



**YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAĞI İLE HİDROJEN SÜLFÜRDEN
HİDROJEN ÜRETİM KOMBİNE SİSTEM TASARIMI VE ANALİZİ**

Kemal GÖK

**DOKTORA TEZİ
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

AĞUSTOS 2022

ETİK BEYAN

Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmada;

- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Tez çalışmada yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
- Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu,

bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

Kemal GÖK

04/08/2022

YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAĞI İLE HİDROJEN SÜLFÜRDEN HİDROJEN ÜRETİM KOMBİNE SİSTEM TASARIMI VE ANALİZİ

(Doktora Tezi)

Kemal GÖK

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Ağustos 2022

ÖZET

Enerji kaynaklarının giderek azalması ve artan çevre bilinci ile temiz enerji kaynaklarının önemi artmıştır. Çevre dostu enerji kaynaklarının en başında hidrojen enerjisi gelmekte olup hidrojen Karadeniz'in diplerinde bol miktarda bulunan hidrojen sülfürden de üretilebilmektedir. Karadeniz, 270 milyon ton hidrojen kapasitesi ile büyük bir enerji potansiyeline sahiptir. Bu çalışmada, doğrudan elektroliz yöntemi ile Karadeniz'in diplerindeki hidrojen sülfürden hidrojen üretiminde gerekli olan enerjinin Karadeniz kıyılarındaki yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanabileceği üzerine bir çalışma yapılmıştır. Karadeniz kıyılarındaki güneş ve rüzgar enerjisi kullanılarak yaklaşık 640 MWh'lik bir enerji ile yıllık 50 tonluk hidrojen üretebilecek bir tesis tasarlanmıştır. Yapılan güneş ve rüzgar enerjisi potansiyel analizleri neticesinde hem güneş enerjisinden hem de rüzgar enerjisinden yararlanılabilecek hibrit bir sistemin İstanbul ve Zonguldak Filyos'ta kurulabileceği sonucuna varılmış ve bu lokasyonlarda yatırım yapılabilirliği görebilmek adına ekonomik analizler gerçekleştirilmiştir. İç karlılık oranı yöntemi ile net bugünkü değer yöntemi tercih edilmiş olup yatırımcının %100 kredi kullanması ya da %25 öz sermaye, %75 kredi kullanması ile yatırımın gerçekleştirildiği iki farklı senaryo ele alınmıştır. Hem İstanbul hem de Filyos için yatırım yapılabilirlik ve karlılık oranları gayet iyi gözükmemekte olup rüzgar enerjisi santrallerine göre güneş enerjisi santrallerinin geri dönüş sürelerinin daha kısa olduğu görülmüştür.

Bilim Kodu : 91441

Anahtar Kelimeler : Hidrojen enerjisi, hidrojen sülfür, Karadeniz, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, ekonomik analiz

Sayfa Adedi : 139

Danışman : Prof. Dr. Adnan SÖZEN

DESIGN and ANALYSIS OF HYDROGEN PRODUCTION COMBINED SYSTEM
FROM HYDROGEN SULFIDE WITH RENEWABLE ENERGY SOURCE

(Ph. D. Thesis)

Kemal GÖK

GAZİ UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

August 2022

ABSTRACT

The importance of clean energy resources has increased with the gradually decrease of energy resources and increasing environmental conscious. Hydrogen energy, comes at the forefront of environmentally friendly energy sources and it can also be produced from hydrogen sulfide which is abundant in the bottoms of the Black Sea. The Black Sea has a great energy potential with a hydrogen capacity of 270 million tons. In this research, a study has been carried out that the energy required for the production of hydrogen from hydrogen sulfide at the bottom of the Black Sea by direct electrolysis method can be obtained from renewable energy sources on the Black Sea coast. A plant design which can produce 50 tons of hydrogen per year with approximately 640 MWh obtained from solar and wind energy on the Black Sea coasts has been considered. It was concluded that a hybrid system that can benefit from both solar and wind energy could be established in Istanbul and Zonguldak Filyos as a result of the solar and wind energy potential analyses and economic analyses were carried out for investment evaluation in these locations. Internal rate of return method and net present value method have been preferred and two different scenarios where the investment is realized by receiving 100% loan or by receiving 25% equity capital and 75% loan are discussed. Investment feasibility assessment and profitability ratios for both Istanbul and Filyos seem to be quite good, and it has been observed that the payback period of solar power plants is shorter compared to wind power plants.

Science Code : 91441

Key Words : Hydrogen, hydrogen sulfide, Black Sea, solar energy, wind energy, economic analysis

Page Number : 139

Supervisor : Prof. Dr. Adnan SÖZEN

TEŞEKKÜR

Tezin her aşamasında bilgi, tecrübe ve yardımlarını esirgemeyerek görüş ve düşünceleri ile yol gösteren değerli hocam Sn. Prof. Dr. Adnan SÖZEN'e, çalışma süresince bilgi ve tecrübelerinden faydalandığım çok kıymetli Sn. Hasret ŞAHİN'e teşekkür ederim.

Bu süreçte her daim yanımda olan ve sonsuz desteğini hep hissettiren sevgili eşim Gülbedia'ya ve biricik kızım Amine Berra'ya sonsuz teşekkürlerimi ve sevgilerimi sunarım.

Son olarak maddi ve manevi desteklerini esirgemeyen, her zaman yanımda olan tüm aileme ve dostlarıma teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ABSTRACT.....	v
TEŞEKKÜR.....	vi
İÇİNDEKİLER	vii
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	xi
ŞEKİLLERİN LİSTESİ.....	xiii
RESİMLERİN LİSTESİ	xvii
HARİTALARIN LİSTESİ.....	xviii
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xx
1. GİRİŞ.....	1
2. HİDROJEN ENERJİSİ	9
2.1. Hidrojenin Tarihçesi.....	9
2.2. Hidrojenin Temel Özellikleri.....	10
2.2.1. Hidrojen enerjisinin avantajları.....	11
2.2.2. Hidrojen enerjisinin dezavantajları	12
2.3. Hidrojen Enerjisinin Kullanım Alanları.....	13
2.4. Hidrojen Üretimi	14
2.4.1. Kömürün gazlaştırılması yöntemiyle hidrojen üretimi	15
2.4.2. Doğalgaz (metan) reformasyonu yöntemiyle hidrojen üretimi	15
2.4.3. Kvaerner (termal parçalama) yöntemi ile hidrojen üretimi.....	16
2.4.4. Kısmi oksidasyon yöntemi ile hidrojen üretimi	16
2.4.5. Elektroliz yöntemi ile hidrojen üretimi	17
2.4.6. Fotoelektroliz yöntemi ile hidrojen üretimi	17

	Sayfa
2.4.7. Biyokütleden hidrojen üretimi	17
2.4.8. Güneşin termolizi yöntemi ile hidrojen üretimi	18
2.4.9. Termokimyasal çevrimler yöntemi ile hidrojen üretimi	18
2.5. Dünyada ve Türkiye’de Hidrojen Enerjisi.....	19
3. HİDROJEN SÜLFÜR.....	23
3.1. Hidrojen Sülfürün Temel Özellikleri	24
3.2. Hidrojen Sülfürden Hidrojen Üretim Yöntemleri	25
3.2.1. Hidrojen sülfürden termal yöntem ile hidrojen üretimi.....	25
3.2.2. Hidrojen sülfürden termokimyasal yöntem ile hidrojen üretimi.....	26
3.2.3. Hidrojen sülfürden fotokimyasal yöntem ile hidrojen üretimi.....	26
3.2.4. Hidrojen sülfürden plazma yöntemi ile hidrojen üretimi	26
3.2.5. Hidrojen sülfürden elektrokimyasal yöntem ile hidrojen üretimi.....	26
3.3. Suyun Elektrolizi ile Hidrojen Sülfürün Elektrolizinin Karşılaştırılması.....	30
4. KARADENİZ’İN DİPLERİNDEKİ HİDROJEN SÜLFÜRDEN HİDROJEN ÜRETİMİ	31
4.1. Karadeniz’in Diplerindeki Hidrojen Sülfür	31
4.2. Karadeniz’in Diplerindeki Hidrojen Sülfürün Enerji Değeri	35
4.3. Karadeniz’in Diplerindeki Hidrojen Sülfürden Hidrojen Üretim Tesisi	36
5. YENİLEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI KULLANILARAK HİDROJEN SÜLFÜRDEN HİDROJEN ÜRETİMİ.....	43
5.1. Hidrojen Kombine Üretim Sisteminin Kurulacağı Lokasyonun Belirlenmesi...	43
5.1.1. Lokasyon belirlenirken dikkat edilen hususlar	44
5.2. Karadeniz Kıyılarındaki Güneş Enerjisi Potansiyeli.....	47
5.2.1. Karadeniz kıyılarındaki güneş enerjisi potansiyeli	47
5.2.2. Ordu ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi.....	48

	Sayfa
5.2.3. Samsun ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi	50
5.2.4. Sinop ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi	51
5.2.5. Kastamonu ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi	53
5.2.6. Bartın ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi.....	54
5.2.7. Zonguldak ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi	56
5.2.8. Düzce ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi.....	57
5.2.9. Sakarya ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi.....	59
5.2.10. Kocaeli ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi	60
5.2.11. İstanbul ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi.....	62
5.2.12. Kırklareli ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi.....	63
5.2.13. Filyos'un PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi.....	65
5.3. Karadeniz Kıyılarındaki Rüzgar Enerjisi Potansiyeli	67
5.3.1. Rüzgar gücünün teorik olarak hesaplanması.....	69
5.3.2. Seçilen rüzgar türbininin özellikleri	71
5.3.3. Karadeniz kıyılarındaki rüzgar enerjisi potansiyeli ve analizi	72
5.3.4. Samsun ilinin rüzgar enerjisi potansiyeli analizi	73
5.3.5. Sinop ilinin rüzgar enerjisi potansiyeli analizi.....	74
5.3.6. Kastamonu ilinin rüzgar enerjisi potansiyeli analizi.....	76
5.3.7. İstanbul ilinin rüzgar enerjisi potansiyeli analizi	78
5.3.8. Kırklareli ilinin rüzgar enerjisi potansiyeli analizi	79
5.3.9. Filyos'un rüzgar enerjisi potansiyeli analizi	80
5.4. Hidrojen Kombine Üretim Sisteminin Kurulacağı Lokasyon	82
5.5. Seçilen Lokasyonlarda Kurulacak Enerji Santrallerinin Özellikleri	83
6. KURULACAK OLAN ENERJİ SANTRALİNİN EKONOMİK ANALİZİ.....	85

Sayfa

6.1. Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Üretimi için Sağlanan Teşvikler	85
6.2. Güneş Enerjisi Santrali Kurulumu Maliyet Analizi	87
6.2.1. İstanbul ili GES kurulumu maliyet analizi	88
6.2.2. Filyos GES kurulumu maliyet analizi.....	99
6.3. Rüzgar Enerjisi Santrali Kurulumu Maliyet Analizi.....	108
6.3.1. İstanbul ili RES kurulumu maliyet analizi	109
6.3.2. Filyos RES kurulumu maliyet analizi.....	120
7. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	125
KAYNAKLAR	131
ÖZGEÇMİŞ	139

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 2.1. Hidrojenin elementinin temel özellikleri.....	11
Çizelge 3.1. Hidrojen sülfür gazının fiziksel özellikleri	24
Çizelge 3.2. Hidrojen sülfürün değişik konsantrasyonlardaki insan sağlığına etkisi	25
Çizelge 4.1. Karadeniz’deki hidrojen sülfür potansiyeli.....	35
Çizelge 4.2. Aspen Plus programında tasarlanan sistemin tasarım özellikleri	39
Çizelge 6.1. YEK destekleme mekanizması ile yerli katkı fiyatları ve uygulama süreleri	86
Çizelge 6.2. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değerler	92
Çizelge 6.3. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) yıllık yatırım maliyeti ve kazancı	93
Çizelge 6.4. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) yatırım geri dönüşü	93
Çizelge 6.5. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) gelir-gider analizi	94
Çizelge 6.6. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES (%100 kredi) finansal analiz sonuç değerleri	96
Çizelge 6.7. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES’in (%100 kredi) yıllık yatırım maliyeti ve kazancı	97
Çizelge 6.8. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES’in (%100 kredi) yatırım geri dönüşü	97
Çizelge 6.9. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES’in (%100kredi) gelir-gider analizi	98
Çizelge 6.10. Filyos’ta kurulacak olan 1 MW’lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değerleri.....	101
Çizelge 6.11. Filyos’ta kurulacak olan 1 MW’lık GES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) yıllık yatırım maliyeti ve kazancı	102
Çizelge 6.12. Filyos’ta kurulacak olan 1 MW’lık GES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) yatırım geri dönüşü	102

Çizelge	Sayfa
Çizelge 6.13. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES'in (%25 öz kaynak, %75 kredi) gelir-gider analizi	103
Çizelge 6.14. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES (%100 kredi) finansal analiz sonuç değerleri	105
Çizelge 6.15. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES'in (%100 kredi) yıllık yatırım maliyeti ve kazancı	106
Çizelge 6.16. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES'in (%100 kredi) yatırım geri dönüşü	106
Çizelge 6.17. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES'in (%100kredi) gelir-gider analizi	107
Çizelge 6.18. Rüzgar enerji santrallerinde maliyet dağılımı.....	109
Çizelge 6.19. İstanbul'da kurulacak olan 1,6 MW'lık RES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değerleri.....	113
Çizelge 6.20. İstanbul'da kurulacak olan 1,6 MW'lık RES'in (%25 öz kaynak, %75 kredi) yıllık yatırım maliyeti ve kazancı.....	114
Çizelge 6.21. İstanbul'da kurulacak olan 1,6 MW'lık RES'in (%25 öz kaynak, %75 kredi) yatırım geri dönüşü.....	114
Çizelge 6.22. İstanbul'da kurulacak olan 1,6 MW'lık RES'in (%25 öz kaynak, %75 kredi) gelir-gider analizi.....	115
Çizelge 6.23. İstanbul'da kurulacak olan 1,6 MW'lık RES (%100 kredi) finansal analiz sonuç değerleri	117
Çizelge 6.24. İstanbul'da kurulacak olan 1,6 MW'lık RES'in (%100 kredi) yıllık yatırım maliyeti ve kazancı.....	118
Çizelge 6.25. İstanbul'da kurulacak olan 1,6 MW'lık RES'in (%100 kredi) yatırım geri dönüşü.....	118
Çizelge 6.26. İstanbul'da kurulacak olan 1,6 MW'lık RES'in (%100kredi) gelir-gider analizi.....	119
Çizelge 6.27. Filyos'ta kurulacak olan 4,8 MW'lık RES'in (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değerleri.....	122
Çizelge 6.28. Filyos'ta kurulacak olan 4,8 MW'lık RES'in (%25 öz kaynak, %75 kredi) yatırım geri dönüşü.....	122

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 2.1. Hidrojen üretim yöntemleri	14
Şekil 2.2. Kömürün gazlaştırılması.....	15
Şekil 2.3. Doğalgaz metan reformasyonu akış şeması.....	16
Şekil 2.4. Elektroliz yöntemi	17
Şekil 2.5. S-I çevriminin şematik gösterimi.....	18
Şekil 3.1. Hidrojen sülfürün molekül yapısı	23
Şekil 3.2. CHEMCAD programında tasarlanan sistemin proses akış şeması.....	29
Şekil 4.1. Karadeniz'in diplerinde H ₂ S oluşumu ve doğal denge konumu.....	31
Şekil 4.2. Karadeniz'deki hidrojen sülfür dağılımı.....	33
Şekil 4.3. Karadeniz derinliklerindeki hidrojen sülfür ve oksijen miktarları	33
Şekil 4.4. Karadeniz derinliklerindeki hidrojen sülfürün derinliğe göre değişimi	34
Şekil 4.5. Tasarlanan sistemin proses akış şeması	37
Şekil 4.6. Tasarlanan sistemin muhtemel kurulum şemaları	38
Şekil 4.7. Aspen Plus programında tasarlanan sistemin proses akış şeması.....	38
Şekil 4.8. PEM elektrolizörün çalışma prensibi.....	40
Şekil 4.9. Artan hidrojen sülfür miktarı ile hidrojen üretim miktarı.....	40
Şekil 4.10. Artan hidrojen sülfür miktarı ile hidrojen üretim miktarı.....	42
Şekil 5.1. Karadeniz'deki hidrojen sülfür dağılımı.....	43
Şekil 5.2. Ordu ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi.....	49
Şekil 5.3. Ordu ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi.....	49
Şekil 5.4. Samsun ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi	50
Şekil 5.5. Samsun ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi	51
Şekil 5.6. Sinop ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi.....	52

Şekil	Sayfa
Şekil 5.7. Sinop ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi	52
Şekil 5.8. Kastamonu ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi.....	53
Şekil 5.9. Kastamonu ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi.....	54
Şekil 5.10. Bartın ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi	55
Şekil 5.11. Bartın ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi.....	55
Şekil 5.12. Zonguldak ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi.....	56
Şekil 5.13. Zonguldak ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi	57
Şekil 5.14. Düzce ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi.....	58
Şekil 5.15. Düzce ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi.....	58
Şekil 5.16. Sakarya ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi	59
Şekil 5.17. Sakarya ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi	60
Şekil 5.18. Kocaeli ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi	61
Şekil 5.19. Kocaeli ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi	61
Şekil 5.20. İstanbul ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi	62
Şekil 5.21. İstanbul ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi.....	63
Şekil 5.22. Kırklareli ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi	64
Şekil 5.23. Kırklareli ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi	64
Şekil 5.24. Filyos'ta seçilen noktanın PVGIS ile analizi.....	66
Şekil 5.25. Filyos'ta tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi.....	66
Şekil 5.26. Seçilen lokasyonlarda kurulacak olan hibrit enerji santrali	84
Şekil 6.1. İstanbul'da kurulacak olan 1 MW'lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz girdi değerleri.....	91
Şekil 6.2. İstanbul'da kurulacak olan 1 MW'lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değer grafiği	92
Şekil 6.3. İstanbul'da kurulacak olan 1 MW'lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) gelir gider analiz grafiği.....	94

Şekil	Sayfa
Şekil 6.4. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES (%100 kredi) finansal analiz girdi değerleri.....	95
Şekil 6.5. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES (%100 kredi) finansal analiz sonuç değer grafiği.....	96
Şekil 6.6. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES (%100 kredi) gelir gider analiz grafiği.....	98
Şekil 6.7. Filyos’ta kurulacak olan 1 MW’lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz girdi değerleri.....	100
Şekil 6.8. Filyos’ta kurulacak olan 1 MW’lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değer grafiği	101
Şekil 6.9. Filyos’ta kurulacak olan 1 MW’lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) gelir gider analiz grafiği.....	103
Şekil 6.10. Filyos’ta kurulacak olan 1 MW’lık GES (%100 kredi) finansal analiz girdi değerleri.....	104
Şekil 6.11. Filyos’ta kurulacak olan 1 MW’lık GES (%100 kredi) finansal analiz sonuç değer grafiği.....	105
Şekil 6.12. Filyos’ta kurulacak olan 1 MW’lık GES (%100 kredi) gelir gider analiz grafiği.....	107
Şekil 6.13. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz girdi değerleri.....	112
Şekil 6.14. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değer grafiği	113
Şekil 6.15. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) gelir gider analiz grafiği	115
Şekil 6.16. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES (%100 kredi) finansal analiz girdi değerleri.....	116
Şekil 6.17. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES (%100 kredi) finansal analiz sonuç değer grafiği.....	117
Şekil 6.18. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES’in (%100 kredi) gelir gider analiz grafiği	119
Şekil 6.19. Filyos’ta kurulacak olan 4,8 MW’lık RES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz girdi değerleri.....	121

Şekil**Sayfa**

Şekil 6.20. Filyos'ta kurulacak olan 4,8 MW'lık RES'in (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değer grafiği	122
--	-----

RESİMLERİN LİSTESİ

Resim	Sayfa
Resim 2.1. Çevre dostu hidrojen enerjisi	9
Resim 2.2. Hidrojenin temel özellikleri	10
Resim 2.3. Hidrojenin enerjisinin kullanım alanları	13

HARİTALARIN LİSTESİ

Harita	Sayfa
Harita 4.1. Karadeniz’e kıyısı olan ülkelerin konumu	32
Harita 5.1. Türkiye güneş enerjisi potansiyeli atlası (GEPA).....	45
Harita 5.2. Türkiye rüzgar enerjisi potansiyeli atlası (REPA)	45
Harita 5.3. Türkiye GES kurulamaz alanlar haritası	46
Harita 5.4. Türkiye RES kurulamaz alanlar haritası	46
Harita 5.5. Ordu ilinin yıllık m ² başına toplam güneş radyasyonu haritası	48
Harita 5.6. Samsun ilinin yıllık m ² başına toplam güneş radyasyonu haritası.....	50
Harita 5.7. Sinop ilinin yıllık m ² başına toplam güneş radyasyonu haritası	51
Harita 5.8. Kastamonu ilinin yıllık m ² başına toplam güneş radyasyonu haritası	53
Harita 5.9. Bartın ilinin yıllık m ² başına toplam güneş radyasyonu haritası	54
Harita 5.10. Zonguldak ilinin yıllık m ² başına toplam güneş radyasyonu haritası	56
Harita 5.11. Düzce ilinin yıllık m ² başına toplam güneş radyasyonu haritası	57
Harita 5.12. Sakarya ilinin yıllık m ² başına toplam güneş radyasyonu haritası.....	59
Harita 5.13. Kocaeli ilinin yıllık m ² başına toplam güneş radyasyonu haritası	60
Harita 5.14. İstanbul ilinin yıllık m ² başına toplam güneş radyasyonu haritası.....	62
Harita 5.15. Kırklareli ilinin yıllık m ² başına toplam güneş radyasyonu haritası.....	63
Harita 5.16. Filyos’ta seçilen noktanın haritası.....	65
Harita 5.17. Karadeniz kıyılarının yıllık ortalama rüzgar hızı (m/s) dağılımı	67
Harita 5.18. Karadeniz kıyılarının yıllık ortalama rüzgar güç yoğunluğu (W/m ²) dağılımı	68
Harita 5.19. Karadeniz kıyılarının kapasite faktörü (%) dağılımı.....	68
Harita 5.20. Samsun ilinin rüzgar enerji potansiyel atlası	73
Harita 5.21. Sinop ilinin rüzgar enerji potansiyel atlası.....	75
Harita 5.22. Kastamonu ilinin rüzgar enerji potansiyel atlası.....	76

Harita	Sayfa
Harita 5.23. İstanbul ilinin rüzgar enerji potansiyel atlası	77
Harita 5.24. Kırklareli ilinin rüzgar enerji potansiyel atlası	79
Harita 5.25. Filyos'un rüzgar enerji potansiyel atlası	80
Harita 6.1. İstanbul'da enerji santrali kurulacak alan	89
Harita 6.2. Filyos'ta enerji santrali kurulacak alan	99

SİMGELER VE KISALTMALAR

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

Simgeler	Açıklamalar
(SO_4^{2-})	Sülfat
€	Euro
₺	Türk Lirası
°C	Celcius
°K	Kelvin
cm^2	Santimetrekare
cm^3	Santimetreküp
CO_2	Karbondioksit
EJ	Exajoule
Gr	Gram
GWh	GigaWattsaat
H_2	Hidrojen
H_2O	Su
H_2S	HidrojenSülfür
kg	Kilogram
kJ	Kilojoule
km^2	Kilometrekare
km^3	Kilometreküp
kPa	Kilopaskal
kW	kiloWatt

Simgeler	Açıklamalar
kWh	KiloWattsaat
L	Litre
m	Metre
m²	Metrekare
m³	Metreküp
mg	Miligram
MJ	Megajoule
MPa	MegaPaskal
MW	MegaWatt
MWh	MegaWattsaat
NO_x	Azotoksit
O₂	Oksijen
pH	Power of Hydrogen
pm	Pikometre
ppm	Parts per million
S	Kükürt
TJ	Terajoule
US\$	Amerikan doları
V	Vanadyum

Kısaltmalar**Açıklamalar****ABD**

Amerika Birleşik Devletleri

CHEMCAD

Chemical Computer Aided Design

GEPA

Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası

GES

Güneş enerjisi santrali

GSYİH

Gayri safi yurt içi hasıla

ICHET

Hidrojen Enerji Teknolojileri Merkezi

MATLAB

Matrix laboratory

NASA

Ulusal Havacılık ve Uzay Dairesi

PEM

Polimer Elektrot Membranlı

PV

PhotoVoltaic

PVGIS

Photovoltaic Geographical Information System

REPA

Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası

RES

Rüzgar enerjisi santrali

TOPSIS

Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution

TÜBİTAK

Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu

UNIDO

Birleşmiş Milletler Endüstriyel Gelişme Örgütü

1. GİRİŞ

Günlük yaşantımızın vazgeçilmez bir parçası olan enerji ulaşımdan haberleşmeye, ısınmadan aydınlatmaya, sanayiden tarıma hayatımızın birçok alanında girdi olarak kullanılmaktadır. Sanayileşme, küreselleşme, nüfus artışı ve teknolojinin gelişmesi gibi nedenlerle sınırlı miktarlarda bulunan enerji kaynakları tükenmekte ve enerji maliyetleri sürekli bir artış göstermektedir. Gelişmişliğin ve kalkınmanın en önemli göstergelerinden biri olarak görülen enerjinin gelişen ve değişen bu dünyada önemi her geçen gün artmaktadır. Enerji kaynaklarının hızla tükenmesi, enerji maliyetlerinin artması ve çevre bilinci gibi nedenlerle birçok ülke yenilenebilir ve sürdürülebilir temiz enerji kaynaklarına yönelmiştir. Bu enerji kaynaklarından da teknolojisi hızla gelişen, çevre dostu ve doğada bol miktarda bulunan hidrojen enerjisi ön plana çıkmıştır.

Birincil enerji kaynaklarından yararlanılarak değişik hammaddelerden üretilen hidrojen, güvenli ve kolayca taşınabilen, ulaşımdan ısınmaya, ısınmadan sanayiye birçok alanda kullanılabilen bir enerji kaynağıdır. Hidrojen, doğal gaz ve kömür gibi fosil yakıtlardan; biyokütle, su, güneş gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilebildiği gibi H_2S , hidrokarbon gibi maddelerden de elde edilir. Hidrojen üretiminde kullanılabilecek en önemli kaynaklardan biri de Karadeniz'in diplerinde bulunan H_2S 'dir. H_2S 'den hidrojen üretiminde birçok yöntem mevcut olup elektroliz yöntemi ile H_2S , doğrudan hidrojen ve kükürde ayrışabilmektedir. Karadeniz'in diplerinde bulunan H_2S 'den hidrojen üretiminde güneş ve rüzgar gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılması ön görülmüştür.

Sherif, Barbir ve Veziroğlu hidrojen üretimi, depolanması, dağıtımı ve kullanılması ile ilgili çalışmalar yapmıştır. Rüzgâr enerjisinden ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrojen üretiminin mümkün olup olmayacağını araştırmış ve bu mümkün olursa hidrojenin çevre dostu bir yakıt olacağını öngörmüştür [1].

Levene, Mann, Margolis ve Milbrandt yapmış olduğu çalışmada hidrojen üretiminde kullanılabilecek yenilenebilir enerji kaynaklarını, elektroliz yöntemi ile hidrojen üretiminin maliyetini incelemiştir. Sonuç olarak da rüzgâr ve güneş enerjisinden bol miktarda hidrojen üretilbileceğini belirtmiştir [2].

Honnery ve Moriatry çalışmalarında hidrojen enerjisinin güneş ile rüzgârdan üretilebileceğinden ve rüzgâr-hidrojen hibrit sistemlerinden bahsetmişlerdir. Dünyadaki toplam rüzgâr enerjisi potansiyelini hesaplayarak ne kadar enerji (yıllık 516 EJ) üretilebileceğini bulmuşlar ve bu üretilcek olan enerjiden hidrojen üretimi için gerekli enerjiyi (yıllık 116 EJ) hesaplamışlardır [3].

Liberatore, Lanchi, Giaconia ve Tarquini yapmış oldukları çalışmada sülfür-iyot (S-I) çevrimi ile hidrojen üretimi gerçekleştirebilecek endüstriyel bir santral tasarımını ve enerji değerlendirilmesini ele almışlardır. Hidrojen üretimi için gerekli enerjinin güneş enerjisinden sağlandığı düşünülerek ekonomik analiz yapılmıştır. Farklı güneş enerjisi sistemleri kullanılarak verimler hesaplanmış [4].

Başka bir çalışmada Akyüz, Oktay ve Dinçer bir PV-rüzgâr hibrit sistemin hidrojen üretim kapasitesini ve enerji verimliliğini Matlab- simulink programı kullanarak incelemişlerdir. Yüksek rüzgâr hızı ve güneş ışınlamına bağlı olarak hidrojen üretiminin arttığı görülmüştür. Hibrit sistem halinde elektrolizör sisteme dahil edildiğinde; PV-elektrolizör sisteminin verimi %7,9-%8,5 olarak dar bir aralıkta değişim gösterirken, rüzgâr-hidrojen sisteminin toplam verimi %5- %14 aralığında daha geniş bir skalada değişim göstermiştir [5].

Sacramento, Sales, Lima ve Veziroğlu Brezilya'nın Ceara eyaletinde PV paneller ve rüzgar enerjisi yardımıyla hidrojen enerjisi üretilmesinin ne gibi yararları olacağı üzerine bir çalışma gerçekleştirmişlerdir. Öncelikle bu eyaletin güneş ve rüzgar enerjisi potansiyelini ortaya çıkarmışlardır. Matematik modelleme yöntemleriyle PV paneller ve rüzgar enerjisi yardımıyla hidrojen enerjisi üretildiğinde ne gibi değişikliklerin olabileceği üzerinde araştırmalar yapmışlardır. PV paneller ve rüzgar enerjisi yardımıyla hidrojen enerjisi üretildiğinde fosil yakıtlara ihtiyacının azalacağı, GSYİH'nin artacağı, çevre kirliliğinin azalacağı ve bütün bunların sonucunda Ceara eyaletinde yaşayan insanların yaşam kalitelerinin artacağı sonuçlarına varmışlardır [6].

Yıllık ortalama 932 kWh/m² rüzgâr enerjisi ve 1784 kWh/m² güneş enerjisi potansiyeline sahip Avustralya-Cooma adasında Shakya, Aye ve Musgrave tarafından şebekeden bağımsız hidrojen depolamalı rüzgâr-güneş hibrit enerji sisteminin fizibilite çalışmaları gerçekleştirilmiştir. Sistemdeki fazla elektrik enerjisi kullanılarak elektroliz yöntemiyle

hidrojen üretilmiş olup yapılan analizlerde %100 güneş enerjili sistemin uygun maliyetli olduğu görülmüştür [7].

Sopian ve diğerleri hidrojen üretimi amacıyla tasarlanan fotovoltaiik hücre ve rüzgâr türbini hibrit sisteminin performansını matematik modelleme kullanarak deneysel verilerle karşılaştırmışlardır. Hidrojen üretiminin rüzgâr hızına ve güneş ışınımına göre değişimini incelemişlerdir [8].

Gökçek 10 kW nominal gücünde bir rüzgâr türbini ile 2 kW nominal gücünde PEM elektrolizörden meydana gelen bir rüzgâr-hidrojen hibrit sistemini inceleyerek sistemdeki maliyet analizi yapmıştır. Şebekeye bağlı ve şebekeden bağımsız olarak iki farklı modda çalışılmış ve hidrojen üretim maliyetinin 0,3485 ile 4,4849 US\$/kg aralığında değiştiği görülmüştür [9].

Lee, An, Cha ve Hur tarafından yapılan çalışmada elektroliz ile hidrojen üretiminde enerji kaynağı olarak rüzgar enerjisi ile fosil yakıtlar karşılaştırılmış olup çevresel ve maliyet analizleri yapılmıştır. Yapılan değerlendirmelerde özellikle çevresel açıdan rüzgâr enerjisinin uygun olduğu dile getirilmiştir [10].

Mathur, Agarwal, Swaroop ve Shah deniz suyunun elektrolizi ile hidrojen üretiminde rüzgâr enerjisinin kullanımını ve deniz üzerine kurulacak olan tesislerin ekonomikliğini araştırarak maliyet analizi yapmışlardır [11].

Gökçek, Kırklareli bölgesinde hidrojen üretimi için gerekli olan enerjiyi değişik güç oranlarında çalışabilen rüzgâr türbinlerinin üretmiş olduğu enerji ile sağlayan bir elektroliz sisteminin hesaplamalarını ve maliyet analizi çalışmalarını yapmıştır. Üretilen hidrojen ve elektrik enerjisinin nelere bağlı olup olmadığı araştırılmıştır [9].

Greiner, Korpas ve Holen yakıt hücresi ile çalışan bir feribotta kullanılması için rüzgâr-hidrojen enerji sisteminden hidrojen üretilmesi üzerine bir çalışma gerçekleştirmişlerdir. Rüzgâr türbini, elektrolizör, kompresör, depolama tankı ve inverterden oluşan bir sistem ile hidrojen maliyetleri hesaplanmıştır [12].

Khan ve Iqbal rüzgâr-hidrojen hibrit izole sisteminin MATLAB & Simulink programında alt sistemlerinin dinamik modellerini oluşturarak hidrojen basıncı ve rüzgâr hızına göre ani yük değişimlerini incelemişlerdir [13].

Cezayir-Ghardaia’da Hamane L.A., Belhamel, Benyoucef ve Hamane M. tarafından 10 kW nominal gücünde rüzgâr türbini kullanarak 5 kW gücünde bir elektrolizörden hidrojen üretimi gerçekleştirilmiştir. Aylık ve yıllık olarak kule yüksekliğine ve rüzgâr hızına bağlı olarak hidrojen üretim miktarları incelenmiştir [14].

Genç G., Çelik ve Genç M.S. yaptıkları çalışmada Kayseri bölgesinde rüzgâr/elektroliz sisteminin üretim potansiyelini ve maliyetlerini ele almışlardır. Bunun için farklı direk yüksekliklerinde elektrolizör kullanmışlardır. Buna göre direk yüksekliği arttıkça hidrojen üretimi artarken elektrolizörün maliyeti azalmıştır. Ayrıca geriye kalan enerjiden güç elde edebilmek için PEM yakıt pili kullanılmıştır [15].

Gibson ve Kelly suyun elektrolizi ile hidrojen üretiminde güneş enerjisini kullanan foto-elektrokimyasal reaktörlerin tasarımı, imalatı ve testleri üzerinde çalışmalar yapmışlardır. Bu çalışmalarda elektrolit içerisine yerleştirilen PV sistem ile güneş enerjisinin yoğunlaştırıcı olarak kullanılabileceği ortaya çıkmıştır [16].

Literatürde H_2S ’den hidrojen üretimi için çeşitli çalışmalar mevcuttur. Bu çalışmaların önceliği hidrojen üretim verimliliğinin artırılması olmuştur. Katalizör kullanımı ile reaksiyon hızının artırılması, reaksiyon ürünlerinin ortamdan ayrılması vb. gibi çalışmalar yapılmıştır.

Kaloidas ve Papayannakos termal dekompozisyon yöntemi ile H_2S ’den hidrojen üretiminde katalizörlü ve katalizörsüz olarak hidrojen ve sülfürün miktarlarını hesaplamaya yönelik denklemler oluşturmuştur. Yaptığı çalışmada sıcaklık, basınç ve H_2S giriş akımına bağlı olarak H_2S ’den H_2 ve S oluşumlarını FORTRAN bilgisayar programında hesaplamaya çalışmıştır [17].

Güldal, Figen ve Baykara H_2S ’den termal dekompozisyon yöntemiyle hidrojen üretiminde katalizör kullanarak H_2S ’nin daha iyi ayrışması için reaksiyon sıcaklığını düşürmeyi ve reaksiyonda tüketilen enerji azaltmayı düşünmüşlerdir. Bu çalışmada, özellikle H_2S ’den

hidrojen ve kükürt üretiminde perovskit katalizörler kullanılmış olup deneysel sonuçlara da yer verilmiştir [18].

Şanlı ve Mat yaptıkları çalışmada bir yakıt hücresinde yakıt olarak H_2S içeren Karadeniz suyunun doğrudan kullanılmasını önermişlerdir. Karadeniz suyunun elektrolizi ile hidrojen üretiminde proses ve tesis tasarımı, deniz suyunun derinliklerden pompalanması, işlenmiş deniz suyunun deşarj hattı ile tekrar denize salınması ve üretilen hidrojenin taşınması vb. konuların maliyetli olacağını bunun yerine yakıt pili sistemini kullanarak hem elektrik üretilebileceğini hem de maliyetlerin daha az olacağını savunmuşlardır. H_2S içeren yapay Karadeniz suyu ile yapılan yakıt hücrelerinin pH ve farklı çözelti konsantrasyonlarında performanslarını incelemişlerdir [19].

Baykara, Figen, Kale ve Veziroğlu yaptıkları çalışmada Karadeniz'in diplerindeki H_2S 'yi potansiyel bir hidrojen kaynağı olarak görmüşlerdir. H_2S 'den hidrojen üretimi için öne çıkan teknikleri inceleyip Karadeniz'deki H_2S 'den hidrojen üretimi ile ilgili bir mühendislik değerlendirmesi yapmışlardır. H_2 ve S kaynağı olan H_2S 'nin ayrıştırılması hem çevre açısından hem de kaynakların verimli kullanılması açısından önem arz ederken, uygun bir teknoloji geliştirilinceye kadar H_2S 'den hidrojen üretim olasılığının zor olacağı kanısına varmışlardır [20].

Midilli, Ay, Kale ve Veziroğlu yaptıkları çalışmada, Karadeniz'in dip sularındaki H_2S miktarlarına bağlı olarak hidrojen enerji potansiyelini tahmin etmek için parametrik bir araştırma yapmışlardır. Yapılan çalışmada H_2S konsantrasyonu ve su tabakası derinliğine göre tahminde bulunulmuş H_2S 'nin hidrojene %100 dönüştüğü varsayılmıştır. Sonuç olarak da Karadeniz dip sularındaki 4,587 milyar ton H_2S 'den yaklaşık 270 milyon ton hidrojen enerjisi üretilebileceği tahmin edilmiştir. Karadeniz'in dip sularındaki hidrojen enerjisi potansiyelinin hem gelecekteki hidrojen enerji sistemleri hem de bölge ülkelerinin enerji talepleri için büyük bir öneme sahip olduğunu söylemişlerdir. Ayrıca Karadeniz'deki tüm ülkelere Karadeniz dip sularından hidrojen enerjisi üretmeyi teşvik etmişler ve yatırım yapmalarını önermişlerdir [21].

Naman, Türe ve Veziroğlu H_2S gazını Karadeniz'in dip sularından çıkararak hidrojen üretebilmek için H_2S 'yi konsantre etmeye çalışmışlardır. Bunun için de H_2S 10 ppm değerinden 10000 ppm üzerinde bir değere konsantre etmek amacıyla Irak Duhok

Üniversitesi'nde geliştirilen pilot laboratuvar tesisine benzeyen pilot bir tesis tasarlamışlardır. Bu tesis Karadeniz'in hem yüzeyinde, deniz kıyısında hem de denizin altında kurulabilecek olup gerekli maliyet analizlerinin yapılabileceğini öngörmüşlerdir. Tesis için Karadeniz suyunun pompalanması ile H_2S 'nin ayrışması ve konsantrasyonunu önemli iki unsur olarak belirlemişlerdir. Ayrıca Karadeniz'in 1000 metrede doğal bir dengesi olduğunu Le Chatelier kimyasal denge prensibine göre bu derinlikte H_2S gazının yüzeye pompalanmasının Karadeniz'in doğal dengesini bozmayacağından bahsetmişlerdir [22].

Petrov, Baykara, Ebrasu, Gülin ve Veziroğlu Karadeniz dip sularında bulunan H_2S 'den hidrojen ve kükürt üretimi proseslerini araştırmışlardır. Deniz suyunun ekstraksiyonu, H_2S adsorpsiyonu, hidrojen ve polisülfürlerin elektrokimyasal üretimi; deniz suyunun tuzdan arındırılmasıyla tatlı su üretimi ve ortaya çıkan tuzlu çözeltiden klorealkalin elektrolizi yoluyla daha fazla hidrojen üretimi gibi prosesin aşamalarının ekonomik ve çevresel yönleri ile ilgili incelemelerde ve değerlendirmelerde bulunmuşlardır. Karadeniz dip sularında bulunan H_2S 'ten hidrojen ve kükürt üretiminde güneş ve rüzgâr gibi yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanabilen ve ekolojik dengeyi bozmayan teknolojilerin geliştirilebileceğini ileriye sürmüşlerdir. Bu teknolojinin maliyetli olabileceğini ancak Karadeniz'in H_2S 'den temizlenip oksijenli yüzey sularının korunmasının ve Karadeniz kıyılarının ekolojik olarak sürdürülebilirliğinin daha önemli olacağını vurgulamışlardır [23].

Şeker ve Aydın Karadeniz'in dip sularındaki hidrojen enerjisi potansiyeline istinaden Karadeniz Bölgesi'nde H_2S 'den hidrojen üretim tesisi kurmak için en uygun yerin neresi olabileceği üzerine bir çalışma gerçekleştirmişlerdir. Yer seçiminde dört ana ve on iki alt kriter ile Samsun, Sinop, Giresun ve Zonguldak olmak üzere dört alternatif yer belirlemişlerdir. Çok kriterli karar verme yöntemlerinden TOPSIS yöntemini bu kriterlere ve alternatif lokasyonlara uygulayarak tesis için en uygun yerin Sinop olabileceğine karar vermişlerdir. Elde edilen sonuçların Türkiye'nin enerji politikalarına paralellik gösterdiğine ve Türkiye'nin en önemli limanlarından biri olan Sinop'un tesis için gerekli olan enerjiyi sağlamak için rüzgâr ve güneş enerjisi potansiyelinin yüksek olduğuna vurgu yapmışlardır [24].

Karapekmez ve Dinçer jeotermal enerji santrallerin çalışması esnasında ortaya çıkan H_2S gazından H_2 üretilebileceğine dair bir çalışma gerçekleştirmişlerdir. Bu çalışmada AMIS teknolojisi ile donatılan bir jeotermal enerji santralinde, bir PEM elektrolizörü kullanarak

H₂S gazından H₂ üretimi için yeni bir model oluşturmuşlardır. Sistemin performansını termodinamik olarak incelemişler ve bu sistemde H₂S'den H₂ üretilebileceği kanısına varmışlardır [25].

Karapekmez ve Dinçer başka bir çalışmasında jeotermal, güneş ve rüzgar enerji sistemlerinin olduğu kombine bir enerji santralinde çevre için zararlı olan H₂S gazından H₂ üretimi yapılabileceği ile ilgili bir sistem tasarlamışlardır. Yenilebilir enerji kaynaklarının potansiyellerini inceleyip termodinamik analizleri gerçekleştirmişlerdir. Tasarlanan sistemde saniyede 0,7388 kg H₂S'den 0,0433 kg H₂ üretilecekleri sonucuna varmışlardır [26].

Öztürk, Midilli ve Dinçer Karadeniz'de bulunan H₂S ve doğalgazın birlikte olduğu bir sistem üzerine çalışma yapmışlardır ve bunu Aspen Plus programında modellemişlerdir. Tasarladıkları sistemde, enerji ihtiyacı off-shore güneş ve rüzgar enerji santrallerinden sağlanan bir PEM elektrolizör Karadeniz'de bulunan H₂S'den hidrojen ve kükürt üretiminde kullanılmaktadır. Sistemde daha sonra üretilen hidrojen ve Karadeniz'de bulunan doğalgaz ile karıştırılmaktadır. Sistemin enerji ve ekserji analizleri gerçekleştirilmiştir ve yanmanın verimliliğinin arttığı gözlemlenmiştir [27].

Yapılan literatür taraması sonucunda, hidrojen enerjisinin gelecekte önemli bir yere sahip olacağı ve ülkelerin hidrojen enerjisi teknolojileri üzerinde çalışmalar yaptığı görülmüştür. Hidrojen üretimi için farklı yöntemler mevcut olup hidrojen üretiminde güneş ve rüzgâr gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının da kullanılabileceği vurgulanmıştır. Hidrojen üretimi için Karadeniz'in dip sularında bol miktarda bulunan H₂S'den yararlanılması ve teknoloji geliştirilerek Karadeniz'in kıyılarına ya da denizin altına bir hidrojen üretim tesisi kurulabileceğinden bahsedilmiştir. Karadeniz'in dip sularında bulunan H₂S'den hidrojen üretiminin önemi görülmüş ve H₂S'den hidrojen üretiminde rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılabileceği bu tez çalışmasında benimsenmiştir. Bu bağlamda, H₂S'den hidrojen üretim tesisini kurulacağı lokasyonda rüzgâr ve güneş enerjisi potansiyelleri incelenerek tesis için gerekli enerjinin bu kaynaklardan sağlanması amaçlanmıştır. Hem güneş enerjisi hem de rüzgar enerjisinden yararlanmak için hibrit bir enerji santralinin kurulmasının daha uygun olacağı ön görülerek kurulacak santrallerin üretebileceği enerji miktarları hesaplanmış ve ekonomik analizleri gerçekleştirilmiştir.

2. HİDROJEN ENERJİSİ

Artan enerji gereksinimi ve çevre bilinciyle birçok ülke temiz enerji kaynaklarına yönelmiştir. Bu temiz enerji kaynaklarından da doğada bol miktarda bulunan, diğer yakıt türlerine göre daha verimli, çevre dostu (Resim 2.1) ve teknolojisi gelişmekte olan hidrojen enerjisi ön plana çıkmıştır.



Resim 2.1. Çevre dostu hidrojen enerjisi

Doğal bir yakıt olmayan hidrojen, birincil enerji kaynakları ile farklı hammaddelerden üretilen, güvenli ve kolayca taşınabilen, ulaşımdan ısınmaya, ısınmadan sanayiye birçok alanda yararlanabileceğimiz bir enerji kaynağıdır.

Enerji taşıyıcısı olarak bilinen hidrojen; kolay elde edilebilir ve depolanabilir olması sebebiyle günümüzde ve gelecekte enerji kaynakları arasında her zaman önemli bir yere sahip olacaktır.

2.1. Hidrojenin Tarihçesi

Hidrojeni ilk olarak 1500'lü yıllarda İsviçreli simyacı Paracelsus tarafından, asitlerin bazı metaller üzerindeki etkisini araştırırken elde edilmiştir. Hidrojen ilk defa 1766 yılında, Çinko ve Hidroklorik Asit arasındaki tepkime esnasında İngiliz fizikçi Cavendish tarafından keşfedilmiştir. Fransız Kimyacı Antoine-Laurent de Lavoisier 1781 yılında bu elemente Yunanca yandığı zaman su üreten anlamına gelen “hidrojen” adını vermiştir [28].

Hidrojenin tarihsel gelişim süreci aşağıda verilmiştir [28].

1800: Elektrik akımı kullanılarak (elektroliz) ilk defa sudan hidrojen ve oksijene üretimi,

1898: Linde prosesi ile hidrojenin sıvılaştırılması,
 1902: İlk ticari elektroliz ünitesi kurulması,
 1929: Saf para-hidrojen üretimi,
 1931: hidrojenin izotopu döteryumun keşfedilmesi,
 1935: Fosforik asitten nötron bombardımanı yoluyla trityum (ağır hidrojen) elde edilmesi,
 1954: İlk hidrojen bombası
 1955: Hidrojenin enerji taşıyıcısı olarak kullanılmaya başlanması,
 1969: Hidrojen enerjisi kavramının oluşması ve gelişmeye başlaması,
 1970'li yıllardan günümüze kadar gelişen teknoloji ve yapılan yatırımlarla Hidrojen enerjisinin üretiminde sürekli artış görülmüş olup birçok alanda hidrojen enerjisi kullanılmaya başlanmıştır.

2.2. Hidrojenin Temel özellikleri

Evrenin temel enerji kaynağı olan hidrojen, Güneş ve diğer yıldızların termonükleer tepkimeyle vermiş olduğu ısının yakıtıdır. Güneş sisteminin %90'ında hatta yıldızların yapısında hidrojen olduğu düşünülmektedir. Periyodik cetvelin ilk sırasında yer alan hidrojenin çekirdeğinde bir proton ve çevresinde yalnız bir elektron bulunur [29].



Resim 2.2. Hidrojenin temel özellikleri

Doğada bol miktarda bulunan hidrojen moleküler bir yapıya sahiptir. Atom ağırlığı en az olan kimyasal element olan bu element, atmosferde çok az bulunur. Hidrojenin kütle

numarası 2 olan izotopu döteryum (D) ve kütle numarası 3 olan izotopu trityum (T) olarak adlandırılır. Döteryum ve trityum, en çok hidrojen bileşiklerinde bilhassa suda çok bulunur [30]. Hidrojen, normal sıcaklık ve basınç altında, renksiz, kokusuz, zehirsiz ve havadan 14,4 kez daha hafif bir gazdır (Resim 2.2). Ayrıca yoğunluk bakımından doğalgazın 1/9'u ve sıvı durumunda benzinin 1/10'udur [31].

Çizelge 2.1. Hidrojenin elementinin temel özellikleri

Atom numarası	1	Element serisi	Ametaller
Atom ağırlığı	1,00794(7 gr/mol)	Grup, periyot, blok	1, 1, s
Maddenin hali	Gaz	Özgül ısı (Cp)	14.89 kJ/kgK
Yoğunluk (0°C, 101.35 kpa)	0,0000899 gr/cm ³	Kristal yapısı	Kübik
Sıvı haldeki yoğunluğu	2,267 gr/cm ³	Yükseltgenme seviyeleri	1, -1
Ergime noktası	14,01 °K (-259,14°C)	Elektronegatifliği	2,20 Pauling ölçeği
Kaynama noktası	20.28 °K (-252,87°C)	Atom yarıçapı	25 pm
Ergime ısısı	0,117 kJ/mol	Atom yarıçapı (hes.)	53 pm
Buharlaşma ısısı	0,904 kJ/mol	Van der waals yarıçapı	120 pm
Isı kapasitesi	28,836 J/(ml•K)	Kovalent yarıçapı	37,3 pm
Üst ısıl değer	141.90 MJ/kg	Tutuşma sıcaklığı	858 °K
Alt ısıl değer	119.90 MJ/kg	Hava içinde alev sıcaklığı	2318 °K

Hidrojen elementinin temel özellikleri Çizelge 2.1'de verilmiştir. Doğada bilinen tüm yakıtlar içerisinde hidrojen, birim kütle başına en yüksek enerjiye sahip olan yakıt olup, hidrojenin üst ısıl değeri 141,9 MJ/kg, alt ısıl değeri ise 119,9 MJ/kg'dır. Sıvı hidrojenin birim kütle başına ısı değeri petrolden 3,2 kat daha fazladır; gaz hidrojenin birim kütle başına ısı değeri doğal gazın 2,8 katıdır. Ayrıca hidrojen, petrol ve türevi yakıtlarına göre 1,33 kat daha verimlidir [32].

Molekül ağırlığının çok düşük olması sebebiyle hızlı yayılabilen bir yapıya sahip olan hidrojenin en çok bilinen bileşiği sudur. Suda çok az çözünen hidrojen iyi bir iletkenidir [33].

2.2.1. Hidrojen enerjisinin avantajları

Verimi yüksek ve çevre dostu bir yakıt olan hidrojenin çeşitli avantajları vardır [31]:

- Hidrojen yenilebilir enerji kaynakları, fosil yakıtlar gibi tüm enerji kaynaklarından elde edilebilir.
- Hidrojen elektrik enerjisi kullanılarak üretilir aynı zamanda daha yüksek verimle elektrik enerjisine de dönüştürülebilir.

- Son kullanımda fosil yakıtlara göre yaklaşık olarak %40 daha verimlidir.
- Hidrojen büyük ölçekli depolamada gaz şeklinde, hava ve uzay ulaşımında sıvı şeklinde ve araçlar ve diğer küçük ölçekli depolamada metal hidrit şeklinde depolanabilmektedir.
- Hidrojen sıvılaştırılarak ya da gaz şeklinde uzun mesafelere kolayca taşınabilir. Hidrojenin taşınması elektrik enerjisine göre daha ekonomiktir.
- Hidrojen diğer yakıtlarla karşılaştırıldığında yangın tehlikesi ve çevreye verdiği zarar bakımından en güvenilir yakıt olma özelliği göstermektedir.
- Hidrojenin yanması sonucu son ürün olarak sadece su veya su buharı meydana gelir. Yanma yüksek sıcaklıkta olursa havadaki azot ve oksijenden NO_x oluşabilir ki bu sorun diğer yakıtlarla karşılaştırıldığında aynıdır ve kontrol edilebilir düzeydedir.

Hidrojenin yanması sonucu sadece su oluşması günümüzdeki en büyük çevre problemlerinden biri olan küresel ısınmanın da önüne geçebileceğimizi göstermektedir. Hidrojen temiz ve çevre dostu bir yakıt olarak tanımlanabilir.

2.2.2. Hidrojen enerjisinin dezavantajları

Hidrojenin avantajlarının yanında dezavantajları da mevcuttur [34]:

- Hidrojen gazı doğada bol bulunmasına rağmen enerji üretiminde kullanıldığında yan ürünlerin meydana gelmemesi için yüksek saflıkta olması gerekmektedir. Bu saflaştırma işlemlerinin maliyeti de yüksek olup petrol ve doğalgaz ile karşılaştırıldığında yaklaşık 4 kat daha fazladır.
- Hidrojen ile çalışan yakıt hücreleri içten yanmalı motorlara göre yaklaşık 10 kat daha pahalıdır. İçten yanmalı motorlar petrol ve türevlerine uygun olduğu için yakıt hücrelerinin kullanılması birtakım sorunlar oluşturmaktadır.
- Hidrojenden enerji elde edilmesinde kullanılan yakıt pillerinin ve hidrojenin depolanabilmesi için gaz halinden sıvı haline dönüşümü esnasında kullanılan depolama tanklarının hacimce büyük olmasından kaynaklı maliyetler artmaktadır.
- Yakıt olarak hidrojen kullanılacak araçlar için yeterli sayıda hidrojen istasyonunun bulunmamasıdır.

Yukarıda bahsedilen problemlerin çözümü için teknolojik gelişmelere, ekonomik yatırımlara ve uzun bir süreye ihtiyaç vardır.

2.3. Hidrojen Enerjisinin Kullanım Alanları

Gelişen teknoloji ve yapılan yatırımlarla hidrojen enerjisi birçok alanda kullanılmaya başlanmıştır. Elektrik üretiminden ısınmaya kadar pek çok çeşitli alanda hidrojen enerjisi sıklıkla kullanılmaktadır (Resim 2.3).

- Deniz taşıtlarında
- Kara taşımacılığında (yakıt pili)
- Kesintisiz güç kaynağı olarak kullanımı (elektrik, üretimi)
- Askeri amaçlı kullanımlar
- Yenilenebilir enerji kaynakları ile entegre enerji depolama üniteleri
- Alternatif yakıt (roketler, kaynak alevi)



Resim 2.3. Hidrojenin enerjisinin kullanım alanları

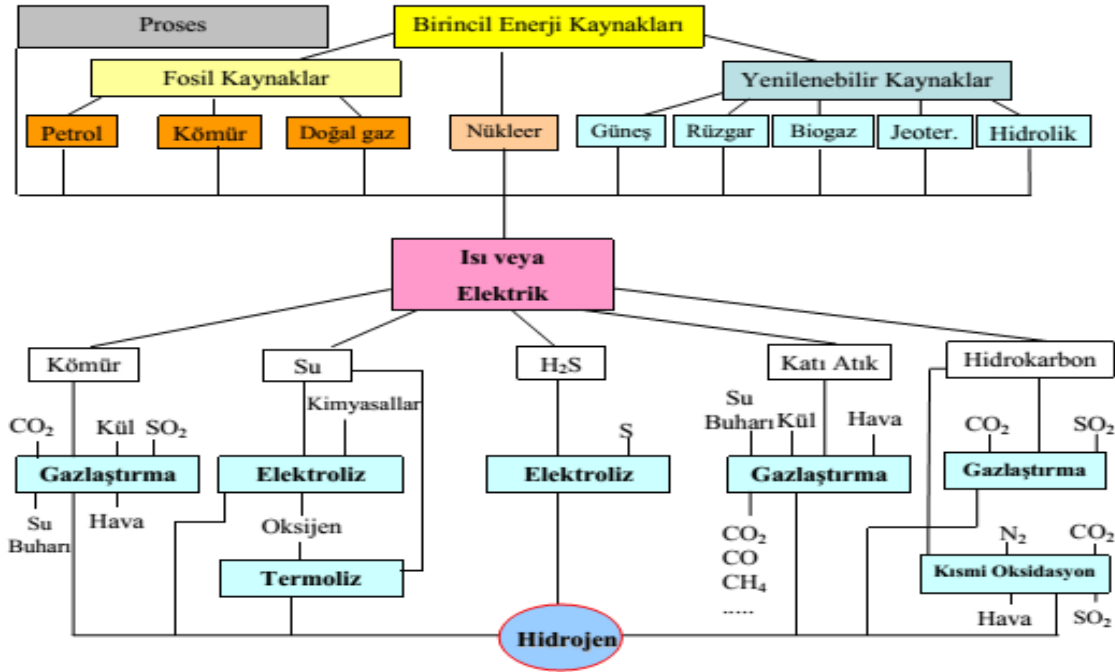
Dünyada her sene yaklaşık olarak 500 milyar m³ hidrojen enerjisi üretilmekte, taşınmakta, depolanmakta ve hatta kullanılabilir. Hidrojen enerjisinin en büyük paylaşımcısı ise kimya sanayi ve özellikle de petrokimya sanayidir. Endüstride desülfirizasyon işlemlerinde, kimyasal üretim işlemlerinde, amonyak sentezi, metil alkol sentezi, ilaç üretimi gibi birçok alanda önemli bir rol almaktadır. Ayrıca metalürji sanayinde tungsten ve molibden üretiminde, metal hidritlerin hazırlanmasında kullanılmaktadır [35].

İlk olarak 1950 yılının sonlarında NASA tarafından uzay çalışmalarında kullanılan yakıt pilleri, günümüzde başta ulaştırma sektöründe olmak üzere hizmet ve sanayi sektöründe de başarı ile kullanılabilir. Yakıt pilleri cep telefonu ya da bilgisayar gibi taşınabilen cihazlarda kullanılabildiği gibi elektrik santrallerinde güç sağlayıcısı olarak da

kullanılabilmektedir. Ayrıca düşük emisyonu ve yüksek verimliliği ile ulaşım sektöründe oldukça geniş bir kullanım alanına da sahip olmaktadır [35].

2.4. Hidrojen Üretimi

Hidrojen evrende bol miktarda olmasına rağmen, doğada tek başına saf halde bulunmaz. Suda veya diğer organik materyallerde bulunmakta ve bu bağlı bulunan hidrojeni ayırmak için başka bir enerji kaynağına ihtiyaç vardır. Bu yüzden, hidrojen birinci enerji kaynağı yerine enerji taşıyıcısı olarak düşünülmektedir [36].



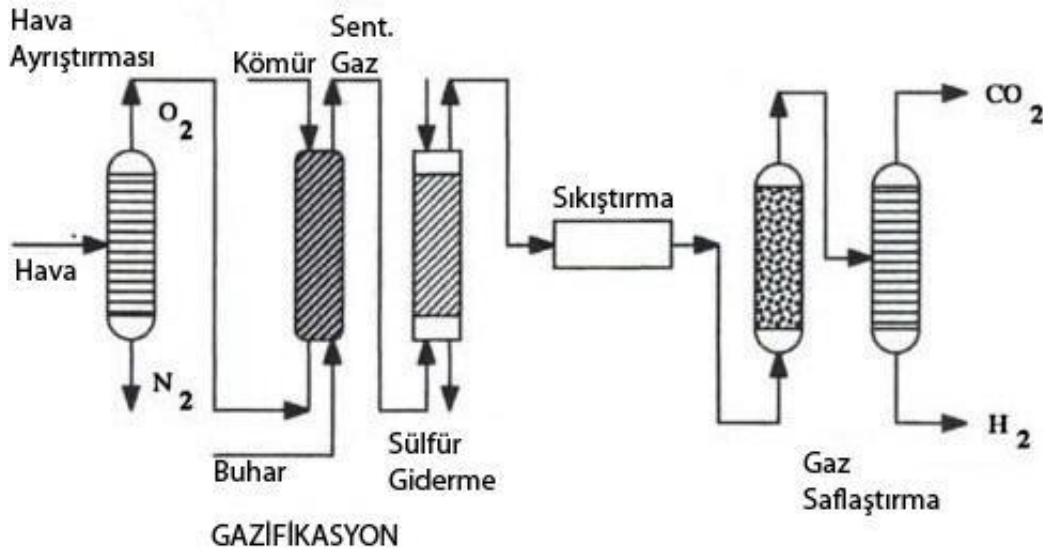
Şekil 2.1. Hidrojen üretim yöntemleri [37]

Hidrojen, doğal gaz ve kömür gibi fosil yakıtlardan; biyokütle, su, güneş gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilebilir. Hidrojenin bu kaynaklardan üretiminde yani saflaştırılmasında kimyasal, biyolojik, elektrolitik, fotolitik ve termokimyasal metotlar gibi birçok metot mevcuttur (Şekil 2.1). Saf hidrojenin ticari olarak üretimi, 1920 yıllarında suyun elektroliziyle gerçekleştirilmiştir. Günümüzde birçok mevcut ticari hidrojen üretim prosesi mevcut olmakla beraber Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), hidrojen üretimde doğal gaz, etanol-metanol, su, biyokütle, kömür, yağ ve alg gibi kaynakların kullanıldığı üretim proseslerine yönelmiştir [38].

2.4.1. Kömürün gazlaştırılması yöntemiyle hidrojen üretimi

Kömürün gazlaştırılması veya kömürün kısmi oksidasyonu ile hidrojen üretimi yaygın olarak kullanılan bir teknoloji olup günümüzde dünyada üretilen hidrojenin %18'i kömürden sağlanmaktadır [39].

Bu yöntem doğalgazdan üretilen hidrojene göre daha maliyetli olmasına rağmen kömürü çıkartma ve taşıma maliyetleri daha az olduğu için tercih edilmektedir. Şekil 2.2'de görüldüğü gibi, 900 °C sıcaklıkta ve yüksek basınç altında kömür, belirli oranlarda oksijen veya havaya verilerek buhar altında bırakılır. Bu işlemin sonucunda, ürün olarak H_2 , CO_2 ve atık karışımı üretilir.



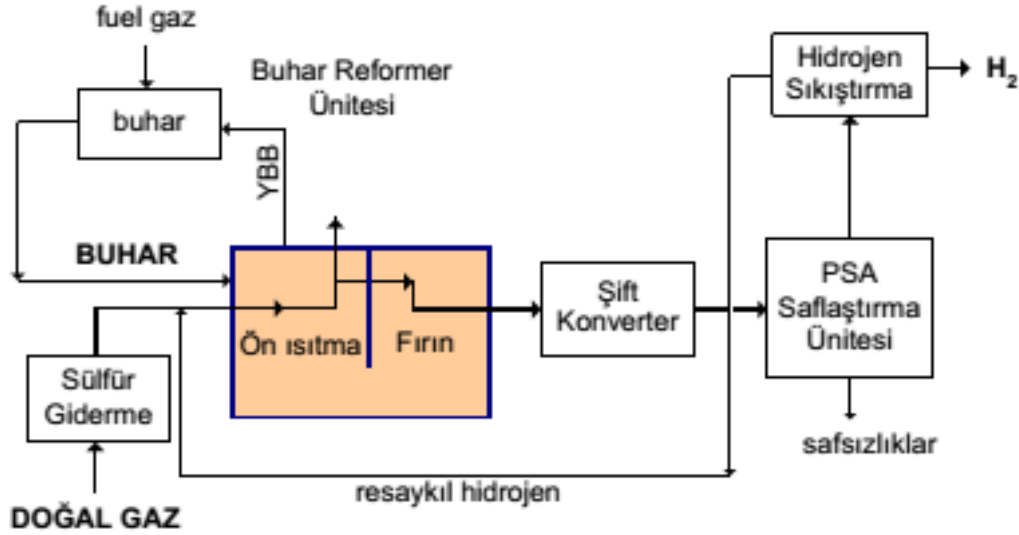
Şekil 2.2. Kömürün gazlaştırılması [40]

2.4.2. Doğalgaz (metan) reformasyonu yöntemiyle hidrojen üretimi

Maliyetinin az olması ve nispeten daha verimli bir yöntem olması nedeniyle günümüzde hidrojen üretiminde yaygın olarak kullanılan bir yöntemdir.

Şekil 2.3'te doğalgaz metan reformasyonu akış şeması verilmiştir. İki temel tepkimeden oluşan bu yöntemde, 3-25 bar basınca sahip katalizör içinde bulunan metana 700-1000 °C arasında bir sıcaklıkta buhar uygulanır. Burada açığa çıkan CO_2 miktarı belli bir değerden yüksek olduğu için, yüksek sıcaklıktaki bir şift çeviricisinde belli bir seviyeye alınır.

Buradan da saflaştırma ünitesine verilir ve hidrojen dışındaki bütün gazlar çıkartılarak hidrojen üretilir [41].



Şekil 2.3. Doğalgaz metan reformasyonu akış şeması [41]

2.4.3. Kvaerner (termal parçalama) yöntemi ile hidrojen üretimi

Kvaerner yöntemi ile hidrojen üretiminde, CO₂ oluşmaksızın doğalgaz ya da petrol gibi fosil yakıtlardan elektrik akımı geçirilerek termal parçalanma meydana gelir. Proses sonucu yaklaşık 1600°C sıcaklıkta saf karbon ve hidrojen elde edilir [42].

2.4.4. Kısmi oksidasyon yöntemi ile hidrojen üretimi

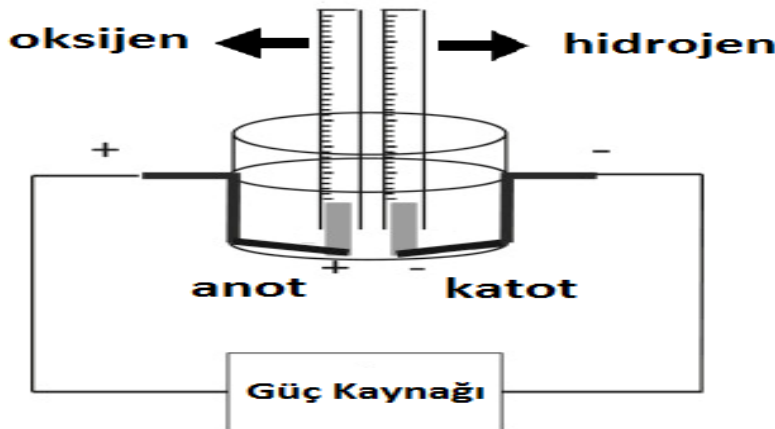
Hidrokarbonların kısmi oksidasyonu yöntemi ile hidrojen üretimi; iyi cevap verme hızı, yoğunluk, yakıt varyasyonları için düşük hassasiyet gibi bazı avantajları olması sebebiyle özellikle otomobil yakıt hücreleri uygulamalarında tercih edilen bir yöntemdir. Belirli oranlarda saf oksijen ve hidrokarbonlar ısıtıldığında endotermik reaksiyonlar gerçekleşir (Eş. 2.1) ve hidrojen elde edilir [43].



2.4.5. Elektroliz yöntemi ile hidrojen üretimi

Suyun doğru akım kullanılarak, hidrojen ve oksijene ayrışması işlemine elektroliz denir. 1839 yılında William Grove tarafından derişik asit dolu kabın içerisinde iki elektrotla yaptığı deney sonucu ilk defa elektroliz yöntemi kullanılmıştır. Şekil 2.4’de su, üzerinden elektrik akımı geçirilerek katotta hidrojen ve anotta oksijen elde edilmiştir [44].

Suyu elektroliz yöntemi ile hidrojen ve oksijene ayırmak için genellikle alkalin elektrolizör ve polimer elektrot membranlı (PEM) elektrolizör olmak üzere iki tür elektrolizör kullanılır. Elektrolizörler tercih edilirken, hareketli parçalarının olmaması, büyük kapasitelerde çalışabilmesi, yenilenebilir enerji ile olan uyumu ve doğru akım üretmesi gibi özellikler dikkate alınır.



Şekil 2.4. Elektroliz yöntemi [45]

2.4.6. Fotoelektroliz yöntemi ile hidrojen üretimi

Fotoelektroliz, ışık enerjisi yardımıyla suyun içerisine daldırılan bir yarı iletkenin meydana getirdiği gerilim sayesinde suyun hidrojen ve oksijene parçalanması ve aynı zamanda elektrik üretilmesi işlemidir [46].

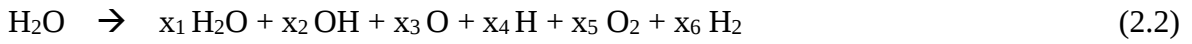
2.4.7. Biyokütleden hidrojen üretimi

Biyokütleden hidrojen üretimi, kömürün gazlaştırılması yöntemi ile hidrojen üretiminde olduğu gibi piroliz/gazlaştırma prosesleri ile sağlanır.

Ahşap, tarımsal ürünler, tarımsal yan ürünlerin atıkları, hayvan atıkları, belediye katı atıkları, gıda işletmelerinin atıkları, su bitkileri ve algler vb. gibi biyokütle kaynakları bir reaktör içinde yüksek sıcaklık ve düşük basınç altında piroliz/gazlaştırma prosesleri uygulanır ve hidrojen, karbon monoksit, metan, karbondioksit, su buharı ve diğer karbonlar oluşur [47].

2.4.8. Güneşin termolizi yöntemi ile hidrojen üretimi

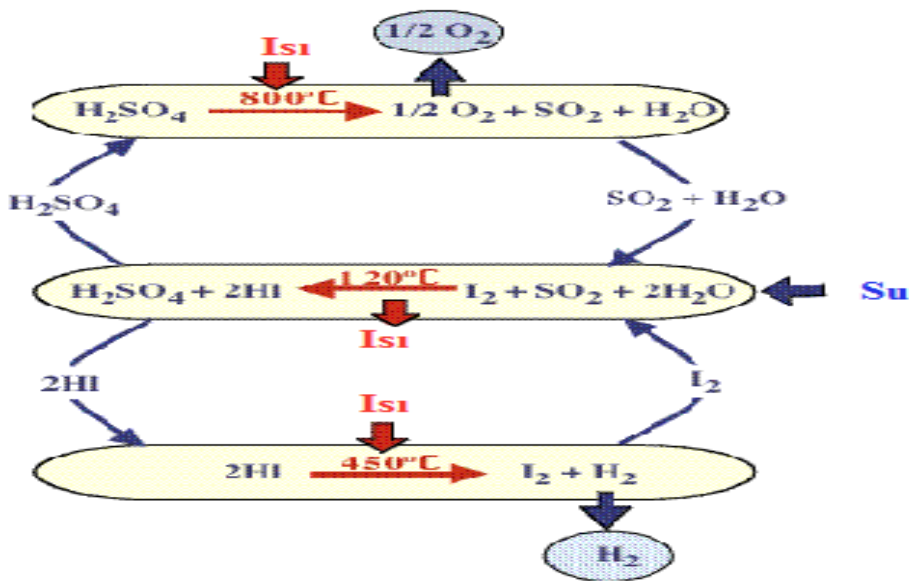
Eş. 2.2’de verildiği gibi tek adımlı bir tepkime ile su kullanılarak hidrojen üretilir.



Güneşin termolizi ile hidrojen üretimi için çok yüksek sıcaklıklara ihtiyaç vardır. Yoksa ayrışma tam gerçekleşmez ve hidrojen ile oksijenler tekrarda suyu oluştururlar [48].

2.4.9. Termokimyasal çevrimler yöntemi ile hidrojen üretimi

Hidrojen üretimi esnasında, termoliz için gereken sıcaklıktan daha az sıcaklıklarda suyun kimyasal olarak ayrışmasını sağlayan üretim yöntemine termokimyasal çevrim denir. Bu yöntemin tercih edilmesinin sebeplerinden biri termokimyasal çevrim kullanıldığında daha fazla verim elde etmenin mümkün olmasıdır.



Şekil 2.5. S-I çevriminin şematik gösterimi [49]

Güneş enerjisinden hidrojen üretimi için uygun olan bazı çevrimler şunlardır:

- Sülfürik asit – İyot Termokimyasal Çevrimi
- Bakır Klorür Termokimyasal Çevrimi
- Magnezyum – İyot Termokimyasal Çevrimi

2.5. Dünyada ve Türkiye’de Hidrojen Enerjisi

Oluşan çevre bilinci ve birincil enerji kaynaklarının tükeniyor olması bütün ülkeleri daha temiz ve sürdürülebilir enerji kaynaklarına yöneltmiştir. Bu enerji kaynaklarının başında da çevre dostu diyebileceğimiz hidrojen enerjisi gelmektedir.

1950 yılından beri NASA tarafından uzay çalışmalarında kullanılan yakıt pilleri 200'den fazla NASA araştırmasında kullanılmış olup uzay çalışmalarında kendisini ispatlamıştır. Bu başarılar sonucunda hidrojen enerjisi her geçen gün önem kazanmış ve 2000’li yıllar itibariyle birçok devletin enerji politikalarında yer almaya başlamıştır.

ABD, 2003 yılında hidrojen enerjisi alanında yapılan çalışmalara destek amacıyla 1,7 milyar dolarlık bir bütçe ayırmıştır. Çalışmaların ana hedefi, hidrojen üretiminin daha ekonomik hale getirilmesi ve karbon içermeyen kaynaklardan hidrojen üretilmesi olarak belirlenmiştir.

Japonya’da Uluslararası Ticaret ve Endüstri Bakanlığınca desteklenen World Energy Network projesi ile Tokyo metropoliten bölgesinde hidrojen kullanımı ile oluşacak azot oksit emisyonundaki azalma potansiyeli araştırılmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisi kullanılarak elektroliz yoluyla hidrojen üretilmesi ve zararlı emisyonları azaltılması planlanmaktadır. Japonya hidrojen enerji sistemini geliştirmek üzere 2020 yılına kadar 4 milyar \$'lık bir bütçe ayırmıştır. Halen Japonya’da Rokko adasının elektrik ve ısı ihtiyacını karşılayan 11 MW'lık elektrik santrali mevcuttur. Ayrıca Japonya’da kapasiteleri 50 ile 500 MW arasında değişen yüzlerce yakıt pili tesisi bulunmaktadır [50].

Almanya’da yakıt pilleri ve hidrojen teknolojileri, 1997 yılından itibaren ayrı bir araştırma alanı olarak belirlenmiş ve 1997 yılı için bu alana 10 milyon dolar bütçe ayrılmıştır. Münih havaalanında çalışan otomobil ve otobüslerin hidrojen enerjisi kullanması yönündeki

projenin yanı sıra Neurenburg yakınlarında güneş hidrojen tesisi, depolama sistemi ve hidrojen kullanma sistemleri mevcuttur.

Avrupa ve Kanada arasındaki Euro-Quebec projesi ile nispeten daha ucuz olarak üretilen sıvı hidrojenin Kanada'dan Avrupa'ya deniz aşırı taşınımı, depolanması ve kullanım alanları araştırılmaktadır.

İzlanda'da hükümet, üniversiteler, taşıma şirketleri, fabrikalar ve çok uluslu otomobil ve petrol şirketleri konsorsiyumu oluşturulmuş ve 2030 yılına kadar İzlanda'nın tamamen hidrojen enerjisine geçmesi planlanmıştır. Dünyanın ilk hidrojen dolum istasyonu Shell tarafından İzlanda'da açılmıştır.

Ulaşım sektöründe, yakıt pili ile çalışan araçların geliştirilmesi ve üretilmesi ile birlikte petrol tüketimini azalacak ve araçlardan kaynaklı hava kirliliği de minimum düzeye inecektir. Yakıt pili ile çalışan otobüs üretimi Kanada'nın Ballard Şirketi tarafından gerçekleştirilmiş olup, General Motors, Ford, Chrysler, Toyota, Honda, BMW ve Renault gibi büyük otomobil firmalarının da yakıt pili ile çalışan otomobiller üretmesi için bir örnek teşkil etmiştir. 1993'ten bu yana çok sayıda prototip araç üretilmiştir [50].

Türkiye gelişmekte ve büyümekte olan bir ülke olduğu için enerji gereksinimi sürekli artmaktadır. Türkiye'nin enerjide yaklaşık olarak %70 dışarıya bağımlı olduğu düşünüldüğünde yeni ve temiz enerji kaynaklarına yatırım yapması gerekliliği aşıkardır. Üç tarafı denizlerle çevrili olması, kömür rezervlerinin bulunması gibi hidrojen üretimi için uygun kaynaklarının mevcut olduğu düşünülebilir. Yapılacak ekonomik ve teknolojik yatırımlar ile Türkiye hidrojen üretiminde önemli bir yere sahip olabilir.

10. Beş Yıllık Kalkınma Planı Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonu'nun yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları raporunda hidrojen enerjisi geleceğin enerjisi olarak tanımlanmasına rağmen, hidrojen enerjisi çalışmaları çeşitli araştırma kuruluşları ve üniversiteler tarafından sınırlı bir şekilde yapılmıştır.

Hidrojen enerjisi alanında ilk çalışmalar TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi tarafından başlamış olup, Uluslararası Enerji Ajansı programları kapsamında çalışılmak istenmiş ancak oluşturulan iş birliği 1996 yılında iptal edilmiştir. Uzun yıllardan beri Miami Üniversitesi,

Temiz Enerji Enstitüsü Müdürlüğü görevini yürüten Prof. Dr. Nejat Veziroğlu'nun İstanbul'da bir uluslararası Hidrojen Enerji Teknolojileri Merkezi kurulması için yaptığı girişim ile , 20-22 Kasım 1996 tarihlerinde Viyana'da yapılan, 6. Birleşmiş Milletler Endüstriyel Kalkınma Kurulu Toplantısı'nda, UNIDO desteği ile ICHET projesi kapsamında, İstanbul'da Hidrojen Enstitüsü kurulması kararı alınmıştır.

21 Ekim 2003 tarihinde Viyana'da, Birleşmiş Milletler Uluslararası Hidrojen Enerjisi Teknolojileri Merkezi'nin kurulmasına ilişkin anlaşma, Türkiye ile Birleşmiş Milletler Sınai Kalkınma Örgütü arasında imzalanmıştır [51].

ICHET'in kuruluş amaçları şunlardır:

- Hidrojen teknolojilerinin araştırılması ve geliştirilmesini sağlayarak gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler arasında bir köprü vazifesi görmek,
- Hidrojen teknolojileri alanında yapılan araştırma ve geliştirme faaliyetlerini desteklemek, bu alanlardaki yatırımları teşvik etmek ve yatırımcılara aktarmak ile hidrojen teknolojisinin hangi endüstrilerde uygulanabileceğini tespit etmek,
- Araştırma ve geliştirme faaliyetlerinin hızlı ilerlemesi ve artırılması için gelişmiş ülkelerin bilim adamlarını ve uzmanlarının doğrudan katkılarını sağlamak ve bu alandaki paydaşların iş birliğini geliştirmek

Hidrojeni elektrik enerjisine çevirmenin en iyi yolu olan yakıt hücrelerine ilişkin çalışmalar son yıllarda Türkiye'de de önemli oranda artmaya başlamıştır. Bu çalışmalardan biri, Ford Otosan, Arçelik, TOFAŞ, Aygaz ve Demirdöküm firmaları ile Türkiye Teknoloji Geliştirme Vakfı ve TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi iş birliği ile geliştirilmesi, üretilmesi ve ticarileşmesi planlanan yakıt hücresi projesidir. TEMSA'nın üretmiş olduğu hidrojenle çalışan otobüs, Türk Traktörün hidrojenle çalışacak olan traktörü, hidrojenle çalışan forklift ülkemizde hidrojen enerjisinin ulaşım sektöründe kullanıldığı gösteren projelerden sadece birkaçıdır. Ayrıca rüzgâr, güneş, biyogaz ve su gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrojen üretimi ile ilgili projeler mevcuttur [52].

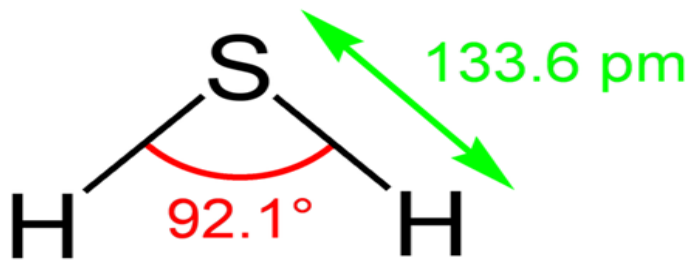
Ülkemizin güneş enerjisi, hidrolik enerji, jeotermal enerji, rüzgâr enerjisi ve biyogaz gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrojen üretimi potansiyeli fazlasıyla bulunmaktadır. Bu kaynakların dışında hidrojen üretimi açısından Türkiye'nin diğer bir avantajı Karadeniz'in diplerinde bulunan H_2S 'dir. Karadeniz %90'ı anaerobiktir ve tabanında kimyasal biçimde depolanmış H_2S bulunmaktadır [51].

Hidrojenin geleceğin en önemli enerji kaynaklarından biridir ve ülkemizin H₂S kaynağı olan Karadeniz'e yakınlığı düşünüldüğünde H₂S'den hidrojen üretimi büyük bir önem arz etmektedir.

3. HİDROJEN SÜLFÜR

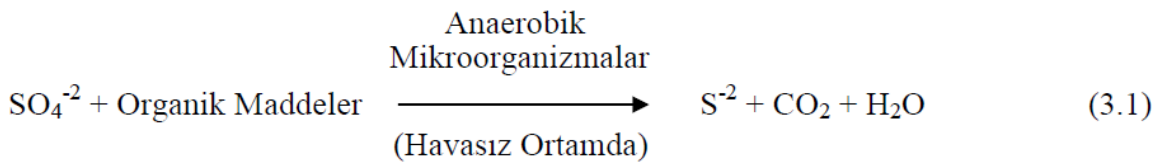
Hidrojen; kömür, doğalgaz gibi hidrokarbonlar ile su, biyokütle gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının yanı sıra H₂S'den de üretilir.

İlk defa 1777 yılında İsveçli kimyager Carl Wilhelm Scheel tarafından keşfedilen H₂S normal şartlar altında gaz halinde olup oldukça toksik ve korozif özelliklere sahiptir [53]. H₂S'in yapısal formülü H-S-H olup Şekil 3.1'de gösterilmiştir.



Şekil 3.1. Hidrojen sülfürün molekül yapısı [54]

H₂S doğal ya da endüstride yan ürün olarak meydana gelir. H₂S, genellikle anaerobik ortamlarda bakteriler tarafından organik maddelerin parçalanmasıyla oluşmaktadır. Eş 3.1 ve Eş 3.2 'de H₂S'nin meydana gelmesi gösterilmiştir. Oksijensiz ortamlarda bol olarak bulunan sülfat (SO₄⁻²), sülfat indirgeyici bakterilerin yardımı ile sülfüre dönüşür. Sülfür iyonu da hidrojen iyonu ile reaksiyona girerek H₂S gazını meydana getirir. Bu reaksiyonlar sıcaklıkla doğru orantılı olup yaz aylarında sıcaklığın artmasıyla birlikte daha hızlı reaksiyonlar gerçekleşir. H₂S'nin doğal olarak üretildiği yerler olarak okyanusun derinliklerindeki jeotermal bölgeler ve termal bacalar, bataklıklar, petrol rezervleri, doğal gaz rezervleri, volkanik gazlar ve Karadeniz'in dip suları örnek verilebilir [55].



Endüstriyel alanlarda özellikle doğal gaz ve petrol rafineri tesislerinde yüksek miktarlarda H₂S yan ürün olarak üretilmektedir. Ayrıca kâğıt üretimi, karbon-disülfür üretimi ve deri

tabaklama işlemleri gibi çeşitli sanayi proseslerinde de H_2S yan ürün olarak meydana gelmektedir [56].

3.1. Hidrojen Sülfürün Temel Özellikleri

Normal şartlar altında yanıcı ve renksiz bir gaz olan H_2S aynı zamanda uçucu ve çok zehirli bir gazdır. H_2S gazı, havadan yaklaşık olarak %20 daha ağır olduğu için havalandırmanın yetersiz olduğu yerlerde ve çukurlarda birikmektedir. %4,5-45,5 oranında H_2S içeren hava patlamaya neden olur.

Sudaki çözünürlüğünün sıcaklıkla azaldığı bilinen H_2S 'nin $20^\circ C$ sıcaklıkta bulunan saf sudaki çözünürlüğü $2,7 H_2S/L$ 'dir [57]. Çizelge 3.1'de H_2S 'nin genel özellikleri verilmiştir. H_2S 'nin kaynama noktası $-59,55^\circ C$, erime noktası $-85,5^\circ C$ ve kendiliğinden tutuşma sıcaklığı $250^\circ C$ 'dir.

Çizelge 3.1 Hidrojen sülfür gazının fiziksel özellikleri [58]

Moleküler ağırlık	34,08 (g/mol)
Yoğunluk	1,393 (g/L)
Erime Noktası	$-85,5^\circ C$
Kaynama Noktası	$-59,55^\circ C$
Havaya göre spesifik ağırlık	1,192
Kendiliğinden tutuşma sıcaklığı	$250^\circ C$
Hava ile karışım patlama aralığı	%4,5 ile 45,5

H_2S 'nin toksik özelliğine gelecek olursak; insanlar ve hayvanlar için son derece zehirli bir gazdır. Kanal, lağım çukurları, petrol ve doğal gaz kuyuları ve benzeri bölgelerde birikerek tehlike oluşturan H_2S çürük yumurta kokusuna sahiptir. Ancak koku alma hissi kişiden kişiye değişebileceğinden çok güvenmemek gerekir. Bu gaza uzun süre maruz kalındığında, kısmi felç, baygınlık ve ölüme kadar sonuçlanabilen durumlar ortaya çıkabilmektedir.

Çizelge 3.2'de görüleceği üzere, 15-50 ppm seviyelerindeki H_2S 'ye sürekli maruz kalma sonucunda baygınlık, baş ağrısı ve bulantıya, 200-300 ppm seviyelerinde koma ve bilinç kaybına neden olurken 700 ppm üzeri seviyelerde H_2S 'nin 30 dakikadan fazla solunması ölümlle sonuçlanabilmektedir [59].

Çizelge 3.2. Hidrojen sülfürün değişik konsantrasyonlardaki insan sağlığına etkisi

H ₂ S Konsantrasyonu (ppm)	Etkisi
5	Kokusu kolayca hissedilir
10	Göz rahatsızlıkları
30	Çürük yumurta kokusu
100	2-15 dakikada koku hissinin kaybı
200-300	Nefes yolları ile ilgili rahatsızlıklar. Koku hissinde ani kayıp
500-700	Kendinden geçme hali ve muhtemelen 30-60 dakikada ölüm
700-1000	Hızlı kendinden geçiş ve solunumun durması
1000-2000	Ani kendinden geçiş ve 1-2 dakikada ölüm

3.2. Hidrojen Sülfürden Hidrojen Üretim Yöntemleri

Toksik ve korozif özellik gösteren H₂S gazının çevre açısından tehlikeli olduğu aşikardır ve bunun yok edilmesi gerekmektedir. H₂S yüksek ısı değere sahip olup yakıt olarak doğrudan kullanılması durumunda çevre için tehlikeli olan sülfür dioksit gazını oluşturmaktadır [60]. Bu yüzden H₂S'nin parçalanması en sağlık yöntem olmakla beraber endüstride kullanılan en yaygın ve gelişmiş yöntem Claus Prosesidir. Bu proseste H₂S gazının hemen hemen tamamı, havayla kısmi oksidasyon neticesinde su ve saf kükürde dönüşmektedir [61].

Rafinerilerden, gaz tesislerinden ve metalürjik proseslerden sürekli yan ürün olarak H₂S üretilmesi, H₂S gazından hidrojen enerjisi üretilebilmesi ve atıkların azaltılması gibi sebeplerden dolayı H₂S'ye ilgi artmış ve H₂S, bir hidrojen ve sülfür kaynağı olarak düşünülmeye başlanmıştır [62].

H₂S gazından hidrojen üretimi, gelişmekte olan çeşitli yöntemlerle yapılabilmektedir.

3.2.1. Hidrojen sülfürden termal yöntem ile hidrojen üretimi

Katalitik ya da katalitik olmayan termal dekompozisyon yöntemi, H₂S'den hidrojen üretimi için kullanılabilecek en basit yöntemlerden biridir. Bu yöntem endotermik bir reaksiyon olup kızgın buhar sıcaklığı 1200 K'e çıktığında H₂S, hidrojen ve kükürde ayrışmaya başlar. Reaksiyon esnasında herhangi bir kimyasala ihtiyaç duyulmaz [63].

3.2.2. Hidrojen sülfürden termokimyasal yöntem ile hidrojen üretimi

Fosil yakıtların katalitik hidrosülfürizasyon işlemlerinde H₂S'den kükürt üretimi yapılmaktadır. Bu reaksiyonun daha düşük sıcaklıklarda gerçekleştirebilmek için

termokimyasal yöntemler kullanılarak birtakım reaksiyonlar elde edilmiştir. Termokimyasal prosesler ile 900-1100 K sıcaklıklarında hidrojen üretilmektedir [64].

3.2.3. Hidrojen sülfürden fotokimyasal yöntem ile hidrojen üretimi

Suyun parçalanmasında olduğu gibi, H_2S molekülü de fotokimyasal olarak bozundurulur ve hidrojen üretimi gerçekleştirilebilmektedir. Fotokatalizörler gibi güneş ışığındaki ultraviyole ışınları absorplayabilen katalizörler ile kimyasal reaksiyona enerji sağlanarak proses gerçekleştirilir. H_2S 'den fotokimyasal yöntem ile hidrojen üretimi pahalı bir yöntem olduğu için çok kullanılmaz [65].

3.2.4. Hidrojen sülfürden plazma yöntemi ile hidrojen üretimi

İyonize edilmiş bir gaz olan plazma ile yüksek sıcaklıklar elde edilir ve bunun sayesinde endotermik reaksiyonlarda çok yüksek dönüşümler elde edilebilir. Plazma sıcaklığı yaklaşık 20000 K olan mikrodalga plazma kimyası kullanılarak H_2S , H_2 ve S 'e ayrıştırılır. Kükürt ayrışması daha verimli olan bu yöntemde ayrışma sonrası reaksiyonun geri dönmesinin en aza indirilmesi için siklonik ayırma uygulanmaktadır [66].

3.2.5. Hidrojen sülfürden elektrokimyasal yöntem ile hidrojen üretimi

H_2S 'den elektrokimyasal yöntem ile hidrojen üretiminde suyun elektrolizi gibi iki elektrotta elektrik enerjisi verilerek hidrojen ve sülfürün elektroliz hücresi içerisinde ayrışması sağlanır. H_2S 'nin elektrolizinde üç farklı yöntem mevcuttur:

Yüksek sıcaklıkta elektroliz yöntemi ile hidrojen sülfürden hidrojen üretimi

Kömür gazı veya doğalgazdaki H_2S 'nin uzaklaştırılması için geliştirilen bu yöntemde H_2S doğrudan hidrojen ve kükürde ayrışabilmektedir. Proses devam ederken önce kükürt elde edilir ve böylece atık gaz temizleme ünitesine gerek kalmaz. Gerçekleşen elektrokimyasal reaksiyonlar Eş. 3.3 ve Eş. 3.4'de gösterilmiştir [67].



Doğrudan elektroliz yöntemi ile hidrojen sülfürden hidrojen üretimi

Bu yöntemde tercihen NaOH çözeltisi gibi bazik çözelti içerisinde H_2S bazikleştirilir (Eş. 3.5) ve sülfür iyonu (Eş. 3.6) oluşturulur. Reaksiyonlar aşağıda verilmiştir (Eş. 3.7) [62].



Dolaylı elektroliz yöntemi ile hidrojen sülfürden hidrojen üretimi

Dolaylı elektroliz yöntemi ile H_2S 'den hidrojen üretimi ise elektrokimyasal reaksiyon, özel olarak seçilen FeCl_3 , $(\text{VO}_2)^+$, HI gibi ara bileşenler üzerinden yürütülmektedir. İyot çözeltileri ile H_2S 'nin elektrolizi, asidik ve bazik çözeltilerin iyot ile elektroliz işlemine dayanır. Asit çözeltisi içerisinde elektrokimyasal oksidasyonu ile triiyot çözünerek hidrojen ve saf olmayan, yapışkan kükürdün oluşmasını sağlar. Bazik çözeltisi içerisindeki elektrokimyasal işlemler kükürdün kalitesi ve iyot kullanımı açısından avantajlı olmasına rağmen kullanılan voltaj bakımından asit çözeltisi içerisindeki elektrokimyasal işlemlerin iki katından daha fazla voltaja ihtiyaç duyar. Reaksiyonlar aşağıdaki eşitliklerde verilmiştir [68].

Asidik çözelti



Bazik çözelti



H₂S'nin (FeCl₃) sulu çözeltisi içinde elektrolizi, demir klorür sulu çözeltisi içerisinde H₂S'nin absorpsiyonunu ile FeCl₂ sulu çözeltisi içerisinde elektrolizini içeren ve güçlü asidik koşullar altında gerçekleşen bir elektroliz işlemidir. Gerçekleşen bu proseste gerekli olan teorik voltaj 0,77 volt olup yapışkan kükürdüy ayırmak oldukça güçtür [69].

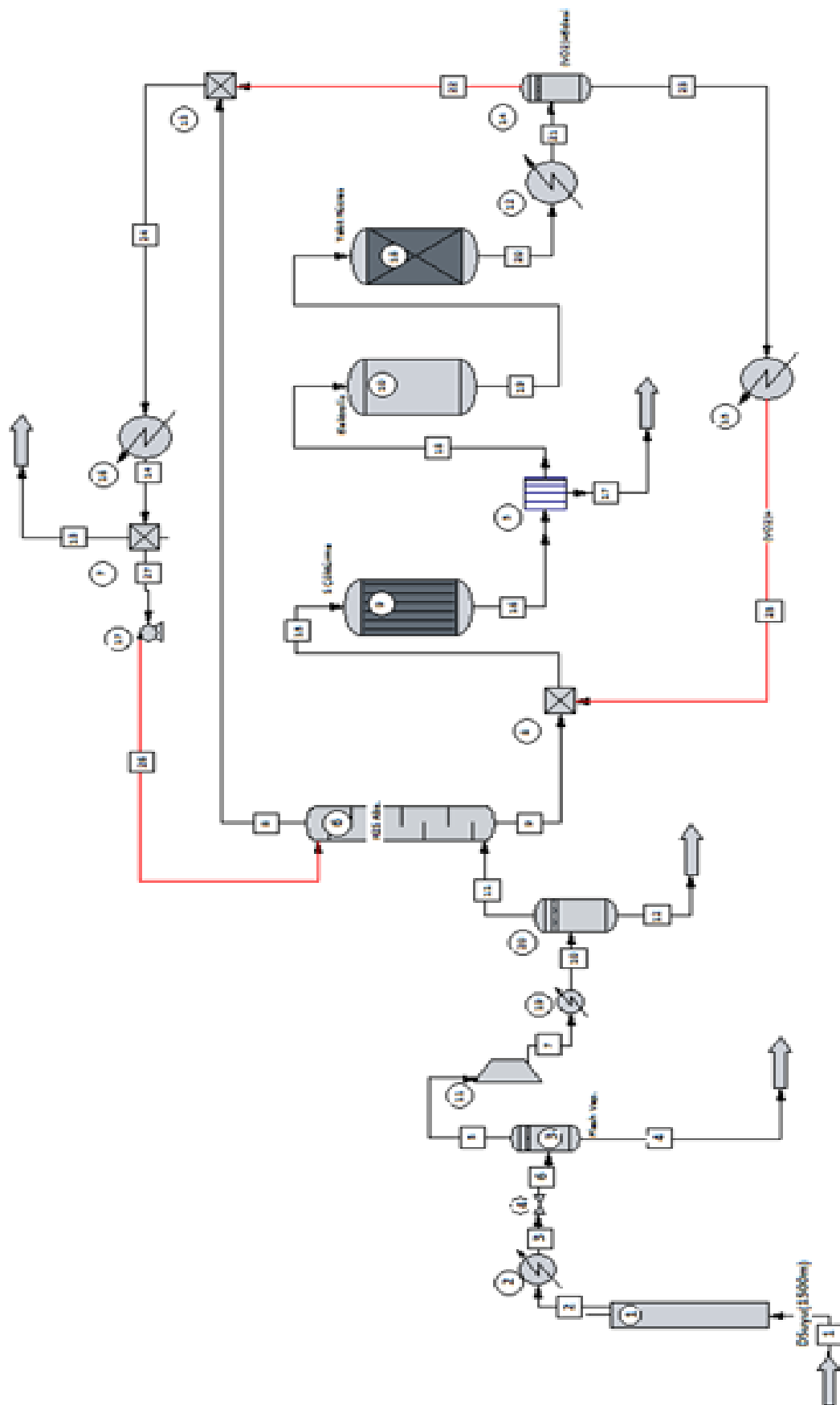


H₂S'nin (VO₂)⁺ sulu çözeltileri içerisindeki elektrolizinde, reaksiyonun Standart Gibbs Serbest enerji değişimi -163,86 kJ/mol olup reaksiyonun kendiliğinden tamamlandığı anlamına gelir. Elektroliz için ihtiyaç duyulan teorik voltaj yaklaşık olarak 1,0 voltur. Kükürdüy elde etmek her ne kadar zor olsa da uygun sıcaklıkta topaklaşma işlemine tabi tutularak filtrasyon işlemiyle kolayca elde edilebilir [70].

Türkaslan tez çalışmasında, laboratuvar ortamında sentetik olarak Karadeniz suyunun kompozisyonunu oluşturmuştur. Doğrudan elektroliz yerine dolaylı elektroliz yöntemini tercih ettiği deneysel çalışma iki aşamadan oluşmakta olup birinci aşamada, V(V)'nin indirgenmesi ve H₂S'den kükürt eldesi; ikinci aşamada, V(IV)'nin yükseltgenmesi ve hidrojen üretimi gerçekleştirilmiştir. Kükürt eldesi ve hidrojen üretimi için optimum sıcaklıklar, süre, çözelti miktarları vb. parametreleri belirlemeye çalışmıştır [71].

Birinci aşamada kükürt eldesi için en uygun sıcaklığın 50°C, ikinci aşamada elektroliz için en uygun sıcaklığın 40°C olduğunu gözlemlemiştir. Yaptığı hesaplamalarda elde edilen hidrojen enerjisinin yaklaşık %35'i elektroliz için harcanırken, geri kalan enerji yararlanılabilir enerji olarak kullanılabilir olacaktır.

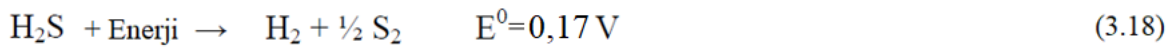
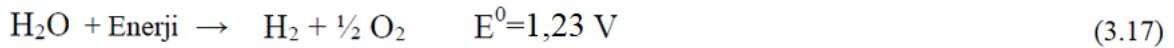
Ayrıca, deneysel çalışmalardan yararlanılarak CHEMCAD simülasyon programı ile Karadeniz'in diplerindeki H₂S'den hidrojen üretim tesisi tasarımı yapmıştır. 1 MW teorik enerji elde edilebilecek şekilde tasarlanan sistemin proses akış şeması Şekil 3.2'de verilmiştir [71].



Şekil 3.2. CHEMCAD programında tasarlanan sistemin proses akış şeması [71]

3.3. Suyun Elektrolizi İle Hidrojen Sülfürün Elektrolizinin Karşılaştırılması

Hem su hem de H₂S hidrojene sahip olup iki bileşiğe de enerji vererek hidrojen elde etmek mümkündür. Hem suyun elektrolizi hem de H₂S'nin elektrolizi endotermik yani dışarıdan enerji gereken reaksiyonlardır. Deniz suyunun elektroliz potansiyeli yaklaşık 0,13 V iken, suyun elektroliz potansiyeli 1,23 V'tur. Termodinamik olarak H₂O ve H₂S'nin elektroliz potansiyelleri aşağıda verilmiş olup termodinamik açıdan H₂S'den elektroliz ile hidrojen üretilmesi suyun elektrolizi ile hidrojen üretilmesinden daha az enerji ile gerçekleşmektedir [72].



Normal şartlar altında suyun elektrolizi için gereken enerji 237,1 kJ/mol iken, H₂S'nin elektrolizi için gereken enerji 73,28 kJ/mol'dür. Suyun elektrolizinde kullanılan enerji miktarı, H₂S'nin elektrolizinde kullanılan enerji miktarından yaklaşık 3,235 kat daha fazladır. Ayrıca 1 mol H₂ üretimi için yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanarak elde edilen elektrik enerjisi miktarı 0,066 KWh iken, H₂S'den 1 mol enerji üretimim için kullanılacak elektrik enerjisi miktarı 0,0203 KWh olmaktadır [72].

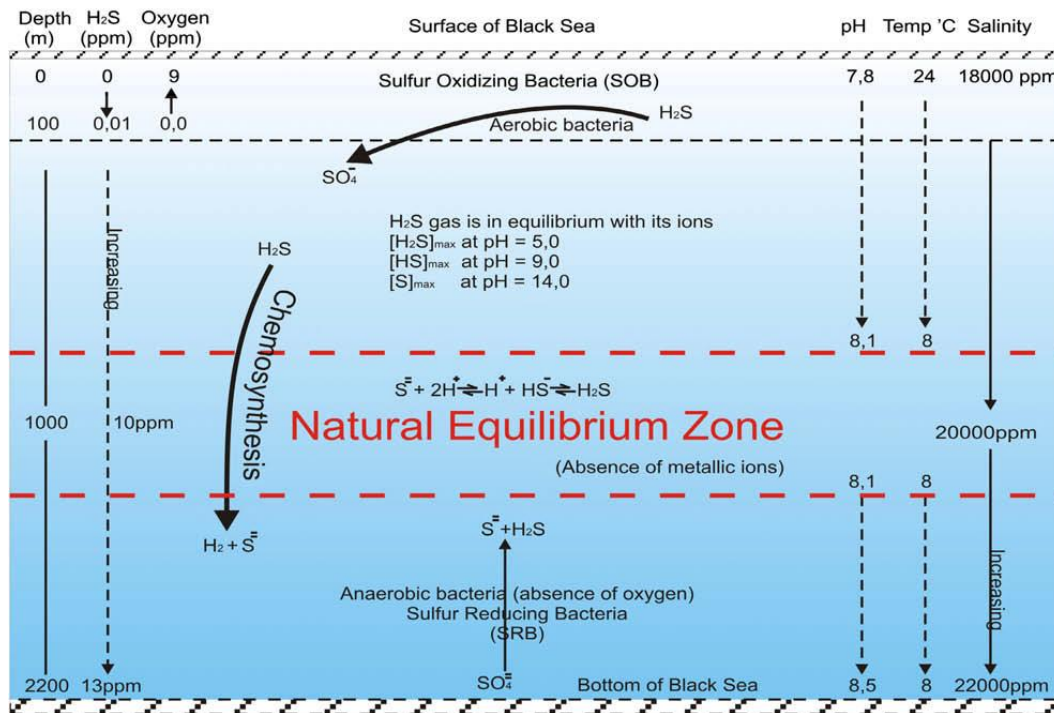
H₂S'den üretilen hidrojen enerjisi, H₂O'dan üretilen hidrojen enerjisine göre daha kârlı olmakla birlikte H₂S'den hidrojen üretiminde yan ürün olarak endüstride kullanımı yaygın olan kükürt (S) açığa çıkmaktadır. H₂S'den hidrojen üretimi yöntemlerinde yüksek sıcaklıklarda çalışmaktan kaçınmak için elektroliz yöntemi tercih edilmiş olup ekseriyetle bu yöntemle yapılan çalışmalar irdelenmiştir.

4. KARADENİZ’İN DİPLERİNDEKİ HİDROJEN SÜLFÜRDEN HİDROJEN ÜRETİMİ

Yakın zamana kadar okyanusun güneş ışığı almayan derin sularında canlı yaşamının olmadığı düşünülmekteydi. Ancak günümüzde okyanusun bu bölgelerinde güneş ışığı yerine H_2S ’i yakarak yaşamlarını sürdüren bazı mantar türü canlılar keşfedilmiştir. H_2S ’i oksijenle yakarak su ve çeşitli sülfatlar üreten bu canlılar, H_2S ’nin bir yakıt hatta enerji kaynağı olarak kullanılabileceğinin anlaşılmasını sağlamışlardır.

4.1. Karadeniz’in Diplerindeki Hidrojen Sülfür

Deniz dipleri gibi oksijensiz ortamlarda bol olarak bulunan sülfat (SO_4^{2-}), besin sağlamak amacıyla anaerobik bakteriler tarafından parçalanarak H_2S gazına dönüştürülmektedir (Şekil 4.1). %90’ı anaerobik olan Karadeniz’de de bol miktarda H_2S bulunmaktadır. Karadeniz’in dip sularında aşırı kirlenme sonucu H_2S miktarı artıp oksijen miktarı çok azaldığı için, bu bölgelerde canlılara pek rastlanmaz [73]. Şekil 4.1’de Karadeniz’in derinliklerindeki pH, sıcaklık ve tuzluluk oranları verilmiş olup bu derinliklerdeki bakterilerin H_2S oluşumuna etkisi görülmektedir.



Şekil 4.1. Karadeniz’in diplerinde H_2S oluşumu ve doğal denge konumu [22]

436400 km² yüzey alanı, 2300000 km² taban alanı ve 547000 km³ su hacmine sahip Karadeniz’de derinliğin en fazla olduğu yer 2206 m’dir. Karadeniz’e Türkiye, Bulgaristan, Romanya, Ukrayna, Rusya ve Gürcistan olmak üzere 6 ülkenin kıyısı (Harita 4.1) bulunmakta ve bu ülkeler arasında en uzun kıyı şeridine sahip ülke Türkiye’dir.

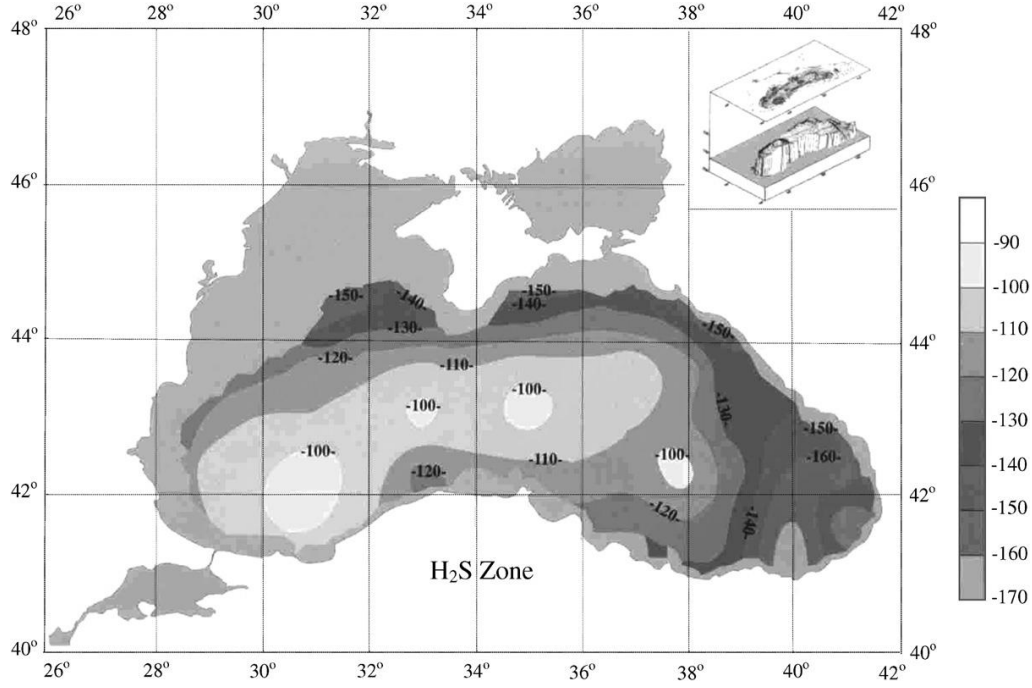


Harita 4.1. Karadeniz’e kıyısı olan ülkelerin konumu

Karadeniz, kıyısı olan bu ülkelerden gelen akarsularla beslenmekte olup Marmara Denizi ile Ege Denizine açılmaktadır. Karadeniz'in izole bir deniz olması su sirkülasyonunun az olmasına ve yaklaşık 150-200 metre derinliğin altında oksijensiz bir tabakanın oluşmasına sebep olmuştur. Ayrıca diğer denizlerle karşılaştırıldığında daha az tuz miktarına sahip olan Karadeniz'e boğazın alt kısmından tuzlu su akışı olmaktadır. Bu durum tuz yoğunluğunun artmasına ve Karadeniz'de yaşayan canlıların ölmesine neden olmaktadır [21].

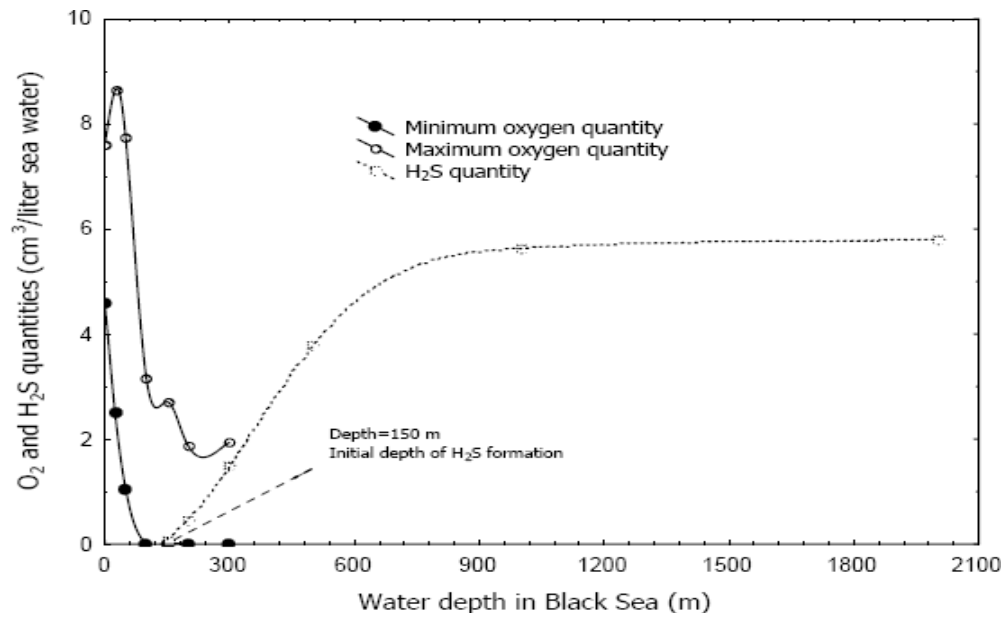
Karadeniz’e dökülen akarsuların geçtiği ülkelerin ve kıyısı olan ülkelerin evsel ve endüstriyel atıklarının hepsi Karadeniz’e taşınmaktadır. Özellikle tüm Orta ve Doğu Avrupa ile Balkanlar’ın endüstriyel ve evsel atık sularının boşaltıldığı Tuna Nehri, ölümcül miktarda organik ve inorganik maddeyi Karadeniz’e getirmekte ve Karadeniz’in aşırı derecede kirlenmesine neden olmaktadır. Karadeniz yıllardır evsel atıklarla, sanayi kaynaklı atık sularla, tarımsal faaliyetlerle, deniz trafiği ve liman faaliyetleri ile kirlenmektedir [21].

Kirlenme ve tuz yoğunluğunun sürekli artması ile deniz canlıları ölmektedir. Bunun sonucunda meydana gelen birikimler ile Karadeniz'in dip sularındaki H_2S yoğunluğunun arttığı söylenebilir.



Şekil 4.2. Karadeniz'deki hidrojen sülfür dağılımı [74]

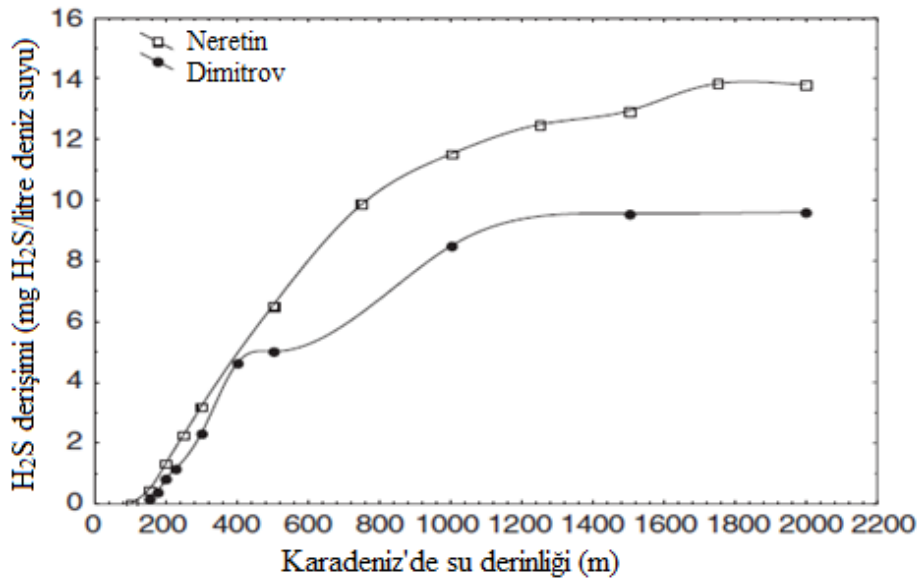
%90 anaerobik ortama sahip olan Karadeniz'de bol miktarda H_2S üretildiği ve Karadeniz'in yüksek miktarlarda H_2S 'ye sahip olduğu söylenebilir. Şekil 4.2'de Karadeniz'deki H_2S dağılımı verilmiştir. Karadeniz'in orta bölgelerinde yaklaşık 100 m'de H_2S 'ye ulaşılabilirken kıyı bölgelerinde 125-150 m'de H_2S tabakasına ulaşılabilir [21].



Şekil 4.3. Karadeniz derinliklerindeki hidrojen sülfür ve oksijen miktarları [75]

Karadeniz'in derinliklerinde bulunan oksijen ve H_2S miktarları Şekil 4.3'te verilmiştir.

Grafikler incelendiğinde oksijen miktarının yüzeyde yaklaşık olarak 5-6 cm³/L iken 20-30 m derinliklerde maksimum seviyede yaklaşık 8,6 cm³/L olduğu söylenebilir. 125-150 m derinliklerde neredeyse oksijenin olmadığını mümkündür. Oksijensiz olan bu derinliklerde H₂S'nin bulunduğunu görebiliriz. H₂S miktarı derinlik arttıkça bir miktar artmakta olup 1000 m'den sonra neredeyse sabit bir artış göstermektedir. Maksimum H₂S miktarı 2000 m derinlikte yaklaşık 5,8 cm³/L'dir.



Şekil 4.4. Karadeniz derinliklerindeki hidrojen sülfürün derinliğe göre değişimi [76]

Şekil 4.4'te Karadeniz'in derinliklerindeki H₂S'nin derinlik ile değişimi verilmiştir. Neretin yapmış olduğu çalışmada benzetim metodu ile Karadeniz'in 100-2000 m derinliklerindeki H₂S konsantrasyonunu belirlemiştir. Dimitrov ise Karadeniz'in 100-2000 m derinliklerindeki H₂S konsantrasyonunu hesaplamıştır. İki araştırmada da maksimum H₂S konsantrasyonunu 2000 m derinlikte belirlenmiştir. Neretin'e göre 2000 m maksimum H₂S derişimi 13,8 mg H₂S/L iken, Dimitrov'a göre 9,6 mg H₂S/L 'dir. İki çalışmadan Karadeniz'in derinliklerinde enerji kaynağı olarak yeterli miktarda H₂S olduğu ve Karadeniz'in farklı bölgelerine göre farklılık gösterebileceği sonucu çıkarılabilir.

Çizelge 4.1'de Neretin tarafından yapılan başka bir çalışmada Karadeniz'in farklı derinliklerinde bulunan toplam H₂S potansiyelini görmekteyiz. m² başına toplam H₂S potansiyeli en fazla 1000-1500 m derinliklerde olup 159,1 mol/m² 'dür. Bu da yaklaşık 1469 milyon ton H₂S'dir. Karadeniz'in derinliklerindeki toplam H₂S miktarı yaklaşık olarak 4587 milyon tondur.

Çizelge 4.1. Karadenizdeki hidrojen sülfür potansiyeli [76]

Derinlik (m)	Σ H ₂ S (μmol/L)	Σ H ₂ S (mol/m ²)
100-200	21 ^a	2,0
200-300	66	6,5
300-500	140	28,1
500-1000	274	132,1
1000-1500	339	159,1
1500-2000	368	150,7
2000-2200	368 ^b	40,7
Toplam		519,2
^a 150-200 m.		
^b 1500-2000 m.		

4.2. Karadeniz'in Diplerindeki Hidrojen Sülfürün Enerji Değeri

Karadeniz'in diplerindeki H_2S potansiyelini gördükten sonra, H_2S , hidrojen elde edebilecek bir enerji kaynağı olarak düşünülüp, Karadeniz'in diplerindeki hidrojen enerjisi potansiyeli hesaplanabilir.

Yukarıdaki tabloda (Çizelge 4.1) minimum hidrojen potansiyeli 1,294 milyon ton olup bu 100-200 m derinlikteki 0,022 milyon ton H_2S 'den elde edilebilir. Maksimum hidrojen potansiyeli 86,41 milyon ton olup bu 1000-1500 m derinlikteki 1469 milyon ton H_2S 'den elde edilebilir. Tüm Karadeniz'in diplerindeki H_2S 'den elde edilebilecek hidrojen yaklaşık 270 milyon tondur. Bu değerler H_2S 'nin %100 verimli bir şekilde parçalanması ile hidrojen enerjisine dönüştüğü varsayılarak hesaplanmıştır [76].

1 kg H_2 enerjisinin 119,6 kJ olduğu düşünülürse 270 milyon ton hidrojen enerjisinden yaklaşık 38,3 TJ ısı enerjisine üretilebilir. Aynı şekilde 1 kg H_2 enerjisinin 33,26 kWh elektrik enerjisi olduğu düşünülürse 270 milyon ton hidrojen enerjisinden yaklaşık 8,97 milyon GWh elektrik enerjisi üretilebilir. Hidrojenden elde edilen yaklaşık 38,3 TJ ısı enerjisi, 766 milyon ton doğalgaz, 808 milyon ton benzin, 841 milyon ton fueloil ve 851 milyon ton petrole yaklaşık olarak eşdeğerdir [76].

Ayrıca Karadeniz'in diplerindeki H_2S 'nin parçalanmasında yenilenebilir enerji kaynakları kullanılırsa hidrojen üretim maliyeti düşecek olup H_2S 'nin parçalanmasında yan ürün olarak çıkan sülfürün de bir getirisi olacaktır. Sonuç olarak Karadeniz, ülkelerin enerji ihtiyacını

karşılayabilecek büyük bir enerji potansiyeline sahiptir.

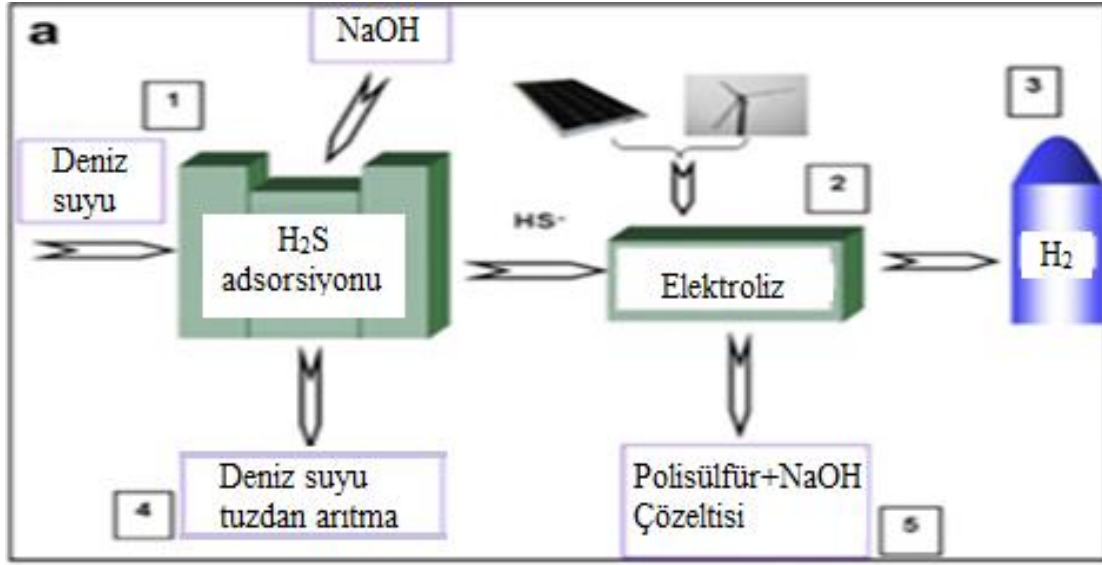
4.3. Karadeniz'in Diplerindeki Hidrojen Sülfürden Hidrojen Üretim Tesisi

Bölüm 3'te H_2S 'den hidrojen üretim yöntemlerinden bahsedilmiş olup elektroliz yöntemi tercih edilmiştir. Bu bölümde Karadeniz'in diplerindeki H_2S 'den hidrojen üretimi yöntemlerine değinilecektir. Literatürde bu konu ile alakalı pek fazla çalışma mevcut değildir. Literatürde Karadeniz'in diplerindeki H_2S 'den hidrojen üretimi için H_2S 'nin deniz suyundan ayrıştırılması ve H_2S 'nin maksimum verimle hidrojen ve kükürde dönüşmesi en önemli iki adım olarak belirlenmiştir. Diğer önemli husus da kurulacak olan tesisin denizin kıyısında mı yoksa denizin altında mı olacağıdır.

Yapılan çalışmada, H_2S 'nin adsorpsiyonu ve elektrolizi ile ilgili araştırmalar yapılmıştır. Bu çalışmaların bir sonucu olarak, 1 saat boyunca 1 L deniz suyundan H_2S adsorpsiyonu için gerekli spesifik tipte aktif karbon miktarı belirlenmiştir. Eşzamanlı olarak elektrolizörün çalışma koşulları belirlenerek performansı üzerine çalışmalar yapılmıştır. Ayrıca sermaye yatırımını, tesis verimliliğini ve ürün maliyetini tahmin etmek amacıyla proses ve tesis tasarımı, gereken enerji miktarı ve maliyeti üzerinde durulmuştur [23].

Tasarlanan sistem de mevcut teknolojilere uygun olarak hidrojen ve kükürdün üretimi ile tatlı suyun üretimi olarak iki ana proses belirlenmiştir. Birincisi deniz suyundan HS^- ayrıştırılması ardından hidrojen ve sülfürün elektrokimyasal üretimidir. İkincisi de tatlı su ve konsantre tuz çözeltisi üretmek için deniz suyunun arıtılmasıdır.

Karadeniz'deki H_2S 'den hidrojen üretimi için önerilen sistem Şekil 4.5'te gösterilmiştir. Sistem 5 aşamalı bir proses olarak tasarlanmıştır. Birinci proseste H_2S ve $NaCl$ içeren 1500 m derinliğindeki deniz suyunun pompalandığı bir emici madde sütunu (1) bulunur. Bu sütunda H_2S , seçici adsorban malzemeler (aktif karbon) ile deniz suyundan ayrılır. Adsorban malzeme $NaOH$ ile işleme tabi tutularak, $HS^- + NaOH$ içeren bir çözelti elde edilir [23]. İkinci aşamada elde edilen $HS^- + NaOH$ çözeltisi hidrojen (H_2) ve polisülfidlerin (S) üretildiği bir elektrolizöre (2) gönderilir. Besleme akımındaki elektrolit konsantrasyonunu arttırmak için elektrolizöre bir buharlaştırıcı gerekir. Elektroliz işlemi, alkalın bir çözeltide gerçekleştirilmektedir [23].

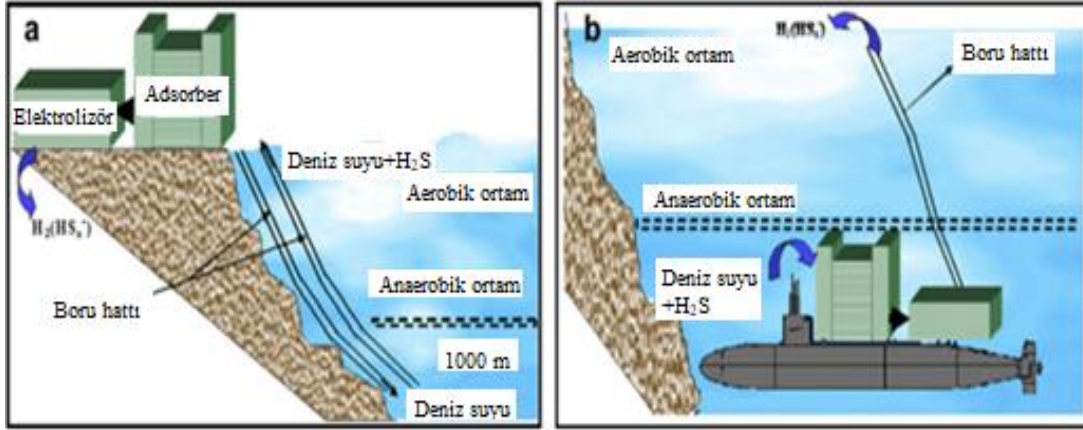


Şekil 4.5. Tasarlanan sistemin proses akış şeması [23]

Üçüncü aşama elektroliz işleminden sonra elde edilen hidrojenin depolanması (3) aşamasıdır. Dördüncü aşamada, H₂S miktarı azaltılmış deniz suyu (4) tekrar denize bırakılabilir ya da temiz su ve konsantre tuz çözeltisi üreten membran ayırma teknolojisi ile daha da işlenebilir. Ayrıca konsantre tuz çözeltisi de NaCl konsantrasyonunun yaklaşık 320-360 g / L olması şartıyla klorinalkalin elektrolizde ilave hidrojen üretmek için kullanılabilir. Son aşama elektroliz sonucu yan ürü olarak ortaya çıkan sülfürün (5) eldesi prosesidir [23].

Karadeniz'in suyu, H₂S seçici adsorban olarak aktif karbon yatağından geçirilir. Sıkıştırılmış sıvı bu yataktan geçirildiğinde H₂S bu sıvı tarafından adsorbe edilir ve daha sonra NaOH çözeltisi ile yeniden toplanır. H₂S giderildikten sonra tuzlu su elde edilmektedir. Bu yan ürün ek işlemlerden geçirilerek tatlı su elde edilebilir.

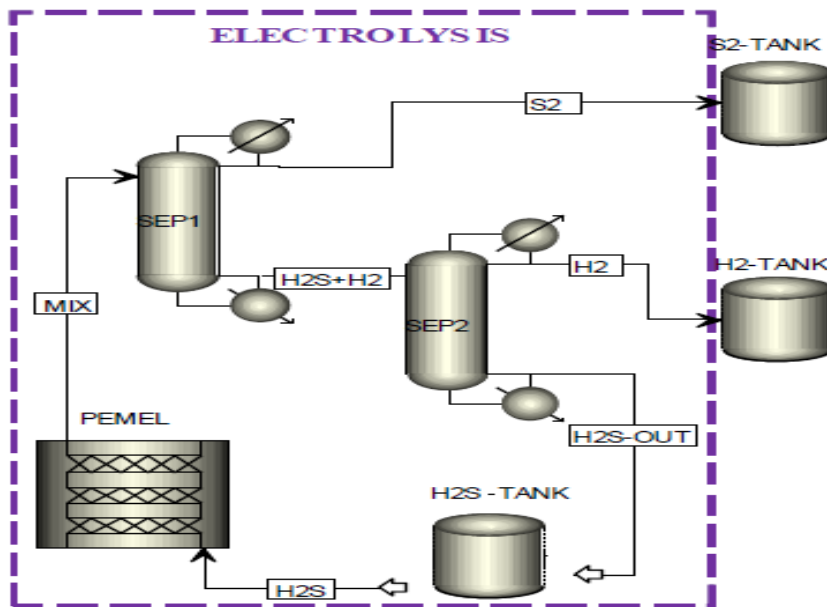
Karadeniz suyu için ortalama H₂S konsantrasyonunun 8 mg/L olduğu belirlenmiştir. Bu durum 1 saat boyunca 1 L deniz suyundan H₂S adsorbe etmek için 3,8 kg aktif karbon gerektiğini göstermektedir. Bu, sırayla iki reaktörün çalışması gerektiğini (biri adsorpsiyon, diğeri ise NaOH ile geri kazanılması) ortaya koymaktadır [23]. Adsorpsiyon ve elektroliz modülleri ana bileşeni oluşturmaktadır. Elektroliz için gereken elektrik güneş ve rüzgâr gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilebilir. Karadeniz'de, ana ünite kıyıya (Şekil 4.6a) veya deniz tabanına (örneğin, Şekil 4.6b'deki gibi eski bir askeri denizaltına) kurulabilir. Üretilen hidrojen boru hattı vasıtasıyla sahile gönderilebilir [23].



Şekil 4.6. Tasarlanan sistemin muhtemel kurulum şemaları [23]

Deniz suyunun yüzeye çıkarılması (pompalama) işleminde derinliklerdeki yüksek basınç nedeniyle daha az enerjiye gereksinim duyulur. Ancak işlenmiş deniz suyunun tekrar denize bırakılması için gerekli olacak deşarj hattı maliyetli olacaktır. Denizin altına kurulacak bir tesiste ürünlerin deniz yüzeyine çıkarılması işlemi zor olmasına rağmen ekolojik ve çevresel anlamda bu tesis daha uygun olduğu söylenebilir. Denizaltında çalışacak olan tesiste yükünü boşaltmak için yüzeye çıkabilen, hareketli, dikey bir santral inşa etmek gerekebilir.

Bu tezde, H_2S 'den hidrojen üretiminde yani H_2S 'nin elektrolizinde kullanılacak olan enerji kaynaklarının potansiyeli üzerine bir çalışma yapılacağı göz önüne alınırsa, daha çok H_2S 'nin elektrolizi ile ilgilenilmiştir.



Şekil 4.7. Aspen Plus programında tasarlanan sistemin proses akış şeması [27]

Midilli, Öztürk ve Dinçer yaptıkları çalışmada, bir PEM elektrolizörde H₂S'yi hidrojen ve sülfür ayırmışlardır. Şekil 4.7'de H₂S'nin elektroliz proses şeması verilmiştir. Aspen Plus programında modellenen elektroliz prosesinde, 800 kPa basınçta 100 kg/h PEM elektrolizörüne girmektedir. Öncelikle Sülfür, birinci separatörde (SEP1) ayrılmakta ve sülfür tankında depolanmaktadır. Daha sonra H₂S ve hidrojen karışımı ikinci separatöre (SEP2) girmekte ve oradan üretilen hidrojen, H₂ tankına; H₂S de H₂S tankına depolanmaktadır. Çizelge 4.2'de modellenen prosesin tasarım özellikleri verilmiştir.

Çizelge 4.2. Aspen Plus programında tasarlanan sistemin tasarım özellikleri [27]

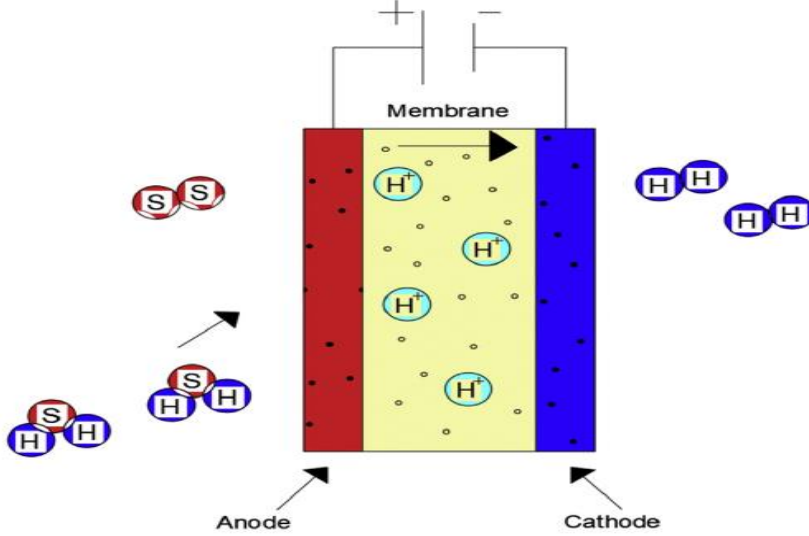
Komponent adı	Açıklama	Özellikler
PEMEL (polymer electrolyte membrane electrolyzer)	Electrolyzer	Reactor Length= 3 m Reactor Diameter = 1 m Power law kinetic expression k= 7.64 x 10 ⁸ E= 206.85 kJ/kmol
SEP1	Seperator	Outlet stream= S2 S ₂ split fraction= 1 Pressure drop= 0
S ₂ -TANK	Tank	Pressure drop= 0
SEP2	Seperator	Outlet stream= H2 H ₂ split fraction=1 Pressure drop= 0
H ₂ -TANK	Tank	Pressure drop= 0
H ₂ S-TANK	Tank	Pressure drop= 0

Elektrokimyasal reaksiyonlar ile hidrojen üretiminde etkili ve pratik bir yöntem olan elektroliz yönteminde alkalın elektrolizör, polimer elektrolit membran elektrolizör (PEMEL) ve yüksek sıcaklık elektrolizör gibi farklı elektrolizörler kullanılabilmektedir. Alkalın elektrolizörler endüstride daha çok kabul görseler de polimer elektrolit membran elektrolizörler daha verimli, daha yüksek üretim kapasitesine sahip ve daha az maliyetli sistemlerdir. Ayrıca düşük sıcaklıklarda ve yüksek basınçlarda kullanıma daha uygundur [25].

PEMEL elektrolizördeki kimyasal reaksiyonlar Eş. 4.1 ve Eş. 4.2'de verilmiştir.

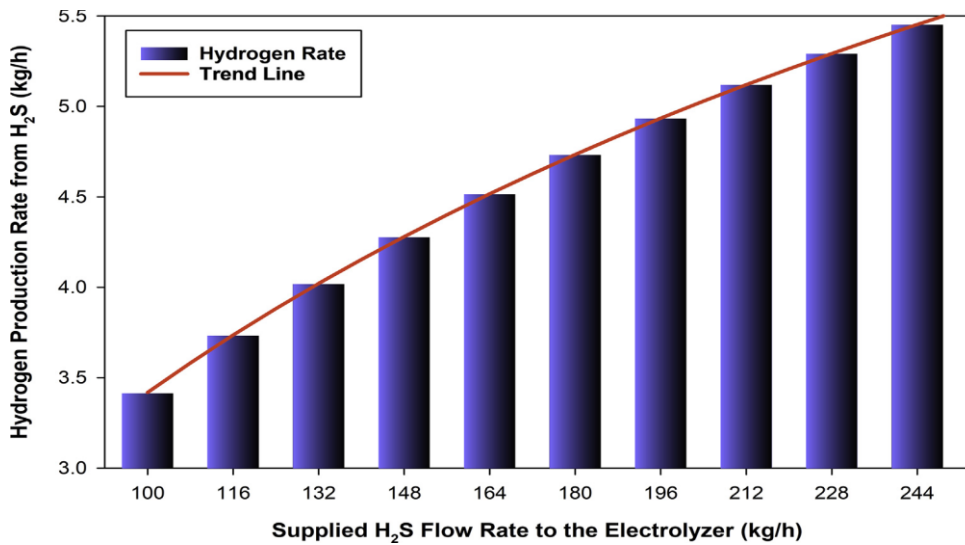


H₂S'nin elektrolizinde hidrojen ve kükürdü elde etmek için iki elektrot arasından doğru akım geçirilir. Şekil 4.8'de görüldüğü üzere anotta sülfür, katotta hidrojen toplanır.



Şekil 4.8. PEM elektrolizörün çalışma prensibi [25]

Midilli, Öztürk ve Dinçer tasarladıkları sistemde, elektrolizöre 100 kg/h H₂S girmekte olup 3,42 kg/h H₂ ve 45,63 kg/h S çıkmaktadır. Çıkan ürünlerin diğer çalışmalarda yapılan değerlere yakın olduğunu görmüşlerdir. Ancak bu sistemde H₂S'nin %100 dönüşmediği varsayılmıştır (Bkz. Şekil 4.7). Giren H₂S miktarı arttıkça hidrojen üretim oranlarının arttığı da görülmüştür (Şekil 4.9). Ayrıca artan reaktör sıcaklıklarında H₂S'nin, hidrojen ve kükürde ayrışma oranlarının düştükleri gözlemlenmiştir [27].



Şekil 4.9. Artan hidrojen sülfür miktarı ile hidrojen üretim miktarı [27]

Karapekmez ve Dinçer yaptıkları çalışmada, PEM elektrolizöre 100 kg/h H_2S girdiğinde yaklaşık olarak 5,87 kg/h H_2 ve 93,93 kg/h S elde edebileceklerini göstermişlerdir. H_2S 'nin %100 ayrıştığını varsaymışlardır. Yaptıkları çalışmada 150 °C sıcaklıkta, 100 kg/h H_2S 'nin elektrolizi için gerekli olan enerjinin 0,075 MW olduğunun ve bunun lineer olarak arttığının sonucuna varmışlardır [26].

İncelenen çalışmalar neticesinde, Karadeniz'in diplerinde bulunan H_2S 'den hidrojen üretimi için düşünülen tesisin özelliklerine karar verilmiştir. Bu tesis tasarlanırken elektroliz aşamasında bazı kabuller yapılmıştır:

- Ortam sıcaklığı 25 °C, basınç 101,325 kPa'dır.
- Tüm gazlar ideal kabul edilmiştir.
- Sistem ve çevre arasındaki ısı alışverişi ihmal edilebilir seviyededir.
- Ekserjiler ile kinetik ve potansiyel enerjilerin değişimleri ihmal edilebilir seviyededir.
- Proses kararlı ve sürekli akış olarak kabul edilmiştir.
- Tüm bileşenlerin sabit sıcaklık ve basınçta çalıştıkları varsayılmıştır.
- Elektrik kayıpsız olarak iletilebilmektedir.
- H_2S , hidrojen ve sülfürün elektroliz sırasında basınç ve sıcaklıkları (150 °C, 0,8 MPa) sabittir.
- H_2S 'nin kütle debisi 100 kg/h olarak kabul edilmiştir.

Bu kabuller neticesinde kullanılan simülatör programında, 100 kg/h H_2S 'nin elektroliz sonucunda 5,87 kg/h hidrojen üretebilmek için gerekli enerji miktarı da 0,075 MW olmaktadır [26].

Kurulacak olan tesisin, günlük 140,8 kg; yıllık 50 tonluk hidrojen üretebilecek kapasitede olması düşünülmüştür. Bakım, arıza gibi durumlar düşünülerekten bir yıl 355 gün olarak alınmıştır. Elektroliz prosesi bu şekilde tasarlandığında yaklaşık olarak 638,85 MWh'lik bir enerjiye ihtiyaç vardır. Bu sistemde yıllık 852 ton H_2S 50 ton hidrojene dönüşecektir.

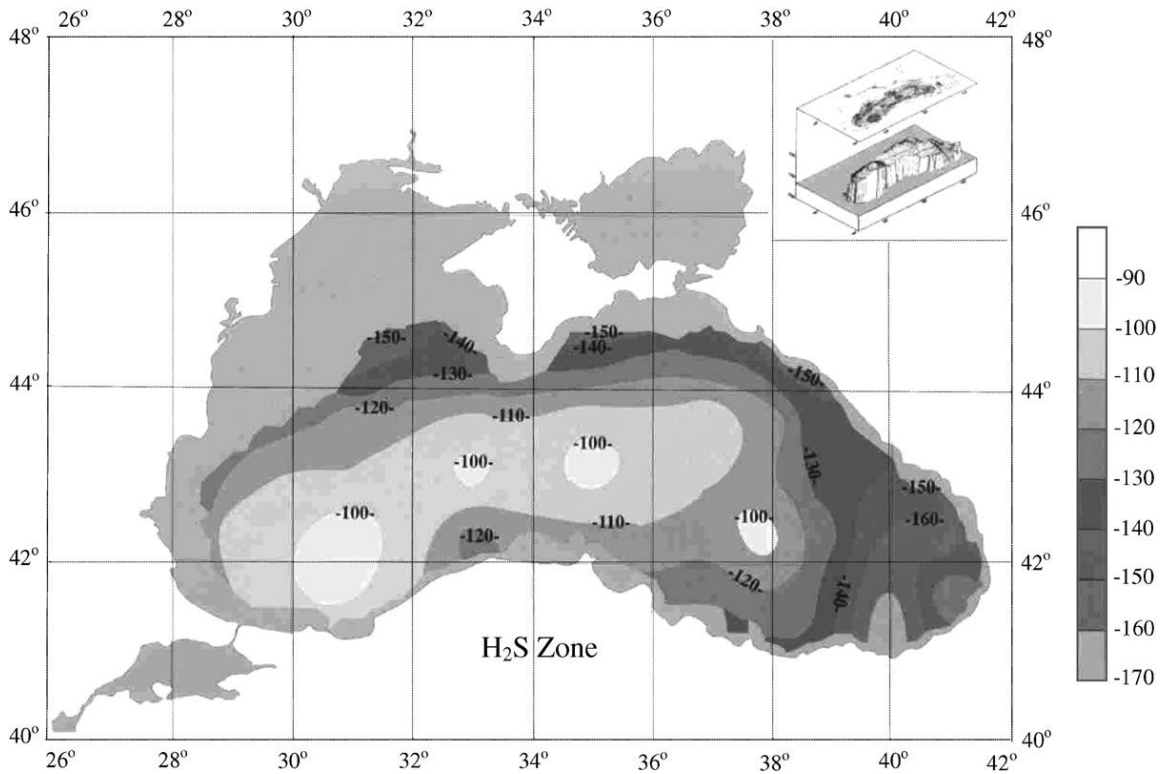
Şekil 4.10'da Karadeniz'deki H_2S 'nin oluşumundan, H_2S 'den hidrojen üretimine kadar olan aşamalar gösterilmiştir. H_2S gazı, Karadeniz'in endüstriyel ve evsel atıklar ile kirlenmesi sonucu, burada meydana gelen bakteriyel bozunmalar ile oluşmaktadır. H_2S 'den hidrojen ve

5. YENİLEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI KULLANILARAK HİDROJEN SÜLFÜRDEN HİDROJEN ÜRETİMİ

Tasarlanan tesiste yıllık 50 ton hidrojen üretilecek olup 638,85 MWh'lık bir enerjiye ihtiyaç olduğu hesaplanmıştır. Tezin amacı bu enerjiyi Karadeniz'de bulunan yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlamaktır. Bu bölümde Karadeniz'deki güneş ve rüzgar enerji potansiyelleri analiz edilerek H_2S 'den hidrojen üretim tesisinin nereye kurulacağına karar verilmiştir.

5.1. Hidrojen Kombine Üretim Sisteminin Kurulacağı Lokasyonun Belirlenmesi

%90 anaerobik olan Karadeniz'de yüksek miktarlarda H_2S mevcuttur. Şekil 5.1'de Karadeniz'deki H_2S dağılımı verilmiştir. Karadeniz'in orta bölgelerinde yaklaşık 100 m'de H_2S 'ye ulaşılabilirken kıyı bölgelerinde 125-150 m'de H_2S tabakasına ulaşılabilir. Ancak doğu ve orta Karadeniz kıyılarına göre Marmara ve batı Karadeniz kıyılarında daha sığ yüzeylerde H_2S 'ye ulaşmak daha mümkün gözükmektedir.



Şekil 5.1. Karadeniz'deki hidrojen sülfür dağılımı [74]

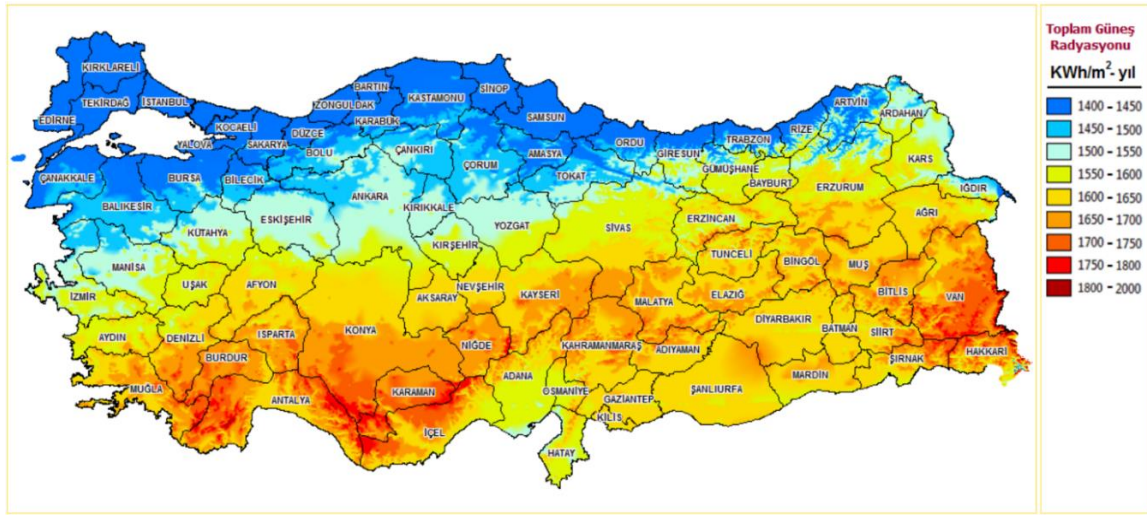
5.1.1. Lokasyon belirlenirken dikkat edilen hususlar

Üretim tesisinin yeri belirlenirken farklı parametrelere dikkat edilmesi gerekmektedir. İstenilen her yere istediğimiz şekilde bir tesis kurulması mümkün değildir. Bunun için aşağıda belirtilen hususlar göz önüne alınmıştır:

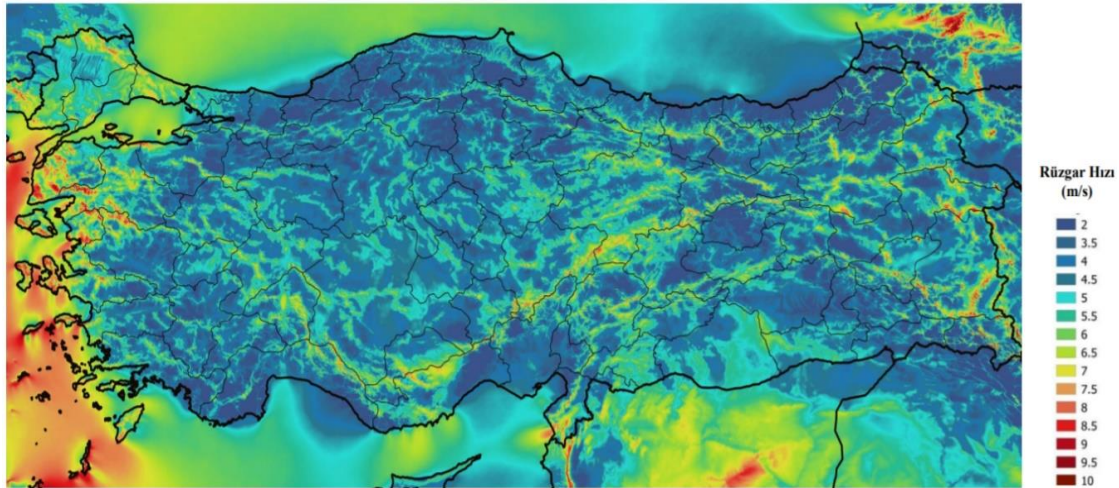
- Onshore enerji santrallerinin, offshore enerji santrallerine göre kurulum ve işletme maliyetlerinin daha düşük olması ve kullanımının daha yaygın olması sebebiyle tasarlanacak tesisin karada olması tercih edilmiştir.
- Karadeniz'den H₂S çıkarılıp bundan hidrojen üretileceği göz önüne alındığında tesisin Karadeniz'in kıyı kesimlerine yakın olması gerektiği düşünülmüştür.
- Tesisin kurulacağı yer belirlenirken yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilebilecek enerji potansiyeli göze alınmıştır. Sadece Karadeniz'in kıyılarındaki güneş ve rüzgar enerji potansiyelleri incelenmiş ve yıllık ne kadar enerji sağlayabileceğimiz açıklanmaya çalışılmıştır.
- Güneş ve rüzgar enerji potansiyelleri belirlenirken T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın yayınlamış olduğu Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası ve Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlaslarından yararlanılmıştır. Bu atlaslar, ülkemizdeki güneş ve rüzgar enerjisinin en iyi uygulama alanlarının nereler olduğunu, belirlenen bu yerlerdeki güneş ve rüzgar enerjisine dayalı elektrik veya ısı enerjisi üretim imkânlarını belirlemek amacıyla oluşturulmuştur. Analizi yapılacak bölgeler bu atlaslardaki en yüksek potansiyele sahip alanlardan seçilmiştir.
- İlgilenilen bölgenin arazi yapısı ve bitki örtüsü, arazi mülkiyeti, ulaşım imkanları, arazi içerisindeki fay hatları gibi parametreler dikkate alınmıştır.
- Trafo merkezleri ve enerji nakil hatlarına yakınlıkları dikkate alınmıştır.
- Arazinin yüksekliği, arazinin bakı ve eğimi, sulak alanlar, arazideki orman varlığı gibi durumlar incelenmiştir.
- Arkeolojik ve çevresel kısıtlamaların olduğu alanlar da göz önüne alınmıştır.

Ayrıca yer seçimi yapılırken yatırım ve işletme maliyetleri gibi ekonomik etkenler; depolama, dağıtım ve ulaşım gibi teknik etkenler; insan sağlığı ve çevre bilinci gibi çevresel etkenler ile istihdam ve teşvikler gibi sosyal etkenlerin önemi de göz ardı edilmemiştir.

Karadeniz kıyılarında güneş ve rüzgar enerjisi potansiyeli belirlenirken GEPA (Harita 5.1) ve REPA (Harita 5.2) dikkate alınmış ve her ilden bir nokta belirlenerek hesaplamalar yapılmıştır. Belirlenen kapasite de hidrojen üretimi için gerekli olan 638,85 MWh'lık enerji elde etmek için kapasite faktörleri göz önünde bulundurularak güneş enerjisi kurulu gücü 1 MW, rüzgar enerjisi kurulu gücü 0,8 MW olan santrallerin kurulması düşünülmüştür. Bu kurulu güçlere göre yıllık enerji potansiyelleri hesaplanmıştır.



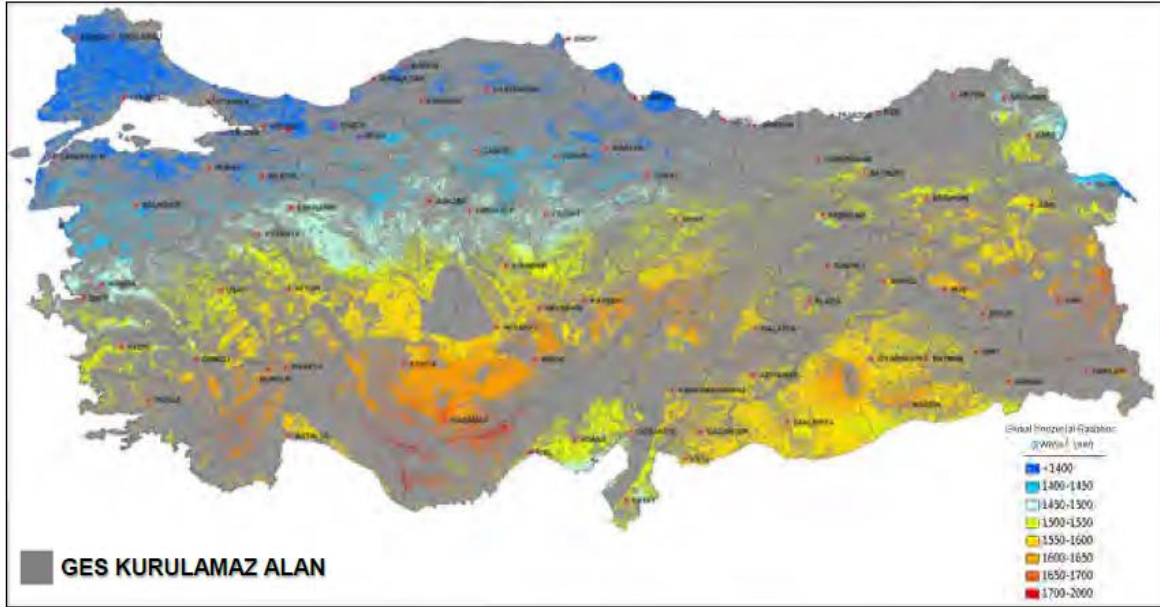
Harita 5.1. Türkiye güneş enerjisi potansiyeli atlası (GEPA) [77]



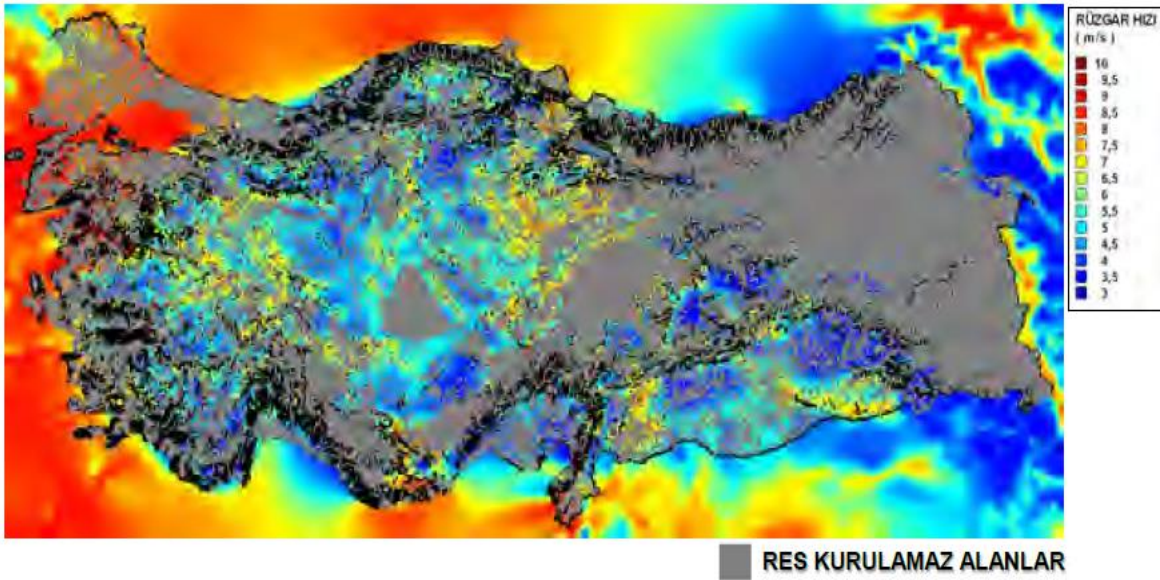
Harita 5.2. Türkiye rüzgar enerjisi potansiyeli atlası (REPA) [78]

Harita 5.1'de verilen GEPA haritasında yıllık m^2 başına toplam güneş radyasyonu kWh olarak verilmiştir. Harita 5.2'de verilen REPA haritasında ise yıllık m/s olarak rüzgar hızları verilmiştir. İki haritadan da Doğu Karadeniz bölümünün hem güneş hem de rüzgar enerji potansiyellerinin çok az olduğu görülmektedir.

Ayrıca yer seçimi yapılırken Harita 5.1’de GES kurulamaz alanlar ve Harita 5.2’de RES kurulamaz alanlar verilmiştir ve bu haritadaki uygun alanlardan tesis için seçim yapılmıştır.



Harita 5.3. Türkiye GES kurulamaz alanlar haritası [79]



Harita 5.4. Türkiye RES kurulamaz alanlar haritası [80]

Dikkate alınan hususlar neticesinde Karadeniz kıyılarındaki güneş ve rüzgar enerjisi potansiyelleri hesaplanmıştır. Doğu Karadeniz bölümünün gerek hem rüzgar hem de güneş enerji potansiyelinin düşük olması gerek santral kurulamayacak alanların yoğunluğundan

dolayı buradaki iller değerlendirilmeye alınmamıştır. Karadeniz kıyısında bulunan 11 il üzerinde çalışmalar gerçekleştirilmiştir.

5.2. Karadeniz Kıyılarındaki Güneş Enerjisi Potansiyeli

Türkiye güneş kuşağı içerisinde yer almakta olup coğrafi konumu nedeniyle önemli bir güneş enerjisi potansiyeline sahiptir. Türkiye yıllık bazda tüm illeri Güneş enerjisinden elektrik elde edilebilecek potansiyele sahip bir ülkedir. Karadeniz kıyılarında yıllık m^2 başına toplam güneş radyasyonu ortalama 1400-1450 kWh olarak gözükmektedir.

Karadeniz kıyılarında güneş enerjisi potansiyeli belirlenirken GEPA dikkate alınmış ve her ilden bir nokta belirlenerek hesaplamalar yapılmıştır. Analizini yapılan nokta seçilirken güneş enerjisi potansiyeli yakın olan yerlerde, daha doğru karşılaştırma yapabilmek adına rüzgar enerji potansiyeli atlasına göre en yüksek rüzgar potansiyeli olan yerlerin seçilmesine dikkat edilmiştir. Aynı zamanda GES ve RES kurulamaz alanlar da göz önünde bulundurulmuştur. Güneş enerjisi potansiyel atlasından ve PVGIS simülasyon programından her 11 ilin en yüksek güneş radyasyon değerleri seçilerek üretilebilecek enerji miktarı bulunmuştur.

5.2.1. Karadeniz kıyılarındaki güneş enerjisi potansiyeli ve PVGIS ile analizi

Bir güneş enerjisi santralının yıllık enerji üretiminin ekonomik açıdan değerlendirilmesi çok önemlidir. Bu bağlamda, yıllık enerji üretimi ile ilgili enerji analiz çalışmaları yapılırken gerçeğe daha yakın sonuçlar elde etmek için simülasyon yazılım programları kullanılmaktadır. Bu tez çalışmasında, Avrupa Komisyonu Enerji ve Ulaşım Enstitüsü tarafından, yıllara göre yatay düzleme gelen toplam güneş radyasyonunun aylık ortalamalarına dayandırılmasıyla hazırlanan ücretsiz PVGIS yazılım programı kullanılmıştır.

Ücretsiz bir simülasyon yazılım programı olan PVGIS, PV sistem ve tesislerinin güneş ışınım haritalarına göre aylık ve yıllık güneş ışınım değerleri (kWh/m^2) ile potansiyel elektrik üretimi (kWh) gibi değerleri hesaplamaktadır. Google veri tabanını kullanan PVGIS, bu hesaplamaları yaparken sistem performans oranı, PV modülünün çeşidi, modülün montaj özellikleri ve açıları, modülün toplam kapasitesi, modül izleme özellikleri

gibi parametreleri kullanır ve kullanıcı tarafından harita üzerinde belirlenen enlem ve boylamlarda istenilen hesaplamaları yapar [81].

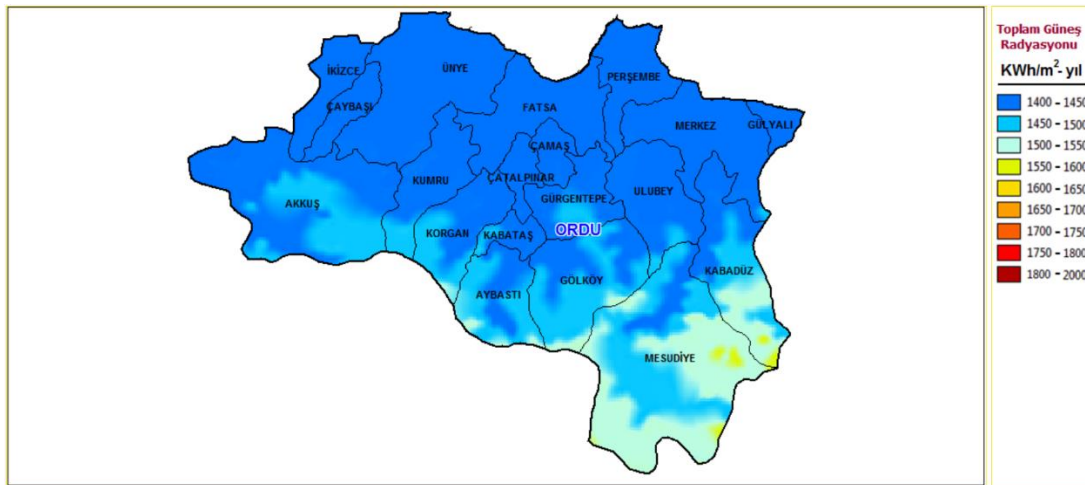
PVGIS programında yapılan enerji analizi kapsamında:

- Güneş radyasyon veri tabanı olarak PVGIS-SARAH veri tabanı kullanılmıştır.
- Tasarlanacak sistemin kurulu gücü 1000 MW olarak seçilmiştir.
- GEPA haritalarına göre belirlenen koordinatları program üzerinden seçilmiştir.
- PV güneş paneli olarak kristal silikon PV modülü seçilmiştir.
- Sistemin yük kayıpları standard olarak %14 kabul edilmiştir.
- PV güneş panellerinin montaj eğimi (35°) ve yatay azimut açısı (0°) program tarafından optimum olarak otomatik seçilmiştir.

Bu veriler ışığında belirlenen 11 ilin en yüksek potansiyeline sahip noktalarından yıllık olarak elde edilebilecek enerji hesaplanmıştır.

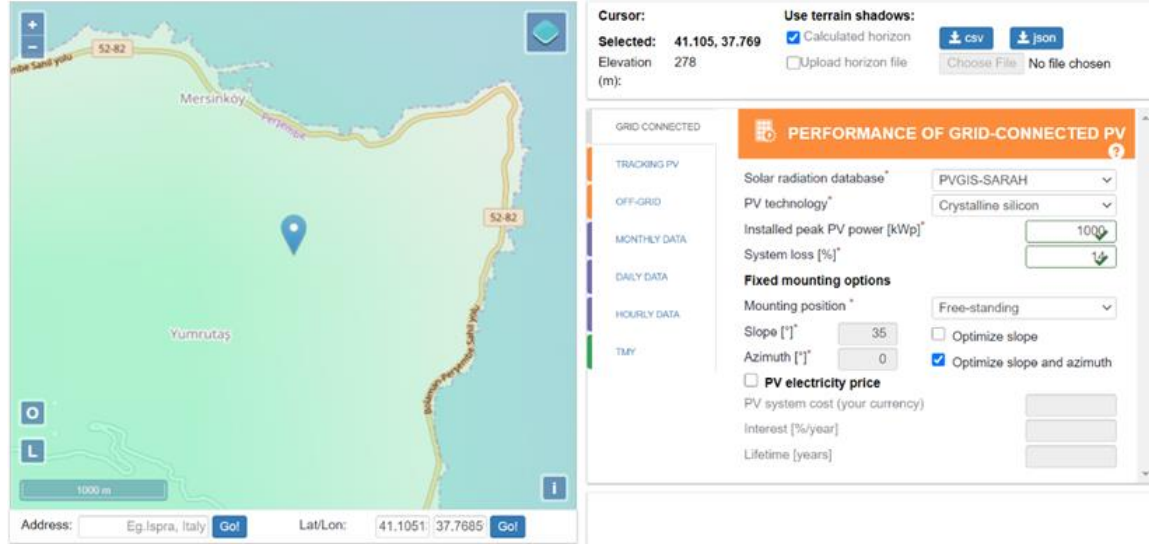
5.2.2. Ordu ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi

Ordu, orta Karadeniz’de yer almakta olup Harita 5.5 ‘te verilen Ordu toplam güneş radyasyonu haritası incelendiğinde kıyı kesimlerinin güneş enerji potansiyelleri hemen hemen birbirine yakındır. Buna göre seçilen noktanın koordinatları $41^\circ06'18.0''N$ $37^\circ46'08.4''E$ olarak belirlenmiştir.



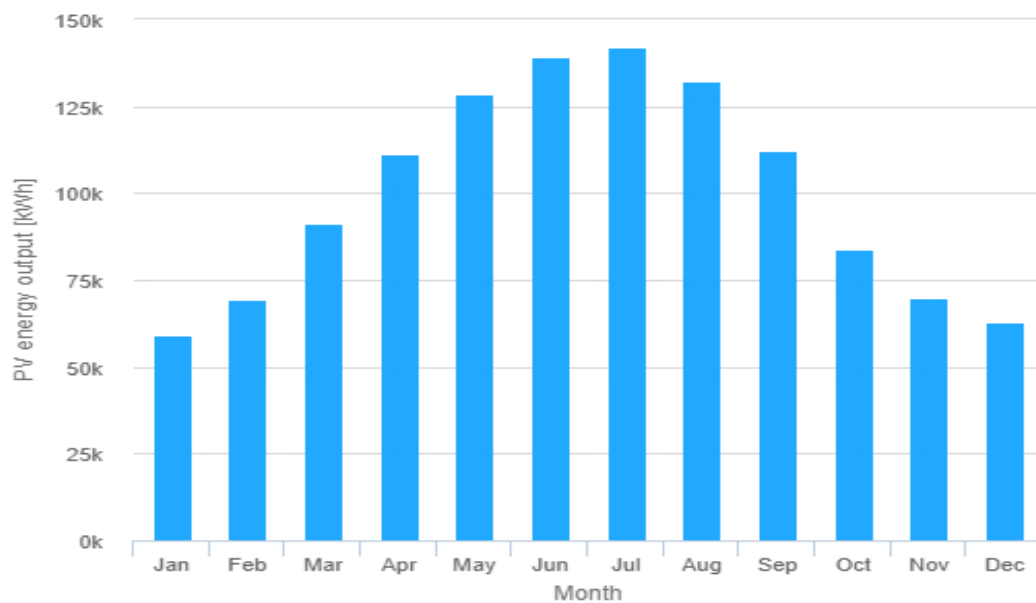
Harita 5.5. Ordu ilinin yıllık m^2 başına toplam güneş radyasyonu haritası [77]

Seçilen nokta PVGIS programına girilmiş ve yukarıda belirlediğimiz enerji analizi kapsamına göre PV tasarımı yapılmıştır (şekil 5.2).



şekil 5.2. Ordu ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi

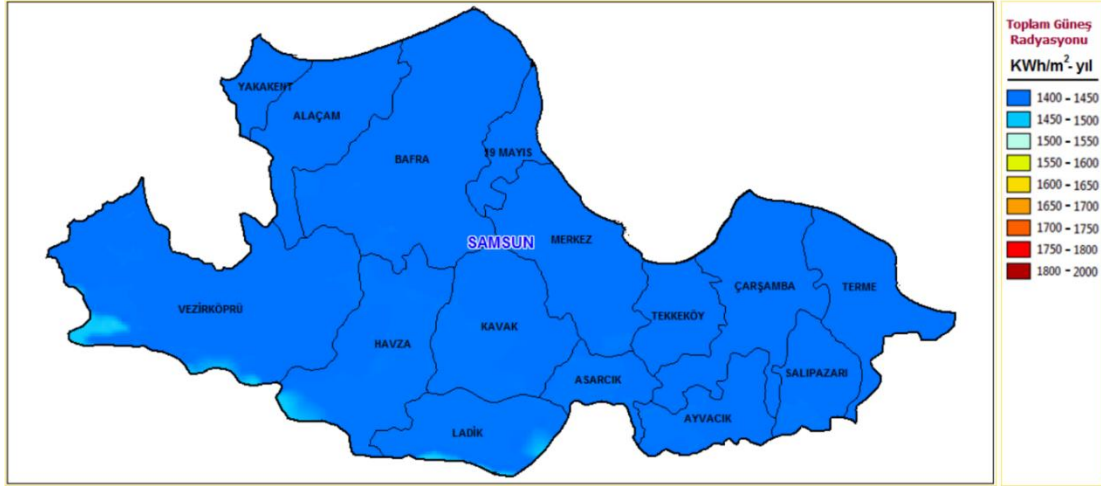
şekil 5.2’de tasarlanan sistemin aylık enerji üretim miktarları verilmiştir. Ay bazında en yüksek enerji üretimi temmuz ayında 142,3 MWh, en düşük enerji üretimi ocak ayında 59 MWh’dir. Ordu’da seçilen alanda tasarlanacak olan PV sisteminin yıllık enerji retimi 1203,1 MWh olarak hesaplanmıştır.



şekil 5.3. Ordu ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi

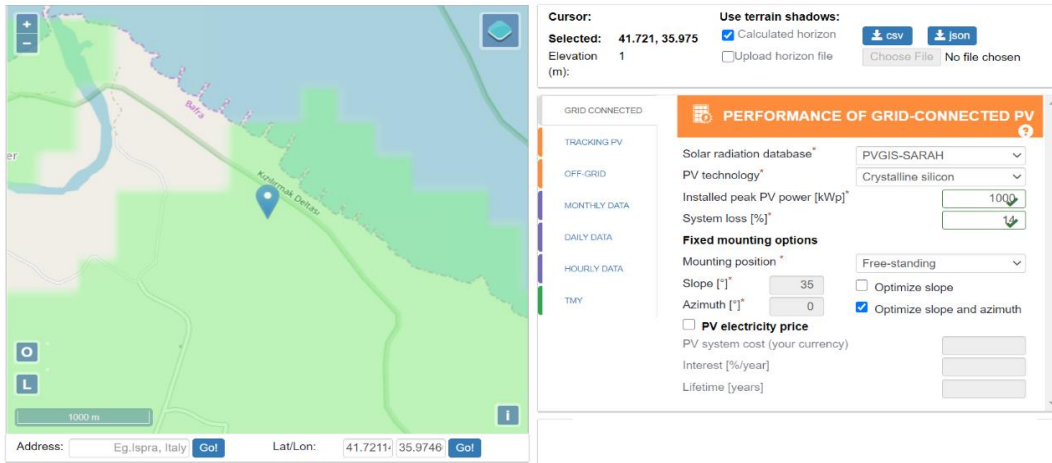
5.2.3. Samsun ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi

Samsun orta Karadeniz bölümünün diğer bir ilidir. Samsun'da da kıyı kesimlerdeki güneş radyasyonu birbirine yakındır (Harita 5.6). Buna göre seçilen noktanın koordinatları $41^{\circ}43'15.6''N$ $35^{\circ}58'30.0''E$ olarak belirlenmiştir.



Harita 5.6. Samsun ilinin yıllık m² başına toplam güneş radyasyonu haritası [76]

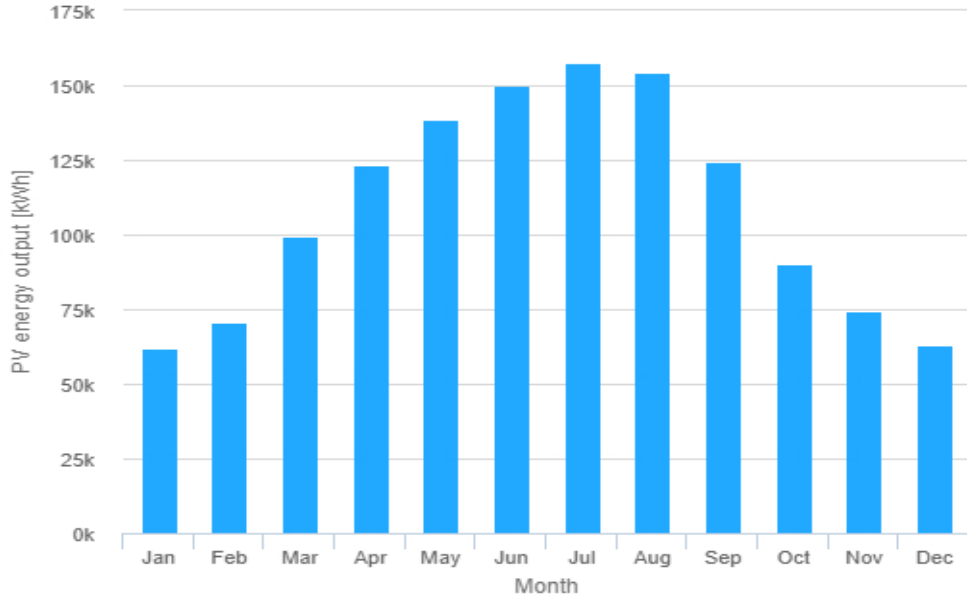
Seçilen nokta PVGIS programına girilmiş ve yukarıda belirlediğimiz enerji analizi kapsamına göre PV tasarımı yapılmıştır (Şekil 5.4).



Şekil 5.4. Samsun ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi

Tasarlanan sistemin aylık enerji üretim miktarları Şekil 5.4'te verilmiştir. Temmuz ayında enerji üretimi 157,7 MWh ile maksimum olurken, ocak ayında 61,8 MWh ile minimum

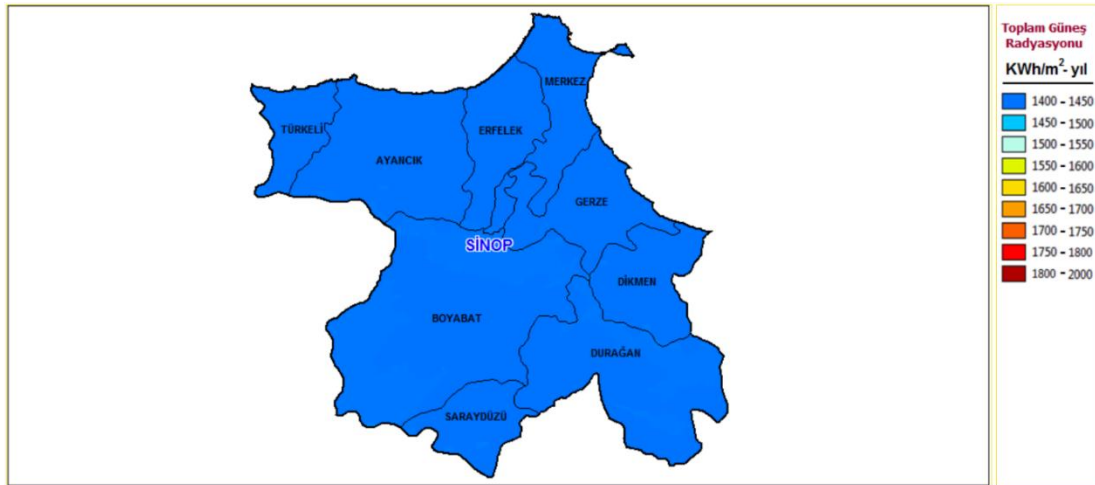
değerdedir. Samsun’da tasarlanacak olan PV sisteminin yıllık enerji üretimi 1308,1 MWh olarak hesaplanmıştır.



Şekil 5.5. Samsun ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi

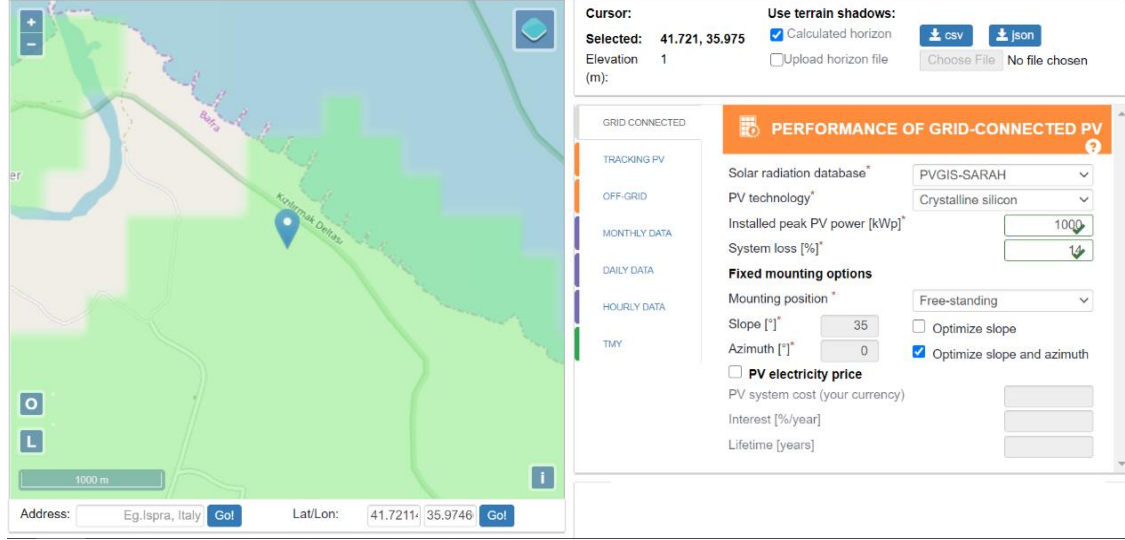
5.2.4. Sinop ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi

Karadeniz’de kıyı kesimde yer alan diğer bir şehir Sinop’tur. Harita 5.7’de görüleceği üzere güneş radyasyonu her yerde aynıdır. Koordinatları 42°02'06.0"N 35°10'58.8"E olan nokta seçilmiştir.



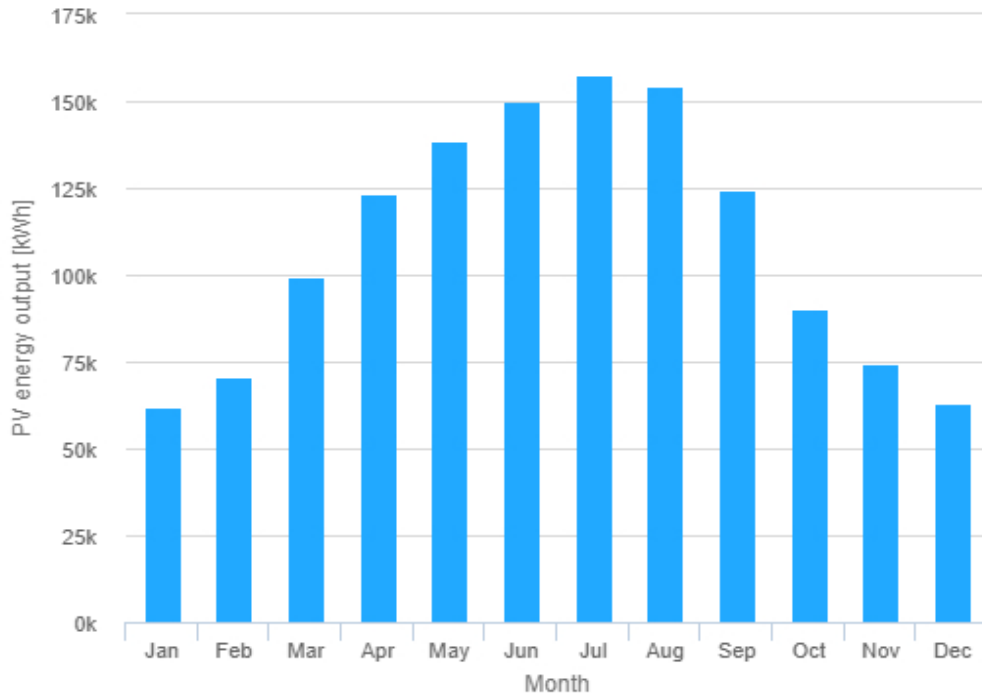
Harita 5.7. Sinop ilinin yıllık m² başına toplam güneş radyasyonu haritası [77]

Seçilen nokta PVGIS programına girilmiş ve yukarıda belirlediğimiz enerji analizi kapsamına göre PV tasarımı yapılmıştır (Şekil 5.6).



Şekil 5.6. Sinop ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi

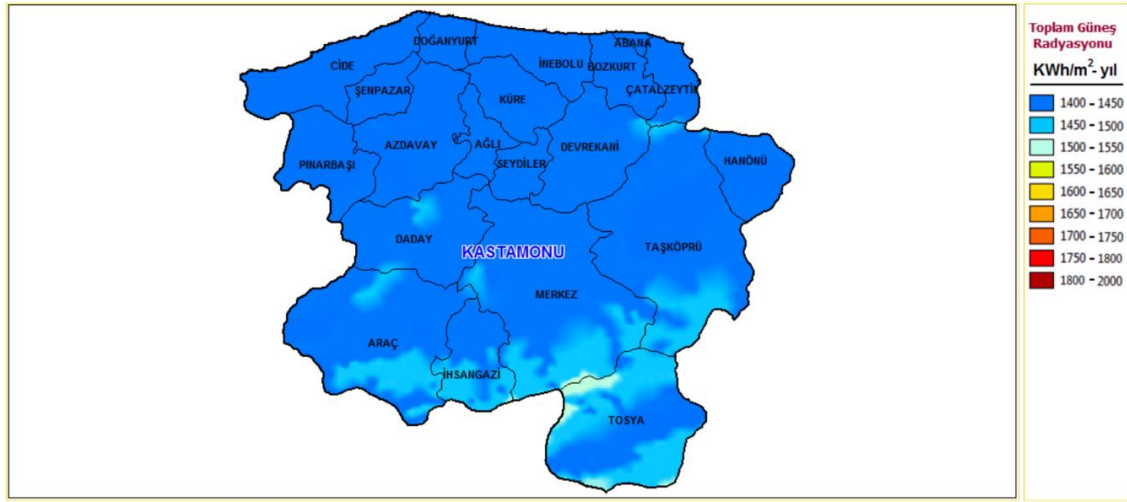
Tasarlanan sistemin aylık enerji üretim miktarları Şekil 5.7’de verilmiştir. Sinop’ta tasarlanacak olan PV sisteminin yıllık 1308,1 MWh’lık enerji üretebileceği hesaplanmıştır.



Şekil 5.7. Sinop ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi

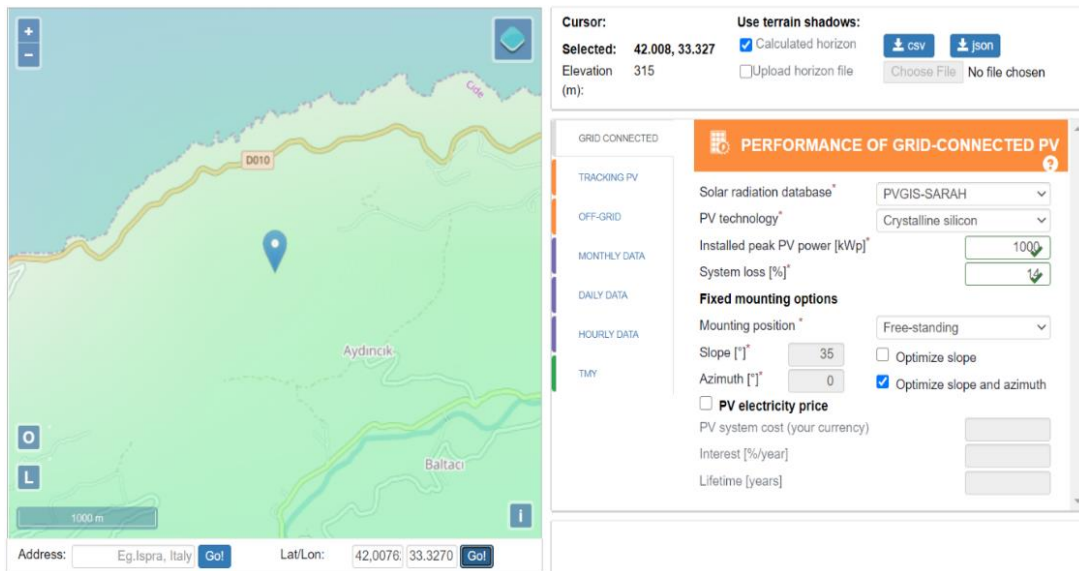
5.2.5. Kastamonu ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi

Kastamonu, batı Karadeniz’de yer almakta olup Harita 5.8 ‘te verilen Kastamonu toplam güneş radyasyonu haritası incelendiğinde kıyı kesimlerinin güneş enerji potansiyellerinin birbirine yakın olduğu görülmüştür. Buna göre seçilen noktanın koordinatları 42°00'28.8"N 33°19'37.2"E olarak belirlenmiştir.



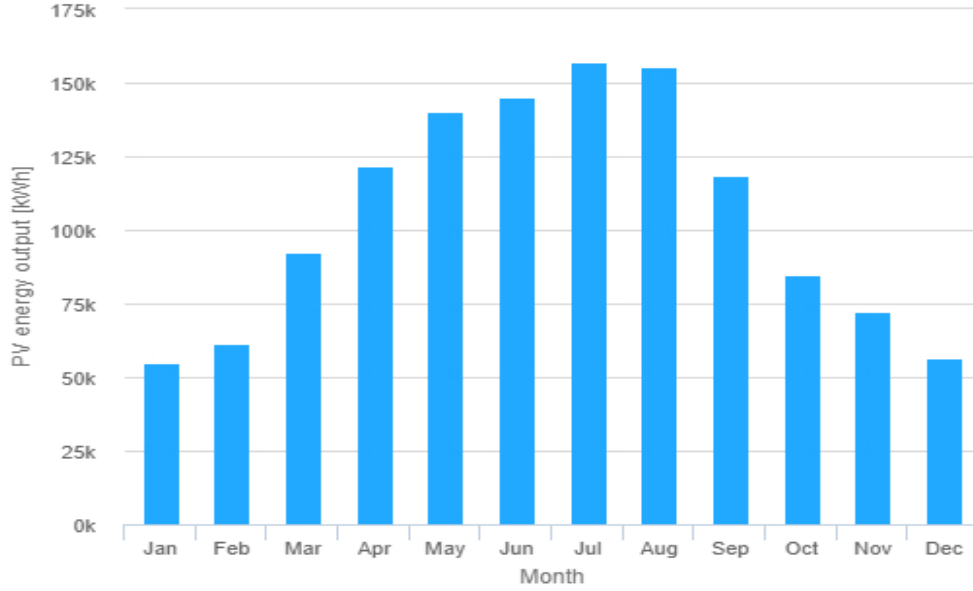
Harita 5.8. Kastamonu ilinin yıllık m² başına toplam güneş radyasyonu haritası [77]

Seçilen nokta PVGIS programına girilmiş ve yukarıda belirlediğimiz enerji analizi kapsamına göre Şekil 5.8’de gösterildiği üzere PV tasarımı yapılmıştır.



Şekil 5.8. Kastamonu ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi

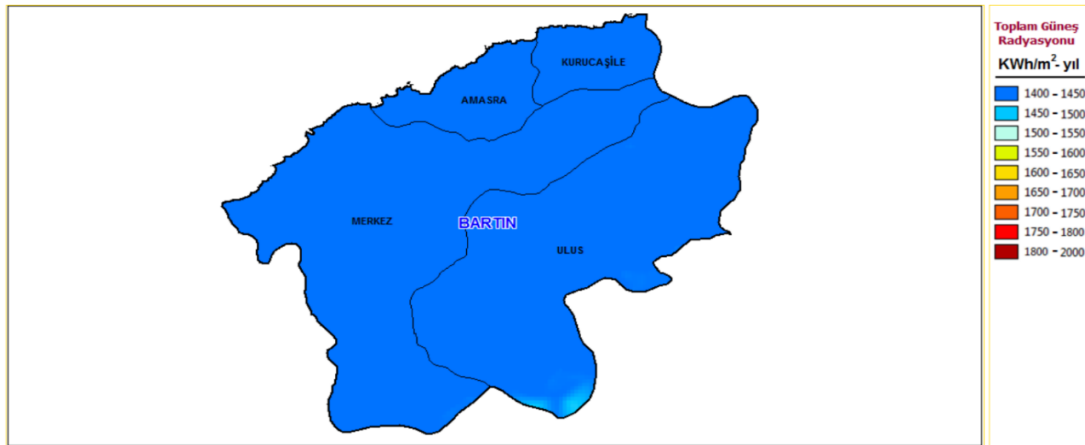
Tasarlanan sistemin aylık enerji üretim miktarları Şekil 5.9’da verilmiştir. Kastamonu’da seçilen alanda tasarlanacak olan PV sisteminin yıllık enerji üretimi 1260,2 MWh olarak hesaplanmıştır.



Şekil 5.9. Kastamonu ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi

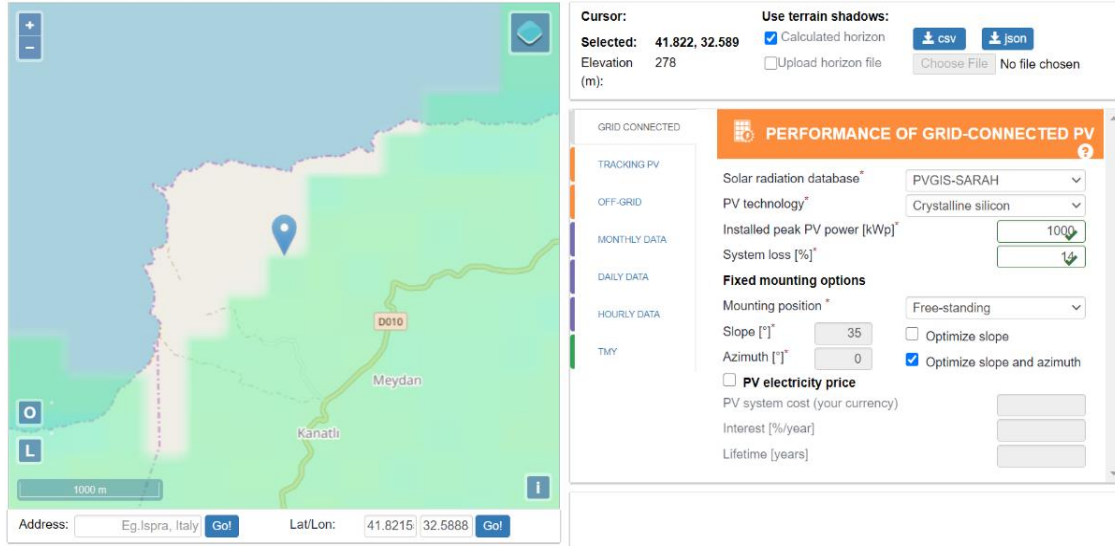
5.2.6. Bartın ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi

Karadeniz’de kıyı kesimde yer alan diğer bir şehir Bartın’dır. Harita 5.9’de görüleceği üzere Bartın’ın güneş radyasyonu hemen hemen her yerde aynıdır. Koordinatları 41°49'19.2"N 32°35'20.4"E olan nokta seçilmiştir.



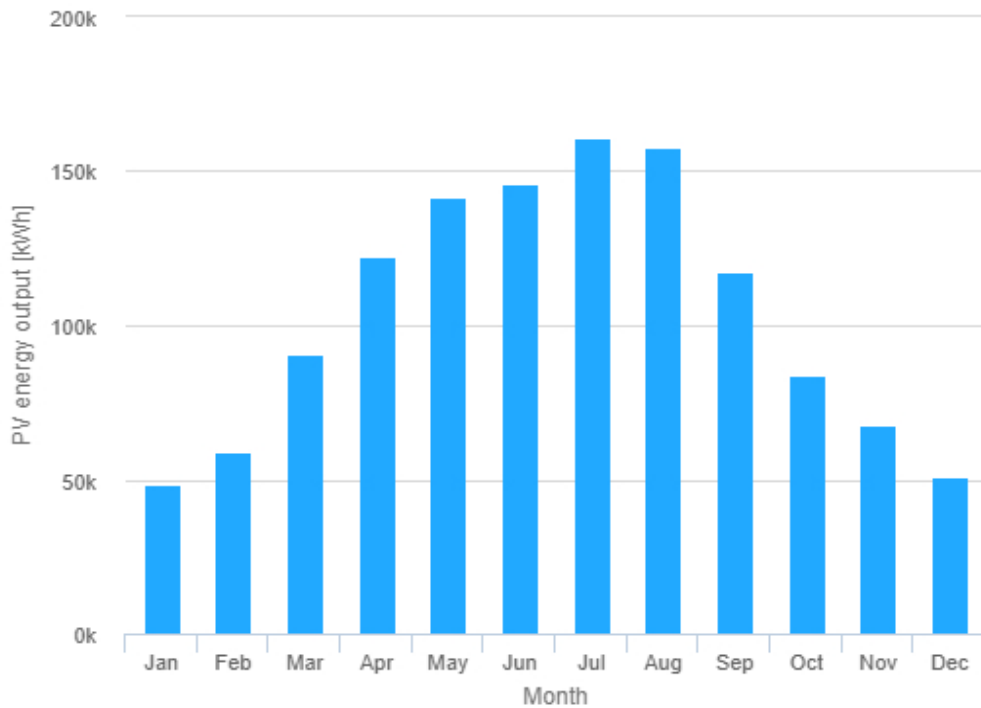
Harita 5.9. Bartın ilinin yıllık m² başına toplam güneş radyasyonu haritası [77]

Seçilen nokta PVGIS programına girilmiş ve yukarıda belirlediğimiz enerji analizi kapsamına göre PV tasarımı yapılmıştır (Şekil 5.10).



Şekil 5.10. Bartın ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi

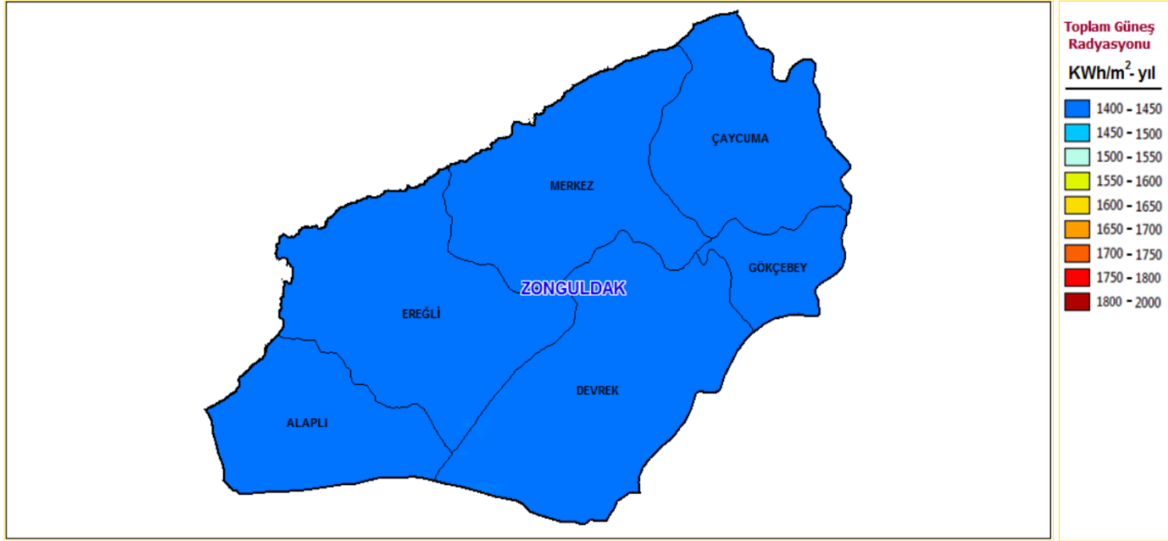
Tasarlanan sistemin aylık enerji üretim miktarları Şekil 5.11’de verilmiştir. Bartın’da tasarlanacak olan PV sisteminin yıllık 1247,3 MWh’lık enerji üretebileceği hesaplanmıştır.



Şekil 5.11. Bartın ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi

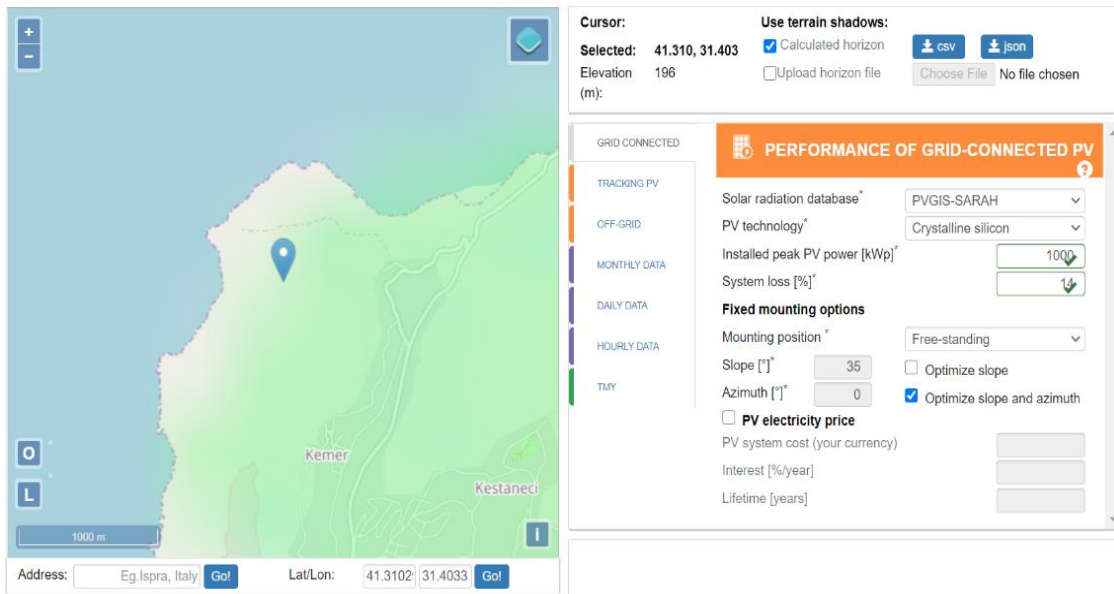
5.2.7. Zonguldak ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi

Zonguldak batı Karadeniz bölümünün diğer bir ilidir. Zonguldak'ta da kıyı kesimlerdeki güneş radyasyonu birbirine yakındır (Harita 5.10). Buna göre seçilen noktanın koordinatları 41°18'36.0"N 31°24'10.8"E olarak belirlenmiştir.



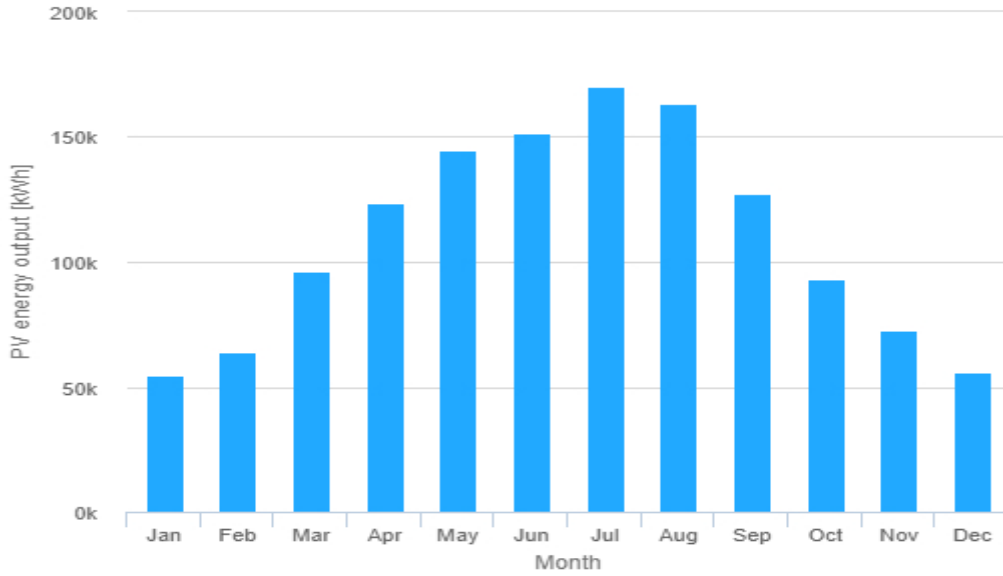
Harita 5.10. Zonguldak ilinin yıllık m² başına toplam güneş radyasyonu haritası [77]

Seçilen nokta PVGIS programına girilmiş ve yukarıda belirlediğimiz enerji analizi kapsamına göre PV tasarımı yapılmıştır (Şekil 5.12).



Şekil 5.12. Zonguldak ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi

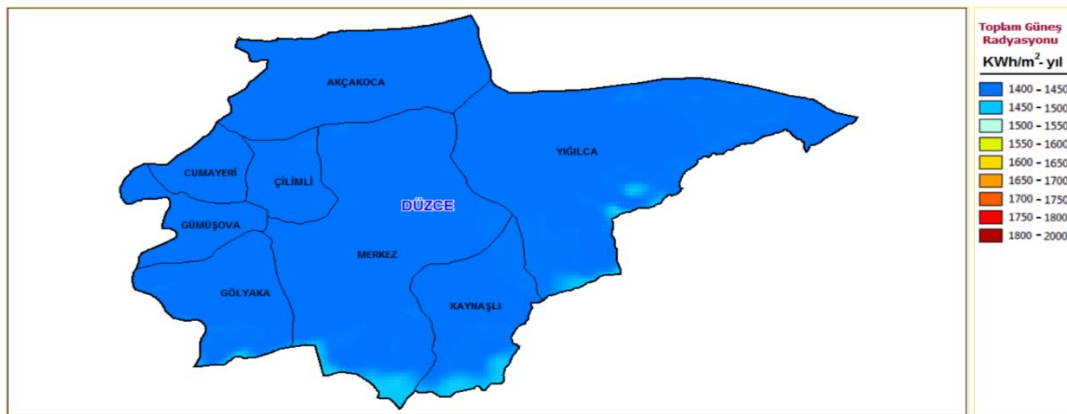
Tasarlanan sistemin aylık enerji üretim miktarları Şekil 5.13'te verilmiştir. Temmuz ayında enerji üretimi 170,1 MWh ile maksimum olurken, ocak ayında 55 MWh ile minimum değerdedir. Samsun'da tasarlanacak olan PV sisteminin yıllık enerji üretimi 1317,3 MWh olarak hesaplanmıştır.



Şekil 5.13. Zonguldak ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi

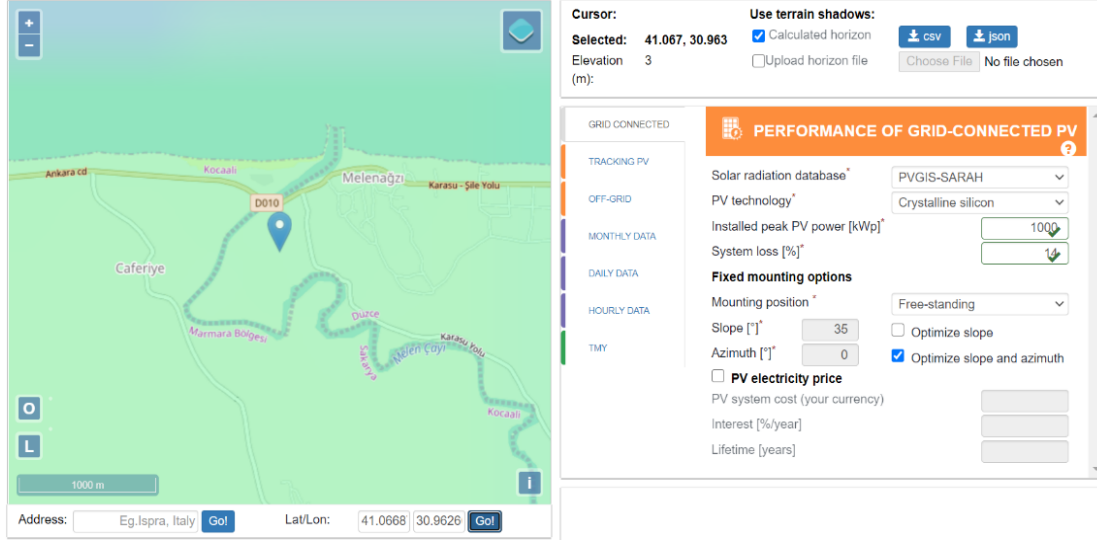
5.2.8. Düzce ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi

Karadeniz'de kıyı kesimde yer alan diğer bir şehir Bartın'dır. Harita 5.11'de görüleceği üzere Düzce'nin güneş radyasyonu hemen hemen her yerde aynıdır. Koordinatları 41°04'01.2"N 30°57'46.8"E olan nokta seçilmiştir.



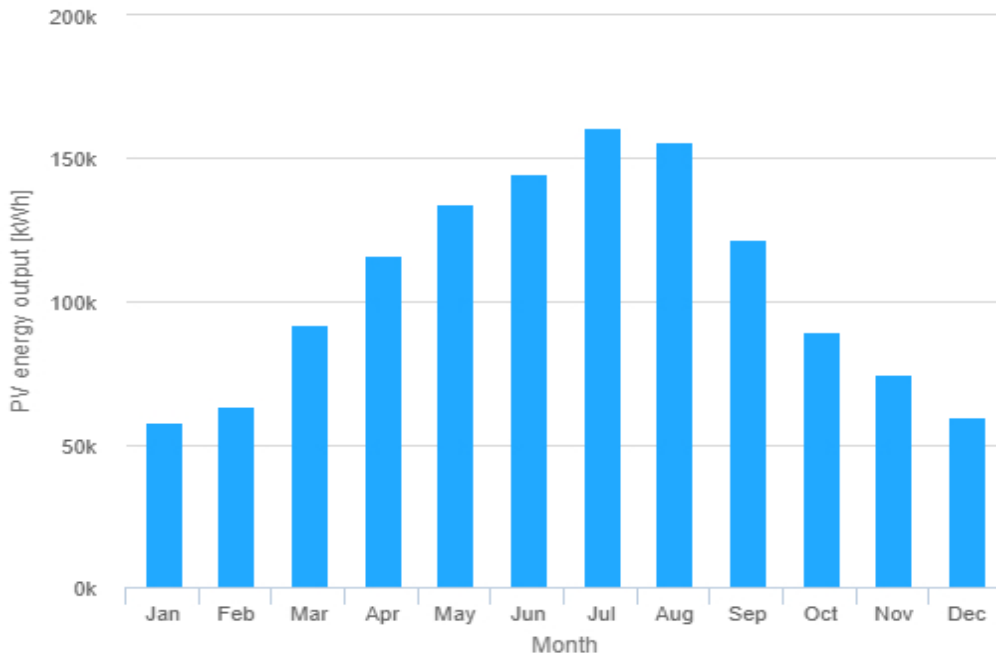
Harita 5.11. Düzce ilinin yıllık m² başına toplam güneş radyasyonu haritası [77]

Seçilen nokta PVGIS programına girilmiş ve yukarıda belirlediğimiz enerji analizi kapsamına göre şekil 5.14’de gösterildiği üzere PV tasarımı yapılmıştır.



şekil 5.14. Düzce ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi

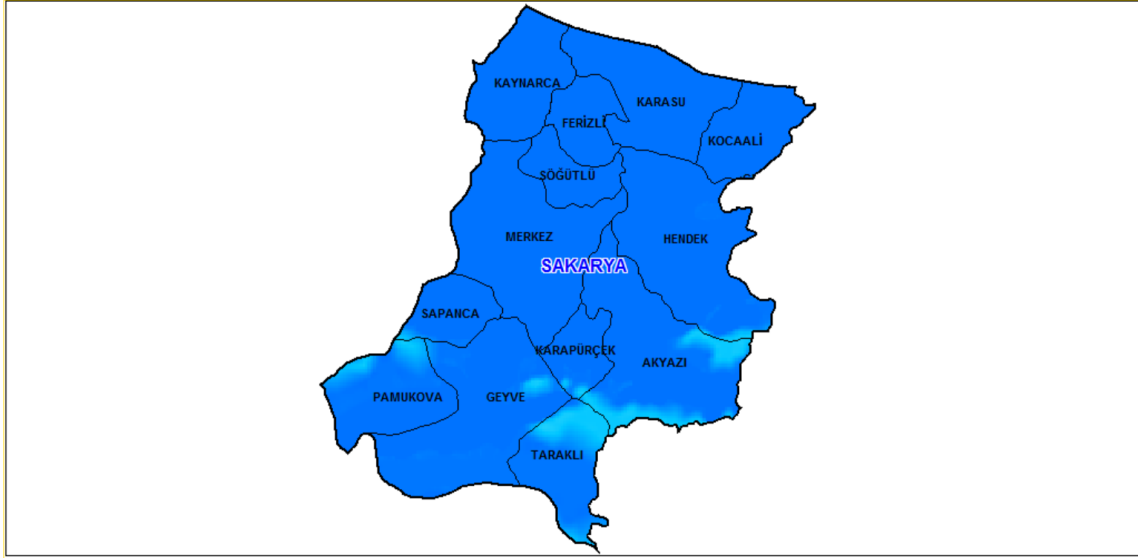
Tasarlanan sistemin aylık enerji üretim miktarları şekil 5.15’de verilmiştir. Düzce’de seçilen alanda tasarlanacak olan PV sisteminin yıllık enerji retimi 1270,5 MWh olarak hesaplanmıştır.



şekil 5.15. Düzce ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi

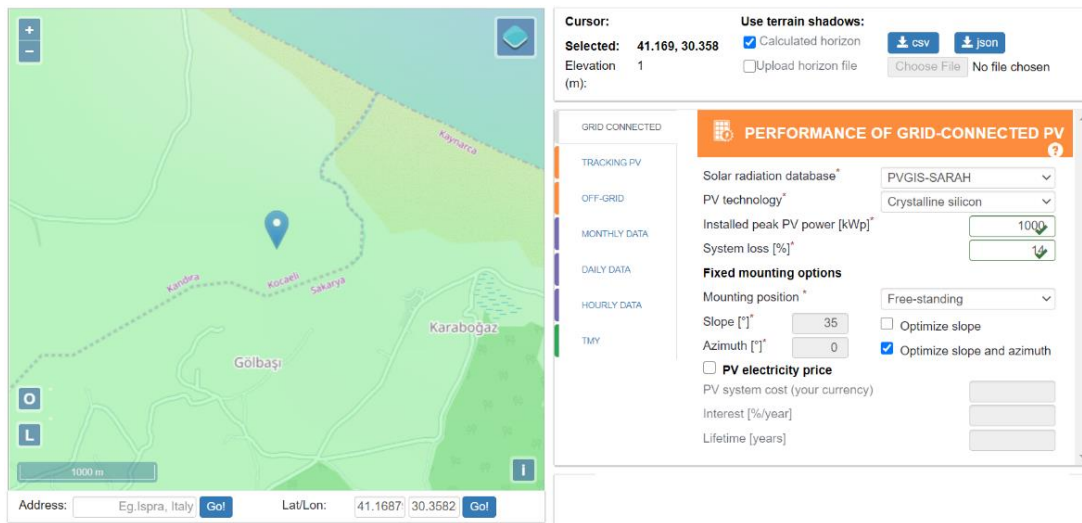
5.2.9. Sakarya ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi

Sakarya, Karadeniz’e kıyısı çok da uzun olmayan bir il olup Harita 5.12 ‘de verilen Sakarya toplam güneş radyasyonu haritası incelendiğinde kıyı kesimlerinin güneş enerji potansiyelleri hemen hemen birbirine yakındır. Buna göre seçilen noktanın koordinatları 41°10'08.4"N 30°21'28.8"E olarak belirlenmiştir.



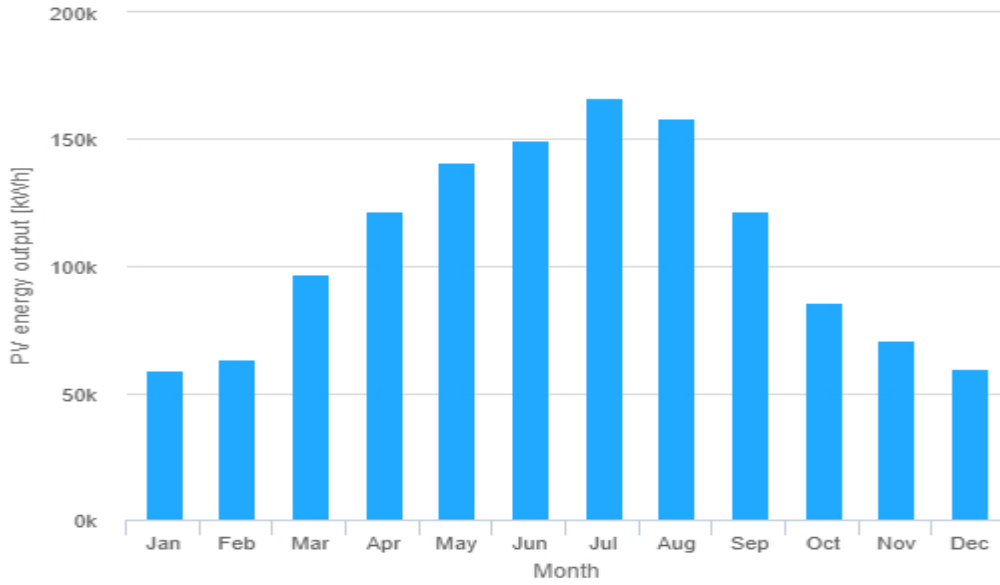
Harita 5.12. Sakarya ilinin yıllık m² başına toplam güneş radyasyonu haritası [77]

Seçilen nokta PVGIS programına girilmiş ve yukarıda belirlediğimiz enerji analizi kapsamına göre PV tasarımı yapılmıştır (Şekil 5.16).



Şekil 5.16. Sakarya ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi

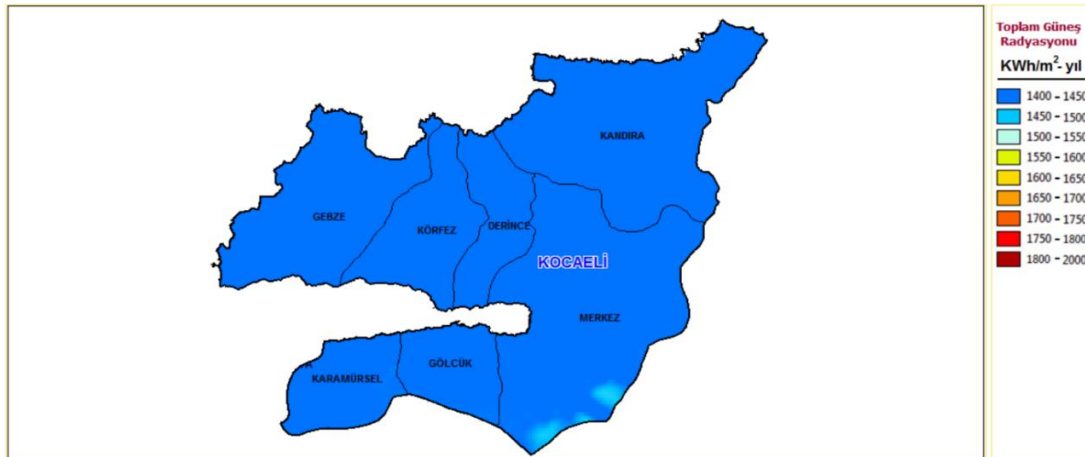
Tasarlanan sistemin aylık enerji üretim miktarları Şekil 5.17’de verilmiştir. Ay bazında en yüksek enerji üretimi temmuz ayında 166,6 MWh, en düşük enerji üretimi ocak ayında 58,7 MWh’dir. Sakarya’da seçilen alanda tasarlanacak olan PV sisteminin yıllık enerji üretimi 1294,4 MWh olarak hesaplanmıştır.



Şekil 5.17. Sakarya ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi

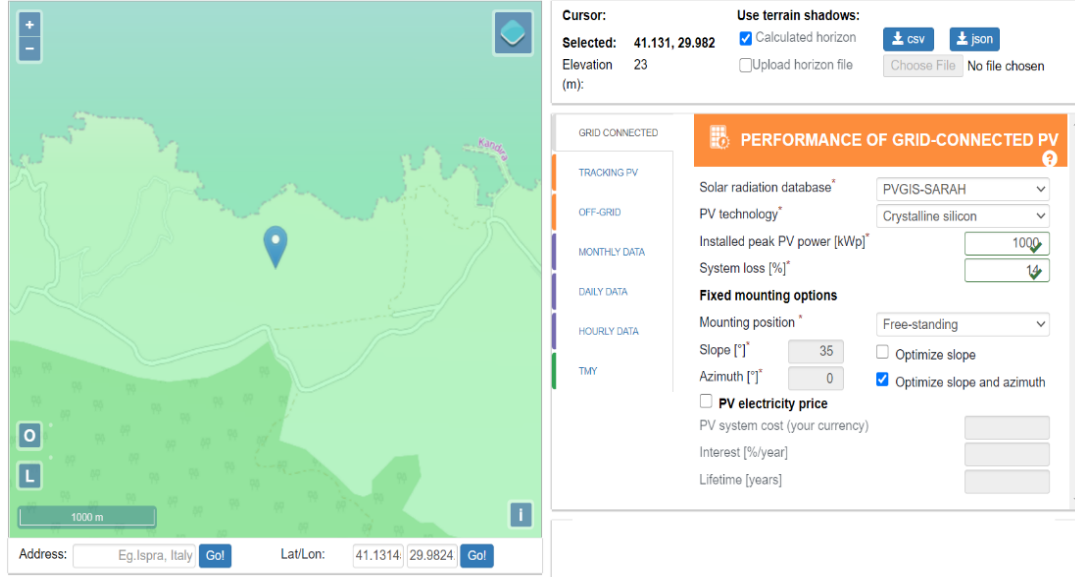
5.2.10. Kocaeli ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi

Karadeniz’e kıyısı olan diğer bir il Kocaeli’dir. Harita 5.12’de güneş radyasyonunun her yerde aynıdır. Koordinatları 41°07'51.6"N 29°58'55.2"E olan nokta seçilmiştir.



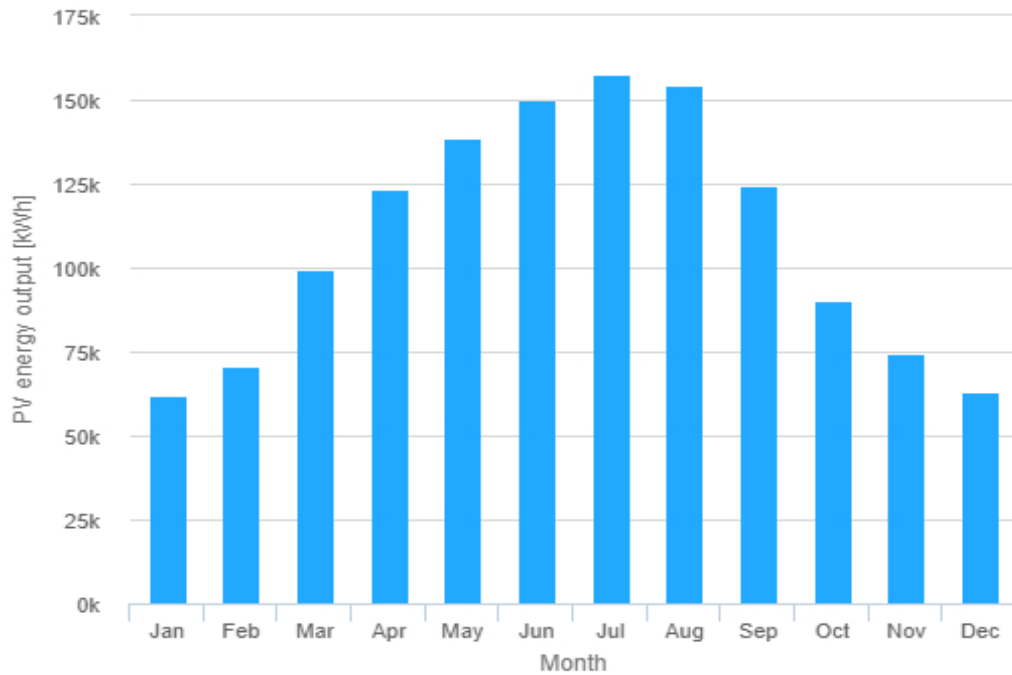
Harita 5.13. Kocaeli ilinin yıllık m² başına toplam güneş radyasyonu haritası [76]

Seçilen nokta PVGIS programına girilmiş ve yukarıda belirlediğimiz enerji analizi kapsamına göre PV tasarımı yapılmıştır (Şekil 5.18).



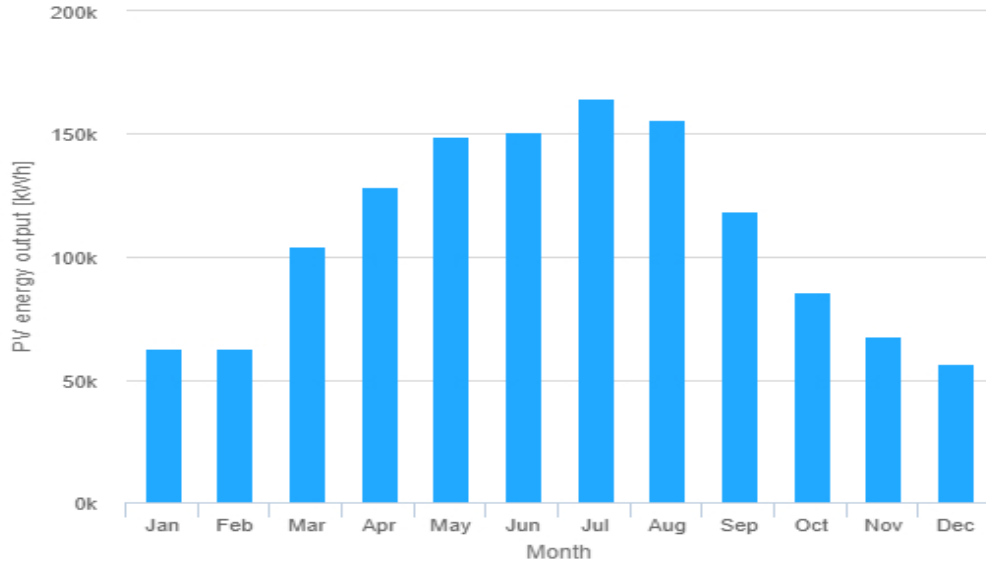
Şekil 5.18. Kocaeli ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi

Tasarlanan sistemin aylık enerji üretim miktarları Şekil 5.19’da verilmiştir. Kocaeli’de tasarlanacak olan PV sisteminin yıllık 1271,4 MWh’lık enerji üretebileceği hesaplanmıştır.



Şekil 5.19. Kocaeli ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi

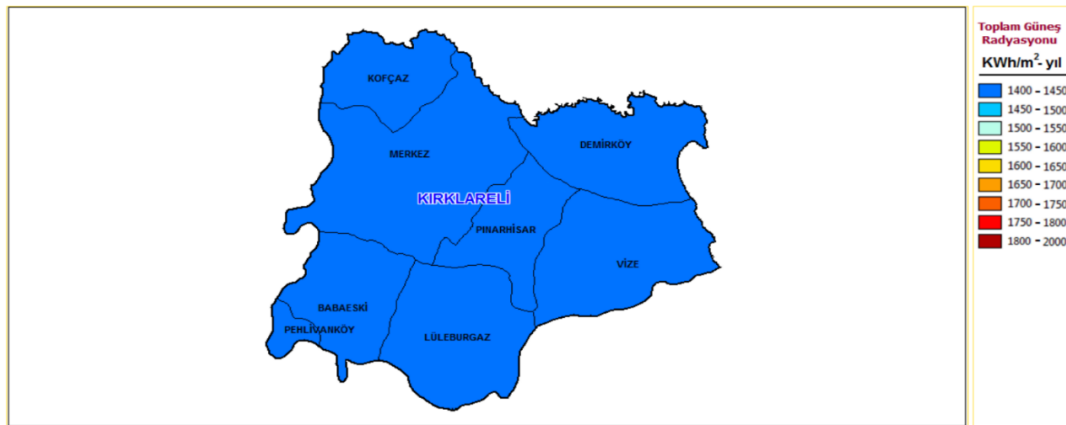
Tasarlanan sistemin aylık enerji üretim miktarları Şekil 5.21’de verilmiştir. Temmuz ayında enerji üretimi 164,8 MWh ile maksimum olurken, aralık ayında 56,4 MWh ile minimum değerdedir. İstanbul’da tasarlanacak olan PV sisteminin yıllık enerji üretimi 1307,6 MWh olarak hesaplanmıştır.



Şekil 5.21. İstanbul ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi

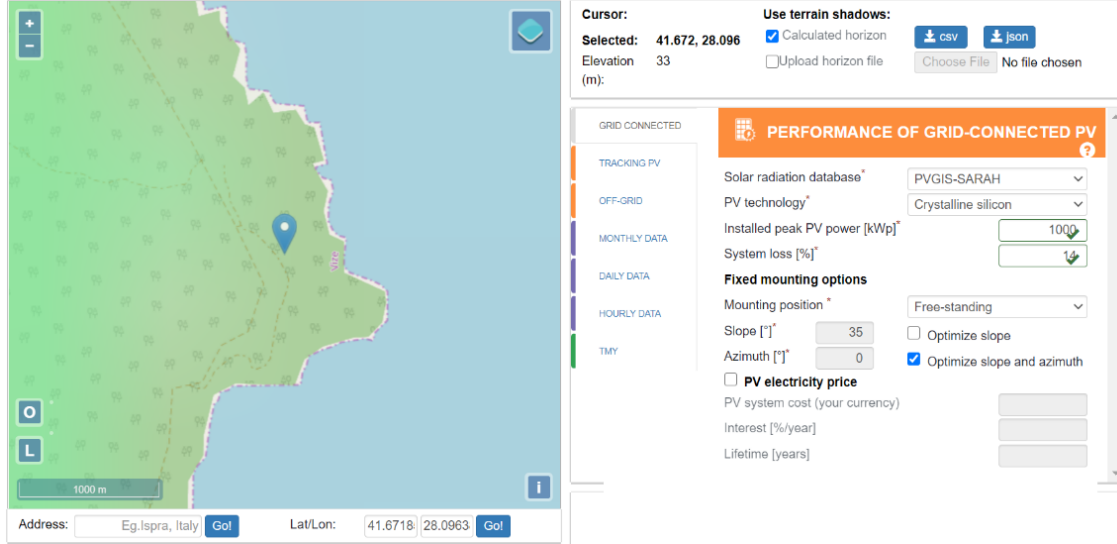
5.2.12. Kırklareli ilinin PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi

Karadeniz’e kıyısı olan son şehir Kırklareli’dir. Harita 5.14’de görüleceği üzere Kırklareli’nin güneş radyasyonu hemen hemen her yerde aynıdır. Koordinatları 41°40'19.2"N 28°05'45.6"E olan nokta seçilmiştir.



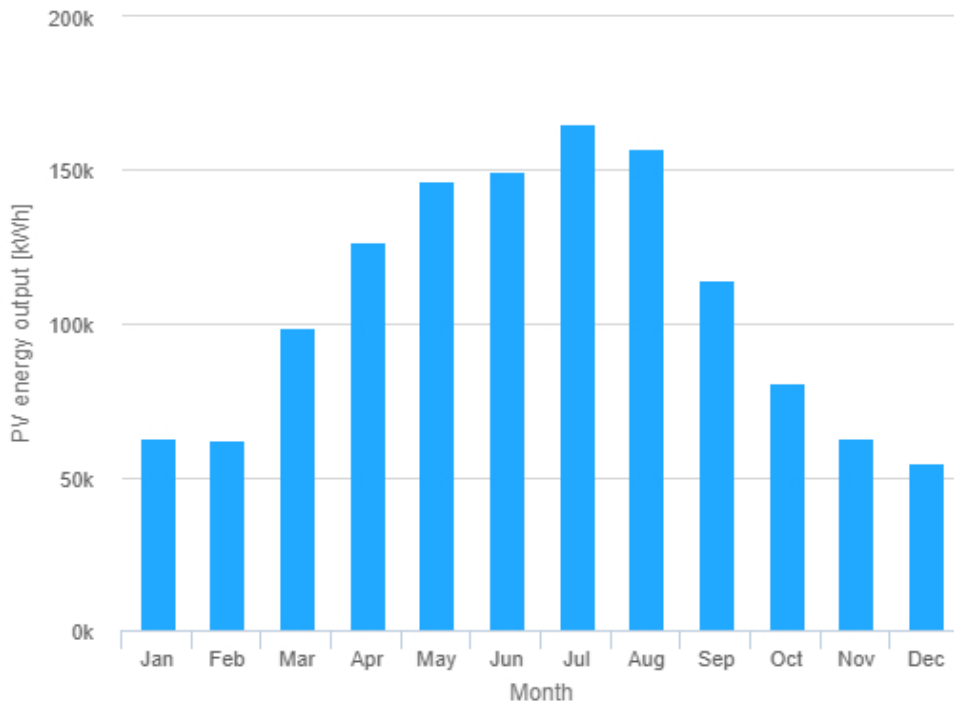
Harita 5.15. Kırklareli ilinin yıllık m² başına toplam güneş radyasyonu haritası [77]

Seçilen nokta PVGIS programına girilmiş ve yukarıda belirlediğimiz enerji analizi kapsamına göre PV tasarımı yapılmıştır (şekil 5.22).



şekil 5.22. Kırklareli ilinde seçilen noktanın PVGIS ile analizi

Tasarlanan sistemin aylık enerji üretim miktarları şekil 5.23'te verilmiştir. Kırklareli'nde tasarlanacak olan PV sisteminin yıllık 1281 MWh'lık enerji üretebileceği hesaplanmıştır.



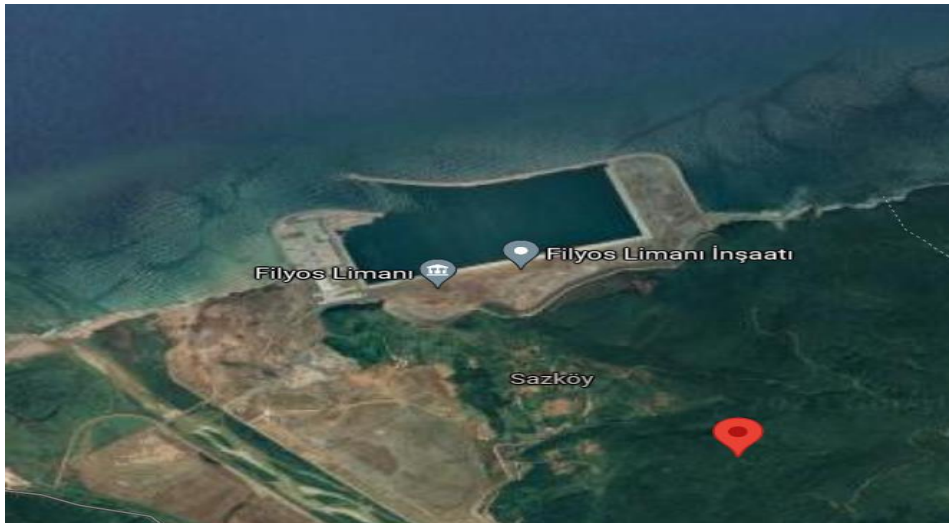
şekil 5.23. Kırklareli ilinde tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi

5.2.13. Filyos'un PVGIS ile güneş enerjisi potansiyeli analizi

Türkiye'de yaşanan son gelişmelerden dolayı Karadeniz'e kıyısı olan Zonguldak Filyos'un da enerji potansiyelinin incelenmesi gereği duyulmuştur. Gerek Karadeniz'de doğalgaz bulunması gerekse Filyos'ta ilk mega endüstri bölgesinin ve Türkiye'de ilk üçe girecek bir limanın varlığı lokasyon olarak buranın da göz önüne alınması gerektiğini ortaya çıkarmıştır. Ayrıca son zamanlarda yapılan çalışmalarda doğalgazın içerisine hidrojen ilavesi ile doğalgazın yanma verimliliğinin arttığı, CO₂ emisyonunun azaldığı gözlemlenmiştir [27]. Bu sebeple ki Karadeniz'den çıkarılan doğalgaz ve Karadeniz'in diplerindeki H₂S'den elde edilen hidrojenin bir tesiste üretilip karıştırılabileceği göz önüne alınmıştır. Bunun için de en uygun yer olarak bir mega endüstri bölgesi olacak olan Filyos düşünülmüştür.

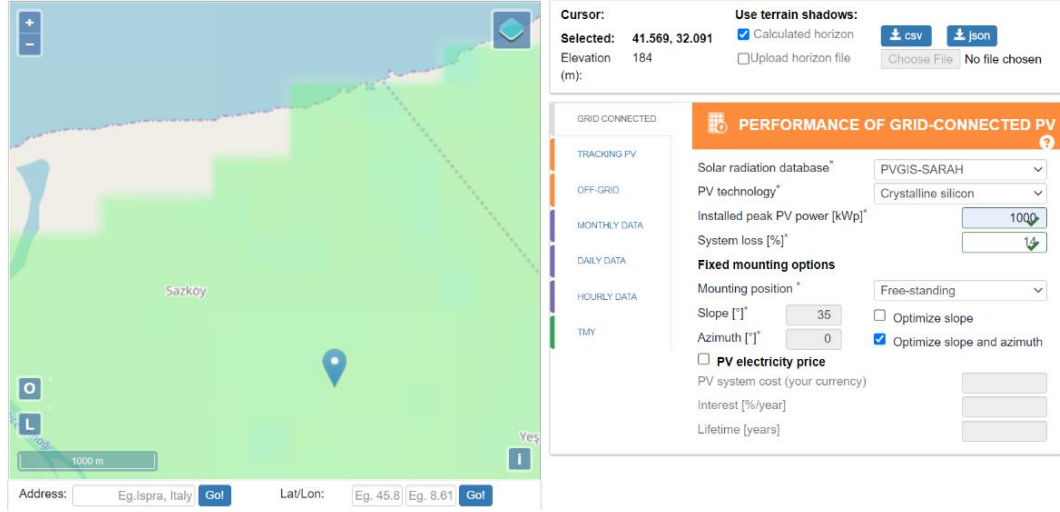
Yapılan son çalışmalar ve açıklamalarda, Karadeniz'de 540 milyar m³ doğalgaz bulunduğu ve bu rezervin Filyos endüstri bölgesinden dağıtımı yapılacağı açıklanmıştır [82]. Entegre bir bir proje olan Filyos Vadisi Projesi bünyesinde; serbest bölge, endüstri bölgesi, liman projesi, demir-çelik, petro-kimya, çimento enerji gibi farklı sanayi alanları, depolama alanları gibi birçok yapıyı barındırmaktadır. Türkiye'nin kuzey kapısı olarak görülen Filyos bölgesinde ulaşım ve lojistik anlamda denizyolu, demiryolu, karayolu ve havayolu imkânları mevcuttur [83].

Filyos'un güneş radyasyonu hemen hemen her yerde aynıdır (Bkz. Harita 5.10). Koordinatları 41°34'08.4"N 32°05'27.6"E olan nokta seçilmiştir (Harita 5.15).



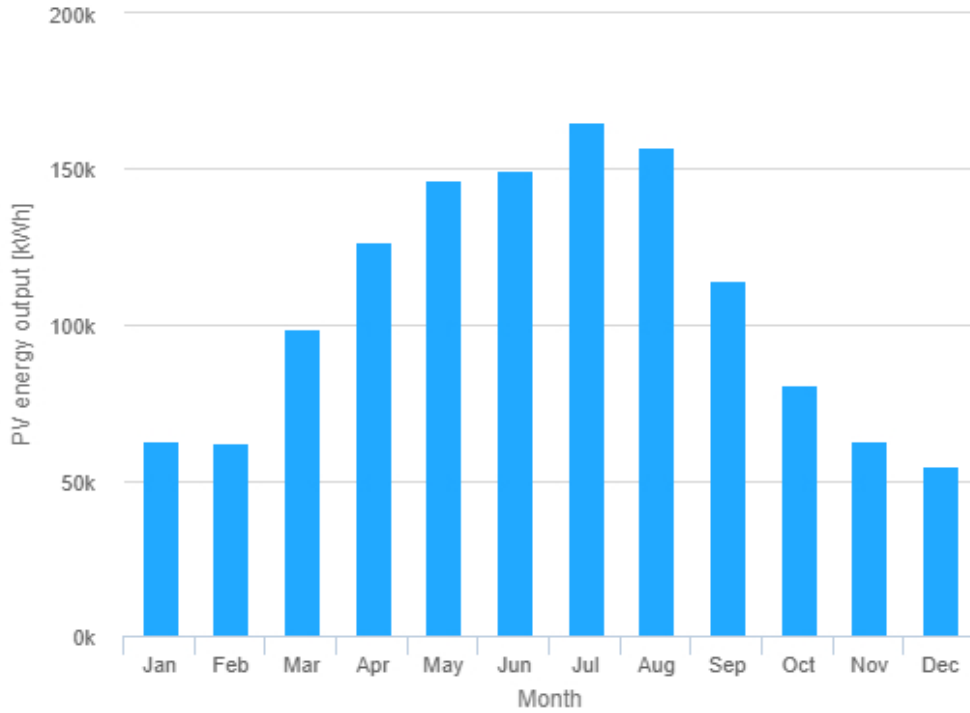
Harita 5.16. Filyos'ta seçilen noktanın haritası [77]

Seçilen nokta PVGIS programına girilmiş ve yukarıda belirlediğimiz enerji analizi kapsamına göre PV tasarımı yapılmıştır (Şekil 5.24).



Şekil 5.24. Filyos'ta seçilen noktanın PVGIS ile analizi

Tasarlanan sistemin aylık enerji üretim miktarları Şekil 5.25'te verilmiştir. Filyos'ta tasarlanacak olan PV sisteminin yıllık 1336,7 MWh'lık enerji üretebileceği hesaplanmıştır.

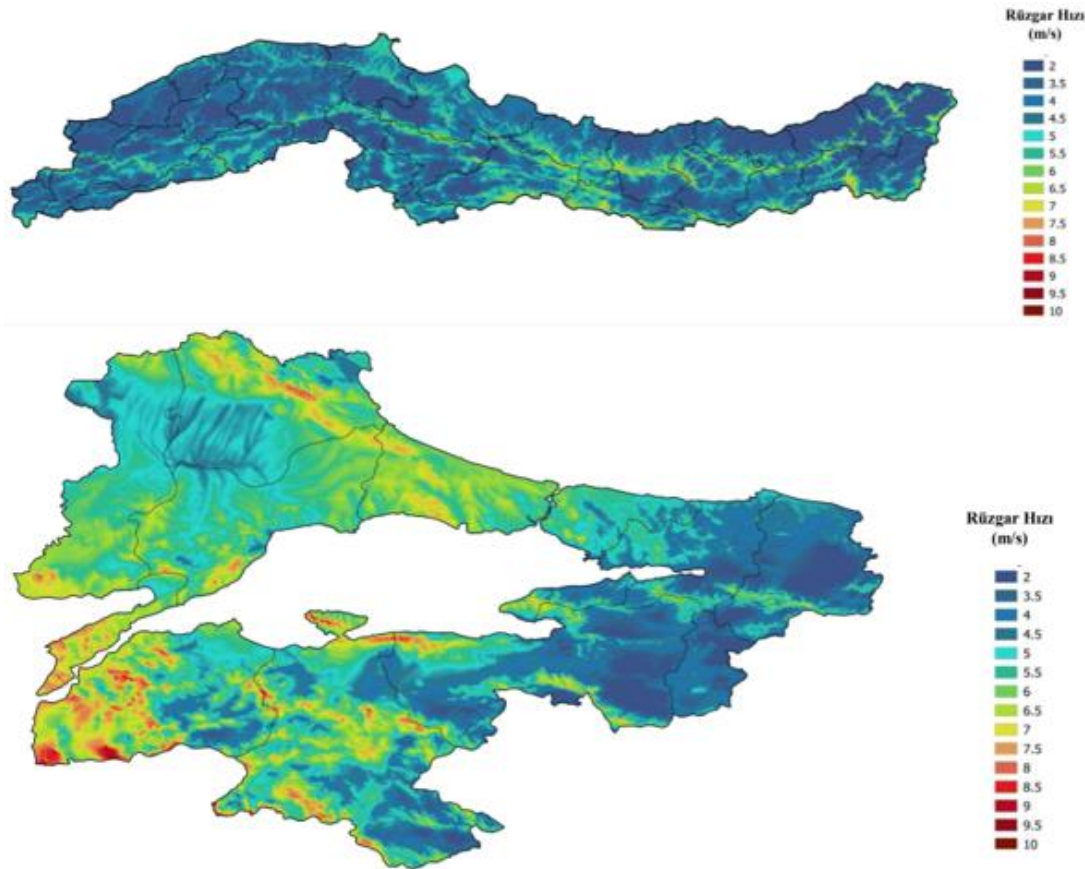


Şekil 5.25. Filyos'ta tasarlanan PV sisteminin aylık enerji üretimi

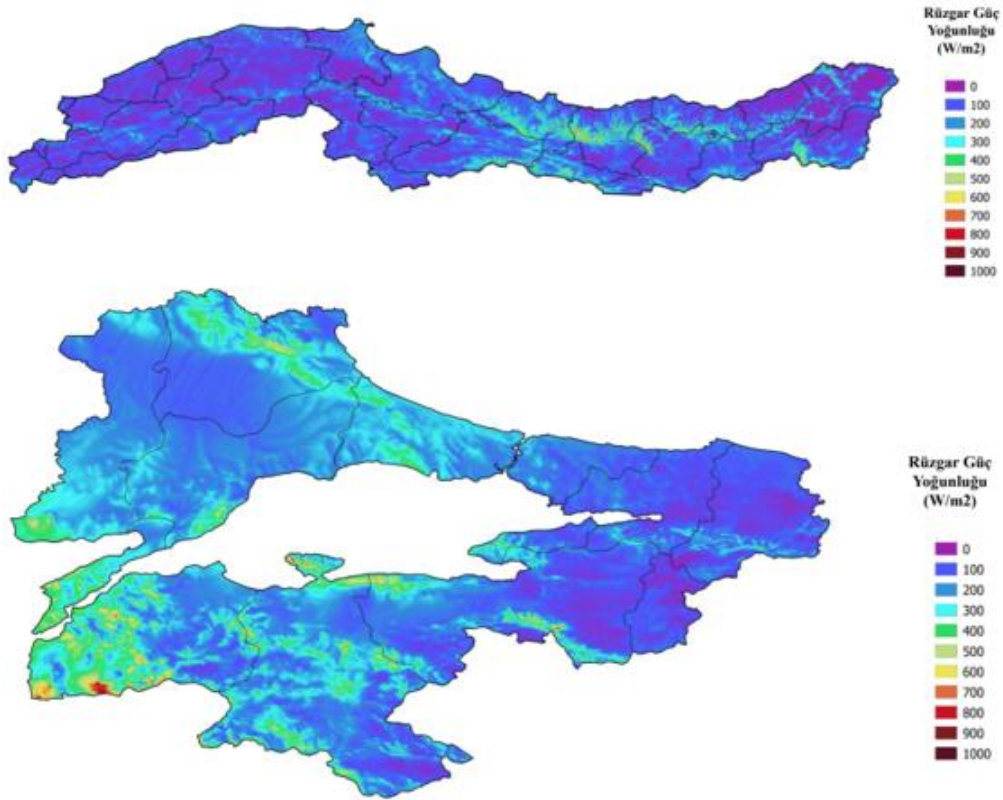
Güneş enerjisi potansiyeli ve rüzgar enerjisi potansiyeli atlaslarına göre seçilen noktalarda kurulacak olan PV sistemlerinin üretebileceği yıllık enerji miktarları PVGIS programında analiz edilerek hesaplanmıştır. Karadeniz kıyılarında güneş enerjisinden yıllık enerji üretimi birbirine yakın olmakla Samsun, Zonguldak ve İstanbul illeri ile Filyos'un potansiyelin biraz daha fazla olduğu görülmüştür. Filyos yıllık 1336,7 MWh'lık enerji üretim kapasitesi ile ilk sırada yer alırken, sırasıyla Zonguldak 1317,3 MWh, Samsun 1308,1 MWh ve İstanbul 1307,6 MWh, enerji üretim kapasitesine sahiptir.

5.3. Karadeniz Kıyılarındaki Rüzgar Enerjisi Potansiyeli

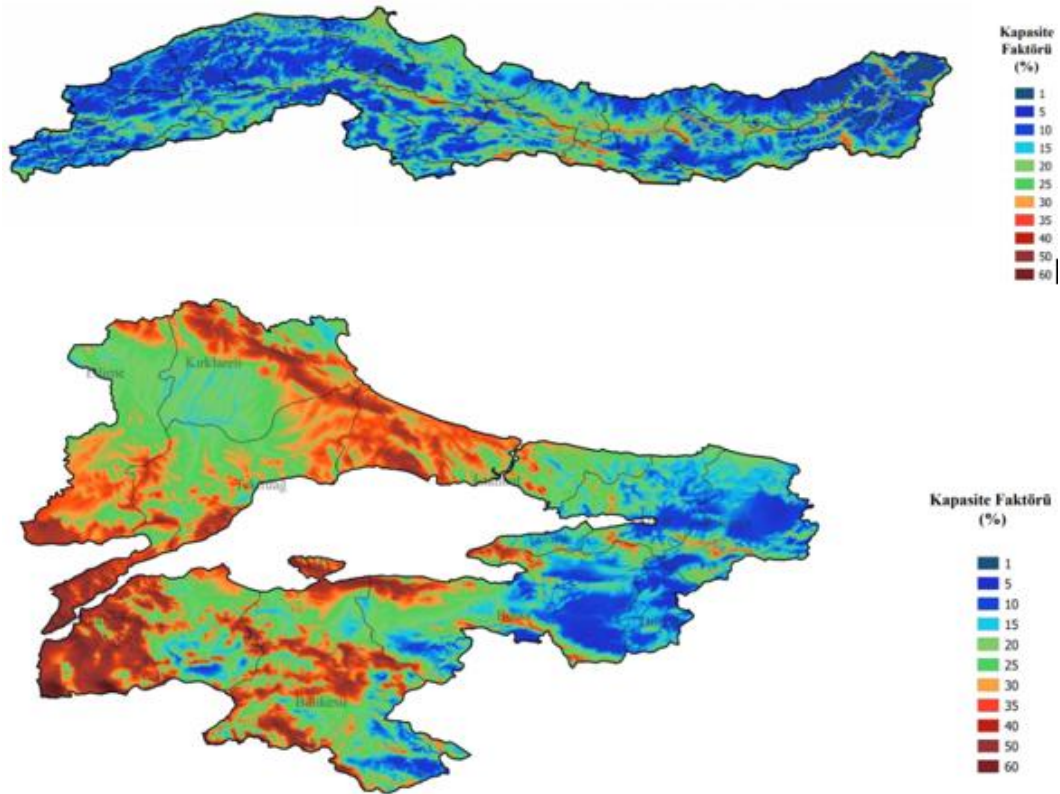
Yıllara göre rüzgar enerji sektörünün hızla geliştiği Türkiye, rüzgar enerji potansiyeli açısından önemli bir konuma sahiptir. Marmara, Ege ve Doğu Akdeniz kıyıları rüzgar enerjisi potansiyeli bakımından zengin olmakla birlikte Karadeniz kıyıları özellikle batı Karadeniz'de de yadsınamayacak kadar rüzgar enerjisi potansiyeli vardır (Harita 5.16, 5.17, 5.18).



Harita 5.17. Karadeniz kıyılarının yıllık ortalama rüzgar hızı (m/s) dağılımı [78]



Harita 5.18. Karadeniz kıyılarının yıllık ortalama rüzgar güç yoğunluğu (W/m^2) dağılımı [78]



Harita 5.19. Karadeniz kıyılarının kapasite faktörü (%) dağılımı [78]

Karadeniz kıyılarında rüzgar enerjisi potansiyeli belirlenirken; orta-ölçekli sayısal hava tahmin modeli ve mikro-ölçekli rüzgar akış modeli kullanılarak elde edilen rüzgar enerji potansiyel atlası dikkate alınmış ve bu haritalara göre belirlenen illerden bir nokta seçilerek hesaplamalar yapılmıştır. Analizini yapılan nokta seçilirken güneş enerjisi potansiyeli, GES ve RES kurulamaz alanlar da göz önünde bulundurulmuştur. Doğu Karadeniz bölümünün hem rüzgar hem de güneş enerji potansiyeli düşük olduğu için buradaki iller değerlendirilmeye alınmamıştır.

Analiz çalışmaları kapsamında bakanlığın Noktasal ve Alansal Rüzgar Verisi Programı, System Advisor Model, WindPRO gibi farklı enerji analiz programlarından yararlanılmaya çalışılmıştır. Ancak gerek programların ücretli olması gerek lisans sorunları gibi nedenler ile programlardan yararlanılamamıştır. Bakanlık ile irtibata geçilmiş olup bilgilerin kamuya açık olmadığı ve ücretli olduğu tarafımıza bildirilmiştir. Bundan dolayı rüzgar gücü ve üretilebilecek enerji teorik olarak hesaplanmıştır.

5.3.1. Rüzgar Gücünün Teorik Olarak Hesaplanması

Rüzgar hareket halinde olduğu için bir kinetik enerjiye sahiptir ve bu enerji türbinde elektrik enerjisine dönüştürülür. Rüzgârın kinetik enerjisini hesaplama için kinetik enerji formülünden (Eş. 5.1) yararlanılır:

$$E_K = \frac{1}{2} m V^2 \quad (5.1)$$

E_K : Kinetik Enerji (J)

m : Kütle (kg)

V : Rüzgâr Hızı (m/s)

Birim zamandaki enerji miktarı gücü ifade etmektedir. Yani kinetik enerjinin zamana göre türevidir:

$$P_r = \frac{E_K}{t} \quad (5.2)$$

P_r : Rüzgâr gücü (W)

t: Zaman (s)

türevi alırsak;

$$P_r = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} m V^2 \right) = \frac{1}{2} \dot{m} V^2 \quad (5.3)$$

Birim zamanda geçen kütle miktarı;

$$\dot{m} = \rho A V \rightarrow P_r = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (5.4)$$

$\dot{m}$: Kütlesel debi (kg/s)

ρ : Havanın yoğunluğu (kg/m³) (1 atm basınç ve 15°C sıcaklıkta ρ : 1,225 kg/m³)

A: Kanat süpürme alanı (m²)

Denklemdaki güç, teorik gücü vermektedir. Elde edilen gerçek gücü bulmak için türbin verimi (C_p) ve mekanik-teknik verim (η) değerleri de göz önünde bulundurulmalıdır. Genel verim; mekanik verimi, jeneratör verimi ve elektrik iletim verimin çarpımlarından elde edilir. Bu değer uygulamalarda 1 olarak kabul edilir [83].

$$\eta = \eta_m \eta_g \eta_e \quad (5.5)$$

İdeal koşullarda rüzgâr türbin verimliliği (C_p), Betz Limiti olan %59,26 olarak alınır. Bu limite göre bir rüzgâr türbini, rüzgâr enerjisinin ancak %59,26'sını enerjiye dönüştürebilir. Pratikte ise güç katsayısı 0,30-0,50 arasında olmakta, 0,5'i geçmemektedir [83].

Sonuç olarak güç Eş. 5.6'da gibi elde edilir:

$$P_r = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \eta \quad (5.6)$$

Ayrıca rüzgâr hızına bağlı olarak türbinin enerji üretiminin verimliliğini gösteren kapasite faktörü ifadesi vardır. Bir rüzgâr türbininin kapasite faktörü:

$$KF = \frac{\text{Türbinin üreteceği enerji}}{\text{Türbin anma gücünde üreteceği enerji}} \quad (5.7)$$

Bakım, arıza gibi durumlar düşünülerekten bir yıl 355 gün (8520 saat) olarak alınmıştır. Kurulacak olan rüzgar enerji santralinin yıllık üreteceği enerji miktarı:

$$P_r(\text{MWh}) = P_r * 8520h * KF \quad (5.8)$$

Rüzgar hızının yükseklik ile değişimi

Rüzgar hız ölçümleri belli yüksekliklerde yapılabilmektedir. Genellikle 10 m, 50 m ve 100 m yüksekliklerdeki rüzgar ölçüm kulelerinden elde edilen veriler ile rüzgar hızları hesaplanabilmektedir. Farklı yüksekliklerdeki rüzgar hızını hesaplayabilmek için bir yöntem geliştirilmiştir.

$$V(h) = \frac{U^*}{K} \ln \frac{h}{z_0} \quad (5.9)$$

$V(h)$: h yüksekliğindeki rüzgar hızı

U^* : Rüzgâr hızı yükseklik faktörü,

K : Von karman sabiti (0,4),

z_0 : Yer yüzeyindeki engellerden kaynaklanan pürüzlülük uzunluğu (m),

h : Rüzgâr hızının yerden yüksekliği (m).

Rüzgar enerjisi potansiyeli hesaplanacak noktanın Global Atlas Wind programı üzerinden REPA haritalarına uygun olması amacıyla 100 m'deki rüzgar hızına bakılmıştır. Eş. 5.8 kullanılarak öncelikle 100 m yükseklik için rüzgâr hızı yükseklik faktörü (U^*) hesaplanmıştır. Hesaplanan değere bağlı olarak seçilen türbinin kule yüksekliği (76 m) için hız hesaplanmıştır. z_0 yüzey pürüzlülük uzunluğu olup seçilen alanlar, seyrek ağaçların ve yapıların olduğu ova, çayır tipi alanlar olduğu için bu değer 0,05 olarak alınmıştır [85].

5.3.2. Seçilen rüzgar türbininin özellikleri

Seçilen alanlarda kurulmak üzere, ortalama rüzgar hızına ve kapasite faktörüne uygun özelliklere sahip ENERCON marka E-48 tipi 3 kanatlı bir türbin seçilmiştir. Türbinin teknik özellikleri şu şekildedir [86]:

- Güç üretim oranı: 800 kW
- Rotor çapı: 48m
- Kule yüksekliği: 76m
- Güç faktörü (C_p): 0,48
- IEC 61400-1 türbin sınıfı: Sınıf IIA
- Türbinin Esneklik Özelliği: Tek bir türbin kanadı rüzgarın hızına göre yönü ve açılar ayarlanabilir.
- Rotor: Rüzgara karşı aktif alan kontrolü
- Dönme Yönü: Saat yönü
- Kanat Sayısı: 3
- Süpürme Alanı: 1809,6 m²
- Kanat malzemesi: GRP malzeme (Yıldırıma dayanıklı)
- Dönme hızı: 16-31,5 devir/dakika
- Ana Yatak: İkiz konik makaralı rulman
- Jeneratör: Enercon direk tahrikli dairesel jeneratör
- Fren sistemi: 3 tane aktif saha kontrol sistemi acil güç desteğiyle birlikte, rotor freni ve rotor kilidiyle birlikte
- Türbini durdurma: 28-34 m/s (Enercon fırtına kontrol sistemi)
- Uzaktan kontrol: Enercon Scada

Rüzgar enerjisi potansiyel atlasından ve Global Atlas Wind programından belirlenen illerin en yüksek noktasal olarak rüzgar hızları belirlenerek seçilen türbin özelliklerine ve teorik hesaplamaya göre Karadeniz kıyılarındaki üretilebilecek enerji miktarı hesaplanmıştır.

5.3.3. Karadeniz kıyılarındaki rüzgar enerjisi potansiyeli ve analizi

Bir rüzgar enerjisi santralının yıllık enerji üretiminin ekonomik açıdan değerlendirilmesi çok önemlidir. Ekonomik bir RES yatırımı için:

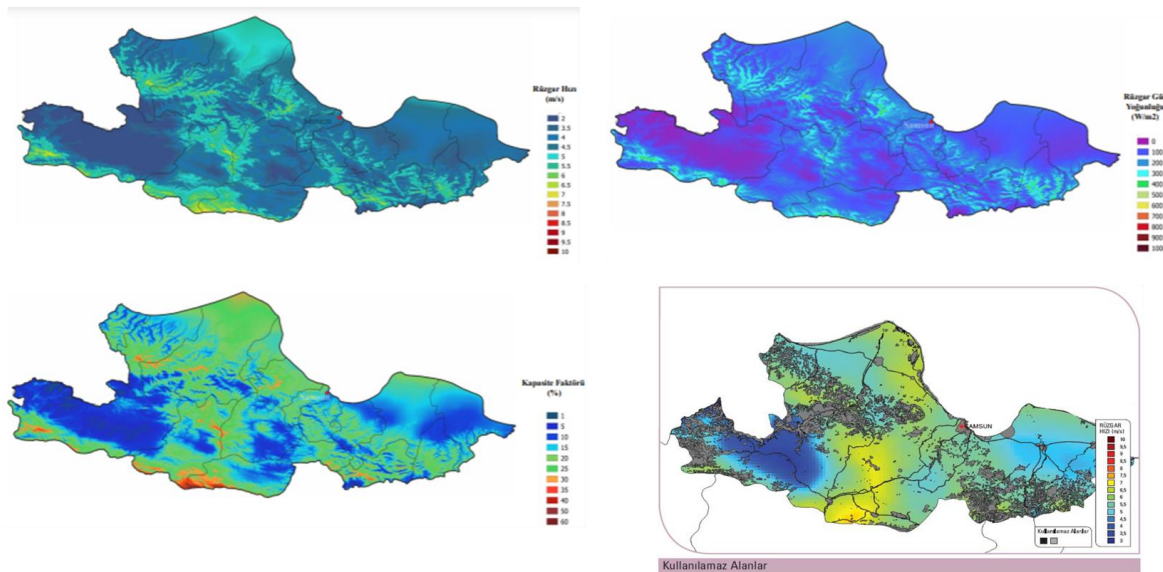
- Rüzgâr hızı en az 6-7 m/s,
- Güç yoğunluğu en 350-400 W/m²,
- Kapasite faktörü ise en az %30-35 olmalıdır [80].

Bu tez çalışmasında, illerin rüzgar enerji potansiyel atlaslarında yer alan rüzgar hızı, güç yoğunluğu ve kapasite faktörüne göre alanlar belirlenmiştir. Belirlenen alanların noktasal olarak rüzgar hızları ve güç yoğunluğu Global Atlas Wind üzerinden belirlenerek uygun bir türbin seçilmiş ve teorik hesaplamalar yapılmıştır. Global Atlas Wind, yüksek rüzgar enerji potansiyeline sahip alanları tespit etmek ve ön hesaplamalar yapmak için Danimarka Teknik Üniversitesi ve Dünya Bankası tarafından tasarlanmış web tabanlı, ücretsiz bir yazılımdır. Rüzgar enerjisi potansiyeli olan bölgeler hakkında bir ön değerlendirme imkanı sunan bu program, büyük/orta ölçekli rüzgar verilerinin küçük ölçekli verilere indirgeyerek bir modelleme yapmaktadır [84].

Bu veriler ışığında, Karadeniz ve Marmara bölgelerinin rüzgar enerji potansiyeli atlaslarındaki rüzgâr hızı güç yoğunluğu ve kapasite faktörüne göre güneş enerjisi potansiyeli için seçilen aynı noktaların rüzgar potansiyelleri incelenmiştir. Buna göre Samsun, Sinop, Kastamonu, İstanbul ve Kırklareli illeri ile Filyos'un rüzgar enerji potansiyeli analizi yapılmıştır.

5.3.4. Samsun ilinin rüzgar enerjisi potansiyeli analizi

Samsun ilinin Harita 5.20'de yıllık ortalama rüzgar hızı dağılımı(m/s), yıllık ortalama güç yoğunluğu dağılımı(W/m²), kapasite faktörü ve RES kurulamaz alanlar gösterilmiştir. Bu haritalara göre 41°43'15.6"N 35°58'30.0"E koordinatları seçilmiştir.



Harita 5.20. Samsun ilinin rüzgar enerji potansiyel atlası [78]

Seçilen koordinatlar güneş potansiyeli belirlenen alan ile aynı olup noktasal olarak rüzgar hızları Global Atlas Wind üzerinden belirlenmiş ve seçilen türbine göre yıllık enerji üretimi teorik olarak hesaplanmıştır.

Seçilen koordinatlarda 100 m'deki rüzgar hızı V : 6,89 m/s

$$V(100) = \frac{U^*}{0,4} \ln \frac{100}{0,05} \quad \text{ise } U^*: 0,36 \text{ m/s} \quad (5.10)$$

$$V(76) = \frac{0,36}{0,4} \ln \frac{76}{0,05} \quad \text{ise } V(76): 6,64 \text{ m/s} \quad (5.11)$$

$$P_r = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \eta \quad \text{olduğuna göre}$$

$$P_r = \frac{1}{2} * 1,225 * 1809,6 * 6,64^3 * 0,48 * 1 \text{ ise } P_r = 155,75 \text{ kW} \quad (5.12)$$

Toplam gücü bulduktan sonra türbinin kapasite faktörünün bulunup buna göre yıllık enerji miktarı bulunmalıdır.

$$KF = \frac{155,75 * 8760}{800 * 8760} = \%19,4 \quad (5.13)$$

Bakım, arıza gibi durumlar düşünülerekten bir yıl 355 gün (8520 saat) olarak alınmıştır.

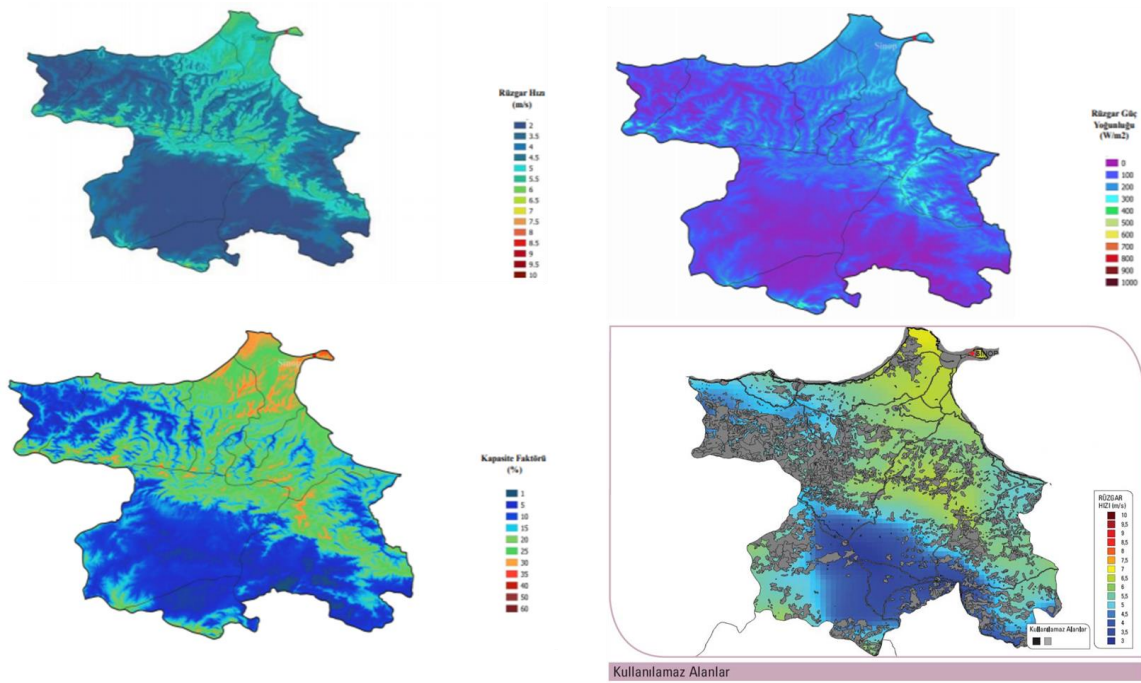
Samsun'da kurulacak olan rüzgar enerji santralinin yıllık üreteceği enerji miktarı:

$$P_r = 155,75 \text{ kW} * 8520 \text{ h} * 0,194 = 257,4 \text{ MWh} \quad (5.14)$$

Elektroliz için gerekli olan enerjinin yaklaşık 640 MWh olduğu düşünülürse en az 3 adet türbine (toplam enerji 772,2 MWh) ihtiyaç olacaktır.

5.3.5. Sinop ilinin rüzgar enerjisi potansiyeli analizi

Harita 5.21'de Sinop'un yıllık ortalama rüzgar hızı dağılımı(m/s), yıllık ortalama güç yoğunluğu dağılımı(W/m²), kapasite faktörü ve RES kurulamaz alanlar gösterilmiştir. Bu haritalara göre 42°02'06.0"N 35°10'58.8"E koordinatları seçilmiştir.



Harita 5.21. Sinop ilinin rüzgar enerji potansiyel atlası [78]

Seçilen koordinatlar güneş potansiyeli belirlenen alan ile aynı olup noktasal olarak rüzgar hızları Global Atlas Wind üzerinden belirlenmiş ve seçilen türbine göre yıllık enerji üretimi teorik olarak hesaplanmıştır.

Seçilen koordinatlarda 100 m'deki rüzgar hızı V : 8,06 m/s

$$V(100) = \frac{U^*}{0,4} \ln \frac{100}{0,05} \quad \text{ise } U^*: 0,42 \text{ m/s} \quad (5.15)$$

$$V(76) = \frac{0,42}{0,4} \ln \frac{76}{0,05} \quad \text{ise } V(76): 7,76 \text{ m/s} \quad (5.16)$$

$$P_r = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \eta \quad \text{olduğuna göre}$$

$$P_r = \frac{1}{2} * 1,225 * 1809,6 * 7,76^3 * 0,48 * 1 \text{ ise } P_r = 249,4 \text{ kW} \quad (5.17)$$

Toplam gücü bulduktan sonra türbinin kapasite faktörünün bulunup buna göre yıllık enerji miktarı bulunmalıdır.

$$KF = \frac{249,4 \cdot 8760}{800 \cdot 8760} = \%31 \quad (5.18)$$

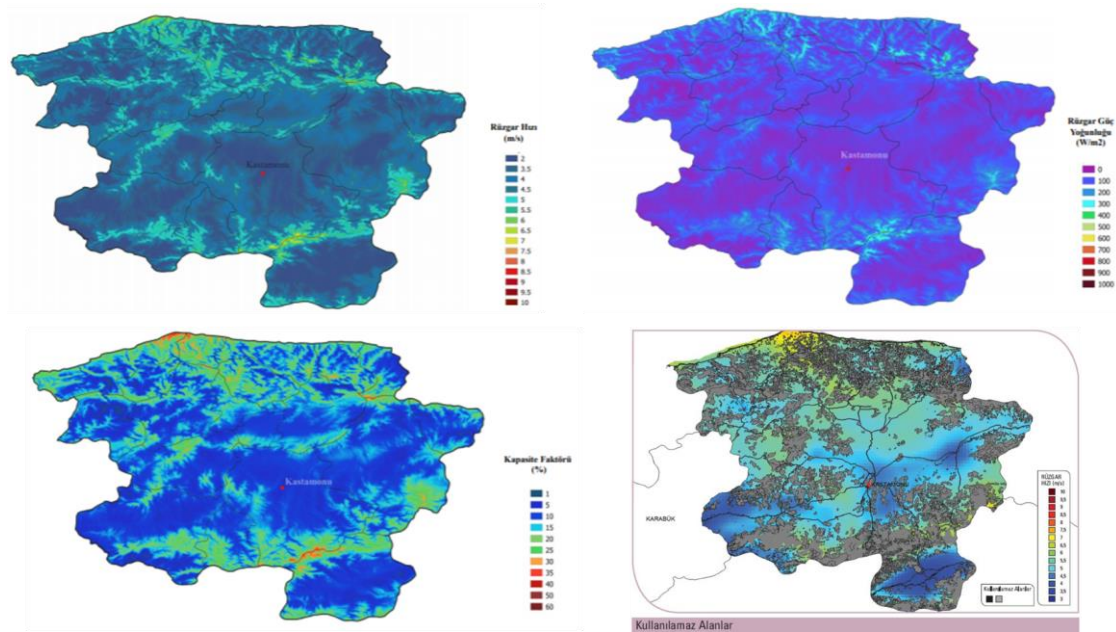
Bakım, arıza gibi durumlar düşünülerekten bir yıl 355 gün (8520 saat) olarak alınmıştır.

Sinop'da kurulacak olan rüzgar enerji santralinin yıllık üreteceği enerji miktarı:

$$P_r = 249,4 \text{ kW} \cdot 8520 \text{ h} \cdot 0.31 = 658 \text{ MWh} \quad (5.19)$$

Elektroliz için gerekli olan enerjinin yaklaşık 640 MWh olduğu düşünülürse en az 1 adet türbine ihtiyaç olacaktır.

5.3.6. Kastamonu ilinin rüzgar enerjisi potansiyeli analizi



Harita 5.22. Kastamonu ilinin rüzgar enerji potansiyel atlası [77]

Harita 5.22'de Kastamonu'nun yıllık ortalama rüzgar hızı dağılımı(m/s), yıllık ortalama güç yoğunluğu dağılımı(W/m²), kapasite faktörü ve RES kurulamaz alanlar gösterilmiştir. Bu haritalara göre 42°00'28.8"N 33°19'37.2"E koordinatları seçilmiştir. Seçilen koordinatlar güneş potansiyeli belirlenen alan ile aynı olup noktasal olarak rüzgar hızları Global Atlas Wind üzerinden belirlenmiş ve seçilen türbine göre yıllık enerji üretimi teorik olarak hesaplanmıştır.

Seçilen koordinatlarda 100 m'deki rüzgar hızı V: 7,65 m/s

$$V(100) = \frac{U^*}{0,4} \ln \frac{100}{0,05} \quad \text{ise } U^*: 0,40 \text{ m/s} \quad (5.20)$$

$$V(76) = \frac{0,40}{0,4} \ln \frac{76}{0,05} \quad \text{ise } V(76): 7,37 \text{ m/s} \quad (5.21)$$

$$P_r = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \eta \quad \text{olduğuna göre}$$

$$P_r = \frac{1}{2} * 1,225 * 1809,6 * 7,37^3 * 0,48 * 1 \text{ ise } P_r = 213,3 \text{ kW} \quad (5.22)$$

Toplam gücü bulduktan sonra türbinin kapasite faktörünün bulunup buna göre yıllık enerji miktarı bulunmalıdır.

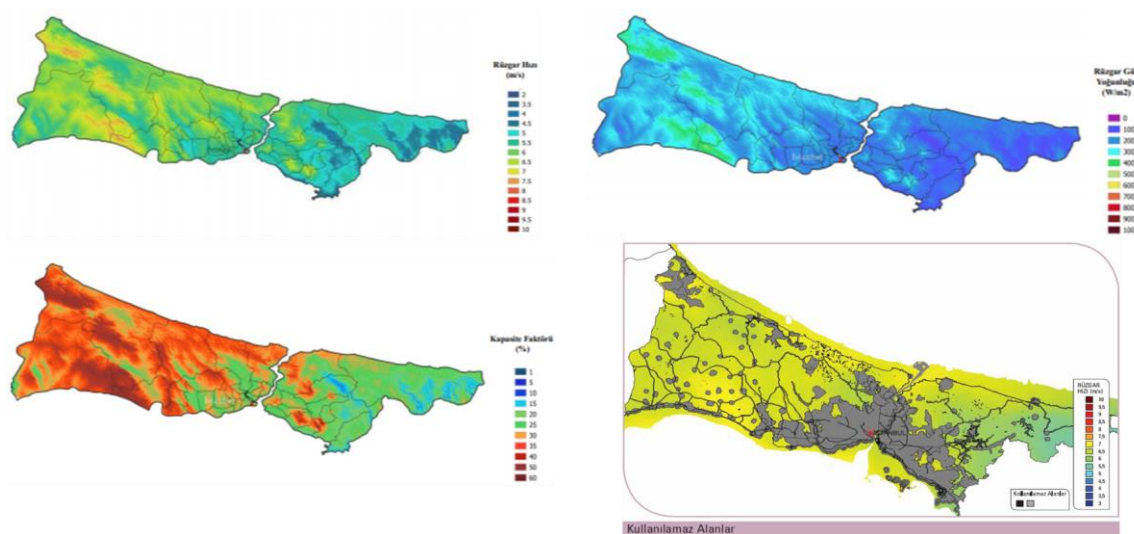
$$KF = \frac{213,3 * 8760}{800 * 8760} = \%26,6 \quad (5.23)$$

Bakım, arıza gibi durumlar düşünülerekten bir yıl 355 gün (8520 saat) olarak alınmıştır.

Kastamonu'da kurulacak olan rüzgar enerji santralinin yıllık üreteceği enerji miktarı:

$$P_r = 213,3 \text{ kW} * 8520 \text{ h} * 0,266 = 483,4 \text{ MWh} \quad (5.24)$$

Elektroliz için gerekli olan enerjinin yaklaşık 640 MWh olduğu düşünülürse en az 2 adet türbine (toplam enerji 966,8 MWh) ihtiyaç olacaktır.



Harita 5.23. İstanbul ilinin rüzgar enerji potansiyel atlası [78]

5.3.7. İstanbul ilinin rüzgar enerjisi potansiyeli analizi

İstanbul'un yıllık ortalama rüzgar hızı dağılımı(m/s), yıllık ortalama güç yoğunluğu dağılımı(W/m²), kapasite faktörü ve RES kurulamaz alanlar harita 5.23'te gösterilmiştir. Bu haritalara göre 41°17'34.8"N 28°47'38.4"E koordinatları seçilmiştir.

Seçilen koordinatlar güneş potansiyeli belirlenen alan ile aynı olup noktasal olarak rüzgar hızları Global Atlas Wind üzerinden belirlenmiş ve seçilen türbine göre yıllık enerji üretimi teorik olarak hesaplanmıştır.

Seçilen koordinatlarda 100 m'deki rüzgar hızı V: 7,58 m/s

$$V(100) = \frac{U^*}{0,4} \ln \frac{100}{0,05} \quad \text{ise } U^*: 0,39 \text{ m/s} \quad (5.25)$$

$$V(76) = \frac{0,39}{0,4} \ln \frac{76}{0,05} \quad \text{ise } V(76): 7,30 \text{ m/s} \quad (5.26)$$

$$P_r = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \eta \quad \text{olduğuna göre}$$

$$P_r = \frac{1}{2} * 1,225 * 1809,6 * 7,37^3 * 0,48 * 1 \text{ ise } P_r = 207,5 \text{ kW} \quad (5.27)$$

Toplam gücü bulduktan sonra türbinin kapasite faktörünün bulunup buna göre yıllık enerji miktarı bulunmalıdır.

$$KF = \frac{207,5 * 8760}{800 * 8760} = \%25,9 \quad (5.28)$$

Bakım, arıza gibi durumlar düşünülerekten bir yıl 355 gün (8520 saat) olarak alınmıştır.

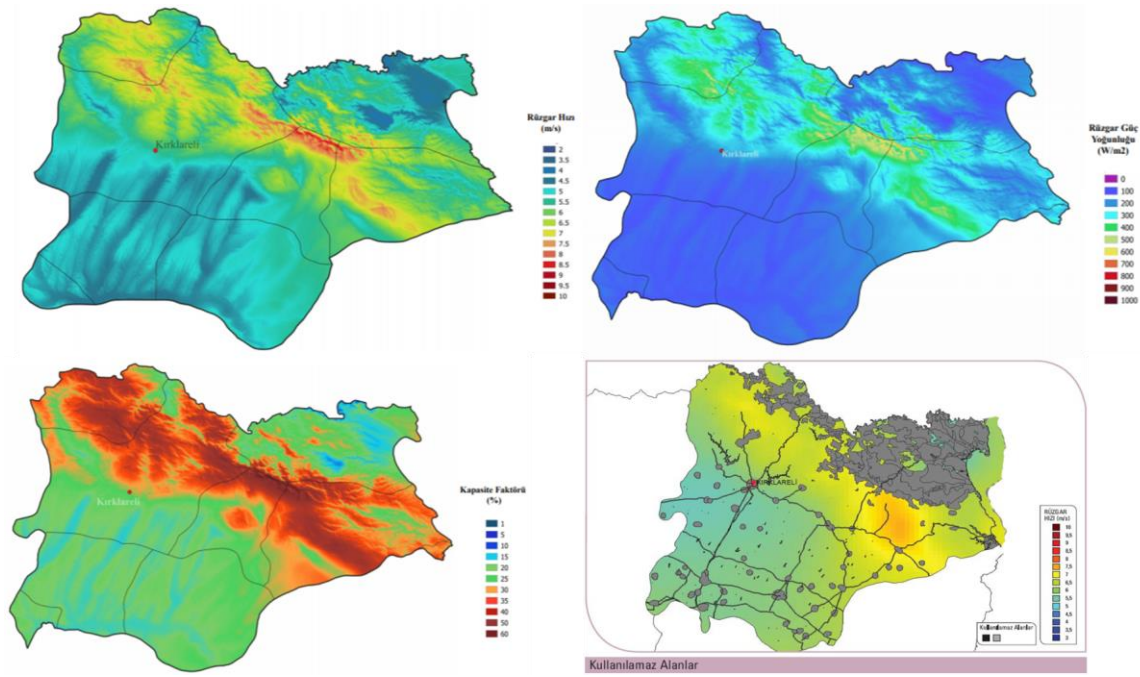
İstanbul'da kurulacak olan rüzgar enerji santralinin yıllık üreteceği enerji miktarı:

$$P_r = 207,5 \text{ kW} * 8520 \text{ h} * 0,259 = 457,8 \text{ MWh} \quad (5.29)$$

Elektroliz için gerekli olan enerjinin yaklaşık 640 MWh olduğu düşünülürse en az 2 adet türbine (toplam enerji 915,6 MWh) ihtiyaç olacaktır.

5.3.8. Kırklareli ilinin rüzgar enerjisi potansiyeli analizi

Kırklareli ilinin yıllık ortalama rüzgar hızı dağılımı(m/s), yıllık ortalama güç yoğunluğu dağılımı(W/m²), kapasite faktörü ve RES kurulamaz alanlar harita 5.24'te gösterilmiştir. Bu haritalara göre 41°40'19.2"N 28°05'45.6"E koordinatları seçilmiştir.



Harita 5.24. Kırklareli ilinin rüzgar enerji potansiyel atlası [78]

Seçilen koordinatlar güneş potansiyeli belirlenen alan ile aynı olup noktasal olarak rüzgar hızları Global Atlas Wind üzerinden belirlenmiş ve seçilen türbine göre yıllık enerji üretimi teorik olarak hesaplanmıştır.

Seçilen koordinatlarda 100 m'deki rüzgar hızı V: 7,01 m/s

$$V(100) = \frac{U^*}{0,4} \ln \frac{100}{0,05} \quad \text{ise } U^*: 0,36 \text{ m/s} \quad (5.30)$$

$$V(76) = \frac{0,36}{0,4} \ln \frac{76}{0,05} \quad \text{ise } V(76): 6,75 \text{ m/s} \quad (5.31)$$

$$P_r = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \eta \quad \text{olduğuna göre}$$

$$P_r = \frac{1}{2} * 1,225 * 1809,6 * 6,75^3 * 0,48 * 1 \text{ ise } P_r = 164,1 \text{ kW} \quad (5.32)$$

Toplam gücü bulduktan sonra türbinin kapasite faktörünün bulunup buna göre yıllık enerji miktarı bulunmalıdır.

$$KF = \frac{164,1 * 8760}{800 * 8760} = \%20,5 \quad (5.33)$$

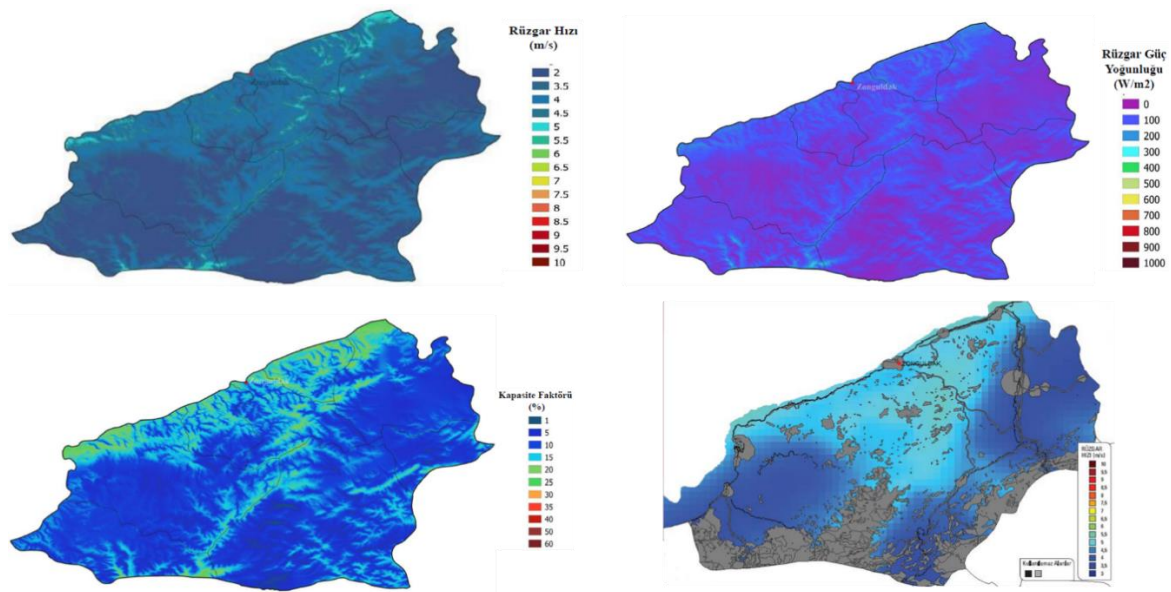
Bakım, arıza gibi durumlar düşünülerekten bir yıl 355 gün (8520 saat) olarak alınmıştır. Kırklareli'nde kurulacak olan rüzgar enerji santralinin yıllık üreteceği enerji miktarı:

$$P_r = 164,1 \text{ kW} * 8520 \text{ h} * 0.205 = 286,6 \text{ MWh} \quad (5.34)$$

Elektroliz için gerekli olan enerjinin yaklaşık 640 MWh olduğu düşünülürse en az 3 adet türbine (toplam enerji 859,8 MWh) ihtiyaç olacaktır.

5.3.9. Filyos'un rüzgar enerjisi potansiyeli analizi

Zonguldak Filyos'un yıllık ortalama rüzgar hızı dağılımı(m/s), yıllık ortalama güç yoğunluğu dağılımı(W/m²), kapasite faktörü ve RES kurulamaz alanlar harita 5.25'te gösterilmiştir. Bu haritalara göre 41°34'08.4"N 32°05'27.6"E koordinatları seçilmiştir.



Harita 5.25. Filyos'un rüzgar enerji potansiyel atlası [78]

Seçilen koordinatlar güneş potansiyeli belirlenen alan ile aynı olup noktasal olarak rüzgar hızları Global Atlas Wind üzerinden belirlenmiş ve seçilen türbine göre yıllık enerji üretimi teorik olarak hesaplanmıştır.

Seçilen koordinatlarda 100 m'deki rüzgar hızı V: 6,16 m/s

$$V(100) = \frac{U^*}{0,4} \ln \frac{100}{0,05} \quad \text{ise } U^*: 0,32 \text{ m/s} \quad (5.35)$$

$$V(76) = \frac{0,32}{0,4} \ln \frac{76}{0,05} \quad \text{ise } V(76): 5,93 \text{ m/s} \quad (5.36)$$

$$P_r = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \eta \quad \text{olduğuna göre}$$

$$P_r = \frac{1}{2} * 1,225 * 1809,6 * 5,93^3 * 0,48 * 1 \text{ ise } P_r = 111,3 \text{ kW} \quad (5.37)$$

Toplam gücü bulduktan sonra türbinin kapasite faktörünün bulunup buna göre yıllık enerji miktarı bulunmalıdır.

$$KF = \frac{111,3 * 8760}{800 * 8760} = \%14 \quad (5.38)$$

Bakım, arıza gibi durumlar düşünülerekten bir yıl 355 gün (8520 saat) olarak alınmıştır.

Filyos'ta kurulacak olan rüzgar enerji santralinin yıllık üreteceği enerji miktarı:

$$P_r = 11,3 \text{ kW} * 8520 \text{ h} * 0,14 = 134,7 \text{ MWh} \quad (5.39)$$

Elektroliz için gerekli olan enerjinin yaklaşık 640 MWh olduğu düşünülürse en az 6 adet türbine (toplam enerji 808,2 MWh) ihtiyaç olacaktır.

Güneş enerjisi potansiyeli ve rüzgar enerjisi potansiyeli atlaslarına göre seçilen noktalarda kurulacak olan rüzgar enerji santrallerinin üretebileceği yıllık enerji miktarları Global Atlas Wind programın ve teorik hesaplamalar ile hesaplanmıştır. Karadeniz kıyılarında belirlenen alanlardaki rüzgar enerjisinden yıllık enerji üretimine bakıldığında Sinop, Kastamonu ve İstanbul illerinin potansiyellerinin biraz daha fazla olduğu görülmüştür. Sinop yıllık 658

MWh'lık enerji üretim kapasitesi ile ilk sırada yer alırken, sırasıyla Kastamonu 483,4 MWh, İstanbul 457,8 MWh, Kırklareli 286,6 MWh, Samsun 257 MWh ve Filyos 134,7 MWh enerji üretim kapasitesine sahiptir.

5.4. Hidrojen Kombine Üretim Sisteminin Kurulacağı Lokasyon

Hidrojen kombine üretim tesisinin enerji ihtiyacını bulmak üzere Karadeniz kıyılarında güneş ve rüzgar enerjisi potansiyelleri incelenmiştir. Karadeniz kıyılarında güneş enerjisinden yıllık enerji üretimi birbirine yakın olmakla Samsun, Zonguldak ve İstanbul illeri ile Filyos'ta güneş enerjisi potansiyelinin biraz daha fazladır. Karadeniz kıyılarındaki rüzgar enerjisi potansiyelinin ise güneş enerjisine göre daha az olduğu görülmüş olup Sinop, Kastamonu ve İstanbul illerinin rüzgar potansiyelin biraz daha fazla olduğu görülmüştür.

Bu tezin amacı hidrojen üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarından yararlanılması olduğu düşünülürse hem rüzgar hem de güneş enerjilerinden yararlanılmasının daha doğru olacağına ön görülmüştür. Bu sebeple hem güneş enerjisi hem de rüzgar enerjisinden yararlanmak için hibrit bir enerji santralinin kurulmasına karar verilmiştir. Ayrıca kurulacak olan enerji santrallerinden elde edilecek enerji şebekeye de verilebilir.

Tesisin kurulacağı alan seçilirken daha önceki bölümlerde yapılan rüzgar enerjisi ve güneş enerjisi potansiyellerine bakılmıştır. Ayrıca seçilecek alanın jeopolitik önemi; sanayi, ulaşım, istihdam gibi sosyo-ekonomik durumları da ihmal edilmemiştir. Yapılan değerlendirmeler sonucunda, kombine tesisin kurulacağı alan olarak İstanbul ili ve Zonguldak Filyos seçilmiştir.

İstanbul hem rüzgar hem de güneş enerjisinden yararlanmak adına diğer illerden daha fazla potansiyele sahiptir. İstanbul, güneş enerjisinden yıllık 1307,6 MWh enerji üretim kapasitesine sahipken rüzgar enerjisinden yıllık 915,6 MWh enerji üretim kapasitesine sahiptir. İstanbul'da hem rüzgar enerjisinden hem de güneş enerjisinden yararlanmak için hibrit bir sistem kurulacaktır.

Ayrıca İstanbul'da analiz yapılan bölgenin, mega bir proje olarak gösterilen Kanal İstanbul projesine yakın olması, İstanbul'un sanayi, ulaşım vb. alanlarda daha çok enerjiye ihtiyacı

olması, gerekli altyapının İstanbul'da bulunması gibi sosyal ve ekonomik etkenler de göz önüne alınmış ve hidrojen kombine tesisini kurulacağı lokasyon olarak İstanbul seçilmiştir.

Hidrojen kombine tesisinin kurulacağı lokasyon olarak Zonguldak Filyos seçilmiştir. Filyos'un güneş enerjisi potansiyeli, analizi yapılan alanlarda yıllık 1336,7 MWh'lık enerji üretim kapasitesi ile ilk sırada yer almaktadır. Rüzgar enerji potansiyeli ise diğer alanlara göre daha düşük olsa da rüzgar enerjisinden de bu bölgede yararlanmak mümkün görülmektedir.

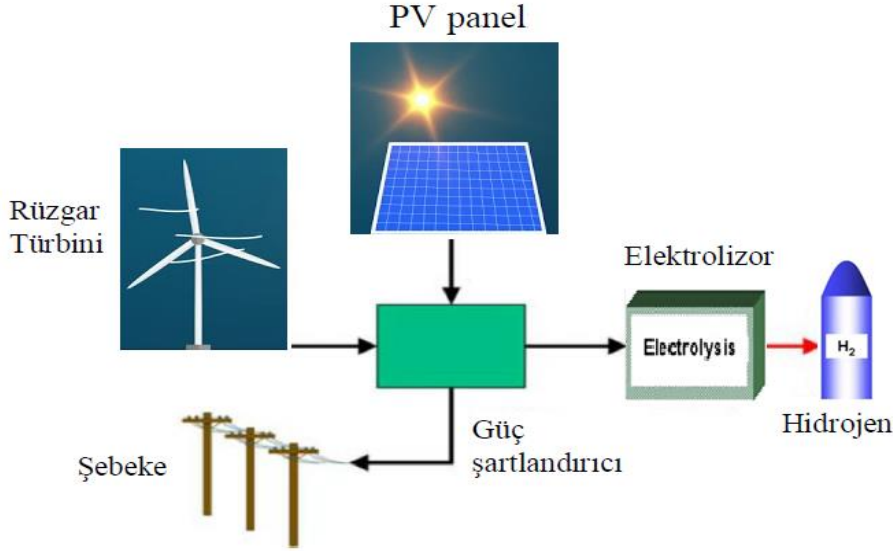
Filyos'un en önemli seçilme nedeni ise buraya yapılacak olan mega endüstri bölgesi ve Türkiye'de ilk üçe girecek bir limanın varlığıdır. Ayrıca Karadeniz'de bulunan yaklaşık 540 milyar m³ doğalgaz bu bölgeden dağıtılacak olup buraya birçok sanayi kolu yatırım yapacaktır. Filyos Türkiye'nin kuzey kapısı olup ulaşım ve lojistik anlamda denizyolu, demiryolu, karayolu ve havayolu imkânları mevcuttur. Diğer önemli neden ise Karadeniz'den çıkarılan doğalgaz ve Karadeniz'in diplerindeki H₂S'den elde edilen hidrojenin bir tesiste üretilip karıştırılabileceğidir. Yapılan son çalışmalarda doğalgazın içerisine hidrojen ilavesi ile doğalgazın yanma verimliliğinin arttığı, CO₂ emisyonunun azaldığı gözlemlenmiştir.

5.5. Seçilen Lokasyonlarda Kurulacak Enerji Santrallerinin Özellikleri

Yapılan değerlendirmeler sonucunda hem güneş enerjisi hem de rüzgar enerjisinden yararlanmak için hibrit bir enerji santralinin kurulmasına karar verilmiştir. Hibrit sistemler birden fazla enerji kaynağından oluşan elektrik sistemleri olup enerji kaynağının birisinde sorun meydana geldiği zaman diğer enerji kaynağı sisteme enerji verebilmektedir. Hem daha fazla yenilebilir enerji kaynağından yararlanmak hem de elektroliz prosesine sürekli enerji verebilmek adına hibrit bir sistem kurulması ön görülmüştür.

Yıllık 50 ton hidrojen üretmek için gerekli enerji 640 MWh olarak hesaplanmıştır. Yapılan analizlerde kurulacak olan santrallerin kapasitesi bu değer üzerinde belirlendiği için enerji santrallerinin şebekeye bağlı enerji sistemleri olarak tasarımı düşünülmüştür. Şebekeye bağlı sistemler ürettiği elektrik enerjisini hiçbir yerde depolamadan (akü vb.) direk şebekeye veren, ihtiyaç anında şebekeye satan ya da alan sistemler olarak tanımlanabilir.

İstanbul ve Filyos'ta Şekil 26'daki gibi şebekeye bağlı hem güneşten hem de rüzgardan yararlanılan hibrit bir enerji santralinin kurulması düşünülmüştür.



Şekil 5.26. Seçilen lokasyonlarda kurulacak olan hibrit enerji santrali

Yıllık Karadeniz'in diplerindeki H_2S 'den 50 ton hidrojen üretmek için 640 MWh'lik bir enerjiye ihtiyaç vardır. İstanbul için yapılan analizler sonucunda hibrit bir sistem tasarlandığında güneşten 1307,6 MWh; rüzgardan 915,6 MWh (en az 2 adet türbin) toplamda 2223,2 MWh enerji elde edilebilecektir. Filyos için yapılan analizler sonucunda hibrit bir sistem tasarlandığında güneşten 1336,7 MWh; rüzgardan 808,2 MWh (en az 6 adet türbin) toplamda 21445 MWh enerji elde edilebilecektir. Bu enerjinin bir kısmı elektrolizde bir kısmı da şebekeye verilerek kullanılabilir.

6. KURULACAK OLAN ENERJİ SANTRALLERİNİN EKONOMİK ANALİZİ

Bir yatırımcı için bir işletmenin değeri, yatırım yapılabilirliği ile şimdiki ve gelecekteki karlılığı çok önemlidir. Yatırım yapan veya yapacak olan yatırımcılar tarafından bir işletmenin devamlılığının, karlılığının, güvenilirliğinin ve değerinin analiz edilmesine ekonomik analiz denir. Yatırım yapılması planlanan projelerin gerçekleşip gerçekleşmeyeceğine, hangi projenin daha uygun ve karlı olduğuna ekonomik analiz yöntemleri ile karar verilir. Basit karlılık oranı, geri ödeme süresi, net bugünkü değer, iç karlılık oranı ve seviyelendirilmiş enerji maliyeti yöntemleri ekonomik analizlerde kullanılan başlıca yöntemler arasında gösterilebilir [87].

Enerji santrallerinde ekonomik analiz yapılırken; arazi, makine, altyapı vb. gibi ilk yatırım maliyetleri ve çalışan maaşları, destek ekipmanları, bakım giderleri vb. gibi işletme-bakım maliyetleri göz önüne alınır. Ekonomik bir değerlendirme kriteri olan birim enerji üretim maliyeti, ilk yatırım ve işletme-bakım maliyetlerini de içerisine alan santralin kullanım ömrü boyunca santralden birim enerji elde etmek için gerekli olan bütün maliyetlerdir. Bir yatırımcı için diğer bir önemli kriter ise proje finansmanında kullanılan öz sermaye ve kredi borçlanmasından oluşan kaynak maliyetidir.

Tez çalışmasında, yatırımcının parasının zaman içerisindeki değerinin göz önünde bulundurduğu ve kolay bir yöntem olduğu için net bugünkü değer yöntemi ile iç karlılık oranı yöntemi tercih edilmiştir. Yapılan çalışmada, yatırımcının sermayesinin olmadığı, %100 kredi kullanımı ile yatırımı gerçekleştirildiği ya da yatırımcının %25 öz sermaye, %75 kredi kullanımı yatırımı gerçekleştirdiği varsayılmıştır. Her iki senaryo için de kurulum maliyeti, faiz oranları, dağıtım ve sistem kayıpları gibi temel unsurlar sabit tutulmuş sadece öz sermaye ve kredi oranları değiştirilmiştir.

6.1. Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Üretimi İçin Sağlanan Teşvikler

Tez çalışmasında, tasarlanan enerji santrallerinin şebekeye bağlı bir sistem olacağı düşünüldüğü için sistemde üretilen elektriğin bir kısmı şebekeye verilecektir. Bu kapsamda

Türkiye’de 2003 yılından bu yana devlet tarafından yenilenebilir enerji kaynaklarının yatırımı teşvik edilmektedir. 10/5/2005 tarihli ve 5346 sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun” bu teşvikler kapsamında çıkarılmıştır. Bu kanunun amacı yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretiminin yaygınlaştırılarak bu enerji kaynaklarının ekonomiye güvenli ve kaliteli bir şekilde kazandırılmasını sağlamaktır. Ayrıca sera gazı emisyonlarının azaltılması ve atıkların değerlendirilmesi ile çevre bilincinin artması ve korunması amaçlanmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak kurulacak elektrik üretim tesislerinden üretilen elektriğin ihtiyaç fazlası kısmı, üretim tesisinin kurulduğu bölgede görevli tedarik şirketi aracılığıyla Yenilenebilir Enerji Kaynakları (YEK) Destekleme Mekanizması kapsamında değerlendirilmektedir. Bu alım garantileri ve teşvikler kapsamında, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunu tarafından yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı tesis tipine göre elektrik enerjisi alım fiyatları için, 29/01/2021 tarihinde yapılan değişiklik ile Çizelge 5.1’de elektrik alım ve yerli teşvik fiyatları yayınlanmıştır. 01.07.2021 tarihinden 31.12.2025 tarihine kadar işletmeye girecek YEK belgeli yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerinde bu çizelge uygulanacaktır.

Çizelge 6.1. YEK destekleme mekanizması ile yerli katkı fiyatları ve uygulama süreleri [88]

Yenilenebilir Enerji Kaynağına Dayalı Üretim Tesisi Tipi		YEK Destekleme Mekanizması Fiyatı (TL kuruş /kWh)	YEK Destekleme Mekanizması Fiyatı Uygulama Süresi	Yerli Katkı Fiyatı (TL kuruş /kWh)	Yerli Katkı Fiyatı Uygulama Süresi	Güncellemeye Esas Üst Sınır (ABD Doları cent/ kWh)
Hidroelektrik üretim tesisi		40,00	10	8,00	5	6,40
Rüzgâr enerjine dayalı üretim tesisi		32,00	10	8,00	5	5,10
Jeotermal enerjiye dayalı üretim tesisleri		54,00	10	8,00	5	8,60
Biyokütleyle dayalı üretim tesisi	Çöp gazı	32,00	10	8,00	5	5,10
	Biyometan izasyon	54,00	10	8,00	5	8,60
	Termal Bertaraf	50,00	10	8,00	5	8,00
Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi		32,00	10	8,00	5	5,10

6.2. Güneş Enerjisi Santrali Kurulumu Maliyet Analizi

Bir güneş enerjisi santrali yatırımına başlanmadan önce tesisin nerede kurulacağı ile ilgili fizibilite çalışmaları yapılır ve daha sonrasında santralin maliyeti ve karlılık oranları tespit edilir. Kullanılan güneş enerjisi teknolojisi ile belirlenen alanda ne kadar enerji üretilebileceği ve yatırım maliyeti ile işletme maliyetlerinin ne kadar olacağı ile ilgili bir ekonomik analiz yapılması gerekmektedir.

Enerji Piyasası Denetleme Kurulu tarafından verilen lisanslar aracılığıyla Türkiye’de enerji yatırımları yapılabilmektedir. Güneş enerji santralleri lisanslı ve lisanssız olmak üzere iki farklı tipte olabilmektedir. İki tip santralde de kurulum ve izin süreçleri aynı olmakla beraber lisanslı olanlarda kamu yararına kamulaştırma yapılabilirken lisanssız olanlarda kamu arazileri 30 yıllığına kiralanabilmektedir. 2013 yılında yayımlanan 28783 sayılı Elektrik Piyasasında Lisanssız Elektrik Üretimine İlişkin Yönetmeliğin Madde 5 (c) bendine göre kurulu gücü bir megavat veya kanunun 14’üncü maddesi çerçevesinde Bakanlar Kurulu kararı ile belirlenmiş kurulu güç üst sınırına kadar olan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisleri önlisans ve lisans sürecinden muaf tutulmakta olup lisanssız olarak adlandırılmaktadır. Aynı yönetmeliğe göre, lisanssız santraller farklı bir durum olmadıkça ve TEİAŞ belirtmedikçe, dağıtım şirketlerinin yönettiği orta gerilim şebekesinden (34,5 kV) bağlanmak durumundadır [87].

Güneş enerjisi yatırım santralinde üretilen enerji tamamen öz tüketimde kullanılacak ise bölge elektrik dağıtım şirketinden proje onayı alınması gerekmektedir. Fakat tüketim fazlası enerjinin şebekeye verilmesi yani satışı düşünülüyorsa öncelikle bağlantı görüşü alınması gerekmektedir. GES yapılması planlanan alanın enerji nakil hatlarına yakınlığı da önem arz etmektedir. Konu ile ilgili elektrik dağıtım şirketlerinin görüşlerine, prosedürlerine ve yaptırımlarına uyulması gerekmektedir. Bu işlemler tamamlandıktan sonra saha çalışmaları başlar ve sistemin sahaya nasıl montaj edileceğine karar verilir. Uygun kablolama işlemleri yapılarak santral işletmeye hazır hale getirilir ve kabulü yapılır.

Güneş enerji santralleri birçok farklı bileşenden meydana gelmekte olup PV modüller, eviriciler (invertörler) ve konstrüksiyon bu sistemlerin en önemli üç bileşenidir. PV modüller, yüzeylerine gelen güneş ışınını doğrudan elektrik enerjisine dönüştüren yarı iletken maddelerdir. Invertörler, PV modüllerden üretilen doğru akımı (DC), alternatif

akıma (AC) çeviren cihazlardır. Konstrüksiyon taşıyıcı olarak adlandırılan sistemler olup PV modülleri, invertörleri ve bağlanma kablolarını taşıyan altyapıdır [89].

Bir güneş enerjisi santralının maliyet analizini yapılırken;

- Yer seçimi, saha incelemesi, proje hazırlığı ve yönetimi, mühendislik çalışmaları, danışmanlık hizmetleri vb. gibi fizibilite çalışma maliyetleri
- Güneş panelleri ve ekipman maliyetleri
- Arazi bedeli
- Altyapı, yol vb. inşaat maliyetleri
- Şalt sahası, kablolama, devreye alma vb. elektrik maliyetleri
- Arıza bakım, sigorta, yönetim, eğitim vb. gibi operasyonel maliyetler
- Öngörülemeyen maliyetler

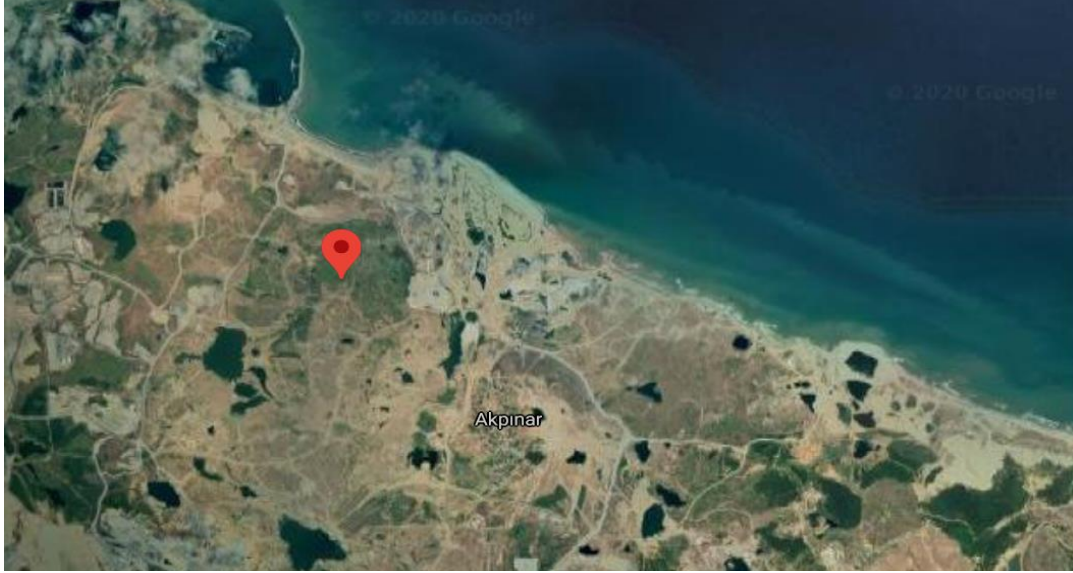
dikkate alınmaktadır.

6.2.1 İstanbul ili GES kurulumu maliyet analizi

İstanbul gerek nüfus yoğunluğunun gerekse sanayileşmenin fazla olduğu Türkiye'nin en büyük ilidir. İstanbul'a kurulacak olan güneş enerjisi santralinden üretilecek elektrik enerjisi Karadeniz'in diplerindeki H₂S'den hidrojen üretiminin elektroliz aşamasında kullanılacaktır. Aynı zamanda bir mega proje olan Kanal İstanbul projesi ile entegre olacak olan bu sistem, enerji tüketiminin yoğun olduğu bölgelerde elektrik tüketiminin bir kısmını da karşılayacaktır. Santralin kurulacağı alan seçilirken mümkün olduğunca bölgenin arazi yapısı, ulaşım imkanları, trafo merkezleri ve enerji nakil hatlarına yakınlığı, yerleşim alanlarına uzaklığı gibi parametrelere dikkat edilmeye çalışılmıştır.

Bölüm 5.2.1.10'da İstanbul ilinin PVGIS programı ile güneş enerjisi potansiyeli analizi yapılmıştır. İstanbul'da tasarlanacak olan 1 MW kurulu güce sahip PV sisteminin yıllık enerji üretimi 1307,6 MWh olarak hesaplanmıştır. Harita 6.1'de güneş enerjisi santralının kurulacağı alan gösterilmektedir. 1 MW'lık GES için yaklaşık 2 hektarlık (20.000 m²) bir alan yeterli olmaktadır. Seçilen alanda yerleşim yeri, ormanlık veya mera alanı bulunmadığı Google Earth ile tespit edilmiştir. Bu alanların I. sınıf verimli tarım alanı olup olmadığı, T.C. Tapu ve Kadastro Müdürlüğü ile T.C. Gıda, Tarım ve Hayvancılık İl Müdürlüğü'nden tespit edilmesi gerekmektedir. Tez çalışmasında, seçilen alanın verimli tarım arazileri

üzerinde olmadığı varsayılmıştır. Seçilen alan 154 kV'lık trafo merkezine de yakın olup şebekeye elektrik kolaylıkla verilebilecektir. 1 MW lisanssız güneş enerji santrali için maliyet analizi yapılmıştır. Yapılması planlanan santrali için yaklaşık 4.000 adet PV paneli ve 40 adet invertör kullanılacaktır.



Harita 6.1. İstanbul'da enerji santrali kurulacak alan

Yapılan ekonomik analizde, yatırımcının sermaye olarak %100 kredi ya da %25 öz kaynak, %75 kredi kullandığı varsayılan 2 farklı senaryo uygulanmıştır. Her iki senaryoda da kurulum maliyeti, faiz oranları, dağıtım ve sistem kayıpları gibi temel unsurlar sabit tutulmuştur. Piyasada PV modüller ve invertörler daha çok Avro (Euro, €) üzerinden satıldığı için para birimi olarak avro tercih edilmiştir.

Ekonomik analiz sırasında bazı varsayımlar yapılmıştır:

- Elektroliz için gerekli enerjinin tamamı güneş enerji santralinden üretilen elektrik enerjisi ile sağlanmakta olup üretilen fazla elektrik enerjisi YEKDEM kapsamında satılacaktır. Çizelge 6.1'de devletin destek alma fiyatı güneş enerjisi için 32,00 TL kuruş/kWh olarak verilmiş olup %60 oranında yerli desteği de aldığı varsayılarak toplamda 36,8 (32+8*0.6) TL kuruş/kWh üzerinden elektrik satışı gerçekleşecektir. Avro üzerinden hesaplanacak olursa 12.01.2022 tarihli T.C. Merkez Bankası'ndan alınan kura (1 €: 15,6 ₺) göre satış fiyatı 2,35 €/kWh olacaktır. Elektrik destek alım fiyatı 10 yıl garanti süresince sabit tutulmuştur. 10 yıl sonrasında, YEKDEM

mekanizmasının kaldırılması gözetilerek, elektrik satış fiyatının her yıl %2,35 oran artışla satılacağı varsayılmıştır.

- Kredi faiz oranı %10 olarak alınmıştır.
- Enflasyon oranı %5 olarak alınmıştır.
- 2020 yılı sonrasında zorunlu olan karbon piyasa mekanizması dikkate alınarak karbon fiyat hesaplaması analize dahil edilmiştir. Satılan karbon fiyatı 3 €/ton olarak alınmıştır. 1 kWh elektrik üretimi için yaklaşık 0,65 kg CO₂ azaltımı yapıldığı varsayılmıştır [90].
- Kanal İstanbul projesi ile birlikte arazi fiyatlarında büyük bir artış yaşanmıştır. Seçilen alanın satın alınması projenin değeri ile kıyaslandığında oldukça yüksek kalacağından arsa fiyatı olarak seçilen bölgenin bulunduğu belediyeden arsa rayiç bilgileri alınmıştır. Eyüpsultan Belediyesi'nin belirlediği rayiç bedeli m² başına 343,2 TL (yaklaşık 22 €) olup arsa bedeli bu fiyattan belirlenmiştir [91].
- PV panellerin ve invertörlerin fiyatları satış sitelerinden ve CSUN solar üretici fiyat aralığından alınmıştır. CSUN 250-60 PSAR panelinin yaklaşık olarak fiyatı 157 € olarak bulunmuştur. SMA Sunny Tripower 20000TL-30 modülü fiyatı 2645 € olarak alınmıştır [92]. Yapılan hesaplamalarda modül fiyatı içerisinde PV panel fiyatı ve invertör fiyatı yer almakta olup €/kW olarak ekonomik analizde kullanılmıştır.
- İncelenen farklı projelerde bir PEM elektrolizörün maliyeti yaklaşık olarak 60000 € olarak alınmıştır [23]. Yapılan ekonomik analizlerde, hesaplamaların kolay yapılabilmesi için PEM elektrolizör fiyatı arsa bedelinin içerisinde yer almıştır.
- Malzeme ve işçilik fiyatları belirlenirken Şanlıurfa Enerji İhtisas Bölgesi için yapılan 1 MW'lık güneş enerjisi santralleri baz alınmıştır. Baz alınan çalışmalarda modül fiyatının yaklaşık yüzde %61 malzeme ve işçilik fiyatları olarak hesaplanmıştır [89]. Malzeme ve işçilik fiyatları net şekilde verilmemesinin sebebi ise proje alanına ve yerine göre maliyetlerin değişebileceğinin ön görülmesidir.
- Elektroliz sonucu yıllık olarak yaklaşık 50 tonluk bir hidrojen elde edilecektir. Yapılan araştırmalarda hidrojenin kg başına fiyatı 3,18-5,75 \$ dolar olarak bulunmuştur [93]. Başka bir çalışmada ise fiyatın 2.16 €/kg olduğu görülmüştür [94]. Ekonomik analiz yapılırken bu değerler ortalaması alınarak kilogram başına hidrojenin fiyatı yaklaşık 2,5 € olarak belirlenmiştir. Yıllık yaklaşık 125000 € değerinde hidrojen, 40000 € değerinde sülfür elde edilecektir [95].

Proje Temelleri		
	Nominal Güç (kWp)	1.000
	Yıllık Üretim Kapasitesi (kWh/kWp)	667
	Hat Etkisi	2%
	Net Üretim kW	680.340
	FIT	€ 2,35
	Karbon kg/kWh	0,65 kg/kWh
	Gönüllü Emisyon Azaltımı Satış Ücreti	3,00 EUR/tonnes
	Şebeke Bağlantısı	2022
EPC		
	Modüller (€/kWp)	€ 184
	BoS (Malzeme ve İşçilik) (€/kWp)	€ 113
	Lisans (€/kWp)	€ 0
	Toplam (€/kWp)	€ 297
	Arsa Bedeli+PEM	€ 500.000
	Toplam Yatırım €	€ 797.000
	Toplam Yatırım + KDV €	€ 850.460
	Hibe Sonrası Yatırım Maliyeti	€ 720.729
	Hibe Sonrası Yatırım Maliyeti+ KDV €	€ 850.460
Operasyonel Maliyetler		
	Arıza Bakım	€ 3
	Sigorta	€ 2
	Arazi Kiralaması (m2/kWp)	€ 0
	Yönetim Maliyeti	€ 0,3
	Diğer	€ 0
	Toplam	€ 5
Finansman Varsayımları		
Öz kaynak	€ 212.615	25%
Kredi	€ 637.845	75%
Faiz Oranı		10,00%
Euribor		0%
Anapara ve Faiz Ödemelerinin Tamalanma süresi		Yıl
Kredi Anapara Ödemesiz Dönem		Yıl
Anapara Ödemesi		Yıl
Enflasyon		5,00%
Amortisman		10 Yıl
Faiz Gelir Oranı		2%
Modüllerin Yıllık Ortalama Kayıpları		0,4%
Yıllık Dağıtım Kaybı		0,3%
H2 ve S2 den gelen gelir		
H2den gelen gelir/yıl	€ 125.000,00	
S2den gelen gelir/yıl	€ 40.000,00	

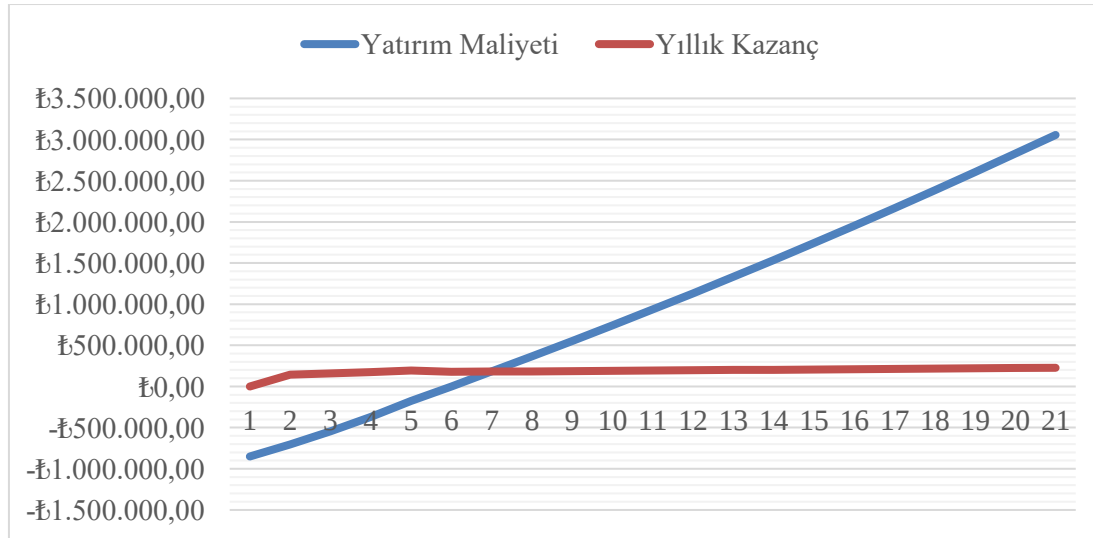
Şekil 6.1. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz girdi değerleri

Şekil 6.1’de İstanbul’da %25 öz sermaye, %75 kredi ile kurulması planlanan güneş enerjisi santralinin ekonomik analiz girdileri verilmiştir. Yıllık enerji üretimi 1307,6 MWh olup bunun 640 MWh’lık kısmı elektroliz prosesinde hidrojen üretimi için kullanılacak olup geri kalan 667 MWh şebekeye verilecektir. Hem şebekeden bir gelir elde edilecek hem de üretilen hidrojen ve sülfürden bir gelir elde edilecektir. Finansal değerlendirmeler bu varsayımlara göre gerçekleştirilmiştir.

Çizelge 6.2. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değerleri

Nominal Güç (kWp)	1 000
Yıllık Üretim Kapasitesi (kWh/kWp)	667
Net Üretim kWh	680 340
Ortalama Yıllık Kazanç (20 Yıl İçin)	€ 195 308
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	4 yıl 12 ay

Yapılan ekonomik analiz sonuçları Çizelge 6.2’de verilmiştir. 20 yıl için ortalama kazanç 195308 € olmaktadır. İstanbul’da %25 öz kaynak ve %75 kredi kullanılması ile kurulacak olan 1 MW’lık güneş enerjisi santralinin yatırım maliyeti ve yıllık kazancını gösteren grafik Şekil 6.2’de verilmiştir.



Şekil 6.2. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değer grafiği

Çizelge 6.3’te 20 yıl içerisinde yıllara göre yatırım maliyeti ve yıllık kazanç ayrıntılı bir şekilde verilmiştir.

Çizelge 6.3. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) yıllık yatırım maliyeti ve kazancı

Yıl	Yatırım Maliyeti	Yıllık Kazanç
0	-€ 850 460	€ 0
1	-€ 705 869	€ 144 591
2	-€ 545 591	€ 160 278
3	-€ 369 636	€ 175 956
4	-€ 176 448	€ 193 187
5	€ 980	€ 177 428
6	€ 181 609	€ 180 630
7	€ 365 421	€ 183 812
8	€ 552 395	€ 186 973
9	€ 742 508	€ 190 113
10	€ 935 739	€ 193 231
11	€ 1 132 424	€ 196 685
12	€ 1 332 551	€ 200 127
13	€ 1 536 107	€ 203 556
14	€ 1 743 078	€ 206 971
15	€ 1 953 449	€ 210 371
16	€ 2 167 204	€ 213 755
17	€ 2 384 326	€ 217 122
18	€ 2 604 796	€ 220 470
19	€ 2 828 595	€ 223 799
20	€ 3 055 700	€ 227 106

Çizelge 6.4. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) yatırım geri dönüşü

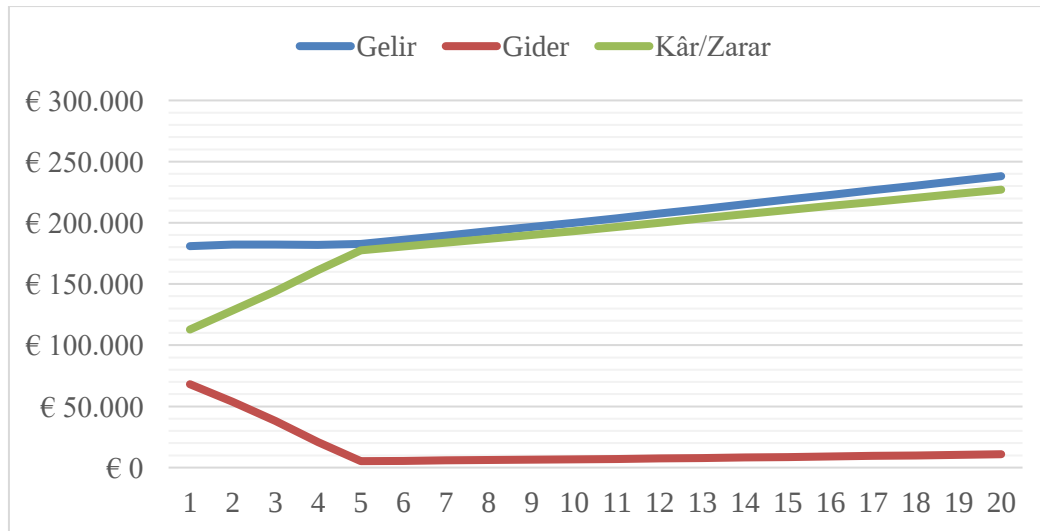
Yatırım Geri Dönüşü		
Proje Net Bugünkü Değer Oranı		5%
10 Yıl	Sermaye-İç Verimlilik Oranı	27%
	Proje-İç Verimlilik Oranı	19%
	Proje Net Bugünkü Değeri	€ 631 324
20 Yıl	Sermaye-İç Verimlilik Oranı	31%
	Proje-İç Verimlilik Oranı	23%
	Proje Net Bugünkü Değeri	€ 1 582 309
30 Yıl	Sermaye-İç Verimlilik Oranı	31%
	Proje-İç Verimlilik Oranı	24%
	Proje Net Bugünkü Değeri	€ 2 257 067
Sermaye Geri Ödeme Periyodu		4 Yıl 12 Ay
Proje Geri Ödeme Periyodu		4 Yıl 12 Ay

%75 kredi ve %25 öz kaynak ile kurulacak santralin geri dönüş süresi 4 yıl 12 ay ve 30 yıl sonunda sermaye-iç verimlilik oranı ise 31% olarak hesaplanmıştır (Çizelge 6.4).

Çizelge 6.5. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) gelir-gider analizi

Yıl	Gelir	Gider	Kâr/Zarar
1	€ 180 940	€ 68 136	€ 112 805
2	€ 182 199	€ 53 894	€ 128 305
3	€ 182 130	€ 38 095	€ 144 036
4	€ 182 062	€ 20 739	€ 161 323
5	€ 182 717	€ 5 289	€ 177 428
6	€ 186 183	€ 5 553	€ 180 630
7	€ 189 643	€ 5 831	€ 183 812
8	€ 193 096	€ 6 122	€ 186 973
9	€ 196 542	€ 6 428	€ 190 113
10	€ 199 981	€ 6 750	€ 193 231
11	€ 203 772	€ 7 087	€ 196 685
12	€ 207 569	€ 7 442	€ 200 127
13	€ 211 370	€ 7 814	€ 203 556
14	€ 215 176	€ 8 204	€ 206 971
15	€ 218 986	€ 8 615	€ 210 371
16	€ 222 801	€ 9 045	€ 213 755
17	€ 226 620	€ 9 498	€ 217 122
18	€ 230 443	€ 9 973	€ 220 470
19	€ 234 270	€ 10 471	€ 223 799
20	€ 238 100	€ 10 995	€ 227 106

Çizelge 6.5’te yıllara göre gelir-gider analizi, Şekil 6.3’te de yıllara göre gelir-gider analiz grafiği verilmiştir. Bu verilere göre finansmanı %75 kredi ve %25 öz kaynak ile kurulacak santralin kar oranı sürekli artmaktadır.



Şekil 6.3. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) gelir gider analiz grafiği

Proje Temelleri		
	Nominal Güç (kWp)	1.000
	Yıllık Üretim Kapasitesi (kWh/kWp)	667
	Hat Etkisi	2%
	Net Üretim kW	680.340
	FIT	€ 2,35
	Karbon kg/kWh	0,65 kg/kWh
	Gönüllü Emisyon Azaltımı Satış Ücreti	3,00 EUR/tonnes
	Şebeke Bağlantısı	2022
EPC		
	Modüller (€/kWp)	€ 184
	BoS (Malzeme ve İşçilik) (€/kWp)	€ 113
	Lisans (€/kWp)	€ 0
	Toplam (€/kWp)	€ 297
	Arsa Bedeli	€ 500.000
	Toplam Yatırım €	€ 797.000
	Toplam Yatırım + KDV €	€ 850.460
	Hibe Sonrası Yatırım Maliyeti	€ 720.729
	Hibe Sonrası Yatırım Maliyeti+ KDV €	€ 850.460
Operasyonel Maliyetler		
	Arıza Bakım	€ 3
	Sigorta	€ 2
	Arazi Kiralaması (m2/kWp)	€ 0
	Yönetim Maliyeti	€ 0,3
	Diğer	€ 0
	Toplam	€ 5
Finansman Varsayımları		
Öz kaynak	€ -	0%
Kredi	€ 850.460	100%
Faiz Oranı		10,00%
Euribor		0%
Anapara ve Faiz Ödemelerinin Tamalanma süresi		Yıl
Kredi Anapara Ödemesiz Dönem		Yıl
Anapara Ödemesi		Yıl
Enflasyon		5,00%
Amortisman		10 Yıl
Faiz Gelir Oranı		2%
Modüllerin Yıllık Ortalama Kayıpları		0,4%
Yıllık Dağıtım Kaybı		0,3%
H2 ve S2 den gelen gelir		
H2den gelen gelir/yıl	€ 125.000,00	
S2den gelen gelir/yıl	€ 40.000,00	

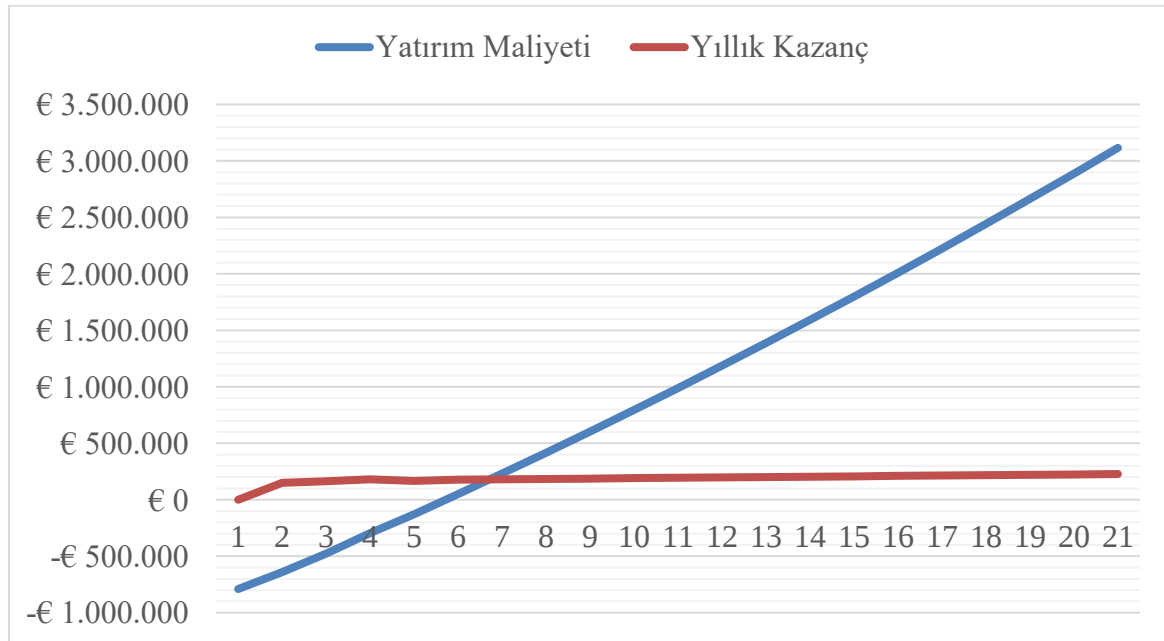
Şekil 6.4. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES (%100 kredi) finansal analiz girdi değerleri

Şekil 6.4'te İstanbul'da %100 kredi ile kurulması planlanan güneş enerjisi santralinin ekonomik analiz girdileri verilmiştir. %25 öz sermaye ve %75 kredi ile kurulacak sistem ile her şeyi aynı olup sadece sermaye miktarları farklıdır. Öz kaynaktan yararlanmayıp %100 kredi kullanılacağı düşünülmüştür.

Çizelge 6.6'da yapılan ekonomik analiz sonuçları verilmiştir. %100 kredi kullanılırsa 20 yıl için ortalama kazanç düşerek 183200 € olmaktadır. İstanbul'da %100 kredi kullanılarak kurulacak olan 1 MW'lık güneş enerjisi santralinin yatırım maliyeti ve yıllık kazancını gösteren grafik Şekil 6.5'te verilmiştir.

Çizelge 6.6. İstanbul'da kurulacak olan 1 MW'lık GES (%100 kredi) finansal analiz sonuç değerleri

Nominal Güç (kWp)	1 000
Yıllık Üretim Kapasitesi (kWh/kWp)	667
Net Üretim kWh	680 340
Ortalama Yıllık Kazanç (20 Yıl İçin)	€ 183 200
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	5 yıl 9 ay



Şekil 6.5. İstanbul'da kurulacak olan 1 MW'lık GES (%100 kredi) finansal analiz sonuç değer grafiği

20 yıl içerisinde yıllara göre yatırım maliyeti ve yıllık kazanç ayrıntılı bir şekilde Çizelge 6.7'de verilmiştir.

Çizelge 6.7. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES’in (%100 kredi) yıllık yatırım maliyeti ve kazancı

Yıl	Yatırım Maliyeti	Yıllık Kazanç
0	-€ 850 460	€ 0
1	-€ 727 131	€ 123 329
2	-€ 590 240	€ 136 891
3	-€ 440 011	€ 150 229
4	-€ 275 123	€ 164 888
5	-€ 125 931	€ 149 192
6	€ 37 849	€ 163 779
7	€ 214 633	€ 176 784
8	€ 394 578	€ 179 945
9	€ 577 664	€ 183 086
10	€ 763 867	€ 186 203
11	€ 953 524	€ 189 657
12	€ 1 146 623	€ 193 099
13	€ 1 343 151	€ 196 528
14	€ 1 543 094	€ 199 943
15	€ 1 746 437	€ 203 343
16	€ 1 953 164	€ 206 727
17	€ 2 163 258	€ 210 094
18	€ 2 376 701	€ 213 442
19	€ 2 593 471	€ 216 771
20	€ 2 813 549	€ 220 078

Finansmanı %100 kredi ile kurulacak santralin geri dönüş süresi 5 yıl 9 ay olarak hesaplanmıştır. %25 öz sermaye ve %75 kredi ile kurulacak olan santrale göre geri dönüş süresi artış göstermiştir. 30 yıl sonunda net bugünkü değer 2184583 € olup iç verimlilik oranı 23% olarak hesaplanmıştır (Çizelge 6.8). Görüleceği üzere öz sermayemiz ne kadar fazla ise projenin geri dönüş süresi de o kadar kısa olmaktadır.

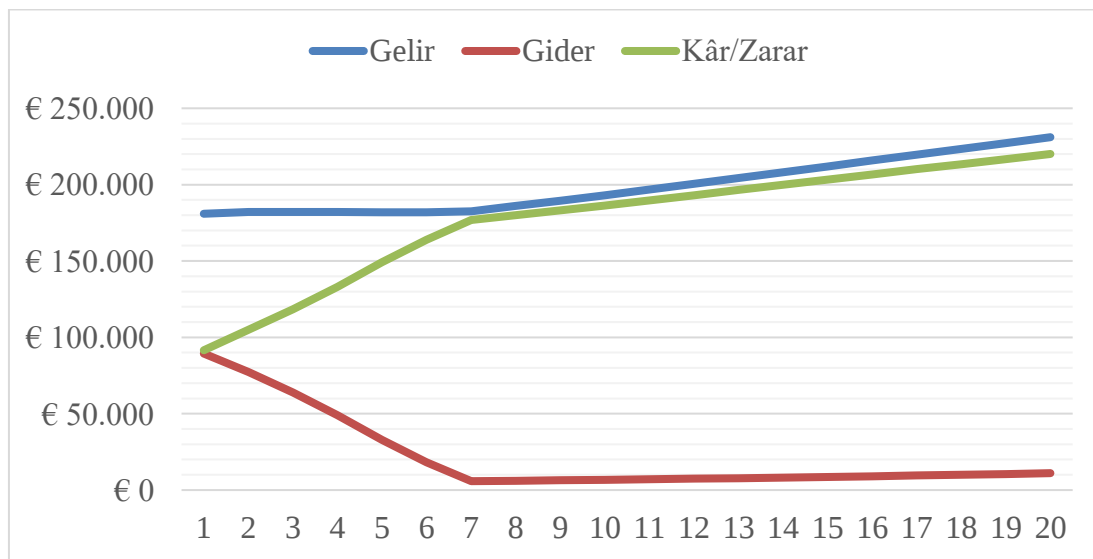
Çizelge 6.8. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES’in (%100 kredi) yatırım geri dönüşü

Yatırım Geri Dönüşü		
10 Yıl	İç Verimlilik Oranı	19%
	Net Bugünkü Değeri	€ 610 048
20 Yıl	İç Verimlilik Oranı	23%
	Net Bugünkü Değeri	€ 1 529 304
30 Yıl	İç Verimlilik Oranı	23%
	Net Bugünkü Değeri	€ 2 184 583
Proje Geri Ödeme Periyodu		5 Yıl 9 Ay

Çizelge 6.9. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES’in (%100 kredi) gelir-gider analizi

Yıl	Gelir	Gider	Kâr/Zarar
1	€ 180 940	€ 89 397	€ 91 543
2	€ 182 199	€ 77 282	€ 104 917
3	€ 182 130	€ 63 821	€ 118 309
4	€ 182 062	€ 49 038	€ 133 024
5	€ 181 993	€ 32 801	€ 149 192
6	€ 181 925	€ 18 146	€ 163 779
7	€ 182 615	€ 5 831	€ 176 784
8	€ 186 068	€ 6 122	€ 179 945
9	€ 189 514	€ 6 428	€ 183 086
10	€ 192 953	€ 6 750	€ 186 203
11	€ 196 744	€ 7 087	€ 189 657
12	€ 200 541	€ 7 442	€ 193 099
13	€ 204 342	€ 7 814	€ 196 528
14	€ 208 148	€ 8 204	€ 199 943
15	€ 211 958	€ 8 615	€ 203 343
16	€ 215 773	€ 9 045	€ 206 727
17	€ 219 592	€ 9 498	€ 210 094
18	€ 223 415	€ 9 973	€ 213 442
19	€ 227 242	€ 10 471	€ 216 771
20	€ 231 073	€ 10 995	€ 220 078

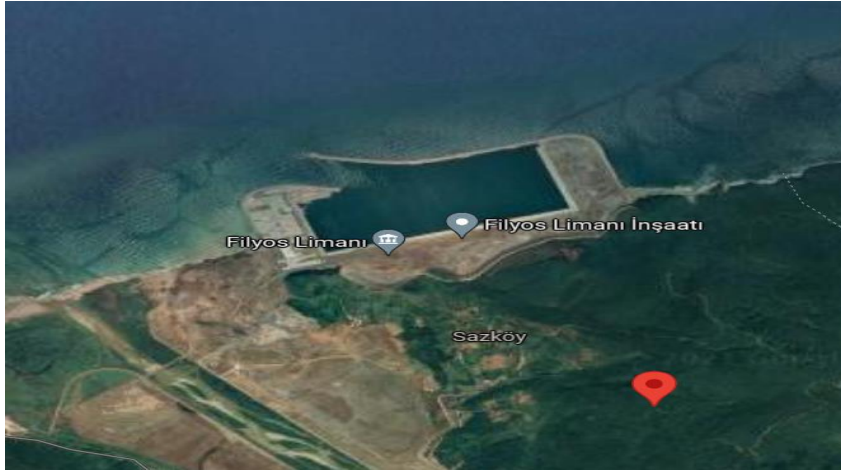
Çizelge 6.9’da yıllara göre gelir-gider analizi, Şekil 6.6’da da yıllara göre gelir-gider analiz grafiği verilmiştir. Bu verilere göre finansmanı %100 kredi ile kurulacak santralin kar oranı sürekli artmaktadır ancak %25 öz sermaye ve %75 kredi ile kurulacak olan santrale göre bu artış oranı daha düşüktür.



Şekil 6.6. İstanbul’da kurulacak olan 1 MW’lık GES (%100 kredi) gelir gider analiz grafiği

6.2.2 Filyos GES kurulumu maliyet analizi

Türkiye'nin kuzey kapısı olarak adlandırılan Filyos'ta İstanbul gibi kurulacak olan güneş enerjisi santralinden üretilecek elektrik enerjisi hem elektrolizde kullanılacak hem de şebekeye verilecektir. Bölüm 5.2.1.12'de Filyos'un PVGIS programı ile güneş enerjisi potansiyeli analizi yapılmıştır. Filyos'ta tasarlanacak olan 1 MW kurulu güce sahip PV sisteminin yıllık enerji üretimi 1336,7 MWh olarak hesaplanmıştır. Harita 6.2'de güneş enerjisi santralinin kurulacağı alan gösterilmektedir. 1 MW'lık GES için yaklaşık 2 hektarlık (20.000 m²) bir alan yeterli olmaktadır. Seçilen alanda yerleşim yeri, ormanlık veya mera alanı bulunmadığı Google Earth ile tespit edilmiştir. Tez çalışmasında, seçilen alanın verimli tarım arazileri üzerinde olmadığı varsayılmıştır. Seçilen alan 154 kV'lik trafo merkezine de yakın olup şebekeye elektrik kolaylıkla verilebilecektir. 1 MW lisanssız güneş enerji santrali için maliyet analizi yapılmıştır. Yapılması planlanan santrali için yaklaşık 4.000 adet PV paneli ve 40 adet invertör kullanılacaktır. Santralin kurulacağı alan seçilirken mümkün olduğunca bölgenin arazi yapısı, ulaşım imkanları, trafo merkezleri ve enerji nakil hatlarına yakınlığı, yerleşim alanlarına uzaklığı gibi parametrelere dikkat edilmeye çalışılmıştır.



Harita 6.2. Filyos'ta enerji santrali kurulacak alan

Yapılan ekonomik analizde İstanbul'daki parametreler baz alınarak İstanbul'daki gibi 2 farklı senaryo baz alınmıştır. Arazi fiyatları ve üretilen enerji miktarları farklı olup diğer değişkenler sabit tutulmuştur. Filyos Belediyesi ile telefonda görüşülerek rayiç bedelinin m² başına 220 TL (yaklaşık 14 €) olduğu öğrenilmiş ve Filyos için ekonomik analizlerde arsa bedeli bu fiyattan belirlenmiştir.

Proje Temelleri		
	Nominal Güç (kWp)	1.000
	Yıllık Üretim Kapasitesi (kWh/kWp)	697
	Hat Etkisi	2%
	Net Üretim kW	710.634
	FIT	€ 2,35
	Karbon kg/kWh	0,65 kg/kWh
	Gönüllü Emisyon Azaltımı Satış Ücreti	3,00 EUR/tonnes
	Şebeke Bağlantısı	2022
EPC		
	Modüller (€/kWp)	€ 184
	BoS (Malzeme ve İşçilik) (€/kWp)	€ 113
	Lisans (€/kWp)	€ 0
	Toplam (€/kWp)	€ 297
	Arsa Bedeli+PEM	€ 340.000
	Toplam Yatırım €	€ 637.000
	Toplam Yatırım + KDV €	€ 690.460
	Hibe Sonrası Yatırım Maliyeti	€ 585.136
	Hibe Sonrası Yatırım Maliyeti+ KDV €	€ 690.460
Operasyonel Maliyetler		
	Arıza Bakım	€ 3
	Sigorta	€ 2
	Arazi Kiralaması (m2/kWp)	€ 0
	Yönetim Maliyeti	€ 0,3
	Diğer	€ 0
	Toplam	€ 5
Finansman Varsayımları		
Öz kaynak	€ 172.615	25%
Kredi	€ 517.845	75%
Faiz Oranı		10,00%
Euribor		0%
Anapara ve Faiz Ödemelerinin Tamalanma süresi		Yıl
Kredi Anapara Ödemesiz Dönem		Yıl
Anapara Ödemesi		Yıl
Enflasyon		5,00%
Amortisman		10 Yıl
Faiz Gelir Oranı		2%
Modüllerin Yıllık Ortalama Kayıpları		0,4%
Yıllık Dağıtım Kaybı		0,3%
H2 ve S2 den gelen gelir		
H2den gelen gelir/yıl	€ 125.000,00	
S2den gelen gelir/yıl	€ 40.000,00	

Şekil 6.7. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz girdi değerleri

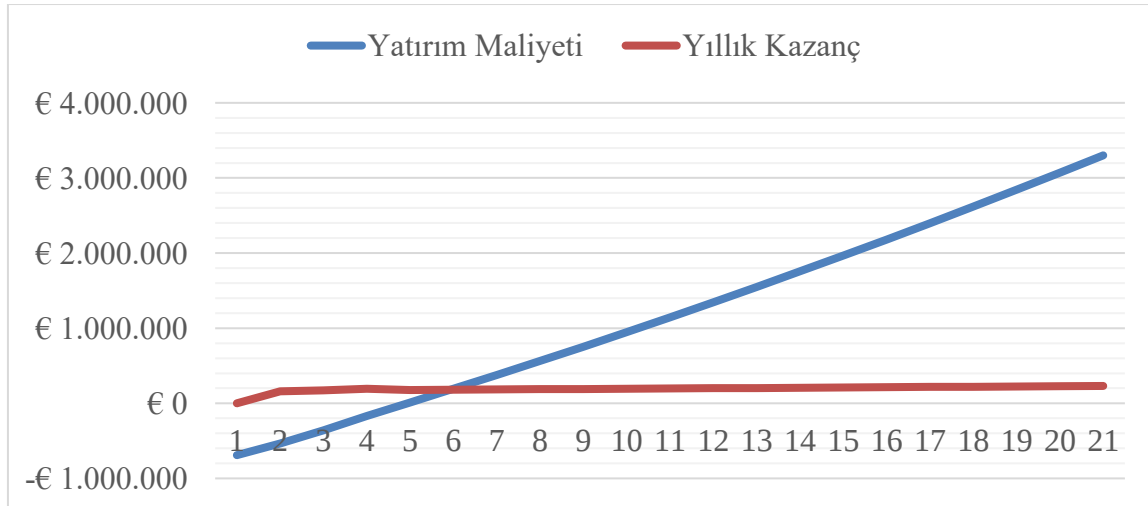
Filyos'ta %25 öz sermaye, %75 kredi ile kurulması planlanan güneş enerjisi santralinin ekonomik analiz girdileri Şekil 6.7'de verilmiştir. 1336,7 MWh'lık enerjinin 640 MWh'lık kısmı elektrolizde kullanılacak olup geriye kalan 697 MWh şebekeye verilecektir. Hem şebekeden bir gelir elde edilecek hem de üretilen hidrojen ve sülfürden bir gelir elde edilecektir. Finansal değerlendirmeler bu varsayımlara göre gerçekleştirilmiştir.

Çizelge 6.10'da verilen ekonomik analiz sonuçlarına göre 20 yıl için ortalama kazanç 199577 € olmakta olup yatırımın geri dönüş süresi 3 yıl 11 ay olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 6.10. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değerleri

Nominal Güç (kWp)	1 000
Yıllık Üretim Kapasitesi (kWh/kWp)	697
Net Üretim kWh	710 634
Ortalama Yıllık Kazanç (20 Yıl İçin)	€ 199 577
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	3 yıl 11 ay

Filyos'ta %25 öz kaynak ve %75 kredi kullanılarak kurulacak olan 1 MW'lık güneş enerjisi santralinin yatırım maliyeti ve yıllık kazancını gösteren grafik Şekil 6.6'da verilmiştir.



Şekil 6.8. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değer grafiği

20 yıl içerisinde yıllara göre yatırım maliyeti ve yıllık kazanç ayrıntılı bir şekilde Çizelge 6.11'de verilmiştir. Çizelge incelendiğinde 4. yılda yapılan yatırım pozitif olmakta ve yatırım kara geçmektedir.

Çizelge 6.11. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES'in (%25 öz kaynak, %75 kredi) yıllık yatırım maliyeti ve kazancı

Yıl	Yatırım Maliyeti	Yıllık Kazanç
0	-€ 690 460	€ 0
1	-€ 533 139	€ 157 321
2	-€ 358 797	€ 174 343
3	-€ 167 380	€ 191 417
4	€ 10 404	€ 177 784
5	€ 191 413	€ 181 009
6	€ 375 629	€ 184 215
7	€ 563 030	€ 187 401
8	€ 753 596	€ 190 566
9	€ 947 306	€ 193 709
10	€ 1 144 135	€ 196 830
11	€ 1 344 437	€ 200 301
12	€ 1 548 198	€ 203 761
13	€ 1 755 406	€ 207 208
14	€ 1 966 048	€ 210 642
15	€ 2 180 108	€ 214 060
16	€ 2 397 570	€ 217 462
17	€ 2 618 417	€ 220 847
18	€ 2 842 629	€ 224 213
19	€ 3 070 188	€ 227 559
20	€ 3 301 072	€ 230 884

Çizelge 6.12. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES'in (%25 öz kaynak, %75 kredi) yatırım geri dönüşü

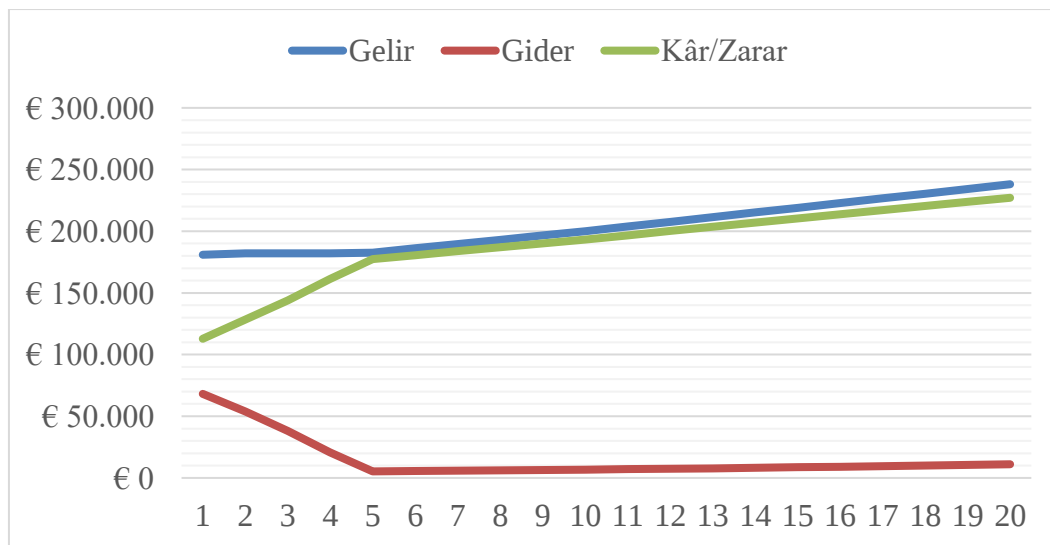
Yatırım Geri Dönüşü		
Proje Net Bugünkü Değer Oranı		5%
10 Yıl	Sermaye-İç Verimlilik Oranı	37%
	Proje-İç Verimlilik Oranı	26%
	Proje Net Bugünkü Değeri	€ 775 600
20 Yıl	Sermaye-İç Verimlilik Oranı	40%
	Proje-İç Verimlilik Oranı	29%
	Proje Net Bugünkü Değeri	€ 1 743 245
30 Yıl	Sermaye-İç Verimlilik Oranı	40%
	Proje-İç Verimlilik Oranı	29%
	Proje Net Bugünkü Değeri	€ 2 428 713
Sermaye Geri Ödeme Periyodu		3 Yıl 11 Ay
Proje Geri Ödeme Periyodu		3 Yıl 11 Ay

Finansmanı %75 kredi ve %25 öz kaynak ile kurulacak santralin geri dönüş süresi 3 yıl 11 ay olarak hesaplanmış olup 30 yıl sonunda net bugünkü değer € 2428713 olup sermaye-iç verimlilik oranı 40% olarak hesaplanmıştır (Çizelge 6.12).

Çizelge 6.13. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES'in (%25 öz kaynak, %75 kredi) gelir-gider analizi

Yıl	Gelir	Gider	Kâr/Zarar
1	€ 180 940	€ 68 136	€ 112 805
2	€ 182 199	€ 53 894	€ 128 305
3	€ 182 130	€ 38 095	€ 144 036
4	€ 182 062	€ 20 739	€ 161 323
5	€ 182 717	€ 5 289	€ 177 428
6	€ 186 183	€ 5 553	€ 180 630
7	€ 189 643	€ 5 831	€ 183 812
8	€ 193 096	€ 6 122	€ 186 973
9	€ 196 542	€ 6 428	€ 190 113
10	€ 199 981	€ 6 750	€ 193 231
11	€ 203 772	€ 7 087	€ 196 685
12	€ 207 569	€ 7 442	€ 200 127
13	€ 211 370	€ 7 814	€ 203 556
14	€ 215 176	€ 8 204	€ 206 971
15	€ 218 986	€ 8 615	€ 210 371
16	€ 222 801	€ 9 045	€ 213 755
17	€ 226 620	€ 9498	€ 217 122
18	€ 230 443	€ 9 973	€ 220 470
19	€ 234 270	€ 10 471	€ 223 799
20	€ 238 100	€ 10 995	€ 227 106

Çizelge 6.13'te yıllara göre gelir-gider analizi, Şekil 6.9'da da yıllara göre gelir-gider analiz grafiği verilmiştir. Bu verilere göre finansmanı %75 kredi ve %25 öz kaynak ile kurulacak santralin kar oranı sürekli artmaktadır.



Şekil 6.9. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES (%25 öz kaynak, %75 kredi) gelir gider analiz grafiği

Proje Temelleri		
	Nominal Güç (kWp)	1.000
	Yıllık Üretim Kapasitesi (kWh/kWp)	697
	Hat Etkisi	2%
	Net Üretim kW	710.634
	FIT	€ 2,35
	Karbon kg/kWh	0,65 kg/kWh
	Gönüllü Emisyon Azaltımı Satış Ücreti	3,00 EUR/tonnes
	Şebeke Bağlantısı	2022
EPC		
	Modüller (€/kWp)	€ 184
	BoS (Malzeme ve İşçilik) (€/kWp)	€ 113
	Lisans (€/kWp)	€ 0
	Toplam (€/kWp)	€ 297
	Arsa Bedeli+PEM	€ 340.000
	Toplam Yatırım €	€ 637.000
	Toplam Yatırım + KDV €	€ 690.460
	Hibe Sonrası Yatırım Maliyeti	€ 585.136
	Hibe Sonrası Yatırım Maliyeti+ KDV €	€ 690.460
Operasyonel Maliyetler		
	Arıza Bakım	€ 3
	Sigorta	€ 2
	Arazi Kiralaması (m2/kWp)	€ 0
	Yönetim Maliyeti	€ 0,3
	Diğer	€ 0
	Toplam	€ 5
Finansman Varsayımları		
Öz kaynak	€ -	0%
Kredi	€ 690.460	100%
Faiz Oranı		10,00%
Euribor		0%
Anapara ve Faiz Ödemelerinin Tamalanma süresi		Yıl
Kredi Anapara Ödemesiz Dönem		Yıl
Anapara Ödemesi		Yıl
Enflasyon		5,00%
Amortisman		10 Yıl
Faiz Gelir Oranı		2%
Modüllerin Yıllık Ortalama Kayıpları		0,4%
Yıllık Dağıtım Kaybı		0,3%
H2 ve S2 den gelen gelir		
H2den gelen gelir/yıl	€ 125.000,00	
S2den gelen gelir/yıl	€ 40.000,00	

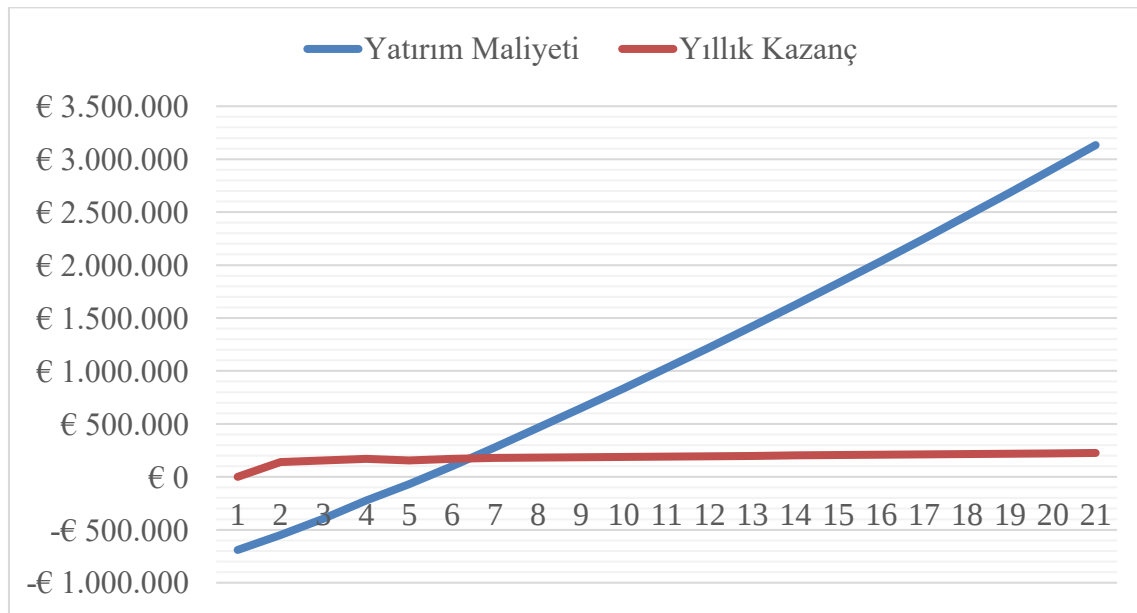
Şekil 6.10. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES (%100 kredi) finansal analiz girdi değerleri

Filyos'ta %100 kredi ile kurulması planlanan güneş enerjisi santralinin ekonomik analiz girdileri Şekil 6.10'da verilmiştir. %25 öz sermaye ve %75 kredi ile kurulacak sistem ile her şeyi aynı olup sadece sermaye miktarları farklı olarak değerlendirilmiştir.

Çizelge 6.14'te yapılan ekonomik analiz sonuçları verilmiştir. %100 kredi kullanılırsa 20 yıl için ortalama kazanç düşerek 191176 € olmaktadır. %100 kredi kullanılarak kurulacak olan 1 MW'lık güneş enerjisi santralinin yatırım maliyeti ve yıllık kazancını gösteren grafik Şekil 6.11'de verilmiştir.

Çizelge 6.14. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES (%100 kredi) finansal analiz sonuç değerleri

Nominal Güç (kWp)	1 000
Yıllık Üretim Kapasitesi (kWh/kWp)	697
Net Üretim kWh	710 634
Ortalama Yıllık Kazanç (20 Yıl İçin)	€ 191 176
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	4 yıl 5 ay



Şekil 6.11. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES (%100 kredi) finansal analiz sonuç değer grafiği

Çizelge 6.15'te 20 yıl içerisinde yıllara göre yatırım maliyeti ve yıllık kazanç ayrıntılı bir şekilde verilmiştir. Finansmanı %100 kredi ile kurulacak santralin geri dönüş süresi 4 yıl 5 ay olarak hesaplanmıştır.

%25 öz sermaye ve %75 kredi ile kurulacak olan santrale göre geri dönüş süresi artış göstermiştir. 30 yıl sonunda net bugünkü değer 2448750 € olup iç verimlilik oranı %32 olarak hesaplanmıştır (Çizelge 6.4). Görüleceği üzere öz sermayemiz ne kadar fazla ise projenin geri dönüş süresi de o kadar kısa olmaktadır.

Çizelge 6.15. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES'in (%100 kredi) yıllık yatırım maliyeti ve kazancı

Yıl	Yatırım Maliyeti	Yıllık Kazanç
0	-€ 690 460	€ 0
1	-€ 550 401	€ 140 059
2	-€ 395 046	€ 155 355
3	-€ 224 515	€ 170 530
4	-€ 69 288	€ 155 228
5	€ 101 134	€ 170 422
6	€ 280 167	€ 179 033
7	€ 462 386	€ 182 219
8	€ 647 769	€ 185 384
9	€ 836 296	€ 188 527
10	€ 1 027 943	€ 191 647
11	€ 1 22 3062	€ 195 119
12	€ 1 421 641	€ 198 579
13	€ 1 623 667	€ 202 026
14	€ 1 829 126	€ 205 459
15	€ 2 038 003	€ 208 877
16	€ 2 250 282	€ 212 279
17	€ 2 465 946	€ 215 664
18	€ 2 684 976	€ 219 030
19	€ 2 907 353	€ 222 376
20	€ 3133053	€ 225701

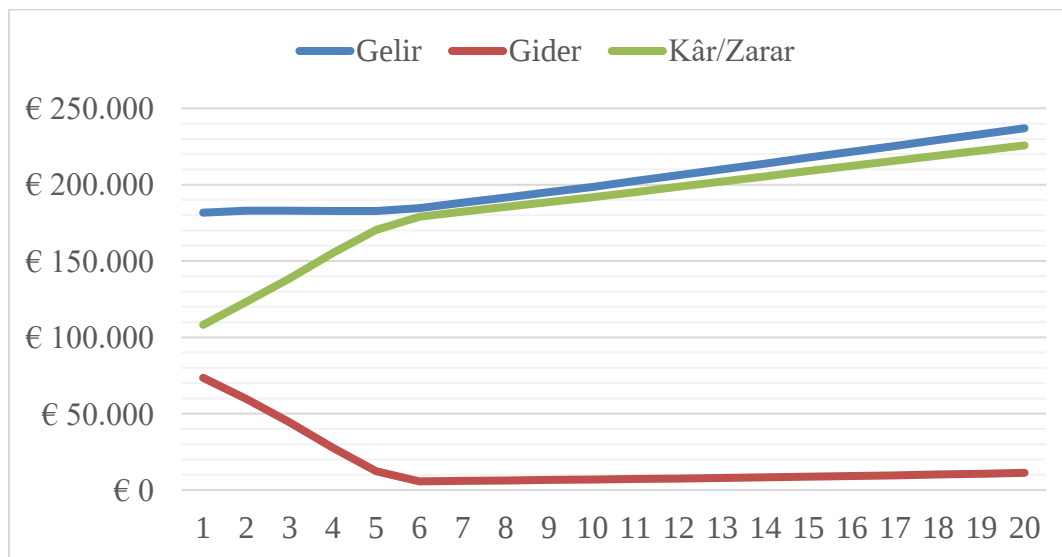
Çizelge 6.16. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES'in (%100 kredi) yatırım geri dönüşü

Yatırım Geri Dönüşü		
10 Yıl	İç Verimlilik Oranı	26%
	Net Bugünkü Değeri	€ 756 044
20 Yıl	İç Verimlilik Oranı	31%
	Net Bugünkü Değeri	€ 1 700 292
30 Yıl	İç Verimlilik Oranı	29%
	Net Bugünkü Değeri	€ 2 371 395
Proje Geri Ödeme Periyodu		4 Yıl 5 Ay

Çizelge 6.17. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES'in (%100kredi) gelir-gider analizi

Yıl	Gelir	Gider	Kâr/Zarar
1	€ 181 650	€ 73 488	€ 108 162
2	€ 182 965	€ 59 704	€ 123 261
3	€ 182 893	€ 44 402	€ 138 491
4	€ 182 821	€ 27 594	€ 15 5228
5	€ 182 750	€ 12 328	€ 170 422
6	€ 184 702	€ 5 669	€ 179 033
7	€ 188 171	€ 5 953	€ 182 219
8	€ 19 1634	€ 6 250	€ 185 384
9	€ 195 090	€ 6 563	€ 188 527
10	€ 198 538	€ 6 891	€ 191 647
11	€ 202 354	€ 7 235	€ 195 119
12	€ 206 176	€ 7 597	€ 198 579
13	€ 210 003	€ 7 977	€ 202 026
14	€ 213 835	€ 8 376	€ 205 459
15	€ 217 672	€ 8 795	€ 208 877
16	€ 221 514	€ 9 234	€ 212 279
17	€ 225 360	€ 9 696	€ 215 664
18	€ 229 211	€ 10 181	€ 219 030
19	€ 233 066	€ 10 690	€ 222 376
20	€ 236 925	€ 11 224	€ 225 701

Çizelge 6.17'de yıllara göre gelir-gider analizi, Şekil 6.12'de de yıllara göre gelir-gider analiz grafiği verilmiştir. Bu verilere göre finansmanı %100 kredi ile kurulacak santralin kar oranı sürekli artmaktadır ancak %25 öz sermaye ve %75 kredi ile kurulacak olan santrale göre bu artış oranı daha düşüktür.



Şekil 6.12. Filyos'ta kurulacak olan 1 MW'lık GES (%100 kredi) gelir gider analiz grafiği

6.3. Rüzgar Enerjisi Santrali Kurulumu Maliyet Analizi

Rüzgar enerjisi yatırımları sermaye yoğun yatırımlar olup rüzgar enerjisi santrallerinin yatırım maliyetlerinin büyük bir kısmı ilk iki yılda ortaya çıkmaktadır. İlk yatırım maliyetleri her ne kadar diğer enerji santrallerine göre yüksek olsa da türbin teknolojisi geliştikçe yatırım maliyetleri de azalmaktadır.

İşletme giderlerinin ve fiyat belirsizliğinin nispeten az olduğu rüzgar enerjisi santrallerinde yatırım maliyeti küçük sapmalarla belirlenebilmektedir. Bir rüzgâr enerjisi santralının ekonomik analizi teknik analiz ve finansal analiz şeklinde gerçekleştirilir. Teknik analiz sürecinde, REPA'lara göre belirlenen alanlarda en az bir yıl süreyle rüzgâr ölçümleri yapılır ve bu ölçümlere göre elde edilebilecek güç ve kapasite faktörleri belirlenir. Elde edilen verilere göre uygun türbin modelleri seçilerek ilgili mühendislik hesaplamaları ve analizleri yapılır. Finansal analiz ise, teknik analizden sonra santral kurulumu ile ilgili harcamalar, maliyetler, net enerji üretimi, karlılık gibi finansal analizlerin yapıldığı; yatırımın ekonomik olup olmadığının incelendiği süreçtir [96].

Santralin kurulacağı alan ve türbin seçiminden sonra türbinlerin uygun bir şekilde sahaya yerleştirilmesi gerekmektedir. Micro-siting olarak adlandırılan bu aşama türbinlerin enerji üretimini etkilediği için önemlidir. Türbinler sahada aynı hat üzerine yerleştirilir. Eğer arka arkaya yerleştirilir ise öndeki türbin arkadaki türbin için türbülans oluşturur ve bunun neticesinde arkadaki türbine daha düşük hızda rüzgar ulaşılır ki bu da daha düşük enerji üretimi demektir. Bu etkiye kuyruk yeli etkisi denmekte olup bu etkiden kaçınmak için rotor çapına göre türbinler dizilir. Genel olarak türbinler rüzgâr akımına dik yönde 5 rotor çapında aralıkla aynı hat üzerine yerleştirilir, eğer birden fazla hat varsa hat aralıkları 7 rotor çapında seçilir [97]. Ayrıca rüzgâr türbinleri hâkim rüzgâr yönüne dik yönde yerleştirilmelidir. Seçilen arazide dik eğimli yükseltiler olmasından kaçınılır mümkünse deniz kıyısı alanları öncelikle değerlendirilir.

Rüzgâr enerjisi santrallerinde en önemli yatırım maliyetleri ile işletme ve bakım maliyetleridir. Çizelge 6.18'de görüleceği üzere bir rüzgar enerjisi santralının toplam maliyetinin yaklaşık %76'sı türbin maliyeti, yaklaşık %9'u şebeke bağlantı maliyetleri ve %7'si montaj-kurulum maliyetleri olarak gösterilmektedir [98]. Kanat, kule, dişli kutusu, güç konvertör, jeneratör gibi bileşenlerden oluşan türbinler bir rüzgâr enerji santralının

toplam maliyetinin %76'sını oluşturur. Bu bileşenlerin türbin maliyeti içerisindeki en büyük gider kalemleri %26,3 ile kule ve %22,2 ile kanatlardır. Bu bileşenleri %12,91 ile dişli kutusu, %5,01 ile güç konvertörü, %3,59 ile trafo, %3,44 ile jeneratör, %2,8 ile gövde ve %2,66 ile kanat açma kontrol sistemi takip etmektedir [98].

Çizelge 6.18. Rüzgar enerji santrallerinde maliyet dağılımı

Maliyetler	Toplam Maliyetteki Payı (%)
Türbin	75,6
Şebeke Maliyetleri	8,9
Montaj- Kurulum	6,5
Arazi Mülkiyeti	3,9
Elektrik Maliyetleri	1,5
Finansal Maliyetler	1,2
Danışmanlık	1,2
Yol Yapımı	0,9
Kontrol Sistemleri	0,3
Toplam	100

Bir rüzgar enerjisi santralının maliyet analizini yapılırken;

- Sahada ölçümlerin yapılması, projelendirme, mühendislik analizleri ve hesaplamaları vb. gibi danışmanlık ve proje maliyetleri
- Yol, altyapı, temellerin yapılması gibi inşaat maliyetleri
- Türbin parçalarının üretimi, nakliyesi ve montajı gibi türbin ve montaj maliyetleri
- Şalt sahası, kablolama, devreye alma ve enerji nakil hatları vb. elektrik maliyetleri
- Arıza bakım, sigorta, yönetim, eğitim vb. gibi operasyonel maliyetler
- Kontrol ve izleme sistemleri, uzaktan kontrol gibi diğer maliyetler

dikkate alınmaktadır.

6.3.1. İstanbul ili RES kurulumu maliyet analizi

İstanbul'da güneş enerji santrali kurulabileceği gibi rüzgar enerji santralının de kurulabileceğinden bahsetmiştik. İstanbul'a kurulacak olan rüzgar enerjisi santralinden üretilen elektrik enerjisi Karadeniz'in diplerindeki H₂S'den hidrojen üretiminin elektroliz aşamasında kullanılacağı gibi Kanal İstanbul projesi ile entegre olarak enerji tüketiminin yoğun olduğu bölgelerde elektrik tüketiminin bir kısmını karşılamada da kullanılabilecektir.

Santralin kurulacağı alan seçilirken mümkün olduğunca bölgenin arazi yapısı, büyüklüğü, kullanım kolaylığı, ulaşım imkanları, trafo merkezleri ve enerji nakil hatlarına ulaşım durumları, askeri, sivil radar ve buna benzer tesisler ile hava alanlarına yakınlığı, kuşların göç yollarının üzerinde olmaması gibi parametrelere dikkat edilmeye çalışılmıştır.

Bölüm 5.3.2.4'te İstanbul'un rüzgar enerjisi potansiyeli analizi yapılmıştır. İstanbul'da tasarlanacak olan 1,6 MW kurulu güce sahip santralin yıllık enerji üretimi 915,6 MWh olarak hesaplanmıştır. Güneş enerji santralinin kurulacağı alana entegre olarak rüzgar enerji santrali de kurulacaktır (Harita 6.1). 1,6 MW'lık RES için yaklaşık 1 hektarlık (10.000 m²) bir alan yeterli olmaktadır. Seçilen alanda yerleşim yeri, ormanlık veya mera alanı bulunmadığı Google Earth ile tespit edilmiştir. Tez çalışmasında, seçilen alanın verimli tarım arazileri üzerinde olmadığı varsayılmıştır. Ayrıca santralin kurulumu gerçekleşikten sonra kalan alan tarıma veya hayvancılıkla uğraşanlar için mera olarak kiraya verilebilir.

Seçilen alan 154 kV'lık trafo merkezine de yakın olup şebekeye elektrik kolaylıkla verilebilecektir. Kurulacak olan RES için maliyet analizi yapılmıştır. Yapılması planlanan santrali için istenen 640 MWh'lık enerjiyi karşılaması adına 2 adet türbin kullanılacaktır. Kuyruk yeli etkisini minimuma düşürmek için türbinler hâkim rüzgâr yönünde konumlandırılmıştır. Yapılan ekonomik analizde, GES yatırımlarında olduğu gibi yatırımcının sermaye olarak %100 kredi ya da %25 öz kaynak, %75 kredi kullandığı varsayılan 2 farklı senaryo uygulanmıştır. Her iki senaryoda da kurulum maliyeti, faiz oranları, dağıtım ve sistem kayıpları gibi temel unsurlar sabit tutulmuştur. Bu aynı zamanda güneş enerji santrallerinin maliyetleri ile rüzgar enerjisi santrallerinin maliyetlerinin de uygun bir şekilde karşılaştırılmasını sağlayacaktır. Para birimi olarak avro (Euro, €) tercih edilmiştir.

Ekonomik analiz sırasında bazı varsayımlar yapılmıştır:

- Elektroliz için gerekli enerjinin tamamı rüzgar enerji santralinden üretilen elektrik enerjisi ile sağlanmakta olup üretilen fazla elektrik enerjisi YEKDEM kapsamında satılacaktır. Çizelge 6.1'de devletin destek alma fiyatı rüzgar enerjisi için 32,00 TL kuruş/kWh olarak verilmiştir. %60 oranında yerli desteği alındığı varsayılmış olup toplamda 36,8 (32+8*0.6) TL kuruş/kWh üzerinden şebekeye elektrik verilecektir. 12.01.2022 tarihli T.C. Merkez Bankası'ndan alınan kura (1 €: 15,6 ₺) göre satış

fiyatı 2,35 €/kWh olacaktır. Elektrik destek alım fiyatı 10 yıl garanti süresince sabit tutulmuş olup 10 yıl sonrasında, YEKDEM destek mekanizmasının bitmesinden dolayı elektrik satış fiyatının her yıl %2,35 artacağı varsayılmıştır.

- Kredi faiz oranı %10 olarak alınmıştır.
- Enflasyon oranı %5 olarak alınmıştır.
- 2020 yılı sonrasında zorunlu olan karbon piyasa mekanizması dikkate alınarak karbon fiyat hesaplaması analize dahil edilmiştir. Satılan karbon fiyatı 3 €/ton olarak alınmıştır. 1 kWh elektrik üretimi için yaklaşık 0,65 kg CO₂ azaltımı yapıldığı varsayılmıştır [90].
- Kanal İstanbul projesi ile birlikte arazi fiyatlarında büyük bir artış yaşanmıştır. Seçilen alanın satın alınması projenin değeri ile kıyaslandığında oldukça yüksek kalacağından arsa fiyatı olarak seçilen bölgenin bulunduğu belediyeden arsa rayiç bilgileri alınmıştır. Eyüpsultan Belediyesi'nin belirlediği rayiç bedeli m² başına 343,2 TL (yaklaşık 22 €) olup arsa bedeli bu fiyattan belirlenmiştir [91].
- Türbin fiyatları satış sitelerinden ve üretici firmadan alınmıştır. Enercon E-48 türbinin yaklaşık olarak fiyatı 300000 € olarak bulunmuş olup 2 adet türbinin maliyeti 600000 € olarak hesaplanmıştır [99]. Ekonomik analiz yapılırken türbin fiyatı €/kWp olarak kullanılmıştır.
- İncelenen farklı projelerde bir PEM elektrolizörün maliyeti yaklaşık olarak 60000 € olarak alınmıştır [23]. Yapılan ekonomik analizlerde, hesaplamaların kolay yapılabilmesi için PEM elektrolizör fiyatı arsa bedelinin içerisinde yer almıştır.
- Şebeke, yol yapımı ile kurulum ve montaj maliyetleri yaklaşık olarak türbin maliyetinin %18 olarak belirlenmiştir [98]. Bu maliyetlerin fiyatlarının net şekilde verilmemesinin sebebi ise proje alanına ve yerine göre maliyetlerin değişebileceğinin ön görülmesidir.
- Arıza bakım maliyetleri yaklaşık olarak %2 olarak alınmıştır.
- Sigorta maliyetleri yaklaşık olarak %0,8 olarak alınmıştır.
- Yönetim ve danışmanlık maliyetleri yaklaşık olarak %2,4 olarak alınmıştır.
- Elektroliz sonucu yıllık olarak yaklaşık 50 tonluk bir hidrojen elde edilecektir. Yapılan araştırmalarda hidrojenin kg başına fiyatı 3,18-5,75 \$ dolar olarak bulunmuştur [93]. Başka bir çalışmada ise fiyatın 2.16 €/kg olduğu görülmüştür [94]. Ekonomik analiz yapılırken bu değerler ortalaması alınarak kilogram başına hidrojenin fiyatı yaklaşık 2,5 € olarak belirlenmiştir. Yıllık yaklaşık 125000 € değerinde hidrojen, 40000 € değerinde sülfür elde edilecektir [95].

Proje Temelleri		
	Nominal Güç (kWp)	1.600
	Yıllık Üretim Kapasitesi (kWh/kWp)	276
	Hat Etkisi	2%
	Net Üretim kW	449.779
	FIT	€ 2,35
	Karbon kg/kWh	0,65 kg/kWh
	Gönüllü Emisyon Azaltımı Satış Ücreti	3,00 EUR/tonnes
	Şebeke Bağlantısı	2022
EPC		
	Türbin (€/kWp)	€ 375
	Şebeke-montaj ve kurulum-yol yapımı (€/kWp)	€ 68
	Lisans (€/kWp)	€ 0
	Toplam (€/kWp)	€ 443
	Arsa Bedeli+PEM	€ 500.000
	Toplam Yatırım €	€ 1.208.000
	Toplam Yatırım + KDV €	€ 1.335.440
	Hibe Sonrası Yatırım Maliyeti	€ 1.131.729
	Hibe Sonrası Yatırım Maliyeti+ KDV €	€ 1.335.440
Operasyonel Maliyetler		
	Arıza Bakım	€ 8
	Sigorta	€ 3
	Arazi Kiralaması (m2/kWp)	€ 0
	Yönetim ve Danışmanlık Maliyeti	€ 9
	Diğer	€ 0
	Toplam	€ 20
Finansman Varsayımları		
Öz kaynak	€ 333.860	25%
Kredi	€ 1.001.580	75%
Faiz Oranı		10,00%
Euribor		0%
Enflasyon		5,00%
Amortisman		10 Yıl
Faiz Gelir Oranı		2%
Yıllık Ortalama Kayıplar		0,4%
Yıllık Dağıtım Kaybı		0,3%
H2 ve S2 den gelen gelir		
H2den gelen gelir/yıl	€ 125.000,00	
S2den gelen gelir/yıl	€ 40.000,00	

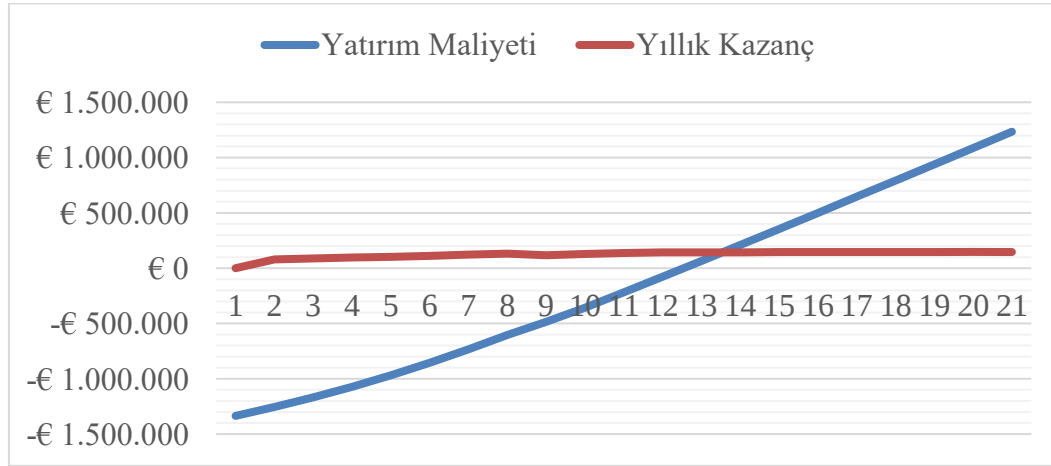
Şekil 6.13. İstanbul'da kurulacak olan 1,6 MW'lık RES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz girdi değerleri

Şekil 6.13’de İstanbul’da %25 öz sermaye, %75 kredi ile kurulması planlanan rüzgar enerjisi santralının ekonomik analiz girdileri verilmiştir. Yıllık enerji üretimi 915,6 MWh olup bunun 640 MWh’lık kısmı elektroliz prosesinde hidrojen üretimi için kullanılacak ve geriye kalan 276 MWh’lık kısım şebekeye verilecektir. Hem şebekeden bir gelir elde edilecek hem de üretilen hidrojen ve sülfürden bir gelir elde edilecektir. Finansal değerlendirmeler bu varsayımlara göre gerçekleştirilmiştir.

Çizelge 6.19. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değerleri

Nominal Güç (kWp)	1 600
Yıllık Üretim Kapasitesi (kWh/kWp)	276
Net Üretim kWh	449 779
Ortalama Yıllık Kazanç (20 Yıl İçin)	€ 128 457
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	11 yıl 6 ay

Yapılan ekonomik analiz sonuçları Çizelge 6.19’da verilmiştir. 20 yıl için ortalama kazanç 128457 € olmaktadır. İstanbul’da %25 öz kaynak ve %75 kredi kullanılarak kurulacak olan 1,6 MW’lık santralının yatırım maliyeti ve yıllık kazancını gösteren grafik Şekil 6.14’te verilmiştir.



Şekil 6.14. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değer grafiği

Çizelge 6.20’de 20 yıl içerisinde yıllara göre yatırım maliyeti ve yıllık kazanç ayrıntılı bir şekilde verilmiştir. Çizelge incelendiğinde 12. yılda yapılan yatırım pozitif olmakta ve yatırım kara geçmektedir. Finansmanı %75 kredi ve %25 öz kaynak ile kurulacak santralın geri dönüş süresi 11 yıl 6 ay olarak hesaplanmıştır. 20 yıl sonunda net bugünkü değer €

622132 olurken 30 yıl sonunda net bugünkü değer € 1018561 olmaktadır. Sermaye-iç verimlilik oranı %11 olarak hesaplanmıştır (Çizelge 6.21).

Çizelge 6.20. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) yıllık yatırım maliyeti ve kazancı

Yıl	Yatırım Maliyeti	Yıllık Kazanç
0	-€ 1 335 440	€ 0
1	-€ 1 255 118	€ 80 322
2	-€ 1 167 115	€ 88 003
3	-€ 1 071 765	€ 95 350
4	-€ 968 403	€ 103 362
5	-€ 856 300	€ 112 103
6	-€ 734 660	€ 121 640
7	-€ 602 610	€ 132 050
8	-€ 485 171	€ 117 440
9	-€ 357 621	€ 127 550
10	-€ 219 029	€ 138 592
11	-€ 77 322	€ 141 706
12	€ 65 530	€ 142 853
13	€ 209 408	€ 143 878
14	€ 354 184	€ 144 776
15	€ 499 724	€ 145 540
16	€ 645 887	€ 146 163
17	€ 792 526	€ 146 639
18	€ 939 485	€ 146 959
19	€ 1 086 599	€ 147 115
20	€ 1 233 698	€ 147 098

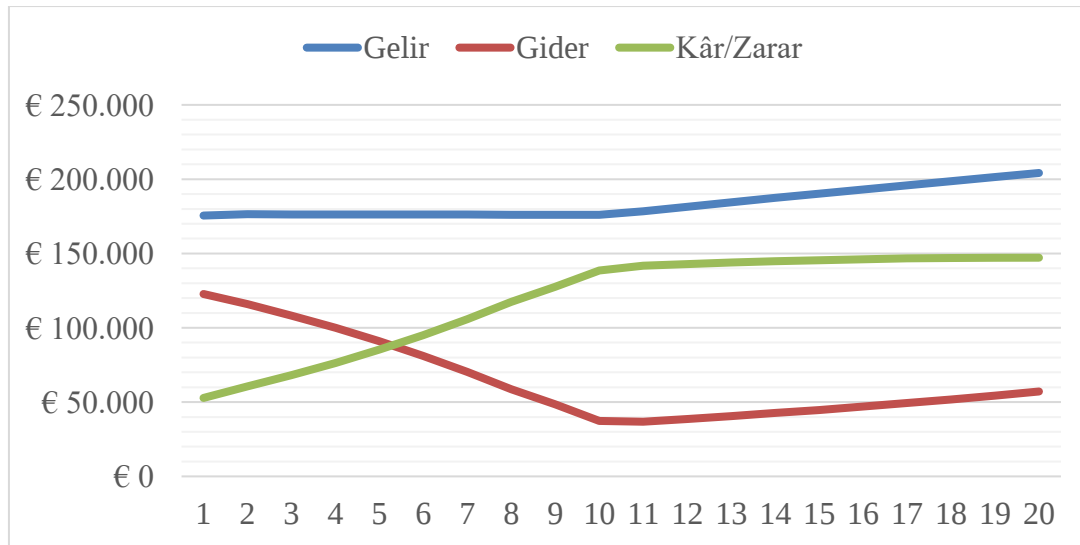
Çizelge 6.21. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) yatırım geri dönüşü

Yatırım Geri Dönüşü		
Proje Net Bugünkü Değer Oranı		5%
10 Yıl	Sermaye-İç Verimlilik Oranı	-10%
	Proje-İç Verimlilik Oranı	4%
	Proje Net Bugünkü Değeri	-€ 32 619
20 Yıl	Sermaye-İç Verimlilik Oranı	11%
	Proje-İç Verimlilik Oranı	11%
	Proje Net Bugünkü Değeri	€ 622 132
30 Yıl	Sermaye-İç Verimlilik Oranı	11%
	Proje-İç Verimlilik Oranı	12%
	Proje Net Bugünkü Değeri	€ 1 018 561
Sermaye Geri Ödeme Periyodu		11 Yıl 6 Ay
Proje Geri Ödeme Periyodu		11 Yıl 6 Ay

Çizelge 6.22. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) gelir-gider analizi

Yıl	Gelir	Gider	Kâr/Zarar
1	€ 175 538	€ 122 747	€ 52 791
2	€ 176 370	€ 115 845	€ 60 526
3	€ 176 325	€ 108 230	€ 68 095
4	€ 176 280	€ 99 941	€ 76 339
5	€ 176 234	€ 90 912	€ 85 323
6	€ 176 190	€ 81 074	€ 95 115
7	€ 176 145	€ 70 352	€ 105 793
8	€ 176 100	€ 58 661	€ 117 440
9	€ 176 056	€ 48 506	€ 127 550
10	€ 176 012	€ 37 420	€ 138 592
11	€ 178 502	€ 36 796	€ 141 706
12	€ 181 488	€ 38 635	€ 142 853
13	€ 184 445	€ 40 567	€ 143 878
14	€ 187 371	€ 42 596	€ 144 776
15	€ 190 265	€ 44 725	€ 145 540
16	€ 193 125	€ 46 962	€ 146 163
17	€ 195 949	€ 49 310	€ 146 639
18	€ 198 734	€ 51 775	€ 146 959
19	€ 201 479	€ 54 364	€ 147 115
20	€ 204 181	€ 57 082	€ 147 098

Çizelge 6.22’te yıllara göre gelir-gider analizi, Şekil 6.15’te de yıllara göre gelir-gider analiz grafiği verilmiştir. Bu verilere göre finansmanı %75 kredi ve %25 öz kaynak ile kurulacak santralin kar oranı sürekli artmaktadır.



Şekil 6.15. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) gelir gider analiz grafiği

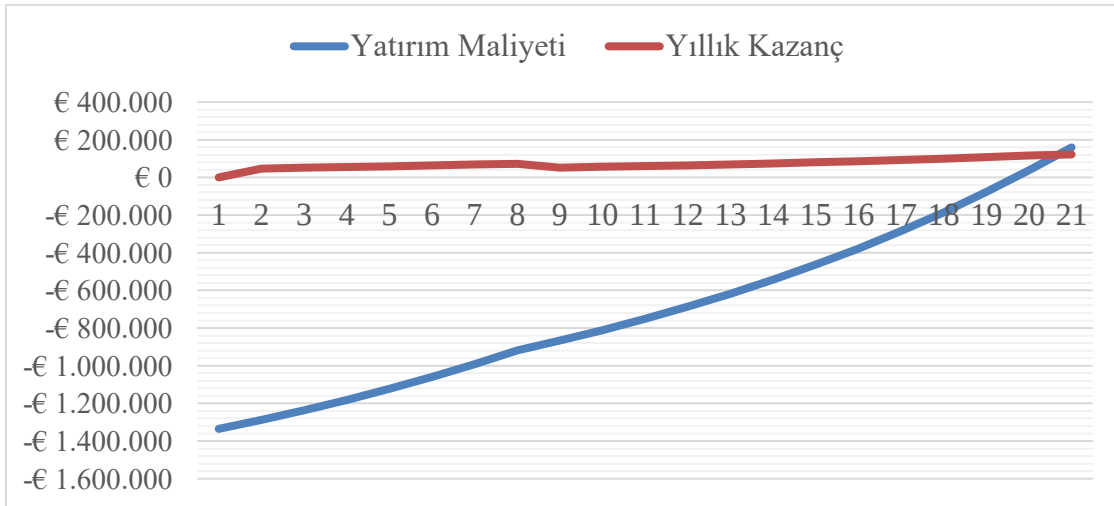
Proje Temelleri		
	Nominal Güç (kWp)	1.600
	Yıllık Üretim Kapasitesi (kWh/kWp)	276
	Hat Etkisi	2%
	Net Üretim kW	449.779
	FIT	€ 2,35
	Karbon kg/kWh	0,65 kg/kWh
	Gönüllü Emisyon Azaltımı Satış Ücreti	3,00 EUR/tonnes
	Şebeke Bağlantısı	2022
EPC		
	Türbin (€/kWp)	€ 375
	Şebeke-montaj ve kurulum-yol yapımı (€/kWp)	€ 68
	Lisans (€/kWp)	€ 0
	Toplam (€/kWp)	€ 443
	Arsa Bedeli+PEM	€ 500.000
	Toplam Yatırım €	€ 1.208.000
	Toplam Yatırım + KDV €	€ 1.335.440
	Hibe Sonrası Yatırım Maliyeti	€ 1.131.729
	Hibe Sonrası Yatırım Maliyeti+ KDV €	€ 1.335.440
Operasyonel Maliyetler		
	Arıza Bakım	€ 8
	Sigorta	€ 3
	Arazi Kiralaması (m2/kWp)	€ 0
	Yönetim ve Danışmanlık Maliyeti	€ 9
	Diğer	€ 0
	Toplam	€ 20
Finansman Varsayımları		
Öz kaynak	€ -	0%
Kredi	€ 1.335.440	100%
Faiz Oranı		10,00%
Euribor		0%
Enflasyon		5,00%
Amortisman		10 Yıl
Faiz Gelir Oranı		2%
Yıllık Ortalama Kayıplar		0,4%
Yıllık Dağıtım Kaybı		0,3%
H2 ve S2 den gelen gelir		
H2den gelen gelir/yıl	€ 125.000,00	
S2den gelen gelir/yıl	€ 40.000,00	

Şekil 6.16. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES (%100 kredi) finansal analiz girdi değerleri

Şekil 6.16'da İstanbul'da %100 kredi ile kurulması planlanan rüzgar enerjisi santralının ekonomik analiz girdileri verilmiştir. %25 öz sermaye ve %75 kredi ile kurulacak sistem ile her şeyi aynı olup sadece sermaye miktarları farklıdır. Çizelge 6.23'te yapılan ekonomik analiz sonuçları verilmiştir. %100 kredi kullanılırsa 20 yıl için ortalama kazanç düşerek 74739 € olmaktadır.

Çizelge 6.23. İstanbul'da kurulacak olan 1,6 MW'lık RES (%100 kredi) finansal analiz sonuç değerleri

Nominal Güç (kWp)	1 600
Yıllık Üretim Kapasitesi (kWh/kWp)	276
Net Üretim kWh	449 779
Ortalama Yıllık Kazanç (20 Yıl İçin)	€ 74 739
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	18 yıl 8 ay



Şekil 6.17. İstanbul'da kurulacak olan 1,6 MW'lık RES (%100 kredi) finansal analiz sonuç değer grafiği

İstanbul'da %100 kredi kullanılarak kurulacak olan 1,6 MW'lık rüzgar enerjisi santralının yatırım maliyeti ve yıllık kazancını gösteren grafik Şekil 6.17'de verilmiştir. 20 yıl içerisinde yıllara göre yatırım maliyeti ve yıllık kazanç ayrıntılı bir şekilde Çizelge 6.24'de verilmiştir. Çizelge incelendiğinde 19. yılda yapılan yatırım pozitif olmakta ve yatırım kara geçmektedir. Finansmanı %100 kredi ile kurulacak santralin geri dönüş süresi 18 yıl 8 ay olarak hesaplanmıştır. %25 öz sermaye ve %75 kredi ile kurulacak olan santrale göre geri dönüş süresi artış göstermiştir. 20 yıl sonunda net bugünkü değer € 562129 olurken 30 yıl sonunda net bugünkü değer € 888443, iç verimlilik oranı ise %11 olmaktadır (Çizelge 6.25).

Görüleceği üzere öz sermayemiz ne kadar fazla ise projenin geri dönüş süresi de o kadar kısa olmaktadır. Hem yatırımın geri dönüş süresine hem de 30 yıl sonraki net bugünkü değerine bakarak İstanbul’da güneş enerjisi yatırımın rüzgar enerjisi yatırımına göre daha uygun olabileceğini söylemek mümkündür.

Çizelge 6.24. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES’in (%100 kredi) yıllık yatırım maliyeti ve kazancı

Yıl	Yatırım Maliyeti	Yıllık Kazanç
0	-€ 1 335 440	€ 0
1	-€ 1 288 504	€ 46 936
2	-€ 1 237 226	€ 51 278
3	-€ 1 182 273	€ 54 953
4	-€ 1 123 347	€ 58 926
5	-€ 1 060 125	€ 63 222
6	-€ 992 254	€ 67 871
7	-€ 919 349	€ 72 905
8	-€ 866 969	€ 52 380
9	-€ 810 985	€ 55 984
10	-€ 751 116	€ 59 870
11	-€ 686 817	€ 64 298
12	-€ 617 731	€ 69 086
13	-€ 543 467	€ 74 264
14	-€ 463 599	€ 79 868
15	-€ 377 664	€ 85 935
16	-€ 285 158	€ 92 506
17	-€ 185 531	€ 99 627
18	-€ 78 185	€ 107 346
19	€ 37 533	€ 115 719
20	€ 159 334	€ 121 801

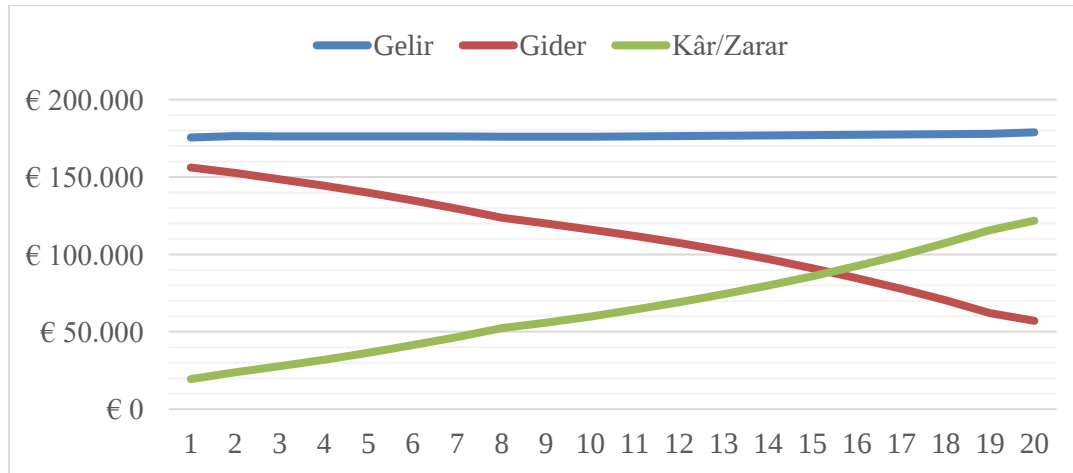
Çizelge 6.25. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES’in (%100 kredi) yatırım geri dönüşü

Yatırım Geri Dönüşü		
10 Yıl	İç Verimlilik Oranı	4%
	Net Bugünkü Değeri	-€ 32 619
20 Yıl	İç Verimlilik Oranı	10%
	Net Bugünkü Değeri	€ 562 129
30 Yıl	İç Verimlilik Oranı	11%
	Net Bugünkü Değeri	€ 888 443
Proje Geri Ödeme Periyodu		18 Yıl 8 Ay

Çizelge 6.26. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES’in (%100kredi) gelir-gider analizi

Yıl	Gelir	Gider	Kâr/Zarar
1	€ 175 538	€ 156 133	€ 19 405
2	€ 176 370	€ 152 569	€ 23 801
3	€ 176 325	€ 148 627	€ 27 698
4	€ 176 280	€ 144 377	€ 31 902
5	€ 176 234	€ 139 792	€ 36 442
6	€ 176 190	€ 134 843	€ 41 347
7	€ 176 145	€ 129 497	€ 46 648
8	€ 176 100	€ 123 720	€ 52 380
9	€ 176 056	€ 120 072	€ 55 984
10	€ 176 012	€ 116 142	€ 59 870
11	€ 176 205	€ 111 907	€ 64 298
12	€ 176 403	€ 107 317	€ 69 086
13	€ 176 605	€ 102 340	€ 74 264
14	€ 176 810	€ 96 942	€ 79 868
15	€ 177 020	€ 91 085	€ 85 935
16	€ 177 234	€ 84 728	€ 92 506
17	€ 177 452	€ 77 825	€ 99 627
18	€ 177 674	€ 70 328	€ 107 346
19	€ 177 901	€ 62 182	€ 115 719
20	€ 178 883	€ 57 082	€ 121 801

Çizelge 6.26’da yıllara göre gelir-gider analizi, Şekil 6.18’de de yıllara göre gelir-gider analiz grafiği verilmiştir. Bu verilere göre finansmanı %100 kredi ile kurulacak santralin kar oranı sürekli artmaktadır ancak %25 öz sermaye ve %75 kredi ile kurulacak olan santrale göre bu artış oranı daha düşüktür.



Şekil 6.18. İstanbul’da kurulacak olan 1,6 MW’lık RES’in (%100 kredi) gelir gider analiz grafiği

6.3.2. Filyos RES kurulumu maliyet analizi

Filyos'ta güneş enerjisinden yararlanabileceği gibi rüzgar enerjisinden de yararlanabileceğinden bahsetmiştik. Filyos'ta rüzgar enerjisi santralinden üretilen elektrik enerjisi hem elektrolizde kullanılacak hem de şebekeye verilecektir.

Santralin kurulacağı alan seçilirken mümkün olduğunca bölgenin arazi yapısı, büyüklüğü, kullanım kolaylığı, ulaşım imkanları, trafo merkezleri ve enerji nakil hatlarına ulaşım durumları, askeri, sivil radar ve buna benzer tesisler ile hava alanlarına yakınlığı, kuşların göç yollarının üzerinde olmaması gibi parametrelere dikkat edilmeye çalışılmıştır.

Bölüm 5.3.2.6'da Filyos'un rüzgar enerjisi potansiyeli analizi yapılmıştır. Filyos'ta kurulması düşünülen 4,8 MW kurulu güce sahip santralin yıllık enerji üretimi 808,2 MWh olarak hesaplanmıştır. Filyos'un rüzgar enerji potansiyeli düşük olduğu için elektrolizde kullanılacak enerji miktarını karşılamak için en az 6 adet türbin kullanılması düşünülmüş ve elde edilecek enerji miktarı 808,2 MWh olarak alınmıştır.

Rüzgar enerji santralinin kurulacağı alana entegre olarak rüzgar enerji santrali de kurulacaktır (Harita 6.2). 4,8 MW'lık RES için yaklaşık 1 hektarlık (10.000 m²) bir alan yeterli olmaktadır. Seçilen alanda yerleşim yeri, ormanlık veya mera alanı bulunmadığı Google Earth ile tespit edilmiştir. Tez çalışmasında, seçilen alanın verimli tarım arazileri üzerinde olmadığı varsayılmıştır. Ayrıca santralin kurulumu gerçekleştikten sonra kalan alan tarıma veya hayvancılıkla uğraşanlar için mera olarak kiraya verilebilir. Seçilen alan 154 kV'lık trafo merkezine de yakın olup şebekeye elektrik kolaylıkla verilebilecektir. Kurulacak olan RES için maliyet analizi yapılmıştır. Yapılması planlanan santrali için istenen 640 MWh'lık enerjiyi karşılaması adına 6 adet türbin kullanılacaktır. Kuyruk yeli etkisini minimuma düşürmek için türbinler hâkim rüzgâr yönünde konumlandırılmıştır.

Yapılan ekonomik analizde, GES yatırımlarında olduğu gibi yatırımcının sermaye olarak %100 kredi ya da %25 öz kaynak, %75 kredi kullandığı varsayılan 2 farklı senaryo uygulanmak istenmiştir. Ancak ilk senaryo uygun olmadığı için %100 kredi ile olabilecek yatırımın analizi yapılmamıştır. 808,2 MWh'lık enerjinin 640 MWh'lık kısmı elektrolizde kullanılacak olup geriye kalan 168 MWh şebekeye verilecektir. Finansal değerlendirmeler bu varsayımlara göre gerçekleştirilmiştir. Filyos'ta %25 öz sermaye, %75 kredi ile

kurulması planlanan rüzgar enerjisi santralinin ekonomik analiz girdileri Şekil 6.19’da verilmiştir.

Proje Temelleri		
	Nominal Güç (kWp)	4.800
	Yıllık Üretim Kapasitesi (kWh/kWp)	168
	Hat Etkisi	2%
	Net Üretim kW	823.507
	FIT	€ 2,35
	Karbon kg/kWh	0,65 kg/kWh
	Gönüllü Emisyon Azaltımı Satış Ücreti	3,00 EUR/tonnes
	Şebeke Bağlantısı	2022
EPC		
	Türbin (€/kWp)	€ 375
	Şebeke-montaj ve kurulum-yol yapımı (€/kWp)	€ 68
	Lisans (€/kWp)	€ 0
	Toplam (€/kWp)	€ 443
	Arsa Bedeli+PEM	€ 340.000
	Toplam Yatırım €	€ 2.464.000
	Toplam Yatırım + KDV €	€ 2.846.320
	Hibe Sonrası Yatırım Maliyeti	€ 2.412.136
	Hibe Sonrası Yatırım Maliyeti+ KDV €	€ 2.846.320
Operasyonel Maliyetler		
	Arıza Bakım	€ 8
	Sigorta	€ 3
	Arazi Kiralaması (m2/kWp)	€ 0
	Yönetim ve Danışmanlık Maliyeti	€ 9
	Diğer	€ 0
	Toplam	€ 20
Finansman Varsayımları		
Öz kaynak	€ 711.580	25%
Kredi	€ 2.134.740	75%
Faiz Oranı		10,00%
Euribor		0%
Enflasyon		5,00%
Amortisman		10 Yıl
Faiz Gelir Oranı		2%
Yıllık Ortalama Kayıplar		0,4%
Yıllık Dağıtım Kaybı		0,3%
H2 ve S2 den gelen gelir		
H2den gelen gelir/yıl	€ 125.000,00	
S2den gelen gelir/yıl	€ 40.000,00	

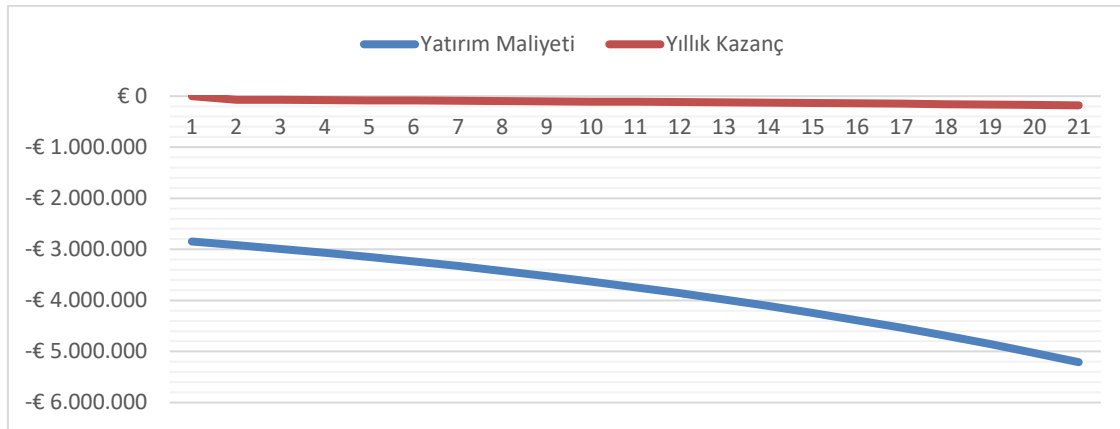
Şekil 6.19. Filyos’ta kurulacak olan 4,8 MW’lık RES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz girdi değerleri

Çizelge 6.27’de verilen ekonomik analiz sonuçlarına göre 20 yıl için ortalama kazanç negatif olmaktadır.

Çizelge 6.27. Filyos’ta kurulacak olan 4,8 MW’lık RES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değerleri

Nominal Güç (kWp)	4 800
Yıllık Üretim Kapasitesi (kWh/kWp)	168
Net Üretim kWh	823 507
Ortalama Yıllık Kazanç (20 Yıl İçin)	-€ 118 152
Yatırımın Geri Dönüş Süresi	-

Filyos’ta %25 öz kaynak ve %75 kredi kullanılarak kurulacak olan rüzgar enerjisi santralinin yatırım maliyeti ve yıllık kazancını gösteren grafik Şekil 6.20’de verilmiş olup yatırımın uygun olmadığı gözükmemektedir.



Şekil 6.20. Filyos’ta kurulacak olan 4,8 MW’lık RES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) finansal analiz sonuç değer grafiği

Filyos’taki rüzgar enerjisi santrali yatırımının net bugünkü değerinin ve iç verimlilik oranının negatif olması yatırımın iyi bir yatırım olmadığını göstermektedir (Çizelge 6.28).

Çizelge 6.28. Filyos’ta kurulacak olan 4,8 MW’lık RES’in (%25 öz kaynak, %75 kredi) yatırım geri dönüşü

Yatırım Geri Dönüşü		
10 Yıl	İç Verimlilik Oranı	-13%
	Net Bugünkü Değeri	-€ 1785342
20 Yıl	İç Verimlilik Oranı	-4%
	Net Bugünkü Değeri	-€ 1471816

Filyos'taki rüzgar enerjisi yatırımının uygun olmadığı göz önüne alınırsa güneş enerjisinden yararlanarak bir santralin kurulması daha uygun olacaktır. Güneş enerjisi potansiyeli analizi en iyi çıkan bölge olarak Filyos'ta güneşten elde edilecek enerji ile hem Karadeniz'in diplerindeki hidrojen çıkarılabilecektir hem de Karadeniz'den çıkan doğalgaz ile hidrojen karıştırılarak doğalgazın verimi arttırılabilecektir.

7. SONUÇ VE ÖNERİLER

Küreselleşme ve artan nüfus ile birlikte günlük yaşantımızın vazgeçilmezi olan enerjinin önemi her geçen gün artmaktadır. Azalan enerji kaynakları ve artan enerji maliyetleri ile beraber çevre bilincinin de etkisiyle birçok ülke yenilenebilir ve sürdürülebilir temiz enerji kaynakları arayışına girmiştir. Bu enerji kaynaklarından da doğada bol miktarda bulunan, çevre dostu ve teknoloji geliştirmekte olan hidrojen ön plana çıkmıştır. Hem doğal gaz ve kömür gibi fosil yakıtlardan hem de biyokütle, su, güneş gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilebilen hidrojen ulaşım, sanayi, ısınma gibi birçok alanda kullanılabilen bir enerji kaynağıdır. Temiz, güvenli ve kolay taşınabilme özellikleri sahip olan hidrojen çevreye zararlı zehirli bir gaz olan H_2S 'den de üretilmektedir. Hidrojen üretiminde kullanılabilecek en önemli kaynaklardan biri de Karadeniz'in dip suyunda bulunan H_2S 'dir.

Bu tez çalışmasında Karadeniz'in dip sularında bulunan H_2S 'den hidrojen üretiminde ekonomik bakımdan ön planda yer alan rüzgâr ve güneş gibi yenilebilir enerji kaynaklarından yararlanılabileceği göz önüne alınmıştır. Bu bağlamda, Karadeniz kıyılarında H_2S 'den hidrojen üretim tesisinin kurulması ve bu tesis için gerekli enerji ihtiyacının rüzgâr ve güneş enerjisi potansiyelleri incelenerek bu kaynaklardan sağlanması tezin amaçlarındandır. Hidrojen fosil yakıtlara göre daha verimli ve birçok alanda kullanılmaya uygun, teknolojisi geliştirmekte olan temiz bir enerji kaynağıdır. Hidrojen; kömür, doğalgaz gibi hidrokarbonlar ile su, biyokütle gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının yanı sıra H_2S 'den de üretilir. H_2S doğal olarak ya da endüstride yan ürün olarak ortaya çıkarken, Karadeniz'in dip sularında oluşan H_2S tabakalarının değerlendirilmesi hidrojen üretimi için önemli bir kaynaktır. Normal şartlar altında yanıcı ve renksiz bir gaz olan H_2S oldukça toksik ve korozif özelliklere sahip olmakla beraber çevre için tehlike arz ettiğinden dolayı bertaraf edilmesi gerekmektedir.

Literatürde H_2S 'den hidrojen üretimi için çeşitli yöntemler mevcut olup yüksek sıcaklıklarda çalışmaktan kaçınmak için elektroliz yöntemi tercih edilmektedir. Ayrıca suyun elektrolizinde kullanılan enerji miktarı, H_2S 'nin elektrolizinde kullanılan enerji miktarından yaklaşık 3,235 kat daha fazla olmaktadır. Karadeniz, dünyadaki en büyük anoksit havza olup, buradaki deniz suyunun neredeyse %90'ı anaerobiktir ve H_2S içermektedir.

Karadeniz'in orta bölgelerinde yaklaşık 100 m'de H_2S 'ye ulaşılabilirken kıyı bölgelerinde 125-150 m'de H_2S tabakasına ulaşılabilir [21]. Neretin'e göre 2000 m maksimum H_2S derişimi 13,8 mg H_2S/L iken, Dimitrov'a göre 9,6 mg H_2S/L 'dir. İki çalışmadan Karadeniz'in derinliklerinde enerji kaynağı olarak yeterli miktarda H_2S olduğu sonucu çıkarılır.

Karadeniz'in derinliklerindeki toplam H_2S miktarı yaklaşık olarak 4587 milyon tondur. H_2S 'nin %100 verimli bir şekilde parçalanması ile hidrojen enerjisine dönüştüğü varsayılırsa tüm Karadeniz'in diplerindeki H_2S 'den elde edilebilecek hidrojen yaklaşık 270 milyon tondur. Sonuç olarak Karadeniz, ülkelerin enerji ihtiyacını karşılayabilecek büyük bir enerji potansiyeline sahiptir. Karadeniz'in diplerindeki H_2S 'den hidrojen üretimi için H_2S 'nin deniz suyundan ayrıştırılması ve H_2S 'nin maksimum verimle hidrojen ve kükürde dönüşmesi için iki önemli adım belirlenmiştir. Birincisi deniz suyundan H_2S 'nin ayrıştırılması ardından H_2S 'den hidrojen ve sülfürün elektrokimyasal üretimidir. İkincisi de tatlı su ve konsantre tuz çözeltisi üretmek için deniz suyunun arıtılmasıdır. Bu tezde, H_2S 'den hidrojen üretiminde yani H_2S 'nin elektrolizinde kullanılacak olan enerji kaynaklarının potansiyeli üzerine bir çalışma yapılacağı göz önüne alınırsa, daha çok H_2S 'nin elektrolizi ile ilgilenilmiştir. Yapılan çalışmalar incelenip en yüksek verimi alabilmek adına elektroliz prosesinde giren H_2S miktarı 100 kg/h, üretilen hidrojen miktarı da 5,87 kg/h ve gerekli enerji miktarı da 0,075 MW olmaktadır.

Kurulacak olan tesis, 638,85 MWh'lık bir enerji ile günlük 140,8 kg; yıllık 50 tonluk hidrojen üretebilmesi planlanmıştır. Ayrıca yan ürün olarak endüstride ve daha birçok alanda kullanılabilen sülfür elde edilecektir. Tasarlanan tesiste 638,85 MWh'lık bir enerjiye ihtiyaç olduğu hesaplanmıştır. Tezin amacı bu enerjiyi Karadeniz'de bulunan yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlamaktır. Bunun için, Karadeniz'deki güneş ve rüzgar enerji potansiyelleri belirlenerek H_2S 'den hidrojen üretim tesisinin nereye kurulacağına karar verilmiştir. Tesisin kurulacağı yer belirlenirken yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilebilecek enerji potansiyeli göze alınmıştır. Sadece Karadeniz'in kıyılarındaki güneş ve rüzgar enerji potansiyelleri incelenmiş ve yıllık ne kadar enerji sağlayabileceğimiz açıklanmaya çalışılmıştır. Karadeniz'den H_2S çıkarılıp bundan hidrojen üretileceği göz önüne alındığında tesisin Karadeniz'in kıyı kesimlerine yakın olması gerektiği düşünülmüştür. Karadeniz kıyılarında güneş ve rüzgar enerjisi potansiyeli belirlenirken GEPA (Harita 5.1) ve REPA (Harita 5.2) dikkate alınmış ve her il için hesaplamalar

yapılmıştır. Belirlenen kapasitede Hidrojen üretimi için gerekli olan 638,85 MWh'lık enerji elde etmek için güneş enerjisi kurulu gücü 1 MW, rüzgar enerjisi kurulu gücü 0,8 MW olan santrallerin kurulması düşünülmüştür. Bu kurulu güçlere göre yıllık enerji potansiyelleri hesaplanmıştır. Doğu Karadeniz bölümünün hem güneş hem de rüzgar enerji potansiyelleri çok az olduğu için değerlendirmeye alınmamıştır. Son bilimsel çalışmalarda doğalgaza belirli oranlarda hidrojen katılarak yanma davranışlarının incelenmesi çalışmalarının artması üzerine gerek Karadeniz'de doğalgaz bulunması gerekse ilk mega endüstri bölgesinin ve Türkiye'de ilk üçe girecek bir limanın varlığı Filyos'un da enerji potansiyelinin incelenmesi gerekliliğini ortaya çıkarmıştır. Ayrıca son yapılan çalışmalarda doğalgazın içerisine hidrojen ilavesi ile doğalgazın yanma verimliliğinin arttığı, CO₂ emisyonunun azaldığı gözlemlenmiştir [27]. Bu sebeple ki Karadeniz'den çıkarılan doğalgaz ve Karadeniz'in diplerindeki H₂S'den elde edilen hidrojenin bir tesiste üretilip karıştırılabileceği göz önüne alınmıştır. Karadeniz kıyılarında güneş enerjisi potansiyeli belirlenirken güneş enerjisi potansiyel atlasından ve PVGIS simülasyon programından 11 ilin en yüksek güneş radyasyon değerleri seçilerek üretilebilecek enerji miktarı bulunmuştur. Yıllık enerji miktarları PVGIS programında analiz edilerek hesaplanmıştır. Karadeniz kıyılarında güneş enerjisinden yıllık enerji üretimi birbirine yakın olmakla Samsun, Zonguldak ve İstanbul illeri ile Filyos'un potansiyelin daha fazla olduğu görülmüştür. Filyos yıllık 1336,7 MWh'lık enerji üretim kapasitesi ile ilk sırada yer alırken, sırasıyla Zonguldak 1317,3 MWh, Samsun 1308,1 MWh ve İstanbul 1307,6 MWh, enerji üretim kapasitesine sahiptir. Bu tez çalışmasında, illerin rüzgar enerji potansiyel atlaslarında yer alan rüzgar hızı, güç yoğunluğu ve kapasite faktörüne göre alanlar belirlenmiştir. Belirlenen alanların noktasal olarak rüzgar hızları ve güç yoğunluğu Global Atlas Wind üzerinden belirlenerek uygun bir türbin seçilmiş ve teorik hesaplamalar yapılmıştır. Rüzgar enerjisinden yıllık enerji üretimine bakıldığında Sinop, Kastamonu ve İstanbul illerinin potansiyellerinin biraz daha fazla olduğu görülmüştür. Sinop yıllık 658 MWh'lık enerji üretim kapasitesi ile ilk sırada yer alırken, sırasıyla Kastamonu 483,4 MWh, İstanbul 457,8 MWh, Kırklareli 286,6 MWh, Samsun 257 MWh ve Filyos 134,7 MWh enerji üretim kapasitesine sahiptir.

Bu tezin amacı hidrojen üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarından yararlanılması olduğu düşünülürse hem rüzgar hem de güneş enerjilerinden yararlanılmasının daha doğru olacağına ön görülmüştür. Bu sebeple sürdürülebilir enerji arzını sağlamak hem güneş enerjisi hem de rüzgar enerjisinden yararlanmak için hibrit bir enerji santralinin kurulmasına karar verilmiştir. Ayrıca kurulacak olan enerji santrallerinden elde edilecek enerji şebekeye

de verilebilir. Yapılan değerlendirmeler sonucunda, kombine tesisin kurulacağı alan olarak İstanbul ili ve Zonguldak Filyos seçilmiştir. İstanbul enerji potansiyeli olarak en iyi il çıkmasının yanı sıra analiz yapılan bölgenin, mega bir proje olarak gösterilen Kanal İstanbul projesine yakın olması, İstanbul'un sanayi, ulaşım vb. alanlarda daha çok enerjiye ihtiyacı olması, gerekli altyapının İstanbul'da bulunması gibi sosyal ve ekonomik etkenler de göz önüne alınmıştır. Filyos'un güneş enerjisi potansiyeli, analizi yapılan alanlarda yıllık 1336,7 MWh'lık enerji üretim kapasitesi ile ilk sırada yer almaktadır. Filyos'un en önemli seçilme nedeni ise buraya yapılacak olan mega endüstri bölgesi ve Türkiye'de ilk üçe girecek bir limanın varlığıdır. Ayrıca Karadeniz'de bulunan yaklaşık 540 milyar m³ doğalgaz bu bölgeden dağıtılacak olup buraya birçok sanayi kolu yatırım yapacaktır. Filyos Türkiye'nin kuzey kapısı olup ulaşım ve lojistik anlamda denizyolu, demiryolu, karayolu ve havayolu imkânları mevcuttur. Hem daha fazla yenilebilir enerji kaynağından yararlanmak hem de elektroliz prosesine sürekli enerji verebilmek adına hibrit bir sistem kurulması ön görülmüştür.

Yıllık 50 ton hidrojen üretmek için gerekli enerji yaklaşık 640 MWh olarak hesaplanmıştır. Yapılan analizlerde kurulacak olan santrallerin kapasitesi bu değer üzerinde belirlendiği için enerji santrallerinin şebekeye bağlı enerji sistemleri olarak tasarlanması düşünülmüştür. Seçilen alanların ve yapılacak olan santrallerin hem yatırım yapılabilirliğini hem de karlılığını görebilmek adına ekonomik analizler gerçekleştirilmiştir. Net bugünkü değer yöntemi ile iç karlılık oranı yöntemi tercih edilmiş olup yatırımcının %100 kredi kullanımı ile yatırımı gerçekleştirdiği ya da yatırımcının %25 öz sermaye, %75 kredi kullanımı yatırımı gerçekleştirdiği iki farklı senaryo ele alınmıştır. Şebekeye bağlı bir sistem tasarlandığı için devletin vermiş olduğu teşviklerden yararlanılacağı düşünülmüştür. Seçilen iki bölgede de hem güneş hem de rüzgar için iki farklı senaryoda ekonomik analizler gerçekleştirilmiştir. İstanbul için finansmanı %75 kredi ve %25 öz kaynak ile kurulacak güneş enerjisi santralının geri dönüş süresi 4 yıl 9 ay olarak hesaplanmıştır. %100 kredi ile kurulacak güneş enerjisi santralının geri dönüş süresi ise 5 yıl 5 ay olarak hesaplanmıştır. İstanbul için santralin hiçbir getirisi olmadan güneş enerjisi ile hidrojen üretim maliyeti yaklaşık olarak 0,85 €/kgH₂ olmaktadır. Buradan iki senaryonun da uygulanabileceği ve fizibil olduğu sonucu çıkarılmakla beraber öz sermaye oranı ne kadar fazla ise projenin geri dönüş süresi de o kadar kısa olmaktadır. Filyos'ta %25 öz sermaye, %75 kredi ile kurulması planlanan güneş enerjisi santralının yatırımın geri dönüş süresi 3 yıl 6 ay olarak hesaplanmıştır. %100 kredi ile kurulacak santralin geri dönüş süresi ise 3 yıl 11 ay olarak

hesaplanmıştır. Filyos için santralin hiçbir getirisi olmadan güneş enerjisi ile hidrojen üretim maliyeti yaklaşık 0,7 €/kgH₂'dir. Gerek Filyos'un güneş enerjisi potansiyelinin yüksek olması gerekse santralin kurulacağı arsa bedelinin daha ucuz olması sebebiyle Filyos için İstanbul'a göre güneş enerjisi yatırımının geri dönüş süresi daha kısadır. Ancak iki proje için de yatırım yapılabilirlik ve karlılık oranları gayet iyi gözükmemektedir. İstanbul için santralin hiçbir getirisi olmadan rüzgar enerjisi ile hidrojen üretim maliyeti yaklaşık olarak 1,3 €/kgH₂ olmaktadır. İstanbul için finansmanı %75 kredi ve %25 öz kaynak ile kurulacak rüzgar enerji santralin geri dönüş süresi 10 yıl 8 ay olarak hesaplanmıştır. Rüzgar enerji santralleri ilk yatırım maliyetleri yüksek olan enerji santralleri olmakla beraber yatırımın geri ödeme süresi uygun gözükmemektedir. %100 kredi ile kurulacak rüzgar enerji santralin geri dönüş süresi 18 yıl 8 ay olarak hesaplanmıştır. Bu süre bir yatırım için çok uygun bir süre değildir. Filyos'un diğer seçilen bölgelere göre rüzgar enerji potansiyelinin az olduğu görülmüştür. Ancak yine de bir maliyet analizi yapılarak bir öngörüye sahip olunabileceğine kanaat getirilmiştir. Yapılan analiz, Filyos'taki rüzgar enerjisi santrali yatırımının net bugünkü değerinin ve iç verimlilik oranının negatif olması yatırımın iyi bir yatırım olmadığını göstermektedir.

Hidrojen temiz, çevre dostu gelecek için önemli bir enerji kaynağıdır. Karadeniz'de de bertaraf edilmesi gereken ve hidrojen üretebileceğimiz bol miktarda H₂S mevcuttur. Bu tez çalışmasında H₂S'den hidrojen üretimi için gerekli enerjinin yenilenebilir enerji kaynaklarından olan güneş ve rüzgardan elde edilebileceği ekonomik analizlerle gösterilmeye çalışılmıştır. İstanbul'da hem güneş hem rüzgardan hibrit bir sistemle hidrojen üretimi ekonomik olabilmektedir. Filyos'ta ise sadece güneş ile hidrojen üretimi gerçekleştirilmekte olup Karadeniz'den doğalgaz da çıkarılabileceği varsayılırsa buraya yatırım yapılması kaçınılmazdır. Bu tez çalışmasında H₂S'den hidrojen üretiminin elektroliz prosesi üzerinde daha çok durulmuş ve bu prosesin enerji ihtiyacı karşılanmaya çalışılmıştır. H₂S'nin denizden çıkarılması ve deniz suyundan ayrıştırılması kısımları da önem arz etmekte ve bu proseslerin de enerji gereksinimleri dikkate alınması gerekmektedir. Ayrıca güneş ve rüzgar enerjisi santrallerin %100 yerli olarak imal edilmesi durumunda maliyetler daha da azalacak olup karlılık oranları artacaktır.

Sonuç olarak bu tez çalışması ile Karadeniz dip sularındaki H₂S kaynaklarından hidrojen eldesinin ekonomik olarak yenilenebilir enerji kaynakları kullanılarak üretilmesi için gerekli fizibilite çalışmalarına bilimsel destek sağlanmıştır.

KAYNAKLAR

1. Sherif, S. A., Barbir, F. and Veziroglu, T. N. (2005). Wind energy and the hydrogen economy review of the technology. *Solar Energy*, 78, 647-660.
2. Levene, J. I., Mann, M. K., Margolis, R. and Milbrandt, A. (2005). An Analysis of Hydrogen Production from Renewable Electricity Sources. *National Renewable Energy Laboratory*, NREL/CP-560-37612.
3. Honnery, D. and Moriarty, P. (2009). Estimating global hydrogen production from wind. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34, 727-736.
4. Liberatore, R., Lanchi, M., Giaconia, A. and Tarquini, P. (2012). Energy and economic assessment of an industrial plant for the hydrogen production by water-splitting through the sulfur-iodine thermochemical cycle powered by concentrated solar energy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37, 9550-9565.
5. Akyuz, E., Oktay, Z. ve Dincer, I. (2012). Performance investigation of hydrogen production from a hybrid wind-PV system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37, 16623-16630.
6. Sacramento E.M., Sales A.D., Lima L.C. and Veziroğlu T. N. (2008) A solar–wind hydrogen energy system for the Ceara’ state – Brazil. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33, 5304-5311
7. Shakya, B.D., Aye, L. and Musgrave, P. (2005). Technical feasibility and financial analysis of hybrid wind–photovoltaic system with hydrogen storage for Cooma. *International Journal of Hydrogen Energy*, 30, 9–20.
8. Sopian, K., Ibrahim, M.Z., Wan Daud, W.R., Othman, M.Y., Yatim, B. and Amin, N. (2009). Performance of a PV–wind hybrid system for hydrogen production. *Renewable Energy*, 34, 1973–1978.
9. Gökçek, M. (2010). Hydrogen generation from small-scale wind-powered electrolysis system in different power matching modes. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35, 10050-10059.
10. Lee, J.Y., An, S., Cha, K. and Hur, T. (2010). Life cycle environmental and economic analyses of a hydrogen station with wind energy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35, 2213–2225.
11. Mathur, J., Agarwal, N., Swaroop, R. and Shah, N. (2008). Economics of producing hydrogen as transportation fuel using offshore wind energy systems. *Energy Policy*, 36, 1212–1222.
12. Greiner, C.J., Korpås, M. and Holen, A.T. (2007). A Norwegian case study on the production of hydrogen from wind power. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32, 1500–1507.
13. Khan, M.J. and Iqbal, M.T. (2009). Analysis of a small wind-hydrogen stand-alone hybrid energy system. *Applied Energy*, 86, 2429–2442.

14. Hamane, L.A., Belhamel, M., Benyoucef, B. and Hamane, M. (2009). Feasibility study of hydrogen production from wind power in the region of Ghardaia. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34, 4947–4952.
15. Genç, G., Çelik, M. and Genç, M. S. (2012). Cost analysis of wind-electrolyzer-fuel cell system for energy demand in Pınarbaşı-Kayseri. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37, 12158-12166.
16. Kelly, N. A. and Gibson, T. L. (2008). Solar energy concentrating reactors for hydrogen production by photoelectrochemical water splitting. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33, 6420-6431.
17. Kaloidas, V. and Papayannakos, N. (1989). Kinetics of thermal, non-catalytic decomposition of hydrogen sulphide. *Chemical Engineering Science*, 44(11), 2493-2500.
18. Guldal, N. O., Figen, H. E. and Baykara, S. Z. (2015). New catalysts for hydrogen production from H₂S: Preliminary results. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40, 7452-7458.
19. Sanlı, A. E. and Mat, M. D. (2015). Performance analysis of direct Black Sea hydrogen sulphide (in artificial sea water)/hydrogen peroxide fuel cells. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40, 6440-6448.
20. Baykara, S. Z., Figen, H. E., Kale, A. and Veziroğlu, T. N. (2008). Hydrogen from hydrogen sulphide in Black Sea. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32, 1246-1250.
21. Midilli, A., Ay, M., Kale, A. and Veziroğlu, T. N. (2007). A parametric investigation of hydrogen energy potential based on H₂S in Black Sea deepwaters. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32, 117-124.
22. Naman, S. A., Ture E. I. and Veziroğlu T. N. (2008). Industrial extraction pilot plant for stripping H₂S gas from Black Sea water. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33, 6577-6585.
23. Petrov, K., Baykara, S. Z., Ebrasu, D., Gulin, M. and Veziroğlu, T. N. (2011). An assessment of electrolytic hydrogen production from H₂S in Black Sea waters. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36, 8936-8942.
24. Seker, S. and Aydin, N. (2019). Hydrogen production facility location selection for Black Sea using entropy based TOPSIS under IVPF environment. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(32), 15855-15868.
25. Karapekmez, A. and Dincer, I. (2018). Modelling of hydrogen production from hydrogen sulfide in geothermal power plants. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43, 10569-10579.
26. Karapekmez, A. and Dincer, I. (2021). Development of a multigenerational energy system for clean hydrogen generation. *Journal of Cleaner Production*, 299.

27. Midilli, A., Öztürk, M. and Dinçer, İ. (2021). Effective use of hydrogen sulfide and natural gas resources available in the Black Sea for hydrogen economy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46, 10697-10707.
28. Hidrojenin Nükleer Enerji ile Üretim Yollarının İncelenmesi. (2012). *Politeknik Dergisi*, 15 (2).
29. Şenaktaş, B. (2005). *Hidrojen Enerjisi, Üretimi ve Uygulamaları*. Yüksek Lisans Tezi, Pamukkale Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Denizli, 28-63.
30. İnternet: Hidrojen Enerjisi Üretimi ve Kullanımı. Web: <http://arge7.com/detay.asp?id=1526> Erişim Tarihi: Haziran 2014.
31. Bentor, Y. (2003). Hydrogen at Chemical Elements. *International Journal of Hydrogen Energy*, 4, 12-23.
32. Barbir, F. (1999). Safety Issues of Hydrogen in Vehicles. *Energy Partners*.
33. İnternet: Çelik, V. ve Oral, E. (2006). Hidrojenli Yakıtlı Motor Teknolojisi. Web: http://www1.mmo.org.tr/resimler/dosya_ekler/b16ebc056e61302_ek.pdf?dergi=70 Erişim Tarihi: Haziran 2014.
34. Barın, A. (2011). Dünyada ve Türkiye’de hidrojen enerjisi önemi ve uygulamaları. *Ulusal Toplu Ulaşım Sempozyumu ve Sergisi*, İstanbul.
35. İnternet: Hidrojen Enerjisi. (2018). Web: <https://www.hidrojen.gen.tr/hidrojen-enerjisi.html> Erişim Tarihi: Ekim 2020.
36. Middleton, P., Larson, R., Niclas, M. and Collins, B. (2003). *Renewable hydrogen forum: A summary of expert opinion and policy recommendations*. Forum presented by the American Solar Energy Society. Washington, D.C.
37. Yılcı, A. (2008). *Güneş-Hidrojenli bir sisteminin kurulması ve performansının analizi*. Doktora Tezi, Pamukkale Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Denizli.
38. Riis, T., Hagen, E.F., Vie, J.S.P. and Ulleberg, Q. (2006). Hydrogen Production and Storage. *International Energy Publications*.
39. Doctor R.D., Molburg J.C., Brockmeier and Stiegel G. (2001). Designing for Hydrogen, Electricity, and CO2 Recovery from a Shell Gasification Based System. Presented at the 18th Annual International Pittsburgh Coal Conference, Newcastle, New South Wales, Australia.
40. Konstantopoulou, P. And Giannopoulos, M.F. (2005). Multicriteria Analysis of Hydrogen Production Technologies. *International Hydrogen Energy Congress and Exhibition IHEC*, İstanbul.
41. İnternet: Beşergil, B. Hidrojen. Web: http://bilsenbesergil.blogspot.com/p/6_36.html Erişim Tarihi: Aralık 2020.
42. Quaschnig, V. (2009). *Renewable Energy and Climate Change* (First Edition). Germany: John Wiley & Sons.

43. Sengodan, S., Lan, R., Humphreys, J., Du, D., Xu, W., Wang, H. and Tao, S., (2018). Advances in Reforming and Partial Oxidation of Hydrocarbons for Hydrogen Production and Fuel Cell Applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 761-780.
44. Mench, M.M. (2008). *Fuel Cell Engines* (First Edition). Germany: John Wiley & Sons.
45. Chakik, F. E., Kaddami, M. and Mikou, M. (2017). Effect of Operating Parameters on Hydrogen Production by Electrolysis of Water. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42, 25550-25557.
46. Türe, İ. E. (2006). *Fotoelektroliz Yoluyla Hidrojen Üretimi*. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Türkiye 10. Enerji Kongresinde sunuldu, İstanbul.
47. L Hosseini, S. E. ve 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.
48. Agrafiotis C., Pagkoura C., Lorentzou S., Kostoglou M. and Konstandopoulos A. G. (2007). Hydrogen Production in Solar Reactors. *CatalysisToday*, 127, 265–277.
49. İnternet: H2-fuel of future. Web: <http://asyncbrain.baf.cz/sanatorium/1/h2fuel/> Erişim Tarihi: Haziran 2014.
50. İnternet: ETKB. Web: http://www.yegm.gov.tr/teknoloji/h_teknolojisi.aspx Erişim Tarihi: Ocak 2021.
51. Midilli, A., Ay, M., Kale, A. ve Veziroğlu, T.N. (2004). Karadeniz Dip Sularının Hidrojen Enerjisi Potansiyeli. *V. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu Bildiriler Kitabı*, 2, 711-731
52. Tutar, F. ve Eren M.V. (2011). Geleceğin Enerjisi: Hidrojen Ekonomisi ve Türkiye. *International Journal of Economic and Administrative Studies*, 6.
53. A Hydrogen Sulfide. (1978). *Environmental Protection Agency*, Yayın No: EPA-600/1-78-018, North Carolina.
54. İnternet: National Institutes of Health, National Center for Biotechnology Information. Hydrogen Sulfide. Web: <http://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov> Erişim Tarihi: 07 Şubat 2015.
55. Greenwood, N.N. and Earnshaw, A. (1998). *Chemistry of Elements* (Second Edition). Oxford: Butterworth-Heinemann.
56. Garry, J.H. and Handwerk, G.E. (2001). *Petroleum Refining, Technology and Economics*(Fourth Edition). New York: Marcel Dekker, Inc.
57. İnternet: Öztürk, M. (2006). Kanalizasyonlarda Hidrojen Sülfür Gazı Oluşumu ve Sağlık Üzerine Etkileri. Web: <https://docplayer.biz.tr/1299586-Kanalizasyonlarda-hidrojen-sulfur-gazi-olusumu-saglik-uzerine-etkileri.html> Erişim Tarihi: Ocak 2021.

58. Lide, D.R. (2009). *CRC Handbook of Chemistry and Physics*. (90th Edition). Boca Raton, Florida, ABD :CRC Press, 2009.
59. Pagella, C., Silvestri, P. and De Faveri, D. M, (1996). Hydrogen Sulphide. *Biochemical Engineering Quarterly*, 10, 165-174.
60. Stirling, D. (2000). *The Sulfur Problem: Cleaning up Industrial Feedstocks*. (1st Edition). Cambridge, İngiltere: The Royal Society Of Chemistry, 2000.
61. Kim, M., Ju, W., Kim, K. and Park, D. (2006). Selective oxidation of hydrogen sulfide to elemental sulfur and ammonium thiosulfate using VO_x/TiO₂ catalysts. *Studies in Surface Science and Catalysis*, 159, 225-228
62. Zaman, J. and Chakma, A. (1995). Production of hydrogen and sulfur from hydrogen sulfide. *Fuel Processing Technology*, 41, 159-198.
63. Raymond, E. D. (1975). Make hydrogen from hydrogen sulfide. *Hydrocarbon Processing*. Houston, 139-142.
64. Edlund, D.J. and Pledger, W. A. (1993). Thermolysis of hydrogen sulphide in a metal membrane reactor. *J. Membrane Science*, 77(2-3), 255-263.
65. Plummer, M. A. (1987). Sulphur and hydrogen from H₂S. *Hydro-Carbon Processing*, Houston, 38-40.
66. Momirlan, M. and Veziroğlu, T.N. (2002). Current Status of Hydrogen Energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6, 141-179.
67. Weaver, D. and Winnick, J. (1987). Electrochemical Removal of H₂S. *Journal of The Electrochemical Society*, 134, 2451-2458.
68. Kalina, D. W. and Maas, E. T., Jr. (1985). *International Journal of Hydrogen Energy*, 10(3), 157-163.
69. Mizuta, S., Kondo, W., Fuji, K., Iida, H., Isshiki, S., Noguchi, H., Kikuchi, T., Sue, H. and Sakai, K. (1991). Hydrogen production from hydrogen sulfide by the Fe-Cl hybrid process. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 30 (7), 1601-1608.
70. Huang, H., Yu, Y. and Chung, K. (2009). Recovery of hydrogen and sulfur by indirect electrolysis of hydrogen sulfide. *Energy & Fuels*, 23, 4420-4425.
71. Türkaslan, M. (2013). *Karadeniz Suyundan Hidrojen Üretimi*. Yüksek Lisans Tezi Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
72. Yılmaz, O. (2012). *Deniz Suyundaki Hidrojen Sülfürün (H₂S), Farklı Metal Elektrotlar Kullanılarak Elektro-Oksidasyonunun İncelenmesi*. Yüksek Lisans Tezi Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
73. Ültanır, M. Ö. (1995). Hidrojen enerjisi ve Türkiye’de hidrojene geçiş sorunları *Türkiye 6. Enerji Kongresi Teknik Oturum Bildirileri-I, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi*, İzmir, 549-563.

74. İnternet: Ustun, Y. Karadeniz Havzasi ve Turk Bogazlari Sistemi. Web: <http://www.dogailebaris.org.tr> Erişim Tarihi: Nisan 2021.
75. Karababa, I. (1964). Karadeniz'den metan gazı araştırması. *Bulletin of the Mineral Research and Exploration*, 63, 5-15.
76. Neretin, L.N., Volkov, I.I., Bottcher, M.E. and Grinenko, V.A. (2001). A sulphur budget for the Black Sea anoxic zone. *Deep-Sea Research Part I*, 48, 2569–2593.
77. İnternet: ETKB, Güneş Enerjisi Potansiyeli Atlası (GEPA). Web: <https://gepa.enerji.gov.tr/MyCalculator/Default.aspx22> Erişim Tarihi: Aralık 2021.
78. İnternet: ETKB, Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası (REPA). Web: <https://repa.enerji.gov.tr/REPA/> Erişim Tarihi: Aralık 2021.
79. İnternet: Çalışkan M. (2007). Ülkemizin Yenilenebilir Enerji Politikaları ve Güney Ege Bölgesi Yenilenebilir Enerji Kaynakları Potansiyeli. Web: http://www.geka.gov.tr/yukleme/Yenilenebilir%20Enerji%20Genel%20M%C3%BCd%C3%BCrl%C3%BC%C4%9F%C3%BC_Mustafa%20%C3%87al%C4%B1%C5%9Fkan-web.pdf Erişim Tarihi : Aralık 2021.
80. İnternet: Çalışkan, M. (2007). Orta Karadeniz Bölgesi Rüzgar Enerjisi Potansiyeli. Web: https://www.emo.org.tr/ekler/09260384253eef3_ek.pdf Erişim Tarihi: Aralık 2021.
81. İnternet: Europea Commission, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Web: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/starting> Erişim Tarihi: Aralık 2021.
82. İnternet: TCCB. Web: <https://www.tccb.gov.tr/haberler/410/128156/-fatih-sondaj-gemimiz-sakarya-gaz-sahasindaki-amasra-1-kuyusunda-135-milyar-metrekupluk-yeni-bir-dogal-gaz-kesfi-daha-yapti-> Erişim Tarihi: Ocak 2022.
83. İnternet: Çetinkaya, M. (2012). Filyos Vadisi Projesi. Web: <http://bakkakutuphane.org/upload/flippage/Filyos%20Vadisi%20Projesi/HTML/files/assets/common/downloads/publication.pdf> Erişim Tarihi: Ocak 2022.
84. İnternet: Danmarks Tekniske Universitet (DTU), Global Atlas Wind (GWA). Web: <https://globalwindatlas.info/about/introduction> Erişim Tarihi: Ocak 2022.
85. Güzel S., (2014), *Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Hesaplamasında Kullanılan Bilgisayar Programlarının Karşılaştırması*, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi Enerji Enstitüsü, İstanbul, 17.
86. İnternet: The Wind Power, Manufacturers and turbines, Enercon, E48/800. Web: https://www.thewindpower.net/turbine_en_3_enercon_e48-800.php Erişim Tarihi: Ocak 2022.
87. Saray E., (2019). *Yenilenebilir Enerji Üretim ve Yatırım Maliyetleri Karşılaştırması: Ege Bölgesi Örneği*, Yüksek Lisans Tezi, Pamukkale Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, Denizli, 36.

88. İnternet: EPDK, Yenilenebilir Enerji Kaynakları Destekleme Mekanizması-YEKDEM. Web: <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-0-122/yenilenebilir-enerji-kaynaklari-destekleme-mekanizmasi-yekdem> Erişim Tarihi: Ocak 2022.
89. İnternet: Divitçi E. U., Şahin H., Demirkol K., Güllüoğlu M., Güllü N., Çadırcı S. ve Kağıtçı S., (2015). Güneş Enerjisine Dayalı Elektrik Üretim Santrali Yatırımları için Şanlıurfa Enerji İhtisas Endüstri Bölgesi Fizibilitesi ve Etüdü. Web: <https://www.sutso.org.tr/projeler/11/sanliurfa-ilinde-gunes-enerjisine-dayali-elektrik-uretim-santralleri-icin-enerji-endustri-ihisas-bolgesi-fizibilite-raporu-projesi> Erişim Tarihi: Ocak 2022.
90. İnternet: European Commision, (2021). Review of the EU ETS market stability reserve final report. Web: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/5fac10fc-353a-11ec-bd8e-01aa75ed71a1> Erişim Tarihi: Ocak 2022.
91. İnternet: Eyüpsultan Belediyesi. Arsa Rayiç Bilgileri. Web: <https://ebelediye.eyupsultan.bel.tr/web/guest/5> Erişim Tarihi: Ocak 2022.
92. İnternet: Europe-solarstore. Solar panels and solar inverters. Web: <https://www.europe-solarstore.com/> Erişim Tarihi: Ocak 2022.
93. İnternet: Statista. (2021). Forecast hydrogen selling price of selected giga-scale projects worldwide by 2021 wind and solar costs. Web: <https://www.statista.com/statistics/1260117/projected-selling-prices-of-large-scale-hydrogen-green-projects/> Erişim Tarihi: Ocak 2022.
94. İnternet: Recharge/Global News And Intelligence for the Energy Transition. Green hydrogen currently cheaper to produce in Europe than grey and blue H2 due to high natural gas and carbon prices. Web: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/green-hydrogen-currently-cheaper-to-produce-in-europe-than-grey-and-blue-h2-due-to-high-natural-gas-and-carbon-prices/2-1-1080887> Erişim Tarihi: Ocak 2022.
95. İnternet: Chemanalyst. (2021). Sulphur Price Trend and Forecast. Web: <https://www.chemanalyst.com/Pricing-data/sulphur-39> Erişim Tarihi: Ocak 2022.
96. Köstekci M., F., (2014), “Bir Bölgenin Rüzgâr Verileri Kullanılarak Rayleigh Yöntemi İle Rüzgâr Türbini Ekonomiklik Analizi ve Deneysel Uygulaması”, Yüksek Lisans Tezi, Kırıkkale Üniversitesi
97. Earnest, J. and Wizelius, T. (2011). *Wind Power Plants and Project Development*, PHI Learning, s496.
98. Altuntaşoğlu, Z. T., (2012). Türkiye’de Rüzgâr Enerjisi, Mevcut Durum, Sorunlar. *Mühendis ve Makine Dergisi*, 52 (617), 56- 63.
99. İnternet: Wind-turbine-models, Enercon E-48. Web: <https://en.wind-turbine-models.com/marketplace?manufacturer=> Erişim Tarihi: 22 Ocak 2022.



GAZİ GELECEKTİR..