

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

İSTANBUL ADALAR İLÇESİNDE YENİLENEBİLİR ENERJİ
KAYNAKLARI POTANSİYELLERİNİN VE ENERJİ ÜRETİMİNİN
ANALİZİ

YUNUS URALTAŞ

DOKTORA TEZİ

Makine Mühendisliği Anabilim Dalı

Enerji Doktora Programı

Danışman

Prof. Dr. Zehra YUMURTACI

Ağustos, 2022

T.C.
YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

İSTANBUL ADALAR İLÇESİNDE YENİLENEBİLİR ENERJİ
KAYNAKLARI POTANSİYELLERİNİN VE ENERJİ ÜRETİMİNİN
ANALİZİ

Yunus URALTAŞ tarafından hazırlanan tez çalışması **24.08.2022** tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Makine Mühendisliği Anabilim Dalı, Enerji Doktora Programı **Doktora TEZİ** olarak kabul edilmiştir.

Prof. Dr. Zehra YUMURTACI
Yıldız Teknik Üniversitesi
Danışman

Jüri Üyeleri

Prof. Dr. Zehra YUMURTACI, Danışman

Yıldız Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Nader JAVANI, Üye

Yıldız Teknik Üniversitesi

Doç. Dr. Levent KAVURMACIOĞLU, Üye

İstanbul Teknik Üniversitesi

Dr. Öğr. Üye Murat ÇAKAN, Üye

İstanbul Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Burhanettin ÇETİN, Üye

Yıldız Teknik Üniversitesi

Danışmanım Prof. Dr. Zehra YUMURTACI sorumluluğunda tarafımda hazırlanan İstanbul Adalar İlçesinde Yenilenebilir Enerji Kaynakları Potansiyellerinin ve Enerji Üretiminin Analizi başlıklı çalışmada veri toplama ve veri kullanımında gerekli yasal izinleri aldığımı, diğer kaynaklardan aldığım bilgileri ana metin ve referanslarda eksiksiz gösterdiğimi, araştırma verilerine ve sonuçlarına ilişkin çarpıtma ve/veya sahtecilik yapmadığımı, çalışmam süresince bilimsel araştırma ve etik ilkelerine uygun davrandığımı beyan ederim. Beyanımın aksinin ispatı halinde her türlü yasal sonucu kabul ederim

.

Yunus URALTAŞ

İmza



Bu çalışma, 100/2000 öncelikli alan YÖK bursu tarafından desteklenmiştir.



*Aileme
ve
biricik eşime sevgilerim ile.*

TEŞEKKÜR

Değişen ve gelişen dünyada yenilikçi çözümler bulmak ve bunları uygulamak çok daha önemli hale gelmiştir. Günümüz dünyasının en büyük sorunlarından bir tanesi küresel karbon emisyonlardır. Bu bağlamda Adalar ilçesinin hem elektrik hem de ısınma ihtiyacının yenilenebilir kaynaklardan sağlanması üzerine rol model bir çalışma gerçekleştirilmiştir.

Bu çalışmanın fikrini ve yolunu gösteren değerli hocam Prof. Dr. Zehra YUMURTACI hocama teşekkürlerimi sunarım. Tez izleme süresi boyunca bana yol gösteren değerli hocalarım Doç. Dr. Levent KAVURMACIOĞLU ve Doç. Dr. Nader JAVANI hocalarıma teşekkürlerimi sunarım.

Bu çalışmada Adaların gerçek zamanlı elektrik tüketim değerlerine ulaşmamı sağlayan AYEDAŞ'ta çalışan yetkililere teşekkür ederim.

Adanın doğalgaz tüketimine gerçek zamanlı bir şekilde ulaşmamı sağlayan İGDAŞ yetkililerine teşekkür ederim. Bunun ile birlikte İBB ve Adalar belediyesindeki çalışan personele teknik datalara ulaşmamdaki yardımlarından ötürü teşekkür ederim. Adanın gerçek zamanlı rüzgar değerlerine ulaşmamı sağlayan Meteoroloji Genel Müdürlüğün de çalışan yetkililere teşekkürlerimi sunarım.

Homer programında çalışan kıdemli uzmanlara yardımlarından dolayı teşekkürlerimi borç bilirim.

Tüm çalışmam boyunca bana manevi katkıda bulunan aileme göstermiş oldukları sabırdan dolayı teşekkür ederim.

Yunus URALTAŞ

SİMGE LİSTESİ	ix
KISALTMA LİSTESİ	x
ŞEKİL LİSTESİ	xi
TABLO LİSTESİ	xiv
ÖZET	xvi
ABSTRACT	xviii
1 GİRİŞ	i
1.1 Literatür Özeti	1
1.2 Tezin Amacı	3
1.3 Hipotez.....	4
2 YENİLENEBİLİR ENERJİ SİSTEMLERİNİN DURUMU	5
2.1 Dünyada Yenilenebilir Enerji Durumu.....	5
2.2 Türkiye de Yenilenebilir Enerjinin Durumu	7
2.2.1 Türkiye de ki Yenilenebilir Enerji Potansiyeli.....	9
2.2.2 Türkiye de Yenilenebilir Enerjiye Verilen Teşvikler	9
3 ADALAR İLÇESİNİN GENEL ÖZELLİKLERİ VE YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI POTANSİYELİ	12
3.1 Adanın Konumu ve Nüfus Dağılımı	12
3.1.1 Ada Bina Yapı Durumu.....	13
3.2 Adanın Elektrik ve Doğalgaz <u>Tüketimi</u>	13
3.2.1 Adanın Yük Profili.....	14
3.3 Adanın Rüzgar Hız Değerleri.....	15
3.4 Adanın Güneş Işınım Değerleri.....	16
3.5 Biyogaz Enerjisine Dönüştürebilecek Katı Atık Değerleri.....	17
4 YENİLENEBİLİR ENERJİ SİSTEMLERİ	18
4.1 Rüzgar Enerji Sistemleri.....	19
4.1.1 Rüzgar Türbinlerinin Maliyet ve Ekonomik Ömürleri.....	20
4.1.2 Rüzgar Türbinlerinin Yerleşimi	20
4.1.3 Deniz üstü Rüzgar Santralleri.....	21
4.1.4 Adalar İçin Benzetiminde Kullanılacak Olan Türbinler	22
4.2 Güneş Enerjisi Sistemleri.....	26

4.2.1 PV(Fotovoltaik) Paneller.....	26
4.2.2 Şebekeden Bağımsız (Off Grid) Sistem.....	27
4.2.3 Şebekeden Bağlantılı (On Grid) Sistem.....	28
4.2.4 Adalar İçin Benzetiminde Kullanılacak Olan Güneş Panelleri.....	29
4.2.5 Adalar İçin Benzetiminde Kullanılacak Invertör Tipi	30
4.3 Biyogaz Enerji Santralleri.....	30
4.3.1 Adalar İçin Benzetiminde Kullanılacak Olan Biyogaz Santralleri	31
4.4 Enerji Depolama Sistemi.....	32
4.4.1 Adalar İçin Benzetiminde Kullanılacak Olan Depolama Yöntemi.....	32
4.5 PDHES Depolama Sistemleri.....	33
4.5.1 Adalar İçin Benzetiminde Kullanılacak Olan PDHES Santrali.....	34
4.6 Enerji Sistemlerinin Maliyet Karşılaştırması.....	35
5 TEKNİK VE EKONOMİK ANALİZ METODLAR	37
5.1 Adalar RES Teknik Analiz Metodolojisi.....	37
5.2 Adalar GES Teknik Analiz Metodolojisi.....	38
5.3 Adalar BES Teknik Analiz Metodolojisi.....	38
5.4 Adalar PDHES Teknik Analiz Metodolojisi.....	39
5.5 Ekonomik Hesaplama Metodolojisi.....	39
5.5.1 Ekonomik Hesaplama Kabulleri.....	41
6 YENİLENEBİLİR ENERJİ SİSTEMLERİNİN ADALAR İLÇESİ ÜZERİNE MODELLENMESİ	43
6.1 Kara üstü RES Tasarımı.....	43
6.2 Deniz üstü RES Tasarımı.....	49
6.3 Çatı Üstü Güneş Santrali Kapasitesi Analizi ve Seçimi.....	55
6.4 Biyogaz Tesis Model Analizi.....	56
7 ADALAR İLÇESİ ELEKTRİK VE ISINMA İHTİYACININ YENİLENEBİLİR KAYNAKLARDAN SAĞLANMASI ÜZERİNE ANALİZLER	57
7.1 Adaların Elektrik ve Isınma İhtiyacının Kara üstü Rüzgar Santrali ve Şebeke Destekli Analizi Modellemesi.....	57
7.1.1 Şebeke Destekli Kara üstü Rüzgar Santral Ekonomik Analizi	59
7.2 Adaların Elektrik ve Isınma İhtiyacının Deniz üstü Rüzgar Santrali ve Şebeke Destekli Analizi Modellemesi.....	60
7.2.1 Şebeke Destekli Deniz üstü Rüzgar Santral Ekonomik Analizi	62
7.3 Adaların Elektrik ve Isınma İhtiyacının Güneş Paneli Sistemi ve Şebeke	

Destekli Analizi Modellemesi.....	63
7.3.1 Şebeke Destekli Güneş Panel Sistemi Ekonomik Analizi	66
7.4 Güneş Paneli, Rüzgar Santrali ve Şebeke Destekli olarak Modellenmesi.....	68
7.4.1 Şebeke Destekli Güneş Panel ve Deniz üstü Rüzgar Santrali	
Ekonomik Analizi	70
7.5 Güneş Paneli Sistemi. Rüzgar Santrali. Biyogaz Santrali ve Li-Ion	
Depolamalı Şebeke Bağımsız olarak Modellenmesi.....	71
7.5.1 Güneş Paneli Sistemi .Rüzgar Santrali. Biyogaz Santrali ve Li-Ion Depolamalı	
Şebeke Bağımsız Modelin Ekonomik Analizi.....	74
7.6 Güneş Paneli Sistemi, Rüzgar Santrali, Biyogaz Santrali ve	
PDHES Depolamalı Şebeke Bağımsız olarak Modellenmesi.....	75
7.6.1 Güneş Paneli Sistemi .Rüzgar Santrali. Biyogaz Santrali ve	
PDHES Depolamalı Şebeke Bağımsız Modelin Ekonomik Analizi.....	77
7.7 Güneş Paneli Sistemi. Biyogaz Santrali ve Li-Ion Depolamalı Şebeke	
Bağımsız olarak Modellenmesi.....	79
7.7.1 Güneş Paneli Sistemi , Biyogaz Santrali ve Li-Ion Depolamalı	
Şebeke Bağımsız Modelin Ekonomik Analizi.....	82
7.8 Rüzgar, Biyogaz ve Li-Ion Depolamalı Şebeke	
Bağımsız olarak Modellenmesi.....	83
7.8.1 Rüzgar, Biyogaz Santrali ve Li-Ion Depolamalı Şebeke	
Bağımsız Modelin Ekonomik Analizi.....	85
7.9 Rüzgar, Biyogaz Santrali ve PDHES Şebeke Bağımsız olarak Modellenmesi.....	87
7.9.1 Rüzgar , Biyogaz Santrali ve PDHES Depolamalı Şebeke Bağımsız Modelin	
Ekonomik Analizi.....	89
8 SONUÇ VE ÖNERİLER	91
8.1 Enerji Sistemleri Karşılaştırması ve Analizi.....	91
8.2 Öneriler.....	94
KAYNAKÇA	95
TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR	101

SİMGE LİSTESİ

Zanem	Ananometre yüksekliği (m)
U _{anem}	Ananometre yüksekliğindeki rüzgâr hızı (m/s)
f	Beklenen enflasyon
i ⁱ	Borçlanma faiz oranı
F	Dejarj debisi (m ³ /s)
E	Enerji (kWh)
R _{parça}	Ekipmanın Ömrü (Yıl)
DF	Gölgelenme faktörü
P	Güç (W)
S	Hurda Değeri
i	İskonto oranı
Ac	Kollektör Alanı (m ²)
E	Maruz Kalınan Radyasyon(W/m ²)
C _{NPC}	Net bugünkü Değer
R _t	Net nakit akışı
A	Pervanenin Taradığı Alan (m ²)
R _{proj}	Proje ömrü
R _{ömür}	Proje kullanım süresinin sonunda bileşenin kalan ömrü (Yıl)
R _{proje}	Proje Ömrü (Yıl)
k	Rüzgâr dağılım faktörü
C _p	Rüzgar türbin veriminin yüzdellik ifadesi (0,5926)
V	Rüzgar türbininin kurulacağı yerdeki ortalama rüzgar hızı (m/s)
η	Solar Panel Verimi (%)
C _{ann, tot}	Toplam yıllık maliyet, toplam net mevcut maliyetin yıllık değeridir(\$/yıl)
Z _{hub}	Türbin gövde yüksekliği
U _{hub}	Türbin gövde yüksekliğindeki rüzgâr hızı (m/s)
x	Türbinler arası mesafe
E _{sağlanan}	Toplam elektrik yükü (kWh/yıl)
c	Weibull skalası (m/s)
R _{kalan}	Yenilemeye kalan süre (yıl)
R _{yenileme}	Yenileme maliyeti süresi (yıl)
C _{yenileme}	Yenileme Maliyeti (\$)
f _{yen.}	Yenilenebilir oranı
N	Yıl sayısı
h _{head}	Yukarıdan aşağıya yükseklik(m)
z ₀	Yüzey pürüzlülük uzunluğu (m)
ρ	1.225 kg/m ³ havanın deniz seviyesindeki yoğunluğu

KISALTMA LİSTESİ

BES	Biyogaz Enerji Santrali
COE	Birim kWh enerji maliyeti
CT	İtme Kuvveti
CRF	Sermaye geri kazanım faktörü
ÇF	Çıkma Faktörü
DF	Kayıp Katsayısı
GES	Güneş Enerji Santrali
INT()	Bir gerçek sayının tamsayı miktarını döndüren bir fonksiyon
KAF	Kullanılabilir Alan Faktörü
OTA	Ortalama taban alan
PDHES	Pompaj Depolamalı Hidroelektrik Santrali
RES	Rüzgar Enerji Santrali
UBA	Uygun Bina Adeti
TAKS	Taban alanı katsayısı

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 1.1 Hibrit enerji üretim sistemi şematiği.....	3
Şekil 2.1 Kurulu güç bakımından dünyadaki yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı [14].....	5
Şekil 2.2 2050 senaryosuna göre Dünya da ki enerji kurulu güç dağılımı [16].....	6
Şekil 2.3 Kurulu güç bakımından dünyadaki deniz üstü ve kara üstü rüzgâr santrali dağılımı [14]	7
Şekil 2.4 Kurulu güç bakımından Türkiye de ki yenilenebilir enerji kaynakları dağılımı [19].....	8
Şekil 2.5 Kurulu güç bakımından Türkiye de ki enerji kaynakları dağılımı.....	9
Şekil 3.1 Adalar ilçesi genel görünüm.....	12
Şekil 3.2 Adalar ilçesi aylık bazda 2019 yılı için toplam elektrik tüketimi ve doğalgaz Yüğü.....	14
Şekil 3.2.1 Adalar ilçesinin günlük elektrik ve doğalgaz yük profili.....	15
Şekil 3.3 Adalar şamandıra ve Büyükkada gözlem istasyonu rüzgar hız değerleri.....	15
Şekil 3.4 Adalar bölgesi için küresel yatay ışınım değerleri.....	16
Şekil 4.1 Rüzgar türbin yapısı.....	19
Şekil 4.2 V90 Türbin karakteristik özellikleri.....	23
Şekil 4.3 V110 Türbin karakteristik özellikleri	23
Şekil 4.4 V120 Türbin karakteristik özellikleri.....	24
Şekil 4.5 V110 3 MW türbin karakteristik özellikleri.....	25
Şekil 4.6 V90 3 MW Türbin karakteristik özellikleri.....	25
Şekil 4.7 V136 3,45 MW türbin karakteristik özellikleri.....	25
Şekil 4.8 Şebekeden Bağımsız (Off-grid) sistem şeması.....	27
Şekil 4.9 Şebeke Destekli (On-grid) sistem şeması.....	28
Şekil 4.10 Benzetimde kullanılacak güneş paneli	29
Şekil 4.11 Benzetimde kullanılacak Invertör.....	30
Şekil 4.12 Biyogaz tesisi verimlilik çıkış güç eğrisi.....	32
Şekil 4.13 PDHES çalışma şematiği.....	34

Şekil 6.1 Adalar yüzey pürüzlülük görünümü.....	44
Şekil 6.2 Adalar ilçesi arazi yapısına bağlı eğim görünümü.....	45
Şekil 6.3 Büyükada Meteoroloji Gözlem İstasyonu frekans dağılımı.....	46
Şekil 6.4 Büyükada Meteoroloji Gözlem İstasyonu rüzgâr yön ve yoğunluğu dağılımı.....	46
Şekil 6.5 Türbin gövde yüksekliğine göre (119m) rüzgâr hız dağılımı.....	47
Şekil 6.6 Şamandıra Meteoroloji Gözlem İstasyonu frekans dağılımı.....	49
Şekil 6.7 Adalar Şamandıra Meteoroloji Gözlem İstasyonu rüzgâr yön ve yoğunluğu dağılımı.....	50
Şekil 6.8 Türbin gövde yüksekliğine göre (120 m) Rüzgâr hız dağılımı.....	51
Şekil 6.9 Deniz üstü Rüzgâr Santrali Yerleşimi.....	53
Şekil 7.1 Adaların Kara üstü RES ve şebeke tarafından karşılanan aylık ısınma ve elektrik ihtiyacı.....	57
Şekil 7.2 Rüzgar türbini yıllık ve saatlik bazda elektrik üretimi.....	58
Şekil 7.3 Adaların Deniz üstü RES ve şebeke tarafından karşılanan aylık ısınma ve elektrik ihtiyacı.....	61
Şekil 7.4 Rüzgar türbini yıllık ve saatlik bazda elektrik üretimi.....	61
Şekil 7.5 Çatı üstü güneş panellerinin ve şebeke tarafından karşılanan aylık ısınma ve elektrik ihtiyacı.....	64
Şekil 7.6 Güneş paneli yıllık ve saatlik bazda elektrik üretimi.....	64
Şekil 7.7 Konvertör yıllık ve saatlik bazda elektrik dönüşümü (DC-AC).....	66
Şekil 7.8 Rüzgar santrali, çatı üstü güneş panelleri ve şebeke tarafından sağlanan elektrik ihtiyacı.....	68
Şekil 7.9 Konvertör yıllık ve saatlik bazda çalışma karakteristiği (40MW).....	69
Şekil 7.10 Rüzgar santrali, çatı üstü güneş panelleri, biyogaz sistemi şebeke bağımsız sistem.....	72
Şekil 7.11 Biyogaz tesisi yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (500KW).....	72
Şekil 7.12 Li-Ion Depolama yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (2.289 MW).....	73
Şekil 7.13 Konvertör (Dönüştürücü) yıllık ve saatlik bazda çalışma şekli (217MW).....	73
Şekil 7.14 Rüzgar santrali, çatı üstü güneş panelleri, biyogaz sistemi, PDHES depolamalı sistem.....	76
Şekil 7.15 Biyogaz tesisi yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (240 MW).....	76

Şekil 7.16 PDHES yıllık ve saatlik bazda çalışma değerleri (1.248 MW).....	77
Şekil 7.17 Konvertör (Dönüştürücü) yıllık ve saatlik bazda çalışma şekli (92MW).....	77
Şekil 7.18 Güneş paneli, biyogaz santrali elektrik üretimi.....	80
Şekil 7.19 Biyogaz tesisi yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (240 MW).....	80
Şekil 7.20 Li-Ion depolama yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (164 MW).....	81
Şekil 7.21 Konvertör (Dönüştürücü) yıllık ve saatlik bazda çalışma şekli (106MW).....	81
Şekil 7.22 Rüzgar ve biyogaz santrali elektrik üretim değerleri.....	84
Şekil 7.23 Biyogaz tesisi yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (240 MW).....	84
Şekil 7.24 Li-Ion Depolama yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (175 MW).....	85
Şekil 7.25 Konvertör (Dönüştürücü) yıllık ve saatlik bazda çalışma şekli (105MW).....	85
Şekil 7.26 Rüzgar santrali, biyogaz santrali elektrik üretimi aylık dağılımı.....	87
Şekil 7.27 Biyogaz tesisi yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (240 MW).....	87
Şekil 7.28 PDHES yıllık ve saatlik bazda çalışma değerleri (1.186 MW).....	88
Şekil 7.29 Konvertör (Dönüştürücü) yıllık ve saatlik bazda çalışma şekli (105MW).....	89

TABLO LİSTESİ

Tablo 2.1 YEKDEM teşvik tutarları [25].....	11
Tablo 3.1 Adalar ilçesi bina yapı durumu [27].....	13
Tablo 3.5 Adalar ilçesi biyogaza dönüştürülebilir atık miktarı [28].....	17
Tablo 4.1. Kara üstü rüzgar türbin tipleri ve özellikleri.....	22
Tablo 4.2 Deniz üstü rüzgar türbin tipleri ve özellikleri.....	24
Tablo 4.3 Çatı üstü güneş panel tipleri ve teknik özellikleri.....	29
Tablo 4.4 Üç Farklı kapasite biyogaz tesisi.....	31
Tablo 4.5 Kimyasal depolama yöntemi karşılaştırması.....	33
Tablo 4.6 PDHES teknik verileri	35
Tablo 4.7 Enerji sistemleri maliyet karşılaştırması.....	36
Tablo 6.1 Dijital arazi modeli koordinat sınırları (Kara üstü).....	43
Tablo 6.2 Yüzey pürüzlülük değeri.....	44
Tablo 6.3 Elektrik üretim ve kapasite faktörlerinin türbin tiplerine göre analizi.....	48
Tablo 6.4 Kara üstü RES elektrik üretim değerleri	48
Tablo 6.5 Dijital arazi modeli koordinat sınırları (Deniz Üstü).....	49
Tablo 6.6 Elektrik üretim ve kapasite faktörlerinin türbin tiplerine göre analizi.....	51
Tablo 6.7 Türbinler arası mesafeye göre rüzgâr santrali kapasite analizi.....	52
Tablo 6.8 Türbin bazlı net elektrik üretimi.....	54
Tablo 6.9 Güneş paneli tip ve sayı analizi.....	55
Tablo 6.10 Biyogaz yakıcı santralin kapasite ve verimlilik analizi.....	56
Tablo 7.1 Kara üstü rüzgar türbin santrali ve şebeke satış değerleri.....	58
Tablo 7.2 Kara üstü ve şebeke senaryosu net bugünkü değer analizi.....	59
Tablo 7.3 Kara üstü ve şebeke senaryosu bir değere indirgenmiş maliyet analizi.....	60
Tablo 7.4 Deniz üstü rüzgar türbin santrali ve şebeke satış değerleri.....	62
Tablo 7.5 Deniz üstü ve şebeke senaryosu net bugünkü değer analizi.....	62
Tablo 7.6 Deniz üstü ve şebeke Senaryosu bir değere indirgenmiş maliyet analizi.....	63
Tablo 7.7 Çatı üstü PV santrali ve şebeke alış ve satış değerleri.....	65
Tablo 7.8 Şebeke destekli güneş panel net bugünkü değer analizi.....	67

Tablo 7.9 Şebeke Destekli Güneş Panel Senaryosu bir değere indirgenmiş maliyet analizi.....	67
Tablo 7.9 Çatı üstü PV ve rüzgar santrali şebeke alış ve satış değerleri.....	69
Tablo 7.10 Şebeke destekli güneş panel ve deniz üstü rüzgar santrali net bugünkü değer analizi.....	70
Tablo 7.11 Şebeke destekli güneş panel ve deniz üstü rüzgar santrali bir değere indirgenmiş maliyet analizi.....	71
Tablo 7.12 Güneş, rüzgar, biyogaz, li-ion net bugünkü değer analizi.....	74
Tablo 7.13 Güneş, rüzgar, biyogaz, li-ion, bir değere indirgenmiş maliyet analizi.....	75
Tablo 7.14 Rüzgar, güneş, biyogaz, PDHES net bugünkü değer analizi.....	78
Tablo 7.15 Rüzgar, güneş, biyogaz, PDHES bir değere indirgenmiş maliyet analizi.....	79
Tablo 7.16 Biyogaz, güneş, li-ion, net bugünkü değer analizi.....	82
Tablo 7.17 Güneş, biyogaz, li-ion bir değere indirgenmiş maliyet analizi.....	83
Tablo 7.18 Rüzgar, biyogaz, li-ion net bugünkü değer analizi.....	86
Tablo 7.19 Rüzgar, biyogaz, li-ion bir değere indirgenmiş maliyet analizi.....	87
Tablo 7.20 Rüzgar, biyogaz, PDHES net bugünkü değer analizi	90
Tablo 7.21 Rüzgar, biyogaz, PDHES bir değere indirgenmiş maliyet analizi.....	90
Tablo 8.1 Senaryoların maliyet analizler ve yenilenebilir oranları.....	93

İstanbul Adalar İlçesinde Yenilenebilir Enerji Kaynakları Potansiyellerinin ve Enerji Üretiminin Analizi

Yunus URALTAŞ

Makine Mühendisliği Anabilim Dalı

Doktora Tezi

Danışman: Prof. Dr. Zehra YUMURTACI

Bu çalışmada, adanın enerji ihtiyacı, rüzgar, güneş, biyogaz kaynakları ve enerji depolama yöntemleri kullanılarak şebeke bağlantılı ve şebekeden bağımsız iki senaryoda analiz edilmiştir. Bu kapsamda Adalar ilçesinin 2019 yılı elektrik ve doğalgaz tüketim değerleri ilgili kurumlardan alınmıştır. 2017-2019 yılları arasında Adalar şamandıra istasyonundan 2 m'den alınan değerlerde ortalama 5,74 m/s rüzgar ölçüm değerleri elde edilmiştir. Büyükkada meteoroloji ve gözlem istasyonundan 165 m'den alınan değerlerde ortalama 5,33 m/s rüzgar ölçüm değeri elde edilmiştir. Ortalama güneş ışınımı değerleri 1983-2005 yılları arasında 4,02 kWh/m²/gün olarak elde edilmiştir. Biyogaza dönüştürülebilir atık miktarı ise 24,90 ton/gün olarak elde edilmiştir. Bu kapsamda, Demokrasi ve Özgürlük Adası'nda gerçekleştirilen mikro konumlandırma çalışması ile açık deniz rüzgar santrali kapasitesi 124,2 MW olarak belirlendi. Adadaki evlerin çatısına uygulanabilecek güneş paneli kapasitesi 64,9 MW olarak hesaplandı. Şebekeden bağımsız sistemde Li-Ion depolama kapasitesi 2.373 MW olarak belirlenmiştir. Homer programı ile yapılan analizler sonucunda Adanın enerji ihtiyacı %100 olarak kendi kaynaklarından sağlanabilmektedir ve bu durum ile sıfır emisyon üreten Ada modeli oluşturulmuştur. Sıfır emisyonlu Ada senaryosuna göre bir değere indirgenmiş enerji maliyeti 0.886 \$/kWh olarak hesaplanmıştır.

Anahtar Kelimeler: Emisyon, yenilenebilir enerji, homer, ada



**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

Analysis of Renewable Energy Resources Potentials and Energy Production in Istanbul Adalar District

Yunus URALTAŞ

Department of Mechanical Engineering

Doctor of Energy Thesis

Supervisor: Prof. Dr. Zehra YUMURTACI

In this study, the energy needs of the island were analyzed in two grid-connected and off-grid scenarios using wind, solar, biogas resources and energy storage methods. In this context, the electricity and natural gas consumption values of the Adalar district for 2019 were obtained from the relevant institutions. Wind measurement values of 5,74 m/s were obtained from the Adalar buoy station between 2017-2019. An average wind measurement value of 5.33 m/s was obtained from the values taken from the Büyükada meteorology and observation station from 165 m. Average solar radiation values were determined as 4,02 kWh/m²/day between 1983-2005. The amount of waste that can be converted to biogas was determined as 24,90 tons/day. In this context, the offshore wind power plant capacity was determined as 124,2 MW with the micro-positioning study carried out on the offshore Democracy and Liberty Island. The solar panel capacity that can be applied to the roof of the houses on the island is calculated as 64.9 MW. The Li-Ion storage capacity in the grid-independent system is determined as 2,373 MW. As a result of the analyzes made with the Homer program, the energy need of the Island can be provided from its own resources as 100%, and with this situation, the Island model that

produces zero emissions has been created. According to the zero emission Island scenario, the levelised cost of energy is calculated as \$0.886/kWh.

Keywords: Emission, renewable energy, homer, island



YILDIZ TECHNICAL UNIVERSITY
GRADUATE SCHOOL OF SCIENCE AND ENGINEERING

1.1 Literatür Özeti

Adaların enerji ihtiyacının yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanması ile alakalı literatürde pek çok çalışma mevcuttur. Bunlardan bazıları şunlardır;

Ioannis Kougias ve arkadaşları 2019 yılında, Rhodes, Lesvos, Chios, Karpathos, Patmos adalarının şebeke elektrik bağlantısı olmadığını tespit etmişlerdir bu adalar elektrik ihtiyacının büyük çoğunluğunu fosil yakıtlardan sağlamaktadır. Yaptıkları çalışmada adaların 2016-2036 arası elektrik ihtiyacını "Harmony Search Algoritması ile tespit etmişlerdir. Adaların her birini kendi özelinde değerlendirmek suretiyle rüzgar, güneş ve depolama seçeneklerini çalışmışlardır, en uygun enerji kaynağının rüzgar olduğunu bulmuşlardır [1].

A.A. Chen ve arkadaşları 2020 yılında, Elektrik şebeke hattından izole edilmiş Jamaica'nın yenilenebilir enerji kaynakları imkanlarını araştırmışlardır. Jamaica enerji ihtiyacının büyük çoğunluğunu fosil yakıtlardan sağlamaktadır. Jamaica için en uygun enerji seçeneğinin Li-Ion teknoloji ile çalışan Batarya Enerji Depolama Sistemi olduğunu tespit etmişlerdir [2].

Gülay A., 2019 yılındaki çalışmasında Gökçeada ve Gaziköy için deniz üstü rüzgar çiftliği tasarımı yapmıştır. Meteoroloji gözlem istasyonundan aldıkları veriler ışığında VESTAS V116-2.0 MWIEC IIB rüzgar türbininin bölge için en uygun türbin olduğunu bulmuştur. Yaptığı çalışma sonucunda Gökçeada'nın deniz üstü rüzgar santrali için uygun olduğunu bulmuştur [3].

M. Alves ve arkadaşları 2020 yılında, Portekiz devletine bağlı Pico ve Fail adalarında şebekeye bağlı veya şebeke bağımsız yenilenebilir enerji üretim imkanlarını araştırmışlardır. Araştırmalarının sonuçlarına göre 2050 yılında şebeke bağlantılı sistemin %6,5 daha maliyetli olduğunu tespit etmişlerdir [4].

H. Mehrjerdi 2020 yılında, izole edilmiş bir ada için temiz suyu ihtiyacını ve adanın elektrik ihtiyacını karşılamak amacıyla, PV panel, Rüzgar Türbini, Diesel jeneratör ve

batarya depolama sisteminin kullanıldığı hibrit sistem ile karşılamayı önermişlerdir. Yaptıkları çalışmada adanın içme suyu ihtiyacını distilasyon ünitesi vasıtası ile sağlamayı düşünmüşlerdir [5].

Büyükada için E. Leblebicioğlu rüzgâr santral mikro konumlandırma çalışmasını Windsim programı kullanarak yapmıştır. Büyükada ya iki adet 2 MW türbin seçimi yapmıştır. Kapasite faktörünü %24 olarak hesaplamıştır [6].

O. Turhanlar 2018 yılında, Bozcaada deniz sahasında deniz üstü potansiyel rüzgâr santrali planı yapmıştır. Deniz üstü trafiği, denizin derinliği tespit edilmiştir. Yaptığı çalışma sonucunda “VESTAS V116-2.0 MWIEC IIB” rüzgâr türbininin bölge için en uygun türbin olduğunu tespit etmiştir [7].

Z. Yumurtacı ve A. M. Özdilim 2017 yılında, Türkiye de deniz üstü rüzgâr türbini kurulabilecek alanları ve potansiyel elektrik üretimini hesaplamışlardır. En uygun seçilebilecek bölgenin Bozcaada olduğuna tespit etmişlerdir. Kurulacak rüzgâr santralının yıllık net getirisi 57.381 milyon Euro, geri ödeme süresi ise 8,7 yıl olarak hesaplamışlardır.[8]

B. Güzel ve arkadaşları 2012 yılında, Bozcaada ve Gökçeada da çevresinde açık denizde potansiyel enerji üretim imkânlarını incelemişlerdir. Açık denizde kurulabilecek deniz üstü (offshore) rüzgâr santralının elektrik üretme kapasitesini ve ekonomik etüdünü yapmışlardır. Yaptıkları çalışmada Bozcaada bölgesi için “1,8 MW Vestas” 100 m gövde yüksekliğinde türbin seçildiğinde ve yerli üretim yapılması durumunda, yatırım için uygun olacağını tespit etmişlerdir [9].

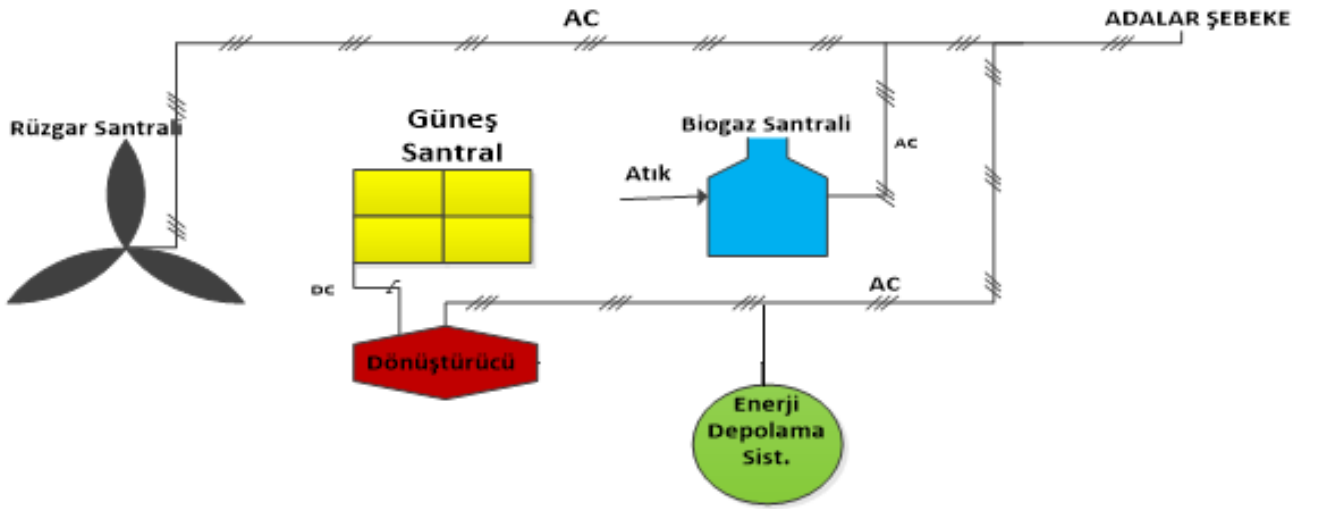
R. Ahshan ve arkadaşları mikro rüzgâr türbini uygulamalarını hayata geçirmişler, buna göre türbinin kendini geri ödeme süresinin 1 kW'ın altındaki yerlerde hızlı olduğunu, ev elektriğini karşılamaya yeterli olduğunu belirlemişlerdir [10].

M. Shafiq ve arkadaşları, beş farklı bölgedeki küçük, orta ve büyük ölçekli türbinlerin yıllık enerji üretimi ve kapasite faktörlerini incelemişlerdir. Küçük rüzgar türbinlerinin düşük rüzgar hız bölgesine sahip alanlarda verimli olduğu görülmüştür. Orta ve yüksek rüzgar hızlarına sahip alanlarda büyük rüzgar türbinlerinin verimli olduğunu tespit etmişlerdir [11].

1.2 Tezin Amacı

Literatürdeki çalışmalar göz önüne alındığında, Adalar ilçesi için kapsamlı bir rüzgâr potansiyeli belirleme çalışması bulunmamaktadır. Bu nedenle rüzgâr potansiyelinin belirlenmesi ve enerji üretim analizi ile literatüre katkı sağlanması hedeflenmektedir.

Homer programı kullanılarak İstanbul'un Adalar ilçesinin enerji ihtiyacının sıfır emisyonlu olacak bir şekilde karşılanması için modellemeler ve analizler gerçekleştirilmesi hedeflenmiştir. Adanın rüzgar, güneş, biyokütle kaynakları enerji üretim analizi için değerlendirilmiştir. Depolama yöntemleri olarak Pompaj depolamalı hidroelektrik santral ve Li-Ion tip depolama yöntemi üzerinde durulması düşünülmüştür. Ayrıca şebeke bağlantılı ve Şebeke bağımsız iki senaryo üzerinde çalışılması planlanış olup bunlar üzerinde enerji üretim ve maliyet analizleri gerçekleştirilmesi düşünülmüştür. Genel olarak üzerinde durulan çalışmanın şematığı Şekil 1.1'de gösterilmiştir.



Şekil 3.1 Hibrit enerji üretim sistemi şematığı

1.3 Hipotez

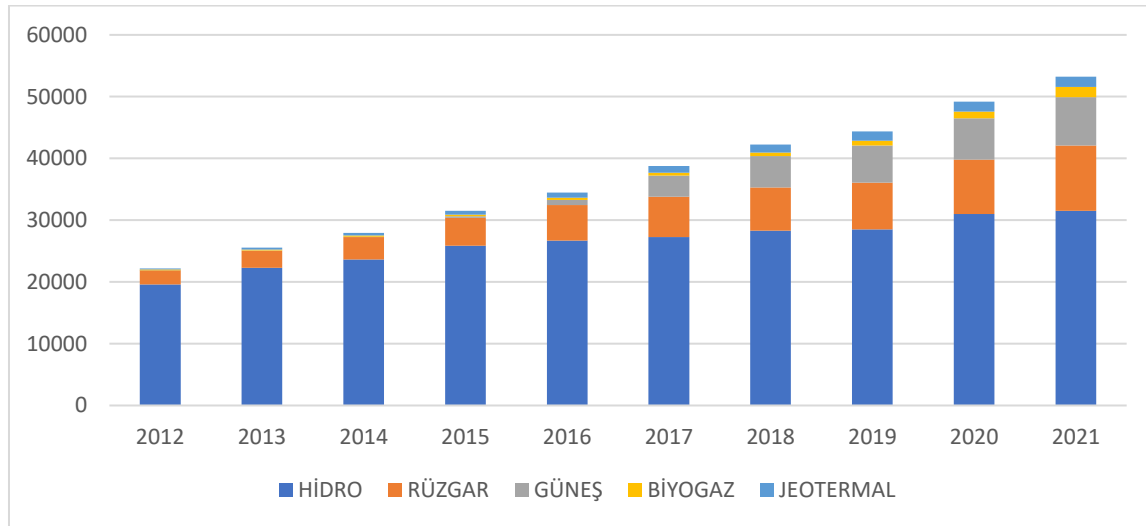
Adalar bölgesinin elektrik ve ısınma ihtiyacının tamamını yenilenebilir enerji kaynakları ile karşılanması ileri sürülmüştür. Bu bağlamda elektrik üretimi için rüzgar, güneş, biyogaz kaynakları üzerinde durulmuştur. Isınma ve sıcak su ihtiyacının elektrik ile çalışan ısı pompası ve boiler sistemleri tarafından karşılanabileceği ileri sürülmüştür. Adanın sıfır emisyon sağlayacak şekilde enerji imkanlarının kendi kaynakları tarafından sağlanması düşünülmüştür. Şebeke destekli ve şebeke bağımsız sistemlerin analizinin yapılması ile ekonomik olan sistemin uygulanabilirliği üzerinde durulmuştur.



YENİLENEBİLİR ENERJİ SİSTEMLERİNİN DURUMU

2.1 Dünyada Yenilenebilir Enerji Durumu

Dünyada 177 ülkenin imzalamış olduğu Paris İklim antlaşması sözleşmesi ile küresel karbon emisyon değerlerinin 2038 yılına kadar düşürülmesi planlanmıştır [12]. Bu kapsamda küresel ısınma artışının 1,5 C° ile sınırlandırılması öngörülmüştür bunun ile birlikte AB ülkeleri 2050 yılına kadar sıfır emisyon hedefi koymuşlardır[13]. Mevcut hedefe ulaşmak için yenilenebilir enerji kaynaklarına önem verilmesi gerekmektedir. Dünyadaki yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu gücü, Şekil 2.1'de görüldüğü gibi son on yılda iki kattan fazla artmıştır [14]. Önümüzdeki yıllarda bu artışın hızlanarak devam edeceği tahmin edilmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu gücünün artmasının en önemli nedenlerinden biri, RES (Rüzgâr Enerjisi Santrali) ve GES (Güneş Enerjisi Santrali) santrallerindeki kurulu gücün son 7 yılda neredeyse üç kat artmasıdır. Örneğin Danimarka 2019'da elektrik talebinin% 50'sinden fazlasının Yenilenebilir enerji kaynakları kullanılarak karşılama hedefine ulaşmıştır [15].



Şekil 4.1 Kurulu güç bakımından dünyadaki yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı

[14]

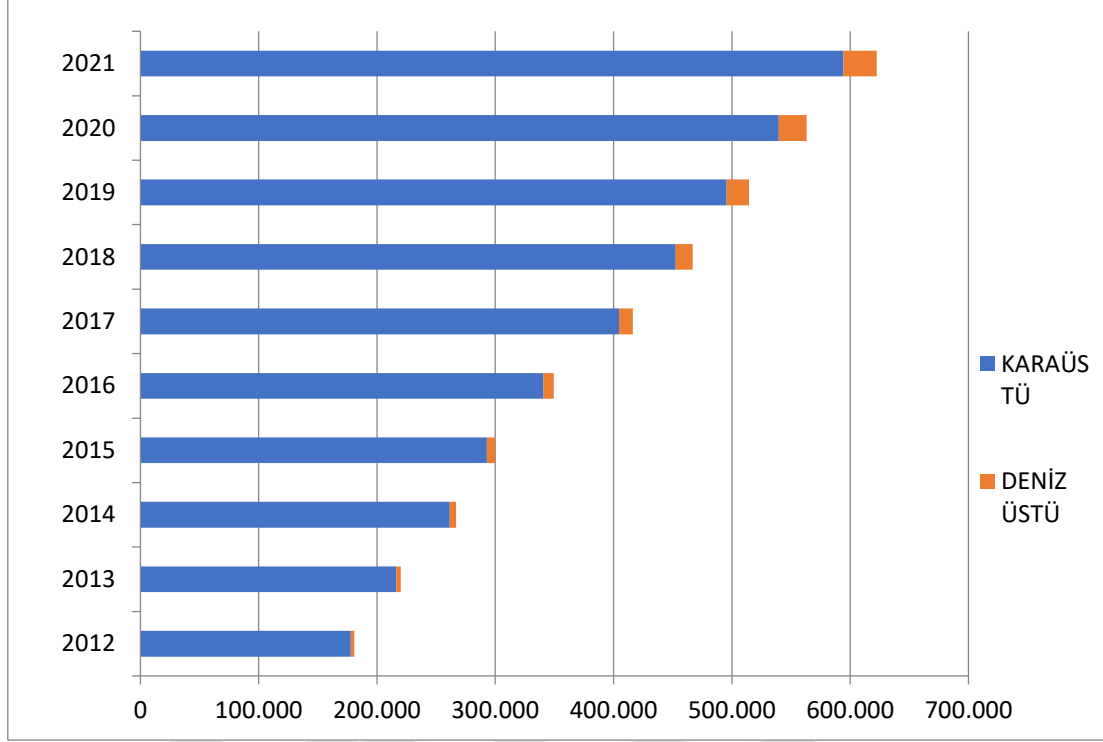
Şekil 2.2 de görüldüğü üzere, 2050 baz senaryosuna göre dünyadaki enerji sistemlerinin kurulu güç dağılımı gösterilmiştir. Bu mevcut senaryoya göre 2050 yılında yenilenebilir enerjinin kurulu güç içerisindeki payının %66 olması hedeflenmektedir. Fosil yakıtlara bağlı kurulu gücün %26 seviyelerine indirilmesi hedeflenmektedir. IEA'nın hazırlanmış olduğu senaryoya göre güneş ve rüzgarın kurulu güç içerisindeki payının önemli ölçüde artması beklenmektedir. Hidrolik enerji ve biyoenerji de önemli bir artış olmayacağı öngörülmüştür. Fosil yakıtlar bakımından ise kömür ve petrolün kurulu güç içerisindeki payının önemli bir oranda azalacağı öngörülmüştür.

Rüzgâr enerjisi önde gelen yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olarak kabul

	Politik Senaryolar (GW)						Oran (%)		
	2010	2019	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2050
Toplam Kapasite	5 192	7 467	7 782	11 143	14 719	17 844	100	100	100
Yenilenebilir	1 346	2 710	2 989	5 998	9 061	11 692	38	54	66
Güneş PV	39	605	739	2 550	4 516	6 163	9	23	35
Rüzgar	181	623	737	1 603	2 357	2 995	9	14	17
Hidro	1 027	1 306	1 327	1 564	1 779	1 995	17	14	11
Bio enerji	87	154	163	234	293	347	2	2	2
Jeotermal	11	15	16	27	47	61	0	0	0
Nükleer	402	415	415	447	495	525	5	4	3
Hidrojen ve Amonyak	0	0	0	0	0	6	0	0	0
Fosil Yakıtlar	3 443	4 331	4 361	4 537	4 613	4 555	56	41	26
Kömür	1 622	2 105	2 109	2 035	1 837	1 618	27	18	9
Doğalgaz	1 384	1 793	1 822	2 211	2 542	2 752	23	20	15
Petrol	437	433	430	290	234	185	6	3	1
Batarya Depolama	1	12	17	159	535	1 046	0	1	6

Şekil 2.2 2050 senaryosuna göre Dünya da ki enerji kurulu güç dağılımı [16]

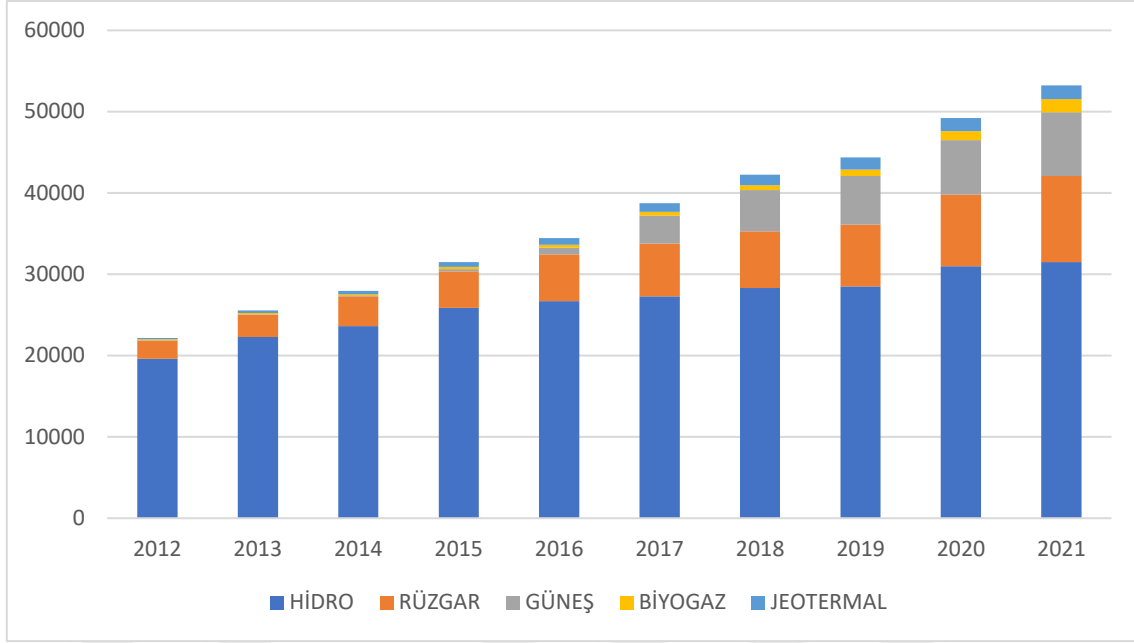
edilmektedir [17,18]. Şekil 2.3'te görüldüğü üzere dünyada karada ve denizde elektrik santralleri olmak üzere iki tür RES kurulmuştur. Son on yılda, açık deniz rüzgâr çiftliğinin toplam kurulu kapasite içindeki payı neredeyse iki katına çıkmıştır.



Şekil 2.3 Kurulu güç bakımından dünyadaki deniz üstü ve kara üstü rüzgâr santrali dağılımı [14]

2.2 Türkiye de Yenilenebilir Enerjinin Durumu

Şekil 2.4 de Türkiye de yenilenebilir enerji kaynakları kurulu güç dağılımı gösterilmektedir. Son on yılda yenilenebilir enerji kurulu güç kapasitesi dünya ile paralel bir şekilde nerdeyse üç kat artmıştır [19]. Bu artışa son yıllarda rüzgar ve güneş enerji santrallerindeki kurulu güç artışı neden olmuştur. Türkiye'nin son 2018-2022 yılları arasında elektrik üretim yatırımlarının %86 yenilenebilir enerji alanında gerçekleşmiştir. Toplam kurulu güç içerisindeki yenilenebilir enerji oranı 2022 yılı itibarı ile %54 olarak gerçekleşmiştir.



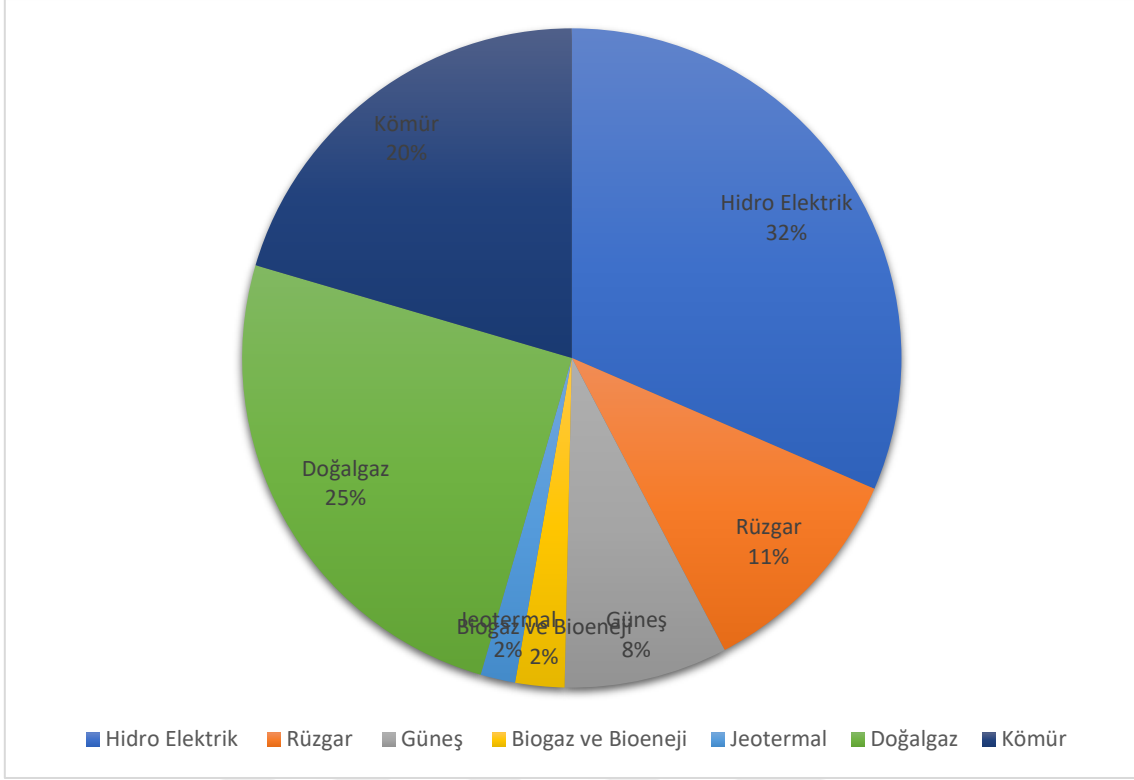
Şekil 2.4 Kurulu güç bakımından Türkiye de ki yenilenebilir enerji kaynakları dağılımı [19]

Türkiye elektrik enerjisi tüketimi 2021 yılında bir önceki yıla göre %7,7 artarak 329,6 milyar kWh, elektrik üretimi ise bir önceki yıla göre %8,1 oranında artarak 331,5 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir [20].

2020-2040 dönemi için yapılan Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu Raporu çalışmasının sonuçlarına göre elektrik tüketiminin baz senaryoya göre, 2025 yılında 370 TWh, 2040 yılında ise 591 TWh seviyesine ulaşması beklenmektedir [21].

2021 yılında elektrik üretiminin, %31,4'ü kömürden, %32,7'si doğal gazdan, %16,8'i hidrolik enerjiden, %9,4'ü rüzgârdan, %4'ü güneşten, %3,2'si jeotermal enerjiden ve %2,5'i diğer kaynaklardan elde edilmiştir. 2022 yılı Mart ayı sonu itibarıyla ülkemiz kurulu gücü 100.334 MW'a ulaşmıştır [20].

Şekil 2.5 de görüldüğü üzere 2022 yılı Mart ayı sonu itibarıyla kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı; %31,4'ü hidrolik enerji, %25,4'ü doğal gaz, %20,4'ü kömür, %10,8'i rüzgâr, %8,0'i güneş, %1,7'si jeotermal ve %2,4'ü ise diğer kaynaklar şeklinde olmuştur [20].



Şekil 2.5 Kurulu güç bakımından Türkiye’deki enerji kaynakları dağılımı

2.2.1 Türkiye de ki Yenilenebilir Enerji Potansiyeli

Elektrik üretiminde güneş enerjisi teknik potansiyeli 189 GWh/yıl olan Türkiye, bu alanda kendisine en yakın ülkeler olan İspanya ve Fransa’dan yaklaşık yüzde 30 daha fazla potansiyele sahiptir. Türkiye’nin yeryüzündeki coğrafi konumu gereği yıl içerisindeki güneşli gün sayısının fazla olması, teknik açıdan bu denli yüksek bir potansiyele sahip olmasında en büyük etkenlerin başında gelmektedir [22].

OECD ülkelerinin geneline bakıldığında en yüksek rüzgar enerjisi potansiyeline sahip olan ülke Türkiye’dir. Teknik potansiyel bakımından Türkiye; Almanya’nın yaklaşık 7 ve İspanya’nın ise 2 katı daha fazla potansiyele sahiptir. Türkiye’nin elindeki potansiyeli bütünüyle ve etkin bir şekilde kullanarak bugün Almanya’nın ürettiği rüzgar enerjisinin yaklaşık 7 katı daha fazla enerji üretebilecek kapasitesi bulunmaktadır [23]. Ancak toplam kurulu güç kapasiteleri açısından Türkiye bu ülkelerin çok gerisindedir.

Hidrolik enerji suyun akış veya düşüş hızı neticesinde güç kazanması ve bu gücün elektrik enerjisine dönüştürülmesiyle elde edilen bir enerji çeşididir

Dünya elektrik üretiminin %17'si hidroelektrik enerjisi tarafından karşılanmaktadır. Ülkemiz teorik hidroelektrik potansiyeli dünya teorik potansiyelinin %1'i, ekonomik potansiyeli ise Avrupa ekonomik potansiyelinin %16'sıdır. Dünya genelinde elektrik üretiminde en yaygın kullanım alanına sahip yenilenebilir enerji kaynaklarından biri olan hidrolik enerji Türkiye'de de mevcut elektrik talebini karşılama noktasında en fazla katkısı yapan yenilenebilir enerji kaynağıdır.

Yer kabuğunun çeşitli bölgelerinde toplanan sıcak su, buhar ve gazlardan elde edilen bir enerji çeşidi olan jeotermal enerji az maliyetli ve çevreci bir yenilenebilir enerji kaynağıdır. Ülkemizin jeotermal potansiyeli teorik olarak 31.500 MW olup potansiyel oluşturan alanların % 78'i Batı Anadolu'da, % 9'u İç Anadolu'da, % 7 si Marmara Bölgesinde, % 5'i Doğu Anadolu'da ve % 1'i diğer bölgelerde yer almaktadır [24].

Jeotermal kaynaklarımızın % 90'ı düşük ve orta sıcaklıklı olup, doğrudan uygulamalar (ısıtma, termal turizm, mineral eldesi v.s.) için uygun olup, % 10'u ise dolaylı uygulamalar (elektrik enerjisi üretimi) için uygundur. Türkiye, Avrupa'da birinci ve dünyada ise yedinci sırada yer almaktadır.

2.2.2 Türkiye de Yenilenebilir Enerjiye Verilen Teşvikler

Türkiye de enerji arzının güvenliğini sağlamak amacı ile pek çok teşvik sağlanmıştır. Son yıllarda adını sıkça duyduğumuz YEKDEM teşvik mekanizması ile yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi desteklenmiştir. YEKDEM desteği üreticinin elektriğini devlet tarafından kWh başına alım garantisi vermesi sureti ile gerçekleşmektedir. Son olarak 30.06.2021 tarihinden sonra devreye giren santraller için yeni şartlar içeren YEKDEM mekanizması 30.01.2021 tarih ve 31380 sayılı Resmî Gazete 'de yayınlanan Cumhurbaşkanlığı Kararı ile belirlenmiştir [25]. Buna göre 01.07.2021'den 31.12.2025'e kadar işletmeye girecek olan YEK belgeli üretim tesisleri için uygulanacak garantili satış fiyatları ve yerli aksam teşvikleri ile dolar cent üst sınırları belirlenmiştir. Tablo 2.1 de görüldüğü üzere hidroelektrik santralleri için 40 kuruş/kWh, yerli katkı olması durumunda ilaveten 8 kuruş/kWh devlet destek vermektedir. Bu desteğin üst sınırı 6,4 \$/kWh olarak belirlenmiştir. Rüzgar, güneş ve biyometanizasyon için benzer tutarda

teşvikler sağlanmıştır. Bu teşvikler enflasyon oranında yıllık artış sağlanacağı kararnamede belirtilmiştir.

Tablo 2.1 YEKDEM teşvik tutarları [25]

Tesis Tipi	Fiyat (kuruş/kWh)	Yerli Katkı (kuruş/kWh)	Yeni Üst Sınır (\$/kWh)
Hidroelektrik Üretim Tesisi	40	8	6,4
Rüzgar Enerjine Dayalı Üretim Tesisi	32	8	5,1
Jeotermal Enerjine Dayalı Üretim Tesisi	54	8	8,6
Biyometanizasyon Enerjine Dayalı Üretim Tesisi	54	8	8,6
Güneş Enerjine Dayalı Üretim Tesisi	32	8	5,1

3

ADALAR İLÇESİNİN GENEL ÖZELLİKLERİ VE YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI POTANSİYELİ

3.1 Adanın Konumu ve Nüfus Dağılımı

Şekil 3.1 de görüldüğü üzere Adalar ilçesi beş mahalleden oluşmaktadır bunlar Maden, Nizam, Büyükada, Heybeliada, Kınalıada ve Burgazada mahalleridir. Bunların yanında henüz yerleşim yeri oluşmamış Demokrasi ve Özgürlük Adası, Sivriada adacıkları vardır. Adanın yüz ölçümü yaklaşık olarak 16 km² dir, nüfusu 15.238 kişidir bunun ile bahar aylarından itibaren nüfus artarak 72.000 civarına ulaşmaktadır. Adalar ilçesi turistik bir yer olduğundan günü birlik ziyaretçiler ile nüfusu 140.000 civarına ulaşmaktadır [26].



Şekil 3.1 Adalar ilçesi genel görünüm

3.1.1 Ada Bina Yapı Durumu

Adalar İlçesi Bina Yapı Durumu tablo 2 de gösterilmektedir. Görüldüğü üzere binalar yığma, ahşap, betonarme ve prefabrik yapılardan oluşmaktadır. Toplamda 6.393 adet yapı mevcuttur. Bu yapılar içerik bakımından sadece konutları kapsamaktadır. Herhangi bir ek özellik taşıyan (cami, okul, sosyal yapı, tarihi eser vb.) yapılar hariçtir [27].

Tablo 3.1 Adalar ilçesi bina yapı durumu [27]

Bina Yapısı	Bina Sayısı
YIĞMA	2.269
AHŞAP	1.209
BETONERME	2.908
PREFABRİK	7
TOPLAM	6.393

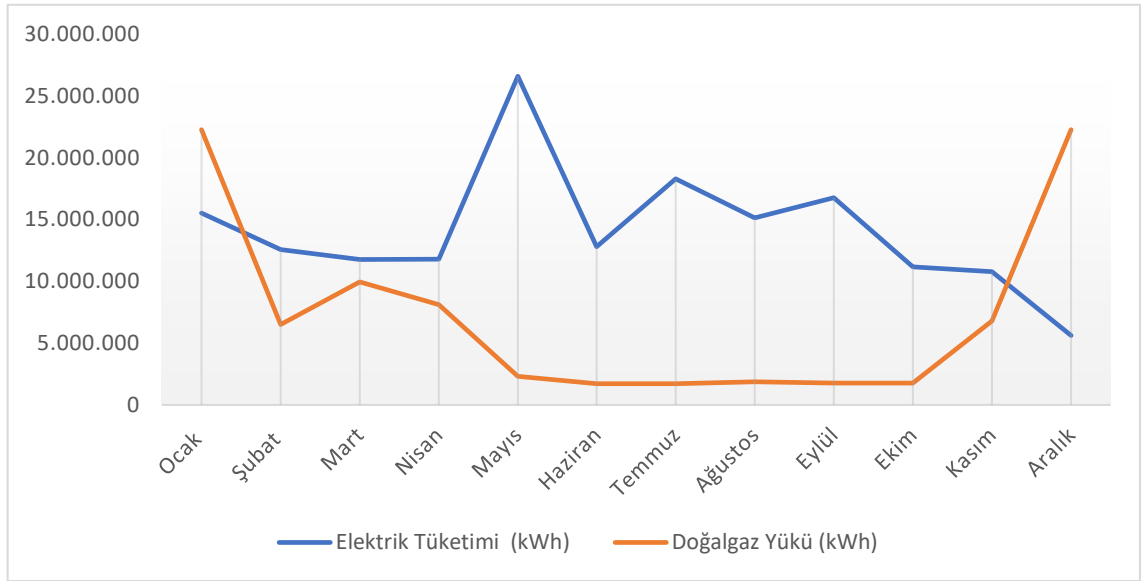
Bina yapım yılları bakımından incelendiğinde 1980 öncesi 3.584 adet yapı, 1980-2000 yılları arasında 1.741 adet yapı, 2000 yılı sonrasında ise 1.068 adet yapı bulunmaktadır. Görüldüğü üzere bu yapıların büyük bir çoğunluğu 2000 yılı öncesi yapılmış yapılardır. İBB'nin yaptığı çalışmada olası bir 7.5 MW şiddetinde bir deprem olması durumunda bu binalardan 3.050 adetinin çok ağır, ağır, orta hasar göreceği varsayılmıştır. Bu bakımdan çatısına olası güneş paneli yapılabilecek depreme dayanıklı bina adeti 3.343 adet olarak hesaplanmıştır.

3.2 Adanın Elektrik ve Doğalgaz Tüketimi

Şekil 3.2 de görüldüğü üzere Ayedaş (Anadolu Yakası Elektrik Dağıtım A.Ş) den alınan 2019 yılına ait elektrik tüketim değerleri gösterilmektedir. Bakıldığında elektrik tüketimi bahar aylarında önemli artış göstermiştir. Bunun nedeni Adanın daha çok turistik bir yer olmasından dolayıdır. Özellikle ille bahar aylarında elektrik tüketimi zirve yapmıştır. Kış aylarında ise tüketimi önemli oranda azalmıştır.

Şekil 3.2 de görüldüğü üzere İGDAŞ (İstanbul Gaz Dağıtım A.Ş) den alınan üç bölge regülatör istasyonundan derlenen verilere göre doğalgaz tüketiminin aylara göre dağılımı gösterilmektedir. Adanın doğalgaz tüketimi kış aylarında zirve yapmıştır. Yaz aylarında tüketim yok denecek kadar az görülmektedir.

1 m³ doğalgaz tüketiminden 10,64 kWh enerji elde edilmektedir. Bu bakımdan şekilde birim bazlı uyum olması açısından kWh birimine dönüştürülmüştür.



Şekil 3.2 Adalar ilçesi aylık bazda 2019 yılı için toplam elektrik tüketimi ve doğalgaz Yüğü

3.2.1 Adanın Yük Profili

Şekil 3.2.1 de görüldüğü üzere, Adalar ilçesinin bahar mevsimine göre baz alınmış günlük elektrik yükü dağılımı görülmektedir. Görüldüğü gibi akşam 18:00 ile 20:00 saatleri arasında elektrik yükü 60.000 kW seviyelerine çıkmaktadır, sabah 06:00 ile 12:00 saatleri arasında elektrik yükü 20.000 kW civarında elektrik yükü gerçekleşmektedir. Gece 00:00

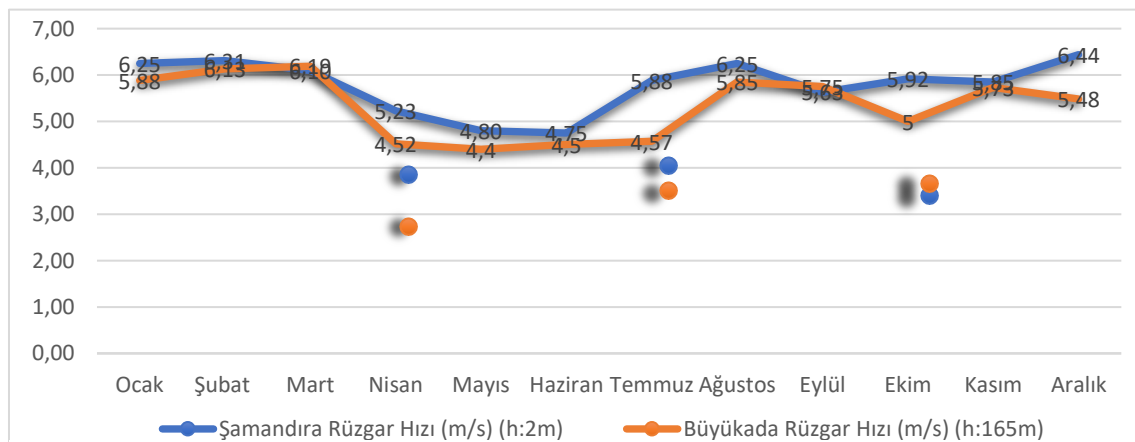
ile 03:00 arasında elektrik yükü 5.000 kW civarında olmaktadır. Doğalgaz yük yapısının elektrik yükü ile paralellik gösterdiği varsayılmıştır.



Şekil 3.2.1 Adalar ilçesinin günlük elektrik ve doğalgaz yük profili

3.3 Adanın Rüzgar Hız Değerleri

Şekil 3.3 de görüldüğü üzere Adalar şamandıra meteoroloji gözlem istasyonundan (h:2 m) alınan 2017-2019 yılları arasında aylık ortalama rüzgar hızları dağılımı gösterilmektedir. Ortalama rüzgar hızı 5,72 m/s olarak ölçülmüştür [13]. Rüzgar hızı bahar aylarında düşüş trendine girdiği diğer aylarda değişken olmayan bir seyir izlemektedir. Büyükada gözlem istasyonundan alınan verilere göre yılın 12 ayında 5,33 m/s ortalama rüzgar hızı ölçülmüştür. Rüzgar hız değerleri bahar ve yaz aylarında nispi bir düşüş yaşadığı, kış aylarında ise arttığı görülmüştür.

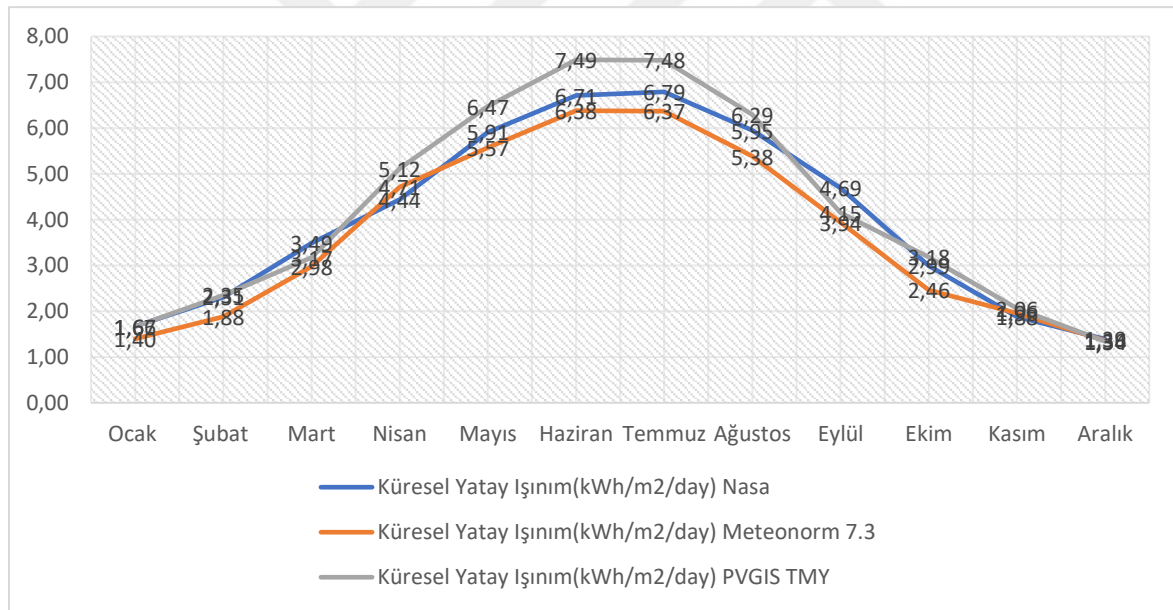


Şekil 3.3 Adalar şamandıra ve Büyükada gözlem istasyonu rüzgar hız değerleri

3.4 Adanın Güneş Işınım Değerleri

Şekil 3.4 de görüldüğü üzere ortalama üç farklı data setine ait güneşlenme değerleri gösterilmektedir. NASA'nın veri seti 1983-2005 yılları arasına ait ortalama güneşlenme değerlerini kapsamaktadır. Meteororm verileri 2004-2010 yılları arasındaki ortalama güneşlenme değerlerini kapsamaktadır.

Mevcut PVGIS verileri, Avrupa Komisyonu Ortak Araştırma Merkezi'nden (JRC) alınan en son verilerin yeniden değerlendirilmesine dayanan TMY'dir (Tipik Meteorolojik Yıl) olarak tanımlanmaktadır. Şekil 3.4 de görüldüğü üzere değerler benzerlik göstermektedir. Bu çalışmada 22 yıllık periyotta yapılan ölçümlerden elde edilen NASA'nın verileri kullanılmıştır. Bu verinin kullanılmasın da ölçüm periyodunun uzun olması ve 3 ölçümün ortasında bulunması etkili olmuştur. Bu bakımdan Adalar için ortalama güneş ışınım değeri $4,02 \text{ kWh/m}^2 / \text{gün}$ olarak alınmıştır.



Şekil 3.4 Adalar bölgesi için küresel yatay ışınım değerleri

3.5 Biyogaz Enerjisine Dönüştürebilecek Katı Atık Değerleri

Tablo 3.5 de biyometanizasyona uygun atık miktarları görülmektedir. Evsel atık miktarı 3.388 ton/yıl, hayvansal atıklar 5.700 ton/yıl olarak tespit edilmiştir. Bu atıkların enerji eşdeğeri evsel atıklar ve hayvansal atıklar için 139,6 TEP/year olarak hesaplanmıştır. [28]

Tablo 3.5 Adalar ilçesi biyogaza dönüştürülebilecek atık miktarı [28]

Atık Türü	Miktar	Atığın Miktarı (ton/yıl)	Enerji Değeri (TEP/Yıl)
Evsel Atıklar	15.238	3.388	109,3
At	1.033	5.655	30,3
Eşek	5	13,7	0
Sığır	30	2,73	0
Keçi	21	15,4	0
Koyun	14	15,3	0

4.1 Rüzgar Enerji Sistemleri

Rüzgar enerjisi, havanın sahip olduğu kinetik enerjinin (hareket enerjisi) rüzgar türbinleri aracılığı ile elektriğe dönüştürülmesi ile elektrik üretimi yapan yenilenebilir bir enerji türüdür. Hava akımları sonucu oluşan rüzgar, kinetik enerji taşımaya başlar ve rüzgar enerjisi santralleri oluşan bu rüzgar gücünün türbinleri döndürmesi ile elektrik üretir.

Rüzgardan güç üretimi eşitlik 4.1 de basit bir şekilde formülize edilmiştir. Burada,

P (watt cinsinden) güç,

A=pervanenin taradığı alan ($A=\pi r^2$, r pervane yarıçapı)

V (m/s) =Rüzgar türbininin kurulacağı yerdeki ortalama rüzgar hızının değeridir.

$\rho=1.225 \text{ kg/m}^3$ havanın deniz seviyesindeki yoğunluğudur.

C_p =Rüzgar türbin veriminin yüzdelerle ifadesidir. Sabit bir değer olan “ C_p ” değerinin maksimumu yaklaşık olarak 0,5926’dır. Bu değer Betz limiti adı da verilir.

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot C_p \quad (4.1)$$

Şekil 4.1 de rüzgar türbinin yapısı gösterilmektedir. Rüzgar türbinleri 4 temel parçadan oluşmaktadır. Bu parçalar Kule, türbin kanadı, dişli kutusu, jeneratör dür. Bu parçalara ilave olarak anemometre, kontrol sistemi, rüzgar gülü, yön saptırma motoru ve fren mekanizması mevcuttur.

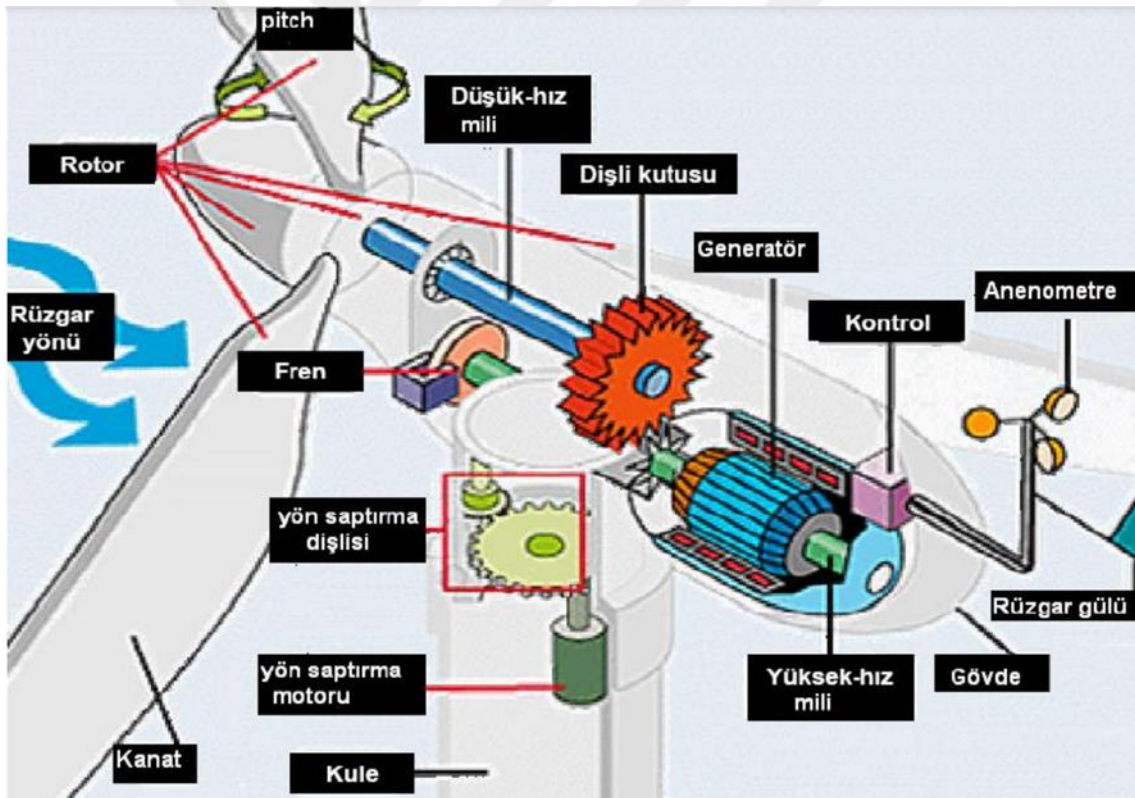
Kule; Kule malzeme olarak çelik veya beton tercih edilmektedir. Kulenini boyunun uzun olması maliyeti arttırmaktadır. Tasarım yapılırken optimum yükseklik tercih edilmeye çalışılmalıdır. Kule rüzgar türbini içerisinde ki maliyeti %10 lar seviyesindedir.

Türbin Kanadı; Modern rüzgar türbini kanatları güçlendirilmiş cam elyafı ile güçlendirilmiş polyster den imal edilmektedir. Rüzgar türbinlerinin en önemli

parçalarından bir tanesidir. Türbinin üretebileceği elektrik enerjine doğrudan katkı sağlamaktadır.

Dişli Kutusu ; Vitesler düşük hız milini, yüksek hız miline bağlayarak dönüş hızını 30-60 rpm devir/dakika'dan 1000-1800 devir/dakika'ya (elektrik üretmek için gerekli olan dönüş hızına) çıkartırlar. Vites kutusu, ağır ve pahalı bir ekipmandır. Bu sebeple, günümüzde vites kutusuna gerek kalmadan doğrudan sürüş ile düşük hızlarda elektrik enerjisi üretebilen jeneratör teknolojileri üzerine araştırmalar yapılmaktadır.

Jeneratör; Rüzgar türbini jeneratörleri indüksiyon prensibine göre mekanik enerjiyi elektrik enerjisine çevirirler. Rüzgar türbini jeneratörleri diğer tip jeneratörlere göre biraz daha farklıdır. Bunun sebeplerinden biri, jeneratörün salınlı güç üreten rüzgar türbini rotoruyla birlikte çalışmasıdır.



Şekil 4.1 Rüzgar Türbini ve Elemanları[45]

4.1.1 Rüzgar Türbinlerinin Maliyet ve Ekonomik Ömürleri

Rüzgar türbinin fiyatları jeneratör gücü ile doğru orantılıdır. Jeneratör gücünün değişimi ile e rotor çapı ve kule yüksekliği de değişmektedir. Tek türbin veya az sayıda türbinlerden oluşan rüzgar santrallerin maliyeti, çok sayıda türbinden oluşan santrallere göre daha fazladır.

Ortalama bir rüzgar türbinin kullanım süresi 25 yıla kadar çıkmaktadır. 25 yıldan sonra verim büyük oranda düştüğünden kullanımı uygun olmamaktadır.

Kurulum maliyetlerinin temel bileşenleri, betonarme temel (kuleyi yerleştirmek için), yol yapımı (ağır ve büyük parçalardan oluşan türbini taşımak için), transformatör (gerilim seviyesini değiştirmek için), iletişim bağlantıları (türbini uzaktan kontrol etmek ve durumunu takip etmek için), kablo maliyetleri (türbinden transformatöre ve transformatörden iletim hattına) şeklinde sıralanır. Bir rüzgar tarlası oluşturup bir çok türbini kurmak, tek bir türbin kurmaya göre daha ucuza mal olur.

İşletme ve Bakım Masrafları: Modern rüzgar türbinleri 25 yıllık ömür ve 120000 saat işletme süresi esasına göre tasarlanırlar. Türbinin gerçek ömrü, türbinin kalitesine ve bölgenin hava şartlarına bağlıdır.

4.1.2 Rüzgar Türbinlerinin Yerleşimi

Karasal RES santrali tasarlanırken başlıca düşünülmesi gereken faktörler; havanın yoğunluğu, (kg/m^3) uzun yıllar rüzgâr hız değeri (m/s) , rüzgâr yönü, rüzgâr alanı pürüzlülük yüzeyi, rüzgâr dağılım faktörü (k) , türbin gövde yüksekliği, rotor çapı, türbinler arası mesafe, izdüşüm kayıpları, trafo merkezine uzaklık, arazinin mülkiyet yapısı, topografik yapı, arazi eğimi ve yüksekliğidir [29]. Ayrıca boru hatlarına ve fay hatlarına uzaklığın düşünülmesi gerekmektedir.

Rüzgâr santrali yer seçiminde dikkat edilecek hususlar;

Türkiye'deki mevzuata göre rüzgâr santrali ile yerleşim yeri arasında azami 300 m güvenlik mesafesi muhafaza edilmelidir [30]. Bu mesafenin temel amacı rüzgâr türbininin neden olduğu gürültü seviyesini en aza indirmektir.

Rüzgâr türbinlerinin trafo merkezine yakınlığı maliyetler açısından önemli bir avantaj sağlamaktadır. RES sahası arazisinde RES inşasını engelleyecek doğal sit alanı veya kültürel alan gibi herhangi bir kısıtlayıcı durum olmamalıdır.

4.1.3 Deniz üstü Rüzgar Santralleri

Deniz üstü (Offshore) ve Karasal (Onshore) rüzgar türbinleri arasında bazı teknik farklılıklar bulunmaktadır. Bu farklılıkların başında deniz üstü sistemlerde korozyondan korunabilmeleri için yapılan özel dış koruma kaplaması yer almaktadır. Deniz üstü sistemler denizin içine kuruldukları için, yüksek nem ve tuzlu çevre koşullarına bağlı olarak, rüzgar türbin yüzeyinde etkin bir dış koruma uygulaması zorunludur.

Deniz üstü rüzgar türbinlerinde tasarımın temel amacı gürültüden ziyade optimum aerodinamik verimin alınabilmesidir. Bu sebeple deniz üstü rüzgar türbinlerinin kanat hızları karasal sistemlere göre daha yüksektir.

Dişli kutusunun kullanıldığı deniz üstü rüzgar türbinlerinin periyodik bakım işlemleri karasal rüzgar türbinlerine göre farklıdır. Yağlama sisteminin servis süresi daha uzundur. Birçok yatak otomatik olarak yağlanmaktadır. Dişli kutusunda bulunan özel bir yağ filtreleme sistemi yağın kalitesinin uzun süre korumasını sağlamaktadır.

Deniz üstü RES en büyük maliyet parametrelerinin başında türbinlerin temel inşası ve deniz altından en yakın kara parçasına çekilen iletim hatları oluşturmaktadır.

Deniz üstü RES'lerin maliyetini belirleyen, tesisin karaya uzaklığı ve kurulacağı derinliktir. Çünkü bu faktörler temel ve iletim bağlantı maliyetlerini belirleyen temel faktörlerdir. Deniz üstü RES'lerin yatırım maliyetleri dağılımı karasal RES'lerden biraz daha farklıdır. Örneğin karasal bir rüzgar türbininde yatırım maliyetinin %68'ni rüzgar türbini ve yüzde 9'nu temel inşası oluştururken; deniz üstü sistemlerde bu oranlar %33 ve %24 şeklinde dağılmaktadır. Ayrıca deniz üstü RES toplam yatırım maliyetleri karasal sistemlere göre daha yüksektir. Deniz üstüne RES santrali tasarlanırken başlıca düşünülmeli gereken faktörler; karasal düşünülmeli gereken faktörlerin dışında deniz suyu derinliği kıyıya uzaklık ve deniz trafik güzergahlarıdır [31,32].

Denizüstü Rüzgâr santrali yer seçiminde dikkat edilecek hususlar;

Denizin derinliğine bağlı olarak maliyet artmaktadır. [33]

Ayrıca kıyıdan uzaklığa bağlı olarak türbin kurulum maliyetleri artmaktadır. [33]

Açık deniz RES santral sahası fay hatları, boru hatları ve deniz yolları üzerinde olmamalıdır.

Kara RES'lerde olduğu gibi, açık deniz rüzgâr santralleri yerleşim yerleri ve rüzgâr santralleri arasında azami 300 m güvenlik mesafesi bırakılmalıdır.

4.1.4 Adalar İçin Benzetiminde Kullanılacak Olan Türbinler

Karasal rüzgâr türbinleri için yapılacak olan benzetimde VESTAS firmasına ait V90, V120 ve V135 tip türbin modelleri karşılaştırılması düşünülmüştür. Bu üç farklı türbinin karakteristik özellikleri Tablo 4.1 de gösterilmiştir.

IEC Rüzgâr Türbini sınıflandırması, rüzgâr türbini seçimi için önemli bir göstergedir. Yıllık ortalama rüzgâr hızına (maks) göre dört tür sınıflandırma vardır:

IEC 1 (Yüksek Rüzgâr) 10 m/s,

IEC 2 (Orta Rüzgâr) 8,5 m/s,

IEC 3 (Düşük Rüzgâr) 7,5 m / s

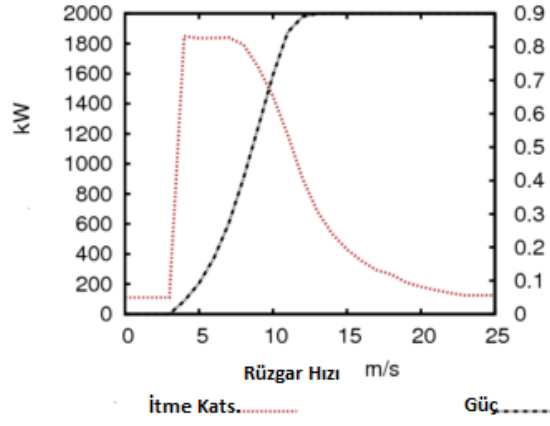
IEC 4 (Çok Düşük Rüzgâr) 6 m/s [34].

Rüzgâr hızının düşük olduğu bölgelerde IEC 4 tip sınıflandırmasına sahip türbinler kullanılmaktadır dolayısı ile bu bölge için IEC 4 tipi rüzgâr türbini seçilmelidir.

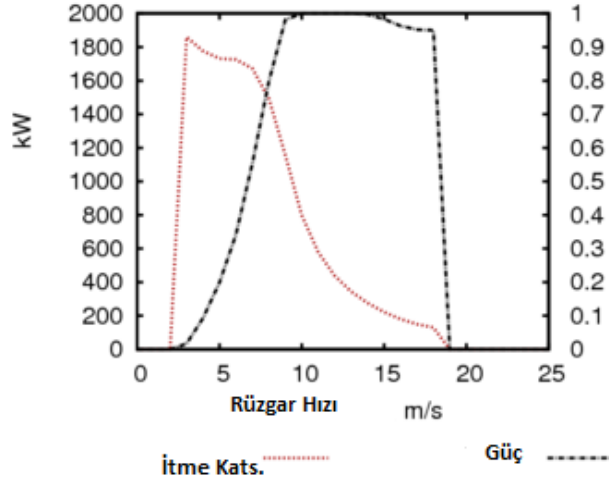
Tablo 4.1. Karasal rüzgâr türbin tipleri ve özellikleri

Türbin Tipi	Türbin Gücü (MW)	Anma Rüzgâr Hızı (m/s)	Devreye Girme Rüzgâr Hızı (m/s)	Devreden Çıkma Rüzgâr Hızı (m/s)	Rotor Çapı (m)	Göbek Yüksekliği (m)
V90	2	13	4	25	90	120
V110	2	11	3	20	110	120
V120	2	11,5	3	18	120	120

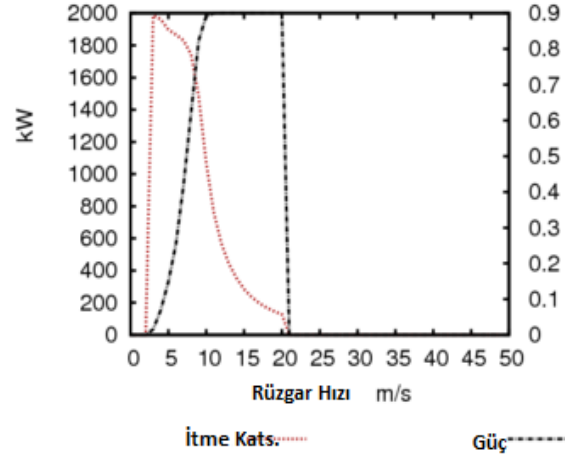
Şekil 4.2, 4.3, 4.4 de görüldüğü üzere V90, V110, V120 türbin tiplerinin belirli hızlarda ürettiği güç eğrileri gösterilmiştir.



Şekil 4.2 V90 Türbin karakteristik özellikleri



Şekil 4.3 V110 Türbin karakteristik özellikleri



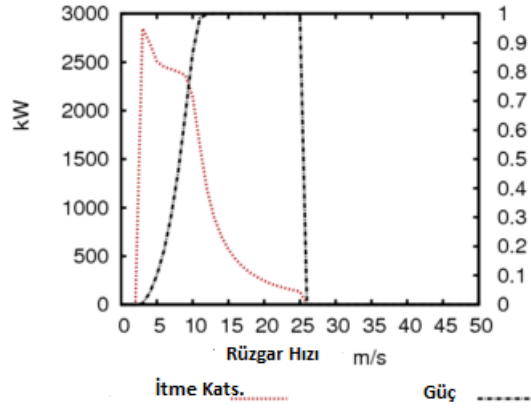
Şekil 4.4 V120 Türbin karakteristik özellikleri

Deniz üstü rüzgar türbinleri için yapılacak olan benzetimde VESTAS firmasına ait V90, V112 ve V135 tip türbin modelleri karşılaştırılması düşünülmüştür. Bu üç farklı türbinin karakteristik özellikleri Tablo 4.2 de gösterilmiştir.

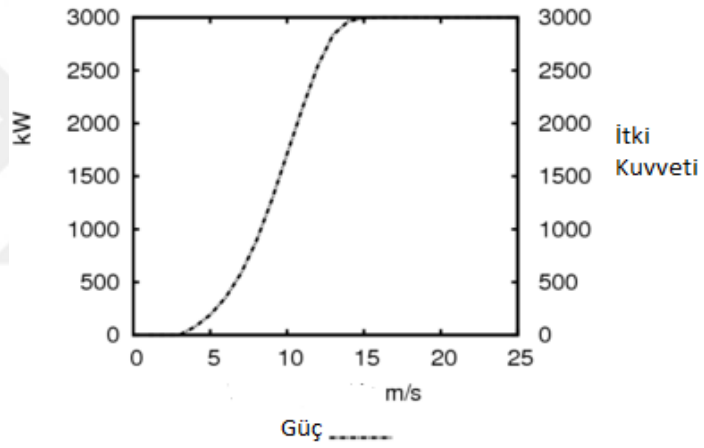
Tablo 4.2 Deniz üstü rüzgar türbin tipleri ve özellikleri

Türbin Tipi	Türbin Gücü (MW)	Anma Rüzgar Hızı (m/s)	Devreye Girme Rüzgar Hızı (m/s)	Devreden Çıkma Rüzgar Hızı (m/s)	Rotor Çapı (m)	Göbek Yüksekliği (m)
V90	3	15	3,5	25	90	120
V112	3	9	3	25	112	120
V136	3,45	20	3	22,5	136	120

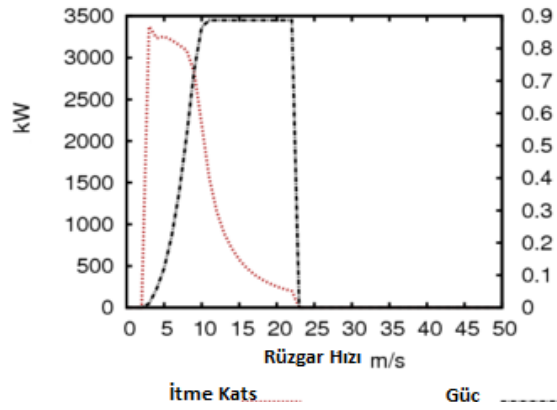
Şekil 4.5, 4.6, 4.7 de görüldüğü üzere V90, V112, V136 türbin tiplerinin belirli hızlarda ürettiği güç eğrileri gösterilmiştir.



Şekil 4.5 V110 3 MW Türbin Karakteristik Özellikleri



Şekil 4.6 V90 3 MW Türbin Karakteristik Özellikleri



Şekil 4.7 V136 3,45 MW Türbin Karakteristik Özellikleri

4.2 Güneş Enerjisi Sistemleri

4.2.1 PV(Fotovoltaik) Paneller

Fotovoltaik kelime anlamı olarak ışık fotonundan elektrik üretimi anlamına gelmektedir. Bundan dolayı güneş hücreleri ve panelleri fotovoltaik olarak adlandırılır. Fotovoltaik güneş enerji sisteminin en temel parçası hiç şüphesi güneş panelleridir. Güneş ışınlarını bünyesindeki güneş hücreleri ile doğrudan elektrik enerjisine dönüştürür. Piyasada 5 W ila 340 W arası kapasitede güneş panelleri kullanılmaktadır. Güneş panelleri ayrıca hücre türüne göre polikristal, monokristal, ince film gibi çeşitlere ayrılmaktadır.

Güneş ışınım enerjisini elektriğe dönüştüren fotovoltaik paneller, optik ve elektrik özellikleri bu dönüşüme uygun olarak seçilen yarı iletken malzemeden üretilir.

- Güneş pili yapımında en çok silisyum, galyum arsenit (GaAs), kadmiyum tellür (CdTe) gibi anorganik yarı iletken malzemeler kullanılır.
- Günümüzde en çok tercih edilen güneş pilleri, tek ve çok kristalli silisyum hücrelerdir. Fotovoltaik sistemlerin çoğunda, güneş ışınımından kazanılan enerji, modüller aracılığıyla toplanır. Daha sonra kullanılmak üzere kimyasal enerjiye dönüştürülerek akülerde (bataryalarda) depolanır.

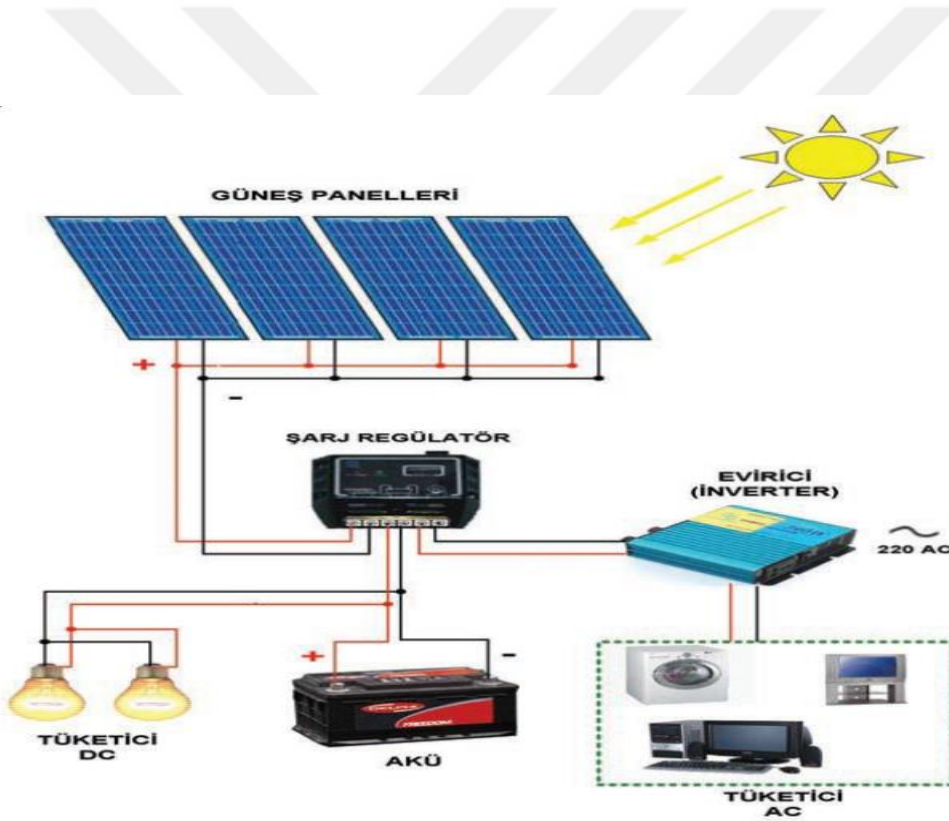
Verimleri güneşin 1000 W/m² enerji yaydığı bölgeye göre hesaplanmaktadır fakat Türkiye’de bu değer 1300 W/m² olduğundan verimleri daha iyi değerler almaktadır. 1 m² alanda kayıplar ihmal edilirse 195 Watt elektrik üretilebilir Türkiye şartlarında güneşlenme süresinin kışın 5 saat, sonbaharda 7 saat ve yazın 11 saat olduğunu göz önünde bulundurulursa günlük ortalama yük ihtiyacı 5 kW-saat olan bir ev için; ortalama güneşlenme süresinin 6 saat olduğunu varsayılırsa saatlik 1 kW’lık üretim yapan bir güneş paneli sistemi tasarlanması evin enerji ihtiyacını karşılayacaktır. Paneller ancak optimum şartlarda optimum güçlerini verebilirler.

4.2.2 Şebekeden Bağımsız (Off Grid) Sistem

Elektrik ihtiyacının olduğu ancak şebeke elektriğinin olmadığı yerlerde çözüm olarak off grid-akülü sistem kullanılması gerekmektedir. Off grid sistemlerde 4 ana ekipman vardır: güneş paneli, şarj kontrol cihazı, inverter ve akü gurubu.

Evirici, Çevirici, Dönüştürücü Panellerin ürettiği DC enerjiyi evlerde kullanılan AC enerjiye (220V-50 Hz) çevirir. Tam sinüs özelliği de çamaşır makinesi, bulaşık makinesi ve buzdolabı gibi endüktif yükleri karşılamak ve bozmamak için gereklidir.

Akü Şarj Regülâtörü; Fotovoltaik panelden gelen akımı düzenleyerek aküye iletilmesini sağlar. Akünün tam dolmasını ve aşırı kullanımlarda deşarj (boşalmasını) olmasını engeller.

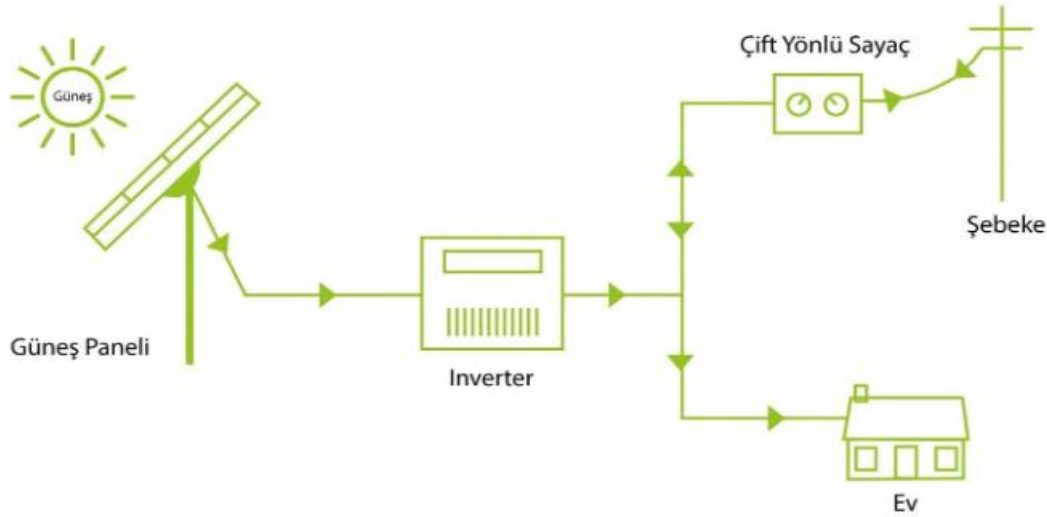


Şekil 4.8 Şebekeden Bağımsız (Off-grid) Sistem Şeması [44]

4.2.3 Şebekeden Bağlantılı (On Grid) Sistem

Üretilen elektriğin akülerde depolanması yerine üretim yerinde tüketilmesi prensibine dayalı çalışmaktadır. Projelendirme yapılırken üretilmesi istenilen ya da ihtiyaç olan enerji miktarı tespit edilir. Atmosferden gelen güneş ışınlarının solar modüller üzerine temas etmesi ile DC elektrik enerjisi üretilir. Üretilen enerji yüksek çevrim gücü olan, merkezi şebekeye bağlanabilen invertörler ile merkezi şehir şebeke sistemine bağlanır. Böylelikle panellerden üretilen enerji doğrudan şebeke sistemine gönderilmiş olur. Alan ve ışınım koşulları uygun olduğu takdirde şebekeye bağlı elektrik üretim sistemi ile istenilen güçte elektrik enerjisi üretimini sağlamak mümkündür. Güneş enerjisi ile elektrik üretimi kurulumu kolay bir enerji üretim aracı olduğu gibi, uzun ömürlü, işletme maliyeti olmayan, pratik ve seyyar olması gibi nedenlerden ötürü öncelikli tercih sebebi olmaktadır. Sistemin temel bileşenleri;

- Fotovoltaik Panel
- Invertör
- Çift Yönlü sayaç (Şebeke sayacı) dır.



Şekil 4.9 Şebeke Destekli (On-grid) Sistem Şeması[44]

4.2.4 Adalar İçin Benzetiminde Kullanılacak Olan Güneş Panelleri

Adalar da ki konut yapısına göre çatı üstlerine uygun güneş panel tipleri benzetimde kullanılması düşünülmüştür. Bu bakımdan yüksek verimlilik değerlerine sahip üç tip panel karşılaştırmada kullanılmıştır. Tablo 4.3 de görüldüğü üzere LG ve CW enerji marka güneş panellerinin teknik özellikleri gösterilmektedir. Tabloda gösterilen özellikler standart test koşullarında 25 C° de ve her bir hücreye 1000 W/m² güneş ışınımında gerçekleştirilmiştir.

Tablo 4.3 Çatı üstü güneş panel tipleri ve teknik özellikleri

Panel Tipi	Panel Gücü Maks (W)	Hücre Malzemesi	Modül Alanı (m ²)	Modül Verimi (%)	Panel Ömrü (Yıl)	Sıcaklığın Güce Etkisi (%/°C)
LG330	330	Monokristal	1,7	19,3	25	-0,37
CWT395	395	Monokristal	2,1	19,78	25	-0,36
CWT200	200	Monokristal	1,07	19,65	25	-0,36



Şekil 4.10 Benzetimde kullanılacak güneş paneli

4.2.5 Adalar İçin Benzetimde Kullanılacak Invertör Tipi

Proje tasarımı yapılırken DC tarafta panellerin dizilimi ile solar inverter giriş gerilim aralıkları birbirine uygun olmalı ve AC tarafta ise proje gücü ile toplam solar inverter gücünün aynı olması gereklidir. Sade tasarım için bütün bunlar hesaplanarak doğru solar inverter modeli (güç sınıfı) seçilmelidir. %95 verimliliğe sahip invertör kullanıldığı kabul edilmiştir.



Şekil 4.11 Benzetimde kullanılacak Invertör [47]

4.3 Biyogaz Enerji Santralleri

Biyogaz enerji santralleri karbon emisyon seviyelerinin düşük olmasından ve kaynağının atıklardan olmasından dolayı dünya da sıkça tercih edilen elektrik enerjisi üretme yöntemidir. Biyogaz üretimi için evsel atık, hayvansal atıklara ihtiyaç duyulmaktadır. Biyogaz santrallerinde biyogaz üretimi üç safhada gerçekleşmektedir. Oksijensiz ortamda atıklar ilk aşamada fermantasyon, hidroliz sonraki aşamada asetik asitler oluşmaktadır. En son aşama metan oluşumudur [35].

Atıklardan elde edilen biyogazın 1 metreküpü yakıldığında 4700-5700 kcal. ısı vermektedir. Bu da yaklaşık olarak; 0,62 litre gazyağının yakılmasıyla, 1,46 kg odun kömürün yakılmasıyla, 3,47 kg odunun yakılmasıyla, 0,43 kg bütan gazının yakılmasıyla, 12,3 kg tezeğin yakılmasıyla elde edilecek enerjiye eşit bir ısıdır. Ayrıca bu ısı 4,70 kWh elektrik enerjisine eşittir.

Biyogaz santrallerini üç tipte sınıflandırmak mümkündür bunlar küçük ölçekli (6-12 m³), çiftlik tip (50-150 m³), köy tipi (1000 m³) tür.

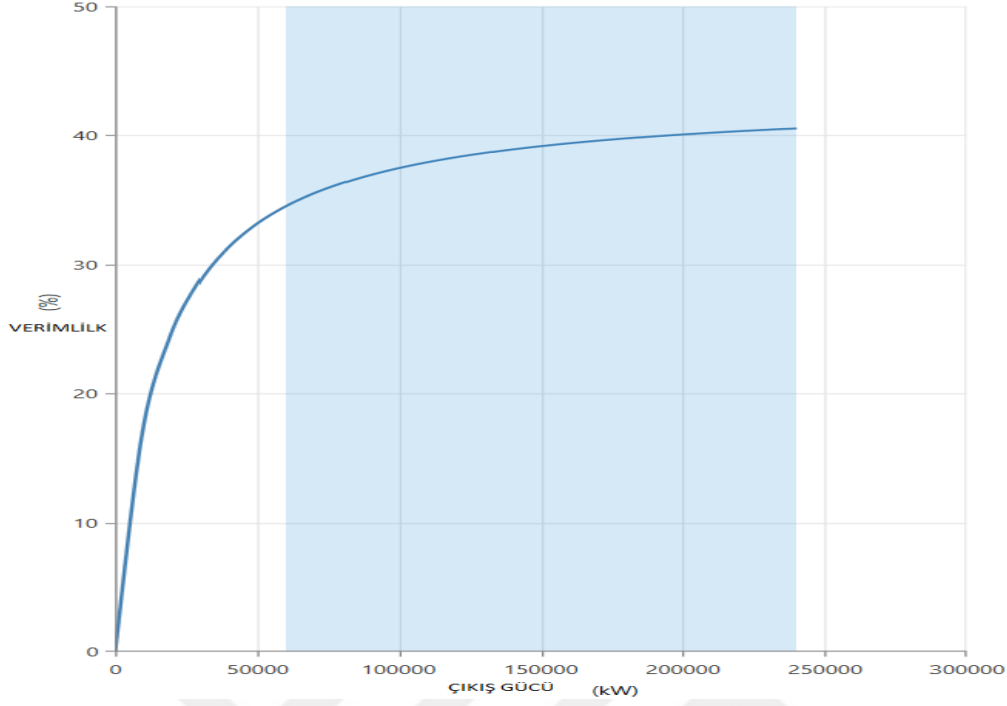
4.3.1 Adalar İçin Benzetiminde Kullanılacak Olan Biyogaz Santralleri

Adalar için 3 tip biyogaz tesisi benzetimde kullanılmıştır. Tablo 4.4 de görüldüğü üzere 0,5 MW, 20 MW ve 240 MW olmak üzere üç farklı kapasitede biyogaz tesisi kullanılmıştır. Ada da ki atık miktarının yetmediği durumlarda dışarıdan atık satın alınarak biyogaz tesisinin çalıştığı varsayılmıştır. Atık miktarının fiyatı 0,1 \$/kg olarak kabul edilmiştir. Proje ömrü her bir tesis için 20.000 saat olarak belirlenmiştir. Biyogaz yakınının ısıl değeri 5,5 MJ/kg , yoğunluğu 0,720 kg/m³ olarak alınmıştır.

Tablo 4.4 Üç farklı kapasite biyogaz tesisi

Biyogaz Jeneratör Tipi	Jeneratör 1	Jeneratör 2	Jeneratör 3
Yakıt Kaynağı	Biyogaz	Biyogaz	Biyogaz
Kapasite (MW)	0,5	20	240
Proje Ömrü (Saat)	20.000	20.000	20.000

Şekil 4.12 de biyogaz tesisi çıkış güç eğrisi ve verimlilik arasındaki ilişki gösterilmektedir. Çıkış gücü arttığı müddetçe verimliliğin arttığı görülmektedir. Mavi ile taralı alan optimum biyogaz tesisinin çalışma aralığını göstermektedir.



Şekil 4.12 Biyogaz tesisi verimlilik çıkış güç eğrisi

4.4 Enerji Depolama Sistemi

Elektrik enerjisi, elektro kimyasal olarak 1800'lerde geliştirilen bataryalarda sabit bir formda depolanır. Bataryalar, yıllardır enerjinin depolanmasında kullanılan yaygın ve popüler teknolojilerdir [36]. Günümüzde ise özellikle akıllı telefonlar, dizüstü bilgisayarlar, elektrikli araçlar ve fotovoltaik solar enerji sektörünün gelişiminin hızla artmasıyla beraber batarya geliştirme çalışmaları da buna bağlı olarak hızlanmıştır. Bataryaların, kurşun asit, jel, sulu, lityum iyon ve sodyum sülfür gibi çeşitleri vardır. Bataryaların, ağır olması, ömrünün görece kısa olması ve maliyetinin fazla olması da en büyük dezavantajlarıdır.

4.4.1 Adalar İçin Benzetiminde Kullanılacak Olan Depolama Yöntemi

Tablo 4.5 de görüldüğü üzere iki tip depolama sisteminin karşılaştırması görülmektedir. Li ion tip depolamada daha yüksek depolama kapasitesine ve daha hızlı cevap süresine sahip olduğu görülmektedir. Yaşam ömrü olarak Li-Ion tip depolama

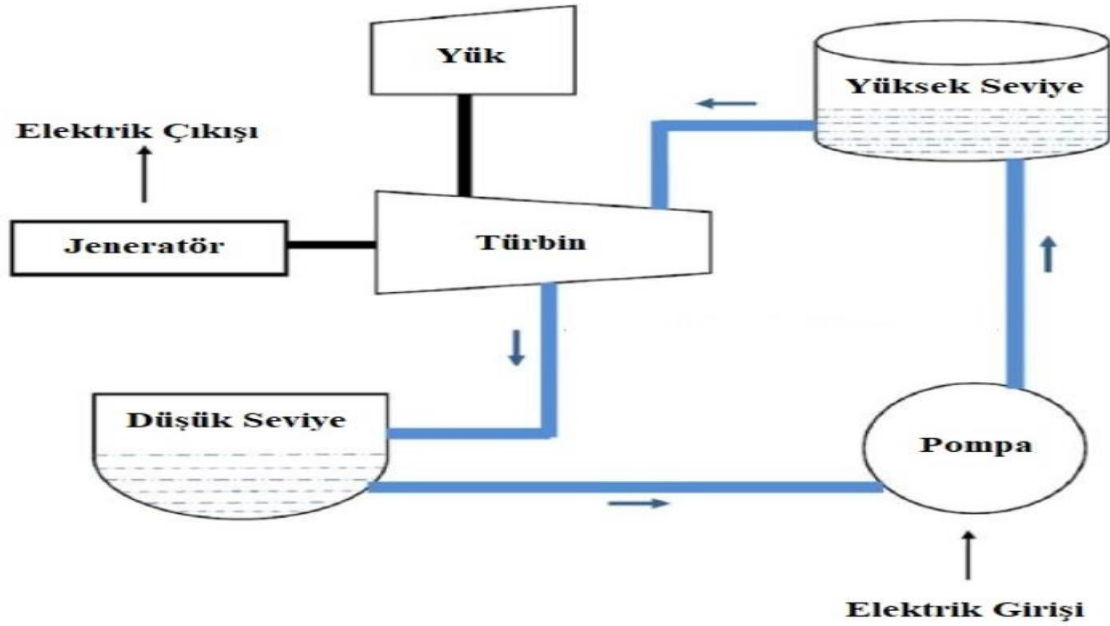
teknolojisi daha uzun ömre sahip olduğu görülmüştür. Bu çalışmada depolama teknolojisi olarak Li-Ion tip depolama türü tercih edilmiştir.

Tablo 4.5 Kimyasal depolama yöntemi karşılaştırması

Depolama Türü	Li-Ion 1kW	Lead Asit 1 kW
Minumum Voltaj (V)	6	12
Şarj-Dejarj Verim. (%)	90	90
Süre(h)	0,33	3,4
Max Dejarj Gücü (kW)	3	0,292
İlk Şarj Durum (%)	100	100
Minumum Şarj Durumu (%)	20	40
Çıktı (kWh)	3000	800
Ömür (Yıl)	15	10

4.5 PDHES Depolama Sistemleri

Pompaj depolamalı hidroelektrik santraller (PDHES' ler) bir tür elektrik enerjisi depolama biçimidir. PDHES lerde suyun önemli miktarı tekrar tekrar elektrik üretiminde kullanılmaktadır [37]. Şekil 4.13 de görüldüğü üzere PDHES, elektrik fiyatının yüksek olduğu zaman dilimlerinde türbin modunda çalışmakta ve potansiyel enerjisi elektrik enerjisine dönüştürülen su aşağı gölette tutulmaktadır. Elektrik enerjisinin ucuz olduğu, yani talebin düşük olduğu zaman dilimlerinde, PDHES pompa modunda çalıştırılarak, aşağı göletteki suyu baraj göletine basarak, elektrik enerjisini suyun potansiyel enerjisi olarak depolamaktadır.



Şekil 4.13 PDHES çalışma şematığı [37]

Yapılış amaçlarına göre PDHES'leri Pik Güç Santralleri ve Enerji Depolama Santralleri olarak 2 gruba ayırmak mümkündür.

Pik Güç Santrali PDHES;

Bu tip PDHES'ler; kolayca durdurulabilir ve kısa zamanda tam yüke çıkabilme özelliği nedeni ile yenilenebilir enerji kaynaklarından önce pik güç santrali olarak planlanmıştır.

Enerji Depolama Santralli PDHES;

Son dönemlerde yenilenebilir enerji kaynaklarına olan talebin giderek artması ve bu kaynaklara dayalı tesislerin şebekede yeterince bulunması bu kaynaklara (başta rüzgar ve güneş) dayalı enerji üretimlerinin depolanmasını gündeme getirmiştir.

4.5.1 Adalar İçin Benzetiminde Kullanılacak Olan PDHES Santrali

Tablo 4.6 da Adalar da benzetimde kullanılacak pompaj depolamalı hidroelektrik santralinin teknik özellikleri gösterilmiştir. Şebeke bağımsız bir şekilde modellenmesi yapılması düşünülmüştür. Deniz suyu yoğunluğu 1.025 kg/m^3 olarak alınmıştır. Pompanın gücü 245 kW olarak kabul edilmiştir, santralin üst rezervuar ile alt rezervuar

arasındaki mesafesi 100 m, deşarj süresi 12 saat olarak kabul edilmiştir. Pompanın verimi %90 olarak alınmıştır.

Tablo 4.6 PDHES teknik verileri

Gücü (kW)	Yükseklik (m)	Rezervuar Alanı (m³)	Deşarj Süresi (h)	Gidiş Dönüş Verimliliği (%)	Pompa Verimi (%)
245	100	1000	12	81	90

4.6 Enerji Sistemlerinin Maliyet Karşılaştırması

Tablo da görüldüğü üzere 6 tip enerji sisteminin ilk yatırım maliyet değerleri ve proje ömürleri gösterilmiştir. Bakıldığında deniz üstü rüzgar türbinlerinin ilk yatırım maliyeti 1.995 \$/kW olarak bilinmektedir [33]. Karasal rüzgar türbinlerinin deniz üstüne göre yatırım maliyeti açısından önemli avantajı vardır. İlk kurulum maliyeti 934 \$/ kW olarak bilinmektedir. Güneş santrali ilk yatırım bedeli güncel koşullarda 1.000 \$/ kW olarak bilinmektedir [38]. Biogaz tesisi ilk yatırım maliyeti 1.000 \$/ kW olarak bilinmektedir [39]. Bütün bu sistemlerin dışında şebeke bağımsız bir sistem düşünüldüğünde Li-Ion tip depolama sistemi ilk kurulum maliyeti 500\$/ kW olarak bilinmektedir. Pompaj depolamalı hidroelektrik santralin ilk yatırım maliyeti 500\$/ kW ile 1500 \$/ kW arasında değişkenlik göstermektedir [37]. Enerji sistemleri ile paralel dönüştürücü ilk yatırım maliyeti 300\$/ kW olarak bilinmektedir. Bu tür sistemlerin işletme ve bakım maliyeti genelde toplam yatırım maliyetinin %2 alınarak hesaplanmaktadır [40]. Bunun dışında proje ömrü bittiğinde değiştirme bedeli genelde ilk yatırım maliyetine göre hesaplanmaktadır.

Tablo 4.7 Enerji sistemleri maliyet karşılaştırması

	Deniz üstü Rüzgar	Karasal Rüzgar	Güneş Santrali	Biogaz Santrali	Enerji Depolama (Li-Ion)	Enerji Depolama (PDHES)	Çevirici
İlk Yatırım Maliyeti (\$/kW)	1.995	934	1.000	1.000	700	1.000	300
Yenileme (\$)	0	0	0	1.000	700	500	300
O&M (\$/yıl)	39	18,68	20	0,030 \$/Çalışma süresi	10	10	
Proje Süresi (Yıl)	25	25	25	15.000 Saat	15	7	15

TEKNİK VE EKONOMİK ANALİZ METODLAR

5.1 Adalar RES Teknik Analiz Metodolojisi

RES tasarımı ve enerji üretim analizinde karşılaştırma yapılmasına olanak sağlayan WINDSIM programı tercih edilmiştir. WINDSIM programı 6 aşamadan oluşmaktadır. Bunlar sırası ile Bölge, Rüzgâr alanı, Objeleri, Rüzgâr Kaynakları ve Enerji dir [24].

Türbinin gövdesine gelen rüzgârın hesaplamasında eşitlik (5.1) kullanılmaktadır.

$$\frac{U_{hub}}{U_{anem}} = \frac{\ln\left(\frac{Z_{hub}}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_{anem}}{Z_0}\right)} \quad (5.1)$$

U_{hub} = Türbin gövde yüksekliğindeki rüzgâr hızı (m/s), U_{anem} = ananometre yüksekliğindeki rüzgâr hızı (m/s), Z_{hub} = türbin gövde yüksekliği (m), Z_{anem} = ananometre yüksekliği (m), Z_0 = yüzey pürüzlülük uzunluğu (m)

Weibull dağılımı fonksiyonu eşitlik (5.2)'ye göre hesaplanmaktadır

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (5.2)$$

v = rüzgâr hızı [m/s], k = the Weibull şekil faktörü, c = Weibull skalası (m/s)

İzdüşümü kayıpları eşitlik 5.3'e göre hesaplanmaktadır.

$$\delta V = (1 - \sqrt{(1 - CT)}) / (1 + \left(\frac{2kx}{D}\right))^2 \quad (5.3)$$

CT = itme kuvveti (-) , $k = \frac{A}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}$ (Zayıflama Faktörü) $A = 0.5$ h = gövde yüksekliği (m) z_0 = sürtünme yüksekliği (m) x = türbinler arası mesafe (m) olarak gösterilmektedir.

RES yıllık kapasite faktörü eşitlik (5.4)'e göre hesaplanmaktadır;

$$\text{Kapasite Faktörü} = \frac{\text{SANTRAL ENERJİ ÜRETİMİ} \left(\frac{MWh}{\text{yıl}}\right)}{\text{SANTRAL KAPASİTE} (MWH) \times 8760} \quad (5.4)$$

5.2 Adalar GES Teknik Analiz Metodolojisi

Güneş enerji santral kapasite analizi ve modellemesi aşağıdaki prensiplere göre yapılmıştır.

Bina başına ortalama taban alanı (O.T.A) eşitlik (5.5)'e göre hesaplanmıştır.

$$O.T.A = \frac{Konut\ Alanı}{Bina\ Adeti} \times TAKS \quad (5.5)$$

GES sistem çatı alanının eşitlik (5.6) göre hesaplanmıştır. Ç.F = Çıkma faktörü %17 olarak alınmıştır. K.A. F=Kullanılabilir alan faktörü %70 olarak alınmıştır. U.B.A= Uygun bina adeti.

$$Çatı\ Alan = [O.T.A + (O.T.A \times Ç.F)] \times U.B.A \times K.A.F \quad (5.6)$$

Toplam PV adeti eşitlik (5.7) yardımıyla hesaplanmıştır.

$$PV\ Adet = \frac{GES\ SİSTEMİ\ ÇATI\ ALANI(M2)}{PV\ ALANI\ (M2)} \quad (5.7)$$

GES kurulu güç eşitlik (5.8) yardımıyla hesaplanmıştır.

$$GES\ Sistem\ Kurulu\ Güç = PV\ ADET \times Panel\ Gücü\ (kW) \quad (5.8)$$

Güneş paneli verimliliği ve güç hesabı eşitlik (5.9) yardımı ile hesaplanmıştır.

Pmax=Maximum Güç Çıkışı (W), E=Maruz Kalınan Radyasyon (W/m²), Ac=Kollektör Alanı (m²)

$$\eta\ (\%) = \frac{P_{max}}{E \times A_c} \times 100 \quad (5.9)$$

Güneş enerjisi sisteminin yıllık enerji üretim değeri eşitlik (5.10) yardımı ile hesaplanmıştır.

E=Enerji(kWh), η =Solar Panel Verimi (%), A=Toplam Solar Panel Alanı (m²), H= Yıllık solar radyasyon miktarı (kWh/m²/yıl) DF=Kayıp katsayısı (0,85 olarak kabul edilmiştir.)

$$E = A \times \eta \times H \times DF \quad (5.10)$$

5.3 Adalar BES Teknik Analiz Metodolojisi

Biyogaz tesisi elektriksel verimi eşitlik (5.11) yardımı ile hesaplanmıştır. LHV= Düşük ısı değeri Biyogaz (5,5 MJ/kg), Yakıt tüketimi (ton/yıl)

$$\eta (\%) = \frac{\text{Elektrik Üretimi (kWh)}}{\text{LHV} \times \text{Yakıt Tüketimi}} \quad (5.11)$$

5.4 Adalar PDHES Teknik Analiz Metodolojisi

Pompa depolamalı hidroelektrik santral kapasite hesabı eşitlik (5.12) ve (5.13) yardımı ile hesaplanmıştır. Dejarj periyodu (h) 12 saat olarak kabul edilmiştir. F=Dejarj debisi (m³/s), ρ=deniz suyun yoğunluğu (1025kg/m³), h_{head}=yukarıdan aşağıya yükseklik(m), η=Pompa verimliliği (%90)

$$F = \frac{\text{Rezarvuvar Alanı (m3)}}{h \times 60 \times 60} \quad (5.12)$$

$$P(\text{kW}) = \frac{9,81 \times \rho \times h_{\text{head}} \times \eta \times F}{1000} \quad (5.13)$$

5.5 Ekonomik Hesaplama Metodolojisi

HOMER programı, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanıldığı mikro şebeke sistemlerinde ve hibrit sistemlerde yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu çalışmada ekonomik analiz modeli için Homer programı tercih edilmiştir. İskonto oranı eşitlik (5.14) yardımı ile hesaplanmaktadır.

$$i = \frac{i^1 - f}{1 + f} \quad (5.14)$$

Gerçek iskonto oranı “i” olarak tanımlanmaktadır, i¹ = nominal iskonto oranı (borçlanma faiz oranı), f = beklenen enflasyon oranı

Sermaye geri kazanım faktörü eşitlik (5.15) yardımı ile hesaplanmaktadır.

$$CRF(i,N) = \frac{i \times (1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (5.15)$$

Net bugünkü değer eşitlik (5.16) yardımı ile hesaplanmaktadır.

$$C_{NPC} = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+i)^t} \quad (5.16)$$

C_{NPC} = Net bugünkü değer (\$) R_t = Net nakit akışı (\$/Year), t = zaman dilimleri sayısı, CRF =Sermaye geri kazanım faktörü, N = yıl sayısı,

Toplam yıllık maliyet eşitlik (5.17) yardımı ile hesaplanmaktadır.

$$C_{yillik, top} = CRF \times (i, R_{proj}) \times C_{NPC, top} \quad (5.17)$$

$C_{ann, top}$ = Toplam yıllık maliyet, toplam net mevcut maliyetin yıllık değeridir. (\$/yıl), R_{proj} = Proje ömrü

Bir değere indirgenmiş maliyet eşitlik (5.18) yardımı ile hesaplanmaktadır.

$$COE = \frac{C_{yillik, toplam} \left(\frac{\$}{year} \right)}{E_{sağlanan} \left(\frac{kWh}{year} \right)} \quad (5.18)$$

COE =Sistem tarafından üretilen faydalı elektrik enerjisinin kWh başına ortalama maliyeti olarak bir değere getirilmiş enerji maliyeti (LCOE). (\$ / kWh), $E_{sağlanan}$ = Toplam elektrik yükü (kWh/Yıl)

Şebeke işletme maliyeti eşitlik (5.19) ve (5.20) yardımı ile hesaplanmaktadır.

$$C_{operat.} = C_{yillik, topla} - C_{yillik, ana} \quad (5.19)$$

$$C_{yillik, ana} (\$/yıl) = C_{yillik, toplam} \times CRF \quad (5.20)$$

Sistem içindeki yenilenebilir enerji oranı eşitlik (5.21) ve (5.22) yardımı ile hesaplanmaktadır.

$$f_{\text{yenilen.}} = 1 - \frac{E_{\text{diğer}} \left(\frac{kWh}{\text{year}} \right)}{E_{\text{sağlanan}} \left(\frac{kWh}{\text{year}} \right)} \quad (5.21)$$

$f_{\text{yenilenebilir}}$ = Toplam enerji üretimi içerisinde ki yenilenebilir enerji oranıdır.

$$E_{\text{diğer}} = E_{\text{üretim}} - E_{\text{yenilenebilir}} \quad (5.22)$$

Bir ekipmanın hurda değeri (S) eşitlik (5.23), (5.24) ve (5.25) yardımı ile bulunmaktadır.

$$R_{\text{ömür}} = R_{\text{parça}} \text{INT} \left(\frac{R_{\text{proje}}}{R_{\text{parça}}} \right) \quad (5.23)$$

$$R_{\text{yenileme}} = R_{\text{parça}} - (R_{\text{proje}} - R_{\text{yenileme}}) \quad (5.24)$$

$$S = C_{\text{yenileme}} \frac{R_{\text{ömür}}}{R_{\text{parça}}} \quad (5.25)$$

$R_{\text{ömür}}$ = proje kullanım süresinin sonunda bileşenin kalan ömrü (Yıl)

$R_{\text{parça}}$ = Ekipmanın Ömrü (Yıl)

R_{proje} = Proje Ömrü (Yıl)

R_{kalan} = Yenilemeye kalan süre (yıl)

R_{yenileme} = Yenileme maliyeti süresi (yıl)

INT() = Bir gerçek sayının tamsayı miktarını döndüren bir fonksiyon

C_{yenileme} = Yenileme Maliyeti (\$)

S = Hurda değeri (\$)

5.5.1 Ekonomik Hesaplama Kabulleri

Bir projenin doğru bir ekonomik analizi o projenin sürdürülebilirliği açısından çok önemlidir. Doğru bir analiz için o günün ekonomik koşulları değerlendirilerek projenin tüm girdi ve çıktıların değerlendirilmesi gerekmektedir. Bu bakımdan tüm girdiler net bugünkü değer yöntemine göre hesaplanmalı ve buna göre karşılaştırmalar yapılmalıdır.

Proje değişkenleri ile girdiler ve çıktıları aőaęıda gösterilmiştir;

Beklenen enflasyon oranı (f): %0

Borç alma faizi i^l : %6

Gerçek iskonto oranı denklem (5.14) yardımı ile hesaplanmıştır: %6

şebeke Elektrik Fiyatı: 0.112 \$/kWh

şebekeye Geri Satış Fiyatı:0.049 \$/kWh



YENİLENEBİLİR ENERJİ SİSTEMLERİNİN ADALAR İLÇESİ ÜZERİNE MODELLENMESİ

6.1 Karasal RES Tasarımı

Adalara ilçesine bağlı Büyükada, Heybeliada, Kınalıada bölgesinde Windsim programında sınır koordinatlar belirlenmek sürati ile analiz bölgesi oluşturulmuştur. Tablo 6.1 de görüldüğü üzere dijital arazi modeli koordinat sınırları gösterilmiştir. Arazi verilerinin çözünürlüğü WG84 formatında 38,1 m olarak alınmıştır. Sistemin koordinatları doğu da minimum 669694 maximum 684318 olarak alınmıştır. Kuzeyde ise minimum 4518043, maximum 4531754 olarak alınmıştır. UTM haritalama sisteminde 35. Bölgede yer almaktadır.

Tablo 6.1 Dijital arazi modeli koordinat sınırları (Karasal)

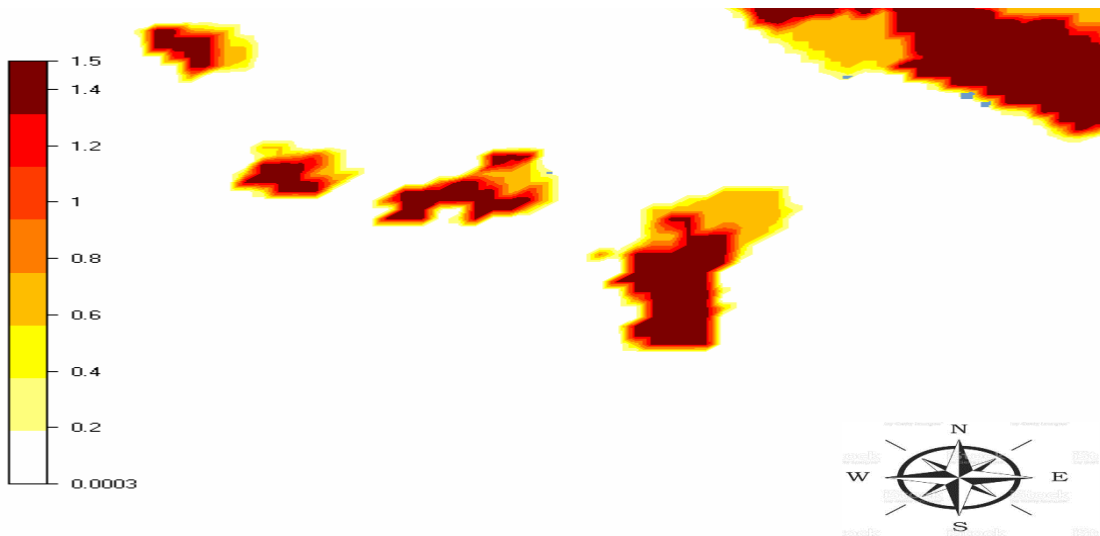
Koordinat	Min (m)	Max (m)	Uzantı (m)	Arazi Verilerinin Çözünürlüğü (m)
Doğu (m)	669694.2	684318.9	14624.7	38.1
Kuzey (m)	4518043.0	4531754.0	13711.0	38.1

Tablo 6.2 de rüzgar pürüzlülük yüzey değerleri gösterilmektedir. Pürüzlülük bakımından en uygun alanlar deniz yüzeyleridir. Ağaçlar sıklaştıkça pürüzlülük yüzeyinde artışlar meydana gelmektedir. En yüksek pürüzlülüğe sahip alanlar kentin dolayları olarak bilinmektedir.

Tablo 6.2 Yüzey pürüzlülük değeri

Bölge Tanımı	Yüzey Pürüzlülük (m)
Pürüzsüz Yüzey, Buz	0,00001
Sakin Açık Deniz	0,0002
Esintili Yüzey	0,0005
Seyrek Ağaç	0,1
Pek Çok Ağaç, Birkaç Ev	0,25
Ormanlık	0,5
Kentin Dolayları	1,5
Şehir Merkezi	3

Şekil 6.1'de yüzey pürüzlülük değeri görülmektedir, beyaz renkli alanlar sürtünme değerinin 0 olduğunu, açık sarı alanlarda yüzey pürüzlülüğünün 0,2-1 arasında olduğunu göstermektedir. Koyu kırmızı alanlar pürüzlülük değerinin yüksek olduğunu, açık kahverengi renk pürüzlülük değerinin 1-1,5 arasında olduğunu göstermektedir. Arazi orman içinde olduğu için pürüzlülük değeri 1,4 ile 1,5 arasındadır. Görüldüğü üzere pürüzlülük değerinin görece düşük olduğu yerler yerleşim yerleri gibi görünmektedir. Pürüzlülük değerinin hemen hemen hiç olmadığı alan deniz seviyesidir ve rüzgâr türbini kurulumu için en uygun alandır.



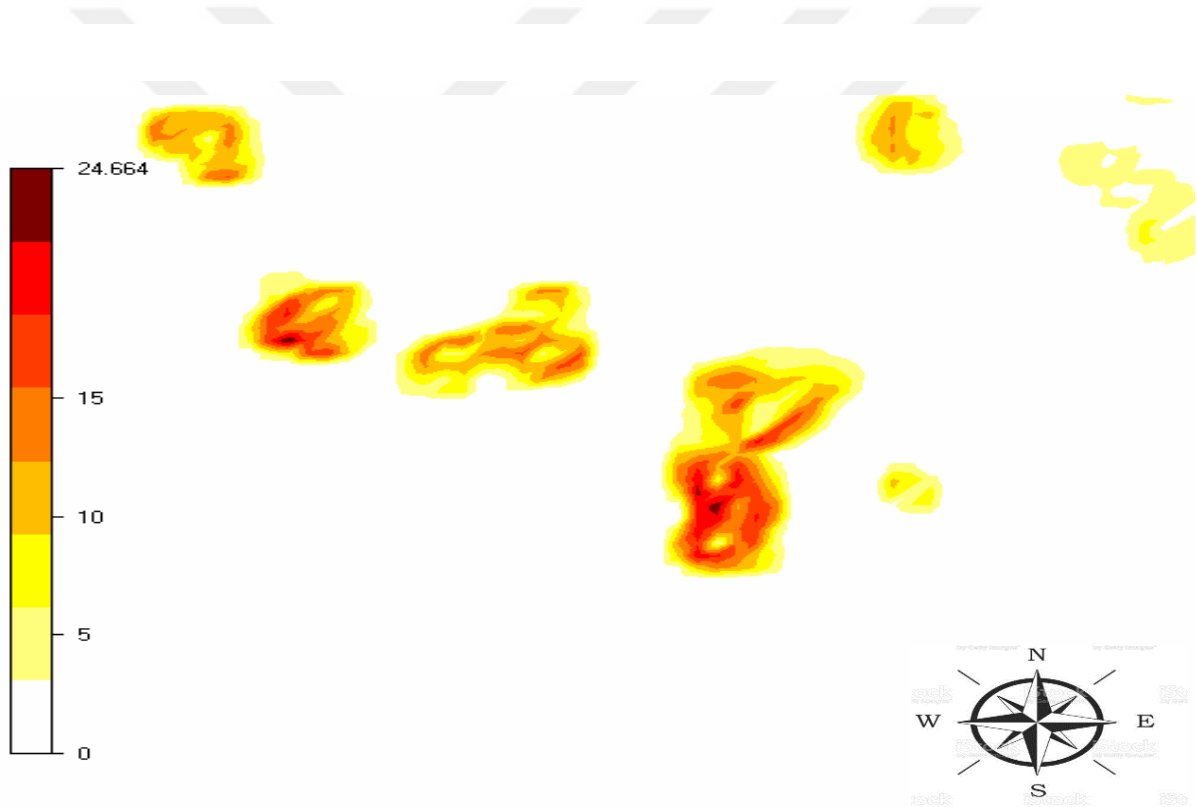
Şekil 6.1 Adalar yüzey pürüzlülük görünümü

Şekil 6.2'de arazi eğim değeri gösterilmektedir. Beyaz renkli alanlar eğimin 0, sarı renkli alanların % 5-% 15 arasında ve turuncu ve koyu kırmızı alanların eğimin % 15 ile % 25 arasında olduğunu göstermektedir.

Rüzgâr çiftliklerinin eğimi yüzde 5'in üzerinde olan arazilere kurulması tavsiye edilmemektedir.

Bütün bu hususlar dikkate alındığında, Büyükada'nın güneyinde sarı gösterilen arazi türbin kurulumuna uygundur. Bu alanın küçük olmasından dolayı sadece bir türbin konumlandırılabilir.

Onun dışında kalan Heybeliada, Kınalıada, Burgazada, Sedefadası bölgeleri rüzgâr türbini kurulumu için yeterli alana sahip değildir.

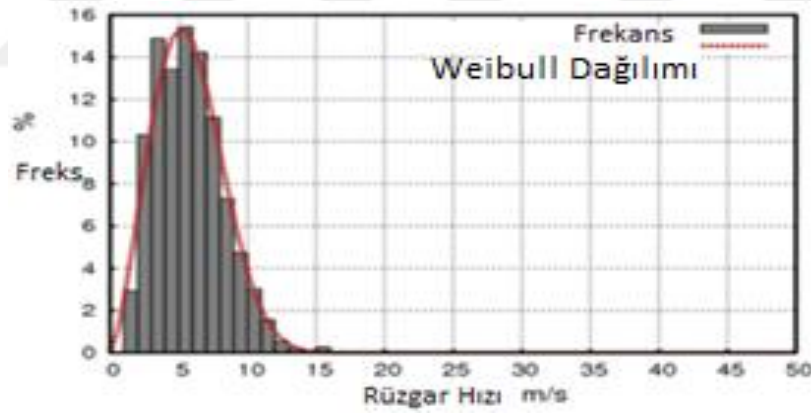


Şekil 6.2 Adalar ilçesi arazi yapısına bağlı eğim görünümü

Şekil 8'de Büyükada gözlem istasyonundan elde edilen veriler doğrultusunda rüzgâr hızı frekans grafiği ve Weibull dağılımı görülmektedir. En yoğun rüzgâr hızı dağılımının 4-6 m/s arasında olduğu görülmektedir. Büyükada Meteoroloji gözlem istasyonundan 2017-2019 yılları arasında yapılan ölçümler sonucunda ortalama rüzgâr hızı 12 m yükseklikte

5,27 m/s olarak ölçülmüştür. Rüzgâr dağılım faktörü denklem (3) kullanılarak (k):2,04 olarak hesaplanmıştır.

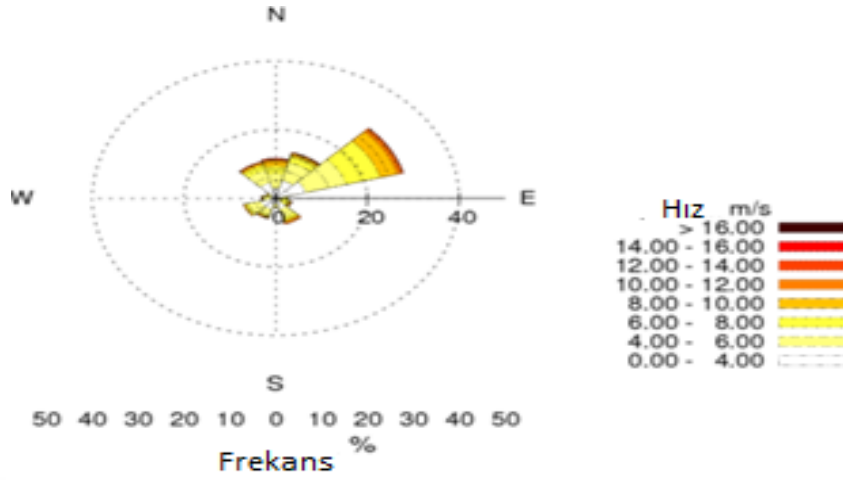
Şekil 6.3'de Büyükada gözlem istasyonundan elde edilen veriler doğrultusunda rüzgâr hızı frekans grafiği ve Weibull dağılımı görülmektedir. En yoğun rüzgâr hızı dağılımının 4-6 m/s arasında olduğu görülmektedir. Büyükada Meteoroloji gözlem istasyonundan 2017-2019 yılları arasında yapılan ölçümler sonucunda ortalama rüzgâr hızı 12 m yükseklikte 5,27 m/s olarak ölçülmüştür. Rüzgâr dağılım faktörü eşitlik (5.2) kullanılarak (k):2,04 olarak hesaplanmıştır.



Şekil 6.3 Büyükada Meteoroloji Gözlem İstasyonu frekans dağılımı

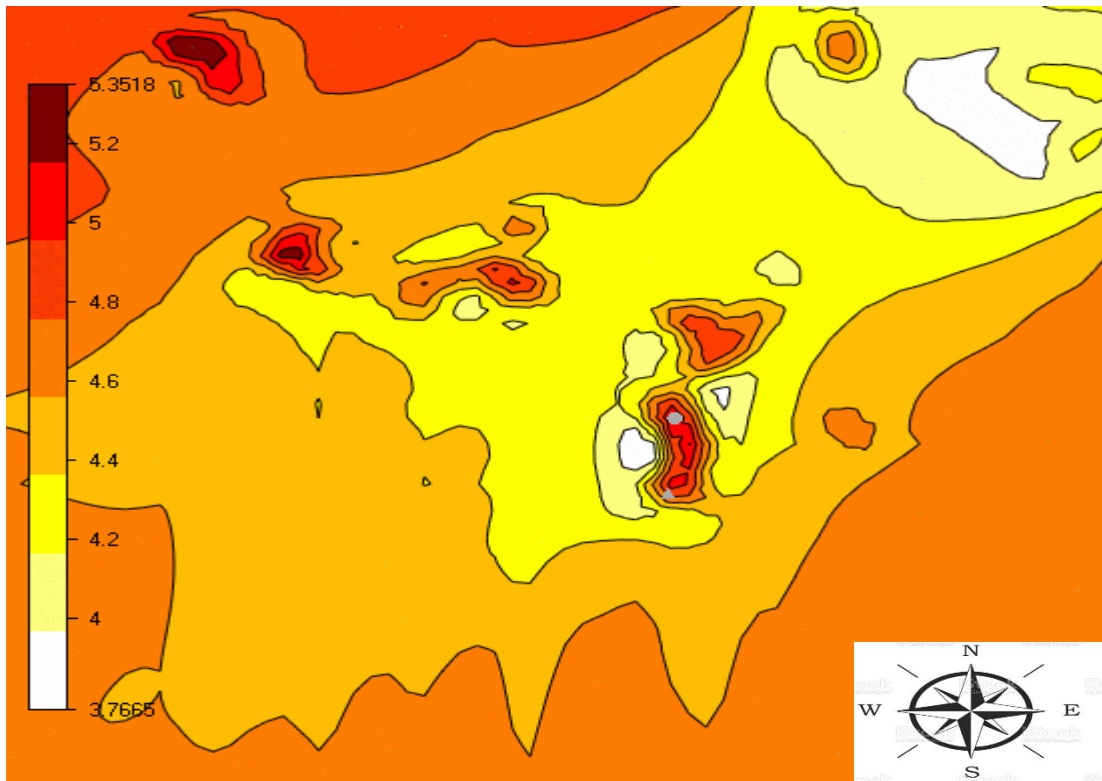
Şekil 6.4 de, rüzgâr hızları açısından sarı, 4-8 m/s'yi, turuncu rengi 8-12 m/s'yi, kırmızı rengi 12-16 m/s'yi ve koyu kırmızı, 16 m/s'den yüksek hızları temsil etmektedir. Rüzgâr şiddeti açısından rüzgârın yaklaşık %30'u kuzeydoğu yönünden esmektedir. Maksimum fayda için türbin gövdesi, rüzgâr türbinlerini konumlandırırken hâkim rüzgâr yönüne doğru konumlandırılmalıdır.

Bu tasarımda türbinler hâkim rüzgâr yönüne (kuzeydoğu) doğru konumlandırılmıştır.



Şekil 6.4 Büyükada Meteoroloji Gözlem İstasyonu rüzgâr yön ve yoğunluğu dağılımı

Şekil 6.5'te türbin gövde yüksekliğine (119 m) göre rüzgâr hızı dağılımını göstermektedir. Daire ile gösterilen alan, ölçüm istasyonu, üçgen olarak gösterilenler rüzgâr türbinini temsil etmektedir. Beyaz renkli alanlarda rüzgâr hızı 1,5-4 m/s arasındadır. Sarı bölgelerde rüzgâr 4 m/s civarındadır. Sarıdan koyu kırmızıya değişen alanlarda rüzgâr hızı 4,2-5 m/s arasındadır.



Şekil 6.5 Türbin gövde yüksekliğine göre (119m) rüzgâr hız dağılımı

Rüzgâr türbinleri, rüzgâr hızlarının yüksek olduğu ve aynı zamanda arazinin eğimine uygun alanların bulunduğu yerlere yerleştirilmelidir. Şekil 6.5'e göre rüzgâr türbini yerleşimi kontrol edilmelidir. Bu bakımdan araziye sadece bir türbin konumlandırılabilir ve rüzgâr hızı dağılımına göre en uygun mikro konumlandırma çalışması yapılmıştır.

Tablo 6.3 de üç tip türbinin kapasite faktörleri karşılaştırmasına yer verilmiştir. Yapılan analizde kapasite faktörleri eşitlik (4.1, 5.3, 5.4)'e göre hesaplanmıştır. Rotor çapı arttıkça yıllık elektrik üretimi ve kapasite faktörünün doğrusal olarak arttığı görülmektedir. Dolayısı ile bölge için en uygun türbin tipinin "VESTAS 2,0 MW V120" olduğu tespit edilmiştir.

Tablo 6.3 Elektrik üretim ve kapasite faktörlerinin türbin tiplerine göre analizi

Türbin Tipi	V90	V110	V120
Güç (MW)	2	2	2
Rotor Çapı (D)	90	110	120
Elektrik Üretimi İzdüşümü Kayıpları ile (GWh/y)	2,47	3,76	4,2
Kapasite Faktörü (%)	14,09	21,4	23,9

Tablo 6.4 de karasal rüzgar türbini net enerji üretim değerini göstermektedir. Ortalama türbin göbeği yüksekliğine gelen rüzgâr hızı eşitlik (5.1) kullanılarak 4,79 m/s olarak hesaplanmıştır. Yıllık elektrik üretimi İzdüşümü kayıpları ile denklem (4.1, 5.3) kullanılarak 4,20 GWh/yıl olarak hesaplanmıştır. Kapasite faktörü denklem (5.4) kullanılarak %23,90 olarak hesaplanmıştır.

Tablo 6.4 Karasal RES elektrik üretim değerleri

Türbin Tipi	Gövde Yüksekliği (m)	Türbin Sayısı	Kapasite (MW)	Ortalama Rüzgâr Hızı (m/s)	Elektrik Üretimi İzdüşümü Kayıpları İle (GWh/y)	Kapasite Faktörü (%)
V120	119.0	1,00	2,00	4,80	4,20	23,90

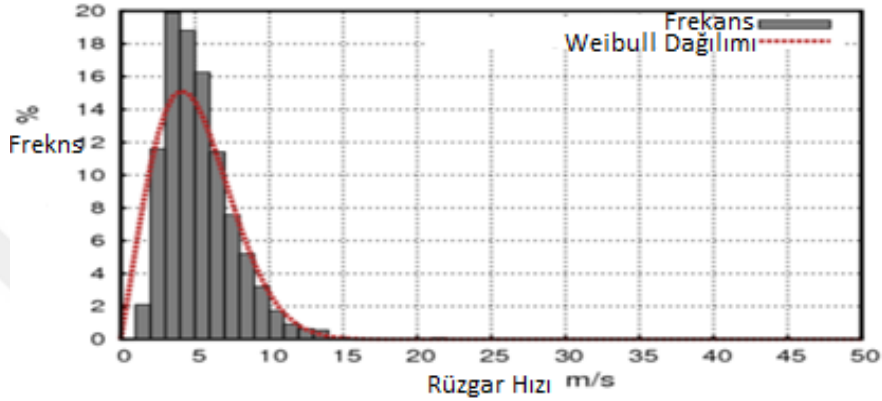
6.2 Deniz üstü RES Tasarımı

Adalara ilçesine bağlı Büyükkada, Heybeliada, Kınalıada bölgesinde Windsim programında sınır koordinatlar belirlenmek sürati ile analiz bölgesi oluşturulmuştur. Tablo 6.5 dijital arazi koordinat sınırları gösterilmektedir. Arazi verilerinin çözünürlüğü WG84 formatında 38,1 m olarak alınmıştır. Sistemin koordinatları doğu da minimum 659026 maximum 674555 olarak alınmıştır. Kuzeyde ise minimum 451878, maximum 4533173 olarak alınmıştır. UTM haritalama sisteminde 35. Bölgede yer almaktadır.

Tablo 6.5 Dijital arazi modeli koordinat sınırları (Deniz Üstü)

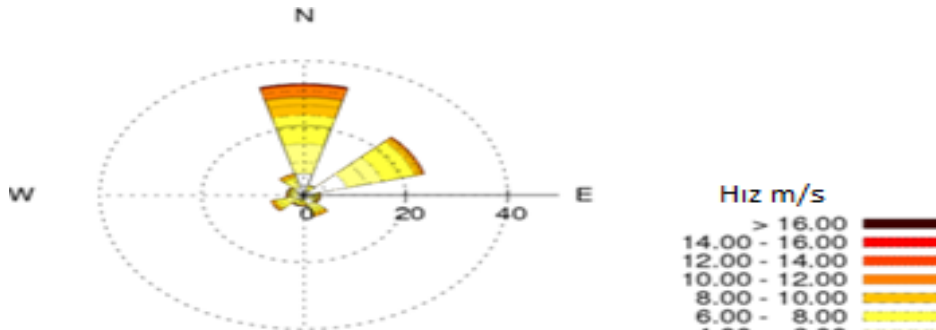
Koordinat	Min (m)	Max (m)	Uzantı (m)	Arazi Verilerinin Çözünürlüğü (m)
Doğu (m)	659026,9	674555,9	15529	38,1
Kuzey (m)	4518785	4533173	14387,5	38,1

Şekil 6.6 da Adalar Şamandıra meteoroloji gözlem istasyonundan elde edilen veriler doğrultusunda rüzgâr hızı frekans grafiği ve Weibull dağılımı görülmektedir. En yoğun rüzgâr hızı dağılımının 5-7 m/s arasında olduğu görülmektedir. 2017-2019 yılları arasında Adalar Şamandıra İstasyonundan yapılan ölçümler sonucunda ortalama rüzgâr hızının 2 m'de 5,72 m/s olduğunu, Rüzgâr dağılım faktörü denklem (5.2) kullanılarak (k):2,44 olarak hesaplanmıştır.



Şekil 6.6 Şamandıra Meteoroloji Gözlem İstasyonu frekans dağılımı

Şekil 6.7’de rüzgâr yoğunluğunun yönlere göre dağılımını gösterilmektedir. Hâkim rüzgâr yönün kuzeyden olduğu tespit edilmiştir ardından rüzgâr en yoğun kuzey doğu yönünden esmektedir. Türbin konumlandırırken, en yoğun rüzgâr yönünde konumlandırılması gerekmektedir dolayısı ile türbinler bu çalışmada kuzeye bakacak şekilde konumlandırılmıştır.

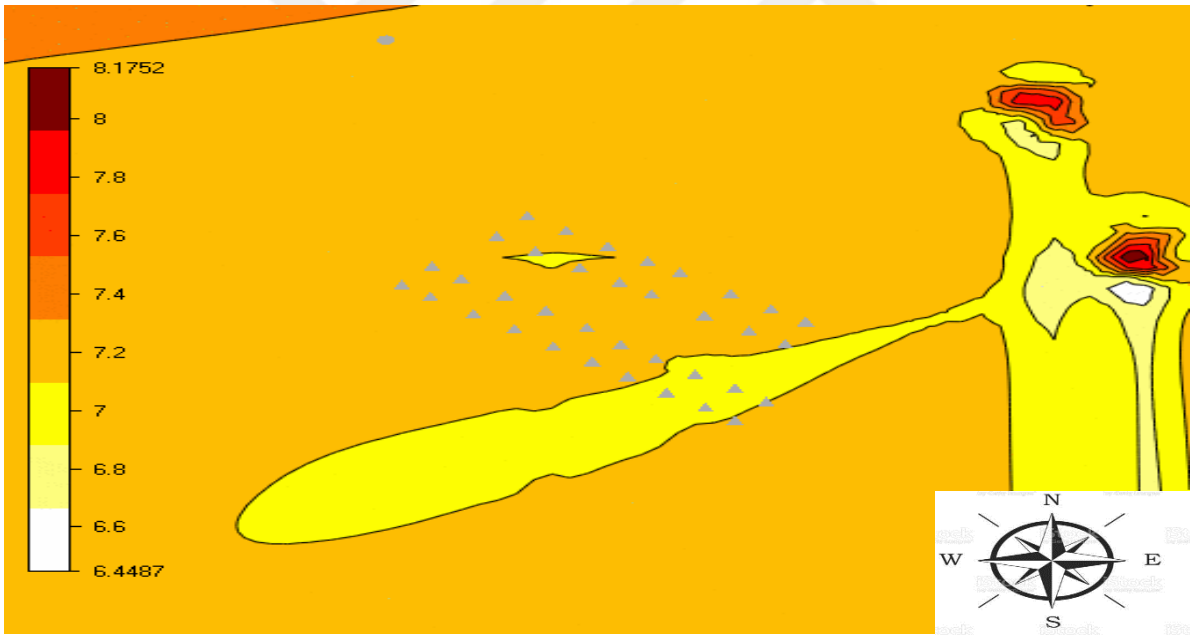


Şekil 6.7 Adalar Şamandıra Meteoroloji Gözlem İstasyonu rüzgâr yön ve yoğunluğu dağılımı

Şekil 6.8'te türbin gövde yüksekliğine (120 m) göre rüzgâr hızı dağılımı gösterilmektedir. Beyaz alanlarda rüzgâr hızı 6,44-6,70 m/s arasındadır. Sarı alanlarda rüzgâr hızı 6,70-7,1 m/s civarındadır. Turuncu renkli alanlarda 7,1-7,5 m/s, turuncu ve koyu kırmızı alanlarda 7,5-8,17 m /s arasında rüzgâr hızları hesaplanmıştır.

Rüzgâr hızı dağılımına göre en uygun mikro konumlandırma çalışması yapılmıştır. Daire ile gösterilen alan, ölçüm istasyonu olarak gösterilmektedir. Üçgen olarak gösterilenler rüzgâr türbinini temsil etmektedir. Rüzgâr türbinleri ağırlıklı olarak rüzgâr hızının 7,10 m/s civarında olduğu alanlara yerleştirilmiştir. Rüzgâr hızının 7,06 m/s olduğu bölgelerde az sayıda türbin bulunmaktadır.

Türbin gövdesine gelen rüzgâr hızına göre bu bölge için IEC 3 tipi türbin kullanılmalıdır. Bu açıdan yüksek rotor çapına ve ortalama güç üretim kapasitesine sahip bir türbin seçilmelidir.



Şekil 6.8 Türbin gövde yüksekliğine göre (120 m) Rüzgâr hız dağılımı

Tablo 6.6'da 3 farklı türbin tipi için kapasite faktörü ve elektrik üretim analizi yapılmıştır. 36 türbin referans alınarak yapılan bu analizde, saha koşullarında her bir türbinin kapasite faktörü ve elektrik üretim değerleri görülmektedir.

Görüldüğü üzere türbin rotor çapı arttıkça kapasite faktörünün arttığı tespit edilmiştir. Bu nedenle bu bölge için en yüksek kapasite faktörüne sahip türbin tipi "VESTAS 3.45 MW V136" olduğu tespit edilmiştir.

Tablo 6.6 Elektrik üretim ve kapasite faktörlerinin türbin tiplerine göre analizi

Türbin Tipi	V90	V112	V136
Güç (MW)	3	3	3,45
Rotor Çapı (D)	90	112	136
Elektrik Üretimi İzdüşümü Kayıpları İle (GWh/y)	244,6	329,7	445,7
Kapasite Faktörü (%)	22,48	30,29	41

Tablo 6.7'de türbinler arasındaki mesafeye göre rüzgâr çiftliği kapasite analizini göstermektedir. Bu bölge için 9,18 ve 36 adet, "V136" tipi türbinlerin farklı mesafelerde elektrik üretim miktarı ve yıllık kapasite faktörleri üzerindeki etkisi incelenmiştir.

Görüldüğü üzere, türbinler arasındaki mesafe azaldıkça izdüşümü kayıpları artmaktadır. Bu durum santralin kapasite faktörünün kısmen azalmasına neden olmaktadır. Kapasite faktöründeki azalmaya rağmen daha fazla türbin ile elektrik üretim kapasitesinin arttığı görülmüştür. Bu durumda kapasite faktörleri yatırımcı için iyi olduğu için 3 senaryo da uygulanabilir. Bu çalışmada, elektrik üretim kapasitesi daha yüksek olan 36 türbine göre elektrik üretim analizi yapılmıştır.

Tablo 6.7 Türbinler arası mesafeye göre rüzgâr santrali kapasite analizi

Türbin Tipi	V136 3,45 MW		
Türbin Adet	9	18	36
Hâkim Rüzgâr Yönüne Göre Türbinler Arası Paralel/Yatay Mesafe (m)	2184/1120	2184/600	720/600
İzdüşümü Kayıpları %	0,8	3,5	10,83
Elektrik Üretimi İzdüşümü Kayıpları ile (GWh/y)	122,9	241,4	445,7
Kapasite Faktörü (%)	45,2	44,4	41

Şekil 6.9'da görüldüğü üzere, bu bölge için maksimum 30 m derinlik için bir türbin tasarlanmıştır. Bu nedenle sahile olan optimum mesafe belirlenmeye çalışılmıştır. Santral sahasının kıyıya uzaklığı 870 m olarak ölçülmüştür.

Kırmızı ile gösterilen çizgi, kuzey Anadolu fay hattını temsil etmektedir. Santral sahası Kuzey Anadolu fay hattından yaklaşık 4 km uzaklıktadır [41]. Beyazla gösterilen çizgi BOTAŞ'a ait boru hattını temsil etmektedir. Santral sahası denizaltı çelik boru hattından [42] yaklaşık 1,7 km uzaklıktadır.

Bölgeden geçen en yakın deniz yolu beyaz bulanık çizgilerle gösterilmiştir. Demokrasi ve Özgürlük Adası'nda çok sayıda trafo merkezi vardır, RES buradan yaklaşık 1 km uzaklıktadır. Mikro konumlandırma çalışmasında tüm bu veriler dikkate alınmıştır.



Şekil 6.9 Deniz üstü Rüzgâr Santrali Yerleşimi

Tablo 6.8 de görüldüğü üzere RES'de ki net enerji üretim değerlerini göstermektedir. Ortalama türbin göbeği yüksekliğine gelen rüzgâr hızı denklem (5.1) kullanılarak 7,10 m/s olarak hesaplanmıştır. Yıllık elektrik üretimi İzdüşümü kayıpları ile denklem (4.1,5.3) kullanılarak 445,70 GWh/yıl olarak hesaplanmıştır. Kapasite faktörü denklem (5.4) kullanılarak %41 olarak hesaplanmıştır.

Tablo 6.8 Türbin bazlı net elektrik üretimi

Türbin Adı	Suyun Derinliği (m)	Ortalama Rüzgar Hızı (m/s)	İzdüşümü Kayıpları (%)	Yıllık Elektrik Üretimi İzdüşümü Kayıpları İle (GWh/y)
Denizüstü 1	30,00	7,16	3,71	13,50
Denizüstü 2	16,00	7,13	5,19	13,18
Denizüstü 3	13,00	7,11	5,43	13,08
Denizüstü 4	19,00	7,11	5,70	13,06
Denizüstü 5	18,00	7,15	5,35	13,24
Denizüstü 6	11,00	7,17	5,25	13,31
Denizüstü 7	14,00	7,16	5,19	13,27
Denizüstü 8	30,00	7,13	4,01	13,35
Denizüstü 9	30,00	7,13	6,24	13,04
Denizüstü 10	7,00	7,12	14,99	11,80
Denizüstü 11	1,00	7,12	13,22	12,04
Denizüstü 12	1,00	7,13	14,71	11,86
Denizüstü 13	6,00	7,14	15,19	11,83
Denizüstü 14	8,00	7,13	16,45	11,62
Denizüstü 15	1,00	7,11	15,90	11,63
Denizüstü 16	1,00	7,09	13,50	11,90
Denizüstü 17	2,00	7,09	13,47	11,91
Denizüstü 18	30,00	7,10	14,24	11,84
Denizüstü 19	13,00	7,14	6,35	13,04
Denizüstü 20	18,00	7,10	14,00	11,87
Denizüstü 21	7,00	7,11	11,82	12,20
Denizüstü 22	1,00	7,15	14,91	11,90
Denizüstü 23	5,00	7,16	14,39	11,99
Denizüstü 24	2,00	7,13	8,39	12,76
Denizüstü 25	1,00	7,13	12,40	12,18
Denizüstü 26	16,00	7,10	9,19	12,53
Denizüstü 27	11,00	7,12	8,39	12,71
Denizüstü 28	2,00	7,13	10,09	12,50
Denizüstü 29	2,00	7,12	13,40	12,01

Denizüstü 30	2,00	7,12	14,46	11,88
Denizüstü 31	2,00	7,14	13,65	12,06
Denizüstü 32	2,00	7,14	14,36	11,94
Denizüstü 33	2,00	7,11	13,74	11,93
Denizüstü 34	2,00	7,09	13,37	11,93
Denizüstü 35	7,00	7,08	10,50	12,30
Denizüstü 36	30,00	7,09	8,90	12,56
Toplam	10,08	7,12	10,68	445,74

6.3 Çatı Üstü Güneş Santrali Kapasitesi Analizi ve Seçimi

Adalar ilçesinde 2010 yılında konut alanlarının arsa payı içerisindeki miktarı 332 hektardır. Adalar ilçesinin ortalama taban alanı katsayısı değeri 0,21 olarak tespit edilmiştir [43]. Adalar da 2010 yılında toplam 5.796 adet konut mevcuttur. Eşitlik (5.5) kullanılarak ortalama taban alanı değeri 120 m² olarak hesaplanmıştır.

Adalar ilçesi çatı alanı değeri bina çıkmaları ile %17 arttığı varsayılmıştır. Çatı alanında güneş paneli sisteminin kurulumu açısından bakıldığında. Çatıda baca sistemleri anten vb. güneş paneli sistemini engelleyen parametrelerin varlığı göz önüne alınarak toplam çatı alanının %70 inin aktif olarak kullanılabilceği düşünülmüştür. Eşitlik (5.6) kullanılarak GES sistem çatı alanı 334.634 m² olarak hesaplanmıştır.

Tablo 6.9'da 3 tip güneş paneli verilerine yer verilmiştir. Üç tip panel için kurulu güç değerleri eşitlik (5.8) kullanılarak hesaplanmıştır. Görüldüğü üzere kurulu güç değerlerinde önemli bir farklılık tespit edilmemiştir. Ancak panel adeti olarak LG330 çatı tipi güneş panel sayısı diğer iki panelden oldukça azdır. Bakıldığında daha az panel sayısı ile yüksek kurulu güce ulaşmıştır. Dolayısı ile bu modellemede daha fazla güç üretme kapasitesine sahip LG330 tip güneş paneli tercih edilmiştir.

Tablo 6.9 Güneş paneli tip ve sayı analizi

Panel Modeli	CWT200	LG 330	CWT395
Panel Tipi	Çatı/Mono	Çatı/Mono	Çatı/Mono
Panel Gücü (kW)	0.2	0.33	0.395
Sıcaklığın Güce Etkisi (%/°C)	-0.37	-0.37	-0.36
Nominal Hücre Sıcaklığı (°C)	46	46	46
Verimlilik (%)	19.65	19.30	19.78
Panel Boyutu (m2)	1.07	1.7	2.1
Panel Âdeti	312.742	196.843	159.349
Kurulu Güç	62.548	64.958	62.943

6.4 Biyogaz Tesis Model Analizi

Tablo 6.10 da biyogaz yakıcı santrallerin 3 farklı durumda değerlendirilmiş olup kapasite faktörleri ve verimleri eşitlik (5.11) kullanılarak hesaplanmıştır. 20 MW ve 240 MW biyogaz yakıcıları için Adanın kendi atık miktarı yetersiz kaldığı tespit edilmiştir. 500 kW biyogaz tesisinin adanın kendi atık miktarı ile uygun olarak çalıştığı tespit edilmiştir. Kapasite faktörü olarak en yüksek değeri 0,5 MW değerindeki santralin %31'lik kapasite değerine ulaştığı görülmüştür. 20 MW ve 240 MW biyogaz tesislerin daha çok pik yükleri karşımada kullanıldığı düşünülmektedir.

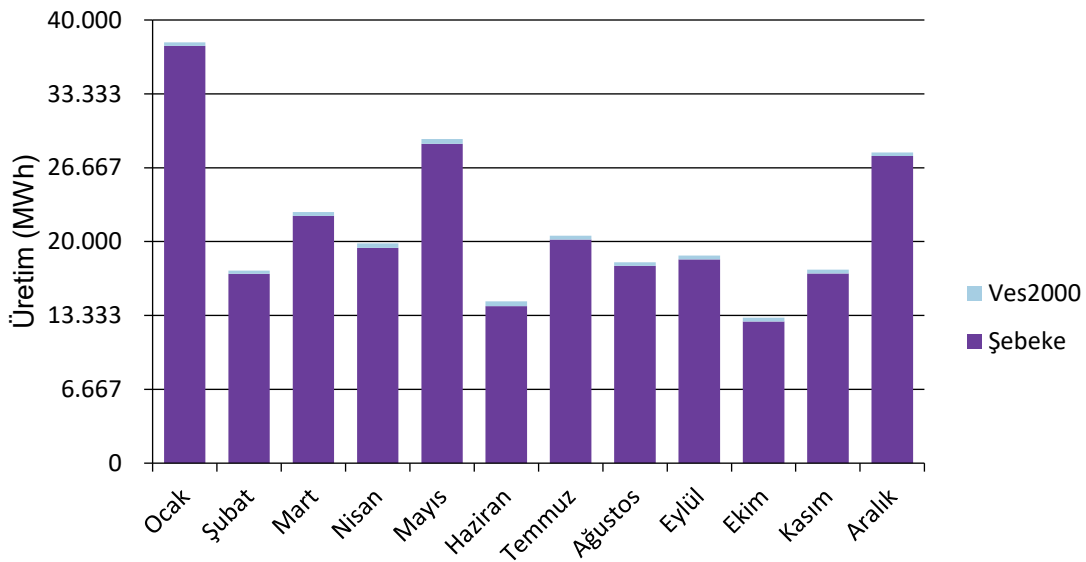
Tablo 6.10 Biyogaz yakıcı santralin kapasite ve verimlilik analizi

Biyogaz Jeneratör Tipi	Jeneratör 1	Jeneratör 2	Jeneratör 3
Yakıt Kaynağı	Biyogaz (Adanın Kendi Kaynağı)	Biyogaz	Biyogaz
Kapasite (MW)	0.5	20	240
Yakıt Fiyatı (\$/kg)	Bedava	0.1	0.1
Minimum Yük Oranı (%)	50	50	50
Kapasite Faktörü	24	2.39	2.19
Elektriksel Verim	31.2	10.1	38.2
Yaşam Ömrü (h)	20.000	20.000	20.000

ADALAR İLÇESİ ELEKTRİK VE ISINMA İHTİYACININ YENİLENEBİLİR KAYNAKLARDAN SAĞLANMASI ÜZERİNE ANALİZLER

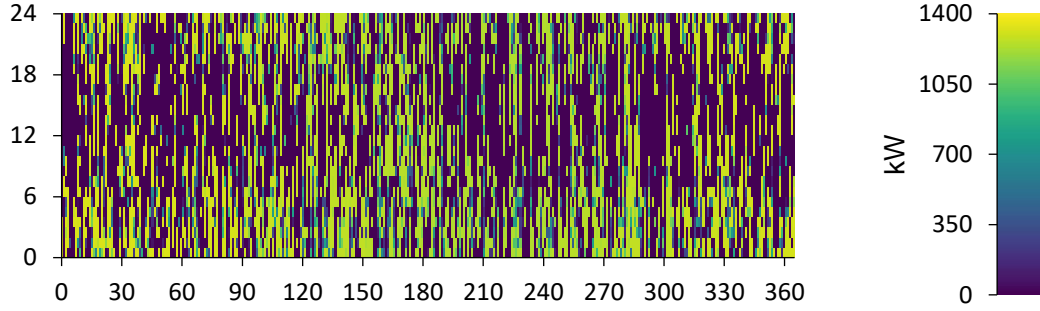
7.1 Adaların Elektrik ve Isınma İhtiyacının Karasal Rüzgar Santrali ve Şebeke Destekli Analizi Modellemesi

Şekil 7.1'de görüldüğü üzere Adaların elektrik ihtiyacının %1,65'ini karasal RES ile karşılanabileceği, kalan %98,35'inin elektrik şebekesinden karşılanabileceği denklem (5.21, 5.22) kullanılarak hesaplanmıştır. Adaların elektrik ihtiyacının yenilenebilir enerjiden sağlanması düşük seviyelerdedir. Bunun nedeni kapasite faktörünün düşük olması ve santralin toplam kurulu gücünün düşük olmasıdır.



Şekil 7.1 Adaların Karasal RES ve şebeke tarafından karşılanan aylık ısınma ve elektrik ihtiyacı

Şekil 7.2 de görüldüğü üzere 1 adet karasal rüzgar türbinin yıllık bazda ürettiği elektrik değerleri gözükmemektedir. Bir yıllık toplam 4.260.763 kWh/yıl elektrik üretimi gerçekleşmiştir. Türbin günün 24 saatinde aktif bir şekilde elektrik ürettiği görülmektedir.



Şekil 7.2 Rüzgar türbinini yıllık ve saatlik bazda elektrik üretimi

Tablo 7.1 de görüldüğü üzere rüzgar türbinin aylık bazda şebekeye satış veya şebekeden satın alınan elektrik yük değerleri görülmektedir. Rüzgar türbinleri şebekeye yılın 12 ayında toplamda 208 kWh elektrik sattığı görülmektedir. Şebeke den alınan elektrik 253.464.576 kWh olarak ortaya çıkmaktadır. Yılın 12 ayına bakıldığında net 28.4M \$ değerinde şebekeden elektrik sağlandığı görülmektedir.

Tablo 7.1 Karasal rüzgar türbin santrali ve şebeke satış değerleri

Aylar	Enerji Alımı (kWh)	Enerji Satışı (kWh)	Net Enerji Alımı (kWh)	Pik Yük (kW)	Enerji Bedeli	Talep Bedeli	Toplam
Ocak	37.660.184	0	37.660.184	214.22	\$4,22M	\$0.00	\$4,22M
Şubat	17.095.034	0	17.095.034	94.978	\$1,91M	\$0.00	\$1,91M
Mart	22.317.896	0	22.317.896	120.447	\$2,50M	\$0.00	\$2,50M
Nisan	19.436.706	0	19.436.706	114.122	\$2,18M	\$0.00	\$2,18M
Mayıs	28.817.094	0	28.817.094	149.946	\$3,23M	\$0.00	\$3,23M
Haziran	14.170.311	0	14.170.311	70.221	\$1,59M	\$0.00	\$1,59M
Temmuz	20.185.312	0	20.185.312	119.62	\$2,26M	\$0.00	\$2,26M
Ağustos	17.809.366	0	17.809.366	94.274	\$1,99M	\$0.00	\$1,99M
Eylül	18.380.154	0	18.380.154	103.442	\$2,06M	\$0.00	\$2,06M
Ekim	12.773.639	0	12.773.639	68.526	\$1,43M	\$0.00	\$1,43M
Kasım	17.107.534	208	17.107.326	110.056	\$1,92M	\$0.00	\$1,92M
Aralık	27.711.348	0	27.711.348	141.859	\$3,10M	\$0.00	\$3,10M
Yıllık	253.464.576	208	253.464.368	214.22	\$28,4M	\$0.00	\$28,4M

7.1.1 Şebeke Destekli Karasal Rüzgar Santral Ekonomik Analizi

- Kara RES ve Şebeke Sistemi için; 2 MW RES için sermaye maliyeti 1.878.478 \$ olarak hesaplanmıştır.
- İşletme ve bakım maliyeti, türbini çalıştırmanın ve bakımının yıllık maliyetidir (tipik olarak sermaye maliyetinin%2'si) [40]. O&M maliyeti 37.568 \$/yıl olarak hesaplanmıştır. Proje ömrü üzerinden 480.245 \$ eşitlik (5.16) kullanılarak hesaplanmıştır.
- Şebeke işletme maliyeti eşitlik (5.16, 5.17) kullanılarak 28.388.256 \$/Yıl olarak hesaplanmıştır. Proje ömrü üzerinden eşitlik (5.16) kullanılarak 362.894.198 \$ hesaplanmıştır.

Tablo 7.2 de görüldüğü üzere sistemin net bugünkü maliyet 365 M \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.2 Karasal ve şebeke senaryosu net bugünkü değer analizi

SENARYO	Sistem	Sermaye Maliyeti (\$)	O&M(\$)	Toplam (\$)
Karaüstü + Şebeke	Şebeke	\$0.00	362.894.198	362.894.198
	Vestas V120-2 MW	1.878.478	480.245	2.398.693
	Sistem	1.878.478	363.374.443	365.252.891

Tablo 7.3'te sistem tarafından üretilen faydalı elektrik enerjisinin kWh başına ortalama maliyetini göstermektedir.

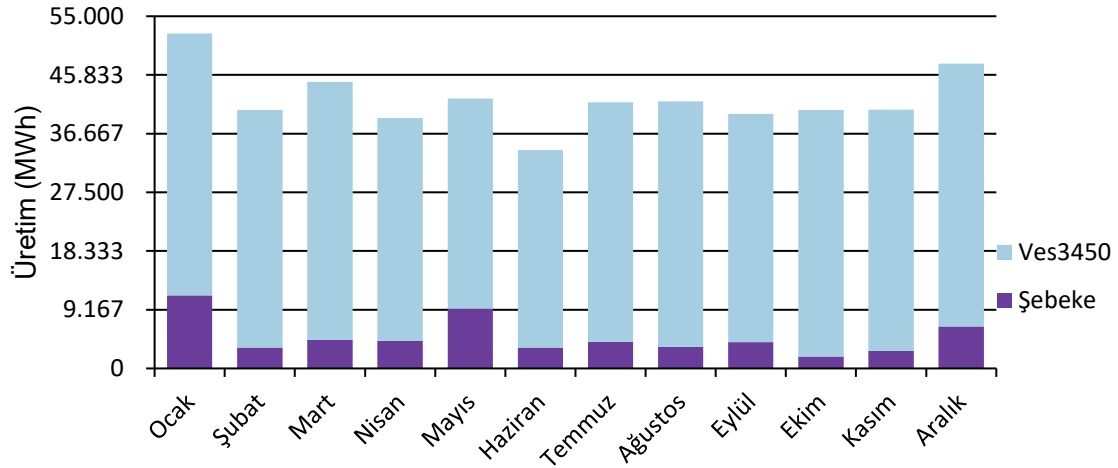
- Karasal + Şebeke sistemi için bir değere indirgenmiş maliyeti (LCOE) eşitlik (5.14, 5.15, 5.17, 5.18) kullanılarak 0,111 \$ / kWh olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.3 Karasal ve şebeke senaryosu bir değere indirgenmiş maliyet analizi

Yapı	Maliyet		Sistem	
	Net Bugünkü Değer (NPC) \$	Bir Değere İndirgenmiş Maliyet (LCOE) \$/kWh	Yenileneb. Oranı (%)	Üretim (kWh/year)
Rüzgar+ Şebeke	365 M	0,111	1,65	4.260.673

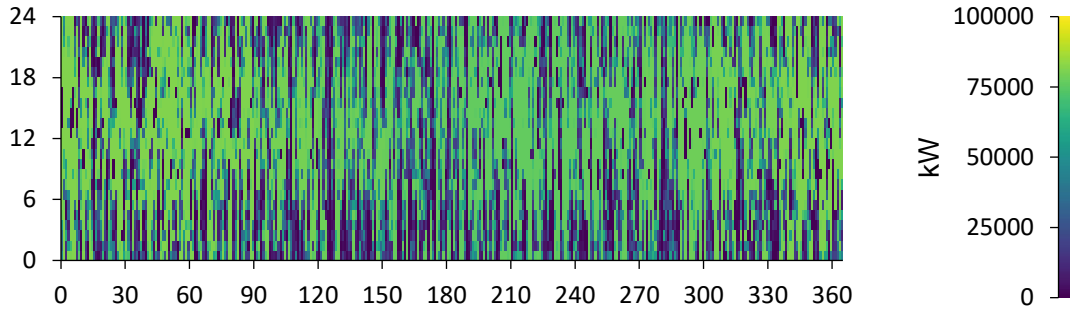
7.2 Adaların Elektrik ve Isınma İhtiyacının Deniz üstü Rüzgar Santrali ve Şebeke Destekli Analizi Modellemesi

Tablo 7.3 de Deniz üstü RES ve elektrik şebekesi tarafından adalara sağlanan elektrik yüklerinin aylar içindeki oransal dağılımını göstermektedir. Aralık ayında yenilenebilir enerji den sağlanan elektrik miktarı en yüksek değerine ulaşmıştır, bunun temel nedeni aralık ayındaki yüksek rüzgâr hızından kaynaklanmaktadır. Mayıs ayında yenilenebilir enerjiden sağlanan elektrik miktarı yıl içindeki en düşük düzeydedir bunun en önemli nedenleri mayıs ayında rüzgâr hızları nispeten düşüktür ayrıca adanın elektrik talebi pik noktalara ulaşmıştır. Adaların elektrik ihtiyacının%91,9'ünün açık deniz RES ile karşılanabileceği, kalan%8,1'nin ise elektrik şebekesinden karşılanacağı eşitlik (5.21, 5.22) kullanılarak hesaplanmıştır.



Şekil 7.3 Adaların Deniz üstü RES ve şebeke tarafından karşılanan aylık ısınma ve elektrik ihtiyacı

Şekil 7.4'te görüldüğü üzere 36 adet deniz üstü rüzgar türbinin yıllık bazda ürettiği elektrik değerleri gözükmemektedir. Bir yıllık toplam 445,265,568 kWh/yıl elektrik üretimi gerçekleşmiştir. Türbin günün 24 saatinde aktif bir şekilde elektrik ürettiği görülmektedir. Sabah 0 ile 6 arası en düşük üretim değerlerinin gerçekleştiği görülmektedir. En yoğun elektrik üretim saatleri 12-18 saat dilimi arasında olduğu görülmektedir.



Şekil 7.4 Rüzgar türbini yıllık ve saatlik bazda elektrik üretimi

Tablo 7.4'te rüzgar türbinin aylık bazda şebekeye satış veya şebekeden satın alınan elektrik yük değerleri görülmektedir. Rüzgar türbinleri şebekeye yılın 12 ayında toplamda 246,384,000 kWh elektrik sağladığı görülmektedir. Şebeke den sağlanan elektrik 58,843,456 kWh olarak ortaya çıkmaktadır. Yılın 12 ayına bakıldığında net -5,20 \$ şebekeye enerji satış değeri ortaya çıktığı görülmektedir.

Tablo 7.4 Deniz üstü rüzgar türbin santrali ve şebeke satış değerleri

Aylar	Enerji Alımı (kWh)	Enerji Satışı (kWh)	Net Enerji Alımı (kWh)	Pik Yük (kW)	Enerji Bedeli	Talep Bedeli	Toplam
Ocak	11.386.408	14.296.706	-2.910.298	192.614	\$495.289	\$0.00	\$495,289
Şubat	3.257.432	22.948.384	-19.690.950	84.546	-\$706.934	\$0.00	-\$706,934
Mart	4.448.216	22.070.924	-17.622.710	108.768	-\$548.370	\$0.00	-\$548,370
Nisan	4.312.436	19.276.876	-14.964.438	82.011	-\$436.216	\$0.00	-\$436,216
Mayıs	9.345.867	12.878.549	-3.532.682	120.521	\$355.052	\$0.00	\$355,052
Haziran	3.245.542	19.512.356	-16.266.814	70.004	-\$553.502	\$0.00	-\$553,502
Temmuz	4.182.214	21.021.702	-16.839.488	116.656	-\$527.755	\$0.00	-\$527,755
Ağustos	3.358.277	23.583.638	-20.225.360	79.991	-\$725.436	\$0.00	-\$725,436
Eylül	4.119.816	21.041.028	-16.921.212	74.781	-\$534.865	\$0.00	-\$534,865
Ekim	1.840.028	27.244.750	-25.404.722	66.745	-\$1.04M	\$0.00	-\$1,04M
Kasım	2.781.003	22.929.970	-20.148.968	72.765	-\$753.748	\$0.00	-\$753,748
Aralık	6.566.214	19.579.114	-13.012.900	141.859	-\$224.439	\$0.00	-\$224,439
Yıllık	58.843.456	246.384.000	-187.540.544	192.614	-\$5.20M	\$0.00	-\$5,20M

7.2.1 Şebeke Destekli Deniz üstü Rüzgar Santral Ekonomik Analizi

- Deniz üstü RES için sermaye maliyeti 247.880.420 \$ olarak hesaplanmıştır.
- O&M maliyeti 4.957.768 \$ / yıl olarak hesaplanmıştır, Proje ömrü boyunca eşitlik (5.16) kullanılarak 63.376.914 \$ hesaplanmıştır.
- Şebeke işletme maliyeti eşitlik (5.16, 5.17) kullanılarak-4.908.726 \$/Yıl olarak hesaplanmıştır. Proje ömrü üzerinden eşitlik (5.16) kullanılarak-66.510.963 \$ hesaplanmıştır.

Tablo 7.5 de görüldüğü üzere Deniz üstü RES + Şebeke sistem toplam net bugünkü maliyeti 246.746.970 \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.5 Deniz üstü ve şebeke senaryosu net bugünkü değer analizi

SENARYO	Sistem	Sermaye Maliyeti (\$)	O&M (\$)	Toplam (\$)
Denizüstü + Şebeke	Şebeke	0.00	66.510.963 (-)	66.510.963 (-)
	Vestas V136-3.45	247.880.420	63.376.914	311.257.334
	Sistem	247.880.420	78.442.652.13	246.746.970

Tablo 7.6'da sistem tarafından üretilen faydalı elektrik enerjisinin kWh başına ortalama maliyeti göstermektedir.

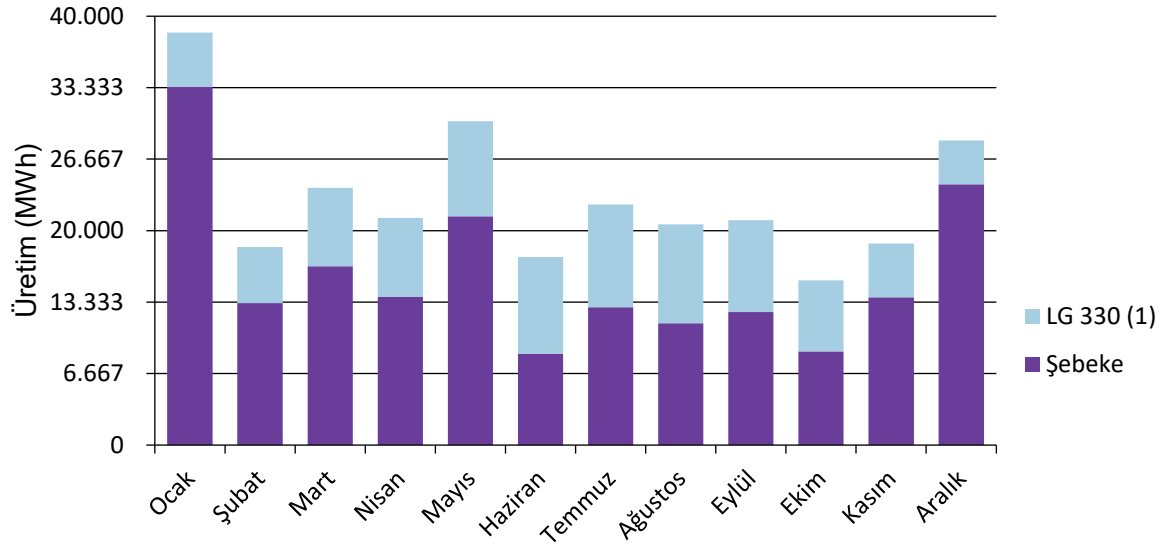
- Deniz üstü + Şebeke sistemi için bir değere indirgenmiş maliyeti (LCOE) eşitlik (5.14, 5.15, 5.17, 5.18) kullanılarak 0,038 \$/kWh olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.6 Deniz üstü ve şebeke senaryosu bir değere indirgenmiş maliyet analizi

Yapı	Maliyet		Sistem	
	Net Bugünkü Değer (NPC) \$	Bir Değere İndirgenmiş Maliyet (LCOE) \$/kWh	Yenilenebilir Oranı (%)	Üretim (kWh/year)
Rüzgar+ Şebeke	246 M	0.038	88,3	445.702.626

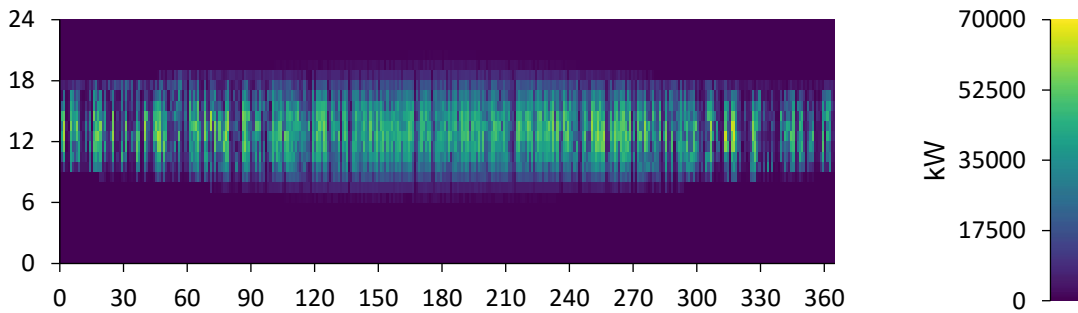
7.3 Adaların Elektrik ve Isınma İhtiyacının Güneş Paneli Sistemi ve Şebeke Destekli Analizi Modellemesi

Şekil 7.5 de Çatı üstü Solar PV paneller ve elektrik şebekesi tarafından adalara sağlanan elektrik yüklerinin aylar içindeki oransal dağılımını göstermektedir. Özellikle kış aylarında güneş panellerinin ürettiği elektrik miktarı ciddi bir azalma yaşamıştır. Bahar ve yaz ayında güneş panellerinden sağlanan elektrik miktarı en yüksek değerine ulaşmıştır, Bahar ve yaz aylarında havanın açık olması, güneş ışınım değerlerinin yüksek olması elektrik üretimini arttırmıştır. Adaların elektrik ihtiyacının%29,6 sını çatı üstü güneş panelleri ile karşılanabileceği, kalan%70,9'nun ise elektrik şebekesinden karşılanacağı eşitlik (5.21, 5.22) kullanılarak hesaplanmıştır.



Şekil 7.5 Çatı üstü güneş panellerinin ve şebeke tarafından karşılanan aylık ısınma ve elektrik ihtiyacı

Şekil 7.6 da güneş PV panelinin yıllık ve saatlik bazda ürettiği elektrik görülmektedir. Güneşin olmadığı saatler de elektrik üretiminin olmadığı görülmektedir. Daha çok 7-18 saat dilimi arasında havanın açık ve güneş ışınımının yoğun olduğu saatlerde elektrik üretimi yapıldığı görülmektedir. Yıllık bazda toplam elektrik üretimi 85.947.760 kWh olarak hesaplanmıştır.



Şekil 7.6 Güneş paneli yıllık ve saatlik bazda elektrik üretimi

Tablo 7.7 de çatı üstü PV sisteminin aylık bazda şebekeye satış veya şebekeden satın alınan elektrik yük değerleri görülmektedir. PV panellerin şebekeye yılın 12 ayında toplamda 12.791.466 kWh elektrik sağladığı görülmektedir. Şebeke den sağlanan elektrik

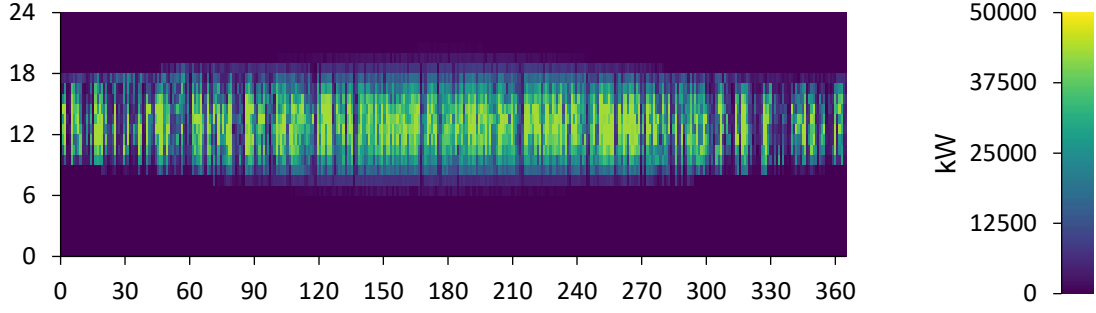
190.475.408 kWh olarak ortaya çıkmaktadır. Yılın 12 ayına bakıldığında net 1,34 M \$ şebekeye enerji satış değeri ortaya çıktığı görülmektedir.

Tablo 7.7 Çatı üstü PV santrali ve şebeke alış ve satış değerleri

Aylar	Enerji Alımı (kWh)	Enerji Satışı (kWh)	Net Enerji Alımı (kWh)	Pik Yük (kW)	Enerji Bedeli	Talep Bedeli	Toplam
Ocak	33.432.406	78.993	33.353.412	214.22	\$3.34M	\$0.00	\$3,34M
Şubat	13.245.183	660.405	12.584.779	96.302	\$1.29M	\$0.00	\$1,29M
Mart	16.666.428	717.436	15.948.992	115.747	\$1.63M	\$0.00	\$1,63M
Nisan	13.818.512	936.397	12.882.115	108.919	\$1.34M	\$0.00	\$1,34M
Mayıs	21.322.308	378.036	20.944.272	146.639	\$2.12M	\$0.00	\$2,12M
Haziran	8.540.191	2.451.625	6.088.566	68.996	\$743.696	\$0.00	\$743,696
Temmuz	12.866.089	1.360.010	11.506.080	110.956	\$1.23M	\$0.00	\$1,23M
Ağustos	11.349.809	1.832.114	9.517.695	87.086	\$1.05M	\$0.00	\$1,05M
Eylül	12.409.925	1.548.478	10.861.447	101.108	\$1.17M	\$0.00	\$1,17M
Ekim	8.728.734	1.805.781	6.922.953	69.185	\$791.613	\$0.00	\$791,613
Kasım	13.776.457	874.432	12.902.024	110.056	\$1.34M	\$0.00	\$1,34M
Aralık	24.319.364	147.76	24.171.604	141.859	\$2.43M	\$0.00	\$2,43M
Yıllık	190.475.408	12.791.466	177.683.936	214.22	\$18.5M	\$0.00	\$18.5M

Şekil 7.7 de konvertörün yıllık ve saatlik bazda DC enerjiyi AC enerjiye dönüştürdüğü grafik gösterilmektedir. Bakıldığında güneş panellerinin çalışma sistematığı ile uyumlu olduğu gözlemlenmiştir.

Konvertör kapasite ihtiyacı 43.514 Kw olarak hesaplanmıştır. Konvertıra yıl boyunca 84.253.792 kWh/yıl DC elektrik enerjisi girişi olmuştur. Bunun 80.041.104 kWh/yıl AC elektrik enerjisine çevirmiştir. Kapasite faktörü %21 olarak hesaplanmıştır. Ortalama çalışma değeri 9.137 kW olarak tespit edilmiştir.



Şekil 7.7 Konvertör yıllık ve saatlik bazda elektrik dönüşümü (DC-AC)

7.3.1 Şebeke Destekli Güneş Panel Sistemi Ekonomik Analizi

Denizüstü RES + Şebeke Sistemi için;

- Çatı üstü Güneş Paneli için sermaye maliyeti 64.958.000 \$ olarak hesaplanmıştır.
- O&M maliyeti 974.376 \$ / yıl olarak hesaplanmıştır, Proje ömrü boyunca eşitlik (5.16) kullanılarak 12.455.795\$ hesaplanmıştır.
- Şebeke işletme maliyeti eşitlik (5.16, 5.17) kullanılarak 17.426.324 \$/Yıl olarak hesaplanmıştır. Proje ömrü üzerinden denklem (5.16) kullanılarak-236.133.190 \$ hesaplanmıştır.
- Konvertir sermaye maliyeti 8.702.714 \$ olarak hesaplanmıştır. Yenileme bedeli olarak 3.361.388 \$. Hurda değeri denklem (15,16,17) kullanılarak-675.906 \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.8 de görüldüğü üzere net bugünkü değer 325 M \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.8 Şebeke destekli güneş panel net bugünkü değer analizi

SENARYO	Sistem	Sermaye Maliyeti (\$)	Yenileme (\$)	O&M(\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
Güneş Paneli + Şebeke	Şebeke	0.00		236.133.190		236.133.190
	LG Güneş Paneli	64.958.000		12.455.795		77.413.795
	Konvertir	8.702.714	3.631.388		-675.906	11.658.146
	Sistem	73.660.714	3.631.388	248.588.915	-675.906	325.205.132

Tablo 7.9’da sistem tarafından üretilen faydalı elektrik enerjisinin kWh başına ortalama maliyeti olarak iki senaryo ile genel maliyet analizini göstermektedir.

- Güneş Paneli + Şebeke sistemi için bir değere indirgenmiş maliyeti (LCOE) eşitlik (5.14, 5.15, 5.17, 5.18) kullanılarak 0,0940 \$/kWh olarak hesaplanmıştır.

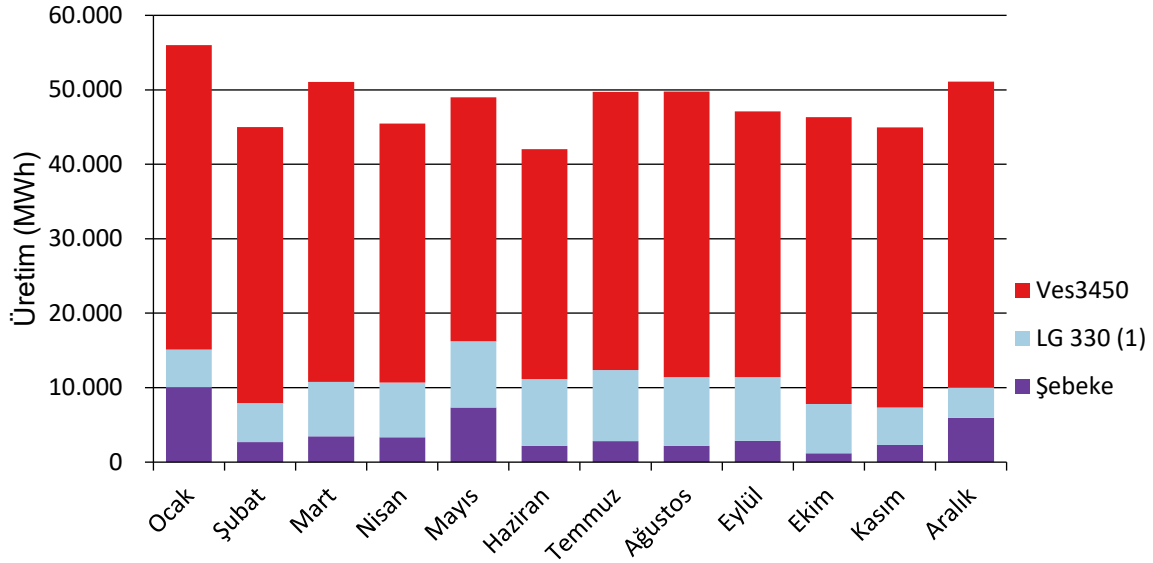
Tablo 7.9 Şebeke Destekli Güneş Panel Senaryosu bir değere indirgenmiş maliyet analizi

Yapı	Maliyet		Sistem	
	Net Bugünkü Değer (NPC) \$	Bir Değere İndirgenmiş Maliyet (LCOE) \$/kWh	Yenilenebilir Oranı (%)	Üretim (kWh/year)
Güneş Paneli +Şebeke	325 M	0.0940	29,6	51.966.400

7.4 Güneş Paneli, Rüzgar Santrali ve Şebeke Destekli olarak Modellenmesi

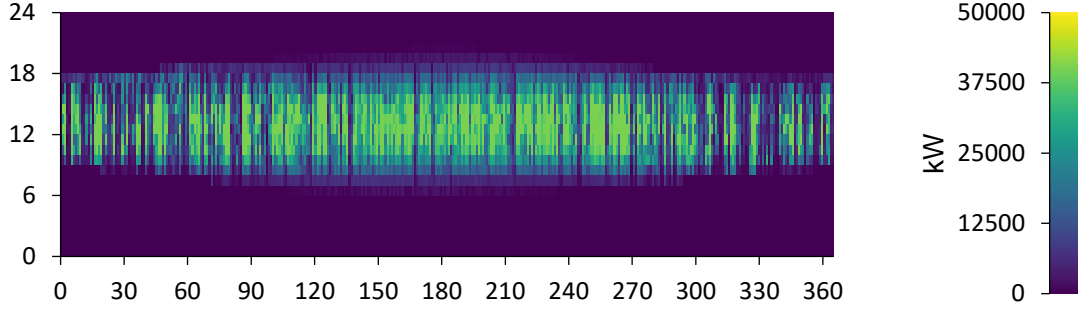
Şekil 16’da Rüzgar santrali ve güneş panelleri ve elektrik şebekesi tarafından adalara sağlanan elektrik yüklerinin aylar içindeki oransal dağılımını göstermektedir. Adalara

sağlana elektriğin önemli bir bölümü rüzgar santralleri tarafından sağlanmaktadır. Çatı üstü güneş panelleri destekleyici konumda olduğu görülmektedir. Adaların elektrik ihtiyacının%91,9 sını rüzgar türbinleri ve güneş panelleri karşılanabileceği hesaplanmıştır, kalan% 8,1'nin ise elektrik şebekesinden karşılanacağı (5.21, 5.22) kullanılarak hesaplanmıştır.



Şekil 7.8 Rüzgar santrali, çatı üstü güneş panelleri ve şebeke tarafından sağlanan elektrik ihtiyacı

Konvertör kapasite ihtiyacı 40.166 Kw olarak hesaplanmıştır. Konvertör yıl boyunca 82.773.344 kWh/yıl DC elektrik enerjisi girişi olmuştur. Bununun 78.634.680 kWh/yıl AC elektrik enerjisine çevirmiştir. Kapasite faktörü %22,3 olarak hesaplanmıştır. Ortalama çalışma değeri 8.977 kW olarak tespit edilmiştir.



Şekil 7.9 Konvertör Yıllık ve Saatlik Bazda Çalışma Karakteristiği (40MW)

Tablo 7.9 da rüzgar santrali ve çatı üstü PV sisteminin aylık bazda şebekeye satış veya şebekeden satın alınan elektrik yük değerleri görülmektedir. PV panellerin ve rüzgar türbinlerinin şebekeye yılın 12 ayında toplamda 312.504.544 kWh elektrik sağladığı görülmektedir. Şebeke den sağlanan elektrik 46.329.340 kWh olarak ortaya çıkmaktadır. Yılın 12 ayına bakıldığında net -9,43 M \$ şebekeye enerji satış değeri ortaya çıktığı görülmektedir.

Tablo 7.9 Çatı üstü PV ve rüzgar santrali şebeke alış ve satış değerleri

Aylar	Enerji Alımı (kWh)	Enerji Satışı (kWh)	Net Enerji Alımı (kWh)	Pik Yük (kW)	Enerji Bedeli	Talep Bedeli	Toplam
Ocak	10.053.871	17.511.456	-7.457.584	192.614	\$217.372	\$0.00	\$217.372
Şubat	2.692.932	27.083.300	-24.390.368	84.546	-\$949.455	\$0.00	-\$949.455
Mart	3.458.521	27.643.224	-24.184.704	102.754	-\$898.093	\$0.00	-\$898.093
Nisan	3.319.963	25.152.228	-21.832.266	75.813	-\$799.854	\$0.00	-\$799.854
Mayıs	7.343.578	19.057.610	-11.714.032	118.29	-\$123.235	\$0.00	-\$123.235
Haziran	2.156.323	26.825.338	-24.669.016	68.482	-\$991.508	\$0.00	-\$991.508
Temmuz	2.806.722	28.532.848	-25.726.126	108.026	-\$1.00M	\$0.00	-\$1.00M
Ağustos	2.196.976	30.851.042	-28.654.066	71.777	-\$1.17M	\$0.00	-\$1.17M
Eylül	2.865.587	27.446.708	-24.581.120	74.781	-\$948.543	\$0.00	-\$948.543
Ekim	1.174.601	32.703.076	-31.528.474	66.745	-\$1.35M	\$0.00	-\$1.35M
Kasım	2.303.649	26.915.084	-24.611.436	72.765	-\$980.814	\$0.00	-\$980.814
Aralık	5.956.618	22.782.644	-16.826.026	141.859	-\$429.557	\$0.00	-\$429.557
Yıllık	46.329.340	312.504.544	-266.175.216	192.614	-\$9.43M	\$0.00	-\$9.43M

7.4.1 Şebeke Destekli Güneş Panel ve Deniz üstü Rüzgar Santrali Ekonomik Analizi

Güneş paneli ve rüzgar santrali sistemlerinin maliyetleri önceki analizde hesaplanmıştır. Bu iki sistemin bu senaryolarda kapasite olarak bir değişiklik olmadığı için bütün senaryolarda bugünkü değerleri sabittir.

- Şebeke işletme maliyeti eşitlik (5.16, 5.17) kullanılarak-8.896.011 \$/Yıl olarak hesaplanmıştır. Proje ömrü üzerinden denklem (5.16) kullanılarak -120.544.123 \$ hesaplanmıştır.
- Konvertör sermaye maliyeti 8.702.714 \$ olarak hesaplanmıştır. Yenileme bedeli olarak 3.352.004 \$ olarak hesaplanmıştır. Hurda değeri eşitlik (5.23, 5.24, 5.25) yardımı ile 623.914 \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.10 da görüldüğü üzere sistemin net bugünkü değeri 279 M \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.10 Şebeke destekli güneş panel ve deniz üstü rüzgar santrali net bugünkü değer analizi

SENARYO	Sistem	Sermaye Maliyeti (\$)	Yenileme (\$)	O&M(\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
Rüzgar +Güneş Şebeke	Şebeke	0.00		-120.544.123		- 120.544.123
	LG Güneş Paneli	64.958.000		12.455.795		77.413.795
	Vestas V136-3.45	247.880.420		63.376.914		311.257.314
	Konvertör	8.702.714	3.352.004		- 623.914	10.761.365
	Sistem	320.871.695	3.352.004	-44.711.413	- 623.914	278.882.372

Tablo 7.11 de sistem tarafından üretilen faydalı elektrik enerjisinin kWh başına ortalama maliyeti olarak iki senaryo ile genel maliyet analizini göstermektedir.

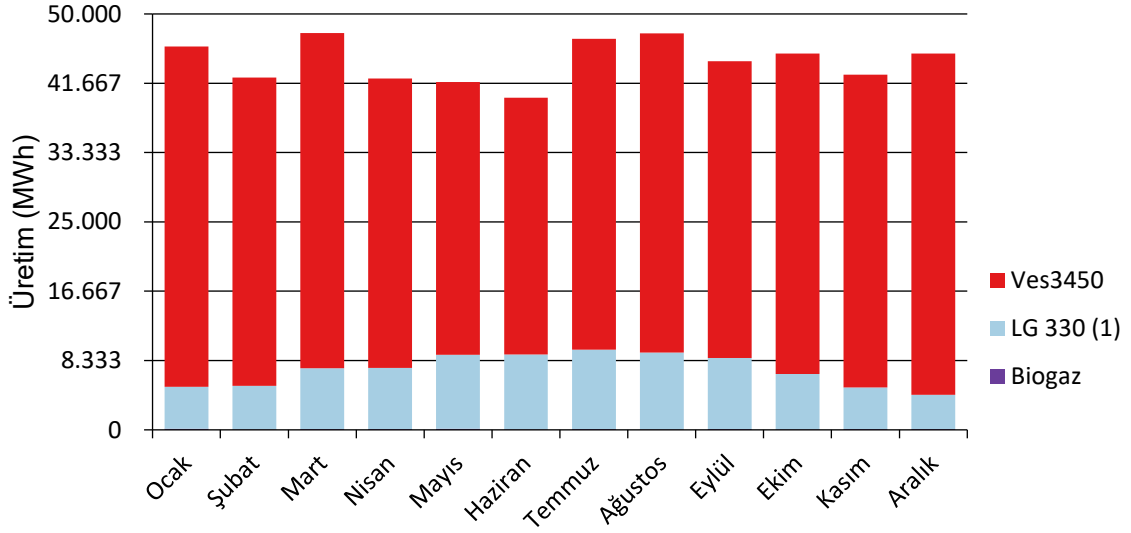
- Güneş Paneli + Şebeke sistemi için bir değere indirgenmiş maliyeti (LCOE) eşitlik (5.14, 5.15, 5.17, 5.18) kullanılarak 0,0383 \$/kWh olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.11 Şebeke destekli güneş panel ve deniz üstü rüzgar santrali bir değere indirgenmiş maliyet analizi

Yapı	Maliyet		Sistem	
Proje Tipi	Net Bugünkü Değer (NPC) \$	Bir Değere İndirgenmiş Maliyet (LCOE) \$/kWh	Yenilenebilir Oranı (%)	Üretim (kWh/year)
Güneş Paneli +Rüzgar Santrali+ Şebeke	279 M	0.0383	91,9	693.145.258

7.5 Güneş Paneli Sistemi, Rüzgar Santrali, Biyogaz Santrali ve Li-Ion Depolamalı Şebeke Bağımsız olarak Modellenmesi

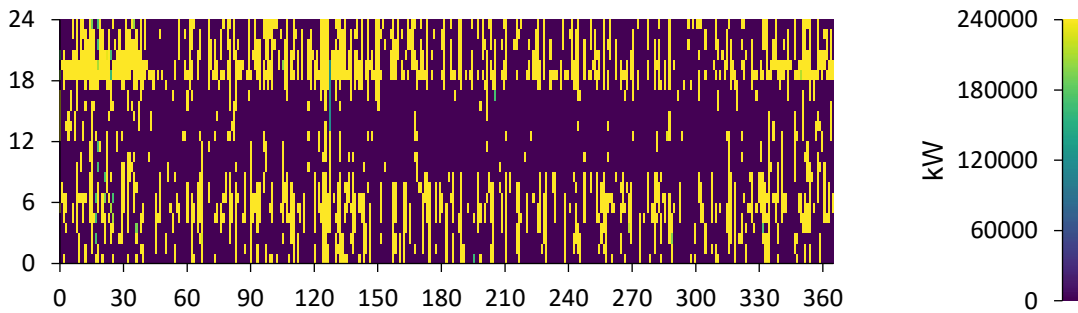
Şekil 7.10 da Rüzgar santrali, güneş panelleri, biyogaz santrali ve Li-Ion depolama yöntemi kullanılarak şebeke bağımsız sistemin adalara sağlanan elektrik yüklerinin aylar içindeki oransal dağılımını göstermektedir. Adalara sağlanan elektriğin önemli bir bölümü rüzgar santralleri tarafından sağlanmaktadır. Çatı üstü güneş panelleri destekleyici konumda olduğu görülmektedir. Biyogaz santralleri burada pik yük zamanlarında destekleyici olarak kullanılmaktadır. Li-Ion enerji depolama enerjinin yetersiz kaldığı anlarda devreye girmiştir. Tamamen yenilenebilir enerji kaynakları ile elektrik üretimi bu senaryoda gerçekleşmiştir.



Şekil 7.10 Rüzgar santrali, çatı üstü güneş panelleri, biyogaz sistemi şebeke bağımsız sistem

Şekil 7.11 de görüldüğü üzere yıllık ve saatlik bazda elektrik enerji yüklerini karşılaması gösterilmiştir. Güneş panellerinin ve rüzgar türbinlerinin yetersiz kaldığı durumlarda devreye girmiştir.

500 kW güce sahip biyogaz santrali yılda 1.051.068 kWh/yıl elektrik üretmiştir. Yılda 3.154 ton/yıl katı atık biyogaza çevrilmiştir. 2.112 saat/yılda çalışmıştır.

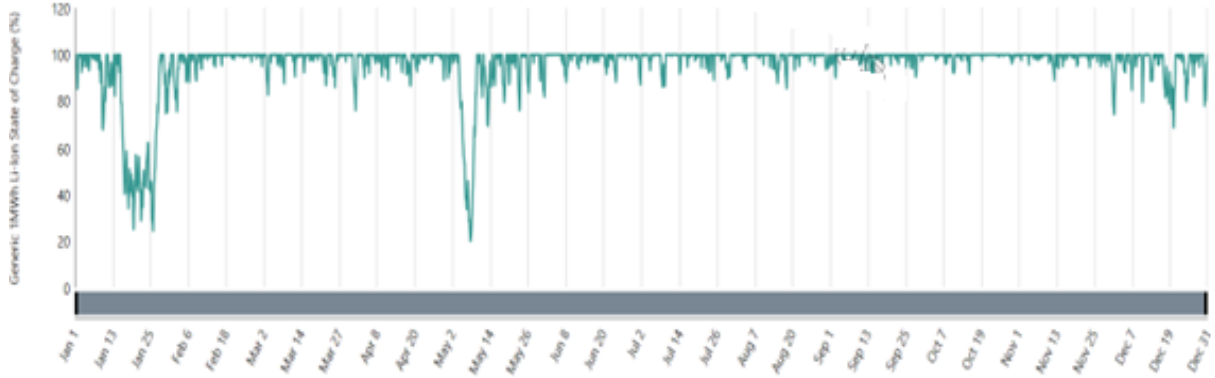


Şekil 7.11 Biyogaz tesisi yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (500KW)

Şekil 7.12 de Li-Ion tip deplama sisteminin yıllık bazda şarj ve depar durumu gösterilmektedir. Yılın büyük bölümünde şarj aralığı %80-95 arasında değiştiği

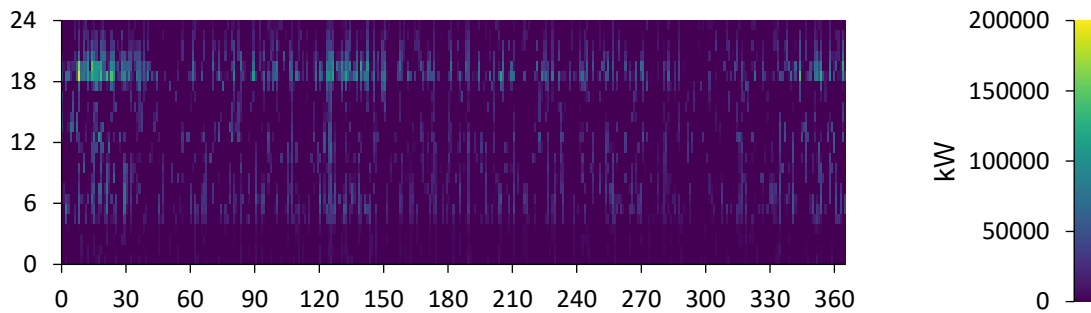
görülmektedir. Ancak pik yük zamanlarında özellik ile ocak, şubat ayı ve mayıs ayı döneminde %20-30 aralığında şarj durumunda olduğu gözükmemektedir.

Li-Ion toplam kapasitesi 2.289.000 kWh, yıllık geçiş miktarı 50.065.320 kWh/yıl olarak hesaplanmıştır.



Şekil 7.12 Li-Ion Depolama yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (2.289 MW)

Konvertör kapasite ihtiyacı 217.614 Kw olarak hesaplanmıştır. Konvertıra yıl boyunca 60.826.672 kWh/yıl DC elektrik enerjisi girişi olmuştur. Bunun 57.784.225 kWh/yıl AC elektrik enerjisine çevirmiştir. Kapasite faktörü %3,03 olarak hesaplanmıştır. Ortalama çalışma değeri 6.596kW olarak tespit edilmiştir.



Şekil 7.13 Konvertör (Dönüştürücü) yıllık ve saatlik bazda çalışma şekli (217MW)

7.5.1 Güneş Paneli Sistemi .Rüzgar Santrali. Biyogaz Santrali ve Li-Ion Depolamalı Şebeke Bağımsız Modelin Ekonomik Analizi

- Biyogaz santrali sermaye maliyeti 1.500.000 \$ olarak hesaplanmıştır. Yenileme bedeli \$ 567.250 olarak hesaplanmıştır. Toplam işletme bakım gideri \$1.349.922 olarak hesaplanmıştır. Hurda değeri -137.144 \$ olarak hesaplanmıştır.
- Li-Ion sermaye maliyeti 1.602.300.000 \$ olarak hesaplanmıştır. Yenileme bedeli \$ 668.583.806 olarak hesaplanmıştır. Toplam işletme bakım gideri eşitlik (5.16, 5.17) kullanılarak \$292.611.092 olarak hesaplanmıştır. Hurda değeri -325 M \$ olarak hesaplanmıştır.
- Konvertör sermaye maliyeti 65.308.084\$ olarak hesaplanmıştır. Yenileme bedeli olarak 27.250.781 \$ olarak hesaplanmıştır. Hurda değeri -13,2 M \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.12 de görüldüğü üzere sistemin net bugünkü değeri 2.918 M \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.12 Güneş, rüzgar, biyogaz, li-ion net bugünkü değer analizi

SENARYO	Sistem	Sermaye Maliyeti (\$)	Yenileme (\$)	O&M(\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
Rüzgar +Güneş +Biyogaz+ Depolama	Biyogaz Santrali	1.500.000	567.250	\$1.349.922	-137.144	3.364.748
	LG Güneş Paneli	64.958.000		\$12.455.795		77.413.795
	Vestas V136-3.45	247.880.420		63.376.914		311.257.314
	Konvertör	65.308.084	27.250.781		-13.2 M	87.486.634
	Li-Ion	1.602.300.000	668.583.806	292.611.092	-325 M	2.439 M
	Sistem	1.981.946.504	696.401.839	369.793.634	-338 M	2.918 M

Tablo 7.13'te sistem tarafından üretilen faydalı elektrik enerjisinin kWh başına maliyeti analizini göstermektedir.

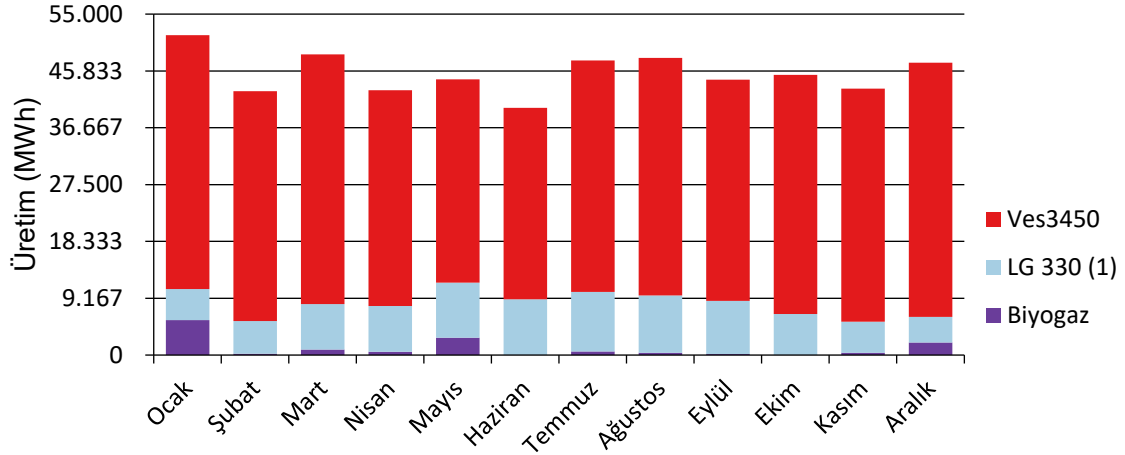
- Güneş Paneli +Rüzgar Santrali+ Biyogaz+Li-Ion Depolama sistemi için bir değere indirgenmiş maliyeti (LCOE) eşitlik (5.14, 5.15, 5.17, 5.18) kullanılarak 0,886 \$ / kWh olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.13 Güneş, rüzgar, biyogaz, li-ion,bir değere indirgenmiş maliyet analizi

Yapı	Maliyet		Sistem	
	Net Bugünkü Değer (NPC) \$	Bir Değere İndirgenmiş Maliyet (LCOE) \$/kWh	Yenilenebilir Oranı (%)	Üretim (kWh/year)
Güneş Paneli +Rüzgar Santrali+ Biyogaz+Li-Ion Depolama	2,92 B	0,886	100	532.263.058

7.6 Güneş Paneli Sistemi, Rüzgar Santrali, Biyogaz Santrali ve PDHES Depolamalı Şebeke Bağımsız olarak Modellenmesi

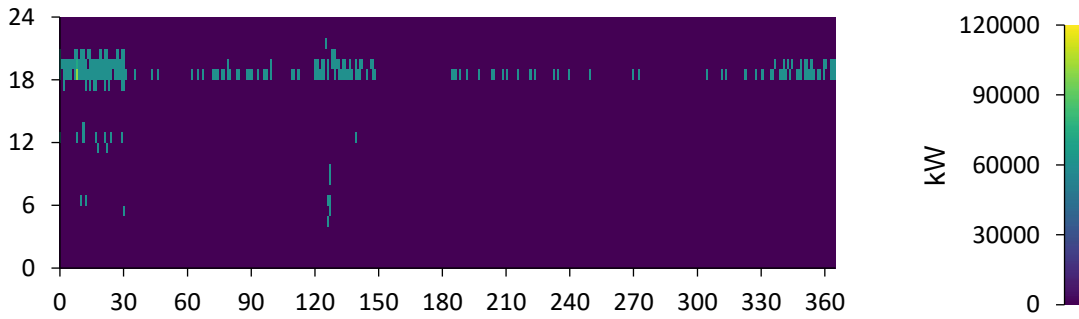
Şekil 7.14 de Rüzgar santrali, güneş panelleri, biyogaz santrali ve PDHES depolama yöntemi kullanılarak şebeke bağımsız sistemin adalara sağlanan elektrik yüklerinin aylar içindeki oransal dağılımını göstermektedir. Adalara sağlanan elektriğin önemli bir bölümü rüzgar santralleri tarafından sağlanmaktadır. Çatı üstü güneş panelleri destekleyici konumda olduğu görülmektedir. Biyogaz santralleri burada pik yük zamanlarında destekleyici olarak kullanılmaktadır. PDHES enerji depolama enerjisinin yetersiz kaldığı anlarda devreye girmiştir. Tamamen yenilenebilir enerji kaynakları ile elektrik üretimi bu senaryoda gerçekleşmiştir.



Şekil 7.14 Rüzgar santrali, çatı üstü güneş panelleri, biyogaz sistemi, PDHES depolamalı sistem

240 MW kurulu güce sahip biyogaz santrali yılda 13.672.710 kWh/yıl elektrik üretmiştir. Yılda 25.927.968 kg/yıl katı atık biyogaza çevrilmiştir. 227 saat/yılda çalışmıştır.

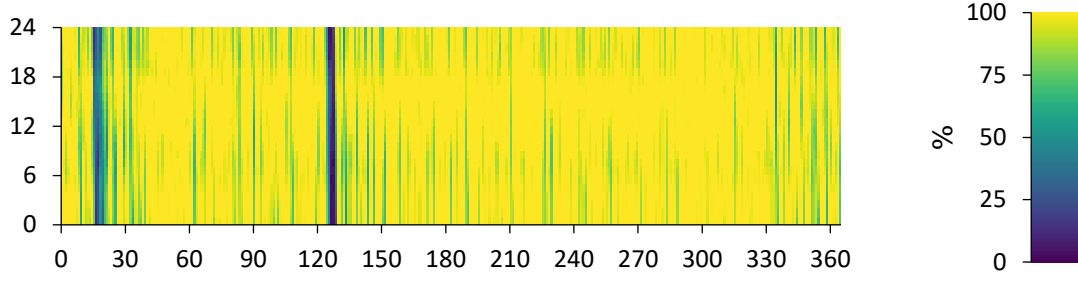
Şekil 7.15 de görüldüğü üzere biyogaz santrali pik yüklerde devreye girmiştir. Günlük elektrik tüketiminin en yoğun olduğu 18-20 saat aralığında devreye girmiştir.



Şekil 7.15 Biyogaz tesisi yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (240 MW)

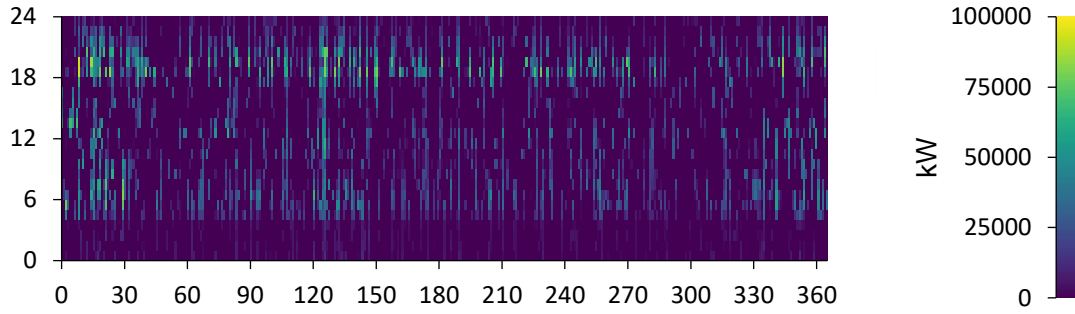
PDHES sistemi kurulu gücü 1.248.942 kWh olarak modellenmiştir. Yıllık elektrik geçiş 44.453.076 kWh/yıl olarak tespit edilmiştir.

Şekil 7.16 da görüldüğü üzere yılın çoğunu şarj durumu 75 -100 arasında geçirmiştir. Pik yük zamanlarında özellik ile Şubat ve mayıs aylarında 0-25 arasında şarj durumu olduğu görülmüştür.



Şekil 7.16 PDHES yıllık ve saatlik bazda çalışma değerleri (1.248 MW)

Şekilde konvertör yıllık ve saatlik bazda çalışma verileri gösterilmektedir. Konvertör kapasite ihtiyacı 92.885 Kw olarak hesaplanmıştır. Konvertör yıl boyunca 52.769.568 kWh/yıl DC elektrik enerjisi girişi olmuştur. Bunun 50.131.092 kWh/yıl AC elektrik enerjisine çevirmiştir. Kapasite faktörü %6,16 olarak hesaplanmıştır. Ortalama çalışma değeri 5.723 kW olarak tespit edilmiştir.



Şekil 7.17 Konvertör (Dönüştürücü) yıllık ve saatlik bazda çalışma şekli (92MW)

7.6.1 Güneş Paneli Sistemi .Rüzgar Santrali. Biyogaz Santrali ve PDHES Depolamalı Şebeke Bağımsız Modelin Ekonomik Analizi

- Biyogaz santrali sermaye maliyeti 120.000.000 \$ olarak hesaplanmıştır. Toplam yakıt gideri \$ 33.144.273 Toplam işletme bakım gideri \$ 20.893.117 olarak hesaplanmıştır. Hurda değeri -17 M \$ olarak hesaplanmıştır.
- PDHES sermaye maliyeti 108.108.000 \$ olarak hesaplanmıştır. Yenileme bedeli \$ 3.443.518 olarak hesaplanmıştır. Toplam işletme bakım gideri \$125.634.824 olarak hesaplanmıştır. Hurda değeri 0,24 M \$ olarak hesaplanmıştır.

- Konvertör sermaye maliyeti 27.865.422 \$ olarak hesaplanmıştır. Yenileme bedeli olarak 11.627.267 \$ olarak hesaplanmıştır. Hurda değeri -2 M \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.14 de görüldüğü üzere sistemin net bugünkü değeri 820M \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.14 Rüzgar, güneş, biyogaz, PDHES net bugünkü değer analizi

SENARYO	SİSTEM	Sermaye Maliyeti (\$)	Yenileme (\$)	O&M (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
Rüzgar +Güneş +Biyogaz+ PDHES	Biyogaz Santrali	120.000.000		20.893.117	33.144.273	-17 M	156.655.693
	LG Güneş Paneli	64.958.000		12.455.795			77.413.795
	Vestas V136-3.45	247.880.420		63.376.914			311.257.314
	Konvertör	27.865.422	11.627.267			- 2 M	37.328.488
	PDHES	108.108.000	3.443.518	125.634.824		0,24 M	236.940.995
	Sistem	1.981.946.504	696.401.839	369.793.634		-20 M	819.596.306

Tablo 7.15'te sistem tarafından üretilen faydalı elektrik enerjisinin kWh başına maliyeti analizini göstermektedir.

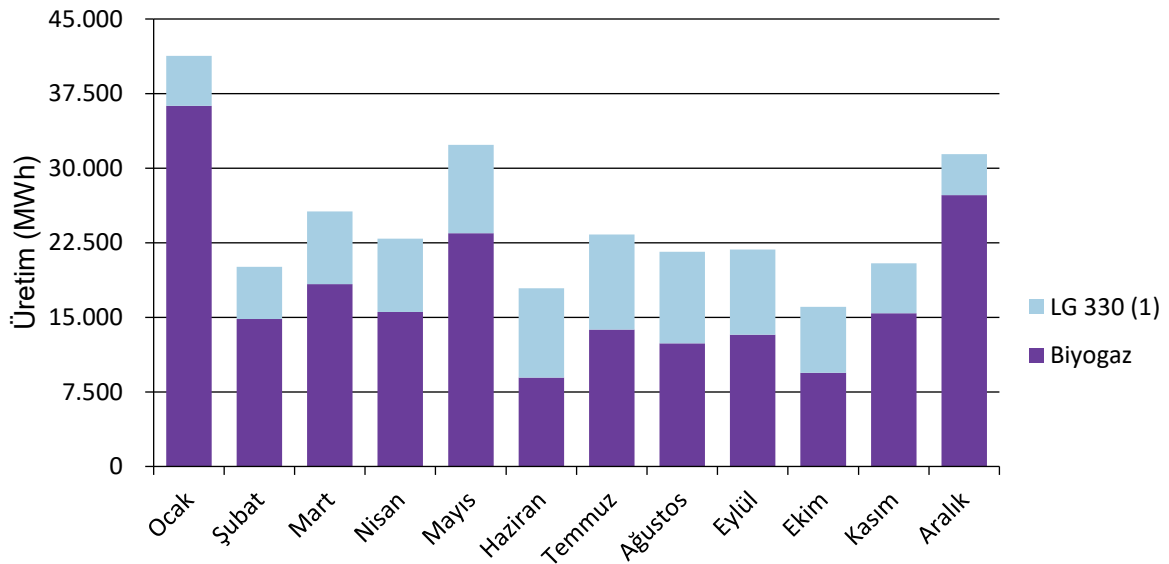
- Rüzgar +Güneş +Biyogaz+ PDHES sistemi için bir değere indirgenmiş maliyeti (LCOE) eşitlik (5.14, 5.15, 5.17, 5.18) kullanılarak 0,249 \$/kWh olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.15 Rüzgar, güneş, biyogaz, PDHES bir değere indirgenmiş maliyet analizi

Yapı	Maliyet		Sistem	
Proje Tipi	Net Bugünkü Değer (NPC) \$	Bir Değere İndirgenmiş Maliyet (LCOE) \$/kWh	Yenilenebilir Oranı (%)	Üretim (kWh/year)
Güneş Paneli +Rüzgar Santrali+ Biyogaz+PDHES Depolama	820 M	0,249	94,7	544.884.058

7.7 Güneş Paneli Sistemi. Biyogaz Santrali ve Li-Ion Depolamalı Şebeke Bağımsız olarak Modellenmesi

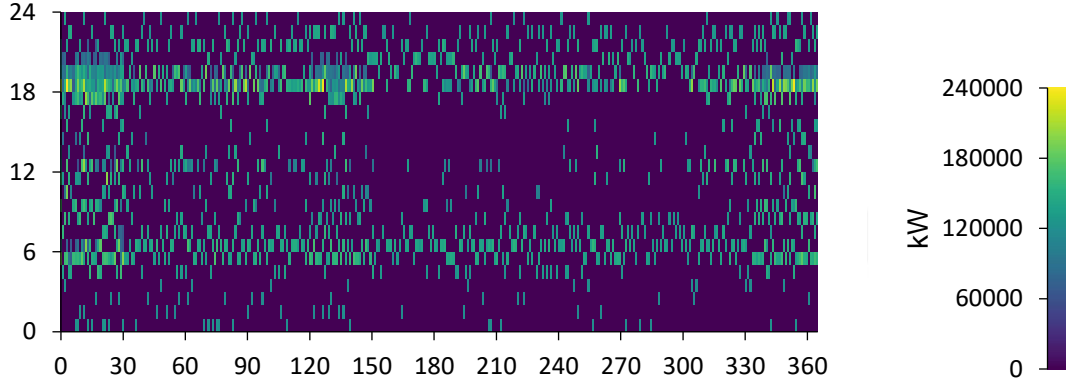
Şekil 16'da Güneş panel, biyogaz santrali ve Li-Ion depolama yöntemi kullanılarak şebeke bağımsız sistemin adalara sağlanan elektrik yüklerinin aylar içindeki oransal dağılımını göstermektedir. Adalara sağlanan elektriğin önemli bir bölümü biyogaz santralleri tarafından sağlanmaktadır. Çatı üstü güneş panelleri destekleyici konumda olduğu görülmektedir. Biyogaz santralleri burda temel yük santrali olarak kullanılmıştır. Li-Ion enerji depolama enerjinin yetersiz kaldığı anlarda devreye girmiştir.



Şekil 7.18 Güneş paneli, biyogaz santrali elektrik üretimi

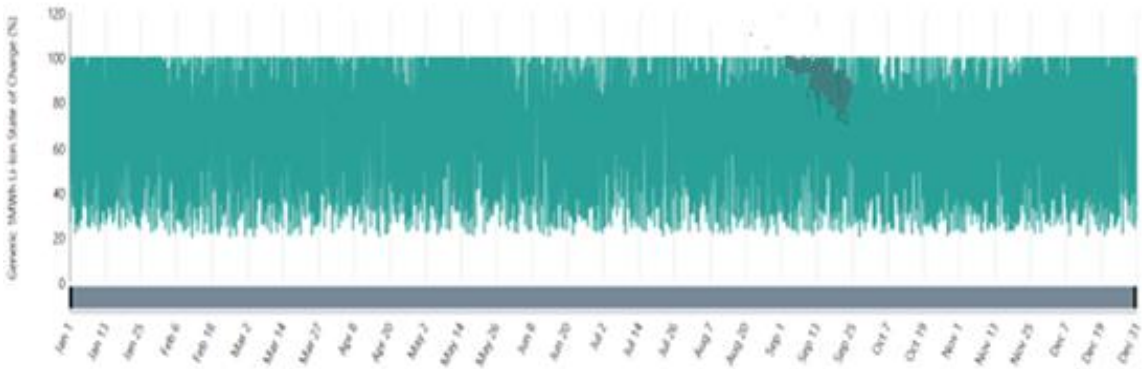
240 MW kurulu güce sahip biyogaz santrali yılda 208,889,680 kWh/yıl elektrik üretmiştir. Yılda 352.695.680 kg /yıl katı atık biyogaza çevrilmiştir. 1.553 saat/yılda çalışmıştır.

Şekil 7.19 da görüldüğü üzere biyogaz santrali temel yük santrali olarak günün 24 saatinde aktif olarak kullanılmıştır.



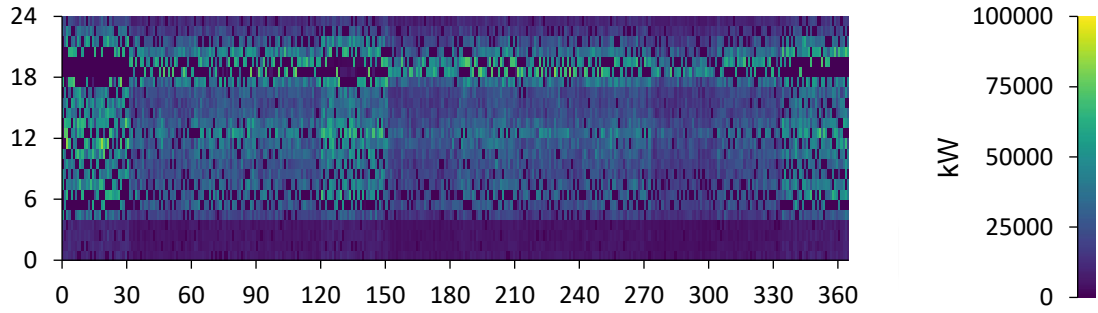
Şekil 7.19 Biyogaz tesisi yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (240 MW)

Şekil 7.20 de Li-Ion tip deplama sisteminin yıllık bazda şarj ve deşarj durumu gösterilmektedir. Yılın büyük bölümünde şarj aralığı %20-100 arasında değiştiği görülmektedir. Li-Ion toplam kapasitesi 164.000 kWh , yıllık elektrik geçiş miktarı 131,456,408 kWh/yıl olarak hesaplanmıştır.



Şekil 7.20 Li-Ion depolama yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (164 MW)

Şekilde 7.21 de konvertör yıllık ve saatlik bazda çalışma verileri gösterilmektedir. Konvertör kapasite ihtiyacı 106.289 Kw olarak hesaplanmıştır. Konvertöre yıl boyunca 189.519.264 kWh/yıl DC elektrik enerjisi girişi olmuştur. Bunun 180.043.296 kWh/yıl AC elektrik enerjisine çevirmiştir. Kapasite faktörü %19,3 olarak hesaplanmıştır. Ortalama çalışma değeri 20.553 kW olarak tespit edilmiştir.



Şekil 7.21 Konvertör (Dönüştürücü) yıllık ve saatlik bazda çalışma şekli (106MW)

7.7.1 Güneş Paneli Sistemi , Biyogaz Santrali ve Li-Ion Depolamalı Şebeke Bağımsız Modelin Ekonomik Analizi

- Biyogaz santrali sermaye maliyeti 120.000.000 \$ olarak hesaplanmıştır. Toplam yakıt gideri \$450.863.438. Toplam işletme bakım gideri \$ 142.938.375 olarak hesaplanmıştır. Hurda değeri -11,5 M \$ olarak hesaplanmıştır.
- Li-Ion sermaye maliyeti 114.800.000\$ olarak hesaplanmıştır. Yenileme bedeli \$ 343.790.020olarak hesaplanmıştır. Toplam işletme bakım gideri \$20.964.704olarak hesaplanmıştır. Hurda değeri -8,5 M \$ olarak hesaplanmıştır.
- Konvertör sermaye maliyeti 31.886.670\$ olarak hesaplanmıştır. Yenileme bedeli olarak 13.305.903\$ olarak hesaplanmıştır. Hurda değeri -2,5 M \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.16 da görüldüğü üzere sistemin net bugünkü değeri 1.400M \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.16 Biyogaz, güneş, li-ion, net bugünkü değer analizi

SENARYO	SİSTEM	Sermaye Maliyeti (\$)	Yenileme (\$)	O&M (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
Güneş +Biyogaz+ Li-Ion	Biyogaz Santrali	120.000.000	107.287.866	\$142.938.375	450.863.438	-11,5M	809.579.547
	LG Güneş Paneli	64.958.000		\$12.455.795			77.413.795
	Li-Ion	114.800.000	343.790.020	20.964.704		-8,5 M	470.987.140
	Konvertir	31.886.670	13.305.903			-2,5 M	42.715.346
	Sistem	331.640.670	464.380.084	176.358.074	450.863.438	-22,5 M	1.400 M

Tablo 7.17’de sistem tarafından üretilen faydalı elektrik enerjisinin kWh başına maliyeti analizini göstermektedir.

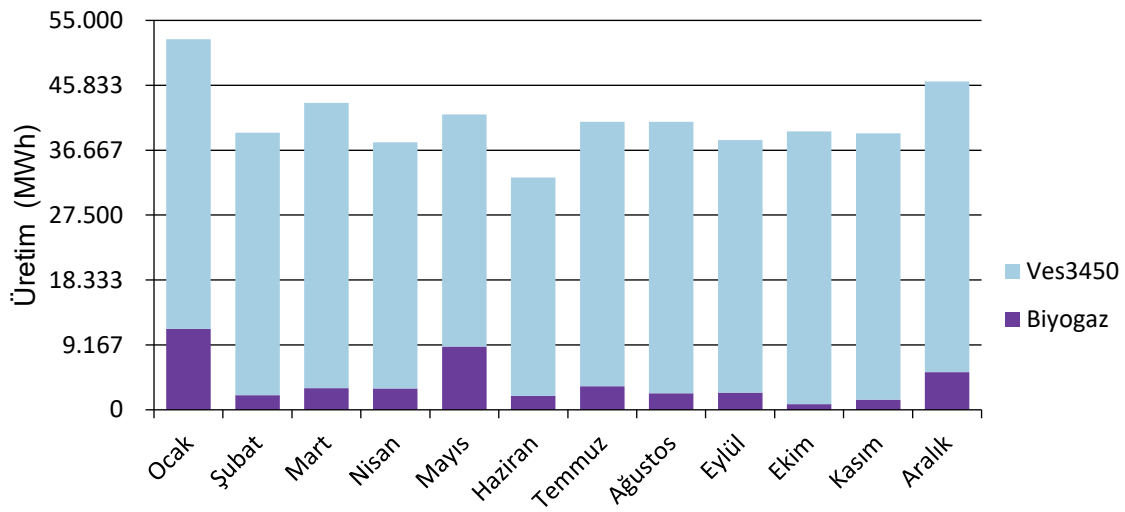
- Güneş +Biyogaz+ Li-Ion sistemi için bir değere indirgenmiş maliyeti (LCOE) eşitlik (5.14, 5.15, 5.17, 5.18) kullanılarak 0,425 \$/kWh olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.17 Güneş, biyogaz, li-ion bir değere indirgenmiş maliyet analizi

Yapı	Maliyet		Sistem	
	Net Bugünkü Değer (NPC) \$	Bir Değere İndirgenmiş Maliyet (LCOE) \$/kWh	Yenilenebilir Oranı (%)	Üretim (kWh/year)
Güneş Paneli + Biyogaz+Li-Ion Depolama	1,40 M	0,425	18,9	544.884.058

7.8 Rüzgar, Biyogaz ve Li-Ion Depolamalı Şebeke Bağımsız olarak Modellenmesi

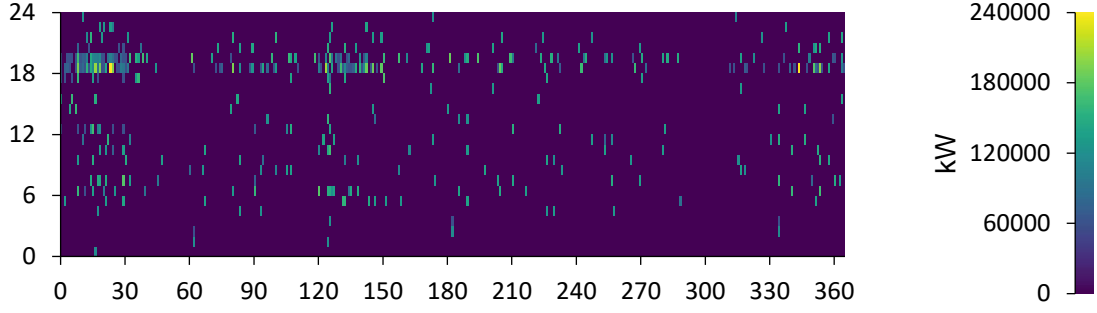
Şekil 7.22 de Rüzgar santrali, biyogaz santrali ve Li-Ion depolama yöntemi kullanılarak şebeke bağımsız sistemin adalara sağlanan elektrik yüklerinin aylar içindeki oransal dağılımını göstermektedir. Adalara sağlanan elektriğin önemli bir bölümü rüzgar santralleri tarafından sağlanmaktadır. Biyogaz santralleri burada temel yük santrali olarak kullanılmıştır. Li-Ion enerji depolama enerjinin yetersiz kaldığı anlarda devreye girmiştir.



Şekil 7.22 Rüzgar ve biyogaz santrali elektrik üretim değerleri

240 MW kurulu güce sahip biyogaz santrali yılda 46.099.216 kWh/yıl elektrik üretmiştir. Yılda 78.907.216 kg /yıl katı atık biyogaza çevrilmiştir. 390 saat/yılda çalışmıştır.

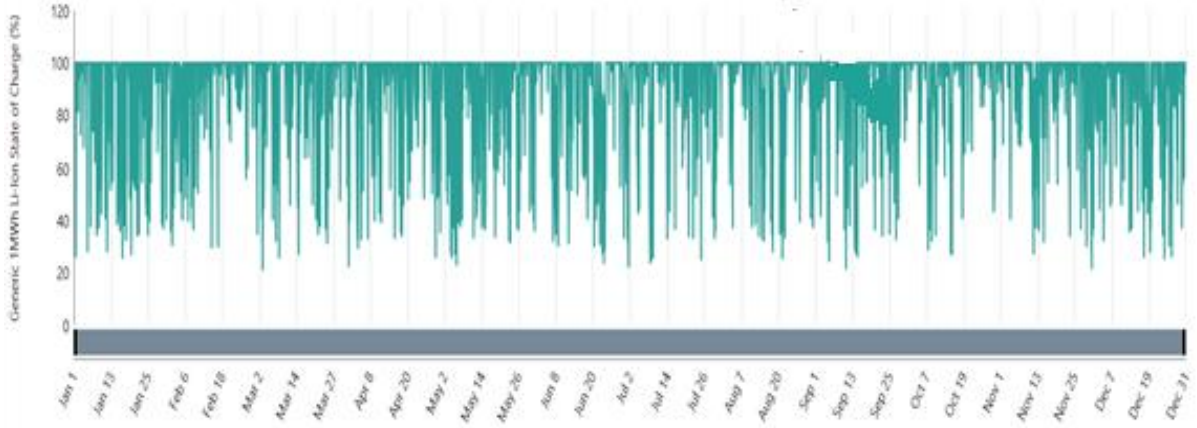
Şekilde görüldüğü üzere biyogaz santrali pik yük santrali olarak çalışmıştır. Rüzgar türbinlerinin yetersiz kaldığı anlarda devreye girmiştir.



Şekil 7.23 Biyogaz tesisi yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (240 MW)

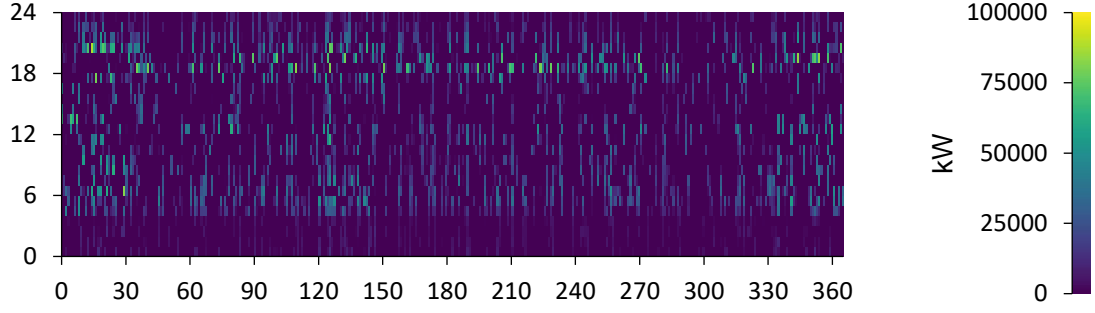
Şekil 7.24'te Li-Ion tip depolama sisteminin yıllık bazda şarj ve deşarj durumu gösterilmektedir. Yılın büyük bölümünde şarj aralığı %40-100 arasında değiştiği görülmektedir.

Li-Ion toplam kapasitesi 175.000 kWh, yıllık geçiş miktarı 46.270.532 kWh/yıl olarak hesaplanmıştır.



Şekil 7.24 Li-Ion Depolama yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (175 MW)

Şekil 7.25'te konvertör yıllık ve saatlik bazda çalışma verileri gösterilmektedir. Konvertör kapasite ihtiyacı 104.600 Kw olarak hesaplanmıştır. Konvertöre yıl boyunca 43.896.080 kWh/yıl DC elektrik enerjisi girişi olmuştur. Bunun 41.701.276 kWh/yıl AC elektrik enerjisine çevirmiştir. Kapasite faktörü %4,55 olarak hesaplanmıştır. Ortalama çalışma değeri 4.760 kW olarak tespit edilmiştir.



Şekil 7.25 Konvertör (Dönüştürücü) yıllık ve saatlik bazda çalışma şekli (105MW)

7.8.1 Rüzgar, Biyogaz Santrali ve Li-Ion Depolamalı Şebeke Bağımsız Modelin

Ekonomik Analizi

- Biyogaz santrali sermaye maliyeti 120.000.000 \$ olarak hesaplanmıştır. Toplam yakıt gideri \$ 100.869.950. Toplam işletme bakım gideri \$ \$35.895.664 olarak hesaplanmıştır. Hurda değeri -9,7 M \$ olarak hesaplanmıştır.
- Li-Ion sermaye maliyeti 122.500.000 \$ olarak hesaplanmıştır. Yenileme bedeli \$ 95.892.040 olarak hesaplanmıştır. Toplam işletme bakım gideri \$22.370.873 olarak hesaplanmıştır. Hurda değeri -23 M \$ olarak hesaplanmıştır.
- Konvertör sermaye maliyeti 31.379.980 \$ olarak hesaplanmıştır. Yenileme bedeli olarak 13.093.769 \$ olarak hesaplanmıştır. Hurda değeri -2 M \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.18 de görüldüğü üzere sistemin net bugünkü değeri 818M \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.18 Rüzgar, biyogaz, li-ion net bugünkü değer analizi

SENARYO	Sistem	Sermaye Maliyeti (\$)	Yenileme (\$)	O&M(\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
Rüzgar +Biyogaz+ Li-Ion	Biyogaz Santrali	120.000.000		35.895.664	100.869.950	-9.7 M	246.979.626
	Vestas V136-3.45	247.880.420		63.376.914			311.257.314
	Li-Ion	122.500.000	95.892.040	22.370.873		-23 M	218.024.911
	Konvertör	31.379.980	13.093.769			-2 M	\$ 42.036.585
	Sistem	521.760.400	108.985.809	121.643.451	100.869.950	-34 M	\$818.298.451

Tablo 7.19 da sistem tarafından üretilen faydalı elektrik enerjisinin kWh başına maliyeti analizini göstermektedir.

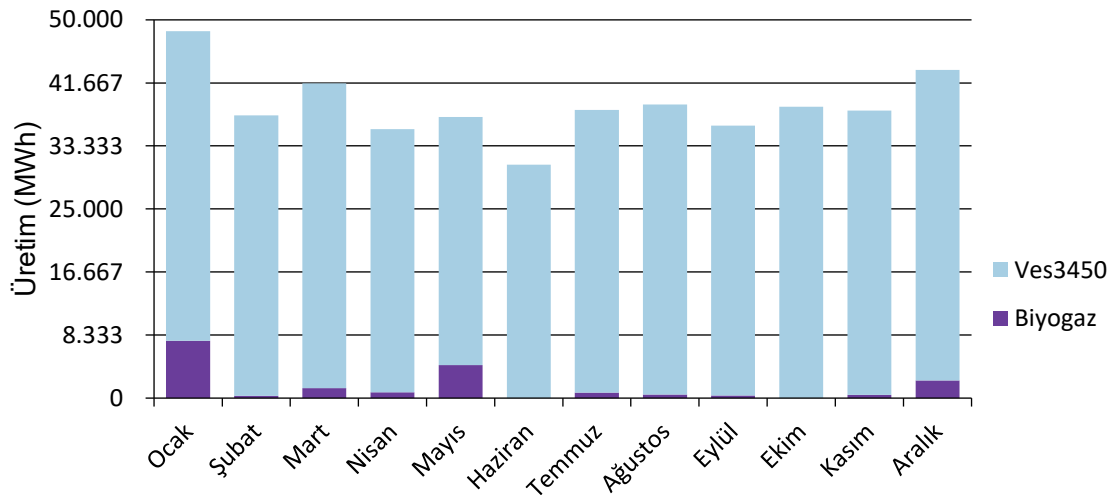
- Rüzgar +Biyogaz+ Li-Ion sistemi için bir değere indirgenmiş maliyeti (LCOE) eşitlik (5.14, 5.15, 5.17, 5.18) kullanılarak 0,248 \$ / kWh olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.19 Rüzgar, biyogaz, li-ion bir değere indirgenmiş maliyet analizi

Yapı	Maliyet		Sistem	
	Net Bugünkü Değer (NPC) \$	Bir Değere İndirgenmiş Maliyet (LCOE) \$/kWh	Yenilenebilir Oranı (%)	Üretim (kWh/year)
Rüzgar + Biyogaz+Li-Ion Depolama	818 M	0,248	82,1	491.364.585

7.9 Rüzgar, Biyogaz Santrali ve PDHES Şebeke Bağımsız olarak Modellenmesi

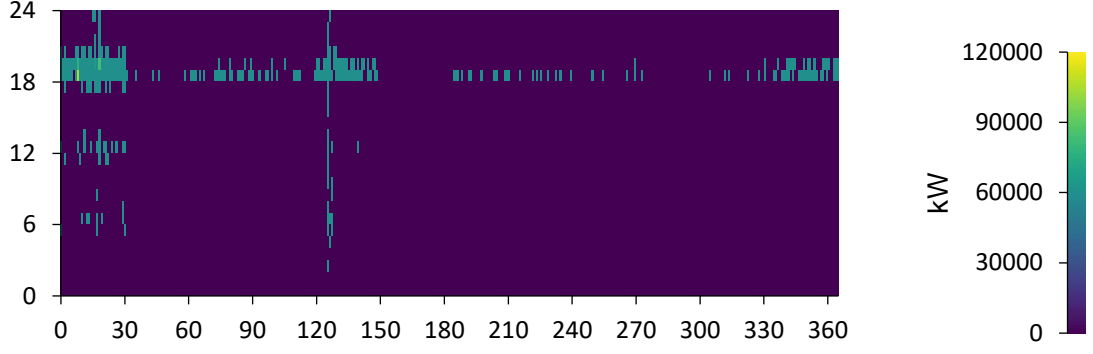
Şekil 7.26 da Rüzgar santrali, biyogaz santrali ve PDHES depolama yöntemi kullanılarak şebeke bağımsız sistemin adalara sağlanan elektrik yüklerinin aylar içindeki oransal dağılımını göstermektedir. Adalara sağlanan elektriğin önemli bir bölümü rüzgar santralleri tarafından sağlanmaktadır. Biyogaz santralleri burada pik yük santrali olarak kullanılmıştır.



Şekil 7.26 Rüzgar santrali, biyogaz santrali elektrik üretimi aylık dağılımı

240 MW kurulu güce sahip biyogaz santrali yılda 18.692.444 kWh/yıl elektrik üretmiştir. Yılda 35.438.940 kg /yıl katı atık biyogaza çevrilmiştir. 310 saat/yılda çalışmıştır.

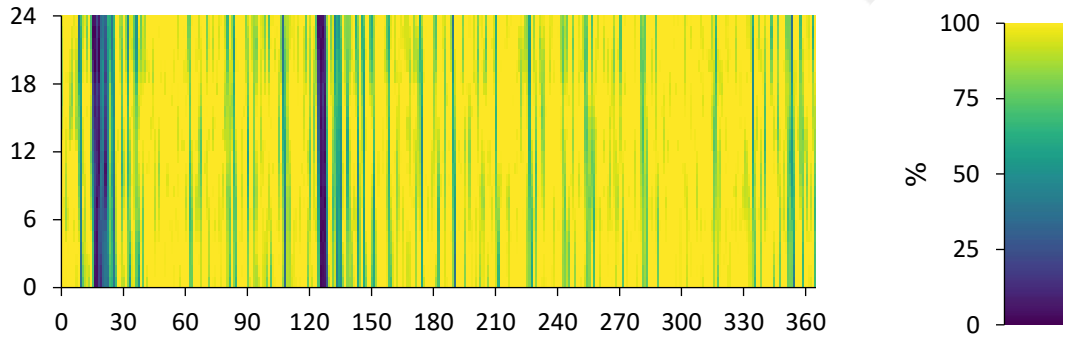
Şekil 7.27 de görüldüğü üzere biyogaz santrali pik yük santrali olarak çalışmıştır. Rüzgar türbinlerinin yetersiz kaldığı anlarda devreye girmiştir.



Şekil 7.27 Biyogaz tesisi yıllık ve saatlik bazda çalışma dağılımı (240 MW)

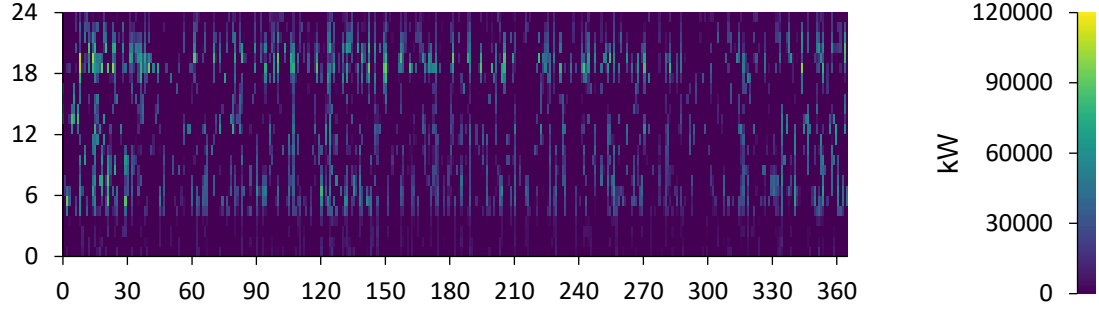
PDHES sistemi kurulu gücü 1.186.165 kWh olarak modellenmiştir. Yıllık geçiş 55.986.072 kWh/yıl olarak hesaplanmıştır.

Şekil 7.28 de görüldüğü üzere yılın çoğunu şarj durumu %75 -%100 arasında geçirmiştir. Pik yük zamanlarında özellik ile Şubat ve Mayıs aylarında 0-25 arasında şarj durumu olduğu görülmüştür.



Şekil 7.28 PDHES yıllık ve saatlik bazda çalışma değerleri (1.186 MW)

Şekil 7.29 da konvertör yıllık ve saatlik bazda çalışma verileri gösterilmektedir. Konvertör kapasite ihtiyacı 90.016 Kw olarak hesaplanmıştır. Konvertör yıl boyunca 50.387.464 kWh/yıl DC elektrik enerjisi girişi olmuştur. Bunun 47.868.088 kWh/yıl AC elektrik enerjisine çevirmiştir. Kapasite faktörü %6,07 olarak hesaplanmıştır. Ortalama çalışma değeri 5.464 kW olarak tespit edilmiştir.



Şekil 7.29 Konvertör (Dönüştürücü) yıllık ve saatlik bazda çalışma şekli (105MW)

7.9.1 Rüzgar , Biyogaz Santrali ve PDHES Depolamalı Şebeke Bağımsız Modelin Ekonomik Analizi

- Biyogaz santrali sermaye maliyeti 120.000.000 \$ olarak hesaplanmıştır. Toplam yakıt gideri \$ 45.302.859. Toplam işletme bakım gideri \$ \$28.532.450 olarak hesaplanmıştır. Hurda değeri -13.513.920 \$ olarak hesaplanmıştır.
- PDHES sermaye maliyeti 102.674.000\$ olarak hesaplanmıştır. Yenileme bedeli \$ 3.270.431olarak hesaplanmıştır. Toplam işletme bakım gideri \$119.319.845 olarak hesaplanmıştır. Hurda değeri -2.097.353 \$ olarak hesaplanmıştır.
- Konvertör sermaye maliyeti 27.004.714 \$ olarak hesaplanmıştır. Yenileme bedeli olarak 11.268.123 \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.20 de görüldüğü üzere sistemin net bugünkü değeri 752M \$ olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.20 Rüzgar, biyogaz, PDHES net bugünkü değer analizi

SENARYO	Sistem	Sermaye Maliyeti (\$)	Yenileme (\$)	O&M (\$)	Yakıt (\$)	Hurda (\$)	Toplam (\$)
Rüzgar +Biyogaz+ PDHES	Biyogaz Santrali	120.000.000		28.532.450	45.302.859	-13 M	\$180.320.189
	Vestas V136-3.45	247.880.420		63.376.914		-0,2 M	311.257.314
	PDHES	102.674.000	3.270.431	119.319.845		2 M	225.032.262
	Konvertir	27.004.714	11.268.123				\$ 36.175.484
	Sistem	497.559.134	14.538.555	211.229.211	45.302.859	-15 M	\$752.485.751

Tablo 7.21 de sistem tarafından üretilen faydalı elektrik enerjisinin kWh başına maliyeti analizini göstermektedir.

- Rüzgar +Biyogaz+ Li-Ion sistemi için bir değere indirgenmiş maliyeti (LCOE) eşitlik (5.14, 5.15, 5.17, 5.18) kullanılarak 0,228 \$/kWh olarak hesaplanmıştır.

Tablo 7.21 Rüzgar, biyogaz, PDHES bir değere indirgenmiş maliyet analizi

Yapı	Maliyet		Sistem	
Proje Tipi	Net Bugünkü Değer (NPC) \$	Bir Değere İndirgenmiş Maliyet (LCOE) \$/kWh	Yenilenebilir Oranı (%)	Üretim (kWh/year)
Rüzgar + Biyogaz+Li-Ion Depolama	753 M	0,228	92,7	463.957.256

8.1 Enerji Sistemleri Karşılaştırması ve Analizi

Tablo 8.1 de görüldüğü üzere Adanın enerji ihtiyacının şebeke destekli ve şebeke desteği olmadan karşılanması üzerine detaylı bir çalışma gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmada rüzgar, güneş, katı atık ve hayvansal atıklar yenilenebilir enerjinin kaynakları olarak modellenmiştir. Adanın kendi kaynakları ile ısınma ve elektrik ihtiyacını karşılaması üzerine modellemeler analizler gerçekleştirilmiştir. Tablo 8.1 de görüldüğü üzere şebeke bağlantılı sistem olarak 4 adet senaryo üzerinde durulmuştur. Bu senaryolar için de en uygun maliyet ile elektrik üretme kabiliyeti şebeke destekli deniz üstü rüzgar santrali olduğu durumdur. Bakıldığında birim elektrik başına maliyeti 0,0380 \$/kWh olarak hesaplanmıştır. Konutlara dağıtım şirketleri tarafından satılan elektriğin fiyatı yaklaşık 0,080 \$/kWh olduğu düşünüldüğünde uygun bir fiyat olarak karşımıza çıkmaktadır. Bu maliyetin uygun olmasının en önemli sebeplerinden biri elektrik ihtiyacının olmadığı dönemlerde şebekeye elektrik satış imkanının olmasıdır. Bu senaryo da Adanın elektrik ve ısınma ihtiyacının %88,3 yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanabildiği görülmüştür. Kalan %12'lik kısım pik zamanlarda şebekeden elektrik alım sürati ile gerçekleşmiştir.

Yapılan analizler de Adanın güneş enerji potansiyelinin elektrik üretimine etkileri incelenmiştir. Adanın depreme dayanıklı olduğu varsayılan ve tarihi kültürel tesisleri dışında yapıların çatı alanının değerlendirilmek sürati ile çatı üstü güneş panelleri koyulması düşünülmüştür. Şebeke destekli deniz üstü rüzgar santrali ve çatı üstü güneş panellerinin beraber düşünüldüğü analizde birim elektrik maliyeti 0,0383 \$/kWh olarak gerçekleşmiştir. Adanın elektrik ve ısınma ihtiyacının %91,9 yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanabildiği görülmüştür. Bakıldığında pik zamanlar da çatı üstü güneş panellerinin de yetersiz kaldığı sadece rüzgara göre 3 puanlık bir katkısı olduğu görülmüştür.

Yalnız çatı üstü güneş panellerinin kullanıldığı senaryoda elektrik üretim maliyeti 0,0940 \$/kWh olarak hesaplanmıştır. Sadece rüzgar santralının kullanıldığı senaryodan neredeyse 2,5 kat daha pahalıdır. Yenilenebilir oranı %29,6 olarak gerçekleşmiştir.

Adanın en uygun noktasına karasal rüzgar türbininin birim elektrik maliyeti 0,111 \$/kWh olarak gerçekleşmiştir. Yenilenebilir karşılama oranı %1,65 olarak gerçekleşmiştir.

Pik yüz zamanlarında enerji depolama yöntemleri kullanılarak Adanın enerji ihtiyacını şebeke bağımsız bir şekilde karşılanması üzerine senaryolar gerçekleştirilmiştir. Bu bakımdan ekonomik olarak en uygun senaryonun rüzgar santrali, biyogaz santrali ve PDHES depolama olarak karşımıza çıkmaktadır. Enerji maliyeti 0,228 \$/kWh olarak hesaplanmıştır. Bu değer günümüzde elektriğin 0,080 \$/kWh olduğu düşünüldüğünde yaklaşık 3 kat pahalıdır. Ancak şebeke ile bağlantı imkanı olmayan bir ada için uygun bir çözüm olarak karşımıza çıkmaktadır. Yenilenebilir enerji karşılama oranı %92,7 olarak çıkmaktadır. Geriye kalan %8 lik kısmı biyogaz katı atığının dışarıdan satın alınmasından dolayı ortaya çıkmaktadır. Diğer senaryolara bakıldığında biyogaz tesisi burada adeta bir şebeke gibi pik yük zamanlarında devreye girmesi için kurgulanmıştır. Yapılan analizler de 240 MW biyogaz santralının kapasite faktörleri düşük çıkmaktadır. Biyogazın yüksek kapasite olarak tercih edilmesinin sebebi enerji depolama sistemlerine göre maliyetinin oldukça düşük kalmasıdır.

Biyogaz santralının Adanın kendi atık miktarına uygun bir kapasite seçildiğinde (0,5 MW) mevcut rüzgar ve güneş santralleri ile birlikte kullanıldığında yetersiz kaldığı tespit edilmiştir bu bakımdan 2.289 MW kapasiteye sahip Li-Ion depolama sistemi konulması durumunda Adanın ısınma ve elektrik ihtiyacının kendi kaynakları ile sağlanabileceği tespit edilmiştir. Bakıldığında birim elektrik maliyeti 0,886 \$/kWh olarak hesaplanmıştır bu değer günümüz elektrik fiyatlarına göre yaklaşık 8 kat pahalıdır.

Tablo 8.1 de görüldüğü üzere enerji maliyetinin artışı depolama kapasitesinin artışı ile doğru orantılı olarak gitmektedir. Güneş enerjisi santrali de enerji maliyetini iki kata yakın arttırdığı görülmektedir.

Adadaki diğer yenilenebilir enerji kaynaklarında jeotermal enerji ve dalga enerjisinin yetersiz olduğu görülmüştür. Bunun ile alakalı analizler gerçekleştirilmemiştir.

Tablo 8.1 Senaryoların maliyet analizler ve yenilenebilir oranları

Senaryo	Rüzgar (MW)	Güneş (MW)	Biyogaz (MW)	Konvertör (MW)	Depol LI(MW)	Depol. PDHES (MW)	Yenilen. Oran (%)	Birim Maliyet (\$/kWh)
Şebeke Destekli	124.2	64.9		41.9			91.9	0.0383
	124.2						88.3	0.0380
		64.9		42.9			29.6	0.0940
	2"						1,65	0,111
Şebeke Bağımsız	124.2		240	90		1.143	92.7	0.228
	124.2		240	104	175		82.1	0.248
	124.2	64.9	240	92		1.203	94.7	0.249
	124.2	64.9	240	105	152		85.2	0.252
		64.9	240	145	164		18.9	0.425
	124.2	64.9	20	144	1.045		98.4	0.496
	124.2	64.9	0.5	217	2.289		100	0.886
	124.2	64.9		170	2.373		100	0.906

8.1 Öneriler

Mevcut durumda Adalar ilçesinin hali hazırda elektrik şebeke bağlantısı mevcuttur aynı zamanda çelik boru hatları da deniz altından geçmek sürati ile doğalgaz ihtiyacı karşılanmaktadır. Mevcut senaryolar içerisinde bu iki kaynakta değişikliğe gerek kalmadan rüzgar ve güneş santralleri Adaya entegre edilebileceği görülmüştür. Adadaki doğalgazın, ocaklarda ve sanayi tipi yerlerde kullanılması uygun düşmektedir.

Adadaki elektrik şebeke bağlantısı ile üretilen fazla elektriğin şebekeye satışını mümkün olabilecektir. Bu da enerji maliyetini önemli oranda düşürmeye imkân tanımaktadır.

Ayrıca üretilen fazla elektrik ile suyun elektroliz yolu ile hidrojen üretilme imkânı vardır. Bu üretilen hidrojeni doğalgaz şebekesine satma imkânı olabilmektedir.

Uygun kredilendirme koşullarında ve potansiyel verilebilecek teşvikler ile yakın gelecekte Adalar için bu senaryo kolaylık ile uygulanabilir.

Şebeke bağlantısı olmayan Adalar için enerji ihtiyacının kendi kaynaklardan sağlanabileceği görülmüştür. Bu bakımdan Adalar senaryosu rol model olarak düşünülebilir.

Karbon emisyon değerlerinin artması küresel ısınmayı arttırmaktadır bu değerlerin azaltılması için yenilenebilir enerjiden elektrik üretimi devletler tarafından teşvik edilmelidir. Yenilenebilir enerji maliyetleri noktasında devletler yatırımcıyı destekleyici politikalar geliştirmelidir. Karbon vergisi getirilmelidir. Ada bazlı senaryolar ile yatırımcılar desteklenmelidir.



- [1] Kougias, I., Szabó, S., Nikitas, A., & Theodossiou, N. (2019). Sustainable energy modelling of non-interconnected Mediterranean islands. *Renewable Energy*, 133, 930-940.
- [2] Chen, A. A., Stephens, A. J., Koon, R. K., Ashtine, M., & Koon, K. M. K. (2020). Pathways to climate change mitigation and stable energy by 100% renewable for a small island: Jamaica as an example. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 121, 109671.
- [3] Gulay, A. (2019). Potential off-shore wind farm on Gaziköy and Gökçeada (Doctoral dissertation, Yüksek Lisans Tezi).
- [4] Alves, M., Segurado, R., & Costa, M. (2019). Increasing the penetration of renewable energy sources in isolated islands through the interconnection of their power systems. The case of Pico and Faial islands, Azores. *Energy*, 182, 502-510.
- [5] Mehrjerdi, H. (2020). Modeling and optimization of an island water-energy nexus powered by a hybrid solar-wind renewable system. *Energy*. 197. 117217
- [6] LEBLEBİCİOĞLU, E., & UYAR, T. S. A STUDY OF AN ONSHORE WIND FARM DESIGN IN BÜYÜKADA REGION1. *of Engineering and Applied Sciences*, 1
- [7] Turhanlar, O. (2018). A potential offshore wind farm arrangement off the Bozcaada Shores (Doctoral dissertation, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Gemi ve Deniz Teknolojisi Mühendisliği Bölümü, Açık Deniz Yapıları Mühendisliği Yüksek Lisans Programı).
- [8] Z. Yumurtacı.A. M. Özdilim. " Technical and Economic Analysis of Wind Power Plants Above Sea that can be installed in Turkey. "Chamber of Mechanical Engineers. pp.15-22. 2017
- [9] Güzel, B. (2012). Offshore wind energy, feasibility study guidelines with Bozcaada and Gökçeada case study (Doctoral dissertation, MS thesis, Energy Inst., Istanbul Tech. Uni., İstanbul).

- [10] Ahshan, R., Al-Badi, A., Hosseinzadeh, N., & Shafiq, M. (2018, April). Small wind turbine systems for application in Oman. In 2018 5th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS) (pp. 1-6). IEEE.
- [11] Ahshan, R., Shafiq, M., Hosseinzadeh, N., & Al-Badi, A. (2018, February). Distributed wind systems for moderate wind speed sites. In 2018 5th International Conference on Renewable Energy: Generation and Applications (ICREGA) (pp. 1-5). IEEE.
- [12] Karakaya, E. (2016). Paris Climate Agreement: An Assessment On The Content And Turkey. Adnan Menderes University, Journal of Institute of Social Sciences, 3(1), 1-12.
- [13] Long-term climate change targets of the European Union . the European Union Delegation Turkey. pp. 1-4.2016
- [14] Sayed, E. T., Wilberforce, T., Elsaid, K., Rabaia, M. K. H., Abdelkareem, M. A., Chae, K. J., & Olabi, A. G. (2021). A critical review on environmental impacts of renewable energy systems and mitigation strategies: Wind, hydro, biomass and geothermal. Science of the total environment, 766, 144505.
- [15] K. L. Jørgensen. H. R. Shaker. "Wind Power Forecasting Using Machine Learning: State of the Art. Trends and Challenges". IEEE 8th International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE). Oshawa. ON. Canada. 12-14 Aug. 2020
- [16] Bouckaert, S., Pales, A. F., McGlade, C., Remme, U., Wanner, B., Varro, L., ... & Spencer, T. (2021). Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector.
- [17] M. Liu, W. Pan, G. Yang,"A new calculation method of short-circuit currents contributed by doubly-fed wind turbines cluster"IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), San Diego, CA, USA, 5-8 November, 2017
- [18] A. Harrouz, I. Colak, K. Kayisli, "Energy Modeling Output of Wind System based on Wind Speed" 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA),Nov 3-6 ,2019
- [19] Demirbaş, B. (2022). Türkiye'de yenilenebilir enerjinin durumu, ekonomiye ve çevreye etkilerinin değerlendirilmesi (Master's thesis, Niğde Ömer Halisdemir Üniversitesi/Sosyal Bilimler Enstitüsü).

- [20] Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Türkiye'nin Enerji Görünümü Web 30.05.2022
<https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-elektrik>
- [21] Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu (2020-2040 DÖNEMİ), 2020
- [22] KUMRUOĞLU, L. C., & ATEŞ, S. B. Türkiye'nin Güneş Enerjisi Potansiyeli ve İskenderun için Örnek Üretim Projeksiyonu. Çukurova Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Dergisi, 37(1), 293-305.
- [23] Yılmaz, E. A., & Hatice, C. A. N. (2018). Türkiye'nin yenilenebilir enerji potansiyeli ve gelecek hedefleri. ODÜ Sosyal Bilimler Araştırmaları Dergisi (ODÜSOBİAD), 8(3), 525-535
- [24] Arda, Z., & Çavşi, H. (2018). Türkiye'deki jeotermal enerji santrallerinin durumu. Mühendis ve Makina, 59(691), 45-58.
- [25] Resmi Gazete. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Üretimi, Cumhurbaşkanlığı Kararnamesi No:31380 .2021
- [26] Adalar Belediyesi, Nüfus dağılımı ve coğrafi yapısı, Web 06.06.2022
<http://www.adalar.bel.tr/ilcemiz-sayfasi/nufus.html>
- [27] İstanbul Büyükşehir Belediyesi, 'İstanbul İli Adalar Mahallesi Muhtemel Deprem Kayıp Tahminleri raporu,Haziran 2020
- [28] Adalar İlçesi biyometanizasyona uygun atık miktarları, Web 14 September 2021,
<https://bepa.enerji.gov.tr/>
- [29] U. Yılmaz . A. Demirören .L. Zeynelgil "Investigation of Renewable Energy Sources and Electric Energy Production Potential in Gökçeada". Politeknik Journal. Vol.13 . Issue 3. pp. 215-223.2010
- [30]Official Gazette .Regulation On The Technical Evalation Of Applications For Wind-Based Electricity Generation Date: Law No: 29508.2015.
- [31] Europe's on-shore and off-shore wind energy potential: an assessment of environmental and economic constraints. European Environment Agency. EEA Technical report No 6. .pp. 10-59.2009
- [32] E. Çetin. "Electricity Production Wind Power Plants" . pp 1-10. 2019

- [33]K.Oh. W. Nam.M.S. Ryu.J. Kim.B. Epureanu “A review of foundations of offshore wind energy convertors: Current status and future perspectives” Renewable and Sustainable Energy Reviews . pp.16–36. 2018
- [34] IEC 61400-1 cited in wind energy handbook tony borton et al John Wiley & Sons UK 2001.ISBN:0-471-48997-2. pp. 210
- [35] YILMAZ, A. (2019). Türkiye’de Biyogaz Üretimi ve Kurulu Santrallerin Ürettiği Elektrik Enerjisi. Ecological Life Sciences, 14(1), 12-28.
- [36] KOCAMAN, B. (2013). Akıllı şebekeler ve mikro şebekelerde enerji depolama teknolojileri. Bitlis Eren Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi, 2(1), 119-127.
- [37] Sertkaya, A. A., Saraç, M., & OMAR, M. A. (2016). POMPAJ DEPOLAMALI HİDROELEKTRİK SANTRALLERİNİN TÜRKİYE İÇİN ÖNEMİ. Gazi Mühendislik Bilimleri Dergisi (GMBD), 1(3), 369-382.
- [38] Vekil, S. A. R. I., & Özyiğit, F. Y. (2020). Sivas ilinin farklı ilçelerinde şebeke bağlantılı güneş enerji santrallerinin tasarımı ve analizi. Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi, (20), 425-437.
- [39] SEYHAN, A. K., & BADEM, A. (2021). Erzincan ili hayvansal atık kaynaklı biyogaz potansiyelinin değerlendirilmesine yönelik biyogaz tesisi senaryoları. Gümüşhane Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Dergisi, 11(1), 245-256.
- [40] Turbine O&M Cost Specification”,Web 10 April 2021, https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.14/wind_turbine.html
- [41]” North Anatolian Fault Line”, Boğaziçi University Kandilli Observatory Earthquake Research Center,Web 10 April 2021, <http://udim.koeri.boun.edu.tr/zeqmap/osmap.asp>
- [42]”Istanbul Steel Natural Gas Pipelines”,IGDAS, In-house Web 10 April 2021,<https://igabisweb.igdass.com.tr/igabis-m/>
- [43] Adalar İlçesi Şehir Planlama Raporu, Web 14 Eylül 2021, <https://sehirplanlama.ibb.istanbul/adalarilcesi/#kunye>
- [44] Şebekeden Bağımsız On-Off grid Sistem, Web 10 Eylül 2021, <https://www.adensolar.com/tr/services/off-grid>

[45] Rüzgar Türbin Yapısı, Web 30 Eylül 2021, http://www.solar-academy.com/menu_detay.asp?id=504

[46] Tomatech Inverter, Web 15 Ekim 2021, <https://www.milenerjeticaret.com/tommatech-10k-plus-mppt-akilli-inverter-8012>



TEZDEN ÜRETİLMİŞ YAYINLAR

Konferans Bildirileri

1. Uraltaş, Y., & Yumurtacı, Z. ADALARA KARAÜSTÜ VE DENİZÜSTÜ RÜZGÂR ENERJİ SANTRALİ (RES) MİKROKONUMLANDIRMA ÇALIŞMASI VE ENERJİ ÜRETİM ANALİZİ.
2. Uraltaş, Y., & Yumurtacı, 6th INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCES IN MECHANICAL ENGINEERING ISTANBUL 2021, 20-22 OCTOBER 2021,1375-1385

Makaleler

1. Uraltaş, Y., & Yumurtacı, Z. (2021). Energy Production Analysis for a Zero Emission Island, Istanbul Adalar District. *INTERNATIONAL JOURNAL of RENEWABLE ENERGY RESEARCH*, 1(1).
2. URALTAS, Y., & YUMURTACI, Z. (2021). Study on On-Shore and Off-Shore Wind Power Plant (Wpp) Micro-Siting in Adalar District (Princes' Islands) and Analysis of Energy Generation. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 11(2), 709-720.