyona ulaşılması hedeflenmektedir. Bu hedef çerçevesinde enerji verimliliğinin artırılması, yenilenebilir enerji kaynaklarından azami ölçüde faydalanılması ve temiz enerji teknolojilerinin geliştirilmesi enerji politikalarında önceliklendirilen konulardandır. Yenilenebilir enerjinin yanı sıra depolama sistemleri, KYKD, hidrojen gibi enerji teknolojilerinin enerji dönüşümü sürecinde önemli bir role sahip olacağı öngörülmektedir. Özellikle karbonsuzlaştırılması zor olarak görülen, enerji tüketimi fazla olan ve yüksek ısıya ihtiyaç duyulan petrokimya, çimento, demir-çelik gibi sektörlerin fosil yakıt kullanımı bir hayli yüksek olup bu sektörlerde elektrifikasyonun zor olduğu bilinmektedir. Bu sektörlerin enerji ve ısı ihtiyacının temiz yakıtlardan karşılanmasına yönelik olarak hidrojen önemli bir araç olarak değerlendirilmektedir.

Ayrıca kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen enerjide arz fazlası olduğu durumlarda bu enerjinin orta ve uzun vadeli depolanması, talep fazlası olduğu durumlarda ise kullanılması önem arz etmektedir. Bu çerçevede hidrojenin yenilenebilir enerji kaynaklarının

kullanılmasında tamamlayıcı bir rol üstlenebileceği değerlendirilmektedir. Bunların yanı sıra hidrojenin elektrifikasyonun zor olduğu uzun mesafeli taşımacılıkta yakıt olarak kullanımı da enerji dönüşümü sürecinde önemli görülen konulardan biri olarak karşımıza çıkmaktadır.

Dünyada hidrojenin üretim ve tüketimi incelendiğinde hâlihazırda üretilen hidrojenin büyük bir bölümünün fosil kaynaklardan elde edildiği ve üretimin çoğunlukla tüketimin olduğu bölgelerde gerçekleştiği görülmektedir. Net sıfır emisyon hedefleri çerçevesinde hidrojen talebinin yenilenebilir kaynaklardan veya KYKD teknolojisi kullanılarak fosil kaynaklardan sağlanması gerekmekte olup bu kapsamda gelecek dönemde temiz hidrojen talebinin artacağı öngörülmektedir. Bu çerçevede hem hidrojen üretimi hem de tüketiminde bir dönüşüm gerçekleşeceği düşünülmektedir. Ayrıca artması öngörülen temiz hidrojen talebinin karşılanabilmesi için yenilenebilir kaynakların bol olduğu ve hidrojen üretimine uygun bölgelerde hidrojen üretiminin yapılması ve hidrojen talebinin yüksek olduğu bölgelere iletilmesi için hidrojen taşıma altyapısının geliştirilmesi öngörülmektedir.

Dünyada ve Türkiye’de gerçekleşen gelişmeler ışığında hazırlanan bu çalışma kapsamında dünyada hidrojenin mevcut durumu ile gelişimi ortaya konulmuş ve örnek teşkil etmesi açısından Çin, ABD, AB, Güney Kore ve Birleşik Krallık detaylı olarak incelenmiştir. Söz konusu ülkelerde net sıfır emisyon hedefi olduğu ve bu hedefe ulaşılması amacıyla bir enerji dönüşüm süreci yürütüldüğü görülmektedir. Bu kapsamda önem atfedilen hidrojene yönelik çeşitli çalışmalar gerçekleştirildiği ve hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi amacıyla hidrojen üretimi, kullanımı, taşınması ve depolanmasına ilişkin politikalara yer verildiği anlaşılmaktadır.

Genel anlamda değerlendirildiğinde ülkelerin hidrojene ilişkin politikalarında düşük karbonlu hidrojen üretiminin ön plana çıktığı ve çalışmaların bu çerçevede yürütüldüğü görülmektedir. Temiz hidrojen üretiminin yanı sıra yeşil amonyak ve metanol gibi hidrojen türevlerinin üretimi ve yakıt olarak kullanımına ilişkin çalışmalar da gerçekleştirildiği bilinmektedir. Ayrıca hidrojene yönelik oluşturulan politikalarda karbonsuzlaştırılması zor olan sektörlerle öncelik verildiği ve temiz kaynaklardan hidrojen üretim maliyetinin düşürülmesinin amaçlandığı görülmektedir. Dolayısıyla hidrojen ekonomisinin oluşturulması ve geliştirilmesi amacıyla pilot uygulamaların gerçekleştirildiği, yatırımların desteklenmesi amacıyla çeşitli fonların ayrıldığı ve teşvik mekanizmalarının oluşturulduğu görülmüştür. Yapılan tüm bu çalışmalar neticesinde 2050 yılına kadar hidrojen ekonomisinin belli bir olgunluğa erişmesi öngörülmektedir.

Yapılan çalışma neticesinde ülkelerin hidrojen politikalarının belirlenmesinde jeopolitik konum, coğrafi şartlar ile ülkelerin sahip olduğu avantaj ve dezavantajların etkili olduğu görülmüştür. Örneğin Çin geçmişten günümüze yakıt hücreli araçların geliştirilmesine odaklanmış ve hidrojen politikalarında ulaştırma sektörüne öncelik vermiştir. Diğer taraftan ABD'nin, sahip olduğu karbon depolama potansiyeli sebebiyle KYKD teknolojilerinin kullanıldığı mavi hidrojen üretimine önem verdiği görülmektedir. Birleşik Krallık'ta hidrojen üretimine yönelik bir standart hazırlanmış ve hidrojene ilişkin projelerin desteklenmesi amacıyla hidrojen fonu oluşturulmuştur. Ayrıca Birleşik Krallık en az yarısı yeşil olmak üzere mavi ve yeşil hidrojen üretimi yapmayı hedeflemektedir. Güney Kore 2050 yılına kadar enerji tüketiminin üçte birini hidrojenden karşılamayı hedeflemekte olup bu kapsamda öngördüğü hidrojen talebinin yarısından fazlasını ithal etmeyi amaçlamaktadır. Ülkede hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi amacıyla hidrojen pilot şehirleri kurulmuş olup bu bölgelerde hidrojen değer zincirinin geliştirilmesine yönelik çalışmalar gerçekleştirilmektedir. Avrupa Birliği'nde yeşil hidrojene odaklanılmış olup konuya ilişkin çeşitli stratejiler oluşturulmakta ve hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi amacıyla yüksek miktarlarda yatırım yapılması öngörülmektedir.

Türkiye'de hidrojene ilişkin gelişmeler oldukça yeni olmakla birlikte hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi amacıyla çeşitli çalışmalar yürütülmektedir. Bu kapsamda 2023 yılında Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası yayımlanmıştır. Yol haritası kapsamında öncelikle mavi ve yeşil hidrojene odaklanılmış olup üretilen hidrojenin doğal gazla karıştırılarak fosil yakıt kullanımının azaltılması amaçlanmaktadır. Ayrıca yerli elektrolizör geliştirilmesine de önem verildiği görülmektedir. Hidrojen üretiminin yanı sıra kullanım, taşıma ve depolamaya ilişkin de çeşitli hedeflerin belirlendiği görülmektedir.

Tez çalışmasında yapılan analiz çerçevesinde Türkiye'nin hidrojene ilişkin hedefleri göz önünde bulundurularak yeşil hidrojen üretim tesisi kurulumu için yer seçimi çalışması ve belirlenen illerde elektroliz tesisi kurulumuna ilişkin fayda ve maliyetlerin analizi gerçekleştirilmiştir.

Analizin birinci kısmında yapılan yer seçimi çalışmasında iller güneş enerjisi, rüzgâr enerjisi, hidrojen talep potansiyeli, hidrojen üretim potansiyeli ve tüm kriterler göz önünde bulundurularak değerlendirildiğinde farklı sonuçlar elde edildiği görülmüştür. Farklı ağırlıklandırma yöntemleri kullanıldığında sonuçlarda sıralamanın benzerlik gösterdiği ancak illerin sırasının değiştiği gözlemlenmiştir. Ayrıca tatlı su kullanımı ve deniz suyu kullanımının elektroliz tesisi il seçimini değiştirdiği anlaşılmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları

açısından değerlendirildiğinde Hakkâri, Iğdır, Van, Antalya, Mersin ve Muğla'nın güneş enerji potansiyeli yüksekken rüzgâr enerjisi açısından Çanakkale, İzmir, Balıkesir ve İstanbul'un yüksek potansiyele sahip olduğu görülmektedir. Hidrojen talep potansiyeli söz konusu olduğunda İzmir, Kocaeli ve İstanbul üst sıralarda yer almaktadır. Tüm kriterlerin bir arada bulunduğu senaryo değerlendirildiğinde ise İstanbul, İzmir, Antalya ve Ankara'nın yüksek potansiyele sahip olduğu görülmektedir.

Analizin ikinci kısmında gerçekleştirilen fayda ve maliyetlerin analiz edilmesi sonucunda öz tüketim amacıyla kurulması planlanan bir elektroliz tesisinin finansal olarak yapılabilir olmadığı görülmüştür. Diğer taraftan ticari bakış açısı ile yapılan analizlerde hidrojen satış fiyatının projenin finansal yapılabilirliğini etkilediği anlaşılmıştır. İstanbul'da kurulması planlanan şebekeden bağımsız bir elektroliz tesisinin hidrojen satış fiyatının 12 \$ olduğu senaryoda, şebekeye bağlı bir elektroliz tesisinin ise hidrojen satış fiyatının 8 \$ olduğu senaryoda finansal olarak yapılabilir olduğu görülmüştür. Diğer taraftan İzmir'de kurulması planlanan şebekeden bağımsız bir elektroliz tesisinin finansal olarak yapılabilir olması için hidrojen satış fiyatının 10 \$, şebekeye bağlı bir kurulum olması durumunda ise hidrojen satış fiyatının 8 \$ olması gerektiği anlaşılmıştır. Ayrıca aynı miktarda hidrojen üretimi için şebekeden bağımsız kurulumlarda daha yüksek kapasiteli elektroliz tesis edilmesi gerektiği, dolayısıyla daha yüksek yatırım maliyeti oluştuğu görülmüştür.

Yapılan çalışma neticesinde elde edilen bulgular ışığında Türkiye'de hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi amacıyla değerlendirmeler yapılarak birtakım öneriler geliştirilmiş olup bu önerilere aşağıda değinilmektedir.

Değerlendirme 1: Yapılan incelemelerde hâlihazırda Türkiye'deki hidrojen üretim ve tüketimine ilişkin resmi bir veri bulunmadığı görülmüştür. Bu durumun, Türkiye'nin hidrojene ilişkin hedeflerine ulaşmasına engel teşkil edebileceği değerlendirilmekte olup bu engelin bertaraf edilmesi amacıyla yıllık toplam hidrojen üretim ve tüketim miktarlarının, üretim ve tüketim bölgelerinin ve üretim yöntemlerinin tespit edilmesi gerektiği değerlendirilmektedir. Bu kapsamda hâlihazırda hidrojen kullanılan sektörlerin ve hidrojen tüketimlerinin belirlenmesi, gelecekte bu sektörlerin ihtiyaç duyacağı hidrojen miktarına ilişkin bir projeksiyon yapılması ve önümüzdeki süreçte potansiyel hidrojen talebi oluşturacak sektörlerin ihtiyaçlarının ortaya konulmasının faydalı olacağı değerlendirilmektedir.

Öneri 1: Türkiye'nin hidrojen üretim ve tüketimine ilişkin mevcut durumunun ve gelecek dönemlere ait projeksiyonunun bölge, il veya sektör bazında somut bir şekilde ortaya konulması gerektiği değerlendirilmektedir.

Değerlendirme 2: AB'de temiz hidrojen üretimi, kullanımı, depolanması ve taşınmasına ilişkin genel bilgilerin, hazırlanan raporların ve hidrojene ilişkin çeşitli veri setlerinin yer aldığı bir platform bulunmaktadır. Bu sayede mevcut durum ve gelişim tek bir resmi kaynak üzerinden takip edilebilmektedir. Ayrıca böyle bir platformun varlığı veri şeffaflığını artırmakta ve kamuoyunun faydalanabileceği bir kaynak olması açısından önem arz etmektedir.

Öneri 2: Türkiye'de hidrojene ilişkin elde edilen verilerin, hazırlanan raporların ve bu kapsamda yürütülen projelere ilişkin gelişmelerin yer aldığı bir çevrimiçi platform kurulmasının faydalı olacağı düşünülmektedir.

Değerlendirme 3: Hidrojen yol haritasında ihtiyaç fazlası yeşil hidrojenin ihraç edilmesi hedeflenmektedir. Hidrojen ithal etmeyi planlayan ülkeler göz önünde bulundurulduğunda Türkiye'nin önemli bir hidrojen ihracatçısı olabileceği değerlendirilmektedir.

Öneri 3: Türkiye'nin hidrojen ihracatına ilişkin daha detaylı ve somut hedefler belirlenmesi gerektiği değerlendirilmektedir.

Değerlendirme 4: Ülke örnekleri incelendiğinde Çin, ABD ve Birleşik Krallık'ın hidrojen üretimine ilişkin bir standart geliştirdiği görülmektedir. Bu standartlar kapsamında düşük karbonlu hidrojen tanımlanmakta olup üretilen hidrojen için kilogram başına karbon emisyon üst sınırı belirlenmektedir. Bu doküman hidrojen üretimi yapmak isteyen yatırımcılar için yol gösterici bir kaynak olmakla birlikte belirsizliklerin giderilmesinde de faydalı bir araç olmaktadır.

Öneri 4: Türkiye'de düşük karbonlu ve tamamen temiz kaynaklardan hidrojen üretimine ilişkin bir standart hazırlanmasının faydalı olacağı değerlendirilmektedir. Hazırlanacak bu standart kapsamında düşük karbonlu ve tamamen temiz kaynaklardan üretilen hidrojenin tanımının yapılması ve her bir hidrojen üretim yöntemi için karbon emisyon üst sınırı belirlenmesi gerekmektedir.

Değerlendirme 5: Günümüzde temiz hidrojen üretim maliyetleri fosil kaynaklardan hidrojen üretim maliyetlerine göre oldukça yüksektir. Bu durum temiz hidrojen ekonomisinin

istenen hızda gelişmesine engel teşkil etmektedir. Çalışmada gerçekleştirilen analizlerde yeşil hidrojen üretimi amacıyla kurulacak bir elektroliz tesisinin yatırım maliyetinin oldukça yüksek olduğu görülmektedir. Tesis ile birlikte kurulması planlanan yenilenebilir enerji santrali de ilave maliyet oluşturmaktadır. Bunların sonucunda öz tüketim amacıyla kurulması planlanan bir elektroliz tesisinin maliyetleri, tesisin sağlayacağı faydalardan oldukça yüksek çıkmaktadır. Diğer bir deyişle öz tüketim amacıyla kurulması planlanan tesis finansal olarak yapılabilir çıkmamaktadır. Ayrıca çalışma kapsamında ülke örnekleri incelendiğinde ABD, AB ve Birleşik Krallık'ta temiz hidrojen üretim maliyetlerinin yüksek olmasının yarattığı dezavantaj ile başa çıkılabilmesi amacıyla vergi indirimi, üretilen temiz hidrojen için kilogram başına maddi destek sağlanması gibi çeşitli teşvik mekanizmalarının oluşturulduğu görülmektedir.

Öneri 5: Türkiye’de de hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi ve temiz kaynaklardan hidrojen üretiminin artırılması amacıyla yukarıda bahsedilen teşvik mekanizmalarına benzer mekanizmaların kurulmasının faydalı olacağı düşünülmektedir.

Değerlendirme 6: Çalışmanın analiz kısmında gerçekleştirilen yer seçiminde çeşitli parametreler belirlenmiş ve bu parametreler çerçevesinde veri odaklı bir seçim yapılmıştır. Elektroliz tesisi kurulumu için belirlenen yenilenebilir enerji potansiyeli, hidrojen talep potansiyeli, su kaynaklarının varlığı, arazi maliyeti ve GSYH gibi unsurların analiz sonuçlarını etkilediği görülmektedir. Kısa ve orta vadede hidrojen üretiminin talebin yüksek olduğu bölgelerde gerçekleşeceği varsayıldığında tüm kriterlerin bir arada değerlendirilmesinin gerektiği düşünülmektedir. Diğer taraftan uzun vadede hidrojen dağıtım altyapısının oluşturulması ile birlikte hidrojen üretiminin daha farklı bölgelere yayılabileceği dolayısıyla elektroliz tesisi yer seçiminde üretim kaynaklarının göz önünde bulundurulmasının daha sağlıklı olacağı değerlendirilmektedir. Ayrıca seçilecek bölgenin coğrafi özellikleri, kurulması planlanan tesisin kapasitesinin belirlenmesinde önemli bir rol oynadığından en optimum bölgenin seçilmesinin yatırım maliyetleri açısından avantajlı olacağı düşünülmektedir.

Öneri 6: Yeşil hidrojen üretilmesi amacıyla kurulması planlanan bir elektroliz tesisi için yer seçiminde veri odaklı bir yaklaşım benimsenmesi gerektiği değerlendirilmektedir. Elektroliz tesisi için gerçekleştirilen yer seçimi çalışması neticesinde tüm kriterler birlikte değerlendirildiğinde tatlı su kaynaklarının kullanılacağı varsayımı altında İstanbul, İzmir, Ankara, Antalya, Kocaeli gibi illerin, deniz suyunun kullanılacağı varsayımı altında ise İstanbul, İzmir, Kocaeli ve Mersin gibi illerin yüksek potansiyele sahip olduğu ve ilk sıralarda yer aldığı tespit edilmiştir. Bu illerin elektrolizör tesisi kurulumu için uygunluğunun detaylı analizlerle test edilmesi gerektiği değerlendirilmektedir.

Değerlendirme 7: Hâlihazırda dünyada tüketilen hidrojen tüketiciler tarafından fosil kaynaklardan doğrudan üretilmekte veya yan ürün olarak elde edilmektedir. Gelecekte hidrojen talebinin artması sonucu arz ve talep dengelerinin değişeceği ve ulusal ve uluslararası hidrojen ticaretinin başlayacağı öngörülmektedir.

Öneri 7: Yukarıda ifade edilen öngöründen hareketle hidrojen ekonomisinin geliştirilmesi amacıyla süreç içerisinde meydana gelecek gelişmelerin takip edilerek hidrojen piyasasının oluşturulması ve bu piyasa için bir nihai ve ikincil mevzuat hazırlanması gerektiği değerlendirilmektedir. Bu kapsamda piyasa yapısı ile üretim, taşıma, dağıtım, depolama ve satış gibi piyasa faaliyetlerinin tanımlanması, piyasanın düzenlenmesi için gerekli araçların belirlenmesi, piyasa oyuncularından beklenen temel gereksinim ve faaliyetlerin belirtilmesinin faydalı olacağı değerlendirilmektedir.

Değerlendirme 8: Çalışma kapsamında dünyada hidrojen talebinin rafinerilerde ve sanayi sektöründe yoğunlaştığı görülmektedir. Buna bağlı olarak yapılan analiz çalışmasında hidrojen talebi değerlendirilirken rafineri, çimento, demir-çelik sektörleri ve doğal gaz tüketimi göz önünde bulundurulmuştur.

Öneri 8.1: Türkiye'nin net sıfır emisyon hedefi çerçevesinde hidrojen kullanımının yaygınlaştırılması amacıyla hidrojenin rafineri ve sanayi sektörleri ile diğer sektörlerde kullanımına yönelik detaylı çalışmalar ile tematik ve sektörel analizler yapılmasının faydalı olacağı değerlendirilmektedir.

Öneri 8.2: Yapılan sektörel analizler neticesinde hidrojen kullanımının test edilmesi, fayda ve maliyetlerin somut olarak ortaya konulması amacıyla sektörel pilot projelerin yapılması gerektiği değerlendirilmekte olup proje paydaşlarının kamu, özel sektör ve akademiden olacak şekilde oluşturulmasının bilgi ve tecrübe paylaşımı açısından önemli olacağı düşünülmektedir.

Değerlendirme 9: Günümüzde yeşil hidrojen üretimi amacıyla kurulacak bir yeşil hidrojen üretim tesisi ile yenilenebilir enerji santrali kurulum maliyeti MW başına yaklaşık 2 milyon \$'na ulaşmaktadır. Elektroliz tesisinin kapasitesinin artması ile birlikte kurulması gereken yenilenebilir enerji santralinin de kapasitesi artmakta ve bu durum maliyetlerin yükselmesi ile sonuçlanmaktadır. Yüksek maliyetli kurulumların gerçekleştirilmesi için bir finansmana ihtiyaç duyulmaktadır.

Öneri 9: Türkiye’de elektroliz tesisi kurulumunun artırılması amacıyla çeşitli finansman mekanizmalarının geliştirilmesi gerektiği düşünülmektedir. Bu amaçla uluslararası finansman kuruluşlarından hibe ve kredi imkânlarının değerlendirilerek düşük faizli kredi kullanımının sağlanması, kurulması planlanan Emisyon Ticaret Sisteminden elde edilecek gelirlerin bir bölümünün hidrojen teknolojilerine ilişkin projelerin finansmanında kullanılması gibi alternatif finansman yöntemlerinin geliştirilmesinin faydalı olacağı değerlendirilmektedir.

Değerlendirme 10: Yapılan çalışmada hidrojen üretimi, taşınması ve depolanmasına yönelik çeşitli yöntemlerin bulunduğu görülmektedir. Bu yöntemlerin bazıları belli bir teknoloji hazırlık seviyesi ve olgunluğa sahipken bazı yöntemler henüz test aşamasında olup yaygın bir kullanıma sahip değildir. Dolayısıyla bu yöntemlerin geliştirilmesi amacıyla Ar-Ge çalışmalarının artırılması gerektiği düşünülmektedir.

Öneri 10.1: Türkiye özelinde düşünüldüğünde yerli elektrolizör geliştirilmesi, linyit ve organik atıklardan hidrojen üretim imkânlarının ve hidrojen depolamada bor teknolojilerinin kullanımının geliştirilmesi amacıyla Ar-Ge çalışmalarının desteklenmesi önerilmektedir. Bu alanlarda gerçekleştirilecek çalışmaların desteklenmesinin Türkiye’nin hidrojen konusunda rekabet üstünlüğü elde etmesine katkı sağlayacağı değerlendirilmektedir.

Öneri 10.2: Günümüzde ticari olarak kullanılan elektrolizörler hâlihazırda saf su ile çalışmaktadır. Tatlı su kaynaklarının korunması amacıyla dünyada deniz suyunun kullanılabilirdiği elektrolizör geliştirilmesine yönelik bazı çalışmalar bulunmakta olup bu çalışmalar henüz ticari kullanım aşamasında değildir. Türkiye’nin deniz suyunun kullanılabilirdiği elektrolizör geliştirilmesi üzerine çalışmasının tatlı su kaynaklarının korunmasına yardımcı olacağı düşünülmektedir.

Çalışmanın güçlü olduğu düşünülen bazı yönlerine aşağıda değinilmektedir.

- Net sıfır emisyon hedefi kapsamında önemli bir role sahip olması öngörülen hidrojenin üretimi, kullanım alanları ve depolama teknolojilerine ilişkin detaylı bir literatür taraması yapılmıştır.
- Dünyada hidrojenin mevcut durumunun ve gelişiminin tespit edilebilmesi amacıyla beş farklı ülke incelenmiş ve Türkiye’deki mevcut durum ortaya konulmuştur.
- Analiz çalışmasında veri odaklı bir yaklaşım benimsenmiş olup kapsamlı senaryolar oluşturularak iki aşamalı bir analiz gerçekleştirilmiştir. Birinci aşamada çok kriterli karar verme yöntemlerinden biri kullanılarak elektroliz

tesisi için yer seçimi çalışması yapılmış ve iller çeşitli kriterler vasıtasıyla farklı perpektiflerden incelenmiştir. Ayrıca kriterler için tek bir ağırlık yöntemi kullanılmasının yerine üç farklı ağırlıklandırma yöntemi kullanılmış ve elde edilen sonuçlar karşılaştırılmıştır. Ayrıca yer seçimi çalışmasında hem tatlı su hem de deniz suyu potansiyeli değerlendirilmeye tabii tutulmuştur. Dolayısıyla yer seçimi çalışmasının elektroliz tesisi kurulum aşamasında yer seçimi açısından fikir verici bir kaynak olabileceği değerlendirilmektedir.

- Analiz çalışmasında ele alınan parametrelerde meydana gelebilecek olası değişikliklerin analiz sonuçlarına etkisinin ölçülmesi amacıyla duyarlılık analizi gerçekleştirilmiştir.

Çalışmanın geliştirilmesi gerektiği düşünülen bazı yönleri aşağıda yer almaktadır.

- Çalışma kapsamında yapılan analizler için kamuya açık yeterli ve sistematik veriye ulaşmada güçlük çekilmiştir. Bu sebeple verilerin toplanması ve işlenmesinde birtakım varsayımlar yapılmıştır. Türkiye’de su potansiyeli havza bazında ölçülmekte olup iller bazında veri bulunmamaktadır. İllerin su potansiyeli belirli varsayımlar kullanılarak yazar tarafından hesaplanmıştır. Benzer şekilde iller bazında hidrojen talep potansiyelinin belirlenmesi ve arazi maliyetlerine ilişkin doğrudan veri bulunmamakta olup çeşitli varsayımlar sonucu hesaplamalar gerçekleştirilmiştir.
- Çalışma kapsamında seçilen konunun yeterli olgunluğa sahip olmaması bazı belirsizliklere sebep olmakta olup kesin bilgiye erişimde zorluklar yaşanmıştır. Yeşil hidrojen üretimi amacıyla kurulması gereken elektrolizör ilk yatırım ve işletme maliyetleri dahi kaynaklar bazında oldukça değişkenlik göstermektedir.

Çalışmanın geliştirilmesi gerektiği düşünülen yönleri göz önünde bulundurulduğunda söz konusu çalışmanın aşağıda bahsi geçen kapsamlarda genişletilip geliştirilebileceği değerlendirilmektedir.

- Kurulması planlanan elektroliz tesisi yer seçimi çalışmasında belirlenen kriterlerin TOPSIS haricinde diğer çok kriterli karar verme yöntemleri kullanılarak analiz edilebileceği ve elde edilen sonuçların TOPSIS yönteminden elde edilen sonuçlarla karşılaştırılabileceği değerlendirilmektedir.

- Çalışma kapsamında gerçekleştirilen fayda ve maliyetlerin analizinde tatlı su kaynaklarının yanı sıra deniz suyu ve atık su kullanımı gibi alternatiflerin incelenerek çalışmanın kapsamının genişletilebileceği değerlendirilmektedir.
- Çalışma kapsamına jeotermal, biyokütle, hidroelektrik gibi farklı yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretim yöntemlerinin dâhil edilerek hangi üretim yönteminin elektroliz tesisi için uygun ve maliyet etkin olduğunun araştırılabileceği değerlendirilmektedir.
- Çalışma kapsamında incelenen rafineri, çimento ve demir-çelik sektörleri ile doğal gaz tüketiminin yanı sıra gübre üretiminde kullanılan amonyakın üretilmesinde temiz hidrojenden faydalanılması üzerine çalışmaların geliştirilebileceği değerlendirilmektedir.
- Hidrojen ekonomisinin gelişmesi ile birlikte üretim, taşıma, depolama ve kullanım olmak üzere hidrojen değer zincirinin tüm aşamaları göz önünde bulundurularak genel bir değerlendirme çalışmasının gerçekleştirilebileceği düşünülmektedir.

EKLER

EK-1: İstanbul'da Doğal Gaz Talebinin Yüzde 5'inin Hidrojenle Karşlanması için Öztüketim Amaçlı Şebekeye Bağlı Elektroliz Tesisleri Kurulumunun Fayda ve Maliyet Analizi

Yıl	Proje Bedeli (Dolar)	İşletme Bakım Giderleri (Dolar)	Ekipman Değişim-Yenileme Gideri	Sistem Kullanım ve İşletim Gideri (Dolar)	Toplam Gider (Dolar)	Gelir (Dolar)	Amortisman ve Vergi Öncesi Kar (Dolar)	Toplam Amortisman (yıllık) (Dolar)	Vergi Öncesi İşletme Karı (Dolar)	Kurumlar Vergisi Gideri (Dolar)	Vergi Sonrası İşletme Karı (Dolar)	Net Nakit Akışı (Dolar)	İskonto oranı	Net Bugünkü Değer (Dolar)
1	1.427.433,562				1.427.433,562		-1.427.433,561,51	0,00	-1.427.433,561,51	0,00	-1.427.433,561,51	-1.427.433,561,51	1,00	-1.427.433,561,51
2	1.427.433,562				1.427.433,562		-1.427.433,561,51	0,00	-1.427.433,561,51	0,00	-1.427.433,561,51	-1.427.433,561,51	0,91	-1.297.666,874,10
3	1.427.433,562				1.427.433,562		-1.427.433,561,51	0,00	-1.427.433,561,51	0,00	-1.427.433,561,51	-1.427.433,561,51	0,83	-1.179.697,158,27
4	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,75	11.987,876,44
5	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,68	10.898,069,49
6	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,62	9.907,335,90
7	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,56	9.006,669,00
8	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,51	8.187,880,91
9	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,47	7.443,528,10
10	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,42	6.766,843,73
11	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,39	6.151,676,11
12	139.646,323	111.015,103		27.729.130,02	278.390,555	183.331,316	-95.059,239,14	535.287,585,57	-630.346,824,70	0,00	-630.346,824,70	-95.059,239,14	0,35	-33.317,683,41
13	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,32	5.084,029,85
14	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,29	4.621,845,32
15	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,26	4.201,677,56
16	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,24	3.819,706,87
17	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,22	3.472,460,79
18	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,20	3.156,782,54
19	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,18	2.869,802,31
20	139.646,323	111.015,103		27.729.130,02	278.390,555	183.331,316	-95.059,239,14	535.287,585,57	-630.346,824,70	0,00	-630.346,824,70	-95.059,239,14	0,16	-15.542,945,20
21	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,15	2.371,737,44
22	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,14	2.156,124,95
23	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,12	1.960,113,59
24	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,11	1.781,921,45
25	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,10	1.619,928,59
26	139.646,323			27.729.130,02	167.375,453	183.331,316	15.955,863,54	535.287,585,57	-519.331,722,03	0,00	-519.331,722,03	15.955,863,54	0,09	1.472,662,35
														NBD -3.844,719,549,20
														İKO -17%
														FMO 0,2593

EK-2: İstanbul'da Doğal Gaz Talebinin Yüzde 5'inin Hidrojenle Karşlanması için Ticari Amaçlı Şebekeye Bağlı Elektroliz Tesis Kurulumunun Fayda ve Maliyet Analizi (Hidrojen Satış Fiyatının 12 \$/kg Olduğu Senaryo)

Yıl	Proje Bedeli (Dolar)	İşletme Bakım Giderleri (Dolar)	Ekipman Değişim-Yenileme Gideri (Dolar)	Sistem Kullanım ve İşletim Gideri (Dolar)	Toplam Gider (Dolar)	Gelir (Dolar)	Amortisman ve Vergi Öncesi Kar (Dolar)	Toplam Amortisman (Yıllık) (Dolar)	Vergi Öncesi İşletme Karı (Dolar)	Kurumlar Vergisi Gideri (Dolar)	Vergi Sonrası İşletme Karı (Dolar)	Net Nakit Akışı (Dolar)	İskonto oranı	Net Bugünkü Değer (Dolar)
1	1.427.433,562				1.427.433,562		-1.427.433,561,51	0,00	-1.427.433,561,51	0,00	-1.427.433,561,51	-1.427.433,561,51	1,00	-1.427.433,561,51
2	1.427.433,562				1.427.433,562		-1.427.433,561,51	0,00	-1.427.433,561,51	0,00	-1.427.433,561,51	-1.427.433,561,51	0,91	-1.297.666,874,10
3	1.427.433,562				1.427.433,562		-1.427.433,561,51	0,00	-1.427.433,561,51	0,00	-1.427.433,561,51	-1.427.433,561,51	0,83	-1.179.697,158,27
4		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,75	659.246,258,82
5		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,68	599.314.780,75
6		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,62	544.831.618,86
7		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,56	495.301.471,69
8		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,51	450.274.065,17
9		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,47	409.340.059,25
10		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,42	372.127.326,59
11		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,39	338.297.569,63
12		139.646,323	111.015,103	43.215,151,79	293.876,577	1.174.374,640	880.498,062,79	535.287,585,57	345.210,477,22	86.302,619,31	258.907,857,92	794.195,443,48	0,35	278.360,657,94
13		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,32	279.584.768,29
14		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,29	254.167,971,17
15		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,26	231.061,791,97
16		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,24	210.056,174,52
17		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,22	190.960,158,66
18		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,20	173.600,144,23
19		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,18	157.818,312,94
20		139.646,323	111.015,103	43.215,151,79	293.876,577	1.174.374,640	880.498,062,79	535.287,585,57	345.210,477,22	86.302,619,31	258.907,857,92	794.195,443,48	0,16	129.857,301,29
21		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,15	130.428,357,80
22		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,14	118.571,234,36
23		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,12	107.792,031,24
24		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,11	97.992,755,67
25		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,10	89.084,323,34
26		139.646,323		43.215,151,79	182.861,474	1.174.374,640	991.513,165,47	535.287,585,57	456.225,579,90	114.056,394,98	342.169,184,93	877.456,770,49	0,09	80.985,748,49
							İlk yatırım tutarı	4.282.300,605					NBD	2.494.257,288,79
							GDS (yıl)	4,88					KO	16,82%
													FMO	1,4071

KAYNAKÇA

KİTAP, MAKALE, RAPOR, TEZ

- AHLSTRÖM, J.M. (2020). Renewable Hydrogen Production From Biomass. *European Technology and Innovation Platform*. p. 6.
- AUSTRALIAN TRADE AND INVESTMENT COMMISSION. (2022). Korean Hydrogen Market Update 2022. Australian Government. pp. 5-6.
<<https://www.austrade.gov.au/en/news-and-analysis/publications-and-reports/korean-hydrogen-market-update-2022> >
- BAKER MCKENZIE. (2022). China: Recent developments in the Chinese hydrogen market: policy and market trends. p. 3. <
https://insightplus.bakermckenzie.com/bm/attachment_dw.action?attkey=FRbANEucS95NMLRN47z%2BeeOgEFcT8EGQJsWJiCH2WAUuQVQjpl3o%2BZw5oje8KpU1&nav=FRbANEucS95NMLRN47z%2BeeOgEFcT8EGQJbuwypnpZjc4%3D&attdocparam=pB7HEsg%2FZ312Bk8OIuOIH1c%2BY4beLEAejU35eP2Egcc%3D&fromContentView=1 >
- BAŞ, D. (2023). Türkiye Çelik Sektörünün Karbonsuzlaşması: Mevcut Durum. İstanbul Politikalar Merkezi. Pp. 17-18. <
<https://ipc.sabanciuniv.edu/Content/Images/CKeditorImages/20230907-13095942.pdf> >
- BAYRAMOĞLU ERGÜDER, T.H. (2015). Üç-aşamalı (Karanlık Fermantasyon, Metanojenesis ve Fotofermantasyon) Sistemlerde Organik Atıklardan Entegre Biyohidrojen ve Metan Üretiminin Araştırılması. p. 15. <
<https://open.metu.edu.tr/handle/11511/49530> >
- BLASIO, N.D., Hua, C., Jimenez, A.N. (2021). Sustainable Mobility: Renewable Hydrogen in the Transport Sector. Harvard Kennedy School Belfer Center for Science and International Affairs. pp. 2-5. <
<https://dash.harvard.edu/bitstream/handle/1/37372504/HydrogenPB3.pdf?sequence=1&isAllowed=y> >
- BP.(2013). bp Statistical Review of World Energy. pp.40-41. <
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2013-full-report.pdf> >
- BP.(2022). bp Statistical Review of World Energy. 71. edition. pp.8-51. <
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> >
- BP. (t.y.). Approximate conversion factors. Er. 08 Ağustos 2024. p. 1<
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-approximate-conversion-factors.pdf> >
- CLIMATE CHANCE ASSOCIATION. (t.y.). Hydrogen fuels the flame of the Tokyo Olympic Games. p. 1. Er. 28 Kasım 2023. <https://www.climate-chance.org/wp-content/uploads/2022/04/bs2021_cas-detude_transport_tokyo_eng.pdf >

- CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE. (2023). The Section 45Q Tax Credit for Carbon Sequestration. pp. 1-3. Er. 30 Kasım 2023. < <https://sgp.fas.org/crs/misc/IF11455.pdf> >
- CORBEAU, A.S., & MERZ, A.K. (2023). Demystifying Electrolyzer Production Costs. Center on Global Energy Policy at Columbia University. Er. 25 Ekim 2023.< <https://www.energypolicy.columbia.edu/demystifying-electrolyzer-production-costs/> >
- ÇEVRE, ŞEHİRCİLİK VE İKLİM DEĞİŞİKLİĞİ BAKANLIĞI. (2022). İklim Şurası Komisyon Tavsiye Kararları. pp. 3-11.
- DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY & NET ZERO. (2023a). UK Low Carbon Hydrogen Standard. Government of the United Kingdom. pp. 12-88. < <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6584407fed3c3400133bfd47/uk-low-carbon-hydrogen-standard-v3-december-2023.pdf> >
- DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY & NET ZERO. (2023b). Hydrogen Production Delivery Roadmap. Government of the United Kingdom. pp. 4-21< <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/659c04aad7737c000df3356d/hydrogen-production-delivery-roadmap.pdf> >
- DVGW DEUTSCHER VEREİN DES GAS- UND WASSERFACHES & HYDROGEN EUROPE. (2022). Pyrolysis. pp.6-7. < https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2022/10/ewp_kompakt_pyrolyse_english_web.pdf >
- ENERJİ VE TABİİ KAYNAKLAR BAKANLIĞI. (2020). Hidrojen Yaklaşım Belgesi. pp. 1-3 < https://enerji.gov.tr//Media/Dizin/BHIM/tr/Enerjide_Arama_Etkinlikleri_ve_Belgeleri/231665-20204bhidrojenyaklasim.pdf >
- ENERJİ VE TABİİ KAYNAKLAR BAKANLIĞI. (2023a). Türkiye Ulusal Enerji Planı. pp. 13-27. < https://enerji.gov.tr//Media/Dizin/EIGM/tr/Raporlar/TUEP/T%C3%BCrkiye_Ulusal_Enerji_Plan%C4%B1.pdf >
- ENERJİ VE TABİİ KAYNAKLAR BAKANLIĞI. (2023b). Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası. pp. 1-19. < https://enerji.gov.tr//Media/Dizin/SGB/tr/Kurumsal_Politikalar/HSP/ETKB_Hidrojen_Stratejik_Plan2023.pdf >
- EUROPEAN COMMISSION (2022). REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition. Er. 11 Aralık 2023. < https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_3131 >
- EUROPEAN PARLIAMENT. (2020). The potential of hydrogen for decarbonising steel production. p.4 < [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2020/641552/EPRS_BRI\(2020\)_641552_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2020/641552/EPRS_BRI(2020)_641552_EN.pdf) >
- FAYE, O., Szpunar, J., Eduok, U. (2022). A critical review on the current technologies for the generation, storage, and transportation of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(29), pp. 13771-13802.
- FUEL CELL & HYDROGEN ENERGY ASSOCIATION. (t.y.). Road Map to a US Hydrogen Economy. Er. 1 Aralık 2023. pp. 20 < <https://static1.squarespace.com/static/53ab1feee4b0bef0179a1563/t/5e7ca9d6c8fb362> >

- [9d399fe0c/1585228263363/Road+Map+to+a+US+Hydrogen+Economy+Full+Report.pdf](https://www.gazbir.com.tr/upload/tr/dosya/dokumanyonetimi/69/GAZBIR-DOGAL-GAZ-SEKTORU-HIDROJENE-GECESTE-YOL-HARITASI-ONERILERI_13102021103153-2.pdf) >
- GAZBİR, & GAZMER. (2021). GAZBİR Doğal Gaz Sektörü Hidrojene Geçişte Yol Haritası Önerileri. pp. 26-40. <
https://www.gazmer.com.tr/upload/tr/dosya/dokumanyonetimi/69/GAZBIR-DOGAL-GAZ-SEKTORU-HIDROJENE-GECESTE-YOL-HARITASI-ONERILERI_13102021103153-2.pdf >
- GENÇ, N. (2009). Biyolojik hidrojen üretim prosesleri. *BAÜ FBE Dergisi*, 11(2), 2009, pp 17-36.
- GOLDMAN SACHS. (2022). Carbonomics: The Clean Hydrogen Revolution. p. 42<
<https://www.goldmansachs.com/intelligence/pages/gs-research/carbonomics-the-clean-hydrogen-revolution/carbonomics-the-clean-hydrogen-revolution.pdf> >
- GOVERNMENT OF THE UNITED KINGDOM. (2020). The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution. pp. 5-29.
<https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5fb5513de90e0720978b1a6f/10_POIN_T_PLAN_BOOKLET.pdf >
- GOVERNMENT OF THE UNITED KINGDOM. (2021a). £166 million cash injection for green technology and 60,000 UK jobs. Er. 5 Ekim 2023. <
<https://www.gov.uk/government/news/166-million-cash-injection-for-green-technology-and-60000-uk-jobs> >
- GOVERNMENT OF THE UNITED KINGDOM. (2021b). UK Hydrogen Strategy. pp. 6-84.
< https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64c7e8bad8b1a70011b05e38/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf >
- HA, J.E. (2019). Hydrogen Economy Plan in Korea. Netherlands Enterprise Agency. pp.1-2 <
<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2019/03/Hydrogen-economy-plan-in-Korea.pdf> >
- HYDROGEN COUNCIL & McKinsey & Company. (2021), Hydrogen for Net-Zero: A critical cost-competitive energy vector. pp. 22-34. < <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/11/Hydrogen-for-Net-Zero.pdf> >
- IEA. (2021), Net Zero by 2050. International Energy Agency, Paris. pp. 75-76. <
https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf >
- IEA. (2022). Global Hydrogen Review 2022. International Energy Agency. pp. 40-75. <
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf> >
- IEA. (2022). Opportunities for Hydrogen Production with CCUS in China. International Energy Agency, Paris. p. 13. < <https://iea.blob.core.windows.net/assets/9c01430d-9e8f-4707-862c-35453b9e7d89/OpportunitiesforHydrogenProductionwithCCUSinChina.pdf> >
- IEA. (2023). Global Hydrogen Review 2023. International Energy Agency. pp. 22-131. <
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf> >
- IEA. (2023). Towards Hydrogen Definitions Based on Their Emissions Intensity. International Energy Agency. pp. 39-41.
- IEA. (2023). World Energy Outlook 2023. p. 23. International Energy Agency. Paris.

- INTRALINK. (2021). The Hydrogen Economy South Korea: Market Intelligence Report. pp. 1-34. < <https://www.intralinkgroup.com/getmedia/daeb142b-c1c2-420c-b3bc-93e2e36f4c94/Korean-Market-Intelligence-Report-Hydrogen-Economy-April-2021pdf> >
- IRENA. (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. pp. 12-40. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA. (2021). Making the breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. p.13
- IRENA. (2022). Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. pp. 33-41. <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf>
- IRENA. (2023). Renewable Capacity Statistics 2023. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- İSTANBUL INTERNATIONAL CENTER FOR ENERGY AND CLIMATE. (2023). Türkiye Yeşil Hidrojen Geleceği 2023. Sabancı Üniversitesi. pp. 171-173. < https://iicec.sabanciuniv.edu/sites/iicec.sabanciuniv.edu/files/inline-files/IICEC_T%C3%BCrkiye%20Ye%C5%9Fil%20Hidrojen%20Gelece%C4%9Fi.pdf >
- KUMAR, S.S., & Lim, H. (2022). An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production. *Energy Reports*, 8, 2022, pp. 13793-13813.
- LOOMBA, S., Khan, M. W., Haris, M., Mousavi, S. M., Zavabeti, A., Xu, K., Tadich, A., Thomsen, L., McConville, C. F., Li, Y., Walia, S., & Mahmood, N. (2023). Nitrogen-Doped Porous Nickel Molybdenum Phosphide Sheets for Efficient Seawater Splitting. *Small* 2023, 19, 2207310. p. 1. <https://doi.org/10.1002/sml.202207310>
- NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION. (2023). The Fourteenth Five Year Plan. pp. 50-58. People's Republic of China. <<https://en.ndrc.gov.cn/policies/202207/P020220706584719425648.pdf>>
- ÖZDAĞOĞLU, A. (2013). Farklı Normalizasyon Yöntemlerinin TOPSIS'te Karar Verme Sürecine Etkisi. *Ege Akademik Bakış*, 13(2), pp. 245-257. <<https://dergipark.org.tr/tr/download/article-file/559834>>
- ÖZTÜRK, M., ÖZEK, N., & YÜKSEL, Y.E. (2010). Doğalgazdan Hidrojen Üretilmesi Ve Salınan Karbondioksitin Tutulması. *SDU International Technologic Sciences*, 2(2), 2010, pp 1-13.
- PATONIA, A., POUDINEH, R. (2023). Hydrogen storage for a net-zero carbon future. The Oxford Institute for Energy Studies. pp. 2-21. ISBN 978-1-78467-199-0. < <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/04/ET23-Hydrogen-storage-for-a-net-zero-carbon-future.pdf> >
- SAATY, R.W. (1987). The Analytic Hierarchy Process-What It is and How It is Used. *Mathematical Modelling*, 9,3-5, pp. 161-176. < <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0270025587904738> >
- SAKİNTUNA B., Lamari-Darkrim, F., Hirscher, M. (2007). Metal hydride materials for solid hydrogen storage: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32. pp.1121-1140.

- SCHUCAN, T. (1999). Case Studies of Integrated Hydrogen Systems. International Energy Agency Hydrogen Implementing Agreement, Final report for Subtask A of task 11 - Integrated Systems. pp.8-23. United States. <https://doi.org/10.2172/775587>
- SEÇER, A., HASANOĞLU, A. (2019). Çan Linyitinin Katalitik Gazlaştırılması ile Hidrojen Eldesi. *Journal of the Institute of Science and Technology*, 9(1), 2019, pp 223-232. DOI: 10.21597/jist.427802.
- SLOOP, J.L. (1978). Liquid Hydrogen as a Propulsion Fuel, 1945-1959. *The NASA History Series*. Washington, DC. p.249. < <https://core.ac.uk/download/pdf/10339184.pdf> >
- T.C. CUMHURBAŞKANLIĞI STRATEJİ VE BÜTÇE BAŞKANLIĞI. (2023a). On İkinci Kalkınma Planı. p. 107. < https://www.sbb.gov.tr/wp-content/uploads/2023/12/On-Ikinci-Kalkinma-Plani_2024-2028_11122023.pdf >
- T.C. CUMHURBAŞKANLIĞI STRATEJİ VE BÜTÇE BAŞKANLIĞI. (2023b). 2024 Yılı Cumhurbaşkanlığı Yıllık Programı. pp.138-172. < <https://www.sbb.gov.tr/wp-content/uploads/2023/10/2024-Yili-Cumhurbaskanligi-Yillik-Programi.pdf> >
- T.C. CUMHURBAŞKANLIĞI STRATEJİ VE BÜTÇE BAŞKANLIĞI. (2023c). 2024-2026 Dönemi Yatırım Programı Hazırlama Rehberi. p. 3. < https://www.sbb.gov.tr/wp-content/uploads/2023/09/2024_2026_Donemi_Yatirim_Programi_Hazirlama_Rehberi.pdf >
- TAHERDOOST, H., & Madanchian, H. (2023). Multi-Criteria Decision Making (MCDM) Methods and Concepts. *Encyclopedia*, 3(1), 2023, pp. 77-87.
- THORSON, J., Matthews, C. , Lawson, M., Hartmann, K., Anwar, M.B., and Jadun, P. (2022). Unlocking the Potential of Marine Energy Using Hydrogen Generation Technologies. p. 46. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5700-82538. < <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/82538.pdf> >
- TİCARET BAKANLIĞI. (t.y.). Birleşik Krallık Ülke Profili. pp. 6-7. <https://ticaret.gov.tr/data/Sebe9fea13b876cbbc365429/Birle%C5%9Fik%20Krall%C4%B1k%20%C3%9Cike%20Profili_2024Temmuz.pdf >
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (t.y.). U.S. Department of Energy Clean Hydrogen Production Standard (CHPS) Guidance. p.2. Er. 30 Kasım 2023. < <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/clean-hydrogen-production-standard-guidance.pdf> >
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. (t.y.). U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap. Er. 2 Aralık 2023. pp. 29-36. < <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/us-national-clean-hydrogen-strategy-roadmap.pdf?Status=Master>>
- UNITED NATIONS. (2021). The Republic of Korea's Enhanced Update of its First Nationally Determined Contribution. pp. 1-2. < https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/211223_The%20Republic%20of%20Korea%27s%20Enhanced%20Update%20of%20its%20First%20Nationally%20Determined%20Contribution_211227_editorial%20change.pdf >
- UNITED NATIONS. (2023). Republic of Türkiye Updated First Nationally Determined Contribution. p. 2. < https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2023-04/T%C3%9CRK%C4%B0YE_UPDATED%201st%20NDC_EN.pdf >

- UNITED NATIONS. (2022). United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland's Nationally Determined Contribution. pp. 1-11 < <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-09/UK%20NDC%20ICTU%202022.pdf> >
- UNITED NATIONS. (t.y.). The United States of America Nationally Determined Contribution. Er. 2 Aralık 2023. pp. 1-14. < <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/United%20States%20NDC%20April%2021%202021%20Final.pdf> >
- UNITED STATES HOUSE OF REPRESENTATIVES. (t.y.). Division Z—Energy Act of 2020. pp. 303-349. Er. 30 Kasım 2023. < <https://republicans-science.house.gov/cache/files/f/3/f3916ab1-1d9b-428c-9f81-bbc33d9b5b55/501924497A34C21E5EF3C335F2BE370C.division-z---energy-act.pdf> >
- WORLD ECONOMIC FORUM. (2023). Green Hydrogen in China: A Roadmap for Progress. Er. 13 Kasım 2023. p. 47. < https://www3.weforum.org/docs/WEF_Green_Hydrogen_in_China_A_Roadmap_for_Progress_2023.pdf >
- WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION, & IRENA. (2023). 2022 Year in Review: Climate-driven Global Renewable Energy Potential Resources and Energy Demand. p. 9. < https://library.wmo.int/viewer/68576/download?file=WMO-IRENA_2023_en.pdf&type=pdf&navigator=1 >
- XIE, H., Zhao, Z., Liu, T., Wu, Y., Lan, C., Jiang, W., Zhu, L., Wang, Y., Yang, D., & Shao, Z. (2022). A membrane-based seawater electrolyser for hydrogen generation. *Nature*, 612, pp.673-678. < <https://www.nature.com/articles/s41586-022-05379-5#citeas> >
- YETİŞKEN, Y., Ekmekçi, İ., Özçelebi, S. (t.y.). Dünya’da ve Türkiye’de Demir Çelik Sektöründeki Üretim Çeşitliliğinin Bugünkü Durumu ve Geleceği. Makine Mühendisleri Odası. p.2. < <https://www.mmo.org.tr/sites/default/files/P39.pdf> >
- YUE, M., Lambert, H., Pahon, E., Roche, R., Jemei, S., & Hissel, D. (2021). Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. p. 3. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 146(34):111180, DOI:10.1016/j.rser.2021.111180
- ZHANG, G., Jiang, Z. (2023). Overview of hydrogen storage and transportation technology in China. *Unconventional Resources*, 3, pp.291-296.
- ZHONG, S., Chen, Y., & Miao, Y. (2023). Using improved CRITIC method to evaluate thermal coal suppliers. pp. 5-6. *Scientific Reports*, 13,195. < <https://www.nature.com/articles/s41598-023-27495-6> >

İNTERNET SİTELERİ

- AIRSWIFT. (2023). 5 US Green hydrogen projects starting in 2023. Er. 1 Aralık 2023. < <https://www.airswift.com/blog/green-hydrogen-projects-usa> >
- ALSTOM. (t.y.). Towards clean and future-oriented mobility. Er. 8 Ağustos 2023 < <https://www.alstom.com/solutions/rolling-stock/alstom-coradia-ilint-worlds-1st-hydrogen-powered-passenger-train> >

- ALTERNATIVE FUELS DATA CENTER. (t.y.). *Hydrogen Production and Distribution*. U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency& Renewable Energy. Er. 18 Haziran 2023. < https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen_production.html >
- ANKARA ÜNİVERSİTESİ. (t.y.). *Çok Ölçütlü Karar Verme Yöntemleri*. Er. 25 Ocak 2024. <https://acikders.ankara.edu.tr/pluginfile.php/105293/mod_resource/content/0/10.%C3%87ok%20%C3%96l%C3%A7%C3%BCtl%C3%BC%20Karar%20Verme%20Y%C3%B6ntemleri-II.pdf>
- ATAMAN CHEMICALS. (t.y.). *Metanol*. Er. 15 Eylül 2023 < https://www.atamanchemicals.com/methanol_u27711/?lang=TR >
- BİROL, F. (2023). *What does COP28 need to do to keep 1.5 °C within reach? These are the IEA's five criteria for success*. International Energy Agency. Er.5 Ocak 2024. < <https://www.iea.org/commentaries/what-does-cop28-need-to-do-to-keep-1-5-c-within-reach-these-are-the-iea-s-five-criteria-for-success>>
- CEMENTÜRK. (2017). *Çimento sektörü ve alternatif enerji kaynakları*. Er. 12 Aralık 2023. < <https://cementurk.com.tr/cimento-sektoru-ve-alternatif-enerji-kaynaklari/>>
- CHINA BRIEFING. (t.y.). *China's Hydrogen Energy Industry: State Policy, Investment Opportunities*. Er. 17 Kasım 2023. < <https://www.china-briefing.com/doing-business-guide/china/sector-insights/china-s-hydrogen-energy-industry-state-policy-investment-opportunities> >
- CHN ENERGY. (2021). *China Hydrogen Alliance Unveils the World's First 'Green Hydrogen' Standard*. CHN Energy Investment Group. Er. 25 Kasım 2023. < <https://www.ceic.com/gjnyjtwwEn/xwzx/202101/e9147965a7e5465d8d3419fafdfa2355.shtml> >
- CIC ENERGIGUNE. (2021). *The Electrolysis of Water: A Sustainable Way to Produce Green Hydrogen*. Er. 28 Ekim 2023 < <https://cicenergigune.com/en/blog/electrolysis-water-sustainable-produce-green-hydrogen>>
- CIC ENERGIGUNE. (2022a). *Thermochemical Water Splitting Cycles: A Promising Technology To Turn Sunlight And Waste Heat Into Green Hydrogen*. Er. 28 Ekim 2023 < <https://cicenergigune.com/en/blog/twsc-thermochemical-water-splitting-cycles-promising-technology-turn-sunlight-and-waste-heat-green-hydrogen>>
- CIC ENERGIGUNE. (2022b). *Pick and Choose the Best Hydrogen Storage Method*. Er. 28 Ekim 2023 < <https://cicenergigune.com/en/blog/best-hydrogen-storage-methods-cicenergigune> >
- CLEAN ENERGY GROUP. (t.y.). *Hydrogen Projects in the US*. Er. 7Aralık 2023. < <https://www.cleangroup.org/initiatives/hydrogen/projects-in-the-us/> >
- CLIFFORD CHANCE. (2023). *European Hydrogen Bank: First Pilot Auction*. Er. 12 Aralık 2023. < <https://www.cliffordchance.com/content/dam/cliffordchance/briefings/2023/10/europe-an-hydrogen-bank-first-pilot-auction.pdf> >
- CMS (2021). *Hydrogen Law, Regulations & Strategy in South Korea*. Er. 15 Aralık 2023. < <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-hydrogen/south-korea> >
- COLLINS, L. (2021). *Why hydrogen-fired power plants 'will play a major role in the energy transition'*. Recharge Global News and Intelligence for the Energy Transition. Er. 8 Ağustos 2023 < <https://www.rechargenews.com/energy-transition/why-hydrogen-fired-power-plants-will-play-a-major-role-in-the-energy-transition/2-1-1045768> >

- COLLINS, L. (2022a). *'These are the four reasons why H2 should be considered important for heating buildings': Hydrogen Europe*. Hydrogen Insight. Er. 8 Ağustos 2023 < <https://www.hydrogeninsight.com/policy/these-are-the-four-reasons-why-h2-should-be-considered-important-for-heating-buildings-hydrogen-europe/2-1-1374828>>
- COLLINS, L. (2022b). *'Europe is never going to be capable of producing its own hydrogen in sufficient quantities': EU climate chief*. Recharge Global News and Intelligence for the Energy Transition. Er. 8 Ağustos 2023 < <https://www.rechargenews.com/energy-transition/europe-is-never-going-to-be-capable-of-producing-its-own-hydrogen-in-sufficient-quantities-eu-climate-chief/2-1-1212963>>
- CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE. (2023). *Carbon Capture and Storage in the United States*. Er. 5 Şubat 2024. < <https://www.cbo.gov/publication/59832>>
- COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION . (t.y.). *Paris Agreement on climate change*. European Council. Er. 12 Aralık 2023. < <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/climate-change/paris-agreement/>>
- COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION. (t.y.). *Fit for 55*. European Council. Er. 10 Aralık 2023. < <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>>
- COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION. (t.y.). *Fit for 55: shifting from fossil gas to renewable and low-carbon gases*. European Council. Er. 10 Aralık 2023. < <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/fit-for-55-hydrogen-and-decarbonised-gas-market-package-explained/>>
- DANIELSEN, A.L. (t.y.). *OPEC*. Encyclopedia Britannica. Er. 22 Ekim 2022 < <https://www.britannica.com/topic/OPEC>>
- EIA. (2016). *Hydrogen for refineries is increasingly provided by industrial suppliers*. Er. 15 Eylül 2023 < <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=24612>>
- ENDEKSA. (t.y.). *Türkiye Arazi, Bağ, Bahçe ve Tarla Fiyatları*. Er. 31 Aralık 2023. < <https://www.endeksa.com/tr/analiz/turkiye/endeks/satilik/arazi>>
- ENERGY LIVE NEWS. (2023). *UK electricity consumption hits rock bottom*. Er. 15 Ocak 2024. < <https://www.energylivenews.com/2023/10/02/uk-electricity-consumption-hits-rock-bottom/>>
- ENERJİ PİYASASI DÜZENLEME KURUMU. (2022). *2022 Yılı Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu*. Er. 12 Aralık 2023. < <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-94/dogal-gazyillik-sektor-raporu>>
- ENERJİ VE TABİİ KAYNAKLAR BAKANLIĞI. (2023). *2022 Yılı Ulusal Enerji Denge Tabloları*. Er. 5 Ocak 2024. < <https://enerji.gov.tr/duyuru-detay?id=20407>>
- ENERJİ VE TABİİ KAYNAKLAR BAKANLIĞI. (t.y.). *Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası (GEPA)*. Er. 10 Aralık 2023. < <https://gepa.enerji.gov.tr/MyCalculator/>>
- ENERJİ VE TABİİ KAYNAKLAR BAKANLIĞI. (t.y.). *Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyeli*. Er. 10 Aralık 2023. < <https://repa.enerji.gov.tr/REPA/>>
- ESCALATE. (t.y.). *Powering European Union Net Zero Future by Escalating Zero Emission HDVs and Logistic Intelligence*. Er. 13 Aralık 2023. < https://www.escalate-eu.com/?page_id=410>
- EUR-LEX. (2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. Er. 12 Aralık 2023. < <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>>

- EUROPEAN COMMISSION. (t.y.). *GREEN HYSLAND – Deployment of a H2 Ecosystem on the Island of Mallorca*. Er. 13 Aralık 2023. < https://www.clean-hydrogen.europa.eu/projects-repository/green-hysland_en >
- EUROPEAN COMMISSION. (t.y.). *Hydrogen*. Er. 11 Aralık 2023. < https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_en#:~:text=The%20priority%20for%20the%20EU,10%20million%20tonnes%20by%202030 >
- EUROPEAN COMMISSION. (t.y.). *Photovoltaic Geographical Information System*. Er. 10 Aralık 2023. < https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ >
- EUROPEAN COMMISSION. (t.y.). *Renewable Hydrogen*. Er. 12 Aralık 2023. < https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/renewable-hydrogen_en >
- EUROPEAN HYDROGEN OBSERVATORY. (t.y.). *Datasets*. Er. 13 Aralık 2023. < <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/datasets> >
- EUROPEAN INVESTMENT BANK. (t.y.). *REPowerEU and the EIB*. Er. 11 Aralık 2023. < <https://www.eib.org/en/projects/topics/energy-natural-resources/energy/repowereu> >
- EUROPEAN UNION. (t.y.). *European Union priorities 2019-2024*. Er. 9 Aralık 2023. < https://european-union.europa.eu/priorities-and-actions/eu-priorities/european-union-priorities-2019-2024_en >
- FOREST RESEARCH. (t.y.). *Carbon emissions of different fuels*. Er. 30 Ocak 2024. < <https://www.forestresearch.gov.uk/tools-and-resources/fthr/biomass-energy-resources/reference-biomass/facts-figures/carbon-emissions-of-different-fuels/> >
- GAZETESU. (2023). *HYSouthMarmara Hidrojen Vadisi Projesi'nin Kick off Toplantısı 28 Kasım tarihinde Çanakkale'de gerçekleştirildi*. Sabancı Üniversitesi. Er. 31 Aralık 2023. < <https://gazetesu.sabanciuniv.edu/tr/hysouthmarmara-hidrojen-vadisi-projesinin-kick-toplantisi-28-kasim-tarihinde-canakkalede> >
- GOVERNMENT OF THE UNITED KINGDOM. (t.y.). *Net Zero Hydrogen Fund: Strand 1 Development Expenditure Round 2*. Er. 21 Aralık 2023. < <https://apply-for-innovation-funding.service.gov.uk/competition/1540/overview/9c2c00ea-5749-42af-abd5-c7026d0e4f64> >
- GREEN HYDROGEN INTERNATIONAL. (t.y.). *Hydrogen City*. Er. 1 Aralık 2023. < <https://www.ghi-corp.com/projects/hydrogen-city> >
- H2 BULLETIN. (t.y.). *Hydrogen colours codes*. Er. 5 Ağustos 2023 < <https://www.h2bulletin.com/knowledge/hydrogen-colours-codes/> >
- H2 HAUL. (t.y.). *H2Haul in a Nutshell*. Er. 13 Aralık 2023. < <https://www.h2haul.eu/about/> >
- HABIBIC, A. (2023). *China tests hydrogen production through direct seawater electrolysis at Xinghua Bay OWF*. Er. 18 Kasım 2023. < <https://www.offshore-energy.biz/china-tests-hydrogen-production-through-direct-seawater-electrolysis-at-xinghua-bay-owf/> >
- HASSMANN, K. (2017). *Solar Hydrogen Bavaria - Entry into H₂ Technology*. Bayern Innovativ. Er. 22 Ekim 2022 < <https://www.bayern-innovativ.de/en/page/solar-hydrogen-bavaria> >
- HITCHENS, K. (2022). *Colors of Hydrogen: Economics of Green, Blue, and Gray Hydrogen*. PCI Energy Solutions. Er. 5 Ağustos 2023 <

- <https://www.pcienergysolutions.com/2022/07/20/colors-of-hydrogen-economics-of-green-blue-and-gray-hydrogen/> >
- HYDEPLOY (t.y.). *Project Phases*. Er. 27 Kasım 2023 < <https://hydeploy.co.uk/project-phases/> >
- HYDROGEN AND FUEL CELL TECHNOLOGIES OFFICE (t.y.). *Financial Incentives for Hydrogen and Fuel Cell Projects*. US Department of Energy, Office of Energy Efficiency& Renewable Energy. Er. 1 Aralık 2023 < <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/financial-incentives-hydrogen-and-fuel-cell-projects> >
- HYDROGEN AND FUEL CELL TECHNOLOGIES OFFICE (t.y.). *Hydrogen Production Processes*. US Department of Energy, Office of Energy Efficiency& Renewable Energy. Er. 28 Ekim 2023 < <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-processes> >
- HYDROGEN AND FUEL CELL TECHNOLOGIES OFFICE (t.y.). *Hydrogen Production: Biomass-Derived Liquid Reforming*. US Department of Energy, Office of Energy Efficiency& Renewable Energy. Er. 28 Ekim 2023 < <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-biomass-derived-liquid-reforming> >
- HYDROGEN AND FUEL CELL TECHNOLOGIES OFFICE (t.y.). *Hydrogen Shot*. US Department of Energy, Office of Energy Efficiency& Renewable Energy. Er. 1 Aralık 2023 < <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-shot#:~:text=opportunities%20for%20engagement,-.Funding,to%20hydrogen%20in%20FY%202021> >
- HYDROGEN AND FUEL CELL TECHNOLOGIES OFFICE (t.y.). *Hydrogen Storage*. US Department of Energy, Office of Energy Efficiency& Renewable Energy. Er. 28 Ekim 2022 < <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage> >
- HYDROGEN ENERGY INDUSTRY PROMOTION ASSOCIATION. (2024). *China's first pure hydrogen gas turbine demonstration project settled in State Power Investment Inner Mongolia Company*. Er. 3 Ocak 2024. < <https://cn-heipa.com/newsinfo/4464573.html> >
- HYDROGEN EUROPE. (t.y.). *The Colors of Hydrogen*. Er. 4 Kasım 2023 < <https://hydrogeneurope.eu/in-a-nutshell/> >
- HYDROGEN INSIGHT. (2024). *Problems at world's largest existing green hydrogen project will not be solved until late 2025, Sinopec admits*. Er. 2 Şubat 2024. < <https://www.hydrogeninsight.com/production/problems-at-world-s-largest-existing-green-hydrogen-project-will-not-be-solved-until-late-2025-sinopec-admits/2-1-1577860> >
- HYDROGEN NEWSLETTER. (2023). *Gravimetric Energy Density vs Volumetric Energy Density of Hydrogen: Pros and Cons of it*. Er. 28 Ekim 2023 < <https://www.hydrogennewsletter.com/gravimetric-energy-density-vs-volumetric-energy-density-of-hydrogen-pros-and-cons-of-it/> >
- HYDROGEN NEWSLETTER. (t.y.). *Hydrogen Production through Coal Gasification*. Er. 30 Ocak 2024. < <https://www.hydrogennewsletter.com/hydrogen-production-from-coal-gasification/> >

- HYNET NORTH WEST. (t.y.). *Unlocking a Low Carbon Future*. Er. 22 Aralık 2023. < <https://www.energylivenews.com/2023/10/02/uk-electricity-consumption-hits-rock-bottom/> >
- ICE. (t.y.). *Dutch TTF Natural Gas Futures*. Er. 30 Ocak 2024. < <https://www.ice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Natural-Gas-Futures/data?marketId=5714606> >
- IEA. (2021). *Comparison of the emissions intensity of different hydrogen production routes, 2021*. Er. 5 Ağustos 2023 < <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/comparison-of-the-emissions-intensity-of-different-hydrogen-production-routes-2021> >
- IEA. (2023). *Hydrogen Industry Development Plan (2021-2035)*. International Energy Agency, Paris. Er. 25 Kasım 2023. < <https://www.iea.org/policies/16977-hydrogen-industry-development-plan-2021-2035> >
- IEA. (2023a). *Clean Energy Demonstration Projects Database*. Er. 6 Kasım 2023 < <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/clean-energy-demonstration-projects-database?subsector=Hydrogen> >
- IEA. (2023b). *ETP Clean Energy Technology Guide*. Er. 15 Eylül 2023 < <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide?selectedVCStep=Production&selectedSector=Hydrogen> >
- IEA. (2023c). *Reliance on Russian Fossil Fuels in OECD and EU Countries*. Er. 15 Aralık 2023 < <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/reliance-on-russian-fossil-fuels-in-oecd-and-eu-countries> >
- IEA. (t.y.). *Energy Statistics Data Browser*. Er. 24 Şubat 2024 < <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20consumption&indicator=TFCSHareBySector> >
- IEA. (t.y.). *Hydrogen*. Er. 15 Aralık 2023 < <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen> >
- INTERNATIONAL IRON METALLICS ASSOCIATION. (t.y.). *Direct Reduced Iron*. Er. 15 Eylül 2023 < <https://www.metallics.org/dri.html> >
- IPCEI HYDROGEN. (t.y.). *What is IPCEI?*. Er. 13 Aralık 2023. < <https://ipcei-hydrogen.eu/page/view/e62ed4ef-a4e5-454c-9b81-10521efc34ce/about-ipcei> >
- IRENA. (t.y.). *Energy Transition Outlook*. Er. 24 Şubat 2024. < <https://www.irena.org/Energy-Transition/Outlook> >
- İSTANBUL BÜYÜKŞEHİR BELEDİYESİ (t.y.). *Su Birim Fiyatları*. Er. 28 Ocak 2024. < <https://iski.istanbul/abone-hizmetleri/abone-rehberi/su-birim-fiyatları/> >
- İZMİR BÜYÜKŞEHİR BELEDİYESİ (t.y.). *İzmir Büyükşehir Belediyesi Su ve Kanalizasyon İdaresi Genel Müdürlüğü Su ve Atıksu Tarifesi*. Er. 28 Ocak 2024. < https://www.izsu.gov.tr/YuklenenDosyalar/AtikSuTarifeleri/Tarifeler_Guncel_01012024.jpg >
- İZMİR KALKINMA AJANSI. (t.y.). *Teknoloji Hazırlık Seviyesi..* Er. 5 Ağustos 2023 < <https://kalkinmasozlugu.izka.org.tr/?p=376> >
- JOLLY, W.L. (2024). *Hydrogen*. Encyclopedia Britannica. Er. 13 Ocak 2024 < <https://www.brookings.edu/articles/why-are-fossil-fuels-so-hard-to->

[quit/#::~text=We%20understand%20today%20that%20humanity's,climate%20of%20our%20entire%20planet.>](#)

KEARNEY ENERGY TRANSITION INSTITUTE. (t.y.). *Hydrogen*. Er. 30 Ocak 2024. < <https://www.energy-transition-institute.com/insights/hydrogen> >

KEMP, J. (2021) *China's five-year plan focuses on energy security*. Reuters.Er. 18 Kasım 2023. < <https://www.reuters.com/business/energy/chinas-five-year-plan-focuses-energy-security-kemp-2021-03-19/> >

LINDSEY, R., Dahlman, L. (2024). *Climate Change: Global Temperature*. National Oceanic and Atmospheric Administration. Er. 10 Şubat 2024 < <https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-global-temperature>>

LOU, Y., CORBEAU, A.S. (2023). *China's Hydrogen Strategy: National vs. Regional Plans*. The Center on Global Energy Policy, Columbia University. Er. 25 Kasım 2023. < <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/chinas-hydrogen-strategy-national-vs-regional-plans/> >

MACQUARIE (2022). *A clean start: South Korea embraces its hydrogen future*. Er. 26 Aralık 2023. < <https://www.macquarie.com/au/en/insights/a-clean-start-south-korea-embraces-its-hydrogen-future.html#:~:text=One%20nation%20that%20has%20embarked, single%20source%20of%20energy%20nationally> >

MAJUMDER-RUSSEL, D. (2021). *Hydrogen Law, Regulations & Strategy in US*. CMS. Er. 29 Kasım 2023. < <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-hydrogen/united-states-of-america>>

MARKET WATCH. (t.y.). *Rotterdam Coal Continuous Contract*. Er. 30 Ocak 2024. < https://www.marketwatch.com/investing/future/atw00?countrycode=uk&mod=mw_quote_tab >

MARTIN, P. (2023a). *Blue hydrogen unlikely to qualify for US H2 tax credits due to high upstream emissions: Department of Energy*. Hydrogen Insight. Er. 7Aralık 2023. < <https://www.hydrogeninsight.com/production/blue-hydrogen-unlikely-to-qualify-for-us-h2-tax-credits-due-to-high-upstream-emissions-department-of-energy/2-1-1566907> >

MARTIN, P. (2023b). *'World record' | South Korean firm blends nearly 60% hydrogen in its 80MW gas turbine*. Hydrogen Insight. Er. 18 Aralık 2023. < <https://www.hydrogeninsight.com/power/-world-record-south-korean-firm-blends-nearly-60-hydrogen-in-its-80mw-gas-turbine/2-1-1472878> >

NAKANO, J. (2022). *China's Hydrogen Industrial Strategy*. Center For Strategic & International Studies Er. 17 Kasım 2023. <<https://www.csis.org/analysis/chinas-hydrogen-industrial-strategy> >

NIRANJAN, A. (2023). *Heating with hydrogen: Clean alternative or pipe dream?*. Clean Energy Wire. Er. 10 Ağustos 2023 < <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/qa-heating-hydrogen-clean-alternative-or-pipe-dream> >

NİĞDE ÖMER HALİSDEMİR ÜNİVERSİTESİ (2023). *Prof. Dr. Turhan Nejat Veziroğlu* Er. 10 Haziran 2023 < <https://www.ohu.edu.tr/drv-team/sayfa/prof-dr-turhan-nejat-veziroglu>>

NREL. (t.y.). *Utility-Scale PV*. Er. 24 Ocak 2024. < https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_pv >

- OECD. (2016) *China's climate change combat*. Er. 18 Kasım 2023. < <https://web-archive.oecd.org/2016-05-26/402987-china-climate-change-combat.htm> >
- OPEN ACCESS GOVERNMENT. (2023). *Green hydrogen produced from seawater with nearly 100% efficiency*. Er. 3 Kasım 2023 < <https://www.openaccessgovernment.org/green-hydrogen-produced-seawater-fuel-alternative/152420/#:~:text=Researchers%20have%20successfully%20split%20seawater,University%20of%20Adelaide%20research%20team.>>
- OXFORD INSTITUTE OF ENERGY STUDIES. (t.y.). *Hydrogen*. Er. 15 Kasım 2023. < <https://chineseclimatepolicy.oxfordenergy.org/book-content/domestic-policies/hydrogen/> >
- PAONE, T. (2022). *Dealing with the Aftermath of the Hindenburg Disaster*. National Air and Space Museum. Er. 22 Ekim 2022 < <https://airandspace.si.edu/stories/editorial/aftermath-hindenburg>>
- PETERSON, D., Vickers, J., & DeSantis, D. (2020). *DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record*. U.S. Department of Energy. Er. 12 Aralık 2023. < https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/19009_h2_production_cost_pem_electrolysis_2019.pdf?Status=Master >
- POWER TECHNOLOGY (2017). *What's driving the fall in UK energy demand and can it last?*. Er. 15 Ocak 2024. < <https://www.power-technology.com/features/featurewhats-driving-the-fall-in-uk-energy-demand-and-can-it-last-5819050/> >
- PWC (t.y.). *The green hydrogen economy*. Er. 8 Şubat 2024. < <https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html> >
- RMIT UNIVERSITY.(t.y.). *How to make hydrogen straight from seawater – no desalination required*. Royal Melbourne Institute of Technology. Er. 4 Kasım 2023 < <https://www.rmit.edu.au/news/all-news/2023/feb/hydrogen-seawater> >
- ROYAL SOCIETY OF CHEMISTRY (t.y.). *Hydrogen*. Er. 19 Ekim 2022 < <https://www.rsc.org/periodic-table/element/1/hydrogen>>
- RUPAREL, R., Maitra, S., Tarafdar, A. (2022). *The Clean Hydrogen Opportunity: Growth and Climate Benefits Within Reach if UK Acts Now*. BCG. Er. 26 Aralık 2023. < <https://www.bcg.com/united-kingdom/centre-for-growth/insights/the-role-of-green-hydrogen-technology> >
- S&P GLOBAL. (2021). *S Korea to provide 27.9 mil mt/year of 'clean hydrogen' by 2050*. Er. 16 Aralık 2023. < <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/112621-s-korea-to-provide-279-mil-mt/year-of-clean-hydrogen-by-2050> >
- S&P GLOBAL. (2023). *Current wave of refinery capacity growth 'likely to be the last': IEA*. Er. 23 Ocak 2024. < <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/102423-current-wave-of-refinery-capacity-growth-likely-to-be-the-last-ica#:~:text=24%2C%20the%20IEA%20forecasts%20that,million%20b%2Fd%20in%202050.> >
- S&P GLOBAL. (2023). *First UK green hydrogen funding round awards just half of 250 MW capacity*. Er. 23 Aralık 2023. < <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy->

- [transition/121423-first-uk-green-hydrogen-funding-round-awards-just-half-of-250-mw-capacity](#) >
- SARIGÜL, T. (2016). *Uzay Araçlarında Hangi Yakıt Türleri Kullanılır?*. TÜBİTAK. Er. 8 Ağustos 2023 < <https://bilimgenc.tubitak.gov.tr/makale/uzay-araclarinda-hangi-yakit-turleri-kullanilir> >
- SCHELLING, K. (2023). *Green Hydrogen to Undercut Gray Sibling by End of Decade*. BloombergNEF. Er. 12 Ocak 2024. < <https://about.bnef.com/blog/green-hydrogen-to-undercut-gray-sibling-by-end-of-decade/> >
- SEQUEIRA, C. (2020). *Hydrogen Storage and Transportation*. Er. 24 Kasım 2023. < <https://encyclopedia.pub/entry/4955> >
- SIEMENS ENERGY. (2020). *HYFLEXPOWER: The world's first integrated power-to-X-to-power hydrogen gas turbine demonstrator*. Er. 10 Ağustos 2023 < <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/press-releases/hyflexpower-worlds-first-integrated-power-x-to-power-hydrogen-gas-turbine-demonstrator.html> >
- SINOPEC. (2023). *Sinopec Xinjiang Kuqa Green Hydrogen Pilot Project Enters Operation, Leading China's Green Hydrogen Development*. Er. 25 Kasım 2023. < http://www.sinopecgroup.com/group/en/Sinopecnews/20230704/news_20230704_299217593563.shtml >
- SOCAR. (t.y.). *STAR Rafineri*. Er. 15 Aralık 2023. < <https://www.socar.com.tr/faaliyet-alanlari/star-rafineri> >
- TARIM VE ORMAN BAKANLIĞI. (t.y.). *Havzalarımızın Tanıtımı*. Er. 15 Aralık 2023. < <https://www.tarimorman.gov.tr/SYGM/Link/22/Havzalarimizin-Tanitimi> >
- TAX FOUNDATION. (2024). *Carbon Taxes in Europe, 2024*. Er. 31 Temmuz 2024. < <https://taxfoundation.org/data/all/eu/carbon-taxes-europe-2024/#:~:text=Several%20European%20countries%20have%20introduced,in%202022%20and%202023%2C%20respectively.> >
- THE WORLD BANK. (t.y.). *Population, total*. Er. 18 Kasım 2023. < https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?most_recent_value_desc=true >
- THE WORLD OF HYDROGEN (t.y.). *Hydrogen in History*. Er. 20 Ekim 2022 < <https://www.theworldofhydrogen.com/gasunie/history/> >
- TIETZ, T. (2021). *Jacques Charles and the First Hydrogen Balloon*. Er. 20 Ekim 2022 < <http://scihi.org/jacques-charles-hydrogen-balloon/> >
- TÜPRAŞ. (t.y.). *Üretim Tesislerimiz*. Er. 15 Aralık 2023. < <https://www.tupras.com.tr/tr/hakkimizda> >
- TÜRKİYE ÇELİK ÜRETİCİLERİ DERNEĞİ (TÇÜD). (t.y.). *Türkiye Çelik Haritası*. Er. 15 Aralık 2023. < <https://celik.org.tr/harita/> >
- TÜRKİYE ÇİMENTO SANAYİCİLERİ BİRLİĞİ (TÜRKÇİMENTO). (t.y.). *Üye Fabrikalar*. Er. 15 Aralık 2023. < https://www.turkcimento.org.tr/tr/uye_fabrikalar >
- TÜRKİYE İSTATİSTİK KURUMU. (2023). *İl Bazında Gayrisafi Yurt İçi Hasıla, 2022*. Er. 10 Aralık 2023. < <https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Il-Bazinda-Gayrisafi-Yurt-Ici-Hasila-2022-45867#:~:text=Y%C4%B1ll%C4%B1k%20GSYH%2C%20zincirlenmi%C5%9F%20hacim%20endeksiyle,17%2C0%20ile%20Kilis%20oldu.> >

- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. (t.y.). *Oil and petroleum products explained*. Er. 23 Ocak 2024. < <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/refining-crude-oil.php> >
- UNITED NATIONS (t.y.). *For a livable climate:Net-zero commitments must be backed by credible action*. Er. 16 Aralık 2023. < <https://www.un.org/en/climatechange/net-zero-coalition#:~:text=to%202010%20levels,-.To%20keep%20global%20warming%20to%20no%20more%20than%201.5%C2%B0.reach%20net%20zero%20by%202050.>>
- UNITED NATIONS (t.y.). *The Paris Agreement*. Er. 9 Şubat 2024 < <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>>
- UNITED NATIONS. (t.y.). *Renewable Energy-powering a safer future*. Er. 23 Şubat 2024. < <https://www.un.org/en/climatechange/raising-ambition/renewable-energy> >
- UNITED NATIONS. (t.y.). *Reporting Requirements*. Er. 20 Temmuz 2024. < <https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/greenhouse-gas-inventories-annex-i-parties/reporting-requirements> >
- UNITED NATIONS INDUSTRIAL DEVELOPMENT ORGANISATION. (2023). *Demonstration project on production of green hydrogen and ammonia underway in Baotou, China*. Er. 22 Kasım 2023. < <https://www.unido.org/news/demonstration-project-production-green-hydrogen-and-ammonia-underway-baotou-china> >
- UNIVERSITY OF CAMBRIDGE (t.y.). *Fuel Cells*. Er. 20 Ekim 2022. < <https://www.ceb.cam.ac.uk/research/groups/rg-eme/Edu/fuelcells#:~:text=In%201839%20Sir%20William%20Grove,reversing%20the%20electrolysis%20of%20water.>>
- USA DEPARTMENT OF STATE (t.y.). *Oil Embargo, 1973–1974*. Er. 10 Haziran 2023. < <https://history.state.gov/milestones/1969-1976/oil-embargo>>
- WIKIPEDIA (t.y.). *Hippomobile*. Er. 20 Ekim 2022. <https://en.wikipedia.org/wiki/Hippomobile#/media/File:Lenoir_Hippomobile.jpg >
- WIKIPEDIA. (t.y.). *Energy Density*. Er. 12 Ekim 2022. <https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_density>
- WIRED (2004). *Nice Ride: The Hydrogen Gremlin* Er. 22 Ekim 2022 < <https://www.wired.com/2004/09/nice-ride-the-hydrogen-gremlin/>>
- WORLD HEALTH ORGANISATION (2023). *Climate Change*. Er. 10 Şubat 2024 < <https://www.who.int/news-room/fact-sheets/detail/climate-change-and-health>>
- WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. (t.y.). *Heat Values of Various Fuels*. Er. 12 Eylül 2023 < <https://www.rechargenews.com/energy-transition/europe-is-never-going-to-be-capable-of-producing-its-own-hydrogen-in-sufficient-quantities-eu-climate-chief/2-1-1212963> >
- WORLDMETER (t.y.) *World Population by Year*. Er. 10 Şubat 2024. <<https://www.worldmeters.info/world-population/world-population-by-year/> >
- ZHANG, V. (2021). *Hydrogen Law, Regulations & Strategy in China*. CMS. Er. 17 Kasım 2023. < <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-hydrogen/china#:~:text=In%20terms%20of%20the%20standard.in%20the%20field%20of%20gas> >

KANUNLAR:

5520 SAYILI KURUMLAR VERGİSİ KANUNU (21/6/2006 tarihli ve 26205 sayılı Resmi Gazete.) < <https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuatmetin/1.5.5520.pdf> >

5627 SAYILI ENERJİ VERİMLİLİĞİ KANUNU. (2.05.2007 tarih, 26510 sayılı T.C. Resmi Gazete.) <<https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2007/05/20070502-2.htm> >

ELEKTRİK PİYASASINDA LİSANSIZ ELEKTRİK ÜRETİM YÖNETMELİĞİ.
(12/05/2019 tarihli ve 30772 sayılı Resmi Gazete.)
<<https://www.mevzuat.gov.tr/File/GeneratePdf?mevzuatNo=31502&mevzuatTur=KurumVeKurulusYonetmeligi&mevzuatTertip=5> >

HİDROJEN İLE ÇALIŞAN MOTORLU ARAÇLARIN TİP ONAYINA İLİŞKİN
YÖNETMELİK. (07.06.2011 tarih, 27957 sayılı Resmi Gazete).
<<https://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2011/06/20110607-4.htm> >

MOTORLU ARAÇLAR VE RÖMORKLARI İLE BUNLAR İÇİN TASARLANAN
AKSAM, SİSTEM VE AYRI TEKNİK ÜNİTELERİN GENEL GÜVENLİĞİ VE
KORUNMASIZ KARAYOLU KULLANICILARININ VE YOLCULARIN
KORUNMASI İLE İLGİLİ TİP ONAYI YÖNETMELİĞİ. (14.05.2020 tarih, 31127
sayılı Resmi Gazete). <
<https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=34512&MevzuatTur=7&MevzuatTertip=5> >

DİZİN

A

Amerika Birleşik Devletleri, iv, x, 4, 8, 56
Avrupa Birliği, iv, x, 4, 29, 41, 46, 47, 63,
149

B

Birleşik Krallık, iv, ix, 4, 9, 28, 45, 47, 48,
79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 97, 148,
149, 151, 159

C

CO₂, ix, x, 1, 3, 9, 12, 20, 21, 40, 44, 50, 53,
55, 58, 59, 60, 61, 65, 75, 76, 78, 81,
83, 84, 87, 88, 95, 96, 122, 123, 124,
127, 128, 139, 140

Ç

çimento, ii, 3, 25, 42, 58, 103, 105, 106,
107, 111, 119, 123, 124, 125, 126,
130, 138, 145, 147, 152
Çin, iv, vi, viii, ix, 4, 30, 44, 46, 47, 48, 49,
50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 95, 96,
148, 149, 151
çok kriterli karar verme, ii, 5, 99, 144, 154,
155

D

demir-çelik, ii, 3, 25, 26, 42, 44, 58, 103,
105, 107, 111, 113, 119, 120, 123,
124, 125, 134, 138, 145, 147, 152

E

Elektroliz, v, vi, vii, viii, 14, 15, 16, 17, 24,
98, 103, 107, 109, 113, 116, 118,
123, 126, 128, 130, 132, 133, 134,
136, 137, 139, 140, 144, 152, 153
elektrolizör, 14, 15, 18, 19, 29, 43, 46, 47,
51, 63, 68, 70, 72, 91, 92, 93, 96, 98,
99, 118, 119, 121, 122, 126, 127,
128, 130,

131, 134, 135, 136, 138, 140, 144, 145,
146, 149, 153, 155
enerji dönüşümü, 2, 42, 46, 95, 147, 148

G

Güney Kore, iv, ix, 4, 30, 46, 47, 48, 74, 75,
76, 77, 78, 97, 148, 149

H

hidrojen, ii, iv, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12,
13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22,
24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33,
34, 35, 36, 37, 38, 42, 43, 44, 45, 46,
47, 48, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 58, 59,
60, 61, 62, 63, 66, 67, 68, 69, 70, 71,
72, 73, 74, 76, 77, 78, 79, 82, 83, 84,
85, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97,
98, 102, 103, 105, 107, 111, 114,
115, 118, 119, 120, 121, 123, 124,
125, 126, 127, 128, 130, 131, 132,
134, 136, 138, 141, 143, 144, 145,
146, 147, 148, 149, 150, 151, 152,
153, 154, 155, 157, 164

Hindenburg, viii, 8, 167

Hippomobile, viii, 7, 170

I

IEA, x, 1, 18, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27,
29, 36, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 51, 54,
158, 161, 165, 166, 168

IRENA, 2, 3, 15, 18, 46, 121, 122, 158, 160,
166

N

Net sıfır emisyon, 2, 42, 43, 46, 84, 95, 97,
106, 148, 154

P

Paris Anlaşması, 1, 2, 41, 58, 76, 88, 95,
96, 98, 147

PEM, x, 15, 24, 46, 121

proton değişim membranı, 15, 16, 17, 18,
36, 37

R

Rüzgâr enerjisi, 105, 109, 114, 116, 117,
144

S

sera gazı emisyonları, ii, 1

T

TOPSIS, ii, iii, xi, 99, 101, 107, 109, 116,
144, 155, 159

Y

Yenilenebilir enerji, 2, 9, 20, 57, 68, 71, 75,
150

Yeşil hidrojen, 97



TÜRKİYE CUMHURİYETİ CUMHURBAŞKANLIĞI
STRATEJİ VE BÜTÇE BAŞKANLIĞI

YÖNETİM HİZMETLERİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ
BİLGİ VE BELGE YÖNETİMİ DAİRESİ BAŞKANLIĞI
Ağustos 2026

Necatibey Cad. No: 110/A 06570 Yücetepe - ANKARA
Tel: +90 (312) 294 50 00 • Faks: +90 (312) 294 52 98

ISBN NO : 978-625-5752-82-6

STRATEJİ VE BÜTÇE BAŞKANLIĞI YAYINLARI BEDELSİZDİR, SATILAMAZ.