

**T.C.
GEBZE TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ**

**YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARIYLA HİDROJEN
ÜRETİMİ VE ULUSAL DOĞAL GAZ SİSTEMİNE BESLENMESİ**

CANSU GÜMÜŞ

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

DANIŞMAN: DR. ÖĞRETİM ÜYESİ SALİH ÖZEN ÜNVERDİ

OCAK 2024

**T.C.
GEBZE TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜST EĞİTİM ENSTİTÜSÜ**

**YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARIYLA
HİDROJEN ÜRETİMİ VE ULUSAL DOĞAL GAZ
SİSTEMİNE BESLENMESİ**

CANSU GÜMÜŞ

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

DANIŞMAN: DR. ÖĞRETİM ÜYESİ SALİH ÖZEN ÜNVERDİ

OCAK 2024

T.R.
GEBZE TECHNICAL UNIVERSITY
GRADUATE SCHOOL

**HYDROGEN PRODUCTION WITH RENEWABLE
ENERGY RESOURCES AND BLENDING TO
NATIONAL NATURAL GAS SYSTEM**

CANSU GÜMÜŞ

**A THESIS OF MASTER OF SCIENCE
DEPARTMENT OF MECHANICAL ENGINEERING**

ADVISOR: ASSIST. PROF. SALİH ÖZEN ÜNVERDİ

JANUARY 2024

YÜKSEK LİSANS JÜRİ ONAY FORMU

GTÜ Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Yönetim Kurulunun 15/01/2024 tarih ve 2024/06 sayılı kararıyla oluşturulan jüri tarafından 30/01/2024 tarihinde tez savunma sınavı yapılan Cansu GÜMÜŞ'ün tez çalışması Makine Mühendisliği Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS tezi olarak kabul edilmiştir.

JÜRİ

ÜYE

(TEZ DANIŞMANI) : Dr. Öğr. Üyesi Salih Özen ÜNVERDİ

ÜYE

: Doç. Dr. Gamze GEDİZ İLİŞ

ÜYE

: Dr. Öğr. Üyesi Merve Nazlı BORAND

ONAY

Gebze Teknik Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Yönetim Kurulunun

...../...../..... tarih ve/..... sayılı kararı.

İMZA/MÜHÜR

ÖZET

Gelişen teknoloji ile elektrik enerjisine ve enerji kaynaklarına olan talebin artması, halihazırda küresel enerji üretim kaynaklarının büyük payını oluşturan, geleneksel kaynaklarımız olan fosil kaynaklara talebi de arttırmaktadır. Ancak fosil kaynakların sonlu kaynaklar olması sebebiyle tükenen rezervleri ve fosil kaynakların kullanımı sonucu açığa çıkan sera gazı emisyonları; hükümetleri yeni, temiz ve sürdürülebilir enerji kaynaklarına yönlendirmiştir. Yenilenebilir enerji kaynakları, sürdürülebilir ve temiz kaynaklar olsa dahi kesikli enerji kaynakları oldukları için küresel enerji talebinin tamamını karşılamak konusunda yetersiz kalabilmektedir. Bu sebeple yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilen elektrik enerjisinin depolanarak, yenilenebilir kaynaklarının kesintiye uğradığı anlarda sistemi beslemesi, küresel talebi karşılamak konusunda bir çözüm olarak görülmektedir. Bu noktada hidrojen kaynağı enerji depolama ve taşıma yeteneği ile çekici bir alternatif olarak karşımıza çıkmaktadır. Hidrojen, elektrik enerjisinin uzun süreli depolanmasına olanak sağlayan bir enerji taşıyıcısı olarak kullanılabilirliği gibi hem enerji kaynağı hem de sanayi hammaddesi olarak kullanılabilen çok yönlü bir kaynaktır. Hem yenilenebilir enerji kaynaklarından hem de fosil kaynaklardan üretilen hidrojen, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretildiği durumlarda yeşil hidrojen, karbon-nötr hidrojen ya da sıfır emisyonlu hidrojen olarak adlandırılmaktadır. Günümüzde hidrojen talebinin %96'sı fosil kaynaklardan karşılanmaktadır [IRENA, 2018]. Üretimi sonucunda oluşan karbondioksit emisyonları bugünkü çevresel farkındalık ile üretim kaynağını fosilden yenilenebilir enerji kaynağına doğru kaydırmaktadır. Bu bakış açısı ile Türkiye, karbonsuzlaşma hedefleri ile yenilenebilir enerji kaynakları payını enerji arz kaynakları arasında hızla arttırmaktadır. Ayrıca 2053 net sıfır emisyon hedefine sahip olan ülkemiz için yeşil hidrojen, özellikle karbon yoğun sektörler için karbonsuzlaşma sürecinde bir yapı taşı olacaktır. Gebze Teknik Üniversitesi bünyesinde hazırlanmış olduğum bu tez çalışmada; yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrojen üretim yöntemleri anlatılmış ve vaka çalışmaları ile Türkiye için hidrojen üretim maliyetleri ortaya konulmaya çalışılmıştır. Kendi içinde alt senaryolara sahip üç ana vaka çalışması belirlenmiştir.

Anahtar Sözcükler: Elektrik Enerjisi, Sera Gazı Emisyonu, Fosil Kaynaklar, Yenilenebilir Enerji Kaynakları, Hidrojen, Enerji Kaynağı.

ABSTRACT

With the developing technology and prosperity of the society, energy consumption per capita is increasing continuously. The increase in the demand for electrical energy with the effect of developing technology also increases the demand for fossil resources, which are the traditional resources and currently constitute a large share of global electricity production. Beside their high share, fossil resources are finite resources, their reservoir is limited and greenhouse gas emissions are released during their usage. Governments are eager to use renewable resources which is clean, cheap and sustainable to ensure security of supply and mitigate greenhouse gas emissions. As a result, governments are diverted new, clean and sustainable energy resources. Even though renewable energy resources are clean and sustainable, they are inadequate to meet all of the global energy demand because they are intermittent resources. For this reason, storing the electrical energy gained from renewable energy sources and feeding the system when renewable sources are interrupted is seen as a solution to meet the demand. At this point, hydrogen attracts the attention as an energy storage and carrier capability. In that terms, hydrogen is a versatile resource that can be used both as an energy source and as an industrial raw material, as well as an energy carrier that allows long term storage of electrical energy. Moreover, it is a flexible energy storage material that enables to store electrical energy long or short term. Hydrogen is produced both from renewable energy resources and fossil energy resources. Hydrogen, produced from renewable energy resources is entitled green hydrogen, carbon-neutral hydrogen or zero emission hydrogen according to hydrogen production methods. Nowadays, 96% of global hydrogen demand is met by fossil energy resources [IRENA, 2018]. With today's environmental consciousness, it is necessary to replace hydrogen that is produced via fossil fuels by renewable energy resources. In the perspective of Türkiye, due to the high foreign dependency on energy and decarbonization targets it's essential to use renewable energy resources in energy mix at maximum level. Within these efforts, Türkiye recently announced net-zero target by 2053 and updated Nationally Determined Contribution (NDC) as 41% reduction of GHGs by 2030 according to business as usual scenario. To meet those targets, green hydrogen will be a milestone to decarbonize the energy systems especially in carbon-dense sectors. In this thesis, hydrogen production methods are explained and hydrogen production costs for Türkiye are tried to be revealed with case studies. Three virtual case studies were selected, three of which has its own sub-scenarios.

Key words: Electrical Energy, Greenhouse Gas Emission, Fossil Resources, Renewable Energy Resources, Hydrogen, Energy Resources.

TEŞEKKÜR

Tez alıŐmamn planlanmasında, yŒrŒtŒlmesinde ve sonuçlandırılmasında ilgi ve yardımlarını esirgemeyen, bilgi ve tecrŒbelerinden yararlandığım, her tŒrlŒ desteği sağlayan danışman hocam Sayın Dr. Őđr. Őyesi Salih Özen ŐNVERDİ'ye teŐekkŒrlerimi bir borç bilirim.

Ayrıca beni her konuda destekleyen ve her zaman yanımda olan babam Nurullah YILMAZ'a, annem Meryem YILMAZ'a ve eŐim Bahadır Sercan GŐMŐŐ'e teŐekkŒr ederim.



İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖZET	v
ABSTRACT	vi
TEŞEKKÜR	vii
İÇİNDEKİLER	viii
SİMGELER ve KISALTMALAR DİZİNİ	ix
ŞEKİLLER DİZİNİ	x
TABLolar/ÇİZELGELER DİZİNİ	xi
1. GİRİŞ	1
1.1. Tezin Amacı, Katkısı ve İçeriği	2
2. HİDROJEN	3
2.1. Hidrojen Nedir?	3
2.1.1. Hidrojen Renk Skalası	5
2.1.2. Hidrojenin Tarihsel Gelişimi	5
2.2. Önceki Çalışmalar	6
3. YEŞİL HİDROJEN ÜRETİM YÖNTEMLERİ	11
3.1. Elektroliz Yöntemi ile Hidrojen Üretimi	11
3.1.1. Elektrolizör Teknolojisinin Mevcut Durumu ve Geleceği	17
3.2. Termokimyasal Yöntemler ile Hidrojen Üretimi	17
3.2.1. Suyun Termolizi ile Hidrojen Üretimi	17
3.2.2. Termokimyasal Su Ayırma ile Hidrojen Üretimi	17
3.2.3. Biyokütle Gazlaştırma Yöntemi ile Hidrojen Üretimi	19
3.3. Fotonsal Yöntemler ile Hidrojen Üretimi	22
3.3.1. Foto-Elektrokimyasal/Fotokatalitik Yöntem ile Hidrojen Üretimi	22
3.4. Biyolojik Yöntemler ile Hidrojen Üretimi	24
3.4.1. Karanlık Fermantasyon ile Hidrojen Üretimi	24
3.4.2. Işık Fermantasyonu ile Hidrojen Üretimi (Foto-Fermantasyon)	25
3.5. Özet	27
4. VAKA ÇALIŞMALARI ve SONUÇLAR	30
4.1. Konya Karapınar YEKA GES-1-Yeşil Hidrojen Senaryosu	30
4.2. Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi-Yeşil Hidrojen Senaryosu	34
4.3. Türkiye’de Hanelerde Doğal Gaz Tüketiminin %20’sinin Hidrojen ile Karşılanması Senaryosu	37
4.3.1. Doğal Gaz Boru Hattına Hidrojen Karışımının ASPEN HYSYS Simülasyon Aracı ile Hesaplanması	39
4.3.2. Farklı Oranlardaki Doğal Gaz ve Hidrojen Yakıt Karışımının Enerji İçeriğinin ASPEN HYSYS Simülasyon Aracı ile Hesaplanması	41
5. SONUÇLAR ve YORUMLAR	43
KAYNAKLAR	46
ÖZGEÇMİŞ	49
TEZ METNİNDEN TÜRETİLEN YAYINLAR/SUNUMLAR	50

SİMGELER ve KISALTMALAR DİZİNİ

ADP	: Adenozin Difosfat
ATP	: Adenozin Trifosfat
AEM	: Anyon Değişim Membranlı Elektrolizör
Ar-Ge	: Araştırma-Geliştirme
C_p	: Kapasite Faktörü
CCUS	: Karbon Yakalama, Kullanma ve Depolama (Carbon Capture Usage and Storage)
CAPEX	: Sermaye maliyeti (Capital Expenditure)
CH_4	: Metan
$C_6H_{12}O_6$: Şeker (Glikoz)
CH_3COOH	: Asit (Asetik asit)
CO	: Karbon monoksit
CO_2	: Karbondioksit
$CuCl_2$: Bakır klorür
CuO	: Bakır oksit
GES	: Güneş Enerji Santrali
GW	: Gigawatt
GWh	: Gigawatt.saat
h	: Plank sabiti ($6,63 \cdot 10^{-34}$ J)
H_2	: Hidrojen molekülü
HCl	: Hidroklorik asit
H_2O	: Su molekülü
H_2S	: Hidrojen sülfür
HVDC	: Yüksek gerilim doğru akım kabloları
IRENA	: Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı
LCOE	: Seviyelendirilmiş elektrik üretim maliyeti
LCOH	: Seviyelendirilmiş hidrojen üretim maliyeti
MtCO ₂	: Milyon Ton Karbon dioksit
MtH ₂	: Milyon ton hidrojen
NH ₃	: Amonyak
NO _x	: Azot oksitler
NREL	: Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (The National Renewable Energy Laboratory)
O ₂	: Oksijen molekülü
OH	: Hidroksit
OPEX	: İşletme ve bakım maliyetleri (Operational Expenditure)
P_n	: Nominal güç
PEC	: Fotoelektrokimyasal hücre
PEM	: Proton Değişim Membranlı Elektrolizör
Pi	: İnorganik fosfat
PTF	: Piyasa Takas Fiyatı
PV	: Fotovoltaik
YH	: Yakıt hücresi
TO	: Ters Osmoz
ν	: Frekans
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynağı
YEKA	: Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları

ŞEKİLLER DİZİNİ

	<u>Sayfa</u>
Şekil 2.1.:	Mevcut hidrojen kaynakları. 4
Şekil 2.2:	Küresel yıllık hidrojen talepleri. 6
Şekil 3.1:	Elektrolizör ve sistem elemanları. 11
Şekil 3.2:	Alkali elektrolizör çalışma prensibi. 13
Şekil 3.3:	Pem tipi elektrolizör çalışma prensibi. 13
Şekil 3.4:	Katı oksit elektrolizör çalışma prensibi. 14
Şekil 3.5:	Aem tipi elektrolizör çalışma prensibi. 14
Şekil 3.6:	Elektrolizör sistem bileşenleri. 16
Şekil 3.7:	Doğrudan ve dolaylı gazlaştırıcı süreç akış şemaları. 20
Şekil 3.8:	Basınç salınım adsorpsiyon teknolojisi. 22
Şekil 3.9:	Foto-elektrokimyasal hücre gösterimi. 23
Şekil 3.10:	Karanlık fermantasyon ile hidrojen üretim basamakları. 25
Şekil 3.11:	Işık fermantasyonu ile hidrojen üretim basamakları, ferrodoksin: elektron yakalayıcısıdır. 26
Şekil 4.1:	Doğal gaz hidrojen karışım işleminin akış şeması. 40
Şekil 4.2:	Sistem akış şeması. 41

TABLolar DİZİNİ

	<u>Sayfa</u>
Tablo 2.1: Hidrojenin fiziksel ve kimyasal özellikleri.	3
Tablo 2.2: Yakıt türleri ve enerji içerikleri.	4
Tablo 3.1: Elektrolizör teknolojilerinin anahtar performans göstergeleri.	15
Tablo 3.2: Termokimyasal çevrim ve çalışma sıcaklıkları.	18
Tablo 3.3: YEK'lerden hidrojen üretim yöntemleri avantaj ve dezavantajları.	28
Tablo 3.4: YEK'lerden hidrojen üretim yöntemleri verim ve mevcut durumları.	28
Tablo 3.5: YEK'lerden hidrojen üretim yöntem maliyetleri.	29
Tablo 4.1: Konya Karapınar YEKA GES-1- yeşil hidrojen senaryosunun alt senaryoları.	30
Tablo 4.2: Teknik ve operasyonel veriler.	32
Tablo 4.3: Ana elemanların kapasiteleri.	32
Tablo 4.4: Ana elemanların birim sermaye, işletme maliyetleri ile yaşam ömürleri.	33
Tablo 4.5: Oluşturulan dört senaryonun seviyelendirilmiş hidrojen maliyetleri.	33
Tablo 4.6: Deniz üstü rüzgar enerjisi-yeşil hidrojen senaryosunun alt senaryoları.	34
Tablo 4.7: Seçilen bölgenin özellikleri.	34
Tablo 4.8: Teknik ve operasyonel veriler.	36
Tablo 4.9: Ana elemanların kapasiteleri.	36
Tablo 4.10: Ana elemanların birim sermaye, işletme maliyetleri ile yaşam ömürleri.	36
Tablo 4.11: Oluşturulan üç senaryonun seviyelendirilmiş hidrojen maliyetleri.	37
Tablo 4.12: Türkiye 2015-2020 yılları arası doğal gaz tüketimleri.	38
Tablo 4.13: Teknik ve ekonomik veriler.	39
Tablo 4.14: Karışım işlemi operasyonel verileri.	40
Tablo 4.15: Mol fraksiyonu temelli yakıt bileşimi.	42
Tablo 4.16: Sistem operasyonel verileri.	43
Tablo 4.17: Farklı yakıt bileşimlerinin egzoz gazları içeriğindeki CO ₂ emisyon miktarları.	44

1. GİRİŞ

Gelişen teknoloji ile birlikte kişi başına düşen elektrik tüketimi gün geçtikçe artmaktadır. Küresel olarak artan elektrik talebini karşılamak için enerji kaynakları yoğun bir şekilde kullanılmaktadır. Özellikle enerji hammaddesi olarak fosil kaynakların yoğun kullanılması sebebiyle ortaya çıkan çevresel endişe ve sonlu kaynaklar olan fosil kaynakların tükeneceği endişesi, dünyada toplu bir hareketlenmeye yol açmış, yenilenebilir enerji kaynaklarına olan yatırımın küresel ölçekte hızlanmasına olanak sağlamıştır. Gelecekte enerji arz güvenliğinin sağlanması ve çevresel açıdan zararlı etmenleri azaltmak amacıyla temiz, sürdürülebilir enerji kaynaklarına geçilmesi gerekmektedir. Ancak yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili olması sebebiyle küresel enerji talebinin tamamını karşılaması, bu kaynakların depolanması ile mümkün olabilecektir. Bu noktada hidrojen, bir enerji taşıyıcısı olarak dikkat çekmektedir.

Hidrojen hem hammadde olarak hem de enerji kaynağı olarak çok yönlü kullanılabilen, aynı zamanda uzun ya da kısa dönemli olmak üzere elektrik enerjisinin depolanmasına olanak sağlayan esnek bir enerji depo malzemesidir. Evrende en çok bulunan element olsa da doğada serbest olarak bulunmamaktadır. Bu sebeple hidrojenin depolanması ya da kullanılmasından önce ekonomik olarak üretilmesi gerekmektedir. Hem fosil kaynaklardan hem de yenilenebilir kaynaklardan karşılanabilen hidrojen talebinin %96'sı fosil kaynaklardan sağlanmaktadır.

Avrupa Birliği Komisyonu tarafından, Avrupa Yeşil Mutabakat Zaptı kapsamında oluşturulan 2050 yılı net sıfır emisyonu hedefine ulaşma yolunda, hidrojenin daha temiz üretimler olan karbon yakalama, kullanma ve depolama yöntemi ile fosil kaynaklardan ya da yenilenebilir kaynaklardan elde edilmesi gerekmektedir. Böylece sadece enerji depo malzemesi olarak değil, sanayide yoğun kullanılan hammaddelerden biri olan hidrojenin üretimi sırasında atmosfere salınan emisyonların da büyük ölçüde önüne geçilebilecektir. Ayrıca artan yenilenebilir enerji kurulu güçleri ile bu kesikli enerji kaynaklarının elektrik şebekeleri üzerindeki olumsuz etkisinin kompanse edilmesi gerekliliği hidrojen depolama yöntemi ile sağlanabilecektir.

1.1. Tezin Amacı, Katkısı ve İçeriği

Yeşil hidrojen alanında birçok çalışma olmasına rağmen yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrojen maliyetlerini ortaya koyan çok az çalışma vardır. Bu çalışmada, yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrojen üretim yöntemlerinden olan elektrolizör yöntemi ile hidrojen üretimine odaklanılmıştır. Tez çalışmasının amacı, yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrojen üretim yöntemleri hakkında bilgi vermek ve farklı senaryolar altında yeşil hidrojenin üretilebileceği ve tüketilebileceği noktalar araştırılarak maliyetlerinin ortaya konulmasıdır.

Bu tez, yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrojen üretim yöntemleri ve maliyetleri hususunda literatüre katkı sağlamaktadır.

Bu çalışma 5 bölümden oluşmaktadır. 2. Bölümde, hidrojen elementi ile ilgili bilgiler verilmiş ve literatür taraması yapılmıştır. 3. Bölümde, yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrojen üretim yöntemleri açıklanmıştır. Ayrıca üretim yöntemlerinin birbirleri ile karşılaştırılması yapılmış olup her bir üretim yönteminin, teknolojik açıdan gelişim düzeyine de yer verilmiştir. 4. Bölümde, tez çalışmasının odak noktası olan vaka çalışmalarına yer verilmiştir. Belirlenen üç farklı vaka analiz edilmiş ve seviyelendirilmiş hidrojen maliyetleri hesaplanmıştır. 5. Bölümde ise tez çalışması kapsamında oluşturulan vakaların analizleri sonucu ulaşılan sonuçlar incelenmiştir. Yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrojen üretim maliyetleri hususunda ülkemizde yapılan çalışmalar sınırlı olmakla birlikte bu tez çalışması ile literatüre katkı sağlanmaktadır.

2. HİDROJEN

2.1. Hidrojen Nedir?

Hidrojen, bir proton ve bir elektrondan oluşan doğadaki en hafif elementtir. Atomik numarası 1 olup periyodik cetvelin ilk elementidir. Normal şartlar altında renksiz, kokusuz, toksik özellik göstermeyen ve yandığında zararlı gaz emisyonları oluşturmayan bir gazdır. Hidrojenin diğer kaynaklara göre yüksek enerji yoğunluğuna sahip olması, enerji taşıyıcısı konumunda kullanılması durumunda avantaj sağlamaktadır. Hidrojen, evrende en çok bulunan element olmakla birlikte dünyada bileşikler halinde bulunmaktadır. En bilinen hidrojen bileşiği yapısı, oksijen molekülü ile birleşerek oluşturduğu su molekülüdür. Hidrojen elementinin özellikleri Tablo 2.1’de verilmektedir:

Tablo 2.1. Hidrojenin fiziksel ve kimyasal özellikleri [Dinçer vd., 2021].

Hidrojen Özellikleri	Değer
Molekül Ağırlığı	2,02 g/mol
Kritik Basınç	13,15 bar
Kritik Sıcaklık	33,2 K
Kaynama Noktası	20,41 K
Donma Noktası	13,97 K
Üçlü Nokta Sıcaklığı	13,8 K
Süblimleşme Isısı	507,39 j/g
Buharlaşma Isısı	445,59 j/g
Erime Isısı	58,23 j/g
Yoğunluk (sıvı)	70,80 kg/m ³
Vizkozite (sıvı)	1,33x10 ⁻⁴ g/cm.s
Sabit Basınç Altında Özgül Isısı (c _p)	14,89 kJ/kg.K
Alt Isıl Değeri	120 MJ/kg
Üst Isıl Değeri	142 MJ/kg
Havadaki Patlama Sınırları	18,3-59 (Hacimce %)
Havada Kendiliğinden Tutuşma Sıcaklığı	844 K

Hidrojenin, doğal gaz ve gazoline göre havada yüksek tutuşma sınırı, yüksek patlama sınırı ve düşük tutuşma enerjisi gibi özellikleri sebebiyle dikkatli kullanılmalıdır. Doğal gazın tutuşma sınırı, patlama sınırı ve tutuşma enerjisi sırası ile; %5,3-15, %5,7-14 ve %0,29 MJ ve gazolinin tutuşma sınırı, patlama sınırı ve tutuşma enerjisi sırası ile; %1,4-7,6, %1,1-3,3 ve %0,2 MJ’dur.

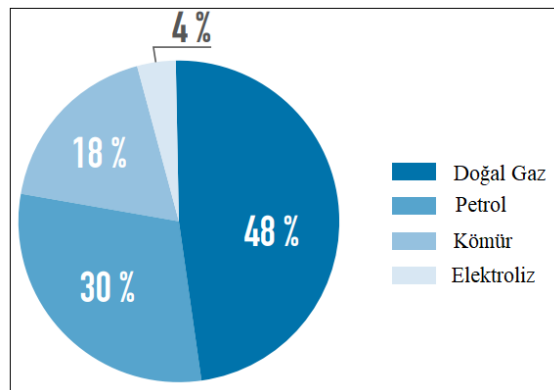
Hidrojen yakıtı, birincil enerji kaynaklarından yararlanılarak su, yenilenebilir ya da fosil kaynaklardan üretilen sentetik bir yakıttır. Tüm yakıtlar içerisinde birim ağırlık başına en yüksek enerji içeriğine sahiptir (fosil yakıtların yaklaşık 3 katı enerji içeriğine sahiptir, 120 Mj/kg). Hidrojen, kütleli enerji yoğunluğu olarak avantajlı bir yakıt iken hacimsel enerji yoğunluğu olarak aynı avantaja sahip değildir (sıvı hidrojenin yoğunluğu 8 Mj/l iken benzinin yoğunluğu 32 Mj/l'dir.). Tablo 2.2'de yakıtların enerji içerikleri gösterilmektedir:

Tablo 2.2. Yakıt türleri ve enerji içerikleri [Satyapal vd.,2007].

Yakıt Türü	Enerji İçeriği (Mj/kg)
Hidrojen	120
Sıvılaştırılmış Doğal Gaz	54,4
Benzin	46,4
Dizel	46,6
Kuru Odun	16,2
Küspe (Atık)	9,6

Saf oksijen (O_2) ile yakıldığında ürün olarak sadece su (H_2O) ve ısı enerjisi açığa çıkarken hava ile yakıldığında ürün olarak azot oksit (NO_x), su (H_2O) ve ısı enerjisi oluşmaktadır.

Günümüzde, halihazırda yan ürün olarak elde edilen ve havalandırılmış ya da yakılan hidrojen haricinde, hidrojen üretiminin yaklaşık %48'i doğal gazdan, %30'u ham petrolden, %18'i kömürden ve yalnızca %4'ü suyun elektrolizinden gerçekleştirilmektedir (Şekil 2.1) [IRENA, 2018].



Şekil 2.1. Mevcut hidrojen kaynakları [IRENA, 2018].

2.1.1. Hidrojen Renk Skalası

Hidrojenin üretim yöntemine ve üretimi sırasında oluşan zararlı gaz emisyonlarına göre renk kategorileri oluşturulmuştur. Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisinin bir elektroliz sisteminde kullanılması ile üretilen hidrojen; yeşil hidrojen, nükleer enerji kullanılarak üretilen hidrojen; sarı hidrojen, fosil kaynaklardan karbon yakalama, kullanma ve depolama (CCUS:Carbon Capture, Usage and Storage) teknolojisi kullanılarak buhar metan reformasyonu yoluyla üretilen hidrojen; mavi hidrojen, karbon siyahı (is karası; ağır petrol ürünlerinin eksik yanması ile üretilen bir yakıt türü.) ile piroliz yönteminde yan ürün olarak üretilen hidrojen; turkuaz hidrojen ve doğal gaz kullanılarak buhar metan reformasyonu yöntemiyle üretilen hidrojen; gri hidrojen olarak adlandırılmaktadır. Suyun elektrolizi vasıtasıyla üretilen yeşil hidrojen, bugünkü küresel saf hidrojen üretiminin %0,02'sinden daha az bir oranı karşılamaktadır [IRENA, 2020a].

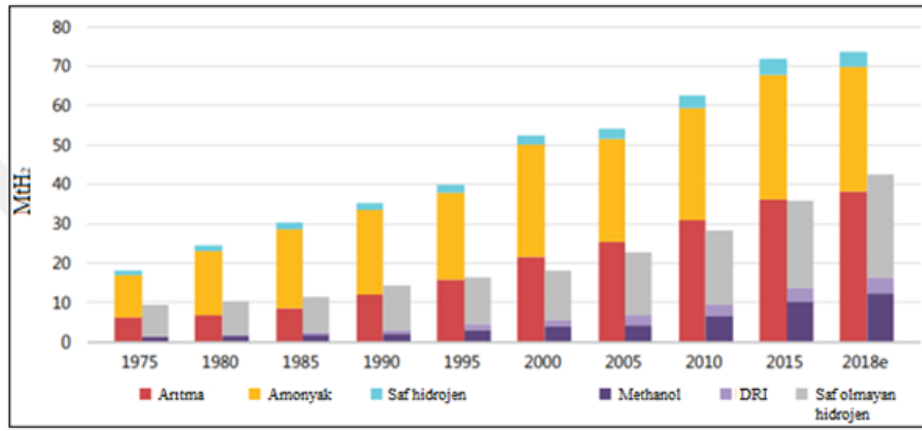
Hidrojenin yeşil hidrojen olarak üretilmesi haricinde yenilenebilir enerji kaynaklarından farklı teknolojiler kullanılarak yenilenebilir hidrojen üretilmesi de mümkündür. Yenilenebilir hidrojen üretim süreçleri süresince karbon-nötr hidrojen (termokimyasal ve biyolojik süreçler) ya da sıfır emisyonlu hidrojen (fotosal süreçler) üretilmesi mümkündür.

2.1.2. Hidrojenin Tarihsel Gelişimi

18. ve 19. yüzyılda hidrojenin balon ve hava araçlarında yakıt olarak kullanıldığı bilinse de aslında 20. yüzyılın ortaları ile birlikte hidrojen ile ilgili farkındalık gerçekleşmiş ve hidrojen enerjisi ile ilgili çalışmalar başlamıştır. “Hidrojen Enerjisi” kavramıyla tanışılması ilk kez 1974 yılında ABD’de gerçekleştirilen Hidrojen Ekonomisi Miami Enerji Konferansı (THEME) sonucunda gerçekleşmiştir [Ural ve Karaca, 2016]. Bu tarihten itibaren hidrojen kavramı ve hidrojen pazarı gelişerek büyümeye başlamıştır. Özellikle son birkaç yılda ivme kazanan hidrojen enerjisi kavramı ile ilgili ülkeler tarafından birçok politika, hedef ve proje ortaya konmaya başlanmıştır.

Şekil 2.2.’de de görüldüğü gibi 1975’ten itibaren hidrojene olan talep yıllar içinde artış göstermiştir. Küresel ölçekte hidrojen üretiminin neredeyse tamamı fosil kaynaklardan sağlanmakta olup, çoğunlukla petrol endüstrisi ve amonyak üretimi için kullanılan saf

hidrojen talebi her yıl yaklaşık 70 milyon ton (MtH₂/yıl) ve üretim sonrası saflaştırma işlemi ile diğer gazlardan ayrılmadan demir-çelik sektöründe ve metan üretiminde kullanılan hidrojen talebi ise her yıl yaklaşık 45 milyon ton (MtH₂/yıl) olarak gerçekleşmektedir. Küresel hidrojen talebinin 24 MtH₂/yıl hidrojen talebi ile Çin, dünyanın en büyük hidrojen üreticisi ve tüketicisi konumundadır. Çin'i yaklaşık 14 MtH₂/yıl hidrojen talebi ile ABD ve 7,2 MtH₂/yıl hidrojen talebi ile Hindistan izlemektedir. Ayrıca her yıl yaklaşık 830 milyon ton (MtCO₂/yıl) karbondioksit salınımı, hidrojen üretimi sebebiyle oluşmaktadır [IEA, 2019].



Şekil 2.2. Küresel yıllık hidrojen talepleri [IEA, 2019].

2.2.Önceki Çalışmalar

Zwickl-Bernhard ve Auer, gelecekte su gücünden yeşil hidrojen üretiminin olurluluk durumunu incelemiştir. Nehir tipi bir hidroelektrik santrali ele alınmış olup toptan elektrik ticareti modeli ile alternatif olarak yeşil hidrojen üretimi arasındaki maliyet dengesi belirlenmeye çalışılmıştır. Hidrojen üreticisi ve hidrojen tüketicisi olmak üzere iki kademeli optimizasyon yapısı geliştirilmiştir. Sayısal örneğin ampirik ölçeklendirilmesi, Orta Batı Avrupa toptan elektrik piyasası ayarlarında tanımlanmıştır. Elde edilen sonuçlar mevcut piyasa ortamında ve fiyatlarında, yeşil hidrojen üretiminin kazançlı olmadığını göstermiştir. Ancak artan karbondioksit (CO₂) fiyatlarının, yeşil hidrojen üretim senaryosunun kazançlı duruma gelmesi için anahtar bir parametre olarak karşımıza çıkmaktadır. Çalışmada, sayısal örneklerden, yeşil hidrojen üretimi gelecekte 45 euro/ MWh'lik elektrik sözleşme fiyatı ile rekabet

edebilir duruma geldiğinde, CO₂ fiyatının 245 Euro/ton üzerinde olması bu rekabete katkıda bulunabilecektir [Zwickl-Bernhard ve Auer, 2022].

Giocoli ve arkadaşları, yaptıkları çalışmada, metanlaşma süreci ile güçten yeşil hidrojen üretimi incelenmiştir. Üretilen yeşil hidrojen doğrudan doğal gaz şebekesine enjekte edilebilir ya da daha sonra doğal gaz şebekesinde kullanılmak üzere biyometan üretimi için kullanılabilir. Çalışma sonucunda; yenilenebilir elektrik fazlasından elektroliz yolu ile 819-1638 Mm³ yeşil hidrojen üretilebileceği, biyogaz iyileştirme (biogas upgrading) vasıtasıyla 160 Mm³ biyometan üretilebileceği, biyogaz iyileştirme (biogas upgrading) vasıtasıyla biyojenik karbon dioksit kullanılarak 14- 117 Mm³ biyometan üretilebileceği saptanmıştır. Ayrıca oluşturulan senaryolar için yeşil hidrojen maliyetinin gri hidrojen maliyeti ile rekabet edebilmesi üretimde kullanılan yenilenebilir elektriğinin bedava ve yük faktörünün de 1800-5000 saat/yıl olması durumunda, biyometanın doğal gaz ile rekabet edebilmesi yılda 5400 saat tam yükte çalışması ile mümkün olacağı belirlenmiştir [Giocoli vd., 2023].

Cardona ve arkadaşları tarafından yapılan çalışmalarında İspanya Zaragoza lokasyonunda kurulacak gerçek bir yerde yeşil hidrojen dolun istasyonunun doğrusal modeli geliştirmişlerdir. İstasyonda hidrojen, güneş enerjisinden ya da şebekeden elde edilen elektrik enerjisi kullanılarak üretilebilecek olup hafif hizmet taşıtı, ağır hizmet taşıtı ve gaz konteynırları olmak üzere üç farklı alanda kullanılacak şekilde tasarlanmıştır. Çalışmada sistem dinamikleri ve kısıtları göz önüne alınarak dolun istasyonu için ağırlıklı çevrimiçi problemleri çözmek amacıyla bir model öngörülü kontrolör (MPC) tasarlanmıştır. Çalışma sonucunda yedi günlük bir tahminin, bir günlük tahmin simülasyonuna göre karlılığı %57 arttırılabileceği görülmüştür [Cardona vd., 2022].

Dabar ve arkadaşları, Afrika ülkeleri içinde ilk defa Djibouti Cumhuriyetinde rüzgar enerjisinden elektrik üretim potansiyeli ve yeşil hidrojen üretimi potansiyelini araştırmışlardır. Çalışmada ilk olarak rüzgar hız karakteristiği 2015-2019 yılları arasında 5 farklı rüzgar istasyonundan sağlanan rüzgar verileri kullanılarak belirlenmiştir. Toplam kapasitesi 450 MW olan bu beş rüzgar santralinin teknoekonomik analizi gerçekleştirilmiştir. Seviyelendirilmiş elektrik ve hidrojen maliyeti, duyarlılık analizi, Monte Carlo simülasyonu ve ekonomik performans gösterileri çalışmanın çıktıları olmuştur. Çalışma sonucunda bu beş alanın yıllık rüzgar hızlarının 5.52 m/s ve 9.01 m/s arasında olduğu belirlenmiştir. Bu rüzgar

santrallerinden yıllık 1739 GWh elektrik üretimi yapılabileceği, buna karşılık olarak seviyelendirilmiş elektrik maliyetinin 6.94-13.30 US cents/kWh aralığında oluşacağı belirlenmiştir. Üretilen elektrik enerjisinden üretilecek yeşil hidrojenin ise üretim maliyetinin 1.79-3.38 US \$/kg H₂ aralığında olacağı hesaplanmıştır [Dabar vd., 2022].

Ghaemi ve arkadaşları, çalışmalarında yeşil hidrojen üretiminin, yüksek rüzgar gücü üretiminin yanı sıra esnek serbest tüketicilerin ve yerel bir ısı sistemi varlığında orta gerilim dağıtım şebekelerinde oluşacak tıkanıklığa ne ölçüde yarar sağlayacağını belirlemeye çalışmışlardır. Çalışmada, Hollanda'nın güneyinde bir bölgede uygulanmak üzere iki seviyeli bir matematiksel modelleme kullanılmıştır. İlk seviyede, bu oyunun lideri olan dağıtım sistemi işletmecisi, üretim ve yük seviyelerine göre her düğümde teşvik edici olarak dinamik fiyatlar belirlemekte ve daha sonra, ikinci seviyede, elektrolizör kullanan üreticiler, fiyata duyarlı güç tüketicileri, ısı tüketicileri ve ısı üreticileri dahil olmak üzere esneklik sağlayıcılar, üretim ve tüketim modellerini yeniden şekillendirerek bu teşviklere yanıt vermektedirler. Çalışma sonucunda orta gerilim dağıtım şebekesindeki tıkanıklığın, şebekedeki gücün yeşil hidrojene dönüştürülerek azaltılmasının ekonomik açıdan verimli olacağı ortaya konulmuştur [Ghaemi vd., 2022].

Matute ve arkadaşları, öztüketim amaçlı kurulan fotovoltaik güneş santrallerine elektroliz sisteminin eklenmesi ile oluşacak fotovoltaik-elektroliz sistemleri için bir teknoekonomik model ortaya koymaya çalışmışlardır. Modelde üretim, bekleme ve boşta çalışma durumlarında şebekeden enerji ithalatı ve ihracı ile yük faktörü dahil olmak üzere elektroliz sisteminin optimum saatlik dağıtımını hesaplamaktadır. Sonuçlar, modelin fotovoltaik-elektroliz sistemleri için destekleyici bir araç olduğunu göstermiştir [Matute vd., 2022].

D'Amore-Domenech ve arkadaşları çalışmalarında, yeşil hidrojenin denizde taşınması amacıyla altı farklı senaryo belirleyip bunların karşılaştırılmasını yapmışlardır. İki senaryo sıvı hidrojenin gemiler ile taşınması, iki senaryo sıkıştırılmış hidrojenin gemiler ile taşınması ve son iki senaryo ise hidrojenin boru hatları ile taşınmasını kapsamaktadır. Gemi senaryolarında hem gemilerin limanda bekleme sürelerinin hem de sabit sermayenin azaltılması amacıyla hidrojen depolama tesisleri üzerinde araştırma yapılmıştır. Boru hattı senaryosunda ise basınç maliyetleri dikkate alınarak farklı modeller önerilmiştir. İlk olarak her 500 km'de bir sıkıştırma istasyonu olduğu, ikinci olarak da güzergâh boyunca hiç sıkıştırma istasyonu olmadığı kabul edilmiştir.

Bu ana senaryolar; 100 km, 2500 km ve 5000 km uzaklıktaki üç farklı hidrojen ihracat oranı (100 kt/yıl, 1 Mt/yıl ve 10 Mt/yıl) için toplam dokuz alt senaryoya ayrılmıştır. Çalışma sonucunda 100 km'lik bir mesafe için en iyi taşıma alternatifinin boru hattı olduğu, 2500 km ve 100 kt/yıl hidrojen ihracatı için gemi ile sıkıştırılmış hidrojen şeklinde taşımının (liman terminalinde depolama tesisi olmadan) en iyi taşıma alternatifi olduğu, 2500 km ve 1 Mt/yıl ve 5000 km ve 100 kt/yıl hidrojen ihracatının sıkıştırılmış hidrojen ya da sıvılaştırılmış hidrojen şeklinde yapılmasının en iyi yöntem olduğu ortaya konulmuştur. Diğer senaryolar için en iyi taşıma yönteminin sıvılaştırılmış hidrojen şeklinde olduğu belirlenmiştir [D'Amore-Domenech vd., 2023].

Jovan ve arkadaşları, çalışmalarında nehir tipi hidroelektrik santralinde yeşil hidrojen üretim potansiyelini araştırmışlardır. Çalışmada 18 MW gücüne sahip nehir tipi bir hidroelektrik tesisinin elektrik üretiminin yanında ulusal şebekenin elektriğe ihtiyaç duymadığı zamanlarda yeşil hidrojen üretme kapasitesini araştırmıştır. Çalışmada gerçek veriler kullanılarak, elektriğe ihtiyaç duyulmadığı veya maliyet etkin olarak şebekeye verilemediği zamanlarda hidrojen üretiminin sağlanması için bir algoritma geliştirilmiştir. Çalışmanın ikinci kısmında ise bu sistemin maliyet açısından yapılabilirliği araştırılmıştır. Yapılan analizler neticesinde aylık olarak 4600 kg'a kadar hidrojen üretiminin mümkün olduğu ve 3,62 €/kg üretim maliyetinin bulunduğu ortaya konmuştur [Jovan vd., 2022].

Adriana ve arkadaşları, şeker endüstrisi atıklarının reformlanması ile yeşil hidrojen üretimine odaklanmışlardır. Gerçekleştirilen çalışmada en yüksek hidrojen üretimi 220 C'de ve PtRu/C ve Pt/C katalizörleri ile atık suda bulunan her gram karbon başına 51 mmol hidrojen elde edilmiştir [Adriana vd., 2023].

Tanvir ve arkadaşları, şebekeden bağımsız ve yeşil hidrojen üretimi yapabilen bir mikro şebeke tasarlamışlar ve tekno-ekonomik analizlerini gerçekleştirmişlerdir. Çalışmada Avustralya'nın Thursday Adası ele alınarak incelemeler gerçekleştirilmiştir. Adanın günlük ortalama elektrik tüketimi 67 bin KWh olarak belirlenmiştir. Adaya halihazırda 450 kW gücünde bir rüzgar türbini ve dört adet dizel jeneratör tarafından elektrik sağlanmaktadır. Adaya bu sistem yerine, toplam 9,1 MW'lık güneş enerjisi, rüzgar türbini ve yakıt hücresi de dahil edilerek tamamen şebekeden bağımsız bir yapı tasarlanmıştır. Tasarlanan sistemde hidrojen üretim maliyeti 10 Avustralya Doları olarak tespit edilmiştir [Tanvir vd., 2022].

Shiva ve Hankwon, yeşil hidrojen üretimi odağında sudan elektroliz yöntem ve teknolojileri hakkında alan araştırması yapmıştır. Yapılan çalışmada sadece değerlendirmeler değil tekno-ekonomik açıdan geleceğe yönelik öneri ve görüşler de sunulmuştur. Değerlendirmelerde elektrolizörlerin enerji tüketimlerinin (her normal m³ yeşil Hidrojen için) 3,6-5,2 kWh aralığında bulunduğu tespit edilmiştir. Çalışmada üretim kapasitesi olarak Norveç menşeli Nel. Şirketi öne çıkmakta olup çalışmada da bahsedildiği üzere elektrolizlerin her proje için ayrı ayrı avantaj ve dezavantajlarının değerlendirilmesi gerektiği vurgulanmıştır [Shiva ve Hankwon, 2022].

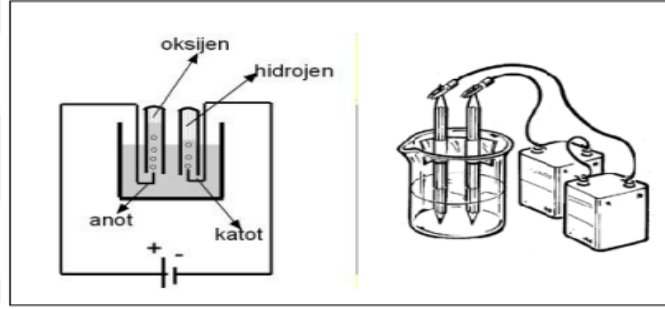
Abdus ve arkadaşları, gerçekleştirdikleri çalışmada hidrojen yakıtlı gaz türbini ve yakıt hücreleri ile güç üretiminin Bangladeş sürdürülebilir kalkınma süreci üzerindeki etkilerini incelemiştir. Çalışmada yeşil hidrojenin ülkenin enerjide bulunan dışa bağımlılığını azaltmada ve enerji arz güvenliğini sağlamada faydalı bulunup bulunamayacağı değerlendirilmiştir. Hidrojen gaz motorunda tek başına yakılmak yerine farklı oranlarda doğal gaz ile karıştırılarak yakılmıştır. Bu yöntem ile en yüksek %51,9 verim sağlanmıştır. Yakıt hücresi yönteminde ise kombine çevrim verimi %74'e ulaşmıştır. Çalışma neticesinde yeterli ve teknik olarak uygun doğal hidrojen depolama imkanlarının bulunduğu noktalarda bahse konu sistemlerin maliyet-etkin olarak ulusal şebekeye güç sağlayabileceği ortaya çıkarılmıştır [Abdus vd., 2023].

Ryu ve arkadaşları, 400 MW kurulu güce sahip kombine çevrim güç santralinde doğal gaz-hidrojen karışım gazını kullanarak santralin teknoekonomik analizini gerçekleştirmişlerdir. Çalışmada ASPEN HYSYS simülasyon model programı kullanılmıştır. Çalışmada doğal gaza, 0,1 mol fraksiyonundan 0,5 mol fraksiyonuna kadar hidrojen karıştırılmış ve üretilen elektrik enerjisinin seviyelendirilmiş maliyeti (LCOE) hesaplanmıştır. Hesaplamalar sonucunda sadece doğal gaz yakıtının kullanılması ile santralde oluşan LCOE 103,9 KRW/kWh olarak saptanmıştır. 0,5 hidrojen mol fraksiyonunda ve hidrojen fiyatının 2.000 KRW/kg olduğu durumda ise LCOE 109,15 KRW/kwh olarak hesaplanmıştır [Ryu vd., 2023].

3. YEŞİL HİDROJEN ÜRETİM YÖNTEMLERİ

3.1. Elektroliz Yöntemi ile Hidrojen Üretimi

Suyun, doğru akım ile bileşenleri olan hidrojen ve oksijene ayrıldığı elektrokimyasal yöntem elektroliz olarak tanımlanmaktadır. Elektroliz için elektrolizör adı verilen ve Şekil 3.1’de elemanları ve düzeneği gösterilen cihazlar kullanılmaktadır. Hücre, yığın ve sistem seviyesi olarak üç seviyeye ayrılmaktadır. Hücre; elektrokimyasal süreçlerin geliştiği elektrolizörün çekirdeği, yığın; birçok hücrenin seri olarak birleştirilmesi ile oluşan yapı ve sistem ise yığın ve yardımcı tesis bileşenlerinin bir arada olduğu yapı olarak karşımıza çıkmaktadır.

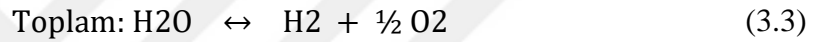
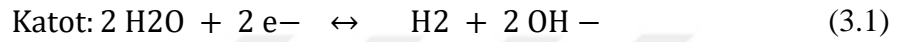


Şekil 3.1. Elektrolizör ve sistem elemanları [Telli, 2010].

Elektrolizör hücresi, elektrolizörün çekirdeğini oluşturmaktadır ve elektrokimyasal süreçlerin geliştiği yerdir. Elektrolit ve iki adet elektrot (anot ve katot elektrot) oluşmaktadır. Elektrolit, içerisinde pozitif ve negatif yüklü iyonları bulunduran ve iyon akışını sağlayan sıvı ya da katı halde olabilen iletken bir elemandır. Elektrot, sıvı elektrolit içerisine daldırılan ya da katı elektrolit membrana bitişik metal plaka ya da karbon plakalardır. Anot ve katot olmak üzere iki çeşit elektrot tipi vardır. Anot elektrot, üreticinin pozitif kutbuna bağlı ve yükseltgenme tepkimelerinin gerçekleştiği elektrotur. Katot elektrot, üreticinin negatif kutbuna bağlı ve indirgenme tepkimelerinin gerçekleştiği elektrotur. İndirgenme tepkimesi, kimyasal tepkimede bir elementin elektron alması şeklinde açıklanmaktadır. Yükseltgenme tepkimesi ise, kimyasal tepkimede bir elementin elektron kaybetmesi olarak tanımlanabilir. İki elektrot arasında bulunan diyafram, zar ya da membran olarak tanımlanan yapılar ise

üretileen gazların (hidrojen ve oksijen gazları) tekrar karışmasının önlenmesi amacıyla kullanılmaktadır. Bipolar plaka, hücreye mekanik destek sağlayan yapıdır.

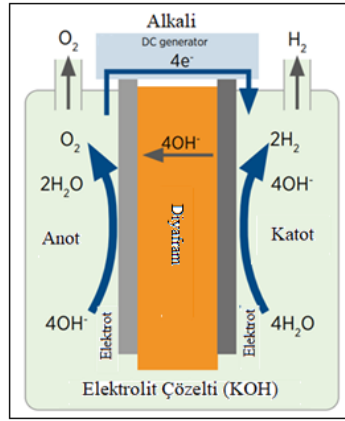
Elektroliz yöntemi ile hidrojen üretim sürecinde, harici bir dış devre aracılığıyla elektrik akımı elektrotlara verilmektedir. Elektrik akımı ile elektrotlarda indirgenme ve yükseltgenme tepkimeleri gerçekleşmektedir. Katot elektrotta, indirgenme tepkimesi ile hidrojen iyonu birikmektedir. Anot elektrotta ise yükseltgenme tepkimesi ile oksijen iyonu birikmektedir. Bu işlem sonucunda elektrolit içindeki su, bileşenleri olan hidrojen ve oksijene ayrılmaktadır. Anot, katot elektrotlarda ve sistemin tamamında gerçekleşen tepkimeler aşağıda verilmektedir:



Teorik olarak elektroliz için atmosfer basıncında 1,23 volt gerilim ve bir metreküp hidrojen üretimi için 2,8 kWh elektrik enerjisi yeterli olmaktadır.

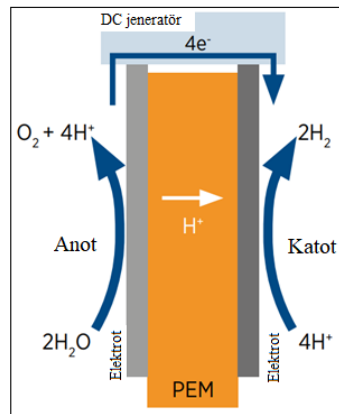
İşletim sıcaklığı ve elektrolit tiplerine göre ayrılan temelde dört çeşit elektrolizör teknolojisi bulunmaktadır. Bunlar alkali, proton değişim membranlı, anyon değişim membranlı ve katı oksit elektrolizörüdür. Aşağıda bu elektrolizör çeşitlerinin hücre seviyesinde özellikleri incelenmektedir:

- **Alkali Tipi Elektrolizör:** Alkali tipi elektrolizörlerde, potasyum hidroksit ya da sodyum hidroksit içeren sıvı alkali bir elektrolit bulunmaktadır. 1920'lerden beri gübre ve klorin endüstrisinde hidrojen üretimi için kullanılan elektrolizör teknolojisidir. Diğer elektrolizör teknolojileri ile kıyaslandığında en düşük yatırım maliyetine sahip olan elektrolizördür.



Şekil 3.2. Alkali elektrolizör çalışma prensibi [IRENA, 2020a].

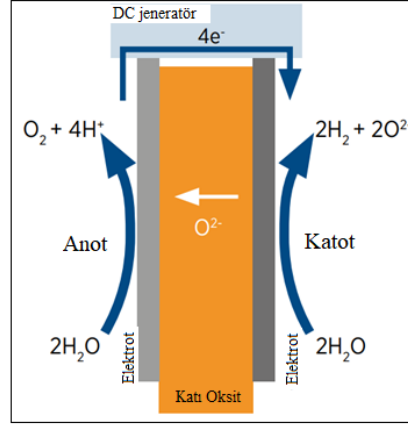
- Proton Değişim Membranlı Elektrolizör (PEM):** İlk olarak GEMINI uzay gemisi projesinin bir parçası olarak geliştirilen PEM tipi elektrolizörlerde, alkali tipten farklı olarak sıvı elektrolit değil katı elektrolit kullanılmaktadır. Seçici geçirgen polimer membran sayesinde hidrojen iyonları, katot elektrotta geçerek burada elektronlar ile birleşir ve hidrojen üretimi gerçekleştirilir. Kimyasal ve mekanik olarak dirençli olan perflorosulfonik asit membran hücrenin, yüksek basınç farklılıklarında çalışmasına olanak sağlamaktadır. Platinyum ve iridyum gibi pahalı elektrot ve membran malzemeleri kullanıldığı için alkali tipi elektrolizörlere göre daha yüksek maliyete sahiptir.



Şekil 3.3. PEM tipi elektrolizör çalışma prensibi [IRENA, 2020a].

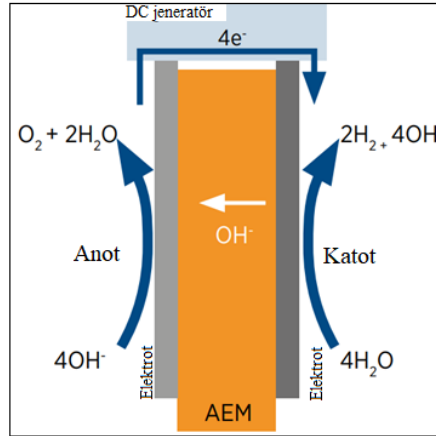
- Katı Oksit Elektrolizör:** Katı oksit elektrolizörler, henüz ticari olgunluk seviyesine erişememiştir. Elektrolit olarak seramiklerin kullanıldığı katı oksit

elektrolizörler, yüksek çalışma sıcaklığına (700-850 °C) ve elektrolizörler arasındaki en yüksek verime sahiptir.



Şekil 3.4. Kati oksit elektrolizör çalışma prensibi [IRENA, 2020a].

- **Anyon Değişim Membranlı Elektrolizör (AEM):** Elektrolizör çeşitleri arasında en son geliştirilen teknolojidir. AEM tipi elektrolizörler, PEM tipi elektrolizörler gibi farklı basınç değerleri altında çalışabilmektedir. Kimyasal ve mekanik kararlılık problemleri mevcuttur.



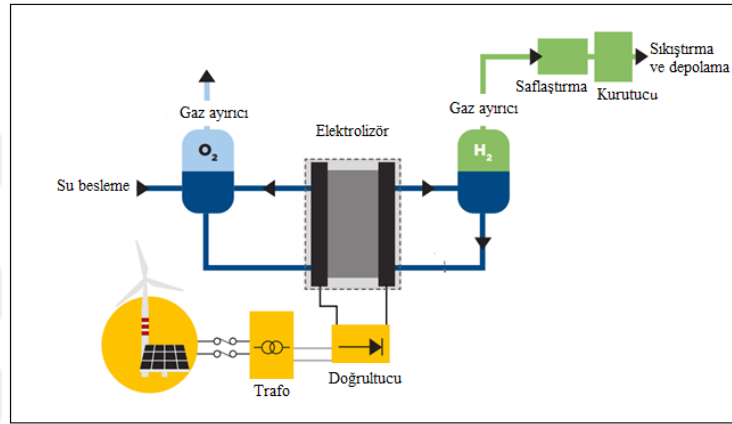
Şekil 3.5. AEM tipi elektrolizör çalışma prensibi [IRENA, 2020a].

Tablo 3.1'de elektrolizör teknolojilerinin anahtar performans göstergeleri özetlenmektedir:

Tablo 3.1. Elektrolizör teknolojilerinin anahtar performans göstergeleri [IRENA, 2020a].

Ana Özellik	Alkali	Proton Değişimli (PEM)	Katı Oksit	Anyon Değişimli (AEM)
Teknoloji olgunluğu	Ticari	Ticari	Geliştirilmekte (Ar-Ge)	Geliştirilmekte (Ar-Ge)
Hücre çalışma sıcaklığı (°C)	70-90	50-80	700-850	40-60
Hücre basıncı (bar)	< 30	< 70	1	< 35
Nominal akım yoğunluğu (A/cm ²)	0,2-0,8	1-2	0,3-1,0	0,2-2
Gerilim aralığı (V)	1,4-3	1,4-2,5	1-1,5	1,4-2
Gerilim verimliliği (%)	50-68	50-68	75-85	52-67
Elektriksel verimlilik (yığın) (kWh/kgH ₂)	47-66	47-66	35-50	51,5-66
Elektriksel verimlilik (sistem) (kWh/kgH ₂)	50-78	50-83	40-50	57-69
Yığın kullanım ömrü (saat)	60.000	50.000-80.000	< 20.000	5.000
Spesifik sistem enerji tüketimi (kWh/Nm ²)	4,5-7,0	4,5-7,5	2,5-3,5	-
Elektrot alanı (cm ²)	10.000-30.000	1.500	200	300
Hidrojen saflığı (%)	99,90	>99,99	99,90	99,90
Soğuk başlangıç zamanı (nominal yükte) (dk)	< 50	< 20	>600	< 20
Sistem sermaye maliyeti (CAPEX) (ABD \$/ kW)	600-1.000	1.000-1.200	>2.000	Bilinmiyor

Elektroliz yöntemi ile yüksek saflıkta ve büyük miktarlarda hidrojen üretimi gerçekleştirilebilmektedir. Bir elektrolizör sistemi, yığın ve yardımcı tesis bileşenlerinden oluşmaktadır. Yardımcı tesis bileşenleri; soğutma elemanları, hidrojen saflaştırma ve sıkıştırma elemanları, doğru akım elektrik girdisi dönüşüm elemanları (trafo, doğrultucu), saf su üretimi için su kaynağı işleme elemanları (deiyonizasyon) ve gaz çıkış elemanlarından meydana gelmektedir. Şekil 3.6.'da sistem seviyesinde elektrolizörlerin basit bileşenleri gösterilmektedir:



Şekil 3.6. Elektrolizör sistem bileşenleri [IRENA, 2020a].

Elektrolizör sisteminin anahtar girdisi suyun, mümkün derecede saf olması gerekmektedir. Deniz kenarına kurulan bir sistemde, deniz suyunun tuzdan arındırılmasından başlayarak gerçekleştirilecek su saflaştırma işlem maliyeti 1 ABD\$/m³'nin oldukça altında olmaktadır [Reddy ve Ghaffour 2007]. 1 kg hidrojen üretimi için stokiyometrik olarak 9 kg saf suya ihtiyaç duyulmaktadır. Bu oran, sistemdeki verimsizlikler ile birlikte artabilmektedir (kg hidrojen için su ihtiyacı 18-24 kg arasında). Fotovoltaik güneş-elektroliz sisteminden üretilen 1 kg yeşil hidrojen için tüketilecek su miktarı, güneş radyasyonu, silisyum içeriği, yaşam ömrü gibi sebeplere bağlı olarak 22-126 kg arasında değişmektedir [Shi vd., 2020]. Örneğin; %75 verimlilik ve yıllık 8.000 saat çalışma süresine sahip 1 GW kapasiteli bir elektrolizör sisteminde, kg hidrojen başına 20 kg su ihtiyacı kabulüyle sistemde; 0,15 MtH₂/yıl hidrojen üretimi ve 3MtH₂O/yıl su tüketimi olacaktır. IRENA Küresel Yenilenebilir Enerji Görünümü, Dönüşen Enerji Senaryosuna (Transforming Energy Scenario) göre 2050 yılında yaklaşık 160 MtH₂ yeşil hidrojen üretimi için yaklaşık 3

milyar m³ suya ihtiyacımız olacaktır. Bu miktar şu anki küresel tüketimin %0,08'ine karşılık gelmektedir [IRENA, 2020a].

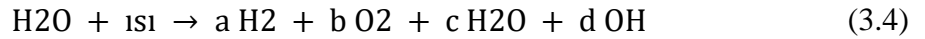
3.1.1. Elektrolizör Teknolojisinin Mevcut Durumu ve Geleceği

Kurulu elektrolizör kapasitesi 2021 yılı sonu itibariyle 510 MW'a ulaşmıştır. Bugün dünyanın en büyük elektrolizör kapasitesine sahip proje olan Çin'in Ningxia Güneş Hidrojen Projesi, 150 MW kapasite ile bu büyümenin çeyreğini tek başına gerçekleştirmiştir. Dünyada geliştirilme ve yapım aşamasında olan 460 elektrolizör projesi ile 2022 yılı sonunda küresel elektrolizör kapasitesinin 1 GW'a ulaşabileceği ön görülmektedir [IEA, 2022].

3.2. Termokimyasal Yöntemler ile Hidrojen Üretimi

3.2.1. Suyun Termolizi ile Hidrojen Üretimi

Termoliz, bir maddenin ısı enerjisi ile bileşenlerine ayrılmasıdır. Suyun termolizinde ise su buharı molekülleri, yaklaşık 2000 °C ve daha yüksek sıcaklıklarda herhangi bir kimyasal malzeme kullanılmadan oksijen ve hidrojen gazına ayrılmaktadır [Baykara, 2004]. Bu kimyasal tepkimeye ait denklem aşağıda verilmiştir:



Yüksek verimliliğe sahip olan termoliz yönteminde, su bileşenleri olan hidrojen ve oksijene ayrılırken sistemde hidroksit (OH), su (H₂O) gibi moleküller de oluşmaktadır. Bu sebeple termoliz yöntemi ile hidrojen üretiminde elde edilen hidrojenin diğer bileşiklerden ayrıştırılması gerekmektedir. Ayrıca yöntemin yüksek sıcaklıkta gerçekleşmesi sebebiyle sistemi oluşturan malzeme seçimleri önem arz etmektedir.

3.2.2. Termokimyasal Su Ayırma ile Hidrojen Üretimi

Termokimyasal su ayırma işleminde su, yüksek sıcaklıklarda kimyasal malzemeler (klor, bakır, sülfat, iyon...gibi kimyasallar) ile bileşenlerine ayrılmaktadır. Termoliz işlemine benzer olan bu yöntemin çalışma sıcaklık aralığı 500-2000 °C'dir. İşlem sonucunda kullanılan kimyasal malzemeye göre oluşan kimyasal bileşikler, oksijen

(O₂) ve hidrojen (H₂) gazları elde edilmektedir. Genellikle üç basamakta gerçekleşen süreçte ilk olarak oksijen üretimi, sonrasında hidrojen üretimi ve en son basamakta ise kullanılan malzemelerin geri kazanımı gerçekleştirilir.

Tablo 3.2’de bazı termokimyasal çevrimler gösterilmektedir:

Tablo 3.2. Termokimyasal çevrim ve çalışma sıcaklıkları [Dağhan, 2010].

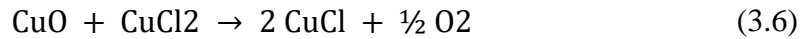
Termokimyasal çevrimler	Azami Çalışma sıcaklığı (°C)
Seryum-klor (Ce-Cl)	850
Hibrit bakır-klor (Cu-Cl)	550
Hibrit bakır-sülfat (Cu-SO ₄)	850
Demir-klor (Fe-Cl)	925
Hibrit-klor (Cl ₂)	850
Magnezyum-iyodin (Mg-I)	600
Vanadyum-klor (V-Cl)	850
Brom-kalsiyum-demir (Br-Ca-Fe)	725

Tabloda görüldüğü üzere termokimyasal çevrim sıcaklığı en düşük olan hibrit bakır-klor çevrimi örnek olarak aşağıda gösterilmektedir:

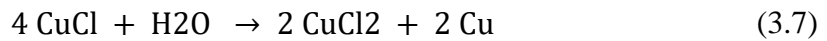
- İlk adımda, 400 °C’de hidroklorik asit (HCl) üretimi gerçekleştirilmektedir:



- İkinci adımda, 550 °C’de oksijen üretimi gerçekleştirilmektedir:



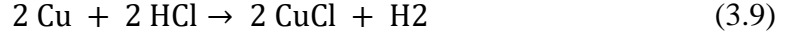
- Üçüncü adımda, 80 °C’de bakır (Cu) üretimi gerçekleştirilmektedir:



- Dördüncü adımda, 100 °C’de CuCl₂ bileşiğinin kurutma adımı gerçekleştirilmektedir:



- Son adımda ise 457 °C'de hidrojen üretimi gerçekleştirilmektedir (Orhan, 2008):

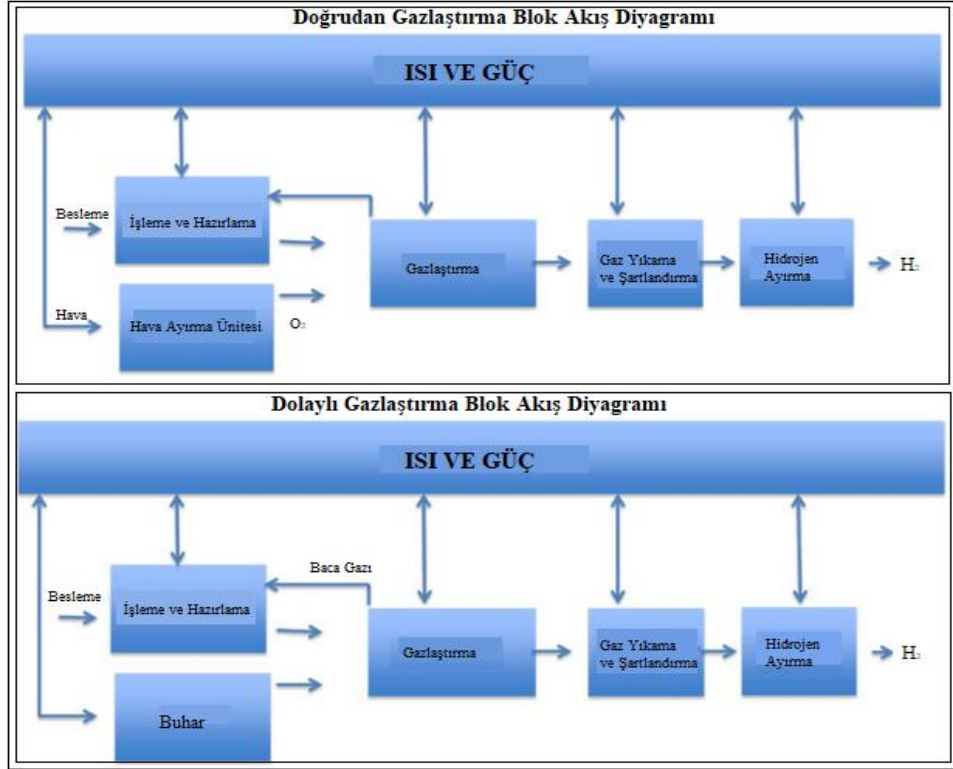


Termokimyasal yöntemin, termoliz yöntemine göre daha düşük sıcaklıklarda çalışma aralığına sahip olması nedeniyle ticarileşmesi çok daha kolay gözükmektedir. Ayrıca sistem kapalı bir çevrim içerisinde sürdürüldüğü için kimyasallar tekrar tekrar kullanılabilir.

3.2.3. Biyokütle Gazlaştırma Yöntemi ile Hidrojen Üretimi

Biyokütle gazlaştırma, biyokütlenin sentez gazına dönüştürüldüğü bir termokimyasal süreçtir. Yüksek basınç ve sıcaklıkta (650-1200 °C), oksidasyon ajanı (kontrol altında ve sınırlandırılmış oksijen, hava ya da buhar) yardımıyla biyokütle kaynağından; hidrojen, karbon monoksit, metan, karbon dioksit (H₂, CO, CH₄, CO₂) ve düşük alkanlar elde edilmektedir.

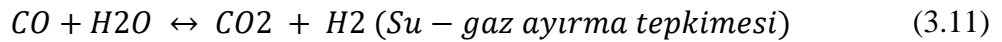
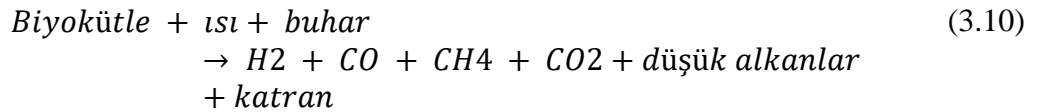
Gazlaştırma, endotermik bir süreçtir ve sisteme bir ısı girdisi yapılmalıdır. Sisteme ısı girdisi, gazlaştırma karışımının yakılması aracılığı ile sağlanırsa doğrudan gazlaştırma; sisteme ısı girdisi dış bir kaynaktan ısı transferi yolu (gazlaştırıcı ve yakıcı arasında dolaştırılan borulama sistemi sayesinde) sağlanırsa dolaylı gazlaştırma adını almaktadır. Şekil 3.7.'de doğrudan ve dolaylı gazlaştırma teknolojisinin akış şemaları gösterilmektedir.



Şekil 3.7. Doğrudan ve dolaylı gazlaştırıcı süreç akış şemaları [NREL, 2011].

Gazlaştırma işleminin temel amacı sentez gazı (H_2 , CO) elde etmektir. Elde edilen sentez gazı, saf hidrojen üretilmesi amacıyla başka bir işleme alınır. CO gazının, su ile tepkimeye girmesi sağlanarak su-gaz kaydırma tepkimesi aracılığıyla daha fazla saf hidrojen üretimi gerçekleştirilmektedir.

Gazlaştırma yönteminin temel tepkimesi aşağıda verilmektedir:



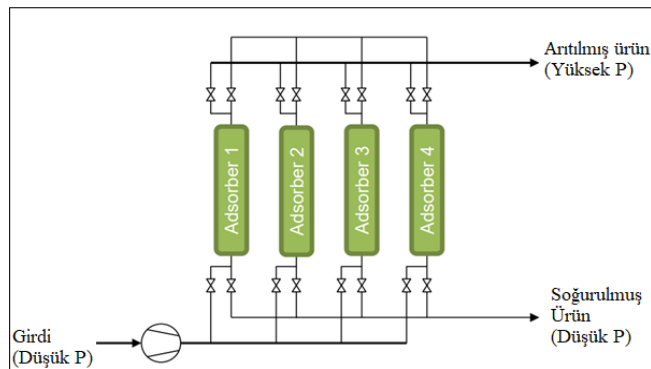
Biyokütle nem içeriğinin %80'den az olması durumunda gazlaştırma işlemi gerçekleştirilebildiğinden, gazlaştırma işlemi öncesinde biyokütle içeriğindeki nemin giderilmesi gerekmektedir [Dinçer vd., 2021]. Biyokütle hammaddesinin maksimum $150^\circ C$ 'de neminin giderilmesi gerçekleştirilir.

Gazlaştırma işlemi iki adımda gerçekleşmektedir. Piroliz olarak adlandırılan ilk adımda, biyokütle hammaddesinin ısı enerjisiyle çürümesi sağlanır. Bu süreçte 200-

650°C aralığında sıvı ve gaz formda %75-90 aralığında uçucu madde ve char (yüksek karbonlu yapı) oluşur. İkinci adımda, uçucu maddeler ve char'ın yüksek sıcaklıkta (700-1000 °C aralığında) oksidasyon ajanı ile reaksiyona girmesi sonucu sentez gazı, düşük alkanlar, katran ve kül oluşur. Bu iki adım tek bir reaktörde gerçekleştirilmektedir.

Gazlaştırma işlemi sonrası elde edilen sentez gazı, yığın CO ve CO₂, katran ve HCl, H₂S, NH₃ gibi biyokütle içeriğinden dolayı meydana gelen çeşitli iz bileşenlerinden ayrılmak üzere gaz yıkama ve geliştirme işlemine alınmaktadır. Katran ve toz giderimi için ıslak yıkayıcı teknolojisi ve toz filtreleri, CO₂ giderimi için amin yıkayıcı teknolojisi kullanılmaktadır.

Sentez gazından hidrojen ayırma sürecinde basınç salınım adsorpsiyon (pressure swing adsorption, PSA) ya da membran teknolojisi kullanılmaktadır. Eğer yüksek saflıkta hidrojen eldesi sağlanmak isteniyorsa bu teknolojiler arasından basınç salınım adsorpsiyon teknolojisi kullanılmalıdır. Bu teknolojiye, gaz moleküllerinin katı bir adsorban malzemeye fiziksel olarak bağlanması sağlanmaktadır. Şekil 3.8.'de basit akış şeması gösterilen basınç salınım adsorpsiyon ünitesinde aktif karbon adsorban olarak kullanılmaktadır. Düşük basınçlı sentez gazı sıkıştırılarak farklı adsorban kaplarına alınır. Aktive edilmiş karbon üzerindeki adsorban gücü, öncelikli olarak CO₂'in adsorbe edilmesini sağlayarak sırasıyla CH₄, CO ve en son H₂'nin adsorbe edilmesini sağlayacaktır. Yakıt hücrelerinde kullanılabilir düzeyde yüksek saflıkta hidrojen üretimi amacıyla laboratuvar ölçeğinde yapılan bazı çalışmalarda, basınç salınım adsorpsiyon teknolojisinden %80 oranında hidrojen geri kazanımının gerçekleştiği kanıtlanmıştır [IEA Bioenergy, 2018].



Şekil 3.8. Basınç salınım adsorpsiyon teknolojisi [IEA Bioenergy, 2018].

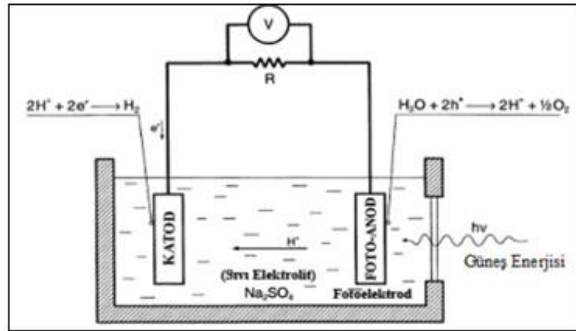
Gazlaştırma işlemi için kullanılan üç temel gazlaştırıcı bulunmaktadır. Bunlar: sabit yatak gazlaştırıcılar, akışkan yatak gazlaştırıcılar ve sürüklenmiş akışlı gazlaştırıcılardır.

Gazlaştırma teknolojisi ile hidrojen üretiminin maliyetleri, kullanılan biyokütle çeşidinin maliyetine ve hidrojen üretim verimliliğine bağlı olarak değişmektedir. Yaklaşık hidrojen üretim maliyetleri 2,93-5,97 ABD\$/kgH₂ olarak şekillenmektedir [IEA Bioenergy, 2018]. Biyokütle gazlaştırma teknolojisinin hidrojen üretim verimleri %30-70 oranındadır.

3.3.Fotonsal Yöntemler ile Hidrojen Üretimi

3.3.1.Foto-Elektrokimyasal/Fotokatalitik Yöntem ile Hidrojen Üretimi

Foto-elektrokimyasal yöntemde, suyun elektrolizi için gerekli olan elektrik enerjisini üreten fotoelektrokimyasal hücre (PEC = photo electrochemical) kullanılmaktadır. Güneş ışığını absorbe edebilen yarı iletken, anot ya da katot elektrot (fotoelektrot) olarak hücre içerisinde yer almaktadır. Böylelikle suyun elektrolizi ile hidrojen üretmek için iki farklı ünite yapısına (elektrik enerjisinin üretildiği bir ünite ve hidrojenin üretildiği elektrolizör ünitesi) ihtiyaç duyulmamaktadır.



Şekil 3.9. Foto-elektrokimyasal hücre gösterimi.

Fotovoltaik hücre ile aynı yapıda ve mantıkta çalışan fotoelektrot, absorbladığı güneş enerjisi ile bir elektrik gerilim ve akımı oluşturarak suyun bileşenlerine ayrışmasını sağlamaktadır. Fotoelektrot bant boşluğunun enerjisinden büyük enerjiye sahip olan

güneş enerjisi, valans bandındaki elektronu kopararak iletkenlik bandına iletir ve arkasında bir boşluk oluşturur:



Foto-anotta oluşan boşluklar ile elektrolit içeriğindeki su molekülleri, hidrojen ve oksijen iyonuna ayrışır:

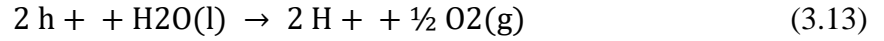
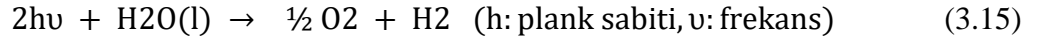


Foto-anotta oluşan elektronlar, harici dış devre aracılığıyla katot elektrotta hareket ederken foto-anotta oluşan hidrojen iyonu elektrolit sıvı aracılığıyla katot elektrotta hareket eder. Hidrojen iyonu, katot elektrotta elektron ile birleşerek hidrojen molekülüne dönüşür:



Süreç sonucunda oluşan toplam tepkime aşağıda gösterilmektedir:



Sistemde çoğunlukla bir fotoelektrot ve bir metal elektrot kullanılmaktadır. Titanyum dioksit (TiO₂), kadminyum sülfid (CdS), Galliyum arsenid (GaAs) gibi malzemeler fotoelektrot olarak kullanılabilen malzemelerdir. Genellikle bu malzemelerin yarı iletken olarak kullanımında güneş enerjisini absorblama yetenekleri iyi olsa da elektrolit sıvısı içerisinde bu yetenekleri azalmaktadır. Ayrıca elektrolit sıvısının korozif etkisi sebebiyle fotoelektrotların kullanım ömürleri kısalmaktadır. Fotoelektrotların olumsuz özelliklerinin iyileştirilmesi üzerine Ar-Ge çalışmaları devam etmektedir.

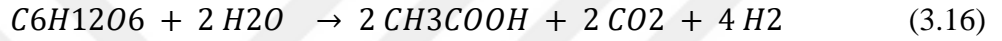
3.4.Biyolojik Yöntemler ile Hidrojen Üretimi

3.4.1.Karanlık Fermantasyonu ile Hidrojen Üretimi

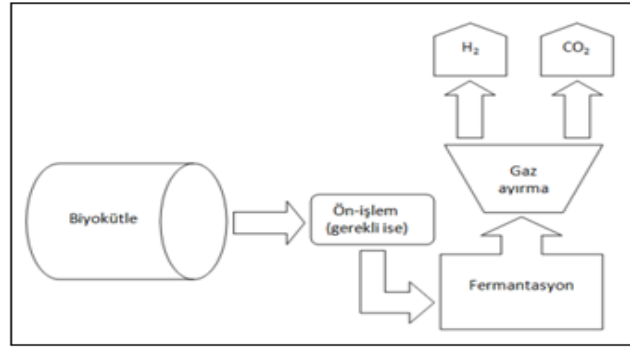
Organik madde içerisinde depolanmış olan biyokimyasal enerji, oksijen varlığı ya da yokluğunda hidrojen üretmek için kullanılabilir.

Karanlık ortam fermantasyonu yönteminde, ışısız ortamda anaerobik bakteriler kullanılır. Anaerobik bakteri, gelişimi için moleküler oksijene ihtiyaç duymayan organizmadır.

Karanlık fermantasyon ile biyokütle, anaerobik bakteriler tarafından güneş ışığı olmaksızın alkollere ya da asitlere dönüştürülerek hidrojen üretimi sağlanmaktadır.



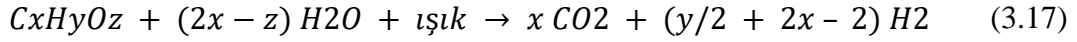
Hidrojen, 30-80 °C sıcaklık aralığında üretilmektedir. Hidrojen üretim miktarı ortamın sıcaklığı ve PH değerine bağlı olarak değişiklik göstermektedir. Yöntemde, gıda atıkları ya da tarımsal atıklar gibi yüksek karbonhidrat içeriğine sahip biyokütle kaynakları hammadde olarak kullanılabilir.



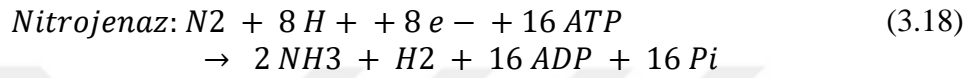
Şekil 3.10. Karanlık fermantasyon ile hidrojen üretim basamakları [Hosseini ve Wahid, 2016].

3.4.2.Işık Fermantasyonu ile Hidrojen Üretimi (Foto-Fermantasyon)

Işık Fermantasyonu ile hidrojen üretimi yöntemi, organik asitlerin mikroalgler gibi fotosentetik bakteriler tarafından hidrojen ve karbondioksit'e dönüştürülmesidir. Işık Fermantasyonu, 30-35°C sıcaklık aralığında oksijensiz ortamda gerçekleşmektedir.



Fotosentetik bakteriler, sahip oldukları fotosentetik pigmentler ile güneş ışığını kimyasal enerjiye eviren organizmalardır. Sahip oldukları nitrojenaz enzimi ile hidrojen etimi sağlarlar. Nitrojenaz enzimi, fotosentetik bakteriler tarafından üretilen ve organizmaların yapı taşlarını oluşturan maddeleri (aminoasit, nükleotit gibi) oluşturmak için azot gazının (N₂), amonyak (NH₃) maddesine indirgenmesini sağlayan enzimdir.

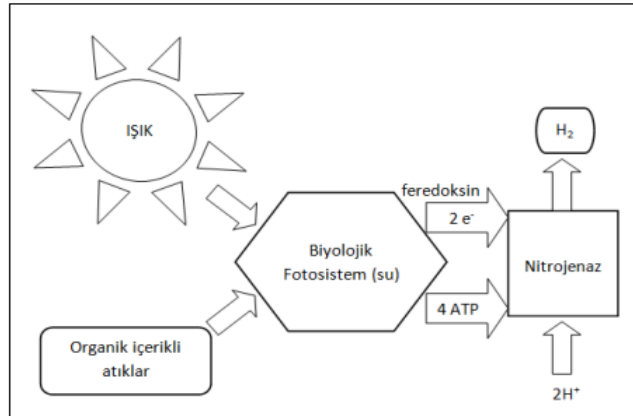


ATP: Adenosin trifosfat, organizmalarda hücelere enerji taşıyan bir molekdr.

ADP: Adenosin difosfat, hücelere taşınan ATP'nin harcanması sonucunda oluşan başka bir enerji taşıyan molekdr.

Pi: İnorganik fosfatın kısaltmasıdır.

Hidrojen retim miktarı, güneş ışığı yoğunluğuna ve karbon kaynağına göre değişiklik göstermektedir.

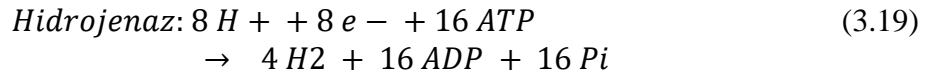


şekil 3.11. Işık fermantasyonu ile hidrojen üretim basamakları, ferredoksin: elektron yakalayıcısıdır. [Hosseini ve Wahid, 2016].

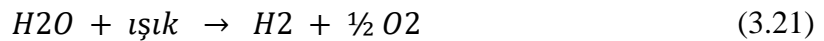
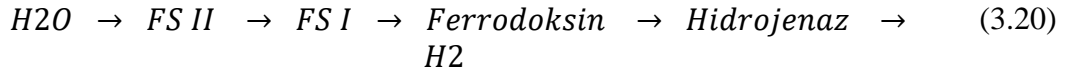
Biyofotoliz yönteminde, su, güneş ışığı yardımıyla hidrojen ve oksijene ayrılmaktadır. Yöntemde, mikroalg ya da siyanobakteriler gibi besinlerini fotosentez yolu ile üreten

bakteriler kullanılmaktadır. Doğrudan ya da dolaylı biyofotoliz olmak üzere iki çeşit biyofotoliz yöntemi vardır.

Doğrudan Biyofotoliz Yöntemi ile Hidrojen Üretimi: Doğrudan biyofotoliz, fotosentez mekanizması ile suyun bileşenleri olan oksijen ve hidrojen iyonuna ayrılması yöntemidir. Siyanobakteri ya da mikroalglerin sahip olduğu hidrojenaz enzimi ile ayrıştırılan hidrojen iyonu, hidrojen molekülüne dönüştürülür. Hidrojenaz enzimi için gerekli olan elektron sudan sağlanır.

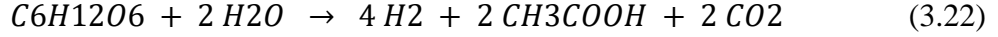
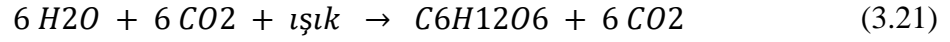


Doğrudan biyofotoliz yönteminde, fotosistem II adımında su bileşenlerine ayrılarak elektronlar üretilir. Fotosistem I adımında üretilen elektronlar, elektron taşıyıcısı olan ferredoksin'e aktarılır. Fotosistem, oksijenli fotosentezin ışığa bağlı tepkimelerindeki protein kompleksi olarak tanımlanmaktadır. Fotosistem içinde enzimler, elektronlara enerji vermek için fotonları yakalarlar. Elektron alarak indirgenen ferredoksin, elektronlarını hidrojenaz enzimine aktarır. Hidrojenaz enzimi, aldığı elektron ile hidrojen iyonunu, hidrojen molekülüne çevirir.



Yöntemde kullanılan bakteriler, CO₂ tüketimi gerçekleştirirler. Bu sebeple doğrudan biyofotoliz yöntemi emisyon gazlarından biri olan CO₂ gazının salımının önüne geçilmesi için sürdürülebilir bir yöntemdir. Hidrojen üretimi için suyun kullanılması ise yöntemin ekonomik olmasına katkı sunmaktadır. Ancak hidrojenaz enziminin verimliliği oksijen ile düştüğünden dolayı oksijen ve hidrojen üretim adımları birbirinden ayrılmalıdır.

Dolaylı Biyofotoliz Yöntemi ile Hidrojen Üretimi: Dolaylı biyofotoliz yöntemi, doğrudan fotoliz yönteminin sahip olduğu oksijen kısıtlama dezavantajını ortadan kaldırmak için geliştirilmiştir. Dolaylı biyofotoliz yöntemi sudan biyokütle (karbonhidrat) üretimi ve biyokütleden hidrojen üretimi gerçekleştirilmektedir.



Hidrojen üretimi, siyanobakterilerin sahip olduğu nitrojenaz ve hidrojenaz enzimi ile üretilmektedir. Yöntemde hidrojen ve oksijenin ayrı adımlarda üretilmesi ile hidrojenaz enziminin etkinliği azalmamaktadır. Ancak hidrojen üretimini gerçekleştiren bakteriler yoğun güneş ışığına ihtiyaç duymaktadır.

3.5. Özet

Son yıllarda tüm dünyanın dikkatle takip ettiği ve birçok projenin geliştirildiği yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrojen üretim teknolojisinin büyük ölçekli kullanımının yaygınlaşması için üretim teknolojilerinin maliyetlerinin düşürülmesi ve verimlerinin artırılması gerekmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları konusunda potansiyeli yüksek olan ülkemizde, yeşil hidrojen maliyetlerinin hızla düşebileceği öngörülmektedir.

Hidrojen üretim yöntemleri arasında en yüksek verimliliğe sahip olan elektroliz yöntemi ile hidrojen üretimi birçok çalışmanın ve projenin konusu olarak karşımıza çıkmaktadır. Biyokütle gazlaştırma yöntemi ile hidrojen üretimi dışındaki üretim yöntemlerinin henüz ticarileşmiş olmaması ve elektroliz yönteminin uzun yıllardır bilinen bir teknoloji olması hidrojen üretiminde elektroliz yönteminin tercih edilmesinin diğer sebepleri olarak sayılabilir. Tablo 3.3.'te YEK'lerden hidrojen üretim yöntemleri avantaj ve dezavantajları, Tablo 3.4.'te yeşil hidrojen üretim yöntemleri verimleri ve mevcut durumları ve Tablo 3.5.'te yeşil hidrojen üretiminin yöntemlere göre maliyetleri gösterilmektedir:

Tablo 3.3. YEK'lerden hidrojen üretim yöntemleri avantaj ve dezavantajları.

Yöntem	Avantaj	Dezavantaj
Elektroliz (Elektrik)	Sıfır emisyon üretimi, bol ve ucuz hammadde, yan ürün olarak O ₂ üretimi	Yüksek maliyet
Termokiyasal Su Ayırma		Yüksek maliyet ve düşük verim
Biyokütle Gazlaştırma	Bol ve ucuz hammadde kaynağı	Katran problemi
Işık Fermantasyonu	Hammadde olarak farklı organik atıklar ve atık sular kullanılabilen ve hammaddenin neredeyse tamamı dönüştürülebilmektedir.	Güneş ışığına ihtiyaç duyulmakta, hidrojen üretim verimi ve hızı düşük, büyük reaktör hacmi gerekmektedir.
Karanlık Fermantasyon	Güneş ışığı olmadan H ₂ üretimi, atık geri kazanımına yardımcı, basit reaktör teknolojisi, yüksek üretim hızı.	Düşük verim, büyük boyutlu reaktör ihtiyacı, büyük miktarda yan ürün oluşumu
Biyofotoliz	Yan ürün olarak O ₂ üretimi ve hammadde olarak CO ₂ tüketimi	Güneş ışığı ihtiyacı, düşük H ₂ üretimi, maliyetli hammadde, geniş reaktör hacmi ihtiyacı
Foto-elektrokimyasal	Bol hammadde, sıfır emisyon, yan ürün olarak O ₂	Düşük verim, güneş ışığı ihtiyacı

Tablo 3.4. YEK'lerden hidrojen üretim yöntemleri verim ve mevcut durumları [Dinçer vd., 2021].

Yöntem	Verim (%)	Mevut Durum
Elektroliz (Elektrik)	62-85	Ticari
Termokiyasal Su Ayırma	35-45	ArGe
Biyokütle Gazlaştırma	35-70	Ticari
Fermantasyon	20-60*	ArGe
Işık Fermantasyonu	24-46*	ArGe
Karanlık Fermantasyon	30-48*	Ön ArGe
Biyofotoliz	0,5-10	Ön ArGe
Foto-elektrokimyasal	0,5-12	Ön ArGe

*:hidrojen üretim verimleri

Tablo 3.5. YEK'lerden hidrojen üretim yöntem maliyetleri [Nikolaidis ve Poullikkas, 2017].

Yöntem	Yatırım Maliyeti (M\$)	Hidrojen Üretim Maliyeti (\$/kg)
Elektroliz (Elektrik)	-	2,64-80,8
Termokiyasal Su Ayırma	-	5,28
Biyokütle Gazlaştırma	149,3-6.4	1,77-2,05
Işık Fermantasyonu	-	2,83
Karanlık Fermantasyon	-	2,57
Doğrudan Biyofotoliz	50 \$/m ²	2,13
Dolaylı Biyofotoliz	135 \$/m ²	1,42
Foto-elektrokimyasal	-	10,36

4. VAKA ÇALIŞMALARI ve SONUÇLAR

Çalışmanın bu bölümünde kendi içinde alt senaryolara sahip olmak üzere Konya Karapınar YEKA GES-1 tesisinde yeşil hidrojen üretim maliyetleri, Ege Denizi, İzmir açıklarında deniz üstü rüzgar enerjisinden hidrojen üretim maliyetleri, Türkiye’de hanelerde doğal gaz tüketiminin %20’sinin hidrojen ile karşılanması senaryolarının maliyetleri hesaplanmıştır.

4.1. Konya Karapınar YEKA GES-1-Yeşil Hidrojen Senaryosu

Konya Karapınar YEKA GES-1-yeşil hidrojen senaryosunda; PV güneş hücreleri yardımıyla güneş enerjisinden üretilen elektrik enerjisi, elektrolizör tesisinde suyun elektrokimyasal dönüşümünü gerçekleştirmekte ve böylece hidrojen gazı üretilmektedir. Üretilen hidrojen gazının ya sıvılaştırılarak kara yolu taşımacılığı ya da basınçlandırılarak boru hattı ile talep noktasına taşınması veya basınçlandırılan hidrojen gazının yer altında depolanmasının maliyet açısından değerlendirilmesi çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Tablo 4.1’de çalışma kapsamında oluşturulan alt senaryolar gösterilmektedir.

Tablo 4.1. Konya Karapınar YEKA GES-1- yeşil hidrojen senaryosunun alt senaryoları.

1.Senaryo	Yeşil hidrojenin sıvılaştırılarak depolama tanklarında depolanması ve kara yolu taşımacılığı ile talep noktasına iletilmesi
2.Senaryo	Yeşil hidrojenin basınçlandırılarak yeni boru hattı ile 3km’lik uzaklıktaki talep noktasına iletilmesi
3.Senaryo	Yeşil hidrojenin basınçlandırılarak yer altında depolanması
4.Senaryo	Yeşil hidrojenin basınçlandırılarak yeniden işlevlendirilmiş eski boru hatları ile 3 km’lik uzaklıktaki talep noktasına iletilmesi

YEKA GES-1 tesisi, Konya ili Karaman ilçesinde yer almakta olup toplam kurulu gücü 1000 MWe’dir. Mayıs 2022 yılı itibariyle, işletmeye alınan kurulu gücü 820 MWe’dir ve vaka çalışması için tesisin toplam kurulu gücü olan 1000 MWe dikkate alınacaktır. Tesisin, kurulum tamamlanması halinde toplam elektrik üretiminin 2.300 GWh/yıl olarak gerçekleşecektir. Tesis kapasite faktörü, (4.1) numaralı denklem yardımıyla %26 olarak hesaplanmıştır. Kapasite faktörü (Cp), santralin bir yıl içinde gerçekleştirdiği toplam elektrik üretiminin, santralin kurulu gücünün tamamı

seviyesinde tüm yıl çalıştığı varsayılarak hesaplanan teorik değere oranı ile bulunmaktadır ve (4.1) numaralı denklem ile hesaplanmaktadır.

$$C_p = \frac{\text{Gerçek Elektrik üretimi}}{\text{Tesis Kurulu Gücü} * 8760} \quad (4.1)$$

Senaryoda kullanılan elektrolizörün verimi %65 olarak kabul edilmiş olup hidrojen üretimi için gerekli olan elektrik enerjisi (4.2) numaralı denklem yardımı ile hesaplanmıştır. Buna göre birim hidrojen üretimi için gerekli olan elektrik enerjisi 60,68 kWh/kg.H₂ olarak hesaplanmıştır.

$$H_2 \text{ üretimi için gerekli olan enerji} = \frac{\text{Hidrojen üst ısı değeri}}{\text{Elektrolizör verimi}} \quad (4.2)$$

Hidrojen üretimi için yüksek saflıkta, deiyonize suya ihtiyaç duyulmaktadır. Çoğu elektrolizör sistemi, deiyonizasyon sürecini, sistem içerisinde gerçekleştirmektedir. Sistemde kullanılacak su kaynağına göre saflaştırma işlemlerinin gerekli olup olmadığı değerlendirilmektedir. Örneğin, su kaynağı olarak yer altı suyu ya da musluk suyu kullanılması durumunda su arıtımı gerektirmezken, kaynak olarak deniz suyu kullanılması durumunda su arıtımı (ters osmoz) işlemi gerçekleştirilmez. Teorik olarak 1 kg hidrojen üretmek için 9 kg su gereklidir. Ancak pratikte gerçekleşen su kayıpları sebebiyle 1 kg hidrojen için 10-18 kg suya ihtiyaç duyulmaktadır. Hesaplamalarda musluk suyu kullanıldığı ve 1 kg hidrojen için 18 kg suya ihtiyaç duyulduğu kabulü yapılmıştır.

Hidrojen, elektrolizör sisteminde, atmosferik basınçtan 30 bar basınca kadar gaz halde çıkmaktadır. Hidrojen taşıma operasyonunun gerçekleştirilmesi için hidrojen hacminin düşürülmesi gerekmektedir. Bu da hidrojenin sıvılaştırılması, basıncının artırılması ya da bir hidrojen taşıyıcısına dönüştürülmesi yolu ile sağlanmaktadır. Çalışmada, hidrojenin talep noktasına taşınması için hidrojenin sıvılaştırılması ve basınçlandırılması olmak üzere iki hidrojen işleme senaryosu belirlenmiştir. Hidrojen sıvılaştırma ünitesinin birim enerji ihtiyacı 10-13 kWh/kg.H₂ olup, çalışmada gerekli enerji ihtiyacının 11 kWh/kg.H₂ olduğu varsayılmıştır. Basınçlandırma ünitesinin birim enerji ihtiyacı ise 1,7-6,4 kWh/kg.H₂ olup, çalışmada gerekli enerji ihtiyacının 6 kWh/kg.H₂ olduğu varsayılmıştır.

Elektrolizörde, hidrojen üretiminin yanında oksijen üretimi de gerçekleşmektedir. Teorik olarak 1 kg hidrojen üretimi sırasında 8 kg yüksek saflıkta oksijen üretimi gerçekleşmektedir. Pratikte 1 kg hidrojen üretimi sırasında 7,53 kg oksijen üretilmektedir.

Hidrojen üretimi (4.3) numaralı ve elektrolizör kapasitesi (4.4) numaralı denklemler ile hesaplanmaktadır.

$$\text{Hidrojen üretimi} = \left(\frac{\text{Tesis toplam elektrik üretimi} - \text{üniteler enerji ihtiyaçları}}{\text{Hidrojen üretimi için gerekli birim enerji}} \right) \quad (4.3)$$

$$\text{Elektrolizör kapasitesi} = \left(\frac{\text{Hidrojen Üretimi}}{8760 * \text{elektrolizör kapasite faktörü} * H_2 \text{ için birim enerji ihtiyacı}} \right) \quad (4.4)$$

Hidrojen basınçlandırma ve sıvılaştırma senaryosu olmak üzere hesaplamalar sonucu elde edilen hidrojen miktarı, oksijen miktarı ve tüketilen su miktarı ise Tablo 4.2’de verilmektedir. Tablo 4.3’te ana elemanların kapasiteleri verilmektedir.

Tablo 4.2. Teknik ve operasyonel veriler.

	Sıvılaştırma Senaryosu	Basınçlandırma Senaryosu
Hidrojen üretimi (ton/yıl)	28.879,59	31.045,22
Oksijen üretimi (ton/yıl)	217.463,30	233.770,54
Oksijen fiyatı (TL/kg.O₂)	0,52	0,52
Su tüketimi (ton/yıl)	519.832,58	558.814,03
Su fiyatı (TL/m³)	3,47	3,47
Tüketilen enerji (kWh/kg.H₂)	11,00	6,00
Elektrolizör enerji ihtiyacı (kWh/kg.H₂)	60,68	60,68

Tablo 4.3. Ana elemanların kapasiteleri.

Ana Eleman		Kapasite
Güneş enerjisine dayalı elektrik üretim tesisi (MWe)		1.000
Elektrolizör (MW)	Sıvılaştırma senaryosu	222,26
	Basınçlandırma senaryosu	238,93

Çalışmada, oluşturulan tüm senaryoların ekonomik performans değerlendirmeleri, seviyelendirilmiş maliyet hesabı ile gerçekleştirilmiştir. Seviyelendirilmiş hidrojen maliyeti (4.5) numaralı denklem ile hesaplanmaktadır. Çalışma kapsamında elde edilen seviyelendirilmiş hidrojen maliyetleri (LCOH) Tablo 4.5’te gösterilmekte olup, ayrıca senaryolar bazında sistem ana elemanların birim sermaye ve işletme maliyetleri ile yaşam ömürleri Tablo 4.4’te gösterilmektedir. Reel faiz, %10 olarak kabul

edilmiştir. Ayrıca sistem girdisi olan suyun maliyetinin, üretilen oksijenin satış gelirlerinden karşılanabileceği kabulü yapılmış olup LCOH hesabında dikkate alınmamıştır.

$$LCOH = \frac{\text{İlk yatırım} + \sum_{t=1}^T \frac{OM_t + E_t + I_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{YHÜ_t}{(1+r)^t}} \quad (4.5)$$

Denklemden; OM, işletme ve bakım maliyetini, YHÜ, yıllık hidrojen üretimini, E_t, sistemin yıllık elektrik tüketimini, I_t, t yılında yapılacak yatırım maliyetini (yıgın değişim maliyeti) ve r, reel faizi göstermektedir.

Tablo 4.4. Ana elemanların birim sermaye, işletme maliyetleri ile yaşam ömürleri.

Ana Eleman	Sermaye Maliyeti (CAPEX)	İşletme ve Bakım Maliyeti (OPEX)	Yaşam Ömürleri	Referans
GES	827 \$/kW	17,80 \$/kW	25	IRENA, 2020b
Elektrolizör	1200 \$/kW	CAPEX*%3,2	20	Christensen, 2020
Depolama Tankı	90.909,09 \$/ton.H ₂	CAPEX*%4	13	IEA, 2019
Sıvılaştırma Ünitesi	5.384,62 \$/ton.H ₂	CAPEX*%4	30	IEA, 2019
Basınçlandırma Ünitesi	-	CAPEX*%3,2	30	Yan vd., 2021
Yeni Boru Hattı	1.210.000 \$/km	CAPEX*%3,5	40	IEA, 2019
Yeniden İşlevlendirilmiş Boru Hattı	Yeni Boru hattı inşasının %30'u	CAPEX*%3,5	40	IEA, 2021
Kara Taşımacılığı	185.000 \$	CAPEX*%1,2	12	IEA, 2019
Yer Altı Depolama	1,61 \$/kg.H ₂	0,7	20	ASPEN HYSYS

Tablo 4.5. Oluşturulan dört senaryonun seviyelendirilmiş hidrojen maliyetleri.

Senaryo	LCOH (\$/kg)
1.Senaryo	3,79
2.Senaryo	2,54

Tablo 4.5. Devam.

3.Senaryo	2,75
4.Senaryo	2,53

4.2. Deniz Üstü Rüzgar Enerjisi-Yeşil Hidrojen Senaryosu

Deniz üstü rüzgar enerjisi-yeşil hidrojen senaryosunda, üç farklı alt senaryo çalışılarak maliyet hesapları yapılmıştır. İlk olarak deniz üstü rüzgar santralinden elde edilen elektriğin karaya taşınmasının maliyeti hesaplanmıştır. Daha sonra deniz üstü rüzgar türbinleri yardımıyla rüzgar enerjisinden üretilen elektrik enerjisinin elektrolizör tesisinde hidrojen gazı üretildiği varsayılmış ve üretilen hidrojen gazının, ya sıvılaştırılarak deniz yolu taşımacılığı ya da basınçlandırılarak deniz altı boru hattı ile talep noktasına taşınmasının maliyet açısından değerlendirilmesi gerçekleştirilmiştir. Tablo 4.6’da çalışma kapsamında oluşturulan alt senaryolar gösterilmektedir.

Tablo 4.6. Deniz üstü rüzgar enerjisi-yeşil hidrojen senaryosunun alt senaryoları.

1.Senaryo	Üretilen elektrik enerjisinin deniz altı kablolama ile kara iletim hattına verilmesi
2.Senaryo	Yeşil hidrojenin deniz altı boru hattı vasıtasıyla karaya iletilmesi
3.Senaryo	Yeşil hidrojenin sıvılaştırılarak depolama tanklarında depolanması ve gemi taşımacılığı ile karaya iletilmesinin

Çalışmada, Ege Denizi İzmir açıkları, kıyıdan yaklaşık 2,50 km uzaklıktaki bölge deniz üstü rüzgar enerji santrali alanı olarak seçilmiştir. Bölgenin rüzgar verileri, Küresel Rüzgar Atlasından (Global Wind Atlas) alınmıştır. Tablo 4.7’de bölge ile ilgili bilgiler verilmektedir.

Tablo 4.7. Seçilen bölgenin özellikleri.

Bölge Özellikleri	Değerler
Enlem	38,8974
Boylam	26,8698
Kıyıdan uzaklık (km)	2,50
100 m’deki ortalama rüzgar hızı (m/s)	9,66
Ortalama güç yoğunluğu (W/m ²)	1.191,00

Ortalama rüzgar hızı göz önünde bulundurularak, üç kanatlı ve yatay eksenli Vestas V174-9,5 MW türbini seçilmiştir. Türbin nominal gücü 9,50 MW, devreye alma ve devreden çıkma hızları sırasıyla 3 m/s ve 25 m/s ve türbin göbek (hub) yüksekliği 110 m'dir. Rüzgar santrali sahasında 10 adet Vestas V174-9,5 MW türbini kullanıldığı varsayılmış olup toplam tesis kurulu gücü 95 MWe'tir. Türbin kapasite faktörü 0,42 ve rotor çapı 174 m'dir. Türbin hub yüksekliğindeki ortalama rüzgar hızı (4.6) numaralı denklem yardımıyla 9,76 m/s olarak hesaplanmıştır.

$$v_2 = \left(\frac{h_2}{h_1}\right) * v_1 \quad (4.6)$$

Burada v_1 , h_1 yüksekliğindeki ortalama rüzgar hızı; h_1 , rüzgar ölçümü alınan yükseklik; h_2 , istenilen yükseklik ve v_2 , h_2 yüksekliğindeki ortalama rüzgar hızıdır.

Bir türbinden elde edilecek yıllık elektrik enerjisi (4.7) numaralı denklem yardımıyla bulunmaktadır.

$$AEP = P_n * C_p * 8760 \quad (4.7)$$

Denklemden AEP, yıllık üretilen elektrik enerjisini; P_n , türbin nominal gücünü ve C_p , kapasite faktörünü temsil etmektedir. Elde edilen veriler ile yapılan hesaplamalar sonucunda deniz üstü rüzgar enerjisi tesisinden elde edilen yıllık rüzgar elektrik enerjisi 349.524,00 MWh/yıl şeklindedir.

Sistemde; 10 adet deniz üstü rüzgar türbinlerinden elde edilen elektrik enerjisi, deniz altı yüksek gerilim doğru akım kabloları (HVDC) ile hidrojen üretim platformuna ulaştırılmaktadır. Türbin ile hidrojen platformu arasındaki mesafe (kablo uzunluğu), rotor çapının 7 katı kabulü ile hesaplanmıştır. Bu da yaklaşık 1 km kablo uzunluğuna denk gelmektedir. Türbinlerden elde edilen alternatif akımın, türbin platformunda doğru akıma dönüştürüldüğü varsayılmıştır. Hidrojen üretim platformunda; ters osmoz (TO) desalinasyon ünitesi, elektrolizör ünitesi, alt senaryolara göre basınçlandırma ya da sıvılaştırma ünitesinin olduğu kabulü yapılmıştır.

Konya Karapınar YEKA GES-1-yeşil hidrojen senaryosunda yapılan kabuller bu çalışma için de geçerli tutulmuştur. Elektrolizör için su kaynağı olarak deniz suyu kullanıldığı kabul edilmiştir. Deniz suyu, TO desalinasyon ünitesinde işlenerek saf su

haline getirilmektedir. TO desalinasyon ünitesinin verimi %20 olarak kabul edilmiştir. Hidrojen basınçlandırma ve sıvılaştırma senaryosu baz alınarak elde edilen teknik ve operasyonel veriler Tablo 4.8’de verilmektedir. Sistem ana bileşen kapasiteleri Tablo 4.9’da verilmektedir.

Tablo 4.8. Teknik ve operasyonel veriler.

	Sıvılaştırma Senaryosu	Basınçlandırma Senaryosu
Hidrojen üretimi (ton/yıl)	4.388,38	4.717,42
Oksijen üretimi (ton/yıl)	33.044,47	35.522,20
Oksijen fiyatı (TL/kg.O₂)	0,52	0,52
Su tüketimi (ton/yıl)	78.990,76	84.913,63
TO Desalinasyon su ihtiyacı (ton/yıl)	394.953,82	424.568,13
Tüketilen enerji (kWh/kg.H₂)	11,00	6,00
Elektrolizör enerji ihtiyacı (kWh/kg.H₂)	60,68	60,68

Tablo 4.9. Ana elemanların kapasiteleri.

Ana Eleman		Kapasite
Deniz üstü rüzgar enerjisine dayalı elektrik üretim tesisi (MWe)		95,00
Elektrolizör (MW)	Sıvılaştırma senaryosu için	30,40
	Basınçlandırma senaryosu için	32,68

Çalışmada oluşturulan senaryoların seviyelendirilmiş maliyetleri (4.5) numaralı denklem ile hesaplanmış olup Tablo 4.11’de gösterilmektedir. Sistemin ana elemanlarının birim sermaye, işletme ve bakım maliyetleri ile yaşam ömürleri Tablo 4.10’da verilmiştir.

Tablo 4.10. Ana elemanların birim sermaye, işletme maliyetleri ile yaşam ömürleri.

Ana Eleman	Sermaye Maliyeti (CAPEX)	İşletme ve Bakım Maliyeti (OPEX)	Yaşam Ömürleri	Referans
Deniz üstü RES	3.185 \$/kW	LCOE*%16	25	IRENA, 2020b
TO De.Ünitesi	0.00125 \$/kg	0.00052 \$/kg	20	-

Tablo 4.10. Devam.

Elektrolizör	1200 \$/kW	CAPEX*%3,2	20	Christensen, 2020
Depolama Tankı	90.909,09 \$/ton.H2	CAPEX*%4	13	IEA, 2019
Sıvılaştırma Ünitesi	5.384,62 \$/ton.H2	CAPEX*%4	30	IEA, 2019
Basınçlandırma Ünitesi		CAPEX*%3,2	30	Yan vd., 2021
Boru Hattı	1.210.000 \$/km	CAPEX*%3,5	40	IEA, 2019
Deniz Taşımacılığı	37.500 \$/gemi	1.500 \$/km	20	IEA, 2019
Kablolama	2.500.000\$/km	CAPEX*%3,2	20	Schell vd., 2017

Tablo 4.11. Oluşturulan üç senaryonun seviyelendirilmiş hidrojen maliyetleri.

Senaryo	LCOH (\$/kg)	LCOE (\$/kWh)
1.Senaryo	-	0,095
2.Senaryo	9,04	-
3.Senaryo	10,94	-

4.3.Türkiye’de Hanelerde Doğal Gaz Tüketiminin %20’sinin Hidrojen ile Karşılanması Senaryosu

Türkiye doğal gaz tüketiminin %20’sinin hidrojen ile karşılanması senaryosunda, 2015-2020 yılları arası Türkiye toplam doğal gaz tüketiminin ortalama değerleri ile çalışılmıştır. Tablo 4.12’de çalışmada kullanılan 2015-2020 yılları doğal gaz tüketimi, konut abone sayısı, konut başına doğal gaz tüketimi gibi değerler gösterilmektedir. 1 m³ doğal gaz 10,64 kWh enerji içeriğine sahiptir.

Tablo 4.12. Türkiye 2015-2020 yılları arası doğal gaz tüketimleri.

Yıl	Doğal gaz tüketimi (milyon m ³)	Konut abone sayısı (adet)	HDD (IEA)	Konut başına doğal gaz tüketimi-iklim düzeltmeli (m ³ /konut)	Konut başına doğal gaz tüketimi – iklim düzeltmeli (kWh/konut)
2015	11.000,36	11.638,421	1.709	880,93	9.373,09
2016	11.620,38	12.495,259	1.662	891,28	9.483,22
2017	13.514,94	13.571,092	1.740	911,63	9.699,78
2018	12.701,85	14.752,424	1.383	991,63	10.550,97
2019	14.396,42	15.861,360	1.529	945,53	10.060,48
2020	15.613,23	16.841,755	1.534	962,61	10.242,17
Ortalama	13.141		1.593	931	9.902

Türkiye 2015-2020 yılları arası ortalama doğal gaz tüketimi (4.8) numaralı denklem yardımı ile 172,50 TWh olarak bulunmuştur.

$$\text{Ort. elektrik tüketimi} = \frac{\text{konut abone sayısı} * \text{konut başına doğalgaz tüketimi}}{1.000.000.000} \quad (4.8)$$

Çalışma kapsamında tüketilen doğal gazın %20'sinin hidrojen enerjisinden karşılanacağı varsayıldığından %20'lik ikame hidrojen ihtiyacı (4.9) numaralı denklem yardımı ile 71.873.388,39 m³ olarak bulunmuştur. 200 bar basınçta 1 m³ hidrojen 480 kWh enerji içeriğine sahiptir.

$$H_2 \text{ ihtiyacı} = \frac{\%20 * \text{Doğalgaz tüketimi (kWh)}}{480 \text{ (kWh/m}^3\text{)}} \quad (4.9)$$

Sistem için gerekli elektrolizör kapasitesi ise (4.4) numaralı denklem yardımıyla 14,23 GW olarak bulunmuştur. Elektrik ihtiyacı ise 71,15 TWh/yıl olarak bulunmuştur. Hidrojen üretimi için elektrolizör birim enerji ihtiyacının 66 kWh/kg olduğu (elektrolizör veriminin %50 olduğu) kabulü yapılmıştır. %50 verime sahip ve yılda 5.000 saat çalışma süresine sahip elektrolizör sistemi kabulünün kurulu gücü ise 28,29 GW olarak (4.10) numaralı denklem yardımı ile bulunmuştur.

$$Kurulu\ Güç = \frac{Yıllık\ elektrik\ ihtiyacı}{(Elektrolizör\ verimi * elektrolizör\ çalışma\ saati)} \quad (4.10)$$

Hidrojen üretimi ile ikame edilen sistemde kaçınılan doğal gaz miktarı yıllık 3.242.408.498,70 m³ olarak (4.11) numaralı denklem yardımı ile bulunmuştur. Bu miktarın parasal karşılığı ise yıllık 1.212.647.808,88 £ ve 1.333.912.589,77 ABD \$'dır (Dutch TTF 35,15 £/MWh ve £/\$ dönüşümü 1,1'dir.)

$$Kaçınılan\ doğal\ gaz\ miktarı = \frac{Doğalgaz\ tüketimi\ (kWh)}{Doğalgaz\ enerji\ içeriği\ (\frac{kWh}{m^3})} \quad (4.11)$$

Sistemin elektrik maliyeti ise piyasa takas fiyatı (PTF) 78,76 ABD \$/MWh olduğunda yıllık 5.604.140.588,73 ABD \$ olarak hesaplanmıştır.

Hesaplamalar sonucu elde edilen veriler Tablo 4.13'te gösterilmektedir.

Tablo 4.13. Teknik ve ekonomik veriler.

Elektrolizör Kapasitesi (GW)	14,23
Tüketilen Elektrik Enerjisi (TWh/yıl)	71,15
LCOH	6,94 ABD \$/kg.H ₂
	217,01 ABD \$/MWh

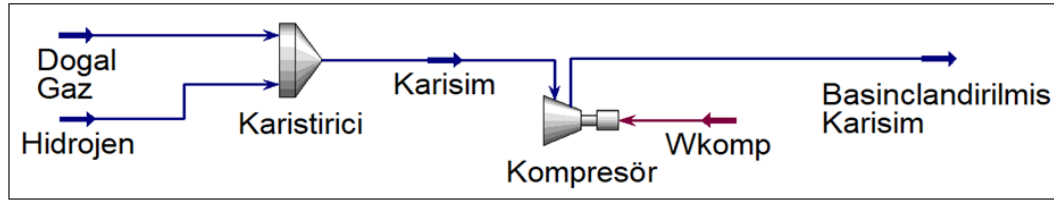
4.3.1. Doğal Gaz Boru Hattına Hidrojen Karışımının ASPEN HYSYS Simülasyon Aracı ile Hesaplanması

Doğal gaz boru hattına hacimce %10 ve %20 oranında hidrojen karışımı hesabı, ASPEN HYSYS programı ile gerçekleştirilmiştir.

ASPEN HYSYS model simülasyon programı, özellikle kimya mühendisleri tarafından yoğun olarak kullanılan, laboratuvar çalışmalarını ve tesis boyutlandırmalarını kolaylaştıran bir simülasyon programıdır (Nikoo ve Mahinpey, 2008). Hesaplama için simülasyon aracından Peng-Robinson modeli kullanılmıştır.

Sistemde 100 m³ gaz kabulü yapılmıştır. 15 °C ve 1 atm basıncında doğal gaz ve hidrojen yoğunluğu sırası ile 0,7080 ve 0,0852 kg/m³ olarak hesaplanmıştır. Gazların

standart koşullar altından 2.000 kPa basıncına sıkıştırıldığı durum araştırılmıştır. Şekil 4.1’de karışım işleminin akış şeması gösterilmektedir.



Şekil 4.1. Doğal gaz hidrojen karışım işleminin akış şeması.

İşlemin birinci adımında 100 m^3 doğal gazın sıkıştırılma işlemi gerçekleştirilmiştir. Sıkıştırma işlemi sonucunda elde edilen sıkıştırılmış doğal gazın hacimsel alt ısı değeri $330.151,38 \text{ kJ/m}^3$ ve gerekli kompresör gücü ise $15,59 \text{ kW}$ olarak hesaplanmıştır. İkinci aşamada hacimce %10 hidrojen içeren 100 m^3 gaz karışımının sıkıştırılma hesabı gerçekleştirilmiştir. Sıkıştırma işlemi sonucunda elde edilen sıkıştırılmış gazın hacimsel alt ısı değeri $301.025,25 \text{ kJ/m}^3$ ve gerekli kompresör gücü ise $15,73 \text{ kW}$ olarak hesaplanmıştır. Üçüncü aşamada hacimce %20 hidrojen içeren 100 m^3 gaz karışımının sıkıştırılma hesabı gerçekleştirilmiştir. Sıkıştırma işlemi sonucunda elde edilen sıkıştırılmış gazın hacimsel alt ısı değeri $272.489,48 \text{ kJ/m}^3$ ve gerekli kompresör gücü ise $15,89 \text{ kW}$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 4.14. Karışım işlemi operasyonel verileri.

	Karışım (m^3)	$W_{\text{komp.}}$ (kW)	Karışım Yoğunluğu (kg/m^3)	Hacimsel AID (kJ/m^3)	Sıkıştırılmış Gazın Hacimsel AID (kJ/m^3)
Doğal gaz	100	15,59	0,71	34.450,58	330.151,38
Hidrojen	0				
Doğal gaz	90	15,73	0,65	32.027,02	301.025,25
Hidrojen	10				
Doğal gaz	80	15,89	0,58	29.603,42	272.489,48
Hidrojen	20				

Hesaplama sonucunda, karışımdaki hidrojen oranının artması ile karışım gazının hacimsel ısı değeri düşmektedir. Belirtilen koşullar altında hidrojenin birim hacim başına ısı değeri, doğal gaza göre düşük olması sebebiyle karışım

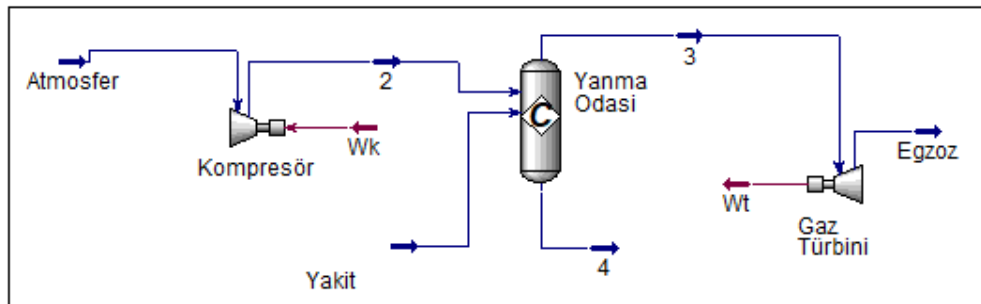
gazının ısıl değerinde de düşüş gözlenmektedir. Ayrıca karışımdaki hidrojen oranı arttıkça, karışımın yoğunluğu azalmakta olup, aynı gaz miktarı elde etmek için yapılan sıkıştırma işleminde kompresörün yükü de artmaktadır (Tablo 4.14).

4.3.2. Farklı Oranlardaki Doğal Gaz ve Hidrojen Yakıt Karışımının Enerji İçeriğinin ASPEN HYSYS Simülasyon Aracı ile Hesaplanması

Doğal gaz yakıtı ile farklı oranlardaki doğal gaz-hidrojen yakıt karışımlarından elde edilecek enerji hesabı, ASPEN HYSYS programı ile gerçekleştirilmiştir. Hesaplama için simülasyon aracından Peng-Robinson modeli kullanılmıştır. Çalışmadaki değerler, HYSYS programının veri tabanı tarafından sağlanmıştır. Ayrıca çalışmada gerçek bir elektrik üretim santrali verileri kullanılmış olup ilk olarak sadece yakıt olarak doğal gaz kullanılmış ve üretim santralinde elde edilen net iş gücü ve verim hesaplanmıştır. Sonraki adımda ise santralde yakıt olarak %5, %10, %15 ve %20 oranında doğal gaz-hidrojen karışımı kullanılmış olup elde edilen net iş gücü değerleri ve verimler hesaplanmıştır. Karışım oranları, mol fraksiyonu temel alınarak hesaplanmıştır.

Şekil 4.2’de sistemin akış diyagramı gösterilmektedir. Kompresöre hava, 25°C ve 101,3 kPa basınçta girmektedir. Yakıt ise yanma odasına 60°C ve 3.000 kPa basınçta girmektedir. Ayrıca çalışılan sistem için aşağıdaki kabuller yapılmıştır:

- ✓ Sürekli çalışma koşullarının mevcuttur,
- ✓ Hava ve yakıtın ideal gazdır,
- ✓ Yanma, tam yanma olarak gerçekleşmiştir,
- ✓ Çevre ve santral bileşenleri arasındaki ısı transferi ihmal edilebilir.



Şekil 4.2. Sistem akış şeması.

Modelde; 2 numaralı akış, kompresörden çıkan sıkıştırılmış havayı ve 3 numaralı akış, yanma odasından çıkan yanma sonucu elde edilen yanma gazlarını temsil etmektedir. Gaz türbini ve kompresör ünite modelleri ticari olarak ulaşılabilen modeller ve literatür verileri temel alınarak modellenmiştir. Yanma odasında yanma işleminin %100 verimle gerçekleştiği, kompresör ve türbin verimlerinin ise %84 olduğu duruma göre simülasyon gerçekleştirilmiştir. Hava, atmosferik koşullar altında 1.419 kPa basınca sıkıştırılmak üzere kompresöre girmektedir. Yakıt ve sıkıştırılmış hava ise yanma odasında karışmaktadır. Tablo 4.15'te hesaplaması yapılan hidrojen-doğal gaz karışım oranları gösterilmektedir.

Tablo 4.15. Mol fraksiyonu temelli yakıt bileşimi.

Yakıt Bileşimi		
	H₂ mol fraksiyonu	Doğal gaz mol fraksiyonu
1	0.00	1.00
2	0.05	0.95
3	0.10	0.90
4	0.15	0.85
5	0.20	0.80

Birinci durumda, sadece doğal gaz yakıtının yakılması sonucunda, santralde 247.097 kW'lık net iş elde edilmiş ve santral verimi %34,54 olarak bulunmuştur. İkinci durumda, doğal gaza %5 oranında hidrojen karıştırılmış ve santralde 249.770 kW'lık net iş elde edilmiştir. Santral verimi ise %34,59 olarak hesaplanmıştır. Üçüncü durumda, doğal gaza %10 oranında hidrojen karıştırılmış ve santralde 252.696 kW'lık net iş üretilmiş, santral verimi ise %34,65 olarak bulunmuştur. Dördüncü durumda doğal gaza %15 oranında hidrojen karıştırılmış ve santralde 255.914 kW'lık net iş elde edilmiş, santral verimi %34,71 olarak hesaplanmıştır. Son durumda ise doğal gaza %20 oranında hidrojen karıştırılmış ve santralde 259.469 kW'lık net iş üretilmiş, santral verimi ise %34,78 olarak hesaplanmıştır. Yanma odasına beslenen yakıtın ısıtma değerinin Santral net verimi (4.12) numaralı denklem yardımı ile hesaplanmıştır. Tablo 4.16'da bu beş durum için sistem operasyonel verileri gösterilmektedir.

$$\eta = \frac{\omega_{türbin} - \omega_{kompresör}}{(m_{yakıt})x AID_{yakıt}} \times 100 \quad (4.12)$$

Denklemden η ; verimi, $\omega_{türbin}$; türbinden elde edilen işi, $\omega_{kompresör}$; kompresörden elde edilen işi, $m_{yakıt}$; yakıtın kütleli debisini ve $AID_{yakıt}$; yakıtın alt ısı değeri temsil etmektedir.

Tablo 4.16. Sistem operasyonel verileri.

	Karışım (kmol)		Akış hızı (kg/h)	$W_{komp.}$ (kW)	$W_{Türbin}$ (kW)	W_{net} (kW)	Verim (%)	Yakıt Karışımının Kütleli AID (kJ/kg)
1	Doğal gaz	1.00	51.480	237.219	484.316	247.097	34,54	50.035
	Hidrojen	0.00	0					
2	Doğal gaz	0.95	51.142	237.219	486.989	249.770	34,59	50.495
	Hidrojen	0.05	338					
3	Doğal gaz	0.90	50.771	237.219	489.915	252.696	34,65	50.998
	Hidrojen	0.10	709					
4	Doğal gaz	0.85	50.363	237.219	493.134	255.914	34,71	51.553
	Hidrojen	0.15	1.117					
5	Doğal gaz	0.80	49.912	237.219	496.688	259.469	34,78	52.166
	Hidrojen	0.20	1.568					

Hesaplama sonucunda, yakıt bileşimindeki hidrojen oranının artması ile karışım gazından elde edilen net işin arttığı görülmektedir. Bunun sebebi ise hidrojenin kütle başına alt ısı değerinin, doğal gaza göre yüksek olması ve karışım gazında hidrojen oranının artması sonucunda karışım gazının alt ısı değerinin artması olarak açıklanmaktadır.

Yanma işlemi sonrası açığa çıkan CO₂ miktarına bakıldığında ise %100 doğal gazın yakıldığı durumda 141.223 kg/h CO₂ atmosfere salınırken doğal gaza %20 oranında hidrojen karıştırılması ile açığa çıkan CO₂ miktarı düşerek 136.921 kg/h olarak gerçekleşmiştir. Tablo 4.17’de yanma işlemi sonrası açığa çıkan CO₂ emisyon miktarları gösterilmektedir.

Tablo 4.17. Farklı yakıt bileşimlerinin egzoz gazları içeriğindeki CO₂ emisyon miktarları.

Yakıt Bileşimi	CO ₂ emisyon miktarı (kg/h)
%100 Doğal gaz + %0 Hidrojen	141.223
%95 Doğal gaz + %5 Hidrojen	140.295
%90 Doğal gaz + %10 Hidrojen	139.278
%85 Doğal gaz + %15 Hidrojen	138.159
%80 Doğal gaz + %20 Hidrojen	136.921

5. SONUÇLAR ve YORUMLAR

Küresel çapta enerjiye olan ihtiyacın, çevreye karşı duyarlı ve yerli imkanlar ile karşılanma isteği artmaktadır. Özellikle COVID-19 pandemisi ve sonrasında yaşanan jeopolitik gerginlikler ülkelerin fosil kaynak bağımlılıklarını azaltmada teşvik edici olmuştur. Karbonsuzlaşma yolunda hedef ve politikaların açıkça ortaya konulduğu günümüz dünyasında, yeşil hidrojen ise hem dışa bağımlılıklardan kurtulma hem de sera gazı salımlarının azaltılmasında kilit öneme sahiptir. Bu çalışma kapsamında, yeşil hidrojenin farklı senaryolar altında üretildiği ve tüketilebileceği noktalar araştırılarak maliyetler ortaya konulmuştur.

Konya Karapınar YEKA GES-1-yeşil hidrojen senaryosunda, dört farklı alt senaryo çalışılmıştır. Güneş enerji tesisinden elde edilen elektrik enerjisinin hidrojen üretmek için kullanıldığı senaryolarda, farklı hidrojen iletim senaryolarına göre hesaplamalar yapılmıştır. Buna göre hidrojenin seviyelendirilmiş maliyetlerinin en düşük 2,53 ABD \$/kg.H₂ ile eski boru hatlarının tekrar işlevlendirilmesi ve en yüksek 3,79 ABD \$/kg.H₂ ile hidrojenin sıvılaştırılarak kara taşımacılığı yöntemi ile iletilmesi senaryosunda olduğu görülmektedir. Hidrojenin sıvılaştırılma işleminin, basınçlandırmaya göre enerji ve maliyet yoğun bir yöntem olması ayrıca sıvı hidrojenin depolanması için özel depolama tankları gereksinimi sebebiyle kara yolu taşımacılığı senaryosu en yüksek maliyete sahip olan yöntem olarak karşımıza çıkmaktadır. Yeşil hidrojenin 3 km'lik talep noktasına yeni boru hattı inşa edilerek taşınması sonucu oluşan LCOH 2,54 ABD \$/kg.H₂ olarak hesaplanmıştır. Yeşil hidrojen maliyetinde, en büyük maliyet kalemleri, elektrik maliyetleri ile elektrolizör maliyetleri olduğu için mevcut eski boru hatlarının yeniden işlevlendirilmesi ile yeni boru hattı inşa edilmesi arasındaki LCOH maliyeti büyük farklar oluşturmamaktadır. Yeşil hidrojenin basınçlandırılarak yer altı depolama tesisinde depolanması senaryosunda ise LCOH 2,75 ABD \$/kg.H₂ olarak hesaplanmıştır. Fotovoltaik teknolojisinin gelişmesi, daha yüksek verimlilik ve kapasite faktörüne ulaşılması; elektrolizör teknolojisinin gelişme ve yaygınlaşması ile mevcut yeşil hidrojen maliyetleri düşecektir.

Deniz üstü rüzgar enerjisi-yeşil hidrojen senaryosunda, üç farklı alt senaryo çalışılmıştır. Rüzgar enerjisi santral alanının, kıyıdan uzaklığı 2,50 km olarak kabul edilmiştir. Deniz üstü rüzgar santrallerinin kapasite faktörleri; santral sahalarının

meteorolojik özellikleri, rüzgar santralinde kullanılan teknoloji ve konfigürasyonu gibi etmenler sebebiyle değişiklik göstermektedir. Küresel ağırlıklı ortalama kapasite faktörü %40'lar civarında seyretmekte olup çalışmada Küresel Rüzgar Atlası'ndan (Global Wind Atlas) alınan kapasite faktörü (%42) değeri kullanılmıştır. Yapılan hesaplamalar sonucunda rüzgar enerjisinden elektrik enerjisi üretilip, kıyıya deniz altı kablolama ile ulaştırılmasının seviyelendirilmiş elektrik maliyeti 0,095 ABD \$/kWh olarak bulunmuştur. Uluslararası raporlar incelendiğinde deniz üstü rüzgar enerjisinin küresel ağırlıklı ortalama seviyelendirilmiş elektrik maliyetinin 0,084 ABD \$/kWh olduğu görülmektedir (IRENA, Power Generation Costs, 2020). Rüzgar enerjisinden hidrojen üretim alt senaryolarının seviyelendirilmiş hidrojen maliyetleri hesabında ise hidrojenin boru hattı ile karaya iletilmesi senaryosunda LCOH 9,04 ABD \$/kg.H₂ ve hidrojenin gemi tankerlerine yüklenerek deniz yolu taşımacılığı ile karaya ulaştırılması senaryosunda LCOH 10,94 ABD \$/kg.H₂ olarak hesaplanmıştır. Küresel ölçekte yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen yeşil hidrojenin ortalama üretim maliyetlerinin 3-8 ABD \$/kg.H₂ olduğu göz önüne alınırsa mevcut durumda hesaplanan yeşil hidrojen maliyetleri kabul edilebilir seviyededir.

Türkiye, doğal gaz kaynağını 81 ilde sanayiden konuta kadar çok etkin bir şekilde kullanmaktadır. Ancak ithal enerji kaynaklarımızda olan doğal gazın yerine yerli ve daha temiz bir kaynak olan hidrojenin ikame bir kaynak olarak kullanılması, 3. Senaryo Türkiye doğal gaz tüketiminin %20'sinin hidrojen ile karşılanması senaryosunda çalışılmıştır. Hesaplama sonucunda yıllık sağlanan doğal gaz tasarrufunun parasal karşılığının 1,3 milyar ABD \$ olduğu hesaplanmıştır. Sistemin ihtiyaç duyacağı kurulu gücün yaklaşık olarak 15 GW, tüketilen elektrik enerji miktarının ise 71,15 TWh/yıl ve bu tüketimin parasal karşılığının yıllık 5,6 milyar ABD \$ olduğu hesaplanmıştır. 2021 yılında ülkemizde gerçekleşen elektrik talebi 329,6 TWh olarak kaydedilmiştir. Senaryoda gerekli olan elektrik enerjisi, yıllık tüketimimizin yaklaşık 1/5'ine karşılık gelmektedir. Üretilen hidrojenin seviyelendirilmiş maliyeti 206,68 €/MWh olarak hesaplanmıştır. Günümüz Avrupa Doğal Gaz fiyatları ise 35,15 €/MWh seviyelerinde bulunmaktadır. Elde edilen tüm bu sonuçlar ışığında, serbest elektrik piyasasından beslenecek bir elektrolizör sisteminde, üretilen hidrojen sayesinde kaçınılacak doğal gazın parasal tasarrufunun, tüketilen elektriğin parasal değerinden yaklaşık 4 kat daha düşük olduğu görülmektedir. Tüm bu bilgiler ışığında, günümüz PTF koşullarında, şebekeden elektrik enerjisi çekilerek

hidrojen üretimi yapan bir hidrojen üretim tesisi, yatırımını geri ödeyemediği görülmektedir. Ayrıca üçüncü vaka çalışmasının altında ASPEN HYSYS simülasyon programında doğal gaz boru hattına hacimce %10 ve %20 oranında hidrojenin karıştırılması ve bir doğal gaz yakıtlı enerji üretim santralinde, doğal gaza molce %5, %10, %15 ve %20 oranlarında hidrojen karıştırılması durumları incelenmiştir. Doğal gaz boru hatlarına, hidrojen karıştırılması hesabının sonucunda, karışımdaki hidrojen oranının artması ile karışım gazının hacimsel alt ısı değerinin düştüğü görülmüştür. Üretim santralinde yakıtta hidrojen eklenmesi durumunda ise hidrojen oranının artması sonucunda santralden elde edilen net işte artma olduğu görülmüştür. Bu iki farklı sonucun elde edilmesinin sebebi ise hidrojenin kütle başına birim alt ısı değerinin doğal gazın yaklaşık 2,8 katı olmasına rağmen hacim başına alt ısı değerinin doğal gazın alt ısı değerinin %32,5'una karşılık gelmesidir. Egzoz gazı içeriğindeki CO₂ emisyon miktarında ise yakıt bileşimindeki hidrojen oranının artması ile emisyon miktarının azaldığı görülmektedir. Sektörel bazda yeşil hidrojen kullanımının artması, küresel CO₂ emisyon miktarının düşmesine olanak sağlayacak ve ülkelerin 2050 yılı net sıfır emisyon hedefine katkı sunacağı açıktır.

KAYNAKLAR

- [1] Baykara, S.Z., (2004), “Hydrogen production by direct solar thermal decomposition of water, possibilities for improvement of process efficiency”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 29 (14), 1451-1458.
- [2] Cardona P., Costa-Castell R., Roda V., Carroquino J., Valino L., Serra M., (2023), “Model predictive control of an on-site green hydrogen production and refuelling station”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 48 (47), 17995-18010.
- [3] Christensen, A., (2020), “Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: United States And Europe”, *The International Council on Clean Transportation*, 4 Haziran.
- [4] Dağhan, İ. H., (2010), “Bir yakıt pili-güneş pili sisteminin modellenmesi ve simülasyonu”, *Yüksek Lisans Tezi, Fırat Üniversitesi*.
- [5] D’Amore-Domenech R., Meca V. L., Pollet B. G., Leo T. J., (2023), “On the bulk transport of green hydrogen at sea: Comparison between submarine pipeline and compressed and liquefied transport by ship”, *Energy*, 267, 126621.
- [6] Dinçer, İ., Eroğlu İ., Öztürk M., (2021), “Türkiye için hidrojen teknolojileri yol haritası”, *İstanbul*, (ISBN: 978-605-66381-9-0).
- [7] Ghaemi S., Li X., Mulder M., (2023), “Economic feasibility of green hydrogen in providing flexibility to medium-voltage distribution grids in the presence of local-heat systems”, *Applied Energy*, 331, 120480.
- [8] Giocoli A., Motola V., Scarlat N., Pierro N., Dipinto S., (2023), “Techno-economic viability of renewable electricity surplus to green hydrogen and biomethane, for a future sustainable energy system: Hints from Southern Italy”, *Renewable and Sustainable Energy*, 3, 100051.
- [9] Hasan T., Emami K., Shah R., Hassan N. M. S., Anderson J., Thomas D., Louis A., (2022), “A study on green hydrogen-based isolated microgrid”, *Energy Reports*, 8 (15), 259-267.
- [10] Hosseini S.E., Wahid M.A., (2016), “Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: promising green energy carrier for clean development”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 850-866.
- [11] IEA, (2019), “The Future of Hydrogen: Seizing Today’s Opportunities”, *International Energy Agency*.
- [12] IEA, (2021), “Global Hydrogen Review”, *International Energy Agency*.
- [13] IEA, (2022), “Global Hydrogen Review”, *International Energy Agency*.

- [14] IEA Bioenergy, (2018), “Hydrogen From Biomass Gasification”, International Energy Agency Bioenergy.
- [15] IRENA, (2018), “Hydrogen From Renewable Power Technology Outlook For The Energy Transition”, International Renewable Energy Agency.
- [16] IRENA, (2020a), “Green Hydrogen Cost Reduction Scaling Up Electrolysers to Meet The 1,5 °C Climate Goal”, International Renewable Energy Agency.
- [17] IRENA, (2020b), “Renewable Power Generation Costs”, International Renewable Energy Agency.
- [18] IRENA, (2022a), “Geopolitics of The Energy Transformation: The Hydrogen Factor”, International Renewable Energy Agency.
- [19] Jovan D. J., Dolanc G., Pregelj B., (2022), “Utilization of excess water accumulation for green hydrogen production in a run-of-river hydropower plant”, *Renewable Energy*, 195, 780-794.
- [20] Kumar S. S., Lim H., (2022), “An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production”, *Energy Reports*, 8, 13793-13813.
- [21] Matute G., Yusta J. M., Beyza J., Monteiro C., (2022), “Optimal dispatch model for PV-electrolysis plants in self-consumption regime to produce green hydrogen: A Spanish case study” *International Journal of Hydrogen Energy*, 47 (60), 25202-25213.
- [22] Mahinpey, N., Nikoo, Mehrdokht B., (2008), “Simulation of biomass gasification in fluidized bed reactor using Aspen HYSYS, environmental systems engineering, University of Regina”, *Biomass and Bioenergy*, 32(12), 1245-1254.
- [23] Nikolaidis P., Poullikkas A., (2017), “A comparative overview of hydrogen production processes”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 597-611.
- [24] NREL, (2011), “Hydrogen Production Cost Estimate Using Biomass Gasification: System Integration”, National Renewable Energy Laboratory.
- [25] Oliveira A. S., Baeza J. A., Calvo L., Gilarranz M. A., (2023), “Aqueous phase reforming of starch wastewater over Pt and Pt-based bimetallic catalysts for green hydrogen production”, *Chemical Engineering Journal*, 460, 141770.
- [26] Omar Assowe Dabar O. A., Awaleh M. O., Waberi M. M., Adan A. I., (2022), “Wind resource assessment and techno-economic analysis of wind energy and green hydrogen production in the Republic of Djibouti”, *Energy Reports*, 8, 8996-9016.
- [27] Reddy, K.V., Ghaffour N., (2007), “Overview of the cost of desalinated water and costing methodologies”, *Desalination*, 205 (1-3), 340-353.
- [28] Ryu, J.Y., Park S., Lee C., Hwang S., Lim J., (2023), “Techno-economic analysis of hydrogen–natural gas blended fuels for 400 MW combined cycle power plants (CCPPs)”, *Energies*, 16, 6822.

- [29] Salam M. A., Shaikh M. A. A., Ahmed K., (2023), “Green hydrogen based power generation prospect for sustainable development of Bangladesh using PEMFC and hydrogen gas turbine”, 9, 3406-3416.
- [30] Satyapal, S., Petrovic, J., Read, C., Thomas, G. And Ordaz, G., (2007), “The U.S. department of energy’s national hydrogen storage project: progress towards meeting hydrogen-powered vehicle requirements”, Catalysis Today, 120 (3-4), 246-256.
- [31] Schell K. R., Claro J., Guikema S. D., (2017), “Probabilistic cost prediction for submarine power cable projects”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 90, 1-2.
- [32] Shi, X., Liao X., Yanfei L., (2020), “Quantification of fresh water consumption and scarcity footprints of hydrogen from water electrolysis: a methodology framework”, Renewable Energy, 154, 786-796.
- [33] Telli A. Y., (2010), “Şebeke bağlantılı ve şebekeden bağımsız hibrit güç sistemleriyle enerji üretiminin ekonomik analizi”, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi.
- [34] Ural T., Karaca G., (2016), “Hidrojen Ekonomisi”, (e-ISSN: 2149-2735).
- [35] Yan Y., Zhang H., Liso Q., Liang Y., Yan J., (2021), “Roadmap to hybrid offshore system with hydrogen and power co-generation”, Energy Conversion and Management, 247, 114690.
- [36] Zwickl-Bernhard S., Auer H., (2022), “Green hydrogen from hydropower: A non-cooperative modeling approach assessing the profitability gap and future business cases”, Energy Strategy Reviews, 43, 100912.

ÖZGEÇMİŞ

Ben Cansu Gümüş. Yalova Üniversitesi Enerji Sistemleri Mühendisliği bölümünü 2014 yılında başarı ile tamamladım. 2019 yılında yine aynı okul ve bölümde yüksek lisansımı tamamladım. 2018 yılından itibaren Halen Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nda Enerji ve Tabii Kaynaklar Uzmanı olarak çalışmaktayım.



TEZ ÇALIŞMASI KAPSAMINDA YAPILAN YAYINLAR/SUNUMLAR

29-31 Temmuz 2023, International Izmir Congress On Life, Engineering, And Applied Sciences-Kongre sunumu.

