



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](#)

석사학위논문

나셀풍속을 이용한  
풍력터빈의 성능저하 분석



제주대학교 대학원

풍력공학부 풍력기계시스템전공

신 동 현

2015 년 2 월

# 나셀풍속을 이용한 풍력터빈의 성능저하 분석




指導教授 高 炘 男

申 東 憲

이 論文을 工學 碩士學位 論文으로 提出함



申東憲의 工學 碩士學位 論文을 認准함

審査委員長 허승현   
委 員 김병석   
委 員 고경남 

濟州大學校 大學院 風力工學部

2014 年 12 月

# An Analysis of Wind Turbine Degradation using the Nacelle Wind Speed


Dongheon Shin

(Supervised by professor Kyung-Nam Ko)

A thesis submitted in partial fulfillment of the requirement for the degree  
of Master of Engineering

2014 . 12 .

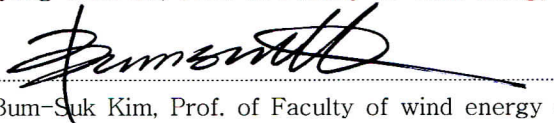
This thesis has been examined and approved.

 제주대학교 중앙도서관  
JEJU NATIONAL UNIVERSITY LIBRARY  
허정철

Thesis director, Jong-Chul Huh, Prof. of Mechanical engineering

Kyungnam Ko

Thesis director, Kyung-Nam Ko, Prof. of Faculty of wind energy engineering



Thesis director, Bum-Suk Kim, Prof. of Faculty of wind energy engineering

.....  
Date

Faculty of Wind Energy Engineering  
Graduate School  
Jeju National University

# 목 차

List of Figures .....	iii
List of Tables .....	vi
Nomenclature .....	vii
Abstract .....	ix
I. 서 론 .....	1
1. 연구배경 .....	1
2. 연구동향 .....	3
1) 해외의 풍력터빈 성능저하 분석 연구 .....	3
2) 국내의 풍력터빈 성능저하 분석 연구 .....	5
3. 연구목적 .....	7
II. 나셀 변환함수를 이용한 성능저하 분석 .....	9
1. 테스트 사이트 I (환경 풍력발전단지) .....	9
2. 테스트 풍력터빈 사양 .....	11
3. 측정 데이터 .....	12
1) 측정 데이터 요소와 측정 장비 .....	12
2) 측정 기준과 데이터 처리 .....	13
4. 나셀 변환함수 .....	17
1) 나셀 변환함수를 위한 측정방위 구간 .....	17
2) 지형에 따른 결과값 보정 .....	18
3) 기상탑 풍속과 나셀풍속의 상관관계 .....	20
5. 나셀 출력곡선 .....	22
1) 지형 등급 .....	22
2) 나셀 출력곡선 측정방위 구간 .....	24
3) 공기밀도 표준화 .....	26
4) 나셀 출력곡선 .....	26

5) 나셀 출력곡선 불확도 .....	31
6. 나셀 변환함수를 이용한 성능저하 분석 .....	34
1) 레일리 분포 .....	34
2) 연간에너지생산량 불확도 .....	35
3) 나셀 변환함수를 이용한 성능저하 분석 .....	37
III. 나셀풍속을 이용한 성능저하 분석 .....	39
1. 나셀풍속과 기상탑 풍속의 상관관계 .....	40
2. 나셀풍속을 이용한 출력곡선 .....	40
1) 공기밀도 표준화 .....	40
2) 나셀풍속 출력곡선 .....	41
3. 나셀풍속을 이용한 성능저하 분석방법 검증 .....	45
4. 나셀풍속을 이용한 성능저하 분석 절차 .....	46
IV. 나셀풍속을 이용한 성능저하 분석방법 적용 .....	47
1. 테스트 사이트 II (성산 풍력발전단지) .....	47
2. 테스트 풍력터빈 사양 .....	51
3. 측정 데이터 .....	52
1) 측정 데이터 요소와 측정 장비 .....	52
2) 측정 기준과 데이터 처리 .....	52
4. 나셀풍속을 이용한 출력곡선 .....	53
1) 측정방위 구간 설정 .....	53
2) 공기밀도 표준화 .....	55
3) 나셀풍속을 이용한 출력곡선 .....	55
5. 나셀풍속을 이용한 성능저하 분석 .....	59
6. 사이트별 성능저하 분석결과 비교 .....	60
V. 결    론 .....	62
참고문헌 .....	63

# List of Figures

Fig. 1 Normalized capacity factor of Hankyeong wind farm .....	4
Fig. 2 Difference of theoretical and actual power output of wind turbines in Hankyeong wind farm .....	5
Fig. 3 Actual capacity factor of wind turbines in Hankyeong wind farm .....	7
Fig. 4 Layout of wind turbines and location of Hankyeong wind farm .....	9
Fig. 5 Wind rose analyzed from Kosan ASOS data for six years .....	10
Fig. 6 View of WTG under test in Hankyeong wind farm .....	11
Fig. 7 Comparison of power outputs from transducer end and SCADA .....	13
Fig. 8 Nacelle anemometer of a test turbine .....	14
Fig. 9 Measurement sector for the NTF .....	18
Fig. 10 Area for terrain evaluation .....	18
Fig. 11-(a) Terrain evaluation within 2L .....	19
Fig. 11-(b) Terrain evaluation in outside measurement sector within 4L .....	19
Fig. 11-(c) Terrain evaluation in measurement sector within 4L .....	19
Fig. 12 Correlation of the nacelle and the met mast wind speeds .....	20
Fig. 13-(a) Measurement sector of No.5 WTG .....	25
Fig. 13-(b) Measurement sector of No.6 WTG .....	25
Fig. 13-(c) Measurement sector of No.7 WTG .....	25
Fig. 13-(d) Measurement sector of No.8 WTG .....	25
Fig. 13-(e) Measurement sector of No.9 WTG .....	25
Fig. 14-(a) NPC of No.5 WTG of Hankyeong wind farm .....	27
Fig. 14-(b) NPC of No.6 WTG of Hankyeong wind farm .....	28
Fig. 14-(c) NPC of No.7 WTG of Hankyeong wind farm .....	28
Fig. 14-(d) NPC of No.8 WTG of Hankyeong wind farm .....	29

Fig. 14-(e) NPC of No.9 WTG of Hankyeong wind farm .....	29
Fig. 15 Comparison of uncertainty between the met mast and the nacelle power curves .....	31
Fig. 16 Combined standard uncertainty in power of No.9 WTG .....	32
Fig. 17 Uncertainty range on power curve of No.9 WTG in 2013 .....	32
Fig. 18 Rayleigh distribution with mean wind speed of 7.5m/s .....	34
Fig. 19 Uncertainty in AEP of No.9 WTG for five years .....	36
Fig. 20 Wind turbine degradation of Hankyeong wind farm using the NTF .....	37
Fig. 21 Correlation between the nacelle and the met mast wind speed .....	40
Fig. 22-(a) Power curve of No.5 WTG of Hankyeong wind farm .....	41
Fig. 22-(b) Power curve of No.6 WTG of Hankyeong wind farm .....	42
Fig. 22-(c) Power curve of No.7 WTG of Hankyeong wind farm .....	42
Fig. 22-(d) Power curve of No.8 WTG of Hankyeong wind farm .....	43
Fig. 22-(e) Power curve of No.9 WTG of Hankyeong wind farm .....	43
Fig. 23 Validation of degradation analysis method using the nacelle wind speed .....	45
Fig. 24 Flow chart for analyzing wind turbine degradation .....	46
Fig. 25 Layout of wind turbines and location of Seongsan wind farm .....	47
Fig. 26 Wind rose analyzed from Seongsan ASOS data for six years .....	48
Fig. 27 Actual capacity factor of wind turbines of Seongsan wind farm .....	49
Fig. 28 Normalized capacity factor of wind turbines of Seongsan wind farm .....	50
Fig. 29 View of WTG under test in Seongsan wind farm .....	51
Fig. 30 Three-dimensional map of Seongsan wind farm .....	53
Fig. 31-(a) Measurement sector of No.1 WTG .....	54
Fig. 31-(b) Measurement sector of No.2 WTG .....	54
Fig. 31-(c) Measurement sector of No.3 WTG .....	54
Fig. 31-(d) Measurement sector of No.4 WTG .....	54



Fig. 31-(e) Measurement sector of No.5 WTG .....	54
Fig. 31-(f) Measurement sector of No.6 WTG .....	54
Fig. 32-(a) Power curve of No.1 WTG of Seongsan wind farm .....	55
Fig. 32-(b) Power curve of No.2 WTG of Seongsan wind farm .....	56
Fig. 32-(c) Power curve of No.3 WTG of Seongsan wind farm .....	56
Fig. 32-(d) Power curve of No.4 WTG of Seongsan wind farm .....	57
Fig. 32-(e) Power curve of No.5 WTG of Seongsan wind farm .....	57
Fig. 32-(f) Power curve of No.6 WTG of Seongsan wind farm .....	58
Fig. 33 CF degradation of wind turbines of Seongsan wind farm using the nacelle wind speed .....	59
Fig. 34-(a) Layout of Hankyeong wind farm .....	60
Fig. 34-(b) Layout of Seongsan wind farm .....	60



# List of Tables

Table 1 Power performance degradation using the method in Canada .....	4
Table 2 Power performance degradation using the KIER method .....	5
Table 3 Wind turbines status of Hankyeong wind farm .....	9
Table 4 Specification of WTG under test in Hankyeong wind farm .....	11
Table 5 Source of data measured from the met mast .....	12
Table 6 Source of data measured from a wind turbine .....	12
Table 7 Terrain evaluation .....	19
Table 8 Table of transfer function from $V_{nacelle}$ to $V_{free}$ .....	21
Table 9 RIX terrain classification .....	23
Table 10 Slope terrain classification .....	23
Table 11 Combined standard uncertainty in power of No.9 WTG .....	33
Table 12 Estimated AEP and standard uncertainty in AEP of No.9 WTG .....	36
Table 13 Wind turbines degradation of Hankyeong wind farm using the NTF .....	37
Table 14 Relative error of two methods proposed .....	45
Table 15 Wind turbines status of Seongsan wind farm .....	47
Table 16 Wind turbines degradation of Seongsan wind farm using the method in Canada .....	50
Table 17 Specification of WTG under test in Seongsan wind farm .....	51
Table 18 Source of the measured data .....	52
Table 19 CF degradation of wind turbines of Seongsan wind farm using the nacelle wind speed .....	59
Table 20 Comparison of wind turbine degradation of two wind farms .....	60

# Nomenclature

기 호	설 명	단 위
$A$	풍력터빈 로터의 회전 면적	[m <sup>2</sup> ]
$AEP$	연간 에너지 생산량(Annual energy production)	
$AGL$	지상 고도(Above ground level)	[m]
$ASOS$	종합기상관측장비(Automated Surface Observing System)	
$B$	기압	[Pa]
$B_{10min}$	측정된 10분 평균 기압	[Pa]
$CF$	설비이용률(Capacity factor)	[%]
$D$	로터 직경(Rotor diameter)	[m]
$D_e$	등가 회전자직경	[m]
$D_n$	인근에서 운행 중인 풍력터빈의 로터 직경	[m]
$\Delta z_i$	인근 고도 지점간의 수직차	[m]
$F(V)$	풍속의 레일리 누적확률분포함수	
$F_i$	i번째 빈의 풍속 레일리 누적확률분포	
$f_i$	i번째 빈의 풍속 평균 레일리 확률분포	
$g$	지표면 중력 가속도[9.80665 m/s <sup>2</sup> ]	
$H$	허브 높이(Hub height)	[m]
$h$	해발고도	[m]
$L$	풍력터빈으로부터 기상탑까지의 거리	[m]
$L_n$	풍력터빈 또는 기상탑과 주변에서 운행중인 풍력터빈간의 거리	[m]
$l_h$	장애물 높이	[m]
$l_w$	장애물 폭	[m]
$M$	건조 공기의 몰 질량[0.0289644 kg/mol]	
$N$	데이터의 총 수	
$N_h$	1년 중 시간 수(=8760)	
$N$	추출간격 내 데이터 수	
$N_i$	i번째 빈의 10분 평균 데이터 수	
$NPC$	나셀 출력곡선(Nacelle power curve)	
$NTF$	나셀 변환함수(Nacelle transfer function)	
$P$	높이 $h$ 에서의 기압	[Pa]

$P_W$	수증기의 압력	[Pa]
$P_0$	해수면 표준 기압	[m]
$P_i$	i번째 빈의 표준화된 평균 출력	[W]
$P_n$	표준화(normalization) 된 출력	[W]
$P_{10min}$	10분 평균 측정 출력	[W]
$PC$	출력곡선(Power curve)	
$R$	일반 가스 상수[8.31447 J/(mol · K)]	
$R_W$	수증기의 가스 상수[461.5 J/(kg1 · K)]	
$R_0$	건조 공기의 가스 상수[287.05 J/(kg1 · K)]	
$RIX$	거칠기 지수(Ruggedness index)	
$SCADA$	감시 제어 데이터 수집시스템 (Supervisory Control and Data Acquisition)	
$s_i$	i번째 빈의 A형 불확도	
$T_{10min}$	측정된 10분 평균 절대온도	[K]
$T_0$	해수면 표준 온도[288.15 K]	
$u_i$	i번째 빈의 B형 불확도	
$V$	풍속	[m/s]
$V_0$	장기간의 평균 풍속	[m/s]
$V_{ave}$	허브 높이에서의 연간 평균 풍속	[m/s]
$V_{free}$	측정된 나셀풍속과 마스트 풍속을 이용하여 예측한 자유풍속	[m/s]
$V_{free,i}$	i번째 빈에서의 마스트 풍속 평균	[m/s]
$V_i$	i번째 빈의 표준화된 평균 풍속	[m/s]
$V_n$	표준화된 풍속	[m/s]
$V_{nacelle}$	$V_{free}$ 를 예측하고자 하는 측정된 나셀풍속	[m/s]
$V_{nacelle,i}$	i번째 빈에서의 나셀풍속 평균	[m/s]
$V_{10min}$	측정된 10분 평균 풍속	[m/s]
$WD$	풍향(Wind direction)	[°]
$WS$	풍속(Wind speed)	[m/s]
$WTG$	풍력터빈(Wind turbine generator)	
$\rho_{10min}$	측정된 10분 평균 공기밀도	[kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_0$	표준공기밀도[1.225kg/m <sup>3</sup> ]	
$\varnothing$	상대습도[범위 0~1]	

# Abstract

The investigation on how to identify wind turbine degradation in a wind farm was carried out in Jeju Island. The previous studies from Canada, the UK and Denmark pointed out that the power performance of wind turbines decreased with years. However the degradation checking methods are considered to be complicated and unclear. In this thesis, a new method for identifying wind turbine degradation was proposed, which is based on IEC standards.

According to the procedure of IEC 61400-12-2, the Nacelle Transfer Function (NTF) was derived from the relationship between nacelle wind speed of a wind turbine under test and met mast wind speed in Hankyeong wind farm, and applied to nacelle wind speed of five wind turbines in the wind farm to obtain corresponding free wind speed. Then, Nacelle Power Curve(NPC) was drawn on the basis of electric power of SCADA system and the corresponding free wind speed. The wind speed distribution in the wind farm is assumed to be Rayleigh distribution with annual average wind speed at the wind farm, which was applied to the NPC to obtain Annual Energy Production(AEP). Finally each Capacity Factor(CF) was calculated using the AEP for six years. The five wind turbines had CF degradation rate of 0.31 percent per year on average.

Next, since the difference between nacelle wind speed and met mast wind speed during the concurrent period is nearly zero, nacelle wind speed was directly used with electric power of SCADA system to obtain NPC. Then, in the same way, annual CFs of the five wind turbines were calculated, whose annual decreasing rate was 0.32 percent on average. The relative errors between the two methods for checking wind turbine degradation were within ten percent with 5.5 percent on average. Therefore, the new method using nacelle wind speed only could help wind farm owners and operators find out how much power

performance of their wind turbines decreases with year. The advantage of the new method is that the met mast installation and NTF calculation are not necessary to identify wind turbine degradation.

In addition, the six-year SCADA data from the six Vestas V80-2MW wind turbines in Seongsan wind farm were analyzed to check the CF degradation using the new method. As a result, power output of the wind turbines of Seongsan wind farm decreased to 0.12 percent per year on average.



# I. 서 론

## 1. 연구배경

화석연료의 고갈 위기와 환경오염의 문제를 해결하기 위하여, 여러 국가들이 신재생에너지(Renewable energy)에 관심을 두고 연구·개발해오고 있다. 풍력발전은 에너지 위기에 대처하는 무공해 신재생에너지 중의 하나이다. 2012년 말 기준으로 전 세계적인 풍력발전 설비용량(Capacity factor, CF)은 연간 580TWh의 전력생산에 상응하는 282,275MW라는 통계치가 보고되었으며 2020년에는 연간 2286.1TWh 전력생산에 상응하는 902.883MW 이상의 풍력발전설비가 보급될 것으로 예측된다.[1-3]

독일, 덴마크 등의 풍력기술의 선도국을 기준으로 유럽 풍력발전 시장은 준비기, 도약기, 성숙기를 거쳐 발전해 왔다. 선도국의 경우 1970년대부터 기술개발을 중심으로 투자가 이루어지기 시작해 1990년대 이후 본격적인 도약기를 거쳐 최근 성숙기에 접어들었다. 이들 선도국에서는 육상풍력이 성숙기에 들어가면서 점차 해상풍력으로 기술개발과 설비확대의 초점이 이동하고 있다.[4]

또한 성장기를 지나 성숙단계에 진입한 선도국에서는 연안 지역에 해상풍력 시장을 개척함과 동시에, 육상풍력의 노후함에 따라 기존의 풍력터빈을 대형 풍력터빈으로 교체하는 리파워링(Repowering) 사업을 추진하고 있다.[5-7]

제주 행원 풍력발전단지는 국내 최초의 상업발전단지로 1998년 8월 개발된 이래 지속적인 설비와 확충을 통해 오늘날까지 운영되고 있다.[8] 2014년 현재 총 14기의 풍력터빈(총 설비용량 15.11MW)이 운영되고 있으며, 이 중 9기가 운전 개시 후 10년이 경과하였고, 가장 오래된 발전기는 14년째 운전중이다.

풍력터빈의 설계요건을 제시하는 IEC 61400-1에 따르면 풍력터빈의 설계수명은 최소 20년이라고 명시되어 있다.[9] 풍력터빈의 설계수명이 일반적으로 20년 임에 불구하고 보통 10년 또는 기껏해야 15년에 리파워링이 요구된다고 보고되었다.[10] 이에 따라 리파워링은 현재 행원 풍력발전단지가 당면한 과제라 할 수

있으며, 현재 제주대학교에서 행원 풍력발전단지를 대상으로 리파워링 타당성에 관한 연구를 진행하고 있다.[11]

리파워링을 실행하기 이전에 리파워링 착수에 대한 여부는 대상터빈에 대한 성능검토와 그 결과를 반영한 타당성 검토가 수행되어야 한다. 기존의 풍력터빈을 제거하고, 대형의 새로운 터빈을 건설하는 일은 운송 및 설치 그리고 경제적인 측면으로 볼 때, 이는 간단한 작업이 아니다. 또한 풍력터빈의 노후 및 성능상태를 고려하지 않고 리파워링이 실행된다면 경제적 손실은 더욱 클 것이다.

최근 영국과 덴마크, 그리고 캐나다에서 풍력터빈의 노화에 의한 성능저하를 분석한 결과, 영국과 덴마크의 육상 풍력단지의 정규화 설비이용률(Normalized capacity factor)이 연간 0.4~0.9% 감소,[1] 캐나다에서는 연간 1%가 감소한다고 보고하였다.[12][13]

또한 국내에서 라이다를 이용한 풍속과 나셀풍속의 상관관계를 이용하여 풍력터빈의 성능저하를 분석한 바 있다.[14][15] 연구 결과, 연간 0.54%의 설비이용률 감소를 확인하였다.

일반적으로 풍력발전 사업타당성 평가시에 노후에 의한 성능의 저하는 고려되지 않는다. 풍력터빈의 수명인 20년이라는 장기적인 기간을 두고 보았을 때, 위의 성능저하 분석결과를 적용한다면 상당한 수치임을 알 수 있다. 풍력터빈의 성능은 곧 풍력터빈의 수명과 직접적으로 연관이 있기 때문에 성능저하 분석에 대한 연구의 필요성이 더욱 대두되고 있다.

풍력터빈의 성능을 분석 및 평가하고, 사전에 문제의 원인을 파악하여 유지보수 및 수리를 실시한다면 더 나은 출력효율을 얻을 수 있으며, 경제적 손실을 줄일 수 있을 것이다.[16]



## 2. 연구동향

### 1) 해외의 풍력터빈 성능저하 분석 연구

캐나다에서 온타리오 주 소재의 풍력발전단지를 대상으로 장기간의 데이터를 분석하여 풍력터빈의 성능저하를 분석한 결과, 연간 1%의 설비이용률이 저하한다고 보고하였다.[13]

매년 바람의 분포와 세기가 다르기 때문에 해마다의 설비이용률을 같은 조건으로 비교하기 위해서 바람의 변동성을 정규화 시켜주어야 한다. 캐나다에서 제안하는 정규화 설비이용률을 구하기 위한 식은 다음과 같다.

$$\text{Normalized } C.F. = \frac{C.F.}{(V_{ave} / V_o)^3} \quad (1)$$

여기서,

$V_{ave}$ 는 연평균 풍속[m/s]

$V_o$ 는 장기간의 평균 풍속[m/s]

Fig. 1과 Table 1은 식(1)을 본 연구를 위해 사용된 테스트 사이트 I (한경 풍력발전단지) 테스트 풍력터빈의 2008년부터 2013년까지 6년간의 SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) 데이터에 적용한 결과이다. 단, 모든 테스트 풍력터빈은 2009년에 기어박스가 교체되었다. 캐나다의 분석방법을 적용한 결과, 2009년 기어박스를 교체한 후에, 1년간의 시운전 기간을 제외한 2011년부터 성능저하를 보였다.

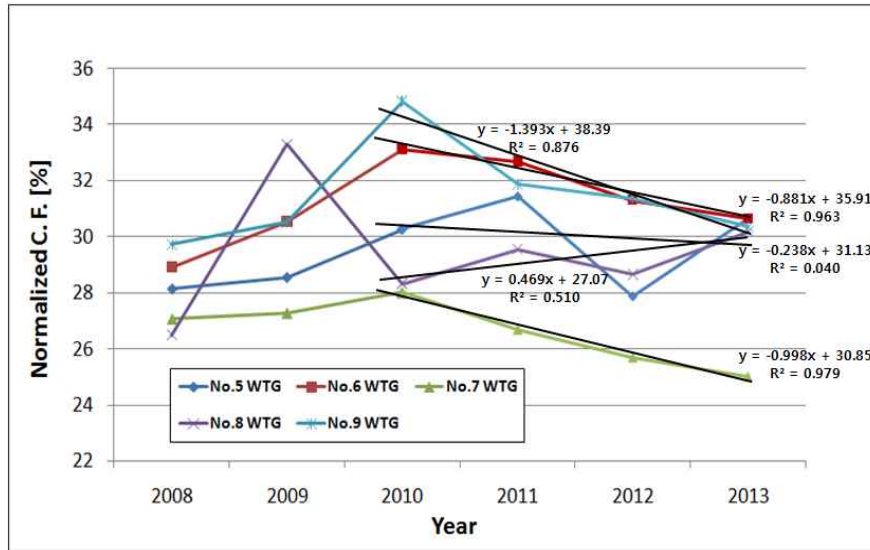


Fig. 1 Normalized capacity factor of Hankyeong wind farm

Table 1 Power performance degradation using the method in Canada

WTG	No.5	No.6	No.7	No.8	No.9
CF reduction rate[%/yr]	0.238	0.881	0.998	-0.469	1.393

다섯 기의 평균 성능저하율은 0.61%/year이며, No.8 풍력터빈을 제외한 네 기의 풍력터빈의 평균 성능저하율은 0.88%/year이었다. 특히, No.9 풍력터빈의 경우, 평균 1.4%/year의 높은 성능저하율을 보이며, 캐나다에서 발표한 연간 1%의 성능저하율과 유사한 결과를 보였다. 풍력터빈의 설계수명인 20년이라는 장기적인 기간을 두고 보았을 때, 20년 후의 No.9 풍력터빈의 경우 성능저하율은 27.86%가 된다.

이 분석방법은 후류 영향을 배제하지 않는다. 이웃한 풍력터빈 또는 주변의 장애물 등에 의한 후류의 영향을 배제하지 않는다면, 풍속과 출력량의 비를 정확하게 산출할 수 없기 때문에 출력성능 분석시에 상당한 불확도가 잔류하여 정확한 예측이 불가능하다.[17] 영국에서는 위의 방법을 이용하여 풍력터빈 성능이 연간 1%의 저하한다는 캐나다의 분석결과를 과대평가 되었으며, 인정하지 않는다고 밝혔다.

## 2) 국내의 풍력터빈 성능저하 분석 연구

국내의 에너지기술연구원에서 신안 풍력발전단지의 세 기의 풍력터빈을 대상으로 성능저하를 분석한 결과, 연간 0.54%의 설비이용률 감소를 보고하였다.[14]

국내에서 시도된 풍력터빈 성능저하 분석방법은 이론 발전량과 실제 발전량의 차이로부터 구해진다. 이론 발전량을 산출하기 위해 나셀풍속을 라이다로부터 측정된 자유유동 풍속 데이터와 나셀풍속 데이터의 상관관계를 이용한 보정식[15]을 이용하여 유효풍속으로 보정하였다. 또한 주변의 풍력터빈과 장애물 등 후류의 영향을 받는 유효구간 외의 왜곡된 데이터를 제거하여 자유유동풍속 데이터만을 사용하여 연간 성능저하를 분석하였다.

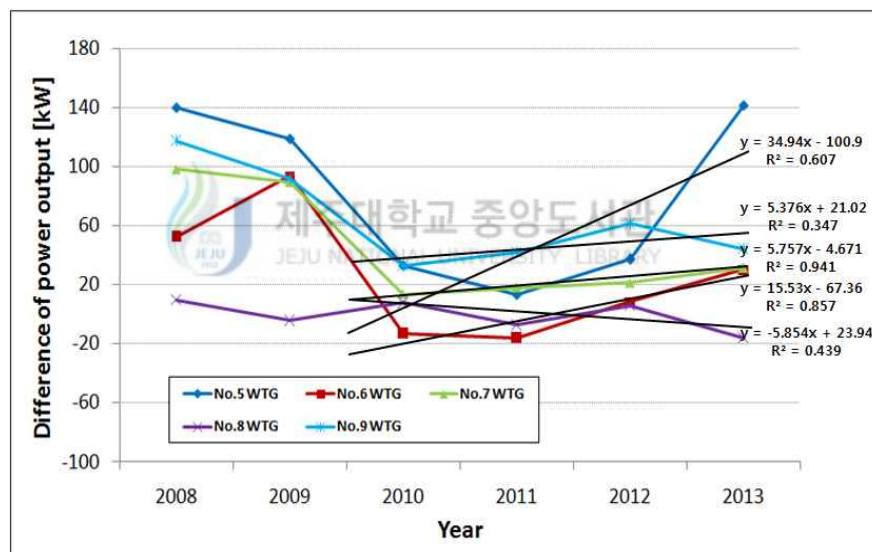


Fig. 2 Difference of theoretical and actual power output of wind turbines in Hankyeong wind farm

Table 2 Power performance degradation using the KIER method

WTG	No.5	No.6	No.7	No.8	No.9
CF reduction rate[%/yr]	1.165	0.517	0.192	-0.195	0.179

Fig. 2와 Table 2는 국내에서 시도된 분석방법을 본 연구를 위해 사용된 테스트 사이트 I 테스트 풍력터빈의 2008년부터 2013년까지의 6년간의 SCADA 데이터에 적용한 결과이다. 이론 발전량은 나셀풍속에 NTF를 적용하여 보정된 유효 풍속으로부터 구하였다.

분석 결과, 다섯 기의 평균 성능저하율은 0.37%/year이었으며, 캐나다의 분석방법을 적용한 결과와 마찬가지로 No.8 풍력터빈을 제외한 네 기의 터빈이 성능저하를 보였다. No.8 풍력터빈을 제외한 네 기의 풍력터빈의 평균 성능저하율은 0.51%/year이며, 신안 풍력발전단지에서의 분석 결과인 0.54%와 상당히 근사한 값을 보였다.

후류의 영향을 제외하여 성능저하를 분석하는 이 방법은 캐나다에서 제안하는 분석방법과는 달리 보다 정확한 분석방법이라 여겨진다. 하지만 이 방법 역시 이론적인 발전량을 산출해야하기 때문에 자유유동풍속 데이터가 필요하며, 이는 곧 기상탑 또는 라이다 데이터가 필요함을 의미한다.



### 3. 연구목적

본 연구는 풍력터빈 출력성능 저하를 분석하기 위하여 IEC 표준에 정해진 절차에 따라 풍력터빈 성능저하 분석을 수행하였다. 하지만 IEC 61400-12-1에 따른 기존의 성능평가 방법은 테스트 중인 풍력터빈으로부터 2~4D 거리에 위치하는 기상탑을 요구하기 때문에 많은 시간과 비용의 제약을 받는다.

Albers 등[18]은 출력성능 평가시, 나셀풍속을 사용하는 방법이 기상탑으로부터 측정된 풍속을 사용할 때에 비해 약 3배의 비용이 절감된다고 보고하였다. Smith 등[19]은 다양한 실험을 통하여 나셀풍속과 기상탑으로부터 측정된 풍속의 특정 상관관계가 있음을 밝혔다. Bach 등[20]은 Wind index를 이용하여 성능저하 분석시 설비이용률의 감소의 원인이 실제 풍력터빈 성능의 감소가 원인인지, 바람조건 변화에 따른 감소가 원인인지에 대하여 연구하였다.

2013년, 나셀풍속에 근거한 풍력터빈의 출력곡선을 얻기 위한 방법을 제공하기 위한 IEC 61400-12-2가 출간되었다.[21] 이 규정은 기상탑과 풍력터빈의 거리가 2~4D일 때, 기상탑과 나셀 풍속계의 풍속 상관관계를 모델링하는 나셀 변환함수를 제안한다.

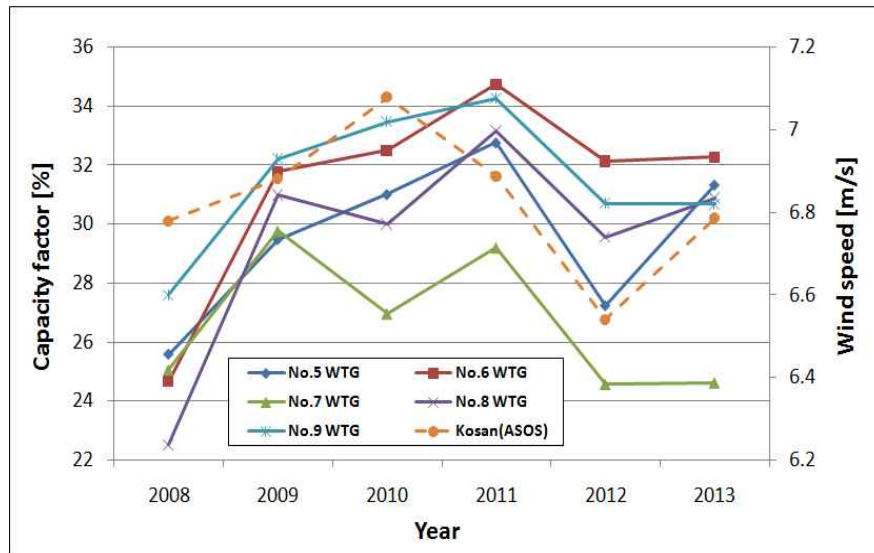


Fig. 3 Actual capacity factor of wind turbines in Hankyeong wind farm

Fig. 3은 테스트 사이트 I의 테스트 풍력터빈에 대한 실제 설비이용률과 테스트 사이트 I으로부터 4km 떨어진 고산 기상대의 10m 높이에서 측정된 6년간의 ASOS(Automated Surface Observing System) 데이터의 연간 평균 풍속을 함께 삽입하여 바람 경향에 따른 설비이용률의 변화를 나타내었다.

위의 그림과 같이 설비이용률은 바람의 경향을 따른다. 성능저하 분석시, 매년 각 터빈에 대한 설비이용률을 정규화하기 위해 바람의 변동성은 제거되어야 한다. 즉, 일반적인 설비이용률로는 성능저하 분석을 할 수 없다.

본 연구에서 제안하는 풍력터빈 성능저하 분석방법은 바람의 변동성을 정규화하기 위하여 연간 바람분포를 레일리 분포로 가정하였다. 본 연구의 목적은 1) IEC 61400-12-2에 근거하여 나셀 변환함수를 이용한 풍력터빈 성능저하 분석방법을 제시하고, 2) 나셀 변환함수를 이용한 풍력터빈 성능저하 분석방법을 참값으로 하여, 본 연구에서 제안하는 나셀풍속만을 이용한 성능저하 분석방법과 비교함으로써 제안하는 분석방법의 타당성을 검증하는 것이다. 또한 3) 제안하는 분석방법을 적용하여 실제로 두 테스트 사이트의 풍력터빈의 성능저하를 정량적으로 분석한다.

II 장에서는 테스트 사이트 I의 풍력터빈을 대상으로 기상탑으로부터 측정된 자유유동 풍속과 나셀풍속의 상관관계인 나셀 변환함수를 이용한 성능저하분석 방법을 제시한다.

III 장에서는 나셀 변환함수를 이용한 성능저하 분석방법을 참값으로 하여, 본 연구에서 제안하는 나셀풍속만을 이용한 성능저하 분석방법과 비교하여 제안하는 분석방법의 타당성을 검증하고, 테스트 사이트 I의 풍력터빈의 성능저하를 정량적으로 분석한다.

IV 장에서는 검증된 분석방법을 적용하여 기상탑이 없는 테스트 사이트 II (성산 풍력발전단지)의 풍력터빈 성능저하를 분석한다. 또한 지형 및 운전환경 조건이 다른 두 테스트 사이트의 풍력터빈 성능저하를 비교/분석한다.

## II. 나셀 변환함수를 이용한 성능저하 분석

### 1. 테스트 사이트 I (한경 풍력발전단지)

(주)한국남부발전이 운영하고 있는 한경 풍력발전단지는 제주특별자치도 제주시 한림읍 한경면 신창리에 위치하고 있다. 제주도 서쪽에 위치한 한경 풍력발전단지는 연안에 위치하여 평균 풍속 7.5m/s의 풍부한 풍력자원을 가지며, 지형은 매우 평탄하다.

한경 사이트에는 한경풍력 1단계와 2단계, 그리고 제주도청의 그린빌리지 사업으로 총 11기의 풍력터빈이 운전 중이다. Fig. 4는 한경 풍력발전단지의 위치 및 풍력터빈 배치상태를 보여주며, Table 3은 2014년 8월 현재 한경 풍력발전단지에서 운영되고 있는 풍력터빈의 현황을 나타낸다.

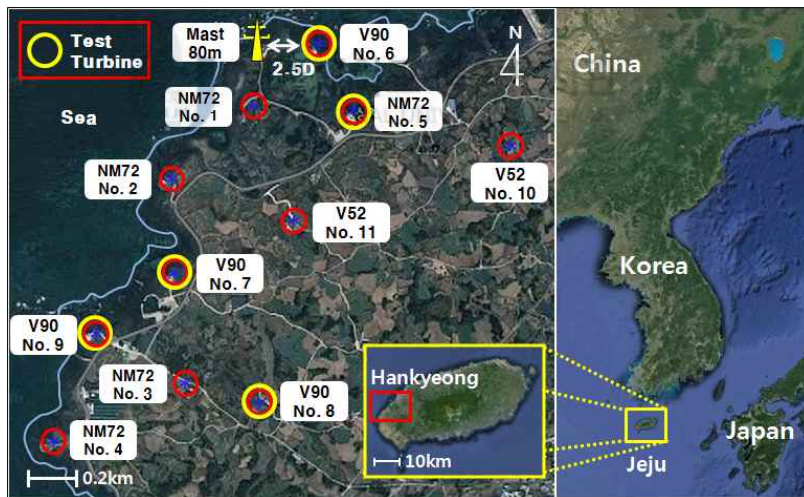


Fig. 4 Layout of wind turbines and location of Hankyeong wind farm

Table 3 Wind turbines status of Hankyeong wind farm

Site	Turbine model	WTG Number & Rated power	Operation start
Hankyeong I	NEG MICON 72C H:60m D:72m	No.1~4 1.5MW×4=6MW	2004
Hankyeong II	VESTAS V90 H:80m D:90m	No.5~9 3MW×5 = 15MW	2007
Green village	VESTAS V52 H:60m D:52m	No.10~11 850kW×2=1.7MW	2006

본 사이트에서 No.6 풍력터빈을 대상으로 IEC 61400-12-1를 근거하여 한국에너지기술연구원에 의해 풍력터빈 출력성능 평가가 실시된 바 있으며,[22] 난류강도에 따른 풍력터빈 출력성능 변화에 대한 연구도 진행되었다.[23] 또한 제주대학교 김현우[24]가 IEC 61400-12-2에 따라 나셀 변환함수를 이용한 출력성능 평가를 실시함으로써 나셀 변환함수의 타당성을 검증하였다.

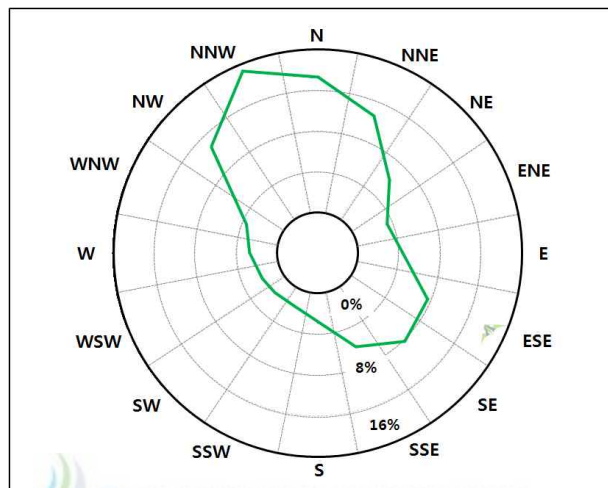


Fig. 5 Wind rose analyzed from Kosan ASOS data for six years

Fig. 5는 고산 기상대의 ASOS 데이터를 상용 소프트웨어 Windographer를 이용하여 분석한 풍향분포 바람장미(Wind rose)이다. 고산 기상대는 테스트 사이트 I으로부터 서쪽으로 4km 떨어져 있으며, 바람 데이터는 10m 높이에서 측정되었다. 데이터 기간은 본 연구를 위해 사용된 SCADA 데이터의 기간과 동일하게 2008년 1월 1일부터 2013년 12월 31일까지 6년간의 데이터를 분석하였다. 분석 결과, 주풍향은 북북서풍으로 우리나라의 주풍향인 북서풍에 거의 비슷한 방향에서 우세한 바람을 보였다.



## 2. 테스트 풍력터빈 사양

No.6 풍력터빈이 나셀 변환함수를 도출하기 위해 선택되었고, 도출된 나셀 변환함수를 적용하여 성능저하 분석을 위해 No.5~9 풍력터빈이 선택되었으며, 테스트 풍력터빈의 기종은 모두 Vestas V90-3MW이다.

Fig. 6은 한경 풍력발전단지에 설치된 테스트 풍력터빈 및 주변 전경을 보여주고 있으며, Table 4에 제품의 사양을 나타낸다.



Fig. 6 View of WTG under test in Hankyeong wind farm

Table 4 Specification of WTG under test in Hankyeong wind farm

WTG model	VESTAS V90
Rated power[kW]	3,000
Cut-in / Rated / Cut-out wind speed (m/sec)	3.5 / 15 / 25
Rotor diameter[m] / Swept area[m <sup>2</sup> ]	90 / 6,362
Hub height[m] / Tower type	80 / Tubular steel
Design tip speed[RPM] / Rated speed	9.0 - 19.0 / 16.1
Power control	Active blade pitch control(three separate)
IEC Class	IA
Gearbox	2 planet/ 1 helical gear system
Generator	Asynchronous DFIG
Brake system	Full feathering of blade / Mechanical disc brake

### 3. 측정 데이터

#### 1) 측정 데이터 요소와 측정 장비

나셀 변환함수 도출을 위한 기상탑 데이터와 동시간대의 풍력터빈의 SCADA 데이터는 No.6 풍력터빈을 대상으로 출력성능 평가를 위해 사용된 데이터이며, 측정일자는 2009년 9월 17일 부터 2010년 2월 17일까지 6개월이다. 나셀 변환함수 적용을 위해 사용된 No.5~9 풍력터빈의 SCADA 데이터는 2008년 1월 1일부터 2013년 12월 31일까지 6년간의 데이터가 사용되었다. 기상탑에서의 측정된 데이터 요소와 측정 장비를 Table 5에 나타내었고, 풍력터빈에서 측정된 데이터 요소와 측정 장비는 Table 6에 나타낸다.

Table 5 Source of data measured from the met mast

Parameters	Description	Height
Wind speed	Cup anemometer(primary) / Risoe P2546A	80m
Wind direction	Potentiometer / Friedrichs 4121.1000	77m
Temperature	Thies 2.1280.00.141	77m
Data acquisition system	DAQ Campbell CR3000	-
Pressure	ASOS data of Kosan observatory	76m

Table 6 Source of data measured from a wind turbine

Parameters	Description	Height
Nacelle WS	FT 702LT ultrasonic	80m
Nacelle WD		
Temperature	No.5~9 WTG : Vestas SCADA	80m
Electric power	No.5~9 WTG : Vestas SCADA (Verified by comparing transducer end signals)	-
	No.6 WTG : · CURRENT TRANSFORMER - MBS EASK 123.3(3000A/5A) 0.2class - Ritz EKS 160-12(1500/5A) 0.2class · VOLTAGE TRANSFORMER - Ritz KSZR 104(1000V/100V) 0.2class · POWER TRANSDUCER - 1000V : EMH ELMU-AHW4BB-174 (100V, 5A) 0.5class(#385404) - 400V : EMH ELMU-AHW4BB-774 (400V, 5A) 0.5class(#413778)	-

## 2) 측정 기준과 데이터 처리

### (1) 출력

No.5~9 풍력터빈의 출력은 SCADA 시스템의 출력 데이터가 사용되었다. IEC 61400-12-1 Annex D에 따라 풍력터빈 출력성능 평가에 SCADA 출력 데이터를 사용하기 위해서는 전력 변환기(Power transducer)를 이용하여 측정된 값과의 비교 검증이 필요하다. Fig. 7은 No.6 풍력터빈에서 측정된 전력변환기 출력과 동시간대의 SCADA 출력을 나타낸다. 두 출력값 간의 선형 관계선의 기울기가 0.98 이상이며, 결정계수가 0.99 이상으로 상관관계가 높으므로 SCADA 출력의 사용이 검증되었다.

No.6 풍력터빈의 전력변환기 출력은 전력 변환기(Power transducer)를 이용하여 각 상(phase)에서 전류와 전압을 측정하였다. 변류기(Current transformer)는 IEC 60044-1의 요구사항에 만족하는 0.2 등급이고, 변압기(Voltage transformer)는 IEC 60186의 요구사항을 만족하는 0.2 등급이다. 수집 단위시간은 1초(1Hz sampling rate)이며 10분 단위로 평균한 데이터를 사용하였다.

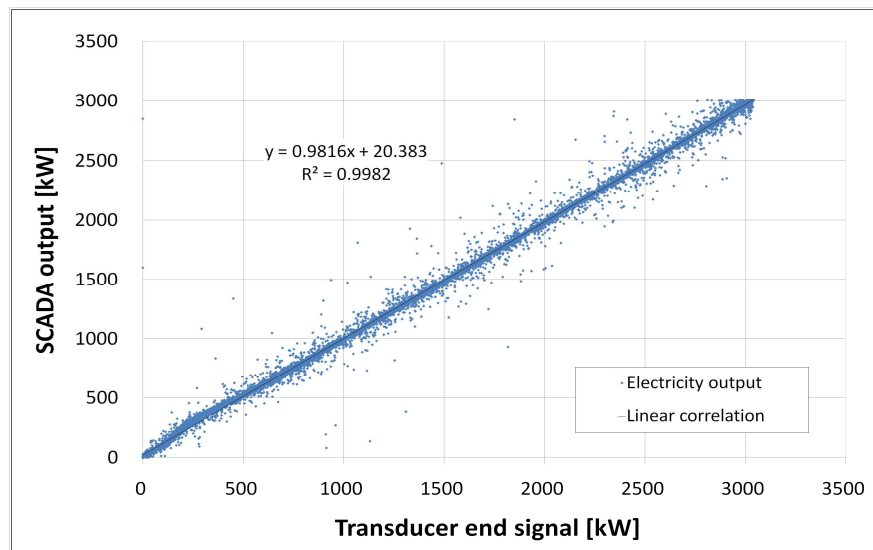


Fig. 7 Comparison of power outputs from transducer end and SCADA

## (2) 풍속

기상탑으로부터의 풍속 측정은 컵형 풍속계(Cup anemometer)가 사용되었다. IEC 61400-12-1에서는 출력성능 평가를 위해 등급은 1.7A 등급 이상을 권장한다. 또한 Annex B의 지형조건을 만족하지 못할 경우는 2.5B 또는 1.7S 등급 이상을 추천한다. 본 테스트에서는 1.9A 등급 제품이 사용되었다. 풍속계는 80m의 허브 높이에 장착되어 허브 높이(Hub height)의  $\pm 2.5\%$  범위를 만족하였다.

나셀 풍속계는 소닉 풍속계(Sonic anemometer)가 사용되었다. 나셀 풍속계의 성능은 2.5B 이상을 권장하고 있다. 사용된 풍속계는 FT 702LT Ultrasonic 풍속계로 IEC에 따른 등급을 갖고 있지 않으므로 IEC 61400-12-2에 따라 4.0B 등급으로 계산하였다. Fig. 8은 테스트 풍력터빈에 설치된 나셀 풍속계의 모습이다. 수집 단위시간은 1초(1Hz sampling rate)이며 10분 단위로 평균한 데이터를 사용하였다.



Fig. 8 Nacelle anemometer of a test turbine

## (3) 풍향

기상탑에 설치된 풍향계는 77m에 설치되어 지면으로부터 허브 높이의 10% 이내, 주 풍속계로부터 최소 1.5m 아래의 설치기준을 만족하였다. 나셀 풍향은 풍속을 측정하는 소닉 센서에서 함께 측정되었다. 소닉 센서의 경우, 풍향의 불확도

가 높기 때문에 바람 데이터의 불확도 산출시 풍향에 의한 불확도를 추가적으로 계산한다. 수집 단위시간은 1초(1Hz sampling rate)이며 10분 단위로 평균한 데이터를 사용하였다.

#### (4) 공기밀도

공기밀도는 대기압과 대기온도로부터 계산된다. 본 연구에서는 공기밀도를 구하기 위하여 테스트 사이트 I의 대기온도와 고산 ASOS 데이터의 대기압 데이터를 사용하였다. 대기압 센서는 풍력발전기 로터 중심의 대기압을 나타내기 위해 허브 높이와 동일한 위치의 기상탑에 부착되어야 하지만, 본 테스트에서 대기압 측정이 76m 지상에서 이루어졌으므로 ISO 2533[25]에 따라 아래 식을 통하여 기압을 보정 하였다.

$$P = P_0 \times \exp\left(-\frac{g \times M \times h}{R \times T_0}\right) \quad (2)$$

여기서,



$P$  : 높이  $h$ 에서의 기압[Pa]

$P_0$  : 해수면 표준 기압[101,325 Pa]

$h$  : 해발고도[m]

$T_0$  : 해수면 표준 온도[288.15 K]

$g$  : 지표면 중력 가속도[9.80665  $m/s^2$ ]

$M$  : 건조 공기의 몰 질량[0.0289644 kg/mol]

$R$  : 일반 가스 상수[8.31447 J/(mol · K)]

온도가 높은 경우는 상대습도(Relative humidity)를 측정하여 대기습도의 밀도 효과를 보정하여야 한다. 본 연구에서는 측정 없이 0.5 값을 대입하였다. 공기밀도는 다음의 계산식을 통하여 구하였다.

$$\rho_{10\min} = \frac{1}{T_{10\min}} \left( \frac{B_{10\min}}{R_0} - \phi P_W \left( \frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_W} \right) \right) \quad (3)$$

여기서,

$\rho_{10\min}$  : 산출된 10분 평균 공기밀도[kg/m<sup>3</sup>]

$T_{10\min}$  : 측정된 10분 평균 절대온도[K]

$B_{10\min}$  : 측정된 10분 평균 기압[hPa]

$R_0$  : 건조 공기의 가스 상수[287.05 J/(kg<sup>1</sup> · K)]

$\phi$  : 상대습도[범위 0~1]

$R_W$  : 수증기의 가스 상수[461.5 J/(kg<sup>1</sup> · K)]

$P_W$  : 수증기의 압력[Pa]=0.0000205exp(0.0613846 T)



#### 4. 나셀 변환함수

나셀풍속 데이터는 업윈드(Upwind)에서 로터 블레이드 회전의 영향을 받기 때문에 풍력터빈 출력성능 평가를 위한 자료로 사용하지 못하여 왔다. IEC 61400-12-2에서는 나셀 변환함수를 통해 나셀풍속과 기상탑에서 측정된 풍속의 상관관계를 구하고 이를 이용하여 업윈드에서의 풍속을 예측 가능하도록 하였다.

나셀 변환함수를 도출하기 위해 No.6 풍력터빈에서 나셀풍속을 측정하고 로터 직경의 2.5배 떨어져있는 80m 허브 높이의 기상탑에서 자유유동 풍속을 측정하였다.

##### 1) 나셀 변환함수를 위한 측정방위 구간[26]

나셀 변환함수를 도출하기 위해서 IEC 61400-12-1 Annex A에 따라 기상탑과 No.6 풍력터빈 주변의 풍력터빈과 건물, 오름 등 장애물에 의해 생기는 유동 왜곡 풍향에서 측정된 풍속 데이터를 배제시켜야 한다. 유동왜곡에 의해 풍속의 변화와 발전량의 변화를 정확히 예측하지 못하기 때문이다. 기상탑과 No.6 풍력터빈에 인접한 풍력터빈에 의해 발생한 배제 풍향각의 범위( $\alpha$ )는 아래의 식을 통해 결정된다.

$$\alpha = 1.3 \arctan(2.5 D_n / L_n + 0.15) + 10 \quad (4)$$

여기서,

$L_n$  : 풍력터빈 또는 기상탑과 주변에서 운행 중인 풍력터빈의 거리[m]

$D_n$  : 인근에서 운행 중인 풍력터빈의 로터 길이[m]

기상탑과 No.6 풍력터빈의 배제 방위구간(Excluded sector)을 제외한 유효 측정방위 구간(Measurement sector)은 Fig. 9와 같이  $257^\circ \sim 45^\circ$  로 결정되었다.

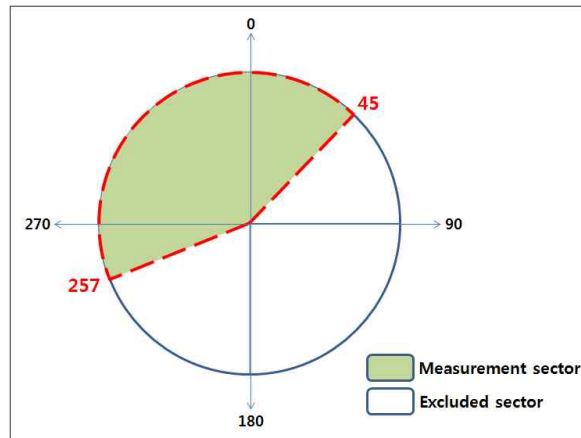


Fig. 9 Measurement sector for the NTF

## 2) 지형에 따른 결과값 보정

지형이 복잡하여 기상탑과 풍력터빈 사이에 유동왜곡이 발생할 경우 데이터 결과를 보정(Site calibration)해야 하기 때문에 국소지형의 복잡도(Complexity)를 평가해야 한다.[27][28]

IEC 61400-12-1 Annex B에 따라 지형 평가를 수행하였다. 테스트 사이트 I에서 기상탑과 No.6 풍력터빈 사이의 간격(L)이 221m 이므로 2L(442m), 4L(884m), 8L(1768m)을 반지름으로 하는 원형 구역을 만들고 측정 방위구간과 그 외 구간으로 구분하였다. IEC 표준에 따라 등고선 5m 간격의 수치지도를 지형분석을 위해 사용하였다. Fig. 10은 지형 분석 영역을 보여주고 있다.

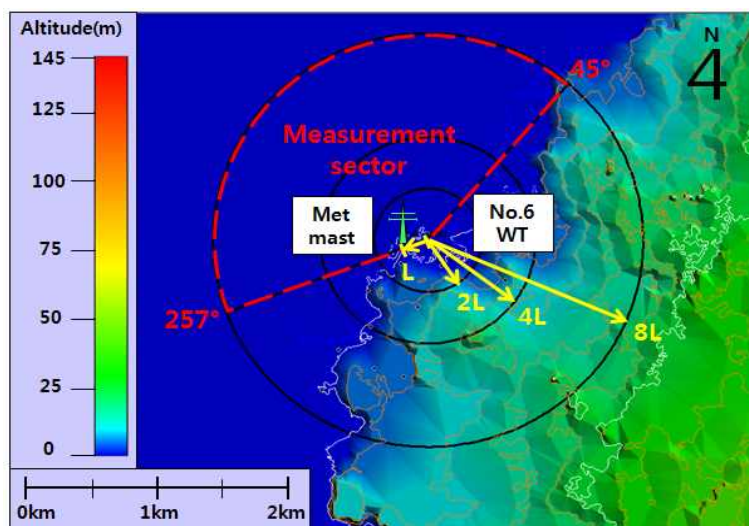


Fig. 10 Area for terrain evaluation



테스트 사이트 I의 지형 복잡도는 Table 7과 Fig. 11과 같이 모든 기준을 만족하며, 매우 평탄한 지형으로 판단된다. 이에 따라 사이트 보정이 필요없다. [29][30]

Table 7 Terrain evaluation

Distance	Sector	Max. slope[%]		Max. terrain variation[m]	
		Criteria	Measured	Criteria	Measured
<2L	360°	<3*	0.63	<6.32 [<0.04(H+D)]*	0.0
≥2L~<4L	Measurement sector	<5*	0.00	<12.64 [<0.08(H+D)]*	0.0
≥2L~<4L	Outside Measurement sector	<10*	1.74	Not applicable	
≥4L~<8L	Measurement sector	<10*	0.46	<20.54 [<0.13(H+D)]*	0.4

\* Criteria in accordance with IEC 61400-12-1  
H : Hub height = 80m  
D : Rotor diameter = 90m

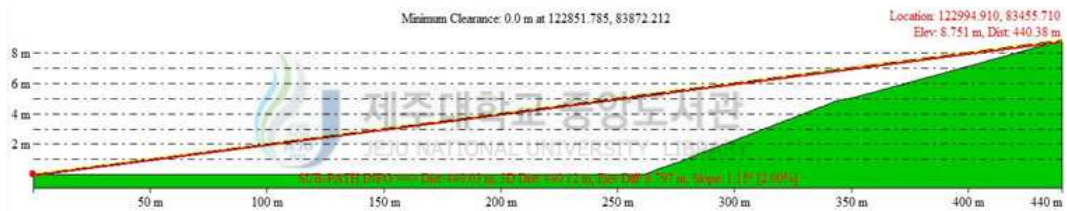


Fig.11-(a) Terrain evaluation within 2L

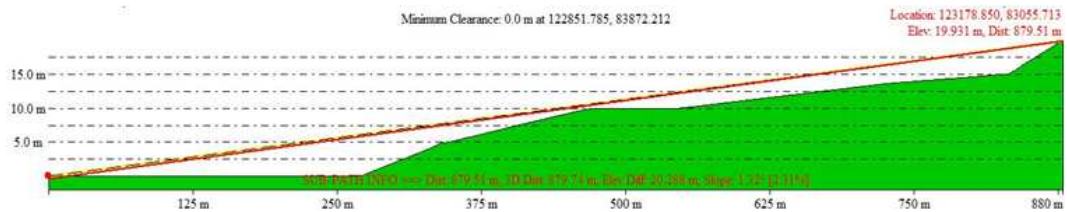


Fig.11-(b) Terrain evaluation in outside measurement sector within 4L

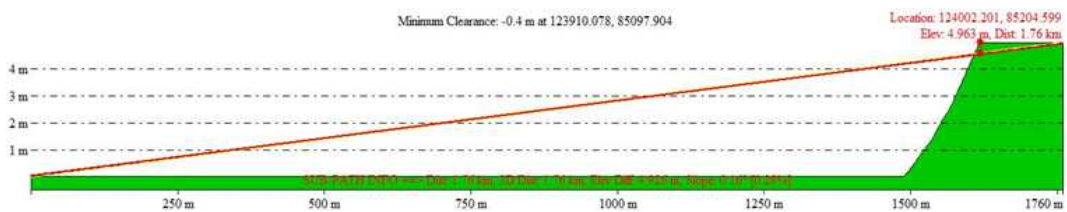


Fig.11-(c) Terrain evaluation in measurement sector within 4L

3) 기상탑 풍속과 나셀풍속의 상관관계

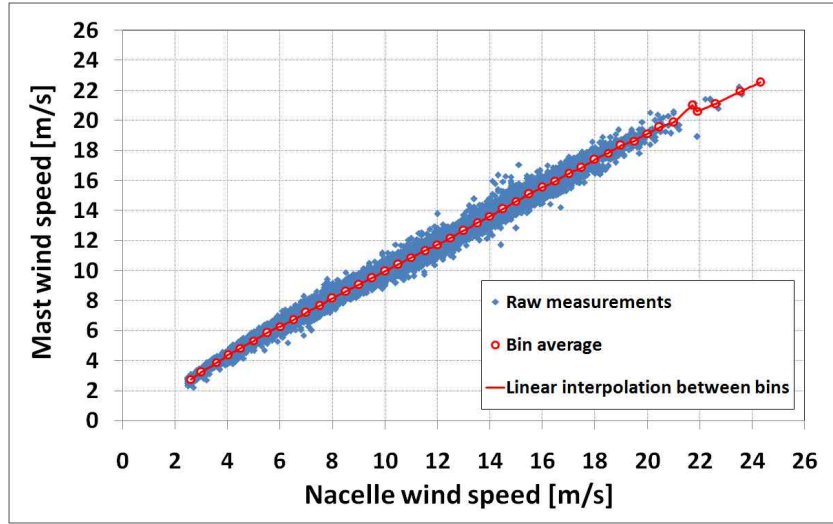


Fig. 12 Correlation of the nacelle and the met mast wind speeds

동시간대에 측정된 기상탑 풍속과 No.6 풍력터빈의 나셀풍속 데이터를 Fig. 12에 도표로 나타내었다. 빈 방법(Bin method)에 의해 나셀풍속 데이터는 0.5m/s 간격으로 기상탑 데이터와 비교하여 산출되었다. 이 때, 각 빈들 사이의 선형 내삽은 Table 방법에 의해 계산되었으며 관련식은 다음과 같다.

$$V_{free} = (V_{free, i+1} - V_{free, i}) / (V_{nacelle, i+1} - V_{nacelle, i}) \times (V_{nacelle} - V_{nacelle, i}) + V_{free, i} \quad (5)$$

여기서,

$V_{nacelle, i}$  : i번째 빈에서의 나셀풍속 평균[m/s]

$V_{free, i}$  : i번째 빈에서의 마스트 풍속 평균[m/s]

$V_{nacelle}$  :  $V_{free}$ 를 예측하고자 하는 측정된 나셀풍속[m/s]

$V_{free}$  : 측정된 나셀풍속과 마스트 풍속을 이용하여 예측한 자유풍속[m/s]

내삽된 선을 이용하여 0.1m/s 간격으로 측정된 나셀풍속을 0.1m/s 간격의 자유풍속으로 변환한다. 나셀풍속( $V_{nacelle}$ )과 자유풍속( $V_{free}$ )의 변환 값을 Table 8에 나타낸다.

Table 8 Table of transfer function from  $V_{nacelle}$  to  $V_{free}$  [m/s]

$V_{nacelle}$	$V_{free}$	$V_{nacelle}$	$V_{free}$	$V_{nacelle}$	$V_{free}$	$V_{nacelle}$	$V_{free}$	$V_{nacelle}$	$V_{free}$
2.6	2.7	7.1	7.3	11.6	11.4	16.1	15.6	20.6	19.6
2.7	2.8	7.2	7.4	11.7	11.5	16.2	15.7	20.7	19.7
2.8	3.0	7.3	7.5	11.8	11.6	16.3	15.8	20.8	19.7
2.9	3.1	7.4	7.6	11.9	11.6	16.4	15.9	20.9	19.8
3.0	3.2	7.5	7.7	12.0	11.7	16.5	16.0	21.0	19.9
3.1	3.3	7.6	7.8	12.1	11.8	16.6	16.1	21.1	20.0
3.2	3.4	7.7	7.9	12.2	11.9	16.7	16.2	21.2	20.2
3.3	3.6	7.8	8.0	12.3	12.0	16.8	16.3	21.3	20.3
3.4	3.7	7.9	8.1	12.4	12.1	16.9	16.4	21.4	20.5
3.5	3.8	8.0	8.1	12.5	12.2	17.0	16.5	21.5	20.7
3.6	3.9	8.1	8.2	12.6	12.3	17.1	16.5	21.6	20.8
3.7	4.0	8.2	8.3	12.7	12.4	17.2	16.6	21.7	21.0
3.8	4.1	8.3	8.4	12.8	12.5	17.3	16.7	21.8	20.8
3.9	4.2	8.4	8.5	12.9	12.6	17.4	16.8	21.9	20.6
4.0	4.3	8.5	8.6	13.0	12.7	17.5	16.8	22.0	20.7
4.1	4.4	8.6	8.7	13.1	12.8	17.6	17.0	22.1	20.7
4.2	4.5	8.7	8.8	13.2	12.9	17.7	17.1	22.2	20.8
4.3	4.6	8.8	8.9	13.3	12.9	17.8	17.2	22.3	20.9
4.4	4.7	8.9	9.0	13.4	13.0	17.9	17.3	22.4	21.0
4.5	4.8	9.0	9.1	13.5	13.1	18.0	17.4	22.5	21.0
4.6	4.9	9.1	9.1	13.6	13.2	18.1	17.5	22.6	21.1
4.7	5.0	9.2	9.2	13.7	13.3	18.2	17.6	22.7	21.2
4.8	5.1	9.3	9.3	13.8	13.4	18.3	17.7	22.8	21.3
4.9	5.2	9.4	9.4	13.9	13.5	18.4	17.7	22.9	21.4
5.0	5.3	9.5	9.5	14.0	13.6	18.5	17.8	23.0	21.5
5.1	5.5	9.6	9.6	14.1	13.7	18.6	17.9	23.1	21.6
5.2	5.6	9.7	9.7	14.2	13.8	18.7	18.0	23.2	21.6
5.3	5.7	9.8	9.8	14.3	13.9	18.8	18.1	23.3	21.7
5.4	5.8	9.9	9.9	14.4	14.0	18.9	18.2	23.4	21.8
5.5	5.9	10.0	9.9	14.5	14.1	19.0	18.3	23.5	21.9
5.6	6.0	10.1	10.0	14.6	14.2	19.1	18.4	23.6	22.0
5.7	6.0	10.2	10.1	14.7	14.3	19.2	18.4	23.7	22.1
5.8	6.1	10.3	10.2	14.8	14.4	19.3	18.5	23.8	22.2
5.9	6.2	10.4	10.3	14.9	14.5	19.4	18.6	23.9	22.2
6.0	6.3	10.5	10.4	15.0	14.6	19.5	18.6	24.0	22.3
6.1	6.4	10.6	10.5	15.1	14.7	19.6	18.7	24.1	22.4
6.2	6.4	10.7	10.6	15.2	14.8	19.7	18.8	24.2	22.5
6.3	6.5	10.8	10.7	15.3	14.9	19.8	18.9	24.3	22.5
6.4	6.6	10.9	10.8	15.4	15.0	19.9	19.0		
6.5	6.7	11.0	10.9	15.5	15.1	20.0	19.1		
6.6	6.8	11.1	11.0	15.6	15.2	20.1	19.2		
6.7	6.9	11.2	11.0	15.7	15.3	20.2	19.3		
6.8	7.0	11.3	11.1	15.8	15.4	20.3	19.4		
6.9	7.1	11.4	11.2	15.9	15.4	20.4	19.5		
7.0	7.2	11.5	11.3	16.0	15.5	20.5	19.6		

## 5. 나셀 출력곡선(Nacelle power curve, NPC)

나셀 변환함수를 이용하여 보정된 나셀풍속을 근거로 도출한 출력곡선을 나셀 출력곡선이라 한다. 앞서 도출한 나셀 변환함수를 적용하기 위해서는 나셀 변환함수를 도출한 풍력터빈과 동일한 기종이어야 하며, IEC 61400-12-2에 제시하는 지형등급 요구조건을 만족해야 한다.

### 1) 지형 등급(Terrain class)

나셀 변환함수의 도출과 적용이 같은 풍력발전단지에서 이루어졌다면  $\pm 1$ 의 국소 지형등급의 차이를 허용하지만, 다른 풍력발전단지에서 이루어졌다면 각 국소 지형의 등급은 일치해야 한다. 만약 이 조건을 만족하지 못한다면 나셀 변환함수의 도출이 평탄한 지형에서 이루어져야 한다.

또한 나셀 변환함수를 도출하는 국소지형의 측정 방위구간을  $10^\circ$  간격으로 구간을 나누었을 시에 오르막 또는 내리막의 경사신호(sign of slope)가 혼재해 있으면 안 된다. 경사신호가 다른 구간이 있다면 측정 방위구간에서 제외해야 한다. 나셀 변환함수를 도출한 측정 방위구간의 경사신호는 나셀 변환함수를 적용하는 국소지형의 측정 방위구간의 경사신호와 동일해야 한다.

#### (1) 거칠기 지수(RIX index)[31]

거칠기 지수(Ruggedness index, RIX index)를 계산하기 위해 측정 방위구간을  $10^\circ$  간격으로 나눈 후 풍력터빈으로부터 허브 높이의 20배 거리에 상응하는 외곽선까지의 길이를 30m 간격으로 나누어 각 간격의 고도차( $\Delta z_i$ ) 절대값을 다음의 식을 이용하여 계산한다.

$$\Delta z_i = \left| \frac{(\text{elevation}_i - \text{elevation}_{i-1})}{30} \right| \quad (6)$$

$\Delta z_i$ 가  $0.04 \times (\text{Rotor diameter} + \text{Hub height})$ 보다 클 경우  $RIX_{0.04}$ 로 표현한다.  $10^\circ$  간격 구간에서  $RIX_{0.04}$ ,  $RIX_{0.06}$ ,  $RIX_{0.08}$ 이 차지하는 백분율을 구한다.  $RIX_{0.06}$ 은  $RIX_{0.04}$ 의 수를 포함하고  $RIX_{0.08}$ 는  $RIX_{0.06}$ 와  $RIX_{0.04}$ 의 수를 포함한다.

측정 방위구간의 거칠기 지표는  $10^\circ$  간격 구간에서 계산된  $RIX_{0.04}$ ,  $RIX_{0.06}$ ,  $RIX_{0.08}$  백분율의 평균이다. Table 9에 나타낸 기준에 따라 측정 방위구간의 풍력터빈 국소 지형의 거칠기 지수 등급이 결정된다.

Table 9 RIX terrain classification

RIX[%]	RIX terrain class
Compliant to IEC 61400-12-1:2005 Annex B (use L=2.5D)	0
$RIX_{0.04} < 16$ and $RIX_{0.06} < 8$ and $RIX_{0.08} < 4$ but not class 0	1
$RIX_{0.04} < 32$ and $RIX_{0.06} < 16$ and $RIX_{0.08} < 8$ but not class 1	2
$RIX_{0.04} < 48$ and $RIX_{0.06} < 32$ and $RIX_{0.08} < 16$ but not class 2	3
$RIX_{0.04} \geq 48$ or $RIX_{0.06} \geq 32$ or $RIX_{0.08} \geq 16$	4

(2) 평균 경사(Average slope)



풍력터빈으로부터 허브 높이의 5배 길이를 반지름으로 원형의 범위를 분석하고, 측정 방위구간 내  $10^\circ$  간격으로 경사값을 평균한다. 나셀 변환함수는 오르막 경사 또는 내리막 경사에 따라 결과가 달라질 수 있기 때문에 경사의 오르막 신호 또는 내리막 신호가 혼재 되어있을 경우는 측정 방위구간을 줄이는 것이 좋다. Table 10에 나타낸 기준에 따라 측정 방위구간의 평균경사 등급이 결정된다.

Table 10 Slope terrain classification

Absolute slope[%]	Slope terrain class
Compliant to IEC 61400-12-1:2005 Annex B (use L=2.5D)	1
$0^\circ \leq \text{slope} < 10^\circ$ , but not class 1	2
$10^\circ \leq \text{slope} < 15^\circ$	3
$15^\circ \leq \text{slope} < 20^\circ$	4
$20^\circ \leq \text{slope}$	5

### (3) 최종 지형등급(Final terrain class)

최종 지형등급은 거칠기 지수(RIX index) 등급과 평균 경사(Average slope) 등급의 합으로 결정된다. No.6 풍력터빈의 국소 지형인 경우 기상탑과 풍력터빈 간의 거리가 2.5D이고 IEC 61400-12-1 Annex B에 따라 측정 방위구간이 사이트 보정이 필요 없는 지형이므로 최소 거칠기 지수값 0등급과 최소 평균 경사 1 등급을 가지므로 최종 지형등급은 1등급이다.

No.5~9 풍력터빈의 국소지형인 경우 기상탑과 풍력터빈 간의 거리를 2.5D로 가정하고 정한 범위에서 IEC 61400-12-1 Annex B에 따라 사이트 보정이 필요 없는 지형이므로 최소 거칠기 지수값 0등급과 최소 평균 경사 1등급을 가지므로 최종 지형등급은 1등급이다. 따라서 나셀 변환함수를 No.5~9 풍력터빈에서 측정한 나셀풍속에 적용하기 위한 지형적 조건을 만족함을 알 수 있다.

### 2) 나셀 출력곡선 측정 방위구간

도출한 나셀 변환함수를 적용하기 위해 측정방위 구간을 설정해주어야 한다. 주변 풍력터빈의 로터 블레이드 회전과 주변 장애물들에 의한 후류 영향을 배제하기 위하여 IEC 61400-12-2에 따라 식(4)를 이용하여 측정 유효구간을 설정하였다. 각 풍력터빈의 측정방위 구간을 Fig. 13에 나타내었다.

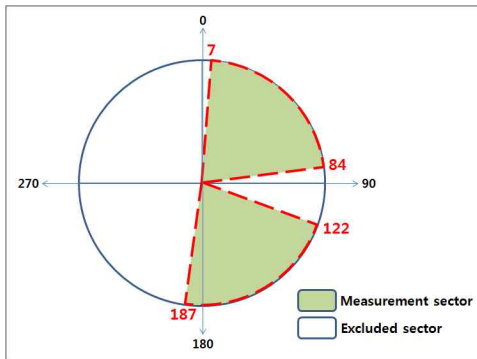


Fig. 13-(a) Measurement sector of No.5 WTG

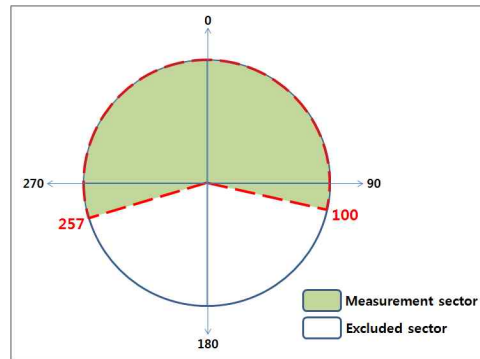


Fig. 13-(b) Measurement sector of No.6 WTG

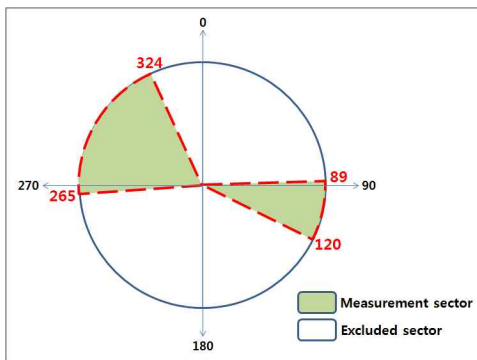


Fig. 13-(c) Measurement sector of No.7 WTG

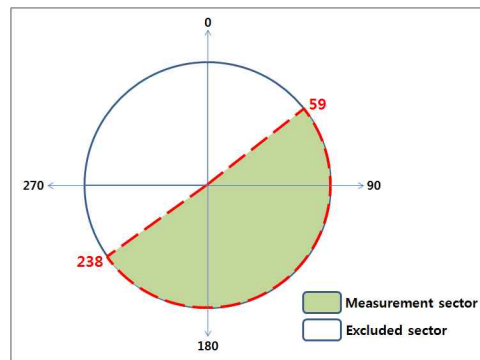


Fig. 13-(d) Measurement sector of No.8 WTG

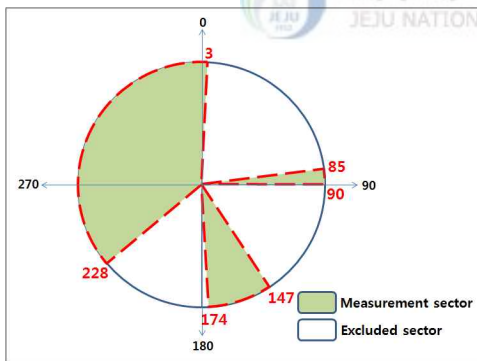


Fig. 13-(e) Measurement sector of No.9 WTG

제주대학교 중앙도서관  
JEJU NATIONAL UNIVERSITY LIBRARY

### 3) 공기밀도 표준화

공기밀도에 따른 풍속 변화의 영향을 배제하여 연간 출력곡선을 비교하기 위해 풍속 데이터를 표준공기밀도( $1.225\text{kg}/\text{m}^3$ )로 표준화(Normalization)하였다. 능동 출력제어(Active power control) 방식의 풍력터빈일 경우, 다음의 식을 이용하여 풍속을 표준화한다.

$$V_n = V_{free} \times \left( \frac{\rho_{10\text{min}}}{\rho_0} \right)^{1/3} \quad (7)$$

여기서,

$V_n$ 은 표준화된 풍속 [m/s]

$V_{free}$ 는 나셀 변환함수를 이용하여 보정한 나셀풍속 [m/s]

$\rho_{10\text{min}}$ 은 측정된 10분 평균 공기밀도 [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]

$\rho_0$ 는 표준공기밀도( $15^\circ\text{C}$ ,  $1013\text{hPa}$ ) [ $1.225\text{kg}/\text{m}^3$ ]

### 4) 나셀 출력곡선



테스트 풍력터빈의 유효각 내의 나셀풍속 데이터에 나셀 변환함수를 적용하여 자유유동 풍속으로 보정한 후, 표준공기밀도( $1.225\text{kg}/\text{m}^3$ )에 대하여 표준화하여 유효풍속으로 변환하였다. 실측 출력곡선을 그리기 위해 식(8)과 식(9)를 이용하여  $0.5\text{m}/\text{s}$  빈으로 풍속과 출력을 평균하였다.

$$V_i = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N V_{n,i,j} \quad (8)$$

$$P_i = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N P_{n,i,j} \quad (9)$$



여기서,

$V_i$ 는  $i$ 번째 빈의 표준화된 평균 풍속 [m/s]

$V_{n,i,j}$ 는  $i$ 번째 빈의 표준화된  $j$ 번째 풍속 [m/s]

$P_i$ 는  $i$ 번째 빈의 표준화된 평균 출력 [kW]

$P_{n,i,j}$ 는  $i$ 번째 빈의 표준화된  $j$ 번째 출력 [kW]

$N_i$ 는  $i$ 번째 빈의 10분 평균 데이터 수

Fig. 14는 No.5~9 다섯 기의 풍력터빈에 대하여 2008년 1월 1일부터 2014년 12월 31일까지 6년간의 SCADA 데이터에 나셀 변환함수를 적용하여 산출한 풍속과 출력 값을 이용하여 그린 나셀 출력곡선이다. 각 풍력터빈에서 측정된 나셀 출력곡선의 구간은 IEC 61400-12-1에 따라 시동풍속(3.5m/s)부터 정격출력(3000kW)의 80%에 해당하는 풍속(12m/s)에 1.5배인 18m/s 이상의 조건을 모두 충족하였고, 최소 데이터 측정 시간인 180시간도 모두 충족하였다. 출력곡선의 각 풍속 Bin은 데이터가 3개 이상(30분)인 경우만 유효 처리하였다.

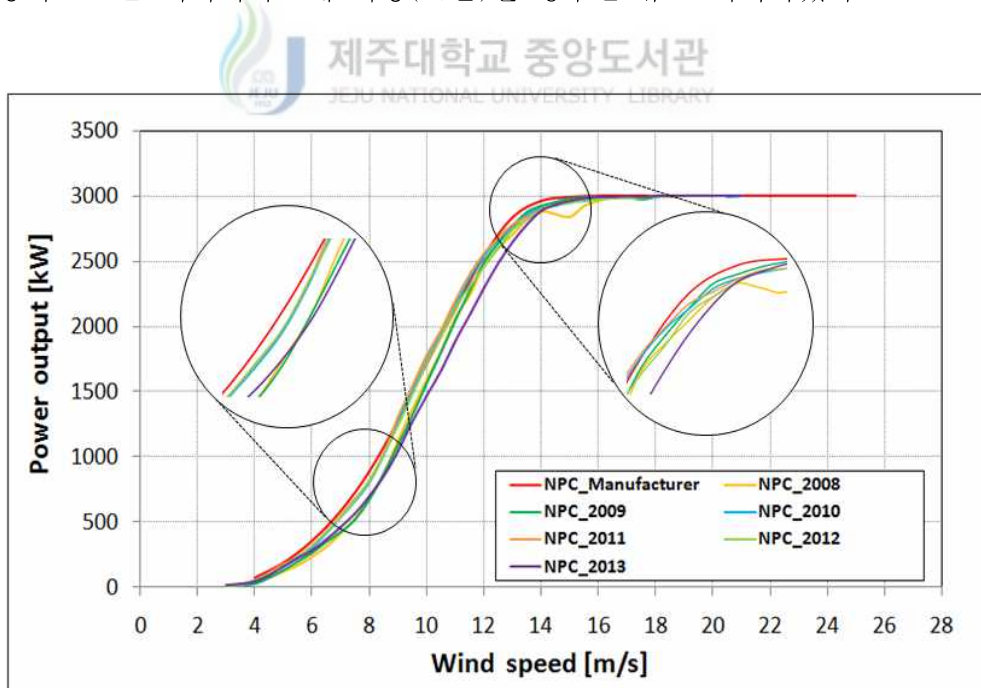


Fig. 14-(a) NPC of No.5 WTG of Hankyeong wind farm

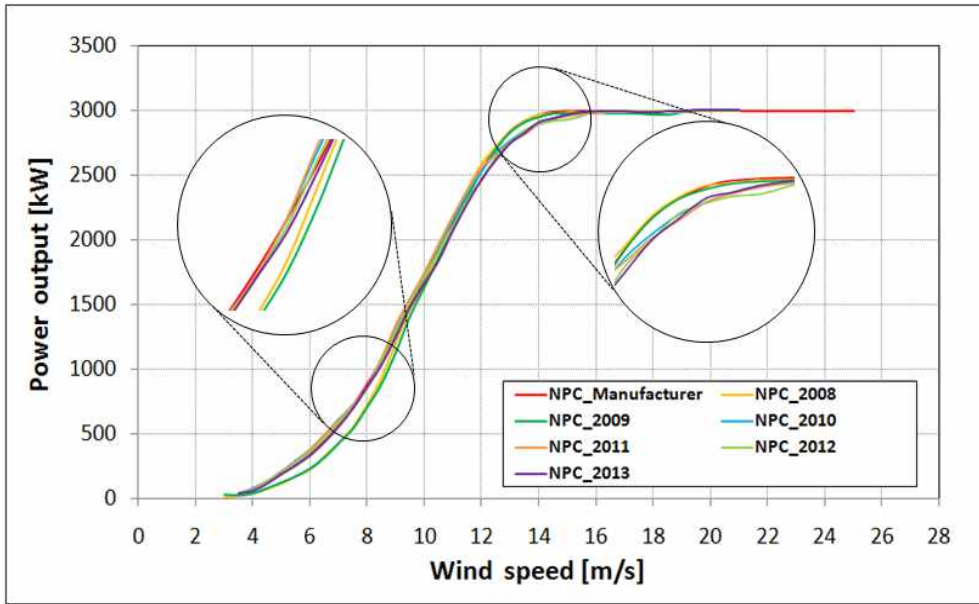


Fig. 14-(b) NPC of No.6 WTG of Hankyeong wind farm

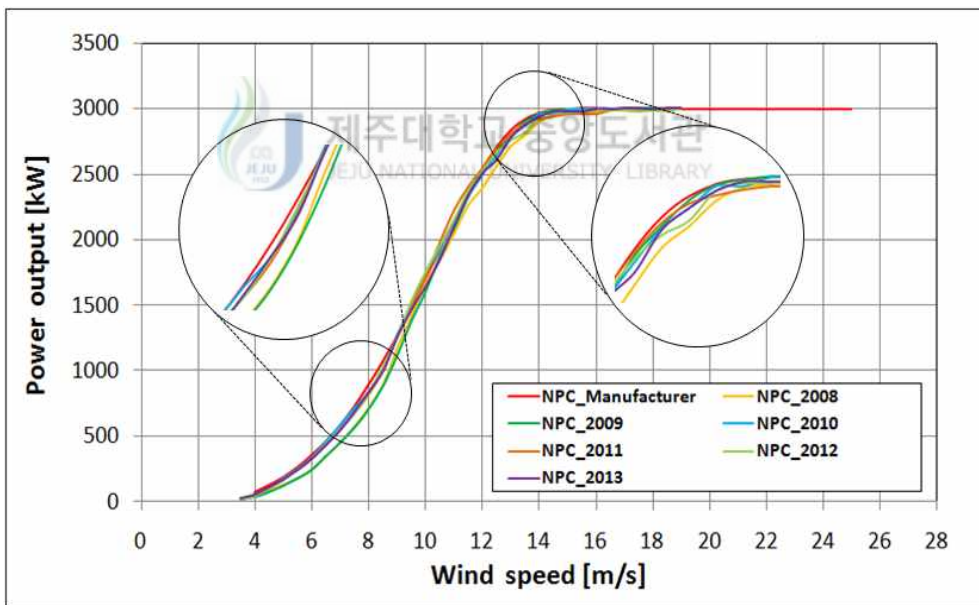


Fig. 14-(c) NPC of No.7 WTG of Hankyeong wind farm

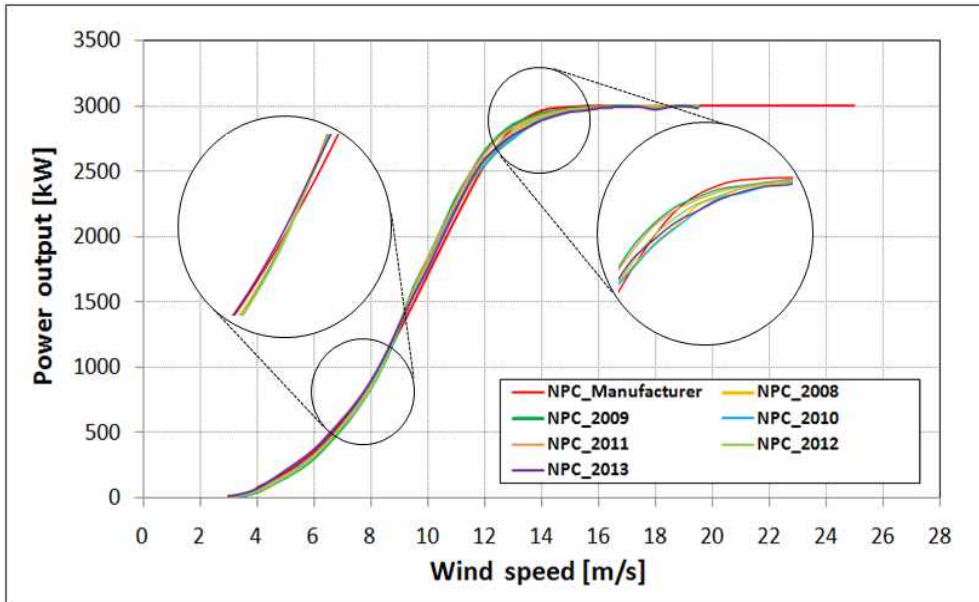


Fig. 14-(d) NPC of No.8 WTG of Hankyeong wind farm

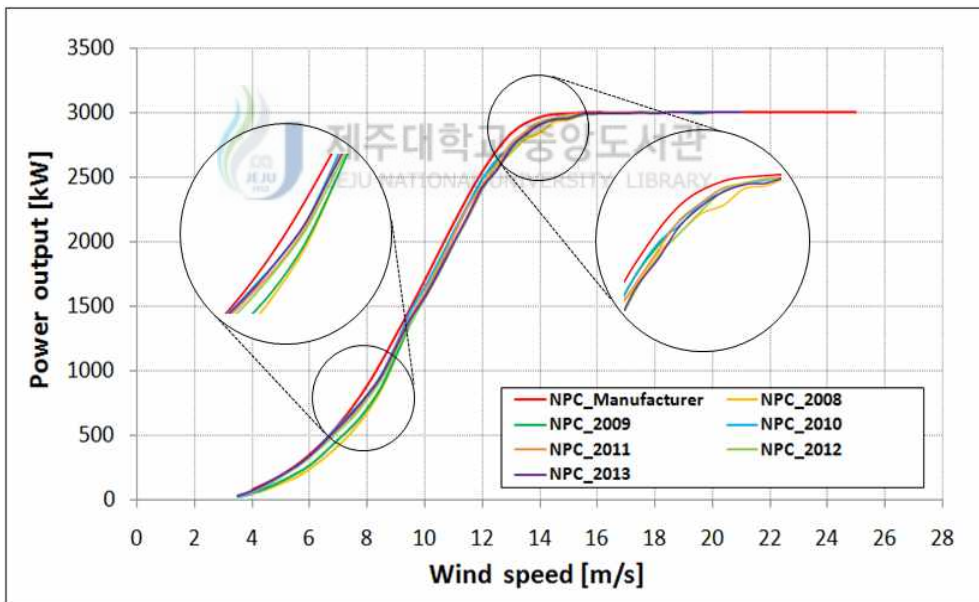


Fig. 14-(e) NPC of No.9 WTG of Hankyeong wind farm

각 터빈별로 해마다 출력곡선이 조금씩은 다르지만 점점 저하되는 것을 확인할 수 있다. 성능의 변화가 특히 심한 6~10m/s 구간과 12~16m/s 구간을 위의 그림과 같이 확대하여 나타내었다. 빨간색 실선은 제조사가 제공하는 Vestas V90-3MW의 제시 출력곡선(Manufacturer PC)이다.

No.5 풍력터빈의 경우, 해가 지남에 따라 출력곡선이 일정하게 낮아지는 것이 확실히 보였다. 그러나 나머지 출력곡선의 경우 어떠한 일관성 없이 각 풍속 빈마다 출력곡선이 변동함을 보였다. 하지만 8~14m/s의 구간에서 공통적으로 마지막 해의 출력곡선이 제일 낮았다.

출력곡선만으로는 풍력터빈의 성능저하 분석이 불가능하다. 성능저하률을 정량적으로 분석하기 위하여, 다음 절에서 각 터빈에 동등한 바람분포를 주어 연간에너지생산량 및 설비이용률을 구하였다.



### 5) 나셀 출력곡선 불확도

불확도(Uncertainty)란 측정결과와 관련하여, 추정된 측정값의 분산 특성을 합리적으로 나타내는 파라미터이다. 즉, 참값이 존재하는 범위를 나타내는 추정값이다. 김현우[24]는 본 연구와 동일한 환경 풍력발전단지의 No.6 풍력터빈을 대상으로 IEC 61400-12-1과 IEC 61400-12-2에 따른 불확도 결과를 비교/분석하였다. IEC 61400-12-2에 따른 불확도가 IEC 61400-12-1에 따른 불확도에 비해 불확도 구성요소 중 나셀 변환함수 불확도 구성요소 추가로 인해 더 높은 불확도를 보임을 확인하였으며, 불확도가 가장 큰 구간(10~12m/s)에서 1.6배, 정격 풍속(15m/s) 이상 구간에서 최대 비율 3.2배를 유지함을 보고하였다.

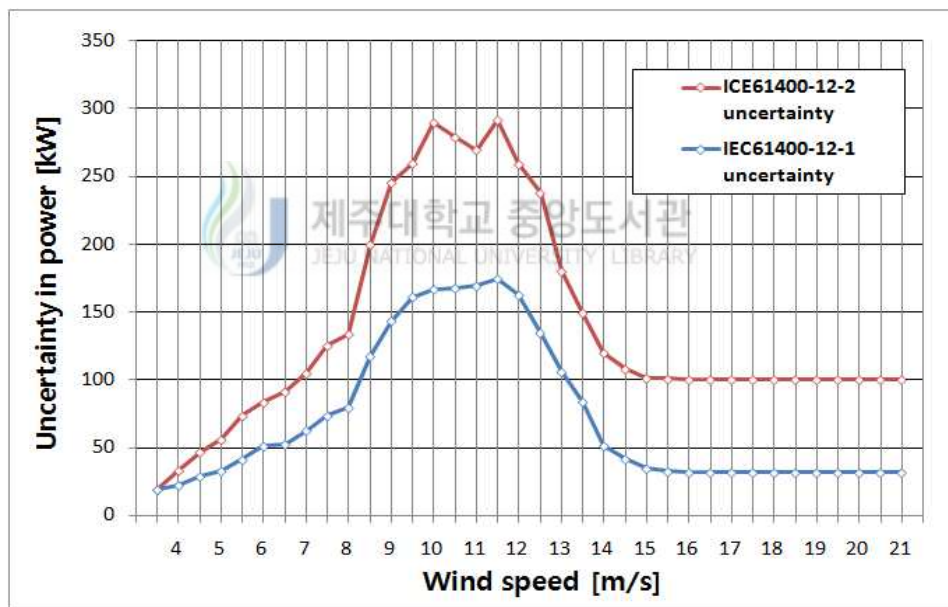


Fig. 15 Comparison of uncertainty between the met mast and the nacelle power curves[24]

본 연구에서는 나셀 변환함수를 이용한 성능저하 분석방법을 참값으로 하여 제안하는 분석방법과 비교 및 검증함에 있어 어느 정도의 불확도를 갖는지 분석하기 위하여 대표적으로 No.9 풍력터빈의 6년간의 나셀 출력곡선을 대상으로 IEC 61400-12-2에 따라 불확도를 구하였다. 분석 결과, 연도별로 각 풍속 bin에 대한 불확도는 비슷한 경향을 보였으며, 8m/s에서 정격풍속 이전까지의 풍속 구

간에서 높은 불확도를 보였다.

Fig. 16에 6년 동안의 풍속별 최대, 최소, 평균 표준합성불확도를 나타내었고, Fig. 17에 2013년도의 나셀 출력곡선에 표준합성불확도를 삽입하여 나타내었다. Table 11에는 No.9 풍력터빈의 각 해마다의 풍속별 표준합성불확도를 정량적으로 나타내었다.

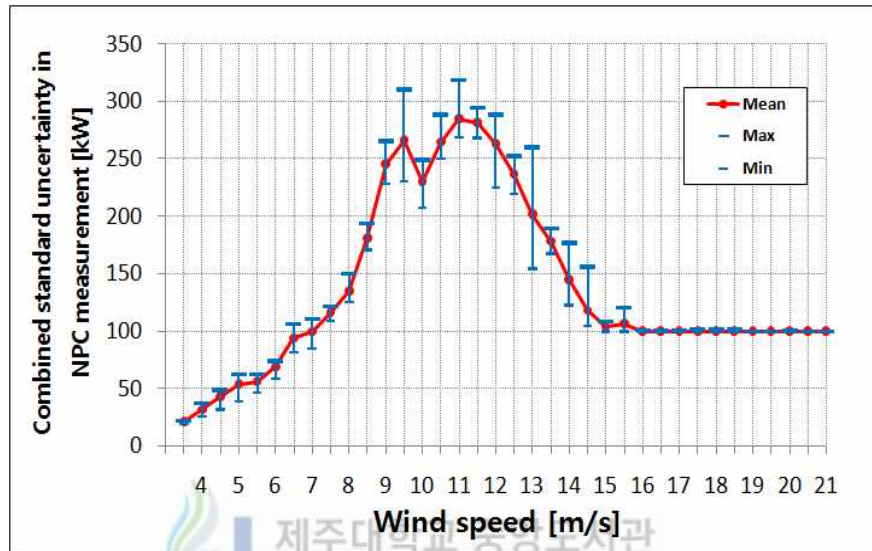


Fig. 16 Combined standard uncertainty in power of No.9 WTG

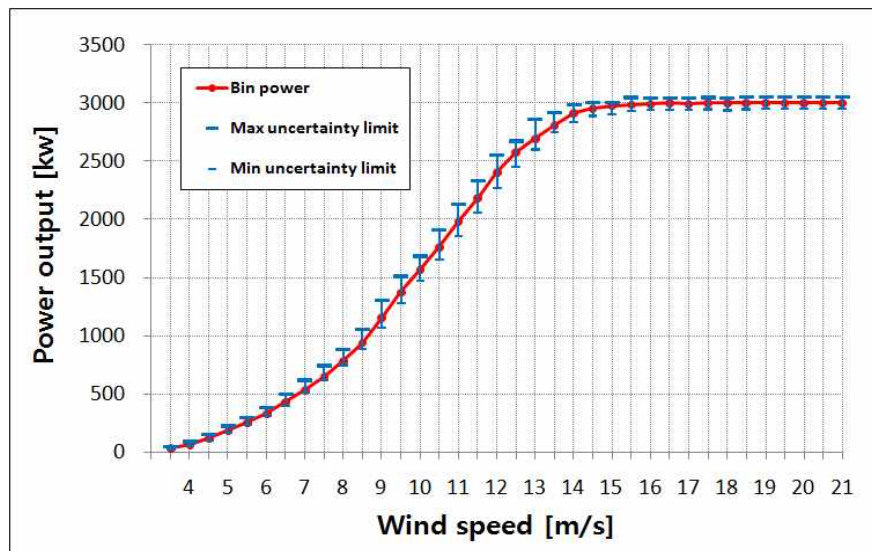


Fig. 17 Uncertainty range on power curve of No.9 WTG in 2013

Table 11 Combined standard uncertainty in power of No.9 WTG [kW]

Year WS[m/s]	2008	2009	2010	2011	2012	2013
3.5	19.943	21.311	20.394	20.515	22.128	21.780
4.0	26.429	27.049	31.426	31.632	36.045	37.406
4.5	32.353	37.663	48.652	47.567	44.425	47.328
5.0	39.386	48.492	62.369	59.525	56.176	56.306
5.5	47.014	47.834	62.265	57.594	60.340	61.366
6.0	59.289	64.915	71.005	73.825	70.425	73.229
6.5	81.832	87.701	106.109	96.051	93.514	98.904
7.0	85.209	95.384	110.538	105.960	96.009	104.056
7.5	118.008	108.938	120.781	113.605	116.292	121.847
8.0	150.268	136.607	125.431	129.061	131.705	135.106
8.5	194.182	189.704	175.655	182.916	174.673	170.774
9.0	265.708	247.909	251.881	245.892	228.408	235.673
9.5	310.523	283.111	278.832	249.406	246.877	230.233
10.0	249.279	239.608	228.513	233.037	225.325	207.725
10.5	288.434	285.227	260.711	249.639	250.123	253.092
11.0	268.329	318.548	271.209	303.225	274.913	274.606
11.5	287.869	294.814	267.969	291.740	275.615	274.192
12.0	224.676	275.060	270.918	235.885	288.794	283.754
12.5	242.009	219.129	252.605	245.436	240.848	221.171
13.0	166.003	199.585	154.662	230.212	198.876	260.225
13.5	179.811	173.735	187.055	167.690	189.465	171.566
14.0	122.889	142.245	135.491	143.725	176.905	146.750
14.5	155.899	105.167	111.771	105.867	115.312	115.245
15.0	102.448	104.317	103.859	108.679	104.497	100.082
15.5	120.526	100.802	103.196	100.680	100.112	113.749
16.0	100.626	100.824	99.809	99.992	100.683	100.074
16.5	99.854	99.771	99.774	99.770	100.132	100.200
17.0	100.688	99.622	99.712	99.734	100.950	99.716
17.5	100.068	99.704	99.654	99.816	101.821	100.116
18.0	100.016	99.653	99.774	99.752	99.726	101.373
18.5	99.730	99.649	99.716	99.870	99.723	101.399
19.0	99.724	99.693	99.716	99.637	99.727	99.725
19.5	99.724	99.697	99.765	99.653	99.731	99.728
20.0	99.727	100.072	99.745	99.734	99.730	99.730
20.5	99.730	99.706	99.737	99.684	99.743	99.731
21.0	99.733	99.800	99.729	99.755	99.734	99.762

## 6. 나셀 변환함수를 이용한 성능저하 분석

나셀 출력곡선을 통하여 각 풍력터빈별로 해마다의 출력의 변화를 확인하였다. 바람의 변동성을 정규화하기 위하여 연간 바람의 분포를 레일리 분포(Rayleigh distribution)로 가정하고, 가동률(Availability)을 100%로 가정하여 연간에너지생산량(Annual energy production, AEP)을 산출하고, 설비이용률을 구하여 풍력터빈의 성능저하를 정량적으로 확인하였다.

### 1) 레일리 분포[32][33]

레일리 분포는 형상계수(Shape factor)  $k$ 값이 2인 와이블 분포(Weibull distribution)이다. 연간 평균 풍속을 알면 연간 풍속의 분포를 가정할 수 있다.

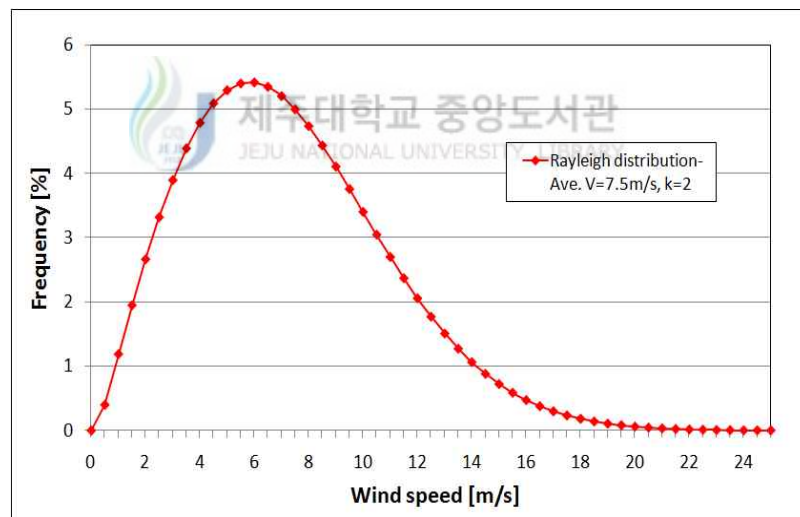


Fig. 18 Rayleigh distribution with mean wind speed of 7.5m/s

Fig. 18은 테스트 사이트 I의 평균 풍속인 7.5m/s에 해당하는 레일리 분포이다. 레일리 누적확률분포(Rayleigh cumulative probability distribution)의 식은 다음과 같다.

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4}\left(\frac{V}{V_{ave}}\right)^2\right) \quad (10)$$



여기서,

$F(V)$ 는 풍속의 레일리 누적확률분포함수

$V$ 는 풍속[m/s]

$V_{ave}$ 는 허브 높이에서의 연간 평균 풍속[m/s]

레일리 누적확률분포를 이용한 연간에너지생산량 예측은 식(11)을 이용하여 계산한다.

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left( \frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (11)$$

여기서,

AEP는 연간에너지생산량

$N_h$ 는 1년 중 시간 수(8760)

$N$ 은 Bin의 수

$V_i$ 는  $i$ 번째 bin의 표준화된 평균 풍속[m/s]

$P_i$ 는  $i$ 번째 bin의 표준화된 평균 출력[kW]

## 2) 연간에너지생산량 불확도

평균 풍속 7.5m/s의 레일리분포를 이용하여 구한 No.9 풍력터빈의 5년간의 연간에너지생산량의 표준불확도를 구하였다. 연간에너지생산량의 표준불확도는 식(12)를 통해 계산하였다.

$$u_{AEP} = N_h \sqrt{\sum_{i=1}^N f_i^2 s_i^2 \left( \sum_{i=1}^N f_i u_i \right)^2} \quad (12)$$

여기서,

$s_i$ 는  $i$ 번째 bin의 A형 불확도

$u_i$ 는  $i$ 번째 bin의 B형 불확도

$f_i$ 는  $i$ 번째 bin의 풍속 평균 레일리 확률분포

$$= ((F_{i+1} - F_i) + (F_i - F_{i-1})) / 2$$

$F_i$ 는  $i$ 번째 bin의 풍속 레일리 누적확률분포

Fig. 19에 각 해의 연간에너지생산량에 7.5m/s의 레일리 바람분포일 때의 연간 에너지생산량의 표준불확도를 삽입하여 나타내었고, Table 12에 값들을 정량적으로 나타내었다. 5년 동안의 연간에너지생산량의 불확도는 약 7%의 비슷한 경향을 보였다. 연도별 불확도의 값이 크지 않으며, 결과 값들이 비슷한 값을 보임에 따라 나셀 변환함수를 이용한 성능저하 분석방법을 참값으로 하는 데에 문제가 없음을 확인하였다.

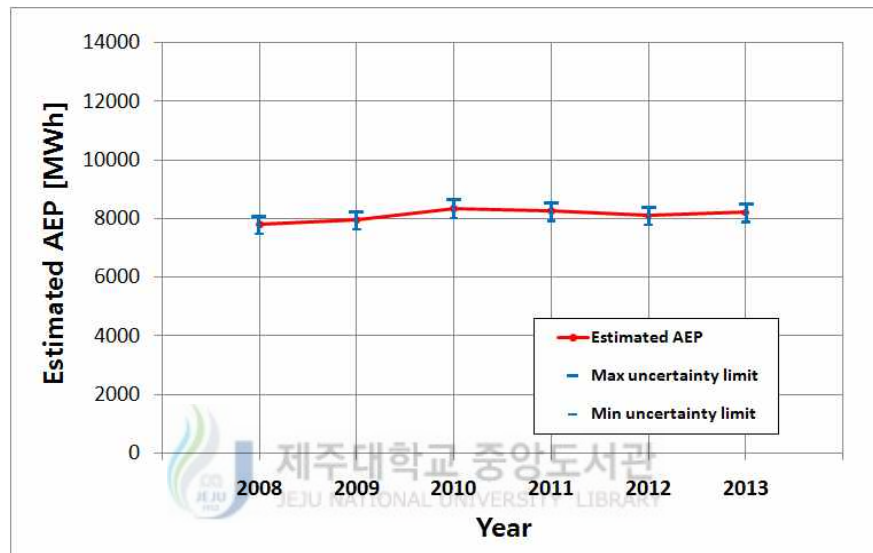


Fig. 19 Uncertainty in AEP of No.9 WTG for five years

Table 12 Estimated AEP and standard uncertainty in AEP of No.9 WTG

Year	Estimated AEP [MWh]	Standard uncertainty in AEP[MWh]	Standard uncertainty in AEP[%]
2008	7795	600	7.70
2009	7940	608	7.66
2010	8332	610	7.32
2011	8238	604	7.33
2012	8083	589	7.29
2013	8199	592	7.22

3) 나셀 변환함수를 이용한 성능저하 분석

나셀 변환함수를 이용하여 그린 나셀 출력곡선을 테스트 사이트 I의 평균 풍속인 7.5m/s에 해당하는 레일리 분포에 적용하여 연간에너지생산량을 예측한 후, 설비이용률을 구하였다. 식(13)을 통해 설비이용률을 계산할 수 있다.

$$CF = \frac{AEP}{8760 \times Rated\ power} \times 100 \quad (13)$$

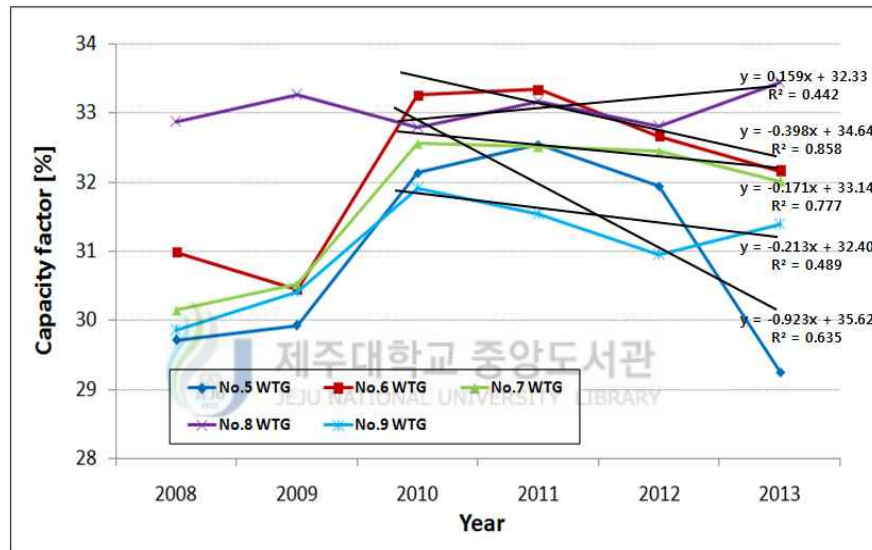


Fig. 20 Wind turbine degradation of Hankyeong wind farm using the NTF

Table 13 Degradation of Hankyeong wind farm using the NTF

WTG	No.5	No.6	No.7	No.8	No.9
CF reduction rate[%/yr]	0.923	0.398	0.171	-0.159	0.213

설비이용률의 저하수준을 분석하기 위하여, 선형회귀식(Linear regression)을 이용하여 기울기를 계산하였다. Fig. 20과 Table 13에 나셀 변환함수를 이용한 테스트 사이트 I의 테스트 풍력터빈에 대한 성능저하 분석 결과를 나타내었다. 단, 모든 테스트 풍력터빈은 2009년 기어박스가 교체되었다.

기어박스가 교체된 후, 1년간의 시운전 기간을 제외하고 다섯 기의 평균 성능 저하율은 0.31%/year이었다. 해외와 국내의 분석방법과 마찬가지로 No.8 풍력터빈은 성능이 상승하는 경향을 보였고, 나머지 네 기의 풍력터빈은 평균 0.43%/year의 저하를 확인하였다. 이 결과는 연간 0.51%/year의 성능저하를 보인 국내의 방법을 적용한 결과와 비슷한 수치를 보이며, 캐나다의 분석방법이 과대 평가되고 있음을 증명하였다.

No.5 풍력터빈은 0.92%/year의 높은 수준의 성능저하를 보였다. No.5 풍력터빈은 위치상 주변의 풍력터빈으로부터 가장 많은 후류의 영향을 받기 때문에 다른 풍력터빈에 비해 더 많은 저하가 발생했을 것으로 생각된다.

반면, No.8 풍력터빈의 경우 성능이 상승하는 결과를 보였다. 이 결과는 풍력터빈이 상업운전을 시작한 이후, 시간이 지남에 따라 당연히 성능이 저하할 것이라는 예측을 벗어난 결과로, 리파워링 등 풍력터빈 교체시 풍력터빈 성능 검토의 필요성을 부각시키는 결과이다. 단, 이 결과는 짧은 데이터 기간 동안의 분석 결과이며, 장기 데이터를 확보하여 재검토해 볼 필요가 있다.

본 연구에서 제안하는 분석방법은 같은 기종의 풍력터빈일지라도 각 터빈마다 풍력터빈 성능이 다르게 나타남을 보여준다. No.8 풍력터빈의 경우, 실제 설비이용률에서 제일 낮은 수치를 보였으나, 같은 바람조건이라면 위의 결과와 같이 높은 설비이용률을 보였을 것으로 생각된다.

### III. 나셀풍속을 이용한 성능저하 분석

국내에서 시도된 풍력터빈 성능저하 분석 방법은 이론 발전량과 실제 발전량의 차이를 이용한 분석 방법으로 이론 발전량을 구하기 위해서는 나셀풍속을 보정하기 위한 자유유동풍속이 필요하다. 앞서 제안한 나셀 변환함수를 이용한 성능저하 분석방법 역시 나셀 변환함수를 도출하기 위해서는 자유유동풍속이 필요하다. 그러나 일반적으로 기상탑을 설치하기 위해서는 시간적, 경제적인 문제 등의 많은 제약이 걸린다. 나셀 변환함수를 적용하지 않은 단순 나셀풍속만을 이용하여 성능저하 분석방법을 테스트 사이트 I의 No.5~9 풍력터빈에 대하여 분석을 실시하였다.

이 장에서는 나셀 변환함수를 이용한 풍속보정 없이 단순 나셀풍속만을 이용하여 앞서 제안한 방법과 같은 방법으로 출력곡선을 그리고 연간 바람분포를 레일리 분포로 가정하여 풍력터빈 성능저하를 분석하였다. 그리고 나셀 변환함수를 이용한 성능저하 분석방법의 결과를 참값으로 하여, 두 방법의 상대오차를 구함으로써 제안하는 분석방법의 타당성을 검증하였다.

## 1. 나셀풍속과 기상탑 풍속의 상관관계

Fig. 21은 No.6 풍력터빈의 나셀풍속과 기상탑에서 측정된 자유유동 풍속의 상관관계이다. 측정 데이터(Raw measurement)는 측정 방위구간에서 측정된 10분 평균 나셀풍속과 동시간에 측정된 10분 평균 기상탑 풍속으로, 측정 데이터들을 선형회귀식을 통해 나셀풍속과 자유풍속간의 관계식을 도출하였다. 측정 데이터의 결정계수(Coefficient determination)는 0.99로 두 풍속간의 매우 높은 상관관계가 있음을 확인할 수 있다.[34][35]

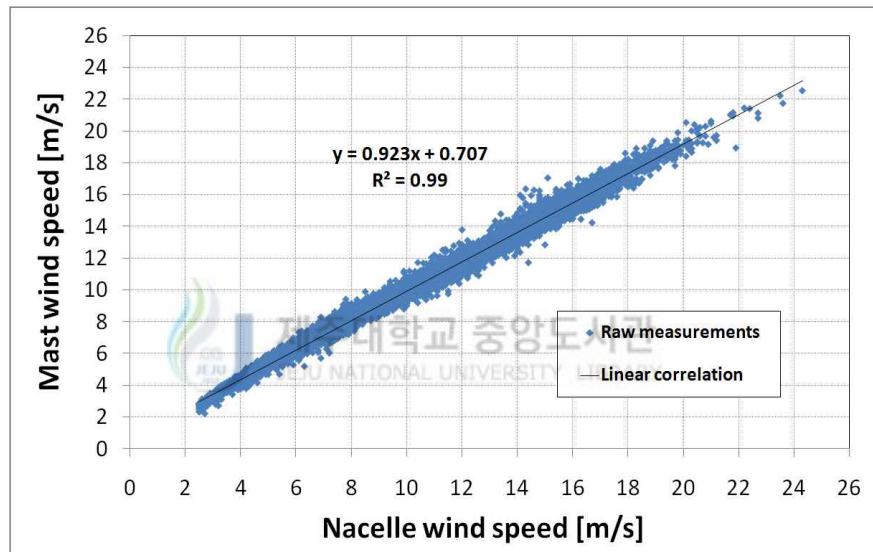


Fig. 21 Correlation between the nacelle and the met mast wind speeds

## 2. 나셀풍속을 이용한 출력곡선

### 1) 공기밀도 표준화

앞서 마찬가지로 공기밀도의 영향을 정규화하여 연간 성능변화를 공평하게 비교하기 위해 식(7)을 이용하여 나셀풍속 데이터를 표준공기밀도( $1.225\text{kg}/\text{m}^3$ )로 표준화하였다.

## 2) 나셀풍속 출력곡선

표준공기밀도로 표준화된 나셀풍속 데이터를 식(8)을 이용하여 0.5m/s bin으로 평균하고, 출력은 식(9)를 이용하여 평균하였다. Fig. 22는 No.5~9의 다섯 기의 풍력터빈에 대하여 각각의 터빈별로 2008년 1월 1일부터 2013년 12월 31일까지 6년간의 SCADA 데이터의 나셀풍속과 출력 값을 이용하여 그린 출력곡선이다.

마찬가지로 각 풍력터빈에서 측정된 출력곡선 구간은 IEC 61400-12-1에 따라 시동풍속(3.5m/s)부터 정격출력의 80%에 해당하는 풍속에 1.5배인 18m/s 이상의 조건을 모두 충족하였고, 최소 데이터 측정 시간인 180시간도 모두 충족하였다. 출력곡선의 각 풍속 Bin은 데이터가 3개 이상(30분)인 경우만 유효 처리하였다.

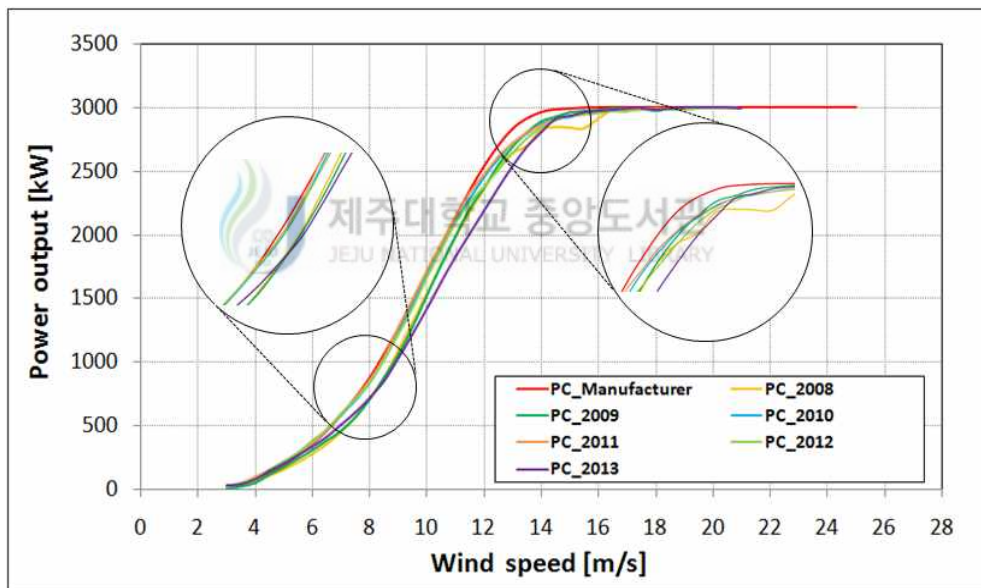


Fig. 22-(a) Power curve of No.5 WTG of Hankyeong wind farm

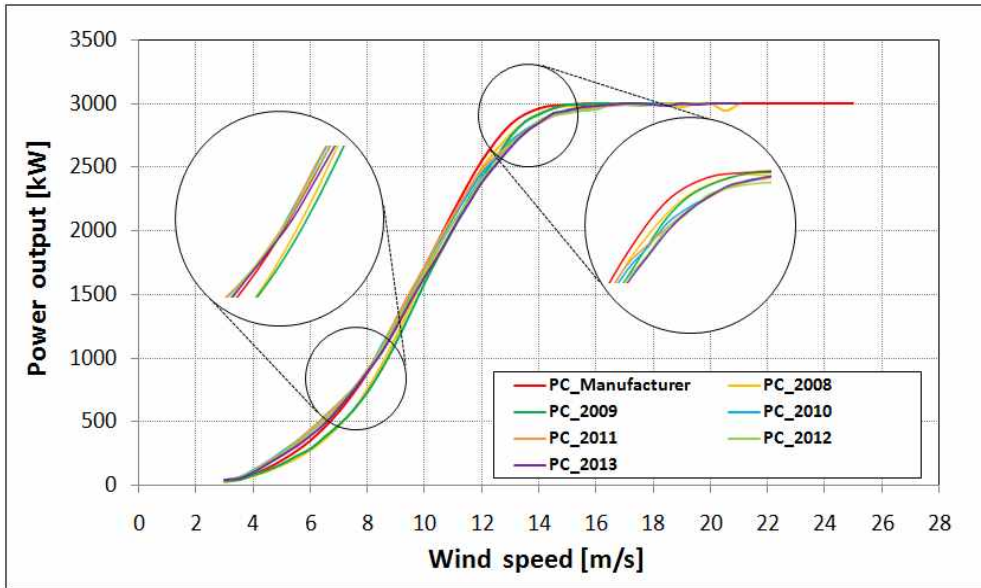


Fig. 22-(b) Power curve of No.6 WTG of Hankyeong wind farm

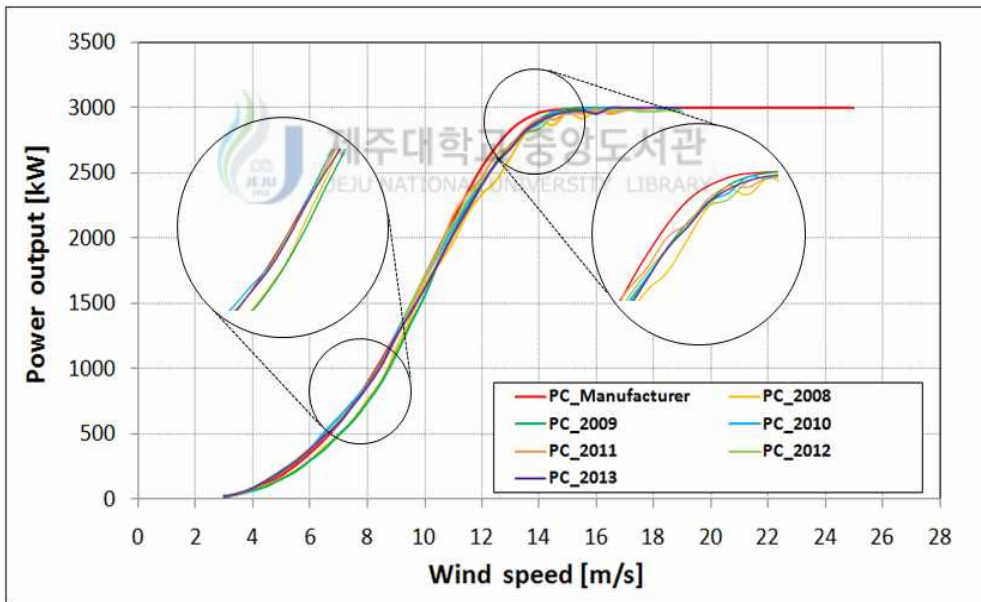


Fig. 22-(c) Power curve of No.7 WTG of Hankyeong wind farm



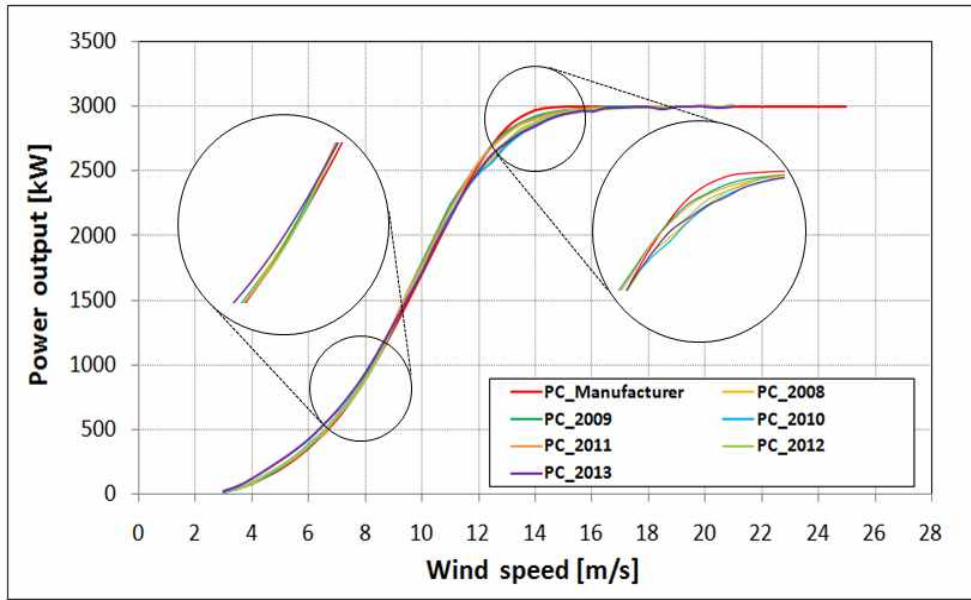


Fig. 22-(d) Power curve of No.8 WTG of Hankyeong wind farm

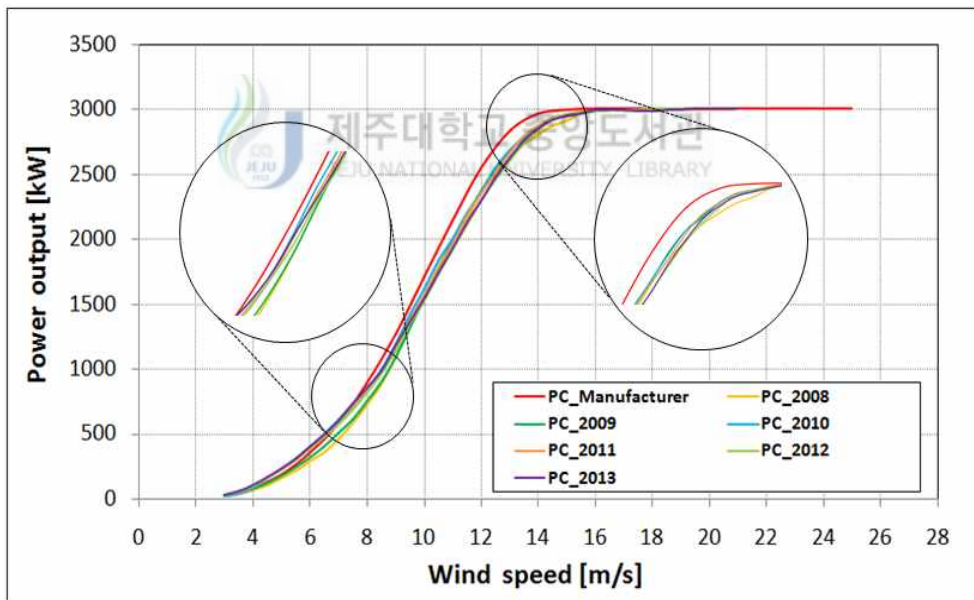


Fig. 22-(e) Power curve of No.9 WTG of Hankyeong wind farm

나셀 풍속계는 로터 블레이드의 회전에 의해 왜곡된 풍속을 측정한다. 보정되지 않은 나셀풍속으로 그린 출력곡선은 출력량 대비 저감된 풍속으로 제조사에서 제시하는 출력곡선에 닿을 수 없다. 그로인해 출력성능 평가시에는 나셀풍속이 사용될 수 없다.

빨간색 실선은 제조사가 제공하는 Vestas V80-2MW의 제시 출력곡선이다. 성능의 변화가 특히 심한 6~10m/s 구간과 12~16m/s 구간을 위의 그림과 같이 확대하여 나타내었다. 나셀 변환함수를 이용하여 그린 출력곡선과 마찬가지로 각 터빈별로 해마다 출력곡선이 조금씩은 다르지만 점점 저하되는 것을 확인할 수 있었다.

마찬가지로 성능저하율을 정량적으로 분석하기 위하여, 각 터빈에 동등한 바람 분포를 주어 연간에너지생산량 및 설비이용률을 구하였다. 그리고 나셀 변환함수를 이용한 성능저하 분석 결과와 비교하였다.

### 3. 나셀풍속을 이용한 성능저하 분석방법 검증

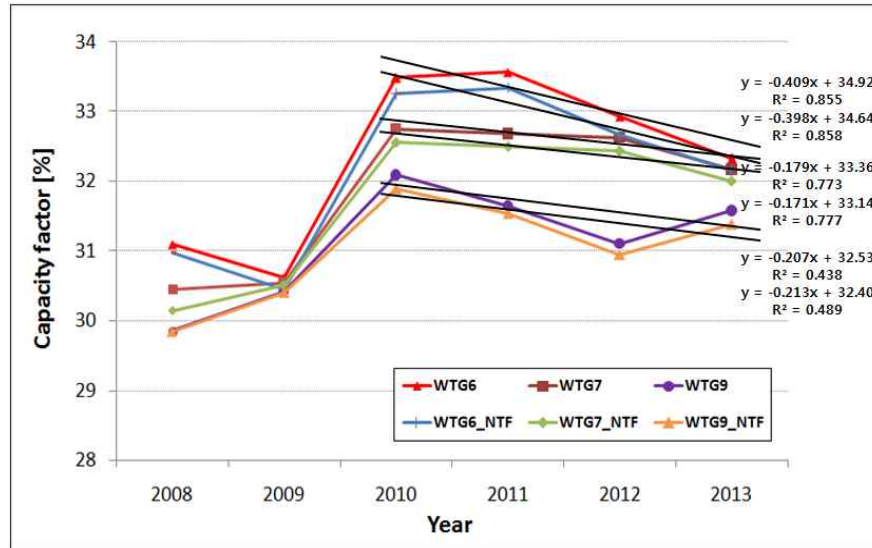


Fig. 23 Validation of degradation analysis method using nacelle wind speed

Table 14 Relative error of two methods proposed

Item \ WTG	No.5	No.6	No.7	No.8	No.9
Degradation rate using the NTF [%/yr]	0.923	0.398	0.171	-0.159	0.213
Degradation rate using the Nacelle WS [%/yr]	0.982	0.409	0.179	-0.176	0.207
Relative error[%]	6.39	2.76	4.68	10.69	2.82

Fig. 23에 대표적으로 No.6, 7, 9 세 기의 터빈에 대하여 나셀 변환함수를 이용한 성능저하 분석 결과와 나셀풍속만을 이용한 성능저하 분석결과를 함께 나타냈다. Table 14에 테스트 풍력터빈 전체의 나셀 변환함수를 이용한 성능저하 분석 결과를 참값으로 하고, 나셀풍속만을 이용한 성능저하 분석 결과를 측정값으로 하여 상대오차를 구하여 나타내었다. 다섯 기의 풍력터빈에 대하여 상대오차는 10% 이하이며, 평균 5.5%의 낮은 상대오차를 보인다. 따라서 나셀풍속을 이용한 성능저하 분석방법이 10%의 상대오차 범위 내에서 타당함을 검증하였다.

#### 4. 나셀풍속을 이용한 성능저하 분석절차

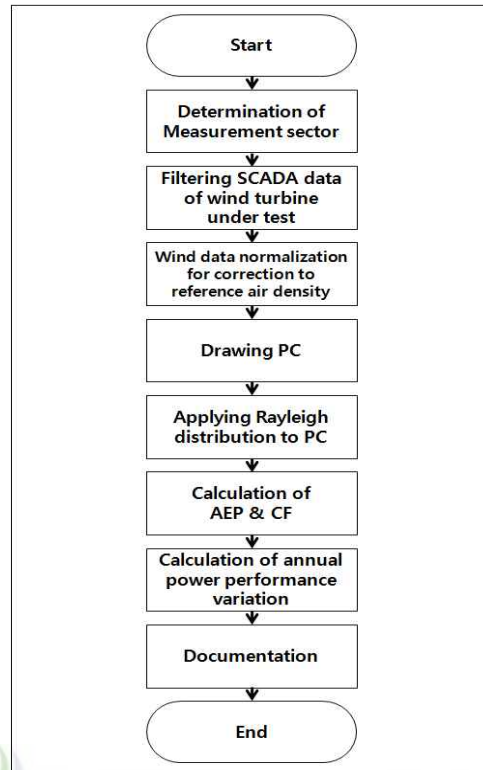


Fig. 24 Flow chart for analyzing wind turbine degradation

Fig. 24는 본 연구에서 제안하는 나셀풍속을 이용한 풍력터빈의 성능저하 분석 방법의 플로우 차트(Flow chart)이며, 분석방법 절차는 다음과 같다.

- 1) 측정구간 설정 : 후류 영향을 야기하는 주변의 풍력터빈 및 장애물 등 왜곡된 데이터를 배제하기 위한 측정 구간 설정
- 2) 데이터 필터링 : 측정구간 외 데이터, 알람신호(고장 및 유지보수 등 운전정지 상태일 때의 데이터), 운전풍속 외 데이터 제거
- 3) 공기밀도 표준화 : 표준공기밀도로 풍속 표준화
- 4) 출력곡선 작성 : 0.5m/s 빈 간격으로 평균화된 풍속과 출력량을 이용하여 출력곡선 작성
- 5) 레일리 분포 적용 : 연간 바람을 레일리 분포로 가정하고, 가동률은 100%로 가정
- 6) 연간에너지생산량 및 설비이용률 계산
- 7) 풍력터빈의 출력성능 변화 계산 : 선형회귀식을 이용하여 기울기 계산
- 8) 문서화

## IV. 나셀풍속을 이용한 성능저하 분석방법 적용

### 1. 테스트 사이트 II (성산 풍력발전단지)

앞서 검증한 나셀풍속을 이용한 성능저하 분석 방법을 이용하여 기상탑이 없는 성산 풍력발전단지에 대하여 풍력터빈 성능저하 분석을 실시하였다.

한경 풍력발전단지와 마찬가지로 (주)한국남부발전이 운영하고 있는 성산 풍력발전단지는 제주특별자치도 서귀포시 성산읍 수산리에 위치하고 있다. 한라산을 중심으로 제주도 동쪽에 위치한 성산 풍력발전단지는 오름에 둘러싸여 한경 풍력발전단지에 비해 복잡한 지형임에도 평균 풍속 7m/s의 풍부한 풍력자원을 가지고 있다.

성산 풍력발전단지는 성산풍력 1단계와 2단계로 나누어 설치되었으며, 1단계가 2009년, 2단계는 2010년 상업운영이 시작되었다. Vestas V80-2MW 풍력터빈 10기가 Fig. 25, Table 15와 같이 성산 풍력발전단지에 배치, 운영되고 있다.

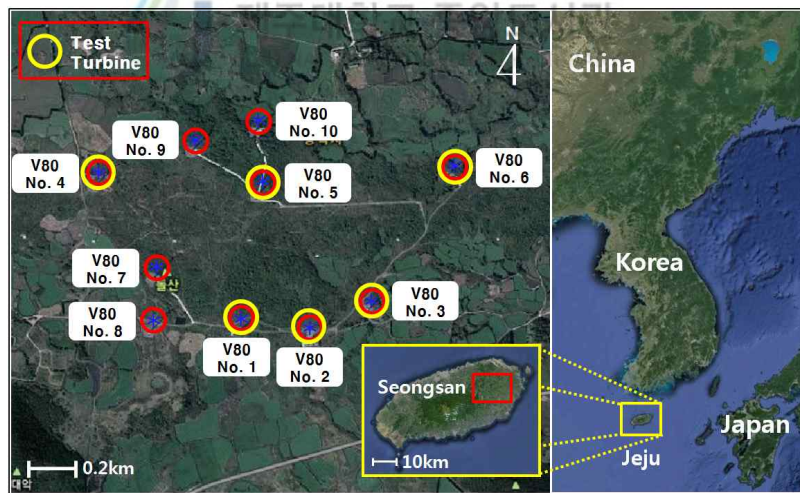


Fig. 25 Layout of wind turbines and location of Seongsan wind farm

Table 15 Wind turbines status of Seongsan wind farm

Site	Turbine model	WTG Number & Rated power	Operation start
Seongsan I	VESTAS V80 H:78m D:80m	No.1~6 2MW×6=12MW	2009
Seongsan II	VESTAS V80 H:78m D:80m	No.7~10 2MW×4=8MW	2010

본 사이트에서 CFD 모델링 시뮬레이션을 통해 복잡지형 풍력단지에서의 후류 예측에 관한 연구가 진행된 바 있다.[36]

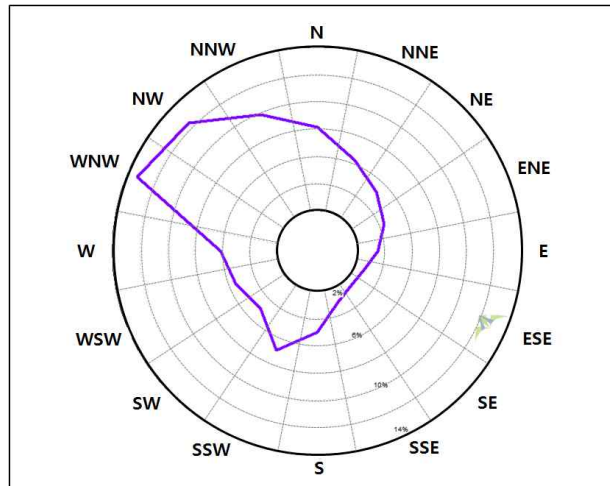


Fig. 26 Wind rose analyzed from Seongsan ASOS data for six years

Fig. 26은 본 연구를 위해 선택된 테스트 사이트 II로부터 7km 떨어진 성산 기상대의 ASOS 데이터를 상용 소프트웨어 Windographer를 이용하여 그린 풍향분포 바람장미이다.

성산 기상대는 테스트 사이트 II로부터 남동쪽으로 7km 떨어져 있으며, 데이터는 10m 높이에서 측정되었다. 데이터 기간은 연구에 사용된 SCADA 데이터의 기간과 동일하게 2009년 4월 1일부터 2014년 3월 31일까지 5년간의 데이터를 분석하였다. 분석 결과, 주풍향은 서북서풍으로 우리나라의 주풍향인 북서풍과 비슷한 방향에서 우세한 바람을 보였다.

(1) 성산 풍력단지 설비이용률

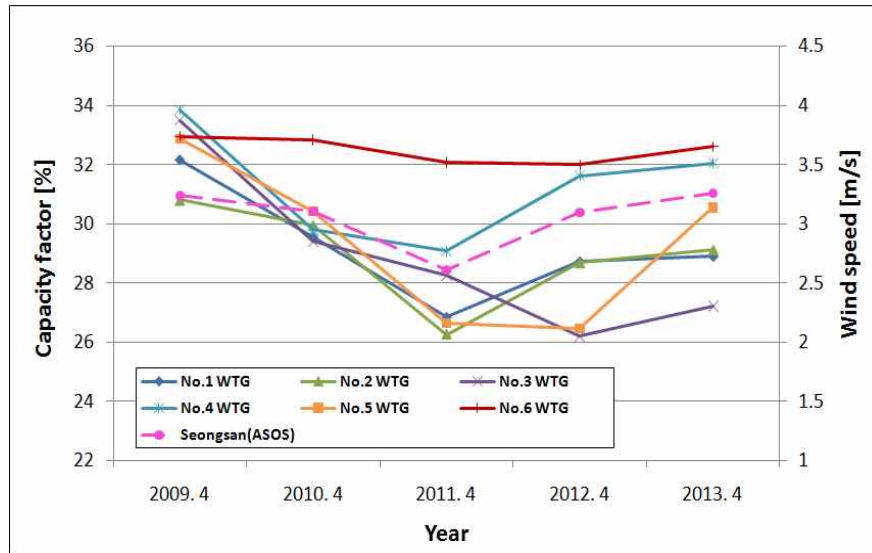


Fig. 27 Actual capacity factor of wind turbines of Seongsan wind farm

Fig. 27에 테스트 사이트 II의 No.1~6 풍력터빈의 매년 설비이용률과 본 연구를 위해 사용된 데이터와 동일한 기간인 5년간의 10m 높이에서 측정된 성산 ASOS 데이터의 연간 평균 풍속을 함께 나타내었다. 테스트 사이트 I과 마찬가지로 설비이용률은 바람의 경향을 따랐다.

성능저하 분석시 매년 각 터빈에 대한 설비이용률을 정규화하기 위해 바람의 변동성은 제거되어야 한다. 앞서 마찬가지로 바람의 변동성을 정규화하기 위하여 연간 바람분포를 레일리 분포로 가정하여 풍력터빈 성능저하를 분석하였다.

(2) 해외 분석방법 적용

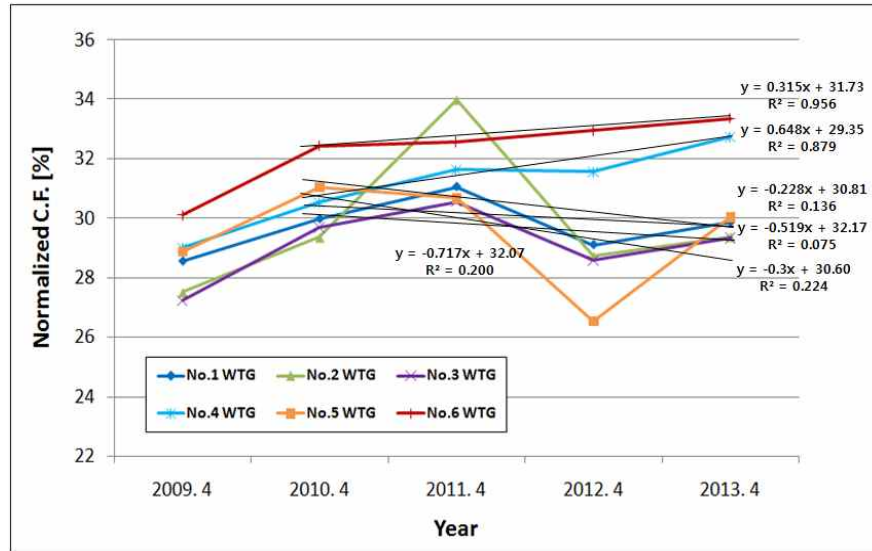


Fig. 28 Normalized capacity factor of wind turbines of Seongsan wind farm

Table 16 Wind turbines degradation of Seongsan wind farm using the method in Canada

WTG	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6
CF reduction rate[%/yr]	0.228	0.519	0.300	-0.648	0.717	-0.315

Fig. 28과 Table 16은 식(1)을 통해 캐나다의 분석방법을 테스트 사이트 II의 풍력터빈에 적용한 결과이다. 캐나다의 분석방법을 이용하여 설비이용률을 정규화한 결과, 1년간의 시운전 기간을 제외하고 여섯 기의 풍력터빈의 평균 성능저하율은 0.13%/year이었으며, No.1, 2, 3, 5 네 기의 풍력터빈이 평균 0.44%/year의 성능저하를 보였다. 그러나 No.4, 6 풍력터빈의 경우 평균 0.48%/year의 정규화 설비이용률이 상승하는 결과를 보였다.



## 2. 테스트 풍력터빈 사양

제안하는 분석방법을 적용하여 테스트 사이트 II의 풍력터빈 성능저하를 분석하기 위해 선택된 No.1~6 풍력터빈은 모두 Vestas V80-2MW의 같은 기종의 터빈이다. Fig. 29에 성산 풍력발전단지의 풍력터빈과 주변전경을 나타내었고, Table 17에 테스트 풍력터빈의 사양을 나타내었다.



Fig. 29 View of WTG under test in Seongsan wind farm

Table 17 Specification of WTG under test in Seongsan wind farm

WTG model	VESTAS V80-2.0MW
Rated power (kW)	2,000
Cut-in / Rated / Cut-out wind speed (m/s)	4 / 14 / 25
Rotor diameter (m) / Swept area (m <sup>2</sup> )	80 / 5,027
Hub height (m) / Tower type	78 / Tubular steel
Design tip speed (RPM)	9.0 - 19.0
Power control	IGBT
IEC Class	IA
Gearbox	1 planetary stage + 2 helical stage
Generator	Asynchronous with rotor. Sliprings and VCS
Brake system	Aerodynamic and mechanical brake

### 3. 측정 데이터

#### 1) 측정 데이터 요소와 측정 장비

제안하는 방법의 적용을 위해 No.1~6 풍력터빈의 2009년 4월 1일부터 2014년 3월 31일까지 5년간의 SCADA 데이터가 사용되었다. 측정 데이터 요소와 측정 장비를 Table 18에 나타내었다.

Table 18 Source of the measured data

Parameters	Description	Height
Nacelle WS	FT 702LT ultrasonic	78m
Nacelle WD		
Electric power	No.1~6 WTG : Vestas SCADA	-
Temperature		
Pressure	ASOS data of Seongsan observatory	10m

#### 2) 측정 기준과 데이터 처리



##### (1) 출력

No.1~6 풍력터빈의 출력은 SCADA 시스템의 출력 데이터가 사용되었다. 수집 단위시간은 1초(1Hz sampling rate)이며 10분 단위로 평균한 데이터를 사용하였다.

##### (2) 풍속 & 풍향

풍속과 풍향은 78m 허브 높이 나셀 풍속계에서 함께 측정되었으며 사용된 나셀 풍속계는 FT 702LT ultrasonic 풍속계이다. 수집 단위시간은 1초이며 10분 단위로 평균한 데이터를 사용하였다.

#### (4) 공기밀도

공기밀도를 구하기 위하여 대기온도는 테스트 사이트 II에서 측정된 SCADA 데이터를 사용하였고, 대기압은 테스트 사이트 II로부터 7km 떨어진 성산 기상대의 10m 높이의 ASOS 데이터를 사용하였다. 식(2)를 통해 허브 높이의 대기압으로 보정하였고, 식(3)으로 공기밀도를 계산하였다.

### 4. 나셀풍속을 이용한 출력곡선

#### 1) 측정방위 구간 설정

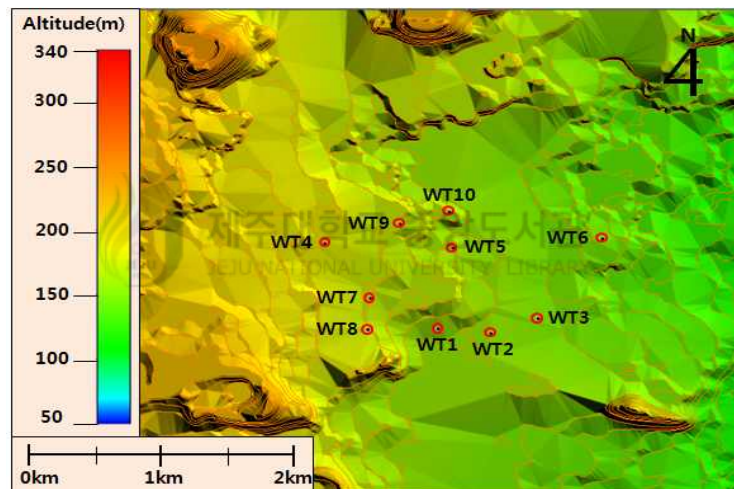


Fig. 30 Three-dimensional map of Seongsan wind farm

후류의 영향으로 인해 왜곡된 풍속을 제거하기 위하여 측정방위 구간을 설정하였다. 주변의 풍력터빈으로 인한 후류의 영향을 배제하기 위하여 측정방위 구간은 식(4)에 따라 구하였다. IEC 61400-12-1에는 출력성능 평가시에 테스트 풍력터빈으로부터 로터직경 20배 거리 이내의 장애물의 영향을 모두 배제시켜야 한다고 명시되어있다. 테스트 사이트 II의 경우, 주변에 오름이 많이 산재하여, 오름으로 인한 후류의 영향을 받을 수 있으므로 각 터빈에 대하여 로터 직경의 20배 이내의 오름을 IEC 61400-12-1 Annex A에 따라 식(14)를 이용하여 배제하였다. Fig. 31에 각 터빈별 측정구간과 배제구간을 나타내었다.

$$D_e = \frac{2 l_h l_w}{l_h + l_w} \quad (14)$$

여기서,

$D_e$ 는 등가 회전자직경[m]

$l_h$ 는 장애물 높이[m]

$l_w$ 는 장애물 폭[m]

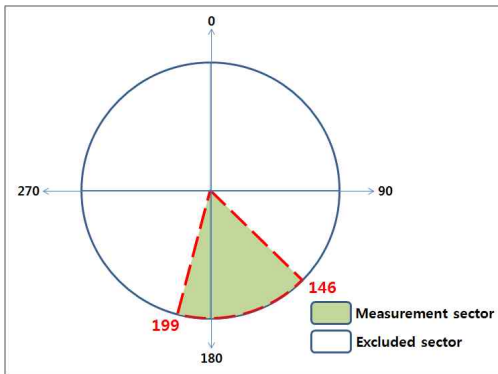


Fig. 31-(a) Measurement sector of No.1 WTG

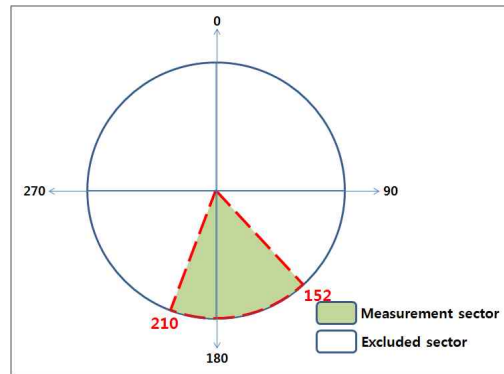


Fig. 31-(b) Measurement sector of No.2 WTG

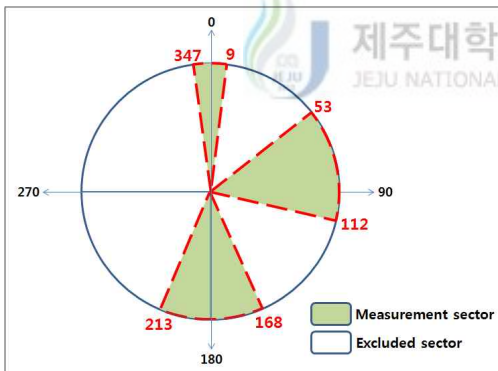


Fig. 31-(c) Measurement sector of No.3 WTG

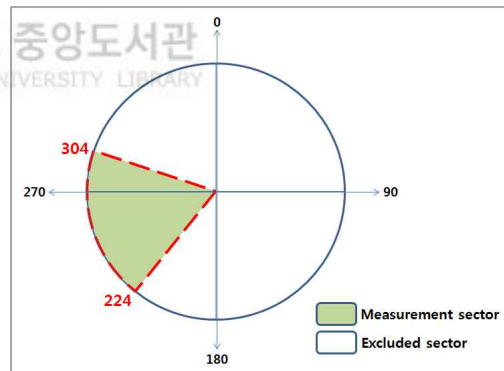


Fig. 31-(d) Measurement sector of No.4 WTG

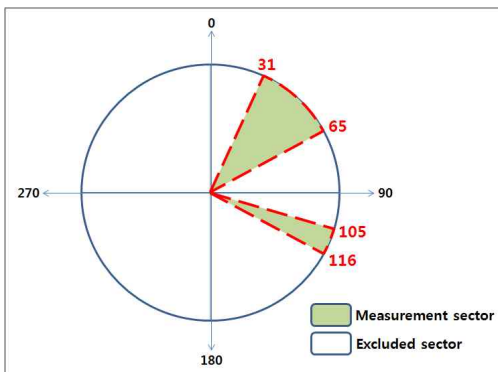


Fig. 31-(e) Measurement sector of No.5 WTG

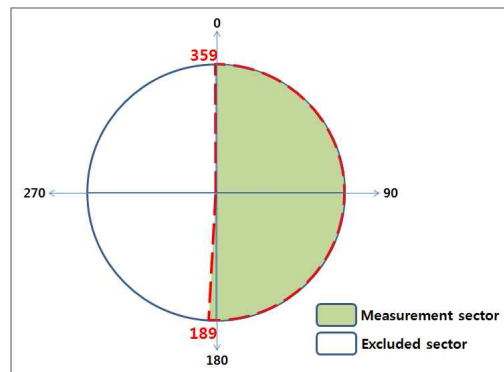


Fig. 31-(f) Measurement sector of No.6 WTG

## 2) 공기밀도 표준화

앞서 마찬가지로 공기밀도에 따른 풍속 변화의 영향을 정규화하여 연간 성능 변화를 공평하게 비교하기 위해 식(7)을 이용하여 나셀풍속 데이터를 표준공기밀도( $1.225\text{kg}/\text{m}^3$ )로 표준화하였다.

## 3) 나셀풍속을 이용한 출력곡선

Fig. 32는 No.1~6의 여섯 기의 풍력터빈에 대하여 2009년 4월 1일부터 부터 2014년 3월 31일까지 5년간의 SCADA 데이터의 풍속과 출력 값을 이용하여 그린 출력곡선이다. 각 풍력터빈에서 측정된 출력곡선 구간은 IEC 61400-12-1에 따라 시동풍속(4m/s)부터 정격출력(2000kW)의 80%에 해당하는 풍속(15.8m/s)에 1.5배인 16m/s 이상의 조건을 모두 충족하였고, 최소 데이터 측정 시간인 180시간도 모두 충족하였다. 출력곡선의 각 풍속 Bin은 데이터가 3개 이상(30분)인 경우만 유효 처리하였다.

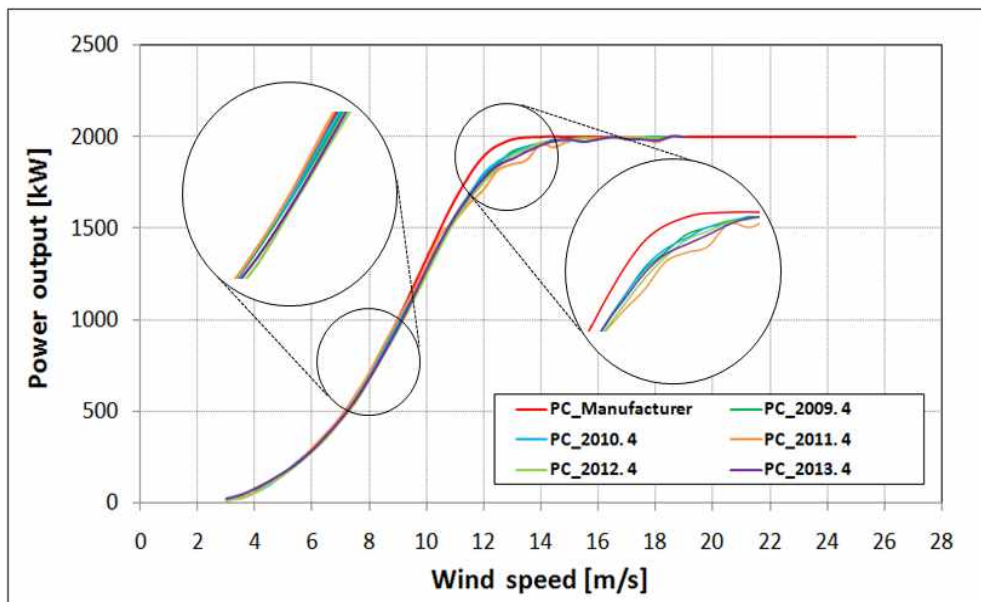


Fig. 32-(a) Power curve of No.1 WTG of Seongsan wind farm

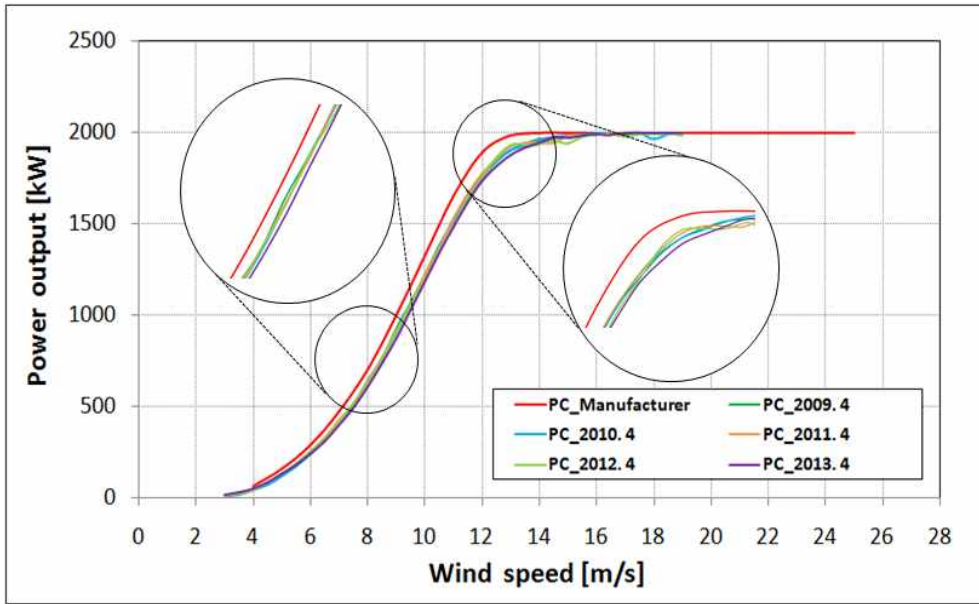


Fig. 32-(b) Power curve of No.2 WTG of Seongsan wind farm

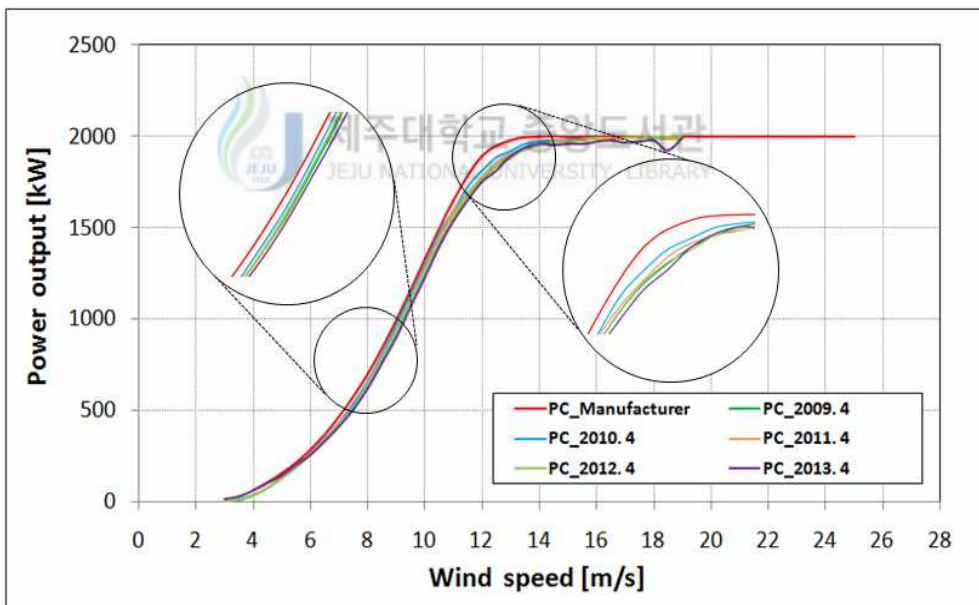


Fig. 32-(c) Power curve of No.3 WTG of Seongsan wind farm

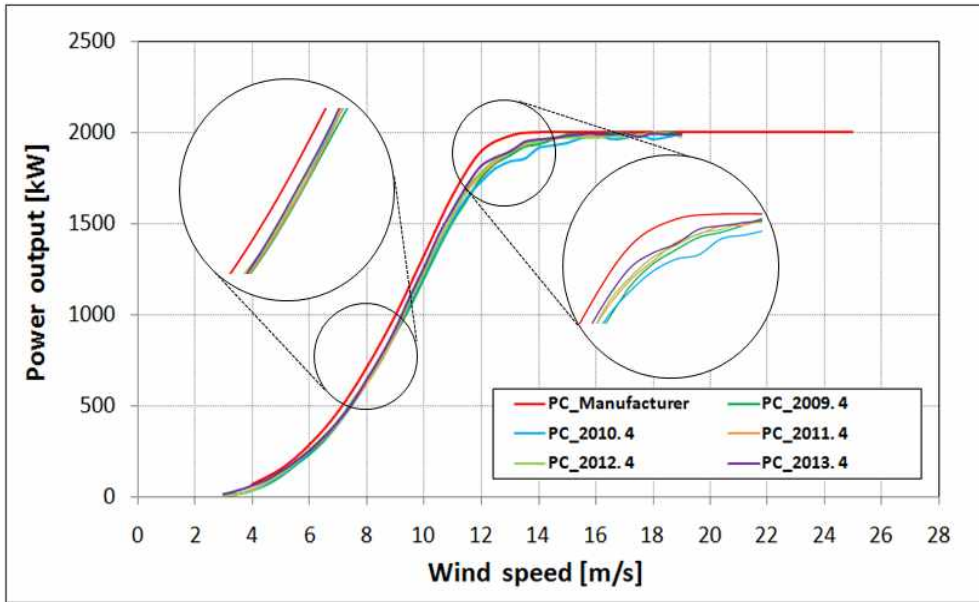


Fig. 32-(d) Power curve of No.4 WTG of Seongsan wind farm

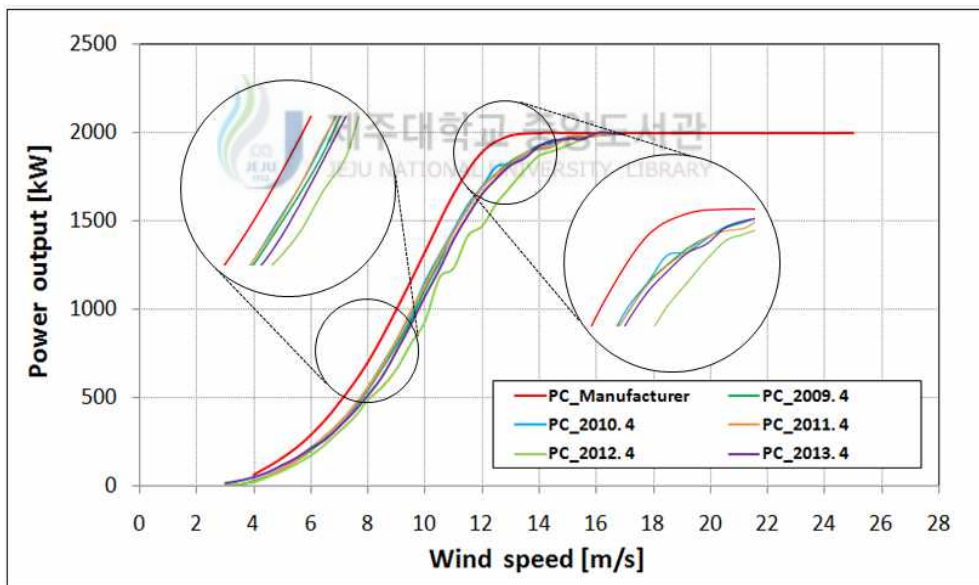


Fig. 32-(e) Power curve of No.5 WTG of Seongsan wind farm

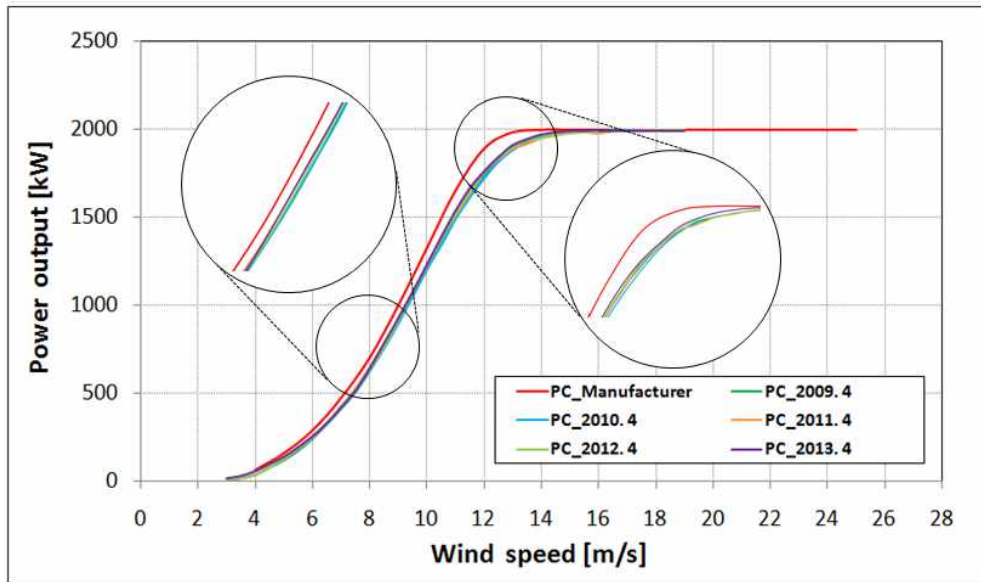


Fig. 32-(f) Power curve of No.6 WTG of Seongsan wind farm

테스트 사이트 I에 풍력터빈에 대하여 나셀풍속만을 이용하여 그린 출력곡선과 마찬가지로 제조사에서 제시하는 출력곡선보다 낮은 경향을 보였다. 빨간색 실선은 제조사가 제공하는 Vestas V80-2MW의 제시 출력곡선이다. 성능의 변화가 특히 심한 6~10m/s 구간과 12~16m/s 구간을 위의 그림과 같이 확대하여 나타내었다.

각 터빈별로 해마다 출력곡선이 조금씩은 다르지만 점점 저하되는 것을 확인할 수 있었으며, 특히 후류의 영향을 많이 받는 No.5 풍력터빈이 출력의 변화가 확연히 보였다. 반면 나머지 출력곡선의 경우 어떠한 일정함 없이 각 풍속 빈마다 출력곡선이 변동함을 보였다. 하지만 8~14m/s의 구간에서 공통적으로 마지막 해의 출력곡선이 제일 낮았다.



## 5. 나셀풍속을 이용한 성능저하 분석

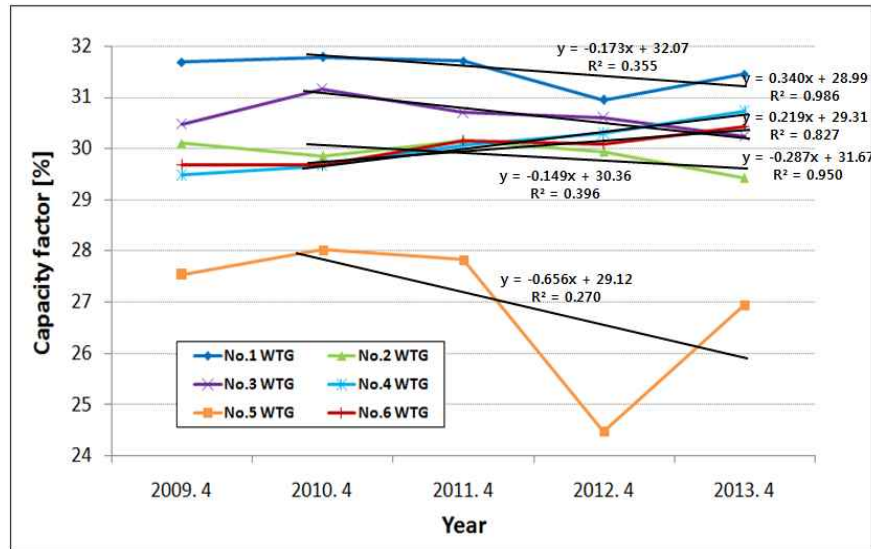


Fig. 33 CF degradation of wind turbines of Seongsan wind farm using the nacelle wind speed

Table 19 CF degradation of wind turbines of Seongsan wind farm using the nacelle wind speed

WTG	No.1	No.2	No.3	No.4	No.5	No.6
CF reduction rate[%/yr]	0.173	0.149	0.287	-0.340	0.656	-0.219

Fig. 33와 Table 19에 앞서 구한 나셀풍속을 이용하여 그린 출력곡선에 테스트 사이트 II의 평균 풍속인 7m/s에 해당하는 레일리 분포에 적용한 성능저하 분석 결과를 나타내었다. 1년간의 시운전 기간을 제외하고 여섯 기의 평균 성능저하율은 0.12%/year이었으며, No.1, 2, 3, 5 풍력터빈이 평균 0.32%/year의 저하를 보인 반면, No.4, 6 풍력터빈의 경우 평균 0.28%/year의 상승을 보였다. 특히 후류의 영향을 많이 받는 No.5 풍력터빈이 높은 성능저하율을 보였다.

캐나다의 분석방법을 적용한 결과와 비교하였을 때, 한경 풍력발전단지과 마찬가지로 출력성능 저하 또는 상승이 동일한 경향을 보였지만, 결과값이 큰 차이를 보임으로써 캐나다 분석방법이 과대평가됨을 다시 한 번 확인할 수 있다.

6. 사이트별 성능저하 분석결과 비교

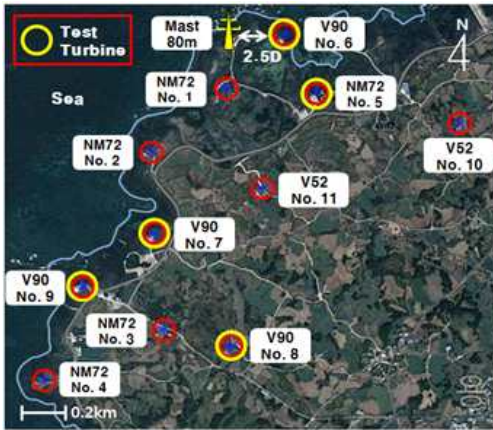


Fig. 34-(a) Layout of Hankyeong wind farm

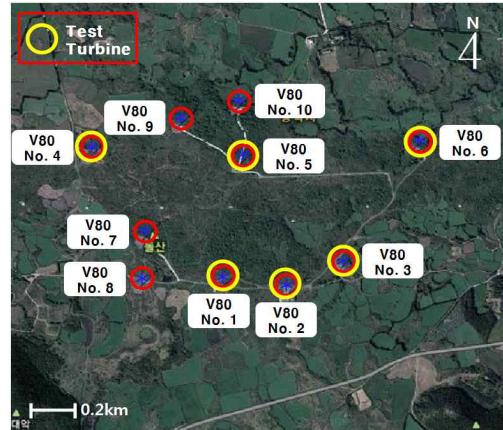


Fig. 34-(b) Layout of Seongsan wind farm

Table 20 Comparison of wind turbine degradation of two wind farms

Hankyeong		Seongsan	
WTG	CF reduction rate[%/yr]	WTG	CF reduction rate[%/yr]
No.5	0.982	No.1	0.173
No.6	0.409	No.2	0.149
No.7	0.179	No.3	0.287
No.8	-0.176	No.4	-0.340
No.9	0.207	No.5	0.656
		No.6	-0.219
Mean	0.320	Mean	0.117

두 테스트 사이트에 대하여 풍력터빈 성능저하 분석을 실시하였다. Fig. 34와 Table 20에 두 테스트 사이트의 각각의 풍력터빈 레이아웃과 성능저하 분석 결과를 함께 나타내었다. 연안 지역에 위치하여 해풍을 직접적으로 받는 테스트 사이트 I의 평균 성능저하율은 0.32%/year이고, 주변에 오름이 산재하며 육풍을 받는 테스트 사이트 II의 평균 성능저하율은 0.12%/year이었다.

위의 결과에 따르면 연안에 위치한 풍력단지의 풍력터빈이 성능저하율이 더 높음을 알 수 있다. 이는 육풍보다 강한 해풍으로 인한 풍하중 증가와 바다로부터의 염분 등이 높은 성능저하율에 기여한 것으로 생각된다. 그러나 이 결과는 본 연구의 테스트 조건에 제한되며, 성능저하 원인 분석에 대한 추가적인 연구가 필요하다.

후류의 영향을 가장 많이 받는 테스트 사이트 I의 No.5 풍력터빈과 테스트 사이트 II의 No.5 풍력터빈이 각각 평균 0.982%/year, 0.656%/year의 성능저하율을 보이며 각 테스트 사이트의 테스트 풍력터빈 중 가장 높은 성능저하를 보였다. 이에 따라 후류의 영향을 많이 받는 풍력터빈이 성능저하율도 높다고 생각된다. 하지만 이 결과 또한 본 연구의 테스트 조건에 제한되며, 추가 연구가 필요하다.

그러나 테스트 사이트 I의 No.8 풍력터빈과 테스트 사이트 II의 No.4, 6 풍력터빈과 같이 시간이 지남에 따라 성능이 상승하는 경향도 보였다. 이는 기계적인 문제로 예상되며 본 연구의 결과로서 1년간의 시운전 후 성능이 저하하는 다른 풍력터빈들과 달리 성능의 저하가 시작되는 기간이 더 오랜시간 뒤에 시작될 수 있음을 보이는 결과로 생각된다. 풍력터빈의 일반적인 성능저하의 시작 시기를 분석하기 위해서는 보다 장기적인 데이터의 분석이 요구된다.



## V. 결 론

본 연구에서는 국제표준 IEC 61400-12-1에 근거하여 나셀풍속만을 이용한 풍력터빈 성능저하 분석방법을 제안하였다. 바람의 연간 변동성을 제거하기 위하여 해당 풍력발전단지에서의 바람은 레일리 분포를 이룬다고 가정하였다. 제안하는 분석방법의 타당성을 검증하기 위하여 IEC 61400-12-2의 절차에 따라 나셀 변환함수를 구한 다음 성능저하율을 도출하는 분석방법과 비교하였다. 또한 제안하는 분석방법을 이용하여 실제로 두 테스트 사이트의 풍력터빈들에 대하여 성능저하 분석을 실시하였으며 다음과 같은 결론을 얻었다.

- (1) 나셀 변환함수를 이용한 풍력터빈 성능저하 분석 결과를 참값으로 가정하고, 이 연구에서 제안하는 나셀풍속만을 이용한 분석방법에 따라 얻은 결과와의 상대오차를 구하였다. 그 결과, 최대 10%, 평균 5.5%의 낮은 상대오차를 보이며 제안하는 분석방법이 오차범위 10% 이내에서 타당함을 검증하였다.
- (2) 검증된 나셀풍속을 이용한 출력 성능저하 분석방법을 한경 및 성산 테스트 사이트의 풍력터빈에 적용한 결과, 각각 평균 0.32%/year, 0.12%/year의 출력 성능저하를 확인하였다.
- (3) 후류의 영향을 가장 많이 받는 테스트 사이트 I의 No.5 풍력터빈과 테스트 사이트 II의 No.5 풍력터빈이 각각 평균 0.982%/year, 0.656%/year의 성능저하율을 보이며 각 테스트 사이트의 풍력터빈들 중 가장 높은 성능저하율을 보였다.
- (4) 테스트 사이트 I의 No.8 풍력터빈과 테스트 사이트 II의 No.4, 6 풍력터빈들은 성능이 상승하는 결과를 보였다. 그 이유는 아직 명확하지 않지만, 수년이 지나면 일반적인 풍력터빈들과 같이 성능이 저하될 것으로 판단된다.

## 참고문헌

- [1] "Wind Energy International 2014/2015". World Wind Energy Association (WWEA), 2013.
- [2] "World market update 2013", A BTM wind report, NAVIGANT research, 2014.
- [3] "Expansion of the type testing site for wind turbines", '12년 에너지기술 개발 사업 기획보고서, 2012.
- [4] Korea Institute for industrial Economics & Trade(KIET, 산업연구원), "Determinants of wind power industry development in Europe and their policy implications for Korea", 연구보고서 2012-633, 2012.
- [5] 박종국, "중점분석/중국 풍력산업의 최근 동향과 시사점", 한국수출입은행, 2011.
- [6] L. Castro, A. Filgueira, M. A. Seijo, E. Munoz and L. Piegari, "Is it economically possible repowering wind farms. A general analysis in Spain", International Conference on Renewable Energies Power Quality(ICREPPQ), 603, 2011.
- [7] R. Rodriguez, C. Rodriguez-Monroy, R. Rodriguez and F. Calvo, "Analysis of renewable energy policies related to repowering the wind energy sector: the Spanish case, 11th Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology 2013(LACCEI'2013), 104, 2013.
- [8] J. C. Huh, Y. S. Yang and K. H. Kim, "Analysis of the field operation at Hangwon wind farm, Jeju", Journal of the Korean Solar Energy Society, 5:209-216, 2001.
- [9] International Electrotechnical Commission, IEC 61400-1, 3rd ed. wind turbines - Part 1: Design requirements.
- [10] G. Hughes, "The performance of wind farms in the United Kingdom and Denmark", Renewable Energy Foundation. pp. 48, 2012.
- [11] H. J. Kim, J. Y. Hyun, K. N. Ko and J. C. Huh, "Feasibility study on repowering of Haengwon wind farm", Korea Wind Energy Association (KWEA), 2014.

- [12] J. Harrison, "Financial viability of the Ontario wind energy generating system", Association to protect Amherst Island. 2011.
- [13] J. Harrison, "Viability of the Algonquin power Amherst Island wind energy generating system", Association to protect Amherst Island. 2012.
- [14] H. G. Kim, "Analysis on wind turbine degradation of the Shinan wind power plant", Journal of the Korean Solar Energy Society, 33(4):46-50, 2013.
- [15] H. G. Kim, H. J. An, S. J. Yang, W. J. Park and S. W. Kim, "Calibration equation for nacelle anemometer derived by LIDAR measurements", The Korean Society For New and Renewable Energy, 9(1):12-16, 2013.
- [16] D. A. Rivkin, "Wind turbine operations, maintenance, diagnosis, and repair", THE ART AND SCIENCE OF WIND POWER, 2013.
- [17] K. N. Ko, M. H. Park and J. C. Huh, "An analysis of wake effect in a wind farm", Journal of the Korean Society for Power System Engineering, 17(2):13-20, 2013.
- [18] A. Albers, H. Klug and D. Westermann, "Power performance verification", 1999 European Wind Energy Conference, Nice, France, pp.657-660, 1999.
- [19] B. Smith, H. Link, G. Randall and T. McCoy, "Applicability of nacelle anemometer measurements for use in turbine power performance tests", National Renewable Energy Lab, 2002
- [20] P. F. Bach, "Capacity factor degradation for Danish wind turbines", Paul-Frederik Bach report, 2012.
- [21] International Electrotechnical Commission, IEC 61400-12-2, 1st ed. wind turbines - Part 12-2: Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry.
- [22] K. H. Kim and S. G. Hyun, "Power performance testing and uncertainty analysis for a 3MW wind turbine", Journal of the Korean Solar Energy Society, 30(6), 2010.
- [23] S. G. Hyun, Y. C. Ju and K. H. Kim, "A study on the effect of wind turbulence intensity on the power performance of wind turbine system", Journal of the Korean Solar Energy Society, 32(4), 2012.

- [24] H. W. Kim, K. N. Ko and J. C. Huh, "Wind turbine power performance testing using nacelle transfer function", Journal of the Korean Solar Energy Society, 33(4):51-8. 2013.
- [25] ISO 2533 : Standard atmosphere, 1975.
- [26] International Electrotechnical Commission, IEC 61400-12-1, 1st ed. wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines.
- [27] A. Delwart and M. Hoelzer, "Validity check of numerical site calibration according to IEC 61400-12-1 Ed.1 and Measnet PPMP v4", European Wind Energy Conference and Exhibition, 2010.
- [28] H. S. Oh, H. W. Kim and B. S. Kim, "Verification of wind turbine power performance in complex terrain", Korea Wind Energy Association (KWEA), 2014.
- [29] "육상풍력실증연구단지 조성사업", 한국에너지기술연구원, 2006.
- [30] Y. S. Nam, N. S. Yoo and J. W. Lee, "Site calibration for the wind turbine performance evaluation. KSME International Journal. 18(12):2250-7, 2004.
- [31] N. G. Mortensen, O. Rathmann, A. Tindal and L. Landberg, "Field validation of the RIX performance indicator for flow in complex terrain", Riso DTU.
- [32] 고경남, 허종철, "풍력공학입문", 문운당, 2006.
- [33] I. H. Kwon, J. H. Kim, I. S. Paek and N. S. Yoo, "Variation of capacity factors by Weibull shape parameters", Journal of the Korean Solar Energy Society, 33(1), 2013.
- [34] <http://phylab.yonsei.ac.kr>, 연세대학교 일반물리학 실험실 홈페이지.
- [35] A. Curvers and P.A. van der Werff, "OWEZ wind farm efficiency", ECN-E-08-092, pp.11-13, 2009.
- [36] K. N. Ko and J. C. Huh, "Estimation of the wake caused by wind turbine and complex terrain by CFD wind farm modeling", Journal of the Korean Solar Energy Society, 31(5), 2011.

## 감사의 글

정말 눈 깜짝할 사이에 2년이란 시간이 훌쩍 지나간 것 같습니다. 사람들을 만나 놀기만 좋아하던 제게 있어 풍력공학부를 만난 것은 제 인생의 가장 큰 행운이라고 생각합니다. 석사과정 동안 많은 것이 새롭고 생소하여 하나하나 제게는 도전이었습니다. 많은 분들이 도움을 주셨기에 제가 무사히 석사과정을 마칠 수 있었다고 생각합니다. 이 면을 빌려 제게 도움을 주신 분들께 감사의 마음을 전합니다.

풍력을 사랑하시고 저희 학생들이 연구에 매진할 수 있도록 항상 힘써주시는 허종철 교수님, 제게 풍력공학부에서 공부할 수 있도록 기회를 주셔서 정말 감사합니다. 타과에서 와 기본적인 공학 기초도 전혀 없고 영어, 수학도 못하는 주제에 다짜고짜 찾아와 지도를 부탁하는 저를 흔쾌히 믿고 받아주신 저의 지도교수 고경남 교수님, 믿어주신 만큼 그에 맞는 보답을 드리려고 나름 열심히 했지만 많이 부족한 점 정말 죄송스럽고, 감사합니다. 저희 학생들과 허물없이 친근하게 대해주시며 연구함에 있어 많은 도움과 코멘트를 해주시는 김범석 교수님 감사합니다. 지도학생은 아니지만 교수님의 첫 졸업하는 제자가 될 수 있어서 영광입니다.

더불어 저희 학생들의 연구를 위해 아낌없는 지원을 해주신 양경부 선생님, 많이 바쁘신거 뻔히 알면서 도움은 못 드릴망정 오히려 도움만 받아서 항상 죄송하고, 감사하게 생각하고 있습니다. 그리고 풍력공학부 행정실의 봄솔쌤, 정화쌤 그리고 창림쌤 감사합니다.

자랑스러운 단지설계 연구실 및 유체역학 실험실의 선배님들, 양기호 선생님, 김호상 선생님, 상현이형, 수영이형, 효정이누나, 지훈이형, 항상 저희 연구실의 발전에 힘쓰시고 후배들 연구에 도움을 주셔서 감사합니다. 이미 졸업하고 취업해서 나갔지만 오랜 시간 함께하며 제게 풍력과 그 외에도 공부하는 법을 알려주신 저의 연구멘토이자 롤모델인 미호형, 현우형 감사합니다. 연구실 동기인 범철이, 동범이형, 다희 그리고 경대, 많이 알려주고 싶었지만 부족해서 많이 알려주지 못해 미안한 후배님들, 지영이, 대영이형, 진석이, 그리고 유체역학 귀요미들 인섭이, 현수, 희전이, 재현이, 그리고 믿음이, 보연이에게 감사합니다.

함께 연구실 생활은 하지 않았지만 연구실 가족으로써 친절하고 따뜻하게 해주셨던 선배님들, 문종선배, 치훈선배, 현석선배, 승건선배 그리고 김경보 박사님 감사합니다.

풍력대학원 입학 후, 아무것도 모르는 제게 처음 많은 조언을 해주신 정훈이형, 풍력대학원 4기 동기생들, 같은 기계과는 아니지만 회장이라고 잘 따라 와주고 함께 해준 전기과, 토목과 선배님, 후배님들께도 감사드립니다.

논문과정에서 데이터를 받기 위해 찾아갈 때마다 항상 웃으며 반갑게 맞아주신 (주)남부 발전에 양달승 선생님, 김태완 선생님과 기상청에 박윤호 박사님 감사합니다. 이 외에도 도움을 주신 많은 분들께 한 분, 한 분 고마움을 다 전하지 못하여 죄송하고 감사합니다.

마지막으로 항상 속만 썩이던 저를 믿고 응원해주신 저희 가족, 아버지, 어머니, 그리고 동생 희진이에게 감사의 마음을 바칩니다.