



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

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

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



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

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

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

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

[Disclaimer](#)



碩士學位論文

濟州道 風況資料를 利用한 波力과  
風力의 數值解析

濟州大學校 大學院

風力特性化協同科程

秦 貞 雲

2012 年 2 月



# 濟州道 風況資料를 利用한 波力과 風力의 數值解析

指導教授 金 南 亨

秦 貞 雲

이 論文을 工學 碩士學位 論文으로 提出함

2012 年 2 月

秦貞雲의 工學 碩士學位 論文을 認准함

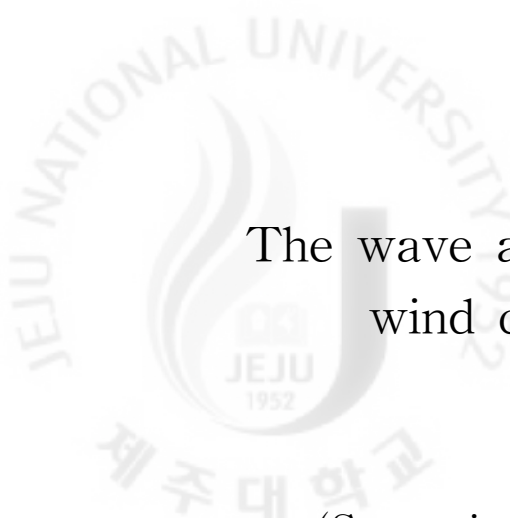
審査委員長 \_\_\_\_\_ ①

委 員 \_\_\_\_\_ ①

委 員 \_\_\_\_\_ ①

濟州大學校 大學院

2012 年 2 月



The wave and wind force used by observed  
wind condition around Jeju Island

Jung-Woon Jin

(Supervised by professor Namhyeong Kim)

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

2012 . 2

Multidisciplinary Graduate School Program for Wind Energy  
GRADUATE SCHOOL  
JEJU NATIONAL UNIVERSITY

# 목 차

목 차	i
List of Figures	iii
List of Table	iv
Summary	v
I. 서론	1
1. 연구배경	1
2. 연구목적	3
3. 논문의 구성	4
II. 제주도 해상 풍황자원	5
1. 관측데이터	5
2. 풍력에너지 밀도	7
2.1 관측 데이터의 보정	7
2.2 바람장미도	10
2.3 풍속확률밀도	10
2.4 풍력에너지 밀도	12
3. 발전량의 산정 방법	7
3.1 WinDS3000 발전기	13
3.2 연간, 계절별 전기발전량	13
3.3 에너지 밀도 및 발전량의 산정 결과	15
3.4 WindPRO Program 적용	17
III. 수치해석을 위한 기본 방정식	22
1. SMB법	22
2. 파처오름 높이계산	22

3. 타워에 작용하는 하중 .....	23
4. 로터 블레이드 설계 및 BEMT(Blade Element Momentum Theory) .....	23
IV. 수치해석 및 고찰 .....	25
1. 풍력과 파력에 의한 타워 구조물의 해석 .....	25
2. 타워구조물의 민감도 해석 및 고찰 .....	26
V. 결론 .....	32
참고문헌 .....	33
발표논문 리스트 .....	35

## List of Figures

Fig. 1 The offshore wind turbine foundation types .....	2
Fig. 2 Wind speed distribution .....	9
Fig. 3 Wind rose diagram .....	11
Fig. 4 Power curve .....	12
Fig. 5 Rate of generation .....	14
Fig. 6 The wind rose diagram of each position .....	18
Fig. 7 The index calculated of each position and direction .....	19
Fig. 8 The monthly average wind speed for calculating long term correlation .....	19
Fig. 9 The monthly revised average wind speed from long term correlation	20
Fig. 10 The wind resource map and the wind turbine of each position .....	20
Fig. 11 Blade geometry for analysis of a horizontal axis wind turbine .....	24
Fig. 12 Comparison between FAST code and Numerical Analysis Program ·	25
Fig. 13 The significant wave height .....	27
Fig. 14 The significant wave period .....	27
Fig. 15 The wave run-up .....	27
Fig. 16 The wave force .....	28
Fig. 17 The wind force .....	28
Fig. 18 The thrust force of the designed blade .....	28
Fig. 19 The ratio of the wave force to the wind force .....	29
Fig. 20 Ratio of wave force to total external force of each water depth .....	29
Fig. 21 The banding moment of the tower bottom .....	29
Fig. 22 The external force of each wind speed and diameter .....	30

## List of Table

Table 1. The rate of survey .....	5
Table 2. The average wind speed in each month .....	6
Table 3. Determination in the index in any regions(Architectural Institute of Korea, 2009) .....	10
Table 4. The basic information for WinDS3000 .....	13
Table 5. The results of energy density and annual electricity generation .....	15
Table 6. The coordinations of each Met Mast(GRS80, TM) .....	17
Table 7. The wind speed of each position and height and observation period .....	18
Table 8. The result of long term correlation .....	21
Table 9. The coordination and depth water of each wind turbine .....	21



## Summary

The selection of a site where strong wind blows is important to increase effectively the electricity of wind power in proportion to the cube of the wind speed. It is advisable to establish the wind turbine in the coastal area with strong wind speed rather than in the inland. And the development of offshore wind energy is expected to solve the noise problem that is one of the important weaknesses in the wind turbine.

In this paper, the potential of wind power around JeJu coastal area is examined by using the wind data that Korea Meteorological Administration has surveyed for 10 years in 14 observation points. Wind speed data is revised to wind speed in 80 meters assuming installation height of the wind turbine, and wind power density and annual wind energy are also calculated. And annual electricity generation and percent of energy efficiency in all the observation points are estimated by using the information about 3,000KW wind turbine.

A numerical analysis on the external force, that affects a offshore wind turbine tower, is performed. The maximum wind speed is assumed to be 55m/s to calculate the extreme external force. During the procedure of the calculation, the wind force is computed according to the Korea Building Code 2009(Architectural Institute of Korea, 2009). And the significant wave height and period are estimated by using the SMB method. The data results of the SMB method are applied to the Morison's equation to compute the wave force. The trust force of the blade of the wind turbine is made available from the blade design process, which is based on BEMT(Blade Element Momentum Theory). For the analysis the diameters of the wind turbine tower are assumed to be 3m, 4.5m and 6m. The results of this numerical analysis show that the wave force, which acts on the wind turbine tower, is increased by the diameter of the tower as well as by the wind speed.

## I. 서론

### 1. 연구배경

최근 천연 자원의 고갈로 인해 신재생에너지의 개발에 대한 관심이 증가되고 있으며, 풍력에너지 개발이 경제 개발의 필수적인 연구로서 자리를 잡아가고 있다. 일반적으로 풍속은 육지부와 비교하여 연안 또는 해상지역에서 높은 값이 관측되고 있다. 풍력에너지가 풍속의 세제곱에 비례하므로 인해 일반적으로 해상 또는 연안지역의 풍력개발 가능성이 높게 평가되고 있다. 해상풍력에너지의 개발로 인한 이점으로는 더 많은 전기발전량을 얻는 것뿐만 아니라 풍력산업의 단점인 소음과 풍력단지의 확보와 같은 문제점들이 해결될 것으로 기대되고 있다. 이러한 해상풍력개발의 강점들로 인해, 국내외에서 해상풍력에 대한 선행연구가 많이 진행되어 왔다. Gaudiosi(1999)는 유럽지역 국가의 해상풍력에너지 전망에 대한 연구를 진행하여, 해상풍력에너지는 자원의 고갈과 세계 기후 변화에 맞서 21세기의 가장 잠재성이 있는 잠재적인 산업으로 평가하였으며, Musial and Butterfield(2004)는 미국의 해상풍력에너지에 대한 미래에 관한 연구논문을 발표하여, 해상풍력발전기의 대용량화와 해상풍력산업의 기술발달로 인한 초기투자비용이 감소할 것으로 예측하였다. 이뿐만이 아니라 국내에서도 마찬가지로 이 와 김(2005)은 독일과 덴마크와 같이 육상풍력에너지가 포화될 것을 예측하여 국내에서도 해상풍력에너지 개발을 진행해야한다고 제안했다. 이 외에도 이 등(2005)은 국내 15개 지역의 관측데이터를 Gumbel분포와 Weibull분포에 적용하여 재현기대풍속을 추정하였으며, 각각의 관측된 위치별로 3초와 10분간 극한풍속을 계산하여 풍력발전기 허브의 구조적 안정성을 고려하였다. 해상풍력발전타워는 해상풍력에너지 분야에서 핵심기술 중 하나이며 Fig. 1은 해상풍력 발전기의 기초 종류를 나타내며, 여기에서 (a)방식은 중력식 기초, (b)는 모노파일식 기초, (c)는 케이슨식 기초, (d)와 (e)는 삼각대 고정식 기초이다. Byrne 와 Houlsby(2006)는 주로 수심 20m에서 35m에 적용되는 Fig. 1의 (c)인 케이슨 기초의 하중평가에 대한 연구논문을 발표했다. 각각의 기초방식은 지역별 파고, 수심 그리고 해저면의 토질조건 등을 고려하여 선택되어야 한다.

이 논문에서는 AWS로부터 관측된 장기간 풍황데이터와 Met Mast에서 관측된 단기간 풍황데이터를 이용하여 제주도 연안지역의 풍력에너지 잠재량을 평가하였으며, 또 Fig. 1의 (b)로 나타내어진 모노파일식 해상풍력발전기 타워에 대해 풍속, 풍속에 따른 파랑조건 그리고 타워의 직경을 변화시켜 타워에 작용하는 민감도를 해석했다.

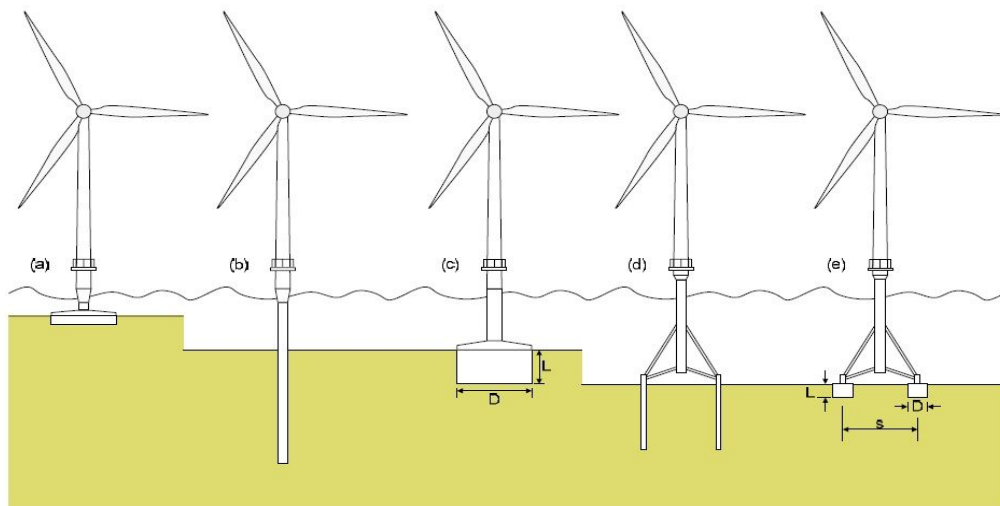


Fig. 1 The offshore wind turbine foundation types

## 2. 연구목적

이 논문은 제주도 해상풍력개발의 기초 연구로서, 제주도 연안지역의 풍력에너지 잠재력 평가와 풍속의 증가, 타워의 직경, 수심에 따라 해상풍력발전타워 하부에 작용하는 하중에 대한 민감도해석에 주된 목적을 두고 있다. 여기서 제주도 연안지역의 풍력에너지 잠재력을 평가하기위해 기상청에서 관측하는 14개의 AWS데이터가 이용되었으며, 해상풍력발전타워에 작용하는 하중의 민감도를 해석하기위해 SMB법, 모리슨 방정식, BEMT이론 등을 적용하여 자체적으로 개발한 프로그램에 적용하였다.

### 3. 논문의 구성

본 논문에서는 제 2장에서 기상청에서 제공받은 제주도 연안지역 14개의 AWS 풍황자료를 이용하여 제주도 연안지역의 풍력에너지 잠재력을 평가하였다.

제 3장에서는 SMB법, 파 처오름높이, 모리슨 방적식, BEMT의 기본 방정식을 소개했다.

제 4장에서는 바람의 변화와 타워의 직경에 따른 해상풍력기의 타워에 작용하는 하중에 대한 민감도를 해석하기 위해, 컴퓨터 프로그래밍언어인 포트란을 이용해 자체적으로 개발된 코드를 이용하였다. 1m/s에서 55m/s까지의 풍속을 적용하여 제 3장에서 서술한 SMB법으로부터 계산된 유의파고와 유의파주기로 인한 직경 3m, 4.5m, 6m인 해상풍력발전기 타워에 작용하는 파력을 계산하였다. 그리고 BEMT 이론으로 적용하여 3MW급 블레이드를 설계하였으며, 이에 따른 타워의 상부에 작용하는 블레이드의 추력을 계산하였다.

마지막 제 5장에서는 결론으로서 본 논문에서 얻어진 결론을 종합적으로 서술하였다.

## II. 제주도 해상 풍황자원

### 1. 관측데이터

기상청에서는 무인자동기상관측장비를 이용하여 제주도를 포함한 전국 대부분 지역의 풍속, 풍향, 기온 등을 관측하고 있다. 장비의 종류로는 부이(Buoy), 등표, 해양기상관측선이 있으며, 매 1분 평균단위로 실시간 기상 자료가 수집되고, 수집된 자료는 컴퓨터에 의해 그래픽으로 표현되도록 하여 매분 단위로 우리나라의 기상을 관측할 수 있도록 구축되어 있다.

제주도 내에 연안지역의 자료를 가지고 연구를 실시하였으며, 지귀도, 마라도, 가파도, 추자도, 우도와 같이 제주도 주변의 섬지역내에 관측지점과 고산, 모슬포, 구좌, 중문, 서귀포, 제주, 성산, 남원, 한림과 같이 제주도내에서도 해안지역과 밀접하게 위치한 관측지점들을 대상으로 하였다. 특히 지귀도에는 등표, 마라도에는 부이가 설치되어 관측이 실시되고 있다. 관측 높이의 범위는 12m에서 71m까지이며, Fig. 1에는 관측 대상 지점을 나타내었다.

Table 1. The rate of survey

Observation Points	Height (m)	The Rate of Survey ( % )										
		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Average
Jeju	20	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Gujwa	25	99.4	99.5	98.9	99.7	99.6	99.4	99.7	99.7	99.8	99.9	99.6
Udo	39	99.2	99.2	93.6	99.4	98.7	96.5	98.8	99.6	99.7	99.7	98.5
Seongsan	18	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Namwon	19	98.6	98.6	98.7	99.7	99.8	99.6	99.7	98.8	100	99.7	99.3
Jigwido	22						97.2	98.4	98.2	97.4	97.1	97.7
Seogwipo	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Jungmun	63			99.3	99.8	99.9	99.7	99.9	99.5	99.6	99.9	99.7
Gapado	13			97.5	97.8	99.6	98.1	97.3	99.7	99.6	88.2	97.2
Marado	36		90.8	99.2	98.1	99.8	99.5	99.7	99.4	99.8	98.9	98.4
Moseulpo	12	99.1	99.1	99.5	99.8	99.9	99.5	99.5	99.3	99.9	99.9	99.5
Gosan	71	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Hallim	22	98.0	98.0	99.3	99.5	99.8	99.2	99.0	99.2	100	100	99.2
Chujado	13	99.1	99.1	99.5	99.8	99.6	99.1	94.3	99.3	99.9	99.8	98.9

Table 2. The average wind speed in each month (m/s)

Observation Points	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Average
Jeju	4.21	3.76	3.72	3.28	2.82	2.78	2.89	2.81	2.94	2.97	3.38	4.05	3.30
Gujwa	5.35	4.90	4.54	3.97	3.42	2.95	3.06	3.07	3.78	3.98	4.50	5.06	4.03
Udo	7.27	7.22	6.38	5.33	4.73	4.48	4.14	4.68	5.38	5.50	6.37	7.16	5.52
Seongsan	3.59	3.74	3.71	3.39	2.98	2.63	2.83	2.90	3.21	3.02	3.11	3.23	3.19
Namwon	3.47	3.32	3.10	2.68	2.37	2.20	2.35	2.59	3.01	3.06	3.35	3.33	2.89
Jigwido	7.73	6.86	6.40	5.67	4.66	3.95	3.92	4.22	5.44	5.34	5.97	6.86	5.37
Seogwipo	2.83	2.86	3.08	2.97	2.69	2.67	2.72	2.94	3.33	2.88	2.65	2.70	2.86
Jungmun	2.82	2.58	2.40	2.10	1.86	1.63	1.58	1.69	1.69	1.84	2.16	2.62	2.08
Gapado	6.85	5.86	5.93	4.90	4.77	4.57	3.75	4.30	5.99	4.90	6.28	6.29	5.64
Marado	8.54	8.61	7.81	6.85	6.20	5.91	5.30	5.79	7.43	7.09	7.71	8.99	7.15
Moseulpo	5.29	5.23	5.21	4.39	3.85	3.39	3.31	3.65	3.54	3.94	4.51	5.08	4.28
Gosan	10.5	9.76	9.10	7.25	5.91	4.92	5.50	5.32	5.54	6.61	8.42	10.3	7.39
Hallim	4.43	3.76	4.00	3.52	2.94	2.82	3.44	3.19	3.55	3.25	3.71	4.24	3.60
Chujado	6.16	5.57	5.12	4.42	3.87	3.38	3.55	3.79	3.92	4.15	4.61	5.64	4.51

제주기상청이 2000년부터 2009년까지 10년 동안 1시간 단위로 관측한 풍향, 풍속데이터를 이용하여 연구하였으며, Table 1에는 2000년부터 2009년까지 연도별 데이터 관측률을 나타내고 있다. 대부분의 지역에서는 10년에 걸쳐 관측이 되었으나, 마라도 2001년, 지귀도 2005년, 가파도 2002년 그리고 중문은 2002년부터 관측을 시작하였으므로 해당 기간을 공란으로 나타내었다. 관측률이 100%인 제주, 성산, 서귀포, 고산의 관측지점의 풍향, 풍속은 87,671개의 데이터가 관측 되었으며, 그 외 관측지점들 역시 99%가 넘는 관측률을 보였으나, 자연환경 또는 장비의 관리가 비교적 어려운 지귀도, 마라도, 우도, 가파도 같이 섬지역의 경우 관측률이 99%에 미치지 못하는 것을 확인 할 수 있었다. 지귀도, 가파도, 중문, 마라도와 같이 다른 지역보다 관측이 늦게 시작된 지점에 대해서는 Table 1에서 기록한 해당연도에 대한 데이터만을 가지고 연구하였다.

Table 2에서는 각 지점에서의 누계 월별 평균풍속을 나타내었고, Fig. 2는 각 지점의 관측된 풍속을 계절별 평균 출현빈도로 나타내었다. 가로축인 X축은 풍속을 나타내며, 1m/s를 기준으로 분류하였고, 세로축인 Y축은 풍속에 따른 출현빈

도를 백분율로 나타내었다. 각각의 선들은 그래프에 표시한 것과 같이 연평균, 봄(3~5월), 여름(6~8월), 가을(9~11월), 겨울(12~2월)의 풍속분포를 나타내었다. Fig. 2의 배치는 관측지점을 제주를 기준으로 시계방향 순으로 나타내었다.

Fig. 2의 풍속분포 그래프를 보면, 구좌, 우도, 가파도, 마라도, 고산, 추자도 지역은 겨울철 풍속이 평균풍속보다 높은 값을 보이고 있으며, 제주, 성산, 남원, 지귀도, 서귀포, 중문, 모슬포, 한림 지역에서는 반대로 사계절 풍속이 연중 평균 풍속과 비교적 일치하는 것을 알 수 있다. 이는 제주도내 관측지점별로 풍속의 차이가 많은 것을 의미한다.

Table 2에서 확인 할 수 있듯이 관측지점들의 연중평균풍속은 2.08m/s~7.39m/s로 각 관측지점별로 많은 차이를 보였다. 특히 제주, 성산, 남원, 서귀포, 중문, 한림 지역의 연중평균풍속이 4m/s이하로, 이는 0~4m/s사이의 풍속분포가 높은 것을 의미하며, 반대로 고산, 마라도의 연중평균풍속은 7m/s~8m/s사이의 값으로 관측지점 중 가장 높은 것을 확인 할 수 있었다. 그리고 계절별로 관측된 모든 지점은 계절풍의 영향에 따라 겨울철의 풍속이 여름철보다 더 강한 것을 확인 할 수 있다.

## 2. 풍력에너지 밀도

### 2.1 관측 데이터의 보정

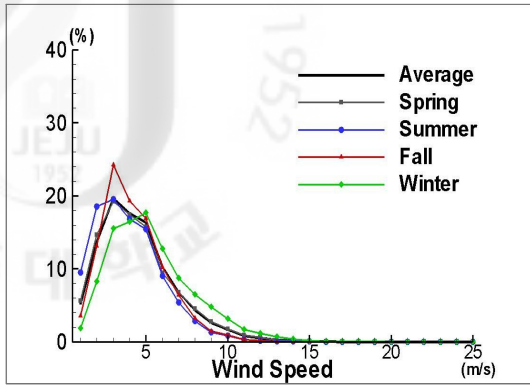
풍속의 연직분포는 지수 법칙이 성립되는 경험식인 멱함수 법칙(power-law)으로 표현할 수 있고, 다음과 같은 식으로 나타낸다.

$$V = V_1 \left( \frac{z}{z_1} \right)^n \quad (1)$$

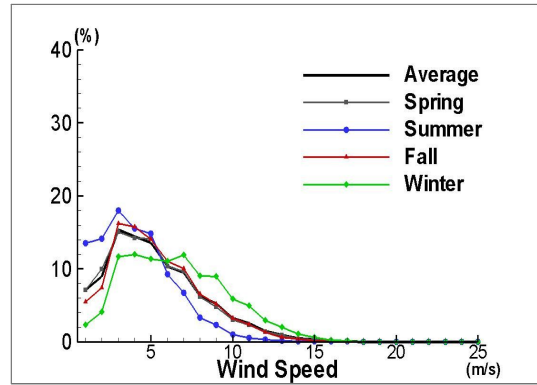
여기서,  $V$ 는 지상고  $z$ (m)에 있어서 풍속(m/s),  $V_1$ 은 지상고  $z_1$ 에 있어서 풍속(m/s),  $n$ 은 지수(index)이다.

지수  $n$ 에 대해서는 지표면의 조도 상태에 의해 정밀한 측정이 필요하지만, 식 (1)에서는 Table 3을 참고하여 지수 값 0.1을 사용하였다. Table 3에서 A지역은 10층 이상의 대규모 고층건축물이 밀집해 있는 지역, B지역은 높이 3.5m 정도의 주택과 같은 건축물이 밀집해 있는 지역, C지역은 높이 1.5~10m정도의 장애물

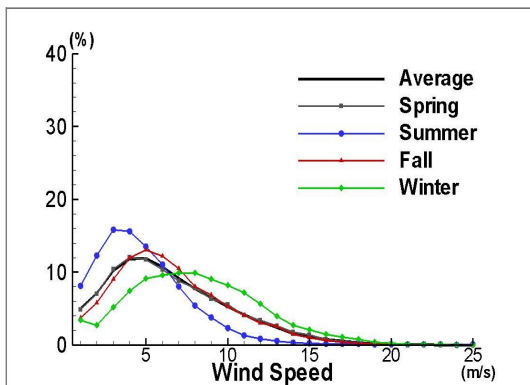




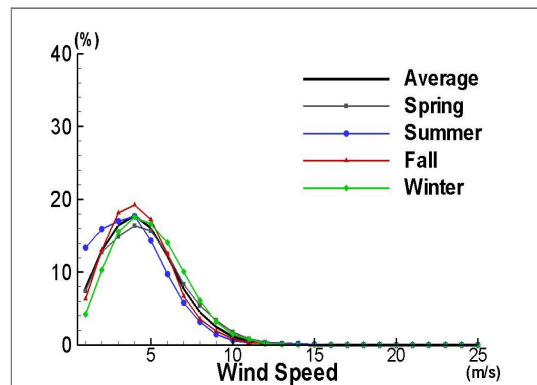
(a) Jeju



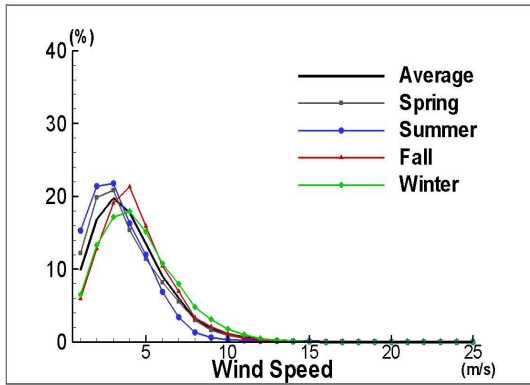
(b) Gijwa



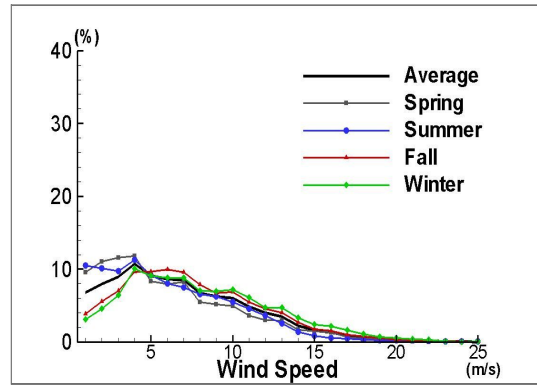
(c) Udo



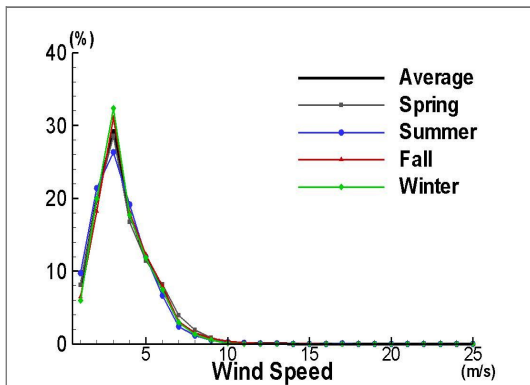
(d) Seongsan



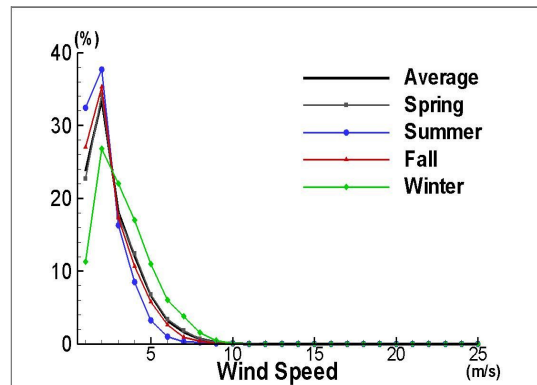
(e) Namwon



(f) Jigwido



(g) Seogwipo



(h) Jungmun

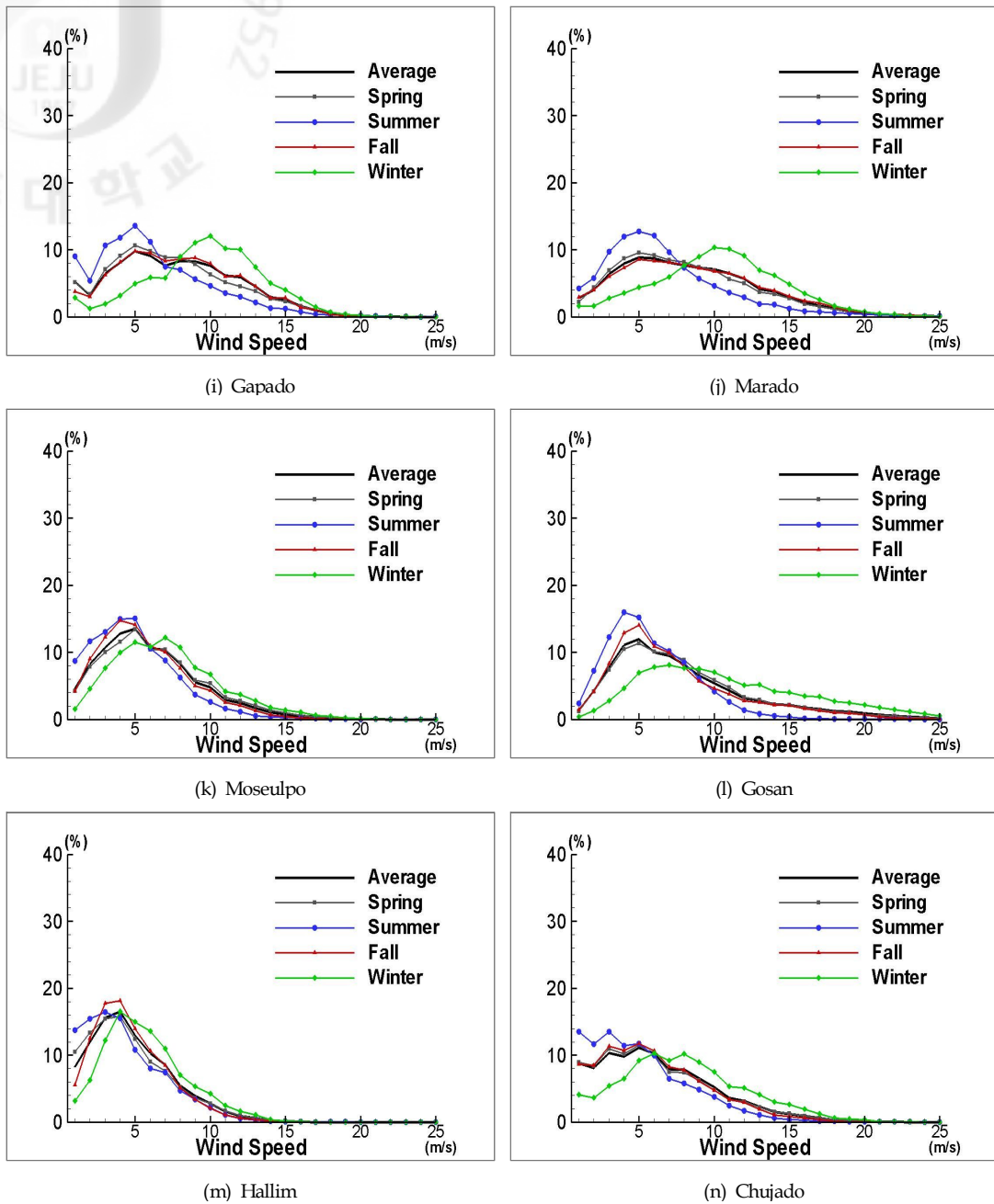


Fig. 2 Wind speed distribution

이 산재해 있는 지역, D지역은 장애물이 거의 없는 해안, 초원 또는 비행장과 같은 지역이다(대한건축학회, 2009). 연직 풍속분포의 보정은 풍속의 보정은 일반적으로 풍력발전의 적격지 를 판별하는 기준인 지상으로부터 10m(<http://www.aw>

Table 3. Determination in the index in any regions(Architectural Institute of Korea, 2009)

지표면조도구분	<i>n</i>
A	0.33
B	0.22
C	0.15
D	0.10

ea.org/faq/basicwr.html)와 연구과정에서 발전량산출에 이용된 WinDS3000(Park 등, 2009)의 허브높이인 80m로 실시했다.

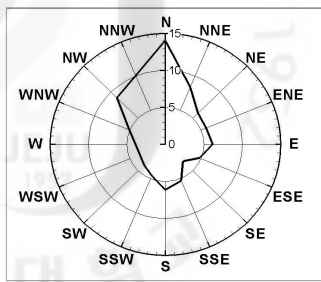
## 2.2 바람장미도

바람장미도는 관측지점에서 일정한 기간의 각 방위별 풍향 출현빈도를 방사모양으로 나타낸 그래프이다. 바람장미도를 이용하여 각 관측지점의 주 풍향을 파악할 수 있으며, 주 풍향은 풍력발전기로 인해 발생하는 풍력에너지 손실을 고려한 풍력발전기의 배치를 결정하는 중요한 요소이다. 각 관측지점의 바람장미도를 Fig. 3에 나타내었다.

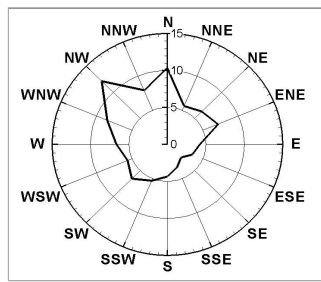
바람장미도 또한 풍속분포와 마찬가지로 각 관측지점별로 다양한 형태의 풍향분포를 확일 할 수 있다. 그 결과, 제주, 구좌, 우도, 지귀도, 서귀포, 한림의 경우, 방위 최대 분포율이 15%미만으로 대체적으로 고른 풍향분포를 보였다. 성산, 중문, 마라도, 모슬포, 고산, 추자도의 풍향분포는 대체적으로 북동풍과 북서풍사이의 풍향분포를 보였지만, 마라도는 동풍, 고산은 남남동풍, 추자도는 동남동풍의 분포 또한 확인 할 수 있다. 남원의 경우 풍향분포가 대체적으로 북풍에 집중되어 있으며, 가파도는 북북서풍과 동풍의 풍향분포가 높은 것을 알 수 있다. 대부분 관측지점의 바람장미도는 북서풍과 북동풍사이의 풍향분포를 보였으며, 제주도는 편서풍 보다는 겨울철 계절풍의 영향을 많이 받는 것으로 생각된다.

## 2.3 풍속확률밀도

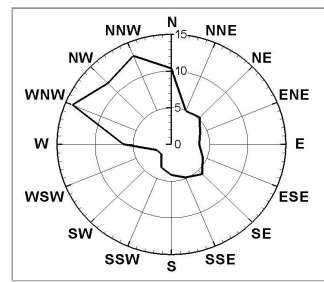
바람은 충분한 기간 동안 관측한 자료가 아닐 경우 샘플링 문제로 인해 그 자료를 신뢰하기 어렵다. 한 장소에서 풍속의 특성은 반복하는 특성을 가진 것으로



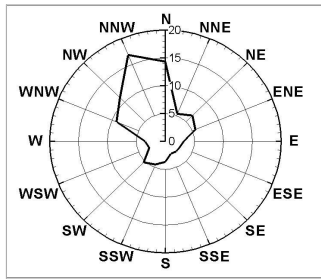
(a) Jeju



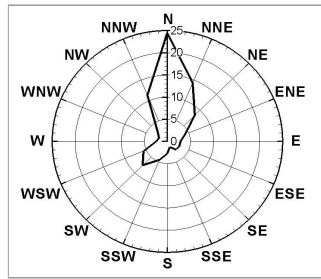
(b) Gujwa



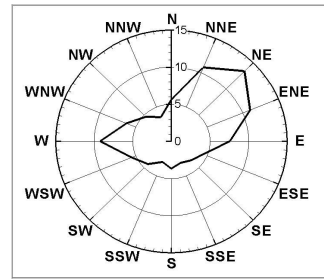
(c) Udo



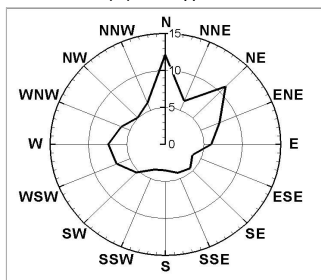
(d) Seongsan



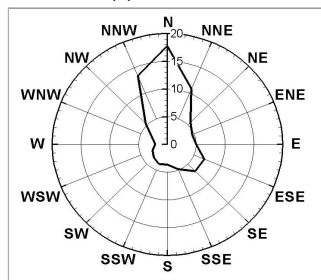
(e) Namwon



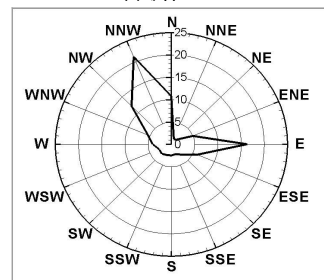
(f) Jigwido



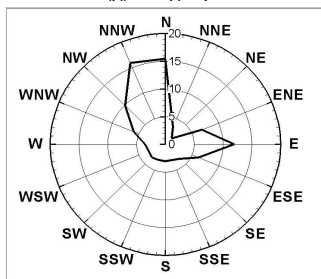
(g) Seogwipo



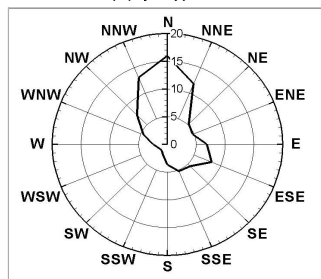
(h) Jungmun



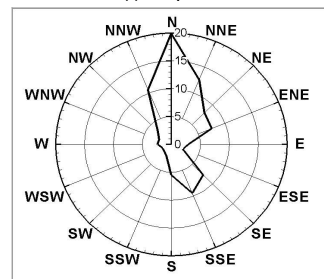
(i) Gapado



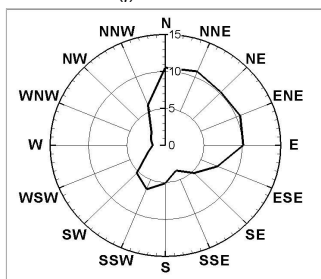
(j) Marado



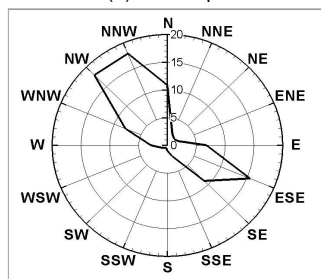
(k) Moseulpo



(l) Gosan



(m) Hallim



(n) Chujado

Fig. 3 Wind rose diagram

알려져 있으므로, 어느 지역에서 풍속의 단계별 빈도에 대한 확률적인 풍속확률 밀도를 알고 있다면 특정 풍속에 대한 풍속의 확률을 예상할 수 있을 것이다 (Celik, 2003). 풍속의 확률밀도 함수는 수학적 모델 중 가장 적절하게 이용되는 웨이블 분포(Weibull distribution)로 다음과 같은 식으로 나타낸다.

$$f(V) = \frac{k}{A} \left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{A}\right)^k\right) \quad (2)$$

여기서,  $f(V)$ 는 풍속  $V$ 가 발생할 확률,  $A$ 는 풍속의 평균값과 관계하는 척도계수(scale parameter),  $k$ 는 풍속의 편차와 관계하는 형상계수(shape parameter)이며, 각각의 값에 대해서 컴퓨터 프로그램 언어 포트란을 이용하여 산출 하였다.

#### 2.4 풍력에너지 밀도

단위면적 당 풍력에너지를 풍력에너지 밀도라 하며, 평균 풍력에너지 밀도는 다음과 같은 식으로 나타낸다.

$$P_o = \frac{1}{2} \frac{\sum \rho V^3}{m} \quad (3)$$

여기서,  $P_o$ 는 단위시간당 평균 풍력에너지 밀도( $W/m^3$ ),  $\rho$ 는 공기의 밀도 ( $15^\circ C$ , 1기압으로  $1.225kg/m^3$ ),  $V$ 는 풍속 (m/s),  $m$ 은 대상 기간의 데이터 수이다.

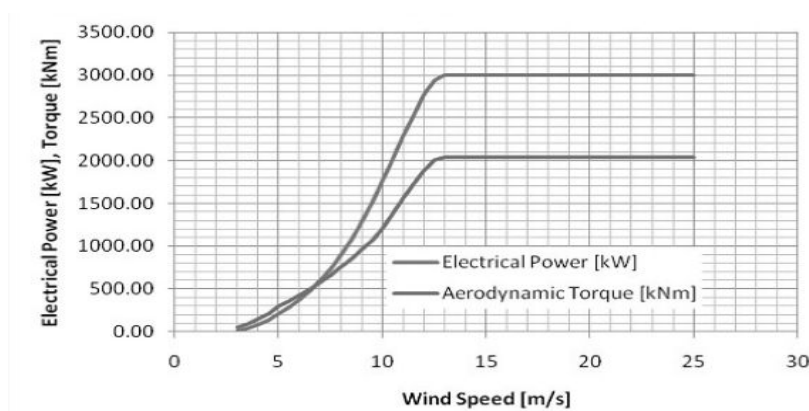


Fig. 4 Power curve

### 3. 발전량의 산정 방법

#### 3.1 WinDS3000 발전기

Fig. 4는 WinDS3000의 출력곡선이며, 여기서 X축은 풍속을 나타내며 Y축은 풍속에 대한 전기발전량을 나타낸다. 발전량 산정에 앞서, 적용 모델은 최근 두 산중공업에서 Park 등(2009)에 의해 개발되어진 WinDS3000기종을 채택하였고, 이에 대한 개략적인 설명을 Table. 4에 나타내었다.

Table 4. The basic information for WinDS3000

Rated power	3,000KW
Cut-inwindspeed	4m/s
Rated wind speed	13m/s
Cut-out wind speed	25m/s
Swept area	6,539m <sup>2</sup>
WinDS3000 hub height	80m
Rotordiameter	91.3m

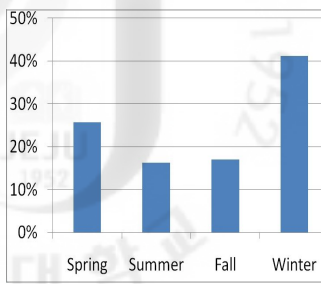
#### 3.2 연간, 계절별 전기발전량

연간 전기발전량은 풍력발전기의 출력곡선과 설치지점의 타워높이에 해당 기간에 해당하는 풍속 출현분포를 1m/s로 분류하고 계산되었으며, 식(4)로 나타낼 수 있다. 계절별 전기발전량은 식(4)식에  $f_i$ 값을 계절별로 나누어 해당 계절에 속해 있는 풍속만을 대입하였고, 계절별로 봄(92일) 2,208시간, 여름(92일) 2,208시간, 가을(91일) 2,184시간, 겨울(90일) 2,160시간을 대입하여 산출하였다.

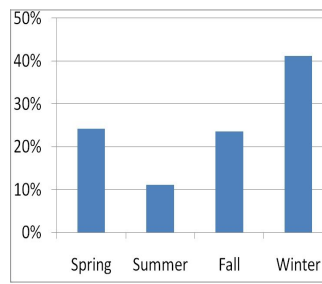
$$W_o = \sum (W_i \times f_i \times 8760(h)/year) \quad (4)$$

여기서,  $W_o$ 는 연간 전기발전량(MWh),  $W_i$ 는 풍속 계급  $i$ 의 발전 출력(MWh),  $f_i$ 는 풍속  $i$ 의 발생률이다.

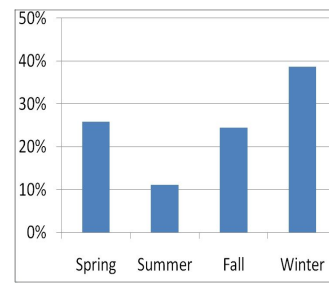
Fig. 5은 계절별로 산출된 전기발전량을 백분율로 나타낸 그래프이며, Table 2와 Fig. 2에서 확인 되었듯이, 겨울의 풍속이 여름보다 강하기 때문에 겨울에 얻어지는 전기발전량이 여름에 얻어지는 전기발전량보다 상대적으로 높은 것을 확인 할 수 있다.



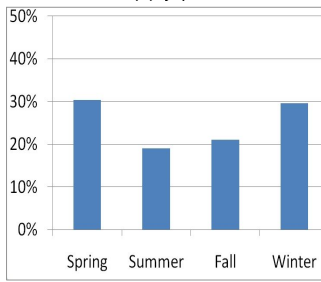
(a) Jeju



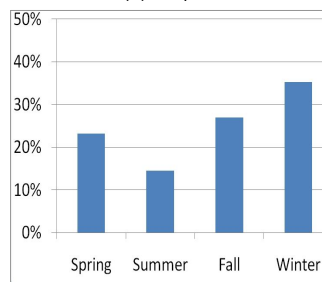
(b) Gujwa



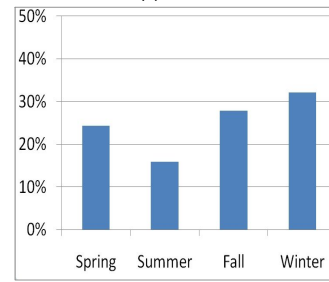
(c) Udo



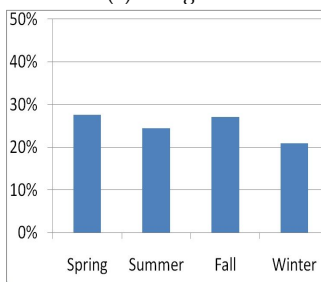
(d) Seongsan



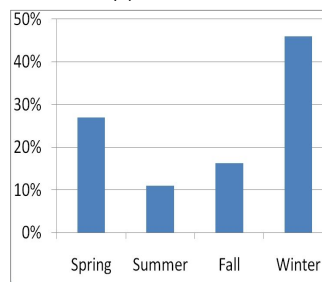
(e) Namwon



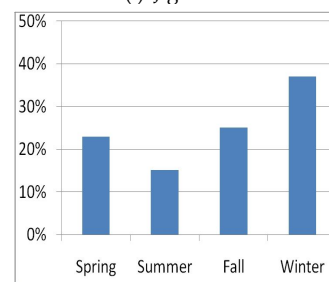
(f) Jigwido



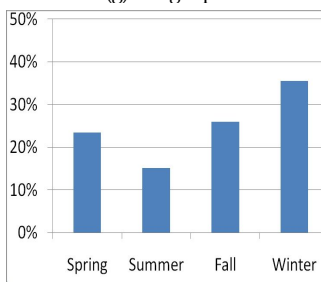
(g) Seogwipo



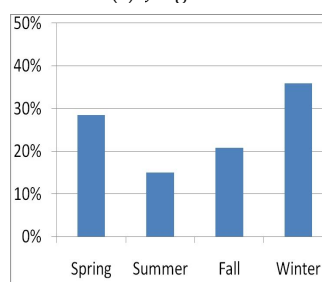
(h) Jungmun



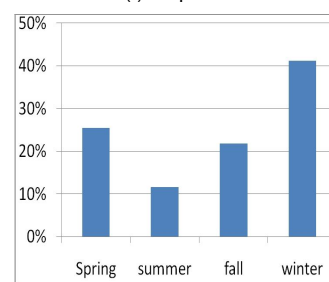
(i) Gapado



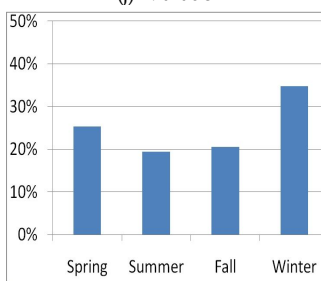
(j) Marado



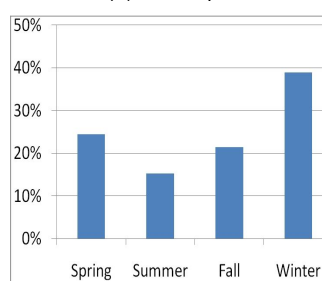
(k) Moseulpo



(k) Gosan



(m) Hallim



(n) Chujado

Fig. 5 Rate of generation

### 3.3 에너지 밀도 및 발전량의 산정 결과

Table 5에서는 관측된 풍속데이터인 Table 1의 자료를 이용하여 얻어진 결과를 나타내었으며, 여기서  $A$ 와  $k$ 는 각각 웨이블 분포의 척도계수와 형상계수이다. 관측풍속을 10m와 80m로 환산하였으며, 이 환산풍속을 이용하여 평균풍속, 에너지밀도, 연간 전기발전량을 산출하였다.

Table 5의 결과를 볼 때, 풍력발전의 적격지를 판별하는 기준인 지상 10m로 환산한 풍력에너지밀도 값이  $100\text{W}/\text{m}^2$ 이상인 지점은 우도, 지귀도, 가파도, 마라도, 모슬포, 고산, 추자도이다. 이 지점들은 고산과 모슬포를 제외하고, 해상과 매우 밀접한 지역에 위치한 섬 관측지점들이며, 이 지점들의 풍속분포는 Fig. 2에서 확인할 수 있듯이 에너지 취득이 용이한  $9\sim 16\text{m}/\text{s}$ 의 풍속이 비교적 높은 값을 보였다. 한편  $50\text{W}/\text{m}^2$ 이하의 낮은 값을 보인 지점은 제주, 성산, 남원, 서귀포, 중문으로 제주도 내 육지부에 위치하고 있으며,  $8\text{m}/\text{s}$ 미만의 풍속이 비교적 높은 비율로 분포하고 있는 것을 Fig. 2에서 확인할 수 있다. 또한 풍력에너지밀도 값이 가장 높은 지귀도인 경우, 80m로 환산된 평균풍속이  $6.11\text{m}/\text{s}$ 로 가파도, 마라도, 고산 보다 낮은 값을 보였지만, Fig. 2에서 계절별 풍속출현빈도가 다른 지역에 비해 편차가 적은 것을 알 수 있다. 이는 풍력에너지밀도는 (3)식과 같이 풍속의 세제곱에 비례하므로 높은 풍속에 대해서 일정하게 부는 지역에 풍력에

Table 5. The results of energy density and annual electricity generation

Observation Points	Height (m)	Average Wind Speed (m/s)	Scale Factor	Shape Factor (m/s)	Revised Wind speed (m/s)		Wind Power Density (W/m <sup>2</sup> )			WinDS3000
					10m	80m	Height	10m	80m	Annual Electricity Generation (W <sub>0</sub> )
Jeju	20	3.3	4.11	2.34	3.07	3.78	50.54	41.05	76.62	1635.85
Gujwa	25	4.03	4.94	2.04	3.68	4.53	93.43	70.99	132.47	2988.18
Udo	39	5.52	6.63	2.15	4.82	5.93	230.68	153.34	286.14	5627.32
Seongsan	18	3.19	4.21	2.24	3.01	3.71	41.66	34.92	65.17	1433.12
Namwon	19	2.89	3.73	2.13	2.71	3.34	35.64	29.4	54.86	1176.49
Jigwido	22	5.37	6.39	1.57	4.96	6.11	538.96	425.39	793.83	6492.51
Seogwipo	50	2.86	3.71	2.33	2.44	3.0	30.65	18.91	35.29	675.25
Jungmun	63	2.08	2.86	1.79	1.73	2.13	16.66	9.59	17.89	318.22
Gapado	13	5.64	7.01	1.95	5.49	6.76	223.81	206.87	386.0	7630.84
Marado	36	7.15	8.31	1.93	6.29	7.75	475.68	323.93	604.45	9394.02
Moseulpo	13	4.28	5.12	2.02	4.17	5.13	111.8	103.36	192.86	4034.6
Gosan	71	7.39	7.31	2.08	6.08	7.48	646.75	359.27	670.34	8173.58
Hallim	22	3.6	4.47	1.98	3.33	4.1	68.57	54.14	101.02	2301.97
Chujado	13	4.51	5.88	1.77	4.39	5.41	142.17	131.41	245.2	4939.96



너지밀도 값이 높은 것으로 생각된다.

에너지 취득률에 관해서 본다면, 대부분의 관측지역이 30%이상의 값을 보였지만, 풍력에너지밀도 값이 비교적 높은 값을 보였던 지귀도, 마라도, 고산의 경우에너지취득률이 30%이하의 낮은 값을 보였다. 이는 Fig. 4에서 확인할 수 있듯이, WinDS3000발전기의 정격출력은 15m/s이며, 정격출력에서 풍력발전기의 작동이 멈추는 풍속 25m/s까지 발전기의 출력이 증가하지 않고, 지귀도, 마라도, 고산지역에서 25m/s이상 강한 풍속의 발생률이 높기 때문인 것으로 생각 된다.

Fig. 5는 계절별 전기발생률을 나타냈다. 그 결과 성산, 지귀도, 서귀포를 제외한 모든 관측지점의 겨울철 전기발전량은 연간 전기발전량의 35%이상의 값을 보였다. 모든 관측지점의 여름철 전기발전량은 평균 15%로 사계절 중 가장 낮은 값을 보였고, 특히 고산 12%, 우도 11%로 지상고 10m에서 풍력에너지밀도가 100W/m<sup>3</sup>이상인 관측지점 중에서 가장 낮은 값을 보였다.

여기서 연간 발전 전력량과 매전 단가를 이용하면 매전 금액을 구할 수 있지만 상업용, 가정용, 누진세 등으로 인해 그 기준을 잡기에 어려움이 따르므로 간략한 계산을 이용하여 연간 발전량의 값을 계산하고자 한다. 4인기준 가정의 한 달 전기사용량을 300KW로 가정하고, 연간 발전량이 가장 높은 마라도를 기준으로 한다면 다음과 같이 계산 할 수 있다.

연간 전기 사용량 :

$$300KW \times 12 \text{ 개월} = 3,600KW$$

연간 전기 사용가능한 가구 수 :

$$9,394,000KW \div 3,600KW = \text{약 } 2,600 \text{ 가구}$$

WinDS3000 발전기 한 대를 마라도에 설치할 한다면 연간 2,700 가구에 전기를 공급할 수 있다는 결과가 나온다.

풍력발전 사업의 건설비용은 지역의 입지조건에 의해 크게 차이를 보이므로 구체적인 풍력단지개발의 언급은 힘들지만, 해상 및 연안지역의 관측지점에서 전기발전량은 육상지역에 비해 비교적 높은 값을 확인되었으며, 이는 연안이 육상과 비교하여 풍부한 풍력자원과 대규모 풍력단지 건설에 유용한 장점을 가지고 있는 것으로 생각된다.

### 3.4 WindPRO Program 적용

이 절에서는 기상청에서 제공받은 데이터를 이용하여 분석된 결과를 참고하여, 제주도 주변 연안지역 중 비교적 풍력개발 잠재력이 높게 관측된 우도와 모슬포 지역에 대해 Met Mast를 설치하여 관측된 자료를 이용하여 분석해보았다. 이 풍황자료는 제주대학교 기계시스템공학부 소속인 유체역학실험실에서 연구의 목적으로 관측한 데이터이다. 이 지역 모두 제주도 연안지역과 매우 근접한 위치로서 제주 지역 해상풍력사업에 있어 매우 중요한 위치라 할 수 있다. Table. 6는 각각의 Met Mast에 대한 위치와 좌표를 나타내었으며, Table. 7에는 각 Met Mast의 관측높이, 높이별 평균풍속, 관측기간 그리고 데이터 관측률을 나타내었다.

우도 Met Mast의 60m 높이에서 관측된 풍속이 8.17m/s로 가장 높은 값을 보였으며, 반대로 모슬포 Met Mast의 30m 높이에서 관측된 풍속이 5.96m/s로 가장 낮은 값을 보였다. 우도의 경우 관측기간이 약 9개월로 1년 미만이며, 모슬포는 관측기간은 1년이다. 각각의 Met Mast의 관측률은 100%를 보였다.

Fig. 6에 우도와 모슬포에서 관측된 풍황자료의 바람장미도를 나타내었다. 각각의 관측지점의 주풍향은 우도가 북풍 그리고 모슬포가 북서풍이었으며, 이는 Fig. 3에서 AWS자료를 이용하여 나타낸 결과와 비슷한 결과를 보였으며, 이는 같은 겨울철 계절풍의 영향을 많이 받기 때문인 것으로 생각할 수 있다.

식(1)의 지수값을 계산하기 위해 Table. 7의 높이별 관측풍속이 이용되었으며, 각각의 방위별 지수값을 계산해 Fig. 7에 나타내었다. 우도의 경우, 일반적으로 육상과 비교하여 장애물에 의한 영향이 적은 해상지역으로부터 불어오는 풍속의 지수 값이 낮게 관측되었으나, 모슬포의 경우에는 해상과 Met Mast 사이에 숲 지형이 분포하고 있어 풍속의 연직분포에 영향을 받아 해상에서 불어오는 방향의 지수 값이 다소 높게 계산되었다.

Table 6. The coordinations of each Met Mast(GRS80, TM)

No. Point	East(m)	North(m)
Udo	196581.6	15437.1
Moseulpo	133634.6	19603.5

Table 7. The wind speed of each position and height and observation period

Position	Observation Height(m)	Average Wind Speed(m/s)	Observation Period		Percentage of Observation(%)
			Start	End	
Udo	60	8.17	2007.11.01	2008.08.06	100
	40	7.56			
	20	6.71			
Moseulpo	60	7.04	2010.01.12	2011.01.20	100
	40	6.34			
	30	5.96			

Met Mast와 같이 단기간 관측데이터는 AWS의 장기간 데이터와 비교하여 높은 불확실성을 갖게 된다. 이러한 불확실성을 줄이기 위해 각각의 Met Mast와 가장 근접한 AWS데이터를 이용하여 단기간 풍속을 장기간 풍속으로 보정할 필요가 있다. 여기서는 장기간 풍속보정을 위해 선형회귀(linear regression)법을 적용하여 장기간 풍속보정을 실시하였으며, 풍향을 30° 간격으로 12개의 구간으로 나누어 각각의 방위별 보정을 실시하였으며, Met Mast에서 관측된 풍속을 식(1)에 적용해 계산된 풍력발전기의 허브높이 80m에서의 풍속과 AWS의 10년치 장기간 데이터를 이용하여 식(7)의  $a$ 와  $b$ 값을 각각의 방위별로 산출하였다.

$$V_{mast} = aV_{ref} + b \quad (7)$$

여기서,  $V_{mast}$ 는 보정될 풍속,  $V_{ref}$ 는 장기간 풍속이다.

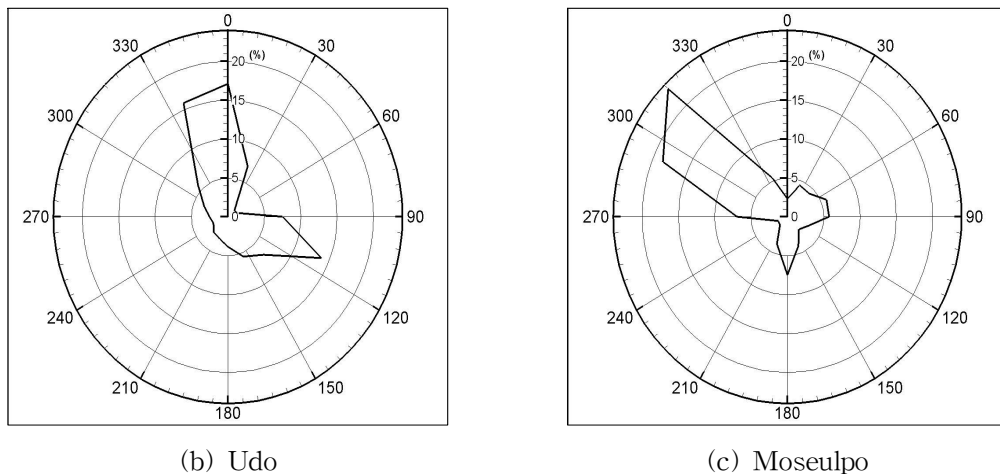
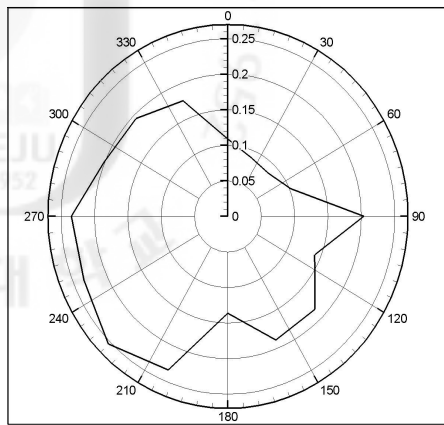
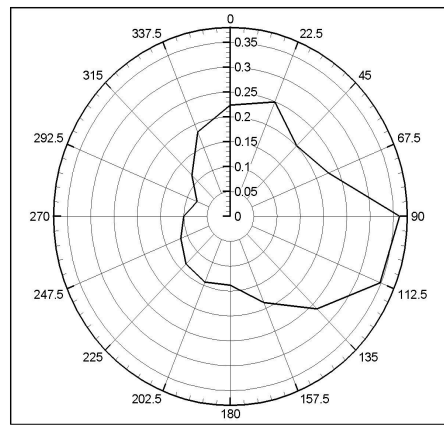


Fig. 6 The wind rose diagram of each position



(b) Udo

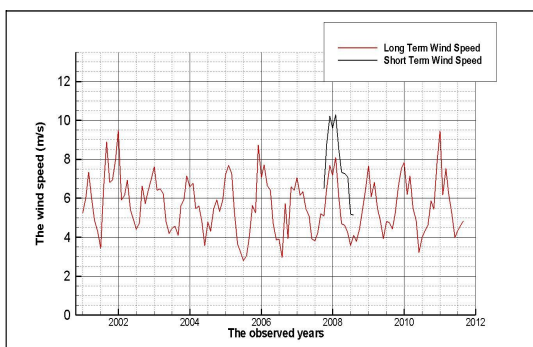


(c) Moseulpo

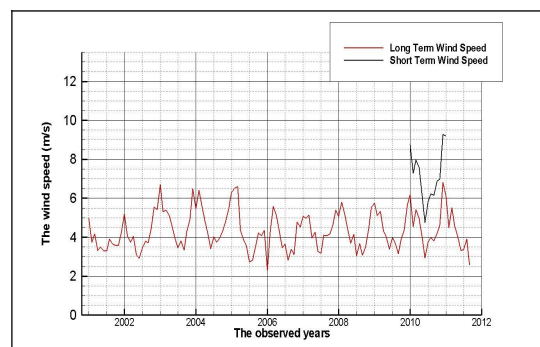
Fig. 7 The index calculated of each position and direction

각각의 Met Mast와 가장 근접해 있는 장기간 풍속데이터로 우도, 모슬포의 AWS가 선택되었으며, Fig. 8에 2001년 1월부터 2011년 9월까지의 AWS 월별 평균풍속과 각각의 Met Mast에서 관측된 풍속을 실선으로 나타내었다. 각 그래프별 AWS 풍속과 Met Mast의 풍속이 겹치는 부분에서 비슷한 형태의 풍속분포를 확인할 수 있다.

Fig. 9는 각각의 위치별로 식(7)를 이용하여 보정된 10년치 장기간 월별 평균풍속을 보이며, Table. 8에 장기간 풍속 보정이 실시되기 전 80m 높이의 평균풍속과, 보정 후 평균풍속 값을 나타내었다. 우도 관측지점에서는 0.28m/s가 증가했지만, 모슬포 관측지점의 경우에는 0.36m/s가 감소하는 결과를 보였다. 이는 Fig. 9에서

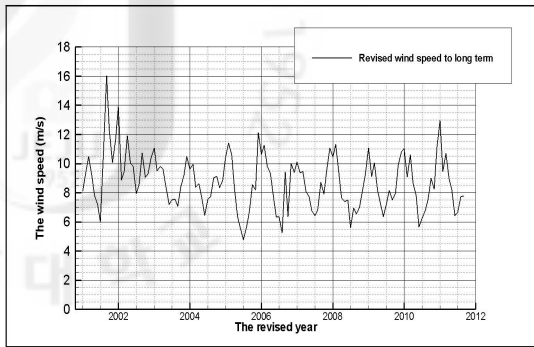


(a) Udo

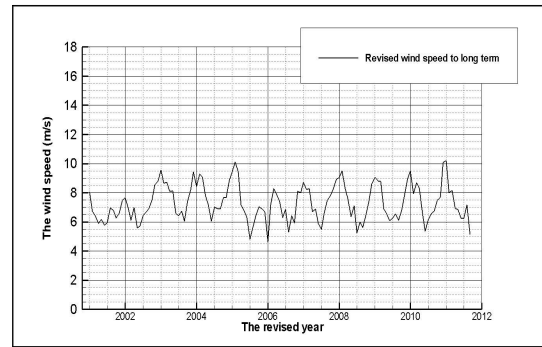


(b) Moseulpo

Fig. 8 The monthly average wind speed for calculating long term correlation



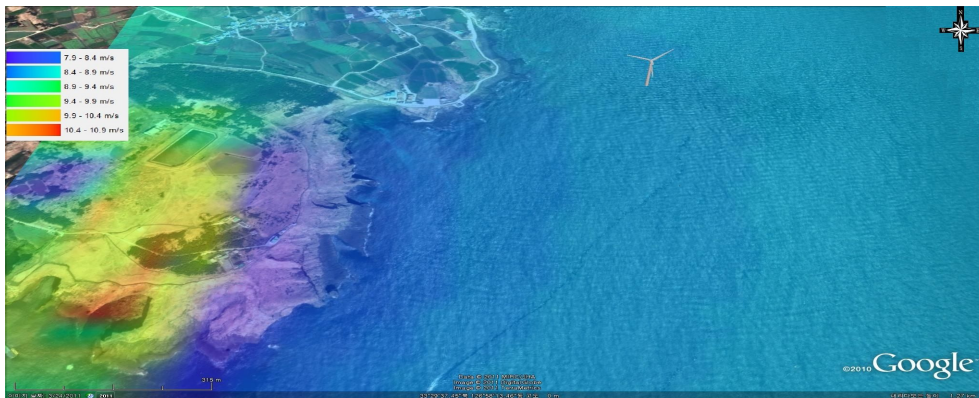
(a) Udo



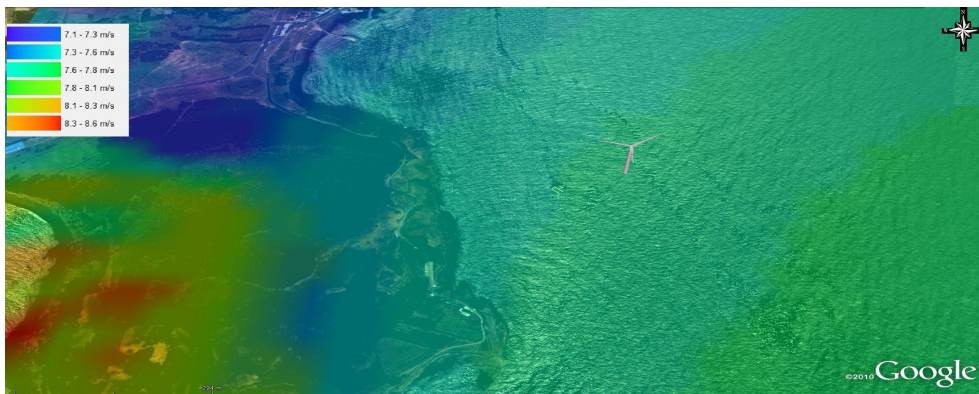
(b) Moseulpo

Fig. 9 The monthly revised average wind speed from long term correlation

확인 할 수 있듯이, 우도에서는 2002년도의 월별 평균풍속이 높게 계산되었으며, 반대로 모슬포는 2002년도와 2006년도의 장기간 보정 풍속이 다소 낮게 계산되었기 때문이다.



(a) Udo



(b) Moseulpo

Fig. 10 The wind resource map and the wind turbine of each position

Table 8. The result of long term correlation

Position	Raw wind speed (m/s)	Observed wind speed (m/s)
Udo	8.39	8.67
Moseulpo	7.62	7.26

위에서 계산된 장기간 풍속데이터를 풍력단지설계 프로그램인 WindPRO프로그램에 적용해 연간전기발전량을 평가하였다. 여기서도 마찬가지로 위에서 언급한 WinDS3000풍력발전기가 적용되었다. 연간발전량과 연간이용률 그리고 풍력발전기 허브 높이의 평균풍속을 계산하기위해, WindPRO프로그램 내에서 생성된 바람지도를 이용하여 계산되었으며, 각 위치별 바람지도와 풍력발전기를 Fig. 10에 나타내었다. 계산과정에서는 어떠한 손실도 발생하지 않는다고 가정하였다. 또 WindPRO프로그램의 인풋데이터로 국토지리정보연구원에서 구입할 수 있는 1/5000 수치지형도에서 등고선데이터를 추출하여 프로그램에 적용했다. 풍력발전기의 위치, 수심, 연간전기발전량, 연간이용률, 연간평균풍속을 Table. 9에 나타내었다. 평균풍속이 8.5m/s로 계산된 우도에서 10,000MWh/y가 넘는 높은 값과 41.1%의 높은 이용률이 산출되었으며, 평균풍속 값이 다소 낮게 계산된 모슬포의 경우 9,072.5MWh/y의 연간전기발전량과 34.5%의 이용률이 계산되었다. 이 값은 Table. 5에서 계산된 우도 5,627.32MWh/y와 모슬포 4034.6MWh/y와 비교하여 비교적 높게 계산되었다. Fig. 10에서는 바람지도의 우측에 보이는 육지부에서 강한 풍속이 계산되었으며, 이는 바람이 불어오면서 지형의 고도가 높아지기 때문이다.

Table 9. The coordination and depth water of each wind turbine

Position	Coordination (GRS90, TM)		Water of Depth(m)	Annual Electricity Production(MWh/y)	Capacity Factor(%)	Average Wind Speed(m/s)
	East(m)	North(m)				
Udo	197616	50727	5.1	10,815.2	41.1	8.5
Moseulpo	134497	18038	14.7	9,072.5	34.5	7.52

### III. 수치해석을 위한 기본 방정식

#### 1. SMB법

SMB법은 해역에서 일정한 바람이 부는 경우, 풍속, 취송거리 그리고 취송시간에 의한 유의파고를 계산 하는 간단한 방법이다. 수심이 파장에 비해서 얇아, 파의 영향이 해저면에 미치는 파를 천해파랑 이라고 한다. 천해파랑에서 수심의 깊이에 따른 해저면의 마찰은 유의파고와 유의파주기 산정에 있어서 매우 중요한 요소 중 하나이며, 유의파고와 유의파주기는 다음과 같은 식으로 나타낸다.

$$X = \frac{\sum_{i=1}^{15} X_i \cos \theta}{\sum_{i=1}^{15} \cos \theta} \quad (8)$$

$$U_A = 0.71 U_S^{1.23} \quad (9)$$

$$H_s = \frac{0.283 U_A^2}{g} Y_1 \tanh \left[ \frac{0.00565 \left( \frac{gX}{U_A^2} \right)^{0.5}}{Y_1} \right] \quad (10)$$

$$T_s = \frac{7.54 U_A}{g} Y_2 \tanh \left[ \frac{0.0379 \left( \frac{gX}{U_A^2} \right)^{1/3}}{Y_2} \right] \quad (11)$$

$$Y_1 = \tanh \left[ 0.53 \left( \frac{gh}{U_A^2} \right)^{0.75} \right], \quad Y_2 = \tanh \left[ 0.833 \left( \frac{gh}{U_A^2} \right)^{0.375} \right]$$

여기서,  $X$ 는 코사인 평균법으로 계산되는 유효취송거리,  $H_s$ 는 유의파고,  $T_s$ 는 유의파주기,  $h$ 는 평균수심,  $U_A$ 는 보정된 풍속,  $U_S$ 는 표면에서 풍속이다.

#### 2. 파 치오름 높이계산

원통형 실린더에 대해 Nicedzwecki와 Huston (1992)는 다음과 같은 파 치오름 경험식을 제안하였다.

$$Ru = 0.56 H + 6.52 \times \frac{u^2}{2g} \quad (12)$$

여기서  $u$ 는 해수면에서 파의 수평축 최대 유속이다.

### 3. 타위에 작용하는 하중

해상풍력발전 타위에서 평균해수면 아랫부분에 작용하는 수평 방향의 과하중은 식(13)와 같이 모리슨 방정식으로 나타낼 수 있고, 평균해수면 윗부분에 작용하는 풍하중은 식(14)로 계산 할 수 있다.

$$dF_w = \left( \frac{1}{2} \rho_w C_D u |u| + \rho_w C_M \frac{\pi D^2}{4} \dot{u} \right) dy \quad (13)$$

$$dF_a = \frac{1}{2} \rho_a C_D D dy \quad (14)$$

여기서  $dF_w$ 는 연직 거리  $dy$ 의 부분에 작용하는 수평과하중,  $\rho_w$ 는 해수의 밀도,  $g$ 는 중력가속도,  $D$ 는 타위의 지름,  $C_D$ 는 항력계수,  $C_M$ 은 질량계수,  $u$ 는 파의 운동에 의한 수평 입자 속도,  $\dot{u}$ 는 파의 운동에 의한 수평입자 가속도,  $dF_a$ 는  $dy$ 에 작용하는 풍하중,  $\rho_a$ 는 공기의 밀도이다.

### 4. 로터 블레이드 설계 및 BEMT(Blade Element Momentum Theory)

풍력발전용 로터 블레이드 설계는 풍력터빈이 설치될 장소에서 다년간의 풍황 데이터 측정을 통한 신뢰성있는 정격풍속 및 설계풍속이 결정되어야 한다. 식(15)과 식(16)을 이용하여 로터 블레이드의 직경과 회전수를 계산할 수 있다.

$$D = \sqrt{\frac{8P_r}{\eta C_p \rho \pi V_D^3}} \quad (15)$$

$$N_{rpm} = 60 \left( \frac{V_D}{\pi D} \right) \lambda \quad (16)$$

여기서,  $D$ 는 로터 블레이드의 직경,  $P_r$ 은 풍력발전기의 정격출력,  $\eta$ 는 발전기의 효율,  $C_p$ 는 추정 출력계수,  $V_D$ 는 설계풍속,  $N_{rpm}$ 은 회전수,  $\lambda$ 는 풍속과 블레이드 끝단 속도의 비로 정의되는 주속비이다.

블레이드 각각의 요소별 양력, 항력, 추력 그리고 블레이드의 형상을 Fig. 9에 나타내었으며, 여기서  $\theta_p$ 는 요소별 블레이드 피치각,  $\alpha$ 는 블레이드의 받음각,  $\varphi$ 는  $\theta_p$ 와  $\alpha$ 를 더한 상대풍속과 블레이드의 진행방향의 사이 각,  $\theta_{p.o}$ 는 블레이드



피치각,  $\theta_T$ 는 요소별 블레이드 트위스트 각이며,  $a$ 는 풍속 감소 계수로서 식(15)에 나타내었으며, Ludwig Parandt(1919)가 제안한 블레이드 끝 손실 예측모델인 식(16)를 이용하여 블레이드 요소별 손실을 계산하여 계산하였다.

$$a = \frac{1}{3} + \frac{1}{3}f(u) - \frac{1}{3}\sqrt{1-f(u)+f(u)^2} \quad (17)$$

$$f(u) = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[ e^{-\left[ \left( \frac{N}{2} \right) (1-u)/u \right] \sqrt{1+(\lambda u)^2/(1-a)^2}} \right] \quad (18)$$

여기서  $u$ 는 풍력발전기 허브로부터 끝단까지 블레이드 국부위치를 무차원화한 변수이다.

풍력발전기 블레이드의 각 요소에 대한 양력은 식(19), 항력은 식(20), 그리고 블레이드의 추력은 식(21)로 나타낼 수 있다.

$$dF_L = C_l \frac{1}{2} \rho_a U_{rel}^2 c dr \quad (19)$$

$$dF_D = C_d \frac{1}{2} \rho_a U_{rel}^2 c dr \quad (20)$$

$$dF_N = dF_L \cos \varphi + dF_D \sin \varphi \quad (21)$$

여기서  $dF_L$ 는 블레이드 요소  $dy$ 에 작용하는 양력,  $dF_D$ 는 블레이드 요소  $dy$ 에 작용하는 항력,  $dF_N$ 는 블레이드 요소  $dy$ 에 작용하는 추력,  $U_{rel}$ 는 Fig. 11에 나타난 상대풍속,  $C_l$ 은 블레이드의 항력계수,  $c$ 는 블레이드 현의 길이이다.

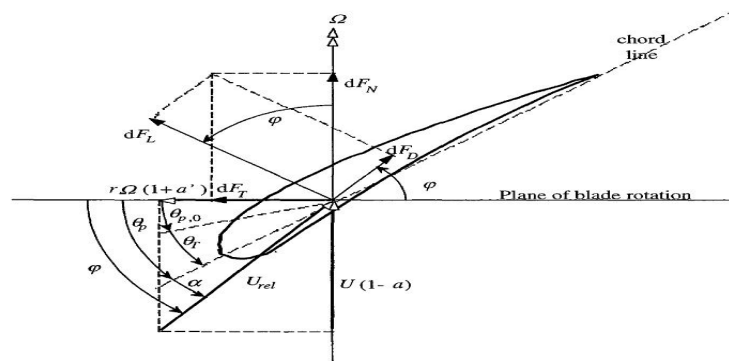


Fig. 11 Blade geometry for analysis of a horizontal axis wind turbine

## IV. 수치해석 및 고찰

### 1. 풍력과 파력에 의한 타워 구조물의 해석

해상풍력발전기 타워 하부의 하중을 평가하기 위해 제 3장에서 언급된 기본방정식을 적용한 자체적으로 개발한 코드를 이용해 수치해석을 실시했다. 개발된 프로그램의 검증은 위해 미국 NREL연구소에서 개발한 FAST code로부터 계산된 결과를 서로 비교해 보았으며, 검증단계에서 이용된 풍력발전기는 NREL에서 개발한 5MW급 해상풍력발전기이다. Fig. 12의 실선은 FAST code에서 계산한 결과 값이고, 점선은 자체적으로 개발한 코드로부터 계산된 결과 값이다. 여기서 x축은 시간, y축은 풍력발전타워 하부에 걸리는 모멘트 값이다.

전체적인 풍력발전기를 설계하기 위해, 중단풍속과 정격풍속, 설계풍속, 정격출력, 로터 블레이드의 직경을 결정하기 위한 출력계수 그리고 동력전달장치와 발전기의 효율을 각각 25m/s, 15m/s, 10m/s, 3,000KW, 0.45, 0.9로 가정하였다. 또한 해상풍력발전타워의 높이는 평균해수면에서부터 허브까지의 높이인 80m와 수심 30m를 더한 110m가 결정되었으며, 3m, 4.5m, 6m의 직경이 해상풍력타워에 미치는 하중에 대한 민감도를 분석하기 위해 가정되었다. 미국의 NREL연구소에서 개발한 S826, S825 그리고 S818 블레이드가 해상풍력발전기를 설계하기 위해 적용되었으며, 1m/s에서 55m/s까지의 풍속을 발생하여 자체적으로 개발한 수치해석 프로그램에 적용하였다.

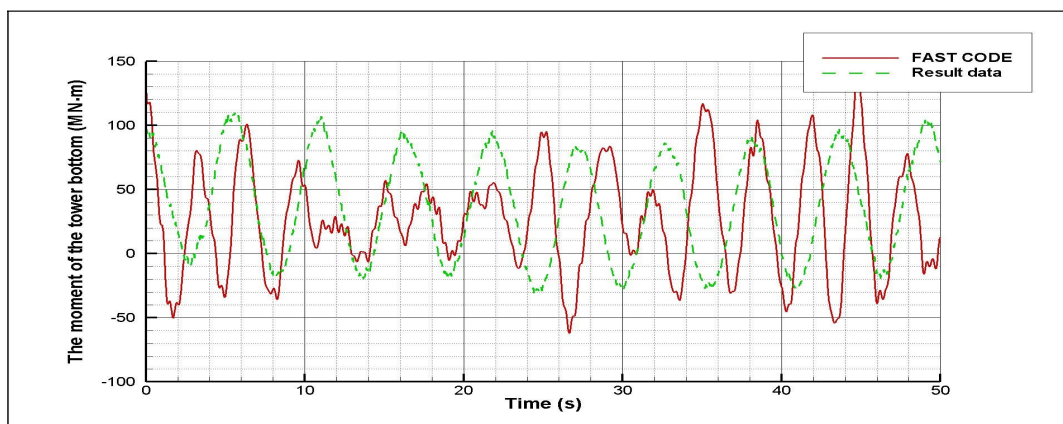


Fig. 12 Comparison between FAST code and Numerical Analysis Program

식(8)에서 식(11)로 정의된 SMB법으로부터 계산된 유의파고와 유의파주기를 식(13)로 정의된 모리슨 방정식에 적용하여 해상풍력발전타워에 작용하는 파력이 계산되었다. 여기서 파력의 영향이 미치는 높이를 계산하기 위해 식(12)를 이용해 파 처오름 높이가 계산되었다. 계산된 파 처오름 높이 윗부분에 대해, 식(14)를 이용하여 계산되는 풍력만을 고려하였으며, 고도가 높아짐에 따른 수직축 풍속변화에 대해서는 멱함수 법칙으로 정의된 식(1)이 적용되었다. 풍력발전타워 상단에 작용하는 블레이드의 추력을 계산하기 위해 식(15)와 식(16)을 이용하여 블레이드의 직경과 블레이드의 정격 회전수를 결정하였으며, 계산된 로터 블레이드의 직경은 124m, 정격 회전수는 12.3(rpm)이다. 설계된 블레이드의 추력을 계산하기 위해 식(17)~식(21)로 정의된 BEMT를 이용하여 계산되었다. 그리고 평균해수면과 파 처오름 높이 사이부분에는 파력과 풍력이 복합적으로 작용한다고 가정했다.

## 2. 타워구조물의 민감도 해석 및 고찰

SMB법으로부터 계산된 유의파고와 유의파주기를 Fig.13과 Fig. 14에 나타내었다. 풍속이 증가함에 따라 유의파고와 유의파주기가 함께 증가하는 결과를 보였으며, 적용된 풍속 중 가장 강한 풍속인 55m/s에서는 유의파고와 유의파주기가 각각 7.89m와 12.16s가 계산되었다. 파 처오름 높이에 대한 결과로는 Fig. 15에 나타내었으며, 이 계산결과 또한 마찬가지로 강한 풍속에서 증가함을 보였다. 이는 파 처오름 높이를 산정하는데 적용된 식(12)에서 SMB법의 결과데이터인 유의파고와 유의파주기가 풍속과 밀접한 관계가 있고, 높아진 파고로 인해 물입자 속도가 증가하기 때문인 것으로 생각된다.

Fig. 16는 해상풍력타워의 직경이 3m, 4.5m, 6m에 대해 평균해수면에서부터 타워의 하단에 미치는 전체적인 파력을 나타낸다. 이 결과는 3m 직경을 기준으로 6m인 경우 4배, 4.5m인 경우 2.25배의 파력의 증가하는 것을 확인 할 수 있었다. 이는 모리슨 방정식으로 정의된 식(13)에서 파력은 타워의 직경의 제곱에 비례하기 때문이다.

타워의 높이별 바람에 의한 영향을 계산하기 위해, 직경이 3m인 해상풍력타워의 고도별 풍력변화를 Fig. 17에 나타내었다. 설계된 풍력발전기의 종단풍속인

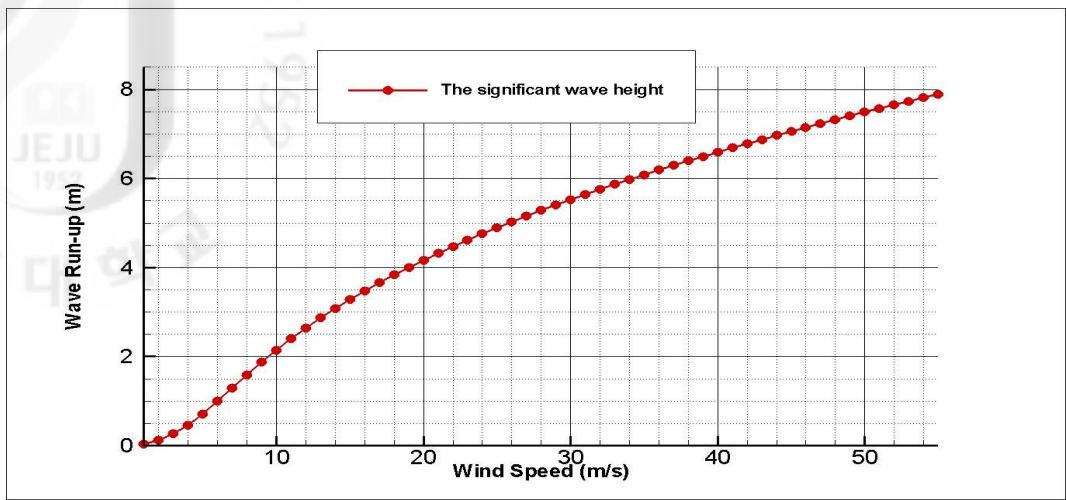


Fig. 13 The significant wave height

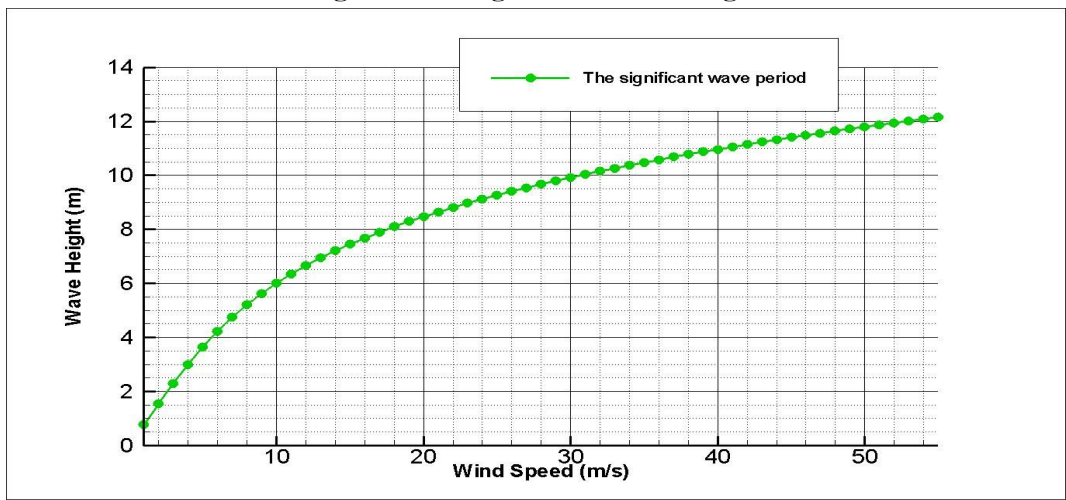


Fig. 14 The significant wave period

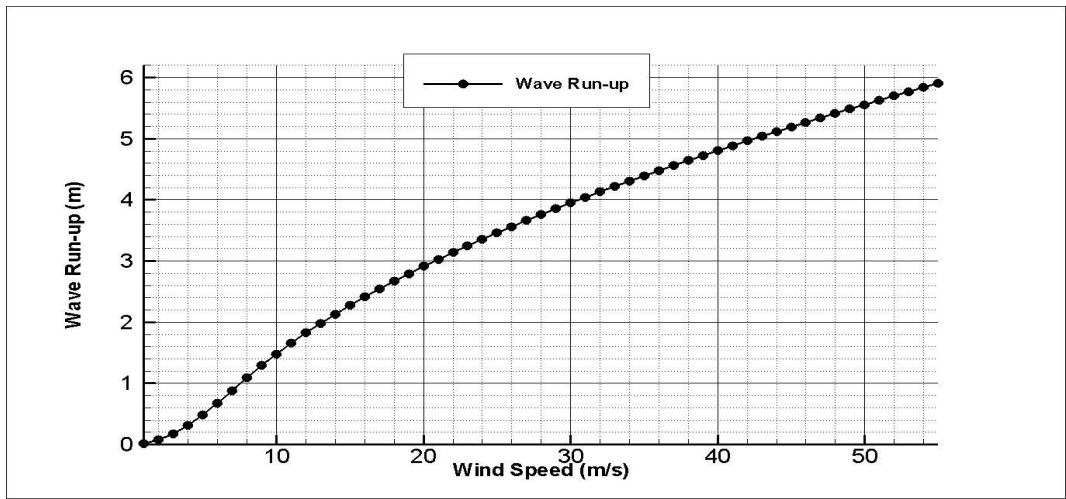


Fig. 15 The wave run-up

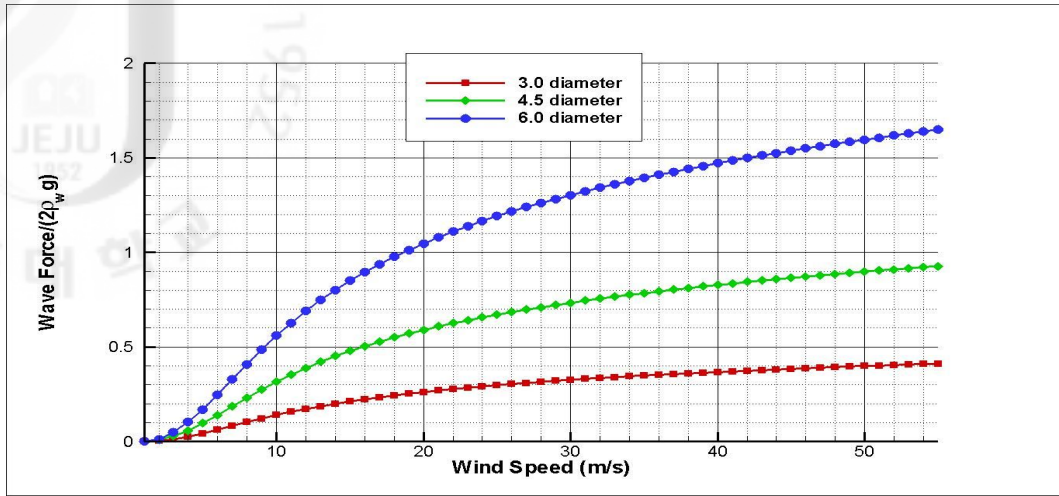


Fig. 16 The wave force

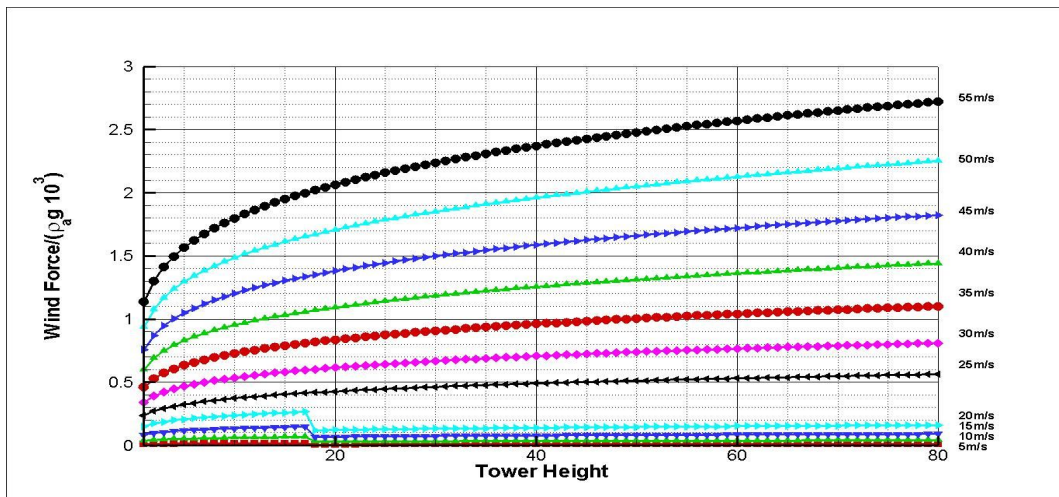


Fig. 17 The wind force

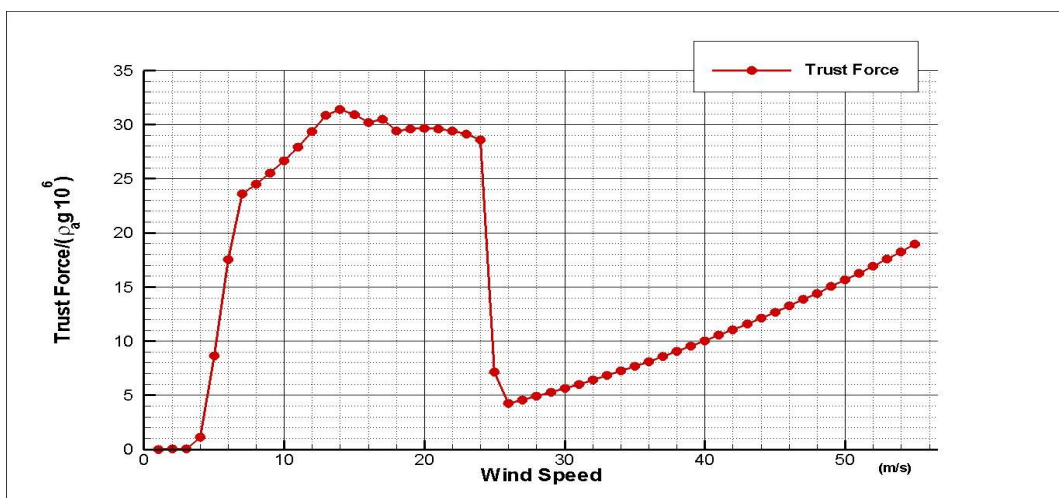


Fig. 18 The thrust force of the designed blade

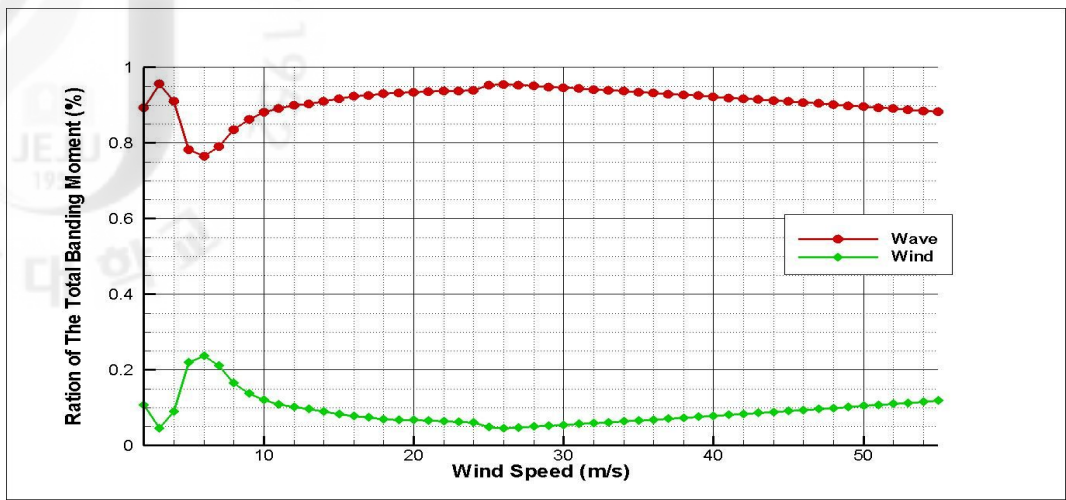


Fig. 19 The ratio of the wave force to the wind force

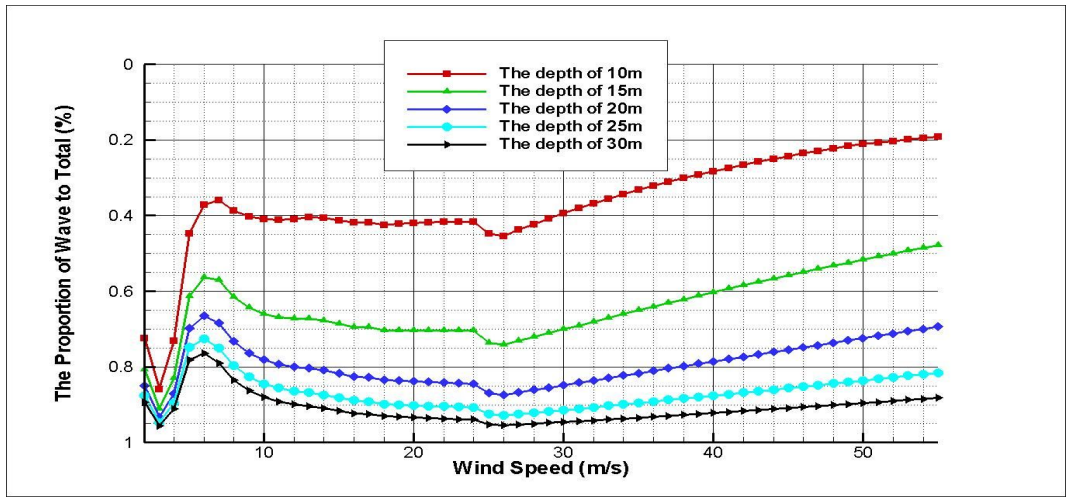


Fig. 20 Ratio of wave force to total external force of each water depth

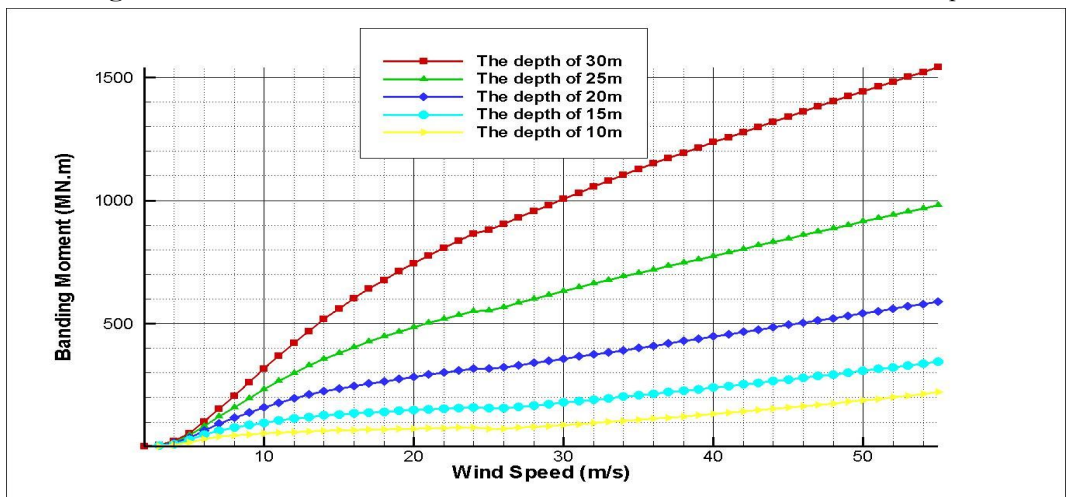


Fig. 21 The banding moment of the tower bottom

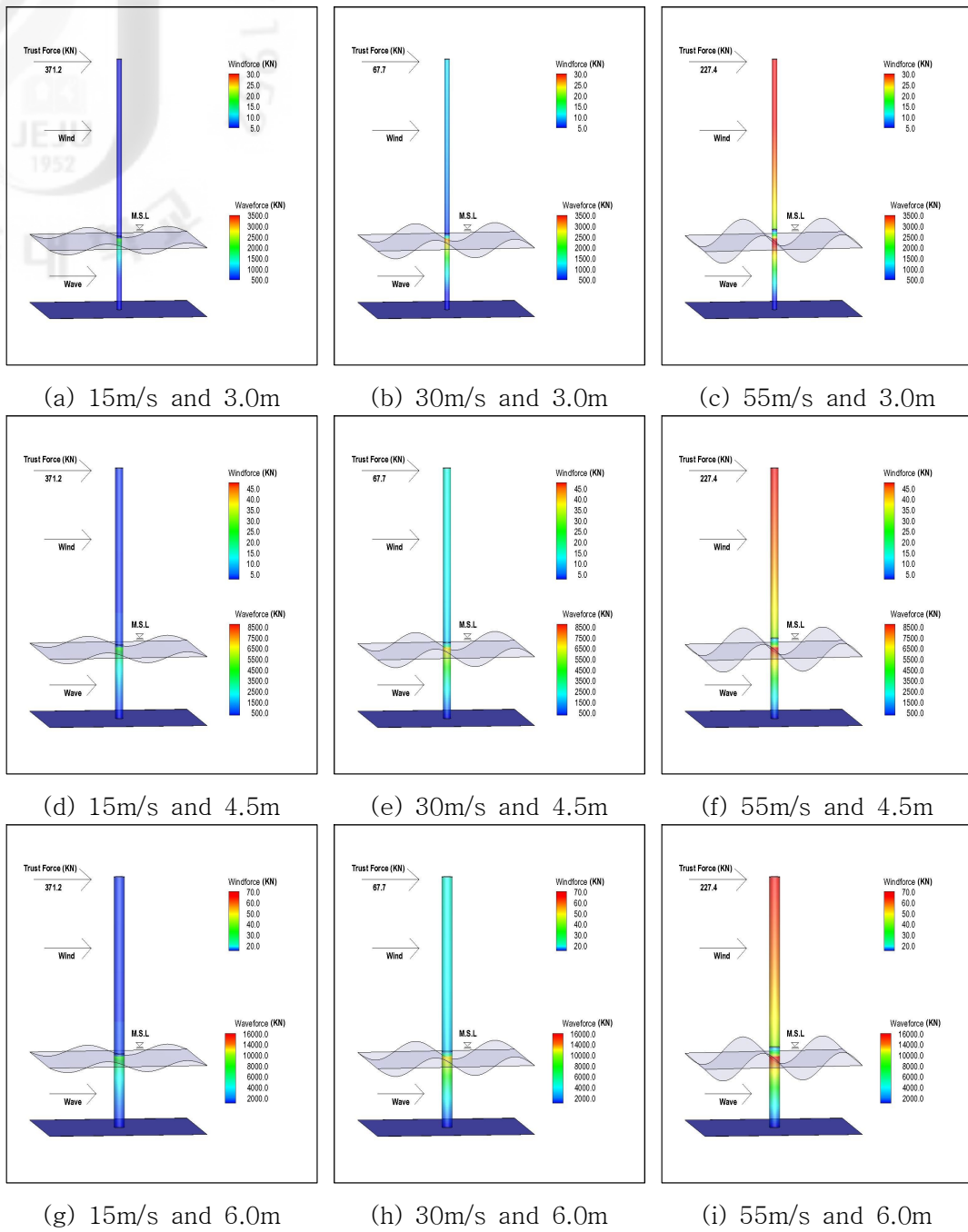


Fig. 22 The external force of each wind speed and diameter

25m/s이하인 경우, 타워의 높이 17m 윗부분에 풍력이 급격하게 감소하는 경향을 보인다. 이는 블레이드의 회전으로 인한 풍속을 감소하기 때문이다.

Fig. 18에는 풍속이 증가함에 따른 블레이드의 추력을 나타내었다. 블레이드의

추력은 풍력발전기의 시동풍속인 4m/s와 최적의 주속비를 갖는 풍속 7m/s사이에서 급격하게 증가되었고, 정격풍속인 15m/s까지는 비교적 완만하게 증가하는 결과를 보였으며, 풍력발전기의 정격풍속에서 중단풍속까지는 다시 감소하는 경향을 보였다. 이는 블레이드의 피치 각이 안전한 하중을 유지하기 위해 최적의 각도로 조절되기 때문이다.

Fig. 19은 수심 30m에 대해 해상풍력타워 하부에 작용하는 하중을 일으키는 파력과 풍력의 비율을 나타내었다. 4m/s에서 6m/s사이의 구간을 제외하고, 전체적으로 파력의 영향이 80%이상의 결과를 보였다. 이 결과는 파력이 풍력의 영향과 비교하여 해상풍력타워하부에 작용하는 영향에 대해 상당한 비중을 차지하고 있음을 입증하고 있다. Fig. 20은 수심에 따른 파력과 전체적인 외력의 비율을 계산하여 나타내었다. 여기서 확인 할 수 있듯이, 수심이 깊어짐에 따라 파력에 대한 영향이 상당히 증가되는 결과를 보였으며, 이는 SMB법으로 인해 계산된 유의파고와 유의파주기가 수심이 깊어짐에 따라 증가하기 때문이다. 그리고 수심이 깊어짐에 따른 해상풍력타워의 하부에 작용하는 모멘트를 Fig. 21에 나타내었으며, 이 또한 Fig. 20와 마찬가지로 수심이 증가함에 따라 해상풍력타워에 작용하는 하중이 증가함을 보였다.

Fig. 22에는 해상풍력타워의 직경이 3m, 4.5m, 6m인 경우에서 정격풍속 15m/s, 30m/s 그리고 최대 설계풍속인 55m/s를 적용하였을 때의 각각의 높이별 외력을 나타내었다. 식(1)의 멱함수 법칙으로 인해, 해상풍력타워의 상부에서는 하부와 비교하여 높은 풍력의 영향을 받는 것으로 나타났다. 또한 최대 파력은 최대 물입자속도가 평균해수면에서 가장 빠르게 계산됨에 따라 평균해수면 높이에서 가장 높게 나타났으며, 해저면으로 내려갈수록 낮은 파력에 의한 영향이 계산되었다. 이는 물입자속도가 수심이 깊어짐에 따라 감소하기 때문인 것으로 생각된다. 파력으로부터 영향을 받는 타워의 높이는 파 처오름 높이 상단으로 가정되었기 때문에, 파고의 높이보다 다소 높은 위치에서도 파력의 영향을 받아 높은 값이 계산되었다.



## 제 5장 결론

기상청에서 관측하고 있는 제주도 연안주변 AWS 14개의 관측 지점에 대한 풍향, 풍속의 출현특성을 정리하여 출현분포도와 바람장비도를 작성하였다. 풍력발전 입지로서의 관측 데이터 정리를 실시해, 관측 지점마다 풍력에너지 밀도의 산정과 풍력발전기의 전기발전량을 산정하여 그 지역의 풍력발전에 대해서 가능성을 검토하였다. 연안이 육상보다 대체적으로 높은 값을 보였으며, 우도, 지귀도, 가파도, 마라도, 모슬포, 고산, 추자도와 같이 개발 가능성이 높은 지역을 선정할 수 있었다.

전기발전량을 계절별로 산출하여 백분율로 나타내었고, 서귀포를 제외한 모든 관측지점의 여름철 전기발생률이 모두 20% 미만으로 나타났다. 이러한 결과를 통해 여름철에는 비교적 전기 취득률이 낮은 것을 알 수 있다. 여기서 연간발전량이 높은 우도, 지귀도, 가파도, 마라도, 고산의 관측지점만을 본다면, 비교적 계절별 전기발생률 편차가 적은 지귀도와 마라도 지역에 높은 풍력에너지개발 가능성을 확인 할 수 있었다.

풍력개발가능성이 높게 계산된 지역 중, 우도와 모슬포를 선정하여 Met Mast로부터 관측된 데이터를 WindPRO프로그램에 적용해 연간발전량과 연간이용률을 계산했다. 그 결과 기상청 AWS데이터로부터 계산된 연간발전량의 약 두배의 큰 값이 계산되었으며, 이는 AWS 관측기는 지상 10m에만 풍속계가 설치되어 먹함수 법칙에 대한 지수값에 대한 불확실성과 주변 장애물에 대한 영향을 받음으로써 풍속의 저하를 초래하기 때문인 것으로 사료된다.

그리고 해상풍력발전타워에 작용하는 파력과 풍력에 대한 평가가 실시되었다. 수심을 30m로 가정하고 타워의 직경을 각각 3m, 4.5m 그리고 6m에 대한 파력은 3m 직경을 기준으로 6m인 경우 4배, 4.5m인 경우 2.25배의 파력의 증가하는 것을 확인 할 수 있었다. 이는 모리슨 방정식으로 정의된 식(13)에서 파력은 타워의 직경의 제곱에 비례하기 때문이다. 또 1m/s에서 55m/s의 풍속을 적용한 결과 SMB법으로부터 계산된 높은 값을 갖는 유의파고와 유의파주기로 인한 파력이 증가함을 보였다. 이는 파력을 계산하는 모리슨 방정식이 유의파고와 함께 증

가하는 물입자속도와 밀접한 관계가 있기 때문인 것으로 사료된다.

과 처오름 높이 윗부분에 대한 풍력에 대해, 타워 상단에 작용하는 블레이드의 추력과 타워에 작용하는 풍력에 대해서 고려되었다. 블레이드의 추력은 풍력발전기의 종단풍속 이후에 급격하게 감소하는 결과를 보였으며, 이는 블레이드의 작동이 멈춤에 따라 블레이드가 받는 상대풍속이 감소하기 때문이다. 그리고 시동 풍속 이후와 종단풍속 이전의 풍속에 대해, 블레이드의 영향으로 인한 풍속이 감소되기 때문에 타워에 작용하는 풍력이 감소하는 것을 확인 할 수 있었다.

이 논문의 결과를 보았을 때, 해상풍력단지를 건설하기에 앞서 보다 더 정밀한 연간전기발전량과 연간이용률을 계산하기 위해서 Met Mast를 세워 어떤 지역의 풍황관측이 필수적일 것으로 사료되며, 그 지역의 파랑의 특성을 파악하여 파도의 영향을 최소화할 수 있게 설계되어야 할 것으로 생각된다.

## 참고문헌

- 경남호, 윤정은, 장문석, 장동순(2003). 한반도해역의 해상 풍력자원 평가, 한국태양에너지학회, Vol. 23, No. 2, pp. 35-41.
- 김남형 역(2002). 해안공학, 청문각.
- 김남형, 진정운(2010). 제주 연안지역 주변의 잠재 풍력에너지 평가, 대한토목학회, Vol. 30, No. 6B, pp. 617-625.
- 김범석, 김만응, 이영호(2008). 1MW 풍력터빈 블레이드 형상기본설계 및 성능해석, 유체기계공업학회, 제5호, pp. 15-21.
- 김범석, 김만응, 이영호(2008). BEMT에 의한 100kW 풍력터빈 블레이드 기본설계 및 성능해석, 한국마린엔지니어링학회, 제32권, 제6호, pp. 827-833.
- 김현구, 송규봉, 환선영, 윤진호, 황효정(2009). 국가바람지도 및 지리정보시스템 기반의 해상풍력단지입지 전략 연구, 한국환경과학회, 제18권, 제8호, pp. 877-883.
- 김현구, 장문석, 이은정(2008). 제주도 풍력자원 데이터베이스 구축을 위한 기상 통계분석. 한국환경과학회, 제17권, 제6호, pp.591-599.
- 대한건축학회(2009). 건축구조설계기준.
- 문채주, 정의현, 심관식, 정권성, 장영학(2008). 우리나라 지형특성을 고려한 풍력발전 타당성 연구. 한국태양에너지학회, Vol.28, No. 6, pp.24-32.
- 이봉희, 김병조, 김동우, 김현구, 하영철(2010). 국가바람지도를 이용한 극한풍속의 추정, 한국풍공학회, 제14권, 제1호, pp. 29-38
- 이영호, 김범석(2005). 해상풍력발전의 개요 및 전망, 한국마린엔지니어링학회 후기학술대회 논문집, pp. 167-168
- A. Etemadshagidi, M.H. Kazeminezhad and S.J. Mousavi.(2009). On The Prediction of Wave Parameters Using Simplified Methods, Journal of the Coastal Research, SI. 56, pp. 505-509.
- B.W. Byrne and G.T. Joulshby(2006). Assessing Novel foundation options for offshore wind turbines.

- Commission Electrotechnique International(2005). International Electrotechnical Commission 61400-1.
- Ditlevsen, O(2002). Stochastic Model for Joint Wave and Wind Load on Offshore Structures, Structural Safety, Vol. 24, pp. 139-163.
- Gaudiosi. G(1999), "Offshore Wind Energy Prospects", Renewable Energy, Vol. 16, pp. 828-834.
- J.F. Manwell, J.G. McGowan and A.L. Rogers(2002). Wind Energy Explained, John Wiley & Sons LTD.
- Leen De Vos, Peter Frigaard, Julien De Rouch(2007). Wave run-up on cylindrical and cone shaped foundations for offshore wind turbines, Coastal Engineering, Vol. 54, pp. 17-29.
- Martin, C.M.(1994) Physical and Numerical Modelling of Offshore Foundations under Combined Loads, Dphil thesis, University of Oxford, the United Kingdom.
- Musual, W. and Butterfield, S. (2004). "Future for offshore wind rnergy in the united states", NREL/CP-500-36313. National Renewable Energy Laboratory, Colorado.
- Niedzwecki, J.M., Duggal, S.D.(1992). Wave run-up and forces on cylinders in regular and random waves, Journal of Waterway, Port, Coastal, and Ocean Engineering, Vol. 118(6), pp. 615-634.
- U.S. Army Coastal Engineering Research Center(1984). Shore Protection Manual, Vol. 2, pp.8.18-8.19.

## 발표논문 리스트

### (1) 학회지 발표논문

- ① “제주 연안지역 주변의 잠재 풍력에너지 평가”, 대한토목학회, Vol. 30, No. 6B, pp. 617-625.
- ② “Sensitivity Analysis of Offshore Wind Turbine Tower”, KSCE(심사중).

### (2) 학술 발표회 발표논문

- ① “해상 풍력발전타워에 작용하는 파력과 풍력에 관한 기초연구”, 대한토목학회, 2010년도 대한토목학회 정기학술대회 발표논문집, pp. 536-539, 2010년 10월