

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**AÇIK DENİZ RÜZGAR ENERJİSİ, FİZİBİLİTE ADIMLARI ile BOZCAADA
ve GÖKÇEADA ÖRNEK ÇALIŞMASI**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Barış GÜZEL**

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Ocak 2012

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ

**AÇIK DENİZ RÜZGAR ENERJİSİ, FİZİBİLİTE ADIMLARI ile BOZCAADA
ve GÖKÇEADA ÖRNEK ÇALIŞMASI**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Barış GÜZEL
(301091038)**

Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı

Enerji Bilim ve Teknoloji Programı

Tez Danışmanı : Prof. Dr. Bihrat ÖNÖZ

Eş Danışman : Prof. Dr. Sedat KABDAŞLI

Ocak 2012

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 301091038 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi Barış GÜZEL, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı "AÇIK DENİZ RÜZGAR ENERJİSİ, FİZİBİLİTE ADIMLARI ile BOZCAADA ve GÖKÇEADA ÖRNEK ÇALIŞMASI" başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Prof. Bihrat ÖNÖZ**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Eş Danışman : **Prof.Sedat KABDAŞLI**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Doç. Dr. Oral YAĞCI**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. Burak BARUTÇU
İstanbul Teknik Üniversitesi

Yrd. Doç. Dr. Özgür KIRCA
İstanbul Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi : **19 Aralık 2011**
Savunma Tarihi : **25 Ocak 2012**

ÖNSÖZ

Enerji, tarihin başlangıcından beri varolan, yaşamı ve Dünya'yı şekillendiren bir olgudur. İnsanlar tarafından başlangıçta sadece yaşamsal ve temel ihtiyaçlar adına kullanılan enerji, günümüz modern Dünyasında gittikçe artan bir ihtiyaçla medeniyetin en temel taşı konumundadır.

Hızla artan enerji ihtiyacı ve çevreye olan kaçınılmaz olumsuz etkiler, son yarım yüzyılda yenilenebilir enerji teknolojilerinin giderek önem kazanmasını ve yaygın olarak kullanılan enerji kaynakları arasında tercih edilen bir konuma yükselmesini sağlamıştır. Yenilenebilir enerji teknolojileri arasında başı çeken ise rüzgar enerjisidir. Rüzgar enerjisi ücretsiz yakıtı, çevre dostu olması, rekabetçi teknolojisi ve estetik duruşuyla yenilenebilir enerji denince akla gelen simgedir. Rüzgar enerjisinin bir ileri adımı ise sayısız avantajı ile Açık Deniz Rüzgar Enerjisidir.

Ülkemizde henüz bulunmamakla beraber Dünya'da hızla yayılan ve karada kurulanlardan çok daha fazla bir artış oranı gösteren Açık Deniz Rüzgar Enerjisi geleceğin enerjisi olarak görülmektedir. Tez çalışmamda Türkiye'de kurulmaya en elverişli bölgeleri ele alarak yakını gelecekte bu konuda yapılacak atılımlara bir katkıda bulunmaya çalıştım.

Tez çalışmam süresince bana her türlü desteği sağlayan ve yardımlarını esirgemeyen tez danışmanlarım, İstanbul Teknik Üniversitesi Enerji Enstitüsü Yenilenebilir Enerji Ana Bilim Dalı Başkanı Prof. Dr. Bihrat ÖNÖZ'e ve İstanbul Teknik Üniversitesi İnşaat Fakültesi Su ve Deniz Bilimleri ve Teknolojileri Müdürü Prof. Dr. M. Sedat KABDAŞLI'ya; bilgi ve yardımlarından dolayı Öğr. Gör. Dr. Aysun Köroğlu ve diğer Hidrolik Laboratuvarı öğretim görevlileri ve öğrencilerine, paylaşımları ve manevi destekleri için arkadaşlarım Demet KAYIKÇI, Berkay KAVAS ve M. Emre HAKYEMEZ'e; hayatımda her anda olduğu gibi yüksek lisans eğitimim boyunca bana destek veren aileme; içten ve sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Aralık 2011

Barış GÜZEL
Makine Mühendisi

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ	v
KISALTMALAR	ix
ÇİZELGE LİSTESİ	xi
ŞEKİL LİSTESİ	xiii
ÖZET	xv
SUMMARY	xvii
1. GİRİŞ	1
2. RÜZGAR VE ENERJİ	5
2.1 Rüzgar Oluşumu ve Çeşitleri	5
2.2 Rüzgar Enerjisi ve Tarihi	7
2.3 Dünyada ve Türkiye’de Rüzgar Enerjisi.....	9
2.3.1 Dünyada rüzgar enerjisi	9
2.3.2 Türkiye’de rüzgar enerjisi.....	16
2.4 Rüzgar Türbini ve Bileşenleri	20
2.5 Rüzgar Enerjisi Belirlenmesinde Temel Denklemler	23
2.6 Rüzgarın İstatiksel Özellikleri ve Weibull Olasılık Dağılım Fonksiyonu	28
2.7 Rüzgar Enerjisini Etkileyen Faktörler	29
3. AÇIK DENİZ RÜZGAR ENERJİSİ VE FİZİBİLİTE ADIMLARI	35
3.1 Açık Deniz Rüzgar Enerjisi	35
3.1.1 Açık deniz rüzgar enerjisi temel faktörleri	36
3.1.1.1 Rüzgar profili, enerji üretimi ve kapasite faktörü.....	36
3.1.1.2 Su derinliği, zemin yapısı ve temeller	36
3.1.1.3 Kurulum, yerleşim ve konum.....	38
3.1.1.4 Çevre ve canlılara olan etki.....	40
3.1.1.5 Görsellik, ses ve tasarım.....	41
3.1.2 Açık deniz rüzgar enerjisi güncel durumu	41
3.2 Açık Deniz Rüzgar Enerjisi Fizibilite Adımları	44
3.2.1 Rüzgar atlasına göre bölge seçimi	44
3.2.2 Rüzgar ve coğrafya verilerinin temini	45
3.2.3 Rüzgar analizi ve rüzgar atlası oluşturma.....	45
3.2.4 Harici ve dahili alanların belirlenmesi.....	46
3.2.4.1 Batimetri haritası.....	46
3.2.4.2 Askeri ve milli sınırlar.....	47
3.2.4.3 Deniz ulaşım hatları.....	48
3.2.4.4 Canlı yaşam – göç alanları.....	48
3.2.4.5 Kum çıkarım, mayın ve diğer alanlar.....	49
3.2.4.6 Toplumsal – turistik harici alanlar.....	49
3.2.5 Türbin ve temel seçimi.....	49
3.2.6 Türbin yerleşimi.....	50
3.2.7 Güç üretimi hesaplanması.....	50

3.2.8 Maliyet hesaplanması.....	51
3.2.9 Fizibilite değerlendirmesi	52
4. BOZCAADA VE GÖKÇEADA ÖRNEK ÇALIŞMASI.....	53
4.1 Metodoloji	53
4.1.1 Ham rüzgar verilerinin analizi	55
4.1.2 Vektör harita işlenmesi	58
4.1.3 Türbin yerleşimi ve hesaplamalar	65
4.2 Bozcaada Örnek Çalışması	66
4.2.1 Rüzgar verilerinin analizi.....	66
4.2.2 Sayısal harita analizi	69
4.2.3 Rüzgar atlası ve veri haritaları	72
4.2.4 Türbin seçimi ve mikro-konuşlandırma	75
4.2.5 Enerji üretimi ve enerji geliri	78
4.2.6 Maliyet analizi.....	81
4.2.7 Fizibilite değerlendirmesi	86
4.3 Gökçeeda örnek çalışması.....	88
4.3.1 Rüzgar verilerinin analizi.....	88
4.3.2 Sayısal harita analizi	90
4.3.3 Rüzgar atlası ve veri haritaları	92
4.3.4 Türbin seçimi ve mikro-konuşlandırma	93
4.3.5 Enerji üretimi ve enerji geliri	95
4.3.6 Maliyet analizi.....	97
4.3.7 Fizibilite değerlendirmesi	99
5. SONUÇLAR ve ÖNERİLER	101
KAYNAKLAR.....	107
ÖZGEÇMİŞ.....	111

KISALTMALAR

ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
C	: Santigrad
CO₂	: Karbon Dioksit
DEM	: Digital Elevation Model
DMİ	: Devlet Meteoroloji İşleri
EİE	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EÜAŞ	: Elektrik Üretim A.Ş.
EWEA	: European Wind Energy Association
GWh	: Gigawatt Saat
Km	: Kilometre
kW	: Kilowatt
kWh	: Kilowatt Saat
LFR	: Line Face Roughness
MİLRES	: Milli Rüzgâr Enerji Sistemleri Geliştirilmesi ve Prototip Türbin Üretimi
MÖ	: Milattan Önce
MW	: Megawatt
MWh	: Megawatt Saat
NASA	: National Aeronautics and Space Administration
OEWC	: Observed Extreme Wind Climate
OMWC	: Observed Mean Wind Climate
OWC	: Observed Wind Climate
REPA	: Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası
RES	: Rüzgar Enerjisi Santrali
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik Üretim A.Ş.
STRM	: Shuttle Radar Topography Mission
UTM	: Universal Transverse Mercator
V	: Volt
W	: Watt
WAsP	: Wind Atlas Analysis and Application Program
€	: Euro
\$: Dolar

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Kurulu kapasitesi en fazla olan 10 ülke (WWEA,2011).	11
Çizelge 2.2 : 2010 sonu Afrika ve Ortadoğu bazında kurulu kapasiteler (GWEC,2011).	13
Çizelge 2.3 : 2010 sonu Asya ve Avrupa bazında kurulu kapasiteler (GWEC,2011).	14
Çizelge 2.4 : 2010 sonu Dünya'nın geri kalanı ve Dünya toplamı bazında kurulu kapasiteler (GWEC,2011).	15
Çizelge 2.5 : Türkiye'de işletmedeki RES'ler ve kurulu güçleri (Url-6).	19
Çizelge 2.6 : Pürüzlülük sınıfları ve uzunlukları.	31
Çizelge 3.1 : Açık deniz rüzgar enerjisinin toplam kurulu kapasitesi (WWEA,2011; Url-8).	42
Çizelge 4.1 : WaSP B-Z Modeli çözünürlük kıyaslaması (WaSP, 2010).	60
Çizelge 4.2 : WaSP'in baz aldığı pürüzlülük değerleri ve karşılıkları (WaSP, 2010).	62
Çizelge 4.3 : Yerel imalat rüzgar türbinin ve bileşenlerine ait teşvik alım fiyatları (Altuntaşoğlu, 2011).	78
Çizelge 4.4 : Bozcaada'ya ait 20m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için yıllık üretim ve gelir değerleri.	80
Çizelge 4.5 : Bozcaada'ya ait 45m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için yıllık üretim ve gelir değerleri.	80
Çizelge 4.6 : Bozcaada kablolama hesapları ve maliyetleri.	82
Çizelge 4.7 : Derinlik senaryolarına göre trafo dahil kablolama maliyetleri.	82
Çizelge 4.8 : Bozcaada'ya ait 20m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için maliyetler (EWEA,2009; Url-10; Nielsen, 2003).	84
Çizelge 4.9 : Bozcaada'ya ait 45m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için maliyetler (EWEA,2009; Url-10; Nielsen, 2003).	84
Çizelge 4.10 : Bozcaada 20m senaryolarına ait fizibilite değerleri.	87
Çizelge 4.11 : Bozcaada 45m senaryolarına ait fizibilite değerleri.	87
Çizelge 4.12 : Gökçeada'ya ait 20m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için yıllık üretim ve gelir değerleri.	96
Çizelge 4.13 : Gökçeada'ya ait 45m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için yıllık üretim ve gelir değerleri.	96
Çizelge 4.14 : Gökçeada kablolama hesapları ve maliyetleri.	97
Çizelge 4.15 : Derinlik senaryolarına göre trafo dahil kablolama maliyetleri.	97
Çizelge 4.16 : Gökçeada'ya ait 20m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için maliyetler (EWEA,2009; Url-10; Nielsen, 2003).	98
Çizelge 4.17 : Gökçeada'ya ait 45m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için maliyetler (EWEA,2009; Url-10; Nielsen, 2003).	98
Çizelge 4.18 : Gökçeada 20m senaryolarına ait fizibilite değerleri.	100
Çizelge 4.19 : Gökçeada 45m senaryolarına ait fizibilite değerleri.	100

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Basit rüzgar çevrimi.	5
Şekil 2.2: Coriolis kuvvetinin global rüzgarlara olan etkisi (Barutçu, 2008).	6
Şekil 2.3: Poul La Cour ‘un1981’deki ilk elektrik üreten rüzgar türbini.	8
Şekil 2.4 : 2011 Haziran sonu itibariyle dünyadaki toplam rüzgar enerjisi kurulu gücü (WWEA, 2011).	10
Şekil 2.5 : Kıtalararası kapasite dağılımı (WWEA, 2011).	11
Şekil 2.6 : Kişi başına düşen kurulu güç değerleri açısından lider 20 ülke (WWEA,2011).	12
Şekil 2.7 : Kilometrekare başına düşen kurulu güç değerleri açısından lider 20 ülke (WWEA, 2011).	13
Şekil 2.8 : 50 m yükseklik için REPA (Malkoç, 2008).	17
Şekil 2.9 : Türkiye Toplam RES Kurulu Gücü (Altuntaşoğlu, 2011).	18
Şekil 2.10: Modern bir türbinin bileşenleri (Url-4).	21
Şekil 2.11: Rüzgar türbinin enerji çıkarımına ait akım tüpü.	24
Şekil 2.12: Güç katsayısı – hızlar oranı ilişkisi grafiği.	26
Şekil 2.13: Rotor ve çevresine ait akım koşulları (Hau, 2006).	27
Şekil 2.14: Weibull olasılık dağılım fonksiyonu.	29
Şekil 2.15 : Rüzgar hızının yükseklik ile değişimi.	30
Şekil 2.16 : Kanat sayısı – güç katsayısı – kanat ucu hızı oranı grafiği.	32
Şekil 3.1 : 2000-2009 arası Yıllık ve Toplam Açık Deniz Kurulu Kapasitesi (EWEA, 2010).	35
Şekil 3.2 : Açık Deniz Türbin Temelleri (Malhotra, 2010).	36
Şekil 3.3 : DMİ Türkiye Rüzgar Atlası (DMİ, 2010).	44
Şekil 3.4 : Ege Denizindeki karasuları sınırları (Url-9).	47
Şekil 4.1: WaSP program girdi ve çıktıları.	54
Şekil 4.2 : WaSP Climate Analyst program işleyişi şeması.	55
Şekil 4.3: Wind Climate Analyst programına aktarılacak ham veri örneği (WaSP, 2010).	56
Şekil 4.4: Wind Climate Analyst programına aktarılacak kompleks ham veri örneği (WaSP, 2010).	56
Şekil 4.5: Wind Climate Analyst Programında veri dizileri girildikten sonra sonuçların elde edilmesi (WaSP, 2010).	57
Şekil 4.6: OMWC sonuç sayfası (WaSP, 2010).	58
Şekil 4.7: WaSP programının B-Z modeli önzilemesi (WaSP, 2010).	59
Şekil 4.8: Map Editor’da arkaplan haritası için pafta üzerinde belirlenen sabit noktalar (WaSP, 2010).	61
Şekil 4.9: Map Editor’da arkaplan haritası için sabit noktaların kalibrasyonu.	62
Şekil 4.10: WaSP için örnek pürüzlülük eğrileri (WaSP, 2010).	64
Şekil 4.11: a)Pürüzlülük çizgilerinin uçları b) LFR hatası örneği (WaSP, 2010).	64
Şekil 4.12: Siemens’in 3,6 MW gücündeki türbinine ait güç eğrisi (WaSP, 2010). ..	66
Şekil 4.13: DMİ’den temin edilen rüzgar verilerinin formatı.	67

Şekil 4.14: Makro ile düzenlenmiş rüzgar verileri.	67
Şekil 4.15: Bozcaada DMİ verilerinin Wind Climate Analyst'te üretim raporu.	68
Şekil 4.16: Bozcaada için Wasp Climate Analyst rüzgar iklimi sonuçları.	69
Şekil 4.17: STRM dosyalarının Global Mapper'daki hali.	70
Şekil 4.18: Bozcaada ve çevresinin Map Editor'daki yükseklik çizgileri.	71
Şekil 4.19: Bozcaada'ya ait pürüzlülük çizgileri.	72
Şekil 4.20: Bozcaada rüzgar atlası.	73
Şekil 4.21: Bozcaada ortalama rüzgar hızı veri haritası (20 m ve altı için).	74
Şekil 4.22: Bozcaada ortalama rüzgar hızı veri haritası (20-45 m arası için).	75
Şekil 4.23: Bozcaada'ya ait fizibilite çalışması senaryoları.	76
Şekil 4.24: Bozcaada rüzgar tarlası yerleşimi (20 m ve altı için).	77
Şekil 4.25: Bozcaada rüzgar tarlası yerleşimi (45m ve altı için).	77
Şekil 4.26 : Bozcaada 20m altı türbin senaryoları için maliyet yüzdeleri.	85
Şekil 4.27 : Bozcaada 45m altı türbin senaryoları için maliyet yüzdeleri.	85
Şekil 4.28: Gökçeada DMİ verilerinin Wind Climate Analyst'te üretim raporu.	89
Şekil 4.29: Gökçeada için Wasp Climate Analyst rüzgar iklimi sonuçları.	90
Şekil 4.30: Gökçeada ve çevresinin Map Editor'daki yükseklik çizgileri.	91
Şekil 4.31: Gökçeada'ya ait pürüzlülük çizgileri.	91
Şekil 4.32: Gökçeada rüzgar atlası.	92
Şekil 4.33 : Gökçeada ortalama rüzgar hızı veri haritası (20 m ve altı için).	93
Şekil 4.34 : Gökçeada ortalama rüzgar hızı veri haritası (20-45 m arası için).	93
Şekil 4.35: Gökçeada'ya ait fizibilite çalışması senaryoları.	94
Şekil 4.36 : Gökçeada rüzgar tarlası yerleşimi (20 m ve altı için).	94
Şekil 4.37 : Gökçeada veri haritası (45m ve altı için).	95
Şekil 4.38 : Gökçeada 20m altı türbin senaryoları için maliyet yüzdeleri.	99
Şekil 4.39 : Gökçeada 45m altı türbin senaryoları için maliyet yüzdeleri.	99

AÇIK DENİZ RÜZGAR ENERJİSİ, FİZİBİLİTE ADIMLARI ile BOZCAADA ve GÖKÇEADA ÖRNEK ÇALIŞMASI

ÖZET

Bu tez çalışmasında öncelikle rüzgar enerjisinin tarihsel gelişimi ile birlikte rüzgar enerjisi hakkında temel bilgiler verilmiş ve rüzgar enerjisini etkileyen temel faktörler detaylıca ele alınmıştır. Rüzgar enerjisinin Dünyadaki ve Türkiye'deki güncel durumu ortaya konduktan sonra Açık Deniz rüzgar enerjisi açıklanmıştır. Açık deniz rüzgar enerjisindeki temel faktörler incelenmiş ve Dünya'daki güncel durum belirtilmiştir. Türkiye'de açık deniz rüzgar tarlası bulunmamaktadır ve kurulması düşünülen bir tarla için yatırım öncesi yapılacak olan fizibilite çalışmasında ele alınması gereken konular ve izlenilecek adımlar detaylıca ele alınmıştır. Bu adımlar eşliğinde iki adet örnek çalışma yapılmıştır. Örnek çalışma alanları belirlenirken Elektrik Üretim A.Ş.'nin hazırladığı Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası göz önünde bulundurularak rüzgar potansiyeli yüksek deniz üstü bölgeler belirlenmiş, bunlardan Gökçeada ve Bozcaada'ya ait deniz sahaları seçilmiştir. Bozcaada ve Gökçeada örnek çalışmalarında WaSP (Wind Atlas Analysis and Application Program) programı kullanılmıştır. WaSP'ta analizi yapılmak üzere Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü'nün Gökçeada ve Bozcaada meteoroloji istasyonlarına ait 1999-2010 tarihleri arasındaki saatlik rüzgar hızı ve yönü verileri temin edilmiştir. Türbin yerleşimi ve ileri analizler için adalara ait sayısal topografik haritalar Shuttle Radar Topography Mission dosyalarının Global Mapper programında vektör haritasına dönüştürülmesiyle elde edilmiştir. WaSP Map Editor programında sayısal haritalar pürüzlülük, batimetri ve harici alanlar bazında işlenmiştir. İşlenen tüm veriler WaSP'a aktarılmış, rüzgar atlası ve veri haritaları oluşturulmuştur. Fizibilite çalışması için 20m'den sığ, ve 45m'den sığ tüm derinlik kategorilerini kapsayacak şekilde 2 farklı derinlik senaryosu ve her derinlik senaryosunda uygulanacak 4 farklı türbin senaryosu hazırlanmıştır. Her senaryoya göre Bozcaada ve Gökçeada'nın veri haritasında türbin yerleşimleri yapılmış, WaSP aracılığıyla üretilen toplam enerji elde edilmiş, sonrasında kapsamlı bir maliyet çalışması ile fayda-maliyet analizi yapılarak en uygun senaryolar belirlenmiştir. Sonuç olarak bölgede bir Açık Deniz rüzgar tarlasının uygun olup olmadığı ve uygunsa hangi koşullar ve senaryolar altında olduğunun tespit edilmesi amaçlanmıştır.

OFFSHORE WIND ENERGY, FEASIBILITY STUDY GUIDELINES with BOZCAADA and GÖKÇEADA CASE STUDY

SUMMARY

Energy has been a phenomenon that shapes the World and life since the beginning of time. In earlier times, humans used energy just for survival and basic needs. However in our energy driven modern world it is the cornerstone of civilization with a growing necessity.

Rapid and continuous increase in need of energy and the inevitable negative effects on nature has caused renewable energy technologies to gain greater importance and to compete with mainly used energy sources, over the last 50 years. Among the renewable energy technologies, wind energy is proven to be the locomotive. With free fuel, being environment friendly, having competitive and progressive technology, and with esthetic look wind energy is the renowned symbol of renewable energy. Having much more growth rate than onshore and with numerous advantages, offshore wind energy is believed to be next step in wind energy and the energy solution of the future.

There is no installed offshore wind farm in Turkey. This thesis focuses on the most suitable areas for an offshore wind farm installation and tries to guide near-future investments on the subject.

First, the historical evolution and the basics of wind energy are handled. After examining the key factors that effect wind energy in detail, the trends and current situation both in the world and in Turkey are discussed. Offshore wind energy is addressed with key factors and current situation in the world. The feasibility guidelines of pre-investment period are pointed out with detail in case of an offshore wind farm is planned to be installed in Turkey. Within the guidelines, two case studies are planned to be worked out. While spotting the areas for case studies Turkish Wind Energy Atlas is consulted and offshore areas having high wind potential are marked out, of which Bozcaada and Gökçeada are chosen. In the case studies of Bozcaada and Gökçeada WaSP (Wind Atlas Analysis and Application Program) software is used. The wind speed and direction datas between 1999-2010 years are provided from General Directorate of State Meteorology and analysed with WaSP. For the turbine siting and advanced analysis, digital topographic maps are acquired by Global Mapper Software which converted the Shuttle Radar Topography files into the vector maps. These digital maps are processed in WaSP Map Editor software with roughness, bathymetry and exclusion areas. All of the processed datas are imported to WaSP so that wind atlas and resource grids are developed. For the feasibility study, two different depth scenarios; depths shallower than 20m and 45m and four different turbine scenarios that will be applied in the both depth scenarios are prepared. In each scenario, turbines are sited on resource grids of Bozcaada and Gökçeada, total energy production is calculated with WaSP, a detailed cost analysis is worked out and after considering cost-benefit analysis, the most feasible scenarios

are chosen. In the end, the aim is to check the suitability of an offshore wind farm in the areas and if so, determine the feasible scenarios and the conditions required.

1. GİRİŞ

Enerji, en basit tanımıyla iş yapabilme yeteneğidir. Enerjiye olan ihtiyaç, tarih boyunca hep var olmuştur. Önceleri hayatta kalmak için kas gücüyle elde edilen enerji, zamanla doğal kaynaklar ve yakıt kullanarak, artan nüfus, insan ihtiyaçları ve teknolojiyle birlikte büyük bir hızla artmıştır. Sanayi devrimiyle birlikte endüstri makineleşmiş, dolayısıyla enerjiye olan bakış açısı yeni bir boyut kazanmıştır. Endüstriyi besleyen enerji için hammadde arayışları ülkelerin stratejilerini değiştirmiş, savaşlar çıkmış ve enerji bir güç kaynağı haline gelmiştir.

Yakın geçmişe kadar enerji elde etmek için çoğunluğunu fosil yakıtlar oluşturan konvansiyonel enerji kaynakları kullanılmıştır. Konvansiyonel enerji kaynaklarının bu kadar yaygın kullanılmasını sağlayan kayda değer avantajları vardır. Bunlar emre amadelik, oturmuş teknoloji sayesinde yüksek verim, kaynaklara ulaşım ve sürekli üretimdir. Fakat bilindiği üzere konvansiyonel enerji kaynakları dünya üzerinde belirli bir rezerv ile sınırlıdır ve yeni rezervlerin oluşma süreci milyonlarca yıl sürmektedir; dolayısıyla konvansiyonel enerji kaynakları hızla tükenmektedir. Hızla azalan kaynaklar yanında dramatik olarak artan fiyatları da getirmiştir. Örnek vermek gerekirse petrol fiyatları 1970 yılında kriz baş göstermeden önce varil başına 1,80 Amerikan Doları iken 1974 Ocak ayında 11.65 Dolar, günümüzde ise 80 Dolar civarındadır (Url-1). Rezervleri elinde bulunduran ülkeler kaynakları ve fiyatları kontrol etmektedir, sonuç olarak konvansiyonel enerji kaynaklarında arz güvenliği sorunu vardır. Aynı zamanda konvansiyonel enerji kaynaklarının kullanımı ekosisteme ciddi biçimde zarar vermektedir. CO₂ salınımları ile birlikte hava kirliliğine yol açmakta, beraberinde küresel iklim değişikliğini getirmektedir.

Tüm bu nedenler alternatif ve temiz enerji kaynaklarına olan ihtiyacı doğurmuştur. Özellikle 1970 krizinden sonra yenilenebilir enerji kaynaklarına olan araştırma yoğunlaştırılmıştır. Konvansiyonel enerji kaynaklarının aksine, yenilenebilir enerji kaynakları çevre ile dost, düşük işletim maliyetli ve en önemlisi ücretsiz yakıtla sahiptirler.

Yenilenebilir enerji kaynakları arasında lokomotif olan kaynak rüzgar enerjisidir. Rüzgar enerjisi yeni bir enerji kaynağı değildir; insanlar, medeniyetin başlangıcından beri rüzgar enerjisinden faydalanmışlardır. Bu ilk önce yelkenli gemilerle ulaşımda, daha sonra yel değirmenleri ile tarım ve sulamada gerçekleşmiştir. Rüzgar enerjisini kullanarak elektrik enerjisi üretimi ise 90'lı yıllardan itibaren büyük bir hızla artmıştır. Haziran 2011 itibariyle rüzgar enerjisinin kurulu kapasitesi 215 Gigawatt'ı geçmiş bulunmaktadır ve rüzgar enerjisi dünyanın elektrik enerjisi ihtiyacının yaklaşık %3'ünü karşılamaktadır (WWEA, 2011). Rüzgar enerjisi en hızlı büyüyen enerji kaynağıdır ve dünyada son 12 yılda yıllık %20-%40 büyüme hızı göstermiştir. Şu anda en ekonomik enerji üretim seçeneklerinden biridir ve birçok uluslararası çalışma rüzgar enerjisinin en popüler enerji trendi olduğunu göstermektedir. An itibari ile 86 ülke rüzgar enerjisini elektrik üretiminde kullanmaktadır. Rüzgar sanayinin olduğu ülkelerde 670,000'den fazla insan bu sektörde istihdam edilmektedir (WWEA, 2011).

Rüzgar enerjisinin hızla gelişmekte ve artmakta olan bir kolu da Açık Deniz (Offshore) rüzgar enerjisidir. Denizdeki düzenli ve yüksek hızdaki rüzgarlar sayesinde daha fazla enerji üretim kapasitesine sahip olan Açık Deniz rüzgar türbinleri aynı zamanda lojistik olarak da daha avantajlıdır. İlk Açık Deniz rüzgar tarlası 1991 de denenmiştir ve 2000'li yıllar Açık Deniz rüzgar enerjisinde patlama yaşanmıştır. Günümüzde yaklaşık 3,5 Gigawatt Açık Deniz rüzgar enerjisi kurulu gücü bulunmaktadır, yaklaşık 4 Gigawatt kurulum aşamasındadır ve 19 Gigawatt onaylanmış proje bulunmaktadır (EWEA, 2011).

Türkiye'de genel enerji durumu ise pek iç açıcı gözükmemektedir. 2010 yılı sonu itibariyle, toplam elektrik üretiminin %71,2'si doğalgaz ve kömürden, %24,5'i hidrolik kaynaklardan, %2,5'i sıvı yakıtlardan, %1,35'i rüzgardan ve %0,47'si jeotermal ve biyogazdan sağlanmıştır. Türkiye'de 2009 yılında enerji arzının petrolde %98, doğalgazda %91'lik bölümü ithalat ile karşılanmıştır (EÜAŞ, 2011). Bu tablo enerji talebi bakımından önemli bir yüzde ile dışa bağımlı olduğumuzu göstermektedir. Enerji politikalarında öncelik arz güvenliği olmalıdır ve bunu sağlamanın yolları kendi kaynaklarımıza yönelmek ile enerji kaynaklarımızı çeşitlendirmektir. Yenilenebilir enerji kaynakları ve rüzgar enerjisi önemli bir seçenek oluşturmaktadır. Türkiye'de ilk Rüzgar Enerji Santrali İzmir'de 1998 yılında üretime geçmiştir. Bunu takiben yapılan düzenlemeler ile birlikte Türkiye'de kurulu

güç hızlı bir şekilde artmış, toplam rüzgar enerjisi kurulu gücü Mayıs 2011 sonu itibariyle 1405 MW'a ulaşmıştır ve bu değerler ile dünyada 17. sırada bulunmaktayız (Altuntaşoğlu, 2011; Url-2). Bunlarla birlikte güncel olarak 3910 MW'lık rüzgar enerjisi lisansı verilmiştir ve 28530 MW'lık proje değerlendirilmiştir.

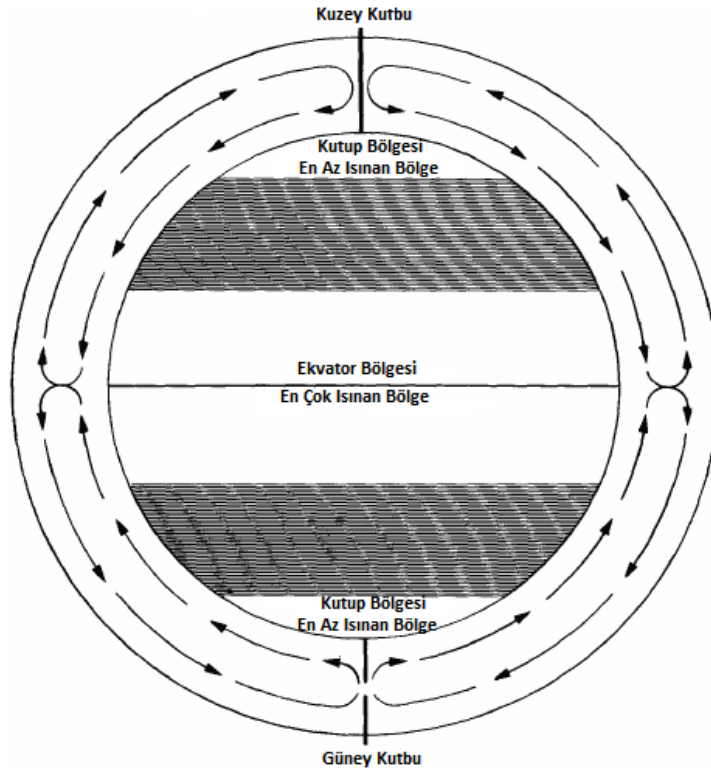
Rüzgar enerjisinin Dünyadaki ve Türkiye'deki bu olumlu tablosu göz önünde bulundurulduğunda, rüzgar enerjisi projelerinin diğer enerji kaynaklarıyla yarışabilmesi için iyi analiz ve fizibilite çalışmalarına tabi tutulması gerekmektedir. Rüzgar fosil yakıtlar gibi emre amade değildir; rüzgar esmediğinden enerji üretimi yapılamaz. Dolayısıyla rüzgar türbini kurulacak bölgenin ve projenin başarılı bir şekilde analiz edilmesi ve fizibilite çalışması yapılması şarttır.

Bu çalışmada öncelikle rüzgar enerjisi tanıtılmış ve temel faktörler incelenmiştir. Dünyadaki ve Türkiye'deki durum ele alındıktan sonra Açık Deniz rüzgar enerjisi detaylandırılmıştır. Olası bir Açık Deniz rüzgar enerjisi fizibilite çalışmasında ele alınması gereken konular ve izlenilecek adımlar anlatılmıştır. Son olarak iki adet örnek çalışma yapılmıştır. Örnek çalışma sahası belirlenirken EÜAŞ'ın hazırladığı Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) göz önünde bulundurularak rüzgar potansiyeli yüksek deniz üstü bölgeler belirlenmiş, bunlardan Gökçeada ve Bozcaada'ya ait deniz sahaları seçilmiştir. Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü (DMI)'nin Gökçeada ve Bozcaada'ya ait 10 yıla ait saatlik rüzgar verileri analiz edilmiş, adalara ait topografik haritalar bilgisayar üzerinden hesaplama yapmak üzere sayısallaştırılmıştır. Daha sonra tüm veriler WaSP paket programında işlenmiş ve bir rüzgar atlası oluşturulmuştur. Oluşturulan rüzgar atlası üzerinde çeşitli senaryolara göre farklı derinlik kategorilerinde farklı güçlere ve markalara sahip türbinler yerleştirilmiştir. WaSP aracılığıyla toplam enerji elde edilmiş, sonrasında kapsamlı bir maliyet analizi ile fizibilite çalışması yapılarak bölgede bir Açık Deniz rüzgar tarlasının uygun olup olmadığının tespit edilmesi amaçlanmıştır.

2. RÜZGAR VE ENERJİ

2.1 Rüzgar Oluşumu ve Çeşitleri

Rüzgar basitçe, hareket halindeki hava olarak tanımlanabilir. Dünyamızdaki hayatın ve tüm enerji kaynaklarının direkt veya dolaylı olarak kaynağı olan güneş, rüzgarın oluşumunu da sağlamaktadır. Yerkürenin geometrik yapısından ve yörüngesel hareketlerinden dolayı güneş her bölgeyi aynı derecede ısıtamamaktadır. Rüzgarın oluşmasını sağlayan en temel neden bu durum sonucunda ortaya çıkan basınç ve sıcaklık farklılıklarıdır. Dünyadaki temel rüzgar hareketini açıklamak gerekirse; ekvator ve çevresindeki bölgeler daha çok ısınırken, kutuplar daha az ısınmaktadır. Ekvatordaki ısınan ve hafif hava atmosferin üst katmanlarına yükselir, kutuplara doğru ilerler ve alçalır. Dünyanın kendi eksenini etrafındaki dönüşünden de etkilenen hava, sonuç olarak global bir sirkülasyon oluşturur (Şekil 2.1).

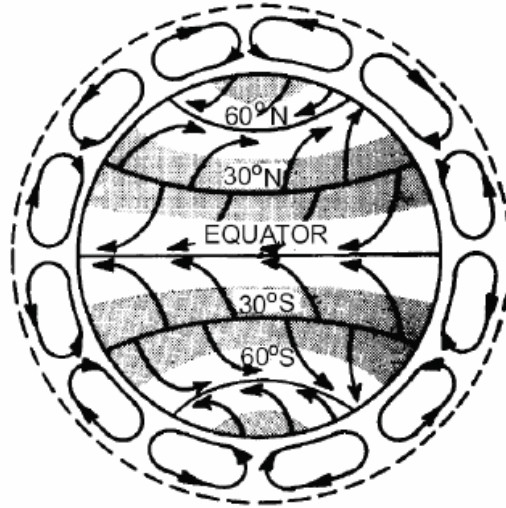


Şekil 2.1 : Basit rüzgar çevrimi.

Rüzgarın hareket mekanizmasını dört ana faktör etkilemektedir: basınç etkisi, Coriolis etkisi, atalet etkisi ve sürtünme etkisi.(Manwell ve diğ., 2002)

Basınç Etkisi: Güneşin dünyayı eş olarak ısıtmamasından kaynaklanır. Bazı bölgeler diğerlerine göre daha fazla ısındığından basınç farkı oluşur. Bölgeler arasındaki mesafe başına düşen bu basınç farkına basınç gradyanı denir ve basınç gradyanı ne kadar büyük olursa rüzgara etkiyen kuvvet o derece fazla olur; dolayısıyla rüzgar hızı doğru orantılı olarak yükselir (Johnson, 2001).

Coriolis Etkisi: Dünyanın kendi eksenini etrafında dönmesinden kaynaklanır. Normalde dikey düz bir çizgi takip edecek olan hava partiküllerinin sapmasına neden olan Coriolis kuvveti, yükselerek yayılan rüzgârı her iki yarımkürede 30° enlem civarında daha düşük seviyelere doğru yönlendirir. Etki kuzey yarımkürede ve güney yarımkürede zıt yönlerde doğru gerçekleşir (Şekil 2.2).



Şekil 2.2: Coriolis kuvvetinin global rüzgarlara olan etkisi (Barutçu, 2008).

Atalet Etkisi: Rüzgarların büyük çapta dairesel hareketlerinden kaynaklanan bir etkidir.

Sürtünme Etkisi: Bu etki yeryüzünün hareket eden havaya karşı gösterdiği sürtünme direncinden doğmaktadır ve hava akışını yavaşlatıp yönünü de etkileyebilmektedir. Türbülanslı rüzgar akışına bu etki sebep olmaktadır. Yeryüzü zemininden yükseklik arttıkça sürtünme etkisi azalmaktadır ve bu etki atmosfer sınır çizgisi denilen sınıra kadar işlemektedir (Manwell ve diğ., 2002).

Tüm bu temel faktörlere ek olarak gündüz- gece etkisi, nem oranı, kara-deniz etkisi, topografik etkiler de rüzgarları şekillendirmektedir. Sonuç olarak temel faktörler

küresel rüzgarları, diğer etkiler de yerel rüzgarları oluşturmaktadır. Küresel rüzgarlar kutuplara doğru esen kutup rüzgârları, 40° ve 60° enlemleri arasında kuvvetli esen batı rüzgârları ile kuzey yarımkürede kuzeydoğu yönünden, güney yarımkürede güneydoğu yönünden devamlı ve kuru esen alize rüzgârlarını kapsamaktadır. Yerel rüzgarlar ise günlük ve mevsimsel olabilmekte, musonlar, tropikal rüzgarlar, fön rüzgarları, bora ve kasırgalar, deniz ve kara meltemleri, dağ ve vadi rüzgarlarını kapsamaktadır (Manwell ve diğ., 2002).

2.2 Rüzgar Enerjisi ve Tarihi

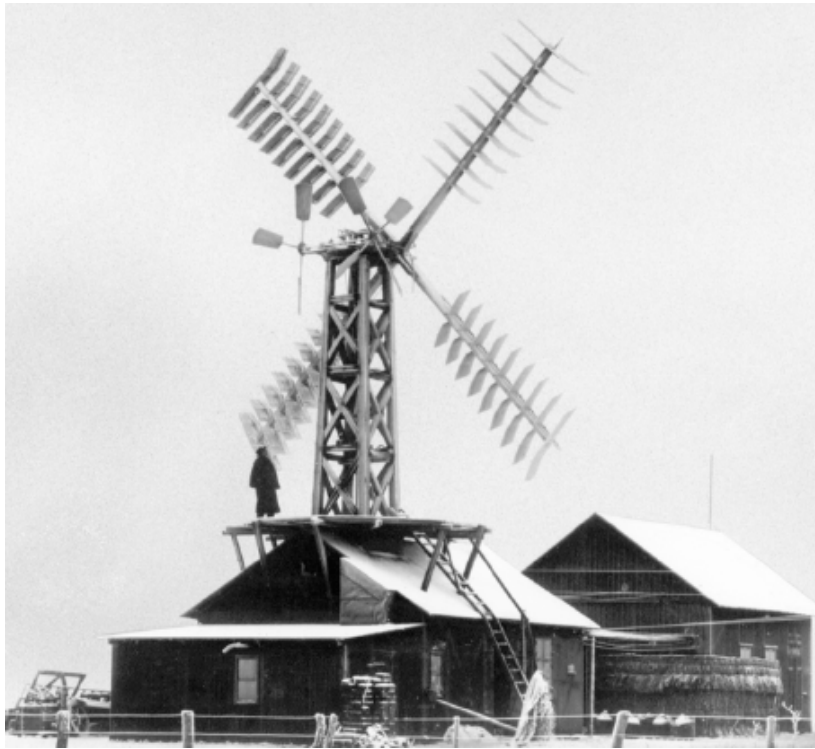
Rüzgarlar güneş enerjisinin dünyayı ısıtması sonucu oluşan, atmosferin potansiyel enerjisinin basınç kuvvetleri ile kinetik enerjiye dönüşmesidir. Bu kinetik enerji mekanik enerjiye çevrilerek binlerce yıldır kullanılmaktadır. Elektrik enerjisi olarak kullanılması yine mekanik enerjiye çevrilmesi üzerinden gerçekleşmektedir ve yakın geçmişten itibaren mevcuttur.

İnsanların rüzgar enerjisinden bilinen ilk yararlanma şekli deniz ulaşımında kullanılan yelkenli gemiler aracılığıyla olmuştur. Watt 18. Yüzyılda buhar jeneratörünü icat edene kadar gemiler için tek güç kaynağı rüzgar olmuştur. Rüzgarın bu alanda etkisi küçümsenmeyecek kadar fazladır; ülkeler rüzgarı kullanma becerisi sayesinde donanmalarıyla iktidar sahibi olmuş, coğrafi keşifler rüzgar enerjisinden güç alan gemilerle gerçekleştirilmiştir.

Karada rüzgar enerjisinden faydalanma yel değirmenleriyle gerçekleşmiştir. Bilinen en eski yel değirmenleri Babil imparatorluğunda kullanılmış olup, tahmini icatları M.Ö. 17. Yüzyıla dayanmaktadır. Resmi tarihi kayıtlardaki en eski yel değirmeni ise M.S. 7. Yüzyılda Persler tarafından kullanılmıştır. Bu değirmen yatay eksenli olup ilkel bir tasarıma sahipti. Yatay eksenli yel değirmenlerinin icat edilip kullanılması ortaçağ Avrupa'sına denk gelmektedir. İlk yatay eksenli yel değirmenleri de kaba bir tasarıma sahipti fakat değirmenler yaygınlaştıkça tasarımlarda iyileştirilmelere gidildi. Şimdi yel değirmeni denince akla gelen Hollanda tipi yel değirmenleri 16. Yüzyılda yaygınlaşmıştır. Zamanla aşırı rüzgarlarda kolayca kapanabilen “yay-yelken” tipi kanatlar ve rüzgarın yönüne göre otomatik sapma sistemi geliştirilmiştir. Yel değirmenleri tahıl öğütmenin yansıra su pompalamak için de kullanılmıştır. Hollanda'da su altında kalan topraklardaki suyu boşaltmak, Amerika'da kırsal

yerleşimde içme ve sulama suyu elde etmede hayati önem taşımıştır (Hau, 2006; Johnson, 2001).

Rüzgar enerjisinden elektrik üreten ilk rüzgar türbini 23m rotor çapıyla 1891'de Danimarka'da Paul La Cour tarafından yapılmıştır (Şekil 2.3). La Cour rüzgar türbinlerinin bugünkü halini almasında büyük katılar sağlamış bir bilim misyoneridir. 1910 itibari ile Danimarka'da 5 ila 25 kW kapasitede birçok türbin işletimdedi. 1920'de, rüzgar türbinlerinin aerodinamik kapasiteleri üzerinde çalışmalar yürüten Albert Betz, hava akımının sahip olduğu enerjinin fiziksel olarak maksimum %59,3'ünden yararlanılabileceğini kanıtladı.



Şekil 2.3: Poul La Cour'un 1891'deki ilk elektrik üreten rüzgar türbini.

1925 civarında iki ve üç kanatlı rüzgar türbinleri Amerikan pazarında yerini almıştı. Bunlar genellikle küçük güçte (maksimum 3kW) kırsal kesimlerin elektrik ihtiyacını karşılamak için bataryaları doldurmak amacı ile kullanılmaktaydı. İkinci Dünya Savaşı öncesinde Lykkegaard ve F.L. Smidth firmaları 30 ila 60 kW gücünde türbinler üretmekteydi. Savaştan sonra Johannes Juul 200 kW gücünde Gedser türbinini yaptı. Bu türbin üç kanatlıydı, aerodinamik stall kontrolüne sahipti (kanat açılarıyla hız kontrolü) ve senkron motor yerine indüksiyon motor kullanılmıştı. Bu konseptler günümüzdeki modern türbin teknolojilerine altyapı oluşturmuştur. Amerika'da ise 1930'ların sonuna doğru o zamana ve sonraki yıllara göre en büyük

rüzgar türbini kurulmuştu; iki kanatlı, 53.3m rotor çapında, 1.25 MW gücünde Smith-Putnam tarafından kurulan türbin. Maalesef türbin çok büyük ve o günkü rüzgar enerjisi mühendisliği seviyesine göre erken bir tasarımdı. 1945'te bir kanat sorunu çıktı ve proje iptal edildi. 20. Yüzyılın son çeyreğine kadar dünyada çeşitli prototipler ve deneyler gerçekleştirilmiştir. 1973'teki petrol krizinden sonra rüzgar enerjisinde büyük bir atılım yaşanmıştır. Petrol fiyatlarındaki büyük artış ve sınırlı fosil yakıt kaynaklarına yönelik kaygı alternatif enerji kaynakları arayışına dönüşmüştür. Birçok ülke Ar-Ge ve üretim için hükümet destek programları finanse etmiştir. Bu programlar eşliğinde kurulu gücü yüksek birçok prototip denenmiş fakat bunlar ticari açıdan fizibil olamamıştır. 1978'de Amerika'da türbinlerin şebekeye bağlanmasına izin veren ve düşük fiyatlandırmadan yararlanmayı sağlayan bir düzenleme hayata geçirilmiştir. Bu sayede artık birden fazla türbini bir rüzgar tarlası oluşturacak şekilde şebekeye bağlamak ve ticari olarak getiri sağlamak mümkün olmuştur. 1980'lerin ortasına gelindiğinde dünyada binlerce ufak güçte türbin kurulu bulunmaktadır. 90'lı yıllardan günümüze kadar olan süreçte mühendislik çalışmaları eşliğinde türbinlerin kapasitelerinde ve performanslarında kayda değer gelişmeler gerçekleştirilmiştir. Son 30 yılda türbinlerin gücü 50 kW'tan 5MW'a çıkmıştır. Artık açık denize türbinler kurulmaktadır. Türbinlerin performans ve güvenilirliğine yönelik tasarım standartları ve sertifikasyonlar ortaya çıkmıştır. Rüzgar enerjisinin gelişimini sağlayan ana etmen 70 ve 80'lerde fosil yakıt fiyatları ve kaynak kaygısı iken günümüzde CO₂ emisyonları, çevresel faktörler ve küresel ısınmadır. Artık rüzgar enerjisi daha güvenilirdir, enerji maliyeti konvansiyonel kaynaklarla yarışabilir düzeye gelmiştir ve teşvikler sayesinde gelişmekte olan ülkelerde de hızla yaygınlaşmaktadır (Burton, 2001; Manwell vd.,2002; Hau,2006).

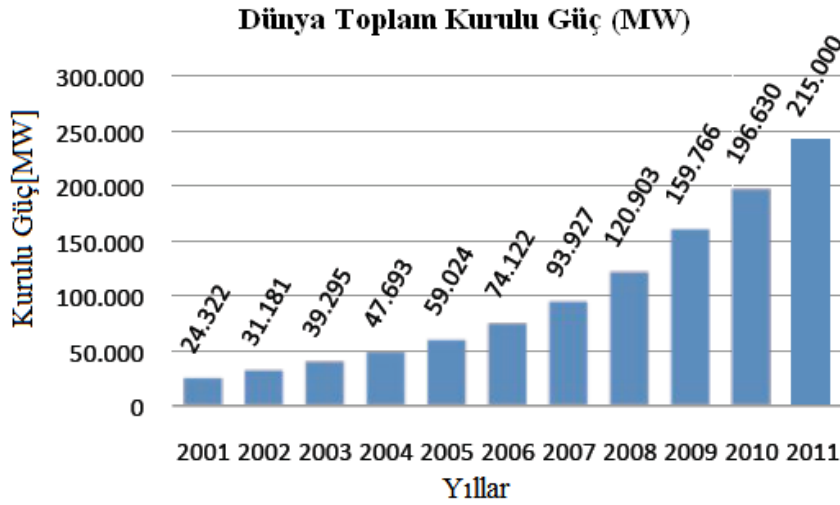
2.3 Dünyada ve Türkiye'de Rüzgar Enerjisi

2.3.1 Dünyada rüzgar enerjisi

Fosil ve nükleer kaynakların giderek tükenmesi ve buna bağlı olarak petrol fiyatlarının artışı, küresel ısınmayla iklim değişikliği yaşanması sonucu özellikle son 40 yıldır alternatif ve temiz enerji kaynaklarına olan ihtiyaç çok büyük bir hızla artış göstermiştir. Rüzgar enerjisinin ekonomik, sosyal ve ekolojik olarak sürdürülebilir bir enerji kaynağı olması ile bu ihtiyaca yönelik en ideal çözüm olduğunu, son 20 yıldır hızla artan kurulu kapasitesiyle kanıtlamaktadır.

2010 sonu yapılan analizlere göre dünyada kurulu tüm rüzgar türbinleri global elektrik arzına potansiyel olarak 430 TWh katkıda bulunmuşlardır, bu da tüm dünyanın elektrik talebinin yaklaşık %2,5'ine denk gelmektedir. Bu miktar dünyanın en büyük altıncı ekonomisi olan ve 60 milyondan fazla nüfusu olan İngiltere'nin elektrik ihtiyacından fazlasını karşılayabilmektedir. 2010 yılında rüzgar sektörünün iş hacmi 40 milyar Euro'nun üzerinde olmuştur. Beş yıl içinde istihdam durumu neredeyse üç katına çıkmıştır; 2005'te 235.000 kişi direkt ya da dolaylı olarak rüzgar sektörü ve yan kollarında istihdam etmişken bu sayı 2010 da 670.000 olmuştur.

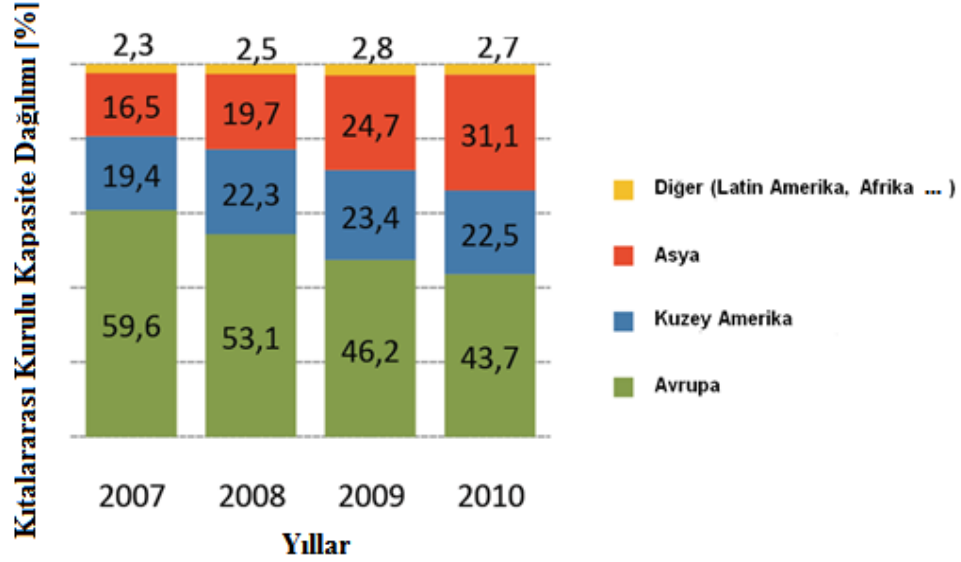
Şekil 2.4 incelendiğinde, 2001 – 2011 yılları arasında dünyadaki toplam rüzgar enerjisi kurulu gücü görülebilmektedir. 2001 yılında 24,3 GW olan toplam kurulu güç 2011 Haziran sonu ile neredeyse 10 katına ulaşmıştır. 2011'in ilk yarısında dünya çapında 18,4 GW yeni kapasite devreye girmiş ve bu da toplamda 215 GW Kurulu güce ulaşılmasını sağlamıştır. 2011 sonunda toplam kurulu gücün 240 GW'ı geçmesi beklenmektedir.



Şekil 2.4 : 2011 Haziran sonu itibariyle dünyadaki toplam rüzgar enerjisi kurulu gücü (WWEA, 2011).

Global kurulu gücü kıtalara göre dağılımı Şekil 2.5'te görülmektedir. Kıtalararası dağılımda son dört yıldır Avrupa başı çekmektedir fakat Asya kıtasındaki ciddi artış, yakın gelecekte Avrupa'yı geride bırakabileceğinin bir göstergesidir. Afrika ve diğer kıtalarda rüzgar enerjisi yeni yaygınlaşmaktadır ve toplam kurulu güç az da olsa dağılım oranı giderek artmaktadır.

Daha spesifik incelendiğinde, Asya'daki artışın lokomotifi Çin'dir, bu artışı Hindistan, Kore ve Japonya desteklemektedir. Kuzey Amerika'da ise ABD ve Kanada Kurulu güçte lider ve istikrarlı ülkelerdir. Çizelge 2.1'de Haziran 2011 sonu itibariyle kurulu kapasitesi en fazla olan 10 ülkeyi göstermektedir.

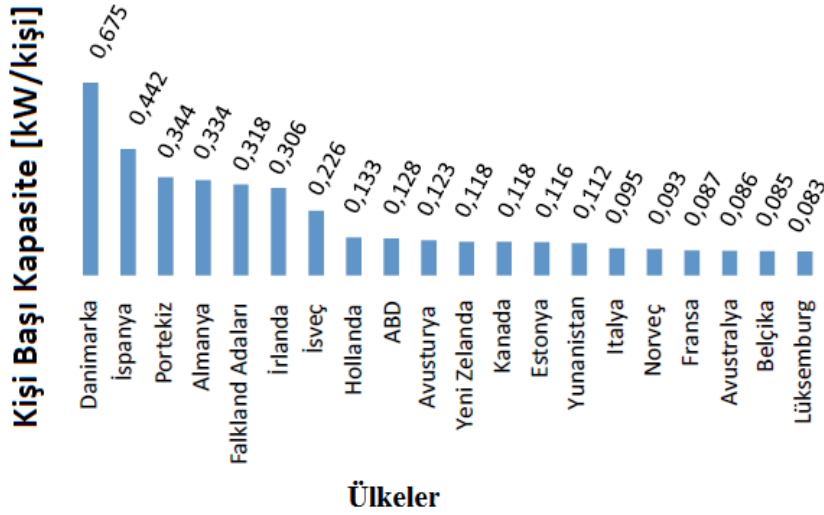


Şekil 2.5 : Kıtalararası kapasite dağılımı (WWEA, 2011).

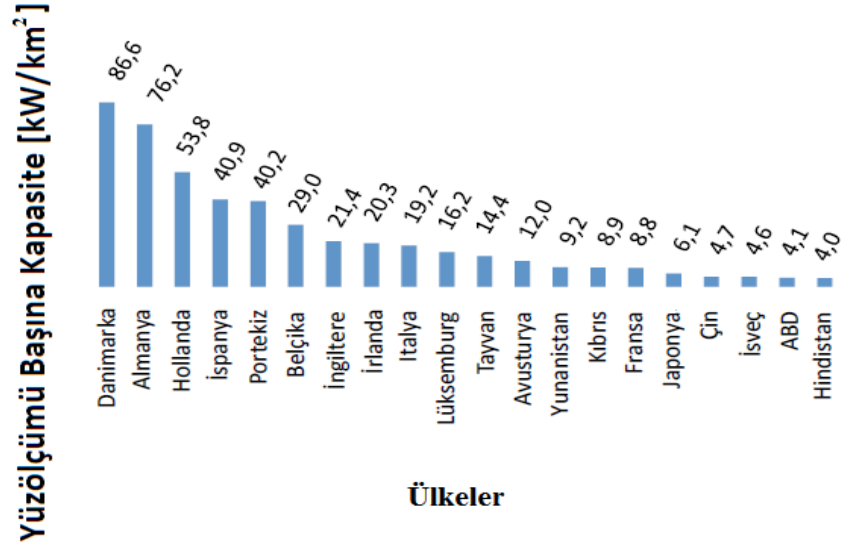
Çizelge 2.1 : Kurulu kapasitesi en fazla olan 10 ülke (WWEA,2011).

Sıra	Ülke	Haziran 2011 Toplam (MW)	2011 Yeni (MW)	2010 Toplam (MW)	Toplam
1	Çin	52.800	8.000	44.733	
2	ABD	42.432	2.252	40.180	
3	Almanya	27.981	766	27.215	
4	İspanya	21.150	480	20.676	
5	Hindistan	14.550	1.480	13.065	
6	İtalya	6.200	460	5.797	
7	Fransa	6.060	400	5.660	
8	İngiltere	5.707	504	5.203	
9	Kanada	4.611	603	4.008	
10	Portekiz	3.960	260	3.702	
	Diğer	29.500	3.200	26.441	
	Toplam	215.000	18.405	196.682	

Çizelge 2.1'deki durum, kıtalararası dağılımdaki değişikliği destekler durumdadır. Kurulu kapasite açısından lider durumdaki Çin'in toplam kurulu gücü Haziran 2011 itibariyle 52 GW'ı geçmiş bulunmaktadır. İkinci konumdaki ABD'deki toplam kurulu güç ise 42,4 GW'tır. Fakat kurulu kapasiteden elde edilen elektrik ülkenin toplam elektrik üretimine oranlandığında durum değişmektedir; Çin'de rüzgar enerjisi toplam elektrik üretiminin %1,2'sini karşılamaktadır. Aynı durum ABD'de %2 civarına ulaşmıştır. Bazı ülkelerde ve bölgelerde ise rüzgar en büyük elektrik kaynaklarından biri halindedir. Elektrik üretiminde rüzgar enerjisi kullanım oranı açısından lider ülke Danimarka'dır. Bu açıdan Danimarka'nın ve diğer lider ülkelerin rüzgar enerjisi kullanım oranları; Danimarka: 21 %, Portekiz: 18 %, İspanya: 16 %, Almanya: 9 % şeklindedir. Benzer şekilde toplam kurulu kapasitenin toplam nüfusa oranı Şekil 2.6'da ve kurulu kapasitenin yüzölçümüne oranı Şekil 2.7'de görülmektedir. Toplam kurulu kapasiteleri en yüksek olan ülkeler kişi başına kapasitede ve yüzölçümü başına kapasitede daha geride bulunmaktadır. Bu açılardaki lider ülkeler rüzgar enerjisini ülke politikalarında ve toplumsal bilinçlerinde daha üst seviyede tutan, rüzgar enerjisi sektörüne yön veren ülkelerdir (WWEA, 2011; GWEC, 2011).



Şekil 2.6 : Kişi başına düşen kurulu güç değerleri açısından lider 20 ülke (WWEA,2011).



Şekil 2.7 : Kilometrekare başına düşen kurulu güç değerleri açısından lider 20 ülke (WWEA, 2011).

Bu oranlarda Danimarkalı, Alman ve İspanyol türbin üreticilerinin büyük katkısı vardır. Bu üreticiler hem ulusal hem de uluslararası piyasada lider tedarikçi konumundadırlar. Çin, Hindistan, Kore ve Japonya'daki rakip üreticiler de son yıllarda ataktadırlar.

Dünya genelinde toplam 83 ülke rüzgar enerjisini elektrik üretiminde kullanmaktadır. Bu ülkelerden öne çıkanların 2009-2010 yıllarına ait kurulu kapasiteleri ve ait olduğu kıtaların toplam kapasiteleri Çizelge 2.2, Çizelge 2.3 ve Çizelge 2.4'te incelenebilir.

Çizelge 2.2 : 2010 sonu Afrika ve Ortadoğu bazında kurulu kapasiteler (GWEC,2011).

	Ülke	2009 Sonu	2010 Yeni	2010 Sonu
AFRİKA ve ORTA DOĞU	Mısır	430	120	550
	Fas	253	33	286
	Tunus	54	60	114
	İran	92	0	92
	Diğer	37	0	37
	Toplam		866	213

Çizelge 2.3 : 2010 sonu Asya ve Avrupa bazında kurulu kapasiteler (GWEC,2011).

	Ülke	2009 Sonu	2010 Yeni	2010 Sonu
ASYA	Çin	25,805	18,928	44,733
	Hindistan	10,926	2,139	13,065
	Japonya	2,085	221	2,304
	Tayvan	436	83	519
	Güney Kore	348	31	379
	Filipinler	33	0	33
	Diğer	6	48	54
	Toplam		39,639	21,45
AVRUPA	Almanya	25,777	1,493	27,214
	İspanya	19,16	1,516	20,676
	İtalya	4,849	948	5,797
	Fransa	4,574	1,086	5,66
	İngiltere	4,245	962	5,204
	Danimarka	3,465	327	3,752
	Portekiz	3,535	363	3,898
	Hollanda	2,215	32	2,237
	İsveç	1,56	604	2,163
	İrlanda	1,31	118	1,428
	Türkiye	801	528	1,329
	Yunanistan	1,087	123	1,208
	Polonya	725	382	1,107
	Avusturya	995	16	1,011
	Belçika	563	350	911
Diğer	1,61	1,07	2,684	
Toplam		76,471	9,918	86,279

Çizelge 2.4 : 2010 sonu Dünya'nın geri kalanı ve Dünya toplamı bazında kurulu kapasiteler (GWEC,2011).

	Ülke	2009 Sonu	2010 Yeni	2010 Sonu
LATİN AMERİKA ve KARAYİPLER	Brezilya	606	326	931
	Meksika	202	316	519
	Şili	168	4	172
	Kosta Rika	123	0	123
	Karayipler	91	8	99
	Arjantin	34	27	60
	Diğer	83	23	106
	Toplam	1,306	703	2,008
KUZEY AMERİKA	ABD	35,086	5,115	40,18
	Kanada	3,319	690	4,009
	Toplam	38,405	5,805	44,189
PASİFİK	Avustralya	1,712	167	1,88
	Yeni Zelanda	497	9	506
	Pasifik Adaları	12	0	12
	Toplam	2,221	176	2,397
	Tüm Dünya	158,908	38,265	197,039

Rüzgar enerji sektörü geliştikçe çeşitli yeni trendler de türemektedir. Bunlardan birisi eski türbinlerin revize edilerek güçlerinin artırılmasıdır. Bu trend Almanya'da başlamıştır ve 2010'da topla 183 MW kurulu gücünde makine eskileriyle değiştirilmiştir. Bu trendin yakın gelecekte büyümesi öngörülmektedir. Diğer bir trend ise halka ait rüzgar tarlaların anavatanı olan Danimarka'da başlamıştır ve halkın rüzgar türbini sahibi olması konusunda yeni teşvikler yürürlüğe girmiştir (WWEA, 2011).

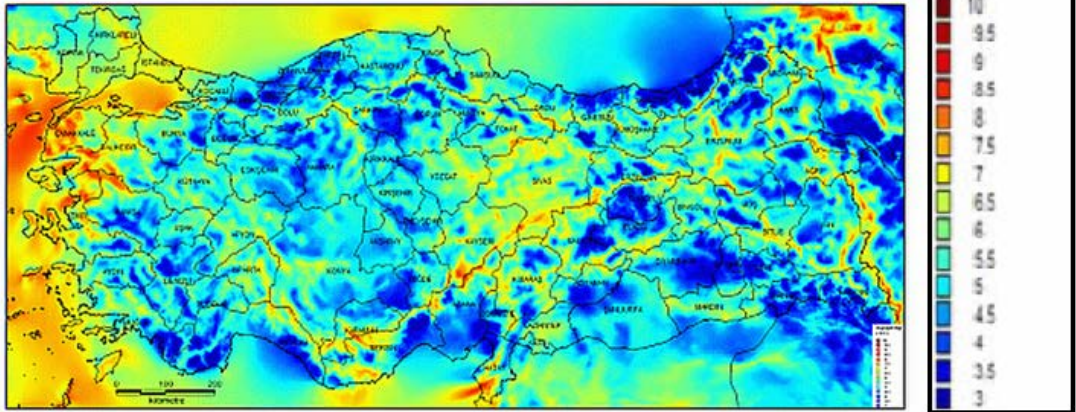
Japonya'daki nükleer felaket ve Meksika Körfezi'ndeki petrol kaçağı rüzgar enerjisine olan olumlu bakış açısını haklı olarak pekiştirmiştir. Gün geçtikçe daha

fazla hükümet rüzgar enerjisinin daha fazla kullanımı için destek vermektedir. Fakat halen gelişmekte olan birçok ülkede büyük bir yönetmelik açığı bulunmaktadır, piyasa altyapısında yeterli stabilite ve güvenilirlik bulunmamaktadır ve finansal kaynaklar açısından sıkıntı vardır. Bu ülkelerden biri de Türkiye'dir.

2.3.2 Türkiye'de rüzgar enerjisi

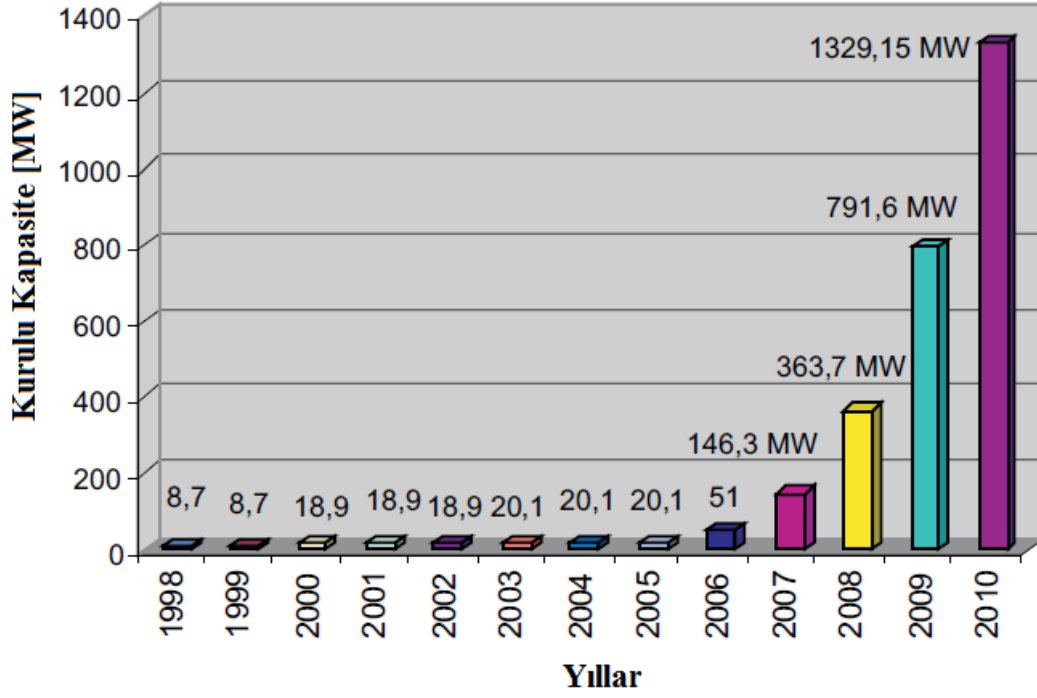
Türkiye'de genel enerji durumu incelendiğinde; 2010 yılı sonu itibariyle, toplamda 210.181 GWh elektrik üretilmiştir. Bu üretiminin %71,2'si doğalgaz ve kömürden, %24,5'i hidrolik kaynaklardan, %2,5'i sıvı yakıtlardan, %1,35'i rüzgardan ve %0,47'si jeotermal ve biyogazdan sağlanmıştır. Türkiye'de 2009 yılında enerji arzının petrolde %98'lik, doğalgazda %91'lik bölümü ithalat ile karşılanmıştır (EÜAŞ, 2011). Bu tablo enerji talebi bakımından önemli bir yüzde ile dışa bağımlı olduğumuzu göstermektedir. Her yıl büyüyen bir ekonomiye sahip olan Türkiye enerjiye aç bir ülke durumdadır. Enerji politikalarında öncelik arz güvenliği olmalıdır ve bunu sağlamanın yolları kendi kaynaklarımıza yönelmek ile enerji kaynaklarımızı çeşitlendirmektir. Bölüm 2.1 ve Bölüm 2.3.1'de de belirtildiği üzere rüzgar enerjisi bu ihtiyaçları karşılama açısından lider yenilenebilir enerji kaynaklarından.

Türkiye'de rüzgar enerji potansiyeli ele alındığında, bu konuyla ilgili Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE), yer seviyesinden 50 metre yükseklikte ve 7.5 m/s üzeri rüzgar hızlarına sahip alanlarda kilometrekare başına 5 MW gücünde rüzgar santrali kurulabileceği kabul edilerek, Türkiye rüzgar enerjisi potansiyelinin 48.000 MW olduğunu bildirilmiştir. EİE, meteorolojik verilerin, küresel atmosferik sirkülasyon modeli, orta-ölçekli sayısal hava analiz modeli ve mikro- ölçekli rüzgar akış modeli ile analizini yaparak 200m x 200m çözünürlüğünde olan REPA 2006 yılında üretmiştir. Benzer bir çalışma da DMİ tarafından 2002 yılında DMİ istasyon verileri kullanılarak yapılmıştır. Bu haritaların amacı potansiyeli yüksek bölgeler hakkında bilgilendirme sağlamak, olası bir yatırım için fizibilite çalışmasında ilk izlenimi oluşturmaktır. Şekil 2.8'deki 50m yükseklik için üretilmiş REPA'yı incelendiğinde Egenin kıyı kesimi, Marmara Denizi çevresi ve Akdeniz'in güney ve doğu kesimleri yüksek potansiyele sahip olduğu görülmektedir (Malkoç, 2008; Url-5).



Şekil 2.8 : 50 m yükseklik için REPA (Malkoç, 2008).

Türkiye'de ilk rüzgar enerji santrali İzmir'de 1998 yılında üretime geçmiştir. 2001 yılında çıkarılan elektrik piyasası kanundan önce kurulmuş olan rüzgar enerjisi santralleri otoprodüktör ya da yap işlet devret sistemine göre çalışan tesislerdir. Şekil 2.9'daki grafik incelendiğinde 2007 yılına kadar kurulu kapasitede kayda değer bir değişme yaşanmamıştır. 2007 ve sonrasında ise hızla artan bir profil göze çarpmaktadır. Bunun nedeni yapılan elektrik piyasası yönetmelik düzenlemeleri sonucu rüzgar enerji santrali (RES) yapmak isteyen yatırımcıların Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'ndan (EPDK) lisans alma gerekliliği ve buna bağlı olarak 2007 yılında EPDK'nın ilk ve tek kez lisans alımı için başvuruları kabul etmesidir. Toplamda 751 rüzgar projesinden oluşan 78.180 MW'lık lisans başvurusu yapılmıştır. Başvurular onaylanıp projeler hayata geçtikçe toplam rüzgar enerjisi kurulu gücü giderek artmış ve 2011 son çeyreği itibariyle 1478 MW'a ulaşmıştır. Bu değerler ile Türkiye dünyada kurulu kapasite açısından 17. sırada bulunmaktadır (Altuntaşoğlu, 2011; Url-2).



Şekil 2.9 : Türkiye Toplam RES Kurulu Gücü (Altuntaşoğlu, 2011).

2011 son çeyreği itibariyle toplamda 4465 MW'lık RES lisansı verilmiştir fakat işletmede olan toplam kurulu güç 1478 MW'tır. Bu farkın çeşitli nedenleri vardır; temel nedenleri lisans almadan inşaata başlamaya kadar olan süreçte bürokratik işlemlerin uzunluğu ve kurumlar arasındaki koordinasyon eksikliği, projelerde yeterli güvenilir rüzgâr verilerinin bulunmaması, yaşanan ekonomik kriz, kredi temininde yaşanan sıkıntılar vb.dir. İşletme halindeki RES'ler Çizelge 2.5'te kurulu güç açısından büyükten küçüğe şekilde incelenebilmektedir (Url-6).

Halen toplam kurulu gücü 28530 MW olan 619 projenin EPDK ve diğer ilgili kurumlar tarafından inceleme ve değerlendirmesi sürmektedir. Bu projelerin hayata geçmesi için lisans sahibi olunması bir yana, RES'lerin ülkemizde sağlıklı bir şekilde çoğalması için altyapı, teşvik ve yönetmelik olarak çok yol katetmemiz gerekmektedir. REPA incelendiğinde RES kurmak için elverişli bölgeler çoğunlukla tüketimin düşük olduğu kıyı alanlarıdır ve bu alanların şebeke kapasiteleri düşüktür. Dolayısıyla bu alanlarda şebekeye kapasitesi yüksek bir RES kurulması ancak elektriksel altyapının güçlendirilmesi ya da altyapısı uygun bir noktaya kadar kablo hattı döşenmesi ile gerçekleştirilebilmektedir. Ayrıca RES'in bağlanacağı noktada sistemin kısa devre gücünün en fazla yüzde 5'ine kadar kurulu kapasiteye izin verilmektedir ve bu kapasite Türkiye toplamında 8449 MW'tır. Mevzuatta yapılan bir güncelleme ile aynı bölge ve/veya aynı trafo merkezi için yapılan birden fazla

başvuru olması durumunda Türkiye Elektrik Üretim A.Ş. (TEİAŞ), “Rüzgâr Enerjisine Dayalı Üretim Tesisi Kurmak Üzere Yapılan Lisans Başvurularına İlişkin Yarışma Yönetmeliği”nce, belirli bir süre boyunca üretilecek kWh başına ödenecek en yüksek katkı payını sunan başvurunun kazanacağı bir yarışma yapmaktadır (Url-7).

Çizelge 2.5 : Türkiye’de işletmedeki RES’ler ve kurulu güçleri (Url-6).

NO	TESİS ADI	GÜÇ (MW)	NO	TESİS ADI	GÜÇ (MW)
1	SOMA / SOMA RES	140,80	22	KUYUCAK RES	25,60
2	OSMANIYE RES	135,00	23	KEMERBURGAZ RES	24,00
3	ŞAMLI RES	114,00	24	BANDIRMA - 3 RES	24,00
4	BİLGİN / SOMA RES	90,00	25	TURGUTTEPE RES	24,00
5	ALİAĞA RES	90,00	26	MAZI-3 RES	22,50
6	SEBENOBA RES	60,00	27	SARES RES	22,50
7	ÇATALCA RES	60,00	28	ÇAMSEKİ RES	20,80
8	SUSURLUK RES	45,00	29	KELTEPE RES	18,90
9	BANDIRMA RES	45,00	30	ŞENBÜK RES	15,30
10	YUNTDAĞ RES	42,50	31	BOREAS - 1 ENEZ RES	15,00
11	MANASTIR RES	42,40	32	KORES KOCADAĞ RES	15,00
12	ZİYARET RES	35,00	33	DÜZOVA RES	15,00
13	MERSİN RES	34,00	34	AYYILDIZ RES	15,00
14	AKBÜK RES	31,50	35	BURGAZ RES	14,90
15	SAYALAR RES	30,60	36	KARAKURT RES	10,80
16	İNTEPE RES	30,40	37	BORES - YİD	10,20
17	YAPISAN / BANDIRMA RES	30,00	38	ARES - YİD	7,20
18	BELEN RES	30,00	39	ÇEŞME RES	1,50
19	ÇANAKKALE RES	30,00	40	HADIMKÖY RES	1,20
20	SARIKAYA RES	28,80	41	TEPE RES	0,85
21	DATÇA RES	28,80		TOPLAM	1478,05

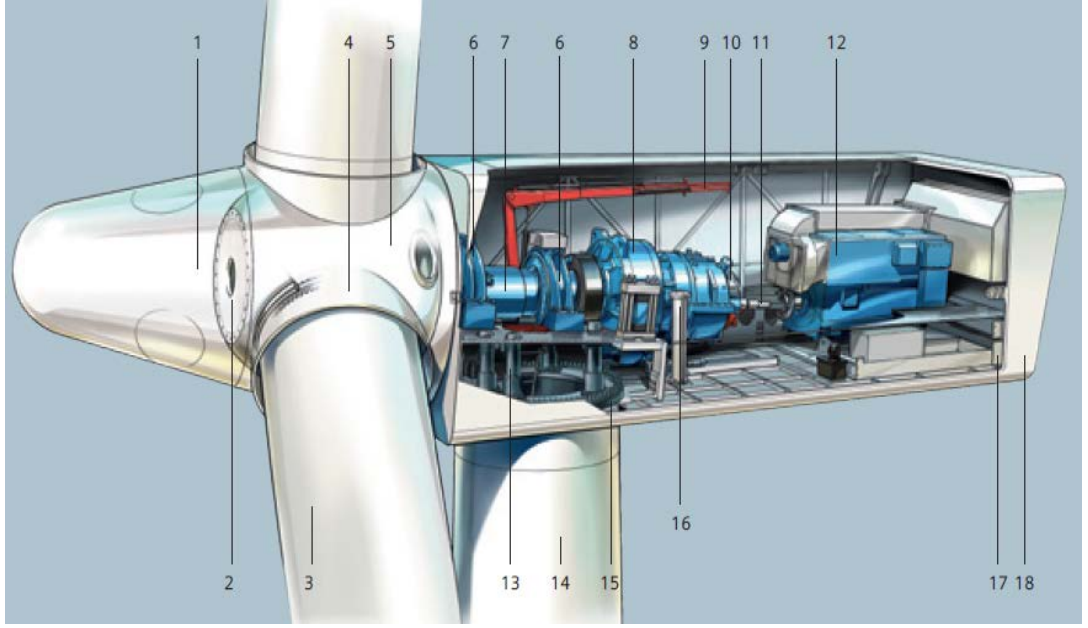
Yerli üretim olarak çeşitli marka türbinlerin kuleleri ve kanatları yabancı firmalarla ortak girişim yapılarak yurt içi piyasada üretilmektedir fakat daha ileri yerli rüzgâr endüstrisi gelişimine yönelik yeterli politika bulunmamaktadır. 2011 yılı başında yapılan yönetmelik değişikliği ile yerli üretimin desteklenmesine ilişkin ek alım garantisi umut vaat etmektedir Ayrıca Milli Rüzgâr Enerji Sistemleri Geliştirilmesi ve Prototip Türbin Üretimi (MİLRES) konusunda çalışmalar başlamıştır. Yerli üretimin geleceği konusunda bir diğer belirsizlik gelecekte rüzgâr başvurularının alınıp alınmayacağı ya da ne zaman alınacağıdır çünkü 1 Kasım 2007 tarihinde bir günde alınan başvurulardan beri rüzgâr başvurusu alınmamıştır.

2.4 Rüzgar Türbini ve Bileşenleri

Rüzgar türbini rüzgardaki gücü elektriğe dönüştüren bir makinedir. Buna rüzgarın gücünü mekanik güce dönüştüren yel değirmenlerinin değişmiş hali de denilebilir. Elektrik jeneratörleri olarak rüzgar türbinleri elektrik şebekesine bağlanırlar. Bu şebekeler bataryayı şarj eden bir devre, yerleşim alanı ölçekli bir güç sistemi, izole bir şebeke ya da genel elektrik şebekesi olabilir.

Rüzgar türbinlerinde enerji dönüşümü temel aerodinamik kuvvetin kanatlar aracılığıyla dönen bir şafta tork uygulamasıyla önce mekanik enerjiye sonra da jeneratör vasıtasıyla elektriğe çevrilmesi şeklinde gerçekleşir.

Günümüzde en yaygın rüzgar türbini tasarımı yatay eksenli rüzgar türbinidir; bu dönme ekseninin yere paralel olması anlamına gelmektedir. Yatay eksenli türbinler kendi içinde rotor yönü (rüzgar altı ve rüzgara üstü), rotor kontrolü (pitch ve stall kontrolü), kanat sayısı (genellikle üç ya da iki) ve rüzgara göre nasıl yön değiştirdiğine (serbest sapma veya aktif sapma) göre sınıflandırılır (Bianchi ve diğ., 2007; Hau, 2006).



Şekil 2.10: Modern bir türbinin bileşenleri (Url-4).

Yatay eksenli rüzgar üstü bir rüzgar türbininin temel yapısı hariç parçaları Şekil 2.10’da görülebilmektedir. Buradaki parçalar numaraları ile birlikte; 1.Rotor başlığı, 2. Rotor başlığı desteği, 3. Kanat, 4. Kanat rulmanı, 5. Rotor göbeği, 6. Ana şaft yatağı, 7. Ana şaft, 8. Dişli kutusu, 9. Servis vinci, 10. Fren diski, 11. Bağlantı, 12. Jeneratör, 13. Rota dişlisi, 14. Kule, 15. Rota halkası, 16. Yağ filtresi, 17. Jeneratör fanı, 18. Kanopi (Nacelle)’dir (Url-4). Tipik bir yatay eksenli türbinin ana bileşenleri aşağıda incelenmiştir;

Rotor: Rotor gövdesi (hub) ve kanatlardan oluşmaktadır. Bunlar hem performans hem de maliyet açısından en önemli parçalardır. Günümüzdeki türbinlerin çoğu rüzgar üstü ve üç kanatlıdır. İki kanatlı ve rüzgar altı modeller ise daha seyrek olarak kullanılmaktadır. Geçmişte tek kanatlı tasarımlar olduysa da günümüzde üretilmemektedir. Gelişen teknoloji ile birlikte türbinlerin kurulu gücü artmaktadır, bu temel olarak kanat boyu ile sağlanmaktadır. Elbette kanatlar büyüdükçe ağırlık sorunu oluşmaktadır. Kanatlar genellikle kompozit malzemeden üretilmektedir; bunlar fiberglas ile kuvvetlendirilmiş plastikler, ahşap/epoksi laminatlar ya da karbon fiber/epoksi kompozisyonları olabilmektedir (Johnson, 2001; Burton, 2001).

Modern türbinler, aşırı yüksek rüzgar hızlarında zarar görmemek için stall veya pitch kontrol mekanizmalarıyla üretilmektedir. Stall kontrol, kanat tasarımının belirli bir rüzgar hızından sonra kaldırma etkisini karşılayacak bir basma etkisi yaratacak şekilde yapılmasını kapsar. Pitch kontrol ise türbin üzerinde bulunan anemometre

aracılığıyla ölçülen rüzgar hızında belirli bir eşiğin geçilmesi durumunda devreye girer ve rotor gövdesinde, kanatların bağlantı noktalarında bulunan elektromekanik sistemle kanadın açısı değiştirilir (Bianchi ve diğ., 2007).

Aktarma Aksamları: Nacelle kutusunun içindeki hareketli parçaları kapsar. Bunlar temel olarak rotor tarafındaki düşük hız mili, dişli kutusu ve jeneratör tarafındaki yüksek hız milinden oluşur. Ek olarak rulmanlar ve yataklama, kaplinler, fren sistemi ve jeneratörün hareketli parçaları da dahildir. Dişli kutusunun amacı rotorun dönme hızını düşük devirden (18-50rpm civarı) jeneratöre uygun devire (ortalama 1500rpm) yükseltmektir. Doğrudan tahrikli türbinlerde dişli kutusu bulunmamaktadır (Hau, 2006; Burton, 2001).

Jeneratör: Rüzgar türbinlerinde senkron, asenkron ve doğru akım jeneratörleri kullanılır. Asenkron jeneratörler rüzgar türbinlerinde en çok kullanılan bir jeneratör tipidir. Avantajları arasında basit mekanik yapı, büyük boyutlarda üretilbilme, şebekeyle senkronize edilebilmeleri, üretim ve bakım maliyetinin düşük olması ve dayanıklı olmaları bulunmaktadır. Rüzgar hızının ani değişimlerinde meydana gelen tork titreşimlerini çok başarılı bir şekilde azaltabilmektedir. Senkron jeneratörler ise daha etkili oldukları için tercih edilebilmektedirler. Şebekeye direkt bağlanabildikleri gibi bir inverter aracılığıyla da bağlanabilirler. Fakat şebekeyle senkronize olabilmeleri için ek ekipman gerekmektedir. Doğru akım jeneratörleri ise şebekeden bağımsız olarak kurulan küçük güçteki rüzgar türbinlerinde kullanılmaktadır. Hız kontrolleri kolay olmasına rağmen bakım gerektirirler ve güvenilirlikleri düşüktür (Bianchi ve diğ., 2007; Hansen, 2001).

Nacelle ve Rota (Yaw) Sistemi: Bu kategori türbin gövdesi, mekanik ekipman yatağı ve sapma yönlendirme sistemini içerir. Mekanik ekipman yatağı nacelle'in içindeki aktarma aksamları ve diğer ekipmanların düzgün yerleşimini sağlar. Nacelle kutusu ise tüm ekipmanları dış etkilerden korur. Rota mekanizması ise rotoru rüzgarın esme yönüne ayarlanmış olarak tutmaya yarar. İki tip rota mekanizması vardır; rüzgar altı türbinlerde kullanılan serbest rota sistemi ve rüzgar üstü türbinlerde kullanılan aktif rota sistemi. Aktif rota sistemleri sensor-motor-dişli ekipmanları kullanarak otomatik olarak işlerken, serbest rota sistemi rüzgar altı türbinlerin aerodinamik özelliğinden yararlanarak kendiliğinden çalışmaktadır (Bianchi ve diğ., 2007).

Kule ve Temel: Bu kategorideki ekipmanlar türbin dahilinde hem statik hem dinamik en fazla yüke maruz kalanlardır. Kule nacelle kutusunun içindeki tüm ekipmanlara ve rüzgar kuvvetine, temel de kule dahil tüm ekipmanların yüküne dayanmalıdır. Kulelerin yüksekliği kanat boyunun yaklaşık 2-3 katına denk gelmektedir. Çelik, beton, kafes ve teller ile desteklenmiş olmak üzere birçok kule tipi mevcuttur. En çok kullanılan tip çelik kulelerdir; bunlar 2-4 segmentten oluşur ve belirli bir açıyla daralarak yükselir. Temellerde ise genellikle beton dolgu kullanılır. Toprağın yumuşak olduğu durumlarda ise derine kazıklarla çakılı plaka temeller kullanılabilir (Johnson, 2001; Hau, 2006).

2.5 Rüzgar Enerjisi Belirlenmesinde Temel Denklemler

Rüzgardan enerji elde etmek temel olarak hareket halindeki havanın kinetik enerjisini mekanik enerjiye dönüştürerek gerçekleşir. “m” kütlesine ve “v” hızına sahip olan hareket halindeki havanın kinetik enerjisi aşağıdaki formüldeki gibi hesaplanır:

$$E_k = \frac{1}{2} mv^2 \quad (2.1)$$

Havanın “v” hızıyla belirli bir “A” kesit alanından geçerken oluşturduğu hacimsel debi “ \dot{V} ”;

$$\dot{V} = vA \quad (2.2)$$

olarak gösterilir. Havanın yoğunluğu “ ρ ” hacimsel debi ile birlikte kütleli debiyi oluşturur;

$$\dot{m} = \rho vA \quad (2.3)$$

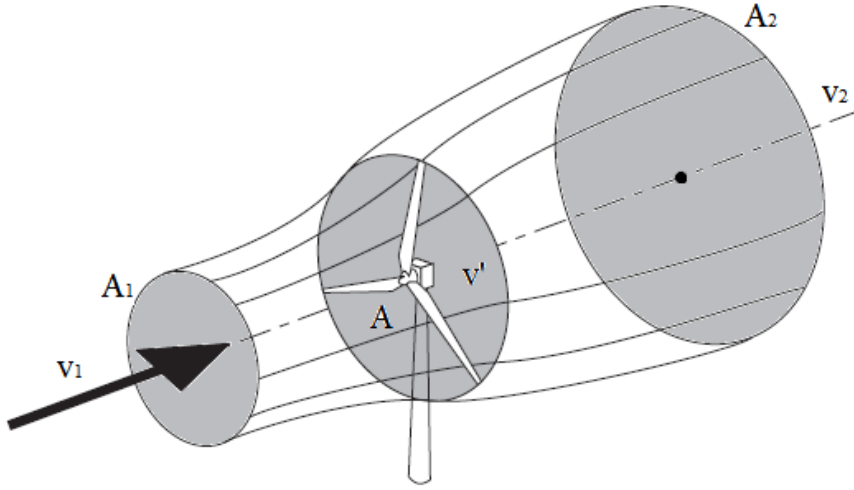
Bu denklemde kütleli debi “ \dot{m} ”, birim zamanda bir noktadan/alandan geçen kütleyi ifade eder. Birim zaman başına düşen enerji güce (P) eşittir, dolayısıyla (2.1) denklemindeki kütle, kütleli debi (2.3) ile yer değiştirildiğinde sırasıyla

$$P = \frac{1}{2} (\rho vA)v^2 \quad (2.4a)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad (2.4b)$$

güç formülü elde edilir.

Mekanik enerji rüzgar akımındaki kinetik enerji kullanılarak elde edilir, yani kütleli debi değişmez olduğundan, akışın hızı kanatlar tarafından taranan kesiti geçince azalmalıdır. Sabit kütleli debi ve azalmış hız kesit alanının artması anlamına gelmektedir. Dolayısıyla kanatların süpürdüğü kesitin önündeki ve arkasındaki koşulları göz önünde bulundurmaktır şarttır (Mukund, 1999) (Şekil 2.11).



Şekil 2.11: Rüzgar türbininin enerji çıkarımına ait akış borusu.

Burada v_1 , rotor kesitine henüz ulaşmamış, etkilenmemiş serbest akım hızıyken, v_2 ; rotordan arkasında kalan hızdır. Türbinin hava akımından mekanik enerji çıkarımı hava akımının rotordan önceki ve sonraki hali arasındaki güç farkına denk gelmektedir:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_1 v_1^3 - \frac{1}{2} \rho A_2 v_2^3 = \frac{1}{2} \rho (A_1 v_1^3 - A_2 v_2^3) \quad (2.5)$$

Kütleli debinin sabitlenmesi aşağıdaki denkleme bağlıdır:

$$\rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 \quad (2.6)$$

Dolayısıyla,

$$P = \frac{1}{2} \rho A_1 v_1 (v_1^2 - v_2^2) \quad (2.7a)$$

veya

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad (2.7b)$$

Bu denklem göz önünde bulundurulduğunda, teorik olarak maksimum güç v_2 sıfır değerinde olduğunda elde edilecektir. Fakat, fiziksel olarak bu sonuç mantıksal değildir; çıkış akım hızı v_2 sıfırsa rotordan önceki giriş akım hızı da sıfır olmalıdır, bu da rotordan daha fazla bir akım geçmeyeceğini ima eder. Fiziksel olarak mantıklı bir sonuç, belirli bir v_2/v_1 oranında maksimum güce ulaşılmasıdır. Bu da rotorun mekanik gücünü ifade eden başka bir eşitlik gerektirir. Momentumun korunumu kanunu kullanıldığında havanın rotora etki ettiği kuvveti aşağıdaki şekilde ifade edilebilir:

$$F = \dot{m}(v_1 - v_2) \quad (2.8)$$

Etki-tepki prensibine göre bu itme kuvveti, rotorun hava akımına yaptığı eş bir kuvvetle dengelenmelidir. İtme kuvveti, rotorun akım düzlemindeki hava kütle hızı v' ile iter. Bunun için gerekli güç:

$$P = Fv' = \dot{m}(v_1 - v_2) v' \quad (2.9)$$

Böylece, hava akımından elde edilen mekanik enerji, bir yandan rotordan önce ve sonraki güç farkıyla, diğer yandan itme kuvveti ve akım hızıyla bulunabilir. Bu iki denklem v' için birbirine eşitlendiğinde:

$$\frac{1}{2} \dot{m}(v_1^2 - v_2^2) = \dot{m}(v_1 - v_2) v' \quad (2.10a)$$

$$v' = \frac{1}{2} (v_1 + v_2) \quad (2.10b)$$

Dolayısıyla rotordan geçen akım hızı v_1 ve v_2 nin aritmetik ortalamasına eşittir:

$$v' = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (2.10c)$$

Kütlesel debi böylece;

$$\dot{m} = \rho A v' = \frac{1}{2} \rho A (v_1 + v_2) \quad (2.11)$$

halini alır.

Rotordan elde edilen mekanik güç aşağıdaki şekilde ifade edilebilir:

$$P = \frac{1}{4} \rho A (v_1 + v_2) (v_1^2 - v_2^2) \quad (2.12)$$

Bu güç eldesine bir referans oluşturmak için, aynı kesit alanından geçen mekanik güç elde edilmemiş serbest hava akımının gücüyle karşılaştırılır:

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \quad (2.13)$$

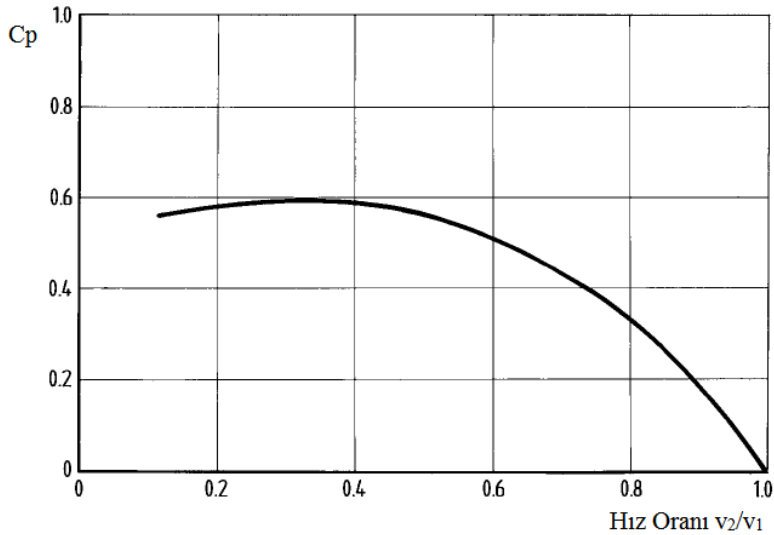
Rotorun elde ettiği mekanik güç ve rotorun önündeki serbest hava akımına ait gücün oranına “güç katsayısı” denir ve c_p ile gösterilir:

$$c_p = \frac{P}{P_0} = \frac{\frac{1}{4} \rho A (v_1 + v_2) (v_1^2 - v_2^2)}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} \quad (2.14a)$$

Birkaç düzenleme sonunda, güç katsayısı direkt olarak v_2/v_1 hız oranının bir fonksiyonu olarak belirtilebilir:

$$c_p = \frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \quad (2.14b)$$

Güç katsayısının rotor öncesi ve sonrası hız oranlarıyla olan ilişkisi grafiksel olarak analiz edildiğinde güç katsayısının belirli bir hız oranında maksimum değere çıktığı kolayca görülebilir (Manwell vd.,2002) (Şekil 2.12).



Şekil 2.12: Güç katsayısı – hızlar oranı ilişkisi grafiği.

$v_2/v_1 = 1/3$ olduğunda, maksimum ideal güç katsayısı c_p aşağıdaki sonuca ulaşır:

$$c_p = \frac{16}{27} = 0,593 \quad (2.15)$$

Albert Betz bu önemli değeri ilk bulan kişidir ve bu yüzdendir ki bu değer literatürde Betz faktörü olarak geçmektedir.

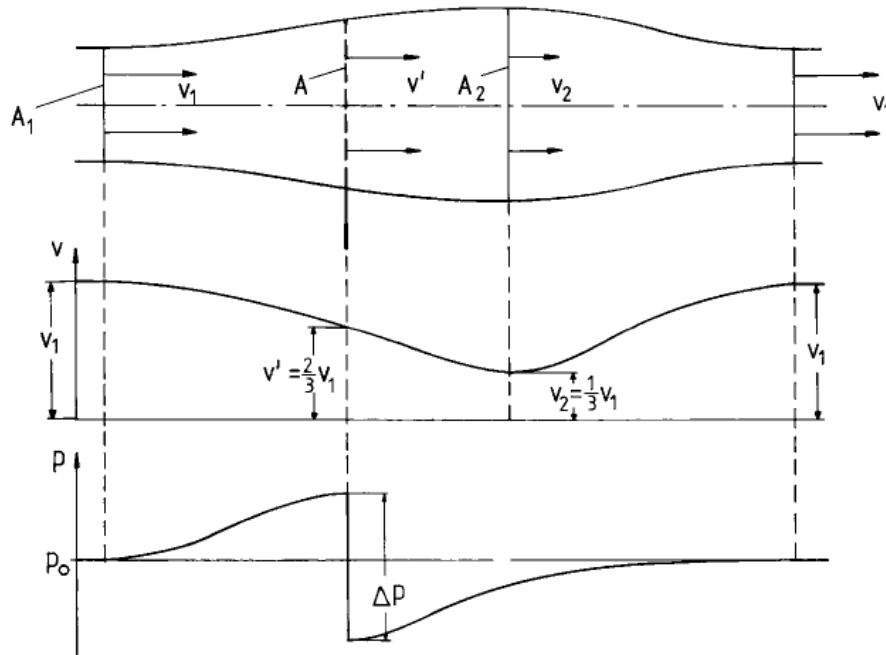
İdeal güç katsayısının $v_2/v_1 = 1/3$ 'te maksimuma ulaştığını bilerek, akım hızı v' :

$$v' = \frac{2}{3} v_1 \quad (2.16a)$$

ve hava akımının rotordan geçtikten sonraki düşmüş hızı v_2 aşağıdaki gibi olmaktadır:

$$v_2 = \frac{1}{3} v_1 \quad (2.16b)$$

Şekil 2.13 rotor ve çevresindeki akımın durumunu daha detaylı olarak göstermektedir. Akım çizgilerine ek olarak ilgili akım hızlarının ve basınç yüksekliğinin değişimleri de görülebilmektedir. Rotora yaklaşırken hava yavaşlar, rotordan geçtikten sonra ise daha düşük bir hıza iner. Akış çizgileri akım tüpünün daha büyük bir çapa genişlediğini gösterir ki bu da hızın azalması anlamına gelmektedir. Türbine yaklaşırken basınç yüksekliği artar, aniden düşük bir değere atlama yapar, daha sonra türbinin arkasında basınç eşitlenmesinden dolayı ortam (atmosfer) basıncına geri döner. Akım hızı da türbinden uzakta ilk değerine geri döner ve çapı artmış akım çizgileri yokolur (Bianchi ve diğ., 2007).



Şekil 2.13: Rotor ve çevresine ait akım koşulları (Hau, 2006).

2.6 Rüzgarın İstatiksel Özellikleri ve Weibull Olasılık Dağılım Fonksiyonu

Yıllık ortalama rüzgar hızlarının yıldan yıla değişmesi tahminlerini güç kılssa da, yıl içindeki rüzgar hızı değişimleri bir olasılık dağılım fonksiyonu ile karakterize edilebilir. Weibull olasılık dağılım fonksiyonu saatlik ortalama rüzgar hızlarının değişimini bulmakta birçok tipik saha için uygun bir fonksiyondur. Fonksiyon aşağıdaki gibidir:

$$F(v) = \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (2.17)$$

Burada “F(v)” saatlik ortalama rüzgar hızının “v” değerini geçtiği zamanın oranını göstermektedir. Fonksiyon iki parametre ile şekillenmektedir; ölçek parametresi “c” ve şekil parametresi “k”. k, ortalamanın değişkenliğine, c ise yıllık ortalama rüzgar hızına bağlıdır;

$$\bar{v} = c\Gamma(1+1/k) \quad (2.18)$$

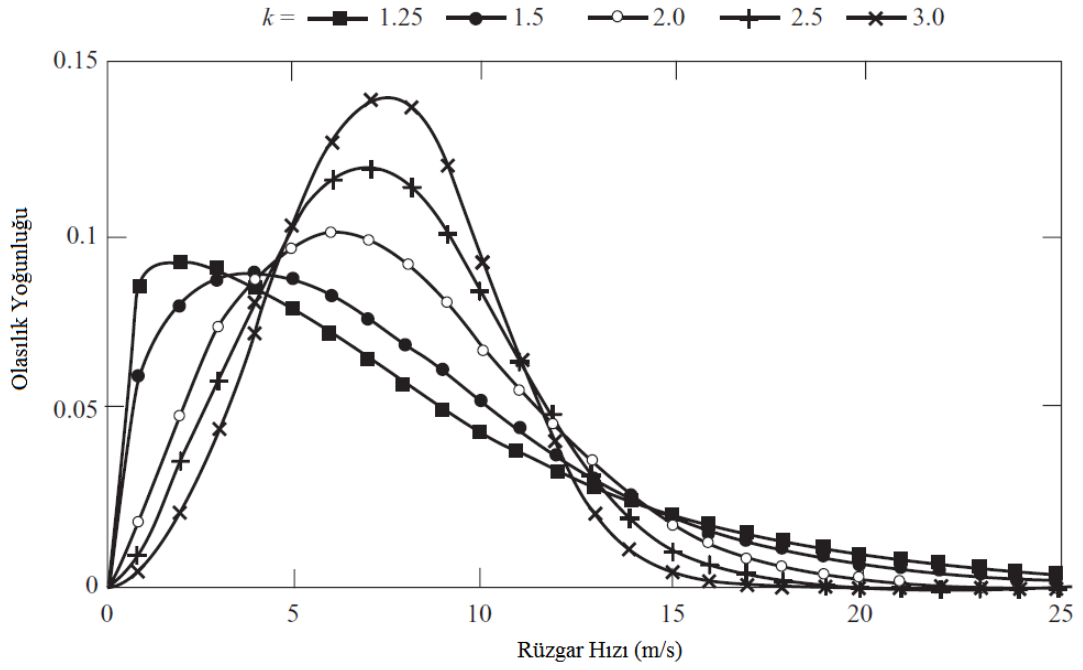
Γ gama fonksiyonunu göstermektedir. Bu fonksiyon olasılık yoğunluğu fonksiyonundan türetilebilir:

$$f(v) = \frac{dF(v)}{dv} = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (2.19)$$

Ortalama rüzgar hızı aşağıdaki denklemlerle elde edilir:

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} vf(v)dv \quad (2.20)$$

Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonuna ait örnekler Şekil 2.14’te görülebilmektedir. Değişik k değerlerine göre eğri de değişmektedir; k değeri arttıkça eğri daha dik bir tepe noktasına sahip olmaktadır, bu da daha düşük rüzgar hızı değişimini belirtmektedir (Manwell ve diğ., 2002; Mukund, 1999).



Şekil 2.14: Weibull olasılık dağılım fonksiyonu.

2.7 Rüzgar Enerjisini Etkileyen Faktörler

Rüzgardan elde edilen gücü etkileyen ana faktörler güç formülüne dayanmaktadır. 2.4b formülünde belirtildiği gibi ($P = \frac{1}{2} \rho A v^3$) üretilen güç, havanın yoğunluğu, rotorun taradığı alan ve rüzgarın hızının küpüyle doğru orantılıdır. Aynı zamanda güç üretimini güç katsayısı (c_p) de etkilemektedir. Rüzgar hızı çevresel faktörlere, rotor tarama alanı ve güç katsayısı ise tasarımsal faktörlere göre değişiklik göstermektedir. Bu faktörler aşağıda incelenmiştir:

Rüzgar Rejimi: Rüzgardan enerji üretiminde üretilen enerji rüzgar hızının küpüyle doğru orantılı olduğundan dikkat edilmesi gereken en önemli nokta rüzgarın hızı ve değişkenliğidir. Rüzgar hızındaki ufak bir artış bile güç formülüne bağlı olarak katlanarak üretimde etkisini gösterir. Rüzgar hem global iklimsel bölgelere göre hem de lokal coğrafyaya göre yüksek derecede değişkenlik gösterir. Bu değişkenlik enlemlere, kara ve deniz alanlarının büyüklüğüne, topografyaya ve bitki örtüsüne bağlıdır ve dakikaya, saate, güne, mevsime ve yıla göre farklılık gösterir. Rüzgar güneş ve mevsimlere göre şekillendiğinden, rüzgar rejimi genellikle yıllık olarak kendini tekrar eder. Dolayısıyla bir rüzgar türbininin ya da rüzgar tarlasının

ekonomik açıdan fizibil olup olmadığını anlamak için uzun süreli yıllık ortalama rüzgar hızı bilgileri bilinmelidir.

Lokal Coğrafya: Rüzgar türbini kurulması planlanan yerdeki rüzgar profiline etki eden en önemli faktör lokal coğrafyadır. Rüzgar hızı yerden yükseklik arttıkça, yer yüzeyinden kaynaklanan sürtünme kuvvetinden kurtulur ve artış gösterir. Rüzgar hızının yükseklikle olan bağıntısı aşağıdaki gibidir:

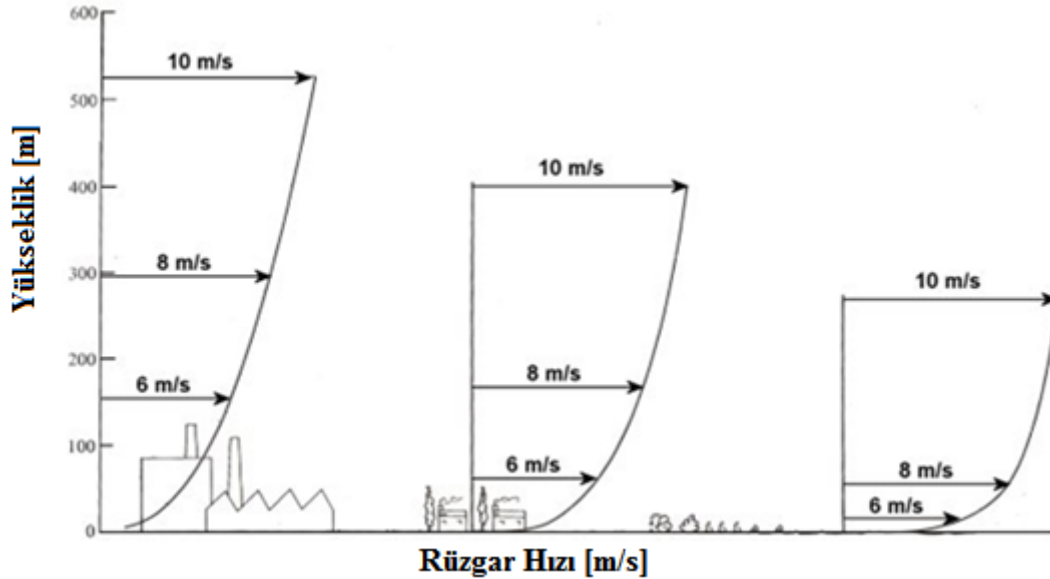
$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^{z_0} \quad (2.21)$$

$v_2 = h_2$ yüksekliğindeki hesaplanan rüzgar hızı

$v_1 = h_1$ yüksekliğindeki referans rüzgar hızı

z_0 = zemine ait pürüzlülük uzunluğu

Çeşitli zemin pürüzlülüğüne ait rüzgar hızı – yükseklik profilleri Şekil 2.15'te görülebilmektedir. Burada önemli olan, pürüzlülük uzunluğu büyük olan bölgelerde rüzgarın belirli bir hıza ulaşması çok daha yüksekte olurken, pürüzlülük uzunluğu küçük bölgelerde rüzgar hızı daha düşük yüksekliklerde aynı değerlere ulaşmaktadır. Rüzgar türbini yerleşimi yapılırken bu göz önünde bulundurulması en önemli etkenlerdendir.



Şekil 2.15 : Rüzgar hızının yükseklik ile değişimi.

Diğer topografik etkiler ise tünel etkisi ve tepe etkisidir. Tünel etkisine dağlık bölgelerde ve derin vadilerde rastlanılır; iki tepe arasında ya da vadinin iki yamacının

arasında sıkışan rüzgar, yüksek basınçtan alçak basınca doğru hızlanarak ilerler. Bu durumda sıcaklık farkının da etkisi vardır. Tepe etkisinde ise hava akımı tepeyle karşılaştığında sıkışma gerçekleşir, tepenin üstüne ve ardına geçtiğinde tekrar düşük basınç alanında genişler. Basınç yüksekliğinde düşüş hız yüksekliğinde bir artışa sebebiyet verir ve dolayısıyla rüzgar hızı artar. Her iki etkide de rüzgar hızları artmaktadır; bu üretilen enerjiyi artırır fakat iki durumda da türbülans oluşmaktadır. Türbülans türbin üzerine ek yükler getirerek ömrünü kısaltmakta ve işletim sırasında arızalara sebep olabilmektedir.

Rüzgar profiline etki eden topografik etmenler dışındaki lokal coğrafi temel etmenler “pürüzlülük” ve “engeller”dir. Pürüzlülük bahsi geçen bölgedeki yer yüzeyinin pürüzlülüğünü belirtir ve arazinin yapısı (su yüzeyi, düz toprak, kayalık, vb.), bitki örtüsü (çalılıklar, yüksek orman, vb.), yerleşime göre farklı değerler ile gösterilir. Bu değerler genellikle “pürüzlülük uzunluğu” parametresiyle belirtilir:

$$z_0 = \frac{1}{2}(h S)/A_h \quad (2.21)$$

Burada, z_0 pürüzlülük uzunluğu parametresini, h pürüzlülük elemanının yüksekliğini, S rüzgara dik gelen yüzey alanını, A_h ise yatay izdüşüm alanını belirtir. (WaSP, 2010) Pürüzlülük, rüzgar profilinin yatay bileşeninin Şekil 2.15’teki gibi artan yükseklikle olan bağıntısını etkileyeceği gibi, türbülans ve kesme kuvveti yaratarak dikey rüzgar profilini de etkiler. Çeşitli pürüzlülük sınıfları ve bunlara ait pürüzlülük uzunlukları Çizelge 2.4’te verilmiştir.

Çizelge 2.6 : Pürüzlülük sınıfları ve uzunlukları.

Pürüzlülük Sınıfı	Pürüzlülük Değeri, z_0 (m)
Sınıf 0 (su yüzeyleri)	0,0002
Sınıf 1 (çok seyrek bitki örtüsüne sahip düz araziler)	0,03
Sınıf 2 (seyrek yerleşim veya ağaca sahip araziler)	0,1
Sınıf 3 (yoğun orman veya şehir yapıları)	0,4

Ağaçlar, kaya formasyonları ve binalar gibi engeller ise rüzgar hızını azaltabileceği gibi, yönünün değişmesine ve türbülansa da yol açabilmektedir. Pürüzlülük daha

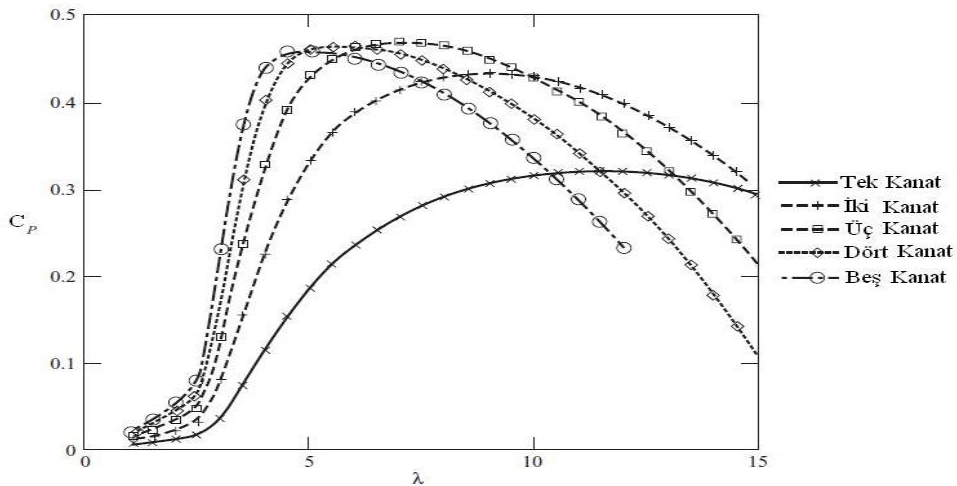
geniş bir alanda rüzgar profilini etkilerken engeller daha limitli bir alanda etki gösterirler.

Hava yoğunluğu: Rüzgardan elde edilen güç rotordan geçen havanın yoğunluğuyla doğru orantılıdır. Havanın yoğunluğu ise gaz kanununa göre basınç ile doğru ve sıcaklık ile ters bağıntılıdır. Basınç ise rakım arttıkça azalmaktadır. Dolayısıyla deniz seviyesine yakın ve sıcaklığı düşük bölgelerde enerji üretimi daha verimlidir.

Kule Yüksekliği: Önceki maddelerde de belirtildiği üzere yerden yükseklik arttıkça rüzgar hızı belirli bir artış gösterecektir. Artan rüzgar hızından yararlanmanın en temel yollarından biri türbin kulelerinin yüksekliğidir. Yüksek kulelerin bir diğer avantajı da çevredeki pürüzlülük ve engellerin yaratacağı istenmeyen etkilerden kaçınmaktır. Fakat artan yükseklik yanında artan maliyetleri de getirmektedir, bunun için enerji eldesiyle maliyet arasında optimum bir ilişki fizibilite çalışması ile belirlenmelidir.

Kanat Boyu ve Sayısı: Teorik olarak, rotor tarama alanı arttığında, enerji üretimi de doğru orantılı olarak artacaktır, rotor tarama alanı da kanat boyunun karesiyle bağıntılıdır. Fakat kanat boyunun büyük olması her zaman pozitif bir getiri sağlamamaktadır. Asıl önemli olan rüzgar rejimine göre teknik ve ekonomik açıdan optimumu yakalamaktır. Kanatlar uygun rüzgar hızı ve türbülansa göre tasarlanmalıdır.

Eski tip rotorlarda tork gerektiren su pompalama işlemi için çok sayıda kanat kullanırken, elektrik üretiminde rotor yüksek hızlarda dönmelidir. Kanat sayısının güç katsayısıyla ilişkisi şekil 2.16'da görülebilmektedir.



Şekil 2.16 : Kanat sayısı – güç katsayısı – kanat ucu hızı oranı grafiği.

Şekilde λ kanat ucundaki teğetsel hızın rüzgar hızına oranını göstermektedir. Yüksek kanat ucu hızı oranına sahip rotorlarda belirli bir zaman aralığında daha fazla hava kanatlarla temas ederek dönüşüme katkı sağlayacaktır. Yüksek oran tercih sebebidir çünkü rotor şaftının daha hızlı dönmesini sağlayarak jeneratörün daha verimli çalışmasını sağlar. Grafik incelendiğinde yüksek kanat ucu hızı oranı ve büyük güç katsayısı bileşimini iki ve üç kanatlı rotorların sağladığı görülebilmektedir. Modern türbinlerin rotorlarında çoğunlukla üç kanat, bazen de iki kanat kullanılmaktadır. Kanatlar kulenin hizasından geçerken türbülans oluşmaktadır ve iki kanatlı türbinlerde bu yükü dengeleyecek bir kanat kalırken üç kanatlı türbinlerde kalan iki kanat daha sorunsuz bir işletim sunmaktadır.

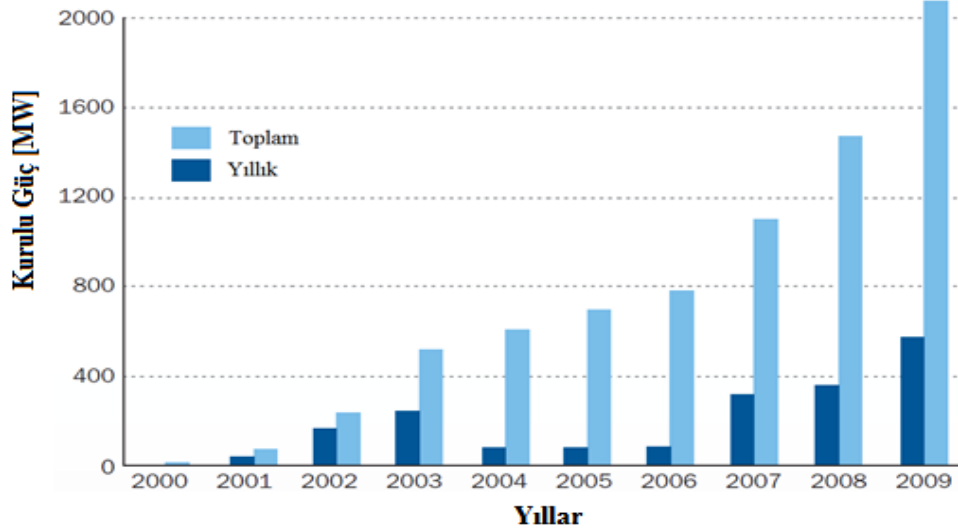
Türbin yerleşimi: Bölüm 2.5'te de belirtildiği üzere rotordan geçtikte sonra hava akımının basıncı, hızı ve taşıdığı enerji düşer. Aynı zamanda türbülanslı bir yapıya giren hava akımı belirli bir yol kat ettikten sonra eski haline döner. Bu duruma iz (wake) etkisi denir. Birden fazla türbinin bulunduğu rüzgar tarlalarında arka sıralarda kalan türbinler iz etkisine maruz kaldığında hem üretilecek enerji düşecek, hem de türbülans dolaylı ek yükler ve yorulma meydana gelecektir. Dolayısıyla rüzgar tarlalarında türbin yerleşimi yapılırken iz etkisini minimize etmek için türbinler arası belirli bir mesafe bırakılmalıdır. Bu mesafe zemine, hakim rüzgar yönüne, rüzgar hızına ve türbin kapasitesine göre değişir. Yapılan çalışmalarda optimum mesafe rüzgara karşı yanal dizilimde 2-5 rotor çapı, dikey dizilimde 8-12 rotor çapı olarak saptanmıştır (Hau, 2006; Mukund, 1999; Uri-5; Ragheb, 2011).

3. AÇIK DENİZ RÜZGAR ENERJİSİ VE FİZİBİLİTE ADIMLARI

3.1 Açık Deniz Rüzgar Enerjisi

Açık Deniz, kelime anlamı olarak açık deniz, kıyı ötesi manasına gelmektedir ve rüzgar enerjisi literatüründe karanın 10km ve fazlası açığında denizde olan rüzgar türbinleri için kullanılır. Bir diğer benzer terim olan near-shore ise kıyıya maksimum 3km uzaklıkta kara üzeri ve karaya maksimum 10km uzaklıkta deniz üzeri kurulum için kullanılır. Günümüzde en yaygın kullanılan rüzgar türbinleri olan onshore türbinler ise kıyıya minimum 3 km uzaklıkta kara üzeri kurulumuna verilen addır. Fakat literatürde böyle geçmesine rağmen sektörde çoğunlukla yakın kıyı (near-shore) terimi kullanılmayıp, deniz ve diğer su kütlelerinde kurulan tüm türbinler Açık Deniz, karada kurulan tüm türbinler de onshore olarak sınıflandırılmaktadır.

Son on yılda, rüzgar enerjisi sektörü büyük bir hızla gelişerek elektrik üretiminde sağlam bir yer edindi. İlerleyen teknoloji ve imkanlarla, ilk başta sadece deneysel olan su yapıları üzerindeki rüzgar türbini konsepti günümüzde 3 GW'ın üzerinde kurulu kapasiteye ulaşmıştır. Şekil 3.1 de incelendiğinde, 2000li yıllardaki test amaçlı düşük kurulum ve son yıllardaki hızlı artış dikkat çekmektedir.



Şekil 3.1 : 2000-2009 arası Yıllık ve Toplam Açık Deniz Kurulu Kapasitesi (EWEA, 2010).

Açık Deniz rüzgar türbinlerinin tercih edilmesinin ve hızla yayılmasının birçok nedeni vardır fakat temel etken su kütleleri üzerinde rüzgardan elde edilecek enerjinin çok daha fazla olması ve bu potansiyelden yararlanılabilecek alanların enerji ihtiyacını katlarınca karşılayacak kadar geniş olmasıdır. Açık Deniz rüzgar enerjisini etkileyen birçok faktör vardır; bunlar sahaya göre avantaj veya dezavantaj sağlayabilmektedir ve tamamı alt bölümlerde detaylıca ele alınmıştır.

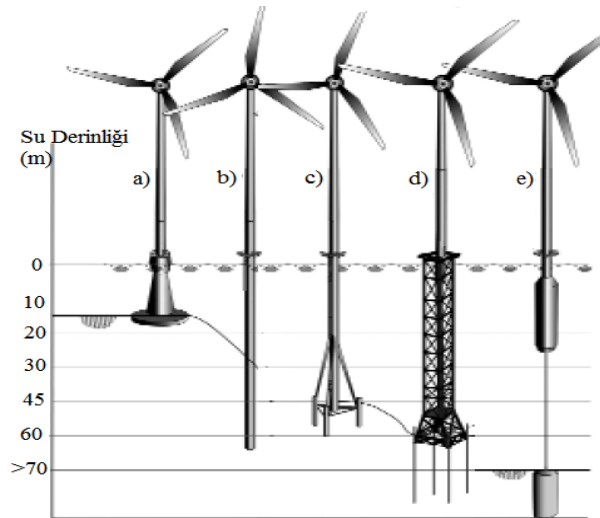
3.1.1 Açık deniz rüzgar enerjisi temel faktörleri

3.1.1.1 Rüzgar profili, enerji üretimi ve kapasite faktörü

Denizdeki rüzgarlar karadakilere göre genellikle daha yüksek hızlı ve daha az değişkendir. Bunun sonucunda, türbinler zamanın daha geniş bir kısmında maksimum kapasitelerinde çalışırlar ve rüzgar hızının az değişken yapıda olması türbinin daha az yorulmasına ve elektrik şebekesine daha sabit bir güç iletimine yol açar. Rüzgar hızındaki artış Açık Deniz türbinlerinde elektrik üretimde %150'lik bir artışa ve rüzgar tarlasının kapasite faktöründe %25'ten %40'a bir yükselişe yol açar (Dhanju ve diğ., 2007).

3.1.1.2 Su derinliği, zemin yapısı ve temeller

Güncel teknolojiler belirli bir derinliğe kadar türbin kurulumuna izin vermektedir. Derinlik arttıkça temel için gerekli malzeme ve iş gücü de artacağından maliyet yükselmektedir. Günümüzde 45 metreye kadar Açık Deniz türbin kurulumu yapılmaktadır.



Şekil 3.2 : Açık Deniz Türbin Temelleri (Malhotra, 2010).

Açık Deniz rüzgar türbinlerini karaya kurulan (onshore) türbinlerden ayıran en temel bileşenleri temel yapılarıdır. Onshore türbinlerde çelik destekli beton dolgu inşaat temelleri kullanılırken Açık Deniz türbinlerde kullanılan temeller su derinliği ve zemin yapısına göre farklılık göstermektedir. Açık Deniz rüzgar türbinlerinde kullanılan temel tipleri Şekil 3.2’de görülebilmektedir. Burada a) ağırlık, b) tek kazık, c) üç ayak, d) jacket, e) yüzer tip temeli göstermektedir (Markard ve diğ., 2009).

30 m ve daha sığ sularda iki tip temel yaygın olarak kullanılmaktadır. Bunlar ağırlık temeli ve tek kazık (monopile) temelidir. Ağırlık temeli adından da anlaşılacağı üzere kendi ağırlığını kullanarak türbini sabitleyen temel tipidir. Derinliğe, türbin büyüklüğüne ve ortam koşullarından kaynaklanan yüklere göre ağırlığı 500 ila 1400 ton arasında değişmektedir ve betonarmeden yapılmaktadır. Ağırlık temelleri daha çok sığ sularda ve diğer temel tiplerini yerleştirmek için delme veya çakma yapılamayacak kaya tipi sert zeminlerde tercih edilmektedir. 15 m üstü derinliklerde maliyetleri aşırı artmaktadır ve fizibil olamamaktadırlar (ODE, 2007; Malhotra, 2010).

Tek kazık temeli tüm Açık Deniz kurulumlarında en yaygın olarak kullanılan temel tipidir ve 3-6 m çapında, yaklaşık 150mm et kalınlığında tek bir borudan oluşmaktadır. Deniz zeminine koşullara göre 10 ila 30m özel şahmerdanlarla çakılmaktadır ya da önceden delinmiş deliklere sabitlenmektedir. Tek kazık temeller ağırlık olarak 175-1000 ton arasında değişmektedir. Bu kadar geniş bir aralığa sahip olmasının nedeni en sığ sulardan 30m derinliğe kadar hem yumuşak hem de sert toprak tiplerinde kullanılabilir olmasıdır. (EON, 2010; Malhotra, 2010)

Sığ sularda kullanıma uygun bir diğer temel tipi de vakumlu kesondur. Açık Deniz rüzgar türbinleri için daha deneme aşamasında olan bu temel tipi, tek yüzü açık bir çelik kasaya benzemektedir. Açık uç zemine denk gelecek şekilde batırılıp yerleştirildikten sonra içindeki su boşaltılır ve basınç farkı sayesinde emniyetli bir şekilde sabitlenmiş olur. İçindeki su boşaltıldıkça zemine daha çok gömüleceğinden yumuşak tip toprakta kullanılması gerekmektedir. Avantajları basit kurulum ve sökümdür (Malhotra, 2010; ODE, 2007).

Daha derin sularda kullanılan temeller jacket, üç ayak (tripod) ve deneysel aşamadaki yüzer temel tipleridir. Jacket ve üç ayak esasen çoklu tek kazık yapısında temellerdir ve tek kazığın kullanılmadığı derinliklerde tercih edilmektedir. Üç ayak

tasarımında tek bir boru üç farklı boruya bağlanarak piramitsi bir yapı oluşturmaktadır. Her ayak zemine çakılmaktadır. Ağırlığı türbin yüküne ve derinliğe göre 125-700 ton arasında değişmektedir. Güncel olarak 45 metre derinliğinde kullanılmaktadır ve 60 metre derinliğe kadar kullanılabilir olduğu bilinmektedir. Jacket temel tipi 40 metre üzeri derinliklerde kullanılan, koşullara göre 200 ila 500 ton arasında ağırlığı olan bir temeldir. Üretimi diğer temel tiplerine göre daha komplekstir, birçok çelik boru birbirine kaynak yapılmalıdır. Deniz zeminine dört ayak temas etmektedir ve her ayak çakılmalıdır. Yüzer temeller deneme aşamasındadır fakat gelecek için ümit vaat etmektedirler. Bu temeller Açık Deniz petrol ve gaz platformlarında kullanılmaktadır ve rüzgar sektöründe de kendini kanıtlarsa derinlik kısıtlamaları ortadan kalkacak, çok daha fazla enerji üretimine olanak sağlayacaktır. An itibariyle Norveç'in 12 km güneydoğusunda 220m su derinliğinde 2,3 MW gücünde Siemens türbini deneme amaçlı Hywind projesinde elektrik üretimine devam etmektedir (EON, 2010; SWEP, 2009).

3.1.1.3 Kurulum, yerleşim ve konum

Geniş Kurulum Alanı

Açık Deniz rüzgar türbinlerinin kurulumu için uygun çok geniş alanlar mevcuttur. Karadaki yolların sınırlamasının aksine, nakliye ve kurulum denizde yapıldığından türbinler için neredeyse boyut sınırlaması yoktur. Açık Deniz petrol ve doğal gaz endüstrisi için geliştirilmiş deniz vinçleri karadakilere kıyasla daha büyük parçaların taşınarak daha büyük türbinlerin kurulmasına izin vermektedir. Aynı zamanda büyük parçaların denizde nakliyesi çok daha kolaydır.

Yerleşimi Etkileyen Faktörler

Her ne kadar Açık Deniz türbin yerleşim alanları çok geniş de olsa, derinliğin dışında da bazı faktörler kurulum yapılabilecek alanları limitlemektedir. Bunlar; deniz taşıtları rotaları ve demirleme alanları, askeri bölgeler, canlı yaşam ve göç bölgeleri, mayın, kimyasal atık ve kum çıkarımı gibi diğer bölgeler. Ayrıca turistik bölgeler ve toplum tarafından kurulum için karşı çıkılan bölgeler de sayılabilmektedir. Projelendirme yapılırken kurum yapılacak alanlar bu bölgeleri kapsamayacak şekilde düzenlenmelidir.

Genellikle bir tarladaki türbinler 500-1000 metre aralıkla yerleştirilir ve kanatların en alçak noktası su seviyesinden en az 20 metre yukarıda olur. Dolayısıyla deniz

taşıtları bir rüzgar tarlasından sorun olmadan geçebilir. Tek problem demirlemedir, çapaların su altı kablolarına takılma veya kablo üstündeki zemini deforme etme riski bulunmaktadır (Cockerilla ve diğ., 2001; Dua ve diğ., 2007).

Kıyıya Uzaklık ve Konum

Kıyıya uzaklık kurulum, işletim ve bakım maliyetlerini arttırmaktadır. Kurulum sırasında gemiler kıyı ve kurulum alanı arasında bir çok sefer yapmak zorundadırlar ve kıyıya uzaklık arttıkça gerekli süre ve dolayısıyla maliyet de artar. Dahası, kıyıya uzaklık döşenmesi gereken iletim hattını ve maliyetini de doğru oranda etkilemektedir. İşletim sırasında bakım ekibi temelleri ve türbinleri kontrol etmek amacıyla rüzgar tarlasına düzenli ziyaretlerde bulunmalıdır.

Onshore rüzgar tarlaları genellikle enerji ihtiyacının fazla olduğu büyük yerleşim ve sanayi merkezlerine yakın olmamaktadır. Bunda yerleşim yapılarının pürüzlülük etkisi, türbin yerleşimi için gerekli boş alan ve yüksek hızdaki rüzgarlara kırsal kesimde daha sık rastlanmasının etkisi vardır. İnsanlar binlerce yıldır medeniyetlerini su kaynaklarına göre ayarlamış, besin temini, ulaşım ve nakliye için buraları tercih etmiştir. Açık Deniz rüzgar tarlaları da büyük yerleşim merkezilerine yakın olarak kurulabilmektedir. Bu sayede maliyeti yüksek iletim hatları ve kabloların kullanımı azalmaktadır (Gaudiosi, 1999).

Deniz Koşulları, Kurulum ve Bakım

Açık Deniz rüzgar türbinleri başta denizler olmak üzer su kütlelerine kurulmaktadır. Bu ortamlar hem suyun kendi yapısından hem de su içinde çözülmüş maddelerden (özellikle tuzdan) dolayı aşırı derecede koroziftir. Dolayısıyla Açık Deniz rüzgar türbinlerinin korozif ortama dayanıklı olacak şekilde tasarlanması ve gerekli önlemlerin alınması gereklidir. Bu nedenle katodik koruma ve nem koruması için nacelle'e özel bir iklimlendirme sistemi konulması şarttır. Aynı zamanda temeller dalga ve akıntılara karşı tasarlanmalı ve soğuk iklimlerde buzlanma göz ardı edilmemelidir.

Açık Deniz ortam personelin kara ve türbinler arası gidip gelmesini gerektirir, bu da ekipman, zaman ve artan riskle birlikte sigorta maliyetlerini arttırır. Açık Deniz da çalışmak bakım ve kurulum zamanını etkileyen fırtınaları da beraberinde getirir, bu da sonuç olarak yatırım ve işletim maliyetlerini arttırır. Orta boyutta dalgalar (2 metre üzeri) kurulumu geciktirebilir ve bakım ekiplerinin türbinlere ulaşımını

aksatabilir. Bütün bunlar türbinin emre amadeligini negatif olarak etkilemektedir. Emre amadelikle başa çıkanın bir yolu ise türbin bileşenlerinin güvenilirliğinin yüksek olarak imal edilmesidir. Bu sayede bakım ve tamirat için türbinlere ulaşım ihtiyacı azalacaktır. Elbette güvenilirliği yüksek ürün üretmek için belirli bir ar-ge çalışması, Ar-Ge çalışması için de zaman ve yatırım gereklidir (Dhanju ve diğ., 2007; Dua ve diğ., 2007).

Açık Deniz rüzgar projelerinin yatırım harcamalarından biri de kurulum ve bakım için kullanılan şileplerin fiyatlarına bağlıdır ve günlük kiralar değişkendir. Açık Deniz rüzgar tarlalarının hızla artması ilerleyen yıllarda şilep sıkıntısına yol açabilir. Bakım masraflarını Açık Denizde uygulamak onshore'a göre başlıca yüksek vinç şilep fiyatları ve kötü havalardaki bekleme süreleri nedeniyle 5-10 kat daha pahalıdır (Cockerilla ve diğ., 2001; Gaudiosi, 1999).

3.1.1.4 Çevre ve canlılara olan etki

Açık Deniz rüzgar türbinlerini deniz kuşlarının yuvalarının yakınına kurmak ekolojik olarak tehlikelidir. Proje sahiplerinin hem etik olarak hem de ileride yaşanacak izin problemleriyle karşılaşmamak için bu bölgeleri yerleşim dışı bırakmaları önemlidir. Açık Deniz türbinlerin kuş ölüm oranları onshore türbinlerle aynı, belki daha düşüktür (türbin başına 0,01-23, MW başına 0,95-11,67 ölüm). Göçen kuşlar besin ihtiyacı için kara üzerinden göç etmektedir ve Açık Deniz türbinler genellikle sadece deniz kuşları ile karşılaşmaktadır. Elbette bu sahaya göre değişmektedir (Snyder, 2009).

Birçok deniz memelisi akustik sinyaller kullanarak iletişim kurmaktadır ve dolayısıyla yüksek seslerle zarar görebilecek işitme duyularına sahiptirler. Açık Deniz rüzgar türbinlerinin temel kurulumunda genellikle şahmerdanların çakma sesi ya da özel matkapların delme sesi deniz memelilerinde işitme kaybına sebebiyet verebilmektedir ve bu ses kaynağından 1,8 km uzağa kadar etki edebilmektedir. Benzer bir durum balıklar için de geçerlidir, kurulum esnasında geçici olarak bölgeyi terk edebildikleri gibi ölümlere de rastlanabilmektedir. Türbinler çalışırken çıkardıkları ses ise ses kaynağından 1km uzaklığa kadar fark edilebilmektedir. Diğer bir etki ise su altına döşenen yüksek gerilim kablolarının oluşturduğu manyetik ve elektrik alanlarıdır. Avlanmak ve yön bulmak için bu alanları algılayan bazı deniz canlıları olumsuz olarak etkilenebilmektedir (Snyder, 2009; Dhanju ve diğ., 2007).

Sonuç olarak çakılarak kurulumu yapılan temel tipleri yakın çevredeki balık ve deniz memelilerini olumsuz olarak etkilemektedir. Buna bir çözüm ağırlık temeli veya vakumlu keson gibi sessiz kurulumlu temel tipleri kullanmaktır. Bu temel tiplerinin 3 boyutlu yapıları sayesinde diğere temel tiplerinin aksine balık ve diğere organizmalara yuva görevi yaptığı Açık Deniz petrol ve gaz endüstrisinden de bilinmektedir. Diğere radikal bir çözüm ise su altına hava pompalayarak ses dalgalarını sönümleyen hava kabarcıklarından bir perde oluşturmaktır (Snyder, 2009; Malhotra, 2010).

3.1.1.5 Görsellik, ses ve tasarım

Açık Deniz rüzgar endüstrisinde türbinlerin işletim sırasında çıkardığı ses ve görsel estetiğı onshore rüzgar endüstrisindeki gibi önemli değildir. Bu da Açık Deniz türbinlerin tasarımında daha kaba fakat efektif tasarımlara gitmek için bir kapı oluşturur. İnsanlardan uzakta ses rahatsızlık vermeyeceğı için tasarımda daha sesli çalışan rüzgar altı rotorlar kullanılabilir. Bu tip rotorlar rüzgarda daha stabildir ve daha kolay bir rota sistemi kullanmayı mümkün kılar. Rüzgar üstü rotorlarda yüksek rüzgar hızlarında kanatlar esneyerek kuleye çarpmasın diye sert yapıda olmalıdırlar ve bu da hem ağırlığı hem de maliyeti arttırmaktadır. Rüzgar altı türbinlerde kanatlar kulenin gerisinde olduğundan kuleye çarpma riski yoktur ve daha ucuz esnek malzemedен üretilebilirler. Kanat ucu hızı oranı yüksek ve daha esnek tasarımlar kullanılarak kanatların üzerindeki yükler azaltılabilir, aynı mekanik yük daha verimli bir şekilde elde edilebilir. Görselliğinin daha az önem taşıması ile estetiğı düşük fakat Açık Deniz koşullara uygun kaba tasarımlar uygulanabilir. Karada kullanılan estetik tubular kuleler yerine daha az malzeme gerektiren dolayısıyla daha hafif ve daha ucuz olan kafes tip kuleler kullanılabilir (Breton, 2009; Markard ve diğ., 2009).

3.1.2 Açık deniz rüzgar enerjisi güncel durumu

Bu bölümde Açık Deniz rüzgar enerjisinin dünyadaki güncel durumu ve uygulamadaki teknolojiler ele alınır. Bölüm 3.1.1’de belirtilen faktörler ışığında, yüksek rüzgar hızları ve aşırı geniş yerleşim yapılabilen alan ile Açık Deniz rüzgar enerjisinin inanılmaz bir potansiyeli olduğu göze çarpmaktadır. Sadece Avrupa kıyılarındaki Açık Deniz rüzgar enerjisi potansiyeli Avrupa’nın elektrik ihtiyacının 7 katını karşılamaktadır.

Çizelge 3.1 incelendiğinde 2008 sonu – 2011 Temmuz aralığına ait global Açık Deniz rüzgar enerjisi kurulu kapasiteleri görülebilir. Açık Deniz rüzgar enerjisini

Dünyada 13 ülke kullanılmaktadır, bunların 10'u Avrupa'dadır, diğer üçü ise Güney Kore, Çin ve Japonya'dır. Çizelgede ülkeler güncel kurulu kapasitelerine göre büyükten küçüğe sıralanmıştır. Listede başı çeken İngiltere ve Danimarka'nın 2008 ve 2009'da toplam kapasiteleri birbirine yakınken İngiltere 2010'da neredeyse %100 lük bir büyüme oranı göstererek açık ara farkla Açık Deniz rüzgar enerjisine en fazla yatırımı yapan ülke konumuna gelmiştir. Bazı ülkelerin kurulu gücünde hiç veya çok az büyüme gözükürken bazılarında ise yüksek oranlarda büyüme gerçekleşmiştir. Toplam global Açık Deniz rüzgar enerjisi kurulu kapasitesi 2011 Temmuz itibari ile 3595,2 MW'a ulaşmıştır. Avrupa'da toplam 2844 MW gücünde 11 rüzgar tarlasının kurulumu devam etmektedir. Bunların dışında onaylanmış ve kurulumuna başlanacak toplam 19,000 MW'lık proje bulunmaktadır (WWEA,2011; EWEA, 2011; Url-8).

Çizelge 3.1 : Açık deniz rüzgar enerjisinin toplam kurulu kapasitesi (WWEA,2011; Url-8).

Sıra	Ülke	2011* Toplam Kapasite [MW]	2011* Büyüme Oranı [%]	2010 Toplam Kapasite [MW]	2010 Büyüme Oranı [%]	2009 Toplam Kapasite [MW]	2009 Büyüme Oranı [%]	2008 Toplam Kapasite [MW]
1	İngiltere	1585,8	18,3	1341	94,9	688	19,9	574
2	Danimarka	867,8	1,6	854	28,7	663,6	55,6	426,6
3	İsveç	253,4	54,5	164	0,0	164	22,4	134
4	Hollanda	249	0,0	249	0,8	247	0,0	247
5	Almanya	211,6	95,4	108,3	50,4	72	500,0	12
6	Belçika	195	0,0	195	550,0	30	0,0	30
7	Çin	130	5,7	123	434,8	23	1050,0	2
8	Finlandiya	32,3	7,7	30	0,0	30	0,0	30
9	Japonya	31	93,8	16	1500,0	1	0,0	1
10	İrlanda	25	0,0	25	0,0	25	0,0	25
11	İspanya	10	0,0	10	0,0	10	0,0	10
12	Norveç	2,3	0,0	2,3	0,0	2,3	230,0	0
13	Güney Kore	2	0,0	0	0,0	0	0,0	0
	Toplam	3595,2	15,3	3117,6	59,4	1955,9	31,1	1491,6

Açık Deniz rüzgar enerjisinin toplam rüzgar enerjisine oranı 2009 için %1,2 iken, 2010'da %1,6'ya çıkmıştır. Bu oran düşüktür fakat son 3 yılın kapasite büyüme oranları incelendiğinde, 2009 büyüme oranı %31,1, 2010 büyüme oranı %59,4, 2011 ilk çeyreği büyüme oranı ise %15,3'tür. Bu değerler onshore rüzgar enerjisi büyüme oranlarının çok üstündedir; bu da Açık Deniz rüzgar enerjisinin ne kadar hızlı bir şekilde gelişip yaygınlaştığını göstermektedir. Açık Deniz projelerinin büyüklüğü göz önünde bulundurulduğunda yakın gelecekte onshore ile rekabet halinde olup daha ileride ise geride bırakması kaçınılmazdır (WWEA,2011; EWEA, 2011).

Güncel teknolojiler ve uygulamalar ele alındığında istatistiksel çalışmalardan elde edilen sonuçlar aşağıdaki gibidir:

- Ortalama rüzgar tarla kurulu gücü 2009'da 72,1MW iken 2010 sonunda 155,3 MW olmuştur.
- 2011 yılının ilk yarısı itibarı ile ortalama türbin gücü 3,4 MW'tır.
- Son iki yılda 33 üretici 44 yeni Açık Deniz kullanıma özel türbin modeli geliştirip piyasaya sürmüştür. Ar-Ge çalışmaları sayesinde 7,5 MW gücünde Açık Deniz türbin üretilmiş, 10 MW gücünde türbin çalışmaları ise devam etmektedir.
- 2010 sonu itibarıyla türbinlerin kurulduğu ortalama su derinliği 17,4 m olarak saptanmıştır. Bu değer 2009 sonu ortalamasından 5,2m daha derindir. Ayrıca kurulumu devam eden projelerin ortalama su derinliği 25,5 m olarak saptanmıştır.
- Günümüzde kullanılan temellerin % 65'i tek kazık, %25'i ağırlık ve %8'i jacket tiptir.
- 2010 sonu itibarıyla toplam kurulu Açık Deniz rüzgar türbinlerinin kıyıya olan ortalama uzaklığı 27,1km'dir. Bu değer bir önceki seneye kıyasla 12,7km artmıştır. Kurulumu devam eden projelerin ortalama uzaklığı ise 35,7km'dir (WWEA, 2011; EWEA, 2011).

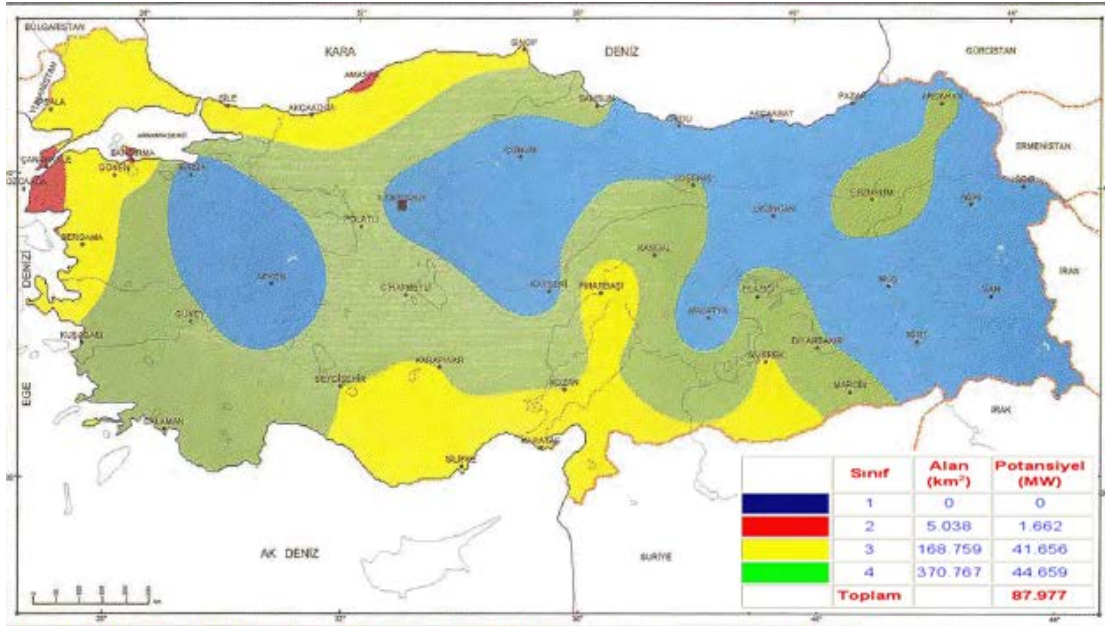
Günümüzde birçok Açık Deniz projesinde 5MW ve civarında büyük türbinler kurulmaktadır. Derinlikler, kıyıya uzaklık ve proje toplam kapasiteleri artmaktadır. Tüm bunlar beraberinde yüksek maliyetleri getirmektedir. Yüksek maliyetlerine rağmen genel çerçeveye bakıldığında Açık Deniz projeleri aksamadan finanse

edilebilmekte ve hayata geçirilen proje sayısı hızla artmaktadır. Ayrıca Açık Deniz rüzgar tarlalarının çoğunun bulunduğu Kuzey Denizi çevresindeki ülkelerin rüzgar ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının bağlanacağı bir entegre süper şebeke kurulması için önemli adımlar atılmıştır ve çalışmalar devam etmektedir. Tüm bunlar göz önünde bulundurulduğunda Açık Deniz rüzgar enerjisinin potansiyeli yüksek bir geleceğe sahip olduğu açıkça görülmektedir.

3.2 Açık Deniz Rüzgar Enerjisi Fizibilite Adımları

3.2.1 Rüzgar atlasına göre bölge seçimi

Herhangi bir rüzgar enerjisi projesinde olduğu gibi Açık Deniz rüzgar enerjisi projelerinde de öncelikle çeşitli kurumların ülke veya belirli bölgeler genelinde oluşturduğu rüzgar atlasları ele alınmalıdır. Bu atlasların güvenilirliği oluşturulurken kullanılan veri ve enstrümantasyona göre değişmektedir.



Şekil 3.3 : DMİ Türkiye Rüzgar Atlası (DMİ, 2010).

Türkiye’de EİE’nin 2006 yılında oluşturduğu REPA’da çeşitli hava akış modelleri kullanılmış fakat verilerin nereden temin edildiği belirtilmemiştir (Şekil 2.15). DMİ’nin 2002 yılında oluşturduğu atlas ülke genelinde bulunan DMİ istasyonlarına ait saatlik veriler ile hazırlanmıştır (Şekil 3.3). Fakat DMİ istasyonları ölçüm aletleri yerden 10 metre yükseklikte bulunmaktadır ve veri sürekliliği sorgulanır. Dolayısıyla her iki atlas da sadece ilk fikir edinme ve daha ileri çalışmanın yürütüleceği bölgeyi

ya da aday bölgeleri seçmek için kullanılmalıdır. Atlaslardaki renk skalalarına göre sarıdan kırmızıya doğru olan renkler yüksek hızları göstermektedir. Potansiyeli yüksek bölgelerden ilk göze çapanlar Ege Denizi ve Çanakkale civarıdır. Diğer önemli bölgeler Ege kıyıları, Hatay ve Manisa açıklarıdır.

3.2.2 Rüzgar ve coğrafya verilerinin temini

İdeal rüzgar veri sıklığı çevre meteoroloji istasyonlarına ait 10 yıllık saat başı verilerden ve seçilen bölgeye kurulan minimum 30 metre yüksekliğinde bir ölçüm direğine ait en az bir yıllık saat başı verilerden oluşmalıdır. Bu rüzgar verileri rüzgar hızını, rüzgar yönünü, mümkünse sıcaklığı ve nemi de içermelidir. Ölçüm direği ideal olarak analizi yapılmak istenen bölgede denize kurulmalıdır. Ölçüm direği dışında dışarıdan temin elde edilecek veriler için ölçüm noktası denize ne kadar yakınsa ve ölçüm yüksekliği ne kadar yüksekse analiz o kadar isabetli olur. Bu veriler DMI'den, EİE'den ve bölgedeki RES'leri işleten firmalardan talep edilebilir.

Diğer temin edilmesi gereken veri tipi ise coğrafi verilerdir. Rüzgar verilerinin istenilen yüksekliğe ekstrapolasyonu ve yerleşim analizi yapılacak rüzgar atlasını oluşturulması için bölgenin topografik haritası ve pürüzlülük bilgileri elde edilmelidir. Pürüzlülük ve yükselti bilgileri denklem 2.21'de kullanılarak rüzgar hızı taşınabileceği gibi bu geniş ve kompleks yapıdaki alanlarda sağlıklı bir yöntem değildir. İdeal yöntem hazırlanmış rüzgar verileri ile sayısal bir haritayı uygun programlarda birleştirip bölgenin rüzgar atlasını elde etmektir. Bunun içinde topografik harita ve pürüzlülük değerleri dijitalleştirilerek sayısal bir harita elde edilmelidir. Harita dijitalleştirme özel tabletler veya fare ile topografik harita üzerinden izdüğümlenerek hazırlanabileceği gibi dijital uydu verilerini uygun formatlara dönüştürerek de yapılabilir.

3.2.3 Rüzgar analizi ve rüzgar atlası oluşturma

Rüzgar analizi için toplanan rüzgar verileri derlenmeli ve aday bölgenin RES kurulumu için uygun olup olmadığı kontrol edilmelidir. Bölge uygunsa eldeki verilerle bölgenin rotor yüksekliğine ait rüzgar atlası oluşturulur. Ölçüm direği düşünülen rotor yüksekliğinde değilse ve hali hazırda çalışmakta olan RES işletmelerden temin edilmediği sürece toplanan ölçülmüş rüzgar verilerinin yükseklik ekstrapolasyonunun yapılması gereklidir. Bu işlem formülasyonlarla yapılabilmektedir fakat hem çok uzun sürebilmekte hem de hatalar oluşabilmektedir. Dolayısıyla ideal

yöntem rüzgar enerjisi analizi için oluşturulmuş paket programlar kullanılmaktadır. Bu programlara rüzgar verileri ve sayısal haritalar girdi olarak işlenmekte ve program dahilindeki modüller ile istenilen yüksekliğe ait rüzgar atlası elde edilebilmektedir. Bu programlarda toplanan rüzgar verileri uygun formatta girildiğinde bölgeye ait hakim rüzgar yönü, ortalama rüzgar hızı, Weibull dağılımı detaylı olarak oluşturulmaktadır. Kimi programların yan yazılımları sayesinde topografik haritalar sayısallaştırılabildiği gibi, farklı yollarla oluşturulmuş veya temin edilmiş sayısal haritalar da programa aktarılabilmektedir. Rüzgar atlası oluşturmadan önce sayısal harita üzerinde pürüzlülük değerleri işlenir. Pürüzlülük değerleri kimi ülkelerde sayısal harita olarak temin edilebilmektedir fakat ne yazık ki ülkemizde uydu görüntüleri veya saha ziyaretleri sonucu oluşturulan bilgiler manüel olarak işlenmelidir. Tüm girdiler aktarıldıktan sonra programlar geri kalan işlemi kendileri yapmaktadır. Bahsi geçen özel programlara örnek olarak WaSP, WindPRO ve WindFarmer yaygın kullanılmakla birlikte WaSP hem diğer programların modülünde bulunarak hem de en çok tercih edilen program olarak öne çıkmaktadır.

3.2.4 Harici ve dahili alanların belirlenmesi

Rüzgar atlası oluşturulduktan sonra türbin yerleşimi için uygun bölgeler rahatlıkla belirlenebilmektedir. Fakat denizde yerleşim yapılmadan önce dikkat edilmesi gereken ve değerlendirme dışı bırakılması gereken bazı unsurlar vardır. Bu unsurlara ait bilgiler ve veriler rüzgar atlası üzerinde işlenerek yerleşim için uygun alanlar sınırlandırılmalıdır.

3.2.4.1 Batimetri haritası

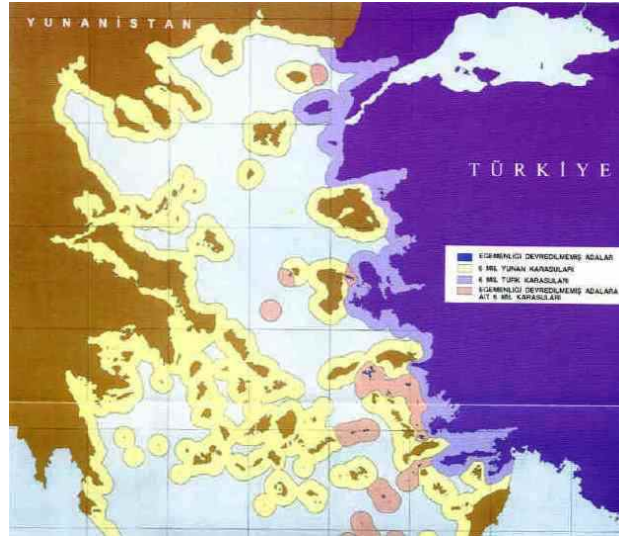
Güncel teknolojiler RES'lerin Açık Deniz kurulumunu belirli bir su derinliğine kadar uygulanabilir kılmaktadır. Yaygın olarak kullanılan temeller tipleri 30 metreye kadar uygulanabilmekte, 30 metreden sonra ise daha maliyetli ve özel temel tipleri tercih edilmektedir. İşletmede olan Açık Deniz RES'lerdeki en derin uygulama 45 metredir. Derin sularda uygulanan temellerin 60 metreye kadar uygulanabilir olduğu belirtilmektedir ve ayrıca 220 metre derinliğinde yüzer tip temel denenmekte ve enerji üretmektedir. Yine de ekonomik olarak bir fizibilite çalışması için uygulanabilir derinlik 45 metre ile sınırlandırılmalıdır.

Rüzgar atlasında sınırlama yapabilmek için bölgenin batimetri haritası temin edilmelidir. Çeşitli ülkelerde sayısal batimetri haritaları devlet kurumlarından temin

edilebilirken Türkiye’de basılmış olarak ya da raster formatında resim dosyası olarak temin edilebilmektedir. Sayısal batimetri haritasının avantajı rüzgar atlası üzerine Coğrafi Bilgi Sistemi (GIS) programlarıyla kopyalanarak yerleşim analizini basite indirgemesidir. Türk sularına ait batimetri haritaları Seyir Hidrografi ve Oşinografi Dairesi Başkanlığı’ndan temin edilebilmektedir.

3.2.4.2 Askeri ve milli sınırlar

Uluslar arası kanunlara göre denize kıyısı olan kara parçalarının 6 deniz mili karasu sınırı bulunmaktadır. Türkiye ve rüzgar hızı yüksek Açık Deniz alanlar ele alındığında, 6 millik karasuyu sınırı Akdeniz ve Karadeniz’de sorun oluşturmamakta fakat Ege Denizinde kurulacak olası bir Açık Deniz RES’te sorun teşkil etmektedir. Ege denizinde, Türkiye kara sınırına yakın birçok Yunan adası bulunmaktadır ve bu adaların 6 millik karasuları açık deniz RES kurulumunu sınırlamaktadır (Şekil 3.4). Çanakkale bölgesinde karaya yakın Yunan adası bulunmamaktadır, bulunan adalar Bozcaada ve Gökçeada’dır. Fizibilite çalışmasında türbin yerleşimi yapılırken bu milli sınırlar göz önünde bulundurulmalıdır.



Şekil 3.4 : Ege Denizindeki karasuları sınırları (Url-9).

Seyir Hidrografi ve Oşinografi Dairesi Başkanlığı’ndan temin edilen batimetri haritaları incelendiğinde belirli alanların askeri tatbikat ve top atış sahası olarak belirlendiği ve bu alanlara girişin yasak olduğu görülebilir. Türbin yerleşim analizinde bu alanlar da kapsam dışı bırakılmalıdır. Ayrıca RES’lerin radyo sinyallerini etkileyebildiği bilinmektedir, bu konuyla ilgili askeriyeyle temas

kurulmalı ve RES kurulması planlanan bölgenin sinyaller üzerinde bir etkisi soruşturulmalıdır.

3.2.4.3 Deniz ulaşım hatları

Türkiye üç tarafı denizlerle kaplı bir coğrafyada bulunmaktadır. Etrafı ve bünyesinde birçok yarımada ve ada vardır. Bu adalara ve yarımadalara, diğer denize kıyısı olan ülkelere ve Türkiye içinde birçok bölgeye deniz yolu ile ulaşım sağlanmaktadır. Seyir Hidrografi ve Oşinografi Dairesi Başkanlığı'ndan temin edilen batimetri haritalarında deniz ulaşım yolları ve gemi demirleme sahaları belirtilmiştir. Bu ulaşım yolları ticari, özel ve kamu araçları tarafından kullanılmaktadır ve bu yollar Başbakanlık Denizcilik Müsteşarlığı, Ulaştırma Bakanlığı Kıyı Emniyeti Genel Müdürlüğü, Deniz Ticareti Genel Müdürlüğü ve Sahil Güvenlik Komutanlığı'na düzenlenmekte ve kontrol edilmektedir. Dolayısıyla bu kurumlarla temasa geçilip Açık Deniz RES'in kurulması planlanan bölge için teyit alınmalıdır.

3.2.4.4 Canlı yaşam – göç alanları

Açık Deniz RES'lerin kurulumunda temel hazırlama işlemleri sırasında yüksek desibellerde su altında ses yayılmaktadır. Bu ses bazı deniz memelilerinde işitme kaybına ve davranış değişikliğine sebebiyet vermektedir. Ayrıca RES'in işletimi sırasında ve kabloların etrafında elektromanyetik dalgalar oluşmaktadır. Bu dalgalar bazı balık cinslerinin yön bulma yetilerini etkilemektedir. Açık Deniz RES kurulacak bölge, bu gibi işletim ve kurulum sırasında zarara maruz kalabilecek canlı cinslerinin yaşam ve göç alanlarına göre incelenmelidir ve bu alanların bölge içinde kalan kısmı elenmelidir. Aynı durum deniz kenarında yuvası olan ve göç alanları deniz üzerinden geçen kuş türleri için de geçerlidir. Bu kuş türleri belirlenip planlanan kurulum alanı ile kesişen alanlar ileriki incelemeler için kapsam dışı bırakılmalıdır. Bu konularla ilgili Avrupa ülkelerini kapsayan, canlı yaşam ve göç alanlarını gösteren Natura 2000 programı maalesef ülkemizi kapsamamaktadır. Türkiye'ye ait hali hazırda detaylı bir kuş göç haritası bulunmamaktadır fakat hem kuşlar hem de deniz canlıları için Gıda, Tarım ve Hayvancılık Bakanlığı'ndan ve WWF Türkiye, Doğa Derneği, Kuş Araştırmaları Derneği gibi sivil toplum kuruluşlarından bilgi edinilebilir.

3.2.4.5 Kum çıkarım, mayın ve diğer alanlar

Denizde belirli alanlardan plaj rehabilitasyonu ve diğer amaçlar için kum çıkarılmaktadır. Bu bölgelere ve yakınına RES kurulumu temel yapısının stabilitesini tehlikeye atacağından güvenli değildir. Ayrıca bazı bölgelerde savaş zamanından kalma mayınlar bulunabilmektedir. Bu mayınlar Sahil Güvenlik Komutanlığı'ndan öğrenilip sakınılabılır.

3.2.4.6 Toplumsal – turistik harici alanlar

RES'ler çoğu bölgelerde toplum tarafından benimsenmekte ve desteklenmektedir fakat kimi bölgelerde de karşı çıkılmaktadır. Karşı çıkılmasına neden olarak çeşitli faktörler öne sürülmektedir. Bunlardan bazıları; dönen kanatların göz alması, jeneratör ve kanatların dönüş sesi, kanatların bıraktığı hareketli gölgenin göze etkisi, türbin ve jeneratörün elektromanyetik dalgası..vb etkilerdir. Bu etkiler üzerine yapılan araştırmalar kesin bir sonuç vermemekle ciddi bir hasarın söz konusu olmadığı, olayın daha çok psikolojik olarak bir tepkiden kaynaklandığı belirtilmektedir. Elbette fizibilite çalışması yapılan RES karaya belirli bir uzaklıkta Açık Deniz ortama kurulacağından toplumun karşı çıkması minimuma inmektedir. Yine de her RES projesinde yapıldığı gibi bölge halkını bilgilendirme toplantısı yapılmalıdır. Ayrıca yoğun turistik bölgelerin açığına kurulması planlanan Açık Deniz RES'lerin yerleşimi analizinden önce bölgedeki yetkili kuruluşlar ile Kültür ve Turizm Bakanlığı'na danışılması önemlidir. Yapılan bazı çalışmalarda ise RES'lerin turizme katkı sağladığı gözlenmiştir.

3.2.5 Türbin ve temel seçimi

İdeal bir fizibilite çalışmasında birkaç farklı senaryo üretilip bu senaryoda kullanılan türbinler, temeller, maliyet ve üretilen güç karşılaştırılmalıdır. Türbinler bölgedeki rüzgar rejimine uygun güç eğrlisine sahip türbinlerden seçilmelidir. Kurulu gücü yüksek türbinler daha fazla enerji üretmektedir fakat bölgede bu tip türbinlerin optimum çalışma hızına denk bir rüzgar rejimi yoksa daha düşük hızlarda verimli olan daha küçük güce sahip türbinler seçilmelidir.

Temel tipleri derinlik ve deniz zemini yapısına göre değişiklik göstermektedir. Tek kazık ve ağırlık temelleri 30 metreye kadar kullanılabilirken 30 metreden sonra üç ayak ve jacket tip temeller kullanılmalıdır. Ağırlık temelleri 15 metreden sonra çok

malzeme gerektirdiği için fizibil olamamaktadırlar. Aynı durum tek kazık temelinde akıntı ve yüklere dayanım olarak kendini göstermekte ve 30 metreden sonra kullanılmamaktadır. Jacket ve üç ayak tip temellerin üretimi daha maliyetlidir ve 30 metreden sonra kullanılması ekonomiktir. Zemin yapısının yumuşak ya da sert oluşu ve kullanılacak türbinin boyutu ve ağırlığı da temelde kullanılacak malzeme miktarını etkilemektedir.

3.2.6 Türbin yerleşimi

Tüm harici alanlar belirlendikten ve yerleşim planı için rüzgar atlasından elendikten sonra geriye kalan alanlardan en verimli noktaları belirlenmeli ve buralara türbin yerleşimi yapılmalıdır. Bu noktalara ya bir program ile ya da manüel olarak iz etkisi hesaplanarak belirli adette türbin yerleşimi yapılır. Türbinler arası mesafe iz etkisini %8'i geçirmeyecek şekilde yapılmalıdır. Bu ise literatürde belirtildiği üzere rüzgara karşı yanal dizilimde 2-5 rotor çapı, dikey dizilimde 8-12 rotor çapı olarak yapılmalıdır. Türkiye'de yapılacak RES başvuruları için 9 Kasım 2008 tarihli Resmi Gazete'de yayınlanan Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın Rüzgâr Enerjisine Dayalı Lisans Başvurularının Teknik Değerlendirilmesi Hakkında Yönetmeliğinin Ek-3'ünde belirtildiği üzere yanal dizilimde en az 3 rotor çapı, dikey dizilimde en az 7 rotor çapı bırakılmalıdır. Ayrıca fizibilite çalışmasındaki her senaryo için aynı yerleşim noktaları kullanılmalıdır ki karşılaştırma aynı koşullar altında olsun.

3.2.7 Güç üretimi hesaplanması

Türbin yerleşiminden sonra her senaryo için toplam güç üretimi hesaplanmalıdır. Bu üretim hesaplanırken türbinlerin yıllık çalışır durum saatleri belirlenip bu sayıya göre üretim çıkarılmalıdır. Her coğrafya ve türbine göre çalışma saati değişim göstermektedir. Bu saat belirlenirken yıllık fırtına, buzlanma, yüksek dalga ortalaması saptanmalı ve bu türbinin bakım ve olası durma halleriyle birleştirilmelidir. Literatürdeki bazı çalışmalarda türbinlerin çalışmama durumları genel bir zaman yüzdesiyle belirtilmiş ve hesap buna göre yapılmıştır. Fizibilite çalışmasında güç üretimi Weibull dağılımı, güç eğrisi, çalışır zaman yüzdesi ve güç üretim formülasyonlarıyla yapılmalıdır ve kompleks bir işlemdir. Pratik ve güvenilir bir yol ise WaSP ve benzeri paket programları kullanmaktır.

3.2.8 Maliyet hesaplanması

Fizibilite çalışmasının en önemli adımlarından biri de maliyeti hesaplamaktır. Maliyet düzgün hesaplanmalıdır ki her senaryo için enerji maliyeti, ilk yatırım maliyeti ve geri ödeme süresi net olarak saptanıp düzgün bir karşılaştırmayla hangi projenin fizibil olduğu belirlenebilsin. Maliyetin birçok alt faktörü vardır, bunları sırasıyla ele almak gerekirse;

Türbin ve temel maliyeti: Toplam yatırım maliyetinin en büyük kısmını türbin ve temel oluşturmaktadır. Türbin ve temel maliyeti batimetreye, deniz jeolojisine, temel tipine ve türbin büyüklüğüne göre çok değişmektedir. Açık Deniz RES'lerde türbin ve kule toplam kurulum maliyetinin yaklaşık %35-%55'ini, altyapı ve temel toplam kurulum maliyetinin yaklaşık %20-%45'ini oluşturmaktadır. Türbin, kule ve temelin deniz ortamının tuzlu korozif ortamına dayanımlı üretilmiş olması gerekmektedir ve bu da maliyeti yükseltmektedir. Türbin gücü yükseldikçe tüm maliyet artmaktadır ama enerji maliyeti (kWh/€) düşmektedir. Ayrıca derinliğe ve temel tipine göre maliyet çok değişmektedir. 30 metre ve daha derin sularda temellerin maliyet yüzdesi türbinleri geçebilmektedir. Düzgün bir hesaplama için kullanılacak temel tipleri derinliğe ve deniz jeolojisine göre belirlenmelidir.

İzin, lisans ve proje maliyeti: İzin, lisans ve proje maliyetleri hesaplanması zor bir maliyet parametresi olmakla beraber projenin büyüklüğüne göre değişmektedir. Literatürdeki çoğu çalışmalarda bu maliyet genel kurulum maliyetinin bir yüzdesi olarak kabul edilmiştir.

Elektrik elektronik altyapı maliyeti: Elektrik elektronik altyapı maliyeti karada olduğundan daha yüksek çıkacaktır çünkü altyapının anti-korozif malzemeden yapılacak olması, deniz altına kablo döşenmesi, trafoların ve dağıtım merkezlerinin deniz üzerine kurulması maliyeti ciddi biçimde arttırmaktadır. Literatürdeki bazı çalışmalarda bu maliyet genel kurulum maliyetinin bir yüzdesi olarak kabul edildiği gibi MW başına ya da km başına maliyetler de bulunmaktadır.

İşletme ve bakım maliyeti: İşletme ve bakım maliyetinin hesaplanması için öncelikle RES'in çalışma saati ve bakım ihtiyacı öngörülmalıdır. Yıl boyunca oluşabilecek fırtına, buzlanma, yüksek dalga sıklığı ve ağır bakım halinde kullanılacak vinçli şilep fiyatları bu maliyeti etkileyen ana faktörlerdir. Bazı sert hava ve deniz koşullarında türbine ulaşım sağlanamamakta ve bakım ekibi ve şilebin bekleme süresiyle türbinin

güç üretmemesi istenmeyen masrafları arttırmaktadır. Tüm bunlar net bir maliyet çıkarımına izin vermemektedir fakat genellikle faktörler göz önünde bulundurularak genel bir maliyet yüzdesi çıkarılabilmektedir.

3.2.9 Fizibilite değerlendirmesi

Fizibilite değerlendirmesinde tüm sonuçlar masaya yatırılır. Her senaryo için güç üretimi ve maliyet kullanılarak enerji maliyeti hesaplanır. Güncel elektrik satış fiyatları üzerinden yıllık kar ve geri ödeme süresi hesaplanarak genel bir karşılaştırma yapılır. Yatırımcı ilk yatırım maliyetleri elverdiği sürece geri ödeme süresi en kısa olan senaryo ile geri ödemesi bittikten sonraki toplam karı en fazla olan senaryo arasında tercih yapar.

4. BOZCAADA VE GÖKÇEADA ÖRNEK ÇALIŞMASI

4.1 Metodoloji

Bozcaada ve Gökçeada örnek çalışmalarında WaSP (Wind Atlas Analysis and Application Program) programı kullanılmıştır. WaSP, rüzgar veri analizi, rüzgar atlası üretimi, rüzgar iklimi hesaplaması, rüzgar tarlası yerleşimi ve hesaplaması yapabilen, ilk olarak 1987’de Danimarka’daki Riso Ulusal Laboratuvarının Rüzgar Enerjisi ve Atmosfer Fizik Bölümü’nce geliştirilmiş bir programdır. Rüzgar enerjisi tarihi incelendiğinde kapasitesi yüksek ilk ticari türbin kurulumlarının 1980 ve sonrasında gerçekleştiği görülebilir. WaSP, rüzgar enerjisi pazarının ihtiyaçlarına ve teknolojik gelişmelere göre günümüze kadar geliştirilmiştir. Programın güncel versiyonu WaSP 10’dur ve bu tezde yapılan örnek vakada bu versiyon kullanılmıştır. An itibarı ile rüzgar enerjisi fizibilite ve mühendislik çalışmalarının çok büyük bir çoğunluğunda WaSP kullanılmaktadır.

WaSP, belirli girdileri analiz ederek rüzgar ikliminin yatay ve dikey ekstrapolasyonu ile istenilen bölgenin rüzgar atlasını çıkarmaktadır. Aynı zamanda programın içinde bulunan güncel türbin tipleri ile vektör harita üzerinde rüzgar tarlası yerleşimi yapılıp bu tarlanın detaylı analizini sonuç olarak verebilmektedir. Tüm bu işlemler için çeşitli modüller programın içinde yüklüdür. Konsept olarak WaSP in metodolojisi beş ana işlem bloğundan oluşur:

1-Ham Veri Analizi: Herhangi bir zaman serisine (dakikalık, saatlik..vb) sahip rüzgar ölçüm verilerinin analizi yapıp istatiksel sonuçları çıkartılır. Bu analiz program ile birlikte sunulan WaSP Climate Analyst iklimlendirme sihirbazı ile program dışında yapılmaktadır. Analiz sonucunda ortaya çıkan veri seti Gözlenmiş Rüzgar İklimidir ve “Observed Wind Climate (OWC)” olarak kaydedilir.

2-Rüzgar Atlası Oluşturma: Analizi yapılmış rüzgar verileri bölgesel bir rüzgar iklimine dönüştürülür. WaSP Climate Analyst’te analiz edilen veriler OWC olarak ana programa aktarılır. Topografik ve pürüzlülük açısından işlenmiş bir vektör harita da programa aktarıldıktan sonra WaSP, OWC’deki ölçüm sahası etkileri olan

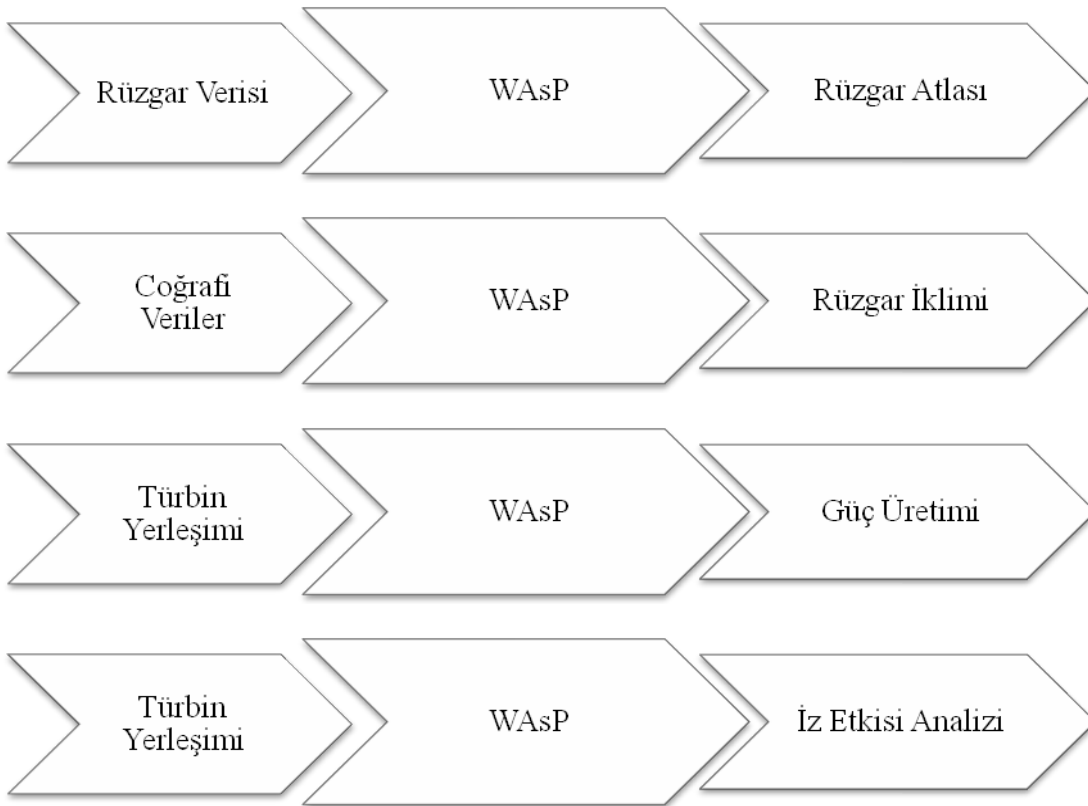
pürüzlülük ve topografik etkileri verilerden temizler. Sonuç olarak ölçüm sahasından bağımsız bir rüzgar atlası veri seti ortaya çıkar.

3-Rüzgar İklimi Oluşturma: WaSP tarafından oluşturulmuş ya da başka bir kaynaktan temin edilmiş rüzgar atlasını ve vektör haritayı kullanarak, program harita üzerinde istenilen herhangi bir noktadaki/bölgedeki rüzgar iklimini oluşturabilir. Bu rüzgar iklimi mevcut ve beklenen değerleri kapsamaktadır.

4- Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Oluşturma: Rüzgar iklimi dahilindeki detaylı istatistiksel değerler ile güç yoğunluğu hesaplanır. Ayrıca WaSP dahilindeki türbinlere ait güç eğrileri ile istenen türbine ait yıllık enerji üretiminin harita üzerinde dağılımı hesaplanabilir.

5- Rüzgar Tarlası Üretimi Hesaplama: Türbine ait itme katsayısı ve güç eğrisi ve harita üzerinde yapılan rüzgar tarlası yerleşimi ile WaSP her türbin için iz(wake) etkisini hesaplayıp hem tüm tarlaya hem de her türbin için ayrı olarak net yıllık enerji üretimini hesaplar.

WaSP programının girdi ve çıktılarını aşağıdaki diyagramla özetleyebiliriz:



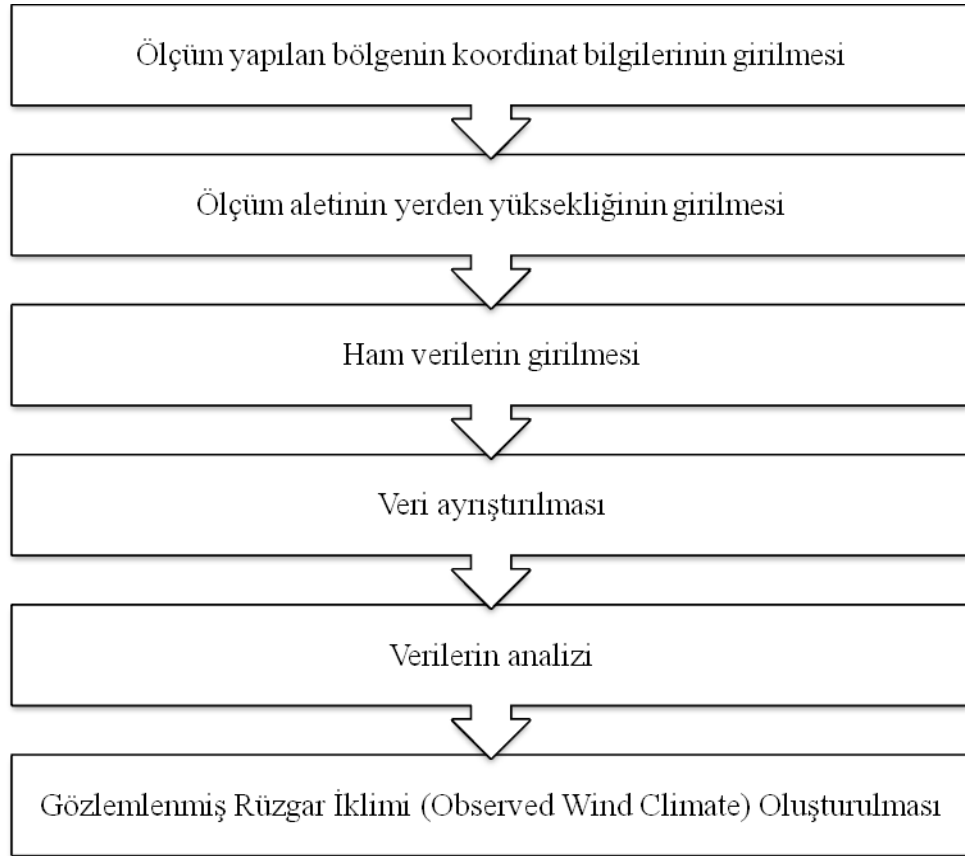
Şekil 4.1: WaSP program girdi ve çıktıları.

WaSP programı ile birlikte gelen yan programlar ve bunların veri analiz detayları aşağıdaki gibidir:

4.1.1 Ham rüzgar verilerinin analizi

Ham rüzgar verilerinin analizinde WaSP Climate Analyst programı kullanılmıştır. WaSP Climate Analyst, belirli zaman serilerine sahip ham rüzgar verilerinin analizini yapıp, bunu ana programa (WaSP) gözlenmiş rüzgar iklimi girdisi olarak aktarılacak formata dönüştüren güçlü bir yan programdır. Program önceki WaSP versiyonlarındaki OWC Wizard programının yerine geliştirilmiş daha kapsamlı bir pakettir.

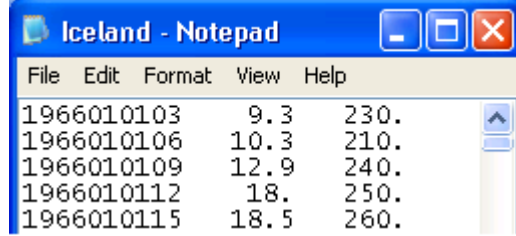
Programın işlem sırası ve işleyişi aşağıdaki gibidir:



Şekil 4.2 : WaSP Climate Analyst program işleyişi şeması.

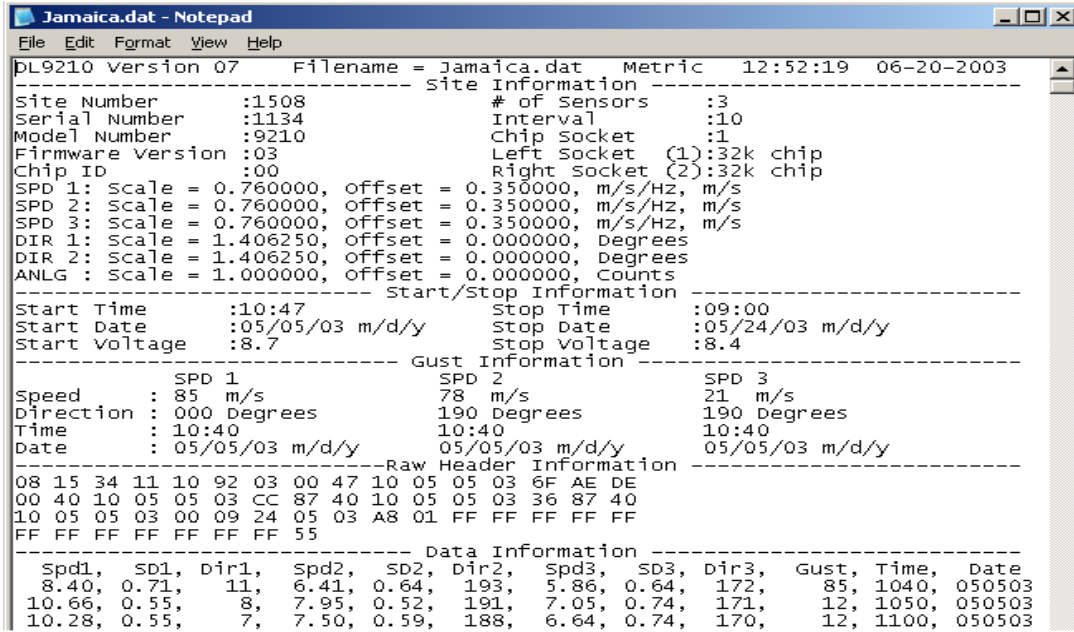
Programa “.dat”, “.txt”, “.prn”, “.csv” formatında ASCII dosyaları girdi olarak aktarılabilir. Dosyalar içindeki veriler her kategoriye (tarih, hız, yön)ait ayrı sütunda alt alta dizili olmalıdır.

Şekil 4.3'teki "Iceland" örneğinde ilk sütunda tarih verileri sıralanmıştır. "1966010103", verilerin 1966 yılında Ocak ayının (01) ilk gününde (01) 3 saat aralıklarla alınmaya başladığını göstermektedir. "9.3 , 10.3 , 12.9..." rüzgar hızlarını belirtmektedir. "230,210,240.." ise 360 derecelik bir skalada rüzgar yönlerini göstermektedir.



Şekil 4.3: Wind Climate Analyst programına aktarılacak ham veri örneği (WaSP, 2010).

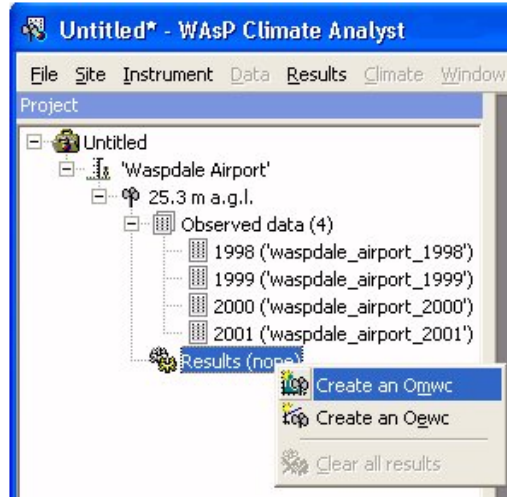
Şekil 4.4'teki "Jamaica.dat" ham verisi incelendiğinde bir öncekinden daha karmaşık olduğu farkedilmektedir. Bu veri incelenmek amacıyla notepad ile açılmıştır. İlk dikkat çeken dosyada veriler başlamadan önce üstbilgi (header) bulunmasıdır. Üstbilgiden de anlaşılacağı üzere veriler 3 farklı sensörden toplanmıştır. "Data Information" başlığı altında "Spd1, Spd2, Spd3" üç farklı ortalama rüzgar hızını, "SD1, SD2, SD3" üç farklı standart sapmayı (program bu bilgiyi kullanmamaktadır), "Dir 1, Dir 2, Dir 3" ise üç farklı ortalama rüzgar yönünü belirtmektedir.



Şekil 4.4: Wind Climate Analyst programına aktarılacak kompleks ham veri örneği (WaSP, 2010).

Program içindeki modül ile dosyaları analiz edip, verileri ölçüm zamanı, hız ve yön sütunları olarak kolayca ayrıştırabilmektedir. Üstbilgiler, programın kullanmadığı veriler (standart sapma, vb.) ayrıştırma sırasında belirlenip analiz dışı bırakılmaktadır. Zaman ayrıştırması isteğe ve veriye göre yıl, ay, gün, saat, dakika ve saniye hassasiyetinde yapılabilmektedir. Yukarıdaki örneklerde incelendiği gibi veriler basit ya da kompleks yapıda olabilmektedir. “Jamaica.dat” verisindeki 3 farklı sensöre ait veriler protokol ile analize aynı bölge (site) içinde farklı aletler (instrument) olarak ayrı ayrı eklenmektedir. Ayrıştırma ham veriyle birlikte gelen verinin içine işlenmiş bir protokol otomatik olarak ya da kullanıcı tarafından özel olarak ayarlanacak şekilde yapılabilmektedir. Özel ayrıştırma ayarlandıktan sonra protokol olarak kaydedilip aynı veya benzer kaynaktan elde edilen diğer verilerin ayrıştırılmasında kolaylık sağlanabilmektedir.

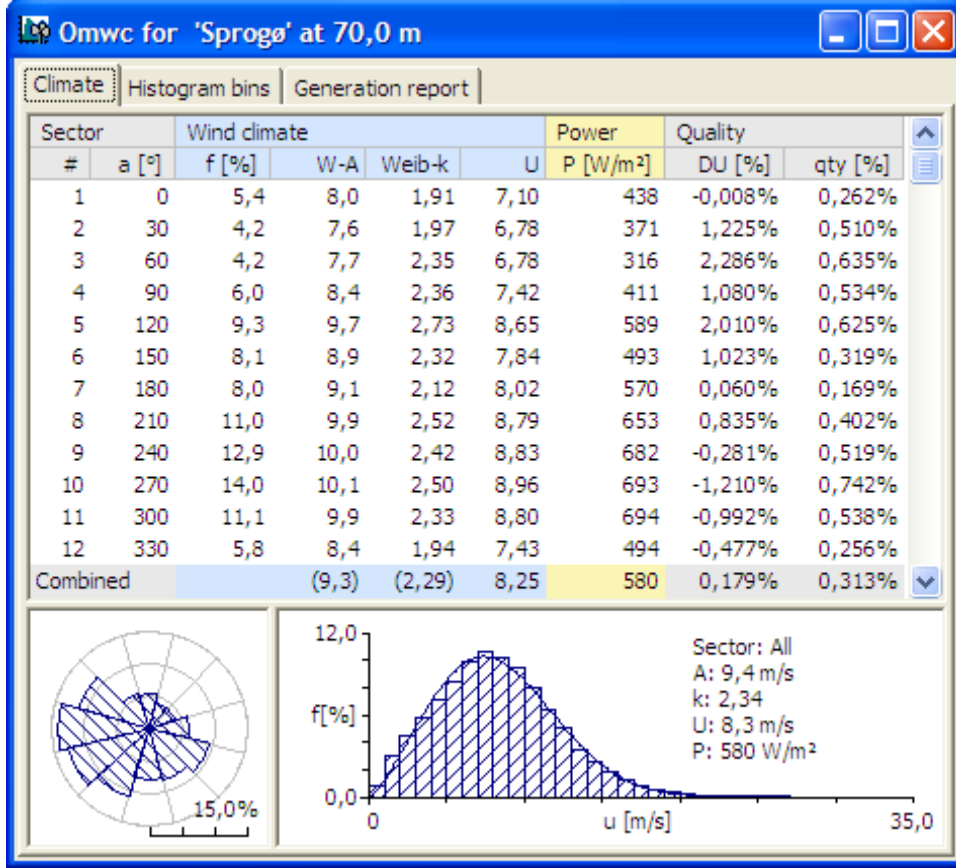
Programa veriler diziler halinde aktarılmaktadır. Bu diziler genellikle yıllık veriler halinde olmaktadır. Elbette eksik veri ya da daha kısa bir zaman aralığında bu aktarılırken belirtilebilmektedir. Böylece eksik verilerin yokluğu giderilememesine rağmen program analiz yaparken verilerin hangi zaman aralığına ait olduğunu bilip hata payını minimize etmektedir.



Şekil 4.5: Wind Climate Analyst Programında veri dizileri girildikten sonra sonuçların elde edilmesi (WaSP, 2010).

Şekil 4.5’te de görüldüğü üzere tüm veri dizilerini –örnekte 1998-2001 arası 4 veri dizisi vardır- girdikten sonra “Gözlenmiş Ortalama Rüzgar İklimi”(OMWC) ya da “Gözlenmiş Ekstreme Rüzgar İklimi”(OEWK) hesaplanır. Hesaplama kısmında isteğe bağlı olarak sektör sayısı belirlenir. Genellikle 30° üzerinden 12 sektör

kullanılmaktadır. OMWC sonucunda tek tek ve tüm sektörlere ait Weibull A ve Weibull k parametrelerini içeren rüzgar hızı dağılımı histogramı, yön dağılımı rüzgar gülü ve istatistik raporlar oluşturulur (Şekil 4.6). OEWC ise verileri girilen bölgenin 50 yıllık ekstrem rüzgar iklimini tahmin eden ve bunu grafiksel ve istatistiksel olarak raporlayan bir sonuç modülüdür.



Şekil 4.6: OMWC sonuç sayfası (WaSP, 2010).

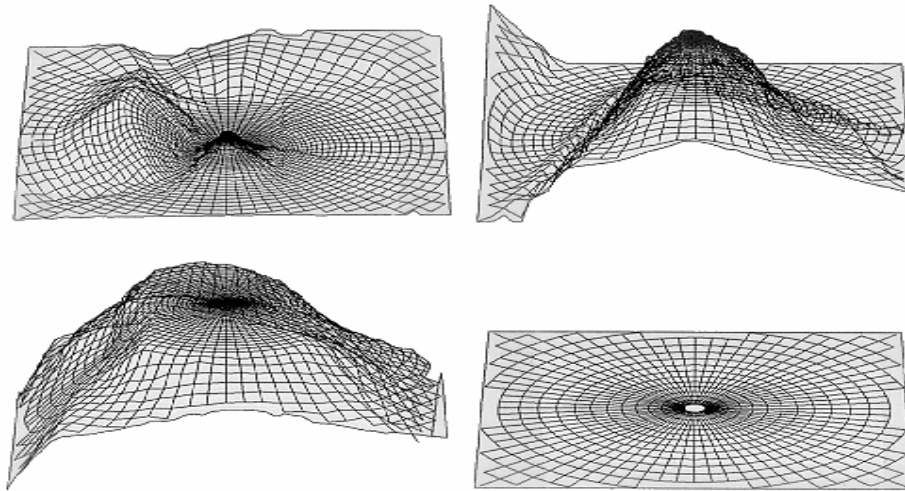
4.1.2 Vektör harita işlenmesi

Vektör haritalar, bir coğrafyaya ait eş yükselti eğrilerinin ve pürüzlülük bölgelerinin dijital verilerini barındıran topografik sayısal haritalardır. WaSP Map Editor, WaSP paket programının vektör haritaları incelemek, kontrol etmek, değiştirmek ve pürüzlülük eğrileri oluşturmak için kullanılan bir yan programıdır. WaSP programının ana işlevi olan rüzgar iklimi oluşturmak ve türbin yerleştirip güç analizi yapmak için vektör haritalar şarttır. Bu haritalar dışarıdan temin edilebileceği gibi özel dijitalleştirme tabletlerinde kağıt harita üzerinde tablet kalem kullanılarak, resim dosyası olarak taranmış haritayı uygun programlarda fare ile izdüşümleyerek de oluşturulabilir.

Map Editor girdi olarak .bna (Surfer ve Didger harita programı formatı), .dxf (Autocad grafik formatı) ve .map (WaSP formatı) dosyalarını işleyip kaydedebilmektedir. Ayrıca Flexible header haritalar (çizgi/kontur başlıkları kullanıcı tarafından belirlenen haritalar), Header-less haritalar (çizgi/kontur başlığı olmayan haritalar), XYZ-haritaları (her nokta x,y,z olarak belirlenmiş, çizgi/konturlara sahip haritalar), Mat-lab haritaları, NTF haritaları (İngiliz, İrlanda Ordnance survey haritaları), USGS Coastline haritaları (Amerikan Jeolojik İnceleme birimi tarafından hazırlanan kıyı haritaları), BLN haritalar (Surfer programınca üretilen boş harita dosyaları), Shape-file haritalar (yükseklik konturları ve pürüzlülük çizgileri içerebilen ESRI haritaları) programa aktarılabilir. Yalnız bu ek formatlı haritaların programa girdisi inceleme amaçlıdır ve haritaların işlenmesi ve WaSP'a aktarılacak şekilde kayıt edilmesi sınırlıdır. Dolayısıyla WaSP programında hesaplama yapabilmek için en sağlıklı yöntem .map, .bna ve .dxf formatlarını kullanmaktır.

Dijital harita elde etmenin bir diğer yöntemi ise Digital Elevation Model (DEM) modellerini çeşitli programlarla uygun formata dönüştürmektir. DEM çoğunlukla uydu aracılığıyla oluşturulmuş, kare ağlardan oluşan 3 boyutlu arazi yüzey modelleridir. Surfer, Global Mapper ve benzeri programlarda bu modeller .bna ya da .map formatına dönüştürülebilir.

WaSP programının dijital harita üzerinde akış hesaplamaları Troen'in (1990) BZ-model'ine dayanmaktadır. Bu model yüksek çözünürlüklü bir kutupsal ağ (polar grid) uygulamaktadır. Bu ağa ait bir önizleme Şekil 4.7'e gösterilmiştir.



Şekil 4.7: WaSP programının B-Z modeli önizlemesi (WaSP, 2010).

Şekilde sol üst köşede programla birlikte gelen örnek proje Waspdale'in 25x25 km lik bir kısmı görülmektedir. 27km'lik bir çapa sahip olan ağın merkez noktasının yaklaştırılmış görüntüleri sırasıyla sağ üstte 5x5km, sol altta 1x1km ve sağ altta 200x200m olarak görülebilmektedir. Modelin merkezindeki çözünürlük 4m'dir.

Kutupsal ağın merkezinde çözünürlük çok daha yüksek iken ağın sınırlarına doğru giderek azalmaktadır. Ağın merkezindeki hücre boyutuyla harita çapı arasındaki bağıntı Çizelge 4.1'de gösterilmiştir. Dairesel ağ boyutu hücreler merkezden uzaklaştıkça her sırada %6 oranında büyümektedir.

Çizelge 4.1 : WaSP B-Z Modeli çözünürlük kıyaslaması (WaSP, 2010).

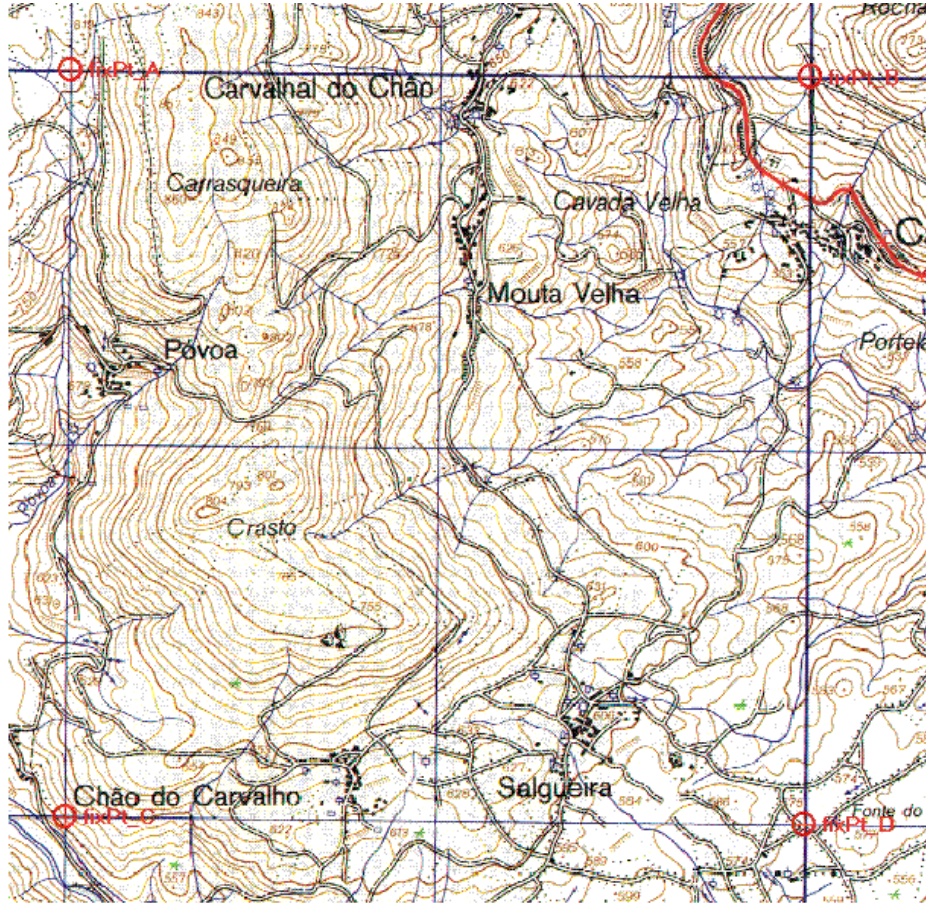
Harita Çapı (km)	5	10	20	50	100
Hücre Boyutu (m)	1,3	2,7	5,3	13,3	26,6

WaSP'ın hesaplama modüllerinin bazı limitleri bulunmaktadır. Vektör haritalar için harita üzerindeki noktaların sayısı ile çizgilerin sayısının üç katının toplamı 1.000.000'u geçmemelidir. Analiz için ideal bir harita 10 x 10km'lik bir alanı kaplamalı, yükseklik eğrilerinin aralığı 20m veya daha az olmalıdır. Ayrıca WaSP'ın minimum hatayla tahmin yapabilmesi için haritaların büyük ölçekli olması gerekmektedir. 1/25.000 veya 1/50.000 uygun ölçekli haritalardır. DEM'lerde ise ağ hücreleri 50m'den küçük olması durumunda sağlıklı bir hesaplama yapılabilmektedir.

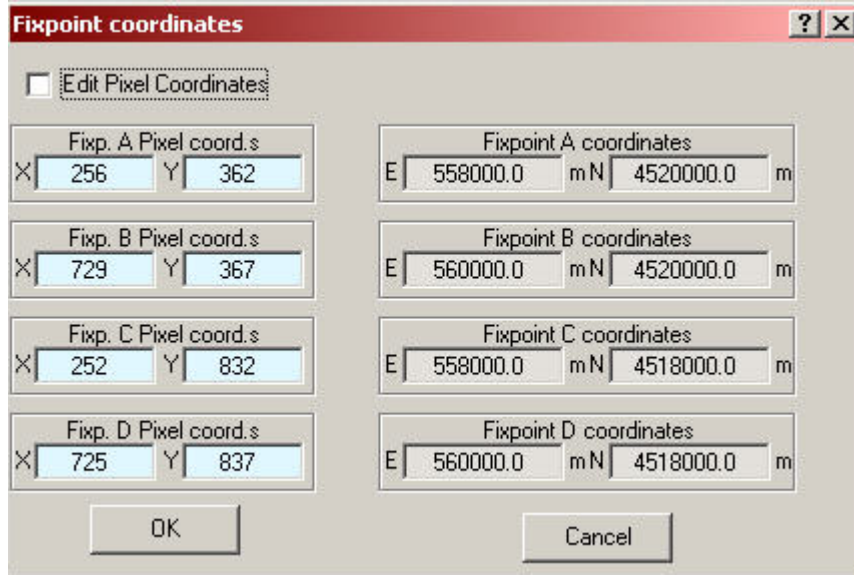
Map Editor, aktarılan haritalardaki eşyükselti çizgilerini düzenleyebilmektedir. Bu düzenleme otomatik olabildiği gibi manüel olarak da yapılabilmektedir. Otomatik düzenlemede toplam nokta sayısını, böylelikle harita boyutunu ve işlem süresini azaltmaya yarayan çizgi inceltme işlemi ve ayrılmış yada birbirine yakın olan çizgileri birleştiren çizgi birleştirme işlemi yapılabilmektedir. Manüel düzenlemede otomatik düzenlemedeki çizgi birleştirme ve çizgi inceltmenin yanı sıra çizgilerin tek tek seçilerek yerinin değiştirilmesi, istenilen noktada iki ayrı çizgi olacak şekilde kesilmesi, pürüzlülük çizgilerinin oluşturulması ve değiştirilmesi, ayrıca arka plan haritası üzerinde yeni eşyükselti çizgilerinin çizilmesi yapılabilmektedir.

Map Editor'un bir diğer özelliği de vektörel haritayı doğrulamak ve yeni eşyükselti çizgilerinin oluşturulabilmesi sağlamak için arka plan haritası yükleyebilmesidir. Bu özellik işlenecek bölgenin topografik haritasının bilgisayar ortamında resim

dosyasını gerektirmektedir. Bu resim dosyası ilgili yerlerden temin edilen kağıt paftaların tarayıcıdan geçmiş hali de olabilmektedir. Programa aktarılabilecek formatlar .bmp, .wmt, .emt, .jpeg ve .jpg'dir. Elbette ki verifikasyon için paftanın düzgün bir ölçeği ve projeksiyonu olmalıdır. Arka plan haritası programa aktarıldıktan sonra kalibrasyonu yapılmalıdır. Kalibrasyon için öncelikle en az 3 adet sabit nokta belirlenmelidir (Şekil 4.8). Bu noktaların pafta üzerindeki metrik koordinatları (UTM koordinatları) bir kenara not edilir, programa arka plan haritası yüklendikten sonra önceden belirlenen noktalar fare ile seçilir ve Şekil 4.9'daki ekrana sırayla girilerek kalibrasyon tamamlanır. Dijital olarak temin edilmiş resim formatındaki haritaların kalibrasyon dosyaları da bulunabilmektedir. Böyle bir durumda Map Editor kalibrasyon işlemini otomatik yapmaktadır.



Şekil 4.8: Map Editor'da arkaplan haritası için pafta üzerinde belirlenen sabit noktalar (WaSP, 2010).



Şekil 4.9: Map Editor’da arkaplan haritası için sabit noktaların kalibrasyonu.

Pürüzlülük çizgileri farklı pürüzlülüğe sahip alanların sınırlarını belirten ve programın hesaplaması için tanıtan çizgilerdir. WaSP’in baz aldığı pürüzlülük değerleri ve karşılıkları Çizelge 4.2’de gösterilmiştir.

Çizelge 4.2 : WaSP’in baz aldığı pürüzlülük değerleri ve karşılıkları (WaSP, 2010).

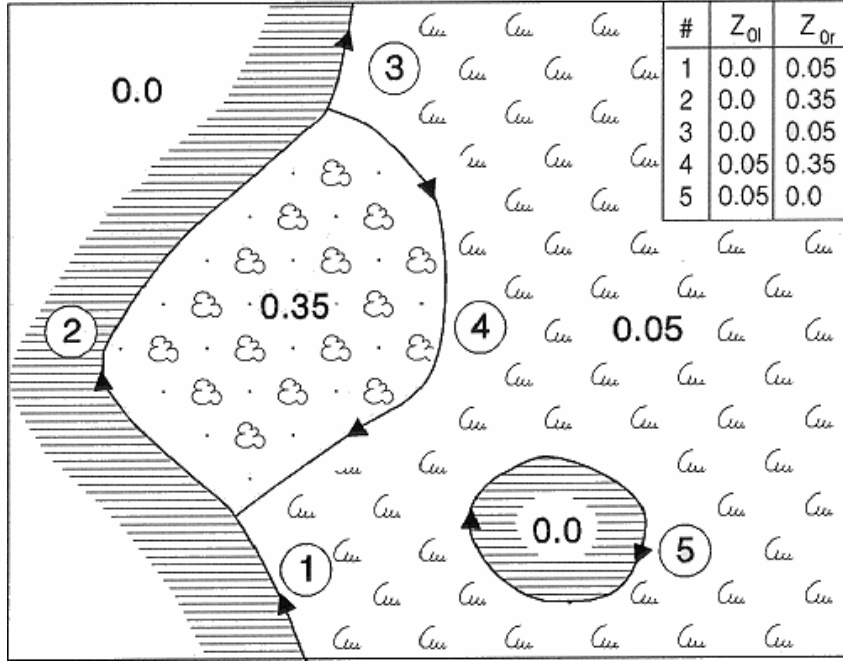
Fiziksel z_0 (m)	Arazi Yüzey Karakteristiği	Pürüzlülük Sınıfı	WaSP’taki z_0 (m)
1.5		4 (1.5 m)	1.5
> 1	Yüksek ağaçlı orman		> 1
1.00	Şehir		1.00
0.80	Orman	3 (0.40 m)	0.80
0.50	Dış mahalle		0.50
0.40			0.40
0.30	Rüzgar kıran		0.30
0.20	Birçok ağaç ve/veya çalı		0.20
0.10	Sık görünümlü çiftlik alanı	2 (0.10 m)	0.10
0.05	Açık görünümlü çiftlik alanı	1 (0.03 m)	0.05
0.03	Seyrek binalı/ağaçlı çiftlik alanı		0.03

0.02	Bina ve ağaçlı havaalanı		0.02
0.01	Havaalanı pisti		0.01
0.008	Biçilmiş çim		0.008
0.005	Açık toprak (düzgün)		0.005
0.001	Kar yüzeyi (düzgün)		0.003
0.0003	Kum yüzeyi (düzgün)	0 (0.0002 m)	0.003
0.0002	(Atlasta su yüzeyi için kullanılmaktadır)		0.0
0.0001	Suyüzeyi(göl, fiyort, açık deniz)		0.0

Bu tabloda fiziksel z_0 Bölüm 2.7’de bahsi geçen pürüzlülük uzunluğunu, pürüzlülük sınıfı WaSP’in tanıdığı pürüzlülük sınıflarını, WaSP’taki z_0 ise pürüzlülük analizinin yapılması için WaSP’a girilmesi gereken değeri temsil etmektedir.

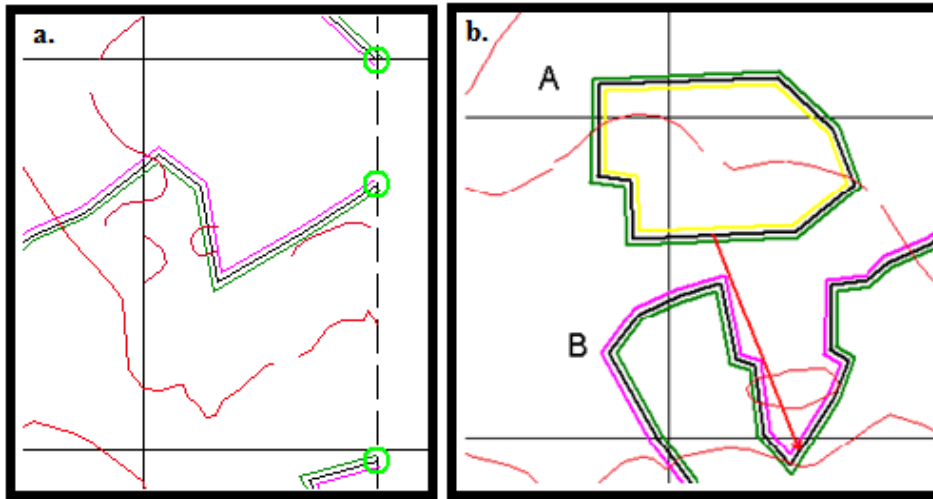
Bilindiği üzere yüzey her daim arazi pürüzlülüğü açısından rüzgarı etkilemektedir. Bu yüzden en basit analiz sahaları için bile pürüzlülük değerleri belirlenmeli ve programa işlenmelidir. WaSP pürüzlülük değerleri atanmamış tüm alanlar için ön tanımlı olarak 0,03 m değerini baz almaktadır.

Map Editor’da pürüzlülük çizgilerinin işlenmesi çizginin dışında ve içinde ya da sağında ve solunda kalan alanın pürüzlülük katsayısının çizgi değerlerine eklenmesi ile yapılır. Şekil 4.10 incelendiğinde z_{0l} , solda kalan pürüzlülük değerini, z_{0r} ise sağda kalan pürüzlülük değerini göstermektedir. Buna göre; 1 numaralı çizginin sol tarafında 0 değerine sahip su yüzeyi, sağ tarafında 0,05 değerine sahip açık görünümlü çiftlik alanı, 2 numaralı çizginin sol tarafında 0 değerine sahip su yüzeyi, sağ tarafında 0,35 değerine sahip rüzgar kıran, 3 numaralı çizginin sol tarafında 0 değerine sahip su yüzeyi, sağ tarafında 0,05 değerine sahip açık görünümlü çiftlik alanı, 4 numaralı çizginin sol tarafında 0,35 değerine sahip rüzgar kıran, sağ tarafında 0,05 değerine sahip açık görünümlü çiftlik alanı ve 5 numaralı çizginin içinde 0 değerine su yüzeyi, dışında 0,05 değerine sahip açık görünümlü çiftlik alanı bulunmaktadır.



Şekil 4.10: WaSP için örnek pürüzlülük eğrileri (WaSP, 2010).

Pürüzlülük değerlerini çizgilere atarken dikkat edilmesi gereken bazı noktalar bulunmaktadır. Çizgilerin ya kapalı bir halka oluşturmalıdırlar ya da uçları bir diğer pürüzlülük çizgisinin düğümüne veya sınır düğümüne bağlanmalıdır (Şekil 4.11.a). Aksi halde kör uç hatası oluşmaktadır ve bu hesaplamalarda hataya yol açmaktadır. Bir diğer önemli nokta ise Line Face Roughness (LFR) hatalarıdır. Bunlar karşılıklı yüzleri birbirine bakan pürüzlülük çizgilerinin aynı değeri belirtmemeleridir. Şekil 4.11.b'deki örnekte A çizgisinin dış pürüzlülük değeri 0,4m'dir ve yeşille gösterilmektedir, B çizgisinin dış pürüzlülük değeri ise A çizgisinin dış değeri ile aynı alanı göstermesine rağmen 0,06m'dir ve pembe renkle gösterilmiştir.



Şekil 4.11: a) Pürüzlülük çizgilerinin uçları b) LFR hatası örneği (WaSP, 2010).

4.1.3 Türbin yerleşimi ve hesaplamalar

Vektör harita hazırlandıktan sonra Climate Analyst'te hazırlanan gözlenmiş rüzgar iklimi ile birlikte WaSP ana programına aktarılıp oluşturulan sonuçlar üzerinde yerleşim ve değerlendirme yapılır. Program işlem ağacı belirli bir sıraya yürümektedir ve girdiler de buna göre aktarılmalıdır.

Program işlem ağacında ilk olarak bir rüzgar atlası oluşturulur. Rüzgar atlasının alt menüsünde meteoroloji istasyonu otomatik olarak yerini alır. Bu meteoroloji istasyonuna Climate Analyst'te oluşturulan gözlenmiş rüzgar iklimi aktarılır. Rüzgar atlası oluşturmak için gerekli son veri vektör haritasıdır. Vektör haritasının aktarılması sayesinde meteoroloji istasyonunun konumu ve çevresindeki coğrafik özellikler rüzgar atlası oluşturmada kullanılır. Climate Analyst'te oluşturulan gözlenmiş rüzgar iklimi meteoroloji istasyonunun ölçüm sahasına ait coğrafi etkileri taşımakta iken rüzgar atlası ölçüm sahasından bağımsızdır.

Vektör harita ve rüzgar ölçüm verileri WaSP için iki hayati faktördür. Bu faktörler sorunsuz olarak işlendikten ve aktarıldıktan sonra türbin sahası belirlenebilir, rüzgar tarlası oluşturulabilir, ortalama hız, güç yoğunluğu, yıllık enerji üretimi, Weibull-A ve Weibull-k dağılımları, sektör frekansı, yükselti ve pürüzlülüğünden kaynaklanan değişimleri gösterebilen veri haritası (resource grid) oluşturulabilir.

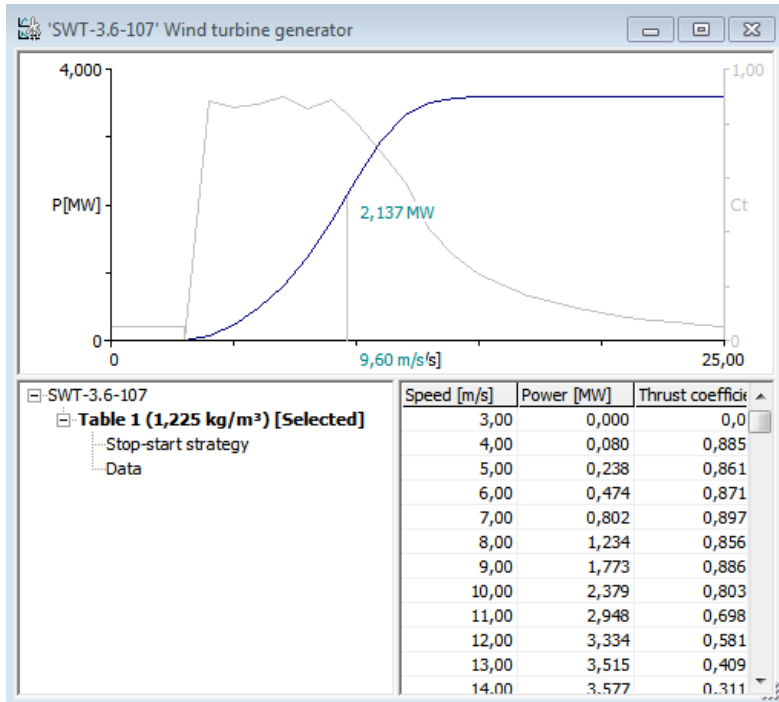
Veri haritası da türbin sahası da ilk olarak oluşturulabilir fakat önce veri haritasını oluşturup, daha sonra rüzgar hızını ya da güç yoğunluğunu gösteren harita üzerinde yerleşim yapılması verimi yüksek ve zamandan tasarruf eden bir yerleşim sağlayacaktır.

WaSP kara üzerinde analiz yapmak amacıyla geliştirilmiş bir program olup, teknoloji ve güncel koşullar ile birlikte açık deniz talebinin ve uygulamasının artması sonucu açık deniz analiz yapabilecek şekilde düzenlemelere tabi tutulmuştur. Haritanın sınırlarının genişletilmesi ile birlikte kıyıda daha uzak noktalara da yerleşim yapılabilmektedir

WaSP ara yüzünde bir çalışma alanı (workspace) bulunmaktadır ve bu çalışma alanı altında istenilen sayıda proje yaratılabilmektedir. Girdiler ve hesaplamalar projeler altında olmaktadır. Her projeye bir adet meteoroloji istasyonu ve bu istasyona ait bir rüzgar atlası ve istenildiği kadar veri haritası işlenebilmektedir. Fakat bir çalışma alanında ne kadar fazla proje bulunursa işlem ve kayıt süresi de doğru oranda uzun

sürmektedir. Aynı şekilde bir proje içinde ne kadar çok eleman ve rüzgar tarlasında ne kadar çok türbin bulunursa işlem süresi uzamaktadır.

WaSP türbinlerin ürettiği enerjiyi hesaplarırken program içinde bulunan türbin güç eğrilerini, hesaplanan hız değerleri ve Weibull olasılık dağılım fonksiyonunu kullanmaktadır. Program dahilinde bulunan güç eğrilerinden bir örnek Şekil 4.30'da görülmektedir. Bu şekilde türbine ait iki adet grafik bulunmaktadır. Biri y eksenini pencerenin solunda bulunan Güç – rüzgar hızı grafiğidir. Diğeri ise y eksenini pencerenin sağında bulunan İtme katsayısı – rüzgar hızı grafiğidir.



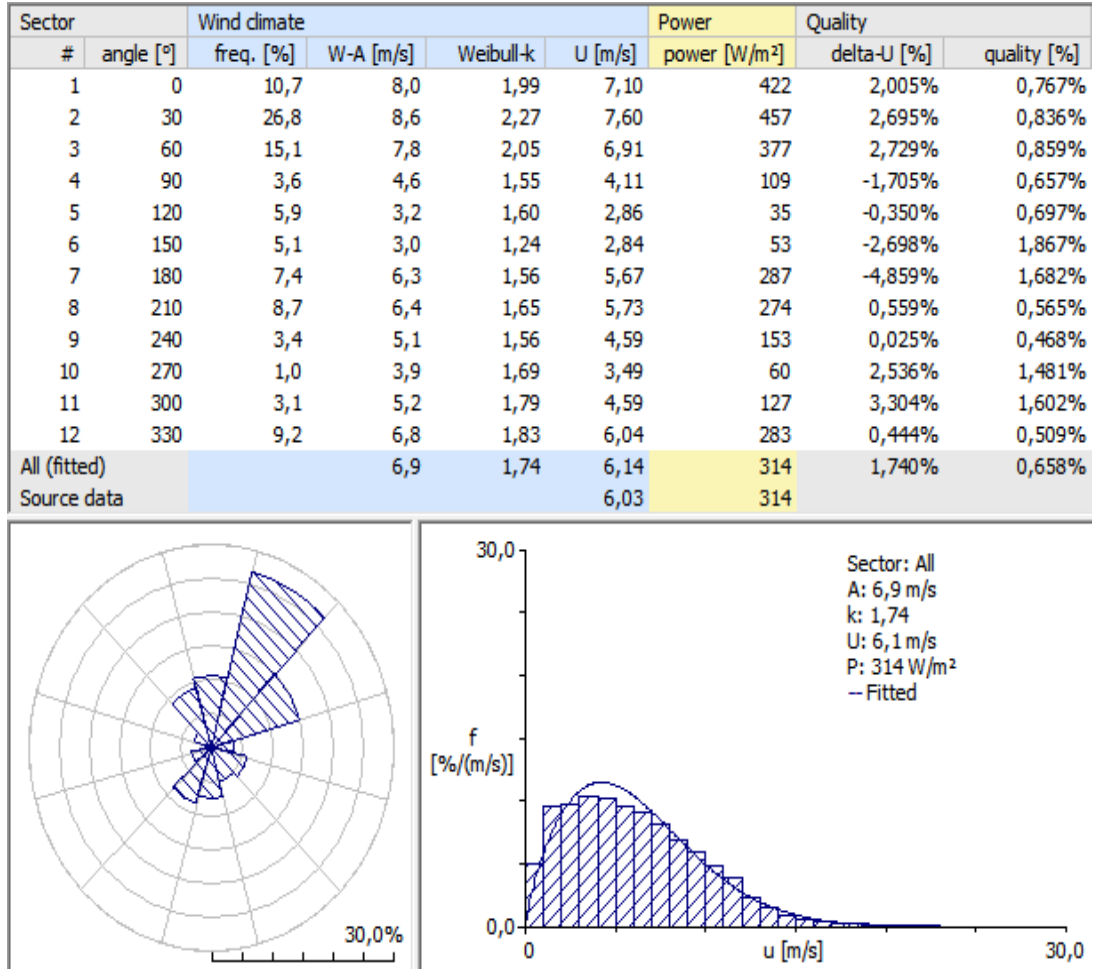
Şekil 4.12: Siemens'in 3,6 MW gücündeki türbinine ait güç eğrisi (WaSP, 2010).

4.2 Bozcaada Örnek Çalışması

4.2.1 Rüzgar verilerinin analizi

Örnek çalışmalar için DMİ'den Gökçeada, Bozcaada, Ezine ve Çanakkale meteoroloji istasyonlarının 1999-2010 tarihleri arasındaki saatlik rüzgar hızı ve yönü verileri temin edilmiştir. WaSP programında her proje için sadece bir ölçüm istasyonuna ait verilerle analiz yapılabildiğinden iki ayrı proje olarak Gökçeada ve Bozcaada istasyonlarına ait veriler kullanılmıştır. Veriler DMİ'den alındığı haliyle programa aktarılmaya müsait olmadığı için makro kullanılarak Şekil 4.13'den Şekil 4.14'teki haline dönüştürülmüştür.

Programın rüzgar verileri analizinden sonra ortaya çıkan sonuç Şekil 4.16'da görülebilir. Bu sonuca göre Bozcaada'da hakim rüzgar yönü 2. Sektör (30°) olan kuzeydoğudur. Rüzgar yönünün frekansı yüzde olarak büyükten küçüğe; Sektör 2 (30°) %26,8, Sektör 3 (60°) %15,1, Sektör 1 (0°) %10,7'dir. Bu sektörler için ortalama rüzgar hızları ve güç yoğunlukları sırasıyla; 7,60 m/s ve 457 W/m², 6,91 m/s ve 377 W/m², 7,10 m/s ve 422 W/m²'dir. Tüm sektörlerin ortalaması için rüzgar hızı 6,03 m/s, güç yoğunluğu ise 314 W/m²'dir.

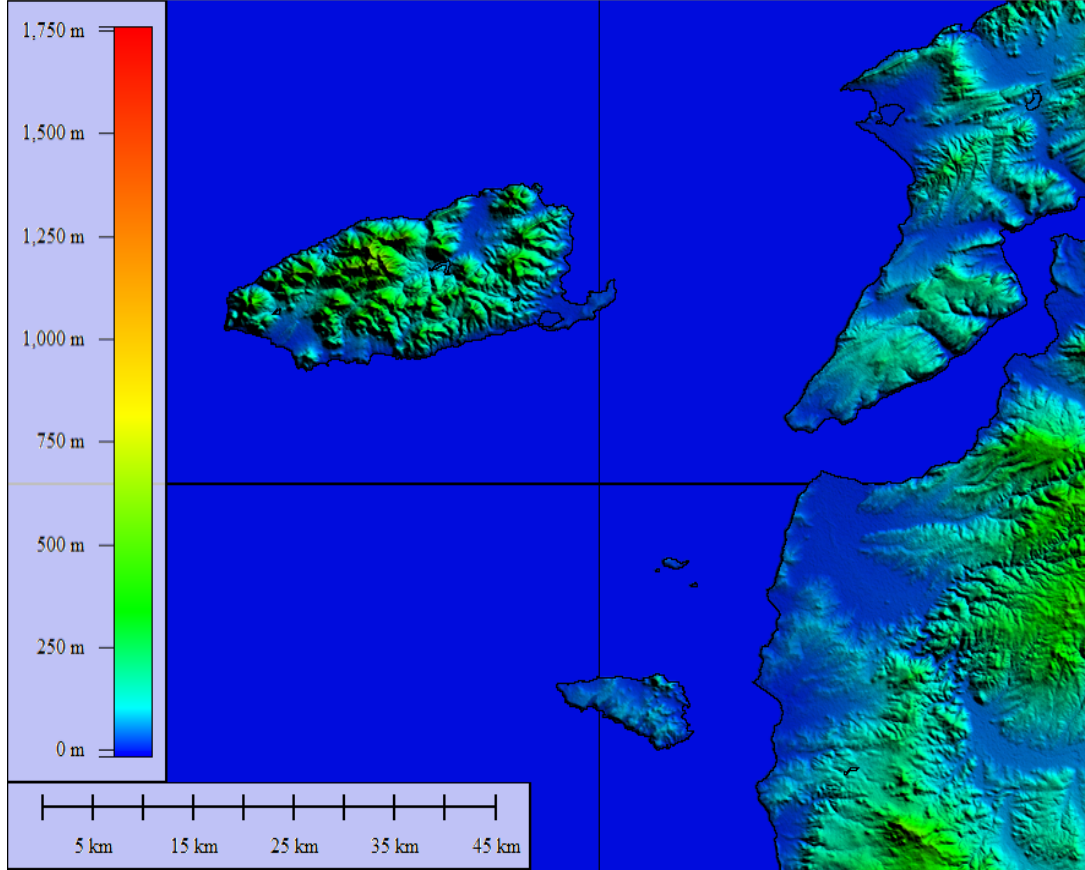


Şekil 4.16: Bozcaada için Wasp Climate Analyst rüzgar iklimi sonuçları.

4.2.2 Sayısal harita analizi

Bozcaada ve Gökçeada için vektör haritalar Shuttle Radar Topography Mission (STRM) DEM haritalarından dönüştürülmüştür. STRM, NASA tarafından oluşturulmuş, uydu ile dünyanın 56° güney 60° kuzey enlemleri arasındaki 3 arc saniye çözünürlüğündeki dijital topografik haritalardır. İnternette ücretsiz olarak temin edilebilmektedir. Bozcaada için N39E025 (39° kuzey enlemi ve 25° doğu

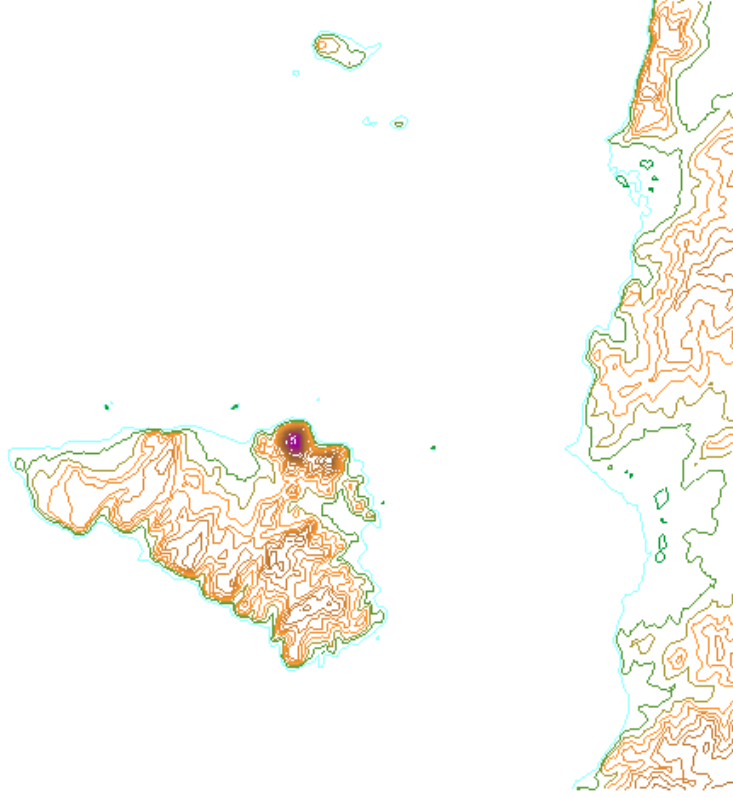
boylamı) ile N39E026 (39° kuzey enlemi ve 26° doğu boylamı) dosyaları kullanılmıştır. Dosyalar .hgt formatındadır ve Global Mapper programı aracılığıyla düzenlenip WaSP harita (.map) formatına çevrilmiştir. Global Mapper vektör, raster, ağ ve DEM gibi birçok dijital harita ve modeli düzenleyebilen güçlü bir coğrafi bilgi sistemi (GIS) programıdır. STRM dosyalarının Global Mapper programına aktarılmış hali Şekil 4.17’de görülebilmektedir.



Şekil 4.17: STRM dosyalarının Global Mapper’deki hali.

Programaya ayrıca STRM Water Body (su kütleleri) dosyaları da yüklenmiştir. Su kütleleri dosyaları deniz, göl ve okyanus gibi suya sınırı olan tüm kara parçalarının dijital sınırlarını içermektedir ve tez çalışmasının amacı olan Açık Deniz uygulaması deniz üzerinde yapılacağından bu dosyaların temini büyük kolaylık sağlamaktadır. Kullanılan dosyalar Bozcaada için “e025n39e” ve “e026n39e”dir ve dosyalar .shp formatındaki şekil dosyalarıdır. Tüm bu dosyalar programa aktarıldıktan sonra WaSP ve Map Editor için projeksiyon Enlem/Boylam’dan UTM (Universal Transverse Mercator) projeksiyonuna çevrilmiştir. Kuşak olarak 35 (24° doğu - 30° doğu, kuzey yarım küre) seçilmiş, WGS 84 koordinat standardı baz alınmıştır. Birim ise metre olarak seçilmiştir. Daha sonra her ada ve çevresi sınırlandırılıp “generate contours”

komutu ile eşyüksekti eğrileri türetilmiştir. Türetme işlemi sırasında yükselti aralığı 10 m seçilmiş ve programa interpolasyon yaptırılmıştır. İşlemlerin sonunda dosya WaSP harita formatı olan .map olarak kaydedilmiştir. Global Mapper’da STRM dosyasında dönüştürülen vektör haritasının Map Editor’da açılmış halleri Şekil 4.18’de görülmektedir.



Şekil 4.18: Bozcaada ve çevresinin Map Editor’daki yükseklik çizgileri.

Bozcaada için oluşturulan vektör haritasında en düşük değerli eş yüksekti eğrisi 0m, en yüksek değere sahip eşyüksekti eğrisi 174m’dir. Haritada toplam 8434 nokta, 197 çizgi, 146 eşyüksekti eğrisi, 33 pürüzlülük çizgisi ve 31 adet değersiz çizgi bulunmaktadır. Pürüzlülük eğrileri oluşturulurken Bozcaada’nın uydu görüntülerinden yararlanılmıştır. Bozcaada’nın çoğunluğu alçak yüksekliğe sahip ekili alan olarak düşünülüp bu alanlar dışındaki bölgelerin pürüzlülük değerleri tanımlanıp, pürüzlülük çizgilerinin dış değerleri aynı olacak şekilde 0,03m (seyrek binalı/ağaçlı çiftlik alanı) belirtilmiştir. Pürüzlülük çizgilerinde en düşük değer su kütlelerini belirten 0m, en yüksek değer ise ormanı belirten 0,8m’dir. Bozcaada’nın pürüzlülük çizgileri Şekil 4.19’da görülmektedir.



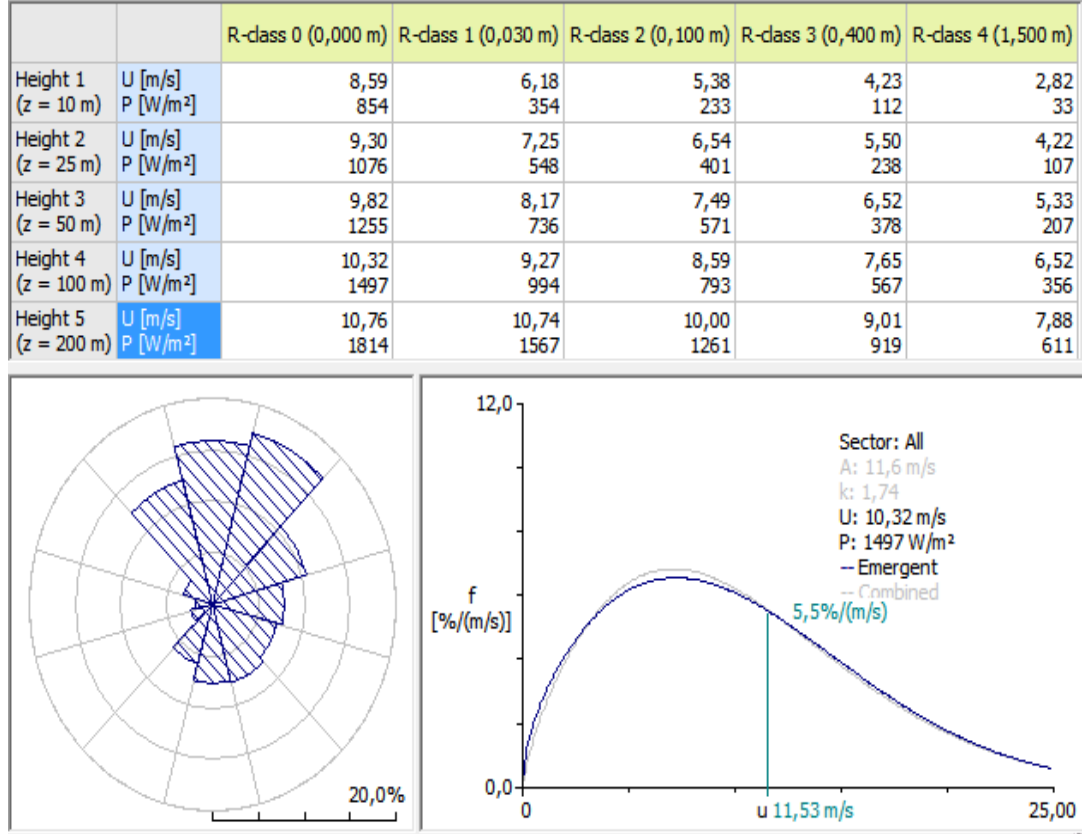
Şekil 4.19: Bozcaada'ya ait pürüzlülük çizgileri.

Tez çalışması deniz üzeri yapılmaktadır ve güncel teknolojiler belirli bir su derinliğine kadar fizibildir. WaSP'ta türbinleri yerleştirmek harita üzerinde yapıldığından derinliklerin yerleşim aşamasında görülebilir olması gerekmektedir. Bunu sağlayabilmek için Map Editor'un arka plan haritası özelliğinden yararlanılmıştır. Arka plan haritaları olarak Seyir ve Oşinografi Dairesinin batimetri haritaları programa aktarılmıştır. Bozcaada için 2136 numaralı harita kullanılmıştır. Arka plan haritasının kalibrasyonu tamamlandıktan sonra 20 m ve 45 m derinlik çizgileri, askeri eğitim ve atış sahaları, yasak sahaları, gemi trafik ve demirleme alanları değersiz (non attirubute) çizgiler olarak harita üzerinde dijitalleştirilmiştir.

4.2.3 Rüzgar atlası ve veri haritaları

Bozcaada'ya ait rüzgar atlası Şekil 4.20'de görülebilmektedir. Rüzgar atlasında çeşitli yükseklik ve pürüzlülük değerlerine göre sonuçlar hesaplanmıştır. Pencerenin alt kısmındaki rüzgar gülünde istenen pürüzlülük ve yükseltiye ait rüzgar gülü ve frekans-hız grafiği seçilebilmektedir. Bu grafikler tüm sektör ortalamalarını verebildiği gibi her sektör için ayrı ayrı güç yoğunluğu, ortalama hızı, Weibull-A ve Weibull-k dağılımları detaylarını da gösterebilmektedir. Bozcaada'nın rüzgar atlası ile Şekil 4.16'daki gözlemlenen rüzgar iklimi karşılaştırıldığında nispeten tüm

sektörlerin frekansında bir artış gözlemlense de sektör 12 ve sektör 0'daki artış kayda değerdir. Coğrafi etkiler arındırıldıktan sonra da ortalama rüzgar hızındaki artış da önemlidir. Türbin yerleşimi denizde yapılacağı için pürüzlülük değerlerinde $R=0.0$ değerine dikkat edilmelidir ve bu değerde 10m deki ölçülen ortalama hız gözlemlenen rüzgar ikliminde 6,1 m/s iken 8,59 m/s olmuştur.

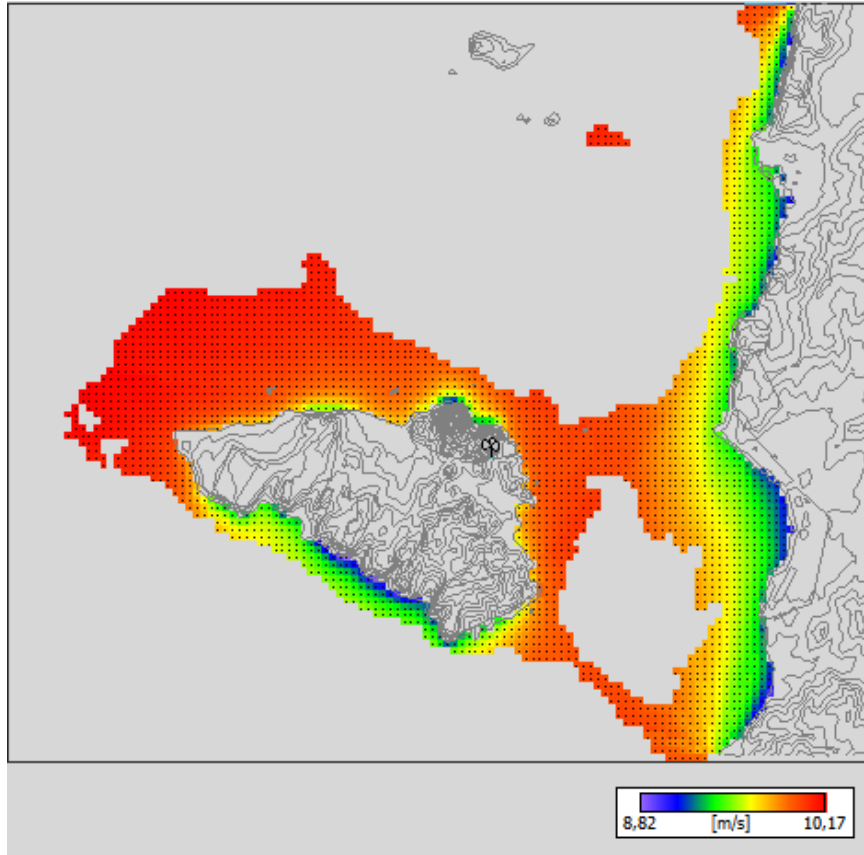


Şekil 4.20: Bozcaada rüzgar atlası.

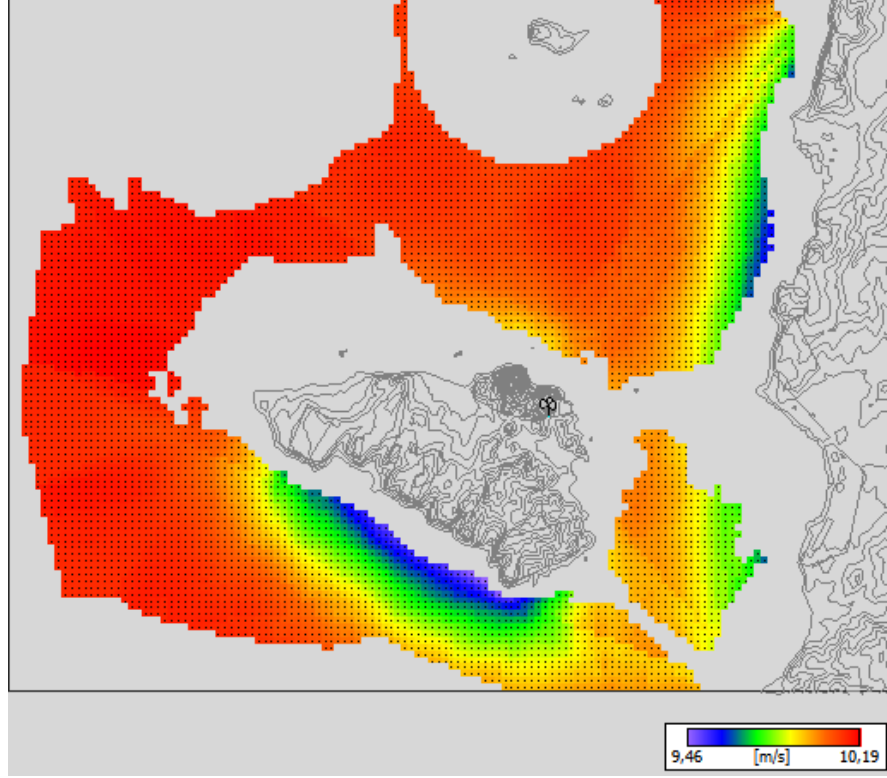
Bu çalışmada derinlikler ikiye ayrılarak incelenmiş ve analiz edilmiştir. Derinlikler Bölüm 3.1.1.2'de de belirtildiği gibi güncel Açık Deniz temel teknolojileri göz önünde bulundurularak 20m ve daha sığ sular için tek kazık, 20m - 45 m aralığı için üç ayak tipi temeller kullanılacak şekilde ikiye ayrılmıştır. Her iki derinlik alanı için ayrı veri haritası oluşturulmuştur. Derinliklerin ayrılmasındaki amaç fizibilite çalışmasına etki edecek olan maliyet-enerji üretimi ilişkisidir. Kıyıdan uzaklaştıkça kara etkisi azalmakta ve buna bağlı olarak rüzgar hızlarında artış beklenmektedir. Aynı şekilde kıyıdan uzaklaştıkça derinliğinde artması beklenmektedir.

Bölüm 4.2.1 ve 4.2.2'de belirtilen ve programa aktarılıp işlenen verilerle üretilen Bozcaada için 20m'den sığ ve 20m-45m arası derinliğe sahip sular için ortalama rüzgar hızı veri haritaları Şekil 4.21 ve 4.22'de görülebilmektedir. Bu haritalar tüm

sektörlerin ortalamasını göstermektedir ve istenildiği takdirde her sektör için ayrı ayrı da harita incelenebilmektedir. Veri haritası penceresinde ağ ve maskeleme opsiyonları ile Map Editor’da oluşturulan verisiz derinlik çizgileri kullanılarak istenilen alanlar ve türbin yerleşimi yapılamayacak alanlar (aşırı derin bölgeler, canlı yaşam/göç alanları, askeri bölgeler vb.) hesaplamaya uygun şekilde eklenip çıkarılabilmektedir. Çalışmada kara üzerinde yerleşim yapılmayacağı için Bozcaada ve çevresindeki karasal alanlar, askeri eğitim sahaları ve yasak alanlar, senaryoya göre 20m ve 45m’den derin deniz alanları yerleşim alanında çıkartılmıştır. İdeal bir çalışmada kuşların ve deniz canlılarının yaşam ve göç alanları da yerleşim alanından çıkarılmalıdır fakat Bölüm 3.2.4’te belirtilen kurumlarla iletişime geçilmesine rağmen böyle bir analizde kullanılmak için herhangi bir veri temin edilememiştir.



Şekil 4.21: Bozcaada ortalama rüzgar hızı veri haritası (20 m ve altı için).



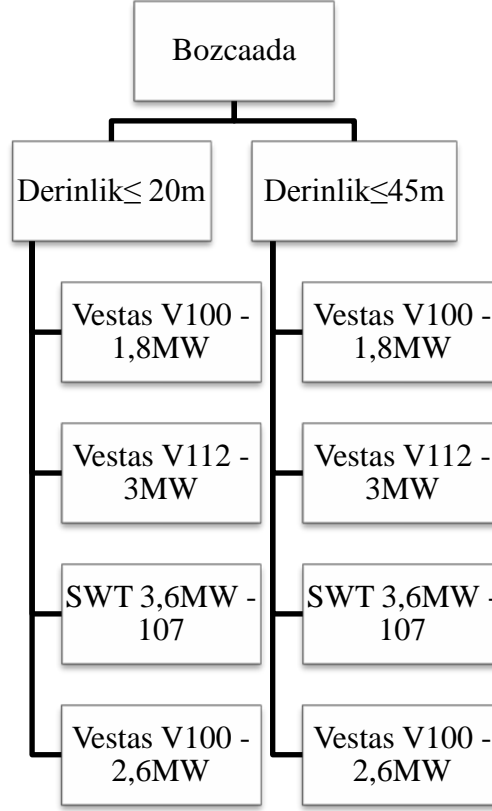
Şekil 4.22: Bozcaada ortalama rüzgar hızı veri haritası (20-45 m arası için).

Şekil 4.20'deki Bozcaada için frekansı yüksek rüzgar yönleri dikkate alındığında ve Bozcaada için oluşturulan ortalama rüzgar hızı veri haritaları incelendiğinde düşük rüzgar hızına sahip bölgelerin adanın güneyinde, adaya ait karasal iz etkisinde kaldığı görülmektedir. Her iki veri haritası incelendiğinde değer ölçeğindeki farklılıklar gözden kaçırılmamalıdır; en düşük rüzgar hızı 20m haritasında 8,82m/s iken 20-45m haritasında 9,46m/s'ye, en yüksek rüzgar hızı 10,17m/s'den 10,19m/s'ye çıkmıştır.

4.2.4 Türbin seçimi ve mikro-konuşlandırma

Tez çalışmasında bir çok sayıda senaryo karşılaştırılmıştır. Senaryolar; 20m den sığ, ve 45m'den sığ tüm derinlik kategorilerini kapsayacak şekilde 2 farklı derinlik senaryosu ve her derinlik senaryosunda uygulanacak 4 farklı türbin senaryosu olacak şekilde hazırlanmıştır. Türbin senaryolarını belirlerken Bölüm 2.6'ta da belirtildiği üzere rotor çapı ve türbin güç kapasitesi ana etkenler olarak göz önünde bulundurulmuştur. Senaryolar için seçilen türbinler ve özellikleri; Vestas V100; 1,8 MW nominal güç, 100m rotor çapı, Vestas V112; 3 MW nominal güç, 112m rotor çapı, Vestas V100; 2,6 MW nominal güç, 100m rotor çapı, Siemens SWT 3,6-107; 3,6 MW nominal güç, 107m rotor çapı şeklindedir. Bozcaada'nın rüzgar profili gayet

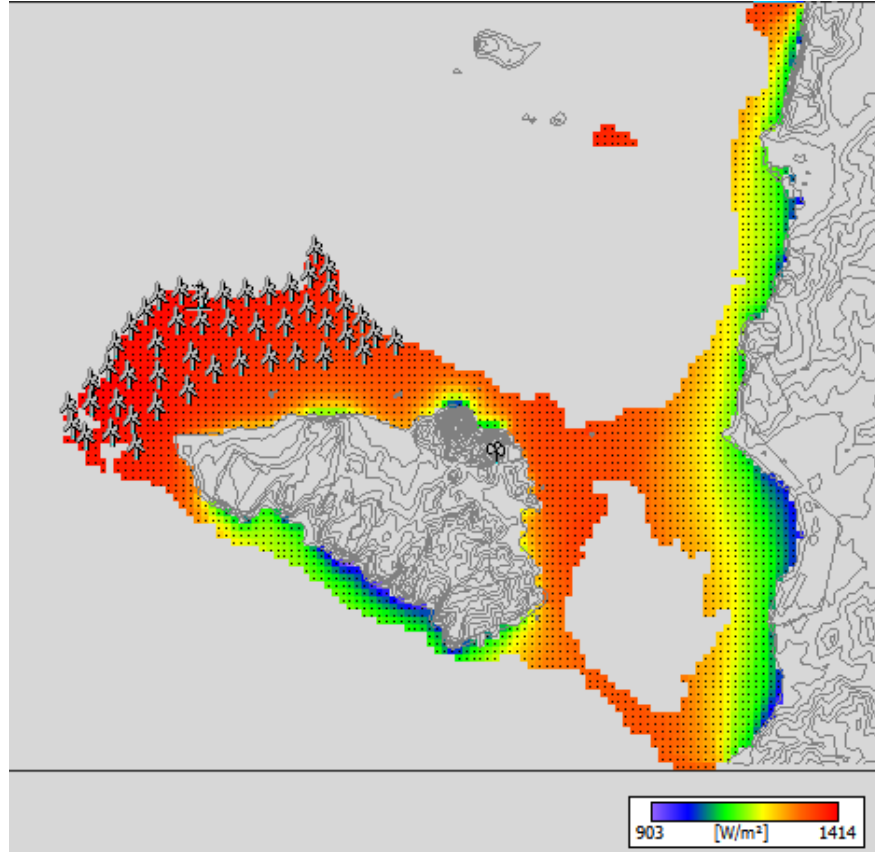
iyidir ve türbinlerin gücü ve rotor çapı ne kadar büyük olursa enerji eldesi ve fayda/maliyet oranı o kadar fazla olacaktır. Piyasada 5-6 MW gücünde türbinler bulunmaktadır fakat programla yüklü gücü büyük türbinler seçilenlerle sınırlıdır. Sonuç olarak oluşturulan senaryolar Şekil 4.23'teki gibi özetlenebilir.



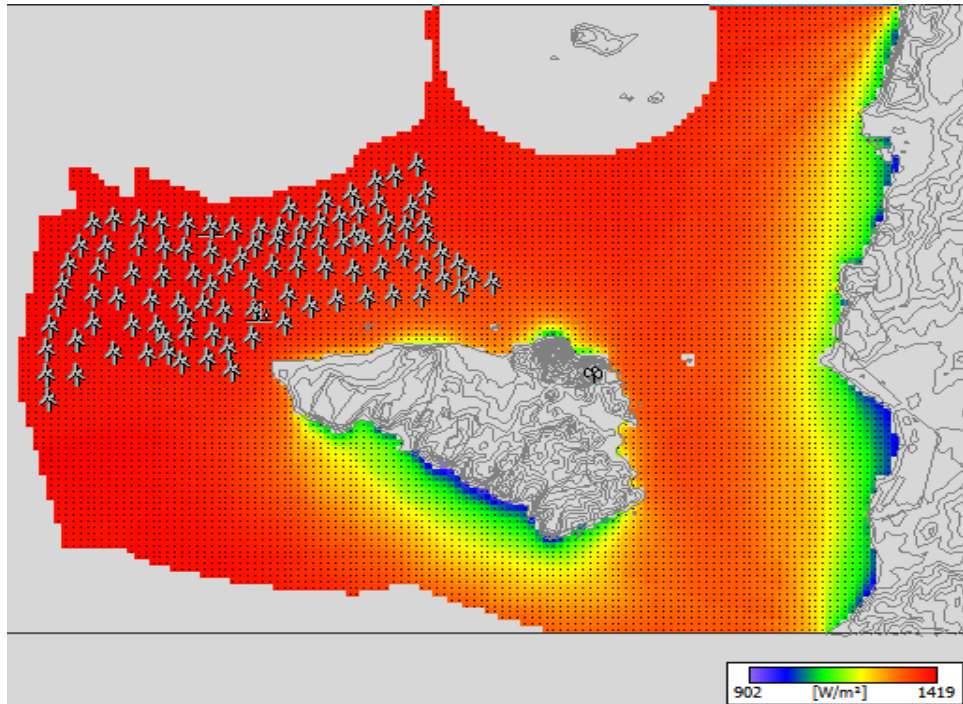
Şekil 4.23: Bozcaada'ya ait fizibilite çalışması senaryoları.

Türbin yerleşimi yapılırken rüzgar tarlası menüsündeki iz değerleri ve veri haritası eş zamanlı olarak kullanılıp, hem türbin sayısı hem de türbin başına düşen enerji üretimi optimize edilmeye çalışılmıştır. Aynı zamanda Bölüm 3.2.6'da belirtilen türbinler arası olması gereken mesafe göz önünde bulundurularak, türbinler iz etkisini minimize ederek üretimi arttırmak için rüzgara karşı yanal dizilimde 5 rotor çapı, dikey dizilimde 10 rotor çapı mesafeyle dizilmiştir. Türbin yerleşimi yapılırken hakim rüzgar yönleri ayrı ayrı incelenmiş, isabetli yerleşim yapabilmek için haritadaki ağ hücreleri yakınlaştırılmış ve düşük rüzgar hızına sahip hücrelerden kaçınılmıştır. Şekil 4.24'te 20m ve daha sığ sular için yapılan türbin yerleşimi görülebilmektedir. Bu kategoride toplam 48 adet türbin bulunmaktadır. Şekil 4.25'te ise 20m ve daha sığ sularda yerleşimi yapılan 48 türbin, 20-45m derinlik aralığında

yerleştirilmiş 51 adet türbin ile birlikte toplam 99 adet türbin görülebilmektedir. Türbin konumları kopyalanıp her senaryo için aynı koordinatlar kullanılmıştır.



Şekil 4.24: Bozcaada rüzgar tarlası yerleşimi (20 m ve altı için).



Şekil 4.25: Bozcaada rüzgar tarlası yerleşimi (45m ve altı için).

4.2.5 Enerji üretimi ve enerji geliri

Optimum türbin yerleşim noktaları belirlendikten sonra her türbin senaryosu için yıllık üretilen güç WaSP aracılığı ile hesaplanmıştır. Fizibilite çalışmasında en önemli iki kriter elde edilen net gelir ve toplam maliyettir. Enerji geliri hesaplanırken her senaryo için üretilen güç, elektrik piyasası satış fiyatları ile çarpılıp, bakım ve işletme masrafları çıkarıldıktan sonra net gelire dönüştürülmektedir.

Elektrik piyasası satış fiyatı olarak Yenilenebilir Enerji Kanunu'nda belirtilen 5,5c€/kWh baz alınmıştır (Altuntaşoğlu, 2011). Rüzgar türbinleri ve parçalarının yerel imla edilmesi durumunda bu fiyat Çizelge 4.3'te belirtilen teşviklere göre artmaktadır. Bu ilaveler Euro bazında eklenince yerel imalat toplam fiyatı 7,55c€/kWh'a ulaşmaktadır. Net gelir hesaplanırken yerli üretim ve standart üretim olarak iki farklı senaryo daha göz önünde bulundurulmuştur.

Çizelge 4.3 : Yerel imalat rüzgar türbinin ve bileşenlerine ait teşvik alım fiyatları
(Altuntaşoğlu, 2011).

Yerel İmalatı Yapılan Bileşen	Teşvik İlavesi (c\$/kWh)
Kanat	0,8
Jeneratör ve Güç Elektroniği	1,0
Türbin Kulesi	0,6
Rotor ve Nacelle Gruplarındaki Mekanik Aksamın Tamamı (Kanat Grubu ile Jeneratör ve Güç Elektroniği İçin Yapılan Ödemeler Hariç)	1,3

İşletim ve bakım masrafları Dünya'daki kurulu Açık Deniz rüzgar tarlalarının ortalamalarına göre 1,2c€/kWh belirlenip, üretilen enerji üzerinden hesaplanarak brüt gelirden çıkartılmıştır. Atlanmaması gereken bir diğer nokta ise Karbon emisyonu gelidir. Rüzgar enerjisi kullanılarak elde edilen CO₂ salınım azaltması, aynı kurulu güce sahip bir kömür yakıtlı termik santrale kıyasla 860g/kWh olarak belirlenmiştir. Bu miktar güncel karbon emisyonu satış fiyatı olan 35€/ton üzerinden 3,01c€/7kWh.yıl olarak saptanmış ve bu değer üretilen enerji miktarı ile çarpılarak o senaryoya ait Karbon emisyonu geliri elde edilmiştir.

Çizelge 4.4'te Bozcaada için 20m ve daha sığ sularda yapılan yerleşime, Çizelge 4.5'te ise 45m ve daha sığ sularda yapılan yerleşime ait üretim değerleri hesaplanmıştır. Tüm değerler kurulu güç ile doğru oranda artış göstermiştir. Vestas 3MW modeli ile Siemens 3,6MW modeli arasında kurulu güç farkı olmasına rağmen

diğer değerler birbirine oldukça yakındır. Bunun sebebi rotor çaplarının etkisidir; Siemens 107m rotor çapına sahipken Vestas 3MW 112m rotor çapına sahiptir. Bölüm 2.7’de bahsedildiği üzere rotor çapı büyüdükçe hava akımından daha fazla yararlanılmakta, dolayısıyla enerji eldesine önemli bir katkı sağlanmaktadır. Üretim ve net gelir olarak türbin senaryoları büyükten küçüğe Siemens 3.6MW 107m, Vestas 3MW 112m, Vestas 2.6MW 100m, Vestas 1.8MW 100m olarak sıralanabilir.

Çizelge 4.4 : Bozcaada'ya ait 20m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için yıllık üretim ve gelir değerleri.

No	Açıklama	Kurulu Güç (MW)	Üretilen Net Enerji (GWh/yıl)	Standart Enerji Geliri (€yıl)	Yerli Enerji (€yıl)	İmalat Geliri	Karbon Emisyonu (€yıl)	İşletim&Bakım Masrafları (€yıl)	Yerli İmalat NET GELİR (€yıl)	Standart İmalat NET GELİR (€yıl)
1	Vestas 1.8MW 100m	86,4	418,03	22.991.760,00	31.561.416,00		1.258.276,32	5.016.384,00	27.803.308,32	19.233.652,32
2	Vestas 3MW 112m	144	697,88	38.383.455,00	52.690.015,50		2.100.621,81	8.374.572,00	46.416.065,31	32.109.504,81
3	Vestas 2.6MW 100m	110,4	554,84	30.516.310,00	41.890.571,00		1.670.074,42	6.658.104,00	36.902.541,42	25.528.280,42
4	Siemens 3.6MW 107m	172,8	736,02	40.481.155,00	55.569.585,50		2.215.423,21	8.832.252,00	48.952.756,71	33.864.326,21

Çizelge 4.5 : Bozcaada'ya ait 45m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için yıllık üretim ve gelir değerleri.

No	Açıklama	Kurulu Güç (MW)	Üretilen Net Enerji (GWh/yıl)	Standart Enerji Geliri (€yıl)	Yerli Enerji (€yıl)	İmalat Geliri	Karbon Emisyonu (€yıl)	İşletim&Bakım Masrafları (€yıl)	Yerli İmalat NET GELİR (€yıl)	Standart İmalat NET GELİR (€yıl)
1	Vestas 1.8MW 100m	178,2	855,47	47.050.630,00	64.587.683,00		2.574.952,66	10.265.592,00	56.897.043,66	39.359.990,66
2	Vestas 3MW 112m	297	1.403,84	77.211.255,00	105.989.995,50		4.225.561,41	16.846.092,00	93.369.464,91	64.590.724,41
3	Vestas 2.6MW 100m	257,4	1.124,27	61.834.740,00	84.882.234,00		3.384.046,68	13.491.216,00	74.775.064,68	51.727.570,68
4	Siemens 3.6MW 107m	356,4	1.493,34	82.133.755,00	112.747.245,50		4.494.956,41	17.920.092,00	99.322.109,91	68.708.619,41

4.2.6 Maliyet analizi

Güncel ve doğru değerleri içeren bir maliyet analizi yapabilmek için detaylı bir literatür taramasına gidilmiştir. Literatürdeki çalışmaların çoğunda değerler kurulu güç başına maliyet (€/M, vb.) cinsinden verilmiştir. Bu değerler hal hazırda kurulu Açık Deniz rüzgar tarlalarının maliyetlerinin güçlerine oranlanmasıyla elde edilmektedir. Türbin ve kule maliyet hesaplamalarında MW başına değerler isabetli sonuçlar vermekteyken, temel ve kablolama maliyetleri kıyıya uzaklık ve derinliğe bağlı olarak çok değişmekte ve MW başına maliyet değerlerini kullanarak hesaplama yapmak sağlıklı sonuçlar vermemektedir. Proje, mühendislik, çevre analizi ve diğer maliyetlerin hesaplanmasında ise bu çalışma benzeri fizibilite analizlerinde detaylı hesaplamalar yapılması mümkün olmayıp MW başına değerlerin kullanılması normaldir.

Bu bağlamda MW başına yapılacak hesaplamalar için çeşitli kaynaklardan maliyet değerleri derlenmiş, gerekli düzenlemeler yapılmıştır. Türbin ve kule paket maliyeti 1.050.000€/MW, yatırım öncesinden işletme başlangıcına kadar olan süre dahilindeki projelendirme ve mühendislik 120.000€/MW, Bölüm 3.2.4'te belirtilen tüm çevre analizleri 65.000 €/MW, diğer maliyetler 15.000€/MW olarak baz alınmıştır (EWEA,2009; Url-10).

Kablolama ve trafo maliyetleri için; türbinler arası kablolarda 85.000€/km, deniz-kara ana bağlantı kabloları için 500.000€/km, deniz kıyısından yüksek kapasiteli bağlantı noktasına kadar olan karasal kablolar için 400.000€/km ve trafo için 8milyon€/180MW değerleri baz alınmıştır (Nielsen, 2003; ODE, 2007). Toplam kablo giderlerini hesaplamak için WaSP programındaki yerleşim, programdaki ilgili komutlar ile Google Earth uydu programına aktarılmıştır. Google Earth üzerinde türbinler arası bağlantılar, deniz kara bağlantısı ve karasal kablo bağlantılarının toplam mesafesi hesaplanmıştır. Rüzgar tarlasının bağlanacağı yüksek kapasiteli şebeke bağlantı noktası EİE'nin REPA'sından belirlenmiştir.

Çizelge 4.6'da Bozcaada ait kablolama hesapları ve maliyetler derinlik sınıflarına göre ve denizaltı-karasal hatlara göre ayrı ayrı incelenebilmektedir. Bozcaada'da çok sayıda türbin olduğundan türbinler arası toplam kablo hattı ve Ezine civarındaki bağlantı noktasının uzaklığı nedeniyle karasal bağlantı mesafesi fazla olmuştur

Çizelge 4.6 : Bozcaada kablolama hesapları ve maliyetleri.

Kablo Bağlantısı	Toplam Mesafe(km)	Birim Maliyet (€/km)	Toplam Maliyet(€)
Türbinler arası(45m ve altı)	40,13	85.000	3.411.050
Türbinler arası(20m ve altı)	32,33	85.000	2.748.050
Deniz-kara	8,66	500.000	4.330.000
Karasal	18,5	400.000	7.400.000

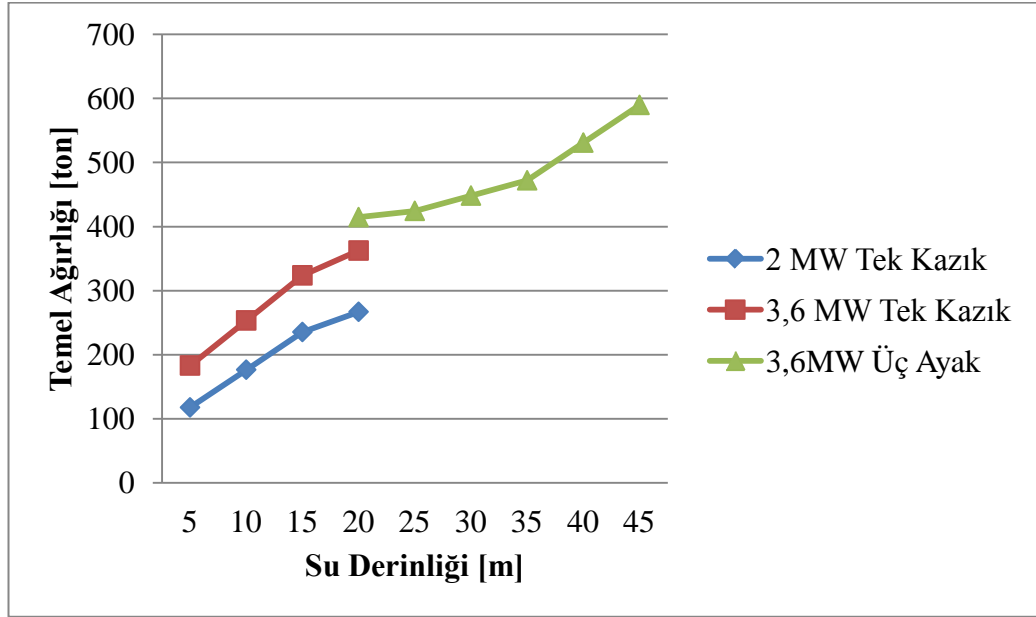
Trafo dahil senaryo toplamı maliyetler ve türbin başına maliyetler Çizelge 4.7’de verilmiştir. 20m ve daha sığ sularda yerleşim ve bu yerleşimler dahil 45m altı tüm yerleşimler olarak iki tip derinlik senaryosu olduğundan, deniz-kara ve karasal bağlantılar sadece bir kez, 20m altı senaryosuna eklenmiştir. 45m senaryosunda kurulu güç ortalama iki katına çıktığından trafo maliyeti tekrar eklenmiştir. Bu maliyetler her türbin senaryosu aynı koordinatlarda hesaplandığı için değişmemektedir, bu da MW başına olan maliyet hesaplamasına kıyasla çok daha sağlıklı bir karşılaştırma olanağı sağlamaktadır. 20m ve 45 m derinlik senaryosuna ait türbin başına maliyetler incelendiğinde 45m senaryosunda toplam maliyet artmasına rağmen türbin başına maliyet 20m senaryosuna kıyasla çok daha düşük bir değere denk gelmektedir.

Çizelge 4.7 : Derinlik senaryolarına göre trafo dahil kablolama maliyetleri.

Derinlik <20m		Derinlik <45m	
Toplam (€)	Türbin Başına(€)	Toplam(€)	Türbin Başına(€)
22.478.050	468.293	33.889.100	342.314

Temel maliyet hesaplamaları temel tiplerine göre ağırlıklar su derinliği, zemin yapısı ve türbin ağırlığına göre hesaplanıp üretim maliyetleriyle çarpılarak her senaryo için ayrı ayrı yapılmıştır. Bozcaada ve Gökçeada aynı deniz zemin formasyonuna sahip olmakla birlikte bu formasyon iri taneli çakıl taşları ve çoğunlukla kumdan oluşmaktadır (Yıldız ve Toker, 2001). Bu zemin yapısı yumuşak tip zemin kategorisine girmektedir ve temellerin stabil olması için daha fazla çelik kullanımı gerekmektedir. Literatür araştırması sonucu su derinliği-türbin gücü- temel ağırlığı ilişkisini gösteren Şekil 4.35’teki grafik oluşturulmuştur. Bu grafik yumuşak tip zeminde tek kazık ve üç ayak temellerini kapsamaktadır. Tek kazık tip temeller 20m’den derin sularda yeterli mukavemet ve sertliği sağlayamamaktadırlar, bu da kulenin doğal frekansıyla rotorun 1 devrinin frekansıyla eşleşip büyük ve kabul

edilemez titreşimlere yol açmaktadır (Borgen, 2010). Dolayısıyla 20m-45m arası derinlikler için üç ayak tip temeller tercih edilmiştir.



Şekil 4.35 : Su derinliği ve türbin gücüne bağlı olarak temel ağırlıkları (ODE, 2007).

Senaryolardaki türbin yerleşim noktaları ve batimetri haritaları Surfer adlı programda eşleştirilerek her türbinin yerleşimi yapılan derinliği tespit edilmiştir. Şekil 4.35'te belirtilen değerler bu çalışmadaki senaryolara ait türbinlere ve yerleşim noktalarına göre interpolasyonu yapılarak her türbinin temel ağırlığı belirlenmiştir. Her senaryoya ait temel maliyeti o senaryonun türbin gücüne ve türbin sayısına özel toplam ağırlığın üretim maliyeti olan 1,75€/kg ile çarpılmasıyla hesaplanmıştır. Elde edilen maliyete kurulum maliyeti, her türbin için 3,5 gün kurulum süresi, 2 adet vinçli şilep günlük kirası olan 139.200€ değerleriyle hesaplanarak eklenmiştir (ODE, 2007).

Tüm maliyetlerin birleştirilmiş hali Bozcaada 20m altı senaryosu için Çizelge 4.8'de, 45m ve altı için Çizelge 4.9'da görülebilmektedir.

Çizelge 4.8 : Bozcaada'ya ait 20m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için maliyetler (EWEA,2009; Url-10; Nielsen, 2003).

No	Açıklama	Total MW	Türbin+ Kule (€)	Trafo+ Kablo (€)	Temeller (€)	Projelendirme Mühendislik (€)	Çevre Analiz (€)	Diğer (€)	Toplam Maliyet (€)	Toplam Birim Maliyet (bin €/MW)	Toplam Yıllık Maliyet (€/yıl)
1	Vestas 1.8MW 100m	86,4	90.720.000	22.478.050	39.820.239	10.368.000	5.616.000	1.296.000	170.298.289	1,971	7.344.923
2	Vestas 3MW 112m	144	151.200.000	22.478.050	45.096.568	17.280.000	9.360.000	2.160.000	247.574.618	1,719	10.677.832
3	Vestas 2.6MW 100m	110,4	115.920.000	22.478.050	43.337.791	13.248.000	7.176.000	1.656.000	203.815.841	1,846	8.790.527
4	Siemens 3.6MW 107m	172,8	181.440.000	22.478.050	47.734.732	20.736.000	11.232.000	2.592.000	286.212.782	1,656	12.344.287

Çizelge 4.9 : Bozcaada'ya ait 45m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için maliyetler (EWEA,2009; Url-10; Nielsen, 2003).

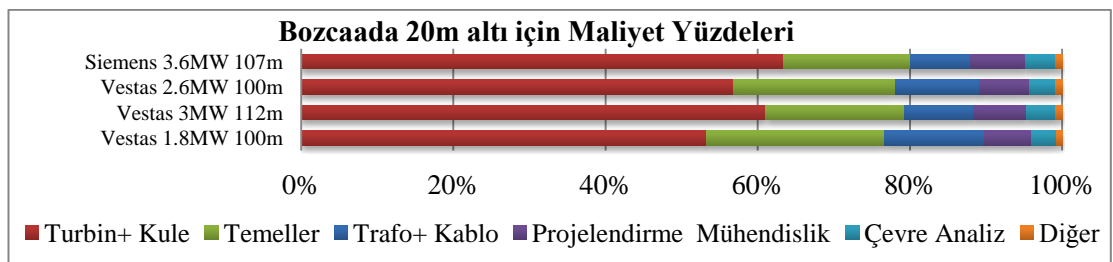
No	Açıklama	Total MW	Türbin+ Kule (€)	Trafo+ Kablo (€)	Temeller (€)	Projelendirme Mühendislik (€)	Çevre Analiz (€)	Diğer (€)	Toplam Maliyet (€)	Toplam Birim Maliyet (bin €/MW)	Toplam Yıllık Maliyet (€/yıl)
1	Vestas 1.8MW 100m	178,2	187.110.000	33.889.100	92.513.919	21.384.000	11.583.000	2.673.000	349.153.019	1,959	15.058.884
2	Vestas 3MW 112m	297	311.850.000	33.889.100	106.730.340	35.640.000	19.305.000	4.455.000	511.869.440	1,723	22.076.803
3	Vestas 2.6MW 100m	257,4	270.270.000	33.889.100	101.991.533	30.888.000	16.731.000	3.861.000	457.630.633	1,778	19.737.497
4	Siemens 3.6MW 107m	356,4	374.220.000	33.889.100	113.838.550	42.768.000	23.166.000	5.346.000	593.227.650	1,664	25.585.763

Çizelge 4.8 ve Çizelge 4.9’da belirtilen toplam yıllık maliyet, toplam ilk yatırım maliyetinin türbin ömrü boyunca belirli iskonto oranı göz önünde bulundurularak hesaplanmış yıl başına maliyetini göstermektedir. Toplam yıllık maliyet

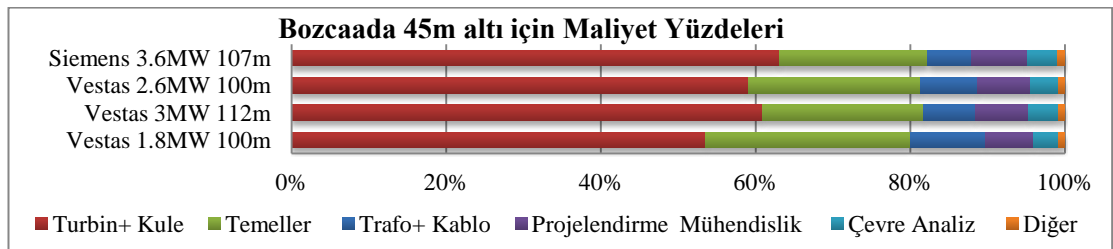
$$\frac{A}{P} = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (4.1)$$

formülü ile hesaplanmaktadır. Burada “A” yıllık maliyeti, “P” toplam ilk yatırım maliyetini, “i” iskonto oranını ve “N” türbin ömrünü belirtmektedir. Açık deniz rüzgar türbinlerinin ömürleri daha az türbülanslı rüzgarlar ve dayanıklı üretimleri karadakilere oranla daha fazla olmaktadır. Çalışmada türbin ömrü 30 yıl, iskonto oranı ise hesaplamalar “Euro” para birimi üzerinden yapıldığından, “Avrupa Merkez Bankası”nın iskonto oranı %1,75 (Url-11) baz alınmıştır. Toplam yıllık maliyet geri ödeme süresi hesaplanırken kullanılmaktadır.

Çizelge 4.8 ve 4.9 incelendiğinde toplam ve yıllık maliyetlerin kurulu güç ile doğru oranda arttığı görülebilir. MW başına birim maliyetleri incelendiğinde 1,6 – 1,9 milyon €/MW değerleriyle Dünya’daki örneklere ait ortalama 2,1 milyon €/MW’a kıyasla normalden düşük değerlerdedir (Url-10). MW başına birim maliyetlerde kurulu güç arttıkça toplam birim maliyet düşmüştür. Bu da aynı yerleşim koşulları altında yüksek kablo maliyetlerinin sabit olması, trafo ve temel maliyetlerinin ise kurulu güce göre az fark etmesinden kaynaklanmaktadır. Şekil 4.26 ve Şekil 4.27’deki maliyet yüzdeleri incelendiğinde durum daha net anlaşılmaktadır.



Şekil 4.26 : Bozcaada 20m altı türbin senaryoları için maliyet yüzdeleri.



Şekil 4.27 : Bozcaada 45m altı türbin senaryoları için maliyet yüzdeleri.

4.2.7 Fizibilite değerlendirmesi

Her senaryo için üretim gelirleri ve maliyetler hesaplandıktan sonra fayda maliyet analizi ile senaryoların fizibilitesi yapılmıştır. Bölüm 4.2.5 ve 4.2.6’da hesaplanan yıllık toplam maliyet, türbinlerin yerli ve standart imalat olması durumuna göre satış fiyatları ve enerji üretimi üzerinden hesaplanan yıllık gelirlere bölünerek geri ödeme süreleri hesaplanmıştır. Geri ödeme süreleri fizibilite çalışmasında sonucu etkileyen en önemli faktörlerden biridir fakat göz önünde bulundurulması gereken diğer önemli bir nokta geri ödeme süreleri tamamlandıktan sonra türbinlerin ömürlerini tamamlayıncaya kadar elde edecekleri toplam gelirdir.

Çizelge 4.10 ve Çizelge 4.11’de Bozcaada senaryolarındaki türbinlerin yerli ve standart üretim halinde geri ödeme süreleri, geri ödeme tamamlandıktan sonraki işletim süresince toplam gelirler oluşturulmuştur. 20m ve altı sularındaki yerleşim senaryolarına göre standart geri ödeme süreleri 10-11,5 yıl arasında değişmektedir. Bu süre türbinler yerli imalat olması durumunda elektrik alım fiyatlarındaki Devlet katkısıyla yaklaşık 3 yıl azalmaktadır ve bu önemli bir süredir. Geri ödeme süreleriyle ilgili literatürde detaylı bir tarama yapılmış olmasına rağmen açık deniz RES’lerin yeni uygulanan bir teknoloji olması ve tahminen geri ödeme süreleri henüz tamamlanmamış olması nedeniyle net bir değer belirlenememiştir. Tek bulunan çalışma, yine WaSP ile analizi yapılmış, Sicilya’daki NOSTRUM projesidir. Bu çalışmada geri ödeme süreleri 5,9 ve 7,3 yıl bulunmuştur. Bu değerler tez çalışmasındaki sürelerin çok altındadır. Bunun nedeni ise üretimden elde edilen gelir hesaplanırken kullanılan satış fiyatının 11c-€/kWh olarak baz alınmasıdır (Camporeale, 2006). Bu değer örnek çalışmalarda kullanılan türbin standart imalatı enerji alım fiyatı olan 5,5c-€/kWh’in iki katıdır. Buna rağmen fiyatlar oranlandığında Bozcaada NOSTRUM Projesine göre daha fizibil kalmaktadır.

Türbin senaryoları arasında Vestas 3MW 112m ve Vestas 2.6MW 100m geri ödemelerde en kısa sürelerle sahiptirler. Vestas 1.8MW 100m hem geri ödeme süresinde hem de geri ödeme sonrası toplam gelirlerde en son sıradadır. Siemens 3.6MW 107m kurulu gücü en fazla türbin olmasına rağmen geri ödeme süreleri Vestas 3MW 112m ve Vestas 2.6MW 100m’den daha fazladır, aynı zamanda geri ödeme sonrası toplam gelirlerde Vestas 3MW 112m ile arasında çok az bir fark bulunmaktadır. Bunun sebebi rotor çapının enerji üretime yüksek katkısıdır. Vestas

3MW 112m, hem kısa geri ödeme süresi hem de yüksek geri ödeme sonu toplam gelirleriyle bu senaryo için tercih sebebidir.

Çizelge 4.10 : Bozcaada 20m senaryolarına ait fizibilite değerleri.

No	Açıklama	Yerli Geri Ödeme (yıl)	Standart Geri Ödeme (yıl)	Geri Ödeme Sonrası Toplam Gelir(yerli)[€]	Geri Ödeme Sonrası Toplam Gelir(standart) [€]
1	Vestas 1.8MW 100m	7,9	11,5	613.751.545	356.661.865
2	Vestas 3MW 112m	6,9	10,0	1.072.146.981	642.950.166
3	Vestas 2.6MW 100m	7,1	10,3	843.360.423	502.132.593
4	Siemens 3.6MW 107m	7,6	10,9	1.098.254.086	645.601.171

Bozcaada'nın 20m ve 45m yerleşim senaryoları arasında türbin fizibilite değerlerinde farklılıklar görülmektedir. Siemens 3.6MW 107m, geri ödeme süresine göre Vestas 2.6MW 100m'in önüne geçmiştir. Bunun sebebi 45m senaryosunda daha fazla türbin olması ve artan toplam ilk yatırım maliyetine kıyasla enerji üretiminin fayda maliyeti iyileştirmesidir. Vestas 1.8MW 100m hem geri ödeme süresinde hem de geri ödeme sonrası toplam gelirlerde yine en son sıradadır. Buradan çıkarılacak sonuç; açık deniz rüzgar enerjisi yatırımlarının yüksektir ve bu yüksek yatırımları dengeleyebilmek için güçlü rüzgar profili olan açık deniz rüzgar projelerinde kapasitesi ve enerji üretimi yüksek türbinlerin seçilmesi gerekmektedir. 45m derinlik senaryosunda Vestas 3MW 112m, hem kısa geri ödeme süresi hem de yüksek geri ödeme sonu toplam gelirleriyle yine ilk sıradadır.

Çizelge 4.11 : Bozcaada 45m senaryolarına ait fizibilite değerleri.

No	Açıklama	Yerli Geri Ödeme (yıl)	Standart Geri Ödeme (yıl)	Geri Ödeme Sonrası Toplam Gelir(yerli)[€]	Geri Ödeme Sonrası Toplam Gelir(standart) [€]
1	Vestas 1.8MW 100m	7,94	11,48	1.255.144.785	729.033.195
2	Vestas 3MW 112m	7,09	10,25	2.138.779.842	1.275.417.627
3	Vestas 2.6MW 100m	7,92	11,45	1.651.127.029	959.702.209
4	Siemens 3.6MW 107m	7,73	11,17	2.212.090.402	1.293.685.687

Her iki senaryo karşılaştırıldığında geri ödeme süreleri az bir artış olmasına rağmen geri ödeme sonrası toplam gelirler yaklaşık 2 katına çıkmıştır. Dolayısıyla ilk yatırım maliyeti yatırımcı için finanse edilebilir durumdaysa iki senaryodan 45m olanı seçilmeli ve türbin olarak Vestas 3MW 112m kullanılmalıdır.

4.3 Gökçeada örnek çalışması

4.3.1 Rüzgar verilerinin analizi

Gökçeada istasyonuna ait verilerin Wind Climate Analyst programında üretim raporu incelendiğinde (Şekil 4.28); veri başlangıç tarihi 01/01/1999 saat 00:00 ve bitiş tarihi 31/12/2010 saat 23:00 olduğu görülmektedir. Toplamda 88407 veri işleme alınmıştır. Limit dışı veya hatalı veri bulunmamıştır. Eksik veriler şu aralıklardadır; 1999: karışık olarak 48 saat, 2000-2006 yılları arası kayıpsız veya en fazla 3 saat karışık olarak, 2007: Ocak-Kasım ayları arasındaki tüm veriler, 2008: bu yıla ait veri bulunmamaktadır, 2009: karışık olarak 120 saat, 2010: karışık olarak 54 saat. 88407 veri içerisinde 88 (%0,1) veri calm eşiğinin altında kalmıştır.

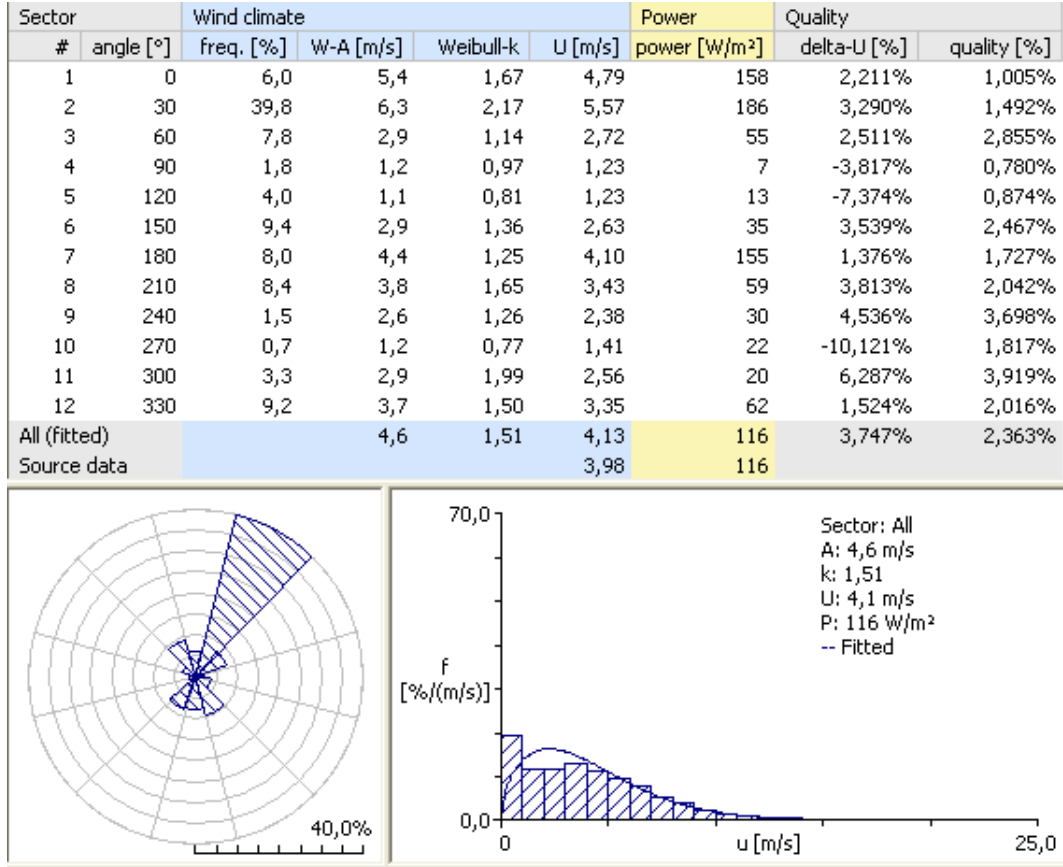
Climate generation

Generated at: 01.04.2011 11:54:42
 Generated using: WASP Climate Analyst (using Rvea0073) version: 1.01.0112
 Generated by: datek on DATEK03
 Number of data sets: 11

All Data Summary	Data set 1	Data set 2	Data set 3	Data set 4	Data set 5	Data set 6	Data set 7	Data set 8	Data set 9	Data set 10	Data set 11	
File information:												
Source file name:	GOKCEADA_1999.prn GOKCEADA_2000.prn GOKCEADA_2001.prn GOKCEADA_2002.prn GOKCEADA_2003.prn GOKCEADA_2004.prn GOKCEADA_2005.prn GOKCEADA_2006.prn GOKCEADA_2007.prn GOKCEADA_2009.prn GOKCEADA_2010.prn											
Source file path:	E:\apd\ruzgar veriler\GKCADA	E:\apd\ruzgar veriler\GKCADA	E:\apd\ruzgar veriler\GKCADA	E:\apd\ruzgar veriler\GKCADA	E:\apd\ruzgar veriler\GKCADA	E:\apd\ruzgar veriler\GKCADA	E:\apd\ruzgar veriler\GKCADA	E:\apd\ruzgar veriler\GKCADA	E:\apd\ruzgar veriler\GKCADA	E:\apd\veriler\WASP DATA\Gokceada	E:\apd\veriler\WASP DATA\Gokceada	E:\apd\veriler\WASP DATA\Gokceada
Last modified:	2011-03-30 17:48:13	2011-03-30 17:48:23	2011-03-30 17:50:57	2011-03-30 17:51:05	2011-03-30 17:51:13	2011-03-30 17:51:21	2011-03-30 17:51:34	2011-03-30 17:51:45	2011-03-03 14:22:53	2011-03-03 14:21:52	2011-03-03 14:21:21	
Protocol:	Protocol created for importing 'GOKCEADA_2006' Protocol created for importing 'GOKCEADA_2006' Protocol created for importing 'GOKCEADA_2006' Protocol created for importing 'GOKCEADA_2006' Protocol created for importing 'GOKCEADA_2006' Protocol created for importing 'GOKCEADA_2006' Protocol created for importing 'GOKCEADA_2006' Protocol created for importing 'GOKCEADA_2006' Protocol created for importing 'GOKCEADA_2006' Protocol created for importing 'GOKCEADA_2010' Protocol created for importing 'GOKCEADA_2010' Protocol created for importing 'GOKCEADA_2010'											
Recordings in file:												
Count:	88407	8712	8784	8760	8758	8757	8758	8759	8760	1013	8640	8706
Start time:	1999-01-01 00:00:00	1999-01-01 00:00:00	2000-01-01 00:00:00	2001-01-01 00:00:00	2002-01-01 00:00:00	2003-01-01 00:00:00	2004-01-01 00:00:00	2005-01-01 00:00:00	2006-01-01 00:00:00	2007-11-19 14:00:00	2009-01-01 00:00:00	2010-01-01 00:00:00
End time:	2010-12-31 23:00:00	1999-12-29 23:00:00	2000-12-31 23:00:00	2001-12-31 23:00:00	2002-12-31 21:00:00	2003-12-31 20:00:00	2004-12-30 21:00:00	2005-12-31 22:00:00	2006-12-31 23:00:00	2007-12-31 23:00:00	2009-12-31 23:00:00	2010-12-31 23:00:00
Recordings used:												
All of the recordings were examined.												
Mean wind speed data:												
Readings below lower limit:	none	none	none	none	none	none	none	none	none	none	none	none
Readings above upper limit:	none	none	none	none	none	none	none	none	none	none	none	none
Calms:	88 (0,1%)	38 (0,44%)	2 (0,02%)	1 (0,01%)	none	none	12 (0,14%)	7 (0,08%)	8 (0,09%)	1 (0,1%)	17 (0,2%)	2 (0,02%)
Valid readings accepted:	88407 (100,0%)	8712 (100,0%)	8784 (100,0%)	8760 (100,0%)	8758 (100,0%)	8757 (100,0%)	8758 (100,0%)	8759 (100,0%)	8760 (100,0%)	1013 (100,0%)	8640 (100,0%)	8706 (100,0%)
Accepted values range:	0,00 m/s to 23,50 m/s	0,00 m/s to 14,50 m/s	0,00 m/s to 14,30 m/s	0,00 m/s to 17,00 m/s	0,10 m/s to 16,40 m/s	0,10 m/s to 16,00 m/s	0,00 m/s to 18,00 m/s	0,00 m/s to 23,50 m/s	0,00 m/s to 17,80 m/s	0,00 m/s to 15,20 m/s	0,00 m/s to 17,90 m/s	0,00 m/s to 18,60 m/s
Mean wind direction data:												
Readings below lower limit:	none	none	none	none	none	none	none	none	none	none	none	none
Readings above upper limit:	none	none	none	none	none	none	none	none	none	none	none	none
Calms:	88 (0,1%)	38 (0,44%)	2 (0,02%)	1 (0,01%)	none	none	12 (0,14%)	7 (0,08%)	8 (0,09%)	1 (0,1%)	17 (0,2%)	2 (0,02%)
Valid readings accepted:	88407 (100,0%)	8712 (100,0%)	8784 (100,0%)	8760 (100,0%)	8758 (100,0%)	8757 (100,0%)	8758 (100,0%)	8759 (100,0%)	8760 (100,0%)	1013 (100,0%)	8640 (100,0%)	8706 (100,0%)
Accepted values range:	0,0° to 359,0°	0,0° to 337,5°	0,0° to 337,5°	0,0° to 337,5°	0,0° to 337,5°	0,0° to 337,5°	0,0° to 337,5°	0,0° to 337,5°	0,0° to 337,5°	1,0° to 359,0°	0,0° to 359,0°	0,0° to 359,0°
Data recovery:												
Expected recording	88586	8712	8784	8760	8758	8757	8758	8759	8760	1018	8760	8760

Şekil 4.28: Gökçeada DMİ verilerinin Wind Climate Analyst'te üretim raporu.

Programın hesaplama kısmından sonra ortaya çıkan sonuç Şekil 4.29’da görülebilir. Bu sonuca göre Gökçeada’da hakim rüzgar yönü 2. Sektör (30°) olan kuzeydoğudur. Rüzgar yönünün frekansı yüzde olarak büyükten küçüğe; Sektör 2 (30°) %39,8, Sektör 6 (60°) %9,4, Sektör 12 (0°) %9,2’dir. Ortalama rüzgar hızları ve güç yoğunlukları büyükten küçüğe sırayla; Sektör 2 (30°); 5,57 m/s ve 186 W/m², Sektör 1 (0°); 4,79 m/s ve 158 W/m², Sektör 7 (180°); 4,10 m/s ve 155 W/m²’dir. Tüm sektörlerin ortalaması için rüzgar hızı 4,3 m/s, güç yoğunluğu ise 116 W/m²’dir.



Şekil 4.29: Gökçeada için Wasp Climate Analyst rüzgar iklimi sonuçları.

4.3.2 Sayısal harita analizi

Gökçeada vektör haritası oluşturmak için N40E025 (40° kuzey enlemi ve 25° doğu boylamı) ile N40E026 (40° kuzey enlemi ve 26° doğu boylamı) STRM dosyaları kullanılmıştır. Kullanılan STRM Water Body dosyaları “e025n40e” ve “e026n40e”dir. Global Mapper’da STRM dosyasında dönüştürülen vektör haritasının Map Editor’da açılmış hali Şekil 4.30’da görülmektedir.



Şekil 4.30: Gökçeada ve çevresinin Map Editor'daki yükseklik çizgileri.

Gökçeada için oluşturulan vektör haritasında ise en düşük değerli eş yükselti eğrisi 0 m, en yüksek değere sahip eş yükselti eğrisi 654m'dir. Haritada toplam 68344 nokta, 1057 çizgi, 1025 eş yükselti eğrisi, 21 pürüzlülük çizgisi ve 13 adet değersiz çizgi bulunmaktadır. Değerlerden de anlaşılacağı üzere Gökçeada vektör haritası kompleks bir yapıya sahiptir. Bunun nedeni Gökçeada'nın coğrafi özellikleri ve Global Mapper'da interpolasyon yapılırken coğrafi yapıya bağlı olan türetimdir. Pürüzlülük çizgilerinde en düşük değer yine su kütlelerini belirten 0 m, en yüksek değer ise ormanı belirten 0,8m'dir. Pürüzlülük eğrileri oluşturulurken Bozcaada'daki gibi uydu görüntülerinden yararlanılmıştır. Gökçeada'nın pürüzlülük çizgileri Şekil 4.31'de görülmektedir.

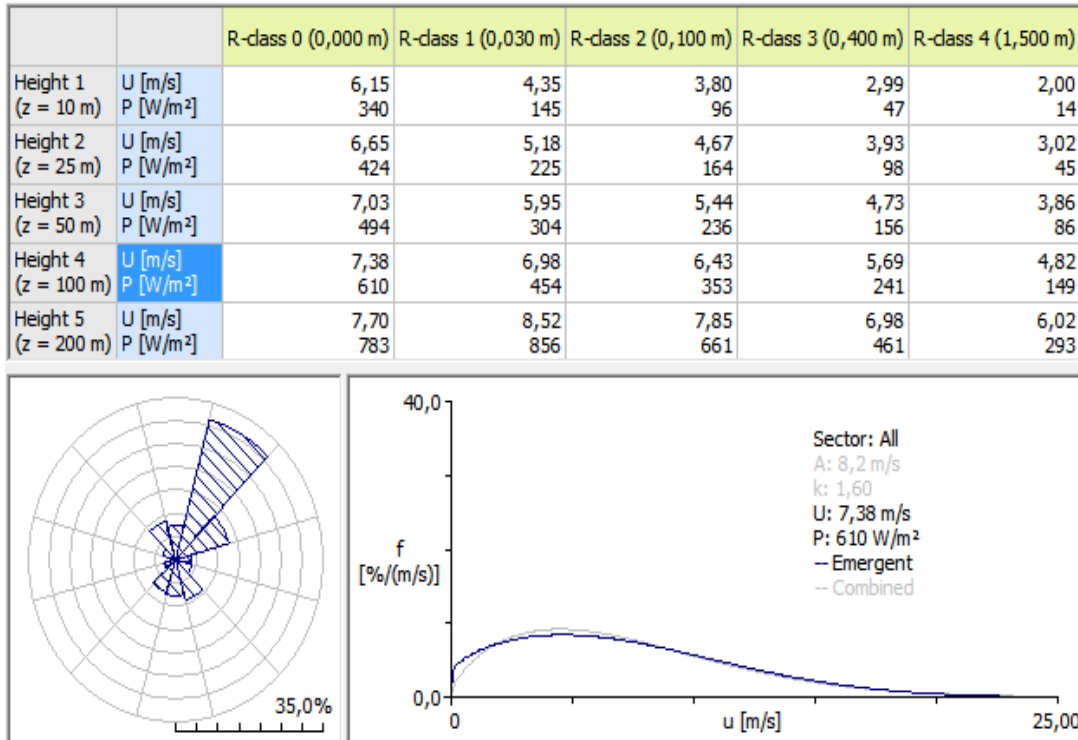


Şekil 4.31: Gökçeada'ya ait pürüzlülük çizgileri.

Arka plan haritaları olarak Seyir ve Oşinografi Dairesinin batimetri haritaları programa aktarılmıştır. Bozcaada için 2136 numaralı harita, Gökçeada için 21 numaralı harita kullanılmıştır.

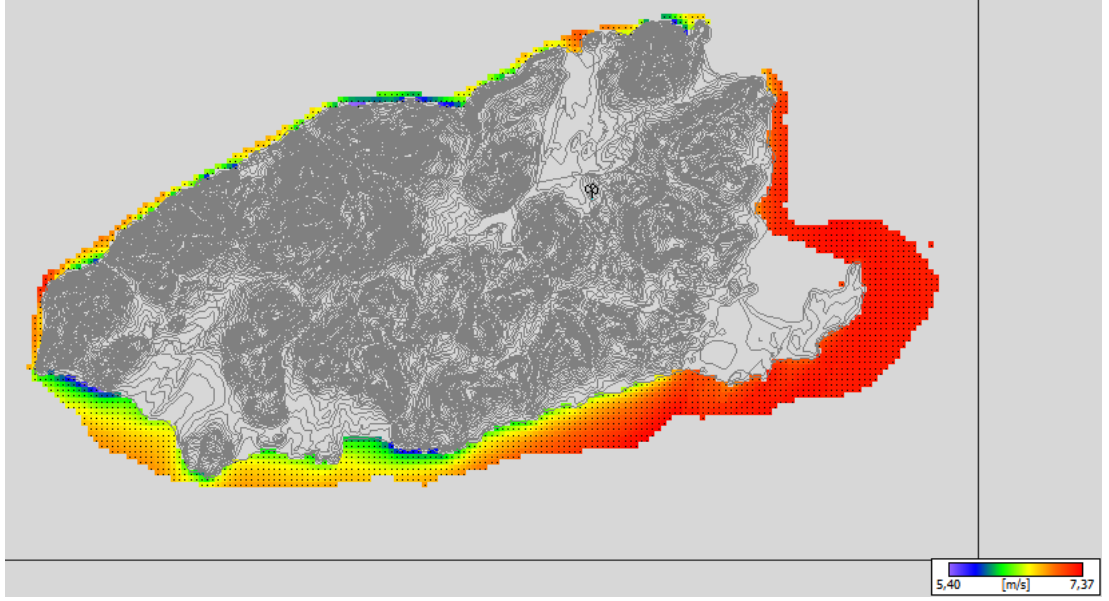
4.3.3 Rüzgar atlası ve veri haritaları

Gökçeada'ya ait rüzgar atlası Şekil 4.24'te görülebilmektedir. Şekil 4.29 ile Gökçeada'nın rüzgar atlası karşılaştırıldığında ise sektör frekanslarında sektör 2'deki ufak artışın dışında kayda değer bir değişiklik görülmemektedir. Ortalama rüzgar hızı ise gözlemlenen rüzgar ikliminde 4,1 m/s iken rüzgar atlasında 6,15 m/s olmuştur.

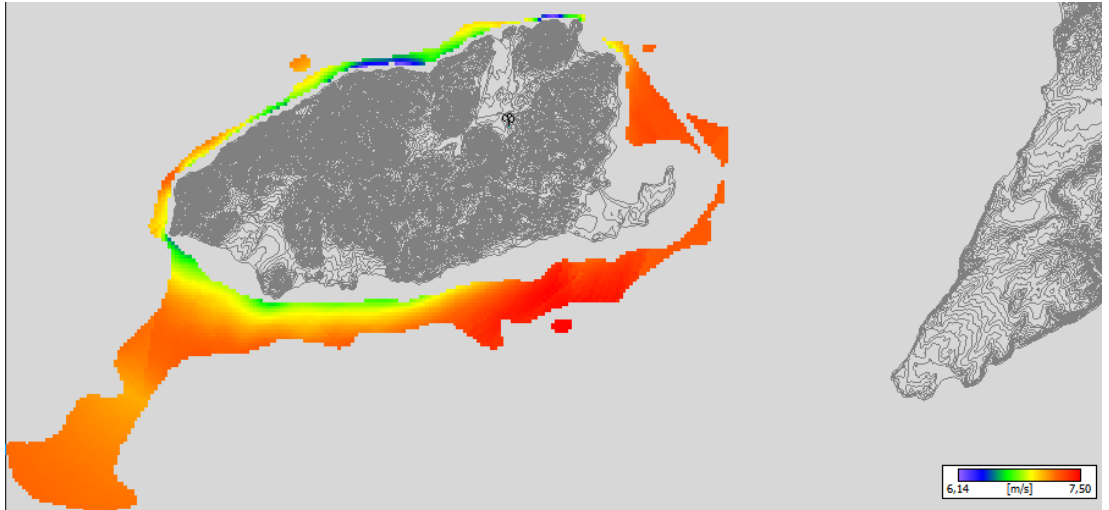


Şekil 4.32: Gökçeada rüzgar atlası.

Gökçeada için oluşturulan veri haritaları 20m ve daha sığ sular için Şekil 4.33'de, 20m ve 45 m arası derinlikler için Şekil 4.34'te görülebilmektedir. Bu veri haritaları tüm sektörlerin bileşimine ait ortalama rüzgar hızını göstermektedir. Bozcaada'ya kıyasla Gökçeada'nın ortalama rüzgar hızları oldukça düşüktür. Bu durum Şekil 4.32'deki rüzgar atlasında da görülebilmektedir.



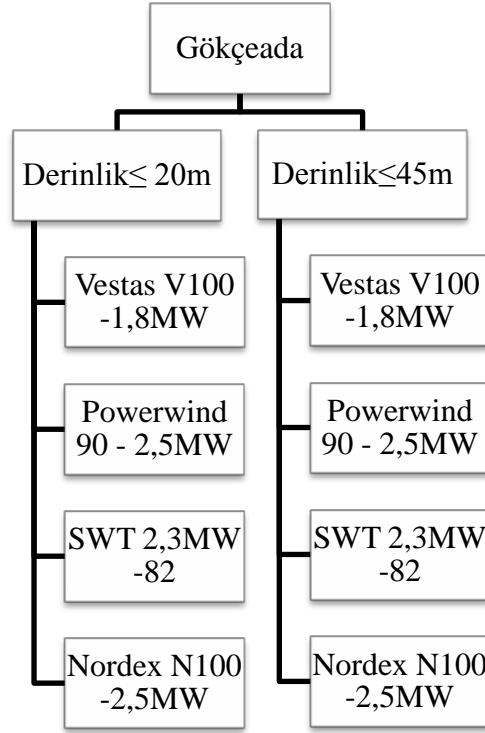
Şekil 4.33 : Gökçeada ortalama rüzgar hızı veri haritası (20 m ve altı için).



Şekil 4.34 : Gökçeada ortalama rüzgar hızı veri haritası (20-45 m arası için).

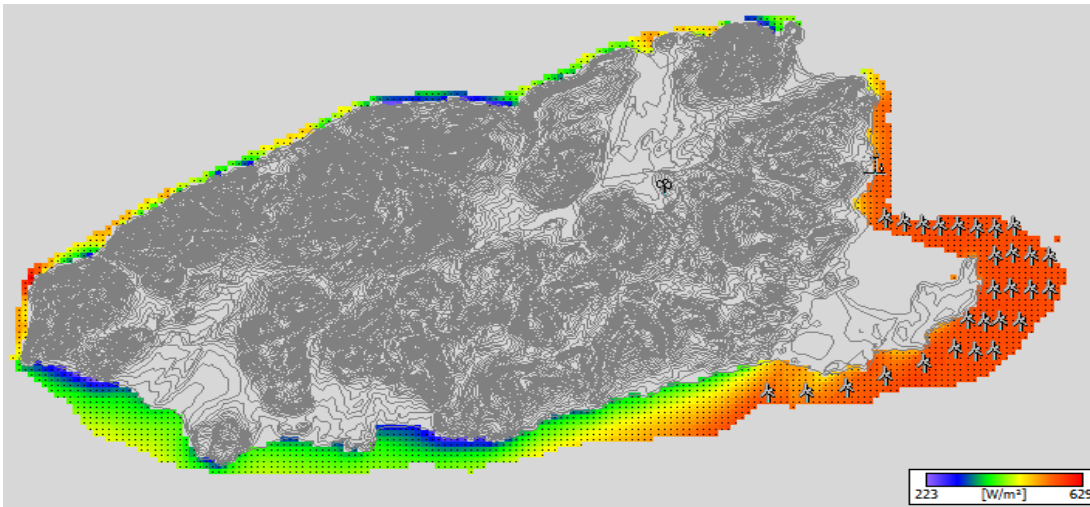
4.3.4 Türbin seçimi ve mikro-konuşlandırma

Gökçeada derinlik senaryoları için seçilen türbinler; Vestas V100; 1,8 MW nominal güç, 100m rotor çapı, Powerwind 90; 2,5 MW nominal güç, 90m rotor çapı, Nordex N100; 2,5 MW nominal güç, 100m rotor çapı, Siemens SWT 2,3-82; 2,3 MW nominal güç, 93m rotor çapı şeklindedir. Gökçeada'nın rüzgar profili daha zayıftır ve zayıf rüzgar profiline uygun daha düşük güçteki türbinler seçilmiştir. Gökçeada senaryoları Şekil 4.35'te özetlenmiştir.

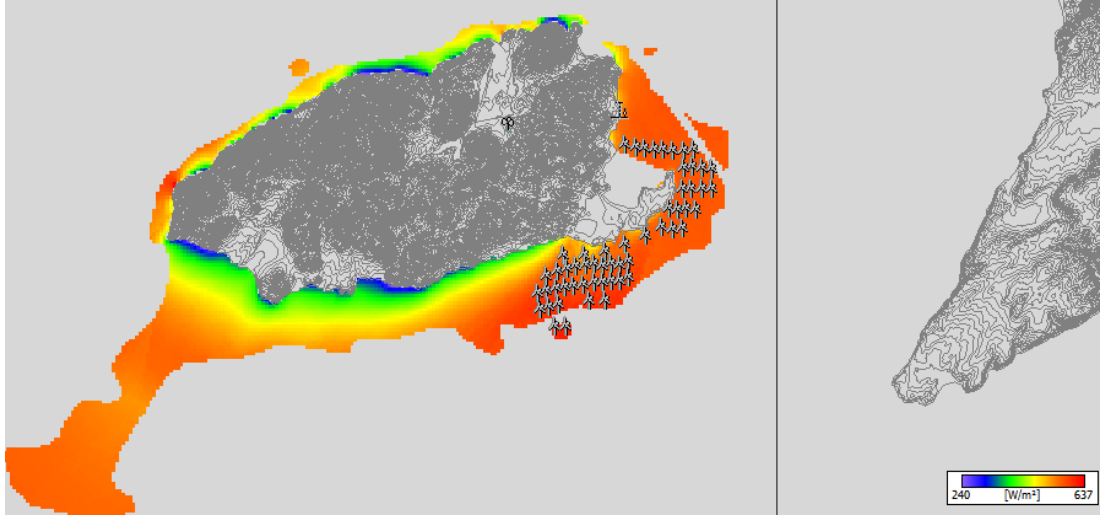


Şekil 4.35: Gökçeada'ya ait fizibilite çalışması senaryoları.

Gökçeada'nın türbin yerleşimi için uygun alanları kısıtlıdır. Bunun temel sebebi kıyıdan yakın bölgelerden itibaren başlayan ani derinlik artışıdır. Bir diğer neden ise geniş askeri eğitim sahası ve limanlardır. 20m ve daha sığ sular için yapılan türbin yerleşimi Şekil 4.36'da görülebilmektedir. Bu kategoride toplam 28 adet türbin bulunmaktadır. Şekil 4.37'de ise 20m ve daha sığ sularda yerleşimi yapılan 28 türbin, 20-45m derinlik aralığında yerleştirilmiş 28 adet türbin ile birlikte toplam 56 adet türbin görülebilmektedir. Türbin konumları kopyalanıp her senaryo için aynı koordinatlar kullanılmıştır.



Şekil 4.36 : Gökçeada rüzgar tarlası yerleşimi (20 m ve altı için).



Şekil 4.37 : Gökçeada veri haritası (45m ve altı için).

4.3.5 Enerji üretimi ve enerji geliri

Gökçeada için hesaplanan güç üretimi, işletim-bakım masrafları ve gelirler Çizelge 4.12 ve Çizelge 4.13'te incelenebilmektedir. Çizelge 4.12'da 20m ve daha sığ sularda yapılan 28 türbin yerleşimine, Çizelge 4.13'te ise 45m ve daha sığ sularda yapılan 56 türbin yerleşimine ait değerler bulunmaktadır. Bozcaada sonuçlarında kendini gösteren kurulu güç-rotor çapı-enerji üretimi ilişkisi burada netleşmiştir. Kurulu güçleri aynı fakat rotor çapları farklı olan Nordex N100 ve Powerwind 90 türbinlerinden Nordex, 100m rotor çapıyla Powerwind'in 90m rotor çapına göre daha fazla enerji üretmektedir. Bu durum Vestas 1,8MW 100m rotor çapındaki türbin ile Siemens 2,3MW 82m rotor çapındaki türbin karşılaştırıldığında daha da belirgindir; Vestas 1,8MW 100m, kurulu gücü Siemens 2,3MW 82m'den düşük olmasına rağmen ürettiği enerji daha fazladır. Bu durumda üretilen güç ile birlikte net gelirler de artmaktadır. Sonuç olarak aynı yerleşim noktaları koşulları altında üretim hesaplanırken kurulu güç tek başına kriter olarak alınmamalı, mümkün olduğunca rotor çapı büyük türbinler tercih edilmelidir. Üretim ve net gelir olarak türbin senaryoları büyükten küçüğe Nordex 2.5MW 100m, Powerwind 2.5MW 90m, Vestas 1.8MW 100m, Siemens 2.3MW 82m olarak sıralanabilir. Ebetteki net gelir ve üretilen enerji fizibilite çalışması için seçim yapmaya yeterli değildir. Her senaryo için maliyet analizi yapılmalı ve gelirler ile bir fayda-maliyet çıkarımında bulunulmalıdır.

Çizelge 4.12 : Gökçeada'ya ait 20m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için yıllık üretim ve gelir değerleri.

No	Açıklama	Kurulu Güç (MW)	Üretilen Net Enerji (GWh/yıl)	Standart Enerji Geliri (€/yıl)	Yerli İmalat Enerji Geliri (€/yıl)	Karbon Emisyonu Geliri (€/yıl)	İşletim&Bakım Masrafları (€/yıl)	Yerli İmalat NET GELİR (€/yıl)	Standart İmalat NET GELİR (€/yıl)
1	Siemens 2.3MW 82m	64,4	207,590	11.417.450,00	15.673.045,00	624.845,90	2.491.080,00	13.806.810,90	9.551.215,90
2	Nordex 2.5MW 100m	70	221,922	12.205.710,00	16.755.111,00	667.985,22	2.663.064,00	14.760.032,22	10.210.631,22
3	Vestas 1.8MW 100m	50,4	209,246	11.508.530,00	15.798.073,00	629.830,46	2.510.952,00	13.916.951,46	9.627.408,46
4	Powerwind 2.5MW 90m	70	221,324	12.172.820,00	16.709.962,00	666.185,24	2.655.888,00	14.720.259,24	10.183.117,24

Çizelge 4.13 : Gökçeada'ya ait 45m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için yıllık üretim ve gelir değerleri.

No	Açıklama	Kurulu Güç (MW)	Üretilen Net Enerji (GWh/yıl)	Standart Enerji Geliri (€/yıl)	Yerli İmalat Enerji Geliri (€/yıl)	Karbon Emisyonu Geliri (€/yıl)	İşletim&Bakım Masrafları (€/yıl)	Yerli İmalat NET GELİR (€/yıl)	Standart İmalat NET GELİR (€/yıl)
1	Siemens 2.3MW 82m	128,8	367,273	20.200.015,00	27.729.111,50	1.105.491,73	4.407.276,00	24.427.327,23	16.898.230,73
2	Nordex 2.5MW 100m	140	450,782	24.793.010,00	34.034.041,00	1.356.853,82	5.409.384,00	29.981.510,82	20.740.479,82
3	Vestas 1.8MW 100m	100,8	391,848	21.551.640,00	29.584.524,00	1.179.462,48	4.702.176,00	26.061.810,48	18.028.926,48
4	Powerwind 2.5MW 90m	140	446,888	24.578.840,00	33.740.044,00	1.345.132,88	5.362.656,00	29.722.520,88	20.561.316,88

4.3.6 Maliyet analizi

Çizelge 4.14'te Gökçeada'ya ait kablolama hesapları ve maliyetler derinlik sınıflarına göre ve denizaltı-karasal hatlara göre ayrı ayrı incelenebilmektedir. Gökçeada'da anakaraya olan deniz kara bağlantısı ve Çanakkale merkezdeki bağlantı noktasına olan karasal bağlantı uzunluğu fazla çıkmıştır.

Çizelge 4.14 : Gökçeada kablolama hesapları ve maliyetleri.

Kablo Bağlantısı	Toplam Mesafe(km)	Birim Maliyet(€/km)	Toplam Maliyet(€)
Türbinler arası(45m ve altı)	17,76	85.000	1.509.600
Türbinler arası(20m ve altı)	21,07	85.000	1.790.950
Deniz-kara	17,92	500.000	8.960.000
Karasal	13,78	400.000	5.512.000

Trafo dahil senaryo toplamı maliyetler Çizelge 4.15'te verilmiştir. 20m ve daha sığ sularda yerleşim ve bu yerleşimler dahil 45m altı tüm yerleşimler olarak iki tip derinlik senaryosu olduğundan, deniz-kara ve karasal bağlantılar sadece bir kez, 20m altı senaryosuna eklenmiştir. 45m senaryosunda kurulu güç ortalama iki katına çıktığından trafo maliyeti tekrar eklenmiştir. 20m ve 45 m derinlik senaryosuna ait türbin başına maliyetler incelendiğinde 45m senaryosunda toplam maliyet artmasına rağmen türbin başına maliyet 20m senaryosuna kıyasla çok daha düşük bir değere denk gelmektedir. Bozcaada'ya kıyasla toplam maliyetler yakın olmasına rağmen türbin sayıları daha az olmasından dolayı türbin başına maliyetler yaklaşık iki katı civarındadır.

Çizelge 4.15 : Derinlik senaryolarına göre trafo dahil kablolama maliyetleri.

Derinlik <20m		Derinlik <45m	
Toplam (€)	Türbin Başına(€)	Toplam(€)	Türbin Başına(€)
24.262.950	866.534	33.772.550	603.081

Temel ve kurulum maliyetleri Bölüm 4.2.6'daki yöntemlerle hesaplandıktan sonra tüm maliyetler 20m senaryosu için Çizelge 4.16 ve 45m senaryosu için Çizelge 4.17'de verilmiştir.

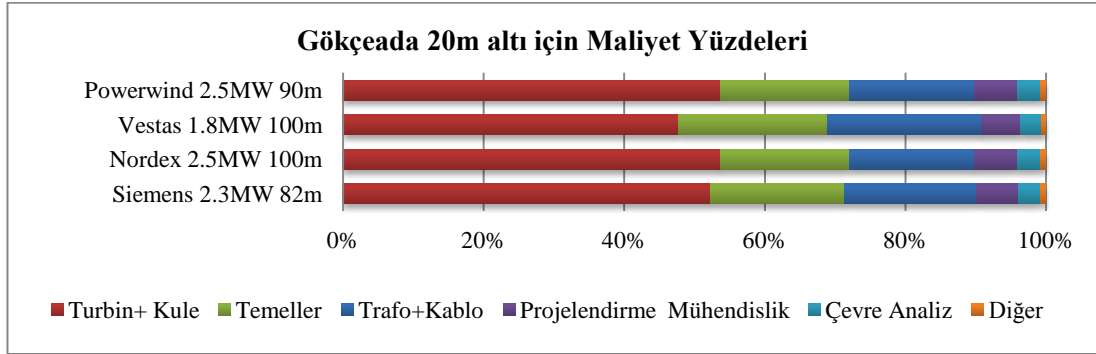
Çizelge 4.16: Gökçeada'ya ait 20m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için maliyetler (EWEA,2009; Url-10; Nielsen, 2003).

No	Açıklama	Total MW	Türbin+ Kule (€)	Trafo+ Kablo (€)	Temeller (€)	Projelendirme Mühendislik (€)	Çevre Analiz (€)	Diğer (€)	Toplam Maliyet (€)	Toplam Birim Maliyet (bin €/MW)	Toplam Yıllık Maliyet (€/yıl)
1	Siemens 2.3MW 82m	64,4	67.620.000	24.262.950	24.713.955	7.728.000	4.186.000	966.000	129.476.905	2,011	5.584.307,18
2	Nordex 2.5MW 100m	70	73.500.000	24.262.950	25.225.725	8.400.000	4.550.000	1.050.000	136.988.675	1,957	5.908.287,98
3	Vestas 1.8MW 100m	50,4	52.920.000	24.262.950	23.434.530	6.048.000	3.276.000	756.000	110.697.480	2,196	4.774.355,18
4	Powerwind 2.5MW 90m	70	73.500.000	24.262.950	25.225.725	8.400.000	4.550.000	1.050.000	136.988.675	1,957	5.908.287,98

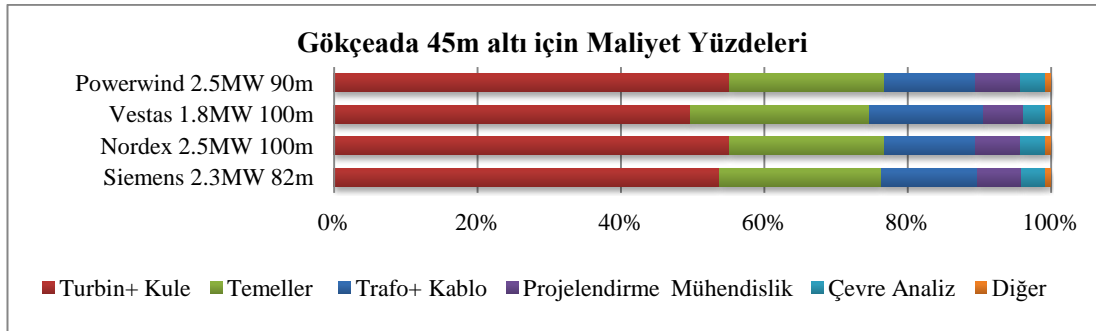
Çizelge 4.17 : Gökçeada'ya ait 45m ve daha sığ sularda yapılan türbin yerleşim senaryoları için maliyetler (EWEA,2009; Url-10; Nielsen, 2003).

No	Açıklama	Total MW	Türbin+ Kule (€)	Trafo+ Kablo (€)	Temeller (€)	Projelendirme Mühendislik (€)	Çevre Analiz (€)	Diğer (€)	Toplam Maliyet (€)	Toplam Birim Maliyet (bin €/MW)	Toplam Yıllık Maliyet (€/yıl)
1	Siemens 2.3MW 82m	128,8	135.240.000	33.772.550	56.616.425	15.456.000	8.372.000	1.932.000	251.388.975	1,952	10.842.345
2	Nordex 2.5MW 100m	140	147.000.000	33.772.550	57.972.222	16.800.000	9.100.000	2.100.000	266.744.772	1,905	11.504.637
3	Vestas 1.8MW 100m	100,8	105.840.000	33.772.550	53.226.933	12.096.000	6.552.000	1.512.000	212.999.483	2,113	9.186.615
4	Powerwind 2.5MW 90m	140	147.000.000	33.772.550	57.972.222	16.800.000	9.100.000	2.100.000	266.744.772	1,905	11.504.637

Her iki senaryoda da Nordex ve Powerwind türbinleri aynı kurulu güce sahip olduğundan maliyet değerleri aynı hesaplanmıştır. Tüm türbin senaryoları incelendiğinde kurulu güç arttıkça maliyetler artmakta fakat MW başına birim maliyet düşmektedir. MW başına birim maliyetleri 1,9 – 2,1 milyon €/MW değerleriyle Dünya'daki kurulu açık deniz rüzgar tarlalarına kıyasla normal değerlerdedir. Gökçeada senaryoları için maliyet yüzdeleri Şekil 4.38 ve Şekil 4.39'da görülebilmektedir.



Şekil 4.38 : Gökçeada 20m altı türbin senaryoları için maliyet yüzdeleri.



Şekil 4.39 : Gökçeada 45m altı türbin senaryoları için maliyet yüzdeleri.

4.3.7 Fizibilite değerlendirmesi

Çizelge 4.18 ve Çizelge 4.19'da Gökçeada senaryolarındaki türbinlerin fizibilite değerleri bulunmaktadır. 20m ve altı sularındaki yerleşim senaryolarına göre standart geri ödeme süreleri 14-17 yıl arasında değişmektedir. Bu süre türbinler yerli imalat olması durumunda yaklaşık 5 yıl azalmaktadır. Yine de her iki imalat durumunda da geri ödeme süreleri çok uzundur. Türbin senaryoları arasında Vestas 1.8MW 100m'in kapasitesi diğer türbinlerden düşüktür fakat hem geri ödeme süresinde hem de geri ödeme sonrası toplam gelirlerde en iyi durumda olandır. Bunun sebebi rotor çapının enerji üretime yüksek katkısı ve Gökçeada'nın zayıf rüzgar profilinde

kapasitesi yüksek türbinlerin maliyetlerinin dengelenemeyecek kadar yüksek olmasıdır. Diğer türbinler birbirine yakın değerlere sahip olmakla beraber Vestas 1.8MW 100m'den belirli bir farkla geridedirler.

Çizelge 4.18 : Gökçeada 20m senaryolarına ait fizibilite değerleri.

No	Açıklama	Yerli Geri Ödeme (yıl)	Standart Geri Ödeme (yıl)	Geri Ödeme Sonrası Toplam Gelir(yerli)[€]	Geri Ödeme Sonrası Toplam Gelir(standart) [€]
1	Siemens 2.3MW 82m	12,13	17,54	246.675.112	119.007.262
2	Nordex 2.5MW 100m	12,01	17,36	265.552.327	129.070.297
3	Vestas 1.8MW 100m	10,29	14,88	274.277.888	145.591.598
4	Powerwind 2.5MW 90m	12,04	17,41	264.359.138	128.244.878

Çizelge 4.19 : Gökçeada 45m senaryolarına ait fizibilite değerleri.

No	Açıklama	Yerli Geri Ödeme (yıl)	Standart Geri Ödeme (yıl)	Geri Ödeme Sonrası Toplam Gelir(yerli)[€]	Geri Ödeme Sonrası Toplam Gelir(standart) [€]
1	Siemens 2.3MW 82m	13,32	19,25	407.549.470	181.676.575
2	Nordex 2.5MW 100m	11,51	16,64	554.306.225	277.075.295
3	Vestas 1.8MW 100m	10,57	15,29	506.255.850	265.269.330
4	Powerwind 2.5MW 90m	11,61	16,79	546.536.527	271.700.407

Gökçeada'nın 20m ve 45m yerleşim senaryoları karşılaştırıldığında geri ödeme sürelerinde az bir artış ve geri ödeme sonrası toplam gelirlerin yaklaşık 2 katına çıktığı görülmektedir. Türbin fizibilite değerlerinde Vestas 1.8MW 100m hem kısa geri ödeme süresi hem de yüksek geri ödeme sonu toplam gelirleriyle yine ilk konumdadır. Her iki derinlik senaryosunda da geri ödeme süreleri kabul edilemeyecek kadar uzundur. Ancak Vestas 1.8MW 100m seçildiğinde ve yerli üretimi yapılırsa belki tercih edilebilir.

5. SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Gelişen ve büyüyen endüstri, teknoloji ve ihtiyaçlar, enerji talebini gün geçtikçe arttırmaktadır. Bu talebi karşılamaya yönelik; konvansiyonel kaynakların sınırlılığı ve çevreye olan etkiler yenilenebilir enerjinin diğer enerji kaynaklarıyla rekabet edecek önemli bir konuma gelmesini sağlamıştır. Yenilenebilir enerji kaynakları arasında lokomotif görevi üstlenen ise hidroelektrik enerjisinden sonra rüzgar enerjisidir. Rüzgar enerjisi teknolojisi hızla gelişmekte ve yeni imkanlar ve iyileştirmeler hayata geçmektedir. Açık deniz rüzgar enerjisi, mühendisliği, teknolojisi ve üstün enerji üretimi ile rüzgar enerjisinin geleceğidir.

Bu çalışmada öncelikle rüzgar enerjisi tanıtılmış, rüzgar enerjisini etkileyen temel faktörler ele alınmış ve hem Dünya'daki hem de Türkiye'deki güncel durum incelenmiştir. Daha sonra açık deniz rüzgar enerjisindeki ana etmenler detaylandırılmış, Dünya'daki mevcut durum belirtilmiş ve Türkiye'de yapılacak olası bir kurulum için takip edilebilecek fizibilite çalışması adımları açıklanmıştır. Son olarak Bozcaada ve Gökçeada bölgelerine ait fizibilite örnek çalışması yapılmıştır.

Örnek çalışmalar yapılırken Bölüm 3.2'de belirtilen adımlar takip edilmiştir. Her iki adaya ait DMİ meteoroloji istasyonlarının 1999-2010 tarihleri arasındaki saatlik rüzgar hızı ve yönü verileri temin edilmiştir. Bu verilerde kimi yıllara ait az eksik bulunurken, kimi yılların aylarca verisi kayıptır. Bu kayıpların ekstrem hava koşulları, ölçüm cihazı hataları/arızaları ve elektrik kesintisi gibi çeşitli nedenleri bulunabilmektedir. Örnek çalışmalarda kullanılan WaSP programına bu eksiklikler tanıtılarak veri sürekliliği ayarlanabilmekte, böylece hesaplama hataları minimuma indirgenmektedir. Yine de ciddi bir yatırıma ait fizibilite çalışması için ülkemiz altyapısında halihazırda bulunan meteoroloji istasyonlarına ait böylesi eksik veriler kabul edilmemelidir. İdeal yöntem, yatırımcının kurulum yapılması düşünülen alana güvenilirliği yüksek ve kalibrasyonu doğru bir ölçüm direği dikerek en az bir yıl ölçüm yapmasıdır. Tez çalışmasında bunu karşılayacak finansal imkanlar olmadığı için eldeki veriler kullanılmıştır. Elbette DMİ'nin altyapısını geliştirmesi hem rüzgar enerjisi hem de diğer meteorolojik alanlar için katkı sağlayacaktır.

Temin edilen veriler Excel programında makro kullanılarak WaSP'a aktarılmaya hazır hale getirilmiştir. WaSP rüzgar verileri analizi sonucu Bozcaada'da hakim rüzgar yönü kuzeydoğu, hakim rüzgar yönüne ait ortalama rüzgar hızı ve güç yoğunluğu; 7.60 m/s ve 457 W/m² olarak belirlenmiştir. Tüm sektörlerin ortalamasında rüzgar hızı 6.03 m/s, güç yoğunluğu ise 314 W/m²'dir. Gökçeada için hakim rüzgar yönü yine kuzeydoğu, hakim rüzgar yönüne ait ortalama rüzgar hızı ve güç yoğunluğu ise 5,57 m/s ve 186 W/m²'dir. Tüm sektörlerin ortalaması için rüzgar hızı 4,3 m/s, güç yoğunluğu ise 116 W/m²'dir. Bozcaada ve Gökçeada rüzgar profilleri karşılaştırıldığında Gökçeada'nın Bozcaada'ya kıyasla çok daha zayıf bir rüzgar profiline sahip olduğu görülmektedir. Gökçeada'nın güç yoğunlukları Bozcaada'ninkilerin yarısından az bir miktarına denk gelmektedir. Örnek çalışma bölgeleri seçilirken Türkiye REPA'sına başvurulmuş, atlasa göre hem Gökçeada hem de Bozcaada'nın olası bir Açık deniz rüzgar tarlası için çok verimli bir rüzgar profiline sahip olduğu izlenimi edinilmiştir. Fakat rüzgar verileri temin edilip incelendikten sonra REPA'nın yanlış yönlendirici olabileceği tespit edilmiştir.

Fizibilite çalışmasında türbin yerleşimi ve enerji üretimi analizi için WaSP programında işlenmek üzere Bozcaada ve Gökçeada için sayısal haritalar Global Mapper programı aracılığıyla STRM haritalarından vektör harita formatına dönüştürülmüştür. Hazırlanan haritalar üzerinde pürüzlülük eğrileri uydu görüntülerinden yararlanılarak oluşturulmuştur. Türbin yerleşimi deniz üzerinde yapılacağından Seyir ve Oşinografi Dairesinin batimetri haritaları arka plan haritaları olarak programa aktarılmıştır. Harici alanları elimine etmek için 20 m ve 45 m derinlik çizgileri, askeri eğitim ve atış sahaları, yasak sahaları, gemi trafik ve demirleme alanları harita üzerinde işlenmiştir. Yerleşim yapılmaya müsait olan alanlar incelendiğinde Gökçeada'nın türbin yerleşimi için uygun alanları Bozcaada'ya göre çok kısıtlıdır. Temel sebepler ani derinlik artışı sonucu kurulum yapılabilecek derinlik alanlarının azlığı ve geniş askeri eğitim sahası ve limanlardır. Bozcaada'da ise fırtınadan korunmak için gemi demirleme sahası türbin yerleşim alanı ile kesişmektedir fakat hakim rüzgar yönünün kuzeydoğu-kuzey olduğu göz önünde bulundurulduğunda kesişen bölgenin fırtınaya açık olması ve enerji üretimini ciddi biçimde düşürmesinden dolayı, ülke ekonomisine katkı yapacak bir açık deniz rüzgar tarlası kurulması halinde yapılacak düzenlemelerle bu alanın kaydırılabileceği varsayılmıştır.

Örnek çalışmalarda 20m den sığ, ve 45m'den sığ tüm derinlik kategorilerini kapsayacak şekilde 2 farklı derinlik senaryosu ve her derinlik senaryosunda uygulanacak 4 farklı türbin senaryosu olacak şekilde senaryolar karşılaştırılarak değerlendirilmiştir. Türbin yerleşimleri iz etkisi ve güç yoğunluğu verileri eşliğinde Bozcaada için 20m ve daha sığ sularda 48 türbin, 20-45m derinlik aralığında yerleştirilmiş 51 adet türbin ile birlikte toplam 99 adet türbin; Gökçeada için 20m ve daha sığ sularda yerleşimi yapılan 28 türbin, 20-45m derinlik aralığında yerleştirilmiş 28 adet türbin ile birlikte toplam 56 adet türbin olacak şekilde yapılmıştır. Türbinlerin konumları Bozcaada'nın batısı ile kuzeyi arasında, Gökçeada'nın doğusu ile güneyi arasında yayılmıştır. Yerleşim koordinatları kopyalanıp her türbin senaryo için aynı koordinatlar kullanılmıştır.

Türbin seçimleri adaların rüzgar profili göz önünde bulundurularak rotor çapı ve kurulu güçlerine göre seçilmiştir. Bozcaada'nın güçlü rüzgar profili için Vestas V100; 1,8 MW nominal güç, 100m rotor çapı, Vestas V112; 3 MW nominal güç, 112m rotor çapı, Vestas V100; 2,6 MW nominal güç, 100m rotor çapı, Siemens SWT 3,6-107; 3,6 MW nominal güç, 107m rotor çapı seçilmiştir. Gökçeada zayıf rüzgar profiline sahip olduğundan dolayı daha düşük kurulu güze sahip türbinler olan Vestas V100; 1,8 MW nominal güç, 100m rotor çapı, Powerwind 90; 2,5 MW nominal güç, 90m rotor çapı, Nordex N100; 2,5 MW nominal güç, 100m rotor çapı, Siemens SWT 2,3-82; 2,3 MW nominal güç, 93m rotor çapı seçilmiştir.

Türbin senaryolarının enerji üretimi ve gelirleri karşılaştırılınca büyükten küçüğe sırayla Bozcaada için Siemens 3.6MW 107m, Vestas 3MW 112m, Vestas 2.6MW 100m, Vestas 1.8MW 100m; Gökçeada için Nordex 2.5MW 100m, Powerwind 2.5MW 90m, Vestas 1.8MW 100m, Siemens 2.3MW 82m sıralanmaktadır. Gökçeada sonuçlarında kurulu güçleri aynı olmasına rağmen Nordex N100 100m rotor çapıyla Powerwind'in 90m rotor çapına göre daha fazla enerji üretmektedir. Aynı durum Vestas 1,8MW 100m ve Siemens 2,3MW 82m'de de geçerlidir. Buradan çıkarılacak sonuç, rüzgar tarlası için türbin seçimi yapılırken kurulu güç tek başına kriter olarak alınmaması ve mümkün olduğunca rotor çapı büyük türbinlerin tercih edilmesi gerektiği görülmüştür.

Maliyet analizinde türbin ve kule, projelendirme ve mühendislik, çevre analizleri ve sair maliyetler €/MW olarak hesaplamaya alınmıştır. Temel ve kurulum maliyetleri türbin ve derinliğe göre tonaj hesaplanıp çelik imalat birim fiyatıyla çarpılarak

hesaplanmıştır. Tüm bu maliyetler türbin kurulu gücü ve dolayısıyla boyutu ile doğru oranda artmaktadır. Kablolama maliyetleri her türbin senaryosunda aynı koordinatlar kullanıldığı için değişmemektedir, bu da MW başına olan maliyet hesaplamasına kıyasla çok daha sağlıklı bir karşılaştırma olanağı sağlamaktadır. 20m ve 45 m derinlik senaryolarına ait türbin başına maliyetler karşılaştırıldığında 45m senaryosunda toplam maliyet artmasına rağmen türbin başına maliyet 20m senaryosuna kıyasla çok daha düşük bir değere denk gelmektedir. Gökçeada kablolama maliyetleri Bozcaada'ya kıyasla toplam maliyetler yakın olmasına rağmen türbin sayıları daha az olmasından dolayı türbin başına maliyetler yaklaşık iki katı civarındadır. Türbin sayısının az olması üretim ve geliri negatif yönde etkileyeceğinden enerji maliyeti artmaktadır.

Toplam ve yıllık maliyetlerin incelendiğinde kurulu güç ile doğru oranda arttığı görülmektedir, birim maliyetlerde ise kurulu güç arttıkça toplam birim maliyet düşmüştür. Bu aynı yerleşim koşulları altında yüksek kablo maliyetlerinin sabit olması, trafo ve temel maliyetlerinin ise kurulu güce göre az fark etmesinden kaynaklanmaktadır. Bozcaada'ya ait MW başına birim maliyetleri incelendiğinde 1,6 – 1,9 milyon €/MW değerleriyle Dünya'daki örneklere ait ortalama 2,1 milyon €/MW'a kıyasla normalden düşük, Gökçeada ise 1,9 – 2,1 milyon €/MW değerleriyle Dünya'daki kurulu açık deniz rüzgar tarlalarına kıyasla normal değerlerdedir.

Fayda maliyet değerlendirmesi sonucu Bozcaada senaryoları incelendiğinde Vestas 3MW 112m, her iki derinlik senaryosunda da geri ödeme süresi ve geri ödeme sonu toplam geliriyle tercih edilen türbin olmuştur. Vestas 3MW 112m türbininin 20m ve 45m senaryoları karşılaştırıldığında geri ödeme süreleri standart üretimde 10 yıldan 10,25 yıla, yerli imalatla 6,9 yıldan 7,09 yıla çıkmaktadır. Bu az bir artıştır ve geri ödeme sonrası toplam gelirler ise 45m senaryosunda yaklaşık 2 katına çıkmıştır. Dolayısıyla ilk yatırım maliyeti yatırımcı için finanse edilebilir durumdaysa 45m derinlik yerleşim senaryosunun getirisi daha fazladır.

Gökçeada fayda maliyet analizi sonucunda türbin senaryoları arasında Vestas 1.8MW 100m'in kapasitesi diğer türbinlerden düşüktür fakat hem geri ödeme süresinde hem de geri ödeme sonrası toplam gelirlerde en iyi durumda olandır. Bunun sebebi rotor çapının enerji üretime yüksek katkısı ve Gökçeada'nın zayıf rüzgar profilinde kapasitesi yüksek türbinlerin maliyetlerinin dengelenemeyecek kadar yüksek olmasıdır. Gökçeada'nın 20m ve 45m yerleşim senaryoları

karşılaştırıldığında geri ödeme sürelerinde az bir artış ve geri ödeme sonrası toplam gelirlerin yaklaşık 2 katına çıktığı görülmektedir. Fakat Gökçeada'ya ait belirlenen geri ödeme süreleri yapılacak yatırımı fizibil kılmamaktadır. Ancak Vestas 1.8MW 100m seçildiğinde ve yerli üretimi yapılırsa limitleri zorlayabilmektedir ki Bozcaada ve diğer elverişli bölgeler varken bu bölgeye yatırım tercih edilmemelidir. Bu tezdeki örnek çalışmalardaki geri ödeme süreleri düşük enerji alım fiyatından dolayı uzundur. Bu da Türkiye'deki rüzgar enerjisi ve diğer yenilenebilir enerji teşviklerindeki yetersizlikleri göz önüne sermektedir.

Bu çalışmanın açık deniz rüzgar enerjisi üretimine bir örnek olarak Bozcaada ve Gökçeada'da gerçekleştirilen fizibilite çalışmasının bu alanda yapılacak yatırımlara yol gösterici olacağı düşünülmektedir.

KAYNAKLAR

- Altuntaşoğlu, Z.T.**, 2011. “Türkiye'de Rüzgâr Enerjisi, Mevcut Durum, Sorunlar”, Mühendis ve Makina Cilt: 52 Sayı: 617, s. 56-63
- Barutçu, B.**, 2008. Wind Energy&Conversion Technology Ders Notları, İstanbul Teknik Üniversitesi Enerji Enstitüsü, İstanbul.
- Breton, S.P., Moe, G.**, 2009. Status, Plans and Technologies for Offshore Wind Turbines in Europe and North America. Department of Civil and Transport Engineering, Norwegian University of Science and Technology. Norveç
- Borgen, E.**, 2010. Floating Wind Power in Deep Water –Competitive with Shallow-Water Wind Farms?. Modern Energy Review Vol.2 Issue 1. London
- Burton, T.**, 2001. Wind Energy Handbook. West Sussex.
- Camporeale, C.**, 2006. Offshore Wind Farms in Italy: The Sicily Case. Rome
- Cockerill, T.T., Kühn, M., van Bussel, G.J.W., Bierboom, W., Harrison, R.**, 2001. Combined Technical and Economic Evaluation of The Northern European Offshore Wind Resource. Renewable Energy Centre, School of Sciences, University of Sunderland. İngiltere. Tacke Windenergie GmbH, Almanya. Institute for Wind Energy, Delft University of Technology, Hollanda.
- Dhanju, A., Whitaker, P., Kempton, W.**, 2007. Assessing Offshore Wind Resources: an Accessible Methodology. College of Marine and Earth Studies, University of Delaware, ABD
- DMİ**, 2010. Rüzgar Enerjisi Tahmin Sistemi (RETS), Çevre ve Orman Bakanlığı Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü, Ankara. www.dmi.gov.tr/FILES/tahmin/RETS-kitapcik.pdf.
- Dua, M., Manwell, J.F., McGowan, J.G.**, 2008. Utility Scale Wind Turbines on a Grid-Connected Island: A Feasibility Study. Department of Mechanical and Industrial Engineering, Renewable Energy Research Laboratory (RERL), University of Massachusetts. ABD
- E.ON**, 2010. E.ON Offshore Wind Energy Factbook- E.ON Climate & Renewables
- EÜAŞ**, 2011. Elektrik Üretim Sektör Raporu, Elektrik Üretim Anonim Şirketi. http://www.euas.gov.tr/_EUAS/Images/Birimler/apk/EUAS-Sektor_Raporu2010.pdf
- EWEA**, 2009. The Economics of Wind Energy. http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Economics_of_Wind_Energy__March_2009_.pdf
- EWEA**, 2011. The European Offshore Wind Industry – Key Trends and Statistics: 1st Half 2011, European Wind Energy Association.

http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Offshore_Statistics/20112707OffshoreStats.pdf

EWEA, 2011. The European Offshore Wind Industry Key Trends and Statistics 2010, European Wind Energy Association.

http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Offshore_Statistics/110120_Offshore_stats_Exec_Sum.pdf

EWEA, 2011. Wind in Power - 2010 European Statistics, http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/statistics/EWEA_Annual_Statistics_2010.pdf

Gaudiosi, G., 1999. Offshore Wind Energy Prospects. ENEA, Department of Energy. İtalya

GWEC, 2011. Global Wind Report - Annual Market Update 2010 <http://www.gwec.net/index.php?id=180>

Hansen, L.H., Madsen, P.H., Blaabjerg, F., Christensen, H.C., Lindhard, U., Eskildsen, K., 2001. Generators and Power Electronics Technology for Wind Turbines. Industrial Electronics Society, IECON '01. The 27th Annual Conference of the IEEE 29 Nov.-2 Dec. 2001, Vol. 3, pp.2000 – 2005.

Hau, E., 2006. Wind Turbines – Fundamentals, Technologies, Application, Economics 2nd Edition With 552 Figures and 101 Tables. Springer. Almanya

Johnson, G. L., 2001. Wind Energy Systems, Electronic Edition, Manhattan, KS

Malkoç, Y., 2008. Rüzgar Enerjisi Kaynaklarımız, Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü. (EİE)

Malhotra, S., 2010. Design and Construction Considerations for Offshore Wind Turbine Foundations New York Issue No. 65 • Volume XXII PB Network.http://www.pbworld.com/pdfs/publications/pb_network/pbnetwork65.pdf

Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L., 2002. Wind Energy Explained-Theory, Design and Application, John Wiley & Sons Ltd University of Massachusetts, Amherst, USA.

Markard, J., Petersen, R., 2009. The Offshore Trend: Structural Changes In The Wind Power Sector. Cirrus - Innovation Research in Utility Sectors, Eawag, Swiss Federal Institute for Aquatic Science and Technology. İsviçre

Mukund R. Patel, 1999. Wind and Solar Power System, CRC Press, New York

Nielsen, P., 2003. Offshore Wind Energy Projects Feasibility Study Guidelines. SEAWIND- ALTENER PROJECT.

ODE, 2007. Study of The Costs of Offshore Wind Generation- A Report to the Renewables Advisory Board (RAB) & DTI

Ragheb, M., 2011. Orography and Wind Turbine Siting

- Ragheb, M.**, 2011. Optimal Rotor Tip Speed Ratio
- SWEP**, 2009. San Francisco Offshore Wind Farm Analysis Preliminary Report
Stanford Solar and Wind Energy Project Stanford University
- Snyder, B., Kaiser, M.J.**, 2009. Ecological and Economic Cost-Benefit Analysis of
Offshore Wind Energy. LSU Center for Energy Studies, Energy Coast
and Environment Building. ABD
- WAsP**, 2010. Program Help Files, Denmark
- WWEA**, 2011. World Wind Energy Report 2010, World Wind Energy Association.
http://www.wwindea.org/home/images/stories/pdfs/worldwindenergyreport2010_s.pdf.
- WWEA**, 2011. World Wind Energy Half-year Report 2011, World Wind Energy
Association.
http://wwindea.org/home/images/stories/publications/half_year_report_2011_wwea.pdf
- Yıldız, A., Toker, V.**, 2001. Gökçeada-Bozcaada-Çanakkale (KD Ege Denizi)
Üçgenindeki Dip Sedimanlarında Güncel diatomeler
- Url-1** < <http://www.oil-price.net/> >, Alındığı Tarih: 25.09.2011
- Url-2** <<http://www.wwindea.org/home/images/stories/Information%20Center/Final/New%20Folder/Europe1/main.swf>>, Alındığı Tarih: 25.09.2011
- Url-3** < <http://www.srh.noaa.gov/jetstream//synoptic/wind.htm> >, Alındığı Tarih:
30.09.2011
- Url-4** <http://www.siemens.com.tr/web/1885-13816-1-1/siemens_urunler___cozumler/enerji/ruzgar_turbinleri/swt-3_6-107>,
Alındığı Tarih:13.10.2011
- Url-5** <http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/ruzgar/ruzgar_en_hak.html>
Alındığı Tarih: 22.10.2011
- Url-6** < http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/ruzgar/Turkiye_RES.html>
Alındığı Tarih: 22.10.2011
- Url-7** <<http://www.epdk.gov.tr/web/elektrik-piyasasi-dairesi>> Alındığı Tarih:
25.10.2011
- Url-8** <<http://www.lorc.dk/Knowledge/Offshore-renewables-map/Offshore-wind-farms?sortby=Country&sortby2=&sortorder=asc>> Alındığı Tarih: 27.10.2011
- Url-9** <<http://www.turkishgreek.org/karasula.htm>> Alındığı Tarih: 02.11.2011
- Url-10** < <http://newenergynews.blogspot.com/2010/09/cost-of-offshore-wind-from-may-11.html> Alındığı Tarih: 28.11.2011
- Url-11** < <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/ee.html>>
Alındığı Tarih: 04.12.2011

ÖZGEÇMİŞ



Ad Soyad: Barış GÜZEL

Doğum Yeri ve Tarihi: Kocaeli, 12.07.1986

Adres: Mimar Sinan Mah. Kuşoğlu yokuşu Sok. Yıldırım Apt.
27/1 Toygarhamza - Üsküdar/İSTANBUL

Lisans Üniversitesi: Marmara Üniversitesi Makine Mühendisliği