İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

RÜZGAR TÜRBİNLERİNİN YORULMA ANALİZİNDE ÖZEL DURUMLAR

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Onur GÜNEŞ

İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalı

Yapı Mühendisliği Programı

TEMMUZ 2020

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

RÜZGAR TÜRBİNLERİNİN YORULMA ANALİZİNDE ÖZEL DURUMLAR

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Onur GÜNEŞ
(501171035)

İnşaat Mühendisliği Anabilim Dalı

Yapı Mühendisliği Programı

Tez Danışmanı: Doç. Dr. Ali SARI

TEMMUZ 2020

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 501171035 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi Onur GÜNEŞ, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı "RÜZGAR TÜRBİNLERİNİN YORULMA ANALİZİNDE ÖZEL DURUMLAR" başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı :	**Doç. Dr. Ali SARI** İstanbul Teknik Üniversitesi	.....
Jüri Üyeleri :	**Doç.Dr. Kadir ÖZAKGÜL** İstanbul Teknik Üniversitesi	.....
	Dr. Öğr.Üye. Bülent ERKMEN Özyeğin Üniversitesi	.....

Teslim Tarihi : 14 Haziran 2020
Savunma Tarihi : 21 Temmuz 2020

Kıymetli aileme,

ÖNSÖZ

Mühendislik vizyonumu ve bakış açımı geliştirmemde, bilgi ve tecrübesiyle çok büyük katkısı olan değerli tez danışmanım Doç.Dr. ALİ SARI'ya en içten teşekkürlerimi sunarım. Ayrıca, öğrenim hayatım boyunca bende emeği ve hakkı olan bütün hocalarıma teşekkür ederim.

Üniversite öğrenimim boyunca beraber çalışmaktan keyif aldığım, çoğu zorlukların altından birlikte kalktığımız, bu çalışmamın her adımında destek olan sevgili arkadaşım Elif ALTUNSU'ya teşekkür ederim.

Çalışma arkadaşım Shokrullah SOROSH'a ve kuzenim Umut GÜNEŞ'e desteği ve yardımları için teşekkür ederim.

Bilgi birikimini ve tecrübelerini esirgemeyen sorduğum sorulara verdiği cevaplarla çalışmamda katkısı bulunan Dr. Ömer Emre ORHAN'a teşekkürü bir borç bilirim.

Bugünlere ulaşmama vesile olan, maddi ve manevi her türlü desteği ve fedakarlığı gösteren, tüm başarılarımın en büyük yardımcıları başta sevgili annem Dilek GÜNEŞ, sevgili babam Ziya GÜNEŞ olmak üzere bütün aileme en içten sevgilerimi ve şükranlarımı sunarım.

Temmuz 2020

Onur GÜNEŞ
İnşaat Mühendisi

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖNSÖZ ..... **vii**
İÇİNDEKİLER ..... **ix**
KISALTMALAR ..... **xi**
SEMBOLLER ..... **xiii**
ÇİZELGE LİSTESİ ..... **xv**
ŞEKİL LİSTESİ ..... **xvii**
ÖZET ..... **xix**
SUMMARY ..... **xxi**
1. GİRİŞ **1**
1.1 Tezin Amacı 2
1.2 Literatür Araştırması 3
2. RÜZGAR ENERJİSİ 7
2.1 Dünya Genelinde Rüzgar Enerjisi 8
2.2 Türkiye'deki Rüzgar Enerjisi Sektörü 12
2.3 Rüzgar Enerjisinin Tarihçesi 14
2.4 Rüzgar Türbini Bileşenleri 15
2.4.1 Nasel 16
2.4.2 Rotor 17
2.4.3 Kule 18
2.5 Rüzgarın Yapısı ve Karakteri 19
2.6 Rüzgar Prensipleri 20
2.6.1 Rüzgar kayması 20
2.6.2 Yüzey pürüzlülüğü 22
2.6.3 Türbülans 23
2.6.4 Rüzgar spektrumları 24
2.7 Rüzgar Dağılımı 25
2.7.1 Weibull dağılımı 25
2.7.2 Rayleigh dağılımı 26
2.8 Aerodinamik Yükler 26
2.8.1 Kule üzerindeki rüzgar yükü 27
2.8.2 Rotor üzerindeki rüzgar yükü 27
2.8.2.1 Momentum teorisi 27
2.8.2.2 Kanat elemanı teorisi 31
2.8.2.3 Kanat elemanı moment teorisi 34
2.9 Türbin Kontrol Sistemleri 36
2.10 Türbin Doğal Frekansı 37
3. YORULMA METODOLOJİSİ **39**
3.1 Yorulma Analizlerinde S-N Yaklaşımı 42
3.2 Sayım Yöntemleri 45
4. TÜRBİN MODELİ VE ANALİZ DETAYLARI **47**

4.1 Simülasyon Araçları 47
4.1.1 Fast 47
4.1.2 TurbSim 48
4.2 NREL 5 MW Rüzgar Tübin Modeli 49
4.2.1 Kanat yapısı özellikleri 50
4.2.2 Kule yapısı özellikleri 50
4.2.3 Doğal Titreşim Frekansı 51
4.2.4 Campbell diyagramı 52
4.3 Analizler 53
4.3.1 Rüzgar verileri 53
4.3.2 Analiz koşulları 55
4.3.2.1 Güç üretimi 56
4.3.2.2 Güç üretimi esnasında arıza oluşumu 57
4.3.2.3 Türbinin devreye alınması 58
4.3.2.4 Türbinin normal kapaması 58
4.3.2.5 Türbinin acil kapaması 59
4.3.2.6 Park durumu 60
4.3.2.7 Arızalı park durumu 60
4.3.3 Yorulma ömrünün belirlenmesi 61
4.3.3.1 Çelik kule ana malzemesi (Parent material) 61
4.3.3.2 Seam Weld 65
4.3.3.3 Dairesel kaynak detayı 66
4.3.3.4 Köşe kaynak detayı 69
4.3.4 Özel koşulların değerlendirilmesi 75
4.4 DTU 10 MW Rüzgar Türbini Modeli 76
4.4.1 Yorulma ömrünün değerlendirilmesi 84
4.4.2 Özel koşulların değerlendirilmesi 87
5. SONUÇLAR 89
KAYNAKLAR 93
EKLER 97
ÖZGEÇMİŞ 119

KISALTMALAR

NREL **:** National Renewable Energy Laboratory

FAST **:** Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence

IEC **:** International Electrotechnical Commission

DTU **:** Technical University of Denmark

API **:** American Petroleum Institute (Amerikan Petrol Enstitüsü)

DNV **:** Det Norske Veritas

ISO **:** International Organization for Standardization

ABS **:** American Bureau of Shipping (Amerikan Denizcilik Bürosu)

GWEC **:** Global Wind Energy Council

BEMt **:** Blade Element Momentum Theory (Kanat Elemanı Momentum Teorisi)

SCF **:** Stress concentration factor

ADAMS **:** Automatic Dynamic Analysis of Mechanical Systems

TwrBsFxt **:** Kule tabanında oluşan x yönündeki kesme kuvvet

TwrBsFyt **:** Kule tabanında oluşan y yönündeki kesme kuvvet

TwrBsFzt **:** Kule tabanında oluşan z yönündeki kesme kuvvet

TwrBsMxt **:** Kule tabanında oluşan x yönündeki moment

TwrBsMyt **:** Kule tabanında oluşan y yönündeki moment

TwrBsMzt **:** Kule tabanında oluşan z yönündeki moment

SEMBOLLER

A : Normal kuvvetin etki ettiği kesit alanı

α_{shear} : Güç yasası katsayısı

α' : Açısal indüksiyon faktörü

c : Weibull ölçek parametresi

B : Kanat sayısı

C_D : Sürüklenme kuvveti katsayısı

C_L : Kaldırma kuvveti katsayısı

Cp : Türbin güç katsayısı

Cs : Aerodinamik şekil parametresi

D : Sürüklenme kuvveti

E : Elastisite modülü

F : Kuvvet vektörü

F_θ : Kanat üzerindeki eksenel kuvvet

F_x : Kanat üzerindeki teğetsel kuvvet

I : Atalet momenti

I_t : Türbülans yoğunluğu

k : Weibull şekil parametresi

L : Açısal momentum

L : Kaldırma kuvveti

m : Akışkanın kütlesi

N_i : Detayın yapabileceği maksimum çevrim sayısı

n_i : Detayın yaptığı çevrim sayısı

r : Kanata gelen akışkanın merkezden uzaklığı

R : Kanat uç yaruçapı

ρ : Havanın yoğunluğu

t : Zaman

T : Tork

V : Kesitin ortasındaki rüzgar hızı

$V_{w,r}$: z_r referans yüksekliğindeki ortalama rüzgar hızı

$V_{w(z)}$: z_r referans yüksekliğindeki ortalama rüzgar hızı

z_r : Referans yüksekliği

z_0 : Yüzey pürüzlülüğü yüksekliği

ω : Girdabın açısal hızı(Wake rotational speed)

w : Bağıl hız

Ω : Rotor bağıl açısal hızı(Blade rotational speed)

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1 : Ülkelerin açık deniz rüzgar türbinleri mevcudiyeti [14]. **10**
Çizelge 2.2 : Ülkelerin karada bulunan rüzgar türbinleri mevcudiyeti [14]. **11**
Çizelge 2.3 : Farklı arazi tipleri için pürüzlülük yüksekliği ve güç kanunu katsayıları [25]. **22**
Çizelge 3.1 : Hava ile temas eden birleşimler için S-N eğrisi değerleri [41]. **44**
Çizelge 4.1 : Referans türbin özellikleri [50]. **49**
Çizelge 4.2 : Türbin kanat özellikleri. **50**
Çizelge 4.3 : Çelik kule yapısının özellikleri. **50**
Çizelge 4.4 : Doğal yapı frekansı değerleri. **51**
Çizelge 4.5 : Ijmuiden sahili için ölçülen rüzgar değerleri [52]. **54**
Çizelge 4.6 : IEC 61400-1 Türbin tasarım koşulları [49]. **56**
Çizelge 4.7 : 3,4 m/s rüzgar hızı için rüzgarın geliş açısına bağlı olarak kulenin farklı noktalarındaki yorulma hasarı değerleri. **63**
Çizelge 4.8 : "B1" sınıfı birleşim için yıllık toplam hasar ve yorulma ömrü tahmini. **64**
Çizelge 4.9 : "C" sınıfı birleşim için yıllık toplam hasar ve yorulma ömrü tahmini. **65**
Çizelge 4.10 : "C1" sınıfı birleşim için yıllık toplam hasar ve yorulma ömrü tahmini. **68**
Çizelge 4.11 : Yorulma hasarı değerleri. **74**
Çizelge 4.12 : Farklı koşullardaki yorulma hasarı değerleri. **75**
Çizelge 4.13 : DTU 10 MW türbin genel özellikleri. **77**
Çizelge 4.14 : Sistemin doğal frenkansı. **79**
Çizelge 4.15 : Kulenin duvar kalınlığı dağılımı. **80**
Çizelge 4.16 : 119 metre yüksekliğinde rüzgar hızı ve türbülans yoğunluğu değerleri **80**
Çizelge 4.17 : "B1" sınıfı birleşim için yıllık toplam hasar ve yorulma ömrü tahmini. **85**
Çizelge 4.18 : "C" sınıfı birleşim için yıllık toplam hasar ve yorulma ömrü tahmini. **86**
Çizelge 4.19 : Farklı koşullardaki yorulma hasarı değerleri. **87**
Çizelge B.1 : NREL 5 MW DLC 1.x tasarım yük değerleri. **105**
Çizelge B.2 : NREL 5 MW DLC 2.x tasarım yük değerleri. **106**
Çizelge B.3 : NREL 5 MW DLC 3.x tasarım yük değerleri. **107**
Çizelge B.4 : NREL 5 MW DLC 4.x tasarım yük değerleri. **108**
Çizelge B.5 : NREL 5 MW DLC 5.x tasarım yük değerleri. **109**
Çizelge B.6 : NREL 5 MW DLC 6.x tasarım yük değerleri. **110**
Çizelge B.7 : NREL 5 MW DLC 7.x tasarım yük değerleri. **111**
Çizelge C.1 : DTU 10 MW DLC 1.x tasarım yük değerleri. **112**
Çizelge C.2 : DTU 10 MW DLC 2.x tasarım yük değerleri. **113**

Çizelge C.3 : DTU 10 MW DLC 4.x tasarım yük değerleri. **114**
Çizelge C.4 : DTU 10 MW DLC 5.x tasarım yük değerleri. **115**
Çizelge C.5 : DTU 10 MW DLC 6.x tasarım yük değerleri. **116**
Çizelge C.6 : DTU 10 MW DLC 3.x tasarım yük değerleri. **117**

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1 : Aylık periyodlar halindekarbondioksit emisyon miktarı [10]. **7**
Şekil 2.2 : Kara ve Okyanus Verilerine Dayalı Küresel Ortalama Sıcaklık Tahminleri [11]. **8**
Şekil 2.3 : Ortalama rüzgar hızı haritası. **9**
Şekil 2.4 : Mevcut kurulu rüzgar enerjisi tesisleri güç kapasitesi (GW) [13]. **9**
Şekil 2.5 : GWEC, rüzgar enerjisi kapasitesi tahminleri [14]. **10**
Şekil 2.6 : Avrupa Denizleri için yıllık ortalama rüzgar hızı. **12**
Şekil 2.7 : Türkiyedeki rüzgar enerjisi santralleri için yıllık ve kümülatif kurulum [20]. **13**
Şekil 2.8 : Türkiye Denizleri için ortalama rüzgar hızı [21]. **13**
Şekil 2.9 : Rüzgar enerjisinin tarihsel gelişimi. **14**
Şekil 2.10 : Poul La Cour'un elektrik üreten rüzgar türbini. **15**
Şekil 2.11 : Rüzgar türbini temel bileşenleri. **16**
Şekil 2.12 : Nasel yapısı bileşenleri. **16**
Şekil 2.13 : Rotor yapısı. **17**
Şekil 2.14 : Rüzgarın oluşumu. **19**
Şekil 2.15 : Logaritmik ve güç yasası örnek karşılaştırması [24]. **21**
Şekil 2.16 : Ortamala rüzgar hızı ve pürüzlülük yüksekliği. **22**
Şekil 2.17 : Topografik özelliklerin ortamala rüzgar hızına etkisi. **23**
Şekil 2.18 : Zamana bağlı rüzgar hızının değişimi. **24**
Şekil 2.19 : Von Kármán ve Kaimal spektrumları [27]. **25**
Şekil 2.20 : Farklı koşullar için Weibull yıllık rüzgar dağılımları. **26**
Şekil 2.21 : Türbin etrafındaki akış tüpü. **28**
Şekil 2.22 : Türbin etrafındaki akış tüpü. **28**
Şekil 2.23 : Indüksiyon faktörü Cp ilişkisi. **30**
Şekil 2.24 : Teorik maksimum güç katsayı grafiği [28]. **30**
Şekil 2.25 : Dönen dairesel akış tüpü [28]. **31**
Şekil 2.26 : Kanat elemanı modeli. **32**
Şekil 2.27 : Türbin kanadı üzerindeki akış [30]. **33**
Şekil 2.28 : NACA N63-212 kanat profilinin her bir α açısı için kaldırma katsayısı (CL) ve sürüklenme katsayısı (CD) eğrisi [24]. **34**
Şekil 2.29 : Türbin için çalışma bölgeleri [34]. **36**
Şekil 2.30 : Türbin sistemleri için frekans aralıkları. **38**
Şekil 3.1 : Comet Crash 1954 kazası. **40**
Şekil 3.2 : Tekrarlı yüklere maruz kalan araçlar. **41**
Şekil 3.3 : Yorulma kırılması ilerleme modları. **42**
Şekil 3.4 : Yorulma kırılması ilerleme modları. **43**
Şekil 3.5 : Hava ile temas eden çelik birleşim detayları için S-N eğrileri [41]. **44**
Şekil 3.6 : Yağmur akışı sayım algoritması ve döngü ilişkisi [42]. **46**
Şekil 3.7 : Yağmur akışı yöntemi ile yoruılma hasarı tahmin metodolojisi [42]. **46**
Şekil 4.1 : Türbin analizi için alt modüllerin arasındaki komut akışı. **47**

Şekil 4.2 : FAST programı alt modüllerin analiz detayları. **48**
Şekil 4.3 : TürbSim rüzgar verilerini oluşturduğu ızgara modeli. **49**
Şekil 4.4 : Fore-aft doğrultuda kulenin salınımı. **51**
Şekil 4.5 : Side-side doğrultuda kulenin salınımı. **52**
Şekil 4.6 : NREL 5 MW Türbini campbell diyagramı. **52**
Şekil 4.7 : Ijmuiden Rüzgar Hızı Ölçüm Yeri. **53**
Şekil 4.8 : IEC standartında yer alan türbülans sınıfları. **54**
Şekil 4.9 : Ölçüm yapılan konuma ait weibull dağılımı. **55**
Şekil 4.10 : Güç üretimi esnasında türbinin davranışı. **57**
Şekil 4.11 : Türbinin analiz esnasında kanat manevrası hareketi. **57**
Şekil 4.12 : Türbinin devraye alınması analizi durumu. **58**
Şekil 4.13 : Türbinin normal şartlarda kapanması durumu. **59**
Şekil 4.14 : Türbinin acil kapanması durumu. **59**
Şekil 4.15 : Park durumundaki türbinin rotor hızı davranışı. **60**
Şekil 4.16 : Türbin yaw kontrol sistem arızası. **60**
Şekil 4.17 : Kule kesitinin farklı açılardaki 20 yıllık yorulma değerleri. **61**
Şekil 4.18 : Referans alınan konuma ait rüzgar frekans gülü. **62**
Şekil 4.19 : Dış merkezlilik nedeniyle oluşan tolerans. **67**
Şekil 4.20 : Örnek kule tabanı birleşim detayı. **69**
Şekil 4.21 : Sonlu elemanlar modelinin görseli. **70**
Şekil 4.22 : Yapısal gerilme ve yüzeyde oluşan sıcak nokta gerilimi. **70**
Şekil 4.23 : Detay üzerinde oluşan gerilmeler. **71**
Şekil 4.24 : Sıcak nokta gerilmesi hesap methodu. **71**
Şekil 4.25 : Levha boyunca yüzey gerilme değerleri. **72**
Şekil 4.26 : Sıcak nokta gerilmesi hesabı. **72**
Şekil 4.27 : İncelen detayın kaynak genişliğinin tanımı. **73**
Şekil 4.28 : Kesitin köşe kaynak detayı. **73**
Şekil 4.29 : Farklı koşullarda oluşan yorulma değerleri. **76**
Şekil 4.30 : DTU 10 MW referans türbini için Campbell Diyagramı. **77**
Şekil 4.31 : Fore-aft doğrultuda deplasman altında tepe noktası davranışı. **78**
Şekil 4.32 : Side-side doğrultuda deplasman altında tepe noktası davranışı. **78**
Şekil 4.33 : DTU 10 MW referans rüzgar türbini modeli. **79**
Şekil 4.34 : Güç üretimi esnasında türbinin davranışı. **81**
Şekil 4.35 : Türbinin normal koşullarda kapanması durumu. **82**
Şekil 4.36 : Türbinin ani kapanması durumu. **83**
Şekil 4.37 : Park durumunda bulunması durumu. **83**
Şekil 4.38 : Park durumunda bulunması durumu. **84**
Şekil 4.39 : Farklı koşullarda oluşan yorulma değerleri. **88**

RÜZGAR TÜRBİNLERİNİN YORULMA ANALİZİNDE ÖZEL DURUMLAR

ÖZET

Yakın gelecekte fosil yakıt kıtlığı tahmini, geleneksel enerji üretim yöntemlerinin kullanılmasının yol açtığı olumsuz çevresel kirlilik ve küresel ısınma etkilerinin yanı sıra, enerji üretimi alanında sürdürülebilir yeni enerji kaynaklarını keşfetmeye zorlamıştır. Bu amaçla, artan yenilenebilir enerji üretimine olan talep, çok sayıda teknolojik gelişmelere ve araştırmalara neden olmuştur. Artan yatırımlarla kara tabanlı rüzgar enerjisi, on yıldan uzun bir süredir yüzde bazında dünyanın en hızlı büyüyen yenilenebilir enerji sektörü olmuştur. Rüzgar enerjinin efektif şekilde kullanmak adına daha yüksek rüzgar hızına ve daha düşük türbülans bulunması nedeniyle açık denizlere yönelim rüzgar enerjisi endüstrisi için atılan doğal bir atılımdır.

Rüzgar türbinlerinin enerji üretim kapasiteleri daha verimli mekanik araçlar, daha yüksek kule boyu ve uzun kanatlar kullanılmasına neden olmuştur. Türbinlerin giderek daha zorlu koşullarda çalışması ve servis ömrünü olabildiğince verimli geçirmesi önem kazanır. Çalışma koşulları gereği türbinler sürekli olarak stokastik ve dinamik olarak rüzgar yüklerine maruz kalırlar. Çevrimli dinamik yüklerin etkisi ile elemanlar üzerinde yorulma kavramını ön plana getirir. Yorulma, tekrarlı yüklere maruz kalması ile oluşan mikro çatlakların yükleme ile beraber yayılması ve öngörülemeyen instabilite sorunlarına neden olması durumu ile açıklanabilir.

Rüzgar türbinleri tipik olarak rotorlar ve bıçaklar gibi hareketli bileşenlerin yorulmaya bağlı arızaları nedeniyle 20 yıllık hedef hizmet ömrü için tasarlanmıştır. Kulenin diğer bileşenlerle aynı kullanım ömrüne sahip olacak şekilde tasarlanması, rüzgar türbini sisteminin optimizasyonu için açıkça arzu edilir. Bu çalışmada, rüzgar yüküne maruz kalan kule tabanı bağlantısının yorulma ömrüne odaklanmaktadır. Zaman alanında doğrusal olmayan rüzgar yüküne maruz kalan rüzgar türbinleri için NREL (Ulusal Yenilebilir Eneji Laboratuvarı) tarafıdan açık kaynaklı yazılım olarak üretilen kapsamlı aerodinamik simülatörü olan FAST programı kullanılmıştır. Hollanda kıyılarında yıllık rüzgar verileri rüzgar dağılımı ve türbülans yoğunluğu bilinen koordinat için TurbSim rüzgar simülatörü kullanılarak rüzgar verileri üretilmiş ve bu analizler için kullanılmıştır. FAST simülatörü ile hesaplanan kule tabanında oluşan momentler ve kuvvetler hesaplandı ve yazılan özel MATLAB kodları ile kule kestinin farklı noktalarında gerilmeler okundu. Değişken gerilmeler yağmur akışı sayım (rainflow counting) yöntemi kullanılarak histogram şeklinde çevrimsel gerilmeler toplandı ve incelenen detay için standartlarca belirlenen S-N eğrileri ile hasar tespiti yapıldı. Kümülatif hasar birikimi yöntemi olan Palmgren-Miner hasar yöntemi modeli olarak kullanıldı.

Kule tabanında ve eleman birleşim bağlantısı için çatlak ilerlemesi de dahil olmak üzere yapının yorulma ömrünü değerlendirilmiştir. IEC 61400-1 (Uluslararası Elektroteknik Komisyonu) tarafından sunulan rüzgar türbini dizayn koşullarında, türbinin enerji üretimi durumunda olduğu varsayılmıştır. Analizi bu bölümünde referans olarak iki farklı türbin; NREL 5 MW kara tabanlı rüzgar türbini ve DTU

(Danimarka Teknik Üniversitesi) 10 MW referans rüzgar türbini kullanıldı. Referans alınan konum için verilen ortalama rüzgar hızı ve türbülans yoğunluğu NREL 5 MW rüzgar türbini ile uyumlu olarak 90 metre yükseklik konumu için verilmiştir. Türbin boyutları birbirinden farklı olması nedeniyle IEC standartında yer alan formüller ile DTU 10 MW rüzgar türbini göbek yüksekliği ve kanat genişliğine uygun rüzgar alanları oluşturulmuş ve analiz sonucunda yorulma hasarına maruz kalan detaylar karşılaştırılmıştır.

IEC 61400 tasarım standardı, rüzgar türbinleri için tasarım gereksinimlerini belirler. Tasarım standardı oluşan yükleri ve yapı bütünlüğünün analizi için önemlidir. Türbin üzerinde oluşacak nihai ve yorulma yüklerini belirlemeyi hedefler. Türbinin hizmet verdiği ömrü boyunca karşılaşabileceği farklı modları belirler. Bu operasyonel durumlar normal çalışma, devreye alma, kapanma, acil kapanma, park durumu ve bu koşulların sistem arızaları nedeniyle meydana gelebilecek koşulları içeren sekiz farklı durumu temsil eder.

Kontrol sistemi yaw açısı, kanat elemanlarının pitch açısı ve tork kontrolünü içerir. Türbin üzerinde oluşacak yükleri kontrol eder ve enerji üretimini optimum seviyede tutmak için önemlidir. Bu sistemlerin arızası koşulu IEC standartları gereği modellenmesi için literatür araştırması kapsamında yaygın karşılan arıza koşulları tercih edilmiştir. Bu tezin kapsamında, IEC tasarım standartı tarafından belirtilen koşulları aynı rüzgar şartlarına maruz bırakarak oluşan yorulma hasarlarını karşılaştırmış ve değerlendirmiştir.

SPECIAL CASES IN FATIGUE ANAYSIS OF WIND TURBINES

SUMMARY

In the near future, fossil fuel shortage estimation as well as the negative environmental pollution and global warming effects caused by the use of traditional energy production methods have forced to discover sustainable new energy sources in the field of energy production. To this end, the demand for increased renewable energy production has led to numerous technological developments and research. With increased investments, land-based wind power has been the world's fastest growing renewable energy sector in more than a decade. Wind energy is a natural breakthrough for the offshore wind energy industry due to higher wind speed and lower turbulence for effective use.

The energy generation capacities of wind turbines have resulted in the use of more efficient mechanical vehicles, higher tower lengths and longer blade spans. It is important that turbines operate in increasingly demanding conditions and spend service life as efficiently as possible. Due to operating conditions, turbines are continuously subject to stochastic and dynamic wind loads. Brings to the fore the concept of fatigue on the elements by the effect of cyclic dynamic loads. Fatigue can be explained by the spread of micro cracks caused by repetitive load exposure with loading and causing unforeseen instability problems.

Wind turbines are typically designed for 20 years of target service life due to fatigue-related failures of moving components such as rotors and blades. Designing the tower to have the same lifespan as other components is clearly desirable for the optimization of the wind turbine system. This study focuses on the fatigue life of the tower base connection exposed to wind load. The FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence) code, a comprehensive aerodynamic simulator produced by NREL (National NewebleEnergy Laboratory) as open source software, was used for wind turbines exposed to nonlinear wind load in the time domain. Annual wind data of the coast of the Netherlands were produced and used for these analyses using the TurbSim wind simulator for the known coordinate of wind distribution and turbulence intensity. The moments and forces formed at the base of the tower calculated by FAST simulator were calculated and the stresses were read at different points of the tower section with special MATLAB codes written. Variable stresses were collected as histograms using the rainflow counting method, and damage was determined by S-N curves determined by the standards for the examined detail. The Palmgren-Miner method, a cumulative damage accumulation method, was used.

The fatigue life of the turbine tower was evaluated, including crack propagation for the tower base and element joint connection. Under wind turbine design conditions submitted by IEC 61400-1 (International Electrotechnical Commission), the turbine is assumed to be in a state of power generation. In this part of the analysis, two different turbines are referenced; NREL 5 MW land-based wind turbine and DTU (Technical University of Denmark) 10 MW reference wind turbine were used. The AeroDyn

module used for the calculation of aerodynamic loads has been updated to take into account the version difference for DTU 10 MW wind turbine. AeroDyn v14 has been replaced with AeroDyn v15 as it ignores the effect of the wind coming onto the tower on the structure. As a result, more realistic analysis can be said to have taken place.

The average wind speed and turbulence intensity given for the referenced position are given for a height position of 90 meters in accordance with the NREL 5 MW wind turbine. Since the turbine sizes are different, wind fields suitable for the hub height and blade length of the DTU 10 MW wind turbine were created with the formulas in IEC standard and the details exposed to fatigue damage were compared as a result of the analysis.

The IEC 61400 design standard sets design requirements for wind turbines. The design standard is important for the analysis of the ultimate loads and structure integrity. It aims to determine the final and fatigue loads that will occur on the turbine. Determines the different modes the turbine may encounter during its service life. These operational situations represent eight different situations that include normal operation, startup, shutdown, emergency shutdown, maintenance, parked situation, and conditions that may occur due to system failures of these conditions. I also ignored the 8.x cases, which relate to transport, assembly, maintenance, and repair.

The control system includes yaw angle, blade pitch angle and torque control. It controls the loads that will occur on the turbine and is important to keep energy production at an optimum level. Failure conditions of these systems have been preferred to be modeled according to IEC standards in the context of the literature survey. In the scope of this thesis, IEC has compared and evaluated the fatigue damage caused by exposing the conditions specified by the design standard to the same wind conditions.

The generator-torque and blade-pitch control systems are operating properly and the turbine is producing power normally in DLCs 1.x and prior to the fault in DLCs 2.x. For the power-production cases with and without faults, DLCs 1.x and 2.x, the quasi-steady BEM axial-induction model with the Beddoes-Leishman dynamic-stall model in AeroDyn was used. In DLCs 6.x and 7.x, the control system is disabled. Instead, the rotor is idling in these DLCs with no generator or brake reaction torques, and all blades are fully feathered to the maximum pitch setting of 90º for NREL 5 MW reference wind turbine. For DTU 10 MW reference wind turbine, all blades are feathered to the pitch angle setting of 82º. Therefore, it is modeled as idle condition.

For DLCs 2.x and 7.x, which involve fault conditions, the IEC design standards require choosing faults with the worst consequences. Common design-driving faults are chosen depending on land-based wind turbine loads analyses. For DLC 2.x, a fault in the rotor-collective blade-pitch control system was simulated where one blade ignores its command and runs away to the minimum set point of 0º at the full pitch rate of 8º/s. For DLC 7.x, the fault condition where one blade is seized at the minimum set point (i.e., flat into the wind) was simulated while idling with the other two blades fully feathered. The turbulent full-field three-component wind conditions was generated with TurbSim. The Kaimal wind spectrum was used because TurbSim does not have the capability of generating turbulent-wind inflow with the IEC-recommended Mann model (The IEC design standards also allow for the use of the Kaimal wind spectrum).

There are several ways to start a turbine. One common way is to pitch the blades from feather to the run position and let the wind accelerate the rotor until a certain speed is reached. Active control of the blade angle was not possible in the analysis with the

ServoDyn. For this reason, the analysis of the blade element in the adjusted position was continued as constant.

For DLC 4.x, all blades are fully feathered to the maximum pitch setting of 90º with low pitch rate. For DLC 5.x, all blades are fully feathered to the maximum pitch setting of 90º with 80/s pitch rate. The fully deployed high speed shaft-brake torque system with 28116.2 Nm power applied alongside aerodynamic braking contributes to the emergency closure of the turbine..

As a result, fatigue damages were assessed for two turbines. The results showed fatigue damage caused by stresses at different points of the turbine tower section. Matrices created using wind frequency rose have deterministically identified fatigue damage. A higher level of fatigue damage was detected in faulty conditions than in no turbine failure conditions. The highest fatigue damage in the measured values for the NREL 5 MW turbine was determined to occur in turbine startup condition. This analysis could not be carried out in startup condition model for the DTU 10 MW reference wind turbine. In case of park or idling, fatigue damage values remained very low.

It is important that the wind regimes in which the turbines are designed are compatible with the location of the turbine. 600 seconds of wind data were taken into account in the analyses. Design loads was obtained using analysis of Vin < Vhub < Vout wind speeds and they are presented in appendix. It makes it possible to obtain wind turbine design loads by expanding the analyses conducted within the scope of the thesis. The analysis can be performed using wind files created under extreme wind conditions and in different seed numbers in TurbSim file.

1. GİRİŞ

Gelişen sanayi ve buna bağlı olarak artan enerji ihtiyaçları, fosil kaynakların kullanımını zaman içinde arttırmıştır. Fosil yakıtlar; tedarik sınırı, sera etkisi, iklim değişikliği ve radyaktif atıklarının depolama tehlikeleri olmasına ragmen dünyada petrol, doğal gaz, nükleer enerji ve kömür gibi yenilenemeyen enerji kaynakları birçok ülkenin birincil enerji kaynağıdır. Bu nedenle, toplumun fosil yakıtlara olan ihtiyacını azaltmak, verimliliğe ve yeşil sürdürülebilir enerji kaynaklarına odaklanmak gerekir. Bu amaçla imzalanan Kyoto protokolü ile dünya artık fosil yakıtlara olan bağımlılığın ve artan karbon emisyonlarının neden olduğu sorunların çözülmesi gerektiğinin bilincindedir. Dolayısıyla, enerji kaynağı olarak yenilenebilir enerjiye kaynaklarına dönüş dönemi içerisinde hazırlıklar ve endüstriyel yatırımlar görmekteyiz. Kullanılabilir en yaygın yenilenebilir enerji kaynakları, hidro, dalga, güneş ve rüzgar enerjisidir [1].

Rüzgar, uzun yıllardır enerji kaynağı olarak kullanılmıştır. Geçmişte yel değirmenlerin çalışmasında ve yelkenli gemilerine itici güç kaynağı olmuştur. Günümüzde karadaki rüzgar enerjisi tüm dünyanın enerji ihtiyacı için en fazla yatırıma sahip olan büyük bir endüstri haline gelmiştir. Gelişen teknoloji ile rüzgar türbinlerini daha verimli rüzgar akışının bulunduğu açık denizlere taşımak rüzgar enerjisi endüstrisi için atılan doğal bir adımdır.

Avrupa sularında, açık deniz rüzgar teknolojisinin gelişimi hızla artmaktadır. Bu artış ile beraber yapının maruz kaldığı yükler de parelellik göstermektedir. Asıl endişe yapının yoğun servis ömrü olan, ekonomik ömrü boyunca oluşan yorulma hasarları kavramı önem kazanmaktadır. Sürekli olarak değişen rüzgar ve dalga yüklerine maruz kalan açık deniz rüzgar türbinleri için yorulma, en önemli tasarım paremetresi ve yapı ömrünü belirleyen kontrol kriteridir.

1.1 Tezin Amacı

Açık deniz rüzgar türbinleri çevresel şartları nedeniyle rüzgar yükleri, dalga hareketleri, deniz akıntısı ve sismik etkiler gibi dinamik yüklere maruz kalırlar. Bu yükler altında çelik rüzgar türbinlerinde yorulma etkisi ön plana çıkmaktadır. Yorulmanın değerlendirilmesi, yapısal bir eleman üzerindeki yorulma talebinin (örneğin bir bağlantı detayı gibi) oluşturulduğu ve o elemanın öngörülen yorulma dayanımı ile karşılaştırıldığı bir işlemi ifade eder. Yorulma dayanımı değerlendirme tekniğini kategorize etmenin temelinde, bunun doğrudan bir yorulma hasarı veya beklenen yorulma ömrünün hesaplanmasına dayandığı söylenebilir. Üç önemli değerlendirme yöntemi mevcuttur. Bunlar basitleştirilmiş yöntem, spektral yöntem ve kırılma mekaniği yöntemi bulunmaktadır. Alternatif olarak, dolaylı bir yorulma değerlendirmesi, izin verilen bir stres aralığında veya stress altında olması öngörülen (olasılıkla tanımlanmış) bir stres aralığının sınırlandırılmasına dayalı olarak Basitleştirilmiş Yöntem uygulanabilir. Lineer olmayan yüklemeye maruz kalan yapısal sistemler için özellikle yararlı olan zaman tanım alanında analiz yöntemlerine dayanan değerlendirme teknikleri de mevcuttur [2].

Bu çalışmanın kapsamında, Ulusal Yenilenebilir Enerji laboratuvarı (NREL) tarafında üretilen 5MW'lık açık deniz rüzgar türbini yapısı ele alınmıştır. Yapı davranışını incelemek için aynı kuruluş tarafından geliştirilen açık kaynaklı yazılım olan FAST(Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence) yardımı ile çevresel koşullar simüle edilmiştir. Bu çalışmada, IEC rüzgaar türbini tasarım standartında sunulan farklı dizayn koşullarında türbin için yorulma hasarını tespit etmiş ve bu koşullar arasında türbinin servis ömrünü etkilyen kritik koşulu tespit etmeyi amaçlamıştır.

Yorulma hasarı, hem tasarım aşamasında hem de işlemlerinin kontrolü sırasında zorlu çalışma koşullarına maruz kalan yapılarda ve malzemelerde kritik bir faktördür. Bu, tam olarak rüzgar türbinleri için geçerlidir, çünkü çalışma ortamları türbülanslı ve hızla değişen rüzgar akış koşullarını içerir. Başlangıçta, bu tez, bileşen seviyesindeki yorulmanın neden olduğu hasarı ve bunların rüzgar türbinlerinin kontrolüne uygulanabilirliğini tahmin etmek için en tanınmış yaklaşımları ele alıyor ve karşılaştırıyor. Bu yorulma kestirimi yöntemleri arasındaki altında yatan ilişkiler de araştırılmış ve sunulmuştur.

1.2 Literatür Araştırması

Rüzgar türbinlerinin tasarım ve yorulma ömürlerinin değerlendirilmesine ilişkin çok sayıda çalışma mevcuttur. Bu tezde incelenen türbinin genel özellikleri, NREL'in temel modeline dayanmaktadır [3].

Kuzey Denizi'nde bulunan bir açık deniz platformun keson sistemini üzerinde farklı yorulma dayanımı hesap yöntemleri kullanarak açık deniz yapılarının yorulma hasarı ve yorulma ömrünün değerlendirmesini incelenmiştir. Basitleştirilmiş yöntem yaklaşımı, spektral yaklaşım ve kırılma mekaniği yaklaşımını API, DNV, ISO ve ABS yönergeleri / standartları 'nda sunulan çözüm yöntemlerinin karşılaştırarak açık deniz yapılarının yorulma hasarı için etkili bir yöntem bulmayı amaçlamıştır. Karşılaştırma sonucunda S-N yaklaşımları arasında spectral yöntemin basitleştirilmiş yöntem karşısında dalga yönü etkisi, deniz durumları olasılıklarını ve yapının tüm frekanslarının dinamik hareketini yakalamasıdır. Kırılma mekaniği yorulma dayanımı değerlendirilmesi ise pahalı olmasına karşın hasar görmüş yapılara uygulanması ve yorulma ömrü hesabında en iyi yaklaşım olduğu sunulmuştur. S-N yaklaşımı kullanılarak yapı ömrü tahmini kırılma mekaniği yöntemine karşı daha muhafazakâr bir sonuç çıkardığı görülmüştür [4].

Nafsika Stavridou ve arkadaşları çelik rüzgar tübini kulelerinin yorulma ömrü hesaplamalarında kabuk kalınlığının etkisini incelemişlerdir. Kuleler yapıları yorulma yüklerini hesaplamak için iki yöntem izlenerek sayısal ve analitik olarak karşılaştırılır; birincisi tasarım kodlarında önerilen analitik bir yöntemdir, ikincisi Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (NREL) yazılımı tarafından üretilen yapay yükleme geçmişlerini kullanmaktır. Çalışmada kullanılan rüzgar türbileri, kule kabuk kalınlığı dağılımını optimize etmeyi amaçlayan Bzdawka (2011)'ın master tezinde yapısal analizleri yapılmış eş yükseliğe sahip iki kule dikkate alınmıştır. Kulenin kaynaklarının yorulma ömrünün karşılaştırılmasında, karşılaştırılan yöntemlerin kesinliği ve yorulma ömrü ile inşaat için kullanılan malzeme arasındaki ilişki konusunda faydalı sonuçlar bulunmuştur. Her iki yöntemde de kabuk kalınlığının yapının yorulma ömrü için belirleyici bir faktör olduğu kanıtlanmıştır. Yapay yükleme uygulanan zaman alanı analizi, her iki kulenin yorulma ömrü değerinin, Eurocode analitik denklemlerine dayanan gerilme aralıklarını hesaplayan metodolojiye göre daha muhafazakâr ve yapı ömrü değerinin daha düşük olduğunu göstermektedir. Bu

çalışmayla, yapay yükleme geçmişi yüklemesi kullanılarak yapının yorulma ömrü, kabuk kalınlıklarında aynı düşüşle yaklaşık %50-65 oranında düştüğü gözlenmiştir. Bu, kule kabuğu kalınlıklarındaki artışın, gereksiz yere artan yorulma ömrüne sahip ekonomik olmayan yapıların inşasına yol açtığını kanıtlamaktadır [5].

Sabitlenmiş bir monopile rüzgar türbininin destek yapısı için entegre bir frekans alanı yöntemi önerilmiştir. Yöntemde, rüzgar ve dalga yükleri ayrı ayrı ele alınır ve iki yük arasındaki etkileşim etkisi sadece aerodinamik sönümleme ile dikkate alınır. Rüzgar yükünün yol açtığı gerilme aktarım işlevi hesaplandığında, dalga yükünün etkisini ortadan kaldırmak için platform sabitlenir. Öte yandan, platform hareketi üzerine rüzgar yükünün neden olduğu sönümleme etkisi anlamına gelen aerodinamik sönümleme, dalga yükleri ile gerilme aktarım fonksiyonunun hesaplanmasında uygulanır. Bu yöntem, sabit bir platformda olduğu gibi, rüzgar ve dalgalar arasındaki etkileşim etkisinin oldukça küçük olduğu durumlarda oldukça kesin sonuçlar verir. Ancak, bir etkilenen rüzgar türbini yapısında, etkileşim etkisinin güçlü olduğu yerlerde, rüzgar ve dalga yüklerini ayrı ayrı düşünmek artık makul olmayabilir [6].

Ragan ve Manuel (2007), geleneksel zaman bölgesi metodu ve Dirlik'in spektral metodu ile hesaplanan eşdeğer yorulma yüklerini karşılaştırmıştır. Dirlik'in spektral yönteminin bazı türler için yorulma yüklerini tahmin etmek için yararlı olabileceğine dikkat çekti, özellikle devrilme momentine. Ayrıca, spektral yöntemin neredeyse geleneksel rainflow sayımı yönteminden daha koruyucu sonuçlar verdiğini açıkladılar [7].

Baldpate kulesi için yorulma ve aşınma için tasarım metodolojisi ve analiz sonuçlarını sunmaktadır. Yorulma tasarımı için hem spektral (frekans bölgesi) hem de zaman alan analizi yaklaşımlarını kullanan bir stratejiyi tartışır. Yüksek periyoda sahip açık deniz yapısı için düşük frekanslı yanıtlara neden olan dinamik rüzgar dalga ve akım yüklerine bağlı olarak yorulma ömrü tahmininde etkisini değerlendirilir. Düşük frekanslı bu etkilerin spektral yorulma analizi yaklaşımı ile tam olarak yakalanamamaktadır ve bu etkileri dikkate almak için zaman alanında çözüm ile karşılaştırma yapılmıştır. Beklendiği gibi spektral alanda düşük frekanslı yanıtlar üretilememiş ayrıca hidrodinamik sönümlemeyi de dikkate alamadığı sunulmuştur. Bu nedenle yüksek periyodlu açıkdeniz yapıları için yorulma dayanımını doğrulamak için zaman alanı analizi yapmak her zaman ihtiyatlı olacağı sonucuna ulaşılmıştır [8].

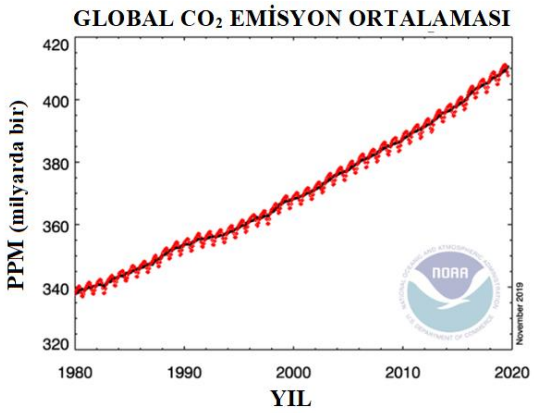
Jonkman, önceden geliştirilen dinamik modellerin, çeşitli destek platformu yapılandırmalarının analizine izin verecek kadar genel olmadığı ve ayrıca modelleme yapabilecekleri yapılandırma yeteneklerinde de sınırlı olması düşüncesi üzerine çalışmıştır. Çalışma sonucunda yüzer açık deniz rüzgar türbinlerin birleşik dinamik tepkisini analiz etmek için Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (NREL) tarafından sunulan zaman alanı simülasyon aracına ek olarak bir hidrodinamik analiz aracı geliştirdi ve değişken kavramlardan biri için yük analizini gerçekleştirdi. Ayrıca zaman tanım alanı analizinden elde edilen sonuçların, bir frekans alanında yaklaşımından üretilen sonuçlarla aynı fikirde olduğu gösterilmiştir. Tüm doğrulama tatbikatlarının sonuçları olumluydu [1].

Güneş ve arkadaşları rüzgar yükünün neden olduğu tekrarlı dinamik yük etkileri ile yapı üzerinde oluşturduğu hasarın değerlendirilmesi ve türbinin ekonik servis ömrünü tahmin etmeyi amaçlamıştır. TurbSim ve FAST yazılımlarını kullanarak yapıda meydana gelen yükleri hesaplamış ve Palmgren-Miner formülünü uygulayarak deterministik yöntemlerle yapının kulesinde biriken hasarı tespit etmiştir. Meydana gelen hasarın yapının yaşam ömrünü tahmin etmiştir ve rüzgar yükünün türbin yapılarında kritik rol oynadığını tespit etmiştir [9].

2. RÜZGAR ENERJİSİ

18. ve 19. yüzyılda endüstri devrimi ile başlayan üretim süreçlerinin değişimi ciddi boyutlarda enerji ihtiyacını ortaya çıkarmıştır. Kurulan fabrikalar büyük ölçekte üretim yapabilmelerine karşın artan enerji ihticayacının karşılanırken planlı bir sanayileşme olmamış salt sanayileşme ve üretim hedef almıştır. Bu değişim en belirgin yaşayan ülke, sanayi devrimini ilk yaşayan İngiltere'dir. Kömür madenleri, tekstil imalathaneleri, demiryolları ve tersaneler sanayinin muazzam bir şekilde yayılmasının somut göstergeleri olmuştur. Üretim süreçlerinde aynı oranda da çevreye zararlı atık üreterek çevrenin kirletilmesinde sahip olduğu payı arttırmıştır. Ekolojik sistemin ve doğal çevrenin bozulmasının temel nedeni kuşkusuz 19. yüzyılda başlayan kontrolsüz gelişen sanayileşmedir.

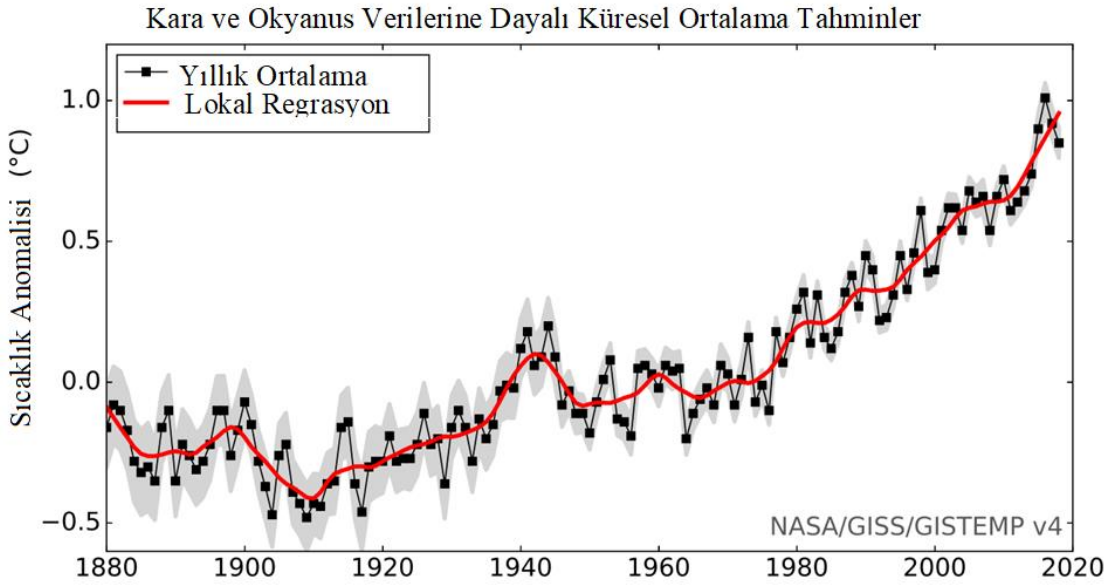
Enerji kaynağı olarak kullanılan kömür ve petrol gibi fosil yakıtların açığa çıkardğı karbondioksit miktarının yıllara göre dağılımı Şekil 2.1'de görülmektedir. Dünya atmosferinde karbondioksit miktarının aylık değişimi kış aylarında artan ve fotosentez aktivitesinin olduğu yaz aylarında azalan bir CO2 değişimini görebiliriz.



Şekil 2.1 : Aylık periyodlar halindekarbondioksit emisyon miktarı [10].

Karbondioksit emisyonu ayrıca asit yağmurları oluşturmuş ve bir dönem Kuzey Avrupa ülkelerinin ciddi bir problemi haline gelmiştir ve ozon tabakasında incelmeye veya yırtılmalara sebep olarak, güneşin zararlı ışınlarının canlı hayatına girmesine yol açmıştır. Sera etkisinin artması ile yeryüzüne ulaşan güneş ışınlarının dünya'nın

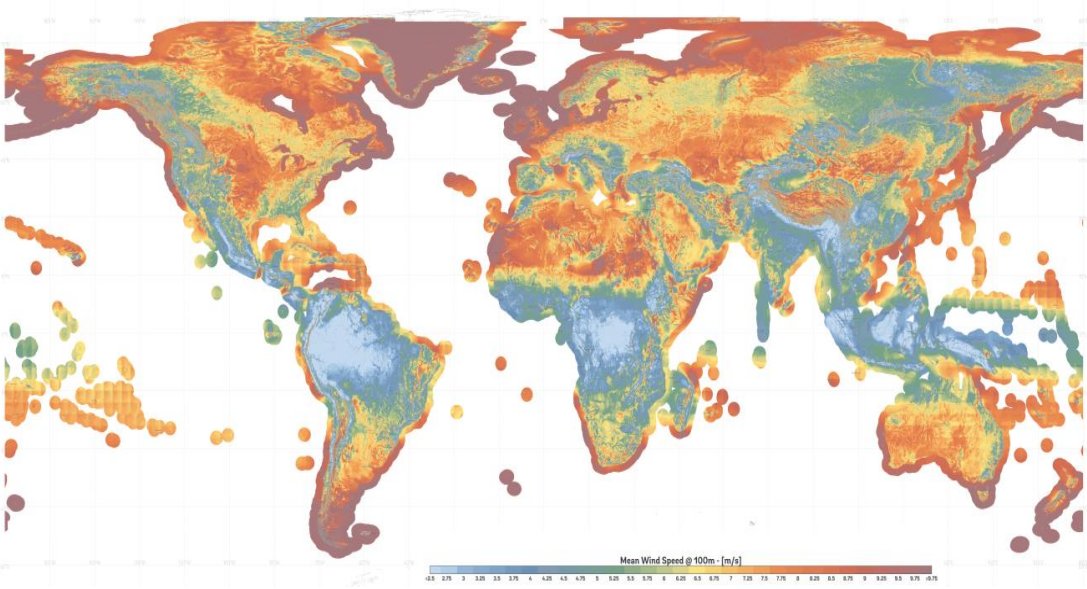
ortalama sıcaklığının karbondioksit emisyonu ile paralel biçimde arttığını Şekil 2.2'de açıkça görülmektedir.



Şekil 2.2 : Kara ve Okyanus Verilerine Dayalı Küresel Ortalama Sıcaklık Tahminleri [11].

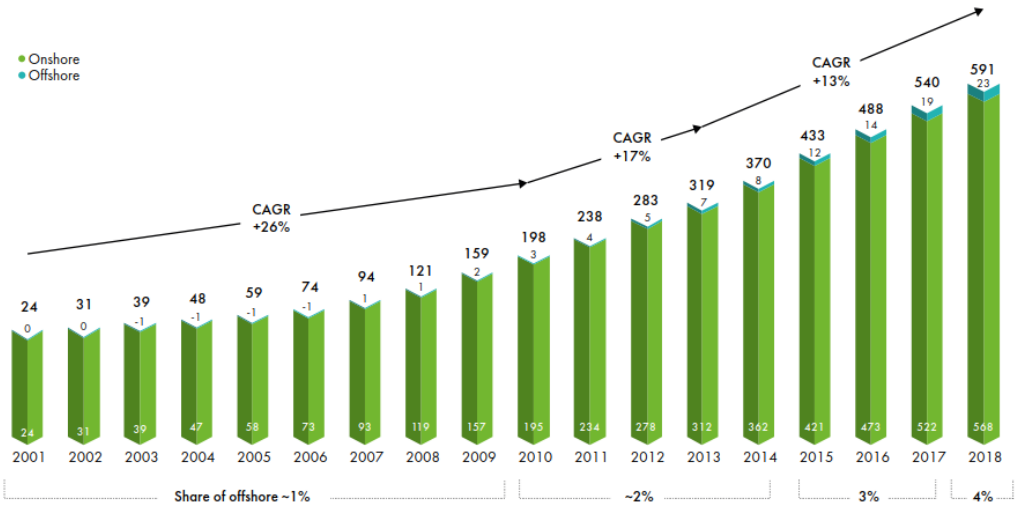
2.1 Dünya Genelinde Rüzgar Enerjisi

Yeryüzündeki fosil yakıt rezervlerinin gerçekliğinin yanı sıra, bu yakıtların enerjiye dönüştürülmesinin olumsuz ekolojik etkileri konusunda da ortaya çıkan farkındalık, birçok insanın alternatifler aramasına neden olmuştur. Rüzgar enerjisine yönelimin ikinci önemli unsuru rüzgarın potansiyeli olmuştur. Şekil 2.3'de yer alan küresel rüzgar atlası arazi yapısı ve ölçümlere dayalı olarak 100 metre yüksekliğinde rüzgar hızı ortalamalarını ve güç yoğunluğunu vermektedir. Açıkça görülmektedir ki rüzgar Dünya'nın her yerinde özellikle açık denizde yüksek enerji yoğunluğuna sahiptir. Ayrıca rüzgarın kesintisiz bir enerji kaynağıdır ve sürekli kullanmak mümkündür. Son olarak, teknolojik kapasite gelişmelerin ve disiplinler arası mühendislik bilgi seviyesinin yükselmesiyle devrim yaratabilecek gelişmeler kaydedilmiştir.



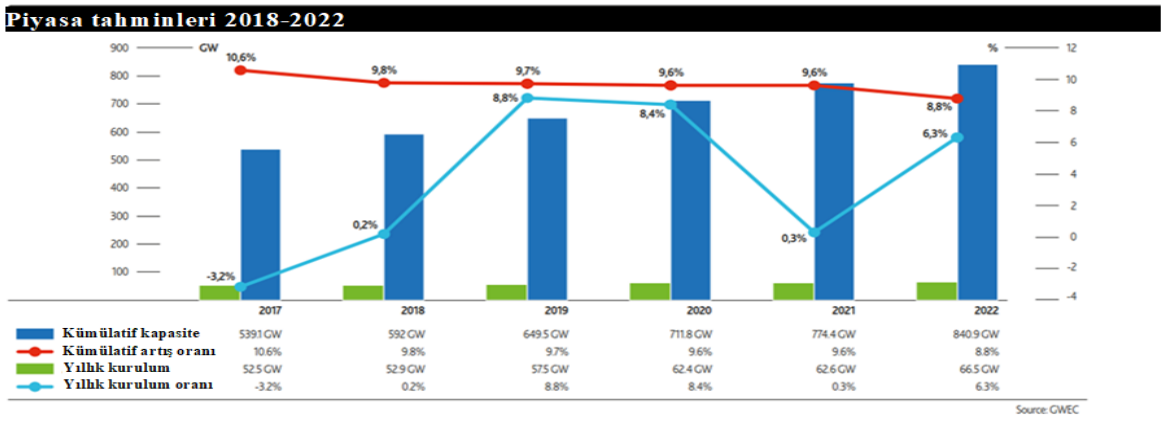
Şekil 2.3 : Ortalama rüzgar hızı haritası.

Rüzgar enerjisinin verimli bir şekilde uygulanabilmesi için rüzgar türbinlerinin yapım maliyetinin, hidroelektrik veya fosil yakıtlar gibi geleneksel enerji üretim yöntemlerine nispeten yakın veya daha az olması gerekir. Rüzgar enerjisi endüstrisindeki son 20 yıldaki hızlı gelişmelerle birlikte, dünyadaki bazı ülkeler kaynaklarını rüzgardan üretilebilecek güçten yararlanmaya odaklamışlardır. Yakın zamanda yayınlanan (GWEC) küresel rüzgar enerjisi konseyi'nin yayınladığı rüzgar enerjisi raporuna (2018) göre, dünya toplam kurulu gücü 591 gigawatt'a ulaşmıştır [13]. Şekil 2.4'de Dünya'da halihazırda kurulu olan rüzgar kapasitesini megawatt cinsinden sektör büyümesini gerçek değerlerle gözlemlemek mümkündür.



Şekil 2.4 : Mevcut kurulu rüzgar enerjisi tesisleri güç kapasitesi (GW) [13].

Küresel rüzgar enerjisi pazarı her yıl ortalama yüzde 2,7 oranında büyümeyi yakalamıştır. Şekil 2.5'de görüldüğü üzere yapılan çalışmalar 2018-2022 rüzgar enerjisi pazar tahminlerini 2022 yılına kadar toplam 840 GW kurulu rüzgar enerjisi öngörüyor. 2009-2013 arasında küresel olarak yeni kurulu rüzgar enerjisi yılda yaklaşık 40 GW iken 2014 yılında 50 GW'lık bariyer kırıldı. 2014 yılı itibari ile Çin piyasasını en üst sıralarda tutarak, rüzgar enerjisi sektörleri daha da büyüttü. Bu nedenle, Çin endüstrisinin büyümesiyle birlikte bir kez daha küresel pazara yönelen Asya kıtasını, Avrupa ve Kuzey Amerika takip etti. Çizelge 2.1 ve Çizelde 2.2'de sırasıyla açık deniz ve karada olmak üzere ülkelerin son 3 yıldaki mevcut rüzgar türbini potansiyeli gösterilmektedir [14].



Şekil 2.5 : GWEC, rüzgar enerjisi kapasitesi tahminleri [14].

Çizelge 2.1 : Ülkelerin açık deniz rüzgar türbinleri mevcudiyeti [14].

MW, Açık Deniz	Yeni kurulum 2017	Toplam kurulum 2017	Yeni kurulum 2018	Toplam kurulum 2018
Toplam Açık Deniz Rüzgar Türbinleri	**4,472**	**18,658**	**4,496**	**23,140**
Avrupa	**3,196**	**15,630**	**2,661**	**18,278**
Birleşik Krallık	1,715	6,651	1,312	7,963
Almanya	1,253	5,411	969	6,380
Belçika	165	877	309	1,186
Danimarka	0	1,268	61	1,329
Hollanda	0	1,118	0	1,118
Diğer Avrupa Ülkeleri	63	305	0	302
Asya - Pasifik	**1,276**	**2,998**	**1,835**	**4,832**
Çin	1,161	2,788	1,800	4,588
Güney Kore	3	38	35	73
Diğer Asya Ülkeleri	112	172	0	171
Amerika Ülkeleri	**0**	**30**	**0**	**30**
USA	0	30	0	30

Çizelge 2.2 : Ülkelerin karada bulunan rüzgar türbinleri mevcudiyeti [14].

MW, Kara	Yeni kurulum 2017	Toplam kurulum 2017	Yeni kurulum 2018	Toplam kurulum 2018
Toplam Açık Deniz Rüzgar Türbinleri	**4,472**	**18,658**	**4,496**	**23,140**
Avrupa	**3,196**	**15,630**	**2,661**	**18,278**
Birleşik Krallık	1,715	6,651	1,312	7,963
Almanya	1,253	5,411	969	6,380
Belçika	165	877	309	1,186
Danimarka	0	1,268	61	1,329
Hollanda	0	1,118	0	1,118
Diğer Avrupa Ülkeleri	63	305	0	302
Asya - Pasifik	**1,276**	**2,998**	**1,835**	**4,832**
Çin	1,161	2,788	1,800	4,588
Güney Kore	3	38	35	73
Diğer Asya Ülkeleri	112	172	0	171
Amerika Ülkeleri	**0**	**30**	**0**	**30**
USA	0	30	0	30

Çizelgede görüldüğü üzere açık deniz rüzgar enerjisi pazarında Çin, 2018'de 1,8 GW (ilk kez öncülük etti) ve ardından Birleşik Krallık'ı (1,3 GW) kurdu. Küresel olarak, açık deniz tesislerinin payı 2018'de yeni tesislerde ve toplam tesislerin yüzde 4'ünde artmaya ve yüzde 8'e ulaşmaya devam ediyor.

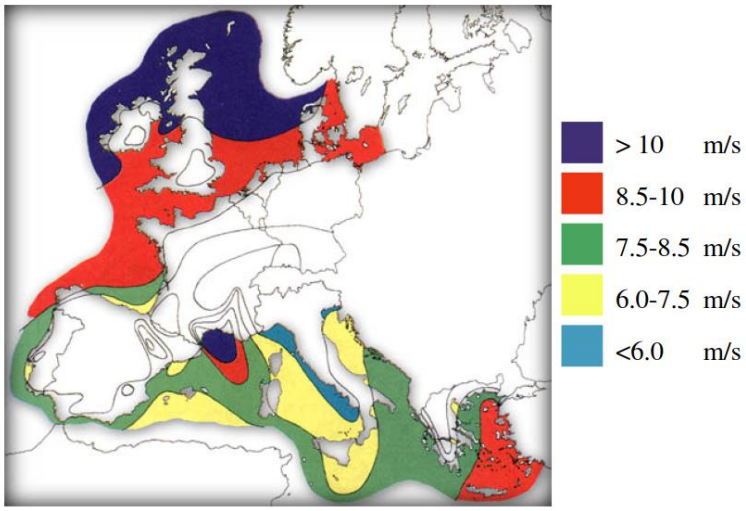
Toplam küresel açık deniz tesislerin mevcut payı, kurulu toplam 591 GW'ın %4'ünü oluşturmaktadır. 2025 yılına kadar, payın yüzde 10'u aşması bekleniyor ve toplam kurulu gücü 100 GW'a ulaşabilir.

Dünya çapındaki hükümetler ve endüstri, açık deniz rüzgârıyla uğraşırken, açık deniz rüzgar teknolojisi verimliliği artırmak ve maliyeti düşürmek için ilerlemektedir. 2018 yılında daha büyük deniz türbinleri trendi devam etti. GE, Haliade X 12MW açık deniz türbinini 2017 yılında 2024 / 25'ten itibaren ticari olarak faaliyete geçmesi beklenen piyasaya sürmüştü. 2018 yılında MHI Vestas, türbinini Hollanda ve Birleşik Krallık'ta ve ABD'deki Vineyard projesinde kullanılmak üzere 10 MW'a yükseltti. (tercih edilen tedarikçi durumu). Goldwind, Çin'in güney-doğu kıyılarındaki projeler için 8 MW'lık bir türbini tanıttı. Siemens-Gamesa'nın 14 MW'lık türbinini 2020 yılı içerisinde tanıtmıştır [15].

2.2 Türkiye'deki Rüzgar Enerjisi Sektörü

Türkiye'de elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının payı son on yılda yaklaşık %20'ye ulaşmıştır [16]. Bununla birlikte, yenilenebilir enerjiye dayalı elektriğin %95'inden fazlası hidroelektrik santralinden sağlanmaktadır ve ülkenin yıllık toplam elektrik üretimindeki diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının payı %1'den azdır. Bu, diğer Avrupa Birliği ülkelerine kıyasla çok düşüktür ve enerji arzında çeşitlilik eksikliği göstermektedir. Avrupa'da, elektrik üretiminde hidroelektrik kullanımının daha fazla artması beklenmemektedir, çünkü büyük hidro kaynakların çoğunluğu zaten kullanılmaktadır ve su ve hava koşullarının değişmesi artan talep yakın gelecekte elektrik üretimi için mevcut miktarı azaltabilir. Bu aynı zamanda Türkiye için de geçerlidir ve yeni yenilenebilir enerji yatırımlarının çoğunun rüzgar, güneş, biyokütle ve jeotermal enerjiye odaklanması beklenmektedir.

Türkiye'de ortalama rüzgar hızı 25,82 W / m^2 güç yoğunluğuyla 2,58 m / s'dir [17]. Türkiye'nin yedi bölgesi arasında Marmara Bölgesi yıllık ortalama en yüksek rüzgar hızına sahiptir, bunu Ege Bölgesi izlemektedir. Avrupa rüzgar haritasında Şekil 2.6'da gösterildiği gibi, Ege Denizi, günümüzde deniz projelerinin yaklaşık %70'inin bulunduğu Kuzey Denizi'ne benzer rüzgar hızı profillerine sahiptir [18}.



Şekil 2.6 : Avrupa Denizleri için yıllık ortalama rüzgar hızı.

Fizibilite çalışmaları, Türkiye'nin rüzgar enerjisinden elektrik üretimi için büyük bir potansiyele sahip olduğunu doğrulamıştır. Teorik olarak, Türkiye'nin rüzgar enerjisi potansiyelinin yıllık 160 TWh olduğu tahmin edilmektedir [19]. Bu potansiyelin

yaklaşık 124 milyar kWh'ı teknik olarak uygulanabilir niteliktedir ve bazı spesifik yerler için net ekonomik potansiyel, yılda yaklaşık 14 milyar kWh'ye ulaşmaktadır [19]. Türkiye'nin ilk rüzgar enerjisi santrali 1998 yılında 1,5 MW kurulu güce sahip olarak çalışmaya başlamış ve toplam kurulu kapasite 2019 yılı sonunda 7615 MW'a ulaşmıştır (Şekil 2.7).



Şekil 2.7 : Türkiyedeki rüzgar enerjisi santralleri için yıllık ve kümülatif kurulum [20].

Üç tarafı denizlerle çevrili olan, Türkiye, özellikle kıyı bölgelerindeki yüksek güç yoğunlukları nedeniyle önemli rüzgar enerjisi potansiyeline sahiptir. Şekil 2.8'de verilen Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası'nda verildiği gibi, yüksek rüzgar hızlarının çoğu Ege Denizi'nde ve kısmen Marmara Denizi'nde, orta Kuzey Denizi ve Akdeniz'de gözlenmektedir. Denizlerdeki kuvvetli rüzgarlar, Türkiye'nin Avrupa karşısında enerji güvenliğini ve rekabet gücünü daha da güvence altına alması için mükemmel bir fırsat sunuyor.

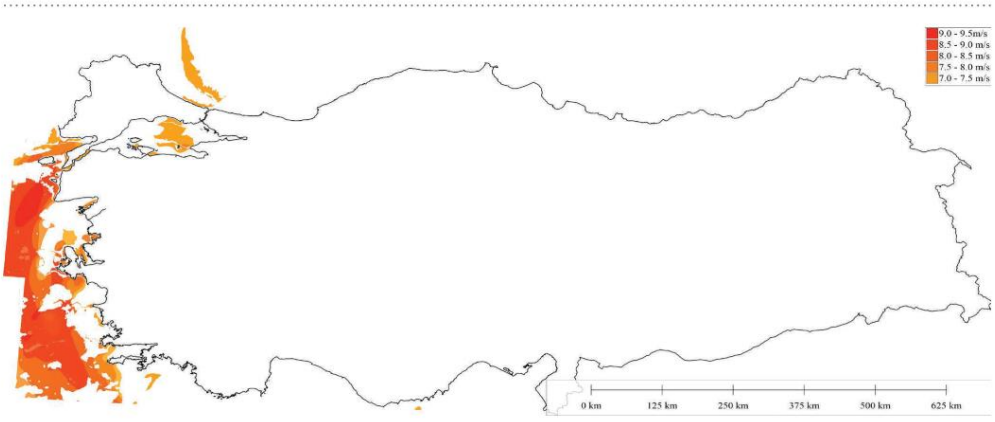


Figure 3: *Overlaid EMD wind atlas on both bathymetry ranges; wind speeds > 7,0 m/s*

Şekil 2.8 : Türkiye Denizleri için ortalama rüzgar hızı [21].

2.3 Rüzgar Enerjisinin Tarihçesi

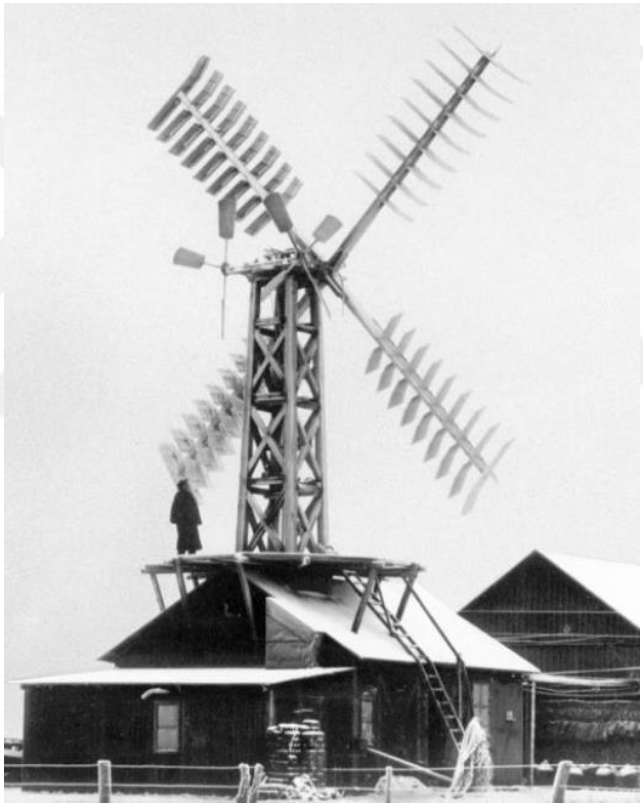
Rüzgar 1500 yıldan uzun bir süredir enerji kaynağı olarak kullanılmaktadır. Buğday öğütmek, yelekenli gemilerde itiş gücü ve su pompalamak gibi alanlarda etkili bir güç sağladığı bilinmektedir. Diğer enerji kaynaklarının bilinmediği ya da az olduğu zamanlarda, rüzgar enerjisi endüstriyel ve ekonomik kalkınma için başarılı bir aracı temsil ediyordu. Rüzgarla güç üretimi göz önüne alındığında, rüzgar enerjisinin tarihi dört zaman dilimine bölünebilir (Şekil 2.9) [16].

- **600–1890: Klasik dönem.** Rüzgar ve su gibi akışkanların dişli ve değirmen taşlarını mekanik olarak hareket ettirmesi ile başlamaıştır. Buharlı motorların keşfedilmesinden sonra, odun ve kömürün hazır bulunmasından dolayı sona erdiği dönem olmuştur.
- **1890–1930: Elektrik üreten rüzgar türbinlerinin geliştirilmesi.** Elektriğin, herkesin kullanabileceği bir enerji kaynağı olarak geliştirilmesi ve aerodinamik alandaki basit gelişmeler, yel değirmenlerinin elektrik üretimi için ek bir kaynak olarak kullanılmasına neden olmuştur. Fakat fosil yakıtların daha ucuz bir enerji kaynağı olması nediniyle sona ermiştir.
- **1930–1960: İnovasyonun ilk aşaması.** İkinci Dünya Savaşı sırasında kırsal alanların elektriklendirilmesi ve enerji ihtiyacı nedeniyle yeni gelişmeleri teşvik etti. Aerodinamik alanındaki gelişmeler. Ucuz gaz ve fosil yakıt nedeniyle dönem sona erdi.
- **1973'ten itibaren: İkinci yenilik aşaması ve seri üretim.** Enerji krizi ve teknolojik gelişmelerle birlikte çevresel problemlerle yenilenebilir enerjiye atılım dönemi başladığı dönem olmuştur.



Şekil 2.9 : Rüzgar enerjisinin tarihsel gelişimi.

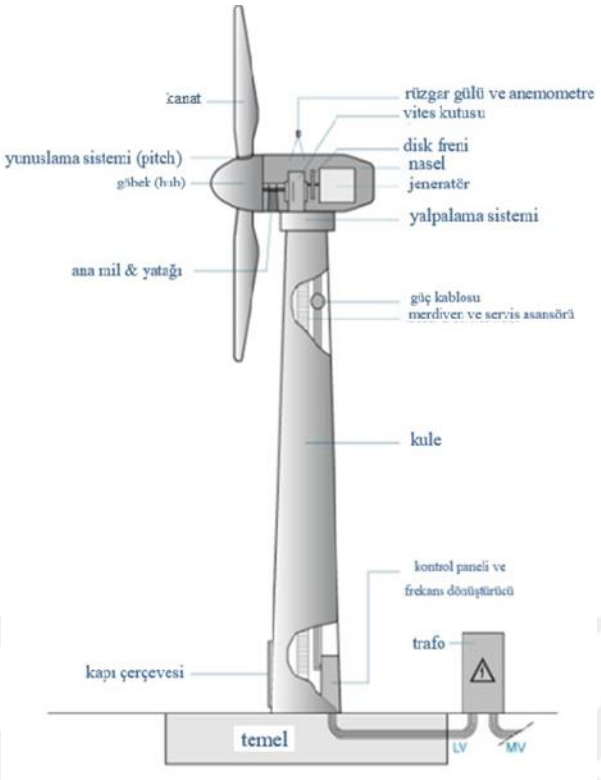
1887-88 yıllarında Charles F. Brush, bugün elektrik üretimi için ilk otomatik çalışan rüzgar türbinini tasarladı. 17 m (50 ft) rotor çapına sahip ve sedir ağacından yapılmış 144 rotor bıçağı ile rüzgar türbini inşa etti. Türbinin büyüklüğüne rağmen, jeneratör sadece 12 kW'lık bir elekrik üretim gücüne sahipti. Bunun nedeni rüzgar türbininin yüksek verimliliğe sahip olmamasıdır. Poul La Cour, yaptığı aerodinamik deneyler sonucunda günümüzde hala kabul edilen genel sonuçlara vardı. Belirli bir kanat alanı ile yüksek verimlilikte enerji üretmek için kanat sayısı az, eğimleri küçük ve dönme hızı ise hızlı olmalıdır. Poul La Cour, 1891 yılında Danimarka hükümetinin mali desteği ile Şekil 2.10'da ilk elektrik üretebilen deneysel rüzgar türbinini Askov şehrinde inşa etti.



Şekil 2.10 : Poul La Cour'un elektrik üreten rüzgar türbini.

2.4 Rüzgar Türbini Bileşenleri

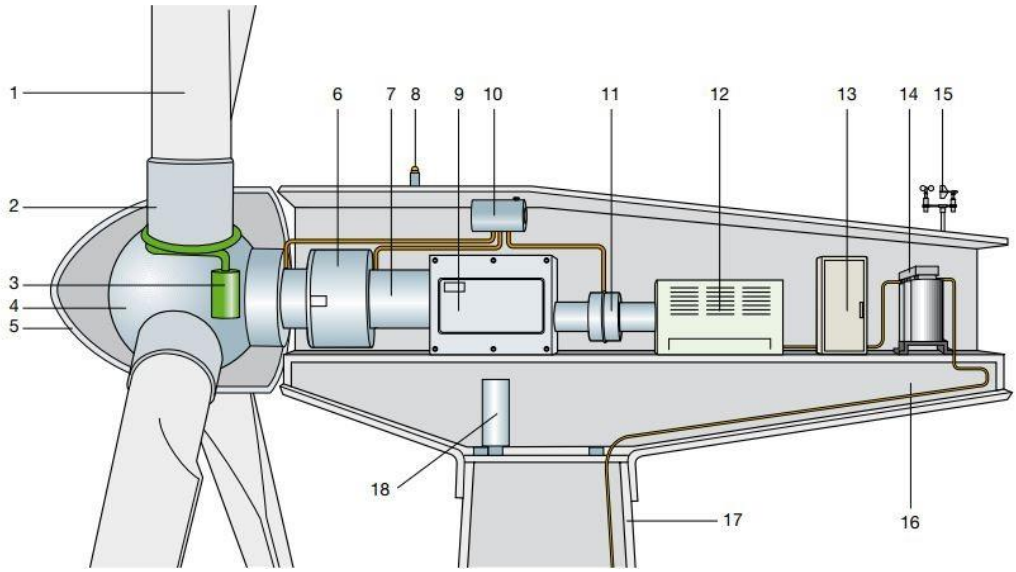
Yatay eksenli rüzgar türbinleri hem mekanik hem yapısal olarak üç ana bileşenden oluşur. Bu bileşenler kule, nasel ve rotor olmak üzere temel bileşenler Şekil 2.11'da sunulmuştur. Rotor rüzgarın kinetik enerjisini kullanarak hareket enerjisini kullanır ve rotor göbeğine aktarır. Kule ise, naseli ve rotoru taşıyan yapısal elemandır.



Şekil 2.11 : Rüzgar türbini temel bileşenleri.

2.4.1 Nasel

Rüzgarın kinetik enerjisini mekanik enerjiye ve ardından elektrik enerjisine dönüştüren jeneratör de dahil olmak üzere rüzgar türbini yapısının elektromekanik bileşenlerini içerir. Şekil 2.12'de, nasel elemanının içinde bulunan bileşenleri göstermektedir.

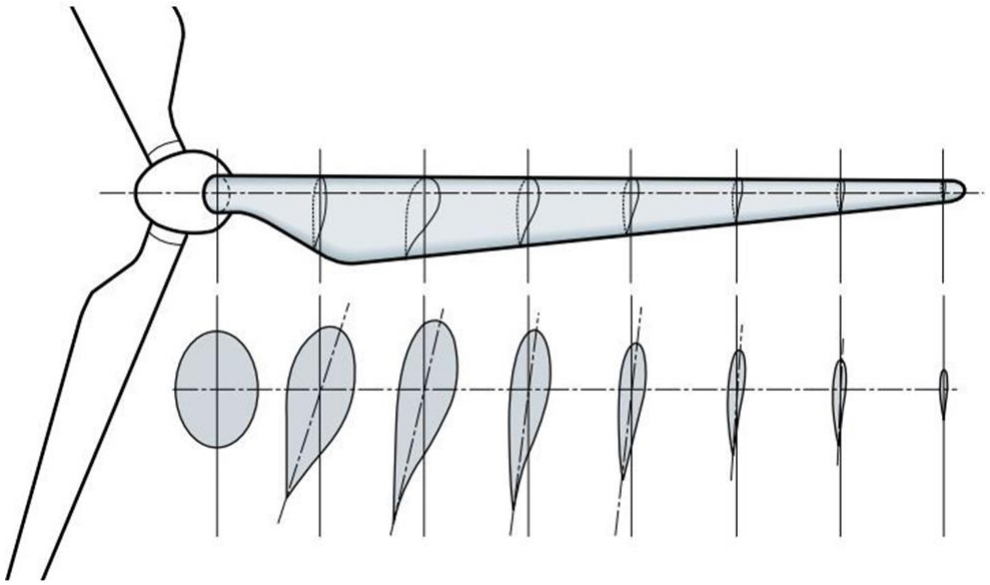


Şekil 2.12 : Nasel yapısı bileşenleri.

1. Kanat
2. Kanat desteği
3. Kanat açısı aktüatörü
4. Göbek (hub)
5. Döndürücü(Spinner)
6. Ana destek
7. Ana mil
8. Uçak ikaz lambaları
9. Mekanik frenler
11. Hidrolik soğutma cihazları
12. Jeneratör
13. Güç dönüştürücü ve elektrik kontrolü, koruma ve bağlantı kesme cihazları
14. Trafo
15. Rüzgarölçerler (Anemometre)
16. Makine dairesinin çevresi
17. Yalpalama tahrik cihazı
18. Destek kulesi

2.4.2 Rotor

Rotor, rüzgar türbininin göbeği ve kanatlarını içerir (Şekil 2.13). Bunlar genellikle hem performans hem de genel maliyet açısından türbinin en önemli bileşenleri olarak kabul edilir. Bugün türbinlerin çoğunda üç kanatlı rüzgâr rotorları vardır. Bazı rüzgâr rotorları ve iki kanatlı birkaç tasarım var. Tek kanatlı türbinler geçmişte inşa edilmişti, ancak artık üretimde değiller. Türbinlerin çoğunluğundaki kanatlar başta fiberglass veya karbon fiber takviyeli plastiklerden (GRP veya CFRP) oluşan kompozitlerden yapılır, ancak bazen ahşap / epoksi laminatlar kullanılır. Kanatların boyutu genellikle 80 ila 100 metre çapındadır ve dönüş hızları 6 ila 20 rpm arasındadır. Ne kadar büyüklerse, o kadar fazla enerji elde etmek mümkündür. 200 metreye kadar daha büyük rotor kanatları test aşamasındadır.



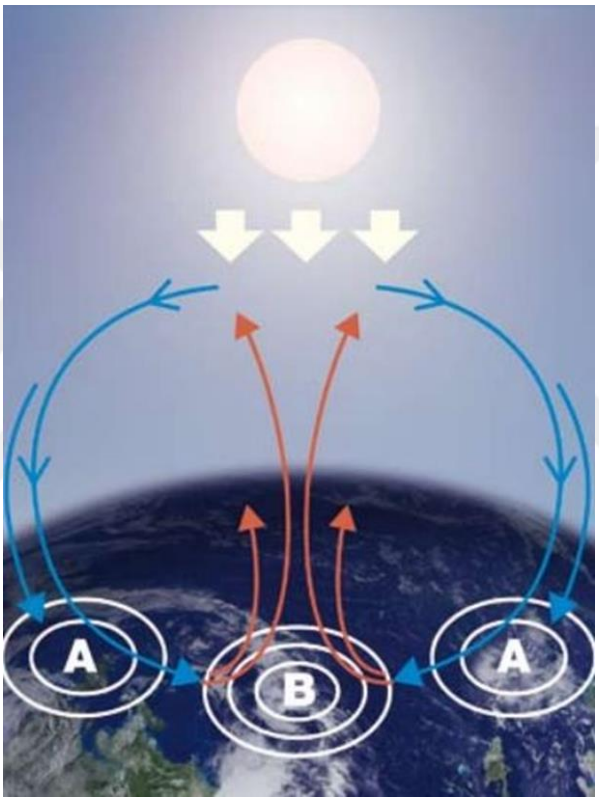
Şekil 2.13 : Rotor yapısı.

2.4.3 Kule

Rüzgar türbini elemanları için taşıyıcılık görevi yapan destek yapısıdır. Yerleşim yeri ve yüksekliğine bağlı olarak çelik veya çimentodan yapılmış boru şeklinde bir yapıdır ve birkaç bölümden inşa edilir. Tipik kule yükseklikleri 80 ila 130 metre arasındadır ve içinde nacelle'e ulaşmak için bir merdiven veya asansör içerir.

2.5 Rüzgarın Yapısı ve Karakteri

Dünya, Güneş tarafından gelen ışınlar nedeniyle atmosferde dengeli bir dağılım olmaksızın ısınmalara maruz kalır. Bölgesel olarak daha soğuk olan alanlarda atmosferik gazların basıncı artarken, güneş ışınlarına daha çok etkisinde kalan bölgelerde ise hava ısınır ve atmosferik basınç azalır. Bu farklılık atmosfer üzerinde konveksiyonel bir akım oluşturur. Sıcak ve soğuk hava kütlelerinin bu hareketi atmosferde kalıcı olarak bulunan ve aynı zamanda dünyanın dönmesinden de etkilenen yüksek basınçlı ve düşük basınçlı alanları oluşturur (Şekil 2.14).



Şekil 2.14 : Rüzgarın oluşumu.

Atmosferik basınç farklılıkları sürekli olarak hava basıncının yüksek olduğu bölgelerden alçak olan bölgere doğru hareket etme eğilimindedir. Bu alanlar arasında oluşan dasınç dengesi hava kütlesi hareketini yani rüzgarı oluşturur. Basınç farkı ise rüzgarın gücü ile orantılıdır, fark ne kadar fazla ise rüzgar da o denli güçlü olur. Güneş'ten gelen ışınların ekvator bölgesinde kutuplardan daha yoğun enerji kazancına olması nedeniyle kutuplardaki soğuk hava kütlesini ekvatora, ekvatordaki sıcak hava kütlesinin ise kutuplara doğru bir sirkülasyonu oluşur. Böylelikle dünyanın kuşakları arasında küresel rüzgarlar oluşur.

2.6 Rüzgar Prensipleri

Atmosferik sınır tabakasında rüzgârın temel özellikleri:

- Rüzgar kayması (Ortalama hızın yükseklikle birlikte artması)
- Yükseklikle değişimin yüzey pürüzlülüğü ve topoğrafyaya bağlı değişimi
- Tüm yüksekliklerde türbülans olması

şeklinde özetlenebilir [23].

2.6.1 Rüzgar kayması

Rüzgar ölçümü yapılan bölgede yüzeyde hız sıfır kabul edilirken yükseklik arttıkça rüzgar hızı artış gösterir. Ortalama rüzgar hızının yükseklik ilişkisi modellemek için genel olarak iki matematiksel model kullanılmıştır. En yaygın olarak kullanılan iki ana model: logaritmik yasa(Logarithmic law) veya güç yasası(power law) ile ifade edilir. Arazi koşullarında ve nötr koşullarda yüzey hızının bir fonksiyonu olarak rüzgar hızının değişimini ifade eden yaklaşım logaritmik yasa denklem 2.1 modelidir. Birçok rüzgar enerjisi araştırmacısı tarafından kullanılan ikinci yaklaşım ise güç yasasıdır. Denklem 2.2'de verilen güç yasası kadar kesin değildir ve mühendislik uygulamalarında kullanımı daha yaygındır. Güç yasasının teorik bir temeli yoktur, ancak yükseklik üzerinden kolayca entegre edilebilir. Örneğin yüksek bir yapının tabanında eğilme momentlerini belirlemek için uygun bir yasadır.

$$V_w(z) = V_{w,r}\left(\frac{z}{z_r}\right)^{a_{shear}} \tag{2.1}$$

$$V_w(z) = V_{w,r}x\frac{ln(^z/_{z_0})}{ln(^{z_r}/_{z_0})} \tag{2.2}$$

Denklemde;

$V_w(z)$: z yüksekliğindeki ortalama rüzgar hızı (m/s)

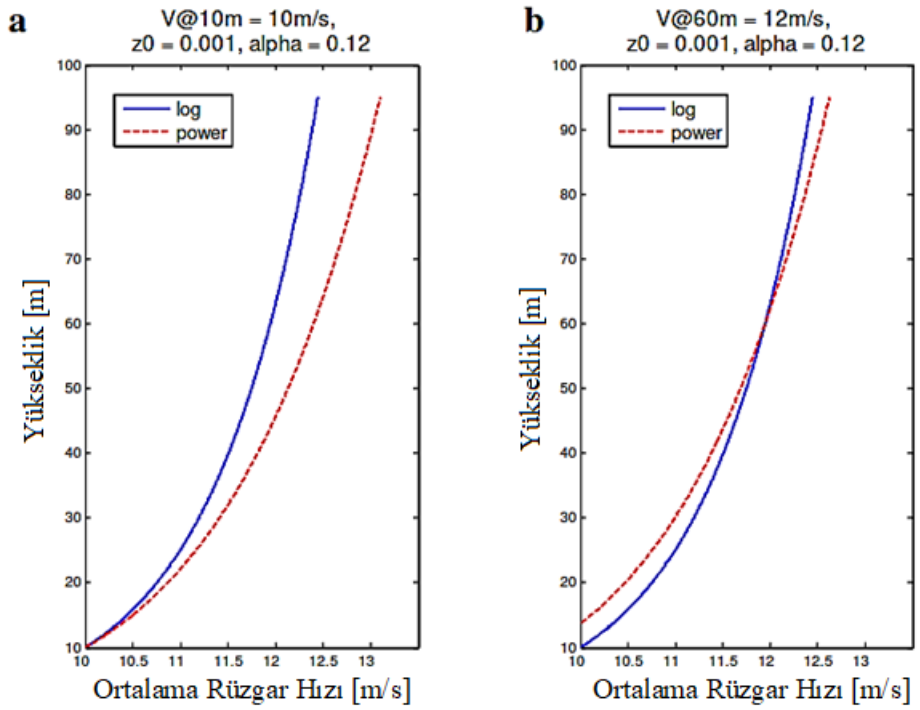
$V_{w,r}$: z_r referans yüksekliğindeki ortalama rüzgar hızı (m/s)

z_r : referans yüksekliği (m)

z_0 : yüzey pürüzlülüğü uzunluğu

α : güç yasası katsayısı

Her iki yaklaşım da türbülanslı akışın değişken, karmaşık yapıları nedeniyle ortaya çıkan belirsizliklere maruz kalmaktadı. Her iki yasanın örnek değerlerle karşılaştırılması Şekil 2.15'de verilmiştir. Soldaki grafikte 10 m referans yüksekliğinde 10 m/s ortalama rüzgar hızı için logaritmik ve güç yasası eğrilerini göstermektedir. İkinci grafikte ise referans yüksekliği 60 metre ve ortalama rüzgar hızı değeri 12 m/s kabul edilmiştir.

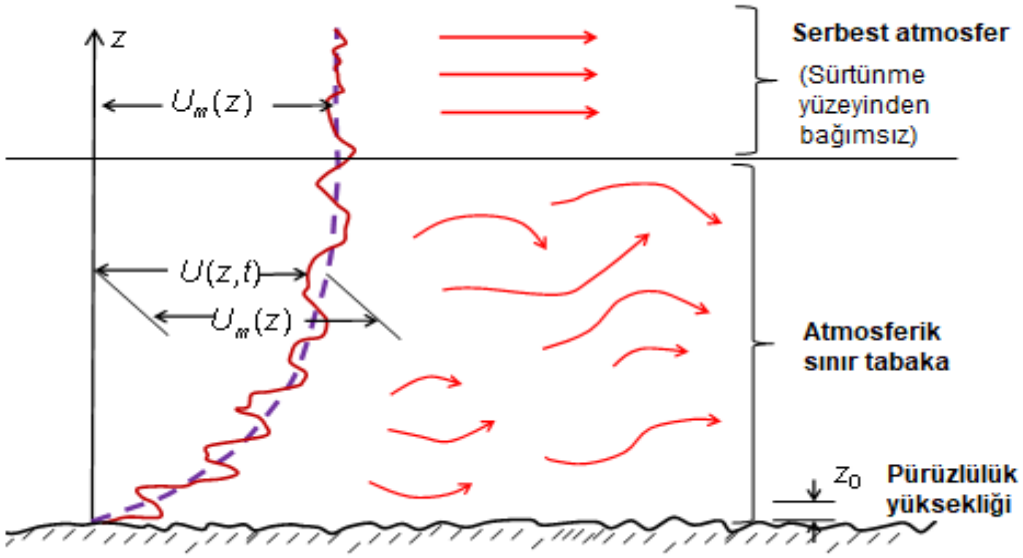


Şekil 2.15 : Logaritmik ve güç yasası örnek karşılaştırması [24].

Şekil 3.2'de açıkça göstermektedir ki, 10 m yüksekliğindeki rüzgar ölçümlerinde bir veri kaynağı kullanıldığında, merkez yüksekliği arttıkça teorilerin gittikçe daha farklı olduğunu göstermektedir. Tasarımın ilk aşamalarında veya öncesinde, tasarımcı yalnızca yük hesaplamaları için değil aynı zamanda elektrik üretimi için hangi modelin kullanılacağına karar vermelidir. Türbin yükü hesaplamaları için tasarım programları, genellikle göbek(hub) yüksekliğindeki ortalama rüzgar hızını girdi olarak talep eder. Rüzgar profili daha sonra seçilen kayma teorisine göre ayarlanır. Bu durumda, farklılıklar gösterilen çizime benzer olacaktır. Her iki rüzgar kayma modeli için de gerçek bir tercih sebebi yoktur.

2.6.2 Yüzey pürüzlülüğü

Yüzey pürüzlülüğünün temeli akışkanlar mekaniğinde, akışkanın sürtünen yüzeyde hızının sıfır olması temeline dayanmaktadır. Sürtünme etkisinin bölgesi "atmosferik sınır tabakası" olarak adlandırılır. Bu tabakanın yüksekliği atmosferik şartlara bağlı olarak 200-1000 metre arasında değişkenlik gösterebilir. Şekil 2.16'de sembolik bir gösterim sunulmuştur.



Şekil 2.16 : Ortamala rüzgar hızı ve pürüzlülük yüksekliği.

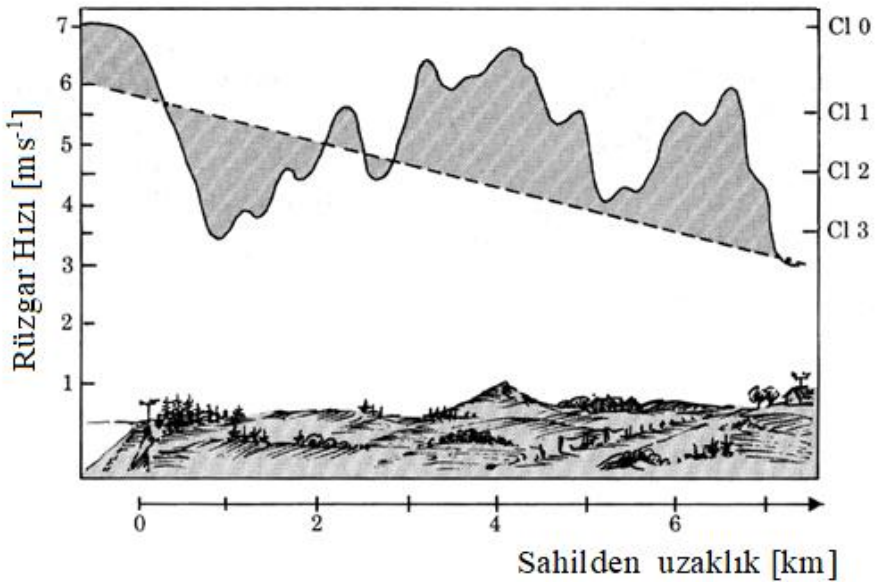
Farklı arazi tipleri için güç yasası katsayısı yüzey pürüzlülük yüksekliği için tipik değerler Çizelge 2.3'te verilmiştir. DNV, aksi belirtilmediği sürece, açık deniz için Z_0 = 0,05 m kullanılmasından bahseder. GL , açık deniz rüzgar yönetmeliklerinde z_0 = 0,002 m kullanılmasını önerir.

Çizelge 2.3 : Farklı arazi tipleri için pürüzlülük yüksekliği ve güç kanunu katsayıları [25].

Yüzey tipi	Z_0 [m]	α
Şehir Merkezi	1-10	0.40
Şehirler, ormanlar	0.7	
Mahalleler, ağaçlı alanlar	0.3	0.30
Köyler ve kırsal alanlar	0.1	
Açık tarım alanları, az sayıda ağaçlı alanlar	0.03	0.16
Düz ve çimenli ovalar	0.01	
Dalgalı deniz, Çöl	0.001	0.012
Sakin deniz	0.0002	

Çizelgede sunulan yüzey pürüzlülük yüksekliği değerleri arazi yapısına göre değişkenlik göstermektedir. Açık denizler için pürüzlülük yüksekliği çok küçük değer alırken ormanlık veya yüksek binaların bulunduğu bölgelerde daha yüksek değerdedir. Pürüzlülük karakteristik bir değerdir fakat tahmin etmesi ve hesaplanması çok zordur. Ölçüm yapılan arazi karmaşık bir topografyaya sahip ise yüzey pürüzlülüğündeki değişiklikler lineer bir akışın dışında kalır.

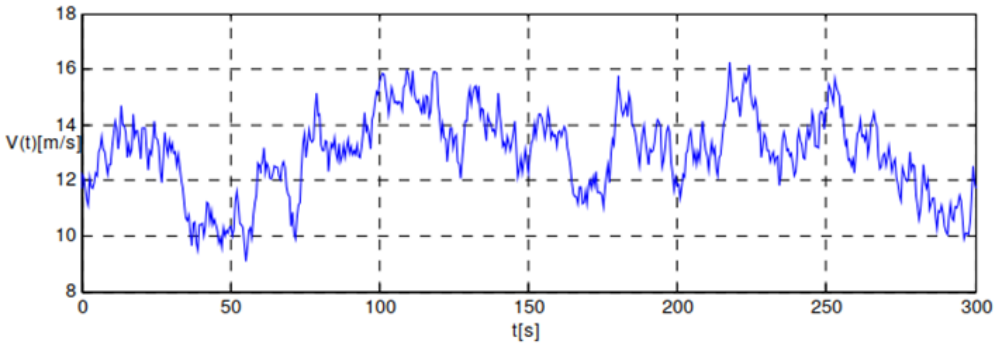
Şekilde 2.17'de örnek olarak gösterilen arazide açık denizden karaya geçerken rüzgar hızının düştüğü ve rüzgar varyasyonlarının yer şekilleri tiplerine göre ne ölçüde duyarlı olduğunu güzel bir şekilde resmedilmiştir [26]. Bu nedenle çok dikkatli ölçüm yapılmalı ve önceden belirlenmiş değerlerin kullanılması veya rüzgar akışının bölgenin topografyasını yansıtacak şekilde modellenmesi önerilmiştir.



Şekil 2.17 : Topografik özelliklerin ortamala rüzgar hızına etkisi.

2.6.3 Türbülans

Rüzgar hızı ölçümü yapıldığında, Şekil 2.18'te gösterildiği gibi zamana göre değişen bir rüzgar hızı bulunabilir. Bu zaman serisinden istatistiksel parametreler hesaplanabilir: ortalama rüzgar hızı ve standart sapma.



Şekil 2.18 : Zamana bağlı rüzgar hızının değişimi.

Denklem 2.3'de verilden türbülans yoğunluğu (I_t), zamana göre değişen rüzgar hızının standart sapmasının($\boldsymbol{\sigma}$), Vw hızının ortalama rüzgar hızına bölünerek, yüzde olarak tanımlanımıştır.

$$I_t = \frac{\sigma}{V_w}[\%] \tag{2.3}$$

2.6.4 Rüzgar spektrumları

Türbülans ayrıca rüzgar türbülansının enerjisinin farklı frekanslar arasında nasıl dağıldığını gösteren spektral yoğunluk formunda da gösterilebilir. Başka bir deyişle rüzgar türbülans spektrumu türbülanslı rüzgardaki enerji dağılımını temsil eder. Türbülans spektrumunun okunabilirliğini artırmak için, genellikle logaritmik ölçekte sunulur. Von Kármán ve Kaimal spektrumları en yaygın kullanılan modellerdir (Şekil 2.19). Sırasıyla denklem 2.4 ve denklem 2.5'de verilmiştir.

Von Karman Spektrumu: $$S_u(f) = \sigma_u^2 \frac{4\,x\,\frac{L_K}{U_{10}}}{\left(1 + 70{,}8\,x\left(\frac{f\,x\,L_K}{U_{10}}\right)^2\right)^{\frac{5}{6}}} \tag{2.4}$$

Kaimal Spektrumu: $$S_u(f) = \sigma_u^2 \frac{4\,x\,\frac{L_K}{U_{10}}}{\left(1 + 6\,x\,\frac{f\,x\,L_K}{U_{10}}\right)^{\frac{5}{3}}} \tag{2.5}$$

Burada;

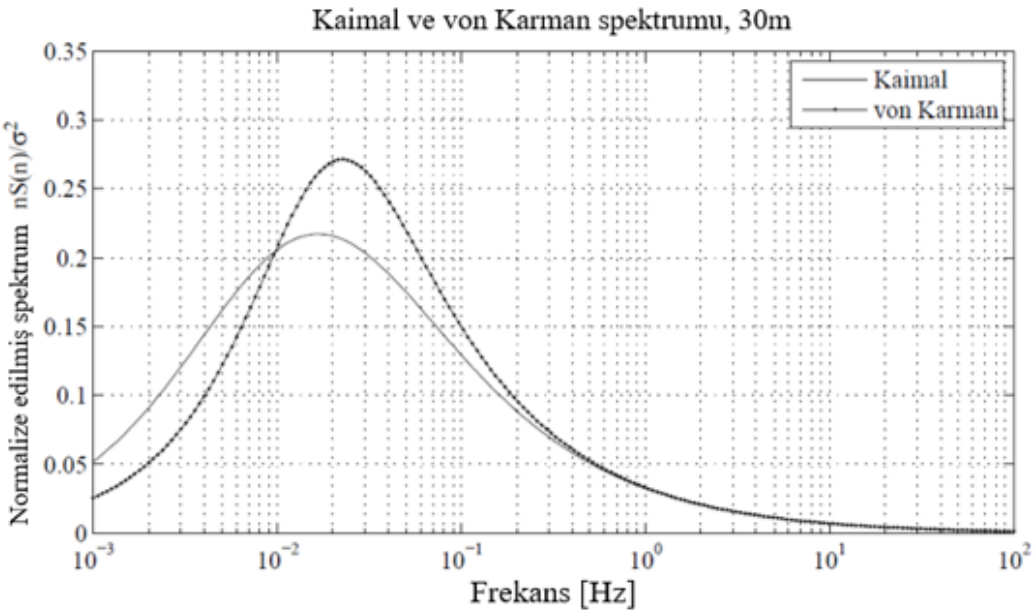
σ_u : Rüzgar hızındaki standart sapma (m/s)

L_K : İntegral uzunluk ölçeği parametresi (m)

$$L_K = \begin{cases} 5{,}67.z & için \;\; z < 60\;m \\ 340{,}2 & için \;\; z \geq 60\;m \end{cases}$$

U_{10} : 10 dk'lık ortalama rüzgar hızı (m/s)

f : Rüzgar frekansı (Hz)



Şekil 2.19 : Von Kármán ve Kaimal spektrumları [27].

2.7 Rüzgar Dağılımı

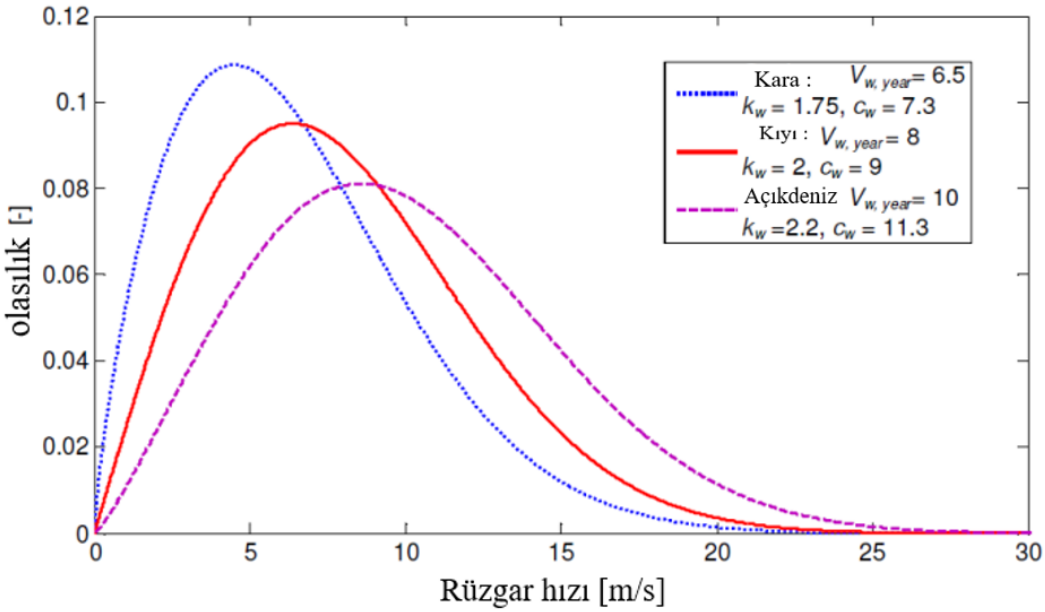
Rüzgar hızı, rüzgar enerjisi üretiminde en kritik özelliklerden biridir. Aslında, rüzgar hızı coğrafi ve hava koşulları gibi birçok faktör tarafından belirlenen hem zaman hem de mekanda değişkenlik gösterir. Rüzgar hızı stokastik bir parametre olduğundan, ölçülen rüzgar hızı verileri genellikle istatistiksel yöntemler kullanılarak ele alınır. En yaygın olarak kullanılan istatisliksel dağılım Weibull ve Rayleigh.

2.7.1 Weibull dağılımı

Denklem 2.6'da verilen weibull dağılım fonksiyonu değişkenleri, v ortalama rüzgar hızı ile yakından ilişkili olan ölçek parametresi ve k dağılım genişliğinin bir ölçüsü olan şekil parametresidir. Bu iki parametre, ölçülen rüzgar hızı verilerinin istatistiksel analizleri sonucunda belirlenebilir. Weibull dağılımının gözlenen rüzgar hızı verilerine iyi sonuçlar verebileceği bildirilmiştir.

$$f(v) = \frac{k}{c}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} exp^{-\left(\frac{v}{c}\right)^{k}} \tag{2.6}$$

K parametresinin incelenmesi, özellikle Kuzey Avrupa iklimlerinde, k'nin değerlerinin gerçekten 2,0'e yakın olduğunu göstermektedir. Küresel ölçekte, k faktörü yerel iklim koşullarına, manzaraya ve yüzeyine bağlı olarak önemli ölçüde değişmektedir. Şekil 2.20'de görüldüğü üzere kara kesimlerde k değeri 1.75, deniz kıyısı bölgelerinde 2.0 ve açık denizde ise 2.2 değerini almaktadır [24].



Şekil 2.20 : Farklı koşullar için Weibull yıllık rüzgar dağılımları.

Weibull dağılımı bir olasılık yoğunluğu dağılımıdır. Dağılımın medyan değeri, grafiğin altında kalan alanı yarıya bölen rüzgar hızına karşılık gelir. Bu, zamanın yarısının ortanca rüzgar hızından daha az esiyor olacağı, diğer yarısının daha hızlı esiyor olacağı anlamına gelir. Ortalama rüzgar hızı dağılımın aritmetik ortalamasıdır. En yüksek frekanslı rüzgar hızına ise modal değer denir.

2.7.2 Rayleigh dağılımı

Rayleigh dağılımı ise, Weibull dağılımının özel halidir. Şekil değişkeni k=2 değerine eşit alınması ve ölçek parametresinin ise b değerinin √2 katına eşit alınmasının yanısıra tek değişkenli olarak ifade edilişi denklem 2.7'de verilmiştir.

$$f(v) = \frac{v}{b^2} e^{-\frac{v^2}{2b^2}} \tag{2.7}$$

2.8 Aerodinamik Yükler

Rüzgar türbinlerinin aerodinamik yönlerinin doğru modelleri, rüzgar enerjisi sistemlerini başarılı bir şekilde tasarlamak ve analiz etmek için şarttır. Rüzgar türbini aerodinamik modelleri, rüzgarın akış koşullarını türbin üzerinde uygulanan yüklerle ilişkilendirmek için kullanılır. Rüzgar, türbin kanat ve kule elmanları üzerine önemli etkiye sahiptir. Rüzgar türbini çalışmasının altında yatan akışkan fiziği de başlangıçta düşünülenden çok daha karmaşıktır. Rüzgar türbininden geçen rüzgarın dinamikleri

Navier-Stokes denklemleri ile temsil edilir. Ancak bu denklemler, getirdikleri hesaplama karmaşıklığı nedeniyle rüzgar türbini tasarımı ve aerodinamik analizi için uygulanmaz. Bunun yerine, rüzgar türbini aerodinamiği genellikle BEMt kullanılarak yarı-sabit akışlı iki boyutlu kanat profili analizi ile araştırılmaktadır [28].

2.8.1 Kule üzerindeki rüzgar yükü

DNV açık deniz rüzgar türbinleri yönetmeliğince kule üzerinde meydana gelen rüzgar yüklerinin tasarım aşamasında farklı durumlar için (hareket halinde, park halinde fren yapması durumunda ve çalışmaya başlaması durumunda) hesaplanması önerilmiştir [29]. Kule üzerinde oluşan aerodinamik sürüklenme kuvvetlerinin hesabı denklem 2.8'de de verilmiştir.

$$F = \frac{1}{2}\rho C_s A V^2 \tag{2.8}$$

Burada:

ρ : Havanın yoğunluğu [kg/m^3]

C_s : Aerodinamik şekil parametresi (API)

A : Normal kuvvetin etki ettiği kesit alanı [m^2]

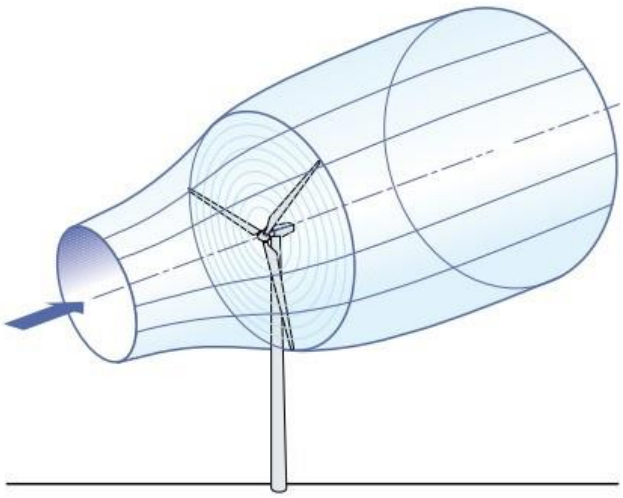
V : Kesitin orta noktasındaki rüzgar hızı [m/s]

2.8.2 Rotor üzerindeki rüzgar yükü

Türbin üzerindeki yükleri hesaplamak için (BEMt)kanat elemanı momentum teorisi kullanılır. BEMt, rotordan geçen dairesel bir akış tüpü üzerindeki momentum dengesini ifade eden momentum teorisini ve kanadın her bir tanımlanmış bölümünde kanat üzerine tek tek kuvvetleri entegre ederek rotor üzerindeki kuvvetleri hesaplayan kanat elemanı teorisini birleştirir. [30].

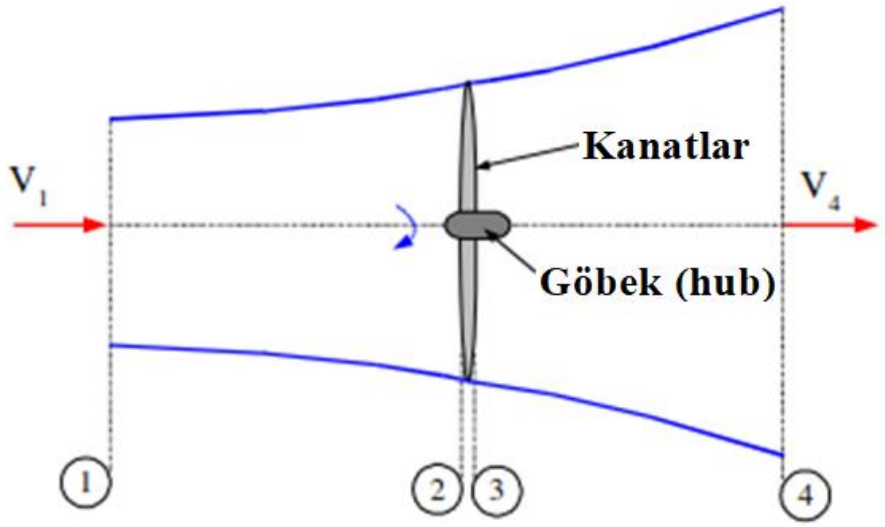
2.8.2.1 Momentum teorisi

Momentum teorisi bir akış tüpünü varsayar. Türbin, hava akışını yavaşlatan, düşük hava akış hızı ile bir girdap(wake) oluşturan bir aktüatör diski olarak görülebilir. Momentum teorisinde rotor, sürüklenme olmadan sonsuz sayıda çok ince kanat koleksiyonu, yani statik basıncın enerji ekstraksiyonu nedeniyle yanlarında kesintiye uğradığı bir aktüatör diski olarak kabul edilir. Şekil 2.21'de gösterilen sistem, sınırları akış tüpü tarafından tanımlanan sabit bir kontrol hacminde temsil edilmektedir. [28].



Şekil 2.21 : Türbin etrafındaki akış tüpü.

Şekil 2.22'de, türbinin dört farklı konumda durumları belirlenmiştir. 1 ve 4 numaralı konumlar türbinden yeterince uzakta olduğu, 2 kanatlardan hemen önce, 3 ise kanatlardan hemen sonraki konumda bulunmaktadır.



Şekil 2.22 : Türbin etrafındaki akış tüpü.

Diskten geçen havanın akış hızı, disk alanının her noktasında esit olmasına rağmen basınç ani olarak düşer. 1 ve 4'teki basınçların ve 2 ve 3'teki hızların eşit olduğu ve akışın sürtünmesiz olduğu varsayılarak, Bernoulli denklemi uygulanarak denklem 2.9'daki ifade elde edilir.

$$p_2 - p_3 = \frac{1}{2}\rho\left({V_1}^2 - {V_4}^2\right) \tag{2.9}$$

Denklemde, p, V, A ve ρ sırasıyla statik basıncı, akış hızını ve havanın yoğunluğunu ifade eder. Eksenel kuvvet daha sonra şu şekilde ifade edilebilir:

$$dF_x = \frac{1}{2}\rho\left({V_1}^2 - {V_4}^2\right)dA \tag{2.10}$$

Bir eksenel indüksiyon faktörü, α, rüzgar aktüatör diskine ulaştığında hızın kısmi azalmasıyla tanımlanır,

$$\alpha = \frac{V_1 - V_2}{V_1} \tag{2.11}$$

Ayrıca şu şekilde ifade edilebilir;

$$V_2 = V_1(1 - \alpha) \tag{2.12}$$

$$V_4 = V_1(1 - 2\alpha) \tag{2.13}$$

Denklem. (2.12) Denk. (2.13) ve uzak alan rüzgar hızını V_1 = V olarak yeniden yazarken, eksenel itme aşağıdaki gibi yazılabilir.

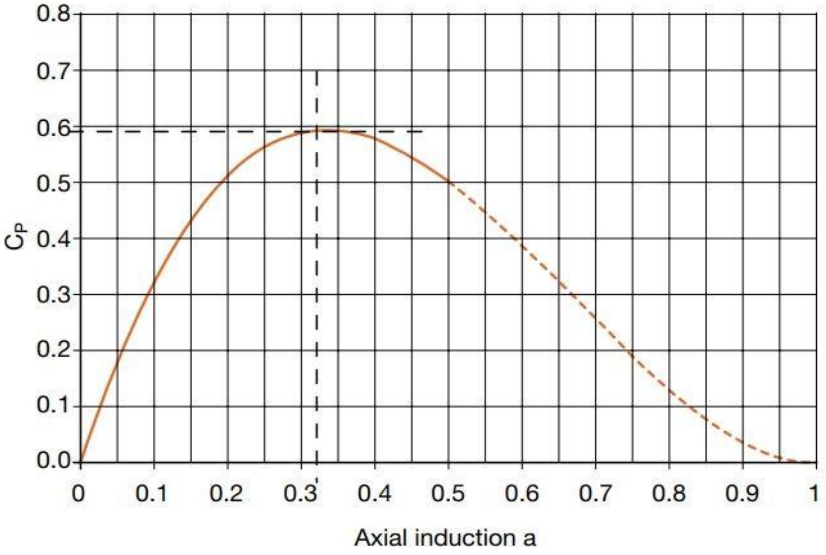
$$dF_x = \frac{1}{2}\rho 2\pi r dr V_1^2 4\alpha(1 - \alpha) \tag{2.14}$$

Türbin güç katsayısı ise;

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho A V^3} \tag{2.15}$$

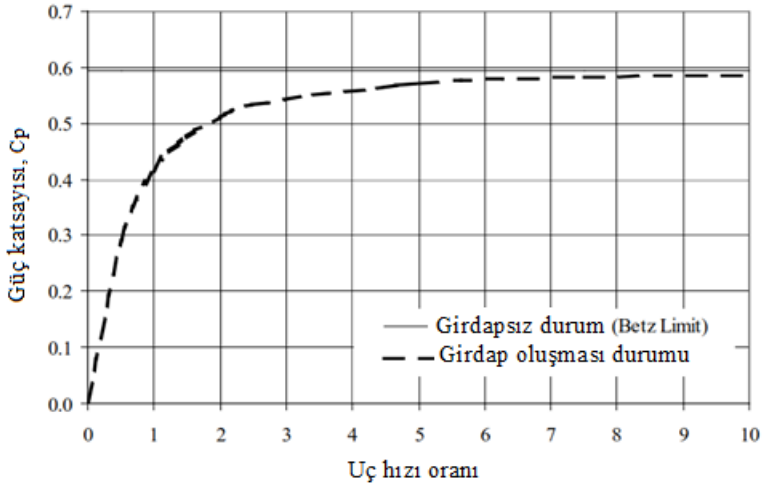
$$C_p = 4\alpha(1 - \alpha)^2 \tag{2.16}$$

Cp'nin maksimum değeri, denklem 2.16 eşiliğinin türevinin sıfıra eşitlenmesiyle α=1/3 değeri bulunur. Cp= 16/27= 0.593 olarak belirlenebilir. Bu değer ideal ortam şartlarında teorik olarak rüzgardan alınabilecek maksimum değerdir. Bu değer Betz limiti olarak bilinir. 1919 yılında Alman aerodinamikçi Albert Betz tarafından hesaplanmıştır. İndüksiyon faktörü (α) ve güç katsayısı (Cp) ilişkisi Şekil 2.23'te sunulmuştur.



Şekil 2.23 : Indüksiyon faktörü Cp ilişkisi.

Rüzgar türbini dönerken rotorun arkasında, rotorun dönüş yönüne ters istakametinde dönen bir girdap(wake rotation) oluşmaktadır. Oluşan bu girdap kinetik enerjiye sahip olduğu için maksimum elde edilebilecek enerji miktari yani Betz limit değeri düşecektir [31]. Şekil 2.24'te uç hızı oranı 6'dan daha yüksek için dönmeye bağlı kaybın daha küçük olduğu görülebilir.



Şekil 2.24 : Teorik maksimum güç katsayı grafiği [28].

İhmal edilen kanat dönüşüne bağlı olarak kanat arkasında oluşan girdap(wake rotation) etkileri, açısal momentumun korunması kullanılarak dikkate alınmıştır. Rotorun bağıl açısal hızı, Ω, ve rotorun arkasında oluşan girdabın açısal hızı, ω, aynı yönlü olduğu için $\Omega + \omega$ olarak denklemlere katılabilir. Atelet momenti $I = mr^2$, açısal momentum $L = I\omega$ ve tork $T = dL/dt$ olarak göz önüne alındığında, aşağıdaki denklemler yazılabilir:

$$T = \frac{d(I\omega)}{dt} = \frac{d(mr^2\omega)}{dt} = \frac{dm}{dt}r^2\omega \quad (2.17)$$

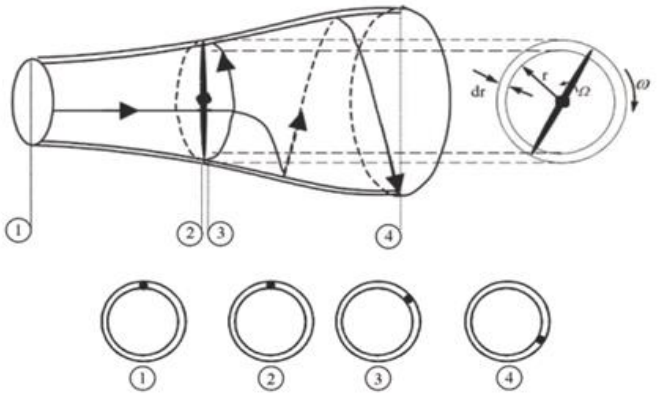
Burada m ve r sırasıyla Şekil 2.25'te gösterilen dairesel elemanın hava kütlesi ve yarıçapını tanımlamaktadır. Dönen dairesel diferansiyel eleman için tork,

$$dT = d\omega\dot{m}r^2 = \rho 2\pi r dr V_2 \omega r^2 = \rho V_2 \omega r^2 2\pi r dr \quad (2.18)$$

Açısal indüksiyon faktörünü α' = $\omega/2\Omega$ ve ṁ kütle akışı olarak tanımlanabilir. Denklem 2.12 kullanılarak tork denklemi düzenlendiğinde:

$$dT = 4\alpha'(1-\alpha')\rho V\Omega r^3\pi dr \quad (2.19)$$

Açısal indüksiyon faktöründe kullanılan 1/2 çarpanı, rotorun iki tarafındaki girdap(wake rotation) açısal hızlarının ortalamasından kaynaklanmaktadır [28].

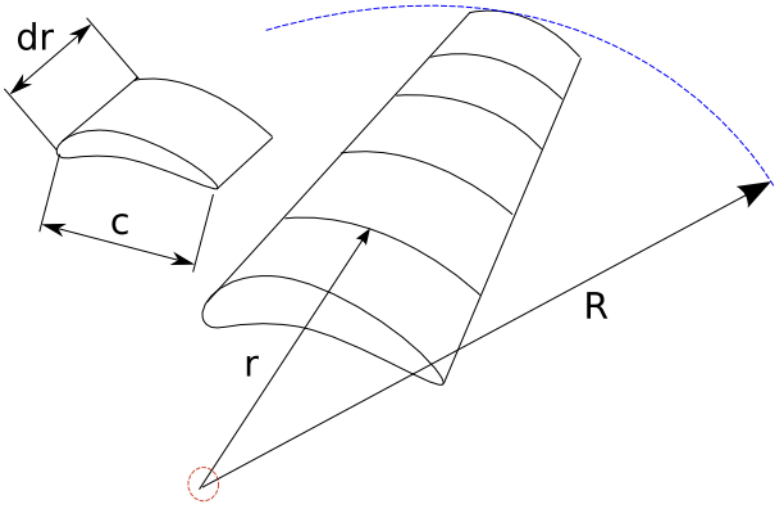


Şekil 2.25 : Dönen dairesel akış tüpü [28].

2.8.2.2 Kanat elemanı teorisi

Kanat elemanı teorisi, kanat elemanı uzunluğu boyunca yeterli sayıda (genellikle on ile yirmi arasında) elemana bölerek ve her elemanda bağımsız akış analizi yapılmasıyla rotor üzerindeki kuvvetlerin hesaplanmasına dayanır. Genel performans karakteristikleri, kanat açıklığı boyunca sayısal entegrasyon ile belirlenir. Kanat elemanları arasındaki aerodinamik etkileşim ihmal edilir ve kuvvetler, her kanat elemanının enine kesitindeki kaldırma ve sürüklenme katsayıları kullanılarak belirlenir. Enine kesitin kaldırma ve sürüklenme katsayılarını elde etmek için, eğer varsa kanat profilleri verileri kullanılabilir, aksi takdirde rüzgar tüneli deneyi gereklidir [32].

Örnek bir kanat elemanlarının ayrışması Şekil 2.26'da gösterilmiştir. Kanat elemanı, kord uzunluğuna c, burulma açısına γ, elemanın konumuna ve hızına bağlı olarak farklı hava akışınsa sahiptir.



Şekil 2.26 : Kanat elemanı modeli.

Kanatların etrafındaki rüzgar akış, Şekil 2.26'da gösterilen konum 2'de başlar ve konum 3'te sona erer. Kanatların girişinde, akışkan dönmez, kanat sırasından çıkışta akışkan dönme hızında ω döner. Yani rüzgar kanatlara ulaşması sırasından girdap meydana gelir. Oluşan bu girdap nedeniyle kanat üzerindeki ortalama açısal hız ω / 2'dir. Kanat hız Ω ile döner. Bu nedenle bıçağın ortalama teğetsel hızı Ωr + 1/2 ωr'dir. Bu, Şekil 2.27de gösterilmiştir.

$$V_\theta = \Omega r + \frac{1}{2}\omega r = \Omega r(1 - \alpha') \tag{2.20}$$

Denklem 2.12 eşitliği kullanılarak

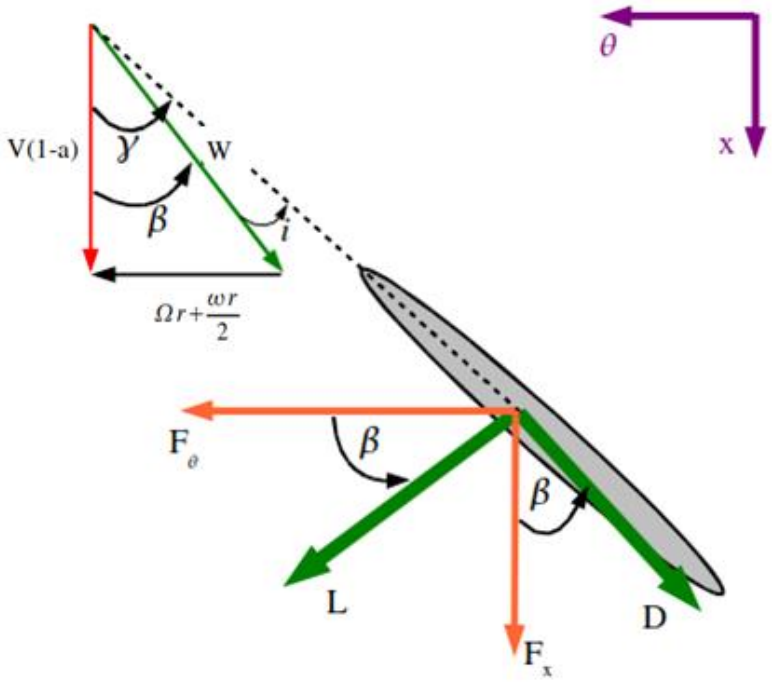
$$tan\beta = \frac{\Omega r(1+a')}{V(1-a)} \tag{2.21}$$

burada β, Şekil 2.27'de görüldüğü gibi, rüzgar yönü ile kanat elemanı arasındaki açıyı temsil eder. B değeri kanat elemanından kanat elemanına değişecektir. Yerel uç hızı oranını $\lambda_r = \Omega r/V$ eşitliği temsil eder. Böylece tanβ ifadesi daha da basitleştirilebilir:

$$tan\beta = \frac{\lambda_r(1+a')}{(1-a)} \tag{2.22}$$

Şekil 2.27'de e aşağıdaki ilişki temel geometri bilgisi ile elde edilebilir:

$$W = \frac{V(1-a)}{cos\beta} \tag{2.23}$$



Şekil 2.27 : Türbin kanadı üzerindeki akış [30].

Kanat elemanı üzerinde oluşan sürüklenme ve kaldırma kuvvetleri Şekil 2.27'de gösterildiği üzere birbirine dik biçimdedir.

$$dF_\theta = dLcos\beta - dDsin\beta \tag{2.24}$$

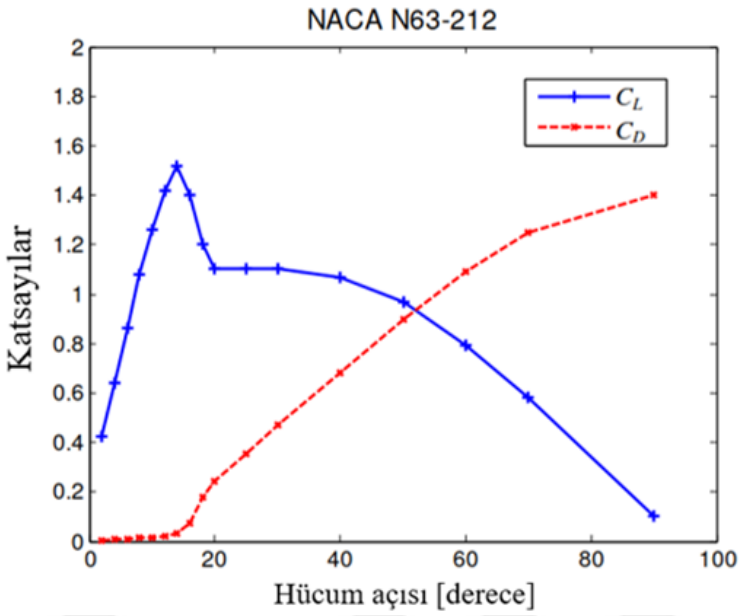
$$dF_x = dLsin\beta + dDcos\beta \tag{2.25}$$

burada, dL ve dD her elemandaki kaldırma ve sürüklenme kuvvetleridir:

$$dL = C_L \frac{1}{2}\rho W^2 cdr \tag{2.26}$$

$$dD = C_D \frac{1}{2}\rho W^2 cdr \tag{2.27}$$

burada C_L ve C_D sırasıyla karşılık gelen kanat elamanı için kaldırma ve sürüklenme katsayılarıdır. Bu katsayıları, Reynolds sayısına ve hücum açısına bağlı olarak değişir. NACA N63-212 kanat profili için aerodinamik sürüklenme ve kaldırma katsayıları Şekil 2.28'de gösterilmiştir.



Şekil 2.28 : NACA N63-212 kanat profilinin her bir α açısı için kaldırma katsayısı (CL) ve sürüklenme katsayısı (CD) eğrisi [24].

$$dT = B\frac{1}{2}\rho W^2(C_L cos\beta - C_L cos\beta)crdr \tag{2.28}$$

Burada B türbindeki kanat sayısını temsil etmektedir. Bir eleman üzerindeki tork, dT basitçe yarıçapla çarpılan teğetsel kuvvettir. Denklem 2.22 ve 2.27 kullanılarak kanat elemanı üzerinde oluşan kuvvetler için daha kullanışlı bir denklem halinine getirilebilir:

$$dF_x = \sigma'\pi\rho\frac{V^2(1-a)^2}{cos^2\beta}(C_L sin\beta + C_D cos\beta)rdr \tag{2.29}$$

$$dT = \sigma'\pi\rho\frac{V^2(1-a)^2}{cos^2\beta}(C_L cos\beta - C_D sin\beta)r^2dr \tag{2.30}$$

Güç katsayısı hesaplamalarında diğer bir önemli parametre ise dayanıklılık oranıdır ve kanadın yüzey alanının, kanadın taradığı tüm alana bölümü ile elde edilir. Her bir kanat elemanı için dayanıklılık oranı σ’ = Bc/2πr ile hesaplanabilir [31].

2.8.2.3 Kanat elemanı moment teorisi

Kanadın üst kısmında basınç, kanadın alt kısmındaki basınçtan daha düşük basınçta olduğu için hava, kanat ucu etrafında alt yüzeyden üst yüzeye akmaya eğilim gösterir. Böylelikle kanat ucu yakınlarında kaldırma kuvveti ve enerji üretimi azaltılır [33]. Prandtl, kanat ucunun yakınındaki radyal akış etkisini yaklaşıklaştırmak için bir

yöntem geliştirdi. Bu azalma etkisi genellikle uç kaybı faktörü çarpanı olarak uygulanır. Uç kaybı faktörü aşağıdaki denklemde ifade edilmiştir.

$$Q = \left(\frac{2}{\pi}\right) cos^{-1}\left[exp\left\{-\left(\frac{\frac{B}{2\left[1-\frac{r}{R}\right]}}{\left(\frac{r}{R}\right)cos\beta}\right)\right\}\right] \tag{2.31}$$

Düzeltme faktörü Q, 0 ila 1 arasında değişir ve kanat boyunca kuvvetlerdeki azalmayı karakterize eder.

İtme ve tork denklem (2.14) - (2.19) ifadelerini eşitlemeden denklemlerde uç kaybı faktörünü dikkate alarak yeni ifadeleri aşağıda verilmiştir

$$dF_x = Q\rho V^2[4\alpha(1-\alpha)]\pi r dr \tag{2.32}$$

$$dT = Q4\alpha'^{(1-\alpha')}\rho V\Omega r^3\pi dr \tag{2.33}$$

Aerodinamik rotor performansını hesaplamak için momentum dengesinden (2.34)–(2.33) denklemleri, (2.29) ve (2.30) denklemleri ile eşitleyerek aşağıdaki BEMt denklemleri türetilir.

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma'[C_L sin\beta + C_D cos\beta]}{4Q cos^2\beta} \tag{2.34}$$

$$\frac{a'}{1-a} = \frac{\sigma'[C_L cos\beta - C_D sin\beta]}{4Q\lambda_r cos^2\beta} \tag{2.35}$$

Kanat tasarım prosedüründe denklem (2.34) ve (2.35) kullanılır. Rotorun toplam gücü ise:

$$P = \int_{r_h}^{R} dP dr = \int_{r_h}^{R} \Omega dT dr \tag{2.36}$$

r_h, göbek(hub) yarıçapıdır. Güç katsayı Cp şu şekilde verilir:

$$C_P = \frac{P}{P_{rüzgar}} = \frac{\int_{r_h}^{R} \Omega dT dr}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 V^3} \tag{2.37}$$

Denklem 2.30'i kullanarak doğrudan güç katsayısı için bir integral geliştirmek mümkündür.

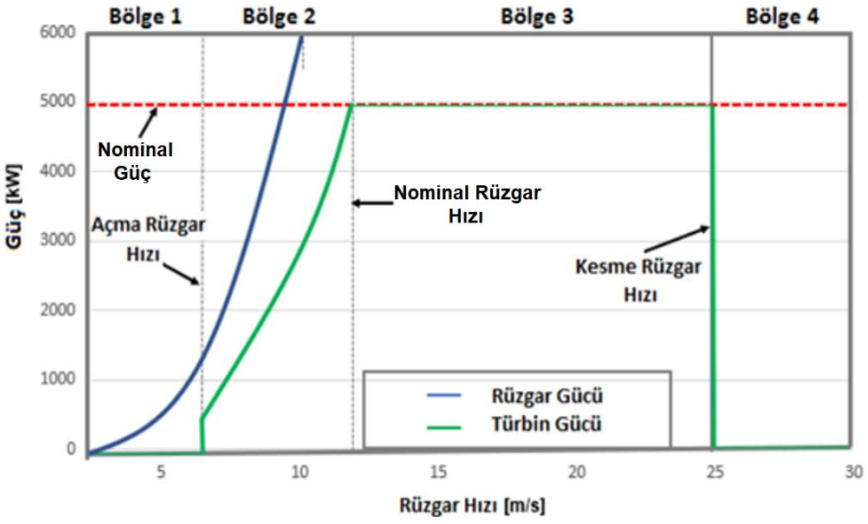
$$C_P = \frac{8}{\lambda^2}\int_{\lambda_h}^{\lambda} Q\lambda_r^3 a'(1-a)\left[1-\frac{C_D}{C_L}tan\beta\right]d\lambda_r \tag{2.38}$$

Burada λ ve λ_r sırasıyla kanat uç hızı ve göbek(hub) uç hızı olarak ifade edilmiştir.

2.9 Türbin Kontrol Sistemleri

Rüzgar türbinlerinin kontrolü karmaşık bir sorundur ve malzemeler, aerodinamik ve güç sistemleri dahil olmak üzere birçok araştırma alanını kapsamaktadır. Türbin yapıları büyüdükçe bileşenleri daha pahalı hale gelir. Rüzgar türbini üreticileri, daha esnek olabilecek daha hafif bileşenler kullanarak maliyetlerdeki artışa karşı koymaya çalışabilirler. Fakat bu büyük, pahalı ve esnek bileşenler, rüzgarın türbülanslı doğasından kaynaklanan yorulma ve aşırı yüklerden kaynaklanan arızalara karşı daha hassas olabilir. Aşırı yükleri önlemek ve yorulma yükü döngülerini azaltmak için kontrol sistemi optimizasyonu, bileşen arızasını önlemek için önemli hale gelir [33].

Modern rüzgar türbinlerinde farklı kontrol sistemleri mevcuttur. İlk olarak türbinlerin rüzgar hızı seviyesine göre ne zaman başlatılacağını veya durdurulacağını belirlerlenmesi gereklidir. Türbinler, açma rüzgar hızı (cut-in) olarak adlandırılan belirli bir rüzgar hızında elektrik üretmeye başlar . Belirli bir rüzgar hızında ise, genellikle 25 m/s, çok yüksek rüzgar hızları, yani fırtınalar nedeniyle türbin bileşenlerine zarar gelmesini önlemek için durur. Bu rüzgar hızı, kesme rüzgar hızı (cut-out) olarak adlandırılır. Diğer bir kontrol sistemi ise yunuslama açısı kontrol (blade pitch control) sistemi optimum türbin verimliliğini elde etmek için jeneratör tarafından türbin rotoruna ne kadar tork verileceğine karar verir ve rotor hızını nominal hızda tutmak için kullanılır. Bu sistem için gerekli olan rüzgar hızı nominal rüzgar hızı (rated) olarak adlandırılır. Bununla birlikte nasel sapma açısı kontrolü (yaw system) türbini rüzgar yönüne yönlendirmek ve rüzgardan en etkin şekilde fayda sağlayan kontrol sistemidir. Kontrol hızlarına göre türbinlerin çalışma bölgeleri (Şekil 2.29);

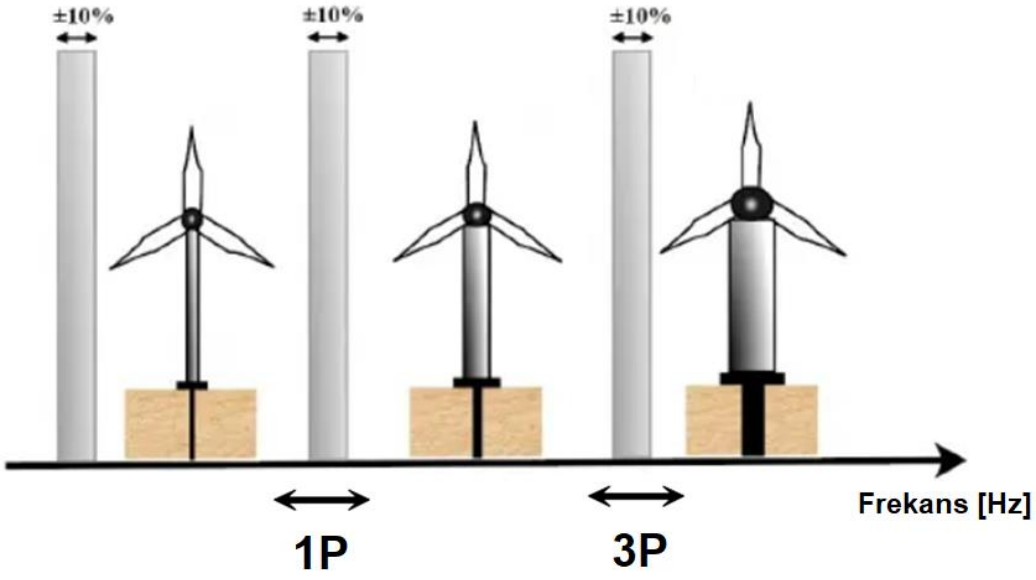


Şekil 2.29 : Türbin için çalışma bölgeleri [34].

Bölge 1, devreye giren rüzgar hızının altındadır. Bu bölgede türbinler çok düşük rüzgar hızları nedeniyle elektrik enerjisi üretmezler. Rüzgar hızları türbinlerin kendi sistemleri için bile elektrik enerjisi üretmek için bile yeterli değildir. Elektrik enerjisi üretimi açma rüzgar hızında (cut-in) başlar. Bölge 2'deki ana hedef, türbinlerin enerji yakalamasını en üst düzeye çıkarmaktır, çünkü bu bölgedeki rüzgar hızları nominal gücü üretmek için düşüktür. Bölge 3'te türbinler, belirli mekanik ve elektrik yüklerini aşmamak için güçlerini yüksek rüzgar hızlarından dolayı nominal değerleriyle sınırlandırmaktadır. Bu genellikle jeneratör torkunu nominal torkta sabit tutarak ve rotor hızını düzenlemek için kanat eğim açılarını (yunuslama açısı) ayarlayarak elde edilir. Bölge 4 aşırı türbin yükleri nedeniyle rüzgar türbinlerinin normalde çalışmasına izin verilmez [35].

2.10 Türbin Doğal Frekansı

Türbülanslı rüzgar türbin kanatlarının her tam dönüş sırasında periyodik olarak değişen rüzgar hızlarına maruz kalır. Düşey ve yatay rüzgar türbin ve kanatlar üzerinde değişken bir yüke neden olur. Ek olarak, kule gelen hava akışı için bir engel teşkil eder, bir durgunluk noktası oluşturur ve kulenin önündeki rüzgar akışı yavaşlar. Böylece, bir kanat elemanı kulenin önünden her geçtiğinde, kanadın üzerindeki aerodinamik kuvvetler düşer. Bu salınım, kanadın güçlü bir 1P frekansında titreşimine neden olur [32]. Aynı zamanda diğer kanatların geçisi esnasında da nassel ve kule üzerinde kanat sayısıyla orantılı olarak tireşim oluşturacaktır (3P) (3 kanatlı türbinler için). Rüzgar türbinleri genellikle, kulenin ve platform modlarının ana doğal frekanslarını (Şekil 2.30), türbinin ömrünü olumsuz etkileyen rezonansları önlemek için bu 1P ve 3P frekanslarının çok üstünde (genellikle% 10) veya altında olacak şekilde tasarlanmıştır. Tasarım aşamasında sistemin doğal titreşim frekansına üç tip tasarım yöntemi uygulanabilir. Bunlar aşağıda açıklanmıştır:



Şekil 2.30 : Türbin sistemleri için frekans aralıkları.

• **Esnek - Esnek tasarım**: ilk doğal frekansın "1P" frekans aralığının altında çok esnek bir yapı olanı;

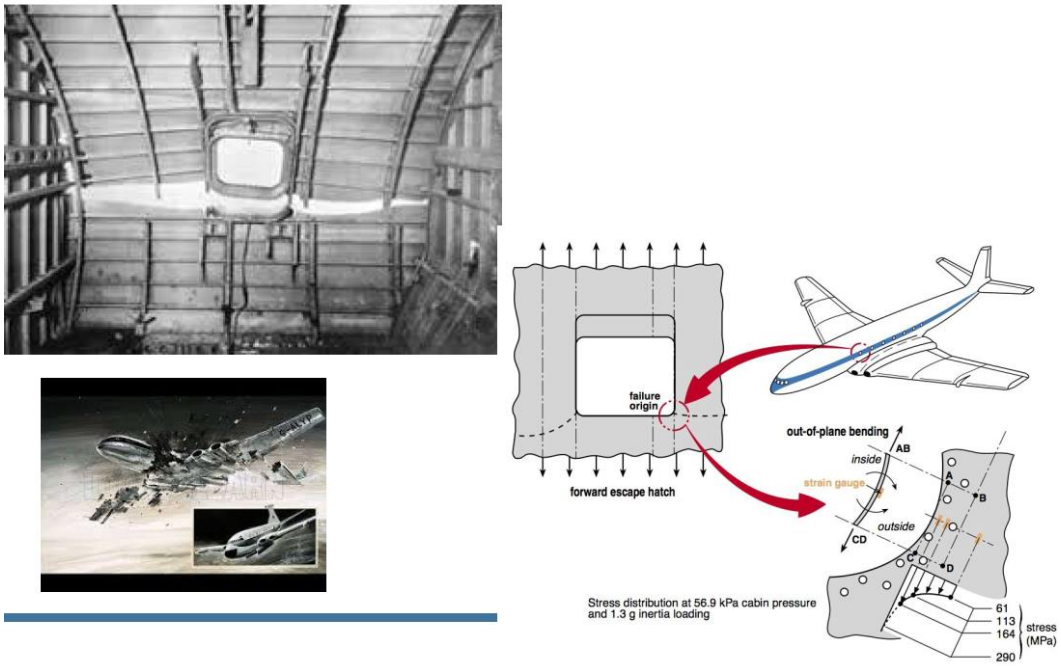
• **Esnek - Rijit tasarım**: ilk doğal frekansın "1P" ve "3P" frekans aralıkları arasında olduğu ve mevcut açık deniz rüzgar türbini projelerinde en yaygın olanı;

• **Rijit - Rijit tasarım**: ilk doğal frekansın "3P" bandının üst sınırından daha yüksek bir doğal frekansa sahip olduğu durumlarda, çok rijit bir destek yapısı gereklidir.

3. YORULMA METODOLOJİSİ

Tanım olarak yorulma metodolojisi genellikle döngüsel dinamik yüklerin neden olduğu malzemenin zayıflaması olarak tanımlanmaktadır [36]. Yorulma, bir bileşende çok önemli bir kırılma türüdür ve bu konuda bu konuda sayısız çalışma yapılmıştır. Teknik bir problem olarak yorulma 19. yüzyılın ortalarında belirginleşti. İlk yazılı yorulma çalışmaları, bu tarihte ön planda olan madencilik ve özellikle demiryolu endüstrisi tarafından teşvik edilen 1800'lerin başına dayanmaktadır. Yorulma tasarımı çalışmasına iten etkili faktör demiryolu endüstrisi idi. Alman demiryolu mühendisi olan Wöhler, 1858 yılında tekrarlı yüklerin yorulma hasarına neden olduğunu buldu ve bu çalışmaları 1870'de Wöhler yasası adlı formülasyonuna ortaya çıkaran çalışmalar olmuştur. Wöhler, malzemelerin çekme dayanımı ile yorulma direnci üzerindeki ilişkisini anlayan ilk kişiydi. Wöhler sonuçlarını grafiksel olarak değil, tablo şeklinde yayınladı. 1910 yılında, Amerikalı araştırmacı Basquin, sonuçları S-N eğrileri logaritmik bir ölçekte sundu.

1939 ve 1960 yılları arasında yorulma hasarları nedeniyle meydana gelen kazalar nedeniyle havacılık endüstrisi tarafından yorulma metodolojisi üzerine çalışmalar yürütülmüştür. Şekil 3.1'de sunulan yorulma hasarının neden olduğu uçak kazası, pencere kenarında oluşan yorulma çatlağının ilerlemesi nedeniyle 35 kişi hayatını kaybetmiştir. Gassner ve Teichmann, 1930'larda yorulma hasarı konusunda önemli bir araştırmalar yaptılar. Uçak kanatlarının, türbülans sırasında dinamik olarak yüklendiğini ve türbülansın değişken genliklerde sayısız yük döngüsüne yol açtığını fark ettiler.



Şekil 3.1 : Comet Crash 1954 kazası.

1934'te İsveçli araştırmacı Palmgren doğrusal hasar kuralını sundu. Hasar birikimi, 1945 yılında, bu hipotezleri gerçekten yorulma testleriyle kontrol eden ilk kişi olan M.A. Miner tarafından tekrar sunulmuştur (Denklem 3.1) [38].

$$D_{fat} = \sum \frac{n_i}{N_i} \tag{3.1}$$

Burada;

D_{fat} : Kümülatif yorulma hasarı

n_i : Gerilme aralığı tekrar sayısı

N_i : Numunenin gerilme aralığında tekrar edebileceği varyasyon sayısı

Türbin kanatlarındaki yükler iki şekilde aşırıdır. Bu, kompozitlerin (soldan sağa: bisiklet, araba, uçak, helikopter, köprü, rüzgar türbini) mühendislik uygulamalarını gösteren, Şekil 3.2'de gösterilmiş olup, yatay eksende yapının ömrü boyunca yaşanan önemli yük döngü sayısı sunulmuştur. Rüzgar türbini kanatları, 20 yıllık ekonomik ömrü boyunca yüksek miktarda yüke maruz kalmaktadır. Yük çevrimi sayısının tahminleri 10^8 veya 10^9 yük çevrimi mertebesindedir. İkincisi, bu yükler nedeniyle gerilmeler değişkenlik göstermektedir. Bir rotor kanadı üzerindeki yüklerin değişkenliği, rüzgârın stokastik yapısının bir sonucudur.

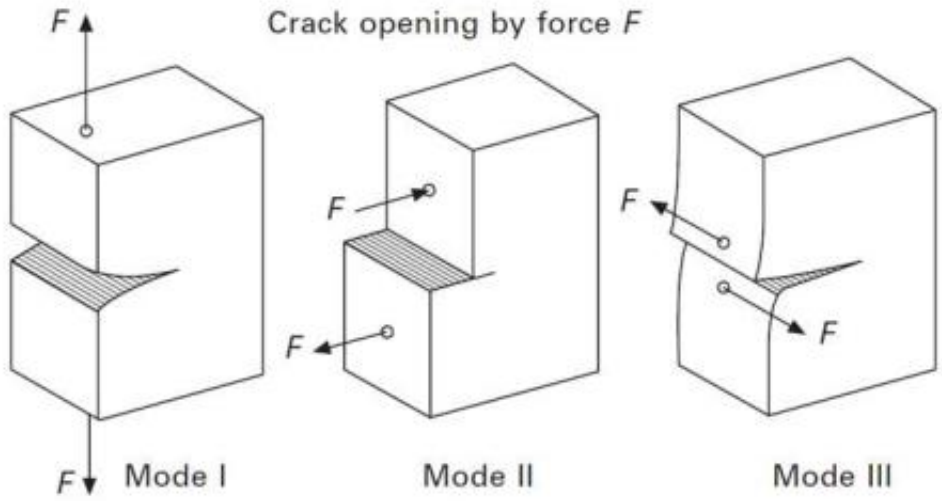


Şekil 3.2 : Tekrarlı yüklere maruz kalan araçlar.

Bir malzeme döngüsel bir yüke maruz kalırsa, mikroskobik bir ölçekte yorulma çatlağı başlatılabilir ve bunu makroskopik çatlak büyümesi takip eder. Yorulma mekanizmasını anlamak için, malzeme yüzey özellikleri, artık stres ve çevresel etkiler gibi yorulma ömrünü ve çatlak gelişimini etkileyen çeşitli teknik koşulları göz önünde bulundurmak gerekir.

Yorulma ömrü genellikle iki aşamada değerlendirilebilir; çatlak başlatma aşaması ve çatlak büyüme aşaması. Başlama süresinin, mikro çatlak büyümesini içerdiği varsayılmaktadır; Ancak, yorulma çatlakları, çıplak gözle görülemeyecek kadar küçüktür. İkinci aşamada, çatlak büyümesi, kopma meydana gelinceye kadar devam eder [39].

Üç lineer bağımsız çatlama modu, Şekil 3.3'te gösterildiği gibi Mod I, II ve III olarak kategorize edilir. Mod I, çatlak yüzeylerinin doğrudan birbirinden ayrıldığı ve mühendislik tasarımında karşılaşılan en yaygın yük tipidir. Mod II, çatlak yüzeylerinin çatlağın ön kenarına dik bir yönde birbirinin üzerinde kaydığı bir kayan moddur. Mod III, çatlak yüzeylerinin birbirine göre ve çatlağın ön kenarına paralel hareket ettiği bir yırtılma modudur.



Şekil 3.3 : Yorulma kırılması ilerleme modları.

3.1 Yorulma Analizlerinde S-N Yaklaşımı

S-N yaklaşımı'nda genel olarak ortaya çıkan (genel) yapısal detayların yorulma dayanımı, her biri bir sabit gerilme aralığının (S) döngü sayısını (N) temsil eden, bir veri çifti aralığını temsil eden bir tablo, eğri veya denklem olarak sunulur (Şekil 3.4). Yorulma hasarının birikmesi sonucu oluşturulur. S-N eğrilerini oluşturmak için kullanılan veriler, deneysel veriler sonucunda toplanır. ABS [40] ve ve DNV [41] standartlarda verilen formüllerle, numunenin şekline ve çevre şartlarına göre sunulmaktadır. İlişki genellikle bir S-N eğrisi şeklinde tarif edilir [9]. S-N eğrileri, ilgili deneysel veriler için ortalama-eksi-iki standart sapma eğrilerine dayanmaktadır. S-N eğrileri bu nedenle% 97.7 hayatta kalma olasılığı ile ilişkilidir (Şekil 3.4). İlgili formül denklem 3.2'de sunulmuştur.

$$logN = log\overline{a} - mlog\Delta\sigma \tag{3.2}$$

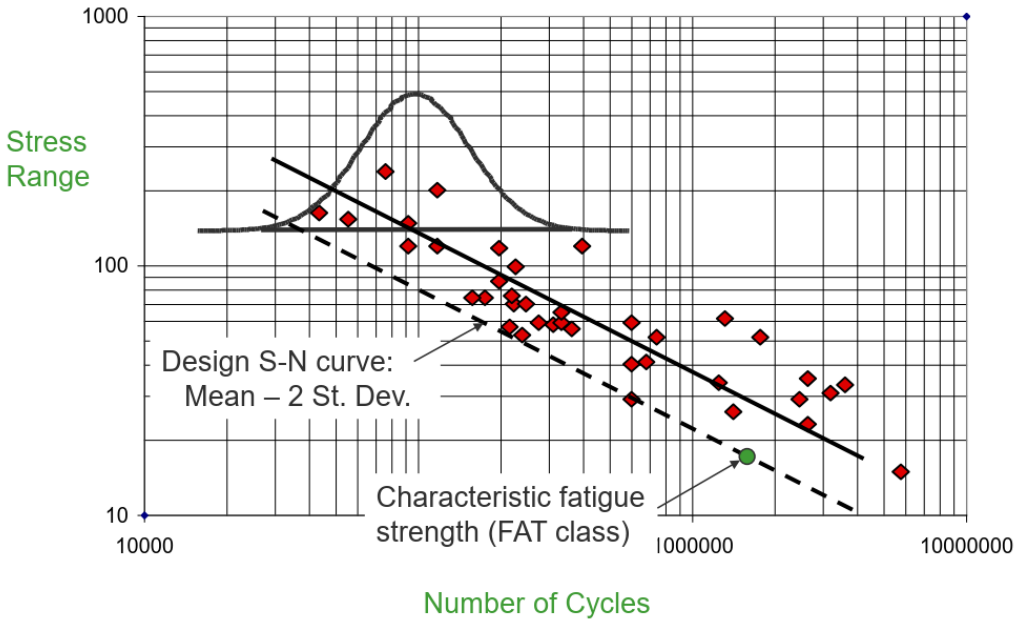
Burada;

N : Δσ gerilme aralığı için öngörülen döngü sayısı

Δσ : Gerilme aralığı

m : S-N eğrisinin eğimi

log$\overline{a}$: Detayın özelliklerine göre yönetmelikte sunulan katsayı



Şekil 3.4 : Yorulma kırılması ilerleme modları.

DNVGL-RP-C203 yönetmeliğinde önerilen birleşimler elemanları için kullanılacak olan S-N eğrisi grafikleri Şekil 3.5'te verilmiştir. S-N eğrisinde ele alınan elemanın kalınlık etkisini dikkate almak için eğrinin modifikasyonu aşağıdaki formül ile açıklanmıştır.

$$logN = \log \bar{a} - mlog\left(\Delta\sigma\left(\frac{t}{t_{ref}}\right)^{k}\right) \tag{3.3}$$

N : Δσ gerilme aralığı için öngörülen döngü sayısı

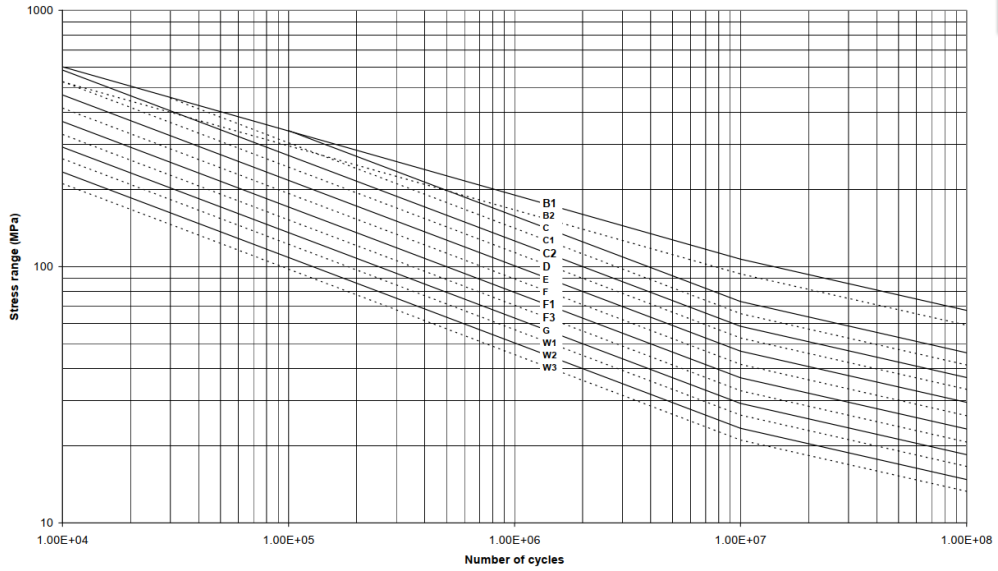
Δσ : Gerilme aralığı

m : S-N eğrisinin eğimi

log$\bar{a}$: Detayın özelliklerine göre yönetmelikte sunulan katsayı

t_{ref} : Referans kalınlık(Kaynaklı birleşimler için t_{ref} =25mm)

k : Kalınlık çarpanı



Şekil 3.5 : Hava ile temas eden çelik birleşim detayları için S-N eğrileri [41].

Şekil'da gösterilen eğrilerin detayları ve formülde kullanılan parametreler Çizelge 3.1'de sunulmuştur.

Çizelge 3.1 : Hava ile temas eden birleşimler için S-N eğrisi değerleri [41].

S-N Eğrisi	$N \leq 10^7$ cycles		N > 107 Cycles loga2 m2=5.0	Fatigue limit at 107 cycles (Mpa) *)	Thickness exponent k	Structural stress concentration embedded in the detail (S-N class),
	m1	$loga_1$				
B1	4	15.117	17.146	106.97	0	
B2	4	14.885	16.856	93.59	0	
C	3	12.592	16.32	73.1	0.05	
C1	3	12.449	16.081	65.5	0.1	
C2	3	12.301	15.835	58.48	0.15	
D	3	12.164	15.606	52.63	0.2	1
E	3	12.01	15.35	46.78	0.2	1.13
F	3	11.855	15.091	41.52	0.25	1.27
F1	3	11.699	14.832	36.84	0.25	1.43
F3	3	11.546	14.576	32.75	0.25	1.61
G	3	11.398	14.33	29.24	0.25	1.8
W1	3	11.261	14.101	26.32	0.25	2
W2	3	11.107	13.845	23.39	0.25	2.25
W3	3	10.97	13.617	21.05	0.25	2.5

Kaynak tipine ve yakın çevresindeki geometriye bağlı olarak, kaynak S-N eğrisi seçimini yöneten belirli bir sınıf olarak tanımlanır. Kaynak sınıfına ek olarak, yorulma direnci çevre tarafından da belirlenir - ABS ve DNV tarafından üç farklı koşul ele alınmaktadır: hava şartlarına maruz kalan detaylar, katodik korumalı deniz suyunda

bulunan detaylar ve serbest korozyonlu deniz suyuna maruz kalan detaylar. Yorulma yükü ve direnç tanımlandıktan sonra, yorulma hasarı tahminini elde etmek için Palmgren-Miner hasar biriktirme kuralı kullanılarak değerlendirilir. Strese dayalı bir yaklaşım kullanılarak hasarın tahmin edilmesi durumunda, üç alternatif önerilmektedir:

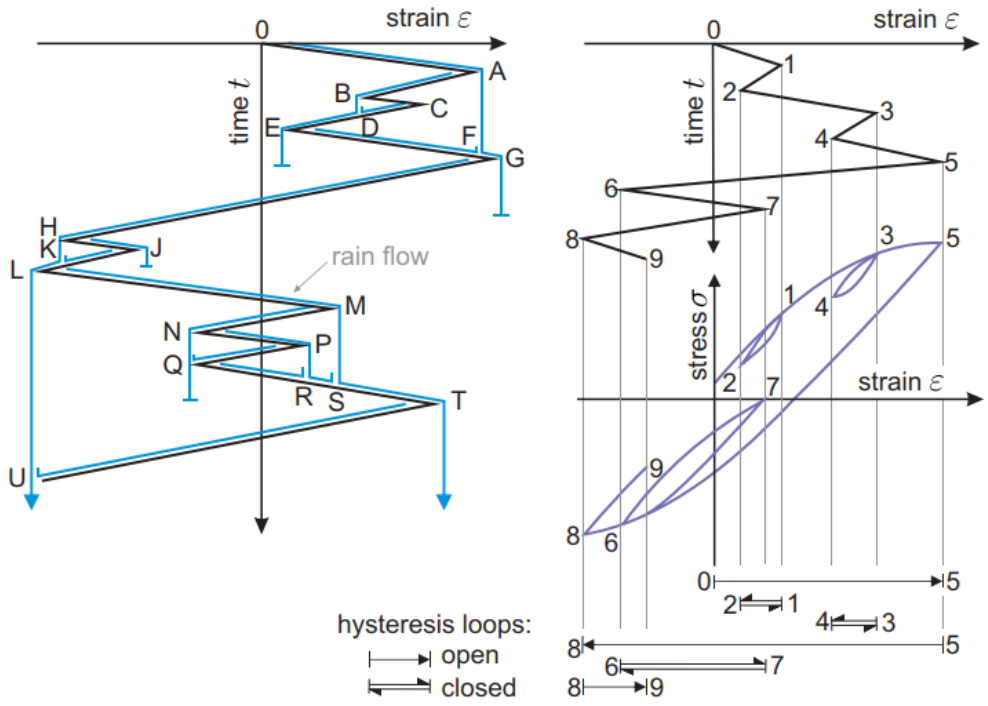
- Basitleştirilmiş yöntem
- Spektral yöntem
- Kırılma mekaniği yöntemi

3.2 Sayım Yöntemleri

Döngü sayıları, meydana gelen farklı boyutlardaki döngü sayısını veren düzensiz ve uzun yük geçmişlerini özetlemek için kullanılır. Bir bileşenin hizmet ömrü boyunca sabit veya değişken genlikli döngüsel yüklerine maruz kalır. Sabit genlikli döngüsel yükleme durumunda devir sayısının belirlenmesi kolaydır. Bununla birlikte, yükün genliği zamanla değişiyorsa, bu durum daha zordur, çünkü bir döngüyü ve döngüye karşılık gelen genliği belirlemek daha zordur. Yorulma döngüleri, yükleme parametresinin zaman geçmişleri (kuvvet, tork, gerilme, şekil değiştirme, vb. kullanılarak sayılabilir.

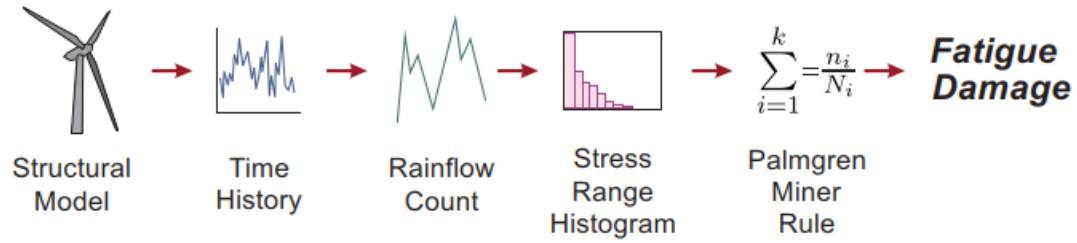
Yağmur akışı sayım yöntemi (Rainflow counting) değişken genlikli yüklemeler sonrasında gerilme aralıklarını hesap için kullanılan yöntemdir. Adı Japon araştırmacı Matsuiski ve Endo'nun Güney asya kültüründe yer alan pagoda tarzı yapıların çatısına düşen yağmurdan almaktadır. Düşen yağmur damlalarının doldurduğu her bir boşluğu, zaman alanında hesaplanan gerilmelerle özdeşleştirmiş ve bu sayım methodunu geliştirmiştir [42].

Yağmur akışı sayma tekniğinin temeli verilerdeki yerel yükseklikler ve alçaklar "tepe" veya "vadi" olarak tanımlanmıştır. Her tepe-vadi arasındaki ve her vadi-tepe arasındaki mesafenin tümü "yarı devir" olarak kabul edilir. Algoritma sonra yarım devirleri tamamlamak ve yarım devirleri eşleştirir ve bir ortalama ile ilişkilendirir. Yağmur akışının sayım algoritmasının bir taslağı Şekil 3.6'daki bir zaman serisinde sunulmuştur.



Şekil 3.6 : Yağmur akışı sayım algoritması ve döngü ilişkisi [42].

Yağmur akışı sayım yöntemi, gerilme verilerinden ziyade gerilme aralıklarını en uygun şekilde elde eder ve histogram şeklinde oluşturulan gerilmelerle döngü sayılarını Palmgren-Miner kuralı kullanılarak hasar birikmesi hesaplanabilir [43]. İşlem şeması Şekil 3.7'de sunulmuştur.

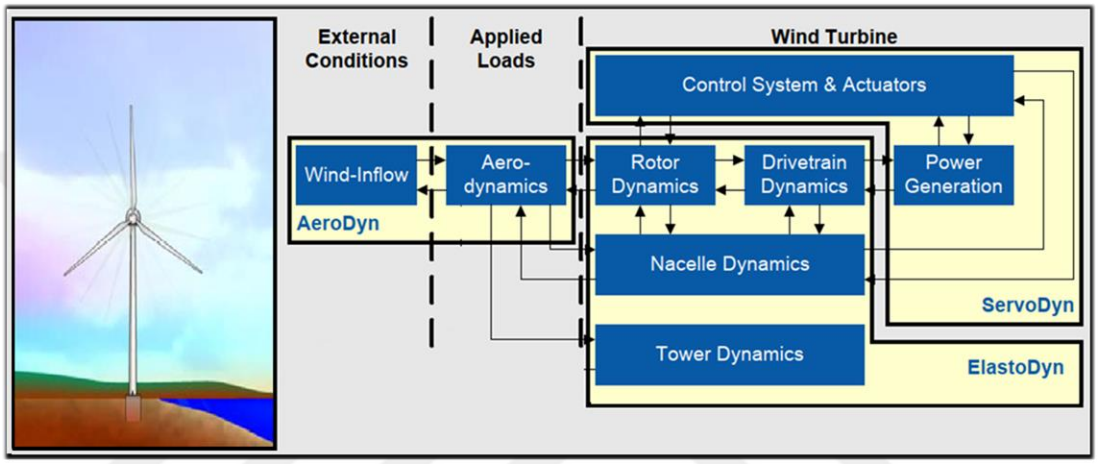


Şekil 3.7 : Yağmur akışı yöntemi ile yorulma hasarı tahmin metodolojisi [42].

4. TÜRBİN MODELİ VE ANALİZ DETAYLARI

4.1 Simülasyon Araçları

Türbin analizi çeşitli alt modüllerin birlikte çalışması ile mümkündür. Alt modüllerin birbiri arasındaki işlev akışı Şekil 4.1'de sunulmuştur.

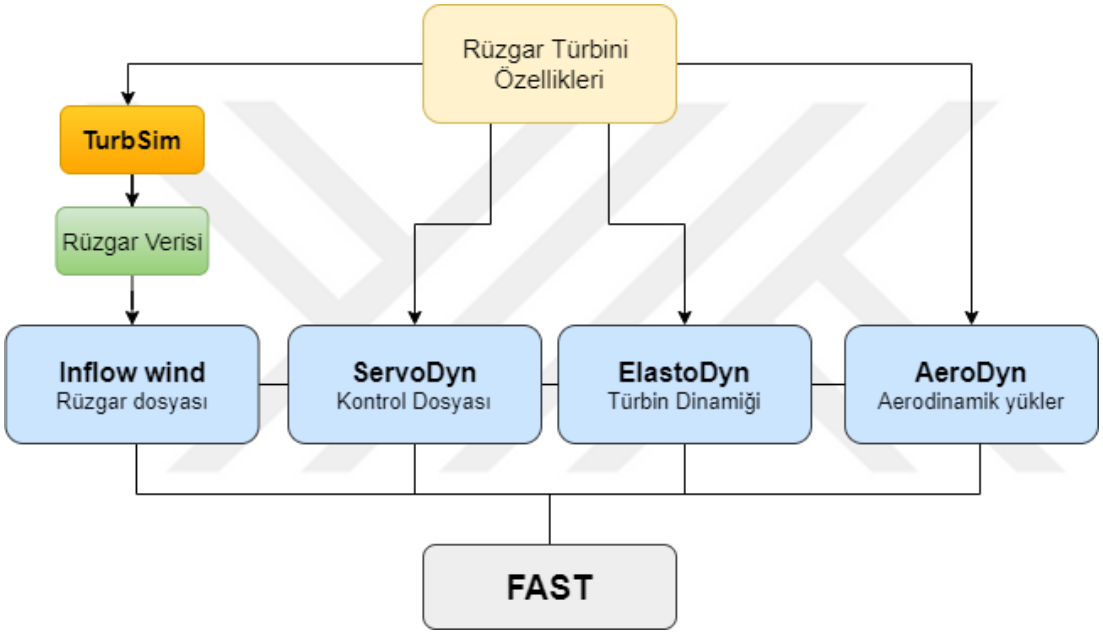


Şekil 4.1 : Türbin analizi için alt modüllerin arasındaki komut akışı.

4.1.1 Fast

Açık kaynaklı türbin sistemi simülasyon aracı FAST (Yorgunluk, Aerodinamik, Yapılar ve Türbülans), Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvarı (NREL) araştırmacıları tarafından geliştirilmiştir [44,45]. FAST, kıyı ve açık deniz rüzgâr türbini simülasyonları için kullanılan tamamen eşleştirilmiş bir dinamik analiz programıdır. FAST analizlerde dahil olan çeşitli modüller AeroDyn, ServoDyn ve ElastoDyn içerir (Şekil 4.2). AeroDyn modülünde, zaman alanındaki TurbSIM [46,47] tarafından üretilen hem sabit hem de sabit olmayan rüzgâr alanları rotordaki aerodinamik yükleri hesaplamak için kullanılır; rüzgar yüklerinin kule üzerinde oluşturduğu yükler de bu modülde hesaplanır. Rüzgar türbini için elektrikli tahrik sistemi ve kontrol sistemi ServoDyn'e girişlerdir. ServoDyn'de, sistemin genel kararlılığı için önemli olan kanat açısı (pitch angle) denetleyicisi ve değişken hız denetleyicisi gerektiğinde düzenlenebilir. ElastoDyn, tüm sistemin genel yapısal dinamikleriyle ilgilenir; ElastoDyn'de toplam 24 serbestlik derecesinde sistem modelini oluşturabilir. Bu serbestlik derecelerinin altısı, yüzen türbin platformları için

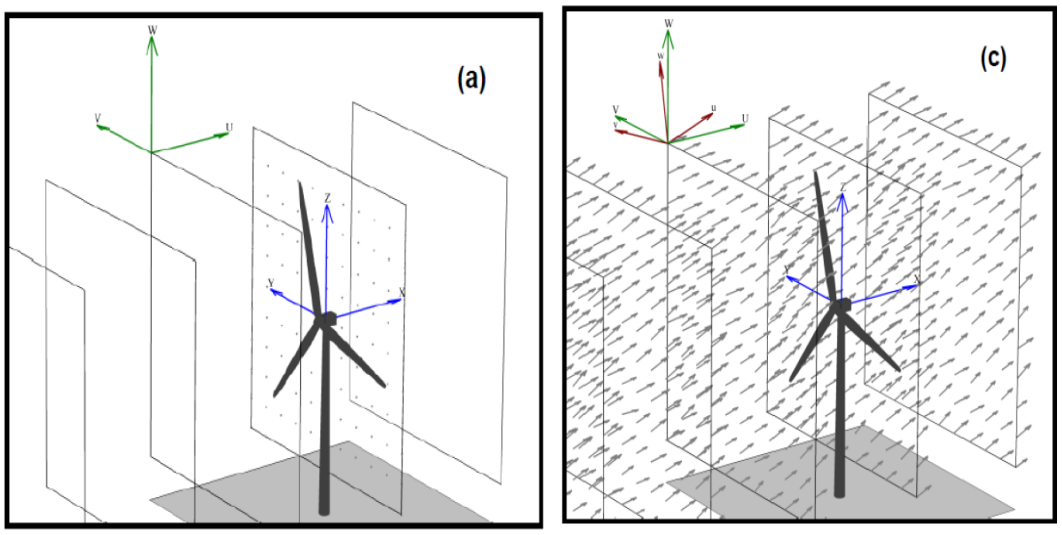
geçerli olan yer değiştirme ve dönme hareketlerine karşılık gelir. Sonraki dört serbestlik derecesi kule hareketinden sorumlu; ikisi rüzgar doğrultusunda (Fore-aft) modlardır ve diğer ikisi rüzgar doğrultusuna dik yöndeki(side-side) modlardır. Benzer şekilde, her bir esnek kanat elemanı için iki taraflı eğilme (flap-wise) ve her bıçak için bir kenar bükülme(edge-wise) serbestlik derecesi bulunur. Toplamda sisteme dokuz ek serbestlik derecesi sağlar. Yapının doğal titreşim modlarının hesaplanmasında BModes modülü kolaylık sağlar. FAST'ın 8. versiyonunda, furling serbestlik derecesi ihmal edilir [48]. Bu nedenle, geri kalan dört serbestlik derecesi rotor teeter, jeneratör azimut, aktarma organları burulması ve nacelle sapma(yaw) içerir.



Şekil 4.2 : FAST programı alt modüllerin analiz detayları.

4.1.2 TurbSim

TurbSim programı, rüzgar türbininin rotor düzleminde tanımlanan dikdörtgen bir ızgara üzerinde türbülanslı rüzgar alanı oluşturmak için kullanılan bir simülatördür [46,47]. Üç eksen yönü için, her bir ızgara noktasında zaman alanında rüzgar verisi oluşturur (Şekil 4.3). Üç dikey yönde türbülans bileşenlerini ürettiği bir Kaimal güç spektral yoğunluk fonksiyonunun (IECKaimal) olduğu varsayılmaktadır. Türbülans yoğunluğunun (Iref) (15 m / s'lik bir göbek yüksekliği rüzgar hızına karşılık gelen) 0.12 olduğu varsayılır; bu IEC 61400-1 [49] 'ye göre türbülans kategorisi C sınıfına karşılık gelir.



Şekil 4.3 : TürbSim rüzgar verilerini oluşturduğu ızgara modeli.

4.2 NREL 5 MW Rüzgar Tübin Modeli

NREL tarafından açık deniz rüzgar teknolojisini değerlendirmeyi amaçlayan çalışmalarını desteklemek için, NREL açık deniz 5-MW temel rüzgar türbini modeli üretilmiştir. Modelin seçilmesinde Multibrid M5000 makinesi, ve REpower 5M arasında tercih durumu oluşmuş ve kanat uç hızıve makine ağırlığının etkisi Repower 5M tercih edilmiştir [50]. Referans türbininin ana özellikleri Çizelge 4.1'de gösterilmektedir ve bundan sonra kısaca bütünlük için sunulacaktır.

Çizelge 4.1 : Referans türbin özellikleri [50].

Özellikler	Değerleri
Üretim gücü	5 MW
Sınıfı	3 Kanatlı
Kontol sınıfı	Değişken rüzgar, kolektif kanat açısı
Rotor, göbek(hub) çapı	126 m, 3 m
Göbek(hub) yüksekliği	90 m
Açılma, nominal, kapanma rüzgar hızı	3 m/s, 11.4 m/s, 25m/s
Açılma, nominal rotor hızı	6.9 rpm, 12.1 rpm
Nominal kanat uç hızı	80 m/s
Rotor kütlesi	110,000 kg
Nasel kütlesi	240,000 kg
Kule kütlesi	347,460 kg
Ortalama kütle merkezinin koordinatı	(-0.2 m, 0.0m 64.0 m)

REpower 5M rüzgar türbini, rotor kısmını ile kule arasındaki açıklığı arttırmanın yolu olarak kanat elemanı 2.50 açı olacak şekilde modellenmiştir. Uygulanan bu açının etkisi kanatların taradığı alanını azaltan etkiye sahiptir. Türbin özelliklerinde

(kanatların yansıtılmadığı varsayılarak) kesin rotor çapı aslında (126 m) × cos (2.5 °) = 125.88 m'dir ve gerçek kanatların taradığı alan (π / 4) × (125.88 m) 2 =12,445.3'tür. m2.

4.2.1 Kanat yapısı özellikleri

NREL 5MW temel modelinin kanat yapısal özellikleri, DOWEC projesinde kullanılan (Hollandalı Açık Deniz Rüzgar Enerjisi Dönüştürücü Projesi) 62.6 m uzunluğundaki LM Glassfiber kanadın yapısal özelliklerini temel almaktadır [51]. DOWEC çalışmasındaki kanat elemanı REpower 5M kanatlarından 1,1 m daha uzun olduğu için 61,5 m kanat uzunluğu için seçilmiştir. Çizelge 4.2'de kanat elemanının yapısal özelliklerini özetlemektedir.

Çizelge 4.2 : Türbin kanat özellikleri.

Özellikler	Değerler
Kanat uzunluğu	61.5 m
Kütle ölçek faktörü	4.54%
Eylemsizlik momenti	11,776,047 kg•m2
Kanadın momenti (Kütle x Kütle merkezinin mesafesi)	363,231 kg•m
Kütle merkezinin mesafesi	20.475 m
Yapı sönüm oranı (Tüm modlar)	0.48%

4.2.2 Kule yapısı özellikleri

NREL 5 MW rüzgar türbini için kule özellikleri, taban çapı (6 m) ve kalınlığı (0.027 m), üst çapı (3.87 m) ve kalınlığı (0.019 m) olarak temel alınmıştır. DOWEC çalışmasında, kulenin mekanik çelik özellikleri Young modülü 210 GPa, kayma modülü 80,8 GPa, çeliğin efektif yoğunluğu 8,500 kg/m^3 olarak alınmıştır (Çizelge 4.3). 8,500 kg/$m^{3'}$ lük yoğunluğun, kule kalınlığı verilerinde hesaba katılmamış boya, cıvata, kaynak ve flanşları hesaba katması için çeliğin tipik 7.850 kg/m^3 değerinin üzerinde bir artış olduğu kastedilmiştir. Kulenin yarıçapının ve kalınlığının, kule tabanından kulenin tepesine doğrusal olarak konik olduğu varsayılmıştır [50].

Çizelge 4.3 : Çelik kule yapısının özellikleri.

Özellikler	Değerler
Yerden yükseklik	87.6 m
Toplam kütle	347,460 kg
Kütle merkezinin konumu	38.234 m
Yapısal sönüm oranı	1%

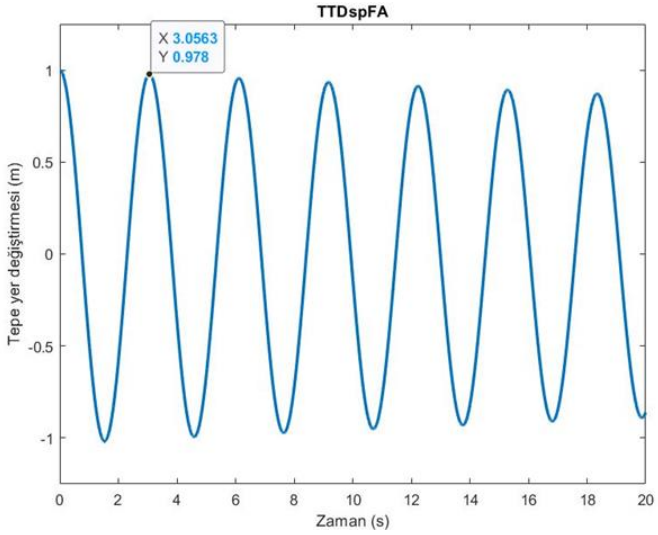
4.2.3 Doğal Titreşim Frekansı

FAST, kule ve kanat elemanlarının anazlizi için modal analiz hesaplamalarını kullanır ve bunun için yapı frekansı ve mod şekli önem kazanır. Çizelge 4.4'te rüzgar türbinin modal analiz sonuçları frekans değerleri sunulmuştur.

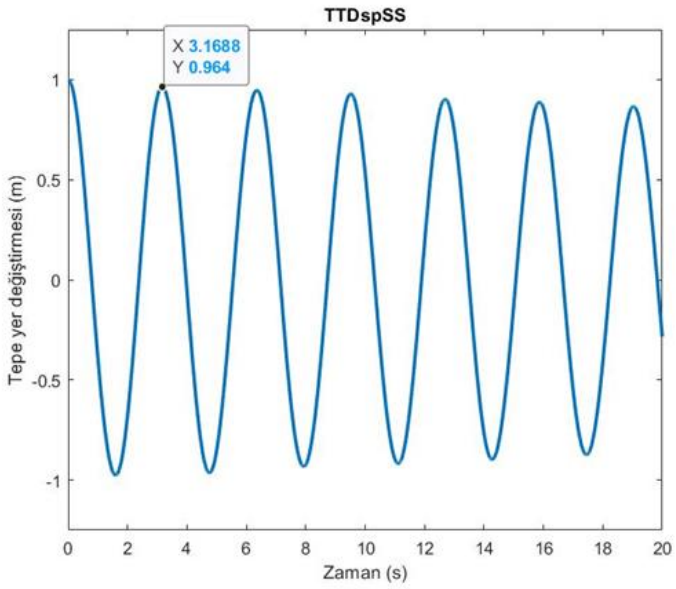
Çizelge 4.4 : Doğal yapı frekansı değerleri.

Mod	Tanım	FAST	ADAMS
1	1st Tower Fore-Aft	0.324	0.3195
2	1st Tower Side-to-Side	0.312	0.3164
3	1st Drivetrain Torsion	0.6205	0.6094
4	1st Blade Asymmetric Flapwise Yaw	0.6664	0.6296
5	1st Blade Asymmetric Flapwise Pitch	0.6675	0.6686
6	1st Blade Collective Flap	0.6993	0.7019
7	1st Blade Asymmetric Edgewise Pitch	1.0793	1.074
8	1st Blade Asymmetric Edgewise Yaw	1.0898	1.0877
9	2nd Blade Asymmetric Flapwise Yaw	1.9337	1.6507
10	2nd Blade Asymmetric Flapwise Pitch	1.9223	1.8558
11	2nd Blade Collective Flap	2.0205	1.9601
12	2nd Tower Fore-Aft	2.9003	2.859
13	2nd Tower Side-to-Side	2.9361	2.9408

Sadece ElastoDyn dosyası kullanılarak yapı frekansı yaklaşık olarak hesaplanabilir. Yapı tepe noktasına verilen 1 metrelik yer değiştirme ile yapının tekrar aynı konuma gelmesi arasında geçen süre periyod olarak tanımlanabilir. Şekil 4.4'te rüzgarın geliş doğrultusunda(fore-aft) yaklaşık 3.0563 saniyede eski konumuna gelmiştir. İçsel sönüm etkisi ile frekans değeri 0,3262 Hz değeri hesaplanmış. Diğer eksende ise bu yapı doğal frekansı 0,3156 Hz olarak tespit edilmiştir (Şekil 4.5). Çizelge 4.4'deki değerlere yakın olduğu görülmektedir



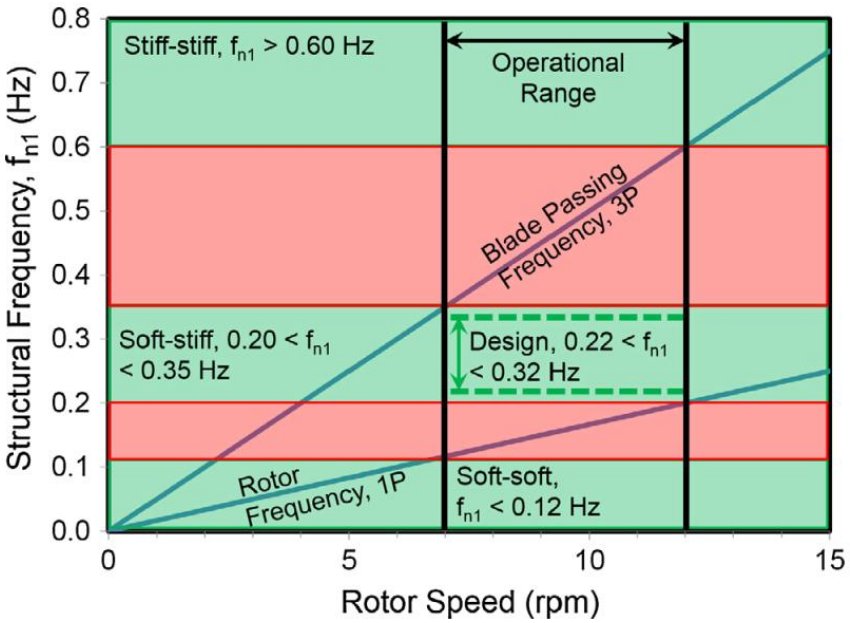
Şekil 4.4 : Fore-aft doğrultuda kulenin salınımı.



Şekil 4.5 : Side-side doğrultuda kulenin salınımı.

4.2.4 Campbell diyagramı

Rotor hızının frekansına bağlı olarak türbin üzerinde yükler meydana gelir. Rotor frekansı ile yapı doğal frekansını birbirinden uzak tasarlamak rezonans davranışını önlemek adına önemlidir. Rezonans yapı üzerindeki hareketi arttırır bununla birlikte rotor, bıçak gibi yapısal parçalarda önemli hasarlara neden olur ve yapıdaki erken yorulma arızalarına yol açar. NREL 5 MW rüzgar türbini için oluşturulmuş campbell diyagramı Şekil 4.6'da sunulmuştur.



Şekil 4.6 : NREL 5 MW Türbini campbell diyagramı.

4.3 Analizler

4.3.1 Rüzgar verileri

Rüzgar verileri "*Parametric Aero-elastic Loads Analysis of a Near Shore 5 MW Wind Turbine*" kaynaktan alınmıştır. Hollanda'nın batı kıyısındaki 52^0 27" Kuzey enlemi ve 4^0 32" Doğu'da, Kuzey Denizi'nin yanında yer alan Ijmuiden sahili için gözlemlenmiş değerleri ele almaktadır. Kıyı iskelesindeki bir istasyona bağlı ölçüm yapan bu sensör yüksekliği yerden 18.5 m; yaklaşık 4 m yükseklikte bir binaya 10 m direk tutturulmuş ve bina 4 m yüksekliğinde bir iskele üzerindedir [52]. Ölçüm yapılan arazi koşulu Şekil 4.7'da sunulmuştur.



Şekil 4.7 : Ijmuiden Rüzgar Hızı Ölçüm Yeri.

Bu arazi için rüzgar dağılımı Çizelge 4.5'te sunulmaktadır. Burada tabloda listelenen rüzgar hızı değerleri ölçülen değerlerin logaritmik ekstrapolasyon yapılarak türbin hub yüksekliğine karşılık gelen rüzgar hızı değerlerini sunmuştur.

Türbülans şiddeti hesaplaması, Normal Türbülans Modeli(NTM), C Sınıfı (denize yakın olması ve düz araziden dolayı daha düşük türbülans özellikleri) esas alınmıştır. IEC türbin tasarım standartında belirilenen formülasyon,

$$\sigma_1 = I_{ref}(0.75V_{hub} + b);\ \ b = 5.6\,m/s \tag{4.1}$$

Denklemde,

σ_1, hub yüksekliğindeki yatay rüzgar hızının standart sapması,

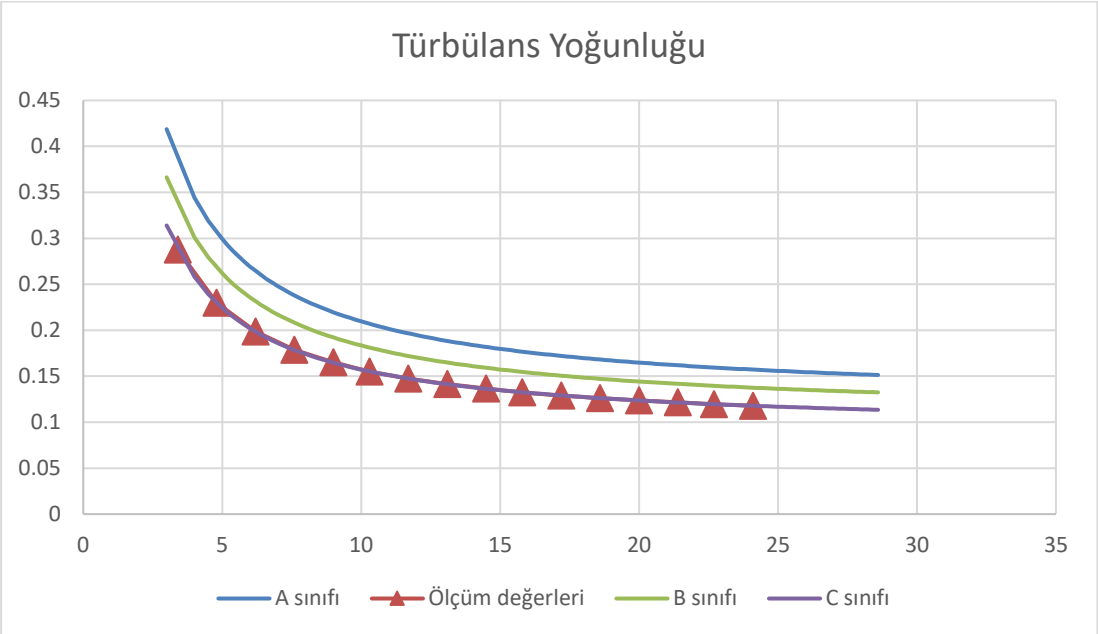
V_{hub}, göbek yüksekliğinde ortalama 10 dakikalık rüzgar hızı,

I_{ref}, ortalama 15 m / s rüzgar hızında (0.12, C Sınıfı) hub yüksekliği türbülans yoğunluğunun beklenen değeridir.

Çizelge 4.5 : Ijmuiden sahili için ölçülen rüzgar değerleri [52].

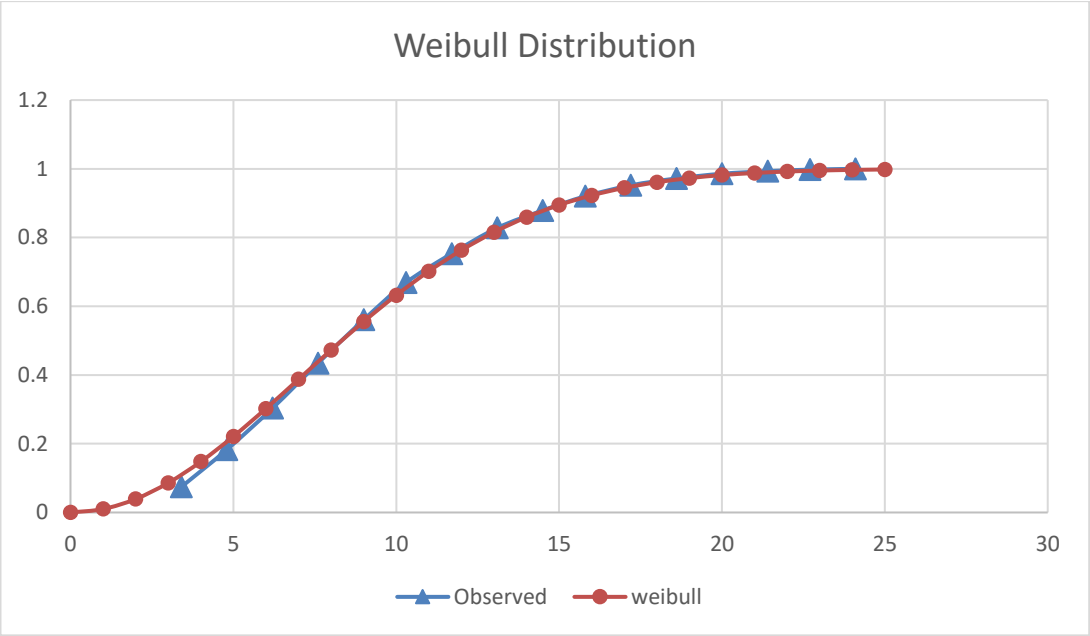
Seri	Ortalama Rüzgar Hızı (90 metrede) m/s	Türbülans Yoğunluğu (TI),%	Meydana gelme süresi (Saat/yıl)
1	3.4	28.76	617.1
2	4.8	23.00	903.8
3	6.2	19.84	1002.8
4	7.6	17.87	1089.6
5	9.0	16.50	1049.3
6	10.3	15.50	899.4
7	11.7	14.74	701.3
8	13.1	14.13	622.4
9	14.5	13.64	424.3
10	15.8	13.24	341.9
11	17.2	12.90	265.6
12	18.6	12.61	165.7
13	20.0	12.36	114.8
14	21.4	12.15	63.1
15	22.7	11.96	35.9
16	24.1	11.79	20.2

Çizelge 4,5'te belirtilen rüzgar verilerinin standartta sunulan rüzgar türbülans yoğuluğu sınıfları ile birlikte yüzdesel(%) ifade ile Şekil 4,8'da sunulmuştur.



Şekil 4.8 : IEC standartında yer alan türbülans sınıfları.

Ölçüm yapılan rüzgar değerlerini temsil eden Weibull dağılımı ile eşleştirilmiş ve Weibull dağılımını temsil eden grafik Şekil 4.9'da sunulmuştur.



Şekil 4.9 : Ölçüm yapılan konuma ait weibull dağılımı.

Yapılan hesaplamalar ile gözlemlenmiş rüzgar verilerin eşitlenmesinde en uygun uyumu sağlayan parametreler ölçek parametresi 10 ve şekil parametresi 2 değerine eşit olduğunda gerçekleşmiştir.

Belirtilen rüzgar hızları ve türbülans yoğunluklarına sahip rüzgar dosyaları TurbSim rüzgar simülatörü tarafından seçilen rüzgar spektrumununa bağlı olarak FAST tarafından okunabilir dosyaları oluşturmuştur. Kaimal rüzgar spektrumunu kullandık çünkü TurbSim, IEC tarafından tavsiye edilen Mann modeli ile türbülanslı rüzgar akışı sağlama yeteneğine sahip değildir. IEC tasarım standartları ayrıca Kaimal rüzgar spektrumunun kullanılmasına da izin verir [1].

4.3.2 Analiz koşulları

Uluslararası Elektroteknik Komisyonu (IEC) 61400–1 tasarım standardı [49], kara tabanlı rüzgar türbinleri için tasarım gereksinimlerini belirler. Tasarım standardı oluşan yükleri ve yapı bütünlüğünün analizi için önemlidir. Tasarımcıların uygun performans sağlayan ve yapısal bütünlüğü koruyan düşük maliyetli rüzgar türbinlerini optimize etmelerine olanak sağlar. Bir dizi tasarım koşulları içeren analizler yapının ekonomik ömrü boyunca beklenen operasyonel modları belirler. Bu tasarım koşulları normal çalışma koşulları, başlatma olayları, kapatma olayları ve park edilmiş veya rölanti durumları gibi temel tasarım sürüş durumlarını ve uygun normal ve aşırı dış koşulları ve olası arıza senaryolarını kapsar (Çizelge 4.6).

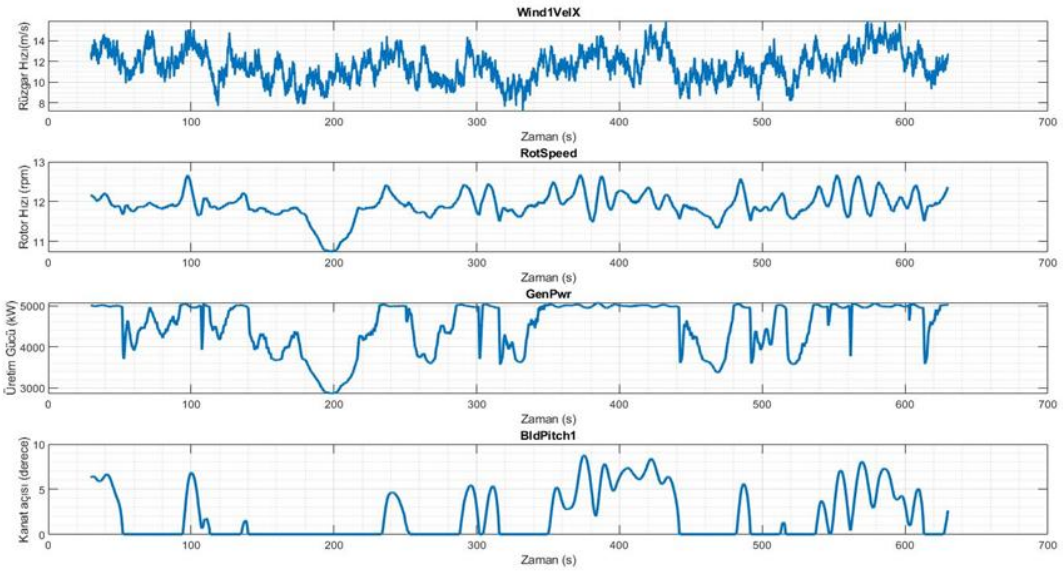
Çizelge 4.6 : IEC 61400-1 Türbin tasarım koşulları [49].

Dizayn Durumu	DLC
Güç üretimi	1.x
Güç üretimi esnasında arıza	2.x
Türbinin çalıştırılması	3.x
Normal kapanma	4.x
Acil kapanma	5.x
Park	6.x
Park durumunda oluşan arıza	7.x
Taşıma, montaj, bakım ve onarım	8.x

Dizayn koşullarının modellenmesi ve bu analizler sonucunda türbin kule tabanında oluşan yorulma hasarları incelenmiş ve bu koşullar tartışılmıştır. Güç üretimi (DLC 1.x) yapının en çok maruz kalacağı koşul olarak tercih edilmiş ve yapıının yoruluma ömrü bu koşula bağlı olarak belirlenmiştir. Diğer koşulların detayları ilerleyen bölümde detaylı şekilde anlatıcaktır. Ayrıca taşıma, montaj, bakım ve onarım ile ilgili (DLC 8.x) vakalarını da analizde göz ardı edilmiştir. Her bir analiz koşulu çizelge 4.5'te belirtilen rüzgar koşulları altında çözüm yapılmış ve dizyan koşulları kendi arasında çözüm yapılan 16 rüzgar verisi sonuçarı karşılaştırılmıştır.

4.3.2.1 Güç üretimi

IEC sınıfına göre türbinin çalışma aralığındaki normal türbülanslı rüzgar hızları için hatasız olarak gerçekleştirilen güç üretiminin simülasyonunu içerir. Analiz esnasında türbin kontrol sistemleri aktiftir. Bu sistemler sayesinde oluşan gerilmeler daha düşük seviyelerde oluşur ve güç üretimi en yüksek seviyededir. Şekil 4.10'da örnek bir analiz sonuçları sunulmuştur.

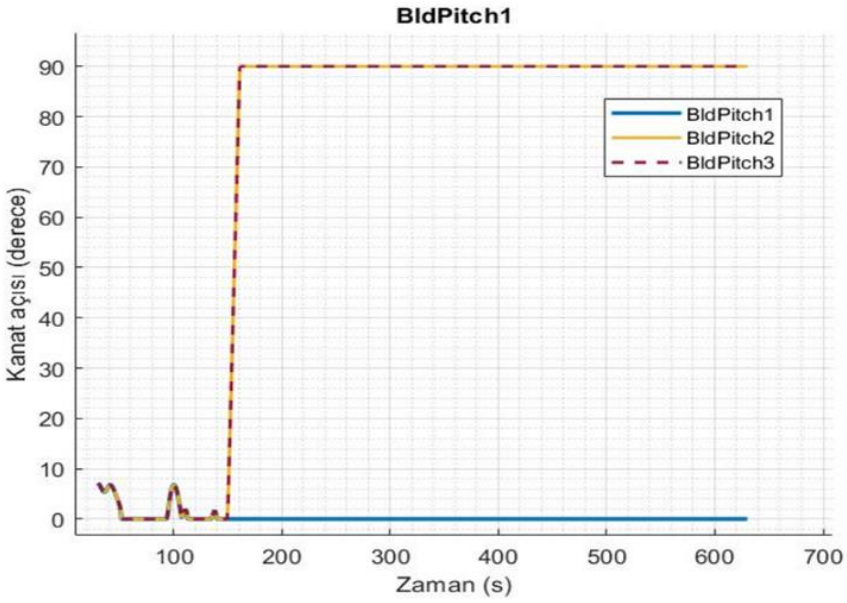


Şekil 4.10 : Güç üretimi esnasında türbinin davranışı.

4.3.2.2 Güç üretimi esnasında arıza oluşumu

IEC tasarım standartları en kötü sonuçlara sahip arızaların seçilmesini gerektirir. Kara tabanlı rüzgar türbini yükü analizleri konusunda tecrübelere dayalı olarak arıza durumu tercih edilmiştir. DLC 2.x için kanat açısını kontrol sistemi, 8º / s hızı ile iki kanadın 90 dereceye ulaşması ve diğer kanatın bu komutu dikkate almadan 0 derecede kalması durumu olarak modellenmiştir [1].

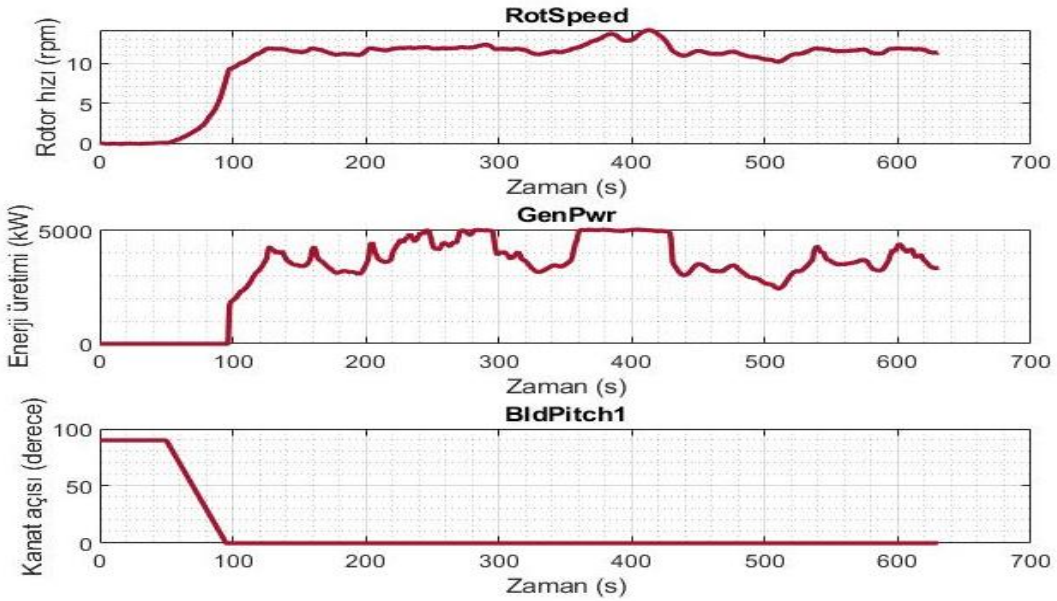
Şekil 4.11'de görüldüğü üzere analiz süresinin 150. Saniyesinde kanat elemanları manevra yaparak hatalı bir komut dosyası dizilimi meydana gelmiştir.



Şekil 4.11 : Türbinin analiz esnasında kanat manevrası hareketi.

4.3.2.3 Türbinin devreye alınması

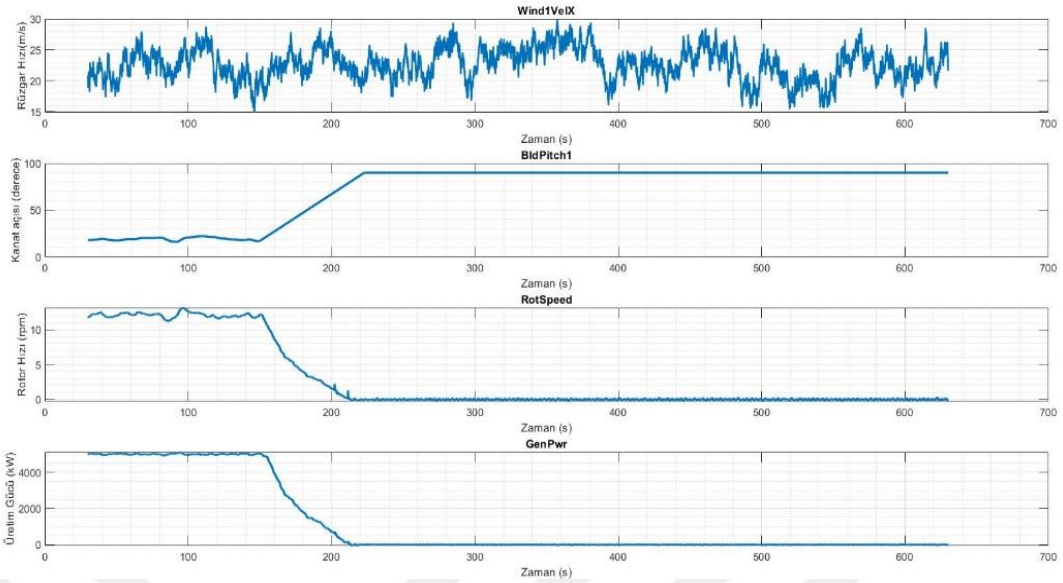
Park durumunda bulunan türbin yapısı kanat elemanları çalışma şartlarına uygun bir pozisyona getirilmesi ile rotor hızında bir artış meydana gelir. Bu artış ile yüksek hızlı şaftta oluşan tork ile jeneratör devreye alınır ve türbin aktif şekilde güç üretimine başlar (Şekil 4.12).



Şekil 4.12 : Türbinin devraye alınması analizi durumu.

4.3.2.4 Türbinin normal kapaması

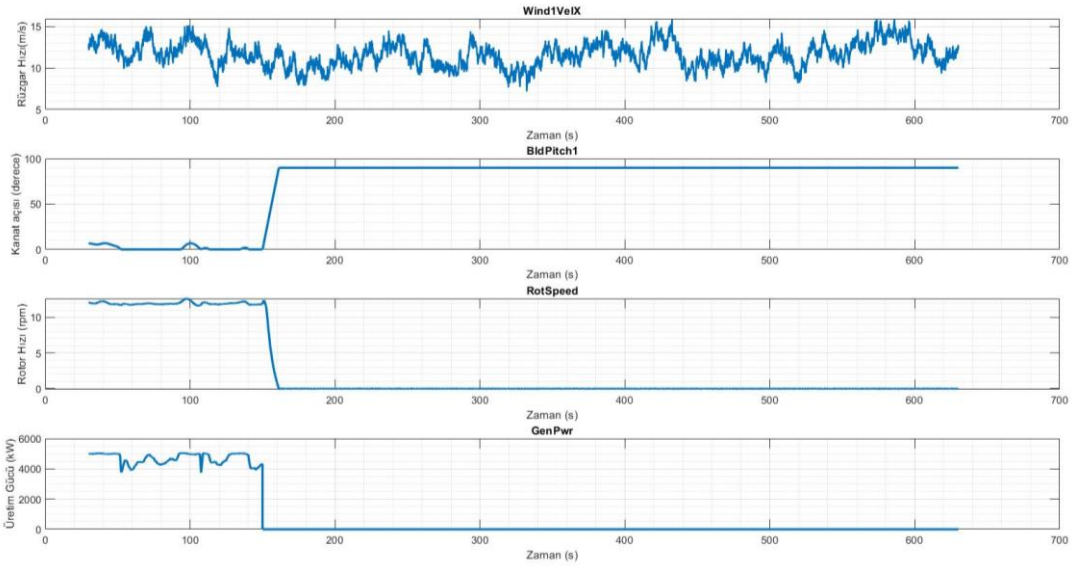
Rüzgar türbini çeşitli nedenlerle üretimi sonlandırabilir. Burada enerji üretimi devam eden bir türbinin normal kapanma koşulu modellenmiştir. Türbin gelen rüzgarın etkisini azaltabilmek için kanat elemanlarının açısını arttırarak aerodinamik frenleme yapar. Analizin 150. saniyede türbin frenlemeye geçiş yaptığı varsayılmıştır (Şekil 4.13). Aerodinamik frenleme sonucunda rotor torkunda bir düşüş meydana gelir bu esnada üretim olmaz ve bunun sonucunda türbin park durumuna geçmiş olur.



Şekil 4.13 : Türbinin normal şartlarda kapanması durumu.

4.3.2.5 Türbinin acil kapaması

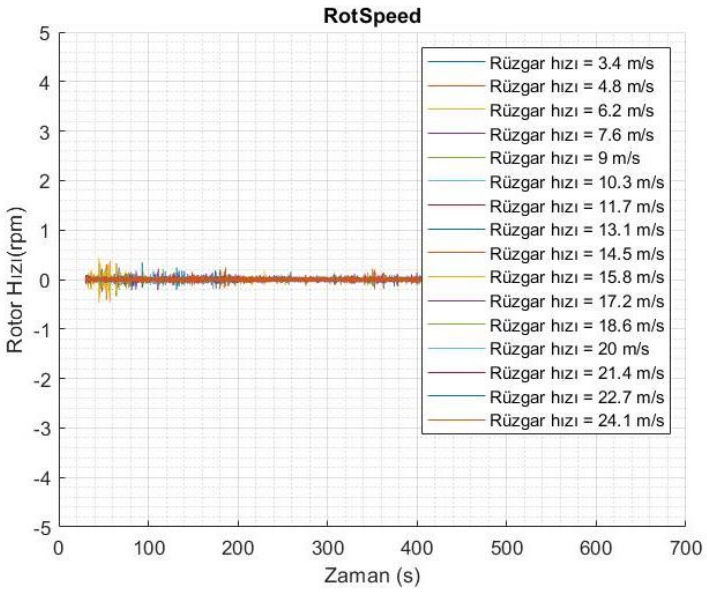
Türbin ani kapanma esnasında kanat elemanları park pozisyonuna geçiş yapar. Bu geçiş normal kapanma durumundan farklı olarak daha hızlı bir şekilde gerçekleşir. Mevcut türbinin kanat açısı sistemi (Blade pitch rate) 8^0/s hızla bu manevrayı gerçekleştirir. Kanat elemanlarının aerodinamik frenlemesine ek olarak manevranın aktif olduğu sırada mekanik frenleme sistemi de aktif hale getirilmiştir (Şekil 4.14). Mekanik frenleme (HSSBrake) Bu etkiler sonucunda kule tabanında ekstra ani yükler meydana gelmiştir.



Şekil 4.14 : Türbinin acil kapanması durumu.

4.3.2.6 Park durumu

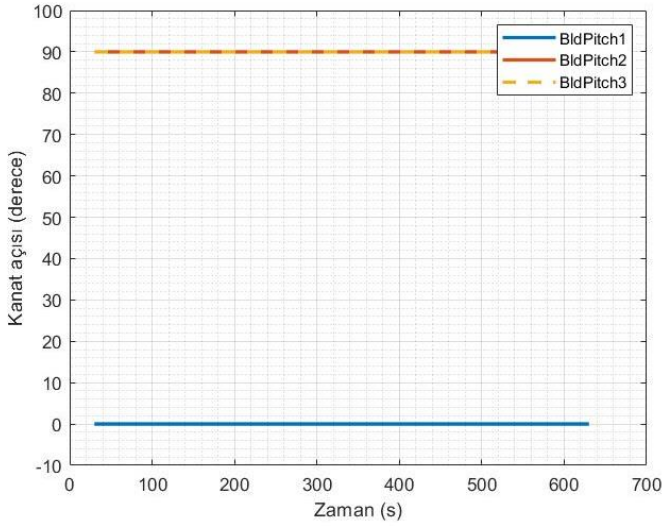
Türbin bakım esnasında veya daha farklı koşullarda park pozisyonuna geçiş yapabilir. Bu analiz içeriğinde kanat elemanları 90 derece açıda sabit olarak tutulmuş. Şekil 4.15'te görüldüğü üzere rotor hızı çok düşük veya sıfır mertebelerinde bulunabilir.



Şekil 4.15 : Park durumundaki türbinin rotor hızı davranışı.

4.3.2.7 Arızalı park durumu

Kontrol sistemleri türbin üzerinde oluşan yükleri düzenler ve yapıya hasar oluşmasını engeller. Kontrol sistemlerinin arızası durumunda farklı yükler meydana gelebilir ve bu koşul altında türbin kanat sisteminde bir kanat elemanının park pozisyonuna aykırı şekilde minimum açıda bulunması durumu modellenmiştir (Şekil 4.16).



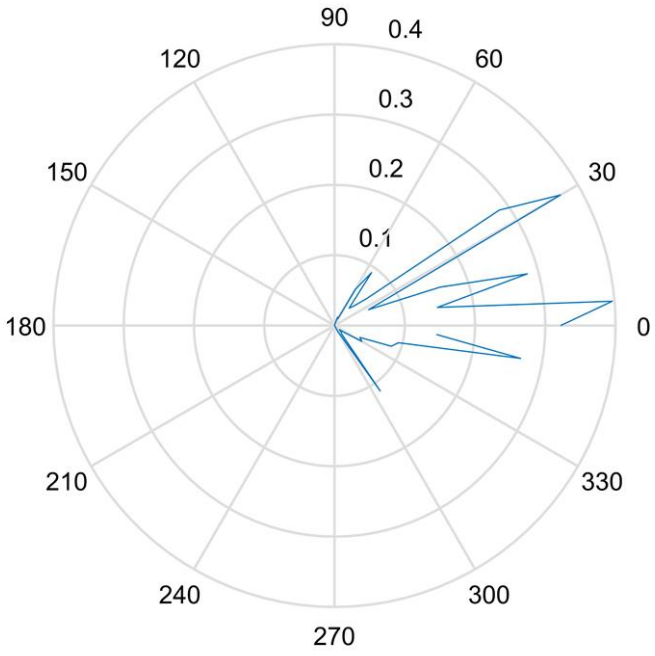
Şekil 4.16 : Türbin yaw kontrol sistem arızası.

4.3.3 Yorulma ömrünün belirlenmesi

4.3.3.1 Çelik kule ana malzemesi (Parent material)

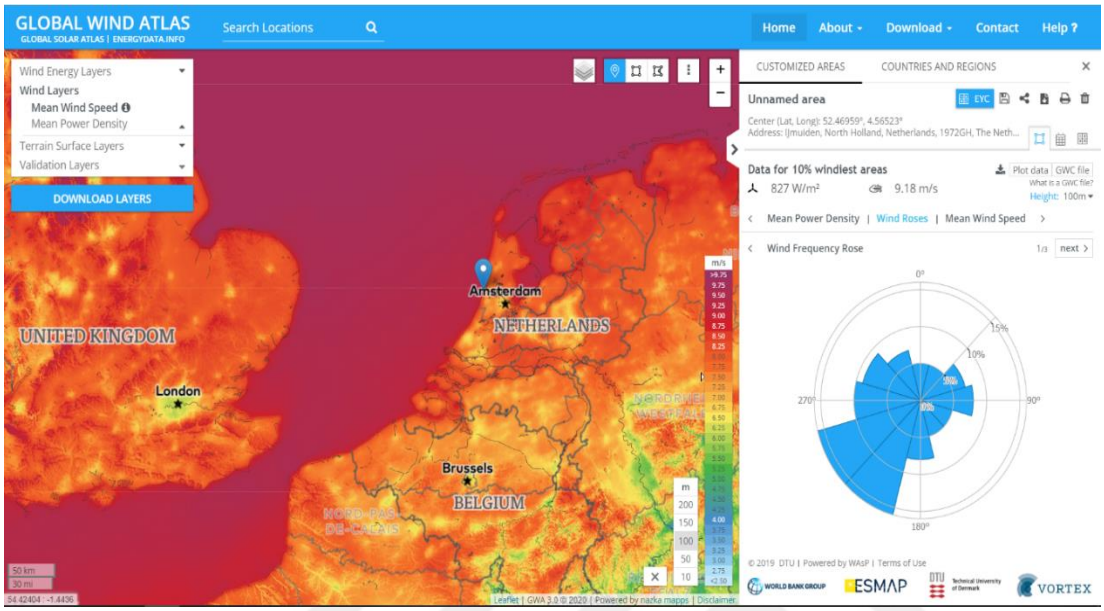
Kule yapısı çelik malzemesinin zaman içerisinde maruz kaldığı dinamik yüklemeler sonucunda oluşacak olan yorulma hasarını temsil etmektedir. Birleşim detayı incelendiğinde yukarıda gösterilen detayların içerisinde "B1" sınıfına ait bir eğri kullanılmaktadır.

Rüzgar türbini aerodinamik simülatörü FAST programı ile analiz edilen farklı rüzgar koşullarının sonuçları Ek A'da sunulan Matlab kodu yardımıyla kule üzerindeki farklı noktalardaki gerilmeler hesaplanmıştır. Hesaplanan gerilme-zaman geçmişleri için yağmur akışı sayım yöntemi(rainflow counting) uygulanmıştır. Bu sayım yöntemi yardımı ile zaman alanındaki analiz sonuçlarının gerilme değişimleri toplanmış ve bu gerilme değişimlerinin yorulma üzerine katkısı Palgrem Miner's kuralı uygulanarak yapı üzerindeki meydana gelen yorulma hasarı hesaplanmıştır. Şekil 4.17'deki görsel dairesel çelik kule yapısının 30 derecelik açılarla, o noktalarda meydana gelen gerilme geçmişlerinin yapı üzerinde 20 yıl boyunca meydana gelmesi ile yapıda meydana getirdiği hasar birikimini göstermektedir.



Şekil 4.17 : Kule kesitinin farklı açılardaki 20 yıllık yorulma değerleri.

Yapıda en fazla yorulma hasarına maruz kalan nokta rüzgar yönünde olduğu aşağıdaki şekilde net bir biçimde görülmektedir. Çalışmada rüzgarın etki yönünü dikkate almak adına rüzgar frekans gülü kullanılmıştır. Şekil 4.18'de rüzgar verilerinin alındığı konuma ait rüzgar frekans gülü sunulmuştur.



Şekil 4.18 : Referans alınan konuma ait rüzgar frekans gülü.

Çizelge 4.7'de 3,4 m/s ortalama rüzgar hızı ile yapılan analiz sonucunda silindir kule kesiti için farklı noktalara karşılık gelen yorulma hasarı sunulmuştur. Kule kesitinin simetrik bir silindire sahip olması nedeniyle oluşturulan matrisin simetrik olması gerektiğini bize göstermiştir.

Farklı doğrultudan gelen rüzgar etkisini analize dahil etmek için yukarıdaki tablodaki değerler rüzgar frekans gülü matrisi ile çarpılarak elde edilmiştir. Oluşan matris değerleri 600 saniyelik analizin yorulma hasar sonuçlarını bize sunar. Bu analiz, ele alınan tüm rüzgar hızları için tekrar edilirse ve o rüzgar hızına karşı gelen yıllık meydana geldiği süresi ile çarpıldığında, yıllık yorulma hasar birikimi karşımıza çıkmaktadır (Çizelge 4.8).

Çizelge 4.7 : 3,4 m/s rüzgar hızı için rüzgarın geliş açısına bağlı olarak kulenin farklı noktalarındaki yorulma hasarı değerleri.

Rüzgar doğrultusu	Çelik kule kesitin farklı açılardaki yorulma hasarı											
	0	**30**	**60**	**90**	**120**	**150**	**180**	**210**	**240**	**270**	**300**	**330**
0	5.5E-12	2.0E-12	8.2E-15	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	6.9E-15	1.2E-12
30	2.0E-12	5.5E-12	2.0E-12	8.2E-15	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	6.9E-15
60	8.2E-15	2.0E-12	5.5E-12	2.0E-12	8.2E-15	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
90	0.0E+00	8.2E-15	2.0E-12	5.5E-12	2.0E-12	8.2E-15	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
120	0.0E+00	0.0E+00	8.2E-15	2.0E-12	5.5E-12	2.0E-12	8.2E-15	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
150	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	8.2E-15	2.0E-12	5.5E-12	2.0E-12	8.2E-15	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
180	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	8.2E-15	2.0E-12	5.5E-12	2.0E-12	8.2E-15	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00
210	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	8.2E-15	2.0E-12	5.5E-12	2.0E-12	8.2E-15	0.0E+00	0.0E+00
240	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	8.2E-15	2.0E-12	5.5E-12	2.0E-12	8.2E-15	0.0E+00
270	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	8.2E-15	2.0E-12	5.5E-12	2.0E-12	8.2E-15
300	6.9E-15	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	8.2E-15	2.0E-12	5.5E-12	2.0E-12
330	1.2E-12	6.9E-15	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	8.2E-15	2.0E-12	5.5E-12

Çizelge 4.8 : "B1" sınıfı birleşim için yıllık toplam hasar ve yorulma ömrü tahmini.

Ortalama Rüzgar hızı	Rüzgar doğrultusu											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
3.4	1.7E-09	1.9E-09	2.4E-09	2.5E-09	2.0E-09	2.0E-09	3.2E-09	5.0E-09	5.1E-09	3.9E-09	3.1E-09	2.3E-09
4.8	8.0E-08	8.3E-08	1.1E-07	1.2E-07	8.5E-08	8.6E-08	1.4E-07	2.5E-07	2.5E-07	1.7E-07	1.4E-07	1.1E-07
6.2	1.9E-05	1.9E-05	2.6E-05	3.0E-05	1.9E-05	1.9E-05	3.0E-05	6.0E-05	6.0E-05	3.7E-05	3.4E-05	2.6E-05
7.6	1.7E-05	1.5E-05	1.8E-05	1.8E-05	1.6E-05	1.6E-05	2.6E-05	3.7E-05	3.8E-05	3.1E-05	2.4E-05	2.1E-05
9	6.7E-05	1.2E-04	1.3E-04	1.3E-04	1.2E-04	1.2E-04	1.9E-04	2.6E-04	2.7E-04	2.3E-04	1.7E-04	1.1E-04
10.3	8.6E-05	2.4E-05	2.5E-05	2.4E-05	2.4E-05	2.4E-05	3.9E-05	4.7E-05	5.1E-05	4.7E-05	3.3E-05	7.2E-05
11.7	8.3E-04	7.7E-04	8.5E-04	8.0E-04	8.3E-04	8.5E-04	1.3E-03	1.6E-03	1.7E-03	1.6E-03	1.1E-03	9.6E-04
13.1	1.5E-04	2.3E-04	2.7E-04	2.7E-04	2.6E-04	2.8E-04	4.1E-04	5.3E-04	5.6E-04	4.9E-04	3.6E-04	2.3E-04
14.5	7.5E-05	1.4E-04	1.6E-04	1.5E-04	1.5E-04	1.5E-04	2.4E-04	3.0E-04	3.3E-04	2.9E-04	2.1E-04	1.2E-04
15.8	2.7E-05	2.6E-05	2.8E-05	3.1E-05	2.2E-05	2.2E-05	3.4E-05	6.1E-05	6.2E-05	4.2E-05	4.0E-05	3.1E-05
17.2	6.0E-06	9.0E-06	1.0E-05	9.9E-06	1.0E-05	1.1E-05	1.6E-05	1.9E-05	2.1E-05	1.9E-05	1.4E-05	8.8E-06
18.6	6.0E-06	6.8E-06	8.3E-06	8.5E-06	7.7E-06	8.4E-06	1.2E-05	1.7E-05	1.7E-05	1.5E-05	1.1E-05	8.1E-06
20	1.7E-05	3.1E-05	3.5E-05	3.3E-05	3.5E-05	3.7E-05	5.6E-05	6.5E-05	7.0E-05	6.6E-05	4.6E-05	2.7E-05
21.4	1.1E-05	1.8E-05	2.0E-05	2.0E-05	1.9E-05	1.9E-05	3.0E-05	4.0E-05	4.3E-05	3.6E-05	2.7E-05	1.7E-05
22.7	1.4E-05	2.0E-05	2.5E-05	2.6E-05	2.2E-05	2.3E-05	3.5E-05	5.1E-05	5.3E-05	4.2E-05	3.3E-05	2.2E-05
24.1	1.8E-06	3.3E-06	3.8E-06	3.6E-06	3.9E-06	4.4E-06	6.1E-06	6.9E-06	7.5E-06	7.2E-06	5.1E-06	2.9E-06
Toplam Yorulma Hasarı	0.0013	0.0014	0.0016	0.0016	0.0015	0.0016	0.0025	0.0031	0.0033	0.0030	0.0021	0.0016
Yorulma Ömrü (yıl)	749.51	699.41	620.46	641.53	647.16	631.33	403.42	323.00	303.16	337.46	471.30	606.26

"B1" sınıfı çelik ana malzemesi için yapılan hesaplamalar rüzgar frekans gülünde de görüldüğü üzere rüzgar doğrultusunun 210-240-270 derecelik açılarında en fazla hasara neden olmuştur. Ve yaklaşık yorulma hasar ömrü 303 yıl olarak tespit edilmiştir.

4.3.3.2 Seam Weld

Şekilde sunulan kule yapısının sarı çizgilerle belirtilen boyuna yönde yapılan kaynak üzerinde yapılan analiz sonuçları sunulmuştur(Çizelge 4.9). DNV standartlarında "C" sınıfı kaynaklı birleşim modeli için kalınlık çarpanı 0,05 ve t_{ref} 0.025 olarak uygulanmıştır.

Çizelge 4.9 : "C" sınıfı birleşim için yıllık toplam hasar ve yorulma ömrü tahmini.

Ortalama rüzgar hızı	**Rüzgar doğrultusu**											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
3.4	1.1E-08	1.3E-08	1.6E-08	1.7E-08	1.3E-08	1.3E-08	2.2E-08	3.4E-08	3.5E-08	2.6E-08	2.1E-08	1.6E-08
4.8	5.5E-07	5.7E-07	7.6E-07	8.4E-07	5.8E-07	5.9E-07	9.3E-07	1.7E-06	1.7E-06	1.2E-06	9.8E-07	7.6E-07
6.2	1.3E-04	1.3E-04	1.8E-04	2.0E-04	1.3E-04	1.3E-04	2.0E-04	4.1E-04	4.1E-04	2.5E-04	2.3E-04	1.8E-04
7.6	1.2E-04	1.0E-04	1.2E-04	1.3E-04	1.1E-04	1.1E-04	1.7E-04	2.5E-04	2.6E-04	2.1E-04	1.6E-04	1.4E-04
9	4.6E-04	7.9E-04	9.0E-04	8.9E-04	8.3E-04	8.3E-04	1.3E-03	1.8E-03	1.9E-03	1.6E-03	1.2E-03	7.2E-04
10.3	5.9E-04	1.6E-04	1.7E-04	1.6E-04	1.7E-04	1.7E-04	2.7E-04	3.2E-04	3.5E-04	3.2E-04	2.3E-04	4.9E-04
11.7	5.7E-03	5.2E-03	5.8E-03	5.5E-03	5.7E-03	5.8E-03	9.2E-03	1.1E-02	1.2E-02	1.1E-02	7.6E-03	6.5E-03
13.1	1.0E-03	1.6E-03	1.9E-03	1.8E-03	1.8E-03	1.9E-03	2.8E-03	3.6E-03	3.8E-03	3.4E-03	2.5E-03	1.6E-03
14.5	5.1E-04	9.6E-04	1.1E-03	1.0E-03	1.0E-03	1.0E-03	1.7E-03	2.1E-03	2.2E-03	2.0E-03	1.4E-03	8.3E-04
15.8	1.8E-04	1.8E-04	1.9E-04	2.1E-04	1.5E-04	1.5E-04	2.3E-04	4.2E-04	4.2E-04	2.9E-04	2.7E-04	2.1E-04
17.2	4.1E-05	6.1E-05	7.0E-05	6.8E-05	7.0E-05	7.7E-05	1.1E-04	1.3E-04	1.4E-04	1.3E-04	9.3E-05	6.0E-05
18.6	4.1E-05	4.7E-05	5.7E-05	5.8E-05	5.3E-05	5.8E-05	8.3E-05	1.1E-04	1.2E-04	9.9E-05	7.5E-05	5.5E-05
20	1.2E-04	2.1E-04	2.4E-04	2.2E-04	2.4E-04	2.5E-04	3.8E-04	4.4E-04	4.7E-04	4.5E-04	3.1E-04	1.9E-04
21.4	7.6E-05	1.2E-04	1.4E-04	1.4E-04	1.3E-04	1.3E-04	2.1E-04	2.8E-04	2.9E-04	2.5E-04	1.8E-04	1.2E-04
22.7	9.9E-05	1.4E-04	1.7E-04	1.8E-04	1.5E-04	1.6E-04	2.4E-04	3.5E-04	3.6E-04	2.9E-04	2.2E-04	1.5E-04
24.1	1.2E-05	2.3E-05	2.6E-05	2.5E-05	2.7E-05	3.0E-05	4.2E-05	4.7E-05	5.1E-05	4.9E-05	3.5E-05	2.0E-05
Toplam yorulma hasarı	0.0091	0.0098	0.0110	0.0106	0.0106	0.0108	0.0169	0.0211	0.0225	0.0202	0.0145	0.0113
Yorulma ömrü	109.7537	102.4177	90.8562	93.9428	94.7662	92.4485	59.0741	47.2980	44.3937	49.4155	69.0152	88.7778

“C” sınıfı boyuna yönde yapılan kaynak (seamweld) için yapılan hesaplamalar rüzgar frekans gülünde de görüldüğü üzere rüzgar doğrultusunun 210-240-2700 açılarında en fazla hasara neden olmuştur. Ve yaklaşık yorulma hasar ömrü 44 yıl olarak tespit edilmiştir.

4.3.3.3 Dairesel kaynak detayı

Şekilde sunulan kule yapısının kırmızı çizgilerle belirtilen çelik kule elemanlarının birleştirilmesinde uygulanan kaynak detayı için analizler uygulanmıştır. Bu kaynak modeli, DNV standartında “C1” sınıfı kaynaklı birleşim temsil etmektedir. Çizelge 3.1’de belirtildiği gibi kalınlık çarpanı 0,1 ve t_{ref} 0.025 olarak uygulanmıştır.

Burada çelik elemanların birleşim noktası 8,76m koordinatında yer aldığı görülmektedir. Kule kesitinin konik bir yapıya sahip olması ile kesitin yükseklik boyunca daraldığını ve burada kullanılacak olan kesit çapı 5.787 metre ve kalınlığının ise 0.0261 metre olduğu tespit edilmiştir. Gerilmelerin hesaplanması aşamasında 'TwHt1MLxt', 'TwHt1MLxt', 'TwHt1FLzt' FAST çıktı parametreleri kullanılmıştır. Sırasıyla yaklaşık birleşim koordinatına karşılık gelen X yönünde moment, Y yönünde moment ve Z yönündeki düşey yükü temsil etmektedir.

Birleşim detayında oluşan sıcak gerilme DNV tarafından sunulan gerilme konsantrasyon faktörü (SCF) bazı formüller verilmiştir. Boru şeklindeki elemanların birleşiminde gerilmelerin biriktiği bazı noktalar oluşabilir (Şekil 4.19). Bunlar eşmerkezlilik (boru çaplarındaki fark), birleştirilen boruların kalınlık farklılıkları, yuvarlaklık (ovalite) ve merkez dışmerkezlik olarak sınıflandırılabilir. Aşağıdaki denklem, eşit plaka kalınlığına sahip elemanlar arasındaki alın kaynaklarında oluşan gerilme konsantrasyon faktörü olarak kullanılabilir.

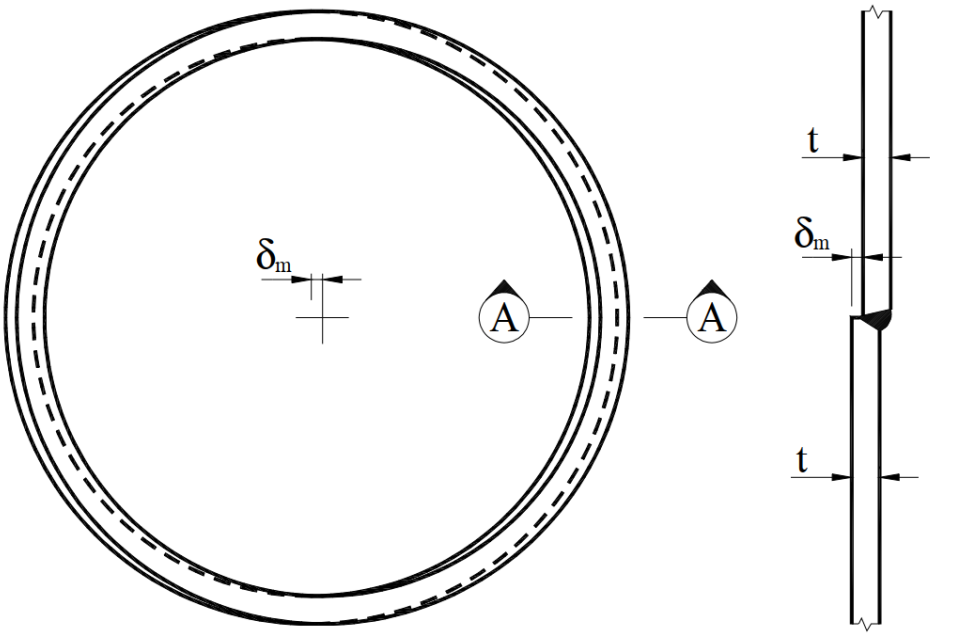
$$SCF = 1 + \frac{3(\delta_m - \delta_0)}{t} e^{-a} \tag{4.1}$$

Denklemde,

δ_0 = 0.05 t, S-N verisinde bulunan yanlış hizalama

L = kaynak yüzeyinin genişliği

α = 0.91L/(Dt)^0.5



Şekil 4.19 : Dış merkezlilik nedeniyle oluşan tolerans.

Formülde yer alan dış merkezlik uygulamanın kusursuz kabulü ile sıfır kabul edilerek gerilme konsantrasyon faktörünün 1'e eşit olduğu söylenebilir. Analizin devamında bulunan bu çarpan ile devam edilmiştir.

Çizelge 4.10 : "C1" sınıfı birleşim için yıllık toplam hasar ve yorulma ömrü tahmini.

Ortalama rüzgar hızı	Kesit üzerinde hasarın ölçüldüğü nokta											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
3.4	1.27E-08	1.76E-08	2.12E-08	2.16E-08	1.86E-08	1.86E-08	2.99E-08	4.31E-08	4.50E-08	3.62E-08	2.75E-08	1.86E-08
4.8	5.36E-07	5.98E-07	7.53E-07	7.98E-07	6.23E-07	6.27E-07	9.99E-07	1.59E-06	1.64E-06	1.22E-06	9.76E-07	7.31E-07
6.2	2.93E-06	3.28E-06	4.16E-06	4.42E-06	3.40E-06	3.41E-06	5.46E-06	8.84E-06	9.07E-06	6.69E-06	5.38E-06	4.02E-06
7.6	2.59E-04	2.76E-04	3.41E-04	3.55E-04	2.88E-04	2.88E-04	4.64E-04	7.09E-04	7.34E-04	5.65E-04	4.42E-04	3.41E-04
9	6.05E-04	3.40E-04	4.30E-04	4.42E-04	5.62E-04	8.47E-04	8.04E-04	7.26E-04	7.92E-04	9.00E-04	6.54E-04	6.44E-04
10.3	9.27E-04	1.11E-03	1.37E-03	1.39E-03	1.73E-03	2.53E-03	2.51E-03	2.34E-03	2.55E-03	2.83E-03	2.05E-03	1.32E-03
11.7	1.22E-03	7.37E-04	8.40E-04	8.70E-04	7.74E-04	8.58E-04	1.22E-03	1.69E-03	1.76E-03	1.45E-03	1.16E-03	1.25E-03
13.1	4.68E-04	3.67E-04	4.57E-04	5.05E-04	3.80E-04	4.25E-04	5.94E-04	9.84E-04	1.00E-03	7.21E-04	6.23E-04	5.50E-04
14.5	9.44E-04	8.71E-05	1.04E-04	1.05E-04	1.04E-04	1.22E-04	1.62E-04	2.00E-04	2.12E-04	1.91E-04	1.42E-04	7.22E-04
15.8	6.46E-05	5.51E-05	6.42E-05	6.26E-05	7.17E-05	8.95E-05	1.09E-04	1.15E-04	1.25E-04	1.27E-04	8.96E-05	7.52E-05
17.2	4.90E-05	6.96E-05	7.97E-05	7.74E-05	8.01E-05	8.81E-05	1.26E-04	1.50E-04	1.61E-04	1.50E-04	1.07E-04	7.00E-05
18.6	1.12E-04	6.71E-05	8.44E-05	8.84E-05	8.03E-05	9.48E-05	1.24E-04	1.69E-04	1.76E-04	1.47E-04	1.14E-04	1.19E-04
20	5.28E-05	4.32E-05	5.12E-05	5.11E-05	5.19E-05	6.03E-05	8.07E-05	9.75E-05	1.04E-04	9.51E-05	6.94E-05	6.09E-05
21.4	2.09E-04	2.25E-04	2.91E-04	3.06E-04	3.53E-04	5.18E-04	5.11E-04	5.20E-04	5.58E-04	5.78E-04	4.32E-04	2.93E-04
22.7	2.14E-04	1.95E-04	2.40E-04	2.50E-04	2.08E-04	2.14E-04	3.33E-04	4.96E-04	5.14E-04	4.03E-04	3.14E-04	2.63E-04
24.1	8.82E-05	1.72E-04	1.89E-04	1.77E-04	1.90E-04	1.97E-04	3.05E-04	3.50E-04	3.78E-04	3.62E-04	2.49E-04	1.43E-04
Toplam yorulma hasarı	0.005	0.004	0.005	0.005	0.005	0.006	0.007	0.009	0.009	0.009	0.006	0.006
Yorulma ömrü	191.702	267.101	219.961	213.496	204.796	157.774	136.106	116.831	110.140	117.156	155.120	170.695

“C1” sınıfı kule kesitlerinin birleşim detayı için yapılan analiz sonucunda diğer analizlerde de karşılaşıldığı üzere rüzgar doğrultusunun 210-240-270 açılarında en fazla hasar meydana gelmiştir. Ve yaklaşık yorulma hasar ömrü 110 yıl olarak tespit edilmiştir.

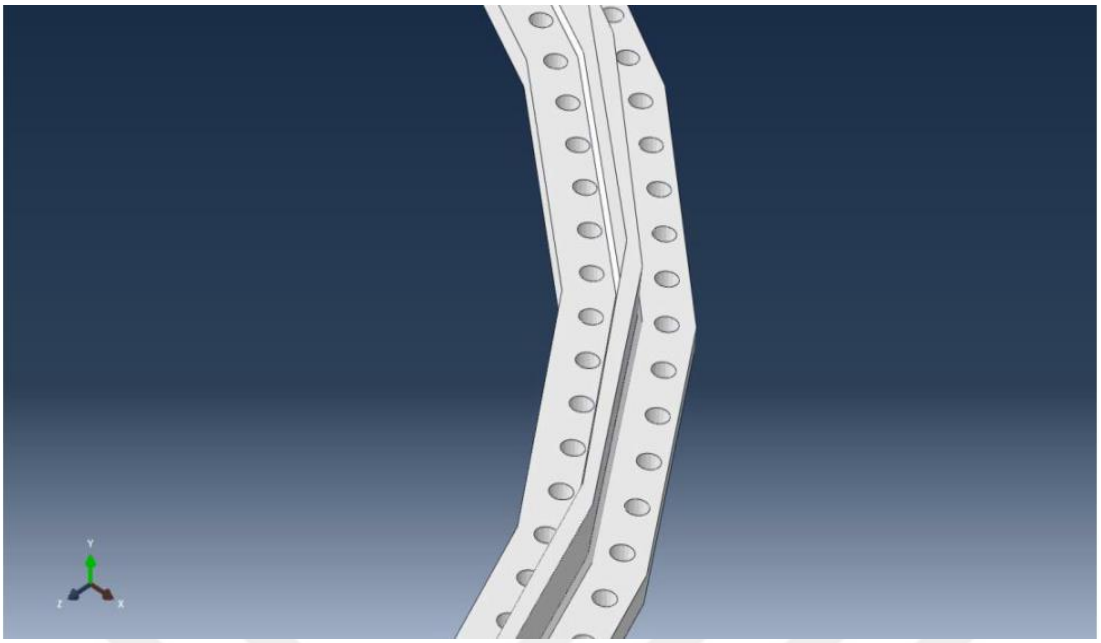
4.3.3.4 Köşe kaynak detayı

Köşe kaynak elemanlarının yorulma hesabında sonlu elemanlar modelinin kullanılması ve kaynak ucunda oluşan gerilmelerin sıcak nokta gerilmesi olarak okunması gerekmektedir. Örnek bir türbin kulesinin temel ile birleşimi Şekil 4.20’de gösterilmektedir. Kule kesitinin temel levhası ile birleşim kısmında bulunan köşe kaynak yapı ömrünün belirlenmesinde önemlidir.



Şekil 4.20 : Örnek kule tabanı birleşim detayı.

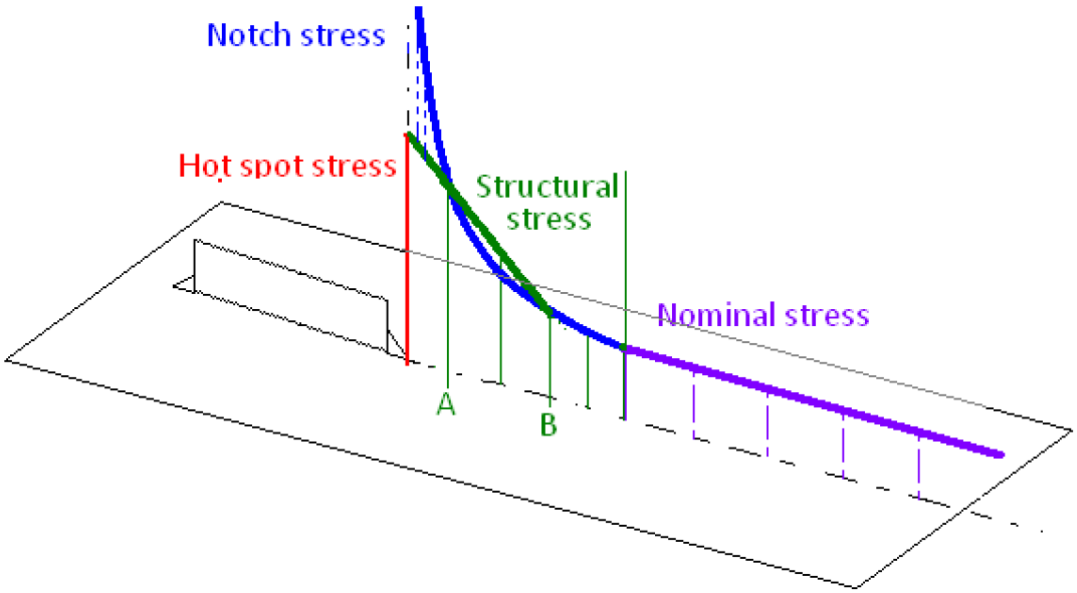
Görseldeki türbin kule taban kesit detayı sonlu elemanlar programında modellenmiştir. Bağlantı elemanı olarak kullanılan civatalar yaygın olarak 42 mm çapında kullanılmakta ve bu modelde kesitin çevresinde eş uzaklılarla hem iç hem dış tarafında 160 adet civata olduğu kabul edilmiştir. Ayrıca civatanın bulunduğu bölge ankastre, temel ile temas eden kısımlarda gerekli sınır koşulları gerçekliği yansıtacak şekilde modellenmiştir. Sonlu elemanlar analiz programı olan Abaqus ile oluşturulan modelin görseli Şekil 4.21’de sunulmuştur.



Şekil 4.21 : Sonlu elemanlar modelinin görseli.

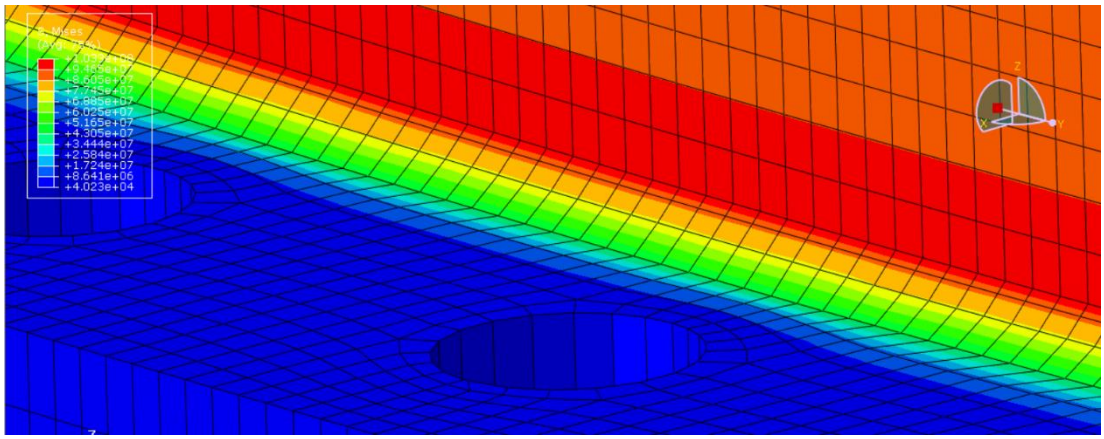
Sıcak nokta gerilimi, geometri süreksizliği ve yorulma çatlağının büyümesini beklediği kaynak noktası gibi kritik noktadaki (sıcak nokta) yüzeydeki geometrik strestir. Şekil 4.22'de gösterilen nominal gerilme ile sıcak nokta gerilmesi arasındai ilişki denklem (4.1)'de sunulmuştur.

$$\sigma_{Hotspot} = SCF\ x\ \sigma_{Nominal} \tag{4.1}$$



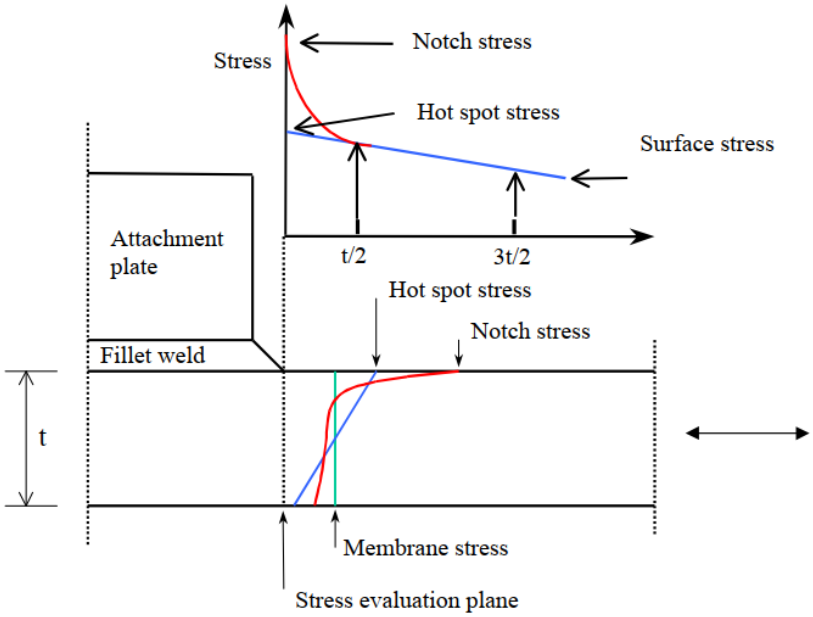
Şekil 4.22 : Yapısal gerilme ve yüzeyde oluşan sıcak nokta gerilimi.

Gerilmenin yoğun olduğu zaman adımı için yapılan sonlu eleman analizi sonucunda oluşan gerilmeler Şekil 4.23'te görülmektedir.



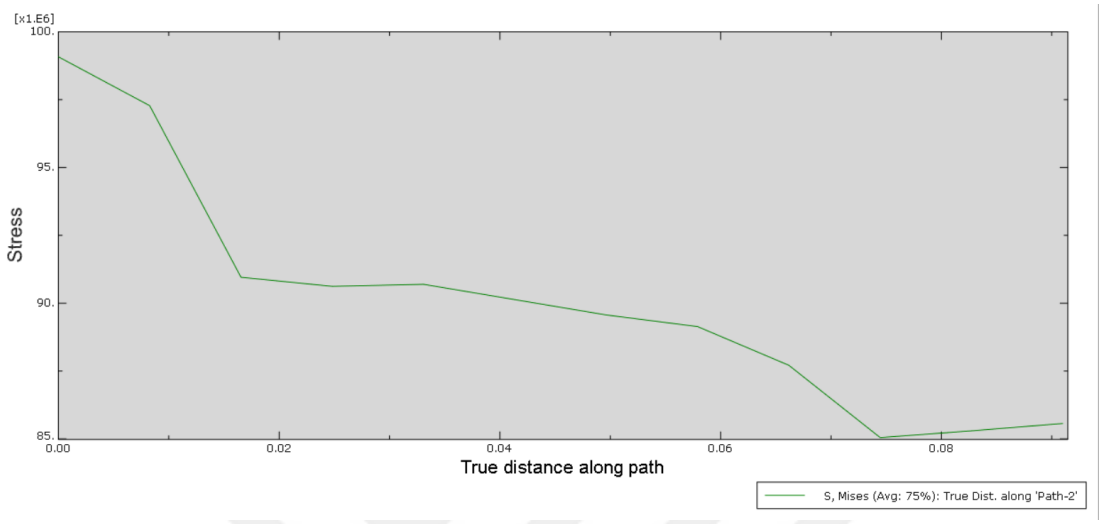
Şekil 4.23 : Detay üzerinde oluşan gerilmeler.

Sıcak nokta gerilmesi köşe kaynaklı birleşim detayları için DNV tarafından önerilen hesaplama methodu Şekil 4.24'te deki gibidir. Sonlu elemanlar modelinde kaynak ucunda oluşan gerilmelerin yerine sıcak nokta gerilmesi kullanılması ve hesaplanması aşamalarını içerir. İlk olarak kaynak ucundan 0,5 t ve 1,5 t mesafede oluşan gerilmelerin doğrusal bir artış izleyecek şekilde kaynak ucunda karşılık gelen gerilmenin hesaplanması gereklidir. Sonlu elemanlar sonucu ile nominal gerilmenin ortalaması alındığında gerilme konsantrasyom faktörü (SCF) elde edilir. Bu katsayı ile sonlu elemanlarda elde edilen nominak gerilme-zaman geçmişi ile çarpılarak o noktadaki gerçek gerilmeleri elde edilmiştir. Analizlerde ince örülmüş ağ (Mesh) kullanılması standart içerisinde verilmiştir.

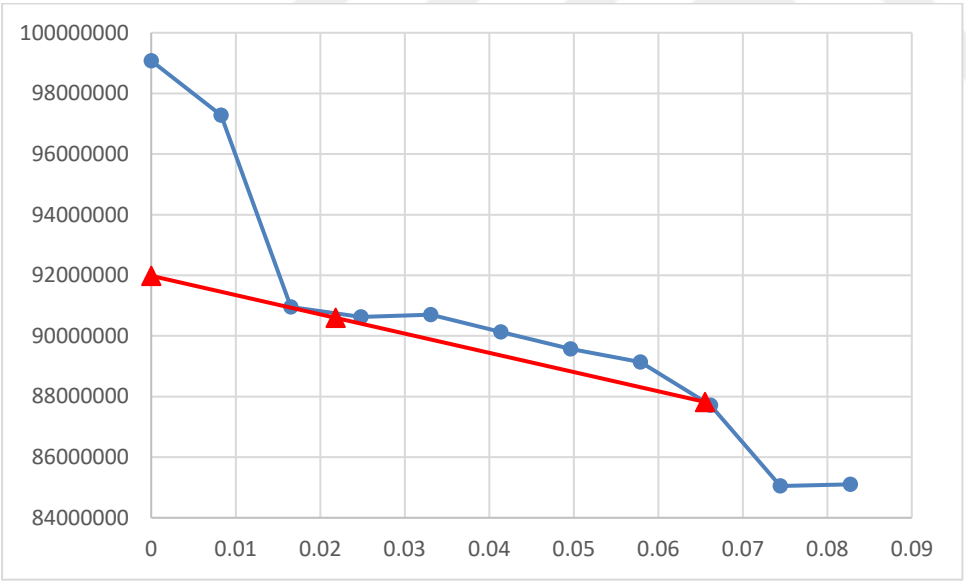


Şekil 4.24 : Sıcak nokta gerilmesi hesap methodu.

Analiz sonucunda oluşan gerilme akışı Şekil 4.25'te sunulmuştur. Taban levhasının kalınlığı dikkate alınarak yapılan analiz sonucunda kaynak ucunda meydana gelen sıcak nokta gerilmesi hesaplanmıştır (Şekild 4.26). Bu analizi ile gerilme konsantrasyon faktörü 1.08 olarak elde edilmiştir.



Şekil 4.25 : Levha boyunca yüzey gerilme değerleri.

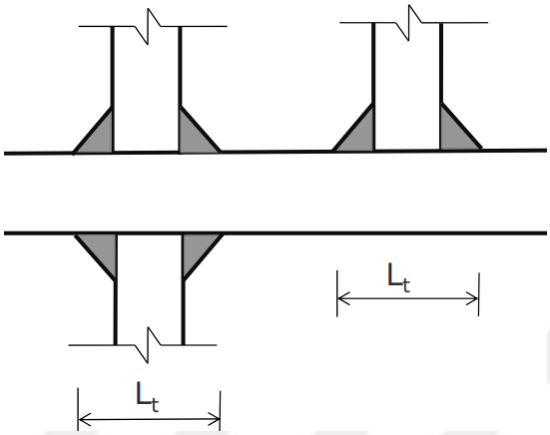


Şekil 4.26 : Sıcak nokta gerilmesi hesabı.

Detayın kalınlık etkisini ele almak için DNV tarafından önerilen denklem sunulmuştur (Denklem 4.2).

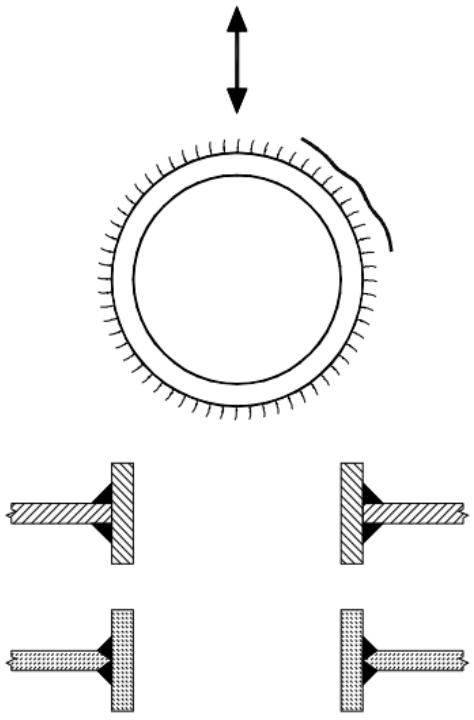
$$t_{eff} = \min\left((\min(14mm + 0.66L_t), T\right) \quad (4.2)$$

burada L ve T parametreleri mm olarak ölçülür ve Şekil de tanımlanır. $t_{eff\ tref}$'den daha az olmamalıdır. Alın kaynağı için L_t genişliğinin kaynak işlemine bağlı olarak kaynak oluğundan biraz daha geniş olabileceği unutulmamalıdır. Ayrıca, yorulma analizi için kullanılacak genişlik (L_t) kararlaştırıldığında kaynak onarım olasılığı dikkate alınmalıdır. Efektif kalınlık 43.7 mm olarak tespit edilmiştir.



Şekil 4.27 : İncelen detayın kaynak genişliğinin tanımı.

Köşe kaynak, kesit etrafında ana metalden yapılmış kaynak olarak düşünülebilir. DNV standartında "D" sınıfı birleşim detayı olarak kabul edilen detay tercih edilmiştir (Şekil 4.28).



Şekil 4.28 : Kesitin köşe kaynak detayı.

Yapı üzerinde oluşan nominal gerilmeler ve elde edilen gerilme konsantrasyon faktörü değeri ile skaler çarpım yapılarak kaynak tabanında oluşan gerilme sonuçları elde edilmiştir. 30 derecelik açılara karşılık gelen noktalrarda gerilme okunmuş ve bu değerler rüzgar frekans gülü değerleri ile çarpılarak rüzgar doğrultusunun etkisi göz önüne alınmıştır. Yorulma analizinin akışı takip edildiğinde elde edilen gerilme değerleri rainflow yöntemi ile gerilme aralığına dönüştürüşmüş ve her gerilme aralığı için yorulma hasarı tespit edilmiştir. Denkelm 3.3'te sunulan formül ile kaynak incelenen detayın kalınlığı dikkate alınmıştır. Kaynak ucunda oluşan yorulma değerleri Çizelge 4.11'de sunulmuştur. İncelenen detayın yorulma ömrü 78 yıl mertebesinde olduğu hesaplanmıştır. Yorulma ömrü açısından güvenli olduğu görülmüştür. Ankraj elemanlarının yorulma analizi yapının güvenliği açısından önemlidir fakat tez kapsamında ankrajlarla ilgili bir çalışma yapılmamıştır.

Çizelge 4.11 : Yorulma hasarı değerleri.

Ortalama rüzgar hızı [m/s]	Yorulma değeri	Meydana gelme süresi [saat/yıl]	Yıllık yorulma değeri
3.4	1.80E-13	617.1	6.63E-05
4.8	1.93E-13	903.8	1.04E-04
6.2	1.29E-13	1002.8	7.69E-05
7.6	2.19E-13	1089.6	6.88E-05
9	3.39E-14	1049.3	2.13E-05
10.3	2.45E-13	899.4	2.41E-05
11.7	2.14E-12	701.3	1.62E-05
13.1	3.71E-13	622.4	1.99E-03
14.5	2.90E-13	424.3	4.49E-03
15.8	5.37E-13	341.9	1.65E-03
17.2	1.09E-12	265.6	6.27E-04
18.6	7.83E-13	165.7	5.89E-04
20	4.80E-13	114.8	4.13E-04
21.4	5.57E-13	63.1	9.71E-04
22.7	4.72E-13	35.9	1.55E-03
24.1	2.85E-10	20.2	1.42E-04

4.3.4 Özel koşulların değerlendirilmesi

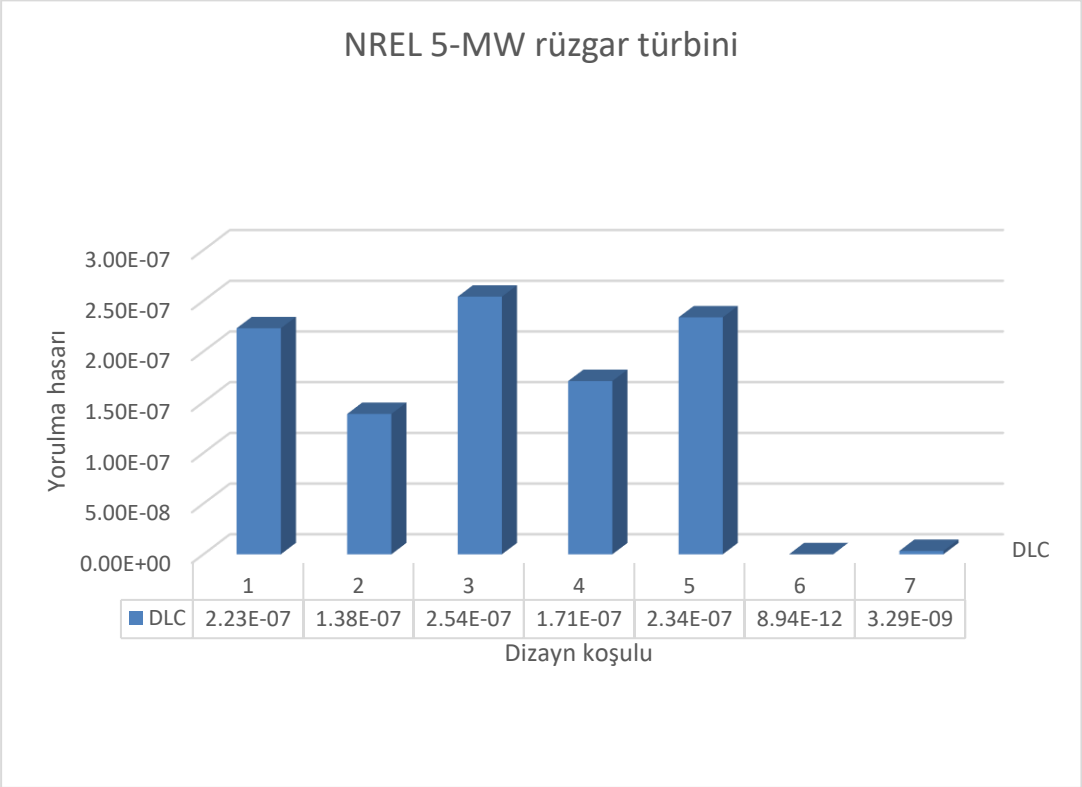
IEC standartlarında belirtilen türbin çalışma modlarının modellenmesi ve buna ilişkin yapılan yorulma hasarı ölçümleri aşağıda sunulmuştur. Kule tabanında kritik yapı ömrünü belirleyen detay olarak seçilen "C" sınıfı detay için yorulma detayı üzerinde analizler yapılmıştır. Çizelge 4.12'de yer alan eğerler 600 saniyelik analiz sonucunda yapıda en fazla yorulma hasarına neden olan değerleri içermektedir.

Çizelge 4.12 : Farklı koşullardaki yorulma hasarı değerleri.

Ortalama rüzgar hızı	NREL 5MW Rüzgar Türbini						
	DLC 1.x	**DLC 2.x**	**DLC 3.x**	**DLC 4.x**	**DLC 5.x**	**DLC 6.x**	**DLC 7.x**
3.4	6.68E-13	3.97E-12	1.03E-11	1.24E-12	2.68E-08	0.00E+00	1.89E-12
4.8	3.23E-11	1.66E-11	2.09E-10	7.26E-11	1.11E-09	7.64E-16	2.92E-10
6.2	7.74E-09	3.94E-10	3.04E-10	1.70E-10	8.22E-10	0.00E+00	1.26E-10
7.6	4.99E-09	7.74E-10	2.54E-07	1.33E-10	5.66E-10	0.00E+00	8.70E-11
9	3.57E-08	3.53E-09	6.82E-08	1.58E-09	6.35E-09	0.00E+00	1.28E-09
10.3	1.11E-08	7.72E-10	0.00E+00	3.23E-10	1.29E-09	0.00E+00	3.29E-09
11.7	2.23E-07	5.91E-09	0.00E+00	1.50E-08	2.82E-09	0.00E+00	4.19E-12
13.1	7.29E-08	1.13E-08	0.00E+00	1.71E-07	2.82E-08	0.00E+00	1.31E-11
14.5	4.22E-08	1.38E-07	6.67E-08	6.67E-08	5.72E-08	0.00E+00	1.49E-11
15.8	8.03E-09	1.28E-08	4.37E-10	7.94E-08	7.87E-09	1.20E-16	3.31E-11
17.2	2.68E-09	1.29E-09	1.69E-10	5.11E-08	9.63E-09	4.51E-16	1.23E-10
18.6	2.25E-09	5.56E-09	5.40E-09	4.24E-08	2.88E-08	0.00E+00	5.87E-11
20	9.03E-09	1.25E-08	2.29E-08	4.57E-09	3.29E-09	0.00E+00	2.90E-10
21.4	5.53E-09	3.02E-08	2.92E-08	4.61E-09	9.01E-09	2.59E-13	1.19E-10
22.7	6.84E-09	1.26E-07	1.97E-08	1.84E-08	6.26E-08	1.88E-12	5.72E-10
24.1	9.72E-10	2.09E-08	1.05E-08	6.84E-08	5.30E-08	8.94E-12	1.42E-09

Türbinin devreye alınması koşulu DLC 3.x başlığı altında çizelgede belirtilen bazı rüzgar hızlarında çözüm alınamamıştır. Analizde bulunan kararsızlık sebebi ile rotor hızında artış meydana gelmiş fakat enerji üretimine başlayamamıştır. Bunun sonucu olarak analizlerde göz ardı edilmiş değerler çizelgede yer almamıştır.

Maksimum değerlerin yer aldığı noktalara grafiksel gösterimi Şekil 4.29'da sunulmuştur. Belirtilen koşullar içerisinde türbin kule tabanında oluşan maksimum yük ve moment değerleri ayrıntılı bir şekilde ele alınmış olup sonuçlar Ek B'de sunulmuştur.



Şekil 4.29 : Farklı koşullarda oluşan yorulma değerleri.

4.4 DTU 10 MW Rüzgar Türbini Modeli

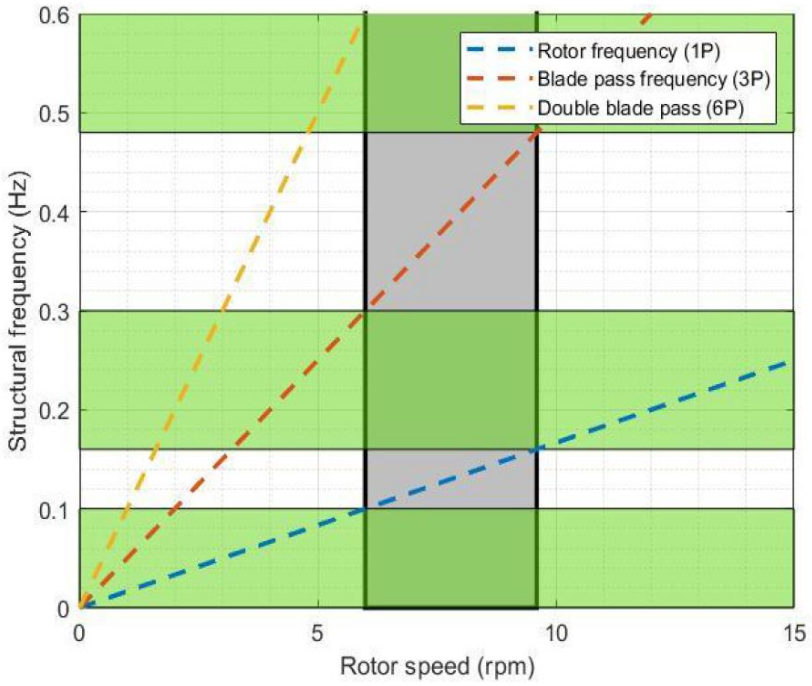
Şekil 1'de görüntülenen DTU 10MW Referans Rüzgar Türbini, ilk olarak DTU Rüzgar Enerjisi ve Vestas arasında "Light Rotor" projesi ile işbirliği yapılarak geliştirildi. Bu rotorun gelişimi, Üç kanatlı, rüzgâr türbini, IEC 1A türbülans rüzgar sınıfı dikkate alınarak tasarlanmıştır ve nominal gücü 10 MW'tır. Çizelge 4.13, rüzgar türbinini tanımlayan parametrelerin genel bir açıklamasını sunmaktadır.

Tüm rüzgar türbini sistemi yapısal modeli, çok gövdeli bir formülasyon yoluyla bağlanan doğrusallaştırılmış tepki şekli gösterimlerini dikkate alan ElastoDyn modülünü kullanmıştır. DTU tarafından AeroDyn v14, kararsız aerodinamik yeteneklere sahip olduğu için aerodinamik yük hesaplamalarını gerçekleştirmek için seçildi. AeroDyn v14 kule üzerinde rüzgar etkisi nedeniyle meydana gelen yükleri hesaplamaz. Bu çalışma için versiyon 15 ile güncellenmiştir. DTU Rüzgar Enerjisi denetleyicisi bir DLL olarak dahil edildi ve FAST'ta bulunan Bladed tarzı arabirimi kullanıldı.

Çizelge 4.13 : DTU 10 MW türbin genel özellikleri.

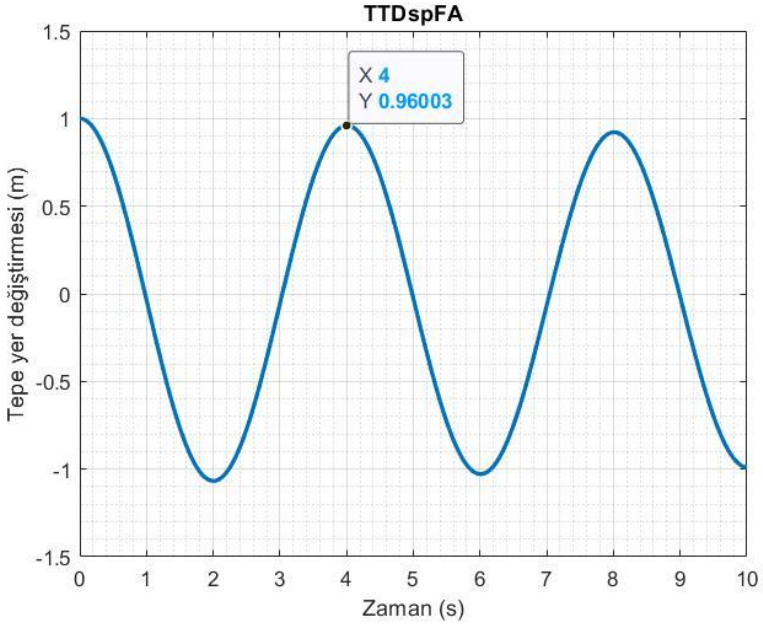
Özellikler	Değerler
Rotor yönü	Saat yönünde
Kontrol	Değişken hız kontrolü Kolektif pitch kontrolü
Açma hızı (cut-in) [m/s]	4
Kapanma hızı (cut-out) [m/s]	25
Nominal rüzgar hızı [m/s]	11.4
Nominal güç [MW]	10
Kanat sayısı	3
Rotor çapı [m]	178.3
Göbek (hub) çapı [m]	5.6
Göbek (hub) yüksekliği [m]	119
Minimum rotor hızı (rpm)	6
Maximum rotor hızı (rpm)	9.6
Rotor kütlesi (kg)	227,962
Nasel kütlesi (kg)	446,036
Kule kütlesi (kg)	628,442

Yapı doğal frekansının rezonans koşullarından uzak şekilde tasarlanması önemlidir. DTU 10 MW referans rüzgar türbini için oluşturulan campbell diyagramı Şekil 4.30'da sunulmuştur. Burada yapının çalışma koşulları altında esnek-rijit bölgede tasarlandığı Çizelge 4.14'de belirtilen türbin doğal yapı frekansları ile karşılaştırıldığında görülmektedir.

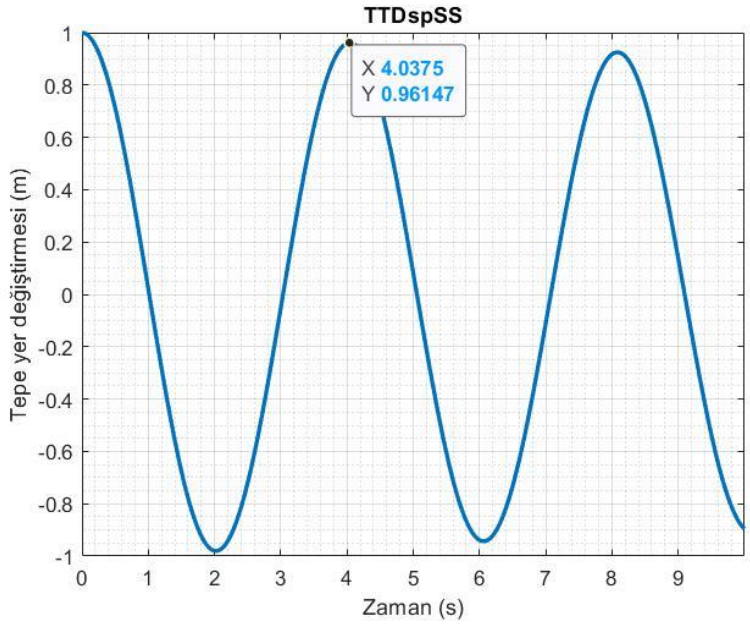


Şekil 4.30 : DTU 10 MW referans türbini için Campbell Diyagramı.

Türbin doğal frekansının belirlenmesi yapı üzerindeki yüklerin kaldırılması ve verilen deplasman ile tekrar aynı konuma gelme süresi ile hesaplanabilir. FAST ile yapılan analizler sonucunda verilen 1 metre deplesman ile yaklaşık yapı frekansları elde edilmiştir (Şekil 4.31-32). Rüzgarın geldiği doğrultusa 0.25 Hz, olarak rüzgara dik doğrultuda ise 0.248 Hz olarak tespit edilmiştir.



Şekil 4.31 : Fore-aft doğrultuda deplasman altında tepe noktası davranışı.

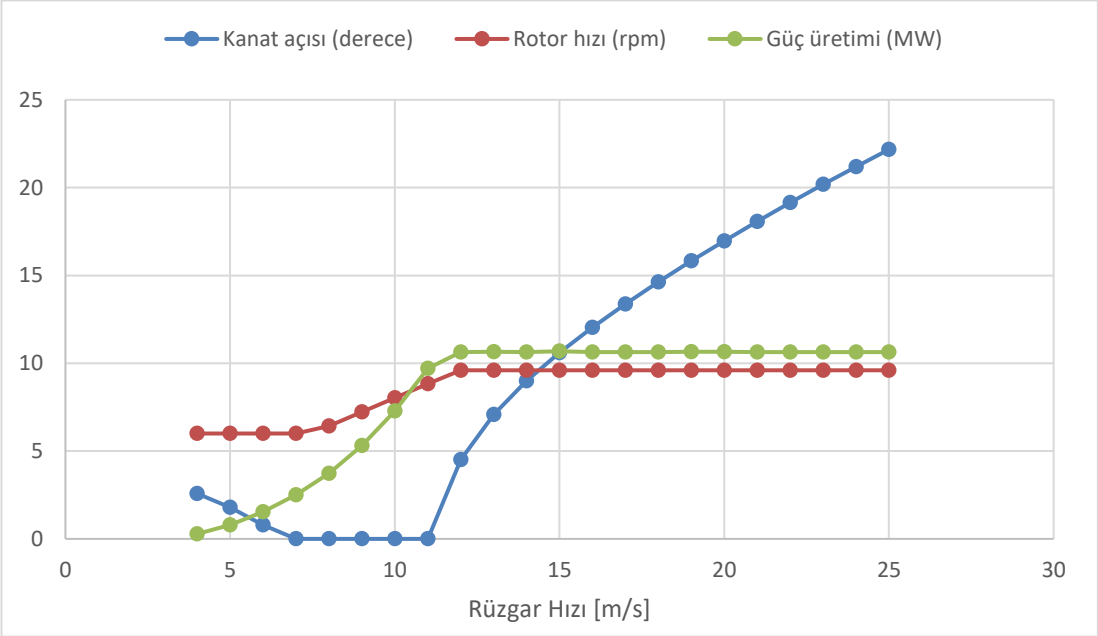


Şekil 4.32 : Side-side doğrultuda deplasman altında tepe noktası davranışı.

Çizelge 4.14 : Sistemin doğal frenkansı.

Mode	Doğal frekansı[Hz]
1st Tower fore-aft mode	0.25
1st Tower side-side mode	0.25
1st fix-free mode	0.5
1st asymmetric flap with yaw	0.55
1st asymmetric flap with tilt	0.59
1st collective flap mode	0.63
1st assymetric edge1	0.92
1st assymetric edge2	0.94
2nd assymetric flap with yaw	1.38
2nd assymetric flap with tilt	1.55

Türbin kontrol sistemlerinin, gelen ortalama rüzgar hızına göre ilişkisi Şekil 4.33'te görülmektedir. Burada kanat sisteminin yapısı gereği düşük hızlarda farklı bir davranış görülmektedir. Rotor hızı ve üretilen güç ilişkisi paralellik göstermektedir.



Şekil 4.33 : DTU 10 MW referans rüzgar türbini modeli.

Kule, S355 çelikten yapılmıştır. Malzeme özellikleri elastisite modülü 210 GPa, possion oranı 0,3 çelik kütle yoğunluğu 7855 kg/m3 ve minimum akma gerilmesi 355 MPa olarak Kesit kütle özelliklerinin hesaplanması için kütle yoğunluğu yaklaşık% 8 (ρ = 8500 kg / m3) arttırıldı. Kesit çapı kule tepe noktasına doğru konik biçimde azalır. Kule özellikleri Çizelge 4.15'te verilmiştir.

Çizelge 4.15 : Kulenin duvar kalınlığı dağılımı.

Yükseklik [m]	Dış çap[m]	Kesit kalınlığı [mm]
0	8.3	38
11.5	8.0215	38
11.501	8.0215	36
23	7.7431	36
23.001	7.743	34
34.5	7.4646	34
34.501	7.4646	32
46	7.1861	32
46.001	7.1861	30
57.5	6.9076	30
57.501	6.9076	28
69	6.6292	28
69.001	6.6291	26
80.5	6.3507	26
80.501	6.3507	24
92	6.0722	24
92.001	6.0722	22
103.5	5.7937	22
103.501	5.7937	20
115.63	5.5	20

Türbinler arasında hub yüksekliği farklı olması nedeniyle IEC standartında önerilen yöntemler kullanılarak oluşturulan koşulları Çizelge 4.16'te sunulmuştur. Kanat elemanlarını kapsayan 200 metre genişliği ve yüksekliğinde rüzgar alanı oluşturuldu.

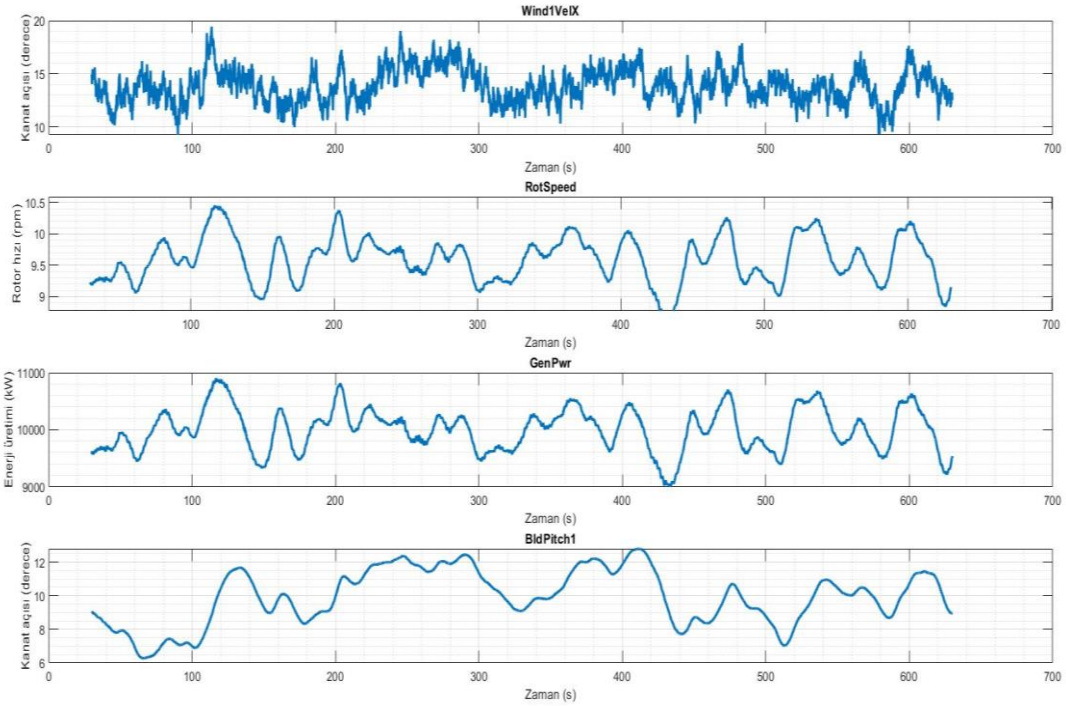
Çizelge 4.16 : 119 metre yüksekliğinde rüzgar hızı ve türbülans yoğunluğu değerleri.

Ortalama rüzgar hızı (m/s)	**Türbülans yoğunlu (%)**
3.595	27.691
5.076	22.239
6.556	19.25
8.037	17.362
9.517	16.061
10.892	15.17
12.372	14.432
13.853	13.851
15.333	13.383
16.708	13.022
18.188	12.695
19.669	12.417
21.149	12.177
22.629	11.97
24.004	11.8
25.485	11.637

Bölüm 4.3'te anlatılan koşullar, aynı şartlarda 10 MW türbin üzerinde analizler uygulanmıştır. DLC 3.x türbinin devreye alınması koşulunda rotor hızının artması sağlanmış fakat jeneratör devreye girmediği için üretim olmamıştır. Aşağıdaki analizlerde yer verilmemiştir.

Güç üretimi

Aktif kontrol sistemi ile enerji üretimi durumunda bulunan türbin davranışı Şekil 4.34'te gösterilmiştir.



Şekil 4.34 : Güç üretimi esnasında türbinin davranışı.

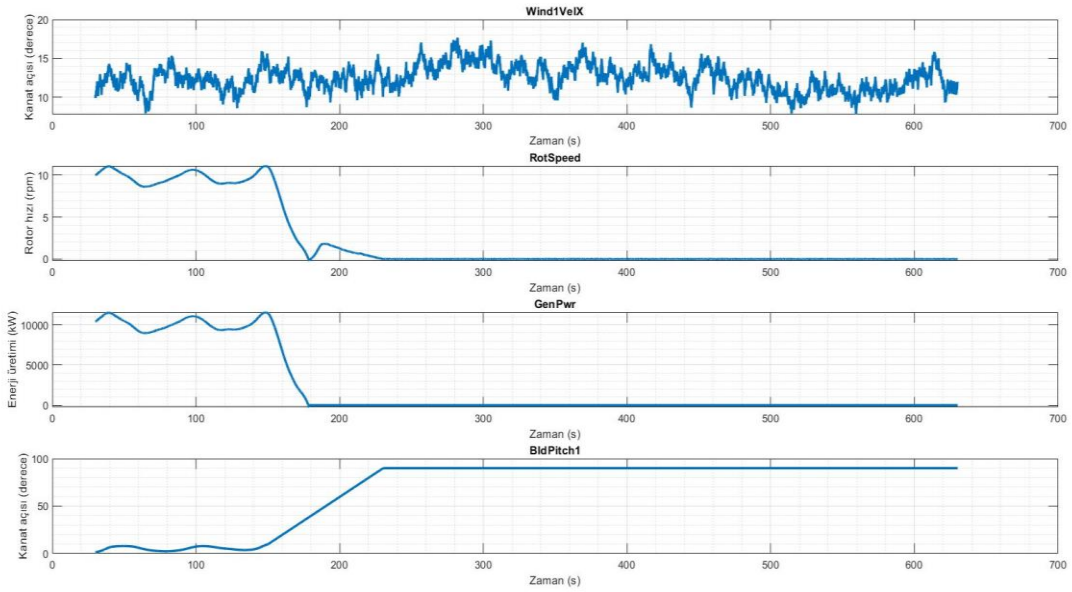
Güç üretimi esnasında arıza oluşumu

Kanat elemanında kontrol sistemi arızası sonucun bir kanadın komut dışında minimum kanat açsında kalması ve diğer kanatların 90 derecelik açıda pozisyonlanması durumu simüle edilmiştir. Analizin 150. Saniyesinde meydana gelen kanat açısı değişim hızı 8^0/s olarak ele alınmıştır. Bir kanat elemanının minimum kanat açısında kalması nedeniyle rölanti moduna benzer bir şekilde rotorun çok düşük hızlarda hareket ettiği gözlenmiştir. Maksimum açıda bulunan kanat elemanları ise türbin üzerinde

aerodinamik frenleme yapar ve sistemde kanat açılarının dengesizliği nedeniyle kararsızlıklar meydana gelir.

Türbinin normal kapaması

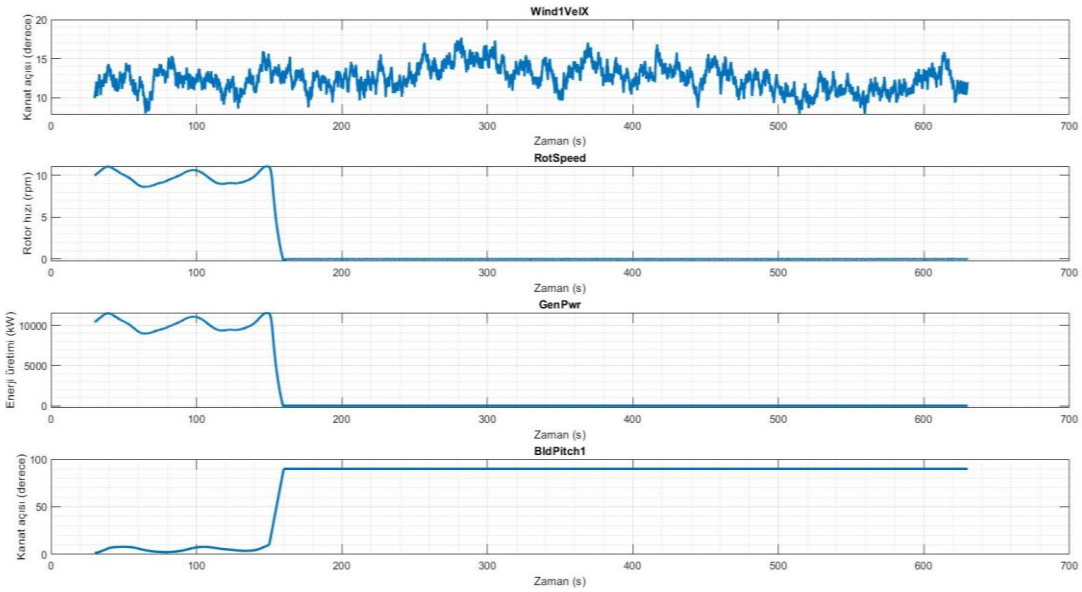
Türbinin normal koşullarda kapanması koşulunun simülasyonu aşağıdaki Şekil 4.35'te sunulmuştur.



Şekil 4.35 : Türbinin normal koşullarda kapanması durumu.

Türbinin acil kapaması

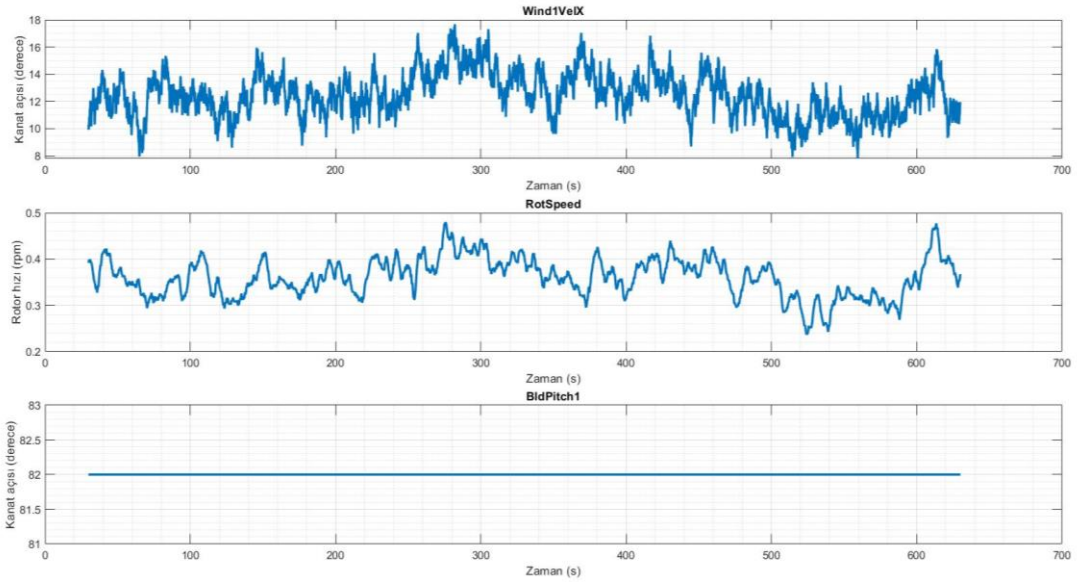
Kanat açısı sistemi (Blade pitch rate) 8^0/s hızla aerodinamik frenlemesine yapmasının yanında mekanik frenleme sistemi 28116.2 Nm tork uygulayarak sistemin kapanmasına yardımcı olur. (Şekil 4.36).



Şekil 4.36 : Türbinin ani kapanması durumu.

Park durumu

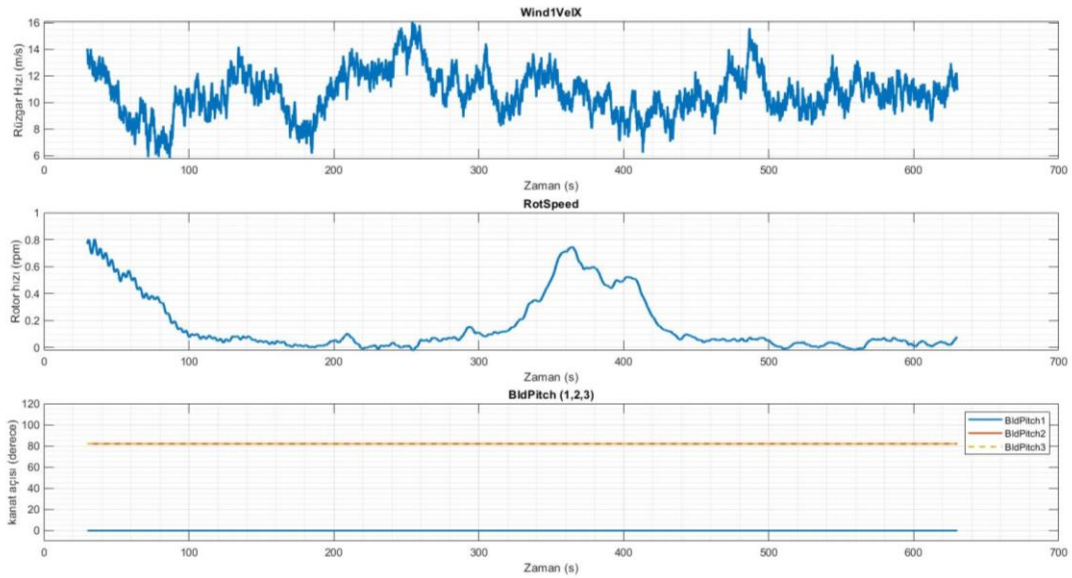
Kontrol sisteminde yer alan maksimum kanat açısı 82 derece olarak yer almaktadır. Park-rölanti durumunda düşük hızlarda dönen rotor için 82 derecelik açı tercih edilmiştir (Şekil 4.37). Türbinin 90 derecede bulunmaması nedeniyle kanatlar üzerinde kaldırma kuvvetleri meydana gelir ve rotorun düşük hızda dönmesine neden olur.



Şekil 4.37 : Park durumunda bulunması durumu.

Arızalı park durumu

Rölanti durumunda bulunan türbin için bir kanadın komutları yerine getirmemesi ile minimum kanat açısında kalması durumu modellenmiştir (Şekil 4.38). Diğer kanatlar ise 82 derecede konumlandırılmış şekildedir.



Şekil 4.38 : Park durumunda bulunması durumu.

4.4.1 Yorulma ömrünün değerlendirilmesi

Türbinin aktif şekilde enerji üretim koşulunda bulunduğu varsayımı yapılmıştır. Çelik kule kesitinin ana malzemesi için yapılan yorulma hasarında rüzgarın daha sık geldiği doğrultuda daha yüksek miktarda meydana geldiği görülmektedir. İncelenen detayın yorulma ömrü 207 yıl olarak tespit edilmiştir (Çizelge 4.17).

Silindir kesitin boyuna yönde yapılan kaynak detayı için yorulma ömrü yaklaşık 28 yıl olarak tespit edilmiştir (Çizelge 4.18).

Çizelge 4.17 : "B1" sınıfı birleşim için yıllık toplam hasar ve yorulma ömrü tahmini.

Ortalama Rüzgar Hızı [m/s]	Çelik Kule Kesitinin Farklı Açıları											
	0	**30**	**60**	**90**	**120**	**150**	**180**	**210**	**240**	**270**	**300**	**330**
3.4	1.99E-10	1.58E-10	1.98E-10	2.09E-10	1.68E-10	1.72E-10	2.68E-10	4.15E-10	4.28E-10	3.26E-10	2.58E-10	2.34E-10
4.8	1.97E-05	1.98E-05	2.76E-05	3.16E-05	1.98E-05	1.98E-05	3.16E-05	6.32E-05	6.32E-05	3.95E-05	3.55E-05	2.76E-05
6.2	1.58E-05	2.87E-05	3.26E-05	3.16E-05	3.07E-05	3.07E-05	4.95E-05	6.32E-05	6.72E-05	5.93E-05	4.25E-05	2.54E-05
7.6	2.17E-04	1.93E-04	2.58E-04	0.000288	0.000196	0.000201	0.000313	0.000574	0.000579	0.000387	3.36E-04	2.79E-04
9	1.49E-05	1.25E-05	1.41E-05	1.39E-05	1.30E-05	1.33E-05	2.09E-05	2.77E-05	2.92E-05	2.51E-05	1.87E-05	1.68E-05
10.3	5.64E-04	1.38E-04	1.52E-04	1.46E-04	0.000149	0.000153	0.000238	0.00029	0.00031	0.000284	2.03E-04	4.68E-04
11.7	1.22E-03	1.15E-03	1.59E-03	0.001805	0.001147	0.001148	0.001836	0.00361	0.003617	0.002291	2.05E-03	1.65E-03
13.1	1.42E-05	8.51E-06	1.16E-05	1.31E-05	8.45E-06	8.50E-06	1.35E-05	2.61E-05	2.62E-05	1.68E-05	1.50E-05	1.58E-05
14.5	4.20E-06	3.52E-06	4.68E-06	5.08E-06	4.64E-06	6.06E-06	6.95E-06	9.37E-06	9.72E-06	8.15E-06	6.52E-06	5.29E-06
15.8	1.09E-05	1.04E-05	1.44E-05	1.61E-05	1.14E-05	1.26E-05	1.78E-05	3.16E-05	3.19E-05	2.18E-05	1.89E-05	1.48E-05
17.2	4.03E-06	5.48E-06	6.26E-06	6.07E-06	6.22E-06	6.71E-06	9.86E-06	1.19E-05	1.27E-05	1.17E-05	8.33E-06	5.62E-06
18.6	2.27E-05	1.22E-05	1.64E-05	1.82E-05	1.26E-05	1.29E-05	2.01E-05	3.62E-05	3.66E-05	2.48E-05	2.12E-05	2.41E-05
20	6.36E-06	1.17E-05	1.32E-05	1.27E-05	1.27E-05	1.30E-05	2.04E-05	2.53E-05	2.70E-05	2.44E-05	1.73E-05	1.03E-05
21.4	3.50E-06	4.94E-06	6.03E-06	6.20E-06	5.40E-06	5.71E-06	8.58E-06	1.22E-05	1.28E-05	1.03E-05	7.92E-06	5.24E-06
22.7	2.12E-06	4.49E-06	4.98E-06	4.71E-06	4.83E-06	4.84E-06	7.80E-06	9.42E-06	1.01E-05	9.31E-06	6.51E-06	3.63E-06
24.1	4.74E-07	7.10E-07	8.36E-07	8.43E-07	7.42E-07	7.47E-07	1.18E-06	1.67E-06	1.74E-06	1.43E-06	1.09E-06	7.12E-07
Yıllık yorulma hasarı	2.12E-03	1.60E-03	2.15E-03	2.40E-03	1.62E-03	1.64E-03	2.60E-03	4.79E-03	4.83E-03	3.21E-03	2.78E-03	2.55E-03
Yorulma ömrü [yıl]	4.71E+02	6.24E+02	4.65E+02	4.17E+02	6.16E+02	6.11E+02	3.85E+02	2.09E+02	2.07E+02	3.11E+02	3.59E+02	3.92E+02

Çizelge 4.18 : "C" sınıfı birleşim için yıllık toplam hasar ve yorulma ömrü tahmini.

Ortalama Rüzgar Hızı [m/s]	Çelik Kule Kesitinin Farklı Açıları											
	0	**30**	**60**	**90**	**120**	**150**	**180**	**210**	**240**	**270**	**300**	**330**
3.4	1.48E-09	1.18E-09	1.47E-09	1.55E-09	1.25E-09	1.28E-09	2.00E-09	3.08E-09	3.18E-09	2.43E-09	1.92E-09	1.74E-09
4.8	1.47E-04	1.47E-04	2.06E-04	2.35E-04	1.47E-04	1.47E-04	2.35E-04	4.70E-04	4.70E-04	2.94E-04	2.64E-04	2.06E-04
6.2	1.17E-04	2.13E-04	2.43E-04	0.000235	0.000228	0.000228	0.000368	0.00047	0.0005	0.000441	3.16E-04	1.89E-04
7.6	1.61E-03	1.44E-03	1.92E-03	0.002143	0.001462	0.001498	0.00233	0.004266	0.004306	0.002879	2.50E-03	2.08E-03
9	1.11E-04	9.32E-05	1.05E-04	0.000103	9.68E-05	9.87E-05	0.000155	0.000206	0.000217	0.000187	1.39E-04	1.25E-04
10.3	4.20E-03	1.03E-03	1.13E-03	1.09E-03	0.001106	0.001141	0.001772	0.002154	0.002305	0.002113	1.51E-03	3.48E-03
11.7	9.09E-03	8.53E-03	1.18E-02	0.013428	0.008534	0.008541	0.013657	0.026853	0.026904	0.017039	1.52E-02	1.23E-02
13.1	1.06E-04	6.33E-05	8.60E-05	9.73E-05	6.29E-05	6.32E-05	0.000101	0.000194	0.000195	0.000125	1.11E-04	1.17E-04
14.5	3.12E-05	2.62E-05	3.48E-05	3.78E-05	3.45E-05	4.51E-05	5.17E-05	6.97E-05	7.23E-05	6.06E-05	4.85E-05	3.94E-05
15.8	8.12E-05	7.76E-05	1.07E-04	1.20E-04	8.47E-05	9.36E-05	0.000133	0.000235	0.000238	0.000162	1.40E-04	1.10E-04
17.2	3.00E-05	4.08E-05	4.66E-05	4.51E-05	4.62E-05	4.99E-05	7.33E-05	8.83E-05	9.43E-05	8.70E-05	6.19E-05	4.18E-05
18.6	1.69E-04	9.07E-05	1.22E-04	1.35E-04	9.36E-05	9.57E-05	1.49E-04	0.000269	0.000272	1.84E-04	1.58E-04	1.79E-04
20	4.73E-05	8.70E-05	9.84E-05	9.48E-05	9.46E-05	9.66E-05	0.000152	0.000188	0.000201	0.000182	1.29E-04	7.63E-05
21.4	2.60E-05	3.68E-05	4.48E-05	4.62E-05	4.02E-05	4.25E-05	6.39E-05	9.10E-05	9.49E-05	7.69E-05	5.89E-05	3.90E-05
22.7	1.57E-05	3.34E-05	3.70E-05	3.51E-05	3.60E-05	3.60E-05	5.80E-05	7.01E-05	7.51E-05	6.93E-05	4.84E-05	2.70E-05
24.1	3.53E-06	5.28E-06	6.22E-06	6.27E-06	5.52E-06	5.56E-06	8.80E-06	1.24E-05	1.30E-05	1.06E-05	8.09E-06	5.30E-06
Yıllık Yorulma Hasarı	1.58E-02	1.19E-02	1.60E-02	1.78E-02	1.21E-02	1.22E-02	1.93E-02	3.56E-02	3.60E-02	2.39E-02	2.07E-02	1.90E-02
Yorulma ömrü [yıl]	6.33E+01	8.39E+01	6.25E+01	5.60E+01	8.28E+01	8.21E+01	5.18E+01	2.81E+01	2.78E+01	4.18E+01	4.83E+01	5.27E+01

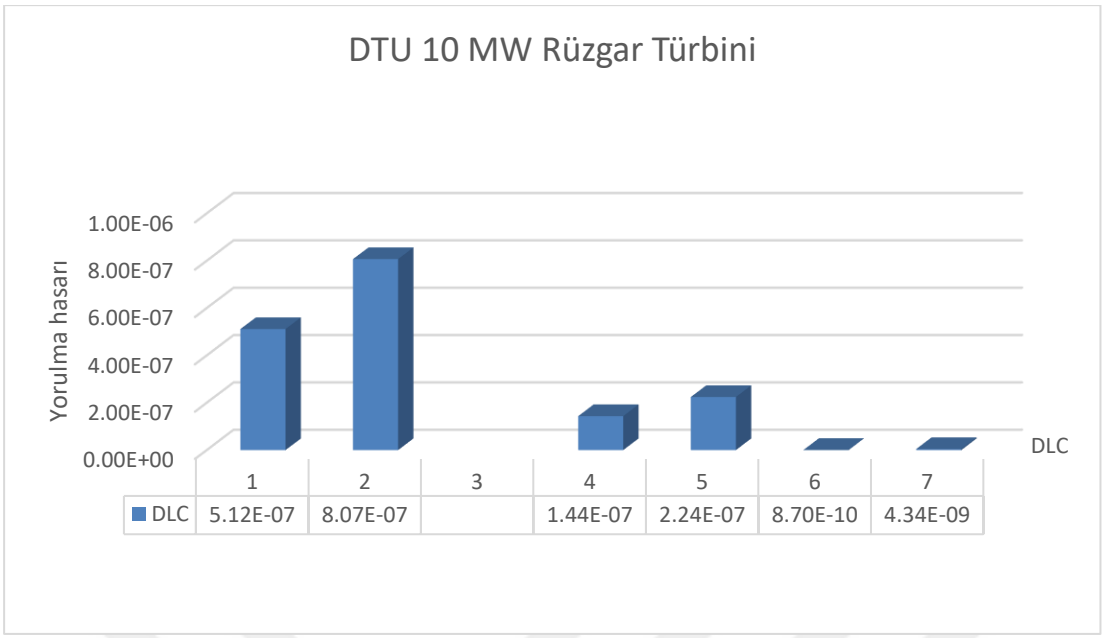
4.4.2 Özel koşulların değerlendirilmesi

Detayları bahsedilen koşulların türbinin kule tabanında meydana getirdiği maksimum yorulma hasarı değerleri, açısına bakılmaksızın maksimumları alınarak Çizelge 4.19'da sunulmuştur. DLC 3.x koşulu altında incelenen türbin devreye alınması koşulu

Çizelge 4.19 : Farklı koşullardaki yorulma hasarı değerleri.

Ortalama rüzgar hızı	**DTU 10 MW Rüzgar Türbini**						
	DLC 1.x	DLC 2.x	DLC 3.x	DLC 4.x	DLC 5.x	DLC 6.x	DLC 7.x
3.4	6.05E-14	2.44E-09	0	1.60E-12	1.66E-08	5.41E-14	1.71E-11
4.8	8.94E-09	5.93E-10	0	3.80E-11	2.30E-11	7.98E-15	3.27E-11
6.2	9.50E-09	2.68E-10	0	6.40E-09	3.07E-11	6.39E-13	3.53E-11
7.6	8.19E-08	1.17E-09	0	2.65E-09	1.87E-10	1.40E-13	5.35E-12
9	4.13E-09	2.76E-09	0	6.29E-09	2.00E-08	8.35E-13	3.77E-11
10.3	7.98E-08	1.46E-08	0	8.48E-08	7.29E-08	2.94E-11	2.94E-11
11.7	5.12E-07	4.24E-07	0	4.85E-08	2.54E-08	2.62E-13	2.24E-12
13.1	3.71E-09	6.21E-08	0	1.82E-08	5.08E-09	5.38E-13	1.24E-11
14.5	1.37E-09	5.50E-09	0	1.50E-08	2.69E-08	1.71E-12	9.87E-12
15.8	4.52E-09	1.41E-09	0	2.88E-08	6.53E-09	1.89E-11	1.19E-10
17.2	1.79E-09	1.95E-09	0	5.76E-09	2.24E-07	8.66E-12	2.60E-10
18.6	5.18E-09	1.56E-07	0	1.30E-08	9.78E-09	1.26E-11	5.39E-11
20	3.82E-09	1.85E-07	0	1.47E-08	1.83E-08	6.65E-11	9.05E-11
21.4	1.80E-09	8.06E-08	0	2.08E-08	1.11E-07	1.17E-10	5.16E-10
22.7	1.43E-09	1.26E-07	0	1.44E-07	1.20E-08	7.70E-10	1.62E-10
24.1	2.47E-10	1.43E-07	0	8.02E-08	1.59E-08	8.70E-10	4.34E-09

Maksimum değerlerin yer aldığı noktalara grafiksel gösterimi Şekil 4.39'da sunulmuştur. Belirtilen koşullar içerisinde türbin kule tabanında oluşan maksimum yük ve moment değerleri ayrıntılı bir şekilde ele alınmış olup sonuçlar Ek C'de sunulmuştur.



Şekil 4.39 : Farklı koşullarda oluşan yorulma değerleri.

5. SONUÇLAR

Bu tez kapsamında IEC 61400-1 rüzgar türbini tasarım standartında sunulan türbin çalışma koşulları ve modlarının çelik kule üzerinde meydana gelen yorulma hasarları karşılaştırmayı ve türbinin çalışma ekonomik servis ömrünü belirlemiştir. Çalışmanın ilk bölümünde rüzgar türbin programının detayları paylaşılmış ve alt modüllerin etkileşimi sunulmuştur. İkinci bölümde iste referans rüzgar türbinlerinin çalışma koşulları ve genel özellikleri paylaşılmıştır. Üçüncü bölümde ise Hollanda'da türbülans yoğunluğu ve ortalama rüzgar hızına bağlı verileri sunulmuş ve rüzgar modelinin temel prensibine değinilmiştir. Son bölümde ise yazılan Matlab kodları ile kule tabanının farklı açılarında oluşan gerilme-zaman geçmişlerini yağmur akışı sayım yöntemi (rainflow counting) kullanarak gerilme aralığı ve döngünün tekrar sayısı halinde histogramlarını hesaplamış. Her gerilme aralığının yapı üzerinde meydana getirebileceği hasar, DNVGL RP-C203 (Det Norske Veritas'in Germanischer Lloyd) açık deniz çelik yapı yorulma tasarım standartında sunulan birleşim detayı ve detayın maruz kaldığı orta koşullarına göre belirtilen S-N eğrileri ile hesaplanmıştır. Yorulma hasarı Palmgren-Miner tarafından kanıtlanan kümülatif hasar birikimi methodu kullanılarak hesaplanmıştır.

Oluşturulan rüzgar modelleri IEC standartında normal türbülans modeli (NTM) olarak ele alınmaktadır. Dizayn yük koşulları içerisinde rüzgar modellerine ilişkin detaylar sunulmuştur. Normal kapanma ve türbini devreye alma koşulları için normal rüzgar modeli önerilmiş, park ve arızalı park durumu için ise ekstrem rüzgar koşulları altında analizler önerilmiştir. Fakat tez kapsamında karşılaştırma yapabilmek adına bu koşullar türbinin çalışma aralığında meydana gelen rüzgar hızları ($V_{in}<V<V_{out}$) analizde kullanılmıştır.

İki farklı türbin modelinin detaylarından bahsedilmiş, göbek yüksekliği ve kanat uzunluklarının farklı olması nedeniyle aynı koşulları niteyeleyecek rüzgar verileri oluşturulmuştur. DTU 10 MW rüzgar türbini için 200 m x 200 m rüzgar alanını kapsarken NREL 5 MW rüzgar türbini için 145 m x 145 m rüzgar alanını kapsar. IEC

standartında önerilen rüzgar spektrumu olarak kaimal rüzgar spekturumu tercih edilmiştir. Ayrıca kapsamlı aeroelastik rüzgar türbini simülatörü olan FAST programında elde edilen veriler sonucunda rüzgarın geliş doğrultusu aktif olarak değiştirebilmek mümkün değildir. Bunun sonucu olarak türbinde en çok etkilenen noktanın türbin kulesinin rüzgarın geldiği doğrultuda olduğu bölge olduğu tespit edilmiştir. Daha gerçekçi bir analiz gerçekleştirmek adına rüzgarın geldiği doğrultuların sıklığını hesaba dahil etmek önem kazanmıştır. Global rüzgar atlasından ölçüm yapılmış konuma ait rüzgar frekans gülü temin edilmiştir. Burada FAST'te elde edilen verileri rüzgar açısına ve frekansına bağlı olarak hesap yabilen bir MATLAB kodu yazılmıştır. Kodun akış şeması, ilk olarak FAST ile yapılan analiz sonuç dosyalarından kule tabanında oluşan kuvvet ve momentleri kulenin tabanındaki farklı noktalarda gerilmelere dönüştürür. Her nokta için bu gerilme-zaman geçmişlerinin yağmur akışı sayım yöntemi kullanarak gerilme aralığı, gerilme ortalaması ve döngü sayısı şeklinde matris oluşturulur ve burada çekme gerilmesine maruz kalan gerilmeler seçilir. Basınç gerilmesinde detay üzerinde hasar ilerlemesinin meydana gelmediği kabul edilir. İncelenen birleşim detayı için sunulan S-N eğrisinde her gerilme aralığı için analiz süresince tekrar sayısının, eğri üzerindeki döngü sayısı ile bölünmesi ile hasarı tespit eder. Bu sonuçlar rüzgar doğrultusunun değişmesi ile yorulan detayın konumunu dikkate alacak bir matris oluşturur. Elde edilen matris ile rüzgar frekans gülünü tanımlayan matrisler çarpılmış ardından da yıllık o rüzgar hızının meydana gelme süresi skaler olarak çapılmıştır. 16 farklı rüzgar hızı için bu işlem tekrarlanmış ve aynı konuma ait verilerin toplanması ile yıllık yorulma hasarı tespit edilmiştir. Değerin 1'e bölünmesi ile yorulma ömrünü hesaplanmıştır.

NREL 5 MW rüzgar türbini için kritik yorulma ömrünü belirliyen detay seam weld olduğu tespit edilmiştir. 44 yıllık yorulma ömrü tespiti ile 20-25 yıllık ekonomik ömrü ile tasarlanan türbin için güvenli tarafta kaldığı söylenebilir. Aynı şekilde DTU 10 MW rüzgar türbini için de 27 yıl yorulma ömrü tespit edildiği, bu değerin de 20-25 yıllık süreçten daha uzun bir zaman dilimi olduğu görülmektedir. Türbinlerin tasarlandığı rüzgar rejimlerinin önemi buradan çıkarım yapılabilir. NREL 5 MW rüzgar türbini rüzgar rejimi IEC sınıf 1B'dir ve C sınıfı türbülanstan daha yüksek türbülans koşullarını karşılayacak şekilde tasarlanmıştır. Aynı şekilde DTU 10 MW rüzgar türbinini rüzgar rejimi IEC sınıf 1A'dır ve maruz kaldığı türbülans değerleri yüksektir. DTU 10 MW türbini daha yüksek ve daha uzun kanatlı olması nedeniyle daha fazla

yüklere maruz kalmaktadır. Ek B'de ve Ek C'de yer alan tasarım yükleri karşılaştırıldığında açıkça görülmektedir. Bu nedenle yapı ömrünün 5 MW türbine kıyasla daha düşük seviyede kaldığı sonucuna varılabilir. Yapı ömrünün belirlenmesinde türbin sürekli olarak güç üretim koşulu altında olduğu varsayılmıştır. Diğer koşulların tekrar sayısı ve koşulun meydana geldiği süre zarfında hangi rüzgar koşulunda olduğu olasılıksal bir koşul olduğu için yorulma ömrü hesabına dahil edilmemiştir.

Özel koşulların değerlendirilmesinde açıkça görülmektedir ki arızalı koşullar genel olarak yorulma hasarına katkıları daha fazla olmuştur. Güç üretimi ve arızalı güç üretiminde kontrol sistemlerinin doğru çalışmaması yapı üzerine katkısını göstemektedir. DTU 10MW rüzgar türbini için DLC 2.x koşulunda bir kanat elemanının diğerlerinden farklı şekilde yük alması yorulmaya katkısını açıkça göstermiştir. Fakat NREL 5 MW rüzgar türbininde ise düşük rüzgar hızlarında bu durumun aksi şekilde daha az seviyede yorulma hasarı gözlenmektedir.

Park durumlarında ise kararlı bir durum söz konusudur. Arızalı koşullar park veya rölanti durumuna göre daha fazla yorulma hasarına maruz kalmaktadır. Bu koşullar altında mekanik frenleme uygulanması ve kanat elemanlarının sabit kalması istenmediği için frenleme sistemi kapalı olarak gerçekleştirilmiştir. Burada türbin güç üretmese de rotorun düşük hızda döndüğü görülür ve bunun çeşitli avantajları olduğu görülmektedir.

Kapanma durumları değerlendirildiğinde ise acil kapanma durumunun etkisinin yüksek olduğu, kanat manevra açısının hızının daha fazla olması ile oluşacak eylemsizlikler nedeniyle daha yoğun bir yorulmaya maruz kalmaktadır. Ayrıca mekanik frenlemenin etkisi ile türbinin durmasının ardından düşük rotor hızlarını engeller ve ekstra yük oluşmasına engel olur.

Türbinin devreye alınması koşulu NREL 5 MW rüzgar türbini için gerçekleştirilmiş ve yapıya en çok hasar veren koşul olarak yer almıştır. Devreye alma sırasında rotor kaynaklı olarak ciddi diğer koşullarla karşılaştırıldığında daha yüksek yorulma hasarına maruz kalır. Ek B'deki türbin kulesinin tabanında oluşan kuvvet ve momentler incelendiğinde de en yüksek değerlerin olduğu görülmektedir. Türbinin park durumundan bu denli yüksek gerilmelere maruz kalması gerilme aralığı anlamında yüksek değerlerle karşımıza çıkmaktadır.

IEC standartı türbinin devreye alınması, normal ve acil kapanma gibi koşullarda analiz süresini 100 olarak önermiştir. Fakat burada koşulları karşılaştırmak adına aynı rüzgarlarlar kullanılarak 600 saniyelik analiz tercih edilmiş ve genel olarak FAST programının çalışma prensibi olarak sıfırıncı saniyede çalışmaya başlayan bir jeneratör sistemi yer almaktadır. Bu nedenledir ki ilk saniyelerde ekstra gerilmeler meydana gelir ve genel olarak ilk saniyeler analiz içerisinden çıkartılması önerilir. Bu tezde de rüzgar verisi 630 saniye olarak üretilmiş analizlerde ise ilk 30 saniyelik bölüm dikkate alınmamıştır. Böylelikle 10 dakikalık veri olarak değerlendirilmiştir.

IEC standartında verilen güvenlik faktörü (partial safety factor) değerleri dikkate alınması ile Ek B ve Ek C'de yer alan yüklerin bu faktörle çarpılması ile gerçek anlamda türbin tasarım yüklerini sunar. Tezde yer alan değerler bir rüzgar koşulunu içerir IEC standartında rastgelelik koşulunu sağlamak adına farklı seed'lerde rüzgar üretilmesi ve bunların analizde yer edilmesi önem kazanır. $V_{in}<V<V_{out}$ dışında yer alan koşulların analizlerde yer alması bölge koşullarına göre belirlenen 50 yıllık rüzgar hızı değerlerinin eklenmesi bazı koşullar için önem kazanır. Tez kapsamının genişletilmesi ile IEC türbin tasarım yüklerinin elde edilmesini mümkün kılar.

KAYNAKLAR

[1] **Jonkman, J.M.** (2009). Dynamics of offshore floating wind turbines—model development and verification, Wind energy, 12 (5), s. 459-492.

[2] **American Bureau of Shipping (ABS). April 2003**. Fatigue Assessment of Offshore Structures

[3] **Jonkman, J.; Butterfield, S.; Musial, W.; and Scott, G.;** "Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development," NREL/TP-50038060, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, February 2007 (to be published)

[4] **Sahasakkul, W., Arablouei, A., Sarı, A.** (2016). Comparison of Fatigue Calculations Methods for Structural Integrity Assessment of Offshore Structures. *Offshore Technology Conference*, doi: 10.4043/27216-MS

[5] **Stavridou, N., Efthymiou, E., Baniotopoulos, C.C.** (2015). Welded connections of wind turbine towers under fatigue loading: Finite element analysis and comparative study. *American Journal of Engineering and Applied Sciences*, doi: 10.3844/ofsp.10076

[6] **Van Der Tempel, J.,** (2006). *Design of Support Structures for Offshore Wind Turbines.* (Ph.D. thesis). Technisce Universiteit Delft, The Netherlands.

[7] **Regan, P., Manuel, L.,** (2007). Comparing estimates of wind turbine fatigue loads using time-domain and spectral methods. Wind Eng. 31 (2), 83–99.

[8] **Chen, C.-Y., Will. S.A.,** (1999). Design of the Baldpate Tower for Fatigue and Wear. *Offshore Technology Conference, 384,* doi: 10.4043/10917-ms

[9] **Gunes, O., Altunsu, E., & Sarı. A.,** (2019). Yorulma Etkisideki Rüzgar Türbinlerinin Yaşam Ömürlerinin Değerlendirilmesi. *3rd International Symposium on Multidisciplinary Studies and Innovative Technologies (ISMSIT),* 10.1109/ismsit.2019.8932844

[10] **Url-1** <*https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/global.html*>, erişim tarihi 17.06.2020.

[11] **Url-2** <*https://data.giss.nasa.gov/gistemp/graphs_v4/*>, erişim tarihi 17.06.2020.

[12] **Url-3** <*https://globalwindatlas.info/*>, erişim tarihi 17.06.2020.

[13] **Global Wind Energy Council.** (2004). *Global wind report 2018. https://gwec.net/wp-content/uploads/2019/04/GWEC-Global-Wind-Report-2018.pdf*

[14] **GWEC**, Annual Market Update, Global Wind Report, 2017.

[15] **Url-4** <*https://www.siemensgamesa.com/products-and-services/offshore/wind-turbine-sg-14-222-dd*>, erişim tarihi 17.06.2020.

[16] **General energy balance for the year 2007 for Turkey** (Mtoe). Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources; 2011.

[17] **C. Lkili and S. Türkbay,** "Determination and utilization of wind energy potential for Turkey," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 8, pp. 2202–2207, 2010, doi: 10.1016/j.rser.2010.03.033.

[18] **Matthies, HG, et al.** (1995). Study of Offshore Wind Energy in the EC.*'Joule I (JOUR 0072) Verlag Natürliche Energie*. Brekendorf

[19] **V. Ş. Ediger and E. Kentel,** "Renewable energy potential as an alternative to fossil fuels in Turkey," *Energy Convers. Manag.*, vol. 40, no. 7, pp. 743–755, 1999, doi: 10.1016/S0196-8904(98)00122-8.

[20] **Türkiye Rüzgar Enerjisi İstatistik Raporu**, TUREB., 2020.

[21] **E. Criterias**, "Pre-Feasibility Study on the Offshore Wind Energy Capacity Assessment of Turkish Seas," pp. 1–5, 2018.

[22] **A. Schaffarczyk,** *Understanding Wind Power Technology: Theory, Deployment and Optimisation*, vol. 9781118647516. 2014.

[23] **Url-5** <*https://web.itu.edu.tr/~kaymak/windpower.html*>, erişim tarihi 16.06.2020.

[24] **Tempel, J van der** (2005, forthcoming) Design of support structures for offshore Wind turbines Offshore Engineering & Wind Energy, Delft University of Technology

[25] **DNV/Riso**, *Guidelines for Design of Wind Turbines*, vol. 29, no. 2. 2002.

[26] **I. Troen and E. Lundtang Petersen**, *European wind atlas - Errata*. 1989.

[27] **S. Nallayarasu,** *"OFFSHORE STRUCTURES - Analysis and Design (PhD Thesis),"* India.

[28] **Jonkman, J.M.** (2003). Modeling of the UAE wind turbine for refinement of FAST_AD (NREL/TP-500-34755).

[29] ***DET NORSKE VERITAS.*** (2007). Design of Offshore Wind Turbine Structures, DNV Offshore Standard: DNV-OS-J101.

[30] **Ingram, G.** (2005). Wind turbine blade analysis using the blade element momentum method. version 1.0, School of Engineering, Durham University, UK

[31] **M. Müh Feyzullah Mertkan Arslan Halil Tuzcu Doç Hüseyin Günerhan,** "Konut Tipi Rüzgar Türbini Kanatlarının Teorik Modellenmesi ve Güç Üretimini Etkileyen Belirli Aerodinamik Özelliklerin Karşılaştırılması."

[32] **D. Matha,** "Model Development and Loads Analysis of a Wind Turbine on a Floating Offshore Tension Leg Platform," *Eur. Offshore Wind Conf.*, no. February, p. 129, 2010.

[33] **Tunca, E.,** 2017. Dynamıc Response Analysıs Of A Floatıng Platform For Offshore Wınd Turbınes, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü

[34] **J. Aho et al.,** "A tutorial of wind turbine control for supporting grid frequency through active power control," Proc. Am. Control Conf., no. March, pp. 3120–3131, 2012, doi: 10.1109/acc.2012.6315180.

[35] **ŞAHİN, M.,** 2018. DYNAMIC MODELING, CONTROL AND ADAPTIVE ENVELOPE PROTECTION SYSTEM FOR HORIZONTAL AXIS WIND TURBINES Doctor of Philosophy in Aerospace Engineering Department, Middle East Technical University

[36] **Teixeira, R.E.** (2014). *Fatigue Analysis of Wind Turbine Blades Rainflow Algorithm* (Master thesis). University of Porto, Mechanical Engineering Department Faculty of Engineering, Portugal.

[38] **Matsuiski and Endo** (1948) *Fatigue of Metals Subjected to Varying Stress – Fatigue Lives Under Random Loading,* Proceedings of the Kyushu District Meeting, JSME 37-40

[39] **Macdonald, K.A.** (2011) Fracture and fatigue of welded joints and structures.

Woodhead Publishing, Cambridge.

[40] **ABS,** "Guide for Fatigue Assessment of Offshore Structures," *Standardization*, vol. 2003, no. February, pp. 1–56, 2014.

[41] **DNV GL,** "Dnvgl-Rp-C203," no. April, p. 176, 2016.

[42] **Barradas Berglind, J. D. J.** (2015). *Fatigue-Damage Estimation and Control for Wind Turbines*. Aalborg Universitetsforlag. Ph.d.-serien for Det Teknisk-Naturvidenskabelige Fakultet, Aalborg Universitet https://doi.org/10.5278/vbn.phd.engsci.00040

[43] **Miner, M.** (1945). Cumulative damage in fatigue. Journal of Applied Mechanics, 12(3), 159–164.

[44] **NWTC Computer-Aided Engineering Tools** (FAST v8 by J Jonkman, Ph.D. and B Jonkman). http://wind.nrel.gov/designcodes/simulators/FAST8/. Last modified 9-July-2014; accessed 28-July-2014.

[45] **J Jonkman and L Buhl Jr.** FAST Users guide. 2005.

[46] **B Jonkman.** TurbSim user's guide: Version 1.50. National Renewable Energy Laboratory Colorado, 2009.

[47] **NWTC Computer-Aided Engineering Tools** (TurbSim by N Kelley and B Jonkman). http://wind.nrel.gov/designcodes/preprocessors/turbsim/. Last modified 30-May-2013; accessed 28-July-2014.

[48] **B. J. Jonkman and J. M. Jonkman,** "FAST v8.16.00a-bjj User's Guide," *Nrel*, p. 58, 2016.

[49] **International Electrotechnical Commission.** Wind Turbines - Part 1:Design Requirements, IEC 61400-1. Technical report, 2007.

[50] **J Jonkman, S Butterfield, W Musial, and G Scott.** Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development. National Renewable Energy Laboratory Golden, CO, 2009.

[51] **Kooijman, H. J. T., Lindenburg, C., Winkelaar, D., and van der Hooft, E. L.,** "DOWEC 6 MW Pre-Design: Aero-elastic modeling of the DOWEC 6 MW pre-design in PHATAS," DOWEC Dutch Offshore Wind Energy Converter 1997–2003 Public Reports [CD-ROM], DOWEC 10046_009, ECN-CX--01-135, Petten, the Netherlands: Energy Research Center of the Netherlands, September 2003.

[52] **N. Gupta, E. W. T. B. V, and A. E. Antoniou,** "Loads Analysis of the NREL 5-MW Reference Turbine for an Onshore Site Master' s Internship at Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy," no. March 2015.

EKLER

EK A: Matlab dosyaları
EK B: NREL 5 MW rüzgar türbini için tasarım yükleri
EK C: DTU 10 MW rüzgar türbini için tasarım yükleri

EK A:

Fatigue_calc

```
% % This function will calculate the equivalent fatigue damage of
the
% monopile configuration
clc
clear
close all
Toplam=0;
for i=1:16   % wind speeds
    close all
    windspeed=[3.4  4.8 6.2 7.6 9   10.3    11.7    13.1    14.5...
        15.8  17.2  18.6  20    21.4    22.7    24.1];
    Occurrence=[617.1   903.8   1002.8  1089.6  1049.3  899.4
701.3   622.4...
    424.3   341.9   265.6   165.7   114.8   63.1    35.9    20.2];
    Freq=[0.05  0.05    0.07    0.08    0.05    0.05...
    0.08    0.16    0.16    0.1 0.09    0.07]; %Wind frequency rose

% Read in FAST results for a 600 second simulation.
[Channels,ChanName,ChanUnit] =
ReadFASTbinary([num2str(windspeed(i)),'FAST.outb']);

%% First, decompose the moments and axial forces into stress time
histories
% at every point around the monopile
Monopile_Diameter = 6.0;
Monopile_Thickness = 0.027;
Depth = 0;
[Stress_Results,Thicknesses,Thetas] =...
    Stress_Decomposition(Monopile_Diameter,Monopile_Thickness,...
    Channels,ChanName,ChanUnit,Depth);
Time = Channels(:,1);
figure
plot(Time,Stress_Results.Total(1,:)/1e3);
xlabel('Time (s)')
ylabel('Stress (Mpa)')
grid on
%% Next, count the stress cycles
N_Angles = size(Stress_Results(1).Total,1);

[SN_Cycles,SN_Ranges] = DNV_Curve(Thicknesses);
for j =1:N_Angles
    Stresses = Stress_Results.Total(j,:);
    rf = rainflow(Stresses/1e3);
    [m,mx,my] = rfmatrix(rf,20,20);
    Means = repmat(my,20,1);
    Amplitudes = repmat(mx,20,1)';
    Mt = Means+Amplitudes;
    Effective_Stresses = Amplitudes./(1-Means/450); %Goodman mean
stress correction (normalized by yield stress)
    Stress_Ranges = Amplitudes*2; %Stress ranges are 2* the
amplitudes
    Compressives = Mt < 0; %Find compressive cycles
    Stress_Ranges(Compressives) = NaN; %Get rid of compressive
cycles
    N_eq = interp1(SN_Ranges,SN_Cycles,Stress_Ranges); %Interplation
of DNV fatigue curve
    D = m./N_eq;
```

```
    Effective_Damage(j) = sum(sum(D(~isnan(D)))); %Palmgren-Miner
rule
    Output(1,N_Angles)=Effective_Damage(j);
    if j==1
        rfmatrix(rf,25,25);
        savefig([num2str(windspeed(i)),'Matrix.fig'])
        figure
        plot(Time,Stresses)
        xlabel('Time (s)')
ylabel('Stress (Mpa)')
grid on
        grid on
        grid minor
         savefig([num2str(windspeed(i)),'Stress.fig'])

           end
end
% figure
% loglog(SN_Cycles,SN_Ranges)
% xlim([1e4,1e8])
% grid on
% xlabel('# of Cycles')
% ylabel('Stress range (Mpa)')
figure()
liferuns = 3600/600*24*365.25*20;
Total_Damage = Effective_Damage*liferuns;

polar(Thetas,Total_Damage);
 savefig([num2str(windspeed(i)),'Polar.fig'])
print ('-dpng','-r800',[num2str(windspeed(i)),'Polar.png']);

Toplamdamage(i,:)=Total_Damage;
Effective_damageT(i,:)=Effective_Damage;

Output1(i,1)=windspeed(i);
Output1(i,2)=Occurrence(i);
Output1(i,3)=Effective_Damage(1,1);
Output1(i,4)=Occurrence(i)*Effective_Damage(1,1);

% Wind direction effect
Toplam=0;
for k=1:length(Effective_Damage)
    D1 = diag(repmat(Effective_Damage(1,k),length(Effective_Damage)-
k+1,1),k-1);
    Toplam=D1+Toplam;
end
    k=1;
D1 = diag(repmat(Effective_Damage(1,k),length(Effective_Damage)-
k+1,1),k-1);
Toplam=Toplam+Toplam.'-D1;

WD_Damage(1,:)=Thetas*180/pi;
% WD_Damage(i+1,:)=Freq*Toplam*liferuns;
WD_Damage(i+1,:)=Freq*Toplam*Occurrence(i)*6;
filename=[num2str(windspeed(i)),'PolarDamage.xlsx'];
writematrix(Toplam,filename)
system('taskkill /F /IM EXCEL.EXE');


%Wind direction polar histogram
Windirection1=0:360/length(Freq):360;
Windirection1=Windirection1/180*pi;
```

```
figure()
polarhistogram('BinEdges',Windirection1,'BinCounts',Total_Damage)
% savefig([num2str(windspeed(i)),'PolarHist.fig'])
%% A damage equivalent load is a constant load that leads to the
same damage caused by a time varying load over the same period of
time:
% We use damage equivalent loads to test wind turbine components in
the lab
% at an accelerated rate to help bring products to market, and to
check
% turbine safety during operation via sensors to ensure that the
structure
% still has sufficient capacity to run.

% To get a damage equivalent test load, the total expected fatigue
damage
% must first be calculated. Then we specify testing conditions,
usually the
% test load ratio and the number of cycles. Given the damage, load
ratio,
% and cycle count, we can determine what the test amplitude load and
mean
% load need to be tve the damage equivalent load.

end


Annual_Damage=Occurrence'.*Effective_damageT(:,1)*6;
T =
table(windspeed',Occurrence',Effective_damageT(:,1),Annual_Damage);
T.Properties.VariableNames =
{'Windspeed','Occurrence','Effecive_damage','Annual_Damage'};
display(T)

display(['Fatigue life = ',num2str(1/sum(Annual_Damage)),' year']);

Effective_damageT(:,1);
% filename='Fatiguelife.xlsx';
% writetable(T,filename,'Sheet',1,'Range','C1')
% xlswrite(['Fatigue life = ',num2str(1/sum(Annual_Damage)),'
year'],filename,'Sheet',1,'Range','C20')
% system('taskkill /F /IM EXCEL.EXE');
Output1(1,5)=1/sum(Annual_Damage);

filename='Fatiguelife.xlsx';
A = [{'Wind Speed','Occurrence','Effective_Damage','Total
damage','Fatiguelife'}; num2cell(Output1(:,:))];
xlswrite(filename,A);
system('taskkill /F /IM EXCEL.EXE');


filename='FatigueDamage_Wd.xlsx';
% A = [{'Wind Speed','Occurrence','Effective_Damage','Total
damage','Fatiguelife'}; num2cell(WD_Damage(:,:))];
xlswrite(filename,WD_Damage);
system('taskkill /F /IM EXCEL.EXE');
```

Stress_Decomposition

```
function[Stress_Results,Monopile_Thickness,thetas] =...
    Stress_Decomposition(Monopile_Diameter,Monopile_Thickness,...
    Channels,ChanName,ChanUnit,Depth)
```

```
% Function for calculating the moment anywhere along the
circumference of a
% circle given fore-aft and side-side moments

% Pre calculate angles
thetas = 0:30:359;
thetas = thetas/180*pi;

%% Calculate the elevations of all nodes along the tower. choose the
node that is closest to 10m height as the output node
imx = contains(ChanName,'TwrBsMxt'); %Find results
imy = contains(ChanName,'TwrBsMyt');
ifz = contains(ChanName,'TwrBsFzt');
% imx = contains(ChanName,'TwHt1MLxt'); %Find results
% imy = contains(ChanName,'TwHt1MLyt');
% ifz = contains(ChanName,'TwHt1FLzt');
Mx = Channels(:,imx); %X-moment
My = Channels(:,imy); %Y-moment
Fz = Channels(:,ifz); % Z-force

R = atan2(Mx,My); %Angle of maximum moment in time
Mt = sqrt(My.^2+Mx.^2); %Total moment

Area = pi/4*(Monopile_Diameter^2-(Monopile_Diameter-
2*Monopile_Thickness)^2); %Area of annulus
Inertia = pi/64*(Monopile_Diameter^4-(Monopile_Diameter-
2*Monopile_Thickness)^4); %Moment of inertia of annulus
Res2 = cos((thetas'*ones(1,length(R)))-
(ones(length(thetas),1)*R')).*...
    (ones(length(thetas),1)*Mt'); %Bending moment around circle

Bending_Stress = Res2.*(Monopile_Diameter/2)/Inertia; %My/I stress
in extreme fibers
Normal_Stress = ones(length(thetas),1)*[Fz/Area]'; %Normal stress is
evenly distributed across circle
Total_Stress = Bending_Stress + Normal_Stress; %Simple summation of
bending and normal stress

Stress_Results.Bending = Bending_Stress;
Stress_Results.Normal = Normal_Stress;
Stress_Results.Total = Total_Stress;
```

DNV_Curve

```
function[N,Stress_Ranges] = DNV_Curve(thickness)
%% For design category B1 in DNV C203
t = thickness;
m1 = 4.0; %Negative inverse slope of S-N curve
loga1 = 15.117; %Intercept of log N-axis by S-N curve
m2 = 5.0; %Negative inverse slope of S-N curve
loga2 = 17.146; %Intercept of log N-axis by S-N curve
k = 0.0; %Exponent on thickness
tref = 0.027; %Reference thickness

% Find the stress intersection of the first and second lines
Stress_Ranges = 1:0.01:1000;
logN1 = loga1-m1*log10(Stress_Ranges*(t/tref)^k);
logN2 = loga2-m2*log10(Stress_Ranges*(t/tref)^k);
p1 = polyfit((logN1),log10(Stress_Ranges),1);
p2 = polyfit((logN2),log10(Stress_Ranges),1);
x_intersect = fzero(@(x) polyval(p1-p2,x),3);
```

```
y_intersect = polyval(p1,x_intersect);

S6 = 10.^y_intersect;

%% Calculate SN curves
Stress_Ranges = 0.1:0.05:650;
logN = zeros(length(Stress_Ranges),1);
for i = 1:length(Stress_Ranges)
    if Stress_Ranges(i) >= S6
        logN(i) = loga1-m1*log10(Stress_Ranges(i)*(t/tref)^k);
    else
        logN(i) = loga2-m2*log10(Stress_Ranges(i)*(t/tref)^k);
    end
end

N = 10.^logN;
loglog(N,Stress_Ranges)
xlim([1e4,1e8])
```

rfmatrix

```
function [m,mx,my]=rfmatrix(rf,x,y,flagx,flagy)
% rfmatrix - rain flow matrix estimation
%
% function [m,mx,my] = rfmatrix(rf,x,y,flagx,flagy)
%
% Syntax: rfmatrix(rf)
%         rfmatrix(rf,x,y)
%         rfmatrix(rf,x,y,flagx,flagy)
%         [m,mx,my] = rfmatrix(...)
%
% Input: rf          - rainflow data - output from rainflow
function,
%        x,y         - numbers of bins in x and y direction,
%        flagx,flagy - strings,
%                      'ampl' for amplitude,
%                      'mean' for mean value,
%                      'freq' for frequency and 'period' for
%                      time period of extracted cycles.
%
% Output: m     - rainflow matrix,
%         mx,my - the bin locations respectively to x and y.

% By Adam Nies³ony, 16-Aug-2003
% Revised, 10-Nov-2009
% Visit the MATLAB Central File Exchange for latest version.

error(nargchk(1,5,nargin))
if nargin<5,
    flagy='mean';
    if nargin<4,
        flagx='ampl';
        if nargin<3,
            y=10;
            if nargin<2,
                x=10;
            end
        end
    end
end

% rainflow data
```

```
if flagx(1)=='m',
    xdata=rf(2,:);
elseif flagx(1)=='f',
    xdata=rf(5,:).^-1;
elseif flagx(1)=='p',
    xdata=rf(5,:);
else
    xdata=rf(1,:);
end

if flagy(1)=='m',
    ydata=rf(2,:);
elseif flagy(1)=='f',
    ydata=rf(5,:).^-1;
elseif flagy(1)=='p',
    ydata=rf(5,:);
else
    ydata=rf(1,:);
end
cdata=rf(3,:);

x=x(:)';
y=y(:)';

if length(x) == 1
    minx = min(xdata);
    maxx = max(xdata);
    binwidth = (maxx - minx) ./ x;
    xx = minx + binwidth*(0:x);
    xx(length(xx)) = maxx;
    x = xx(1:length(xx)-1) + binwidth/2;
else
    xx = x;
    minx = min(xdata);
    maxx = max(xdata);
    binwidth = [diff(xx) 0];
    xx = [xx(1)-binwidth(1)/2 xx+binwidth/2];
end

if length(y) == 1
    miny = min(ydata);
    maxy = max(ydata);
    binwidth = (maxy - miny) ./ y;
    yy = miny + binwidth*(0:y);
    yy(length(yy)) = maxy;
    y = yy(1:length(yy)-1) + binwidth/2;
else
    yy = y;
    miny = min(ydata);
    maxy = max(ydata);
    binwidth = [diff(yy) 0];
    yy = [yy(1)-binwidth(1)/2 yy+binwidth/2];
end
% x, y - center of the intervals in xx and yy, respectively

srf=zeros(length(y),length(x));
rf=[xdata; ydata; cdata];

rfk=find(ydata>=yy(1) & ydata<=yy(2));
if ~isempty(rfk),
    srf(1,:)=rfhist(rf(:,rfk),x,'ampl');
end
```

```
for k=2:length(y),
    rfk=find(ydata>yy(k) & ydata<=yy(k+1));
    if ~isempty(rfk),
        srf(k,:)=rfhist(rf(:,rfk),x,'ampl');
    end
end

% plot if no output exist
if nargout==0,
    h=bar3(y,srf,1);
    for i=1:length(h)
        c=repmat(srf(:,i)',4*6,1);
        c=reshape(c,4,6*length(y))';
        c(c==0)=NaN;
        set(h(i),'CData',c)
        c=get(h(i),'XData');
        set(h(i),'XData',(max(x)-min(x))/(length(x)-1)*(c-1)+min(x))
    end
    set(gca,'XTickMode','auto')
    grid on
    xlabel(['X - ' flagx])
    ylabel(['Y - ' flagy])
    zlabel('number of cycles')
    title('rainflow matrix')
    axis tight
elseif nargout==1
    m=srf;
elseif nargout==2
    m=srf;
    mx=x;
elseif nargout==3
    m=srf;
    mx=x;
    my=y;
end
```

EK B:

Çizelge B.1 : NREL 5 MW DLC 1.x tasarım yük değerleri.

file_name	Parameter	Type	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)
'windspeed = 14.5'	'TwrBsFxt'	'Maksimum'	911.32	-4.1179	-6921.2	5219.8	76564	1142.5
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFxt'	'Minumum'	-81.815	-8.5451	-6838.9	704.31	-7455.3	-452.91
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFyt'	'Maksimum'	359.25	177.24	-6834	-7088.6	26595	1475.3
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFyt'	'Minumum'	313.62	-256.93	-6788.1	23895	31998	-2337.7
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFzt'	'Maksimum'	301.92	-19.857	-6719.5	6889	25828	-4692.2
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFzt'	'Minumum'	21.703	56.834	-6856	-4650.3	1662.7	495
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Maksimum'	313.62	-256.93	-6788.1	23895	31998	-2337.7
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Minumum'	333.56	141.44	-6864.8	-7232.1	25763	-1240.7
'windspeed = 13.1'	'TwrBsMyt'	'Maksimum'	885.79	-25.277	-6961.8	8099.1	79474	1472.2
'windspeed = 3.4'	'TwrBsMyt'	'Minumum'	-81.815	-8.5451	-6838.9	704.31	-7455.3	-452.91
'windspeed = 21.4'	'TwrBsMzt'	'Maksimum'	231.72	22.81	-6915.4	3502	23202	5531.9
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMzt'	'Minumum'	434.97	-39.751	-6742.1	8799.8	39034	-6900.1

Çizelge B.2 : NREL 5 MW DLC 2.x tasarım yük değerleri.

file_name	Parameter	Type	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)
'windspeed = 11.7'	'TwrBsFxt'	'Maksimum'	866.02	11.728	-6919.7	3867.8	75713	-247.87
'windspeed = 11.7'	'TwrBsFxt'	'Minumum'	-576.15	232.51	-6779.9	-18254	-58365	-5728.7
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFyt'	'Maksimum'	-334.54	403.2	-6816.2	-32610	-35652	121.7
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFyt'	'Minumum'	698.32	-484.66	-6961.7	43773	66733	8307.5
'windspeed = 15.8'	'TwrBsFzt'	'Maksimum'	272.76	19.383	-6272.2	-784.44	6477.2	-45.009
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFzt'	'Minumum'	90.471	26.966	-6859.1	-1938	7363.8	725.86
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Maksimum'	702.97	-483.97	-6967	43802	66946	8357.6
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Minumum'	-334.54	403.2	-6816.2	-32610	-35652	121.7
'windspeed = 11.7'	'TwrBsMyt'	'Maksimum'	866.02	11.728	-6919.7	3867.8	75713	-247.87
'windspeed = 11.7'	'TwrBsMyt'	'Minumum'	-552.17	173.11	-6790	-14673	-59842	-5100.4
'windspeed = 11.7'	'TwrBsMzt'	'Maksimum'	79.607	-11.304	-6910.6	5290.4	2598.1	13256
'windspeed = 20'	'TwrBsMzt'	'Minumum'	-63.064	104.04	-6678.7	-7079.5	-10513	-20626

Çizelge B.3 : NREL 5 MW DLC 3.x tasarım yük değerleri.

file_name	Parameter	Type	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFxt'	'Maksimum'	750.85	-107.2	-6811.9	14248	56632	-3611.6
'windspeed = 9'	'TwrBsFxt'	'Minumum'	-746.55	-423.15	-9294.7	7450.9	-18851	1937.4
'windspeed = 18.6'	'TwrBsFyt'	'Maksimum'	339.63	306.25	-6856.9	-19947	27913	-1682.6
'windspeed = 9'	'TwrBsFyt'	'Minumum'	-746.55	-423.15	-9294.7	7450.9	-18851	1937.4
'windspeed = 18.6'	'TwrBsFzt'	'Maksimum'	521.03	-2.7276	-5504	-450.46	12939	52.932
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFzt'	'Minumum'	-120.78	-21.518	-7143.5	1239.3	-4990.3	-6.7482
'windspeed = 18.6'	'TwrBsMxt'	'Maksimum'	273.51	-341.97	-6878.4	33850	23114	326.92
'windspeed = 18.6'	'TwrBsMxt'	'Minumum'	367.57	304.64	-6842.8	-20688	29596	-2204
'windspeed = 9'	'TwrBsMyt'	'Maksimum'	792.93	-26.241	-6908	6741	71622	1619.8
'windspeed = 9'	'TwrBsMyt'	'Minumum'	-746.55	-423.15	-9294.7	7450.9	-18851	1937.4
'windspeed = 9'	'TwrBsMzt'	'Maksimum'	527.74	-24.411	-5824.6	513.95	11340	10322
'windspeed = 9'	'TwrBsMzt'	'Minumum'	-11.52	-157.36	-6835.6	9066.5	-804.32	-6978.4

Çizelge B.4 : NREL 5 MW DLC 4.x tasarım yük değerleri.

file_name	Parameter	Type	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)
'windspeed = 11.7'	'TwrBsFxt'	'Maksimum'	2010.4	-118.27	-12860	23836	230900	3027.4
'windspeed = 11.7'	'TwrBsFxt'	'Minumum'	-576.32	131.84	-12730	-15154	-66474	-1192
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFyt'	'Maksimum'	737.29	783.13	-12825	-79781	78964	3746.2
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFyt'	'Minumum'	738.8	-906.58	-12906	111250	76112	3955.3
'windspeed = 6.2'	'TwrBsFzt'	'Maksimum'	252.33	-20.73	-11776	-4816.6	-2823.2	-172.35
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFzt'	'Minumum'	136.77	-14.045	-12914	2062.7	16784	1146.8
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Maksimum'	756.06	-892.53	-12908	111860	77944	4443.9
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Minumum'	759.66	779.47	-12829	-79995	80535	3588.2
'windspeed = 11.7'	'TwrBsMyt'	'Maksimum'	2007.6	-110.19	-12904	23334	235320	-634.28
'windspeed = 13.1'	'TwrBsMyt'	'Minumum'	-562.41	-72.169	-12737	7008.2	-70703	-5106.2
'windspeed = 18.6'	'TwrBsMzt'	'Maksimum'	683.48	-98.187	-12923	24852	79123	14157
'windspeed = 21.4'	'TwrBsMzt'	'Minumum'	849.59	-217	-12684	32365	92437	-16580

Çizelge B.5 : NREL 5 MW DLC 5.x tasarım yük değerleri.

file_name	Parameter	Type	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)
'windspeed = 11.7'	'TwrBsFxt'	'Maksimum'	869.07	13.04	-6914.5	4127.7	75622	-419.33
'windspeed = 6.2'	'TwrBsFxt'	'Minumum'	-947.88	-104.99	-6277.5	7991.2	-25904	-3995.8
'windspeed = 9'	'TwrBsFyt'	'Maksimum'	145.67	622.27	-6788.1	-21339	-1029.3	-5724
'windspeed = 17.2'	'TwrBsFyt'	'Minumum'	28.316	-525.05	-6815.4	33718	-6443.8	552.36
'windspeed = 14.5'	'TwrBsFzt'	'Maksimum'	678.95	-35.912	-4462	14389	22454	4009.7
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFzt'	'Minumum'	-156.05	-4.9798	-7219.7	8892.7	-5410.9	-1270.8
'windspeed = 17.2'	'TwrBsMxt'	'Maksimum'	28.316	-525.05	-6815.4	33718	-6443.8	552.36
'windspeed = 17.2'	'TwrBsMxt'	'Minumum'	242.42	420.83	-6813.8	-28378	13424	-733.58
'windspeed = 11.7'	'TwrBsMyt'	'Maksimum'	869.07	13.04	-6914.5	4127.7	75622	-419.33
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMyt'	'Minumum'	-673.64	-98.833	-6808.7	14798	-55308	-368.36
'windspeed = 10.3'	'TwrBsMzt'	'Maksimum'	160.64	-240.77	-6911.6	18897	2100.3	14654
'windspeed = 10.3'	'TwrBsMzt'	'Minumum'	-34.792	-343.92	-6802	17988	-5176.2	-8637.1

Çizelge B.6 : NREL 5 MW DLC 6.x tasarım yük değerleri.

file_name	Parameter	Type	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)
'windspeed = 22.7'	'TwrBsFxt'	'Maksimum'	298.33	23.47	-6326	-1224.6	10561	336.73
'windspeed = 4.8'	'TwrBsFxt'	'Minumum'	-176.78	-8.3553	-7432.6	43.262	-4920.2	169.15
'windspeed = 22.7'	'TwrBsFyt'	'Maksimum'	98.26	96.316	-6804.2	-6662.3	2936.3	-97.275
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFyt'	'Minumum'	140.32	-101.65	-6778.7	6842.5	5687.3	159.29
'windspeed = 4.8'	'TwrBsFzt'	'Maksimum'	234.99	16.744	-5963.6	-391.09	4902.3	122.84
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFzt'	'Minumum'	-57.868	-36.658	-7069.5	686.08	-2871.4	-537.64
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Maksimum'	139.55	-101.4	-6779.7	6847.5	5652.3	183.91
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Minumum'	190.79	90.883	-6782.1	-7601.8	10456	22.534
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMyt'	'Maksimum'	219.5	-21.682	-6795.1	1391.9	13810	62.853
'windspeed = 4.8'	'TwrBsMyt'	'Minumum'	-176.78	-8.3553	-7432.6	43.262	-4920.2	169.15
'windspeed = 3.4'	'TwrBsMzt'	'Maksimum'	38.912	-16.168	-6800.5	146.15	-549.06	1154.7
'windspeed = 3.4'	'TwrBsMzt'	'Minumum'	-26.108	25.22	-6848.2	-677.78	-1915.9	-1263.6

Çizelge B.7 : NREL 5 MW DLC 7.x tasarım yük değerleri.

file_name	Parameter	Type	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)
'windspeed = 10.3'	'TwrBsFxt'	'Maksimum'	652.3	-56.847	-6880.5	5273.5	56796	-289.54
'windspeed = 10.3'	'TwrBsFxt'	'Minumum'	-220.31	19.729	-6824.6	-1452.3	-18219	981.53
'windspeed = 22.7'	'TwrBsFyt'	'Maksimum'	25.498	225.31	-6836.9	-13636	-2374.5	-2342.6
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFyt'	'Minumum'	236.92	-243.47	-6771.1	18151	18356	88.668
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFzt'	'Maksimum'	62.402	-49.638	-6683.8	6246.4	10777	139.71
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFzt'	'Minumum'	148.5	2.6029	-6853.7	-167.32	12886	3.074
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Maksimum'	236.92	-243.47	-6771.1	18151	18356	88.668
'windspeed = 22.7'	'TwrBsMxt'	'Minumum'	25.498	225.31	-6836.9	-13636	-2374.5	-2342.6
'windspeed = 10.3'	'TwrBsMyt'	'Maksimum'	649.65	-60.635	-6879.7	5234.6	56921	291.16
'windspeed = 10.3'	'TwrBsMyt'	'Minumum'	-215.4	46.996	-6802.8	-3433.5	-19109	-160.04
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMzt'	'Maksimum'	251.01	-93.947	-6839.5	8171.5	18483	6503.7
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMzt'	'Minumum'	7.5599	-128.48	-6759.1	9765.7	476.49	-7671

EK C:

Çizelge C.1 : DTU 10 MW DLC 1.x tasarım yük değerleri.

file_name	Parameter	Type	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)
'windspeed = 10.3'	'TwrBsFxt'	'Maksimum'	1925.9	-18.883	-12943	13222	219990	-4128.1
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFxt'	'Minumum'	-34.212	-1.7776	-12836	295.24	-4857.9	821.64
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFyt'	'Maksimum'	1003.9	865.67	-12904	-88832	104940	1701.1
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFyt'	'Minumum'	470.26	-983.11	-12853	121630	48657	2291.8
'windspeed = 17.2'	'TwrBsFzt'	'Maksimum'	732.51	-131.68	-12616	25704	79263	-545.35
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFzt'	'Minumum'	117.62	-101.2	-12954	12916	21592	1469.6
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Maksimum'	469.16	-982.97	-12855	121660	48678	2080.1
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Minumum'	1003.9	865.67	-12904	-88832	104940	1701.1
'windspeed = 10.3'	'TwrBsMyt'	'Maksimum'	1925.9	-18.883	-12943	13222	219990	-4128.1
'windspeed = 3.4'	'TwrBsMyt'	'Minumum'	-21.62	0.33234	-12828	183.86	-4886.5	1631.4
'windspeed = 18.6'	'TwrBsMzt'	'Maksimum'	809.58	46.266	-13013	6533.1	95030	13667
'windspeed = 18.6'	'TwrBsMzt'	'Minumum'	762.54	32.973	-12748	4636.8	88233	-14805

Çizelge C.2 : DTU 10 MW DLC 2.x tasarım yük değerleri.

file_name	Parameter	Type	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)
'windspeed = 11.7'	'TwrBsFxt'	'Maksimum'	1757.7	-61.875	-12979	18658	206530	1193.6
'windspeed = 11.7'	'TwrBsFxt'	'Minumum'	-808.82	268.63	-12701	-22915	-117130	-34257
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFyt'	'Maksimum'	647.87	1136.8	-12880	-119340	81252	1428
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFyt'	'Minumum'	483.61	-1167.6	-12878	145530	50366	2880.8
'windspeed = 18.6'	'TwrBsFzt'	'Maksimum'	307.89	49.437	-11744	2721.5	8975.3	3511
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFzt'	'Minumum'	57.606	18.63	-12876	11173	1417.3	-429.19
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Maksimum'	424.05	-1165.4	-12898	145700	47381	2702.1
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Minumum'	639.26	1136	-12851	-119440	80436	1016.2
'windspeed = 11.7'	'TwrBsMyt'	'Maksimum'	1690.9	-9.7718	-12965	11839	212580	197.47
'windspeed = 11.7'	'TwrBsMyt'	'Minumum'	-804.71	254.33	-12721	-22616	-124990	-28934
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMzt'	'Maksimum'	703.98	149.25	-13309	768.84	84087	52664
'windspeed = 22.7'	'TwrBsMzt'	'Minumum'	273	75.015	-12481	-3439.2	22935	-49661

Çizelge C.3 : DTU 10 MW DLC 4.x tasarım yük değerleri.

file_name	Parameter	Type	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)
'windspeed = 11.7'	'TwrBsFxt'	'Maksimum'	2010.4	-118.27	-12860	23836	230900	3027.4
'windspeed = 11.7'	'TwrBsFxt'	'Minumum'	-576.32	131.84	-12730	-15154	-66474	-1192
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFyt'	'Maksimum'	737.29	783.13	-12825	-79781	78964	3746.2
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFyt'	'Minumum'	738.8	-906.58	-12906	111250	76112	3955.3
'windspeed = 6.2'	'TwrBsFzt'	'Maksimum'	252.33	-20.73	-11776	-4816.6	-2823.2	-172.35
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFzt'	'Minumum'	136.77	-14.045	-12914	2062.7	16784	1146.8
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Maksimum'	756.06	-892.53	-12908	111860	77944	4443.9
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Minumum'	759.66	779.47	-12829	-79995	80535	3588.2
'windspeed = 11.7'	'TwrBsMyt'	'Maksimum'	2007.6	-110.19	-12904	23334	235320	-634.28
'windspeed = 13.1'	'TwrBsMyt'	'Minumum'	-562.41	-72.169	-12737	7008.2	-70703	-5106.2
'windspeed = 18.6'	'TwrBsMzt'	'Maksimum'	683.48	-98.187	-12923	24852	79123	14157
'windspeed = 21.4'	'TwrBsMzt'	'Minumum'	849.59	-217	-12684	32365	92437	-16580

Çizelge C.4 : DTU 10 MW DLC 5.x tasarım yük değerleri.

file_name	Parameter	Type	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFxt'	'Maksimum'	2181.4	-155.27	-4525.7	16363	72644	6612.3
'windspeed = 11.7'	'TwrBsFxt'	'Minumum'	-1953.5	-16.514	-12737	13229	-241480	-5482.6
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFyt'	'Maksimum'	681.71	496.55	-12876	-47166	70164	-652.75
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFyt'	'Minumum'	-125.74	-923.15	-12904	72155	-24260	-6284.9
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFzt'	'Maksimum'	2181.4	-155.27	-4525.7	16363	72644	6612.3
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFzt'	'Minumum'	-1665.5	267.79	-21715	7465.4	-17836	13828
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMxt'	'Maksimum'	790.37	-599.8	-12854	80168	71133	-186.48
'windspeed = 3.4'	'TwrBsMxt'	'Minumum'	126.97	480.87	-12844	-54987	7905.7	-1673.2
'windspeed = 11.7'	'TwrBsMyt'	'Maksimum'	1771.4	-17.622	-12952	12369	213930	-3606.3
'windspeed = 11.7'	'TwrBsMyt'	'Minumum'	-1953.5	-16.514	-12737	13229	-241480	-5482.6
'windspeed = 3.4'	'TwrBsMzt'	'Maksimum'	246.71	-1.1914	-12561	13973	23896	16208
'windspeed = 21.4'	'TwrBsMzt'	'Minumum'	606.02	-133.5	-12729	25065	66195	-14476

Çizelge C.5 : DTU 10 MW DLC 6.x tasarım yük değerleri.

file_name	Parameter	Type	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)
'windspeed = 18.6'	'TwrBsFxt'	'Maksimum'	550.24	-340.43	-12813	40973	47555	-9957.5
'windspeed = 4.8'	'TwrBsFxt'	'Minumum'	-206.17	142.74	-12792	-13275	-29966	10971
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFyt'	'Maksimum'	-23.042	415.27	-12795	-44849	-8377.6	11088
'windspeed = 15.8'	'TwrBsFyt'	'Minumum'	216.75	-652.82	-12797	75200	16715	-11609
'windspeed = 22.7'	'TwrBsFzt'	'Maksimum'	340.22	-149.25	-12248	22224	17656	1785.5
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFzt'	'Minumum'	17.005	-419.49	-12823	48399	-4978.3	-13090
'windspeed = 15.8'	'TwrBsMxt'	'Maksimum'	216.75	-652.82	-12797	75200	16715	-11609
'windspeed = 3.4'	'TwrBsMxt'	'Minumum'	-23.042	415.27	-12795	-44849	-8377.6	11088
'windspeed = 18.6'	'TwrBsMyt'	'Maksimum'	550.24	-340.43	-12813	40973	47555	-9957.5
'windspeed = 4.8'	'TwrBsMyt'	'Minumum'	-206.17	137.88	-12792	-12653	-29969	11396
'windspeed = 14.5'	'TwrBsMzt'	'Maksimum'	75.091	-203.06	-12778	27403	1038.2	15258
'windspeed = 14.5'	'TwrBsMzt'	'Minumum'	139.96	-425.16	-12814	49301	6077.5	-15189

Çizelge C.6 : DTU 10 MW DLC 3.x tasarım yük değerleri.

file_name	Parameter	Type	TwrBsFxt (kN)	TwrBsFyt (kN)	TwrBsFzt (kN)	TwrBsMxt (kNm)	TwrBsMyt (kNm)	TwrBsMzt (kNm)
'windspeed = 4.8'	'TwrBsFxt'	'Maksimum'	2432.6	208.45	-12808	-21272	272040	2181.3
'windspeed = 4.8'	'TwrBsFxt'	'Minumum'	-2133.9	-243.78	-12860	32372	-262250	1146
'windspeed = 4.8'	'TwrBsFyt'	'Maksimum'	1304.6	549.53	-12808	-62525	146830	128.13
'windspeed = 4.8'	'TwrBsFyt'	'Minumum'	-1280.1	-541.27	-12836	64995	-157350	539.63
'windspeed = 24.1'	'TwrBsFzt'	'Maksimum'	553.08	-35.891	-12586	7023.4	41842	-6088.5
'windspeed = 3.4'	'TwrBsFzt'	'Minumum'	0.54093	-502.16	-12818	56717	2406.6	-3989.2
'windspeed = 4.8'	'TwrBsMxt'	'Maksimum'	-1280.1	-541.27	-12836	64995	-157350	539.63
'windspeed = 4.8'	'TwrBsMxt'	'Minumum'	1282.9	549.38	-12803	-62537	144240	-182.26
'windspeed = 4.8'	'TwrBsMyt'	'Maksimum'	2429.9	222.12	-12808	-22998	272230	2065.7
'windspeed = 4.8'	'TwrBsMyt'	'Minumum'	-2132.8	-227.08	-12859	30521	-262340	1202.3
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMzt'	'Maksimum'	731.61	-214.58	-12849	28703	71273	15817
'windspeed = 24.1'	'TwrBsMzt'	'Minumum'	382.42	-225.89	-12662	27888	26502	-9786.7

ÖZGEÇMİŞ



Ad-Soyad **: Onur GÜNEŞ**

Doğum Tarihi ve Yeri **:** 25.02.1994 / NEVŞEHİR

E-posta **:** onurgunes118@gmail.com

ÖĞRENİM DURUMU:

- **Lisans** **:** 2017, Yıldız Teknik Üniversitesi, İnşaat Fakültesi, İnşaat Mühendisliği Bölümü

YAYINLAR:

- Altunsu E., Gunes O., Sarı A., " *Rüzgar Türbinlerinin Sismik Davranışı*". (3rd International Symposium on Multidisciplinary Studies and Innovative Technologies, ISMSIT 2019, Ankara, Türkiye, 11 - 13 October 2019.)
- Gunes O., Altunsu E., Sarı A., " *Yorulma Etkisindeki Rüzgar Türbinlerinin Yaşam Ömürlerinin Değerlendirilmesi*".(3rd International Symposium on Multidisciplinary Studies and Innovative Technologies, ISMSIT 2019, Ankara, Türkiye, 11 - 13 October 2019.)
- Gunes O., Altunsu E., Sorosh S., Sarı A., *"Evaluation of Existing Fatigue Cracks on Wind Turbines Subjected to Earthquake and Wind Loads ".* (Life-Cycle Analysis and Assessment in Civil Engineering, Life-cycle performance assessment of civil engineering system, IALCCE 2020, Shanghai, China, 23-27 October 2020.)