

碩士學位請求論文

성능 예측프로그램을 이용한
행원 풍력발전단지 평가



機械工學科

邊 修 煥

2003年 12月

성능 예측프로그램을 이용한 행원 풍력발전단지 평가

指導教授 許 鐘 哲

邊 修 煥

이 論文을 工學 碩士學位 論文으로 提出함



邊修煥의 工學 碩士學位 論文을 認准함

審査委員長 _____ 印

委 員 _____ 印

委 員 _____ 印

濟州大學校 大學院

2003年 12月

An Assessment for Production of Wind Farm
in Hangwon Using Predicted Program

Su-Hwan Byun

(Supervised by professor Jong-Chul Huh)



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

Department of Mechanical Engineering
GRADUATE SCHOOL
CHEJU NATIONAL UNIVERSITY

December 2003

목 차

List of Tables	iii
List of Figures	IV
Nomenclatures	VII
SUMMARY	vii
I. 서 론	1
II. WAsP Program	4
1. WAsP의 구성	5
2. WAsP의 모델	7
2.1. 거칠기 모델	8
2.1.1. 거칠기 정도	9
2.1.2. 수면의 거칠기	10
2.2. 산악지형 모델	11
2.2.1. 수평적 풍속 증감 형태	12
2.2.2. 수직적 풍속 증감 형태	13
2.2.3. WAsP의 유동 형태	14
2.3. 장애물 모델	15
2.4. 에너지 생산량 예측	18
2.4.1. 평균 생산량 예측	18
2.4.2. 공기밀도의 영향	19
2.5. 풍력발전단지 생산	19

III. 현장 실험	22
1. 측정 장비	22
2. 측정 지점	26
3. 데이터 분석	29
4. 시뮬레이션	31
IV. 결과 및 고찰	33
1. 행원 풍력발전단지의 풍력자원 분석	33
2. 행원 풍력발전단지의 계절별 예상운전실적분석	36
3. 행원 풍력발전단지의 각호기별 예상운전실적분석	37
4. 행원 풍력발전단지의 실제운전과 예상운전결과비교	49
V. 결론	53
VI. 참고문헌	54



List of Tables

Table 1 Windbreak appearance and porosity	16
Table 2 Specifications of the sensor	24
Table 3 Specifications of DGPS-53	25
Table 4 Precision of DGPS-53	25
Table 5 The location of turbines and pole	27
Table 6 Predicted AEP, power density, mean wind speed, wake loss and predicted total AEP of each turbines on WAsP	49
Table 7 Real AEP, predicted AEP with roughness, and predicted AEP without roughness	51



List of Figures

Fig. 1 The Interface of WASP	5
Fig. 2 Roughness	7
Fig. 3 Orography	7
Fig. 4 Obstacle	8
Fig. 5 Class 0	9
Fig. 6 Class 1	9
Fig. 7 Class 2	9
Fig. 8 Class 3	9
Fig. 9 A Table of roughness length	10
Fig. 10 A Perspective plot of the Askervein hill	11
Fig. 11 The experimental data with the relative speed-up	12
Fig. 12 Upstream and hill-top wind profiles	13
Fig. 13 Wind profiles recorded simultaneously upstream and on top of the Askervein hill	14
Fig. 14 Profile of the reduction of wind speed behind obstacle	15
Fig. 15 A Single obstacle for specifying obstacle to WASP	17
Fig. 16 The model to calculate wind turbine output	20
Fig. 17 The picture of data logger in Hangwon	22

Fig. 18 DGPS-53 & Location for a turbine	24
Fig. 19 The picture of EOC in Hangwon	26
Fig. 20 The location of turbines and pole on the map	28
Fig. 21 The windrose in no condition	29
Fig. 22 The windrose in condition	29
Fig. 23 A Graph of Weibull distribution	30
Fig. 24 The roughness on map editor in Hangwon	32
Fig. 25 Power density and mean wind speed in Hangwon	33
Fig. 26 The direction of power density in Hangwon	34
Fig. 27 Wake loss of turbines	35
Fig. 28 The graph of each season of AEP and wake loss	36
Fig. 29 AEP of turbine 1(600kW) on WAsP	38
Fig. 30 AEP of turbine 2(600kW) on WAsP	38
Fig. 31 AEP of turbine 3(660kW) on WAsP	39
Fig. 32 AEP of turbine 4(660kW) on WAsP	39
Fig. 33 AEP of turbine 5(225kW) on WAsP	40
Fig. 34 AEP of turbine 6(750kW) on WAsP	40
Fig. 35 AEP of turbine 7(750kW) on WAsP	41
Fig. 36 AEP of turbine 8(660kW) on WAsP	41
Fig. 37 AEP of turbine 9(660kW) on WAsP	42
Fig. 38 AEP of turbine 10(750kW) on WAsP	42

Fig. 39 AEP of turbine 11(750kW) on WAsP 43
Fig. 40 AEP of turbine 12(750kW) on WAsP 43
Fig. 41 AEP of turbine 13(660kW) on WAsP 44
Fig. 42 AEP of turbine 14(660kW) on WAsP 44
Fig. 43 AEP of turbine 15(660kW) on WAsP 45
Fig. 44 The graph of Table 7 51



Nomenclatures

A : Scale parameter [m/s]

A_H : The average horizontal area [m^2]

b : Constant

C_t : The thrust coefficient

D : The rotor diameter [m]

g : the gravitational acceleration [m/s^2]

h : The roughness element height [m]

K : Shape factor

k : The decay constant

s : The cross-section facing the wind [m^2]

u : Wind speed [m/s]

u^2 : The friction velocity [m/s]

V : The wind speed in the wake [m/s]

X : The axial distance from the rotor to the point of calculation [m]

Z_0 : Roughness length [m]

SUMMARY

Occurrence of environmental impacts on the earth makes it for people to be focusing on using of conventional and renewable alternative energy. Especially, solar, wind and solar-hydrogen energies are been getting interested. Recently, technological developments for the renewable and clean energy generation facilities became available in the energy market.

The wind energy can be transformed into electric energy that we can use. Above all, it is important to estimate wind resource and production before establishing wind turbines. First of all, wind energy is correctly analyzed for wind energy industry. On the based on that, the suitable site and a proper wind energy generation turbine can be chosen for wind farm to be designed.

This thesis presents WASP that has been made by Risø national laboratory of Denmark and used about 70 countries. The Wind Analysis and Application Program WASP contains models for the vertical extrapolation of wind data taking into account sheltering of obstacles, surface roughness changes and terrain height variations. In order to assess the prediction of WASP on Hangwon wind farm, real production from turbines and predictions WASP has been compared. After all this thesis explains utility value of WASP prediction that is used for choosing the best turbine and location can save money and time on economy.

I. 서론

1973년에 발생한 석유파동 이후 세계는 경제위기의 중요성에 점차 관심을 증대하였고, 오늘날 서유럽의 많은 국가에서는 대규모의 풍력발전단지(wind farm)를 시설하고 있다[M. Anderson 1992, I. Troen, E. L. 1989]. 대류권 저층의 오염의 주범인 화석연료를 대신하는 풍력에너지는 새로운 청정 에너지원중의 하나이다. 이러한 풍력에너지의 이용은 공기 오염 물질을 발생하는 화석연료의 사용을 줄이게 하며 우리가 필요로 하는 전기를 생산한다는 잇점이 있다[A. Clarke 1988]. 따라서 미국의 여러 지역에서는 이미 풍력에너지가 전체 에너지원의 최고 20% 정도의 전기 생산 분야를 차지하고 있다.

풍력발전시스템은 무한한 바람자원을 이용하는 무공해 에너지원으로써 최근 전세계적으로 관심이 고조되고 있는 시스템이다. 그러나 풍력에너지는 불규칙적이고 간헐적이며서 이용자에게는 사용하기가 불편하며, 또한 출력규모도 화력발전이나 원자력발전에 비해 현저히 떨어진다. 이러한 단점에도 불구하고 최근 풍력발전설비의 도입이 점점 늘어가고 있는 것은 풍력발전시스템이 무공해 에너지원이기 때문이다. 풍력에너지는 화석연료와 같이 CO_2 등의 공해물질을 배출하지 않고 핵연료처럼 방사선 폐기물을 산출하지 않으며, 고갈하지 않는 재생가능 에너지자원인 것이다[訟官 輝, 2000].

인간의 활동은 많은 에너지를 필요로 하고, 또한 현재의 글로벌 환경도 많이 변화시켰다. 이로 인해 지구 온난화 현상이 발생하게 되면서 많은 나라에서 대체 에너지로 풍력에너지에 관심을 갖는 계기가 되었다. 풍력발전단지를 조성하기 위

해서는 그 지형에서 주어지는 바람의 흐름을 파악하여 자원량을 조사하는 것이 무엇보다도 선결되어야 한다. 적절한 풍력발전단지의 장소 선정은 풍력 에너지 발전량과 상당히 밀접한 관계를 가지고 있기 때문이다. 그러나 여러 가지 많은 요소들로 인해 적절한 장소를 선택하는 것은 그렇게 쉽지만은 않다. 예를 들면, 복잡지형에서의 바람의 속도와 선정지역의 표면상태등과 같은 중요한 요소들은 정확한 풍황 평가에 중요한 변수로 작용하고 있기 때문이다[Yu Fat Lun, 2002].

풍력발전시스템은 현재까지 가장 경제성 있는 대체에너지원이지만 설치장소 선정이나 풍황 평가가 부정확하게 되면 수명이나 투자회수기간의 평가에 결정적인 오류를 초래할 수도 있다. 평지지형에서의 풍황 평가는 한 지점의 대표적인 기상탑만으로도 풍황 평가가 가능하지만 산지지형의 경우에는 풍황이 심하게 변화하므로 여러 개의 기상탑을 설치하여도 전체적인 국지 풍황 평가가 쉽지 않다. 특히 우리나라는 국토의 70%가 산지이므로 향후 풍력발전시스템의 보급을 위해서는 정확한 풍황 평가가 필요하다. 이를 위해서는 고가의 기상탑을 설치하여 측정하기 보다는 풍황 예측 코드를 활용하는 것이 바람직하다[경남호 2003].

WAsP(wind atlas analysis and application program)은 덴마크의 Risø 국립 연구소에서 1987년에 개발되었으며, 현재 세계 70여개국의 나라에서 풍력자원평가를 위한 프로그램으로 사용되고 있다. 이 프로그램은 바람데이터(wind data)를 분석하여 풍력에너지 자원량을 예측할 수 있고, 또한 이를 바탕으로 지도상의 원하는 위치에 임의의 풍력발전기를 세우거나 풍력발전단지를 조성하였을 때 어느 정도의 출력을 생산할 수 있는지를 예상할 수 있는 프로그램이다.

따라서 본 논문에서는 제주도 행원 풍력발전단지를 대상으로 DGPS-53 수신기와 지형편집(map editor) 프로그램을 이용하여 좀더 정확한 디지털맵을 작성한후 WAsP 프로그램을 이용하여 행원 풍력발전단지에서의 성능을 예측하고 실제 측

정된 데이터와 비교·분석하고자 한다. 이를 통해 WAsP 프로그램을 이용한 풍력발전단지 예비 지식으로의 활용이 가능하도록 WAsP 프로그램의 보완·수정방향도 제시하고자 한다.



II. WAsP 프로그램

WAsP 프로그램은 바람데이터의 수평, 수직적 예측이 가능한 PC-프로그램이다. 이 프로그램에는 다양한 지형(terrain)들과 바람의 흐름에 방해요소인 장애물 등을 묘사하는 몇 가지 모델들을 포함하고 있다.

자연 상태에서 지형에 따라 급격한 변화를 보이는 연속적인 대기 유동의 예측은 현재의 슈퍼 컴퓨터로도 역부족이며, 예측을 한다고 하여도 낮은 신뢰성과 높은 해상도로 직접적으로 활용하기가 곤란하다. 따라서 특정 높이, 특정 지표 거칠기에서의 풍속 분포 함수를 예측하는 바람 지도 방법(wind atlas method)을 사용한다. 이는 자연 상태의 풍속 분포가 두 상수, 크기변수(scale parameter) A와 형상요소(shape factor) K로 묘사되는 Weibull 분포 함수에 근접한다는 가정을 이루어지며, 이는 풍속이 매우 낮은 지역을 제외한 대부분의 지역에서 만족된다[경남호 등 2003].

WAsP은 Troen(1990)의 BZ 모델과 지도 분석 프로그램을 통해 분석지점에서 유동 섭동 개요(profile)를 얻는다. 사각 격자가 아닌 원형 격자를 사용하며 풍속과 풍향 측정데이터는 30° 간격의 12개 섹터에 저장된다. WAsP은 이렇게 저장된 데이터를 각 섹터별로 상류의 지표 거칠기와 장애물의 영향 등을 고려하여 풍속분포의 확률 밀도 함수(probability density function) Weibull 분포의 집합, 바람 지도(wind atlas)를 만든다. 풍속 빈도 분포의 수학적 모델 중 가장 적절하게 이용되고 있는 두 변수로 묘사되는 Weibull 분포 함수는 다음과 같다.

$$f(u) = \frac{K}{A} \left(\frac{u}{A}\right)^{K-1} \exp\left[-\left(\frac{u}{A}\right)^K\right] \quad (1)$$

식(1)에서 u 는 풍속을 나타내고 A 는 분포되는 풍속의 평균치와 관계하며, K 는 분포된 풍속의 편차와 관계하는 상수이다. K 는 클수록 높은 속도 구간에서 높은 풍속 빈도를 가지며, 풍속의 정규분포는 넓게 분포하는 것을 의미한다.

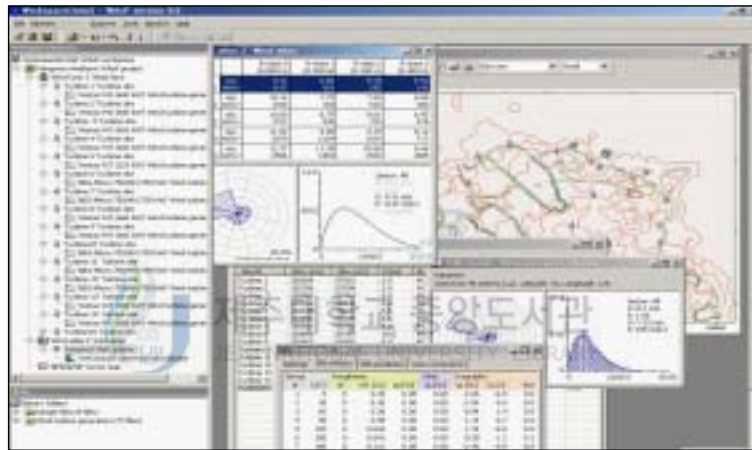


Fig. 1 The interface of WASP

1. WASP의 구성

이러한 바람 지도 방법을 이용하여 WASP 프로그램은 다음과 같이 크게 다섯 가지의 계산과 분석영역으로 구성 되어있다.

1) 처리 안한 데이터(raw data)의 분석

이 단계에서는 계측된 시간별 바람데이터를 OWC Wizard 틀을 이용하여 처리

안한 데이터를 분석하여 통계를 낸다. 분석된 결과는 Weibull 분포함수 그래프와 분포된 풍속의 평균값에 관계하는 크기변수 A , 그리고 분포된 풍속편차의 크기를 나타내는 형상요소 K 로 표현된다. 또한 입력된 데이터를 근거하여 바람장미(wind rose)도 생성된다.

2) 바람 지도 데이터(wind atlas data)의 생성

분석된 바람데이터를 디지털맵과 연동하여 바람 지도 데이터로 표현된다. 바람 지도 데이터에서는 높이별, 거칠기(roughness)별로 풍속과 에너지 밀도가 표시되고, 또한 바람장미와 Weibull 분포 그래프가 각각에 대해 표현된다. 이 바람 지도 데이터는 특정 지역의 상태와 관련하여 무결점의 바람 계측 결과값을 보여준다.

3) 바람 기후(wind climate)의 예측

분석된 처리 안한 데이터와 계산된 바람 지도 데이터, 그리고 디지털맵을 이용하여 WAsP은 바람 기후를 계산한다. 바람 기후에는 각 방위별 에너지 밀도와 출력, 평균풍속, Weibull 분포등이 빈도(%)수로 표현되고, 연간에너지생산량도 계산된다.

4) 풍력 에너지(wind power) 잠재량의 예측

평균풍속의 총에너지의 크기는 WAsP에 의해 계산된다. 게다가 풍력 발전기의 출력특성곡선이 주어진 상태에서 WAsP은 풍력발전기의 연간 에너지생산량을 예측한다.

5) 풍력발전단지 출력의 계산

주어진 풍력발전기의 추력계수곡선과 디지털맵상에 표현된 지형 및 여러 장애물, 그리고 거칠기 등으로부터 풍력발전단지의 전체적인 윤곽이 잡히면 WAsP은 각 풍력발전기의 배치 등을 감안하여 후류손실(wake loss)를 계산하고, 이를 통해 풍력발전단지의 실제 연간에너지생산량을 계산한다. 또한 각 방위별로 발생하는 손실도 보여준다.

2. WAsP의 모델

넓은 지역에 대한 평균에너지의 자원량을 추정하고, 특정한 지역에서 특정기종 풍력발전기에 대한 연간에너지생산량을 예측하는 것을 사이팅(siting)이라 한다.

WAsP의 정확한 예측을 위해서는 특정지역(site)의 지형의 형태를 입력할 필요가 있다. WAsP에서는 바람에 영향을 주는 지형의 형태를 크게 3가지 타입으로 분류하고 있다. 지형의 타입에는 거칠기(roughness), 산악지형(oro-graphy), 그리고 장애물(obstacle) 이 3가지 타입으로 분류된다.



Fig. 2 Roughness



Fig. 3 Orography

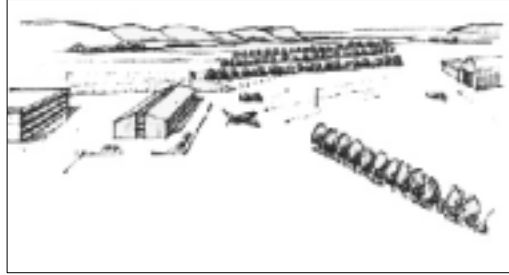


Fig. 4 Obstacle

2-1. 거칠기 모델

특정 지역의 거칠기는 거칠기 요소(element)의 분포와 크기에 의해 결정된다. 일반적으로 수풀이나 지표의 표면상태, 건축물 등에 따라 지표면(land surface)의 값을 결정하게 된다. European Wind Atlas [Troen and Peterson, 1989]에서는 일반적으로 4가지 타입으로 분류하고 있다. 각 지형의 타입은 거칠기 등급(roughness class)의 값으로 나타내어진다.

- Roughness class 0 : 물 지역 (바다, 호수 등)

$$\text{거칠기 길이}(Z_0) = 0.0002 \text{ m}$$

- Roughness class 1 : 소수의 풀숲과 1 ~ 2개의 나무만이 존재하는 들판

$$\text{거칠기 길이}(Z_0) = 0.03 \text{ m}$$

- Roughness class 2 : 평균적으로 바람 장애물 간격이 1km 정도인 농장지역 (바람 장애물 사이에는 장애물이 존재하지 않는 목장이나 들판)

$$\text{거칠기 길이}(Z_0) = 0.10 \text{ m}$$

- Roughness class 3 : 평균적으로 바람 장애물 간격이 수백 미터이내에 존재

하는 도시지역이나 숲 지형

거칠기 길이(Z_0) = 0.40 m

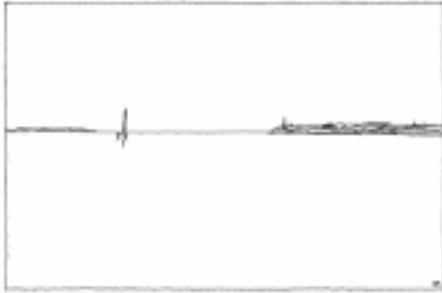


Fig. 5 Class 0



Fig. 6 Class 1

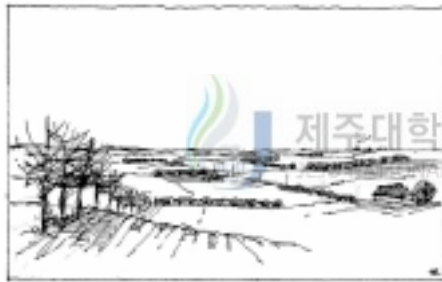


Fig. 7 Class 2



Fig. 8 Class 3

2-1-1. 거칠기 정도(roughness length)

거칠기 정도는 Z_0 라는 정도 크기(length scale)에 의해 나타내어지는데, 여기서 Z_0 는 평균풍속이 0이 되는 높이를 말한다. 거칠기 요소와 거칠기 정도와의 관계를 나타낸 Lettau(1969)의 경험식은 다음 식(2)와 같다.

$$Z_0 = 0.5 \frac{(h \cdot s)}{A_H} \quad (2)$$

여기서, h : 거칠기 요소의 높이
 s : 바람과 접하는 면적
 A_H : 평균 수평 면적

위 식(2)는 공극률(porosity)이 거의 0의 값으로 가정하고 있다. 즉 거칠기 요소는 투과율이 없는 고체라고 가정한다.

풍력발전기의 에너지 생산량은 계절에 따른 지형형태나 나무와 식물의 상태변화, 겨울철 쌓인 눈으로 인한 기후적 요소값에 따라 달라진다. Fig. 9는 European wind atlas에서 제시된 지형 표면의 특징과 거칠기 정도, 그리고 거칠기 등급을 나타내고 있다.

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)	

Fig. 9 A table of roughness lengths

2-1-2. 수면의 거칠기(roughness of water)

풍속에 영향을 주는 파도와 물결의 거칠기값은 다양한 형태의 구부러진 나무가지와 숲의 표면이 풍속에 영향을 주는 현상과 유사하다. 점성과 표면장력을 무시했을 때 다음의 식(3)으로 나타낼 수 있다[Charnock, 1955].

$$Z_0 = b \cdot \frac{u^2}{g} \quad (3)$$

여기서, b : 상수
 g : 중력가속도
 u^2 : 마찰속도

WAsP에서의 거칠기 등급 0 (물)로 계산한 값과 위 식(3)의 계산값이 일치한다.



2-2. 산악지형 모델(orographic flow model)

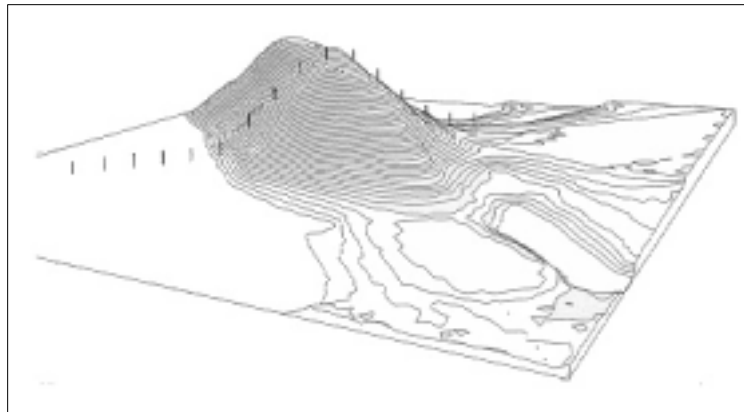


Fig. 10 A perspective plot of the Askervein hill

지형의 높이별 바람의 형태는 Askervein의 언덕에서의 실험결과로부터 분석된다[Taylor and Teunissen, 1987; Salmon et al., 1987]. Fig. 10은 Askervein 언덕의 투시평면도를 보여주고 있다.

2-2-1. 수평적 풍속 증감 형태(horizontal speed-up profile)

산정상에서 10m 높이의 거리에 따른 수평적 풍속 증감형태의 측정 데이터를 Fig. 11에 제시하였다.

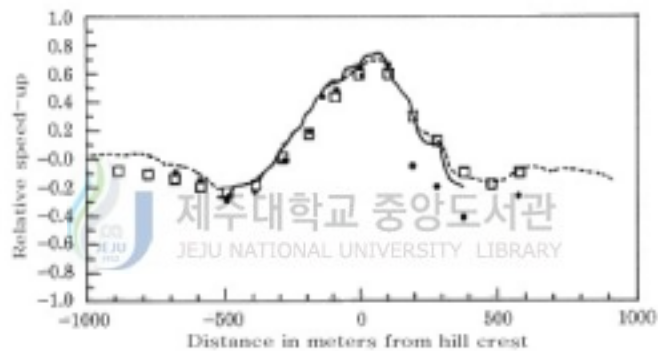


Fig. 11 The experimental data with the relative speed-up

여기에서 상대풍속증감(relative speed-up)은 다음의 식(4)와 같이 정의된다.

$$\text{상대풍속증감} = (U_2 - U_1) / U_1 \quad (4)$$

U_2 와 U_1 은 각각 같은 높이의 산정상과 산경사면에서의 풍속을 의미한다. 측정된 데이터는 점으로 표시되고, 산악지형 모델의 결과는 사각형으로 표시하였다.

실선과 점선은 다른 수치 해석 프로그램의 결과를 나타낸다.

바람이 교란되지 않을 때 산정상에서 나타난 풍속의 증가는 경사면 평균풍속에 약 80% 정도의 증가를 보이고, 산의 앞면과 바람이 불어가는 방향면에서는 약 20 ~ 40% 정도의 감소가 나타남을 알 수 있다.

2-2-2. 수직적 풍속 증감 형태(vertical speed-up profile)

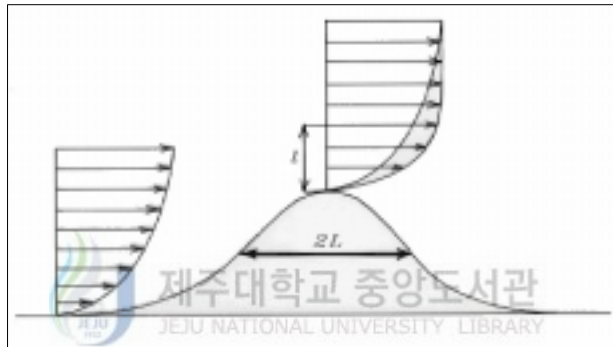


Fig. 12 Upstream and hill-top wind profiles

Fig. 12는 이상적인 언덕의 산정상과 산경사면의 바람의 흐름의 형태를 나타낸다. L 은 산중턱에서의 너비의 $1/2$ 이고, l 은 상대속도 증가율이 최대일 때의 높이를 의미한다. 5% 높이의 증가는 5%의 평균풍속분포에 영향을 작용하고 결국 15%의 출력에 영향을 주게 된다. 이처럼 지형에서 높이의 변화가 바람의 흐름에 영향을 준다는 점을 상기해야한다.

Fig. 13은 Askervein 언덕의 정상과 상류(upstream)에서의 동시에 측정된 바람 데이터를 나타내고 있다. 상류의 형태는 높이가 증가할수록 선형적으로 증가하고, 산정상에서는 최대상대 속도 증가율이 발생하는 높이 l 에서 선형적으로 증가하

다가 꺾이는 형태를 보이고 있다. 높이 $2L$ 의 상류의 형태에 만나기 전까지 l 이후의 산정상의 형태는 거의 일정하게 값을 가지게 된다.

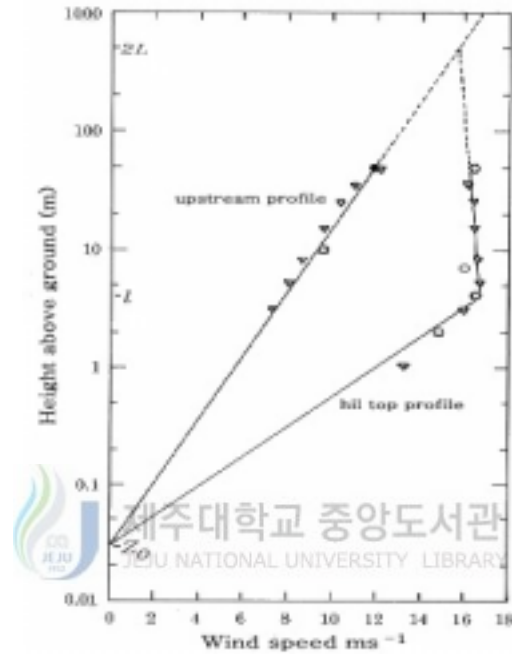


Fig. 13 Wind profiles recorded simultaneously upstream and on top of the Askervein hill

2-2-3. WAsP의 유동 모델(the flow model of WAsP)

WAsP에서는 복잡 지형과 단일 산지형 등 산악 지형에 대한 풍속을 계산하기 위해서 BZ-model[Treon, 1990]을 사용한다. BZ-model은 언덕에의 바람의 흐름에 대한 Jackson 과 Hunt 이론에 바탕을 두고 있다[Jackson and Hunt, 1975; Taylor et al. 1983]. 이 모델에서 수치계산을 위해서 각 격자(grid)에 높이변동정

보를 입력해야하는데, 이것은 각 지도에서 제공되는 등고선의 값으로 지형의 높이값을 입력받게 된다. 즉, 정확한 계산을 위해서는 예측지점의 정확한 등고값을 필요로 하게 된다.

WAsP BZ 유동 모델의 정확한 예측을 위해서[Bowen and Mortensen, 1996] 측정지점과 풍력발전기의 설치지역이 동일한 기후조건이어야 하며 주된 풍속과 풍향이 안정적이고 주위의 지형이 완만하고 안정적이어야 한다.

2-3. 장애물 모델(the shelter model)

장애물(shelter)란 어떤 지형에서 방해물로 인해서 발생된 상대적인 풍속의 감소를 의미한다. 장애물은 방해물의 공극률 감소와 길이의 감소에 따라 감소하게 되며 방해물의 형상에 따라 큰 영향을 받게 된다. 게다가 언덕에서의 속도증가와 유사한 현상이 장애물 근처와 그 위를 지날 때 발생하게 된다.

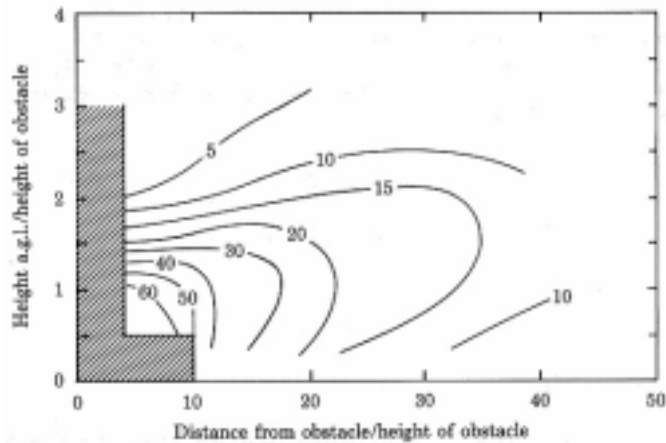


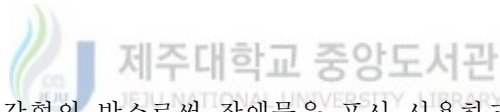
Fig. 14 Profiles of the reduction of wind speed behind obstacle

WAsP에서 공극률의 의미는 바람의 흐름을 막는 전체면적에 대한 기공들의 마

찰면적의 비를 의미하고 일반적으로 건물은 0, 나무들은 0.5가 적용되어지고 건물의 길이의 1/3사이의 간격으로 건물이 배치되어있을 경우 0.33의 공극률을 적용하게 된다. Table 1은 전체지역에서 방해지역의 마찰에 따른 공극률을 나타내고 있다.

Table 1 Windbreak appearance and porosity

Windbreak Appearance	Porosity P
Solid (Wall)	0
Very Dense	< 0.35
Dense	0.35 ~ 0.50
Open	> 0.50



WAsP에서는 사각형의 박스로써 장애물을 표시 사용하고 있다. 표현가능한 장애물의 개수는 최대 50개이며, 현장에서 직접 측정하여 장애물 묘사표(obstacle description form)에 기재하면 된다. 각각의 장애물들은 측정지점에서의 상대적인 위치와 공극률, 높이, 길이의 값으로 입력하면 된다.

장애물과 거칠기 요소의 구분은 장애물의 3배의 높이가 측정지점보다 높고, 측정지점에서 장애물의 높이의 50배내에 장애물이 존재하는 경우에 이 물체를 장애물, 즉 장애물이라 하고 그 외의 경우에는 거칠기의 값으로 입력하게 된다.

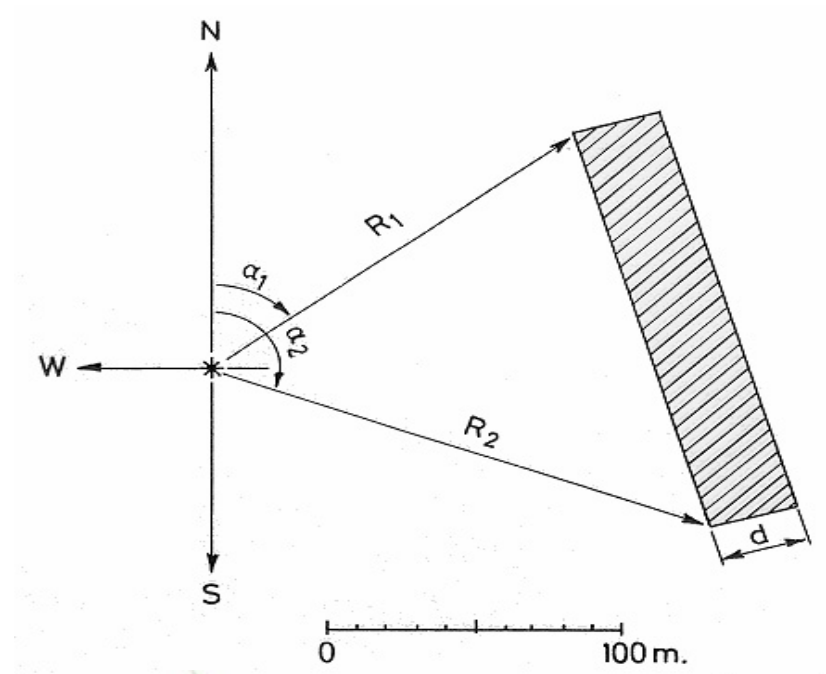


Fig. 15 A single obstacle for specifying obstacle to WASP

여기서,

- a1 : N에서 첫 번째 코너와의 각도[°]
- R1 : 첫 번째 코너까지 거리 [m]
- a2 : N에서 두 번째 코너와의 각도[°]
- R2 : 두 번째 코너까지 거리 [m]
- h : 장애물 높이 [m]
- d : 장애물 깊이 [m]
- P : 측정된 공극률

2-4. 에너지 생산량 예측

풍력발전기의 출력곡선(power curve)과 허브높이에서의 풍속의 밀도함수를 아는 것이 중요하며, 이 두개의 함수로 평균에너지생산량을 예측할 수 있는 출력밀도곡선(power density curve)을 얻을 수가 있다(European wind atlas, 1989).

2-4-1. 평균 생산량 예측

WAsP에서 풍력발전기의 평균에너지생산량의 계산식은 다음의 식(5)으로 표현된다.

$$P = \int_0^{\infty} Pr(U)P(U)dU \quad (5)$$

출력곡선 $P(U)$ 은 풍력발전기 기종에 의해서 결정되고, 확률밀도함수 $Pr(U)$ 는 허브 높이의 풍력 발전기에서의 측정과 데이터 분석과정을 통하여 구할 수 있다. 이 확률밀도함수는 다음 식(6)과 같이 Weibull 함수로 표현된다.

$$P = \int_0^{\infty} \left(\frac{K}{A}\right)\left(\frac{U}{A}\right)^{K-1} \exp\left(-\left(\frac{U}{A}\right)^K\right) P(U)dU \quad (6)$$

여기서, A : 크기변수

K : 형상요소

u : 풍속

일반적으로 적분식은 수치화 작업과 컴퓨터로의 분석 작업에 많은 문제점을 갖고 있는데, 실제적으로 출력곡선은 좀더 부드럽고 완만한 곡선을 이루고 있고 몇

개의 노드를 이용하여 부분선형(piece-wise linear) 함수로 근접시킬 수 있다. 근사식으로 표현된 출력곡선은 다음의 식(7)으로 표현된다.

$$P(U) = \frac{P_{i+1} - P_i}{U_{i+1} - U_i} (U - U_i) + P_i \quad (7)$$

위 식(7)을 이용하여 분석가능하게 된다[Petersen et al., 1981]. 식(7)을 다음의 식(8)으로 표현할 수 있다.

$$P = \sum \frac{P_{i+1} - P_i}{\alpha_{i+1} - \alpha_i} (G_k(\alpha_{i+1}) - G_k(\alpha_i)) \quad (8)$$

여기서,

$$\alpha_i = \frac{U_i}{A}$$

$G_k(\alpha) : 1/k$ 와 α^k 의 두개의 변수의 불완전한

감마 함수의 $1/k$ 배이다.

2-4-2. 공기밀도의 영향

주어진 풍력발전기의 출력곡선은 공기의 온도와 압력의 함수인 공기밀도에 영향을 받게 된다. 일반적으로 출력곡선은 15°C의 공기온도와 바다 레벨(sea level) 압력을 조건으로 한 $1.255 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3}$ 의 공기밀도를 표준으로 삼고 있다. WAsP에 서는 이 표준공기밀도 값을 고정값으로 삼아 출력곡선을 사용하게 된다.

2-5. 풍력발전단지 생산

풍력발전단지에서 에너지 생산량을 계산하기 위해서는 후류손실을 고려해야 하

는데, WAsP에서는 N. O. Jensen(1984)에 의해 개발된 풍력발전기 뒤에서의 간단한 수학적인 후류모델을 사용한다.

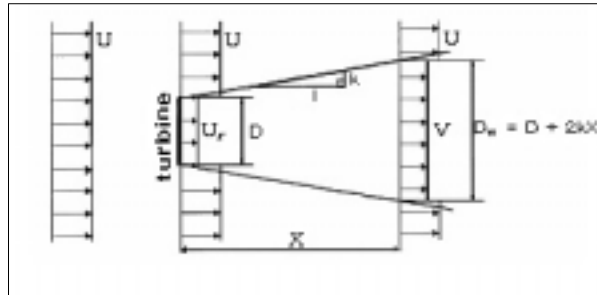


Fig. 16 The model to calculate wind turbine output

Fig. 16은 풍력발전기의 출력값을 계산하기 위해서 모델에 적용된 유동장을 보여주고 있다. 모델은 회전자 뒤에서 선형적으로 확장되는 것으로 가정하며, 후류의 시작점에서는 초기속도 감소변수와 후류의 확장비율에 따른 후류 감소상수만이 적용된다. 2차원의 모델이기 때문에, 같은 허브높이의 풍력 발전기들에 대해서만 적용되어지고, 풍속증감 현상을 방지하기 위해서 지형은 상대적으로 같은 조건으로 적용된다.

감속된 풍속은 다음 식(9)에 의해서 계산된다.

$$V = U \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_t}) \left(\frac{D}{D + 2kX} \right)^2 \right] \quad (9)$$

여기서, $(1 - C_t) = (U_r/U)^2$

V : 후류속에서의 풍속

U : 후류전의 풍속

$$C_t = \frac{2F_T}{\rho\pi R^2 U^2} : \text{추력계수}$$

D : 날개 직경

X : 회전자로부터 측정지점까지의 축방향(downwind)거리

k : 후류 감소상수

정확한 계산을 위해서 날개직경의 4 배보다 큰 근접한 풍력발전기의 간격을 갖고 있어야 정확한 후류모델을 해석할 수 있다.



Ⅲ. 현장 실험

1. 측정 장비

행원지역에서는 풍력발전기가 총 15호기가 설치되어있는데 이중에서 행원지역에서 가장 서쪽지역에 위치한 5호기만이 허브높이가 30m이고 나머지는 45m높이로 설치되어있다. 정확한 예측을 위해 풍력발전기 허브높이의 풍속을 측정해야하므로 5호기를 제외한 나머지의 풍력발전기의 허브높이인 45m의 폴대(pole)를 설치 운영하였다.



Fig. 17 The picture of data logger in Hangwon

계측장비는 신호선을 통해 지상에서 미국 NRG사의 #9300 Wind Data Logger를 통해 지속적으로 풍속 및 풍향자료를 수집하게 되며, 일정기간 후 데이터 로거(data logger)가 자료를 저장한 메모리 카드를 회수하여 컴퓨터를 통해 자료를 읽고 분석하는 과정을 거치게 된다.

풍속계는 Maximum #40 Anemometer를 사용하였으며, 0.78m/s에서 가동하였고 거리상수는 3.0m이고, 보정상수는 0.764m/sec/Hz로서 선형적으로 신호가 변한다. 풍향계는 가변저항식의 200P 바람지시날개(wind direction vane)를 이용하였으며, 선형도는 최대 1.0%(일상 0.5%), 반응도는 1m/sec로서 작은 풍속에서도 작동하게 된다. 온도센서는 알루미늄으로 만들어진 100S 온도센서로서 정확도는 최대 $\pm 1.11^{\circ}\text{C}$, 비선형도는 최대 $\pm 0.33^{\circ}\text{C}$, 열적시상수는 5분, 전기적 시정수는 $250\mu\text{S}$ 이다. 대기압의 측정을 위해 BP-20 압력센서를 부착하였으며, 이 센서의 보정상수는 0.046V/kPa이며, 최대 0.1%의 비선형도를 지니고 있다. 이밖에도 일사량계는 LI-200SA Li-Cor Pyanometer를 사용하였으며, 일사량에 비례하여 미소전류가 흐르는 High-stability silicon photovoltaic 형으로서 안정도는 12개월간 2%미만으로서 안정적인 상태를 유지한다[경남호, 2003].

행원 풍력발전단지의 정확한 지형을 디지털맵에 입력하기 위해서 Garmin사의 DGPS-53 수신기를 사용하였으며, Fig. 18은 DGPS-53 수신기의 모습과 풍력발전기의 위치를 측정하는 모습을 나타내고 있고 DGPS-53 수신기의 사양과 위치 정확도는 다음의 Table 3와 Table 4와 같다.



Fig. 18 DGPS-53 & location for a turbine

Table 2 Specifications of the sensor

Sensor	Raw Sensor Output	9300 Data Output Range	9300 Resolution
Maximum #40 Anemometer	0 ~ 120 Hz	0 ~ 91.63 m/s	0.271 %
200P Wind Direction Vane	0 ~ 10 k ohm 0 ~ 2.5 V 8° dead band about north	0 ~ 359 degrees	0.271 %
110S Temperature Sensor	0 ~ 2.5 V	-40 ~ 52.5°C	0.271 %
LI-200SA Li-Cor Pyanometer	80 ~ 100A / 100 W/m ²	0 ~ 3000 W/m ²	0.271 %
BP-20 Pressure Sensor	0 ~ 5 V	78.5 ~ 108.6 kPa	0.271 %

Table 3 Specifications of DGPS-53

Power	8-35 VDC using supplied power/data cable. surge and revers polarity protected for up to 80VDC. current drain-95mA@12VDC
Frequency Range	283.5 - 325.0 kHz @0.5kHz
Data Rates	200/100/50/25 bps
Input	RS-232 or NMEA0183, 4800 baud
Input Sentences	Binary(Magnavox), \$PSLIB(Starlink)
Output	RS-232 4800 baud
Output Sentences	RTCM SC-104(6 of 8bit format) NMEA0183 version 2.0
Pulse Per Second	One-Pulse-Per-Second accuracy ; ± 1 microsecond at rising edge of PPS pulse

Table 4 Precision of DGPS-53

Error Range (m)	0.5	3	5
Precision (%)	5	50	95

2. 측정 지점

행원 풍력발전단지는 제주도 구좌읍 행원리에 위치하고 있으며 이 지역은 Fig. 19에 알 수 있듯이 북동쪽으로는 바다와 인접해 있고, 남서쪽으로는 언덕과 산이 없는 평지지형을 이루고 있는 곳이다. 행원 풍력발전단지의 왼편에는 행원농공단지와 마을부락, 그리고 대규모의 양식장시설이 위치하고 있으며, 완만한 능선과 10m정도의 높이로 이루어진 수풀로 구성되어 있다. Fig. 19는 한국항공우주연구원 아리랑 위성 1호의 전자광학카메라(EOC) 영상의 행원지역의 위성사진이다.

행원 풍력발전단지의 풍력발전기의 구성위치와 풍력발전생산량의 풍력자료를

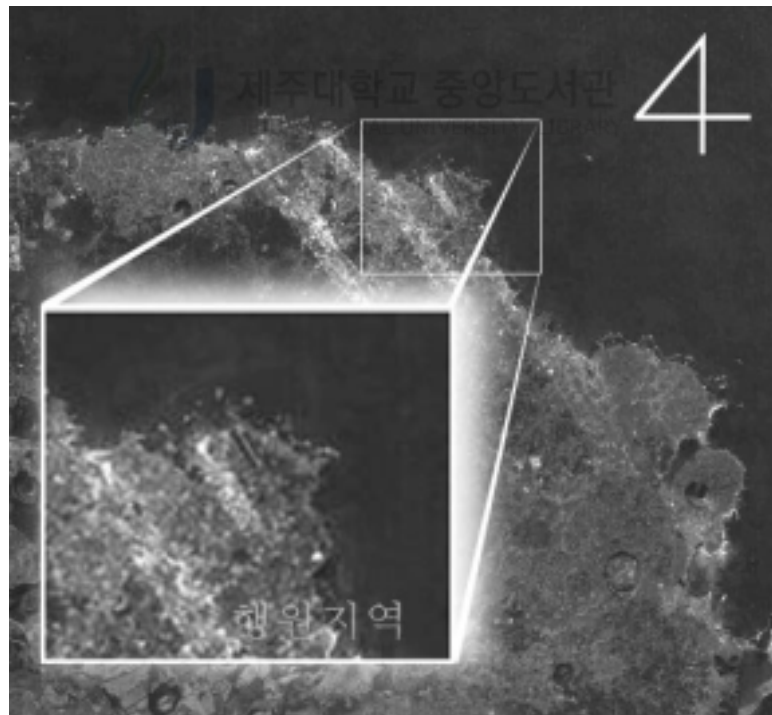


Fig. 19 The picture of EOC in Hangwon

제공하는 45m의 폴대 위치는 다음의 Table 5와 같고, Fig. 20에는 그에 따른 위치를 지도상에 표시하고 있다.

Table 5 The location of turbines and pole

Turbine NO.	X 좌표	Y 좌표	경도	위도
Pole	183358	57026	126° 49′ 18″	33° 33′ 35″
1호기(600kW)	182604	57010	126° 48′ 49″	33° 33′ 34″
2호기(600kW)	182786	57098	126° 48′ 56″	33° 33′ 37″
3호기(660kW)	183064	57044	126° 49′ 7″	33° 33′ 35″
4호기(660kW)	183316	56938	126° 49′ 16″	33° 33′ 32″
5호기(225kW)	182545	56829	126° 49′ 46″	33° 33′ 28″
6호기(750kW)	183586	56898	126° 49′ 27″	33° 33′ 31″
7호기(750kW)	183707	56710	126° 49′ 31″	33° 33′ 24″
8호기(660kW)	183489	56757	126° 49′ 23″	33° 33′ 26″
9호기(660kW)	183667	56402	126° 49′ 30″	33° 33′ 15″
10호기(750kW)	183274	56743	126° 49′ 15″	33° 33′ 26″
11호기(750kW)	183152	56530	126° 49′ 10″	33° 33′ 19″
12호기(750kW)	183365	56404	126° 49′ 18″	33° 33′ 15″
13호기(660kW)	183164	56271	126° 49′ 10″	33° 33′ 10″
14호기(660kW)	183429	56112	126° 49′ 21″	33° 33′ 5″
15호기(660kW)	183277	55952	126° 49′ 15″	33° 33′ 0″

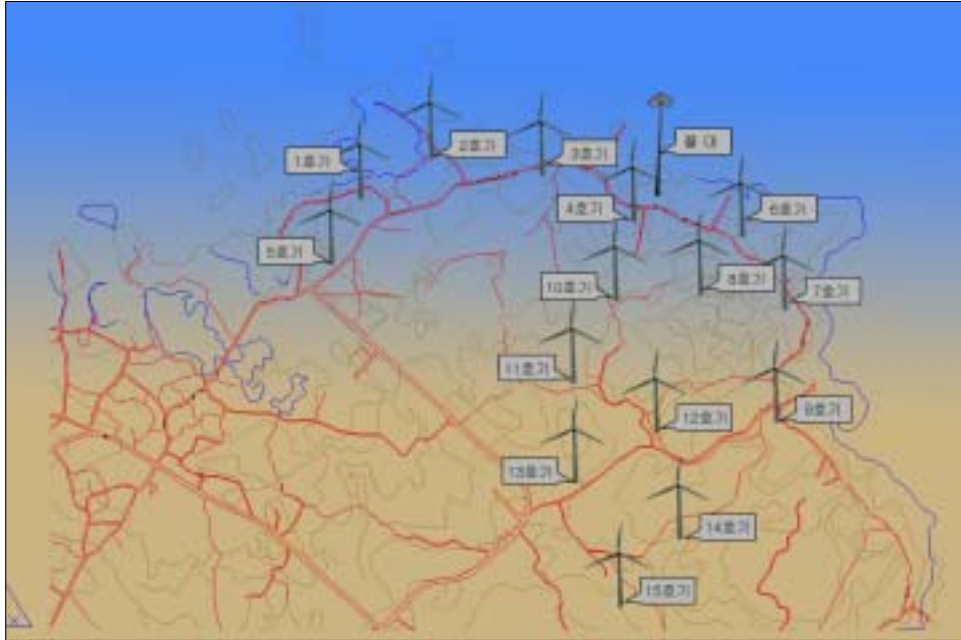
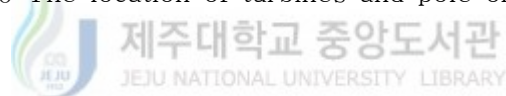


Fig. 20 The location of turbines and pole on the map



행원지역의 폴대에서 실측한 풍력자료와 디지털맵에 의한 지형의 고도, 거칠기 등을 고려하여 풍력발전기 1호기부터 15호기까지의 풍력발전시스템의 위치를 디지털맵상에 입력하여 분석하였다. 풍력발전시스템과 폴대의 정확한 위치를 파악하기 위해서 DGPS-53 수신기로서 측정하였기 때문에 정확한 좌표를 얻을 수가 있었다. DGPS-53 수신기는 1초마다 좌표값을 수신 받는데, 고정된 위치에서 5분 동안 측정된 두 차례의 평균값을 좌표값으로 취하였다.

전체적으로 행원지역에 설치된 풍력발전기는 1호기에서 9호기까지는 행원지역의 해안가를 따라 활처럼 구부러진 형태로 배치되어 있으며, 추후에 설치된 11호기부터 15호기까지는 내륙지역 쪽으로 배치되어 있음을 알 수 있다.

행원지역의 주풍향은 동절기에는 북서풍이, 하절기에는 동풍이 주로 불어오는 특성을 지니고 있는데, Fig. 20에서 풍력발전기의 배치와 풍향을 비교, 분석해 보

면, 북서풍이 주풍향인 동절기에는 3호기, 6호기, 10호기, 11호기, 13호기의 뒷쪽에 위치하고 있는 4호기, 7호기, 8호기, 9호기, 12호기, 14호기, 15호기가 후류의 영향권에 위치하고 있고, 동풍이 부는 하절기에는 6호기, 7호기, 9호기, 12호기, 8호기가 4호기, 8호기, 10호기, 12호기에 후류의 영향권 내에 위치해 발전량 감소의 영향을 받게 되는 배치의 형태를 띠고 있다. 그러나 각 풍력발전시스템간의 이격거리가 충분하게 떨어져 있어서 크게 영향을 미친다고 볼 수는 없지만, 어느 정도의 영향을 받을 것으로 여겨진다.

3. 데이터 분석

풍력자료는 12개월(2002년 7월 1일 ~ 2003년 6월 30일), 1년간의 데이터를 회수하여 분석하였다. Fig. 21과 Fig. 22는 WAsP에서 1년간의 풍력자료를 바탕으로 행원측정지점의 데이터 분석결과와 풍향빈도를 나타내는 바람장미를 나타낸 것으로, 바람장미의 표시풍향간격은 30도 간격이다.

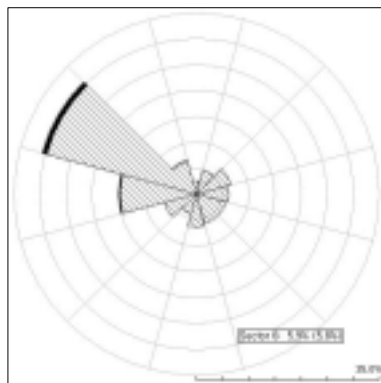


Fig. 21 The windrose in no condition

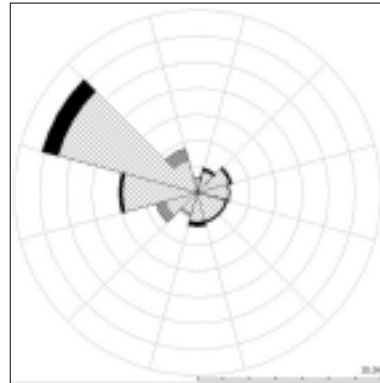


Fig. 22 The windrose in condition

왼쪽에 있는 아무런 조건 없이 분석한 Fig. 21 (평균풍속; 7.37m/s, 평균밀도; $539 W/m^2$)는 폴에서의 회수된 풍력자료의 바람장미이며, 오른쪽에 있는 Fig. 22 (평균풍속; 7.30m/s, 평균밀도; $531 W/m^2$)은 바람의 영향을 주는 표면 거칠기값을 설정했을 때에 바람장미를 나타내고 있다. Fig. 22에서 짙은 검정색 부분은 한 섹터에서 표면거칠기와 산악지형에 의해 감소된 풍향빈도를 나타내고 있고, 옅은색 부분은 증가된 풍향빈도의 양을 나타내고 있다. 왼쪽의 Fig. 21보다 오른쪽의 Fig. 22에서 짙은 검은색 부분의 넓다는 의미는 그만큼 풍향빈도가 감소했다는 의미를 나타내는데, 이는 동일한 지점, 같은 대기조건을 가지더라도 장애물이나 표면거칠기에 의해 풍력자원이 얼마나 달라질 수 있는지를 보여주고 있다. 두 바람장미에서 행원지역의 주풍향은 북서풍임을 알 수가 있다.

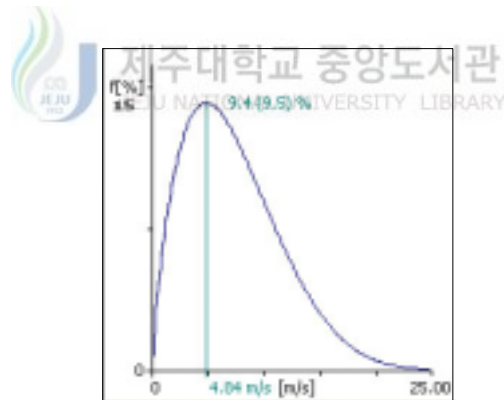


Fig. 23 A graph of Weibull distribution

Fig. 23은 행원 풍력발전단지를 WASP으로 분석한 결과를 나타낸 Weibull 분포그래프이다. 행원지역의 형상요소 K는 1.68이고, 크기변수 A는 8.1m/s로 분석된 풍력자원의 자료가 타당함을 알 수가 있다.

4. 시뮬레이션(simulation)

WAsP을 통한 행원 풍력발전단지의 예측을 수행하기 위해서는 풍황데이터와 함께 다음의 자료도 함께 제공되어야 한다.

- 1) 유동에 영향을 주는 계산 영역의 디지털맵
- 2) 건물과 식생의 분포를 나타내는 표면거칠기
- 3) 후류효과(Wake effect)를 발생시키는 장애물

본 연구에서는 덴마크의 RISø 국립 연구소에서 개발한 WAsP 8을 사용하였다. 제주도 행원 지역의 2.5m 간격의 등고선 지도와 DGPS-53 수신기로 행원지역의 각 건물의 위치와 규모를 측정하고 행원지역에서 식물의 분포와 규모를 직접 조사·분석하였다. Map Editor을 이용하여 WAsP에서 필요로 하는 디지털맵에 DGPS-53 수신기로 측정된 건물의 위치와 규모를 디지털맵상에 표면거칠기의 값으로 작성하였으며, 식생에 관해서는 직접 조사한 내용을 바탕으로 국립지리원에서 제작한 지도와 비교하여 디지털맵 상에 표시하였다.

표면거칠기인 거칠기의 값과 장애물의 값의 설정 차이는 물체 높이의 3배가 풍력발전기의 높이(45m)보다 높을 때, 물체 높이의 50배내에 물체가 위치할 때, 이 두 가지의 조건을 동시에 만족 시, 그 물체를 장애물의 값으로 설정하고, 두 가지 조건 중에 한 가지 또는 아무런 조건도 만족하지 않을 때에는 거칠기값으로 설정하면 된다. 따라서 행원지역에 위치하고 있는 건물이나 나무 등은 우리가 관심을 갖고 있는 풍력발전기의 바람에 영향을 주는 범위 내(750m이내)에는 존재하고 있으나, 높이가 15m이상이 되는 건물이나 나무 등이 존재하지는 않는다. 행원지

역에서 가장 높은 건물이나 나무는 11m정도로 한 가지 조건만 만족하므로, 후류 효과를 발생하는 장애물의 값으로 설정하지 않고, 거칠기값으로 설정하였다. 거칠기값을 나타낸 디지털맵은 해안선을 기준으로 바다의 표면거칠기를 0.0000m으로, 논밭, 나무숲, 양식장, 행원마을, 행원 농공단지과 행원 모니터링하우스를 비롯한 조그만 건물들의 표면거칠기를 0.2m, 0.3m, 0.35m, 0.5m, 0.8m로 설정하였다. 다음의 Fig. 24는 Map Editor 프로그램에서 행원지역의 디지털맵상에 표면거칠기를 설정한 모습이다.

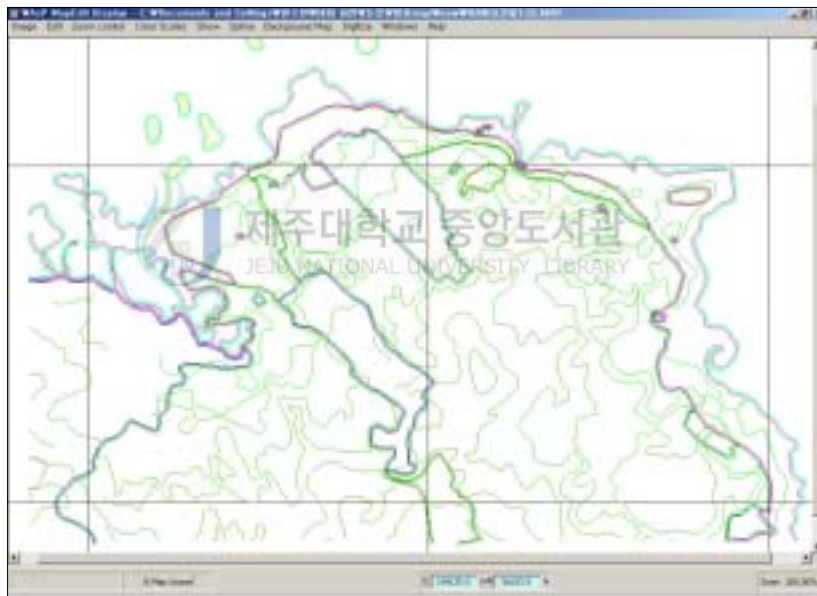


Fig. 24 The roughness on map editor in Hangwon

IV. 결과 및 고찰

1. 행원 풍력발전단지의 풍력자원 분석

Fig. 25는 행원 풍력발전단지 내에서의 표면거칠기 값을 고려하여 계산된 평균 풍속과 풍력에너지밀도의 변화를 보여주고 있다. 색이 짙은 곳일수록 평균풍속과 풍력에너지밀도가 낮은 지형을 나타내고, 색이 옅은 곳일수록 평균풍속과 평균에너지밀도가 높은 곳임을 의미한다. 분석결과 행원 풍력발전단지의 Weibull-A 값은 평균 7.7m/s, Weibull-K 값은 1.74이며, 평균풍속이 6.88m/s, $453 W/m^2$ 의 평균에너지밀도가 분포하고 있다.

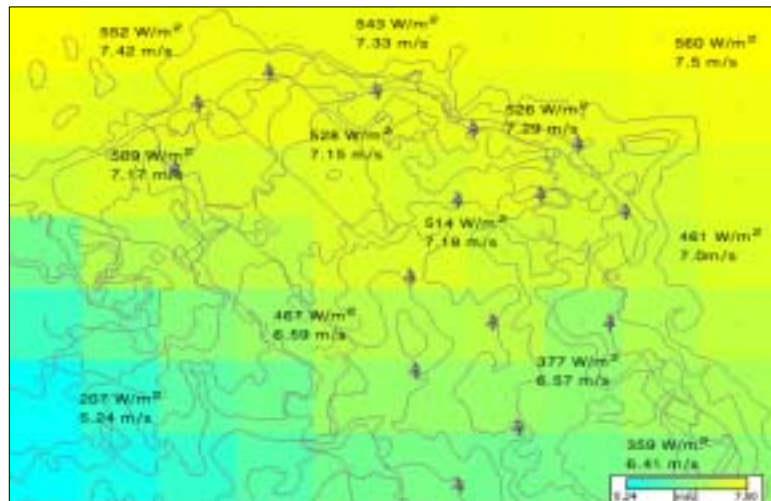


Fig. 25 Power density and mean wind speed in Hangwon

행원 풍력발전단지의 평균에너지밀도의 형태를 살펴보면, 바다와 해안가를 따라 높은 평균에너지밀도의 분포를 보여주고 있으며, 내륙지역으로 들어갈수록 지형의 영향을 받아 평균에너지밀도가 낮아지고 있다. 특히 행원 모니터링하우스 근처인 3호기, 4호기, 6호기 부근에 많은 평균에너지밀도가 분포하고 있고, 해안가와 멀리 떨어진 13호기, 14호기, 15호기에는 평균값에 못 미치는 평균에너지밀도 분포상태를 보이고 있다. 특히 행원마을주변에는 마을건물에 의해 풍향의 질이 떨어져 평균에너지밀도가 상당히 낮아짐을 확인할 수 있다.

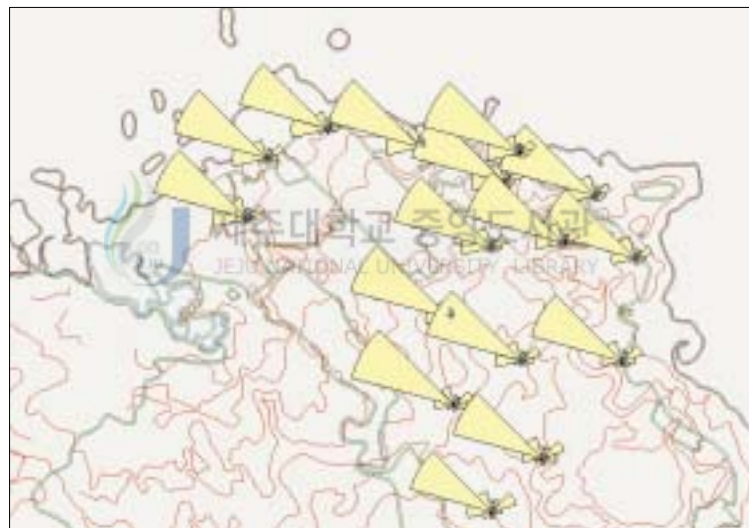


Fig. 26 The direction of power density in Hangwon

Fig. 26은 1호기부터 15호기까지 풍력발전시스템의 위치에 따른 각 방위별 풍력에너지밀도를 보여준다. 행원의 경우 비교적 지형이 완만하고 복잡하지 않으므로 거의 모든 풍력발전시스템에서의 방위별 풍력에너지밀도가 거의 유사하게 분포하고 있다. 풍력에너지밀도는 주로 북서풍과, 약간의 동풍, 북북서풍, 서북서풍

에 의한 평균에너지밀도가 존재하는 형태를 띄고 있다.

주풍향의 북서풍인 관계로, Fig. 27은 4호기, 7호기, 8호기, 9호기, 10호기, 12호기, 14호기가 앞쪽의 풍력발전시스템의 후류의 영향권에 놓이고 있음을 보여주고 있다. 짙은 검은색 부분이 후류에 의한 손실을 나타낸다. 그러므로 향후의 추가적인 풍력발전시스템의 건설 시에는 풍력에너지밀도가 상대적으로 높은 해안가에 인접하여 설치하고, 풍력발전시스템의 후류의 영향을 받지 않게 하기 위해서는 설치하려는 풍력발전시스템의 방향에, 즉 북서쪽이나 남동쪽 방향에, 기존의 풍력

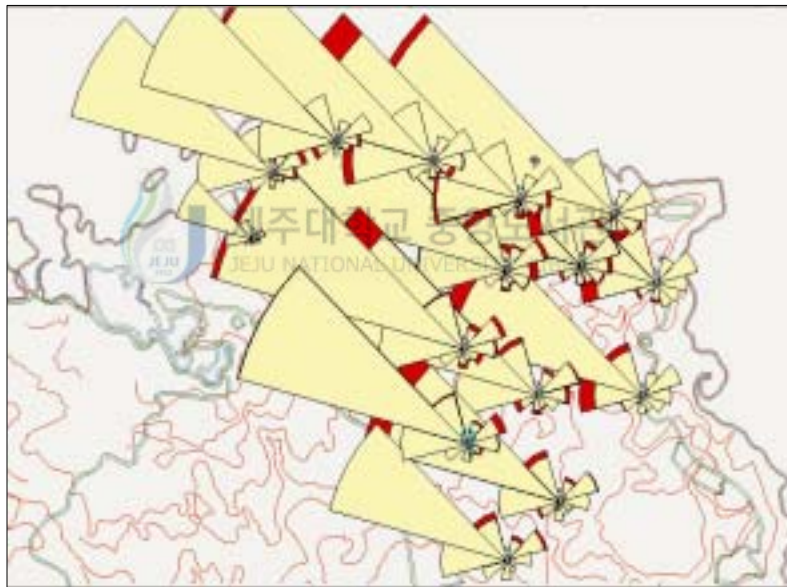


Fig. 27 Wake loss of turbines

발전시스템이 존재 시에는 충분한 이격거리를 두는 것이 발전량 손실을 줄일 수 있는 방법으로 예상된다.

2. 행원 풍력발전단지의 계절별 예상운전실적분석

아래의 Fig. 28는 행원 풍력발전단지의 총 15호기에 대한 계절별 예상 총생산량과 순생산량 그리고 후류에 의한 손실을 보여준다.

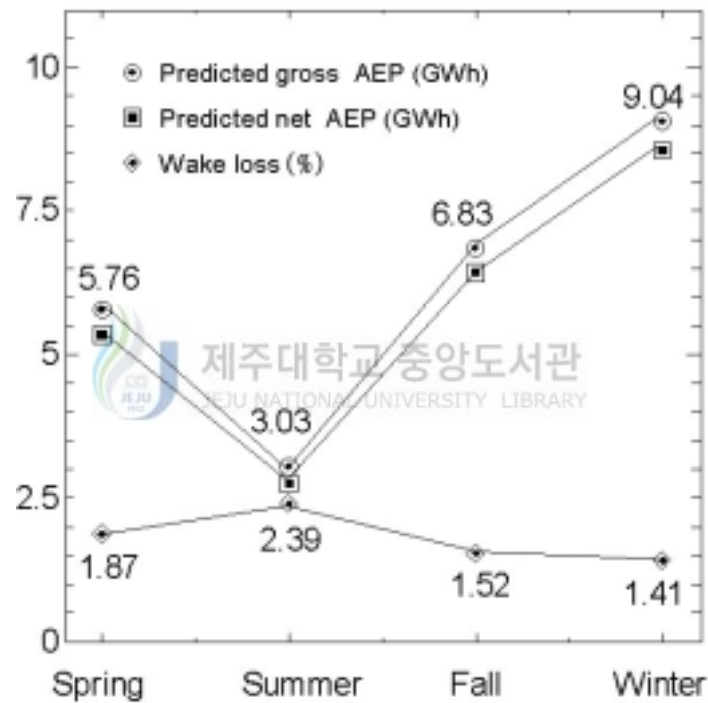


Fig. 28 The graph of each season of AEP and wake loss

Fig. 28에서 알 수 있듯이 행원 풍력발전단지의 사계절중에 총생산량이 가장 많은 계절은 북서풍이고, 9.046GWh의 생산량을 보이는 겨울철로서 다른 계절에 비해 후류손실의 비율도 1.41%로 상대적으로 가장 낮음을 알 수 있다. 반면에

가장 낮은 생산량 3.035GWh를 생산한 여름철에는 낮은 생산량에 비해 후류손실의 비율이 가장 높게 나타났다. Fig. 27에서 알 수 있듯이 주풍향이 동풍일때 모든 풍력발전시스템에 대해서 후류손실 발생부분인 짙은 검은색 부분이 오른쪽에 표시되고 있음을 확인할 수 있다. 전력품질의 안정화를 위해서는 일년간의 생산량이 가장 적은 여름철에 발생하는 후류손실을 줄임으로써 여름철의 생산량을 증가시키고 전력품질의 안정화를 가져올 수 있다고 사료된다. 후류손실을 줄이는 방법으로는 풍력발전시스템의 이격거리를 동쪽방향으로 좀더 이격시킴으로써 가능할 것이라 예상된다. 그러므로 새로운 기종의 추가적인 설치 시, 이를 충분히 고려해야 할 것이다.

3. 행원 풍력발전단지의 각호기별 예상운전실적분석



다음의 Fig. 29부터 Fig. 43는 행원 풍력발전단지내에 설치되어있는 1호기부터 15호기의 WAsP을 통해 계산된 풍력발전시스템의 위치에 따른 각 방위별 발전량과 후류손실의 정도를 방위별로 나타낸 그림들이다. WAsP을 이용하여 행원지역의 지형 및 표면거칠기를 고려한 디지털맵에 각 풍력발전시스템의 좌표값을 입력하여 계산하였다.

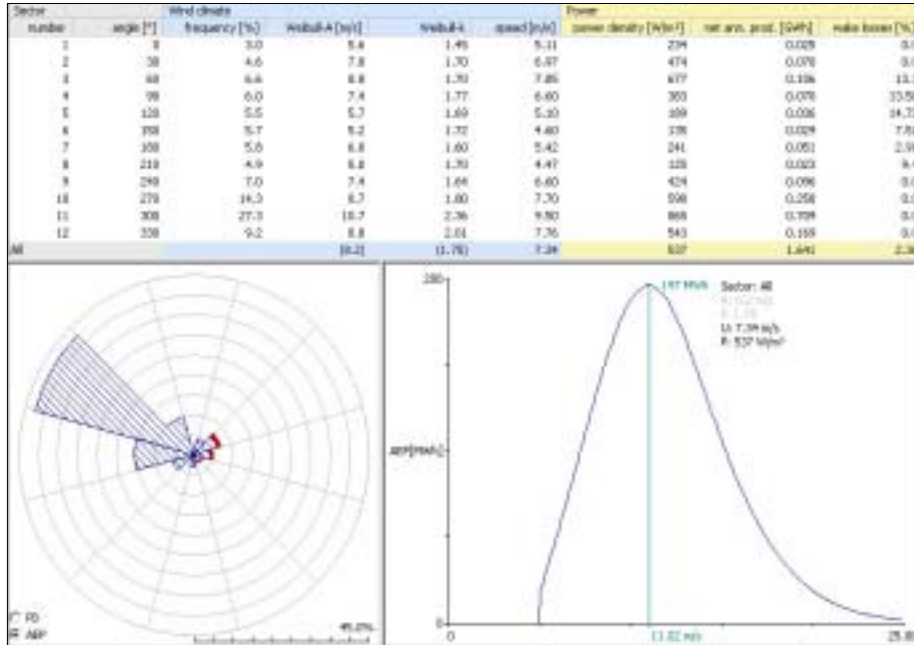


Fig. 29 AEP of turbine 1(600kW) on WASP

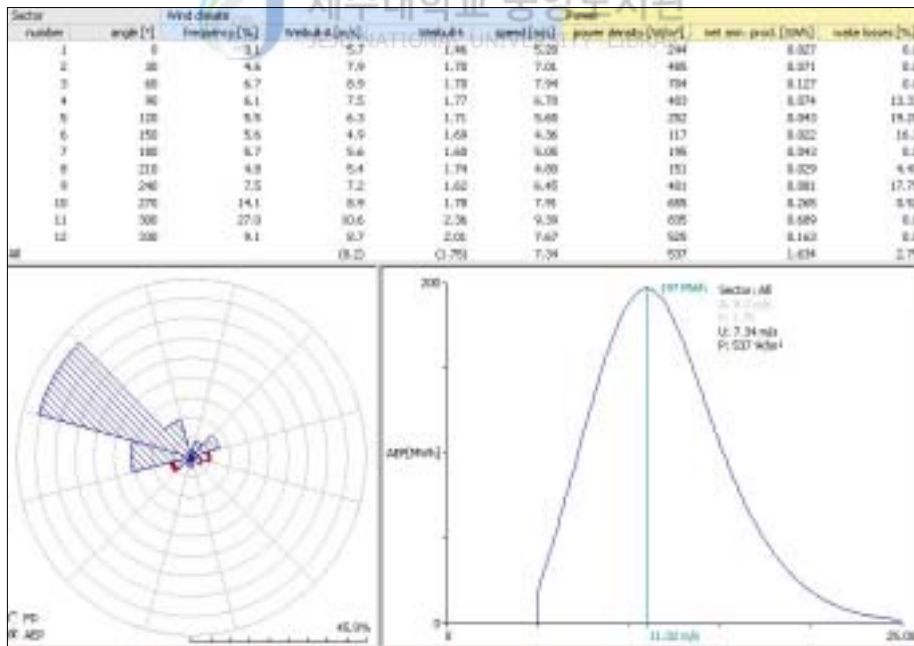


Fig. 30 AEP of turbine 2(600kW) on WASP

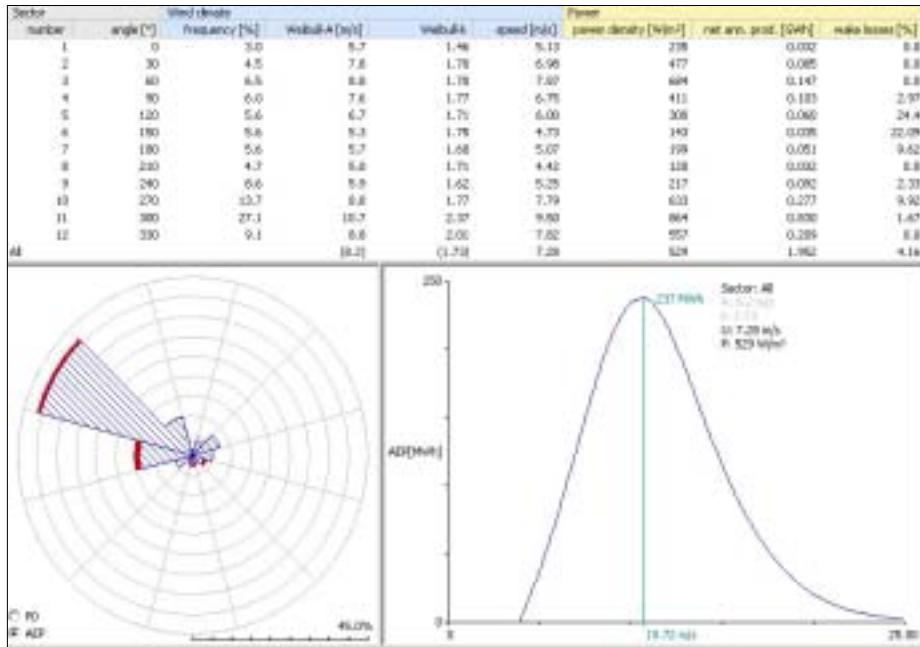


Fig. 31 AEP of turbine 3(660kW) on WASP

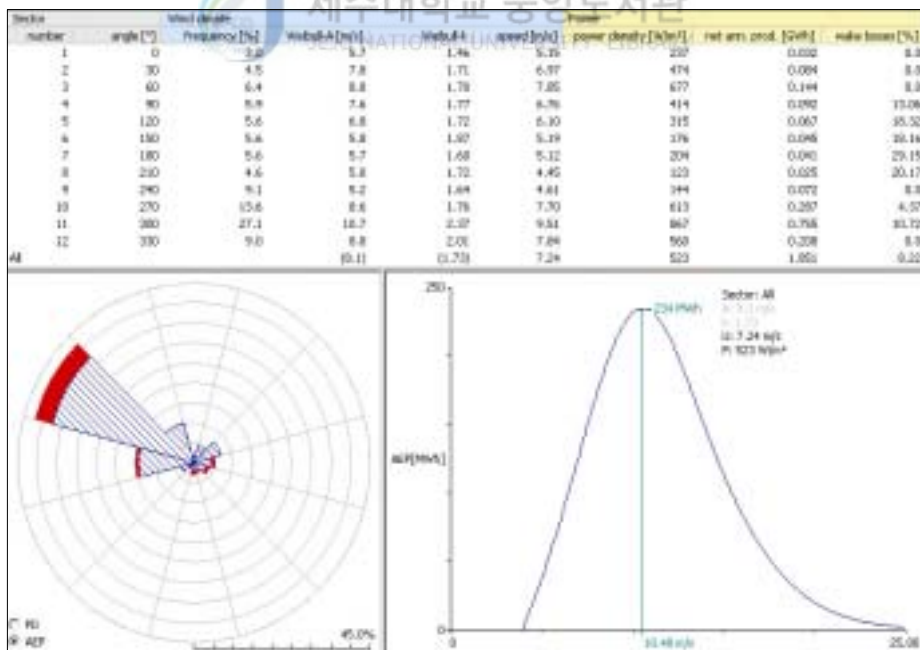


Fig. 32 AEP of turbine 4(660kW) on WASP

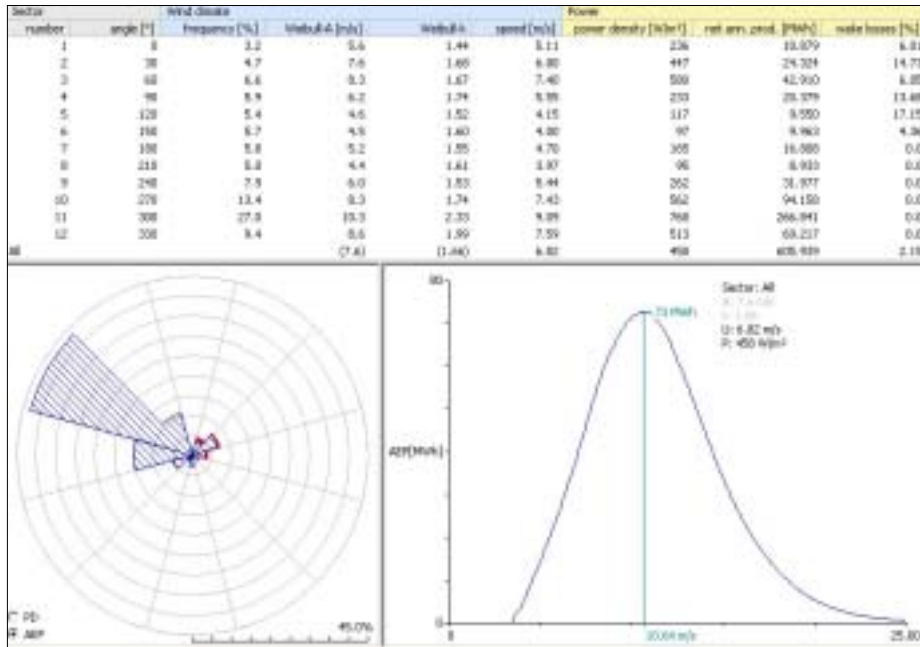


Fig. 33 AEP of turbine 5(225kW) on WASP

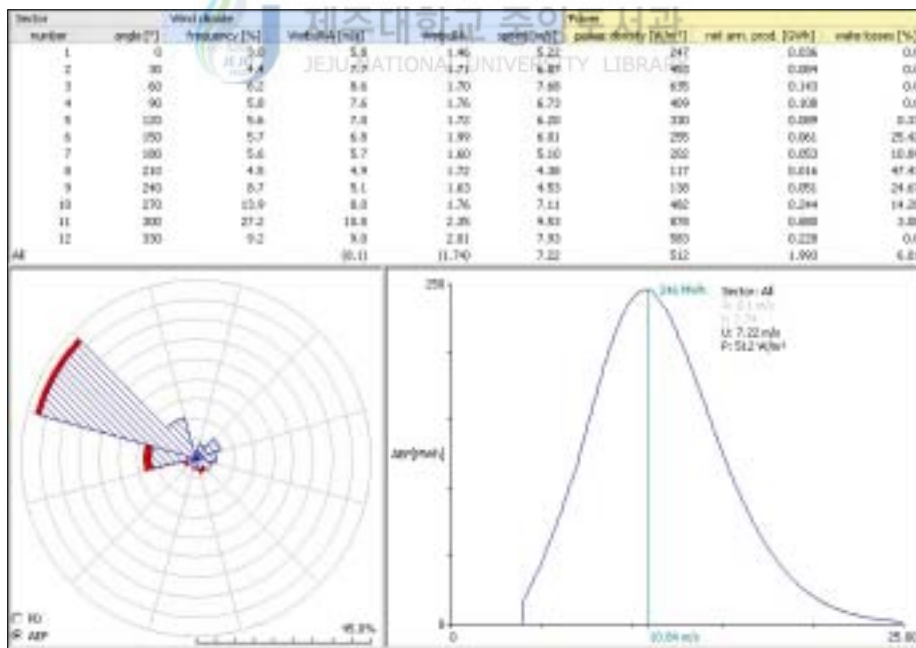


Fig. 34 AEP of turbine 6(750kW) on WASP

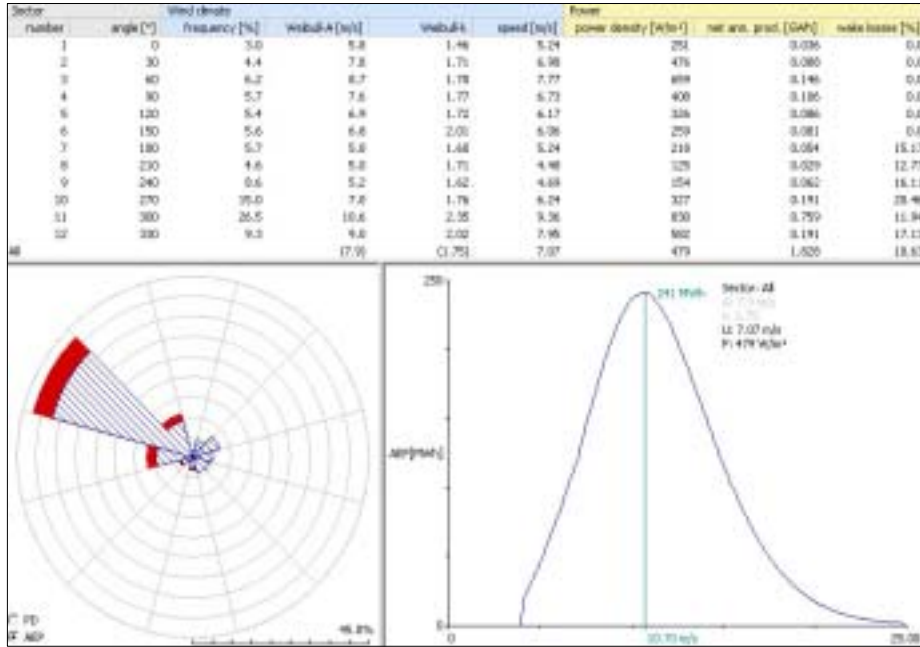


Fig. 35 AEP of turbine 7(750kW) on WAsP

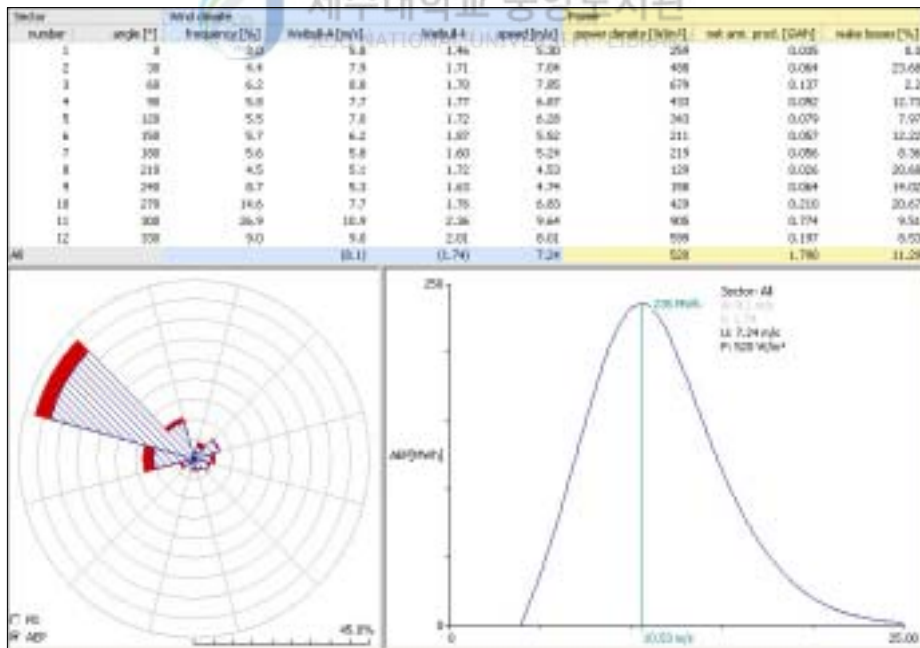


Fig. 36 AEP of turbine 8(660kW) on WAsP

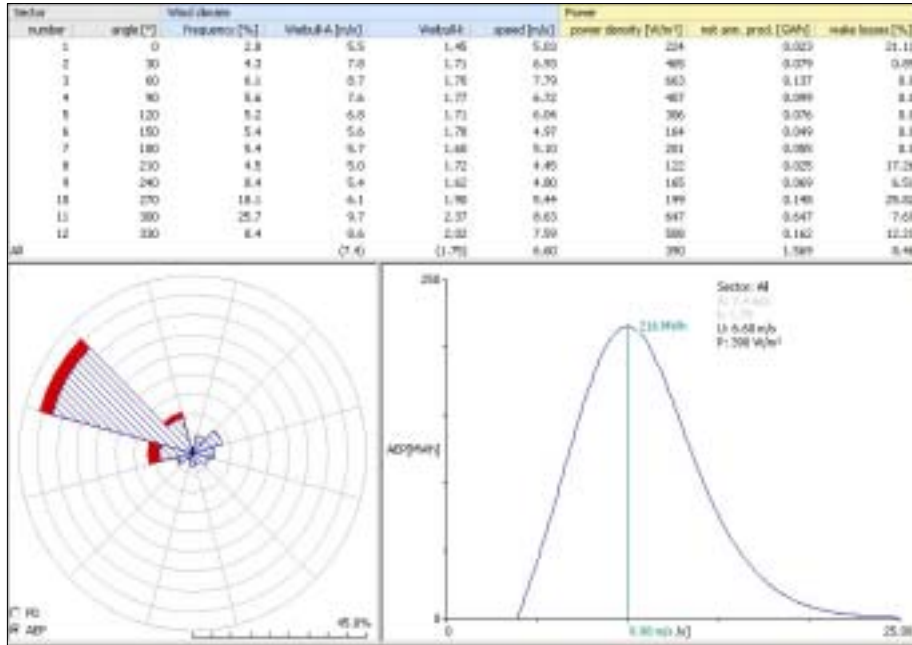


Fig. 37 AEP of turbine 9(660kW) on WAsP

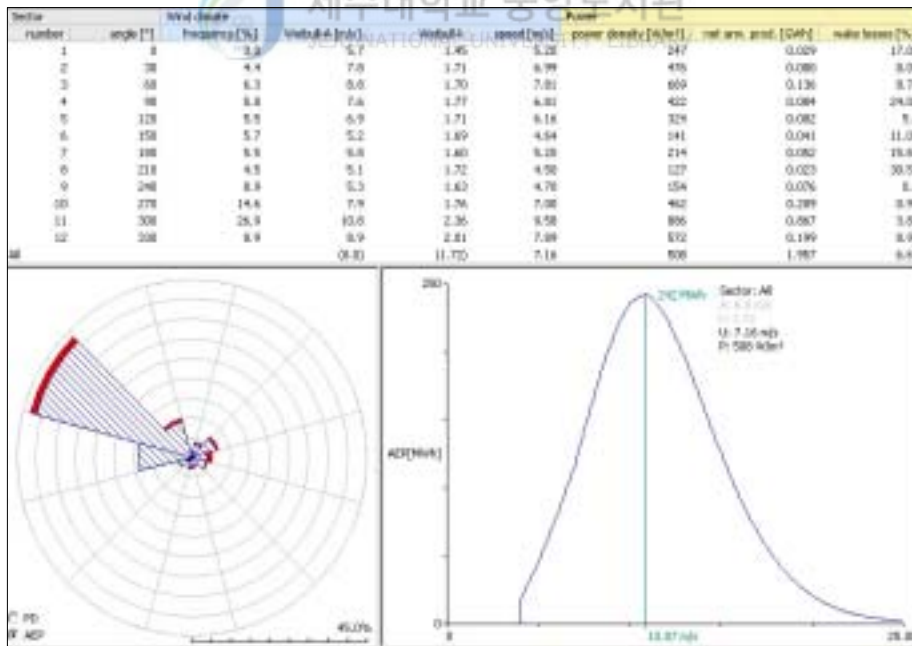


Fig. 38 AEP of turbine 10(750kW) on WAsP

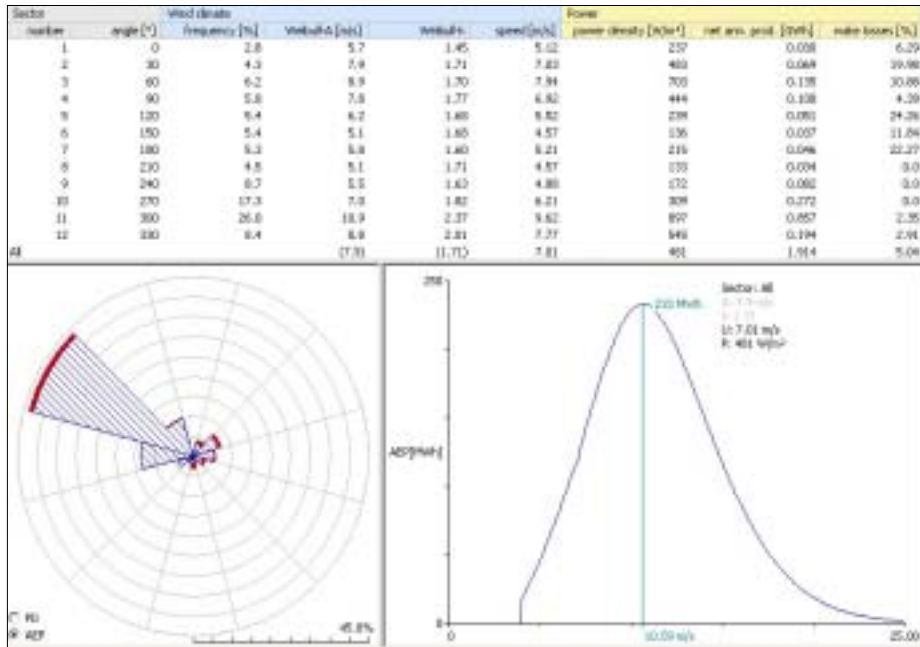


Fig. 39 AEP of turbine 11(750kW) on WasP

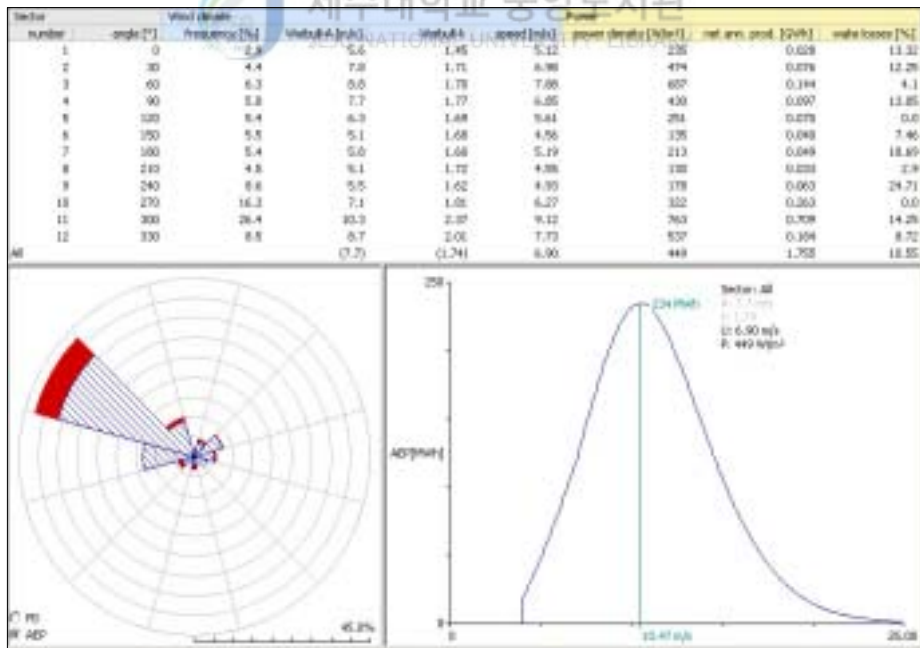


Fig. 40 AEP of turbine 12(750kW) on WasP

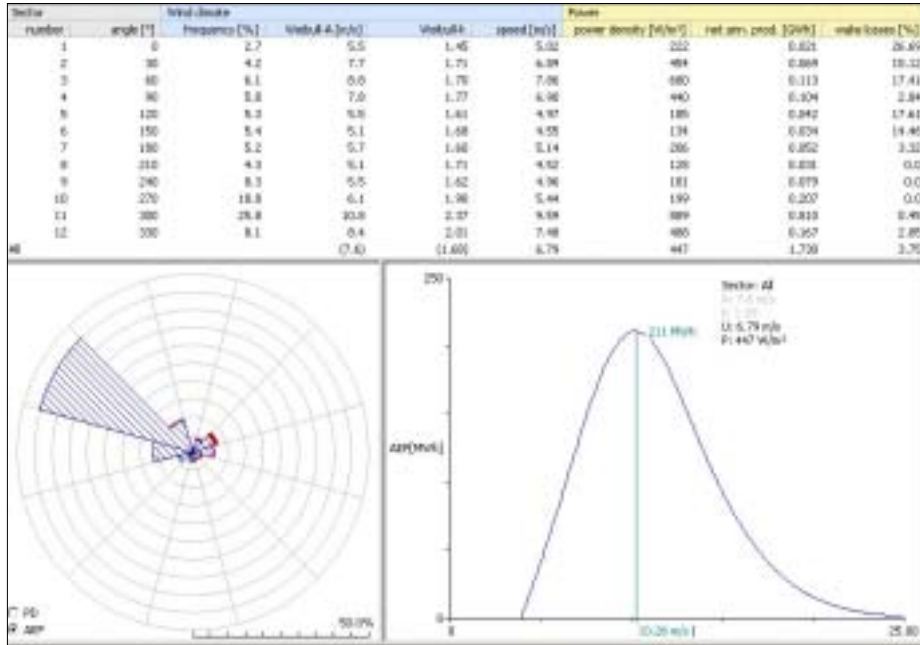


Fig. 41 AEP of turbine 13(660kW) on WasP

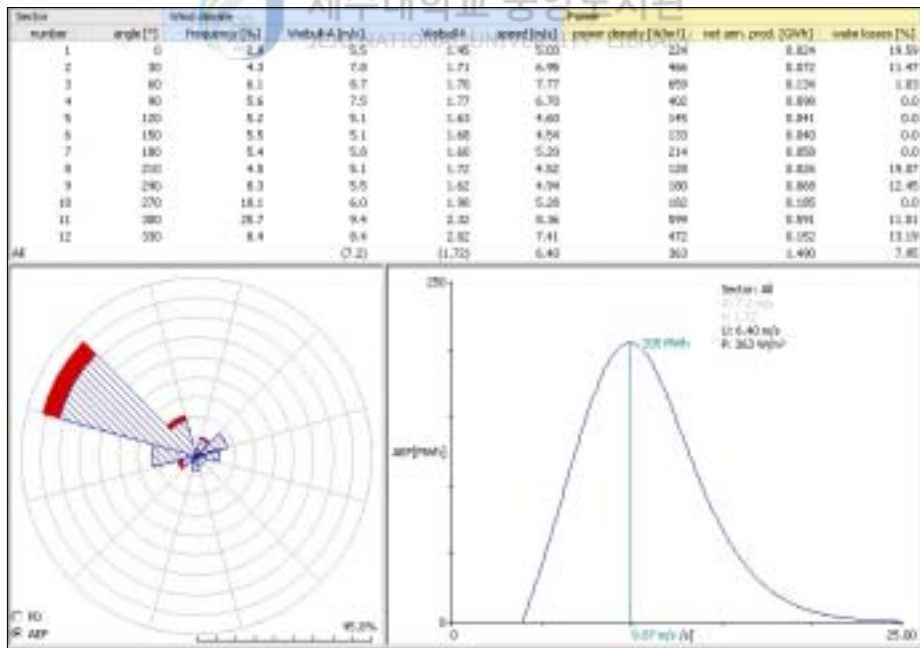


Fig. 42 AEP of turbine 14(660kW) on WasP

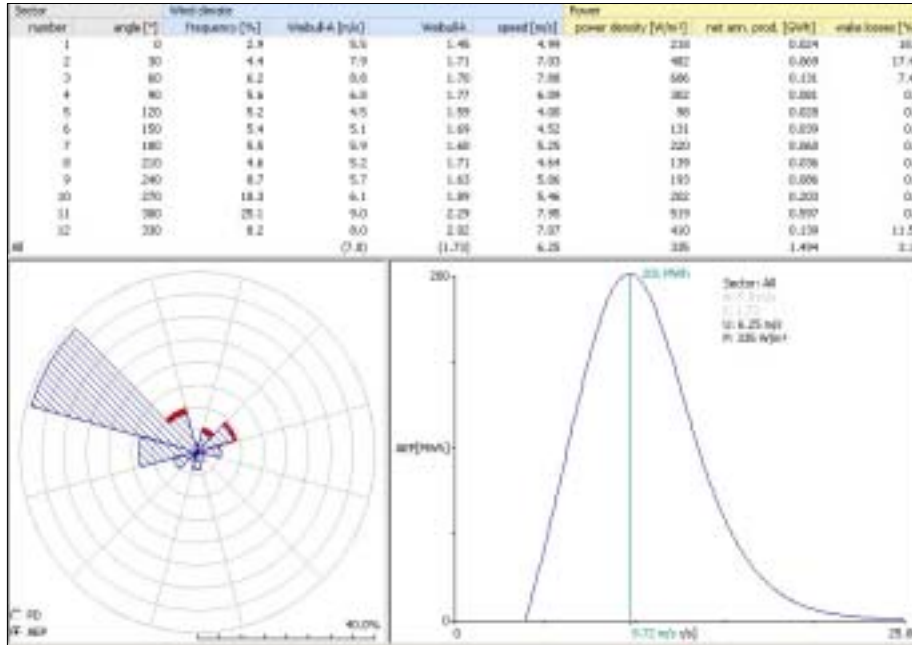


Fig. 43 AEP of turbine 15(660kW) on WASP



이상과 같이 WASP에서 예측된 행원 풍력발전단지의 각호기별 분석값은 1호기의 경우에는 90°와 210°사이에 약 10% 내외의 후류손실이 발생하고 있고, 전체적으로 2.36% 정도의 후류손실이 발생하고 있는데 이것은 2호기와 행원 풍력발전단지 내에 위치한 양식장시설의 영향을 받고 있는 것으로 분석된다. 그리고 에너지 밀도는 $537 W/m^2$ 의 분포를 보여주고 있고, 1.641GWh의 연간순생산을 한다.

2호기는 120°와 240°에서 약 19% 정도의 후류손실이 발생하고 있는데 주로 2호기의 지형보다 상대적으로 높이 위치한 양식장 시설의 영향이 크게 작용하고 있음을 보여준다. 총 후류손실은 2.75% 이고, 2호기의 에너지 밀도는 $537 W/m^2$ 이며, 1.634GWh의 연간순생산량을 보여주고 있고, 동일한 기준인 1호기와 비교했을 때 지형의 영향으로 후류손실이 많이 발생하지만 높은 에너지밀도에 의해

발전량은 1호기보다 조금 높다.

3호기는 120°에서 270°까지 넓게 후류손실이 발생하고 있는데, 주로 하절기의 주풍향인 동풍에 의한 손실이 많고, 동절기 발생되는 후류손실은 3호기와 인접해 있는 양식장시설에 의한 것으로 분석된다. 특히 120°~150°사이에 약 23% 정도의 후류손실이 발생하는데, 이것은 행원모니터링 하우스와 그 옆에 위치한 작업시설물에 의해 영향을 받는 것으로 분석된다. 총 4.16%의 후류손실을 보이고 있고, $529 W/m^2$ 의 에너지 밀도와 1.952GWh의 연간순생산량을 나타낸다.

4호기는 90°에서 300° 범위 내에서 후류손실이 발생하고 있고, 총 8.22 % 후류손실이 발생하고 있다. 3호기의 영향으로 180°에서 약 29.15 % 정도의 높은 후류손실이 발생하고 있다. $523 W/m^2$ 의 에너지밀도분포를 나타내고 있고, 1.851GWh의 연간순생산량을 나타내고 있다.

5호기는 행원 풍력발전단지 맨 왼쪽에 위치하고 있고 바다에 인접해 있다. 다른 기종들은 허브의 높이가 45m이지만, 5호기는 높이가 30m여서 동쪽에 위치한 양식장과 거리가 멀리 떨어져 있지만, 높이가 낮아서 간접적으로 양식장의 영향을 받고 있어서 후류손실 발생이 주로 0°에서 150°사이에 발생하는데 총 2.15% 정도의 후류손실이 발생한다. $458 W/m^2$ 의 에너지 밀도분포를 보여주고 있고, 605.939MWh의 연간순생산을 한다.

6호기는 4호기와 지형의 영향으로 120°에서 300°사이에서 총 6.01%의 후류손실이 발생하고 $512 W/m^2$ 의 에너지 밀도와 1.993GWh의 연간순생산량을 발생한다.

7호기는 총 10.63% 정도의 높은 후류손실이 발생되고 있다. 180°에서 330°의 주풍향의 손실이 많은데 앞쪽에 위치한 8호기와 6호기에 의한 영향이 크게 작용

함을 확인할 수 있다. 해안가와 인접해 있지만, 비교적 낮은 $479 W/m^2$ 의 에너지 밀도값을 보여준다. 연간순생산량은 1.828GWh이다.

8호기는 30° 에서 330° 의 거의 전 범위에 대해서 총 11.29%의 후류손실이 발생하는 4호기, 6호기, 7호기, 10호기에 둘러싸여있고, 다른 지역에 비해 수풀로 둘러싸여 있어 표면 거칠기의 영향에 의해 높은 후류손실이 발생되어진다고 사료된다. $520 W/m^2$ 의 에너지밀도를 보여주고 있고, 후류손실이 높아 1.790GWh의 연간순생산량을 보여준다.

9호기는 기종이 동일한 8호기에 비해서 동쪽 해안가에 위치하고 있어 지형적으로 장애물이 존재하지는 않지만, 주풍향 방향으로 수풀이 우거져있어서 표면거칠기의 영향으로 주로 북서풍에 대한 8.46%의 후류손실이 발생함을 확인할 수 있다. 8호기보다 더 낮은 $390 W/m^2$ 의 에너지밀도상태를 보여주고 있고, 1.569GWh의 연간순생산을 한다.

10호기는 8호기의 영향으로 210° 에서 30.55%의 높은 후류손실이 발생하고 있고, 양식장 시설에 의한 후류손실도 발생하고 있다. 6.64%의 총 후류손실이 발생한다. $508 W/m^2$ 의 에너지 밀도와 1.957GWh의 연간순생산을 한다.

11호기는 주로 하절기의 동풍에서 후류손실이 발생하는데 총 5.04%의 후류손실이 발생하고, 해안가에 위치한 풍력발전시스템보다는 낮은 $481 W/m^2$ 의 에너지 밀도를 나타내고 연간 1.914GWh의 순생산을 한다.

12호기는 전범위에 대해서 높은 후류손실이 발생함을 보여주고 있는데 9호기와 11호기, 13호기의 영향을 받는 것으로 사료된다. 총 10.55%의 후류손실이 발생한다. 주풍향인 북서풍의 손실이 심하여 동일기종보다 낮은 1.755GWh의 연간순생산량을 발생하고 에너지밀도는 $449 W/m^2$ 의 분포를 보여준다.

13호기는 총 후류손실이 3.75% 이고, $447 W/m^2$ 의 에너지 밀도이며, 1.730GWh의 연간순생산량을 생산한다.

14호기는 13호기의 영향권에 존재하여 7.95%의 총 후류손실이 발생하고, 210° 에서 30° 사이에서 발생하고 있다. $363 W/m^2$ 의 비교적 낮은 에너지 밀도 상태를 보여주고 있으며, 1.490GWh의 연간순생산을 한다.

마지막으로, 15호기는 다른 기종과 지형에 영향을 적게 받아 3.16%의 적은 후류손실이 발생하고 $335 W/m^2$ 의 14호기의 지역보다 낮은 에너지밀도 상태지만, 14호기보다 조금 많은 1.494GWh의 연간순생산을 하고 있는 것으로 분석되었다.

다음의 Table 6은 WAsP에서 분석된 행원 풍력발전단지의 결과값을 나타내고 있다. 행원 풍력발전단지의 총 예상발전량은 25.204GWh이고, $471 W/m^2$ 의 주풍력에너지를 이용하고 있으며, 평균 6.98m/s의 풍속과 6.21%의 후류손실을 나타내고 있음을 보여주고 있다. 6호기는 총 15호기의 풍력발전기중에서 가장 높은 예상발전량(1.993GWh/년)이 예상되고 있으며, 내륙지역에 위치한 14호기와, 15호기는 600kW의 풍력발전기의 발전량보다 훨씬 못 미치는 발전을 할 것으로 예상된다. 그리고 750kW인 6호기, 7호기, 10호기, 11호기, 12호기와 660kW인 3호기, 4호기, 8호기, 9호기, 13호기, 14호기, 15호기의 예상발전량을 서로의 지형이 비슷한 풍력발전기를 상대비교하면, 발전량에 있어서 거의 비슷한 생산을 할 것이라 예상된다.

Table 6 Predicted AEP, power density, mean wind speed, wake loss and predicted total AEP of each turbines on WAsP

분석 호기	주풍력 에너지 (W/m ²)	평균풍속 (m/s)	wake loss (%)	예상 AEP (GWh/년)	예상 총 AEP (GWh/년)
1호기	537	7.34	2.36	1.641	25.204
2호기	537	7.34	2.75	1.634	
3호기	529	7.28	4.16	1.952	
4호기	523	7.24	8.22	1.851	
5호기	458	6.82	2.15	0.606	
6호기	512	7.22	6.01	1.993	
7호기	479	7.07	10.63	1.828	
8호기	520	7.24	11.29	1.790	
9호기	390	6.60	8.46	1.569	
10호기	508	7.16	6.64	1.957	
11호기	481	7.01	5.04	1.914	
12호기	449	6.90	10.55	1.755	
13호기	447	6.79	3.75	1.730	
14호기	363	6.40	7.95	1.490	
15호기	335	6.25	3.16	1.494	
평 균	471	6.98	6.21	1.68	

4. 행원 풍력발전단지의 실제운전과 예상운전결과비교

행원 풍력발전단지의 실제발전량과 WAsP의 예상발전량을 비교하기 위해서는

1년간의 풍력발전량 데이터가 필요로 하는데, 행원 풍력발전단지 1998년에 1, 2호기를 시작으로, 1999년에 3, 4, 5호기, 2000년에는 6, 7호기, 2001년에는 8, 9호기, 2002년에는 10, 11, 12호기, 2003년에는 13, 14, 15호기를 설치하였다. 따라서 분석기간 1년 동안(2002년 7월 ~ 2003년 6월)에 설치되지 않았거나, 설치 중인 10호기, 11호기, 12호기, 13호기, 14호기, 15호기는 본 논문에서는 비교하는데 제외를 시켰다. 즉, 1년간의 발전량을 생산한 1호기부터 9호기만을 갖고 비교·분석하였다. 1년간의 실제발전량 중 심각한 결손이 발생한 달은 다른 해의 데이터를 비례식으로 계산하여 이용하였다. 구체적으로, 2호기의 7월 데이터, 3호기의 3월 데이터, 5호기의 8월 데이터, 6호기의 8월, 1월, 2월 데이터, 7호기의 8월, 9월, 10월 데이터, 8, 9호기의 5월과 6월 데이터를 수정·분석하였다.

Table 7와 Fig. 44는 실제 풍력발전기에서 생산한 연간실제발전량과 거칠기 값을 설정한 디지털맵과 거칠기값을 설정하지 않은 디지털맵을 갖고 계산된 WAsP의 예상발전량을 비교한 표와 그래프를 나타낸 그림이다. 실제발전량과 WAsP의 예상발전량의 오차는 크기는 약 30%정도에서 2%까지 차이를 보이고 있지만, 거칠기값을 설정한 예측결과가 설정하지 않은 예측결과보다 좀더 실제발전량에 가깝게 분석되었다. 특히, 1호기와 2호기에 대한 예측값의 오차가 크게 나타나는데 이것은 행원농공단지과 양식장시설로 인해서 오차값이 크게 나타난 것으로 사료된다. 전체적으로 오차의 값은 크지만, 실제발전량과 예상발전량의 형태가 비슷하게 나타나고, 7, 8, 9호기쪽의 형태가 거칠기값을 설정 시 예상발전량이 더욱더 실제발전량에 근접한 값으로 접근함을 확인할 수 있다.

WAsP으로 예측한 값들은 1호기부터 15호기까지 전체 풍력발전기를 포함하여 계산된 결과이므로 10호기부터 15호기까지의 후류에 의한 손실도 고려된 결과이다. 그리고 풍력발전기의 운전기간 중 고장·수리 및 유지·보수를 위한 정지시

Table 7 Real AEP, predicted AEP with roughness and predicted AEP without roughness

AEP 호기	실제AEP(GWh/년)	예상AEP(GWh/년)	
		Roughness/error(%)	No Roughness/error(%)
1호기	1.236	1.641 / 25	1.630 / 24
2호기	1.160	1.634 / 29	1.624 / 29
3호기	1.599	1.952 / 18	1.988 / 20
4호기	1.641	1.851 / 11	1.911 / 14
5호기	0.643	0.606 / 6	0.606 / 6
6호기	1.790	1.993 / 10	2.075 / 14
7호기	1.785	1.828 / 2	1.976 / 10
8호기	1.492	1.790 / 17	1.976 / 22
9호기	1.324	1.569 / 16	1.911 / 31
	12.67	14.864 / 14	15.697 / 19

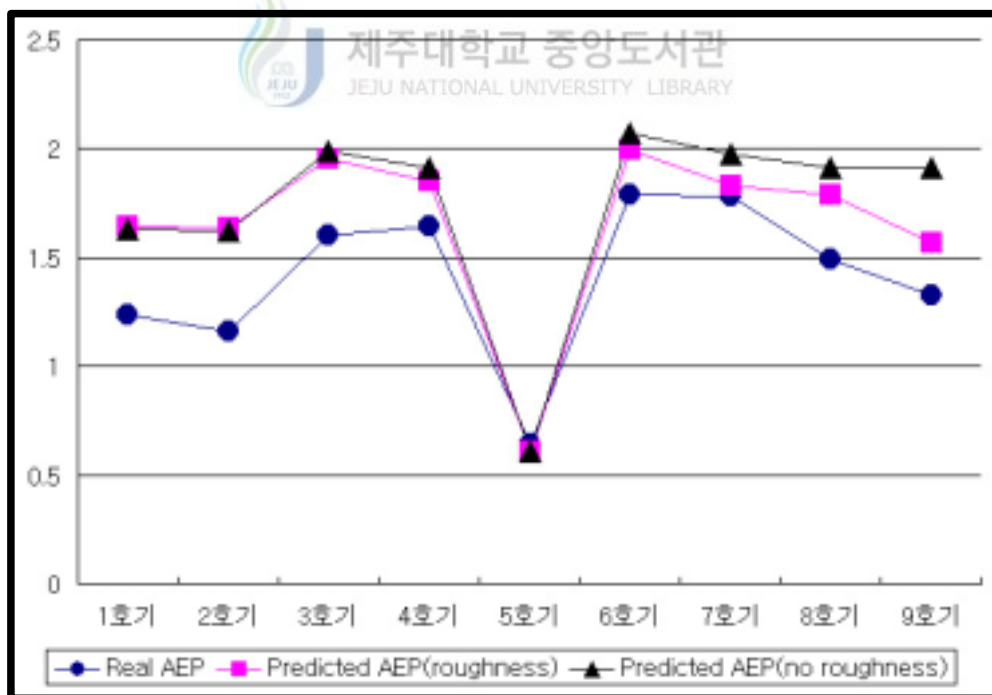


Fig. 44 The graph of Table 7

간 등의 오차를 발생하는 요소들도 고려되지 않았으며, 국립지리원에서 제작된 맵의 정확도에 대한 평가도 이루어지지 않았다. 가장 큰 문제는 WAsP 프로그램이 유럽지형을 바탕으로 제작되었고, 거칠기값 또한 유럽지형에 맞는 값으로 설정되어 있어서, 한국지형에 적합한 값으로 설정하기가 어렵다는 문제점이 있다. 이러한 문제점으로 인해 오차가 크게 발생한 것으로 사료된다. 보다 정확한 예측을 위해서는 현장탐사 등 좀더 광범위한 행원지역의 조사를 통한 거칠기 수치적용과 후류를 유발하는 장애물의 고려가 필요하다. 향후 1호기부터 15호기까지의 장기적인 데이터가 축적되고 우리나라 지형에 적합한 WAsP의 변수를 조정하여 예측을 수행해 나가야할 것이라 사료된다.



V. 결론

본 연구에서는 WAsP(Wind Atlas Analysis and Application Program) 프로그램을 이용하여 제주도 행원 풍력발전단지의 성능을 예측하고 계산된 결과를 실제 측정된 결과와 비교·검토하였다. 이러한 연구에서 풍력발전단지를 설계하기 전에 WAsP 프로그램을 이용하여 사전에 풍력발전단지의 발전량을 예상할 수 있고, 좀더 나아가 가장 최상의 풍력발전기의 위치와 배치를 파악할 수 있음을 검증할 수 있었다. 이상의 연구 결과 다음과 같은 결론을 얻었다.

1. 국립지리원에서 제작된 지도를 바탕으로 좀더 자세한 지형을 포함하는 디지털맵 제작이 필요한 것으로 나타났다.
2. 유럽형 지형에 적합한 WAsP의 조건 예를 들면, 거칠기의 값과 모델들을 한국형 지형에 적합한 조건들로 제시해야한다고 사료된다.
3. 행원 풍력발전단지의 전력안정화를 위해서 후류손실의 발생이 가장 심한 여름철에 대비해서, 좀더 충분한 이격거리를 뒤야하는 하는 것으로 분석된다.
4. 행원 풍력발전단지내에 추가적인 풍력발전기 설치 시 가장 최적의 위치는 행원지역의 해안가 지역을 선정하는 것이 바람직한 것으로 입증되었다.
5. 좀더 정확한 분석을 위해서는 장기간의 1호기부터 15호기의 데이터를 축적한 후 여러 가지 WAsP의 변수를 찾아 적용시키고 비교·분석이 필요로 하며, 이를 바탕으로 WAsP을 풍력발전단지의 분석 및 배치를 위한 보조 자료로 사용될 수 있을 것으로 분석되었다.

VI. 참고문헌

- 김상철, “소형 무인 해양탐사선 개발 및 항법에 관한 연구”, 제주대학교 석사학위논문, 2003.
- 정승현, “제주도의 풍력자원에 적합한 소형풍력터빈용 Blade의 최적설계”, 제주대학교 석사학위논문, 2001.
- 윤정은, 경남호, 장문석, 장동순, 허종철, 복잡지형에서의 WAsP 예측성 향상 연구, 2003 한국풍력기술연구회 한국풍력기술 및 정책 Workshop, 2003.
- 경남호, 윤정은, 허종철, 장동순, “복잡지형에서의 WAsP 예측성 평가”, 한국태양에너지학회, Vol. 23, pp. 39-47, 2003.
- 김건훈, 이동현, 주영철, 유승덕, 허종철, 변수환, 국내 풍력자원 측정 및 결과 분석, 한국풍력기술연구회, 2003.
- 김건훈, 김홍우, 주영철, 이동현, 유승덕, WAsP을 이용한 행원 풍력발전 단지의 운전성능 예측, 한국에너지기술연구원, 2002.
- 김건훈, 허종철 외, 제주도내 풍력발전 단지 성능 모니터링 및 평가(II), 제주도, 2002
- 松官 輝, “風力發電を巡る内外動向”, 電學誌, 120卷 8/9号, 2000.
- R.J. Barthelmie, M.S. Courtney, J. Højstrup, S.E. Larsen, "Meteorological aspects of offshore wind energy: Observations from the Vindeby wind farm", Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics Vol. 62, pp. 191-211. 1996.
- Bernhard Lange, Jørgen Højstrup, "Evaluation of the wind-resource

- estimation program WAsP for offshore applications", Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics Vol. 89, pp.271-291, 2001.
- Yu Fat Lun, Akashi Mochida, Shuzo Murakami, Hiroshi Yoshino, Taichi Shirasawa, "Numerical simulation of flow over topographic features by revised k- ϵ models", Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics Vol. 91, pp.231-245, 2003.
- Zekai Sen, Ahmet D. Sahin, "Regional assessment of wind power in western Turkey by the cumulative semivariogram method", Renewable Energy, Vol. 12, pp.169-177, 1997.
- N.G. Mortensen, L. Landberg, I. Troen, E.L. Petersen, "Wind atlas and application program (WAsP)", Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1993.
- I. Troen, E.L. Petersen, "European wind atlas", Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 1989.
- Niels G. Mortensen, Duncan N. Heathfield, Lisbeth Myllerup, Lars Landberg, Ole Rathmann, Ib Troen and Erik L. Petersen, "Wind atlas analysis and application program; The standard in wind resource calculation and micro-siting", Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 2003.
- A. Clarke, "Wind farm location and environmental impact", Network for alternative technology and technology assessments C/O EEDU, The Open University, UK, 1988.

M. Anderson, "Current status of wind forms in the UK", Renewable Energy System, 1992.

Erik L. Petersen, M. G. Mortensen, "Wind power meteorology, Part 1: Climate and turbulence", Wind Energy, Vol. 1, pp.2-22, 1998

Erik L. Petersen, M. G. Mortensen, "Wind Power Meteorology, Part 2: Siting and models", Wind Energy, Vol. 1, pp.55-72, 1998



감사의 글

2년의 대학원 생활을 이 논문으로 마감하려 합니다.

하고 싶은 것도 많았지만 진정으로 노력하지 않았기에 많은 아쉬움이 남습니다. 저는 항상 지금 이 시기가 아니면 할 수 없는 것들이 무엇인가 고민했고 그래서 여러 사람들의 생각을 공유하기에 힘썼습니다. 같은 문제에 대하여 여러 가지 생각을 교환하면서 지적만족 뿐만 아니라 인간적인 친밀감도 느낄 수 있었습니다.

논문을 준비하면서 부족함이 많은 저를 더 성장할 수 있는 기회를 마련해주시고 다가오는 미래에 대한 차분한 계획을 세울 수 있도록 해주신 허종철 교수님, 논문심사를 통해 좀 더 나은 논문이 되도록 세심한 검토와 조언을 주신 현명택 교수님, 권기린 교수님께 감사드립니다. 또한 학부 4년과 대학원 과정에 있어서 전문지식과 삶의 지혜를 가르쳐 주신 김귀식 교수님, 조경호 교수님, 임중환 교수님, 정동원 교수님, 최경현 교수님, 강철웅 교수님, 박윤철 교수님, 김상재 교수님께도 감사의 마음 전합니다.

대학원 생활동안 유체역학실험실에서 작은 일부터 큰 일까지 언제나 웃음으로 함께 했던 양상기 선생님, 고경남 박사님, 홍상필 선배님, 이창수 선배님, 이동현 선배님, 양운석 선배님, 정승현, 김경운, 강문중, 고영준, 현용식 소장님께 깊은 감사의 마음 전합니다. 기계공학과 대학원이라는 이름 하나로 언제나 힘이 되어주었던 이동원 선배님과 김석우 선배님, 김상철 선배님, 이승훈님께도 진심으로 감사드립니다. 먼저 졸업하여 자신의 위치에서 최선을 다하는 모습을 보여주는 양경부 선배님, 오명범 선배님, 최민호 선배님과 대학원 후배님들에게도 저의 결실을 보여드리고자 합니다.

물고기는 큰 물에서 놀아야 클수있다는 속담이 있듯이, 큰 물고기가 되기 위해 많은 충고와 조언을 아끼지 않았기에 지금의 저의 모습이 존재하지 않았나 싶습니다. 답답한 문제에 마주쳤을 때 논문을 위해 정신적으로 육체적으로 도와주신 高手의 말 한마디 한마디를 통한 사막의 오아시스와 같은 지적갈등의 해소는 배움의 이유, 필요성이 무엇인지 다시 한번 깨닫는 순간이었습니다. 이분들의 앞날에 항상 좋은 일만 함께 하기를 바랍니다.

항상 가까운 곳에서 늘 지켜봐 주셨고 지금도 같은 모습인 부모님께 정말로 고마운 마음을 전합니다. 그리고 친구같은 형과 자기 할일을 너무나도 잘 해 나가고 있는 사랑스러운 동생에게도.....

2003년 12월을 마치면서 . 변수환