

T.C.
TRAKYA ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

EVSEL ELEKTRİK İHTİYACININ
KARŞILANMASI İÇİN RÜZGAR TÜRBİNİ TASARIMI

GÖKHAN EMNİYETLİ

YÜKSEK LİSANS TEZİ
MAKİNA MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI

Bu tez 31/01/2007 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından kabul edilmiştir.

Yrd. Doç. Dr. Semih ÜZE

Danışman

Yrd. Doç. Dr. Havva AKDENİZ

Üye

Yrd. Doç. Dr. Ali Rıza DİNÇER

Üye

ÖZET

Yüksek Lisans Tezi
Evsel Elektrik İhtiyacının Karşılanması
İçin Rüzgar Türbini Tasarımı

Trakya Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü
Çorlu Mühendislik Fakültesi
Makina Mühendisliği Ana Bilim Dalı

Rüzgar enerjisinin, Türkiye’deki potansiyel kullanım alanları incelenmiş ve ne tipte ve büyüklükte türbin kullanılabileceği belirlenmiştir. Daha sonra böyle bir türbinin aerodinamik tasarımı saptanıp, beklenen performansı hesaplanmış ve buna bağlı olarak da üretilecek enerjinin maliyetinin ne düzeyde olabileceği öngörülmeğe çalışılmıştır.

Weibull dağılımı yardımıyla mevcut rüzgar verileri kullanılarak potansiyeli yüksek bölgeler tespit edildi.

Türbin güçlerindeki değişime göre maliyet ve rotor süpürme alanlarında değişimin ne olduğu incelendi ve diğer bazı faktörlerde göz önüne alınarak türbin gücü olarak 600 kW seçildi. Tasarlanacak türbinin aktif stall kontrollü ve iki hızlı olmasına karar verildi. Tasarımı yapılacak türbinin rotorundan elde edilmesi gereken gücü belirleyecek olan jeneratör ve aktarma sistemi verimleri belirlenip aerodinamik tasarıma geçildi.

Aerodinamik tasarımda önce rotorun genel yapısı üzerinde duruldu ve rüzgar yönünde, üç palalı bir türbinde karar kılındı. Türbinin tasarım uç hız oranı 6 olarak belirlendi. Profil olarak Delft University tarafından geliştirilen DU profilleri kullanıldı. Bu özelliklere sahip ideal pala tasarlandıktan sonra geometride düzeltme yapıldı. Tasarımı yapılan türbinin güç eğrisi ve güç kontrolü için gerekli pala döndürme açıları belirlendi. Türbin geometrisi aynı kalmak kaydıyla nominal hıza ulaştığında uç hız oranı 6 değil 5 olacak şekilde çalışırsa elde edilecek yeni rotor çapı ve güç eğrisi belirlendi. Yeni çalışma biçimiyle rotorun çapı 37,5 metreden 44,8 metreye, Bandırma’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgedeki kapasite faktörü de %25’9 dan %31,8’e yükseldi. Türbinin devir sayısında yapılan bu değişiklik ile enerji üretiminde %23 gibi önemli bir artış sağlanabileceği görüldü.

Türbinin performansı ve çeşitli bölgelerde üretmesi beklenen yıllık enerji miktarları hesaplandıktan sonra, bu yörelerde üretilecek enerjinin birim maliyetinin ne düzeyde olabileceğini bulmak için, EWEA tarafından verilen değerler 5 adet 600 kW’lık türbinden oluşacak 3MW’lık bir rüzgar çiftliği üzerinde kullanıldı. Elde edilen sonuçlara göre potansiyel olarak ele alınan yörelerde elektrik enerjisi üretiminin birim maliyetinin 2,8-5,1 cent/kWh arasında değişeceği görüldü.

2007, 134 Sayfa.

Anahtar Kelimeler : Enerji, rüzgar türbini, profil, uç hız oranı, güç katsayısı.

SUMMARY

**Master of Science Thesis
Designing the Wind Turbine for
Electricity Necessity of House**

**Trakya University
Institute of Science
Çorlu Faculty of Engineering
Main Department of Mechanical Engineering**

The potential areas for wind energy applications in Turkey have been researched and optimum turbine size and type have been determined. Then the aerodynamic design of such turbine has been completed and its performance has been estimated.

High potential areas for wind energy applications have been determined using the Weibull parametres.

Comparing the cost and swept area versus turbine power for different turbine sizes association and considering some other factors, the turbine power has been set as 600 kW. The turbine was decided to be designed as an active stall controlled, two-speed turbine. Generator and transmission system efficiencies, which would determine the necessary rotor power, have been determined and aerodynamic design has been initiated.

First step of the aerodynamic design was setting the general rotor configuration and an upwind turbine with three blades has been chosen. The design tip speed ratio of the turbine was chosen 6. DU airfoils of Delft University have been used as blade section airfoils. After designing the optimum blade with above-mentioned characteristics. Power curve and pitch angles for power control were plotted. The rotor diameter and power curve were calculated on condition that turbine geometry would stay exactly the same but it would run with a tip speed ratio of 5 instead of 6 at nominal velocity. The new operation style increased the rotor diameter from 37,5m, to 44,8 m and the on a roughness class 1 site in a Bandırma capacity factor from 25,9% to 31,8% . The aforementioned modification in rotational speed has increased the calculated annual energy production %23.

After calculating the turbine performance and annual energy production in several regions. EWEA data on wind turbines and energy production costs were used in order to calculate the unit energy production cost for a wind farm of 3 MW, which consists of 600 kW turbines of 5 in these sites. The results indicated that unit energy production cost in potential areas would vary between 2,8-5,1 cent/kWh.

2007, 134 pages.

Key Words : Energy, wind turbine, profile, tip speed ratio, power coefficient.

ÖNSÖZ

Modern hayatın getirdiği yenilikler, teknolojinin gelişimi ve artan dünya nüfusu enerjiye olan bağımlılığı ve ihtiyacı son yıllarda daha belirgin bir biçimde arttırmış ve enerji en önemli sorunlardan biri haline gelmiştir. Bu sorun mevcut enerji kaynaklarının iyi kullanılması ve yeni enerji kaynaklarının bulunması ile aşılmaya çalışılmaktadır. Rüzgar enerjisi alternatif enerji metotları arasında önemli bir yere sahiptir. Rüzgar enerjisi hem çevreye saygılı bir enerji üretim metodu, hem de tükenmekte olan petrol, kömür ve doğalgaz gibi enerji kaynaklarının enerji üretimi alanındaki paylarını azaltabilecek potansiyele sahip önemli bir enerji kaynağıdır.

Bu konuda çalışmamda etkili olan ve bu tezin hazırlanması boyunca yol gösterici olan tez danışmanım Sayın Yrd. Doç. Dr. Semih ÜZE hocama saygılarımı sunar ve teşekkürü borç bilirim. Ayrıca bugüne kadar eğitim hayatım boyunca, bilgileriyle bana yol gösteren tüm değerli hocalarıma ve beni her zaman destekleyen aileme teşekkürlerimi sunarım.

Gökhan EMNİYETLİ

Ocak 2007

İÇİNDEKİLER

	<u>SAYFA NO</u>
ÖZET	iii
SUMMARY	iv
ÖNSÖZ	v
İÇİNDEKİLER	vi
SİMGELER DİZİNİ	x
KISALTMALAR	xii
ÇİZELGELER DİZİNİ	xiv
ŞEKİLLER DİZİNİ	xvi
1. GİRİŞ	1
1.1. Rüzgar Enerjisinin Diğer Enerji Üretim Metotları ile Kıyaslaması	1
1.2. Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketimine Genel Bakış	3
1.3. Dünyada ve Türkiye’de Rüzgar Enerjisi Potansiyeli ve Kullanımı	4
2. KULLANILAN RÜZGAR VERİLERİ VE ELDE ETME YÖNTEMLERİ	9
2.1. Rüzgar Verilerinin İstatistiksel Analizi	9
2.2. Pürüzlülük Sınıfları ve Rüzgar Hızı Pofilleri	11
2.2.1. Pürüzlülük katsayısı için pürüzlülük uzunluğu cinsinden bağıntı	13
2.2.2. Pürüzlülük katsayısı için pürüzlülük uzunluğu ve hız cinsinden bağıntı	13
2.2.3. Pürüzlülük katsayısı için hız ve yükseklik cinsinden bağıntı	14
3. TÜRKİYE’NİN RÜZGAR ENERJİSİ POTANSİYELİ YÜKSEK OLAN BÖLGELER	15
4. RÜZGAR TÜRBİNLERİNİN SINIFLANDIRILMASI	22
4.1. Düşey Eksenli Ve Yatay Eksenli Rüzgar Türbinleri	22

SAYFA NO

4.1.1. Düşey eksenli rüzgar türbinleri	22
4.1.2. Yatay eksenli rüzgar türbinleri	24
4.1.2.1. Yavaş hızlarda çalışan rüzgar türbinleri	24
4.1.2.2. Yüksek hızlarda çalışan rüzgar türbinleri	25
4.1.2.3. Önden rüzgarlı türbinler	26
4.1.2.4. Arkadan rüzgarlı türbinler	27
4.2. Güç Kontrolü Sistemi	27
4.2.1. Stall kontrollü türbinler	28
4.2.2. Pitch kontrollü türbinler	29
4.2.3. Aktif stall kontrollü türbinler	31
4.3. Rotor Hızı	32
4.3.1. Sabit hızlı türbinler	32
4.3.2. Değişken hızlı türbinler	33
4.4. Kullanım Yeri	34
4.4.1. Şebeke bağlantılı rüzgar türbinleri	34
4.4.2. Şebeke bağlantısız rüzgar türbinleri	36
5. TÜRBİN BOYUTU	38
6. RÜZGAR TÜRBİNİ TEKNOLOJİSİ	40
6.1. Rüzgar Türbini Elemanları	40
6.1.1. Dişli kutusu	41
6.1.2. Rotor	41
6.1.3. Anemometre	42
6.1.4. Otomatik yöneltme düzeni	43
6.1.5. Frenleme düzeni	44
6.1.6. Yaw mekanizması	44
6.1.7. Elektronik kontrolcü	46
6.1.8. Jeneratör	46
6.1.9. Soğutma sistemi	46
6.1.10. Platform ve kule	47

SAYFA NO

6.2. Rüzgar Türbinlerinin Çevre Etkileri	47
6.3. Rüzgar Santrallerinde Park Etkisi, Kuyrukeli Etkisi	49
6.4. Rüzgar Türbinlerinin Bakımı	50
6.5. Rüzgar Türbini Güvenliği	50
7. JENERATÖR VE AKTARMA SİSTEMLERİ	52
7.1. Jeneratör	52
7.1.1. Senkron jeneratörler (Alternatörler)	54
7.1.2. Asenkron jeneratörler (İndüksiyon jeneratörleri)	54
7.2. Aktarma Sistemi	56
8. TÜRBİNİN AERODİNAMİK TASARIMI	58
8.1. Tasarım Ön Kabullerinin Belirlenmesi	59
8.1.1. Pala sayısı	59
8.1.2. Uç hız oranı	60
8.1.3. Dizayn hızı	61
8.1.4. Profiller	62
8.2. Boyotsuzlaştırma	65
8.3. Tasarım Hedefleri ve Kabuller	66
8.4. Tasarımda İzlenen Adımlar	67
8.4.1. İdeal türbinin tasarımı	67
8.4.2. Geometrinin düzeltilmesi	68
8.4.3. Türbin performansının belirlenmesi	70
8.4.4. Aerodinamik katsayıların hesabı	72
9. ELDE EDİLEN PALA GEOMETRİLERİ VE TÜRBİN PERFORMANSI	73
9.1. Optimum Palaya En Yakın Dağılıma Sahip Pala	73
9.2. Burulma Açısı Azaltılmış Pala	75
9.3. Devir Sayısı Düşürülmüş Türbin	82

	<u>SAYFA NO</u>
10. MALİYET	86
10.1. Kuruluş Maliyeti	86
10.1.1. Türbin maliyeti	86
10.1.2. Tesis maliyeti	87
10.2. İşletme Maliyeti	87
10.3. Yaklaşık Maliyet Hesabı	88
10.4. Geri Ödeme Süresi	91
11. SONUÇLAR VE TARTIŞMA	95
KAYNAKLAR	98
ÖZGEÇMİŞ	101
EKLER	102

SİMGELER DİZİNİ

a	: Eksenel indüksiyon faktörü
a'	: Açısal indüksiyon faktörü
A	: Alan
A_1	: Veter dağılımı katsayısı
B	: Pala sayısı
B_1	: Veter dağılımı katsayısı
c	: Weibull büyüklük katsayısı
c	: Veter boyu, boyutsuz veter
C_D	: Sürüklenme (Direnc) katsayısı
C_L	: Taşıma katsayısı
$C_{L,opt}$	: Maksimum L/D oranına karşılık gelen taşıma katsayısı
C_N	: Normal kuvvet katsayısı
C_p	: Güç katsayısı
C_q	: Tork katsayısı
C_t	: İtke katsayısı
C_T	: Teğetsel kuvvet katsayısı
E	: Enerji yoğunluğu
E_{ort}	: Ortalama enerji
f	: Alternatif akımın frekansı
F	: Uç kayıp faktörü
F_D	: Sürüklenme (Direnc) kuvveti
F_L	: Taşıma kuvveti
F_N	: Normal kuvvet
F_T	: Teğetsel kuvvet
H_0	: Türbin göbek yüksekliği
K	: Kutup sayısı
K_e	: Ortalama rüzgar gücü yoğunluğu katsayısı

k	: Weibull şekil katsayısı
k_1	: Pürüzlülük katsayısı
L/D	: Taşıma/Sürüklenme oranı
$\dot{m}$	: Kütleli debi
n	: Jeneratör hızı
N	: Bir yıldaki saat sayısı, 8760
$J(U)$	: Rüzgar hızı olasılık yoğunluğu fonksiyonu (rüzgar hızı frekansı)
p	: Basınç
P	: Güç
$P_{\bar{o}}$	: Referans ortalama enerji yoğunluğu
$P_{w,R}$	: Weibull veya Rayleigh dağılımı ile hesaplanan ortalama güç yoğunluğu
Q	: Tork
Q_A, Q_B	: Burulma açısı dağılımı katsayıları
r	: Yerel pala yarıçapı, boyutsuz yerel pala yarıçapı
r_0	: Rotor yarıçapı / göbek yüksekliği oranı
r_H	: Kök açıklığı
R	: Rotor yarıçapı
Re	: Reynold sayısı
s	: Taylor serisine ait katsayı
T	: İtke
U, U_1	: Serbest akım hızı
U_{max}	: Maksimum enerjiye sahip hız
U_{ort}	: Ortalama hız
U_{ref}	: Referans yükseklikteki rüzgar hızı
U_{rel}	: Palaya göre göreceli rüzgar hızı, palaya göre göreceli boyutsuz rüzgar hızı
V_w	: Boyutsuz net rüzgar hızı
z	: Yerden yükseklik, boyutsuz yerden yükseklik
z_0	: Pürüzlülük uzunluğu
z_{ref}	: Referans yükseklik

α	: Hücüm açısı
ρ	: Havanın yoğunluğu
λ	: Uç hız oranı
λ_r	: Yerel hız oranı
ω	: Rüzgarın açısal hızı
Ω	: Rotorun açısal hızı
σ'	: Yerel katılık oranı
φ	: Göreceli rüzgar hızının dönme eksenine yaptığı açı
θ_T	: Kesit burulma açısı
θ_p	: Kesit oturma açısı
$\theta_{p,0}$	: %95 yarıçapta oturma açısı
ψ	: Azimut açısı

Kısaltmalar

AB	: Avrupa Birliği
BORES	: Bozcaada Rüzgar Enerji Santrali
DS	: Danish Standard
DU	: Delft University
EİKT	: Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
EWEA	: European Wind Energy Association
FFA	: İsveç Havacılık Araştırmaları Enstitüsü
FOB	: Free On Board
GL	: Germanischer Lloyd
GÖS	: Geri Ödeme Süresi
GRP	: Glass Reinforced Plastic
İM	: İşletme Maliyeti
İS	: İşletme Süresi

NREL	: National Renewable Energy Laboratory
TEAŞ	: Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEM	: Tesis Maliyeti
TKM	: Toplam Kurulum Maliyeti
TM	: Türbin Maliyeti
TS	: Türbin Sayısı
ÜEE	: Üretilen Elektrik Enerjisi
YEEG	: Yıllık Elektrik Enerjisi Geliri
YİM	: Yıllık İşletme Maliyeti
YNG	: Yıllık Net Gelir

ÇİZELGELER DİZİNİ

	<u>SAYFA NO</u>
Çizelge 1.1. Enerji üretim sistemlerinin çevresel etkileri açısından kıyaslaması	2
Çizelge 1.2. Enerji üretim metotlarının kaynak elde edilebilirliği, maliyet ve ömür açısından kıyaslaması	2
Çizelge 1.3. TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi) istatistikleri ile üretim türüne göre dönemsel brüt elektrik enerjisi üretimi, 2005 (GWh)	3
Çizelge 1.4. TEİAŞ istatistikleri ile üretim türüne göre I. dönem brüt elektrik enerjisi üretimi, 2005-2006 (GWh)	3
Çizelge 1.5. 2002 yılı itibarıyla dünyadaki kurulu gücün dağılımı	5
Çizelge 1.6. 2002 yılı itibarıyla Avrupa'daki bazı ülkelerde bulunan kurulu güç	6
Çizelge 1.7. EİKT verilerine göre Avrupa ülkelerinde rüzgar enerjisi için teknik potansiyel özeti	7
Çizelge 3.1. Türkiye'de çeşitli yörelerde rüzgar potansiyeli	17
Çizelge 3.2. Potansiyeli yüksek yörelerin 25 m'deki verileri (Pürüzlülük sınıfı 1)	20
Çizelge 3.3. Potansiyeli yüksek yörelerin 50 m'deki verileri (Pürüzlülük sınıfı 1)	21
Çizelge 7.1. Kutup sayılarına göre senkron jeneratör hızları (dev/dak)	53
Çizelge 7.2. Nominal yükteki jeneratörde kayıplar	56
Çizelge 7.3. YJ32 iki hızlı asenkron jeneratörün özellikleri	56
Çizelge 8.1. Çeşitli uç hız oranlarına karşılık gelen uygun pala sayıları	59
Çizelge 8.2. DU profillerine ait aerodinamik özellikler	63
Çizelge 8.3. Boyutsuzlaştırma	65
Çizelge 9.1. Türbine ait büyüklükler	81
Çizelge 9.2. Devir sayısı düşük türbine ait büyüklükler	82
Çizelge 9.3. Türbinin, enerji yoğunluğu yüksek yerlerde beklenen performansı	84
Çizelge 9.4. Evin aylık enerji tüketimi	85
Çizelge 10.1. Tesis maliyetinin oluşturan kalemlerin maliyete katkıları	87
Çizelge 10.2. kWh enerji üretimi başına işletme maliyeti	88

SAYFA NO

Çizelge 10.3. Pürüzlülük sınıfı 1 olan alanlar için enerji üretimine göre işletme maliyeti ile hesaplanan maliyet	89
Çizelge 10.4. Pürüzlülük sınıfı 2 olan alanlar için enerji üretimine göre işletme maliyeti ile hesaplanan maliyet	89
Çizelge 10.5. Pürüzlülük sınıfı 1 olan alanlar için kurulu güce göre işletme maliyeti ile hesaplanan birim maliyet	90
Çizelge 10.6. Pürüzlülük sınıfı 2 olan alanlar için kurulu güce göre işletme maliyeti ile hesaplanan birim maliyet	90
Çizelge 10.7. Pürüzlülük sınıfı 1 olan alanlar için enerji üretimine göre işletme maliyeti ile hesaplanan maliyete göre geri ödeme süresi	92
Çizelge 10.8. Pürüzlülük sınıfı 2 olan alanlar için enerji üretimine göre işletme maliyeti ile hesaplanan maliyete göre geri ödeme süresi	92
Çizelge 10.9. Pürüzlülük sınıfı 1 olan alanlar için kurulu güce göre işletme maliyeti ile hesaplanan birim maliyete göre geri ödeme süresi	93
Çizelge 10.10. Pürüzlülük sınıfı 2 olan alanlar için kurulu güce göre işletme maliyeti ile hesaplanan birim maliyete göre geri ödeme süresi	93
Çizelge E.1. EPDK tarafından üretim lisansı verilen tüzel kişiler	130

ŞEKİLLER DİZİNİ

	<u>SAYFA NO</u>
Şekil 2.1. Weibull ve Rayleigh modellerindeki hata yüzdeleri	9
Şekil 2.2. Weibull şekil katsayısının hız dağılımına etkisi	10
Şekil 2.3. Pürüzlülük sınıfı 0 olan arazi ($z_0 = 0,0002$ m)	11
Şekil 2.4. Pürüzlülük sınıfı 1 olan arazi ($z_0 = 0,03$ m)	11
Şekil 2.5. Pürüzlülük sınıfı 2 olan arazi ($z_0 = 0,10$ m)	12
Şekil 2.6. Pürüzlülük sınıfı 3 olan arazi ($z_0 = 0,40$ m)	12
Şekil 3.1. Türkiye Rüzgar Atlası	19
Şekil 4.1. Dikey eksenli bir rüzgar türbini	23
Şekil 4.2. Elektrik üreten üç kanatlı rüzgar türbinleri	26
Şekil 4.3. Stall kontrollü türbine ait güç eğrisi	29
Şekil 4.4. Pitch kontrollü türbine ait güç eğrisi	30
Şekil 4.5. Aktif stall ve aktif pitch kontrolü için pala dönüş yünleri	31
Şekil 4.6. Aktif stall ve aktif pitch kontrollü türbinlerde güç kontrolü için gerekli pala döndürme açılarının kıyaslaması	32
Şekil 4.7. Tipik şebeke bağlantılı rüzgar türbinleri	35
Şekil 4.8. Şebekeden bağımsız bir rüzgar türbinin şematik gösterimi	37
Şekil 6.1. Bir rüzgar türbinini oluşturan elemanlar ve konumları	40
Şekil 6.2. Dişli kutusunun kesit görünüşü	41
Şekil 6.3. Tipik bir türbin pervanesinin görünümü	42
Şekil 6.4. Yaygın olarak kullanılan tipik anemometre	43
Şekil 6.5. Otomatik yöneltme düzeni	43
Şekil 6.6. Mekanik fren düzeni	44
Şekil 6.7. Yaw mekanizması	45
Şekil 6.8. Kablonun kıvrılmasını önleyici sistem	45
Şekil 6.9. Rüzgar çiftliğinde türbinler arası mesafeler	49
Şekil 8.1. Tasarım aşamaları	58
Şekil 8.2. Uç hız oranlarına karşılık gelen maksimum güç katsayıları	60
Şekil 8.3. DU 97-W-300 profili için taşıma katsayısı ve L/D oranı grafikleri	62

Şekil 8.4. DU 93-W-210 profilinin farklı Reynolds sayılarındaki aerodinamik özellikleri	64
Şekil 8.5. Türbine ait büyüklükler	65
Şekil 8.6. Pala üzerinde bir kesitteki hız bileşenleri ve açılar	68
Şekil 8.7. Rüzgar hızının yükseklik ile değişimi	71
Şekil 9.1. %75 yarıçapta teğet olan boyutsuz veter dağılımı	74
Şekil 9.2. İdeal burulma açısı dağılımına en yakın eğri	74
Şekil 9.3. Azaltılmış burulma açısına sahip pala için burulma açısı dağılımı	75
Şekil 9.4. Uç kayıp faktörü 1 iken açısız ve eksenel indüksiyon faktörü dağılımı	76
Şekil 9.5. Uç kayıp faktörü etkisinin olduğu açısız ve eksenel indüksiyon faktörü dağılımı	76
Şekil 9.6. İdeal palaya ait uç kayıp faktörü dağılımı	77
Şekil 9.7. Uç hız oranlarına göre rotor güç katsayıları	78
Şekil 9.8. Uç hız oranlarına göre türbin güç katsayıları	78
Şekil 9.9. Güç kontrolü için gerekli pala dönüş açıları	79
Şekil 9.10. Türbinin güç eğrisi	79
Şekil 9.11. Bandırma ili için türbinin yıllık enerjinin hızlara göre dağılımı	80
Şekil 9.12. Devir sayısı düşürülmüş türbine ait güç eğrisi	82
Şekil 9.13. Devir sayısı düşürülmüş türbinin Bandırma ili için yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	83
Şekil 9.14. Bandırma’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi	84
Şekil A.1. Amasra’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi	102
Şekil A.2. Amasra’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi	103
Şekil A.3. Bandırma’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi	104
Şekil A.4. Bandırma’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi	104

SAYFA NO

Şekil A.5. Bozcaada’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi	105
Şekil A.6. Bozcaada’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi	105
Şekil A.7. Çanakkale’de pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi	106
Şekil A.8. Çanakkale’de pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi	106
Şekil A.9. Erzurum’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi	107
Şekil A.10. Erzurum’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi	107
Şekil A.11. Pınarbaşı’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi	108
Şekil A.12. Pınarbaşı’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi	108
Şekil A.13. Sinop’ta pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi	109
Şekil A.14. Sinop’ta pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi	109
Şekil B.1. Amasra’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	110
Şekil B.2. Amasra’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	111
Şekil B.3. Bandırma’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	112
Şekil B.4. Bandırma’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	112
Şekil B.5. Bozcaada’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	113

SAYFA NO

Şekil B.6. Bozcaada’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	113
Şekil B.7. Çanakkale’de pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	114
Şekil B.8. Çanakkale’de pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	114
Şekil B.9. Erzurum’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	115
Şekil B.10. Erzurum’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	115
Şekil B.11. Pınarbaşı’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	116
Şekil B.12. Pınarbaşı’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	116
Şekil B.13. Sinop’ta pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	117
Şekil B.14. Sinop’ta pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı	117
Şekil C.1. DU 97-W-300 profili için taşıma katsayısı ve L/D oranı grafikleri	118
Şekil C.2. DU 91-W2-250 profili için taşıma katsayısı ve L/D oranı grafikleri	118
Şekil C.3. DU 93-W-210 profili için taşıma ve sürüklenme katsayısı grafikleri	119
Şekil C.4. DU 95-W-180 profili için taşıma katsayısı ve L/D oranı grafikleri	119
Şekil D.1. Rüzgar türbini için actuator disk modeli	120
Şekil D.2. Rotor analizi için geometri	123
Şekil D.3. Yatay eksenli bir türbinin analizi için pala geometrisi	126

1.GİRİŞ

Rüzgar enerjisi dünyanın en büyük sorunlarından biri olan çevre kirliliğine yanıt olabilecek alternatif enerji üretimi metotları arasında potansiyeli en yüksek olanlardan birisidir. Bu sebeple de kullanımı dünya çapında hızla yaygınlaşmaktadır. Rüzgar enerjisi ayrıca endüstrinin yarattığı iş imkanları ile ekonomik fayda da sağlar.

1.1. Rüzgar Enerjisinin Diğer Enerji Üretim Metotları ile Kıyaslaması

Enerji üretimi için seçilecek metoda karar verilmesinde etkili olan dört önemli faktörden söz edilebilir [Dündar, 2003].

- 1) Kaynağın Elde Edilebilirliği
- 2) Çevreye Etkisi
- 3) Yatırım ve Üretim Maliyetleri
- 4) Kaynağın Ömrü

Rüzgar enerjisini çevresel etkiler konusunda diğer enerji üretimi metotları ile Çizelge 1.1.'deki gibi kıyaslayacak olursak, rüzgar enerjisinin tek çevresel etkisi gürültü olmakla birlikte, rüzgar enerjisinden faydalanmak açısından tercih edilen arazilerin genel olarak yerleşim yerlerinden ve ormanlar gibi doğal yaşamın olduğu yerlerden uzakta olması bu sorunu hafifletmektedir.

Diğer üç kriter (1,3,4) açısından kıyaslama ise Çizelge 1.2.'de sunulmaktadır. Rüzgar enerjisi, maliyet açısından hidrolik ve doğalgaza karşı dezavantajlı durumda olsa da, pek çok ülkede devlet teşviki uygulaması ile desteklenmektedir. Ayrıca uzun vadeli düşünüldüğünde rüzgar enerjisi alanında yapılacak yatırımlar ve araştırmalar, enerji kaynağı üzerinde bir ömür sınırı olmadığından her zaman için geçerliliklerini koruyacaklardır.

Çizelge 1.1. Enerji üretim sistemlerinin çevresel etkileri açısından kıyaslaması [Dündar, 2003]

	İklim Değişikliği	Asit Yağmuru	Su Kirliliği	Toprak Kirliliği	Gürültü	Radyasyon
Petrol	X	X	X	X	X	-
Kömür	X	X	X	X	X	X
Doğal Gaz	X	X	X	-	X	-
Nükleer	-	-	X	X	-	X
Hidrolik	X	-	-	-	-	-
* Rüzgar	-	-	-	-	X	-
Güneş	-	-	-	-	-	-
Jeotermal	-	-	X	X	-	-

Çizelge 1.2. Enerji üretim metotlarının kaynak elde edilebilirliği, maliyet ve ömür açısından kıyaslaması [Dündar, 2003]

Enerji Türü	Dışa Bağımlı / Yerel	Kalan Ömür (yıl)	Yatırım Maliyeti (\$/kWh)	Üretim Maliyeti (cent/kWh)
Petrol	Dış	40-45	1500-2000	6,0
Kömür	Yerel / Dış	200-250	1400-1600	2,5-3,0
Doğal Gaz	Dış	60-65	600-700	3,0
Nükleer	Dış	-	3000-4000	7,5
Hidrolik	Yerel	-	750-1200	0,5-2,0
* Rüzgar	Yerel	-	1000-1200	3,5-4,5
Güneş	Yerel	-	Yüksek	10,0-20,0
Jeotermal	Yerel	-	1500-2000	3,0-4,0

1.2. Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketimine Genel Bakış

Çizelge 1.3. ve Çizelge 1.4. incelendiğinde ülkemizde üretilen elektriğin 2005 yılı I. döneminde; 29890,8 GWh'ı termik, 9595,7 GWh'ı hidrolik ve 16,4 GWh'ı da rüzgar enerjisi iken, 2006 yılı I. döneminde ise; 30573,3 GWh'ı termik, 11800,2 GWh'ı hidrolik ve 16,5 GWh'ı rüzgar enerjisi olarak gerçekleşmiştir.

Çizelge 1.3. TEİAŞ (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi) istatistikleri ile üretim türüne göre dönemsel brüt elektrik enerjisi üretimi, 2005 (GWh)

Üretim Türü	I. Dönem	II. Dönem	III. Dönem	IV. Dönem
Toplam	39502,9	38224,8	42400,9	41854,7
Termik	29890,8	27549,8	32350,8	32477,2
Rüzgar	16,4	11,5	11,2	17,5
Hidrolik	9595,7	10663,5	10038,9	9360

Çizelge 1.4.'e bakıldığında elektrik enerjisi üretimi 2006 yılı I. döneminde, bir önceki yılın aynı dönemine göre %7,31 oranında artarak 42390 GWh olarak gerçekleşmiştir.

Çizelge 1.4. TEİAŞ istatistikleri ile üretim türüne göre I. dönem brüt elektrik enerjisi üretimi, 2005-2006 (GWh)

Üretim Türü	2005 Yılı I. Dönem (Ocak, Şubat, Mart)		2006 Yılı I. Dönem (Ocak, Şubat, Mart)	
	Miktar	(%)	Miktar	(%)
Toplam	39502,9	100	42390	100
Termik	29890,8	75,67	30573,3	72,12
Rüzgar	16,4	0,04	16,5	0,04
Hidrolik	9595,7	24,29	11800,2	27,84

Elektrik enerjisinin %41,47'si sanayide, %27,54'ü meskenlerde, %14,61'i ticarethanelerde, %4,75'i resmi dairelerde, %2,35'i sokak aydınlatmasında, %1,54'ü şantiyelerde, %0,53'ü tarımsal sulamada ve %7,21'i ise diğer ve doğrudan satışlar olarak tüketilmiştir. Türkiye'de 2006 yılında 173,1 milyar kWh elektrik üretimi, 171,4 milyar kWh' de elektrik tüketimi olacağı tahmin edilmektedir [Kılıç, 2006].

TEİAŞ verilerine göre; 2006 yılında 134 milyar kWh'si termik kaynaklardan, 39 milyar kWh'si hidrolik, 0,1 milyar kWh'si de rüzgar kaynaklarından olmak üzere toplam 173,1 milyar kWh elektrik üretimi, 0,7 milyar kWh de elektrik ithalatı planlanmaktadır. Ülkemizde toplam elektrik enerjisinin 171,4 milyar kWh'sinin ülke içinde harcanacağı tahmin edilirken, 2,4 milyar kWh'lik elektrik enerjisi ihracatı da öngörülmektedir.

Ekonomik alanda ve sanayideki gelişme, artan nüfus, şehirleşme ve altyapı yatırımları sonucunda yıllar itibariyle düzenli olarak artan elektrik tüketimi 1970 yılında 8 milyar 623 milyon kWh'ye, 1980 yılında 24 milyar 616,5 milyon kWh'ye, 1990 yılında 56 milyar 811,7 milyon kWh'ye, 2000 yılında 128 milyar 280 milyon kWh'ye, 2005 yılında ise 160 milyar 332,6 milyon kWh'ye ulaşmıştır [Kılıç, 2006].

1.3. Dünyada ve Türkiye'de Rüzgar Enerjisi Potansiyeli ve Kullanımı

Binlerce yıldır insanlığın hizmetinde bulunan rüzgar enerjisinden elektrik üretimi ilk olarak 1891 yılında Danimarka'da gerçekleştirilmiştir. Bundan kısa bir süre sonra da Amerika Birleşik Devletleri'nde yer değirmenlerinin küçük güçteki rüzgar türbinlerine dönüştüğü ve elektrik enerjisi ürettiği bilinmektedir. Fosil yakıtların ucuzluğu nedeniyle yeterli seviyede benimsenmeyen rüzgar enerjisi, 1970'li yıllardaki petrol krizi nedeniyle yeniden hatırlanmış ve bundan sonra, rüzgar türbinlerinin seri üretime geçilmesiyle, bu alandaki yatırımlar gittikçe artan oranlarda gelişmiş ve rüzgar enerjisi santralleri oluşturulmaya başlanmıştır. Önceleri kara parçaları üzerinde oluşturulan bu santraller kıyı açıklarına yani deniz üzerine de kurulmaya başlamıştır [Özerdem, 2003].

Türkiye’de ilk rüzgar elektriği, 1986 yılında Çeşme Altinyunus Tesisleri’nde kurulan 55 kW gücündeki rüzgar türbininden elde edildi. Uluslararası ölçekte ilk rüzgar elektriği, 21 Şubat 1998 yılında Çeşme Germiyan Köyü’nde üretildi. Yap İşlet Devret Modeli ile işletmeye açılan ilk rüzgar enerji tesisi, Alaçatı’daki ARES A.Ş. firması tarafından kurulan 7,2 MW gücündeki 12 adet türbinden oluşan rüzgar çiftliği oldu. Aynı yöntemle Temmuz 2000 yılında kurulan Türkiye’nin en büyük rüzgar enerji santrali ise 10,2 MW gücündeki BORES (Bozcaada Rüzgar Enerji Santrali).

2002 yılında dünyadaki kurulu toplam rüzgar gücünün kıtalara göre dağılımı Çizelge 1.5.’te verilmiştir. 2002 yılında rüzgardan elde edilen elektrik Avrupa’nın ihtiyacının %2’sini karşılamaktadır, tüm dünya dikkate alındığında ise, bu oran ancak % 0.4’tür.

Çizelge 1.5. 2002 yılı itibarıyla dünyadaki kurulu gücün dağılımı [Özerdem, 2003]

Yer	Toplam MW
Amerika	5148
Avrupa	23291
Asya	2585
Afrika	137
Diğer	33

Çizelge 1.6. incelendiğinde Türkiye’nin de içinde bulunduğu Avrupa kıtasını ele aldığımızda Almanya, 2002 yılında tesis ettiği 3247 MW yeni kapasite ile toplamda 12 001 MW kurulu güce ulaşarak, tüm dünyadaki kurulu rüzgar gücünün %38’ ine ulaşmış durumdadır. Avrupa’da bu alanda yatırım yapan belli başlı ülkelerdeki durum Çizelge 1.6.’da verilmektedir.

1995 yılındaki sadece 4800 MW olan dünya toplam kapasitesi 12 kattan fazla artış göstererek 2005 sonunda 59000 MW’a ulaşmıştır. Uluslararası piyasanın 2006 yılında 13 milyar Euro’dan fazla yıllık ciro yapacağı ve tüm dünyada 150000 üzerinde kişiye istihdam sağlayacağı beklenmektedir [Greenpeace ve Gwec, 2006].

Çizelge 1.6. 2002 yılı itibarıyla Avrupa'daki bazı ülkelerde bulunan kurulu güç [Özerdem, 2003].

Ülke	2002'deki İlave MW	2002 Sonu Toplam MW
Almanya	3247	12001
İspanya	1493	4830
Danimarka	497	2880
İtalya	103	785
Hollanda	217	688
İngiltere	87	552
İsveç	35	328
Yunanistan	4	276
Portekiz	63	194
Fransa	52	145
Avusturya	45	139
İrlanda	13	137

Endüstrinin başarısı büyük finans ve geleneksel enerji sektörlerinden birçok yatırımcıyı kendine çekmektedir. Danimarka'da şuan ülke elektriğinin %20'si rüzgardan sağlanmaktadır. İspanya'da katkı %8'e ulaşmıştır ve önümüzdeki on yıl sonunda %15'e çıkarmak amaçlanmaktadır. Bu rakamlar rüzgarın şimdiden karbonsuz elektrik için önemli bir girdi olabileceğini göstermektedir. 2005 yılında, küresel rüzgar enerjisi sektörü 11531 MW yeni kurulu güçle bir rekor daha kırdı. Bu yıllık bazda %40.5'lik ve kümülatif büyüme de ise %24'lük bir artış anlamına gelmektedir. Rüzgar gücü şuan dünya çapında 50'nin üzerinde ülkede bir enerji kaynağı olarak kullanılmaktadır. En yüksek toplama sahip olanlar Almanya (18428 MW), İspanya (10027 MW), ABD (9149 MW), Hindistan (4430 MW) ve Danimarka'dır. (3122 MW). İtalya, İngiltere, Hollanda, Çin, Japonya ve Portekiz gibi diğer birçok ülkede 1000 MW sınırını aşmıştır. Asya ve Güney Amerika'da yeni piyasalar oluşurken, Birleşik Amerika ve Kanada'nın her ikisinde de büyük bir faaliyet artışı yaşanmaktadır. Rüzgar gücü gelişimi için yeni bir düzlem, denizsel rüzgar parklarının da bir katkıda bulunmaya başlamasıyla denizde kurulumu olmaktadır. Büyük miktarda rüzgar gücü üretimini

birleştirme potansiyeli toplam elektrik tüketiminin %20'sinin rüzgardan karşılandığı Danimarka örneğinde görülebilir [Greenpeace ve Gwec, 2006].

Çizelge 1.7. EİKT (Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı) verilerine göre Avrupa ülkelerinde rüzgar enerjisi için teknik potansiyel özeti [Uyar, 1999]

Ülke	Toplam Yüzölçüm	Potansiyel Rüzgar Sınıfı > 3	Teknik Potansiyel	
			GW	TWh/yıl
	1000 km ²	1000 km ²		
Avusturya	84	40	2	3
Belçika	31	7	2	5
Danimarka	43	43	14	29
Finlandiya	337	17	4	7
Fransa	547	216	42	85
Almanya	357	39	12	24
İngiltere	244	171	57	114
Yunanistan	132	73	22	44
İzlanda	103	103	17	34
İrlanda	70	67	22	44
İtalya	301	194	35	69
Lüksemburg	3	0	0	0
Hollanda	41	10	3	7
Norveç	324	217	38	76
Portekiz	92	31	7	15
İspanya	505	200	43	86
İsveç	450	119	20	41
İsviçre	41	21	1	1
* Türkiye	781	418	83	166

Çizelge 1.7.'de verilen kapasite incelendiğinde Türkiye Avrupa'da en yüksek teknik potansiyele sahip ülke olmasına rağmen 83 GW'lık potansiyelin çok az bir kısmını kullanmaktadır.

Sonuç olarak sunulan veriler incelendiğinde Türkiye'nin rüzgar enerjisi konusuna daha fazla ağırlık vermesi ve bu konuda çalışmaları yoğunlaştırması gerektiği ortaya çıkıyor. Bu çalışmanın amacı da Türkiye'de potansiyeli yüksek yörelerle ilgili verilerin incelenmesi, bu veriler ışığında kullanılacak uygun türbin büyüklükleri ve bunların aerodinamik tasarımlarının saptanmasıdır. Daha sonra tasarımı yapılan türbinin seçilecek bir yörede, eldeki veriler ışığında gösterebileceği performans belirlenecektir. Bu performansa bağlı olarak rüzgar türbini ile elektrik üretiminin maliyeti konusunda da bir maliyet hesabı yapılarak ne düzeyde olacağı görülmeye çalışılacaktır.

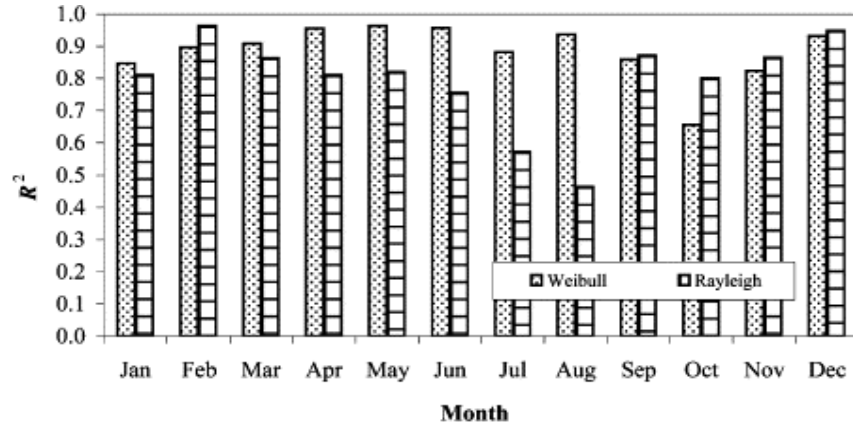
2. KULLANILAN RÜZGAR VERİLERİ VE ELDE ETME YÖNTEMLERİ

2.1. Rüzgar Verilerinin İstatistiksel Analizi

Bir bölgenin rüzgar enerjisi potansiyelinin belirlenmesinde, ham verilerin işlenmesi yoluyla elde edilmiş olan istatistiksel veriler kullanılır. Bu amaçla kullanılan istatistiksel metotlar arasında en yaygın kullanılan iki tanesi Rayleigh ve Weibull dağılımlarıdır.

Rayleigh dağılımı, frekans dağılımı hesabı için sadece ortalama hıza ihtiyaç duyan bir dağılım olduğu için kullanımı daha kolaydır fakat Weibull dağılımının sahip olduğu hassasiyet derecesine sahip değildir. Şekil 2.1.'de İskenderun yöresinde yapılan ölçüm sonuçları kullanılarak Weibull ve Rayleigh dağılımları ile elde edilmiş sonuçların hata kıyaslaması yapılmaktadır.

$$\text{Hata} = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} |P_{W,R} - P_{\text{Ö}}| \quad (2.1)$$



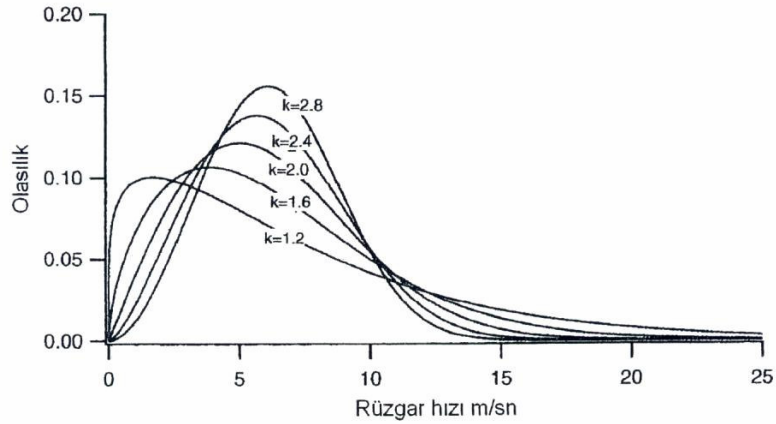
Şekil 2.1. Weibull ve Rayleigh modellerindeki hata yüzdeleri [Çelik, 2004]

Bu örnekteki yıllık ortalama enerji hesabında, Weibull dağılımı kullanıldığında %4,9 hata yapılmakta iken Rayleigh dağılımı ile yapılan hesabın içerdiği hata %36,5'tir. Bu örnekte daha düşük hata yüzdesine sahip olduğu görülen Weibull dağılımı rüzgar enerjisi konusundaki çalışmalarda tercih edilen metottur. Verilerin işlenmesi yoluyla elde edilen Weibull parametreleri kullanılarak herhangi bir rüzgar hızının frekansı konusunda hassas bir tahminde bulunmak mümkün olabilmektedir. Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonu şu şekilde tanımlanabilir:

$$J(U) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right] \quad (2.2)$$

Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonu, rüzgarın herhangi bir hızda esme sıklığını gösteren bir fonksiyondur ve buna rüzgar hızı frekansı adı da verilir. Olasılık yoğunluğu fonksiyonunun elde edilmesi, şekil katsayısı (k) ile büyüklük katsayısı (c)'nin bilinmesini gerektirir ve bu iki katsayı, ortalama hız ile standart sapmanın fonksiyonudur.

Şekil 2.2.'ye baktığımızda şekil katsayısı (k), oluşacak olasılık yoğunluğu eğrisinin biçimi konusunda da bir fikir vermektedir. Bu katsayının büyümesi ile eğri daha fazla sivrilmekte ve hız değişimi aralığı daralmakta iken, değerin düşmesi eğrinin daha fazla hız değerini içerecek şekilde yayılması sonucunu vermektedir.



Şekil 2.2. Weibull şekil katsayısının hız dağılımına etkisi [Manwell vd., 2002]

Weibull parametrelerinin hesaplanması ile ilgili ayrıntılı bilgiler bu tezin kapsamı dışında kalmaktadır, ancak rüzgar verilerinin istatistiksel analizi ile ilgili kaynaklarda bu hesaplamalar bulunabilmektedir.

2.2. Pürüzlülük Sınıfları ve Rüzgar Hızı Pofilleri

Pürüzlülük, rüzgar hızı profili üzerinde belirleyici bir etkiye sahiptir. Bu sebeple rüzgar enerjisi incelemelerinde alan pürüzlülüğü önemli bir parametredir. Rüzgar atlası çalışmalarında 4 pürüzlülük sınıfı tanımlanmaktadır. z_0 pürüzlülük uzunluğunu göstermek üzere, bu pürüzlülük sınıflarının özelliklerini gösteren şekiller aşağıda mevcuttur. Şekil 2.3. su alanları, deniz ve gölleri kapsar.



Şekil 2.3. Pürüzlülük sınıfı 0 olan arazi ($z_0 = 0,0002$ m) [Durak, 2000]



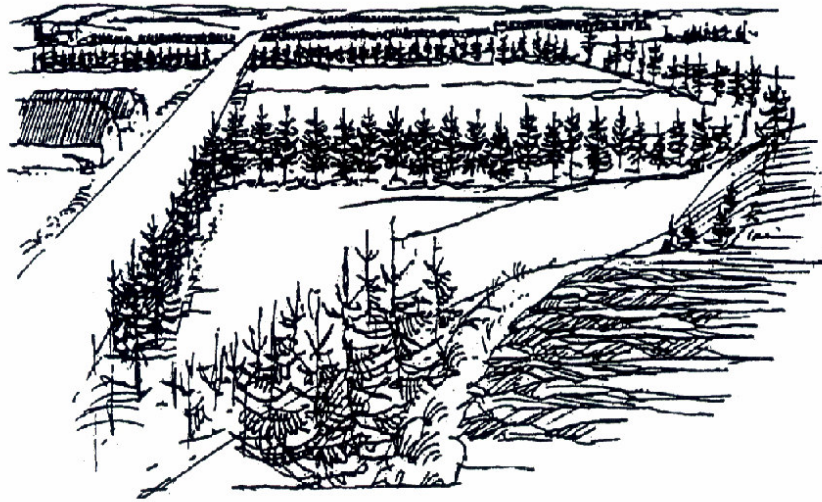
Şekil 2.4. Pürüzlülük sınıfı 1 olan arazi ($z_0 = 0,03$ m) [Durak, 2000]

Şekil 2.4.'e baktığımızda, açık alanda birkaç rüzgar kırıcı engel bulunur. Açıklık, düz alanlar veya yumuşak engebeli alanlar bu sınıfa girer. Basit şekiller, ağaç veya çalılıklar bulunabilir.

Şekil 2.5.'teki alan rüzgar kırıcılardan oluşmuştur. Bu sınıfta rüzgar kırıcılar arasında araziye açık görünüş veren geniş alanlar bulunabilir. Arazi düz veya dalgalı olabilir, arazi üzerinde çok sayıda ağaç ve bina bulunabilir.



Şekil 2.5. Pürüzlülük sınıfı 2 olan arazi ($z_0 = 0,10$ m) [Durak, 2000]



Şekil 2.6. Pürüzlülük sınıfı 3 olan arazi ($z_0 = 0,40$ m) [Durak, 2000]

Şekil 2.6.'daki şehir alanları, ormanlar ve ortalama birkaç yüz metre aralıklarla çok sayıda rüzgar kırıcısı olan çiftlikler bu sınıfa girerler.

Yukarıda sözü edilen pürüzlülük sınıflarına göre, belirli bir yükseklikte ölçülmüş rüzgar hızı kullanılarak, farklı yüksekliklerdeki hızları hesaplamak mümkündür. Bu işlem için kullanılacak eşitlik aşağıda belirtilmiştir.

$$\frac{U}{U_{\text{ref}}} = \left(\frac{z}{z_{\text{ref}}} \right)^{k_1} \quad (2.3)$$

k_1 pürüzlülük katsayısı düz plaka üzerinde akış benzetimi ile en genel halde 1/7 alınabilir. Fakat daha doğru bir yaklaşım ile k_1 değerini belirlemek için çeşitli yollar mevcuttur.

2.2.1. Pürüzlülük katsayısı için pürüzlülük uzunluğu cinsinden bağıntı

Bu ifadede pürüzlülük katsayısı, pürüzlülük uzunluğunun bir fonksiyonudur ve şu şekilde ifade edilebilir [Manwell vd., 2002]:

$$k_1 = 0,096 \log_{10} z_0 + 0,016 (\log_{10} z_0)^2 + 0,24 \quad (2.4)$$

2.2.2. Pürüzlülük katsayısı için pürüzlülük uzunluğu ve hız cinsinden bağıntı

Pürüzlülük katsayısı için NASA araştırmacıları tarafından önerilen ve pürüzlülük uzunluğu ile referans yükseklikteki hızı bir arada kullanan bağıntı ise şu şekildedir [Spera, 1994]:

$$k_1 = k_0 [1 - 0,55 \log(U_{\text{ref}})] \quad (2.5a)$$

$$k_0 = \left(\frac{z_0}{10} \right)^{0,2} \quad (2.5b)$$

Bağıntılar arasından hem pürüzlülük, hem de referans yükseklikteki hızı hesaba kattığı için bu bağıntının daha iyi bir yaklaşım sağlayacağı düşünülebilir.

2.2.3. Pürüzlülük katsayısı için hız ve yükseklik cinsinden bağıntı

Bu ifadede pürüzlülük katsayısı, referans yükseklik ve bu yükseklikteki referans hıza bağlıdır ve şu şekilde ifade edilebilir [Manwell vd., 2002]:

$$k_1 = \frac{0,37 - 0,088 \ln(U_{\text{ref}})}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{z_{\text{ref}}}{10}\right)} \quad (2.6)$$

3. TÜRKİYE'DE RÜZGAR ENERJİSİ POTANSİYELİ YÜKSEK OLAN BÖLGELER

Çalışmanın ana amacı, Türkiye şartlarına uygun bir rüzgar türbininin tasarımı olduğu için, türbin tasarımına geçmeden önce Türkiye'deki rüzgar potansiyelinin incelenmesi gerekmektedir. Türkiye'nin rüzgar potansiyeli konusunda pek çok çalışma bulunmakla beraber, genel bir bakış sağlamak ve uzun süreli ölçümlere dayanan verileri kullanmak amacıyla Türkiye Rüzgar Atlası'nın verilerinden yararlanılmıştır [Dündar vd., 2002].

Türkiye Rüzgar Atlası, 01.01.1989 - 31.12.1998 tarihleri arasında 10 m standart anemograf yüksekliğinde yapılmış ölçümler ve bu ham verilerin WASP programı ile işlenmesi yoluyla elde edilen verileri içermektedir. Çalışma 0, 1, 2, 3 pürüzlülük sınıflarında standart yüksekliklerde (10, 25, 50, 100 ve 200 m) ortalama hız, ortalama enerji yoğunluğu ve Weibull parametrelerini sunmaktadır.

Rüzgar enerjisi elde edilebilirliği açısından kabul gören genel kriterlere bakıldığında, Türkiye Rüzgar Atlası'nda ve konu ile ilgili diğer çalışmalarda Türkiye'nin Batı Karadeniz, Ege ve Doğu Akdeniz kıyıları ile Marmara Bölgesi rüzgar potansiyeli açısından zengin bölgeler olarak görülmektedir. Rüzgar türbininin kurulacağı bölge seçilirken, türbinden yeterli verimin alınması açısından yeterli enerji yoğunluğuna sahip alanların seçilmesi gereklidir. Türbin göbek yüksekliğindeki enerji yoğunluğu ile ilgili değerlendirme yapmaya yardımcı olabilecek enerji yoğunluğu değerleri şu şekildedir [Manwell vd., 2002].

$$\text{Ortalama rüzgar gücü yoğunluğu : } \frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2} \rho \bar{U}^3 K_e \quad (3.1a)$$

$$K_e = \frac{1}{N \bar{U}^3} \sum_{i=1}^N U_i^3 \quad \text{olmak üzere} \quad (3.1b)$$

$$\frac{\bar{P}}{A} < 100 \text{ W/m}^2 \quad - \quad \text{düşük}$$

$$\frac{\bar{P}}{A} \cong 400 \text{ W/m}^2 \quad - \quad \text{iyi}$$

$$\frac{\bar{P}}{A} > 700 \text{ W/m}^2 \quad - \quad \text{çok iyi}$$

Türbin yeri seçilirken genel bir fikir edinmek açısından 10 m standart yükseklikte en azından 5 m/sn ortalama hıza erişiliyor olmasına dikkat edilmelidir. Ayrıca Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği yaptığı sınıflandırmada rüzgar enerjisinden yararlanılacak yükseklikte (türbin göbek yüksekliği) ortalama rüzgar hızları konusunda sırasıyla 6,5 m/sn için iyiye yakın, 7,5 m/sn için iyi, 8,5 m/sn için de çok iyi değerlendirmeleri yapılmaktadır [Dündar, 2003].

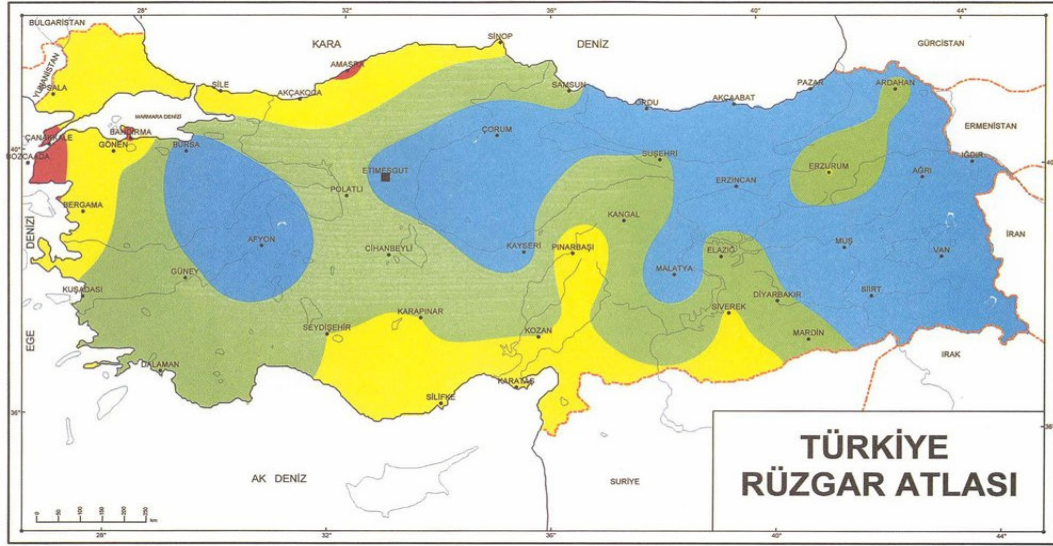
Standart yükseklikler içi hazırlanan rüzgar atlasında, Türkiye genelinde hız ve enerji yoğunlukları konusunda genel dağılımı görmek için Çizelge 3.1'deki pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgeler için değerler incelenebilir. 10, 25, 50 m standart yüksekliklerdeki rüzgar verileri, seçilecek türbin boyutu ve elde edilecek enerjiyi belirlemek için gerekli olan verileri sağlamaktadır. Çizelge 3.1.'de adı geçen bölgeler Türkiye genelindeki potansiyelin görülebilmesi açısından farklı bölgelerden seçilmeye çalışıldı, fakat ortalama enerjisi düşük olan (50 m yükseklikte 100-200 W/m²) yerler tabloya alınmadı.

Çizelge 3.1. Türkiye’de çeşitli yörelerde rüzgar potansiyeli [Dündar vd., 2002]

		$U_{ort}(m/sn)$	$E_{ort}(W/m^2)$
Akçakoca	$z = 10\ m$	4,5	164
	$z = 25\ m$	5,3	256
	$z = 50\ m$	6,1	350
Amasra	$z = 10\ m$	5,0	233
	$z = 25\ m$	5,9	359
	$z = 50\ m$	6,7	480
Bandırma	$z = 10\ m$	5,0	214
	$z = 25\ m$	5,9	335
	$z = 50\ m$	6,7	457
Bozcaada	$z = 10\ m$	5,4	228
	$z = 25\ m$	6,3	356
	$z = 50\ m$	7,2	485
Çanakkale	$z = 10\ m$	5,1	188
	$z = 25\ m$	6,0	295
	$z = 50\ m$	6,8	405
Dalaman	$z = 10\ m$	4,0	142
	$z = 25\ m$	4,8	221
	$z = 50\ m$	5,4	300
Diyarbakır	$z = 10\ m$	3,5	141
	$z = 25\ m$	4,1	217
	$z = 50\ m$	4,7	290
Erzurum	$z = 10\ m$	4,2	199
	$z = 25\ m$	4,9	305
	$z = 50\ m$	5,6	405

Gönen	z = 10 m	4,2	163
	z = 25 m	4,9	250
	z = 50 m	5,6	330
Kuşadası	z = 10 m	3,9	160
	z = 25 m	4,6	246
	z = 50 m	5,3	327
Pınarbaşı	z = 10 m	4,7	190
	z = 25 m	5,6	215
	z = 50 m	6,4	395
Seydişehir	z = 10 m	4,1	144
	z = 25 m	4,8	220
	z = 50 m	5,5	292
Silifke	z = 10 m	4,0	152
	z = 25 m	4,7	231
	z = 50 m	5,4	303
Sinop	z = 10 m	4,3	206
	z = 25 m	5,1	315
	z = 50 m	5,8	411
Şile	z = 10 m	4,6	172
	z = 25 m	5,5	268
	z = 50 m	6,3	362

Şekil 3.1.'de Türkiye genelinde, 50 m standart yükseklikte rüzgar enerjisi yoğunlukları ve rüzgar hızlarının dağılımı görülmektedir [Dündar, 2003].



Beş farklı topografik durum için yer seviyesinden 50 m yükseklikteki rüzgar potansiyelleri ¹

	Kapalı Araziler ²		Açık Araziler ³		Kıyılar ⁴		Açık Deniz ⁵		Tepe ve Bayırlar ⁶	
	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²	ms ⁻¹	Wm ⁻²
	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

¹ 1 Atm. Standart basınç, 15 sıcaklığa karşılık gelen 1.23 kg/m³ yoğunluğa göre

² Yerleşim alanları, ormanlar ve rüzgar kırıcıların yoğun olduğu tarım alanları (Pürüzlülük Sınıfı 3)

³ Az sayıda rüzgar kırıcının olduğu açık araziler (pürüzlülük sınıfı 1). İç bölgelerde en fazla tercih edilen alanlar genellikle bu alanlardır.

⁴ Düzgün kıyı alanları ve çok az sayıda rüzgar kırıcı içeren kara yüzeyleri (pürüzlülük sınıfı 1).

⁵ Kıyılardan en az 10 km uzaklıktaki açık denizler (pürüzlülük sınıfı 0).

⁶ 400 m yüksekliğinde ve 4 km çapında simetrik bir tepede yapılan hesaplarla elde edilen sonuçlar. Tepe yüksekliği, uzunluğu ve yapısı rüzgar hızındaki artış konusunda belirleyicidir.

Şekil 3.1. Türkiye Rüzgar Atlası [Dündar, 2003]

Rüzgar enerjisinden faydalanmak açısından en uygun metot, bu işe öncelikle potansiyelin en yüksek olduğu yerden başlamak, daha sonra daha düşük potansiyeli olan alanlara yönelmektir. Bu, hem genel olarak rüzgar enerjisinin yoğun olduğu bölgeleri seçmek hem de bu bölgelerde arazi özellikleri (pürüzlülük sınıfı) açısından uygun yerleri belirleyip buralardan faydalanmakla sağlanabilir. Bu açıdan bakıldığında Çizelge 3.1.'de enerji yoğunluğu ve hız kriterleri açısından Amasra, Bandırma, Bozcaada, Çanakkale, Erzurum, Pınarbaşı ve Sinop enerji üretimi için potansiyeli yüksek yerler olarak görülmektedir. Bu yörelerdeki pürüzlülük sınıfı 1 olan alanlarda, 25 m ve 50 m yükseklik değerlerinde ortalama hız ve enerji yoğunlukları ile Weibull parametreleri Çizelge 3.2. ve Çizelge 3.3.'te sunulmuştur. Weibull parametreleri kullanılarak hesaplanan maksimum enerjiye sahip hız değeri de çizelgeye eklenmiştir. Maksimum enerjiye sahip hızın hesaplanması için Denklem (3.2) kullanılabilir [Türksoy, 1997].

$$U_{\max} = c \left(1 + \frac{2}{k} \right)^{1/k} \quad (3.2)$$

Çizelge 3.2. Potansiyeli yüksek yörelerin 25 m'deki verileri (Pürüzlülük sınıfı 1)

z = 25 m	U _{ort} (m/sn)	E _{ort} (W/m ²)	c(m/sn)	k	U _{max}
Amasra	5,9	359	6,6	1,47	11,8
Bandırma	5,9	335	6,5	1,51	11,4
Bozcaada	6,3	356	7,1	1,71	11,2
Çanakkale	6,0	295	6,7	1,74	10,4
Erzurum	4,9	305	5,2	1,17	12,2
Pınarbaşı	5,6	215	6,2	1,49	11
Sinop	5,1	315	5,5	1,22	12,2

Çizelge 3.3. Potansiyeli yüksek yörelerin 50 m'deki verileri (Pürüzlülük sınıfı 1)

z = 50 m	$U_{ort}(m/sn)$	$E_{ort}(W/m^2)$	$c(m/sn)$	k	U_{max}
Amasra	6,7	480	7,5	1,57	12,7
Bandırma	6,7	457	7,5	1,59	12,5
Bozcaada	7,2	485	8,1	1,83	12,1
Çanakkale	6,8	405	7,7	1,86	11,4
Erzurum	5,6	405	6,0	1,23	13,2
Pınarbaşı	6,4	395	7,1	1,60	11,8
Sinop	5,8	411	6,3	1,30	12,9

Bu bölgeler için, tasarlanan türbinin yıllık enerji üretiminin (kWh/yıl) hızlara göre dağılımı Ek-B'de sunulmuştur. Grafiklerde, yukarıda sıralanan potansiyeli yüksek bölgelerde pürüzlülük sınıfı 1 ve 2 değerleri için 50 m standart yükseklikte elde edilen dağılımlara yer verilmektedir.

Bölüm 2.1.'de Weibull şekil katsayısının hız dağılımı üzerindeki etkisinden söz edilmişti. Bu etki daha belirgin şekilde enerji dağılımında da görülmektedir. Potansiyeli yüksek yörelere ait enerji dağılımı grafikleri incelenecek olursa özellikle Sinop ve Erzurum gibi Weibull şekil katsayısının düşük olduğu ($k = 1.3$, $k = 1.23$, 50 m yükseklikte) yerlerde maksimum yıllık enerjiye ulaşılan hızın üzerindeki hızlarda, enerji miktarında önemli bir düşüşe rastlanmamakta, yani rüzgarın içerdiği enerji daha geniş bir hız aralığına yayılmış durumdadır. Bu durum türbinin güç kontrolü mekanizması sebebiyle üretilecek yıllık enerjiyi düşürmekte, yani aynı yıllık ortalama enerjiye sahip fakat şekil katsayısı daha büyük olan bir yöreye göre daha düşük üretim miktarına sebep olmaktadır. Bu kriter de göz önüne alınacak olursa Sinop veya Erzurum'da kurulacak bir türbin yakın enerji yoğunluğuna sahip diğer yörelere oranla daha düşük kapasite faktörü ile çalışacaktır.

Türkiye'de rüzgar çiftliklerinin sayısının arttırılması için çeşitli çalışmalar yapılmaktadır. 08.11.2006 tarihi itibarıyla EPDK (Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu) tarafından üretim lisansı verilen tüzel kişiler Ek-E'de verilmiştir.

4. RÜZGAR TÜRBİNLERİNİN SINIFLANDIRILMASI

Kullanımdaki rüzgar türbinleri boyut ve tip olarak çeşitlilik göstermektedirler. Türbinler, dönme eksenine, güç kontrol sistemlerine, rotorun dönüş hızına ve kullanım yerine göre sınıflandırılabilirler.

4.1. Düşey Eksenli Ve Yatay Eksenli Rüzgar Türbinleri

Rüzgar türbinleri dönme eksenine göre yatay eksenli ve düşey eksenli olmak üzere iki sınıfa ayrılırlar.

4.1.1. Düşey eksenli rüzgar türbinleri

Adından da anlaşılacağı gibi, türbin mili düşey ve rüzgarın geliş yönüne diktir. Savonius tipi, Darrieus tipi gibi çeşitleri vardır. Daha çok deney amaçlı üretilmişlerdir. Ticari kullanımları çok azdır. Darrieus tipi düşey eksenli rüzgar türbininde, düşey şekilde yerleştirilmiş iki tane kanat vardır (Şekil 4.1.). Kanatlar, yaklaşık olarak türbin mili uzun eksenli olan bir elips oluşturacak biçimde yerleştirilmişlerdir. Kanatların içbükey ve dışbükey yüzeyleri arasındaki çekme kuvveti farkı nedeniyle dönme hareketi oluşur. Yapısı gereği Darrieus tipi rüzgar türbinlerinde, devir başına iki kere en yüksek tork elde edilir. Rüzgarın tek yönden estiği düşünülürse; türbinin verdiği güç, sinüs şeklinde bir eğri oluşturur. Dikey eksenli rüzgar türbinleri her istikametlidirler ve değişen rüzgar yönlerinde dönerler. Böylece rüzgarı her bir yönden kabul ederler. Dönüşün dikey eksen, sürücünün toprak seviyesine dahi yerleştirilmesine izin vermektedir. Bu tipteki rüzgar türbinlerinin güç katsayısı 0,15'ten azdır. Bu nedenle güç üretiminde tercih edilmezler.

Bu türbinlerin avantajları şöyle sıralanabilir:

- Jeneratör ve dişli kutusu yere yerleştirildiği için, türbini kule üzerine yerleştirmek gerekmez. Böylece kule masrafı olmaz.
- Türbini rüzgar yönüne çevirmeye gerek yoktur. Yani dümen sistemine ihtiyaç yoktur.
- Türbin mili hariç diğer parçaların bakım ve onarımı kolaydır.
- Elde edilen güç toprak seviyesinde çıktığından, nakledilmesi daha kolaydır.

Kötü yönleri ise şöyledir:

- Yere yakın oldukları için alt noktalardaki rüzgar hızları düşüktür.
- Verimi düşüktür.
- Çalışmaya başlaması için bir motor tarafından ilk hareketin verilmesi gerekir.
- İlk hareket motoruna ihtiyacı vardır.
- Ayakta durabilmesi için tellerle yere sabitlenmesi gerekir. Bu da pek pratik değildir.
- Türbin mili yataklarının değişmesi gerektiğinde, makinenin tamamının yere yatırılması gerekir [Şen, 2003].



Şekil 4.1. Dikey eksenli bir rüzgar türbini [Şen, 2003]

4.1.2. Yatay eksenli rüzgar türbinleri

Bu tip türbinlerde dönme eksenini rüzgar yönüne paraleldir. Kanatları ise rüzgar yönüyle dik açı yaparlar. Ticari türbinler genellikle yatay eksenlidir. Rotor, rüzgarı en iyi alacak şekilde, döner bir tabla üzerine yerleştirilmiştir. Yatay eksenli türbinlerin çoğu, rüzgarı önden alacak şekilde tasarlanırlar. Rüzgarı arkadan alan rüzgar türbinlerinin ise, yaygın bir kullanım yeri yoktur. Rüzgarı önden alan türbinlerin iyi tarafı, kulenin oluşturduğu rüzgar gölgelenmesinden etkilenmemesidir. Kötü tarafı ise, türbinin sürekli rüzgara bakması için dümen sisteminin yapılmasıdır.

Rüzgarı arkadan alan türbinlerde ise; eğer rotor ve gövde uygun şekilde tasarlanmışsa, dümen sistemine gerek yoktur. Bu nedenle daha hafiftirler. Fakat büyük çaplı türbinlerde rüzgarın arkadan gelmesi tercih edilmez. Bunun nedeni ise; serbestçe dönmeye bırakılan türbinin elektrik enerjisini taşıyan kabloları burmasıdır. 1000 amper gibi yüksek akımlarla çalışan bu sistemde, akımın mekanik sistemlerle de toplanması sağlıklı değildir. Fakat küçük çaplı türbinlerde kolaylıkla uygulanabilirler.

Yatay eksenli türbinlerin bir başka sınıflandırması ise, dönme hızlarına göredir. Yavaş hızlarda çalışan rüzgar türbinleri ve yüksek hızlarda çalışan rüzgar türbinleri adı altında iki gruba ayrılırlar. Ayrıca rüzgarı alışı yönüne göre, önden rüzgarlı ve arkadan rüzgarlı türbinler olarak da iki gruba ayrılır. [Şen, 2003]

4.1.2.1. Yavaş hızlarda çalışan rüzgar türbinleri

İlk olarak 1870'li yıllarda ABD'de çok kanatlı düşük hızlarda çalışan türbinler üretilmeye başlandı. Günümüzde 12 ile 24 adet arasında değişen kanatlar, rotorun ya tüm yüzeyini, ya da hemen hemen tüm yüzeyini kaplar. Yerleştirilen kuyruk kanadı dümen işlevini görür. Genellikle bu tip rüzgar türbinlerinin çapı 5 ile 8 m arasında değişir. Bu tipin en büyük örneği ABD'de inşa edilmiş olup, çapı 15 m'dir. Yavaş

alışan rüzgar türbinleri 2-3 m/s arası rüzgar hızlarında kendiliğinden çalışmaya başlarlar. Bu türbinlerin özellikleri aşağıda maddeler halinde belirtilmiştir.

- Genellikle hızları 3-7 m/s arasında değişen rüzgarlarda kullanılırlar.
- Elektrik üretimi için verimleri düşüktür.
- ap büyüdükçe ağırlık artacağından, bu türbinleri kurmak kolay değildir.
- Bu tipteki türbinler, daha çok su pompalama işi için idealdirler. Genellikle pistonlu pompalarda kullanılırlar. [Şen, 2003]

4.1.2.2. Yüksek hızlarda çalışan rüzgar türbinleri

Yüksek hızlarda çalışan bu tip rüzgar türbinlerinde kanat sayısı 1 ile 4 adet arasındadır. Düşük hızlarda çalışan çok kanatlı rüzgar türbinlerinden çok daha fazla hafiftirler. En çok kullanılan üç kanatlı rüzgar türbini Şekil 4.2.'de gösterilmiştir. İki kanatlı türbinler, üç kanatlılara göre %2-3 daha az verimlidir. Tek kanatlı türbinler ise, iki kanatlı türbinlerden %6 daha az verimlidirler. Ayrıca tek kanatlı türbinlerde dengeleyici olarak karşı ağırlık kullanılır. Yüksek rüzgar hızlarında çalışan bu tip türbinlerde kanat sayısı arttıkça verim artar. Ancak 3 kanattan daha fazla sayıda kanat, maliyeti önemli ölçüde arttıracığından tercih edilmez. Bir ve iki kanatlı türbinler daha hızlı döndüklerinden, üç kanatlı türbinlere göre daha fazla gürültü yaparlar. Bütün bunların yanında, üç kanatlı türbinlerin estetik görünüşleri de bu tip türbinlerin daha çok tercih edilmesinde önemli bir etkindir. Söz konusu türbinlerin yavaş hızlarda çalışan rüzgar türbinlerine göre avantajları şunlardır;

- Düşük kanat sayısı; bu tipteki türbinlerin fiyatını ve ağırlığını önemli ölçüde azaltır.
- Ani rüzgar patlamalarından kaynaklanan basınç değişimlerinden az etkilenirler.
- Çok yüksek hızlarda çalışan kanat koruyucu sistemleri, bu tip türbinlerde daha ucuzdur.
- Yüksek verimleri nedeniyle günümüzde elektrik üretimi amaçlı kullanılan rüzgar türbinlerinin büyük çoğunluğu bu tip türbinlerdir [Şen, 2003].



Şekil 4.2. Elektrik üreten üç kanatlı rüzgar türbinleri [Şen, 2003]

4.1.2.3. Önden rüzgarlı türbinler

Yatay eksenli türbinlerde rotor yüzü rüzgara yönelmiş ise önden rüzgarlı türbinler adını alırlar. Bu türbinlerin en önemli üstünlüğü kulenin yapacağı gölgeleme etkisine maruz kalmamasıdır. Yıllardır yaygın olarak bu makineler kullanılmıştır. Öte yandan yine de kulenin önünde, az da olsa, bir rüzgar gölgelemesi vardır. Yani rüzgar kuleye eğilerek gelir. Kule yuvarlak ve düz olsa bile, kanatın kule hizasından her geçişinde türbinin ürettiği güç biraz azalır. İşte bu nedenle rüzgar çekilmesinden dolayı kanatların çok sert yapılması ve kuleden biraz uzakta yerleştirilmesi gerekmektedir. Ayrıca önden rüzgarlı makineler, rotoru rüzgara karşı döndürmek için yaw mekanizması ile donatılmışlardır.

4.1.2.4. Arkadan rüzgarlı türbinler

Arkadan rüzgarlı türbinlerin rotorları kule arkasındadır. Bunların önemli üstünlüğü yaw mekanizmasına gerek olmayışıdır. Eğer nacelle ve rotor uygun tasarlanırsa nacelle rüzgarı pasif olarak izler. Bu rüzgar türbinlerinde bu kesin bir üstünlük değildir. Rotor pasif olarak belirli bir periyotta her yöne dönebildiği için, bu tip türbinlerin üreteçlerinden inen kabloların dolanabilmesi söz konusudur. İşte “yaw” bu sorunu ortadan kaldırır. Daha önemli üstünlük kanatların esnek özelliğe sahip yapılmasıdır. Bu hem ağırlık hem de makinenin güç dinamiği açısından önemli bir üstünlük sağlar. Böylece kule yükü azalmış olur. Arkadan rüzgarlı türbinlerin temel üstünlüğü böylece önden rüzgarlı türbinlere göre daha hafif yapılması şeklinde ortaya çıkar. Ancak, kanat kule hizasından geçerken meydana gelen güç dalgalanması, türbine önden rüzgarlı makinelerden daha çok zarar verebilir.

4.2. Güç Kontrolü Sistemi

Rüzgar türbinleri, nominal gücü vermek üzere tasarlandıkları hızların (nominal hız) üzerinde, türbinin zarar görmesini önlemek amacıyla kontrol sistemlerine sahiptirler. Bu sistemler, türbin nominal hızı aştıktan sonra palaların aerodinamik performansını düşürerek jeneratörde oluşabilecek aşırı yüklemeyi önlerler. Bu amaçla kullanılabilecek 5 temel tasarımdan söz edilebilir. Bunlar kullanım yaygınlıklarına göre:

- Pasif Stall Kontrolü
- Aktif Pitch Kontrolü
- Aktif Stall Kontrolü
- Sapma Kontrolü
- Pasif Pitch Kontrolü

Bu beş tasarımdan ilk üçü yaygınlık kazanırken son ikisi geniş uygulama alanı bulamadılar. Önce son iki tasarımdan kısaca bahsedilecek.

Sapma kontrollü türbinler, türbinlerin çoğunda, türbini rüzgar yönüne çevirmek için mevcut bulunan sapma kontrolü sistemini güç kontrolü için de kullanma düşüncesine dayanıyor. Bu sistemler, rüzgar tasarım hızının üzerine çıktığında türbini rüzgar akımının doğrultusundan çıkartmak böylece türbinin güç katsayısını düşürmek prensibine dayanırlar. Fakat bu sistem yeterli sapma hızlarına ulaşmanın içerdiği zorluklar ve pala ile makine dairesinin dönüş esnasında yarattığı momentten dolayı yaygın bir sistem değildir. Bu tür sistemlerde, sapma özellikle ilk 10° civarında önemli bir güç katsayısı düşüşü sağlayamamaktadır, bu sebeple bu değer üzerine çıkmak için geçen sürede aşırı yükleme ihtimali artmaktadır. Ancak bu dezavantajlarına rağmen, bu tasarım İtalya'da 60 m çaplı $8^\circ/\text{sn}$ 'lik yüksek dönme hızına sahip bir türbinde kullanılmıştır [Burton vd., 2001].

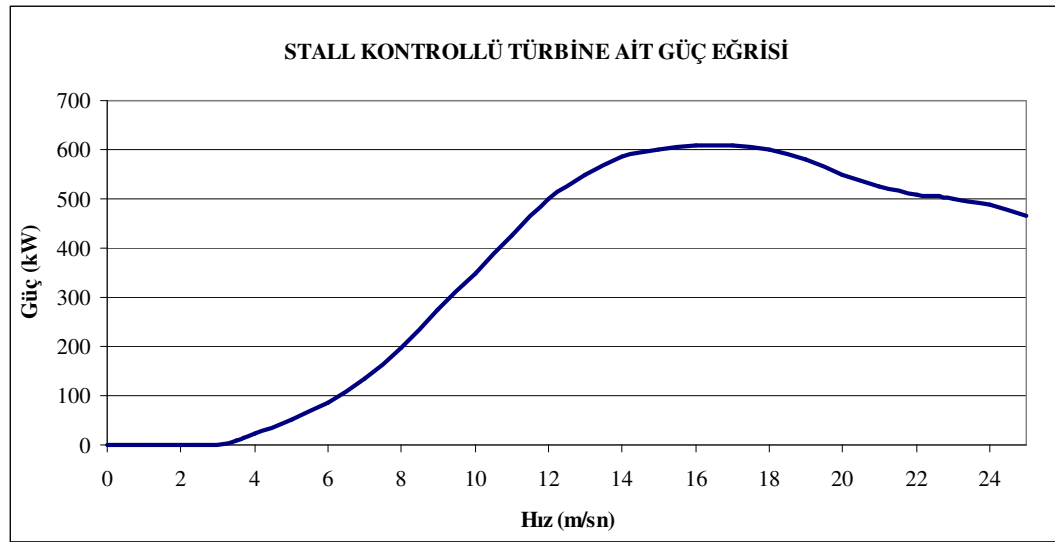
Pasif pitch kontrolünde ise temel düşünce, palayı yüksek hızlarda burularak istenen pitch açısına ulaşacak şekilde tasarlamak, bu şekilde güç kontrolü sağlamaktır. Prensip mantıklı ve basit gözüktü de uygulamada bunu başarmak zor, çünkü güç kontrolü için gerekli burulma ile pala üzerine gelen yüklerin oluşturduğu burulma birbiriyle uyumlu olmayabilir.

Bu iki sistemden bahsettikten sonra yaygın olarak kullanılan diğer üç sistem daha geniş olarak incelenebilir.

4.2.1. Stall kontrollü türbinler

Stall kontrollü türbinler, göbeğe sabit bir açı ile sabitlenmiş palalara sahip sistemlerdir. Bu sistemler, rüzgar hızındaki artış ile birlikte hücum açısının da artması ve palanın stall etkisine girmeye başlaması sayesinde güç kontrolü sağlarlar. Pala geometrisi, rüzgar nominal hızın üzerindeki hızlarda arttıkça, performansı düşürecek şekilde tasarlanmıştır. Pala kök bölgesinden başlayarak stall etkisine girer, bu şekilde tasarım hızı üzerindeki hızlarda, aşırı yükleme sebebiyle türbin sistemlerinde oluşacak hasarlar önlenmiş olur. Stall kontrollü sistemler nominal hızın üzerindeki hızlarda, pitch

kontrollü türbinler gibi sabit bir güç seviyesini koruyamamaktadırlar, bu sebeple nominal hız üzerinde enerji üretimi pitch kontrollü türbinlerden düşüktür. Stall kontrollü türbinlerin temel avantajı, rotorda hareketli parçalara sahip olmamaları ve karmaşık bir kontrol sistemine ihtiyaç duymamalarıdır. Bu türbinler sadece türbinlerin çalıştırılması ve durdurulması için kontrole ihtiyaç duyarlar. 600 kW'lık Bonus Mk IV Türbinine ait veriler kullanılarak oluşturulmuş, stall kontrollü bir türbine ait güç eğrisi Şekil 4.3.'te görülmektedir [Bonus, 2004].

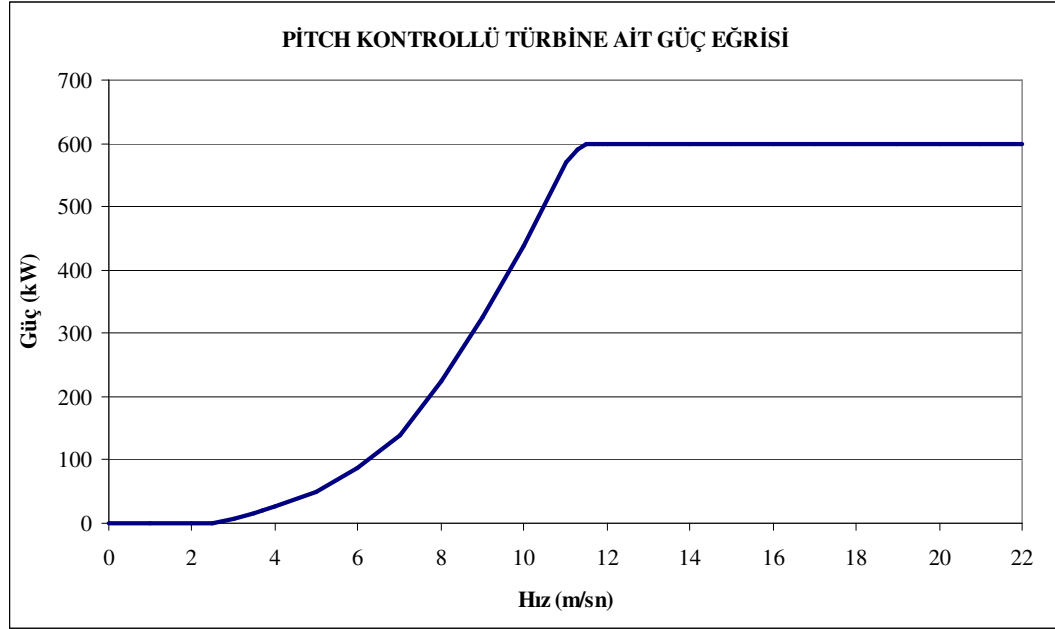


Şekil 4.3. Stall kontrollü türbine ait güç eğrisi

4.2.2. Pitch kontrollü türbinler

Pitch kontrollü türbinlerde palalar, stall kontrollü olanların aksine göbeğe sabit bir açı ile sabitlenmiş değildirler. Pala, pitch kontrol mekanizması sayesinde rüzgar hızına göre eksen etrafında döndürülebilmektedir. Bu türbinler, nominal hız üzerinde sabit güç üretimi sayesinde daha kaliteli bir güç çıkışı sağlamaktadırlar, fakat stall etkisine göre tasarlanmadıkları için ani rüzgarlara karşı hassastırlar. Şekil 4.4'te pitch

kontrollü 600 kW'lık bir türbin olan Dewind D-4'e ait verilerle oluşturulmuş güç eğrisi görülmektedir [DeWind, 2004].

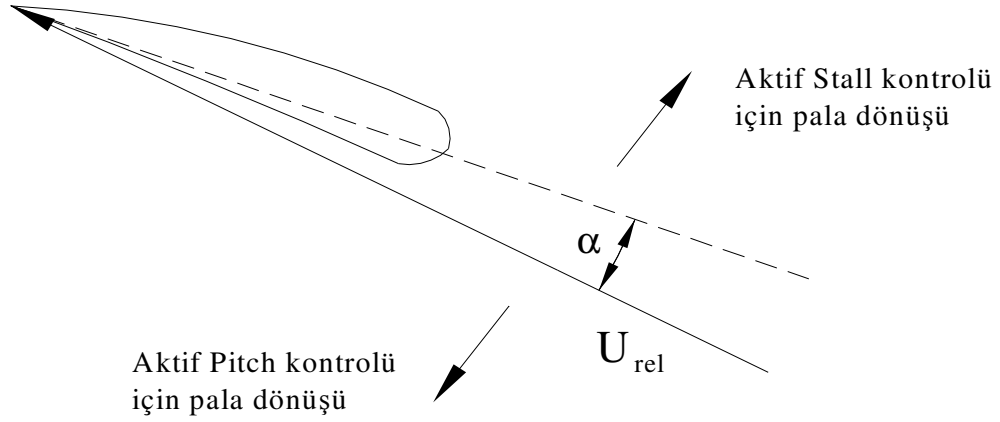


Şekil 4.4. Pitch kontrollü türbine ait güç eğrisi

Pitch kontrol mekanizmasının kullanımı farklılıklar gösterebilir. Sistem, bütün hızlarda kullanılarak elde edilen enerjinin artırılması sağlanabilir ya da sistemde aşınmayı azaltmak için sadece nominal hızın üzerinde güç kontrolü için kullanılabilir. Bu sistemler MW sınıfı türbinlerde daha yaygın olarak kullanılmakla birlikte, 600 kW sınıfı türbinlerde de kullanılmaktadır. Pitch kontrollü türbinlerden elde edilecek performans artışı temel olarak kullanılan pitch mekanizmalarının hızına ve hassasiyetine bağlıdır. Bu makineler sahip oldukları pitch sistemleri sebebiyle yüksek hızlarda yapısal sorunlar yaşamaya, sabit palaya sahip stall kontrollü türbinlere oranla daha eğilimlidirler.

4.2.3. Aktif stall kontrollü türbinler

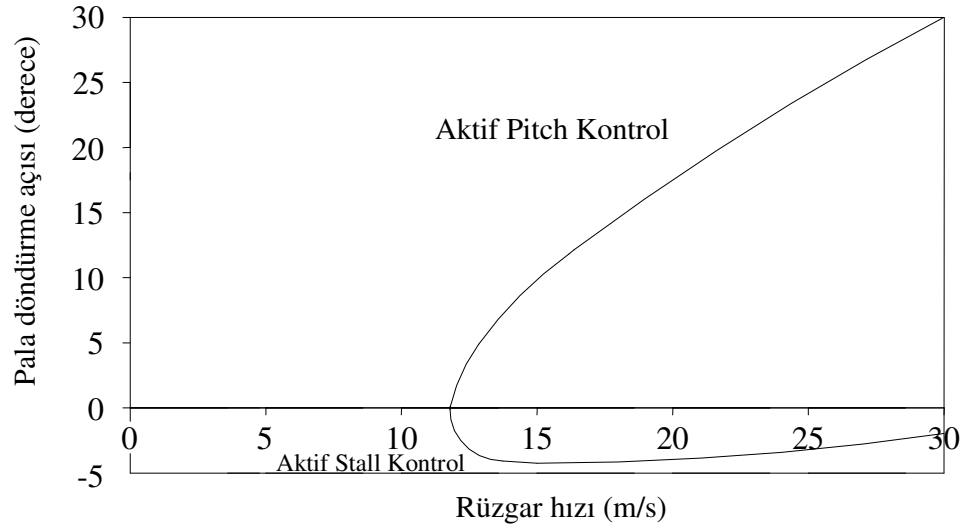
Aktif stall kontrolü, bundan önce söz edilen iki kontrol sistemine göre daha yeni bir tasarımıdır. Bu sistemde de pitch kontrollü türbine benzer şekilde güç kontrolü için pala, eksenini etrafında döndürülerek nominal hız üzerinde sabit güç üretimi sağlanır, fakat dönüş yönü pitch kontrolündekinin tersidir. Pitch kontrollü türbin, nominal hızın üzerine çıktığında palayı hücum açısını düşürecek şekilde döndürülürken, aktif stall kontrollü bir türbin palayı ters yönde çevirip, türbini stall etkisine sokar. Bu dönüş hareketleri Şekil 4.5'te görülebilir.



Şekil 4.5. Aktif stall ve aktif pitch kontrolü için pala dönüş yönleri

Aktif stall kontrollü türbinin güç eğrisi pitch kontrollü türbine benzer. Aktif stall ve aktif pitch kontrollü türbinler için gerekli pala döndürme açılarının kıyaslaması Şekil 4.6.'da görülebilir.

Şekil 4.6.'da görüldüğü gibi, bu tasarımda güç kontrolü için gerekli pala döndürme açıları, aktif pitch kontrolüne göre oldukça düşüktür. Bu sayede türbin rüzgar hızındaki değişimlere daha hızlı yanıt verebilir. Ayrıca türbin nominal hızın üzerinde stall etkisine girmiş olacağından, ani rüzgarlara karşı hassasiyeti daha düşük olacaktır.



Şekil 4.6. Aktif stall ve aktif pitch kontrollü türbinlerde güç kontrolü için gerekli pala döndürme açılarının kıyaslaması [Burton vd., 2001]

4.3. Rotor Hızı

Türbinler, rotorun dönüş hızına göre temel olarak iki sınıfa ayrılırlar:

- Sabit hızlı türbinler
- Değişken hızlı türbinler

4.3.1. Sabit hızlı türbinler

Sabit hızlı türbinler, nominal rüzgar hızında, nominal güce ulaşmalarını sağlayacak sabit bir devirde dönen türbinlerdir. Bu sistem, şebeke bağlantılı pek çok rüzgar türbininde kullanılmış ve tasarım kolaylığı sağlamış olmakla birlikte sadece tek hızda döndükleri ve buna bağlı olarak sadece belirli bir rüzgar hızında ve civarında en verimli şekilde çalışmak üzere tasarlandıkları için bu nominal hızdan uzaklaştıkça

verimleri düşer. Bu sorunu çözmek için kullanılan ve tasarımda çok büyük değişiklikler gerektirmeyen diğer bir konfigürasyon da iki hızlı türbinlerdir.

İki hızlı türbinlerin, sabit hızlı veya değişken hızlı olarak sınıflandırılması konusunda bazı görüş ayrılıkları olsa da, tam anlamıyla değişken hızlı sayılmazlar. Bu türbinler iki farklı hızda çalışabilmektedir. İki hızlı türbinlerin eski tasarımlarında iki farklı jeneratör kullanılmakta iken artık tek jeneratör kullanılıp, bu jeneratörün kutup sayısı (4/6) değiştirilerek, jeneratörün senkron hızı (genellikle 1000/1500 dev/dak) ayarlanabiliyor. İki hızlı tasarım, düşük hızlarda da tasarım uç hız oranına yakın uç hızlar sağlayarak verimi yükseltmektedir. Fakat bu sistemler jeneratörler veya jeneratör kutupları arasındaki geçiş sırasında oluşabilecek sorunlara karşı (örn. akım yükselmesi) önlemler almayı gerektirmektedir.

İki hızlı türbinler, dünya genelinde en yaygın kullanılan sistemlerdir, çünkü sabit hızlı türbinler gibi daha basit mekanizmalardır ve onlara oranla enerji üretiminde artış sağlarlar.

4.3.2. Değişken hızlı türbinler

Değişken hızlı rüzgar türbinlerinin temel avantajı, geniş bir rüzgar hızı aralığında optimum uç hız oranında çalışabilmeleri, böylece rotor verimliliğini yükseltip daha fazla enerji elde edilmesini sağlamalarıdır. Bu türbinler genel olarak birlikte kullanıldıkları pitch sistemi ile birlikte nominal hızdan çok düşük hızlarda dahi yüksek verimlilikle çalışabilirler. Ayrıca bu türbinler, düşük rüzgar hızlarında, düşük devirlerde çalıştıkları için gürültü konusunda da avantaj sağlarlar. Değişken hızlı tasarım, dişli kutusuna gelen yükün düşmesini sağlamakla birlikte bu türbinlerde, sabit hızlılarda kullanılanlardan farklı özelliklere sahip jeneratörlerin kullanılması gerekmektedir.

Değişken hızlı tasarımın sağladığı faydalara rağmen çok yaygın olarak kullanılamamasının ana sebebi güç elektroniği maliyetlerinin yüksek olmasıdır. Bu sebeple bu tür sistemlerin büyük ölçekli sistemlerde kullanılması maliyet açısından daha

uygun görülmektedir. Değişken hızlı tasarım 600 kW sınıfında da kullanım alanı bulmaya başlamıştır. De-Wind firmasının ürettiği D4-46, D4-48 modelleri bu sistemi kullanan türbinlere örnek olarak gösterilebilir [DeWind, 2004].

Yukarıda açıklanan sistemler arasındaki seçimde ana kriter, sağlayacağı faydanın maliyetini karşılayıp karşılamayacağıdır. Türbin elektrik üretimi amacıyla imal edilenler arasında en yaygın görülen tasarım olan 3 palalı, önden rüzgarlı (upwind) bir türbin olarak tasarlanacaktır. Dünya’da elektrik üretimi amaçlı tasarlanan türbinlerin yaklaşık % 75’ini önden rüzgarlı (upwind) türbinler oluşturmaktadır. Bu türbinler, arkadan rüzgarlı (downwind) türbinlerde görülen kule etkisine maruz kalmadıklarından daha düzgün bir akım elde edebilmektedirler. Türbinde kullanılacak daha gelişmiş bir sistem maliyetteki artışı karşılayacak bir enerji üretimi artışı sağlayacaksa kullanılabilir. Bu sebeple aktif pitch kontrolü, aktif stall kontrolü ve değişken hız gibi gelişmiş türbin tasarımlarının kullanımı, türbin boyutundaki artış ile birlikte artmaktadır.

4.4. Kullanım Yeri

4.4.1. Şebeke bağlantılı rüzgar türbinleri

Rüzgar enerjisi çok kesintili bir enerji kaynağıdır. Rüzgar enerjisini, hiçbir sınırlamaya tabi tutmadan elektrik enerjisine çevirerek şebekeye veren bir rüzgar türbininin de çok kesintili bir elektrik enerjisi üretmesi kaçınılmazdır. Ancak, rüzgar türbinleri son 5-10 yılda büyük bir gelişme göstermiştir. Bugün kullanılan modern rüzgar türbinlerinde olduğu gibi rüzgar enerjisi, elektrik enerjisine çevrilerek şebekeye verilmeden önce çeşitli kademelerden geçmektedir. Şebeke bağlantılı rüzgar türbinleri yüksek rüzgar hızlarında, yüksek devir sağlamak için 2-3 kanatlı yapılmaktadır. Şekil 4.7.’de tipik şebeke bağlantılı rüzgar türbinleri görülmektedir. Su pompalamak için kurulan rüzgar türbinleri ise, çok kanatlı olduğu için düşük devir sağlamaktadır.



Şekil 4.7. Tipik şebeke bağlantılı rüzgar türbinleri [Özgür, 2002]

Şebeke bağlantılı rüzgar santralleri yalnızca bir yerleşim yerinin elektrik enerjisi gereksiniminin karşılayabileceği gibi, belirli bir yerde çok sayıda şebekeye elektrik sağlamak amacıyla da kurulurlar. Şebeke bağlantılı sistemlerde günümüzde ticari olarak en yaygın olanı 600 kW'lık birim ünite gücüne sahip türbinlerdir. Kanat çaplarındaki gelişmeye bağlı olarak, birim türbin gücünün önümüzdeki yıllarda optimum büyüklük olarak kabul edilen 1-3 MW'lık düzeye ulaşması beklenmektedir. Günümüzün büyük güçlü rüzgar santralleri elektrik şebekesine bağlı ve birden fazla türbin içeren rüzgar çiftlikleri biçimindedir.

Merkezi elektrik şebekesine elektrik veren rüzgar türbinleri, uygulamada en çok rastlanan sistemlerdir. Birbirine bağlanmış çok sayıda rüzgar türbini yerel dağıtım şebekesini besler ve yerel tüketici firmalara bu elektrik satılır. Bu tür rüzgar çiftliklerinden üretilen elektriğin kWh maliyeti 4-7 cent'e kadar düşürülebilir. Bunun dışında rüzgar türbinleri genel elektrik şebekesine bağlı olan meskenlere, işyerlerine ve çiftliklere elektrik vermek üzere tesis edilirler. Rüzgar gücünün düşük olduğu zamanlarda elektrik genel şebekeden satın alınır. Rüzgar türbinleri fazla güç ürettiğinde ise elektrik genel şebekeye verilir [Özgür, 2002].

Üretilen elektrik enerjisinin türbin çıkışından itibaren son kullanıcı olan tüketicilere ulaştırılmasında iletim hatlarına gereksinim duyulur. İletim hatlarının yanı sıra üretilen elektrik enerjisinin kullanıcılara iletimi sırasında trafolar sayesinde üretilen gerilimin yükseltilerek iletimi sağlanır. Bu sayede iletim esnasında oluşacak kayıplar en aza indirgenmiş olur. Tüketicilere gelindiğinde elektrik enerjisi tekrar trafolar sayesinde kullanılabilir seviye olan 220 V'a düşürülür. Enerji iletimi iki şekilde sağlanmaktadır. Genelde ülkemizde kullanılan iletim sistemi havai hatla gerçekleşmektedir. Havai hatta direkler vasıtasıyla enerji iletimi havadan sağlanır. Birde diğer bir iletim sistemi yeraltı kabloları ile gerçekleştirilen sistemdir. Bu sistemde hat üzerinde bir arıza gerçekleştiğinde arızanın tespiti zor olacağından pek tercih edilmemektedir. Bilindiği gibi iletim esnasında kullanılan trafolar, iletim hatları ve direkler birer maliyettir. İletim maliyetlerini en aza indirmek için rüzgar türbininin kurulduğu yerin elektrik sağlayacağı bölgeye uzak olmaması gerekir. Uzaklık iletim maliyeti ile doğru orantılı olarak artış göstermektedir. İletim esnasında kullanılan iletkenlerin kalitesi de maliyeti üzerinde rol oynamaktadır. Rüzgar türbinleri, çoğu gelişmiş ülkede basit sigortalı ayırıcılar ve her bir türbin için bir trafo ile şebekeye bağlanmakta ve başında eleman bulunmadan işletilmektedir. Türbinler, personelsiz işletildikleri için, türbini her türlü şebeke olayına ve türbin arızasına karşı koruyan bilgisayarlı bir kontrol sistemi içermekte, çok nadir olarak meydana gelen arızalarda türbin kontrol sistemi tarafından sinyal yollanmakta ve uzaktan müdahale ile veya teknisyen yollanarak arıza giderilmektedir. Ülkemizde ise, trafoları, türbinleri ve bağlantı kablolarını korumak için kesici ve ayırıcı gibi ilave teçhizat ve kablo arızalarına karşı ring sisteminin kullanılması şart koşulmaktadır [Özgür, 2002].

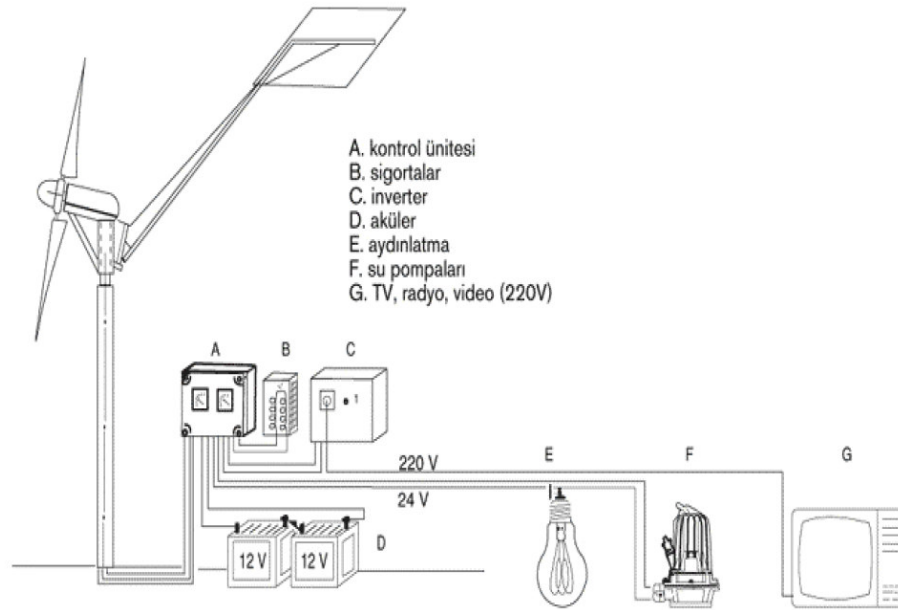
4.4.2. Şebeke bağlantısız rüzgar türbinleri

Bu tür rüzgar jeneratörleri genellikle üç kanatlı, transmisyon sistemi, DC jeneratör, yöneltici kuyruk ve fren sisteminden oluşmaktadır. Makine daha çok direk tipi kule üzerine yerleştirilir. Elde edilen DC elektrik akü ile depolanabilir. Şekil 4.8.'de

gösterilen, şebekeden bağımsız rüzgar elektrik sistemleri birkaç kW ile 100 kW arasında kullanılmakla birlikte, çoğunlukla 30 kW'ı aşmamaktadır.

Şebekeden bağımsız büyük güçlü (10-100 kW) sistemler, yedek enerji kaynağı olarak diesel jeneratörlerle paralel çalıştırılmaktadır. Böyle bir sistemde diesel jeneratörün rüzgardan yararlanarak % 40-50 yakıt tasarrufu sağlaması amaçlanmaktadır. Rüzgar-Diesel sistemlerde DC/AC invertör kullanılarak tüketici AC ile beslenmektedir. Bu tür sistemler özellikle kırsal alanlarda ve enterkonnekte şebekeye uzak olan bölgelerde tercih sebebidir. Türbinden elde edilen elektrik Şekil 4.8.'de görüldüğü gibi çeşitli ünitelerden geçerek kullanıma sunulmaktadır. Rüzgarın esmediği durumlarda ise yani türbin tarafından elektrik üretimi olmadığında; akü içerisinde depolanmış olan elektrik kullanıma sunulur.

Türkiye'de özellikle 10 kW'dan küçük güçlerde rüzgar ve güneş enerjisinin beraber kullanıldığı elektrik sistemlerine bir talep olduğu ve bu tür sistemlerin piyasaya çıkarıldığı da görülmektedir. Bu sistemler DC karakterli ve akülüdürler. Ancak, pahalı olmaları yaygınlaşmalarını engellemektedir [Özgür, 2002].



Şekil 4.8. Şebekeden bağımsız bir rüzgar türbinin şematik gösterimi [Özgür, 2002]

5. TÜRBİN BOYUTU

Yüksek kapasitede elektrik üretimi için kullanılacak rüzgar türbinleri için optimum boyutun ne olduğu kesin bir yanıtı olmayan sorudur. Rotorun süpürme alanı ve güç, çapın karesi ile orantılı olarak artarken, ağırlık ve maliyetin geometrik olarak benzer yapıya sahip makineler için kabaca çapın küpü ile orantılı olarak artması beklenebilir. Bu kare-küp ilişkisine göre küçük sitemler daha avantajlı olmakta ve türbin boyutları sınırlanmaktadır.

Yukarıda açıklanan etkinin aksine, büyük rüzgar türbinleri daha yüksek kuleleri sayesinde yükseklik ile hızı daha da artan rüzgarı kullandıklarından ve elde edilen enerji rüzgar hızının küpü ile orantılı olarak arttığından, daha büyük bir türbin, birim süpürme alanı başına daha fazla enerji çekecektir. Ayrıca büyük rüzgar türbinleri kullanıldığında belirli bir güce sahip bir rüzgar çiftliği için gerekli olan alan da azalacaktır. İlave olarak pek çok parçanın (örneğin kontrol sistemi) boyutu artan çap ile kritik olarak artmayacak, hatta bu artış bazı durumlarda sınırlı olacaktır [Spera, 1994].

Genel olarak rüzgar türbinleri için iki minimum enerji maliyeti vardır. Çok küçük boyutlu türbinlerin, çok fazla sayıda olacak olan parçalarının ve onların servis maliyetinin yüksek olması beklenebilir. Bu küçük türbinlerin boyutu büyüdükçe enerji maliyetinin düşmesi beklenebilir. Fakat bu aşağı yönlü trend, dinamik yüklerin boyutla orantılı artması ve sonuçta türbin kontrol parçalarının çok ağırlaşması sebebiyle tekrar maliyet artışı yönüne dönecektir (örnek olarak bir yatay eksenli rüzgar türbininin sapma kontrolü için kuyruk kanatçığı). Bu birinci minimum enerji maliyeti noktasını oluşturur [Spera, 1994].

Sistem konfigürasyonunu, gelişmiş yapısal konseptler ile aktif aerodinamik, elektronik ve elektrik kontrolleri içeren bir biçime dönüştürdüğümüzde, yükler düşer ve enerji üretimi artar, bu da yine maliyetlerin düşmesini sağlar. Bunlar söylenirken sistemin bu tür kontrollerin maliyetini karşılayacak kadar büyük olduğu kabul edilmektedir. Rotor çapındaki daha büyük artışlar kare-küp ilişkisinin ağır basmasına sebep olacaktır, bu da ikinci minimum maliyet noktasını oluşturur [Spera, 1994].

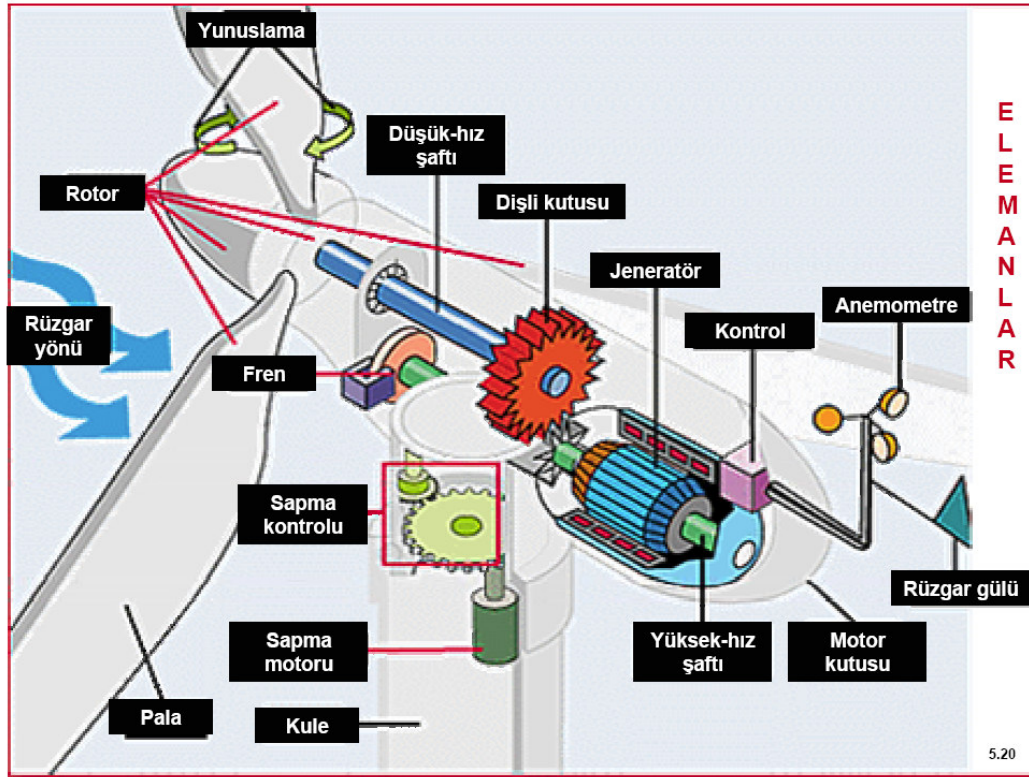
İdeal türbin boyutu belirlenirken, pratikte pek çok başka faktör de işin içine girecektir. Günümüz teknolojisinde teknik risk büyük makinelerde daha yüksektir. Büyük ölçekli rüzgar türbinlerinin üretimi için gerekli yatırım pazarda çok büyük avantajların elde edilmesinin garanti olmadığı durumlarda gerçekleşmeyecektir. Belirli bir yatırımla büyüklere oranla daha fazla sayıda küçük türbin üretilebilir ve ürün işleme konusundaki avantajlar ve üretim tecrübesi ile sağlanacak gelişme hayata geçirilebilir. Küçük ve orta boyutlu türbinler piyasada mevcut olan dişli kutuları ve düşük maliyetli otomobil frenleri gibi parçaları kullanabilirler.

Genel olarak baktığımızda 500-750 kW aralığındaki türbinler birim maliyet açısından avantajlı konumdalar ve bu aralıktan uzaklaştıkça birim fiyatta yükselmeler başlıyor. İkinci bir değerlendirme kriteri olarak birim süpürme alanı başına maliyete bakacak olursak 600 kW ve civarı üzerine çıkıldığında türbinin birim alan başına maliyeti artmaktadır. Fakat kıyaslamanın bu biçimde yapılması biraz yanıltıcı olacaktır. Burada türbinin alanındaki artış ile birlikte kule yüksekliğinin ve buna bağlı olarak enerji üretiminin de artacağı unutulmamalıdır. Buna bağlı olarak şöyle bir düzeltme yapmakta fayda var. Geometrik olarak türbinin güç üretimi alanındaki artış ile yani R^2 ile artacaktır, fakat buna kule yüksekliğindeki artışı da ekleyecek olursak gerçekte artış $R^{(2+3k_1)}$ ile orantılı olacaktır. Birim fiyat ve birim süpürme alanı başına enerji üretimi açısından 600 kW güç bir minimum noktası oluşturmaktadır. 600 kW güce sahip türbinler dünya çapında yaygın olarak kullanılmaktalar. Ayrıca bu boyut, yaygın kullanımı ve kazanılan üretim tecrübesi ile küçük türbinlerin teknik riski düşürme avantajı ve boyutunun çok küçük olmaması ile de büyük türbinlerin düşük arsa maliyetleri arasında bir denge sağlamaktadır.

6. RÜZGAR TÜRBİNİ TEKNOLOJİSİ

6.1. Rüzgar Türbini Elemanları

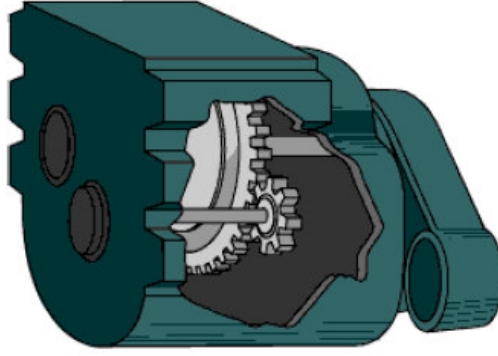
Bir rüzgar türbini başlıca; dişli kutusu, rotor, anemometre, otomatik yöneltme düzeni, frenleme düzeni, yaw mekanizması ve kuleden meydana gelmektedir. Şekil 6.1’de tipik bir rüzgar türbinine ait elemanlar ve konumları görülmektedir. Bu ekipmanlar aşağıda kısaca açıklanmıştır.



Şekil 6.1. Bir rüzgar türbinini oluşturan elemanlar ve konumları [Güney vd., 2001]

6.1.1. Dişli kutusu

Rüzgar türbini rotorunun (pervanesinin) dönmesiyle elde edilen güç, ana şaft, dişli kutusu ve yüksek hız şaftından oluşan güç ünitesiyle jeneratöre aktarılır. Rüzgar türbini rotorundan elde edilen yavaş dönme hızı ve yüksek tork, dişli kutusuyla jeneratör için kullanılan yüksek hız, düşük tork gücüne dönüştürülür. Genellikle rotorun dönüşüyle jeneratör arasında, tek bir dişli oranı vardır. 600 ya da 750 kW'lık bir makine için, iletim oranı yaklaşık olarak 1/50'dir. Dişli kutusunun kesit görünümü Şekil 6.2.'de yer almaktadır [Özgür, 2002].

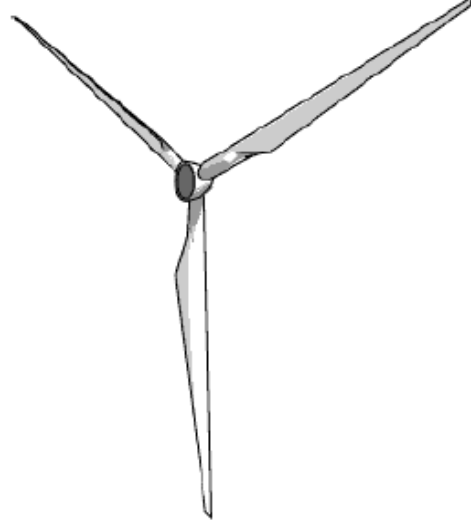


Şekil 6.2. Dişli kutusunun kesit görünüşü [Özgür, 2002]

6.1.2. Rotor

Rotor (pervane); gelen rüzgar hareketini, şaft vasıtasıyla dişli kutusuna, oradan da jeneratöre gönderen en dış birimdir. Rotor kanadından etkiyen rüzgar, kanadın gövdesine ve rotorun merkezine doğru hareketlendikçe, daha dik bir açıdan gelir. Eğer rotor kanadı çok dik bir rüzgar geliş açısı etkisinde kalırsa, rüzgarın kanadı kaldırma kuvveti azalır ve sıfırlanır. Bu nedenle, rotor kanadı burulmak zorundadır ve kanadın arka ucu esen rüzgarla aynı yöne doğru itilir. Şekil 6.3.'te görülen modern rüzgar türbin

rotor kanatlarının çoğu GRP (glass fibre reinforced plastics) yani cam elyaf plastikten yapılır. Diğer kullanılan malzeme ise karbon fiber veya aramid olabilir. Ancak bunlar, büyük türbinler için ekonomik değildir [Özgür, 2002].



Şekil 6.3. Tipik bir türbin pervanesinin görünümü [Özgür, 2002]

Çelik veya alüminyum karışımlarının ağırlık ve yorulmadan kaynaklanan problemleri olmakla beraber küçük türbinler için günümüzde kullanılmaktadır.

6.1.3. Anemometre

Anemometre; Şekil 6.4.'de de görüldüğü gibi, bir dikey eksene ve rüzgarı tutan üç fincana sahiptir. Dakikadaki devir sayıları elektronik olarak kaydedilir. Anemometreler fincanlar yerine, pervanelerle de donatılabilirler, ama bu yaygın değildir. Bunların dışında, sesin fazla yükselmesi ve hava moleküllerinden yansıyan coherent ışığını tespit eden ses üstü ve lazer anemometreleri de vardır. Sıcak kablo anemometreleri, rüzgar ve rüzgar altına yerleştirilen kabloların arasında meydana gelen

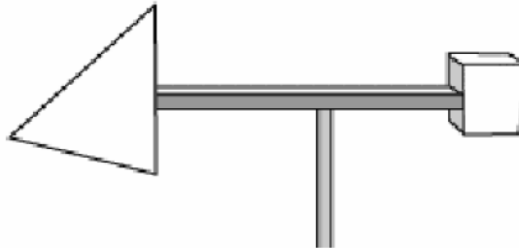
dakikalık sıcaklık farkından dolayı rüzgar hızını tespit eder. Mekanik olmayan anemometrelerin avantajı, buzlanmaya karşı az hassas olmalarıdır. Bununla beraber uygulamada fincan anemometreleri her yerde kullanılmakta olup elektrikle ısıtılan mil ve fincanlı özel modeller kutuplarda da kullanılmaktadır [Özgür, 2002].



Şekil 6.4. Yaygın olarak kullanılan tipik anemometre [Özgür, 2002]

6.1.4. Otomatik yöneltme düzeni

Çeşitli yönlerden esen rüzgarlardan yararlanabilmek için, devitken çarkın, her an rüzgar doğrultusuna dikey konumda olması istenir. Bu yöneltme, ya çark düzlemine dikey olan büyük düzeyli bir dümenle veya yardımcı bir çarkla otomatik olarak sağlanabilmektedir. Klasik bir yön kontrol düzeneği Şekil 6.5'te görülmektedir.



Şekil 6.5. Otomatik yöneltme düzeni [Özgür, 2002]

6.1.5. Frenleme düzeni

Devir sayısının belirli bir değerden sonra sabit tutulması, belirli bir sınırı aşmasına engel olması, çarkın ve palaların korunması yönünden çok önemlidir. Özellikle fırtınalı havalarda rüzgara karşı küçük bir yüzey çıkarmak, hatta tesisten yararlanılmayacaksa tamamen durdurmak gerekir. Bu sonuçları elde etmek amacıyla çeşitli sistemler uygulanmaktadır. Bunlardan birisi Şekil 6.6.'daki mekanik fren düzenidir. Mekanik fren, dişli kutusuna yerleştirilen bir diskten oluşmaktadır. Fren diski çelikten yapılır ve mil üzerine sabitlenir. Olabilecek arızalara karşı frenleme sistemini korumak için hidrolik yağ basıncı gerekmektedir. Hidrolik sistem türbinin aerodinamik frenlerini ayarlamak için kullanılır. Yağ basıncı olmadığında, fren blokları fren diskini sıkıştıracaktır. Frenleme, fren bloğu ile disk arasındaki sürtünmenin bir sonucudur [Güney vd., 2001].



Şekil 6.6. Mekanik fren düzeni [Güney vd., 2001]

6.1.6. Yaw mekanizması

Rotorun rüzgara dik olmadığı durumlarda rüzgar türbinin bir yaw (rotadan çıkma) hatasına sahip olduğu söylenir. Bir yaw hatası, rüzgardaki enerjinin düşük bir kısmının rotor alanına doğru akmasını ifade eder. Yaw kontrolü, rüzgar türbin rotorunun güç giriş kontrolünün en iyi yoludur. Yatay eksenli rüzgar türbinlerinin çoğunda yaw döndürme mekanizması kullanılır. 750 kW'lık tipik bir türbinin yaw mekanizması Şekil

6.7.'de verilmiştir. Şekil 6.7. incelendiğinde şeklin en dışında yaw taşıyıcısı görülüyor. Daha içte yaw motoru tekerlekleri ve en içte yaw frenleri bulunur. Genellikle tüm üreticiler frenli yaw sistemlerini tercih eder.

Yaw mekanizması, rüzgar vanasını kullanarak rüzgar yönünü belirleyen elektronik kontrolcü tarafından işletilir. Rüzgar yönü değiştiği zaman, normal olarak o anda yaw sadece bir kaç derece kadar olacaktır. Yaw mekanizmasında rüzgara karşı nacelle ile rotoru döndürmek için elektrik motorları kullanır. Bu sistem yaw konumunu saniyede birkaç kez kontrol eder. Konum verileri rüzgar gülünden elde edilen yön bilgileri ile karşılaştırılıp yaw mekanizmasına gerekli komut verilir.

Jeneratörde üretilen elektrik enerjisi kulede aşağıya kablolar ile iletilir. Ancak kablolar yaw mekanizmasının hareketi ile bükülmeye uğrar. Bu hem mekanik hem de elektrik olarak kabloyu zorlayıcı ve zarar verici bir etkidir. İşte bu durumu önlemek için türbinlerde Şekil 6.8.'deki sisteme ihtiyaç duyulmuştur [Özgür, 2002].



Şekil 6.7. Yaw mekanizması [Özgür, 2002].



Şekil 6.8. Kablonun kıvrılmasını önleyici sistem [Özgür, 2002].

6.1.7. Elektronik kontrolcü

Elektronik kontrolcü, rüzgar türbininin şartlarını sürekli olarak takip eden ve yaw mekanizmasını kontrol eden bir kompüter bulundurur. Herhangi bir bozukluk (dişli kutusu veya jeneratörün aşırı ısınması gibi) durumunda türbini otomatik olarak durdurur ve türbin operatörü kompüterüne modem hattı ile çağrı mesajı gönderir.

6.1.8. Jeneratör

Rüzgar türbini jeneratörlerinin ana görevi rotor tarafından üretilen mekanik enerjiyi, elektrik enerjisine dönüştürmektir.

6.1.9. Soğutma sistemi

Jeneratörler çalışırken ısınır ve soğutma sistemine ihtiyaç duyulur. Türbinlerin çoğunda jeneratördeki hava kanallarından bir fan ile hava sirkülasyonu sağlanması metodu ile soğutulmaktadır. Soğutma birimi fanı elektrik jeneratörünü soğutur. Ayrıca dişli kutusunun yağını soğutan bir yağ soğutma birimini de bulundurur. Bazı türbinler su-soğutmalı jeneratörlere sahiptir. Fakat birkaç üretici firma su ile soğutulan jeneratörler kullanırlar.

Su ile soğutulan jeneratörler daha küçük yapılabilir. Ayrıca elektriksel olarak daha sorunsuz ve verimlidir. Ancak bu sistemde soğutma suyu için sıvı tankı gereklidir. Bu tankın veya radyatörün nacelle ye yerleştirilmesi problem yaratır.

6.1.10. Platform ve kule

Sistemin mekanize bölümlerinin tümünü üzerinde bulunduran platform, çelik konstrüksiyondan ve gürültü kirliliğini azaltmak amacıyla ses izolasyonlu olarak imal edilmektedir. Platformun kütlesi üzerindeki aksamlarla birlikte 12-82 ton arasında değişebilmektedir. Platform bir mil vasıtası ile konik veya bilyeli radyal rulmanlarla kuleye, çevresinde dönebilecek şekilde yataklandırılır. Kule yüksekliği rüzgar hızına etkili bir faktör olduğundan tasarımının hem çevrim sisteminin gücüne hem de mukavemetine göre yapılması gerekmektedir. Kule, sistem büyüklüğüne göre çelik koni boru, çelik kafes, çelik silindir, beton konik boru ya da silindir biçiminde imal edilebilmektedir. Kule yükseklikleri 70 m'ye dek ulaşabildiğinden, kafes kulelerin dışındaki konstrüksiyonlar iki ya da üç parçalı olabilmektedir. Kafes kuleler görüntü kirliliği nedeni ile pek tercih edilmezler. Rotor 3-26 ton, gövde 10-56 ton ve kule ağırlığı 12-88 ton arasında değişmektedir. Türbin gücü, rüzgar hızının, süpürme alanının ve güç faktörünün fonksiyonudur. Rüzgar hızı yükseklikle arttığından, aynı çaplı bir rüzgar rotorunun daha yüksek kuleye yerleştirilmesi ile elde edilebilecek güç artmakta ise de, kule ağırlığının ve maliyetin artması bir sınır koymaktadır. [Özgür, 2002].

6.2. Rüzgar Türbinlerinin Çevre Etkileri

Rüzgar enerjisi temiz bir kaynaktır. Bugün dünyanın en önemli çevre sorunu atmosferdeki CO₂ artışından ve sera etkisinden kaynaklanan küresel ısınmadır. Oysa, rüzgar santralleri CO₂ emisyonu olmayan santrallerdir. Rüzgarın temiz kaynak olması, olumsuz çevre etkilerinin hiç bulunmaması demek değildir.. Ancak sıralanacak olumsuzluklar, yok sayılacak düzeylerdedir. Yine de rüzgar projelerinin araziye uyumlu ve yerel toplumların danışmanlığıyla geliştirilerek hazırlanması önem taşımaktadır. Bu yolla kamuoyunun desteği de sağlanacaktır. Rüzgar tarlalarının geniş alan istemesi bir sorun gibi gözükebilir. Tek türbin açısından bakıldığında alan gereksinimi 700-1000 m²/MW düzeyindedir. Rüzgar tarlalarının birim kurulu güç başına toplam alan

gereksinimi ise, bunun 150-200 katı üzerinde olup, tarla özgül alanı $0.1-0.2 \text{ km}^2/\text{MW}$ arasındadır. Ancak, rüzgar tarlalarında türbinlerin kapladığı gerçek alan, tarla toplam alanının %1-1.2'si kadardır. Türbinlerin aralarında yetiştiricilik yapılabilirdiğinden, arazi kaybı söz konusu değildir.

Rüzgar çiftliklerinin görsel ve estetik olarak kişileri rahatsız etmesi, gürültü yapması, kuş ölümlerine neden olması, gerek radyo ve gerekse TV alıcılarında parazitler oluşturması gibi olumsuz çevre etkileri ile kaza olasılıkları vardır. İngiltere'de büyük rüzgar çiftlikleri (10 türbinden fazla veya 5 MW'ın üzerinde) çevre sorunları nedeni ile milli park alanlarının sınırları içinde kurulamıyorlar.

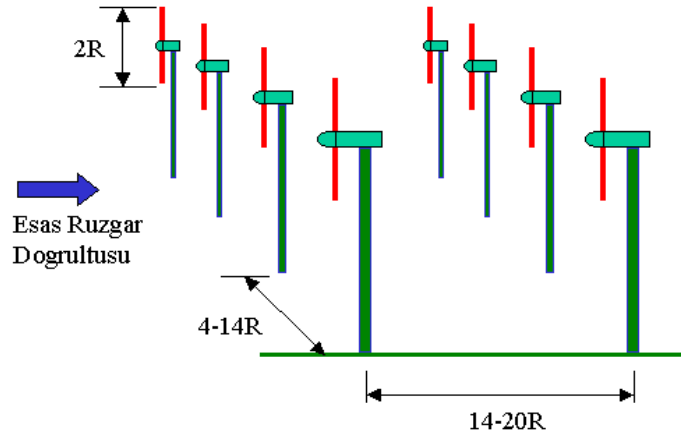
Görüntü kirliliğini engellemek ve estetik görünüm için kafes kulelerin yerini boru kuleler almıştır. Türbinlerin haberleşmede parazit oluşturması ise 2-3 km'lik alanla sınırlı kalmaktadır. Ancak, rüzgar türbinlerinin kuşlar için ölüm tuzağı olması önlenememektedir.

Rüzgar türbinlerinden yayılan gürültü iki kaynaktan üretilir. Mekanik gürültü, dişli kutusu, jeneratör ve yedek motorların oluşturduğu gürültüdür. Aerodinamik ya da geniş bant gürültüsü, makinenin kanatları üzerinden hava geçerken oluşur. Mekanik gürültü, akustik kılıfların ve özel dişlilerin dönen parçalarının ses emici malzeme ile kaplanması gibi birçok standart tekniğin kullanılması ile azaltılabilir. Aerodinamik gürültü ise, hava içinde hareket eden kanatların hızına bağlı olarak artar. Gürültü etkisi, topografik ve ikamet edilen bölgelerin yakınındaki yerlere göre rüzgar türbinlerinin dikkatli yerleştirilmesi ile kolayca azaltılabilir.

Rüzgar çiftliği içerisindeki ses, geliştirilmiş türbinlerin bulunduğu ortamda bile 85 dB düzeyindedir. Araba içerisindeki gürültü ise 80-90 dB kadardır. Rüzgar tarlaları ile yerleşim birimleri ve konutlar arasındaki uzaklığın 300 m'den az olmaması, standart 400 m olması gürültü korumasını sağlamakta, bu koşulda var olan taban gürültüye 5dB daha gürültü eklenmektedir. Böylece, 400 m uzaklıkta gürültü kirliliği 36.9-56 dB olarak kaydedilmiştir [Güney, 2001].

6.3. Rüzgar Santrallerinde Park Etkisi, Kuyrukyeli Etkisi

Parka kurulu her bir türbin, rüzgarı ve içerisindeki enerjiyi aldıktan sonra, arkasındaki türbine göndereceği rüzgarı ve rüzgar enerjisini azaltmaktadır. Bu nedenle ideal olarak türbinleri olabildiğince baskın rüzgar yönüne göre yerleştirmek gerekir. Ancak baskın enerji yönünün bu yerleşimde daha önemli olduğu unutulmamalıdır. Böyle bir yerleşimde şebekeye bağlanma uzaklığı ve kullanılan arazi büyüklüğü de çok önemlidir. Baskın enerji yönünün belirgin olduğu siteler, türbinlerini birbirine daha yakın kurulmasını sağlayarak, hem arazi kullanım oranını düşürür, hem de şebekeye bağlanma ve park yolu masraflarını azaltmaktadır. Ancak ikinci sıradaki türbinlerin yerleşimlerinde kuyrukyeli etkisi etkili olacağından, türbinleri birinci sıra türbinlerden daha uzağa kurmak gereklidir. Bir rüzgar türbini rüzgardaki enerjiden elektrik ürettiği için, türbinden ayrılan rüzgar enerjisi türbine gelen rüzgar enerjisinden daha düşük olmaktadır. Bir rüzgar türbini rüzgar altı yönünde daima bir rüzgar gölgelemesi yaratır. Türbin, arkasında uzun bir aralıkta oldukça fazla bir türbülansa neden olur. Şekil 6.9.'da rüzgar çiftliğinde türbinler arası mesafeler gösterilmiştir.



Şekil 6.9. Rüzgar çiftliğinde türbinler arası mesafeler [Aydın, 2000].

6.4. Rüzgar Türbinlerinin Bakımı

Modern rüzgar türbinleri 20 yıllık ömürlerinde 120000 saat çalışacak şekilde tasarlanırlar. Bu süre, bir otomobilin 4000-6000 saat çalışma aralığından çok daha fazladır. Danimarka'da 1975 den beri kullanılan 4400 türbin üzerinde yapılan çalışmalar, yeni üretim türbinlerinin bakım ve onarım maliyetlerinin eski üretim türbinlerin bakım ve onarım maliyetlerinden oldukça düşük olduğu görülmektedir. Eski Danimarka türbinlerinin yıllık bakım maliyetleri, türbin yatırım maliyetlerinin %3'ü dolayındadır. Yeni üretim türbinlerinde ise bu oran, yatırım maliyetlerinin %1.5-2 dolayındadır. Tek bir türbinin bakım maliyeti, bir rüzgar parkındaki türbinlerin bakım maliyetinden daha pahalıdır. Bazı rüzgar türbini parçaları bozulmaya ve değiştirilmeye, diğerlerinden çok maruz kalır. Bu, özellikle rotor kanatları ve vites kutusu görülür. Özellikle kanatlar, vites kutusu veya üreteç türbin fiyatının %15-20 arasında değişen kısmını oluşturur. Türbinlerin 20 yıllık tasarım ömrü üreteçler tarafından belirtilmektedir. Ancak gerçek ömür hem türbin kalitesine hem de lokal klimatolojiye bağlıdır. Örneğin, sitedeki türbülans miktarı gerçek ömrü önemli oranda belirleyen değişkendir [Güney, 2001].

6.5. Rüzgar Türbini Güvenliği

Büyük modern rüzgar türbinleri normal olarak konik çelik boru şeklinde kuleler kullanırlar. Bu kulelerin kafes kulelere göre en büyük üstünlüğü, daha güvenli olması ve rüzgar türbinin bakım ve onarımının personel tarafından daha rahat ve güvenli yapılmasını sağlamasıdır. Kusuru ise, maliyetleridir. Kafes tipi kulelerin en büyük kusurları, rüzgar çiftliğine daha az uygun olması ve yanına varılabilirliğinin zor olmasıdır. Bakım, onarım ve servis için az güvenlidir. Kule yüksekliği, türbinleri kurarken ve bakım çalışması yaparken en tehlikeli özelliktir. Fakat yeni rüzgar türbinlerinde personelin düşmemesi için inerken ve çıkarken güvenlik önlemleri alınmıştır. Bakım anında makinelerin tamamen durması gerekmektedir. Kritik

parçaların bozulması durumunda veya şebekenden ayrılma durumunda, rotorun ve türbinin durması gerekmektedir [Güney, 2001].

7. JENERATÖR VE AKTARMA SİSTEMLERİ

Rotorun üreteceği güç, aktarma sistemleri ve jeneratörlerde bir miktar düşecek, şebekeye bu şekilde iletilecektir. Yani türbinin gücünden bahsederken rotorun rüzgardan alacağı güç değil, iç kayıplardan sonra sistemin vereceği güç anlaşılmalıdır. Bu durumda da türbinin aerodinamik tasarımına başlamadan önce kullanılacak jeneratör tipi ve aktarma sistemi ile bunlarda oluşacak kayıplar belirlenmelidir.

7.1. Jeneratör

Rüzgar türbini jeneratörleri diğer tip jeneratörlerden biraz farklıdır. Bunun ilk sebebi, jeneratörün salınımlı güç üreten rüzgar türbini rotoruyla birlikte çalışmasıdır. 100 veya 150 kW üstündeki büyük rüzgar türbinlerinde üretilen gerilim üç fazlı alternatif olup, genellikle 690V değerindedir ve alternatif akım frekansı 50 Hz.'dir. Daha sonra akım rüzgar türbininin yanına ve kulenin içine monte edilmiş transformatöre yollar ve mahalli şebekeye bağlı olarak bu transformatör yardımıyla voltaj 10000 V veya 30000 V arasında bir değere yükseltilir. Rüzgar türbinlerinde jeneratör şebekeye direk veya endirek olarak bağlanabilir. Direk bağlanması demek; jeneratör elektrik şebekesine arada hiçbir aracı olmadan bağlanır. Endirek bağlanması demek ise, türbinden akan akımın akımı şebekeyle uyarlayacak olan elektrik cihazları boyunca akıp şebekeye ulaşmasıdır.

Orta ve büyük çaplı uygulamalarda kullanılan jeneratörler şu iki tiptedir:

- Senkron Jeneratörler (Alternatörler)
- Asenkron Jeneratörler (İndüksiyon Jeneratörleri)

Bu jeneratörler sabit stator ve döner kısım olan rotordan meydana gelir. Statorlar benzer yapıda olup, aralarındaki fark rotordan kaynaklanmaktadır.

Doğrudan üç fazlı şebekeye bağlanmış olan jeneratörün hızı sabittir ve şebeke frekansı tarafından belirlenir. Bu hız kutup sayısı değiştirilerek ayarlanabilir. Jeneratör hızını veren bağıntı şu şekilde ifade edilebilir [DWIA, 2004].

$$n = \frac{60f}{K/2} \quad (7.1)$$

Çizelge 7.1.'de iki değişik frekansta farklı kutup sayılarına karşılık gelen jeneratör hızları verilmektedir.

Çizelge 7.1. Kutup sayılarına göre senkron jeneratör hızları (dev/dak) [DWIA, 2004]

Kutup Sayısı	50 Hz.	60 Hz.
2	3000	3600
4	1500	1800
6	1000	1200
8	750	900
10	600	720
12	500	600

Senkron jeneratör hızı, jeneratörün şebeke frekansı ile senkronize çalışması durumundaki hızına karşılık gelir. Bu değer asenkron jeneratör için boşa çalışma hızına eşittir. Pek çok rüzgar türbininde dört ve altı kutup kullanılır, fakat en sık rastlanan dört kutuplu makinelerdir. Bunların yanında iki kademeli değişken kutuplu jeneratörler de mevcuttur. Bunlar rüzgar hızına bağlı olarak, düşük hızlarda ilk kademede çalışır, hız yükselince ikinci kademeye geçerler. Bu tür jeneratörlerin kullanıldığı rüzgar türbinlerine örnek olarak NORDEX N43/600 kW (4/6 kutup, 1500/1000 dev/dak senkron hız, 600/125 kW nominal güç) gösterilebilir [Nordex, 2004].

7.1.1. Senkron jeneratörler (Alternatörler)

Senkron jeneratörler bağlandıkları şebeke ile aynı frekansta çalışır ve asenkron jeneratörlere kıyasla kendini mıknatıslama avantajına sahiptir. Şebekeden reaktif güç ihtiyacı duymazlar. Bu daha kaliteli güç sağlanmasını sağlar. Bu avantajın önemi, rüzgar santrali küçük kapasiteli bir şebekeye uzun ve düşük gerilimli hatlarla bağlandığı zaman daha da ön plana çıkar. Fakat bu jeneratörler hassas bir düzenlemeye ihtiyaç duyarlar ve şebekeye bağlanmaları hassas bir işlem gerektirir [Durak, 2000]. Kontrol sistem bağlantıları daha karmaşıktır. Bir kontrol sisteminde takometre, voltmetre, fazmetre, şebeke ile otomatik bağlantıyı sağlayan cihaz ve rüzgar kesildiğinde veya şebeke gerilimi sıfıra düştüğünde bağlantının kesilmesini sağlayan ters güç rölesi bulunur. Senkron jeneratörün şebekeye bağlanması hassas bir düzenleme ister ve bu işlemin sık yapılması gerektiği için sorunlar ortaya çıkar. Jeneratör şebekeye tam senkron hızda, senkron jeneratör gerilimi ile aynı fazda ve değerde iken bağlanmalıdır. Bu zorlukların üstesinden büyük damperler kullanılarak gelinebilir. Damperler senkron jeneratöre indüksiyon motoru gibi yol verilmesini sağlayan sincap kafes şeklinde bobinlerdir ve şebekeye bağlantı yapıldığında oluşan salınımların azaltılmasını veya bastırılmasını sağlarlar. Maliyet açısından da senkron jeneratörler, asenkron jeneratörlere göre maliyeti daha yüksek olan makinelerdir. Bu sebeple daha düşük maliyetli olan, bağlantı kolaylığı sunan ve daha güvenilir sistemler olan asenkron jeneratörler rüzgar türbini uygulamalarında daha sıklıkla kullanılmaktadır.

7.1.2. Asenkron jeneratörler (İndüksiyon jeneratörleri)

Günümüzde rüzgar türbinlerinde kullanılan jeneratörlerin çoğunluğunu asenkron jeneratörler oluşturur. Asenkron jeneratör, düşük maliyeti ve tesisinin kolay olması yanında, jeneratör kayması ve aşırı yükleme kabiliyeti gibi bazı mekanik avantajlara da sahiptir. Jeneratörün boşa çalışma ve maksimum güçteki dönme hızları arasındaki fark çok düşüktür, senkron hızının yaklaşık %1'ine karşılık gelir ve bu farka jeneratör

kayması adı verilir. Yani 4 kutuplu jeneratör senkron hızı olan 1500 dev/dak'da boşa çalışacak, yaklaşık 1515 dev/dak'da ise maksimum güç üretecektir. Bu değer 1512 ya da 1518'de olabilir.

Jeneratör, torktaki değişime karşılık olarak hızında küçük değişimler yapmak gibi faydalı bir mekanik özelliğe sahiptir. Bu, dişli kutusunda daha az aşınma demektir. Bu doğrudan elektrik şebekesine bağlı rüzgar türbinlerinde asenkron jeneratör tercih edilmesinin en önemli sebebidir. Bu özellikleri yanında asenkron jeneratör, kullandığı kafes rotor sayesinde statordaki kutup sayısına göre kendisini otomatik olarak ayarlayabilmektedir. Yani aynı rotor farklı kutup sayılarında kullanılabilir.

Asenkron jeneratörlerin dezavantajı ise, senkron jeneratörler şebekeye bağlı olmadan da çalışabiliyorken, asenkron jeneratör bu konuda farklılık göstermektedir. Asenkron jeneratörlerin çalışmaya başlamadan önce, statorlarının şebekeden mıknatıslanmaları gerekir, yani şebekeden güç çekerler. Bu sorunun çözümü olarak gerekli mıknatıslanma akımını sağlamak için kapasitör kullanımı yoluna gidilebilir. Kapasitörlerin kullanılması şebekeden çekilen reaktif gücün azaltılmasını sağlar. Bu nedenle de güç faktörü arttırılmış olur. Reaktif güç sorunu statik kapasitörlerin eklenmesi veya rotor beslemesiyle düzeltilebilmesine rağmen böyle bir uygulama jeneratörün maliyetini ve karmaşıklığını artırır. Eğer rüzgar hızı başlama hızından (cut-in hızından) daha yüksekse asenkron jeneratör kendi nominal dönme hızına ulaştığında elektrik jeneratörü olarak davranır. Eğer rüzgar hızı cut-in hızından daha düşükse, bir otomatik ayırma düzeni jeneratörü şebekeden ayırır.

Jeneratörlerdeki kayıpları incelemek gerekirse 500 kW'lık bir türbinde oluşacak kayıplar Çizelge 7.2.'deki gibi gruplandırılabilir. Bu konuda fikir edinmek için Çizelge 7.3.'te verileri sunulmuş olan 660 kW'lık bir jeneratörün bilgilerinden de yararlanılabilir.

İki kaynaktan alınan veriler, nominal hızda jeneratör verimi için %96,5 değerinin iyi bir seçim olduğunu gösteriyor.

Çizelge 7.2. Nominal yükteki jeneratörde kayıplar [Grausers, 1996]

	İndüksiyon Jeneratörü (Şebeke bağlantılı)
Göbek kayıpları	%1,5
Bakır kayıpları ve ilave kayıplar	%1,5
Sürtünme, sargı ve soğutma kayıpları	%0,5
Toplam kayıplar	%3,5

Çizelge 7.3. YJ32 iki hızlı asenkron jeneratörün özellikleri [Yongji Electric, 2004]

Nominal Gerilim	690 V
Senkron Hız	1500/1000 dev/dak
Kutup Sayısı	4/6
Aşırı Yükleme Kapasitesi	1,10
Nominal Güç	660/180 kW
Nominal Hız	1518/1012 dev/dak
Nominal Verimlilik	%96,4/93

7.2. Aktarma Sistemi

Aktarma sistemi göbek, ana yatak, ana mil, bağlantı ünitesi, dişli kutusu ve kavramadan oluşur. Bu sistem, rotorun ürettiği gücün jeneratöre aktarılmasını sağlayan ara kademelerdir ve en önemli parçası da dişli kutusudur.

Dişli kutusu, rotorun 30-40 dev/dak olan dönüş hızını, jeneratörün 1000/1500 dev/dak olan dönüş hızına yükseltmek için ana şaft ile jeneratör arasına yerleştirilmiş ara sistemdir.

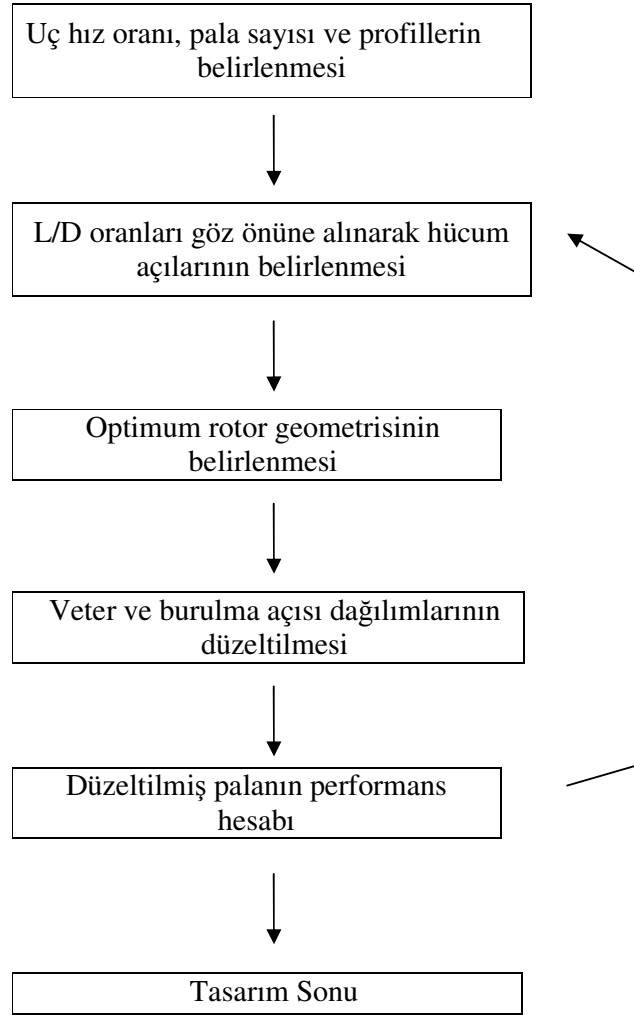
450 kW üzeri türbinlerde genel olarak kullanılan sistem 1 kademe planet dişli ve iki kademe helisel dişliden veya alın dişlisinden oluşan bir dişli kutusudur. Sistemin

verimi, %95 ile %98 arasında değişmekte olup genel yaklaşıml olarak kademe başına %1 kayıp olduğu kabul edilebilir [Stiesdal, 1999]. Yani üç kademeli dişli kutusu için verim %97 olarak alınabilir.

Jeneratördeki %96,5 verimlilik ve dişli kutusundaki %96 verimlilik kabulleri ile rotorun elde edeceği enerjinin yaklaşık %93 verimlilikle elektrik enerjisine dönüştürülebileceği görülmektedir.

8. TÜRBİNİN AERODİNAMİK TASARIMI

Rüzgar türbininin aerodinamik tasarım aşamaları şekil 8.1’de zet halinde sunulmaktadır.



şekil 8.1. Tasarım aşamaları

8.1. Tasarım Ön Kabullerinin Belirlenmesi

Türbin tasarımına başlamadan önce ilk adım, uç hız oranının, türbinin pala sayısının ve kullanılacak profillerin seçilmesidir.

8.1.1. Pala sayısı

Kullanım amacına uygun bir pala sayısı seçimi için Çizelge 8.1.'de verilen değerler yol gösterici olacaktır.

Uç hız oranını şu şekilde tanımlarsak :
$$\lambda = \frac{\Omega r}{U} \quad (8.1)$$

Çizelge 8.1. Çeşitli uç hız oranlarına karşılık gelen uygun pala sayıları [Olivari, 1984]

Uç hız oranı	Pala sayısı
1	6-20
2	4-12
3	3-6
4	2-4
5-8	2-3
8-15	2

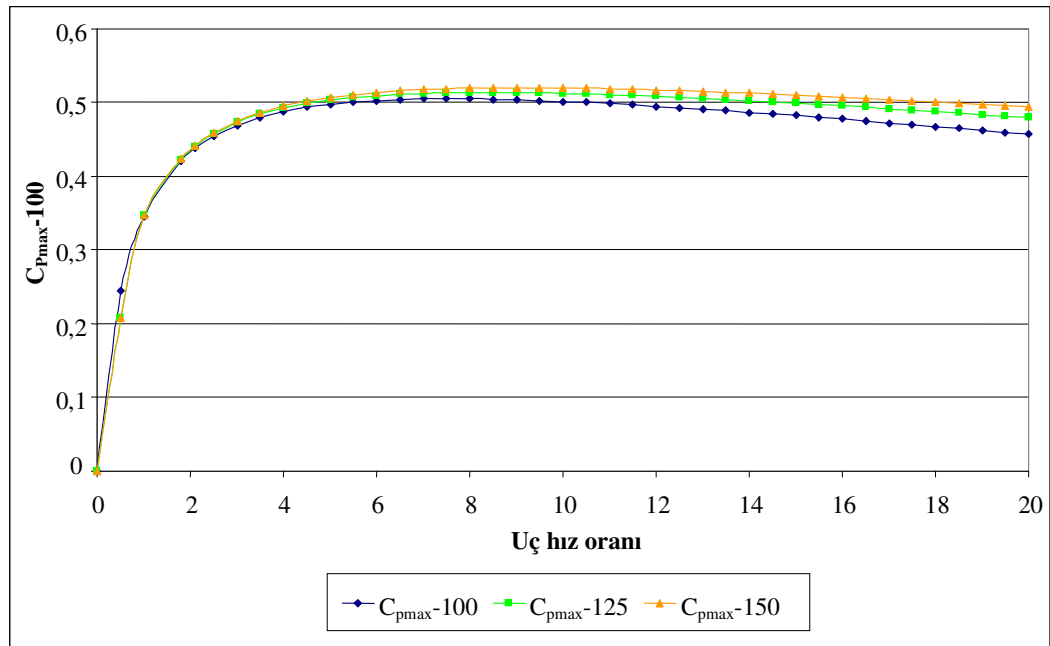
Rüzgar enerjisinden elektrik üretimi amaçlı türbinlerde, çalışılan uç hız oranlarında genel olarak üç palalı tasarımlar tercih edilmektedir.

8.1.2. Uç hız oranı

Türbinin yüksek performans sağlaması amacıyla seçilebilecek bir uç hız oranını belirlemek için denklem (8.2)'de verilen ampirik ifadeden faydalanılabilir [Spera, 1994]:

$$C_{P,max} = 0,593 \left[\frac{\lambda B^{0,67}}{1,48 + (B^{0,67} - 0,04)\lambda + 0,0025\lambda^2} - \frac{1,92\lambda^2 B}{1 + 2\lambda B} \frac{D}{L} \right] \quad (8.2)$$

Yukarıdaki formül kullanılarak L/D oranı 100, 125, 150 değerlerinde olan 3 palalı bir türbin için çeşitli uç hız oranlarında $C_{P,max}$ - uç hız oranı grafiği Şekil 8.2.'de görülmektedir.



Şekil 8.2. Uç hız oranlarına karşılık gelen maksimum güç katsayıları

Şekil 8.2.'de görüldüğü gibi uç hız oranı 6 değerini aştıktan sonra güç katsayısındaki artışlar sınırlıdır. Bunun yanında, bu değer üzerindeki artışların performansa katkısının sınırlı olmasının yanında, artan hızla beraber gürültü seviyesi artacak ve özellikle aktif pitch ve aktif stall kontrollü türbinlerdeki pala kontrol mekanizmalarında yapısal zorluklar ortaya çıkacaktır.

L/D oranı 125 olan profil ile, $\lambda = 8$ 'deki $C_{pmax} = 0,515$ değeri yanında $\lambda = 6$ 'daki $C_{pmax} = 0,51$ değeri güç katsayısında önemli bir düşüş olmayacağını göstermektedir. Bu faktörler göz önüne alınarak uç hız oranı 6 olarak seçilmiştir.

8.1.3. Dizayn hızı

Çevrim sistemlerinin çalışma hız aralıkları, aşırı yüklenme, makine parçalarının deformasyon tehlikesi vb. sebeplerden dolayı belirli sınırlar içerisinde tutulmak zorundadır. Çevrim elemanı belirli bir rüzgar hızında enerji üretmeye başlar. Bu hıza başlama hızı veya devreye giriş hızı (cut-in) denir. Küçük olması tercih sebebidir.

Günümüzde kullanılan ileri teknoloji ürünü türbinlerde devreye giriş hızı 2-4 m/s'dir. Nominal hız 11-14 m/s arasında değişmektedir, sistem nominal güç üretim safhasına ulaşmış olur. Sistemin her hangi bir şekilde zarar görmemesi için, fren, yönlendirme vb. yöntemlerle makine güç üretimini dengeler veya keser. Makinenin güç üretimini kestiği hıza ise kesme hızı veya devreden çıkış hızı (cut-out) denir. Kesme hızı da 20-28 m/s arasında bir değer alır. Tasarlanacak olan türbin için devreye giriş hızı 4 m/s, nominal hız 12,5 m/sn, devreden çıkış hızı ise 22 m/sn olarak seçildi.

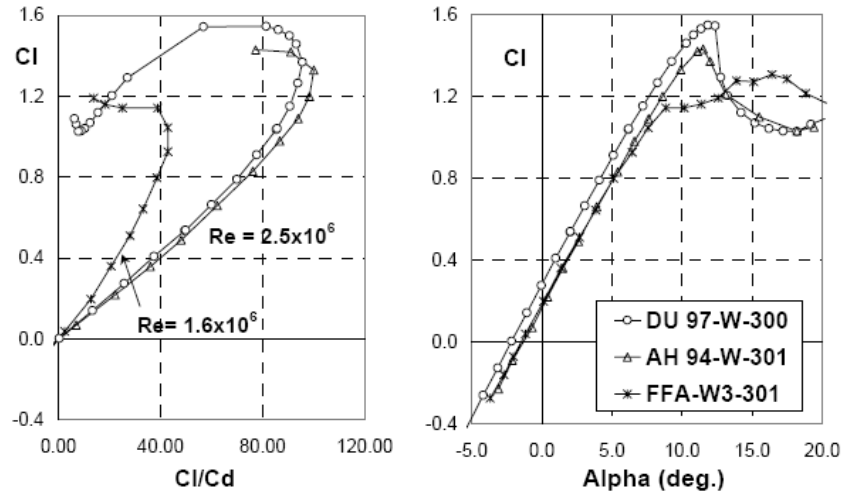
8.1.4. Profiller

Türbinde kullanılacak profil veya profillerin seçiminde göz önüne alınacak en önemli kriterler şöyle sıralanabilir.

- Yüksek L/D oranı
- Profil yüzeyinin pürüzlülüğüne karşı hassasiyetin düşük olması.
- Güç kontrolü sistemine uygun stall davranışı

Bu gereksinimler, eski türbinlerde kullanılan uçak kanadı profilleri yerine türbin veriminin artmasını sağlayacak olan yüksek L/D oranına sahip, rüzgar türbinlerine özel tasarlanmış profillerin kullanımının yolunu açtı. Bu ihtiyaçlara uygun olarak tasarlanmış olan ve türbinlerde yaygın olarak kullanılan bazı profiller şunlardır:

- Delft University of Technology (Hollanda) – DU
- NREL (Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı - ABD) – SERI
- FFA (İsveç Havacılık Araştırmaları Enstitüsü) – FFA-W
- Althaus ve Wortmann – FX
- Riso Ulusal Laboratuvarı (Danimarka) – RISO
- NACA 63



Şekil 8.3. DU 97-W-300 profili için taşıma katsayısı ve L/D oranı grafikleri [Van Rooij ve Timmer, 2003]

Şekil 8.3.'te DU 97-W-300 profilindeki C_L ve C_D katsayısının α açısına göre değişimini inceleyecek olursak, $\alpha=9^\circ$ 'ye kadar karakteristiğin doğrusal olduğu görülmektedir. Buna rağmen α açısının sıfır değerinde bir kaldırma mevcuttur. Yani karakteristik orjinden geçmemektedir.

Bunun nedeni profilin simetrik olmamasıdır. Gerçekten simetrik olmayan profilde hücum açısı $\alpha=0^\circ$ olsa bile kanat etrafında bir sirkülasyon doğar. α büyüdükçe özellikle kanadın sırt tarafındaki basınçlar azalır, akım çizgilerinin eğrilikleri çoğalır ve cidardan ayrılma tehlikeleri baş gösterir. Bu kısımda C_L kaldırma katsayısının daha az arttığı görülür. α açısı daha fazla arttırılırsa belirli bir noktadan sonra ayrılma tam olarak teşekkül ettiği ve kanat sırtında oldukça geniş girdaplı bölge meydana geldiği karakteristik eğrinin devrilmesinden anlaşılmaktadır. Bu noktadan sonra hücum açısının arttırılması kaldırma katsayısını azaltmaktadır.

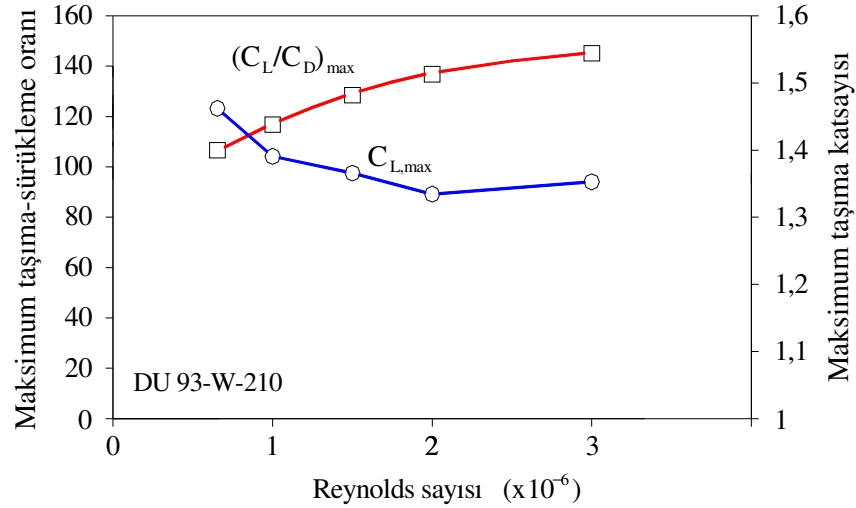
Orta ve büyük ölçekli türbinlerde büyüyen boyut ile birlikte türbin palasını tek bir profil ile imal etmek mümkün olmuyor. Büyüyen palanın getireceği yapısal zorlukları aşmak için kökte aerodinamik performanstan fedakarlık yapıp daha büyük kalınlık oranına sahip profiller kullanılırken, uca doğru profil kalınlığı daha az olan performansı daha yüksek profiller kullanılıyor.

Türbinin aerodinamik tasarımında kullanılan profiller ve aerodinamik özellikleri Çizelge 8.2.'de sırasıyla kökten uca doğru verilmektedir.

Çizelge 8.2. DU profillerine ait aerodinamik özellikler [Van Rooij ve Timmer, 2003]

r/R	Profil	$(L/D)_{\max}$	$C_{L,\text{opt}}$	$C_{L,\max}$
0,15	DU 97 - W - 300	97	1,37	1,56
0,35	DU 97 - W - 300	97	1,37	1,56
0,55	DU 91 - W2 - 250	128	1,27	1,37
0,75	DU 93 - W - 210	143	1,27	1,35
0,95	DU 95 - W - 180	143	1,05	1,21

Bu profillere ait, kaldırma ve sürüklenme katsayısı eğrileri Ek C’de sunulmuştur. Profil özellikleri DU 97-W300 için $Re = 2,5 \times 10^6$, DU 91-W2-250 ve DU 95-W-180 için $Re = 3,0 \times 10^6$, DU 93-W-210 için ise $2,0 \times 10^6$ değerindedir. DU 93-W-210 için Reynolds sayısı bir miktar düşük olmakla birlikte, türbinin çalıştığı Reynolds sayısı değerleri Reynolds sayısına bağlı değişimin daha yoğun olduğu aralığın (< 500000) üzerindedir. Bu sebeple düşük Reynolds sayısından kaynaklanan hata sınırlı olacaktır. Karşılaştırma açısından DU 93-W-210’un $Re = 2 \times 10^6$ ve 3×10^6 değerleri için aerodinamik özelliklerin bir kıyaslaması Şekil 8.4.’te mevcuttur [Van Rooij ve Timmer, 2003].



Şekil 8.4. DU 93-W-210 profilinin farklı Reynolds sayılarındaki aerodinamik özellikleri

Şekil 8.4.’te de görüldüğü gibi $Re = 2 \times 10^6$ değerinin üzerinde değişimler sınırlı kalmaktadır dolayısıyla bu değerlerin kullanılmasının sebep olacağı hata da sınırlıdır.

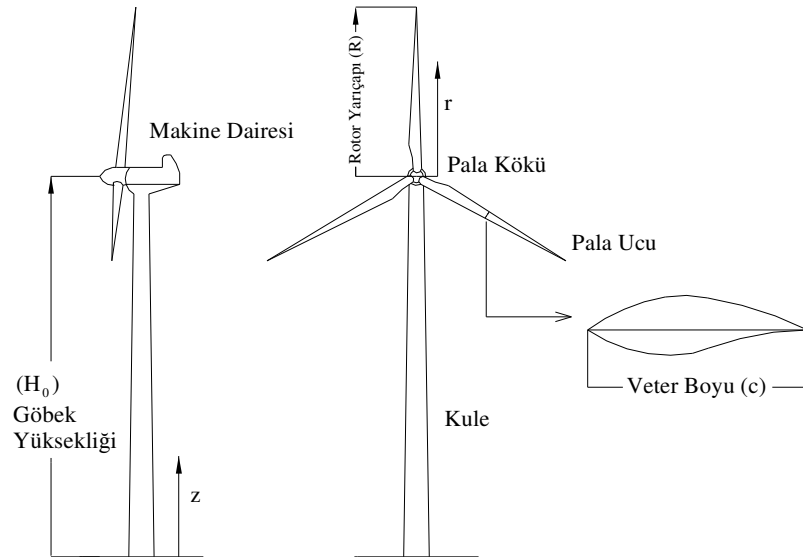
8.2. Boyutsuzlaştırma

Pala geometrisinin tayini ve performans hesapları, kolaylık açısından boyutsuz ifadeler ile yürütülecektir. Şekil 8.5.'te gösterilen büyüklüklere uygun olarak boyutsuzlaştırma Çizelge 8.3.'te gösterildiği şekilde yapılmıştır. Bu boyutsuzlaştırmada, $c-c/2R$ boyutsuzlaştırması sonucunda palanın yerel katılığı aşağıdaki hale gelir.

$$\sigma' = \frac{Bc}{\pi r} \quad (8.3)$$

Çizelge 8.3. Boyutsuzlaştırma

Büyüklik	Notasyon	Boyutsuzlaştırma
Pala veteri	c	$c - c/2R$
Göbek merkezinden radyal uzaklık	r	$r - r/R$
Hızlar	U_{rel}, U	$V - V/U$
Yerden yükseklik	z	$z - z/H_0$



Şekil 8.5. Türbine ait büyüklükler

8.3. Tasarım Hedefleri ve Kabuller

- Nominal Güç : 600 kW
 - Devreye Giriş Hızı : 4 m/sn
 - Devreden Çıkış Hızı : 22 m/sn
 - Nominal Hız : 12,5 m/sn, Uç Hız Oranı : 6
 - Pala sayısı 3, önden rüzgarlı (upwind) türbin
 - Güç kontrolü : Aktif Stall, Rotor Hızı :İki Hızlı
 - Göbek Yüksekliği : 50 m
 - Kök Açıklığı : 0,1 R
 - Dişli kutusu ve jeneratör verimlilikleri sabit ve nominal güçteki değerine eşit.
 - %35 yarıçaptaki profil köke kadar uzanıyor, %95 yarıçaptaki profil uca kadar uzanıyor.
 - Profillerin yerleştirildikleri kesitlerin arasındaki kesitlerde aerodinamik özellikler interpolasyon ile hesaplandı.
 - Profil eğrilerinde, aralık dışında kalan değerler ekstrapolasyonla hesaplandı.
- Türbin tasarımında kullanılan aerodinamik teoriler Ek D’de sunulmuştur.

8.4. Tasarımda İzlenen Adımlar

8.4.1. İdeal türbinin tasarımı

Tasarımın ilk adımı olarak, kullanılacak profillerin yerleştirilecekleri kesitler için optimum hücum açılarının (maksimum L/D oranına karşılık gelen açılar) ve bunlara karşılık gelen kaldırma katsayılarının belirlenmesidir. Optimum pala tasarımında profilin optimum koşulları göz önüne alınacağından ve bu koşullarda profiller 100-150 civarında L/D oranlarına sahip olacaklarından, optimum pala tasarımında C_D değeri ihmal edilecek kadar küçüktür. Kesitlerdeki profiller belirlendikten sonra bu noktalardaki yerel hız oranları $\lambda_r = \lambda \cdot r$ eşitliği ile bulunur.

Pala için optimum indüksiyon faktörleri (a , a') ve göreceli rüzgar hızının dönme eksenini ile yaptığı açı (ϕ) momentum teorisinden belirlenir. Bu işlemde geleneksel yöntem bu değerleri iterasyon ile belirlemektir. Fakat bu değerler farklı bir yoldan analitik yöntemle aşağıdaki gibi de hesaplanabilir [Maalawi ve Badawy, 2001]. (D.30) denklemi, (8.4) momentum denkleminde yerine konulursa (8.5) ifadesi elde edilir.

$$a'(1+a')\lambda_r^2 = a(1-a) \quad (8.4)$$

$$16a^3 - 24a^2 + 3(3 - \lambda_r^2)a - (1 - \lambda_r^2) = 0 \quad (8.5)$$

Bu denklemin çözümü de değişken dönüşümü yöntemiyle bulunabilir [Maalawi ve Badawy, 2001].

$$a = \frac{1}{2} [1 - \Lambda_r (\cos \theta^+ - \cos \theta^-)] \quad (8.6)$$

İfadede:

$$\Lambda_r = \sqrt{1 + \lambda_r^2} \quad (8.7a)$$

$$\theta^\pm = \frac{1}{3} \cos^{-1}(\pm \Lambda_r^{-1}) \quad (8.7b)$$

Bulunan eksenel indüksiyon faktörü (a) değeri (D.30) ifadesinde yerine koyularak optimum pala için a' hesaplanır. Daha sonra hesaplanan bu iki değer (D.32) ifadesinde yerine koyularak göreceli hızın dönüş eksenine yaptığı açı (ϕ) bulunabilir. Bir önceki adımda momentum teorisini kullanarak elde edilen indüksiyon faktörlerine

ulaşmamızı sağlayacak pala geometrisi için (D.57) denklemini kullanarak kesitlerdeki katılık oranı (σ') değerleri belirlenip, buradan boyutsuz veter boyları bulunur.

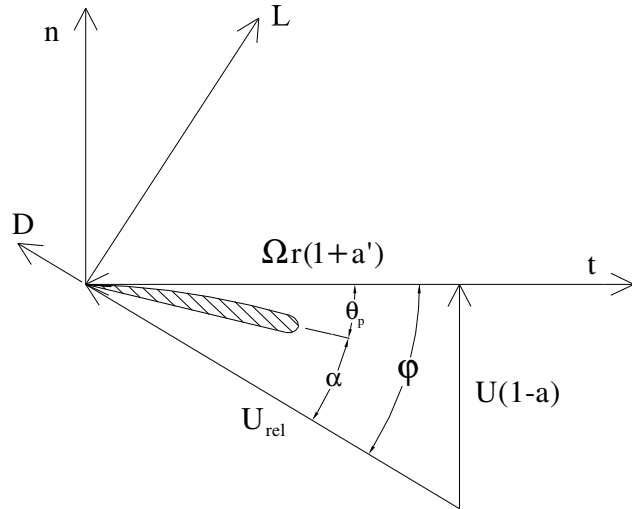
$$\sigma' = \frac{4F \sin \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi)}{C_T + C_N \lambda_r} \quad (8.8)$$

$$c = \frac{\pi \sigma' r}{B} \quad (8.9)$$

Elde edilen φ açısı ile hücum açısı arasındaki fark ise şekil 8.6.'da grldğ gibi optimum oturma açısı dağılımını verir. Herhangi bir kesitteki oturma açısından %95 yarıçaptaki oturma açısı çıkartılarak söz konusu kesitteki burulma açısı bulunabilir.

$$\theta_p = \varphi - \alpha \quad (8.10a)$$

$$\theta_T = \theta_p - \theta_{p,0} \quad (8.10b)$$



şekil 8.6. Pala üzerinde bir kesitteki hız bileşenleri ve açılar

8.4.2. Geometrinin düzeltilmesi

Elde edilen optimum pala geometrileri genel olarak imalat açısından büyük zorluklar taşırlar. Bu sebeple uygulanan bir yöntem veter dağılımının lineerleştirilmesi

ve burulma açısı dağılımının lineerleştirilmesi veya eksponansiyel fonksiyon ile düzeltilmesidir. Bu düzeltmeler imalat kolaylığının yanında, birden fazla profile sahip palalarda optimum değerler kullanılarak yapılmış tasarımlardaki geometrik bozuklukların yol açacağı sorunları ortadan kaldıracaktır.

Performans optimizasyonu yapılmış türbin modelleri için yapılmış olan analizlerde, optimum güç katsayısına en yakın bir güç katsayısını üretecek türbinin veter dağılımının, optimum dağılımda yarıçapın %75'indeki değere teğet lineer bir dağılım, burulma açısı dağılımının ise eksponansiyel bir fonksiyona sahip bir dağılım olması gerektiği görülmüştür [Maalawi ve Badr, 2002].

Burulma açısının dağılımı için baz olarak kökteki ve uçtaki burulma değeri alınabilir. Bu tasarımda, her kesitteki oturma açısı ile yarıçapın %95'indeki oturma açısı arasındaki fark olan burulmayı eksponansiyel bir eğriyle ve veteri de bir doğruyla ifade etmek için aşağıda verilen denklemler kullanılmıştır. Burulma dağılımı için %95'teki değerden geçen bir eğri seçilmesinin sebebi, performansın daha yüksek olduğu uç bölgesinde ideal dağılıma en yakın değerleri korumaktır.

$$\text{Veter Dağılımı :} \quad c = A_1 \cdot r + B_1 \quad (8.11)$$

$$\text{Burulma Açısı Dağılımı :} \quad \theta_T = Q_A (1 - e^{Q_B (0.95 - r)}) \quad (8.12)$$

A_1 , B_1 , Q_A , Q_B katsayılarının bulunması için en küçük kareler yöntemi kullanılmıştır. Bu yöntemin burulma dağılımına uygulanması için, burulma açısını verecek olan eksponansiyel fonksiyon bazı matematiksel işlemler ile doğru denklemine benzetilmiş ve bu şekilde çözüme ulaşılmıştır.

Elde edilecek yeni veter ve burulma açısı dağılımları, türbinin performansını belirleyeceği için, optimum değerlerden büyük sapmalar yapılmamalıdır. Bu sebeple optimum veter ve burulma açısı dağılımlarının hesabında elde edilecek pala geometrisinin optimum değerlere yakın olması için, tasarım girdi değerleri olan C_L ve α değerlerinde, L/D oranındaki değişimler de göz önünde bulundurularak bazı değişiklikler yapılması gerekebilir.

8.4.3. Türbin performansının belirlenmesi

Performans belirlenmesinde ilk aşama optimum pala geometrisinde yapılan düzeltmeler sebebiyle değişen akım geliş açılarının hesaplanmasıdır [Maalawi ve Badawy, 2001].

$$4F \sin \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi) - \sigma'(C_T + C_N \lambda_r) = 0 \quad (8.13)$$

$$C_N = C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi \quad (8.14a)$$

$$C_T = C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi \quad (8.14b)$$

İlk tahminle hesaplanan akım geliş açısından, oturma açısı çıkartılarak yeni hücum açısı ve buna bağlı sürüklenme ve kaldırma katsayıları hesaplanarak iterasyonun bir sonraki adımına geçilip, iterasyonda arzulanan yakınsama sağlanana kadar bu işleme devam edilir, Microsoft Office Excel 2003 programı kullanılarak (8.13) denklemini sağlayacak değerler bulunur.

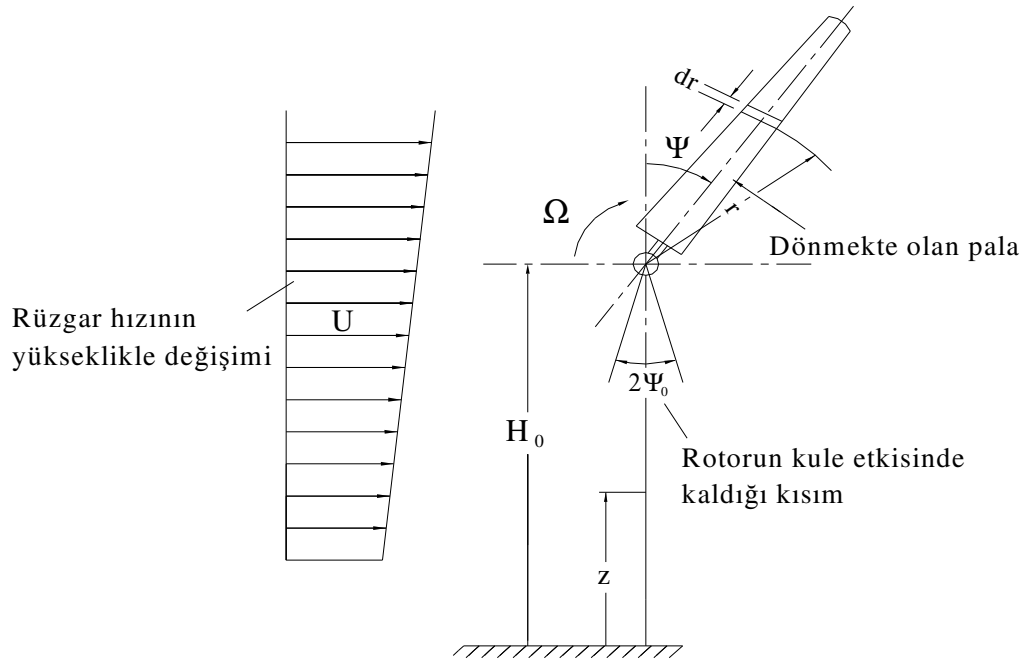
Pala dönerken, pala üzerindeki herhangi bir kesitin yerden yüksekliği sürekli değişecek, buna bağlı olarak yerin yarattığı sınır tabaka sebebiyle üzerine etkiyen rüzgar hızı da değişecektir. İkinci adımda, bu etki altında pala yarıçapı üzerindeki kesitlerde oluşacak ortalama rüzgar hızları bulunmalıdır. Herhangi bir yükseklikte rüzgar hızı yerden yüksekliğe bağlı olarak boyutsuz ifadeler cinsinden (8.15) denkleminde verilmiştir.

$$U = z^{k_1} \quad (8.15)$$

Şekil 8.7. incelendiğinde, rüzgar hızında yüzey pürüzlülüğünden kaynaklanan değişimi, palanın boyutsuz yarıçapının bir fonksiyonu olarak ifade etmek gerekirse yerden yükseklik ve pala yarıçapı üzerindeki herhangi bir nokta arasında (8.16a) ve (8.16b) denklemlerinde verilen ilişki kurulabilir.

$$z = 1 + r_0 \cos \psi \quad (8.16a)$$

$$r_0 = \frac{R}{H_0} \quad (8.16b)$$



Şekil 8.7. Rüzgar hızının yükseklik ile değişimi

Pala üzerindeki herhangi bir kesite etkiyecek boyutsuz net rüzgar hızını bulmak için, rotorun dönüşü boyunca kesite etkiyen farklı rüzgar hızlarının ortalamasını bulmak gerekir. Bu işlem için (8.17) denkleminde verilen integral kullanılabilir.

$$\overline{V_w}(r) = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} U(r, \Psi) d\Psi \quad (8.17)$$

Eğer tasarlanan türbin, arkadan rüzgarlı türbin ise net rüzgar hızı hesaplanırken kule etkisi de hesaba katılmalıdır [Maalawi ve Badr, 2002].

(8.17)'deki integralde $(1 + r.r_0 \cos \Psi)^{k_1}$ ifadesi, Taylor serisine benzetme yapılarak çözülür.

$$(1 + x)^s = 1 + s.x + \frac{s.(s-1)}{2!} x^2 + \frac{s.(s-1).(s-2)}{3!} x^3 + \dots + \frac{s.(s-1).....(s-n-1).x^n}{n!} \quad (8.18)$$

$$(1 + r.r_0 \cos \Psi)^{k_1} = 1 + k_1.r.r_0 \cos \Psi + \dots + \frac{k_1.(k_1-1).....(k_1-n-1).(r.r_0 \cos \Psi)^n}{n!} \quad (8.19)$$

Elde edilen düzeltilmiş pala geometrisi ve pala üzerindeki rüzgar hızı dağılımı da kullanılarak aerodinamik katsayılar şu şekilde hesaplanabilir:

8.4.4. Aerodinamik katsayıların hesabı

$$\text{İtke Katsayısı : } C_t = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U^2 A} = \frac{2B \int_{r_0}^r U_{rel}^2 \cdot c \cdot C_N \cdot dr}{\pi(1-r_H^2)} \quad (8.20)$$

$$\text{Tork Katsayısı : } C_q = \frac{Q}{\frac{1}{2}\rho U^2 A \cdot R} = \frac{2B \int_{r_0}^r U_{rel}^2 \cdot c \cdot C_T \cdot r \cdot dr}{\pi(1-r_H^2)} \quad (8.21)$$

$$\text{Güç Katsayısı : } C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho U^3 A} = \lambda C_q \quad (8.22)$$

(8.20) ve (8.21) denklemlerindeki U_{rel} ifadesi, palaya göre göreceli boyutsuz hızdır ve (8.23) denkleminde verilen formülle bulunabilir.

$$U_{rel}^2 = \overline{V_w}^2(r) \cdot (1-a)^2 + \lambda_r^2 \cdot (1+a')^2 \quad (8.23)$$

Tasarım uç hız oranında palanın güç katsayısı hesaplandıktan sonra istenen gücü üretecek gerekli türbin yarıçapı (8.24) ifadesi ile hesaplanabilir.

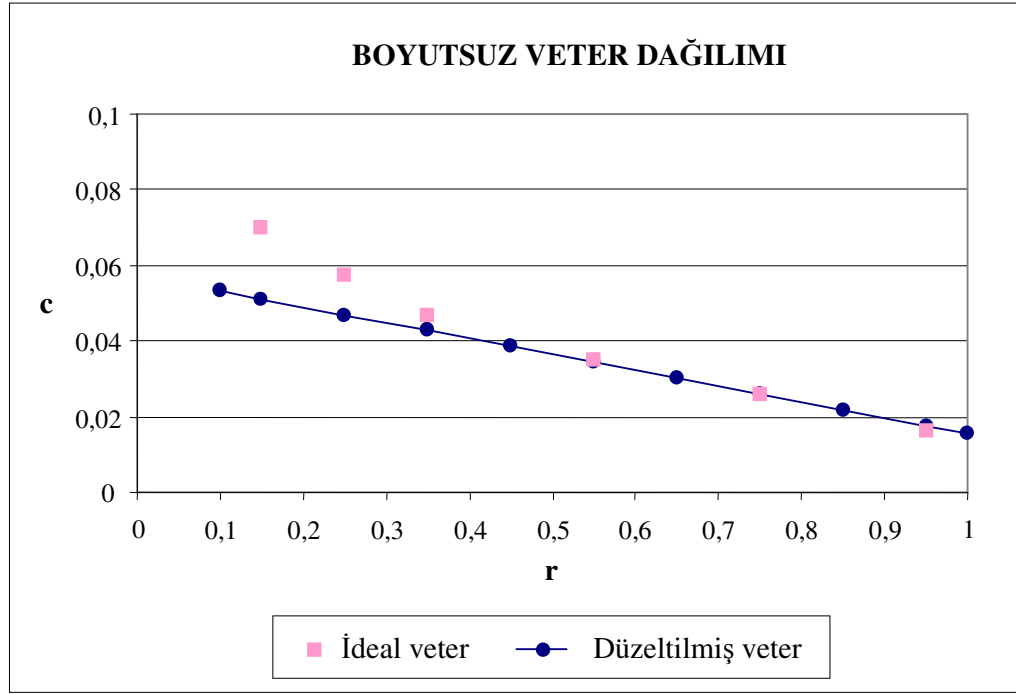
$$R = \sqrt{\frac{2P}{\pi \rho U^3 C_p}} \quad (8.24)$$

9. ELDE EDİLEN PALA GEOMETRİLERİ VE TÜRBİN PERFORMANSI

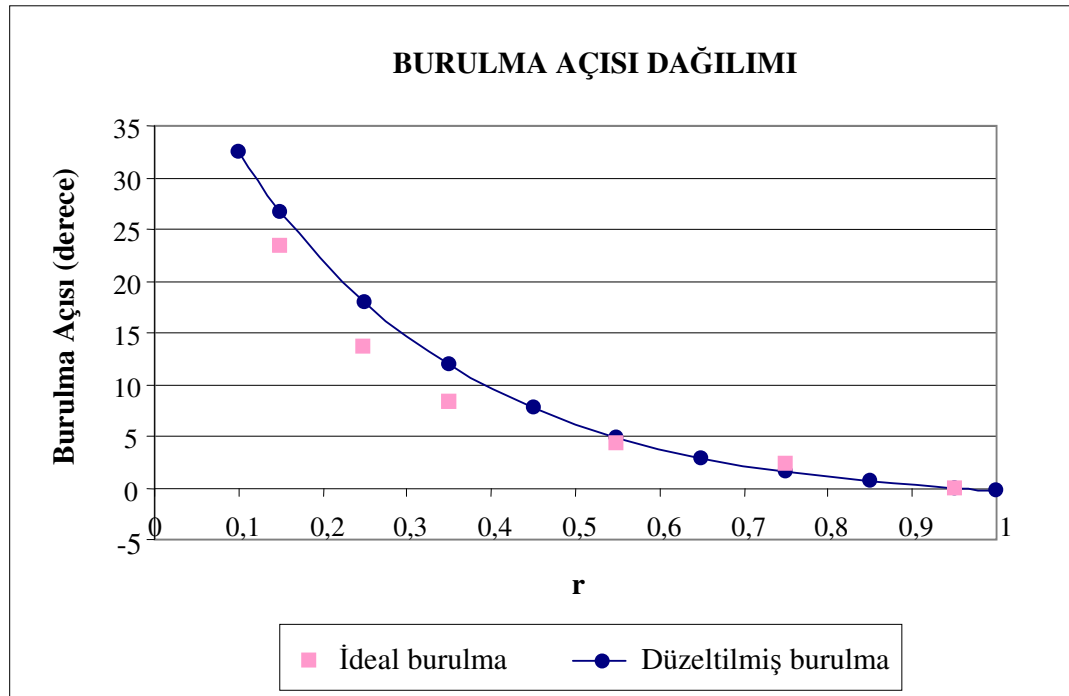
Bölüm 8’de açıklanan aşamalar ile istenen uç hız oranında optimum performansı sağlayacak palaya ait geometriyi belirlemek ve bu palanın performansının hesaplamak için Microsoft Office Excel 2003 programı kullanılarak tasarım ve performans hesabı yapılmıştır. Elde edilen pala geometrileri ve performans hesaplamaları bu bölümde sunulmaktadır.

9.1. Optimum Palaya En Yakın Dağılıma Sahip Pala

Bölüm 8’de açıklandığı gibi tasarım uç hız oranı için optimum veter ve burulma açısı dağılımları belirlendikten sonra düzeltilmiş geometrileri sağlayacak katsayılar hesaplanmıştır. Boyutsuz veterin lineerleştirilmesi için kullanılacak katsayılar $A_1 = -0,042$ ve $B_1 = 0,0574$, burulma dağılımının eksponansiyel fonksiyon ile düzeltilmesi için kullanılacak katsayılar $Q_A = -1,401$ ve $Q_B = 3,744$ olarak hesaplanmıştır. Optimum veter ve burulma açısı değerleri ile hesaplanan katsayılar kullanılarak düzeltilmiş değerler Şekil 9.1. ve Şekil 9.2.’de görülmektedir.



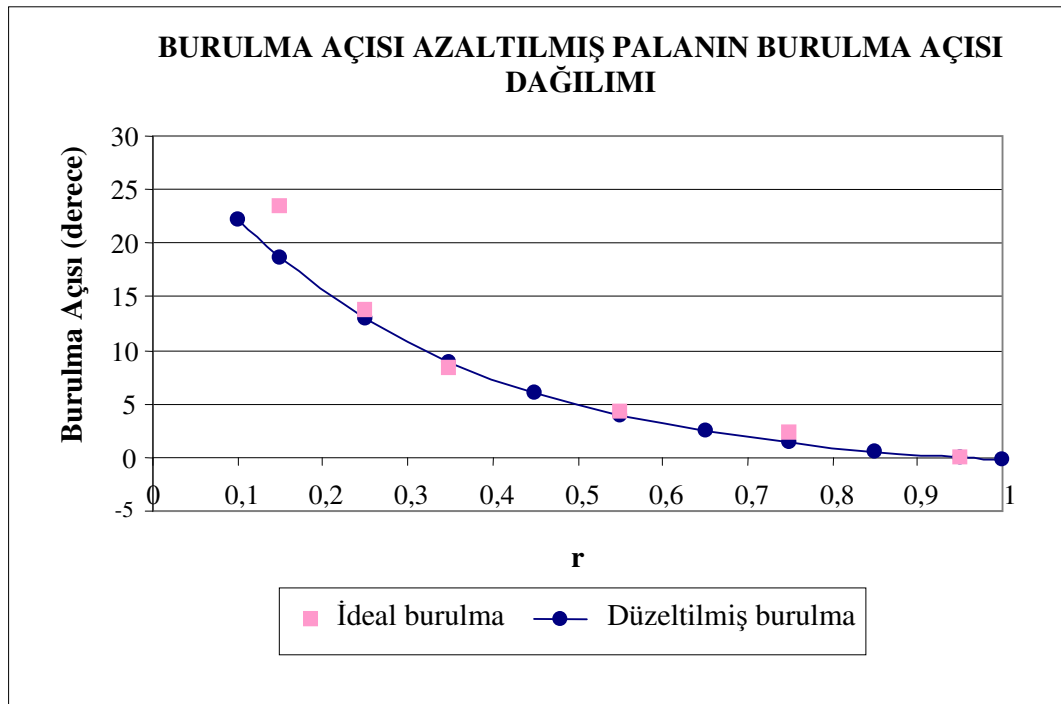
Şekil 9.1. %75 yarıçapta teğet olan boyutsuz veter dağılımı



Şekil 9.2. İdeal burulma açısı dağılımına en yakın eğri

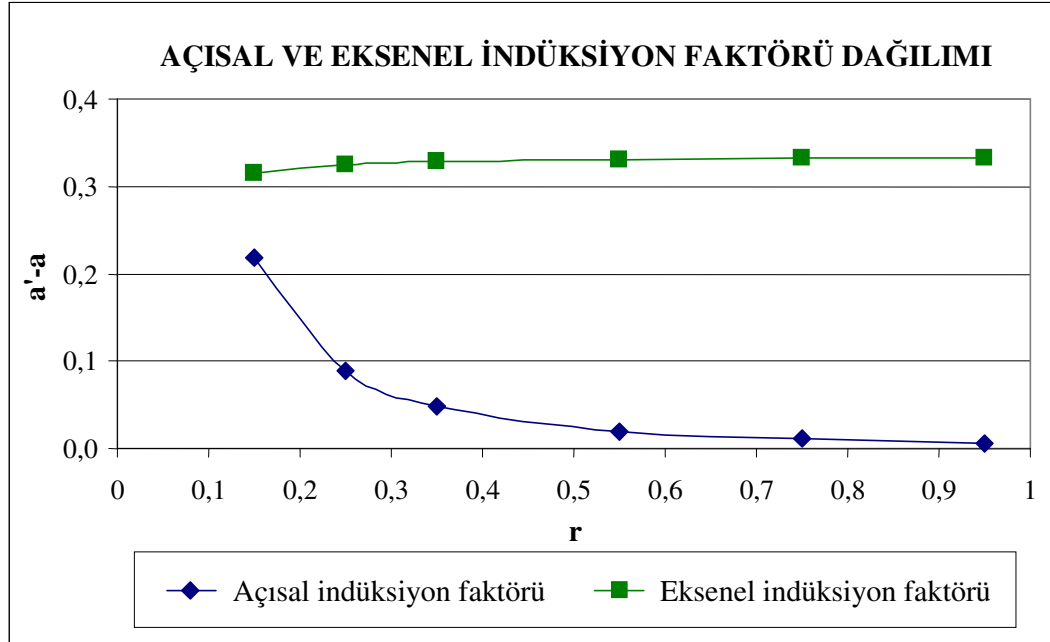
9.2. Burulma Açısı Azaltılmış Pala

Optimum palaya en yakın dağılıma sahip pala, Şekil 9.2.'de görüldüğü gibi, kökteki yüksek burulma açılarını azaltmak yerine bir miktar daha arttırmaktadır. Bu sebeple veter dağılımı aynı kalmak şartıyla $Q_A = -1,43$ ve $Q_B = 3,3$ olarak değiştirilerek burulma açıları düşürülmüş ikinci bir pala geometrisi belirlenmiştir. Bu palanın burulma dağılımı Şekil 9.3.'te görülmektedir.

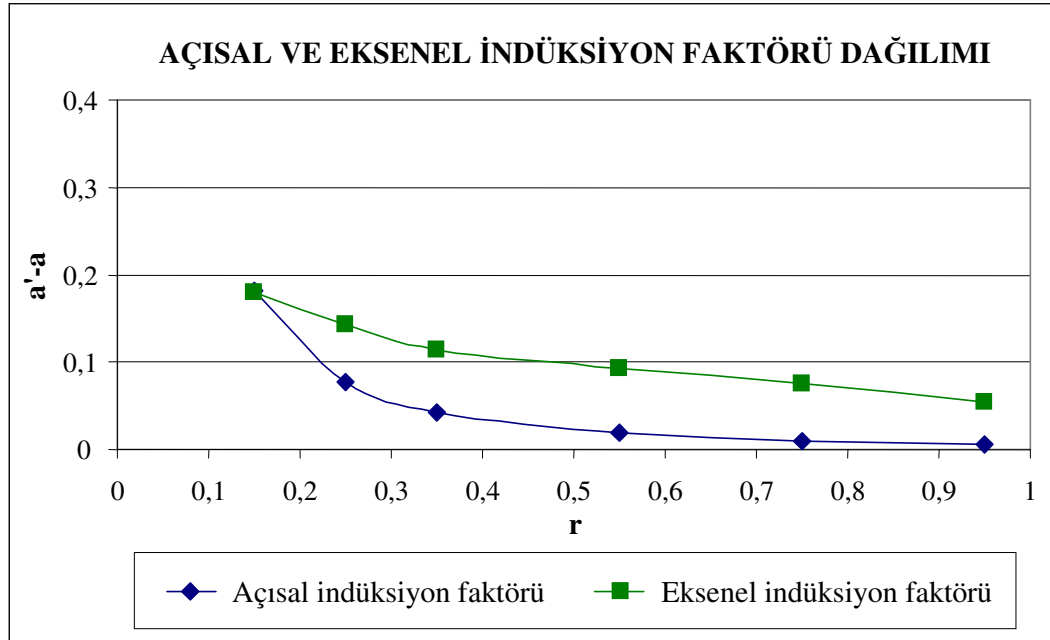


Şekil 9.3. Azaltılmış burulma açısına sahip pala için burulma açısı dağılımı

Geometrideki bu düzeltmeden dolayı türbinin performansında kayda değer bir düşüş görülmemiştir. Bunun sebebi optimum değerlerden uzaklaşmanın, özellikle güç üretiminin düşük olduğu köke yakın bölgede gerçekleşmesi ve bir önceki dağılıma oranla $r = 0,25$ ve $r = 0,35$ noktalarında optimuma daha yakın değerler elde edilmesidir.

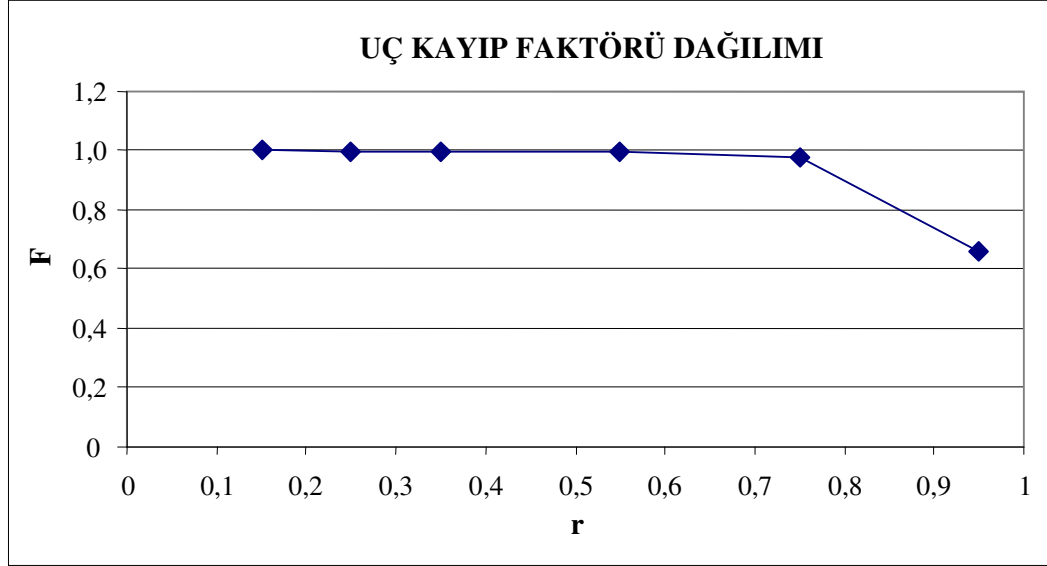


Şekil 9.4. Uç kayıp faktörü 1 iken açısai ve eksenel indüksiyon faktörü dağılımı



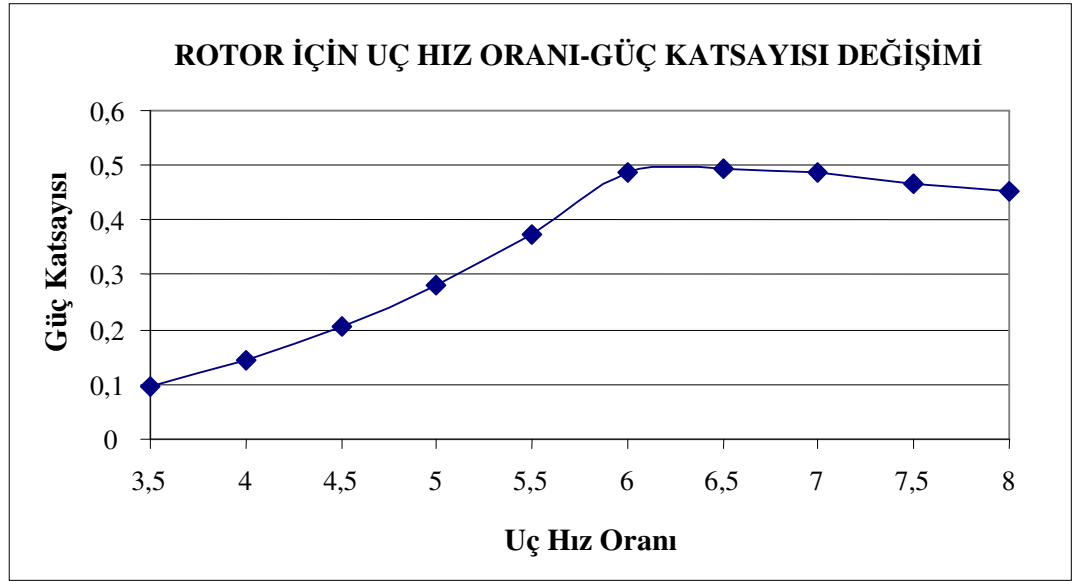
Şekil 9.5. Uç kayıp faktörü etkisinin olduğu açısai ve eksenel indüksiyon faktörü dağılımı

Şekil 9.4.'te uç kayıp faktörü ihmal edilerek bulunan açısai ve eksenel indüksiyon faktörü ile Şekil 9.5'te uç kayıp faktörü hesaba katılarak bulunan açısai ve eksenel indüksiyon faktörü arasında farklılıklar görölmektedir. Bu farklılıklar eksenel indüksiyon faktöründe, açısai indüksiyon faktörüne göre daha fazladır.

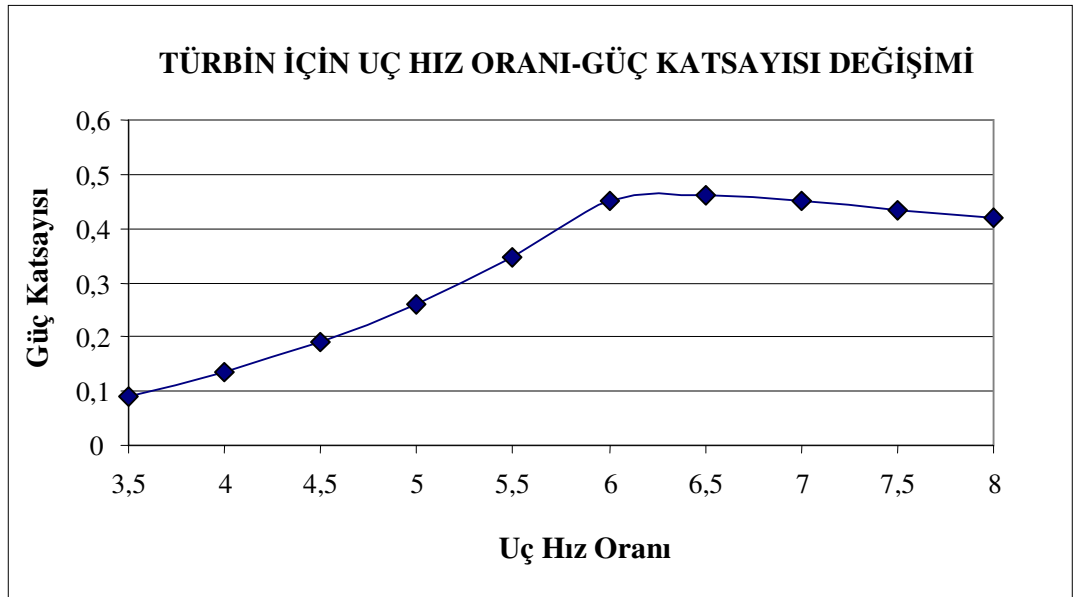


Şekil 9.6. İdeal palaya ait uç kayıp faktörü dağılımı

Şekil 9.6.'da göröldüğü gibi uç kayıp faktörü palanın uç kısmına yaklaştıkça hızlı bir azalış göstermektedir. İdeal pala ile düzeltilmiş palada bulunan uç kayıp faktörleri arasında çok az bir farklılık vardır.



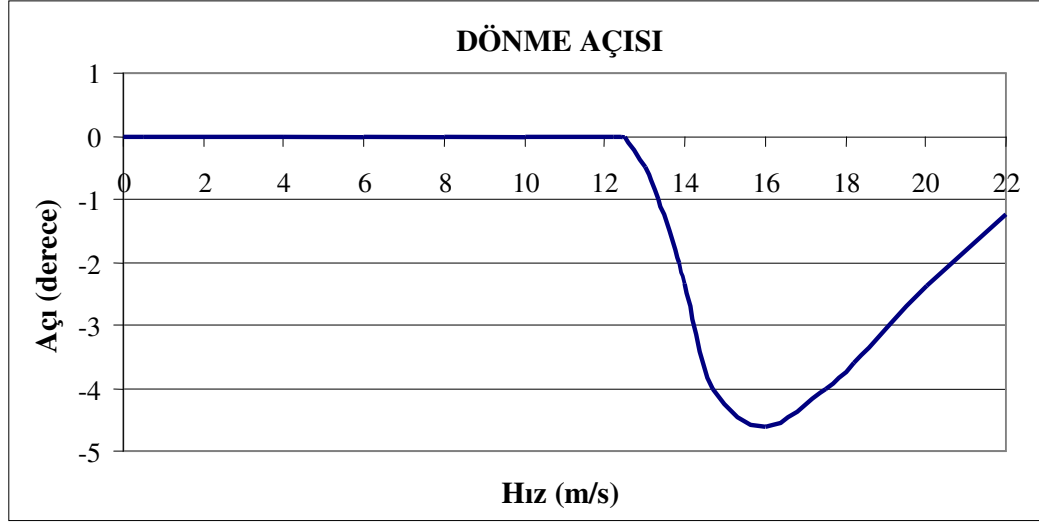
Şekil 9.7. Uç hız oranlarına göre rotor güç katsayıları



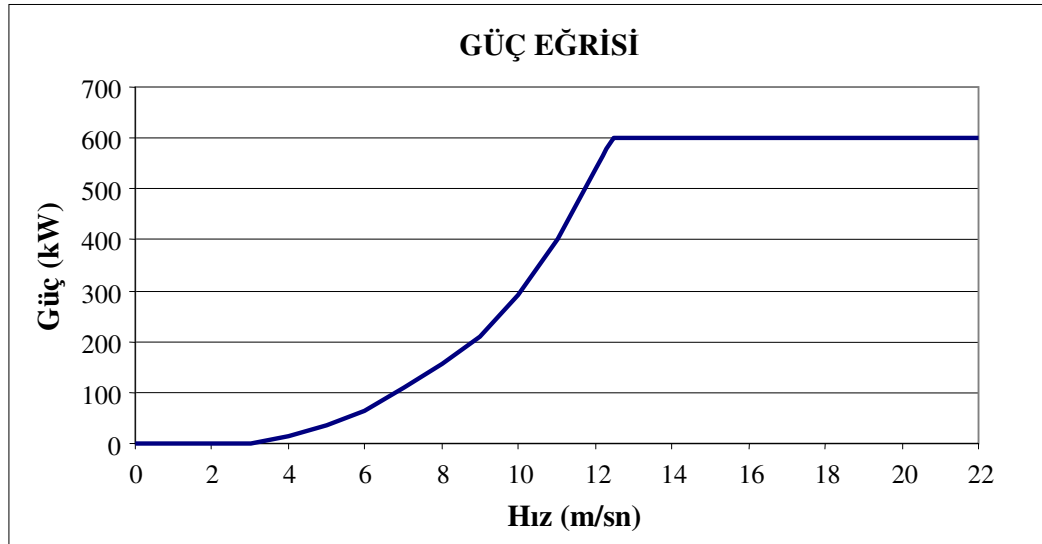
Şekil 9.8. Uç hız oranlarına göre türbin güç katsayıları

Düzeltilmiş palaya sahip türbinin performans verileri Şekil 9.7, Şekil 9.8. ve Şekil 9.10.'da görülmektedir.

Şekil 9.7’de uç hız oranlarına karşılık gelen rotor güç katsayıları verilmiştir. 6’dan düşük uç hız oranlarına karşılık gelen güç katsayılarındaki hızlı düşüşün sebebi, güç kontrolü amacıyla palanın döndürülüp performansının düşürülmesidir. Şekil 9.8.’de jeneratör ve dişli kutusu verimliliğinin sabit olduğu kabulü ile türbin için güç katsayısı dağılımı görülmektedir.



Şekil 9.9. Güç kontrolü için gerekli pala dönüş açıları



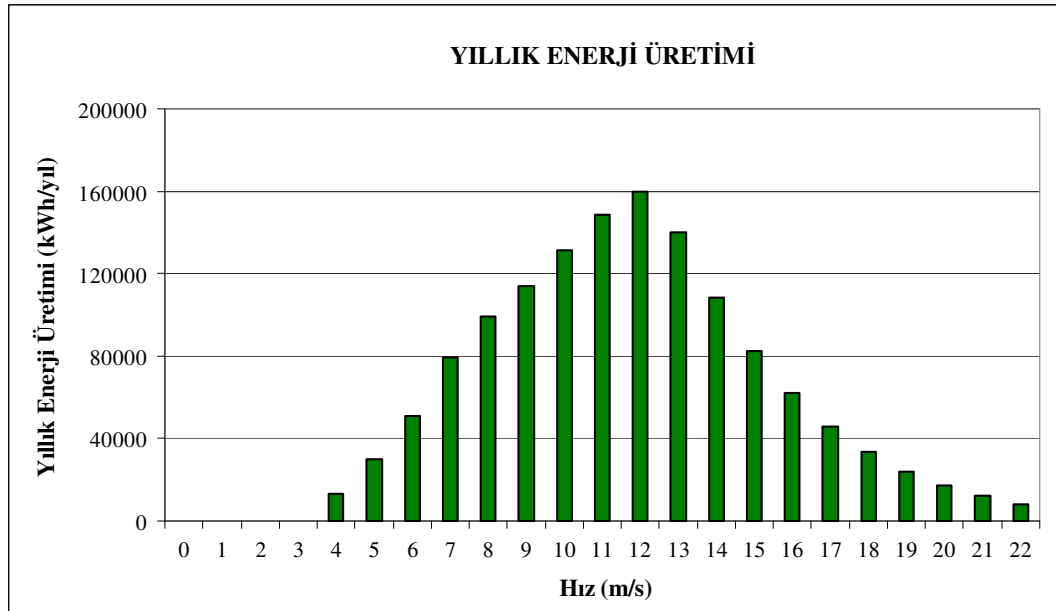
Şekil 9.10. Türbinin güç eğrisi

Şekil 9.9.'da nominal hızın üzerinde güç kontrolü için gerekli pala döndürme açıları verilmekte olup, nominal hızın altında pala dönme hareketi yapmamaktadır.

Şekil 9.10.'da ise türbinin rüzgar hızlarına bağlı olarak üreteceği güç verilmektedir.

Kapasite faktörü bir türbinin bir yılda ürettiği enerjinin, aynı türbinin üretebileceği maksimum enerjiye bölünmesi ile ortaya çıkmaktadır. Bir türbinin bir yılda üretebileceği maksimum enerji, o türbinin nominal gücünün 8760 saat ile çarpılması sonucunda bulunur.

Çizelge 3.2.'de Bandırma'da pürüzlülük sınıfı 1 olan alanda 50 m yükseklikte maksimum enerji içeren hızın, türbinin nominal hızı olan 12,5 m/s'ye eşit olduğu görülmektedir. Tasarımı yapılan türbinin, güç eğrisi kullanılarak bu yörede kullanılması halinde elde edilecek kapasite faktörü incelendiğinde %25,9'lık bir kapasite faktörüne ulaşılabileceği ve yılda 1361468 kWh enerji üretebileceği görülmektedir. Yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı Şekil 9.11.'de mevcuttur.



Şekil 9.11. Bandırma ili için türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

Hesaplanan türbin çapı benzerlerinden (40 ~ 44 m) küçüktür, buna bağlı olarak gerekli uç hız oranını sağlayabilmek için devir sayısı yüksektir. Bu durumun ortaya çıkmasındaki esas neden nominal hızda türbin güç katsayısının benzer sınıftaki türbinlerden yüksek olmasıdır. Güç katsayısının yüksek çıkması, tasarıma başlarken yapılan basitleştirmeler sebebiyle beklenen bir durumdur. Ayrıca büyük ölçekli türbinlerde, türbin tasarımında genel prensip olan maksimum enerjiye sahip hızda maksimum güç katsayısına ulaşma prensibi yerine bundan daha düşük bir hızda maksimum güç katsayısına ulaşarak daha geniş bir aralıkta nominal güce yakın güçler elde etmek yoluna gidilmektedir. Bu durum nominal güçte türbin güç katsayısını düşüreceğinden daha büyük çapa sahip, toplam yıllık enerji üretimi daha yüksek olan bir türbin ortaya çıkmaktadır. Fakat bu tasarımda bu yola gidilmemiş, türbinin nominal güçte maksimum güç katsayısına ulaşması hedeflenmiştir. Türbin için hesaplanan %25,9'luk kapasite faktörü genel olarak %25 ~ 30 civarında olan kapasite faktörü değerleri ile uyumlu görünmekte fakat tam anlamıyla tatmin edici değildir. Hesaplamalar sonucunda elde edilen türbine ait büyüklükler Çizelge 9.1.'de görülmektedir.

Çizelge 9.1. Türbine ait büyüklükler

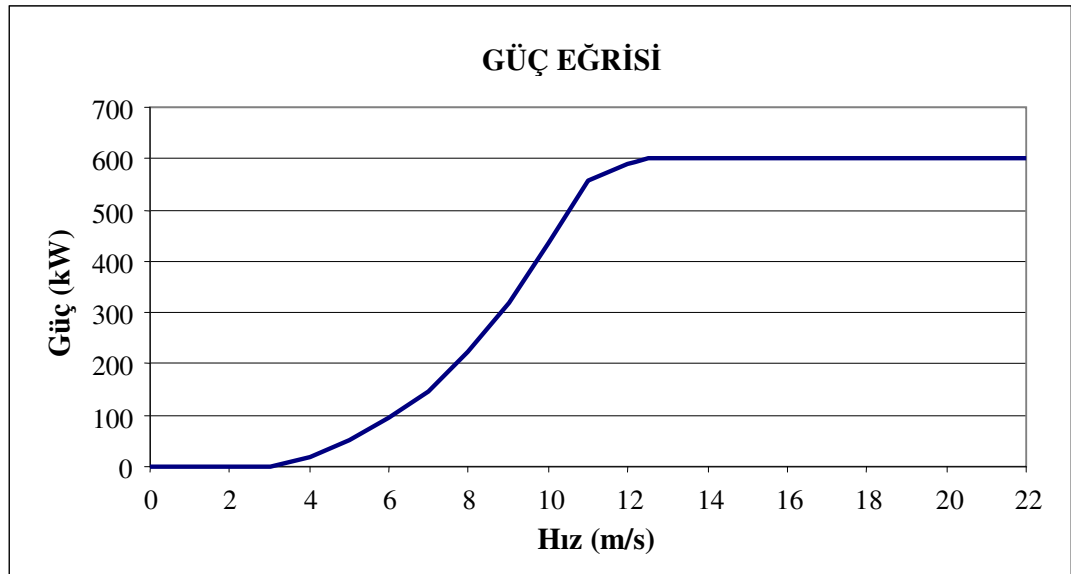
Rotor Çapı	37,5 m
Rotor Devir Sayısı	25 / 37,5 dev/dak
Jeneratör Devir Sayısı	1010 / 1515 dev/dak
Dişli Kutusu Aktarma Oranı	40,4
Uç Hız	75 m/s
Palada Maksimum Burulma	22,2°
Palanın Maksimum Viter Boyu	1,99 m

9.3. Devir Sayısı Düşürülmüş Türbin

Yukarıda sözü edilen yöntemi kullanarak türbinin güç kapasitesini arttırmak için, pala geometrisi aynı kalmak kaydıyla rotoru nominal güce, tasarım uç hız oranı olan 6 yerine 5 değerinde ulaşacak şekilde döndürecek olursak, ortaya çıkacak yeni türbine ait büyüklükler Çizelge 9.2.'de sunulmuştur.

Çizelge 9.2. Devir sayısı düşük türbine ait büyüklükler

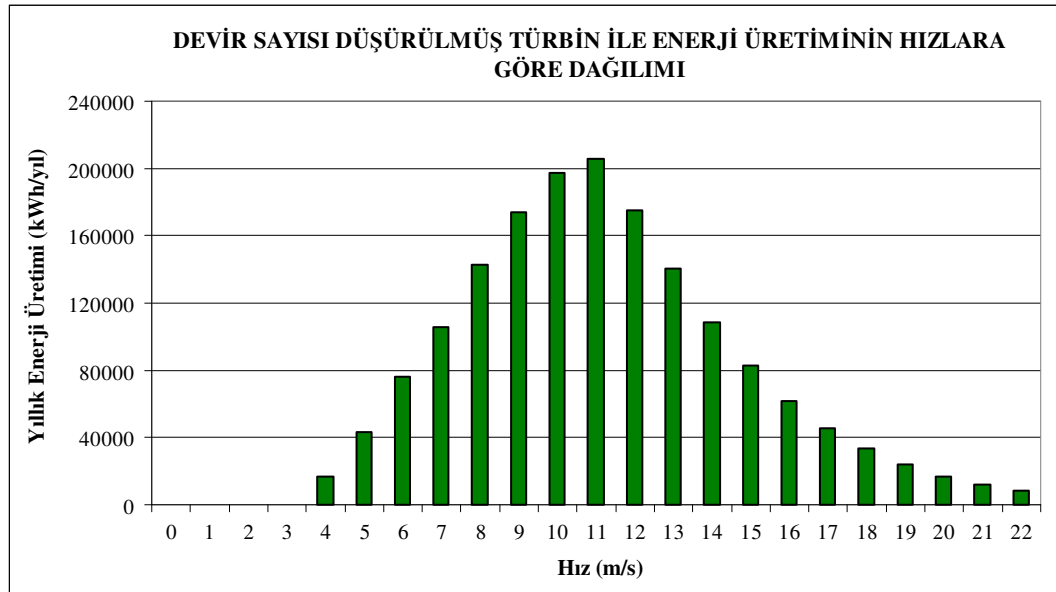
Rotor Çapı	44,8 m
Rotor Devir Sayısı	17,7 / 26,6 dev/dak
Jeneratör Devir Sayısı	1010 / 1515 dev/dak
Dişli Kutusu Aktarma Oranı	57
Uç Hız	62,5 m/s
Palada Maksimum Burulma	22,2°
Palanın Maksimum Veter Boyu	2,38 m



Şekil 9.12. Devir sayısı düşürülmüş türbine ait güç eğrisi

Rotorun dönüş hızında yapılan bu değişiklik sonucunda elde edilen güç eğrisi ise Şekil 9.12.'de sunulmuştur.

Devir sayısının düşürülmesi ile elde edilen ikinci tasarımda, çap 37,5 m'den 44,8 m'ye çıkmış, fakat Bandırma'da pürüzlülük sınıfı 1 olan alanda türbinin, bu yörede kullanılması halinde kapasite faktörü de %25,9'dan %31,8'e yükselmiştir. Devir sayısı düşürülmüş türbinin aynı bölgede kullanılması sonucunda elde edilecek yıllık enerji miktarı 1670414 kWh'tir ve bu enerjinin hızlara göre dağılımı Şekil 9.13.'te sunulmuştur.

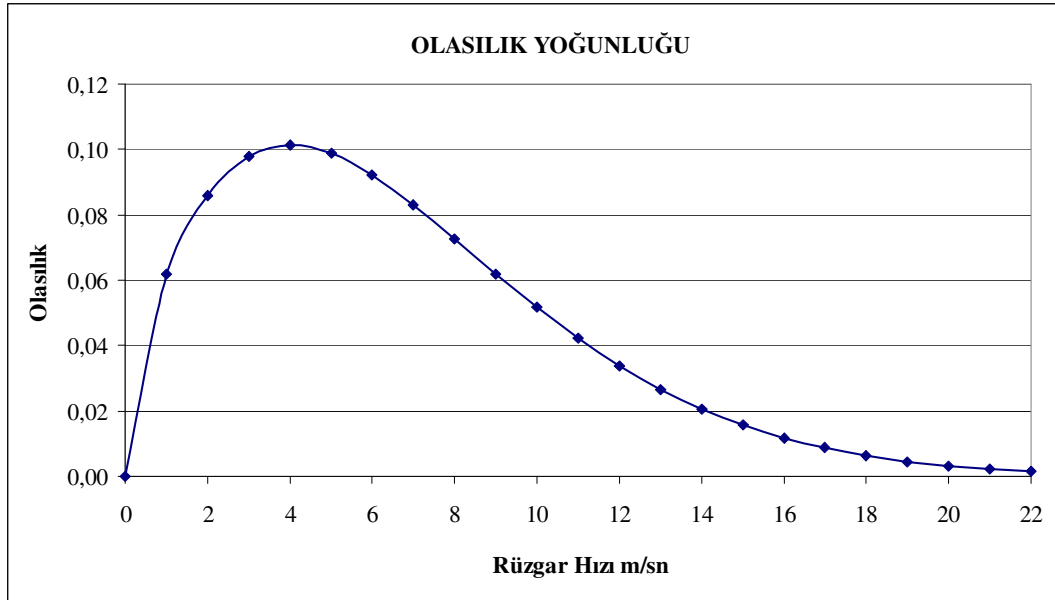


Şekil 9.13. Devir sayısı düşürülmüş türbinin Bandırma ili için yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

Devir sayısı düşük türbinin Çizelge 3.2.'de sıralanan rüzgar enerjisi yoğunluğu yüksek bölgelerde göstereceği performansın tahminine yönelik bilgiler Çizelge 9.3.'te sunulmuştur. Aşağıdaki değerlerle kıyaslama yapmak açısından 1999 yılına ait rüzgar enerjisinden elektrik üretimi verilerine bakacak olursak, 1999 yılında aktif olan birisi 7,2 MW, diğeri 1,5 MW gücündeki iki rüzgar çiftliğinde toplam 20.500.000 kWh enerji üretilmiştir. Bu da %27'lik bir kapasite faktörüne karşılık gelmektedir [Yiğit, 2001].

Çizelge 9.3. Türbinin, enerji yoğunluğu yüksek yerlerde beklenen performansı

Bölge	Pürüzlülük Sınıfı 1		Pürüzlülük Sınıfı 2	
	Kapasite Faktörü	Yıllık Enerji Üretimi (kWh)	Kapasite Faktörü	Yıllık Enerji Üretimi (kWh)
Amasra	% 31,8	1671083	% 27,8	1459703
Bandırma	% 31,8	1670414	% 27	1418763
Bozcaada	% 35,9	1885226	% 30,7	1612292
Çanakkale	% 32,9	1727945	% 28,2	1482487
Erzurum	% 23,4	1229361	% 19,8	1042649
Pınarbaşı	% 29	1526356	% 24,8	1305325
Sinop	% 24,9	1306946	% 21,8	1147393



Şekil 9.14. Bandırma’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi

Şekil 9.14.’te Bandırma’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi görülmektedir.

Bir evin aylık enerji ihtiyacı Çizelge 9.4.'te görüldüğü gibi yaklaşık olarak aylık 300 kWh'tır. 10. bölümde açıklanan rüzgar çiftliğinde 5 adet 600 kW'lık türbin kullanılacaktır. Bu santralin Bozcaada'da pürüzlülük sınıfı 1 olan alanda kurulması halinde üretilen elektrik enerjisi 2618 tane dairenin elektrik enerjisini karşılayacak düzeydedir.

Çizelge 9.4. Evin aylık enerji tüketimi

Cihaz Türü	Çalışma Süresi	Güç (W)	Aylık Enerji Tüketimi (kWh/ay)	Çalışma Süresi
Buzdolabı NoFrost	7 gün/hafta	2000	60	30
Bulaşık Makinesi	4 saat/hafta	1500	25,7	4
Çamaşır Makinesi	3 saat/hafta	1250	16,1	3
Elektrikli Süpürge	5 saat/hafta	1300	27,9	5
Elektrikli Fırın	2 saat/hafta	1000	8,6	2
Bilgisayar	18 saat/hafta	200	15,4	18
Aspiratör	7 saat/hafta	100	3,0	7
Mini Müzik Seti	12 saat/hafta	150	7,7	12
70 Ekran Televizyon	42 saat/hafta	165	29,7	42
Fritöz	3 saat/hafta	1400	18,0	3
Ütü	1 saat/hafta	1000	4,3	1
Aydınlatma	42 saat/hafta	200	36,0	42
Split Klima	4 saat/hafta	2000	34,3	4
Blender	1 saat/hafta	140	0,6	1
Saç Kurutma Makinesi	1 saat/hafta	600	2,6	1
Mutfak Robotu	1 saat/hafta	450	1,9	1
Tost Makinesi	2 saat/hafta	800	6,9	2
Mixer	1,1 saat/hafta	300	1,3	1,1
Toplam Aylık Enerji Tüketimi (kWh/ay)			300	

10. MALİYET

Bir rüzgar çiftliğinin maliyetini oluşturan faktörler temel olarak iki grupta toplanabilir:

- Çiftliğin kuruluş maliyeti
- İşletme maliyeti

Çiftliğin kuruluş maliyeti, türbin tedariki, tesisi, nakliyesi ve arsa maliyeti gibi çiftliğin faaliyete geçmesi için gerekli yatırımı kapsar. İşletme maliyeti ise rüzgar çiftliğinin kurulumundan sonra çalıştığı süre boyunca çiftliğin uygun biçimde çalışması için gerekli masrafları ifade eder.

Tasarımı yapılan türbin kullanılarak kurulacak bir çiftliğinin maliyeti ve getirisi konusunda bir fikir edinmek gereklidir. Bu amaçla yukarıda sözü edilen kuruluş ve işletme masraflarının hangi mertebelerde olduğunu görmek için aşağıdaki inceleme yapılmıştır.

10.1. Kuruluş Maliyeti

10.1.1. Türbin maliyeti

Avrupa’da rüzgar türbini üretimi ve satışı yapan 18 firma tarafından Türkiye için verilen tekliflerde türbin fob fiyatları 900-1750 \$/kW arasında değişmektedir. Çeşitli türbin sınıflarına göre bu fiyatlar şöyle sıralanabilir [Ültanır, 1998].

- 450-600 kW türbinler için 900-1100 \$/kW
- 750-1000 kW türbinler için 1200-1300 \$/kW
- 1000-1500 kW türbinler için 1400-1500 \$/kW
- 1500-2000 kW türbinler için 1750 \$/kW

10.1.2. Tesis maliyeti

Tesis masraflarının türbin fiyatına olan oranı yaklaşık olarak Çizelge 10.1.'de sunulan şekildedir.

Çizelge 10.1. Tesis maliyetini oluşturan kalemlerin maliyete katkıları [Milborrow vd., 1997]

Kalem	Maliyet, türbin fiyatının %
Kule temelleri	5-11
Elektrik bağlantıları	5-11
Arsa satın alma	0-5,7
Planlama maliyetleri	1,5-3
Onaylar	3-8
Altyapı	2-4
İdare	3-6
Çeşitli masraflar	2-4
Şebeke bağlantısı	7,5-15
TOPLAM	15-40

Bu masrafların bir kısmı, temeller gibi türbin adedine bağlıyken, şebeke bağlantısı, arsa maliyeti yada altyapı gibi bazı masraflar da çiftliğin kurulacağı yer ile bağlantılı olarak değişebilir.

10.2. İşletme Maliyeti

İşletme masrafları da ülkeden ülkeye, hatta ülke içerisinde bulunan bölgeye göre değişebilir, ancak bu değerler konusunda yaklaşık fikir sahibi olmak için Çizelge

10.2.'deki değerler kullanılabilir. Çizelgedeki değerlerin bazıları türbin boyutundan bağımsızdır, fakat genel olarak 500-750 kW sınıfı türbinler için geçerli durumu yansıtmaktadır.

Çizelge 10.2. kWh enerji üretimi başına işletme maliyeti [Milborrow vd., 1997]

Kalem	cent/kWh (yaklaşık)
Servis sözleşmesi	0,2-0,8
İdare	0,13-0,4
Sigorta	0,2-0,63
Arsa kirası	0-0,5
Yerel vergiler	0-0,25
Elektrik kullanımı	0,06-0,25
Reaktif güç	0-0,13
TOPLAM	0,8-1,9

Çizelgedeki üretime bağlı değerlerin yanı sıra kurulu kapasite için birim işletme maliyeti değerlendirmesi yapılacak olursa, 15 cent/kW/yıl düşük, 23 cent/kW/yıl orta ve 31 cent/kW/yıl yüksek olarak nitelenebilir [Milborrow vd., 1997].

10.3. Yaklaşık Maliyet Hesabı

5 adet 600 kW'lık türbin kullanılarak, Çizelge 9.3.'te sıralanan yörelerde kurulacak 3 MW'lık bir rüzgar çiftliğinin TKM (Toplam Kurulum Maliyeti), türbin maliyetinin 1000 \$/kW ve tesis maliyetinin türbin maliyetinin %30'u kadar olacağı kabulleriyle yaklaşık olarak aşağıda şu şekilde hesaplanmıştır:

$$TM \text{ (Türbin Maliyeti)} : 1000 \text{ $/kW} \times 600 \text{ kW} \times 5 = 3 \text{ milyon \$} \quad (10.1)$$

$$TEM \text{ (Tesis Maliyeti)} : 3000000 \times 0,3 = 0,9 \text{ milyon \$} \quad (10.2)$$

$$\text{TKM :} \quad 3 \text{ milyon \$} + 0,9 \text{ milyon \$} = 3,9 \text{ milyon \$} \quad (10.3)$$

İşletme maliyeti için Çizelge 9.3.'te belirtilen alanlardaki üretim miktarları ile çalışacak rüzgar çiftliklerinin 20 yıl süreyle 1,3 cent/kWh işletme maliyetiyle çalışacağı kabul edilirse İM (İşletme Maliyeti) şu şekilde hesaplanabilir:

$$\text{İM} = 5 \text{ türbin} \times 20 \text{ yıl} \times 1,3 \text{ cent/kWh} \times 1 \text{ türbinin yıllık üretimi (kWh)} \quad (10.4)$$

Çizelge 10.3. Pürüzlülük sınıfı 1 olan alanlar için enerji üretimine göre işletme maliyeti ile hesaplanan maliyet

Bölge	İşletme Maliyeti (\$)	Toplam Maliyet (\$)	Birim Maliyet (cent/kWh)
Amasra	2,172 Milyon	6,072 Milyon	3,6
Bandırma	2,172 Milyon	6,072 Milyon	3,6
Bozcaada	2,451 Milyon	6,351 Milyon	3,4
Çanakkale	2,246 Milyon	6,146 Milyon	3,6
Erzurum	1,598 Milyon	5,498 Milyon	4,5
Pınarbaşı	1,984 Milyon	5,884 Milyon	3,9
Sinop	1,699 Milyon	5,599 Milyon	4,3

Çizelge 10.4. Pürüzlülük sınıfı 2 olan alanlar için enerji üretimine göre işletme maliyeti ile hesaplanan maliyet

Bölge	İşletme Maliyeti (\$)	Toplam Maliyet (\$)	Birim Maliyet (cent/kWh)
Amasra	1,898 Milyon	5,798 Milyon	4,0
Bandırma	1,844 Milyon	5,744 Milyon	4,0
Bozcaada	2,096 Milyon	5,996 Milyon	3,7
Çanakkale	1,927 Milyon	5,827 Milyon	3,9
Erzurum	1,355 Milyon	5,255 Milyon	5,0
Pınarbaşı	1,697 Milyon	5,597 Milyon	4,3
Sinop	1,492 Milyon	5,392 Milyon	4,7

Yukarıda sözü edilen 3 MW'lık rüzgar çiftliği için Çizelge 10.3. ve Çizelge 10.4.'te toplam kuruluş maliyetine ek olarak birim enerji üretimi başına işletme maliyeti hesaplaması kullanılarak hesaplanan üretim birim fiyatları görülmektedir. Enerji üretimine göre işletme maliyeti için 1,3 cent/kWh değeri kullanılmıştır.

Maliyet hesabı kurulu güce göre yapılırsa 20 yıl süreyle çalışacak olan 3 MW'lık bir rüzgar çiftliğinin toplam işletme maliyeti orta seviye olan 23 cent/kW/yıl değeri kullanılarak şu şekilde hesaplanabilir.

$$\text{İM} = 3000 \times 23 \times 20 = 1,38 \text{ Milyon \$} \quad (10.5)$$

Çizelge 10.5. Pürüzlülük sınıfı 1 olan alanlar için kurulu güce göre işletme maliyeti ile hesaplanan birim maliyet

Bölge	Yıllık Enerji Üretimi (kWh)	Toplam Maliyet (\$)	Birim Maliyet (cent/kWh)
Amasra	1671083	5,28 Milyon	3,2
Bandırma	1670414	5,28 Milyon	3,2
Bozcaada	1885226	5,28 Milyon	2,8
Çanakkale	1727945	5,28 Milyon	3,1
Erzurum	1229361	5,28 Milyon	4,3
Pınarbaşı	1526356	5,28 Milyon	3,5
Sinop	1306946	5,28 Milyon	4,0

Çizelge 10.6. Pürüzlülük sınıfı 2 olan alanlar için kurulu güce göre işletme maliyeti ile hesaplanan birim maliyet

Bölge	Yıllık Enerji Üretimi (kWh)	Toplam Maliyet (\$)	Birim Maliyet (cent/kWh)
Amasra	1459703	5,28 Milyon	3,6
Bandırma	1418763	5,28 Milyon	3,7
Bozcaada	1612292	5,28 Milyon	3,3
Çanakkale	1482487	5,28 Milyon	3,6
Erzurum	1042649	5,28 Milyon	5,1
Pınarbaşı	1305325	5,28 Milyon	4,0
Sinop	1147393	5,28 Milyon	4,6

3,9 Milyon \$ kurulum ve 1,38 Milyon \$ işletme maliyetlerinden oluşan toplam 5,28 Milyon \$ maliyet ile potansiyel bölgelerde, iki pürüzlülük sınıfı için birim enerji maliyetleri Çizelge 10.5. ve Çizelge 10.6.'da görülmektedir.

10.4. Geri Ödeme Süresi

1 türbin için hesaplanacak olan GÖS (Geri Ödeme Süresi), aşağıdaki eşitlik kullanılarak bulunmuştur.

$$GÖS = (TKM/TS)/YNG \quad (10.6)$$

TKM (Toplam Kurulum Maliyeti), TS (Türbin Sayısı)'dır. YEEG (Yıllık Elektrik Enerjisi Geliri) hesaplanması şu şekildedir. Elektrik kurumundan satın alınan elektrik için kWh başına 13,4294+KDV YKr = 15,8467 YKr/kWh olduğunu kabul edelim. 1 \$ = 1,44 YTL olarak alınırsa, elektrik kWh maliyeti yaklaşık 0,11 \$ olarak bulunur. ÜEE (Üretilen Elektrik Enerjisi) kullanıldığında bu paranın elektrik kurumuna ödenmesi yerine rüzgar enerji santraline gelir olarak kalacaktır. ÜEE değeri birim kWh maliyeti ile çarpılırsa, bir türbin için YEEG (Yıllık Elektrik Enerjisi Geliri) değerleri bulunur. YNG (Yıllık Net Gelir) değeri, YEEG değerinden YİM (Yıllık İşletme Maliyeti) çıkarılmasıyla elde edilmiştir. 1 türbin için YİM, İS (İşletme Süresi)'nin 20 yıl olduğu kabulüyle aşağıdaki şekilde hesaplanır. (10.7) ile gösterilen formüldeki İM (işletme maliyeti) değeri, tesisin 20 yıllık işletme maliyetidir [Köse ve Özgören 2005].

$$YİM = İM/(İS \times TS) \quad (10.7)$$

$$YNG = YEEG - YİM \quad (10.8)$$

Türbin sayısının artması, GÖS'ünü değiştirmez. Çünkü türbin sayısı, yıllık üretilen enerji ve giderler ile çarpan durumundadır. Rüzgar türbinlerinin literatürde yaklaşık ömrünün 20 yıl, mekanik aksamının ise 50 yıl süresince kullanılabileceği belirtildiği düşünüldüğünde, kurulacak rüzgar enerjisi tesisinin geri ödeme sürelerinden karlı bir yatırım olacağı aşıkardır. Potansiyel bölgelerde, iki pürüzlülük sınıfı için işletme maliyeti ile hesaplanan maliyete göre GÖS, Çizelge 10.7. ve Çizelge 10.8.'de verilmiştir.

Çizelge 10.7. Pürüzlülük sınıfı 1 olan alanlar için enerji üretimine göre işletme maliyeti ile hesaplanan maliyete göre geri ödeme süresi

Bölge	İşletme Maliyeti (\$)	Geri ödeme süresi (yıl)
Amasra	2,172 Milyon	4,81
Bandırma	2,172 Milyon	4,81
Bozcaada	2,451 Milyon	4,26
Çanakkale	2,246 Milyon	4,65
Erzurum	1,598 Milyon	6,54
Pınarbaşı	1,984 Milyon	5,27
Sinop	1,699 Milyon	6,15

Çizelge 10.8. Pürüzlülük sınıfı 2 olan alanlar için enerji üretimine göre işletme maliyeti ile hesaplanan maliyete göre geri ödeme süresi

Bölge	İşletme Maliyeti (\$)	Geri ödeme süresi (yıl)
Amasra	1,898 Milyon	5,51
Bandırma	1,844 Milyon	5,67
Bozcaada	2,096 Milyon	4,99
Çanakkale	1,927 Milyon	5,42
Erzurum	1,355 Milyon	7,71
Pınarbaşı	1,697 Milyon	6,16
Sinop	1,492 Milyon	7,01

İşletme maliyetlerinin tahmini için kullanılan veriler, uygulamada bölgeden bölgeye farklılık gösterecektir, ayrıca finansmanın nasıl sağlandığı ve faizi de maliyet açısından bir farklılığa sebep olabilir. Fakat bu hesaplamada faiz gideri hesaba katılmamıştır. Hesaplanan tahmini birim maliyetler 2,8-5,1 cent/kWh aralığında değişmekte olup, yörede kullanılan türbinin kapasite faktörü ile ilişkilidir.

Çizelge 10.9. Pürüzlülük sınıfı 1 olan alanlar için kurulu güce göre işletme maliyeti ile hesaplanan birim maliyete göre geri ödeme süresi

Bölge	İşletme Maliyeti (\$)	Geri ödeme süresi (yıl)
Amasra	1,38 Milyon	4,59
Bandırma	1,38 Milyon	4,59
Bozcaada	1,38 Milyon	4,03
Çanakkale	1,38 Milyon	4,42
Erzurum	1,38 Milyon	6,42
Pınarbaşı	1,38 Milyon	5,06
Sinop	1,38 Milyon	5,99

Çizelge 10.10. Pürüzlülük sınıfı 2 olan alanlar için kurulu güce göre işletme maliyeti ile hesaplanan birim maliyete göre geri ödeme süresi

Bölge	İşletme Maliyeti (\$)	Geri ödeme süresi (yıl)
Amasra	1,38 Milyon	5,31
Bandırma	1,38 Milyon	5,48
Bozcaada	1,38 Milyon	4,77
Çanakkale	1,38 Milyon	5,22
Erzurum	1,38 Milyon	7,73
Pınarbaşı	1,38 Milyon	6,01
Sinop	1,38 Milyon	6,94

Türkiye’de TEAŞ (Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi)/TEDAŞ (Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi)’ın rüzgar enerjisi ile üretilen elektriği satın almak için 20 yıllık işletme süresi için uyguladığı ortalama tarife 6.21-6.65 cent/kWh arasındadır. Türkiye’de sözleşme imzalanan ilk rüzgar santralında üretilecek elektriğin ilk 10 yıl için 9 cent/kWh, ikinci on yıl için ise 4 cent/kWh’den TEAŞ/TEDAŞ veya görevli şirket tarafından satın alınması garantisi verilmiştir. İkinci rüzgar çiftliğinden

alınacak elektrik için yapılan sözleşmede de ortalama fiyat aynı düzeyde olmakla birlikte, tarife sistemi farklıdır. İkinci sözleşmede ilk altı yıl için 8.7 cent/kWh , ikinci altı yıl için 8 cent/kWh ve kalan sekiz yıl için 3 cent/kWh şeklinde bir tarife uygulanmıştır [Ültanır, 1998].

TEAŞ/TEDAŞ tarafından uygulanan tarife ve yaklaşık maliyet hesabı karşılaştırıldığında, yeterli rüzgar verisi elde edilip uygun yer ve türbin boyutu seçimi ile söz konusu potansiyel bölgelerde rüzgar enerjisinden elektrik üretiminin karlı bir yatırım olacağı görülmektedir.

11. SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Bu çalışmada amaç, Türkiye şartlarında çalışacak bir rüzgar türbininin tasarımının ve göstereceği performansın saptanmasıydı. Bu amaçla önce Türkiye’de rüzgar enerjisi potansiyelinin ne düzeyde olduğu ve türbinin en yüksek enerji üretimini sağlayabileceği hızların hangi seviyelerde olduğunun belirlenmesi gerekiyordu. Bu amaçla rüzgar hızı ölçümleri ve Weibull Dağılımı ilkelerinden faydalanıldı. Elde edilen sonuçlara göre potansiyeli yüksek olan yörelerde, 50 m yükseklik için maksimum enerji içeren hızların 11,5-13 m/sn aralığında olduğu görüldü.

İkinci adım uygun türbin boyutunun belirlenmesiydi. Bu konuda yapılan çalışmalar uygun türbin boyutunun belirlenmesinde türbinin, üreteceği enerji başına maliyetinin, kurulum ve bakım masraflarının, arsa maliyeti ve teknik risk faktörlerinin etkin olduğunu ortaya koydu. Her türbinin ve kullanılacağı arazinin kendilerine has özellikleri olacağı göz önüne alınırsa en ideal boyut için kesin bir rakama ulaşmak mümkün değil. Fakat yukarıda sıralanan faktörler bir araya getirildiğinde 600 kW’lık türbin boyutu, hem kazanılan üretim tecrübesi sebebiyle teknik risk faktörünün ve bakım masraflarının düşmesi, hem de boyutunun çok küçük olmaması, dolayısıyla arsa ve kurulum maliyetinde çok büyük sıçramalara sebep olmaması sebebiyle uygun bir seçim olarak görüldü.

Rüzgar koşulları ve türbin boyutu belirlendikten sonra türbinin genel konfigürasyonunun belirlenmesi için çeşitli sistemler kıyaslandı ve sonuç olarak türbinin iki-hızlı, aktif stall kontrollü olarak tasarlanmasına karar verildi.

Bu aşamalardan sonra, seçilen türbin konfigürasyonuna uygun jeneratör ve dişli kutusu tipi belirlendi ve bunların verimlilik düzeyleri tespit edilip rotorun tasarımında buradan kaynaklanacak kayıplar da hesaba katıldı.

Sıradaki adım belirlenen amaca uygun, istenen gücü sağlayacak türbinin aerodinamik tasarımının yapılması ve çapının belirlenmesi oldu. Bu amaçla daha önce tasarlanmış türbinden sağlanan veriler kullanılarak uygun uç hız oranı, pala sayısı ve profiller belirlendi. Bu aşamalardan sonra adım adım bir iyileştirme yoluna gidildi.

Önce tespit edilen profillerin, bulundukları kesitlerde en iyi performansı vermelerini sağlayacak geometrik değerler hesaplandı. Burada elde edilen veter dağılımı lineerleştirildi ve burulma açısını en iyi şekilde temsil edecek eksponansiyel eğri tespit edildi. Elde edilen burulma açıları dağılımı incelendiğinde kök bölgesinde burulma açılarının yüksek olduğu görüldü, bu sebeple uç bölgesindeki dağılımda kayda değer bir değişikliğe yol açmadan, kök bölgesindeki burulma açılarını düşürecek benzer yeni bir eksponansiyel fonksiyon belirlendi. Elde edilen yeni burulma açısı dağılımı amaçlanan burulma azalmasının performansta kayda değer bir değişim olmadan elde edilmesine olanak verdi. Bu geometriye sahip türbine ait büyüklükler ve kapasite faktörü tam anlamıyla tatmin edici olmadığı için, enerji üretimini arttırabilecek bir yol kullanıldı. Elde edilen geometri korunmak kaydıyla, türbinin nominal güce, tasarım uç hız oranı olan 6'dan daha düşük bir uç hız oranı olan 5'te ulaşması durumunda elde edilecek yeni güç eğrisi ve söz konusu iki durumdaki eğrilere sahip türbinlerin Bandırma'da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede vermesi beklenen sonuçlar incelendi. Devir sayısı düşürülmüş çalışma biçiminde türbinin çapı 37,5 metreden 44,8 metreye çıktı, fakat kapasite faktörü de %25,9'dan %31,8'e yükseldi, yani enerji üretiminde %23'lük bir artış sağlandı. Bu artışın bedeli de türbin çapındaki büyüme ile rotor maliyetindeki artış ve rotorun devir sayısındaki düşüş sebebiyle dişli kutusunda aktarma oranının artmasıdır. Toplam enerji üretimini arttırmak amacıyla maksimum güç katsayısına nominal hızın altında bir hızda ulaşmak, Neg –Micon NM82 gibi aktif stall, yada Dewind D-4 gibi aktif pitch kontrollü türbinlerde de kullanılan bir yoldur. Devir sayısındaki değişimin türbinin enerji üretiminde yarattığı olumlu etki görüldükten sonra bu türbinin Bölüm 3'te belirlenen potansiyeli yüksek, pürüzlülük sınıfı 1 ve 2 olan alanlarda gösterebileceği performans belirlendi.

Erzurum ve Sinop'ta beklendiği gibi kapasite faktörlerinin düşük olduğu yani bu yörelerde kurulacak türbinlerin mevcut rüzgar enerjisinden faydalanma oranlarının düşük olacağı, diğer yörelerde ise tatmin edici kapasite faktörlerine ulaşılacağı görüldü.

Türbinin tasarımının tamamlanmasından sonra, söz konusu türbinin elektrik üretimi amaçlı kullanımı sonucu elde edilecek enerjinin maliyetinin ne seviyede olabileceği araştırıldı ve 2,8-5,1 cent arasında olmasının beklenebileceği görüldü.

Türbinin Bölüm 3.'te belirlenen potansiyeli yüksek, pürüzlülük sınıfı 1 ve 2 olan alanlardaki geri ödeme süresi hesaplandı.

TEDAŞ/TEAŞ'ın daha önce kurulmuş olan iki rüzgar çiftliği ile yaptığı ortalama 6,5 cent/kWh'lık elektrik alımı sözleşmeleri göz önüne alındığında, rüzgar çiftliğinin karlı bir yatırım olabileceği görüldü.

Çalışmada bazı ön kabuller basitleştirmeler altında, elektrik üretimi amaçlı kullanılabilecek bir rüzgar türbininin genel yapısı ve tasarımının saptanmasına ve elde edilecek performans ile ilgili bir tahminde bulunulmasına çalışıldı. Elde edilen sonuçlar, yapılan basitleştirmeler de göz önüne alınarak incelendiğinde, tasarım, mevcut türbinlerin verileri ve benzer çalışmaların yer aldığı makaleler ile kıyaslandığında uygun sonuçlar verdi. Ayrıca tasarım esnasında, türbinin kullanılacağı rüzgar koşullarının ve saha özelliklerinin iyi seçilmesinin en az türbin performansı kadar önemli olduğu görüldü. Bu sebeple rüzgar türbinleriyle ilgili çalışmalar ile birlikte daha uzun süreli ve daha sık ölçümler yapılması yoluyla ülkemizdeki rüzgar enerjisi potansiyelinin daha geniş ölçekte ve daha kesin olarak tespit edilmesinin gerekli olduğu görülmektedir.

KAYNAKLAR

- [1] **Oğulata, R.R.**, 2003. Energy Sector and Wind Energy Potential in Turkey, Renewable & Sustainable Energy Reviews, 7, 469-484.
- [2] **Dündar, C.**, 2003. Rüzgar Enerjisi ve Türkiye Atlası, www.atmosfer.itu.edu.tr/bildiriler/431.pdf
- [3] **Uyar, T.S.**, 1999 Türkiye Enerji Sektöründe Karar Verme ve Rüzgar Enerjisinin Entegrasyonu, www.egetek.org/pages/news/TanayUyar02.html
- [4] **Çelik, 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, 593-604
- [5] **Manwell, J.F., McGovan J.G. ve Rogers A.L.**, 2002. Wind Energy Explained, John Wiley & Sons, Ltd., West Sussex.
- [6] **Durak, M.**, 2000. Rüzgar Enerjisi Teknolojisi ve Türkiye Uygulaması : Akhisar Rüzgar Elektirik Santrali, Yüksek Lisans Tezi, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [7] **Spera, D.A.**, 1994. Wind Turbine Technology, ASME Pres, New York.
- [8] **Dündar, C., Canbaz, M., Akgün, N. ve Ural, G.**, 2002. Türkiye Rüzgar Atlası, T.C. Başbakanlık D.M.İ. Genel Müdürlüğü ve T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı E.İ.E.İ İdaresi Genel Müdürlüğü, Ankara.
- [9] **Türksoy, F.**, 1997. Saatlik ve Aylık Rüzgar Verisiyle Rüzgar Enerjisi Modellemesi, Doktora Tezi, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [10] **EPDK**, 2006. Rüzgar Enerjisi Santralleri İçin EPDK Tarafından Üretim Lisansı Verilen Tüzel Kişiler <http://www.epdk.gov.tr/lisans/elektrik/lisansdatabase/verilenuretim.asp>
- [11] **Özerdem, B.**, 2003. Türkiye’de Rüzgar Enerjisi Uygulamalarının Gelişimi ve Geleceği, Mühendis ve Makine Dergisi - Sayı 526, <http://www.makinamuhendisi.com/makina>
- [12] **Milborrow, D., Garrad Hassan & Partners ve BTM Consult AS**, 1997. Wind Energy-The Facts, European Wind Energy Association, Londra.
- [13] **Bonus**, 2004. Bonus 600 Kw Brochure, <http://www.bonus.dk/ukemail/index.html>
- [14] **DeWind**, 2004. D4-Series Brochure, http://www.dewin.de/en/produkte/d4_index.htm
- [15] **DWIA**, 2004. Changing Generator Rotational Speed, <http://www.windpower.org/en/tour/wtrb/genpoles.htm>

- [16] **Nordex, 2004.** N43 Brochure,
http://www.nordex-online.com/e/produkte_und_service/index.html
- [17] **Grausers, A., 1996.** Efficiency of Three Wind Energy Generator Systems, IEEE Transactions on Energy Conversion, 11-3, 601-606.
- [18] **Yongji Electric, 2004.** Specifications of YJ32 bi-winding asynchronous wind power generator,
<http://www.yjemf.com.cn/english/yonge/Product/wind/yj32.htm>
- [19] **Stiesdal, H., 1999.** The Wind Turbine Components and Operation, Bonus Info Special Issue, Brande, Danimarka.
- [20] **D. Olivari, 1984.** Von Karman Short Course, Windmills, Von Karman Institute For Fluid Dynamics.
- [21] **Timmer, W.A. ve Van Rooij R.P.J.O.M., 2003.** Summary of the Delft University Wind Turbine Dedicated Airfoils, Journal of Solar Energy Engineering, 125, 488-496.
- [22] **Maalawi, K.Y. ve Badawy, M.T.S., 2001.** A Direct Method for Evaluating Performance of Horizontal Axis Wind Turbines, Renewable & Sustainable Energy Reviews, 5, 175-190.
- [23] **Maalawi, K.Y. ve Badr, M.A., 2002.** A Practical Approach for Selecting Optimum Wind Rotors, Renewable Energy, 28, 803-822.
- [24] **Samsun, B., 2004.** Türkiye'deki Rüzgar Gücü Potansiyeline Göre Türbin Güçlerinin Saptanması ve Tasarımı, Yüksek Lisans Tezi, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [25] **Yiğit, A., 2001.** YEKSEM 2001 Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu Açılış Konuşması, <http://www.antimai.org/cv/aliyigitemo.htm>
- [26] **Ültanır, M.Ö., 1998.** 21. Yüzyıla Girerken Türkiye'nin Enerji Stratejisinin Değerlendirilmesi. <http://www.tusiad.org/turkish/rapor/enerji/html/rapor.html>
- [27] **Kılıç, N., 2006.** Ar&Ge Bülten Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketimine Genel Bakış, İzmir Ticaret Odası, http://www.izto.org.tr/NR/rdonlyres/7475BDA1-95B7-4855-B351-9ADCE4362AFE/7090/elektrik_nkilic.pdf
- [28] **Aydın, M., 2000.** Rüzgar Türbin Şekilleri,
<http://www.turkelektrik.com/T-Ruzgar%20Turbin%20Sekilleri.htm>
- [29] **Köse, F. ve Özgören, M., 2005.** Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Ölçümü ve Rüzgar Türbini Seçimi, Mühendis ve Makine Dergisi, Cilt: 46 Sayı: 551,
www.mmo.org.tr/muhendismakina/arsiv/2005/aralik/20-30.pdf
- [30] **Şen, Ç., 2003.** Gökçeada'nın Elektrik Enerjisi İhtiyacının Rüzgar Enerjisi ile Karşıllanması, Yüksek Lisans Tezi, Dokuz Eylül Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, İzmir.

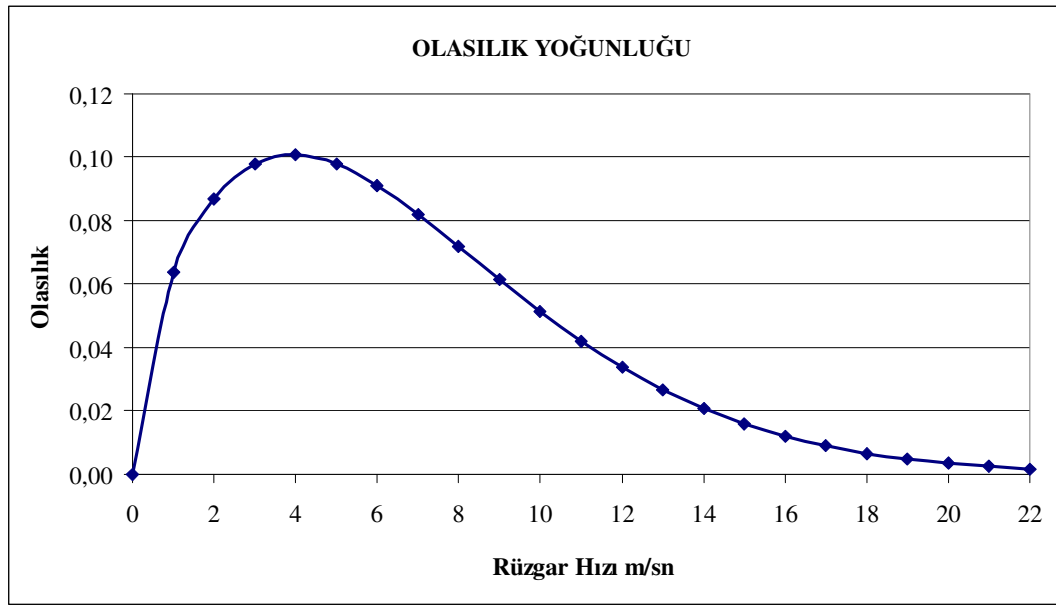
- [31] **Özgür M.A.**, 2002. Kütahya’da Seçilen Bir Konumda Rüzgar Verileriyle Elektrik Enerjisi Üretim Potansiyelinin Bulunması, Yüksek Lisans Tezi, Erciyes Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Kayseri.
- [32] **Van Rooij R.P.J.O.M. ve Timmer, W.A.**, 2003. Roughness Sensitivity Considerations for Thick Rotor Blade Airfoils, Journal of Solar Energy Engineering, 125, 468-478.
- [33] **Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N. ve Bossanyi, E.**, 2001. Wind Energy Handbook, John Wiley & Sons, Ltd., Wets Sussex.
- [34] **Bertagnolio, F., Sorensen, N., Johansen, J. ve Fuglsang, P.**, 2001. Wind Turbine Airfol Catalogue, Riso National Laboratory, Riso-R-1280, Roskilde, Danimarka.
- [35] **Edelstein, W.A., Walcek, C.J., Cox, D.L. ve Davis L.C.**, 2003. Wind Energy, A Report Prepared fort he Panel on Public Affairs (POPA), Amerriican Physical Society.
- [36] **Griffin, D.A.**, 2000. NREL Advanced Research Turbine (ART) Aerodynamic Design of ART-2B Rotor Blades, Subcontractor Report, NREL/SR-500-28473, Wahington, A.B.D.
- [37] **Greenpeace ve Gwec**, 2006. Küresel Rüzgar Enerjisine Bakış, <http://www.ruzgarenerjisirbirligi.org.tr/yayinlar/bilimsel/diger/rapor/Kuresel-Ruzgar-Enerjisine-Bakis-Raporu-2006.pdf>
- [38] **Mathews, J.H.**, 1992. Numerical Methods, Prentice Hall International Editions, Londra.
- [39] **Güney, İ., Noğay, S. ve Taşkın, S.**, 2001. Rüzgar Türbinlerinde Kontrol ve Güvenlik Sistemleri Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu ve Sergisi,137-144.
- [40] **Hepbasli, A. ve Özgener, O.**, 2004. A Review on the Development of Wind Energy in Turkey, Renewable & Sustainable Energy Reviews, 8, 257-276.

ÖZGEÇMİŞ

Gökhan EMNİYETLİ 1 Haziran 1980’de İstanbul’da doğdu. İlk ve orta öğretimini bu ilde sırasıyla Nail Reşit İlkokulu, Oruç Gazi Ortaokulu ve Tuna Lisesi’nde tamamladı. 1998 yılında Trakya Üniversitesi Makina Mühendisliği bölümüne girdi ve 2004 Mart ayında bu bölümden mezun oldu. 2005 yılında Trakya Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Makina Mühendisliği Bölümü’nde yüksek lisans öğrenimine başladı. 2005 yılından beri Silivri’de bir doğalgaz firmasında çalışmaktadır.

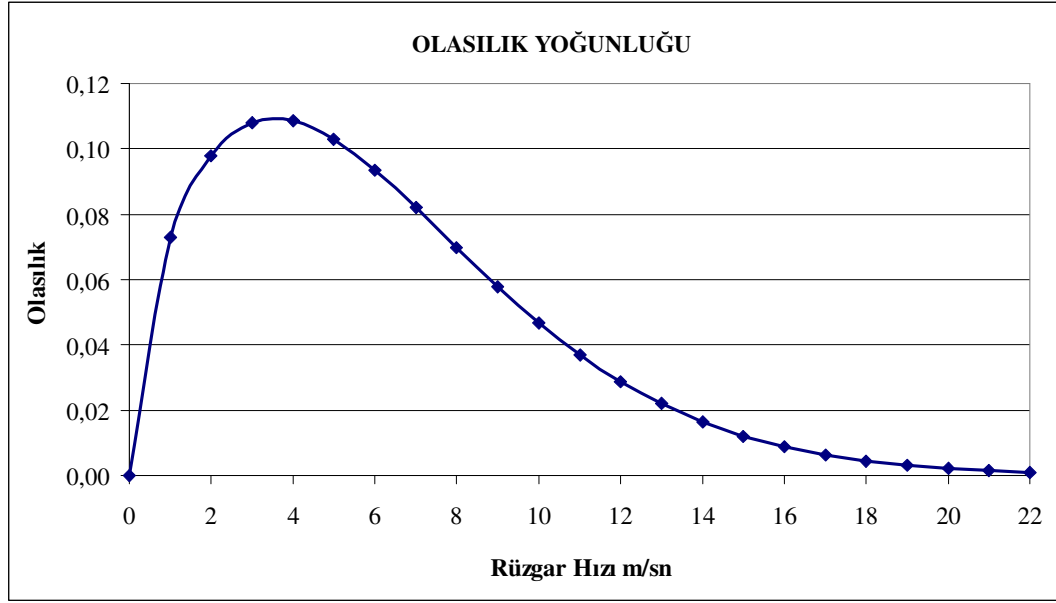
EK-A**POTANSİYELİ YÜKSEK YÖRELERDE WEİBULL OLASILIK YOĞUNLUĞU FONKSİYONUNUN HIZ DAĞILIMINA ETKİSİ****A1. Amasra**

Pürüzlülük sınıfı 1 : $k = 1.57$, $c = 7.5$ m/s



Şekil A.1. Amasra’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi

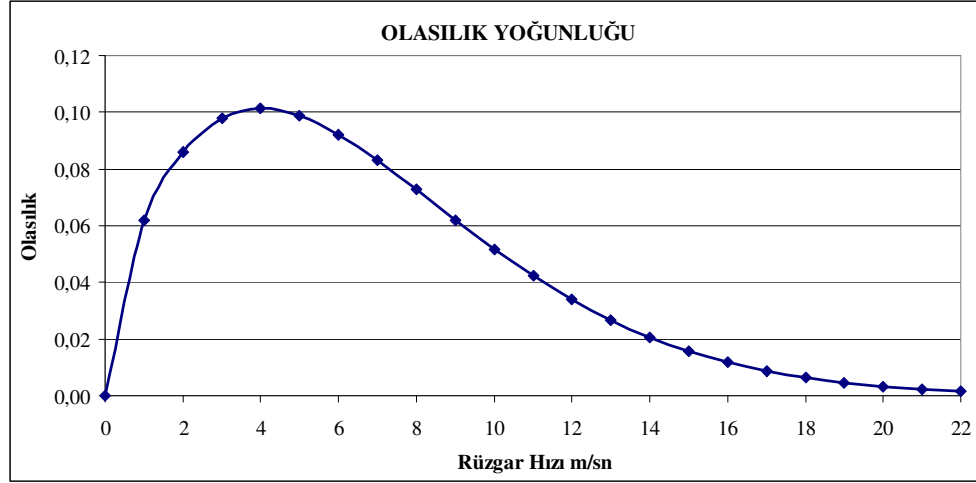
Pürüzlülük sınıfı 2 : $k = 1.56$, $c = 6.9$ m/s



Şekil A.2. Amasra’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi

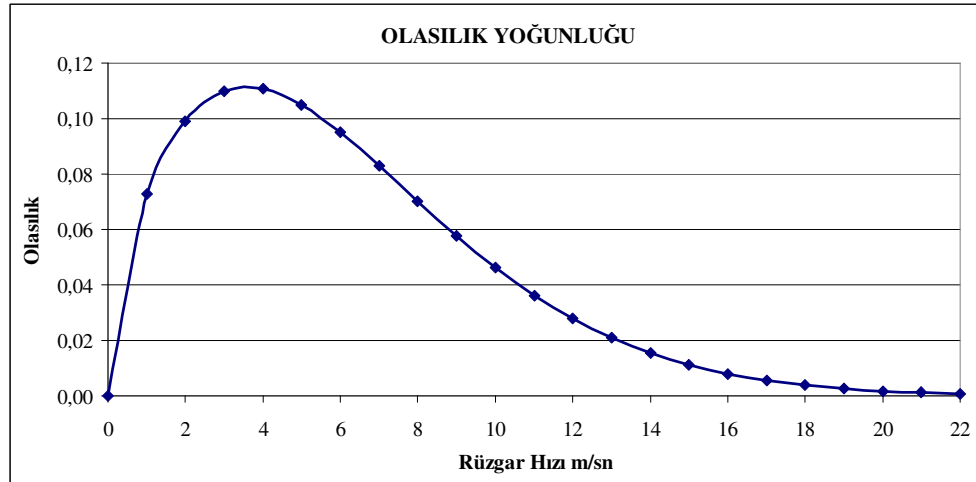
A.2. Bandırma

Pürüzlülük sınıfı 1 : $k = 1.59$, $c = 7.5$ m/s



Şekil A.3. Bandırma’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi

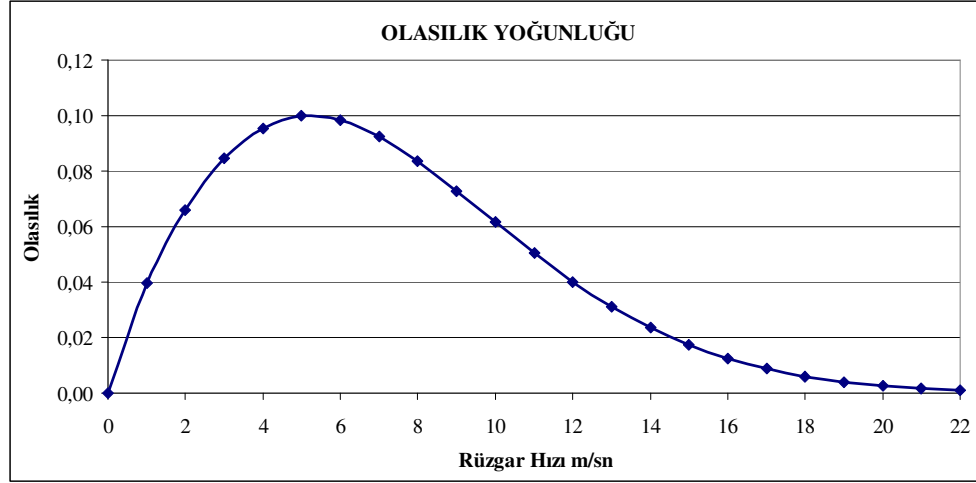
Pürüzlülük sınıfı 2 : $k = 1.58$, $c = 6.8$ m/s



Şekil A.4. Bandırma’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi

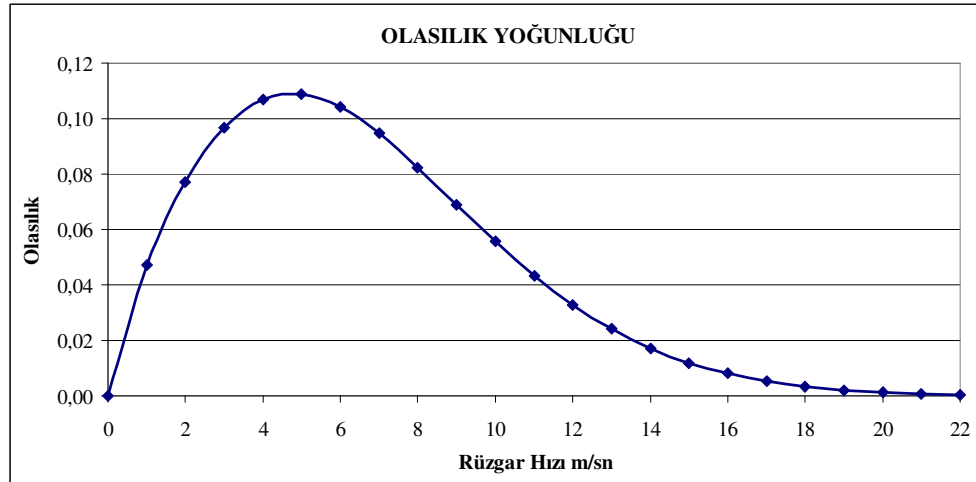
A.3. Bozcaada

Pürüzlülük sınıfı 1 : $k = 1.82$, $c = 8.1$ m/s



Şekil A.5. Bozcaada'da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi

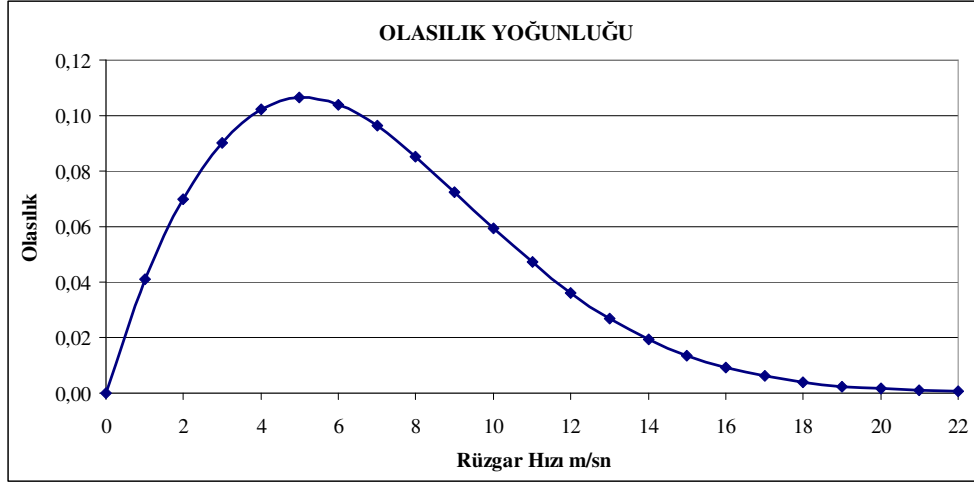
Pürüzlülük sınıfı 2 : $k = 1.81$, $c = 7.4$ m/s



Şekil A.6. Bozcaada'da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi

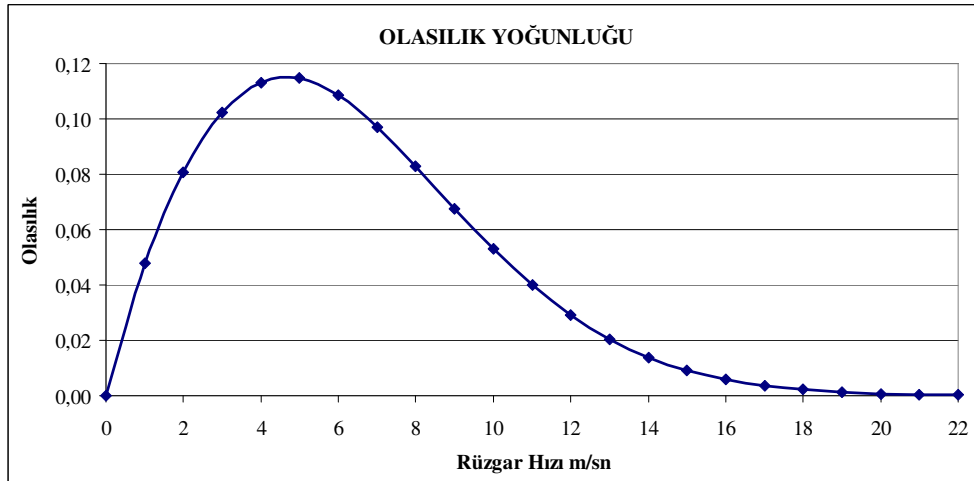
A.4. Çanakkale

Pürüzlülük sınıfı 1 : $k = 1.86$, $c = 7.7$ m/s



Şekil A.7. Çanakkale’de pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi

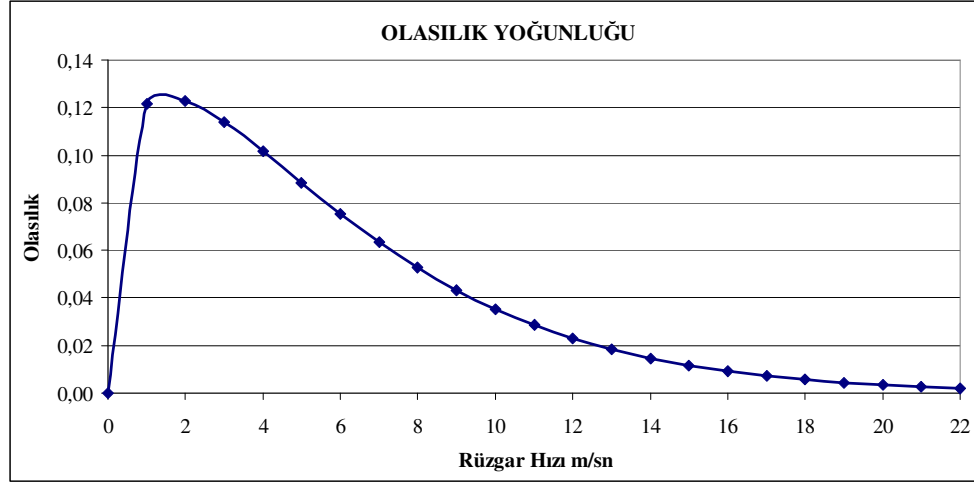
Pürüzlülük sınıfı 2 : $k = 1.85$, $c = 7.1$ m/s



Şekil A.8. Çanakkale’de pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi

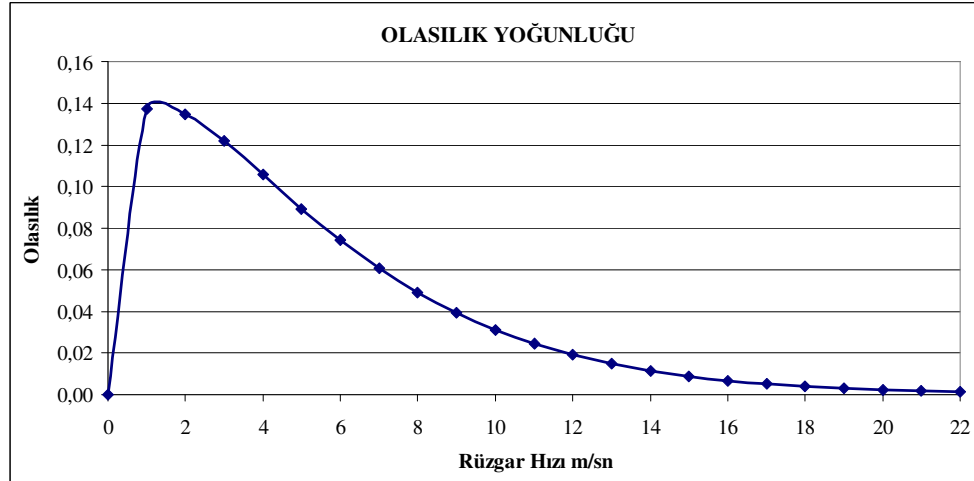
A.5. Erzurum

Pürüzlülük sınıfı 1 : $k = 1.23$, $c = 6.0$ m/s



Şekil A.9. Erzurum'da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi

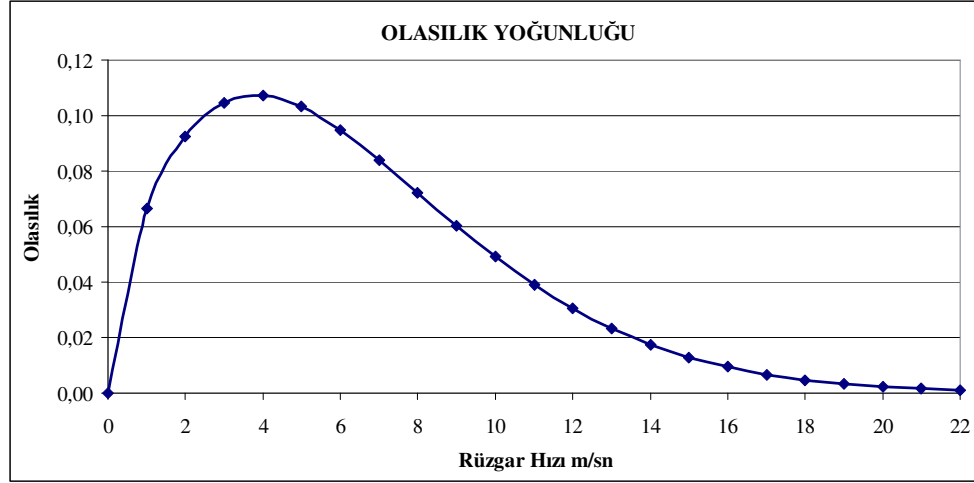
Pürüzlülük sınıfı 2 : $k = 1.22$, $c = 5.4$ m/s



Şekil A.10. Erzurum'da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi

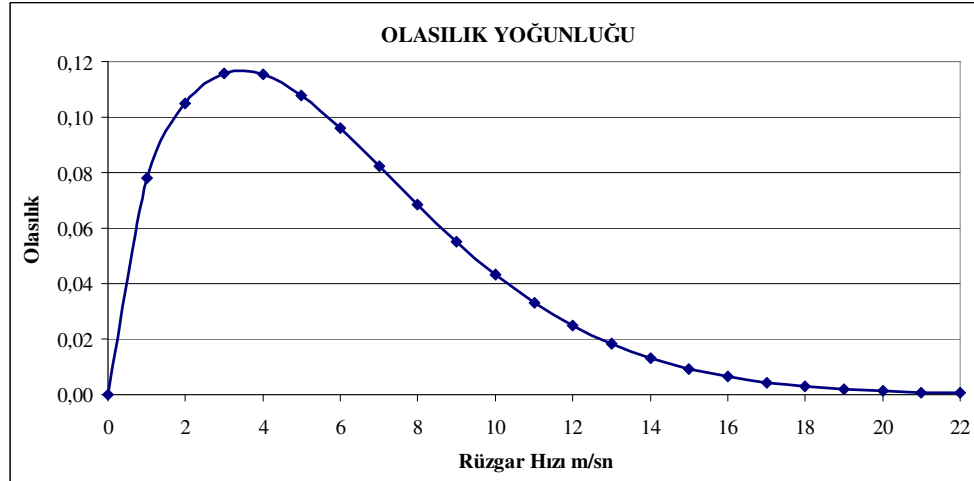
A.6. Pınarbaşı

Pürüzlülük sınıfı 1 : $k = 1.60$, $c = 7.1$ m/s



Şekil A.11. Pınarbaşı’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi

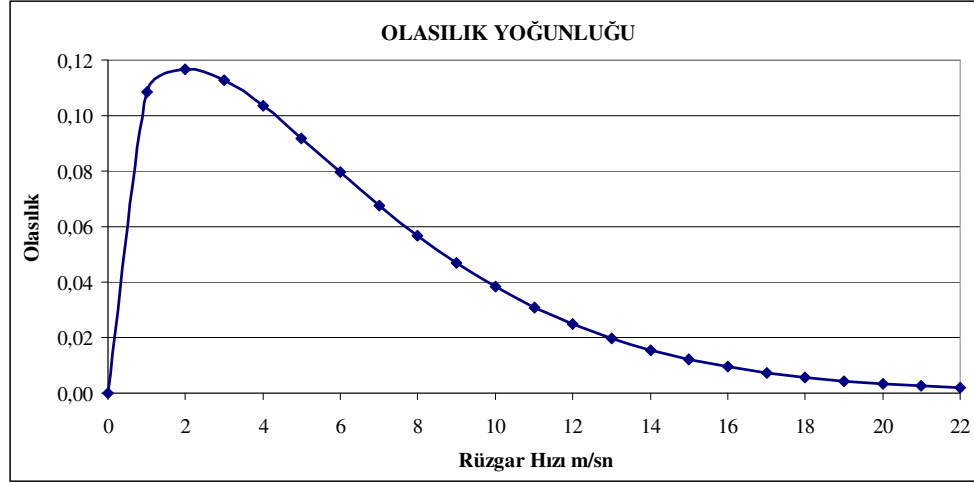
Pürüzlülük sınıfı 2 : $k = 1.58$, $c = 6.5$ m/s



Şekil A.12. Pınarbaşı’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi

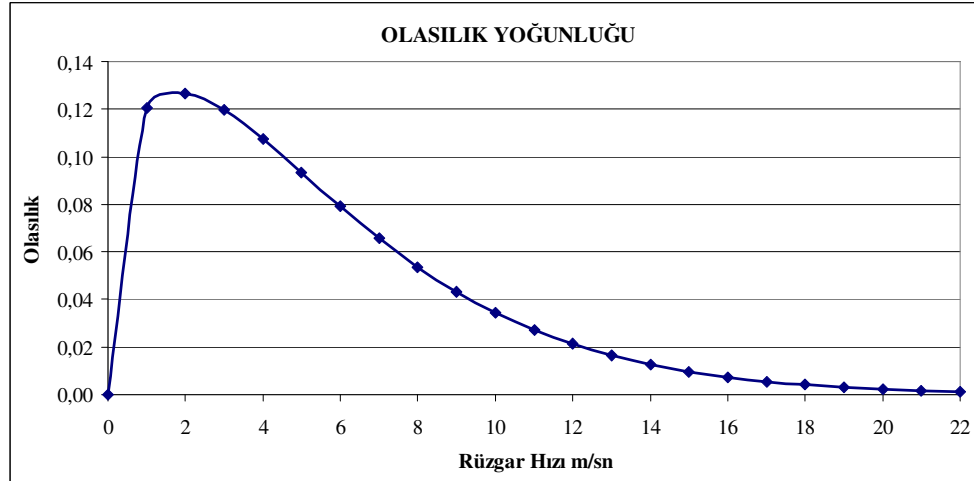
A.7. Sinop

Pürüzlülük sınıfı 1 : $k = 1.30$, $c = 6.3$ m/s



Şekil A.13. Sinop'ta pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi

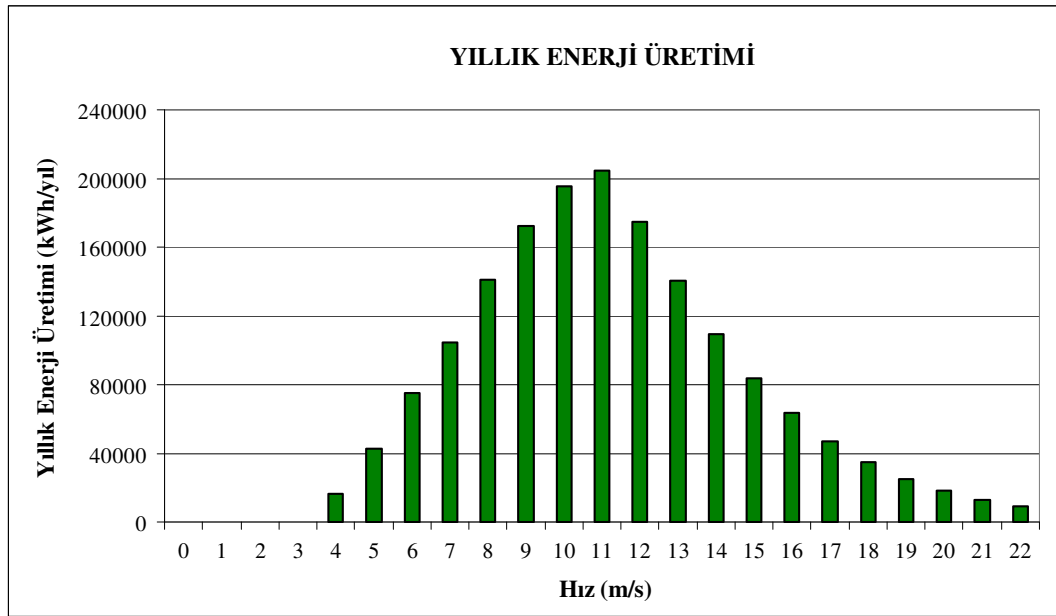
Pürüzlülük sınıfı 2 : $k = 1.29$, $c = 5.8$ m/s



Şekil A.14. Sinop'ta pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede Weibull olasılık yoğunluğu fonksiyonunun hız dağılımına etkisi

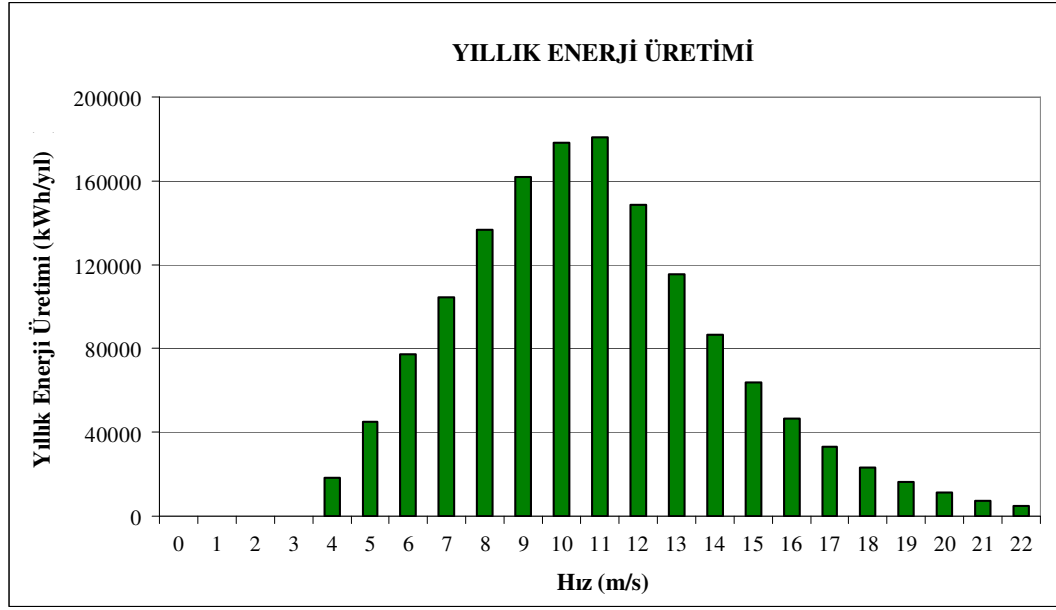
EK-B**POTANSİYELİ YÜKSEK YÖRELERDE ENERJİNİN HIZLARA GÖRE DAĞILIMI****B1. Amasra**

Pürüzlülük sınıfı 1 : $k = 1.57$, $c = 7.5$ m/s



Şekil B.1. Amasra’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

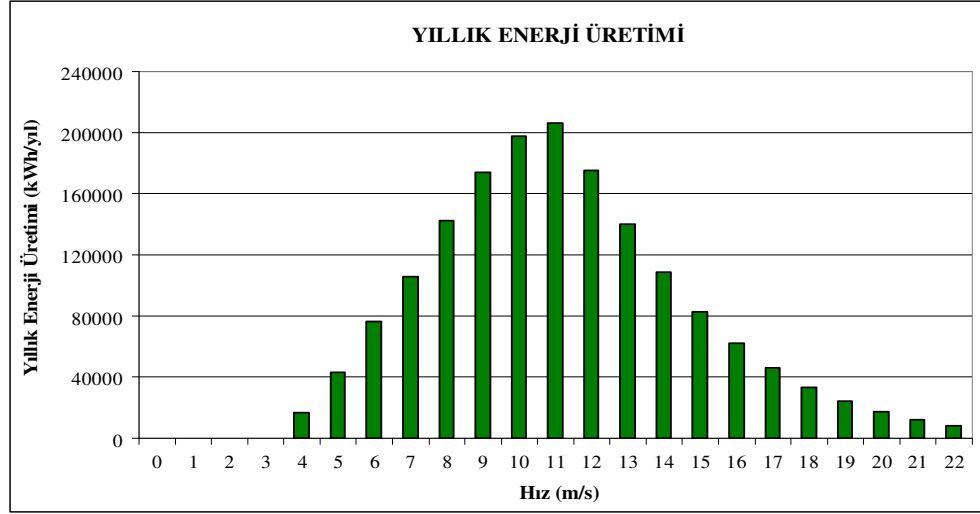
Pürüzlülük sınıfı 2 : $k = 1.56$, $c = 6.9$ m/s



Şekil B.2. Amasra'da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

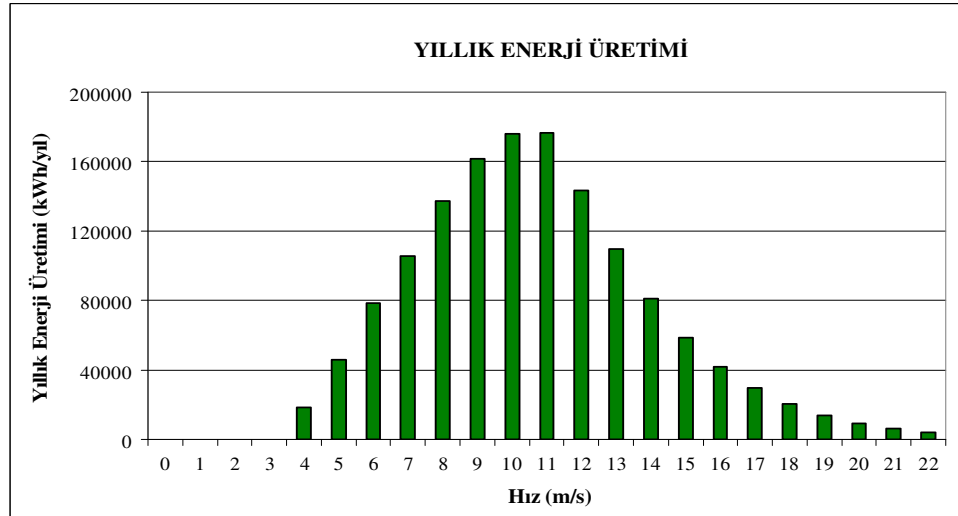
B.2. Bandırma

Pürüzlülük sınıfı 1 : $k = 1.59$, $c = 7.5$ m/s



Şekil B.3. Bandırma’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

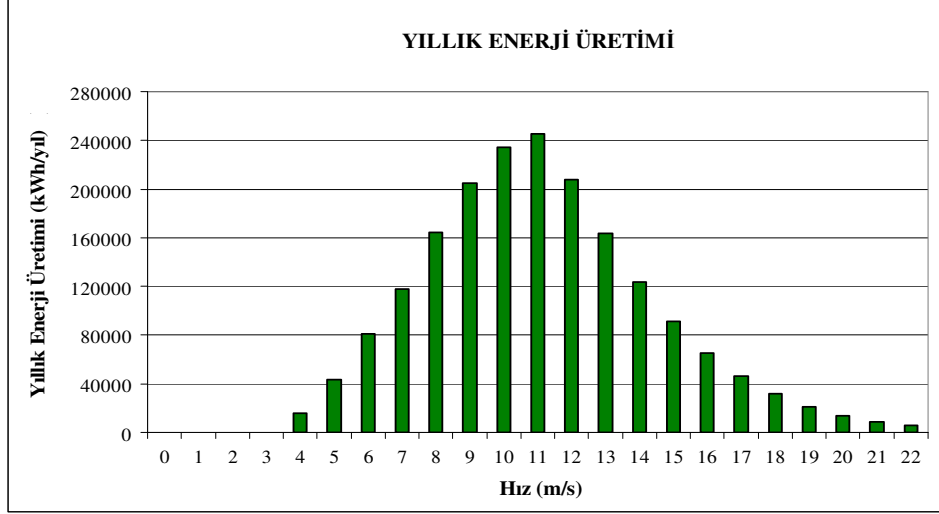
Pürüzlülük sınıfı 2 : $k = 1.58$, $c = 6.8$ m/s



Şekil B.4. Bandırma’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

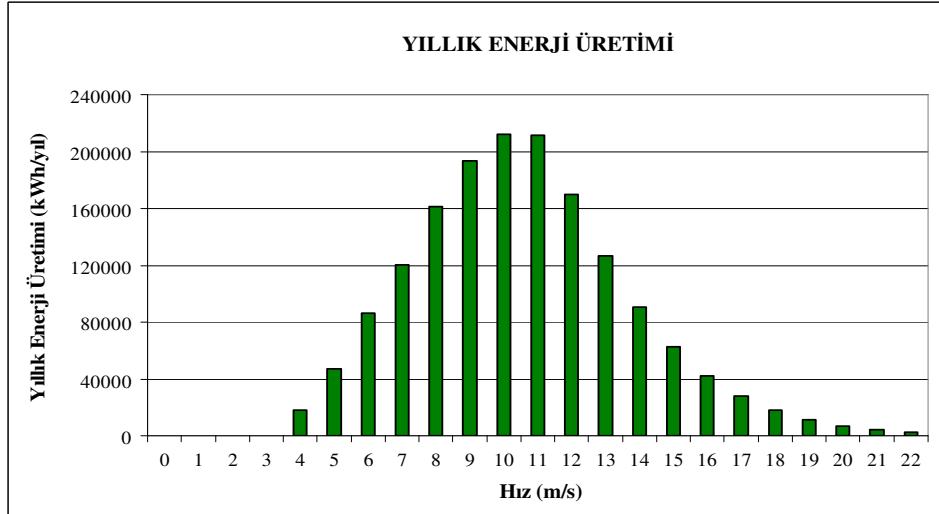
B.3. Bozcaada

Pürüzlülük sınıfı 1 : $k = 1.82$, $c = 8.1$ m/s



Şekil B.5. Bozcaada'da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

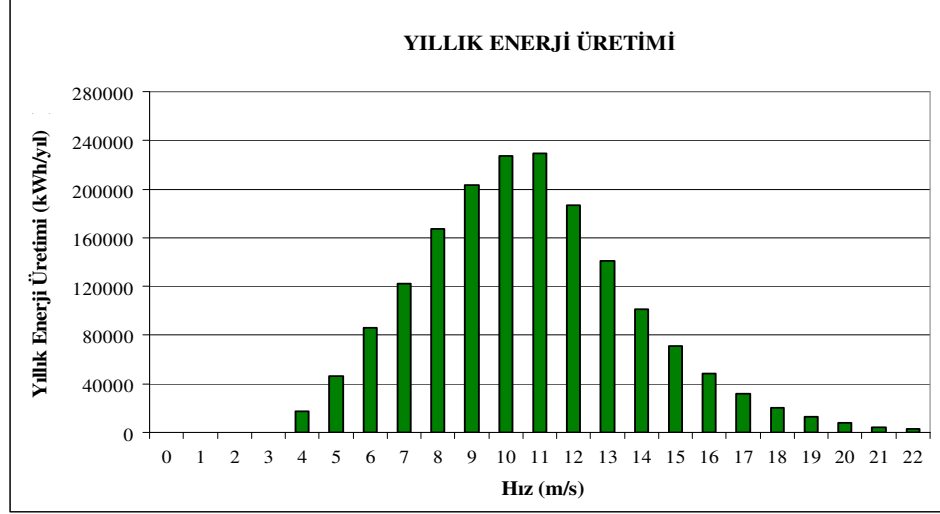
Pürüzlülük sınıfı 2 : $k = 1.81$, $c = 7.4$ m/s



Şekil B.6. Bozcaada'da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

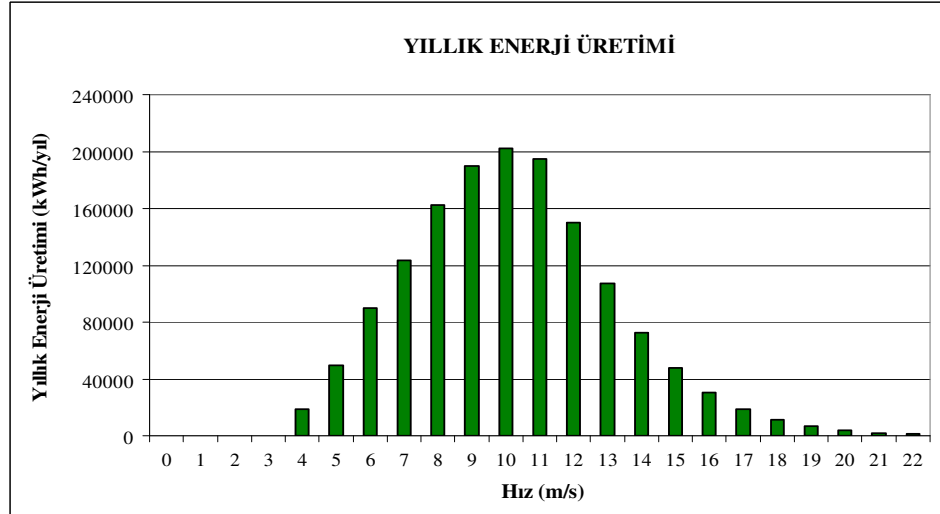
B.4. Çanakkale

Pürüzlülük sınıfı 1 : $k = 1.86$, $c = 7.7$ m/s



Şekil B.7. Çanakkale’de pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

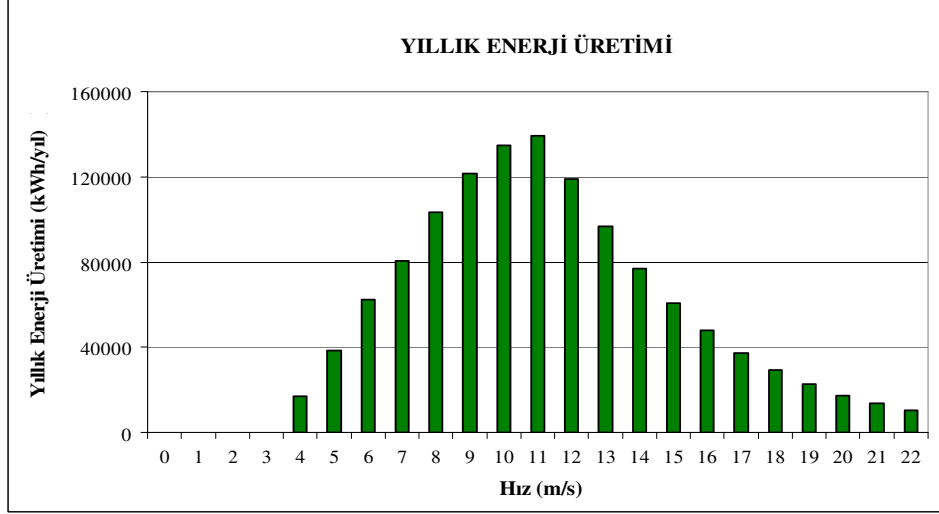
Pürüzlülük sınıfı 2 : $k = 1.85$, $c = 7.1$ m/s



Şekil B.8. Çanakkale’de pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

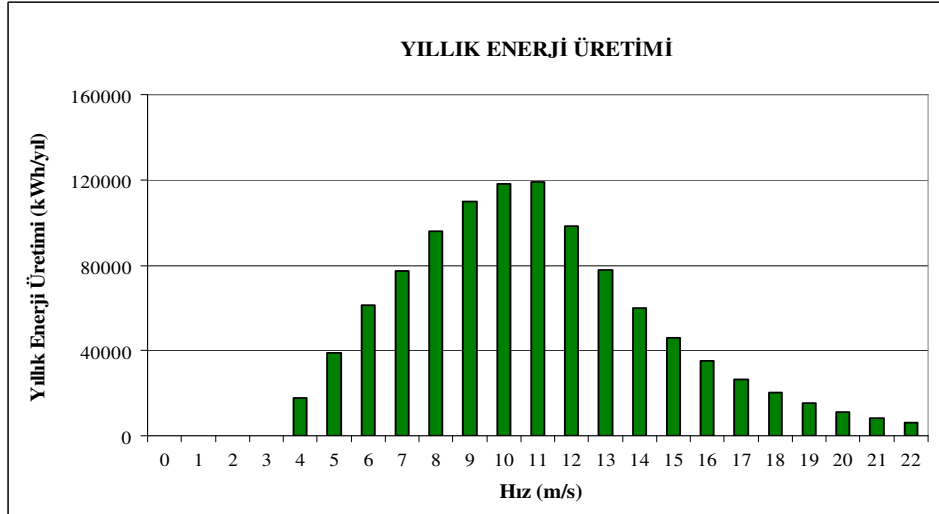
B.5. Erzurum

Pürüzlülük sınıfı 1 : $k = 1.23$, $c = 6.0$ m/s



Şekil B.9. Erzurum’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

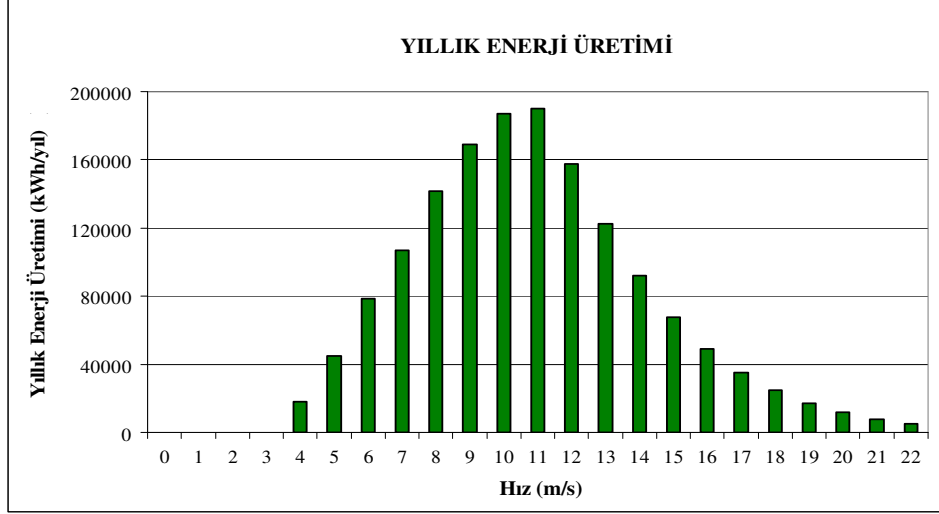
Pürüzlülük sınıfı 2 : $k = 1.22$, $c = 5.4$ m/s



Şekil B.10. Erzurum’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

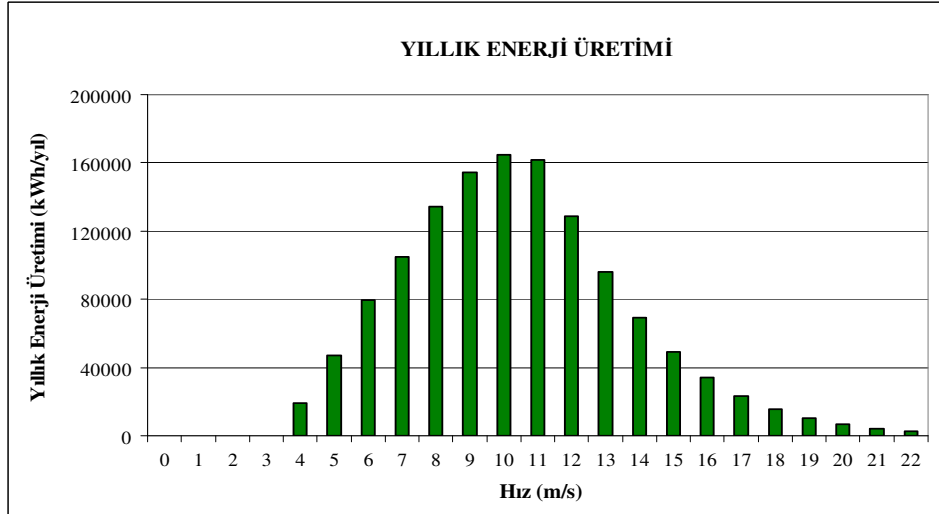
B.6. Pınarbaşı

Pürüzlülük sınıfı 1 : $k = 1.60$, $c = 7.1$ m/s



Şekil B.11. Pınarbaşı’da pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

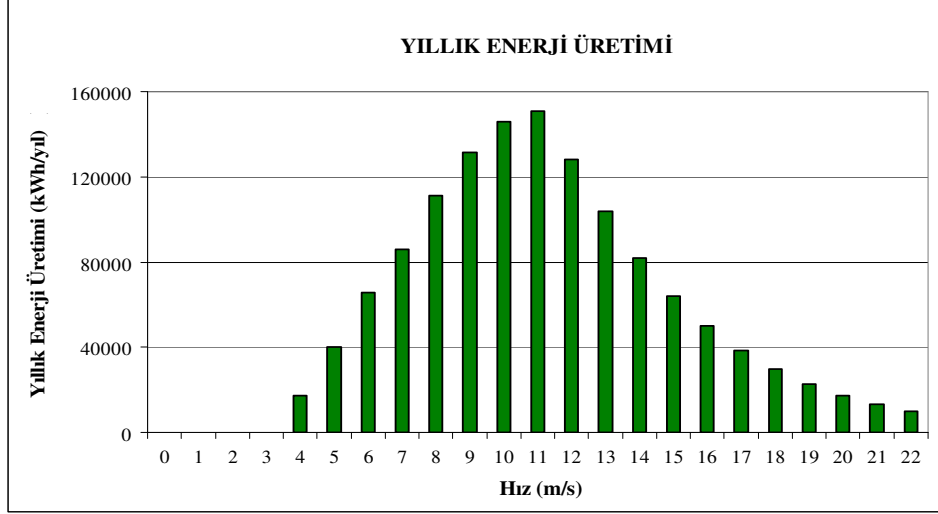
Pürüzlülük sınıfı 2 : $k = 1.58$, $c = 6.5$ m/s



Şekil B.12. Pınarbaşı’da pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

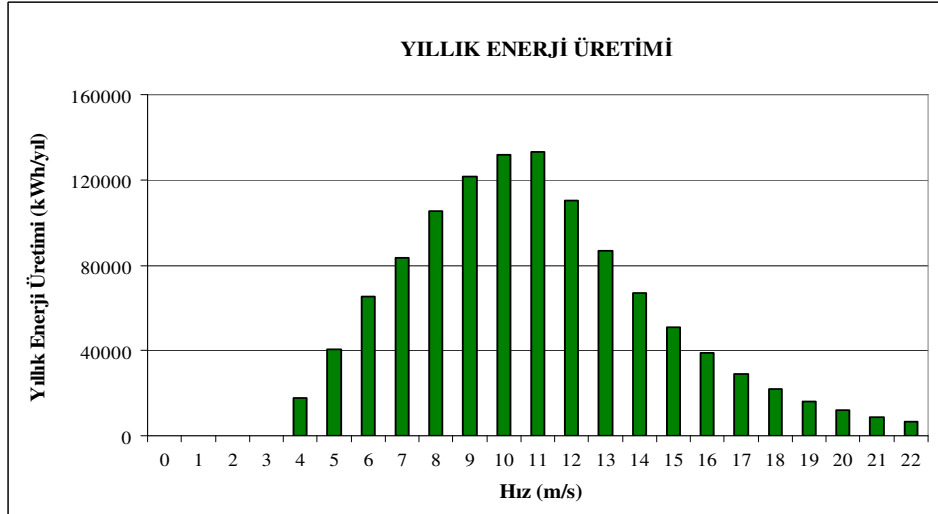
B.7. Sinop

Pürüzlülük sınıfı 1 : $k = 1.30$, $c = 6.3$ m/s



Şekil B.13. Sinop'ta pürüzlülük sınıfı 1 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

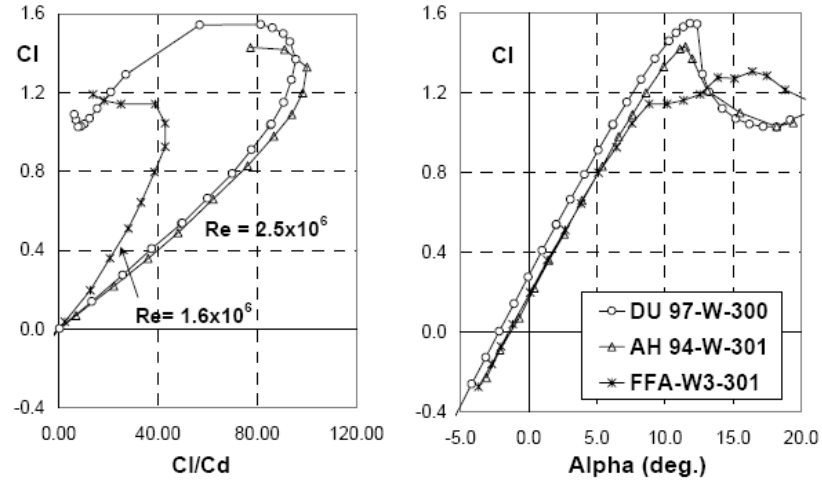
Pürüzlülük sınıfı 2 : $k = 1.29$, $c = 5.8$ m/s



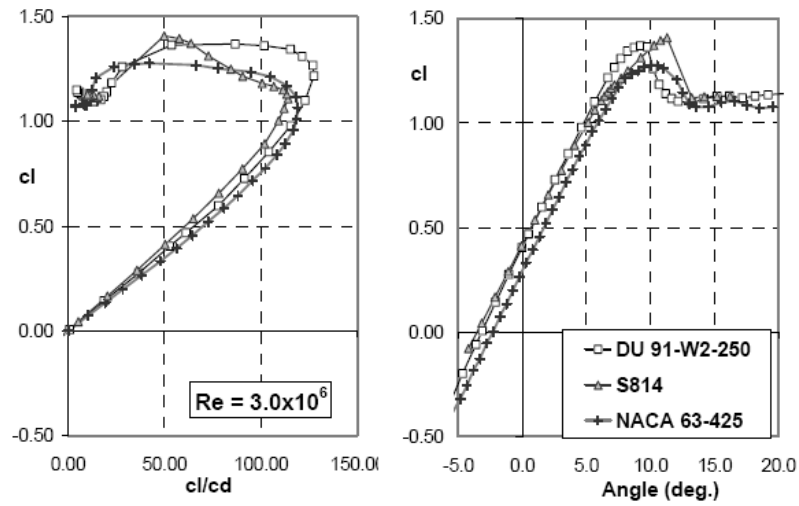
Şekil B.14. Sinop'ta pürüzlülük sınıfı 2 olan bölgede türbinin yıllık enerji üretiminin hızlara göre dağılımı

EK-C

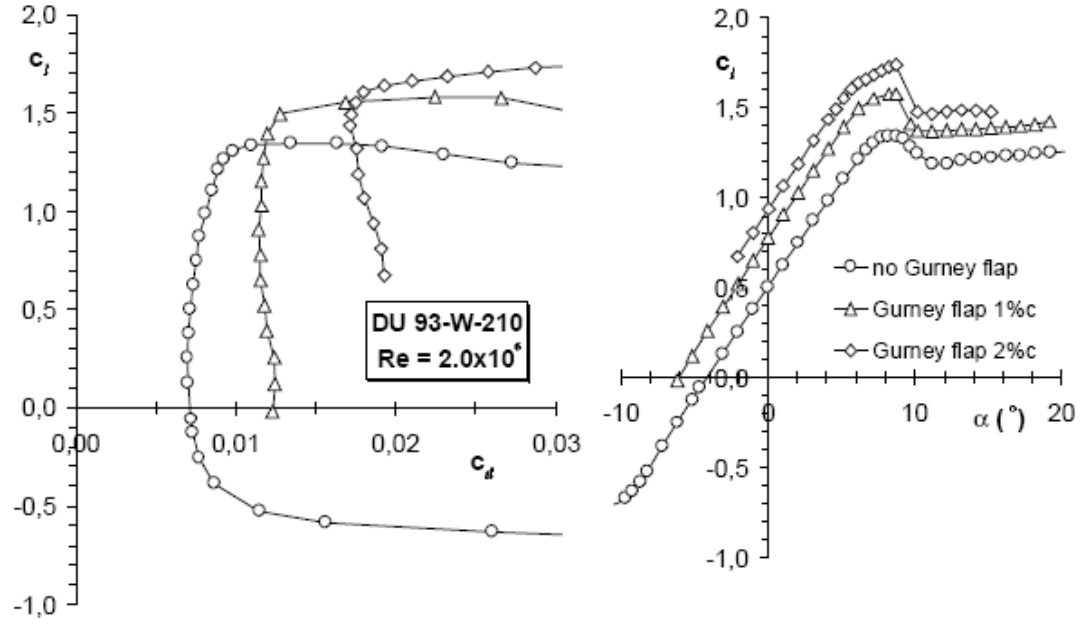
C.1. DELFT UNIVERSITY PROFİLLERİNE AİT AERODİNAMİK KARAKTERİSTİK EĞRİLERİ



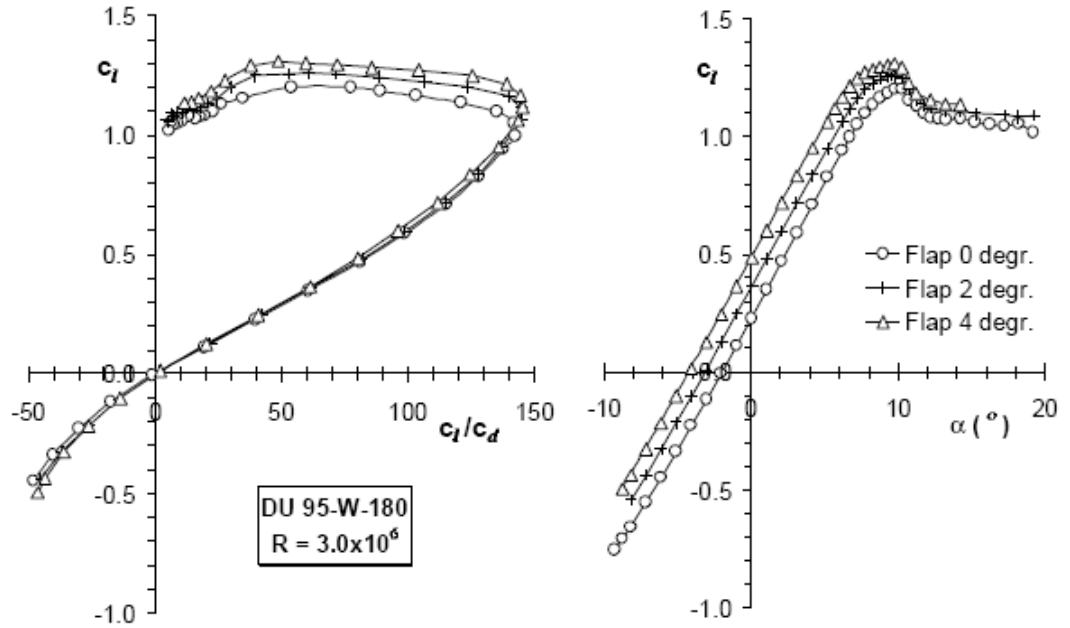
Şekil C.1. DU 97-W-300 profili için taşıma katsayısı ve L/D oranı grafikleri [Van Rooij ve Timmer, 2003]



Şekil C.2. DU 91-W2-250 profili için taşıma katsayısı ve L/D oranı grafikleri [Van Rooij ve Timmer, 2003]



Şekil C.3. DU 93-W-210 profili için taşıma ve sürüklenme katsayısı grafikleri [Van Rooij ve Timmer, 2003]

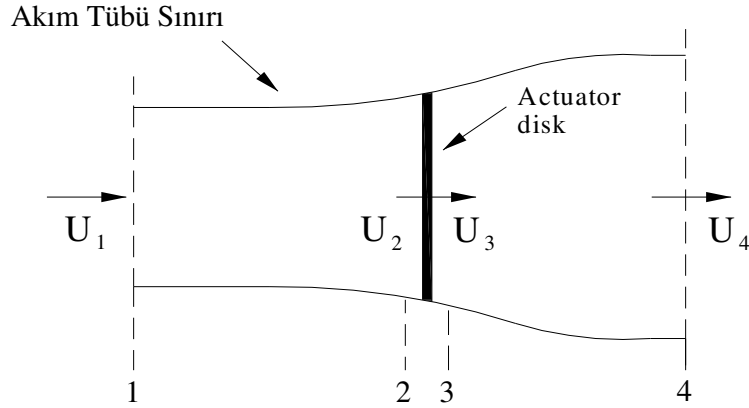


Şekil C.4. DU 95-W-180 profili için taşıma katsayısı ve L/D oranı grafikleri [Van Rooij ve Timmer, 2003]

EK-D**YATAY EKSENLİ RÜZGAR TÜRBİNLERİ İÇİN AERODİNAMİK TEORİ****D.1 1- Boyutlu Momentum Teorisi ve Betz Limiti**

Yatay eksenli rüzgar türbinleri için en basit aerodinamik model olan 1-boyutlu momentum teorisi ideal türbin rotorundan elde edilebilecek enerjiyi ve rotor dönüşünün akış alanının üzerindeki etkisini inceler.

Bu analizde, kontrol hacmi bir akım tüpünün yüzeyleri ile kesitleridir, kontrol hacmi Şekil D.1.'de gösterilmiştir. Türbin, içinden geçen akımda basınç süreksizliğine sebep olan üniform bir actuator disk ile temsil edilebilir.



Şekil D.1. Rüzgar türbini için actuator disk modeli [Manwell vd., 2002]

Bu analizde yapılan kabuller şunlardır :

- Homojen, sıkıştırılamaz, daimi akım
- Sonsuz sayıda pala
- Sürtünme kaybı yok.

- Dönme hareketi olmayan iz bölgesi
- Diskte veya rotor alanında üniform itme
- Diskten geçen akımın hızı sabit. ($U_2 = U_3$)
- Rotorun önünde ve arkasında, rotordan yeterince uzaktaki statik basınçlar, bozulmamış akımın basıncına eşit.

Kontrol hacminde momentumun korunumu prensibini uygulayarak, kontrol hacmindeki net kuvvet bulunabilir. Bu kuvvet itkiye eşit ve ters yönlü olacaktır.

$$T = U_1(\rho AU)_1 - U_4(\rho AU)_4 \quad (D.1)$$

Daimi akım için :

$$(\rho AU)_1 = (\rho AU)_4 = \dot{m} \quad (D.2)$$

Bu ifade (D.1) denkleminde yerine konulursa :

$$T = \dot{m} (U_1 - U_4) \quad (D.3)$$

Türbin rotorunun iki tarafında da iş yapılmadığı için, rotorun iki yanında Bernoulli denklemi yazılabilir :

$$p_1 + \frac{1}{2} \rho U_1^2 = p_2 + \frac{1}{2} \rho U_2^2 \quad (D.4)$$

$$p_3 + \frac{1}{2} \rho U_3^2 = p_4 + \frac{1}{2} \rho U_4^2 \quad (D.5)$$

Rotorun önünde ve arkasında yeterince uzakta basınçlar eşit ($p_1 = p_4$) ve diskten geçen akım hızı sabit ($U_2 = U_3$) kabul ediliyor.

Diskteki itki, diskin iki yanındaki kuvvetlerin net toplamı olarak da ifade edilebilir:

$$T = A_2(p_2 - p_3) \quad (D.6)$$

(D.4) ve (D.5) denklemlerinden ($p_2 - p_3$) çözülür ve (D.6) denkleminde yerine koyulursa :

$$T = \frac{1}{2} \rho A_2 (U_1^2 - U_4^2) \quad (D.7)$$

(D.7) ve (D.3) denklemleri eşitlenecek olursa :

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2} \quad (D.8)$$

Serbest akım hızı ile rotor düzlemindeki hız arasındaki hız farkının serbest akım hızına oranı a (indüksiyon faktörü) olarak tanımlanacak olursa :

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad (D9)$$

$$U_2 = U_1 (1-a) \quad (D.10)$$

$$U_4 = U_1 (1-2a) \quad (D.11)$$

Rotorun ürettiği güç P, itkinin diskteki hız ile çarpımına eşit olacaktır.

$$P = \frac{1}{2} \rho A_2 (U_1^2 - U_4^2) U_2 = \frac{1}{2} \rho A_2 U_2 (U_1 + U_4)(U_1 - U_4) \quad (D.12)$$

(D.10) ve (D.11) eşitliklerindeki U_2 ve U_4 ifadeleri (D.12) eşitliğinde yerine koyulursa :

$$P = \frac{1}{2} \rho A_2 U_1^3 4a(1-a)^2 \quad (D.13)$$

Rotorun güç katsayısı :

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho U_1^3 A_2} = 4a(1-a)^2 \quad (D.14)$$

Bu eşitliğin türevi alınıp sıfıra eşitlenirse $a = 1/3$ değerine ulaşılır. Bu değer yerine konulduğunda türbinin ulaşabileceği maksimum güç katsayısı elde edilir.

$$C_p = \frac{16}{27} \cong 0,593$$

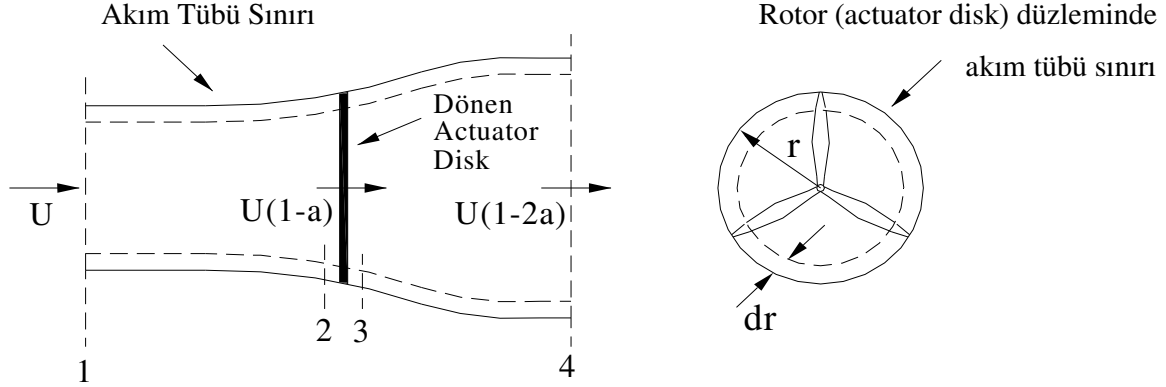
Türbinin ulaşabileceği maksimum güç katsayısı olan bu değere Betz Limiti adı verilir.

(D.7) ve (D.11) denklemleri bir arada kullanılarak türbinin itme katsayısı bulunabilir.

$$T = \frac{1}{2} \rho U_1^2 A_2 [4a(1-a)] \quad (D.15)$$

$$C_T = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho U_1^2 A_2} = 4a(1-a) \quad (D.16)$$

D.2. İzde Dönme Hareketi Olan İdeal Türbin



Şekil D.2. Rotor analizi için geometri [Manwell vd., 2002]

Palanın açısal hızıyla dönen r yarıçaplı dr kalınlığında bir akım tüpünü kontrol hacmi olarak alırsak, palanın akım ve iz bölgesi taraflarında basınç farkını elde etmek için bir enerji denklemi oluşturulabilir. Türbinden geçen havanın eksenel hızı sabit kalırken, palaya nazaran açısal hızı Ω değerlerinden $\Omega + \omega$ değerine yükselecektir.

Sonuç olarak oluşacak basınç farkı :

$$(p_2 - p_3) = \rho \left(\Omega + \frac{1}{2} \omega \right) \omega r^2 \quad (D.17)$$

Bir halka eleman üzerinde oluşan itki dT :

$$dT = (p_2 - p_3) dA = \left[\rho \left(\Omega + \frac{1}{2} \omega \right) \omega r^2 \right] 2\pi r dr \quad (D.18)$$

Açısal indüksiyon faktörü a' şu şekilde tanımlanacak olursa :

$$a' = \frac{\omega}{2\Omega} \quad (D.19)$$

İtki ifadesi şu hale gelir :

$$dT = 4a'(1+a') \frac{1}{2} \rho \Omega^2 r^2 2\pi r dr \quad (D.20)$$

Eksenel indüksiyon faktörü a cinsinden etki ifadesi (D15.)'ten :

$$dT = 4a(1-a)\rho U_1^2 \pi r dr \quad (D.21)$$

(D.20) ve (D.21) denklemlerini eşitleyecek olursak :

$$\frac{a(1-a)}{a'(1+a')} = \frac{\Omega^2 r^2}{U_1^2} = \lambda_r^2 \quad (D.22a)$$

$$\lambda_r = \frac{\Omega r}{U_1} \quad (D.22b)$$

Açısal momentum korunumu kanununu uygulayarak rotor torku için ifade türetebiliriz. Rotora etkiyen tork, izdeki açısal momentum değişimine eşit olmalı. Halka şeklinde bir alanda :

$$dQ = d\dot{m}(\omega r)r = (\rho U_2 2\pi r dr)(\omega r)r \quad (D.23)$$

(D.10) ve (D.19) eşitlikleri bu denklemde yerine koyulursa

$$dQ = 4a'(1-a)\frac{1}{2}\rho U_1 \Omega r^2 2\pi r dr \quad (D.24)$$

Her bir elemanda üretilen güç dP şu ifade ile bulunabilir :

$$dP = \Omega dQ \quad (D.25)$$

Bu denklemde dQ yerine koyulur ve yerel hız oranı ifadesi (D.22b) kullanılırsa:

$$dP = \frac{1}{2}\rho A U^3 \left[\frac{8}{\lambda^2} a'(1-a)\lambda_r^3 d\lambda_r \right] \quad (D.26)$$

$$dC_p = \frac{dP}{\frac{1}{2}\rho A U^3} = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^{\lambda} a'(1-a)\lambda_r^3 d\lambda_r \quad (D.27)$$

Bu ifadenin integralinin alınabilmesi için a, a', ve λ_r arasındaki ilişkilerin bilinmesi gerekir. (D.22a) denklemini çözüp a' ifadesini a cinsinden yazacak olursak :

$$a' = -\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{1 + \frac{4}{\lambda_r^2} a(1-a)} \quad (D.28)$$

Maksimum güç üretimi, güç katsayısı ifadesindeki a'(1-a) maksimum yapılsa gerçekleştirilebilir. Elde ettiğimiz a' değerinin yerine koyup türevi sıfıra eşitlersek :

$$\lambda_r^2 = \frac{(1-a)(4a-1)^2}{1-3a} \quad (D.29)$$

Bu eşitliği (D.22a) denkleminde yerine koyarsak :

$$a' = \frac{(1-3a)}{4a-1} \quad (D.30)$$

(D.30) ifadesi her halkada maksimum güç üretimi için a' ve a arasındaki ilişkiyi verir. Bu ilişki optimum türbinin tasarımında doğrudan kullanılacak bir ifadedir.

D.3. Pala Elemanı Teorisi

Bir rüzgar türbininin palaları üzerindeki kuvvetler, kaldırma ve sürüklenme katsayıları ile hücum açısının fonksiyonu olarak ifade edilebilir. Bu teoriyi kullanarak analiz yapmak için pala N eşit elemana bölünür ve aşağıdaki kabuller kullanılarak analiz yapılır.

- Elemanlar arasında aerodinamik etkileşim yoktur.
- Palaya gelen kuvvet sadece profil geometrisinin kaldırma ve sürüklenme özellikleri ile ilişkilidir.

Pala üzerine etkiyen kuvvetler incelenirken, kaldırma ve sürüklenme kuvvetlerinin göreceli rüzgar hızına sırasıyla dik ve paralel olacağı unutulmamalıdır. Göreceli rüzgar hızı, rotordaki rüzgar hızı ve palanın dönüşünden kaynaklanan rüzgar hızının vektörel toplamıdır. Dönüşten kaynaklanan rüzgar hızı, pala kesiti hızı (Ωr) ve açısal momentumun korunumundan bulunan palalardaki indüklenmiş açısal hızın ($\omega r/2$) toplamıdır.

$$\Omega r + \frac{\omega r}{2} = \Omega r + \Omega a' r = \Omega r(1 + a') \quad (D.31)$$

$U(1-a)$ = Palalardaki rüzgar hızı

U_{rel} = Göreceli rüzgar hızı

θ_p = Kesit oturma açısı

α = Hücum açısı

$\varphi = \theta_p + \alpha$ = Göreceli rüzgarın açısı

$\theta_{p,0}$ = Pala oturma açısı

θ_T = Kesit burulma açısı

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi) c dr \quad (D.38)$$

Göbekten r mesafesi uzaklıkta etkiyen teğetsel kuvvetten kaynaklanan diferansiyel tork :

$$dQ = BrdF_T \quad (D.39)$$

Başka bir ifadeyle,

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi) c.rdr \quad (D.40)$$

D.4. İz Bölgesinde Dönme Hareketi Olan Rotor İçin Strip Teorisi

Daha önce açıklanan momentum ve pala elemanı teorilerinden elde edilen kuvvetler ve momentler eşitlenecek olursa:

Momentum Teorisinden:

$$\text{Eksenel Momentumdan:} \quad dT = 4a(1-a)\rho U^2 \pi r dr \quad (D.41)$$

$$\text{Açısal Momentumdan:} \quad dQ = 4a'(1-a)\rho U \pi r^3 \Omega dr \quad (D.42)$$

Pala elemanı Teorisinden:

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi) c dr \quad (D.43)$$

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi) c.rdr \quad (D.44)$$

Yerel katılık oranı, $\sigma' = \frac{Bc}{2\pi r}$ olarak tanımlanır ve denklemler serbest akım hızı

cinsinden yazılmak istenirse (D.43) ve (D.44) denklemleri şu hale gelir:

$$dF_N = \sigma' \pi \rho \frac{U^2 (1-a)^2}{\sin^2 \varphi} (C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi) r dr \quad (D.45)$$

$$dQ = \sigma' \pi \rho \frac{U^2 (1-a)^2}{\sin^2 \varphi} (C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi) r^2 dr \quad (D.46)$$

Momentum ve pala elemanı teorilerinden bulunan tork ifadeleri ve normal kuvvet ifadeleri eşitlenip, ara işlemler yapılsa indüksiyon faktörlerini belirlemek için kullanılabilecek iki ifade şu şekilde bulunabilir:

$$\frac{a}{(1-a)} = \frac{\sigma'(C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi)}{4 \sin^2 \varphi} \quad (D.47)$$

$$\frac{a'}{(1+a')} = \frac{\sigma'(C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi)}{4 \sin \varphi \cos \varphi} \quad (D.48)$$

(D.47) ve (D.48) ifadelerinden indüksiyon faktörleri çekilecek olursa:

$$a = \frac{1}{\frac{4 \sin^2 \varphi}{\sigma' C_N} + 1} \quad (D.49a)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4 \sin \varphi \cos \varphi}{\sigma' C_T} - 1} \quad (D.49b)$$

$$C_N = C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi \quad (D.50a)$$

$$C_T = C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi \quad (D.50b)$$

D.5. Uç Kayıpları

Palanın emme kenarındaki basınç, basma kenarından daha düşük olduğundan hava palanın uç kısmı etrafında alt yüzeyden üst yüzeye doğru geçme eğilimi gösterir. Bunun pala üzerindeki etkisini gösterebilmek için çeşitli metotlar geliştirilmiş olmakla birlikte, en doğru yaklaşım olarak, Prandtl tarafından geliştirilmiş olan metot görülmektedir. Bu metoda göre pala üzerindeki herhangi bir yarıçap noktasındaki düzeltme faktörü,

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[\exp \left(- \frac{(B/2)[1 - (r/R)]}{(r/R) \sin \varphi} \right) \right] \quad (D.51)$$

olmak üzere, momentum teorisinden gelen itki ve tork ifadeleri şu şekilde değişecektir:

$$dT = F \rho U^2 4a(1-a) \pi r dr \quad (D.52)$$

$$dQ = 4F a' (1-a) \rho U \pi r^3 \Omega dr \quad (D.53)$$

Uç kayıpları göz önüne alınmadan geliştirilen formüllerdeki adım takip edilecek olursa, formüller şu şekilde düzeltilebilir:

$$\frac{a}{(1-a)} = \frac{\sigma'(C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi)}{4F \sin^2 \varphi} \quad (D.54a)$$

$$\frac{a'}{(1+a')} = \frac{\sigma'(C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi)}{4F \sin \varphi \cos \varphi} \quad (D.54b)$$

(D.54a) ve (D.54b) denklemlerinden a ve a' çekilirse:

$$a = \frac{1}{\frac{4F \sin^2 \varphi}{\sigma' C_N} + 1} \quad (D.55a)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4F \sin \varphi \cos \varphi}{\sigma' C_T} - 1} \quad (D.55b)$$

(D.55b) denklemini (D.55a) denklemine böler ve (D.32) denkleminde yerine koyarsak

$$\frac{C_T}{C_N} = \frac{a'}{a} \lambda_r \quad (D.56)$$

(D.55a) ve (D.55b) denklemleri (D.56)'da yerine koyulursa:

$$4F \sin \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi) - \sigma'(C_T + C_N \lambda_r) = 0 \quad (D.57)$$

$$C_N = C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi \quad (D.58a)$$

$$C_T = C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi \quad (D.58b)$$

Bu eşitlik türbine ait büyüklükleri bir araya getirerek, bilinen büyüklüklere karşılık gelen bilinmeyen büyüklüğü hesaplama imkanı veriyor ve düzeltilmiş palanın performansında kullanılacak bir ifadedir.

EK-E**RÜZGAR ENERJİSİ SANTRALLERİ İÇİN EPDK TARAFINDAN ÜRETİM
LİSANSI VERİLEN TÜZEL KİŞİLER**

Çizelge E.1. EPDK tarafından üretim lisansı verilen tüzel kişiler [EPDK, 2006]
(Güncelleme tarihi 08.11.2006)

TİCARET ÜNVANI	Tesisin Yeri	Yakıt Türü / Tesis Tipi	Kurulu Güç (MW)	Üretim Miktarı (kWh/Yıl)	Öngörülen İşletmeye Geçiş Tarihi	Süresi
Ak-El Akhisar Elektrik Üretim A.Ş.	İzmir-Kemalpaşa İlçesi Üçkuyulartepe	RES	66,66 MW	235.035.050	24/07/2003' ten sonra 28 ay	24/7/2003 tarihinden itibaren 25 yıl
Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	Balıkesir İli, Bandırma İlçesi, Merinos- Merdivenlitepe- Gevenlitepe	RES	16,00			
Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	Balıkesir İli, Bandırma İlçesi, Ayyıldız RES	RES	16 MW			09/11/2006 tarihinden itibaren 20 yıl
Akres Akhisar Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretim Santralı Limited Şirketi	Manisa İli, Akhisar İlçesi, Gerentepe- Bekirler- Hamidiye- Tasaltutepe- Kıraçkuyusu- Hafıztepe Mevkii	RES	43,75 MW	123.049.000	22/06/2004' ten sonra 18 ay	22/06/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	İzmir İli, Çeşme İlçesi, Germiyan Köyü	RES	1,5			-

Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	İzmir İli, Çeşme İlçesi	RES	1,5 MW			1/6/2006 tarihinden itibaren 30 yıl
Anemon Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	Çanakkale İli, İntepe Beldesi, Çanakalan-Karacaviran-Kurttepe Mevkii	RES	30 MW	92.420.000	24/11/2003 tarihinden itibaren 18 ay	24/11/2003 tarihinden itibaren 20 yıl
As Elektrik Üretim A.Ş.	Tekirdağ İli, Saray İlçesi, Çukuryurt-Kurtdere-Kuştepe-Kepir Mevkii	RES	45 MW	118.914.000	23.10.2003 den sonra 12 ay	23/10/2003 tarihinden itibaren 20 yıl
As Makinsan Elektrik Üretim Limited Şirketi	Muğla İli, Fethiye İlçesi, Ovagelemiş-Akgöl-Çayağzı Mevkii	RES	24,3 MW	60.000.000	8/1/2004 tarihinden itibaren 12 ay	8/1/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
As Makinsan Temiz Enerji Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	Çanakkale İli, Karacaören Köyü - Özbek Köyü Testici Tepe - Küçükkr Tepe - Saral Tepe mevkii	RES	29,7 MW	103.600.000	14/06/2004' ten sonra 16 ay	14/06/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Baki Elektrik Üretim Limited Şirketi	Balıkesir İli, Şamlı İlçesi, Halkapınar-Karacaören-Dombalkayatepe - Toybelen - Yapaz - Yeroluk - Kirazdüzü - Ericikçatağı-Güldüzü - Elmalıçökek Mevkii	RES	90 MW	440.000.000	06/04/2004' ten sonra 28 ay	06/04/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Balres Balıkesir Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretim Santrali Limited Şirketi	Balıkesir İli, Ayvalık İlçesi, Alibey Adası-Derviştepe-Alibeytepe-Çömtepe-Deveboynutepe-Aktepe Mevkii	RES	30 MW	106.456.000	11.09.2003' den sonra 18 ay	11/9/2003 tarihinden itibaren 20 yıl

Bangüç Bandırma Elektrik Üretim Anonim Şirketi	Balıkesir İli, Bandırma İlçesi, Kayacık Mevkii	RES	15 MW	60.000.000	20/1/2004 tarihinden itibaren 14 ay	20/1/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Bares Elektrik Üretim A.Ş.	Balıkesir İli, Bandırma İlçesi, Erikli Mevkii	RES	30 MW	105.000.000	18/05/2004' ten sonra 12 ay	18/05/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Belen Elektrik Üretim A.Ş.	Hatay İli, Belen İlçesi, Kırmızı Tepe - Ziyaret Tepe - Çatak Mah. - Karlık Tepe	RES	30,00			
Belen Elektrik Üretim Anonim Şirketi	Hatay İli, Belen İlçesi, Belen RES	RES	30 MW			09/11/2006 tarihinden itibaren 49 yıl
Deniz Elektrik Üretim Limited Şirketi	Hatay İli, Samandağ İlçesi, Sebenoba- Gözene- Yayladağı Mevkii	RES	30 MW	100.000.000	04/06/2004' ten sonra 11 ay	04/06/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Deniz Elektrik Üretim Limited Şirketi	Manisa İli, Akhisar İlçesi, Karakurt-İlyaslar- Çakaltepe Mevkii	RES	10,5 MW	30.100.000	5/12/2003 tarihinden itibaren 16 ay	5/12/2003 tarihinden itibaren 20 yıl
Doğal Enerji Üretim Anonim Şirketi	Manisa İli, Sayalar İlçesi, Rahmanlar - Akkocalı - Gökçealan Mevkii	RES	30 MW	97.170.000	13/04/2004' ten sonra 18 ay	13/04/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Doğal Enerji Üretim Anonim Şirketi	Çanakkale İli, Gelibolu İlçesi, Burgaz-Munip Çiftliği Mevkii	RES	15 MW	47.660.000	11.09.2003' den sonra 18 ay	11/9/2003 tarihinden itibaren 20 yıl
Ertürk Elektrik Üretim Anonim Şirketi	İstanbul İli, Kumburgaz İlçesi, Kamiloba Köyü Kurşuntepe Mevkii	RES	0,66 MW	1.920.000	01/03/2004' ten sonra 12 ay	01/03/2004 tarihinden itibaren 20 yıl

Ertürk Elektrik Üretim Anonim Şirketi	İstanbul ili, Çatalca ilçesi, Çatalca - Çakıl - Elbasan - İncegiz Mevkii	RES	62 MW	210.000.000	8/1/2004 tarihinden itibaren 23 ay	8/1/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Ezse Elektrik Üretim Limited Şirketi	Osmaniye İli, Türkbahçe-Çokraktepe-Topuzluk-Kızılkayatepe-Ardıçlıkayatepe Mevkii	RES	27,9 MW	115.000.000	27/1/2004 tarihinden itibaren 18 ay	27/1/2004 tarihinden itibaren 25 yıl
Ezse Elektrik Üretim Limited Şirketi	Hatay İli, Mağaracık-Karaköse - Çakırköy - Sebenoba - Koyunoğlu - Mızraklı - Hıdırbey Mevkii	RES	35,1 MW	140.000.000	27/1/2004 tarihinden itibaren 18 ay	27/1/2004 tarihinden itibaren 25 yıl
Ezse Elektrik Üretim Limited Şirketi	Kocaeli İli, Hereke İlçesi, Yukarıhereke-Kayapınar-Tepecik-Çerkeşli Mevkii	RES	90,9 MW	300.000.000	27/1/2004 tarihinden itibaren 28 ay	27/1/2004 tarihinden itibaren 25 yıl
İnnores Elektrik Üretim Ltd. Şti.	İzmir İli, Aliaga İlçesi, Yuntdağ-Balaban-Koyuneli-Korutepe Mevkii	RES	41,25 MW	160.896.500	04/06/2004' ten sonra 18 ay	04/06/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Kores Kocadağ Rüzgar Enerji Santralı Üretim A.Ş.	İzmir İli, Çeşme İlçesi, Kocadağ Mevkii	RES	15,17			-
Kores Kocadağ Rüzgar Enerji Santralı Üretim A.Ş.	İzmir İli, Çeşme İlçesi	RES	15,2 MW			15/6/2006 tarihinden itibaren 49 yıl
Lodos Elektrik Üretim Anonim Şirketi	İstanbul İli, Eyüp İlçesi, Kemerburgaz Beldesi, Tayakadın-Kocatarlatepe-Tilkili-Çıkırtepe Mevkii	RES	24,3 MW	76.700.000	30.10.2003' den sonra 18 ay	30/10/2003 tarihinden itibaren 25 yıl

Mare Manastır Rüzgar Enerjisi Santralı Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi	İzmir İli, Çeşme İlçesi, Alaçatı Beldesi,Manastır mevkii	RES	39,2 MW	-	-	20/10/2005 tarihinden itibaren 20 yıl
Mazı-3 Rüzgar Enerjisi Santralı Elektrik Üretim Anonim Şirketi	İzmir İli,Çeşme İlçesi	RES	22,5 MW			15/6/2006 tarihinden itibaren 30 yıl
Mazı-III Rüzgar Enerjisi Santralı Üretim A.Ş.	İzmir İli, Çeşme İlçesi	RES	22,88			-
Proen Enerji Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi	İzmir İli, Urla İlçesi, Kıranseki Mevkii	RES	12,75 MW	-	-	14/7/2005 tarihinden itibaren 25 yıl
Rotor Elektrik Üretim Anonim Şirketi	Osmaniye İli, Bahçe İlçesi, Sayranlı-Kırcalar-Karafenk-Aslanlıbeltepe-Ançınar Mevkii	RES	135 MW	403.000.000	19/12/2003 tarihinden itibaren 28 ay	19/12/2003 tarihinden itibaren 25 yıl
Sabaş Elektrik Üretim A.Ş.	Aydın İli, Çine İlçesi, Madranbabadağı-Topçamtepe-Kayalıktepe-Madranbabatepe mevkii	RES	24,3 MW	68.000.000	20/1/2004 tarihinden itibaren 14 ay	20/1/2004 tarihinden itibaren 20 yıl
Sagap Elektrik Üretim A.Ş.	Bilecik İli, Kapaklıköy-Esemen Köyü-Dokuzöküz Tepe-Akçaalan-Küçükkale Tepe Mevkii Kapaklı RES	RES	67 MW	202.479.010	20/07/2004' ten sonra 28 ay	20/07/2004 tarihinden itibaren 20 yıl