



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](#)

博士學位 論文

기상수치모델(WRF)을 이용한
풍력발전단지 발전량
단기예측에 관한 연구

濟州大學校 大學院

機械工學科

金敬保

2010年 6月

기상수치모델(WRF)을 이용한

풍력발전단지 발전량

단기예측에 관한 연구

指導教授 許鐘哲

金敬保

이 論文을 工學 博士學位 論文으로 提出함

2010年 6月

金敬保의 工學 博士學位 論文을 認准함

審査委員長

권영래

委員

방익찬

委員

문인주

委員

김동호

委員

이정철

濟州大學校 大學院

2010年 6月

The Study of Short-Term Wind Power Forecasting
by Using Meteorological Numerical Model(WRF)

Kyoungbo Kim

(Supervised by professor Jongchul Huh)

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

2010. 6.

This thesis has been examined and approved.

Department of Mechanical Engineering

GRADUATE SCHOOL

JEJU NATIONAL UNIVERSITY

목 차

List of Figures	vi
List of Tables	x
Nomenclature	xi
Abstract	xviii
I. 서 론	1
1. 연구배경 및 목적	1
2. 연구동향	2
3. 자료 및 분석방법	9
II. 제주도의 기후학적인 특성	10
1. 제주도 지형적 특성	10
2. 바람특성	10
1) 기상관측 현황	10
2) 지역별 연 평균풍속	12
3) 지역별 연 평균 최대풍속	14
4) 지역별 평균풍향	16
5) 고도별 평균풍속	17

Ⅲ. 제주지역 풍력발전단지 모니터링 시스템 구축	18
1. 모니터링 시스템 개요	18
2. 하드웨어 구성	20
1) 풍력단지 모니터링 시스템 현황	20
2) 하드웨어 구축	23
(1) Current Loop 구성	23
(2) 발전기내 통신 시스템 분석	25
(3) 모니터링 시스템 구축	29
3. 소프트웨어 구성	32
1) 데이터 프로토콜	32
2) 데이터 수집 및 전송 모듈	36
(1) Use Case Diagram(Data Acquisition)	36
(2) Class Diagram(Data Acquisition)	37
(3) Sequence Diagram(Data Acquisition)	38
(4) 데이터 수집 및 전송 모듈 운용	39
(5) SCADA Client 데이터 수집 및 전송 모듈	40
3) 데이터베이스	42
4) 데이터 관리 및 분석 모듈	45
(1) Use Case Diagram(DB Server)	45
(2) Class Diagram(DB Server)	46
5) 데이터 관리 및 분석 모듈 운용	47

IV. 기상예측 시스템 구축	53
1. 기상예측시스템	53
1) 하드웨어 구축 및 최적화	53
2) 예보모델 및 입력자료 세팅	53
3) 시스템 최적화	54
4) 상세지형자료 구축	56
5) 국지 바람장 추정기법 개발	58
(1) 관련자료 수집 및 분석	58
(2) 모델링 세팅 및 최적화	73
V. 한경풍력발전단지 측정타워 불확도 분석	75
1. 풍력 발전기 표준화(IEC) 규정	75
1) 출력성능 평가	76
(1) 공기밀도	77
(2) 출력 값 보정	78
(3) 풍속 값 보정	78
(4) 데이터베이스 구축	79
(5) 실측출력곡선	79
(6) 풍속의 시간과 빈도 분포	79
(7) 연간에너지 생산량	80
(8) 출력계수	82
2) 불확실성 평가	83

(1) 불확실성 성분의 구분	83
(2) 불확실성 요소	85
(3) 불확실성 적용	88
2. 프로그램 개발과 적용	95
1) 불확실성 프로그램 개발	95
(1) 풍력발전기 사양	98
(2) 기상측정마스트 주변 지형 분석	99
(3) 지형학적 특성	99
(4) 측정방위 구간	100
(5) 데이터 전처리	104
2) 성능평가 결과	106
(1) 전처리 데이터의 산포도	106
(2) 실측출력곡선	108
(3) 출력계수	112
(4) 연간에너지 생산량	113
3) 불확실성평가 결과	114
(1) A형 불확도	115
(2) B형 불확도	115
VI. 환경6호기 발전량 단기예보 평가	127
1. 실측값과 예측값의 풍속변화	127
1) 1시간 풍속변화	127
2) 12시간 풍속변화	129

3) 24시간 풍속변화	130
4) 48시간 풍속변화	131
5) 풍속변화 오차율	132
(1) 일기도 분석에 의한 오차가 큰 사례	135
(2) 일기도 분석에 의한 오차가 작은 사례	139
6) V90-3.0MW 풍력발전기 출력 성능곡선	143
2. 실측값과 예측값의 발전량변화	145
1) 1시간 발전량변화	145
2) 12시간 발전량변화	146
3) 24시간 발전량변화	147
4) 48시간 발전량변화	148
VII. 결 론	149
참고문헌	

List of Figures

<Fig. 2-1> Measurement sites of Jeju.	11
<Fig. 2-2> Elevation of measurement sites.	11
<Fig. 2-3> Annual average of wind speed.	13
<Fig. 2-4> Annual average of maximum wind speed.	15
<Fig. 2-5> Wind rose of each sites (a)Jeju, (b)Gosan, (c)Seogwipo, (d)Sungsanpo.	16
<Fig. 2-6> Wind speed variation of each elevations.	17
<Fig. 3-1> Schematic of monitoring system.	18
<Fig. 3-2> Monitoring system of Hangwon.	20
<Fig. 3-3> Weakness of modem method.	21
<Fig. 3-4> SCADA system.	22
<Fig. 3-5> Windows of SCADA client.	22
<Fig. 3-6> Current Loop connection.	24
<Fig. 3-7> Network of top controller and ground controller.	25
<Fig. 3-8> Processor of VESTAS ground controller.	27
<Fig. 3-9> VESTAS CT3514 module.	27
<Fig. 3-10> Current Loop-RS232 converter connection.	29
<Fig. 3-11> Schematic of data monitoring.	30
<Fig. 3-12> Schematic of monitoring system.	31
<Fig. 3-13> Data collection/transmission system.	36
<Fig. 3-14> Class diagram.	37
<Fig. 3-15> Procedure of diagram.	38
<Fig. 3-16> Data collection module.	39
<Fig. 3-17> Class diagram(SCADA Client Collector/Repeater)	41
<Fig. 3-18> SCADA Client data collection module.	41
<Fig. 3-19> SCADA Client data repeater.	42
<Fig. 3-20> DB Diagram.	43

<Fig. 3-21> DB table.	44
<Fig. 3-22> DB data	44
<Fig. 3-23> Client diagram(DB Server).	45
<Fig. 3-24> Class diagram.(DB Server)	46
<Fig. 3-25> Windows of login for data server.	48
<Fig. 3-26> Start-up windows of data server.	49
<Fig. 3-27> Search of data server.	49
<Fig. 3-28> Result of data server searching.	50
<Fig. 3-29> Result of daily data searching.	50
<Fig. 3-30> Selection of data field.	51
<Fig. 3-31> Result of data field selection.	51
<Fig. 3-32> Chart of selected field.	52
<Fig. 4-1> Specification of real-time meteorological forecasting system.	53
<Fig. 4-2> Time schedule of real-time wind power forecasting system.	54
<Fig. 4-3> Horizontal domains(4 horizontal domain).	55
<Fig. 4-4> Final forecasting domain(Domain 4).	56
<Fig. 4-5> Modeling domain(Jeju topography elevation)	57
<Fig. 4-6> Definition of surface(Jeju, Domain 4).	58
<Fig. 4-7> WRF program process step.	59
<Fig. 4-8> WRF-ARW _n coordination.	60
<Fig. 4-9> ARW of horizontal and vertical grid structure.	62
<Fig. 4-10> Boundary condition of real data.(Specified and Relaxation).	64
<Fig. 4-11> 1-way and 2-way nesting grid of WRF(ARW)	66
<Fig. 4-12> Several nesting grid methods. (a) Optical nesting grid. (b) Same parents grid. (c) Overlay grid(Wrong). (d) Intra sharing grid(Wrong).	66
<Fig. 4-13> Structure of data assimilation system(WRF-Var).	70
<Fig. 4-14> Flow chart of WRF ARW modeling system(WRFV2).	71
<Fig. 4-15> WPS structure.	72

<Fig. 5-1> Verification of input quantity standard uncertainty.	90
<Fig. 5-2> Program of uncertainty.	96
<Fig. 5-3> Process of Package program.	97
<Fig. 5-4> Configuration of System	98
<Fig. 5-5> Wind Turbines Position in Hangeong Wind Farm.	100
<Fig. 5-6> Valid measurement azimuth setting(IEC61400-12).	101
<Fig. 5-7> Example of invalid measurement azimuth(IEC61400-12).	102
<Fig. 5-8> Measured direction sector.	103
<Fig. 5-9> Data of Effective Wind Direction.	104
<Fig. 5-10> Example of Data set.	105
<Fig. 5-11> Scatter Plot Power Output Before Normalization(1.222kg/m ³).	106
<Fig. 5-12> Scatter Plot Power Output Normalization(1.222 kg/m ³).	107
<Fig. 5-13> Scatter Plot Average power (1.222 kg/m ³).	108
<Fig. 5-14> Measured Power Curve.	109
<Fig. 5-15> Measured Power and Origin Power Curve	109
<Fig. 5-16> Comparing Power Coefficient.	112
<Fig. 5-17> Annual Energy Production.	113
<Fig. 5-18> Distribution of standard uncertainty.	121
<Fig. 5-19> Power Curve with Standard Uncertainty.	122
<Fig. 5-20> Origin Power Curve and that with Standard Uncertainty Power Curve.	123
<Fig. 5-21> Raw Power Data, Origin Power and Uncertainty Power Curve.	124
<Fig. 5-22> Standard Deviation of Wind Speed.	125
<Fig. 6-1> Variation of measuring and 1 hour forecasting wind speed.	127
<Fig. 6-2> Ratio of measuring and 1 hour forecasting wind speed.	128
<Fig. 6-3> Variation of measuring and 12 hour forecasting wind speed.	129
<Fig. 6-4> Ratio of measured and 12 hour forecasted wind speed.	129
<Fig. 6-5> Variation of measuring and 24 hour forecasting wind speed.	130

<Fig. 6-6> Ratio of measuring and 24 hour forecasting wind speed.	130
<Fig. 6-7> Variation of measuring and 48 hour forecasting wind speed.	131
<Fig. 6-8> Ratio of measuring and 48 hour forecasting wind speed.	132
<Fig. 6-9> Error rate of forecasting time.	132
<Fig. 6-10> Surface weather chart(2009. 11. 13. 00UTC).	135
<Fig. 6-11> Measured wind speed data at Hankyung wind farm(2009. 11. 13).	136
<Fig. 6-12> Forecast weather chart(2009. 11. 13. 00UTC)	137
<Fig. 6-13> Forecasted wind speed data at Hankyung wind farm(2009. 11. 13).	138
<Fig. 6-14> Surface weather chart(2009. 12. 14. 00UTC)	139
<Fig. 6-15> Measured wind speed data at Hankyung wind farm(2009. 12. 14).	140
<Fig. 6-16> Forecast weather chart(2009. 12. 14. 00UTC)	141
<Fig. 6-17> Forecasted wind speed data at Hankyung wind farm(2009. 12. 14).	142
<Fig. 6-18> Suggested power curve of V90-3.0MW.	143
<Fig. 6-19> Calculated power curve of V90-3.0MW.	144
<Fig. 6-20> Comparison of measuring power and 1 hour forecasting power which converted from forecasting wind speed.	145
<Fig. 6-21> Comparison of measuring power and 12 hour forecasting power which converted from forecasting wind speed.	146
<Fig. 6-22> Comparison of measuring power and 24 hour forecasting power which converted from forecasting wind speed.	147
<Fig. 6-23> Comparison of measuring power and 48 hour forecasting power which converted from forecasting wind speed.	148

List of Tables

<Table. 1-1> Sites of wind data.	9
<Table. 1-2> Sites of wind farm.	9
<Table. 2-1> The beginning date of measurement.	12
<Table. 3-1> Data type of protocol field.	33
<Table. 4-1> Domain of WRF.	56
<Table. 4-2> Maximum value of stable courant number at 1 dimensional linear advection.	63
<Table. 4-3> Option of planetary boundary layer.	69
<Table. 4-4> Physical process of WRF modeling.	74
<Table. 5-1> The standards of wind power generator system.	76
<Table. 5-2> Uncertainty factors.	85
<Table. 5-3> Surface roughness.	97
<Table. 5-4> Specification of V90-3.0MW.	98
<Table. 5-5> Topographical Deviation Regulation in Test Site (IEC 61400-12)	99
<Table. 5-6> Distance and Direction from Obstacles.	103
<Table. 5-7> Information of Data set.	104
<Table. 5-8> Bin Power Output Mean (1.222 kg/m ³).	111
<Table. 5-9> List of type A and B uncertainty.	114
<Table. 5-10> Supposition Value of uncertainty Factors.	119
<Table. 5-11> Factors of Uncertainty Values (Reference Density :1.222 kg/m ³)	120
<Table. 5-12> Information of Data set.	126
<Table. 6-1> Large difference case of measuring and forecasting wind speed.	134
<Table. 6-2> Small difference case of measuring and forecasting wind speed.	134

Nomenclatures

A	회전자 면적	[m ²]
AEP	연간 에너지 생산량	[Wh]
B	기압	[Pa]
B _{10min}	10분 평균 공기압	[Pa]
C _{P,i}	i번째 빈의 출력계수	
c	민감도계수	
C _{B,i}	i번째 빈의 공기압 민감도계수	[W/Pa]
C _{k,i}	i번째 빈의 요소 k의 민감도계수	
C _{m,i}	i번째 빈의 공기밀도 보정 민감도계수	[Wm ³ /kg]
C _{T,i}	i번째 빈의 공기온도 민감도계수	[W/K]
C _{V,i}	i번째 빈의 풍속 민감도계수	[Ws/m]
D	회전자 직경	[m]
D _e	등가 회전자 직경	[m]
D _n	인접 풍력발전기 회전자 직경	[m]
d	기상탑 직경	[m]
F(V)	풍속에 대한 Rayleigh 확률분포함수	
f _i	일정 풍속구간에서 해당 풍속의 상대적 발생빈도	
H	허브 높이	[m]
h	장애물 높이	[m]
k	분류 등급	
k _b	장애 보정 계수	
k _c	풍동 보정 계수	
k _f	다른 풍동에 대한 풍동 교정계수 (불확도 평가에만 적용)	
k _r	밀도에 대한 습도 보정계수	
K _{B,t}	기압계	
K _{B,s}	기압계 보상이득	

$K_{B,d}$	기압계 Table.본	
$K_{T,t}$	온도 트랜스듀서	
$K_{T,s}$	온도 트랜스듀서 보상이득	
$K_{T,d}$	온도 트랜스듀서 표본	
$K_{p,t}$	압력 트랜스듀서 민감도	
$K_{p,s}$	압력 트랜스듀서 보상이득	
$K_{p,d}$	압력 트랜스듀서 표본 전환	
L	기상탑과 풍력발전기 이격거리	[m]
L_e	기상탑 또는 풍력발전기와 장애물 이격거리	[m]
L_n	기상탑 또는 풍력발전기와 인접 풍력발전기 거리	[m]
I_h	장애물 높이	[m]
I_w	장애물 폭	[m]
M	각 빈의 불확도 요소의 수	
M_A	A형 불확도 요소의 계수	
$K_{B,t}$	기압계	
$K_{B,s}$	기압계 보상이득	
$K_{B,d}$	기압계 표본	
$K_{T,t}$	온도 트랜스듀서	
$K_{T,s}$	온도 트랜스듀서 보상이득	
$K_{T,d}$	온도 트랜스듀서 표본	
$K_{p,t}$	압력 트랜스듀서 민감도	
$K_{p,s}$	압력 트랜스듀서 보상이득	
$K_{p,d}$	압력 트랜스듀서 표본 전환	
L	기상탑 다리간 간격	[m]
L	기상탑과 풍력발전기 이격거리	[m]
L_e	기상탑 또는 풍력발전기와 장애물 이격거리	[m]
L_n	기상탑 또는 풍력발전기와 인접 풍력발전기 거리	[m]
M	각 빈의 불확도 요소의 수	
M_B	B형 불확도 요소의 수	

N	빈의 갯수	
N _h	1년간 시간 ≈8760	[h]
N _i	i번째 풍속 빈에서 10분 평균 데이터 모음의 수	
N _j	j번째 풍향 빈에서 10분 평균 데이터 모음의 수	
n	본 획득 간격간 획득 표본의 수	
n	속도 프로파일 지수 (n=0.14)	
P _o	장애물의 장애도 (0: 고체, 1: 비장애물)	
P _i	i번째 빈의 평균 출력	[W]
P _n	출력	[W]
P _{n,i,j}	i번째 빈의 j 데이터 모음의 출력	[W]
P _{10min}	10분 평균 측정 출력	[W]
P _w	증기압	[Pa]
R	기상탑 중심까지의 거리	[m]
r	상관관계 계수	
s	A형 불확도 요소	
S _A	풍동 풍속의 시계열 A형 표준불확도	
S _{k,i}	i번째 빈의 k요소에 대한 A형 표준불확도	
S _i	i번째 빈의 복합 A형 표준불확도	
S _{P,i}	i번째 빈의 출력에 대한 A형 표준불확도	[W]
S _{w,i}	i번째 빈의 기상변화에 대한 A형 표준불확도	
S _{a,j}	i번째 빈의 풍속비에 대한 A형 표준불확도	
T	절대온도	[K]
T _{10min}	10분 평균 측정 공기온도	[K]
t	시간	[s]
U	풍속	[m/s]
U _h	높이 h인 장애물에서의 자유 풍속	[m/s]
U _i	i번째 빈의 풍속	[m/s]
u	B형 불확도	
u _{AEP}	AEP의 표준 불확도	[Wh]

$U_{B,i}$	i번째 빈의 공기압 B형 표준 불확도	[Pa]
$U_{c,i}$	i번째 빈의 출력 표준 불확도	[W]
U_i	i번째 빈의 B형 표준 불확도	
U_{index}	지수의 B형 표준 불확도	
$U_{k,i}$	i번째 빈의 출력 표준 불확도	[W]
$U_{m,i}$	i번째 빈의 공기밀도 보정 B형 표준불확도	[kg/m ³]
$U_{P,i}$	i번째 빈의 출력 B형 표준 불확도	[W]
$U_{V,i}$	i번째 빈의 풍속 B형 표준 불확도	[m/s]
$U_{T,i}$	i번째 빈의 공기온도 B형 표준 불확도	[K]
$U_{\alpha,lj}$	i번째 빈의 풍속과 j번째 빈 풍향에 대한 평가현장 보정의 표준 불확도	[m/s]
V	풍속	[m/s]
V_{ave}	허브 높이에서의 연간 평균 풍속	[m/s]
V_i	i번째 빈에서의 평균 풍속	[m/s]
V_n	표준 풍속	[m/s]
$V_{n,lj}$	i번째 빈의 데이터 모음 j의 표준 풍속	[m/s]
V_{10min}	10분 평균 측정 풍속	[m/s]
\bar{v}	평균 공기 유동속도	[m/s]
X_{10min}	10분 평균 요소	
x	기상탑 도는 풍력발전기에 대한 장애물 이격거리	[m]
z	지표 높이	[m]
z_0	표면 거칠기 높이	[m]
α	왜곡 방위각	[°]
α_j	j번째 빈에서 풍행 대 풍속 비	
Δ_z	장애물에 의한 풍속 차	[m/s]
$e_{max,i}$	i번째 빈에서 최대 풍속 편차	[m/s]
K	von Karman 상수 0.4	
r	상관관계 계수	

r	공기밀도	[kg/m ³]
r_0	표준 공기밀도	[kg/m ³]
r_{10min}	10분 평균 공기밀도	[kg/m ³]
SP_i	i번째 빈의 표준 출력의 표준편차	[W]
S_{10min}	10분 평균값에 대한 표준편차	
$S_u/S_v/S_w$	세 방향 풍속 속도성분의 표준편차	



요 약

이 연구에서는 기상 수치모델(Weather Research and Forecasting Model, WRF)을 이용하여 제주특별자치도 한경 풍력 발전단지에 대한 풍력 발전량 단기 예측에 관한 연구이다. 이 연구를 위하여 풍력 발전예측시스템을 구축하였다. 풍력발전 예측시스템은 모니터링 시스템과 WRF로 구성되어 있다.

모니터링 시스템은 한경 및 행원, 성산 풍력 발전단지에 대한 바람 및 발전량 정보를 실시간으로 모니터링 할 수 있는 통합 시스템이며, 기상 수치모델은 제주 지역을 상세규모(1km×1km) 격자로 단기간(48시간)에 대한 바람 예측을 수행하는 시스템이다. 풍력발전 예측시스템의 성능 평가를 위하여 한경 풍력발전단지 평가대상 풍력 발전기에 대한 불확실도 평가를 수행하였고, 풍력발전단지를 대상으로 WRF에서 예측된 바람 예측치와 실측치에 대한 비교검증을 수행 하였다.

모니터링 시스템 구축에서는 기존 모뎀방식에서 실시간 통신방식으로 인터넷 환경이 변화함에 따라 효율적으로 자료를 수집할 수 있는 실시간 데이터 수집 모듈을 개발하였다. 또한 자료의 효율적 분석과 이용을 위해 발전량 예측 모니터링 시스템 내에 데이터베이스 구축과 데이터 분석 모듈을 개발하였다.

WRF를 풍력 발전 예측모델로 수행하기 위하여 NCEP(National Centers for Environmental Prediction) 자료를 수신하도록 하였고, 초기자료와 경계자료 및 고해상도 상세 지형 자료를 DB화 하였다.

풍력 발전기 성능평가의 불확실성 정도를 나타내는 불확도 평가를 위해 풍력 발전기 출력성능 및 불확도 평가 프로그램을 자체 개발하여 한경 풍력발전단지 내 6호기(V90-3,000kW)에 적용하였다. 불확도 분석결과 풍속과 불확도는 양의 상관관계를 보여 풍속이 증가할수록 풍력발전기의 불확도도 증가하는 것으로 나타났다. 평균풍속 4m/s ~ 11m/s 구간에 대한 불확도는 약 7% ~ 14%정도로 나타나 신뢰도가 높은 것으로 분석되었다. 발전기 성능지표인 출력계수(Cp)는 약 0.45로 분석되어 풍황 자원이 우수한 것으로 평가되었다. 한경지역에 대한 바람 분석 결과, 평균 풍속은 7.41m/s로 조사되었고 빈도수가 가장 많은 구간은 5m/s ~ 11m/s로 조사되었다.

예측 풍속에 의한 발전량 예측치와 관측(1,000kW/h이상)에 의한 발전량 오차에
서는 예보시간이 길수록 증가(1시간 예측: 약 11%, 12시간 예측: 약 15%, 24시간
예측 약 18%, 48시간 예측 약 24%)하는 특징을 보였으나, 48시간에 대한 예측
정확도가 약 76% 로 나타나 풍력 발전 예측시스템을 통해 예상 발전량 산출 및
발전량 불확도 예측에 기여 할 수 있을 것으로 기대된다.

아울러, 보다 정확한 풍력 발전량 예측을 위해 기상 수치모델에 대한 자료동화
기술의 개선과 향후 누적된 수치모델 출력값 통계자료를 이용한 MOS(Model
Output Statistics)모델의 확장 연구가 필요하다.



ABSTRACT

This study is to provide short term prediction of wind power at Hangeong Wind Power Farm in Jeju Special Self-Governing Province, based on WRF (weather Research and Forecasting Model. For this purpose, a wind power forecasting system was established. The wind power prediction system consists of monitoring system and WRF.

The monitoring system is a comprehensive system which can monitor real time information of amounts of wind speed and wind power of Hangeong, Haengwon and Seongsan wind farms. The WRF Model is a system to predict 48-hour wind speed, by the 1km×1km grid. To evaluate the capacity of the wind power prediction system, the uncertainty value of Hangeong Wind Power Complex was evaluated. Comparison and verification was performed between the measured and predicted values by using WRF.

With regard to the establishment of a monitoring system, real time data collection module was developed because the internet environment is changed from the existing modem system to the real time communicative system.

The data from NCEP(National Centers for Environmental Prediction) were received to perform WRF for wind power prediction model and the initial data, boundary data and high resolution data of topography were processed into data base.

The evaluation programs to evaluate the capacity of power output and uncertainty were developed and applied to Generator VI (V90-3,000kW) in Hangeong Wind Power Complex. The analysis of uncertainty showed high reliance in that wind velocity and uncertainty are correlative in their quantity and that the uncertainty of the wind power generator increase in proportion to the wind velocity. The uncertainty marked approximately 7% ~ 14% for the sections of the average wind velocity of 4m/s ~ 11m/s. The output

coefficient for the generator capacity index was analyzed as approximately 0.45, and with the abundant wind resources. The analysis of wind distribution probability in Hangeong showed that the average wind velocity was 7.41m/s and that the highest frequency was in the section of 5m/s ~ 11m/s.

The output errors between predicted and measured (1,000kW/h or higher) wind velocities shown general characteristics such as errors were increasing with forecasting time(1h forecast: about 11%, 12h forecast: about 15%, 24h forecast: about 18%, 48h forecast: about 24%). It is not much different with another study. Forecasting accuracy at the 48h forecasting was about 76%, so it is expected that the wind power prediction system can be reliable in calculating predicted power output and predicting uncertainty.

Lastly, this study suggests that data assimilation technique for weather research and forecasting model should be improved and further study of MOS(Model Output Statistics) should be done, based on the output accumulated values.

I. 서 론

1. 연구배경 및 목적

바람자원을 에너지원으로 변환시키는 풍력발전은 석유, 가스 및 석탄 등의 연료 투입량에 따라 발전량을 예측할 수 있는 기존의 발전 방식과는 매우 다르다. 즉, 자연적인 바람의 변동성에 의해 풍력 발전량이 결정되기 때문에 발전량을 예측하고 이를 이용하는데 매우 어려운 실정이다. 2009년 현재 제주도는 약 46MW의 풍력 발전용량을 보유하고 있으며, 향후 2020년까지 육상 200MW, 해상 300MW의 풍력 발전용량을 정부 시책에 따라 확대 설치할 계획이다^[1]. 하지만, 바람의 변동성에 의해 풍력발전량은 크게 변동하게 되며, 풍력발전 용량이 커질수록 바람의 변동성에 의한 발전량의 변동량도 커지게 되어 안정적이고 효율적인 발전량을 확보하기 위해서는 바람의 변동성을 정확히 이해하고, 예측하는 것이 중요하다. 풍력발전의 선진국인 덴마크, 독일 미국 등에서는 바람의 특성과 정확한 예측을 위해 다양한 예측시스템을 개발·운영하고 있다. 예를 들면, 덴마크에서는 1980년대 말부터 바람의 예측을 통한 정확한 발전량 예측에 대한 연구가 시작되어 1990년대 중반에 실용화됨에 따라 이를 풍력 발전 예측에 활용(WPPT: Wind Power Prediction Tool)^[2]중 이며, 독일에서는 1990년대 초에 이에 대한 연구가 시작되었고, 2000년대 초에 실용화되어 운영(WPMS: Wind Power Management System)^[3]중 이다. 일본의 경우, 풍력발전 도입을 촉진하기위해 발전량예측시스템의 필요성이 대두 되어 2005년부터 3년 계획으로 연구개발이 진행되고 있고, 현재 실증시험이 진행 중이다. 특히, 유럽지역에서는 선진화된 기술을 바탕으로 7개국이 연합하여 2002년부터 ANEMOS 프로젝트^[4] 추진을 통해 풍력 발전 및 예측기술 향상을 위해 노력하고 있다. 한편, 우리나라에서는 최근에 이에 대한 연구 필요성이 대두되어 현재 초기단계의 연구가 진행 중이다^[5,6,7,8,9]. 정확한 풍력 발전량 예측은 예측 시간 등급에 따라 짧게는 풍력발전기의 제어부터 길게는 전력거래 및 정비계획 수립 등에 유용한 기여를 한다.

이 연구에서는 풍력 발전에 이용되는 바람에 대한 모니터링을 위해 제주특별자치도 3지역(행원,한경,성산) 풍력발전단지의 풍향 정보를 실시간으로 확인 및 분석한 통합 모니터링 시스템 개발 및 구축을 수행하였고, 신뢰성 있는 단기간 바람자료의 확보를 위해 기존 연구에서는 시도되지 않은 차세대 중규모 모델인 WRF를 이용하여 제주지역을 1km×1km의 상세규모의 격자로 분해하여 단기간(48시간)의 바람을 실시간으로 예측하는 시스템을 구축하였다.

또한 구축된 실시간 예측시스템을 통해 모의된 바람 예측치와 환경풍력발전단지의 실측치와의 비교검증을 통해 기상수치모델을 이용한 환경풍력발전 발전량 단기 예측에 관한 정확성을 평가하여 풍력발전 예측시스템을 통한 발전량 예측 시 전력계통 안정화에 기여하고자 한다.

2. 연구동향

유럽에서는 최근 몇 년 동안 풍력발전시스템에서 전력 출력을 예측할 수 있는 다양한 시스템이 개발되었다. 전력시장에서의 가격 조건은 하루나 이틀 전에 정하기 때문에 풍력발전 예측시스템은 6시간에서 적어도 48시간 전에는 전력생산에 대한 예상을 제공해야 된다.

요구되는 시간범위는 매우 중요하다. 그 이유는 모델링하는 시점에서 며칠 동안의 단기예측과 0~3시간 범위에서 초단기 예측간에 근본적 차이가 존재하기 때문이다. 장기간에 대해서는 대기의 유동성으로 수치모델을 이용해서 설명할 수 있는 반면에 매우 단기간의 범위에서는 전형적인 기상학적 조건 때문에 통계적 접근을 통해서 보다 나은 예측 결과를 하게 된다^[10,11].

풍속과 풍향은 풍력발전 예측시스템의 관점에서 매우 중요한 변수들이다. 풍력발전 예측시스템에서 해야 할 일은 수치기상모델을 이용해서 얻어진 다소 정교하지 못한 공간적 결정값에 의해 주어진 정보를 풍력발전시스템에서 전력출력에 대한 정확한 예측으로 전환하는 일이다. 풍력발전 예측시스템을 전력예측으로 전환하는 방법에는 기본적으로 두 가지가 있다. 하나는 물리적 시스템을 이용하여 낮은 대기 경계층의 물리학에 기초를 둔 방법이다. 윈드 프로파일이나 흐름에 대한 시뮬레이션에 대한 매개변수를 이용해서 윈드 터빈의 높이에서 풍속을 계산한다.

이 풍속값을 전력출력을 결정하기 위하여 제조사에서 제공된 파워 곡선[power curve]에 연결하도록 한다. 다른 하나는 통계적 시스템을 이용해서 풍속예측과 측정된 전력출력 상호관계에 대해 근사치를 얻어내는 방법이 있다.

수치기상모델에서는 수치를 이용해서 현재의 대기상태로부터 시작하는 움직임에 대한 비선형방정식을 통합함으로써 대기의 이동에 대해 자료동화한다.

예측운영에 필요한 초기 상태에는 막대한 양의 정보가 필요하다. 대기상태는 많은 수의 종관적 기지국, 뷰이, 라디오존데, 선박, 위성 항공기 등을 이용해서 규칙적으로 측정된다. 데이터의 형식과 측정주기는 세계기상기구가 표준화하게 되고 전구 자료는 기상수치모델에 필요한 초기 조건을 정하는 데 제공한다.

이 연구에서는 풍력발전 예측시스템에 대한 물리학적 시스템에 초점을 두고 있지만, 다른 방법인 유럽에서 사용하는 통계적 시스템과 그 특질에 대해 간략하게 이 접근방법이 서로 어떻게 다른지 그 차이점을 설명하고자 한다.

1997년부터 덴마크에서 운영하고 있는 통계적 시스템은 덴마크의 공과대학교의 Institute of Informatics와 Mathematical Modelling 상호간 공동운영에서 개발되었다. WPPT시스템은 예측된 풍속과 측정된 전력출력을 유도해낸다. 실시간의 관측자료와 기상학적 예보상호간의 최적의 가중치에 대해 지속적으로 재 산출하게 된다. 이렇게 함으로써 매개변수가 자동적인 조건 맞춰 장기간의 변화에 적응하는 장점을 가지게 된다.

WPPT^[12,13,14,15]는 몇 가지 진보된 수학적 모델로 이루어져 있는데 어떤 지역의 풍력발전시스템의 전력출력예측을 생성하는 데 결합된 것이다.

수학적으로 WPPT는 ARX형 모델에 기초를 두고 있다. 이 접근방법 하에서는 전력생산을 비선형시간변화 확률과정[non-linear and time varying stochastic process]으로 설명하는데 이는 대기의 기저에 있는 역동성의 기본적 특질을 반영한 것이다. 이러한 종류의 확률과정을 설명하는 모델은 보통 최소자승추정기법을 이용하지 않는다. 비선형 비정상 행태[non-linear and non stationary behavior]를 망라하기 위해서는 최소자승추정에 기초를 둔 적응추정기술이 필요하다. 이 방법을 이용해서 시스템 자체가 눈금을 정할 수 있도록 해주며 WPPT로 하여금 완만한 변화에 대해 보완할 수 있도록 해준다.

Nielsen등은 철저하게 ARX형의 다른 모델들에 대해 조사를 벌였다. 이들이 알아

낸 사실은 기상학적 풍속은 모든 예측시점에서 정확한 예측수행을 하는 데 절대적으로 필요하다는 사실이다. 더구나 단기예측범위에 대해서는 모델들은 파워 관측값에 달려있으며 소규모 범위까지는 풍속에 달려있다. 그러나 예측시간이 증가함에 따라서 하루 동안의 변이를 설명하는 그 조건들은 점점 더 중요해진다. 18시간 이상인 예측범위에 대해서는 관측영향을 무시해도 좋다고 설명하고 있다.

WPPT는 통계 풍력발전 예측시스템의 한 예로서 물리적 접근에 기초를 두고있는 시스템과는 다르다. 통계적 시스템은 “learning”알고리즘에 기초를 둔다. 이 시스템은 기상학적 변이값과 측정된 파워 출력간에 관계를 명확하게 나타내도록 고안되어있다^[16,17]. 통계시스템의 장점은 시스템 내에 내재하는 변화를 자체적 눈금을 표시하고 자동적으로 지역특수조건을 병합하게 된다. 단점으로는 수많은 풍력발전시스템에 대한 실시간 관측자료를 요구하게 된다. 또한, 대기물리와 관련한 전문지식으로 기상학적 변이를 선정하는 데 반드시 필요하다.

스페인의 복잡한 지형에 적용하기 위해서는 WPPT는 마르티에 의해 수정되어왔다. HIRLAM이라는 스페인 버전을 입력 자료로 이용한다. 그러나 이베리안 반도의 기후와 지형의 형태는 새로운 모델로서 통계적 시간예측과 고해상도 모델링을 결합하는 의도에서 개발되고 있는 중이다.

실시간 모니터링과 풍력발전 예측시스템을 독일 TSO에서 운영되고 있는 데 카셀에 있는 ISET에서 개발된 WPMS^[18,19]가 있다. 이 시스템에서는 풍력에 대해 온라인상에서의 예측을 하게 되는 데 대표적 풍력발전시스템에서 추론적인 측정치에 기초를 두고 사용된다. WPMS에는 풍력발전 예측시스템도구를 포함하고 있는 데 이는 인공지능망을 이용하여 기상학적 예측과 파워출력간에 상관관계를 나타낸다.

이 예측시스템은 0~72시간의 지역에서 많은 풍력발전시스템의 종합된 파워 출력예측을 할 수 있도록 고안되어 있다. 첫째로 대표적인 풍력발전시스템에 대해서 풍속에 대한 수치적 예측과 독일기상센터의 기상학적 변이를 변형해서 ANN에 의한 풍력발전 예측시스템으로 표출되었고 ANN은 그 지역에 대한 시간적으로 축적된 데이터를 갖고 있다. 대표 지역의 예측된 파워 출력은 규모를 확대해서 예상지역의 통합된 파워를 얻어낼 수 있도록 축적되어 있다. 대표 지역에 대한 실시간 측정자료는 1~8h 단기예측범위에 대한 예측을 향상시키는 데 이용된다.

ANN의 기본개념은 원래 생물학적 신경세포에서 파생된 것이다. 흔히 신경이라 불리는데 아주 고도로 상호 긴밀하게 연결되어 있으며 인접한 세포의 활동수준에 따라 특정한 반응을 생성할 수 있다. ANNs는 광범위한 부류의 수학적 모델로 부분적으로 이러한 생물학적 체계의 행동을 모방한 것이다. 인공신경의 활동수준은 다른 신경으로부터 오는 신호와 결합됨으로써 결정된다.

중간규모 모델은 대규모 NWP모델에서 파생한 것이다. 예를 들어 NWP모델에서는 경계조건을 제공하게 된다. 이 과정을 둥지격자[nesting]라고 하며 이 아이디어는 공간적 관심이 있는 지역의 고해상도의 모델을 소규모로 대기효과에 대해 구름의 양을 알아내는 데 이용하자는 것이다. 대개의 경우 중간규모 모델은 3~4 둥지격자가 운용된다. 그 이유는 내포된 그리드 도메인은 최소 더 큰 도메인의 3분의 2이상은 되어야만 한다.

대규모 NWP모델과는 달리 중간규모의 모델은 전형적으로 비정형학적이다. 이 의미는 중간규모모델이 직접적으로 수직운동을 모델화 할 수 있다는 것을 의미한다. 행성 경계층 매개화를 보다 높은 공간적 해상도에 채택되고 난기류 폐쇄구조는 수정되어진다. 특히 중간규모 모델의 장점은 열효과를 보다 상세하게 고려하는 데 있다. 이는 태양광선을 많이 받고 해풍을 받을 수 있는 해안지역에 있는 지형에 아주 유리하다. 중간규모모델^[20]은 복잡한 지형[스페인, 노르웨이]에서 아주 중요하며 풍속과 풍향이 지역상 아주 이질적이다. 풍력에너지 적용에 대해서는 증거가 잘된 것으로 알려진 MM5^[21]을 폭넓게 이용되어지고 있으며 그 외 GESIMA^[22,23], KLIMN^[24], RAMS^[25,26], Fitnah^[27,28] 그리고 Eta Model^[29]등도 참고할 만하다.

풍력발전 시스템으로부터 아주 근접한 지역에 유동효과를 설명하기 위해 복잡성의 정도가 다른 소규모 모델을 이용한다.

질량일치모델[AIOLOS^[30], WIEN^[31], NOABL^[32], MesoMap^[33], Winds^[34]]은 질량보존의 법칙에 기초를 두고 있는 것이다. 이는 발산이 자유로운 바람장에 해당되는 것이다. 따라서 마찰과 열효과는 무시되거나 수정으로서 후에 추가되어진다.

이런 형식에서 잘 알려진 모델은 바람 지도분석과 적용프로그램[WAsP] 모델이 있다.

질량일치모델은 다소 복잡한 지형효과를 모델화할 수 있지만 지형경사가 너무

큰 경우에는 수평 풍속변화도를 과대평가할 수 있다. 유체흐름은 전형적으로 어떤 대칭을 가지게 되는 데 아주 시간상 효율적으로 컴퓨터 처리할 수 있다. 초기 유동장은 그 결과에 상당한 영향을 주기 때문에 풍향 거칠기의 영향을 쉽게 할 수 있다^[35].

보다 발전된 모델은 Navier-Stokes 방정식[Phoenix^[36]]에 기초를 두고 있다. 이 모델에서는 전체 유동문제는 고려하지만 열효과는 무시하게 된다. 대부분 이 모델은 대기경계층을 위해 개발한 것이 아니라 파이프 유동 또는 회전식 날개의 공기역학을 위해 개발된 것이다. 그러므로 경계층에 대한 특정 매개화를 추가해야만 한다. 이 모델^[37]은 정지모드에서 아니면 중간 규모모델과 같은 예측모드에서 적용될 수 있다. 그러나 이 모델은 현재 컴퓨터 처리할 수 있는 입력자료의 한계로 인해 풍력발전 예측시스템 진단 운영에는 사용되지 않고 있다.

풍력발전 예측시스템의 관점에서 수치적 모델을 두가지 방식으로 사용한다. 하나는 역동적 모드로서 각 운영예측을 실제유동상황에 대한 운동방정식을 풀어 계산하게 되고 나머지 하나는 오프라인 모드로서 수치모델을 이용해서 군집분석방법으로 결정할 수 있는 표준유동상황에 필요한 도표를 생성할 수 있다. 이 모드에서는 역동적 계산을 해서 그 결과를 이용하여 유동을 교정할 수 있다.

역동모드에서의 예측시스템은 eWind로서 Bailey 등^[38]이 도입한 것이다. 바람조건에서는 지역 관점에서는 물리적이고 전력 출력을 결정하는 관점에서는 통계적인 예측시스템이다. 이 예측시스템에서는 중간규모의 대기모델 MASS 6을 이용하는 데 이것은 MM5와 유사하다. 이는 개략적인 해상도를 가지고 있는 지역 NWP에 의해 파생된 것이다. 따라서 eWind는 실제로 윈드프로필을 매개화를 사용하는 대신에 지역의 흐름을 할성화하게 된다. 그러나 적용통계방법은 현장에서 측정데이터를 필요로 하기 때문에 마지막 단계에 이용해서 풍속을 파워로 전환하고 예측상 체계적 오차를 수정하게 된다. 또 다른 운영적 예측 시스템은 MM5에 기초를 두고 있는 데 스페인에 있는 CENER에서 이행되고 있다. 그것은 4개의 내포된 도메인으로 운영되며 미국 AVN모델^[39]에 의해 파생된 것이다.

NWP를 이용하는 대신에 주어진 풍속은 풍력적용을 하고 난 후 예측하고 수정하게 된다. Jorgensen등^[40]은 보다 일반적인 접근방법을 따르는 데 이 때 이들은 풍력발전 예측시스템을 직접 대규모 기상예측 시스템 HIRLAM으로 이행하는

방법을 이용하게 된다. 내포하는 방법을 이용해 NWP의 공간해상도를 증가시키게 되는 데 이 목적은 정확한 풍속예측과 관련한 시스템을 최대한 좋게 만들기 위한 것이다. NWP와 직결되어 있기 때문에 파워 예측시스템은 기상학적 변이들을 완전히 종합한 것을 최대한 이용할 수 있다. 여기에서 기상학적 변이는 내부의 임시 해상도에 있는 모델이 제공한 것으로 전형적으로 고객에게 제공된 1시간의 일반적 시간단계보다 훨씬 높다.

탐색을 위한 도표접근방법에 대한 한 가지 예는 WAsP모델에 있는 복잡한 지형에서 유동을 고려하는 것인 데 고정된 유동에 관한 언덕효과를 풍향 및 풍속과 관련한 질량 일관법으로 계산하는 것이다. 탐색 접근방법은 통계적 모델과 결합하여 적용되기도 한다.

진단적 모델은 유동적 상황이 없는 경계층의 흐름을 매개화하는 데 그 기초를 두고 있다. 풍력발전 예측시스템의 내용속에 사용된 매개화는 실험적 관측과 결합된 물리적 원리로부터 나온 것이다.

72시간 예측 시간 수평과 함께 최초의 물리력 예측 시스템중 하나는 Landberg^[41,42]가 개발한 것으로 Riso에 소재한 국립실험연구실에서 1993년에 개발한 것이다. 그 절차는 네델란드 기상관측기관에서 운영했던 NWP시스템 HIRLAM^[43]을 이용한 풍력발전 예측시스템을 지역실정에 알맞도록 세부화 시키는 데 있다. 그러한 세부화 방법은 NWP에 의한 출력을 현장에 있는 지역조건에 알맞도록 적용시키는 것으로 유럽 풍력지도^[44]의 틀을 풍력에 대한 잠재적 평가전에 사용되어 온 Tejks 기술에서 나온 것이다. 지형에서 높은 곳을 설명하는 산악, 장애물, 대기의 열 경계층등을 고려하여 항상 지속되는 것 보다 의미있는 결과를 예측하게 된다. 예를 들어 현재의 값이 미래에도 타당도가 있을 것인가 하는 가정이 그 예이다. 이 예측 시스템은 Predikto라는 이름으로 사용자를 위해 상업화되어져 왔다.

파워예측 시스템^[45,46]은 Previento가 Oldenburg대학에서 개발되어 독일에서 현재 운영중에 있다. NWP시스템에서 얻은 풍속과 풍향에 관한 예측 정확도를 높이는 관점에서는 Prediktor와 같은 원리이다. 지역의 조건은 풍향의존, 산악영향, 특히 윈드프로필상 대기안정^[47,48]을 고려함으로써 나온다. 더구나 풍력발전시스템에서 발생하는 그림자효과가 고려되어진다. 풍력발전시스템에서 얻은 측정데이터

를 이용할 수 있다면 예측오차에 대한 체계적 통계교정을 적용한다. 공간적으로 분산된 지역에 있는 풍력발전시스템에서 통합된 파워 출력은 한 곳의 풍력농장에서 얻은 값보다 훨씬 관심을 끈다. Previento는 향상된 규모의 알고리즘을 포함하고 있는 데 이는 어떤 지역에 위치한 모든 풍력발전시스템으로부터 예상되는 파워 출력값으로 적절한 방법^[49]으로 선정된 대표지역에 기초를 둔 것이다. 파워 예측자체에 추가하여 Previento는 특정한 예측값에 대한 불확실한 추정치를 사용자들에게 그 예측에 대한 신뢰위험도를 평가하도록 해준다. 지역에서 상향된 규모와 불확실한 추정값에 대해서는 이러한 작업 결과의 한 부분을 Previento가 전환하도록 이행하여왔다.

일반적으로 물리적 시스템 개발^[50,51,52,53,54,55]은 기상과 경계층의 물리학에 관련된 전문적 지식을 필요로 한다. 대기의 복잡한 현상은 역동적으로 시뮬레이션화하거나 아니면 매개화를 이용해서 설명할 수 있다. 따라서 풍력발전 예측시스템에 대한 물리적 접근은 마치 심장절개수술과도 같은 것이어서 다양한 세부모델을 개발해서 기상학적 예측을 예상된 파워 출력으로 변형하기 위해 결국에는 합치도록 해야 한다. 기상의 관점에서 보면 블랙박스인 통계시스템과는 달리 물리적 시스템은 분명히 장점을 가지고 있으며 그 장점은 개별적 대기과정을 체계적으로 조사해서 그것들을 설명하기 위해 최선의 모델을 찾는 것이다.

그러나 물리적 예측 시스템은 오차에 아주 민감하는 데 그 이유는 초기의 잘못된 정보 때문이다. 예를 들어서 지역의 표층정보가 개략적인 것이 너무 많은 경우 바람예측은 실제의 상황을 너무 적게 평가하거나 아니면 특정한 윈드터빈이 예측모델을 통해서 얻은 신뢰할 수 있는 파워 곡선과 일치하지 않는다면 그 예측은 체계상에 잘못된 것이다. 결과적으로 물리적 시스템이 측정 데이터 없이 예측은 되지만 그 예측에 대한 정확도가 향상되려면 측정된 풍속과 파워 출력이 상관도가 높아야 할 것이다.

3. 자료 및 분석방법

이 연구에서는 제주도 바람 기후자료를 통하여 풍황이 우수한 지역을 조사하였고 수치기상모델을 이용하여 풍력발전단지에 대한 발전량 단기예측 및 비교 평가를 수행하였다. 바람 자료 분석과 발전량 및 예측자료 분석을 위한 지점, 기간 및 분석요소는 Table 1-1 및 Table 1-2와 같다.

Table. 1-1 Sites of wind data.

	Jeju	Seogwipo	Sungsanpo	Gosan
Date	1924. 1. 1 ~ 2009. 12. 31.	1961. 1. 1 ~ 2009. 12. 31.	1973. 1. 1 ~ 2009. 12. 31.	1988. 1. 1 ~ 2009. 12. 31.
Factors	Wind direction, Wind speed	Wind direction, Wind speed	Wind direction, Wind speed	Wind direction, Wind speed

Table. 1-2 Sites of wind farm.

	Hankyeong	Hangwon	Sungsan
Date	2008. 1. 1 ~ 2010. 2. 28.	2008. 1. 1 ~ 2010. 2. 28.	2008. 1. 1 ~ 2010. 2. 28.
Factors	Wind direction, Wind speed, Temp. Press. power output	Wind direction, Wind speed, Temp. Press. power output	Wind direction, Wind speed, Temp. Press. power output

II. 제주도의 기후학적인 특성

1. 제주도 지형적 특성

제주도는 한반도의 최남단(북위 33°06' ~ 34°00', 동경 126°08' ~ 126°58')에 위치하고 있으며, 총면적 1,847km²로 동서 73km, 남북 31km로 동서방향이 남북방향보다 2.4배 길며, 장축이 위도에 대하여 북동방향에서 남서방향으로 약 15도 가량 기울어진 모습이다. 또한 한라산을 정점으로 동서사면은 완만(3~5°)하고 남북사면은 동서보다 급한 경사(5~10°)를 보이고 있다.

한라산 정상에서 남서쪽으로 해발 200m~600m 고도의 비교적 저변이 넓은 둔네코 계곡이 있으며 산 북쪽으로는 정상에서 700m고지에 이르는 "Y"계곡이 형성돼 있다. 또한 원추형으로 생긴 368개의 직경 1km미만, 표고 200~300m인 봉우리로 "오름(악, 봉)"이라 불리는 기생화산이 산 정상에서 해안까지 분포한다. 이와 같은 오름은 해발 600m이하 고도에 80% 정도가 산재되어 있어 하층바람에 영향을 주어 기류의 국소적인 수렴역으로 형성되어 지형성 일기변화를 창출하는 경우가 많다. 이와 같이 계절적 주풍계, 해륙풍의 순환 특성 등 여러 원인으로 인해 북부, 남부, 동부, 서부의 기상현상 출현이 각기 특성이 있고, 고도에 따른 날씨의 변화도 커서 한반도의 서해안, 동해안, 남해안 및 내륙과 산지기후 특성이 종합적으로 나타나고 있다.

2. 바람특성

1) 기상관측 현황

제주지방기상청에서 운영하고 있는 기상관측망은 Fig. 2-1과 같이 제주, 서귀포, 성산포, 고산 4개 지역 유인기상관측지점과 추자도, 오등, 유수암, 선흘, 구좌, 서광, 한림 모슬포, 마라도, 가파도, 남원, 가시, 중문, 하원, 우도, 어리목, 성판악, 진달래밭, 윗세오름 19개 지역의 무인관측 지점이 있다.

Fig. 2-2는 기상관측 지점별 해발고도로써 해발고도가 제일 낮은 추자도 18m부터 제일 높은 윗세오름 1637m까지 다양한 지점에서 관측하고 있다.



Fig. 2-1. Measurement sites of Jeju.

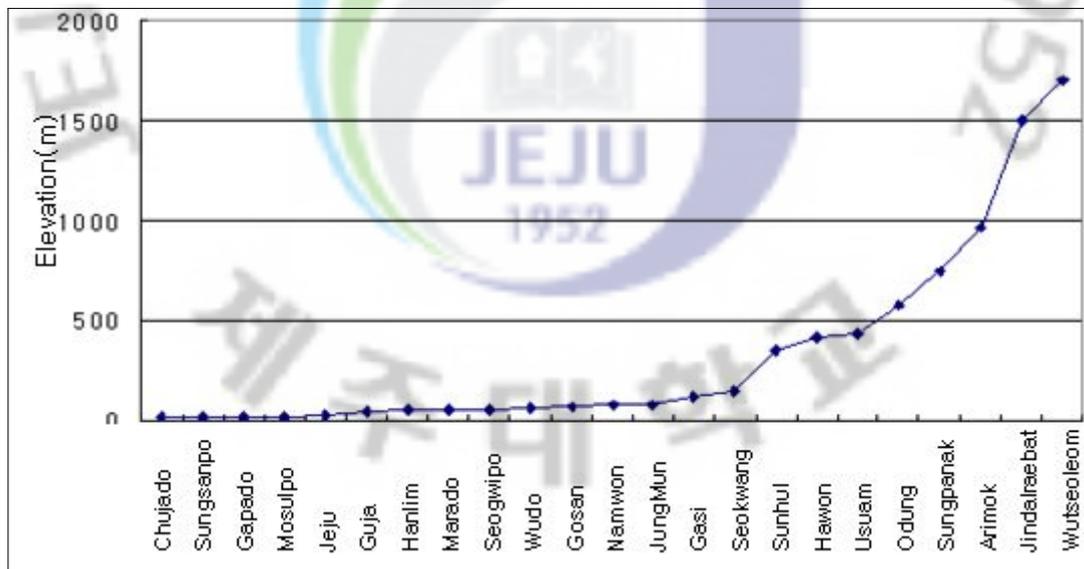


Fig. 2-2. Elevation of measurement sites.

2) 지역별 연 평균 풍속

각 지점별 관측개시일(Table. 2-1) 이후부터 2009년까지 연 평균자료를 이용하여 변화추이를 살펴보면 다음과 같다.

Table 2-1 The beginning date of measurement.

Station	Establishment	Starting date
Jeju	1923. 01.	1923. 05. 01.
Seogwipo	1961. 01. 01.	1961. 01. 02.
Sungsanpo	1970. 07.	1973. 01. 01
Gosan	1987. 12. 15.	1988. 01. 01.

Fig. 2-3의 연 평균풍속을 보면 제주는 1920~1930년대 5.0~5.5m/s였던 풍속이 점차 감소하여 1990~2000년대에는 3.2~3.4m/s를 나타냈으며, 서귀포도 1960~2000년대까지 3.8m/s에서 3.2m/s로 점차 감소하였다. 반면, 고산에서만 1980~2000년대까지 6.5m/s에서 7.6m/s로 증가하였고, 성산포는 1970~2000년대까지 3.1~3.3m/s로 비슷한 분포를 보였다. 이는 제주와 서귀포 지역의 도시화로 인하여 관측장비 주변으로 건물이 증가함에 따라 풍속 장애가 나타난 것으로 보인다.

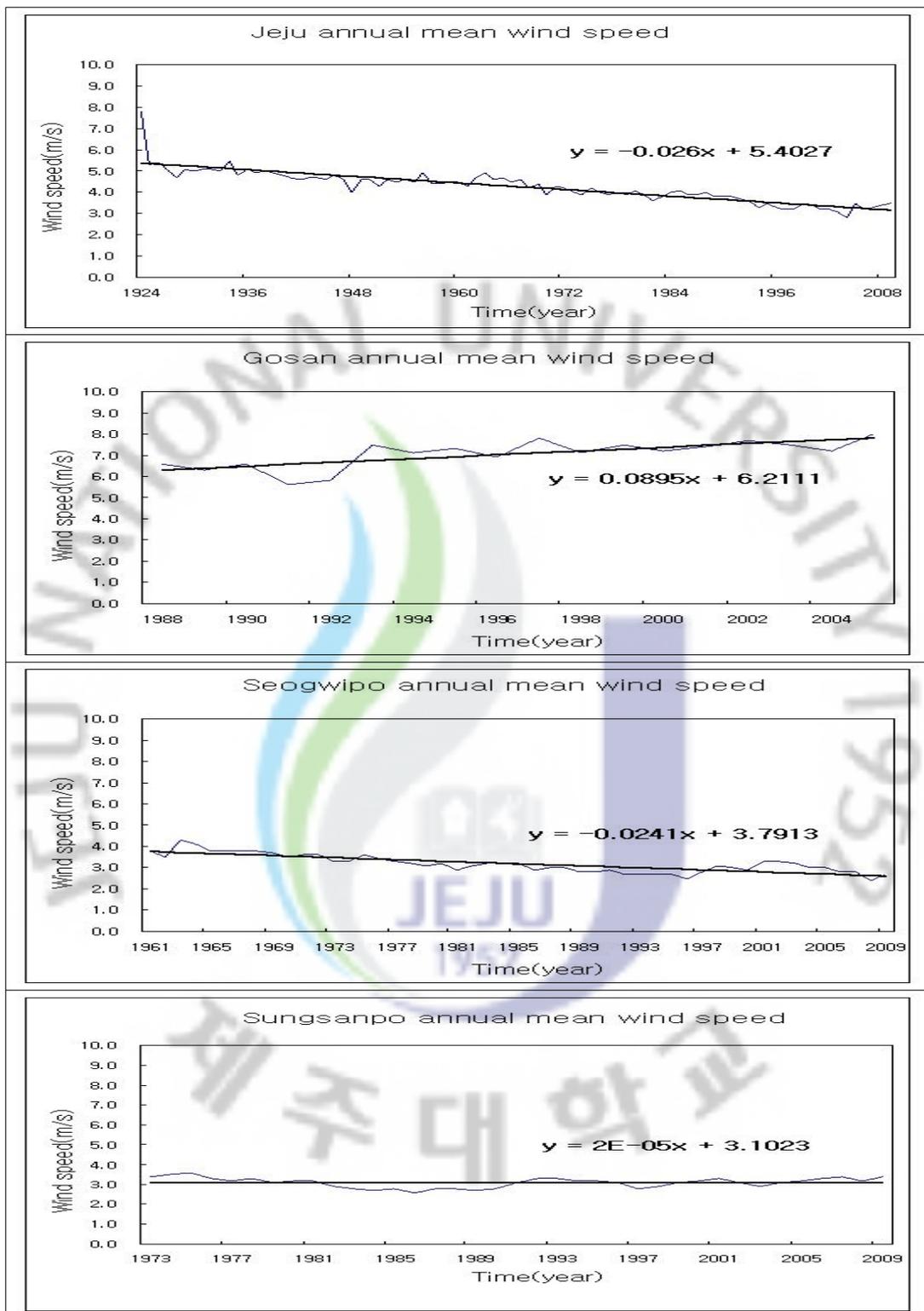
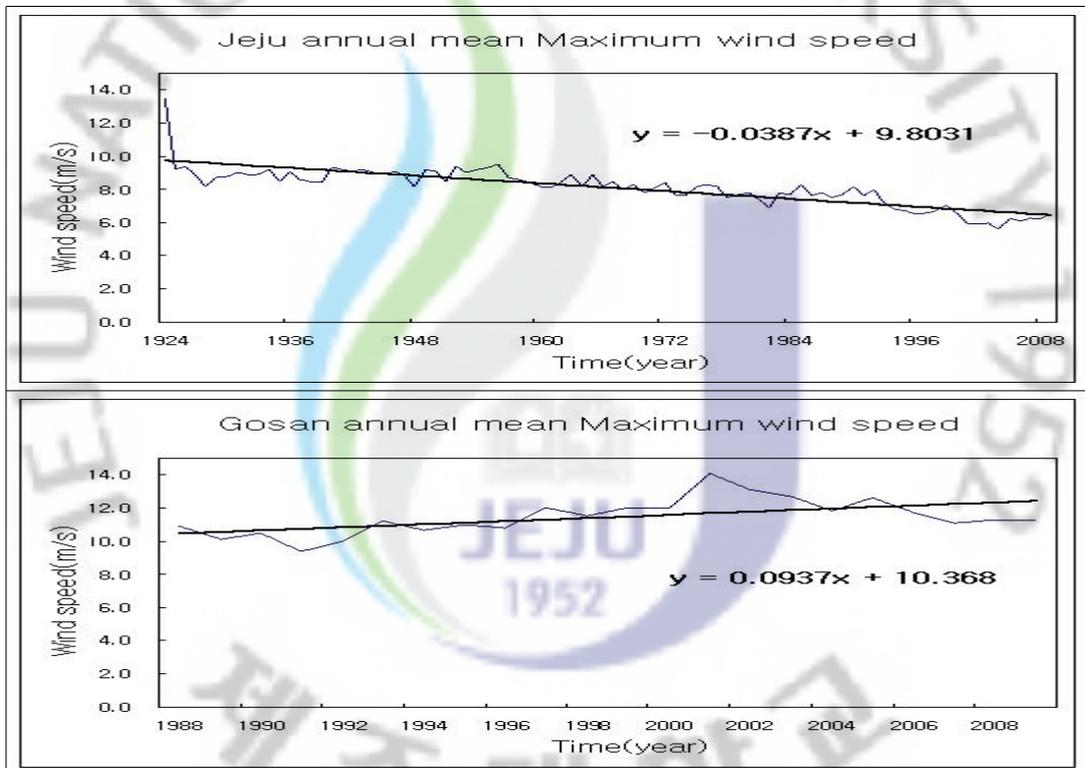


Fig. 2-3. Annual average of wind speed.

3) 지역별 연 평균 최대 풍속

Fig. 2-4의 연 평균 최대풍속을 보면 연 평균풍속과 비슷한 추세를 보이고 있다. 제주는 1920~1930년대 9.0~9.5m/s였던 풍속이 점차 감소하여 1990~2000년대에는 5.9~7.0m/s를 나타냈으며, 서귀포도 1960~2000년대까지 7.4m/s에서 5.8m/s로 점차 감소하였다. 반면, 고산에서만 1980~2000년대까지 10.5m/s에서 12.9m/s로 증가하였고, 성산포는 1970~2000년대까지 5.6~6.2m/s의 분포를 보이고 있다.



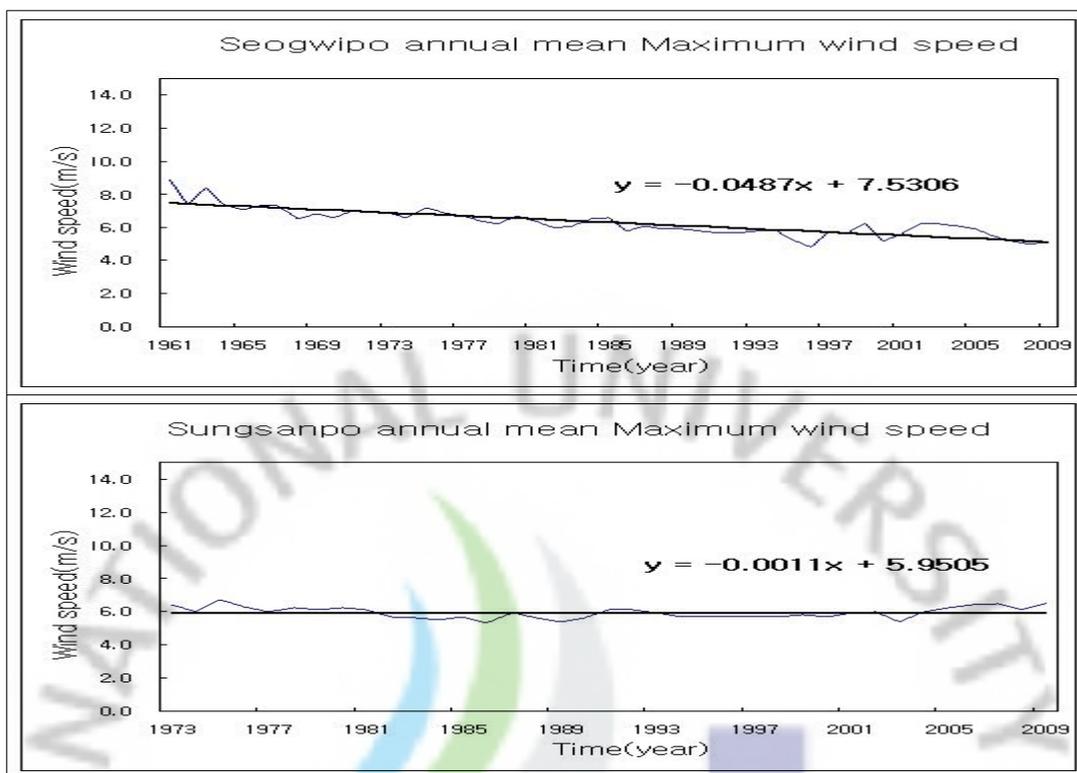


Fig. 2-4. Annual average of maximum wind speed.

4) 지역별 평균풍향

Fig. 2-5의 평균풍향을 보면 제주 북부지역은 1923~2009년까지 주 풍계가 북에서 북서풍으로 나타났고 주 풍속은 3.0~8.0m/s의 분포를 보였다. 제주 남부지역은 1961~2009년까지 주 풍계가 북동풍과 서남서풍이 우세한 것으로 나타났고 주 풍속은 3.0~8.0m/s의 분포를 보였다. 제주 서부지역은 1988~2009년까지 주 풍계가 북북서에서 북북동풍으로 나타났고 주 풍속은 8.0~13.9m/s의 분포를 보였다. 제주 동부지역은 1973~2009년까지 주 풍계가 서북서에서 북북서풍으로 나타났고 주 풍속은 3.0~8.0m/s의 분포를 보였다.

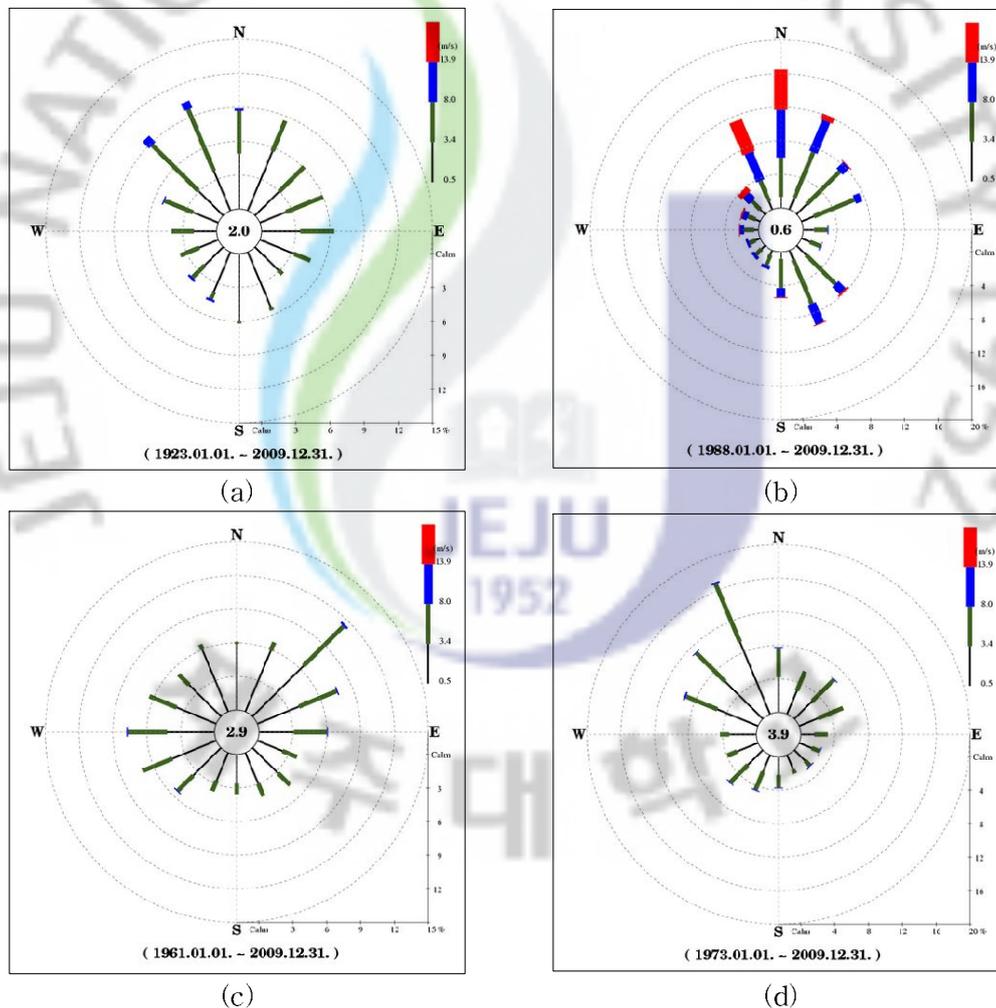


Fig. 2-5. Wind rose of each sites (a)Jeju, (b)Gosan, (c)Seogwipo, (d)Sungsanpo.

5) 고도별 평균풍속

Fig. 2-6의 최근 10년간 제주도 고도별 평균풍속 분포를 보면 고도별로 풍속이 감소하고 있으나 지형적으로 높은 풍속을 나타내는 고산이나 섬 지역을 제외한다면 3~4m/s로 비슷한 분포를 보이고 있으며, 어리목 풍속도 지형적인 제약을 고려할 때 산간지역을 대표한다고 할 수 없으므로 이번 조사에서 고도별 평균풍속 비교는 대표성을 갖지 못한다. 복잡한 지역에서 풍력에너지 자원의 평가를 위해서 기상학적인 바람장의 정확한 평가는 중요한 요인이 된다^[56,57].

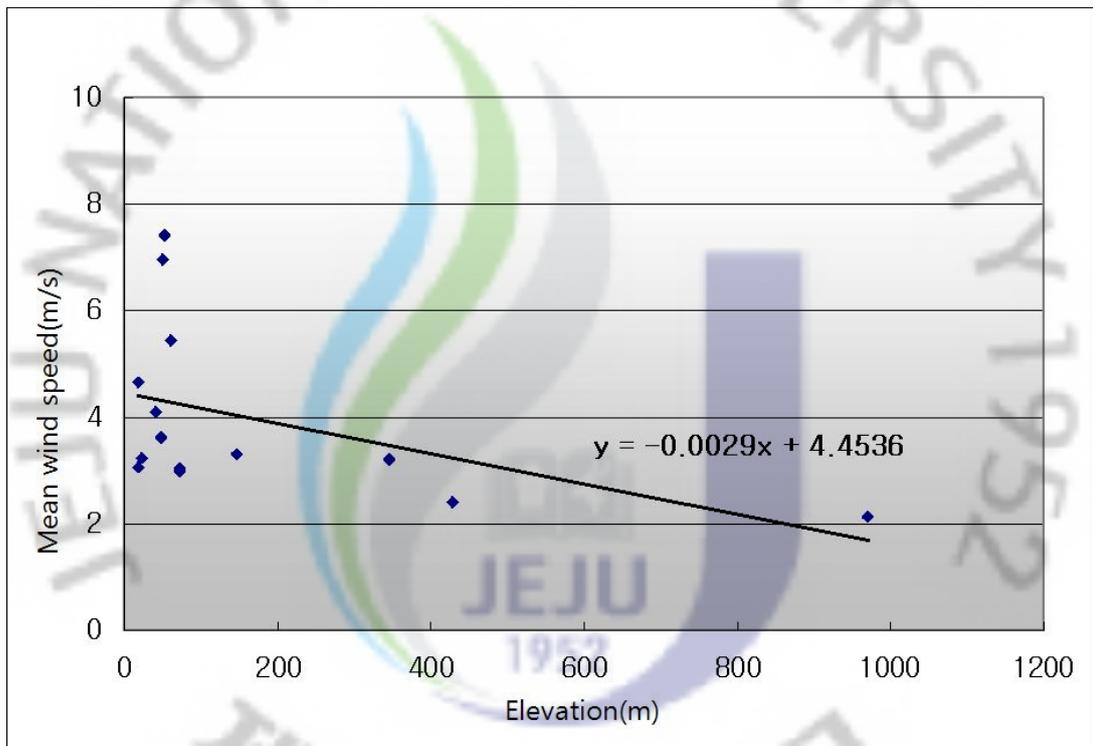


Fig. 2-6. Wind speed variation of each elevations.

Ⅲ. 제주지역 풍력발전단지 모니터링 시스템 구축

1. 모니터링 시스템 개요

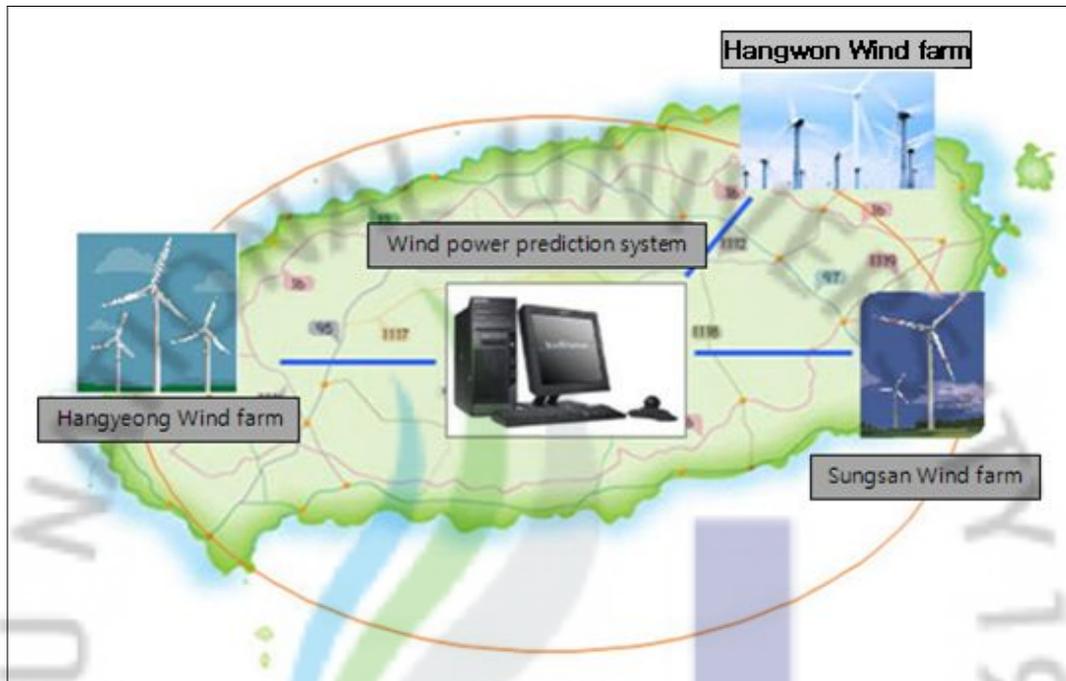


Fig. 3-1. Schematic of monitoring system.

발전량 예측을 위한 실시간 모니터링 시스템은 Fig. 3-1에서 보는 바와 같이 지정된 행원풍력단지과 한경, 성산 풍력단지를 연결하여 데이터를 발전량 예측 시스템으로 전송하는 방식으로 구성되어 있다. 각 풍력단지에서는 모니터링실에서 풍력발전기의 데이터를 수집하여 인터넷 라인을 통해 TCP/IP 통신으로 데이터를 송신하고 구축한 모니터링 데이터베이스에 발전기에서 얻은 풍황정보 및 발전량을 저장, 관리하게 된다. 수집된 풍황정보 및 발전량 데이터는 통계분석을 위한 데이터 DB에서 관리가 되며 얻어진 발전량은 예측 발전량과 비교하기 위한 자료로 활용된다.

구축한 모니터링 시스템은 기존 풍력단지의 자체 모니터링 시스템현황을 파악, 분석하고 필요한 하드웨어를 추가 구성하여 필요한 데이터 정보를 자체 수집하였다. 행원 풍력단지의 경우 전화모뎀을 이용한 방식의 모니터링 시스템(Vestas

Telecom II)을 가지고 있으며, 이는 풍력단지의 모니터링을 위해서는 내선 방식의 전화를 걸어 발전기 내부에 설치되어 있는 모뎀에 접속하여 발전기 정보를 얻는 방식으로 지속적인 모니터링을 할 수 있는 시스템이 아니다. 지속적인 모니터링 정보를 얻기 위해 별도의 하드웨어 구성을 추가하였으며 구축된 하드웨어를 통해 실시간 모니터링 시스템을 구축하였다. 한경과 성산 풍력단지의 모니터링 시스템은 SCADA(Supervisory Control And Data Acquisition) 시스템으로 모든 풍력발전기가 온라인으로 연결되어 모니터링을 수행하고 있다. 데이터의 수집과 전송은 쉽게 처리할 수도 있으나 보안상의 이유로 SCADA 서버로 직접 접속이 안 되어 모니터링 시스템의 클라이언트 측에서 일부 정보를 받아 데이터를 전송하는 방식을 취하였다.

모니터링을 위한 소프트웨어는 각 풍력단지에서 데이터를 수집하는 데이터 수집 모듈과 데이터를 전송하는 모듈을 개발하여 풍력단지 내 모니터링 실에 설치하였고 발전량 예측 시스템 내 모니터링 데이터 저장, 관리를 위한 데이터베이스를 구축하였으며 이를 관리하고 분석하기 위한 모듈을 개발하여 원격관리가 가능하도록 하였다. 데이터 수집 모듈의 경우 발전기와의 데이터 송수신을 위한 프로토콜 처리가 관건이며 이를 분석, 처리하고 발전량 예측 시스템의 메인 서버로 전송하기 위한 데이터 전송 모듈과 같이 작업을 수행한다. 메인 서버의 데이터베이스는 전송되는 데이터를 받아 구성된 각 데이터 테이블에 데이터를 저장하고 관리하게 되어 있다.

이상의 내용을 정리하면 전체 모니터링 작업내용은 다음과 같다.

- 행원풍력단지, 한경풍력단지, 성산풍력단지의 모니터링 시스템과 실시간 온라인 연결
- 모뎀방식의 모니터링 시스템을 실시간 통신 방식으로 변경
- 실시간 데이터 수집 모듈 개발
- 데이터 전송 모듈 개발
- 발전량 예측 모니터링 시스템내 데이터베이스 구축
- 저장데이터 기반, 발전량 예측 시스템으로 정보 제공 및 데이터 분석 모듈 개발

2. 하드웨어 구성

1) 풍력단지 모니터링 시스템 현황

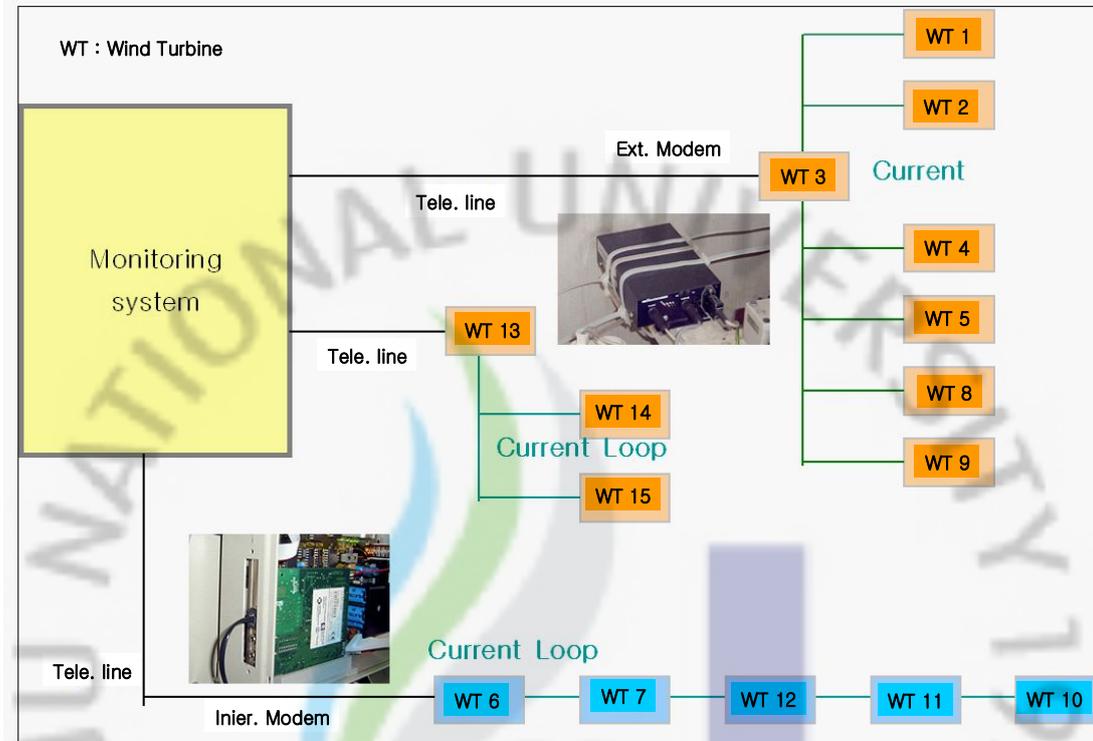


Fig. 3-2. Monitoring system of Hangwon.

행원 풍력단지 내 모니터링 시스템 구성은 Fig. 3-2에서 보는 바와 같이 VESTAS 1, 2, 3, 4, 5, 8, 9호기가 Current Loop 통신 방식을 이용하여 3호기 내부의 Telecom II 외장 모뎀으로 연결되어 있고 VESTAS 13, 14, 15호기가 역시 Current Loop 통신 방식을 사용하여 13호기 내부의 외장 모뎀으로 연결되어 있다. NEG 기종의 경우 6, 7, 10, 11, 12호기가 6호기 내 통신 제어박스로 모이고 제어박스 내 내장모뎀을 통해 외부로 연결되도록 되어 있다. 모뎀을 장착하고 있는 각 3개의 3호기, 13호기, 6호기는 외부 전화선을 통해 모니터링 하우스 또는 외부 컴퓨터와 전화 라인을 통해 정보를 주고 받을 수 있다.

Fig. 3-3의 모니터링 시스템 문제점을 보면 모뎀을 통한 모니터링 시스템은 전화 접속시에만 모니터링이 가능하고, 저장 데이터를 전송을 위해서는 제어박스

내 저장정보를 다운로드 하는 방식으로 되어 있어 실시간 모니터링이 불가능하며 저장 데이터 전송시 모뎀통신 오류 혹은 전화라인 불량으로 인해 전화가 자주 끊기게 되어 데이터 전송이 힘들다는 문제점을 가지고 있다. 또한, 발전기 제어모듈 내 저장메모리가 작아 최대 3일 동안의 데이터만을 저장하므로 정기적인 접속 및 데이터 백업을 하지 않는 경우 이전 데이터를 확인할 수 없다.



Fig. 3-3. Weakness of modem method.

행원 풍력단지에서 사용 중인 통신모뎀을 이용하지 않고 지속적인 데이터 수집을 위해서는 모뎀방식이 아닌 직접 Current Loop 라인을 이용하여 자체 모니터링 시스템과 연결하는 방식이 필요하였다. Current Loop 통신방식은 현재 많이 사용하고 있는 방식은 아니지만 원거리 통신에 유리하고 여러 대의 클라이언트 시스템을 제어하는데 사용된다. Fig. 3-4는 한경과 성산 풍력단지에서 사용중인 SCADA 시스템의 구성도로 모든 발전기가 SCADA 서버로 연결이 되고 인터넷 상으로 클라이언트 컴퓨터가 서버와 연결되어 모니터링을 수행하고 있다. 모든 발전기의 정보는 SCADA 서버에 저장되고 관리되며 클라이언트는 필요한 정보를 요청하고 데이터를 확인 및 다운로드 할 수 있는 방식으로 구성되어 있다. 구축되어 있는 SCADA 서버는 메인 오퍼레이터 외에는 접근이 안 되며 지정된 클라이언트만 접근이 허용된다. 이 연구에서는 클라이언트측에서 필요한 정보를 받아 발전량 예측 시스템 서버로 재전송하는 방식으로 구성하였다.

Fig. 3-5는 SCADA 클라이언트 화면을 보여준다.

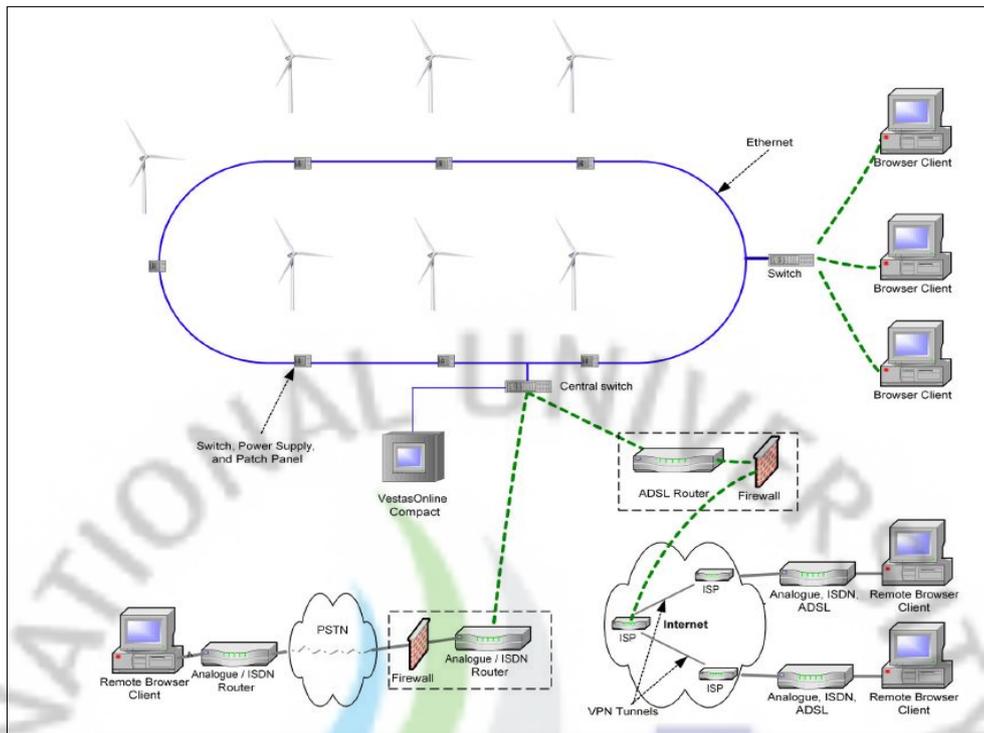


Fig. 3-4. SCADA system.

Park Summary

Summary Graphics Configuration

Server	m/s	kW	Gen. Delta	Gen. Star	Gen. p	Status	Yaw Dw	Yaw CDW	Blake
A1	13.6	2786	On grid						
A2	13.3	2849	On grid						
A3	13.4	3019	On grid						
A4	14.1	2997	On grid						
A5	14.8	3001	On grid						
A6	14.0	3001	On grid						
A7	12.2	3000	On grid						
B1	13.6	3002	On grid						
B2	14.0	3003	On grid						
B3	13.2	2951	On grid						
B4	12.7	3001	On grid						
B5	15.6	2877	On grid						
B6	12.6	3002	On grid						
B7	13.5	2998	On grid						
B8	13.7	3001	On grid						
C1	13.3	3001	On grid						
C2	15.1	3000	On grid						
C3	15.1	2985	On grid						
C4	14.5	2998	On grid						
C5	13.9	3000	On grid						
C6	12.7	3030	On grid						

Fig. 3-5. Windows of SCADA client.

2) 하드웨어 구축

(1) Current Loop 구성

Current Loop 통신 방식은 데이터 가변에 따라 전류가 4mA~20mA 로 출력되는 방식으로 단말기 와 단말기사이의 전송로는 전위차에 의한 노이즈가 발생하므로 각 전송 방식에서는 이를 보완하기 위하여 몇 가지 방법을 이용하는데 RS-232에서는 12V 정도의 전압을 출력하여 전위차로 인해 발생하는 노이즈의 한계를 어느 정도 극복하지만 통신 거리가 짧아 풍력단지 같은 넓은 영역에서는 사용이 불가능하다. Current Loop 방식에서는 전위차 노이즈를 없애기 위해서 각 단말기에서 포토커플러를 이용하여 전송로와 절연하여 전위차 노이즈를 극복한다. Current Loop 는 신호선과 그라운드, 두 가닥으로 구성되며 멀티드롭 방식이 가능해 여러 대의 발전기와 통신하기에 좋다. Current Loop 회로는 송수신 데이터 분리가 쉬워 Current Loop을 RS-232나 RS-485 방식으로 신호변환을 쉽게 구성할 수 있다. 최근 사용하는 컴퓨터의 외부 통신 포트는 대부분 USB 방식으로 Current Loop 통신과 매칭하기 위해서 Current Loop에서 RS-232 로 변환 후 다시 USB 통신으로 전환하여 모니터링 컴퓨터와 연결한다.

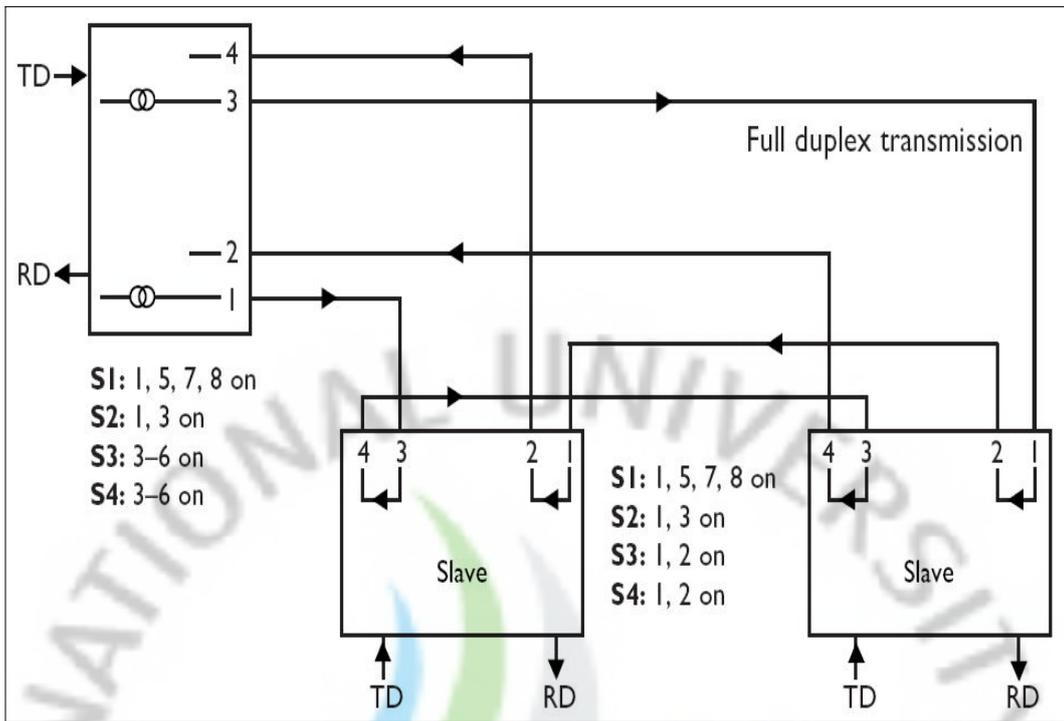


Fig. 3-6. Current Loop connection.

Current Loop 통신 방식은 멀티드롭 방식으로 여러 대의 클라이언트와 통신이 가능하다. Fig. 3-6에서 보는 바와 같이 송신측에서 다음 클라이언트의 수신으로 연결이 되며 수신단 플러스 단자와 마이너스 단자가 교차하면서 다음 클라이언트 수신으로 모든 풍력 발전기와 연결이 된다. Current Loop 방식은 송수신측의 Active와 Passive 방식이 있어 서버측에서 전류를 보낼지, 클라이언트측에서 전류를 보낼지를 결정하게 되는데, 이 연구의 모니터링 통신에서는 서버측 송수신에서 모두 Active 상태로 연결되었다. 따라서 모니터링 컴퓨터와 연결된 Current Loop 변환기에서 전류를 보내면서 각 발전기와 정보를 주고 받고 있다.

(2) 발전기내 통신 시스템 분석

이 연구의 풍력 모니터링을 구축하기 위한 1번째 단계로 가동중인 풍력발전기에서 출력되는 정보 신호를 처리하는 프로세서 모듈을 찾아 분석하는 작업이 선행되었다. VESTAS 기종의 경우 상부 제어기와 하부 제어기 간에 Fig. 3-7과 같은 구조로 CT3514모듈을 이용하여 광통신 방식으로 서로 정보를 주고 받고 있다. CT3514모듈은 RS422포트 1개와 광통신 포트 2개를 내장하고 있는 모듈로 상부 제어기인 경우 광통신 포트 1개를 이용하여 하부 제어기와 정보를 교환하고 나머지 포트는 시스템 점검을 위한 휴대용 터미널 혹은 PC와 연결되도록 구성되어 있다. 하부 제어기의 CT3514모듈은 상부 제어기와 광통신 단자를 이용하여 상부와 정보교환을 하고 RS422 포트는 제어기에 부착된 운영 터미널 모듈과 연결되어 관리자가 발전기 내부에서 직접 조작할 수 있도록 구성되어 있다.

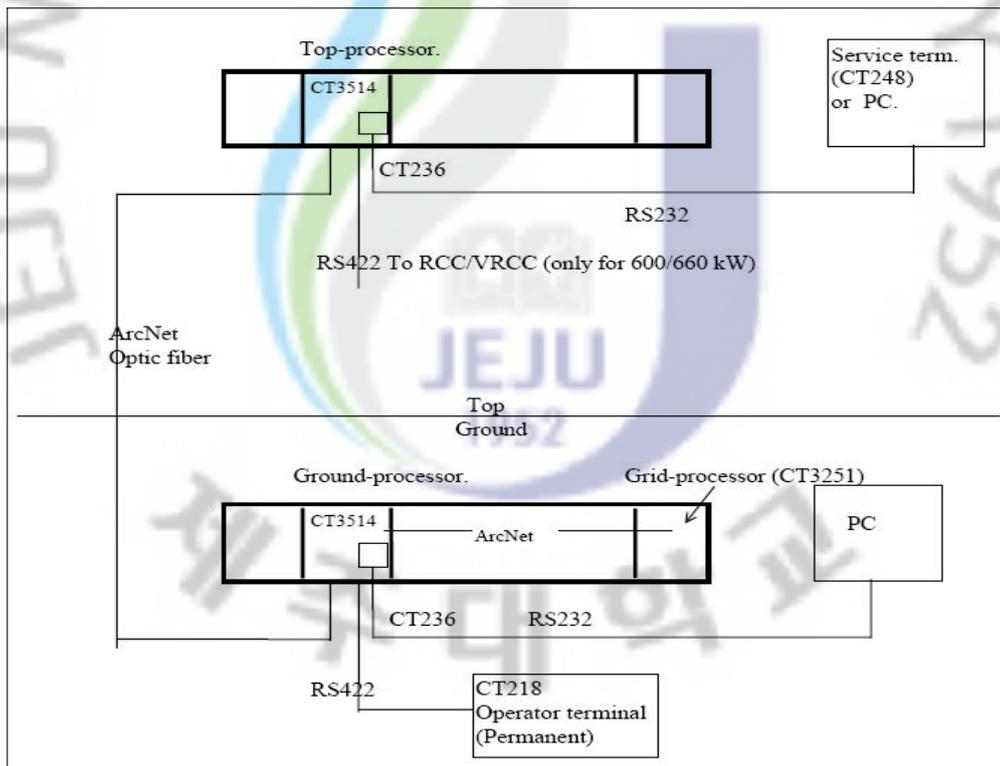


Fig. 3-7. Network of top controller and ground controller.

외장 모뎀을 이용한 모니터링은 발전기 내부에 설치한 외장모뎀 Telecom II와 별도의 통신 모듈인 CT3230을 이용하여 모뎀과 발전기 시스템과 정보를 주고받고 있다. 통신 방식은 발전기에서 일방적인 정보를 주고 있지 않고 특정 패킷을 주고 받음으로써 정보를 교환하는데 이 둘간의 통신은 특정 프로토콜을 사용하고 있어 둘간의 통신 프로토콜을 분석하여 모니터링에 필요한 정보를 모뎀을 통하지 않고 직접(Direct Access) 수집할 수 있도록 하였다. CT3230의 통신 라인은 Current Loop 방식을 가지고 있으므로 이 연구에서 수행하고자 하는 실시간 모니터링을 위해서는 모뎀을 통하지 않고 CT3230과 직접 통신할 수 있도록 CT3230모듈에서 나오는 Current Loop라인을 추출하여 RS232방식으로 변환후 PC와 통신할 수 있도록 구성하고 프로토콜 분석을 통하여 정보를 획득할 수 있도록 처리 하고 있다.

VESTAS 기종의 풍력발전기를 모니터링 하기 위한 또 하나의 방법으로 하부 제어 프로세서의 CT3514모듈을 통한 방법이 있다. CT3514는 위에서 설명한 바대로 상부제어기와 정보를 주고 받으면서 운영 터미널과 연결되어 관리자가 발전기를 조작할 수 있게 하는 모듈로 시스템 점검 및 테스트를 하기 위한 휴대용 터미널 혹은 PC로 연결할수 있는 광통신 단자와 RS422 포트를 내장하고 있다. 광통신 단자는 발전기가 가동중인 상태에서는 지속적인 현재 상태 정보를 외부로 전송하고 있는데 모든 정보를 일방적으로 보내지는 않으며 운영터미널에서 주는 명령에 따라 정보를 제공한다.

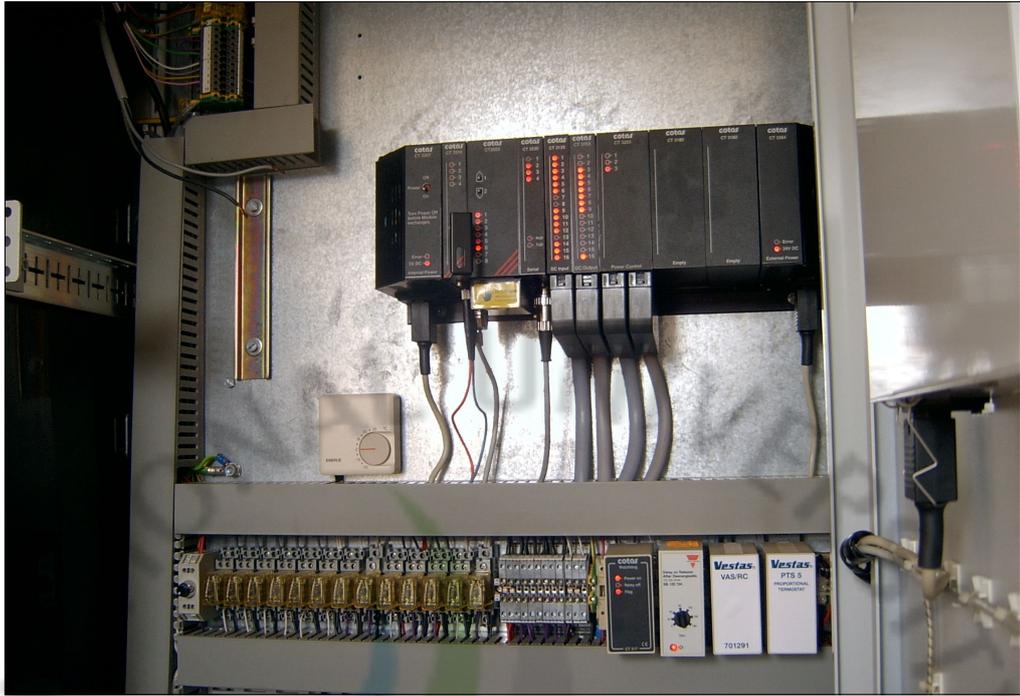


Fig. 3-8. Processor of VESTAS ground controller.

Fig. 3-8은 VESTAS 하부 제어기 프로세서를 보여주는 것으로 메인 프로세서와 통신 모듈등을 포함하고 있으며 이중 CT3514와 CT3230도 같이 구성되어 있다.



Fig. 3-9. VESTAS CT3514 module.

Fig. 3-9는 VESTAS CT3514모듈을 보여주는 것으로 오른쪽 그림에서는 일반적인 상태로 하단에 광통신 포트를 통해 상부 제어기와 정보를 주고받고 RS422포트와 운영 터미널로 연결된다. 왼쪽 그림은 전면 광통신부에 광단자-RS422로 변환하는 CT316모듈을 장착한 것으로 이 경로를 통해 제어기 운영 터미널에서 보여 지는 것과 같은 정보를 계속적으로 수신할 수 있다. 그러나 수신되는 정보는 운영터미널에 보여 지는 화면으로 다른 정보를 수신하고자 하면 운영터미널에서 조작을 해야 하며 이 경로에서 원하는 정보를 얻으려면 조작기 제어권을 현재 모니터링 경로로 전환해야 한다. 이는 이중 조작으로 인한 오류를 방지하고자 하는 것으로 모니터링시 조작 제어권에 대한 부분도 처리를 해야 한다. CT3514모듈의 광통신 단자를 통한 입력 정보는 특수한 블록패킷 정보 이외에는 운영 터미널에서 보여지는 ASCII 코드를 그대로 전송하고 있어 일부 패킷의 전후 프로토콜만 분석하면 쉽게 원하는 정보를 획득할 수 있다.

(3) 모니터링 시스템 구축

풍력단지의 발전기 모니터링을 위한 하드웨어 시스템은 위에서 언급한 내용들을 기반으로 발전기내 통신 모듈(CT3230)과 Current Loop 통신 방식으로 결선을 하고 이를 RS-232 시리얼 통신으로 변환하기 위한 변환기를 Fig. 3-10과 같이 발전기 통신 모듈과 연결하고 변환기의 RS-232 단자를 모니터링 컴퓨터의 RS-232 단자 혹은 USB 변환기를 통해 컴퓨터로 연결이 된다. 결선 방식은 Current Loop 변환기의 송신(+)이 1번째 발전기의 수신(-)으로 입력되며 내부 모듈을 거쳐 수신(+)에서 다음 발전기의 수신(-)으로 연결된다. 이렇게 연결하고자 하는 마지막 발전기까지 결선되고 마지막 발전기의 수신(-)이 Current Loop 변환기 송신(-)으로 연결된다. 수신부는 그 반대로 결선되어 하나의 통신 루프를 구성하게 된다. 전류를 흘려주는 Active 상태는 송수신 모두 Current Loop 변환기에서 담당하고 있다.

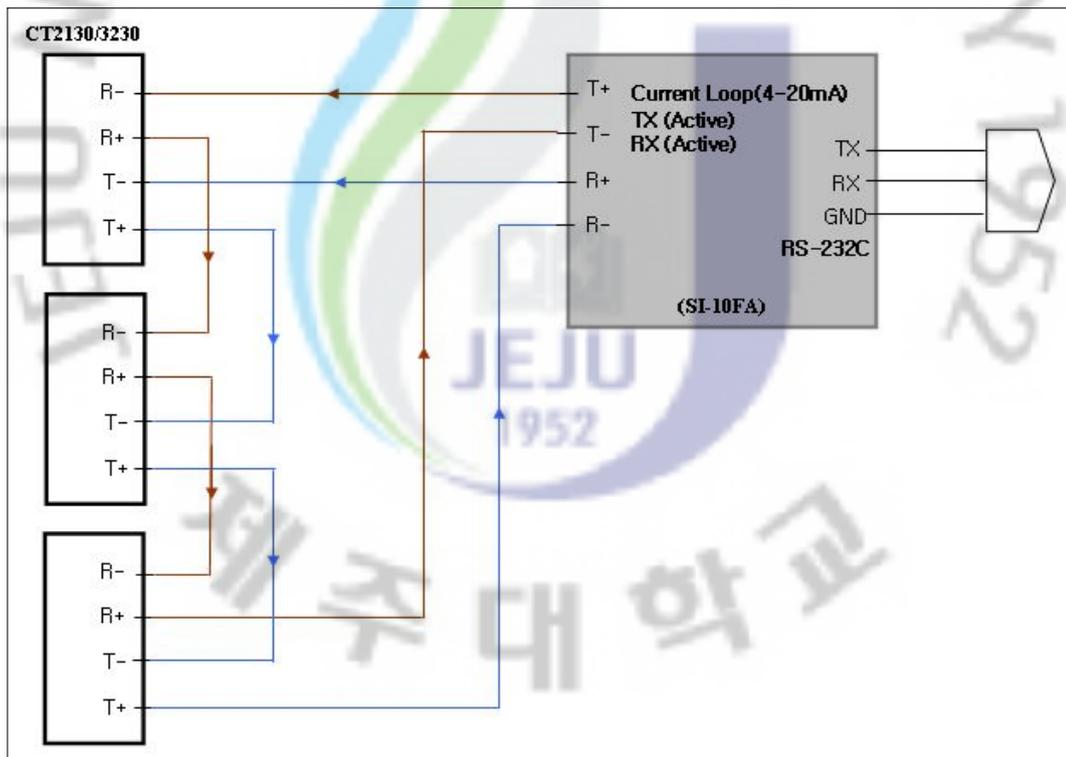


Fig. 3-10. Current Loop-RS232 converter connection.

Fig. 3-11은 연결된 모니터링 데이터의 흐름도로 모니터링 컴퓨터의 데이터 수집 모듈에서 시리얼 통신방식으로 발전기에 데이터 요청하면 이 신호는 Current Loop - RS232 변환기를 통해 발전기의 통신 모듈로 보내어 발전기는 이에 대한 응답을 하게 된다. 모니터링 컴퓨터에서는 발전기에서 보내온 정보 프로토콜을 데이터 수집 모듈에서 분석하여 필요한 정보를 추출하고 이 데이터를 자체 저장 및 화면상에 사용자가 원하는 정보를 보여주고 이를 발전량 예측 시스템의 데이터베이스로 전송을 한다.

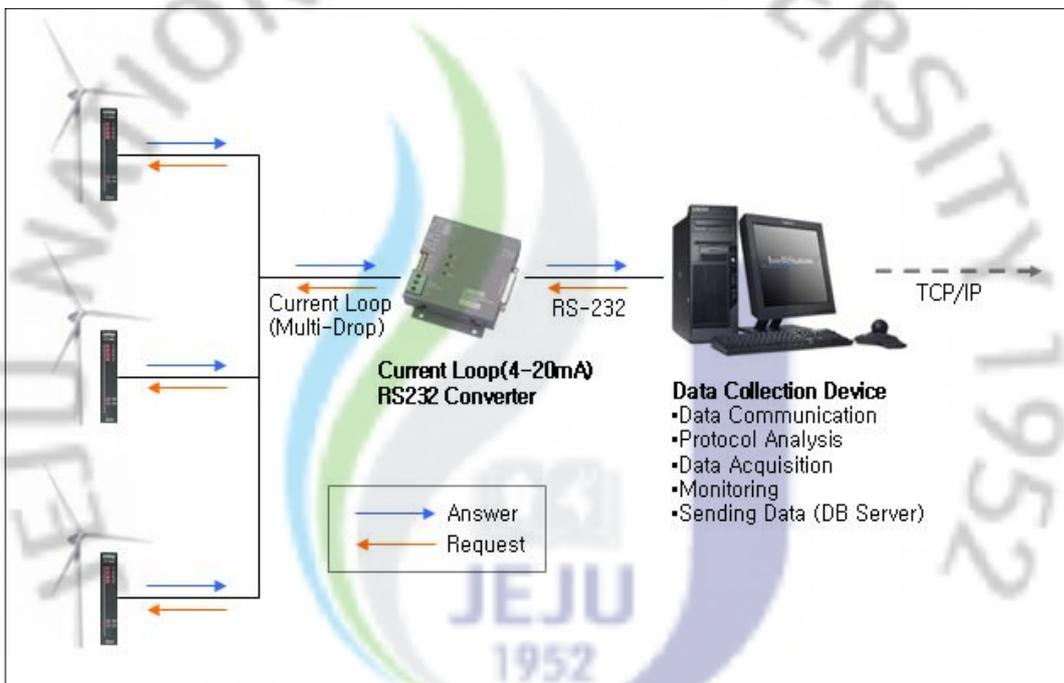


Fig. 3-11. Schematic of data monitoring.

모니터링 컴퓨터는 풍력단지내 모니터링실에 설치되었으며 데이터 송신 모듈을 제외하면 자체 실시간 모니터링 시스템을 구현한 것과 같다. 이 연구에서는 발전량 예측 시스템에서 정보를 확인하고 예측된 발전량과 비교, 분석하기 위해 10분 간격으로 10분 평균 데이터를 모니터링 컴퓨터에서 발전량 예측 시스템의 데이터베이스로 전송하고 있다.

구축된 모니터링 시스템의 전체 구성도는 Fig. 3-12와 같으며 행원, 한경, 성산 3지역의 풍력단지에서 인터넷망을 통해 발전량 예측 시스템의 데이터베이스에서 데이터를 전송받고 이것을 DB로 저장, 관리 및 분석 작업을 통해 발전량 예측 시스템과 연계하게 된다. 이를 원활하게 수행하기 위한 소프트웨어를 개발하여 모니터링 작업을 수행하였다. 개발한 모듈은 현장 모니터링 컴퓨터에서 동작할 데이터 수집 모듈과 데이터 전송 모듈, 전송받은 데이터를 저장, 관리하기 위한 발전량 예측 시스템 내 데이터베이스, 이를 관리 분석을 위한 분석 모듈이다.

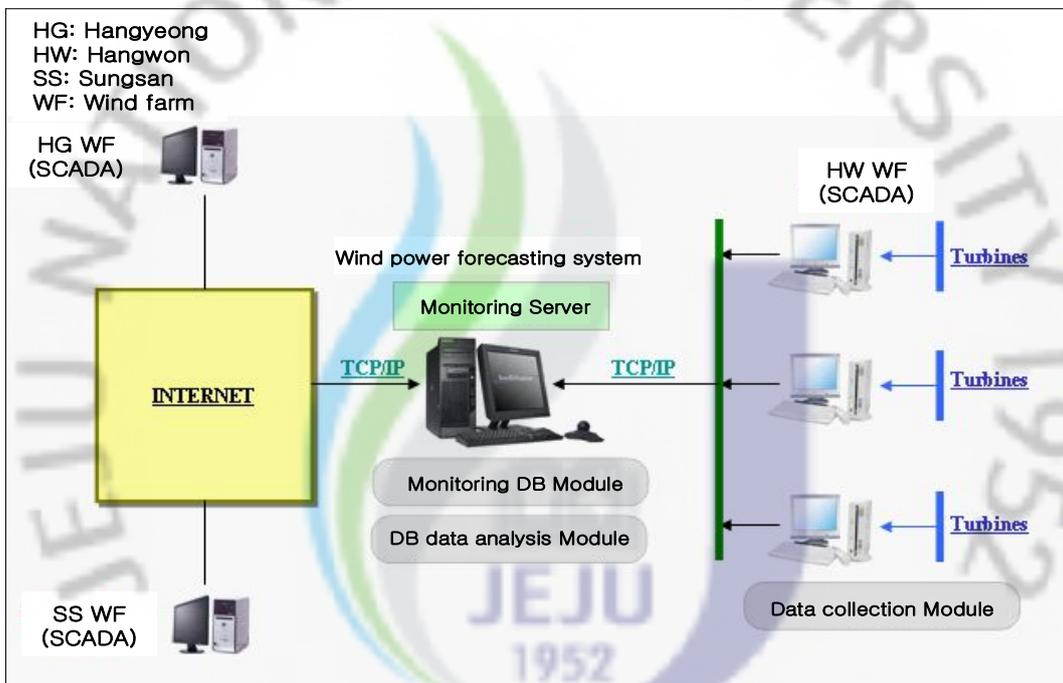


Fig. 3-12. Schematic of monitoring system.

3. 소프트웨어 구성

1) 데이터 프로토콜

발전기 컨트롤러는 확장 프로토콜을 사용하며 이 확장 프로토콜은 U, X, Y, Z로 구성되어 있다. U프로토콜은 DNR(Data Not Ready) 혹은 UR(Unknown Request) 상황의 통신에 이용되며 발전기 컨트롤러에서 모니터링 시스템으로의 응답 프로토콜로 몇몇 자료는 항상 유효하지 않고, 적당한 값이 전달되기 전에 처리 시간을 필요로 한다. 10msec까지 유효한 정보가 없으면 DNR 응답 정보가 생성되며 데이터 필드 '예상응답시간'은 msec단위의 시간을 포함한다. 만일 명확하지 않은 요청(UR)이 수신되면 U 프로토콜에 '0' 시간을 설정하여 전송하게 된다. X 프로토콜은 마스터와 슬레이브간 대량의 데이터 블록을 전송하기 위해 사용되며 모든 X 프로토콜의 바이트는 리모트 컨트롤러에서 발전기 컨트롤러로 보낼때는 대문자 'X'를 사용하고 발전기 컨트롤러에서 리모트 컨트롤러로 보낼때는 소문자 'x'를 사용한다. Y 프로토콜은 통상의 명령을 전달하기 위해 사용되어 진다. 여기서 마스터는 리모트 컨트롤러를 의미하며 슬레이브는 발전기 컨트롤러를 의미하고 대문자 X, Y, Z는 리모트 컨트롤러에서 발전기 컨트롤러로 전송할 때 사용되며 소문자 u, x, y, z는 발전기 컨트롤러에서 리모트 컨트롤러로 전송할 때 사용된다.

Table 3-1. Data type of protocol field.

Code	bytes	Type
A1	1	Character
Ax	x	String
B1	1	Bits
B2	2	Bits
C1	1	Unsigned numeral
C2	2	Unsigned numeral
C4	4	Unsigned numeral
I1	1	Signed numeral
I2	2	Signed numeral
I4	4	Signed numeral
T4	4	Time stamp
T6	6	Time stamp
T12	12	Time stamp
S1	1	7-bit unsigned numeral
R4	4	Real
R8	8	Long real

분석된 필드의 데이터 타입은 Table. 3-1과 같으며 대표적인 요청/응답 프로토콜은 다음과 같다.

요청 프로토콜

A1 X, Y, Z

A1 Type

'0':

'1' Overview.

'2' Production.

A1 Command

'O' Enter 'RUN' state [CHR(79)]

'P' Enter 'PAUSE' state. For VGMS this command enters 'STOP' state and performs soft disconnection of all capacitor steps. [CHR(80)]

'X' For VGMS this command enters "STOP" state and performs fast disconnection of all capacitor steps. [CHR(88)]

'N' Acknowledge error. [CHR(78)]

'S' Reset counters according to the telegram type (type 1A, 2B, 3B, 6A, 6B, bB, cB). [CHR(83)]

'L' Ok to go into Local mode. [CHR(76)]

'C' Connection permission on (VAMS) [CHR(65)]

'D' Connection permission off (VAMS) [CHR(68)]

'0' No command. [CHR(48)]

응답 프로토콜

A1 x, y, z

B1 State1

Definition of bit-codes for turbine:

c y1 y2 s p1 p2 o1 o2

(o1 o2) operation state

0: emergency

1: stop

2: pause

3: run

(p1 p2) pending op. state (as operation state)

(s) service state (1=service, 0=normal)

(y2) yawing CW

(y1) yawing CCW

(c) command accepted (1=accepted, 0=not accepted)

A1 Subtype. If no subtype is defined '@' will be sent

B1 State2

Definition for bit-codes for turbine:

g2 g1 l v a y2 y1 r

(r) remote control possible (1=poss., 0= not poss.)

(y1 y2) yaw state

0=not active

1:manual yaw

2:outyawing

3: auto yaw

(a) turbine available (1=available, 0=not available)

(v) VDF triggered

(l) Local mode request (key turned).

(g1) generator 1 connected

(g2) generator 2 connected

2) 데이터 수집 및 전송 모듈

데이터 수집 및 전송 모듈은 풍력단지의 발전기로부터 풍황 및 발전량 정보의 패킷을 받아 분석하고 필요한 정보를 추출하여 수집하고 수집된 데이터를 로컬 컴퓨터에 저장한 다음 이 데이터를 발전량 예측 시스템 서버로 전송하는 역할을 담당한다.

(1) Use Case Diagram(Data Acquisition)

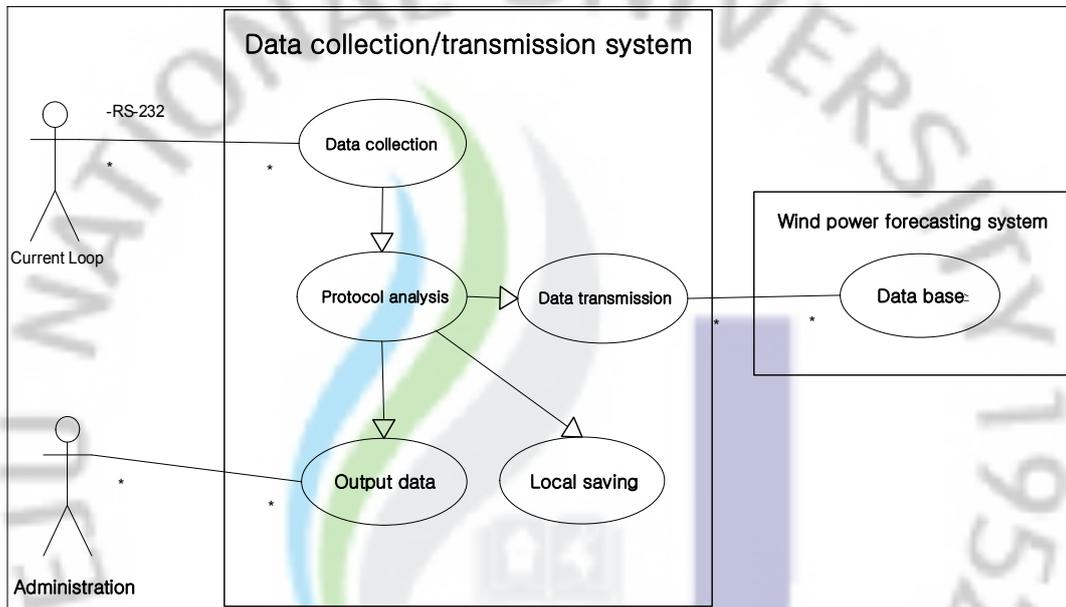


Fig. 3-13. Data collection/transmission system.

Fig. 3-13은 데이터 수집 및 전송 모듈의 Use Case Diagram 으로 Actor 및 시스템 개요는 다음과 같다.

Current Loop - RS232 변환기(Actor) :

발전기 통신모듈과 연결 및 패킷 정보 수신, 데이터 수집 모듈로 데이터 전송

관리자(Actor) :

시스템내에서 수집된 정보의 확인

데이터 수집/전송 시스템(System) :

Current Loop - RS232 변환기로부터 데이터 수신, 수신 패킷의 프로토콜 분석, 관리자 a화면으로 정보 출력, 지정된 로컬 드라이브로의 저장, 발전량 예측 시스템

템 데이터 베이스로 인터넷 망을 이용하여 데이터를 전송

발전량 예측 시스템(System):

발전량 예측 시스템의 데이터 서버로 전송받은 데이터의 저장 및 관리

(2) Class Diagram(Data Acquisition)

데이터 수집 및 전송 모듈의 클래스 구조는 각각의 터빈정보를 입력한 turbine 클래스와 여러 대의 발전기를 구성하기 위한 turbineList 클래스, 발전기 정보 신호를 처리하는 SerialPort 클래스, 패킷구조를 분석하기 위한 _packet 구조, 외부 발전량 예측 서버로 데이터를 전송하기 위한 Socket 클래스를 포함하고 있으며 외부 전송시 SQL DB 로 바로 입력하기 위한 DB 클래스를 포함하고 있다.

SerialPort를 통해서 일정시간 간격으로 정보요청을 위한 패킷을 발전기측으로 전송하고 이에 대한 응답신호가 입력되면 수신 이벤트가 이를 받아 전송받은 패킷을 _packet 구조체에 넣어 패킷분석(Parser)기로 보내 원하는 정보를 추출한다. 추출된 정보는 등록된 터빈 리스트에 해당 ID 에 해당하는 터빈 정보를 넣어주고 이를 소켓에 씌어 외부 발전량 서버로 전송을 한다. Fig. 3-14에서 DataSet과 포 Adapter 들은 SQL DB로 전송하기위한 보조 클래스들이다.

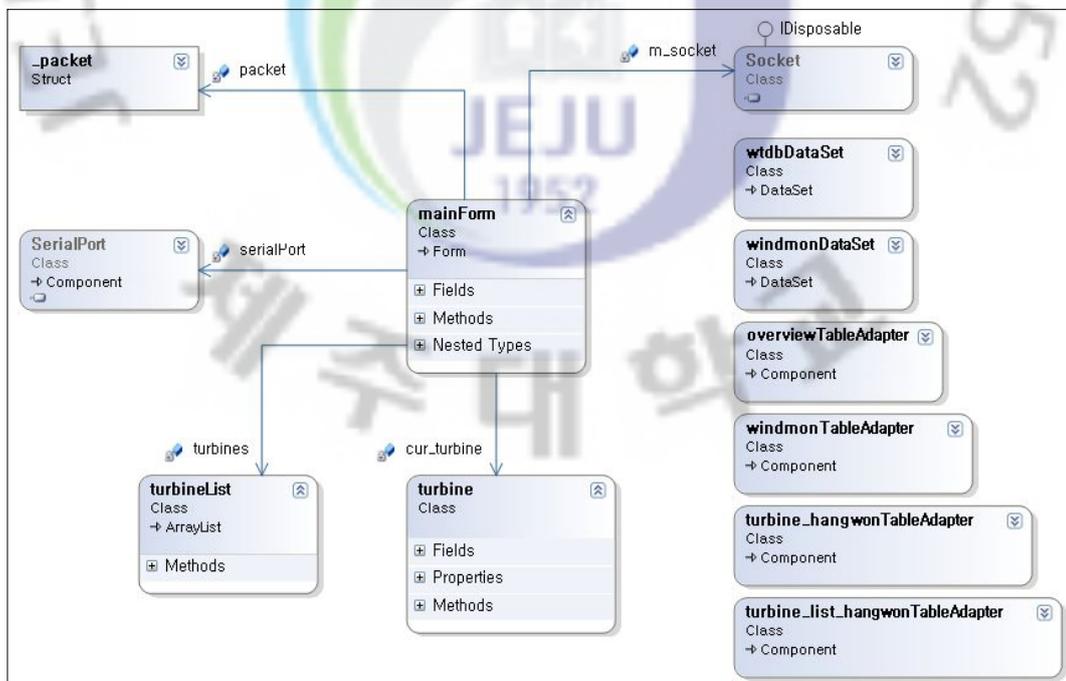


Fig. 3-14. Class diagram.

(3) Sequence Diagram(Data Acquisition)

Fig. 3-15는 데이터 수집 및 전송 모듈의 Sequence Diagram으로 발전기로부터 입력된 데이터가 발전량 예측 시스템으로 정보가 처리되고 전송되는 과정을 도식화 한 것이다. 데이터의 흐름은 매우 직관적으로 구성되어 있으며 Packet Parser 부분이 가장 중요하고 매우 어려웠던 부분이다. 패킷분석이 잘못되는 경우 잘못된 정보가 저장될 수 있기 때문에 작업 후에도 실제 발전기 값과 비교하여 정확성을 검증하였다. 로컬 드라이브로의 저장은 특정 DB를 사용하지 않고 아스키형태의 텍스트 파일로 저장을 하며 이는 네트워크상에 문제가 발생할 경우 데이터 보존을 위한 방안으로 처리하는 것이다.

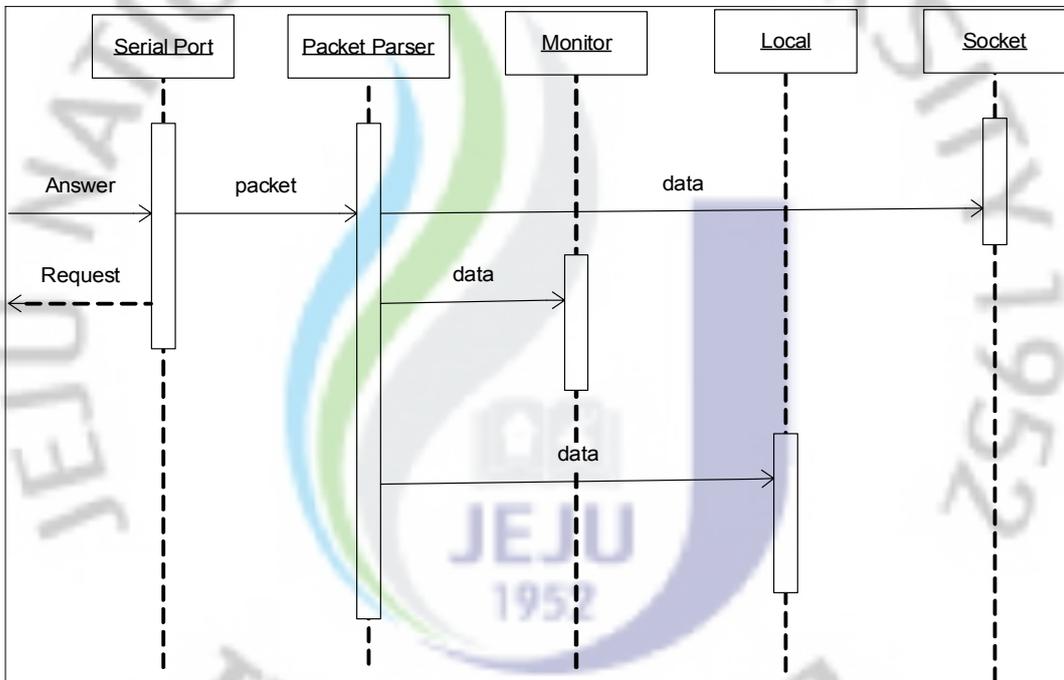


Fig. 3-15. Procedure of diagram.

(4) 데이터 수집 및 전송 모듈 운용

데이터 수집 및 전송 모듈은 크게 모니터링 부분과 통신설정 부분으로 구분되며 등록된 터빈 리스트를 같이 볼 수 있다.

통신 설정 부분 Fig. 3-16은 Current Loop-RS232 변환기와 연결하기 위한 콤포트 설정 부분이 있으며 외부 발전량 예측 시스템 서버와 연결하기 위한 TCP/IP 설정 부분이 있다. 모뎀 설정 부분은 기존 모뎀 라인을 가지고 있기 때문에 필요에 따라서 모뎀으로도 접속할 수 있도록 추가한 것이다. 기본 작업 모드에서 모뎀 설정은 사용하지 않는다. 프로그램이 구동하고 발전기와 연결이 되면 하단 박스에 연결된 상태와 주고받는 정보를 확인 할 수 있도록 패킷 정보가 출력되며 이를 보면서 데이터를 확인해 볼 수 있다. 기본 설정항목 이외에 초기 개발 당시 사용했던 패킷 분석을 위한 도구들도 만약을 대비해 사용할 수 있도록 처리하였다.

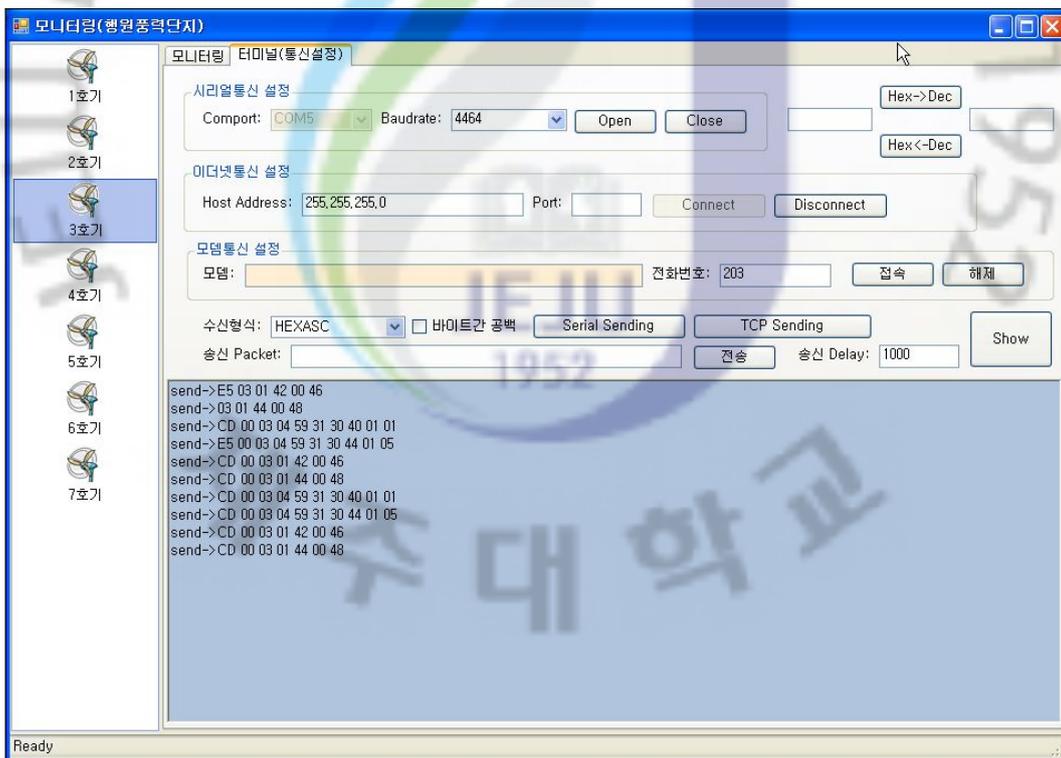


Fig. 3-16. Data collection module.

(5) SCADA Client 데이터 수집 및 전송 모듈

SCADA Client로 부터의 데이터 수집과 전송은 SCADA Client에서 추출된 정보를 수집모듈(Collector)에서 처리하여 이 데이터를 중계모듈(Repeater)로 보내어 이 중계모듈이 발전량 예측 서버로 데이터를 전송한다. 수집모듈과 중계모듈은 시리얼 통신 방식으로 연결이 되어 있으며 클래스 구조는 Fig. 3-17과 같다. 필요한 정보를 wind_data 클래스에서 읽어서 이 정보를 중계모듈로 일정 시간 간격으로 전송을 한다. Fig. 3-18은 수집모듈의 구동화면으로 시리얼포트를 통해 중계모듈과 연결되었는지 확인을 하고 수집되는 데이터가 발생하면 바로 중계모듈로 전송을 하고 마지막 전송 데이터를 화면에 출력해 주어 프로그램 모듈이 정상적으로 동작하는지 확인해 볼 수 있다. 수집 모듈은 한경 풍력단지와 연결된 2대의 클라이언트, 성산 풍력단지와 연결된 1대의 클라이언트 컴퓨터 모두 3대의 클라이언트에서 동작하도록 제작되었다. 내부적으로 연결되는 지역 ID를 설정해 하나의 프로그램으로 여러대의 클라이언트와 연결할 수 있도록 외부 설정 기능을 갖추었다.

Fig. 3-19는 수집모듈에서 데이터를 전송받아 발전량 예측 서버로 전송하기 위한 중계 모듈로 위에서 언급한 대로 3대의 클라이언트 수집 모듈에서 보내오는 데이터를 처리하기 위해 3개의 통신 설정 기능을 갖추고 있다. 중계 모듈은 각각의 수집모듈에서 보내오는 정보를 받아 발전량 서버와 연결된 SQL DB 로 데이터를 전송하고 마지막 전송 데이터를 화면에 출력해 동작 상태와 마지막 전송 데이터 시간 및 데이터 정보를 확인해 볼 수 있다. 이 수집 모듈과 중계모듈은 계속 확인하고 지켜보는 프로그램이 아니므로 화면이 안보여도 계속해서 작업을 수행할 수 있는 트레이 기능으로 구현하였다.

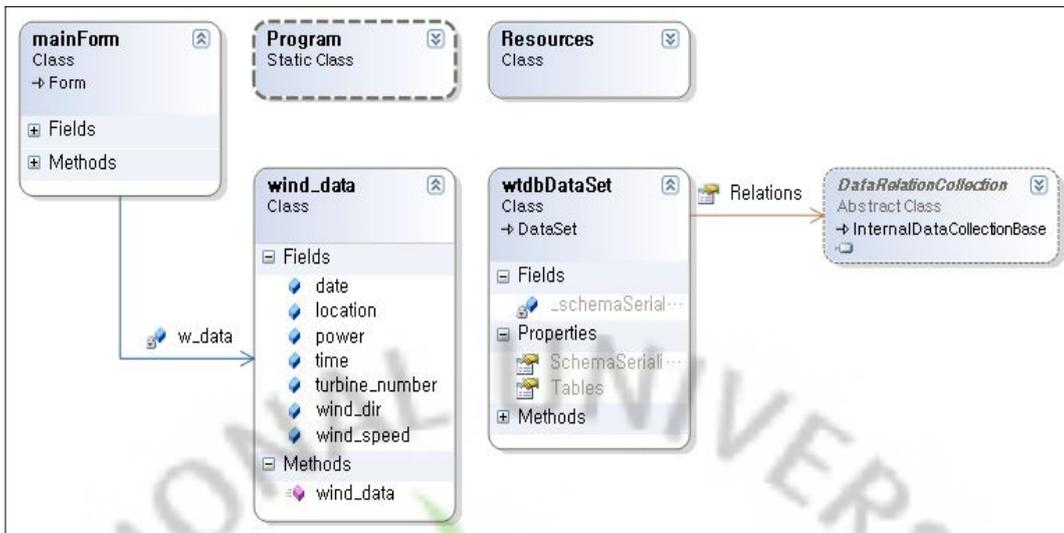


Fig. 3-17. Class diagram(SCADA Client Collector/Repeater).

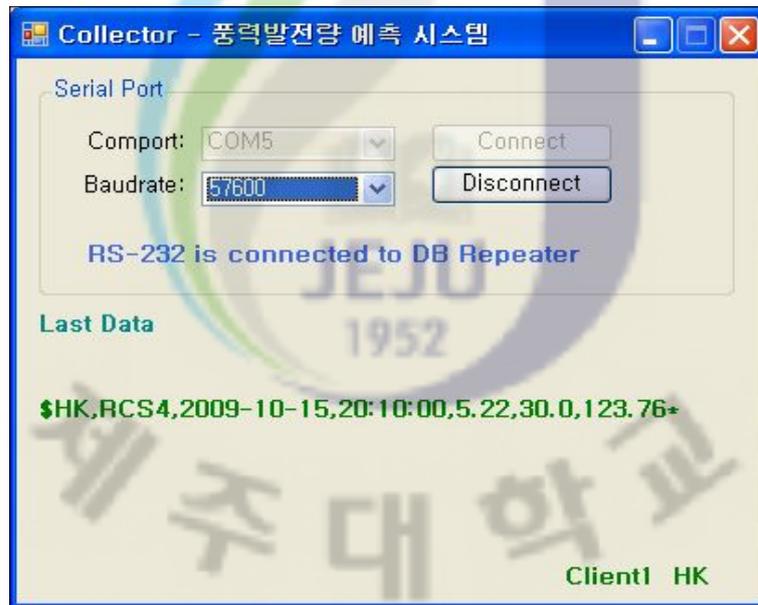


Fig. 3-18. SCADA Client data collection module.

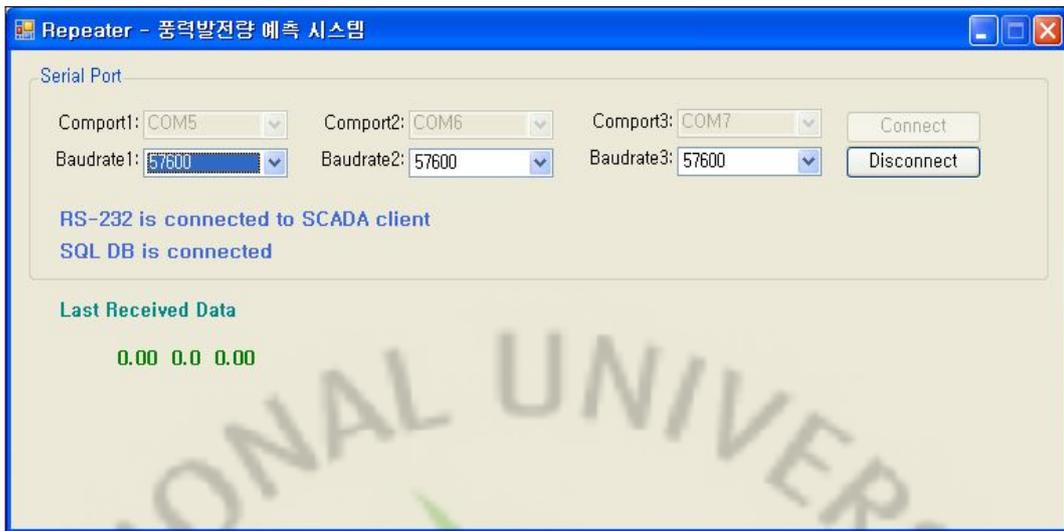


Fig. 3-19. SCADA Client data repeater.

3) 데이터베이스

발전량 예측 시스템 서버의 모니터링 데이터베이스(Fig. 3-20, Fig. 3-21, Fig. 3-22)는 Microsoft사의 MS SQL 2005를 사용하고 있으며 지역별 풍력단지 리스트 테이블과 각 풍력단지별 테이블을 구성하여 풍력단지로부터 전송되어 오는 정보를 저장, 관리하고 있다.

각 테이블에 관한 사항은 다음과 같다.

site_list : 풍력단지 지역정보

site_channel : 풍황 채널 정보

turbine_list : 풍력단지내 각 발전기 정보

turbine_hangwon : 행원 풍력단지 데이터

turbine_hangyeong : 한경 풍력단지 데이터

turbine_sungsan : 성산 풍력단지 데이터



Fig. 3-20. DB Diagram.

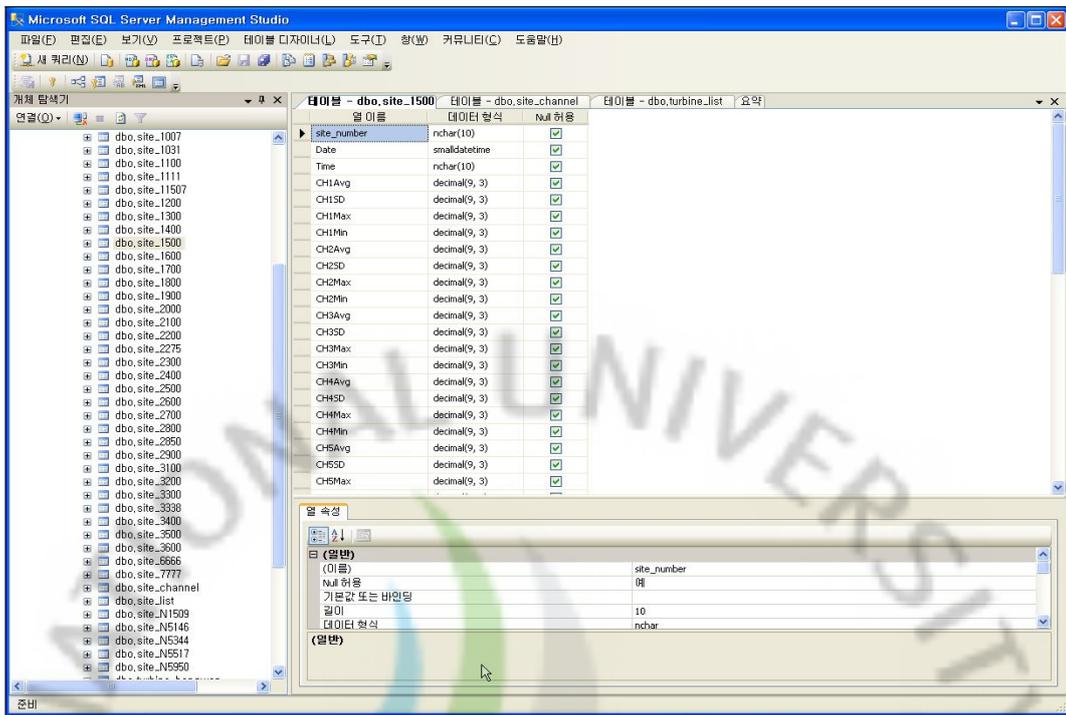


Fig. 3-21. DB table.

site_number	channel	type	description	height	scale_factor	offset	unit
11507	CH1	Wind Speed	NRG #40 Anem.	60	0.765	0.53	m/s
11507	CH1	Wind Speed	NRG #40 Anem.	60	0.765	0.35	m/s
11507	CH3	Wind Speed	NRG #40 Anem.	50	0.765	0.35	m/s
11507	CH4	Wind Speed	NRG #40 Anem.	40	0.765	0.35	m/s
11507	CH5	Wind Speed	NRG #40 Anem.	30	0.765	0.35	m/s
0470	CH1	Wind Speed	NRG #40 Anem.	60	0.769	0.363	m/s
0470	CH2	Wind Speed	NRG #40 Anem.	60	0.765	0.35	m/s
0470	CH3	Wind Speed	NRG #40 Anem.	50	0.765	0.35	m/s
0470	CH4	Wind Speed	NRG #40 Anem.	40	0.765	0.35	m/s
0470	CH5	Wind Speed	NRG #40 Anem.	30	0.765	0.35	m/s
0470	CH6	Wind Speed	NRG #40 Anem.	20	0.765	0.35	m/s
0470	CH7	Wind Vane	#200P Wind Vane	NULL	0.351	0	deg
0470	CH8	Wind Vane	#200P Wind Vane	NULL	0.351	0	deg
0470	CH9	Volt	voltmeter	3	1	0	volts
0470	CH10	Temp	NRG #110S Temp	3	0.136	-86.383	C
0470	CH11	Barom	BP-20 Barom	3	0.426	650.031	mb
0470	CH12	Humi	RH-5 Humidity	3	0.098	0	%RH
N5146	CH1	Wind Speed	NRG #40 Anem.	30	0.765	0.35	m/s
N5146	CH2	Wind Speed	NRG #40 Anem.	30	0.765	0.35	m/s
N5146	CH3	Wind Speed	NRG #40 Anem.	30	0.765	0.35	m/s
N5146	CH4	Wind Speed	NRG #40 Anem.	15	0.765	0.35	m/s
N5146	CH5	-	-	NULL	NULL	NULL	-
N5146	CH6	-	-	NULL	NULL	NULL	-
N5146	CH7	Wind Vane	NRG #200P Win...	0	0.351	0	deg
N5146	CH8	Wind Vane	NRG #200P Win...	0	0.351	0	deg
N5146	CH9	-	-	NULL	NULL	NULL	-
N5146	CH10	-	-	NULL	NULL	NULL	-
N5146	CH11	-	-	NULL	NULL	NULL	-
N5146	CH12	-	-	NULL	NULL	NULL	-
N5344	CH1	Wind Speed	NRG #40 Anem.	55	0.762	0.36	m/s
N5344	CH2	Wind Speed	NRG #40 Anem.	55	0.765	0.35	m/s

Fig. 3-22. DB data.

4) 데이터 관리 및 분석 모듈

(1) Use Case Diagram(DB Server)

데이터 관리 및 분석 모듈은 발전량 예측 시스템 서버에서 구동되며 각 풍력단지에서 보내온 정보를 관리, 분석하는 역할을 담당한다. Fig. 3-23은 데이터 관리 및 분석 모듈의 Use Case Diagram으로 서버 시스템은 SQL DB 서버를 내장하고 있으며 행원 풍력단지와 환경/성산 풍력단지에서 보내오는 정보를 이 SQL DB 해당 테이블에 저장하며 관리자는 이 데이터를 관리하며 이 데이터를 기반으로 데이터 분석을 통해 발전량 예측 시스템과 연동하게 된다.

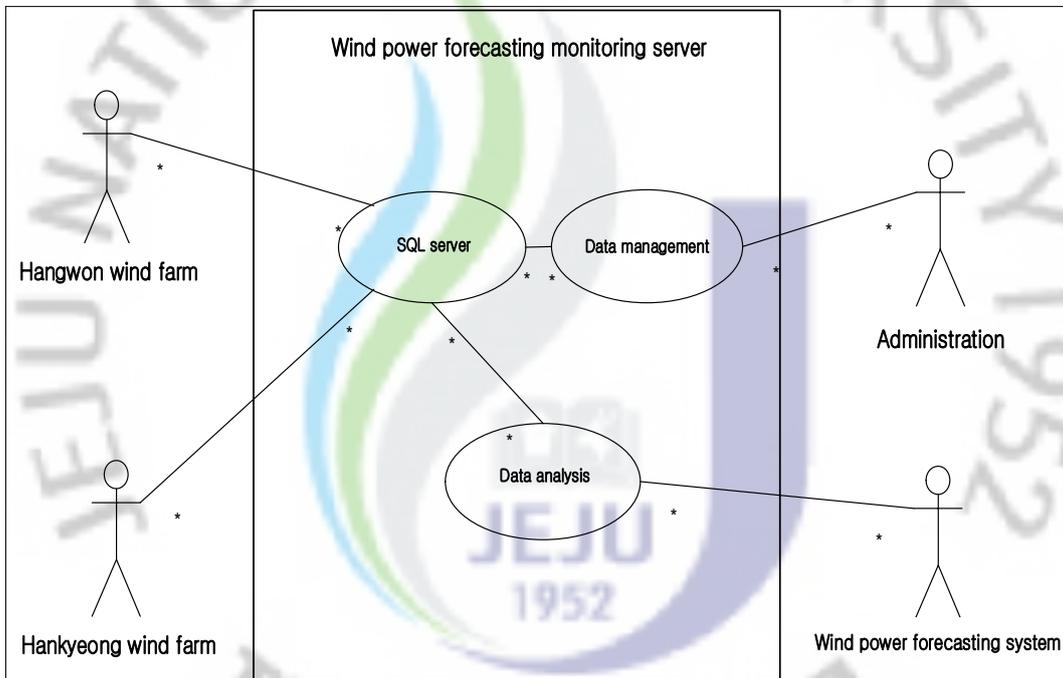


Fig. 3-23. Client diagram(DB Server).

행원 풍력단지(Actor) :

행원 풍력단지 데이터 수집 및 전송 모듈 - 데이터 입력

환경/성산 풍력단지(Actor) :

환경/성산 풍력단지 데이터 수집 및 전송 모듈 - 데이터 입력

환경, 성산은 같은 사이트에서 관리됨.

관리자(Actor) :

폼(Form) 클래스 설명

loginForm : 프로그램 구동 및 SQL 서버 연결을 위한 사용자 로그인

searchForm : 데이터 검색을 위한 검색 입력 창

clounmForm : 검색된 데이터 필터링을 위한 도구 창

dbinsertForm : 데이터 저장을 위한 도구 창

chartForm : 데이터 분석 결과를 그래프로 표시해 주는 화면창

5) 데이터 관리 및 분석 모듈 운용

데이터 서버에서 운용되는 관리 및 분석 모듈의 프로그램 구동은 로그인 화면으로부터 시작된다. 이는 모아진 정보 데이터의 보안을 위한 것으로 연구 담당자들만이 데이터 접근이 가능하다. Fig. 3-25는 데이터 서버의 로그인 화면으로 암호입력이 틀릴 경우 프로그램 구동이 되지 않는다. 프로그램을 구동하고 로그인에 성공을 하면 Fig. 3-26과 같은 초기 화면이 실행된다. 좌측 리스트는 풍력단지 리스트로 행원, 한경, 성산 풍력단지의 기본 정보 목록이다. 이 목록에는 위치 정보와 풍력단지의 간략한 설명, 그리고 경위도 위치를 표시해주며 이 경위도 위치에 의해 우측에 있는 지도에 그 위치가 표시되고 있다. 사용한 지도는 google 맵을 사용하고 있으며 openAPI 사용 코드를 받고 제공되는 API를 이용하여 원하는 기능을 수행하도록 되어 있다. 하단 리스트에는 풍력단지 리스트에서 선택한 풍력단지의 기본 채널 정보를 보여주고 있으며 바람, 온도, 압력 단위 등의 정보를 포함하고 있다.

Fig. 3-27은 풍력단지를 검색하는 화면으로 현재 리스트에는 3개의 풍력단지만 등록되어 있어 특별한 역할을 담당하지는 않으나 향후 많은 단지 리스트를 제어하기 위하여 미리 준비해 두었다. Fig. 3-27에서는 행원 풍력단지를 검색하고 있으며 검색이 완료되면 Fig. 3-28에서 보는 바와 같이 단지 리스트에는 검색된 리스트가 올라오며 우측 지도에는 검색된 지역으로 바로 이동, 확대하여 자세한 위치를 제공한다. 위치 검색이 완료되면 Data 탭으로 가서 저장된 데이터들을 확인할 수 있다. 저장된 데이터는 매 10분 간격으로 저장되므로 많은 데이터를 포함하고 있어 초기화면에 모든 데이터를 보여주지 않으며 전체 검색 기능 보다는

원하는 날짜기간별 검색으로 원하는 날짜 기간동안의 데이터를 Fig. 3-29와 같이 찾아 볼 수 있다. Fig. 3-30은 검색된 데이터의 필드를 필터링 하는 과정으로 여러 종류의 데이터를 포함하고 있어 원하는 항목만 선택 할 수 있도록 필드선택 기능을 제작하였다. 메뉴의 필드선택 기능을 이용하여 Fig. 3-30과 같이 원하는 필드를 선택하고 확인하며 Fig. 3-31과 같이 선택된 필드 데이터만 화면에서 확인 할 수 있다. 화면에 보여 지는 데이터는 그래프로 확인 할 수 있도록 차트기능을 가지고 있으며 Fig. 3-32는 선택된 바람 데이터의 타임시리즈 그래프를 보여주고 있다.

개발된 관리, 분석 모듈은 온라인 상에서 구동이 가능하며 관리 기능은 보안상 로컬 서버에서만 관리 되도록 제작하였으며 데이터의 검색, 분석 기능은 온라인 상에서 기능 수행이 가능하다. 이 모듈은 발전량 예측 시스템과 연동시켜 발전량 예측 과정에 보조적인 역할을 수행하도록 개발 되었다.

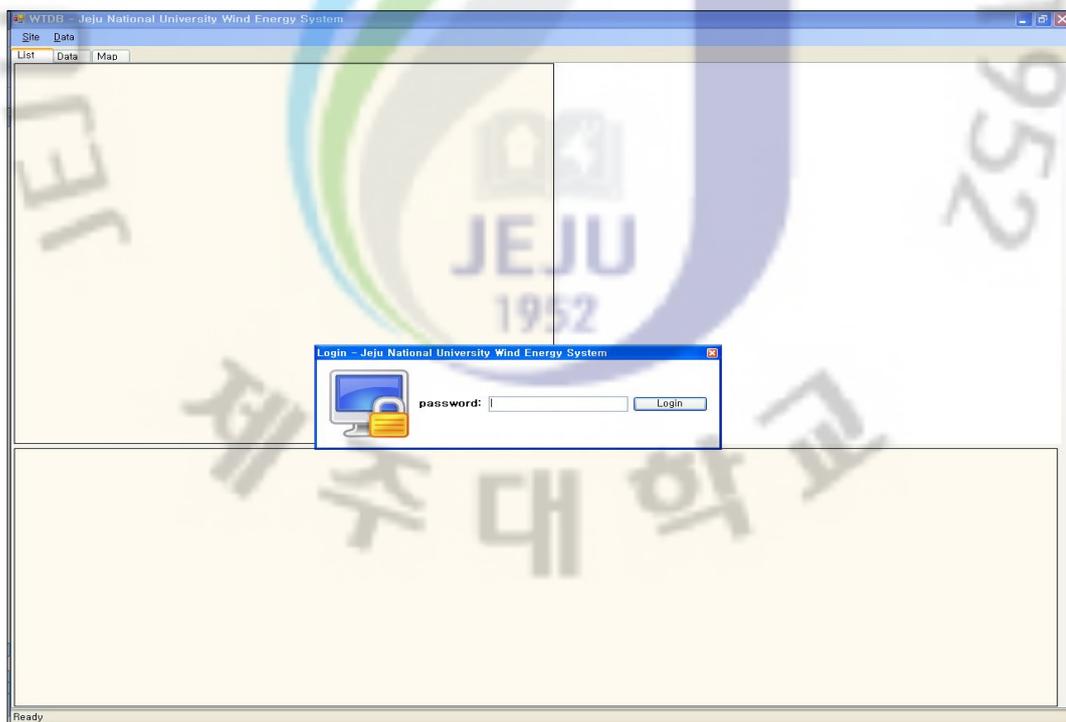


Fig. 3-25. Windows of login for data server.

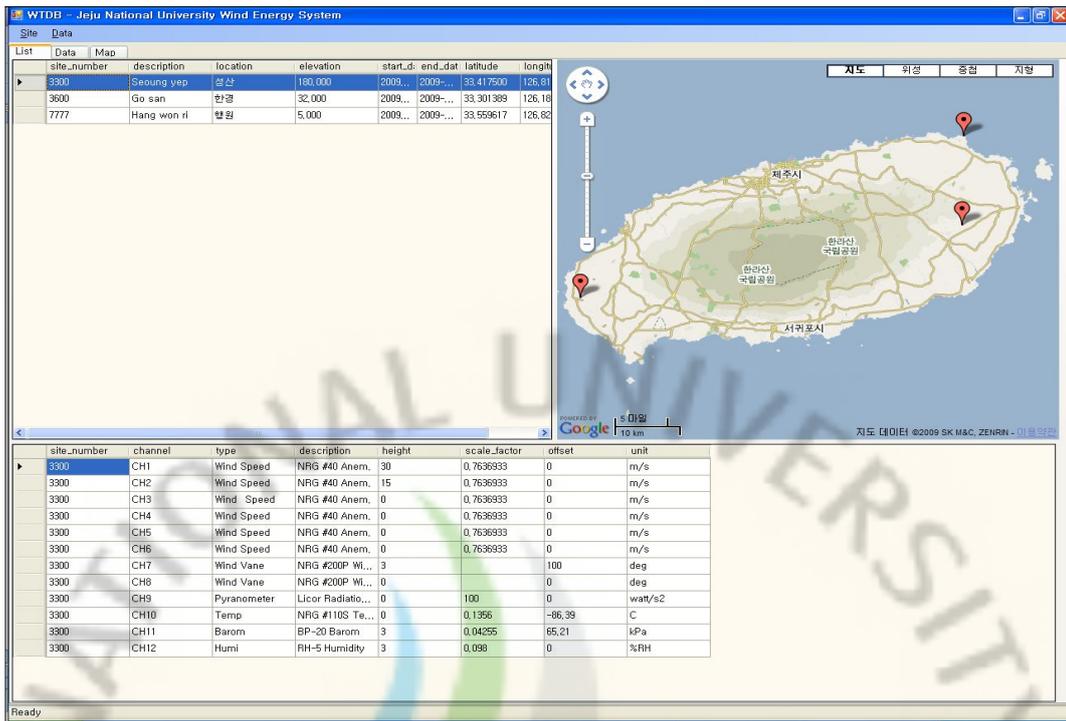


Fig. 3-26. Start-up windows of data server.

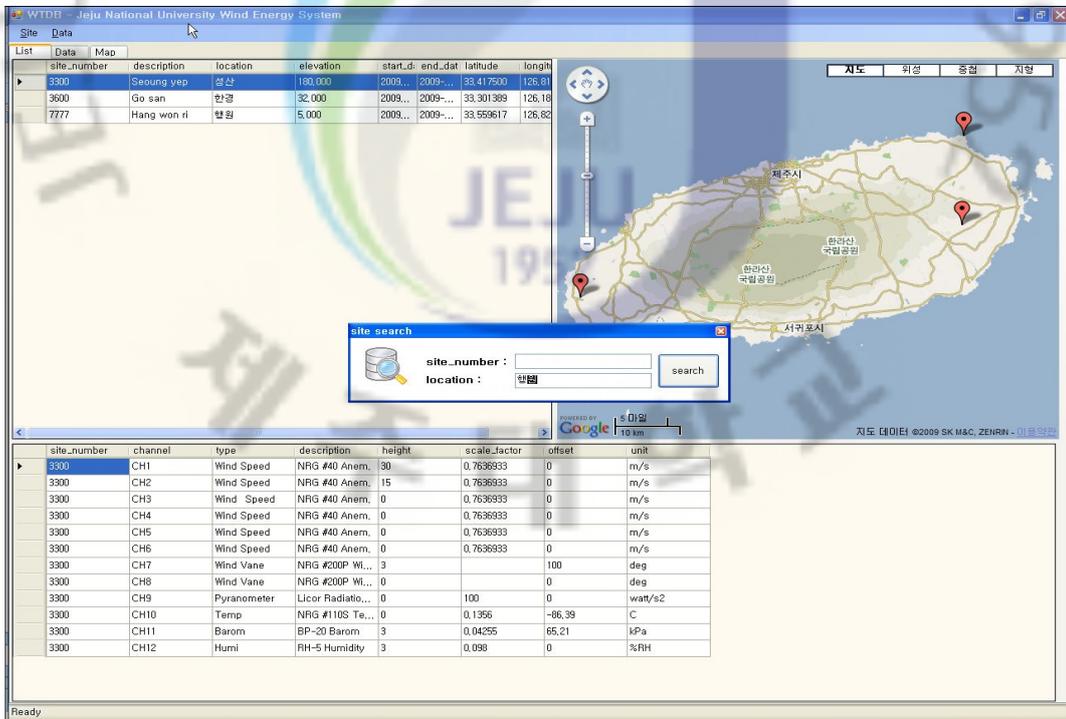


Fig. 3-27. Search of data server.

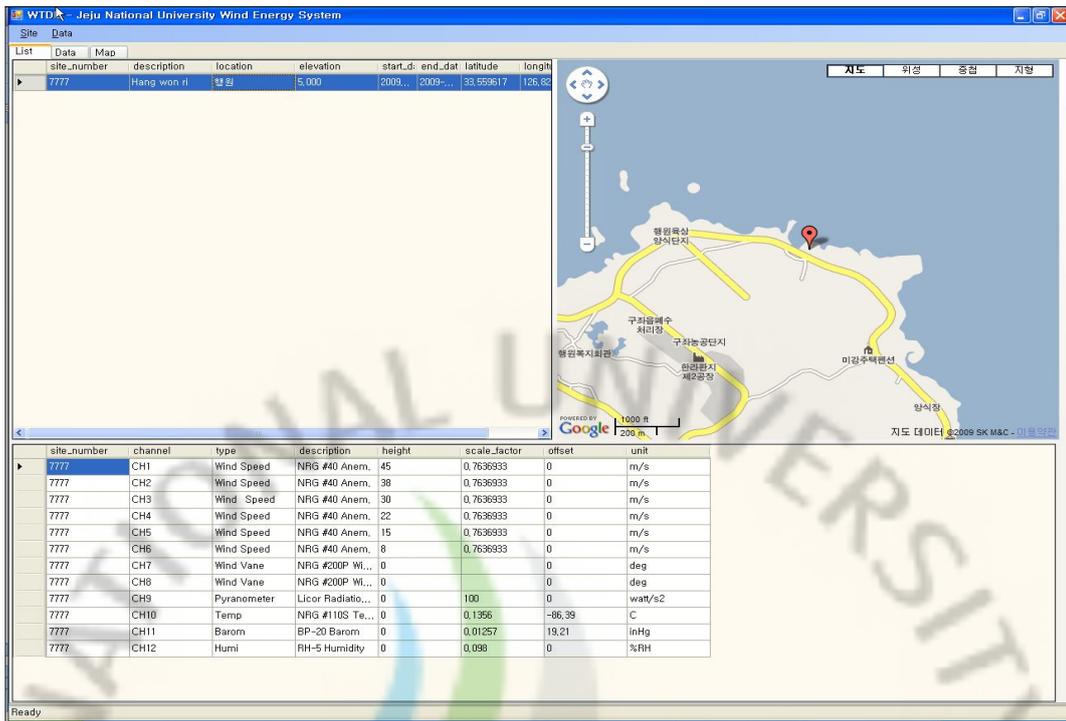


Fig. 3-28. Result of data server searching.

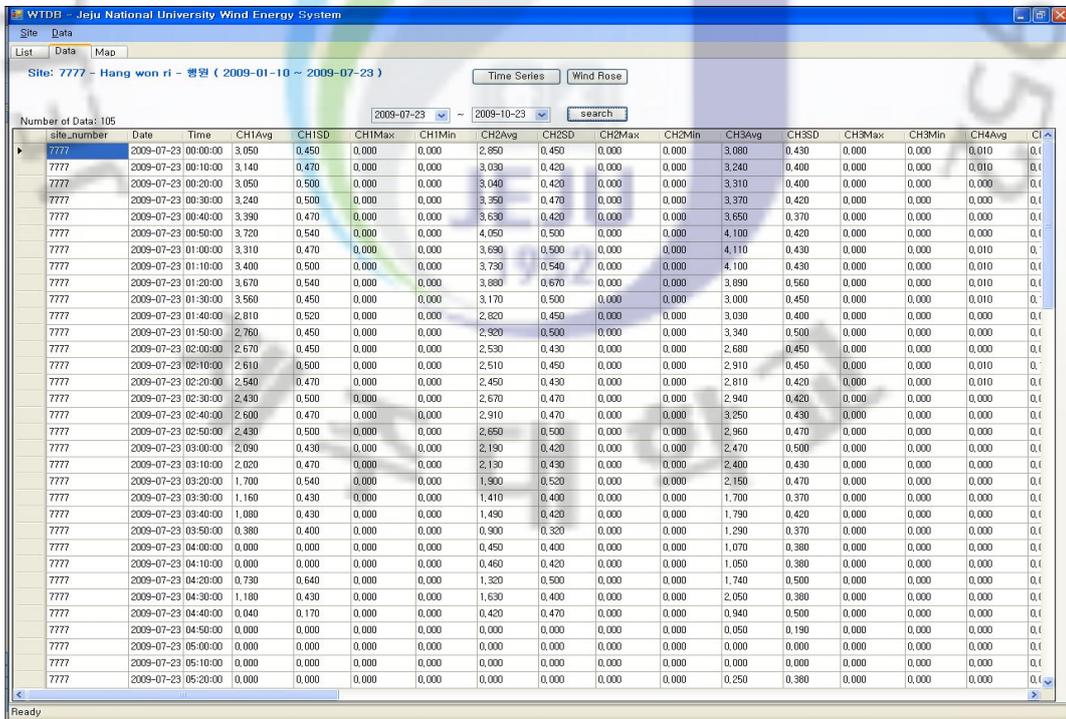


Fig. 3-29. Result of daily data searching.

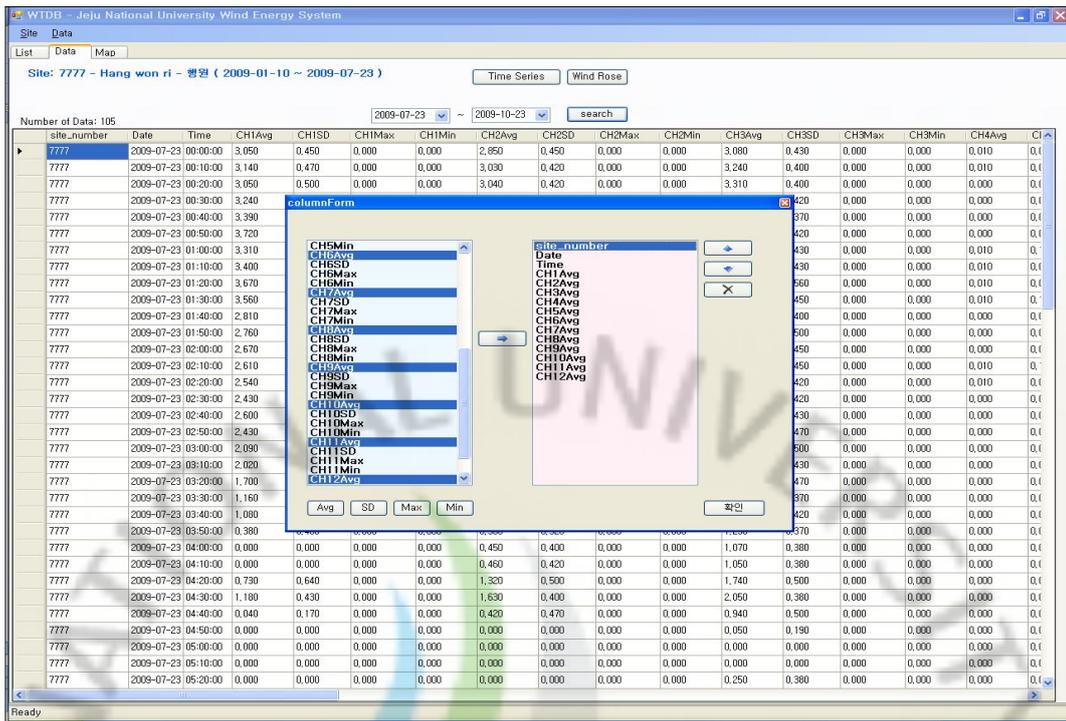


Fig. 3-30. Selection of data field.

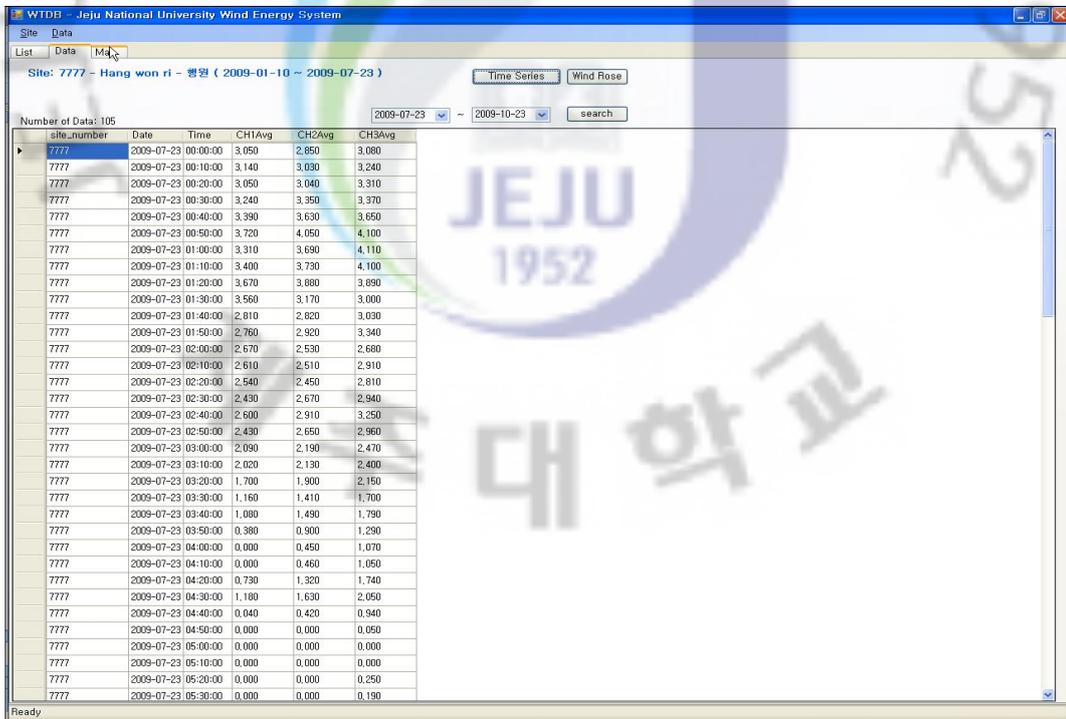


Fig. 3-31. Result of data field selection.

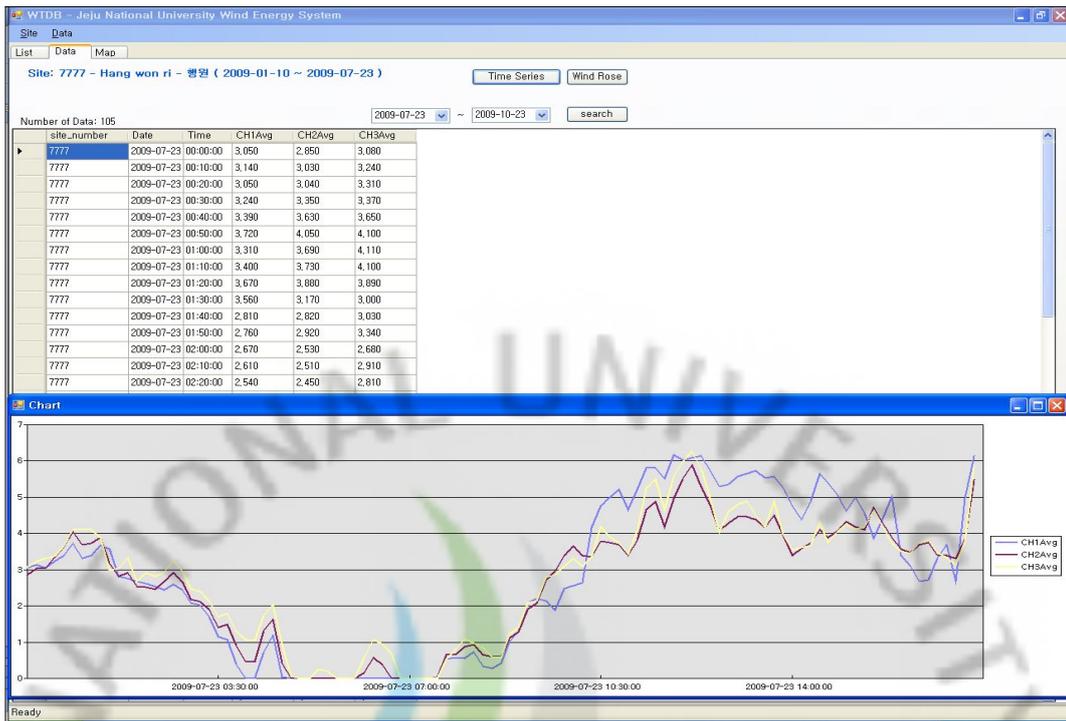


Fig. 3-32. Chart of selected field.

IV. 기상예측 시스템 구축

1. 기상예측시스템

1) 하드웨어 구축 및 최적화

이 연구에서는 제주도 지역의 실시간 모델링을 위해 풍력발전 예측시스템 서버를 제주대학교에 설치하였고 설치된 풍력발전 예측시스템의 클러스터 구성도를 Fig. 4-1에 나타내었다. 클러스터 시스템은 대규모 자료를 처리하기에 적합하며 WRF 모델은 대규모 병렬처리계산에 적합한 코드를 지원하고 있다. 이 연구에서 구축된 리눅스 클러스터 시스템의 Master node와 Slave node는 각각 Dual core로 작동되며 Slave node는 총 14개의 node를 지원한다.



Fig. 4-1. Specification of real-time meteorological forecasting system.

2) 예보모델 및 입력자료 세팅

Fig. 4-2는 실시간 풍력예측시스템의 흐름도를 나타낸 것으로 구축된 시스템은 WRF를 기반으로 NCEP의 DATA SERVER에서 FTP로 1° 간격의 GFS 전구자료를 초기 및 경계자료로 하루 2차례 정해진 시간(07 LST, 19 LST)에 실시간으로 전송받아 전처리 계산을 통해 06 UTC와 18 UTC의 초기장을 생성한다.

바람장 예측을 위한 3차원 기상모델링 수행시 이러한 초기 및 경계자료를 사용하고 상세한 지형자료를 이용함으로써, 예측지역의 전반적인 기상장을 예측하기 때문에 그 지역의 기상을 대표할 수 있는 적절한 값을 예측할 수 있게 된다.

생성된 초기장을 바탕으로 실시간으로 계산을 수행하면 1km 간격의 분해능을 가지는 제주도지역의 바람장을 1시간 간격의 48시간 예보장으로 표출되고 날짜별로 데이터베이스화되어 저장되며 구축된 데이터베이스는 예보자료 분석을 통해 제주지역에 적합한 국지바람장 구축에 이용된다.

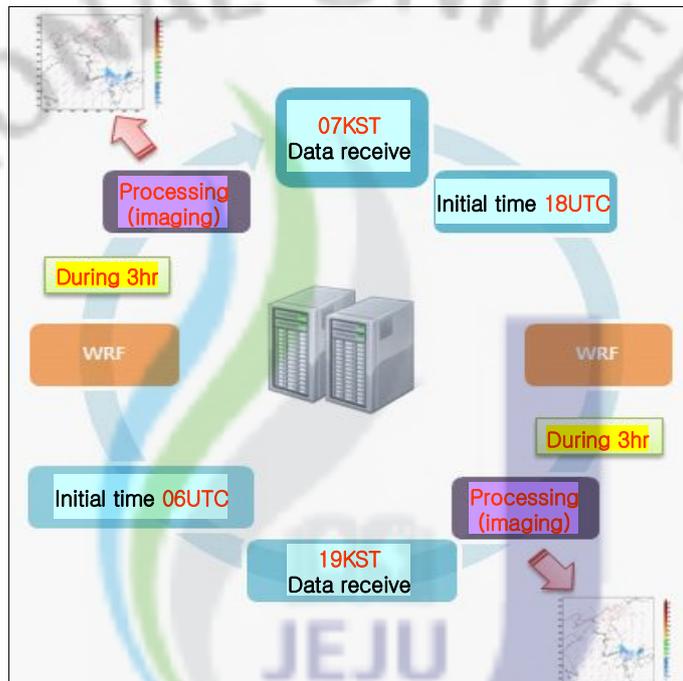


Fig. 4-2. Time schedule of real-time wind power forecasting system.

3) 시스템 최적화

이 연구에서 가장 성긴 격자영역은 한반도를 포함하여 1620km×1620km 영역에 대해 격자 간격 27km로(Domain 1), 두 번째 성긴격자 영역은 남한을 포함하는 549km×549km 영역에 대해 격자 간격 9km로(Domain 2), 세 번째 성긴격자 영역은 남서해안과 제주도를 포함하는 201km×201km 영역에 대해 격자 간격 3km로(Domain 3), 최종 예측영역은 제주지역과 최남단 마라도를 포함하여 제주인근 해상까지의 바람을 모사할수 있도록 85km×61km(Domain 4)영역을 선정하여 1km

간격으로 수평영역을 설정하였고 수직층은 15개 층으로 구성하였다.

이 연구는 제주지역 풍력발전단지를 선정하고 풍력발전단지에서의 바람을 상세히 예측하기 위해 그 분해능을 1km까지 낮추어 상세히 수치모의 할 수 있도록 격자체제를 설계하였으며, 등지격자 모델의 외부 경계조건을 생성하기 위해서 Nesting 방법을 사용하였다(1-way nesting).

일반적으로 3차원 기상모델은 nesting 방법을 사용하여 모델을 수행한다. Nesting이란 최종 예측영역의 경계조건을 생성하여 더욱 정확한 값을 계산하기 위한 것인데, 최종 영역보다 큰 영역에 대해 먼저 계산을 수행한 후, 이 계산결과를 이용하여 작은 영역에 대한 계산을 수행하는 것이다.

이러한 방법으로 제주지역 풍력발전단지에서의 정확한 바람예측을 위해 Fig. 4-3에서와 같이 모델의 등지격자 도메인을 4개의 분해능 영역으로 나누어 모델링을 수행하였다. 각 영역에 대한 격자크기와 격자수를 Table. 4-1에 나타내었다. Fig. 4-4는 최종 예측 영역 (Domain 4)을 나타낸다.

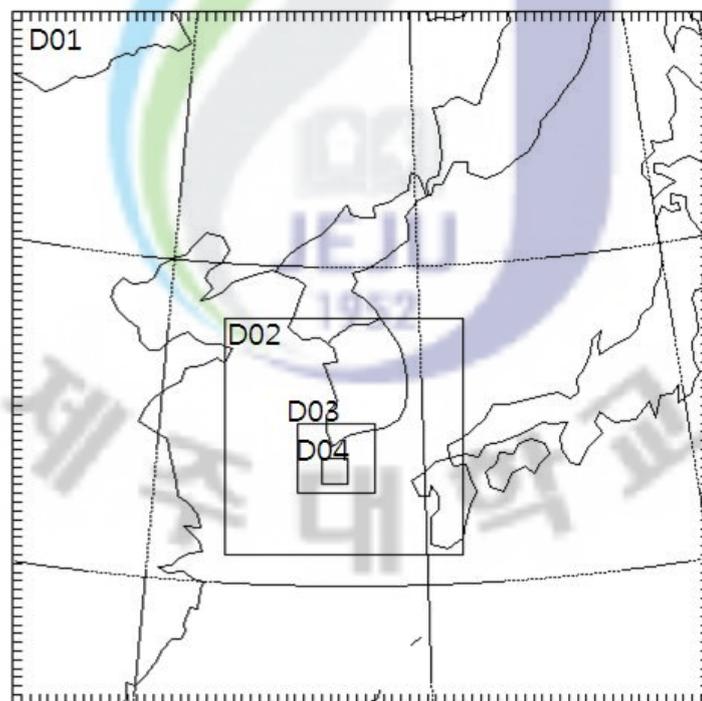


Fig. 4-3. Horizontal domains(4 horizontal domain).

Table. 4-1. Domain of WRF

Domains	Grid size	Grid No.		Domain size
		X	Y	
Domain 1	27km	60	60	1620km × 1620km
Domain 2	9km	61	61	549km × 549km
Domain 3	3km	67	64	201km × 201km
Domain 4	1km	85	61	85km × 61km



Fig. 4-4. Final forecasting domain(Domain 4).

4) 상세지형자료 구축

제주지역 예측영역 내 지형고도를 Fig. 4-5에 나타내었다. 지형고도는 그 지역의 국지풍을 형성하고, 수증기 및 기류의 이류, 정체에 큰 영향을 주므로, 예측시각 격자별 지형고도를 상세히 고려하는 것은 매우 중요하다.

이 연구에서는 WRF에서 지원하는 가장 높은 해상도의 지형자료인 1km의 간격

으로 구성된 미국국립지리원(USGS : United States Geological Survey)의 디지털 지형고도(DEM : Digital Elevation Model) 자료를 이용하였다.

또한 지표면 부근에서의 복잡한 지형에 의한 효과를 반영하고 보다 신뢰성 있는 바람자료를 생성하기 위해 상세한 지형고도 자료를 마지막 도메인에 삽입하여 모델링에 사용하였다.

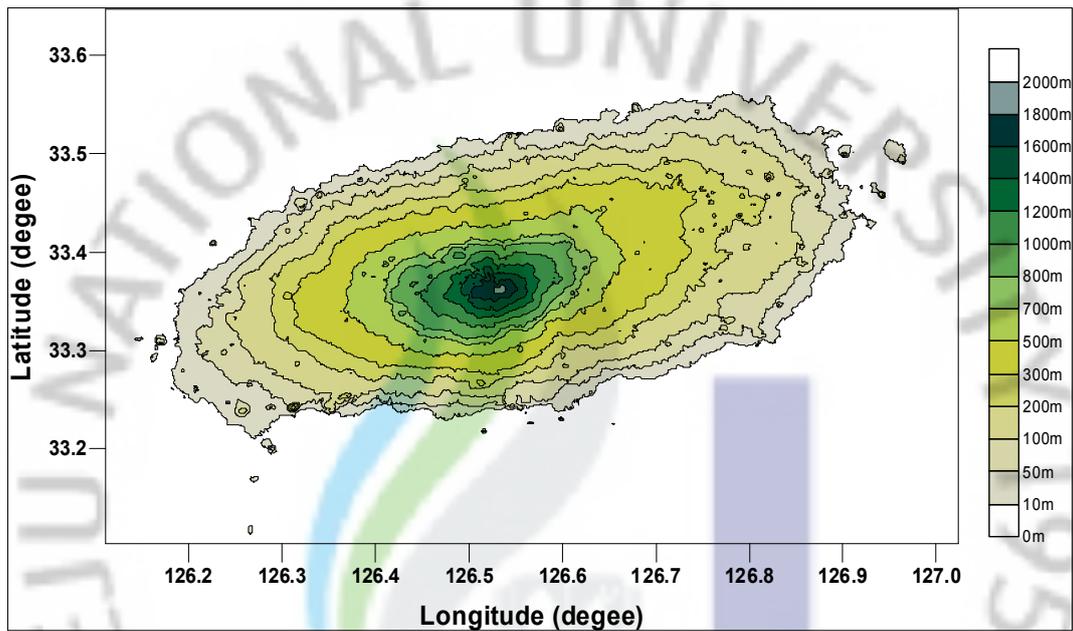


Fig. 4-5. Modeling domain(Jeju topography elevation).

본 모델링에서는 USGS 1km 간격의 지표피복 자료를 사용하였고 본 모델링에 적용된 지표피복은 다음 Fig. 4-6에 나타내었다.

이 자료는 missing 자료를 포함한 25개의 category로 되어 있으며 각 land-use type은 반사율(Albedo), 방출율(Emissivity), 거칠기 길이(Roughness length), 최대 수분량(Moisture availability) 그리고 단위용적당 지표면 열적 관성(Thermal inertia) 등의 물리적 성질을 하계와 동계로 대표하여 고정된 수치로 가지게 된다.

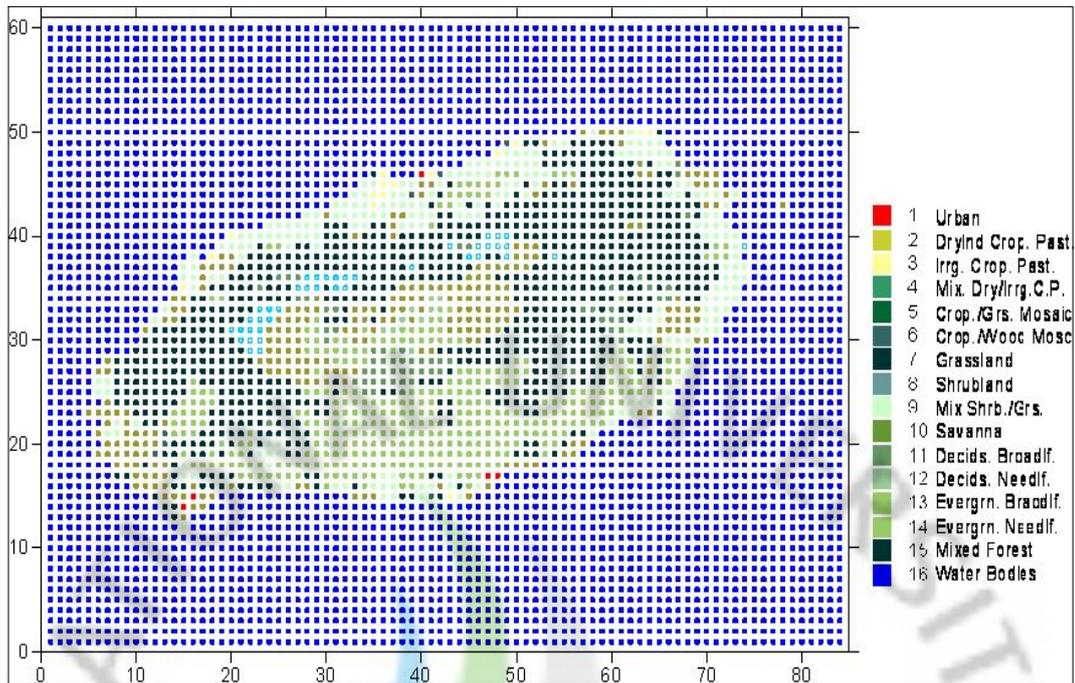


Fig. 4-6. Definition of surface(Jeju, Domain 4).

5) 국지 바람장 추정기법 개발

(1) 관련자료 수집 및 분석

① WRF(Advanced Research WRF : ARW) - NCAR, Boulder, Colorado

이 모델은 NCAR의 중규모 및 미규모 기상국(MMM), 미 국립해양대기센터(NOAA), 예보연구소(FSL), 미공군 날씨국(AFWA), 미해군연구소(NRL), 오클라호마 대학의 폭풍예보 및 분석센터(CAPS), 미연방항공국(FAA) 및 다수 대학의 과학자들이 참여하여 공동 개발되었다.

WRF 모델은 최신의 기술이 사용되어 대량의 자료를 병렬 처리 가능한 코드로 개발되었다. 소스 코드는 현업과 연구에 동시에 적용 가능한 개별 모듈 코드로 유지되며 이는 다수의 물리식의 적용을 가능케 하며, 보다 향상된 자료동화 시스템은 모델의 개발 및 테스트와 동시에 진행된다.

WRF는 다수의 대학이 참여하여 연구 및 학습에 관한 광범위한 유저 커뮤니티를 가지고 있어 이들의 참여로 유지 및 지원되고 있다. WRF의 해상도는 수m에서 수천km에 이르는 광범위한 스케일로 연구 및 현업 날씨예보, 자료동화 및 모

수화된 물리과정 연구, 기후 모델링, 대기질 모델의 적용, 대기-해양 접합 및 이상적인 시뮬레이션(경계층 에디, 대류, 경압파)등 다양한 현상의 적용 및 응용에 적합하도록 개발되었다.

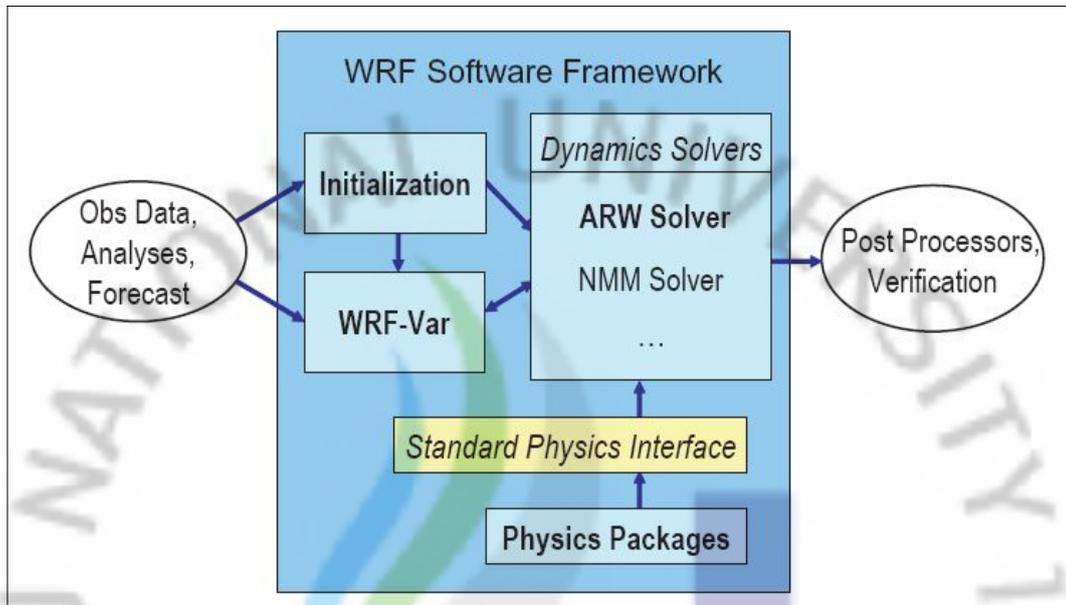


Fig. 4-7. WRF program process step.

WRF(ARW) 시스템은 시뮬레이션 하는데 필요한 시스템의 구성요소와 역학적 요소로 구성되며, 이는 물리과정, 초기화 과정, 자료동화 패키지들을 처리한다 (Fig. 4-7).

WRF를 구성하는 ARW의 뼈대는 NMM과 유사하며 물리과정의 해법 또한 비슷한 처리과정을 가지고 있다.

② WRF(ARW) 모델의 역학적 특징

WRF(ARW)의 역학적 특징은 우선 완전압축성, 비정수 Euler 방정식을 사용한다. 이 방정식은 보존변수를 플럭스 형태로 기술하고 있고, 지면을 따라가는 질량 연직 좌표계로 구성되어 있으며 이 연구에서는 연직좌표와 카테시안 좌표상에서 변수와 플럭스 형태의 방정식을 정의하고 모델의 격자구조 및 계산의 안정성을 포함하는 방정식에 대해 설명할 것이다.

㉔ 연직 격자와 변수

ARW의 방정식은 먼저 지형을 따르는 정역학-기압 연직 좌표식을 기반으로 하며 식은 다음과 같다.

$$\eta = (p_h - p_{ht}) / \mu, \quad \text{where} \quad \mu = p_{hs} - p_{ht}. \quad (\text{식 4-1})$$

여기서 P_h 는 기압요소이며 P_{hs} 와 P_{ht} 는 각각 지표면과 모델 상층부를 의미한다.

식 4-1은 많은 정역학 대기모델에서 사용되고 있으며 η 는 모델 도메인에서 지표면은 1, 모델상층부는 0의 값 범위를 가진다(Fig. 4-8).

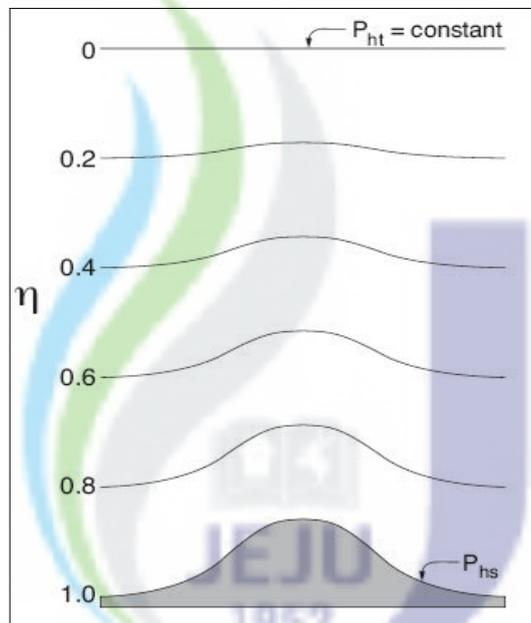


Fig. 4-8. WRF-ARW η coordination.

$\mu(x,y)$ 는 모델 도메인 (x, y) 에서 단위면적당 공기기둥의 질량을 나타내며 적절한 플럭스 형태의 변수는 식 4-2와 같이 표시된다.

$$\mathbf{V} = \mu \mathbf{v} = (U, V, W), \quad \Omega = \mu \omega, \quad \Theta = \mu \theta. \quad (\text{식 4-2})$$

여기서 $\mathbf{v}=(U, V, W)$ 는 각각 수평과 연직 속도성분, ω 는 연직 속도성분이며, θ 는 온위이다. 따라서 ARW에서는 비보존변수인 $\Phi=gz$ (지오포텐셜), p (기압), $\alpha=1/\rho$ (밀도의 역수; 비부피)로 표시된다.

㉔ 플릭스 형태의 Euler 방정식계

위에서 정의된 변수들을 사용하여 플릭스 형태로 나타낸 Euler 방정식은 다음과 같다.

$$\rho \frac{dU}{dt} + (\nabla \cdot V) - \rho \frac{d_x(\rho \phi_x)}{dt} + \rho \frac{d_n(\rho \phi_n)}{dt} = F_U \quad (\text{식 4-3})$$

$$\rho \frac{dV}{dt} + (\nabla \cdot V) - \rho \frac{d_x(\rho \phi_x)}{dt} + \rho \frac{d_n(\rho \phi_n)}{dt} = F_V \quad (\text{식 4-4})$$

$$\rho \frac{dW}{dt} + (\nabla \cdot V) - g(\rho \frac{d_x(\rho \phi_x)}{dt} - \mu) = F_W \quad (\text{식 4-5})$$

$$\rho \frac{d\theta}{dt} + (\nabla \cdot V) = F_\theta \quad (\text{식 4-6})$$

$$\rho \frac{d\mu}{dt} + (\nabla \cdot V) = 0 \quad (\text{식 4-7})$$

$$\rho \frac{d\phi}{dt} + \mu^{-1}[(V \cdot \nabla)\phi - gW] = 0 \quad (\text{식 4-8})$$

여기서 비부피는 다음의 관계가 있다.

$$\partial_n \phi = -\alpha \mu \quad (\text{식 4-9})$$

상태방정식은 다음과 같이 나타나며,

$$p = p_0 (R_d \theta / p_0 \alpha)^\gamma \quad (\text{식 4-10})$$

(식 4-3) ~ (식 4-10)을 하면, x, y 및 n는 다음과 같은 차분형태로 표기된다.

$$\nabla \cdot V_a = \partial_x(U_a) + \partial_y(V_a) + \partial_n(\Omega_a)$$

그리고 최종적으로 다음과 같이 나타난다.

$$\nabla \cdot \nabla_a = U \partial_x a + V \partial_y a + \Omega \partial_n a$$

여기서 a는 일반 변수이고, $\gamma = c_p/c_v = 1.4$ 는 건조공기의 열용량을 나타내며, R_d 는 건조공기의 비기체상수, p_0 는 표준등압면(1,000hpa)에서의 기압이다. 여기서 등호의 오른쪽 항인 F_U, F_V, F_W , 그리고 F_θ 는 모델의 물리식, 난류혼합, 회전 투영법, 지구회전으로 발생하는 강제력 항을 나타낸다.

㉕ 공간 격자

WRF(ARW) 격자체계는 Fig. 4-9와 같은 Arakawa C 격자체계를 사용하며 정상속도는 열역학적 변수로부터 1/2격자만큼 교차되어 배치된다.

수평격자는 (i, j) 로, 연직격자는 (i, k) 로 표기되며 변수의 위치는 $(x, y, \eta) = (i\Delta x, j\Delta y, k\Delta \eta)$ 로 지정되고, 이는 질량 point의 위치와 같게 나타난다.

연직격자 길이인 $\Delta \eta$ 는 상수값으로 정해져 있지 않다. 따라서 사용자가 지표면(1의 값)에서 모델 상층부(0의 값) 사이의 값으로 지정해야한다. ARW의 공간격자 체계는 이러한 격자와 변수로 정의된다.

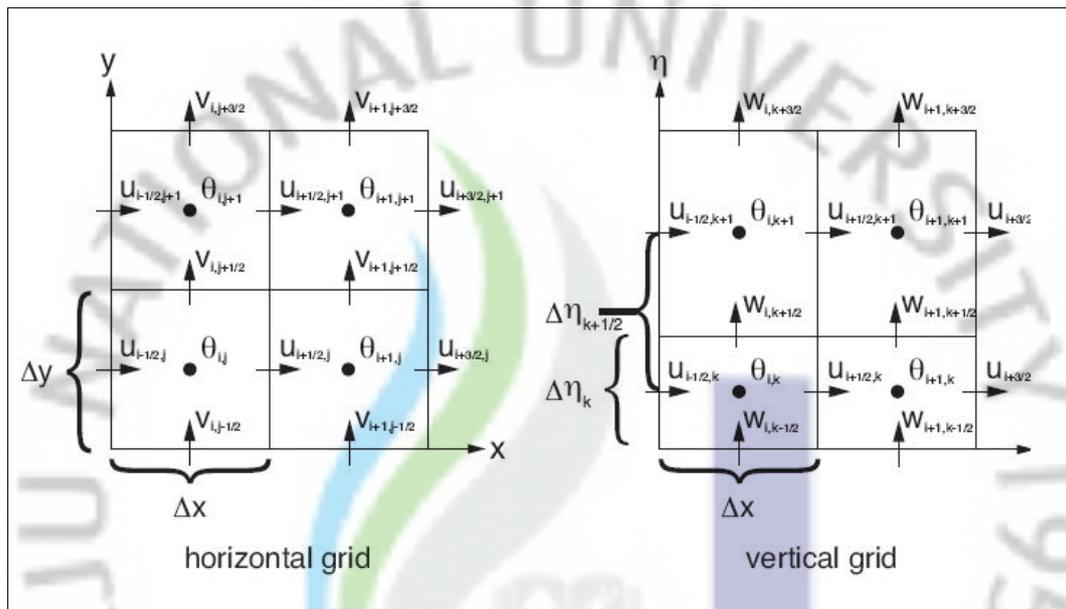


Fig. 4-9. ARW of horizontal and vertical grid structure.

㉔ 안정성 제한

WRF(ARW)를 실행하는데 있어 사용자는 두 가지 시간간격을 사용할 수 있다. 하나는 모델시간간격(the model time step)이고 다른 하나는 음파시간간격(Acoustic time step)으로 둘 다 Courant 수로 제한되며 여기서는 RK3의 시간제한에 대해 설명하기로 한다.

RK3 시간간격은 이류 Courant 수인 $u\Delta t/\Delta x$ 와 사용자가 선택하는 이류 schemes(사용자는 이류항에 대한 2차에서 6차 order의 이산화과정을 선택할 수 있음)으로 제한된다. 이러한 이류 schemes을 사용할 때 RK3 scheme의 1차원(1-Dimension) 이류에 대한 시간간격 제한은 다음과 같이 주어진다.

Table 4-2. Maximum value of stable courant number at 1 dimensional linear advection

Time Scheme	Spatial order			
	3rd	4th	5th	6th
Leapfrog	Uns.	0.72	Uns.	0.62
RK2	0.88	Uns.	0.30	Uns.
RK3	1.61	1.26	1.42	1.08

시간간격제한의 목적인 계산의 안정성을 유지하기 위해 ARW에서 사용되는 시간간격은 이론적으로 제시되는 값보다 작은 Courant 수를 사용해야 하며 다음 방정식으로 나타난다.

$$\Delta t_{\max} < \frac{Cr_{theory}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\Delta x}{u_{\max}}$$

여기서 Cr_{theory} 는 Table. 4-2에서 RK3에서 선택된 Courant 수이고 u_{\max} 는 모델 내에서 예상되는 최대 속도이다. MM5 모델에서는 수평, 수직적으로 약 3배수의 시간간격을 가지나 ARW에서 시간간격(초단위)은 약 6배수의 격자간격(km단위)를 가져야 한다.

㉓ 경계조건

ARW에서는 이상화된 흐름에 적합한 몇가지 경계조건과 실제 데이터에 모의에 적합한 경계조건이 사용 가능하다. 이런 선택은 사용자 지정파일(namelist 파일)에서 사용자가 선택 가능하게 되어 있다. 모델링의 성긴격자(보통 부모격자라 지칭함)는 단일 도메인에 대한 경계조건을 설정하는데 적합하다.

예를 들면, 실제 데이터는 외부경계조건으로 주어지는 전통적인 시간에 의존하는 경계조건방식 대신 주기적, 대칭적 결합을 사용하거나 측면경계조건을 사용한다.

하지만 이상화된 모델링 중 하나에 대해 시간에 의존하는 측면경계조건은 외부 경계가 생성되지 않기 때문에 사용할 수 없다.

실제 모델링 사례에서, 지정된 경계조건은 완화, nudging, 경계조건 중에서 사용된다. ARW에서는 두가지 지정된 경계조건을 사용할 수 있는데, 하나는

최외곽 성긴격자(coarse grid)를 사용하거나 등지격자(nested grid)에 제공되는 시간의존적 경계조건을 사용할 수 있다. 모든 상세격자에 대해 등지에 대한 측면 경계조건은 비록 성긴격자가 대칭적, 주기성의 결합이나 선택 가능한 다른 옵션을 사용하더라도 자동으로 선택된다.

성긴격자의 측면경계조건은 Fig. 4-10에 나타난 지정된 지역과 완화 지역으로 구성된다. 성긴격자에 대해 지정된 지역은 외부의 예보나 분석(여기서는 Standard Initialization에 의해 제공되는 분석과 예보를 말함)에 의해 임의의 적분으로 결정되고, 지정된 지역의 넓이는 실시간으로 형성되며 성긴격자에 대한 측면경계의 두 번째 지역은 완화지역으로 결정된다.

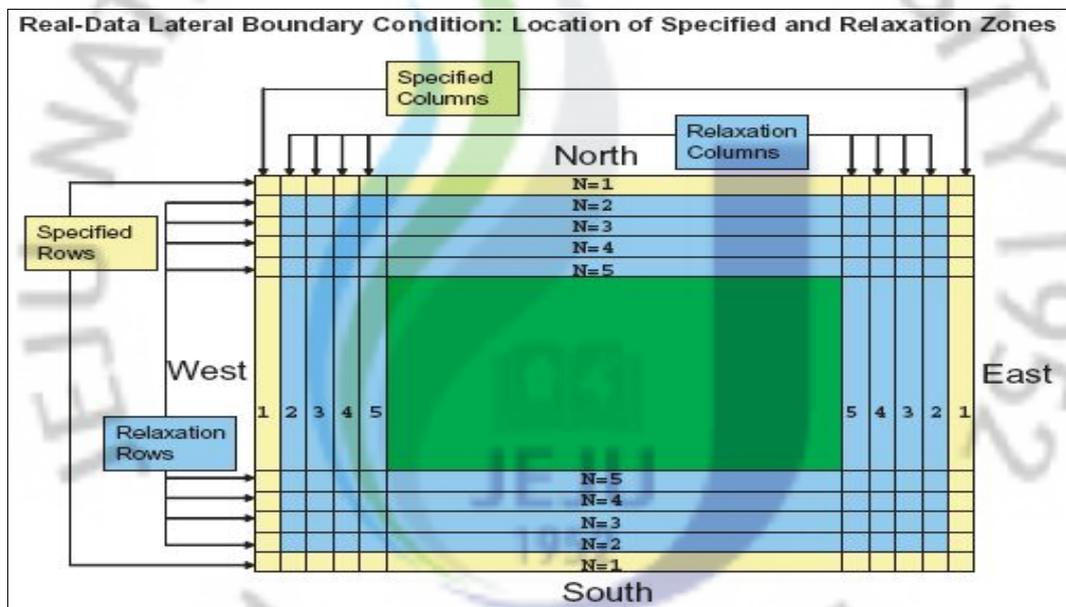


Fig. 4-10. Boundary condition of real data.(Specified and Relaxation).

㉞ Nesting(등지격자)

WRF(ARW)는 모델링내에서 추가적인 격자를 소개하여 관심지역을 확대한 해상도를 가지는 수평적 등지격자 시스템을 지원한다. 현재의 버전에서는 수평적 등지격자만 가능하며 연직적 등지격자는 사용할 수 없다.

nested 격자는 사각형 모양이며 부모격자내에 위치하게 되며 정수형의 공간 ($\Delta x_{coarse} / \Delta x_{fine}$)과 부모격자내에서 임의로 정렬된다.

이러한 등지격자 실행방식은 다른 여러 중규모모델(MM5, ARPS, COAMPS)에서도 실행되는 방식으로 WRF에서 실행되는 등지격자구조는 이들 모델과 비교했을 때, 다량의 병렬처리 시스템에서 보다 효율적으로 계산한다는 장점이 있다.

㉔ 1-Way와 2-Way 등지격자

Fig. 4-11은 1-way 방식과 2-way 방식으로 등지격자 모델링을 사용하는 방법을 설명하고 있다.

모델링에서 쓰이는 1-way 방식과 2-way 방식의 옵션은 성긴격자와 상세격자간 서로간에 어떤방식으로 상호작용하는지에 대해 언급되어 있으며, 1-way 방식과 2-way 방식을 사용한 모델링에서 상세격자의 경계조건은 성긴격자의 예보로부터 적분된다.

1-way nest 적분방식은 성긴격자에서 상세격자로 격자간의 정보만 교환되 1-way nesting이라 하고, 2-way nest 적분방식에서는 상세격자의 해는 성긴격자 해를 상세격자 내에 위치한 성긴 격자점으로 대체하는 방식으로 양방향(성긴격자에서 상세격자로, 상세격자에서 성긴격자로)으로 격자간 정보를 교환하는 방식이다.

ARW는 등지격자 모델링을 사용할 때 상세격자의 초기화에 다음의 몇 가지 방식을 사용한다.

- 모든 상세격자 변수는 성긴격자 변수에서 적분된다.
- 모든 상세격자 변수는 고해상도 기상장과 지형자료를 가지는 외부파일에서 입력된다.
- 상세격자는 고해상도의 외부데이터로 초기화되는 몇가지 변수를 가지며 다른 변수는 성긴격자에서 적분된다.
- Moving 등지격자에 대해, 외부 지형파일은 상세격자 지형을 갱신하나 잘 사용되지 않는다.

또한, 모델링에는 하나의 외곽 격자와 내부에 다수의 등지격자를 포함할 수 있으며, ARW에서 각기 등지격자 지역은 하나의 성긴격자 내부에 완전히 포함되어야 하며 상세 격자는 등지격자체계에서 자식격자로 취급된다. Fig. 4-12는 성긴격자(부모격자)와 상세격자(자식격자)의 관계와 설정가능한 환경을 나타낸다.

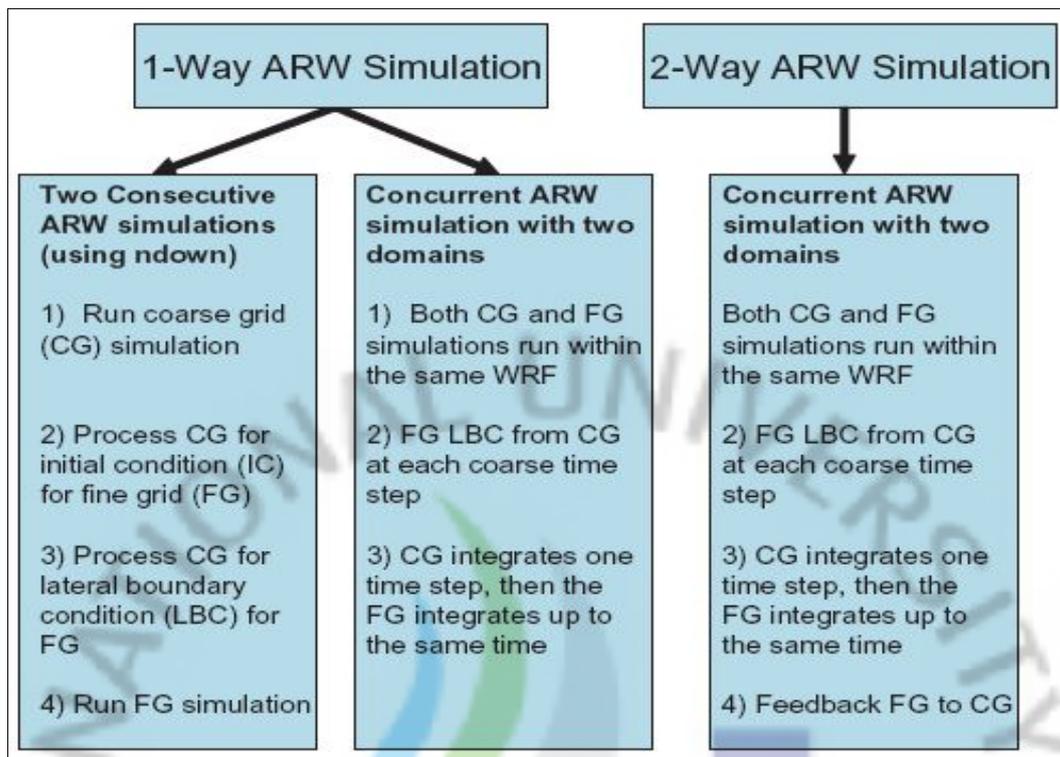


Fig. 4-11. 1-way and 2-way nesting grid of WRF(ARW)

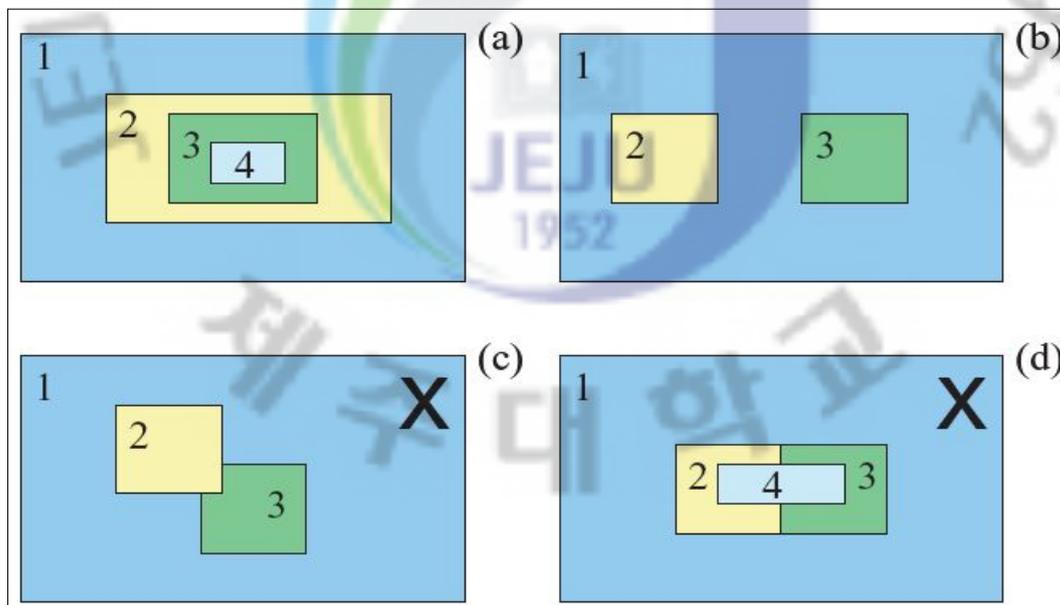


Fig. 4-12. Several nesting grid methods. (a) Optical nesting grid. (b) Same parents grid. (c) Overlay grid(Wrong). (d) Intra sharing grid(Wrong).

③ 모델의 물리식

WRF(ARW)의 물리식은 미세물리식(microphysics), 적운모수화(cumulus parameterization), 행성경계층(planetary boundary layer; PBL), 지표면 모델(land surface model), 복사(radiation)와 같은 다양한 카테고리의 물리식 옵션을 사용하며, 확산(Diffusion)은 복사물리의 일부분으로 취급된다.

여기서는 모델의 물리식에 대해 간단히 설명하며 물리식의 상세한 옵션에 대한 설명은 생략하였다.

㉠ 미규모 물리식(Microphysics)

중규모 모델링에 적합하고 간단화된 물리식에서 구름 모델링에 적합한 정교한 혼합상 물리식에 이르는 Bulk schemes의 사용이 가능하며 다음과 같은 세부 선택을 할 수 있다.

- Kessler scheme
- Purdue Lin scheme
- WRF Single-Moment 3-class (WSM³) scheme
- WSM5 scheme
- WSM6 scheme
- Eta Grid-scale Cloud and Precipitation (2001) scheme
- Thompson et al. scheme

㉡ 구름 모수화(Cumulus parameterization)

이 scheme은 아격자규모의 대류와 얇은 구름효과에 쓰이며 이론적으로는 단지성긴격자크기(10km보다 큼)에서만 적합하다. 또한 대류 에디가 아격자규모에서 상세격자규모로 분해되는 가정하에 다음의 scheme들은 때때로 5~10km(Eddy) 규모의 대류를 발생시키는데 도움이 된다고 알려져 있으나 일반적으로 모델이 자체적으로 대류에디를 분해할 때(5km 규모 미만)는 잘 사용하지 않는다.

- Kain-Fritsch
- Betts-Miller-Janjic
- Grell-Devenyi ensemble

㉔ 지표면 물리식

지표면 모델(LSMs)은 지표면 scheme에서 대기정보와 복사 scheme에서 복사 강제력, 미세물리식과 구름 scheme에서 강수 강제력, 지표면 특성에서 지표면 상태변수를, land와 sea-ice point에서 열, 습도 fluxes를 사용한다.

이들 fluxes항들은 PBL내에서 연직수송에 대해 저층경계조건을 제공하게 된다. 또한 지표면 모델은 다중토양층에서 열적 및 습도 fluxes나 식생, 나무, 캐노피 효과를 조절하는 등 다양한 정교한 장치를 가지고 있으며 다음의 옵션이 선택가능하다.

- 5-layer thermal diffusion
- Noah LSM
- Rapid Update Cycle (RUC) Model LSM

㉕ 경계층 물리식

행성경계층(PBL)은 전체 대기기둥에서 에디수송으로 인한 연직 아격자규모 플럭스들을 처리하며 경계층에서는 따로 처리하지 않는다.

따라서 PBL scheme이 활성화되면 PBL scheme이 이 과정을 처리한다는 가정하에 explicit 연직 확산은 비활성되며 가장 적절한 수평적 확산 선택 옵션들은 수평적 수직적 혼합이 독립적으로 이루어진다는 일정한 K_h 값이나 수평적 변형값들이 있다.

PBL scheme은 잘 혼합된 경계층과 안정층에서 연직 fluxes profile을 결정하며 대기의 기온과 구름을 포함하는 습도, 전체 대기기둥에서 수평적 모멘텀의 경향성을 제공한다. 대부분의 PBL scheme들은 dry mixing을 고려하나 혼합을 결정하는 연직 안정도에서 포화효과를 포함하기도 한다.

ARW에서는 다음과 같은 scheme을 사용하여 PBL 내에서 수평 및 연직 fluxes들을 결정하며 Table. 4-3은 각 scheme이 사용하는 profile과 모델상층에서 확산을 처리하는 방법을 나타낸다.

- Medium Range Forecast Model (MRF) PBL
- Yonsei University (YSU) PBL
- Mellor-Yamada-Janjic (MYJ) PBL

Table 4-3. Option of planetary boundary layer

Scheme	PBL Mixing	Enrarinment treatment	PBL Top
MRF	K profile+countergradient term	part of PBL mixing	from critical bulk R_i
YSU	K profile+countergradient term	explicit term	from buoyancy profile
MYJ	K from prognostic TKE	part of PBL mixing	from TKE

㉔ 대기복사물리식

복사 scheme은 복사 flux로 기인하는 대기 가열과 지표 열수지에 대한 장·단파 복사에 관한 정보를 제공한다.

장파복사는 대기과 지표면으로 흡수되거나 방출되는 열적 복사와 적외선 복사를 포함하며 지표에서 위쪽으로 향하는 장파복사 flux는 지표온도와 형태에 의존하는 지표면 방출율에 의해 결정된다.

단파복사는 태양 스펙트럼을 생성하는 가시광선 파장과 대기과 지표면에서 발생하는 흡수, 반사, 산란과 같은 과정을 포함한다.

또한 위쪽으로 향하는 flux는 지표알베도로 인한 반사율에 의해 결정된다. 대기에서 복사는 모델에서 생성되는 구름과 수분분포, 탄소와 오존뿐만 아니라 미량기체농도에도 반응한다.

현재 WRF의 복사 scheme은 1차원적인 기동 scheme이어서 각기 기동은 독립적으로 다루어지고 flux들은 수평적으로 무한하며 일정한 평면에서의 기동과 동일시된다.

이는 모델의 연직층이 수평격자 길이보다 크지 않을 때는 좋은 근사가 되나, 이러한 가정은 수평해상도가 높을 때는 정확성이 떨어지게 된다.

다음은 WRF에서 사용되는 기본적 복사 scheme의 옵션을 나타낸 것이다.

- Rapid Radiative Transfer Model (RRTM) Longwave
- Eta Geophysical Fluid Dynamics Laboratory (GFDL) Longwave
- Eta Geophysical Fluid Dynamics Laboratory (GFDL) Shortwave
- MM5 (Dudhia) Shortwave
- Goddard Shortwave

④ 자료동화

자료동화 시스템의 기본 목적은 비용함수의 반복적 해를 통해 분석 시각에서 정확한 대기상태를 최적의 방법으로 추정하는 것이다.

$$J(x) = J_b(x) + J_o(x) \\ = \frac{1}{2}(x - x^b)^T B^{-1}(x - x^b) + \frac{1}{2}(y - y^o)^T (E + F)^{-1}(y - y^o) \quad (\text{식 4-11})$$

변분 문제는 $J(x)$ 를 최소화시키는 x 를 찾기 위해 식 4-11을 최소한의 반복으로 만들어 내는데 있다.

이는 초기 추정값인 x^b 와 관측값인 y^o 로 정확한 대기상태를 추정하는데 최소한의 함수 반복을 통해 해를 얻어내며 각 데이터의 맞춤은 에러(B, E, F는 각각 배경오차, 관측, 대표오차 공분산 행렬)를 추정하는 가중치로 결정된다.

WRF-Var에서 채택하고 있는 특정 변분자료동화 알고리즘은 변분문제의 model-space와 점진적인 방정식에 있다.

이는 관측값, 예전 예보값 및 이들의 에러값과 물리법칙으로 분석증분 x^a 를 만들도록 결합되며, 이는 다시 초기 추정치인 x^b 에 더해져서 갱신된 분석을 제공하게 된다(Fig. 4-13).

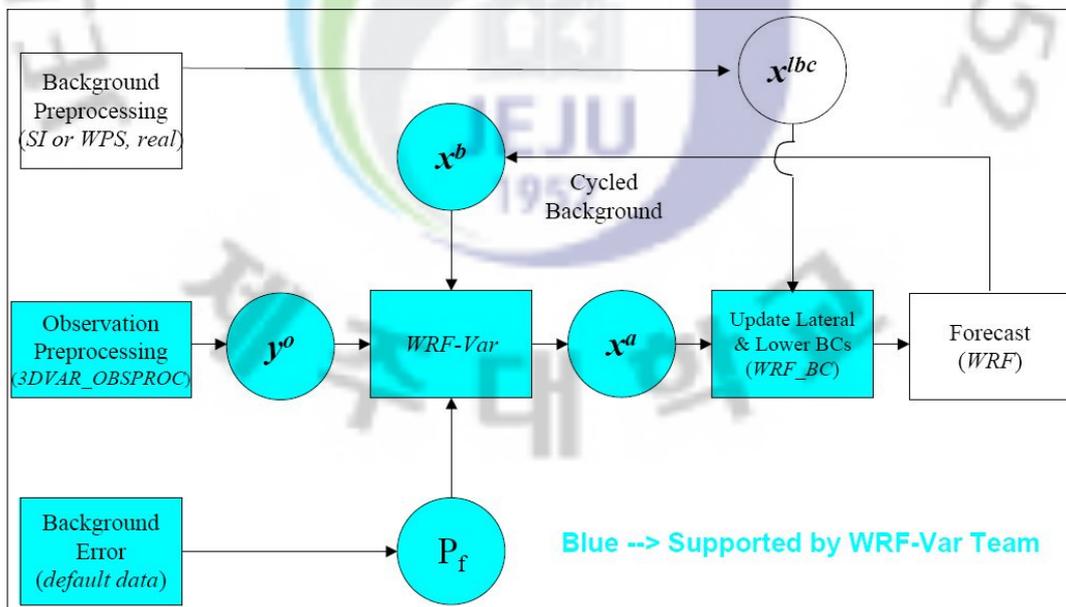


Fig. 4-13. Structure of data assimilation system(WRF-Var).

⑤ WRF의 수행과정

WRF 모델링 시스템은 먼저 수치적으로 계산할 모델링의 영역을 지정한 후 격자화된 기상자료를 이용하여 초기장이 생성되면 이를 토대로 본 모델의 계산이 이루어지며 그 구성은 다음의 주요한 프로그램으로 이루어진다.

WRF 모델의 전체적인 모델링 흐름은 Fig. 4-14와 같다.

- The WRF Preprocessing System(WPS)
- WRF-Var
- ARW solver
- Post-processing graphics tools

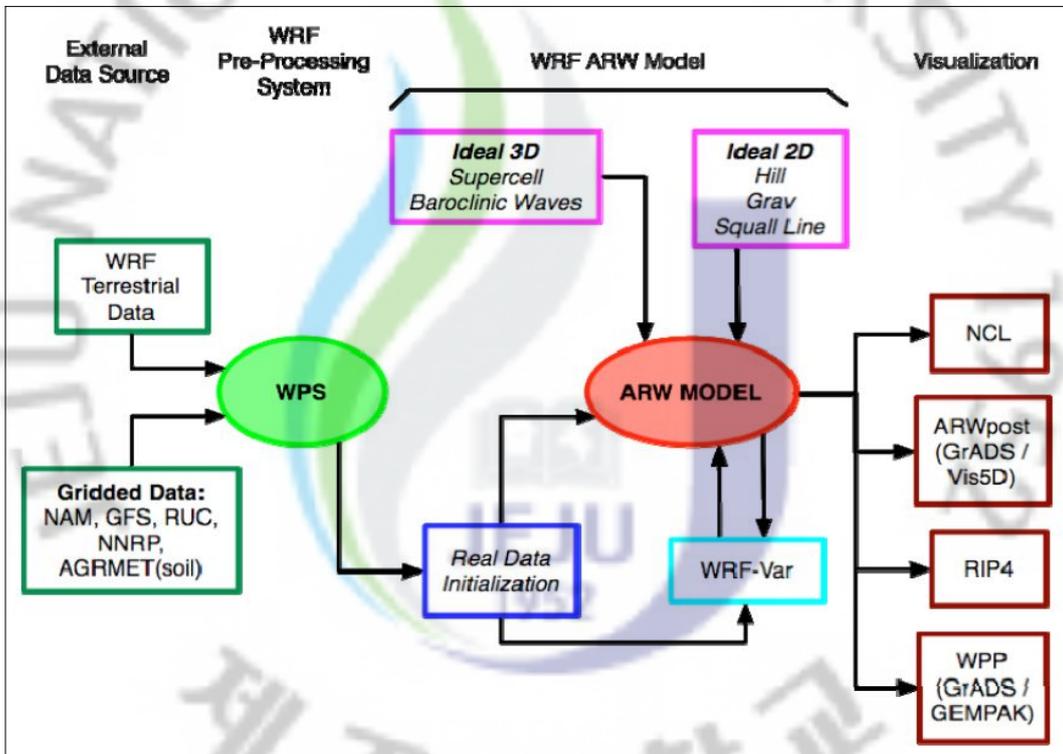


Fig. 4-14. Flow chart of WRF ARW modeling system(WRFV2).

㉑ The WRF Preprocessing System (WPS)

이 프로그램은 실시간 모의(주로 실시간 예보)에 주로 사용되고, 다음의 과정이 포함되어 있으며 WPS의 전체적인 흐름은 Fig. 4-15와 같이 구성된다.

여기선 여러 종류의 지형정보를 이용하여 격자화된 지형자료를 만들고 여기에

전지구 모델이나 외부의 격자화된 기상정보를 WRF의 입력자료 형식으로 만든 다음 수평·수직적으로 지형자료와 기상자료를 내·외삽하여 WRF 모델에서 사용하기 위한 입력 자료를 생성한다.

- Geogrid : 지형데이터(지형고도, 식생 및 토양형태)를 모델 도메인에 내삽
- Ungrib : 격자화된 기상자료를 WRF에서 지원하는 포맷으로 변환
- Metgrid : 변환된 기상자료와 지형자료를 모델링 영역에 수평·수직적으로 내외삽

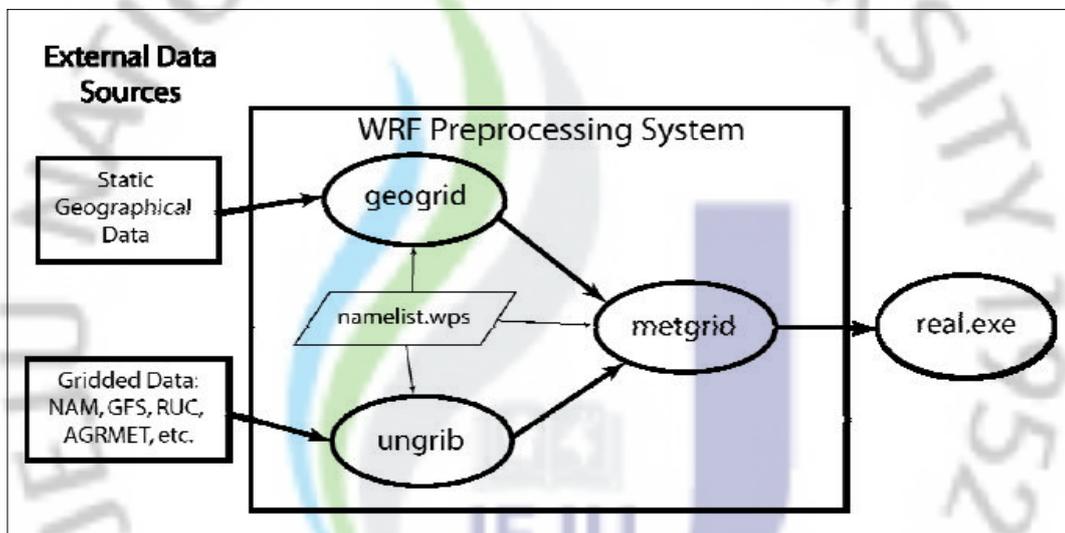


Fig. 4-15. WPS structure.

㉔ WRF-Var

WPS로 생산된 초기 기상정보에 관측값을 내삽하는 역할을 하며 WRF 모델링 시 반복적인 내삽이 가능하여 이를 통해 초기장을 개선시키는 효과가 있다.

내삽 방법은 성긴격자 해상도에 적합한 Grid or analysis nudging방법과 상세규모나 아-총관격자규모에 적합한 Observation or station nudging방법이 있으며 Nudging은 바람, 온도, 수증기에 적용된다.

㉔ ARW solver

WRF 모델링 시스템의 핵심 역학으로 idealized, real-data 시뮬레이션에 대한 계산을 수행하며 다음의 프로그램으로 구성되어 있다.

- Ideal 3D : Supercell, Baroclinic Waves
- Ideal 2D : Hill, Grav, Squall Line
- Real data

㉕ Post-processing graphics tools

○ WRF 결과를 시각적으로 처리하기 위한 후처리 프로그램으로 다음의 소프트웨어는 모두 WRF결과의 시각화를 지원하며 WRF의 전 과정과는 독립적으로 실행가능하다. 각 프로그램에 대한 상세한 설명은 프로그램 매뉴얼이나 홈페이지 상에서 참조할 수 있다.

- RIP4(NCAR graphics)
: <http://www.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/ripug.htm>
- NCAR Graphics Command Language(NCL)
: <http://www.ncl.ucar.edu/>
- GrADS
: <http://www.iges.org/grads/>
- Vis5D
: <http://www.ssec.wisc.edu/~billh/vis5d.html>

(2) 모델링 세팅 및 최적화

① 초기 및 경계자료

실시간 풍력예측시스템에서 사용되는 WRF의 초기 및 경계 입력자료는 NCEP에서 제공하는 6시간 간격의 실시간 GFS 자료(Global Forecast System)를 이용하였다.

GFS 자료는 위·경도 격자하나의 크기가 약 1.0°×1.0°의 해상도를 가지며 1,000mb에서 10mb까지 26개의 연직층으로 구성되어 있다.

변수로는 바람장, 지위고도장(지상기압 포함), 온도장, 상대습도장의 종관 변수들이 있다.

제주지역 실시간 풍력예측시스템의 3차원 기상모델링 수행시 이러한 초기 및 경계자료를 사용함으로써, 예측지역의 전반적인 기상장을 먼저 예측한 후, Nesting 기법을 이용하여 상세 기상장을 예측하기 때문에 그 지역의 기상을 대표할 수 있는 적절한 값을 예측할 수 있게 된다.

② 물리과정

수치모의를 위해 선택된 주요 물리과정과 도메인의 수평·수직 해상도는 앞서 모델 설명에 나열하였다. 지표면 부근에서 관측자료를 통해 분석할 수 없는 지표면의 열수지에 대한 항목들을 계산하기 위해서는 지표층의 물리과정과 경계층의 물리과정을 접합하여 계산할 필요가 있다. 이를 위해서는 WRF의 지표 물리과정과, 경계층 물리과정을 설정하여 계산하게 된다. 본 실시간 풍력예측시스템의 모델링시 사용된 각 물리과정을 Table. 4-4에 나타내었다.

Table. 4-4. Physical process of WRF modeling

Cumulus	Kain-Fritsch (Kain and Fritsch, 1990)
Microphysics	WRF Single-Moment-6-Class graupel
PBL	YSU PBL (YonSei University PBL) (Hong et al., 2006; Noh et al., 2003)
Radiation	Short Wave : Dudhia Long Wave : RRTM
Land surface	Noah land-surface model (Chen and Dudhia, 2001)

V. 환경풍력발전단지 측정타워 불확도 분석

1. 풍력 발전기 표준화(IEC) 규정

풍력발전기는 바람에 따라 불안정 하게 발전하는 특성 때문에 풍력발전기의 성능을 파악하는 일은 매우 중요한 요소이며 접근방식 또한 각 나라마다 다르기 때문에 전 세계적으로 통일된 기준이 필요하다. 따라서 현재 표준규격·기술기준의 제정을 통해 국제 표준에 맞게 평가 되고 있다. 풍력발전기에 관련된 표준을 제정한 IEC(International Electrotechnical Commition : 국제전기표준회의, 가맹국64개국)와

ISO(International Organization for Standardization : 국제표준화기구, 가맹국 146개국) 같은 국제표준화기관에서 정한 표준화 목록을 살펴보면 Table. 5-1과 같다. 따라서 이 연구에서도 독자적인 시험평가기술의 적용보다는 국제적인 기준에 의거하여, 이미 국제 성능인증 기관 등에서 공포해 놓은 성능시험이나 측정분석 방법 등을 적용하여 모든 측정 장비의 설치, 측정방법 및 평가는 IEC 61400-12-1의 “Wind turbines - Part 12-1 : Power performance measurements of electricity producing wind turbines”에 의거해 수행한다.

풍력발전기 평가 Package는 허브 높이에서 측정된 풍속과 전기출력을 바탕으로 풍력발전시스템의 출력성능곡선을 결정하고, 풍속와이블분포 표 와 출력 곡선을 통해 연간에너지생산량(APE)을 결정한다. 출력곡선은 테스트 사이트에서 다양한 조건 및 광범위한 범위의 풍속에 대하여 풍속과 출력을 동시에 측정함으로써 통계학적으로 충분한 의미가 있는 데이터로부터 평가한다. 또한 연간 에너지 생산량은 기준풍속분포가 100% 이용 가능하다는 가정 하에 출력곡선을 기준풍속분포에 적용하여 계산한다.

Table. 5-1. The standards of wind power generator system

Part	Standards
Safety requirement(IS)	IEC 61400-1 No.2(1999) Part 1
Safety of small wind turbines(IS)	IEC 61400-2 No.1(1996) Part 2
Noise measurements method(IS)	IEC 61400-11 No.2(2002) Part 11
Power performance measurements(IS)	IEC 61400-12 No.1(1998) Part 12
Measurements of mechanical loads(TS)	IEC 61400-13 No.1(2001) Part 13
Measurement and assessment of power quality characteristics of wind turbines(IS)	IEC 61400-21 No.1(2001) Part 21
Blade structure intensity test of wind turbine(TS)	IEC 61400-23 No.1(2001) Part 23
Lightning Protection(TR)	IEC 61400-24 No.1(2002) Part 24

기존 풍력발전기 성능평가 연구들을 보면 대부분 불확실성 부분이 생략 되어 있거나 실제 장기간 운전 중인 발전기가 아닌 프로토타입 발전기에 대한 것 또는 발전기에서 충분히 성능을 평가할 수 있는 데이터를 수집 하지 못해 외삽으로 성능을 예측하는 연구에 지나지 않았다.

이 연구는 발전기 성능을 평가 할 수 있는 종합적인 패키지를 개발함으로써 추후 성능 평가가 필요한 다른 기종이나 다른 지역 등에서 손쉽게 사용 할 수 있게 하고 단지 내 여러 기종에 대한 종합적인 비교 또한 가능하게 할 수 있다.

1) 출력성능 평가

출력성능평가는 측정 지역의 온도, 기압 등 환경 요인과 출력 값 등을 이용하여 성능을 분석하게 된다.

(1) 공기밀도

바람은 공기의 흐름이다. 그러기 때문에 바람이 갖고 있는 에너지는 운동에너지이다. 따라서 바람이 가지는 운동에너지 식 5-1을 통해 구할 수 있다.

$$E = \frac{1}{2} mV^2 \quad (\text{식 5-1})$$

여기서,

m : 질량

V : 속도

이다.

출력은 단위 시간당의 에너지로 정의되므로 운동에너지 식을 시간미분 함으로써 식 5-2로 변환 할 수 있다.

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} V^2 \quad (\text{식 5-2})$$

면적 A를 통과하여 속도 V로 흐르는 공기유관을 고려하면 유관내의 기류의 단위시간당 질량유량은 체적과 공기밀도의 곱이기 때문에 ρAV 가 된다.

$$P = \frac{1}{2} (\rho AV) V^2 = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (\text{식 5-3})$$

식 5-3은 바람의 출력해석에서 가장 중요한 식으로서 출력은 회전자 회전면적에 비례하고 풍속의 3제곱에 비례한다는 결과를 얻을 수 있다. 여기서 회전자의 면적으로 알고 풍속을 측정을 통해 알기 때문에 공기밀도를 구하면 되는데 공기밀도는 기온과 기압으로부터 산출 할 수 있는데 그 식은 식 5-4와 같다.

$$\rho_{10\min} = \frac{B_{10\min}}{R \cdot T_{10\min}} \quad (\text{식 5-4})$$

여기서,

$\rho_{10\min}$: 10분 평균 공기 밀도

$T_{10\min}$: 10분 평균 공기의 절대온도 (K)

$B_{10\min}$: 10분 평균 기압

R : 기체상수 (287.05 J/(kg K))

이다.

(2) 출력 값 보정

만약 출력성능평가를 하고자하는 풍력발전기가 실속제어(Stall-Control)방식에 해당하면 출력 데이터를 식 5-5로 표준화 시켜야한다. 출력 값 보정은 두 가지 밀도 값으로 보정하는데, 첫 번째 기준 밀도는 테스트사이트의 평균 밀도이며 두 번째는 기준밀도는 ISO 표준 대기 밀도에 따른 해수면 공기밀도 1.225 kg/m^3 이다.

$$P_n = P_{10\text{min}} \frac{\rho_0}{\rho_{10\text{min}}} \quad (\text{식 5-5})$$

여기서,

P_n : 표준화 출력 [kW]

ρ_0 : 기준 공기 밀도 1.225 kg/m^3

$\rho_{10\text{min}}$: 10분 평균 밀도 kg/m^3

이다.

(3) 풍속 값 보정

또 다른 보정으로 만약 출력성능평가 기종이 능동제어(Pitch-Control)방식의 풍력발전기를 평가 할 때 에는 풍속 값을 보정해야 한다. 풍속의 표준화는 다음 식 5-6과 같다.

$$V_n = V_{10\text{min}} \left(\frac{\rho_{10\text{min}}}{\rho_0} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (\text{식 5-6})$$

여기서,

V_n : 풍속 표준화 [m/s]

V_{10} : 10분 평균 풍속 [m/s]

$\rho_{10\text{min}}$: 10분 평균 공기 밀도[kg/m^3]

이다.

(4) 데이터베이스 구축

데이터베이스 구축은 정규화 과정을 거친 선택된 데이터 세트를 빈(bin) 방법으로 처리하여 데이터베이스를 구축하고, 각 빈은 풍속이 0.5 m/s 차이로 구성되며 최소 30분 이상의 데이터(3개 이상의 10분 평균 데이터)로 구축된 데이터베이스의 풍속범위는 발전시작 풍속보다 낮은 1m/s부터 정격출력의 85% 출력을 발생시키는 풍속까지 측정해 신뢰성을 갖게 한다.

(5) 실측출력곡선

정규화 된 데이터 세트에 대해 빈 방법으로 실측출력곡선을 결정한다. 이때 0.5 m/s 구간의 풍속 빈을 이용하였으며, 각 빈에 대한 정규화 평균 풍속과 정규화 평균 출력은 다음 식들과 같다.

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (\text{식 5-7})$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (\text{식 5-8})$$

여기서,

V_i : i 번째 빈의 정규화 평균 풍속

$V_{n,i,j}$: i 번째 빈에 소속된 j 번째 데이터 세트의 정규화 평균 풍속

P_i : i 번째 빈의 정규화 평균 출력

$P_{n,i,j}$: i 번째 빈에 소속된 j 번째 데이터 세트의 정규화 평균 출력

N_i : i 번째 빈에 소속된 10분 간격으로 전 처리된 데이터 세트 수

이다.

(6) 풍속의 시간과 빈도 분포

어떤 기간에 여러 크기의 풍속이 몇 번 나타나는가를 보여주는 것이 풍속의 도수분포이다. 지금까지 많은 연구가 행해져서, 포아송 분포, 피아송Ⅲ형 분포, 와

이블 분포, 카이(레이리)분포, 야코부스의 분포식 오류송 분포식등이 제안되었지만, 이중에서 풍속의 도수분포에 잘 맞고 가장 많이 사용되고 있는 것이 와이블 (weibull)분포함수이다. 식은 식 5-9와 같다.

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (k>0, V>0, c>0) \quad (\text{식 5-9})$$

여기서,

k: 형상계수(shape parameter)

c: 척도계수(scale parameter)

이다.

(7) 연간에너지 생산량 (Annual Energy Production: AEP)

연간 에너지 생산량은 다양한 풍속 밀도 함수에 대하여 측정된 출력 곡선을 적용함으로서 구해지는데 이 때 기준 풍속분포는 레이리(Rayleigh) 분포를 사용한다. 레이리 분포는 형상계수가 2인 와이블(Weibull) 분포와 동일한 것이다. 식으로 보면 식 5-10과 같다.

$$f(V) = \frac{2}{c} \left(\frac{V}{c}\right) \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^2\right]$$

$$F(V) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^2\right] \quad (\text{식 5-10})$$

척도계수 c를 감마 함수의 특성을 이용하면 식 5-11을 통해 구할 수 있다.

$$\left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{2}\right)\right]^2 = \left[\frac{1}{2}\Gamma\left(\frac{1}{2}\right)\right]^2 = \left[\frac{1}{2}\sqrt{\pi}\right]^2 = \frac{\pi}{4} \quad (\text{식 5-11})$$

이것을 이용하여 레이리 함수를 구하면 식 5-12와 같다.

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_{ave}}\right)^2\right) \quad (\text{식 5-12})$$

여기서,

$F(V)$: 풍속에 대한 Rayleigh 누적확률분포함수

V_{avg} : 허브 높이에서의 연 평균 풍속

V : 풍속

이다.

AEP는 레일리 함수를 이용하여 각 풍속에 대해 0.5m/s 구간으로 해서 다음 식으로 계산한다.

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (\text{식 5-13})$$

여기서,

AEP : 연간에너지생산량

N_h : 1년 총 시간 (=8760)

N : 빈 수

V_i : i 빈의 정규화 된 평균 풍속

P_i : i 빈의 정규화 된 평균 출력

이다.

그리고 AEP는 IEC 규정에 따라 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11m/s 의 평균 풍속에 대하여 계산되고 측정-AEP와 외삽 AEP의 두 가지 방법으로 계산한다. 측정 AEP는 실측출력곡선으로부터 직접 계산하며, 이때 실측출력곡선의 풍속 범위를 벗어나는 모든 풍속에 대한 출력은 0으로 가정한다. 또한 외삽 AEP는 다음과 같은 가정 하에 실측출력곡선으로부터 평가한다.

- 실측출력곡선의 최저 풍속 이하인 모든 풍속에 대한 출력은 0.0kW
- 실측출력곡선의 최대 풍속부터 cut-out 풍속사이의 모든 풍속에 대한 출력은 실측출력곡선내의 최대 풍속에 해당하는 빈의 출력 값과 동일

(8) 출력계수

출력 계수는 자연 풍으로부터 풍력발전기가 추출 할 수 있는 출력을 말하며 다음과 같이 표현된다.

$$C_p = \frac{\text{풍차로 추출할 수 있는 출력}}{\text{자연풍이 보유한 출력}}$$

실제 측정된 출력 자료로부터 출력계수를 계산하려면 식 5-14를 통해 구할 수 있다.

$$C_{P,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2} \rho_0 A V_i^3} \quad (\text{식 5-14})$$

여기서,

$C_{P,i}$: I 번째 빈의 출력계수

V_i : I 번째 빈의 정규화 평균풍속

P_i : I 번째 빈의 정규화 평균출력

A : 풍차의 수평면적

ρ_0 : 기준 공기밀도

이다.

2) 불확실성 평가

불확실성 평가는 실제 측정을 통해 측정된 값이 얼마나 실제 값에 근접한지 혹은 실제 값과 얼마 만큼에 차이를 두고 있는 지를 평가하는 것이다. 불확실범위는 오차 범위라고 할 수 있는데 이 불확실범위를 분석함으로써 좀 더 정확한 시스템에 특성을 파악할 수 있다.

(1) 불확실성 성분의 구분

일반적으로, 측정의 결과는 측정의 대상이 되는 특정한 양 즉, 측정량(measured)에 대한 추정 값에 불과하다. 따라서 측정결과는 불확실성이 정량적으로 표시되어 있어야만 완전하다고 볼 수 있다. 측정 결과의 불확실성은 일반적으로 몇 개의 성분으로 구성되는데, 국제도량형위원회(CIPM)의 접근방식에 의하면 그 성분의 수치적인 값을 추정하기 위해서 사용되는 방법에 따라 다음과 같은 두 가지 타입으로 분류하고 있다.

- A형: 일련의 측정값이 통계적 방법으로 평가될 수 있는 불확실성 성분
- B형: 기타 방법으로 평가 되는 불확실성 성분

두 가지 형 모두 불확도가 표준편차로써 표현하게 되는데 ISO에서는 측정결과의 불확실성에 영향을 미치는 개개의 성분을 u_i 로 표현하고, 이를 표준불확실성이라고 정의 한다. 이 값은 측정량의 추정 표준편차를 의미한다. u_i 는 추정분산 u_i^2 의양의 제곱근과 같다.

① A 형 평가

표준불확실성의 A형 평가는 데이터를 유효한 통계적 방법으로 처리하면 된다. 예를 들어 여러 독립된 관측 값의 평균의 표준편차를 계산한다거나 최소제곱법을 사용하여 곡선을 적합 시킨다거나 또는 우연효과를 도출하고 정량화하기 위해 분산분석을 실시하는 것 등이 해당된다.

② B 형 평가

표준불확실성의 B형 평가는 다음을 포함한 모든 관련 정보들을 사용하여 과학적인 판단을 함을 기본으로 한다.

- 과거의 측정 데이터
- 관련 재료와 기기의 거동 및 특성에 대한 경험이나 일반 지식
- 교정 및 기타 보고서에 수록된 데이터
- 핸드북으로부터 인용한 참고 자료의 불확실성

불확실성 성분에 대한 평가의 신뢰도는 사용될 수 있는 정보의 질에 좌우되기 때문에 측정량에 영향을 주는 모든 파라미터를 최대한 변화시켜 평가가 가능한 많은 관측 데이터에 의해 이루어질 수 있도록 한다. 타당한 경우에는 언제나 장기적으로 축적된 정량적 데이터를 토대로 만들어진 측정과정의 경험적 모델과 점검표준 및 관리도를 사용하여 불확실성성분을 신뢰성 있게 평가하여야 한다. 제한된 데이터에 근거한 A형 평가가 반드시 B형 평가보다 더 신뢰성이 있다고 할 수는 없다.

(2) 불확실성 요소

Table. 5-2는 불확도 평가에 반드시 포함되어야 하는 최소한의 불확도 요소들에 대한 표이다.

Table. 5-2. Uncertainty factors

Measured parameter	Uncertainty component	Uncertainty category
Electric power	Current transformers	B
	Voltage transformers	B
	Power transducer or power measurement device	B
	Data acquisition system (see note)	B
	Variability of electric power	A
Wind speed	Anemometer calibration	B
	Operational characteristics	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system (see note)	B
	Flow distortion due to terrain	B
Air temperature	Temperature sensor	B
	Radiation shielding	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system (see note)	B
Air pressure	Pressure sensor	B
	Mounting effects	B
	Data acquisition system (see note)	B
Data acquisition system	Signal transmission	B
	System accuracy	B
	Signal conditioning	B

i 번째 bin의 출력에 관련된 결합 표준 불확실성($u_{c,i}$)의 가장 일반적인 표현은 다음 식 5-15 와 같이 나타낸다.

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M c_{k,i} u_{k,i} c_{l,i} u_{l,i} \rho_{k,l,i} \quad (\text{식 5-15})$$

여기서,

$c_{k,i}$: i번째 풍속구간의 요소 k의 민감도계수

$u_{k,i}$: i번째 풍속구간의 요소 k의 표준 불확도

M : 각 풍속구간의 불확도 요소의 수

$\rho_{k,l,i,j}$: i 번째 풍속구간의 불확도 요소 k 와 j 번째 풍속구간의 불확도 요소 l 와의 상관계수

이다.

불확실성 요소는 각각의 추정 변수들에 대한 개별적 입력 양이며, u_{AEP} 에 대한 복합 표준불확도는 일반적으로 다음과 같이 표현된다.

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^M \sum_{l=1}^M f_i c_{k,i} u_{k,i} f_j c_{l,j} u_{l,j} \rho_{k,l,i,j} \quad (\text{식 5-16})$$

여기서,

f_i : V_{i-1} 과 V_i 풍속구간에서 상대적 발생빈도 $F(V_i) - F(V_{i-1})$

$F(V)$: 풍속에 대한 Rayleigh 누적확률 분포함수

N : 풍속구간의 수

N_h : 연간 시간($\approx 8,760$ 시간)

이다.

모든 상관계수 $\rho_{k,l,i,j}$ 를 명확하게 도출하는 것은 매우 어려운 일이므로 단순화 작업이 필요하다. 따라서 위의 복합 불확도 관계식을 적용 가능한 정도로 단순화 하기 위해서 몇 가지 가정을 통해 단순화 시킨다.

· 불확도 요소들이 완전히 상관되었거나 비 상관관계이다.

· 모든 A형 불확도 요소들은 상호간 비 상관관계이고 B형 불확도 요소들은 상호간에 상관이다.

· A 및 B형 불확도 요소들은 독립적이다.

위의 가정을 통해 i 번째 풍속구간의 출력 복합 불확도 $u_{c,i}$ 을 구하면 식 5-17과 같다.

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + \sum_{k=1}^{M_B} c_{k,i}^2 u_{k,i}^2 = s_i^2 + u_i^2 \quad (\text{식 5-17})$$

여기서,

M_A : A형 불확도 요소의 수

M_B : B형 불확도 요소의 수

$s_{k,i}$: i번째 풍속구간의 k요소에 대한 A형 표준불확도

s_i : i번째 풍속구간의 A형 복합 표준불확도

u_i : i번째 풍속구간의 B형 복합 표준불확도

이다.

$u_{c,i}^2$ 는 풍속구간의 데이터군 수에 대한 $s_{p,i}$ 의 종속성으로 인해 풍속구간 데이터 개수에 영향을 받는다.

위 가정은 식 5-16에 식 5-17을 대입해 식 5-18처럼 나타낼 수 있다. 이 식은 u_{AEP} 의 복합 표준불확도를 의미한다.

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \sum_{k=1}^{M_B} \left(\sum_{i=1}^N f_i c_{k,i} u_{k,i} \right)^2 \quad (\text{식 5-18})$$

위 식에서 두 번째 항의 의미는, 각각의 B형 불확도 요소들이 풍속구간들 사이에 완전한 상관관계가 있다는 가정을 적용함으로써 이에 해당하는 AEP 불확실성을 평가 할 수 있다는 점이다. 실제 계산에 있어서, 유형 B의 불확실성 요소들을 각 빈 별로 개별적으로 결합시키기 이전에 빈 사이에 교차된 불확실성을 계산한다는 것은 쉽지 않다. 따라서 각 빈 사이의 교차된 유형 B의 결합 불확실성을 다음 식과 같이 각 빈 별로 유형 B의 불확실성 요소들을 먼저 결합시켜 식 5-17의 u_i ($\sum_{k=1}^{M_B} c_{k,i}^2 u_{k,i}^2 = u_i^2$)를 먼저 구한 다음 각 빈에 대해 f_i 을 곱하여 더한 것으로 근사화 하는 방법을 이용한다.

$$\sum_{k=1}^{M_B} \left(\sum_{i=1}^N f_i c_{k,i} u_{k,i} \right)^2 \doteq \left(\sum_{i=1}^N f_i \sqrt{\sum_{k=1}^{M_B} c_{k,i}^2 u_{k,i}^2} \right)^2 = \left(\sum_{i=1}^N f_i u_i \right)^2 \quad (\text{식 5-19})$$

식 5-17에서 $\sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 = s_i^2$ 이라는 사실과 식 5-19의 관계 똑 같이 이용

하면 식 5-18은 다음과 같이 간략화 된다.

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^N f_i^2 s_i^2 + N_h^2 \left(\sum_{i=1}^N f_i u_i \right)^2 \quad (\text{식 5-20})$$

이 식으로 계산된 u_{AEP} 는 식5-18로 계산한 값보다 항상 같거나 크다.

(3) 불확실성 적용

① 유형 A 불확실성

분석이 필요한 유일한 A형 불확도는 각각의 풍속구간에 포함된 측정 후 표준화된 전기출력자료뿐이다. 전기출력의 A형 불확도는 각각의 풍속구간에 포함된 표준 출력자료의 분포에 대한 표준편차는 식 5-21에 의해 구할 수 있다.

$$\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{j=1}^{N_i} (P_i - P_{n,i,j})^2} \quad (\text{식 5-21})$$

여기서,

$\sigma_{P,i}$: 빈 i의 정규화 출력 표준편차

N_i : 빈 i의 10분 평균 데이터 수

P_i : 빈 i의 정규화 평균 출력

$P_{n,i,j}$: 빈 i의 j번째 데이터 셋의 정규화 출력

이다.

해당 풍속구간에서 표준화된 평균 출력의 표준불확도는 식 5-22와 같다.

$$s_i = s_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}} \quad (\text{식 5-22})$$

여기서,

$s_{P,i}$: 빈 i의 출력에 대한 유형 A 표준 불확실성

N_i : 빈 i의 10분 평균 데이터 셋 수이다.

② 유형 B 불확실성

B형 불확실성은 측정 장비, 데이터 수집 장치, 그리고 출력성능평가가 수행되는 사이트의 주변의 지형에 관계된다. 만약 불확실성이 불확실성 한계로 표현되거나 직접적인 불확실성이 아닌 잠재적이고 일정치 않은 적용범위 계수로 표현되는 경우에는 이들로부터 표준불확실성을 평가하거나 적당하게 표준 불확실성으로 변환해야 한다.

Fig. 5-1을 보면 미지의 양이 정규분포를 따르는 것으로 하고 상한과 하한을 각각 a_- 와 a_+ 로 가정하여 그 양의 최량/최적 가정 값을 $(a_- + a_+)/2$ 로 하고, 그 양의 참 값이 a_- 와 a_+ 구간 내에 있을 확률을 50%로 하면 $u_j = 1.48a$ 가 된다. 여기서 $a = (a_- + a_+)/2$ 는 그 구간의 반 너비이다. 만일, 미지의 양인 참 값이 a_- 와 a_+ 구간 내에 있을 확률을 67%로 하면 $u_j \approx a$ 가 된다. 여기서 $a = (a_- + a_+)/2$ 이다. 실제적인 적용에 있어서는 미지의 양이 항상 a_- 와 a_+ 구간 내 있도록 하한 a_- 와 상한 a_+ 을 추정한다. 만일 이에 관한 정보가 없을 경우에는 미지의 양이 직사각형 확률분포를 따르는 것으로 하면 최적추정값은 $a = (a_- + a_+)/2$ 이고 $u_j = a/\sqrt{3}$ 이 된다. 여기서 $a = (a_- + a_+)/2$ 이다. 만일 분포가 직사각형이 아니고 삼각형일 경우에는 $u_j = a/\sqrt{6}$ 이 된다. 어떤 특별한 다른 정보가 없을 때는 직사각형 분포를 사용하여도 큰 무리가 없다. 그러나 미지 량의 값이 하한이나 상한 쪽 보다 중앙에 있을 확률이 더 많은 경우는 삼각형이 더 나은 모델이 된다.

따라서

- 직사각형 확률분포로 가정하는 경우의 표준 불확실성은,

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (\text{식 5-23})$$

- 삼각형 확률분포로 가정하는 경우의 표준 불확실성은,

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{6}} \quad (\text{식 5-24})$$

이 된다.

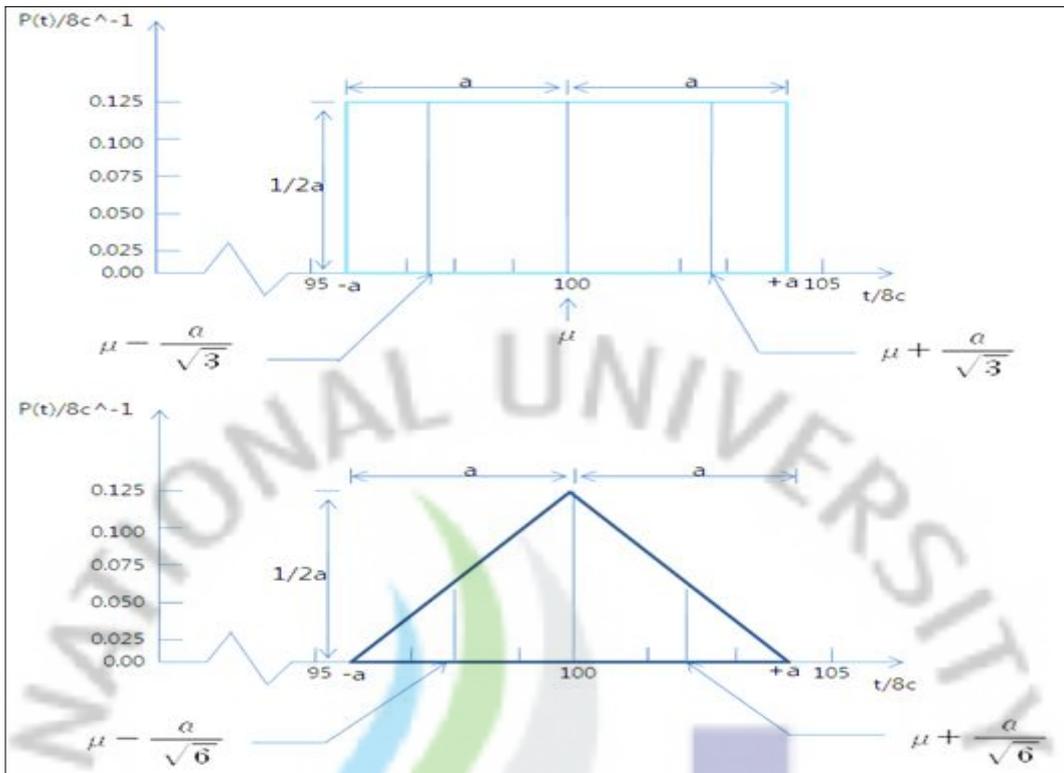


Fig. 5-1. Verification of input quantity standard uncertainty.

· 데이터 처리 장치의 유형 B 불확실성

데이터 처리 장치에서는 신호전송과정, 신호조절과정, A/D 변환과정, 그리고 데이터 처리과정에서 불확실성이 발생할 수 있으며, 그 크기는 각 채널별로 서로 달라질 수 있다. 어떤 채널의 전체 측정 범위에 대한 표준 불확실성, $u_{d,i}$, 는 다음과 같이 표현 할 수 있다.

$$u_{d,3i} = \sqrt{u_{d1,i}^2 + u_{d2,i}^2 + u_{d3,i}^2} \quad (\text{식 5-25})$$

여기서,

$u_{d1,i}$: 빈 i에서의 신호전달과 신호조절에 관련된 불확실성

$u_{d2,i}$: 빈 i에서의 A/D 변환의 분해능과 같은 디지털화의 불확실성

$u_{d3,i}$: 빈 i에서의 데이터 저장 방식, 처리 소프트웨어 등에 의해 발생하는 기타 불확실성이다.

· 전기출력에서의 유형 B 불확실성

출력센서의 불확실성은 전류변환기 및 전압변환기, 그리고 출력변환기로부터 발생한다. 이와 같은 기기들은 등급이 정해져 있으며 그 불확실성은 일반적으로 등급에 따라 정해진다. 빈 i에서의 전기 출력에 대한 표준 불확실성, $u_{p,i}$, 는 출력 변환기, 전류변환기, 전압변환기, 그리고 데이터 수집 장치의 표준 불확실성 등을 결합한 형태로 계산된다.

$$u_{P,i} = \sqrt{u_{P1,i}^2 + u_{P2,i}^2 + u_{P3,i}^2 + u_{Pd,i}^2} \quad (\text{식 5-26})$$

여기서,

$u_{P1,i}$: 빈 i의 전류변환기 불확실성

$u_{P2,i}$: 빈 i의 전압변환기 불확실성

$u_{P3,i}$: 빈 i의 출력변환기 불확실성

$u_{Pd,i}$: 데이터 수집 장치에서 빈 i에 해당하는 채널의 불확실성이다.

· 풍속측정에서 유형 B 불확실성

풍속측정에서의 불확실성은 여러 가지 요소들이 복합되어 나타나는데, 지형에 의한 유동변형, 풍속계 설치형태에 따른 영향, 그리고 풍속계 보정에 의한 불확실성 등이 그 주요한 요인들이다.

빈 i에서 풍속에 의한 유형 B 불확실성 $u_{V,i}$ 는 다음과 같이 표현된다.

$$u_{V,i} = \sqrt{u_{V1,i}^2 + u_{V2,i}^2 + u_{V3,i}^2 + u_{V4,i}^2 + u_{dV,i}^2} \quad (\text{식 5-27})$$

여기서,

$u_{V1,i}$: 빈 i의 풍속계 보정(calibration) 불확실성

$u_{V2,i}$: 빈 i의 풍속계 작동특성(calibration)에 기인한 불확실성

$u_{V3,i}$: 빈 i의 풍속계의 설치영향(calibration)에 기인한 불확실성

$u_{V4,i}$: 빈 i의 지형에 따른 풍속 변형(calibration)의 불확실성

$u_{dV,i}$: 빈 i의 풍속측정용 데이터 수집 장치(calibration)의 불확실성이다.

· 풍속측정에 대한 민감도 인자

풍속과 출력에 관한 함수에서 민감도 인자는 실측출력곡선에서의 각 빈 사이의 기울기로 결정되기 때문에 식으로 나타내면 식 5-28과 같다.

$$c_{V,i} = \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \quad (\text{식 5-28})$$

· 공기밀도에 대한 유형 B 불확실성

밀도는 대기온도와 공기압으로부터 계산되므로 온도와 기압의 불확실성을 평가한다. 대기온도 측정에는 다음과 같은 불확실성 요소들이 관련된다.

- 온도 센서 보정의 불확실성
- 온도 센서의 불완전한 복사열 차단으로 인한 불확도
(복사차폐 불량 시 실제보다 높은 온도가 측정됨)
- 설치 영향에 따른 불확실성
(온도센서가 허브높이에 설치되지 않은 경우에는 낮과 밤의 수직 온도분포차에 의해 온도 측정에 영향을 준다)

각 빈의 측정된 온도에 대한 표준 불확실성 $u_{T,i}$ 는 다음과 같다.

$$u_{T,i} = \sqrt{u_{T1,i}^2 + u_{T2,i}^2 + u_{T3,i}^2 + u_{dT,i}^2} \quad (\text{식 5-29})$$

여기서

- $u_{T1,i}$: 빈 i의 온도센서 보정(calibration) 불확실성
- $u_{T2,i}$: 빈 i의 온도센서의 복사차폐불량에 기인한 불확실성
- $u_{T3,i}$: 빈 i의 온도센서의 설치영향에 기인한 불확실성
- $u_{dT,i}$: 빈 i의 온도측정용 데이터 수집 장치의 불확실성이다.

- 온도측정에 대한 민감도 인자

해수면 기준(해발고도 0)으로 평가된 온도측정에 있어서의 민감도 인자는 다음과 같다.

$$c_{T,i} \approx \frac{P_i}{288.15} [kW/K] \quad (\text{식 5-30})$$

대기압의 측정은 만약 센서가 허브 높이에 설치되지 않았다면 허브 높이에서의 대기압으로 보정하기 위한 보정계수를 우선 포함되어야 한다. 이 때 보정으로 인한 불확도가 고려될 수 있으며, 압력센서의 불확도가 포함되어야 한다. 각각의 풍속 구간에 대한 측정 대기압의 표준불확도는 (식 5-31)과 같다.

$$u_{B,i} = \sqrt{u_{B1,i}^2 + u_{B2,i}^2 + u_{dB,i}^2} \quad (\text{식 5-31})$$

여기서,

$u_{B1,i}$: 빈 i 의 대기압센서 보정(calibration) 불확실성

$u_{B2,i}$: 빈 i 의 대기압센서의 설치영향에 기인한 불확실성

$u_{dB,i}$: 빈 i 의 대기압측정용 데이터 수집 장치의 불확실성이다.

· 대기압 측정에 대한 민감도 인자

대기압 측정에 있어서의 해수면 기준 민감도 인자는 식 5-32와 같다.

$$c_{B,i} = \frac{P_i}{1013} [kW/hPa] \quad (\text{식 5-32})$$

· 결합된 유형 B 불확실성

각 빈의 유형 B 불확실성은 식 5-33 같이 결합된다.

$$u_i = \sqrt{u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2} \quad (\text{식 5-33})$$

여기서,

$u_{P,i}$: 전기출력에서의 B 형 불확실성

$c_{V,i}$: 풍속측정 민감도 인자

$u_{V,i}$: 풍속에서의 B 형 불확실성

$c_{T,i}$: 온도측정 민감도 인자

$u_{T,i}$: 온도에서의 B 형 불확실성

$c_{B,i}$: 대기압 측정 민감도 인자

$u_{B,i}$: 대기압측정에서의 B 형 불확실성

· 결합표준불확실성이 포함된 출력곡선

각 빈의 출력곡선에 대한 결합표준불확실성은 모든 유형 B 불확실성에 유형 A 불확실성을 결합하여 다음과 같이 구한다.

$$u_{c,i} = \sqrt{s_i^2 + u_i^2} = \sqrt{s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2} \quad (\text{식 5-34})$$

여기서,

s_i : A 형 불확실성

u_i : B 형 불확실성이다.



2. 프로그램 개발과 적용

1) 불확실성 프로그램 개발

Fig. 5-2는 프로그램중 일부 사례이다. 이 프로그램으로 성능을 평가 할 때 풍력발전기 타입에 따라 데이터 보정 방법이 다르기 때문에 회전자 컨트롤방식을 선택한다. 출력계수를 구하기 위해서는 발전기 회전자면적을 구해야 하기 때문에 거기에 필요한 변수인 회전자 직경을 입력한다. 그리고 난 후 기상탑에서 측정된 데이터들과 발전기에서 수거된 데이터들을 입력해서 계산하면 성능곡선, 와이블 분포도, 연간 발전 생산량, 불확실성이 포함된 출력그래프가 나온다. 이 때 만약 기상탑 높이와 풍력발전기 허브 높이가 달라 풍속을 높이에 따라 보정을 해야 할 경우 Table. 5-3에서 나온 것처럼 거칠기 등급을 입력해야 한다.

거칠기 모델은 특정 지역의 거칠기는 거칠기 요소의 분포와 크기에 의해 결정되어지고, 일반적으로 수풀이나 지표의 표면상태, 건축물 등에 따라 지표면 형태의 값을 결정하게 된다. European Wind Atlas에서 일반적으로 4가지 타입으로 분류하고 있다. 각 지형의 타입은 거칠기 등급의 값으로 나타내어진다. 거칠기 길이와 측정된 풍속을 입력하면 알고 싶은 높이에서의 풍속을 보정을 통해 알 수 가 있다.

```

1 -   clc;
2 -   clear;
3 -   close;
4 -   scatter1 = load('C:\wind\scatter1.dat');
5 -   scatter2 = load('C:\wind\scatter2.dat');
6 -   rawdata = load('C:\wind\rawdata.dat');
7 -   bindata= xlsread('C:\wind\bindata.xls');
8 -   stdev= xlsread('C:\wind\stdev.xls');
9 -   e48=load('C:\wind#e48.txt');%제조사제공 출력, 출력계수
10 -  ew750=load('C:\wind#ew750.txt');%제조사제공 출력, 출력계수
11 -  f1800=load('C:\wind#f1800.txt');%제조사제공 출력, 출력계수
12 -  V90=load('C:\wind#V90.txt');%제조사제공 출력, 출력계수
13 -  %=====
14 -  figure(1);
15 -  hold on
16 -  title('Scatter1 Plot of Measured Power Output(Before Normalization)');
17 -  plot(rawdata(:,6),rawdata(:,2),'linestyle',' ','color','b');
18 -  plot(rawdata(:,6),rawdata(:,3),'linestyle','*','color','r');
19 -  plot(rawdata(:,6),rawdata(:,4),'linestyle','+','color','y');
20 -  plot(rawdata(:,6),rawdata(:,5),'linestyle','x','color','m');
21 -  legend('Mean','Std.','Max','Min.','NorthEastOutside');
22 -  xlabel('windspeed');
23 -  ylabel('Electric Power');
24 -  grid;
25 -  hold off
26 -  %=====
27 -  %figure(2);
28 -  %hold on
29 -  %title('Scatter2 Plot of Measured Power Output(Before Normalization)');
30 -  %plot(scatter2(:,1),scatter2(:,2),'linestyle',' ','color','b');
31 -  %plot(scatter2(:,1),scatter2(:,3),'linestyle','*','color','r');
32 -  %plot(scatter2(:,1),scatter2(:,4),'linestyle','+','color','y');
33 -  %plot(scatter2(:,1),scatter2(:,5),'linestyle','x','color','m');
34 -  %legend('Mean','Std.','Max','Min.','NorthEastOutside');
35 -  %xlabel('windspeed');
36 -  %ylabel('Electric Power');

```

Fig. 5-2. Program of uncertainty.

Table 5-3. Surface roughness

z_0 [m]	Terrain surface characteristics	Roughness Class
1.00	city	
0.80	forest	
0.50	suburbs	
0.40		3 (0.40 m)
0.30	shelter belts	
0.20	many trees and/or bushes	
0.10	farmland with closed appearance	2 (0.10 m)
0.05	farmland with open appearance	
0.03	farmland with very few buildings/trees	1 (0.03 m)
0.02	airport areas with buildings and trees	
0.01	airport runway areas	
0.008	mown grass	
0.005	bare soil (smooth)	
0.001	snow surfaces (smooth)	
0.0003	sand surfaces (smooth)	
0.0002		0 (0.0002 m)
0.0001	water areas (lakes, fjords, open sea)	

보정하지 않은 원본 데이터 중 출력을 최대, 최소, 평균, 표준 편차 별로 그래프를 나타낸다. 기종별로 보정한 값을 나타내서 보정 전 후를 비교하게 된다. 그 후 와이블 분포 표를 나타내 풍속 확률분포를 알 수 있게 하고 평균 출력그래프를 그린다. 그 후 연간 발전량을 계산하고 출력계수를 출력한다. Fig. 5-3은 연산 과정을 그림으로 나타낸 것이다.



Fig. 5-3. Process of Package program.

Fig. 5-4와 같이 구성된 풍력발전기와 기상탑에서 실시간으로 풍황과 출력을 모니터링하고 그 데이터를 저장한다. 이 때 풍력발전기에서 풍속, 풍향, 요각, 발전량, 운전시간 등을 수집하고 기상탑에서는 풍속, 풍향, 온도, 압력을 수집한다.

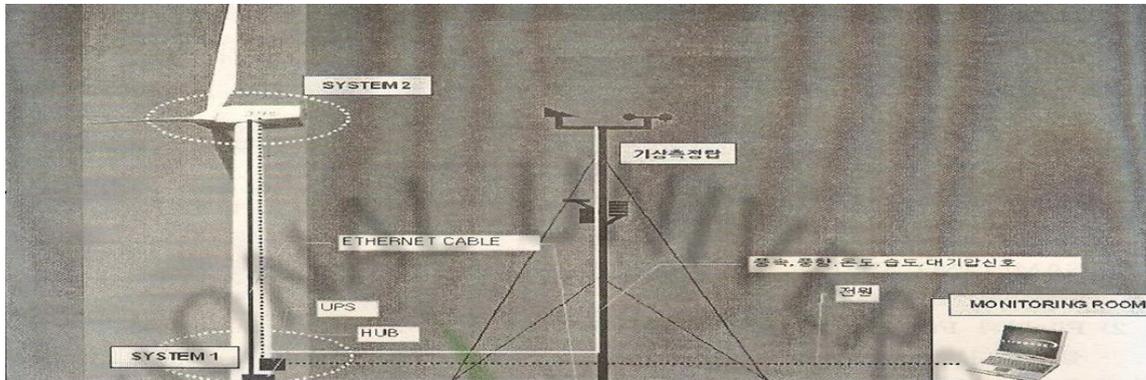


Fig. 5-4. Configuration of System.

(1) 풍력발전기 사양

Table. 5-4는 평가대상인 V90-3.0MW 풍력발전시스템의 재원 및 사양을 나타낸다.

Table 5-4 Specification of V90-3.0MW

Roter Diameter	90m
Swept area	6362m ²
roter	9.9~18.4 RPM
roter Tilet, Blade coning	6°, 4°
Hub Material	GJS-400-18U-LT
Hub Weight	8500kg
Blades Length	44m
Blades Twist(blade root/tip)	17.5°
Generator Rated power	60Hz , 3.0MW, 1000VAC
Yawing speed	<0.5°/sec
3-parted Tower	80m

한경 풍력발전 단지에는 9기 발전기가 설치 운용되고 있는데 그 중 6호기인 V90-3.0MW 기종은 단지에서 가장 큰 기종으로 현재 5기가 운행 중에 있다.

(2) 기상측정마스트 주변 지형 분석

제주 한경 풍력발전 단지는 제주시로부터 서쪽으로 약 42km 떨어져 있는 지점으로 한라산을 중심으로 제주도 북서부에 위치하고 있다.

전체적으로는 북쪽은 바다와 인접한 지형이며 동쪽으로는 점차 지표고도가 높아지는 한라산 지역으로 연결되어 있다. 한경지역은 돌출지역으로서 동쪽에서의 지형에 의한 영향을 제외한다면 거의 모든 방향에서의 바람을 기대할 수 있는 지형적으로 우수한 지역이라 할 수 있다.

한경풍력 발전단지내 기상 측정 마스트는 높이 80m로 풍력발전기 허브높이와 동일하고 6호기와의 거리는 동쪽방향 225m(2.5D) 떨어진 곳에 위치하고 발전기의 후류효과를 고려하여 서남서쪽에서 북북동까지 유효한 방위각이 존재한다. 지역이 해안가인 점으로 보아 동서남북 모두 평활한 지형적 모습을 보여 바람자원은 풍부한 것으로 사료된다.

(3) 지형학적 특성

Table. 5-5는 IEC61400-12-1에 규정된 바람의 유동변형 영향을 주는 테스트 사이트의 지형에 대한 요구사항이다. 본 테스트 사이트의 지형 분석결과 측정방위구간 내 지형의 기울기는 2L이내 에서는 약 0.4, 그리고 2L이상에서는 1.1정도 이었으며, 지형의 굴곡편차 또한 각 경우 0.01D로서 모두 IEC 규정에 적합한 것으로 평가되었다.

Table. 5-5 Topographical Deviation Regulation in Test Site (IEC 61400-12)

Distance	Sector	Maximum slope %	Maximum terrain variation from plane
<2 L	360°	<3*	<0,04 (H+D)
≥2 L and < 4 L	Measurement sector	<5*	<0,08 (H+D)
≥2 L and <4 L	Outside measurement sector	<10**	Not applicable
≥4 L and <8 L	Measurement sector	<10*	<0,13(H+D)

* The maximum slope of the plane, which provides the best fit to the sectoral terrain and passes through the tower base.
 ** The line of steepest slope that connects the tower base to individual terrain points within the sector.

(4) 측정방위 구간

만약 장애물이 있으면 바람은 주변장애물들의 영향으로 인해 유동왜곡이 발생한다. 따라서 기상측정 마스트에서 풍속을 측정 할 때 주변 장애물이나 평가대상 풍력발전기에 의해 유동변형이 발생하지 않는 풍향의 유효한 측정 방위각 구간을 설정해야 하는데 측정 사이트에서의 장애물을 보면 Fig. 5-5와 같다.



Fig. 5-5. Wind Turbines Position in Hangyeong Wind Farm.

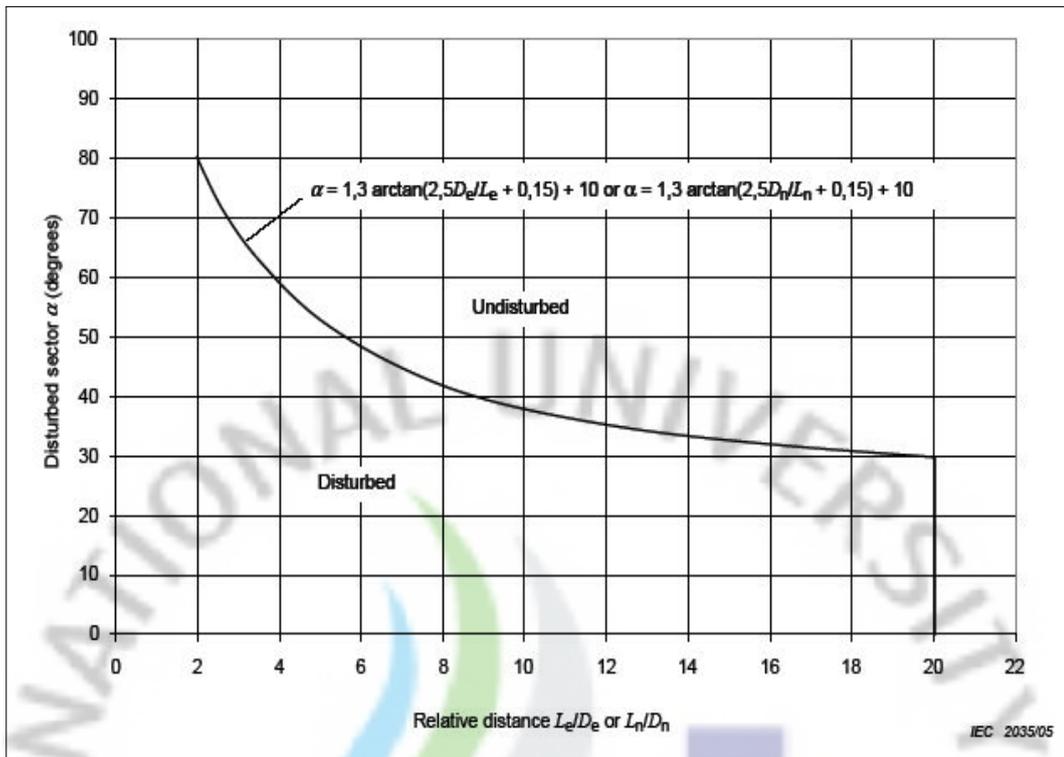


Fig. 5-6. Valid measurement azimuth setting(IEC61400-12).

Fig. 5-6은 IEC61400-12에서 제시하는 기상측정마스트와 한경6호기 주변으로 영향을 받는 장애물 및 풍력발전기를 확인하여 유효방위각 구간을 구한다.

Fig. 5-7도 IEC61400-12에서 제시하는 인접한 풍력발전기의 운전으로 인한 후류 영향과 중요 장애물로 인해 유효 측정 방위각에서 제외되어야 하는 구간의 예이다.

- a) 기상탑이 평가대상 풍력발전기의 후류 영향권에 속한 경우
- b) 기상탑이 인접 운전 중인 풍력발전기의 후류 영향권에 속한 경우
- c) 평가대상 풍력발전기가 인접하여 운전 중인 풍력발전기의 후류 영향권에 속한 경우
- d) 기상탑이 중요 장애물의 후류 영향권에 속한 경우
- e) 평가대상 풍력발전기가 중요 장애물의 후류 영향권에 속한 경우
- f) 위 a)부터 e)까지의 모든 영향이 복합하여 작용하는 경우

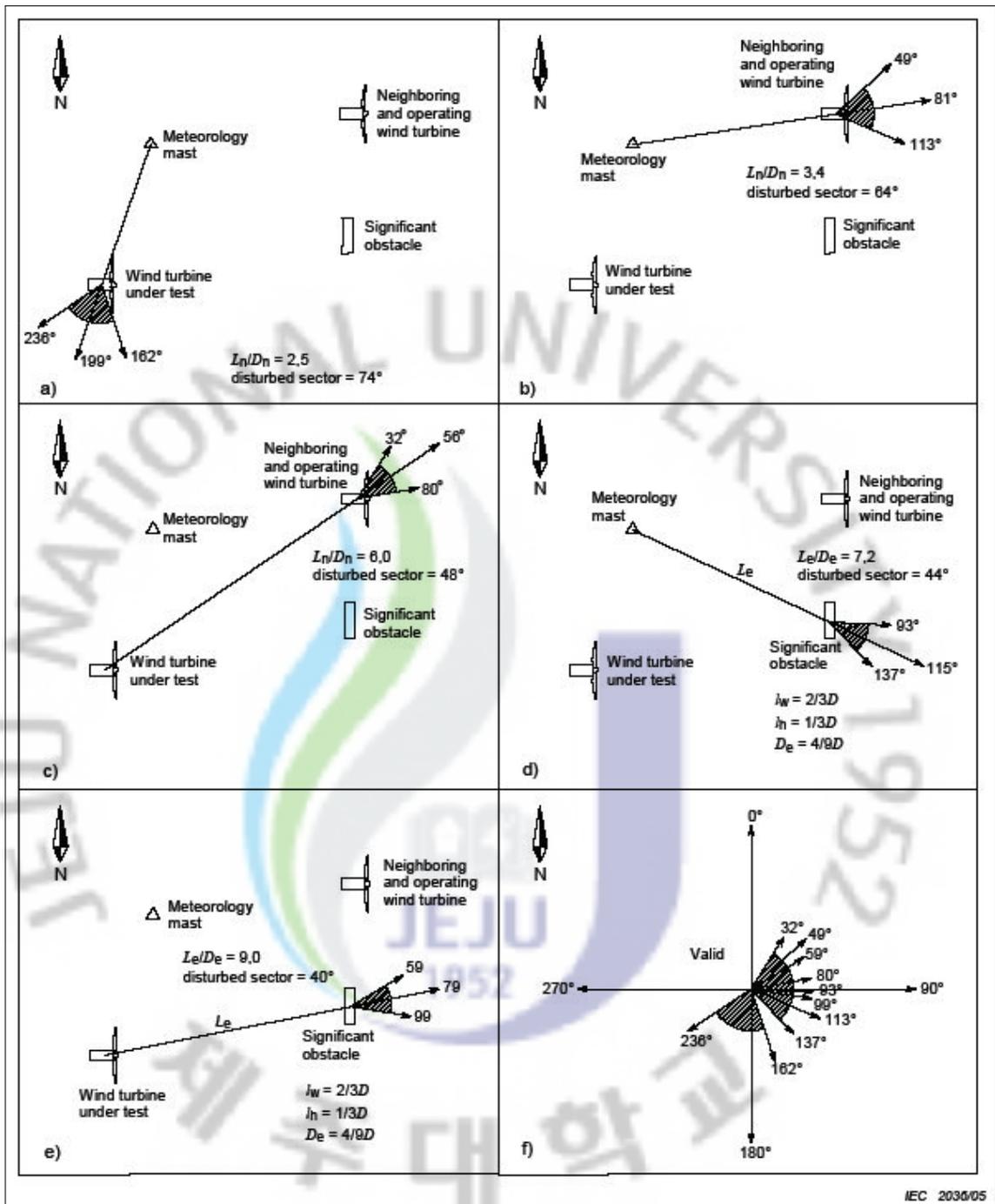


Fig. 5-7. Example of invalid measurement azimuth(IEC61400-12)

Table. 5-6은 각 장애물로부터의 거리·방위·측정방위 구간을 나타냈다.

Table. 5-6 Distance and Direction from Obstacles

Criteria	Measurement Mast			Wind turbine	
	Wind turbine	No 1	No 5	No 1	No 5
Distance	225m(2.5D)	200m(2.8D)	400m(4.5D)	260m(3.6D)	245m(2.7D)
Degree(°)	86°	163°	120°	220°	150°
Mea. Degree(°)	39° ~ 132°	118° ~ 207°	85° ~ 155°	181° ~ 259°	105° ~ 194°

Fig. 5-8은 Fig. 5-7의 a~f 조건을 충족시켜 IEC61400-12에서 제시하는 기상측정마스트와 환경 6호기 주변으로 영향을 받는 장애물 및 풍력발전기를 확인하여 유효방위각 구간을 정하였다. 이 결과로부터 유효 측정방위구간은 0° ~ 39° 와 259° ~ 360° 로 결정되었다. Fig. 5-9는 유효측정 구간에서의 풍황 데이터이다.

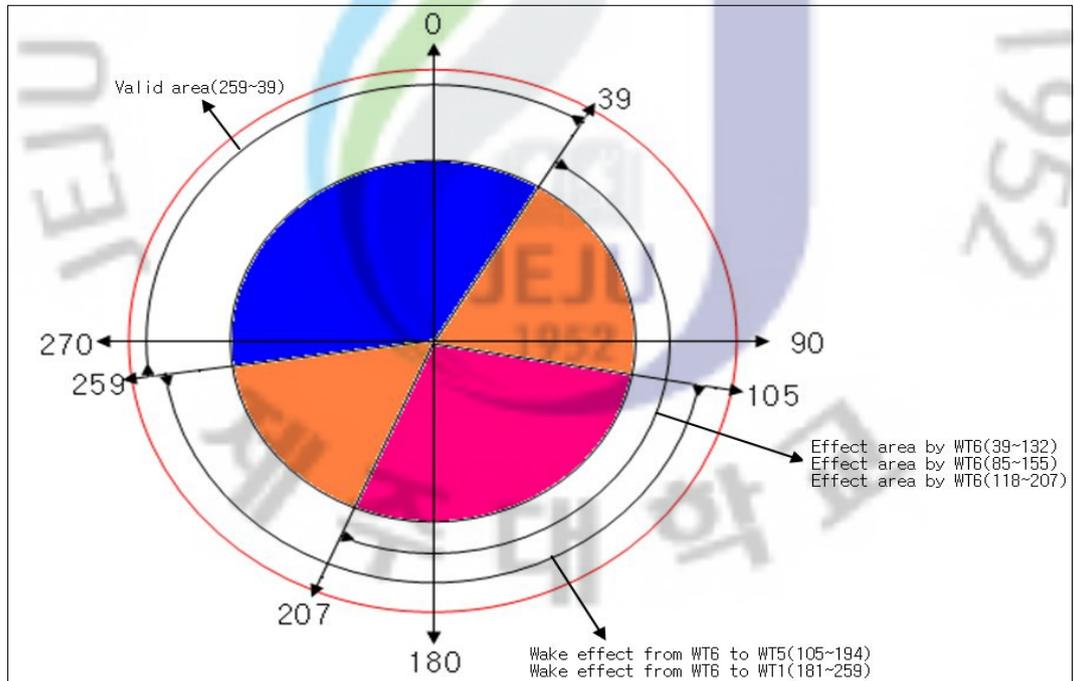


Fig. 5-8. Measured direction sector.

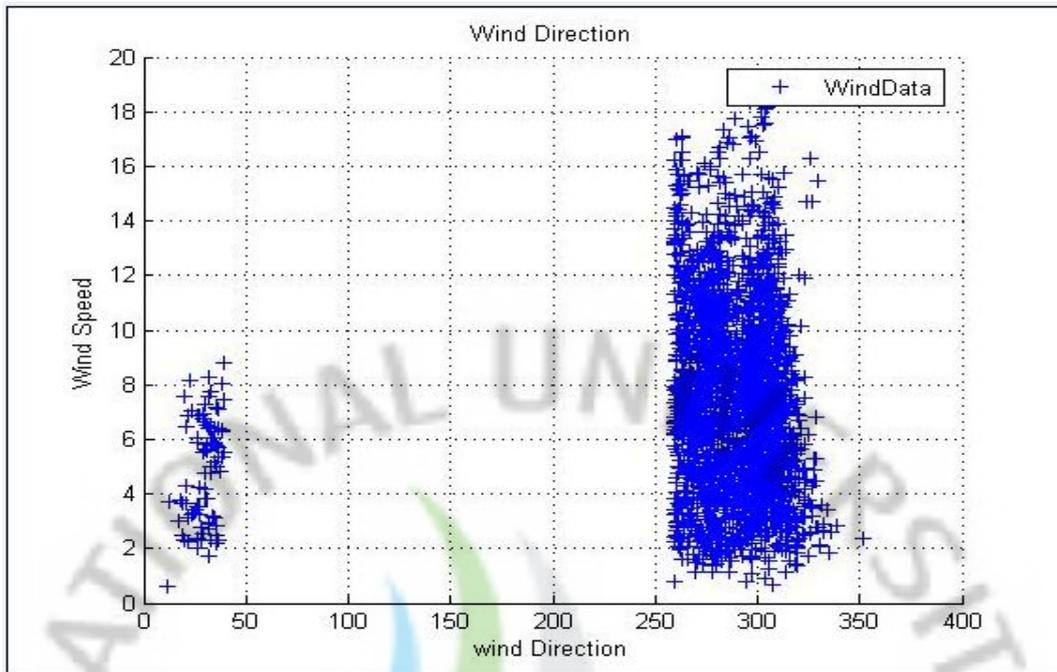


Fig. 5-9. Data of Effective Wind Direction

(5) 데이터 전처리

연속적으로 측정된 데이터로부터 10분 간격으로 전처리 데이터 세트를 구성하였다. Table. 5-7은 전처리된 데이터 세트의 정보를 나타내고 Fig. 5-10은 그때 수집 데이터 예시이다. 이때 풍차가 정상가동 되지 않았을 때와 측정 방위구간 이외의 풍향일 때 측정된 데이터는 제외했다.

Table. 5-7 Information of Data set

Criteria	Power	Wind speed	Wind direction	Density
Data (10 min)	Avg., Max., Min., Stn.	Avg., Stn.	Avg.,	Average(Calculated)

1	366.536	470.583	574.631	6.623	5.255	301.472	1.222
2	446.499	587.344	728.19	8.359	5.909	294.5	1.222
3	313.158	567.172	821.186	13.665	5.918	303.275	1.223
4	223.922	475.864	727.807	16.871	5.295	301.343	1.222
5	234.042	487.759	741.476	16.622	5.183	281.863	1.221
6	81.92	280.16	478.4	14.749	4.306	272.124	1.221
7	183.091	438.891	694.691	18.535	4.812	264.617	1.22
8	244.547	517.099	789.652	16.283	5.423	261.502	1.22
9	427.861	743.062	1058.263	20.011	6.206	260.398	1.219
10	456.636	796.048	1135.46	22.811	6.579	259.637	1.218
11	645.778	1050.008	1454.239	25.205	7.675	262.427	1.22
12	501.394	951.084	1400.774	29.56	7.337	270.539	1.221
13	515.345	917.804	1320.263	26.504	7.232	271.91	1.221
14	501.526	854.462	1207.397	24.62	6.842	269.809	1.223
15	501.835	886.163	1270.49	25.328	7.065	273.999	1.224
16	392.777	907.4	1422.023	33.181	7.356	281.108	1.224
17	569.565	1028.041	1486.518	29.725	7.7	280.383	1.225
18	527.652	906.06	1284.468	22.824	7.419	299.114	1.226
19	531.767	862.667	1193.567	19.582	7.325	299.169	1.226
20	488.767	767.341	1045.916	18.018	6.633	296.461	1.227
21	501.103	812.572	1124.04	19.934	6.947	297.79	1.226
22	463.735	829.017	1194.3	25.496	6.773	297.604	1.227
23	493.798	764.227	1034.656	15.913	6.753	296.763	1.227
24	480.953	687.559	894.165	12.797	6.49	296.052	1.228
25	354.533	557.504	760.475	12.699	5.925	303.657	1.228
26	152.844	380.171	607.499	15.103	4.967	307.488	1.227
27	183.085	397.599	612.113	15.537	4.882	292.084	1.226
28	158.047	326.501	494.955	11.277	4.547	287.087	1.224
29	93.46	267.555	441.65	12.049	4.328	281.043	1.223
30	-38.066	219.615	477.296	14.477	3.961	281.142	1.22
31	1.128	150.923	300.719	8.132	3.641	274.066	1.218
32	-27.087	222.508	472.103	14.712	4.114	278.1	1.217
33	288.646	457.518	626.39	11.151	5.208	262.339	1.218

Fig. 5-10. Example of Data set.

2) 성능평가결과

(1) 전처리 데이터의 산포도

Fig. 5-11은 10분 평균으로 전 처리된 데이터로부터 그려진 풍속에 대한 풍력 발전기의 전기출력을 나타낸다. 최고출력, 최저출력, 평균출력 그리고 출력에 표준편차를 나타내고 있다.

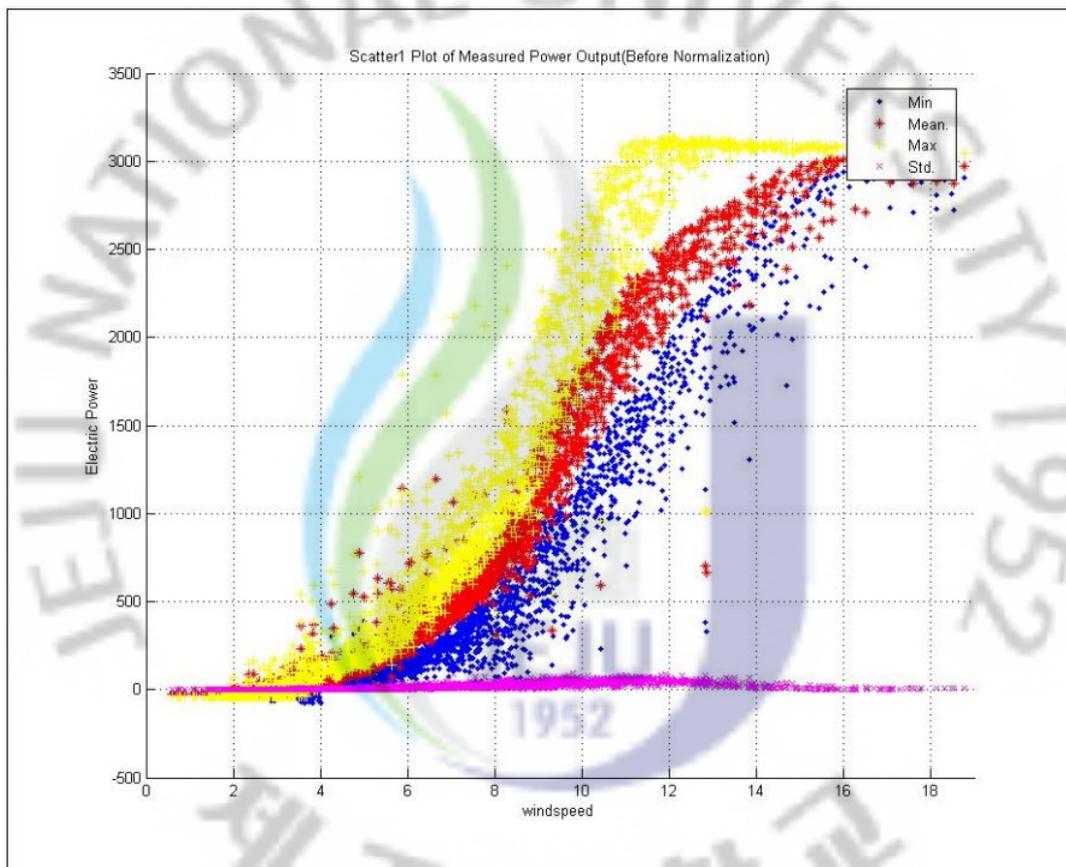


Fig. 5-11. Scatter Plot Power Output Before Normalization(1.222kg/m³).

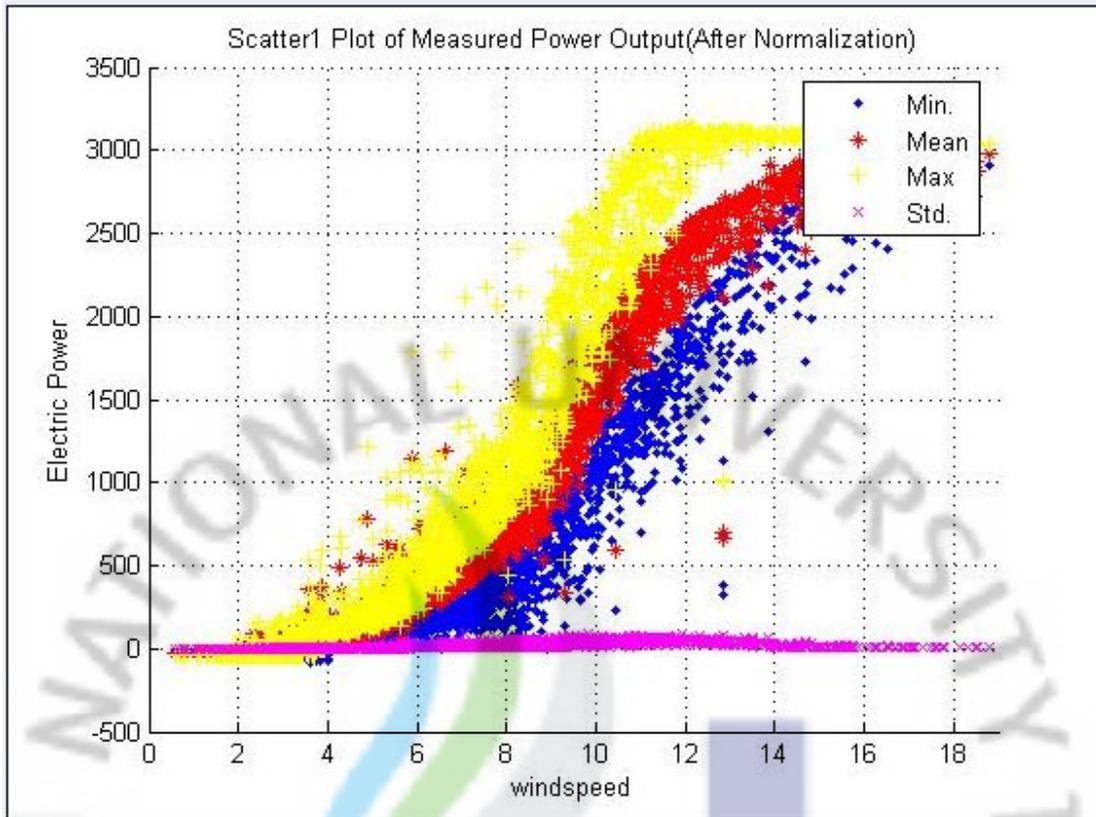


Fig. 5-12. Scatter Plot Power Output Normalization(1.222 kg/m³).

Fig. 5-12는 후 처리데이터로부터 그려진 출력의 최대, 최소 및 표준편차에 대한 산포도이다. 기준 밀도(1.222kg/m³)와 표준공기 밀도(1.225kg/m³)를 이용하여 출력 표준화를 거치고 난 후 그래프이다. 이 연구에서 평가한 기종은 능동출력제어 (Pitch control) 방식이기 때문에 풍속을 표준화 하였다.

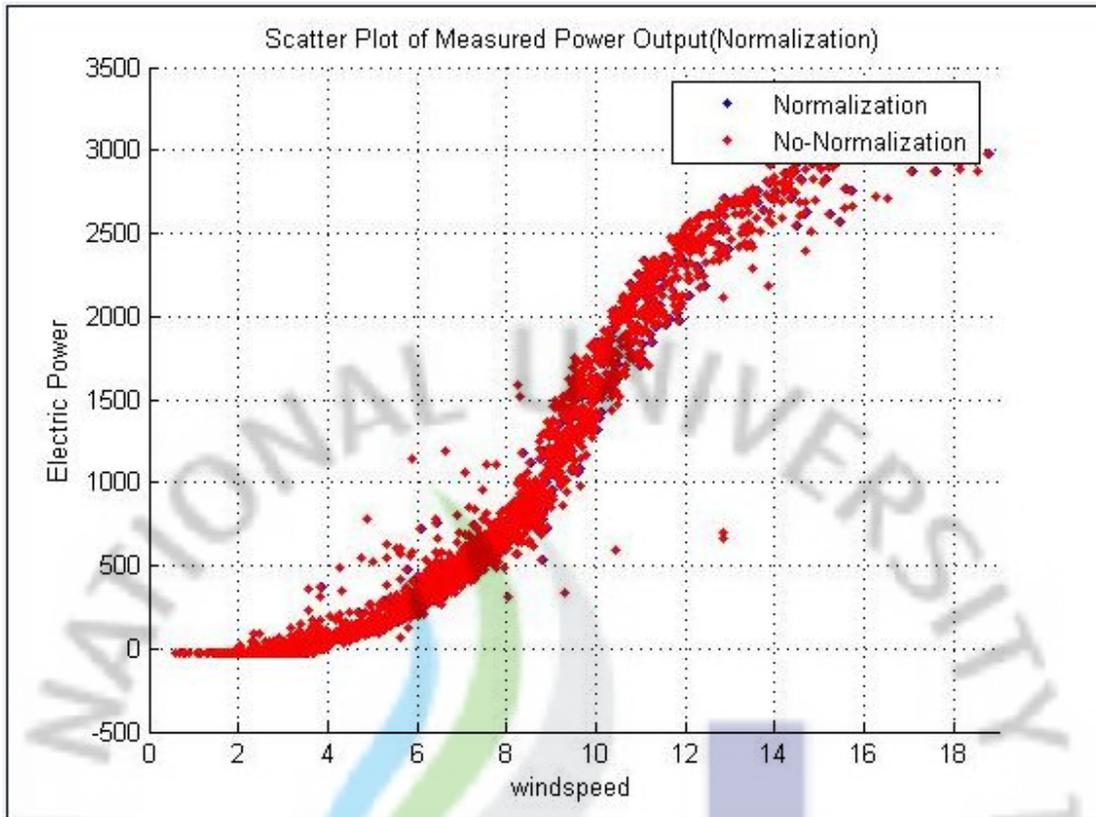


Fig. 5-13. Scatter Plot Average power (1.222 kg/m^3).

Fig. 5-13은 평균 출력만을 나타내고 있다. 전체적으로는 이론적인 출력곡선과 유사한 경향을 보이고 있음을 알 수 있다. 표준화 전과 후를 비교하면 값이 거의 일치 하는 경향을 볼 수 있다. 이것은 평균공기밀도와 표준 공기밀도의 오차가 0.003 kg/m^3 로 큰 차이가 없어 능동피치제어방식 정규화 과정에서 나오는 보정된 풍속값 변화가 크지 않기 때문이다.

(2) 실측출력곡선

정규화 된 데이터 세트에 대해 IEC 규정에 따라 0.5m/s 풍속 구간으로 구분된 빈을 구성하였다. Fig. 5-14는 사이트 평균밀도에 대한 출력곡선을 보여 준다. $3,000\text{kW}$ 발전기이기 때문에 최고 출력이 15.0m/s 풍속 이상에서 약 $3,000\text{kW}$ 근사치로 나타나고 있다.

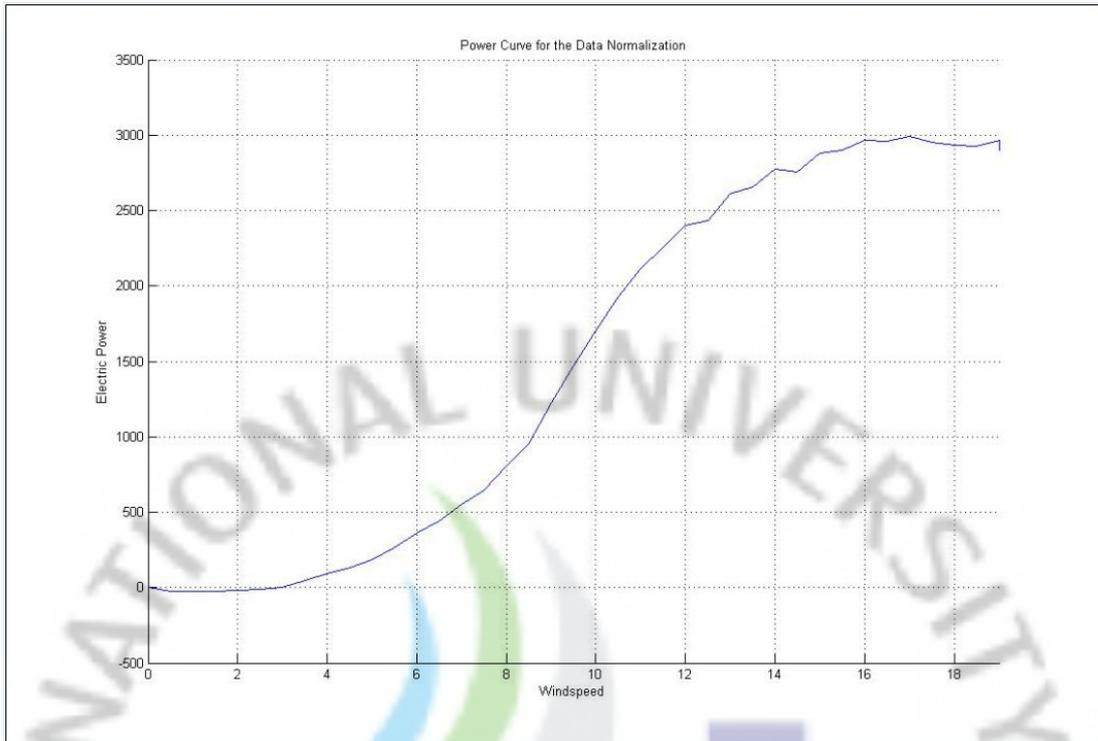


Fig. 5-14. Measured Power Curve.

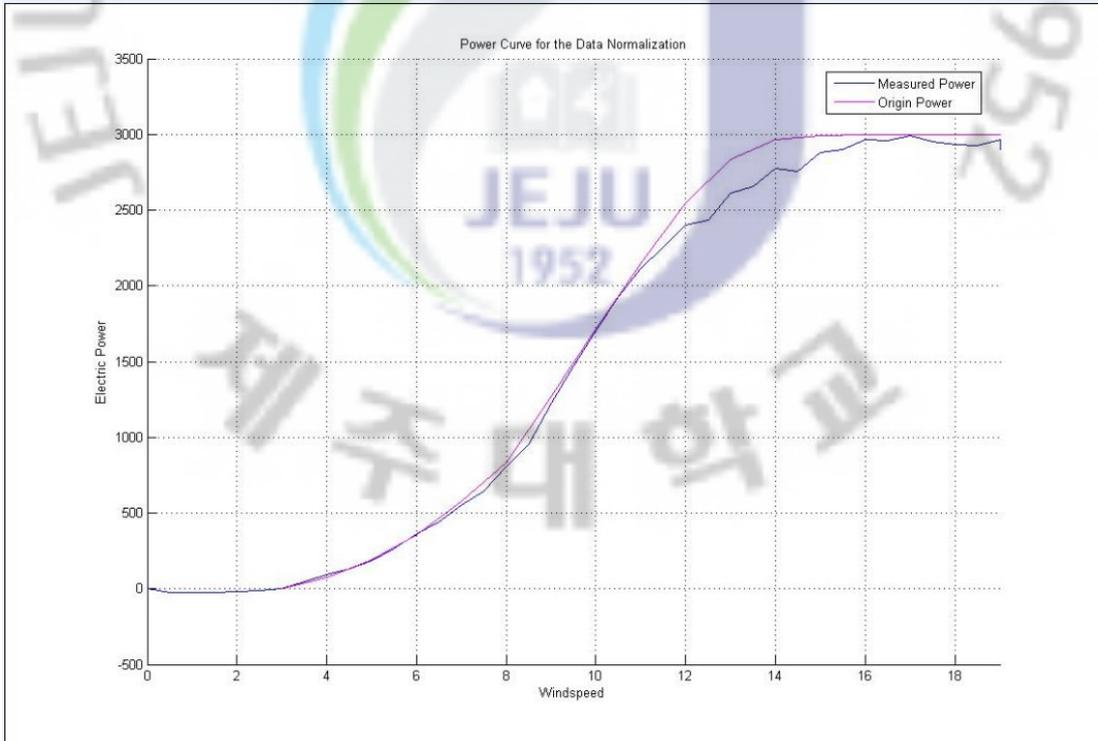


Fig. 5-15. Measured Power and Origin Power Curve.

Fig. 5-15는 측정평균밀도에 대한 측정 출력곡선과 제조사에서 제공한 표준공기밀도(1.225 kg/m^3)를 기준으로 한 출력 곡선을 각각 나타낸다. 이 때 공기 밀도가 서로 같지 않기 때문에 이 그래프로 서로를 비교 하긴 무리가 있다. 하지만 밀도 차가 0.003 kg/m^3 이기 때문에 참고 비교 자료로 나타냈다. Fig. 5-15처럼 실제 출력 곡선이 제조업체가 제공한 출력 곡선 보다 낮다. 또한 스톨 이 발생해야 하는 지점인 16m/s 이상에서 스톨이 정확히 일어나고 있는지 정확히 알 수 없다. 만약 실제 발전기에 날개에서 스톨이 정확히 발생하지 않는다면, 이것은 추후 발전기 수명에 영향을 줄 것 이라 사료 된다.

Table. 5-8은 각 빈에 대한 평균 허브높이 풍속과 그에 따른 발전량 그리고 그 빈에 대한 데이터 수를 나타냈다. 데이터 수를 보면 풍속 확률을 짐작 할 수 있다. 여기서 $2.7\text{m/s} \sim 7.2\text{m/s}$ 와 $10.7\text{m/s} \sim 11.2\text{m/s}$ 가 가장 빈번이 붙었던 결과로 알 수 있다. 이 결과로 봐서 풍력발전기 운전 사이트로는 좋다는 걸 알 수 있다.

Table. 5-8 Bin Power Output Mean (1.222 kg/m³)

Bin No	Hub high wind speed (m/s)	Power output (kW)	No. of data sets (10 min. average)
1	1.284883075	-30.05696721	16
2	1.775664993	-127.6543716	65
3	2.271764063	-44.71967213	83
4	2.757058952	286.3497268	115
5	3.222810586	778.0758197	126
6	3.725702412	2113.535246	121
7	4.257852376	3945.389344	119
8	4.754876371	6169.521721	117
9	5.257646342	12034.99385	156
10	5.742893459	11682.44344	151
11	6.260171664	16401.55273	143
12	6.750822523	18995.3377	126
13	7.260856603	20394.41776	117
14	7.712705488	12502.70669	56
15	8.263265963	12019.67514	45
16	8.757321344	21263.82732	70
17	9.254265596	24953.09604	71
18	9.735280587	25116.33279	64
19	10.24818283	30288.90055	68
20	10.73896354	61136.10656	125
21	11.23745593	54633.66694	103
22	11.76014368	27510.36148	47
23	12.21939621	33357.31899	54
24	12.73970613	33771.38046	52
25	13.30277453	27191.98388	39
26	13.76224367	29648.07063	42
27	14.25782247	23783.82445	33
28	14.73798529	20251.76503	28
29	15.27888275	13272.68757	18
30	15.70547413	5417.302869	7
31	16.21299592	1516.426639	2
32	16.74630663	3789.319945	5

(3) 출력계수(Cp)

실측출력곡선의 각 빈에 대한 출력계수 C_p 를 Fig. 5-16에 나타냈다. 출력 계수는 풍속이 6~11m/s 부근에서 최대이며 점점 풍속이 증가하면 블레이드에서 Stall 이 발생해 C_p 값이 작아진다. 제조사에서 제공한 출력계수보다 상당히 높게 나타나고 있다. 출력계수는 출력 값에 대한 함수이기 때문에 출력 그래프와 동일하게 제조사 제공 값보다 높게 나타나고 있다. 하지만 출력계수의 최대값은 란체스터와 베츠에 의해 밝혀진 것과 같이, 이상 풍차에서는 0.593이고, 실제 풍차에 대해서는 고성능 프로펠러형 풍차에서 0.45, 항력형 사보니우스 풍차에서는 0.15에서 0.20 정도이다. V90-3,000kw 풍력발전시스템 출력계수 값이 고성능 프로펠러형 풍차처럼 비슷하게 나타나고 있다. 이것은 풍황자원이 우수한 만큼 발전기 출력 값도 높게 측정되고 있다는 것을 알 수 있다.

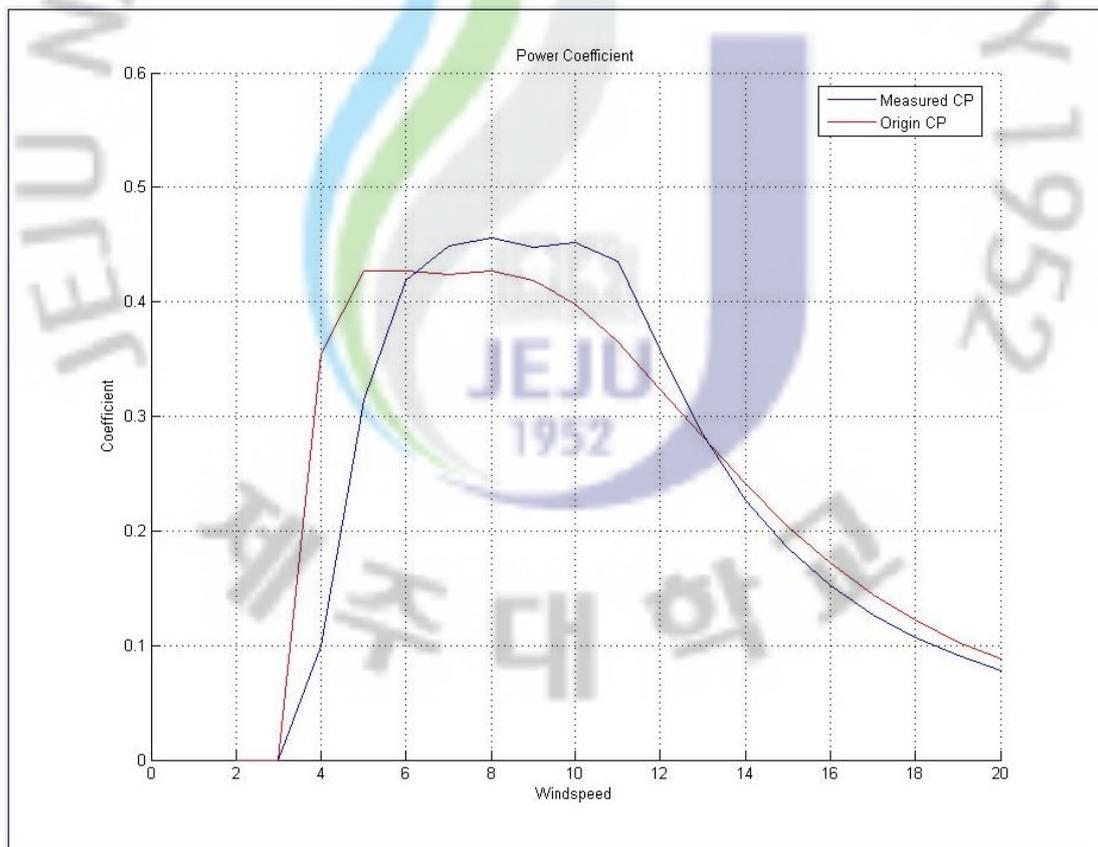


Fig. 5-16. Comparing Power Coefficient.

(4) 연간 에너지 생산량(AEP)

각 풍속에서의 높이가 그 풍속에서의 생산량이고, 면적의 합이 연간 발전 총 생산량이 된다. AEP는 IEC 61400-12-1 규정에 따라 실측출력곡선을 다양한 기준 풍속분포에 적용하여 평가하였다. 기준 풍속으로는 연 평균풍속 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11m/s의 각각에 대해 평가하였으며, 그 결과를 Fig. 5-17에 나타냈다. 11m/s 이후 풍속이 감소하여 연간 에너지 생산량도 감소하게 된다.

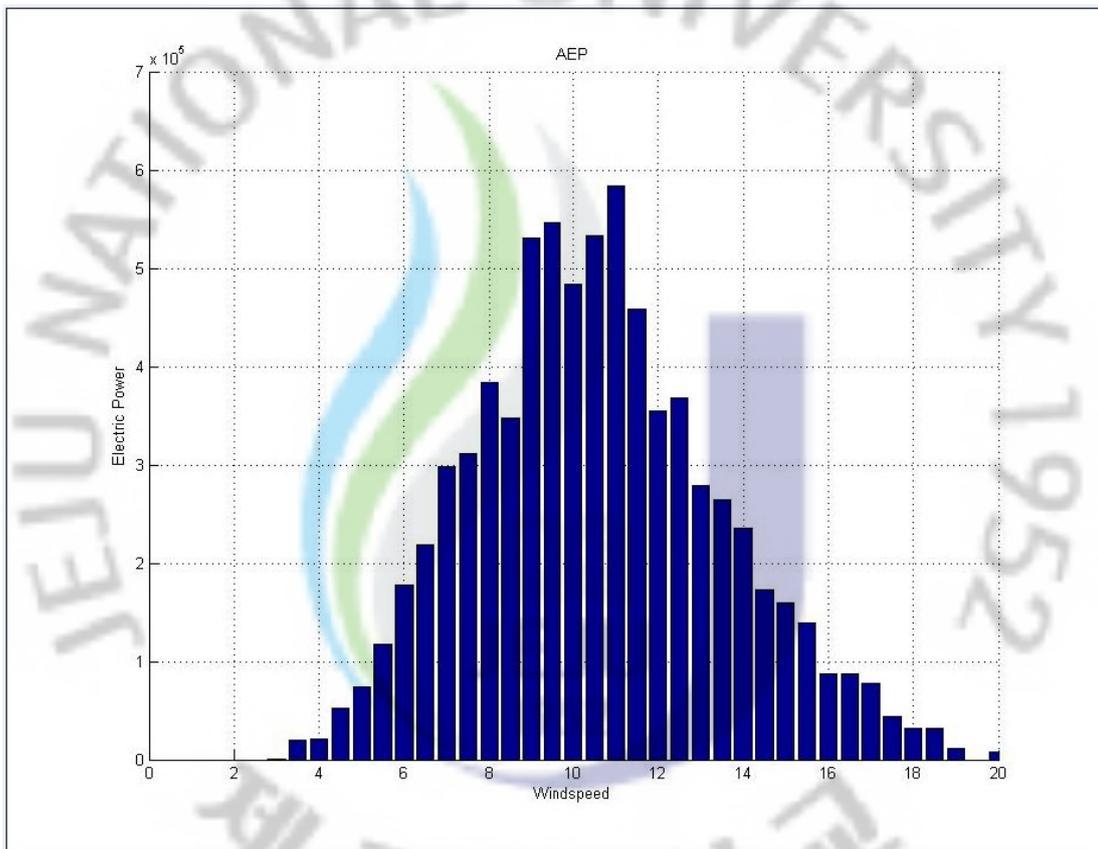


Fig. 5-17. Annual Energy Production.

3) 불확실성평가결과

Table. 5-9 List of type A and B uncertainty

Category B: Instruments	Note	Standard	Uncertainty	Sensitivity
Power output			$u_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$
Current transformers *	a	IEC 60044-1	$u_{P1,i}$	
Voltage transformers *	a	IEC 60044-2	$u_{P2,i}$	
Power transducer or *	a	IEC 60688	$u_{P3,i}$	
Power measurement device *	c		$u_{P4,i}$	
Wind speed			$u_{V,i}$	
Anemometer *	b		$u_{V1,i}$	$c_{V,i} \approx \left \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right $
Operational characteristics *	cd		$u_{V2,i}$	
Mounting effects *	c		$u_{V3,i}$	
Air density				
<u>Temperature</u>			$u_{T,i}$	$c_{T,i} \approx \frac{P_i}{288,15K}$
Temperature sensor *	a		$u_{T1,i}$	
Radiation shielding *	cd		$u_{T2,i}$	$c_{B,i} \approx \frac{P_i}{1013hPa}$
Mounting effects *			$u_{T3,i}$	
<u>Air pressure</u>		ISO 2533	$u_{B,i}$	
Pressure sensor *	a		$u_{B1,i}$	
Mounting effects *	c		$u_{B2,i}$	
Data acquisition system			$u_{d,i}$	Sensitivity factor is derived from actual uncertainty parameter
Signal transmission *	b		$u_{d1,i}$	
System accuracy *	cd		$u_{d2,i}$	
Signal conditioning *			$u_{d3,i}$	
Category B: Terrain				
Flow distortion due to terrain *	bc		$u_{V4,i}$	$c_{V,i}$ (see above)
Category B: Method				
Method			$u_{m,i}$	
Air density correction	cd		$u_{m1,i}$	$c_{T,i}$ and $c_{B,i}$
Category A: Statistical				
Electric power *	e		$s_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$
Climatic variations	e		s_W	—
* parameter required for the uncertainty analysis				
NOTE Identification of uncertainties: a = reference to standard; b = calibration; c = other "objective" method; d = "gestimate"; e = statistics.				

형성된 빈의 측정 파라메타가 Table. 5-9와 같이 전기출력, 기후변동 등이 유형 A 불확실성 파라메타이고, 출력, 풍속, 밀도, 데이터 수집 장치, 유동변형, 해석방법 등이 유형 B 불확실성 파라메타에 대해 평가하였다.

(1) A형 불확도

분석이 필요한 A형 불확도는 전기출력 자료뿐이다. 따라서 수거된 데이터를 통해 표준화된 전기 출력데이터를 식 5-21을 통해 빈의 평균 출력에 대한 표준 불확실성 표준 편차를 구하면 164.44 이고 이 값을 식 5-22에 넣고 계산하면 출력에 대한 유형 A 표준 불확실성 값인 26이 나온다.

(2) B형 불확도

① 데이터 처리 장치의 유형 B 불확실성

데이터 처리 장치에서는 신호전송과정, 신호조절과정, A/D 변환과정, 그리고 데이터 처리과정에서 불확실성이 발생할 수 있으며, 그 크기는 각 채널별로 서로 달라질 수 있다. 어떤 채널의 전체 측정 범위에 대한 표준 불확실성, $u_{d,i}$, 는 다음과 같이 표현 할 수 있다. 이 연구에서는 데이터 수집 장치 각 채널의 불확실성을 각 채널별 최대측정범위의 0.1% 로 가정했다.

② 전기출력에서의 유형 B 불확실성

발전기에 공칭 출력과 출력 측정 장치에 대한 값들은 어떤 발전기를 측정하느냐 와 데이터 수집 장치 채널의 불확실성에 따라 변하기 때문에 변수로 설정해야 하며, 이 연구에서는 공칭출력이 3000kW인 풍력발전시스템에 대하여 전류변환기, 전압변환기 및 출력변환기의 등급은 0.5이며 공칭출력이 3000kW인 출력측정 장비와 출력측정범위가 3500kW이고 불확실성이 측정범위의 0.1%인 데이터 수집 장치를 이용하여 측정하였다.

③ 전류변환기

IEC 60044-1에 따르면, 100% 부하에서 0.5 등급 전류변환기의 불확실성 한계는 전류의 $\pm 0.5\%$ 이다. 그러나 20% 와 5% 부하에서는 불확실성 한계가 각각 $\pm 0.75\%$ 및 $\pm 1.5\%$ 로 증가한다고 나와 있다. 풍력발전기의 출력성능측정에서는 최대 출력(100% 부하)보다 낮은 출력에서 주로 에너지가 생산되기 때문에 이 연구

에서는 일반적 경우인 20% 부하에서 전류의 $\pm 0.75\%$ 를 불확실성 한계로 계산하였다. 이 때, 불확실성 분포는 사각형으로 가정하였다.

또한 전류 변압기에 대한 불확도는 공기온도와 전력계통 주파수 같은 외부 요소의 영향으로 발생하는 것으로 가정하였다. 위에 가정을 통해 전기 출력에서의 불확도 요소들은 서로 완전히 연관된 것이므로 각 불확실성 값들을 단순히 합하여 결합불확실성을 구한다. 또한 전류변환기의 불확실성은 다음 식 5-34와 같이 구할 수 있다.

$$U_{Pl,i} = \frac{0.75\% \cdot P_i [kW]}{\sqrt{3}} = 0.43\% \cdot P_i [kW] \quad (\text{식 5-34})$$

④ 전압변환기

전압변환기 역시 0.5 등급의 전압변환기를 사용했다. 0.5 등급의 전압변환기는 IEC 60044-2 에 따르면 $\pm 0.5\%$ 의 불확도 범위를 갖는다고 나와 있기 때문에 불확도 범위를 $\pm 0.5\%$ 로 했고 이때 불확도는 직사각형 분포를 갖는다고 가정했다. 일반적으로 계통(grid) 전압은 일정한편이며 풍력발전기의 출력에 대해서는 서로 독립적 관계를 갖는다. 전압변압기의 불확도 역시 전류변압기의 경우와 같이 외부 요소들에 의해 영향을 받으며 이 때 서로 상관관계에 있는 것으로 가정하여 각 불확실성을 단순히 합하여 결합 불확실성을 구하였다. 전압변환기의 불확실성은 출력에 비례하는 형태로서 식5-35와 같이 계산되었다. 만약 전류 및 전압 변환기가 2 차 운전하중 범위 내에서 작동하지 않는 다면 추가적인 불확도 평가가 필요하다.

$$u_{P2,i} = \frac{0.5\% \cdot P_i [kW]}{\sqrt{3}} = 0.29\% \cdot P_i [kW] \quad (\text{식 5-35})$$

⑤ 출력변환기

공칭출력이 2000kW(공칭출력이 1000kW인 풍력발전기의 200%)인 0.5 등급의 출력변환기는 IEC 60688에 의하면 10kW의 불확실성 한계를 가지며 직사각형의 불확실성 분포를 갖는다고 나와 있다. 이것을 이용해 출력변환기의 불확실성을 구하면 다음과 같다.

$$u_{P3,i} = \frac{10kW}{\sqrt{3}} = 5.8 kW \quad (\text{식 5-36})$$

이 연구에서는 공칭출력이 3000kW인 풍력발전기를 0.5등급 출력변환기를 사용하였기 때문에 30kW의 불확실성 범위를 가지게 된다. 따라서 출력변환기 불확실성은 다음과 같다.

$$u_{P3,i} = \frac{30kW}{\sqrt{3}} = 17.321 kW \quad (\text{식 5-37})$$

따라서 출력측정 범위가 3500kW이고 불확실성이 측정범위의 0.1%인 데이터 수집 장치를 이용한 각 빈의 전기출력에 수반되는 표준불확실성은 다음과 같이 계산된다.

$$u_{P,i} = \sqrt{(0.43\% \cdot P_i [kW])^2 + (0.29\% \cdot P_i [kW])^2 + (17.321kW)^2 + (0.1\% \cdot 3500kW)^2} \quad (\text{식 5-38})$$

⑥ 풍속측정에서 유형 B 불확실성

풍속계 보정의 표준불확도는 0.1 m/s, 작동특성으로 인한 불확도는 지형이 최대기울기 한도가 50% 이내이기 때문에 지형 보정이 별도로 필요하지 않고 지형 조건에 대한 일반적 영향요소 범위를 갖는 등급인 1.2A등급으로 평가되었다. 불확도 분포도가 직사각형이라 가정하면 이 등급에서의 표준불확도는 $0.034m/s \pm 0.0034 \cdot V_i$ 이다. 풍속계의 설치로 인한 유동왜곡 표준불확도는 풍속의 1% 이다. 측정 채널의 풍속범위가 96m/s 이고 데이터 처리장치의 불확도가 이 풍속 범위에 대해 0.1%라는 점을 고려한다면 데이터 처리 시스템으로 인한 표준불확도는 0.03m/s 이다. 또한 지형 보정이 없었기 때문에 지형으로 인한 유동왜곡은 풍속의 3% 정도이며 각각의 풍속 군에 대한 불확도는 다음과 같다.

$$u_{V,i} = \sqrt{(0.1 \text{ m/s})^2 + (0.034 \text{ m/s} + 0.0034 \cdot V_i [\text{m/s}])^2 + (0.01\% \cdot V_i [\text{m/s}])^2 + (0.03\% \cdot V_i [\text{m/s}])^2 + (0.001 \cdot 96 \text{ m/s})^2}$$

(식 5-39)

만약 이 연구와는 달리 현장보정이 이루어진 경우라면 풍속구간의 지형으로 인한 유동왜곡 불확도가 포함 되어야 한다. 이 연구에서는 3%로 고정하였다.

⑦ 공기밀도에 대한 유형 B 불확실성

온도센서 매뉴얼에 따라 표준불확도는 $\pm 1.11^\circ\text{C}$ 이고 불완전한 복사열 차폐는 정확히 알 수 없으므로 2°C 로 가정했다. 온도센서가 허브높이로부터 허브높이의 10m 이내에 설치되었다면 표준불확도는 $1/3^\circ\text{C}$ 이 된다고 가정하여, 측정채널의 온도 범위가 40°C 이고 데이터 처리장치의 불확도가 0.1% 라고 가정했기 때문에 다음의 식이 나온다.

$$u_{T,i} = \sqrt{(0.5 \text{ K})^2 + (2.0 \text{ K})^2 + (0.3 \text{ K})^2 + (0.1\% \cdot 40 \text{ K})^2} = 2.1 \text{ K} \quad (\text{식 5-40})$$

대기압센서 매뉴얼 대기압센서의 표준불확실성(calibration 불확실성)은 0.46 hPa로 나와 있고 측정된 대기압이 ISO 2533(표준대기조건에서 허브와 센서 사이의 높이 차가 28m라면 3.4 hPa)에 따라 허브 높이에 대해 보정되어야 한다. 측정 채널의 측정 압력범위가 100hPa 이고 데이터 처리장치의 불확도가 이 범위에 대해 0.1% 라면 대기압의 표준불확도는 다음과 같다.

$$u_{B,i} = \sqrt{(0.46 \text{ hPa})^2 + (0.34 \text{ hPa})^2 + (0.1\% \cdot 100 \text{ hPa})^2} = 0.58 \text{ hPa} \quad (\text{식 5-41})$$

⑧ 결합된 유형 B 불확실성

각 번의 유형 B 불확실성을 합하여 계산하면 식 5-42와 같다.

$$u_i = \sqrt{u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2}$$

$$u_i = \sqrt{(0.52\% \cdot P_i [kW])^2 + (4.97kW)^2 + c_{V,i}^2((0.104m/s)^2 + (0.032 \cdot V_i [m/s])^2 + (0.0034 \cdot V_i [m/s])^2) + C_{T,i}^2((2.1K)^2 + C_{B,i}^2(0.58hPa)^2)} \quad (\text{식 5-42})$$

각 각 변수들에 대해 결합된 B형 불확실성을 구할 때 센서 spec에 명시되어 있는 값들과 정확히 알 수 없는 값들은 가정을 통해 계산하였다. 이 때 가정된 값들과 명시된 값들을 타나낸 것이 Table. 5-10이다.

Table. 5-10 Supposition Value of uncertainty Factors

Variable	Uncertainty	Note
Uncertainty of distortion	3%	supposition
Uncertainty of temperature sensor	1.11%	value
Radiation shielding	2℃	supposition
Uncertainty of pressure sensor	0.46hPa	value
Uncertainty of current/voltage/power transducer level	0.5	value(IEC 60688)
Uncertainty of wind vane calibration	0.78m/s	value
Wind vane operational characteristics level	1.2A	0.034m/s ± 0.0034 V_i
Uncertainty of each data processing channel	0.1%	supposition

⑨ 결합표준불확실성- 출력곡선

각 빈의 출력곡선에 대한 결합표준불확실성은 모든 유형 B 불확실성에 유형 A 불확실성을 합하여 식 5-43과 같다.

$$u_{c,i} = \sqrt{s_i^2 + u_i^2} = \sqrt{s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2}$$

$$u_{c,i} = \sqrt{S_i^2 + (0.52\% \cdot P_i [kW])^2 + (4.97 kW)^2 + c_{V,i}^2 ((0.104 m/s)^2 + (0.032 \cdot V_i [m/s])^2 + (0.0034 \cdot V_i [m/s])^2) + C_{T,i}^2 ((2.1 K)^2 + C_{B,i}^2 (3.0 hPa)^2)} \quad (식5-43)$$

Table. 5-11은 각 빈에 대한 각각 요소들에 대한 불확도를 나타낸 표이다.

Table. 5-11 Factors of Uncertainty Values (Reference Density :1.222 kg/m³)

NO.	빈 평균풍속 Vi [m/s]	빈 평균출력 Pi [kw]	전기출력 불확도 UP,i	민감 계수 CV,i	풍속 측정 불확도 UV,i	공기 온도 불확도 CT,I [kW/K]	대기압측정 불확도 CB,I [kW/hPa]	B형 표준 불확도 Ui
1	1.2849	19.3993	6.3000	4.0019	0.1182	0.0673	0.0192	17.6201
2	1.7757	21.3634	6.3000	36.6818	0.1251	0.0741	0.0211	18.3953
3	2.2718	39.5612	6.3000	27.7342	0.1336	0.1373	0.0391	18.1601
4	2.7571	53.0205	6.3000	78.6264	0.1431	0.1840	0.0523	21.1613
5	3.2228	89.6409	6.3000	186.8762	0.1532	0.3111	0.0885	32.7811
6	3.7257	183.6194	6.3000	159.8551	0.1649	0.6372	0.1813	30.9201
7	4.2579	268.6863	6.3000	200.1468	0.1781	0.9325	0.2652	37.2569
8	4.7549	368.1640	6.3000	214.9705	0.1910	1.2777	0.3634	41.4508
9	5.2576	476.2447	6.3001	165.6133	0.2045	1.6528	0.4701	39.8670
10	5.7429	556.6081	6.3001	232.3163	0.2178	1.9317	0.5495	49.3123
11	6.2602	676.7802	6.3001	159.9465	0.2324	2.3487	0.6681	47.5621
12	6.7508	755.2581	6.3001	104.7896	0.2464	2.6211	0.7456	47.8028
13	7.2609	808.7044	6.3001	195.8130	0.2612	2.8065	0.7983	56.2733
14	7.7127	897.1823	6.3001	302.0751	0.2745	3.1136	0.8857	69.6731
15	8.2633	1063.4929	6.3001	199.0472	0.2908	3.6908	1.0498	68.6982
16	8.7573	1161.8332	6.3002	490.4709	0.3056	4.0320	1.1469	100.5765
17	9.2543	1405.5699	6.3002	506.5545	0.3206	4.8779	1.3875	112.3598
18	9.7353	1649.2302	6.3002	409.1342	0.3352	5.7235	1.6281	114.6515
19	10.2482	1859.0761	6.3002	329.5845	0.3509	6.4518	1.8352	120.1850
20	10.7390	2020.8298	6.3002	311.8263	0.3659	7.0131	1.9949	128.6816
21	11.2375	2176.2728	6.3003	504.4449	0.3812	7.5526	2.1483	151.5658
22	11.7601	2439.9400	6.3003	-307.1549	0.3974	8.4676	2.4086	155.1587
23	12.2194	2298.8783	6.3003	74.3507	0.4116	7.9781	2.2694	138.2082
24	12.7397	2337.5637	6.3003	504.5469	0.4278	8.1123	2.3076	161.6104
25	13.3028	2621.6582	6.3004	707.3446	0.4453	9.0982	2.5880	196.1813
26	13.7622	2946.6612	6.3004	252.5726	0.4597	10.2261	2.9088	188.9918
27	14.2578	3071.8308	6.3004	-335.7672	0.4752	10.6605	3.0324	201.7187
28	14.7380	2910.6079	6.3005	566.5114	0.4902	10.1010	2.8733	203.7369
29	15.2789	3217.0325	6.3005	-495.0300	0.5072	11.1644	3.1757	221.1374
30	15.7055	3005.8569	6.3005	597.8991	0.5206	10.4316	2.9673	213.0490
31	16.2130	3309.3038	6.3006	0.3860	0.5366	11.4847	3.2668	213.3571
32	16.7463	3309.5096	6.3006	36.8734	0.5534	11.4854	3.2670	213.4616
33	17.1875	3325.7769	6.3006	21.5682	0.5673	11.5418	3.2831	214.7396
34	17.6784	3336.3663	6.3007	-2.9760	0.5828	11.5786	3.2936	215.5816
35	18.2089	3334.7877	6.3007	-4.8517	0.5996	11.5731	3.2920	215.4526
36	18.5912	3332.9328	6.3007	104.2848	0.6117	11.5667	3.2902	216.0219
37	19.0866	3384.5960	6.3008	177.3284	0.6274	11.7460	3.3412	221.6410

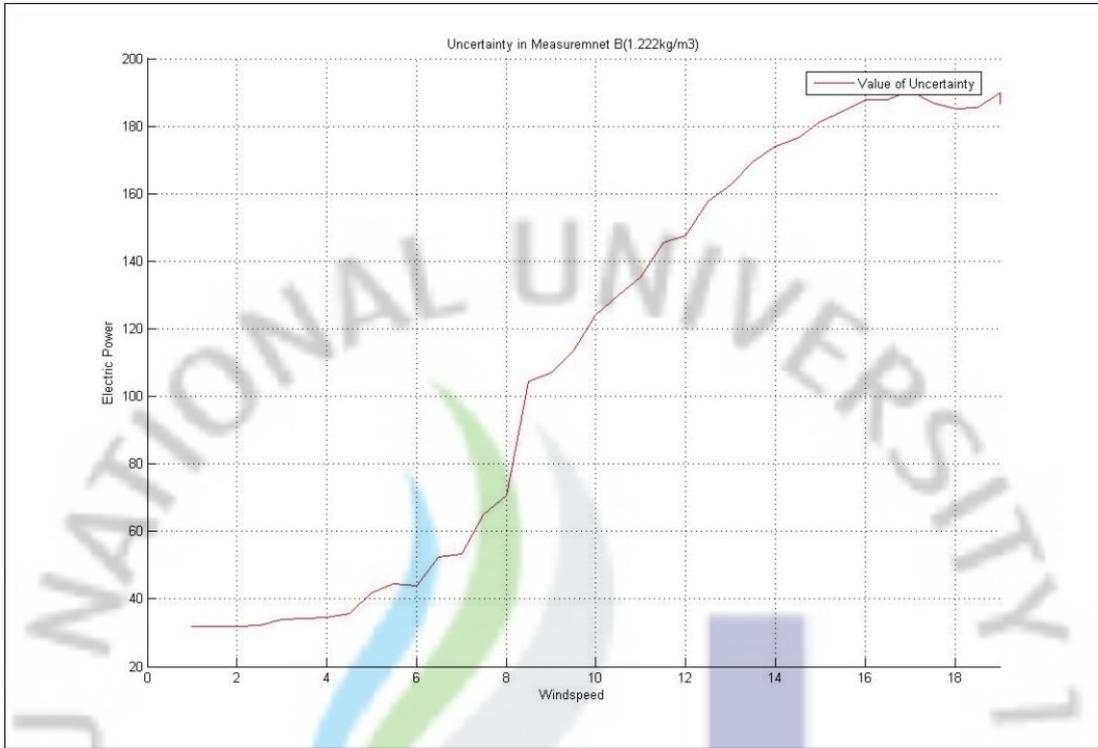


Fig. 5-18. Distribution of standard uncertainty.

A형 불확도와 B형 불확도 요소들을 합한 결합표준불확실성 값들을 그래프로 나타내면 Fig. 5-18처럼 나타난다. 이 그래프를 보면 풍속이 증가할수록 불확실성 값이 크게 나타나고 있다.

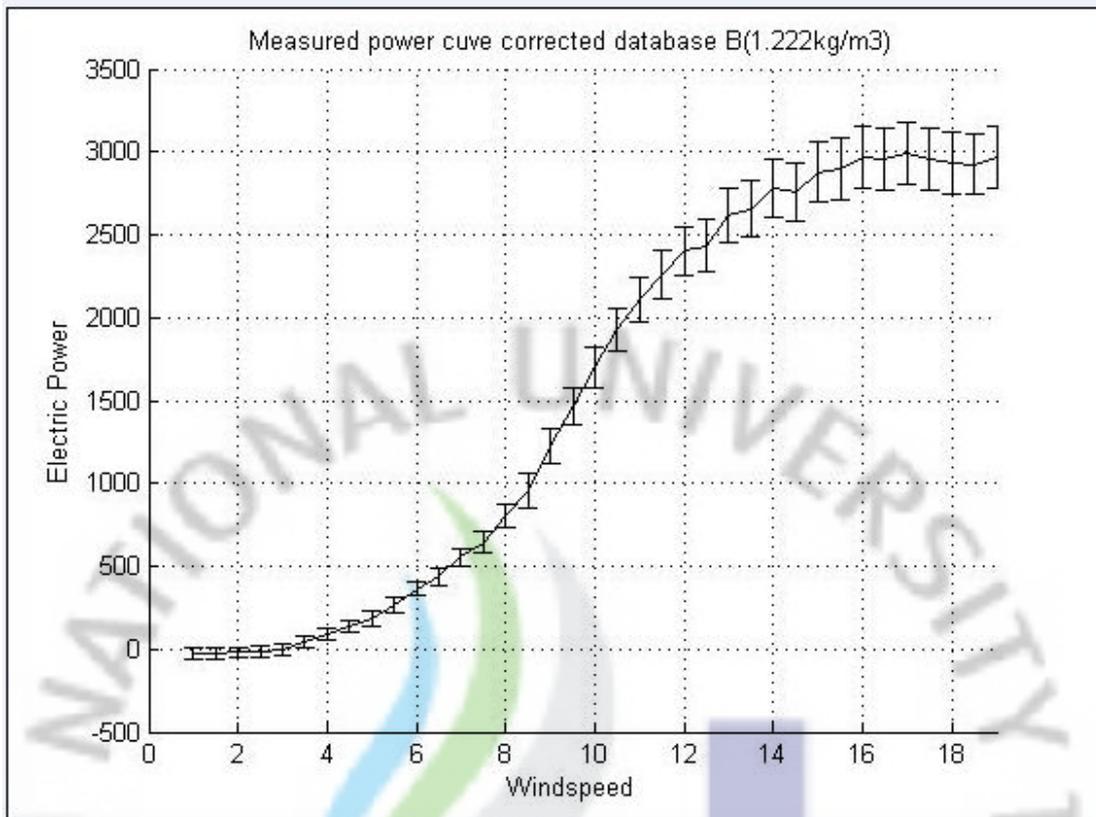


Fig. 5-19. Power Curve with Standard Uncertainty.

Fig. 5-19는 출력곡선에 대한 복합 표준불확실도 곡선을 나타내고 있다. 파워 커브에 대한 표준 불확도에서 풍속이 증가할수록 점차 불확도 범위의 오차가 크게 나타나고 있다.

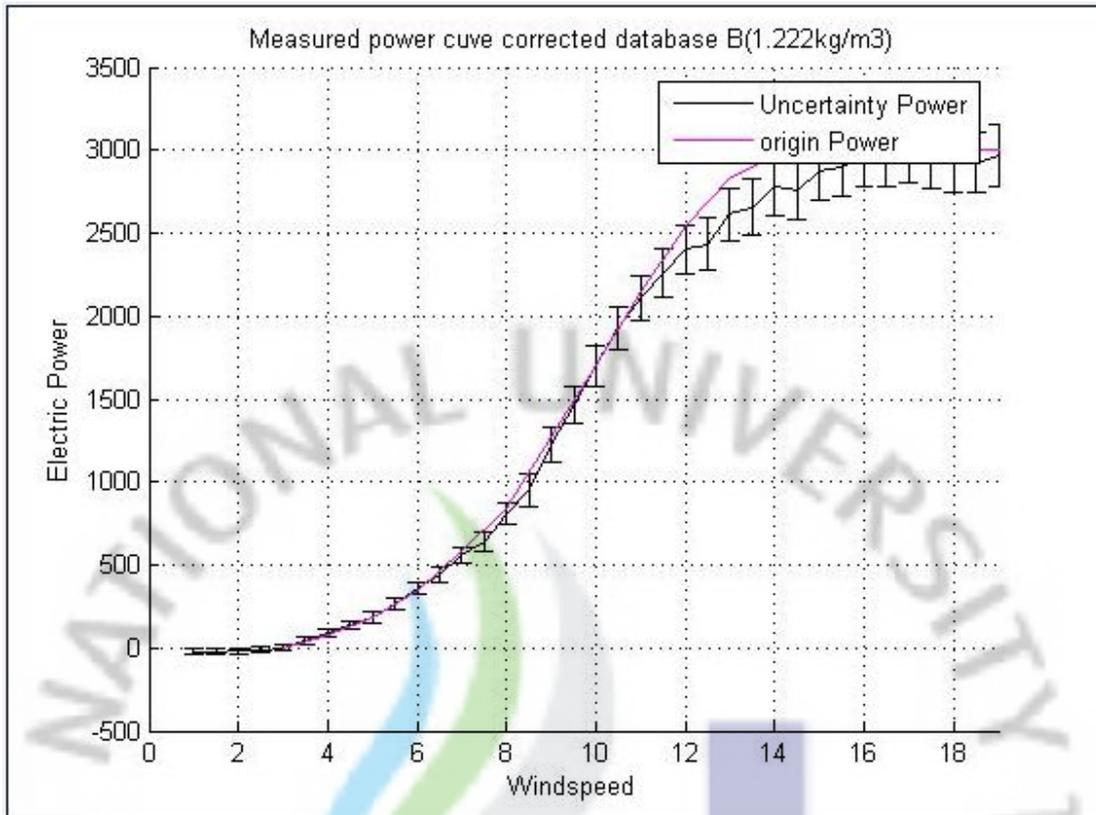


Fig. 5-20. Origin Power Curve and that with Standard Uncertainty Power Curve.

제조사에서 제공한 출력곡선과 복합불확실성이 포함된 출력 그래프를 비교해보면 Fig. 5-20과 같다. 실제 측정한 값이 제조사에서 제공한 값보다 다소 낮게 나타나고 있다. 불확도 분석결과 풍속이 증가할수록 불확도가 증가하고 있으므로 높은 풍속일수록 풍력발전기의 출력성능의 신뢰도가 떨어지는 것을 알 수 있다. 환경 6호기는 평균풍속 4% ~ 11% 구간까지의 불확도는 7% ~ 14%범위내에서 나타났다.

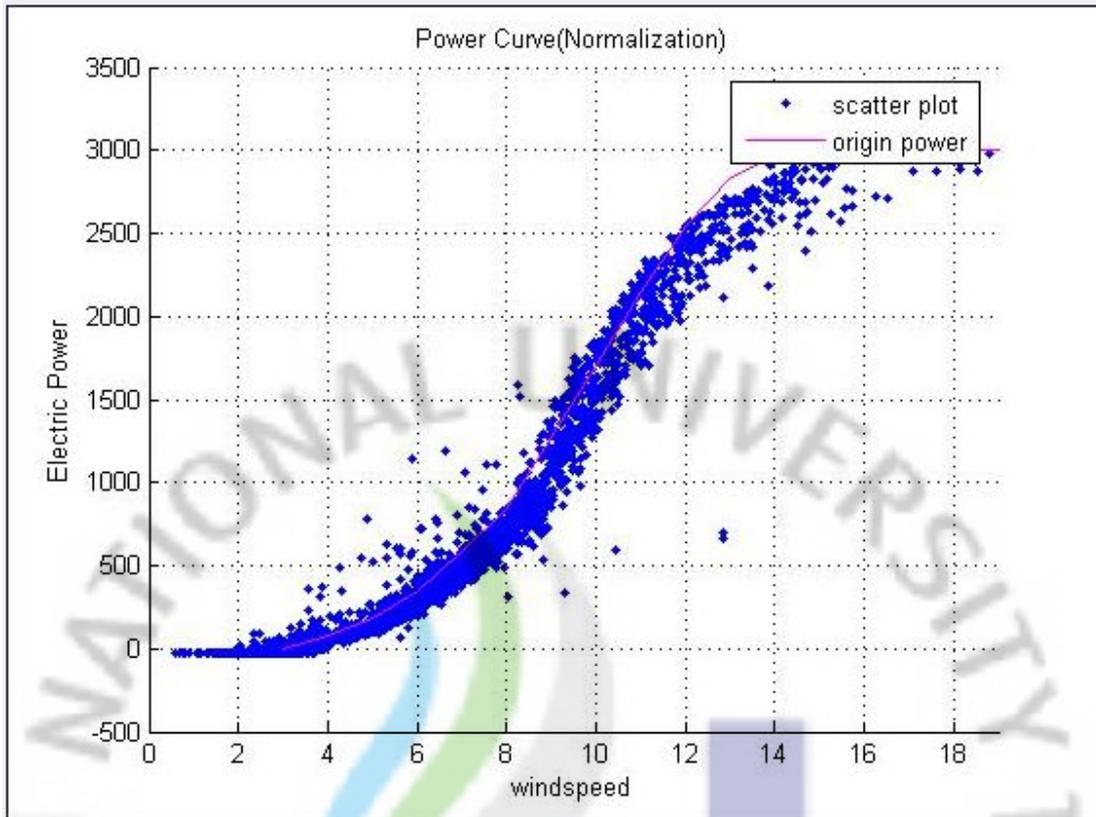


Fig. 5-21. Raw Power Data, Origin Power and Uncertainty Power Curve.

Fig. 5-21을 보면 측정값들이 대부분 평균 보다 조금 낮게 나타나고 있다. 또한 풍속에 맞지 않게 상당히 높게 나타나는 값들도 있다. 모든 데이터가 불확실 부분에 포함되지 않고 있다. 이것은 여러 가지 이유가 있겠지만 그 중에 한 가지 이유는 제조사에서 제공한 표준밀도(1.225 kg/m^3)와 측정사이트 평균밀도(1.222 kg/m^3)가 다르기 때문인 것으로 본다. 또 다른 이유는 데이터를 수집함에 있어 각 빈에 있는 데이터들이 산발적으로 분포하고 있어 정확한 값을 나타내고 있지 않기 때문이다.

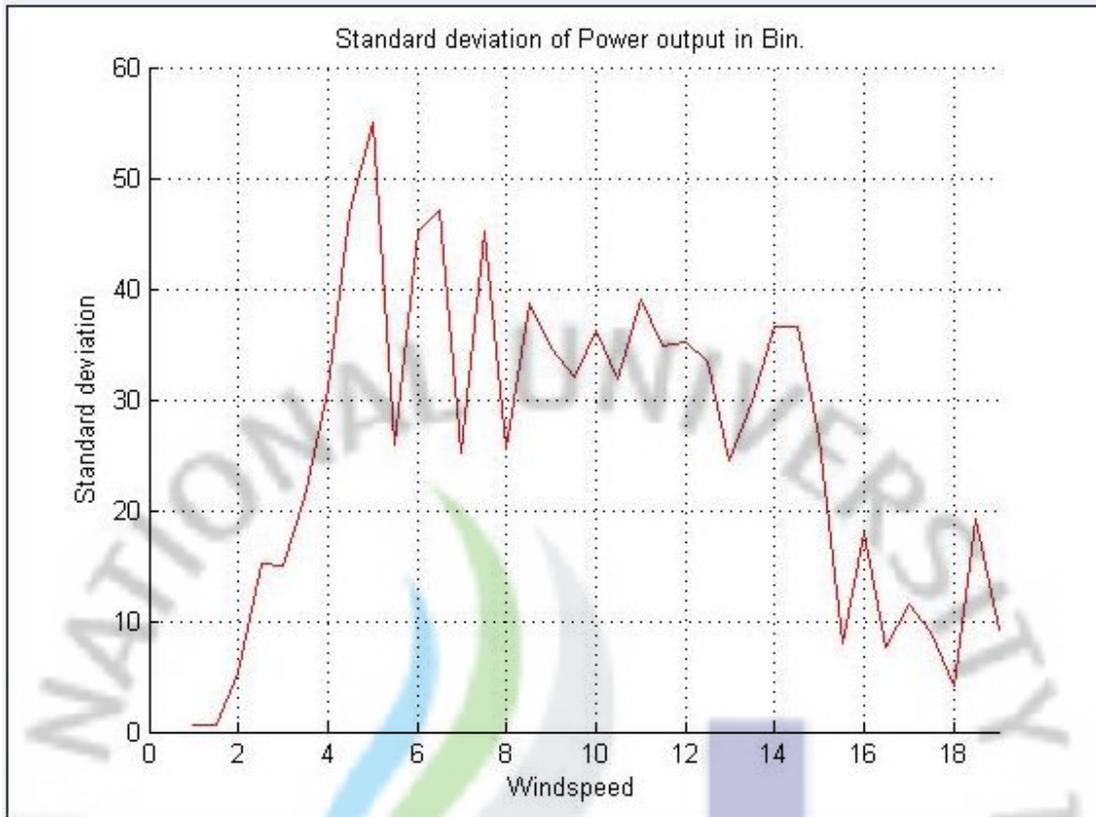


Fig. 5-22. Standard Deviation of Wind Speed.

Fig. 5-22를 보면 빈 내에서 출력 값에 대한 표준 편차 값이 높은 구간이 있다. 표준 편차는 값이 클수록 평균에서 떨어진 값이 많이 존재 하고 있다는 걸 나타 내기 때문에 그래프 값이 높게 나타나는 구간에 빈 값은 정확하다고 볼 수 없다. Table. 5-12는 각 빈에 대한 모든 정보를 나타냈다. 빈에서의 최대 출력과 최소 출력 그리고 표준 편차 등이다. 불확실성 평가에 있어 표준편차 범위에 따른 신뢰성이 부족한 데이터에 대한 불확실성 증가는 추후 더 많은 연구가 필요하다.

Table. 5-12 Information of Data set

Bin No.	Mean wind speed	No.	Sum	Avg.	S ² .	Max.	Min
1	1.279813	16	-30.057	-1.878	0.527	0	-3.11749
2	1.756169	65	-127.654	-1.96	0.539	0	-4.28511
3	2.248506	83	-44.7197	-0.538	5.42	37.89276	-5.37814
4	2.749191	115	286.3497	2.49	15.19	86.35246	-22.5999
5	3.253611	126	778.0758	6.17	14.99	62.93019	-18.8273
6	3.765455	121	2113.535	17.46	21.16	99.70984	-23.2167
7	4.245613	119	3945.389	33.15	30.9	242.2736	-23.8383
8	4.740513	117	6169.522	52.73	46.87	302.2862	-28.6321
9	5.267327	156	12034.99	77.15	54.93	364.2773	7.848224
10	5.756781	151	11682.44	77.367	25.96	193.6332	13.42145
11	6.25021	143	16401.55	114.6962	45.0919	400.882	41.8097
12	6.752349	126	18995.34	150.7566	47.11075	363.3105	58.01872
13	7.238188	117	20394.42	174.3113	25.13982	232.6697	96.15533
14	7.738125	56	12502.71	223.2626	45.1498	362.3083	101.0993
15	8.256778	45	12019.68	267.1039	25.4666	312.3846	208.4508
16	8.7436	70	21263.83	303.769	38.70079	369.227	147.1042
17	9.250746	71	24953.1	351.4521	34.60928	495.8706	284.9316
18	9.725406	64	25116.33	392.4427	32.10291	474.9452	323.0577
19	10.25703	68	30288.9	445.425	36.22848	511.9945	351.794
20	10.74538	125	61136.11	489.0889	31.92971	549.6253	404.622
21	11.24723	103	54633.67	530.424	39.02381	623.3643	440.1346
22	11.69426	47	27510.36	585.3268	34.77728	644.4714	501.7728
23	12.22176	54	33357.32	617.7281	35.20277	681.1583	535.6339
24	12.75987	52	33771.38	649.4496	33.4273	697.748	577.5172
25	13.24772	39	27191.98	697.2304	24.41905	725.2822	628.7148
26	13.73288	42	29648.07	705.9064	29.96087	747.5158	627.6581
27	14.25412	33	23783.82	720.722	36.59578	765.0436	626.5928
28	14.719	28	20251.77	723.2773	36.60416	764.5119	638.2518
29	15.1735	18	13272.69	737.3715	26.55325	770.3146	695.3869
30	15.70514	7	5417.303	773.9004	7.91727	781.878	762.2005
31	16.1835	2	1516.427	758.2133	17.91849	770.8836	745.543
32	16.6766	5	3789.32	757.864	7.565906	770.3117	751.427
33	17.16625	4	3049.841	762.4602	11.57623	779.6508	754.4317
34	17.69067	3	2281.029	760.3431	9.00561	770.5852	753.6648
35	18.24825	4	3040.052	760.013	4.081498	764.0787	754.8352
36	18.71257	7	5236.688	748.0982	19.1807	770.7067	720.9493
37	19.2046	5	3768.216	753.6431	9.253	763.765	738.981
38	19.7792	5	3687.962	737.5925	9.884956	745.0964	720.9704
39	20.149	3	2241.475	747.1582	11.92942	754.7578	733.4087
40	20.66167	3	2248.909	749.6362	9.648525	755.7217	738.5115

VI. 한경6호기 발전량 단기예보 평가

1. 실측값과 예측값의 풍속변화

1) 1시간 풍속변화

Fig. 6-1은 한경 풍력단지 내 6호기에 대한 실제측정 풍속과 1시간 예측 풍속의 변화이다.

분석기간은 2009년 8월 1일부터 2010년 2월 16일까지 약 7개월간 이며, 하루 2회 예측 풍속을 생산(15시, 03시)하였고, 이를 예측 시간 변화에 따라 실제측정 풍속과 비교하여 1시간 예측(+1시간)에 대한 시계열을 나타냈다. 실제측정 풍속은 약 0.6m/s에서 20m/s까지의 변화를 보이고 있으며, 실제 풍속의 변화에 따라 예측 풍속의 변화가 잘 일치 하게 나타나고 있으나, 예측 풍속이 실제측정 풍속에 비해 평균 약 0.6m/s 낮게 나타나는 특징을 보였다. 이는 향후 발전량 예측시 실제 발전량보다 다소 적게 예측될 수 있음을 의미한다. 실제측정 풍속과 예측 풍속에 대한 상관계수 R은 약 0.84로 매우 높은 값을 보여 실제측정 풍속과 예측 풍속의 상관도가 매우 좋음을 알 수 있다(Fig. 6-2).

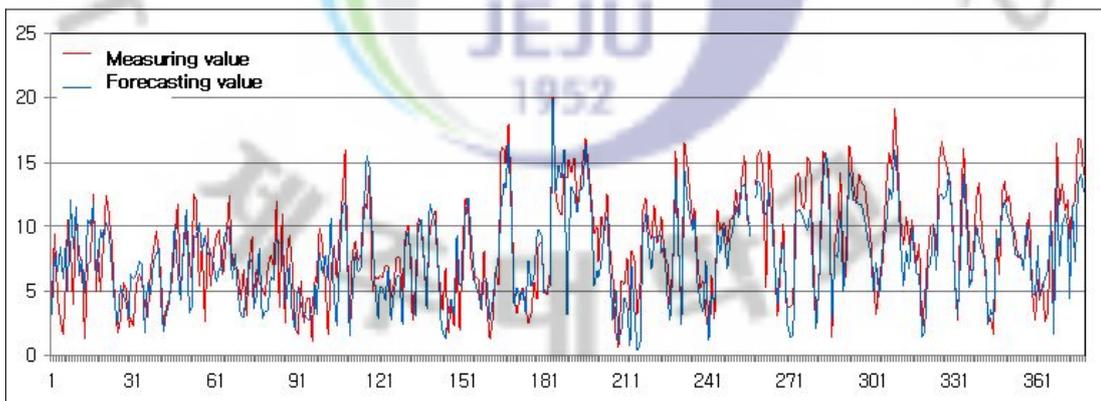


Fig. 6-1. Variation of measuring and 1 hour forecasting wind speed.

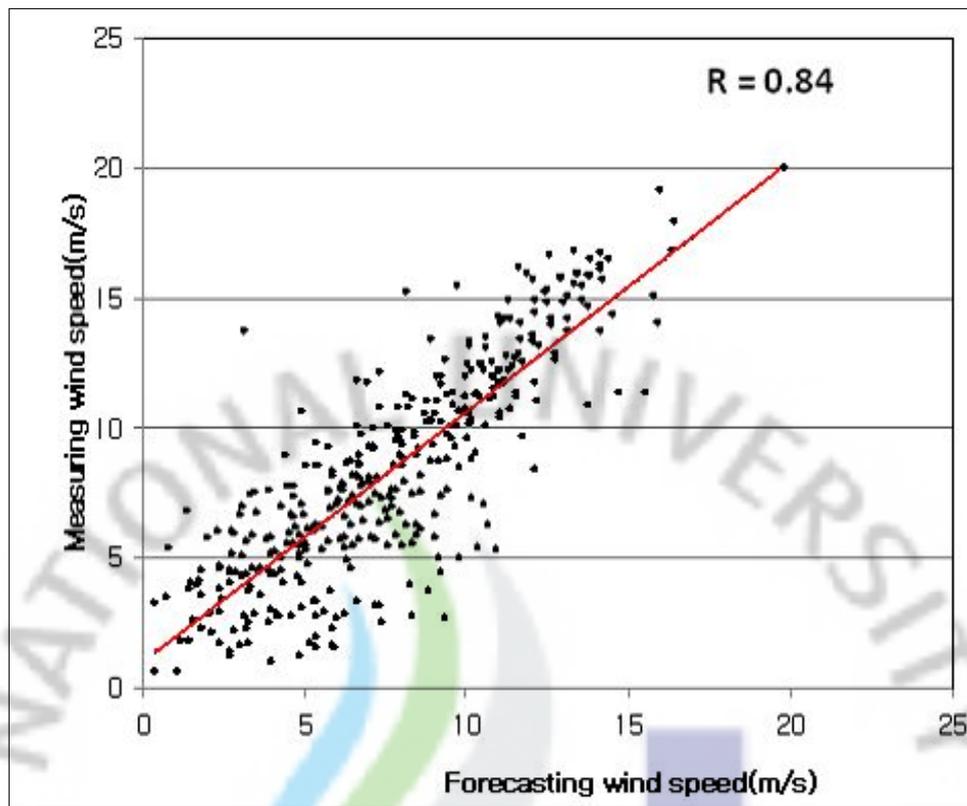


Fig. 6-2. Ratio of measuring and 1 hour forecasting wind speed.

2) 12시간 풍속변화

Fig. 6-3은 12시간 예측(+12시간)에 대한 시계열을 나타낸다. 실제측정 풍속은 약 1m/s에서 22m/s까지의 변화를 보이고 있으며, 실제 풍속의 변화에 따라 예측 풍속의 변화가 대체로 일치 하게 나타나고 있으나, 1시간 예측과 유사하게 예측 풍속이 실제측정 풍속에 비해 평균 약 0.5m/s 낮게 나타나는 특징을 보여 12시간 예측시에도 실제 발전량보다 다소 적게 예측될 수 있음을 알 수 있다. 실제측정 풍속과 예측 풍속에 대한 상관계수 R은 약 0.76으로 1시간 예측에 대한 예측 결과보다 다소 낮아졌다(Fig. 6-4).

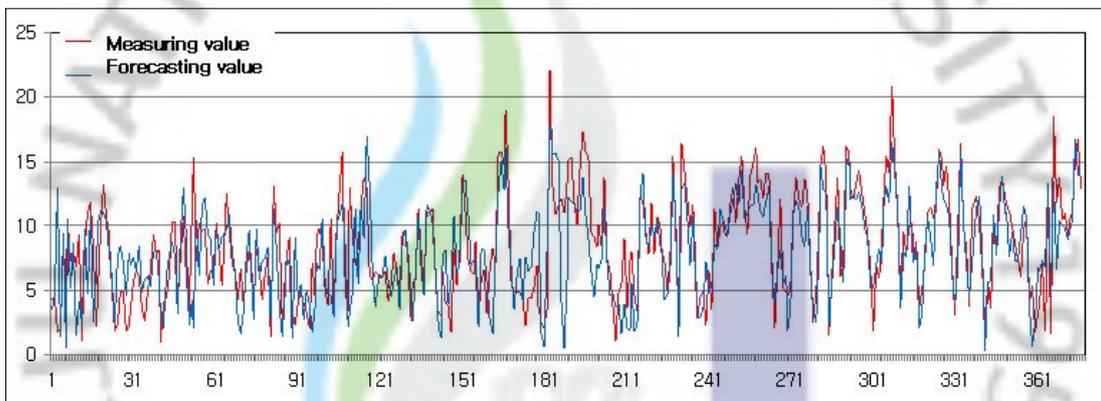


Fig. 6-3. Variation of measuring and 12 hour forecasting wind speed.

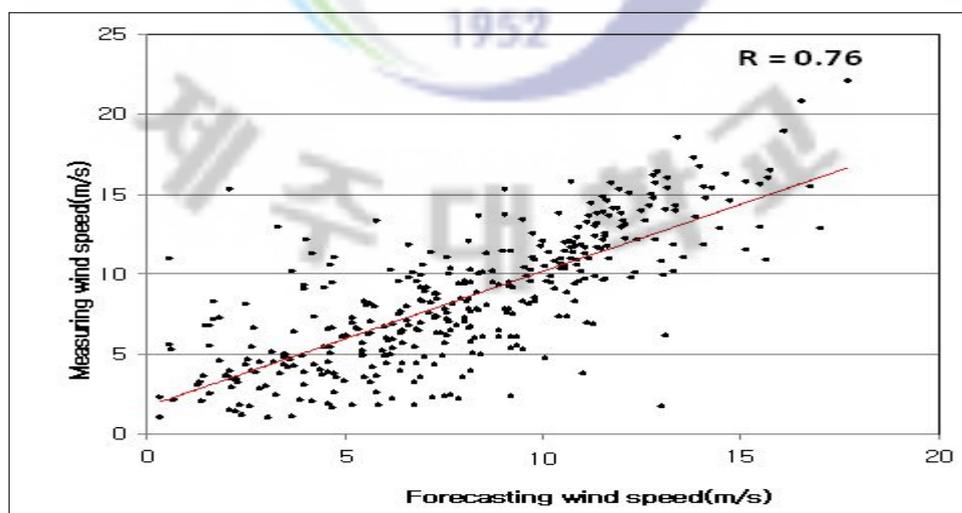


Fig. 6-4. Ratio of measured and 12 hour forecasted wind speed.

3) 24시간 풍속변화

Fig. 6-5는 24시간 예측(+24시간)에 대한 시계열을 나타낸다. 실제측정 풍속은 약 1m/s에서 22m/s까지의 변화를 보이고 있으며, 실제 풍속의 변화에 따라 예측 풍속의 변화가 대체로 일치 하게 나타나고 있으나, 1시간 예측 및 12시간 예측 결과와 유사하게 실제측정 풍속에 비해 예측 풍속이 평균 약 0.7m/s 낮게 나타나는 특징을 보여 24시간 예측시에도 실제 발전량보다 다소 적게 예측될 수 있음을 알 수 있다. 실제측정 풍속과 예측 풍속에 대한 상관계수 R은 약 0.72로 1시간 예측 및 12시간 예측에 대한 예측결과보다 다소 낮아졌다(Fig. 6-6).

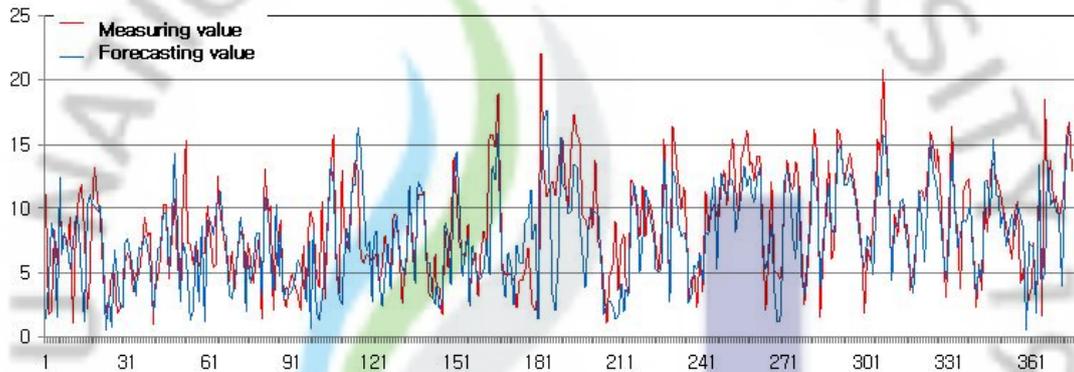


Fig. 6-5. Variation of measuring and 24 hour forecasting wind speed.

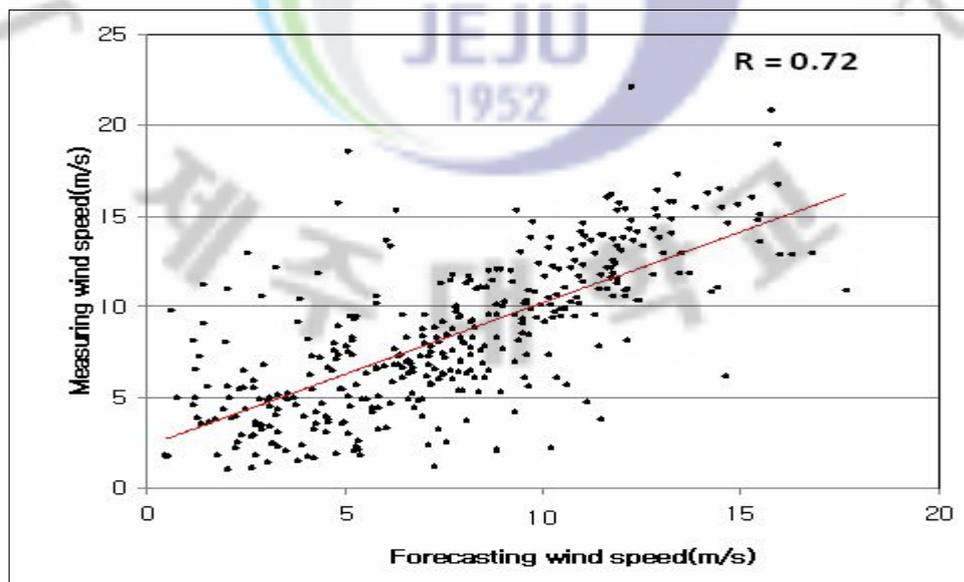


Fig. 6-6. Ratio of measuring and 24 hour forecasting wind speed.

4) 48시간 풍속변화

Fig. 6-7은 48시간 예측(+48시간)에 대한 시계열을 나타낸다. 실제측정 풍속은 약 1m/s에서 22m/s까지의 변화를 보이고 있으며, 실제 풍속의 변화에 따라 예측 풍속의 변화의 차이가 이전 예측시간에 비해 다소 크게 나타남을 알 수 있다. 1시간 예측, 12시간 예측 및 24시간 예측 결과와 유사하게 실제측정 풍속에 비해 예측 풍속이 평균 약 0.6m/s 낮게 나타나는 특징을 보여 48시간 예측시에도 실제 발전량보다 다소 적게 예측될 수 있음을 알 수 있다. 이 연구에서 생산한 모든 예측 시간에 대한 풍속이 실제 측정 풍속보다 다소 낮게 예측됨에 따라 보다 정확한 예측시간별 풍속생산에 대한 추가 연구가 필요하다. 실제측정 풍속과 예측 풍속에 대한 상관계수 R은 약 0.67로 1시간 예측, 12시간 예측 및 24시간 예측에 대한 예측결과보다 낮아져 예측시간이 길어질수록 상관도가 낮아짐을 알 수 있었다(Fig. 6-8).

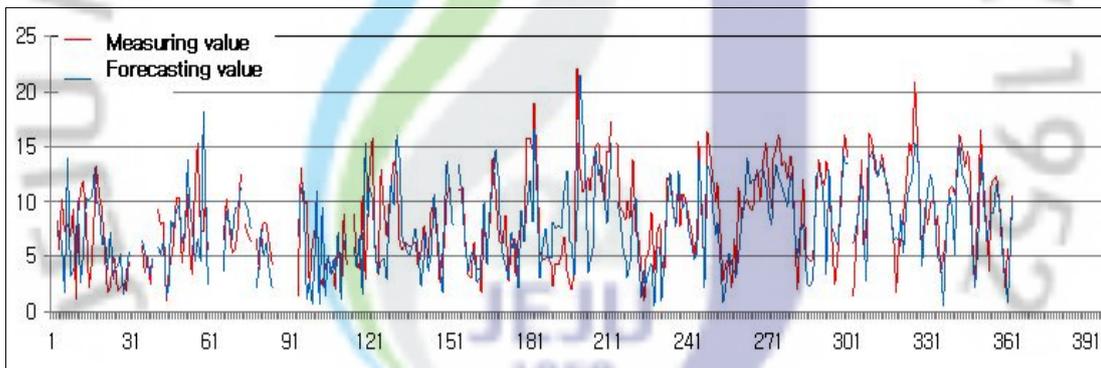


Fig. 6-7. Variation of measuring and 48 hour forecasting wind speed.

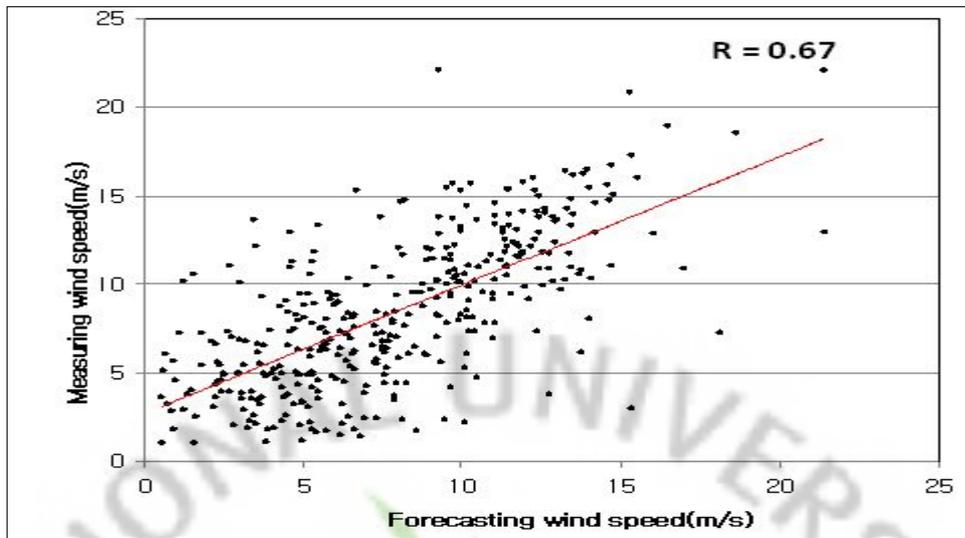


Fig. 6-8. Ratio of measuring and 48 hour forecasting wind speed.

5) 풍속변화 오차율

Fig. 6-9는 분석기간 중 전체 자료에 대한 실제측정 풍속에 대한 예측 풍속(1~48시간)에 대한 오차율을 나타낸다. 대체로 짧은 예측 구간(12시간 이내)에서는 약 22~23% 이내의 오차율을 보였으며, 12시간~24시간 구간에서는 약 23~25% 이내의 오차율을, 24~48시간 구간에서는 약 25~29% 이내의 오차율을 보여 예측시간이 길어질수록 오차가 커짐을 알 수 있었다. 다만 오차율일 급격히 줄어드는 구간(9시간~11시간, 21시간~22시간, 33시간~34시간 및 45시간)에 대해서는 모델 자체에 대한 정밀한 분석과 함께 사례분석을 통한 추가적인 기상학적인 분석이 필요할 것으로 사료된다.

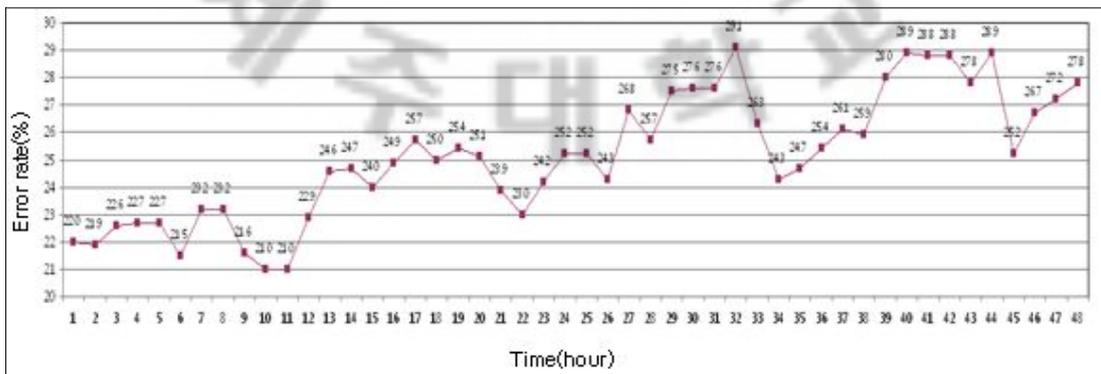


Fig. 6-9. Error rate of forecasting time.

분석기간 중 실제측정 풍속과 예측 풍속(1시간, 12시간, 24시간 및 48시간)의 차이는 분석기간 동안 각각 평균 0.6m/s, 0.5m/s, 0.7m/s 및 0.6m/s로 나타났으며, 차이가 크게 나타난 일은 2009년 10월 13일로 Table. 6-1과 같이 나타났다. 특히 본 사례에서는 약 6m/s~10m/s의 다소 큰 차이가 예측시간이 짧은 1시간 예측 풍속에서 나타나는 특징을 보였다. Table. 6-2는 실제측정 풍속과 예측 풍속의 차이가 작은 사례로 나타난 일은 2009년 12월 14일 이다. 예측시간 동안 대체로 1.5m/s 이하의 차이를 보여 실제풍속을 예측 시간 변화에 대해 잘 예측하였다. 이러한 실제풍속과 예측풍속의 차이가 나타나는 이유는 수치모델의 예측 성능과 함께 분석 지점에 비해 상대적으로 규모가 큰 기압계(고기압, 저기압, 전선 등)의 위치 예측 및 강도 예측의 차이에서 기인한 것으로 판단된다.

Table. 6-1. Large difference case of measuring and forecasting wind speed.

Criteria	For. wind speed(1hr) (2009.11.13)		For. wind speed(12hr) (2009.11.13)		For. wind speed(24hr) (2009.11.13)		For. wind speed(48hr) (2009.11.13)	
	4	16	3	15	3	15	3	15
Mea. wind speed /For. wind speed	13.8/ 3.2	15.2/ 8.2	11.0/ 0.6	13.3/ 5.8	11.0/ 2.1	13.3/ 6.2	11.0/ 4.6	13.3/ 5.5
Diff. between mea wind speed and for. wind speed	10.6	7.0	10.4	7.5	8.9	7.1	6.4	7.8

Table. 6-2. Small difference case of measuring and forecasting wind speed.

Criteria	For. wind speed(1hr) (2009.12.14)		For. wind speed(12hr) (2009.12.14)		For. wind speed(24hr) (2009.12.14)		For. wind speed(48hr) (2009.12.14)	
	4	16	3	15	3	15	3	15
Mea. wind speed /For. wind speed	10.7/ 9.8	12.8/ 11.6	11.7/ 10.8	12.9/ 12.0	11.7/ 12.8	12.9/ 11.4	11.7/ 11.9	12.9/ 12.4
Diff. between mea wind speed and for. wind speed	0.9	1.2	0.9	0.9	-1.1	1.5	-0.2	0.5

(1) 일기도 분석에 의한 오차가 큰 사례

Fig. 6-10은 2009년 11월 13일 지상일기도에서 분석된 일기도이다. 제주도 남쪽에서는 저기압이 위치하였고 화중지방에서는 고기압이 위치하여 제주도지역의 풍계는 북 → 북동 → 동쪽으로 진행하는 것을 볼 수 있다.

Fig. 6-11은 11월 13일 한경풍력발전단지 바람자료이다. 주풍계는 북동풍계열이고 풍속은 오전 4~14m/s, 오후 10~16m/s로 점차 강한 바람이 불었다.

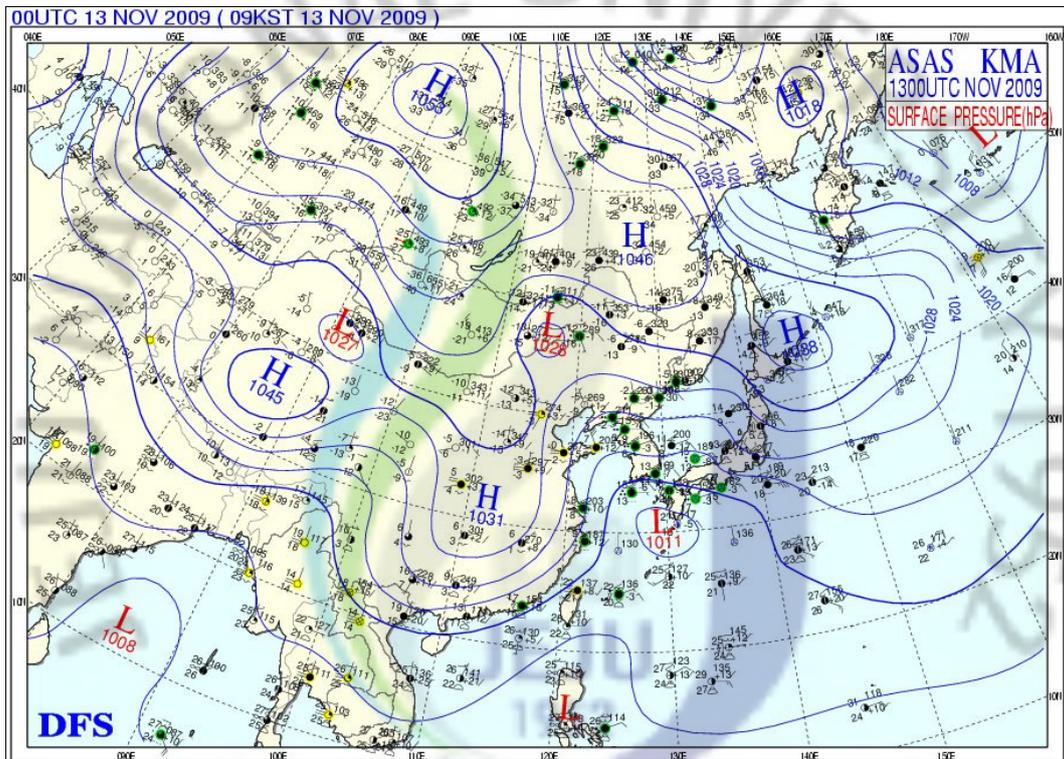


Fig. 6-10. Surface weather chart(2009. 11. 13. 00UTC).

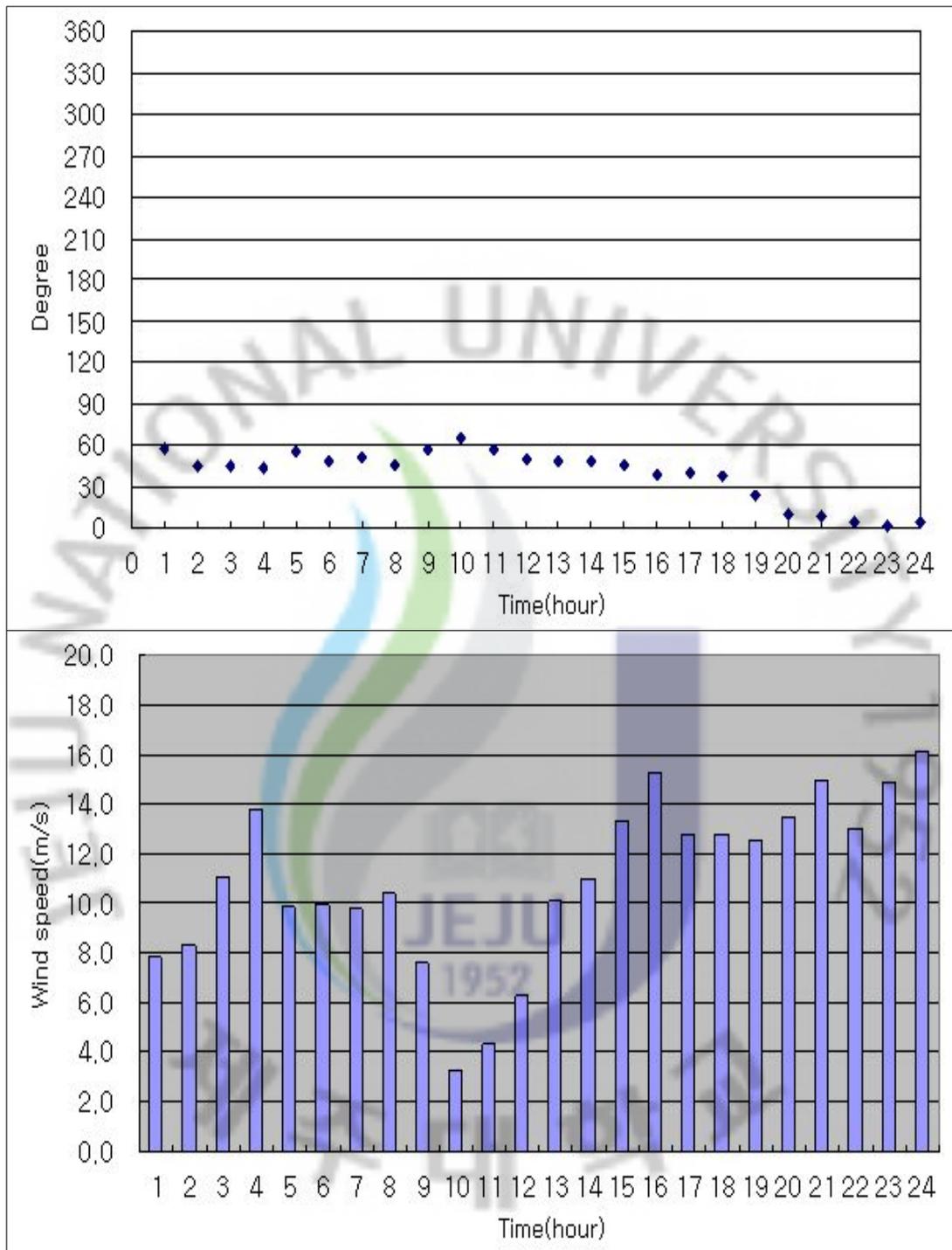


Fig. 6-11. Measured wind speed data at Hangyeong wind farm(2009. 11. 13).

Fig. 6-12는 12시간 전 예측된 13일 09시 지상 예상일기도이다.

12시간 전에는 저기압 중심이 북위 30도, 동경 127도에 위치하였고 제주도 남쪽 먼 바다에서 점차 일본 큐슈지방으로 이동할 것으로 예상된다. 화중지방에서는 강한 고기압이 점차 확장하여 제주도지역은 주풍계가 동풍으로 계속 유입될 것으로 예상하면서 한라산의 지형적인 영향으로 제주도 서쪽은 풍속이 낮게 예상할 수 있다. Fig. 6-13은 풍향예측자료가 오전에는 남풍에서 동풍으로 오후에는 북풍으로 예상하였다. 풍속예측자료도 오전에는 약하고 오후늦게부터는 강하게 예상하였다. 실측 오차는 한라산의 지형적인 영향으로 오전부터 점차 오후늦게까지 크게 났다.

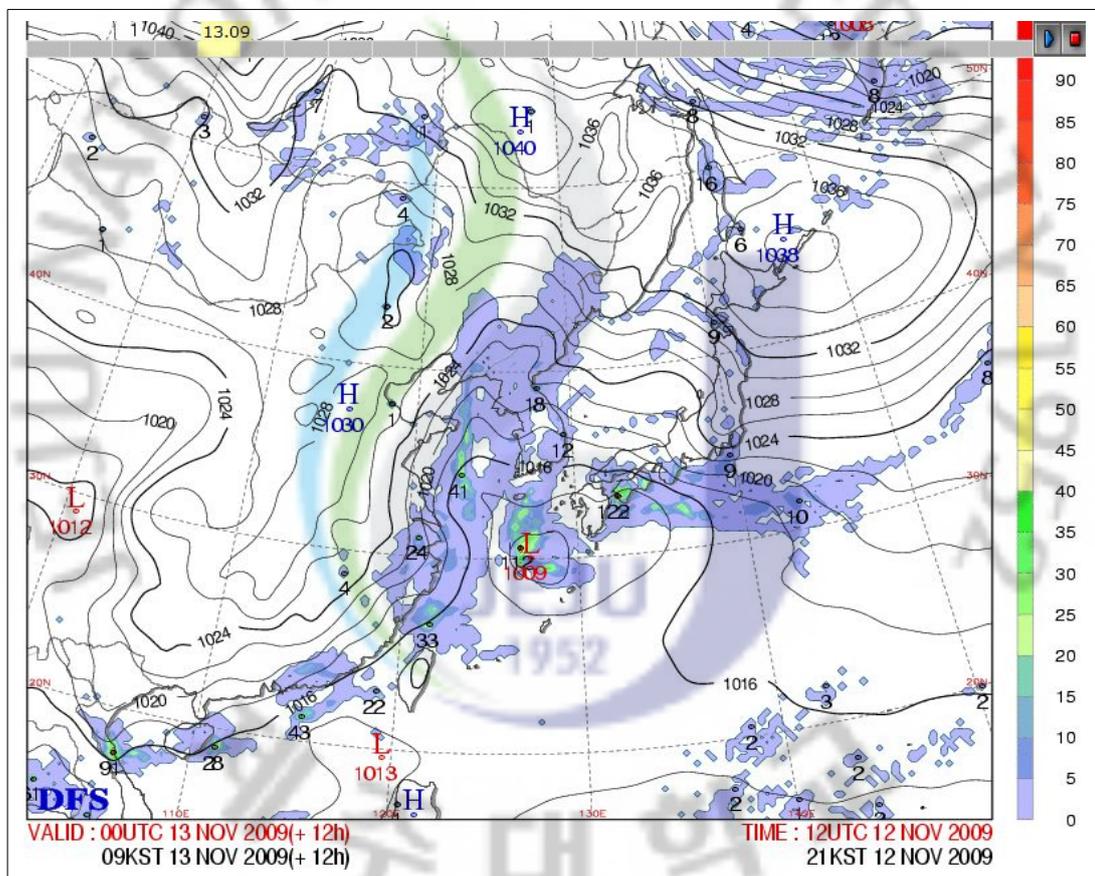


Fig. 6-12. Forecast weather chart(2009. 11. 13. 00UTC).

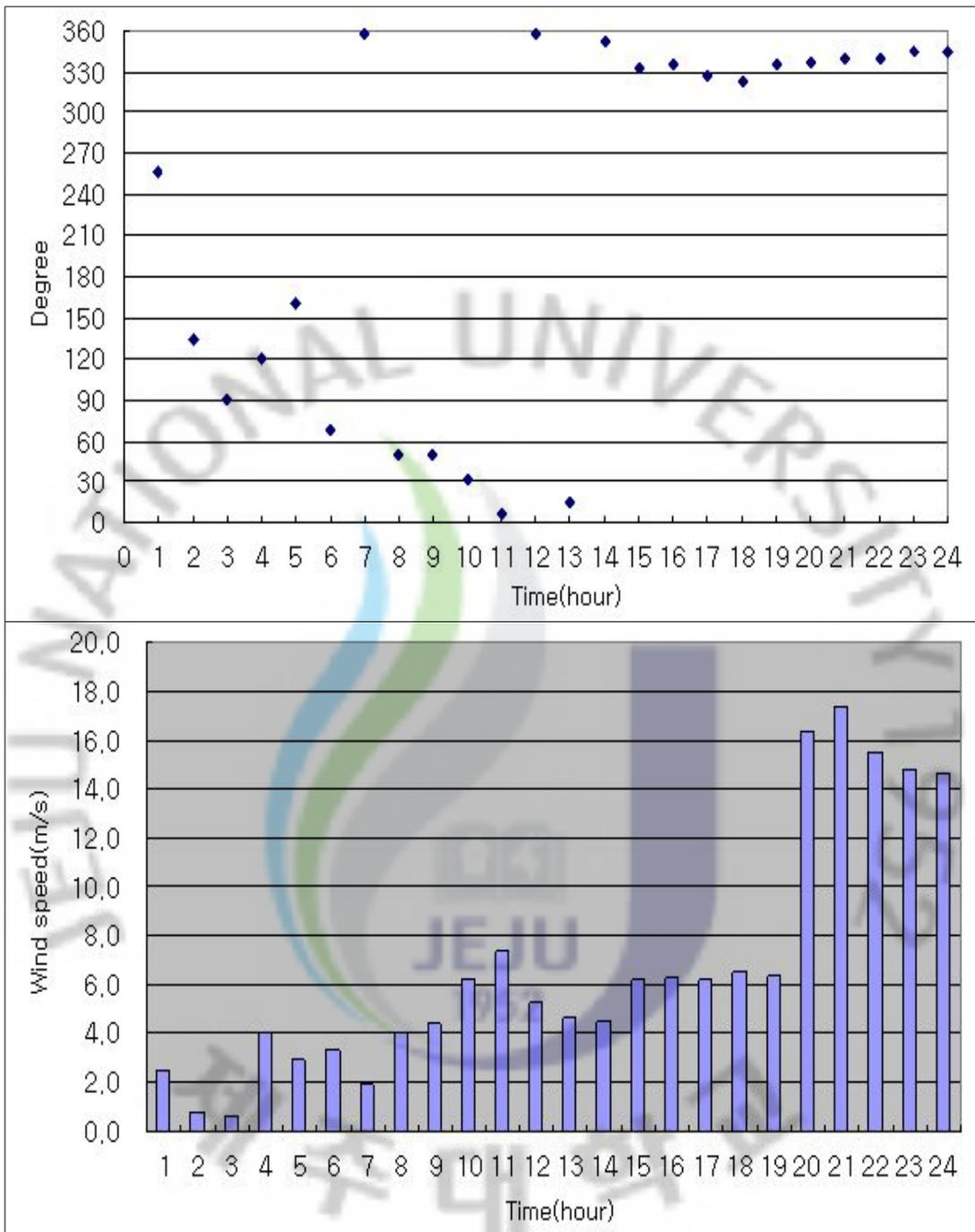


Fig. 6-13. Forecasted wind speed data at Hangyeong wind farm(2009. 11. 13).

(2) 일기도 분석에 의한 오차가 작은 사례

Fig. 6-14는 2009년 12월 14일 지상일기도에서 분석된 일기도이다.

우리나라 북서쪽에서 확장하는 찬 대륙성 고기압이 확장하면서 제주도 지역은 고기압의 가장자리에서 주풍계가 북풍계열이 강하게 나타났다.

Fig. 6-15는 12월 14일 한경풍력발전단지 바람자료이다. 주풍계는 북풍계열이고 풍속은 10~14m/s로 강한 바람이 불었다.

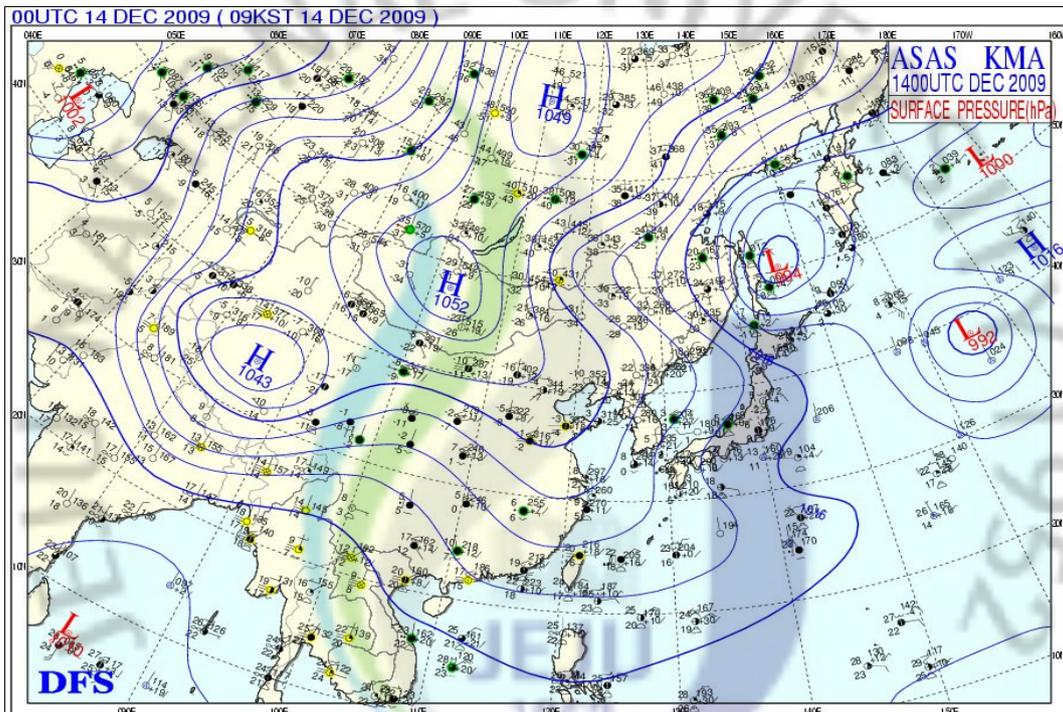


Fig. 6-14. Surface weather chart(2009. 12. 14. 00UTC).

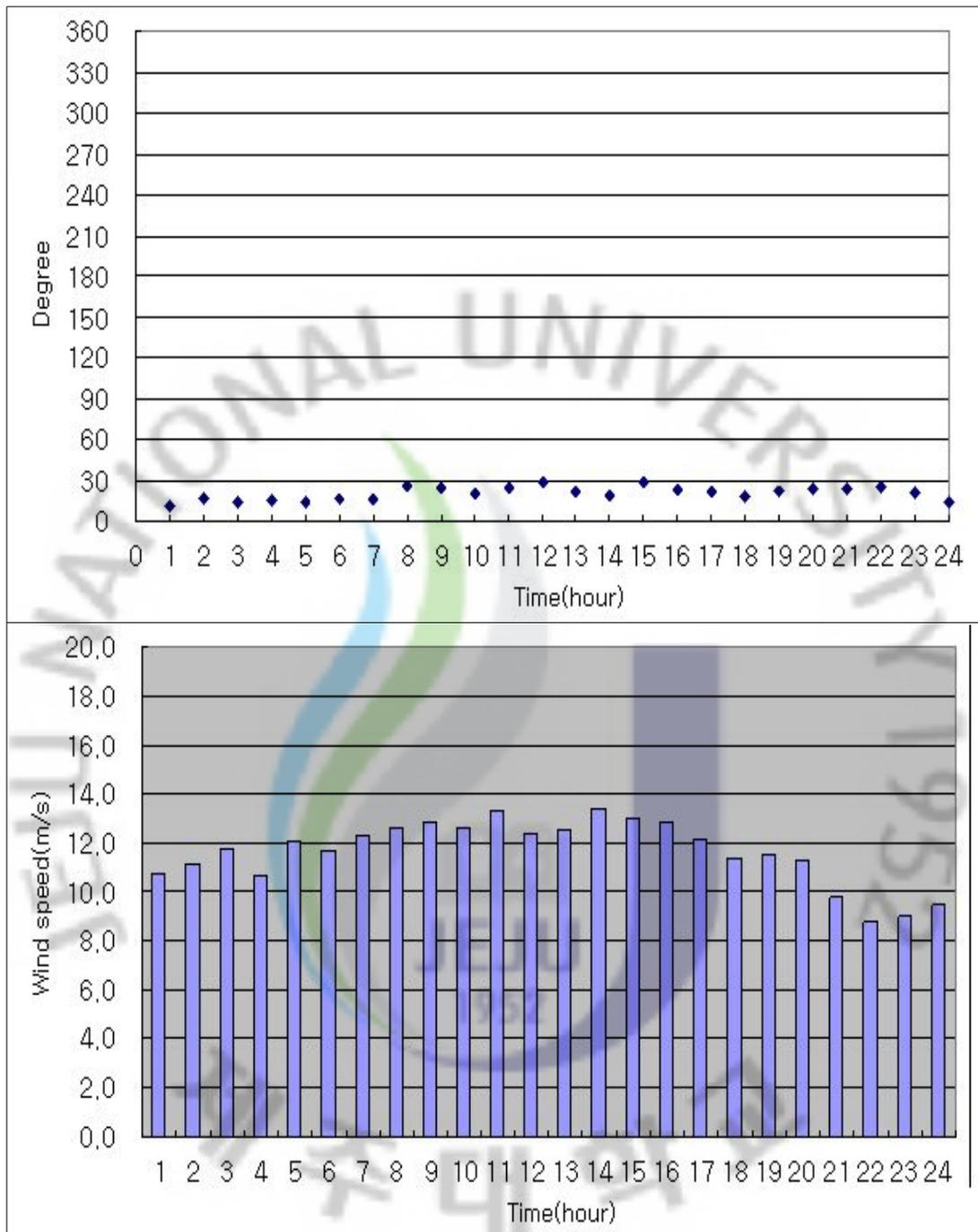


Fig. 6-15. Measured wind speed data at Hangyeong wind farm(2009. 12. 14).

Fig. 6-16은 2009년 12월 13일 21시에 예측된 14일 09시 예상일기도이다.

우리나라 북서쪽에 위치한 찬 대륙성 고기압이 점차 확장하면서 지속적으로 북풍 계열이 들어오면서 강한 풍속을 예상 할 수가 있다. 또한, 한경 풍력발전단지에 위치한 기상 측정타워도 장애물이 없는 불확실도 측정구간에 포함되어 실측 풍속값과 오차도 적게 예상되었다.

Fig. 6-17은 풍향예측자료가 하루동안 북북동풍으로 예상하였다. 풍속예측자료도 하루동안 10~14m/s로 강하게 예상하였다. 실측오차는 ± 1 m/s 이내로 정확도가 높게 나타났다. 이 결과는 유효측정 범위각내에서 바람 장애물이 없기 때문이다.

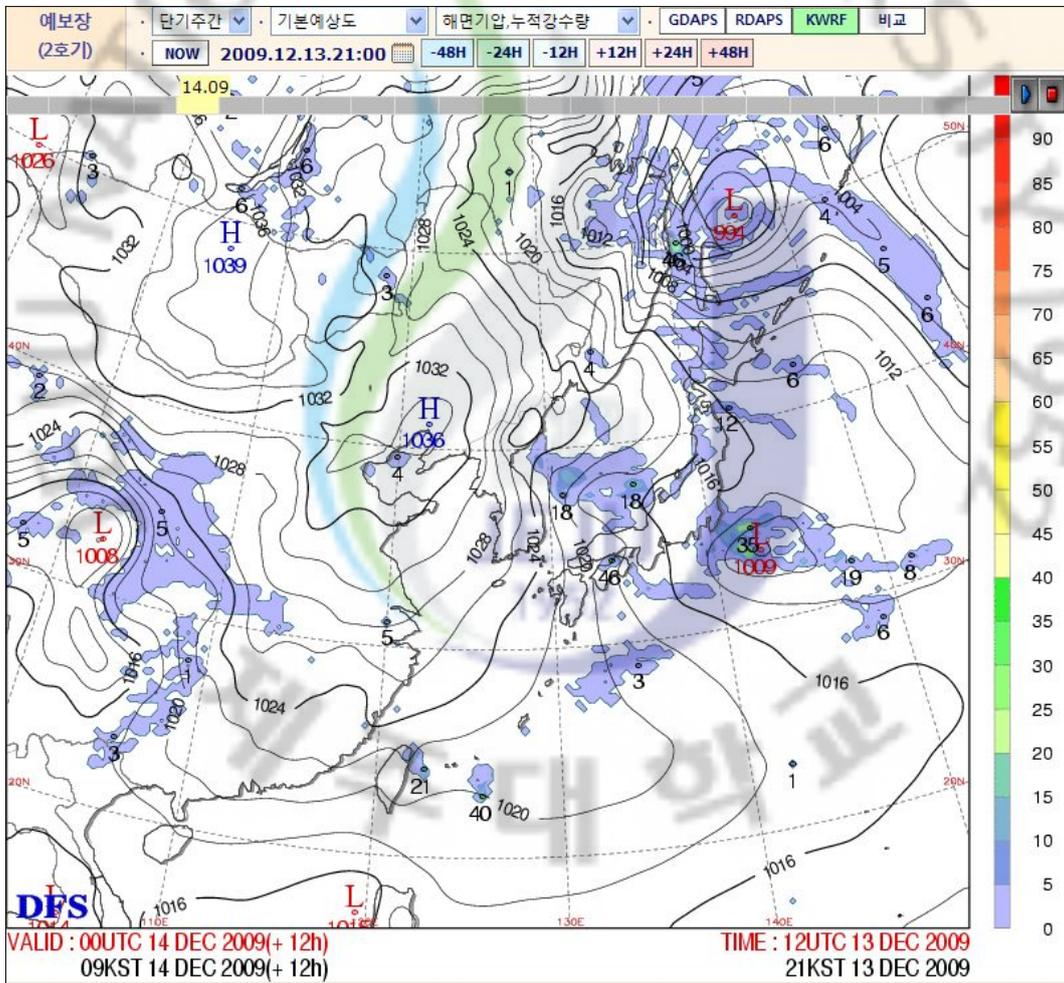


Fig. 6-16. Forecast weather chart(2009. 12. 14. 00UTC).

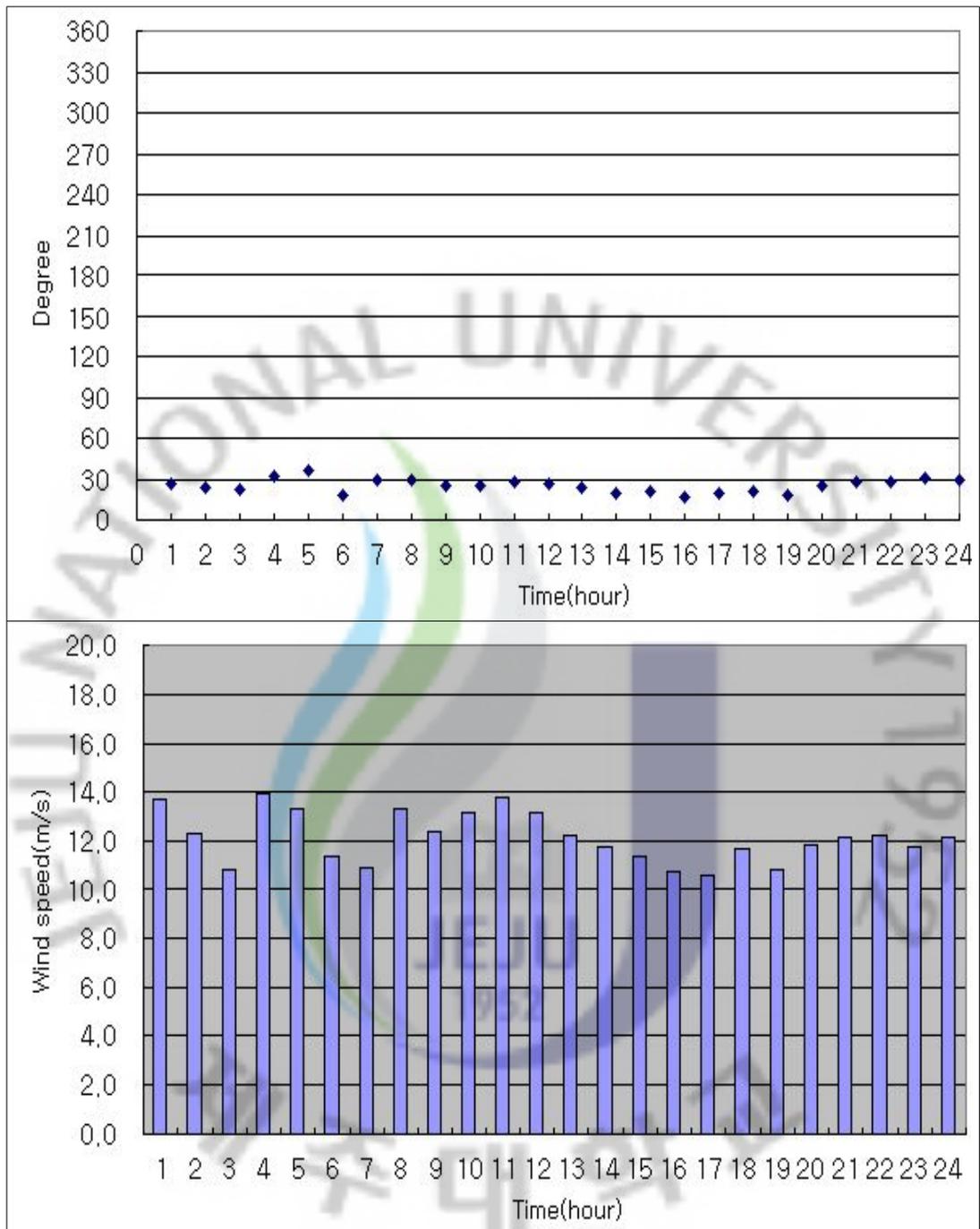


Fig. 6-17. Forecasted wind speed data at Hangyeong wind farm(2009. 12. 14).

6) V90-3.0MW 풍력발전기 출력 성능곡선

Fig. 6-18은 VESTAS에서 제공한 V90-3.0MW 풍력발전기에 대한 풍력 성능곡선이다.

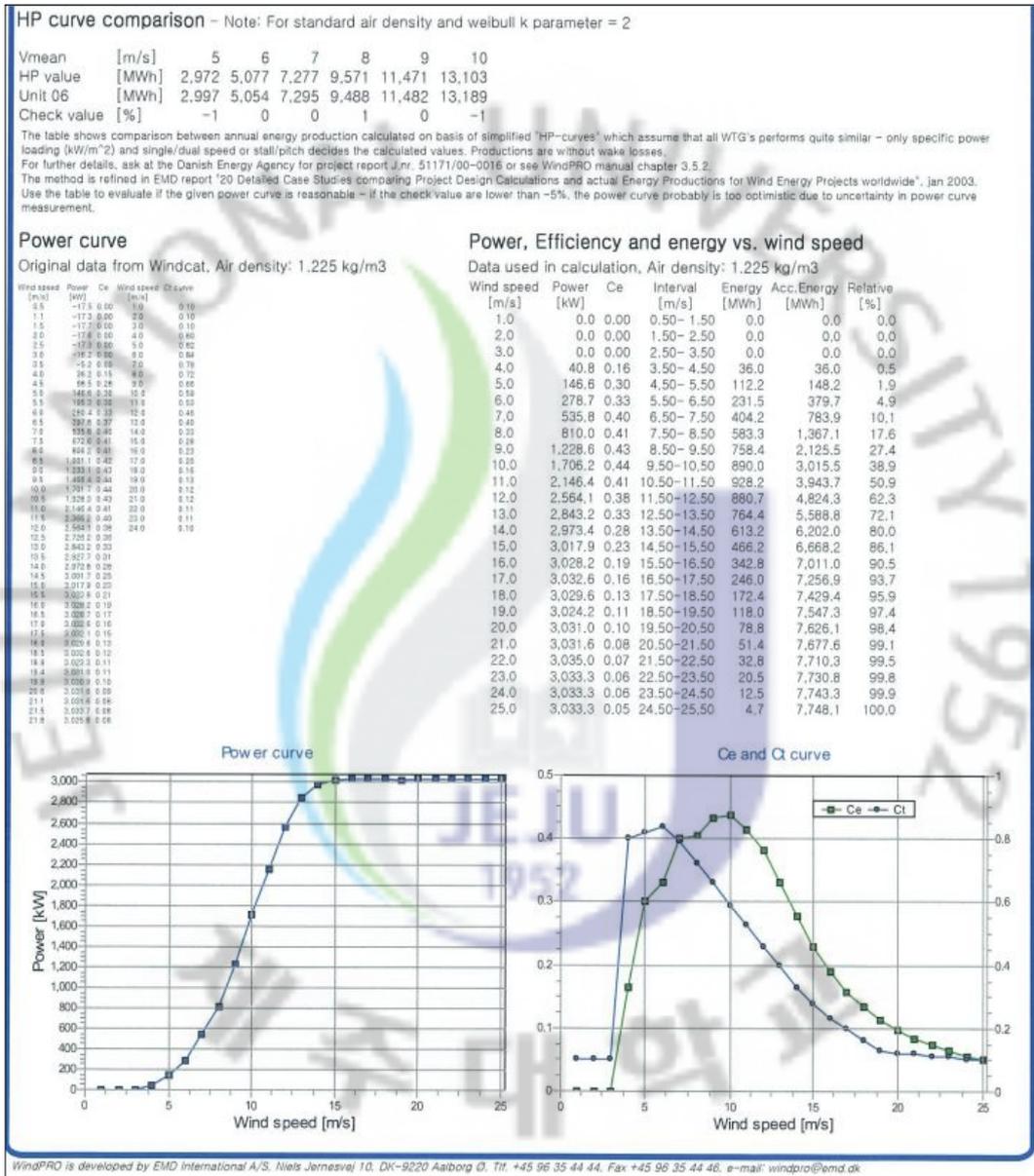


Fig. 6-18. Suggested power curve of V90-3.0MW.

Fig. 6-19는 예측된 풍속으로부터 발전량을 산출하기위해 제조사에서 제공한 풍속 및 발전량 자료를 이용하여 한경 6호기에 대한 발전량 산출 식을 산출하였다. 산출 (식 6-1)은 다음과 같다.

$$y = 0.0102x^6 - 0.516x^5 + 9.897x^4 - 92.745x^3 + 480.66x^2 - 1241.4x + 1240.7 \quad (\text{식 6-1})$$

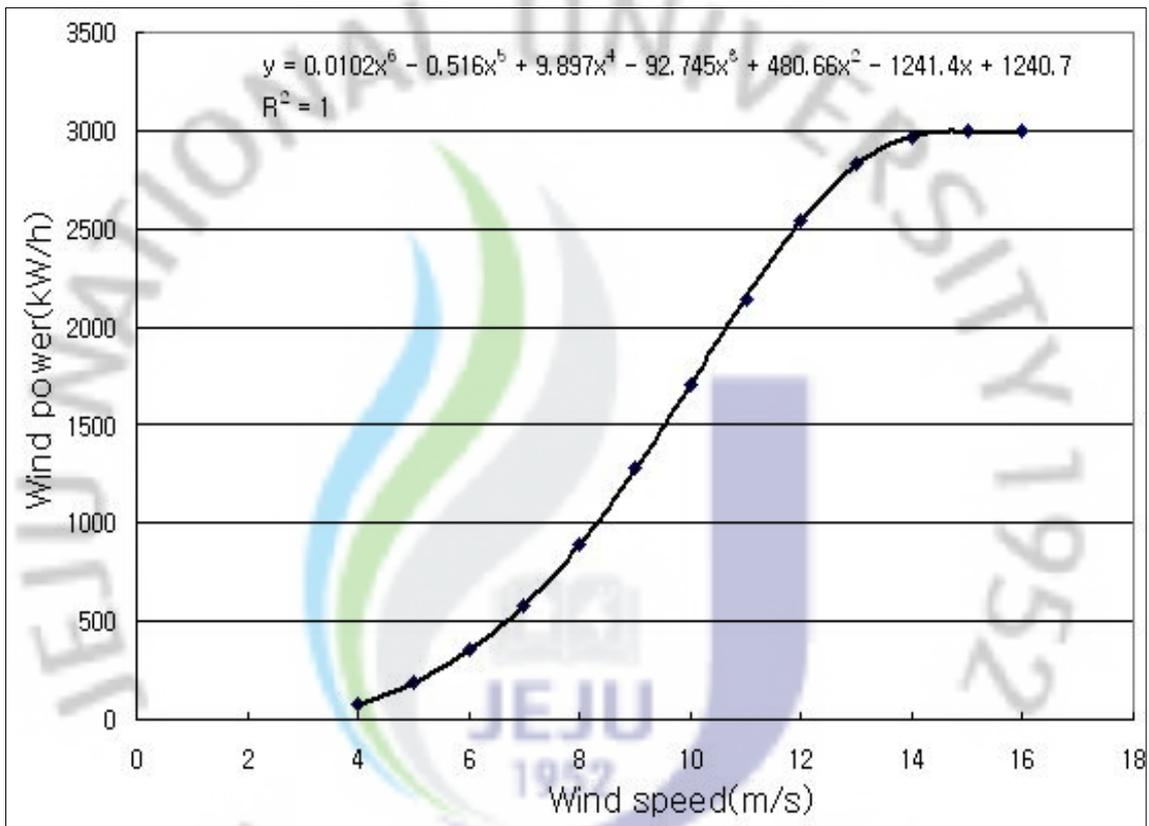


Fig. 6-19. Calculated power curve of V90-3.0MW.

2. 실측값과 예측값의 발전량변화

1) 1시간 발전량 변화

Fig. 6-20은 한경 풍력단지 내 6호기에 대한 실제측정 풍속으로부터 환산한 발전량과 1시간 예측 풍속에 대한 발전량의 분포이다.

분석기간은 앞서 언급한 바와 같이 2009년 8월 1일부터 2010년 2월 16일까지 약 7개월간이며, 하루 2회(15시, 03시) 수행된 예측 풍속을 바탕으로 예측 발전량을 산출 하였다. Fig. 6-18에서 관측 풍속에 의한 발전량은 예측 풍속에 의한 발전량에 대해 비교적 좋은 상관도(상관계수 $R=0.84$)를 나타내었다. 발전량은 대체로 3,000kW부근에서 최대값이 나타나고 있으며, 관측풍속에 의한 발전량이 예측풍속에 의한 발전량 보다 다소 크게 나타나는 특징을 보였다. 이는 앞서 언급한 실제 풍속이 예측 풍속보다 다소 크게 나타난 이유로 분석된다. 하지만, 실제 풍속에 의한 발전량과 예측풍속에 의한 발전량의 차이가 1,000kW/h 이상 크게 나타난 사례가 전체 사례 중 약 11%로 나타났다.

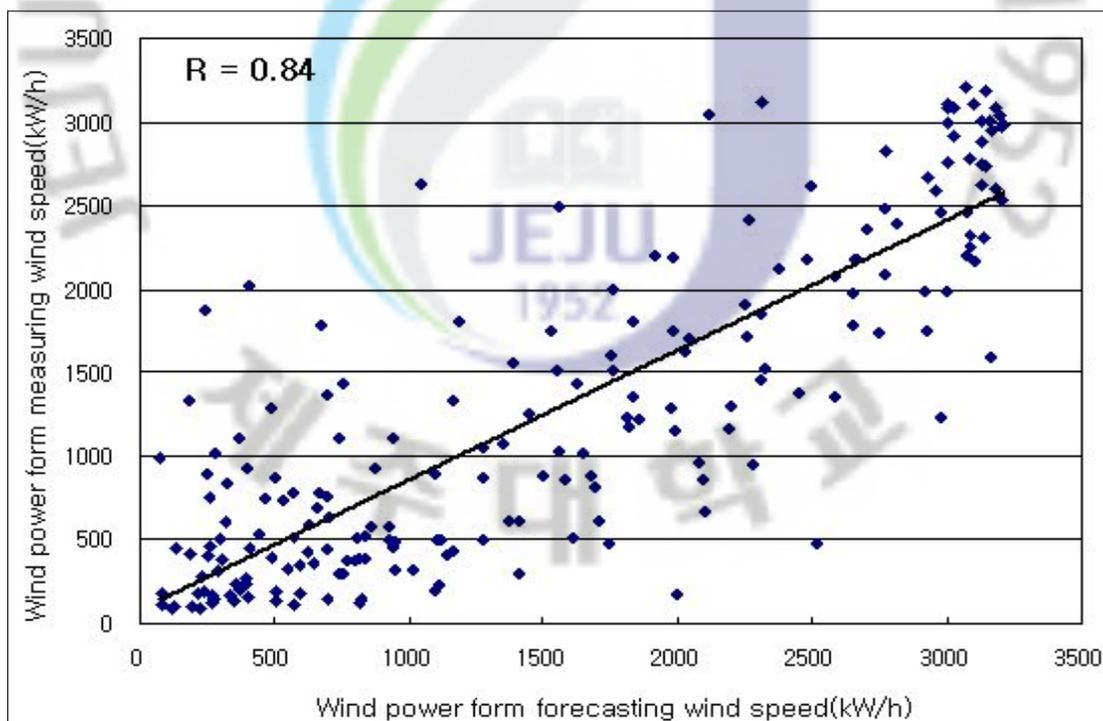


Fig. 6-20. Comparison of measuring power and 1 hour forecasting power which converted from forecasting wind speed.

2) 12시간 발전량 변화

Fig. 6-21은 12시간 예측(+12시간)에 대한 실제측정 풍속 및 12시간 예측 풍속으로부터 환산한 발전량의 분포를 나타낸다. 관측 풍속에 의한 발전량은 예측 풍속에 의한 발전량에 대한 상관도(상관계수 $R=0.75$)는 1시간 예측 발전량보다 다소 낮아졌으며 실제 풍속에 의한 발전량과 예측풍속에 의한 발전량의 차이가 1,000kW/h 이상 크게 나타난 사례는 전체 사례 중 약 15%로 증가되는 특징을 보였다.

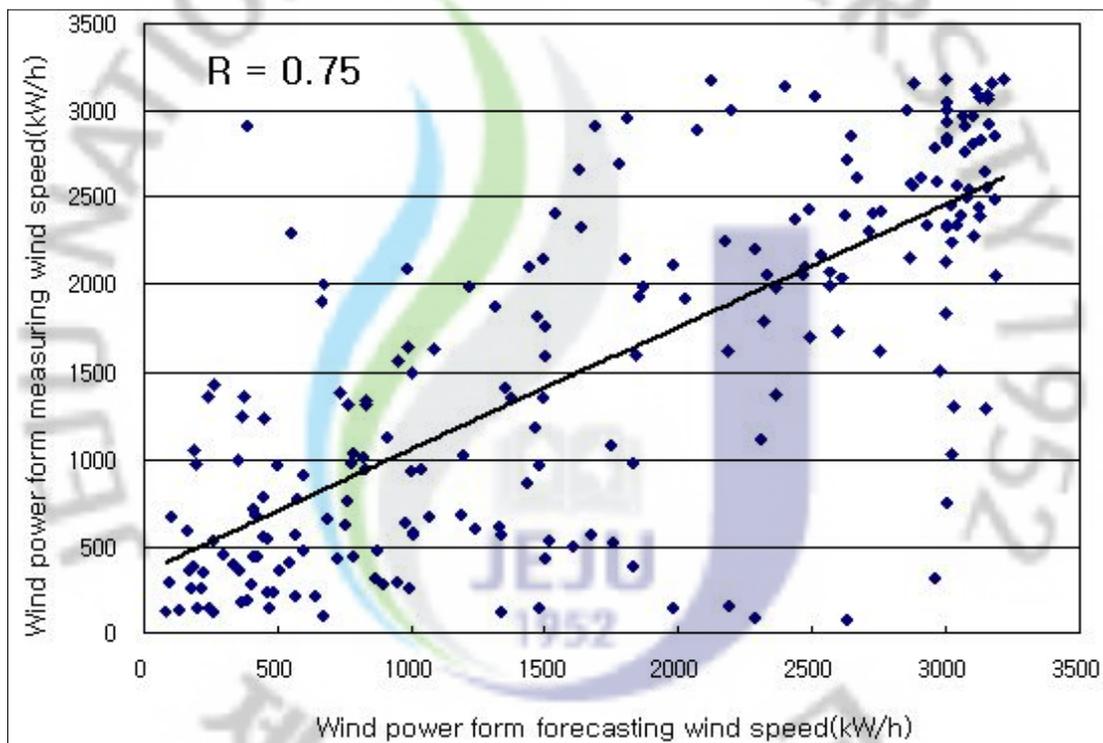


Fig. 6-21. Comparison of measuring power and 12 hour forecasting power which converted from forecasting wind speed.

3) 24시간 발전량 변화

Fig. 6-22는 24시간 예측(+24시간)에 대한 실제측정 풍속 및 24시간 예측 풍속으로부터 환산한 발전량의 분포를 나타낸다. 관측 풍속에 의한 발전량은 예측 풍속에 의한 발전량에 대한 상관도(상관계수 $R=0.71$)는 12시간 예측 발전량보다 다소 낮아졌으며 실제 풍속에 의한 발전량과 예측풍속에 의한 발전량의 차이가 1,000kW/h 이상 크게 나타난 사례는 전체 사례 중 약 18%로 예보시간이 길어질수록 증가되는 특징을 보였다.

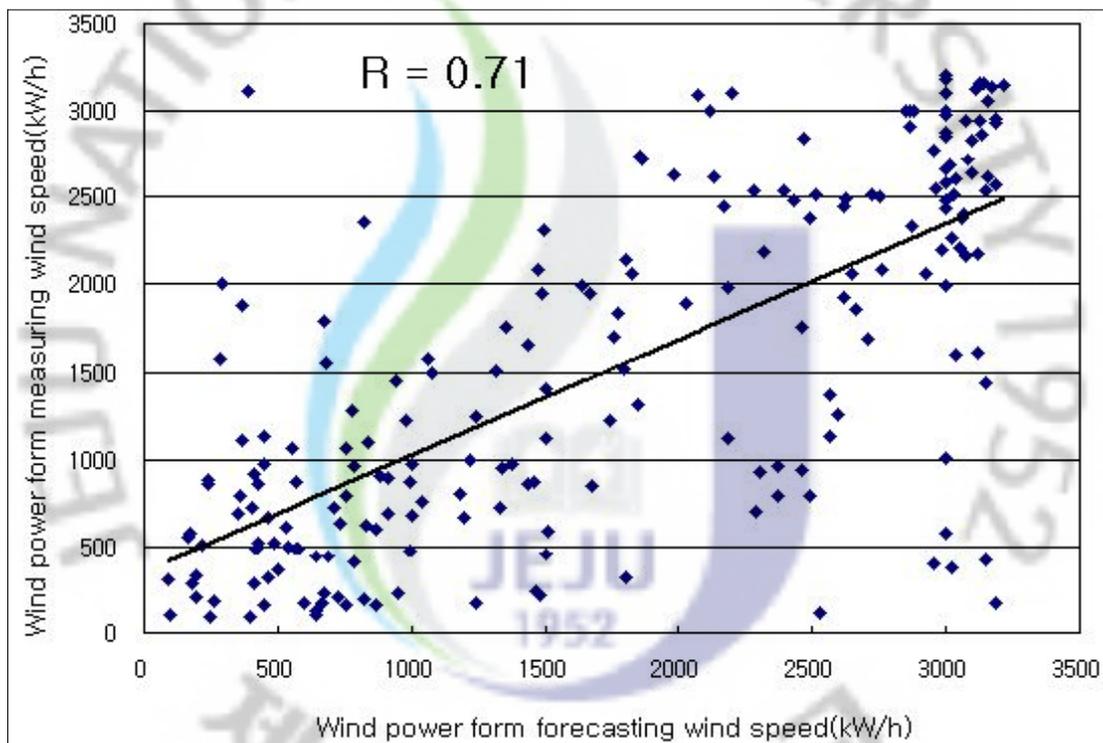


Fig. 6-22. Comparison of measuring power and 24 hour forecasting power which converted from forecasting wind speed.

4) 48시간 발전량 변화

Fig. 6-23은 48시간 예측(+48시간)에 대한 실제측정 풍속 및 48시간 예측 풍속으로부터 환산한 발전량의 분포를 나타낸다. 관측 풍속에 의한 발전량은 예측 풍속에 의한 발전량에 대한 상관도(상관계수 $R=0.65$)는 24시간 예측 발전량보다 다소 낮아졌으며 실제 풍속에 의한 발전량과 예측풍속에 의한 발전량의 차이가 1,000kW/h 이상 크게 나타난 사례는 전체 사례 중 약 24%로 예보시간이 길어질수록 증가되는 특징을 보였다.

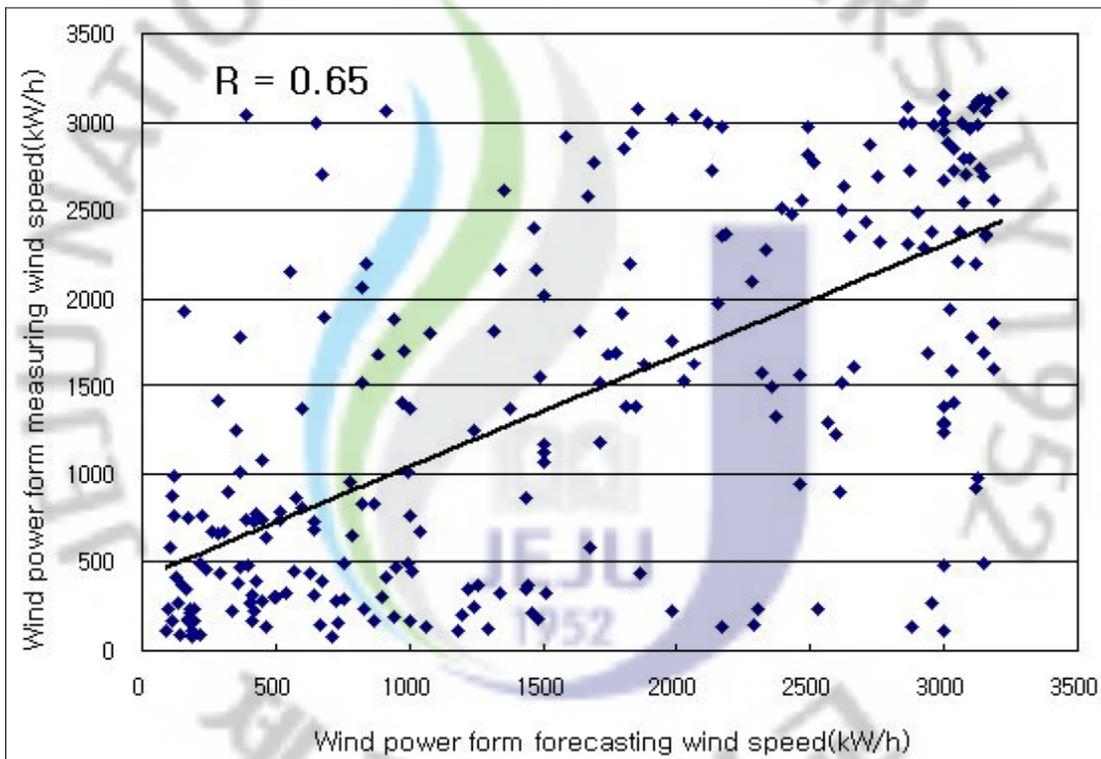


Fig. 6-23. Comparison of measuring power and 48 hour forecasting power which converted from forecasting wind speed.

Ⅶ. 결 론

2009년 현재 제주도는 약 46MW의 풍력 발전용량을 보유하고 있으며, 향후 2020년까지 육상 200MW, 해상 300MW의 풍력 발전용량을 정부 시책에 따라 확대 설치할 계획이다. 풍력 발전용량의 증대에 따라 이에 대한 효율적 활용을 위한 발전량 예측의 중요성은 선진국을 중심으로 확대되고 있다. 하지만 우리나라의 풍력발전량 예측에 관한 연구는 선진국에 비해 풍력 발전량이 적어 미약한 실정이다. 우리나라의 풍력 발전에 대한 연구는 기상청 관측소 중심의 풍계별 분류조사를 시작으로 1996년경부터 시작되어 최근에는 한국에너지기술연구원의 저해상도 국가 바람지도 구축 관련 사업이 추진되었다. 풍력 발전 시스템 분야에서는 선진국에 접근하고 있으나, 전력계통 안정적 운용에 필요한 풍력 예측에 관한 연구는 매우 부족한 실정이다.

이 연구에서는 전력계통 안정적 운용을 위한 풍력 예측에 관한 연구이다. 이 연구를 위해 제주특별자치도에 위치한 세 곳(행원, 한경, 성산) 풍력발전단지의 풍황 정보를 실시간으로 모니터링 할 수 있는 통합 모니터링 시스템을 구축하였다. 또한 신뢰성 있는 단기간 바람자료의 확보를 목표로 차세대 중규모 모델인 WRF를 이용하여 제주지역을 1km×1km의 상세규모의 격자로 실시간 단기(48시간) 예측 시스템을 구축하였다. 풍력 발전 예측 시스템은 아래의 두 가지 시스템으로 구성되어 있다.

1. 풍력발전단지 모니터링 시스템 : 기존 모뎀방식에서 실시간 통신방식으로 변경이 필요했고 실시간 데이터 수집 모듈을 개발하였다. 또한, 발전량 예측 모니터링 시스템 내 데이터베이스를 구축하여 데이터 분석 모듈을 개발하였다.
2. 실시간 예측시스템 : NCEP자료(초기/경계 기상자료)와 고해상도 상세 지형 자료를 DB화 하여 기상수치모델(WRF)를 시스템 서버에 구축하였다. 구축된 실시간 예측시스템을 통해 모의된 바람 예측치와 한경풍력발전단지의 실측치와의 비교검증으로 풍력 발전량 단기 예측에 관한 정확도를 평가하였다.

풍력 발전기 성능평가의 불확실성 정도를 나타내는 불확도는 평가 프로그램을 자체 개발하여 한경 풍력발전단지 6호기(V90-3.0MW)에 적용하였다. 평가대상 한경풍력발전기의 불확도 분석결과 풍속과 불확도는 양의 상관관계를 보여 풍속이 증가할수록 풍력발전기의 불확도도 증가하는 것으로 나타났다. 평균풍속 4m/s ~ 11m/s 구간에 대한 불확도는 약 7% ~ 14%정도로 나타나 신뢰도가 높은 것으로 분석되었다. 발전기 성능지표인 출력계수(Cp)는 약 0.45로 분석되어 풍황 자원이 우수한 것으로 평가되었다. 한경풍력발전단지에 대한 바람 분석 결과, 평균 풍속은 7.41m/s로 분석되었고 빈도수가 가장 많은 구간은 5m/s ~ 11m/s로 분석되었다.

평가대상 한경풍력발전기의 발전량 단기예측 평가에서 예측 시간이 길어질수록 관측된 바람과 예측된 바람의 상관도(1시간 상관도 R=0.84, 48시간 상관도 R=0.65)가 낮아지는 특징을 보였다. 이 연구결과에서는 기상청 모델(KWARF, RDAPS) 상세격자(10km, 30km)보다 분해능을 1km까지 낮추어 상세히 수치모의 할 수 있도록 격자체제를 설계하여 예측성능을 향상시켰다. 발전량 예측 오차가 1,000kW/h 이상 크게 나타난 기간에 대해 예보 시간이 확대 될수록 증가되는 특징을 보였고(1시간 예보: 약 11%, 12시간 예보: 약 15%, 24시간 예보: 약 18%, 48시간 예보: 약 24%) 단기예측 발전량은 불확실성 7%~14%로 인해 정확도 평가부분에서 더 낮아질 것으로 예상되었다.

이 연구에서 제시된 풍력발전량 예측 시스템의 단지별 적용을 통해 풍속 예측, 발전량 예측 및 발전기별 불확도 평가가 실시간으로 이루어질 수 있어 전력계통의 안정적 운영이 가능하도록 설계되었다.

향후 지속적인 풍력발전량 예측 시스템의 운영을 통해 불확도에 대한 정량적 평가, 큰 오차를 유발하는 기상학적 사례에 대한 체계적 연구 및 누적된 수치모델 출력값 통계자료를 이용한 MOS(Model Output Statistics) 모델로의 확장을 통해 예보오차 축소에 대한 연구가 요구된다.

참고문헌

- [1] 지식경제부. 2008. “3차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획”.
- [2] Nielsen TS, Madsen H, Tøfting J. 1999. Experiences with statistical methods for wind power prediction. Proceedings of the European Wind Energy Conference, Nice, 1066-1069.
- [3] Ernst B, Rohrig K. 2002. Online-monitoring and prediction of wind power in German transmission system operation centres. Proceedings of the First IEA Joint Action Symposium on Wind Forecasting Techniques, Norrkping, 125-145.
- [4] <http://anemos.cma.fr/index.php>
- [5] 김경보, 이경호, 고경남, 허종철. 2008. “ KWRF를 이용한 풍력발전 출력 예측 타당성 연구”, 한국풍력에너지학회, 춘계학술발표회.
- [6] 김현구, 이영섭, 장문석, 경남호. 2006. “월령단지 풍력발전 예보모형 개발에 관한 연구”, 한국태양에너지학회, v.26 no.2.
- [7] 김현구, 이영섭, 장문석, 경남호. 2006. “ 풍력발전 예보시스템 KIER Forecaster의 개발” 신재생에너지학회, v.2, no.2.
- [8] 이영미, 김경보, 고경남, 허종철. 2008. “ 풍력발전량 예측시스템 개발을 위한 기상예보시스템 구축”, 한국풍력에너지학회, 춘계학술발표회.
- [9] 변수환, 허종철. 2003. “WAsP의 행원 풍력단지에 대한 예측성능평가”, 한국태양에너지학회 추계학술대회, pp. 61-66.
- [10] E. Bossanyi. 1985. Short-term wind prediction using Kalman filters. *Wind Engg.*, 9:1 - 8.
- [11] S. Müller, D. Wüstenberg, and T. Foken. 2000. Untersuchungen zu einem Windleistungsprognosesystem mittels künstlicher Neuronaler Netze auf Grundlage der Daten des Messnetzes Meckelnburg- Vorpommerns. In *Proc. German Wind Energy Conf. DEWEK*, pp. 277 - 80, Wilhelmshaven.

- [12] H. Madsen, ed. 1996. *Models and Methods for Predicting Wind Power*. Elsam, pasas Minggu(pejatan), Jakarta selatan.
- [13] T.S. Nielsen, H. Madsen, and J. Tøfting. 1999. Experiences with statistical methods for wind power prediction. In *Proc. Eur. Wind Energy Conf. EWEC*, pp. 1066 - 069, Nice.
- [14] T.S. Nielsen, H. Madsen, and J. Tøfting. 2000. WPPT, a tool for on-line wind power prediction. In: *Wind Forecasting Techniques – echnical report from the International Energy Agency*, pp. 93 - 15.
- [15] T.S. Nielsen, H.A. Nielsen, and H. Madsen. 2002. Prediction of wind power using time-varying coefficient-functions. In *Proc. XV IFAC World Congr.*, Barcelona,
- [16] S.P. Arya. 2001. *Introduction to Micrometeorology*. Academic Press, San Diego.
- [17] J.A. Businger. 1966. Transfer of heat and momentum in the atmospheric boundary layer. In *Proc. Arctic Heat Budget Atmos. Circu., RAND Corp.*, pp. 305 - .332, Santa Monica, CA.
- [18] B. Ernst, K. Rohrig, P. Schorn, and H. Regber. 2001. Managing 3000 MW wind power in a transmission system operation centre. In *Proc. Eur. Wind Energy Conf. EWEC*, p. 890, Copenhagen.
- [19] K. Rohrig, B. Ernst, M. Hoppe-Kilpper, and F. Schl'ogl. 2003. Online-monitoring and prediction of wind power in German transmission system operation centres. In *Proc. World Wind Energy Conference (WVEC)*, Capetown, South Africa.
- [20] R.A. Pielke. 2002. *Mesoscale Meteorological Modeling*, 2nd ed., International Geophysics Series Vol. 78. Academic Press, San Diego.
- [21] G.A. Grell, J. Dudhia, and D.R. Stauffer. 1995. A description of the fifth-generation Penn State/NCAR mesoscale model (MM5). Technical Report NCAR/TN-398 + STR, National Center for Atmospheric Research (NCAR).

- [22] H. Kapitza and D.P. Eppel. 1992. The non-hydrostatic mesoscale model GESIMA. Part I: Dynamical equations and tests. *Beitr. Phys. Atmos.*, 65:129 - 46.
- [23] H.-T. Mengelkamp, H. Kapitza, and U. Pflueger. 1997. Statistical-dynamical downscaling of wind climatologies. *J. Wind Engg. Ind. Aerodyn.*, 67/68:449 - 57.
- [24] J. Eichborn et al. 1997. A three-dimensional viscous topography mesoscale model. *Contrib. Atmos Phys.*, 70(4).
- [25] R.A. Pielke and M.E. Nicholls. 1997. Use of meteorological models in computational wind engineering. *J. Wind Engg. Ind. Aerodyn.*, 67/68:363 - 72.
- [26] A. Yamaguchi and T.A. Ishihara. 2003. Dynamical statistical downscaling procedure for wind climate assessment. In *Proc. Eur. Wind Energy Conf. EWEC*, Madrid.
- [27] G. Gross, T. Frey, and C. Land. 2002. Die Anwendung eines meteorologischen simulations - modelles zur Berechnung der lokalen Windverhältnisse in komplexem Gelände. In *Proc. German Wind Energy Conf. DEWEK*, Wilhelmshaven.
- [28] G. Gross and F. Wippermann. 1987. Channeling and countercurrent in the Upper-Rhine valley: numerical simulation. *J. Clim. Appl. Meteorol.*, 26:1293 - 304.
- [29] F. Mesinger. 1997. Dynamics of limited-area models: formulation and numerical methods. *Meteorol. Atmos. Phys.*, 63:3 - 4.
- [30] U. Focken, D. Heinemann, and H.-P. Waldl. 1999. Wind assessment in complex terrain with the numerical model Aiolos - implementation of the influence of roughness changes and stability. In *Proc. Eur. Wind Energy Conf. EWEC*, Nice.
- [31] T. Sperling, R. Hansch, W. Brucher, and M. Kerschgens. 1996. Einsatz eines mesoskaligen Strömungsmodells zur Berechnung von flächendeckenden Windenergiepotentialen im gegliederten Gelände. In

- Proceedings of the German Wind Energy Conference DEWEK*, pp. 93 - 6, Wilhelmshaven.
- [32] R.M. Tracy, G.T. Phillips, and P.C. Patniak. 1978. Developing a site selection methodology for wind energy conversion systems. Technical Report DOE/ET/20280-3 NTIS, NTIS.
- [33] B. Bailey, M.C. Brower, and J. Zack. 1999. Short-term wind forecasting –.development and application of a mesoscale model. In *Proc. Eur. Wind Energy Conf. EWEC*, p. 1062, Nice.
- [34] E. Georgieva, E. Canepa, and A. Mazzino. 2002. Winds release 4.2 user's guide, electronic version. Technical report, Department of Physics, University of Genova (Genova, Italy) and EnviroComp Institute (Fremont, California).
- [35] U. Focken, M. Lange, and H.P. Waldl. Previento-. 2002. regional wind power prediction with risk control. In *Proc. Global Wind Power Conf.*, Paris.
- [36] Concentration Heat and Momentum Ltd. <http://www.cham.co.uk>.
- [37] J.H. Ferziger and M. Peric. 1996. *Computational Methods for Fluid Dynamics*. Springer, Berlin.
- [38] I.T. Jolliffe and D.B. Stephenson, eds. 2003. Continuous variables. In *Forecast Verification*, pp. 97 - .119. Wiley, Chichester, England.
- [39] I. Marti, D. Cabezon, J. Villanueva, M.J. Sanisidro, Y. Loureiro, E. Cantero, and J. Sanz. 2003. LocalPred and RegioPred. Advanced tools for wind energy prediction in complex terrain. In *Proc. Eur. Wind Energy Conf. EWEC*, Madrid.
- [40] J.U. Jørgensen, C. Moehrlen, B. O'Gallachoir, K. Sattler, and E. McKeogh.2002. HIRPOM:description of an operational numerical wind power prediction model for large scale integration of on- and offshore wind power in Denmark. In *Proc. Global Wind Power Conf.*, Paris.
- [41] L. Landberg. 1994. Short-term prediction of local wind conditions. Technical Report Risø-R-702(EN), Risø National Laboratory.

- [42] L. Landberg. 1999. Short-term prediction of the power production from wind farms. *J. Wind Engg. Ind. Aerodyn.*, 80:207.
- [43] B.H. Saas, N.W. Nielsen, J.U. Jørgensen, B. Armstrup, and M. Kmit. 2000. The operational DMI-HIRLAM system. Technical Report 00-26, Danish Meteorological Institute (DMI), Copenhagen.
- [44] I. Troen and E. L. Petersen. 1989. *European Wind Atlas*. Risø National Laboratory, Risø.
- [45] H.G. Beyer, D. Heinemann, H. Mellinshoff, K. Mönich, and H.P. Waldl. 1999. Forecast of regional power output of wind turbines. In *Proc. Eur. Wind Energy Conf. EWEC*, p 1070, Nice.
- [46] K. Mönich. 2000. *Vorhersage der Leistungsabgabe netzeinspeisender Windkraftanlagen zur Unterstützung der Kraftwerkseinsatzplanung*. Ph.D. thesis, University of Oldenburg.
- [47]. U. Focken. 2003. *Leistungsvorhersage räumlich verteilter Windkraftanlagen unter besonderer Berücksichtigung der thermischen Schichtung der Atmosphäre*, vol. 503 of *Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6*. VDI Verlag, Düsseldorf.
- [48] U. Focken and D. Heinemann. 2003. Influence of thermal stratification on wind profiles for heights up to 130 m. In *Proc. Eur. Wind Energy Conf. EWEC*, Madrid.
- [49] U. Focken, M. Lange, and H.P. Waldl. 2001. a wind power prediction system with innovative upscaling algorithm. In *Proc. Eur. Wind Energy Conf. EWEC*, p. 826, Copenhagen.
- [50] L. Landberg, G. Giebel, L. Myllerup, J. Badger, H. Madsen, and T.S. Nielsen. 2002. Poorman's ensemble forecasting for error estimation. In *Proc. Conf. WindPower 2002(AWEA)*, Portland.
- [51] B. Lange. 2003. *Modelling the Marine Boundary Layer for Offshore Wind Power Utilisation*, vol. 491 of *Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6*. VDI Verlag, Düsseldorf.

- [52] B. Lange, H.-P. Waldl, R. Barthelmie, A.G. Guerrero, and D. Heinemann. 2003. Modelling of offshore wind turbine wakes with the wind farm program FLaP. *Wind Energy*, 6:87 - 04.
- [53] M. Lange and D. Heinemann. 2002. Accuracy of short term wind power predictions depending on meteorological conditions. In *Proc. Global Wind Power Conf.*, Paris.
- [54] W. Leonhard and K. Müller. 2002. Balancing fluctuating wind energy with fossil power stations—here are the limits? *Electra (CIGRES)*, 204:14 - 8.
- [55] I. Marti. 2002. Wind forecasting activities. In *Proc. IEA Joint Action Symp. Wind Forecast. Tech.*, pp. 11 - 9, Norrköping.
- [56] 이화운, 김민정, 이순환, 김동혁, 김현구 2009. “공간해상도에 따른 풍력자원 지도의 예측정확도 특성 분석”, 한국대기환경학회, 추계학술대회 논문집.
- [57] 이순환, 이화운, 김동혁, 김민정, 김현구 2009. “한반도 풍력자원지도의 공간 해상도가 풍력자원 예측정확도에 미치는 영향에 관한 수치연구”, 한국환경과학지 제18권 제8호 pp.885-897

감사의 글

어느 덧 박사과정을 마무리하는 길에 접어들었습니다. 이 학위논문은 저 혼자만의 노력에 의한 결실이라기보다는 저를 사랑해 주시는 모든 분들의 사랑과 배려가 녹아 있는 고마움의 산실이라고 생각합니다.

지금까지 저를 지켜봐주시고 격려해 주신 모든 분들께 진심으로 감사드립니다.

먼저 부족한 저를 제자로 삼아 주시고, 신재생에너지 풍력분야를 처음부터 개척하면서 후학양성의 참된 길을 몸소 실천하시며 열정적으로 지도해 주신 허종철 교수님께 무한한 존경과 감사를 드립니다. 또한 논문 준비 과정에서부터 최종 심사까지 꼼꼼하게 지도해 주신 김동호 박사님, 아낌없는 지도 조언과 격려로 논문을 완성할 수 있도록 성심성의껏 심사해주신 현명택 교수님, 방익찬 교수님, 문일주 교수님께 깊은 감사를 드립니다.

박사학위 과정 중에 자상한 지도와 격려를 아끼지 아니하신 권기린 교수님, 김귀식 교수님, 정동원 교수님, 박윤철 교수님께도 감사의 말씀을 전합니다.

자기 일처럼 뒤에서 적극적으로 도와주고 격려해 준 청정에너지 실증연구센터 고경남 박사님, 유체역학 실험실 동료인 박윤범 교수님, 임치운 선생님을 비롯한 양경부, 강문종, 허치운, 허수영, 김준철, 오현석등 모든 동료에게 깊은 감사 드리며 기쁨을 함께 나누고자 합니다. 특히, 논문을 꼼꼼히 읽어 교정해 주고 오류를 지적해 주신 직장 동료 박유희 연구원님께 깊은 감사를 드립니다.

각종 자료를 챙겨주고 많은 도움을 준 남부발전 강영만 과장님과 김병훈 대리님, 에코브레인 이영미 사장님과 유명숙 팀장님에게도 깊은 감사를 드립니다.

논문이 완성되도록 도움을 준 국가태풍센터 백지숙 주임, 박시현 연구원, 현유선 연구원에게도 감사를 드립니다.

학업과 직장을 병행하면서 남편과 아빠의 역할에 소홀했던 나에게 끝까지 신뢰해준 우리 가족들에게 무한한 감사와 사랑을 드립니다.