



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

풍력발전시스템의 운전특성 및
고장원인 분석



濟州大學校 大學院

機械工學科

康 文 鐘

2006 年 12 月

풍력발전시스템의 운전특성 및 고장원인 분석

指導教授 許 鐘 哲

康 文 鐘

이 論文을 工學 碩士學位 論文으로 提出함

2006年 12月

康文鐘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

2006年 12月

An Analysis of Operational Characteristics and
the Cause of the Machine Trouble of Wind
Turbine Generator System

Mun-Jong Kang

(Supervised by professor Jong-Chul Huh)

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

Department of Mechanical Engineering

GRADUATE SCHOOL

CHEJU NATIONAL UNIVERSITY

2006. 12

목 차

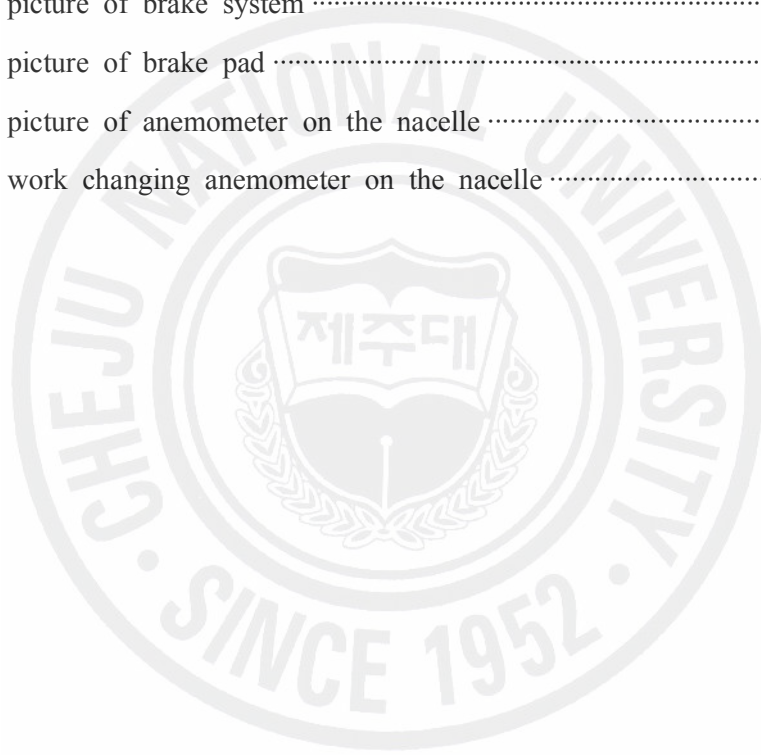
List of Figures	iii
List of Tables	v
NOMENCLATURE	vi
SUMMARY	vii
I. 서 론	1
1.1 연구배경	1
1.2 연구목적	2
II. 풍력발전시스템 개요 및 운전특성 분석 방법	3
2.1 행원풍력발전단지 개요	3
2.2 풍력발전시스템 개요	4
2.3 기상측정 데이터 분석 방법	5
2.3.1 기상측정 마스트	5
2.3.2 계측장비 설치	6
2.3.3 기상측정 데이터 분석	9
2.4 풍력발전시스템의 고장 데이터 분석 방법	11
2.4.1 VESTAS 풍력발전시스템 모니터링	11
2.4.2 NEG-MICON 풍력발전시스템 모니터링	12
2.4.3 고장 데이터 분석 방법	12
III. VESTAS 풍력발전시스템 운전특성 분석	13
3.1 V42-600kW 1, 2호기 연별 운전특성 및 고장분석	13
3.1.1 기상측정 자료 분석	13

3.1.2	고장 영향 분석	20
3.1.3	시스템 고장 원인 분석	24
3.1.4	VESTAS 1,2호기 운전특성 분석 결과	26
3.2	V47-660kW 3, 4, 15호기 운전특성 분석	27
3.2.1	고장 영향 분석	27
3.2.2	시스템 고장 원인 분석	30
3.2.3	VESTAS 3, 4, 15호기 운전특성 분석 결과	31
IV.	NEG-MICON 풍력발전시스템의 운전특성 분석	32
4.1	기상측정 자료 분석	32
4.2	고장 영향 및 원인 분석	36
4.2.1	고장 영향 분석	37
4.2.2	고장 원인 분석	38
4.2.3	NEG-MICON 운전특성 결과	39
V.	결 론	40
	참고문헌	41
	부 록	43

List of Figures

Fig. 1 Location of wind turbines in Hangwon windfarm	3
Fig. 2 Installation of the meteorological mast	5
Fig. 3 Meteorological mast after installation	5
Fig. 4 Data logger	6
Fig. 5 Sensor installations at meteorological mast	8
Fig. 6 Remote panel	11
Fig. 7 Alarm log error list	11
Fig. 8 WindMan98 monitoring program	12
Fig. 9 NM48/750 error list	12
Fig.10 Inter-annual monthly average wind speed	14
Fig.11 Application of power law	14
Fig.12 Wind rose in 2005	15
Fig.13 Wind rose in 2006	16
Fig.14 Inter-annual monthly average wind power density	16
Fig.15 Turbulence intensity vs. wind speed in 2005	17
Fig.16 Standard deviation vs. wind speed in 2005	17
Fig.17 Turbulence intensity vs. wind speed in 2006	18
Fig.18 Standard deviation vs. wind speed in 2006	19
Fig.19 Comparison of predicted and actual energy production of WTGS in 2005	22
Fig.20 Comparison of predicted and actual energy production of WTGS in 2006	22
Fig.21 Distribution of lightning (05. 7. 30. 21:30~ 22:00)	26
Fig.22 Comparison of predicted and actual energy production of WTGS	29
Fig.23 Monthly average wind speed (2005.11~1006.10)	33
Fig.24 Wind rose in Hangwon (2005.11~1006.10)	33
Fig.25 Wind power density (2005.11~1006.10)	34
Fig.26 Turbulence intensity vs. wind speed	34

Fig.27 Standard deviation vs. wind speed	35
Fig.28 Average wind power density	37
Fig.29 Gear oil leak	43
Fig.30 Inside picture of gear box after the box was filled with oil	43
Fig.31 VRCC control unit	44
Fig.32 The work changing VRCC control unit	44
Fig.33 The picture of lubrication	44
Fig.34 The work filing with lubrication	44
Fig.35 The picture of brake system	45
Fig.36 The picture of brake pad	45
Fig.37 The picture of anemometer on the nacelle	46
Fig.38 The work changing anemometer on the nacelle	46



List of Tables

Table 1. Specifications of the wind turbine generator system	4
Table 2. Specifications of the sensors	8
Table 3. Basic parameters for WTGS classes	10
Table 4. Duration of error and availability of V42-1, 2 in 2005	20
Table 5. Duration of error and availability of V42-1, 2 in 2006	21
Table 6. Inter-annual predicted and actual C.F. for V42-1, 2	23
Table 7. Duration of inter-annual error for V42-1, 2	25
Table 8. Duration of error and availability of V47-3, 4, 15	27
Table 9. Predicted and actual C.F.	29
Table 10. Duration of error for V47-3, 4, 15	31
Table 11. Duration of error for NEG-MICON WTGS	36
Table 12. Predicted and actual C.F., availability	37

NOMENCLATURE

P : Power[kW²]

A : Swept area

V : Wind speed [m/s]

I : Turbulence intensity

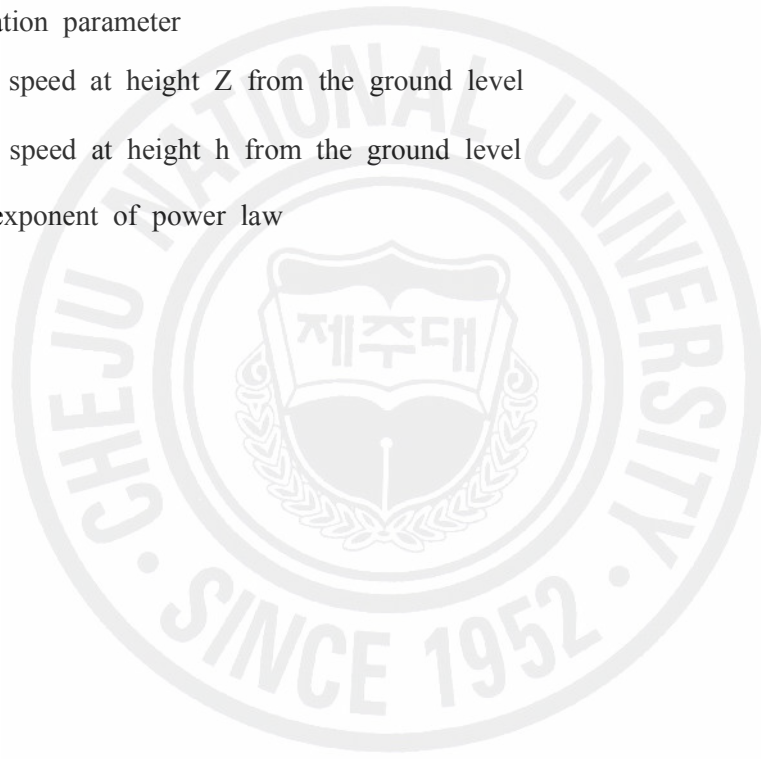
σ : Standard deviation [m/s]

a : Inclination parameter

V_z : Wind speed at height Z from the ground level

V_h : Wind speed at height h from the ground level

α : The exponent of power law



Summary

As of October 2006, the total amount of wind power capacity in Korea is about 172MW. However, several wind turbine generator systems are experiencing machine trouble that causes their shut down for a long time. Since most of supplier of the wind turbine generator system in Korea are VESTAS of Denmark, there are not any engineers in Korea who can solve the machine troubles of the wind turbine. When the wind turbine generator system is in trouble, Korean operator have to wait until the foreign engineers solve the machine troubles. Consequently, it is very important to develop the technology of operation and maintenance of wind turbine generator system.

This study has been conducted at Hangwon in Jeju island where wind turbines were operated commercially for the first time in Korea. Operational characteristics of wind turbines in the Hangwon windfarm were investigated to clarify the effect of meteorological condition, the inter-annual effect and further the cause of the trouble of wind turbine. For the purpose of wind data analysis and wind resource estimation, wind data was used directly. The estimated energy production was compared with the actual energy production. The system trouble was also analyzed for monitored period. As the results, with a decrease of system error, the estimated energy production was in good agreement with the actual energy production. it was confirmed that wind resource was variable according to years. Consequently each wind turbine had different wind machine power, different error time and so on. Meteorological conditions such as the typhoon, a strong wind, lightning resulted in troubles of wind turbines. The trouble in components such as gear box, yaw motor and hydraulic motor occurred frequently and it caused stop of the wind turbine for a long time. The machine trouble has affected both availability and capacity factor of the wind turbine generator system.

I . 서 론

1.1 연구배경

최근 국제 사회는 기상이변의 속출로 환경규제를 강화하고 있으며, 또한 에너지 자원 부존 량의 한계 예측들로 인해 대체에너지 개발 중요성이 점점 더 강조되고 있다. 이런 가운데 신·재생에너지 산업인 풍력에너지산업은 최근 5년 동안 전 세계적으로 20.5% 성장을 통해 약 60,000MW(2005년 기준)가 설치되어 운전되고 있으며, 또한 향후 2010년 까지 연간 평균 16.4%씩 성장을 보일 것으로 예측하고 있는 것은 세계 각국의 풍력발전에 대한 노력을 엿볼 수 있다[1]. 세계 흐름에 마쳐 국내에서도 세계 기후변화 협약에 능동적으로 대처하고 유가상승, 국내사용 에너지의 97%를 수입에 의존하고 있는 현실에 대응하기 위하여 풍력발전 기술의 개발 및 시스템 보급에 박차를 가하면서, 2003년 4월 제주 행원 풍력발전단지를 시작으로 이후 영덕풍력, 태백풍력 등 여러 풍력발전단지가 준공되었고, 올해 10월에는 2MW급 풍력발전기 49기, 총 98MW가 강원도 대관령 목장 일대에 국내 최대 규모로 준공되면서 국내에서도 신·재생에너지로서 풍력발전 보급이 확대되고 있음을 알 수 있다.

현재 우리나라에 보급된 풍력발전 용량은 총 172MW(2006년 10월 기준)으로 대부분이 중대형 풍력발전시스템으로 이루어져 있다[2]. 그러나 설치된 중·대형 발전기의 경우 고장이 잦아 가동 중단 시간이 늘어나면서 애물단지로 전락하여 국내의 풍력발전기 보급 확대에 걸림돌이 되고 있다. 또한 우리나라에 설치되어 있는 대부분의 풍력발전시스템은 덴마크 VESTAS사에서 수입한 풍력발전시스템으로 국내에서는 부품수리를 할 수 있는 기술진이 없어 시스템 고장 시 외국 기술진이 올 때까지 원인 파악조차 하지 못해 발전 손실에 대처하지 못하는 실정이다[3]. 따라서 풍력발전시스템을 보급 확대하는 것뿐만 아니라 국내 환경에 적합한 풍력발전시스템 개발을 위해서는 풍력발전시스템의 고장에 대한 원인을 분

석하고 그에 따른 유지보수 기술 확보가 시급하다고 할 수 있다.

1.2 연구목적

본 연구에서는 우리나라에서 처음으로 건설되어 상업 운전 중인 제주 행원풍력발전단지 내의 풍력발전시스템을 대상으로 기상측정 마스트로부터 얻은 풍황 데이터를 분석하여 풍력자원특성 파악하고, 모니터링을 통해 얻은 고장발생 기록 내용을 조사하여 풍력발전시스템의 고장이 운전 특성에 미친 영향을 비교 분석한다. 그리고 자주 발생하는 시스템 고장에 대한 원인을 분석하여 풍력발전단지 운영 기술을 확보하고 설비 가동률(Availability) 및 이용률(Capacity Factor) 향상에 기여하고자 한다.

Ⅱ. 풍력발전시스템 개요 및 운전특성 분석 방법

2.1 행원풍력발전단지 개요

행원풍력발전단지는 제주특별자치도 제주시 구좌읍 행원리에 위치하고 있으며, 단지 내에는 2개의 제작사와 정격용량이 상이한 4기종 총 15기, 9.795MW가 설치되어 있다. 행원 풍력단지의 왼편에는 행원농공단지과 마을부락, 그리고 대규모의 양식장 시설이 위치하고 있으며, 완만한 능선과 10m정도의 높이로 이루어진 수풀로 구성되어 있다. Fig. 1은 DGPS-53기로 측정한 각 풍력발전기와 기상측정 마스트의 정확한 위치 좌표를 디지털지도에 입력되어진 결과를 보여준다[4-5]. 전체적으로 행원지역에 설치된 풍력발전기는 먼저 설치된 1호기에서 9호기까지는 행원지역의 해안가를 따라 활처럼 구부러진 형태로 배치되어 있으며, 나중에 설치된 10호기에서 15호기까지는 내륙지역 쪽으로 배치되어 있다. 기상측정 마스트는 풍력발전단지의 해안가 중앙에 위치해 있으며, 각 풍력발전시스템에는 22.9kV의 한전계통이 연결되어 있다.

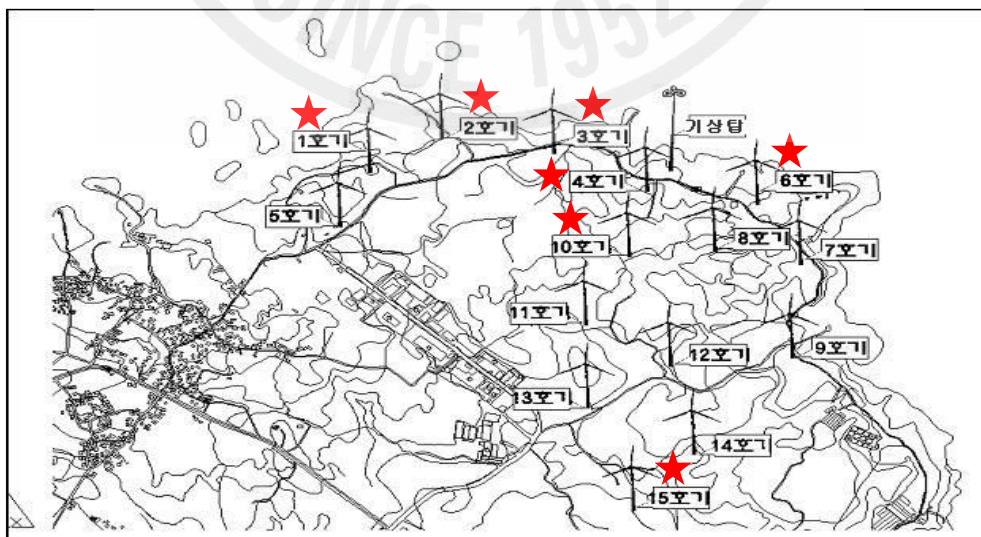


Fig. 1 Location of wind turbines in Hangwon windfarm

2.2 풍력발전시스템 개요

풍력발전시스템 고장분석을 위해서 행원에 설치된 풍력발전기 15기 중 VESTAS사의 V42-600kW 1, 2호기와 V47-660kW 3, 4, 15호기, NEG-MICON사의 750kW급 6,10호기를 선정하였다. 98년 2월에 설치되어 가동 중인 V42 1, 2호기는 행원풍력발전단지에서 가장 오래된 풍력발전기로서 기상측정 자료 및 고장분석 자료를 해에 따라 연별로 비교 하기위해 선정하였으며, 99년 3월에 설치된 V47 3, 4호기는 660kW급 용량 중에서 가장 오래된 대표 기종으로서, 2003년 4월에 설치된 15호기는 가장 최근에 설치된 풍력발전기로서 비교분석하기 위해 선정하였으며, 현재는 VESTAS사로 합병된 NEG-MICON사의 6, 10호기는 750kW의 대표기종으로서 VESTAS사의 시스템과 고장 원인에 대해 비교 분석하기 위해 선정하였다. 본 연구의 대상이 되는 풍력발전시스템의 사양은 Table 1과 같다.

Table 1. Specifications of the wind turbine generator system

Items	V42- 600	V47 - 660	NM750 - 48
Generator	Asynchronous	Asynchronous	Asynchronous
Spec.	3-phased	3-phased	3-phased
	Optislip(VRCC)	Optislip(VRCC)	2 speeds
Power control	Pitch control	Pitch control	Stall control
Rotor diameter	42m	47m	48.5m
Tower hight	45m	45m	45m
Cut-in Vel.	4m/s	4m/s	4m/s
Cut-out Vel.	25m/s	25m/s	25m/s
Rotor speed	28.5 ~32rpm	28.5 ~32rpm	14 ~22rpm
Rated speed	1890rpm	1890rpm	1800/1200rpm
Electrical	Volt. : 480V*3	Volt. : 690V*3	Volt. : 600V*3
Spec.	Freq. : 60Hz	Freq. : 60Hz	Freq. : 60Hz

2.3 기상측정 데이터 분석 방법

풍력발전단지 내의 기상측정 데이터 분석은 실제 풍력발전시스템의 운전 효율이나 경제성 평가에 매우 중요한 자료가 된다. 여기서는 기상측정 데이터를 이용하여 운전특성을 분석하고 기상 조건이 고장에 미친 영향을 분석하기 위해 다음과 같이 기상측정 마스트 및 계측장비를 설치하여 데이터를 획득하였다. 그리고 기상 측정 데이터는 10분 평균 데이터를 직접 관련 식에 적용하여 분석하였다.[6-8]

2.3.1 기상측정 마스트

신뢰성 있는 데이터 분석을 위해서 행원 풍력발전시스템의 허브 높이와 같은 45m의 기상측정 마스트를 건설하여 풍력자원을 실측함으로써 정확한 예측을 하고자 하였다. Fig. 2, 3은 기상측정마스트 설치과정과 설치 후 전경이다.



Fig. 2 Installation of the meteorological mast



Fig. 3 Meteorological mast after installation

기상측정 마스트와 계측장비가 설치된 지역은 풍력발전단지 내 해안가를 따라 중앙에 위치하고 있으며, 풍력발전기와 일정한 거리를 두었고 가급적 주변의 장애물에 의한 유동왜곡 현상이 발생하지 않을 지점을 선정하였다.

기상측정 마스트는 4인치 및 5인치의 구조용 강관으로 제작하였고, 동서남북의 4방향 강철지지 선에 의해 지지되고 있으며, 낙뢰 보호를 위해 상부에 동선으로 연결된 피뢰침을 설치하고 이것을 지면 속 2m 길이의 동봉 6개에 연결하였다. 그리고 마스트의 측정높이에 따라 1.5m 길이의 가이드 11개를 설치하여 측정센서를 부착할 수 있게 하였다.

2.3.2 계측장비 설치

기상측정마스트에 부착된 계측장비에 의해 측정되는 데이터는 풍속, 풍향, 일사량, 기온, 대기압, 습도이다. 측정된 데이터들은 센서 선에 의해 미국 NRG사의 #9300 Wind data logger를 통해 지속적으로 풍속 및 풍향 등의 데이터들이 10분마다 평균값으로 저장되며, 일정기간 후 데이터 로거에서 데이터가 저장된 메모리 카드를 회수하여 컴퓨터를 통해 자료를 읽고 분석하는 과정을 거치게 된다. 다음의 Fig. 4는 기상측정 마스트에 설치된 데이터 로거의 전경이다.



Fig. 4 Data logger

기상측정 마스트 하단부에 설치된 데이터 로거는 Shelter box에 의해 보호되며, 측면에 각종 센서로부터 신호선이 연결되며, 전면 상단부에 메모리 카드가 삽입되며, 하단부에 컴퓨터와 연결하여 자료를 전송하는 통신 포트가 있다. 데이터 로거는 9V의 알카라인 축전지로 작동되며, 별도로 외부의 전원에 연결도 되고 내부에 큰 용량의 2차 축전지로도 작동이 가능하다.

풍속계는 일반적으로 많이 사용되는 NRG #40 풍속계를 설치하였다. 이 풍속계는 전기신호의 강하를 막기 위하여 조그만 교류 발전기에 의해 펄스를 발생하여 그 주파수로서 풍속신호를 측정하게 되어 있다. 풍속계의 보정은 원제작사의 테스트에 의한 보정보고서를 통해 알 수 있다. NRG #40 풍속계는 약 0.78m/s의 풍속에서 가동되며, 거리상수는 3.0m이고, 보정상수는 0.7658m/s/Hz로서 선형적으로 신호가 변하는 특성을 지니고 있다.

풍향계는 일반적으로 많이 이용되는 가변저항식의 200P 모델을 이용하였다. 비교적 신뢰도가 우수한 편이며, 선형도는 최대 1.0%, 반응도는 1m/sec로서 작은 풍속에서도 작동하게 된다. 온도센서는 100S의 모델로서 정확도는 최대 $\pm 1.11^{\circ}\text{C}$, 비선형도는 최대 $\pm 0.33^{\circ}\text{C}$, 열적 시정수는 5분 전기적 시정수는 $250\mu\text{S}$ 이다. 일사량계는 일사량에 비례하여 미소전류가 흐르는 High-stability silicon photovoltaic형으로서 안정도는 12개월간 2% 미만으로서 안정적인 상태를 유지한다. 대기압 측정은 0.046/kPa의 보정상수와 최대 0.1%의 비선형도를 지닌 센서를 설치하였다. Table 2에 설치된 각종 센서의 성능사양을 정리하였다.

풍력자원측정에서 가장 중요한 풍속계는 45미터를 기점으로 7.5미터 간격으로 일정하게 서쪽 방향으로 5개 동쪽 방향으로 2개를 설치하였다. 여기서 서쪽 방향의 5개는 9300 데이터 로거에 연결하였고, 동쪽방향 2개는 행원풍력발전단지 내 풍력발전 3호기로 연결하였으며, 45m에 설치된 두개의 풍속계는 앞에서 언급한바와 같이 시험 보정된 풍속계를 설치하였다. 풍향계는 북쪽과 남쪽 방향으로 45미터와 37.5미터에 총 4개를 설치하였다. 여기서도 북쪽 방향의 2개는 9300 데이터 로거로 남쪽 방향의 2개는 풍력발전 3호기에 연결하였다. 여기서는 9300 데이터 로거에 연결된 풍속계 5개와 풍향계 2개

로부터 획득한 데이터를 이용하여 분석하였다. 풍속계, 풍향계 및 각 센서 설치 그림과 높이는 Fig. 5에 도시하였다.

Table 2 Specifications of the sensors

Sensor	Raw Sensor Output	9300 Data Output Range	9300 Resolution
Maximum #40 Anemometer	0Hz to 125Hz	1m/s to 96m/s	0.271%
200P Wind Direction vane	0V to excitation Voltage	360° rotation	0.271%
110S Temperature Sensor	0 to 2.5V	-40°C to 52.5°C	0.271%
LI-200SA Li-Cor Pyranometer	93.7microamps/1000 watts m ⁻²	0 to 3000 W/m ²	0.271%
BP-20 Pressure Sensor	0 to 10.55kPa	15 to 115kPa	0.271%

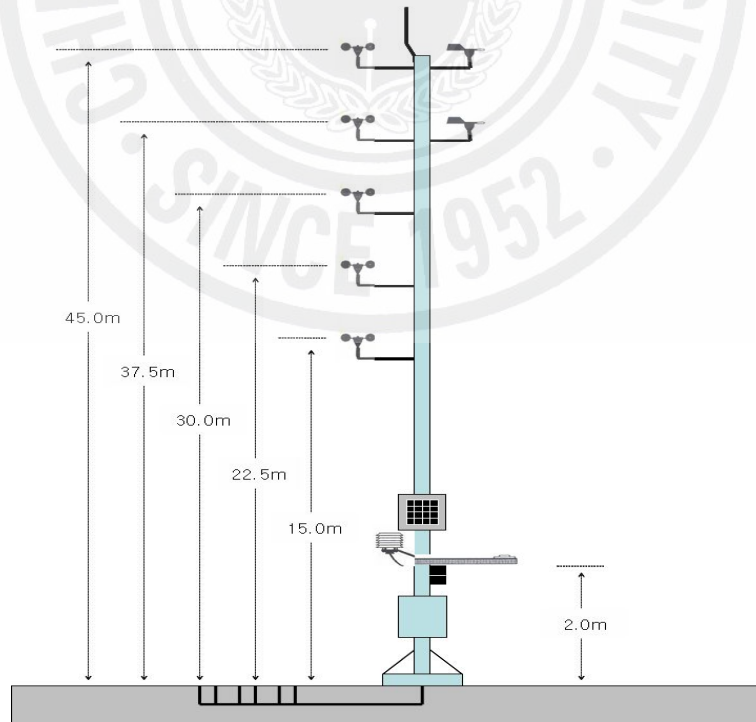


Fig. 5 Sensor installations at meteorological mast

2.3.3 기상측정 데이터 분석

기상측정데이터 분석은 각 센서로부터 획득한 10분 평균 데이터를 이용하여 평균풍속, 주 풍향, 풍력에너지밀도, 난류강도 등을 구하여 바람조건을 분석하였고, 또한 예상 발전량 및 설비이용률을 구하여 고장이 운전특성에 미친 영향을 비교 분석 하였다.

기상조건을 분석하기 위한 평균풍속은 10분 평균 데이터를 각 연구대상 기종의 데이터분석 기간 동안을 월별로 평균하여 그림으로 나타내었다. 주 풍향은 360°를 16섹터로 나누어 방향에 대한 빈도수를 그림에 나타냈으며, 풍력에너지 밀도는 식 (2.1)에 의해 구하고, 월 평균으로 나타내었다.

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i^3 \quad (2.1)$$

단, N은 데이터의 개수이다.

난류강도 I 는 다음 식 (2.2)으로 구하였다.

$$I = \frac{\sigma}{V} \quad (2.2)$$

여기서 σ 는 표준편차이고, V 는 10분 평균풍속이다. 또한 난류강도를 구하기 위한 표준편차 σ 는 다음 식 (2.3)으로 구하였다.

$$\sigma_1 = I_{15} (15m/s + a) / (a + 1) \quad (2.3)$$

여기서 a 는 경사 파라미터이고, IEC 규격에서 제시된 Table 3의 풍력발전시스템 클래스의 기준 파라미터 값을 대입하여 난류강도 값을 구하였다[9].

운전특성을 분석하기 위한 예상발전량은 제작사에서 제공한 출력성능곡선으로 각 풍속마다의 발전량을 산출하였으며, 산출된 예상발전량으로 예상 설비 이용률

(Capacity Factor, C.F.)을 구하였다. 설비 이용률(C.F.)은 다음 식 (2.4)로 구한다.

$$C.F. = \frac{\text{발전량 (kWh)}}{\text{정격출력(kW)} * \text{시간(h)}} \quad (2.4)$$

Table 3 Basic parameters for WTGS classes

WTGS class		I	II	III	IV	S
Vref	(m/s)	50	42.5	37.5	30	Values to be specified by the designer
Vave	(m/s)	10	8.5	7.5	6	
A	/ ₁₅ (-)	0.18	0.18	0.18	0.18	
	a (-)	2	2	2	2	
B	/ ₁₅ (-)	0.16	0.16	0.16	0.16	
	a (-)	3	3	3	3	



2.4 풍력발전시스템의 고장 데이터 분석 방법

풍력발전시스템의 고장이 운전특성에 미치는 영향을 분석 하기위해 각 풍력발전시스템 제작사에서 제공한 모니터링 프로그램을 이용해 고장 데이터 및 실제 발전량을 획득하였다. 그리고 획득된 고장 데이터를 이용해 설비 가동률을 계산하여 고장이 실제 발전량에 미친 영향을 분석하고, 또한 고장 원인을 분석하여 풍력발전단지 운영 기술 확보에 기여하고자 한다.

2.4.1 VESTAS 풍력발전시스템 모니터링

VESTAS사 풍력발전시스템 고장 데이터는 제작사에서 제공한 Fig. 6의 모니터링 프로그램(Vestas Remote Panel for Windows)을 통해 12개 카테고리로 분리된 270여개의 고장 내용을 알 수 있다[10-11]. Fig. 7은 프로그램을 이용하여 수집한 고장 데이터의 내용이다. 고장에 의한 운전정지는 시스템의 허용운전범위를 벗어 날 때 각 센서로부터 40ms, 100ms, 1s, 10s로 모니터링되며 이 경우 시스템은 Emergency stop, Stop 및 Pause 상태로 된다.

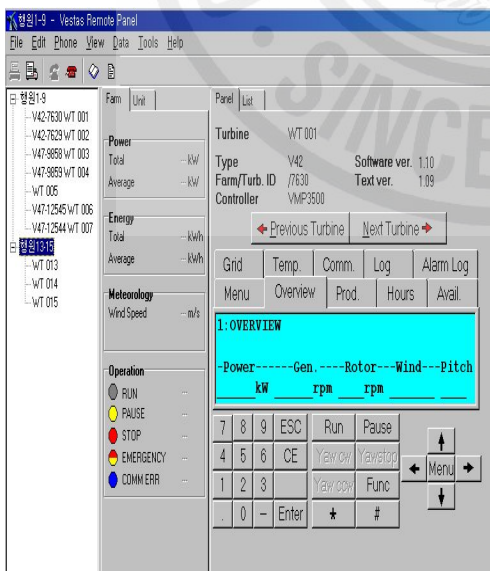


Fig. 6 Remote panel

1T Alarm log from Vestas Remote Panel

```
File name       : C:\WHPW9858\ALOG00.TXT
Written        : 23-Oct-2006 14:48:33
Turbine name   : Je ju 3
Turbine type   : U47
Turbine number : 9858
Farm number    : 3
Remote control no. : 3
Program release : 1.12 17-Mar-2003 14:18:51
Processor type : UMP3500
```

Date	Time	Message	Value
06-May-2006	14:31:24.00	Error temp.sensor R503	205
09-May-2006	22:00:25.00	Error temp.sensor R503	205
10-May-2006	14:42:05.00	Error temp.sensor R503	205
10-May-2006	14:59:25.00	High temperature Gen1	163
11-May-2006	11:51:35.00	High temperature Gen1	183
11-May-2006	21:22:17.00	Error temp.sensor R503	205
12-May-2006	08:14:51.00	Error temp.sensor R503	205
12-May-2006	08:15:04.00	High temperature Gen1	172
13-May-2006	06:47:05.00	Error temp.sensor R503	205
13-May-2006	06:47:14.00	High temperature Gen1	185
16-May-2006	11:59:45.00	High temperature Gen1	151
21-May-2006	20:09:17.00	Error temp.sensor R503	205
22-May-2006	20:34:24.00	High temperature Gen1	182
24-May-2006	19:47:53.00	Error temp.sensor R503	205
24-May-2006	19:48:04.00	High temperature Gen1	163
25-May-2006	09:29:06.00	Error temp.sensor R503	205
25-May-2006	09:52:24.00	ExEx low voltage L1	2840
26-May-2006	00:14:14.00	High temperature Gen1	162
27-May-2006	05:58:04.00	High temperature Gen1	153
03-Jun-2006	19:13:53.00	Error temp.sensor R503	205
04-Jun-2006	17:49:11.00	High temperature Gen1	183
09-Jun-2006	12:49:00.00	High temperature Gen1	173
09-Jun-2006	18:25:10.00	High temperature Gen1	168
11-Jun-2006	02:29:39.00	Error temp.sensor R503	205
11-Jun-2006	02:29:59.00	High temperature Gen1	154
13-Jun-2006	02:53:31.00	Error temp.sensor R503	205
15-Jun-2006	20:39:16.00	Error temp.sensor R503	205

Fig. 7 Alarm log error list

2.4.2 NEG-MICON 풍력발전시스템 모니터링

NEG-MICON사 풍력발전시스템의 고장 데이터는 제작사에서 제공한 Fig. 8의 모니터링 프로그램 WindMan98에 의해 획득하였으며, Fig. 9는 모니터링에 의해 획득한 데이터 내용이다. NEG-MICON 풍력발전시스템은 120개의 고장내용이 있고, 각 고장내용마다 시스템 설치 시점부터 모니터링 시점까지 발생한 총 고장횟수와 시간을 알 수 있다. 또한 모니터링을 통해 실제발전량 및 설비 이용률을 획득하였다[12].

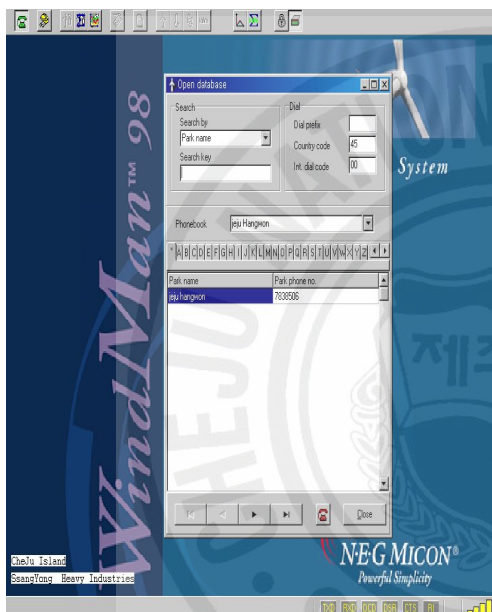


Fig. 8 WindMan98 monitoring program

0000	Failurefree system	0	0.0	00/00/00	00:00:00
0001	Grid spikes	6	0.3	05/11/17	09:13:53
0002	Overvoltage	0	0.0	00/00/00	00:00:00
0003	Undervoltage	5	0.1	02/03/21	11:30:51
0004	Low frequency	25	8.1	05/07/20	14:36:23
0005	High Frequency	63	49.8	05/07/20	14:35:45
0006	Phase sequence	3	11.6	03/03/20	16:08:06
0007	Grid drop voltage	91	102.9	05/09/05	12:56:10
0008	Grid drop current	0	0.0	00/00/00	00:00:00
0009	Phase asymmetric	15	317.0	04/02/12	14:43:52
0010	Power recognized	120	1.9	05/12/20	14:57:31
0011	Phase asymmetric U.	16	8.2	02/03/21	11:32:17
0012	Rotor overspeed	3	39.3	01/12/14	17:13:39
0013	Generator overspeed 1	3	49.9	04/10/25	17:23:22
0014	Generator overspeed 2	2	49.3	04/10/25	17:23:22
0015	Overwind high	5	26.2	05/12/04	08:34:32
0016	Overproduction high	0	0.0	00/00/00	00:00:00
0017	Gear oil hot	7	514.8	02/10/19	04:29:33
0018	Thyristor overheat	0	0.0	00/00/00	00:00:00
0019	Ambient temperature low	5	0.0	04/06/20	17:47:37
0020	Generator G hot	0	0.0	00/00/00	00:00:00
0021	Main bearing hot	0	0.0	00/00/00	00:00:00
0022	Max cut-in	4	12.9	03/01/24	18:32:17
0023	Replace battery	2	43.8	04/07/04	19:35:27
0024	Generator g hot	0	0.0	00/00/00	00:00:00
0025	Vibrations	2	0.0	04/06/14	18:16:06
0026	Emergency stop	67	82.5	04/12/30	17:56:03
0027	Manual stop topbox	27	3.9	04/09/11	14:07:19
0028	90?outgaving	0	0.0	00/00/00	00:00:00
0029	By-pass feedback missing	0	0.0	00/00/00	00:00:00
0030	Generator G feedback missing	0	0.0	00/00/00	00:00:00
0031	Overload yawmotors	19	24.6	04/09/11	14:07:20
0032	Caliber brake hot	0	0.0	00/00/00	00:00:00
0033	Brake worn SIME	14	72.7	04/09/11	14:07:20
0034	Brake worn Suendborg	0	0.0	00/00/00	00:00:00
0035	Generator g feedback missing	0	0.0	00/00/00	00:00:00

Fig. 9 NM48/750 error list

2.4.3 고장 데이터 분석 방법

VESTAS 및 NEG-MICON 풍력발전시스템의 고장에 대한 설명은 각 제조사가 제공한 매뉴얼에 나와 있다. 그러나 제조사의 전문 정비요원이 읽고 이해 할 수 있는 수준이어서 매뉴얼 내용으로 우리 기술진이 고장내용을 해석하여 적용하기에는 어렵다고 할 수 있다. 본 연구에서는 분석기간 동안의 고장내용을 모두 정리 하여, 그 중 가장 고장시간이 긴 것부터 현장에서 그 원인을 조사하였다. 즉 풍력발전단지 운영 기술 확보를 위해 현장에서 매뉴얼을 참고하면서 시스템의 고장원인을 조사하였다.

Ⅲ. VESTAS 풍력발전시스템 운전특성 분석

3.1 V42-600kW 1, 2호기 연별 운전특성 및 고장분석

풍력발전시스템 V-42 600kW 1, 2호기에서는 연별에 따른 운전특성 및 고장분석을 하였다. 즉 해에 따른 기상측정 데이터 및 풍력터빈 고장의 특징을 비교하여 고장이 운전특성에 미친 영향을 분석하고, 고장 원인을 분석하여 설비 가동률 및 이용률 향상에 기여하고자 한다. 기상측정 및 고장 데이터는 2005, 2006년 각 4월에서 9월까지의 데이터를 이용하여 분석하였다.

3.1.1 기상측정 자료 분석

Fig. 10은 2005, 2006년 월 평균풍속을 나타낸다. 여기서 2005년 풍속 데이터는 당시 기상측정마스트의 45m 풍속계의 고장으로 인해 37.5m 높이의 데이터를 풍력발전시스템 허브 높이인 45m로 보정하여 평균풍속을 구하였으며, 2006년에는 45m에서의 실측 데이터로 평균풍속을 구하였다. 평균풍속의 보정은 지표의 상태를 고려한 식 (3.1)의 멱(冪)법칙(Power law)을 이용하여 구하였다.

$$V_z = V_h \left(\frac{z}{h} \right)^\alpha \quad (3.1)$$

여기서, V_z, V_h : 지상으로부터의 높이 z 및 h 에서의 풍속

α : 멱지수

지표상태를 고려하는 보정계수인 멱지수는 30m와 37.5m 실측 풍속으로 구하였고, 계산된 멱지수 값은 약 0.104였다. Fig. 11에 이 값으로 37.5m이상의 높이에서의 풍속을 구한 값을 그 이하의 높이에서의 실측값과 함께 나타냈다.

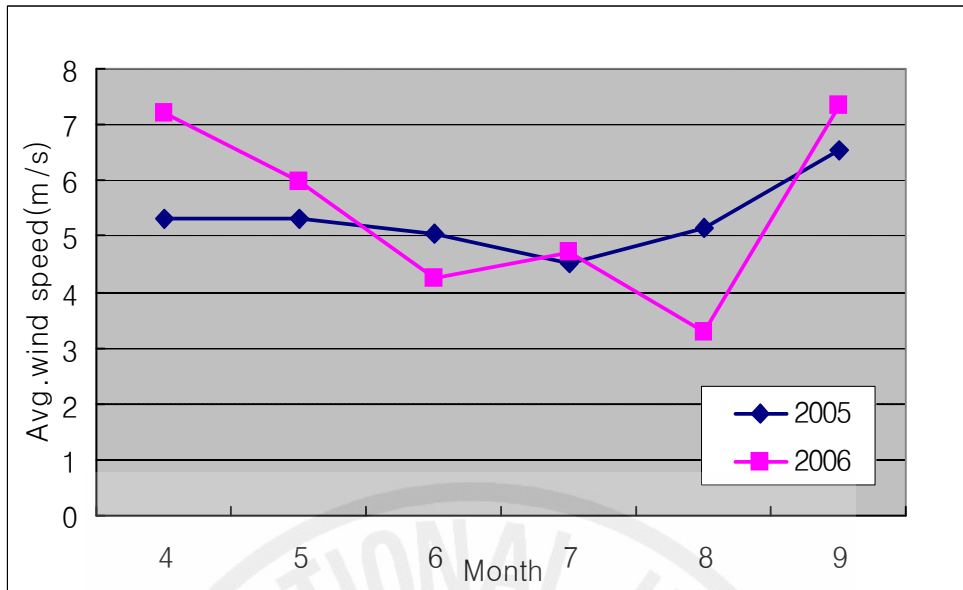


Fig. 10 Inter-annual monthly average wind speed

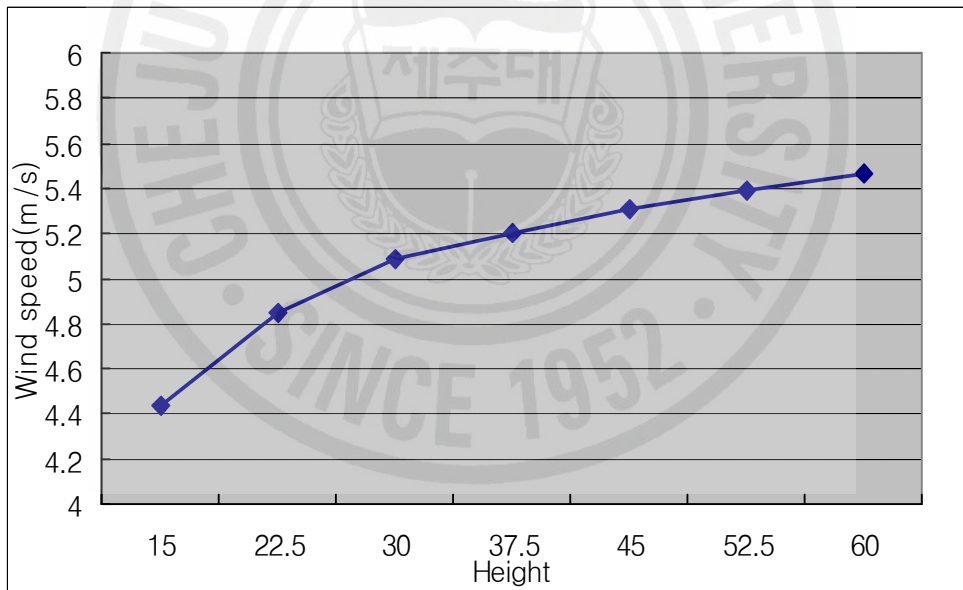


Fig. 11 Application of power law

Fig. 10을 보면 2005년에는 7월에 가장 낮은 4.5m/s, 9월에 가장 높은 6.5m/s의 평균풍속을 보이고 있으며, 2006년에는 8월에 가장 낮은 3.3m/s를 9월에 7.3m/s의 가장 높은 풍속을 보이고 있다. 이렇게 두해 모두 9월에 가장 높은 풍속을 보인

것은 2005년에는 나비, 2006년에는 산산 태풍의 간접 영향권에 있어서 높은 평균 풍속을 보였다. 전체 평균풍속은 각 5.3m/s, 5.5m/s로 측정기간이 우리나라 기후 특성 상 가장 바람이 적은 기간인 것을 감안하면 행원 풍력발전단지는 우수한 사이트라고 볼 수 있다. 또한 2005년에 비해 2006년에 풍속의 변화가 월별로 많은 차이를 보이고 있다. Fig. 12은 2005년도, Fig. 13는 2006년도 행원지역에서 측정기간 동안의 바람장미를 나타낸다. 2005년에는 주풍향이 거의 80%가 북쪽과 북북동으로 거의 일정하게 불고 있으나, 2006년에는 서쪽과 동북동이 주 풍향을 이루는 가운데, 풍향변화가 빈번하여 2005년과는 전혀 다른 바람장미를 보이고 있다. Fig. 10, 12, 13으로부터 해에 관계없이 기상 데이터가 일정하다고 할 수 없으며, 신뢰성 있는 기상 데이터를 확보 하려면, 5년 정도는 기상 데이터를 수집해야 한다는 기상학자들의 주장을 뒷받침하고 있다.

Fig. 14는 2005년, 2006년도 행원지역 풍력에너지밀도를 나타낸다. 2005년도에는 월에 따라 완만한 변화를 보였고, 2006년에는 풍력에너지 밀도가 월에 따라 많은 차이를 보였다. 또한 2006년 4월의 경우 평균풍속은 9월보다 낮았지만 제일 높은 582W/m^2 의 에너지밀도를 보인 것은 15m/s 이상의 높은 풍속의 빈도수가 9월에 비해 많기 때문인 것으로 확인되었다.

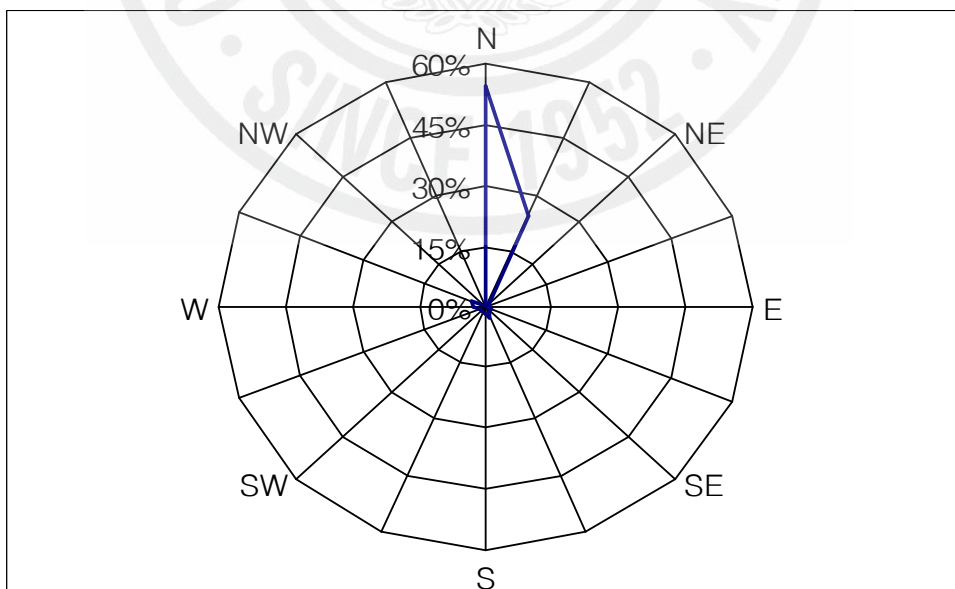


Fig. 12 Wind rose in 2005

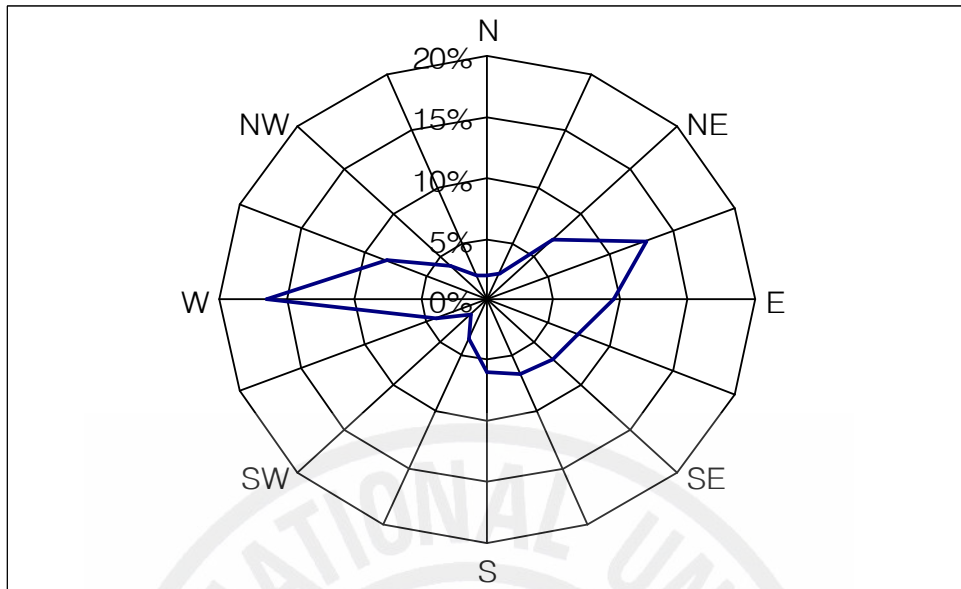


Fig. 13 Wind rose in 2006

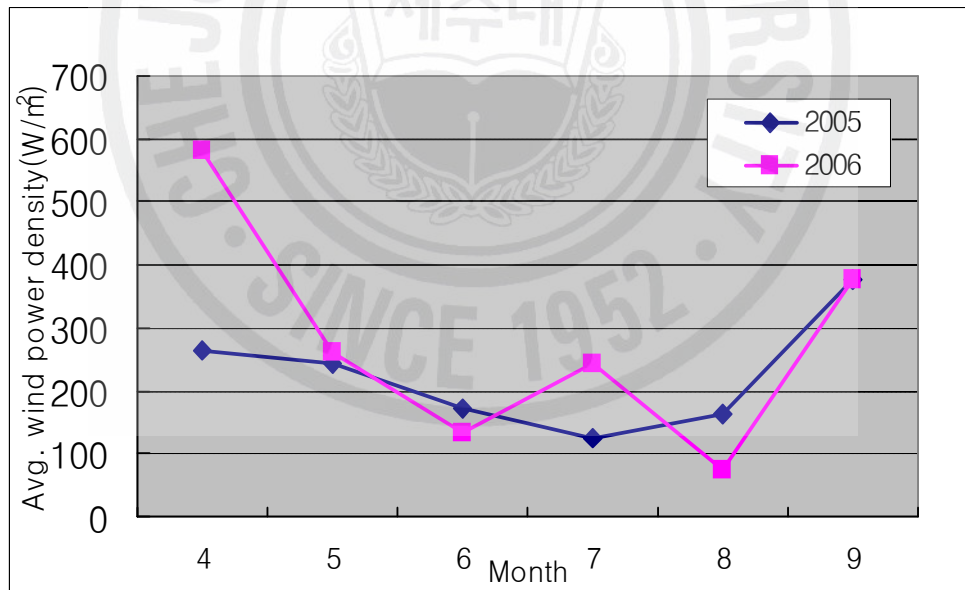


Fig. 14 Inter-annual monthly average wind power density

Fig 15는 난류강도, Fig. 16은 표준편차를 이용하여 표현한 2005년 37.5m에서의 난류특성을 나타낸다. Fig. 15는 곡선, Fig. 16은 직선을 기준으로 A구역은 고

난류특성을 나타내고 B구역은 저 난류 특성을 나타낸다. 안전 및 피로 하중에 심각한 결과를 초래할 수 있는 풍속 15m/s 이상에서의 난류강도 및 표준편차가 전부 B구역에 위치하고 있어 저 난류특성인 것을 알 수 있다.

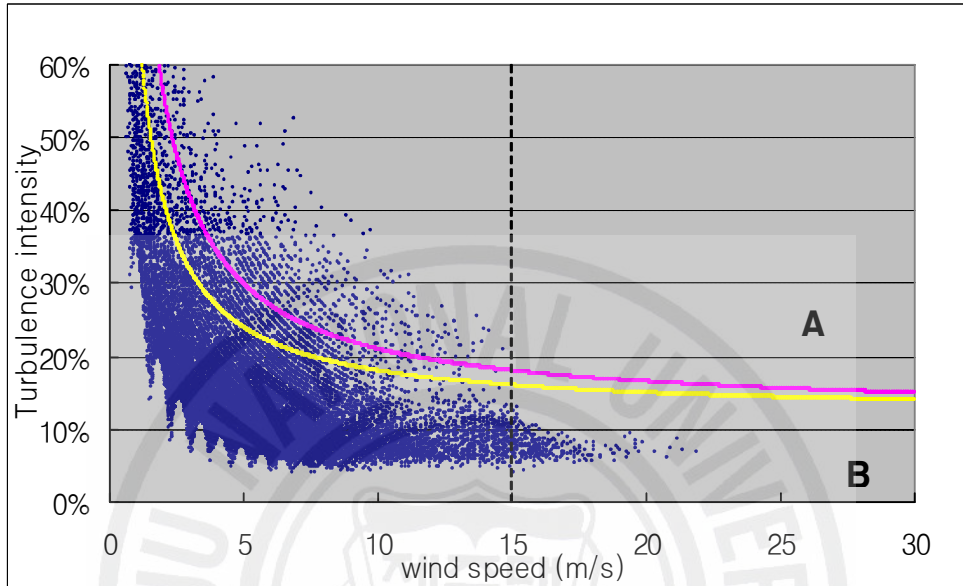


Fig. 15 Turbulence intensity vs. wind speed in 2005

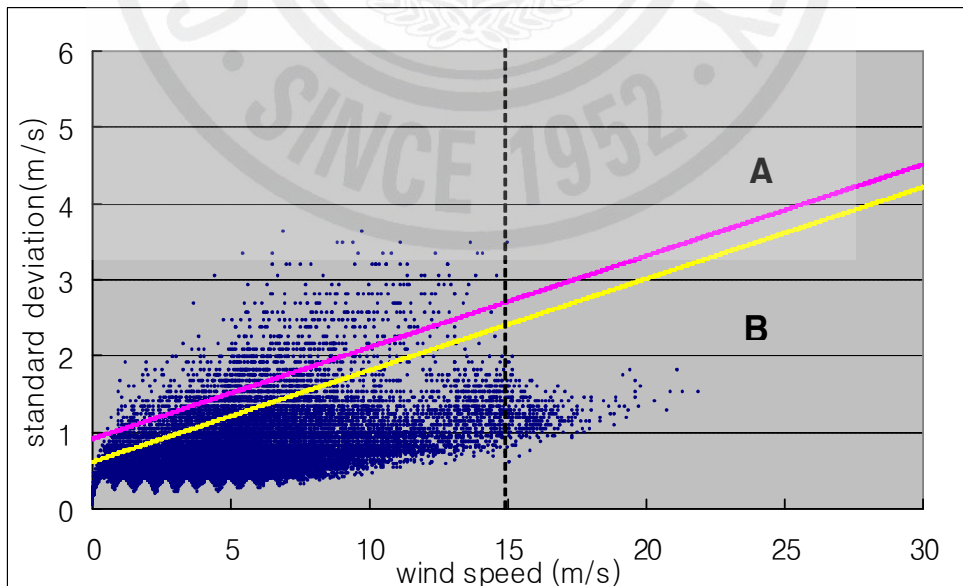


Fig. 16 Standard deviation vs. wind speed in 2005

Fig. 17, 18은 2006년 37.5m에서의 난류특성을 나타낸다. 풍속 15m/s 이상에서의 난류강도와 표준편차 값들 중 9.2%의 값이 A구역에 분포하고 있어 고 난류 성분이 있음을 확인 할 수 있다. 이는 확인 결과 대부분의 데이터가 2006년 7월 10일 제주도를 통과한 태풍 에위니아(EWINIAR)의 직적접인 영향권에 있어 태풍이 지나가는 동안 고 난류특성을 보인 것이다. 2005년 9월에는 태풍 나비(NABI)가 발생하여 우리나라를 지나갔지만 태풍의 간접영향권에 있어서 오히려 평균풍속의 상승 등 풍력발전에는 유리한 결과를 가져왔다. 따라서 태풍의 직접 영향권에 있을 때에는 난류 강도가 커지고 안전 문제나 피로하중에 심각한 문제가 발생 할 수 있다고 생각된다[13].

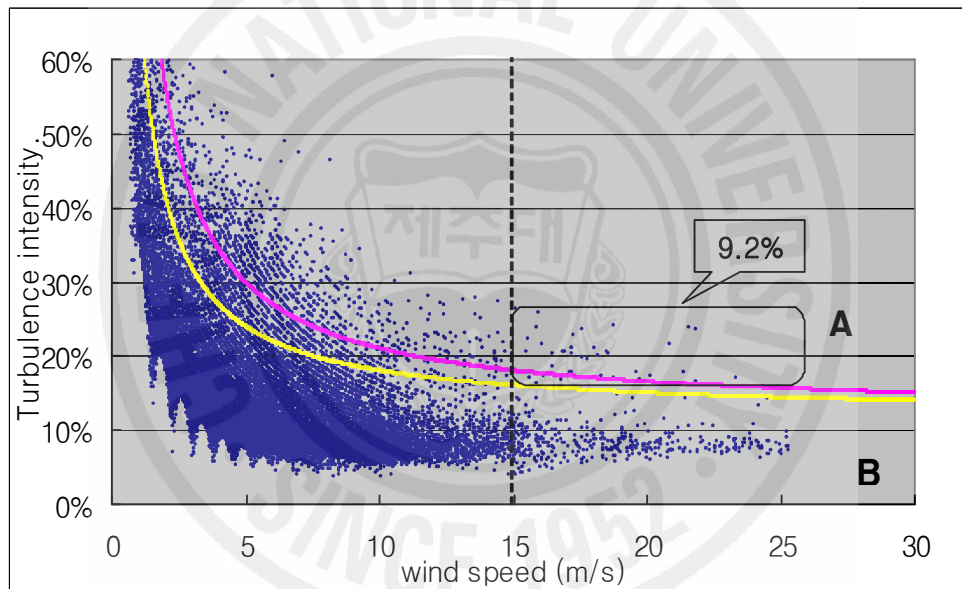


Fig. 17 Turbulence intensity vs. wind speed in 2006

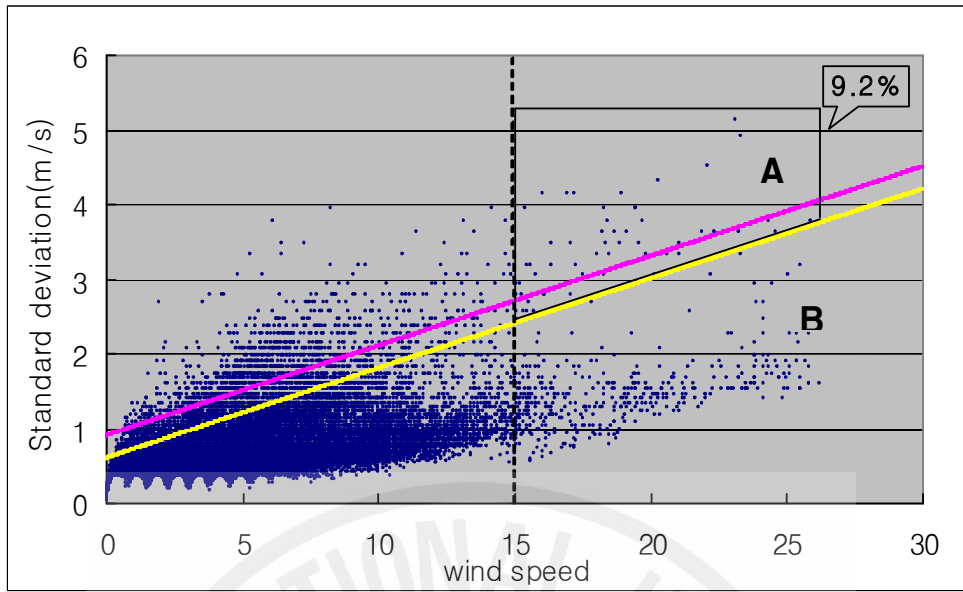
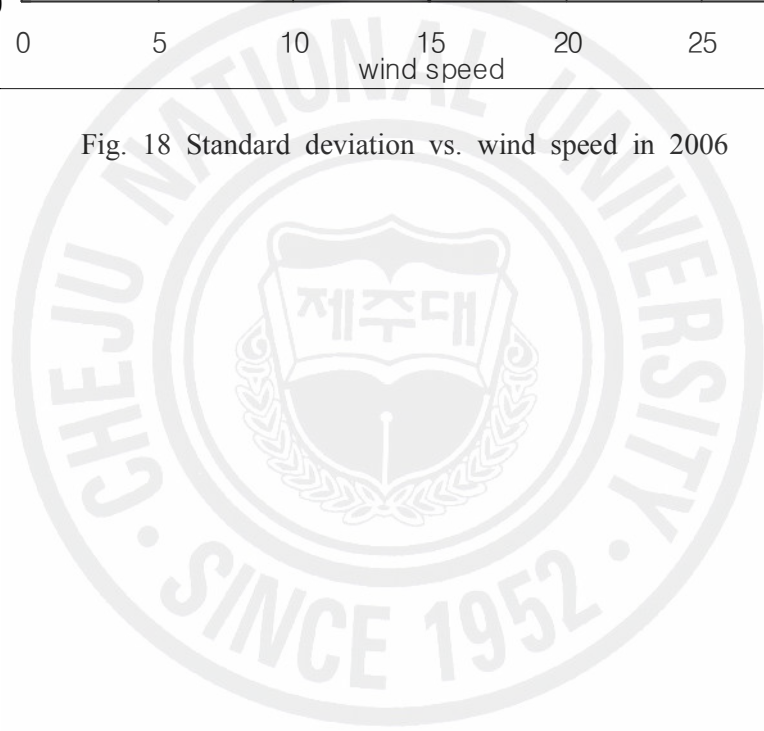


Fig. 18 Standard deviation vs. wind speed in 2006



3.1.2 고장 영향 분석

기상측정마스트에서 얻은 데이터와 VESTAS사에서 제공된 출력성능곡선으로 예상 발전량을 산출하였다. 그리고 실제 발전량과 비교하여 고장이 발전량에 미친 영향을 분석하였다. 표 1, 2는 각 2005, 2006년 풍력발전시스템의 월별 고장 횟수 및 시간 그리고 설비 가동률을 정리한 것이다. 설비가동률은 다음 식 (3.2)로 구하였다.

$$Availability = \frac{\text{총가동시간}}{\text{총운전시간}} \quad (3.2)$$

위 식에서 총 가동시간에는 고장, 정비, 점검 등에 필요한 운전휴지 시간을 포함하지 않는다.

2005년 표를 보면 1, 2호기 모두 평균 90% 이상의 가동률을 보이는 가운데 1호기는 9월에, 2호기는 7월에 가장 많은 고장시간을 보이고 있다. 2006년의 경우 2호기는 2005년에 비해 고장 횟수 및 시간이 줄어들었지만, 1호기는 전체적으로 고장횟수는 많지 않았지만, 두 배 이상으로 늘어난 고장 시간을 보이고 있다.

Table 4 Duration of error and availability of V42-1, 2 in 2005

Month	2005					
	V42 - 1			V42 - 2		
	No.	Duration (h:m:s)	Avail. (%)	No.	Duration (h:m:s)	Avail. (%)
4	30	24:46:12	96.6		-	100
5	33	20:14:36	97.3	1	2:26:58	99.7
6	18	12:09:13	98.3		-	100
7	12	2:13:00	99.7	9	182:58:51	75.4
8	32	89:39:29	88.0	3	70:11:37	90.6
9	43	152:16:14	78.8	2	71:07:01	90.1
Total	168	301:18:44	93.1	15	326:44:27	92.5

Table 5 Duration of error and availability of V42-1, 2 in 2006

Month	2006					
	V42 - 1			V42 - 2		
	No.	Duration (h:m:s)	Avail. (%)	No.	Duration (h:m:s)	Avail. (%)
4	50	142:06:11	80.3	2	4:08:49	99.4
5	44	104:54:55	85.9	2	3:47:13	99.5
6	8	66:35:15	90.8	3	1:04:47	99.8
7	21	131:53:34	82.3	7	4:31:49	99.4
8	8	99:56:31	86.6	13	199:22:03	73.2
9	11	170:37:18	76.3	1	75:50:19	89.5
Total	139	716:03:44	83.7	28	288:45:00	93.4

Fig. 19, 20은 2005, 2006년 각 예상 발전량 및 실제 발전량의 비교를 나타낸다. 2005년 그림을 보면 예상 발전량과 실제 발전량이 비슷한 가운데, 표 1에서 고장으로 인한 정지시간이 가장 많은 9월(1호기), 7월(2호기)에 예상 발전량과 많은 차이를 보이고 있어 고장이 발전량에 절대적인 영향을 미치고 있음을 알 수 있다. 그런데 2호기의 경우 9월에 높은 평균풍속에 고장으로 인한 정지시간이 많지 않음에도 불구하고 낮은 발전량을 보인 것은 확인 결과 풍력발전시스템의 하프 운전(Half operation)으로 인한 결과였다. 여기서 하프운전은 시스템 내 구성부품의 고장으로 시스템 안정을 위해 전력 생산량을 인위적으로 정격출력의 절반만 생산하도록 조치를 취하는 것이다. 즉, 당시 2호기는 K700(Bypass contactor) 접촉면 불량으로 많은 전력을 받아들일 수 없어 시스템 안정을 위해 정격출력 600kW의 시스템을 인위적으로 최대 300kW만 생산할 수 있도록 조치를 취하여 많은 전력을 생산하지 못했다. 2006년에는 1, 2호기 모두 비슷한 모양의 발전량 곡선을 보이지만 1호기의 경우 2호기와 많은 발전 차이를 보이고 있는 것은 고장 정지시간과 더불어 VRCC(Vestas Rotor Current Control) 이상으로 인해 하프 운전상태 (2006년 5월~9월) 인 것으로 확인되었다. 2호기는 가장 많은 정지 시간을 보인 8월에 가장 낮은 발전량을 보이는 가운데 전체적으로 설비 가동률이 높고 국지 풍속이 우수하여 예상 발전량보다 많은 발전량을 보인 것이라 생각된다. 또한 예상 발전량 산출은 시스템 제작사의 출력성능 곡선을 가지고 산출하기 때문에 출력성능곡선에 포함된 불확실성이 고려되지 않았다고 볼 수 있으므로 어느 정도의 오차는 감안해야 한다.

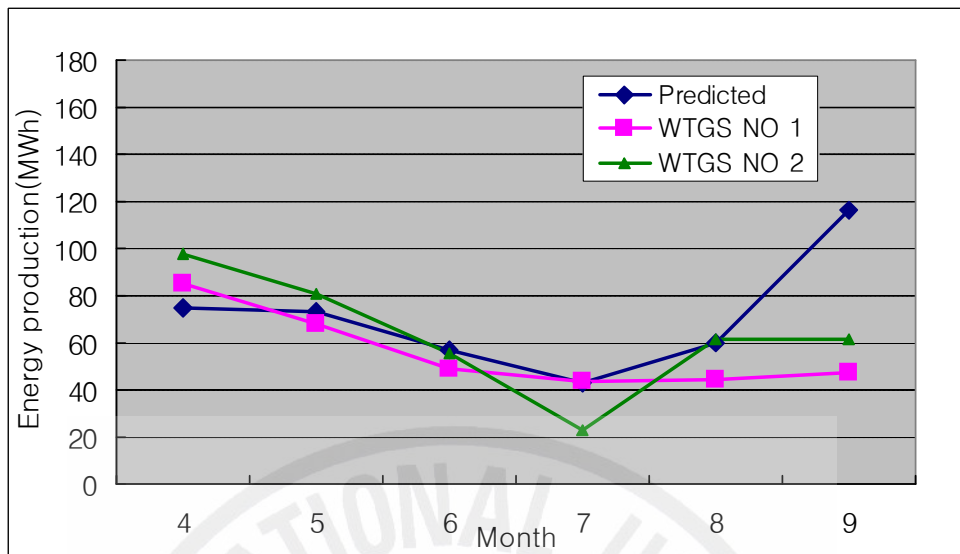


Fig. 19 Comparison of predicted and actual energy production of WTGS in 2005

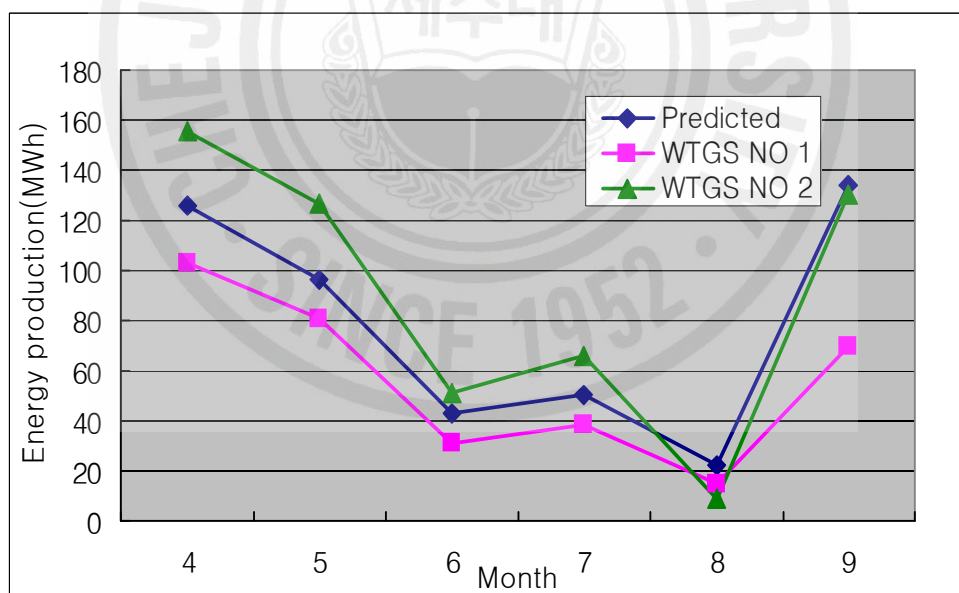
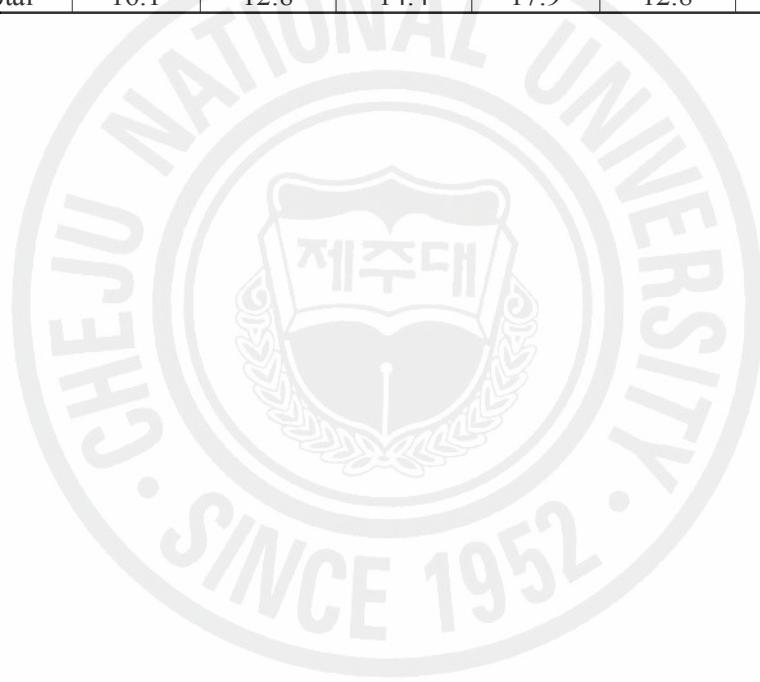


Fig. 20 Comparison of predicted and actual energy production of WTGS in 2006

Table 6은 연도별 예상 및 실제 설비 이용률 C.F.를 나타낸다. 예상 발전량과 실제 발전량 비교 그림과 마찬가지로 설비 이용률도 비슷한 수치 차이를 보이는 것은 당연하다고 할 수 있다.

Table 6 Inter-annual predicted and actual C.F. for V42-1, 2

Month	2005			2006		
	prediction	V42-1	V42-2	prediction	V42-1	V42-2
4	17.5	19.8	22.6	29.2	23.9	36.0
5	16.5	15.3	18.6	21.6	18.1	28.4
6	13.2	11.3	12.8	9.9	7.3	11.9
7	9.6	9.8	5.3	11.5	8.7	14.7
8	13.4	10.0	14.3	5.0	3.3	2.0
9	26.9	11.0	14.2	31.0	16.1	30.2
Total	16.1	12.8	14.4	17.9	12.8	20.4



3.1.3 시스템 고장 원인 분석

덴마크 VESTAS사의 풍력발전시스템은 12 카테고리에 270여개의 고장 내용이 있다. Table 7은 모니터링 기간 동안 나타난 고장 내용 중 많은 정지 시간을 보인 것을 정리하였으며, 100시간 이상의 정지시간에는 음영 표시를 하였다. 여기서는 가장 많은 정지 시간을 보인 고장에 관하여 설명하고자 한다.

2005년도에서는 1호기, 2006년도 2호기에서 'Low gear oil pressure'가 가장 많은 정지 시간을 보였다. 이 고장은 기어오일 시스템에서 누유나 오일 필터이상으로 인해 오일 압력이 떨어졌을 때 S412(압력스위치센서)에서 감지하여 풍력터빈을 멈추는 고장이다. 필터는 6개월에 1번씩 교체해야 하며, 운전요원이 해당 풍력터빈을 점검 후 재가동해야 한다. 여기서는 오일 누유로 인해 압력이 낮아진 것으로 확인되었다.

'Thermoerror yawmotor F__' 고장의 경우 1호기에서 2005년도에 비해 2006년도에 많은 정지 시간을 보였다. V-42 기종에는 요 모터가 2개가 있는데 1개의 요 모터에 이상이 있을 때 나머지 한 개의 요 모터에 과부하가 걸리면서 발생하는 고장이다. 앞의 바람장미 그림에서 보듯이 2005년에 비해 2006년에 많은 풍향의 변화가 있었으므로 요 작동이 많아지면서 한쪽 요 모터 키가 점점 마모되면서 헛돌아 한쪽에 과부하가 걸리는 고장이 발생한 것으로 확인되었다.

2005년, 2006년에는 'High gear temperature: __℃'가 1호기에서 많은 정지시간은 아니지만 가장 많은 고장 횟수를 보이고 있다. 이 고장은 기어내부의 온도가 20초 동안 80℃를 넘었을 때 나타나는 고장이며, 기어 온도가 정상상태가 되면 자동으로 재가동 된다. 여기서는 15m/s 이상의 강풍이 발생하여 기어의 고속회전으로 온도가 상승하였는데, 오일 누유로 인해 냉각이 제대로 이루어지지 않아 고장이 발생하였다.

2005년 2호기에서는 'Trip Q8 Feedback error'가 가장 많은 고장시간을 보였다. 이 고장은 요 또는 유압 모터의 contactor가 달라붙어 피드백 신호가 없을 때 모터를 멈추기 위해 Q8(차단기)이 작동한 것이다. 여기서는 유압모터 contactor 이상으로 교체 후 재가동 되었다.

2006년 1호기에서 'Low workingpressure: __. _bar'는 유압 작동압력이 너무 낮을 때 나타나는 고장이다. 유압장치가 고장 나거나 터빈의 블레이드가 난류나

제어 오류로 인해 과하게 피치 되었을 때 나타나는 고장이며, 잠시 멈춤 상태에 있다가 자동으로 재가동 된다

‘ExEx low voltage L_: ___V’는 2기가 2005, 2006년 모두 발생하였다. 이 고장은 계통의 한 상이 80ms 동안 공칭전압의 25% 이상 떨어졌을 때에 나타난다. 사람이 느끼지 못할 정도의 정전과 같이 순간적으로 전압이 크게 떨어졌을 때에 나타나는 고장이며, 어느 정도의 시간이 흐른 후 자동 재가동이 된다. 여기서는 이 고장이 발생한 시점에 낙뢰가 집중적으로 발생한 것이 Fig 21에 의해 확인 되었으며, 낙뢰가 시스템 고장에 영향을 미치고 있음을 알 수 있다. 2006년도 1, 2호기에서 (*)시간은 다른 내용의 고장이 발생한 시점에 동시에 이 고장이 발생하여 처음 발생한 고장이 재가동 될 때까지 시간이 지체된 것이다.[14-15]

Table 7 Duration of inter-annual error for V42-1, 2

Error text	2005				2006			
	V42 - 1		V42 - 2		V42 - 1		V42 - 2	
	No.	Error Time	No.	Error Time	No.	Error Time	No.	Error Time
A Ctrl: -._ P.Vel :._ s					8	84:44:33		
Chock sensor triggered: ___ RPM					1	0:53:05	1	03:35:07
Emergency circuit open			2	71:48:50				
ExEx low voltage L_: ___V	3	3:11:47	3	2:48:35	6	00:37:03 (*)49:53:51	9	01:39:27 (*)69:30:14
Extream Frequency: ___ Hz					1	52:12:03	1	04:08:44
Frequency error: ___ Hz					1	52:12:08	1	04:08:49
High gear temperature: ___ °C	145	63:08:12			49	33:50:52		
Low gear oil pressure	11	208:57:36			2	78:46:03	9	198:48:42
Low workingpressure: ___ bar					15	151:50:26	1	03:39:12
Max. Windspeed acc. ___ m			1	54:07:42				
Thermoerror yawmotor F___	2	25:58:49			19	274:45:32		
Thermoerror hydraulicmotor			1	58:21:56				
Trip Q_Feedback error			5	140:09:08				

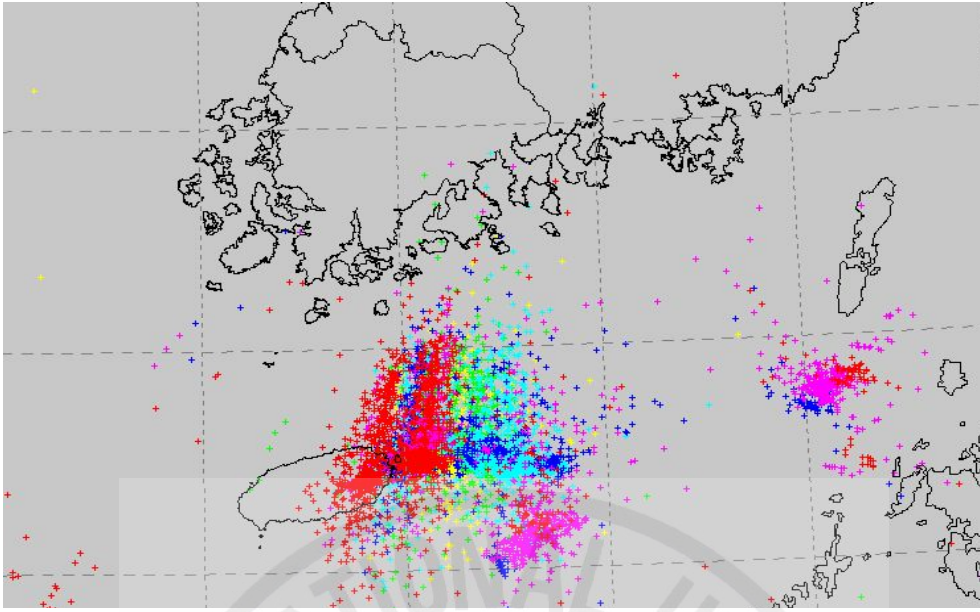


Fig. 21 Distribution of lightning (05. 7. 30. 21:30~ 22:00)

3.1.4 VESTAS 1, 2호기 운전특성 분석 결과

VESTAS 1, 2호기 연구에서는 풍력발전시스템의 운전특성과 고장원인을 연별로 비교 분석한 결과는 다음과 같다.

- (1) 풍속, 풍향, 태풍 등의 기상데이터가 연별로 많은 차이를 보였다.
- (2) 풍력터빈의 고장 정지로 인한 설비 가동률 하락이 발전 손실로 이어지는 것을 확인하였다.
- (3) 강풍, 낙뢰 등 기상조건 악화로 인한 시스템 정지를 확인할 수 있었고, 이에 대한 대책이 연구되어야 한다.
- (4) 기어박스, 유압모터 등의 구성부품 고장으로 인한 시스템 정지를 확인하였으며, 유지보수 기술 확보가 시급하다.

3.2 V42-660kW 3, 4, 15호기 운전특성 분석

V-47 3, 4, 15호기는 행원풍력발전단지 내 660kW의 대표기종으로서 99년 3월에 설치된 3, 4호기와 가장 최근에 설치된 15호기에 대한 시스템 고장의 영향과 원인을 분석하였다. 데이터 분석기간은 2005년 6월부터 10월까지이며, 기상조건 분석은 앞의 1, 2호기 분석기간에서 10월을 제외 한 나머지 기간이 중복되므로 앞의 분석내용을 참고하였다.

3.2.1 고장 영향 분석

앞의 3.1절 1, 2호기 분석에서 2005년 기상조건을 요약하면 9월에 태풍의 간접 영향권으로 인해 높은 평균풍속과 풍력에너지 밀도를 보였으며, 주 풍향은 북풍이며, 저 난류 특성을 보였다.

Table 8은 각 시스템 고장 발생 횟수 및 정지시간, 설비 가동률을 나타낸다. 3호기를 보면 6월에서 9월까지 100시간 이상의 많은 정지 시간을 보이며 전체 81.8%의 가동률을 보이고 있으며, 4호기의 경우 전체 90.2%의 가동률을 보이는 가운데 8월에 가장 많은 232시간의 정지시간을 보이고 있다. 2003년 4월에 설치된 15호기의 경우 고장 정지 시간이 거의 없는 99.6%의 설비 가동률을 보이고 있다.

Table 8 Duration of error and availability of V47-3, 4, 15

Month	V47 - 3			V47 - 4			V47 - 15		
	No.	Duration	Avail.	No.	Duration	Avail.	No.	Duration	Avail.
6	88	128:59:59	82.1	2	02:45:50	99.6	-	-	100
7	41	202:42:10	72.8	4	47:58:27	93.5	4	12:12:45	98.4
8	75	155:21:04	79.1	33	232:22:47	68.8		-	100
9	56	122:45:27	83.0	5	94:16:38	86.9	5	0:40:13	99.9
10	2	61:50:10	91.7	3	07:34:47	99.0	-	-	100
Total	262	671:38:50	81.8	47	384:58:29	89.5	9	12:52:58	99.6

기상측정 데이터는 10월을 제외하고 분석하였기 때문에 예상발전량 또한 6월에서 9월까지의 값만을 산출하였다. 10월 데이터를 제외한 이유는 기상측정 마스트의 노후로 인해 데이터 신뢰성이 떨어져 새로운 기상측정 마스트 설치하는 과정 동안 데이터를 수집하지 못하였다.

Fig. 22는 예상발전량과 실제발전량의 비교를 나타낸다. 3호기를 보면 예상발전량과 비슷한 곡선형태를 보이지만 발전량은 많은 차이를 보이고 있다. 이는 앞의 가동률에서 확인한 것처럼 매월 고장 정지 시간이 100시간 이상으로 정지 시간이 많았던 것이 원인이었고, 4호기의 경우 8월과 9월에 예상 발전량과 많은 차이를 보이고 있다. 이것은 8월의 경우 232시간으로 많은 고장 정지 시간을 보였던 것이 원인이었고, 9월의 경우는 태풍 나비의 간접영향권에 있어 12 ~ 17m/s의 높은 풍속을 보였지만 그때 고장이 발생하여 정지하였던 것이 예상보다 낮은 발전량을 보였다. 고장이 거의 없는 15호의 경우 앞 3.1절의 1, 2호기 분석에서 고장이 거의 없을 때는 예상 보다 실제발전량이 높았었지만 3, 4호기에 비해 발전량은 많았지만 예상보다 낮은 발전량을 보였다. 이것은 주 풍향이 거의 북쪽으로서 간섭의 영향이 없는 해안가에 위치한 1, 2호기 보다 풍력단지 중 가장 안쪽 내륙에 위치한 15호기의 국지적 위치가 불리하게 작용한 것으로 보인다.

Table 9는 발전량으로 산출한 분석기간 동안의 예상 및 실제 설비 이용률을 나타낸다. 측정기간이 바람이 제일 약한 달들이므로 표에서 C.F. 값은 모두 20% 이하이다. 그러나 바람이 강한 겨울철 데이터를 같이 계산한 이전 연구에서는 1년 C.F.가 27%였다[16-17].

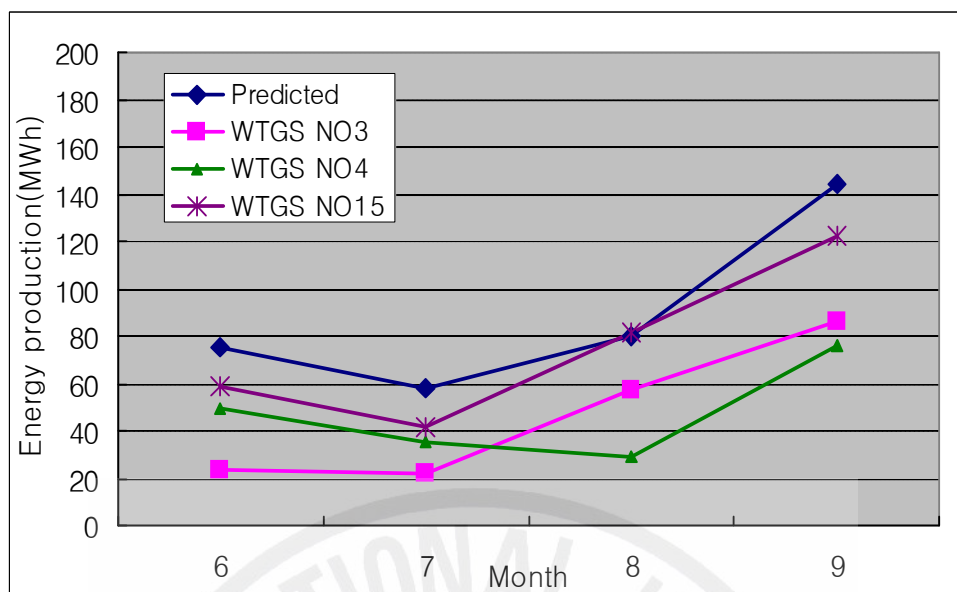


Fig 22. Comparison of predicted and actual energy production of WTGS

Table 9 Predicted and actual C.F.

Month	predicted	C.F.		
		V47-3	V47-4	V47-15
6	15.9	5.0	10.3	12.4
7	11.8	4.6	7.5	8.8
8	16.3	12.0	6.1	17.2
9	30.4	18.2	16.0	25.7
10	/	32.5	30.7	27.2
Total	18.5	14.2	13.8	17.9

3.2.2 시스템 고장 원인 분석

Table 10에 각 시스템별 고장내용에 따른 고장 횟수와 정지시간을 나타내었다. 여기서도 앞의 분석과 마찬가지로 각 시스템별로 고장 정지시간이 많은 것을 설명하였고, 그에 대한 수치는 음영 표시 하였다. 그리고 정지시간이 겹치는 부분은 (*)표시 하였다.

3호기에서는 " Error temp.sensor R___,___℃ " 가 가장 많은 정지시간을 보였다. 이 고장은 VESTAS 풍력발전시스템에는 7개의 온도센서(PT100)가 설치되어 있는데 그 중 한 온도센서가 2초 동안 200℃ 넘거나 -45℃이하로 떨어질 때 잠시 멈춤이 나타나는 고장이다. 여기서는 발전기의 온도센서가 감지하여 나타난 고장이었다. 이 고장과 연관되어 " High temperature Gen_:___℃ " 고장이 발생하였다. 이 고장은 발전기의 온도가 20초 동안 155℃ 넘었을 때 잠시 멈춤이 나타나는 고장이다.

4호기는 앞 절에서 분석하였던 " High gear temperature:___℃ " 고장이 가장 많은 정지시간을 보였다. 기어 내부의 온도가 80℃ 이상을 때 나타나는 고장으로 여기서도 기어오일의 누유로 냉각이 제대로 이루어지지 않은 것이 원인이었다. " Too many auto-restarts:___ "는 다른 고장 내용 중에 잠시 멈춤 후 자동 재가동되는 고장이 10회 발생하였을 때마다 모니터링 되어 나타나는 것으로 고장으로는 볼 수 없지만 관리자가 10회 발생한 고장내용을 점검하여 더 큰 고장으로 확대되지 않도록 관리해야 한다. 여기서도 3호기와 마찬가지로 " Error temp.sensor R___,___℃ " 고장이 발생하였는데 여기서는 기어베어링 온도센서(PT100)에서 감지되어 나타난 고장이었다. " Low oil-level, hydraulic " 고장은 유압 저장소의 오일수준이 낮아 비상 정지되는 고장이다. 여기서는 유압유의 누유가 원인이었고, 재 보충 후 재가동 되었다.

여기서도 전 시스템이 1, 2호기 때와 마찬가지로 " ExEx low voltage L_:___℃ " 고장내용을 보였다. 이것 역시 낙뢰로 인한 정지를 확인 할 수 있었다.

Table 10. Duration of error for V47-3, 4, 15

Error text	Wind turbine system					
	V47 - 3		V47 - 4		V47 - 15	
	No.	Duration	No.	Duration	No.	Duration
High gear temperature: ___ °C			22	187:49:47		
Error temp.sensor R ___, ___ °C	152	452:14:31	11	92:39:06		
Too many auto-restarts:___			7	(*)87:08:01		
ExEx low voltage L _: ___ °C	2	0:21:21	1	15:15:13	5	0:45:37
Low oil-level, hydraulic			1	88:24:05		
High temperature Gen _: ___ °C	103	207:21:06 (*448:51:39)				
Extr. Low voltage L _: ___ V	1	00:02:26	1	00:18:40		
Emergency circuit open	1	(*)00:11:37				
Feedback = __:Yaw CCW	1	(*)00:10:46				
Emerg.-> Stop, EMC not conn	1	(*)00:02:27				
Max. Windspeed acc. _	1	11:39:26			1	11:58:42
WATCHDOG was not triggered					2	0:07:39
RCC Timeout					1	0:01:00

3.2.3 VESTAS 3, 4, 15호기 운전특성 분석 결과

VESTAS 3, 4, 15호기 연구에서는 풍력발전시스템의 고장의 영향 과 그 원인을 비교 분석한 결과는 다음과 같다.

- (1) 풍속, 풍향, 태풍 등의 기상조건이 발전량에 영향을 미치고 있음을 확인하였다.
- (2) 최대로 발전할 수 있는 정격풍속 이상에서 오히려 오일 누유로 인한 온도 상승으로 시스템이 정지되면서 더 큰 발전 손실로 이어지는 것을 확인하였다.
- (3) VESTAS사 풍력발전시스템은 기어오일 누유 원인으로 인한 정지 시간이 상대적으로 많았고 이에 대한 유지보수 기술 확보가 필요하다.

IV. NEG-MICON 풍력발전시스템의 운전특성 분석

현재는 VESTAS사로 합병된 NEG-MICON사 NM-48 풍력발전시스템은 행원풍력단지 내 총 5기가 설치되어 있다. 그 중 가장 먼저 설치된 6호기와 그 후에 세워진 10호기를 선정하여 1년간의 기상측정 데이터와 고장 데이터를 분석하였으며, 또한 앞의 VESTAS사의 풍력발전시스템과 고장내용을 비교하여 제작사별 고장특성도 분석하였다. 데이터 획득 기간은 2005년 10월 24일부터 ~ 2006년 10월 23일까지의 데이터를 이용하였다.

4.1 기상측정 자료 분석

Fig. 23은 1년간의 월 평균풍속을 나타낸다. 전체 6.5m/s의 평균을 풍속을 보이는 가운데, 전체적으로 매월 평균풍속 변화의 차가 심하였다. 12월에 10.4m/s로 가장 높은 평균풍속을 보였고, 8월에 3.3m/s로 가장 낮은 풍속을 보였다. 이 시스템은 시동풍속이 4m/s것을 감안하면 8월은 발전되지 않은 시간이 많았을 것이라 예상할 수 있다

다음의 Fig. 24는 바람장미를 나타낸다. 앞의 분석 결과에서 2006년 봄·여름에는 서풍과 동북동으로 주 풍향을 보이는 가운데 풍향의 변화가 빈번하였으나 전체적으로는 앞의 주 풍향과 더불어 북서풍도 주풍향인 것으로 보아 가을·겨울에는 우리나라 겨울철 기후인 북서풍이 주 풍향이었다는 것을 알 수 있다. Fig. 25는 풍력에너지 밀도는 나타낸다. 평균 풍속과 마찬가지로 매월 풍력 에너지밀도의 차가 컸다. 평균 풍속이 가장 좋았던 12월에 1180W/m²의 가장 좋은 에너지 밀도를 보였고, 시동풍속이하의 평균풍속을 보였던 8월에 72W/m²의 풍력에너지 밀도를 보였다. 전체적으로는 434W/m²의 풍력 에너지밀도를 보였고, 400W/m² 이상이면 우수한 풍력발전단지이므로 행원 풍력발전단지는 우수한 사이트임을 알 수 있다. 또한 같은 계절에도 평균풍속과 에너지밀도의 값이 변화의 차가 큰 것은 풍력발전시스템 운전에도 많은 영향이 있었을 것이라 사료된다.

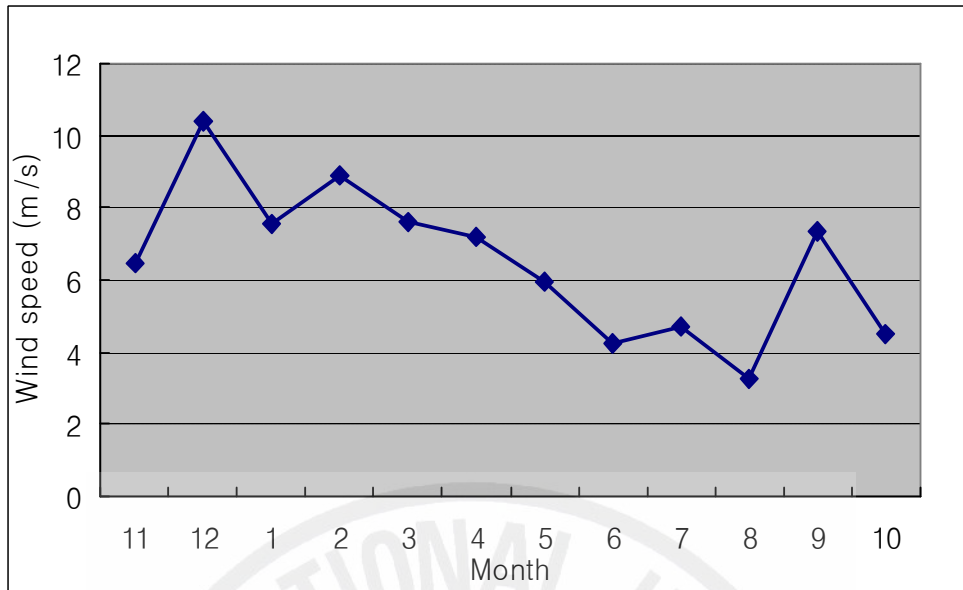


Fig. 23 Monthly average wind speed (2005.11~1006.10)

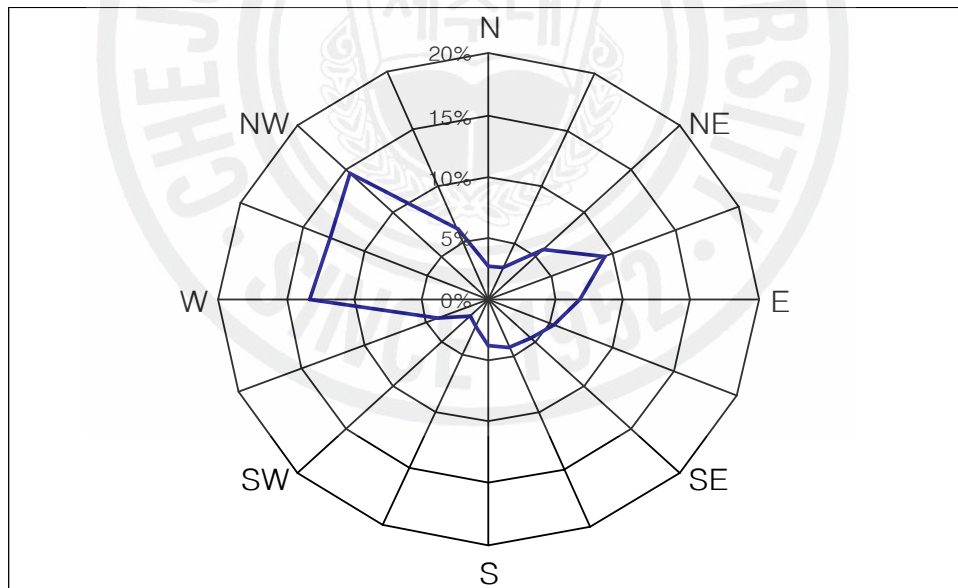


Fig. 24 Wind rose in Hangwon (2005.11~1006.10)

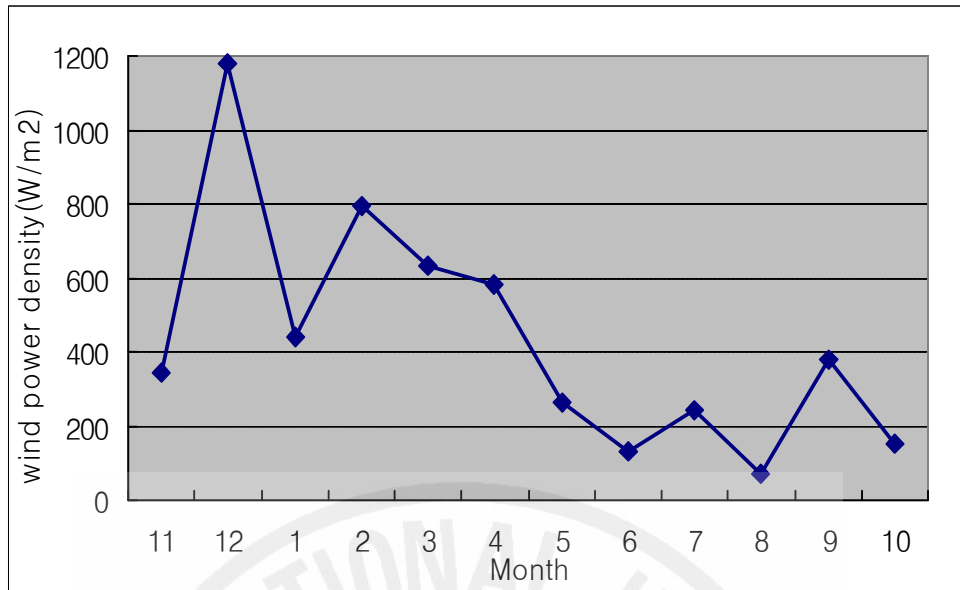


Fig. 25 Average wind power density (2005.11~1006.10)

Fig. 26, 27은 행원지역 1년간의 난류특성을 나타낸다. 분석 대상인 15m/s 이상에서의 평균풍속 데이터 수는 2054개이며, 그 중 4.0% 해당하는 82개가 고 난류 특성을 보였다.

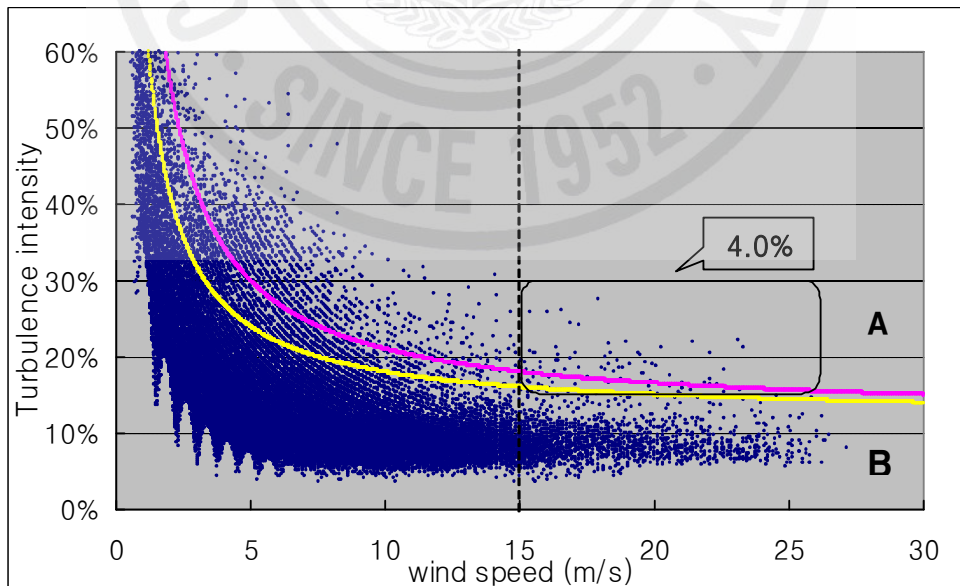


Fig. 26 Turbulence intensity vs. wind speed

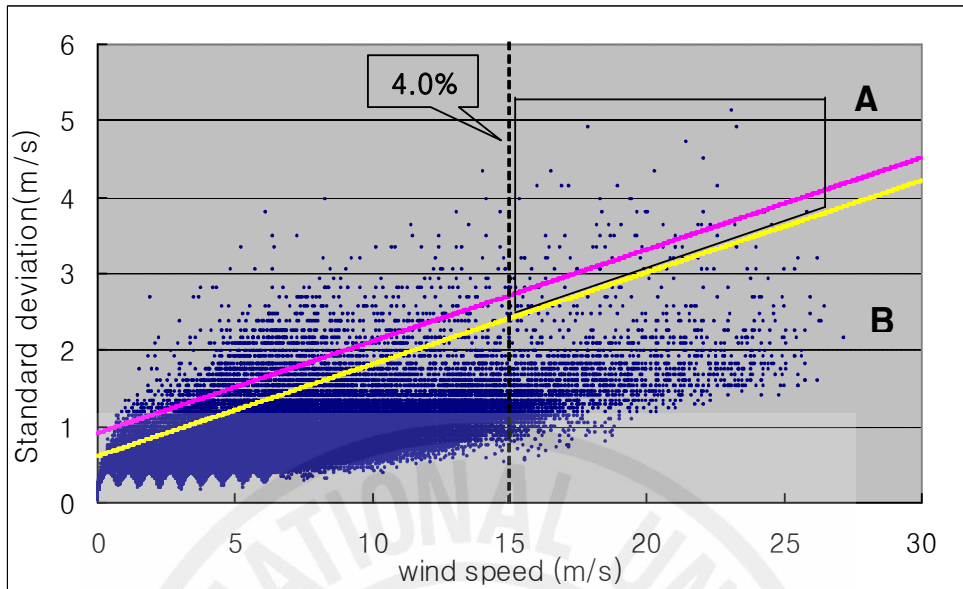
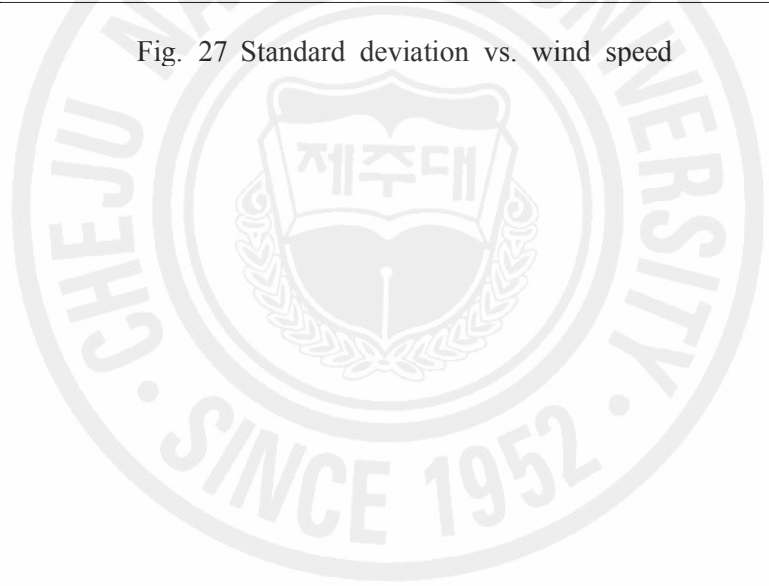


Fig. 27 Standard deviation vs. wind speed



4.2. 고장 영향 및 원인 분석

NEG-MICON사의 NM750/48 풍력발전시스템은 120개의 고장내용이 있다. 이 중 본 연구의 데이터 분석기간에 발생한 고장 내용을 Table 11에 정리하였다. NEG-MICON사 풍력발전시스템의 고장내용 저장 방식은 VESTAS사 풍력발전시스템에서 발생 때 마다 고장 발생 내용과 시간, 그리고 재가동 시간이 저장 되는 것과는 달리 발전기의 설치시점부터 모니터링 되는 시점까지 총 발생 횟수와 고장 시간이 저장되는 방식이므로 Table 11은 모니터링 된 총 고장 시간과 횟수에서 1년 전 모니터링 된 시점에서의 고장시간과 횟수를 빼서 산출된 결과이다.

Table 11 Duration of error for NEG-MICON WTGS

Error no.	Active Error Code	NM750-6		NM750-10	
		Event	Duration	Event	Duration
5	High frequency	10	5.2	13	2.7
7	Grid drop voltage	26	15.6	27	16.9
9	Phase asymmetric	73	880.9	0	0
10	Power recognize	47	0.8	43	0.7
15	Overwind high	2	27.1	3	11.3
23	Replace batter	2	(*)796	4	459.9
26	Emergency stop	1	2.6	58	248.2
37	Overwind	5	32.5	4	16.1
38	Untwisting CCW	7	2.7	7	129.4
43	24 V power missing	13	15.4	26	15.7
47	Stop via dataline	3	1.7	3	3.4
51	Processor 2 power up	19	14.9	18	15.4
62	Anemometer error 2	0	0	1	64.7
89	Control voltage missing	21	15.5	85	262.1
90	Overspeed guard	1	2.6	59	247.3
91	Vibration guard	0	0	42	62.2
1~120	the others	13	28.2	90	284.6
Total		243	1045.7	483	1156.7
Availability		88.1%		86.8%	

4.2.1 고장 영향 분석

Fig. 28은 예상 발전량과 실제발전량을 나타낸다. 모니터링 통신라인 문제로 인해 10호기에서는 실제 발전량을 획득하지 못하여 그림에는 표시하지 못했다. 고장으로 인해 88% 가량의 설비 가동률을 보인 6호기를 보면 전체적으로 예상발전량과 비슷한 산출량을 보이는 가운데 5, 6월에 예상 발전량과 차이가 있는 것으로 보아 이 시기에 고장으로 인한 정지 시간이 많았던 것으로 보인다. Table 12에서도 전체적으로 27.1%의 좋은 이용률을 보이는 가운데, 5, 6월에 예상과 실제 C.F. 가 차이가 있었고, 가동률에서 고장으로 인한 정지시간이 있음을 확인할 수 있다.

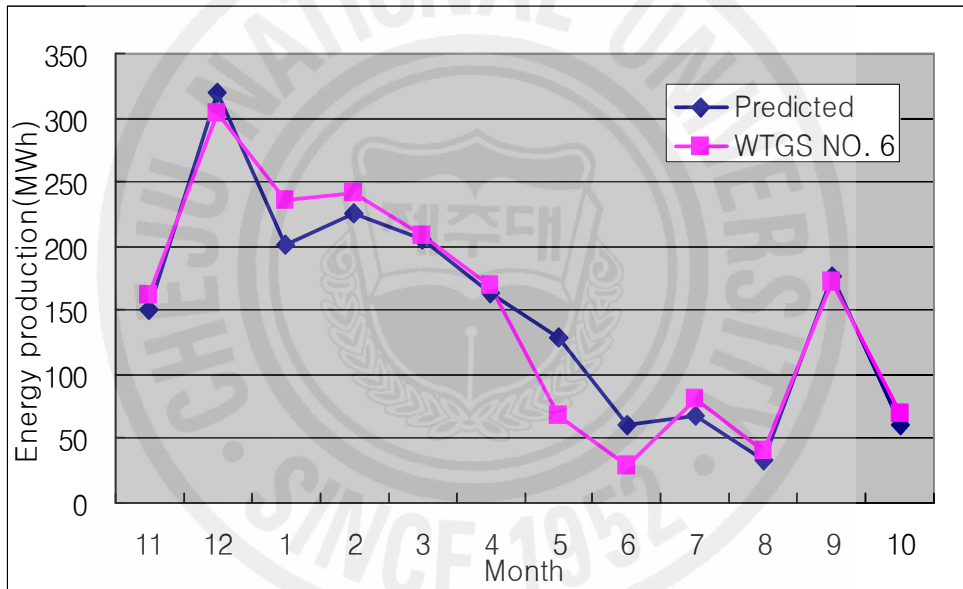


Fig. 28 Average wind power density

Table 12 Predicted and actual C.F., availability

(%)	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Avg.
Pre. C.F.	28.0	57.2	35.9	41.9	36.7	30.2	23.0	11.2	12.1	6.0	32.7	10.8	27.3
Act. C.F.	30.0	56.1	43.5	44.9	38.6	31.3	12.7	5.3	15.0	7.4	31.9	12.9	27.1
Avail.	95.9	96.2	99.1	99.6	93.9	93.9	34.9	26.5	97.9	99.6	99.9	99.8	86.4

4.2.2 고장 원인 분석

Table 11에서 고장 발생 시간과 횟수가 많고 특징이 있는 내용을 위주로 설명하고자 한다. 그리고 100시간 이상의 고장내용에는 음영 표시를 하였다. 각 고장에 대한 설명은 다음과 같다.

- High frequency : 계통선의 주파수인 60Hz 넘었을 때 나타나는 고장으로 300초 이상 지나면 자동적으로 재가동 된다.
- Phase asymmetric : 3상중 한 상의 전류가 다른 두상과 다를 때 나타나는 고장으로 관리자가 점검 후 원격이나 직접 재가동해야 한다.
- Overwind high : 풍속이 30m/s 이상일 때 발생하는 고장이다. 이 경우 안전정지 상태가 되며, 18m/s 이하로 떨어지면 자동적으로 재가동 된다.
- Replace batter : 이 내용은 고장이라기보다는 TAC(중앙제어기)의 batter가 407일이 지나면 소모되어 교체를 해야 하는 Alarm에 해당하는 내용이다.
- Emergency stop : 시스템 점검을 하기 위해 Emergency stop 버튼을 눌렀을 때 발생하는 내용이다. 점검 후 원격이나 직접 재가동해야 한다.
- Untwisting CCW : 요가 CCW 방향으로 2초 이상 꼬였을 때 정지하는 고장으로 중앙으로 돌아온 후 자동적으로 재가동 된다.
- Anemometer error 2 : 풍속이 3m/s 이하에서 생산되는 전력이 100kW를 넘었을 때 나타나는 정지하는 고장이다. 관리자가 점검 후 원격이나 직접 재가동해야 한다.
- Control voltage missing : Emergency 안전라인이 열렸을 때 발생하는 고장 내용이다.
- Overspeed guard : 과속 보호 장치가 작동되었을 때 발생하는 고장이다.
- Vibration guard : 진동 보호 장치가 작동되었을 때 발생하는 고장으로 풍속이 600초 동안 18m/s 이하로 떨어졌을 때 자동적으로 재가동 된다.

6호기에서는 Phase asymmetric 가 가장 많은 정지 시간을 보여 계통선의 불 평형으로 인한 고장이 자주 발생함을 알 수 있었고, (*)표시한 Replace batter 경우 시스템이 정지하는 고장이 아니므로 총 고장시간에는 포함하지 않았다. 전체

88%의 가동률을 보이는 것으로 보아 어느 정도는 고장으로 인한 발전량 손실이 있을 것으로 보인다. 10호기에서는 시스템 고장 발생 시 정비를 위해 Emergency stop 버튼을 자주 누른 것으로 확인되었다. 여기서는 풍속계 이상으로 점검하기 위해 Emergency stop 버튼을 눌렀던 것으로 확인되었으며, 수리 후 재가동 되었다.

4.2.3 NEG-MICON 운전특성 결과

NEG-MICON 6, 10호기 연구에서는 풍력발전시스템의 고장원인과 고장영향을 분석한 결과는 다음과 같다.

- (1) VESTAS 사의 시스템의 고장 원인을 보면 기어오일이나 유압유의 누유, 요모터 고장 등 기계적인 고장 정지 시간이 많았었지만 NEG-MICON 사의 시스템에서는 기계적인 결함 보다는 계통선상의 문제나 센서의 고장으로 인한 정지 시간이 많았던 것을 확인할 수 있었다.
- (2) 10호기의 고장내용 중 유지보수(속도계 수리)를 통해 시스템이 재가동 하는 것으로 보아 국내에서도 시스템 유지보수 기술 확보가 가능함을 확인하였다.

V. 결 론

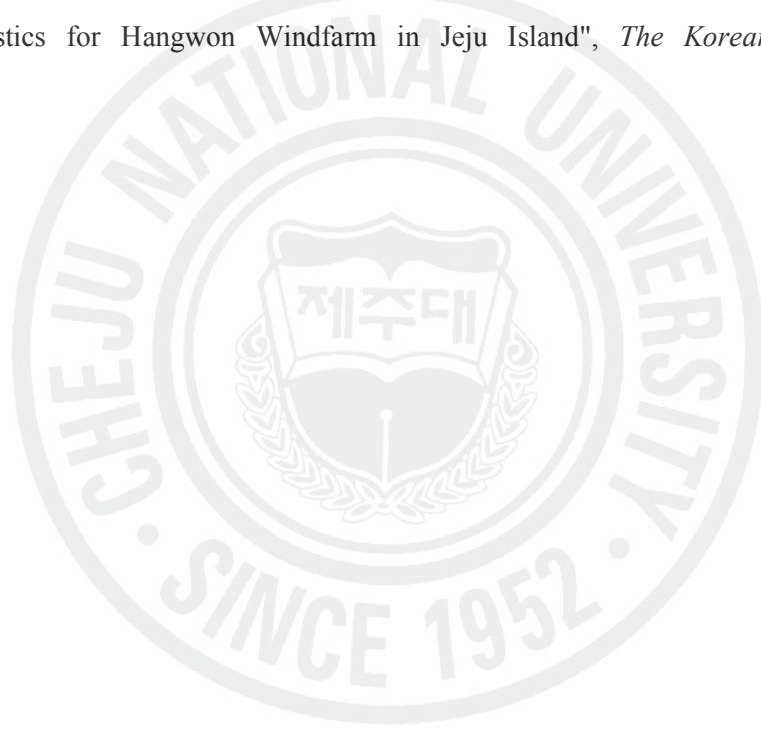
본 연구에서는 우리나라에서 처음으로 건설되어 상업 운전 중인 제주 행원풍력발전단지 내의 풍력발전시스템을 대상으로 풍력자원 분석과 연계하여 운전특성과 자주 발생하는 시스템 고장에 대한 원인을 분석하였으며, 그 결론은 다음과 같다.

- (1) 해에 따라 풍속, 풍향, 태풍 등 기상 조건이 다름을 확인하였고, 풍력터빈의 고장정지로 인한 설비 가동률 하락이 발전량 손실로 이어졌음을 확인하였다.
- (2) 강풍, 낙뢰 등 기상조건 악화로 인한 시스템 정지를 확인할 수 있었고, 이에 대한 대책이 연구되어야 한다.
- (3) VESTAS사 시스템은 기계적 구성품의 결함, NEG-MICON사 시스템은 센서 및 계통선상 결함이 자주 발생한 것으로 보아 시스템 제조사 별로 고장내용이 차이가 있음을 확인하였으며, 이 점을 고려하여 외국산 시스템 보급 시 국내 환경에 적합한 기종을 선택해야 할 것이다.
- (4) 국내에서도 시스템 일부 구성부품에 대해 유지보수가 가능함을 확인하였고, 시스템 구성 소모품에 대한 국산화가 필요하다.
- (5) 국내 풍력발전기 보급 확대를 위해서는 유지보수 기술 확보가 시급하고, 국산 풍력발전기가 개발되고 보급되어야 할 것이다.

참고문헌

- [1] March 30 2006, "International Wind Energy Development, World Market Update 2005, Forecast 2006-2010", *BTM Consult ApS*
- [2] Song, C. S., October 26 2006, "Wind of Gangwondo", *Hankyoreh*
- [3] Chun. J. S., May 9 2006, "Development of renewable energy- 'Yongdusami?' " *Segye*
- [4] Byun, S. H., 2003, "An Assessment for Production of Wind Farm in Hangwon Using Predicted Program", *Cheju national university*, pp.27~29
- [5] Byun, S. H., Ko, K. N., Huh, J. C., 200, "Application and Assessment of WASP for Hangwon Wind Farm ", *The Korean Solor Energy Society*, Vol.24. No. 3
- [6] Ko, K. N., Huh, J. C., 2006, "Wind power engineering guide" , *munundang*, pp.42~44
- [7] J.F. Manwell, J.G, McGowan A.L. Rogers, 2002, "Wind Energy Explained", *JOHN WILEY & SONS,LTD*
- [8] Tony Burton, David Sharpe, Nick Jwnkins, Ervin Bossanyi, 2001, "WIND ENERGY HANDBOOK", *JOHN WILEY & SONS,LTD*
- [9] IEC, 1999, "IEC 61400-1 : Safety requirements", *International Electrotechnique Commission*, pp.19~22
- [10] VESTAS, 1997, "V42-600 system manual : error and log list", *VESTAS*, pp.1~48
- [11] VESTAS, 1998, "V47-660 system manual : error and log list", *VESTAS*, pp.1~48
- [12] NEG-MICON, 1999, "Stop and reset function for NM750/48 60Hz/600V Standard", *NEG-MICON*, pp.1~40
- [13] Ko, K. N., Kim, K. B., Huh J. C., 2006, "Effect of Typhoon for Wind turbine in Jeju Island", *Korea Wind Energy Association*

- [14] Kang, M. J., Ko, K. N., Huh, J. C., 2006, "Error Analysis for Wind Turbine Generator Systems of Hangwon Windfarm in Jeju Island", *Korea Wind Energy Association*
- [15] Kang, M. J., Ko, K. N., Huh, J. C., 2006, "In-ter-annual Operation Characteristics and Error Analysis of Wind Turbine Generator System", *The Korean solar energy society*
- [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. H., Huh J. C., 2005, "Evaluation of Operation Characteristics for Hangwon Windfarm in Jeju Island", *The Korean solar energy society*



부 록

□ VESTAS 풍력발전시스템 유지보수

앞의 VESTAS사 풍력시스템 분석 연구에서 여러 고장원인을 확인할 수 있었다. 여기서는 본 연구 대상기간 동안 자주 발생한 고장원인에 대해 설비 가동률 향상을 위한 유지보수 사례를 보여주고자 한다.

1.1 오일누유 점검

VESTAS사 풍력발전시스템에서는 기어오일의 누유로 인한 고장내용이 많았다. Fig. 29는 기어오일이 누유 되어 밖으로 흘러나온 사진이며, Fig. 30은 기어오일 보충 후 기어 내부 모습이다.

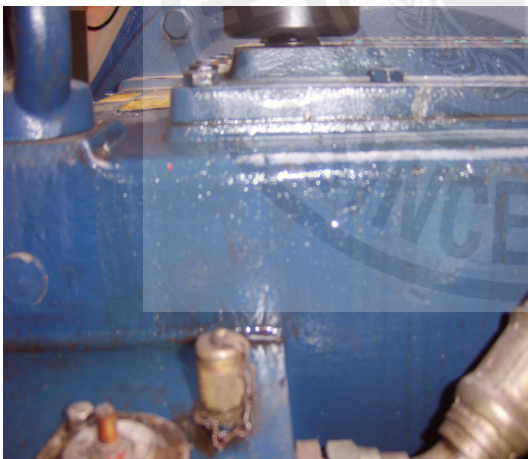


Fig. 29 Gear oil leak

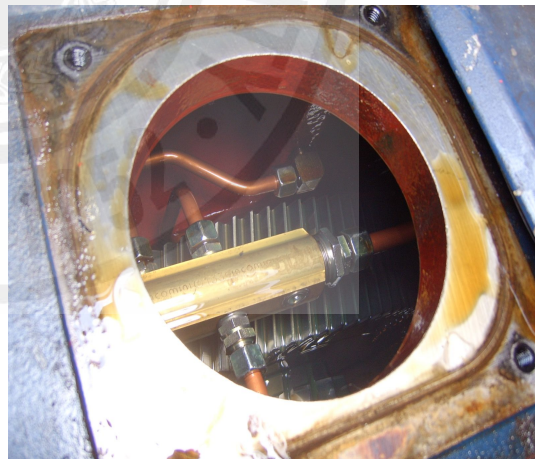


Fig. 30 Inside picture of gear box after
tue box was filled with oil

1.2 시스템 부속품 교체

VESTAS 풍력발전시스템 분석기간 중 VRCC(Vestas Rotor Current Control) 구성 부품 고장이 발생하여 여분의 장치로 교체하였다. Fig 31은 VRCC control unit이며 Fig. 32 나셀 안에서 VRCC control unit 교체 작업 모습이다.

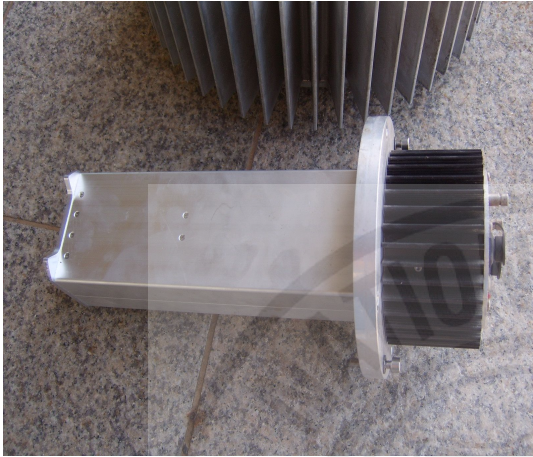


Fig. 31 VRCC control unit



Fig. 32 The work changing VRCC control unit

1.3 윤활제 주입

나셀 안 회전 부위에 윤활제를 주입하였다. Fig 33은 회전 부위에 주입되는 윤활제 사진이고, Fig 34는 윤활제 주입 작업 모습이다.



Fig. 33 The picture of lubrication



Fig. 34 The work filing with lubrication

□ NEG-MICON 풍력발전시스템 유지보수

고장 분석기간 동안 NEG-MICON사 풍력발전시스템은 계통선상의 문제와 구성 장치인 풍속계의 고장을 보였다. NEG-MICON 풍력발전시스템의 유지보수 사례는 다음과 같다.

2.1 소모품 교체

NEG-MICON사 풍력발전의 브레이크시스템 중 브레이크 패드는 장기간 작동으로 인해 마모 되면 센서에 의해 시스템 고장 내용을 보인다. 이 패드는 소모품으로서 향 후 주기적으로 교체해야 하지만 외국에서 전량 수입하고 있어 많은 유지보수비용이 들고 있다. 이것으로 보아 소모품에 대한 국산화 대체 연구도 필요하다고 본다. Fig. 35는 브레이크시스템 모습이고, Fig. 36은 브레이크 패드의 교체 전과 교체 후의 모습이다.



Fig. 35 The picture of brake system



Fig. 36 The picture of brake pad

2.2 시스템 부속품 교체

연구기간 동안 풍속계 고장으로 인해 시스템이 정지되어 수리 후 재가동 시켰다. Fig. 37 풍속계의 모습이고, Fig. 38은 풍속계 수리 후 재설치 작업 모습이다.



Fig. 37 The picture of anemometer on the nacelle



Fig. 38 The work changing anemometer on the nacelle

감사의 글

“ 누군가 해야 할 일이면 내가하고, 내가 해야 할 일이면 최선을 다하고, 어차피
해야 할 일이면 기쁘게 하고, 언젠가 해야 할 일이면 지금하자 ”

대학원에 처음 들어서면서부터 항상 내 책상 앞과 마음속에 간직했던 A. 링컨의
말입니다. 짧지도 길지도 않은 2년간의 대학원 과정을 되돌아보면 링컨의 말처
럼 의욕과 열정을 가지고 최선을 다하지 못한 것 같아 아쉬움이 남지만, 이 한권
의 논문으로 그 동안의 저의 작은 노력이 제 자신만이 아닌 다른 분들에게도 조금
이나마 도움이 되었으면 합니다.

기대 반 아쉬움 반으로 이 논문을 만들어 가며 그 동안의 과정을 되돌아보면
저 혼자만이 이룬 것이 아닌 주위 여러 분들이 도와주신 덕분에 현재의 논문이
만들어 졌다고 생각합니다. 우선 많이 부족했던 저에게 열심히 하고자 하는 게
있다면 어떤 것이든 길을 만들어 주시며 아낌없이 지도해주시는 허종철 교수님
께 정말 감사드립니다. 언제나 제자들을 먼저 생각해주시고, 언제나 지역사회 발
전을 먼저 생각하시고, 언제나 우리나라 풍력발전을 위해 헌신하시는 교수님의
모습을 잊지 않고 정말 소중하게 간직하여 삶의 지표로 삼겠습니다. 그리고 대학
원 과정 동안 전문지식과 더불어 삶의 지혜를 가르쳐 주신 권기린 교수님, 김귀
식 교수님, 현명택 교수님, 정동원 교수님, 박윤철 교수님께 감사의 마음을 전합
니다. 또한 논문이 심사되는 동안 많은 검토와 조언을 해주신 임종환 교수님께도
감사를 드립니다. 그리고 누구보다 가까운데서 논문뿐만 아니라 대학원의 앞선
경험을 들려주시며 도움을 주신 고정남 교수님께 이 자리를 빌려 감사의 마음을
전합니다.

논문이 만들어 지기까지 행원풍력단지에서 도움을 주신 부정환 주사님, 그리고
귀찮게 물어봐도 자기 일처럼 도와주신 양구형님께 정말 감사드립니다. 유체역학
실험실에서 함께했던 여러 선배님과 대학원을 함께 시작했던 경일이, 영준이 그
리고 현재 함께 하고 있는 박윤범 선생님, 김정보 선생님, 임치운 선생님, 봉훈,

경국, 명환, 수윤이에게 감사의 마음과 함께 고맙다는 말을 글로나마 전합니다. 대학원을 함께 했던 정근, 광수, 용환, 유리 그리고 중간 중간 도움이 컸던 각 실험실의 후배들과 논문을 준비하며 지칠 때마다 서로 격려하며 힘이 되어줬던 선희에게 고맙다는 말을 전합니다.

힘들 때면 소주 한잔 나누며 격려 해주던 우리 한라산 친구들아~! 정말 고맙다. 하나하나 이름을 다 부르며 고맙다고 마음 전하고 싶지만 이것 또한 이해해 주리라 믿는다. 나의 멘토와 같은 주열형님, 이름만 떠올려도 열정이 생기는 유덕수, 이 밖에도 고마운 분이 수없이 많지만 여기서 전하지 못한 마음은 한분 한분 찾아뵙고 감사의 마음을 전하겠습니다.

마지막으로 멀리서 누구보다 저를 믿고 현재 자리에 설 수 있도록 지켜봐 주신 부모님과 하나밖에 없는 사랑스러운 동생 애정이에게도 감사의 마음을 전하며 이 논문을 바칩니다.

2006년을 마무리 하며... 강 문 종 드림

