

**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ**

**RÜZGAR ENERJİSİ YATIRIMLARINDAKİ RİSK FAKTÖRLERİ VE  
ENERJİ ÜRETİMİ ÖNGÖRÜSÜNDE RÜZGAR ÖLÇÜM VERİSİNİN ETKİSİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Ata Mert TOKER**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Programı**

**Tez Danışmanı: Prof. Dr. Önder GÜLER**

**ARALIK 2017**



**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ**

**RÜZGAR ENERJİSİ YATIRIMLARINDAKİ RİSK FAKTÖRLERİ VE  
ENERJİ ÜRETİMİ ÖNGÖRÜSÜNDE RÜZGAR ÖLÇÜM VERİSİNİN ETKİSİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Ata Mert TOKER  
(301131035)**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Programı**

**Tez Danışmanı: Prof. Dr. Önder GÜLER**

**ARALIK 2017**



İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 301131035 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi Ata Mert TOKER, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “RÜZGAR ENERJİSİ YATIRIMLARINDAKİ RİSK FAKTÖRLERİ VE ENERJİ ÜRETİMİ ÖNGÖRÜSÜNDE RÜZGAR ÖLÇÜM VERİSİNİN ETKİSİ” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

**Tez Danışmanı :** **Prof. Dr. Önder GÜLER** .....

İstanbul Teknik Üniversitesi

**Jüri Üyeleri :** **Yrd. Doç. Dr. Burak Barutçu** .....

İstanbul Teknik Üniversitesi

**Doç. Dr. Ozan Erdiñ** .....

Yıldız Teknik Üniversitesi

**Teslim Tarihi** : **15 Kasım 2017**  
**Savunma Tarihi** : **11 Aralık 2017**



## ÖNSÖZ

Bilgi ve tecrübesi ile çalışmam boyunca beni yönlendiren ve yardımcı olan tez danışmanım, sayın hocam Prof. Dr. Önder Güler'e, bu zaman zarfında ilgi ve desteklerini esirgemeyen değerli arkadaşlarım Ergin Kükrer ve Egemen Özgen'e teşekkürlerimi sunarım.

Her zaman olduğu gibi bu süreçte de bana güç veren ve inanan sevgili aileme sonsuz teşekkür ediyorum.

Son olarak, bu çalışmanın ilerleyişine başından sonuna kadar tanıklık etmiş, motivasyonumun kayb olduğu her anda sevgi ve özveriyle bana destek olan ve cesaretlendiren sevgili Ayşenur Coşkun'a teşekkür ederim.

Kasım 2017

Ata Mert Toker  
Makine Mühendisi





## İÇİNDEKİLER

### Sayfa

ÖNSÖZ.....	v
İÇİNDEKİLER .....	vii
KISALTMALAR .....	ix
SEMBOLLER .....	xi
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xiii
ÖZET.....	xvii
SUMMARY .....	xix
<b>1. GİRİŞ .....</b>	<b>1</b>
<b>2. DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE RÜZGAR ENERJİSİ.....</b>	<b>5</b>
2.1 Dünyada Rüzgar Enerjisi .....	5
2.2 Türkiye'de Rüzgar Enerjisi .....	6
<b>3. RÜZGAR ENERJİSİ YATIRIMLARI PROJE SÜRECİ VE MALİYETLERİ</b> .....	<b>11</b>
3.1 Rüzgar Enerjisi Yatırımları Proje Süreci.....	11
3.2 Rüzgar Enerjisi Santrallerinin İlk Yatırım ve İşletme Maliyetleri .....	13
<b>4. RÜZGAR ENERJİSİ YATIRIMLARI RİSK FAKTÖRLERİNİN</b> <b>İNCELENMESİ.....</b>	<b>15</b>
4.1 Rüzgar Ölçüm Verisi Kaynaklı Riskler.....	15
4.2 Simulasyon Programı Kaynaklı Riskler .....	20
4.3 Saha Jeolojisi Kaynaklı Riskler.....	22
4.4 Çevresel Etkiler ve Toplumsal Kabullenme .....	24
4.4.1 Gürültü etkisi.....	26
4.4.2 Görsel etki .....	28
4.4.3 Doğal yaşama olan etki .....	31
4.5 Doğal Afetler.....	32
4.5.1 Deprem ve tsunami .....	32
4.5.2 Fırtına ve kasırgalar .....	33
4.5.3 Yıldırım çarpması .....	35
4.5.4 Buzlanma .....	36
4.6 Mevzuatsal Riskler .....	38
4.7 Ekipman Temini Kaynaklı Riskler.....	41
<b>5. ENERJİ ÜRETİMİ ÖNGÖRÜSÜNDE RÜZGAR ÖLÇÜM VERİSİNİN</b> <b>ETKİSİ .....</b>	<b>45</b>
5.1 Çalışmada Seçilen Rüzgar Enerjisi Santralının Coğrafi Konumu ve Genel Özellikleri .....	45
5.2 Saha Rüzgar Ölçüm Verisinin İncelenmesi.....	46
5.2.1 Aylık ortalama rüzgar hızlarının incelenmesi .....	47
5.2.2 Mevsimsel ortalama rüzgar hızlarının incelenmesi .....	48
5.3 Çalışmada Kullanılan Santralin WAsP Modeli Kurulumu .....	49
5.3.1 Bölge topoğrafik haritasının oluşturulması, ölçüm direği ve rüzgar türbinlerinin konumlandırılması.....	49

5.3.2 Bölge pürüzlülük haritasının oluşturulması .....	49
5.3.3 Santralde kullanılan rüzgar türbinin incelenmesi.....	51
5.4 WAsP Programından Elde Edilen Sonuçlar .....	51
5.4.1 Durum 1: 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan 6 aylık ölçüm verisiyle yapılan WAsP analizi.....	52
5.4.2 Durum 2: 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan 12 aylık ölçüm verisiyle yapılan WAsP analizi.....	55
5.4.3 Durum 3: 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan 18 aylık ölçüm verisiyle yapılan WAsP analizi.....	57
5.4.4 Durum-4: 60 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan 6 aylık ölçüm verisiyle yapılan WAsP analizi.....	59
5.4.5 Durum-5: 60 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan 12 aylık ölçüm verisiyle yapılan WAsP analizi.....	61
5.4.6 Durum-6: 60 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan 18 aylık ölçüm verisiyle yapılan WAsP analizi.....	61
5.5 WAsP Sonuçlarının Santralin Gerçek Üretim Değerleriyle Karşılaştırılması .	63
5.6 Maliyet Analizi.....	67
<b>6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....</b>	<b>73</b>
<b>KAYNAKLAR.....</b>	<b>77</b>
<b>ÖZGEÇMİŞ.....</b>	<b>81</b>

## KISALTMALAR

<b>ÇED</b>	: Çevresel Etki Değerlendirmesi
<b>CFD</b>	: Computational Fluid Dynamics
<b>DEWI</b>	: German Wind Energy Institute
<b>EWEA</b>	: European Wind Energy Association
<b>EPDK</b>	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
<b>GÖS</b>	: Geri Ödeme Süresi
<b>GWEC</b>	: Global Wind Energy Council
<b>MGM</b>	: Meteoroloji Genel Müdürlüğü
<b>REPA</b>	: Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası
<b>RES</b>	: Rüzgar Enerjisi Santrali
<b>TCMB</b>	: Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası
<b>TEA</b>	: Teknik Etkileşim Analizi
<b>TEİAŞ</b>	: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.
<b>TUREB</b>	: Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği
<b>YEGM</b>	: Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü
<b>YEKA</b>	: Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları Yönetmeliği
<b>WAsP</b>	: Wind Atlas Analysis and Application Program



## SEMBOLLER

<b>f</b>	: Frekans
<b>k</b>	: Weibull Şekil parametresi
<b>P</b>	: G¼¼ yoğunluğu
<b>Re</b>	: Reynolds Sayısı
<b>U</b>	: Ortalama r¼¼zgar hızı





## ÇİZELGE LİSTESİ

### Sayfa

Çizelge 2.1 : Rüzgar enerjisi kurulu gücünün ülkelere göre dağılımı, 2016 .....	6
Çizelge 2.2 : 50 m yükseklikte Türkiye kara rüzgar potansiyeli.....	8
Çizelge 3.1 : 2 MW kapasiteli bir rüzgar türbininin ortalama ilk yatırım maliyeti....	13
Çizelge 4.1 : İrlanda Malin Head Meteorolojik İstasyonu en düşük ve en yüksek yıllık ortalama rüzgar hızına sahip yılların enerji üretimlerinin karşılaştırılması.....	18
Çizelge 4.2 : İrlanda Malin Head Meteorolojik İstasyonu en düşük ve en yüksek ortalama rüzgar hızına sahip ardışık 3 yıllık periyotların enerji süretilerinin karşılaştırılması.....	19
Çizelge 4.3 : Rüzgar santrali yıllık gerçek enerji üretimi, WAsP ve WindSim enerji üretimi öngörülerini.....	21
Çizelge 4.4 : SARES 2011 yıllık enerji üretimi, WAsP ve WindSim enerji üretimi öngörülerini.....	22
Çizelge 4.5 : Rüzgar santralleri kurulumu için yapılan jeolojik çalışmalarının mevcut durumu ve çalışmada getirilen öneri.....	24
Çizelge 4.6 : Rüzgar enerjisine yönelik toplumsal karşıtlığın nedenleri.....	25
Çizelge 4.7 : Rüzgar türbini gürültü seviyeleri ve dağılımı.....	27
Çizelge 4.8 : Bazı aktivitelere ve cihazlara ait gürültü seviyeleri .....	27
Çizelge 4.9 : Bazı anket katılımcılarının yenilebilir enerji yatırımlarındaki risk faktörleri üzerine açık görüşleri. ....	39
Çizelge 5.1 : Ölçüm direğinin ve türbinlerin bulunduğu yükseklikler.....	45
Çizelge 5.2 : 60 m yükseklikteki aylık ortalama rüzgar hızları.....	47
Çizelge 5.3 : Bölge özelliklerine göre pürüzlülük sınıfları.....	50
Çizelge 5.4 : Kullanılan ölçüm verisine göre durum tanımlamaları.....	52
Çizelge 5.5 : Durum 1 – Sektörlere göre rüzgar frekansı, ortalama hız ve güç yoğunlu dağılımı. ....	53
Çizelge 5.6 : Durum 1 - WAsP'tan elde edilen yıllık enerji üretimi ve iz kaybı oranları. ....	55
Çizelge 5.7 : Durum 2 - Sektörlere göre rüzgar frekansı, ortalama hız ve güç yoğunlu dağılımı. ....	56
Çizelge 5.8 : Durum 2 - WAsP'tan elde edilen yıllık enerji üretimi ve iz kaybı oranları. ....	57
Çizelge 5.9 : Durum 3 - Sektörlere göre rüzgar frekansı, ortalama hız ve güç yoğunlu dağılımı. ....	58
Çizelge 5.10 : Durum 3 - WAsP'tan elde edilen yıllık enerji üretimi ve iz kaybı oranları. ....	59
Çizelge 5.11 : Durum 4 - WAsP'tan elde edilen yıllık enerji üretimi.....	60
Çizelge 5.12 : Durum 5 - WAsP'tan elde edilen yıllık enerji üretimi.....	61
Çizelge 5.13 : Durum 6 - WAsP'tan elde edilen yıllık enerji üretimi.....	62

<b>Çizelge 5.14</b> : Tüm senaryolar için elde edilen enerji üretimi tahminleri ile santral enerji üretiminin karşılaştırılması.....	66
<b>Çizelge 5.15</b> : Tüm senaryolar için elde edilen enerji üretimi tahminleri ile santral enerji üretimi arasındaki bağıl hata oranları.....	67
<b>Çizelge 5.16</b> : Çalışmada kullanılan rüzgar enerjisi santralının (20 MW) ilk yatırım maliyeti.....	67
<b>Çizelge 5.17</b> : Çalışmada kullanılan rüzgar enerjisi santralının (20 MW) ilk yatırım maliyeti ve yıllık giderleri.....	68
<b>Çizelge 5.18</b> : Çalışmada kullanılan rüzgar santralının gerçek enerji üretimine ve 6 farklı durum için elde edilen enerji üretimi öngörülerine göre oluşturulan gelir-gider dağılımı ve hesaplanan geri ödeme süreleri. .	70
<b>Çizelge 5.19</b> : CO <sub>2</sub> satışının yapılacağı düşünülerek, çalışmada kullanılan rüzgar santralının gerçek enerji üretimine ve 6 farklı durum için elde edilen enerji tahmini değerlerine göre oluşturulan gelir-gider dağılımı ve hesaplanan geri ödeme süreleri. ....	71
<b>Çizelge 6.1</b> : Rüzgar santralının gerçek enerji üretimine ve 6 farklı durumdan elde edilen öngörülere göre bağıl hatalar ve geri ödeme süreleri.....	75



## ŞEKİL LİSTESİ

### Sayfa

Şekil 1.1 : Dünya yenilenebilir enerji kümülatif kurulu gücü ve yıllık büyüme oranları, 2000-2015.....	2
Şekil 1.2 : Dünya geneli elektrik enerjisi üretimi, 2015.....	2
Şekil 2.1 : Dünya rüzgar enerjisi kurulu gücü gelişimi, 2001-2016.....	5
Şekil 2.2 : Türkiye’de elektrik enerjisi kurulu gücü, TEİAŞ 13.07.2017.....	7
Şekil 2.3 : Türkiye’de elektrik üretimi, TEİAŞ 13.07.2017.....	7
Şekil 2.4 : Türkiye rüzgar enerjisi santralleri kümülatif kurulum, 2007-2016.....	8
Şekil 2.5 : İşletmede olan RES’lerin bölgelere göre dağılımı, Ocak 2017.....	9
Şekil 3.1 : Rüzgar enerjisi yatırımları proje süreci .....	11
Şekil 3.2 : 1997-2001 Almanya - Rüzgar enerjisi santralleri işletme ve bakım giderleri dağılımı.....	14
Şekil 4.1 : Rüzgar ölçüm istasyonu şematik gösterimi.....	17
Şekil 4.2 : İrlanda Malin Head Meteoroloji İstasyonu 1979-1998 yılları arası yıllık ortalama rüzgar hızı değişimi.....	18
Şekil 4.3 : Lake Benton Rüzgar Santrali 2000 – 2010 yılları arası enerji üretimi değerleri.....	20
Şekil 4.4 : Rüzgar türbini sayısına ve görüş mesafesi uzaklığına bağlı olarak görsel etki.....	29
Şekil 4.5 : Bir rüzgar türbinin gözlemciyle arasındaki mesafeye bağlı olarak görsel olarak değerlendirilmesi.....	30
Şekil 4.6 : Rüzgar türbini sayısının gözlemci üzerinde yarattığı etki.....	30
Şekil 4.7 : Türkiye göçmen kuş rotaları.....	32
Şekil 4.8 : Japonya Summit Santrali, depremden dolayı yaşanan hasar.....	33
Şekil 4.9 : Honghaiwan rüzgar çiftliği, Usagi Kasırgası sonrası.....	34
Şekil 4.10 : Ardrossan Rüzgar Santrali kasırga hasarı.....	34
Şekil 4.11 : İngiltere Blyht Harbour Denizaşırı Rüzgar Santrali’nde yıldırımdan dolayı yaşanan hasar.....	36
Şekil 4.12 : Türbin kanatlarındaki farklı buz kalınlıkları için güç kaybı karşılaştırmaları.....	37
Şekil 4.13 : Değişen mevzuatlar ile yatırım sürecinin değişimi.....	39
Şekil 4.14 : Türbin üreticilerinin 2016 yılı pazar payı, küresel.....	42
Şekil 4.15 : Türkiye toplam kurulu gücünün türbin markalarına göre dağılımı.....	43
Şekil 5.1 : Çalışmada kullanılan rüzgar santralinin saha yerleşimi.....	46
Şekil 5.2 : 60 m yükseklikteki aylık ortalama rüzgar hızı değişimi. ....	48
Şekil 5.3 : 60 m yükseklikteki mevsimsel ortalama rüzgar hızı değişimi. ....	49
Şekil 5.4 : Proje sahasının pürüzlülük haritası.....	50
Şekil 5.5 : Rüzgar türbini güç eğrisi grafiği. ....	51
Şekil 5.6 : Durum 1’e ait rüzgar gülü ve weibull dağılımı.....	53
Şekil 5.7 : Durum 1’in bölge güç yoğunluğu haritası ve rüzgar santralinin mikrokonuşlandırması.....	54

<b>Şekil 5.8</b> : Durum 2'ye ait rüzgar gülü ve weibull dağılımı. ....	56
<b>Şekil 5.9</b> : Durum 3'e ait rüzgar gülü ve weibull dağılımı. ....	58
<b>Şekil 5.10</b> : Durum-4 için bölge güç yoğunluğu haritası.....	60
<b>Şekil 5.11</b> : 18 aylık ölçüm verilerine ait weibull dağılımları. ....	62
<b>Şekil 5.12</b> : 10 dakikalık ve 60 dakikalık ortalama rüzgar hızlarının incelenmesi ....	64



# RÜZGAR ENERJİSİ YATIRIMLARINDAKİ RİSK FAKTÖRLERİ VE ENERJİ ÜRETİMİ ÖNGÖRÜSÜNDE RÜZGAR ÖLÇÜM VERİSİNİN ETKİSİ

## ÖZET

Dünya enerji ihtiyacının gün geçtikçe artması, fosil yakıtların kaynak olarak sınırlılığı ve olumsuz çevresel etkileri nedeniyle alternatif enerji kaynaklarına olan yönelim artmaktadır. Bu noktada rüzgar enerjisi, güneş enerjisi, biyokütle enerjisi gibi yenilenebilir enerji çeşitleri ön plana çıkmakta, ülkelerin enerji politikaları 21. yüzyılda bu alanlardaki kurulu güçleri arttırmaya yönelik olarak şekillenmektedir. Yenilenebilir enerji alanındaki yıllık büyüme oranları incelendiğinde; özellikle rüzgar enerjisinin 2000’li yıllarla beraber yükselişe geçtiği, yapılan yatırımların büyüklük ve sayı olarak arttığı gözlemlenmektedir. Bu durum rüzgar enerjisi yatırımlarının iyi analiz edilmesini ve doğru stratejilerle hayata geçirilmesini gerektirmektedir. Bu doğrultuda yola çıkan bu çalışmanın ana amacı; rüzgar enerjisi yatırımlarında karşılaşılabilecek riskleri değerlendirmek, enerji üretimi öngörüsü hesaplarında rüzgar ölçüm verisinin etkisini araştırmaktır.

Çalışmanın ilk kısmında, amaç ve kapsamın belirtildiği giriş bölümü yer almaktadır. İkinci kısımda rüzgar enerjisinin dünyada ve Türkiye’deki gelişimi ve son durumu istatistiki bilgiler yardımıyla incelenmiştir. Tezin üçüncü kısmında, rüzgar enerjisi yatırımları proje süreci anlatılmakta, santrallerin ilk yatırım ve işletme maliyetleri hakkında bilgi verilmektedir.

Tezin dördüncü kısmında rüzgar enerjisi yatırımlarındaki risk faktörleri değerlendirilmektedir. Bu kısımda yapılan literatür araştırmasında rüzgar ölçüm verisi, simulasyon programları, saha jeolojisi, çevresel etkiler ve toplumsal kabullenme, doğal afetler, mevzuatlar ve ekipman temini kapsamında oluşabilecek riskler incelenmektedir.

Tezin beşinci kısmında rüzgar ölçüm verisinin enerji üretimi öngörüsü hesapları üzerindeki etkisi araştırılmaktadır. Öngörü hesapları için lineer akış modelli WAsP programı kullanılmıştır. Çalışma için, aktif işletme halinde olan bir rüzgar santralının proje geliştirme aşamasında toplanan rüzgar ölçüm verisi ve santralin bir yıllık enerji üretimi değerleri temin edilmiştir. Rüzgar santrali 40 MW kurulu güce sahiptir ve 16 adet 2,5 MW’lık türbinden oluşmaktadır. 8 adet türbine ait üretim verileri elde edilebildiği için çalışma santralin 20 MW’lık kısmı için gerçekleştirilmiştir. Rüzgar santralının rüzgar ölçümü işlemi 18 ay süreyle, 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarının kaydedilmesiyle, 60 m yükseklikten gerçekleştirilmiştir. Tez çalışması için bu veri ilk 6 ay, ilk 12 ay ve 18 ayın tamamı olmak üzere üçe bölünerek ölçüm süresi uzunluğu bazında üç farklı senaryo oluşturulmuştur. Bu ölçüm sürelerinde 10 dk ve 60 dk olmak üzere iki farklı ortalama rüzgar hızı alma aralığı kullanılarak toplamda altı farklı veri kümesi yaratılmıştır. Oluşturulan veri kümelerinin kullanımıyla rüzgar santralının WAsP analizleri gerçekleştirilmiştir.

2014 yılı boyunca 8 adet türbinden elde edilen gerçek enerji üretimi 52881 MWh'tır. Enerji üretimi verisi incelenerek arızalardan kaynaklı duruşlar tespit edilmiş ve bu duruşlardan dolayı oluşan kaybın yıllık 3822 MWh olduğu hesaplanmıştır. Yapılan karşılaştırmalarda, ölçüm verisinin enerji üretimi öngörüsü üzerindeki etkisini daha iyi bir şekilde görmek amacıyla, santralin yıllık enerji üretimi için 56703 MWh değeri baz alınmıştır.

Santral yıllık enerji üretimine en yakın sonuçlar 18 aylık ölçüm verilerinin kullanıldığı durumlardan, %6,1 (10 dk'lık) ve %6,8 (60 dk'lık) hata oranlarıyla elde edilmiştir. İlk 12 aylık ölçüm verilerinin kullanımıyla %12,0 (10 dk'lık) ile %12,8 (60 dk'lık) hata oranlarına sahip sonuçlara ulaşılmaktadır. İlk 6 aylık verilerin kullanımıyla ise gerçek enerji üretimine göre, %22'lere varan sapma oranlarıyla, oldukça farklı sonuçlar elde edilmektedir. Bunun nedeni 6 aylık ölçümlerin sadece kış ve ilkbahar aylarına ait rüzgar verilerini içermesi, rüzgar hızlarında yaşanan mevsimsel etkilerin göz önünde bulundurulmayışı olarak ifade edilebilir.

Aynı uzunluktaki ölçüm sürelerinde, 10 dk'lık ortalamaların, 60 dk'lık ortalamalara göre daha iyi sonuçlar verdiği görülmektedir. Çalışmada kullanılan iki farklı ortalama rüzgar hızı alma aralığı arasında, yıllık enerji üretimi öngörüsü bazında gözlemlenen farklar en fazla %1,2 mertebesinde. Bu çalışma özelinde ortalama alma aralığının sonuçları büyük ölçekte etkilemediği ifade edilebilir. Değişik bölgeler için yapılan çalışmalarda farklı sonuçlara ulaşılabilir.

Santralin gerçek enerji üretimi değerleriyle hesaplanan geri ödeme süresi 8,8 yıldır. Bu değere en yakın sonuçlar 18 ay uzunluktaki 10 dk'lık ölçüm verilerinin kullanıldığı senaryodan 8,2 yıl olarak elde edilmiştir. En büyük sapmayı gösteren durum ise 6,9 yıl geri ödeme süresine sahip 6 aylık 60 dk'lık ölçüm verisinin kullanıldığı durumdur. Enerji üretimi öngörüsü hesaplarının doğruluğu açısından, rüzgar ölçümü işleminin uzun periyotlu olarak, kısa ortalama alma aralıklarıyla gerçekleştirilmesi bu noktada oluşabilecek riskleri oldukça azaltacaktır.

# **RISK FACTORS IN WIND ENERGY INVESTMENTS AND THE EFFECT OF WIND MEASUREMENT ON ESTIMATING ENERGY PRODUCTION**

## **SUMMARY**

Due to increase in global energy need day by day, limited resources of fossil fuels and their negative effects on environment, tendency to use alternative energy sources is increasing. At this point, renewable energy sources including solar energy, wind energy, biomass energy, have become crucial. Furthermore, energy policies of the countries has been shaped to increase the installed capacities in this field. When annual growth rate of the renewable energy is analyzed in 2000's, it is obviously seen that the number and the amount of the wind energy investments have been rising. This requires wind energy investments to be realized through detailed analyses and right strategies. The major aim of this study is to evaluate risk factors in wind energy investments and to investigate the effect of wind measurement data on estimating wind energy production.

In the first chapter of the thesis, the goal and the scope of the study are defined. In the following chapter, the development and the current status of the wind energy in world and in Turkey are presented through the statistical information. In the third chapter, the phases of wind energy projects are explained. Wind projects consist of three phases including project development, construction and operation. The process of developing lasts 4-5 years. The construction period is minimum 1 year. The operation of onshore wind farms continues during 20 years. Since winds are less turbulent over the sea, technical lifetime of offshore wind farms is 25 years. After reviewing projects phases in detail, the investment and operating costs of wind plants are investigated in this section. The cost structure of wind projects are more capital intensive compared to fossil energy plants. 75% of the total cost can be composed of equipments. When it comes to the operational phase, it could be said with certainty that the operation and maintenance costs of offshore wind plants are more than the onshore ones.

Project risks are defined as uncertainties that are caused by unexpected conditions and have an adverse impact on project parameters such as cost, time and quality. In the fourth chapter of the thesis, the risk factors in wind energy investmens are examined within the scope of wind measurement data, wind resource assessment programmes, site geology, environmental impacts and social acceptance, natural disasters, regulations and equipment procurement. For instance, wind measurement is used to estimate 20-25 years production of the wind farms. This requires that wind speed measurement has to be performed properly to see the exact wind conditions of the potential site. On the other hand, softwares, which are used for wind resource assessment, represent a risk for the feasibility studies as well. WASP, WindPro, WindSim, WindFarmer, Windographer, Homer are the main softwares which are used in the wind industry and it can be stated that behaviour of the models may differ depending on terrain complexity. Enviromental impacts and social acceptance should

definitely be taken into account for wind investments. Such factors can even end up with cancellation of the projects. Another risk factor which needs to be evaluated during project development is natural disasters including earthquake, tsunami, hurricanes, lightning and icing. Long periods of downtimes, which cause a loss of revenue due to these factors, may occur. In the worst case, it is probable to face with major damages on vulnerable equipments of the wind plants. Furthermore, uncertainties pertaining to site geology, regulations and equipment procurement should be taken into consideration. It is significant to follow effective risk management strategies for all specified risks in order to reduce their negative effects for the wind investments.

After reviewing literature, a case study is followed to investigate the effect of wind measurement data on estimating wind energy production. An actively operating wind plant has been used for this study. The wind farm consists of 16 wind turbines, a nominal power of 2.5 MW. Total installed capacity of the plant is 40 MW. Since the annual production data has been provided only for 8 turbines, this study has been carried out with 20 MW section of the plant. The average altitude of the project site is approximately 1600 m. 18-month of measurement from 60 m mast was available. Data have been collected between December, 2009 and May, 2011 with 10-min intervals and it covers 6 seasonal periods including 2 winter, 2 spring, 1 summer and 1 autumn. Highest wind speeds have been detected in winter periods. WAsP, which is a wind simulation software based on linear flow model, has been used to estimate power production. In order to provide input for WAsP analyses, six different wind data have been derived by changing the measurement duration length and intervals. For this study, three different scenarios have been created based on the measurement duration length by dividing these data into three periods, namely the first 6-month, the first 12-month and the whole 18-month. By using two different intervals, 10-min and 60-min, for each three periods, six different measurement data have been generated in total. WAsP has been run with six different meteorological data and energy production predictions have been obtained. These values have been compared with the actual energy production of the wind farm.

Annual energy produced by 8 turbines is 52881 MWh in 2014. When production data are analyzed, it was seen that there is 3822 MWh energy loss during 2014 due to downtimes. This annual loss value, which had been calculated by using nacelle anemometer measurements and turbine power curve, has been added to actual output (52881 MWh) in order to see the effect of measurement data on energy predictions clearly. Therefore, 56703 MWh has been taken as a final value to make following comparisons.

On the basis of annual energy production, it has been found that optimum results are obtained from the cases using the data of 18-month period with relative errors of using the data of first 12-month period have resulted with 12.0% (10-min int.) – 12.8% (60-min int.) relative errors. Since the data of first 6-month period cover only 2 seasons, WAsP predictions are quite different compared to the actual production of the wind farm.

When the wind data, which have same period but different averaging intervals, are compared to each other, it is seen that 10-minute interval data have resulted better. On the basis of annual wind energy estimation, the difference between two different intervals is at the rate of 1.2%. It can be stated that the averaging interval does not have a considerable impact on the results of this study. Different results can be obtained in other studies conducted for different regions.

Payback period has been calculated as 8.8 years by using plant's energy outputs. It has been found that optimum result has been obtained from the case using 18-month period with 10-min intervals, as payback period of 8.2 year. The case using first 6-month period with 60-min intervals has a payback period of 6.9 year and showed largest deviation. It is crucial to state that in wind energy projects, working with long-term measurement data collected with short intervals will considerably reduce the risks in terms of accurateness of the calculations of energy production estimations.







## 1. GİRİŞ

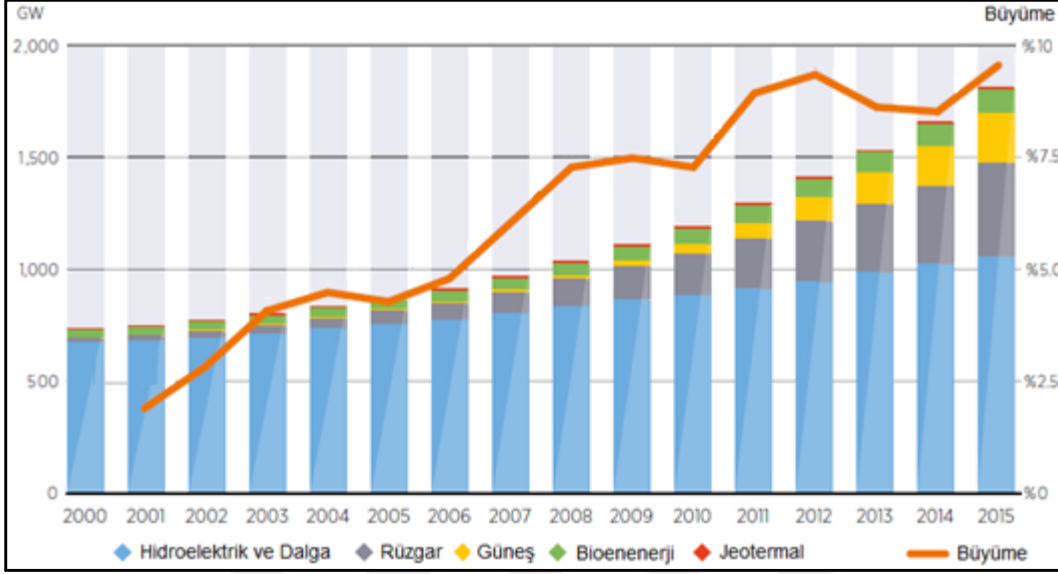
Dünya genelinde yaşanan ekonomik ve teknolojik gelişmeler elektrik talebinde önemli bir artışa neden olmaktadır. Dünya popülasyonunun eksponansiyel artışı; inşaat, otomotiv, tekstil ve gıda gibi büyük sanayi kollarında yaşanan büyümeler elektrik talebindeki yükselişin önemli nedenlerinden sadece birkaçıdır [1].

Son 30 yıllık zaman diliminde küresel ekonomi her yıl %3,3 büyürken, elektrik talebindeki yıllık artışın %3,6 seviyesinde ilerlediği görülmektedir. Artan dünya nüfusu ve sanayiyle beraber alternatif enerji kaynaklarına olan yönelim paralel olarak artmakta, bu kaynakların teknolojik olarak gelişimi gerekliliği söz konusu olmaktadır [2].

Bu noktada, fosil yakıt rezervlerinin uzun vadedeki sınırlılığı ve olumsuz çevresel etkileri değerlendirildiğinde yenilenebilir enerji ön plana çıkmaktadır. Yenilenebilir enerji çeşitleri; güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, jeotermal enerji, hidrolik enerji, biyokütle enerjisi ve hidrojen enerjisi olarak sıralanabilir. Yenilenebilir enerji ülkelerin enerji bağımsızlıklarını elde etmesi noktasında da önemli bir görev üstlenmektedir. ABD, Japonya, Çin, Brezilya gibi gelişmiş ve gelişmekte olan birçok ülke bu alandaki yatırımlarını arttırmaktadır [3].

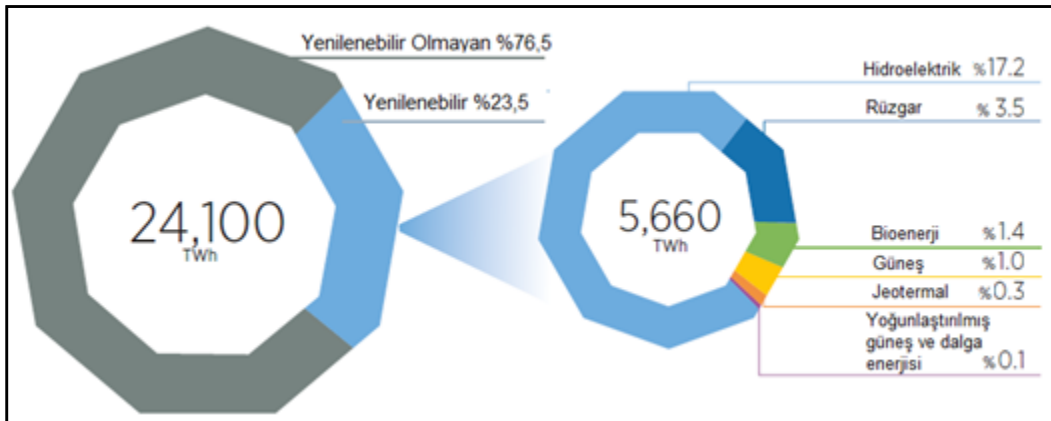
2015 yılı sonu itibariyle küresel anlamda, elektrik enerjisi üretimi için kullanılan yenilenebilir enerji santrallerinin toplam kurulu gücü 1849 GW'dir. Bu değer içerisinde hidroelektrik santralleri 1064 GW, rüzgar enerjisi santralleri 433 GW, güneş enerjisi santralleri 227 GW kurulu güce sahiptir. Enerji sektöründeki yıllık kapasite artışları incelendiğinde; 2012 yılına kadar fosil ve nükleer yakıtlı enerji santrallerinin yenilenebilir enerjiye göre üstünlük sağladığı ifade edilebilir. Fakat 2012 yılından itibaren sektördeki eğilimin değiştiği, yenilenebilir enerji alanında yapılan yıllık kapasite artışlarının konvansiyonel sistemlere göre daha fazla olduğu gözlemlenmektedir. 2015 yılındaki kurulu güç ilaveleri yenilenebilir enerji için 154 GW, fosil ve nükleer yakıtlı sistemler içinse 97 GW olarak raporlanmıştır. Yenilenebilir enerji alanında 2015 yılında yapılan 154 GW'lık yatırımın büyük bir

bölümünü rüzgar enerjisi santralleri (66 GW) ve güneş enerjisi santralleri (47 GW) oluşturmaktadır. Şekil 1.1’de dünya yenilenebilir enerji kümülatif kuruluşu ve yıllara göre büyüme oranları yer almaktadır.



**Şekil 1.1 :** Dünya yenilenebilir enerji kümülatif kuruluşu ve yıllık büyüme oranları, 2000-2015 [4].

Şekil 1.2’de görüldüğü üzere 2015 yılında dünya genelinde toplam 24100 TWh elektrik enerjisi üretilmiştir. Bu değerın 5660 TWh’la %23,5’i yenilenebilir enerji santralleri tarafından sağlanmıştır. Bu dilim içerisinde hidroelektrik santraller %17,2’yle lider konumdadır. Hidroelektrik enerjisini rüzgar ve güneş enerjisi santralleri izlemektedir.



**Şekil 1.2 :** Dünya geneli elektrik enerjisi üretimi, 2015 [4].

Yenilenebilir enerji santrallerinin elektrik üretimindeki payının her yıl giderek arttığı, bu alandaki kapasite artışları incelendiğinde yatırımların daha çok rüzgar enerjisi

üzerinde yoğunlaştığı gözlemlenmektedir. Ülkelerin enerji politikalarında rüzgar enerjisinden elektrik üretimini arttırmaya yönelik adımlar atılmaktadır. 2016 yılı itibariyle elektrik üretimi amaçlı kullanılan dünya rüzgar enerjisi kurulu gücü 486749 MW'tır. 2014'te Global Wind Energy Council (GWEC) tarafından yapılan gelecek projeksiyonunda bu değerin 2020 yılında 610979 MW, 2030 yılında 964465 MW, 2040 yılında ise 1324814 MW olması beklenmektedir [5]. Beklenen kurulu güç artışı yatırımların daha doğru stratejilerle hayata geçirilmesini gerektirmektedir. Bu noktada projeler için yapılan risk analizleri büyük önem taşımaktadır.

Tez çalışmasının literatür araştırması kısmında rüzgar enerjisi yatırımlarında karşılaşılabilecek risk faktörleri incelenmektedir. Bu bölümde ilk olarak rüzgar santrallerinin proje süreci ve santrallerin ilk yatırım ve işletme maliyetleri üzerinde durulmuştur. Ardından rüzgar ölçüm verisi, enerji üretimi öngörüsünde kullanılan bilgisayar programları, saha jeolojisi, çevresel etki, toplumsal kabullenme, doğal afetler, mevzuatlar ve ekipman temini bağlamında oluşabilecek riskler incelenmiştir.

Hesaplama bölümünde rüzgar ölçüm verisinin; ölçüm süresi uzunluğu ve ortalama rüzgar hızı alma aralığı parametrelerine bağlı olarak enerji üretimi öngörüsü hesapları üzerindeki etkisi araştırılmaktadır. Tez çalışması aktif olarak işletilen bir rüzgar santrali üzerinde gerçekleştirilmiştir. Enerji üretimi öngörüsü hesaplarında Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) yazılımı kullanılmıştır. Yapılan WAsP analizlerinden elde edilen enerji üretimi öngörülerıyla santralin enerji üretimi değeri karşılaştırılmış, ölçüm verisindeki bu iki parametrenin fizibilite üzerindeki etkisi geri ödeme süresi yöntemi kullanılarak incelenmiştir.

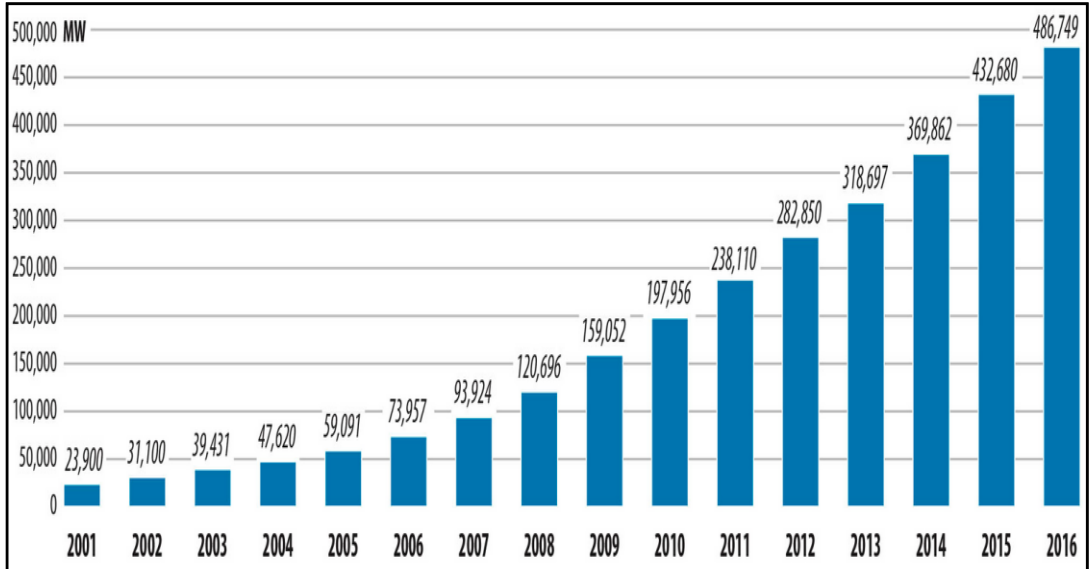


## 2. DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE RÜZGAR ENERJİSİ

### 2.1 Dünyada Rüzgar Enerjisi

20. yüzyıl dünya elektrik ihtiyacının ağırlıklı olarak fosil yakıtlarla sağlandığı bir yüzyıl olmuştur. Bu dönemde petrolün ucuz olması ve kolay elde edilebilmesinden dolayı rüzgar, güneş gibi alternatif kaynakların değerlendirilmesine ve gelişimine etkin bir katkı sağlanamamıştır. 1961'de Roma'da ABD tarafından düzenlenen uluslararası bir konferansla önemi vurgulanan rüzgar enerjisi, 1973'te yaşanan petrol kriziyle artarak önem kazanmaya başlamış, özellikle bu dönemde Almanya rüzgar türbini geliştirme çalışmalarını hızlandırmıştır [1].

1995'te yaklaşık 5000 MW olan dünya toplam kurulu güç kapasitesi 2016 yılı sonunda 486749 MW'a ulaşmıştır. 2000'li yıllarla beraber rüzgar enerjisi dünya genelinde yükseliş eğilimine girmiştir. 2016 yılı dünya toplam kurulu gücünün 2001 yılına kıyasla 19 kat arttığı görülmektedir. Rüzgar enerjisi dünya kurulu gücünün yıllara göre gelişimi Şekil 2.1'de yer almaktadır.



Şekil 2.1 : Dünya rüzgar enerjisi kurulu gücü gelişimi, 2001-2016 [6].

2016 yılı sonu itibariyle tüm dünya ülkeleri arasındaki dağılımda Çin 168690 MW'la dünya kurulu rüzgar enerjisi kapasitesinin %34,7'sini oluşturmaktadır. İkinci sırada

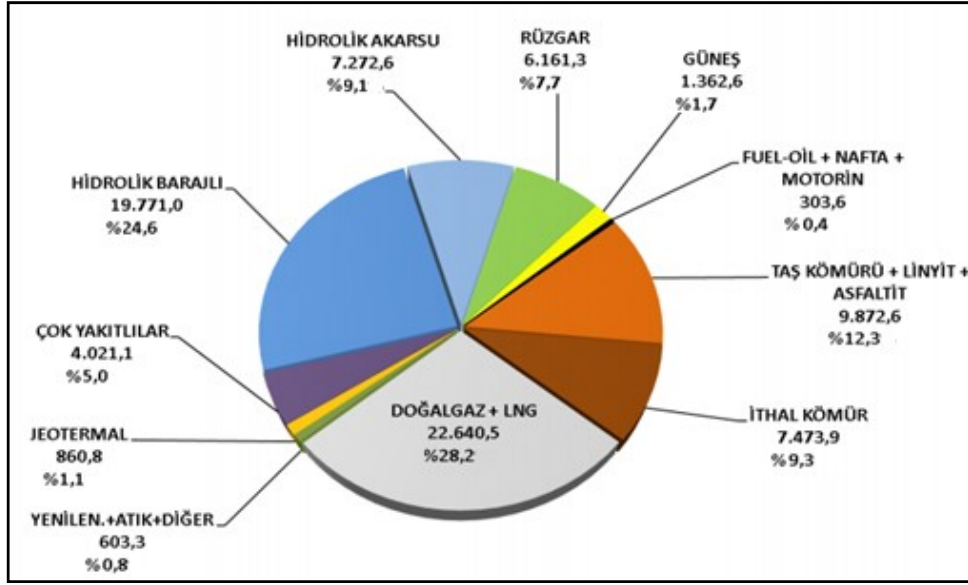
bulunan ABD 82184 MW, üçüncü sırada bulunan Almanya ise 50018 MW kurulu güce sahiptir. Çizelge 2.1’de kurulu gücü en yüksek ilk on ülke sunulmaktadır.

**Çizelge 2.1 :** Rüzgar enerjisi kurulu gücünün ülkelere göre dağılımı, 2016 [6].

Ülke	Kurulu Güç [MW]	Yüzde [%]
Çin	168690	34,7
ABD	82184	16,9
Almanya	50018	10,3
Hindistan	28700	5,9
İspanya	23074	4,7
İngiltere	14543	3,0
Fransa	12066	2,5
Kanada	11900	2,4
Brezilya	10740	2,2
İtalya	9257	1,9
Diğer Dünya Ülkeleri	75577	15,5
Küresel Toplam	486749	100

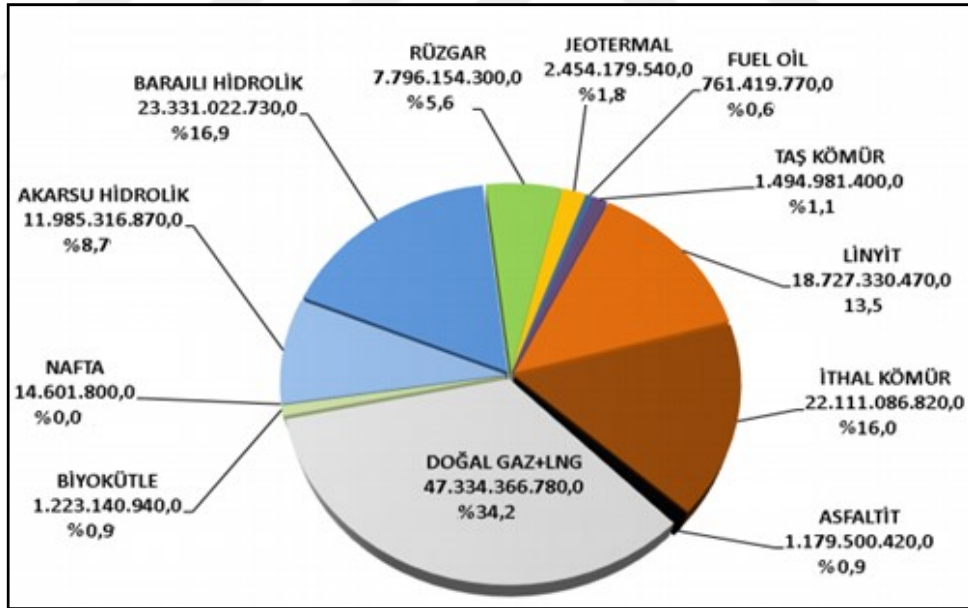
## 2.2 Türkiye’de Rüzgar Enerjisi

Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücünün büyük bir kısmını kömür, linyit, doğal gaz ve fuel oil gibi fosil kaynaklar kullanan termal enerji santralleri oluşturmaktadır. Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) 2017 Haziran sonu verilerine göre Türkiye’de toplam elektrik enerjisi kurulu gücü 80343 MW, rüzgar enerjisi toplam kurulu gücü ise Şekil 2.2’de sunulduğu üzere 6161 MW’tır. 2023 yılındaki toplam kurulu güç ise 20000 MW olarak hedeflenmektedir.



Şekil 2.2 : Türkiye’de elektrik enerjisi kurulu gücü, TEİAŞ 13.07.2017 [7].

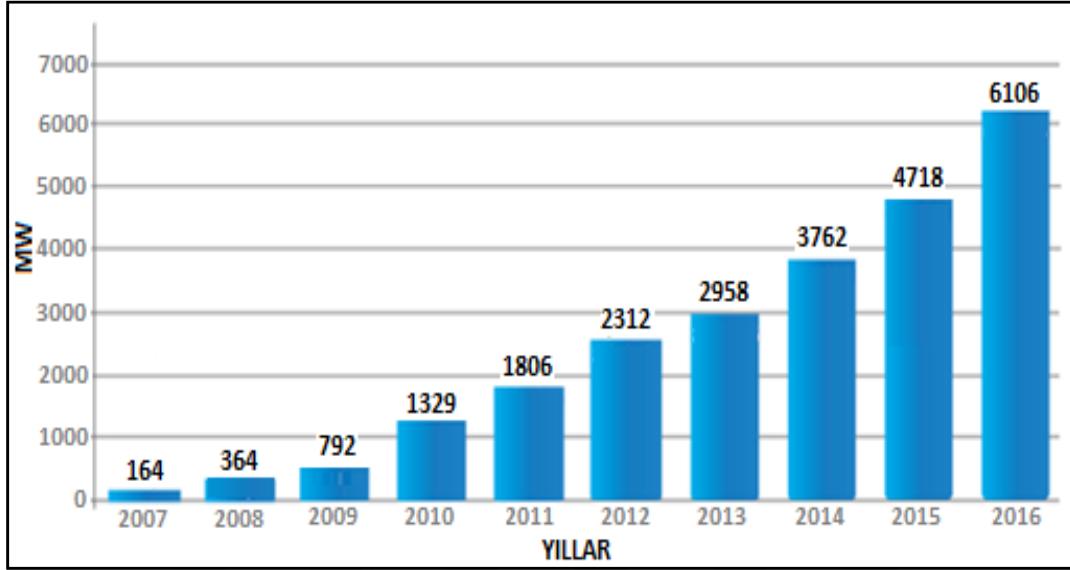
Şekil 2.3’te görüldüğü üzere Türkiye genelinde üretilen 138413101840 kWh enerjinin 7796154300 kWh’ı rüzgar enerjisi santralleri tarafından sağlanmaktadır. Bu değer %5,6’lık dilime denk gelmektedir.



Şekil 2.3 : Türkiye’de elektrik üretimi, TEİAŞ 13.07.2017 [7].

Şekil 2.4 incelediğinde; Türkiye’de rüzgar enerjisi sektörünün her yıl en az %25’lik bir büyüme eğiliminde olduğu gözlemlenmektedir. Özellikle Haziran 2014 – Haziran 2016 arasındaki 24 aylık sürede rekor büyüme kaydedilmiştir. Türkiye bu 24 aylık dilim içerisinde kapasitesini mevcut kurulu gücüne oranla %50 artırmış, bu zaman

diliminde mevcut kurulu gücüne oranla en çok büyüyen ülkeler arasında Brezilya ve Çin'den sonra üçüncü sırada yer almıştır.



**Şekil 2.4 :** Türkiye rüzgar enerjisi santralleri kümülatif kurulum, 2007-2016 [8].

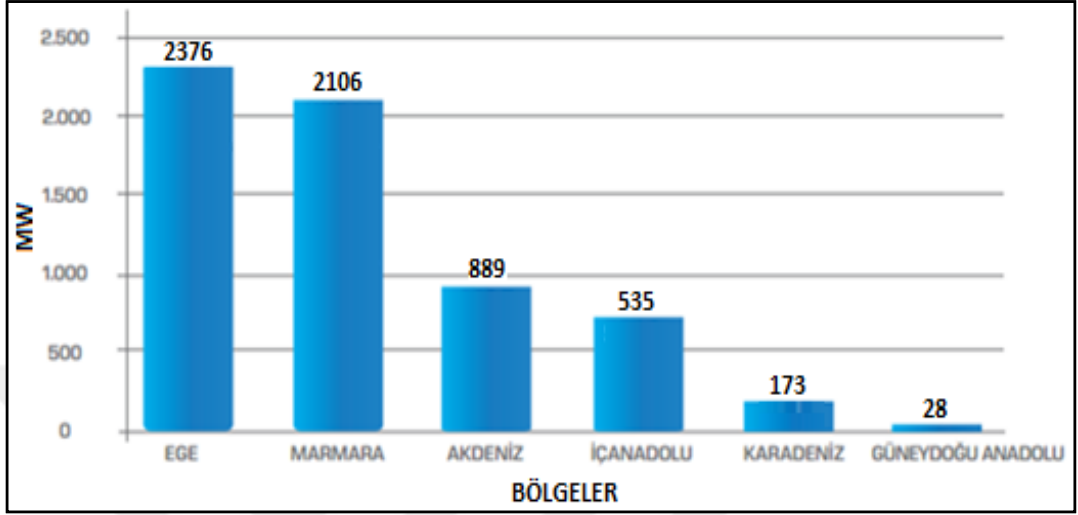
Türkiye’de rüzgar enerjisini geliştirmek amacıyla Meteoroloji Genel Müdürlüğü (MGM), Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (YEGM) tarafından çalışmalar yürütülmektedir. Bu alandaki önemli çalışmalardan biri 2006 yılında yapılan Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası’nın (REPA) çıkarılmasıdır. REPA kuruluma aday bölgeleri belirlemekte fayda sağlamakta ve yatırımlar için bir altyapı niteliği taşımaktadır. Ekonomik bir rüzgar enerjisi santrali (RES) yatırımı için 50 m yükseklikte ortalama 7,0 m/s ve üzerindeki rüzgar hızlarına ihtiyaç vardır. Bu kriter referans alındığında Türkiye toplam rüzgar enerji potansiyeli 48000 MW olarak belirlenmiştir [9]. Çizelge 2.2’de 50 m yükseklikte Türkiye kara rüzgar potansiyeli yer almaktadır.

**Çizelge 2.2 :** 50 m yükseklikte Türkiye kara rüzgar potansiyeli [9].

Rüzgâr Hızı [m/s]	Toplam Potansiyel [MW]
6.5-7.0	83906,96
7.0-7.5	29259,36
7.5-8.0	12994,32
8.0-9.0	5399,92
>9.0	195,84
Toplam	131756,4



2017 Ocak itibariyle Türkiye rüzgar enerjisi kurulu güç dağılımı bölgelere göre incelendiğinde Ege Bölgesi 2376 MW'la birinci sırada, Marmara Bölgesi 2106 MW'la ikinci sırada yer almaktadır. Bu bölgeleri Akdeniz ve İç Anadolu Bölgeleri izlemektedir. Şekil 2.5'te bölgelere göre kurulu güç dağılımı grafiği sunulmaktadır.



Şekil 2.5 : İşletmede olan RES'lerin bölgelere göre dağılımı, Ocak 2017 [8].

İşletmedeki rüzgar enerjisi santrallerinin illere göre dağılımında, İzmir 1169,4 MW kurulu güçle ilk sıradadır. Balıkesir 1104,45 MW'la ikinci, Manisa ise 639,15 MW'la üçüncü sırada yer almaktadır [8].

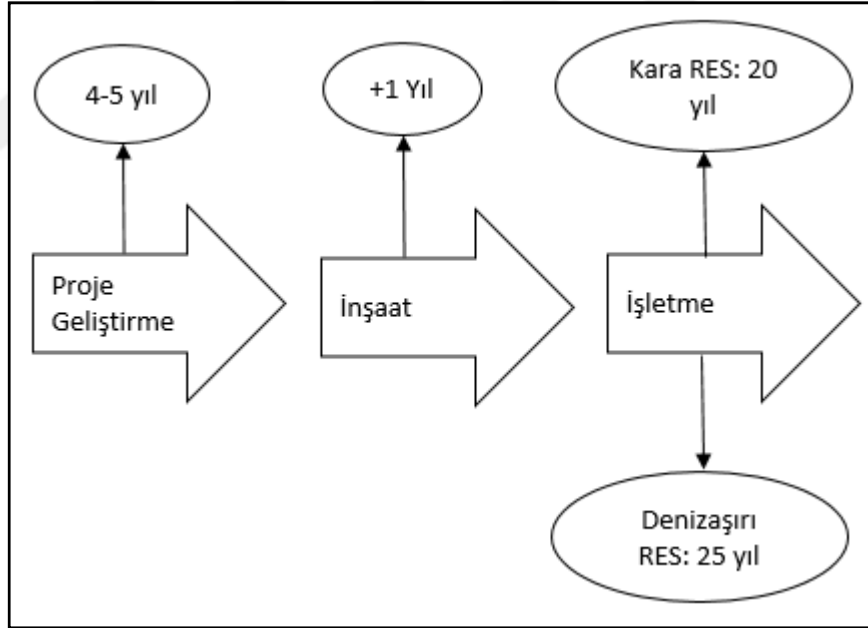
Türkiye'nin 50 m yükseklikte 6,5 m/s üstü deniz aşırı rüzgar enerjisi potansiyeli 17393,20 MW'tır. Denizaşırı santraller rüzgar hızı, yüzey pürüzlülüğü ve çevresel etki olarak kara santrallerine göre daha avantajlı olmasına rağmen ilk yatırım ve işletme maliyetleri daha yüksektir. 2016 yılı sonu itibariyle Türkiye'ye işletmede olan bir denizaşırı rüzgar santrali bulunmamaktadır.



### 3. RÜZGAR ENERJİSİ YATIRIMLARI PROJE SÜRECİ VE MALİYETLERİ

#### 3.1 Rüzgar Enerjisi Yatırımları Proje Süreci

Rüzgar enerjisi projeleri; geliştirme, inşaat ve işletme süreci aşamalarından oluşmaktadır. Proje geliştirme süreci 4-5 yıl, inşaat süreci minimum 1 yıl, işletme süresi ise kara rüzgar santralleri için 20 yıl, denizaşırı rüzgar santralleri için ise 25 yıldır. Denizaşırı rüzgar santralleri işletme süresindeki 5 yıllık fazlalık denizde oluşan rüzgarların daha az türbülanslı olmasından kaynaklanmaktadır. Bu etken türbin ömrünü olumlu yönde etkilemektedir [10]. Şekil 3.1’de rüzgar santralleri proje süreci şematik olarak yer almaktadır.



Şekil 3.1 : Rüzgar enerjisi yatırımları proje süreci.

Proje geliştirme süreci rüzgar enerjisi potansiyeli yüksek olabilecek sahaların araştırılmasıyla başlamaktadır. Araştırma için ilk aşamada uydu verileri ve meteorolojik veriler kullanılmaktadır. Saha belirlenirken arazinin sık ormanlık alanlara, askeri alanlara, yerleşim yerlerine ve lisansı alınmış başka bir enerji projesine ev sahipliği yapıp yapmadığı dikkate alınmalıdır. Saha jeolojisi incelenerek

arazinin santral kurulumuna uygun olup olmadığı değerlendirilmelidir. Göz önünde bulundurulması gereken bir diğer parametre ise mevcut trafo merkezlerine ve elektrik iletim hatlarına olan uzaklıktır [11].

Potansiyel saha belirlendikten sonra gerekli izinler alınarak sahaya ölçüm direği kurulumu yapılır. Santral sahasının topografik karmaşıklığına göre bir ya da daha fazla noktadan ölçüm alınması gerekebilir. Ölçüm işlemi en az 1 yıl süreyle 10 dakikalık aralıklarla gerçekleştirilmelidir [12]. Ölçümde kullanılacak ekipmanlar uluslararası kuruluşlardan onaylı ve sertifikalı olmalıdır [11].

Rüzgar ölçüm verisi toplandıktan sonra sahanın rüzgar enerji potansiyeli tespiti yapılmaktadır. WAsP, WindPro, WindSim gibi bilgisayar programları kullanılarak arazi topografik yapısı modellenmekte ve ölçüm verileri programa entegre edilmektedir. Enerji yoğunluğu yüksek alanlar dikkate alınarak mikrokonuşlandırma işlemi gerçekleştirilir. Program çıktısı olarak, kurulması planlanan rüzgar santraline ait tahmini yıllık ortalama enerji üretimi değerleri elde edilmektedir.

Arazinin enerji potansiyeli tespiti yapıldıktan sonra detaylı bir fizibilite çalışmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Proje ömrü boyunca elde edilecek gelirler ve giderler hesaplanarak finansal analiz gerçekleştirilir. Proje fizibilitesi yatırımcının beklentilerini karşılayacak düzeyde ise gerekli izinlerin alınması ve lisans işlemleri için çalışmalar başlatılmaktadır. Gerekli izin ve onayların alınması süreci yatırımcılar tarafından uzun ve zorlu bir süreç olarak tanımlanmaktadır. İzin ve onay süreçlerine paralel olarak, yatırımın sosyal kabullenirliğinin sağlanması için proje bölge halkına anlatılmalıdır. Proje geliştirme fazı yaklaşık 4-5 bir yıllık süreyi kapsadığından finansal analiz; gelişen süreçler içerisinde devamlı olarak güncellenmelidir. Örneğin; izin ve onay sürecinde yaşanan bir problem, yerel halk tarafından yapılan bir hukuksal itiraz veya elektrik fiyatlarındaki değişimler gibi birçok parametre proje fizibilitesini doğrudan etkilemektedir.

Gerekli tüm izin ve onaylar alındıktan sonra yatırımın detaylı tasarım projesinin tamamlanması için çalışılmaktadır. Bu aşamada proje için kullanılacak tüm teknik ekipmanların özellikleri belirlenir, projenin şebeke bağlantısına, elektrik işlerine, inşaat işlerine ve işletme sürecine ait tüm detaylar netleştirilerek son bir kârlılık analizi gerçekleştirilir. Kârlılık analizi sonuçları yatırımcı tarafından pozitif yönde yorumlandığı takdirde kesin yatırım kararı verilmekte ve projenin inşaat aşamasına geçilmektedir.

Rüzgar enerjisi yatırımlarında inşaat aşaması milyon TL'lerin harcandığı yatırımın artık fiziki olarak hayata geçtiği minimum 1 yıllık bir süreçtir. Detaylı saha keşifleri yapıldıktan sonra ilk olarak şantiye ulaşım yolları yapımına başlanmaktadır. Böylelikle inşaat için kullanılacak araçların şantiye sahasına erişimi sağlanmaktadır. Ulaşım yolları inşası bittikten sonra türbinlerin dikilmesi için kullanılacak olan vinç yataklarının yapımı gerçekleştirilir ve türbin temelleri inşasına başlanır. Büyük ölçekli bir türbin temeli için 40-45 kamyonluk beton gerekli olabilmektedir. Türbin temellerinin ardından elektrik işleri yapımına başlanır. Son olarak türbinlerin dikim işlemleri ve montajları tamamlanmaktadır. Büyük ölçekli bir rüzgar türbini komponentlerinin taşınması için 10-15 arası kamyonu ihtiyaç duyulabilmektedir. Türbin kuleleri, her birinin uzunluğu 25-30 m olan 3 parçaya bölünmüş bir halde özel treylerlerle taşınmaktadır [13].

Proje inşaatı tamamlandıktan sonra test ve devreye alma işlemleri yapılmaktadır. Bu kısım genelde türbin imalatçısının sorumluluğu altında gerçekleştirilir. Devreye alma işlemleri tamamlandıktan sonra projenin işletme süreci başlamaktadır.

### 3.2 Rüzgar Enerjisi Santrallerinin İlk Yatırım ve İşletme Maliyetleri

Rüzgar enerjisi santralleri fosil yakıtlı enerji santrallerine kıyasla sermaye yoğunluklu bir maliyet yapısına sahiptir. Rüzgar enerjisi santrallerinde toplam maliyetin ortalama %75'lik dilimi türbin, türbin temelleri, elektrik tesisatı ve şebeke bağlantısı gibi ilk yatırım maliyetlerinden oluşmaktadır. Doğalgaz santrallerinde ise maliyetin %40-70'lik bölümü yakıt, işletme ve bakım giderlerinden meydana gelmektedir [10]. Çizelge 3.1'de 2 MW kapasiteli bir türbin için ortalama ilk yatırım maliyetleri yer almaktadır.

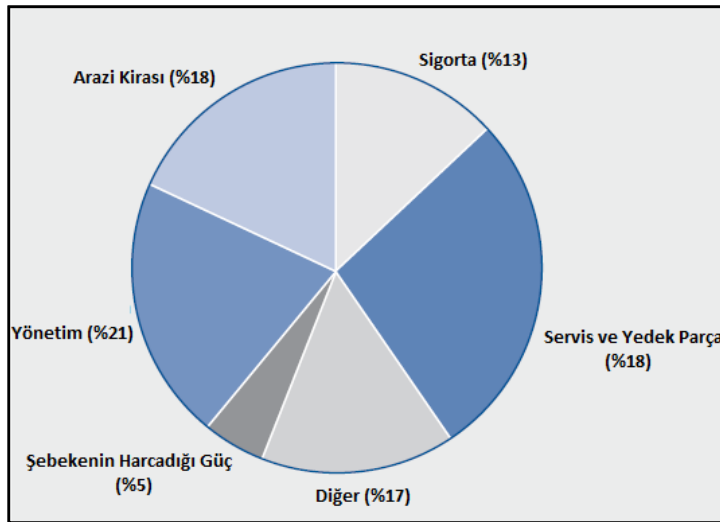
**Çizelge 3.1** : 2 MW kapasiteli bir rüzgar türbininin ortalama ilk yatırım maliyeti [10].

	<b>Yatırım [1000 € / MW]</b>	<b>Toplam Maliyet İçindeki Oranı [%]</b>
Türbin	928	75,6
Şebeke Bağlantısı	109	8,9
Türbin Temeli	80	6,5
Arazi Kirası	48	3,9

**Çizelge 3.1 (devam) :** 2 MW kapasiteli bir rüzgar türbinin ortalama ilk yatırım maliyeti [10].

	Yatırım [1000€ / MW]	Toplam Maliyet İçindeki Oranı [%]
Elektrik Tesisatı	18	1,5
Proje ve Mühendislik	15	1,2
Finansal Giderler	15	1,2
Yol Yapımı	11	0,9
Kontrol Sistemi	4	0,3
Toplam	1228	100

İşletme ve bakım giderleri; sigorta, düzenli bakım, onarım, yedek parça, yönetim giderleri ve arazi kirası kalemlerinden oluşmaktadır. 1997–2001 yılları arasında German Wind Energy Institute (DEWI) tarafından Almanya’da yapılan çalışmada türbinlerde meydana gelen problemlerin ilk iki yıl içinde garanti kapsamında karşılandığı ifade edilmiş, bu iki yıl için işletme ve bakım giderlerinin toplam yatırım maliyetinin içinde %2-3’lük bir dilimi kapsadığı belirtilmiştir. 6 yıldan sonra ise bu değer artarak toplam yatırım bedelinin %5’lik bir bölümünü oluşturmaktadır. Şekil 3.2’de çalışma sonucunda elde edilen işletme ve bakım giderleri dağılımı yer almaktadır. Kara rüzgar santralleri işletme ve bakım giderleri kWh başına 1,2–1,5 c€ arasında değişmektedir [10].



**Şekil 3.2 :** 1997-2001 Almanya - Rüzgar enerjisi santralleri işletme ve bakım giderleri dağılımı [10].

#### **4. RÜZGAR ENERJİSİ YATIRIMLARI RİSK FAKTÖRLERİNİN İNCELENMESİ**

Proje riskleri; beklenmedik olaylar ya da koşullar nedeniyle oluşan, maliyet, zaman, kalite gibi proje parametrelerini etkileyen belirsizlikler olarak tanımlanmaktadır [14]. Bu riskler proje performansı ve kârlılığı üzerinde negatif etkilere sahip olabilmektedir [15]. Projenin başarılı bir şekilde tamamlanması için detaylı risk değerlendirmeleri gereklidir. Bu konuda yapılan birçok çalışma mevcuttur. Agrawal yaptığı çalışmada rüzgar enerjisi yatırımları için; politik riskler, mevzuatsal riskler, kredi riskleri, pazarsal riskler, inşaat riskleri, santral performans riskleri, finansal riskler, hukuki riskler ve doğal afetler olarak toplam dokuz risk faktörü tanımlamıştır [16]. Rambo ise teknolojik riskler, pazarsal riskler, yüksek kredi faizleri, mevzuat değişiklikleri üzerine yoğunlaşmaktadır [17].

Bu çalışmanın literatür kısmında rüzgar ölçüm verisi, enerji üretimi tahmininde kullanılan simulasyon programları, saha jeolojisi, çevresel etki, toplumsal kabullenme, doğal afetler, mevzuatlar ve ekipman temini bağlamında oluşabilecek riskler incelenmektedir.

##### **4.1 Rüzgar Ölçüm Verisi Kaynaklı Riskler**

Rüzgar santralleri projelerinde ilk adım aday sahanın meteorolojik verilerinin toplanması, rüzgar verisi ölçümlerinin yapılmasıdır. Bu aşama projenin en önemli fazlarından birini oluşturmaktadır. Doğru enerji üretimi ve fizibilite hesabı için arazi meteorolojik verilerinin doğru ve eksiksiz bir şekilde ölçülmesi ve analiz edilmesi gerekmektedir [18].

Ortalama rüzgar hızı tahmininde %10'luk bir sapma, enerji potansiyeli hesabında %30 veya daha büyük sapmalara neden olabilir [19].

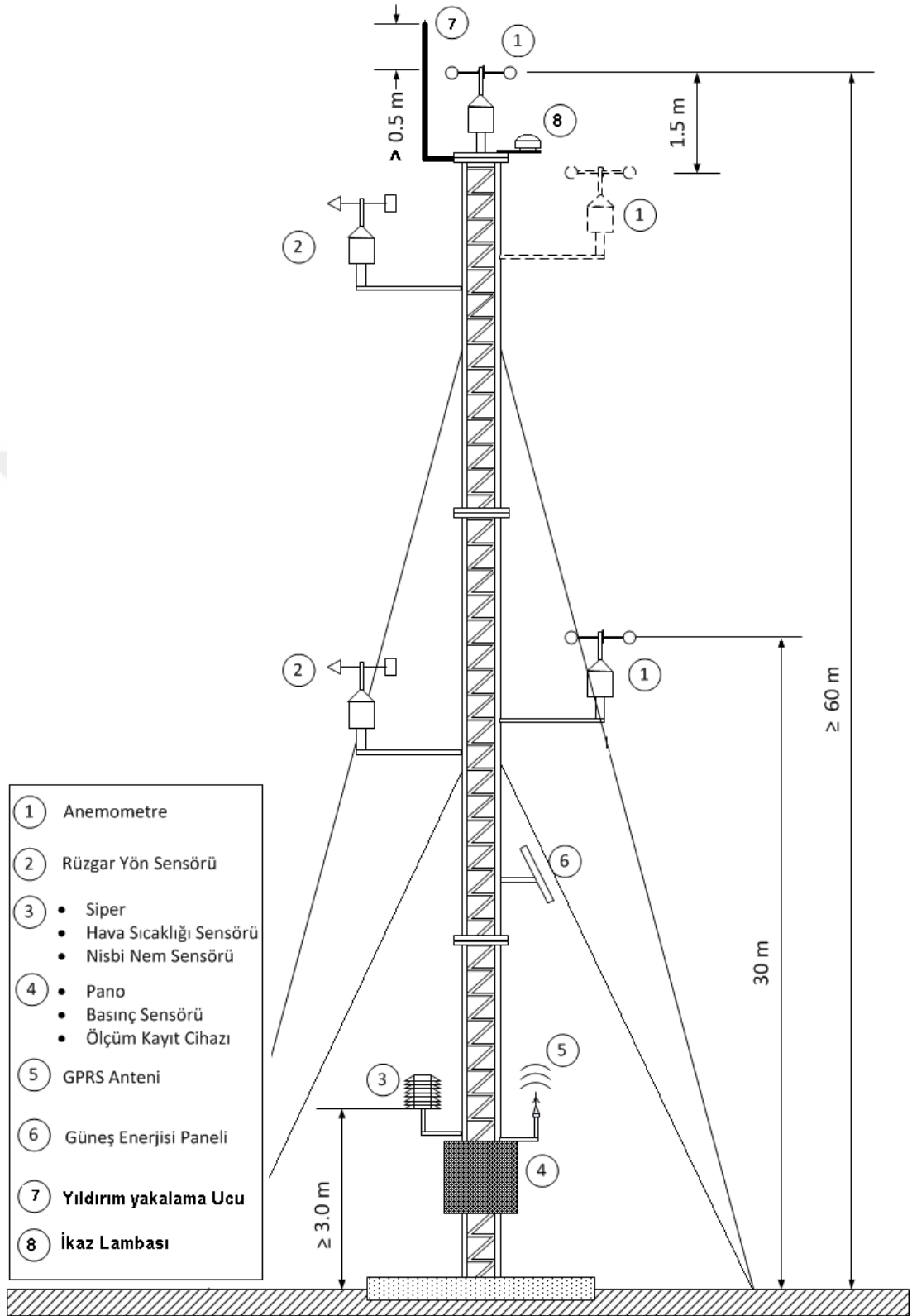
Toplanan meteorolojik veriler; sahanın yatırıma uygun olup olmadığı, eğer uygunsa türbin sayısı, türbin tipi ve türbin lokasyonlarını belirleme konusunda en önemli etkindir.

Sahadan veri toplanması işi sahaya dikilen rüzgar ölçüm direkleriyle gerçekleştirilir. Ölçüm alınması gereken noktalar dolayısıyla ölçüm direklerinin yerleri, sayısı ve kurulacak direklerin yükseklikleri proje alanının büyüklüğüne, sahanın topolojik ve orografik karmaşıklığına, sahada bulunan ağaç ve benzeri engellere bağlı olarak belirlenmektedir. Ölçüm fazında tüm bu parametreler değerlendirilerek optimum noktalara yerleştirilen ve optimum yüksekliğe sahip ölçüm direkleriyle veri toplama işlemi gerçekleştirilmelidir. [20].

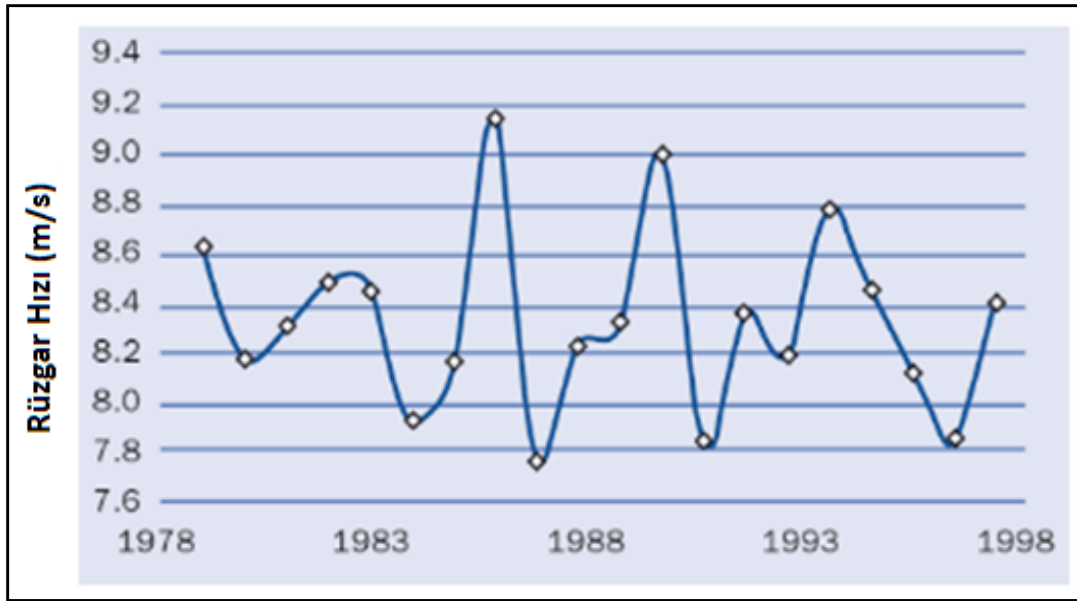
Ölçüm direklerinin boyları 120 m yüksekliklerine kadar ulaşabilmektedir. Orman ve Su İşleri Bakanlığı Meteoroloji Genel Müdürlüğü tarafından yayınlanan 2012/01 No'lu Tebliğ'de projelerde boyu en az 60 m olan ölçüm direklerinin kullanılması gerektiği belirtilmiştir. Şekil 4.1'de 60 m yüksekliğindeki bir rüzgar ölçüm istasyonu şematik olarak verilmektedir. Şekilde görüldüğü üzere, ölçüm istasyonlarında 30 m yükseklikte ve direğin en üst seviyesinde konumlandırılmak üzere en az iki anemometre ve iki rüzgar yön sensörü kullanılmalıdır. Ölçülmesi gereken diğer parametreler ise sıcaklık, nem ve basınç verileridir. Rüzgar ölçüm işlemi en az 1 yıl süreyle 10 dakikalık aralıklarla yapılması gerekmektedir [12]. Çalışılan bölgeye bağlı olarak rüzgar hızları mevsimsel ve yıllık olarak farklılıklar gösterebilir.

European Wind Energy Association (EWEA) tarafından yapılan çalışmada, İrlanda Malin Head bölgesinde 20 yıl süreyle ölçüm gerçekleştiren meteoroloji istasyonunun verileri analiz edilmiştir. Şekil 4.2'de Malin Head Meteoroloji İstasyonu'nun yıllara göre ortalama rüzgar hızları yer almaktadır. 20 yıllık süreçte minimum yıllık rüzgar ortalama hızı 1987 yılında 7,77 m/s olarak kaydedilirken, maksimum yıllık rüzgar ortalama hızı 1986 yılında gerçekleşmiş ve 9,16 m/s olarak raporlanmıştır. 20 yılın ortalama rüzgar hızı ise 8,33 m/s'dir. Rüzgar hızı referans alındığında minimum yıl, 20 yıllık ortalama değerden %6,7, maksimum yıl %10'luk bir sapma göstermiştir. Malin Head Meteoroloji İstasyonu'nun kurulu olduğu bu bölgede 10 MW kapasiteli bir enerji santralinin olması durumu incelenmiştir. Bu bağlamda Çizelge 4.1'de maksimum, minimum ve ortalama yılların enerji üretimleri karşılaştırılması yapılmıştır [21].





Şekil 4.1 : Rüzgar ölçüm istasyonu şematik gösterimi [12].



**Şekil 4.2 :** İrlanda Malin Head Meteoroloji İstasyonu 1979-1998 yılları arası yıllık ortalama rüzgar hızı değişimi [21].

Malin Head Meteoroloji İstasyonu'na ait verilerle yapılan bu çalışmada; 1987 yılına ait yıllık ortalama 7,77 m/s rüzgar hızıyla 29491 MWh/yıl enerji üretimi ön görülürken, 1986 yılındaki 9,16 m/s ortalama hızla 37413 MWh/yıl enerji üretimi hesaplanmıştır. 20 yılın ortalaması 8,33 m/s rüzgar hızı değeriyle ise 32847 MWh/yıl enerji üretimi tahmin edilmektedir. Maksimum yıl ortalama yıla kıyasla %14 pozitif, minimum yıl %10'luk negatif sapma göstermiştir [21].

**Çizelge 4.1 :** İrlanda Malin Head Meteorolojik İstasyonu en düşük ve en yüksek yıllık ortalama rüzgar hızına sahip yılların enerji üretimlerinin karşılaştırılması [21].

Rüzgar Yılları	Yıllık Ortalama Rüzgar Hızı [m/s]	Yıllık Enerji Üretimi [MWh]	Ortalama Yıla Göre Yüzdesi [%]
Ortalama Rüzgar Hızı En Düşük Yıl (1987)	7,77	29491	89,80
Ortalama Yıl (1979-1998 arası 20 yıllık ortalama rüzgar hızı referans alınmıştır.)	8,33	32487	100,00
Ortalama Rüzgar Hızı En Yüksek Yıl (1986)	9,16	37413	113,90

Çalışmada aynı hesaplama metodu aynı veri kümesinden ardışık 3 yıllık periyotların ortalamaları alınarak Çizelge 4.2’de verildiği şekilde tekrarlanmıştır [21].

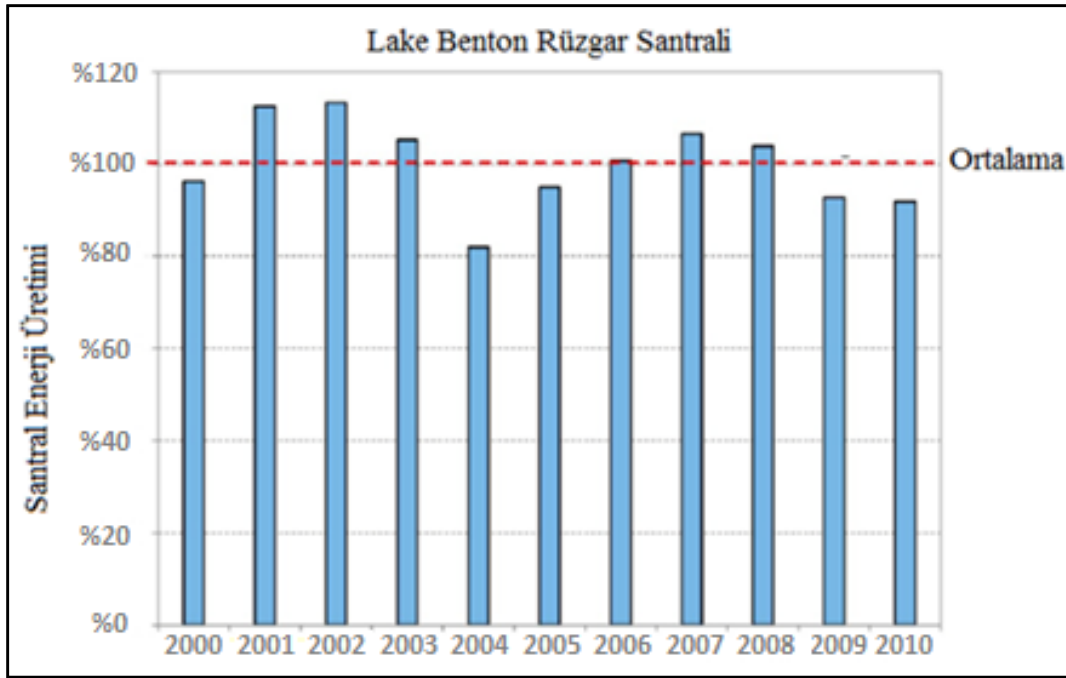
**Çizelge 4.2 :** İrlanda Malin Head Meteorolojik İstasyonu en düşük ve en yüksek ortalama rüzgar hızına sahip ardışık 3 yıllık periyotların enerji üretimlerinin karşılaştırılması [21].

<b>Rüzgar Yılları</b>	<b>Yıllık Ortalama Rüzgar Hızı [m/s]</b>	<b>Yıllık Enerji Üretimi [MWh]</b>	<b>Ortalama Yıla Göre Yüzdesi [%]</b>
Ortalama Rüzgar Hızı En Düşük Ardışık 3 Yıl (1987-1989)	8,10	31450	96,00
Ortalama Yıl (1979-1998 arası 20 yıllık ortalama rüzgar hızı referans alınmıştır.)	8,33	32487	100,00
Ortalama Rüzgar Hızı En Yüksek Ardışık 3 Yıl (1988-1990)	8,51	33871	103,10

Ortalama rüzgar hızı en düşük 3 yıllık periyot 8,10 m/s’yle 1987-1989 arasında yaşanırken, 1988-1990 arası 3 yıllık zaman dilimi 8,51 m/s’yle maksimum ortalama hıza sahiptir. Yıllık enerji üretimi hesabı bu doğrultuda yapıldığında %10 ve %14’lük sapmaların sırasıyla %4 ve %3 seviyelerine düştüğü Çizelge 4.2’de görülmektedir [21].

Wan yaptığı çalışmada santral enerji üretimlerini uzun dönemli olarak incelemiş ve yıllar arasında meydana gelen değişimleri değerlendirmiştir. Şekil 4.3’te ABD’deki Lake Benton Rüzgar Santrali’nin 2000–2010 yılları arasındaki enerji üretimi değerleri yer almaktadır. En düşük üretim çıktısına sahip 2004 yılı ortalama değerden %18 negatif sapma göstermiştir. En yüksek enerji üretiminin olduğu 2002 yılı ise ortalama değerden %14 pozitif yönde sapmaktadır. Yıllar arasında yaşanan bu değişim bağıl olarak yüksektir [22].

EWEA ve Wan tarafından yapılan bu iki farklı çalışmadan anlaşılmaktadır ki rüzgar santralleri yıllık enerji üretimlerinde karşılaştırılması muhtemel büyük değişimlerin tahmini, yeterli nitelikte ve uzunlukta toplanılmış rüzgar ölçüm verileriyle öngörülebilir ve proje fizibilite hesabının bu doğrultuda yapılması gerekir.



**Şekil 4.3 :** Lake Benton Rüzgar Santrali 2000 – 2010 yılları arası enerji üretimi değerleri [22].

#### 4.2 Simulasyon Programı Kaynaklı Riskler

Rüzgar enerjisinde kurulması planlanan santralin yıllık enerji üretimi değerleri bilgisayar programları yardımıyla hesaplanmaktadır. Santral sahası topografik haritası simulasyon programında modellenmekte sahadan toplanılan rüzgar ölçüm verisi programa entegre edilmektedir. Modelin çalıştırılmasıyla sahanın enerji yoğunluğu yüksek bölgeleri belirlenmektedir. Bu amaçla endüstride kullanılan başlıca programlar WAsP, WindPRO, WindSim, WindFarmer, Windographer, Homer ve RETScreen'dir. Rüzgar enerjisi üretimi tahmini yapılırken kurulan modelin gerçek koşulların sadece basitleştirilmiş bir hali olduğu unutulmamalıdır. Amaç; gerçek koşullara olabildiğince yaklaşımdır. Bu noktada kullanılan simulasyon programının güvenilirliği önem taşımaktadır.

Llombart, Talayero, Mallet, ve Telmo yaptıkları çalışmada kompleks arazide WAsP ve Windsim programlarını karşılaştırmışlardır. WAsP lineer, WindSim ise lineer olmayan, hesaplamalı akışkanlar dinamiği (CFD) metodolojilerine sahip programlardır. Çalışma 750 kW'lık 33 adet türbinden oluşan toplam kurulu gücü 24,75 MW olan bir rüzgar santali kullanılmıştır. Çizelge 4.3'te santralin bazı türbinlerine ait 2004 yılı gerçek enerji üretim değerleri ve modellerden elde edilen

öngörüler yer almaktadır. WasP ve WindSim modellerinin ikisi de gerçeğe yakın sonuçlar vermekte, WasP gerçek üretim değerlerine göre fazla tahminde bulunmaktadır. WasP modeli incelediğinde en iyi sonuçların ölçüm direğine en yakın olan türbinlerde (T7-T10 arası) alındığı, bu türbinlerde WindSim'e göre daha az bağıl hatayla çalıştığı görülmektedir. Ölçüm direğine uzak olan türbinlerde (T24-T28 arası) ise WasP, WindSim'e göre daha yüksek bağıl hatalı çalışmaktadır. Bunun nedeni, WasP'ta Navier-Stokes denklemlerinin basitleştirilerek doğrusallaştırılması sonucunda; resirkülasyon prosesinin hesaba katılmamasından dolayı kaynaklandığı belirtilmektedir. Çalışmada sade pürüzlülüğe sahip kompleks arazilerde CFD tabanlı WindSim gibi modellerin lineer modellere göre daha iyi çalıştığı ifade edilmektedir. WasP'ın ise kompleks pürüzlülüğe sahip yalın arazilerde daha yüksek performanslı olduğu belirtilmektedir [23].

**Çizelge 4.3 :** Rüzgar santrali yıllık gerçek enerji üretimi, WasP ve WindSim enerji üretimi öngörülleri [23].

Rüzgar Türbini	Santral Yıllık Gerçek Üretimi [MWh]	WasP Yıllık Enerji Üretimi Tahmini [MWh]	WindSim Yıllık Enerji Üretimi Tahmini [MWh]	WasP Bağıl Hata [%]	WindSim Bağıl Hata [%]
T1	1836	2039	2004	11	9,2
T7	1905	1980	1992	3,9	4,6
T8	2027	2093	2122	3,2	4,7
T9	2103	2107	1880	0,2	-10,6
T10	2029	2003	2069	-1,3	2,0
T24	2389	2487	2438	4,1	2,1
T25	2445	2550	2504	4,3	2,4
T26	2471	2539	2490	2,7	0,8
T27	2450	2507	2416	2,3	-1,4
T28	2305	2416	2475	4,8	3,3
T33	2440	2497	2573	2,3	5,5
Toplam Rüzgar Santrali (24,75 MW)	71684	73562	69406	2,6	-4,2

Bir diğ er linear (WindPro) ve lineer olmayan (WindSim) tabanlı programların karşılaştırılması çalışması Orhan, Gökhan, Yıldız ve Uzol tarafından gerçekleştirilmiştir. Çalışmada kompleks arazilerde CFD tabanlı programların lineer modellere göre daha yüksek performanslı olduğu belirtilmektedir. Diğ er yandan CFD tabanlı modellerin lineer modellere göre daha zaman alıcı ve finansal olarak daha maliyetli olduğu ifade edilmektedir. Çalışmada 9 adet 2,5 MW rüzgar türbininden oluşan 22,5 MW kapasiteli SARES Rüzgar Santrali kullanılmıştır. Konu rüzgar santrali Çanakkale'nin Ezine İlçesi'nde bulunmaktadır. Simulasyon programlarında 2007 Mayıs–2009 Eylül ayları arasında toplanan rüzgar ölçüm verisi kullanılmıştır. Çizelge 4.4'te santralin enerji üretimi ve programlardan elde üretim öngör üleri yer almaktadır [24].

**Çizelge 4.4 :** SARES 2011 yıllık enerji üretimi, WAsP ve WindSim enerji üretimi öngör üleri [24].

<b>Santral</b>	<b>WindPro</b>	<b>WindSim</b>	<b>WindPro</b>	<b>WindSim</b>	
<b>Yıllık</b>	<b>Yıllık</b>	<b>Yıllık</b>	<b>Bağ l</b>	<b>Bağ l</b>	
<b>Gerçek</b>	<b>Enerji</b>	<b>Enerji</b>	<b>Hata</b>	<b>Hata</b>	
<b>Üretimi</b>	<b>Üretimi</b>	<b>Üretimi</b>	<b>[%]</b>	<b>[%]</b>	
<b>[MWh]</b>	<b>Tahmini</b>	<b>Tahmini</b>			
	<b>[MWh]</b>	<b>[MWh]</b>			
Rüzgar Santrali	89000	102916	105235	15,6	18,2

SARES'in 2011 yılı gerçek enerji üretim değ eri 89000 MWh'tır. Her iki programda fazla enerji üretimi tahmininde bulunmuştur. Arazi kompleks topografik bir yapıya sahip olmasına rağmen lineer modelli WindPro, WindSim'e göre %2,6 daha iyi sonuç vermektedir [24].

#### 4.3 Saha Jeolojisi Kaynaklı Riskler

Rüzgar enerjisi santralleri jeoteknik özellik olarak çeşitlilik gösterebilecek geniş arazilere sahip projelerdir [25]. Saha jeolojisinden kaynaklı risk faktörleri proje alanının jeoteknik özelliklerine bağlıdır ve bu parametre doğrudan inşaat fazını etkilemektedir [26]. Projede kullanılacak türbin temellerinin teknolojik olarak gelişmişliği saha jeolojisiyle bağlantılıdır. Zorlu jeolojik koşullar yüksek maliyetli üstün teknoloji türbin temel tasarımları ihtiyacını doğurabilir. Bu aşamada riski temsil eden jeolojik parametreler şu şekilde sıralanabilir [27]:

- Büyük ölçekli faylar
- Çatlak kayaçlar
- Beklenmedik jeolojik oluşumlar
- Yüksek debili yeraltı suları

Rüzgar santrali kurulumu için yapılması gereken jeolojik çalışmaların neredeyse tamamı proje geliştirme aşamasında gerçekleştirilmektedir. İnşaat fazında yapılan çalışmalar ise geliştirme aşamasında yapılan tespitlerin doğrulanması amacıyla gerçekleştirilen kalite kontrol testleriyle sınırlıdır. Ben-Hassine ve Griffiths rüzgar enerjisi santrali kurulumu için yapılması gereken jeolojik çalışmaları aşağıdaki gibi sıralamaktadır [25].

Proje geliştirme aşamasında yapılması gereken jeolojik çalışmalar [25]:

- Masa başı çalışması.
  - Gerekli izinlerin alınması için saha jeolojik raporu hazırlanmaktadır.
  - Ön jeoteknik incelemenin planlaması açısından yararlıdır.
- Jeofiziksel ölçümlerin yapılması.
  - Kaya yüzeyler haricindeki tüm türbin lokasyonları kapsam dahilindedir. Sismik metodlar kullanılarak türbin bölgelerinin derinlik profili çıkartılır ve boyuna dalga hızları tespit edilir. Yapılan çalışmayla yumuşak bölgeler ve zorlukla karşılaşılabilecek alanlar tespit edilir. Aynı zamanda elde edilen bilgiler türbin temellerinin elastik modülünü belirlemek için kullanılmaktadır.
  - Mikrokonuşlandırma için faydalıdır.
- Ön jeoteknik inceleme:
  - Potansiyel temel tipi bu aşamada yapılan çalışmalarla belirlenmektedir.
  - Saha değişkenliğini tespit etmek adına; stratejik olarak belirlenen bazı türbin lokasyonlarında sondaj yapılması.
  - Potansiyel ulaşım yolları boyunca kazı çukurlarının açılması.
  - Elektriksel ve ısı direnç testleri.
  - Sınırlı laboratuvar testleri.
- Tam jeoteknik inceleme:
  - Tüm türbin lokasyonlarında sondaj yapılması.
  - Geniş kapsamlı laboratuvar testleri.

Proje geliştirme fazında genellikle arazi rüzgar enerjisi potansiyeli değerlendirilmesi, mevzuatsal işlemlerin tamamlanması konuları önceliklidir. Arazi jeolojisinin değerlendirilmesi ikinci sırada gelmekte ve genellikle sınırlı olan saha ziyaretleri sırasında yapılmaktadır. Jeoteknik riskler, projenin iptaline neden olabilecek veya inşaat maliyetini artırarak projeye maddi tahribatlar verebilecek durumları önlemek için, projenin mümkün olduğunca erken aşamalarında değerlendirilmelidir. İnşaat işleri toplam proje maliyetinin içinde %4-10 arasında değişmektedir. Bu oran içinde yapılabilecek %2'lik bir geliştirme proje kârını doğrudan etkileyecektir. Ben-Hassine ve Griffiths tarafından yapılan çalışmada; mevcut durumu geliştirmek adına; proje geliştirme aşamasında gerçekleştirilen yukarıda tanımlanmış jeolojik faaliyetlerin sıralaması konusunda yeni bir öneri getirilmektedir. Çizelge 4.5'te yapılan öneriye ait ayrıntılar yer almaktadır [25].

**Çizelge 4.5 :** Rüzgar santralleri kurulumu için yapılan jeolojik çalışmalarının mevcut durumu ve çalışmada getirilen öneri [25].

Proje geliştirme fazı	Mevcut Durum		Önerilen	
	Birincil	İkincil	Birincil	İkincil
Masa başı çalışması	X		X	
Jeofiziksel ölçümler		X	X	
Ön jeoteknik inceleme		X	X	
Tam jeoteknik inceleme		X		X

Mevcut durumda, proje geliştirme aşaması içinde, masa başı çalışması birincil öncelik, diğer faaliyetler ise zamansal olarak ikinci sırada gelmektedir. Çalışma, sahanın jeofiziksel ölçümlerinin ve ön jeoteknik incelemelerinin masa başı çalışmasına paralel olarak yürütülmesini önermektedir. Böylelikle maliyet artışlarına neden olabilecek jeolojik yapılar projenin başında farkedilerek fizibiliteye eklenebilecek, zaman kısıtının ortadan kalkmasına paralel olarak, maliyet olarak optimum mühendislik çözümleri getirilebilecektir [25].

#### 4.4 Çevresel Etkiler ve Toplumsal Kabullenme

Proje takviminde meydana gelebilecek gecikmelerin teknik olmayan en yaygın nedenlerinden biri oluşabilecek olası yerel dirençler ve bu sürecin iyi yönetilememesi durumudur. Proje zamanlamasında yaşanan birkaç aylık bir gecikme, proje genel



gider maliyetlerini arttırmakta, santral elektrik üretiminden elde edilecek gelirin gecikmesine sebep olarak proje finansallarına ve fizibilitesine belirgen şekilde etki edebilmektedir. En kötü durumda ise açılan davalar veya çeşitli anlaşmazlıklar nedeniyle projelerin iptal edilme durumu söz konusu olmaktadır [28].

Devine-Wright rüzgar enerjisine yönelik toplumsal karşıtlığın inşaat fazında değerlendirilmesi gereken bir risk olduğunu ve lokal gruplardan gelen tepkilerin daha çok projenin inşaatı başladığında ön plana çıktığını vurgulamaktadır [29].

Raftery, LeBlanc ve Manning tarafından yapılan çalışmada rüzgar santrallerine yönelik olan toplumsal karşıtlığın nedenleri Çizelge 4.6'daki gibi özetlenmiştir.

**Çizelge 4.6 :** Rüzgar enerjisine yönelik toplumsal karşıtlığın nedenleri [30].

<b>Boyut</b>	<b>Bileşenler</b>
Çevresel Etkiler	Flora ve Fauna
	Vahşi Yaşama Etkisi
	Ağaç Kesimi
Görsel Etki	Rüzgar türbininin büyüklüğü
	Rüzgar türbini sayısı
	Gürültü ve gölgeleme etkisi
	Arazi kullanımı
Sosyaekonomik Etki	Turizm
	Mülk ve arazi değerleri
	Bilgi yetersizliği
	Politik açıdan ve enerji pazarı açısından kabul
	Çevredeki rüzgar enerjisi projesi sayısı

Türkiye'de de rüzgar santrallerine yönelik toplumsal karşıtlıklar yaşanmaktadır. İzmir'in Çeşme'ye bağlı Germiyan Mahallesi'nde yapılmak istenen 10 MW kapasiteli rüzgar enerjisi santrali bölge halkının direnciyle karşılaşmıştır. Kurulmak istenen RES için alınan "Çevre Etki Değerlendirmesi raporu (ÇED) gerekli değildir." kararına hukuksal olarak itiraz edilmiş ve mahkeme tarafından bu karar için yürütmeyi durdurma kararı çıkmıştır [31]. İlçe halkı tarafından kurulan platform karşı çıkma nedenlerini şu şekilde açıklamaktadır [32]:

- RES'lerin insanlarda vertigo, baş dönmesi, kulak çınlaması, uyku bozukluğuna yol açtığı, kurulacak orta ve yüksek gerilim elektrik hatlarının oluşturduğu manyetik etkinin kan kanseri riskini artırdığı ifade edilmektedir.
- Bölge turizmini kötü etkileyeceği dile getirilmektedir.
- Bölge mikroiklim yapısının değişeceği; sakız, üzüm ve kavun gibi tarımsal ürünlerin yok olacağı açıklanmaktadır. Arıların bölgeden uzaklaşacağı ifade edilerek tozlaşmanın azalacağı, bölge bitki örtüsünün zarara uğrayacağı belirtilmektedir.
- Hızlı kamulaştırma nedeniyle özel mülkiyetlerin değerinin çok altında satıldığı öne sürölmektedir.

Türkiye'de bir başka örnek ise 2015 yılında Muğla'nın Bodrum İlçesi'nin Geriş Köyü'nde yaşanmıştır. Rüzgar Elektrik Üretim Anonim şirketi tarafından kurulmak istenen 11,2 MW kapasiteli Geriş Rüzgar Enerji Santrali lokal tepkiyle karşılaşmıştır. Santral arazisi için yapılan kamulaştırmalara yapılan hukuksal itiraz mahkeme tarafından yürütmeyi durdurma kararıyla sonuçlanmış, inşaat çalışmaları durmuştur. İki yıllık duruşundan ardından Temmuz 2017'de inşaat çalışmaları tekrar başlamıştır. Bodrum Kent Konseyi adlı oluşum bu konudaki hukuksal girişimlerin devam edeceğini ifade etmektedir [33].

Çalışmanın takip eden kısımda toplumsal karşıtlığın oluşmasına sebep olan 3 özel konu üzerinde yoğunlaşmıştır:

- Gürültü etkisi
- Görsel etki
- Doğal yaşama olan etki

#### **4.4.1 Gürültü etkisi**

Gürültü istenmeyen ses olarak tanımlanmaktadır. Subjektif bir kavramdır ve insanları, yaşam kalitelerini etkilemektedir. Gürültü oluşumu birçok parametreye ve fiziksel etkiye bağlıdır [28].

Rüzgar türbinleriyle ilgili aerodinamik ve mekanik olmak üzere iki potansiyel gürültü kaynağı tanımlanabilir. Modern rüzgar türbinlerinden yayılan gürültü seviyesi 95 – 105 dB arasında değişmekte ve esas olarak aerodinamik gürültüden oluşmaktadır. Mekanik gürültüler, son 20 yılda akustik izolasyonun gelişimi, soğutma fanlarında yaşanan teknolojik gelişmeler ve türbin kule yüksekliklerinin

artmasına paralel olarak azalmış, aerodinamik gürültü mekanik gürültüye göre daha önemli bir hale gelmiştir. Aerodinamik etkilerden dolayı oluşan gürültünün azaltılması ancak kanat tasarımlarının aerodinamik açıdan geliştirilmesi ile mümkün olmaktadır. Çizelge 4.7’de rüzgar türbininden yayılan gürültü seviyeleri ve uzaklığa bağlı olarak gürültü dağılımı verilmektedir. Örneğin 95 dB gürültü emisyonuna sahip bir rüzgar türbinin sesi 350 m uzaklıkta 35 dB seviyelerine düşmektedir. 105 dB gürültü yayan bir rüzgar türbinin sesi ise 775 m uzaklıkta 35 dB seviyelerine inmektedir [34].

**Çizelge 4.7 : Rüzgar türbini gürültü seviyeleri ve dağılımı [34].**

<b>Rüzgar Türbini Gürültü Emisyonu [dB]</b>	<b>45 dB seviyesinin ölçüldüğü uzaklık</b>	<b>40 dB seviyesinin ölçüldüğü uzaklık</b>	<b>35 dB seviyesinin ölçüldüğü uzaklık</b>
105	350 m	575 m	775 m
100	200 m	350 m	575 m
95	120 m	200 m	350 m

Rüzgar türbinlerinin yerleşim bölgelerine yaydığı gürültünün sınır üst sınırı ülkere göre farklılık gösterebilmektedir. Örneğin Danimarka’da bu sınır 45 dB, Yunanistan’da ve İsveç’te 40 dB olarak sınırlanmıştır. İngiltere’de ise bölgedeki ortalama gürültü seviyesinin +5 dB üstüne izin verilmektedir [34].

Rüzgar türbininden kaynaklı gürültü değerlendirmesinin daha kolay yapılabilmesi için Çizelge 4.8’de gün içindeki bazı aktivitelerin ve cihazların neden olduğu ses seviyeleri verilmektedir.

**Çizelge 4.8 : Bazı aktivitelere ve cihazlara ait gürültü seviyeleri [34].**

<b>Aktivite</b>	<b>Gürültü Emisyonu Seviyesi (dB)</b>
İnsan konuşması	65
Buzdolabı	35-40
Şehir merkezi	75
Gece kulübü	100
Öğle uykusu sırasında yatak odası	30

Lantz, Kanada Ontario ve Prince Edwards Island eyaletlerinde rüzgar türbini gürültüsünün insan sağlığı üzerine etkisini araştırmıştır. Araştırmada rüzgar türbininden uzaklığı 600 m ve 10 km arasında değişen 1238 ev değerlendirilmiş, %78,9 katılım sağlanmıştır. Araştırma metodu insanlarla yapılan anketlerin, uzun dönemli kortizol seviyelerinin, uyku kalite metriklerinin değerlendirilmesi yönünde kurulmuştur ve 4000 saatlik rüzgar türbini ses kaydı yapılmıştır. Rüzgar türbini sesinden rahatsız olanların oranı Ontario’da %16,5, Prince Edward Island eyaletinde %6,3 olarak raporlanmıştır [35].

Çalışma neticesinde elde edilen sonuçlar aşağıda sıralanmıştır [35].

- Rahatsızlık oranı gürültü seviyesinin 35 dB’in üzerinde olduğu bölgelerde artış göstermektedir.
- Türbinle olan mesafenin 1-2 km’nin üzerine çıktığı bölgelerde rahatsızlık oranı düşme eğilimi içindedir.
- Rüzgar türbini sesinden çok rahatsız olduğunu belirten dilim, türbine 550 m’lik mesafe içinde konaklamaktadır.

#### 4.4.2 Görsel etki

Rüzgar enerjisinin görsel etkisi diğer çevresel etkilere kıyasla daha önemli bir konumdadır. Çek Cumhuriyeti’nde şu ana kadar teklif edilen projelerin %85’i Çevre Bakanlığı tarafından görsel etkilerinden dolayı iptal edildiği belirtilmektedir [36].

Almanya Mecklenburg-Vorpommern eyaletinde bir grubun rüzgar enerjisi karşıtlığı 2016 yılında “Özgür Gökyüzü” (Freier Horizont) adlı bir siyasal bir partinin kurulmasıyla sonuçlanmış, parti aynı yıl içinde eyalette yapılan seçimlere katılmıştır. Mecklenburg-Vorpommern eyaleti elektrik ihtiyacının yüksek seviyede rüzgar santrallerinden karşılandığı bir bölgedir. Parti rüzgar türbinlerinin görsel olarak kötü bir görünüm oluşturduğunu savunmakta ve estetik açıdan yapılan bu tahribatı engellemek yönünde çalışacağını belirtmiştir. Parti federal seçimlerde %1’in altında bir oy oranı elde etmiştir [37].

Betakova, Vojar ve Sklenicka yaptıkları çalışmada rüzgar türbinlerinin toplum üzerindeki görsel etkisini araştırmışlardır. Çalışma üç farklı arazide gerçekleştirilmiştir. Fotoğrafları çekilen rüzgar türbinsiz arazilere Photoshop programı yardımıyla farklı sayıda ve farklı uzaklıklarda rüzgar türbinleri

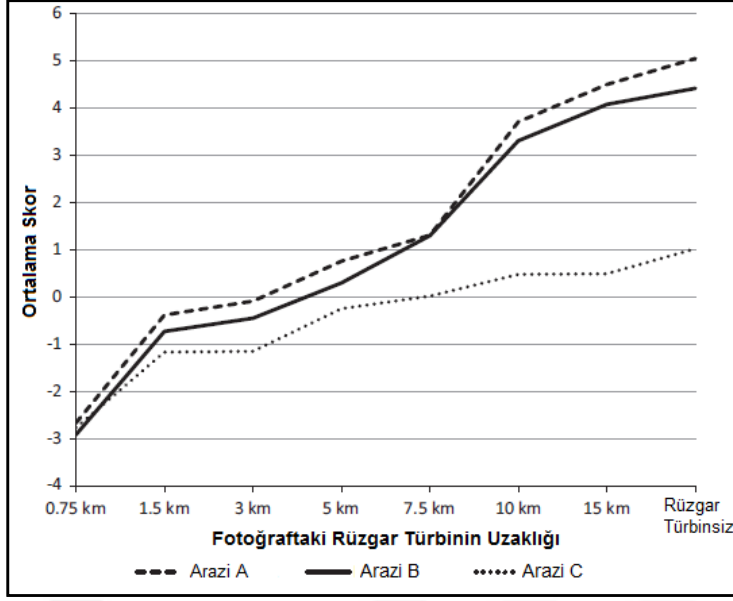
konumlandırılmıştır. Şekil 4.4'te çalışmada kullanılan fotoğrafların bir bölümü yer almaktadır [36].

Oluşturulan fotoğraflar deney grubuna gösterilerek (+7) – (-7) aralığında değerlendirilmişlerdir. Deney iki farklı meslek grubundan olmak üzere toplam 169 kişiyle gerçekleştirilmiştir. Çalışma rüzgar türbini sayısını ve görüş mesafesi uzaklıklarını baz alarak rüzgar enerjisinin görsel etkisini sorgulamaktadır.



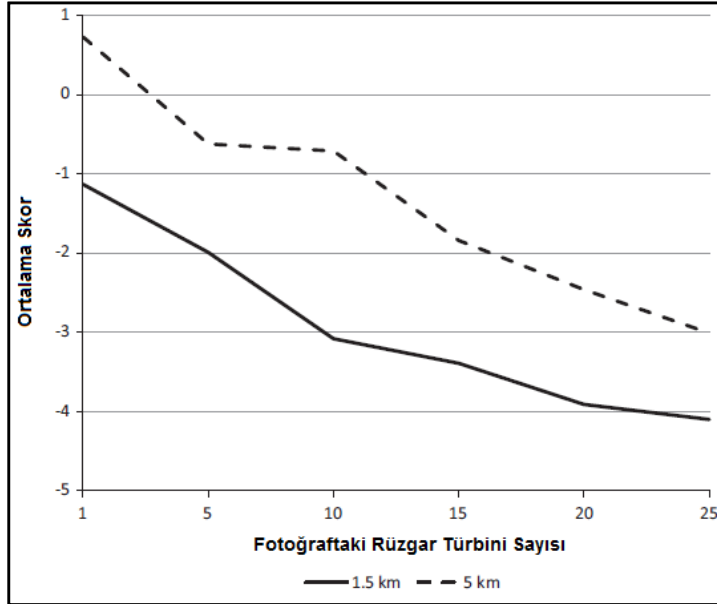
**Şekil 4.4 :** Rüzgar türbini sayısına ve görüş mesafesi uzaklığına bağlı olarak görsel etki [36].

Şekil 4.5'te fotoğraflarda bulunan rüzgar türbininin uzaklığına bağlı olarak ortalama skoru vermektedir. Bu grafiğin oluşturulması için tek bir rüzgar türbini kullanılmış ve bu türbin fotoğraflarda farklı mesafelere yerleştirilmiştir. Grafik göstermektedir ki türbinle gözlemci arasındaki mesafe arttıkça değerlendiriciler tarafından verilen puanlar da artmaktadır. Her 3 arazinin de rüzgar türbinsiz fotoğrafları en yüksek skora sahiptir [36].



**Şekil 4.5 :** Bir rüzgar türbinin gözlemciyle arasındaki mesafeye bağlı olarak görsel olarak değerlendirilmesi [36].

Şekil 4.6'da fotoğraflardaki türbin sayısına bağlı olarak ortalama skor değişimini vermektedir. 1,5 km ve 5 km olmak üzere iki mesafe kullanılmıştır ve fotoğraflara yerleştirilen rüzgar türbinlerinin sayıları değiştirilmiştir. Arazideki rüzgar türbini sayısının artışı değerlendiriciler tarafından olumsuz karşılanmakta, gösterilen fotoğraftaki rüzgar türbin sayısı arttıkça ortalama skor düşmektedir [36].



**Şekil 4.6 :** Rüzgar türbini sayısının gözlemci üzerinde yarattığı etki [36].

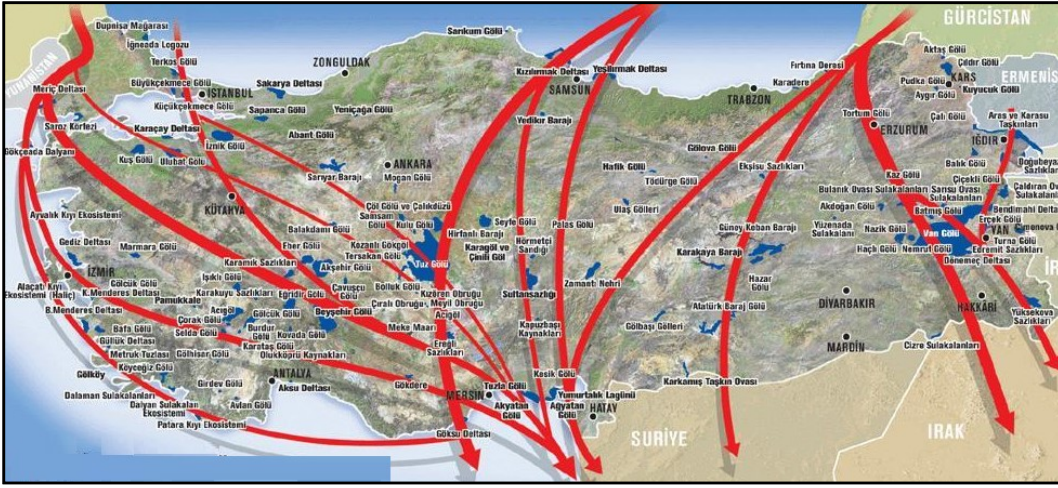
#### 4.4.3 Doğal yaşama olan etki

Rüzgar santrallerinden en çok etkilenen grup kuşlardır. Türbin kanatlarına çarpma nedeniyle santral bölgelerinde kuş ölümleri görülebilmektedir. şehirleşme ve orman tahriplerine kıyasla rüzgar santrallerinden kaynaklı ölümler çok daha azdır. Bu noktadaki asıl endişe; ilerleyen yıllarda rüzgar santrallerinin biyolojik çeşitliliği etkileyecek kadar geniş alanlara kurulması yönünde oluşmaktadır ve yaşanan kuş ölümlerinin artabileceği belirtilmektedir [38].

Doğal yaşama olan olumsuz etkilerinden dolayı projelerde gecikmeler ve iptal edilme durumları yaşanabilmektedir. Bu durumla ilgili son örneklerden biri 2014 yılında Londra Array Offshore rüzgar santralinde yaşanmıştır. Proje planlama ve geliştirme çalışmalarının 2004'te başladığı, iki fazlı ve final kurulu gücü 1000 MW olarak planlanan offshore rüzgar santralinin 630 MW'lik ilk fazı 2013 yılında devreye alınmış, 370 MW'lik ikinci faz ise 2014 yılında santral yetkili kurulu tarafından iptal edilmiştir. İptal nedeni ise koruma altında olan Kızıl Gerdanlı Dalgıç deniz kuşlarının etkilenmesi olarak gösterilmiştir. İngiltere'de yapılması planlanan ve iptal edilen Docking Shoal ve Shell Flat denizaşırı rüzgar santrallerinin iptal nedeni ise sırasıyla "Sandwich Tern" ve "Common Scoter" deniz kuşları olduğu belirtilmektedir [28].

Kuş ölümlerini engellemek adına teknolojik olarak alınabilecek tedbirler mümkündür. Texas'da kurulu bir rüzgar santralinde kuşları tespit etmek için özel radar sistemleri kullanılmaktadır. Potansiyel tehlike durumlarında türbinler durdurularak kuş ölümleri engellenmektedir [39].

Türkiye kuş göçlerinin yoğun olarak yaşandığı bir bölgede yer almaktadır. şekil 4.7'de yer alan Türkiye göçmen kuş haritası incelendiğinde kuş rotalarının Türkiye geneline yayıldığı gözlemlenmektedir. Özellikle rüzgar hızlarının yüksek olduğu Ege ve Marmara bölgelerindeki göç yolları yoğunluğu dikkat çekmektedir. Özellikle bu bölgelerde yatırım yapılması planlanan sahaların bu açıdan ayrıntılı olarak incelenmesi gerekmektedir.



Şekil 4.7 : Türkiye göçmen kuş rotaları [40].

## 4.5 Doğal Afetler

Santral bölgesinde meydana gelebilecek doğal afetler ekipmanlara yapısal zararlar vererek maddi kayıplara yol açabilir. Ekipman zararları söz konusu olmadığı durumlarda ise elektrik üretimi kesintisi söz konusu olabilir [26]. Çalışmanın bu bölümünde rüzgar enerjisi yatırımları için deprem ve tsunami, fırtına ve kasırgalar, yıldırım, türbin kanatlarının buzlanması konuları ayrıntılı olarak incelenmektedir.

### 4.5.1 Deprem ve tsunami

Rüzgar enerjisi yatırımlarında bölgede yaşanabilecek deprem ve tsunami riski mutlaka değerlendirilmesi gereken risk faktörlerindedir. 11 Mart 2011 yılında Japonya’da meydana gelen 9,0 büyüklüğündeki depremde 40,5 m yüksekliğinde dalgalar oluşturan tsunami Fukushima Nükleer Santrali’ndeki 4 reaktörün erimesine neden olmuştur. 10 adet 2 MW’lık türbinden oluşan Summit Rüzgar santralinde ise bir türbin eğilerek zarara uğramıştır. Diğer dokuz türbinde herhangi bir zarar tespit edilmemiştir. Şekil 4.8’de Summit Rüzgar Santrali’nde meydana gelen hasar görülmektedir [41]. Japonya’da yaşanan doğal afet sonrasında risk teşkil eden 48 nükleer reaktörü devreden çıkarmıştır. Nükleer enerjiye alternatif olarak rüzgar enerjisi projeleri hız kazanmış, Japon hükümetinin sponsorluğunda dünyanın en büyük kapasiteli deniz aşırı santrali Fukushima’nın kıyıya 19 km uzaklığında inşa edilmeye başlanmıştır. Rüzgar santrali 344 rüzgar türbininden oluşmaktadır. Türbinlerin 20 m yükseklikteki dalgara ve deprem sonrası tsunamilere dayanıklı şekilde inşa edildiği belirtilmektedir [42].





**Şekil 4.8 :** Japonya Summit Santrali, depremden dolayı yaşanan hasar [41].

Türkiye de aktif fayların bulunduğu, deprem riskinin yüksek olduğu bir bölgede yer almaktadır. 1100 km uzunluğundaki kuzey anadolu fay hattı dünyanın en hızlı hareket eden faylarından biridir. Türbinlerin temel tasarımları yapılırken deprem riski ayrıntılı olarak değerlendirilmelidir [26].

#### **4.5.2 Fırtına ve kasırgalar**

Rüzgar enerjisi projeleri için değerlendirilmesi gereken bir diğer risk faktörü bölgede yaşanabilecek şiddetli fırtına ve kasırgalardır. Çin'in doğu ve güneydoğu bölgelerinde rüzgar hızı 40 m/s'lik hızlara ulaşabilmektedir. 2013 yılında Usagi kasırgası, Çin'in Shanwei şehrinde bulunan Honghaiwan Rüzgar Çiftliği'ne büyük bir zarar vermiştir. Rüzgar santrali 25 adet 600 kW'lık Vestas V47 türbinlerinden oluşmaktadır. Kasırgadan dolayı 8 adet türbin devrilmiş, diğer 8 adet türbinin kanatlarında kopma yaşanmıştır. Geri kalan 9 türbinde ise kontrole ve bakıma ihtiyaç duyulduğu açıklanmıştır. Santral yetkileri 16 milyon dolarlık zarar açıklamışlardır. Şekil 4.9'da kasırga sonrasında Honghaiwan rüzgar santralinden çekilen bir fotoğraf yer almaktadır. Zararın bu kadar büyük olmasının nedeni; türbinlerin teknisyenler tarafından kasırga moduna alınmaması ve sağlam olmayan türbin temellerinden kaynaklı olabileceği şeklinde açıklanmaktadır [43].



**Şekil 4.9 :** Honghaiwan rüzgar çiftliği, Usagi Kasırgası sonrası [44].

Çin'deki olaya benzer bir durum İskoçya'da bulunan Ardrossan rüzgar santralinde meydana gelmiştir. Kazanın yaşandığı gün rüzgar hızının 49 m/s'ye kadar çıktığı raporlanmaktadır. Rüzgar türbinleri sistemi korumak adına genelde 25 m/s'nin üstündeki rüzgar hızlarında devreden çıkarlar ve dönmeyi engellemek için rotor, türbin kontrol sistemi tarafından otomatik olarak frenlenir. Fakat kazanın olduğu gün 49 m/s seviyelerine çıkan rüzgar hızları fren kuvvetine rağmen rotoru döndürmeye zorlamıştır. Fren balatalarında oluşan sürtünmeden dolayı aşırı şekilde artan sıcaklık parlamaya neden olmuş türbin alev almıştır. Kazaya ait görsel Şekil 4.10'da yer almaktadır [45].



**Şekil 4.10 :** Ardrossan Rüzgar Santrali kasırga hasarı [45].

### 4.5.3 Yıldırım çarpması

Rüzgar türbinleri rotor çaplarıyla beraber ortalama 120 – 140 metre yüksekliklere ulaşabilmektedir. Dolayısıyla yıldırım çarpması rüzgar santralleri için bir risk faktörüdür ve bu konuda koruyucu önlemler alınmalıdır. Direkt etkileşimlerde yıldırım çarpması türbin kanatlarında yapısal zararlara yol açabilir. İndirekt etkileşimlerde ise elektrik altyapısı zarar görerek maddi hasarlar meydana gelebilmektedir. Yakın gelecekte rüzgar santrallerinin kapasiteleri ve yayıldığı alanlar artacak, yıldırımdan kaynaklı hasarlar rüzgar çiftliklerinin maliyet verimliliğini daha büyük ölçüde etkilemeye başlayacaktır. Bu nedenden dolayı proje fizibilitesi sırasında yıldırımdan dolayı oluşabilecek hasarların onarım maliyetleri hesaplanarak işletme giderlerine eklenmelidir [46].

Rüzgar türbinlerinde yıldırımdan korunmak için iç yıldırımlık ve dış yıldırımlık koruyucu sistemleri kullanılmaktadır. Dış yıldırımlık sistemi doğrudan çarpmalardan korunmak için kullanılmakta, gelen akımı doğrudan toprağa vermek için çalışmaktadır. IEC 61024-1 standardı dış yıldırımlık sistem tasarımı için 1 ve 4 arasında olmak üzere toplam 4 seviye tanımlamaktadır. Proje geliştirme aşamasında yapılan risk değerlendirmesine göre proje için uygun tasarım seviyesi seçilmelidir. Bu noktada risk; yıldırımdan kaynaklı hasarların sıklığı ile hasarların onarımı için gereken masrafın çarpımı olarak tanımlanmaktadır. İç yıldırımlık sistemi hub, dişli kutusu, kule, rulmanlar, elektrik ve kontrol sistemlerini korumak için gereklidir. Türbin kanatlarında kullanılan yıldırımdan korunma sistemleri ise doğrudan kanat teknolojisiyle ilgilidir. Cam elyaf takviyeli plastik (GRP) kanatların merkezinde kullanılan paratoner iniş teli toplam kanat maliyeti içinde %2'lik bir dilimi kapsamaktadır. Karbon elyaf takviyeli plastik (CRP) kanatlarda ise bu oran %2,5'tur [46].

Rademakers 2002'de yaptığı çalışmada rüzgar çiftliklerinde yaşanan yıldırım kaynaklı hasarların istatistiklerini aşağıdaki şekilde raporlamıştır [46]:

- Çalışma kapsamında incelenen 11464 işletme yılında, yıldırımdan kaynaklı toplam 914 hasar tespit edilmiştir. Bu rakam yılda 100 türbinden 8 tanesinin yıldırımdan dolayı hasara uğradığını göstermektedir.
- Raporlanan yıldırımların %25'i doğrudan türbin üzerine etki etmiştir.
- Her bir hasar ortalama 40 saat duruşa neden olmuştur.

- En çok zarar gören komponent kanatlar olarak raporlanmıştır. Kanat hasarı sonrası tamir maliyeti 450 kW üstü kapasiteli bir türbin için ortalama 20000 €'dur.

Şekil 4.11'de İngiltere'de bulunan Blyth Harbour Denizaşırı Rüzgar Santrali'nde yaşanan yıldırım çarpması sonrası türbinde meydana gelen hasar gösterilmektedir. Yıldırım riski denizaşırı santraller için özellikle aşağıdaki nedenlerden dolayı daha önemli hale gelmektedir [47].

- Denizaşırı santrallerde onarım maliyeti kara santrallerine göre daha fazladır. Ekipman nakliyesi için gemi, helikopter montaj işleri içinse vinç gereklidir.
- Ekipman taşıma ve montajı ancak uygun hava koşullarında yapılabilir. Hasardan dolayı yaşanacak güç üretimi duruşları kara santrallerine göre daha uzun süreli olabilir. Dolayısıyla gelir kaybı da daha fazla olacaktır.



**Şekil 4.11 :** İngiltere Blyth Harbour Denizaşırı Rüzgar Santrali'nde yıldırımdan dolayı yaşanan hasar [47].

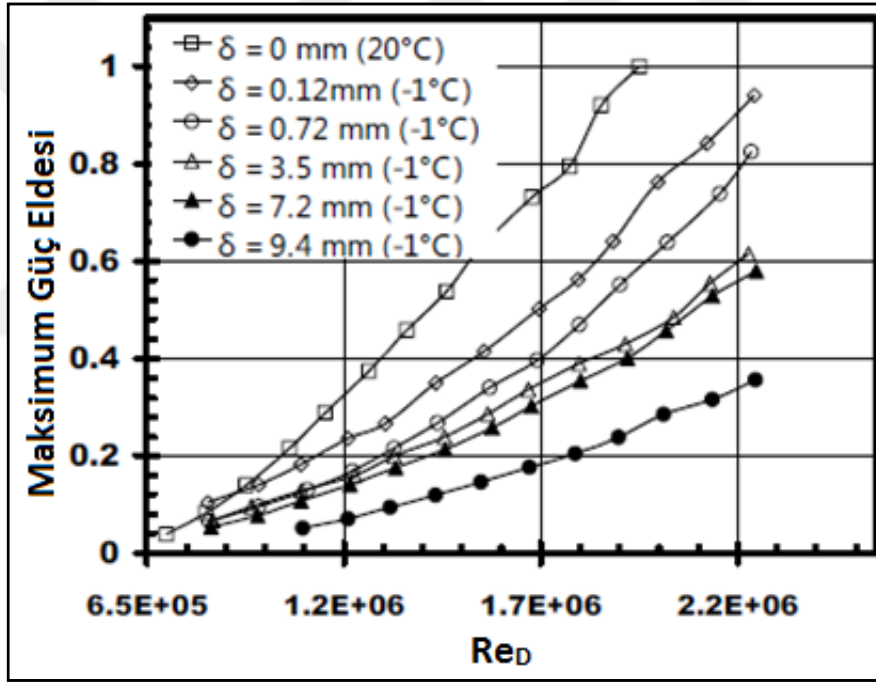
#### **4.5.4 Buzlanma**

Soğuk iklimlerde görülebilen bir başka risk faktörü ise türbin kanatlarının buzlanması olayıdır. Proje geliştirme aşamasında saha iklim koşulları iyi analiz edilerek bu risk minimize edilmelidir [48]. Kanatlardaki buzlanma kuvvet dengesizliği yaratarak aşırı titreşimlere, kanat doğal frekansını değiştirerek yüksek yorulma yüklerine ve eğilme momentlerine neden olmaktadır. Aynı zamanda kanatlardan düşen buz parçaları doğrudan personel güvenliğini etkilemektedir [49].

Kanatlardaki buzlanmadan dolayı enerji kayıpları yaşanabilmektedir. Ana amacı; soğuk iklim ve kompleks arazilere sahip olan Kanada ve Kuzey Amerika'daki rüzgar

enerjisi projelerini teknik olarak desteklemek olan, TechnoCentre Elion kuruluşu proje müdürlerinden Matthew Wadham-Gagnon, bazı rüzgar çiftliklerinin buzlanmadan dolayı yıllık %20 enerji kaybı raporladıklarını belirtmektedir [50].

Wang, Bibeau ve Naterer yaptıkları araştırmada buzlanma altında çalışan rüzgar türbinlerinde enerji üretimi kayıplarını incelemiştir. Deneysel çalışma için 3D yazıcıyla imal edilen bir prototip türbin ve rüzgar tüneli kullanılmıştır. Kanat üzerindeki buzlanma kalınlıklarına göre yaşanan güç kayıpları Reynold sayısı yardımıyla ifade edilmiştir. 9,4 mm buz kalınlığında, 20 °C'deki normal duruma göre %62'lik bir güç kaybı olduğu gözlemlenmektedir. 3,5 mm buz kalınlığında ise %40'lık bir kayıp vardır. Şekil 4.12'de kanat üzerinde oluşan farklı buz kalınlıklarına göre güç çıktıları incelenebilir [49].



Şekil 4.12 : Türbin kanatlarındaki farklı buz kalınlıkları için güç kaybı karşılaştırmaları [49].

Dünyadaki ana türbin üreticileri buzlanmaya karşı teknolojik çözümler getirmektedir. Gamesa, Bladeshield olarak adlandırdığı çözümünde kanatlarda buzlanmayı önleyici boya kullanmaktadır [51].

Vestas'ın De-icing teknolojisi (VDS) kanat üzerindeki buzlanmayı algılayan ve kanatlara sıcak hava üfleyen üniteler içermektedir. Vestas'ın sadece buz düşmesine karşı sunduğu çözüm ise kanat üzerindeki buzlanmayı algılayan ve normal koşullar

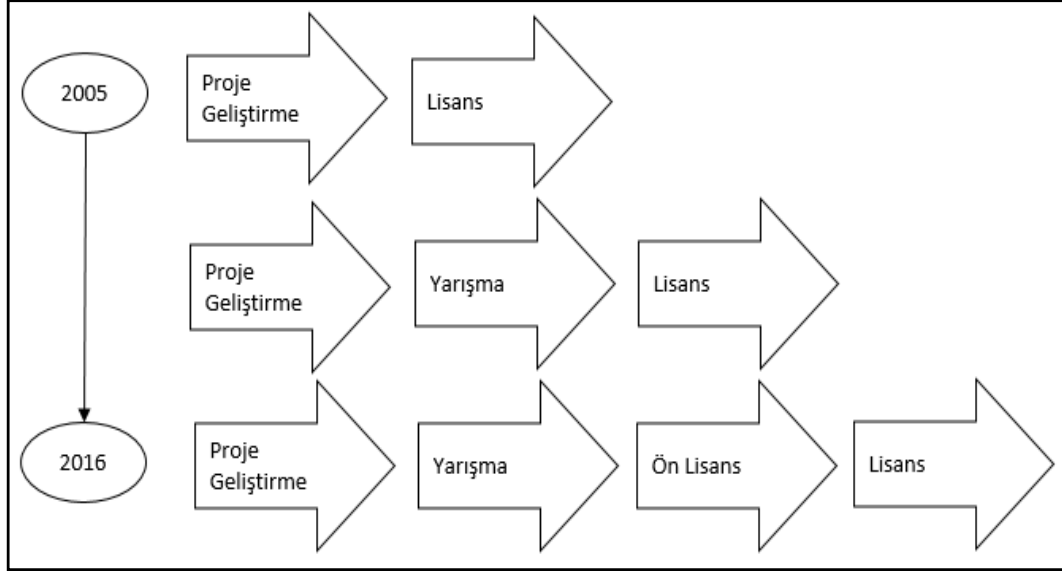
oluşana kadar rotoru durduran ice-detection (VID) sistemidir. Nordex'in Anti-icing sistemi nasele yerleştirilen sensör yardımıyla hava şartlarını kontrol etmekte, buzlanma durumunda kanat içindeki ısıtıcı elemanları otomatik olarak çalıştırmaktadır [50].

#### 4.6 Mevzuatsal Riskler

Rüzgar enerjisi yatırımları mevzuatsal olarak hazırlanması gereken birçok raporu ve izni kapsamaktadır. Bu sürecin doğru ve sorunsuz bir şekilde yönetilebilmesi için mevzuat içeriklerinin tam olarak anlaşılması, atılacak her adımın mevzuatlara dayandırılarak ilerlemesi gerekmektedir. Herhangi bir raporda yaşanan bir sorun projede gecikmelere yol açabilmekte, en kötü durumda ise projenin geri çekilmesi söz konusu olabilmektedir. Proje bölgesine ve arazinin niteliğine bağlı olarak prosese farklı kurumlar ve onaylar dahil olabilmekle beraber, Türkiye'de bir rüzgar enerjisi yatırımı için alınması gereken izinler ana hatlarıyla aşağıdaki gibidir. Alınan onaylara paralel olarak ön lisans ve lisans sürecinin tamamlanmasının ardından proje inşaat aşaması başlamaktadır [52].

- ÇED Onayı
- Santral Sınırlarının Belirlenmesi ve Onayı
- Orman Ön İzni
- Arazi Anlaşmaları
- İmar Planı
- Orman Kesin İzni
- İletim Hattı Güzergah Tespiti ve Yer Teslimi
- Bağlantı Anlaşması
- İletim Hattı ÇED Raporu
- İletim Hattı Kamulaştırması
- İnşaat Ruhsatı

Şekil 4.13'te Türkiye'de RES projelerine ait, 2005 – 2016 yılları arasında değişen mevzuat ve yatırım süreci ana hatlarıyla verilmektedir. 2005 yılında proje geliştirme ve lisans aşamalarından oluşan süreç, 2016 yılı itibarıyla proje geliştirme, yarışma, ön lisans ve lisans süreçleri bütününe evrilmiştir [53].



**Şekil 4.13 :** Değişen mevzuatlar ile yatırım sürecinin değişimi [53].

Özbuğday yaptığı çalışmada yenilenebilir enerji yatırımlarındaki risk faktörlerini incelemektedir. Çalışmada enerji sektöründe yatırımcı, geliştirici ve danışman olarak yer alan 81 kişilik bir anket grubu kullanılmaktadır. Çizelge 4.9’da üç katılımcının açık görüşleri paylaşılmaktadır. Katılımcılar en büyük riskin düzenleyici alanda meydana geldiğini, mevzuatların çok sık değiştiğini dile getirmektedirler [54].

**Çizelge 4.9 :** Bazı anket katılımcılarının yenilenebilir enerji yatırımlarındaki risk faktörleri üzerine açık görüşleri [54].

<b>Görüş</b>	
Görüş 1	“Türkiye’deki yenilenebilir enerji yatırımları önündeki en büyük sıkıntılar (ve riskler) mevzuatlardaki sık değişim, buna bağlı olarak mevzuatlarda açıklık, uyumsuzluk ve bürokrasinin risk almamaya yönelik yaklaşımıdır.”
Görüş 2	“Yatırımların önündeki en büyük engel bürokrasi olarak görülüyor. Bu konuda yapılacak düzenlemeler ile yatırımlara teşvik daha fazla artabilir.”
Görüş 3	“Devletin artık mevzuat konusunda stabil hale geçmesi gerekmekte. Sürekli yapılan değişiklikler, yatırıma niyetlenmiş yatırımcılara zarar veriyor ve korkutuyor.”

Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği (TUREB), Kasım 2016 tarihli Rüzgar Enerjisi ve Etkileşim Raporu'nda, mevzuatsal alanda yaşanan aşağıdaki problemlerin üzerinde durmaktadır [53]:

- Bazı arazilerde rüzgar ölçüm izni alınmasına rağmen projenin ilerleyen safhasında inşaat izni alınmadığı gözlemlenmektedir. Bu durum geliştirme aşamasında türbin yeri değişikliklerini gerektirmekte veya projeyi tamamen durdurmaktadır. Bu tür konuların çözümü için proje geliştirmeye uygun olmayan arazi bilgilerinin kolay temin edilebilir ve güncel olması gerekmektedir. Bu durum yatırımcı tarafında finansal kayıplara neden olmaktadır.
- Ön lisans sürecinde Çevre Etki Değerlendirmesi (ÇED), Teknik Etkileşim Analizi (TEA) raporları ve imar izinleri konusu ön plana çıkmaktadır. Proje arazisiyle ilgili ÇED raporu Çevre ve Şehircilik Bakanlığı, TEA raporu Tübitak tarafından hazırlanmaktadır. Bu raporların hazırlanmasıyla ilgili standart bir sürenin olmaması lisans başvurularının gecikmesine ve proje takvimlerinin olumsuz yönde etkilemesine neden olmaktadır.
- Mevzuatsal olarak yatırımları etkileyen bir başka faktör ise alınması gereken izin sayısının saha arazisinin bulunduğu bölgeye göre değişmesidir. Projenin hayata geçirilmesi için minimum 17, maksimum 42 ilgili kurumun izni gerekmektedir. Aynı kurumların farklı illerdeki şubelerinde farklı prosedürler ve onay süreleriyle karşılaşılabilir.

Düzenleyici risklerin var olduğu bir başka aşama ise kamulaştırma işlemidir. Rüzgar enerjisi projelerinde arazi mülkiyetinin yatırımcıya ait olmadığı durumlarda kamulaştırmaya ihtiyaç duyulabilmektedir. Yatırımcı tarafında kamulaştırma konusunda yaşanan problemler aşağıdaki gibidir [55]:

- Arazilerin kıymet takdirleri bilirkişiler tarafından yapılmaktadır. Bilirkişilerin belirlenmesi konusunda zorluklar yaşanabilmekte, süreç uzamaktadır.
- Mahkeme tarafından belirlenen arazi bedelleri acele kamulaştırma işlemine takiben hak sahiplerine ödenmelidir. Bu noktada ilgili kişilere ulaşılmakta güçlük çekilmekte, kamulaştırma işlemi uzamaktadır.
- Proje sahası herhangi bir mera, mezarlık, vakıf veya maden ruhsatlı bir araziye kapsıyorsa gerekli işlemlerin tamamlanması uzun süreler almaktadır.
- ÇED raporuna açılan itiraz davalarının sonuçlanması uzun süreler almaktadır.



Proje için lisans alındıktan sonra, inşaat süreci aşamasında dahi düzenlemelerle ilgili problemler yaşanabilmektedir. Lisans işlemi tamamlandıktan sonra Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK), proje inşaatı için referans süre belirlemekte, bu inşaat süresine uymayan firmaların lisans iptali söz konusu olabilmektedir. 2 Mayıs 2014'te 6'sı rüzgar, 9'u hidroelektrik, 1'i biyogaz enerji santrali olmak üzere toplam 16 adet yenilebilir enerji santralinin lisansı bu nedenden dolayı iptal edilmiştir. 2 Mayıs 2014'te konu tesislerin inşaat oranının hiçbirinde %5'in üzerinde olmadığı tespit edilmiştir. Lisansı iptal edilen projelerin toplam kurulu gücü 350 MW'dir. Bu miktarın 244 MW'ı rüzgar, 100 MW'ı hidroelektrik enerji santralidir. İptal kararıyla beraber bu projeler için yatırılan toplam 30 milyon liranın üzerindeki teminatların geri dönüşsüz olarak kaybedildiği tahmin edilmektedir. Bu tür kayıplara uğramamak için firmalar düzenlemelere çok iyi hakim olmak ve bunları uygulamak durumundadırlar [56], [57].

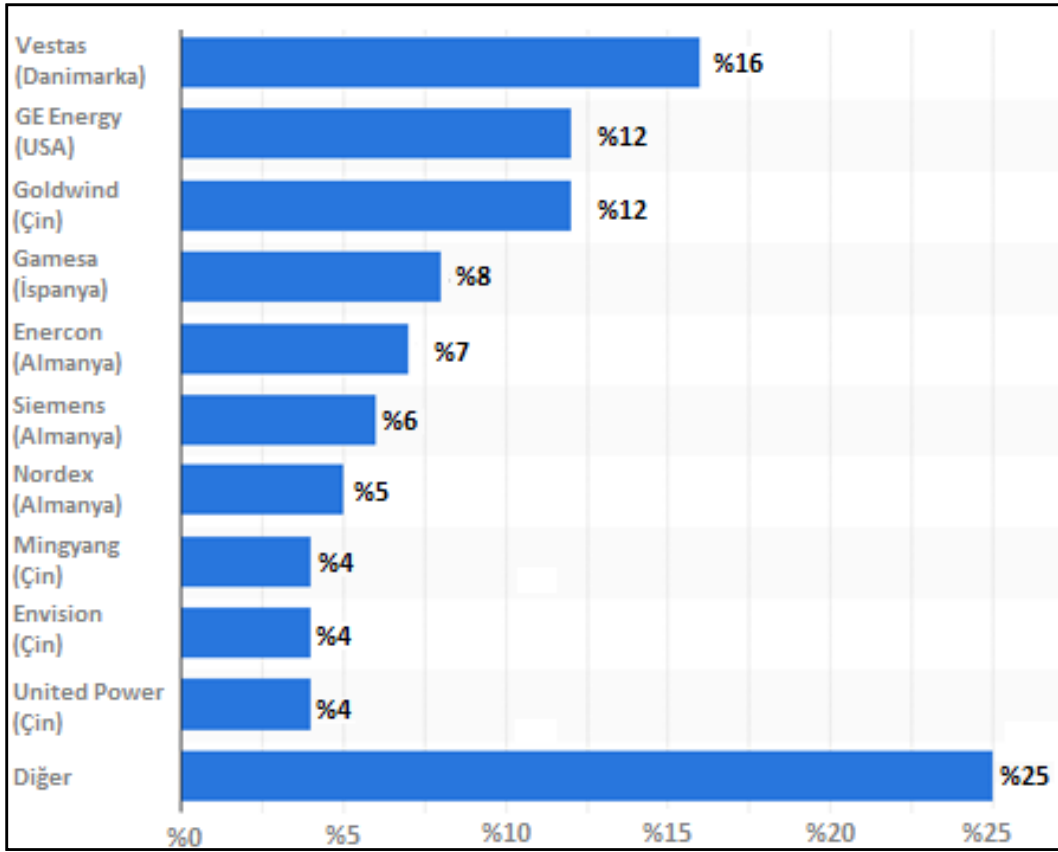
#### **4.7 Ekipman Temini Kaynaklı Riskler**

Rüzgar enerjisi projelerinde dikkate alınması gereken bir başka konu ekipman temininde yaşanması muhtemel zorluklar ve gecikmelerdir. Rüzgar türbinleri 8000'den fazla bileşenden oluşur ve bu komponentlerin %90'ı kanatlar, kule ve naselde yoğunlaşmaktadır. Kanat ve kule imalatı genel olarak ana türbin imalatçılarının kendi bünyelerinde ürettiği parçalardır. Naseli oluşturan kilit parçalardan dişli kutusu ve rulmanlar ise genelde ana türbin imalatçısının anlaşığı dış firmalar tarafından üretilmekte ve sadece sınırlı sayıdaki firma ana türbin imalatçısı tarafından istenen teknik spesifikasyonlara uygun ürünler imal edebilmektedir. Bu nedenlerden dolayı dişli kutusunun imalatı ve teslimat süresi toplamda 16 - 18 ay arasında değişebilmektedir. Rulmanlar içinse aynı süre 10 ay sürebilmektedir [58]. Belirtilen uzun teslimat sürelerine karşın, piyasadaki türbin talebi her geçen yıl artmaktadır. Alman menşeli Siemens türbin imalatçıları tarafında yaşanan sektörel zorlukları aşağıda verildiği şekilde tanımlamaktadır [59]:

- Müşteri tarafından beklenen teslim süreleri giderek kısalmaktadır.
- Müşteri taleplerinde mevsimsel olarak güçlü artışlar yaşanmaktadır.
- Müşterinin kalite beklentisi artmaktadır.
- Müşteriden gelen talepler doğrultusunda ürün çeşitliliği artmaktadır.

İfade edilen tüm bu etkenler rüzgar enerjisi projelerinin iyi bir şekilde planlanmasını gerektirmektedir. Teslimatta yaşanan birkaç aylık bir gecikme inşaat süresinin uzamasına neden olup, genel giderleri arttırarak proje finansallarını olumsuz etkileyebilir. Proje devreye giriş zamanının ertelenmesi yatırımcı tarafından başka projelere ayırılacak kaynakları engelleyebilir.

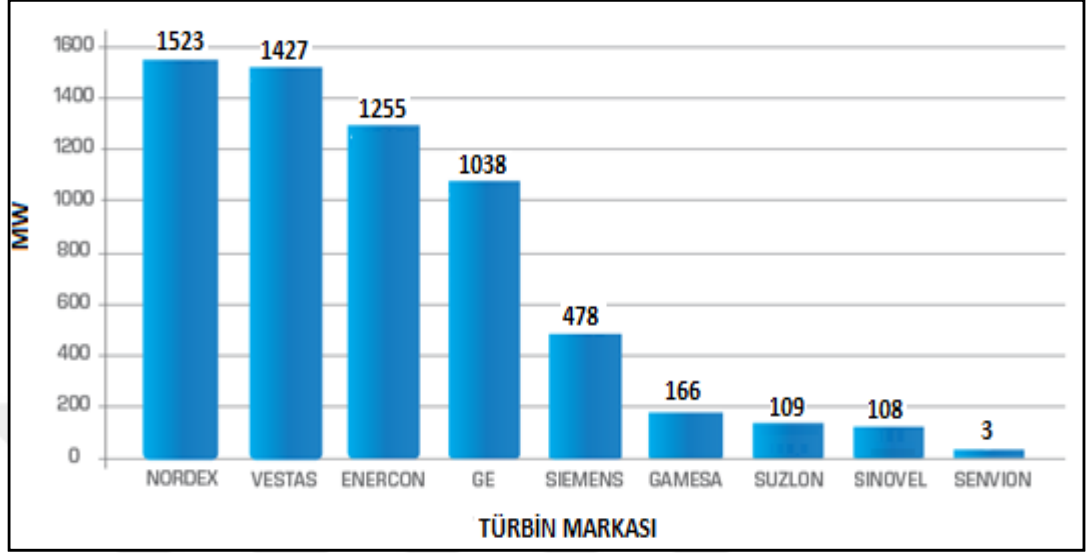
2016 yılındaki rüzgar enerjisi yatırımları küresel olarak incelendiğinde Vestas'ın %16'yla lider konumda, GE %11,95'le ikinci sırada, Goldwind'in ise %11,77'yle üçüncü sırada olduğu görülmektedir. Şekil 4.14'te 2016 yılında yapılan yatırımların türbin markası bazında pazar paylaşımları verilmektedir. Görüldüğü üzere 2016 yılındaki dünya türbin ihtiyacının %75'i toplamda on firma tarafından sağlanmıştır.



**Şekil 4.14 :** Türbin üreticilerinin 2016 yılı pazar payı, küresel [60].

Rüzgar türbini teknolojisi ve tedariki Türkiye özelinde değerlendirildiğinde, yerli kule ve kanat üretiminin yapıldığını belirtmekle beraber, henüz gelişmiş bir sanayinin ve tedarik zincirinin olduğu söylenemez. Türbin imalatçıların yüzde olarak çok büyük bir bölümünün Avrupa, Amerika ve Çin menşeli olması Türkiye'de yapılan yatırımlarda ekipman tedariki sürelerinin uzamasına ve işletme aşamasındaki

yedek parça ihtiyacında problemler yaşanmasına sebep olabilmektedir. Şekil 4.15'te 2017 Ocak itibariyle Türkiye toplam kurulu gücünün türbin markalarına göre dağılımı verilmektedir.



Şekil 4.15 : Türkiye toplam kurulu gücünün türbin markalarına göre dağılımı [8].

2016 yılı itibariyle yerli firmaların üretimi kW seviyelerindedir. TUREB'in 2016'da yayınladığı raporda yerli endüstri gelişiminin her yıl yapılacak 1000 MW'lık yatırımla mümkün olabileceği belirtilmektedir [53]. 9 Ekim 2016'da Resmi Gazete'de yayınlanarak yürürlüğe giren Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA) Yönetmeliği'yle, Türkiye'deki endüstrinin gelişmesi adına önemli bir adım atıldığını belirtmek gerekir. Yayınlanan yönetmelik; kamuya ve özel mülkiyete tabi arazilerde kurulacak yüksek kapasiteli santrallerle, yenilenebilir enerji kaynaklarından etkili bir şekilde faydalanmayı ve YEKA'ya konu tesislerde yerli ekipman kullanımının teşvik edilmesiyle Türkiye'deki endüstrinin geliştirilmesini hedeflemektedir. YEKA'lar Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (YEGM) tarafından yapılan teknik ve idari çalışmalar doğrultusunda belirlenmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayınlanan şartnamenin kriterlerini sağlayan ve belirtilen ekipmanları yerli olarak temin etmeyi veya imal etmeyi kabul eden tüzel kişiler ihaleye katılmaya hak kazanmaktadırlar. Bu sayede, bu alanda yapılan araştırma-geliştirme çalışmalarının, yerli ekipman üretimi ve kullanımının artışı hedeflenmektedir. [61].



## 5. ENERJİ ÜRETİMİ ÖNGÖRÜSÜNDE RÜZGAR ÖLÇÜM VERİSİNİN ETKİSİ

Bu tez çalışmasında rüzgar enerjisi projelerinde sahadan toplanan rüzgar ölçüm verisinin, ölçüm süresi uzunluğu ve ortalama rüzgar hızı alma aralığı bağlamında proje fizibilitesine olan etkisi değerlendirilmektedir.

Tezde aktif işletme halinde olan 40 MW kurulu güce sahip, 2,5 MW'lık 16 adet türbinden oluşan bir rüzgar santralının verileri kullanılmaktadır. 8 adet türbine ait üretim verileri temin edilebildiği için çalışma, santralin 20 MW'lık bölümü için gerçekleştirilmiştir. 8 adet türbine ait 2014 yılındaki gerçek üretim değeriyle, santralin WAsP modelinden elde edilen, farklı ölçüm senaryolarına ait, yıllık enerji üretimi öngörülere karşılaştırılmıştır.

### 5.1 Çalışmada Seçilen Rüzgar Enerjisi Santralının Coğrafi Konumu ve Genel Özellikleri

Çalışmada incelenen rüzgar santrali ortalama yükseltisi 1600 m olan bir bölgede yer almaktadır. Santral engebeli bir arazi üzerine kuruludur. Projeye en yakın yerleşim alanları 750 m ile 2,0 km arasında değişen mesafelerdedir. Bölge genel olarak her mevsim yağışlıdır. Yükseltinin fazla olması nedeniyle bölgede sert kışlar ve serin yazlar görülmektedir.

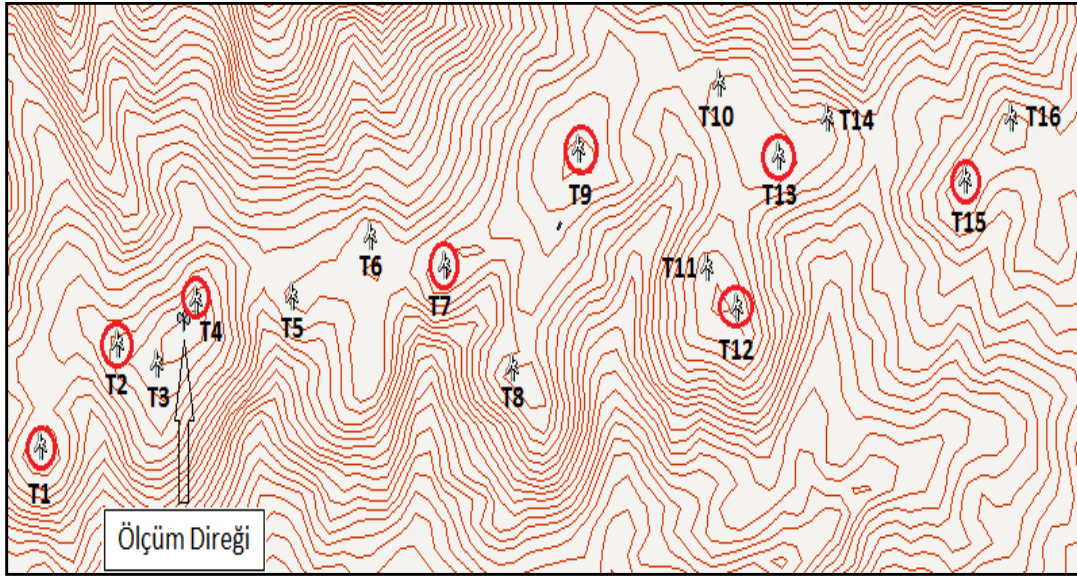
Rüzgar enerjisi santrali kurulu gücü 40 MW'dır. Çizelge 5.1'de ölçüm direğinin ve türbinlerin bulunduğu yükseklikler verilmektedir. Çalışmada kullanılan 8 adet rüzgar türbini kırmızı ile işaretlenmiştir. Şekil 5.1'de rüzgar türbinlerinin ve ölçüm direğinin sahadaki konumları yer almaktadır.

**Çizelge 5.1 :** Ölçüm direğinin ve türbinlerin bulunduğu yükseklikler.

	Yükseklik [m]
Ölçüm Direği	1627
T1	1580
T2	1602

**Çizelge 5.1 (devam) : Ölçüm direğinin ve türbinlerin bulunduğu yükseklikler.**

	Yükseklik [m]
T4	1620
T7	1596
T9	1630
T12	1628
T13	1610
T15	1630



**Şekil 5.1 : Çalışmada kullanılan rüzgar santralinin saha yerleşimi.**

## 5.2 Saha Rüzgar Ölçüm Verisinin İncelenmesi

Rüzgar santraline ait rüzgar verisinin ölçümü 1 Aralık 2009 – 31 Mayıs 2011 tarihleri arasındaki 18 aylık zaman diliminde yapılmıştır. Kullanılan ölçüm direğinin uzunluğu 60 m'dir. Ölçüm direği 1627 m'lik rakımda sahaya sonradan yerleştirilecek T3 ve T4 kodlu türbinlerin arasında konumlandırılmıştır. Direk çevresinde ölçümü engelleyecek herhangi bir yapı bulunmamaktadır. Veri kümesi 60 m yükseklikte bulunan sensörler yardımıyla elde edilmiş rüzgar hızı, rüzgar yönü ve sıcaklık değerlerini içermektedir. Ölçümler 10 dakikalık ortalamalar halinde kaydedilmiştir. Çalışmanın bu bölümünde bölgenin aylık ve mevsimsel olarak ortalama rüzgar hızları tablo ve grafikler yoluyla incelenmektedir.

### 5.2.1 Aylık ortalama rüzgar hızlarının incelenmesi

Çizelge 5.2’de aylara göre elde edilen ortalama rüzgar hızları yer almaktadır. 2009 Aralık ayının 10,38 m/s ortalama hızla en yüksek rüzgar hızına sahip olduğu görülmektedir. Bunu izleyen aylar 9,73 m/s’yle 2010 Şubat, 9,48 m/s’yle 2010 Aralık aylarıdır.

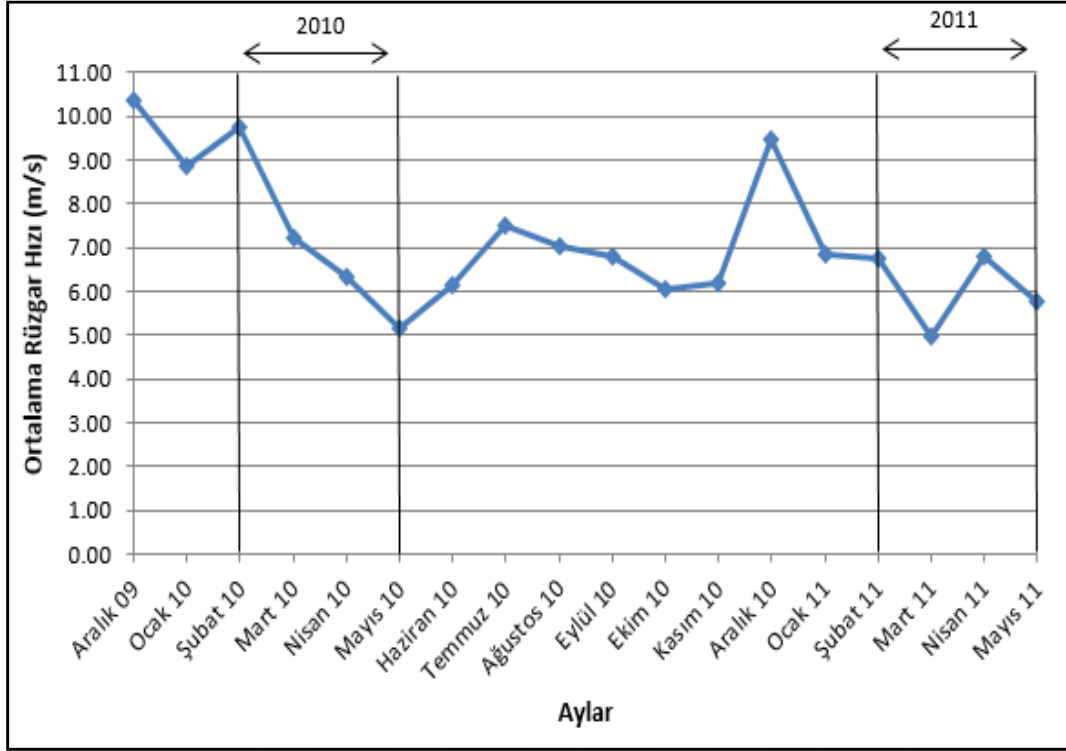
**Çizelge 5.2 : 60 m yükseklikteki aylık ortalama rüzgar hızları.**

Aylar	Ort. Rüzgar Hızı [m/s] 2009	Ort. Rüzgar Hızı [m/s] 2010	Ort. Rüzgar Hızı [m/s] 2011
Ocak	-	8,88	6,84
Şubat	-	9,73	6,74
Mart	-	7,21	4,96
Nisan	-	6,34	6,80
Mayıs	-	5,15	5,76
Haziran	-	6,12	-
Temmuz	-	7,52	-
Ağustos	-	7,01	-
Eylül	-	6,82	-
Ekim	-	6,03	-
Kasım	-	6,21	-
Aralık	10,38	9,48	-

2010 ve 2011 olmak üzere her iki yılda da ölçüm yapılan aylar Ocak, Şubat, Mart, Nisan ve Mayıs aylarıdır. 2011 yılı Mayıs sonunda ölçüm sonlandırıldığı için iki yılın meteorolojik olarak karşılaştırılması ilk 5 ay referans alınarak yapılabilmektedir.

Şekil 5.2’de ölçüm süresi boyunca ortalama rüzgar hızında yaşanan değişim çizgisel olarak gösterilmektedir. Ocak ayı 2010 yılında 8,88 m/s ortalama rüzgar hızına sahipken aynı ay 2011 yılında 6,84 m/s’yle sonlanmış, %23’lük bir düşüş yaşanmıştır. İki ardışık yıl Şubat - Mayıs aralığı bazında incelediğinde ise iki yılın farklı eğilimlere sahip olduğu gözlenmektedir. Aylık ortalama rüzgar hızı 2010

yılında Şubat ayından Mayıs'a doğrusal bir düşüş sergilerken, 2011 yılında inişli çıkışlı bir grafik ortaya çıkmaktadır.



Şekil 5.2 : 60 m yükseklikteki aylık ortalama rüzgar hızı değişimi.

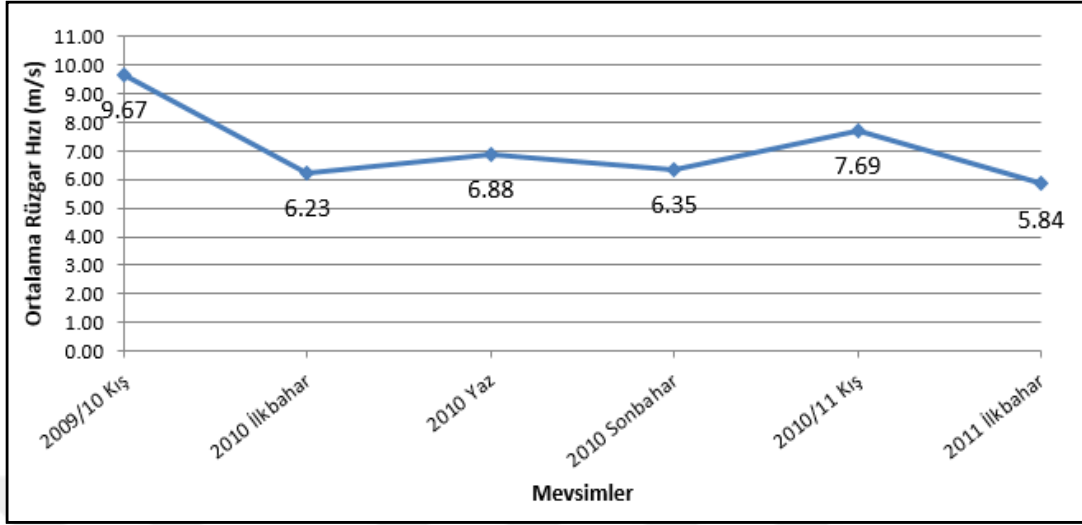
### 5.2.2 Mevsimsel ortalama rüzgar hızlarının incelenmesi

Ölçüm süresi toplam 6 mevsimi kapsamaktadır. 2009/10 kış döneminde başlayan ölçüm alma işlemi 2011 ilkbaharın bitişiyle sonlandırılmıştır. Şekil 5.3 mevsimlere göre ortalama rüzgar hızını göstermektedir. Grafik incelendiğinde kış mevsiminin diğer mevsimlere göre daha yüksek rüzgar hızlarına sahip olduğu görülmektedir. 18 aylık dilimde mevsimsel olarak en yüksek ortalama hız 2010 yılı kış mevsiminde 9,67 m/s'yle yaşanmıştır. Aynı yıl içinde diğer mevsimlerin 6-7 m/s arasında değiştiği görülmektedir.

2010 ve 2011 olmak üzere her iki yılda da ölçüm yapılan mevsimler kış ve ilkbahar mevsimleridir. 2011 yılı Mayıs sonunda ölçüm sonlandırıldığı için mevsimsel olarak iki yılın karşılaştırması bu iki mevsim referans alınarak yapılabilmektedir. 2010 kış mevsiminde ortalama rüzgar hızı 9,67 m/s iken, 2011 yılında bu değer 7,69 m/s olarak gerçekleşmiştir. İlkbahar mevsimi de aynı eğilimi göstererek 6,23 m/s'den 5,84 m/s ortalama hıza düşmüştür. 2010 ve 2011 ardışık yılları arasında yapılan aylık



ve mevsimsel karşılaştırma 2011'in rüzgar yılı olarak daha düşük hıza sahip olduğunu göstermektedir.



**Şekil 5.3** : 60 m yükseklikteki mevsimsel ortalama rüzgar hızı değişimi.

İnceleme sonucunda; saha rüzgar koşullarının aylık ve mevsimsel olarak değişimler gösterdiği görülebilmektedir. Rüzgar enerjisi projelerinde, bu değişimleri tespit etmek ve doğru bir enerji üretimi tahmini yapabilmek için ölçüm işlemi olabildiğince uzun periyotlu olarak gerçekleştirilmelidir. Alınan ölçümler kara santrallerinin 20, deniz aşırı santrallerinin 25 yıllık enerji üretimi tahminlerinde kullanılmaktadır. Fizibilite hesabında yüksek rüzgar hızlarının yaşandığı bir yılın bilinmeden referans alınması beklenmedik kayıplara yol açacaktır.

### **5.3 Çalışmada Kullanılan Santralin WAsP Modeli Kurulumu**

#### **5.3.1 Bölge topoğrafik haritasının oluşturulması, ölçüm direği ve rüzgar türbinlerinin konumlandırılması**

Proje sahasının sınır koordinatları Google Earth yardımıyla belirlenmiştir. Koordinat bilgileri WAsP-11 Map Editor programına girilerek proje sahasının topoğrafik haritası Map Editor programının veri tabanından elde edilmiştir.

#### **5.3.2 Bölge pürüzlülük haritasının oluşturulması**

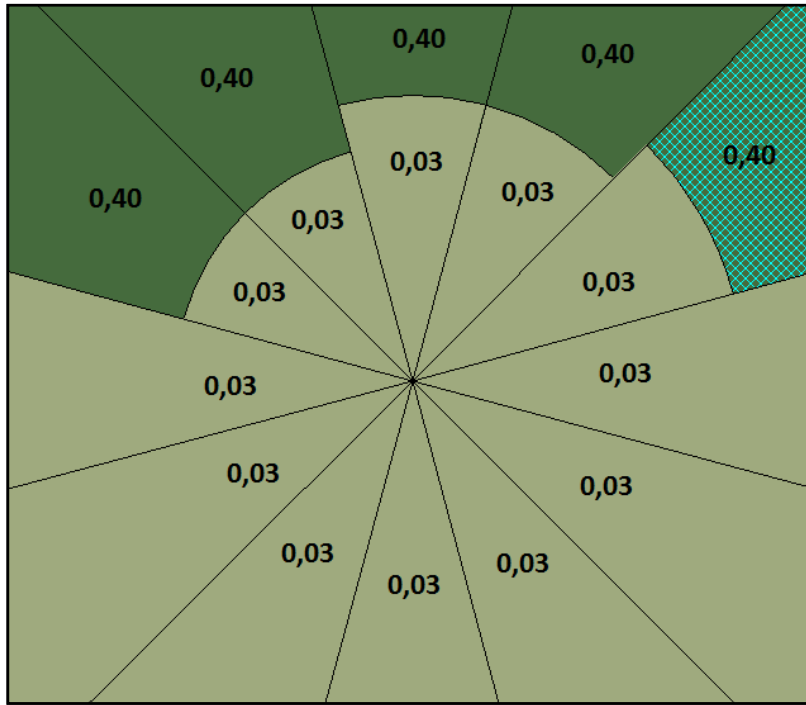
Yüzey pürüzlülüğü rüzgar profiline etki eden önemli bir parametredir. Pürüzsüz bir yüzeyden pürüzlü bir alana geçiş yüzey sürtünme gerilmesinin artışıyla sonuçlanır. Yüzeydeki pürüzlülük artışı rüzgar hızının azalmasına, türbülansın artmasına neden

olur [62]. Bu noktada pürüzlülüğünün doğru olarak değerlendirilmesi önemlidir. Çizelge 5.3'te bölge özelliklerine göre tanımlanan pürüzlülük sınıfları verilmektedir .

**Çizelge 5.3 :** Bölge özelliklerine göre pürüzlülük sınıfları [63].

Pürüzlülük Sınıfı	Arazi Yapısı	Pürüzlülük
0. Sınıf	Su alanları, deniz ve göller	0,0002 m
1. Sınıf	Açık, hafif eğimli arazi, ağaç ve çalılıklar	0,03 m
2. Sınıf	Tarım arazileri, düşük yoğunluklu binalar	0,10 m
3. Sınıf	Ormanlık ve yerleşim alanları	0,40 m

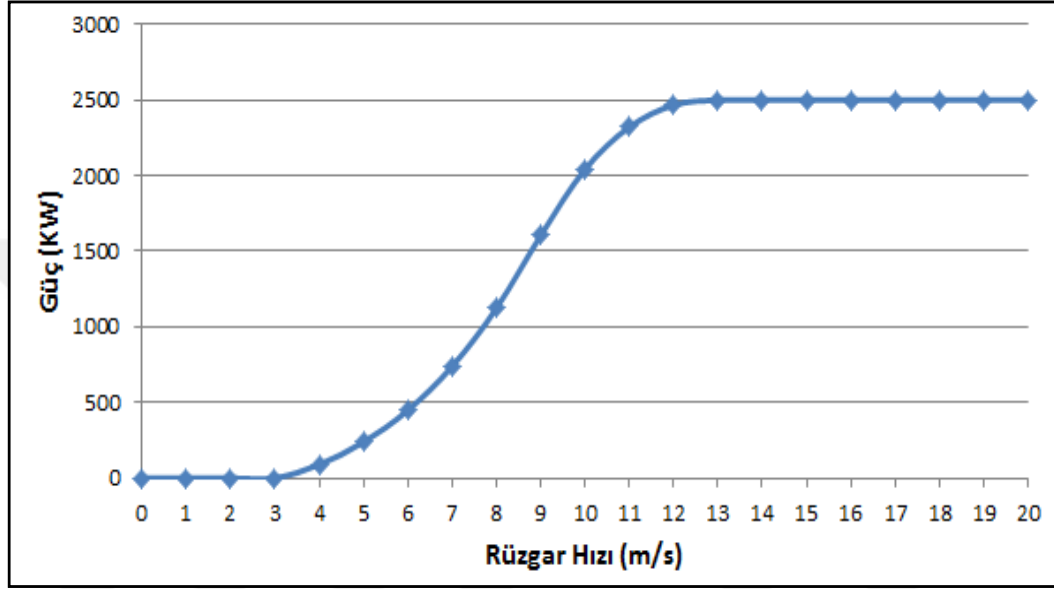
Konu projenin saha pürüzlülüğü uydu görüntüleri incelenerek tayin edilmiştir. Proje genel olarak engebeli bir arazi üzerine kuruludur. Proje alanının batı, doğu ve güney kısımlarında çalılıklar bulunmaktadır. Bu alanların pürüzlülük değeri 0,03 m olarak tanımlanmıştır. Sahanın kuzey kısmında ise çalılıklardan sonra ormanlık alanların bulunduğu gözlemlenmiştir. Ormanlık bölgelerin pürüzlülüğü 0,40 m olarak belirlenmiştir. Şekil 5.4'te arazinin WASP programında oluşturulan pürüzlülük haritası yer almaktadır.



**Şekil 5.4 :** Proje sahasının pürüzlülük haritası.

### 5.3.3 Santralde kullanılan rüzgar türbinin incelenmesi

Rüzgar santrali direk yüksekliği 80 m, rotor çapı 100 m olan 16 adet 2,5 MW'lık türbinden oluşmaktadır. Kullanılan rüzgar türbini 3 m/s rüzgar hızında devreye girmektedir. 14 - 20 m/s rüzgar hızı aralığında en yüksek enerji üretimi kapasitesi olan 2500 kW'a ulaşmaktadır. Türbin 20 m/s'nin üzerindeki rüzgar hızlarında devreden çıkmaktadır. Şekil 5.5'te rüzgar türbini güç eğrisi yer almaktadır.



Şekil 5.5 : Rüzgar türbini güç eğrisi grafiği.

### 5.4 WAsP Programından Elde Edilen Sonuçlar

Saha rüzgar ölçümleri 1 Aralık 2009 – 31 Mayıs 2011 tarihleri arasında 18 ay süreyle, 60 metre yükseklikten, 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarının kaydedilmesiyle gerçekleştirilmiştir. Ölçüm verisi Çizelge 5.4'te verildiği şekilde düzenlenerek çalışma için 6 farklı durum tanımlanmıştır. Oluşturulan senaryolar ölçüm süresi uzunluğuna ve ortalama rüzgar hızı alma aralığına göre farklılıklar göstermektedir. Ölçüm yüksekliği tüm durumlar için 60 m'dir.

Durum 1-2-3, 10 dakikalık ortalamalara sahip ölçüm verileriyle yapılan analizlerdir. İlk üç durumun arasındaki farklılık, ölçüm verisinin ilk 6 ay, ilk 12 ay ve 18 ayın tamamı olarak bölümlendirilmesiyle oluşturulmuştur.

Durum 4-5-6'nın analizlerinde ise 60 dakikalık ortalamalara sahip ölçüm verileri kullanılmıştır. Bu veriler; 10 dk'lık verilerin Excel'de saatlik ortalamalara

dönüştürülmesiyle elde edilmiştir. 60 dk'lık veri bütünü ilk 6 ay, ilk 12 ay ve 18 ayın tamamı olmak üzere ilk 3 durum için de kullanılan ölçüm uzunluklarına sahiptir.

**Çizelge 5.4 :** Kullanılan ölçüm verisine göre durum tanımlamaları.

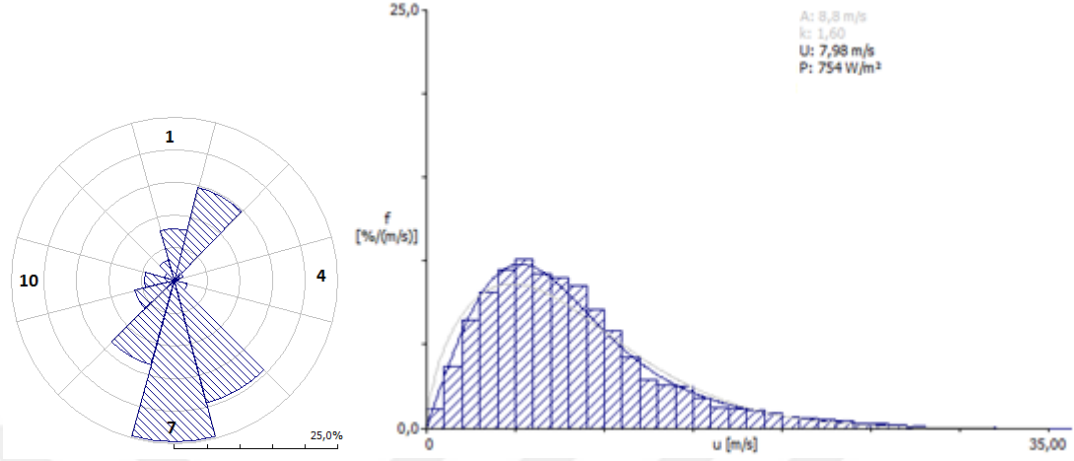
<b>Durum</b>	<b>Ölçüm Yüksekliği [m]</b>	<b>Ölçüm Süresi Uzunluğu [ay]</b>	<b>Ortalama Alma Aralığı [dk]</b>
Durum-1	60 m	1 Aralık 2009 – 31 Mayıs 2010 / İlk 6 ay	10 dk
Durum-2	60 m	1 Aralık 2009 - 30 Kasım 2010 / İlk 12 ay	10 dk
Durum-3	60 m	1 Aralık 2009 – 31 Mayıs 2011 / 18 ay	10 dk
Durum-4	60 m	1 Aralık 2009 – 31 Mayıs 2010 / İlk 6 ay	60 dk
Durum-5	60 m	1 Aralık 2009 - 30 Kasım 2010 / İlk 12 ay	60 dk
Durum-6	60 m	1 Aralık 2009 – 31 Mayıs 2011 / 18 ay	60 dk

6 ve 18 aylık verilerin kullanıldığı analizlerde yıllık döngülerin tamamlanmadığı unutulmamalıdır. 6 aylık uzunluktaki ölçüm verisinin kullanıldığı Durum-1 ve Durum-4 kış ve ilkbahar mevsimlerini kapsamaktadır. 18 aylık ölçüm verisinin kullanıldığı Durum-3 ve Durum-6 ise bir yıllık tam döngünün üzerine devam eden kış ve ilkbahar mevsimlerini kapsayarak toplam altı mevsime ait rüzgar verisini içermektedir. Bu durumlar için analizlerinden elde edilen yıllık enerji öngörülerinin bölge rüzgar hızlarında yaşanan mevsimsel ve yıllık değişimlerden etkileneceği göz önünde bulundurulmalıdır. Çalışmada yapılan incelemeler bu doğrultuda gerçekleştirilmiştir. Hava yoğunluğu tüm analizlerde  $1,225 \text{ kg/m}^3$  olarak alınmıştır.

#### **5.4.1 Durum 1: 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan 6 aylık ölçüm verisiyle yapılan WASP analizi**

Durum 1'in analizi 1 Aralık 2009 – 31 Mayıs 2010 tarihleri arasındaki 6 aylık dilimde, 60 metre yükseklikten toplanan, 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan ölçüm verisiyle gerçekleştirilmiştir. Ölçüm kış ve ilkbahar mevsimlerini kapsamaktadır. Şekil 5.6'da bu aralığa ait WASP programından elde edilen rüzgar gülü ve Weibull dağılımı bulunmaktadır. Rüzgar verisi programda 12 sektöre

ayrılarak kullanılmıştır. 60 m’de oluşan ortalama rüzgar hızı 7,98 m/s, ortalama güç yoğunluğu 754 W/m<sup>2</sup> olarak gözlenmiştir. Hakim rüzgar yönü %24,7’yle sektör 7 (180°)’de oluşmaktadır.



**Şekil 5.6 :** Durum 1’e ait rüzgar gülü ve weibull dağılımı.

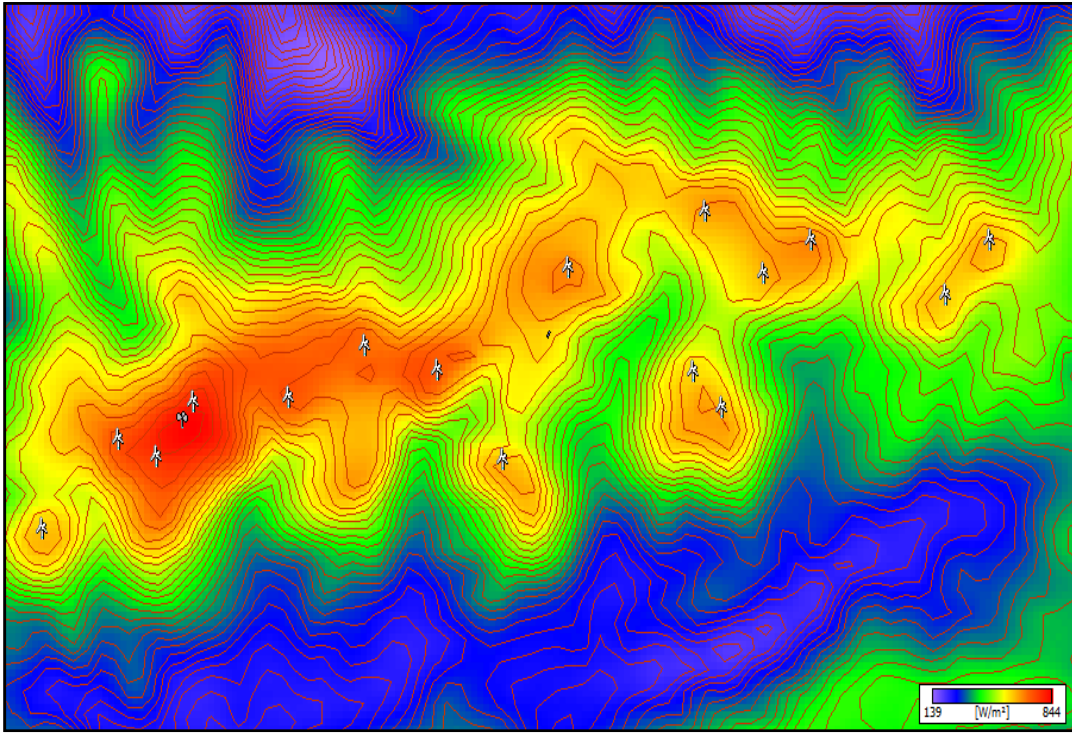
Rüzgar verilerininin 12 sektöre göre rüzgar esme sıklığı, ortalama rüzgar hızı ve güç yoğunluğu dağılımı Çizelge 5.5’te ayrıntılı olarak sunulmaktadır. Rüzgar ortalama hızının en yüksek olduğu sektör ise 11,64 m/s’yle sektör 6 (150°)’dir.

**Çizelge 5.5 :** Durum 1 – Sektörlere göre rüzgar frekansı, ortalama hız ve güç yoğunlu dağılımı.

Sektör No.	Sektör Açısı [°]	Frekans [%]	Ort. Rüzgar Hız[m/s]	Güç Yoğunluğu [W/m <sup>2</sup> ]
1	0	8	5,31	176
2	30	14,7	6,33	263
3	60	1,4	4,21	106
4	90	0,7	3,90	112
5	120	2	6,66	388
6	150	19,5	11,64	1822
7	180	24,7	9,31	1009
8	210	13,4	7,14	403
9	240	6,2	6,78	320
10	270	4,6	5,51	206
11	300	1,6	4,39	84
12	330	3,3	4,17	84
Toplam	-	100	7,98	754

Şekil 5.7’de Durum-1 için elde edilen bölge güç yoğunluğu haritası yer almaktadır. Bölge güç yoğunluğu  $139 \text{ W/m}^2$  ile  $844 \text{ W/m}^2$  arasında değişmektedir. Analiz sonuçlarına göre güç yoğunluğunun fazla olduğu bölgelerin 1560 metre ve üzeri yükseltiyeye sahip alanlar olduğu belirlenmiştir. Bu bölgeler arazinin en yüksek rakımlı alanlarıdır.

Analiz sonuçları ile sahada yapılan mikrokonuslandırma karşılaştırıldığında, rüzgar türbinlerinin güç yoğunluğunun en fazla olduğu kırmızı renkli bölgelere yerleştirildiği görülmektedir.



**Şekil 5.7 :** Durum 1'in bölge güç yoğunluğu haritası ve rüzgar santralinin mikrokonuslandırması.

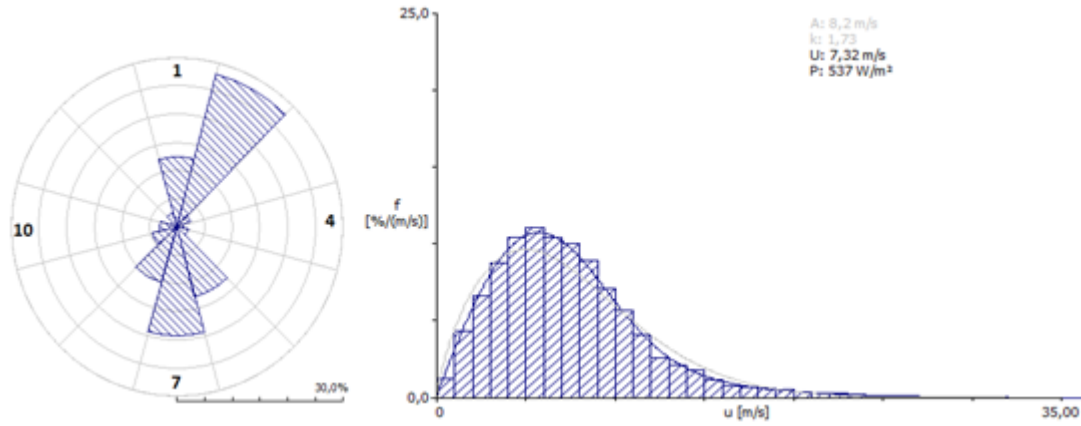
Çizelge 5.6’da Durum-1 için WAsP programından elde edilen yıllık brüt ve net enerji üretim değerleri ve kayıplar yer almaktadır. Brüt ve net enerji arasındaki fark üretimde yaşanan kaybı temsil etmektedir ve iz etkisinden kaynaklanmaktadır. 8 türbinin yıllık toplam net enerji üretimi değeri program tarafından 68494 MWh olarak öngörülmektedir. En yüksek enerji üretimine sahip türbin yıllık 8850 MWh’la T2 kodlu türbindir. T12 türbini 8803 MWh’la ikinci sırada yer almaktadır. İz etkisinden dolayı yaşanacak toplam kayıp oranı brüt enerji üzerinden %4 olarak hesaplanmaktadır. En yüksek kayıp T13 türbininde %6,43 olarak öngörülmüştür.

**Çizelge 5.6 : Durum 1 - WAsP'tan elde edilen yıllık enerji üretimi ve iz kaybı oranları.**

<b>Türbin</b>	<b>Brüt AEP [MWh]</b>	<b>Net AEP [MWh]</b>	<b>İz Kaybı [%]</b>
T1	8610	8446	1,89
T2	9194	8850	3,75
T4	9314	8797	5,56
T7	8880	8606	3,09
T9	8915	8600	3,53
T12	9176	8803	4,06
T13	8781	8217	6,43
T15	8480	8175	3,60
Toplam	71350	68494	4,00

#### **5.4.2 Durum 2: 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan 12 aylık ölçüm verisiyle yapılan WAsP analizi**

Durum 2’de kullanılan rüzgar ölçüm verisi 1 Aralık 2009 - 30 Kasım 2010 tarihleri arasında 12 ay süreyle 60 metre yükseklikten toplanmıştır. Ölçüm verisi 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşmaktadır. Bu durum için WAsP’ta yapılan analiz sonucunda 12 aylık ortalama rüzgar hızı 7,32 m/s, ortalama güç yoğunluğu ise 537 W/m<sup>2</sup> olarak hesaplanmıştır. Hakim rüzgar yönü %27,9’la sektör 2 (30°) olarak elde edilmiştir. Şekil 5.8’de Durum-2’ye ait rüzgar gülü ve Weibull dağılımı verilmektedir. Durum-2, Durum-1’le karşılaştırıldığında; ortalama rüzgar hızında 0,66 m/s düşüş, hakim rüzgar yönünde 150°’lik bir değişim olduğu gözlemlenmektedir. Bir önceki bölümde incelendiği üzere Durum-1 için hakim rüzgar yönü sektör 7 (180°) olarak elde edilmişti. Ortalama rüzgar hızında ve hakim rüzgar yönünde tespit edilen bu farklılıkların temel nedeni; Durum 1’de kullanılan ölçüm verisinin kış ve ilkbaharı kapsayan altı aylık dönemi, Durum-2’de kullanılan ölçüm verisinin ise bir tam yılı içermesinden dolayı kaynaklanmaktadır.



**Şekil 5.8 :** Durum 2'ye ait rüzgar gülü ve weibull dağılımı.

Durum 2 için rüzgar verilerinin sektörlere göre rüzgar esme frekansı, ortalama rüzgar hızı ve güç yoğunluğu dağılımı Çizelge 5.7'de yer almaktadır. Sektör 6 (150°) 10,25 m/s'yle en yüksek rüzgar ortalama hızına sahip bölgedir.

**Çizelge 5.7 :** Durum 2 - Sektörlere göre rüzgar frekansı, ortalama hız ve güç yoğunlu dağılımı.

Sektör No.	Sektör Açısı [°]	Frekans [%]	Ort. Rüzgar Hız[m/s]	Güç Yoğunluğu [W/m <sup>2</sup> ]
1	0	12,3	5,79	211
2	30	27,9	7,19	342
3	60	2,7	5,34	179
4	90	1,1	3,92	88
5	120	2,1	5,86	283
6	150	12,7	10,25	1442
7	180	19,3	8,52	813
8	210	10,3	6,94	375
9	240	4,6	6,66	338
10	270	3,1	5,62	222
11	300	1,2	3,92	70
12	330	2,7	3,81	75
Toplam		100	7,32	537



Çizelge 5.8’de Durum-2 için WAsP’tan elde edilen türbin bazında yıllık enerji üretim değerleri ve iz etkisinden kaynaklanan kayıp oranları yüzdesel olarak yer almaktadır. 8 türbinin yıllık toplam net enerji üretimi değeri 63521 MWh olarak öngörülmektedir. En yüksek enerji üretimine sahip türbin T4 kodlu türbindir ve program tarafından bu türbin için 8424 MWh enerji üretimi tahmin edilmektedir. İz etkisinden dolayı yaşanacak toplam kayıp oranı brüt enerji üzerinden %5,19 olarak hesaplanmakta, en yüksek kayıp T13 türbininde %7,58 olarak öngörülmektedir.

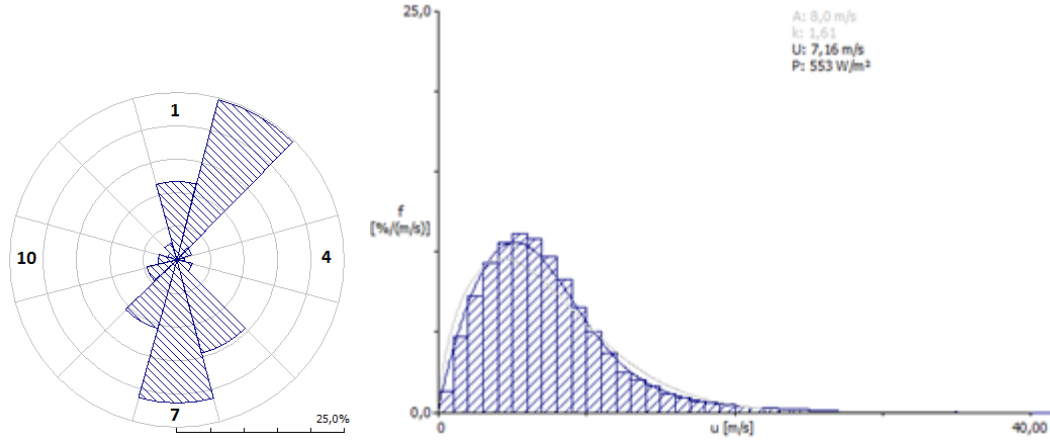
**Çizelge 5.8 : Durum 2 - WAsP’tan elde edilen yıllık enerji üretimi ve iz kaybı oranları.**

<b>Türbin</b>	<b>Brüt AEP [MWh]</b>	<b>Net AEP [MWh]</b>	<b>İz Kaybı [%]</b>
T1	7935	7569	4,61
T2	8771	8407	4,14
T4	8843	8424	4,75
T7	8328	8073	3,06
T9	8303	8023	3,38
T12	8756	8116	7,30
T13	8261	7636	7,58
T15	7801	7273	6,77
Toplam	66998	63521	5,19

#### **5.4.3 Durum 3: 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan 18 aylık ölçüm verisiyle yapılan WAsP analizi**

Durum 3’ün analizi 1 Aralık 2009 – 31 Mayıs 2011 tarihleri arasında 18 ay süreyle, 60 metre yükseklikten toplanan, 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan ölçüm verisiyle gerçekleştirilmiştir. Kullanılan ölçüm verisi bir tam yıllık sürecin üzerine devam eden kış ve ilkbahar mevsimlerini içermektedir. Yıllık enerji üretimi öngörüsünde kullanılacak rüzgar atlası altı mevsimlik ölçüm verisinin değerlendirilmesiyle oluşturulmuştur. Yapılan WAsP analizi sonucunda ortalama rüzgar hızı 7,16 m/s, ortalama güç yoğunluğu ise 553 W/m<sup>2</sup> olarak elde edilmiştir.

Şekil 5.9’da Durum 3’e ait rüzgar gülü ve Weibull dağılımı yer almaktadır. Ortalama rüzgar hızının Durum-2’ye göre 0,16 m/s daha düşük olduğu gözlemlenmektedir.



**Şekil 5.9 :** Durum 3’e ait rüzgar gülü ve weibull dağılımı.

Durum-3 için hakim rüzgar yönü %24,6’yla sektör 2 (30°)’dir. 12 aylık ve 18 aylık ölçüm verileriyle yapılan analizlerin bu noktada paralellik gösterdiği tespit edilmiştir. Durum-3 için rüzgar verilerinin sektörlere göre rüzgar esme frekansı, ortalama rüzgar hızı ve güç yoğunluğu dağılımı Çizelge 5.9’da yer almaktadır.

**Çizelge 5.9 :** Durum 3 - Sektörlere göre rüzgar frekansı, ortalama hız ve güç yoğunlu dağılımı.

Sektör No.	Sektör Açısı [°]	Frekans [%]	Ort. Rüzgar Hız[m/s]	Güç Yoğunluğu [W/m <sup>2</sup> ]
1	0	11,6	5,45	184
2	30	24,6	6,91	322
3	60	2,4	5,03	158
4	90	1,1	3,63	72
5	120	2,4	5,80	299
6	150	14,4	9,79	1437
7	180	21,3	8,33	802
8	210	10,6	6,79	360
9	240	4,7	6,67	349
10	270	2,8	5,50	207
11	300	1,4	3,88	73
12	330	2,7	3,68	75
Toplam	-	100	7,16	553

Çizelge 5.10’da Durum 3 için WAsP programında hesaplanmış türbin bazında yıllık brüt ve net enerji üretim değerleri ve kayıp oranları bulunmaktadır. 8 türbinin yıllık toplam net enerji üretimi değeri WAsP tarafından 60163 MWh olarak öngörülmektedir. En yüksek enerji üretimine sahip türbin T4 kodlu türbindir. WAsP bu türbin için yıllık 7945 MWh enerji üretimi tahmininde bulunmaktadır. T2 türbini 7930 MWh’la ikinci sırada yer almaktadır. İz etkisinden dolayı yaşanacak toplam kayıp oranı brüt enerji üzerinden %4,98 olarak hesaplanmaktadır. En yüksek kayıp T13 türbininde %7,48 olarak elde edilmiştir.

**Çizelge 5.10 : Durum 3 - WAsP’tan elde edilen yıllık enerji üretimi ve iz kaybı oranları.**

<b>Türbin</b>	<b>Brüt AEP [MWh]</b>	<b>Net AEP [MWh]</b>	<b>İz Kaybı [%]</b>
T1	7518	7215	4,03
T2	8274	7930	4,16
T4	8364	7945	5,01
T7	7890	7647	3,08
T9	7854	7580	3,49
T12	8228	7683	6,63
T13	7797	7214	7,48
T15	7393	6949	6,02
Toplam	63318	60163	4,98

#### **5.4.4 Durum-4: 60 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan 6 aylık ölçüm verisiyle yapılan WAsP analizi**

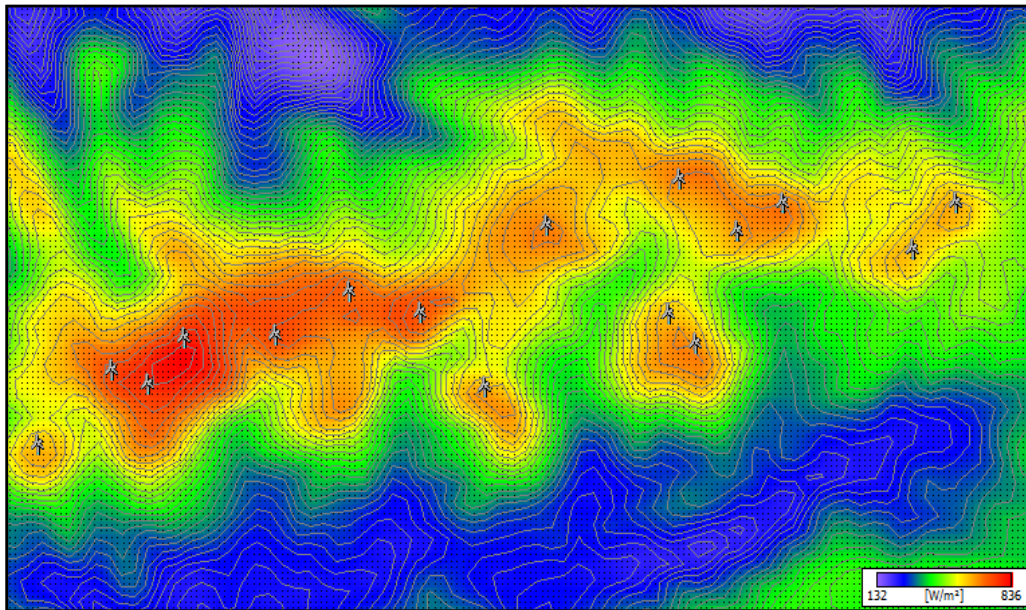
Durum 4’ün analizinde kullanılan rüzgar verisi; 1 Aralık 2009 – 31 Mayıs 2010 tarihleri arasında 6 ay süreyle toplanan 10 dk’lık ölçümlerin Excel’de 60 dk’lık ortalamalara dönüştürülmesiyle oluşturulmuştur.

Çizelge 5.11’de WAsP’tan türbin bazında elde edilen yıllık net enerji üretimi değerleri bulunmaktadır. Durum-4 için yıllık toplam enerji üretimi 69157 MWh olarak elde edilmiştir.

**Çizelge 5.11** : Durum 4 - WAsP'tan elde edilen yıllık enerji üretimi.

<b>Türbin</b>	<b>Net AEP [MWh]</b>
T1	8531
T2	8947
T4	8808
T7	8652
T9	8714
T12	8998
T13	8279
T15	8228
Toplam	69157

Durum-4 için bölge güç yoğunluğu Şekil 5.10'da verildiği üzere 132 W/m<sup>2</sup> ile 836 W/m<sup>2</sup> arasında değişmektedir. 6 aylık, 10 dk'lık ortalama alma aralığına sahip ölçüm verisi kullanılarak analizi yapılan Durum-1 için bu değerler 139 W/m<sup>2</sup> ile 844 W/m<sup>2</sup> olarak elde edilmiştir. Durum-1'in güç yoğunluğu açısından incelemesi çalışmanın 5.4.1 bölümünde yapılmış olup, güç yoğunluğu haritası Şekil 5.7'de verilmiştir. İki farklı durum için elde edilen haritalar renksel olarak paralellik göstermekle beraber, kullanılan ortalama rüzgar hızı alma aralığının farklılığından dolayı güç yoğunluğu dağılımı aynı değildir.



**Şekil 5.10** : Durum-4 için bölge güç yoğunluğu haritası.

#### 5.4.5 Durum-5: 60 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan 12 aylık ölçüm verisiyle yapılan WAsP analizi

Durum 5'in WAsP analizinde kullanılan rüzgar verisi, 1 Aralık 2009 - 30 Kasım 2010 tarihleri arasında kapsayan 12 aylık 10 dk'lık rüzgar ölçümünün 60 dk'lık ortalamalara dönüştürülmesiyle elde edilmiştir. Yıllık toplam enerji üretimi program tarafından 63939 MWh olarak tahmin edilmektedir. Tüm türbinler için elde edilen sonuçlar Çizelge 5.12'de yer almaktadır.

**Çizelge 5.12 :** Durum 5 - WAsP'tan elde edilen yıllık enerji üretimi.

Türbin	Net AEP [MWh]
T1	7614
T2	8453
T4	8406
T7	8060
T9	8121
T12	8346
T13	7651
T15	7288
Toplam	63939

Durum-5 için türbin bazında en yüksek enerji üretimi 8453 MWh'la T2 için öngörülmüştür. T4 ise 8406 MWh'la ikinci sıradadır.

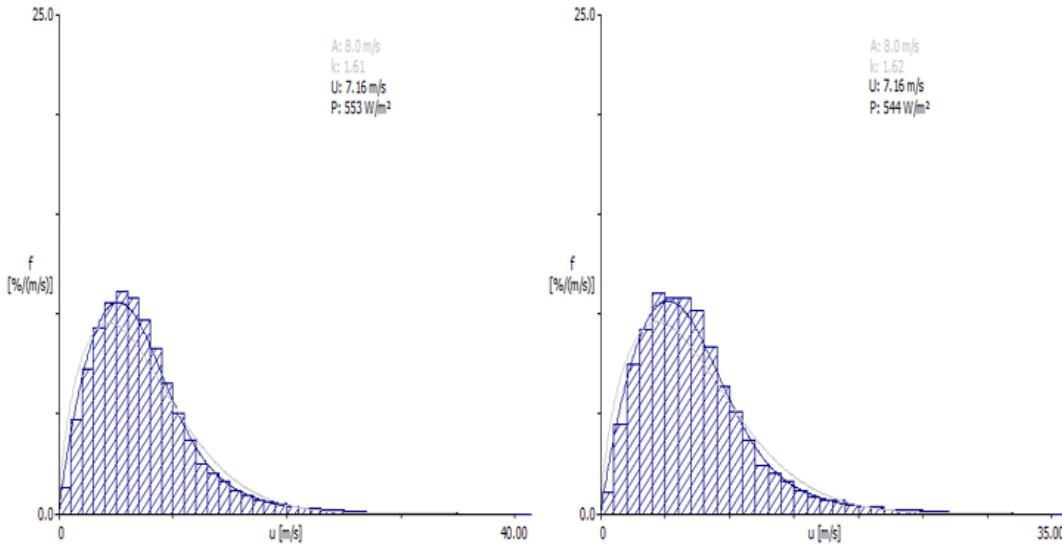
#### 5.4.6 Durum-6: 60 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan 18 aylık ölçüm verisiyle yapılan WAsP analizi

Durum 6 için kullanılan rüzgar verisi; 1 Aralık 2009 - 31 Mayıs 2011 tarihleri arasında 18 ay süreyle 10 dk'lık aralıklarla toplanmış ölçüm verisinin 60 dk'lık ortalama rüzgar hızlarına dönüştürülmesiyle elde edilmiştir. Çizelge 5.13'te sunulduğu üzere sekiz türbin için program tarafından öngörülen yıllık toplam enerji üretimi 60544 MWh'tır.

**Çizelge 5.13 :** Durum 6 - WAsP'tan elde edilen yıllık enerji üretimi.

Türbin	Net AEP [MWh]
T1	7258
T2	7978
T4	7924
T7	7639
T9	7663
T12	7886
T13	7232
T15	6964
Toplam	60544

Şekil 5.11'de 18 ay uzunluğundaki, 10 dk'lık ve 60 dk'lık olmak üzere, iki ölçüm verisine ait WAsP programından elde edilen weibull dağılımları bulunmaktadır.



**Şekil 5.11 :** 18 aylık ölçüm verilerine ait weibull dağılımları.

Sol tarafta bulunan 10 dk'lık ortalamalarla elde edilen weibull dağılımının 60 dakikalık ortalamalarla elde edilene göre çok düzgün ve dengeli bir dağılıma sahip olduğu görülmektedir.

## 5.5 WASP Sonuçlarının Santralin Gerçek Üretim Değerleriyle Karşılaştırılması

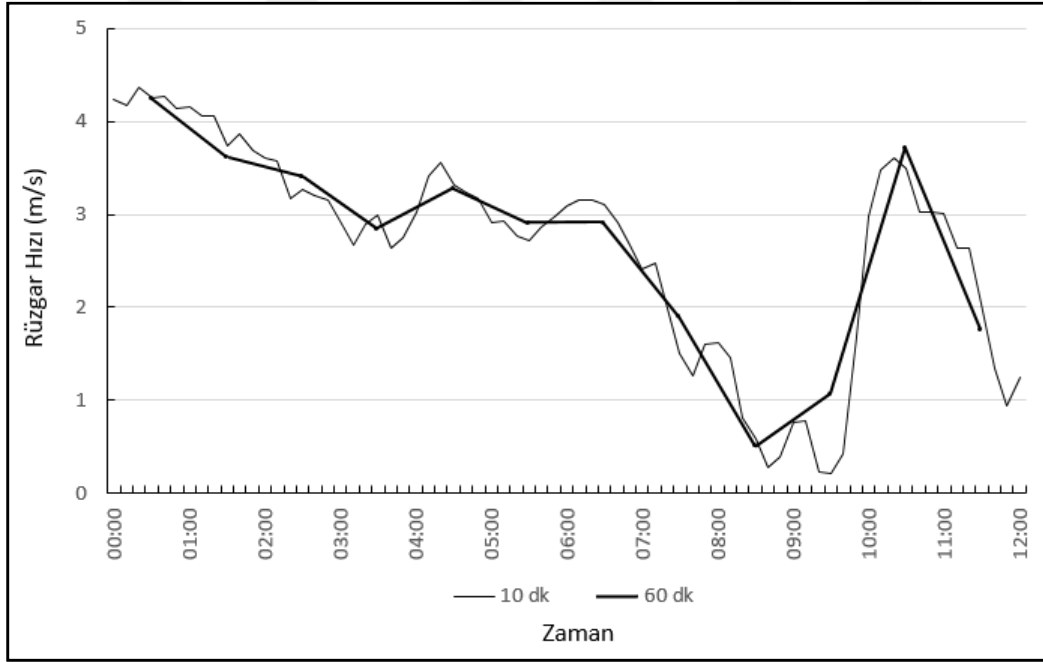
Çizelge 5.14'te WASP analizlerinden elde edilen yıllık enerji üretim değerleri santralin 2014 yılındaki gerçek üretim değerleriyle karşılaştırılmaktadır. Daha önce belirtildiği gibi 8 türbine ait üretim değerleri temin edilebildiği için karşılaştırma 20 MW'lık bölüm için yapılmıştır. 8 türbin için 2014 yılındaki toplam gerçek enerji üretimi 52881 MWh'tır.

Çalışma kapsamında analizi yapılan tüm durumlardan, santralin gerçek enerji üretimine göre fazla değerler elde edilmiştir. Tespit edilen farkların tek nedenini sadece ölçüm verisine bağlı olarak açıklamak doğru olmayacaktır. Bu farkların oluşmasında bilgisayar programından kaynaklı belirsizlikler, elektriksel kayıplar ve santral işletme halindeyken türbinlerde yaşanan duruşlar da etkili olmaktadır. Ek olarak 52881 MWh'lık santral gerçek enerji üretiminin bir yıla ait bir veri olduğu unutulmamalıdır. İz etkisinden dolayı kaynaklanacak kayıplar WASP tarafından öngörülmektedir. Elde edilen hata oranlarının içindeki etken sayısını azaltmak ve rüzgar ölçüm verisinin enerji üretimi öngörüsü üzerindeki etkisini daha iyi bir şekilde incelemek adına bu bölümde yapılacak karşılaştırmalar; türbinlerdeki duruşlardan dolayı yaşanan kayıplar hesaba katılarak gerçekleştirilecektir.

Bir türbinin yıllık operasyon süresi 8760 saattir. Çalışma 8 adet türbin üzerinden gerçekleştirildiği için 2014 yılına ait toplam 70080 saatlik enerji üretimi verisi mevcuttur. Türbinler 3 m/s'de devreye girmekte, 20 m/s'de devreden çıkmaktadır. Türbinin alışma aralığında enerji üretiminin olmadığı zamanlar incelendiğinde, 2014 yılında 8 türbinde toplam 3704,5 saat duruş olduğu, bu nedenden dolayı yıllık toplam 3822 MWh enerji kaybı olduğu hesaplanmıştır. Her türbinin enerji üretimi verisi incelenerek duruş olan zaman dilimleri tespit edilmiş, naselde bulunan anemometreden ölçülmüş rüzgar hızı ve türbin güç eğrisi yardımıyla, türbinlerin çalışması durumundaki enerji üretimi elde edilmiştir. Çizelge 5.15'te yer aldığı üzere, 2014 yılı boyunca hiç duruş olmadığı kabul edilirse, santralin yıllık toplam enerji üretimi 56703 MWh olmalıdır. Çalışmanın ilerleyen kısmında yapılacak incelemelerde santralin yıllık enerji üretimi olarak bu değer referans alınacaktır.

Yapılan karşılaştırmalar neticesinde en iyi sonuçların 18 aylık verilerin kullanıldığı durumlardan elde edildiği görülmektedir. 18 aylık veriler kendi içinde değerlendirildiğinde ise 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan ölçüm verisinin 60 dakikalığa göre daha iyi sonuçlar verdiği açıktır. 18 aylık 10 dakikalık

ölçüm verisinin kullanımıyla Durum-3'ten yıllık 60163 MWh enerji üretimi öngörülmektedir ve bu değer %6,1 hata oranına sahiptir. 18 aylık 60 dk'lık ortalama rüzgar hızı alma aralığına sahip ölçüm verisinin kullanıldığı Durum-6 ise yıllık 60544 MWh enerji üretimi öngörerek %6,8 hata oranıyla sonuçlanmaktadır. 18 aylık ölçüm süresi bazında 10 dakikalık yerine 60 dakikalık ortalamaların kullanılması hata oranının %0,7 artmasına neden olmuştur. Bu hata artışı kısa aralıklarda esen şiddetli rüzgarların, 1 saatlik ortalamalarda ihmal edilmesinden kaynaklanmaktadır. Şekil 5.12'de 12 Aralık 2009 günü saat gece 00:00'la öğlen 12:00 arasındaki rüzgar hızları verilmektedir. İnce çizgi 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarını, kalın çizgi ise 1 saatlik ortalamaları göstermektedir. Kalın çizgiyle ince çizgi arasında oluşan dikey eksendeki farklar 1 saatlik ortalamalarda ihmal edilmektedir. Bu durum yıllık enerji üretimi öngörüsünde %0,7 hata artışına neden olmaktadır.



**Şekil 5.12** : 10 dakikalık ve 60 dakikalık ortalama rüzgar hızlarının incelenmesi.

12 aylık ölçüm verileri kullanılarak gerçekleştirilen senaryolarda Durum-2 (10 dk'lık) için 63521 MWh, Durum-5 (60 dk'lık) için 63939 MWh yıllık enerji üretimi tahmin edilmektedir. Elde edilen sonuçlar santralin 2014 yılı enerji üretim değeriyle karşılaştırıldığında hata oranlarının %12-12,8 seviyesinde olduğu gözlemlenmiştir.

Beklendiği gibi elde edilen sonuçlar arasında en büyük sapma 6 aylık verilerin kullanıldığı Durum-1 ve Durum-4'te tespit edilmiştir. Elde edilen büyük farklılıkların nedeni ölçüm verisinin yılın geri kalan 6 aylık dilimini içermemesi,



rüzgar hızlarında yaşanan mevsimsel etkilerin göz önünde bulundurulmamasından kaynaklanmaktadır. 6 aylık 60 dk'lık ortalamala rüzgar hızlarından oluşan ölçüm verisinin kullanıldığı Durum-4 %22 hata oranına, 6 aylık 10 dk'lık ortalamalardan oluşan ölçüm verisinin kullanıldığı Durum-1 ise %20,8 bağıl hata oranına sahiptir. Çizelge 5.16 tüm durumlar için hesaplanan bağıl hata oranlarını içermektedir.



**Çizelge 5.14 :** Tüm senaryolar için elde edilen enerji üretimi tahminleri ile santral enerji üretiminin karşılaştırılması.

<b>Türbin</b>	<b>Durum-1 Yıllık Enerji Üretimi Öngörüsü [MWh]</b>	<b>Durum-2 Yıllık Enerji Üretimi Öngörüsü [MWh]</b>	<b>Durum-3 Yıllık Enerji Üretimi Öngörüsü [MWh]</b>	<b>Durum-4 Yıllık Enerji Üretimi Öngörüsü [MWh]</b>	<b>Durum-5 Yıllık Enerji Üretimi Öngörüsü [MWh]</b>	<b>Durum-6 Yıllık Enerji Üretimi Öngörüsü [MWh]</b>	<b>2014 Gerçek Üretim Değeri [MWh]</b>	<b>2014 Duruşların Yok Sayıldığı Durum [MWh]</b>
T1	8446	7569	7215	8531	7614	7258	7093	7921
T2	8850	8407	7930	8947	8453	7978	7363	7794
T4	8797	8424	7945	8808	8406	7924	6338	6952
T7	8606	8073	7647	8652	8060	7639	6828	7194
T9	8600	8023	7580	8714	8121	7663	6392	6802
T12	8803	8116	7683	8998	8346	7886	6711	7065
T13	8217	7636	7214	8279	7651	7232	6029	6407
T15	8175	7273	6949	8228	7288	6964	6127	6569
Toplam Enerji Üretimi	68494	63521	60163	69157	63939	60544	52881	56703

**Çizelge 5.15 :** Tüm senaryolar için elde edilen enerji üretimi tahminleri ile santral enerji üretimi arasındaki bağıl hata oranları.

	<b>Durum-1: 6 Aylık 10 dk'lık Ölçüm Verisi [%]</b>	<b>Durum-2: 12 Aylık 10 dk'lık Ölçüm Verisi [%]</b>	<b>Durum-3: 18 Aylık 10 dk'lık Ölçüm Verisi [%]</b>	<b>Durum-4: 6 Aylık 60 dk'lık Ölçüm Verisi [%]</b>	<b>Durum-5: 12 Aylık 60 dk'lık Ölçüm Verisi [%]</b>	<b>Durum-6: 18 Aylık 60 dk'lık Ölçüm Verisi [%]</b>
Bağıl Hata	+20,8	+12,0	+6,1	+22,0	+12,8	+6,8

## 5.6 Maliyet Analizi

Çalışmada kullanılan rüzgar santralının ilk yatırım maliyeti EWEA'nın 2009'da yayınladığı Economics of Wind Energy raporundaki değerler baz alınarak belirlenmiştir [10]. Toplam ilk yatırım maliyeti MW başına 1228000 € olarak alınmıştır. Türbin maliyeti 928000 €/MW, şebeke bağlantısı 109000 €/MW, türbin temelleri ise 80000 €/MW olarak ilk yatırım maliyetindeki en büyük üç kalemi oluşturmaktadır. Çalışmada kullanılan rüzgar enerji santralının 20 MW'lık bölümü için toplam ilk yatırım maliyeti 24560000 € olarak hesaplanmıştır. Çizelge 5.16'da bu değere ait ayrıntılar yer almaktadır.

**Çizelge 5.16 :** Çalışmada kullanılan rüzgar enerjisi santralının (20 MW) ilk yatırım maliyeti.

	<b>Yatırım [€ / MW]</b>	<b>İlk Yatırım Maliyeti [€]</b>
Türbin	928000	18560000
Şebeke Bağlantısı	109000	2180000
Türbin Temelleri	80000	1600000
Arazi Kirası	48000	960000
Santral Elektrik Tesisatı	18000	360000
Proje ve Mühendislik	15000	300000
Finansal Giderler	15000	300000
Yol Yapımı	11000	220000
Kontrol Sistemleri	4000	80000
Toplam	1228000	24560000

Düzenli bakım, onarım, yedek parça, yönetim giderleri, sigorta ve arazi kirası gibi kalemler santral işletme giderlerini oluşturmaktadır. Çalışmada kullanılan rüzgar santralinin işletme ve bakım giderleri için 1.5 c€ / kWh referans alınmıştır [10]. Santralin 2014 yılında, türbin duruşlarının yok sayıldığı durumdaki, enerji üretimi 56703000 kWh'tır. Bu iki değer referans alınarak santralin yıllık toplam işletme ve bakım giderleri 850545 € olarak hesaplanmıştır. Çizelge 5.17'de çalışmada kullanılan rüzgar santralinin toplam ilk yatırım maliyeti ve yıllık giderleri özetlenmektedir.

**Çizelge 5.17 :** Çalışmada kullanılan rüzgar enerjisi santralinin (20 MW) ilk yatırım maliyeti ve yıllık giderleri.

	<b>İlk Yatırım Maliyeti [€]</b>	<b>Yıllık Gider [€/yıl]</b>
Rüzgar Santrali (20 MW)	24560000	850545

Çalışmada kullanılan rüzgar santralinde üretilen elektrik enerjisinin satış fiyatı ilk 10 yıl için 0,0778 \$/kWh olarak anlaşılmıştır. Sonraki 10 yıl içinse elektriğin 0,0730 \$/kWh fiyatı üzerinden satıldığı kabul edilmiştir. Para birimleri arasında yapılan geçişlerde Türkiye Cumhuriyeti Merkez Bankası'nın (TCMB) 24.08.2017 tarihli çapraz döviz kuru, 1,1794 \$/€ referans alınmıştır.

Santralin ekonomik analizi geri ödeme süresi (GÖS) yöntemi kullanılarak yapılacaktır. Çizelge 5.18'de santralin enerji üretimi değeriyle ve 6 farklı durum için elde edilen enerji üretimi öngörülerıyla hesaplanan yıllık gelirler ve geri ödeme süreleri bulunmaktadır. Santralin 2014 yılındaki enerji üretimi değeri baz alınarak yatırımın kendini 8,8 yılda ödediği görülmektedir. Tüm durumlar arasında en iyi sonuçlar, 18 aylık rüzgar ölçüm verileri kullanılarak yapılan Durum-3 (10 dk'lık) ve Durum-6 (60 dk'lık)'dan elde edilmiştir. 18 ay uzunluğundaki 10 dk'lık ortalama rüzgar hızlarından oluşan ölçüm verisinin kullanıldığı Durum-3'ten 8,2 yıl geri ödeme süresiyle gerçek koşullara en yakın değere ulaşılmıştır. Aynı ölçüm süresi uzunluğunda 60 dk'lık ortalama rüzgar hızlarından oluşan ölçüm verisiyle ise Durum-6'dan ise 8,1 yıl geri ödeme süresi elde edilmiştir.

6 aylık rüzgar ölçüm verilerinin kullanıldığı Durum-1 (10 dk'lık) ve Durum-4 (60 dk'lık) en çok sapma gösteren modeller olmuştur. Durum-4'ün geri ödeme süresi 6,9

yıl olarak hesaplanmıştır. 6 aylık 10 dk'lık rüzgar ölçüm verisi kullanılarak yapılan Durum-1'in geri ödeme süresi ise 7 yıldır.

Çalışmada kullanılan rüzgar enerjisi santralinin kapasite faktörü %32,4 olarak hesaplanmıştır. Kapasite faktörü bir rüzgar enerjisi santralinin belli bir periyotta ürettiği enerjinin, nominal güçte üretmesi gereken enerjiye oranı olarak tanımlanmaktadır [64]. Rüzgar enerjisi santralleri kapasite faktörleri %20-40 arasında değişebilmektedir. İncelenen altı farklı durum için yıllık enerji üretimi öngörülerıyla yapılan kapasite faktörü hesabında gerçek değere en yakın sonuç, 18 ay uzunluğunda 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşan ölçüm verisiyle Durum-3'ten %34,3 olarak elde edilmiştir. En büyük sapma ise gene Durum-4'te görülmektedir. Durum – 4 için hesaplanan kapasite faktörü %39,5'tur.

Çizelge 5.19'da elektrik satışı dışında CO<sub>2</sub> emisyonu satışından da gelir elde edileceği düşünülerek hazırlanan gelir-gider dağılımı ve hesaplanan geri ödeme süreleri bulunmaktadır. Rüzgar gücü ile elektrik üretiminde kWh başına 690g CO<sub>2</sub> üretiminden kaçınıldığı ifade edilmektedir. Karbon ticareti göz önünde bulundurularak CO<sub>2</sub>'in satış fiyatı 35 €/t olarak alınmıştır [10]. Bu iki değerden yola çıkarak kWh başına elde edilecek emisyon satışı geliri 2,415 c€ olarak hesaplanmıştır. Santralin gerçek enerji üretim değerleriyle elde edilen geri ödeme süresi 5,9 yıldır. Bu bazda yapılan karşılaştırmada gerçek koşullara en yakın sonucu veren senaryolar 5,5 yıl geri ödeme süresiyle 18 aylık ölçüm verilerinin kullanıldığı Durum-3 ve Durum 6'dır. En büyük sapma ise 6 aylık ölçüm verilerinin kullanıldığı Durum-1 ve Durum-4'ten 4,7 yıl olarak elde edilmektedir.

**Çizelge 5.18 :** Çalışmada kullanılan rüzgar santralinin gerçek enerji üretimine ve 6 farklı durum için elde edilen enerji üretimi öngörülerine göre oluşturulan gelir-gider dağılımı ve hesaplanan geri ödeme süreleri.

Durum	Yıllık Ortalama Enerji Üretimi [MWh]	İlk Yatırım Maliyeti [€]	Yıllık Elektrik Satışı Geliri [€]	Yıllık İşletme ve Bakım Giderleri [€]	Yıllık Gelir [€]	Birim Enerji Maliyeti [€/kWh]	Kapasite Faktörü [%]	GÖS [Yıl]
Gerçek	56703	24560000	3626157	850545	2775612	0,0367	32,4	8,8
Durum-1	68494	24560000	4380191	850545	3529646	0,0303	39,1	7,0
Durum-2	63521	24560000	4062168	850545	3211623	0,0327	36,3	7,6
Durum-3	60163	24560000	3847424	850545	2996879	0,0335	34,3	8,2
Durum-4	69157	24560000	4422590	850545	3572045	0,0301	39,5	6,9
Durum-5	63939	24560000	4088899	850545	3238354	0,0325	36,5	7,5
Durum-6	60544	24560000	3871789	850545	3021244	0,0343	34,6	8,1

**Çizelge 5.19 :** CO<sub>2</sub> satışının yapılacağı düşünülerek, çalışmada kullanılan rüzgar santralinin gerçek enerji üretimine ve 6 farklı durum için elde edilen enerji tahmini değerlerine göre oluşturulan gelir-gider dağılımı ve hesaplanan geri ödeme süreleri.

Durum	Yıllık Ortalama Enerji Üretimi [MWh]	İlk Yatırım Maliyeti [€]	Yıllık Elektrik Satışı Geliri [€]	Yıllık CO <sub>2</sub> Geliri [€]	Yıllık İşletme ve Bakım Giderleri [€]	Yıllık Toplam Gelir [€]	GÖS [Yıl]
Gerçek	56703	24560000	3626157	1369377	850545	4144989	5,9
Durum-1	68494	24560000	4380191	1654130	850545	5183776	4,7
Durum-2	63521	24560000	4062168	1534032	850545	4745655	5,2
Durum-3	60163	24560000	3847424	1452936	850545	4449815	5,5
Durum-4	69157	24560000	4422590	1670142	850545	5242187	4,7
Durum-5	63939	24560000	4088899	1544127	850545	4782481	5,1
Durum-6	60544	24560000	3871789	1462138	850545	4483381	5,5





## 6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Fosil kaynakların sınırlılığı, konvansiyonel sistemlerin çevreye olan negatif etkileri ve ülkelerin enerji bağımsızlıklarını sağlama gayeleri rüzgar enerjisi alanında yapılan yatırımların artmasına neden olmaktadır. Bu alanda yapılan yatırımların gittikçe büyümesi, projeleri etkileyecek risk faktörlerinin ayrıntılı olarak değerlendirilmesini zorunlu kılmaktadır.

Bu çalışmanın literatür bölümünde rüzgar ölçüm verisi, simulasyon programları, saha jeolojisi, çevresel etki, toplumsal kabullenme, doğal afetler, mevzuatlar ve ekipman temini noktasında oluşabilecek risk faktörleri incelenmiştir. Uygulama bölümünde ise enerji üretimi öngörüsünde rüzgar ölçüm verisinin etkisi, ölçüm süresi uzunluğuna ve ortalama rüzgar hızı alma aralığına bağlı olarak incelenmiş; bu parametrelerin yatırım fizibilitesi üzerindeki etkisi geri ödeme süresi yöntemi kullanılarak değerlendirilmiştir.

Rüzgar enerjisi projeleri işletme süresi kara santralleri için 20, deniz aşırı santraller için 25 yıldır. Dolayısıyla ölçüm alma işlemi, bu uzun periyotları temsil edecek şekilde, arazi rüzgar koşullarında meydana gelebilecek mevsimsel ve yıllık değişimler düşünülerek gerçekleştirilmelidir. Genel olarak saha rüzgar kaynak değerlendirmesi için 1 yıllık veriler kullanılmaktadır. 3 yıla varan ölçüm süreleri saha rüzgar enerji potansiyelini gerçeğe yakın hesaplanması noktasında daha güvenilirdir. Yapılan bu çalışmada konu edilen rüzgar santrali için ölçüm işlemi 18 ay süreyle gerçekleştirilmiştir.

Ölçüm süresinin uzunluğu dışında bir diğer önemli parametre ortalama rüzgar hızı alma aralığıdır. Bu aralık kısa sürelerde gerçekleşen ani ve şiddetli rüzgarları tespit edebilecek kadar kısa olmalıdır. Genellikle ölçüm işlemi 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarının kaydedilmesiyle gerçekleştirilmektedir. Arazi rüzgar koşullarına bağlı olarak; olması gerekenden uzun bir ortalama alma aralığının belirlenmesi detayların ihmal edilmesine yol açmakta ve saha rüzgar potansiyeli belirleme çalışmalarında hatalara neden olabilmektedir.

Bu iki parametrenin saha rüzgar potansiyelini belirleme süreci ve proje fizibilite hesabı üzerindeki etkisini araştırmak amacıyla; 16 adet 2,5 MW'lık türbinden oluşan, 40 MW kurulu güce sahip aktif işletme halinde bulunan bir rüzgar santrali üzerinde çalışma yapılmıştır. Konu rüzgar santraline ait; 18 ay süreyle 10 dk'lık ortalama rüzgar hızlarının kaydedilmesiyle gerçekleştirilmiş rüzgar ölçüm verisi ve 2014 yılı için 8 türbine ait gerçek enerji üretim değerleri temin edilmiştir. 8 adet türbine ait enerji üretim değerleri temin edilebildiği için yapılan tüm hesaplamalar ve değerlendirmeler santralin 20 MW'lık bölümü için gerçekleştirilmiştir. Rüzgar ölçüm verisinin niteliği ölçüm süresi uzunluğuna ve ortalama rüzgar hızı alma aralığına bağlı olarak değiştirilerek toplam altı farklı durum yaratılmış ve bu veriler santralin WAsP analizlerinde kullanılmıştır. İlk üç durum; 10 dakikalık ortalama rüzgar hızlarından oluşmakta ve ilk 6 aylık, ilk 12 aylık ve 18 ayın tamamı olmak üzere üç farklı periyodu kapsamaktadır. İkinci üç durumda ise aynı ölçüm sürelerinde 60 dakikalık ortalama rüzgar hızları kullanılmıştır. Yapılan analizlerden elde edilen yıllık enerji üretimi tahminleri, santralin 2014 yılındaki enerji üretim değerleriyle karşılaştırılmış, geri ödeme süresi yöntemi kullanılarak her durum için fizibilite incelemesi yapılmıştır.

Çalışmada kullanılan ölçüm verileri incelendiğinde; 18 aylık veriler iki kış, iki ilkbahar, bir yaz ve bir sonbahar olmak üzere toplam altı mevsimlik veriyi kapsamaktadır. 12 aylık veriler ise tam dört mevsimi kapsayarak mevsimsel bazda eşit bir dağılıma sahiptir. 18 aylık ölçüm verisi mevsimsel olarak homojen olmayan bir dağılıma sahip olmasına rağmen, bölge rüzgar hızlarında yaşanan yıllık değişimden dolayı 12 aylık ölçüm verilerine göre daha iyi sonuçlar vermektedir.

Çalışma için yapılan tüm analizler santralin gerçek enerji üretim değerlerine göre fazla öngöründe bulunmaktadır. Santralin 2014 yılı gerçek enerji üretimi 52881 MWh'tır. Elde edilen hata oranlarının sadece ölçüm verisiyle ilişkilendirmek doğru olmayacaktır. Bu hata oranlarının oluşmasında; türbinlerde meydana gelen arızalardan dolayı yaşanan duruşlar, elektrik sisteminden kaynaklı kayıplar, simulasyon programından kaynaklı belirsizlikler de pay sahibidir. 2014 yılı boyunca 8 türbinde toplam 70080 saatlik işletme süresinde 3704,5 saat duruş yaşanmıştır. Türbinlerin yıl boyunca hiç durmadan çalıştığı farzedildiğinde, 52881 MWh'lık yıllık üretimin 56703 MWh seviyesine çıkacağı tespit edilmiştir. Yıl içinde yaşanan 3822 MWh'lık bu kayıp nasele üzerindeki anemometreden ölçülen rüzgar hızı ve

türbin güç eğrisi referans alınarak hesaplanmıştır. Ölçüm verisinin enerji üretimi öngörüsü üzerindeki etkisini daha iyi bir şekilde görmek adına, tüm karşılaştırmalar bu etken düşünülerek gerçekleştirilmiştir. 8 türbinde yıl boyunca hiç duruş yaşanmadığı düşünülmüş ve yıllık enerji üretimi olarak 56703 MWh referans alınmıştır.

Çizelge 6.1’de verildiği üzere 18 ay uzunluğundaki 10 dk’lık ortalama rüzgar hızlarından oluşan ölçüm verisinin kullanıldığı senaryo, santralin 2014 yılı enerji üretimi değerine göre %6,1 hata oranıyla sonuçlanmaktadır. En iyi sonuçlar bu ölçüm verisinin kullanımıyla elde edilmiştir. Santralin 2014 yılı enerji üretimi değeriyle elde edilen geri ödeme süresi 8,8 yılken, 18 aylık 10 dk’lık ölçüm verisinin kullanıldığı senaryoda 8,2 yıl geri ödeme süresine ulaşılmaktadır. 12 ay uzunluğundaki 10 dk’lık ortalama rüzgar hızlarından oluşan ölçüm verisinin kullanıldığı senaryo %12 bağıl hata oranına sahiptir ve yapılan maliyet analizinde bu durum için 7,6 yıl geri ödeme süresi elde edilmiştir. 6 aylık ölçüm verilerinin kullanıldığı durumlar ise sadece kış ve ilkbahar mevsimlerini kapsadığı için beklendiği üzere gerçek enerji üretimine göre oldukça farklı sonuçlar vermektedir.

**Çizelge 6.1 :** Rüzgar santralinin gerçek enerji üretimine ve 6 farklı durumdan elde edilen öngörülere göre bağıl hatalar ve geri ödeme süreleri.

Durum	Yıllık Enerji Üretimi Öngörüsü [MWh]	Bağıl Hata [%]	GÖS [Yıl]
Gerçek	56703	-	8,8
6 aylık 10 dk’lık ölçüm verisi	68494	+20,8	7,0
12 aylık 10 dk’lık ölçüm verisi	63521	+12,0	7,6
18 aylık 10 dk’lık ölçüm verisi	60163	+6,1	8,2
6 aylık 60 dk’lık ölçüm verisi	69157	+22,0	6,9
12 aylık 60 dk’lık ölçüm verisi	63939	+12,8	7,5
18 aylık 60 dk’lık ölçüm verisi	60544	+6,8	8,1

Emisyon satışının yapılacağı düşünüldüğünde ise santralin 2014 yılı enerji üretimiyle 5,9 yıl geri ödeme süresine ulaşılmaktadır. 18 aylık ölçüm verilerinin kullanıldığı rüzgar hızı ortalama aralığına göre farklılık gösteren iki farklı senaryodan 5,5 yıl geri

ödeme süresiyle en iyi sonuçlara ulaşılmaktadır. En büyük hata oranının görüldüğü durumlar ise 6 aylık ölçüm verilerinin kullanıldığı senaryolardan 4,7 yıl olarak elde edilmiştir.

Analiz sonuçları 10 dk'lık ve 60 dk'lık ortalama rüzgar hızı alma aralıklarına göre incelendiğinde; 10 dk'lık ortalamalarla yapılan analizlerin 60 dk'lık ortalamalarla yapılan analizlere göre gerçek koşullara daha yakın sonuçlar verdiği görülmektedir. Fakat elde edilen farklar oldukça küçüktür. 10 dk'lık ortalamalar yerine 60 dk'lık ortalamaların kullanılması 12 ve 18 aylık verilerde %0,7-0,8 hata artışına neden olmaktadır. Bu çalışma kapsamında, ortalama rüzgar hızı alma aralığının artırılması elde edilen enerji üretimi öngörülerini çok küçük oranlarda etkilemiştir. Ölçüm süresinin uzunluğu bölge rüzgar potansiyelini belirlemek açısından daha etkili bir parametre olarak görünmektedir. Değişik bölgeler için yapılan çalışmalarda farklı sonuçlara ulaşılabilir.

Tez çalışmasında 18 ay süreyle toplanmış rüzgar ölçüm verisi kullanılmıştır. Gelecek çalışmalarda 3 ila 5 yıllık veya daha uzun süreli ölçüm verilerinin kullanımıyla daha net sonuçlara ulaşılabilir. Ek olarak; analizlerden elde edilen enerji üretimi tahminleri, santralin sadece bir yılına ait enerji üretim değeriyle karşılaştırılmıştır. Elde edilen hata oranlarında bu faktörün de payı bulunmaktadır. Gelecek çalışmalarda rüzgar santralının birkaç yılına ait enerji üretimi ortalamasının kullanılması yararlı olacaktır.

Rüzgar ölçümlerinin uzun dönemli olarak, kısa ortalama rüzgar hızı alma aralıklarıyla gerçekleştirilmesi, bölge rüzgar karakteristiğinin daha iyi anlaşılmasını ve kurulması planlanan rüzgar enerjisi santrali enerji üretimi öngörü hesaplarının daha doğru bir şekilde yapılmasını sağlayacaktır. Bu durum proje ekonomik analizinin net bir şekilde ortaya konulması noktasında çok önemlidir. Aksi halde geliştirme fazında hesaplanan enerji üretimi değerleri işletme süresince elde edilemeyebilir ve yatırımcı tarafından beklenen proje geri ödeme süresi ve kâr miktarı sağlanamayabilir. Bu tür durumlar yatırımcının yeni projeler için kaynak ayırmasını engelleyerek veya geciktirerek enerji alanındaki gelişmeleri olumsuz etkilemektedir.

## KAYNAKLAR

- [1] **Clarke, A.** (1991). *Wind energy progress and potential*. Energy Policy 19 (8), 742–755.
- [2] **IEA.** (2008). *World Energy Outlook 2008*. Erişim adresi <https://www.iea.org/media/weoweb/2008-1994/WEO2008.pdf>
- [3] **Zhang H., Li L., Cao J., Zhao M & Wu Q.** (2011). Comparison of renewable energy policy evolution among the BRICs. *Renew Sustain Energy Rev*, 2011;15:4904–9.
- [4] **IRENA.** (2017). *REthinking Energy 2017: Accelerating the global energy transformation*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [5] **GWEC.** (2014, October). *Global Wind Energy Outlook*. Erişim adresi [http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/10/GWEO2014\\_WEB.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/10/GWEO2014_WEB.pdf)
- [6] **GWEC.** (2016). *Global Wind Statistics*. Erişim adresi [http://www.gwec.net/wpcontent/uploads/vip/GWEC\\_PRstats2016\\_EN\\_WEB.pdf](http://www.gwec.net/wpcontent/uploads/vip/GWEC_PRstats2016_EN_WEB.pdf)
- [7] **TEİAŞ.** (2017, Temmuz). *Türkiye Elektrik Enerjisi İstatistikleri*. [http://www.emo.org.tr/ekler/43954c396dc877e\\_ek.pdf](http://www.emo.org.tr/ekler/43954c396dc877e_ek.pdf)
- [8] **TUREB.** (2017, Ocak). *Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu*. <http://www.tureb.com.tr>
- [9] **Malkoç, Y.** (t.y.) *Rüzgar Enerjisi Kaynaklarımız*. Erişim: 21 Ekim 2017, [http://www.emo.org.tr/ekler/5237d34f69ddac7\\_ek.pdf](http://www.emo.org.tr/ekler/5237d34f69ddac7_ek.pdf)
- [10] **EWEA.** (2009, March). *The Economics of Wind Energy*. Erişim adresi [http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics\\_of\\_Wind\\_Energy.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf)
- [11] **Yaman Mühendislik.** (2012, Eylül). *Rüzgar Enerjisi Yatırımlarında Takip Edilecek Yol ve Açıklamalar*. <http://www.yamanenerji.net>
- [12] **Rüzgar ve Güneş Enerjisine Dayalı Önlisans Başvuruları İçin Yapılacak Rüzgar ve Güneş Ölçümleri Uygulamalarına Dair Tebliğ.** (2014). T.C. Resmi Gazete, 29033, 17 Haziran 2014.
- [13] **UNSM.** (2015, April). *Wind Energy Fact Sheets for Nova Scotian Municipalities*. Erişim adresi <https://unsm.ca/renewable-energy.html>
- [14] **Mermet, S. & Gehant, B.** (2011). Risk management for hydroelectric power plants. CD: Czech-Republic.
- [15] **Meyerhoff J. & Drechsler M.** (2011). Optimal spatial allocating of wind turbines taking externalities into account. In: *Proceedings of world renewable energy congress*. Sweden: Linköping.
- [16] **Agrawal, A.** (2012). *Risk mitigation strategies for renewable energy project financing*. London: Taylor and Francis.
- [17] **Rambo, C. M.** (2013). Renewable energy project financing risks in developing countries: Options for Kenya towards the realization of vision 2030. *International Journal of Business and Finance Management*, 1, 1–10.
- [18] **Ataseven, M. S. & Ataseven, S.** (t.y.) *Rüzgar Ölçüm Sistemleri*. Erişim: 09 Ekim 2017, [http://www.emo.org.tr/ekler/457ed884716a0c9\\_ek.pdf](http://www.emo.org.tr/ekler/457ed884716a0c9_ek.pdf)

- [19] **Twele, J. & Liersch, J.** (2012). Planning, operation and economics. In Gasch, R. & Twele, J. (Eds.), *Wind Power Plant* (pp. 480-519). New York, NY: Springer.
- [20] **BLM.** (2005, June). *Final Programmatic Environmental Impact Statement on Wind Energy Development on BLM-Administered Lands in the Western United States*. Erişim adresi <http://windeis.anl.gov/documents/fpeis/>
- [21] **EWEA.** (2009). Wind Resource Estimation. In Gardner, P., Garrad A., Jamieson, P., Morgan, C., ..... Murray, F. (Eds.), *Wind Energy – The Facts* (pp. 44-45). Erişim adresi <https://www.wind-energy-the-facts.org>
- [22] **Wan, Y. H.** (2012, Jan). *Long-Term Wind Power Variability*. Erişim adresi <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/53637.pdf>
- [23] **Llombart, A., Talayero, A., Mallet, A. & Telmo, E.** (2006, April). Performance analysis of wind resource assessment programs in complex terrain, *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 1 (4), 301–306.
- [24] **Orhan, O.E., Gökhan, A., Yıldız, M. & Uzol, O.** (2012). A Comparative Study of Yield Assessment Using Data from an Operational Wind Farm and The Predictions Obtained Using Wind Atlas Methodology and CFD Calculations, *4th Scientific Conference: The Science of Making Torque from Wind*, Oldenburg, Germany : October 9-11
- [25] **Ben-Hassine, J. & Griffiths, D.V.** (2013). Geotechnical Exploration for Wind Energy Projects, *Proceedings of the 18th International Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering*, (pp. 2319-2322). Paris, France : September 2-6.
- [26] **Kucukali, S.** (2016). Risk scorecard concept in wind energy projects: An integrated approach, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 975–987.
- [27] **Grassi, S., Chokani, N. & Abhari, R.S.** (2012). Large Scale Technical and Economical Assessment Of Wind Energy Potential With a GIS Tool: Case Study Iowa, *Energy Policy*, 45, 73–85.
- [28] **Borch, K., Clausen, N-E., & Ellis, G.** (2014). Environmental and social impacts of wind energy. In H. Hvidtfeldt Larsen, & L. Sønderberg Petersen (Eds.), *DTU International Energy Report 2014: Wind energy - drivers and barriers for higher shares of wind in the global power generation mix* (pp. 86-90). Technical University of Denmark.
- [29] **Devine-Wright, P.** (2005). Beyond NIMBYism: Towards An Integrated Framework For Understanding Public Perceptions Of Wind Energy, *Wind Energy*, 8, 125–139.
- [30] **Rafferty, P., LeBlanc, M. & Manning, J.** (2004, March). WaSP Validation Of Forestry Effects, *BWEA Workshop on the Influence of Trees on Wind Farm Energy Yields*, Glasgow.
- [31] **Url-1** <<http://www.milliyet.com.tr>>, erişim tarihi 04.09.2017.
- [32] **Url-2** <<http://www.cesmeplatformu.org/>>, erişim tarihi 04.09.2017.
- [33] **Url-3** <<https://www.arenabodrumhaber.com>>, erişim tarihi 08.09.2017.
- [34] **Katsaprakakis, D.M.** (2012). A review of the environmental and human impacts from wind parks: A case study for the Prefecture of Lasithi, Crete, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16 (5), 2850–2863.
- [35] **Lantz, E.,** (2015). Social Acceptance of Wind: A Brief Overview [PowerPoint slides], *AWEA State Wind Energy Forum*. Erişim adresi <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63590.pdf>

- [36] **Betakova, V., Vojar, J. & Sklenicka, P.** (2015). Wind turbines location: How many and how far? *Applied Energy*, 151, 23–31.
- [37] **Liebe, U., Bartczak, A. & Meyerhoff, J.** (2017). A turbine is not only a turbine: The role of social context and fairness characteristics for the local acceptance of wind power, *Energy Policy*, 107, 300-308
- [38] **Wang, S., Smith, P. & Wang, S.** (2015). Ecological impacts of wind farms on birds: Questions, hypotheses, and research needs, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 151, 23–31.
- [39] **Url-4** <<https://www.treehugger.com>>, erişim tarihi 08.09.2017.
- [40] **Url-5** <<http://www.kusgribi.gov.tr>>, erişim tarihi 10.10.2017.
- [41] **Arakawa C.** (2012). *Recent Development and Challenges of Wind Turbine Technology* [Powepoint slides]. Erişim adresi [https://www.jst.go.jp/sicp/ws2012\\_denmark/presentation/presentation\\_16.pdf](https://www.jst.go.jp/sicp/ws2012_denmark/presentation/presentation_16.pdf)
- [42] **Url-6** <<https://www.nbcnews.com>>, erişim tarihi 20.09.2017.
- [43] **Url-7** <<http://www.scmp.com>>, erişim tarihi 20.09.2017.
- [44] **Url-8** <<http://www.greentechlead.com>>, erişim tarihi 24.09.2017.
- [45] **Url-9** <<https://www.newscientist.com>>, erişim tarihi 01.10.2017.
- [46] **Rademakers, L., Braam, H., Wessels, H.R.A., Prins R.K.N.J., Lok R., Leunis, L. & Ramakers, S.** (2002, June). *Lightning Damage of OWECs*. Erişim adresi <https://www.ecn.nl/docs/library/report/2002/c02053.pdf>
- [47] **Painter, S.** (2002, Jan). Blade Failure at Blyth Offshore Wind Farm, *Draft Press Release of Blyth Offshore Wind Limited*.
- [48] **Çelik, Ö. & Utlü, Z.** (t.y.). Rüzgar Enerji Santrallerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Uygulamaları, *İstanbul Aydın Üniversitesi Dergisi*, 19, 57–64.
- [49] **Wang, X., Bibeau E.L. & Naterer, G.F.** (2007). Experimental Investigation of Energy Losses due to Icing of a Wind Turbine, *International Conference on Power Engineering*, Hangzhou, China : October 23-27.
- [50] **Url-10** <<http://www.windpowerengineering.com>>, erişim tarihi 29.09.2017.
- [51] **Url-11** <<http://www.gamesacorp.com>>, erişim tarihi 11.10.2017.
- [52] **Duran, Ç.** (2011). Res Süreci ve Yatırımda Yaşanan Güçlükler, *İzmir Rüzgar Sempozyumu ve Sergisi*, İzmir, Türkiye : Aralık 23-24.
- [53] **TUREB.** (2016, Kasım). *Rüzgar Enerjisi ve Etkileşim Raporu*. [http://www.tureb.com.tr/files/tureb\\_sayfa/duyurular/2016\\_10\\_ekim\\_duyuru/tureb\\_ruzgar\\_enerjisi\\_ve\\_etkilesim\\_raporu.pdf](http://www.tureb.com.tr/files/tureb_sayfa/duyurular/2016_10_ekim_duyuru/tureb_ruzgar_enerjisi_ve_etkilesim_raporu.pdf)
- [54] **Özbuğday, F.C.** (2016, Mayıs). Türkiye’de Yenilenebilir Enerji Yatırımları İçin Risk Algısı, *Tenva*, 6.
- [55] **Budak, A., Kale, Z. & Eroğlu, T.** (2009). Enerji Yatırımı Projelerindeki Hukuki Riskler, *Türkiye 11. Enerji Kongresi*, İzmir, Türkiye : Ekim 21-23.
- [56] **Url-12** <<http://www.enerjigunlugu.net>>, erişim tarihi 15.10.2017.
- [57] **Url-13** <<https://www.dunya.com>>, erişim tarihi 15.10.2017.
- [58] **Aubrey, C.** (2007). Supply chain: The race to meet demand, *Wind Directions*. 27-34.
- [59] **Pedersen, M.N.** (2013). *Sourcing Strategy through Modularization and Strategic Supplier Cooperation* [Powepoint slides]. Erişim adresi [http://www.oxfordresearch.dk/media/185188/Opl%C3%A6g\\_Mogens%20Nyborg%20Pedersen.pdf](http://www.oxfordresearch.dk/media/185188/Opl%C3%A6g_Mogens%20Nyborg%20Pedersen.pdf)
- [60] **Url-14** <<https://www.statista.com>>, erişim tarihi 25.10.2017.
- [61] **Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları Yönetmeliği.** (2016). T.C. Resmi Gazete, 29852, 9 Ekim 2016.

- [62] **Ragheb, M.** (2012). *Wind Shear, Roughness Classes and Turbine Energy Production*. Erişim adresi <http://www.ragheb.co/>
- [63] **Janardan, S.R.** (1994). Wind Characteristics, West Texas A&M University, 207, 118-140
- [64] **Mathew, S.**, 2006, *Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics*, Springer, USA.





## ÖZGEÇMİŞ



**Ad-Soyad** : Ata Mert Toker  
**Doğum Tarihi ve Yeri** : Eskişehir / 1990  
**E-posta** : tokera@itu.edu.tr

### ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** : 2012, Yıldız Teknik Üniversitesi, Makine Fakültesi, Makine Mühendisliği Bölümü

### MESLEKİ DENEYİM :

- 2014 - Ürün Geliştirme Mühendisi, Ford Otomotiv Sanayi A.Ş.