



**T.C.
BATMAN ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**DATÇA RÜZGÂR SANTRALİ GENİŞLEME ALANI İÇİN ENERJİ
POTANSİYELİNİN BELİRLENMESİ**

Doğın EREN

**Ağustos-2025
BATMAN**

**T.C.
BATMAN ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**DATÇA RÜZGÂR SANTRALİ GENİŞLEME ALANI İÇİN ENERJİ
POTANSİYELİNİN BELİRLENMESİ**

Doğın EREN

**Danışman
Doç. Dr. Hakan KARAKAYA**

Diğır Jüri Yeleri

Dr. Öğr. Üyesi Ali Serkan AVCI

Dr. Öğr. Üyesi Cihad FİDAN

**Ağustos-2025
BATMAN**

TEZ KABUL VE ONAYI

Doğan Eren tarafından hazırlanan “Datça Rüzgar Santrali Genişleme Alanı İçin Enerji Potansiyelinin Belirlenmesi” adlı tez çalışması 06/08/2025 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği ile Batman Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Makine Mühendisliği Ana Bilim Dalı’nda YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri

İmza

Başkan

Dr. Öğr. Üyesi Cihad FİDAN

.....

Danışman

Doç. Dr. Hakan KARAKAYA

.....

Üye

Dr. Öğr. Üyesi Ali Serkan AVCI

.....

Yukarıdaki sonucu onaylarım.

Dr. Öğr. Üyesi Ömer Murat ÖTER
Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Müdürü

ETİK BEYANI

Bu tezdeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edildiğini ve tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını beyan eder, aksinin ortaya çıkması durumunda her türlü yasal sorumluluğu kabullendiğimi bildiririm.

ETHICAL DECLARATION

I declare that all the information in this thesis has been obtained within the framework of ethical behavior and academic rules, and that the source of any statements and information that do not belong to me in this study prepared in accordance with the thesis writing rules has been fully cited, and I declare that I accept all kinds of legal responsibility in case of any contrary situation.

Doğan EREN
06/08/2025

ÖZET

YÜKSEK LİSANS TEZİ

DATÇA RÜZGÂR SANTRALİ GENİŞLEME ALANI İÇİN ENERJİ POTANSİYELİNİN BELİRLENMESİ

Doğan EREN

Batman Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü

Makine Mühendisliği Ana Bilim Dalı

Danışman: Doç. Dr. Hakan KARAKAYA

2025, 109 Sayfa

Türkiye de son zamanlarda yenilenebilir enerji kaynaklarına rağbetin artmasıyla birlikte rüzgar enerjisinde kurulu güç 13000 MW' ın üstüne çıkmıştır. Türkiye'de özellikle rüzgâr potansiyelinin yüksek olduğu Kuzey Ege, Güney Marmara ve Doğu Akdeniz deki yatırımlar her geçen gün artmaktadır.

Bu çalışma da Datça rüzgar santralindeki 21 MW gücün toplamda 3 rüzgar türbini daha eklenerek 33 MW ın üstüne çıkarılması düşünülmektedir. Bu amaçla belirlenen lokasyona yerleştirilen ölçüm istasyonu (80 m yüksekliğinde) verileri kullanılarak elde edilen veriler MCP metodolojilerinin birleşimiyle, en gerçekçi üretim kapasitesini hesaplamak için gerekli bir zaman serisi üretmek için kullanılmış ve burada model, rüzgar santralinin tüm çalışma süresi boyunca halihazırda mevcut olan 5 türbinin üretim değerleriyle mukayese edilmiştir.

Yeni türbin konumları, test edilen türbin modelleri için maksimum üretim kapasitesi ve rüzgar sınıflarına göre seçilmiş ve aşırı rüzgar koşullarının Spektral Düzeltme yöntemi ile doğrulanmıştır. 5 farklı türbin tipinin en son modelleme aracı WAsP 11 ve WindPro 4.1 ile son üretim tahminleri, yeni türbinlerden hiç etkilenmeyen mevcut türbinler ve yeni üç türbin için test edilen türbin modelleri elde edilerek grafik ve tablolar halinde detaylı olarak sunulmuştur.

Anahtar Kelimeler: Datça, Rüzgar enerjisi, Weibull dağılımı, WASP, Wind Pro, Ekonomik analiz.

ABSTRACT
MASTER THESIS
DETERMINATION OF ENERGY POTENTIAL FOR DATÇA WIND POWER
PLANT EXTENSION AREA

Doğın EREN

Batman University Graduate Education Institute

Mechanical Engineering Department of Science

Advisor: Assoc. Prof. Dr. Hakan KARAKAYA

2025, 109 Pages

In recent years, with the increasing interest in renewable energy sources in Turkey, the installed power in wind energy has exceeded 13000 MW. Investments in the North Aegean, South Marmara and East Mediterranean regions, where wind potential is particularly high, are increasing day by day.

In this study, it is planned to increase the 21 MW power in Datça wind power plant to over 33 MW by adding 3 more wind turbines in total. For this purpose, the data obtained using wind measurement mast (80 m high) placed in one locations were used to derive a time series required to calculate the most realistic production capacity with the combination of MCP methodologies, and here the model was adjusted with the production values of the 5 turbines currently available throughout the entire operating period of the wind power plant.

The new turbine locations were selected according to the maximum production capacity and wind classes for the tested turbine models, and extreme wind conditions were verified with the Spectral Correction method. Final production estimates for 5 different turbine types, existing turbines that are not affected by the new turbines and turbine models tested for the new three turbines are obtained with the latest modeling tools WASP 11 and WindPro 4.1 and are presented in detail in graphs and tables.

Keywords: Datça, Wind energy, Weibull distribution, WASP, Wind Pro, Economic analysis.

ÖN SÖZ

Bu tez çalışmasında bilgilerini, yardımlarını ve desteğini esirgemeyen Sayın Doç. Dr. Hakan KARAKAYA hocama sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Windpro programını öğrenme konusunda her türlü desteği veren değerli arkadaşım Emre KARAGÖZ'e teşekkür ederim.

Bu çalışmada bilgi belge paylaşımı yapan Fernas Şirketler Grubuna ve Lisanslı WAsP ve WindPro programlarını kullanmaya izin veren ODY Green Enerji A.Ş.'ye teşekkürlerimi sunarım.

Çalışmalarım sırasında her zaman desteğini hissettiğim, tüm sabrı ve anlayışıyla her zaman yanımda olan değerli eşim Fatma EREN'e, oğlum Mir Amed EREN'e ve değerli abim Misbah EREN'e çok teşekkür ederim

Doğan EREN
BATMAN-2025

İÇİNDEKİLER

ÖZET	iv
ABSTRACT.....	v
ÖN SÖZ	vi
İÇİNDEKİLER.....	vii
ÇİZELGELER/TABLolar LİSTESİ.....	ix
ŞEKİLLER LİSTESİ	x
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xii
1. GİRİŞ	1
1.1. Enerji Kaynakları.....	3
1.2. Rüzgâr Enerjisi	4
1.2.1. Rüzgar enerjisi kullanımının avantajları ve dezavantajları.....	6
1.2.2. Türkiye ve dünyada rüzgar enerjisinde mevcut durum	8
1.2.3. Türkiye rüzgar enerjisi potansiyeli	13
1.2.4. Rüzgar enerjisi sistemleri.....	15
1.2.5. Rüzgar santrallerinde sistem türleri	21
1.2.5.1. Şebeke bağlantılı santraller.....	21
1.2.5.2. Şebeke bağlantısı olmayan santraller.....	22
1.2.6. Rüzgar santrallerinde ana bileşenler	23
1.2.6.1. Rotor	24
1.2.6.2. Dişli kutusu (gearbox)	36
1.2.6.3. Jeneratör.....	37
1.2.6.4. Rüzgar türbinlerinde trafo sistemleri ve kablo yönetimi	38
1.2.6.5. Rüzgar türbinlerinde konvertör teknolojisi.....	39
1.2.6.6. Yaw (rota) sistemi.....	40
1.2.6.7. Nacelle (nacelle)	42
1.2.6.8. Rüzgâr türbini kulesi.....	43
1.2.6.9. Rüzgâr türbini elektronik kontrol sistemi (scada).....	44
2. KAYNAK ARAŞTIRMASI	48
3. MATERYAL VE YÖNTEM.....	54
3.1. Çalışma Sahası.....	54
3.2. Ölçümler	54
3.3. Hatalı Veri ve Noktaların Ayıklanması	56
3.4. Eksik Verilerin Tamamlanma Yöntemi.....	58
3.4.1. Mcp	58
3.4.2. Model lt (long term).....	59
3.4.3. Model belirsizliği.....	62
3.5. Modelleme ve Simülasyon.....	64
3.5.1. Weibull dağılımı	64
3.5.2. WAsP Yazılımı ile Rüzgar Potansiyeli Analizi.....	67

3.5.2.1. WAsP Yazılımının Tanıtımı ve Kullanım Gerekçesi	67
3.5.2.2. WAsP Girdi Verileri	67
3.5.2.3. Rüzgar Yönü Gücü ve Hız Profili Çıkarımı	68
3.5.3. WindPRO Yazılımı ile Türbin Yerleşimi ve Enerji Üretim Similasyonu	69
3.6. Türbin Maliyeti	72
4. BULGULAR VE TARTIŞMA.....	74
4.1. Ölçümlerden Elde Edilen Veriler	74
4.2. Weibull Dağılımından Elde Edilen Veriler	76
4.3. WAsP ile Rüzgar Kaynak Modellemesi	83
4.3. WindPRO ile Alan Analizi ve Enerji Üretimi Simülasyonu	86
4.3.1. Enercon E175.....	86
4.3.2. Goldwind GW182.....	88
4.3.3. Nordex N163.....	90
4.3.4. Vestas V172.....	92
4.3.4. Vestas V162.....	93
4.4. Türbin Tipinin Belirlenmesi ve Yatırım Uygunluğu	97
4.4. Elde Edilen Sonuçların Mevcut Literatür Çalışmaları ile Birlikte Değerlendirilmesi.....	98
5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	99
5.1. Sonuçlar	99
5.2. Öneriler	100
KAYNAKLAR	101

ÇİZELGELER/TABLolar LİSTESİ

Çizelge 1.1. Türbin cinsine göre farklı kanat teknik bilgileri (Anonim, 2025i).....	26
Çizelge 3.1. Türbin modelleri ve özellikleri.....	69
Çizelge 3.2. Türbin bazlı maliyet analizi.....	73
Çizelge 4.1. Datça RES yüzey pürüzlülüğü	74
Çizelge 4.2. Ayıklanmış ölçüm verileri.....	76
Çizelge 4.3. Türbin kule yükseklikleri	76
Çizelge 4.3. 80,00m-S1 weibull data tablosu	77
Çizelge 4.4. 110,00m-K Sheared weibull data tablosu.....	78
Çizelge 4.5. 112,00m-G Sheared weibull data tablosu.....	79
Çizelge 4.6. 113,00m-J Sheared weibull data tablosu.....	80
Çizelge 4.7. 114,00m-I Sheared weibull data tablosu	81
Çizelge 4.8. 119,00m-H Sheared weibull data tablosu.....	82
Çizelge 4.9. Tüm yüksekliklere ait Weibull değerleri.....	83
Çizelge 4.10. Tüm türbin modellerinin enerji üretimi.....	96
Çizelge 4.11. Tüm türbin modellerinin olası kapasite faktörleri.....	96
Çizelge 4.12. Yatırımın geri dönüş süresi tablosu.....	97
Çizelge 4.13. Mevcut türbinlere ait üretim ve rüzgar hızı değerleri.....	98

ŞEKİLLER LİSTESİ

Şekil 1.1. Rüzgar enerjisi ile çalışan ilk tasarım (eron' un su pompası) (Anonim,2025c)	5
Şekil 1.2. Avrupa ülkelerinin rüzgar enerjisi kapasiteleri (Anonim, 2025d)	9
Şekil 1.3. Ülkemizde rüzgâr santrallerinden elektrik üretimi (aylık) (Anonim, 2025d)	11
Şekil 1.4. Ülkemizde rüzgâr santrallerinin aylık elektrik üretimindeki payı (Anonim, 2025d)	11
Şekil 1.5. Ülkemizin yıl bazında ortalama rüzgar hızı dağılımı (100 m) (Anonim,2025f)	14
Şekil 1.6. Ülkemizin yıl bazında ortalama rüzgar güç yoğunluğu dağılımı (100m) (Anonim,2025f)	14
Şekil 1.7. Kanat üzerinde oluşan kuvvetler (Anonim, 2025g; ABB, 2012)	16
Şekil 1.8. Rüzgar türbini güç eğrisi (Dupont et al., 2017)	17
Şekil 1.9. Dikey eksenli türbinler (Anonim, 2025g; ABB, 2012)	18
Şekil 1.10. Yatay eksenli rüzgar türbinleri (Anonim, 2025g; ABB, 2012)	19
Şekil 1.11. Farklı türde yatay eksenli rüzgâr türbinleri (Anonim 2025g; ABB, 2012)	19
Şekil 1.12. Rüzgâr santralinde (dikey eksenli) temel parçalar (Anonim, 2025i)	24
Şekil 1.13. Rüzgar türbin kanadı (Anonim, 2025i)	25
Şekil 1.14. Kanat yapısı (Anonim, 2025i)	26
Şekil 1.15. Kanat içerisindeki pitch kontrol ünitesi (Anonim, 2025i)	27
Şekil 1.16. Kanat içerisindeki pitch master kontrol ünitesi (Anonim, 2025i)	28
Şekil 1.17. Göbek tipleri (Anonim, 2025g)	30
Şekil 1.19. Rotor rulmanları (Anonim, 2025i)	34
Şekil 1.20. Disk fren sistemi (Anonim, 2025g)	35
Şekil 1.21. Dişli kutuları (Anonim2025g; Anonim2025i)	36
Şekil 1.22. Nordex N117/3000 Türbinlerinde Kullanılan Asenkron Jeneratör Anonim 2025i)	38
Şekil 1.23. Konvertör (Anonim, 2025i)	40
Şekil 1.24. Yaw(rota) sistemi (Anonim, 2025g)	40
Şekil 1.25. Yav motorları (Anonim, 2025i)	41
Şekil 1.26. Nacelle a) boyutları b) ön görünüşü c) dış yapısı(Anonim, 2025i)	42
Şekil 1.27. Farklı kule tipleri (Anonim, 2025g; Anonim,2025i)	44
Şekil 1.28. Haberleşme ağı (Anonim,2025i)	45
Şekil 1.29. Rüzgâr hızları çalışma aralığı (Anonim,2025i)	45
Şekil 1.30. Jeneratörden çıkan akımın şebekeye aktarılması (Anonim, 2025i)	46
Şekil 1.31. Rüzgâr geliş yönüne göre Naselin ayarlanması (Anonim,2025i)	46
Şekil 1.32. Kanat pitch açısının ayarlanması (Anonim,2025i)	46
Şekil 3.1. Rüzgar ölçüm direği boy kesit.	55
Şekil 3.2. Rüzgar ölçüm direği ankraj vaziyet görünümü	55
Şekil 3.3. Farklı yüksekliklerde oluşan rüzgar hızı	56
Şekil 3.4. Rüzgar hız verisi ayıklama	57
Şekil 3.5. Temizlenmiş rüzgâr verilerinin aylık dağılımı	58
Şekil 3.6. Korelasyon a) 100 m b) 75 m	59
Şekil 3.7. Regression metodu	60
Şekil 3.8. Matrix metodu	61
Şekil 3.9. Neural network metodu	61
Şekil 3.10. Simple speed scaling metodu	62
Şekil 3.11. MCP belirsizlik hesabı	63
Şekil 3.12. Rüzgar yönü ve rüzgar frekansı	68
Şekil 3.13. Weibull denklemi ve enerji gücü	69

Şekil 3.14. Türbin güç eğrileri a) GW182 ve E175 power curve, b) N163 ve V172 power curve, c) V162 power curve.....	70
Şekil 3.15. Kayıplar	72
Şekil 3.16. Belirsizlikler	72
Şekil 4.1. Yön bazlı wind shear	75
Şekil 4.2. 80 metredeki rüzgar hızı verileri ve Weibull grafiği.....	77
Şekil 4.3. 110 metredeki rüzgar hızı verileri ve Weibull grafiği.....	78
Şekil 4.4. 112 metredeki rüzgar hızı verileri Weibull grafiği.....	79
Şekil 4.5. 113 metredeki rüzgar hızı verileri ve Weibull grafiği.....	80
Şekil 4.6. 114 metredeki rüzgar hızı verileri ve Weibull grafiği.....	81
Şekil 4.7. 119 metredeki rüzgar hızı verileri ve Weibull grafiği.....	82
Şekil 4.8. Datça RES yükselti eğrisi	83
Şekil 4.9. Datça RES pürüzlülük eğrisi	84
Şekil 4.10. Datça RES rüzgar hızı atlası.....	85
Şekil 4.11. Datça RES enerji yoğunluğu atlası.....	85
Şekil 4.12. Enercon E175 net enerji üretimi (a,b), kayıplar (c), belirsizlikler (d).....	87
Şekil 4.13. Goldwind GW182 net enerji üretimi (a,b), kayıplar (c), belirsizlikler (d)...	89
Şekil 4.14. Nordex N163 net enerji üretimi (a,b), kayıplar (c), belirsizlikler (d).....	91
Şekil 4.15. Vestas V172 net enerji üretimi (a,b), kayıplar (c), belirsizlikler (d).....	93
Şekil 4.16. Vestas V162 net enerji üretimi (a,b), kayıplar (c), belirsizlikler (d).....	95

SİMGELER VE KISALTMALAR

Simgeler

β	: Bölge parametresi
E	: Enerji
P	: Güç
ρ	: Havanın özgül ağırlığı
K	: Karman sabiti
S	: Kesit alanı
μ	: Ortalama değişken değeri
σ	: Ortalama değişken varyansı
c	: Ölçek parametresi
h	: Pürüzlülük elemanı yüksekliği
Z0	: Pürüzlülük katsayısı
v	: Rüzgar hızı
A	: Şekil parametresi
Uz	: Z yüksekliğinde rüzgar hızı

Kısaltmalar

AEP	: Yıllık Enerji Üretimi
CFD	: Hesaplamalı Akışlar Dinamiği
EMD	: Çevresel İzleme Veritabanı
EWEA	: Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği
GHG	: Sera Gazları
GW	: Gigawatt
GWEC	: Küresel Rüzgar Enerji Konseyi
IEA	: Uluslararası Enerji Ajansı
IEC	: Uluslararası Elektroteknik Komisyonu
IGBT	: İzole Edilmiş Kaplı, İki Kutuplu Transistör
IPCC	: Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli
IRENA	: Uluslararası Yenilenebilir Enerji Ajansı
MOSFET	: Metal-Oksit Yarı İletken Alan Etkili Transistör
MW	: Megawatt

PLC	: Programlanabilir Mantıksal Denetleyici
REPA	: Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Atlası
RES	: Rüzgar Enerji Santrali
SCADA	: Gözetimsel Kontrol ve Veri Toplama
TUREB	: Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği
UNFCCC	: Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi
WRA	: Rüzgâr Kaynağı Değerlendirmesi
YEKA	: Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları

1. GİRİŞ

Kentleşme, nüfus artışı, sanayileşme ve teknolojinin ilerlemesi enerji gereksinimini gittikçe artırmaktadır. Sıklıkla kullanılan fosil yakıtların, mevcut rezervler göz önüne alındığında yakın gelecekte tükenme ihtimali, küresel ısınma ve sera gazı salınımı gibi çevresel etkiler yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına ilgiyi artırmıştır. Yenilenebilir enerji kaynakları ele alındığında güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, hidrolik enerji, jeotermal enerji ve biokütle enerjisi yaygın biçimde kullanılmaya başlanmıştır. Rüzgâr enerjisi doğal, sürdürülebilir, yenilenebilir, çevre dostu, düşük bakım maliyeti gibi özellikleri ve teknolojik gelişmelerle birlikte artan verimlilik düzeyiyle dünya genelinde daha fazla kullanılan bir enerji türü haline gelmiştir (EWEA, 2009; IEA, 2023).

Rüzgâr türbinleri, atmosferdeki hava akımlarının kinetik enerjisini mekanik enerjiye, ardından jeneratörler aracılığıyla elektrik enerjisine dönüştürerek karbon salınımı düşük bir enerji üretim süreci sunmaktadır. Bu yönüyle rüzgâr enerjisi, sera gazı emisyonlarının azaltılmasına doğrudan katkı sağlarken, fosil yakıt tüketimini de minimize ederek küresel ölçekte çevresel sürdürülebilirliği destekleyen bir çözüm olarak öne çıkmaktadır. İklim değişikliğiyle mücadelede etkinliği kanıtlanmış olan bu yenilenebilir enerji kaynağı, enerji arz güvenliğini artırmakla kalmayıp, aynı zamanda uzun vadede ekonomik ve ekolojik faydalar sağlamaktadır (Khan et al., 2023).

Rüzgar enerjisinden elektrik üretimi, doğrudan rüzgar hızının niceliksel ve mekânsal özelliklerine bağlıdır. Bu nedenle, bir bölgedeki rüzgar enerji potansiyelinin belirlenmesi, söz konusu bölgenin teknik ve ekonomik açıdan RES kurulumu açısından uygunluğunun değerlendirilmesi açısından büyük önem taşır. Rüzgar potansiyeli analizleri, genellikle yerinde yapılan ölçümler ve bu ölçümlerin istatistiksel değerlendirmeleriyle gerçekleştirilir (Manwell et al., 2010).

Son zamanlarda, hesaplanan verileri kullanarak simülasyon için bilgisayar programlarının kullanılması, alanın sistematik olarak incelenmesine yardımcı olmuştur. Rüzgar enerjisi ve gücü için tasarlanmış bu bilgisayar programlarının yardımıyla, düzenlenen spekülasyonlar için ilk olasılık ve ulaşılabilirlik raporları, projenin uygulanabilirliğini kontrol etmek için incelenir. Ancak, sonuçları gerçeğe yakın bir şekilde öngörerek sonuçları elde etmek için uygun yöntemleri izleyerek uzmanlarla iş

birliği yapmak önemlidir. WAsP, WindPro, WindFarmer, WindSim, Windographer, Homer ve RetScreen uygulamaları değerlendirme için yaygın olarak kullanılmaktadır. Windographer, Homer ve RETScreen, tasarımlar üretmek için doğrusal yöntemleri kullanırken, WAsP, Wind-PRO, WindFarmer ve Openwind'de akış alanı modellemesi kullanılmaktadır. Öte yandan, hesaplamalı akışkanlar dinamiği (CFD), WindSim ve Meteodyn'de kullanılmaktadır (Samal & Tripathy, 2017; Yılmaz et al., 2019).

Bu kapsamda, rüzgar hızlarının olasılık dağılımını tanımlamada yaygın olarak kullanılan Weibull dağılımı, rüzgar rejiminin matematiksel modellemesi için güvenilir bir yöntem sunmaktadır. Bu dağılım, rüzgar hızlarının frekans dağılımını iki parametre (şekil ve ölçek parametreleri) ile karakterize ederek yıllık enerji üretim potansiyelinin hesaplanmasına olanak tanımaktadır (Justus et al., 1978; Carta et al., 2009).

Ayrıca, WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) ve WindPRO gibi yazılımlar, karmaşık topografik koşullarda dahi rüzgar akışlarının modellenmesine ve potansiyel enerji üretiminin tahmin edilmesine olanak tanımaktadır. Bu araçlar, rüzgar ölçümlerinden elde edilen verileri dijital arazi modelleriyle birleştirerek alan bazlı enerji üretim senaryoları üretmekte ve türbin yerleşimlerini optimize etmeye yardımcı olmaktadır (Mortensen et al., 2001).

Bu tez çalışmasının amacı, Datça Rüzgar Santrali alanında kapasite artırımı için toplanan rüzgar ölçüm verileri doğrultusunda rüzgar enerji potansiyelini ortaya koymak, Weibull dağılımı ile rüzgar karakteristiklerini modellemek ve WAsP ile WindPRO yazılımları aracılığıyla alanda türbin yerleşimlerini ve yıllık enerji üretimini analiz etmektir. Bu kapsamda, çalışma alanına ait ölçüm verileri istatistiksel olarak değerlendirilmiş, ardından elde edilen parametreler kullanılarak potansiyel enerji üretimi hesaplanmıştır. Ayrıca türbin tipi ve yerleşim senaryoları karşılaştırılarak en uygun konfigürasyon ve türbin önerilmiştir.

Bu çalışma, hem rüzgar potansiyel analizine yönelik yöntemsel bir çerçeve sunmakta hem de benzer coğrafı ve iklimsel özelliklere sahip bölgeler için yapılacak değerlendirmelere referans oluşturabilecek niteliktedir. Ayrıca, bu çalışmanın rüzgar enerjisi alanında yatırım öncesi karar verme süreçlerine teknik altyapı sağlayarak yenilenebilir enerji yatırımlarının yönlendirilmesine katkı sağlaması hedeflenmektedir.

1.1. Enerji Kaynakları

Sanayi Devrimi'nden bu yana hızla artan enerji talebi, fosil yakıtların yaygın biçimde kullanımını beraberinde getirmiş ve bunun sonucunda küresel ölçekte çevresel sorunlar ortaya çıkmıştır. Özellikle 20. yüzyılın ortalarından itibaren etkileri daha belirgin hale gelen küresel ısınma ve iklim değişikliği, tüm dünya için çevresel, sosyal ve ekonomik tehditlere yol açmaktadır. Küresel ısınma, atmosferde biriken karbon dioksit (CO₂) ve diğer sera gazlarının (GHG) yoğun salımı sonucu ortaya çıkmakta, bu gazlar atmosferde ısıyı tutarak dünya yüzey sıcaklığının artmasına neden olmaktadır (Hosseini, 2020; Camiato et al., 2018; Wang et al., 2018).

Atmosfere salınan kirletici gazlar, yalnızca sıcaklık artışını tetiklemekle kalmayıp, aynı zamanda ozon tabakasında incelmeye ve çevresel dengenin bozulmasına da yol açmaktadır. Bu durum, aşırı hava olayları, deniz seviyesi yükselmeleri, kuraklıklar, ekosistemlerin zarar görmesi ve gıda güvencesi gibi kritik sorunların ortaya çıkmasına neden olmaktadır (Gielen et al., 2019; Cirit & Aydemir, 2021). Bu çevresel bozulmanın en önemli kaynaklarından biri, halen dünya elektrik üretiminin yaklaşık %80'ini karşılayan yenilenemeyen enerji kaynaklarıdır (Mikhaylov et al., 2020).

Yenilenemeyen enerji kaynakları; kömür, petrol, doğal gaz ve katran kumları gibi sınırlı rezervlere sahip ve çevreye zararlı gazlar salan fosil yakıtları kapsamaktadır. Bu yakıtların yanması, büyük miktarda karbon salımına neden olmakta ve iklim değişikliğine doğrudan sebep olmaktadır. Fosil yakıtların yapısında, milyonlarca yıl önce ölen organik organizmaların ayrışmasıyla oluşan yoğun karbon bileşenleri yer almakta; bu da yakıldıklarında atmosfere yüksek miktarda CO₂ ve GHG salınmasına neden olmaktadır (Mccarthy et al., 2010; Philander, 2008). Fosil yakıtların yakılması, atmosferde ısıyı hapseden ve dünya genelinde iklim değişimine katkıda bulunan CO₂ ve diğer sera gazlarının (GHG) salınması pahasına elektrik enerjisi üretir. Bu nedenle, kirlenmiş gazları azaltmak veya tahliye etmek için yeşil ve temiz güç üretimine ihtiyaç duyulmaktadır (Dincer & Acar, 2015).

İklim değişikliğinin fark edilmesi ve bu doğrultuda atılan ilk adımlardan biri, 1996 yılında Avrupa Konseyi Çevre Bakanları tarafından, küresel sıcaklık artışının sanayi öncesi seviyelere göre 2 °C'yi geçmemesi gerektiği yönünde yapılan uyarı olmuştur. 2010 yılında Cancun'da imzalanan anlaşma ile bu hedef resmîyet kazanmış ve ülkeler, Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi (UNFCCC) kapsamında, 2035 yılına kadar bu sınırın aşılmasını önünde taahhütlerde bulunmuştur (Letcher, 2023).

Bununla birlikte, kentleşme, nüfus artışı ve sanayileşmenin ivme kazanması, geleneksel enerji üretim yöntemlerinden kaynaklanan emisyonların devam etmesine neden olmaktadır. Bu durum, Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli (IPCC) raporlarına da yansımış ve küresel sıcaklık yükselişinin 1,5 °C ile sınırlandırılması gerektiği belirtilmiştir. Aksi takdirde, deniz seviyelerinde artış, biyoçeşitlilik kayıpları, gıda güvensizliği ve sağlık sorunları gibi küresel çapta etkileri olan sorunların yaşanacağı öngörülmektedir (Cirit & Aydemir, 2021; Mikhaylov et al., 2020; Mccarthy et al., 2010; Philander, 2008).

Tüm bu nedenlerle, küresel ölçekte yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmek artık bir seçenek değil, zorunluluk haline gelmiştir. Yenilenebilir enerji kaynakları; sürekli olarak doğada kendiliğinden yenilenen, çevre dostu, sürdürülebilir ve karbon ayak izi düşük olan enerji türlerini kapsamaktadır. Bu kaynaklar arasında en yaygın ve dikkat çekici olanlar; rüzgar enerjisi, güneş enerjisi, hidroelektrik, jeotermal enerji, gelgit (tidal) enerjisi ve biyokütledir. Bu enerji türleri, düşük çevresel etkileri, sürdürülebilirlik düzeyleri ve üretim güvenilirliği ile günümüzde temiz enerji üretiminin temelini oluşturmaktadır (Tong, 2010).

Ancak bu kaynakların uygulanabilirliği; coğrafi konum, iklim koşulları, yerel rüzgar rejimi, güneşlenme süresi, arazi yapısı gibi birçok çevresel ve teknik faktöre bağlıdır. Dolayısıyla, belirli bir bölge için en uygun yenilenebilir enerji kaynağının seçimi, detaylı ölçüm, modelleme ve analiz süreçleri ile desteklenmelidir. Bu bağlamda, özellikle rüzgar enerjisi, potansiyelinin doğru belirlenmesi ve uygun teknoloji ile değerlendirilmesi halinde, hem çevresel sürdürülebilirliğe hem de enerji arz güvenliğine büyük katkılar sağlayabilecek bir enerji kaynağı olarak öne çıkmaktadır (Karasmanaki, & Tsantopoulos, 2019; Qazi et al., 2019).

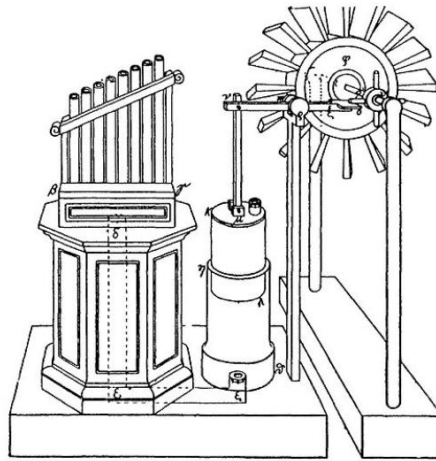
1.2. Rüzgâr Enerjisi

Rüzgar enerjisi, dolaylı bir güneş enerjisi biçimi olarak değerlendirilebilir. Güneş ışıınımı, Dünya yüzeyinde sıcaklık farklılıklarına neden olmakta; bu farklılıklar ise atmosferde basınç gradyanları oluşturarak rüzgarların meydana gelmesini sağlamaktadır. Oluşan bu rüzgarlar, rüzgar türbinlerinin rotor kanatlarını döndürerek mekanik enerji üretimine olanak tanır (Tong, 2010).

Rüzgar türbinleri, atmosferik hava akımlarını kinetik enerji biçiminde yakalayarak döner kanatlar aracılığıyla mekanik enerjiye dönüştüren teknolojik

sistemlerdir. Bu sistemler, yakıt taşıma gereksinimini ortadan kaldırmaları ve geçici olarak kurulabilmeleri gibi avantajlara sahiptir. Bu durum, ulaşım ve lojistik maliyetlerinde önemli bir azalma sağlayarak sistemin ekonomik verimliliğini artırmaktadır. Söz konusu özellikleri sayesinde rüzgar türbini teknolojisi, son on yıllarda kayda değer bir gelişim göstermiş ve küresel enerji ihtiyacını karşılamada umut vadeden, güvenilir yenilenebilir enerji çözümlerinden biri haline gelmiştir. Bununla birlikte, rüzgar türbinleri; akışkanlar mekaniği, aerodinamik, yapı dinamiği, kontrol sistemleri ve elektrik-elektronik mühendisliği gibi çok disiplinli mühendislik alanlarının etkileşimini gerektiren karmaşık sistemlerdir (Khan et al., 2023).

Rüzgâr enerjisi, insanlık tarihindeki en eski yenilenebilir enerji kaynaklarından biridir. Bu enerjiden yararlanmanın ilk örnekleri, yelkenli gemilerle deniz ulaşımının sağlanması ve yel değirmenleriyle tarımsal ürünlerin öğütülmesi şeklinde olmuştur. Arkeolojik ve tarihsel verilere göre insanlar, yaklaşık 5500 yıl öncesine kadar yelkenli gemilerle rüzgâr gücünden faydalanmıştır (Ackermann & Söder, 2002). Yel değirmenleri ise daha sonra, özellikle M.S. 1. yüzyılda Yunan mühendisi Heron'un rüzgâr gücünü tanımlamasıyla (Şekil 1.1) gündeme gelmiş, bu teknoloji daha sonra İran'da geliştirilmiştir (Gipe, 1995).



Şekil 1.1. Rüzgar enerjisi ile çalışan ilk tasarım (eron' un su pompası) (Anonim,2025c)

Elektrik üretimi amacıyla rüzgâr gücünün kullanımı ise 19. yüzyılın sonlarına dayanmaktadır. 1887 yılında İskoç akademisyen James Blyth, rüzgâr gücüyle çalışan bir pil şarj cihazı geliştirerek bu alanda öncü olmuştur. Aynı dönemde ABD'de Charles F.

Brush, rüzgârla çalışan bir güç makinesi kullanarak elektrik üretmiştir (Burton et al., 2011). 1890’larda Danimarkalı bilim insanı Poul la Cour, rüzgâr türbinlerini elektrik üretimi amacıyla inşa etmiş ve bu enerjiyi hidrojen üretiminde kullanmıştır (Johnson, 2006).

Modern anlamda rüzgâr enerjisi endüstrisi, 1979 yılında Danimarka merkezli Kuriant, Vestas, Nordtank ve Bonus şirketlerinin türbinleri seri üretimiyle başlamıştır. İlk üretilen türbinlerin gücü 20–30 kW arasında iken, günümüzde bu değer 10 MW seviyelerine kadar ulaşmıştır (Ackermann & Söder, 2002). Bu süreçte önemli dönüm noktalarından biri, 1939’da ABD Vermont’ta kurulan 1,25 MW’lık Smith-Putnam türbinidir. Ayrıca, 1956-1957 yıllarında Danimarka Gedser Adası’nda kurulan 200 kW’lık türbin, 1958–1967 yılları arasında başarılı şekilde çalışmıştır (Gipe, 1995). 1980’li yıllarda ABD’nin California eyaletinde sağlanan vergi teşvikleriyle rüzgâr enerjisi kullanımı hızla artmış ve bu dönemde 1700 MW kapasiteye ulaşılmıştır. 1990’lı yıllarda ise Almanya başta olmak üzere Avrupa’da yıllık 200 MW’lık artışlarla pazar hızla büyümüştür (GWEC, 2020).

Günümüzde rüzgâr türbinlerinin güçleri megawatt mertebesinde olup, teknolojik gelişmelere bağlı olarak bu kapasitelerin daha da artması öngörülmektedir. Türbinlerin aerodinamik yapıları, kontrol sistemleri ve malzeme teknolojilerindeki ilerlemeler, rüzgâr enerjisini küresel ölçekte sürdürülebilir bir elektrik üretim yöntemi hâline getirmiştir (Anonim, 2025a).

1.2.1. Rüzgar enerjisi kullanımının avantajları ve dezavantajları

Rüzgar enerjisinin avantajları ve dezavantajları aşağıdaki şekilde sıralanabilir:

Avantajları:

Tarihsel Kullanım ve Teknolojik Gelişim: Rüzgar enerjisi, yeni bir teknoloji olmayıp binlerce yıldır farklı uygarlıklar tarafından mekanik enerji üretiminde kullanılmaktadır. Özellikle Persler ve Romalılar döneminde yel değirmenleri aracılığıyla su çekme ve tahıl öğütme işlemlerinde etkin şekilde değerlendirilmiştir.

Yenilenebilir ve Sürdürülebilir Enerji Kaynağı: Atmosferik hareketlerin sürekliliği sayesinde rüzgar, tükenmeyen bir enerji kaynağıdır. Bu yönüyle rüzgar enerjisi, sınırsız, yenilenebilir ve çevre dostu bir çözüm sunmaktadır.

Çevresel Etkilerin Azaltılması: Fosil yakıtlara alternatif olarak rüzgar enerjisinin kullanılması, sera gazı salımlarının azalmasına katkı sağlamakta, dolayısıyla çevresel sürdürülebilirliği desteklemektedir.

Ekonomik Uygunluk: Rüzgar enerjisi, üretim, dağıtım ve kurulum maliyetleri bakımından ekonomik bir çözüm sunar. ABD verilerine göre ortalama üretim maliyeti 4-6 cent/kWh aralığında seyretmektedir (U.S. Department of Energy, 2023).

Coğrafi Erişilebilirlik ve Yerel Uygulanabilirlik: Rüzgâr, dünya genelinde farklı coğrafyalarda erişilebilir bir enerji kaynağıdır. Nakliye gerektirmemesi sayesinde, ulaşılması zor ve altyapıdan yoksun bölgelerde dahi uygulanabilir.

Arazi Kullanımında Esneklik: Rüzgâr enerjisi santralleri, özellikle kömür santrallerine kıyasla daha az alan kaplamakta, tarım ve hayvancılık gibi arazi kullanımlarıyla uyumlu bir şekilde faaliyet gösterebilmektedir. Bu durum, çoklu arazi kullanımı açısından önemli bir avantajdır.

Şebeke Dışı Elektrifikasyon Olanakları: Rüzgar türbinleri, elektrik şebekesinin bulunmadığı kırsal, dağlık veya gelişmekte olan bölgelerde enerji erişimini sağlamak açısından önemli bir rol üstlenmektedir.

Ticari ve Bireysel Ölçekte Kullanım: Rüzgar türbinleri yalnızca büyük ölçekli enerji üretimi için değil, aynı zamanda bireysel konutların enerji ihtiyacını karşılamak amacıyla da artan bir şekilde kullanılmaktadır. Bu durum, merkezi olmayan enerji üretim sistemlerinin yaygınlaşmasına katkı sağlamaktadır (Anonim, 2025b).

Dezavantajları:

Kesintili ve Dengesiz Enerji Üretimi: Rüzgar enerjisi doğası gereği sürekli ve sabit değildir. Rüzgar hızındaki değişkenlik, elektrik üretiminde dalgalanmalara neden olmakta ve bu durum şebekeye kararsız enerji akışı şeklinde yansımaktadır (Ackermann & Söder, 2002).

Aşırı Rüzgâr Koşullarına Karşı Hassasiyet: Özellikle kasırga ve fırtına gibi ekstrem hava olaylarının sık yaşandığı bölgelerde rüzgar türbinleri fiziksel hasara uğrayabilmekte, bu da sistem güvenilirliğini ve bakım maliyetlerini olumsuz etkilemektedir.

Görsel ve Estetik Etkiler: Rüzgar türbinlerinin peyzaj üzerindeki görsel etkileri bazı topluluklar tarafından olumsuz algılanmakta ve “manzara kirliliği” olarak değerlendirilmektedir (Pasqualetti, 2011).

Coğrafi ve Bölgesel Sınırlamalar: Rüzgar potansiyeli her bölgede aynı seviyede değildir. Bu nedenle, rüzgar enerjisinden etkin şekilde yararlanılabilmesi için detaylı ve güncel rüzgar haritalarına ihtiyaç duyulmaktadır.

Yüksek İlk Yatırım Maliyetleri: Türbin kurulumları, altyapı ve bağlantı maliyetleri bakımından yüksek başlangıç yatırımı gerektirmektedir. Devlet destekleri ve sübvansiyonlara rağmen, yatırım geri dönüş süresi uzun olabilmektedir (IEA, 2021).

Şebeke Bağlantısı Problemleri: Rüzgar santralleri genellikle yerleşim merkezlerinden uzakta konumlandığı için, elektrik iletim hatlarının uzunluğu ve şebekeye entegrasyon süreçleri önemli bir zorluk oluşturmaktadır.

Enerji Depolama Gereksinimi: Üretim ile tüketim zamanlaması arasındaki uyumsuzluk, depolama teknolojilerinin geliştirilmesini gerekli kılmaktadır. Ancak akü, hidrojen ve benzeri sistemlerin maliyetleri ve verimlilikleri henüz ideal seviyeye ulaşmamıştır.

Ekosistem ve Kuş Göç Yolları Üzerindeki Etkiler: Özellikle büyük ölçekli rüzgar türbinlerinin, göçmen kuşların rotalarını etkileyebileceği ve kuş ölümlerine neden olabileceği yönünde çevresel kaygılar mevcuttur (Erickson et al., 2001).

Gürültü Kirliliği: Rüzgar türbinleri, özellikle düşük frekanslı mekanik sesler ve aerodinamik kaynaklı gürültüler üretmekte; bu durum yerleşim alanlarına yakın bölgelerde yaşam konforunu olumsuz yönde etkileyebilmektedir.

Rekabet Gücü Sınırlamaları: Elektrik üretim maliyetleri düşmüş olsa da, rüzgar enerjisi halen bazı fosil yakıt bazlı üretim türleriyle ekonomik anlamda tam rekabet edememektedir.

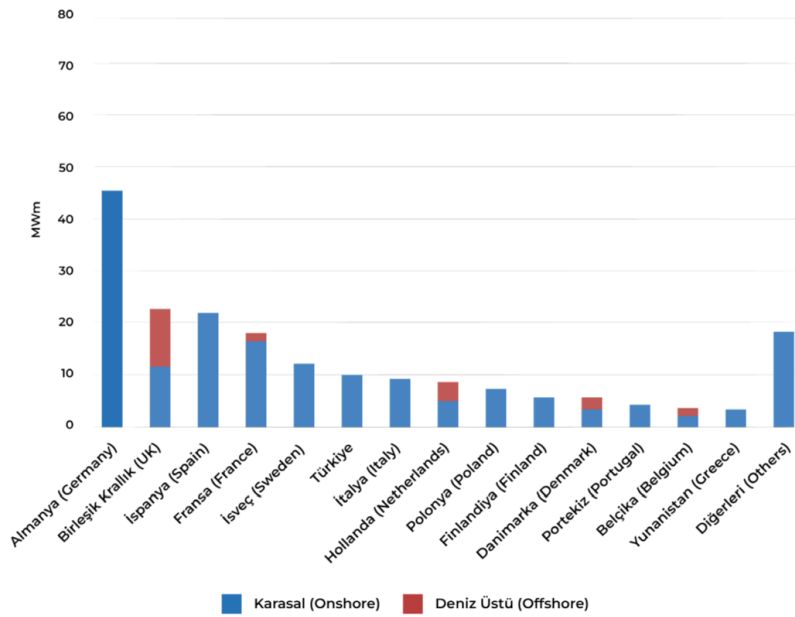
Elektromanyetik Parazit ve Yayın Kalitesi: Büyük kapasiteli rüzgar türbinleri, 2-3 kilometrelik bir mesafede televizyon ve radyo sinyallerinde bozulmalara neden olabilmektedir. Bu durum elektromanyetik girişim açısından dikkate alınması gereken bir husustur (Anonim, 2025b).

1.2.2. Türkiye ve dünyada rüzgar enerjisinde mevcut durum

2024 yılı, küresel rüzgar enerjisi sektörü açısından kayda değer büyümelerin yaşandığı bir dönem olmuştur. Avrupa kıtası, söz konusu yıl içerisinde toplamda 16,4 GW düzeyinde yeni rüzgar enerjisi kapasitesi devreye almıştır. Bu kapasitenin yaklaşık %84'ü (13,8 GW) karasal (onshore), %16'sı (2,6 GW) ise deniz üstü (offshore) rüzgar santrallerinden oluşmaktadır. Böylece Avrupa'nın toplam rüzgar enerjisi kurulu gücü 285

GW seviyesine ulaşmış; bu kapasitenin %87'sini (248 GW) karasal, %13'ünü (37 GW) ise deniz üstü rüzgar santralleri oluşturarak teknolojik dağılımdaki dengesizliği sürdürmüştür.

Türkiye, Avrupa rüzgar enerjisi piyasasında önemli bir aktör konumunu korumaktadır. 2024 yılı itibarıyla Türkiye, kurulu rüzgar gücü bakımından Almanya, Birleşik Krallık, İspanya, Fransa ve İsveç'in ardından gelerek Avrupa'da altıncı sırada yer almaktadır (Şekil 1.2). Bu durum, ülkenin yenilenebilir enerji hedefleri doğrultusunda rüzgar yatırımlarına öncelik verdiğini göstermektedir (GWEC, 2023; Anonim, 2025d).



Şekil 1.2. Avrupa ülkelerinin rüzgar enerjisi kapasiteleri (Anonim, 2025d)

Küresel ölçekte ise rüzgar enerjisi pazarı yapısal bir dönüşüm süreci içerisinde. Bu dönüşümde Çin Halk Cumhuriyeti hem karasal hem de deniz üstü rüzgar yatırımlarındaki agresif büyüme stratejileriyle lider pozisyonunu pekiştirmiştir. 2024 yılı itibarıyla Çin'in toplam rüzgar enerjisi kurulu gücü 520,68 GW düzeyine ulaşmıştır. Yalnızca 2024 yılı içerisinde devreye alınan yeni kapasite 80,68 GW ile küresel artışın büyük bir kısmını temsil etmektedir. Çin ayrıca, şebekeye bağlı 41 GW'lık deniz üstü rüzgar kapasitesiyle, dünya genelindeki offshore rüzgar enerjisi kurulu gücünün yarısından fazlasına tek başına sahip durumdadır.

Uluslararası analiz ve projeksiyonlara göre, küresel rüzgar enerjisi kurulu gücünün 2030 yılına kadar 2.100 GW seviyesine ulaşması beklenmektedir. Bu büyümenin en az %50'sinin Çin kaynaklı olması öngörülmekte olup, ülkenin küresel enerji dönüşümünde belirleyici bir rol oynamaya devam edeceği değerlendirilmektedir

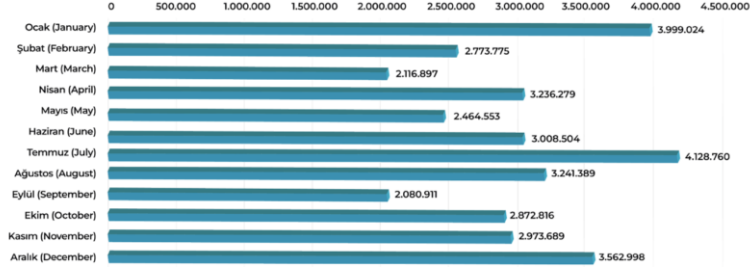
(Anonim, 2025d). Bunu, 4.06 GW kapasite artışıyla ABD ve sırasıyla Almanya (4.02 GW), Hindistan (3.42 GW) ve Brezilya (3.28 GW) takip etmektedir. Türkiye ise 12 GW'a yaklaşan toplam kurulu gücüyle küresel sıralamada üst orta seviyede yer almaktadır (GWEC, 2023).

Deniz üstü (offshore) rüzgar enerjisi de dikkat çekici bir gelişme göstermektedir. 2024 yılı itibarıyla offshore rüzgar enerjisi kapasitesi yaklaşık 64 GW düzeyine ulaşmıştır. Bu kapasitenin büyük bir bölümü Çin, Birleşik Krallık, Almanya ve Danimarka gibi ülkelerde yoğunlaşmaktadır. Ayrıca 2024 yılı içerisinde 56.3 GW'lık offshore kapasitesi için lisans süreci tamamlanmış olup 2030 yılına kadar yıllık 34 GW seviyesinde offshore kurulumunun gerçekleştirilmesi hedeflenmektedir (GWEC, 2023).

2024 yılında küresel ölçekte toplam 585 GW'lık yenilenebilir enerji kapasitesi artışı yaşanmış, bu artışın %19,3'lük kısmı rüzgar enerjisinden kaynaklanmıştır. Böylece rüzgar enerjisi, yenilenebilir enerji artışında önemli bir paya sahip olmuştur (IRENA, 2024). Uluslararası Enerji Ajansı (IEA), mevcut politikaların sürdürülmesi durumunda 2030 yılı itibarıyla toplam rüzgar enerjisi kurulu gücünün 2.130 GW seviyelerine ulaşabileceğini öngörmektedir (IEA, 2023).

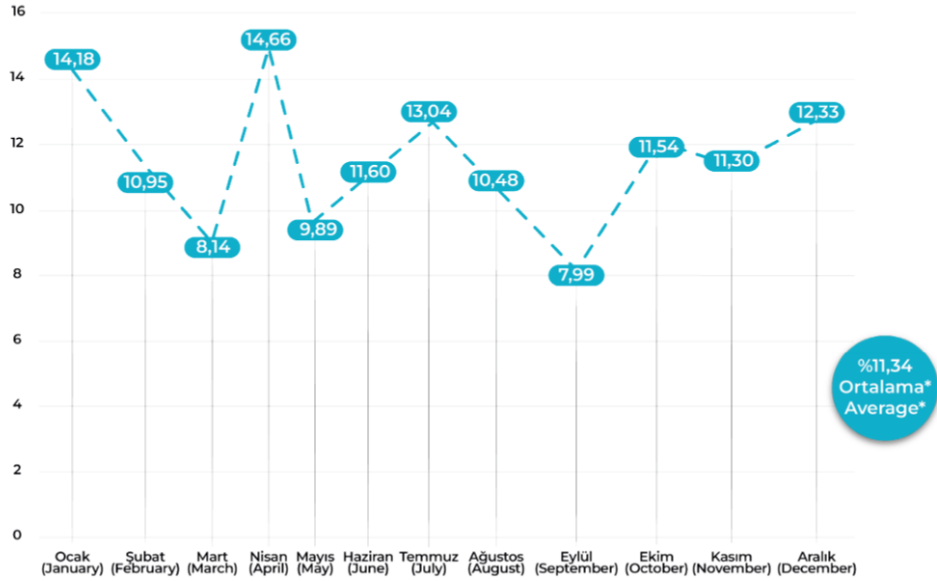
Bununla birlikte, rüzgar enerjisi sektöründe bazı yapısal zorluklar da varlığını sürdürmektedir. Özellikle izin süreçlerinin uzunluğu, iletim altyapısındaki yetersizlikler, finansman riskleri ve yüksek yatırım maliyetleri, özellikle deniz üstü projelerin yaygınlaşmasını sınırlayan başlıca etkenlerdir. Nitekim offshore rüzgar enerjisi üretim maliyetleri halen 230 USD/MWh düzeyinde seyretmekte ve bu durum bazı üreticilerin projelerini askıya almasına yol açmaktadır (Reuters, 2025). Ayrıca, politik belirsizlikler ve korumacı ticaret politikaları da sektörün küresel düzeyde dengeli gelişimini tehdit eden faktörler arasındadır (GWEC, 2023).

Türkiye, 2024 yılı itibarıyla rüzgar enerjisi sektöründe istikrarlı büyümesini sürdürerek yenilenebilir enerji dönüşümünde stratejik bir aktör olma konumunu güçlendirmiştir. Aralık 2024 sonu itibarıyla Türkiye'nin toplam rüzgar enerjisi kurulu gücü yaklaşık 13.792,50 MW düzeyine ulaşmış; bu kapasiteye yıl içinde eklenen 1.310,07 MW'lık yeni kurulumla ulaşılmıştır (Şekil 1.3). Söz konusu artış, Türkiye'nin yenilenebilir enerji politikalarının sürekliliğini ve yatırım ortamındaki sürdürülebilirliği yansıtmaktadır.



Şekil 1.3. Ülkemizde rüzgâr santrallerinden elektrik üretimi (aylık) (Anonim, 2025d)

2024 yılı boyunca rüzgar enerjisinden elde edilen elektrik üretimi, toplam ulusal elektrik üretiminin %11,34'lük kısmını karşılamış; bu oran, rüzgarın Türkiye'nin enerji arz güvenliğindeki rolünü ve katkısını açık biçimde ortaya koymuştur (Şekil 1.4). Rüzgar enerjisinin yanı sıra güneş, hidroelektrik ve jeotermal gibi diğer yenilenebilir kaynakların da katkısıyla, Türkiye'nin toplam elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı %42,01'e ulaşmıştır. Buna karşılık, fosil yakıtlara dayalı konvansiyonel kaynaklardan yapılan üretim %57,93 oranında gerçekleşmiştir (Anonim, 2025d).



Şekil 1.4. Ülkemizde rüzgâr santrallerinin aylık elektrik üretimindeki payı (Anonim, 2025d)

Bu veriler, Türkiye'nin enerji üretim portföyünde yenilenebilir kaynakların giderek artan ağırlığını ve ülkenin düşük karbonlu enerji sistemine geçiş sürecindeki ilerlemesini göstermektedir. Aynı zamanda rüzgar enerjisi hem çevresel sürdürülebilirlik hem de enerji ithalat bağımlılığının azaltılması açısından ulusal enerji politikasında öncelikli alanlardan biri olmaya devam etmektedir.

Türkiye, 2035 yılına yönelik enerji dönüşüm stratejileri kapsamında yenilenebilir enerji üretimini artırmaya yönelik iddialı hedefler ortaya koymuştur. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından açıklanan projeksiyona göre, 2035 yılı itibarıyla toplam 120 GW düzeyinde güneş ve rüzgar enerjisi kapasitesine ulaşılması hedeflenmektedir. Bu kapasitenin 48 GW'lık bölümünün rüzgar enerjisine ayrılması öngörülmekte olup, bu miktarın 43 GW'ı karasal (onshore) ve 5 GW'ı deniz üstü (offshore) rüzgar enerjisi yatırımlarından oluşacaktır. Türkiye'nin bu hedeflere ulaşma kararlılığı, son yıllarda uygulamaya koyduğu yasal, idari ve yatırım odaklı politikalarla desteklenmektedir.

2024 yılı bu kapsamda önemli bir dönüm noktası olmuş; Bakanlık, beş ayrı bölgede toplam 1.200 MW büyüklüğünde Yenilenebilir Enerji Kaynak Alanları (YEKA) rüzgar projelerinin ihalesini gerçekleştirmiştir. İhale süreci 2025 yılı ocak ayında tamamlanmış ve böylece yıllık kapasite artırımı hedeflerinin sürekliliği açısından önemli bir eşik aşılmıştır. Bakanlık tarafından yapılan açıklamalara göre, 2035 yılına kadar her yıl en az 2.000 MW'lık yeni YEKA rüzgar kapasitesinin tahsis edilmesi planlanmaktadır. Bu hedef hem yerli imalat kapasitesinin artırılması hem de özel sektör yatırımlarının sürekliliği açısından stratejik bir öneme sahiptir.

Öte yandan, enerji sistemlerinin esnekliğini ve arz güvenliğini artırmaya yönelik olarak 2024 yılında depolamalı rüzgar enerjisi projelerine olan ilgi artış göstermiştir. Söz konusu yıl içerisinde toplam 19.000 MW büyüklüğünde depolamalı rüzgar enerji santrali (RES) projesine ön lisans verilmiş ve böylece Türkiye'nin toplam rüzgar enerjisi proje stoğu 24.000 MW seviyesini aşmıştır. Bu gelişme, enerji depolama teknolojilerinin rüzgar projeleriyle entegrasyonunun yaygınlaşmakta olduğunu ve sektörün yeni bir faza geçtiğini göstermektedir.

Sektörel düzenlemeleri hızlandırmaya yönelik yasal çalışmalar da devam etmektedir. Hâlihazırda hazırlık aşamasında olan ve kamuoyunda "Süper İzin Yasası" olarak adlandırılan düzenlemenin, 2025 yılı içinde yürürlüğe girmesi halinde, rüzgar enerjisi projelerine yönelik izin ve bürokratik süreçlerin sadeleştirilerek hızlandırılması hedeflenmektedir. Bu yasal düzenleme, yatırımcı güvenini artırıcı etkileriyle sektörel dinamizme katkı sağlayacaktır. Aynı zamanda, Türkiye'nin iklim politikaları çerçevesinde hazırlıkları sürdürülen İklim Kanunu'nun da yenilenebilir enerji yatırımlarını teşvik edici hükümler içermesi beklenmektedir.

Türkiye rüzgar enerjisi sektörünün büyüme ivmesinde, teknoloji tedarikçileri ve türbin üreticileri de önemli rol oynamaktadır. 2024 yılı itibarıyla işletmedeki rüzgar santralleri arasında Nordex %31,17 ile pazar lideri konumunda yer almakta; onu sırasıyla

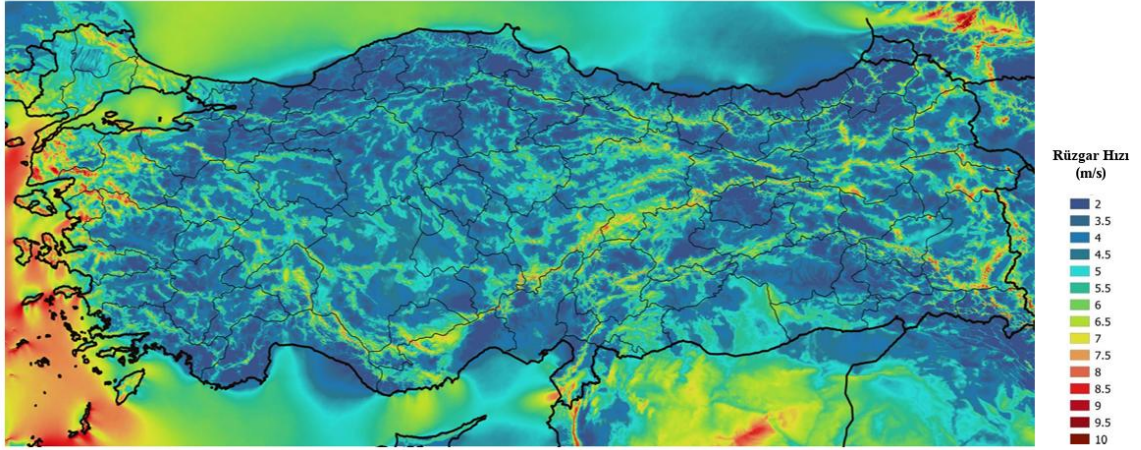
%21,76 ile Enercon ve %17,58 ile General Electric (GE) izlemektedir. İnşaat aşamasındaki projelerde ise Nordex %60,57 gibi yüksek bir pazar payına ulaşarak teknoloji tedarikinde başat aktör hâline gelmiştir. Bu projelerde Enercon'un %34,09 ve Vestas'ın %3,05 oranında paya sahip olduğu görülmektedir. Hâlihazırda inşa hâlinde olan projelerin toplam kurulu gücü 3.184,90 MW olup, bu durum sektörün yakın vadede kapasite artışına devam edeceğini ortaya koymaktadır.

Türkiye'nin rüzgar enerjisi piyasası, teknolojik çeşitliliğe açık ve rekabetçi bir yapıya sahip olmaya devam etmektedir. Bu yapı içinde Polat Enerji, Güriş, Borusan EnBW Enerji, Demirer Enerji ve Fiba Yenilenebilir Enerji gibi sektörün önde gelen yatırımcıları, yeni projelerin geliştirilmesinde ve 2035 hedeflerine ulaşılmasında kritik roller üstlenmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın öngörülerine göre, Türkiye'nin toplam elektrik kurulu gücünün 2035 yılına kadar yaklaşık 210 GW'a ulaşması beklenmekte; bu kapasite içerisinde rüzgar enerjisinin 48 GW ile önemli bir pay alacağı öngörülmektedir (Anonim, 2025d).

1.2.3. Türkiye rüzgar enerjisi potansiyeli

Türkiye'nin rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesine yönelik çalışmalar, ülkenin yenilenebilir enerji kaynaklarının etkin ve verimli kullanımını destekleyecek şekilde giderek daha fazla önem kazanmıştır. Bu bağlamda, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı koordinasyonunda hazırlanan Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA), ulusal ölçekte rüzgar kaynaklarının coğrafi dağılımını ortaya koyan stratejik bir referans niteliği taşımaktadır.

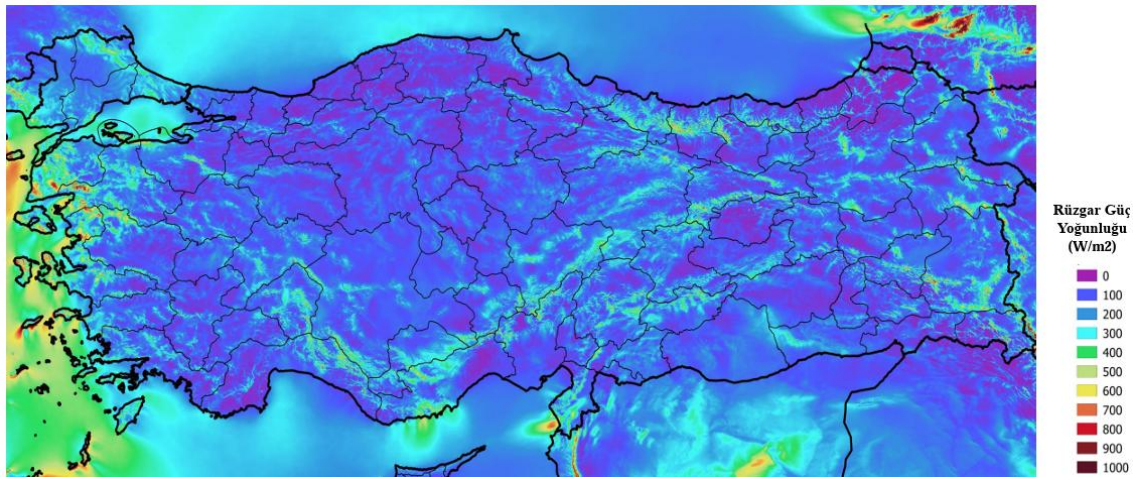
REPA, Türkiye'nin farklı bölgelerinde hâkim rüzgar hızlarını ve yönlerini haritalandırmakta, belirli bir bölgenin yıllık ortalama rüzgar hızına ve güç yoğunluğuna ilişkin bilgileri sağlamaktadır (Şekil 1.5, Şekil 1.6). Bu veriler, rüzgar enerjisi yatırımları açısından öncelikli alanların belirlenmesinde yatırımcılara ve kamu otoritelerine karar destek aracı olarak önemli katkı sunmaktadır. REPA aracılığıyla oluşturulan detaylı rüzgar haritaları sayesinde, teknik ve ekonomik açıdan uygun rüzgar enerjisi santrali (RES) sahalarının ön seçimi gerçekleştirilebilmektedir.



Şekil 1.5. Ülkemizin yıl bazında ortalama rüzgar hızı dağılımı (100 m) (Anonim,2025f)

Ancak potansiyel alanların belirlenmesi tek başına yatırım kararı almak için yeterli değildir. REPA verileri, ön fizibilite aşamasında yönlendirici nitelikte olup, her bir aday sahada uluslararası standartlara uygun biçimde uzun süreli rüzgar ölçümlerinin yapılması, elde edilen verilerin detaylı analizlerle değerlendirilmesi ve saha özelinde mikro-siting çalışmalarıyla desteklenmesi gerekmektedir. Bu süreç, yatırımın teknik, ekonomik ve çevresel sürdürülebilirliğinin sağlanması açısından kritik öneme sahiptir.

Sonuç olarak, REPA Türkiye'deki rüzgar enerjisi yatırımları için ön araştırma ve planlama süreçlerine güçlü bir temel sunmaktadır. Ancak nihai yatırım kararları, yerinde ölçümlerle doğrulanmış, güvenilir veri setleri ve detaylı analizlerle desteklenmelidir (Anonim, 2025e).



Şekil 1.6. Ülkemizin yıl bazında ortalama rüzgar güç yoğunluğu dağılımı (100m) (Anonim,2025f)

Rakımı 0 ila 3.000 metre arasında değişen ve yer seviyesinden 100 metre irtifada ölçülen yıllık ortalama rüzgâr hızlarının 6,5 m/s'nin üzerinde olduğu karasal alanlar,

rüzgar enerjisi üretimi açısından teknik olarak değerlendirilebilir potansiyele sahiptir. Bu nitelikteki karasal bölgelerde her bir kilometrekareye 5,3 MW kapasiteli rüzgar türbinlerinin kurulması senaryosu dikkate alındığında, toplamda yaklaşık 57.786 MW kurulu güce sahip karasal rüzgar enerji santrallerinin devreye alınabileceği öngörülmektedir.

Buna paralel olarak, yıllık ortalama rüzgâr hızının 100 metre irtifada 7,5 m/s'nin üzerinde olduğu ve deniz derinliğinin 0 ila 200 metre arasında değiştiği deniz üstü alanlar da enerji üretimi açısından önemli bir potansiyel sunmaktadır. Bu sahalarda 8,0 MW kapasiteli türbinlerin konuşlandırılması durumunda, toplamda yaklaşık 20.788 MW kurulu güce sahip deniz üstü rüzgar santrallerinin kurulması mümkün görünmektedir. Bu değerlendirmeler hem karasal hem de deniz üstü rüzgar enerjisi kaynaklarının etkin biçimde kullanılması halinde Türkiye'nin yenilenebilir enerji hedeflerine ulaşmasında kritik bir rol oynayabileceğini göstermektedir (Anonim, 2025e).

1.2.4. Rüzgar enerjisi sistemleri

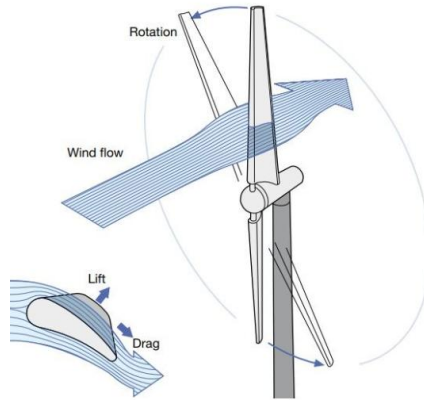
Rüzgar enerjisinden elektrik üretiminde yararlanılan rüzgar türbinleri, atmosferde hareket hâlinde bulunan havanın sahip olduğu kinetik enerjiyi doğrudan elektrik enerjisine dönüştüren sistemlerdir. Bu dönüşüm süreci herhangi bir yakıt kullanımına ihtiyaç duyulmaksızın, tamamen mekanik ve elektromekanik bileşenler aracılığıyla gerçekleştirilir (Manwell et al., 2010). Rüzgar akımı, türbin kanatları üzerinde bir kuvvet oluşturarak rotoru döndürür; bu dönme hareketi, jeneratör aracılığıyla elektrik enerjisine çevrilir (Hau, 2013).

Rüzgar türbinleri, rüzgârın oluşturduğu kuvvetten yararlanma biçimlerine göre temel olarak iki gruba ayrılmaktadır: sürüklenme tipi (drag-type) ve kaldırma tipi (lift-type) türbinler. Sürüklenme tipi türbinler, rüzgarın doğrudan ittiği yüzeyler aracılığıyla dönme hareketi üretirken, modern rüzgar enerjisi santrallerinde yaygın olarak kullanılan kaldırma tipi türbinler, daha gelişmiş bir aerodinamik prensibe dayanır (Ackermann, 2012). Kaldırma tipi türbinlerde, kanat profili özel olarak tasarlanmıştır ve rüzgar bu profilin her iki yüzeyinden farklı hız ve basınçla akar. Kanadın üst yüzeyinden geçen hava, alt yüzeyden geçen havaya göre daha hızlı hareket ettiğinden Bernoulli ilkesi gereği üst yüzeyde bir basınç düşüşü meydana gelir. Alt ve üst yüzey arasındaki bu basınç farkı, kanat üzerinde yukarı doğru yönlendirilmiş bir kaldırma kuvveti oluşturur (Manwell et al., 2010). Bu kuvvet, kanadın döndürülmesini sağlayarak mekanik enerji üretir. Üretilen

mekanik enerji, jeneratör yardımıyla elektrik enerjisine çevrilerek kullanıma sunulur. Bu aerodinamik ilke, uçak kanatlarının çalışma mekanizmasına benzerlik göstermekte olup, rüzgar türbinlerinin yüksek verimlilikle çalışmasını mümkün kılmaktadır (Hau, 2013; Anonim 2025g; ABB, 2012).

Uçak kanatları üzerindeki kaldırma kuvveti (lift) (Anonim 2025g; ABB, 2012), uçağı havalandırıp saf dışı kaldırma gücü sağlarken; rüzgar türbinlerinde bu kuvvet, kanatların göbek etrafında dönmesine neden olur ve rotor hareketini sağlar (Şekil 1.7). Bu dönüş hareketi, havza üzerindeki eksenel bağlantılar nedeniyle yere bağlı kalırken, kanatların oluşturduğu kaldırma momenti, rotor eksenindeki sürekli dönüşü sürdürür (AR Yass et al., 2022).

Ayrıca kaldırma kuvvetine dik yönde bir “çekme kuvveti” (drag) (Anonim, 2025g; ABB, 2012) de ortaya çıkar. İyi tasarlanmış türbinlerde, normal işletme hızlarında kaldırma/sürüklenme oranı (L/D) yüksektir; bu durum yüksek aerodinamik verimlilik anlamına gelir (AR Yass et al., 2022).

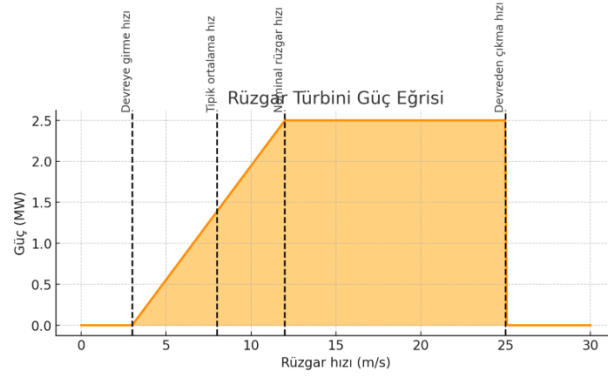


Şekil 1.7. Kanat üzerinde oluşan kuvvetler (Anonim, 2025g; ABB, 2012)

Rüzgar hızlarının kanat üzerindeki etkileri incelendiğinde kanata bağlı olan rotorun dönebilmesi için 3-5 m/s lik hız gerekir. Bu hız kesme hızı (cut-in speed) veya devreye girme hızı olarak adlandırılır. Rüzgâr hızının 7 m/s olduğu durumda türbin güç üretmeye başlar bu hız tipik ortalama hız olarak bilinir. Rüzgar hızının 12-14 m/s ye ulaştığı durum türbinin tam güce ulaştığı hız ya da nominal rüzgar hızı olarak isimlendirilir. Kanatların zarar görmemesi için türbin yüksek hızlarda çalışmayı durdurur. Bu hız yaklaşık 25 m/s de gerçekleşir ve bu hız kesme hızı veya devreden çıkma hızı olarak bilinir (Şekil 1.8). Yüksek rüzgar hızları emniyet açısından türbinin frenlenmesini gerektirir. Bu, iki yaygın yöntemle sağlanır:

1. *Mekanik fren sistemleri*: Rotoru doğrudan yavaşlatır.

2. *Değişken kanat açıları (pitch control)*: Kanatlar rüzgâra dik (“bayrak konumu”) hâline getirilerek gizlenir. Bu pozisyon, türbinin kesme hızına ulaştığında otomatik olarak aktif olur (Anonim, 2025g; Anonim, 2025h; AR Yass et al., 2022; Su et al., 2025; ABB, 2012).



Şekil 1.8. Rüzgar türbini güç eğrisi (Dupont et al., 2017)

Rüzgar enerjisinden elektrik üretiminde kullanılan türbin sistemleri, rotor eksenlerinin yere göre konumlarına bağlı olarak dikey eksenli rüzgar türbinleri (Vertical Axis Wind Turbines - VAWT) ve yatay eksenli rüzgar türbinleri (Horizontal Axis Wind Turbines - HAWT) şeklinde iki ana yapısal gruba ayrılmaktadır (Hau, 2013; Manwell et al., 2010). Bu sınıflandırma, türbinin rüzgâr akımına tepkisi ve kurulum koşulları açısından önemli farklılıklar içerir.

Dikey eksenli türbinler (VAWT), dönme eksenini zemine dik olacak şekilde tasarlanmıştır ve rüzgar yönünden bağımsız olarak çalışabilme özelliğine sahiptir. Bu özelliği sayesinde VAWT sistemleri, yön değiştiren rüzgarların hâkim olduğu veya türbinin yönlendirilmesinin güç olduğu bölgelerde tercih edilebilir. Ancak bu türbinlerin enerji dönüşüm verimliliği, yatay eksenli türbinlere kıyasla genellikle daha düşüktür. Günümüzde ticari türbin uygulamalarının yalnızca yaklaşık %1'lik bir kısmını oluşturan VAWT sistemleri, yapısal olarak üç temel tipe ayrılır (Şekil 1.9):

- Savonius tipi türbinler, düşük hızda çalışan ve sürüklenme kuvvetiyle hareket eden basit tasarımlardır.
- Darrieus tipi türbinler, aerodinamik kaldırma kuvvetine dayalı olarak daha yüksek verim sunar ancak mekanik olarak daha karmaşıktır.

- Darrieus-Savonius hibrit türbinler, her iki sistemin avantajlarını bir arada sunmayı hedefleyen birleşik yapılardır (Eriksson et al., 2008).



a) Savonius tipi

b) Darrieus tipi

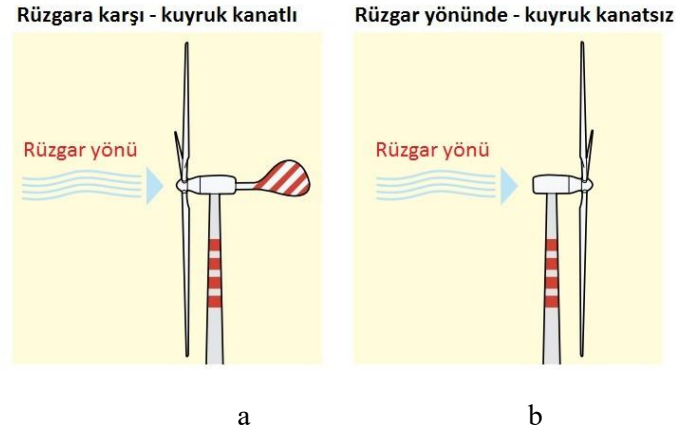
c) Darrieus-Savonius hibrit

Şekil 1.9. Dikey eksenli türbinler (Anonim, 2025g; ABB, 2012)

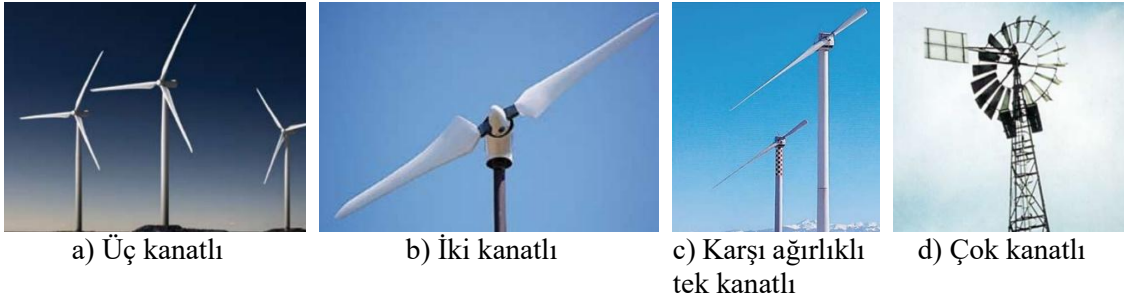
Yatay eksenli rüzgar türbinleri (HAWT) ise dönme eksenini yere paralel olacak şekilde konumlandırılmıştır ve modern rüzgar enerjisi teknolojisinin temelini oluşturur. Rüzgar yönüne göre konumlandırılan bu türbinler, yüksek verimlilik ve uzun vadeli güvenilirlikleri sayesinde günümüzde küresel kurulu kapasitenin yaklaşık %99'unu oluşturmaktadır (GWEC, 2023). HAWT sistemleri iki temel yapı biçiminde görülür (Şekil 1.10):

- Rüzgâra karşı (upwind) çalışan türbinler, rotorun rüzgâr akımını doğrudan karşıdan aldığı sistemlerdir ve türbin gövdesinin gölgelenme etkisinden kaçınmak için tercih edilir.

- Rüzgâr yönünde (downwind) çalışan türbinler, nadiren kullanılır ve genellikle daha küçük sistemler için uygundur (Ackermann, 2012).



Şekil 1.10. Yatay eksenli rüzgar türbinleri (Anonim, 2025g; ABB, 2012)
a) Rüzgara karşı (upwind), b) Rüzgar yönünde (down wind)



Şekil 1.11. Farklı türde yatay eksenli rüzgâr türbinleri (Anonim 2025g; ABB, 2012)

Ayrıca HAWT sistemlerinin %99'unun üç kanatlı olduğu, yalnızca çok küçük bir kısmının (%1 civarında) iki kanatlı olarak üretildiği bilinmektedir. Üç kanatlı rotorlar, aerodinamik denge, yapısal dayanıklılık ve titreşim kontrolü açısından daha üstün performans sergiler (Anonim, 2025g; ABB, 2012; Hau, 2013) (Şekil 1.11).

Rüzgar türbinleri, teknik özellikleri ve kullanım alanlarına bağlı olarak farklı güç kapasitelerinde tasarlanmakta ve işletilmektedir. Bu türbinlerin gücüne göre sınıflandırılması, rüzgar enerjisi santrallerinin ölçeğini, uygulama amacını ve entegrasyon şekillerini belirlemek açısından önemlidir (EWEA, 2012).

Küçük Güçte Rüzgar Türbinleri: Anma güçleri 20 kW ve altı olan türbinler küçük ölçekli uygulamalarda tercih edilmektedir. Bu tür türbinler, genellikle kırsal alanlarda, küçük işletmelerde veya yerel enerji ihtiyacını karşılamak üzere kullanılır. Hem şebeke bağlantılı hem de şebeke dışı (off-grid) uygulamalarda yaygın olarak yer alır (Gipe, 1999).

Orta Güçte Rüzgar Türbinleri: 20 kW ile 200 kW arasında nominal güce sahip türbinler, küçük ve orta ölçekli rüzgar enerji sistemlerinde kullanılmaktadır. Bu

kapasitedeki türbinler, özellikle yerel elektrik üretimi ve ticari amaçlı enerji satışında etkin rol oynamakta olup, yerel şebekelere entegrasyon için uygundur (Manwell, et al., 2010).

Büyük Güçte Rüzgar Türbinleri: 200 kW'ın üzerindeki anma gücüne sahip türbinler, genellikle geniş çaplı rüzgar enerjisi santrallerinde kullanılmaktadır. Bu büyük ölçekli türbinler, üretilen enerjinin doğrudan elektrik iletim şebekesine entegrasyonunu hedeflemekte ve elektrik üretiminde önemli bir paya sahiptir. Modern türbinler, birkaç MW kapasiteye kadar ulaşabilmekte ve santrallerin toplam kapasitesini belirgin şekilde artırmaktadır (Burton et al., 2011).

Bu sınıflandırma, rüzgar enerjisinin kullanım alanları ve ölçekleri açısından net bir çerçeve sunmakta, ayrıca tasarım ve planlama süreçlerinde referans teşkil etmektedir (Anonim, 2025g; ABB, 2012).

Rüzgar türbinlerinin tasarım ve kurulumu, teknolojik gelişmeler ve uygulama ihtiyaçları doğrultusunda farklı parametreler ve seçenekler içermektedir. Bu seçenekler, türbinin performansı, dayanıklılığı ve ekonomik verimliliği üzerinde doğrudan etkili olmaktadır.

Kanat Sayısı ve Rotor Oryantasyonu: Genellikle rüzgar türbinlerinde 2 veya 3 kanat tercih edilmektedir. Üç kanatlı tasarımlar, aerodinamik denge, titreşim azaltımı ve estetik açıdan avantaj sağlamaktadır (Burton et al., 2011). Rotor oryantasyonu ise türbin gövdesinin kuleye göre konumlandırılmasıdır; rotor kulenin yukarısında (en yaygın) veya aşağısında konumlanabilir (Hau, 2013).

Kanat Malzemesi, Yapım Yöntemi ve Profili: Kanatlar genellikle kompozit malzemelerden (cam elyafı, karbon elyafı) üretilir ve aerodinamik profilleri, rüzgar enerjisinden maksimum verim almak üzere tasarlanır (Manwell, et al., 2010).

Göbek Tasarımı: Göbek tasarımı sert, sallamalı ya da menteşeli olabilir. Sert göbek, sabit bir bağlantı sağlarken, sallamalı ve menteşeli tasarımlar türbinin esnekliğini artırarak mekanik yükleri azaltır (Burton et al., 2011).

Güç Kontrolü, Aerodinamik ve Adım Kontrolü: Türbin gücü, aerodinamik durak kontrolü (brake control) veya değişken adımlı kanatlar (pitch control) ile yönetilir. Pitch kontrolü, kanat açısını değiştirerek daha hassas güç regülasyonu sağlar (Hau, 2013).

Rotor Hızı: Sabit rotor hızı veya değişken rotor hızı seçenekleri mevcuttur. Değişken hızlı türbinler, rüzgar koşullarına göre uyum sağlayarak enerji üretimini optimize eder (Manwell et al., 2010).

Yönlendirme Sistemi: Türbinlerin rüzgara yönlendirilmesi için otomatik hizalama hareketi (serbest esneme) veya doğrudan kontrol (aktif esneme) sistemleri kullanılabilir (Burton et al., 2011).

Jeneratör Tipi ve Tahrik Mekanizması: Senkron veya asenkron jeneratörler tercih edilir. Asenkron jeneratörler arasında sincapsız kafes rotorlu, yarık rotorlu ve çift beslemeli indüksiyon jeneratörü (DFIG) seçenekleri bulunur. Ayrıca, şanzımanlı ve doğrudan tahrikli jeneratörlü sistemler mevcuttur (Hau, 2013).

Geçmişte, en yaygın türbin ebatları 600 ila 850 kW aralığında, genellikle üç kanatlı ve 40-55 metre kule yüksekliğinde idi. Göbek yüksekliği ise yaklaşık 50 metre seviyesindeydi (Manwell et al., 2010).

Son yıllarda, özellikle Kuzey Avrupa ve İtalya gibi bölgelerde, 1.5 ila 3 MW kapasiteli türbinler yaygınlaşmıştır. Bu türbinlerin rotor çapları 70-90 metre arasında olup, göbek yüksekliği yaklaşık 100 metreye ulaşmaktadır (Burton et al., 2011).

Küçük rüzgar türbinleri, yalıtılmış bölgeler ve şebeke bağlantısı zayıf alanlarda, birkaç watt ila birkaç kW kapasiteyle ve genellikle düşey eksenli türbinlerle temsil edilmektedir (Gipe, 1999).

Büyük ölçekli türbinler ise deniz üstü rüzgar santrallerinde yaygın olup, 120-130 metre rotor çapı ve 5-6 MW güç aralığında makineler bulunmaktadır. Ayrıca, 8 MW'a kadar tekil türbinler ticari olarak mevcutken, 160 metre rotor çapına sahip ve 10 MW kapasiteye ulaşan prototipler geliştirilmekte ve test edilmektedir (EWEA, 2012).

Denizüstü rüzgar santralleri, daha güçlü ve düzenli rüzgar kaynaklarına erişimleri sayesinde yüksek verimlilik sağlarlar. Ayrıca görsel ve çevresel etkileri karasal santrallere kıyasla daha düşüktür (Burton et al., 2011).

Karasal rüzgar santrallerinde yıllık enerji üretimi genellikle 1500-2500 MWh iken, deniz kıyısı santrallerinde bu değer 3000-3500 MWh arasında değişmektedir (EWEA, 2012). Bu fark, deniz ortamının sağladığı daha elverişli rüzgâr koşullarından kaynaklanmaktadır.

1.2.5. Rüzgar santrallerinde sistem türleri

1.2.5.1. Şebeke bağlantılı santraller

Şebeke bağlantılı rüzgar santralleri, tek bir türbin veya birden çok türbinin bir araya gelmesiyle oluşturulan rüzgar çiftlikleri (rüzgar parkları) şeklinde

sınıflandırılabilir. Rüzgar çiftlikleri, şebekeye paralel bağlanarak evsel veya endüstriyel yüklerle birlikte ya da bağımsız olarak işletilen, birden fazla rüzgar türbininden oluşan sistemlerdir (Burton et al., 2011).

Bu sistemlerde türbinler, birbirine göre uygun mesafede konumlandırılır; bu mesafe, aerodinamik parazitini önlenmesi açısından kritik önem taşır. Aerodinamik parazit, türbülansa artış ve güç kayıplarına neden olmaktadır (Manwell, et al., 2010). Türbinler arasındaki ideal mesafe, rüzgar yönü boyunca rotor çapının 8 ila 12 katı, rüzgar yönüne dik doğrultuda ise 2 ila 4 katı olarak kabul edilmektedir (EWEA, 2012).

Açık deniz santrallerinde ise maliyetler karasal sistemlere kıyasla daha yüksek olmakla birlikte, burada elde edilen üretim artışı (%30 ve üzeri) bu maliyetleri dengelemektedir (Burton et al., 2011). Açık deniz türbinleri, genellikle 5-6 MW kapasiteye sahip büyük jeneratörlerden oluşur. Bu tür santrallerde, dalgaların neden olduğu aşınma ve yapıdaki ek yükler, rüzgarın yüklerinden daha ağırdır ve temel tasarımında bu etkiler göz önünde bulundurulur (Hau, 2013). Deniz tabanının mekanik özelliklerinin yetersiz olması nedeniyle temeller genellikle büyük boyutludur ve su altında kulenin ilave uzunluğu yapıya moment yükü ekler (Manwell et al., 2010). Açık deniz santrallerinde destek yapıları incelendiğinde; Sığ sularda beton plakalar ve dövmüş çelik çubuklardan oluşan temeller ekonomik çözümler sunduğu, ancak rezonans frekansları açısından sınırlamaların olduğu, derin sularda tripod yapılar ve vantuz çapaları ile sabitlenen kaynaklı çelik konstrüksiyonlar tercih edildiği görülmektedir (Burton et al., 2011).

Bakımın zor olduğu açık deniz türbinlerinde yüksek güvenilirlik önemlidir; kritik bileşenlerde sensör tabanlı uzaktan izleme sistemleri yaygın olarak kullanılır (EWEA, 2012). Ayrıca, deniz ortamının korozyon etkilerine karşı katodik koruma ve özel boyama teknikleri uygulanır. Elektriksel donanımlar da nem ve kondensasyon etkilerine karşı güçlendirilir (Hau, 2013).

Derinliği 50 metrenin üzerinde olan deniz bölgelerinde yüzer rüzgar türbinleri teknolojileri geliştirilmektedir ve geleceğin önemli bir alanı olarak kabul edilmektedir (Manwell et al., 2010; Anonim 2025g; ABB, 2012).

1.2.5.2. Şebeke bağlantısı olmayan santraller

Bu tip santraller, tek izole yükler veya bağımsız mikro şebekeler için tasarlanmıştır. Şebeke bağlantısının maliyet veya teknik zorlukları nedeniyle mümkün

olmadığı durumlarda tercih edilirler. Özellikle yıllık ortalama rüzgar hızı 6 m/s ve üzeri olan bölgelerde, küçük ölçekli rüzgar türbinleri evsel enerji ihtiyaçlarını karşılamak için uygun ve güvenilir çözümler sunar (Gipe, 1999).

Tek İzole Yükler: Bu sistemlerde rüzgar enerjisi depolama sistemleri ile desteklenmelidir. Depolama, düşük rüzgar koşullarında bile enerji sürekliliğini sağlar (Burton et al., 2011).

Bağımsız Mikro Şebekeler: Ulusal dağıtım şebekesinden uzak, yüksek enerji talebi olan bölgelerde (örneğin orta büyüklükteki adalar) dizel jeneratörlere alternatif olarak rüzgar enerjisi veya hibrit yenilenebilir enerji sistemleri tercih edilmektedir (Manwell et al., 2010). Bu sistemler hem çevresel etkileri azaltmakta hem de yüksek yakıt tedarik maliyetlerini düşürmektedir (EWEA, 2012).

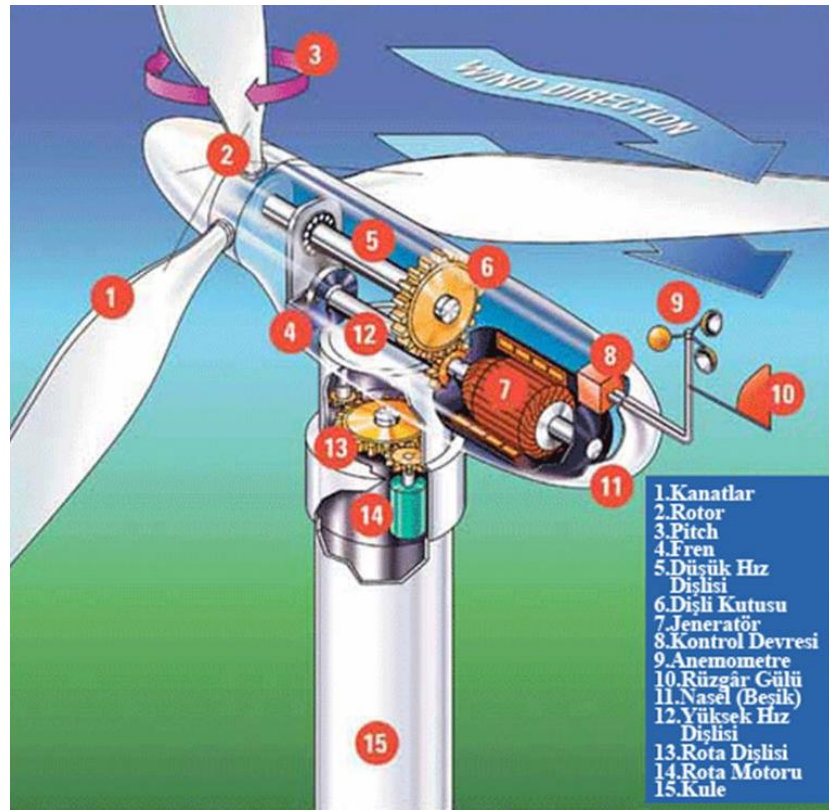
Dizel-Rüzgar Hibrit Sistemleri: Orta ve küçük ölçekli türbinler ile dizel jeneratörlerin birleşiminden oluşan sistemlerde, dizel jeneratör elektrik kesintilerinde yedek güç sağlar. Bu sistemlerin kilovatsaat başına maliyeti, tamamen dizel jeneratörlere göre genellikle daha düşüktür, çünkü yakıt temin maliyetleri ve bakım giderleri minimize edilir (Hau, 2013; Anonim 2025g, ABB, 2012).

1.2.6. Rüzgar santrallerinde ana bileşenler

Akışkanlar mekaniği açısından değerlendirildiğinde, hava da tıpkı su gibi bir akışkan olarak kabul edilmektedir. Her ne kadar hava görünmez bir gaz karışımı olsa da, düşük yoğunluklu ve sıkıştırılabilir bir akışkan olarak, hareket kabiliyeti oldukça yüksektir. Havanın bulunduğu ortam içerisinde serbestçe ve hızla hareket etme özelliği, onun bir enerji kaynağı olarak değerlendirilmesine olanak tanır. Bu bağlamda, atmosferdeki hava kütlelerinin hareketinden elde edilen ve mekanik enerjinin elektrik enerjisine dönüştürüldüğü teknolojiye rüzgar enerjisi adı verilmektedir (Manwell, et al., 2010; Hau, 2013).

Benzer şekilde, suyun potansiyel ve kinetik enerjisinden faydalanılarak elektrik enerjisi üretimi hidroelektrik enerji olarak tanımlanır. Bu yöntemde, yerçekimi etkisiyle hareket eden su, türbinleri döndürerek jeneratörler aracılığıyla elektrik üretimini mümkün kılar. Elektrik üretimi için suyun kullanıldığı bu tesislere hidroelektrik santrali (HES); rüzgar enerjisiyle çalışan benzer tesislere ise rüzgar enerji santrali (RES) denilmektedir (Twidell, 2021).

Rüzgar enerji santrallerinde temel prensip, rüzgarın kinetik enerjisinin mekanik enerjiye, ardından da jeneratör yardımıyla elektrik enerjisine dönüştürülmesidir. Rüzgarın hareketiyle dönen türbin rotorları, bir mil (şaft) aracılığıyla jeneratöre bağlanır. Türbin pervaneleri (kanatlar), rüzgar akımını yakalayarak milin dönmesini sağlar. Bu mekanik dönme hareketi, jeneratör tarafından elektrik enerjisine çevrilir (Burton et al., 2011; Anonim, 2025ı). Dikey eksenli bir rüzgar santrallerindeki temel parçalar Şekil 1.12’ deki gibi özetlenebilir.



Şekil 1.12. Rüzgâr santralinde (dikey eksenli) temel parçalar (Anonim, 2025ı)

1.2.6.1. Rotor

Rüzgâr türbinlerinin temel bileşenlerinden biri olan rotor, aerodinamik kanatların merkezi bir göbek etrafında birleşerek oluşturduğu döner sistemdir. Rotor, atmosferik rüzgâr akımından aldığı kinetik enerjiyi mekanik dönme enerjisine çevirerek türbinin enerji üretim sürecini başlatır. Genellikle iki veya üç kanattan oluşan rotor yapısı, yüksek aerodinamik verim sağlamak üzere tasarlanır ve türbinin nominal gücüne, kurulum alanının rüzgâr profiline ve yapısal dayanım koşullarına bağlı olarak optimize edilir. Rotorun çapı (süpürme alanı), türbinin yakalayabileceği rüzgâr enerjisi miktarını

belirlemede kritik öneme sahiptir. Ayrıca rotorun kütle dengesi, salınım kontrolü ve mekanik dayanımı hem enerji üretim verimliliği hem de yapısal güvenlik açısından dikkatle ele alınmalıdır (Ackermann, 2012; Hau, 2013).

1.2.6.1.1. Kanatlar

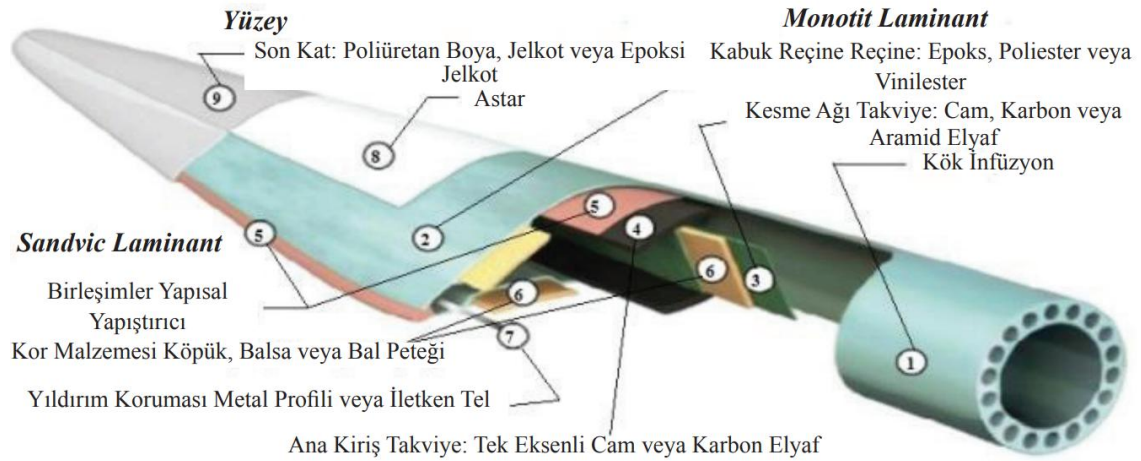
Rüzgâr türbinlerinde enerji dönüşüm süreci, temel olarak hava akımlarının taşıdığı kinetik enerjinin mekanik enerjiye, ardından da elektrik enerjisine çevrilmesi esasına dayanır. Bu süreçte en kritik bileşenlerden biri türbin kanatlarıdır. Kanatlar, rüzgâr akımını karşılayarak onun enerjisini yakalar ve bu enerjiyi dönme hareketi vasıtasıyla rotora aktarır. Rotor ise bu mekanik gücü bir mil (şaft) aracılığıyla dişli kutusuna (gearbox), ardından da jeneratöre ileterek elektrik üretimini sağlar (Burton et al., 2011) (Şekil 1.13).



Şekil 1.13. Rüzgar türbin kanadı (Anonim, 2025i)

Enerji dönüşüm verimliliği; türbinin kanat uzunluğu, kanatların tarama alanı, aerodinamik profili, havanın yoğunluğu ve rüzgârın hızı gibi çok sayıda parametreye bağlıdır (Manwell et al., 2010). Bu faktörler arasında özellikle kanatların aerodinamik tasarımı, enerji üretim kapasitesi üzerinde belirleyici rol oynar. Nitekim, rüzgârın kinetik enerjisinin teorik olarak en fazla %59,3'ü yararlı enerjiye dönüştürülebilir; bu sınır, Betz Limiti olarak literatürde yer almaktadır (Betz, 1926).

Kanat profili, hava akımı üzerinde kaldırma kuvveti yaratacak şekilde tasarlanmış olup, rüzgârın hızına göre değişken açılarda çalışacak biçimde konumlandırılır. Bu değişken açılı çalışma prensibi, rotorun rüzgârla optimum açıda etkileşime girmesini sağlar. Modern türbinlerde bu açı 0° ile 90° arasında ayarlanabilir ve pitch kontrol mekanizmasıyla otomatik olarak optimize edilir (Hau, 2013; Anonim, 2025i) (Şekil 1.14).



Şekil 1.14. Kanat yapısı (Anonim, 2025i)

Rüzgâr türbin kanatlarının uzunluğu, türbinin sınıfına ve kapasitesine göre değişiklik göstermektedir. Türkiye’de karasal türbinlerde bu uzunluk genellikle 25 ile 91,7 metre arasında değişmekte ve rotor çapı 50 ila 183,4 metreye kadar ulaşabilmektedir (TÜREB, 2022). Uzun kanatlar daha geniş bir süpürme alanı sağlayarak daha fazla enerji yakalama potansiyeline sahiptir (Çizelge 1.1) (Anonim, 2025i).

Çizelge 1.1. Türbin cinsine göre farklı kanat teknik bilgileri (Anonim, 2025i)

	NR50	NR58.5	NR65.5
Wind Turbine Type	N100	N117	N131
Length	48,8 m	57,3 m	64,4 m
Weight	11.150 kg	10.500 kg	14.350 kg
Max. Blade Chord	3.700 mm	3.496 mm	3.938 mm
Marked Surface	7,823 m ²	10,715 m ²	13,636 m ²
Screw Diameter	2.300 mm	2.300 mm	2.800 mm
Materials	GRP, Balsa Wood, Fillers	GRP, CRP, Balsa Wood, Fillers	GRP, CRP, Balsa Wood, Fillers

Kanat malzemeleri, yüksek mekanik dayanıklılığın yanı sıra hafiflik kriterine göre seçilmektedir. En yaygın kullanılan malzemeler arasında:

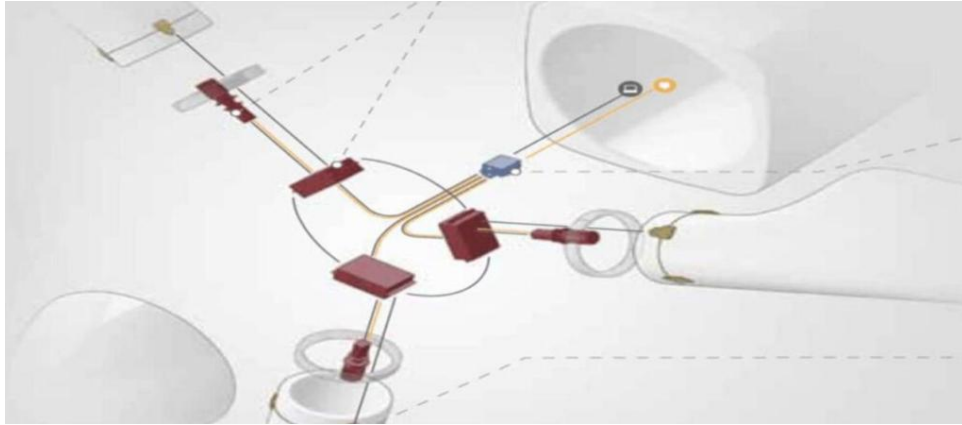
- GRP (Glass Reinforced Plastic / Cam elyaf takviyeli plastik),
- CFRP (Carbon Fibre Reinforced Plastic / Karbon elyaf takviyeli plastik),
- Ahşap kompozitler,
- Çelik,
- Alüminyum

gibi mühendislik malzemeleri yer almaktadır (Petersen, 2006; Hau, 2013). Bu malzemeler kanadın esnekliğini ve titreşim direncini artırırken, yapısal bütünlüğünü de korumaktadır.

Modern türbin kanatları ayrıca, aktif yönlendirme sistemleri sayesinde yatay eksen etrafında 360° dönebilecek biçimde tasarlanmıştır. Bu sistem, türbinin rüzgâr yönünü otomatik olarak takip etmesini sağlayan yaw kontrol sistemi ile entegre çalışır (Burton et al., 2011). Ek olarak, türbin yapısı içinde yıldırımdan korunmak amacıyla içsel yıldırım koruma hatları (lightning protection system) bulunmaktadır. Bu sistemler, türbinin hem yapısal güvenliğini hem de operasyona devamlılığını sağlar (IEC 61400-24, 2010; Anonim, 2025i).

1.2.6.1.2. Kanat yönlendirme sistemi (pitch control)

Modern rüzgâr türbinlerinde kullanılan kanat yönlendirme sistemleri (pitch control), rotor kanatlarının göbeğe sabit bir açıyla monte edilmediği, bunun yerine kanatların eksenleri etrafında döndürülebilmesine imkân tanıyan dinamik kontrol sistemleridir (Şekil 1.15). Pitch kontrollü türbinlerde rotor kanatları, değişen rüzgâr hızlarına ve yönlerine uyum sağlayacak biçimde 0° ile 90° arasında döndürülerek rotorun aerodinamik karakteristikleri gerçek zamanlı olarak optimize edilir (Hau, 2013; Manwell et al., 2010; Anonim, 2025i).



Şekil 1.15. Kanat içerisindeki pitch kontrol ünitesi (Anonim, 2025i)

Bu sistemlerin temel amacı, türbinin belirli bir nominal rüzgâr hızının üzerinde sabit güç çıkışı sağlamasını mümkün kılmak ve böylece şebekeye daha kararlı ve kaliteli enerji iletimini gerçekleştirmektir. Ayrıca, düşük hızlarda daha verimli enerji üretimi

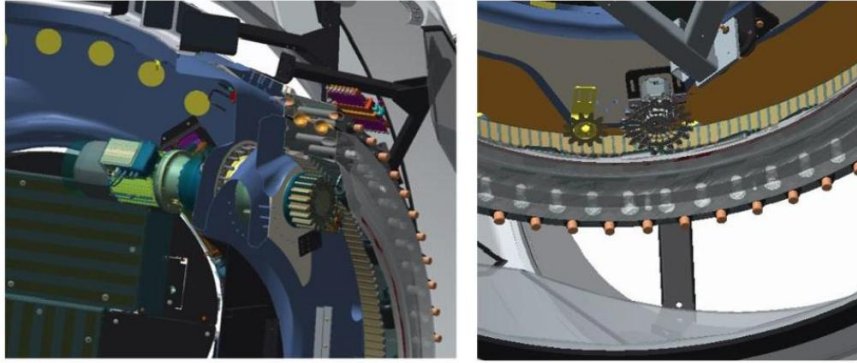
yapılmasına olanak tanıdığı gibi, aşırı rüzgâr koşullarında rotor yüklerinin azaltılması yoluyla mekanik aşınmaların önüne geçilmesini sağlar (Burton et al., 2011). Pitch kontrolü, sabit devirli türbinlere kıyasla, değişken rüzgâr profillerinde daha geniş hız aralıklarında çalışabilme avantajı sunar (Gasch & Tvele, 2012).

Pitch kontrol sistemi genellikle üç ana bileşenden oluşur:

Pitch motoru: Her kanata entegre edilmiş ve açısall hareketi sağlayan aktüatör görevindedir.

Pitch dişli kutusu: Motorun torkunu kanadın dönebilmesi için uygun moment değerine çevirir.

Pitch kontrolörü (Pitch Master): Her bir kanadın kontrolünden sorumlu, komut sinyallerini işleyen ve açısall ayarlamaları yapan birimdir (Şekil 1.16).



Şekil 1.16. Kanat içerisindeki pitch master kontrol ünitesi (Anonim, 2025i)

Bu sistemler, çoğunlukla PLC (Programmable Logic Controller) tabanlı otomasyon altyapısıyla yönetilir. PLC sistemi, rüzgâr verilerine göre pitch motorlarına sürekli geri besleme sağlayarak, kanatların açılarını milisaniye ölçeğinde hassasiyetle ayarlayabilir. Pitch master'lar, Profinet gibi yüksek hızlı endüstriyel iletişim protokolleri aracılığıyla sistemle veri alışverişinde bulunur ve her bir kanadın anlık durumunu merkezi kontrol ünitesine bildirir.

Pitch kontrol sisteminin performansı, esas olarak kullanılan motorların tepki süresi, konumlandırma hassasiyeti ve algoritmik kontrol doğruluğu ile doğrudan ilişkilidir. Bu nedenle pitch sistemlerinin tasarımı, sadece mekanik değil, aynı zamanda ileri seviye kontrol mühendisliği disiplinlerini de içermektedir (Ackermann, 2012; Anonim, 2025i).

1.2.6.1.3. Göbek (Merkez)

Rüzgar türbini göbeği, rotor kanatlarının mekanik olarak ana şafta bağlandığı ve rüzgârın taşıdığı kinetik enerjinin şaft sistemine iletiildiği kritik bir bileşendir. Göbek, yalnızca yapısal bir bağlantı elemanı olmakla kalmaz; aynı zamanda yük iletiminde ve yunuslama (pitch) sistemlerinin işleyişinde merkezi bir rol üstlenir. Kanatların dönme düzlemi içerisindeki hareketlerini kontrol eden yunuslama mekanizmaları da genellikle bu yapı içerisinde entegre edilir (Manwell et al., 2010).

Göbek yapıları genellikle yüksek mekanik dayanım ve yorulma ömrü sağlamak üzere dökme çelik veya küresel grafit demir (SGI – Spheroidal Graphite Iron) malzemelerden imal edilir. Dış ortam etkilerinden korunması ve aerodinamik yapı ile bütünlük sağlaması amacıyla "spinner" ya da "döndürücü" adı verilen aerodinamik mahfaza ile kaplanır (Hau, 2013).

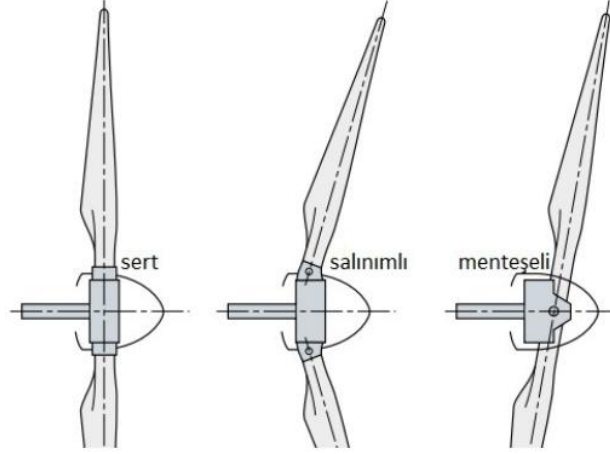
Göbekler yapılarına ve kanat hareketine izin verme düzeyine göre üç temel tipe ayrılır (Şekil 1.17):

1- Sert Göbek: Sert göbek yapısı, tüm rotor bileşenlerini ana şafta göre sabit bir konumda tutacak şekilde tasarlanmıştır. Kanatların yunuslama açısı değiştirilebilir olsa da, başka bir yönde hareket etmelerine izin verilmez. Bu yapı, genellikle üç veya daha fazla kanatlı türbinlerde tercih edilir. Sert göbekler, rotor kanatları üzerinde meydana gelen aerodinamik kuvvetler ve yapısal esnemeler sonucunda oluşan yükleri karşılayabilecek şekilde yüksek dayanımlı olarak tasarlanmalıdır (Hau, 2013; Ackermann, 2012).

2. Salınlı Göbek: Salınlı göbekler, genellikle iki kanatlı rüzgar türbinlerinde kullanılır. Bu yapı, rotorun salınım yaparak dönme eksenine dik yönde hareket etmesine izin verir. Böylece aerodinamik dengesizliklerin ve asimetric yüklerin ana şafta doğrudan iletilmesi önlenir. Bu tip göbekler, sabit yunuslama açısına sahip türbinlerle sıkça kullanılır, ancak gelişmiş versiyonları değişken yunuslama sistemleriyle de entegre edilebilir. Bununla birlikte, göbek içerisinde yer alan yunuslama mekanizmaları ve kontrol panellerinin döner sistem üzerine yerleştirilmesi nedeniyle yapısal karmaşıklık artmaktadır (Manwell et al., 2010; Burton et al., 2011).

3. Menteşeli Göbek: Menteşeli göbekler, sert ve salınlı göbek yapılarını birleştiren hibrit bir tasarım sunar. Her kanat, göbek üzerine bir menteşe ile bağlanarak belirli açılarda salınım yapabilir. Bu esneklik sayesinde, özellikle yüksek rüzgar hızlarında ortaya çıkan aşırı yükler etkin biçimde sönmünebilir. Böylece hem kanat hem

de şaft sisteminin ömrü uzatılmış olur. Menteşeli sistemler, türbinin genel dinamik davranışlarını iyileştirme potansiyeline sahip olup, özellikle yük azaltma stratejileri kapsamında değerlidir (Hau, 2013; Gasch & Tvele, 2012; Anonim 2025g).



Şekil 1.17. Göbek tipleri (Anonim, 2025g)

1.2.6.1.4. Hub

Rüzgâr türbini göbeği (hub), rotor kanatlarının merkezi olarak bağlandığı ve kanatlardan gelen aerodinamik yüklerin ana şafta iletildiği temel bir yapısal bileşendir. Bu merkezi eleman, yalnızca mekanik bir bağlantı noktası değil, aynı zamanda çeşitli alt sistemlerin entegre edildiği karmaşık bir teknik donanım ünitesidir (Hau, 2013; Manwell et al., 2010) (Şekil 1.18).



Şekil 1.18. Hub elemanları (Anonim, 2025i)

Modern yatay eksenli rüzgâr türbinlerinde göbek içerisinde pitch kontrol sistemine ait dişli kutuları, elektrik motorları ve yağlama hatları yer almaktadır. Bu sistemler, rotor kanatlarının rüzgâr yönü ve hızına göre uygun açılarda konumlandırılmasını sağlayarak enerji üretiminde optimizasyon sağlar (Gasch & Tewe, 2012). Ayrıca, "central box" adı verilen ve hem elektriksel hem de veri iletimi açısından bir dağıtım ve toplama merkezi işlevi gören yapı da göbek içerisinde bulunmaktadır. Bu merkez, rotor üzerindeki sensör verilerini türbin kontrol sistemine aktarır ve aynı zamanda pitch motorlarına enerji iletimini sağlar (Burton et al., 2011).

Göbeklerin yapısal olarak yüksek dayanım göstermesi beklenir; bu nedenle çoğunlukla dökme çelikten üretilir ve tipik olarak 20–30 ton arasında bir kütleye sahiptir. Örneğin 3–5 MW kapasiteli türbinlerde kullanılan göbeklerin ortalama ağırlığı yaklaşık 27 tondur (Hau, 2013).

Rotor Kilidi (Rotor Lock) mekanizması, türbin bakım işlemleri sırasında rotorun sabitlenmesini sağlar. Bu sistem, göbeği döndürmeye çalışan kuvvetlerin etkisini ortadan kaldırarak güvenli çalışma koşulları oluşturur. Ancak, yüksek rüzgâr hızlarında (örneğin 12 m/s'nin üzerindeki değerlerde) rotor üzerindeki aerodinamik yük artışı, göbeğe bağlı yapılar üzerinde aşırı gerilimlere yol açabilir. Bu nedenle bu tür hızlarda rotor kilidi (rotor lock) devreden çıkarılarak, kanatların serbest salınım yapmasına izin verilir. Böylece sistemin yapısal bütünlüğü korunmuş olur (Manwell et al., 2010; Burton et al., 2011; Anonim, 2025i).

1.2.6.1.5. Rotor kilidi (rotor lock)

Rüzgâr türbinlerinde güvenli bakım ve servis işlemlerinin gerçekleştirilebilmesi amacıyla, rotorun dönmesini engelleyen rotor kilidi (rotor lock) sistemleri kullanılmaktadır. Rotor kilidi, genellikle türbinin ana rotor shaftı üzerine entegre edilen bir güvenlik bileşeni olup, türbinin dönme hareketini mekanik olarak durdurarak bakım personelinin güvenliğini sağlamayı amaçlar (Burton et al., 2011).

Bakım işlemleri sırasında –özellikle kanat, göbek, pitch mekanizması veya güç aktarma sistemlerinde yapılacak müdahaleler öncesinde– rotorun istenmeden dönmesi hem personel güvenliğini tehdit edebilir hem de türbinin mekanik aksamında yapısal hasarlara yol açabilir. Bu nedenle, rotorun sabitlenmesi zorunlu bir güvenlik prosedürü

olarak kabul edilmekte ve bakım planlamasının temel unsurlarından biri olarak değerlendirilmektedir (Manwell et al., 2010).

Rotor kilidi sistemleri çalışma prensiplerine göre üç ana gruba ayrılır:

Hidrolik sistemler: Basıncılı sıvı yardımıyla bir kilitleme piminin rotor diskine itilmesiyle çalışır.

Elektriksel sistemler: Elektromekanik aktüatörler yardımıyla rotor diskine kilitleme uygulanır.

Mekanik sistemler: Manuel olarak devreye alınan kilit pimleri veya kilit diskleri kullanılır.

Bu sistemlerde yaygın olarak, rotor diskini ile hizalanmış bir kilitleme pimi veya disk freni aracılığıyla rotor hareketi fiziksel olarak engellenir. Bazı türbin modellerinde kilit mekanizması yalnızca bakım koşullarında değil, aynı zamanda aşırı rüzgâr hızlarında rotorun yüklenmesini azaltmak amacıyla da geçici olarak devreye sokulabilir (Gasch & Tvele, 2012). Örneğin, rotor kilidi maksimum çalışma rüzgâr hızının (yaklaşık 12 m/s) üzerinde devre dışı bırakılarak, rotor kanatlarının serbest salınım yapmasına izin verilir ve böylece yapıya binen yük azaltılmış olur (Hau, 2013).

Rotor kilidi sistemleri, IEC 61400-1 (2010) gibi uluslararası standartlar kapsamında değerlendirilmekte ve hem tasarım güvenliği hem de servis erişilebilirliği açısından denetlenmektedir. Bu bağlamda rotor kilit sistemleri, yalnızca pasif bir güvenlik ekipmanı değil, aynı zamanda rüzgâr türbini tasarımının aktif bir mühendislik ögesi olarak kabul edilmektedir (IEC,2019).

1.2.6.1.6. Rotor şaftı (rotor shaft)

Rotor şaftı, rüzgâr türbinlerinde rotor sisteminden elde edilen mekanik enerjinin dişli kutusuna (gearbox) veya doğrudan jeneratöre iletilmesini sağlayan temel güç aktarım bileşenidir. Rotor kanatlarının dönmesiyle birlikte oluşan dönme hareketi ve tork, rotor şaftı aracılığıyla türbinin güç üretim zincirine aktarılır (Manwell et al., 2010).

Modern rüzgâr türbinlerinde kullanılan rotor şaftları genellikle içi boş (tüpsel yapıdadır) ve bu yapı, hem ağırlık azaltımı sağlar hem de iç kısımdan geçen sistem kabloları için korumalı bir geçiş hattı sunar. Özellikle slip ring (fırça-kollektör halkası) sistemine bağlı sinyal ve enerji kabloları bu iç boşluk boyunca taşınarak döner ve sabit bileşenler arasında güvenilir veri ve enerji iletimi sağlanır (Burton et al., 2011).

Rotor şaftı iki temel tasarımda karşımıza çıkar: Düşük hızlı şaft (low-speed shaft) ve yüksek hızlı şaft (high-speed shaft). Düşük hızlı şaft doğrudan rotora bağlıdır ve genellikle dişli kutusunun birincil giriş noktasıdır. Buradan çıkan hareket, yüksek hızlı şaft üzerinden jeneratöre aktarılır. Eğer türbin doğrudan tahrikli (direct-drive) yapıdaysa, rotor şaftı doğrudan jeneratör rotoruna bağlı olur ve bu durumda dişli kutusu bulunmaz (Hau, 2013).

Rotor şaftları, yüksek mekanik gerilme, burulma ve yorulma yüklerine maruz kaldığından, yüksek mukavemetli çelik alaşımlarından imal edilir. Ayrıca şaftın yataklanması ve hizalanması, türbinin titreşim davranışı ve uzun ömürlü çalışması açısından kritik öneme sahiptir (Gasch & Tvele, 2012).

1.2.6.1.7. Rotor rulmanları (rotor bearings)

Rotor rulmanları, rüzgâr türbinlerinde rotor şaftını destekleyerek dönme hareketinin düzgün ve kontrollü şekilde iletilmesini sağlayan kritik mekanik elemanlardır (Şekil 1.19). Genellikle ana rulmanlar (main bearings) olarak adlandırılan bu bileşenler, rotor kanatlarından gelen eksenel ve radyal yükleri taşır ve bu yüklerin türbinin diğer bileşenlerine zarar vermeden aktarılmasını sağlar (Hau, 2013).

Rotor rulmanları, çoğunlukla sarkık makaralı rulman (spherical roller bearing) veya silindirik makaralı rulman (cylindrical roller bearing) tipinde olup, yüksek yük taşıma kapasitesi ve uzun hizmet ömrü için özel yağlama sistemleriyle donatılır. Rulmanlar, rotor şaftı ile türbin yatak yapısı arasında yer alır ve aşırı yüklenme, sıcaklık değişimleri, düşük hızlarda çalışmadan kaynaklı zorluklar gibi zorlu çalışma koşullarına dayanıklı olacak şekilde tasarlanır (Gasch & Tvele, 2012).

Rulman seçimi, türbin tipi (örn. dişli kutulu ya da doğrudan tahrikli sistem), rotor çapı ve rüzgâr profili gibi birçok parametreye bağlı olarak optimize edilir. Hatalı rulman seçimi ya da yetersiz yağlama, rotor sisteminde ciddi arızalara ve türbinin durmasına yol açabilecek boyutta hasarlara neden olabilir (Manwell et al., 2010).



Şekil 1.19. Rotor rulmanları (Anonim, 2025i)

1.2.6.1.8. Rotor kanadı (yıldırım koruması)

Rüzgâr türbinleri, geniş kanat yüzey alanları ve yüksek kule yapıları nedeniyle yıldırım çarpmalarına karşı son derece hassas yapılardır. Bu nedenle, özellikle rotor kanatları yıldırım koruma sistemlerinin en kritik bileşenlerinden biri olarak değerlendirilir. Yıldırımın etkili ve güvenli bir şekilde toprağa iletilmesi, türbinin hem yapısal bütünlüğü hem de elektriksel sistem güvenliği açısından zorunludur (Laudani et al., 2020).

Rotor kanadı yıldırım koruma sistemleri, genellikle iletken uç paratonerler, kanat içine entegre edilmiş iletken yollar ve topraklama bağlantı elemanlarından oluşur. Bu sistemler yıldırım akımının kanadın iç yapısına veya türbin kontrol sistemlerine zarar vermeden güvenli bir yol üzerinden gövdeye ve oradan da toprağa iletilmesini sağlar (Hau, 2013).

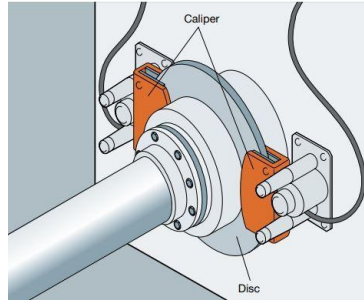
Yıldırımdan korunma sistemlerinin tasarımı ve uygulaması, IEC 62305-3 (2010) standardı çerçevesinde gerçekleştirilmelidir. Bu standart, yıldırımdan korunma sistemlerinin sınıflandırılması, test yöntemleri ve yapı bileşenlerinin iletkenliğine ilişkin teknik gereklilikleri belirlemektedir (IEC, 2010). Rüzgâr türbinlerinde bu sistemler yalnızca rotor kanatlarıyla sınırlı kalmayıp, aynı zamanda göbek (hub) ve nacelle bölgelerinde de bulunur. Özellikle karbon fiber takviyeli kanat yapılarında, yıldırımın kontrolsüz yayılımı ciddi kompozit hasarlarına neden olabileceğinden, kanat içi yıldırım iletken sistemlerinin dikkatle tasarlanması gerekmektedir (Pastromas & Pyrgioti, (2023; Anonim, 2025i).

1.2.6.1.9. Fren sistemleri

Modern rüzgar türbinleri, aerodinamik fren sistemlerine ek olarak, genellikle rotor hareketini kontrol altına almak amacıyla mekanik fren sistemleriyle de donatılmaktadır. Bu mekanik sistemler, özellikle türbinin çalışmadığı durumlarda rotorun serbestçe dönmesini önlemek ve aşırı hava koşullarında türbinin güvenliğini sağlamak için kritik öneme sahiptir (Burton et al., 2011; Hau, 2013).

Rüzgar türbinlerinde disk frenler ve kavrama (debriyaj) tipi frenler olmak üzere yaygın olarak kullanılan iki temel mekanik fren türü bulunmaktadır.

Disk fren sistemleri, işlevsel olarak otomobillerde kullanılan disk frenlere benzer biçimde çalışır. Bu sistemlerde, frenlenecek şafta entegre edilmiş metal bir diske karşı, hidrolik bir sistem yardımıyla hareket eden bir kaliper, fren balatalarını diske bastırır. Bu işlem, rotorun dönüşüne karşı bir direnç momenti (tork) oluşturarak rotorun yavaşlamasını veya tamamen durmasını sağlar (Manwell et al., 2010)(Şekil 1.20).



Şekil 1.20. Disk fren sistemi (Anonim, 2025g)

Kavrama tipi fren sistemleri ise, genellikle bir veya daha fazla basınç plakası ile bir sürtünme diskinden oluşur. Bu sistemlerde frenleme, yaylar tarafından oluşturulan baskı kuvvetiyle gerçekleştirilir; frenlerin serbest bırakılması ise basınçlı hava veya hidrolik sıvı yardımıyla sağlanır. Bu tür fren sistemleri, türbin şaftının düşük hızlı veya yüksek hızlı tarafına yerleştirilebilir. Ancak, düşük hızlı tarafın daha yüksek tork değerleri gerektirmesi nedeniyle, frenlerin bu bölgeye uygulanması teknik olarak daha zorlayıcı olabilir (Hau, 2013). Öte yandan, frenlerin yüksek hızlı tarafta yer alması durumunda, frenleme torku şanzıman üzerinden iletilmek zorundadır. Bu durum, şanzıman bileşenlerinde artan aşınma ve olası arızalarla sonuçlanabilir. Ayrıca, şanzıman arızası meydana geldiğinde, frenleme yalnızca yüksek hızlı taraf üzerinden yapılıyorsa rotorun etkin biçimde durdurulması mümkün olmayabilir (Ackermann & Söder, 2002).

Bu nedenle mekanik fren sistemleri, rüzgar türbinlerinin güvenli ve kontrollü biçimde işletilmesinde tamamlayıcı bir rol oynamakta olup, aerodinamik frenleme sistemleriyle birlikte entegre çalışacak şekilde tasarlanmaktadır (Anonim, 2025g).

1.2.6.2. Dişli kutusu (gearbox)

Rüzgar türbinlerinin mekanik tasarımında dişli kutusu (şanzıman), rotor ile jeneratör arasında yer alarak önemli bir enerji aktarım elemanı görevini üstlenmektedir (Şekil 1.21). Rotor tarafından üretilen düşük hızlı dönme hareketi, jeneratörün çalışabilmesi için gereken yüksek hızlara çıkartılmak amacıyla şanzıman aracılığıyla artırılır. Bu bağlamda, tipik bir şanzıman oranı 1:40 ila 1:120 arasında değişebilir (Manwell et al., 2010).



Şekil 1.21. Dişli kutuları (Anonim2025g; Anonim2025i)

Rüzgar türbinlerinde en yaygın kullanılan dişli kutuları, paralel eksenli dişliler ve/veya epikloidal (gezegen tipi) dişliler içeren çok kademeli yapılardır. Paralel eksenli sistemlerde tork aktarımı doğrudan sağlanırken, epikloidal sistemler daha kompakt yapıları ve yüksek tork kapasiteleri nedeniyle tercih edilmektedir (Hau, 2013).

Bununla birlikte, şanzımanlar türbin sistemine bazı dezavantajlar da getirir. Mekanik sürtünme kaynaklı enerji kaybı, gürültü üretimi ve periyodik bakım ihtiyacı, şanzımanın sistem verimliliğine olumsuz etkilerindendir. Bu nedenlerle, özellikle son yıllarda geliştirilen direkt tahrikli (gearless) rüzgar türbinleri, şanzıman ihtiyacını ortadan kaldırarak daha sade, sessiz ve bakım gereksinimi düşük tasarımlara yönelmiştir (Wilson, & Spera, 2009.).

Direkt tahrik sistemlerinde, rotor düşük hızda çalışan büyük çaplı senkron jeneratörle doğrudan bağlanır. Bu yapı, genel sistem kütlesinde bir artışa neden olsa da,

uzun vadede arıza oranını azaltmakta ve bakım maliyetlerini düşürmektedir (Ackermann, 2012; Anonim2025g, Anonim2025i).

1.2.6.3. Jeneratör

Rüzgar türbinlerinde, mekanik enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürme işlevini üstlenen temel bileşen jeneratördür. Bu dönüşüm işlemi, elektromanyetik indüksiyon prensibi temelinde çalışır; dönen bir manyetik alanın, iletken bir bobin üzerinde alternatif akım (AC) veya doğru akım (DC) oluşturmasıyla gerçekleşir (Burton et al., 2011; Manwell et al., 2010).

Rüzgar türbinlerinde uygulamaya bağlı olarak Doğru Akım (DC) Jeneratörleri, Senkron Jeneratörler (Alternatörler), Asenkron Jeneratörler (İndüksiyon Jeneratörleri) şeklinde üç farklı jeneratör tipi yaygın biçimde kullanılmaktadır (Anonim, 2025i).

1.2.6.3.1. Doğru akım (dc) jeneratörleri

Doğru akım (DC) jeneratörleri, mekanik enerjiyi doğrudan doğru akıma (DC) dönüştüren elektrik makineleridir. Bu jeneratörlerde temel prensip, bir iletkenin sabit bir manyetik alan içerisinde hareket ettirilmesiyle iletkende elektromotor kuvvet (emk) indüklenmesidir. Elde edilen alternatif gerilim, komütatör (kollektör) adı verilen döner bir mekanizma aracılığıyla doğrultularak doğru akıma dönüştürülür (Fitzgerald et al., 2003).

DC jeneratörleri, rüzgar türbinlerinde nadiren kullanılmakla birlikte, düşük güçlü bağımsız sistemlerde veya batarya şarj uygulamalarında tercih edilebilmektedir. Ancak bakım gereksinimlerinin fazla oluşu ve fırça-komütatör sistemlerinin aşınmaya açık olması nedeniyle, modern büyük ölçekli rüzgar türbinlerinde yerini AC jeneratörlere bırakmıştır (Chapman, 2012).

1.2.6.3.2. Senkron jeneratörleri (alternatörler)

Senkron jeneratörler, rotorları mekanik bir kuvvetle döndürülerek elektrik üretimi sağlayan AC makineleridir. Rotor üzerindeki alan sargılarına uygulanan doğru akım, sabit bir manyetik alan oluşturur. Rotorun dönmesiyle birlikte bu manyetik alan, stator üzerindeki endüvi sargılarında üç fazlı gerilimlerin indüklenmesine neden olur.

Endüstriyel uygulamalarda, rotor üzerindeki sargılar “alan sargıları”, stator üzerindikiler ise “endüvi sargıları” olarak adlandırılır. Bu jeneratörler, yüksek verimlilikleri ve şebeke ile senkron çalışabilme yetenekleri nedeniyle özellikle sabit hızlı rüzgar türbin sistemlerinde tercih edilmektedir (Heier, 2014; Anonim 2025i).

1.2.6.3. Asenkron jeneratörler (indüksiyon jeneratörleri)

Asenkron jeneratörler, rüzgar türbinlerinde en yaygın olarak kullanılan jeneratör türlerinden biridir (Şekil 1.22). Bu makinelerde stator üç fazlı bir sargı grubuna sahiptir ve bu sargılara uygulanan gerilim, rotor çevresinde dönen bir manyetik alan oluşturur. Eğer rotor, senkron hızdan daha yüksek bir hızla döndürülürse, rotor sargılarında indüklenen gerilim, ters yönde bir akım meydana getirir. Bu durumda makine motor modundan çıkıp jeneratör moduna geçer ve elektrik enerjisi üretmeye başlar (Ackermann & Söder, 2002). İndüksiyon jeneratörlerin yapısal basitlikleri, düşük maliyetleri ve sağlamlıkları, onları rüzgar enerjisi sistemlerinde cazip kılmaktadır. Bununla birlikte, bu jeneratörler şebekeye bağımlı çalışır ve harici reaktif güç desteği gerekebilir (Anonim 2025i).



Şekil 1.22. Nordex N117/3000 Türbinlerinde Kullanılan Asenkron Jeneratör (Anonim 2025i).

1.2.6.4. Rüzgar türbinlerinde trafo sistemleri ve kablo yönetimi

Rüzgar türbinlerinde jeneratör tarafından üretilen elektrik enerjisi genellikle düşük gerilim seviyesindedir (örneğin 400–690 V). Ancak, bu enerji doğrudan iletim veya dağıtım şebekelerine bağlanmadan önce trafo (transformatör) yardımıyla daha yüksek bir gerilim seviyesine, genellikle orta gerilime (örneğin 20–36 kV) dönüştürülmelidir. Bu dönüşüm, iletim sırasında oluşabilecek enerji kayıplarını minimize

etmek ve sistem verimliliğini artırmak açısından kritik öneme sahiptir (Ackermann, 2012; Heier, 2014).

Transformatörler rüzgar türbininin yapısal konfigürasyonuna bağlı olarak iki ana konuma yerleştirilebilir: makine dairesi (nacelle) ya da kule tabanı. Kule tabanına yerleştirilen transformatörler, ağırlık merkezi açısından avantaj sağlarken, bakım erişimini de kolaylaştırmaktadır. Ancak bazı türbin tasarımlarında, kablo uzunluğunu azaltmak ve verimliliği artırmak amacıyla trafo doğrudan makine dairesine entegre edilebilmektedir (Gipe, 1999).

Makine dairesi ile kule tabanı arasında elektriksel bağlantı, kule içerisinden geçirilen yüksek esnekliğe sahip kablolar ile sağlanır. Bu kablolar, türbinin yatay düzlemde yönlenmesini (yaw hareketini) takip edebilmesi için genellikle makine dairesinin altında bir halka şeklinde döşenir. Bu yapı, türbinin yön değiştirme hareketlerine uyum sağlayacak şekilde tasarlanmıştır. Ayrıca, bu esnek kablo sistemi, türbinin kendi eksenini etrafında en az üç tam tur dönebilmesini mümkün kılacak uzunlukta olmalıdır (Hau, 2013). Aşırı dönme durumlarında kablo dolaşmalarını önlemek amacıyla, yaw sistemi ters yönde bir hareket başlatarak kabloları açar; bu süreç otomatik olarak kontrol edilmektedir.

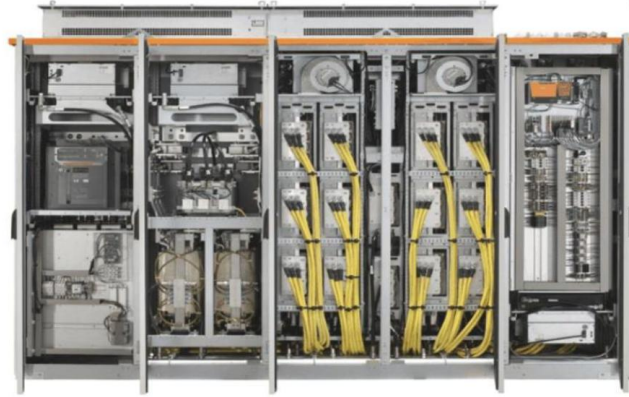
Bu tür sistemler, türbin güvenliği ve sürekliliği açısından önemli olup, trafo ve kablo yerleşimi, türbin tasarımında hem elektriksel hem de mekanik kriterler doğrultusunda optimize edilmelidir (Anonim, 2025g).

1.2.6.5. Rüzgar türbinlerinde konvertör teknolojisi

Konvertörler, elektrik enerjisinin bir formdan diğerine dönüştürülmesini sağlayan güç elektroniği cihazlarıdır. Temel işlevleri, düşük seviyedeki doğru akım (DC) gerilimlerini istenen seviyede doğru akım (DC-DC konvertör) ya da alternatif akım (DC-AC inverter) gerilimlerine dönüştürmektir. Rüzgar türbinlerinde, özellikle değişken hızlı sistemlerde, konvertörler elektriksel enerjinin kontrolü ve şebekeye uyumlu hale getirilmesi açısından kritik bir rol üstlenmektedir (Heier, 2014).

Modern rüzgar türbinlerinde kullanılan konvertör sistemleri, jeneratörden gelen değişken frekanslı ve genlikli AC gücü önce doğrultarak DC'ye çevirir (Şekil 1.23). Bu DC enerji daha sonra istenilen frekansta ve sabit genlikte AC gerilime dönüştürülerek şebekeye verilir. Bu işlem genellikle tam kapsamlı (full-scale) frekans konvertörleri ile

gerçekleştirilir. Bu yapı, rüzgar hızındaki dalgalanmalara bağlı olarak türbinin hızını optimum verimle kontrol etme olanağı sunar (Ackermann, 2012).

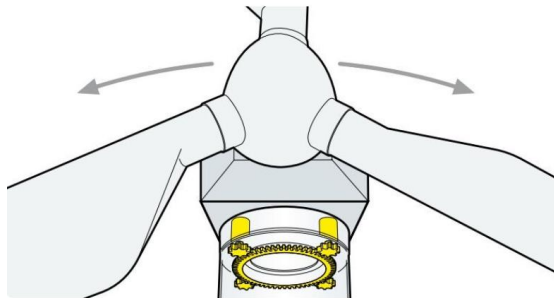


Şekil 1.23. Konvertör (Anonim, 2025i)

Konvertörlerin en önemli avantajlarından biri, rüzgar türbinlerinin sabit değil değişken hızlarda çalışmasına olanak tanımalarıdır. Böylece hem aerodinamik verim artırılır hem de elektriksel kalite kontrol altında tutulur. Bununla birlikte, kullanılan yarı iletken elemanların (IGBT, MOSFET gibi) ısınmasını önlemek amacıyla konvertör sistemlerinde etkili bir termal yönetim yapılması gereklidir (Blaabjerg & Ma, 2013).

1.2.6.6. Yaw (rota) sistemi

Rüzgar türbinlerinin yatay eksenli tasarımlarında, rotorun daima hâkim rüzgâr yönüne bakacak biçimde konumlandırılması, enerji üretim verimliliği açısından kritik öneme sahiptir. Bu konumlandırma işlevi, türbinin tepe noktasında bulunan yaw (rota) sistemi tarafından sağlanır. Yaw sistemi (Şekil 1.24); elektrikli aktüatörler, dişli redüksiyon kutuları ve kontrol sisteminden oluşan aktif bir yönlendirme mekanizmasıdır (Hau, 2013; Manwell et al., 2010; Anonim, 2025g).



Şekil 1.24. Yaw(rota) sistemi (Anonim, 2025g)

Bu sistem sayesinde nacelle (makine dairesi), kule üzerinde 360° dönerek rotorun rüzgâra dik konumlanmasını sağlar. Rüzgâr yönü, genellikle nacelle üzerinde bulunan rüzgâr yön sensörleri (anemometre ve rüzgâr kaması) ile sürekli izlenir. Türbin kontrol sistemi, elde edilen bu verilerle her 5–10 dakikada bir ortalama rüzgâr yönünü hesaplar ve gerekirse yaw motorlarını devreye sokarak nacelle’i yeni yönelime göre döndürür (Ackermann, 2012). Bu sistemin temel bileşenlerinden biri olan yaw motorları, türbin gövdesinin döndürülmesi görevini üstlenmektedir. Yaw motorları (Şekil 1.25) genellikle yaw dişli kutularına monte edilir ve türbinin nominal gücüne bağlı olarak iki ila dört adet arasında değişen sayıda kullanılır (Ackermann & Söder, 2002).



Şekil 1.25. Yaw motorları (Anonim, 2025i)

Bu motorlar, yaw sürücüleri (yaw converters) aracılığıyla kontrol edilir. Yaw sürücüleri yalnızca komut göndermekle kalmaz, aynı zamanda sistemden gelen geri besleme verilerini de işleyerek motorların senkronize ve doğru çalışmasını sağlar. Yaw motorlarının görevi, sürekli olarak rüzgâr yönünü algılayan sensörlerle entegre bir biçimde çalışarak rotorun optimal pozisyonunu korumaktır. Bu durum türbinin enerji verimliliğini doğrudan etkileyen kritik bir parametredir (Burton et al., 2011).

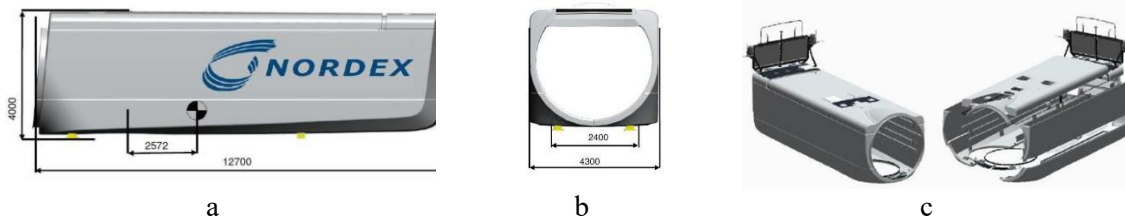
Yaw sistemleri, genellikle büyük ve şebekeye bağlı rüzgâr türbinlerinde aktif olarak kullanılırken, küçük ve orta ölçekli türbinlerde pasif yönlendirme sistemleri, özellikle arka kuyruk yüzgeçleri (tail vane) tercih edilmektedir. Pasif sistemlerde rotor, rüzgâr yönünü mekanik olarak takip eder ve genellikle yalpa sistemine ihtiyaç duyulmaz (Burton et al., 2011).

Yaw sisteminin çalışması sırasında ortaya çıkan burulma momentleri ve yatay kuvvetler, özellikle kule yapısında önemli mekanik zorlamalar meydana getirir. Bu nedenle, kule tasarımları, yaw hareketlerinden kaynaklanan dinamik yükleri güvenle

taşıyabilecek şekilde boyutlandırılmalıdır (Wilson, & Spera, 2009; Anonim, 2025g; Anonim, 2025i).

1.2.6.7. Nasel (nacelle)

Yatay eksenli rüzgâr türbinlerinde nasel, rotor kanatlarının hemen arkasında konumlanan ve türbinin merkezi mekanik-elektriksel sistem bileşenlerini barındıran ana gövde kısmıdır (Şekil 1.26). Bu yapı, jeneratör, şaft sistemleri, dişli kutusu, kontrol üniteleri, soğutma elemanları ve yaw mekanizması gibi temel bileşenleri içerir. Nasel, bir bakıma rüzgâr türbininin "beyni" olarak nitelendirilebilir; çünkü hem mekanik enerji elektrik enerjisine burada dönüştürülür hem de türbinin performansını izleyen ve yöneten kontrol sistemleri bu birim içinde yer alır (Burton et al., 2011; Anonim, 2025i).



Şekil 1.26. Nacelle a) boyutları b) ön görünüşü c) dış yapısı (Anonim, 2025i)

Nasel, dış etkenlere karşı koruyucu yapısıyla, iç donanımın çevresel koşullardan (yağmur, toz, sıcaklık değişimi vb.) etkilenmeden uzun süreli ve güvenilir şekilde çalışmasını sağlar. İçerisinde yer alan SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) sistemleri sayesinde türbinin tüm parametreleri izlenir ve gerekli durumlarda müdahaleler bu merkezden yapılır (Hau, 2013).

Ayrıca nasel, periyodik bakım ve onarım çalışmaları için teknisyenlerin erişebileceği şekilde tasarlanmış olup, güvenli geçiş platformları ve erişim merdivenleri içerir. Modern türbinlerde nasel içerisindeki bileşenlerin yerleşimi kompakt ve servis kolaylığı sağlayacak biçimde optimize edilmiştir (Manwell et al., 2010; Anonim, 2025i).

1.2.6.8. Rüzgâr türbini kulesi

Rüzgâr türbinlerinde kule, rotor ve nasel gibi mekanik-elektriksel bileşenlerin yerden belirli bir yüksekliğe taşınmasını sağlayan ve tüm sistemin taşıyıcı omurgasını oluşturan kritik bir yapıdır. Bu yapı, yalnızca bileşenleri taşımakla kalmaz; aynı zamanda, türbinin maruz kaldığı aerodinamik yükleri, titreşimleri ve rüzgâr kaynaklı momentleri zemine güvenli bir şekilde aktaran bir platform görevi de görür (Hau, 2013; Manwell et al., 2010).

Kuleler genellikle çelik konstrüksiyonlu olarak tasarlanır ve iç yüzeylerinde ses izolasyonu kullanılarak çevresel gürültü kirliliği azaltılır. Türbinin ölçeğine bağlı olarak kule platformunun ağırlığı, bağlı bileşenlerle birlikte 12 tondan başlayarak 80 tonun üzerine kadar çıkabilmektedir (Burton et al., 2011). Kule ile nasel arasındaki bağlantı, konik veya bilyalı yataklar aracılığıyla yapılır. Bu yataklar, yaw mekanizması sayesinde naselin yatay düzlemde dönmesini mümkün kılar.

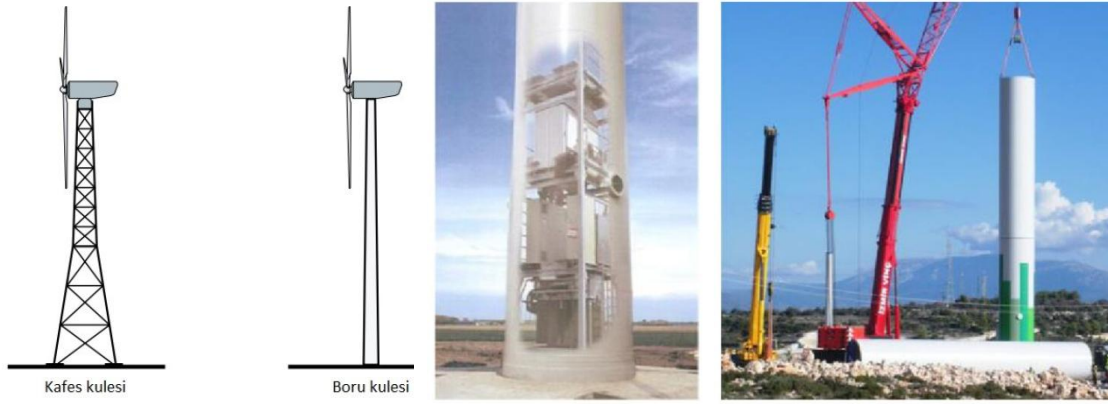
Kule yüksekliği, kurulum alanındaki ortalama rüzgâr hızını etkileyen en önemli faktörlerden biridir. Bu nedenle kule tasarımı hem rüzgâr rejimine hem de kullanılan rotor çapına bağlı olarak optimize edilmelidir. Genel olarak, kıyı türbinlerinde hub yüksekliği rotor çapının yaklaşık 1 ila 1,2 katı olurken, açık deniz (offshore) uygulamalarında bu oran 0.8'e kadar düşebilmektedir (Mathew, 2006; Hansen, 2015).

Kuleler yapısal formuna göre farklı tiplerde üretilebilmektedir (Şekil 1.27):

- Silindirik veya konik boru tipi kuleler (tubular steel towers)*: Modern türbinlerde en yaygın kullanılan formdur. Konik şekilleri sayesinde aerodinamik stabilite sağlarlar ve bakım erişimi açısından avantaj sunarlar. Genellikle haddelenmiş çelikten üretilirler ve iç merdiven ya da asansörlerle erişim kolaylığı sağlarlar.

- Kafes kuleler (lattice towers)*: 1980'lere kadar yaygın olarak kullanılmıştır. Ancak estetik açıdan olumsuz görünmeleri, bakım gereksinimlerinin yüksek olması ve cıvatalı bağlantıların fazlalığı nedeniyle günümüzde büyük ölçüde terk edilmiştir (Ackermann & Söder, 2002).

- Beton kuleler veya hibrit kuleler (çelik-beton kombinasyonu)*: Özellikle yüksek kule gereksinimi olan bölgelerde tercih edilir. Yüksek dayanımları sayesinde 100 metreyi aşan yüksekliklere ekonomik çözümler sunabilirler (Hau, 2013).



Şekil 1.27. Farklı kule tipleri (Anonim, 2025g; Anonim,2025i)

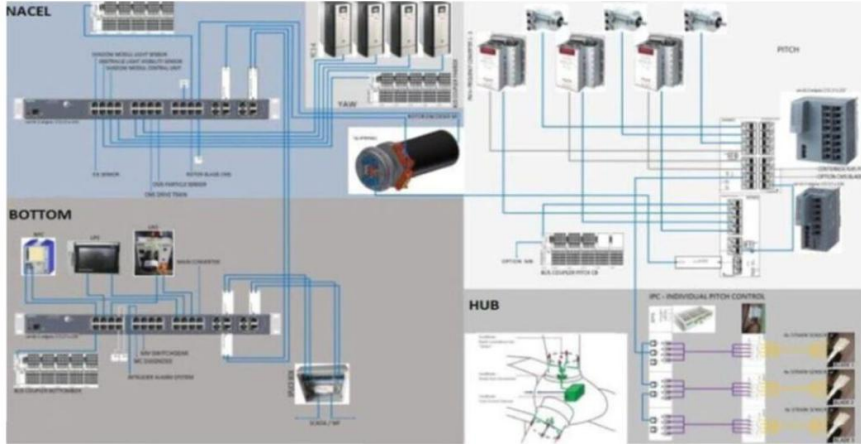
Kuleler genellikle birkaç bölüm (section) hâlinde üretilir ve flanşlı cıvata bağlantılarıyla birleştirilir. Bu bölümler genellikle bottom, mid 1, mid 2, mid 3 ve top gibi isimlerle sınıflandırılır. Temel sistemleri ise çoğunlukla derinlemesine yerleştirilen betonarme kaidelerden oluşur ve bu temel yapılar kuleyi rüzgâr yüklerine karşı dengede tutar. Kulelerin, dış hava koşullarına sürekli maruz kalmaları nedeniyle uzun vadeli korozyona dayanıklı boyalar ve kaplamalarla korunmaları gerekmektedir (Manwell et al., 2010; Anonim, 2025g; Anonim,2025i).

1.2.6.9. Rüzgâr türbini elektronik kontrol sistemi (scada)

Modern rüzgâr türbinlerinde operasyonel kontrol ve veri izleme, yüksek hızlı dijital haberleşme altyapıları ve gelişmiş otomasyon sistemleri aracılığıyla sağlanmaktadır. Bu sistemlerin merkezinde, SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) olarak isimlendirilen Denetimli Kontrol ve Veri Toplama Sistemi yer almaktadır. SCADA, türbinin tüm fonksiyonlarını gerçek zamanlı olarak izlemeye, kontrol etmeye ve arıza yönetimini gerçekleştirmeye olanak tanır (Anonim,2025i; Anonim, 2025i).

Rüzgâr türbini içinde fiber optik ve Ethernet temelli iletişim altyapısı kullanılarak, sistem bileşenleri arasında kesintisiz veri transferi sağlanır. Bu altyapı, analog giriş/çıkış modülleri ile desteklenerek türbinin farklı bölümleri arasında veri alışverişini mümkün kılar. Genellikle üç anaimler arasında – bottom (kule tabanı), nacelle (nasel) ve hub (göbek) – çift yönlü iletişim kurulmaktadır (Şekil 1.28). Tüm sensör verileri, alarm ve durum bilgileri önce bottom ünitesinde toplanır, ardından SCADA kontrol birimi

aracılığıyla merkezi ana sunucuya (server) ve izleme merkezine aktarılır (Burton et al., 2011; Manwell et al., 2010; Anonim,2025i).

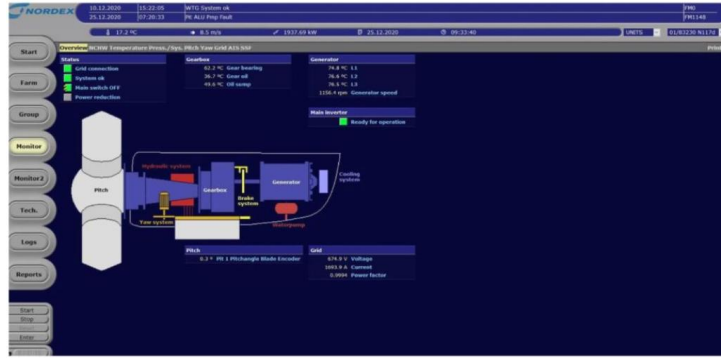


Şekil 1.28. Haberleşme ağı (Anonim,2025i)

Her türbin üreticisi, donanım mimarisiyle uyumlu şekilde özel olarak yapılandırılmış SCADA yazılımlarına sahiptir. Bu yazılımlar, rüzgâr türbini içerisindeki tüm sensörlere, aktüatörlere, ana bileşenlere (örneğin jeneratör, dişli kutusu, pitch ve yaw sistemleri) ve hata-durum kayıtlarına erişim sağlar (Şekil 1.29, Şekil 1.30, Şekil 1.31, Şekil 1.32). SCADA sistemleri erişim düzeylerine (access levels) göre yapılandırılmıştır. Bu düzeyler, operatör, teknisyen veya yönetici gibi kullanıcı gruplarının sisteme hangi ölçüde erişim sağlayabileceğini belirler (SCADA Standards, 2010).



Şekil 1.29. Rüzgâr hızları çalışma aralığı (Anonim,2025i)



Şekil 1.30. Jeneratörden çıkan akımın şebekeye aktarılması (Anonim, 2025i)



Şekil 1.31. Rüzgâr geliş yönüne göre Naselin ayarlanması (Anonim,2025i)



Şekil 1.32. Kanat pitch açısının ayarlanması (Anonim,2025i)

SCADA sistemlerinin başlıca işlevleri dört ana başlık altında toplanmaktadır:

1. *İzleme (Monitoring)*: Türbinin çalışma durumu, rüzgâr hızı, yönü, güç üretimi, sıcaklıklar ve diğer ölçümler gerçek zamanlı olarak takip edilir.
2. *Kontrol (Control)*: Türbinin açma-kapama işlemleri, yaw ve pitch sistemlerinin ayarlanması, arıza müdahaleleri gibi işlevler uzaktan gerçekleştirilebilir.

3.*Veri Toplama (Data Acquisition)*: Alan cihazlarından alınan tüm veriler toplanır; sensör, aktüatör ve PLC (Programmable Logic Controller) gibi birimlerden gelen sinyaller değerlendirilir.

4.*Veri Kaydı ve Saklama (Data Logging)*: Toplanan veriler, olay kayıtları, arıza geçmişi ve bakım notları hem anlık görüntülenebilir hem de merkezi veri tabanlarında uzun vadeli analizler için saklanabilir.

Bu sistemler, özellikle büyük çaplı rüzgâr enerji santrallerinde, türbin performansının izlenmesi, bakım zamanlarının planlanması ve arıza öncesi durum tespiti (predictive maintenance) için kritik önem taşır. SCADA sistemleri sayesinde, saha ekipleri arızaları hızlı şekilde teşhis edebilir, olaylara müdahale süreleri kısılır ve operasyonel verimlilik artırılır (Amin et al., 2018; Anonim,2025i).

2. KAYNAK ARAŞTIRMASI

Dünya genelinde artan enerji ihtiyacı ve iklim değişikliği tehdidi, temiz enerji kaynaklarının önemini artırmıştır. Rüzgar enerjisi, yenilenebilir enerji kaynakları arasında yüksek potansiyele ve çevresel sürdürülebilirliğe sahip olması nedeniyle hem gelişmiş hem de gelişmekte olan ülkelerde stratejik öneme sahiptir (IRENA, 2023).

Küresel enerji talebinin artması ve fosil yakıtların çevresel etkileri, temiz ve sürdürülebilir enerji kaynaklarının önemini her geçen gün artırmaktadır. Bu bağlamda, rüzgar enerjisi, çevreye zarar vermeden enerji üretme kapasitesi sayesinde öncelikli araştırma ve yatırım alanlarından biri haline gelmiştir. Rüzgar enerjisinden verimli şekilde yararlanabilmek için, rüzgarın hız, yön ve süreklilik gibi karakteristiklerinin istatistiksel olarak değerlendirilmesi büyük önem arz etmektedir. Bu amaçla geliştirilen çeşitli yazılımlar ve modelleme yaklaşımları, rüzgar enerji potansiyelinin doğru tahmin edilmesini ve fizibilite analizlerinin güvenilirliğini yükseltmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından olan rüzgar enerjisi, çevresel etkilerinin düşük olması ve uzun vadede ekonomik avantajlar sağlaması sebebiyle son yıllarda küresel ölçekte ön plana çıkmaktadır. Rüzgar enerjisinden etkin şekilde yararlanabilmek için, kurulacak santrallerin yer seçiminden türbin boyutlandırmasına kadar pek çok parametrenin doğru analiz edilmesi gerekmektedir. Bu bağlamda, rüzgar ölçüm verilerinin değerlendirilmesi ve enerji potansiyelinin belirlenmesi amacıyla çeşitli yazılım araçları geliştirilmiştir. En yaygın kullanılan yazılımlar arasında Weibull dağılım analizi, WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) ve WindPRO yer almaktadır. Bu kapsamda literatürde yapılan çalışmalardan bir kısmı altta özetlenmiştir:

WAsP, Avrupa Rüzgar Atlası projesi kapsamında geliştirilmiş modellemeler ile uluslararası standarda sahiptir (Troen & Petersen, 1989). WAsP, Danimarka Teknik Üniversitesi bünyesindeki Riso Meteoroloji Araştırma Merkezi tarafından geliştirilen ve rüzgar enerjisi fizibilitesini değerlendirmek üzere kullanılan bir simülasyon yazılımıdır. Bu program, rüzgar atlası oluşturma, türbin konumlandırma, enerji üretim tahminleri ve arazi etkilerinin modellenmesi gibi birçok işlevi bir arada sunmaktadır (Gajdoš et al., 2019). WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program), topoğrafik ve yüzey pürüzlülüğü etkilerini dikkate alarak rüzgarın mekânsal dağılımını modelleyen, sektörde

yaygın olarak kabul görmüş bir analiz aracıdır. Program, ölçülen rüzgar verilerini referans olarak belirli bir bölgedeki uzun dönemli rüzgar iklimini ve enerji üretim potansiyelini yüksek doğrulukla tahmin etmektedir (Mortensen et al., 2001). WAsP, Türkiye ve Avrupa rüzgar atlaslarının oluşturulmasında kullanılmış olup, Türkiye’de Mardin ili gibi farklı coğrafi bölgelerde rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesi amacıyla da uygulanmıştır (Yılmaz et al., 2019). Benzer şekilde, Tayland’ın kuzeyinde yer alan 13 meteoroloji istasyonuna ait veriler, 2017-2019 yılları arasında WAsP kullanılarak analiz edilmiş ve rüzgar enerjisi üretim fizibilitesi değerlendirilmiştir. Bu çalışmada, özellikle deniz seviyesinden 10 m yükseklikte alınan rüzgar verilerinin bölgeler arası karşılaştırmalı analizi gerçekleştirilmiştir (Khan et al., 2023). WAsP yazılımı, sadece mevcut rüzgar kaynaklarını analiz etmekle kalmayıp aynı zamanda iklim değişikliği senaryolarının rüzgar enerjisi üretimi üzerindeki etkilerini modelleme kapasitesine de sahiptir (Gajdoš et al., 2019; Moyano et al., 2017).

Diğer taraftan, Weibull dağılımı, rüzgar hızlarının olasılık dağılımını modellemek için yaygın olarak kullanılmakta olup, belirli bir bölgedeki enerji yoğunluğu ve üretim potansiyelinin hesaplanmasında kritik rol oynamaktadır. Rüzgar hızlarının dağılımını modellemek amacıyla Weibull dağılımı, enerji analizlerinde en yaygın kullanılan istatistiksel yaklaşımlardan biridir. Bu dağılımın iki parametresi olan şekil (k) ve ölçek (c) katsayıları, rüzgar hızlarının zamansal dağılımını açıklamakta kritik rol oynamaktadır (Justus et al., 1978). Bu dağılım, ölçüm verilerinin istatistiksel özelliklerini yansıtarak enerji üretim simülasyonlarında temel veri sağlamaktadır (Pusat, 2010; Gökçek et al., 2007). Weibull parametrelerinin doğru belirlenmesi, enerji üretim tahminlerinin güvenilirliğini artırmaktadır. Birçok çalışmada, bu parametrelerin doğru tahmini, enerji üretim hesaplarının doğruluğunu doğrudan etkilemektedir (Carta et al., 2009; Akdağ & Dinler, 2009). Çin, Nijerya, Romanya ve Türkiye gibi ülkelerde yapılan saha uygulamaları, Weibull dağılımı ile hesaplanan enerji yoğunluğunun saha gerçekleriyle yüksek uyum gösterdiğini ortaya koymuştur (Carta et al., 2009; Li et al., 2016). İki parametrelili Weibull dağılımı, rüzgar enerjisi uygulamalarında yaygınca kullanılmaktadır; ancak düşük hızlar için üç parametrelili modelin daha doğru sonuç verdiği belirtilmiştir. Özellikle 0–2 m/s rüzgar hızları için üç parametrelili modelin üstün performansı vurgulanmıştır (Wais, 2017). Mixture (karışık) Weibull dağılımları, tekli modellere kıyasla bimodal rüzgar rejimlerini daha iyi temsil edebilse de aşırı parametreleşme ve model seçimi sorunlarına dikkat çekilmiştir (Shi et al., 2021). Çok değişkenli (bivariate)

Weibull modelleri, rüzgar enerjisi mikrogrid beslemesinde kullanılmıştır (Salim et al., 2019).

Akdağ ve Güler (2018), rüzgar enerjisi değerlendirmesindeki belirsizliğin azaltılmasında, rüzgar karakteristikleri, güç yoğunluğu ve türbin enerji çıktısının doğru yöntemlerle tahmin edilmesinin önemini vurgulamıştır. Üç farklı Weibull parametre tahmin yöntemini karşılaştırarak, sağlam ve pratik bir yaklaşım sunan AMM yöntemini önermişlerdir. İspanya'daki 16 istasyondan elde edilen verilerle yapılan analizlerde, AMM yöntemiyle elde edilen enerji tahminlerinin zaman serisi verileriyle uyumlu olduğu ve bu yöntemin alternatif bir tahmin aracı olarak kullanılabileceği gösterilmiştir.

Gökçeada'da dört farklı istasyondan elde edilen 10 m ve 30 m yükseklikteki rüzgar verilerini analiz edilerek bölgenin rüzgar enerjisi potansiyeli değerlendirilmiştir. Weibull dağılımı ile yapılan karşılaştırmalarda ölçüm verileriyle yüksek uyum gözlemlenmiştir. Aydıncık'ta kış ve ilkbahar aylarında, Uğurlu'da ise yaz aylarında rüzgar hızlarının yüksek olduğu belirlenmiş; genel olarak Gökçeada'nın önemli bir rüzgar enerjisi potansiyeline sahip olduğu sonucuna ulaşılmıştır (Eskin, vd., 2008).

Arslan vd. (2020), 1980–2013 yılları arasında Türkiye genelinde homojen dağılmış 77 istasyondan elde edilen saatlik rüzgar verilerini analiz ederek bölgesel ortalama rüzgar hızlarını belirlemiştir. Weibull dağılımı kullanılarak yapılan değerlendirmede, Çanakkale ve özellikle Çatalca-Radar (İstanbul) bölgelerinin yüksek rüzgar potansiyeline sahip olduğu saptanmıştır. Çatalca'nın hem yüksek rüzgar hızları hem de geniş kırsal alanlarıyla Türkiye'nin en büyük rüzgar enerjisi potansiyeline sahip bölgesi olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Çelikdemir ve Özdemir (2020), çalışmada küresel ve ulusal rüzgar enerjisi potansiyeline değinmiş; Bitlis'in Adilcevaz bölgesinde 2018 yılına ait 10 m yükseklikte ölçülen saatlik rüzgar verilerini kullanarak ön değerlendirme yapmışlardır. Weibull dağılımı ile yapılan analizde, 100 m yüksekliğe çıkarıldığında hata oranının azaldığı görülmüştür. Bu yükseklik için ortalama güç yoğunluğu 299,03 W/m², kapasite faktörü ise 0,210 olarak hesaplanmış; bölgenin değerlendirilebilir bir rüzgar potansiyeline sahip olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

Galati (Romanya) bölgesinde yapılan çalışmada Weibull vs Rayleigh karşılaştırılmış ve anlamlı sonuçlar elde edilmiştir (Serban et al., 2020).

WindPRO, rüzgar enerjisi projelerinde kullanılan en kapsamlı yazılımlardan biridir. Yalnızca enerji üretimini tahmin etmekle kalmayıp; gürültü analizi, gölge etkisi, vizüel etki, karbon salımı analizi gibi çok çeşitli modüllerle yatırım projelerinin bütüncül

değerlendirilmesine olanak tanır (EMD International A/S, 2023). WindPRO yazılımı, özellikle arazi ve deniz üstü rüzgar enerjisi projelerinde fizibilite çalışmaları için geniş kapsamlı çözüm sunmaktadır. Avrupa Birliği'nin Horizon 2020 projelerinde ve Türkiye'nin bazı özel sektör yatırımlarında aktif olarak kullanılmaktadır.

WindPRO rüzgar enerji projelerinin planlanmasında kullanılan bir diğer kapsamlı yazılımdır. Türbin yerleşimi, görsel etki analizleri, gürültü modellemeleri ve enerji üretim tahminleri gibi çok yönlü işlevleriyle, saha analizlerinde sıklıkla tercih edilmektedir. Kullanıcı dostu arayüzü ve çeşitli haritalama olanakları ile WindPRO, sahaya özgü topografik ve meteorolojik parametrelerin bütüncül değerlendirilmesine imkan tanımaktadır (EMD International A/S, 2023).

Wake etkisi, öndeki türbinin rüzgarı kesmesi sonucu arkasında oluşan düşük hızlı türbülanslı akımdır. Bu etki, enerji verimini düşürebileceği için türbin yerleşimi optimizasyonunda mutlaka dikkate alınmalıdır. Jensen (1983) Wake Modeli, en yaygın kullanılan analitik modellerden biridir. Basitliği ve uygulanabilirliği nedeniyle yazılımlarda sık tercih edilir. Frandsen vd. (2006) çok türbinli sahalar için wake etkilerinin enerjisel analizine dair teorik ve deneysel bir çerçeve sunmuştur. Özellikle karmaşık topoğrafyalarda rüzgarın davranışını daha doğru modellemek amacıyla CFD yöntemleri kullanılır. Barthelmie vd. (2009) CFD modellerinin wake etkisini modellemedeki avantajlarını açıklamıştır. Uydu tabanlı veri füzyonları ve radar/veri birleşimleri, örneğin SAR, özellikle deniz üstü ölçümler için tercih edilmektedir (Medina-López et al., 2021).

Türkiye'de yapılan çeşitli çalışmalar, farklı bölgelerin rüzgar enerjisi potansiyelini değerlendirmek üzere bu yazılımların etkin şekilde kullanıldığını göstermektedir. Örneğin, Yıldız Teknik Üniversitesi Davutpaşa Kampüsü üzerinde yapılan bir çalışmada, bölgenin rüzgar enerjisi açısından ekonomik anlamda uygun bir yatırım alanı olmadığı belirlenmiştir (Pusat & Akkoyunlu, 2018).

Benzer şekilde, Kırklareli ili özelinde yapılan ölçümlerde, yıllık ortalama güç yoğunluğunun 139 W/m^2 olduğu tespit edilmiştir (Gökçek et al., 2007). Ankara İncek bölgesinde yapılan analizlerde ise küçük ölçekli türbinler için uygunluk saptanmış, büyük türbin yatırımları için yeterli potansiyele ulaşılamadığı görülmüştür (Bilir et al., 2015). Çanakkale, Balıkesir ve İzmir gibi bölgelerde yapılan ticari yatırımlar, yüksek rüzgar hızları ve uygun topografik koşullarla desteklenmiş ve başarıya ulaşmıştır (TÜREB, 2022). Sakarya Üniversitesi yerleşkesi ve çevresindeki bölgenin rüzgâr enerjisi potansiyeli, daha önce bölgeye kurulan Rüzgâr Gözlem İstasyonu (RGİ) verileri

kullanılarak analiz edilmiştir. Pusat (2017) tarafından gerçekleştirilen çalışmada elde edilen ölçüm sonuçları, incelenen alanın genel itibarıyla düşük rüzgâr enerjisi potansiyeline sahip olduğunu ortaya koymuştur. Bu durum, söz konusu bölgenin büyük ölçekli rüzgâr enerjisi yatırımları açısından sınırlı bir uygunluk taşıdığını göstermektedir.

Samsun ilinde kurulan üç ölçüm istasyonundan elde ettiği verilerle bölgenin rüzgar enerji potansiyeli değerlendirilmiştir. Çalışma sonucunda Samsun için bir rüzgar kaynağı atlası oluşturulmuş; farklı türbin modelleri karşılaştırılmıştır. Yapılan analizlerde GE-3.6-137 model türbinin yıllık 228.386 MWh enerji üretimiyle en yüksek potansiyele sahip olduğu belirlenmiştir (Ataseven, 2019).

Çetinkaya (2019), çalışmasında küresel ve ulusal ölçekte rüzgar enerji potansiyelini ele almış, rüzgar türbini bileşenlerini tanıtarak Bayburt ili özelinde potansiyel değerlendirmesi yapmıştır. Aynı markaya ait iki farklı türbin modeli karşılaştırılmış; yapılan analiz sonucunda 9 adet Vestas V150-4MW model türbinle kurulacak bir santralin yıllık yaklaşık 106 GWh enerji üretebileceği belirlenmiştir.

Türkiye'nin 2035 yılına kadar açık deniz rüzgar enerjisinde 5 GW kurulu güce ulaşma hedefi ve 2053 net sıfır emisyon taahhüdü, rüzgar enerjisi yatırımlarına olan ilgiyi artırmıştır (Kat et al., 2024). Bu hedeflere ulaşmak için WAsP ve WindPRO gibi yazılımlarla detaylı coğrafi ve çevresel analizlerin yapılması şarttır. Ayrıca, rüzgar enerjisi yatırımları, karbon emisyonlarını azaltmada önemli katkı sağlayarak iklim değişikliği ile mücadelede kritik bir rol üstlenmektedir (Tavassoli & Kamran-Pirzaman, 2023).

Literatürden elde edilen bulgular, Weibull dağılımı, WAsP ve WindPRO yazılımlarının birlikte ve tamamlayıcı şekilde kullanıldığında, rüzgar enerjisi projelerinde yüksek doğrulukta tahminler ve optimizasyon senaryoları sunduğunu göstermektedir. Gelişen yapay zeka ve makine öğrenmesi tabanlı yeni yaklaşımlar ile bu yazılımların daha entegre hale getirilmesi gelecekteki çalışmalarda ön planda olacaktır (Onat & Ersöz, 2011).

Türkiye'nin artan enerji ihtiyacı ve uluslararası çevresel yükümlülükleri göz önüne alındığında, yerel rüzgar verilerinin modellenmesi, bölgesel rüzgar haritalarının güncellenmesi ve bu üçlü yazılım sisteminin sahaya özel uygulanması hem kamu hem özel sektör yatırımları için kritik değer taşımaktadır. Ayrıca bu çalışma uluslararası alanda yürütülecek çalışmalar için araştırmalara örnek temsil edecek bir kaynak olacaktır.

Bu çalışmada, Datça Rüzgar Enerjisi Santrali'ne eklenmesi planlanan türbinlerin saha ve fizibilite çalışmaları detaylı bir şekilde ele alınmış, türbinlerin yerleştirileceği

koordinatların seçimi ve kullanılacak türbin tipinin belirlenmiştir. Aynı zamanda, yatırımcıya doğru veri sağlanarak yıllık enerji üretim tahminleri en doğru şekilde belirlenmiş ve finansal modelleme için gerekli yatırımın geri dönüş süresi tespit edilmiştir.

3. MATERYAL VE YÖNTEM

3.1. Çalışma Sahası

Datça RES, 27,40-28,00 derece doğu meridyenleri ve 36,60-36,75 derece kuzey paralelleri arasında bulunan Datça ilçesi Muğla ilinin güney batısında yer almaktadır. Datça yarımadası Doğu Akdeniz'in girintili-çıkıntılı kıyılar ve takımadalardan oluşmaktadır. Yarımada, en geniş yerinde eni 20 km'ye yaklaşan, en dar yerinde 600 m'yi bulan bir kara parçasıdır. Datça yarımadası ekseriye fazla arızalı bir takım dağ masifleri ve irtifai az birtakım depresiyonlar topluluğudur. Bölge iki dağlık bölüm ile bunları birleştiren bir boyundan bölümünden oluşur.

Reşadiye yarımadasını da kapsayan Marmaris-Muğla yöresiyle Antalya körfezinin iki yanındaki Batı Toroslar bölümü dahil olmak üzere Anamur'a kadar uzanan Akdeniz kıyı kuşağında Nemli Akdeniz iklim tipi egemendir. Ortalama yağış tutarı nispeten fazladır (Ort.1000-1200 mm.) (Koçman, 1993).

Datça meteoroloji istasyonunun uzun süreli kayıtlarının ortalamaları, iklim hakkında bilgi vermektedir. Bu verilere göre kar yağışı ve don olayının pek görülmediği bu kesimde yıllık ortalama sıcaklık 19,3 °C dir (Erinç, 1969).

3.2. Ölçümler

Datça RES sahasında 80 metre yüksekliğinde kafes konstrüksiyon ölçüm direği genel vaziyet üzerinde Şekil 3.1 ve Şekil 3.2' de belirtildiği gibi kurulmuştur. 10.09.2013-11.12.2014 tarihleri arasında 10 dakikalık ortalamalarla rüzgar hızı, rüzgar yönü, sıcaklık, basınç ve nem ölçümü yapılmıştır. Ölçüm değerleri her 10 saniyede bir alınarak sonuçlar 10 dakikalık ortalamalar şeklinde data loggerda kaydedilmiştir.

Rüzgar ölçüm direğinde 4 adet hız sensörü (anemometre), 2 adet rüzgar yön sensörü, 1 adet sıcaklık, 1 adet basınç ve 1 adet bağıl nem sensörü kullanılmıştır. Rüzgar ölçüm direğine ait kesitler Şekil 3.1 ve Şekil 3.2 de gösterilmiştir.

3.3. Hatalı Veri ve Noktaların Ayıklanması

Ölçüm süresi boyunca çevresel koşullardan ya da sensör arızalarından dolayı veri ölçümünde hatalar olabileceği için bu verilerin titizlikle ayıklanması gerekmektedir. Verilerin doğru ayıklanması yapılacak modelleme ve hesaplar için çok büyük önem arz etmektedir. Ölçüm direği tasarımında görüleceği üzere aynı yükseklikte 2 adet anemometrenin olması, ölçüm verilerinin daha kolay kontrol edilmesini sağlamaktadır.

Rüzgar hızının yüksekliğe bağlı olarak artmaktadır. Sadece bazı bölgelerde ve rüzgar açılarında bu durum tersine olabilir. Buna “ters wind shear” denmektedir. Bu terim “wind shear” konusu içerisinde detaylı olarak açıklanmıştır. Dolayısıyla Şekil 3.3’te verilen farklı yükseklikteki rüzgar hızları beklenen olup ayıklanmaya/düzeltilmeye ihtiyaç yoktur.



Şekil 3.3. Farklı yüksekliklerde oluşan rüzgar hızı

Ancak aynı yükseklikte bulunan 2 anemometreden birinin diğerine göre daha yüksek bir hız değeri kaydetmiş ise yüksek olan hız değerini baz alınmaktadır. Düşük hız değeri okuyan anemometre ya sensörün o anki hatasından ya da sensörü olumsuz bir etkiden kaynaklandığı anlaşılmaktadır. Bu olumsuz etki, rüzgarın geliş açısına göre

topografik, anemometrenin üzerinde bulunduğu kol (boom effect) olabilir. Bu durumda Şekil 3.4'te görüleceği gibi düşük rüzgar verisi silinmiştir.

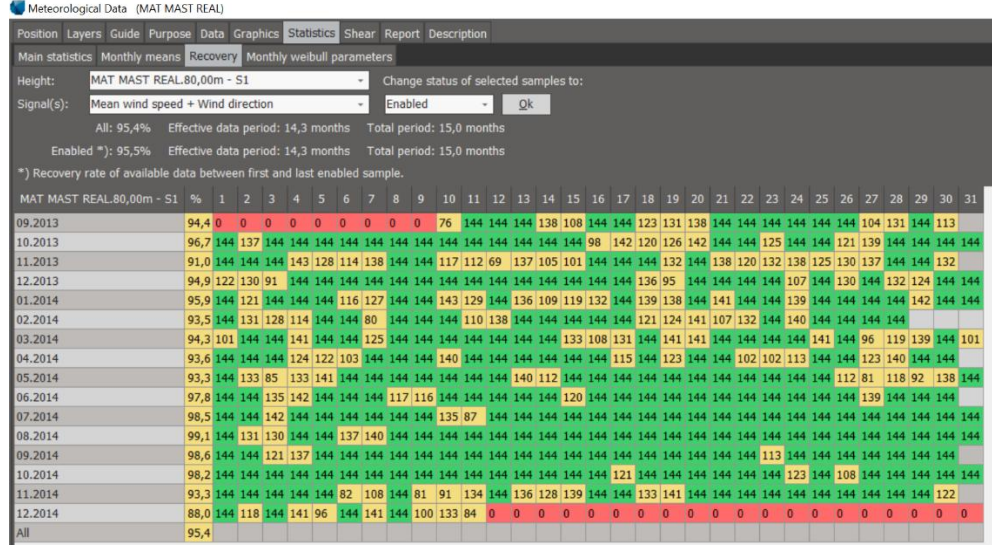


Şekil 3.4. Rüzgar hız verisi ayıklama

Bağıl nemin %100 ve sıcaklığın 0 derecenin altında olduğu zamanlarda anemometreler donabileceğinden rüzgar hızını ölçmemekte ya da 0 m/sn olarak ölçmektedir. Bu durumda da belirlenen zaman dilimi içerisinde hatalı ölçümler silinmektedir. Datça RES bulunduğu bölgenin iklim koşullarından dolayı sıcaklığın 0 derecenin altına düşmesi durumu görülmemiştir.

10.09.2013-11.12.2014 tarihleri arasında ölçümü yapılan 10 dakikalık tüm veriler bu yöntemle ayıklanarak doğru veri haline getirilmiştir. Ayıklanan verilerin bulunduğu dönemler Şekil 3.5'te adet sayılarıyla gösterilmiştir. Bir günde 10 ar dakika dan toplamda 144 adet veri oluşmaktadır. 144 adet in altında bulunan sayılar ayıklanmış verileri temsil etmektedir. Tablonun en alt kısmında bulunan recovery %95 olup %80 üzerinde olduğundan eksik verileri ölçüm direği üzerindeki diğer verilerle tamamlamaya ihtiyaç yoktur.

Ölçüm esnasında kullanılan cihazların kalibrasyonu, montajı gibi durumlarından dolayı verilerin yanlış ölçülmesi olasılığından dolayı bir belirsizlik durumu oluşmaktadır. Program içinde net enerji üretimi yapılırken bu belirsizliğin % (2-5) arasında seçilmektedir.



Şekil 3.5. Temizlenmiş rüzgâr verilerinin aylık dağılımı

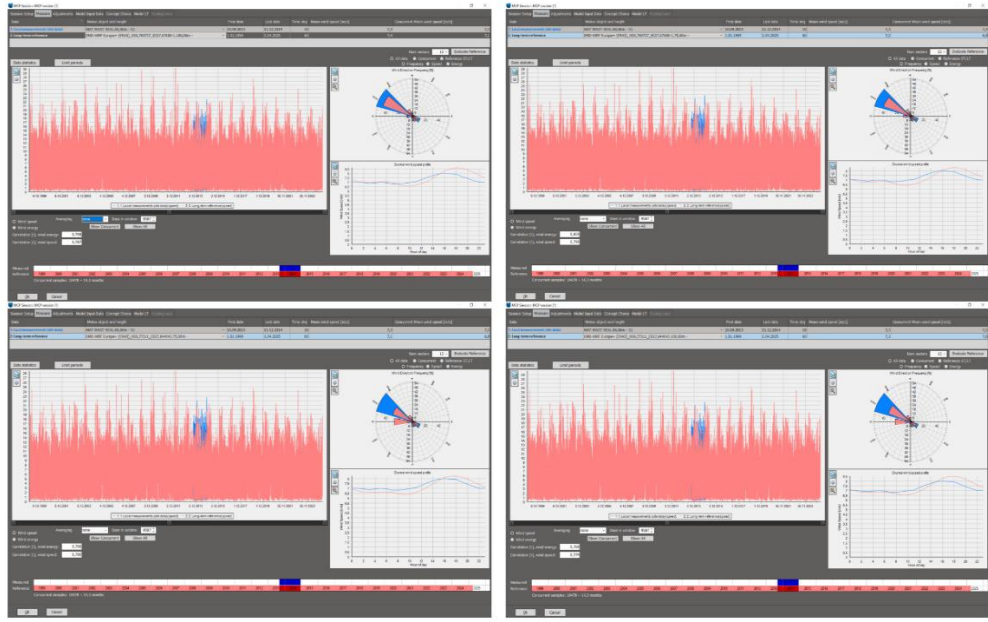
3.4. Eksik Verilerin Tamamlanma Yöntemi

3.4.1. Mcp

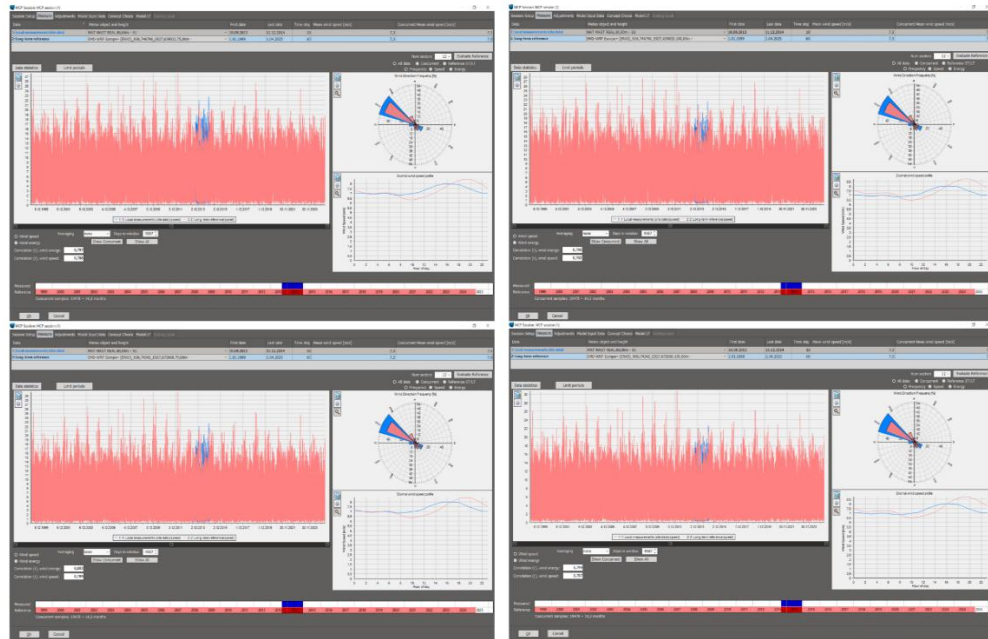
Rüzgar potansiyelinin mevsimsel olarak değişmesinden kaynaklı değerlendirme yaparken belirsizlikleri azaltmak adına 15 aylık ölçümler sonucu ayıklanan verilerin long term (uzun dönem) yapılması gerekmektedir. Ölçülmüş veriler işlemi MCP (measure, predict, correlation) tekniği ile windpro içerisinde yer alan sentetik veriler vasıtasıyla long term (uzun dönem) yapılmıştır.

MCP yapılırken program içerisinde yer alan 4 farklı ölçüm noktasında yer alan 100 metre ve 75 metrelik veriler ile 10 dakikalık wind speed korelasyonu en yüksek olan veri belirlenmiştir.

Şekil 3.6’ dan görüleceği üzere wind speed korelasyonu (r) değerinin %79 ile en yüksek olan “EMD-WRF Europe+(ERA5)_N36,769737_E027,67688-75,00 m” noktası ile olduğundan bu noktadaki ölçüm ile long term yapılmıştır. Wind speed korelasyonu değerinin yüksek yada düşük olması model belirsizliği olan “Klinto” katsayısını doğrudan etkilemektedir ve WAsP tarafından hesaplanmaktadır.



(a)



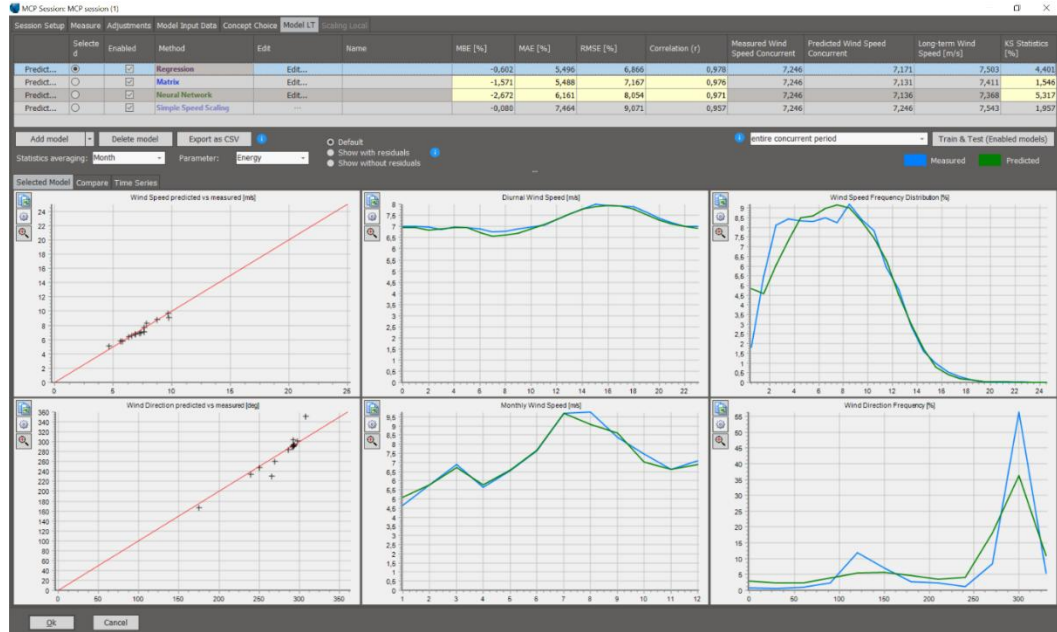
(b)

Şekil 3.6. Korelasyon a) 100 m b) 75 m

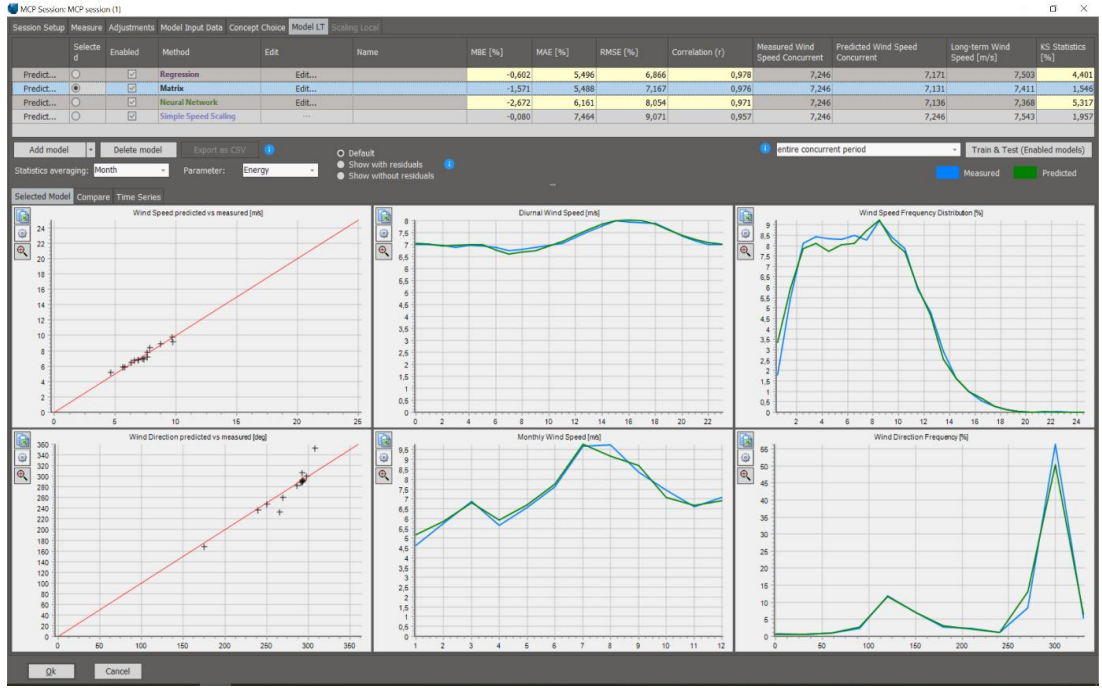
3.4.2. Model It (long term)

Korelasyonu en yüksek veri program aracılığıyla farklı hesaplama yöntemleri ile birlikte long term yapılmıştır. Bu hesaplama yöntemleri; Regression, Matrix, Neural Network ve Simple Speed Scaling olup bunlar arasında korelasyonu en yüksek ve grafiksel uyumu en iyi olan hesaplama metodu seçilerek devam edilmiştir. Metotlara ait mukayeseler grafik olarak Şekil 3.7, Şekil 3.8, Şekil 3.9 ve Şekil 3.10’ da verilmiştir.

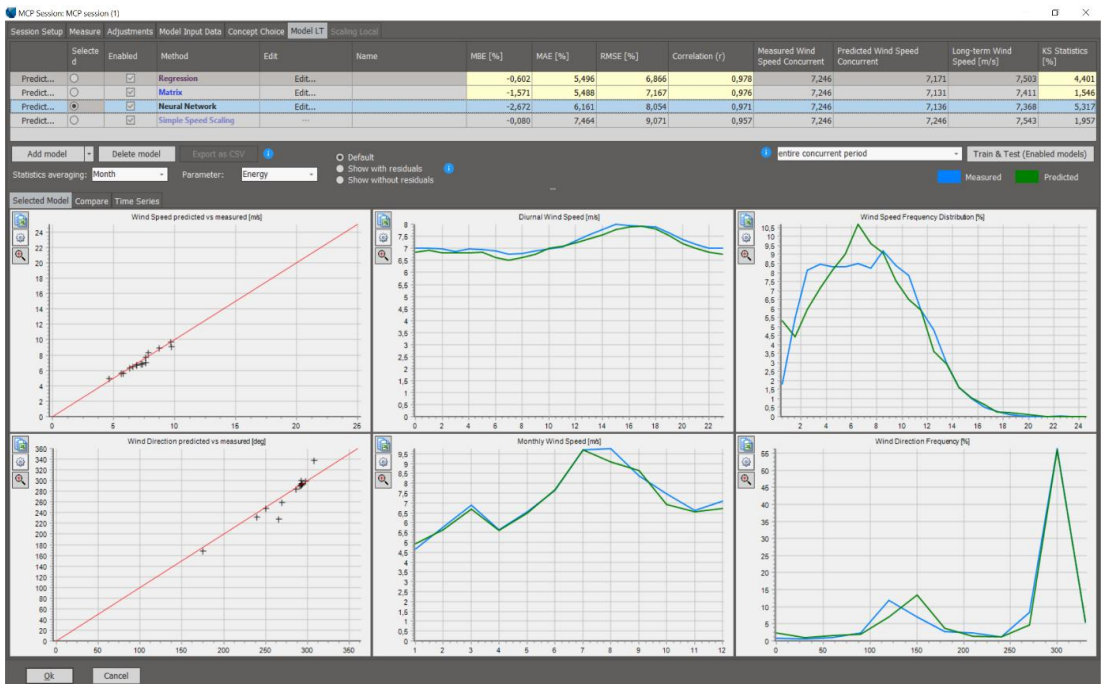
Korelasyonu en yüksek olan hesaplama metodu Regression ve Matrix olup grafiksel uyumu en fazla olan Matrix olduğundan bu metot üzerinden devam edilecektir. Grafiksel uyumu en fazla olan “KS Statistic %” (Kolmogorov-Smirnov sınaması) değeri en düşük olandır.



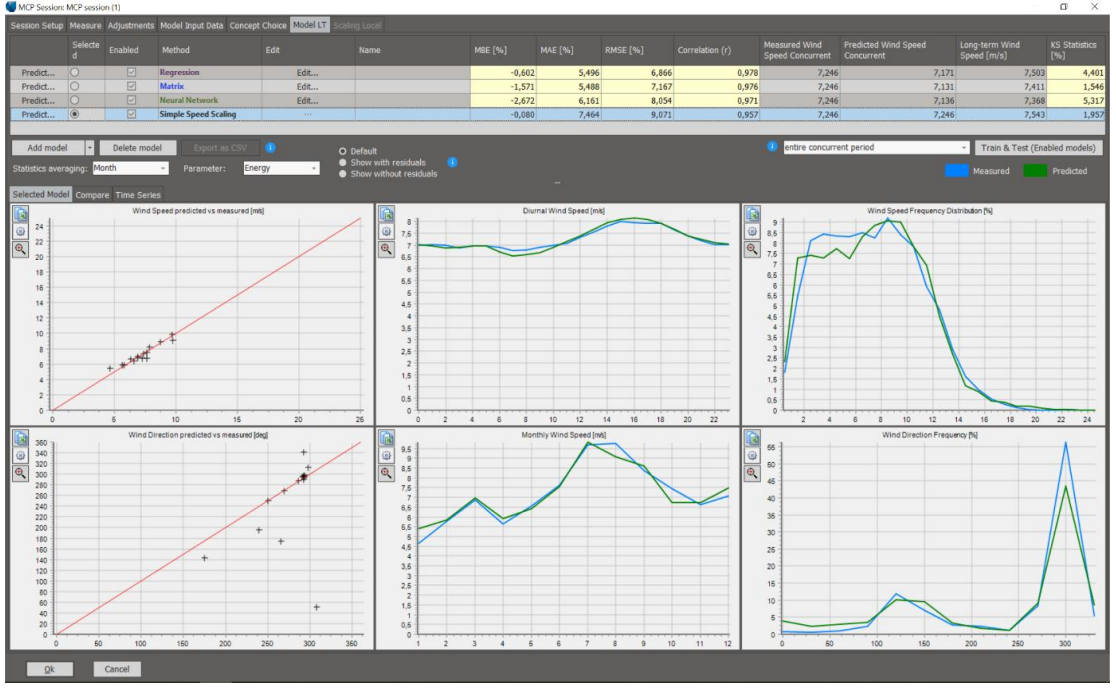
Şekil 3.7. Regression metodu



Şekil 3.8. Matrix metodu



Şekil 3.9. Neural network metodu



Şekil 3.10. Simple speed scaling metodu

Matrix hesaplama metodu ile birlikte Datça RES'te 15 aylık ölçülen rüzgar hızı değeri 26 yıllık değerlere korele edilmiştir.

3.4.3. Model belirsizliği

Long term işlemi yapılırken oluşan model belirsizliği Windpro tarafından ayrıca hesaplanmıştır. Hesaplanan model belirsizliği Klinto modeli ile hesaplanarak %4,71 olarak tespit edilmiştir (Şekil 3.11). Bu belirsizlik değeri Net AEP analizi yapılırken girdi olarak hesaba katılmıştır.

MCP Uncertainty Details

Calculated values

Variable	Value
Wind Index (WI)	95,783%
Pearson (R)	0,813
Variability (V)	4,153%
Concurrent years (Y)	1,195
Density to AEP (CF)	0,485

Session Klintø weights

Model constant	Value
A	1,550
B	0,060
C	-1,300
D	0,200
E [Y => 1 year]	-0,300
E [Y < 1 year]	-0,700

Reset to EMD Defaults

Calculated MCP uncertainty: 4,71 %

Model used: Klintø AEP uncertainty model.

$$\sqrt{(A * ABS(1 - WI))^2 + (B * R^C)^2 + (D * V)^2 * Y^E * CF}$$

Ok

Cancel

Uncertainty Calculation

No	Session	Wind Index (WI)	Pearson (R)	Concurrent years (Y)	Variability (V)	Density to AEP (CF)	A	B	C	D	E	AEP Uncertainty
		[%]			[%]							[%]
1	MCP session (1)	95,783	0,813	1,195	4,153	0,485	1,550	0,060	-1,300	0,200	-0,300	4,7

$$\sqrt{(A * ABS(1 - WI))^2 + (B * R^C)^2 + (D * V)^2 * Y^E * CF}$$

Şekil 3.11. MCP belirsizlik hesabı

3.5. Modelleme ve Simülasyon

Bir rüzgar potansiyeli değerlendirilirken zaman içerisinde geliştirilen birçok farklı metod bulunmaktadır. En yüksek geçerliliğe sahip olan metod Weibull dağılımıdır. Weibull dağılımı ile birlikte rüzgarın belirli bir hızda ne kadar süreyle estiğinin analizi, rüzgar türbin seçiminin kaynağını oluşturmaktadır. Dolayısıyla Weibull dağılımı ilkesine göre windpro ile modelleme ve simülasyon yapılmıştır. Bu çalışmada “ODY GREEN ENERJİ A.Ş.” ait lisanslı WAsP ve WindPro programları kullanılarak data analizi ve modelleme yapılmıştır.

3.5.1. Weibull dağılımı

Rüzgar hızı verilerinin istatistiksel olarak modellenmesinde en yaygın kullanılan olasılık dağılımları arasında iki parametrelili Weibull dağılımı ile onun özel bir durumu olan ve şekil parametresi 2 olarak sabitlenen Rayleigh dağılımı yer almaktadır. Rayleigh dağılımı, tek parametrelili bir model olması nedeniyle uygulamada daha basit hesaplama imkânı sunsada esneklik açısından Weibull dağılımına göre sınırlıdır (Johnson, 2006). Buna karşın, Weibull dağılımı; farklı rüzgar rejimlerini temsil etme kabiliyeti, geniş uygulama alanı ve enerji üretim tahminlerindeki başarısı nedeniyle literatürde sıklıkla tercih edilmektedir. Nitekim, rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesine yönelik çalışan birçok analiz yazılımı, varsayılan olarak Weibull dağılımına dayalı hesaplama yöntemlerini esas almakta ve bu dağılımın kullanılmasını zorunlu kılmaktadır. Bu bağlamda, Weibull dağılımı, rüzgar hızı verilerinin analizi ve rüzgar enerjisi potansiyelinin tahmini açısından en yaygın ve kabul görmüş istatistiksel modelleme yöntemlerinden biri olarak öne çıkmaktadır (Celik, 2004; Gökçek et al., 2007).

Rüzgar hızı verilerinin istatistiksel olarak değerlendirilmesi sonucunda elde edilen Weibull dağılımı parametreleri, belirli bir rüzgar hızında meydana gelme olasılığına ilişkin güvenilir tahminler yapılmasına olanak tanımaktadır. Bu bağlamda, Weibull olasılık yoğunluk fonksiyonu (pdf), rüzgarın belirli hız aralıklarında esme sıklığını tanımlayan matematiksel bir modeldir. Fonksiyonun formülasyonunun gerçekleştirilebilmesi için iki temel parametrenin şekil parametresi (k) ve ölçek parametresinin (c) belirlenmiş olması gerekmektedir.

İki parametrelili Weibull dağılımının rüzgar hızı v için olasılık yoğunluk fonksiyonunun genel ifadesi;

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (3.1)$$

Şeklindedir (Emeksiz et al., 2016; Akdağ & Dinler, 2009; Justus et al., 1978; Celik,2004; Seguro & Lambert, 2000) . Burada v rüzgar hızını (m/s), k şekil, c ise ölçek parametresini ifade etmektedir. Weibull dağılımının eklemeli (kümülatif) olasılık yoğunluk fonksiyonu ise;

$$f(v) = 1 - \exp \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (3.2)$$

biçimde ifade edilir (Akdağ & Dinler, 2009; Chang, 2011; Celik,2004; Ülgen & Hepbaşlı, 2002). Weibull eklemeli yoğunluk fonksiyonu, rüzgar hızının belli bir değerinden küçük ya da eşit gerçekleşme olasılığını verir.

Ortalama rüzgar hızı;

$$v_m = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (3.3)$$

formülünden hesaplanabilir (Emeksiz et al., 2016; Celik,2004;;Ülgen & Hepbaşlı, 2002; Gökçek et al., 2007). Eşitlik yardımı ile yeniden düzenlenirse, ortalama rüzgar hızı aşağıdaki eşitlikten hesaplanabilir (Celik,2004;;Ülgen ve Hepbaşlı, 2002):

$$v_m = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (3.4)$$

Burada $\Gamma(.)$, gama fonksiyonu aşağıdaki eşitlik ile ifade edilebilir (Johnson, 2006):

$$\Gamma(y) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{y-1} dx \quad (3.5)$$

Weibull dağılımına ait parametrelerin belirlenmesinde farklı istatistiksel yöntemler kullanılmaktadır. Bu yöntemler arasında en yaygın olanlar grafiksel yöntem ve en yüksek olabilirlik (Maximum Likelihood Estimation-MLE) yöntemidir. Grafiksel yöntemin temel dayanağı, teorik Weibull dağılımını temsil eden doğrusal model ile gözlemsel rüzgar hızı verileri arasındaki uyumun sağlanmasıdır. Bu yöntemde, gözlenen rüzgar hızı frekans dağılımı uygun bir dönüşümle logaritmik skala üzerinde çizilir ve elde

edilen doğrusal ilişkinin eğimi ve kesişim noktası kullanılarak şekil ve ölçek parametreleri tahmin edilir. Grafik yöntemi, özellikle görsel analiz ve ilk yaklaşım değerlendirmeleri açısından pratik bir araç olmakla birlikte, hesaplama doğruluğu açısından daha gelişmiş parametrik yöntemlerle desteklenmesi önerilmektedir. En yüksek olabilirlik metodu ise Weibull dağılımının şekil ve ölçek parametrelerinin diğer bir hesaplama yöntemidir. Bu yöntemde olasılık yoğunluk fonksiyonuna ait c, k parametrelerini gözlemlenen rüzgar verilerinden tahmin etmek için kullanılabilir. Bu amaçla olabilirlik fonksiyonu tanımlanır. Olabilirlik fonksiyonunu en yüksek yapan c ve k parametreleri belirlenen tahminlerdir (Emeksiz et al., 2016; Johnson, 2001; Seguro & Lambert, 2000; Ülgen & Hepbaslı, 2002; Akdağ & Güler, 2008; Almalı, 2005).

Rüzgar, hareket hâlindeki hava kütlelerinden oluştuğundan dolayı belirli bir kinetik enerji içeriğine sahiptir. Bu kinetik enerji, uygun teknolojilerle elektrik enerjisine dönüştürülebilir. Birim alan başına rüzgardan elde edilebilecek teorik güç, rüzgarın yoğunluğu ve hızının küpü ile doğru orantılıdır. Havanın yoğunluğu ρ ve rüzgar hızı v olmak üzere, birim zaman ve birim alan başına elde edilebilecek güç P,

$$P(v) = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (3.6)$$

denklemini ile elde edilir. Burada P(v), rüzgar hızının v olduğu durumda birim alan üzerinden geçen anlık güç yoğunluğunu temsil ederken; ρ havanın yoğunluğunu ifade etmektedir. Ancak rüzgar hızının zamana bağlı olarak değişkenlik göstermesi nedeniyle, enerji üretim potansiyelinin belirlenmesinde bu anlık değerler yerine, tüm hız dağılımını dikkate alan ortalama rüzgar gücü yoğunluğu hesaplanmaktadır.

Rüzgar hızının Weibull dağılımı ile modellenmesi durumunda, ortalama güç yoğunluğu P_m ;

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} v^3 f(v) dv \quad (3.7)$$

eşitliği ile ifade edilebilir (Gökçek vd. 2007; Arslan,2010)

3.1 ve 3.7 eşitliklerinin ortak çözümünden Weibull dağılımı için en genel halde ortalama güç yoğunluğu P_m aşağıdaki eşitlikle ifade edilebilir (Emeksiz et al., 2016).

$$P_m = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma\left[1 + \frac{3}{k}\right] \quad (3.8)$$

3.5.2. WAsP Yazılımı ile Rüzgar Potansiyeli Analizi

3.5.2.1. WAsP Yazılımının Tanıtımı ve Kullanım Gerekçesi

WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program), 1987 yılında Danimarka Teknik Üniversitesi (DTU) bünyesinde faaliyet gösteren Risø Ulusal Laboratuvarı'nın *Rüzgar Enerjisi ve Atmosferik Fizik* bölümü tarafından geliştirilmiştir. Bu yazılım, rüzgar enerjisi projeleri kapsamında; rüzgar verilerinin analizi, rüzgar atlaslarının oluşturulması, rüzgar hızının coğrafi yayılımının tahmin edilmesi, rüzgar santrallerine ilişkin enerji üretim hesaplamaları ve türbin yerleşim planlaması gibi çok sayıda temel işlemi kapsamlı biçimde gerçekleştirebilmektedir.

WAsP yazılımının temel varsayımı, rüzgar hızının istatistiksel dağılımının iki parametrelili Weibull dağılımı ile temsil edilebilir olduğudur. Program, rüzgar rejiminin modellenmesinde bu dağılıma dayalı parametre tahmini yöntemlerini kullanmakta ve buna bağlı olarak enerji potansiyelini değerlendirmektedir.

WAsP, bölgesel rüzgar kaynaklarının belirlenmesine yönelik hesaplamalarında dört temel girdi bilgisini, ölçüm verileri, topografik yapı, yüzey pürüzlülüğü ve engelleyici yapıların etkisi, kendi iç alt modellerinde işlemekte ve bu girdilere bağlı olarak yerel rüzgar atlası istatistiklerini üretmektedir. Böylece, farklı coğrafi koşullara sahip bölgeler için standartlaştırılmış ve karşılaştırılabilir rüzgar kaynak değerlendirmeleri yapılmasına olanak sağlar (Dündar, 1997; Bilgili et al., 2010; Gajdoš et al., 2019).

WAsP yazılımı, rüzgar modellemesi yaparken saatlik rüzgar verisi, seçilen bölgeye ait pürüzlülük ve yükseklik bilgilerini, iz (wake) oluşturacak etkilerin programa girdi olarak yüklenmesi gerekmektedir.

3.5.2.2. WAsP Girdi Verileri

Tüm akışkanlarda olduğu gibi yüzey pürüzlülüğü akışa karşı direnç oluşturmaktadır. Pürüzlülük ne kadar fazlaysa rüzgar hızı da o kadar yavaş olur. Rüzgar profili belirlenmesinde ve rüzgar analizlerinde pürüzlülük önem taşımaktadır. Pürüzlülük uzunluğu aşağıdaki eşitlikle bulunabilir.

$$z_0 = 0,5 \frac{hs}{A} \quad (3.9)$$

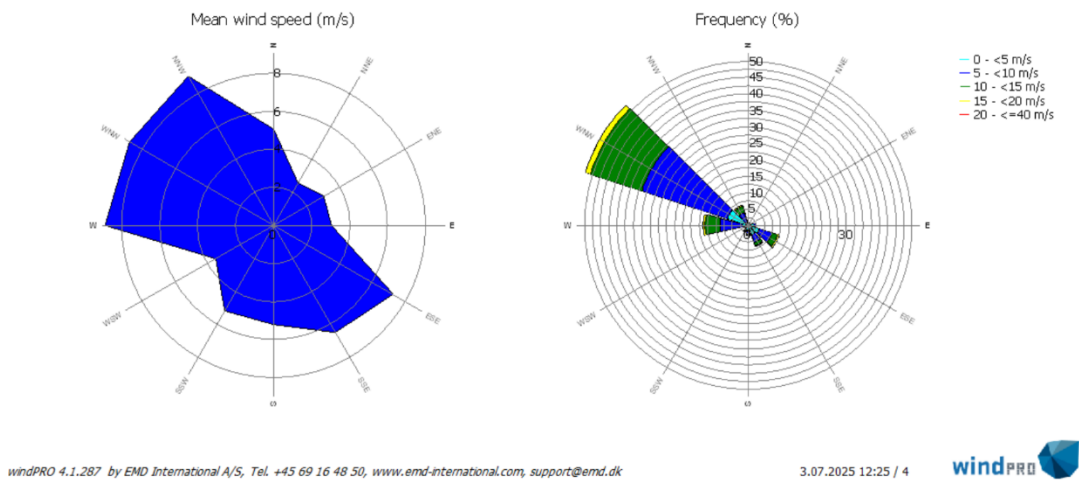
Pürüzlülük etkisiyle rüzgarın yükseklikle değişimi aşağıdaki formül içerisinde yer almaktadır.

$$U(z) = \frac{U^1}{k} \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \quad (3.10)$$

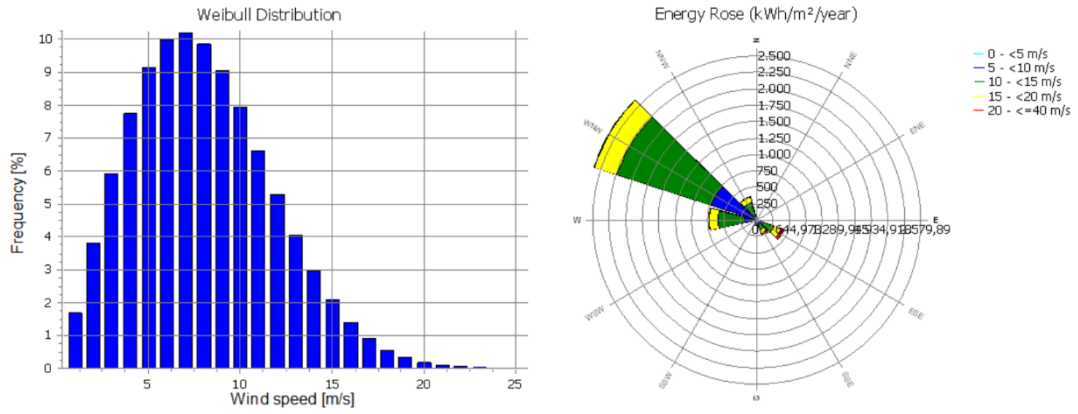
Burada $U(z)$ değeri; z yüksekliğindeki rüzgar hızını, U^1 değeri; sürtünme hızını, z değeri; yüksekliği, $z(0)$ değeri; pürüzlülük yüksekliği ve k değeri ise 0,4 olan karman sabitini ifade etmektedir. (K.Y.Lee, S.H.Tsao, C.W.Tzeng, and H.J.Lin, 2018)

3.5.2.3. Rüzgar Yönü Gülü ve Hız Profili Çıkarımı

Wasp programı içerisinde yer alan STATGEN modülü ile belirttiğimiz yükseklikte Datça RES sahasında hakim rüzgar yönü ve rüzgar frekansı Şekil 3.12 de gösterildiği gibi tespit edilmiştir. Weibull denklemi ile rüzgar gücü yoğunluğu ise Şekil 3.13’ de gösterildiği belirlenmiştir. Datça RES sahasında hakim rüzgar kuzey batı-batı yönündedir. Dolayısıyla türbin yerleşimi yapılırken hakim rüzgar yönüne göre yerleşim planlanmıştır.



Şekil 3.12. Rüzgar yönü ve rüzgar frekansı



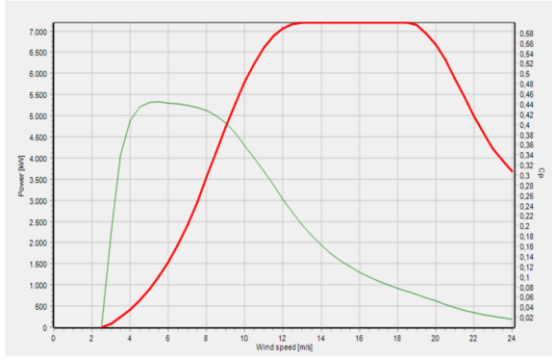
Şekil 3.13. Weibull denklemi ve enerji gülü

3.5.3. WindPRO Yazılımı ile Türbin Yerleşimi ve Enerji Üretim Similasyonu

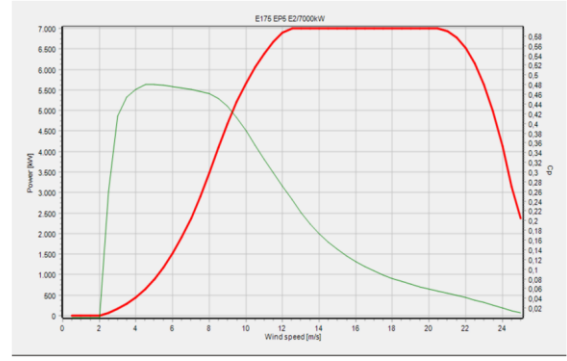
Datça RES sahasında onaylanan kapasite 3 adet rüzgar türbini ve toplamda 21 MWe dir. Dolayısıyla enerji üretim analizi yaparken seçeceğimiz türbinlerin çıkış gücü minimum 7 MWe olmalıdır. Dolayısıyla bu şartları sağlayan rüzgar türbini üreticileri; Nordex, Enercon, Goldwind, Vestas olmakla beraber bu markalara ait türbin modelleri çalışmamızda kullanılmıştır. Çizelge 3.1’de verilen türbin modelleri ve bu modellere ait kule yüksekliği (hub height), kanat süpürme çapı (rotor çapı) verilmiştir. Bu modellere ait power curve diyagramları windpro programının içinde veri olarak bulunmaktadır. Ancak ilave olarak türbin modellerine ait power curve diyagramları türbin üreticisinden de alınarak teyit edilmektedir. Kullanılacak türbin modellerine ait power curve diyagramları aşağıda (Şekil 3.14) te verilmiştir.

Çizelge 3.1. Türbin modelleri ve özellikleri

Türbin Modeli	Türbin Gücü (MW)	Hub Yüksekliği (m)	Rotor Çapı (m)
GWH182_7200	7,2	110	183,4
E175_7000	7,0	112	175,0
N163_7000	7,0	113	163,0
V172_7200	7,2	114	172,0
V162_7200	7,2	119	162,0

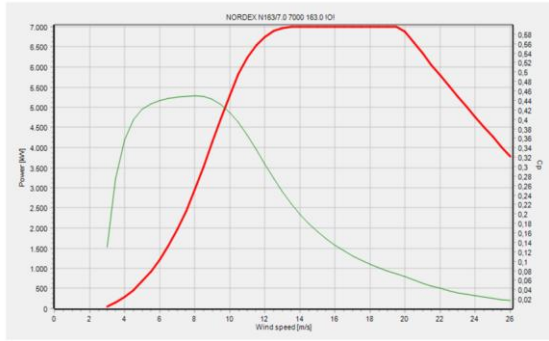


GWH182-Power Curve

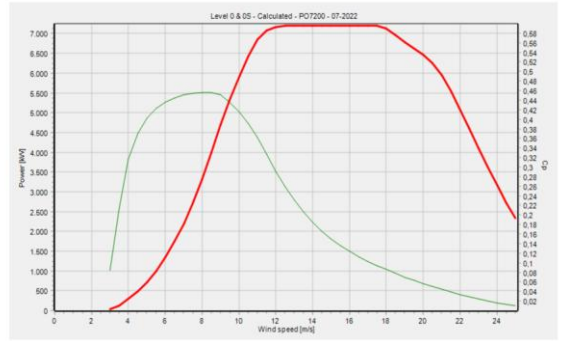


E175-Power Curve

(a)

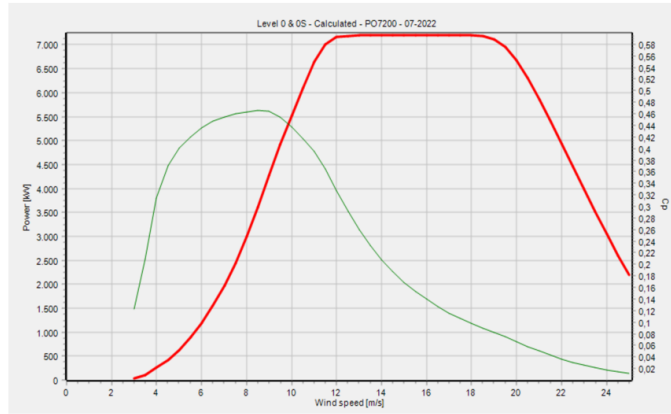


N163-Power Curve



V172-Power Curve

(b)



V162-Power Curve

(c)

Şekil 3.14. Türbin güç eğrileri a) GW182 ve E175 power curve, b) N163 ve V172 power curve, c) V162 power curve

Datça RES sahasında ilave olarak 21 MW kapasiteye karşılık gelen 3 türbin lokasyonu idari kısıtlar göz önünde bulundurularak belirlenmiştir. Dolayısıyla Windpro ile yeni türbin lokasyonu için layout yapılmayacak olup belirlenmiş türbin noktalarındaki enerji analizi yapılmıştır.

Türbin enerji analizleri yapılmadan önce alttaki verilerin dikkate alınması gerekmektedir.

Wake loss: Türkçe karşılığı rüzgarın iz kaybı anlamını taşımaktadır. Türbin rotor kanatlarına çarpan rüzgar enerjisi düşer ve bu türbinin arkasında kalan başka türbin bu durumdan olumsuz etkilenir. Rüzgarın 360 derece boyunca farklı açılarla gelmesi ile türbinlerin birbiriyle olan uzaklıkları rüzgar yönüne göre değişmektedir. Bu etkileşimlerden dolayı sahada wake loss oluşmaktadır. Windpro vasıtasıyla bu kayıplar hesaplanabilmektedir.

Grid limit loss: Kurulacak türbin modellerinin mekaniksel güçleri elektriksel güçlerinden fazla olduğundan şebekeye verilecek toplam enerji elektriksel gücü aşamayacaktır. Dolayısıyla mekaniksel gücün fazla olduğu durumlarda grid limit loss olmaktadır.

Kapasite faktörü: Bir türbinin bir yıl boyunca ürettiği enerjinin bir yıl boyunca durmaksızın üreteceği enerjiye oranına kapasite faktörü denir.

Net enerji üretim hesabı yapabilmek için wake loss ve grid limit loss dışında, model belirsizliği, ölçüm belirsizliği, kablo kaybı, trafo kaybı, işletme koşulları ve çevresel koşullardan (buzlanma, yıldırım, kuş göçü vb.) kaynaklı kayıpların dahil edilmesi gerekmektedir.

Yukarıda belirtilen kayıpların belirlenmesi ve bu kayıplara belirsizlik ilave edilmesi ile beraber yıllık net enerji üretimi türbin bazlı olarak analiz edilmiştir. Bu projelerde banka kuruluşlarından yatırım için finansal kredi alabilmek adına “bankable” rapor hazırlanması gerekmektedir. Bu belirsizlik ve kayıplarla beraber (Probability of Exceedance %) P50, P75, P90 grafiği çizilecektir. Finans kuruluşları P75 üretimine karşılık finansal kredi vermektedir. Dolayısıyla bankable rapor hazırlanırken altta Şekil 3.15 ve Şekil 3.16 da belirtilen kayıplar ve belirsizliklerin hesabı yapılmaktadır.

LOSS & UNCERTAINTY (Loss and uncertainty analysis in a bankable format)					
Main	WTGs	Model results	Loss	Uncertainty	Results
Name		Calculate	Edit	Loss (%)	Loss [MWh/y]
Group 1: 1. Wake effects (Loss = 0,32 %)					
Wake effects, all WTGs	Included			0,32	257
Future wake effects				0,00	0
Group 2: 2. Availability (Loss = 3,49 %)					
Turbine availability				3,00	2.406
Balance of plant (Substation)				0,00	0
Grid availability				0,50	401
Other availability				0,00	0
Group 3: 3. Turbine performance (Loss = 0,00 %)					
Power curve				0,00	0
High wind hysteresis				0,00	0
Wind flow				0,00	0
Other turbine performance				0,00	0
Group 4: 4. Electrical (Loss = 1,70 %)					
Electrical losses				1,70	1.363
Facility consumption				0,00	0
Group 5: 5. Environmental (Loss = 1,00 %)					
Performance degradation not due to icing				0,50	401
Performance degradation due to icing				0,00	0
Shutdown due to icing, lightning, hail, etc.				0,50	401
High and low temperature				0,00	0
Site access and other force majeure events				0,00	0
Tree growth or felling				0,00	0
Group 6: 6. Curtailment (Loss = 0,00 %)					
Wind sector management				0,00	0
Grid curtailment and ramp-rate				0,00	0
Power purchase agreement curtailment				0,00	0
Noise				0,00	0
Flicker				0,00	0
Birds				0,00	0
Bats				0,00	0
Noise Matrix				0,00	0
Temperature Derating	Included			0,00	0
Other curtailment				0,00	0
Group 7: 7. Other (Loss = 0,00 %)					
Other loss				0,00	0
Total losses				6,37	5.110
Losses are combined to a total loss (shown below) as successive losses using the expression: $1 - (1 - \text{loss1}) * (1 - \text{loss2}) \dots$ Individual losses in MWh/y are shown for the assumption of no other losses. Note: all losses are assumed subtracted and the negative signs suppressed. Pre-calculated losses of wake and curtailment that already accounts for their interaction are summed prior to combination: $\text{Loss_precalc} = \text{Loss_wake} + \text{Loss_curtailment}$.					
OK Cancel Recalculate Losses and Uncertainties					

Şekil 3.15. Kayıplar

LOSS & UNCERTAINTY (Loss and uncertainty analysis in a bankable format)					
Main	WTGs	Model results	Loss	Uncertainty	Results
Name		Calculate	Edit	Loss (%)	Loss [MWh/y]
Group 1: 1. Wake effects (Loss = 0,32 %)					
Wake effects, all WTGs	Included			0,32	257
Future wake effects				0,00	0
Group 2: 2. Availability (Loss = 3,49 %)					
Turbine availability				3,00	2.406
Balance of plant (Substation)				0,00	0
Grid availability				0,50	401
Other availability				0,00	0
Group 3: 3. Turbine performance (Loss = 0,00 %)					
Power curve				0,00	0
High wind hysteresis				0,00	0
Wind flow				0,00	0
Other turbine performance				0,00	0
Group 4: 4. Electrical (Loss = 1,70 %)					
Electrical losses				1,70	1.363
Facility consumption				0,00	0
Group 5: 5. Environmental (Loss = 1,00 %)					
Performance degradation not due to icing				0,50	401
Performance degradation due to icing				0,00	0
Shutdown due to icing, lightning, hail, etc.				0,50	401
High and low temperature				0,00	0
Site access and other force majeure events				0,00	0
Tree growth or felling				0,00	0
Group 6: 6. Curtailment (Loss = 0,00 %)					
Wind sector management				0,00	0
Grid curtailment and ramp-rate				0,00	0
Power purchase agreement curtailment				0,00	0
Noise				0,00	0
Flicker				0,00	0
Birds				0,00	0
Bats				0,00	0
Noise Matrix				0,00	0
Temperature Derating	Included			0,00	0
Other curtailment				0,00	0
Group 7: 7. Other (Loss = 0,00 %)					
Other loss				0,00	0
Total losses				6,37	5.110
Losses are combined to a total loss (shown below) as successive losses using the expression: $1 - (1 - \text{loss1}) * (1 - \text{loss2}) \dots$ Individual losses in MWh/y are shown for the assumption of no other losses. Note: all losses are assumed subtracted and the negative signs suppressed. Pre-calculated losses of wake and curtailment that already accounts for their interaction are summed prior to combination: $\text{Loss_precalc} = \text{Loss_wake} + \text{Loss_curtailment}$.					
OK Cancel Recalculate Losses and Uncertainties					

Şekil 3.16. Belirsizlikler

3.6. Türbin Maliyeti

Ekonomik değerlendirme yapılırken her model türbinin maliyeti için aşağıda belirlenen girdiler kullanılmıştır. Birim maliyet fiyatları Haziran 2025 tarihli olarak günceldir. Maliyet tablosu aşağıda Çizelge 3.2’de verilmiştir. Maliyet tablosu hesabına faiz ve amortisman dahil edilmemiştir.

Kurulum Maliyeti (CAPEX)

- Türbin Maliyeti: Her türbin modeli için üreticilerden fiyat teklifi alınmıştır.

- Elektrik ve İnşaat Maliyeti: Elektrik (OG şalt, kablo, trafo, hücre/kesici vb.) inşaat (türbin temeli, yol)

İşletme Maliyetleri (OPEX)

- İşletme esnasında oluşan servis, bakım, arıza, personel, yedek parça ve enerji nakil dağıtım bedeli dahil olmak üzere oluşacak tüm maliyetler hesaplanmıştır.

Üretim Geliri

- Yıllık net P75 üretimi baz alınarak, üretilen enerji miktarı elektrik satış bedeli ile çarpılarak belirlenmiştir.

Elektrik satış bedeli, Elektrik Piyasaları İşletme A.Ş tarafından belirlenen Piyasa Takas Fiyatı (PTF) olarak alınmıştır (Anonim, 2025k).

Çizelge 3.2. Türbin bazlı maliyet analizi

Turbine Model	Turbine Cost (€/MW)	Total Turbine Cost (€)	Electrical and Construction Cost (€)	CAPEX (€)	OPEX (€)
GWH182_7200	670.000 €	14.472.000 €	2.894.400 €	17.366.400 €	674.760 €
E175_7000	785.000 €	16.485.000 €	2.967.300 €	19.452.300 €	664.379 €
N163_7000	760.000 €	15.960.000 €	2.872.800 €	18.832.800 €	605.869 €
V172_7200	985.000 €	21.276.000 €	3.191.400 €	24.467.400 €	659.661 €
V162_7200	965.000 €	20.844.000 €	3.126.600 €	23.970.600 €	628.518 €

4. BULGULAR VE TARTIŞMA

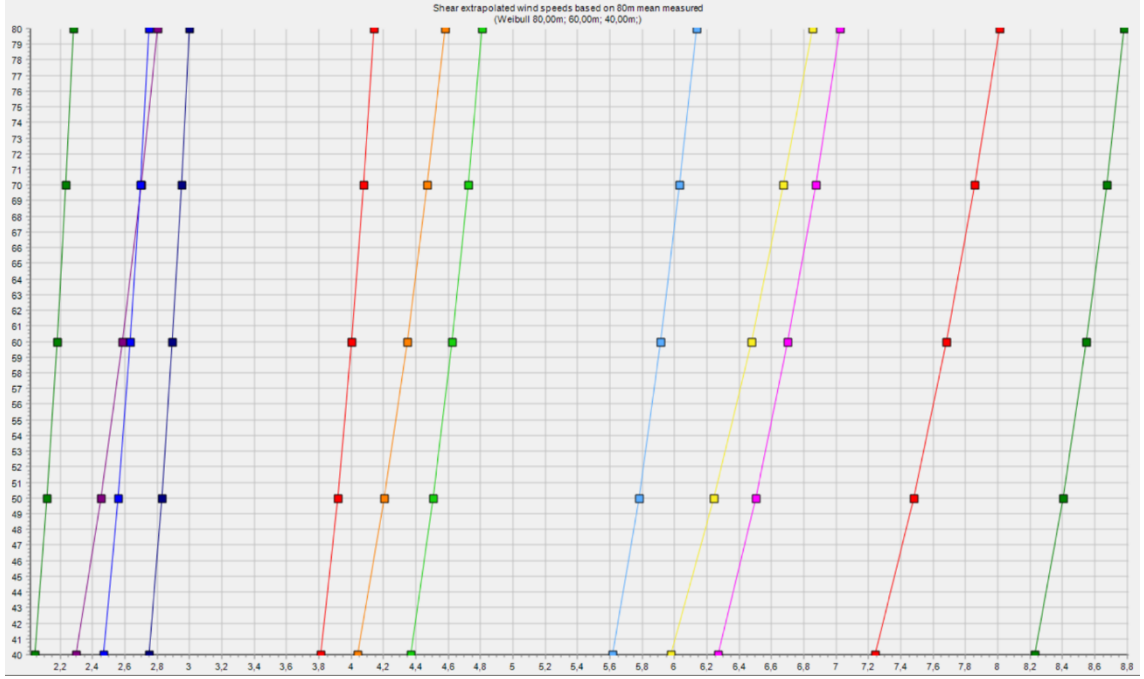
4.1. Ölçümlerden Elde Edilen Veriler

Rüzgâr ölçüm direğinde 40m, 60m ve 80. metrelerde bulunan anemometreler vasıtasıyla rüzgar hızı ölçülmüştür. Ancak rüzgar türbin modellerinin kule boyları (hub height) birbirinden farklı olması ve ölçüm direği yüksekliğinden de farklı yükseklikte olduğundan seçilen türbin modelinde enerji analizi yapabilmek için ölçüm yapılan rüzgar hızının istenilen türbin kule yüksekliğine çıkartılması gerekmektedir. Rüzgar hızının yüksekliğe bağlı değişimine “wind shear” denmektedir. Pürüzlülük uzunluğunun yüksekliğe bağlı olarak değişmesi rüzgar hızını da etkileyecektir. Wasp programı içerisinde rüzgarın yüksekliğe bağlı değişimini Weibull denklemi ile elde etmek mümkündür. Çizelge 4.1’ de görülen değerler; Datça RES sahasında yönler göre yüzey pürüzlülüğü, Şekil 4.2 de görülen değerler ise yükseklik ve yönler göre rüzgar hızının değişimini belirtmektedir.

Çizelge 4.1. Datça RES yüzey pürüzlülüğü

Sector	Power Low Exponent	Log law surface roughness length
Average	0,141	0,0470
N	0,124	0,1198
NNE	0,158	0,1066
ENE	0,287	1,8531
E	0,155	0,0853
ESE	0,164	0,1226
SSE	0,127	0,0212
S	0,139	0,0409
SSW	0,181	0,2196
WSW	0,125	0,3623
W	0,197	0,3623
WNW	0,146	0,0571
NNW	0,093	0,0012

Datça RES sahasında 12 rüzgar yönünde oluşan pürüzlülük ve güç yasası katsayısı wasp programı ile hesaplanarak rüzgarın yükseklikle değişiminde kullanılmıştır.



Şekil 4.1. Yön bazlı wind shear

Şekil 4.1’ de 12 adet rüzgar yönünde yüksekliğe bağlı rüzgar hızının değişimini göstermektedir. Bu yöntem ile modellemede kullanılacak türbin kule yüksekliğine göre rüzgar hızı wasp programı ile hesaplanmıştır.

Ölçüm sonrası hatalı verilen ayıklanması ile oluşan ham veriler Çizelge 4.2’ de gösterilmiştir. Modelleme de kullanacağımız rüzgar hızı, hava basıncı, bağıl nem, sıcaklık, türbülans yoğunluğu ve rüzgar yönü parametreleri Çizelge 4.2’de verilmiştir.

Çizelge 4.2. Ayıklanmış ölçüm verileri

Height	Unit	Mean	Std dev	Min	Max
Mean wind speed, enabled					
80,00m-S1	m/s	7,24		0,25	22,69
80,00m-S2	m/s	7		0,26	20,91
60,00m-S3	m/s	6,94		0,25	21,87
40,00m-S4	m/s	6,52		0,24	20,36
Pressure, all					
80,00m-S1	hPa	1012,4	18	968	1048
Relative humidity, all					
80,00m-S1	%	67,2	13	0	97
Temperature, all					
80,00m-S1	Deg C	18,9	5,3	5	37,8
Turbulence intensity, enabled					
80,00m-S1		0,0951	0,0461	0,0124	0,9131
80,00m-S2		0,0946	0,046	0,0125	0,9166
60,00m-S3		0,1089	0,0455	0,0124	0,9112
40,00m-S4		0,1270	0,0420	0,0143	0,9032
Wind direction, all					
80,00m-S1	Degrees	287,2		0	359
80,00m-S2	Degrees	287,2		0	359
60,00m-S3	Degrees	289,0		0	359
40,00m-S4	Degrees	289,0		0	359

4.2. Weibull Dağılımından Elde Edilen Veriler

Ölçüm verilerinin ayıklanması ile beraber çalışmada kullanılacak rüzgar türbini modellerinin kule yüksekliklerine göre Weibull denklemi ile rüzgar hızı parametreleri belirlenmiştir. Çalışmada kullanılacak türbin modellerine ait kule yükseklikleri aşağıda Çizelge 4.3'te verilmiştir.

Çizelge 4.3. Türbin kule yükseklikleri

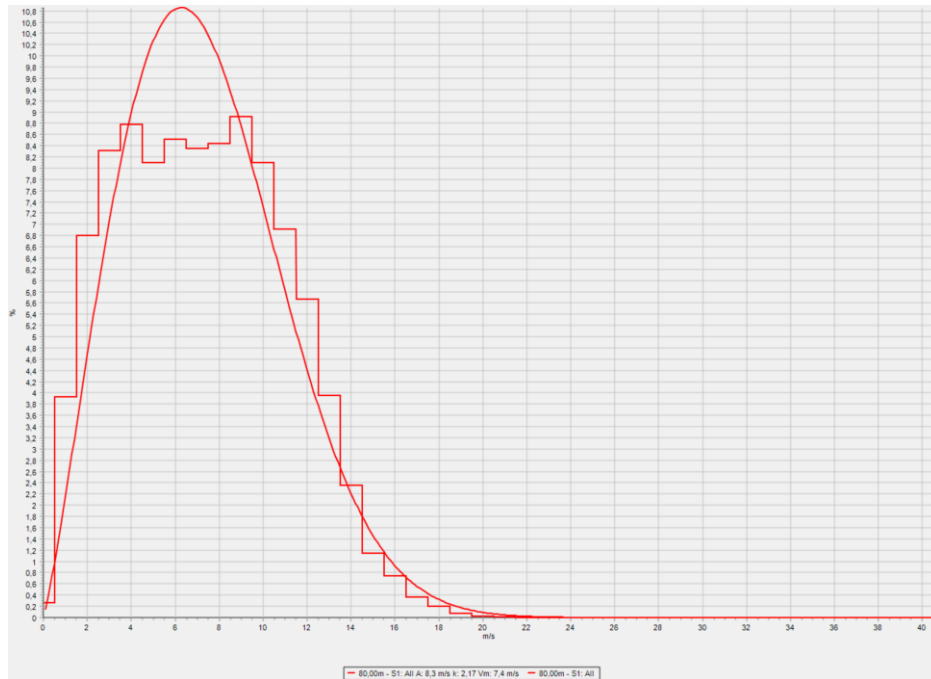
Türbin Modeli	Türbin Kurulu Gücü (MW)	Kule Yüksekliği (m)
GWH182_7200	7,20	110,00
E175_7000	7,00	112,00
N163_7000	7,00	113,00
V172_7200	7,20	114,00
V162_7200	7,20	119,00

Her bir rüzgar türbini modeli için weibull denklemi ile rüzgar hızı hesaplanmıştır. Kullanılacak türbin modellerinin kule yüksekliklerine göre Weibull grafikleri yönleri ile beraber aşağıda verilmiştir.

Rüzgar ölçüm direğinin 80. metredeki anemometre verilerine göre Weibull dağılımı ile rüzgar hızı hesaplanmıştır (Şekil 4.2).

Çizelge 4.3. 80,00m-S1 weibull data tablosu

Height	80,00m-S1			
Weibull Data				
Sector	A [m/sn]	k	f	Mean wind speed [m/sn]
0-N	3,20	0,826	0,71	3,55
1-NNE	2,31	1,150	0,63	2,20
2-ENE	2,97	1,436	1,04	2,70
3-E	2,99	1,628	2,21	2,68
4-ESE	7,95	1,734	11,87	7,08
5-SSE	6,81	1,758	6,95	6,07
6-S	5,06	1,409	2,90	4,60
7-SSW	5,34	2,008	2,20	4,73
8-WSW	3,28	1,334	1,13	3,02
9-W	7,95	2,261	8,50	7,05
10-WNW	9,17	2,890	55,99	8,17
11-NNW	10,59	3,210	5,88	9,48
Mean	8,35	2,168	100	7,39

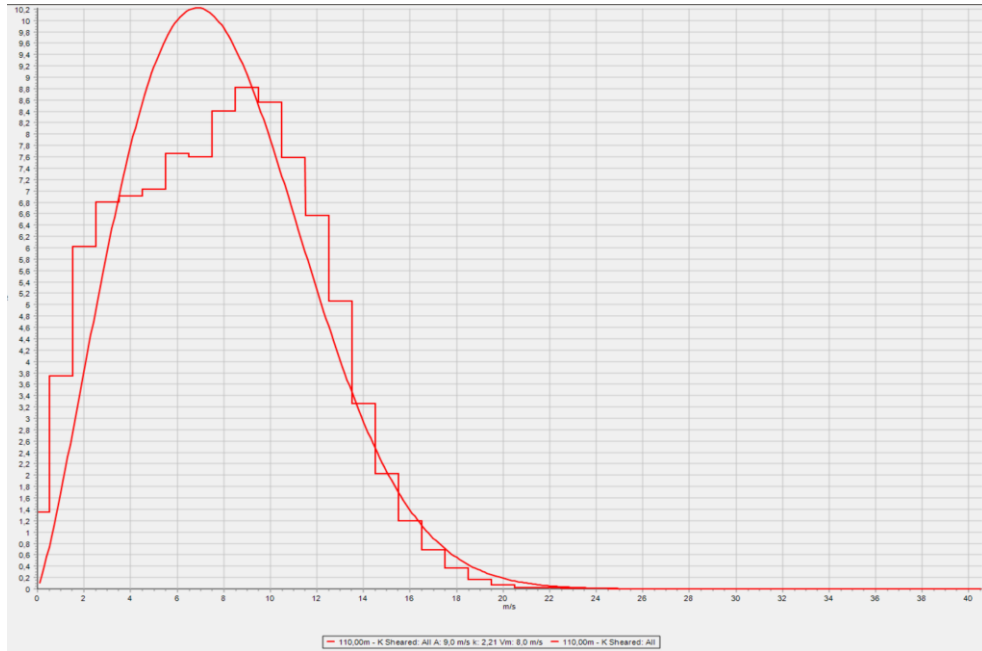


Şekil 4.2. 80 metredeki rüzgar hızı verileri ve Weibull grafiği

Ölçüm verilerine göre Goldwind GW182 model türbin ve kule yüksekliği (hub height) 110 metre için rüzgâr hızı Weibull dağılımı ile hesaplanmıştır (Şekil 4.3).

Çizelge 4.4. 110,00m-K Sheared weibull data tablosu

Height	110,00m-K Sheared Weibull Data			
Sector	A [m/sn]	k	f	Mean wind speed [m/sn]
0-N	5,32	1,19	0,79	5,01
1-NNE	2,53	0,98	0,58	2,55
2-ENE	3,15	1,12	0,87	3,03
3-E	3,08	1,02	2,34	3,06
4-ESE	8,11	1,75	10,05	7,22
5-SSE	7,21	1,57	6,73	6,48
6-S	5,63	1,33	2,99	5,18
7-SSW	5,78	1,74	2,23	5,15
8-WSW	3,81	1,32	1,15	3,51
9-W	9,91	2,79	13,66	8,83
10-WNW	9,80	2,95	52,24	8,74
11-NNW	10,13	2,66	6,35	9,00
Mean	9,00	2,21	100,00	7,97

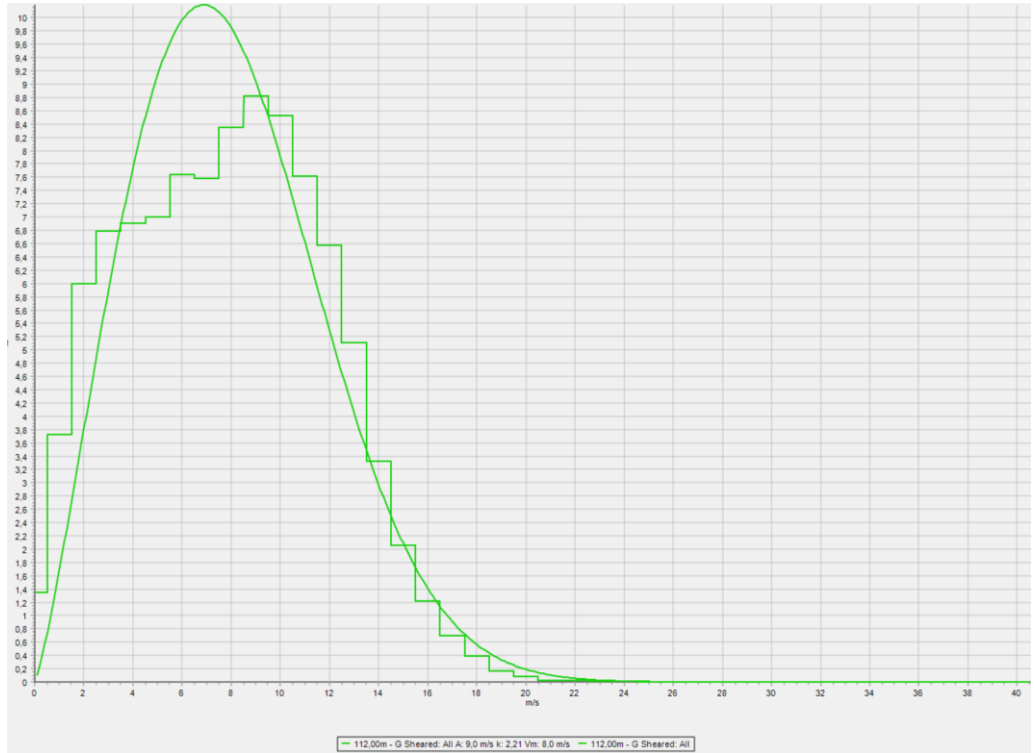


Şekil 4.3. 110 metredeki rüzgar hızı verileri ve Weibull grafiği

Ölçüm verilerine göre Enercon E175 model türbin ve 112 m kule yüksekliği (hub height) için rüzgar hızı Weibull dağılımı ile rüzgar hızı hesaplanmıştır (Şekil 4.4).

Çizelge 4.5. 112,00m-G Sheared weibull data tablosu

Height	112,00m-G Sheared Weibull Data			
Sector	A [m/sn]	k	f	Mean wind speed [m/sn]
0-N	5,325,33	1,19	0,79	5,03
1-NNE	2,53	0,98	0,58	2,55
2-ENE	3,17	1,12	0,87	3,03
3-E	3,08	1,01	2,34	3,06
4-ESE	8,13	1,74	10,05	7,24
5-SSE	7,23	1,57	6,73	6,49
6-S	5,64	1,33	2,99	5,19
7-SSW	5,80	1,74	2,23	5,17
8-WSW	3,82	1,32	1,15	3,51
9-W	9,95	2,79	13,66	8,86
10-WNW	9,82	2,95	52,24	8,77
11-NNW	10,14	2,67	6,35	9,02
Mean	9,02	2,21	100,00	7,99

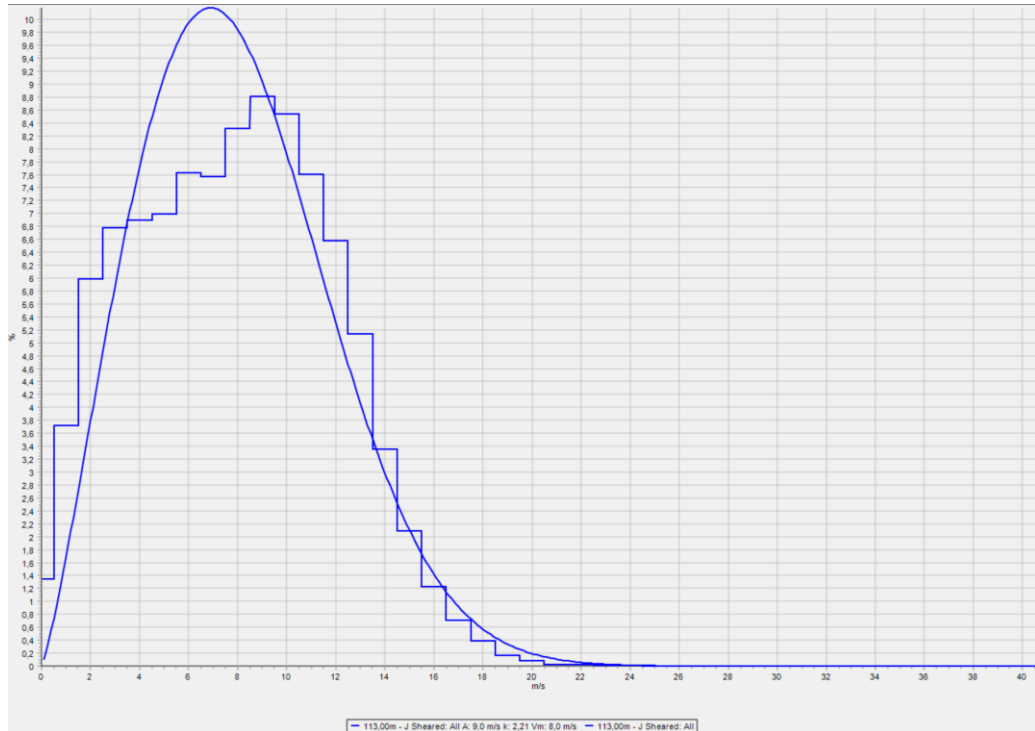


Şekil 4.4. 112 metredeki rüzgar hızı verileri Weibull grafiği

Ölçüm verilerine göre Nordex N163 model türbin ve 113 m kule yüksekliğine (hub height) ait rüzgar hızı Weibull dağılımı ile hesaplanmıştır (Şekil 4.5).

Çizelge 4.6. 113,00m-J Sheared weibull data tablosu

Height	113,00m-J Sheared Weibull Data			
Sector	A [m/sn]	k	f	Mean wind speed [m/sn]
0-N	5,33	1,19	0,79	5,03
1-NNE	2,54	0,98	0,58	2,55
2-ENE	3,18	1,12	0,87	3,06
3-E	3,08	1,01	2,34	3,06
4-ESE	8,15	1,74	10,05	7,26
5-SSE	7,24	1,57	6,73	6,50
6-S	5,64	1,33	2,99	5,19
7-SSW	5,81	1,74	2,23	5,17
8-WSW	3,82	1,32	1,15	3,52
9-W	9,97	2,79	13,66	8,87
10-WNW	9,84	2,95	52,24	8,78
11-NNW	10,15	2,67	6,35	9,03
Mean	9,04	2,21	100,00	8,00

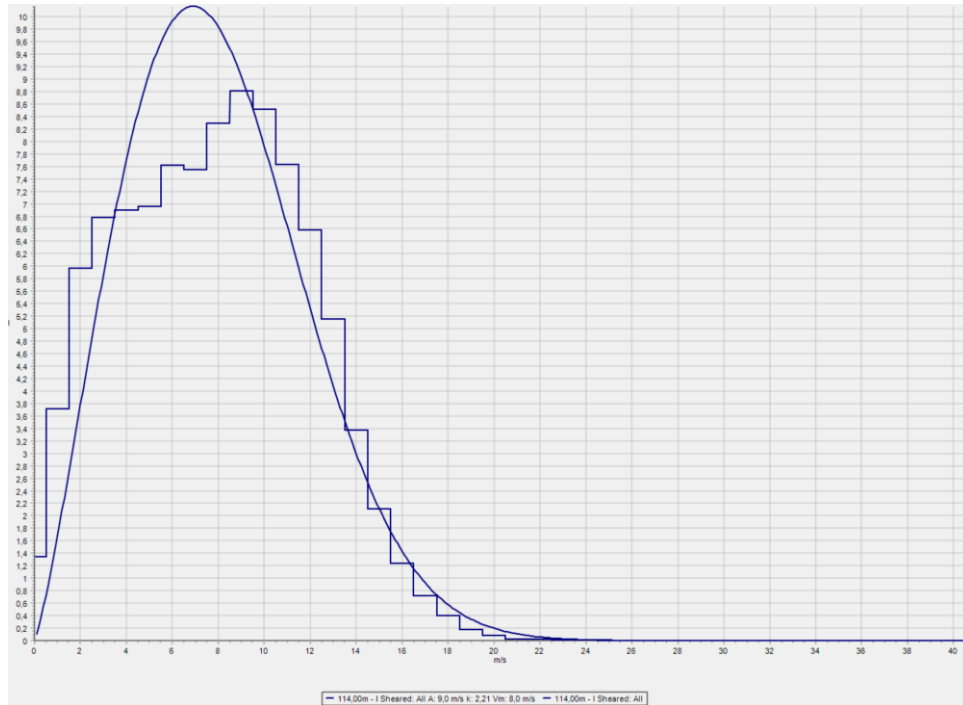


Şekil 4.5. 113 metredeki rüzgar hızı verileri ve Weibull grafiği

Ölçüm verilerine göre Vestas V172 model türbin ve 114 m kule yüksekliğine (hub height) ait rüzgar hızı Weibull dağılımı ile hesaplanmıştır (Şekil 4.6).

Çizelge 4.7. 114,00m-I Sheared weibull data tablosu

Height	114,00m-I Sheared Weibull Data			
Sector	A [m/sn]	k	f	Mean wind speed [m/sn]
0-N	5,33	1,19	0,79	5,04
1-NNE	2,54	0,98	0,58	2,57
2-ENE	3,19	1,11	0,87	3,07
3-E	3,08	1,01	2,34	3,07
4-ESE	8,16	1,75	10,05	7,27
5-SSE	7,25	1,58	6,73	6,51
6-S	5,65	1,33	2,99	5,20
7-SSW	5,82	1,74	2,23	5,18
8-WSW	3,82	1,32	1,15	3,52
9-W	9,98	2,79	13,66	8,89
10-WNW	9,85	2,95	52,24	8,79
11-NNW	10,16	2,66	6,35	9,03
Mean	9,05	2,21	100,00	8,01

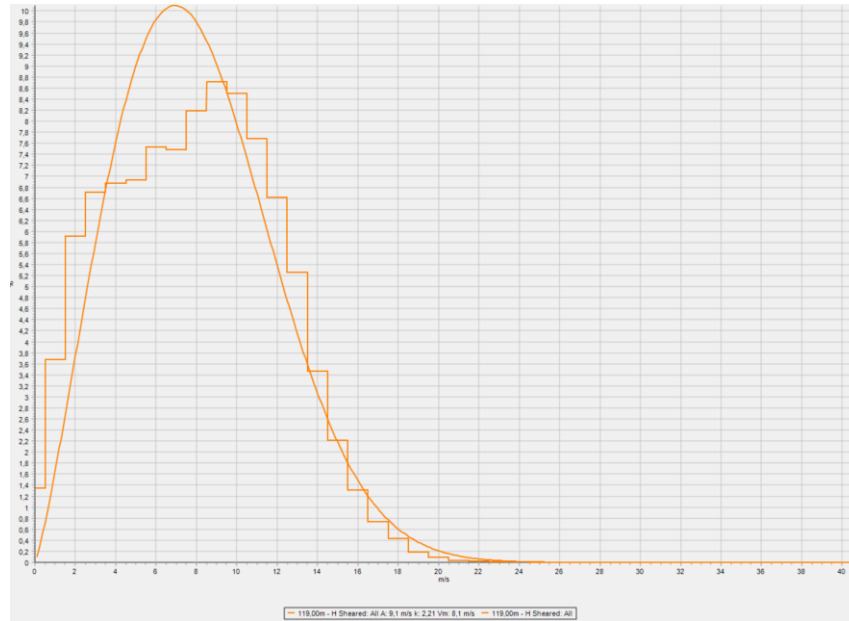


Şekil 4.6. 114 metredeki rüzgar hızı verileri ve Weibull grafiği

Ölçüm verilerine göre Vestas V162 model türbin ve 119 m kule yüksekliğine (hub height) ait rüzgar hızı Weibull dağılımı ile hesaplanmıştır (Şekil 4.7).

Çizelge 4.8. 119,00m-H Sheared weibull data tablosu

Height	119,00m-H Sheared Weibull Data			
Sector	A [m/sn]	k	f	Mean wind speed [m/sn]
0-N	5,38	1,19	0,79	5,08
1-NNE	2,61	0,99	0,58	2,62
2-ENE	3,24	1,11	0,87	3,12
3-E	3,10	1,01	2,34	3,09
4-ESE	8,21	1,74	10,05	7,32
5-SSE	7,28	1,57	6,73	6,54
6-S	5,68	1,33	2,99	5,22
7-SSW	5,85	1,73	2,23	5,21
8-WSW	3,84	1,32	1,15	3,53
9-W	10,06	2,78	13,66	8,95
10-WNW	9,91	2,95	52,24	8,85
11-NNW	10,20	2,66	6,35	9,07
Mean	9,11	2,21	100,00	8,06



Şekil 4.7. 119 metredeki rüzgar hızı verileri ve Weibull grafiği

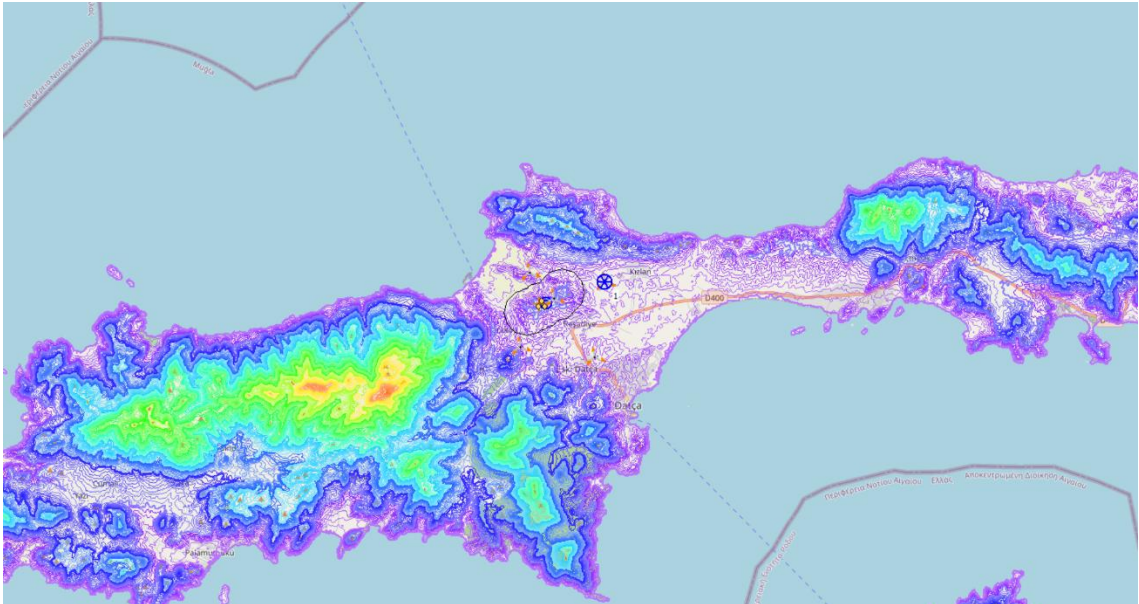
Hem ölçüm yapılan yükseklikler hem de seçilecek türbin modeline ait kule yüksekliklerinde weibull dağılımı ile rüzgar hızları belirlenerek Çizelge 4.4’ te verilmiştir.

Çizelge 4.9. Tüm yüksekliklere ait Weibull değerleri

Height	Unit	Mean	Min	Max	Weibull mean	Weibull A par	Weibull k par
119,00m-H Sheared	m/s	7,87	0,00	30,47	8,06	9,11	2,2115
114,00m-I Sheared	m/s	7,82	0,00	30,21	8,01	9,05	2,2130
113,00m-J Sheared	m/s	7,81	0,00	30,16	8,00	9,04	2,2129
112,00m-G Sheared	m/s	7,79	0,00	30,11	7,99	9,02	2,2127
110,00m-K Sheared	m/s	7,77	0,00	30,00	7,97	9,00	2,2123
80,00m-S1	m/s	7,24	0,25	22,69	7,39	8,35	2,1677
80,00m-S2	m/s	7,00	0,26	20,91	7,14	8,06	2,1034
80,00m-S3	m/s	6,94	0,25	21,87	7,05	7,97	2,1376
80,00m-S4	m/s	6,52	0,24	20,36	6,63	7,48	2,1213

4.3. WAsP ile Rüzgar Kaynak Modellemesi

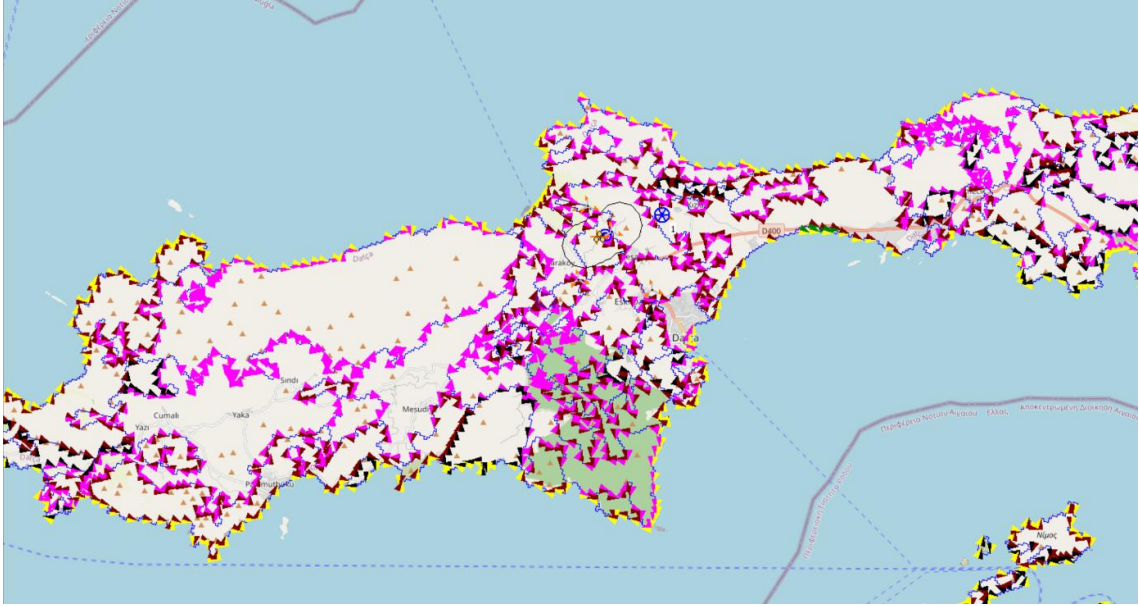
Proje sahası merkez kabul edilerek program içerisinde yer alan haritalar kullanılarak yükseklik eğrileri oluşturulmaktadır. Modelleme yapılabilmesi için saha merkezinden 40 km x 40 km olacak şekilde bir alan içerisinde topografik yükselti belirlenmektedir. Oluşturulan eşyüksekti eğrileri (izohips) aşağıdaki Şekil 4.8’de gösterilmiştir.



Şekil 4.8. Datça RES yükselti eğrisi

Yükselti haritalar indirildikten sonra belirlenecek alan içerisinde yüzey pürüzlülüğü haritaları program içerisinden indirilmektedir. Bu alan genellikle 60 km x 60

km olacak şekilde olmaktadır. Şekil 4.9’da görüleceği üzere Datça RES sahasına ait modellemede kullanılacak pürüzlülük belirtilmiştir. Türbin kule yüksekliğinin (hub height) 1/3 oranından düşey engel var ise bunu wasp programında harici olarak düşey engelin çizilmesi gerekmektedir.

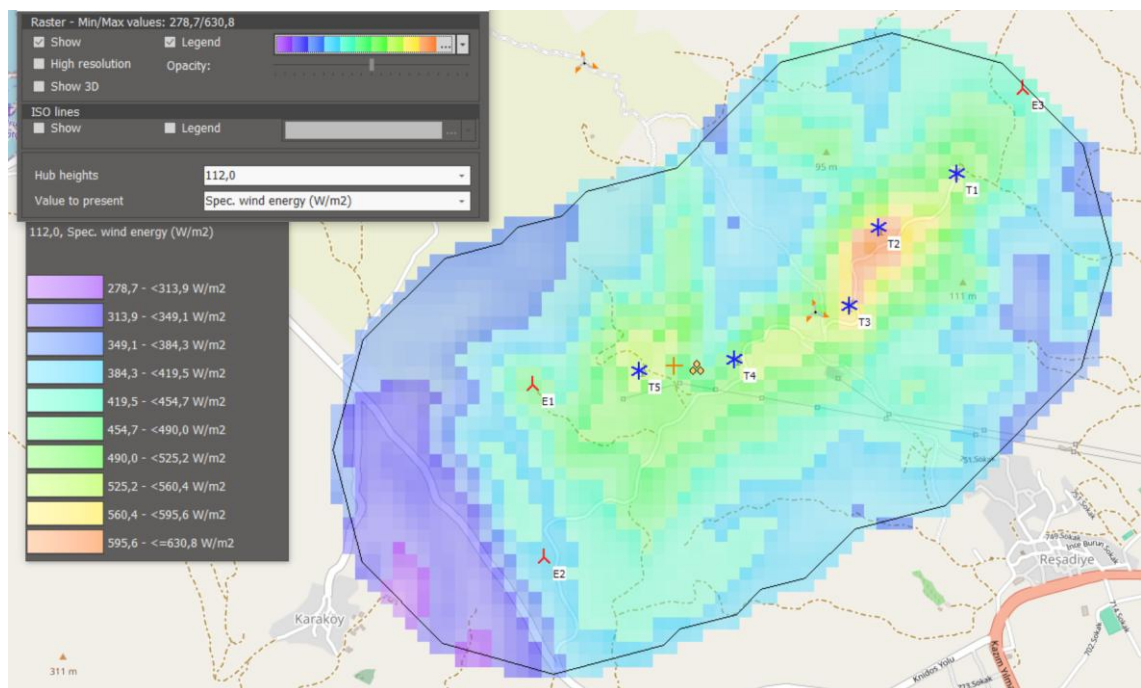
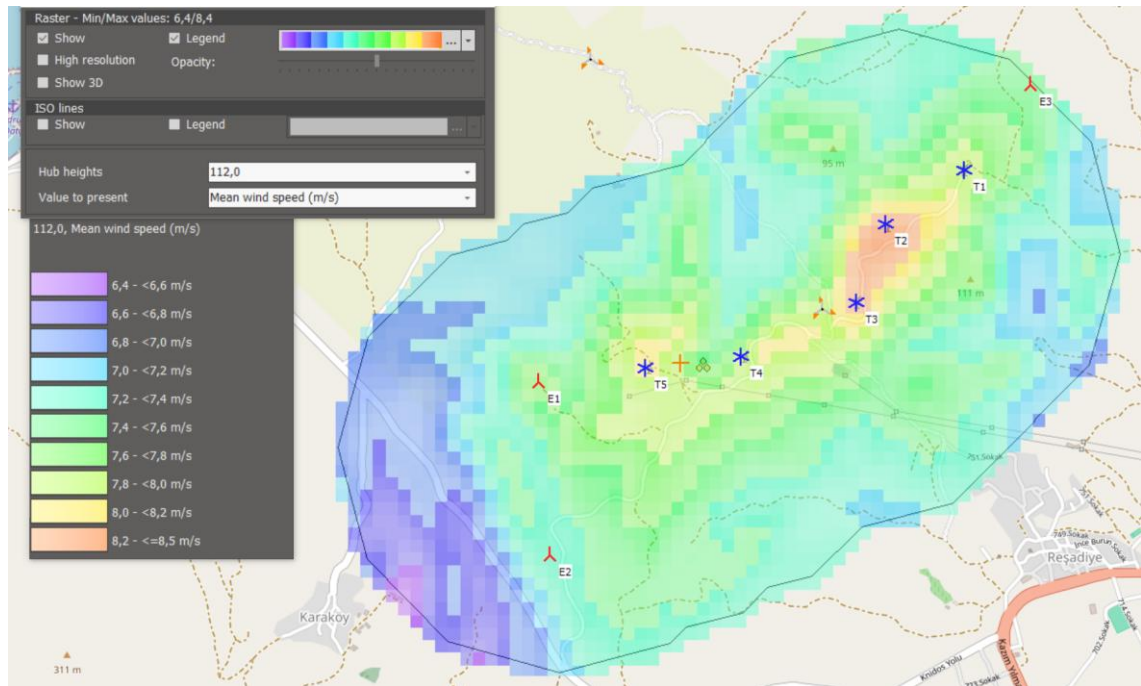


Şekil 4.9. Datça RES pürüzlülük eğrisi

Yükseklik ve pürüzlülük girdisinin belirlenmesi ile sahanın rüzgar ve enerji atlasını çıkarmak için Wasp programının “RESGEN” modülünü kullanarak Şekil 4.10’ da görüleceği üzere hem rüzgar hızı (m/sn) hem de enerji (Watt/m²) atlası çıkarılmıştır. Her iki atlas için 112 metrelik yüksekliği baz alınmıştır.

Şekil 4.10’ daki rüzgar hızı atlasında görüleceği üzere 112 metre yükseklikte maksimum rüzgar hızı 8,5 m/sn, minumum rüzgar hızı ise 6,4 m/sn olmaktadır.

Şekil 4.11 de verilen enerji atlasında 112 metre yükseklikte maksimum 630,8 W/m² iken minumum enerji yoğunluğu 278,7 W/m² olmaktadır.



4.3. WindPRO ile Alan Analizi ve Enerji Üretimi Simülasyonu

Windpro, rüzgar analizi ve simülasyonu yaparken, ölçülmüş olan rüzhar hız verilerini 2 parametrelili Weibull dağılımına uygunluk göstererek analiz yapmaktadır. Bu bilgiler doğrultusunda saha Wasp programı modülleri ile detaylandırılmış ve Windpro ile konumlandırılan noktalarda kullanılan türbin modellerine ait üretim analizi ve kayıpların simülasyonu yapılmıştır.

4.3.1. Enercon E175

Enercon E175_7000_HH112 modeli rüzgar türbini için kayıpların ve belirsizliklerin dahil edilmesiyle oluşan net enerji üretimi Şekil 4.12’de gösterilmiştir.

Loss & Uncertainty - Main result

Calculation: E175_7000_HH112

Main data for PARK

PARK calculation 4.1.273: E175_7000_HH112

Count 3
Rated power 21,0 MW
Mean wind speed 7,3 m/s at hub height
Sensitivity 1,5 %AEP / %Mean Wind Speed
Expected lifetime 20 Years

RESULTS

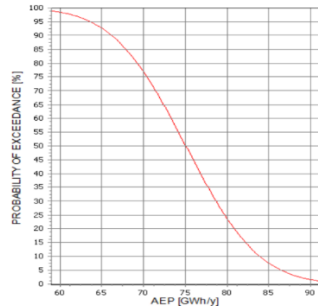
	P50	P75	P90
NET AEP [GWh/y]	75,1	70,4	66,2
Capacity factor [%]	40,8	38,3	36,0
Full load hours [h/y]	3.575	3.353	3.153



(a)

Result details

	P50	Uncertainty
GROSS AEP *)	80,2 GWh/y	9,0 %
Bias correction	0,0 GWh/y	0,0 %
Loss correction	-5,1 GWh/y	-6,4 %
Wake loss	-0,3 %	1,8 %
Other losses	-6,1 %	
NET AEP	75,1 GWh/y	9,2 %

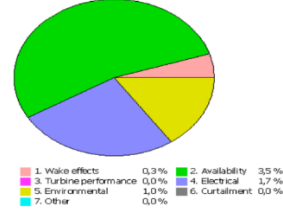


*) Calculated Annual Energy Production before any bias or loss corrections
Assumptions: Uncertainty and percentiles (PXX values) are calculated for the expected lifetime

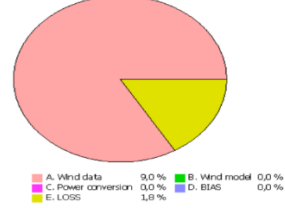
WindPRO 4.1.287 by EMD International A/S, Tel: +45 69 16 48 50, www.emd-international.com, support@emd.dk

Scale: 40.000

Loss: 6,4 %



Uncertainty: 9,2 %



(b)

Loss & Uncertainty - Assumptions and results

Calculation: E175_7000_HH112

ASSUMPTIONS

BIAS					
	Method *)	Correction, wind speed [%]	Correction, AEP [%]	Std dev**) [%]	Comment
RIX correction	Estimate	0,0	0,0	0,0	RIX correction included time-varying PARK calculation
BIAS, total			0,0	0,0	
LOSS					
	Method *)	Loss [%]	Loss [GWh/y]	Std dev**) [%]	Comment
1. Wake effects					
Wake effects, all WTGs	Calculation	0,3	0,3	15,0	
2. Availability					
Turbine availability	Estimate	3,0	2,4	50,0	
Grid availability	Estimate	0,5	0,4	50,0	
3. Turbine performance					No input
4. Electrical					
Electrical losses	Estimate	1,7	1,4	50,0	
5. Environmental					
Performance degradation not due to icing	Estimate	0,5	0,4	50,0	
Shutdown due to icing, lightning, hail, etc.	Estimate	0,5	0,4	50,0	
6. Curtailment					No input
7. Other					No input
LOSS, total		6,4	5,1	1,8	

(c)

UNCERTAINTY					Comment
	Method *)	Std dev, wind speed [%]	Std dev, AEP [%]		
A. Wind data					
Wind measurement/Wind data	Estimate	3,0	4,6		
Long term correction	Estimate	4,7	7,2		
Year-to-year variability	Estimate	2,0	3,0		
Future climate	Estimate	2,0	3,0		
Reference WTGs					
Other wind related					
B. Wind model					
Vertical extrapolation					
Horizontal extrapolation					
Uncertainty of Terrain data					
Other wind model related					
C. Power conversion					
Power curve uncertainty					
Metering uncertainty					
Site-specific impacts on power curve					
Differing technical operating behavior					
Other AEP related uncertainties					
D. BIAS, total uncertainty			0,0		
E. LOSS, total uncertainty			1,8		
UNCERTAINTY, total (1y average)			9,7		
UNCERTAINTY, total (20y average)			9,2		

VARIABILITY

Years	Variability (std dev) [%]	Total std dev [%]
1	3,04	9,7
5	1,36	9,3
10	0,96	9,2
20	0,68	9,2

Comment

RIX correction
RIX correction included time-varying PARK calculation

(d)

Şekil 4.12. Enercon E175 net enerji üretimi (a,b), kayıplar (c), belirsizlikler (d)

4.3.2. Goldwind GW182

Goldwind GW182_7200_HH110 modeli rüzgar türbini için kayıpların ve belirsizliklerin dahil edilmesiyle oluşan net enerji üretimi Şekil 4.13'te gösterilmiştir.

Loss & Uncertainty - Main result

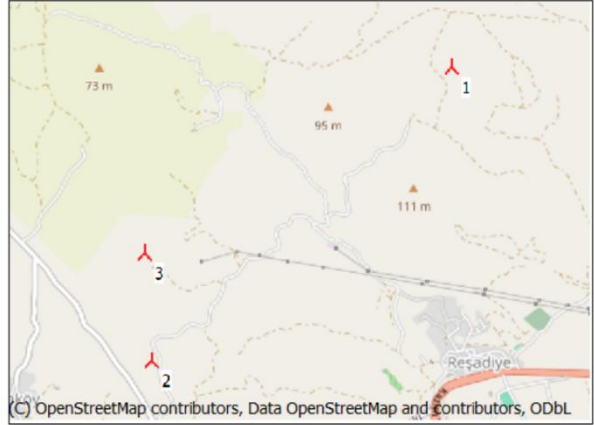
Calculation: GW182_7200_HH110

Main data for PARK

PARK calculation 4.1.273: GW182_7200_HH110
 Count 3
 Rated power 21,6 MW
 Mean wind speed 7,2 m/s at hub height
 Sensitivity 1,5 %AEP / %Mean Wind Speed
 Expected lifetime 20 Years

RESULTS

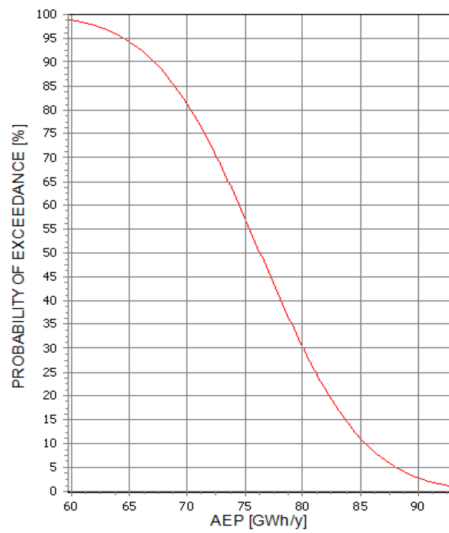
		P50	P75	P90
NET AEP	[GWh/y]	76,3	71,5	67,2
Capacity factor	[%]	40,3	37,8	35,5
Full load hours	[h/y]	3.532	3.310	3.109



(a)

Result details

	P50	Uncertainty
GROSS AEP *)	81,5 GWh/y	9,2 %
Bias correction	0,0 GWh/y	0,0 %
Loss correction	-5,2 GWh/y	-6,4 %
Wake loss		-0,3 %
Other losses		-6,1 %
NET AEP	76,3 GWh/y	9,4 %

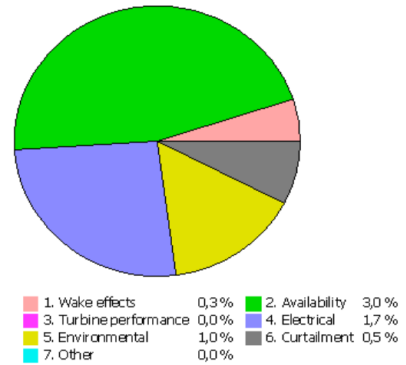


*) Calculated Annual Energy Production before any bias or loss corrections
 Assumptions: Uncertainty and percentiles (POX values) are calculated for the expected lifetime

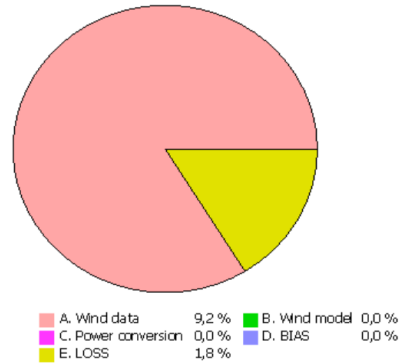
windPRO 4.1.287 by EMD International A/S, Tel. +45 69 16 48 50, www.emd-international.com, support@emd.dk

Scale: 40.000

Loss: 6,4 %



Uncertainty: 9,4 %



(b)

Loss & Uncertainty - Assumptions and results

Calculation: GW182_7200_HH110

ASSUMPTIONS

BIAS					
	Method *)	Correction, wind speed [%]	Correction, AEP [%]	Std dev**) [%]	Comment
RDX correction	Estimate	0,0	0,0	0,0	RDX correction included time-varying PARK calculation
BIAS, total			0,0	0,0	
LOSS					
	Method *)	Loss [%]	Loss [GWh/y]	Std dev**) [%]	Comment
1. Wake effects					
Wake effects, all WTGs	Calculation	0,3	0,3	15,0	
2. Availability					
Turbine availability	Estimate	3,0	2,4	50,0	No input
3. Turbine performance					
4. Electrical					
Electrical losses	Estimate	1,7	1,4	50,0	
5. Environmental					
Performance degradation not due to icing	Estimate	0,5	0,4	50,0	
Shutdown due to icing, lightning, hail, etc.	Estimate	0,5	0,4	50,0	
6. Curtailment					
Grid curtailment and ramp-rate	Calculation	0,5	0,4	50,0	No input
7. Other					
LOSS, total		6,4	5,2	1,8	

(c)

UNCERTAINTY					
	Method *)	Std dev, wind speed [%]	Std dev, AEP [%]		Comment
A. Wind data					
Wind measurement/Wind data	Estimate	3,0	4,6		
Long term correction	Estimate	4,7	7,3		
Year-to-year variability	Estimate	2,0	3,1		
Future climate	Estimate	2,0	3,1		
Reference WTGs					
Other wind related					
B. Wind model					
Vertical extrapolation					
Horizontal extrapolation					
Uncertainty of Terrain data					
Other wind model related					
C. Power conversion					
Power curve uncertainty					
Metering uncertainty					
Site-specific impacts on power curve					
Differing technical operating behavior					
Other AEP related uncertainties					
D. BIAS, total uncertainty			0,0		
E. LOSS, total uncertainty			1,8		
UNCERTAINTY, total (1y average)			9,8		
UNCERTAINTY, total (20y average)			9,4		

VARIABILITY

Years	Variability (std dev) [%]	Total std dev [%]
1	3,09	9,8
5	1,38	9,4
10	0,98	9,4
20	0,69	9,4

Comment

RDX correction
RDX correction included time-varying PARK calculation

(d)

Şekil 4.13. Goldwind GW182 net enerji üretimi (a,b), kayıplar (c), belirsizlikler (d)

4.3.3. Nordex N163

Nordex N163_7000_HH113 modeli rüzgar türbini için kayıpların ve belirsizliklerin dahil edilmesiyle oluşan net enerji üretimi Şekil 4.14' de gösterilmiştir.

Loss & Uncertainty - Main result

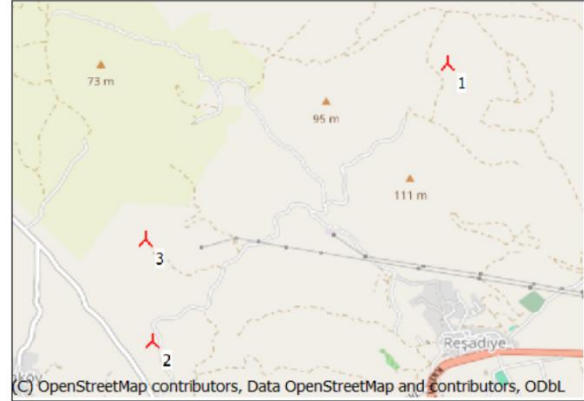
Calculation: N163_7000_HH113

Main data for PARK

PARK calculation 4.1.273: N163_7000_HH113
 Count 3
 Rated power 21,0 MW
 Mean wind speed 7,3 m/s at hub height
 Sensitivity 1,7 %AEP / %Mean Wind Speed
 Expected lifetime 20 Years

RESULTS

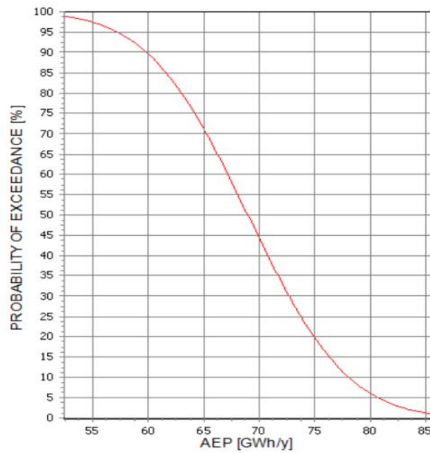
		P50	P75	P90
NET AEP	[GWh/y]	69,0	64,2	59,8
Capacity factor	[%]	37,5	34,9	32,5
Full load hours	[h/y]	3.284	3.055	2.850



(a)

Result details

	P50	Uncertainty
GROSS AEP *)	73,6 GWh/y	10,2 %
Bias correction	0,0 GWh/y	0,0 %
Loss correction	-4,7 GWh/y	-6,3 %
Wake loss	-0,3 %	-0,3 %
Other losses	-6,1 %	-6,1 %
NET AEP	69,0 GWh/y	10,3 %

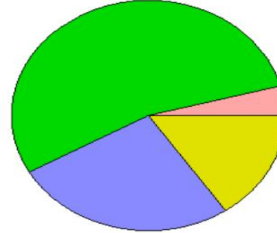


*) Calculated Annual Energy Production before any bias or loss corrections
 Assumptions: Uncertainty and percentiles (PXX values) are calculated for the expected lifetime

windPRO 4.1.287 by EMD International A/S, Tel. +45 69 16 48 50, www.emd-international.com, support@emd.dk

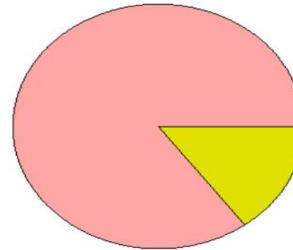
Scale: 40.000

Loss: 6,3 %



1. Wake effects	0,3 %	2. Availability	3,5 %
3. Turbine performance	0,0 %	4. Electrical	1,7 %
5. Environmental	1,0 %	6. Curtailment	0,0 %
7. Other	0,0 %		

Uncertainty: 10,3 %



A. Wind data	10,2 %	B. Wind model	0,0 %
C. Power conversion	0,0 %	D. BIAS	0,0 %
E. LOSS	1,8 %		

4.07.2025 16:45 / 1



(b)

Loss & Uncertainty - Assumptions and results

Calculation: N163_7000_HH113

ASSUMPTIONS

BIAS					
	Method *)	Correction, wind speed [%]	Correction, AEP [%]	Std dev**)	Comment
RIX correction	Estimate	0,0	0,0	0,0	RIX correction included time-varying PARK calculation
BIAS, total			0,0	0,0	
LOSS					
	Method *)	Loss [%]	Loss [GWh/y]	Std dev**)	Comment
1. Wake effects					
Wake effects, all WTGs	Calculation	0,3	0,2	15,0	
2. Availability					
Turbine availability	Estimate	3,0	2,2	50,0	
Grid availability	Estimate	0,5	0,4	50,0	
3. Turbine performance					No input
4. Electrical					
Electrical losses	Estimate	1,7	1,3	50,0	
5. Environmental					
Performance degradation not due to icing	Estimate	0,5	0,4	50,0	
Shutdown due to icing, lightning, hail, etc.	Estimate	0,5	0,4	50,0	
6. Curtailment					No input
7. Other					No input
LOSS, total		6,3	4,7	1,8	

(c)

UNCERTAINTY					
	Method *)	Std dev, wind speed [%]	Std dev, AEP [%]		Comment
A. Wind data					
Wind measurement/Wind data	Estimate	3,0	5,1		
Long term correction	Estimate	4,7	8,0		
Year-to-year variability	Estimate	2,0	3,4		
Future climate	Estimate	2,0	3,4		
Reference WTGs					
Other wind related					
B. Wind model					
Vertical extrapolation					
Horizontal extrapolation					
Uncertainty of Terrain data					
Other wind model related					
C. Power conversion					
Power curve uncertainty					
Metering uncertainty					
Site-specific impacts on power curve					
Differing technical operating behavior					
Other AEP related uncertainties					
D. BIAS, total uncertainty			0,0		
E. LOSS, total uncertainty			1,8		
UNCERTAINTY, total (1y average)			10,8		
UNCERTAINTY, total (20y average)			10,3		

VARIABILITY

Years	Variability (std dev) [%]	Total std dev [%]
1	3,42	10,8
5	1,53	10,4
10	1,08	10,3
20	0,76	10,3

Comment

RIX correction
RIX correction included time-varying PARK calculation

(d)

Şekil 4.14. Nordex N163 net enerji üretimi (a,b), kayıplar (c), belirsizlikler (d)

4.3.4. Vestas V172

Vestas V172_7200_HH114 modeli rüzgar türbini için kayıpların ve belirsizliklerin dahil edilmesiyle oluşan net enerji üretimi Şekil 4.15’de gösterilmiştir.

Loss & Uncertainty - Main result

Calculation: V172_7200_HH114

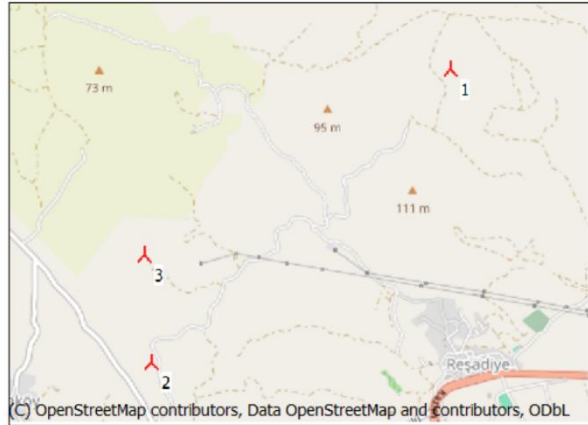
Main data for PARK

PARK calculation 4.1.273: V172_7200_HH114

Count	3
Rated power	21,6 MW
Mean wind speed	7,3 m/s at hub height
Sensitivity	1,6 %AEP / %Mean Wind Speed
Expected lifetime	20 Years

RESULTS

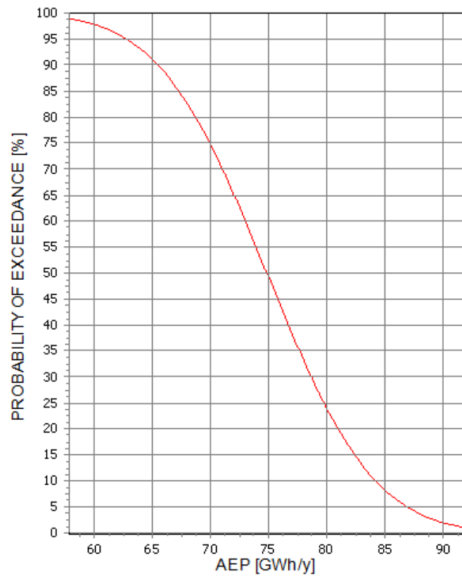
		P50	P75	P90
NET AEP	[GWh/y]	74,8	69,9	65,5
Capacity factor	[%]	39,6	36,9	34,6
Full load hours	[h/y]	3.465	3.237	3.032



(a)

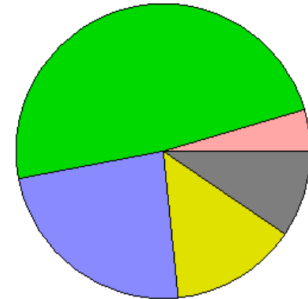
Result details

	P50	Uncertainty
GROSS AEP *)	80,5 GWh/y	9,6 %
Bias correction	0,0 GWh/y	0,0 %
Loss correction	-5,7 GWh/y	-7,0 %
Wake loss	-0,3 %	1,8 %
Other losses	-6,7 %	
NET AEP	74,8 GWh/y	9,8 %



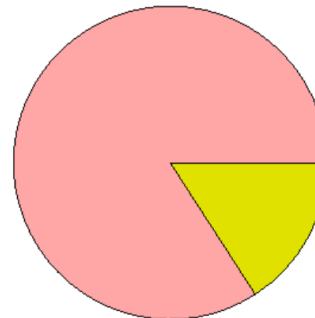
Scale: 40.000

Loss: 7,0 %



1. Wake effects	0,3 %	2. Availability	3,5 %
3. Turbine performance	0,0 %	4. Electrical	1,7 %
5. Environmental	1,0 %	6. Curtailment	0,7 %
7. Other	0,0 %		

Uncertainty: 9,8 %



(b)

Loss & Uncertainty - Assumptions and results

Calculation: V172_7200_HH114

ASSUMPTIONS

BIAS					
	Method *)	Correction, wind speed [%]	Correction, AEP [%]	Std dev**) [%]	Comment
RDX correction	Estimate	0,0	0,0	0,0	RDX correction included time-varying PARK calculation
BIAS, total			0,0	0,0	
LOSS					
	Method *)	Loss [%]	Loss [GWh/y]	Std dev**) [%]	Comment
1. Wake effects					
Wake effects, all WTGs	Calculation	0,3	0,3	15,0	
2. Availability					
Turbine availability	Estimate	3,0	2,4	50,0	
Grid availability	Estimate	0,5	0,4	50,0	
3. Turbine performance					No input
4. Electrical					
Electrical losses	Estimate	1,7	1,4	50,0	
5. Environmental					
Performance degradation not due to icing	Estimate	0,5	0,4	50,0	
Shutdown due to icing, lightning, hail, etc.	Estimate	0,5	0,4	50,0	
6. Curtailment					
Grid curtailment and ramp-rate	Calculation	0,7	0,6	50,0	
7. Other					No input
LOSS, total		7,0	5,7	1,8	

(c)

UNCERTAINTY				
	Method *)	Std dev, wind speed [%]	Std dev, AEP [%]	Comment
A. Wind data				
Wind measurement/Wind data	Estimate	3,0	4,8	
Long term correction	Estimate	4,7	7,6	
Year-to-year variability	Estimate	2,0	3,2	
Future climate	Estimate	2,0	3,2	
Reference WTGs				
Other wind related				
B. Wind model				
Vertical extrapolation				
Horizontal extrapolation				
Uncertainty of Terrain data				
Other wind model related				
C. Power conversion				
Power curve uncertainty				
Metering uncertainty				
Site-specific impacts on power curve				
Differing technical operating behavior				
Other AEP related uncertainties				
D. BIAS, total uncertainty			0,0	
E. LOSS, total uncertainty			1,8	
UNCERTAINTY, total (1y average)			10,2	
UNCERTAINTY, total (20y average)			9,8	

(d)

Şekil 4.15. Vestas V172 net enerji üretimi (a,b), kayıplar (c), belirsizlikler (d)

4.3.4. Vestas V162

Vestas V162_7200_HH119 modeli rüzgar türbini için kayıpların ve belirsizliklerin dahil edilmesiyle oluşan net enerji üretimi Şekil 4.16 da gösterilmiştir.

Loss & Uncertainty - Main result

Calculation: V162_7200_HH119

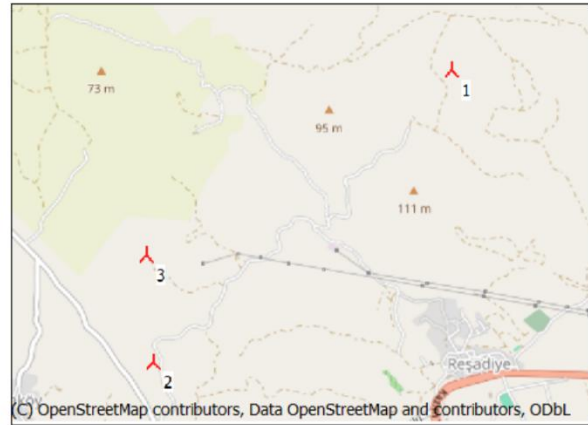
Main data for PARK

PARK calculation 4.1.273: V162_7200_HH119

Count 3
 Rated power 21,6 MW
 Mean wind speed 7,3 m/s at hub height
 Sensitivity 1,7 %AEP / %Mean Wind Speed
 Expected lifetime 20 Years

RESULTS

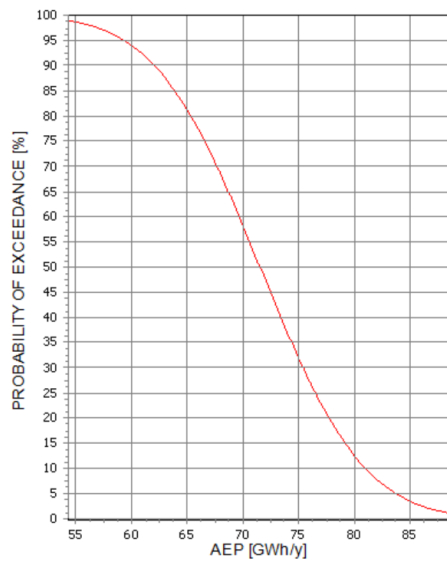
		P50	P75	P90
NET AEP	[GWh/y]	71,6	66,6	62,1
Capacity factor	[%]	37,8	35,2	32,8
Full load hours	[h/y]	3.313	3.082	2.874



(a)

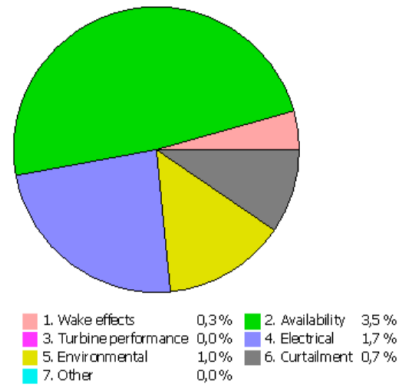
Result details

	P50	Uncertainty
GROSS AEP *)	76,9 GWh/y	10,2 %
Bias correction	0,0 GWh/y	0,0 %
Loss correction	-5,4 GWh/y	-7,0 %
Wake loss	-0,3 %	-0,3 %
Other losses	-6,7 %	-6,7 %
NET AEP	71,6 GWh/y	10,3 %

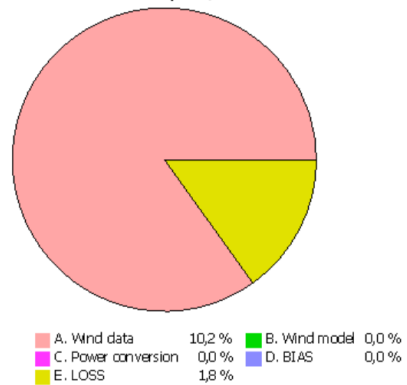


Scale: 40.000

Loss: 7,0 %



Uncertainty: 10,3 %



*) Calculated Annual Energy Production before any bias or loss corrections
 Assumptions: Uncertainty and percentiles (Pxx values) are calculated for the expected lifetime

windPRO 4.1.287 by EMD International A/S, Tel. +45 69 16 48 50, www.emd-international.com, support@emd.dk

4.07.2025 18:16 / 1



(b)

Loss & Uncertainty - Assumptions and results

Calculation: V162_7200_HH119

ASSUMPTIONS

BIAS					
	Method *)	Correction, wind speed [%]	Correction, AEP [%]	Std dev**) [%]	Comment
RDX correction	Estimate	0,0	0,0	0,0	RDX correction included time-varying PARK calculation
BIAS, total			0,0	0,0	
LOSS					
	Method *)	Loss [%]	Loss [GWh/y]	Std dev**) [%]	Comment
1. Wake effects					
Wake effects, all WTGs	Calculation	0,3	0,2	15,0	
2. Availability					
Turbine availability	Estimate	3,0	2,3	50,0	
Grid availability	Estimate	0,5	0,4	50,0	
3. Turbine performance					No input
4. Electrical					
Electrical losses	Estimate	1,7	1,3	50,0	
5. Environmental					
Performance degradation not due to icing	Estimate	0,5	0,4	50,0	
Shutdown due to icing, lightning, hail, etc.	Estimate	0,5	0,4	50,0	
6. Curtailment					
Grid curtailment and ramp-rate	Calculation	0,7	0,5	50,0	
7. Other					No input
LOSS, total		7,0	5,4	1,8	

(c)

UNCERTAINTY				
	Method *)	Std dev, wind speed [%]	Std dev, AEP [%]	Comment
A. Wind data				
Wind measurement/Wind data	Estimate	3,0	5,1	
Long term correction	Estimate	4,7	8,1	
Year-to-year variability	Estimate	2,0	3,4	
Future climate	Estimate	2,0	3,4	
Reference WTGs				
Other wind related				
B. Wind model				
Vertical extrapolation				
Horizontal extrapolation				
Uncertainty of Terrain data				
Other wind model related				
C. Power conversion				
Power curve uncertainty				
Metering uncertainty				
Site-specific impacts on power curve				
Differing technical operating behavior				
Other AEP related uncertainties				
D. BIAS, total uncertainty			0,0	
E. LOSS, total uncertainty			1,8	
UNCERTAINTY, total (1y average)			10,9	
UNCERTAINTY, total (20y average)			10,3	

(d)

Şekil 4.16. Vestas V162 net enerji üretimi (a,b), kayıplar (c), belirsizlikler (d)

Türbin modellerinin, kayıplar ve belirsizlikler hesaplandıktan sonra oluşan yıllık net üretim mukayesesi altta Çizelge 4.5' de verilmiştir. Net üretim sonuçlarına bakıldığında rotor süpürme çapı artıkça üretilecek enerji miktarı artmaktadır. Ancak enerji üretimine etki eden kule yükseklik boyu (hub height), power curve parametrelerini de göz önünde bulundurmak gerekmektedir.

Çizelge 4.10. Tüm türbin modellerinin enerji üretimi

Türbin Modeli	Türbin Kurulu Güç (MW)	Kule Yüksekliği (m)	Türbin Sayısı (adet)	Toplam Kurulu Güç (MWm)	Toplam Kurulu Güç (MWe)	Brüt Üretim (MWh/yıl) P50	İz Kaybı (%)	Güç Aşım Limiti (%)	Net Üretim (MWh/yıl) P50	Net Üretim (MWh/yıl) P75	Net Üretim (MWh/yıl) P90	P75 K.F. (%)
GWH182_7200	7,2	110	3	21,60	21,00	80.192,00	0,30%	0,50%	76.300,00	71.500,00	67.200,00	37,79%
E175_7000	7,0	112	3	21,00	21,00	81.499,00	0,30%	0,00%	75.100,00	70.400,00	66.200,00	38,27%
N163_7000	7,0	113	3	21,00	21,00	73.613,00	0,30%	0,00%	69.000,00	64.200,00	59.800,00	34,90%
V172_7200	7,2	114	3	21,60	21,00	80.943,00	0,30%	0,70%	74.800,00	69.900,00	65.500,00	36,94%
V162_7200	7,2	119	3	21,60	21,00	76.945,00	0,30%	0,70%	71.600,00	66.600,00	62.100,00	35,20%

GW182 modeli E175 modeline göre daha fazla enerji üretmesine rağmen kapasite faktörünün daha düşük olduğu görülmektedir. Bunun sebebi GW182 modeli türbinin mekaniksel gücü 7,20 MWm iken E175 modeli türbinin mekaniksel gücü 7,00 MWm olmasındandır. Türbin modellerinin P50, P75 ve P90 net enerji üretimine ait kapasite faktörleri Çizelge 4.6’ da gösterilmiştir. Bu veriler ışığında Datça RES sahasında en iyi üretime sahip GW182 modelinin %50 ihtimalle %40,32, %90 ihtimalle ise %35,51 kapasite faktörüne sahip olabileceğini öngörebiliriz.

Çizelge 4.11. Tüm türbin modellerinin olası kapasite faktörleri

Türbin Modeli	Türbin Kurulu Güç (MW)	Kule Yüksekliği (m)	Toplam Kurulu Güç (MWm)	Toplam Kurulu Güç (MWe)	İz Kaybı (%)	Güç Aşım Limiti (%)	Net Üretim (MWh/yıl) P50	P50 K.F. (%)	Net Üretim (MWh/yıl) P75	P75 K.F. (%)	Net Üretim (MWh/yıl) P90	P90 K.F. (%)
GWH182_7200	7,2	110	21,60	21,00	0,30%	0,50%	76.300	40,32%	71.500	37,79%	67.200	35,51%
E175_7000	7,0	112	21,00	21,00	0,30%	0,00%	75.100	40,82%	70.400	38,27%	66.200	35,99%
N163_7000	7,0	113	21,00	21,00	0,30%	0,00%	69.000	37,51%	64.200	34,90%	59.800	32,51%
V172_7200	7,2	114	21,60	21,00	0,30%	0,70%	74.800	39,53%	69.900	36,94%	65.500	34,62%
V162_7200	7,2	119	21,60	21,00	0,30%	0,70%	71.600	37,84%	66.600	35,20%	62.100	32,82%

4.4. Türbin Tipinin Belirlenmesi ve Yatırım Uygunluğu

Maliyet ve gelir girdileri ile türbin modellerine göre yatırımın geri dönüş süresi tespit edilmiştir. Çizelge 4.7 de görüleceği üzere Goldwind marka GW182_7200_HH110 yatırımın en kısa sürede geri dönüşü sahiptir. Bu model türbin seçilmesi durumunda yatırım 4,54 yılda geri dönmetedir.

Çizelge 4.12. Yatırımın geri dönüş süresi tablosu

Türbin Modeli	Net Üretim (MWh/yıl) P75	P75 K.F. (%)	Türbin Maliyeti (€/MW)	Toplam Türbin Maliyeti (€)	Elektrik ve İnşaat Maliyeti (€)	Kurulum Maliyeti (€)	Elektrik Satış Fiyatı (€)	Üretim Geliri (€)	Operasyonel Maliyet (€)	Yatırımın Geri Dönüş Süresi (yıl)
GWH182_7200	71.500	37,79%	670.000	14.472.000	2.894.400	17.366.400	63	4.498.405	674.761	4,54
E175_7000	70.400	38,27%	785.000	16.485.000	2.967.300	19.452.300	63	4.429.199	664.380	5,17
N163_7000	64.200	34,90%	760.000	15.960.000	2.872.800	18.832.800	63	4.039.127	605.869	5,49
V172_7200	69.900	36,94%	985.000	21.276.000	3.191.400	24.467.400	63	4.397.741	659.661	6,55
V162_7200	66.600	35,20%	965.000	20.844.000	3.126.600	23.970.600	63	4.190.123	628.518	6,73

Türbin Modeli	Net Üretim (MWh/yıl) P75	P75 K.F. (%)	Türbin Maliyeti (€/MW)	Toplam Türbin Maliyeti (€)	Elektrik ve İnşaat Maliyeti (€)	Kurulum Maliyeti (€)	Elektrik Satış Fiyatı (€)	Üretim Geliri (€)	Operasyonel Maliyet (€)	Yatırımın Geri Dönüş Süresi (yıl)
GWH182_7200	71.500	37,79%	670.000	14.472.000	2.894.400	17.366.400	63	4.498.405	674.761	4,54
E175_7000	70.400	38,27%	785.000	16.485.000	2.967.300	19.452.300	63	4.429.199	664.380	5,17
N163_7000	64.200	34,90%	760.000	15.960.000	2.872.800	18.832.800	63	4.039.127	605.869	5,49
V172_7200	69.900	36,94%	985.000	21.276.000	3.191.400	24.467.400	63	4.397.741	659.661	6,55
V162_7200	66.600	35,20%	965.000	20.844.000	3.126.600	23.970.600	63	4.190.123	628.518	6,73

Goldwind G182 ve Enercon E175 türbinleri arasında çok büyük üretim farkı olmamasına rağmen yatırımın geri dönüş süresinde GW182 nin anlamlı bir farkla daha erken sürede gerçekleşmesinin tek sebebi kurulum maliyetinin (CAPEX) daha düşük olmasıdır. Son yıllarda Çin menşeli türbinlerin Türkiye pazarında yer almasıyla beraber bu maliyetlerin daha da düşmesi beklenmektedir.

4.4. Elde Edilen Sonuçların Mevcut Literatür Çalışmaları ile Birlikte Değerlendirilmesi

Yapmış olduğumuz çalışmada Datça RES sahasında ilave 3 türbinin modellenmesine ve maliyetine yönelik çalışma yapılmıştır. Yapmış olduğumuz analiz sonuçları işletmede bulunan 5 türbin ile mukayese edilebilir. Mevcut türbinler Gamesa G114_2500_HH82 modelidir. Çizelge 4.6’ da görüleceği üzere 6 yıllık süre boyunca mevcut türbinlere ait ortalama kapasite faktörü %40,45 ve ortalama rüzgar hızı 8,05 m/sn dir. Tez çalışmasında analiz sonuçlarına göre performans açısından en uygun türbin Goldwind GW182 modeli seçilmişti. Windpro sonucuna göre G182 model türbin için kapasite faktörü %40,32 ve %35,51 aralığında beklenmektedir. Bu türbin modeli için Weibull dağılımı ile hesaplanan rüzgar hızı ise 9,00 m/sn (Şekil 4.6a) olarak hesaplanmıştır. Bu bilgiler ışığında sahadaki topografik farklılık ve Şekil 4.10’da verilen rüzgar hızı atlası da göz önünde bulundurulduğunda ilave 3 türbin noktasının mevcut türbinlere göre rüzgar hızının daha düşük olduğu alanlarda olmasından, G182 model türbinin hesaplanan kapasite faktörü ve rüzgar hızının mevcut türbinlerle uyumlu olduğu görülmektedir. Dolayısıyla yapılan simülasyonun 6 yıl boyunca gerçekleşmiş üretimlerle uyumlu olduğu teyit edilmektedir (Çizelge 4.8).

Çizelge 4.13. Mevcut türbinlere ait üretim ve rüzgar hızı değerleri

Yıl	Üretim (MW)	Kapasite Faktörü (%)	Rüzgar Hızı (m/sn)
2019	38.861,54	35,49%	7,40
2020	44.366,37	40,52%	7,93
2021	49.856,58	45,53%	8,70
2022	46.082,78	42,08%	8,51
2023	38.474,05	35,14%	7,68
2024	48.086,46	43,91%	8,10

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

5.1. Sonuçlar

Bu tez çalışmasında rüzgar enerjisinin Türkiye'deki güncel durumu, enerji potansiyeli ve elde edilecek rüzgar gücünün hangi metotlar ile yapıldığı ve bu metotların Wasp/Windpro programlarıyla Datça RES sahasındaki ilave (extension) türbinler üzerinde yapılan tüm analizler detaylı olarak sunulmuştur.

Bir rüzgar santralini kurmadan önce yapılması ve izlenmesi gereken mühendislik adımları detaylı anlatılmıştır. Rüzgar santrali kurmak için ölçüm verisinin ve ölçülen verilerin doğru veri haline getirilmesinin ne kadar önemli olduğu vurgulanmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından en fazla değişken parametresi olan rüzgar enerjisi hesaplamalarında yapılacak yanlış analizlerin üretim miktarını etkileyeceğini ve bu yanlışın yatırımcıyı yanıltacağı düşünülmektedir.

Dolayısıyla yatırımcıya doğru bilgi vermek, projeyi doğru analiz edebilmek için rüzgar hızı, rüzgar yönü, türbülans, sıcaklık, basınç değerlerinin doğru ölçülmesi gerekmektedir.

Ölçülen doğru verilerin, pürüzlük, topografya ve kullanılacak türbin modellerine etkisinin modellenebilmesi için bu tarz programlara ihtiyaç olduğunu gözler önüne sermektedir. Ayrıca bu analizlerde belirsizlik ve kayıpların da hesaplamalarda yer alması gerektiği önem arz etmektedir.

Datça RES sahası için yapmış olduğumuz 15 aylık veri ölçümleri ayıklanarak modelleme yapılırken Weibull iki parametrelili olasılık yoğunluk dağılımı kullanılmıştır. Farklı kule yüksekliklerine sahip 5 farklı türbin modeli kullanılarak rüzgar hızı, enerji analizleri hesaplamaları yapılmıştır. Bu hesaplamalar neticesinde bu 5 farklı türbin model için kurulum ve işletme maliyetleri türbin firmalardan alınarak en uygun ve yatırımı en kısa sürede geri dönüşünü sağlayan türbin modeli belirlenmiştir.

Enerji üretim analizleri sonucunda en iyi üretime sahip olan E175 ve GW182 türbinlerinin kapasite faktörleri birbirlerine oldukça yakın çıkmıştır. Ancak maliyetler olarak E175 türbinin hem kurulum maliyetinin GW182 türbine göre daha pahalı

olmasından dolayı GW182 model türbinin yatırım sermayesini daha kısa sürede geri döndürdüğünden GW182_7200_HH110 model türbinin seçilmesi tercih edilmelidir.

5.2. Öneriler

Yapılan tez çalışmasının geliştirilmesi ve daha etkin çözümler elde edilmesi konusunda aşağıdaki öneriler dikkate alınabilir.

- Rüzgar kaynaklarının yıllık ve mevsimsel değişkenliği yüksek olduğu için, en az 2–3 yıl süreli ölçümler ile daha sağlıklı enerji tahminleri yapılabilir.
- Bu çalışmada kullanılan MLE yöntemi dışındaki (MoM, Empirik, WAsP tahmincisi vb.) yöntemlerle karşılaştırma yapılarak en uygun model belirlenebilir.
- Kullanılan türbin modeli yerine farklı güç sınıfındaki türbinlerle (yüksek/orta/düşük rüzgar sınıfı) simülasyon yapılması, yatırım fizibilitesini etkileyebilir.
- Türbin yerleşimi ve gölgeleme etkilerinin detaylı analiz edildiği mikrositing çalışmaları yapılarak ve enerji üretimi üzerindeki etkisi değerlendirilebilir.
- Yerel ölçüm verileri ERA5 gibi yüksek çözünürlüklü reanaliz veri setleriyle karşılaştırılarak, eksik veri dönemleri bu verilerle desteklenebilir.
- Rüzgar santrali kurulumu planlanırken sadece teknik potansiyel değil, aynı zamanda çevresel etki, arazi kullanımı ve sosyal kabul de değerlendirilebilir.
- Geliştirilecek projelerin sürdürülebilirliği için yerel belediyeler, tarım alanı planlayıcıları ve enerji yatırımcıları arasında iş birliği teşvik edilebilir.
- Uzun dönemli enerji yatırımları için iklim değişikliği projeksiyonlarının (ör. RCP senaryoları) rüzgar rejimine etkisi araştırılabilir.
- Makine öğrenmesi temelli modeller ile rüzgar hızı ve enerji üretim tahminleri daha hassas yapılabilir.
- Kurulan santrallerin üretim verileri ile simülasyon sonuçlarının karşılaştırılması, model doğrulaması açısından faydalı olabilir.

KAYNAKLAR

- ABB. (2012, May). Technical application papers: Wind power plants (No. 13). ABB SACE Division. <https://library.abb.com/>
- Ackermann, T. (Ed.). (2012). *Wind power in power systems*. John Wiley & Sons.
- Ackermann, T., & Söder, L. (2002). An overview of wind energy-status 2002. *Renewable and sustainable energy reviews*, 6(1-2), 67-127. [https://doi.org/10.1016/S1364-0321\(02\)00008-4](https://doi.org/10.1016/S1364-0321(02)00008-4).
- Akdağ, S. A., & Dinler, A. (2009). A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications. *Energy conversion and management*, 50(7), 1761-1766.
- Akdağ, S. A., & Güler, Ö. (2008). Weibull Dağılım Parametrelerini belirleme metodlarının karşılaştırılması. *VII. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, UTES*, 17-19.
- Akdağ, S. A., & Güler, Ö. (2018). Alternative Moment Method for wind energy potential and turbine energy output estimation. *Renewable Energy*, 120, 69-77.
- Almalı, M. N. (2005). İki parametrelili Weibull dağılışında parametrelerin tahminlenmesi için farklı yöntemlerin karşılaştırılması ve rüzgâr hızı verilerine uygulanması. *Fen Bilimleri Enstitüsü, Doktora Tezi, Van*.
- Amin, R., Gupta, S., Butt , M. A., Zaman, M. (2018) Review Of SCADA For Wind Energy Generation. *International Journal of Creative Research Thoughts (IJCRT)*, 6(2), 553-564.
- Anonim, 2025a <https://www.ruzgarenerjisi.com.tr/4-ruzgar-enerjisi-tarihcesi-ve-turkiyedeki-gelisimi/>.
- Anonim, 2025b <https://www.yesilodak.com/ruzgari-yakala-ruzgar-enerjisinin-avantajlari-ve-dezavantajlari>.
- Anonim, 2025c, Windmill from wikipedia, <http://en.wikipedia.org/wiki/Windmill>.
- Anonim, 2025d, <https://www.tureb.com.tr//yayin/turkiye-ruzgar-enerjisi-istatistik-raporu-ocak-2025--ozet-/1167>.
- Anonim, 2025e, <https://enerji.gov.tr/eigm-yenilenebilir-enerji-kaynaklar-ruzgar>.
- Anonim, 2025f, <https://repa.enerji.gov.tr/REPA/>.
- Anonim, 2025g, <https://www.linkedin.com/pulse/r%C3%BCzgar-enerjisi-santralleri-l-abb-h%C3%BCseyin-g%C3%BCzel/>.

- Anonim, 2025h, Wikipedia. (2025, June). Wind turbine design. In Wikipedia. Erişim adresi: Wind turbine design sayfası (en.wikipedia.org).
- Anonim, 2025i, <https://www.enerjimgunesten.com/ruzgar-enerjisi-bilesenleri.html>.
- Anonim, 2025i, <https://www.ruzgarenerjisi.com.tr/5-2-ruzgar-turbini-bilesenleri/>.
- Anonim, 2025k, EPIAŞ şeffaflık platformu, [https://seffaflik.epias.com.tr].
- Anonim, 2025l, Role of SCADA in Modern Wind Turbine Monitoring, https://eureka.patsnap.com/article/role-of-scada-in-modern-wind-turbine-monitoring?utm_source=chatgpt.com.
- AR Yass, M., Majeed Rasheed, R., & Hamad Muhiesen, A. (2022). Contribution of lift-to-drag ratio on power coefficient of HAWT blade for different cross-sections. *Open Engineering*, 12(1), 716-728. (degruyterbrill.com).
- Arslan, H., Baltacı, H., Akkoyunlu, B. O., Karanfil, S., & Tayanc, M. (2020). Wind speed variability and wind power potential over Turkey: Case studies for Çanakkale and İstanbul. *Renewable Energy*, 145, 1020-1032.
- Arslan, O. (2010). Technoeconomic analysis of electricity generation from wind energy in Kutahya, Turkey. *Energy*, 35(1), 120-131.
- Ataseven M.S. (2019). *Samsun İlindeki Rüzgar Enerjisi Potansiyelinin Belirlenmesi ve Farklı Rüzgar Türbinleri Kullanılarak Enerji Analizlerinin Araştırılması* (Doctoral dissertation, Doktora Tezi, Ondokuz Mayıs Üniversitesi: Samsun).
- Barthelmie, R. J., Hansen, K., Frandsen, S. T., Rathmann, O., Schepers, J. G., Schlez, W., ... & Chavariopoulos, P. K. (2009). Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, 12(5), 431-444.
- Betz, A. (1926). *Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*. Vandenhoeck & Ruprecht, Göttingen.
- Bilgili, M., Şahin, B., & Şimşek, E. (2010). Türkiye'nin güney, güneybatı ve batı bölgelerindeki rüzgar enerjisi potansiyeli. *Isı Bilimi ve Tekniği Dergisi*, 30(1), 1-12.
- Bilir, L., İmir, M., Devrim, Y., & Albostan, A. (2015). An investigation on wind energy potential and small scale wind turbine performance at İncek region–Ankara, Turkey. *Energy Conversion and Management*, 103, 910-923.
- Blaabjerg, F., & Ma, K. (2013). Future on power electronics for wind turbine systems. *IEEE Journal of emerging and selected topics in power electronics*, 1(3), 139-152. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2013.2287631>.

- Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., & Bossanyi, E. (2011). *Wind energy handbook*(2nd ed.). John Wiley & Sons.
- Camio, F. D. C., Mariano, E. B., Santana, N. B., Yamashita, B. D., & Rebelatto, D. A. D. N. (2018). Renewable and sustainable energy efficiency: An analysis of Latin American countries. *Environmental Progress & Sustainable Energy*, 37(6), 2116-2123.
- Carta, J. A., Ramirez, P., & Velazquez, S. (2009). A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(5), 933–955. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.05.005>.
- Celik, A. N. (2004). A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of Turkey. *Renewable Energy*, 29(4), 593-604.
- Chang T.P. (2011). Performance comparison of six numerical methods in estimating Weibull parameters for wind energy application, *Appl Energy*, 88: 272-282.
- Chapman, S. J. (2012). *Electric Machinery Fundamentals* (5th ed.). McGraw-Hill Education.
- Cirit, D. K., & Aydemir, S. (2021). Exploring levels of secondary school students' knowledge: Global warming, acid rain, and ozone layer depletion. *Education Quarterly Reviews*, 4(1). doi: <https://doi.org/10.31014/aior.1993.04.01.187>.
- Çelikdemir, S., & Özdemir, M. T. (2020). Adilcevaz bölgesinde rüzgar enerji potansiyelinin incelenmesi. *Bitlis Eren Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi*, 9(1), 204-214.
- Çetinkaya, İ. (2019). Bayburt İlinin Rüzgar Enerjisi Potansiyelinin Belirlenmesi. (Yüksek Lisans Tezi). Tekirdağ Namık Kemal Üniversitesi/Fen Bilimleri Enstitüsü, Tekirdağ.
- Dincer, I., & Acar, C. (2015). A review on clean energy solutions for better sustainability. *International journal of energy research*, 39(5), 585-606. doi:10.1002/er.
- Dupont, E., Jameux, D., & Sprooten, J. (2017). Wind turbine power curve modeling in variable wind conditions. ResearchGate. https://www.researchgate.net/figure/Typical-wind-turbine-power-curve-the-turbine-begins-to-operate-at-the-cut-in-speed-v-c_fig3_320686586.
- Dündar, C. (1997). Bandırma, Bodrum, Bozcaada ve Çeşme bölgeleri için rüzgar enerjisi potansiyellerinin belirlenmesi. *Ankara: Hacettepe Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü*, 66040, 1-113.
- EMD International A/S (2023): WindPRO Software for Wind Energy Analysis, <https://www.emd.dk/windpro/> . Denmark.

- Emeksiz, C., Doğan, Z., Gökrem, L., & Yavuz, A. H. (2016). Tokat bölgesi rüzgar karakteristiğinin istatistiksel yöntemler ile incelenmesi. *Politeknik Dergisi*, 19(4), 481-489.
- Erickson, W. P., Johnson, G. D., Strickland, D. M., Young Jr, D. P., Sernka, K. J., & Good, R. E. (2001). *Avian collisions with wind turbines: a summary of existing studies and comparisons to other sources of avian collision mortality in the United States* (No. DOE-00SF22100-). Western EcoSystems Technology, Inc., Cheyenne, WY (United States); RESOLVE, Inc., Washington, DC (United States).. <https://www.nrel.gov/docs/fy01osti/28517.pdf>.
- Eriksson, S., Bernhoff, H., & Leijon, M. (2008). Evaluation of different turbine concepts for wind power. *renewable and sustainable energy reviews*, 12(5), 1419-1434. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.05.017>.
- Erinç, S. (1969). *Klimatoloji ve metodları*. İstanbul Üniversitesi yayınları no:3278, Companyğrafya Enstitüsü.
- Eskin, N., Artar, H., & Tolun, S. (2008). Wind energy potential of Gökçeada Island in Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(3), 839-851.
- EWEA (European Wind Energy Association). (2012). *Wind energy-the facts: a guide to the technology, economics and future of wind power*. Routledge.
- EWEA (European Wind Energy Association). (2009). *The Economics of Wind Energy*. Brussels.
- Fitzgerald, A. E., Kingsley, C., & Umans, S. D. (2003). *Electric Machinery* (6th ed.). McGraw-Hill Education.
- Frandsen, S., Barthelmie, R., Pryor, S., Rathmann, O., Larsen, S., Højstrup, J., & Thøgersen, M. (2006). Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, 9(1-2), 39-53.
- Gajdoš, P., Vaňko, M., Jakubík, M., Evans, P., Bretton, M., Molina, D., ... & Parimucha, Š. (2019). WASP-92, WASP-93, and WASP-118: transit timing variations and long-term stability of the systems. *Monthly Notices of the Royal Astronomical Society*, 485(3), 3580-3587. doi: <https://doi.org/10.1093/mnras/stz676>.
- Gasch, R., & Twele, J. (Eds.). (2012). *Wind power plants: fundamentals, design, construction and operation*. Springer Science & Business Media. Springer.
- Gielen, D., Boshell, F., Saygin, D., Bazilian, M. D., Wagner, N., & Gorini, R. (2019). The role of renewable energy in the global energy transformation. *Energy strategy reviews*, 24, 38-50. doi: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.006>.
- Gipe, P. (1995). *Wind energy comes of age* (Vol. 4). John Wiley & Sons.

- Gipe, P. (1999). *Wind energy basics: a guide to small and micro wind systems (2nd ed.)*. White River Junction, VT: Chelsea Green publishing company.
- GWEC (Global Wind Energy Council). (2020). Global offshore wind report 2020. *GWEC: Brussels, Belgium, 19*, 10-12. <https://gwec.net/global-wind-report-2020/>.
- GWEC (Global Wind Energy Council). (2023 Boston Consulting Group. 2023. *Mission Critical: Building the global wind energy supply chain for a, 1*.<https://gwec.net/global-wind-report-2023/>.
- Gökçek, M., Bayülken, A., & Bekdemir, Ş. (2007). Investigation of wind characteristics and wind energy potential in Kırklareli, Turkey. *Renewable Energy*, 32(10), 1739-1752.
- Hansen, M.O.L. (2015). *Aerodynamics of wind turbines(3rd ed.)*. Routledge.
- Hau, E. (2013). *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics (3rd ed.)*. Springer-Verlag.
- Heier, S. (2014). *Grid integration of wind energy: onshore and offshore conversion systems(3rd ed.)*. John Wiley & Sons.
- Hosseini, S. E. (2020). An outlook on the global development of renewable and sustainable energy at the time of COVID-19. *Energy Research & Social Science*, 68, 101633. doi: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101633>.
- IEC (International Electrotechnical Commission). (2010). IEC 62305-3: Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard. Geneva: IEC.
- IEC (International Electrotechnical Commission) 61400-24. (2010). Wind Turbines – Part 24: Lightning Protection. International Electrotechnical Commission.
- IEC (International Electrotechnical Commission). (2019). IEC 61400-1: Wind Energy Generation Systems – Part 1: Design Requirements. Geneva: IEC.
- IEA (International Energy Agency). (2021). *Renewables 2021: Analysis and forecast to 2026*. International Energy Agency. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5ae32253-7409-4f9a-a91d-1493ffb9777a/Renewables2021-Analysisandforecastto2026.pdf>.
- IEA (International Energy Agency). (2023). *Renewables 2023: Analysis and Forecast to 2028*. Paris: IEA Publications. https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf.
- IRENA (International Renewable Energy Agency). (2024). *Renewable Capacity Statistics 2024*. https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2024.pdf.

- IRENA (International Renewable Energy Agency). (2023). *World Energy Transitions Outlook 2023*. <https://www.worldenergy.org.tr/irena-world-energy-transition-outlook-2023-2/>
- Jensen, N. O. (1983). *A note on wind generator interaction*. Risø National Laboratory.
- Johnson, G. L. (2006). *Wind Energy Systems (3rd ed.)*. Kansas State University.
- Justus, C. G., Hargraves, W. R., Mikhail, A., & Graber, D. (1978). Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 17(3), 350-353.
- Karasmanaki, E., & Tsantopoulos, G. (2019). Exploring future scientists' awareness about and attitudes towards renewable energy sources. *Energy Policy*, 131, 111-119. doi: <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2019.04.032>.
- Kat, B., Şahin, Ü., Teimourzadeh, S., Tör, O. B., Voyvoda, E., & Yeldan, A. E. (2024). A new energy-economy-environment modeling framework: Insights from decarbonization of the Turkish power Sector towards net-zero Emission targets. *Energy*, 302, 131760. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131760>.
- Khan, T., Theppaya, T., & Taweekun, J. (2023). Wind resource assessment of northern part of Thailand. *Ain Shams Engineering Journal*, 14(7), 102025.
- Koçman, A. (1993). Türkiye İklimi, İzmir: Ege Üniv. *Edebiyat Fak. Yayınları*, (72).
- K. Y. Lee, S. H. Tsao, C. W. Tzeng, and H. J. Lin, "Influence of the verticalwind and wind direction on the power output of a small vertical-axis windturbine installed on the rooftop of a building," *Applied Energy*, vol.209, pp.383-391, 2018.
- Laudani, A. A. M., Carloni, L., Thomsen, O. T., Lewin, P., & Golosnoy, I. O. (2020). Efficient method for the computation of lightning current distributions in wind turbine blades using the Fourier transform and the finite element method. *IET Science, Measurement & Technology*, 14(7), 786-799.
- Letcher, T. (Ed.). (2023). *Wind energy engineering: a handbook for onshore and offshore wind turbines*. Elsevier.
- Li, C., Liu, Y., Li, G., Li, J., Zhu, D., Jia, W., ... & Zhai, X. (2016). Evaluation of wind energy resource and wind turbine characteristics at two locations in China. *Technology in Society*, 47, 121-128.
- Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application* (2nd ed.). Wiley.
- Mathew, S. (2006). *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*(Vol 1) Berlin Springer. <https://doi.org/10.1007/3-540-30906-3>.

- McCarthy, M. P., Best, M. J., & Betts, R. A. (2010). Climate change in cities due to global warming and urban effects. *Geophysical research letters*, 37(9). doi:10.1029/2010GL042845.
- Medina-Lopez, E., McMillan, D., Lazic, J., Hart, E., Zen, S., Angeloudis, A., ... & Zampollo, A. (2021). Satellite data for the offshore renewable energy sector: synergies and innovation opportunities. *Remote Sensing of Environment*, 264, 112588.
- Mikhaylov, A., Moiseev, N., Aleshin, K., & Burkhardt, T. (2020). Global climate change and greenhouse effect. *Entrepreneurship and Sustainability Issues*, 7(4), 2897. doi: [https://doi.org/10.9770/jesi.2020.7.4\(21\)](https://doi.org/10.9770/jesi.2020.7.4(21)).
- Mortensen, N. G., Landberg, L., Rathmann, O., Frank, H. P., Troen, I., & Petersen, E. L. (2001). Wind atlas analysis and application program (WASP). In *Wind Energy Department: Scientific and technical progress 1999-2000 (Vol. Risø-R-1239(EN))*.
- Moyano, M., Almeida, L. A., von Essen, C., Jablonski, F., & Pereira, M. G. (2017). Multi-band characterization of the hot Jupiters: WASP-5b, WASP-44b and WASP-46b. *Monthly Notices of the Royal Astronomical Society*, 471(1), 650-657. doi: <https://doi.org/10.1093/mnras/stx1612>.
- Onat, N., & Ersoz, S. (2011). Analysis of wind climate and wind energy potential of regions in Turkey. *Energy*, 36(1), 148-156.
- Pasqualetti, M. J. (2011). Opposing wind energy landscapes: a search for common cause. *Annals of the Association of American Geographers*, 101(4), 907-917. <https://doi.org/10.1080/00045608.2011.568879>.
- Pastromas, S., & Pyrgioti, E. (2023). Modular Lightning Protection for Wind Turbines. *Wind*, 3(1), 115-130. <https://doi.org/10.3390/wind3010008>.
- Petersen, H. (2006). Materials for Wind Turbine Blades: Fibre-Reinforced Plastics in Wind Energy Technology. Fraunhofer Institute for Chemical Technology.
- Pham, T., Yan, W., & Zhou, G. (2014). An overview of SCADA systems in wind power applications. *Journal of Automation and Control Engineering*, 2(2), 121-124. <https://doi.org/10.12720/joace.2.2.121-124>.
- Philander, S. G. (2008). *Encyclopedia of global warming and climate change: AE* (Vol. 1). Sage. doi:10.4135/9781412963893.
- Pusat S. "Wind energy potential assessment and effect of wind data measurement". 9th World Wind Energy Conference (WWEC). Istanbul, Turkey, 15-17 June 2010.
- Pusat, S., & Akkoyunlu, M. T. (2018). Evaluation of wind energy potential in a university campus. *International Journal of Global Warming*, 14(1), 118-130.
- Pusat, Ş. (2017). Sakarya Üniversitesi için rüzgâr enerjisi potansiyel belirleme çalışması. *Pamukkale Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi*, 23(4), 352-357.

- Qazi, A., Hussain, F., Rahim, N. A., Hardaker, G., Alghazzawi, D., Shaban, K., & Haruna, K. (2019). Towards sustainable energy: a systematic review of renewable energy sources, technologies, and public opinions. *IEEE access*, 7, 63837-63851. doi: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2906402>.
- Reuters. (2025, April 23). New wind capacity falls short despite reaching a record, industry body says. <https://www.reuters.com/business/energy/new-wind-capacity-falls-short-despite-reaching-record-industry-body-says-2025-04-23/>.
- Salim, O. M., Dorrah, H. T., & Hassan, M. A. (2019). Wind speed estimation based on a novel multivariate Weibull distribution. *IET Renewable Power Generation*, 13(15), 2762-2773.
- Samal RK, & Tripathy M. Wind resource assessment and energy analysis for wind energy projects. In: 2017 6th Int. Conf. Comput. Appl. Electr. Eng. Adv. IEEE; 2017. p. 128–33. doi:10.1109/CERA.2017.8343314.
- SCADA Standards, 2010. Arapahoe County Water & Wastewater Authority Electrical, Instrumentation and SCADA System Design Standards – SCADA Standards Revision 3.0.
- Seguro, J. V., & Lambert, T. W. (2000). Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of wind engineering and industrial aerodynamics*, 85(1), 75-84.
- Serban, A., Paraschiv, L. S., & Paraschiv, S. (2020). Assessment of wind energy potential based on Weibull and Rayleigh distribution models. *Energy Reports*, 6, 250-267.
- Shi, H., Dong, Z., Xiao, N., & Huang, Q. (2021). Wind speed distributions used in wind energy assessment: a review. *Frontiers in Energy Research*, 9, 769920.
- Su, H., Ma, J., Wang, J., Gao, Z., Li, Q., Pan, W., & Yang, L. (2025). Cooperative optimization algorithm for wind turbine airfoil design and numerical validation of blade aerodynamic and flutter performance. *Energy Conversion and Management*, 333, 119818.
- Tavassoli, M., & Kamran-Pirzaman, A. (2023, February). Comparison of effective greenhouse gases and global warming. In *2023 8th international Conference on Technology and Energy Management (iCTEM)* (pp. 1-5). IEEE.
- Tong, W. (2010). *Wind power generation and wind turbine design*. WIT press.
- Troen, I., & Petersen, E. L. (1989). *European wind atlas*. Risø National Laboratory., Roskilde, Denmark.
- TÜREB (Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği). (2022). *Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu*. Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği Yayınları. <https://www.tureb.com.tr/yayin/turkiye-ruzgar-enerjisi-istatistik-raporu-temmuz-2022/149>.

- Twidell, J. (2021). *Renewable energy resources*(4nd ed.). Routledge.
- U.S. Department of Energy. (2023). *Wind Energy Technologies Office: Wind energy cost and performance data*. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy.
- Ülgen, K., & Hepbasli, A. (2002). Determination of Weibull parameters for wind energy analysis of Izmir, Turkey. *International Journal of Energy Research*, 26(6), 495-506.
- Wais, P. (2017). A review of Weibull functions in wind sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70, 1099-1107.
- Wang, H., Di Pietro, G., Wu, X., Lahdelma, R., Verda, V., & Haavisto, I. (2018). Renewable and sustainable energy transitions for countries with different climates and renewable energy source potentials. *Energies*, 11(12),3523.doi: <https://doi.org/10.3390/en11123523>.
- Wilson, R. E., & Spera, D. A. (2009). *Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts in Wind Turbine Engineering*. ASME, New York.
- Yilmaz U, Balo F, Sua LS. Simulation framework for wind energy attributes with WAsP. In: *Procedia Comput. Sci.*; 2019. p. 458–65. doi:10.1016/j.procs.2019.09.076.