



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)



碩士學位論文

亂流가 風力發電시스템의 極限荷重에 미치는 影響 研究

濟州大學校 大學院

風力特性化協同科程

玄 勝 建

2011 年 12 月



亂流가 風力發電시스템의 極限荷重에 미치는 影響 研究

指導教授 許 鐘 哲
共同指導 金 建 勳

玄 勝 建

이 論文을 工學 碩士學位 論文으로 提出함

2011年 12月

玄勝建의 工學 碩士學位 論文을 認准함

審査委員長 _____ (印)

委 員 _____ (印)

委 員 _____ (印)

濟州大學校 大學院

2011年 12月



Abstract

The Importance of alternative energy development is becoming greater to proactively respond to diminishing fossil fuel reserves and increasing environmental regulations such as the United Nations Framework Convention on Climate Change. Against this backdrop, the industry for wind power technology has grown rapidly over the past five years at an average annual rate of 27.3%. Recently, the average capacity of a wind turbine unit has also been increasing with the rapid development and penetration of wind power technology. The increasing capacity of wind turbines has caused operational load to grow rapidly, creating the technical issue of securing the safety of a large structure. Korea's domestic wind turbines, however, have been dependent on advanced countries in core technical aspects of design, load analysis, and performance systems due to lack of experience and technical know-how. This thesis was prepared with the cognition of the urgent need to develop technology and accumulate technical information on design and load analysis of wind power systems in Korea, where the main focus has been on the development of production technology.

It examined the load analysis process of wind power systems and looked into the factors that affected ultimate load as a critical element of wind power system design and development. Since most parts of Korea are mountainous and are as frequently influenced by typhoons, turbulence intensity is different at different locations. For this reason, data collected from actual sites across Korea were analyzed to investigate the change in ultimate load on wind power systems with a change in turbulence intensity.

This thesis used GH-Bladed, a software package for the design and certification of wind turbines, certified by Germanischer Lloyd, a German classification society. Ultimate load was analyzed in the condition of Class 1A of the international standard IEC 61400-1 3rd edition and characteristics of ultimate load were compared and analyzed in accordance with turbulence intensity. Ultimate load analysis was done for each turbulence intensity of 270 design load cases that were independently designed for ultimate load analysis.

The ultimate load analysis results showed almost all ultimate loads at blades, hub, and tower occurred at both DLC (Design Load Case) 6.1 parked extreme wind model and DLC 7.1 parked and fault extreme wind model. This suggested that the wind turbine was affected by a considerable load when it was in the condition of parked and fault extreme wind model. Turbulence intensity analysis suggested the greater the intensity, the greater the ultimate load at the root of blades and the bottom of the tower. At the hub, however, ultimate moment of some components increased while that of others went down somewhat, indicating that extreme power increased together with turbulence intensity.

In conclusion, this thesis identified the relationship between the change in turbulence intensity and ultimate load on wind turbines, contributing to the development of wind turbine design technology in Korea.

목 차

Abstract	i
List of Figures	v
List of Tables	vii
NOMENCLATUBE	ix

CHAPTER

I. 서 론	1
1.1 연구배경	1
1.2 연구목적	3
1.3 연구방법	6
II. 하중해석 운동방정식	7
2.1 Aerodynamics	7
2.2 구조 동역학	13
III. 풍력발전시스템의 하중 해석 조건	15
3.1 적용 풍력발전시스템의 사양	15
3.2 외부 조건	23
3.3 설계 하중 조건(design load cass)	32
IV. 풍력발전시스템 극한하중 해석	54
4.1 블레이드의 극한 하중 해석	54
4.2 타워의 극한 하중 해석	60

V. 난류강도에 대한 극한하중 해석 64

5.1 난류 강도의 변화 64

5.2 난류강도에 대한 블레이드의 극한 하중 해석 65

5.3 난류강도에 대한 타워의 극한 하중 해석 71

5.4 등가 극한 하중의 분석 75

VI. 결론 77

참고문헌 78

List of Figures

Fig. 1 Turbulence characteristics at 60m at Hansu and Taebak	4
Fig. 2 Topographical distribution at Hansu and Teabak	5
Fig. 3 Turbulence distribution at 60m at Hansu and Taebak)	5
Fig. 4 Comparison of theoretical and measured values of C_T	11
Fig. 5 Coordinate System for the Rotating Blade Loads	20
Fig. 6 Coordinate System for the Hub Loads	21
Fig. 7 Coordinate System for the Tower Loads	22
Fig. 8 Turbulence standard deviation for the normal turbulence model(NTM)	26
Fig. 9 Turbulence intensity for the normal turbulence model(NTM)	26
Fig. 10 Longitudinal turbulence wind flow for DLC 1.1	35
Fig. 11 Longitudinal turbulence wind flow for DLC 1.3	35
Fig. 12 Wind speed and wind direction for DLC 1.4	36
Fig. 13 Wind shear for DLC 1.5	37
Fig. 14 Longitudinal transient wind speed for DLC 2.3.	38
Fig. 15 Extreme direction change for DLC 3.3	39
Fig. 16 Extreme moments at blade radius 1.25m	55
Fig. 17 Extreme forces at blade radius 1.25m	56
Fig. 18 Extreme bending moments and share forces at blade radius 1.25m	57
Fig. 19 Extreme deflection at blade radius 40m	57
Fig. 20 Extreme moments at tower of height 0m	61
Fig. 21 Extreme forces at tower of height 0m	61
Fig. 22 Extreme deflection at Tower height 60m	62
Fig. 23 Turbulence intensity for the normal turbulence model	65
Fig. 24 Sensitivity of extreme loads at blade1.25m radius(1)	67
Fig. 25 Sensitivity of extreme loads at blade1.25m radius(2)	67

Fig. 26 Sensitivity of extreme blade tip deflection 68

Fig. 27 Sensitivity of extreme loads at Tower height=0m 72

Fig. 28 Sensitivity of extreme Tower top deflection 72

Fig. 29 Equivalent extreme load at blade 75

Fig. 30 Equivalent extreme load at tower 76

List of Tables

Table 1 Wind condition comparison	4
Table 2 General characteristics of rotor and turbine	16
Table 3 Blade geometry	16
Table 4 Blade mass distribution	17
Table 5 Blade stiffness distribution	17
Table 6 Hub mass and inertia	17
Table 7 Tower details	18
Table 8 Drive train	18
Table 9 Generator characteristics	18
Table 10 Mechanical loss torque(kNm, referred to low speed shaft)	18
Table 11 Electrical losses	19
Table 12 Electrical network	19
Table 13 Basic parameter for wind turbine classes	24
Table 14 Design load case (DLC)	33
Table 15 Partial safety factor for leads	33
Table 16 Analysis condition for DLC 1.1	42
Table 17 Analysis condition for DLC 1.3	43
Table 18 Analysis condition for DLC 1.4	44
Table 19 Analysis condition for DLC 1.5	45
Table 20 Analysis condition for DLC 2.1	46
Table 21 Analysis condition for DLC 2.2	46
Table 22 Analysis condition for DLC 2.3	47
Table 23 Analysis condition for DLC 3.2	48
Table 24 Analysis condition for DLC 3.3	48
Table 25 Analysis condition for DLC 4.2	49
Table 26 Analysis condition for DLC 5.1	50
Table 27 Analysis condition for DLC 6.1	50

Table 28	Analysis condition for DLC 6.2	51
Table 29	Analysis condition for DLC 6.3	52
Table 30	Analysis condition for DLC 7.1	53
Table 31	Calculation position for extreme characteristics	54
Table 32	Ultimate loads : Blade at 1.25m radius(1)	58
Table 33	Ultimate loads : Blade at 1.25m radius(2)	59
Table 34	Ultimate loads : Blade deflection at 40m	59
Table 35	Ultimate loads : Tower , tower station height = 0m	63
Table 36	Ultimate loads : Tower deflection at 60m	63
Table 37	Compare with turbulence intensity	65
Table 38	Ultimate load with turbulence intensity : blade at 1.25m radius(1)	69
Table 39	Ultimate load with turbulence intensity : blade at 1.25m radius(2)	69
Table 40	Ultimate load with turbulence intensity : blade deflection at 40m radius	70
Table 41	Ultimate load with turbulence intensity : Tower, Tower height = 0m	73
Table 42	Ultimate load with turbulence intensity : Tower top deflection, tower height = 60m	73
Table 43	Equivalent ultimate load with turbulence intensity at blade ·	75
Table 44	Equivalent ultimate load with turbulence intensity at tower ·	76

NOMENCLATURE

a	axial flow induction factor
a'	tangential flow induction factor
A, A_d	rotor swept area
A_∞, A_W	upstream and downstream stream-tube cross-sectional areas
c	blade chord; Weibull scale parameter
C_d	sectional drag coefficient
C_L	sectional lift coefficient
C_P	power coefficient
C_T	thrust coefficient; total cost of wind turbine
D	drag force; tower diameter; rotor diameter; flexural rigidity of plate
L	length scale for turbulence (subscripts and superscripts according to context); lift force
N	number of blades; number of time steps per revolution; integer
p	static pressure
P	aerodynamic power; electrical real (active) power
Q	rotor torque; electrical reactive power
r	radius of blade element or point on blade; correlation coefficient between power and wind speed; radius of tubular tower
R	blade tip radius; ratio of minimum to maximum stress in fatigue load cycle; electrical resistance
T	thrust
U_∞	free stream velocity
U_{ave}	annual average wind speed at hub height
U_W	streamwise velocity in the far wake
P	aerodynamic power; electrical real (active) power
W	wind velocity relative to a point on rotating blade; electrical power loss
λ	tip speed ratio; latitude; ratio of longitudinal to transverse buckle half wavelengths
δ	logarithmic decrement of combined aerodynamic and structural damping; width of tower shadow deficit region
Ω	rotational speed of rotor; earth's rotational speed
σ	blade solidity; standard deviation; stress



I. 서 론

1.1 연구배경

화석연료의 고갈과 국제 기후변화 협약 등 국제적인 환경규제에 능동적으로 대처하기 위한 대체에너지 개발 중요성이 점점 더 강조 되고 있다. 그리고 우리나라 전체 사용에너지의 96%를 수입에 의존하고 있는 우리나라는 대체에너지 개발의 필요성이 절실하게 되었다. 대체에너지 중에서도 풍력발전은 청정에너지인 바람이 동력원이므로 기존의 화석연료나 우라늄 등을 이용한 발전방식에 비해 대기오염이나, 방사능 누출 등과 같은 문제가 없는 무한정, 무공해 발전방식이다.

이러한 가운데 신·재생에너지 산업인 풍력발전 산업은 전 세계적으로 2009년도 말의 160,084MW에서 2010년도 말의 199,520MW의 풍력발전시스템의 보급과 2009년도의 연간 331.91TWh/년에서 2010년도의 연간 409.91TWh/년 이상의 전력을 생산 및 공급하고 있으며 세계적으로 빠르게 성장하고 있는 발전기술로서 최근 5년간 연 평균 산업규모 성장률이 27.3%에 이르는 고도의 성장률을 보이고 있다^[1].

또한, 풍력기술의 개발 및 보급이 거듭되어 최근에는 단위 풍력발전시스템의 평균 용량도 대형화를 거듭하고 있는 상황이다. 단위 풍력발전시스템의 용량이 1980년대 초의 25kW/대에 비하여 현재 평균 2,000kW/대급에서 최근에는 5,000 ~ 6,000kW급의 단일 풍력발전시스템이 상용화되기에 이르렀으며, 최근의 6,000kW급의 풍력발전시스템은 날개의 직경이 124m, 타워높이가 100 ~ 120m에 이르는 거대 구조물로 설치되고 있다.

우리나라에서도 풍력발전 기술의 개발 및 시스템 보급에 박차를 가하면서 최근에는 3MW급 풍력발전시스템에 대한 시제품을 생산하여 실증시험 중에 있고,

제주도와 강원도를 중심으로 풍력발전시스템이 보급되어 2010년 현재 우리나라에 보급된 풍력발전 용량은 약 370MW(2010년 12월 기준)으로 대부분 중대형 풍력발전시스템으로 이루어져 있다. 그러나 이렇게 보급증가 및 국산 풍력발전시스템 개발 목표 용량의 증가에도 불구하고, 실제 국산 풍력발전시스템의 설계, 하중해석 또는 성능시험 등의 핵심적인 부분에서는 경험부족과 기술적 노하우의 열세로 기술 선진국에 전적으로 의존하고 있는 현실이다.

따라서, 현재 주로 생산기술 개발에 치중하고 있는 국내 풍력발전 관련 현실에서 시급하게 요구되고 있는 풍력발전시스템의 설계 및 하중해석에 관한 기술개발 및 기술자료 축적의 필요가 본 논문의 배경이라 할 수 있으며, 앞서 언급한바와 같이 세계적으로 주요 개발 대상 용량인 2MW 풍력발전시스템을 본 논문의 대상으로 정하였다. 따라서 본 논문을 통해 국내에서 절대적으로 부족한 풍력발전시스템의 설계 및 하중해석에 대한 기술 축적과 풍력발전시스템 설계자에 대한 기술적 설계 자료를 제시하여 풍력발전시스템의 설계자 혹은 같은 분야의 연구자들에게 보탬이 되고자 한다.



1.2 연구목적

아직 국내에서는 풍력발전시스템에 대한 독자적인 설계나 해석에 관한 기술이나 경험이 매우 부족한 상태로서, 해석이나 설계과정에서의 세부적인 해석 조건 등과 같은 것에 대해서도 접근이 매우 어려운 상황이다. 풍력발전시스템의 주요 부분에 작용하는 하중은 상당히 복잡한 형태로서, 하중 크기의 계측이나 예측은 설계의 적절성 및 안전성의 규명을 위해서는 필수적인 사안이다. 그러나 실제로 풍력발전시스템에 작용하는 하중, 그중에서도 극한하중의 크기나 방향을 알아내는 것은 상당히 어려운 일로 알려져 있다. 이에 대한 기존의 연구로서 주로 블레이드 및 타워에 집중하여 현장에서의 실험을 통한 부분적인 연구가 진행되었으나 이러한 실험도 하중의 동적 변화를 반영하지 못하고 평균적인 개념에서의 풍속 대비 하중의 변화를 측정하는 정도에 불과하다^[2]. 이는 실험적인 방법의 필연적인 한계로서, 동적인 하중의 변화나 극한하중의 크기와 방향을 세밀하게 분석할 수 있는 해석적인 방법이 필요한 이유가 된다.

본 논문은 풍력발전시스템 설계 및 개발에 반드시 필요한 하나의 과정으로서, 풍력발전시스템 하중 해석의 과정과 극한하중에 영향을 미치는 요인에 대하여 특히, 우리나라의 풍황^[3]에 따른 풍력발전시스템의 극한하중의 변화에 대하여 다루고자한다.

1.2.1 난류강도에 따른 극한하중 해석의 필요성

우리나라는 지역에 따라 각기 다른 풍황 특성을 보인다. 특히 많은 풍력발전단지 건설되어 운영 중에 있는 제주도와 강원도 지역에서의 풍황을 보면 다음의 Table 1과 Fig. 1과 같이 태백지역의 연 평균풍속은 6.75m/s, 풍력에너지 밀도는 434W/m²로 제주도 한수 지역보다 우수한 풍력자원을 갖고 있지만 제주도 한수

지역에서의 난류강도는 풍속 15m/s에서 평균 난류강도인 TI_{mean} 은 11.9%정도로 IEC Class 난류특성 C 카테고리인 지역이고 강원도 태백지역의 난류강도는 풍속 15m/s에서 평균 난류강도인 TI_{mean} 은 17.2%로 IEC Class 난류특성 S 카테고리 [4][5]인 지역이다.

Table 1 Wind condition comparison

	태백	한수
Yearly Average Wind Speed [m/s]	6.75	6.31
Wind Power Density [W/m ²]	434	313
Turbulence Intensity [%]	17.2	11.9

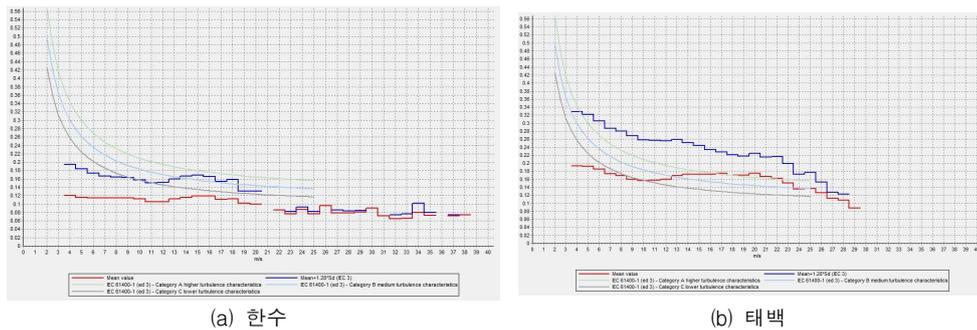


Fig. 1 Turbulence characteristics at 60m at Hansu and Taebak

이 두 지역의 지형을 보면 다음의 Fig. 2에서 제주도 한수지역은 주위가 평탄하고 기울기 변화가 적은 지형을 띄는 반면에 강원도 태백지역의 지형은 기울기 변화가 심하고 주위의 산들로 인해 아주 복잡한 지형을 띤다. 이렇게 지형적인 영향으로 난류강도가 세지면서 Fig. 3과 같이 각 지역에서의 바람의 난류분포도 다르다. 한수지역에서는 난류강도가 13%미만인 바람이 약 59%이고 난류강도가 15%를 넘는 바람이 약 11.5%인 반면 태백지역에서는 난류강도가 13%미만인 바람이 약 28%이고 난류강도 15%이상인 바람은 전체의 약 64.5%나 차지한다.

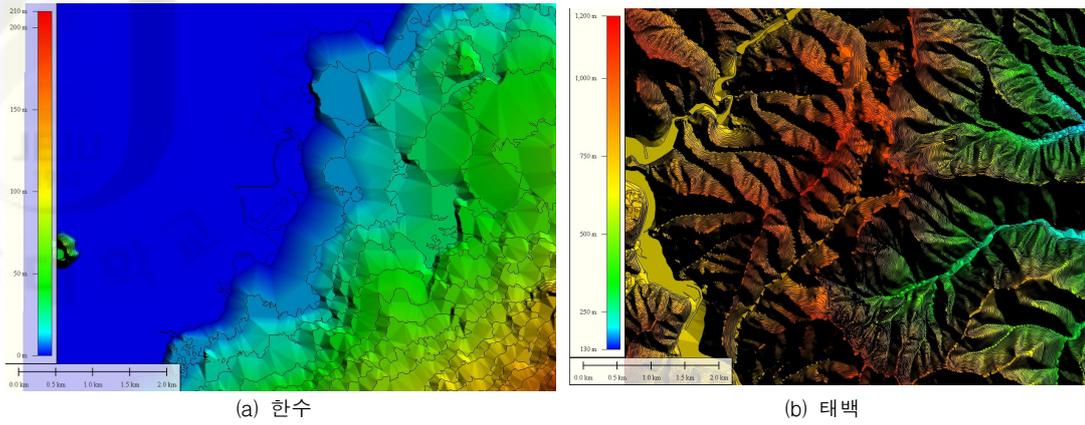


Fig. 2 Topographical distribution at Hansu and Taebak

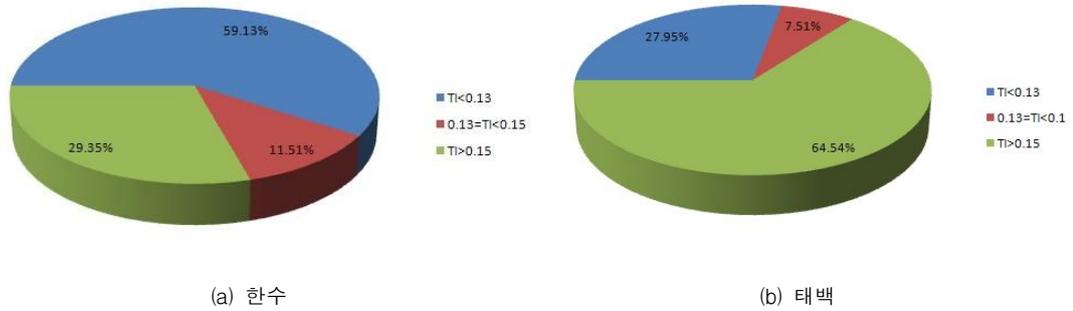


Fig. 3 Turbulence distribution at 60m at Hansu and Taebak

이와 같이 우리나라는 산악지역이 많고 태풍의 직접적인 영향을 자주 받아 각 지역에 따라 난류강도의 크기는 각각 다르므로 우리나라의 실제 사이트에서 측정된 풍황에 따라 풍력발전시스템에 작용하는 극한하중의 분석은 매우 필요하다고 생각된다.

1.3 연구방법

본 연구를 위해 국제 규격인 IEC 61400-1 3rd edition에서 Class IA의 조건에서 극한하중 특성을 분석하고 실제 측정된 풍황 데이터에 따른 난류 강도별 극한하중 특성을 분석하여 상호 비교한다. 극한 하중 분석을 위해 사용한 GH bladed^{[6][7]}은 영국의 Garrad Hassan이라는 풍력분야의 컨설팅사에서 개발하여 풍력발전시스템의 성능과 하중을 해석하기 위한 소프트웨어로서, 풍력발전시스템의 예비 설계와 각 구성요소의 특성 및 상세 설계, 풍력발전시스템의 설계 인증 (design assessment)의 목적으로 만들어져 전 세계적으로 가장 널리 활용 되고 있다.



II. 하중해석 운동방정식

2.1 Aerodynamics^{[8][9]}

본 논문에 사용되는 공기역학의 모델은 날개 깃 요소(blade element) 이론과 모멘텀(momentum) 이론의 결합된 형태인 날개 깃 요소 모멘텀(Blade Element Momentum) 이론이다. 이 이론들은 이미 충분히 검증된 정상(steady) 흐름의 공기역학을 규명하는 모델이며, 이의 확장 모델로서 비정상(unsteady) 흐름인 후류(wake)의 동역학과 실속(stall) 히스테리시스(hysteresis) 모델을 통하여 동적실속(dynamic stall)까지 확장하여 공기역학적 현상을 표현하고 있다.

2.1.1 날개요소 운동량 이론(blade element momentum theory)

날개요소 이론의 기본적인 가정은 블레이드 요소에서 발생하는 힘이 요소 면적을 통과하는 바람의 운동량 변화를 초래하는 유일한 성분이라는 것이다. 반경 방향 요소들 사이에서의 상호 작용은 없다고 가정 할 수 있으며, 축 방향 흐름 계수의 반경 방향 변화는 없다고 할 수 있다. 이때 N_{r0} 의 블레이드에 작용하는 축 방향 공기역학적 힘은 다음과 같다.

$$\delta L \cos \phi + \delta D \sin \phi = \frac{1}{2} \rho W^2 N C (C_L \cos \phi + C_D \sin \phi) \delta r \quad (1)$$

요소면적을 통과하는 기류의 축 방향 운동량 변화율은 $\dot{m}U_\infty$ 이므로, 블레이드를 통과하는 바람의 크기는 $(U_\infty - U_w)$ 이고, $U_w = (1-2a)U_\infty$ 이므로 환형 국부회전

면적을 통과하는 바람의 축 방향 운동량 변화율은

$$\rho U_{\infty}(1-a)2\pi r\delta r \times 2aU_{\infty} = 4\pi\rho U_{\infty}^2 a(1-a)r\delta r \quad (2)$$

후류의 회전성분에 의해 발생하는 압력 강하를 $P_{drop,w} = \frac{1}{2}\rho(2a'\Omega r)^2$ 라 하면 축 방향으로 작용하는 힘은,

$$F = \frac{1}{2}\rho(2a'\Omega r)^2 \times 2\pi r\delta r \quad (3)$$

그러므로, 공기역학적인 축 방향 힘을 나타내는 식(3)은 바람이 통과 할 때 축 방향 운동량의 변화와 로터 블레이드 후류 압력강하에 의해 발생하는 힘의 합으로 표현될 수 있으며 이는 다음과 같이 표현된다.

$$\frac{1}{2}\pi W^2 N C (C_L \cos\phi + C_D \sin\phi) \delta r = 4\pi\rho [U_{\infty}^2 a(1-a) + (a'\Omega r)^2] r\delta r \quad (4)$$

식(4)을 정리하면,

$$\frac{W^2}{U_{\infty}^2} N \frac{C}{R} (C_L \cos\phi + C_D \sin\phi) = 8\pi [a(1-a) + (a'\lambda\mu)^2] \mu \quad (5)$$

또한 블레이드는 축 방향의 힘 외에도 접선 방향의 회전력 즉 토크에 의한 힘을 발생한다.

$$(\delta L \sin\phi - \delta D \cos\phi)r = \frac{1}{2}\rho W^2 N C (C_L \sin\phi - C_D \cos\phi) r \delta r \quad (6)$$

각 운동량 변화율은 $\dot{m} \times U_{\text{tangential}}$ 이므로 작용하는 토크는

$$\rho U_{\infty}(1-a)\Omega r 2a' r 2\pi r \delta r = 4\pi\rho U_{\infty}\Omega r a'(1-a)r^2\delta r \quad (7)$$

식(6)과 식(7)을 정리하면,

$$\frac{W^2}{U_{\infty}^2} N \frac{C}{R} (C_L \sin\phi - C_D \cos\phi) = 8\pi\lambda\mu^2 a'(1-a) \quad (8)$$

축 방향의 힘, $\frac{W^2}{U_{\infty}^2} N \frac{C}{R} (C_L \cos\phi + C_D \sin\phi) = 8\pi [a(1-a) + (a'\lambda\mu)^2] \mu$ 과 C의 양-항력

계수를 다음과 같이 두면,

$$C_L \cos\phi + C_D \sin\phi = C_x, \quad C_L \sin\phi - C_D \cos\phi = C_y \quad (9)$$

Blade Element Momentum Theory로부터 유도된 식은

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma_r}{4\sin^2\phi} \left[C_x - \frac{\sigma_r}{4\sin^2\phi} C_y \right], \quad \frac{a'}{1+a'} = \frac{\sigma_r C_y}{4\sin\phi\cos\phi} \quad (10)$$

여기서, $\sigma_r = \frac{NC}{2\pi r} = \frac{N}{2\pi\mu} \frac{C}{R}$ 로써 솔리디티(Solidity)

또한, 식(6)로부터 토크를 얻을 수 있다.

$$\delta Q = 4\pi\rho U_{\infty}\Omega r a'(1-a)r^2\delta r \quad (11)$$

1974년 Wilson과 Lissaman은 익형의 후연(Trailing edge)으로부터 협소 후류 영역에 대해서만 항력에 의한 속도감소 영향이 존재하므로 앞서 유도된 흐름 유도 계수 식에서 항력항은 무시해도 된다는 주장을 하였다. 항력에 의한 후류 속도 감소는 단지 후류 발생 특징에 제한 될 뿐 로터 블레이드 상류영역의 속도

감소에는 어떠한 영향도 미치지 못한다. 또한 표면 부착류(Attached flow)에 있어 항력은 표면 마찰에만 의존하는 요소이므로 로터 블레이드 단면에서 발생하는 압력강하에 대한 영향을 미치지 못한다.

로터 블레이드에서 표면부착류가 형성되지 못하고 실속 상태에 놓였을 때 항력계수는 로터 블레이드 압력강하에 영향을 미치는 인자로서 작용한다. 이러한 항력계수 항의 무시와 관련한 논의는 로터 블레이드 초기 설계단계에서 적용되는 수식의 단순화 및 계산과정의 단순화를 위해 많은 도움이 되는 부분이며, 또한 최적설계 조건에서의 로터 블레이드 표면 흐름은 부착류가 형성되는 특징을 지니므로 초기 형상 설계시 항력항을 무시하고 설계를 수행하는 방법이 효과적이다. 흐름 유도 계수들을 구할 때 항력에 의한 영향을 고려하지 않는다면,

$$\delta Q = 4\pi\rho U_\infty \Omega r a' (1-a)r^2 \delta r - \frac{1}{2}\rho W^2 N C C_D \cos\phi \delta r \quad (12)$$

전체 토크는,

$$Q = \frac{1}{2}\rho U_\infty^2 \pi R^3 \lambda \left(\int_0^R \mu^2 \left(8a'(1-a)\mu - \frac{W}{U_\infty} \frac{N C}{R} C_D (1-a') \right) d\mu \right) \quad (13)$$

회전하는 로터 블레이드는 날개 끝 와류(Tip Vortex)의 발생으로 인해 순환(Circulation)분포가 감소하게 되고, 이로 인한 날개 끝 손실(Tip Loss)이 발생한다. 다음의 식(14)은 Prandtl's tip loss theory(1919)가 제안하였고 이를 Glauert(1935)가 수정하여 다음의 식(15)에서 나타냈다.

$$f(r) = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\pi \left(\frac{R_W}{d} - \frac{r}{d} \right)} \right] \quad (14)$$

$$f(\mu) = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\left[\frac{(N/2)(1-\mu)}{\mu} \sqrt{1+(\lambda\mu)^2/(1-a)^2} \right]} \right] \quad (15)$$

운동량 이론에서 추력계수 C_T 는 a 가 1/2일 때 최대 값 1을 갖는다. 하지만 $a \geq 0.5$ 인 경우 후류 속도 $(1-2a)UW$ 가 0 또는 음의 값을 가질 수 있으므로 문제가 발생한다. 이를 Break Down of Momentum Theory이라고 하는데 이런 경우 더 이상 운동량 이론은 유효하지 않으므로 날개요소 운동량 이론에서와 같은 실험적 보정이 필요하다. 다음의 Fig. 4에서 이론적인 값과 실험적인 값의 보정을 나타내고 있다.

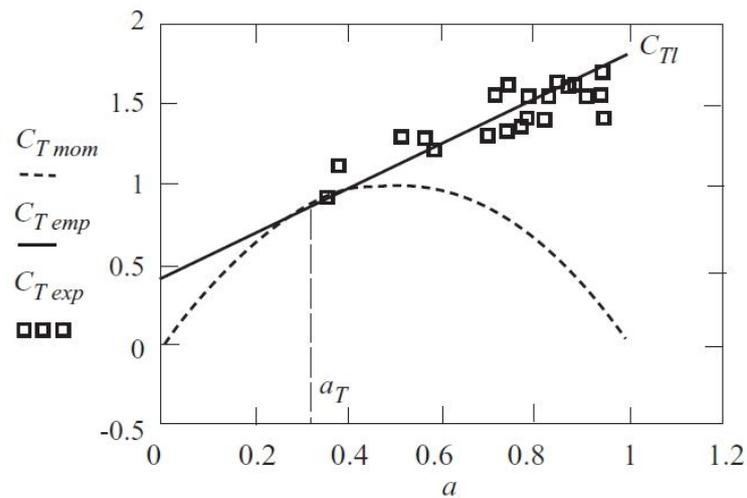


Fig. 4 Comparison of theoretical and measured values of C_T

또한, 위와 같은 조건에서 풍력터빈에 큰 하중이 작용한 채로 운전되며 이 조건에서는 더 이상 다음의 수식이 유효하지 않는다.

$$C_T = 4a(1-a) \quad (16)$$

식(16)은 다음의 식(17)과 같은 실험적 보정이 필요하게 된다.

$$C_T = 0.6 + 0.61a + 0.79a^2 \quad (17)$$

이러한 tip loss와 break down momentum theory를 적용하여 날개 요소 운동

량 이론에서 a 와 a' 은 다음의 식으로 정의 된다.

$$a = \frac{k_1}{(1+k_1)} \quad (18)$$

$$a' = \frac{k_2}{(1-k_2)} \quad (19)$$

여기서, a : for Axial flow induction factor

a' : for Tangential flow induction factor

$$k_1 : \frac{BC}{2\pi r} \frac{(C_L \cos \phi + C_D \sin \phi)}{4F \sin^2 \phi} H$$

for $a \leq 0.3539$, $H=1.0$

for $a \geq 0.3539$, $H = \frac{4a(1-a)}{0.6 + 0.61a + 0.79a^2}$

$$k_2 : \frac{BC}{2\pi r} \frac{(C_L \cos \phi + C_D \cos \phi)}{4F \sin \phi \cos \phi}$$



2.2 구조 동역학

풍력산업의 초기에는 풍력터빈의 설계는 준-정하중 계산(quasi-static aerodynamic calculation)에 대한 구조 동역학 효과를 구명하는데 그쳤으나, 1970년대 후반부터 신뢰할만한 동역학 해석 방법을 고려하기 시작하게 되었고, 유한요소해석법(Finite Element Analysis)과 모달해석(Modal Analysis)이라는 두 가지 기본적인 접근 방법을 사용하게 되었다^{[8][10]}.

그러나, 구조 동역학 문제를 다루고 있고 거의 표준화되어 사용되다시피 하는 전통적인 유한요소 해석코드는 풍력발전시스템의 경우에 대해 정확하지 못한 해석 결과를 도출하게 되는데 로터 등의 풍력발전시스템 내 특정 요소가 상대적으로 다른 요소(타워 등의 구조물)에 대해 큰 변위를 갖기 때문이다^{[11][12]}.

2.2.1 운동 방정식(Equation of motion)

회전하고 있는 풍력발전시스템 구성 요소와 회전하지 않는 구성 요소 간의 복잡한 모달 자유도 커플링에 의해 풍력발전시스템의 운동 방정식을 유도 해 내는 것은 매우 복잡한 일이다.

2.2.2.1 자유도(Degree of Freedom)

본 논문에서 구조 동적 모델에 대한 운동 방정식에 포함된 자유도는 다음과 같다.

- 로터 out of plane 모드
- 로터 in plane 모드
- 나셀 요

- 타워의 종 방향 운동모드
- 타워의 횡 방향 운동 모드

2.2.2.2 운동 방정식(Formulation of equation of motion)

다른 자유도와 커플링 되지 않는다고 가정한 단일 모달 자유도의 운동 방정식은 다음과 같다^[3].

$$\ddot{q}_i + 2\xi_i w_i \dot{q}_i + w_i^2 q_i = \frac{F_i}{M_i} \quad (20)$$

여기서, q_i 는 시간에 종속하는 모달 변위(modal displacement)

$$M_i = \int_{rotor} m(r) \Phi_i^2(r) dr \text{은 모달 질량(modal mass)}$$

$$F_i = \int_{rotor} f(r) \Phi_i(r) dr \text{은 모달 하중(modal force)}$$

$f(r)$ 은 로터 또는 타워 구성 요소상에 분포되는 하중을 나타낸다. 따라서, 결합된 형태의 운동 방정식의 공식은 다음과 같이 표현된다.

$$[M]\ddot{q} + [C]\dot{q} + [K]q = F \quad (21)$$

여기서, [M]는 모달 질량(modal mass) 행렬, [C]는 감쇠 행렬, [K]는 강성 행렬을 나타내며, q는 모달 변위 벡터, F는 모달하중 벡터를 의미한다.

여기서, 각 행렬은 시스템 자유도의 커플링 때문에 전-행렬(Full-Matrix)가 되며, 로터와 타워의 시간-상호 작용에 의해 주기계수(Periodic Coefficient)를 포함하게 된다.



Ⅲ. 풍력발전시스템의 하중 해석 조건

3.1 적용 풍력발전시스템의 사양

3.1.1 기계적 설계 제원

풍력발전시스템에서 가장 중요한 요소 중의 하나인 회전자 블레이드는 덴마크 LM Glassfiber사의 모델(38.75P-2MW)을 적용하였다. Table 2에서는 로터와 터빈의 일반적인 제원을 보이고 있는데, 회전자 직경은 80m이며, 허브 센터의 높이는 61.5m, 타워의 높이는 60m, 회전방향은 시계방향이고 피치제어로서 출력제어를 하도록 설계되었으며, 시동풍속은 4m/sec, 중단풍속은 25m/sec의 설계제원을 보이고 있다.

블레이드의 기본 제원은 다음의 Table 3에서 보이고 있는데 길이 38.75m의 2MW급 블레이드이다. 다음의 Table 4에는 적용된 블레이드의 길이에 따른 질량 분포와 Table 5에서는 강성의 분포변화를 보이고 있다.

Table 6에서는 설계된 허브의 총 중량과 관성을 보이고 있으며, Table 7에서는 설계된 타워의 제원과 총 중량을 보이고 있다.

다음의 Table 8에서는 동력전달계의 설계 제원을 보이고 있는데 기어 증속비는 83.33으로 설계되어 있으며 저속 축은 Flexible하고 고속 축은 stiff하다고 가정되어 해석에 적용하였다.

Table 2 General characteristics of rotor and turbine

Rotor diameter	80	m
Number of blades	3	ea
Teeter hinge	No	-
Hub height	61.5	m
Offset of hub to side of tower centre	0	m
Tower height	60	m
Tilt angle of rotor to horizontal	4	deg
Cone angle of rotor	0	deg
Blade set angle	0	deg
Rotor overhang	3.7	m
Rotational sense of rotor, viewed from upwind	Clockwise	-
Position of rotor relative to tower	Upwind	-
Aerodynamic control surfaces	Pitch	-
Fixed / Variable speed	Variable	-
Diameter of spinner	2.5	m
Radial position of root station	1.25	m
Extension piece diameter	1.9	m
Extension piece drag coefficient	0.8	-
Cut in windspeed	4	m/s
Cut out windspeed	25	m/s

Table 3 Blade geometry

Distance from root (m)	Chord (m)	Twist (deg)	Thickness (% chord)	Pitch Axis (% chord)	Aerodyn-amic control	Aerofoil section reference
0.00	2.0667	13.00	100.0	50.00	Pitchable	1.000
1.148	2.0667	13.00	100.0	50.00	Pitchable	1.000
3.444	2.7556	13.00	64.0	38.00	Pitchable	1.000
5.741	3.4444	13.00	40.0	29.00	Pitchable	1.000
9.185	3.4444	11.00	30.0	29.00	Pitchable	1.000
16.074	2.7556	7.80	22.0	29.00	Pitchable	1.000
26.407	1.837	3.30	15.0	29.00	Pitchable	1.000
35.593	1.1482	0.30	11.5	29.00	Pitchable	1.000
38.233	0.6889	2.75	11.0	29.00	Pitchable	1.000
38.75	0.0287	4.00	11.0	29.00	Pitchable	1.000

Table 4 Blade mass distribution

Distance from root (m)	Centre of Mass (% chord)	Mass/unit length (kg/m)
0.00	50.00	1084.77
1.148	50.00	369.81
3.444	38.00	277.36
5.741	29.00	234.21
9.185	29.00	209.56
16.074	29.00	172.58
26.407	29.00	103.55
35.593	29.00	55.47
38.233	29.00	40.68

Table 5 Blade stiffness distribution

Radial Position (m)	Stiffness about Chord Line (Nm ²)	Stiffness perpendicular to Chord Line (Nm ²)
0.00	7.472E+09	7.472E+09
1.148	2.433E+09	2.607E+09
3.444	1.408E+09	2.085E+09
5.741	8.341E+08	1.425E+09
9.185	5.561E+08	1.286E+09
16.074	2.085E+08	5.648E+08
26.407	2.954E+07	1.216E+08
35.593	2.259E+06	2.433E+07
38.233	1.1382E+05	4.518E+06
38.75	3.128E+03	8.1675E+03

Table 6 Hub mass and inertia

Mass of hub	14000 kg
Mass centre of hub	0 m
Inertia of hub about LSS	12000 kgm ²
Total Rotor Mass	33640.2 kg
Total Rotor Inertia	6.029E+06 kgm ²

Table 7 Tower details

Station Number	Height (m)	Diameter (m)	Mass/unit length (kg/m)	Stiffness (Nm ²)
1.000	-15.00	3.500	2935.71	2.46E+11
2.000	15.00	3.1923	2214.09	1.43E+11
3.000	35.00	2.8846	1492.47	7.81E+10
4.000	50.00	2.7308	1131.66	5.65E+10
5.000	60.00	2.600	824.97	4.22E+10

Table 8 Drive train

Gearbox ratio	83.33
Generator inertia	60 kgm ²
Position of shaft brake	High speed shaft (Gearbox End)
Low speed shaft	Flexible
Low speed shaft torsional stiffness	1.6E+08 Nm/rad
Low speed shaft torsional damping	1.E+07 Nms/rad
High speed shaft	Stiff

3.1.2 전기적 설계 제원

다음의 Table 9에서는 발전기의 설계된 특성치를 보이고 있으며, 해석에 적용되는 발전기의 기계적 손실과 전기적 손실 수치를 Table 10 및 Table 11에서 보이고 있다.

Table 9 Generator characteristics

Generator model	Variable	Speed
Power electronics time constant		0 s
Maximum generator torque		14400 Nm
Minimum generator torque		0 Nm
Phase Angle		0 deg

Table 10 Mechanical loss torque(kNm, referred to low speed shaft)

Low speed shaft torque (kNm)	Loss torque (kNm)
0.0	23.00
960.0	37.00
1280.0	49.00

Table 11 Electrical losses

No load power loss	0 kW
Efficiency	95 %

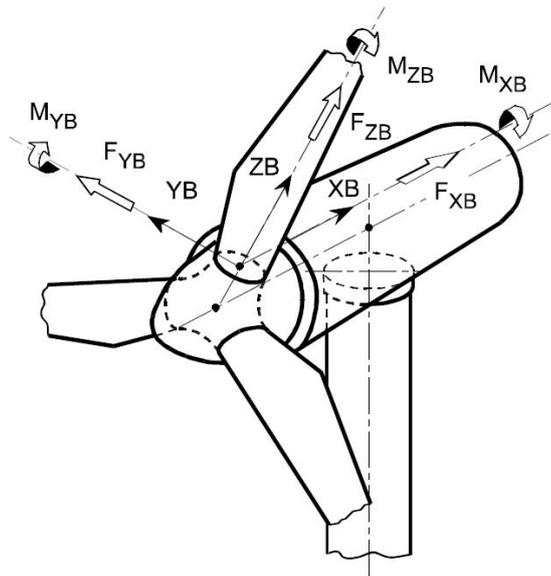
Table 12에서는 2MW급 풍력발전시스템이 연계되는 전력계통의 사양과 기본적인 특성을 보이고 있는데, 이는 설계치라기 보다는 전형적인 계통의 특성치로서 해석시의 발전기의 과도특성을 반영하기 위한 자료로서 이용된다.

Table 12 Electrical network

Network voltage	11000 V
Connecting line resistance	0 ohms/phase
Connecting line inductance	0 ohms/phase
Network resistance	0.01 ohms/phase
Network inductance	0.01 ohms/phase
Total number of turbines	1

3.1.3 하중해석의 좌표계

해석과정에서 이용된 좌표계는 GL의 좌표계를 사용하였다. 다음의 Fig. 5에는 블레이드 하중과 변위에 적용되는 좌표계를 보이고 있으며, Fig. 6에서는 허브에 작용하는 하중과 변위에 대해 적용되는 고정 및 회전 좌표계를 보이고 있고, Fig. 7에서는 타워의 하중과 변위에 적용되는 좌표계를 보이고 있다^{[6][7]}.



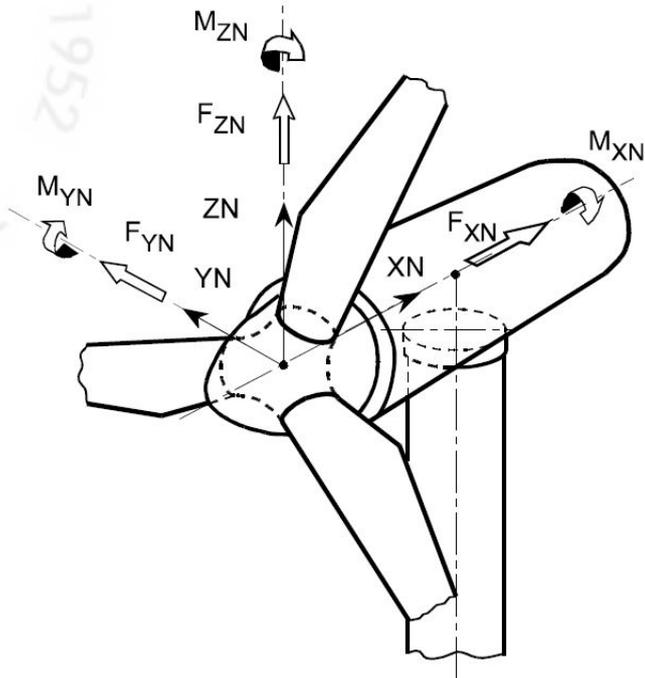
ZB : 블레이드 축

XB : ZB에 수직하며, 타워 방향(전방형 터빈) 또는 타워 반대방향(후 방형 터빈)

YB : 블레이드 축과 주축에 대해 수직하며, 오른 손 법칙을 적용함

원점 : 각 블레이드 섹션

Fig. 5 Coordinate System for the Rotating Blade Loads



(고정 허브 좌표계)

XN : 주축방향, 타워 방향(전방형 터빈) 또는 타워 반대 방향(후방형 터빈)

ZN : XN에 수직하며, 틸트각(tilt angle)이 0일 때 수직 윗 방향

YN : 수평면 방향으로서 오른손 법칙을 적용함

(회전 허브 좌표계)

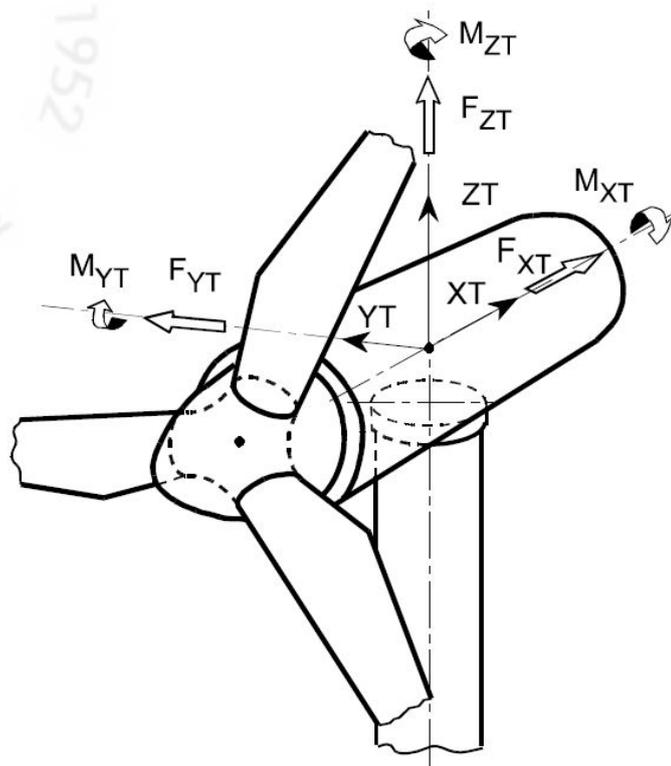
XN : 주축방향, 타워 방향(전방형 터빈) 또는 타워 반대 방향(후방형 터빈)

ZN : XN에 수직하며, 경사각(cone angle)이 0일 때 블레이드 축과 일치함

YN : XN과 ZN에 수직하며, 오른손 법칙을 적용함

원점 : 허브 중심(블레이드 축과 주축 중심선의 교점)

Fig. 6 Coordinate System for the Hub Loads



XT : 남쪽 방향

ZT : 수직 위 방향

YT : 동쪽 방향

원점 : 각 타워 섹션

Fig. 7 Coordinate System for the Tower Loads

3.2 외부 조건

풍력발전시스템에 대한 설계조건과 설계하중에 대해서는 설계자의 설계상의 문제이지만, 최소한의 안전에 대한 보장을 위하여 IEC(International Electrotechnics Commission, 국제전기표준회의)에서 극한하중 설계조건에 대해 기본적인 사항을 정의하고 있다^{[5][6]}. 그러나 IEC에서 정의해 놓은 극한하중의 설계조건은 실제적인 조건이기 보다는, 특이한 상황에서 몇 가지의 조건이 동시에 발생한다는 가정하에 정의된 극한적인 조건이다.

여기서는 풍력발전시스템의 설계에 고려해야 할 외부조건에 대해 정리 하였다. 풍력발전시스템의 하중, 내구성 및 운전은 외부 환경 조건과 전력운영 조건에 영향을 받게 되는데 안전성을 확보하기 위하여 충분하게 외부조건 등이 시스템 설계에 반영되어야 한다.

외부조건은 정상 외부조건 및 극한 외부조건으로 나눌 수 있으며, 정상 외부조건은 장기간의 구조 하중 및 운전 조건에 관계하고, 반면에 극한 외부 조건은 드물지만 잠재적 극한적인 외부 설계 조건을 나타낸다. 따라서, 설계하중 조건은 이들 외부조건과 풍력발전시스템의 운전 형태를 조합하여 구성하게 된다^{[4][5]}.

3.2.1 풍력발전시스템의 안전 등급

풍력발전시스템 설계에 고려해야 할 외부조건은 풍력발전시스템을 설치하려고 하는 지역의 유형에 따라 다르다. 따라서 각 지역의 유형을 표준화하여 일정한 풍력발전시스템 안전등급을 규정화 할 필요가 있게 된다. 즉, 각 지역의 풍속 조건을 극한적 풍속과 난류특성을 규정하는 변수로서 정의한 안전등급을 다음의 Table 13과 같이 설정하게 된다.

Table 13 . Basic parameter for wind turbine classes

풍력발전시스템 등급	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	설계자가 규정하는 수치
A I_{ref}	0.16			
B I_{ref}	0.14			
C I_{ref}	0.12			

여기서, 모든 수치는 허브 높이에 대해 적용

V_{ref} : 10분 평균의 기준 풍속

A : 고 난류특성 등급

B : 중 난류특성 등급

C : 저 난류특성 등급

I_{ref} : 풍속 15m/s에서의 난류강도 기대값

특수조건이 필요한 경우에는 S등급으로 정의된다. 풍력발전시스템 등급 S에 대한 설계치는 설계자가 정의하여 설계서에 명시하며, 해상 풍력발전시스템에 대한 특정 외부조건은 풍력발전시스템 등급 S를 적용하며, 모든 풍력발전시스템의 안전등급상의 설계 수명은 최소 20년으로 한다.

3.2.2 풍속조건(Wind Condition)

풍력발전시스템은 안전등급에 의해 정의된 풍속조건에 안전하게 견디도록 설계되어야 한다. 설계시 풍속의 적용범위는 풍력발전시스템을 정상적으로 운전할 때의 정상 풍속조건과 1년 또는 50년의 재현 기간으로 정의되는 극한 풍속조건으로 분류된다. 그리고 설계시 모든 경우에 수평면에서 8°의 경사각을 갖는 유입 흐름으로 가정하여 하중을 계산하게 된다.

3.2.2.1 정상 풍속조건

3.2.2.1.1 풍속분포(Wind Speed Distribution)

지역의 10분 평균풍속은 설계 하중 계산을 위하여 레일리 분포(Rayleigh distribution)에 따른다고 가정한다. 이 경우 허브높이에 있어서의 확률분포는 다음 식으로 주어진다.

$$P_{(R)}(V_{hub}) = 1 - \exp[-\pi(V_{hub}/2V_{ave})^2] \quad (22)$$

여기서, $V_{ave} = 0.2V_{ref}$

3.2.2.1.2 정상 풍속구배 모델(Normal Wind Profile model : NWP)

풍속 구배 $V(z)$ 는 평균풍속을 지상부터의 높이 z 의 함수로 나타낸 것으로서, 정상 풍속구배는 지수법칙으로서 가정한다.

$$V(z) = V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \quad (23)$$

여기서, 지수법칙의 지수 α 는 0.2로 가정

3.2.2.1.3 정상 난류모델(Normal Turbulence Model : NTM)

정상난류 모델에서, 난류 표준편차 대표값 σ_1 은 주어진 허브높이의 풍속에서 90%의 초과 확률을 가져야 하며, 다음의 식에 의해 정의 된다

$$\sigma_1 = I_{ref}(0.75V_{hub} + b) \quad ; \quad b=5.6\text{m/s} \quad (24)$$

정상 난류모델에서 난류 표준편차 대표값 σ_1 및 난류강도 σ_1/V_{hub} 의 특성치는 풍속의 함수로 다음의 Fig. 8 및 Fig. 9과 같게 된다.

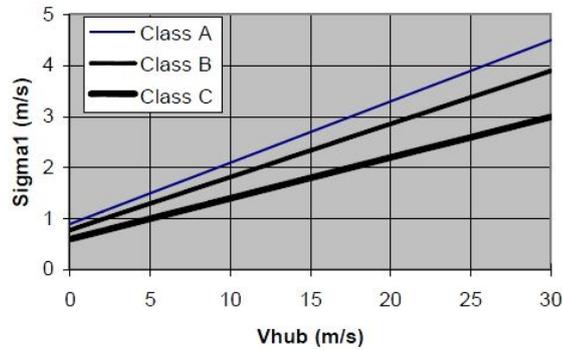


Fig. 8 Turbulence standard deviation for the normal turbulence model(NTM)

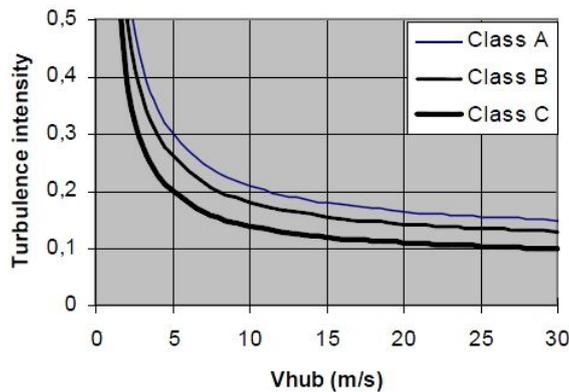


Fig. 9 Turbulence intensity for the normal turbulence model(NTM)

3.2.2.2 극한 풍속조건

3.2.2.2.1 극한 풍속모델(EWM)

정상 극한 풍속의 경우 50년주기 극한풍속 V_{e50} 과 1년주기 극한풍속 V_{e1} 은 기준 풍속 V_{ref} 과 관련이 있으며, V_{e50} 및 V_{e1} 은 높이 z 의 함수로서 아래 식으로 계산하여야 한다.

$$V_{e50}(z) = 1.4V_{ref}\left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^{0.11} \quad (25)$$

$$V_{e1}(z) = 0.8V_{e50}(z) \quad (26)$$

여기서 Z_{hub} 는 풍력발전시스템의 허브 높이이며, 풍향의 편차는 $\pm 15^\circ$ 로 가정한다.

그러나, 난류 극한풍속의 경우에는 V_{e50} 및 V_{e1} 은 높이 z 의 함수로서 아래 식으로 계산하여야한다.

$$V_{50}(z) = V_{ref}\left(\frac{z}{z_{hub}}\right)^{0.11} \quad (27)$$

$$V_{e1}(z) = 0.8V_{50}(z) \quad (28)$$

그리고 종방향의 난류 표준편차는 다음과 같다.

$$\sigma_1 = 0.11V_{hub} \quad (29)$$

3.2.2.2.2 극한 돌풍(EOG)

허브 높이에서의 극한 돌풍의 크기 V_{gust} 는 다음의 식에 의해 얻을 수 있다.

$$V_{gust} = Min\left\{1.35(V_{e1} - V_{hub}); 3.3\left(\frac{\sigma_1}{1 + 0.1\left(\frac{D}{A_1}\right)}\right)\right\} \quad (30)$$

여기서, D 는 회전자 직경이며, A_1 은 난류척조 계수이다.

$$A_1 = \begin{cases} 0.7z, & z < 60m \text{ 일때} \\ 42m, & z \geq 60m \text{ 일때} \end{cases}$$

이때, 풍속은 다음의 식에 의해 정의된다.

$$V(z,t) = \begin{cases} V(z) - 0.37V_{gust} \sin(3\pi t/T)(1 - \cos(2\pi t/T)), & 0 \leq t \leq T \\ V(z), & t < 0 \text{ 및 } t > T \end{cases} \quad (31)$$

여기서, $V(z)$ 는 정상 풍속구배 모델(Normal Wind Profile model : NWP)에서 정의되고, $T=10.5\text{sec}$ 이다.

3.2.2.2.3 극한 난류모델(ETM)

극한 난류모델은 정상 풍속 구배로서 가정하나, 종방향의 난류 표준편차는 다음과 같이 정의된다.

$$\sigma_1 = 2I_{ref} \left[0.072 \left(\frac{V_{ave}}{c} + 3 \right) \left(\frac{V_{hub}}{c} - 4 \right) + 10 \right] \quad (32)$$

3.2.2.2.4 극한 풍향변화(EDC)

극한 풍향변화의 크기 θ_e 은 다음 관계식으로 계산할 수 있다.

$$\theta_e(t) = \pm 4 \arctan \left[\frac{\sigma_1}{V_{hub} \left[1 + 0.1 \left[\frac{D}{A_1} \right] \right]} \right] \quad (33)$$

여기서, θ_e 는 $\pm 180^\circ$ 의 범위내로 제한되며, A_1 은 극한 돌풍(EOG)에서 정해진 난류 척도계수, D 는 회전자직경이다. 과도 극한 풍향변화 $\theta(t)$ 는 다음 식에서 얻어진다.

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & t < 0 \\ \pm 0.5\theta_e(1 - \cos(\pi t/T)) & 0 \leq t \leq T \\ \theta_e & t > T \end{cases} \quad (34)$$

여기서, 과도 극한 풍향변화의 주기 T 는 6sec이다. 과도 풍향변화가 끝난 후 풍향은 변하지 않는 것으로 가정하며, 풍속은 정상 풍속구배 모델(NWP)를 따르는 것으로 가정한다.

3.2.2.2.5 극한 풍향변화를 갖는 돌풍(ECD)

극한 풍향변화를 갖는 돌풍의 크기는 다음과 같다.

$$V_{cg} = 15m/s \quad (35)$$

풍속은 관계식에 의해 정의된다.

$$V(z,t) = \begin{cases} V(z) & t < 0 \\ V(z) + 0.5V_{cg}(1 - \cos(\pi t/T)) & 0 \leq t \leq T \\ V(z) + V_{cg} & t > T \end{cases} \quad (36)$$

여기서, 변화시간 T 는 10초이고 풍속 $V(z)$ 는 정상 풍속구배 모델(NWP)에서 주어진다. 이 경우 풍속의 변화는 풍향의 변화와 동시에 진행되고 풍향 변화의 크기 θ_{cg} 는 다음의 관계식으로 정의한다.

$$\theta_{cg}(V_{hub}) = \begin{cases} 180^\circ & V_{hub} < 4m/s \\ \frac{720^\circ m/s}{V_{hub}} & 4m/s \leq V_{hub} \leq V_{ref} \end{cases} \quad (37)$$

동시에 발생하는 풍향변화는 다음의 식에 의해 계산된다.

$$\theta(t) = \begin{cases} 0^\circ & t < 0 \\ \pm 0.5\theta_{cg} (1 - \cos(\pi t/T)) & 0 \leq t \leq T \\ \pm \theta_{cg} & t > T \end{cases} \quad (38)$$

여기서, 변화주기 T는 10sec로 한다.

3.2.2.2.6 극한 윈드시어(EWS)

극한 윈드시어는 아래 두 과도 풍속 식으로부터 계산한다.

$$V(z,t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \pm \left(\frac{z - z_{hub}}{D} \right) \left(2.5 + 0.2\beta\sigma_1 \left(\frac{D}{A_1} \right)^{1/4} \right) \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T} \right) \right) & 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha & t < 0 \text{ 및 } t > T \end{cases} \quad (39)$$

수평 방향의 과도 윈드시어

$$V(z,t) = \begin{cases} V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha \pm \left(\frac{y}{D} \right) \left(2.5 + 0.2\beta\sigma_1 \left(\frac{D}{A_1} \right)^{1/4} \right) \left(1 - \cos\left(\frac{2\pi t}{T} \right) \right) & 0 \leq t \leq T \\ V_{hub} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^\alpha & t < 0 \text{ 및 } t > T \end{cases} \quad (40)$$

여기서, α 는 0.2, β 는 6.4, T는 12sec, A_1 은 난류척도계수이고 D는 회전자 직경이다.

3.2.3 기타 환경 조건(Other Environmental Conditions)

그 밖에 고려되어야 할 정상 환경조건은 다음과 같다.

- 시스템의 정상 작동 주위 온도범위 : $-10^{\circ}\text{C} \sim +40^{\circ}\text{C}$
- 상대 습도 : 95% 이하
- 오염되지 않은 내륙의 대기성분
- 태양의 일사량 : $1,000\text{W}/\text{m}^2$
- 공기 밀도 : $1.225 \text{ kg}/\text{m}^3$
- 기타 사항 : 극한환경 및 전력계통의 운전조건은 IEC 64100-1 참조

3.3 설계 하중 조건(Design Load Case)

풍력발전시스템 설계목적을 위해 풍력발전시스템의 수명기간 중에 노출될 수 있는 가장 심각한 상황을 포함하는 일련의 상태를 정의한다. 이를 설계 하중 조건이라 하며, 하중 조건은 특정 부품의 조합, 조립, 정비 및 운전모드 또는 외부 조건 등에 좌우 될 수 있으며, 제어 및 보호시스템의 동작 및 이로 인해 발생할 수 있는 조건 등도 함께 고려해야 한다.

따라서 풍력발전시스템의 설계 하중 조건은 다음과 같은 운전 조건의 상호간의 조합으로 구성하게 된다.

- 정상 설계상태 및 정상 또는 극한 외부조건
- 고장 설계상태 및 적절한 외부조건
- 수송, 설치, 정비시의 설계상태 및 적절한 외부조건

극한외부조건과 고장상태와의 사이에 상관관계가 있을 경우, 설계하중 조건으로 이 두 가지의 조합도 고려하여야하며, 다음의 Table 14에 풍력발전시스템의 설계하중을 계산하여야 하는 최소한의 설계 하중조건을 보이고 있다.

각 설계 하중조건에 대하여 적절한 해석형식을 Table 14에서 U 및 F로 나타내었는데 여기서, F는 피로강도의 평가에 사용하는 피로 하중의 해석을 나타내고, U는 재료의 안전성 해석 등을 위한 극한 하중의 해석을 나타내고 있다.

해석 형식 U로 나타낸 설계 상태는 다시 정상(N), 이상(A) 또는 수송 및 건설(T)로 분류되는데, N, A, T의 형식에 따라 극한하중에 적용되는 부분안전계수(partial safety factor) γ_f 을 다르게 결정하며, 결정된 부분 안전계수를 Table 15에 나타내고 있다.

Table 14 Design load case (DLC)

설계상태	DLC	풍속/풍향 조건	기타조건	해석 형식	부분 안전 계수
1.운전	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	극한상황의 외압	U	N
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r - 2m/s, V_r, V_r + 2m/s$		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
2.운전 중 고장발생	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	제어장치 고장/정전	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	보호장치 또는 내부 전기고장	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2m/s$ and V_{out}	정전 및 제어, 또는 보호 장치 고장	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	정전 및 제어, 보호 또는 전기장치 고장	F	*
3.시동	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2m/s$ and V_{out}		U	N
	3.3	EDC $V_{hub} = V_r \pm 2m/s$ and V_{out}		U	N
4.정상정지	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2m/s$ and V_{out}		U	N
5.비상정지	5.1	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2m/s$ and V_{out}		U	N
6.정지 또는 공회전	6.1	EWM $V_{hub} = V_{e50}$		U	N
	6.2	EWM $V_{hub} = V_{e50}$	정전	U	A
	6.3	EWM $V_{hub} = V_{e1}$	극한 요우각	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0.7V_{ref}$		F	*
7.정지 중 고장발생	7.1	EWM $V_{hub} = V_{e1}$		U	N
8.수송, 조립, 정비 및 수리	8.1	NTM 제작사가 규정		U	T
	8.2	EWM $V_{hub} = V_{e1}$		U	A

Table 15 Partial safety factor for leads

이상 하중 상태			정상 하중 상태
설계 상태(Table 16)			모든 설계
정상(N)	이상(A)	수송 및 건설(T)	
1.35	1.1	1.5	0.9

3.3.1 하중 조건의 설계

극한하중의 해석을 위해서는 세부적인 하중 해석의 조건을 설계하여야 한다. 그러나 이에 대해서는 기본적인 사항에 대해서만 Table 14와 같이 IEC 61400-1에서 정해져 있기 때문에, 세부적인 하중 조건의 설계와 하중 조건 설정은 설계자에게 하중 해석에 앞서 매우 중요한 사안이 된다. 여기에서 2MW급 풍력발전시스템의 극한 하중의 해석을 위해 선행되어야 하는 270가지의 하중조건의 독자적인 설계과정을 언급하였다.

3.3.1.1 DLC 1.1(정상난류조건과 정상운전 중 요우 오차)

풍속은 NTM으로서 평균 풍속은 시동 풍속인 4m/s에서 정지 풍속인 25m/s까지 2m/s 간격으로 하였고 3.2.2.1.3에서 언급한 NTM모델에 의해 종방향 난류강도는 34.4%에서 15.584%까지로 각각 설계된다. 그리고 기타 조건의 조합으로는 가장 빈번 할 수 있으면서도 안전성에 큰 영향을 주는 요우 오차(yaw error)로서 설정하였고, 각각 -10° , 0° 및 10° 로 설계하였다. 따라서 DLC 1.1은 36가지의 하중 조건으로 설계되었다. DLC 1.1의 해석을 위해 생성된 난류모델(NTM : $V_{\text{mean}} = 12\text{m/s}$, $TI = 19.4667\%$)은 다음의 Fig. 10과 같다.

3.3.1.2 DLC 1.3(극한난류 조건과 정상운전 중 요우 오차)

풍속은 ETM으로서 평균 풍속은 cut in 풍속인 4m/s에서 cut out 풍속인 25m/s까지 2m/s 간격으로 하였고 3.2.2.2.3에서 언급한 ETM모델에 의해 종방향 난류강도는 70.784%에서 19.0669%까지로 각각 설계된다. 그리고 기타 조건으로 DLC 1.1과 동일하게 요우 오차(yaw error)로서 설정하여 DLC 1.3도 총 36가지의 하중 조건으로 설계 하였다. DLC 1.3의 해석을 위해 생성된 난류모델(ETM : $V_{\text{mean}} = 25\text{m/s}$, $TI = 19.0669\%$)은 다음의 Fig. 11와 같다.

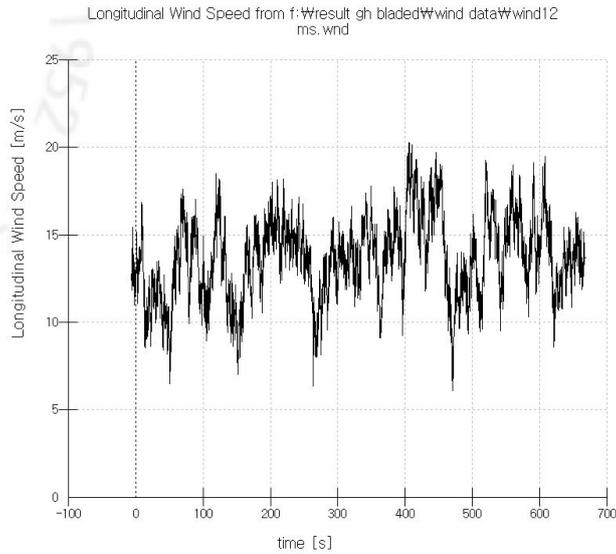


Fig. 10 Longitudinal turbulence wind flow for DLC 1.1

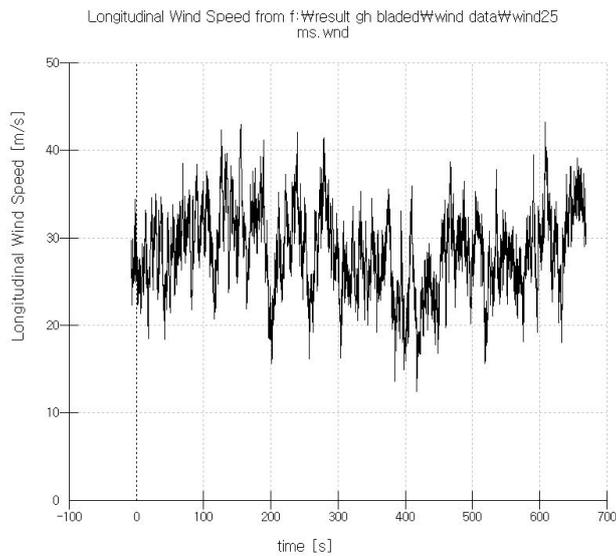


Fig. 11 Longitudinal turbulence wind flow for DLC 1.3

3.3.1.3 DLC 1.4(풍속 · 풍향 급변화 조건과 정상운전 중 요우 오차)

풍속은 ECD로서 평균 풍속은 정격풍속인 12m/s의 ± 2 m/s와 정격 풍속인 12m/s으로 정하였고 돌풍의 크기와 풍속 변화시간은 3.2.2.2.5에서 언급한 ECD모델에 의해 돌풍의 크기와 시간은 15m/s로서 10초간 변화로 설계되었고, 풍향의

변화 역시 3.2.2.2.5에서 언급한 ECD모델에 의해 72°, 60° 및 51.429°로 10초간의 변화로 설계되었다. ECD의 경우는 풍속과 풍향이 동시에 변화하는 천이 상태로써 다음의 Fig. 12에서 풍속과 풍향의 변화를 보이고 있다. 또한 기타 조건으로 DLC 1.1과 동일하게 요우 오차(yaw error)로서 설정하여 DLC 1.4에서는 총 9가지의 하중 조건으로 설계하였다.

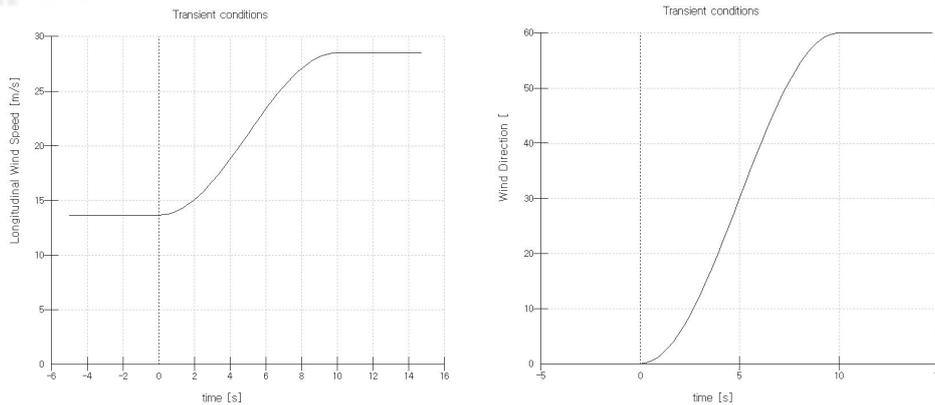


Fig. 12 Wind speed and wind direction for DLC 1.4

3.3.1.4 DLC 1.5(윈드시어 조건과 정상운전 중 요우 오차)

풍속은 EWS로서 평균 풍속은 cut in 풍속인 4m/s에서 cut out 풍속인 25m/s까지 4m/s 간격으로 하였고 3.2.2.2.6에서 언급한 EWS모델에 의해 윈드시어는 12초간 각각 수직방향과 수평방향으로 작용하며, 수직방향과 수평 방향에 대해서 9.138m/s에서 16.717m/s까지 각각 설계하였다. Fig. 13에서 DLC 1.5를 위해 생성된 수직방향(vertical direction) 윈드시어(wind shear : $V_{hub}=12\text{m/s}$, $\text{shear} = 12.025$)를 보이고 있는데 날개가 위 방향일 때 날개 끝 지점에서의 풍속과 허브 높이에서의 풍속, 날개가 아래 방향 일 때 날개 끝 지점에서의 풍속간의 시어를 보이고 있다. 기타 조건으로 DLC 1.1과 동일하게 요우 오차(yaw error)로서 설정하여 DLC 1.5에서는 총 36가지의 하중 조건으로 설계하였다.

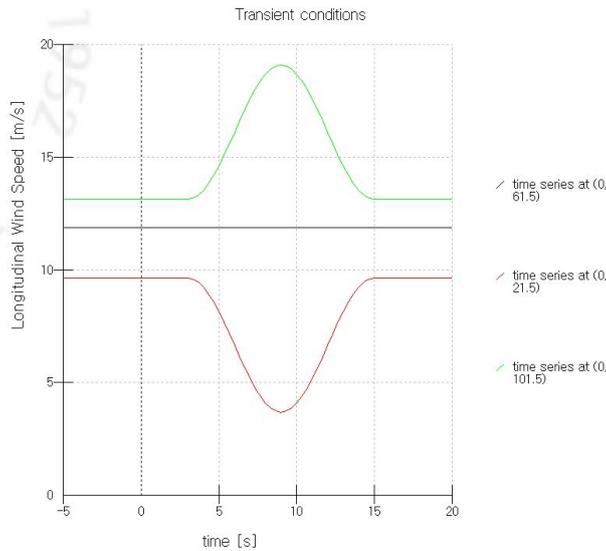


Fig. 13 Wind shear for DLC 1.5

3.3.1.5 DLC 2.1(정상난류 조건과 정상운전 중 부하 단락)

풍속은 NTM으로서 평균 풍속은 정격풍속인 12m/s와 정지풍속인 25m/s로 정하였고 3.2.2.1.3에서 언급한 NTM모델에 의해 종방향 난류강도는 각각 14.6%와 11.688%로 설계되었다. 부하 단락으로는 정상가동 30초 후 그리드 단락을 의미하며 이때 이러한 무부하 상태에서 발전기의 회전속도가 최대 회전 속도 1800rpm을 넘어 1980rpm 일 때 이를 감지하고 1초 후 비상 제동장치가 작동하여 제동되는 조건으로 설계하였다. 비상제동장치는 공력학적인 제동으로 피치각을 12°/sec로 90°까지 변화시켜 제동하게 설계되었고, 기타 조건으로 DLC 1.1과 동일하게 요우 오차(yaw error)로서 설정하여 DLC 2.1에서는 총 6가지의 하중 조건으로 설계하였다.

3.3.1.6 DLC 2.2(정상난류 조건과 정상운전 중 보호장치 고장)

풍속은 NTM으로서 평균 풍속은 정격풍속인 12m/s와 정지풍속인 25m/s로 정하였고 3.2.2.1.3에서 언급한 NTM모델에 의해 종방향 난류강도는 각각 14.6%와 11.688%로 설계되었다. 보호장치의 고장으로는 요우 제어 장치의 고장으로 0.5°/sec로 바람의 방향에서 이탈된다고 설계하였고, 또한 1번 블레이드의 피치제

어장치의 고장으로 피치각이 -2° 에서 고정되어있어 이를 감지하고 제동장치가 작동하도록 설계하였다. 기타 조건으로 DLC 1.1과 동일하게 요우 오차(yaw error)로서 설정하여 DLC 2.2에서는 총 12가지의 설계 조건으로 설계하였다.

3.3.1.7 DLC 2.3(돌풍 조건과 정상운전 중 전기장치 고장)

풍속은 EOD으로서 평균 풍속은 정격풍속인 12m/s의 ± 2 m/s와 cut out 풍속인 25m/s으로 정하였고 3.2.2.2에서 정의된 EOG모델에 의해 돌풍의 크기는 5.81m/s에서 10.8까지 10.5초간 변화하는 것으로 설계되었고 전기 장치의 고장은 돌풍의 크기가 최저인 돌풍시작 후 2.5일 때 돌풍의 가속도가 최대가 되는 4초 그리고 돌풍이 크기가 최대가 되는 5초 일 때 전기 장치의 고장이 발생하는 것으로 설계하였다. 다음의 Fig. 14에서 EOD 모델 극한 돌풍이 천이되는 모습을 보이고 있다. 기타 조건으로 DLC 1.1과 동일하게 요우 오차(yaw error)로서 설정하여 DLC 2.3에서는 총 27가지의 하중 조건으로 설계하였다.

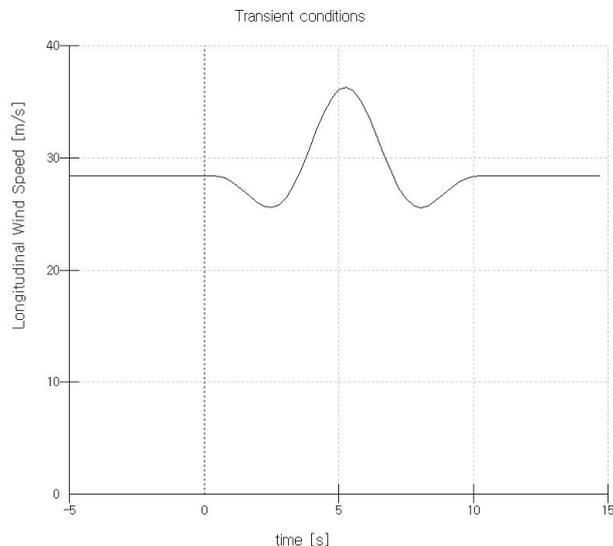


Fig. 14 Longitudinal transient wind speed for DLC 2.3

3.3.1.8 DLC 3.2(돌풍 조건과 시동)

EOG모델로서 초기 풍속은 시동풍속인 4m/s, 정격 풍속의 $\pm 2\text{m/s}$ 인 10m/s 및 14m/s와 정지 풍속인 25m/s로 정하였고 3.2.2.2에서 정의된 EOG모델에 의해 돌풍의 크기는 4.1m/s, 6.246m/s, 7.676m/s 그리고 10.8m/s까지 10.5초간 변화하는 것으로 설계 11.61m/s로서 10.5초간 변화하는 것으로 설계 되었다. 기타 조건으로 DLC 1.1과 동일하게 요우 오차(yaw error)로서 설정하여 DLC 3.2에서는 총 12가지의 하중 조건으로 설계하였다.

3.3.1.9 DLC 3.3(풍향 급 변화 조건과 시동)

EDC모델의 풍속 모델로서 초기 풍속은 시동풍속인 4m/s, 정격 풍속의 $\pm 2\text{m/s}$ 인 10m/s 및 14m/s와 정지 풍속인 25m/s로 정하였고 3.2.2.4에서 정의된 EDC 모델에 의해 풍향의 변화의 크기는 64.469° , 39.942° , 35.144° 및 29.832° 로서 6초간 변화하는 것으로 설계하였다. 다음의 Fig. 15에서 EDC 모델($V=25$, Direction change = 29.832°)을 나타내고 있다. 기타 조건으로 DLC 1.1과 동일하게 요우 오차(yaw error)로서 설정하여 DLC 3.3에서는 총 12가지의 하중 조건으로 설계하였다.

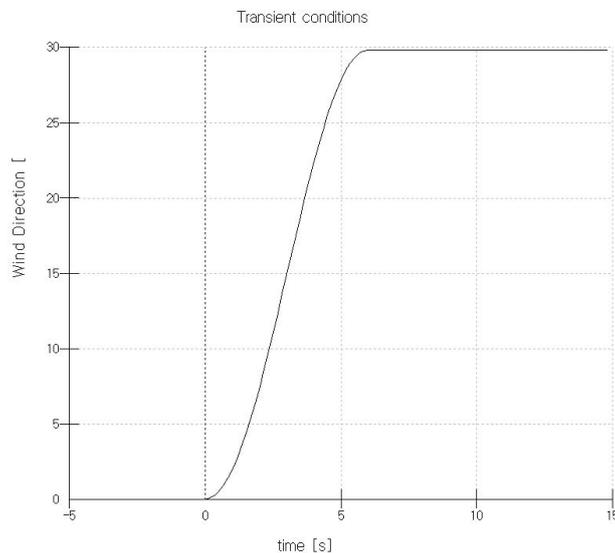


Fig. 15 Extreme direction change for DLC 3.3

3.3.1.10 DLC 4.2(돌풍 조건과 정상운전 중 정상정지)

풍속은 EOD으로서 평균 풍속은 정격풍속인 12m/s의 ± 2 m/s와 cut out 풍속인 25m/s으로 정하였고 3.2.2.2에서 정의된 EOG모델에 의해 돌풍의 크기는 5.81m/s, 7.141 그리고 10.8m/s로 10.5초간 변화하는 것으로 설계되었고 정상정지 시간은 돌풍의 크기가 최저인 돌풍시작 후 2.5일 때 돌풍의 가속도가 최대가 되는 4초 그리고 돌풍이 크기가 최대가 되는 5초 일 때 정상 정지가 되는 것으로 설계하였다. 기타 조건으로 DLC 1.1과 동일하게 요우 오차(yaw error)로서 설정하여 DLC 4.2에서는 총 27가지의 하중 조건으로 설계하였다.

3.3.1.11 DLC 5.1(정상 난류 조건과 정상운전 중 비상정지)

NWP모델의 풍속 모델로서 초기 풍속은 시동풍속인 4m/s, 정격 풍속의 ± 2 m/s 인 10m/s 및 14m/s와 정지 풍속인 25m/s로 정하였고 3.2.2.1.2에서 정의된 NWP 모델인 정상 풍속구배는 지수법칙으로서 가정한다. 여기서, 지수법칙의 지수 α 는 0.2로 가정하였고 기타 조건으로 DLC 1.1과 동일하게 요우 오차(yaw error)로서 설정하여 DLC 5.1에서는 총 9가지의 하중 조건으로 설계하였다.

3.3.1.12 DLC 6.1(극한 풍속 조건과 공회전 및 정지)

50년 주기의 극한 풍속을 50m/s로 정하였고 난류 성분이 있는 상태의 바람조건에서 풍력발전시스템은 공회전 상태 및 정지 상태로 설계하였다. 기타 조건으로 DLC 1.1과 동일하게 요우 오차(yaw error)로서 설정하여 DLC 6.1에서는 총 6가지의 하중 조건으로 설계하였다.

3.3.1.13 DLC 6.2(극한 풍속 조건과 공회전 및 정지시 정전)

EWM 풍속모델로서 50년 주기의 극한 풍속을 50m/s로 정하였고 난류 성분이 있는 상태의 바람조건에서 풍력발전시스템은 공회전 상태 및 정지 상태로 설계하였다. 풍력발전시스템의 정전상태로 설계하였다. 기타 조건으로 DLC 1.1과 동일하게 요우 오차(yaw error)로서 설정하여 DLC 6.2에서는 총 6가지의 하중 조건으로 설계하였다.

3.3.1.14 DLC 6.3(극한 풍속 조건과 공회전 및 정지시 요우 오차)

EWM 풍속모델에서 1년 주기의 극한 풍속을 40m/s로 정하였고 난류 성분이 있는 상태의 바람조건에서 풍력발전시스템은 공회전 상태 및 정지 상태로 설계하였다. 풍력발전시스템의 요우 장치의 고장 혹은 에러에 의한 요우 오차를 0°에서 350°까지 10° 간격으로 설계하였다. DLC 6.3에서는 총 26가지의 하중 조건으로 설계하였다.

3.3.1.15 DLC 7.1(극한 풍속 조건과 정지 중 고장)

EWM 풍속모델에서 1년 주기의 극한 풍속을 40m/s로 정하였고 난류 성분이 있는 상태의 바람조건에서 풍력발전시스템은 정지 상태일 때 고장의 발생을 설계하였다. 고장은 1번 블레이드의 피치 컨트롤 장치의 고장으로 블레이드의 피치각 -2°에서 고정되어있는 상태, 1번과 2번 블레이드의 피치각 -2°에서 고정되어있는 상태 그리고 모든 블레이드의 피치각 -2°에서 고정되어있는 상태 세 가지와 블레이드 피치 컨트롤은 고장이나 요잉 컨트롤 장치의 고장으로 5°/sec로 바람의 방향을 이탈하는 조건으로 설계 하였다. DLC 7.1 는 총 10지의 하중 조건으로 설계하였다.

3.3.2 세부 설계 하중 조건

풍력발전시스템의 극한 하중의 해석을 위하여 독자적으로 고안된 설계 하중 조건이 앞서 3.3.1에서처럼 설계되었다. 설계된 하중조건은 각각 풍력발전시스템의 개별적 극한 조건의 조합 형태로서 설계 되었으며, 사실상 동시에 발생하기 어려운 제반 사항의 조합이라고 할 수 있다.

극한 하중과 관련되는 설계하중 조건을 DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 1.4, DLC 1.5, DLC 2.1, DLC 2.2, DLC 2.3, DLC 3.2, DLC 3.3, DLC 4.2, DLC 5.1, DLC 6.1, DLC 6.2, DLC 6.3, 및 DLC 7.1로 정하였고 각각의 세부 해석조건은 다음의 Table 16, Table 17, Table 18, Table 19, Table 20, Table 21, Table 22, Table 23, Table 24, Table 25, Table 26, Table 27, Table 28, Table 29 및 Table 30과 같다.

Table 16 Analysis condition for DLC 1.1

설계하중조건(Design Load Case, DLC) 1.1

운전 조건: Power production
 풍속 조건: Normal Turbulence Model(NTM) $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
 기타 조건: For extrapolation of extreme event
 해석 조건: Ultimate
 부분안전계수: Normal
 해석조건 상세정의:

DLC	Mean Wind Speed (m/s)	Long. TI (%)	Lat. TI (%)	Vert. TI (%)	Yaw error (deg)
1.1					
a	4	34.4	24.08	17.2	-10
b					0
c					10
d	6	26.9333	18.8533	13.4667	-10
e					0
f					10
g	8	23.2	16.24	11.6	-10
h					0
i					10
j	10	20.96	14.672	10.48	-10
k					0
l					10
m	12	19.4667	13.6267	9.73333	-10
n					0
o					10
p	14	18.4	12.88	9.2	-10
q					0
r					10
s	16	17.6	12.32	8.8	-10
t					0
u					10
v	18	16.9778	11.8844	8.48889	-10
w					0
x					10
y	20	16.48	11.536	8.24	-10
z					0
aa					10
ab	22	16.0727	11.2509	8.03636	-10
ac					0
ad					10
ae	24	15.7333	11.0133	7.86667	-10
af					0
ag					10
ah	25	15.584	10.9088	7.792	-10
ai					0
aj					10

기타 : IEC Class IA

Table 17 Analysis condition for DLC 1.3

설계하중조건(Design Load Case, DLC) 1.3

운전 조건: Power production
 풍속 조건: Extreme Turbulence Model(ETM) $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
 기타 조건: -
 해석 조건: Ultimate
 부분안전계수: Normal
 해석조건 상세정의:

DLC	Mean Wind Speed (m/s)	Long. TI (%)	Lat. TI (%)	Vert. TI (%)	Yaw error (deg)
1.3					
a	4	70.784	56.6272	35.392	-10
b					0
c					10
d	6	50.2613	40.2091	25.1307	-10
e					0
f					10
g	8	40	32	20	-10
h					0
i					10
j	10	33.8432	27.0746	16.9216	-10
k					0
l					10
m	12	29.7387	23.7909	14.8693	-10
n					0
o					10
p	14	26.8069	21.4455	13.4034	-10
q					0
r					10
s	16	24.608	19.6864	12.304	-10
t					0
u					10
v	18	22.8978	22.8978	18.3182	-10
w					0
x					10
y	20	21.5296	17.2237	10.7648	-10
z					0
aa					10
ab	22	20.4102	16.3282	10.2051	-10
ac					0
ad					10
ae	24	19.4773	15.5819	9.73867	-10
af					0
ag					10
ah	25	19.0669	15.2535	9.53344	-10
ai					0
aj					10

기타 : IEC Class IA

Table 18 Analysis condition for DLC 1.4

설계하중조건(Design Load Case, DLC) 1.4

운전 조건: Power production
 풍속 조건: Extreme Coherent Gust with Direction Change(ECD) $V_{hub} = V_r - 2m/s, V_r, V_r + 2m/s$
 기타 조건: -
 해석 조건: Ultimate
 부분안전계수: Normal
 해석조건 상세정의:

DLC 1.4	Initial Wind Speed (m/s)	Gust Magnitude (m/s)	Direction Change (deg)	Gust and Direction Change Rise Time (sec)	Yaw error (deg)
a	10	15	72	10	-10
b					0
c					10
d	12	15	60	10	-10
e					0
f					10
g	14	15	51.429	10	-10
h					0
i					10

기타 : IEC Class IA

Table 19 Analysis condition for DLC 1.5

설계하중조건(Design Load Case, DLC) 1.5

운전 조건: Power production
 풍속 조건: Extreme Wind Shear(EWS) $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
 기타 조건: -
 해석 조건: Ultimate
 부분안전계수: Normal
 해석조건 상세정의: Shear Time Period = 12 sec

DLC	Mean Wind Speed (m/s)	Shear Direction	Shear Mgnitude (m/s)	Yaw error (deg)	
1.5	4	Vertical	9.138	a	-10
				b	0
				c	10
		Horizontal		d	-10
				e	0
				f	10
8	8	Vertical	10.582	g	-10
				h	0
				i	10
		Horizontal		j	-10
				k	0
				l	10
12	12	Vertical	12.025	m	-10
				n	0
				o	10
		Horizontal		p	-10
				q	0
				r	10
16	16	Vertical	13.469	s	-10
				t	0
				u	10
		Horizontal		v	-10
				w	0
				x	10
20	20	Vertical	14.913	y	-10
				z	0
				aa	10
		Horizontal		ab	-10
				ac	0
				ad	10
25	25	Vertical	16.717	ae	-10
				af	0
				ag	10
		Horizontal		ah	-10
				ai	0
				aj	10

기타 : IEC Class IA

Table 20 Analysis condition for DLC 2.1

설계하중조건(Design Load Case, DLC) 2.1

운전 조건: Power production + occurrence of fault
 풍속 조건: Normal Turbulence Model(NTM) $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
 기타 조건: Control system fault or loss of electrical network
 해석 조건: Ultimate
 부분안전계수: Normal
 해석조건 상세정의:

DLC 2.1	Fault	Mean Wind Speed (m/s)	Long. TI (%)	Lat. TI (%)	Vert. TI (%)	Yaw error (deg)
a	Grid loss	12	19.4667	13.6267	9.73333	-10
b						0
c						10
d		25	15.584	10.9088	7.792	-10
e						0
f						10

기타 : IEC Class IA

Table 21 Analysis condition for DLC 2.2

설계하중조건(Design Load Case, DLC) 2.2

운전 조건: Power production + occurrence of fault
 풍속 조건: Normal Turbulence Model(NTM) $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$
 기타 조건: Protection system or preceding internal electrical fault
 해석 조건: Ultimate
 부분안전계수: Abnormal
 해석조건 상세정의:

DLC 2.2	Fault	Mean Wind Speed (m/s)	Long. TI (%)	Lat. TI (%)	Vert. TI (%)	Yaw error (deg)
a	yawing	12	19.4667	13.6267	9.73333	-10
b						0
c						10
d		25	15.584	10.9088	7.792	-10
e						0
f						10
g	pitch fault	12	19.4667	13.6267	9.73333	-10
h						0
i						10
j		25	15.584	10.9088	7.792	-10
k						0
l						10

기타 : IEC Class IA

Table 22 Analysis condition for DLC 2.3

설계하중조건(Design Load Case, DLC) 2.3

운전 조건: Power production + occurrence of fault
 풍속 조건: Extreme Operating Gust(EOG) $V_{hub}=V_r \pm 2m/s$ and V_{out}
 기타 조건: External or internal electrical fault
 including loss of electrical network
 해석 조건: Ultimate
 부분안전계수: Abnormal
 해석조건 상세정의:

DLC 2.3	Mean Wind Speed (m/s)	Gust (m/s)	Gust Time (sec)	Loss Time (sec)	Yaw error (deg)			
a	10	5.81	10.5	$t_{gust+2.5}$	-10			
b					0			
c					10			
d				t_{gust+4}	-10			
e					0			
f					10			
g				$t_{gust+5.0}$	-10			
h					0			
i					10			
j				14	7.141	10.5	$t_{gust+2.5}$	-10
k								0
l								10
m	t_{gust+4}	-10						
n		0						
o		10						
p	$t_{gust+5.0}$	-10						
q		0						
r		10						
s	25	10.8	10.5				$t_{gust+2.5}$	-10
t								0
u								10
v				t_{gust+4}	-10			
w					0			
x					10			
y				$t_{gust+5.0}$	-10			
z					0			
aa					10			

기타 : IEC Class IA

Table 23 Analysis condition for DLC 3.2

설계하중조건(Design Load Case, DLC) 3.2

운전 조건: Start up
 풍속 조건: Extreme Operating Gust(EOG) $V_{hub}=V_{in}$, $V_r \pm 2m/s$ and V_{out}
 기타 조건:
 해석 조건: Ultimate
 부분안전계수: Normal
 해석조건 상세정의:

DLC 3.2	Mean Wind Speed (m/s)	Gust (m/s)	Gust Time (sec)	Yaw error (deg)
a	4	3.814	10.5	-10
b				0
c				10
d	10	5.81	10.5	-10
e				0
f				10
g	14	7.141	10.5	-10
h				0
i				10
j	25	10.8	10.5	-10
k				0
l				10

기타 : IEC Class IA

Table 24 Analysis condition for DLC 3.3

설계하중조건(Design Load Case, DLC) 3.3

운전 조건: Start up
 풍속 조건: Extreme Direction Change(EDC) $V_{hub}=V_{in}$, $V_r \pm 2m/s$ and V_{out}
 기타 조건:
 해석 조건: Ultimate
 부분안전계수: Normal
 해석조건 상세정의:

DLC 3.3	Mean Wind Speed (m/s)	Direction Change (°)	Change Time (sec)	Yaw error (deg)
a	4	64.469	6	-10
b				0
c				10
d	10	39.942	6	-10
e				0
f				10
g	14	35.144	6	-10
h				0
i				10
j	25	29.832	6	-10
k				0
l				10

기타 : IEC Class IA

Table 25 Analysis condition for DLC 4.2

설계하중조건(Design Load Case, DLC) 4.2

운전 조건: Normal Shut Dawn
 풍속 조건: Extreme Operating Gust(EOG) $V_{hub}=V_r \pm 2m/s$ and V_{out}
 기타 조건:
 해석 조건: Ultimate
 부분안전계수: Normal
 해석조건 상세정의:

DLC 4.2	Mean Wind Speed (m/s)	Gust (m/s)	Gust Time (sec)	Shut Down Time (sec)	Yaw error (deg)
a	10	5.81	10.5	$t_{gust+2.5}$	-10
b					0
c					10
d				t_{gust+4}	-10
e					0
f					10
g				$t_{gust+5.0}$	-10
h					0
i					10
j	14	7.141	10.5	$t_{gust+2.5}$	-10
k					0
l					10
m				t_{gust+4}	-10
n					0
o					10
p				$t_{gust+5.0}$	-10
q					0
r					10
s	25	10.8	10.5	$t_{gust+2.5}$	-10
t					0
u					10
v				t_{gust+4}	-10
w					0
x					10
y				$t_{gust+5.0}$	-10
z					0
aa					10

기타 : IEC Class IA

Table 26 Analysis condition for DLC 5.1

설계하중조건(Design Load Case, DLC) 5.1

운전 조건: Emergency Shut Down
 풍속 조건: Normal Wind Profile $V_{hub}=V_r\pm 2m/s$ and V_{out}
 기타 조건:
 해석 조건: Ultimate
 부분안전계수: Normal
 해석조건 상세정의:

DLC	Mean Wind Speed (m/s)	Type	Yaw error (deg)
5.1			
a	10	비상스위치 작동	-10
b			0
c			10
d	14	비상스위치 작동	-10
e			0
f			10
g	25	비상스위치 작동	-10
h			0
i			10

기타 : IEC Class IA

Table 27 Analysis condition for DLC 6.1

설계하중조건(Design Load Case, DLC) 6.1

운전 조건: Parked(standing still or idling)
 풍속 조건: Extreme Wind Model(EWM) $V_{hub}=50years$ recur. period
 기타 조건:
 해석 조건: Ultimate
 부분안전계수: Normal
 해석조건 상세정의:

DLC	Mean Wind Speed (m/s)	Type	Yaw error (deg)
6.1			
a	50	Standing still	-10
b			0
c			10
d	50	idling	-10
e			0
f			10

기타 : IEC Class IA

Table 28 Analysis condition for DLC 6.2

설계하중조건(Design Load Case, DLC) 6.2

운전 조건: Parked(standing still or idling)
 풍속 조건: Extreme Wind Model(EWM) $V_{hub}=50$ years recur. period
 기타 조건: Loss of electrical network connection
 해석 조건: Ultimate
 부분안전계수: Abnormal
 해석조건 상세정의:

DLC	Mean Wind Speed (m/s)	Type	Yaw error (deg)
6.2			
a	50	Standing still	-10
b			0
c			10
d	50	idling	-10
e			0
f			10

기타 : IEC Class IA

Table 29 Analysis condition for DLC 6.3

설계하중조건(Design Load Case, DLC) 6.3

운전 조건: Parked(standing still or idling)
 풍속 조건: Extreme Wind Model(EWM) $V_{hub}=1$ years recur. period
 기타 조건: Extreme yaw error
 해석 조건: Ultimate
 부분안전계수: Normal
 해석조건 상세정의:

DLC	Mean Wind Speed (m/s)	Type	Yaw error (deg)
6.3			
a	40	Standing still	-180
b			-150
c			-120
d			-90
e			-60
f			-30
g			0
h			30
i			60
j			90
k			120
l			150
m			180
n	40	idling	-180
o			-150
p			-120
q			-90
r			-60
s			-30
t			0
u			30
v			60
w			90
x			120
y			150
z			180

기타 : IEC Class IA

Table 30 Analysis condition for DLC 7.1

설계하중조건(Design Load Case, DLC) 7.1

운전 조건: Parked(standing still or idling)
 풍속 조건: Extreme Wind Model(EWM) $V_{hub}=V_{e1}$
 기타 조건:
 해석 조건: Ultimate
 부분안전계수: Abnormal
 해석조건 상세정의:

DLC	Mean Wind Speed (m/s)	Fault		Yaw error (deg)
7.1				
a	40	Blade 1	-2°	-10
b				0
c				10
d	40	Blade 1 and 2	-2°	-10
e				0
f				10
g	40	All Blade	-2°	-10
h				0
i				10
j	40	Yawing	5°/sec	0

기타 : IEC Class IA



IV. 풍력발전시스템 극한하중 해석

풍력발전시스템에 대한 극한 하중의 해석을 위해 제 3장에서의 설계한 극한 하중 설계 조건(DLC 1.1, DLC 1.3, DLC 1.4, DLC 1.5, DLC 2.1, DLC 2.2, DLC 2.3, DLC 3.2, DLC 3.3, DLC 4.2, DLC 5.1, DLC 6.1, DLC 6.2, DLC 6.3, 및 DLC 7.1)에 대해 극한 하중을 해석하였다. 극한 하중 계산 점은 다음의 Table 31에서 나타낸 지점에 대하여 구하였는데 풍력발전시스템의 주요 구성 요소 중에서도 가장 큰 하중이 작용하는 지점으로 선정하였다.

Table 31 Calculation position for extreme characteristics

주요 요소	위치	해석 항목
Blade	1.25m	extreme loads
	40m	extreme deflection
Tower	0m	extreme loads
	60m	extreme deflection

4.1 블레이드의 극한 하중 해석

블레이드의 극한 하중 해석의 결과로서, 주축의 중심점으로부터 1.25m의 지점에서 모든 방향의 하중과 모멘트에 대해 최대치와 최소치를 나타내는 설계 하중 조건과 그 수치를 Table 32에서 보이고, 주축의 중심점으로부터 1.25m의 지점에 블레이드의 flapwise 방향과 edgewise 방향의 벤딩 모멘트(bending moment)와 전단력(shear force)을 Table 33에서 보이고 있다. 그리고 블레이드 끝단의 변

위를 가장 크게 하는 설계 조건을 Table 34에서 보이고 있다.

Table 32에서 절대치로서 가장 높은 극한 모멘트는 DLC 7.1i의 M_{xy} 로서 73436kNm의 극한 모멘트를 보이고 있다. DLC 7.1i의 설계 하중 조건인 EWM 풍속모델에서 1년 주기에 한번 발생하는 정상 난류의 풍속 40m/s에서 풍력발전 시스템은 정지 상태일 때 고장의 발생을 설계하였다. 고장은 모든 블레이드의 피치각 -2° 에서 고정되어있는 상태에서 높은 극한 힘을 발생시키는 것을 알 수 있다. 이상과 같이 블레이드의 반경 1.25m에서 절대적으로 큰 값을 보이고 있는 DLC 6.1a의 M_x , DLC 7.1i의 M_y 와 M_{xy} 및 DLC 6.3y의 M_z 의 시간에 대한 변화를 Fig. 16에서 보이고 있다.

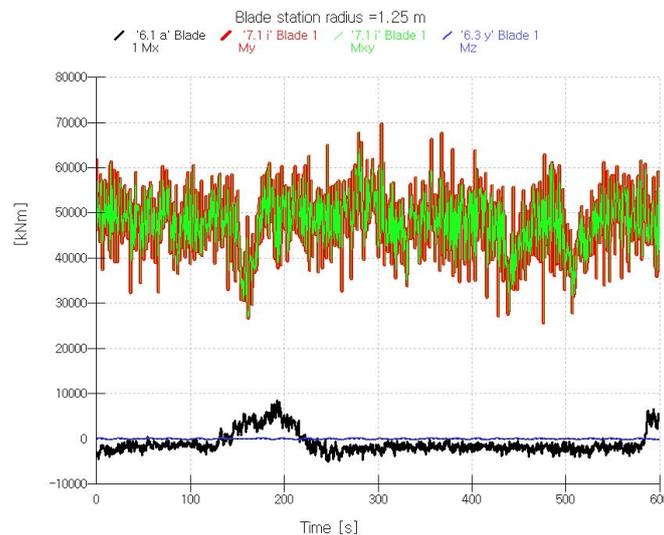


Fig. 16 Extreme moments at blade radius 1.25m

Table 32에서 절대치로서 가장 높은 극한 힘(force)은 DLC 7.1h의 F_z 로서 56900kN의 극한 힘(force)를 보이고 있다. DLC 7.1h의 설계 하중 조건 역시 EWM 풍속모델에서 1년 주기에 한번 발생하는 정상 난류의 풍속 56m/s에서 풍력발전시스템은 정지 상태일 때 고장의 발생을 설계하였다. 고장은 모든 블레이드의 피치각 -2° 에서 고정되어있는 상태에서 높은 극한 힘을 발생시키는 것을 알 수 있다. 이와 같이 블레이드의 반경 1.25m에서 절대적으로 큰 값을 보이고 있는 DLC 7.1g의 F_x , F_y 및 F_{xy} 그리고 DLC 7.1h의 F_z 의 시간에 대한 변화를

Fig. 17에서 보이고 있다.

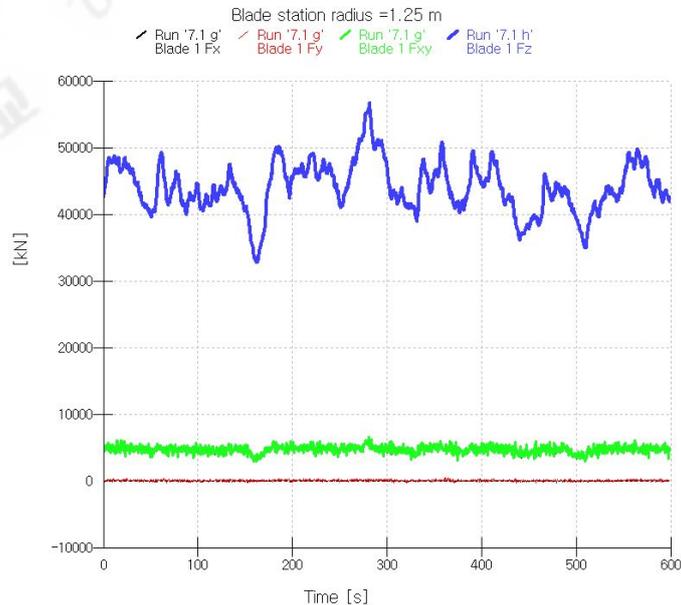


Fig. 17 Extreme forces at blade radius 1.25m

Table 33에서 flapwise 방향과 edgewise 방향의 절대치로서 가장 높은 극한 벤딩 모멘트(bending moment)은 DLC 7.1i와 DLC 7.1g에서 각각 73435kNm 및 9426.6kNm의 극한 벤딩 모멘트(bending moment)를 보이고 있다. flapwise 방향과 edgewise 방향의 절대치로서 가장 높은 극한 전단력(shear force)은 DLC 7.1g에서 각각 6972.2kN 및 569.8kN의 극한 전단력(shear force)을 보이고 있다. 이상과 같이 블레이드의 반경 1.25m에서 절대적으로 큰 값을 보이고 있는 DLC의 시간에 대한 변화를 Fig. 18에서 보이고 있다.

Table 34에서 블레이드 끝단의 변위를 가장 크게 하는 설계 하중 조건과 그 크기를 표시하고 있는데 DLC 7.1g에서 +방향으로 7.7m로 크게 변하는 것을 알 수 있다. 블레이드 끝단에서의 변위는 타워와의 간섭이 일어날 수 있는 중요한 설계 변수로 X방향의 블레이드 끝단의 변위의 변화를 시간에 대해 다음의 Fig. 19에서 나타내고 있다.

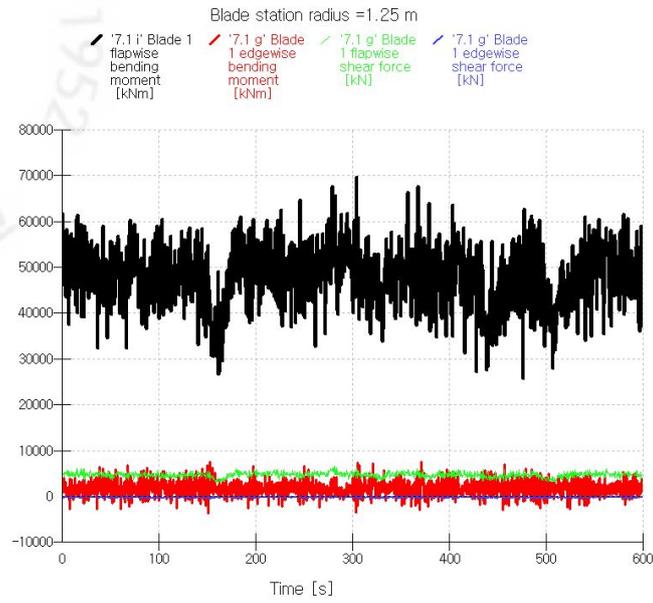


Fig. 18 Extreme bending moments and share forces at blade radius 1.25m

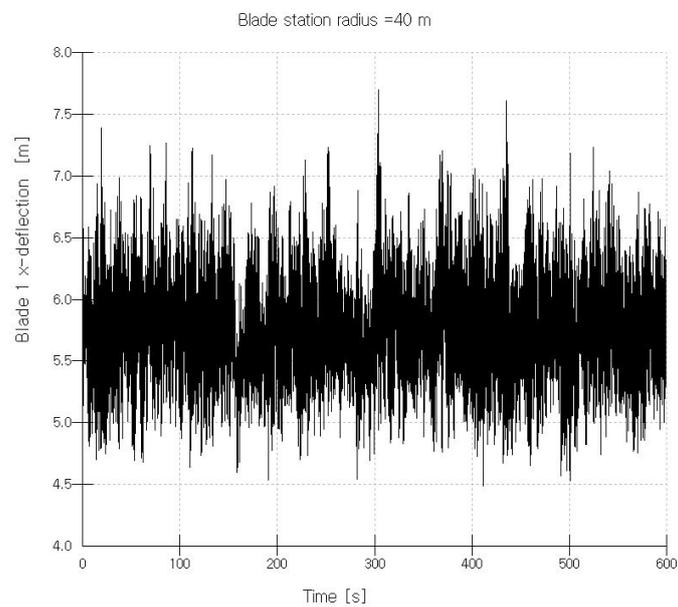


Fig. 19 Extreme deflection at blade radius 40m

Table 32 Ultimate loads : Blade at 1.25m radius(1)

			Blade Mx	Blade My	Blade Mxy	Blade Mz	Blade Fx	Blade Fy	Blade Fxy	Blade Fz	Safety factor
		Load case	kNm	kNm	kNm	kNm	kN	kN	kN	kN	
Mx	Max	6.1_a	8904.9	-680.7	8930.8	10.5	-35.5	-484.4	485.7	28	1.35
	Min	7.1_g	-6663.7	38968	39534	-864.7	4033.5	287.8	4043.8	42464	1.1
My	Max	7.1_i	-2260	73401	73436	-1208.1	6370.7	269.5	6376.4	46667	1.1
	Min	6.1_a	6941.8	-5913.1	9118.8	-154.6	-245	-411.8	479.2	19	1.35
Mxy	Max	7.1_i	-2260	73401	73436	-1208.1	6370.7	269.5	6376.4	46667	1.1
	Min	1.1_ai	-0.93	-0.6	1.1	-12	28	-1.42	28	372.3	1.35
Mz	Max	6.3_y	-3881.4	-422.1	3904.3	246.6	-30.7	231.2	233.3	69.8	1.35
	Min	7.1_h	3048.4	62096	62170	-2311	6162.8	-38.3	6162.9	56097	1.1
Fx	Max	7.1_g	-1228.4	71844	71855	-1967.4	6966.5	285.3	6972.3	54169	1.1
	Min	6.1_a	6941.8	-5913.1	9118.8	-154.6	-245	-411.8	479.2	19	1.35
Fy	Max	7.1_g	-3980.6	63443	63568	-1895.6	6264.3	595.2	6292.5	54702	1.1
	Min	6.1_a	8904.9	-680.7	8930.8	10.5	-35.5	-484.4	485.7	28	1.35
Fxy	Max	7.1_g	-1228.4	71844	71855	-1967.4	6966.5	285.3	6972.3	54169	1.1
	Min	6.3_p	220.5	49.7	226	-35	0.046	0.093	0.1	5.66	1.35
Fz	Max	7.1_h	-3201.6	47338	47446	-1676.6	5114.3	397.7	5129.7	56900	1.1
	Min	6.1_d	-3033.7	-778.2	3131.9	37.5	6.51	165.3	165.4	-76.1	1.35

Table 33 Ultimate loads : Blade at 1.25m radius(2)

		Load case	Flapwise bending moment	Edgewise bending moment	Flapwise share force	Edgewise share force	Safety factor
			kNm	kNm	kN	kN	
Flapwise bending moment	Max	7.1_i	73435	303.1	6376.2	47	1.1
	Min	6.1_d	-6397.6	468.3	-294.1	29.4	1.35
Edgewise bending moment	Max	7.1_g	65470	9426.6	5866.8	-561.4	1.1
	Min	7.1_g	39177	-5299.7	4041.1	146.8	1.1
Flapwise share force	Max	7.1_g	71843	1279.6	6972.2	42	1.1
	Min	6.3_c	-5740.7	-350.7	-338.2	15.3	1.35
Edgewise share force	Max	7.1_i	44164	-4196.4	4496	410.5	1.1
	Min	7.1_g	67877	7207.2	6274.7	-569.8	1.1

Table 34 Ultimate loads : Blade deflection at 40m

		Load case	Blade x-deflection	Blade y-deflection	Safety factor
			m	m	
Blade x-deflection	Max	7.1_g	7.7	-0.05	1.1
Blade x-deflection	Min	2.3_s	-3.47	-0.017	1.1
Blade y-deflection	Max	6.1_d	-0.13	5.91	1.35
Blade y-deflection	Min	6.1_a	-2.05	-6.95	1.35

4.2 타워의 극한 하중 해석

타워의 극한 하중 해석의 결과로서, 타워 극한 하중을 표시하고 있는 Table 35에서 가장 극한 모멘트는 DLC 7.1h의 M_y 와 M_{xy} 로서 11972501kNm의 극한 모멘트를 보이고 있다. DLC 7.1h의 설계 하중 조건인 EWM 풍속모델로서 정상난류 모델의 1년 주기의 극한 풍속을 40m/s로 정하였고 풍력발전시스템은 정지 상태일 때 고장의 발생을 설계하였다. 고장은 모든 블레이드의 피치각 -2° 에서 고정되어있는 상태에서 높은 극한 모멘트를 발생시키는 것을 알 수 있다.

절대치로서 가장 높은 극한 힘(force)은 DLC 7.1i의 F_x 와 F_{xy} 로서 25075kN의 극한 힘(force)를 보이고 있다. DLC 7.1i의 설계 하중 조건 역시 EWM 풍속모델로서 1년 주기의 극한 풍속을 40m/s로 정하였고 풍력발전시스템은 정지 상태일 때 고장의 발생을 설계하였다. 고장은 모든 블레이드의 피치각 -2° 에서 고정되어있는 상태에서 높은 극한 힘을 발생시키는 것을 알 수 있다.

이상과 같이 타워에서 절대적으로 큰 값을 보이고 있는 DLC 6.1f의 M_x , DLC 7.1h의 M_y 및 M_{xy} 그리고 DLC 7.1i의 M_z 의 모멘트를 시간에 대한 변화를 Fig. 20에서 보이고 있다. 또한 절대적으로 큰 값을 보이고 있는 DLC 7.1i의 F_x , DLC 6.1f의 F_y , DLC 7.1i의 F_{xy} 및 F_z 의 힘을 시간에 대한 변화를 Fig. 21에서 보이고 있다.

Table 36에서는 타워 높이 60.0m 지점에서 X와 Y방향의 최대 변위를 나타내고 있다. X방향의 최대 변위는 DLC 7.1h에서 15.1m로 나타났고, Y방향의 최대 변위는 DLC 6.1f에서 -1.03 m로 분석되었다. 다음의 Fig. 22에서 X 및 Y방향 변위의 변화를 나타내고 있다.

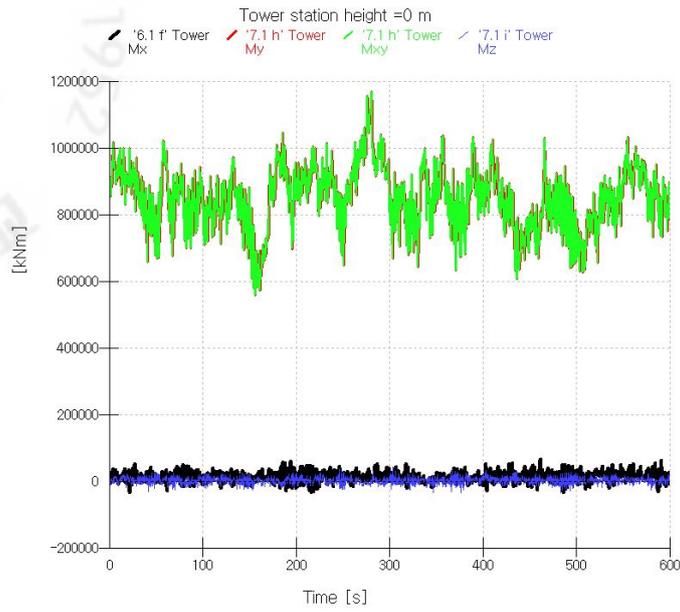


Fig. 20 Extreme moments at tower of height 0m

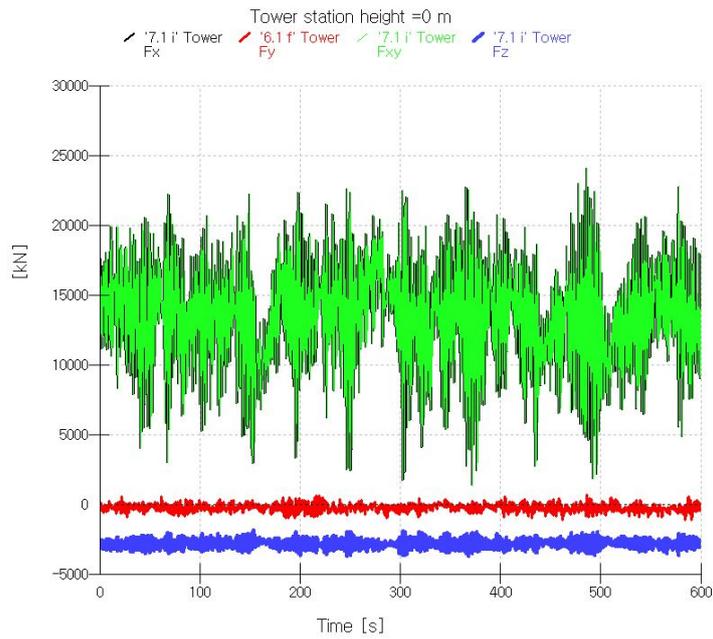


Fig. 21 Extreme forces at tower of height 0m

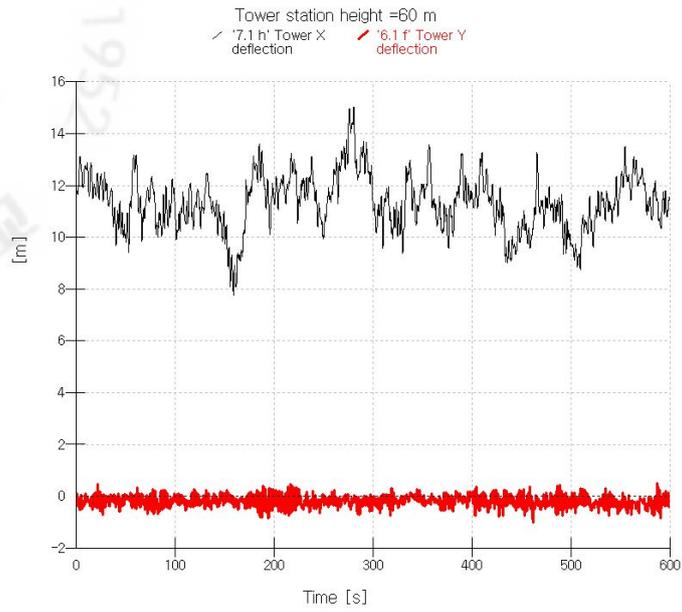


Fig. 22 Extreme deflection at Tower height 60m

Table 35 Ultimate loads : Tower , tower station height = 0m

		Load case	Tower Mx kNm	Tower My kNm	Tower Mxy kNm	Tower Mz kNm	Tower Fx kN	Tower Fy kN	Tower Fxy kN	Tower Fz kN	Safety factor
Mx	Max	6.1_f	75554	19196	77954	3913.3	442.5	-1366.7	1436.6	-1652.8	1.35
	Min	6.1_a	-59833	25509	65044	899.6	573.4	1084.3	1226.6	-1593.5	1.35
My	Max	7.1_h	618.1	1197250	1197250	-2166.3	23572	-48	23572	-3434.7	1.1
	Min	2.3_j	-2118.6	-62419	62455	-2766.8	-1014.6	24.1	1014.9	-2032.1	1.35
Mxy	Max	7.1_h	618.1	1197250	1197250	-2166.3	23572	-48	23572	-3434.7	1.1
	Min	2.1_a	4.09	-0.75	4.16	-18.5	14.8	-1.89	14.9	-2069.1	1.35
Mz	Max	7.1_j	5167.9	749336	749354	43090	8052.9	-95.2	8053.5	-2450.1	1.1
	Min	7.1_g	-5458.9	725308	725328	-38968	9065.1	74.3	9065.4	-2248.4	1.1
Fx	Max	7.1_i	6355.8	963194	963215	-1613.6	25075	-54.1	25075	-3889.8	1.1
	Min	2.3_k	-1798.9	-61762	61788	-2889	-1024.2	33.2	1024.7	-2028.8	1.35
Fy	Max	6.1_a	-59833	25509	65044	899.6	573.4	1084.3	1226.6	-1593.5	1.35
	Min	6.1_f	75476	19502	77955	4081.8	496.3	-1377.9	1464.5	-1602.2	1.35
Fxy	Max	7.1_i	6355.8	963194	963215	-1613.6	25075	-54.1	25075	-3889.8	1.1
	Min	2.1_b	136.9	-886.2	896.7	43	-0.07	0.073	0.1	-2064.5	1.35
Fz	Max	6.1_c	26718	27276	38181	2924	534.7	-413.4	675.8	-1328.8	1.35
	Min	7.1_j	3292.2	888843	888849	-902.6	24558	-30	24558	-3984.9	1.1

Table 36 Ultimate loads : Tower deflection at 60m

		Load case	Tower x-deflection m	Tower y-deflection m	Safety factor
Tower x-deflection	Max	7.1_h	15.1	0.023	1.1
Tower x-deflection	Min	2.3_j	-0.85	0.035	1.1
Tower y-deflection	Max	6.1_a	0.37	0.82	1.35
Tower y-deflection	Min	6.1_f	0.24	-1.03	1.35

V. 난류강도에 따른 극한 하중 해석

우리나라는 산악지역이 많고 태풍의 직접적인 영향을 자주 받아 각 지역에 따라 난류강도의 세기는 각각 다르다. 특히, 많은 풍력자원을 가지고 있는 지역은 대부분이 복잡한 지형을 갖는 산악지형으로서 난류강도의 크기가 IEC Class A 혹은 S^[4]인 지역이 많이 있다. 앞서 언급한 1.2.1의 우리나라 지역별 풍황 분석과 같이 제주도 한수지역에서의 난류강도는 풍속 15m/s에서 11.9%정도로 IEC Class 난류특성 C 카테고리인 지역이고 강원도 태백지역의 난류강도는 풍속 15m/s에서 17.2%로 IEC Class 난류특성 S 카테고리인 지역이다. 하지만 현재 풍력발전시스템 관련 업계에서 생산되고 있는 풍력발전시스템은 IEC Class I A가 가장 구조적인 안전성을 확보하고 있는 Class로써 우리나라의 풍황 조건과는 다른 게 현실이다.

이와 같은 이유로 난류강도에 따른 설계 하중조건에서의 극한 하중을 해석 하고 난류강도에 따른 풍력발전시스템의 각 구성요소에 작용하는 하중의 크기 변화의 정도를 해석하여 난류 강도의 변화에 대한 극한 하중의 변화 영향의 정도를 분석코자 한다.

5.1 난류 강도의 변화

본 논문에 사용된 풍력발전시스템은 설계조건 및 성능측면에서 앞에서의 제 3장에서 설계된 설계 하중조건 즉 IEC I A Class을 만족하고 있다. 그러나 난류강도에 따른 극한 하중의 변화를 알아보기 위하여 IEC I A를 기준으로 IEC I C Class의 난류강도 12%일 때와 우리나라 태백지역에서 Met. Mast에 의해 실

측된 풍황의 분석결과인 난류강도 17.2%일 때 극한 하중의 변화를 비교하였다. 다음의 Table 37에서 난류강도의 비교를 나타내고 Fig. 23에서 정상난류모델(3.2.2.1.3 정상 난류모델(Normal Turbulence Model : NTM)에 의해 계산된 난류 그래프를 보이고 있다.

Table 37 Compare with turbulence intensity

	IEC I C	%	IEC I C	%	태백	%
난류강도	0.12	75	0.16	-	0.172	107.5

정상 난류 모델의 난류강도

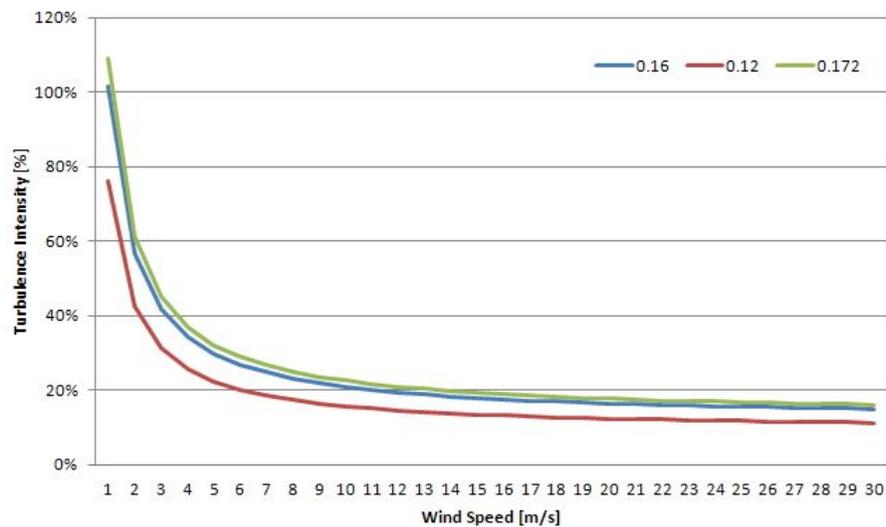


Fig. 23 Turbulence intensity for the normal turbulence model

5.2 난류 강도의 변화에 대한 블레이드 극한 하중 해석

난류강도의 변화에 대한 블레이드의 극한하중 해석의 결과로서, 주축의 중심에서 거리 1.25m의 블레이드에 작용하는 절대 값의 극한하중을 난류강도에 대해 Table 38 및 Table 39에서 보이고, 블레이드 끝단의 변위를 가장 크게 하는 설

계조건과 수치를 Table 40에서 보이고 있으며, 각각 하중의 크기와 비교 기준인 IEC I A Class에 대한 증감율을 백분율(%)로서 표시하고 있다.

또한 다음의 Fig. 24, Fig. 25 및 Fig. 26에서는 주축의 중심점으로부터 거리 1.25m의 지점의 모멘트 및 힘, 그리고 블레이드 끝단에서의 변위에 대해 각각 극한 값의 증감량의 백분율을 도식으로 표시하였다.

전체적으로 난류강도의 변화에 대해 난류강도가 커지면 극한 하중이 커지고 있고 반대로 난류강도가 작아지면 극한 하중이 작아지는 경향을 보이고 있다. 난류강도의 증가에 대해서는 M_{xy} 가 가장 민감하게 8.4% 증가하고 있으며 난류강도가 작아지면 M_z 가 가장 민감하게 -12.3% 감소하고 있다. 즉 블레이드 뿌리 부분인 1.25m 지점에서는 난류강도의 변화에 대해 M_{xy} , M_z 가 민감하게 변화하는 극한하중의 성분임을 알 수 있다.

극한 힘의 경우 F_y 의 난류강도에 따른 변화가 -18.4% ~ 29.7%로 가장 민감한 극한 하중의 성분임을 알 수 있다.

또한 극한 모멘트와 극한 힘을 Flapwise방향과 Edgewise방향에 대해 벤딩모멘트와 전단력으로 구분하여 보면 난류강도의 크기 변화에 따라 Edgewise 방향에서 벤딩모멘트와 전단력 모두 민감하게 변화한다.

날개 끝단의 변위에 대해 Table 40과 Fig. 26에서 보이고 있는데 날개 끝단에서의 변위는 난류강도의 변화에 따라 y방향의 변위가 가장 큰 것을 알 수 있다.

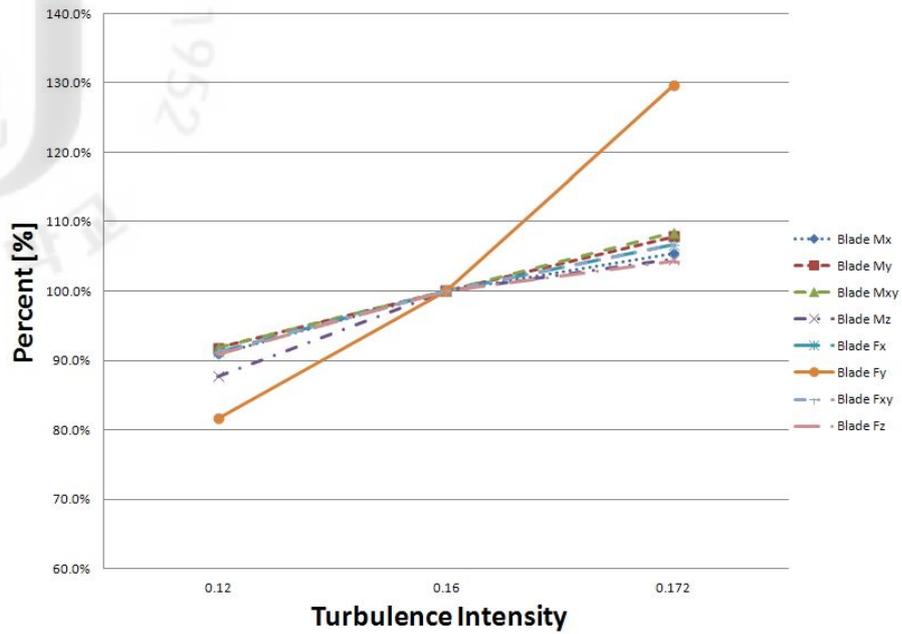


Fig. 24 Sensitivity of extreme loads at blade1.25m radius(1)

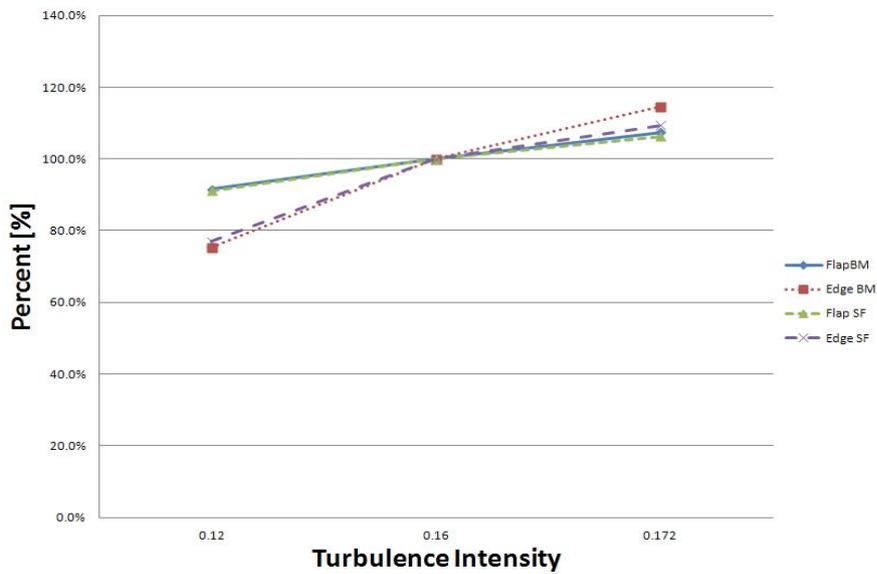


Fig. 25 Sensitivity of extreme loads at blade1.25m radius(2)

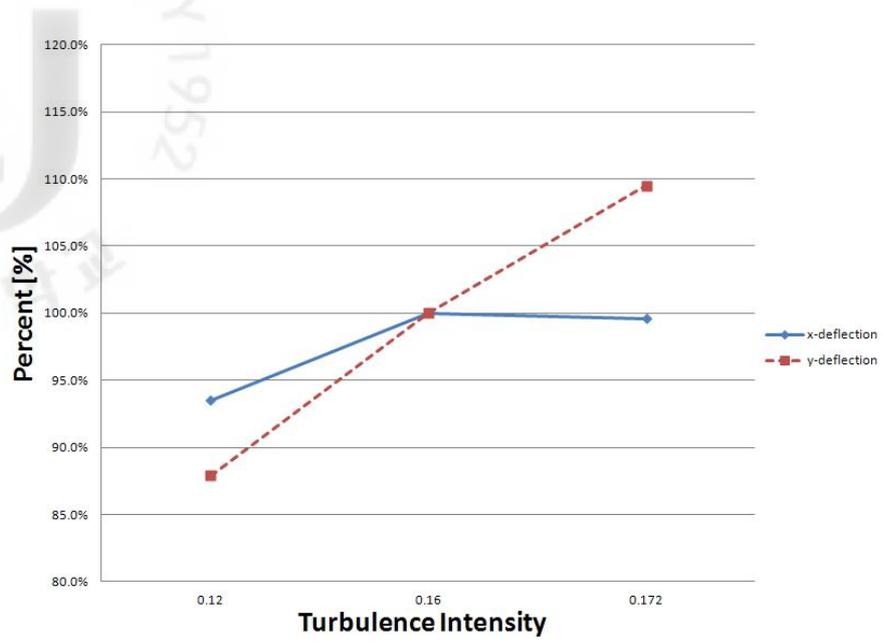


Fig. 26 Sensitivity of extreme blade tip deflection

Table 38 Ultimate load with turbulence intensity : blade at 1.25m radius(1)

	난류강도 0.12			난류강도 0.16			난류강도 0.172		
	Load cass	kNm, kN	%	Load cass	kNm, kN	%	Load cass	kNm, kN	%
Blade Mx	6.1_a	8095.9	-9.1%	6.1_a	8904.9	-	6.1_f	9390.5	5.5%
Blade My	7.1_i	67381	-8.2%	7.1_i	73401	-	7.1_h	79205	7.9%
Blade Mxy	7.1_i	67435	-8.2%	7.1_i	73436	-	7.1_h	79604	8.4%
Blade Mz	7.1_i	2026.8	-12.3%	7.1_h	2311	-	7.1_h	2418	4.6%
Blade Fx	7.1_h	6354.4	-8.8%	7.1_g	6966.5	-	7.1_h	7428.9	6.6%
Blade Fy	7.1_i	485.8	-18.4%	7.1_g	595.2	-	7.1_h	772	29.7%
Blade Fxy	7.1_h	6357.4	-8.8%	7.1_g	6972.3	-	7.1_h	7437.7	6.7%
Blade Fz	7.1_h	51715	-9.1%	7.1_h	56900	-	7.1_h	59331	4.3%

Table 39 Ultimate load with turbulence intensity : blade at 1.25m radius(2)

	0.12			0.16			0.172		
	Load cass	kNm, kN	%	Load cass	kNm, kN	%	Load cass	kNm, kN	%
Flap B.M.	7.1_i	67245	-8.4%	7.1_i	73435	-	7.1_h	78880	7.4%
Edge B.M.	7.1_h	7096.5	-24.7%	7.1_g	9426.6	-	7.1_h	10796	14.5%
Flap S.F.	7.1_h	6357.3	-8.8%	7.1_g	6972.2	-	7.1_h	7411.7	6.3%
Edg S.F.	7.1_i	438.8	-23.0%	7.1_g	569.8	-	7.1_h	623.5	9.4%

Table 40 Ultimate load with turbulence intensity : blade deflection at 40m radius

	난류강도 0.12			난류강도 0.16			난류강도 0.172		
	Load cass	kNm, kN	%	Load cass	kNm, kN	%	Load cass	kNm, kN	%
x-deflection	7.1_h	7.2	93.5	7.1_g	7.7	-	7.1_h	7.67	99.6
y-deflection	6.1_a	-6.11	87.9	6.1_a	-6.95	-	6.1_f	-7.61	109.5

5.3 난류 강도의 변화에 대한 타워의 극한 하중 해석

난류강도의 변화에 대한 타워의 극한하중 해석의 결과로서, 타워의 밑단에 작용하는 절대 값의 극한하중을 난류강도에 대해 Table 41에서 보이고, 타워의 상단의 변위를 가장 크게 하는 설계조건과 수치를 Table 42에서 보이고 있다. 각각 하중의 크기와 비교 기준인 IEC I A Class에 대한 증감율을 백분율(%)로서 표시하고 있다.

또한 다음의 Fig. 27 및 Fig. 28에서는 타워의 밑단인 0m의 지점의 모멘트 및 힘, 그리고 타워의 상단인 60m에서의 변위에 대해 각각 극한 값의 증감량의 백분율을 도식으로 표시하였다.

전체적으로 난류강도의 변화에 대해 난류강도가 커지면 극한 하중이 커지고 있고 반대로 난류강도가 작아지면 극한 하중이 작아지는 경향을 보이고 있다. 난류강도의 증가에 대해서는 M_y 및 M_{xy} 가 가장 민감하게 4.7% 증가하고 있으며 난류강도가 작아지면 M_x 가 가장 민감하게 -25.4% 감소하고 있다. 즉 타워 뿌리 부분인 0m 지점에서는 난류강도의 변화에 대해 M_x , M_y 및 M_{xy} 가 민감하게 변화하는 극한하중의 성분임을 알 수 있다.

극한 힘의 경우 F_x 및 F_{xy} 의 난류강도의 증가에 따라 3.6%로 민감하게 변하고 난류강도의 감소에 따라 F_y 에서 -25.3%로 감소를 보였다. 즉 타워에서는 F_x , F_y 및 F_{xy} 가 극한 힘에 민감한 성분임을 알 수 있다.

타워 상단의 변위에 대해 Table 42와 Fig. 28에서 보이고 있는데 타워 상단에서의 변위는 난류강도의 증가함에 따라 x방향의 변위가 4.6% 증가하였고 난류강도의 감소함에 따라 y방향의 변위가 -25.2% 감소하였다.

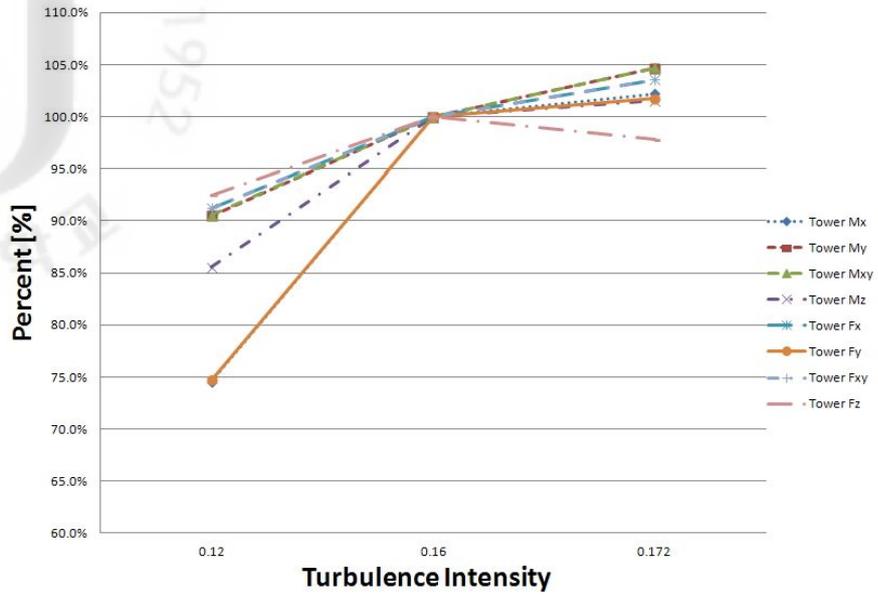


Fig. 27 Sensitivity of extreme loads at Tower height=0m

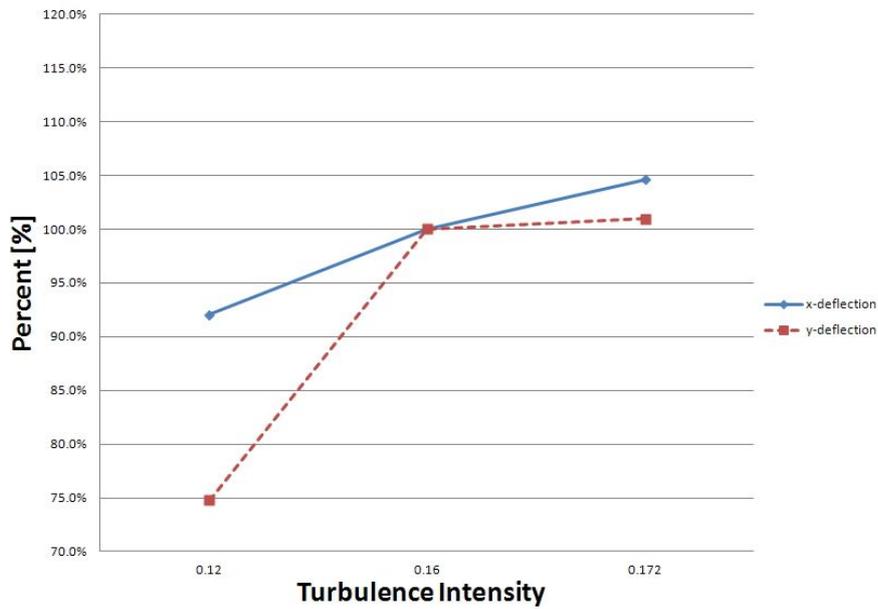


Fig. 28 Sensitivity of extreme Tower top deflection

Table 41 Ultimate load with turbulence intensity : Tower, Tower height = 0m

	난류강도 0.12			난류강도 0.16			난류강도 0.172		
	Load cass	kNm, kN	%	Load cass	kNm, kN	%	Load cass	kNm, kN	%
Tower Mx	6.1_f	56341	-25.4	6.1_f	75554	-	6.1_f	77210	2.2
Tower My	7.1_h	1083560	-9.5	7.1_h	1197250	-	7.1_h	1253080	4.7
Tower Mxy	7.1_h	1083580	-9.5	7.1_h	1197250	-	7.1_h	1253480	4.7
Tower Mz	7.1_h	36871	-14.4	7.1_i	43090	-	7.1_h	43749	1.5
Tower Fx	7.1_i	22866	-8.8	7.1_i	25075	-	7.1_i	25969	3.6
Tower Fy	6.1_f	-1029.1	-25.3	6.1_f	-1377.9	-	6.1_f	-1402.1	1.8
Tower Fxy	7.1_i	22867	-8.8	7.1_i	25075	-	7.1_i	25969	3.6
Tower Fz	7.1_i	-3684.7	-7.5	7.1_i	-3984.9	-	7.1_h	-3897.5	-2.2

Table 42 Ultimate load with turbulence intensity : Tower top deflection, tower height = 60m

	난류강도 0.12			난류강도 0.16			난류강도 0.172		
	Load cass	m	%	Load cass	m	%	Load cass	m	%
x-deflection	7.1_h	13.9	-7.9	7.1_h	15.1	-	7.1_h	15.8	4.6
y-deflection	6.1_f	-0.77	-25.2	6.1_f	-1.03	-	6.1_f	-1.04	1.0

5.4 등가 극한 하중의 분석

앞서 해석된 난류 강도의 변화에 대한 극한 하중은 각 방향의 성분을 독립적으로 해석하여 절대적인 극한 하중의 크기를 비교하기가 어렵다. 따라서 다음과 같은 극한 하중의 등가치를 구하여 비교하였다.

$$\text{등가 극한 모멘트} = \sqrt{\sum M_i^2}$$

$$\text{등가 극한 힘} = \sqrt{\sum F_i^2}$$

여기서, i 는 x, y, xy, z 이다.

5.4.1 블레이드의 등가 극한 하중 해석

난류강도의 변화에 대한 블레이드 뿌리부분에서의 등가 극한 하중 해석의 결과를 다음의 Fig. 29에서 보이고 있다. Fig. 29과 같이 블레이드 뿌리지점에서 등가 극한 모멘트(max)가 난류강도 0.172에서 증가하고 난류강도가 감소함에 따라 감소하고 있다. 등가 극한 힘 또한 등가 극한 모멘트와 같은 변화를 보이고 있다.

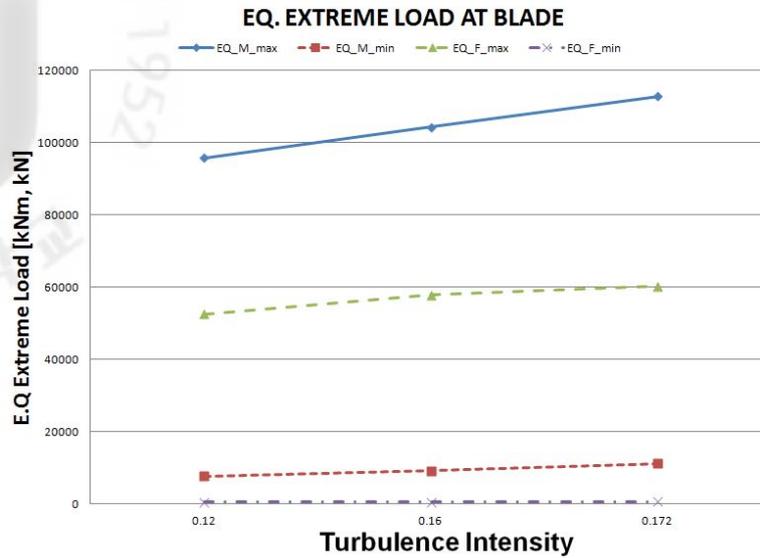


Fig. 29 Equivalent extreme load at blade

Table 43 Equivalent ultimate load with turbulence intensity at blade

	0.12		0.16		0.172	
	EQ [kNm, kN]	[%]	EQ [kNm, kN]	[%]	EQ [kNm, kN]	[%]
EQ_M_max	95672.69	-8	104210.9	-	112687.5	8
EQ_M_min	7594.186	-17	9203.824	-	11184.56	22
EQ_F_max	52492.59	-9	57750.41	-	60260.03	4
EQ_F_min	475.0314	-13	548.1419	-	600.1011	9

5.4.2 타워의 증가 극한 하중 해석

난류강도의 변화에 따라 타워의 하단부분에 작용하는 증가 극한 하중의 변화를 다음의 Fig. 30에서 보이고 있다. Fig. 30 증가 극한 하중은 난류강도의 증가에 따라 증가하고 증가 극한 힘 또한 난류강도가 증가함에 따라 증가하는 것을 확인하였다.

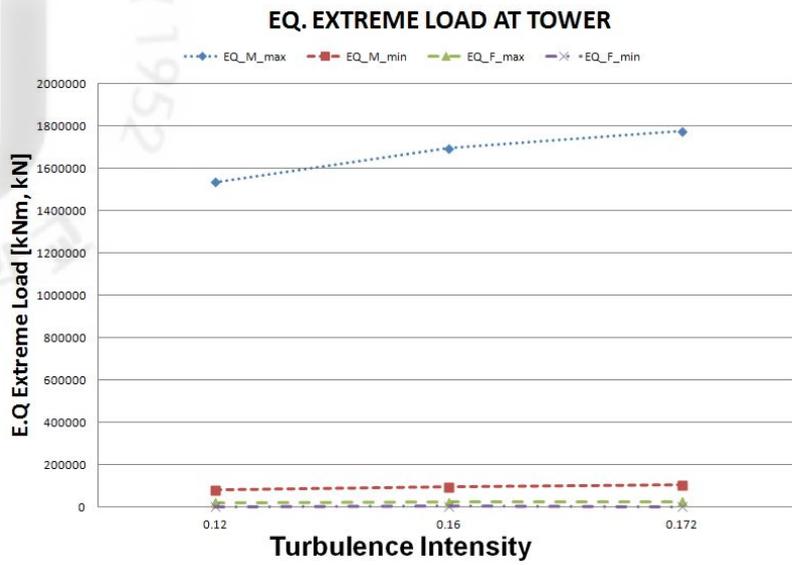


Fig. 30 Equivalent extreme load at tower

Table 44 Equivalent ultimate load with turbulence intensity at tower

	0.12		0.16		0.172	
	EQ [kNm, kN]	[%]	EQ [kNm, kN]	[%]	EQ [kNm, kN]	[%]
EQ_M_max	1533878	-10	1695400	-	1774626	5
EQ_M_min	81414.23	-14	94839.99	-	104232.9	10
EQ_F_max	22928.74	-9	25133.58	-	26030.48	4
EQ_F_min	3825.711	-9	4216.401	-	4142.027	-2



VI. 결 론

본 연구는 새로 고안된 설계조건 하에서, 난류강도의 변화와 극한 하중간의 상관관계를 밝혀서, 풍력발전시스템 설계에 반영할 수 있도록 함을 목적으로 하며, 그 결과는 다음과 같다.

(1) 극한 하중 해석을 위해 외부 조건과 운전조건의 조합에 의해 총 270개의 세부 설계 하중 조건을 새롭게 설계하여 하중해석에 활용하였다. 고안된 세부 설계 하중 조건은 풍력발전시스템의 설계나 극한 하중의 해석에 대한 지침 자료로서 제시 되었다.

(2) 극한 하중의 해석 결과 블레이드 및 타워에 작용하는 극한 하중의 설계 조건은 DLC 6.1 극한 풍속 조건에서 정지상태와 DLC 7.1 극한 풍속 조건에서 파킹 중 고장발생 상태인 두 설계 하중 조건에서 거의 모든 극한하중을 나타냈다. 이는 극한 풍속 조건 특히 극한풍속 조건에서 파킹 중 고장이 발생 할 때 풍력발전 시스템은 상당한 하중을 받게 됨을 알 수 있었다.

(3) 난류강도의 변화에 대한 극한 하중 해석 결과 즉, IEC 난류특성 C인 제주 한수지역의 난류강도 12%와 IEC 난류특성 S인 강원도 태백지역의 난류강도 17.2%를 IEC 난류특성 A인 난류강도 16%를 기준으로 비교한 결과 블레이드에서 난류강도 변화에 따라 Mz방향의 모멘트가 가장 민감하게 -12.3% ~ 4.6% 변화하였고 타워에서는 Mx방향의 모멘트가 가장 민감하게 -25.4% ~ 2.2% 변화함을 확인하였다. 난류 강도 변화에 대한 등가 극한 하중 역시 블레이드에서 (-) 방향의 모멘트가 -17% ~ 22% 변화 하였고 타워에서도 (-)방향의 모멘트가 -14% ~ 10%로 변화하였다.



참고문헌

- [1] March 30 2006, "International Wind Energy Development, World Market Update 2005, Forecast 2006-2010", BTM Consult ApS
- [2] Kim, K. H, 2009, "A Study on the Formulation of Extreme Load and Sensitivity Analysis of Blade Stiffness Distribution of Wind Turbine System", In Ha University
- [3] Ko, K. N., Huh, J. C., 2006, "Wind power engineering guide" , munundang, pp.39~52
- [4] IEC, 2005, "IEC 61400-1 3rd Ed. Wind turbines-Part 1 : Safety requirements", International Electrotechnique Commission, pp.21~45
- [5] IEC, 2006, "IEC 61400-2 2nd Ed. Wind turbines-Part 2 : Safety requirements for small turbines", International Electrotechnique Commission, pp.43~65
- [6] Ervin Bossanyi, 2009, "GH Bladed - Theory Manual", Garrad Hassan and Partners Ltd..
- [7] Ervin Bossanyi, 2009, "GH Bladed - User's Manual", Garrad Hassan and Partners Ltd..
- [8] Tony Burton, David Sharpe, Nick Jwnkins, Ervin Bossanyi, 2001, "WIND ENERGY HANDBOOK", JOHN WILEY & SONS,LTD
- [9] J.F. Manwell, J,G, McGowan A.L. Rogers, 2002, "Wind Energy Explained", JOHN WILEY & SONS,LTD
- [10] Landers Randermakers and Reef Hunter, 1996, "European Wind Turbine Standards", EC, Brussel.
- [11]David A. Spera, 1994, "Wind turbine technology", ASME Press pp. 487-506.

- [12] David A. Spera, 1994, "Wind turbine technology", ASME Press pp. 507-546.
- [13] J. C. Kaimal, J. C. Wyngaard, Y. Izumi, and O. R. Cote, 1972, "Spectral characteristics of surface-layer turbulence", Q. J. R. Meteorol. Soc., Vol. 98, pp. 563-598.
- [14] Kim, G. H., Hyun, S. G., "Power Performance Testing and Uncertainty Analysis for a 3MW Wind Turbine", The Korean Solar Energy Society, Vol.30 No.6, 2010
- [15] Kim, G. H., Hyun, S. G., "A Study for the Effect on the Uncertainty of Power Performance Testing of Wind Turbine by a Site Calibration", The Korean Solar Energy Society, Vol.31 No.2, 2011
- [16] Korea Institute of Energy Research, 2004, "Performance Monitoring and Evaluation Project for the Hangwon Wind Farm in Jeju Island", Jeju, p120~121
- [17] Ko, K. N., Kim, K. B., Huh J. C., 2006, "Effect of Typhoon for Wind turbine in Jeju Island", Korea Wind Energy Association



감사의 글

대학원 과정을 되돌아보면 의욕과 열정을 가지고 최선을 다하지 못한 것 같아 아쉬움이 남지만, 이 한편의 논문으로 그 동안의 저의 작은 노력이 제 자신만이 아닌 다른 분들에게도 조금이나마 도움이 되었으면 합니다.

우선 학문의 길로 이끌어 부족한 저를 격려와 사랑으로 돌보아 많은 가르침을 주신 허종철 교수님께 마음깊이 감사드립니다. 그리고 많이 부족했던 저에게 하고자 하는 게 있다면 어떤 것이든 길을 만들어 주시며 아낌없이 지도해주신 한국에너지기술연구원 김건훈 박사님께 고개 숙여 감사드립니다. 언제나 우리나라 풍력발전을 위해 헌신하시는 교수님과 박사님의 모습을 잊지 않고 정말 소중하게 간직하여 삶의 지표로 삼겠습니다. 또한 논문이 심사되는 동안 많은 검토와 조언을 해주신 임중환 교수님과 김귀식 교수님께도 감사를 드립니다.

대학원 과정 동안 전문지식과 더불어 삶의 지혜를 가르쳐 주신 한국에너지기술연구원 풍력발전센터 모든 연구원님들께 감사의 마음을 전합니다. 그리고 바쁜 업무 중에도 따뜻한 관심과 배려를 해주신 풍력대학원 김익선 행정실장님, 이창림 선생님 그리고 김봄솔 선생님에게 감사드립니다. 그리고 학부생활부터 많은 가르침과 함께 멘토가 되어주신 고규현 선생님 정말 감사드립니다. 또한 누구보다 가까운데서 논문뿐만 아니라 대학원의 앞선 경험을 들려주시며 도움을 주신 문중이형, 경일이형, 준철이형, 현석이형께 이 자리를 빌려 감사의 마음을 전하며, 유체역학 실험실에서 함께했던 김경보 선생님, 박윤호 선생님과 대학원을 함께 했던 상현이형, 치훈, 미호, 수영, 현우, 성부, 으뜸, 종우, 현관, 정운 그리고 중간 중간 도움이 컸던 풍력대학원 학우들과 실험실의 후배들에게 감사의 마음과 함께 고맙다는 말을 글로나마 전합니다.

연구원에 첫발을 딛는 순간부터 지금까지 많은 조언과 격려를 해주신 주영철 연구원님, 고석환 연구원님, 해준 선배, 상우 선배, 인선 선배 그리고 논문을 준

비하며 지칠 때마다 서로 격려하며 힘이 되어줬던 은영이에게 고맙다는 말을 전합니다.

어려서부터 함께 지내온 아라 패밀리 가족들과 힘들 때면 소주 한잔 나누며 격려 해주던 친구들아~! 정말 고맙다. 하나하나 이름을 다 부르며 고맙다고 마음 전하고 싶지만 이것 또한 이해해 주리라 믿는다. 그리고 이 밖에도 고마운 분이 수없이 많지만 여기서 전하지 못한 마음은 한분 한분 찾아뵙고 감사의 마음을 전하겠습니다. 그리고 누구보다 저를 믿고 현재 자리에 설 수 있도록 응원하며 지켜봐 주신 형님들, 형수님들 그리고 누나, 매형에게 감사드리며 마지막으로 당신의 배부름보다, 당신의 행복보다, 당신의 미래보다, 자식을 먼저 생각하시며, 아낌없는 보살핌과 사랑을 주신 사랑하는 아버지, 어머니께 감사의 마음을 전하며 이 논문을 바칩니다.

2011년을 마무리 하며...