



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](#)

박사학위논문

# 확률론적 기법을 이용한 풍력발전시스템 최적배치

제주대학교 대학원

기계공학과

양 경 부

2016년 2월



# 확률론적 기법을 이용한 풍력발전시스템 최적배치

지도교수            조경호  
공동지도교수      박윤철

양경부

이 논문을 공학 박사학위 논문으로 제출 함

2015 년 12 월

양 경 부의 공학 박사학위 논문을 인정함

심사위원장	<u>최종철</u>	
위 원	<u>김동환</u>	(인) 
위 원	<u>유영일</u>	(인) 
위 원	<u>박윤철</u>	(인) 
위 원	<u>조경호</u>	(인) 

제주대학교 대학원

2016 년 2 월



# Optimal Layout of Wind Turbines using Stochastic Methods

**Kyoungboo Yang**

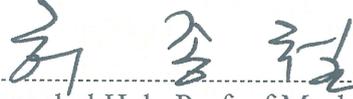
(Supervised by professor Kyungho Cho)

(Co-supervised by professor Youncheol Park)

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

2015. 12

This dissertation has been examined and approved



.....  
Dissertation director, Jongchul Huh, Prof. of Mechanical Engineering



.....  
Dissertation director, Jonghwan Lim, Prof. of Mechatronics Engineering



.....  
Dissertation director, Youngil Park, Prof. of Mechanical System Engineering



.....  
Dissertation director, Youncheol Park, Prof. of Mechanical Engineering



.....  
Dissertation director, Kyungho Cho, Prof. of Mechatronics Engineering

February 2016

Department of Mechanical Engineering

GRADUATE SCHOOL

JEJU NATIONAL UNIVERSITY



## 초 록

공학적 관점에서 풍력발전단지의 최대 목표는 풍력단지에서 생산되는 전기 에너지의 생산량을 최대화 하는 것이다. 풍력발전단지에는 여러대의 풍력터빈들의 제한된 공간내에 배열되어 있는데, 풍력터빈들의 배열로 인한 에너지 손실이 연간 5~20%정도 발생한다. 이러한 손실은 풍력터빈 후방으로 발생하는 후류에 의한 것으로, 후류는 풍속 감소로 인한 후방에 위치해 있는 풍력터빈의 발전량을 감소시키고, 전방 풍력터빈의 로터 회전에 의한 난류의 유입으로 피로하중을 증가시켜 후류 영향을 받는 풍력터빈에 기계적 고장 및 수명을 단축시키는 영향을 미친다.

본 연구는 풍력단지 설계시 제한된 공간내에서 후류로 인한 에너지 손실을 최소화하여 풍력단지에서 생산되는 에너지를 최대화하기 위한 풍력터빈들의 최적배치에 관한 내용이다.

후류에 의한 영향을 최소화하기 위한 배치는 풍력단지 전방위에 걸쳐 고려되어야 하는데, 이러한 배치 문제는 경우의 수가 매우 많고 복잡하여 배치해를 구하기 위한 정식화가 어렵다. 이러한 복잡한 문제를 해결하기 위한 확률론적 최적화 방법론들이 개발되어 다양한 분야에서 적용되고 있다. 본 연구에서는 확률론적 최적화 방법론 중 유전자 알고리즘과 풀림모사 알고리즘을 응용하여 풍력터빈 최적배치를 위한 알고리즘을 개발하였고 이를 실제 풍력발전단지에 적용하였다.

풍력발전시스템 최적배치에 앞서 최적배치시 연간 에너지 생산량 계산이 필요하다, 이 에너지 생산량 계산의 정확도를 위해서는 바람 방향별 후류에 의한 풍속감소와 이에 따른 발전량 손실을 효과적으로 계산해야 한다. 이를 위해 본 연구에서는 가시리 풍력단지의 실제 연간 발전량 및 후류 영향 분석을 하였으며, 이를 통해 풍력터빈 이격거리별 후류로 인한 발전량 감소를 파악하였다. 후류 영향에 의한 발전량 감소 분석 결과 가시리 풍력단지의 경우 이격거리 3.8D에서 9.5D간 최대 65%~20%의 발전량 감소를 확인하였고, 5D 이내 근접후류 영역에서 50%이상의 발전량 감소를 보이고 있음을 확인하였다.

후류 손실 계산을 위해 기존 Jensen 후류모델을 이용하여 계산한 결과를 가시리 풍력단지 분석 결과와 비교하였고, Jensen 후류모델 계산 결과가 근접 후

류 영역에서 실제 손실량과 최대 20% 이상의 많은 차이를 보였다. 이를 보완하기 위하여 본 연구에서는 후류손실을 보정하기 위한 보정인자를 제시하고 이를 Jensen 후류모델에 적용한 수정 후류 모델을 제시하였다. 제시한 수정 후류모델을 적용하여 가시리 풍력단지에 대하여 계산한 결과 기존 후류모델에 비해 실제 거리별 후류손실율에 더 근접함을 보였다.

제시한 수정 후류모델을 적용하여 풍력단지의 에너지 생산량 계산을 위한 프로그램을 개발하고 이를 가시리 풍력단지의 연간 에너지 생산량 계산에 적용하였다. 개발된 프로그램을 이용한 계산 결과의 적합성을 판단하기 위해 기존 국내외에서 많이 사용되고 있는 상용 프로그램을 이용한 계산 결과와 비교하였고, 가시리 풍력단지의 실제 연간 에너지 생산량과도 비교하였다. 비교 결과 본 연구에서 개발한 프로그램의 계산 결과가 실제 가시리 풍력발전단지의 풍력터빈별 연간 에너지 생산량의 증감 분포를 잘 나타내었고, 기존 상용 프로그램의 결과보다 실제 에너지 생산량에 더 가까운 결과를 보여주었다.

개발된 에너지 생산량 예측 프로그램을 기반으로 풍력단지 배치 최적화를 위한 최적화 알고리즘을 유전자 알고리즘과 풀림모사 알고리즘을 적용하여 개발하여 이를 가시리 풍력단지에 적용하였다. 개발된 알고리즘 계산 결과 기존 배치의 시스템 이용율보다 최대 1.85% 향상된 배치 결과를 보여주어 최적배치 알고리즘이 풍력터빈 최적배치에 유용함을 보였다.

풍력발전시스템의 최적배치의 목표는 에너지 생산량의 최대화를 목표로 하지만 에너지 최대화 과정에서 풍력터빈별 후류 손실 격차가 많이 발생할 수 있으며, 이는 특정 풍력터빈이 과도한 후류 영향에 노출되어 고장 발생 확률이 높아진다. 이를 위해 본 연구에서는 풍력발전시스템들의 안정적 운용을 위하여 최적배치시 풍력발전시스템들의 후류손실 표준편차를 최소화 하는 목적함수를 제시하였다. 이 목적함수는 전체 풍력터빈들의 후류 영향을 평준화 하는 것으로, 특정 풍력터빈이 과도한 후류 영향으로 인해 가중되는 피로하중을 감소시켜 전체 풍력터빈들의 안정화를 도모하는 것이다.

후류손실 표준편차의 최소화를 위한 목적함수를 이용한 최적배치결과는 최대 에너지 목적함수에 비해 에너지 생산량은 낮지만 그 차이가 크지 않았으며, 특정 수준 이상 후류영향을 받는 풍력터빈이 발생하지 않으면서 에너지 생산량도 높임으로써 전체적으로 안정적인 운용이 가능한 배치를 보여주었다.

# 목 차

List of Figures

List of Tables

Nonemclature

Abstract

<b>1 서론</b> .....	1
1.1 연구개요.....	1
1.2 연구의 필요성.....	3
1.3 연구동향.....	5
1.4 연구목적 및 범위.....	8
<b>2 풍력발전단지 생산량 예측 이론</b> .....	11
2.1 연간 에너지 생산량 예측 이론.....	11
2.1.1 연간에너지 생산량.....	11
2.1.3 풍력발전시스템 출력.....	16
2.2 풍력발전시스템 후류 이론.....	18
2.2.1 풍력발전시스템 후류.....	18
2.2.3 Jensen Wake Model.....	26
2.2.4 후류중첩 계산.....	28
<b>3 풍력발전단지 분석</b> .....	31
3.1 풍력발전단지 지형분석.....	33
3.2 풍력발전단지 풍황분석.....	36
3.3 풍력발전단지 발전량 분석.....	42
3.4 풍력발전단지 후류영향 분석.....	45
<b>4 Jensen 후류모델의 보정</b> .....	55

<b>5 풍력발전단지 에너지 생산량 예측 프로그램 개발</b> .....	65
5.1 배경지도 생성.....	69
5.2 지형도 생성.....	70
5.3 풍속데이터 처리.....	72
5.4 WRG(wind resource grid)데이터 생성.....	75
5.5 풍력발전시스템 사양.....	76
5.6 풍력발전단지 연간 에너지 생산량 예측.....	78
5.7 연간 에너지 생산량 예측 결과 검토.....	86
<b>6 풍력발전단지 최적배치</b> .....	95
6.1 최적배치를 위한 유전자 알고리즘.....	96
6.2 유전자 알고리즘을 이용한 배치결과 및 검토.....	103
6.2.1 에너지 생산량 최대화를 위한 최적배치.....	105
6.2.2 후류손실을 편차 최소화를 위한 최적배치.....	109
6.3 최적배치를 위한 풀림모사 알고리즘.....	113
6.4 풀림모사 알고리즘을 이용한 배치 결과 및 검토.....	119
6.4.1 에너지 생산량 최대화를 위한 최적배치.....	119
6.4.2 후류손실을 편차 최소화를 위한 최적배치.....	125
6.5 최적배치 결과 비교분석.....	134
<b>7 결론</b> .....	139

**References**

**Appendices**

**Acknowledgments**

## List of Figures

Fig. 1.1 Process of wind farm development.....	2
Fig. 1.2 Gasiri wind farm in Jeju.....	3
Fig. 1.3 Wake effects in wind farm(Horns Rev 1) .....	5
Fig. 2.1 Power curve example of stall regulated wind turbines .....	17
Fig. 2.2 Power curve example of pitch regulated wind turbines.....	18
Fig. 2.3 Overview of wake effect.....	19
Fig. 2.4 Comparison of analytical wake models .....	21
Fig. 2.5 Stream-tube of wind turbines.....	22
Fig. 2.6 Schematic view of the Jensen wake model.....	26
Fig. 2.7 Wake effect area of a rotor.....	28
Fig. 2.8 Wake area considering height of wind turbines .....	29
Fig. 3.1 The whole view of Gasiri wind farm .....	31
Fig. 3.2 Location of Gasiri wind farm(Google map) .....	32
Fig. 3.3 Wind turbines array of Gasiri wind farm .....	32
Fig. 3.4 Topographical map of surrounding Gasiri wind farm.....	33
Fig. 3.5 Topographical map of Gasiri wind farm (based on Google Earth).....	34
Fig. 3.6 Maximum slope of Gasiri wind farm.....	35
Fig. 3.7 Slope and elevation of wind turbines position .....	35
Fig. 3.8 Meteorological mast of Gasiri wind farm.....	36
Fig. 3.9 Specification of the Gasiri Met.mast .....	37
Fig. 3.10 Wind rose of Gasiri wind farm .....	38
Fig. 3.11 Monthly wind speed of Gasiri wind farm (70m) .....	39
Fig. 3.12 Weibull distribution of 70m height .....	41
Fig. 3.13 Weibull distribution of 50m height .....	41
Fig. 3.14 Monthly wind speed of nacelle on wind turbines .....	43
Fig. 3.15 Mean wind speed distribution along direction at each wind turbines.....	43

Fig. 3.16 Energy distribution of each turbine in Gasiri wind farm .....	44
Fig. 3.17 AEP and CF of Gasiri wind farm SCADA .....	45
Fig. 3.18 Schematic view of wake effect analysis .....	46
Fig. 3.19 Distance and slope of each turbines.....	46
Fig. 3.20 Wake effect analysis of WT10 at 3.8D .....	48
Fig. 3.21 Power deficit distribution of WT10 at 3.8D .....	48
Fig. 3.22 Wake effect analysis of WT9 at 4.9D .....	49
Fig. 3.23 Power deficit distribution of WT9 at 4.9D .....	49
Fig. 3.24 Wake effect analysis of WT9 at 7.0D .....	50
Fig. 3.25 Power deficit distribution of WT9 at 7.0D .....	50
Fig. 3.26 Wake effect analysis of WT11 at 9.5D.....	51
Fig. 3.27 Power deficit distribution of WT11 at 9.5D.....	51
Fig. 3.28 Comparison of power deficit along distance at wind speed 8m/s.....	53
Fig. 3.29 Power and wind speed deficit along distance at wind speed 8m/s.....	53
Fig. 4.1 Comparison of power deficit between original Jensen wake model and observations .....	56
Fig. 4.2 Wake correction factor according to roughness class .....	59
Fig. 4.3 Comparison of wind speed deficit between original and modified Jensen wake model .....	60
Fig. 4.4 Comparison of power deficit between original and modified wake model .....	61
Fig. 4.5 Comparison of power deficit between SCADA and calculated at 3.8D .....	62
Fig. 4.6 Comparison of power deficit between SCADA and calculated at 4.9D .....	63
Fig. 4.7 Comparison of power deficit between SCADA and calculated at 7.0D .....	63
Fig. 5.1 Development program for wind energy capture of wind farm .....	66
Fig. 5.2 Flow of the energy capture program.....	67
Fig. 5.3 Wake effect by wind direction case 1 .....	68
Fig. 5.4 Wake effect by wind direction case 2 .....	68
Fig. 5.5 Background digital map of Gasiri wind farm .....	69

Fig. 5.6 Contour map of Gasiri wind farm.....	70
Fig. 5.7 TIN map of Gasiri wind farm .....	71
Fig. 5.8 Detailed contour map of Gaisir wind farm .....	72
Fig. 5.9 Comparison of weibull distribution between MLE and LSM.....	73
Fig. 5.10 Correlation to frequency by MLE.....	74
Fig. 5.11 Correlation to frequency by LSM .....	74
Fig. 5.12 Wind resource grid map of Gasiri wind farm .....	75
Fig. 5.13 Layout of wind turbines in Gasiri wind farm.....	77
Fig. 5.14 Initial status for energy capture of Gasiri wind farm.....	78
Fig. 5.15 Process of energy capture at 0 degree.....	79
Fig. 5.16 Process of energy capture at 45 degree.....	79
Fig. 5.17 Result of the energy capture by the development program.....	82
Fig. 5.18 Result of AEP and CF of each wind turbines .....	82
Fig. 5.19 Park efficiency and loss rate of each wind turbines.....	83
Fig. 5.20 Park efficiency along the direction sectors .....	85
Fig. 5.21 Park efficiency and loss rate along the direction sectors .....	85
Fig. 5.22 Comparison of CF between development program and WAsP.....	87
Fig. 5.23 Comparison of AEP between development program and WAsP .....	87
Fig. 5.24 Comparison of park efficiency between development program and WAsP.....	88
Fig. 5.25 Comparison of park efficiency along the direction sectors.....	91
Fig. 5.26 Comparison of wake loss ratio along the direction sectors.....	91
Fig. 5.27 Comparison of CF between SCADA and development program .....	93
Fig. 5.28 Comparison of AEP between SCADA and development program.....	93
Fig. 6.1 Process of genetic algorithm.....	97
Fig. 6.2 Background grid of wind farm layout.....	98
Fig. 6.3 Chromosome of individual for layout.....	99
Fig. 6.4 Natural selection of genetic method for wind farm layout .....	101
Fig. 6.5 Crossover and mutation of genetic method for wind farm layout .....	102

Fig. 6.6 Process of optimization for wind farm layout.....	104
Fig. 6.7 Fitness of genetic process for wind farm layout .....	104
Fig. 6.8 Layout result of genetic algorithm for maximum energy .....	106
Fig. 6.9 Fitness for maximum energy of genetic algorithm .....	106
Fig. 6.10 AEP of optimized layout using genetic algorithm .....	107
Fig. 6.11 CF of optimized layout using genetic algorithm.....	108
Fig. 6.12 Wake loss of optimized layout using genetic algorithm .....	108
Fig. 6.13 Layout result of genetic algorithm for wake loss standardization .....	110
Fig. 6.14 Fitness for wake loss standardization of genetic algorithm .....	110
Fig. 6.15 Comparison of standard deviation and CF between maximum energy and wake loss standardization using GA .....	111
Fig. 6.16 CF of optimized layout using genetic algorithm.....	112
Fig. 6.17 Standard deviation of wake loss using genetic algorithm.....	112
Fig. 6.18 Process of simulated annealing algorithm .....	114
Fig. 6.19 Initial position for layout optimization .....	115
Fig. 6.20 Random perturbation for wind farm layout .....	116
Fig. 6.21 Small perturbation for wind farm layout .....	116
Fig. 6.22 Metropolis probability with temperature .....	118
Fig. 6.23 Layout result for maximum energy using simulated annealing.....	120
Fig. 6.24 Fitness for maximum energy using simulated annealing.....	121
Fig. 6.25 AEP of optimized layout using SA1 .....	122
Fig. 6.26 CF of optimized layout using SA1 .....	122
Fig. 6.27 Wake loss of optimized layout using SA1 .....	123
Fig. 6.28 Layout result for maximum energy using simulated annealing.....	124
Fig. 6.29 Comparison of fitness for maximum energy between random and small perturbation.....	124
Fig. 6.30 Comparison of CF between random and small perturbation .....	125
Fig. 6.31 Layout result for wake loss standardization using simulated annealing.....	126

Fig. 6.32 Fitness for wake loss standardization using simulated annealing.....	127
Fig. 6.33 Comparison of CF using simulated annealing .....	127
Fig. 6.34 Comparison of standard deviation and CF between maximum energy and wake loss standardization using SA .....	128
Fig. 6.35 Standard deviation of wake loss using simulated annealing.....	129
Fig. 6.36 Layout result for wake loss standardization using simulated annealing (small perturbation) .....	130
Fig. 6.37 Fitness for standardization of wake loss using simulated annealing .....	131
Fig. 6.38 Comparison of standard deviation and CF between random and small perturbation.....	132
Fig. 6.39 Comparison of CF between random and small perturbation .....	133
Fig. 6.40 Standard deviation of wake loss using simulated annealing.....	133
Fig. 6.41 Comparison of CF between optimized layout .....	135
Fig. 6.42 Comparison of standard deviation to capacity factor.....	137
Fig. 6.43 Comparison of standard deviation between MAX energy and MIN std.....	137



## List of Tables

Table 3.1 Hills of surrounding Gasiri wind farm .....	34
Table 3.2 Monthly wind speed of Gasiri wind farm (70m).....	39
Table 3.3 Weibull parameters of Gasiri wind farm .....	40
Table 4.1 Roughness class and roughness length.....	58
Table 5.1 Comparison of weibull parameters by MLE and LSM .....	74
Table 5.2 Specifications of wind turbines in Gasiri wind farm.....	76
Table 5.3 Geographic coordinates of wind turbines in Gasiri wind farm .....	77
Table 5.4 Results of energy capture by development program .....	80
Table 5.5 Results of energy capture along the direction sectors .....	84
Table 5.6 Comparison of AEP and CF between development program and WAsP .....	86
Table 5.7 Comparison of park efficiency and wake loss between development program and WAsP .....	89
Table 5.8 Comparison of park efficiency and wake loss along the direction sectors.....	90
Table 6.1 Comparison of optimized layout result .....	134



## Nonemclature

$A$	Scale factor of weibull distribution	[m/s]
$A_r$	Rotor swept area	[m <sup>2</sup> ]
$A_w$	Wake expansion area	[m <sup>2</sup> ]
$A_{overlap}$	Wake and rotor overlapping area	[m <sup>2</sup> ]
$AEP$	Annual Energy Production	[kWh]
$a$	Axial interference factor	[-]
$C_t$	Thrust coefficient	[-]
$C_z$	Roughness class	[-]
$D_r$	Rotor diameter	[m]
$D_w$	Wake expansion diameter	[m]
$E$	energy of single wind turbines	[kWh]
$E_p$	Parameter of energy to simulated annealing algorithm	[-]
$E_{net}$	Net energy of wind farm	[kWh]
$E_{gross}$	Gross energy of wind farm	[kWh]
$F$	Probability distribution of wind speed	[-]
$f$	Probability density function of wind speed	[-]
$H$	Height of altitude	[m]
$h$	Height	[m]
$h_{ref}$	Reference height	[m]
$h_{hub}$	Hub height of wind turbines	[m]
$I_{layout}$	Individual of wind turbines layout	[-]
$k$	Shape factor of weibull distribution	[-]
$k_w$	Wake decay constant	[-]
$P$	Power of wind turbines	[kW]
$p$	pressure	[Pa]
$n_d$	Number of direction steps	[-]
$n_v$	Number of wind speed bins	[-]
$n_t$	Number of wind turbines	[-]
$T$	time (hour)	[h]
$T_c$	wake correction factor	[-]
$T_F$	Thrust	[N]
$T_p$	Parameter of temperature to simulated annealing algorithm	[-]
$u$	Wind speed	[m/s]
$u_0$	Free stream wind speed	[m/s]
$u_{mean}$	Mean wind speed	[m/s]

$u_{def}$	Deficit wind speed	[m/s]
$u_{ref}$	Reference wind speed	[m/s]
$x$	Distance	[m]
$x_d$	Spacing according to rotor diameter	[-]
$z_0$	Roughness length	[m]
$\alpha$	Parameter of cooling schedule to simulated annealing algorithm	[-]
$\Gamma$	Gamma function	
$\sigma_v$	Standard deviation of wind speed	[m/s]
$\sigma_w$	Standard deviation of wake loss rate	[-]
$\rho$	Air density	[kg/m <sup>3</sup> ]

## Abstract

The main purpose of a wind farm from the perspective of engineering is to get the maximum energy production. In a wind farm, several wind turbines are arranged within a restricted space and the arrangement causes the energy loss of 5~20% annually. This is caused by the so called wake effect, which is introduced reducing wind speed behind a wind turbines and make energy loss of the downstream positioned wind turbines. Also, the wake effects increase turbulence due to rotating rotor from the upstream positioned wind turbines. Increasing turbulence lead to a failure and decrease the life time of a wind turbines.

This study is to obtain the optimal layout of wind turbines in order to minimize the wake effects and maximize the energy yield in a wind farm

The optimal layout for minimization of the wake effects have to consider wind directions in all its bearing. In this problem, the solution of layout has too numerous of cases and complexity to dispose wind turbines on a wind farm. In this dissertation, stochastic optimization methods using genetic algorithm and simulated annealing algorithm were developed to solve this problem.

In the first step the real wake effects in Gasiri wind farm which is located Jeju, Korea was analyzed to confirm the reduction of energy yield behind a wind turbines and to compare with the calculation result of the existing mathematical model for wake effects. As the result of wake effects analysis, the energy loss due to wake effects in the wind farm showed 65% to 20% from 3.8D to 9.5D of wind turbines spacing. Above 50% of the energy was reduced in downstream 5D of near wake area.

The predicted wake loss of Gasiri wind farm using Jensen wake model was calculated and compared with the result of analysis. The result of Jensen wake model showed lower reduction of energy yield in near wake area compared with observation of the wind farm.

In this study, the wake correction factor using roughness class was proposed to correct the wake loss in near wake area of Jensen wake model. Then the modified Jensen wake model with the wake correction factor was proposed and used to calculate the energy reduction by wake effects in the wind farm. The proposed wake model was performed reasonably well for Gasiri wind farm compared with the original Jensen wake model.

The new computer program with the proposed wake model for calculating energy capture of a wind farm was developed. The program can be calculated the energy yield and wake loss along the direction steps. The process and result of a calculation can be showed in the graphic screen of the development program. The result of energy capture using the

development program was compared with the commercial software, WASP, and the real annual energy production of Gasiri wind farm. The comparison showed that the result of the development program was more close to the real AEP of the wind farm than the commercial software.

The layout optimization method for getting the maximum energy in a wind farm based on the new energy capture program was developed. Genetic algorithm and simulated annealing algorithm were used for the layout optimization of a wind farm. The development methods for optimal layout were applied to Gasiri wind farm and performed well as extracting more capacity factor and AEP than the existing layout of the wind farm.

The first goal of the optimal layout in a wind farm is the energy maximization, however, it can make a lot of difference of wake effects each wind turbines. If some wind turbines were affected by wake intensively, a failure potential of the wind turbines can be increased. In this study, the objective function for minimization to standard deviation of each wind turbines wake loss was proposed. This objective function means all of wind turbines' wake effects in a wind farm are standardized, then get the optimal layout avoiding the particular wind turbines were affected by wake effects concentrically.

The AEP of the optimal layout using the objective function for the standardization of wake loss was less than the objective function for the energy maximization. However, the difference of AEP was very little and there was no one getting above particular level of wake effects compared with the other objective function. The proposed objective function for the standardization of wake loss showed the one of appropriate objective function for the optimal layout of a wind farm.

# 1. 서론

## 1.1 연구개요

우리가 접하는 일상생활의 문제들과 산업분야에서 해결하고자 하는 많은 문제들은 다양하고 복잡한 요구조건들을 만족해야 하는 것들이 많다. 그러나 다양한 조건들을 모두 만족하는 결과를 도출하는 것은 매우 힘든 일이며 주어진 조건들간의 상반된 상황들로 인해 모든 조건을 만족하는 결과를 도출하는 것이 불가능한 것들도 있다.

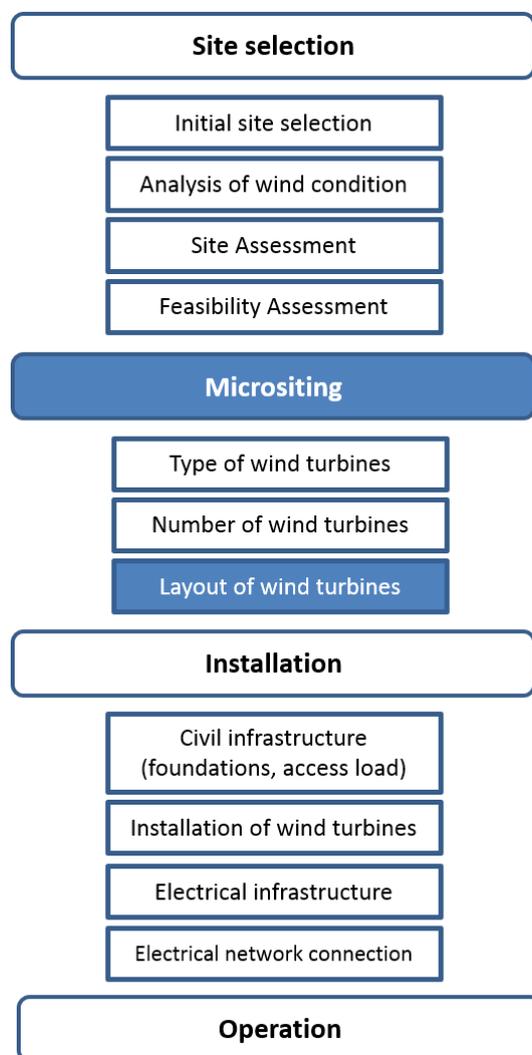
최적화(optimization)란 이런 복잡한 모든 조건들을 만족하는 해답을 얻어내는 것이 아닌, 주어진 조건하에서 최선 혹은 최고의 결과를 얻어내는 과정이라고 이야기 할 수 있다. 최적화는 제2차 세계대전 중 군수관련 문제를 해결해야 했던 수학자와 경제학자들의 의하여 시작되었는데 최적화를 공학설계에 적용하면서 최적설계라는 분야가 시작되었다. 초기 최적설계는 무겁지 않으면서 우수한 성능을 발휘할 수 있는 항공기 설계를 위하여 적용되었고 현재는 항공기 및 열차의 경로 할당(routing), 조선부재의 배치(nesting), 제철소의 원자재 절단계획(cutting plan), 신발 및 의류 회사의 패턴 배치, 무선통신망 자원할당 등 다양한 산업계에서 다양한 최적설계 기법이 도입되면서 그 실용범위를 확대해 나가고 있다.

최적화는 특히 해결하고자 하는 문제의 정식화가 어렵거나 얻고자 하는 해의 경우의 수가 많을 때 그 효과를 발휘하고 하고 있는데, 풍력발전단지 개발시 제한된 공간내에 여러대의 풍력발전시스템을 효과적으로 배치하고자 하는 경우도 이에 해당된다.

일반적으로 풍력발전단지를 건설하기 위해서는 Fig. 1.1에서 보는 바와 같이 바람자원이 풍부한 후보 사이트를 선택하고, 후보 사이트들에 대한 적합성 평가를 수행한 후 풍력단지 구축을 위한 단지 설계를 수행한다. 풍력발전시스템의 선정과 배치와 관련한 설계 단계를 마이크로 사이팅(Micro-siting)이라 하며 이 단계에서는 선정된 사이트에 적합한 풍력발전시스템의 종류와 비용 대비 최대로 효과적인 풍력발전시스템의 수를 결정하고 가장 효율적인 시스템 배치

를 위한 작업을 수행한다. 이 과정에서 풍력단지 및 단지 주변의 지형적 영향, 풍력발전시스템 후방에 발생하는 후류의 영향 등 다양한 영향 변수들을 검토 하면서 최대 에너지 생산과 최소 비용을 목표로 설계과정을 수행하게 된다.

풍력단지에 대한 설계가 완료되면 풍력터빈이 설치될 위치에 대한 기초공사 및 진입로, 계통연계를 위한 전기선로 포설 등 시공을 하게 되는데, 실제 풍력 발전단지 건설 과정에서는 공학적 범위를 넘어서는 다양한 분야가 포함되어 있다. 경제성 평가, 법률적 검토, 인허가, 환경적 영향 검토, 안전성, 주민 수용성 등이 그것들이며, 풍력발전단지 개발은 여러 학문분야 및 다양한 분야의 기술이 결합되어 진행해야 하는 종합 프로젝트이다.



**Fig. 1.1 Process of wind farm development**

## 1.2 연구의 필요성

풍력 에너지 시장의 성장과 더불어 대규모 전력생산을 위한 대형 풍력발전단지들이 건설되었으며 현재도 더 큰 규모의 풍력발전단지들이 건설되고 있다. 국내에서는 5MW급 풍력발전시스템이 개발되어 실증단계에 있으며 향후 해상 풍력단지를 기반으로 대규모 풍력발전단지 개발이 진행 중이다[1]. 풍력발전단지는 크게 육상 풍력발전단지(on-shore)와 해상 풍력발전단지(off-shore)로 구분할 수 있다. 국내의 경우 초기 풍력발전단지는 육상에서 소형풍력발전시스템으로 시작하여 최근에는 Fig. 1.2에서 보는 바와 같이 2~3MW급 풍력발전시스템 10~15기 정도를 설치하여 20~30MW 용량 규모의 풍력발전단지들이 건설되어 운영되고 있다. 육상풍력발전단지의 경우 추가적인 단지개발을 위한 사업이 추진되고 있으나 환경과 관련한 각종 인허가, 소음 등에 의한 민원으로 인해 개발규모의 축소 및 사업진행이 더디게 진행되고 있는 상황이다. 이러한 각종 규제와 민원 등으로부터 조금은 자유로우며 양질의 바람자원을 이용할 수 있고, 초대형 용량의 풍력발전시스템을 활용할 수 있는 해상 풍력발전단지가 주목 받고 있다.



Fig. 1.2 Gasiri wind farm in Jeju

풍력발전단지 개발시 사이트 선정 후 적용할 풍력발전시스템의 용량과 대수, 설치 위치는 단지개발을 위한 투자대비 효율을 얼마나 높일 수 있느냐를 좌우하게 된다. 특히, 풍력발전시스템이 대형화 될수록 풍력단지의 시스템 배치는 투자비용과 효율면에서 더욱 중요한 역할을 하게 된다. 풍력발전시스템을 설치할 위치가 제한될 수 있는 육상 풍력발전단지의 경우 지형이 평탄하고 넓은 토지 면적을 확보하지 못하는 이상, 설치 지역에서의 지형조건, 풍력발전시스템간 이격거리, 후류의 영향 등 여러가지 설치에 관한 변수를 고려할 때 풍력단지내에 풍력발전시스템의 위치 선정은 어떻게 배치하느냐에 따라 풍력발전단지에서 발생하는 연간 에너지 생산량에 영향을 미치게 된다. 이는 풍력발전시스템의 후방에 발생하는 후류의 영향으로, 일반적으로 풍력단지내 풍력발전시스템 배열로 인한 후류의 영향으로 연간 5~20%의 발전량 감소가 발생하고 있다.

Fig. 1.3은 덴마크 해상풍력단지(Horns Rev 1)에서 촬영된 풍력발전시스템 후방에 발생한 후류의 모습으로, 촬영 당시 주변 기상조건으로 인하여 풍력발전시스템에서 발생한 후류 모습을 직접 확인 할 수 있게 하는 유명한 사진이다. 풍력발전시스템의 후류는 후방에 위치한 다른 풍력발전시스템에 직접적인 영향을 미치며 먼 거리까지 그 영향을 미친다. 발생한 후류는 풍속 감소로 인한 후방 풍력발전시스템의 발전량을 감소시키고, 회전하는 풍력발전시스템 로터로 인한 난류발생으로 난류강도가 증가하여 후방에 위치한 풍력발전시스템이 받는 진동과 하중이 증가하게 된다. 풍력발전시스템이 받는 진동과 하중의 증가는 기어박스 등 풍력발전시스템의 기계적인 고장을 유발할 수 있으며, 풍력발전시스템의 수명을 단축시키는 요인이 된다.

이렇게 풍력발전시스템 발전량을 감소시키고, 시스템 고장 유발과 수명단축의 원인이 되는 후류영향을 최소화하는 풍력발전시스템 배치가 필요하다. 후류영향은 풍력단지 전방위에 대하여 검토하여야 하며, 전방위를 고려한 시스템 배치는 경우의 수가 매우 많기 때문에 설계자가 직접 위치를 선정하는 것은 많은 시간과 노력을 필요로 한다. 위치 선정에 육상보다는 쉬운 해상 풍력단지에서도 단순한 격자 형식을 취할 것인지 더 많은 연간 생산량을 보장하는 배치가 있는지는 전방위에서 발생하는 후류의 영향을 고려할 때 단순계산으로는 판단하기 힘들며 하나의 풍력단지에 여러 기종의 풍력발전시스템을 복합적

으로 설치하는 경우, 풍력발전시스템의 배치 문제는 더욱 어려워진다.

이렇게 경우의 수가 많고 복잡한 풍력발전시스템 배치에 최적화 방법을 도입해 볼 수 있으며, 배치 최적화를 통해 후류에 의한 발전량 감소를 최소화하여 연간 에너지 생산량을 최대화 할 수 있을 것으로 기대해 볼 수 있다. 풍력발전시스템 상호간의 간섭으로 인한 에너지 손실은 후류 성장량과 터빈간 거리에 따른 바람손실을 고려한 후류 계산 모델로 정의 할 수 있으며, 후류영향에 의한 에너지 손실은 효율적인 풍력발전시스템 최적 배치를 통하여 최소화 할 수 있다.



Fig. 1.3 Wake effects in wind farm(Horns Rev 1)[2]

### 1.3 연구동향

풍력발전단지 최적배치를 위한 설계의 목표는 발전비용(COE-cost of energy)의 최소화과 에너지 생산량을 최대화 하는 것으로 풍력발전단지의 공학설계 단계에서 고려해야 하는 사항은 설치할 풍력발전시스템의 타입과 풍력발전시스템

의 개수 그리고 선정된 시스템의 타입과 개수에 대한 풍력발전단지에서의 시스템 최적배치이다[3].

풍력발전단지 설계과정에서 시스템의 배치는 에너지 생산량에 영향을 미치므로 풍력발전시스템 최적배치시 공학적으로 가장 고려해야 하는 부분은 단지 내 풍황 조건과 이에 따른 풍력발전시스템간 후류에 대한 영향이다.

후류영향 분석을 위한 수학적 모델은 많은 연구가 이루어 졌으며 많은 논문이 발표되었다. 그 중 첫번째로 제시된 모델은 Lissman[4]에 의해 날개요소이론과 운동량 이론의 연구와 함께 나온 모델이다. Lissman은 그의 날개요소이론에 기반을 두고 풍력터빈 후단의 풍속 분포를 계산하였다. Ainslie[5]는 난류경계층을 위한 *Navier Stokes* 방정식을 이용하여 수치해석적 방법에 기반한 후류 모델을 제시였으며 실제와 좀더 가까운 결과를 제시하였다. 또한, 해석적 방법을 이용한 주변난류의 영향을 소개하였고 난류에 의하여 전단력이 발생하는 것을 소개하였다. Crespo[6]도 Ainslie와 비슷한 방법으로 난류에 의한 후류의 영향을 소개하였다.

풍력발전시스템의 후류영향 분석을 위한 해석적 모델로는 Jensen[7-8] 후류 모델이 있으며 Larsen[9]과 Frandsen[10]도 경험적인 해석적 후류모델을 제안하였다. 해석적 후류 분석 모델들은 정밀하지는 않지만 수치해석적 방법에 비해 계산식이 간편하고 계산시간이 빨라 전반적인 후류 영향을 파악하는데 유용하게 쓰이고 있으며, 풍력단지 설계를 위한 상용 소프트웨어에서도 기본적으로 채택하여 사용하고 있다.

풍력발전시스템의 배치에 최적화 알고리즘을 활용한 접근은 Mosetti등[11]에 의해 시작되었으며, 유전자 알고리즘을 이용하여 풍력발전시스템의 최적배치를 수행하였다. 후류 계산에는 Jensen 후류모델을 사용하여 후류 영향을 계산하였고, 최적배치를 위한 목적함수는 발전 출력당 비용과 최대 에너지 생산량을 위한 방법을 적용하였다. Mosetti등이 적용한 예제는 실제 지형을 고려하지 않았으며 풍력발전시스템의 로터직경(D)의 5D 거리를 확보한 사각 격자 100개를 기반으로 최소 비용과 최대 에너지를 산출하는 배치를 수행하였다. 바람조건의 경우 실측 풍황조건을 사용하지 않았으며 특정 바람조건을 가정하여 배치를 수행하여 실제 문제와 차이가 있으나 Mosetti등의 연구는 풍력발전시스템의 최적배치에 최적화 알고리즘의 적용 가능성을 보여주었다. Grady등[12]은

Mosett등이 수행한 방법을 수정한 유전자 알고리즘을 사용하여 동일한 조건의 예제를 수행하였는데 모집단의 수를 줄이고 세대수를 증가하여 수행하였다. Grady등의 방법은 규칙적 배열에 초점이 맞추어져 있는데, 그것이 모집단 수와 세대수의 차이는 아니며 알고리즘 작성 방법의 차이인 것으로 보인다. Marmidis[13]등은 Mosetti등의 수행한 동일한 배치조건에 몬테카를로 방법(Monte Carlo Method)를 적용하여 수행하였다. 몬테카를로 방법은 순수 확률적 접근법으로 난수를 발생시켜 구하고자 하는 함수의 값을 확률적으로 계산하는 방법이다. Mittal[14]은 앞선 방법들과 동일하지만 단지 면적을 넓게 확장하여 수행하였다.

위 연구들은 모두 규칙적인 격자 공간 내 배치를 수행하였으며, 단일 풍속, 단일 풍향등에 대한 제한조건으로 알고리즘의 성능을 확인하였으나 실제 풍력발전단지는 설치 부지가 사각 격자가 아닌 경우가 많으며 풍속조건 또한 변화하고, 풍향별 후류의 영향을 고려해야만 한다.

Emami등[15]도 Mosetti등의 방법을 수정한 알고리즘을 이용하여 풍력발전시스템의 최적배치를 수행하였으며, Kusiak등[16]은 생물학적 알고리즘 중 진화전략(Evolutionary strategy)을 적용하여 최적배치를 수행하였다. 진화전략은 간결하고 교배 결정변수를 확장하는데 스스로 적용하여 효과적이나 작은 수의 터빈 배치에만 효과적임을 보였다. 이를 보완하기 위하여 Wagner등[17]이 진화전략 방법을 수정하여 1000개까지의 터빈 배치를 수행하였다. 진화전략에서는 유전자 알고리즘과 달리 유전자 구조를 이진화가 아닌 실수영역을 사용할 수 있어서 터빈 배치에 실제 좌표정보를 사용하였다. Markus등[18]은 지역탐색(local search) 알고리즘을 변형하여 터빈 배치를 수행하였으며 *Openwind (AWS-Turepower)* 소프트웨어에 적용하였다. Kennedy등[19]은 개체의 집단행동 양식을 모사한 PSO(particle swarm optimization) 알고리즘을 적용하여 터빈 최적배치를 수행하였다. POS 알고리즘은 유전자 알고리즘이 진화를 기본 배경으로 하는 반면, 개체 군집이론을 기반으로 제안된 알고리즘이다. Chowdhury등[20]은 터빈 정렬과 터빈 타입 선택을 고려한 배치를 PSO 알고리즘을 이용하여 수행하였다. 최근에는 터빈배치에 있어서 추가적인 요소들을 반영한 연구가 있는데 진입로 배치와 금지영역을 고려한 배치 그리고 토지 소유주를 고려한 연구도 있다[21,22].

현재 풍력단지 설계에 활용되고 있는 상용 소프트웨어 개발사들도 풍력발전 시스템 최적배치 기능을 연구하고 자사 프로그램에 추가하여 적용하고 있으나, 반복계산에 의한 배열 혹은 순차배치 등으로 제한적인 상황이다. 소프트웨어 개발사 측면에서는 알고리즘의 안정화가 중요하므로 복잡한 과정의 최적화 알고리즘을 바로 적용하기에는 위험부담이 있는 것이 현실이며, 점차 다양한 최적화 알고리즘을 적용해 갈 것으로 보인다.

기존의 많은 풍력발전시스템 최적배치를 위한 접근법들이 풍력터빈 최적배치 계산에 있어 바람시나리오에 대한 단순한 가정과 규칙적인 그리드 배치, 거리에 의존한 후류의 적용등으로 실제적인 조건이 반영되지 않은 경우가 많았다. 그 내용들은 풍력발전시스템의 최적배치를 위한 알고리즘을 개발하고 그 적용성 여부를 파악하는 단계에 있었고 점차 실제적인 풍력단지의 문제로 접근을 시도하고 있다. 그러나, 실제 풍력단지의 최적화 문제를 다루기 위해서는 풍력단지에서의 에너지생산량을 정확히 계산해야 하며, 에너지 생산량의 정확한 계산을 위해서는 후류로 인한 손실계산이 이루어져야 한다. 특히, 전방위에 대한 바람데이터의 처리와 방향별 후류손실 계산이 필요한데, 이 과정을 수행하기 위해서는 기존 상용프로그램의 도움이 필요하나, 이와 같이 연동하는 것은 쉽지 않으며 상용 프로그램과 동등한 기능을 발휘하는 프로그램을 작성하는 것도 쉬운일이 아니므로 실질적인 풍력단지에서의 배치최적화 연구는 어려운 상황이다.

#### 1.4 연구목적 및 범위

풍력단지개발의 공학적 계획단계에서 중요한 의사결정 요소는 어떤 풍력발전시스템 몇 개를, 어떻게 풍력단지에 배치 할 것인가에 관한 내용으로 정리할 수 있다. 풍력단지에서 생산되는 시간에 따른 전기에너지는 풍속과 풍향의 요소들에 의한 흐름을 고려해야 하고, 풍향별 터빈 위치들간의 후류영향을 검토해야 한다.

본 연구에서는 풍력단지설계시 풍력발전시스템의 효율적인 배치를 위한 배치 최적화 알고리즘을 개발하여 기존의 풍력발전단지를 대상으로 최적배치를 수행하고 에너지 효율 향상 정도를 비교하였다. 최적배치를 수행하기 위한 전

단계로 풍력단지에서의 전방위 후류손실을 고려한 연간 에너지 생산량 계산 프로그램을 개발하였으며, 후류계산 모델의 정확도 향상을 위해 실제 풍력단지의 후류영향 분석을 통한 실제 후류 손실 영향정도를 파악하고, 기존 후류 모델을 이용하여 계산한 후류손실에 대한 손실 오차를 보정하기 위한 방법을 제시하였다.

본 연구에서의 수행한 주요 내용은 다음과 같다.

- (1) 실제 풍력단지의 지형, 풍황, 발전량 및 후류 영향 분석
- (2) 후류 영향 분석을 통한 기존 후류모델의 보정
- (3) 전방위 후류 계산이 가능한 연간 에너지 생산량 예측 프로그램 개발
- (4) 개발된 에너지 생산량 예측 프로그램 결과의 비교와 분석
- (5) 풍력발전시스템 최적배치 알고리즘 개발 및 실제 풍력단지에 적용
- (6) 배치최적화 알고리즘 결과의 비교와 분석

우선, 실제 풍력발전단지의 고도정보가 포함된 수치지도를 이용한 지형분석과 풍력단지 기상탑에서 측정된 풍황분석을 통해 풍력단지의 지형적특성과 풍황정보를 파악하였으며, 개발된 연간 에너지 생산량 예측 프로그램의 결과와 비교하기 위한 풍력단지의 발전량 분석을 수행하였다. 발전량 분석은 선정된 풍력발전단지의 1년간의 SCADA(Supervisory Control and Data Acquisition) 데이터를 수집하여 분석하였다. 후류로 인한 발전량 손실정도를 파악하기 위해 수집된 SCADA 데이터의 발전량 데이터, 기상탑의 풍속과 풍향 데이터를 기반으로 풍향과 풍속별 그리고 거리별로 풍력발전시스템간 발전량 감소율을 분석하였다.

후류영향 분석을 통해 얻어진 결과는 기존 적용되고 있는 후류모델을 이용한 계산결과와 비교하였으며, 기존 후류모델 계산결과와의 차이를 확인하고 보다 적합한 후류모델을 위한 보정식을 제시하였다.

풍력발전단지의 에너지 생산량 예측을 위해 제시된 후류모델을 적용한 계산 프로그램을 개발하였다. 프로그램 개발은 C++ 언어를 기반으로 MFC(Microsoft Foundation Class)와 OpenGL 그래픽 라이브러리를 이용하여 구현하였으며, 지형정보의 입력을 위한 GIS(Geographic Information System) 데이터 처리, 풍황 데이

터의 처리 및 방위별 확률분포 계산, 풍력발전단지의 구역 정보와 풍력발전시스템의 위치 정보 처리 및 시각화 기능 등을 모두 직접 구현하였다.

일반적으로 에너지 생산량의 예측은 실측된 풍황자료를 기반으로 선정된 풍력터빈의 출력곡선을 이용하여 풍력단지의 연간 에너지 생산량을 계산할 수 있다. 개발된 예측 프로그램 결과의 유효성을 검토하기 위해 기존 상용 소프트웨어 결과와 비교하였으며, 선정된 풍력발전단지에서 분석한 SCADA 데이터와도 비교하여 개발된 프로그램의 적합성을 확인하였다.

개발된 에너지 생산량 예측 프로그램을 기반으로 최적배치 중 후류 영향에 의한 에너지 감소량 및 생산된 에너지 생산량을 계산하면서 가장 적합한 풍력발전시스템의 위치를 탐색하여 배치하는 최적배치 알고리즘을 개발하였다. 풍력터빈의 배치 문제는 주어진 단지 영역내에서 주어진 개수의 풍력터빈에 대해 최적의 위치를 선정하는 과정으로 배치 최적화의 경우 이산적인(discrete) 해의 범위를 가지는 전형적인 조합최적화 문제이며 최적의 위치를 선정하기 위한 해의 구성이 다양하므로 전역 최적화 방법을 적용하였다.

배치최적화 방법론은 전역 최적화 문제 해결에 대표적인 방법 중 유전자 알고리즘과, 풀림모사 알고리즘을 응용하여 풍력발전시스템 최적배치에 적합하도록 알고리즘을 개발하였다. 개발된 알고리즘 코드는 에너지 생산량 예측 프로그램에 추가하여 선정된 풍력발전단지를 대상으로 최적배치를 수행하였다. 개발된 최적배치 코드는 선정된 풍력발전단지에 설치된 풍력발전시스템을 대상으로 재배치하여 향상 정도를 평가하였으며, 적용된 알고리즘들의 수행 특성과 적용된 목적함수들의 장단점을 검토하였다.

최적배치에 적용된 목적함수들은 최적배치의 최종 목표가 풍력발전단지의 에너지 생산량을 최대화하는 것이므로, 이를 위해 에너지 생산량 최대화 목적함수를 사용하였고, 다른 한가지는 일부 풍력터빈이 과도한 후류영향으로 인한 시스템 고장 가능성을 줄이고 전체 풍력발전시스템들의 안정화를 위한 풍력터빈별 후류손실 편차를 최소화하는 목적함수를 도입하여 적용하였다.

본 연구의 최종목표는 실제 풍력단지에 적용가능한 에너지 생산량 예측 프로그램 개발과 풍력단지 설계시 적합한 풍력발전시스템 배치 최적화 알고리즘의 개발과 적용에 있다.

## 2. 풍력발전단지 생산량 예측 이론

### 2.1 연간 에너지 생산량 예측 이론

#### 2.1.1 연간 에너지 생산량

풍력발전단지의 연간 에너지 생산량을 계산하는 것은 풍력발전단지설계에 있어서 가장 기본이 되는 것으로 에너지생산량을 예측하기 위해서는 공간적, 시간적인 풍황정보를 알고 있어야 한다. 단지설계를 수행하기 전 풍황정보 수집을 위한 작업을 수행하게 되는데, 풍황정보를 수집하기 위한 기상탑 등을 설치하여 높이별 풍속 및 풍향, 기타 온도, 습도, 압력 등의 정보를 1년이상 수집하여 수집된 데이터를 활용하게 된다. 발전량 예측을 위해서는 우선 수집된 풍속과 풍향정보를 이용하여 분석할 지역에 대한 풍속 및 풍향 분포를 작성하는데, 풍력단지 내부 및 주변지역의 풍속 및 풍향 분포를 측정된 기상탑의 풍황정보를 기반으로 규칙적인 격자 공간내에 분포된 풍속 및 풍향정보를 공간포인트로 표현하여 생성한다. 규칙적인 격자공간내 풍황정보를 표현하는 것을 WRG(wind resource grid)라고 하며, WRG 생성시에는 고도 정보가 포함된 수치지도를 함께 사용하여 지형적인 특징을 포함하게 되고, 추가적으로 한 개 혹은 그 이상의 기상탑 측정 데이터를 같이 사용하여 생성하기도 한다.

풍속 데이터가 준비되면 에너지 생산량 계산을 위하여 사용할 풍력발전시스템의 출력 특성이 고려되는데, 그것이 풍력발전시스템의 출력곡선이다.

풍속과 풍력발전시스템의 출력곡선을 이용한 단일 풍력발전시스템의 에너지 생산량에 대한 일반식은 식(2.1)과 같이 표현된다.

$$E = T \int P(u) f(u) du \quad (2.1)$$

$P(u)$ 는 풍속별 풍력발전시스템의 출력이며,  $f(u)$ 는 풍속에 따른 확률분포로, 풍속확률분포는 통계적으로 *Weibull* 분포 혹은 *Rayleigh* 분포를 사용하여 구할 수 있고 풍력발전시스템의 출력곡선은 풍력발전시스템 제조사에서 제공된다. 풍력발전시스템의 출력곡선이 한 개만 제공되는 경우 표준공기밀도를 기준으로 작성된 것이므로 필요에 따라 공기밀도를 보정하여 사용한다.

풍력발전단지의 모든 풍력발전시스템의 연간 총 에너지 생산량은 식(2.2)와 같이 나타낼 수 있다[23].

$$AEP = 8766 \sum_{i=1}^{n_d} \sum_{j=1}^{n_v} \sum_{k=1}^{n_t} F_{ijk} P_{ijk} \quad (2.2)$$

$F_{ijk}$ 는 터빈  $k$ 에서 풍속이  $j$ 일 때 방향벡터  $i$ 에서 불어올 풍속별 확률값이며,  $P_{ijk}$ 는 같은 방향의 같은 풍속일 때 터빈에서 생산하는 출력값이다. 8766은 1년 평균 시간으로 윤년(leap year)를 고려하여 계산된 것이다. (주: 윤년은 4년 주기이므로 평년(8760) x 3 과 윤년(8784)의 평균을 구하면 8766이 된다.) 특정 풍향에서 특정 풍속이 불어올 확률값은 풍향 간격별로 전체 풍속범위에 대해서 고려하게 된다. 계산에 사용되는 풍향 간격은 정밀한 계산을 위해 전방위에 대해 최대 72간격(5°증분)으로 계산하며 0°(북)를 기준으로 시작하여 동일 증분 간격으로 시계방향으로 방향을 정한다.

### 2.1.2 풍속확률분포

일정기간에 다양한 풍속이 몇 번씩 나타나는지를 보여주는 풍속빈도가 풍속의 도수분포이다. 풍속의 빈도는 시간수를 이용하거나 백분율(%)을 사용하는데 백분율로 표현하는 것은 모든 관측풍속데이터에 대한 비율로서 풍속이 불어올 확률값이다. 이러한 빈도에 대한 확률분포를 수식으로 나타내려는 연구가 많이 이루어져서 *Poisson* 분포, *Rayleigh* 분포 그리고 *Weibull* 분포 등이 제안되었으며, 풍속빈도를 가장 잘 표현하는 것으로는 *Weibull* 분포를 많이 사용하고 있다. *Weibull* 분포는 기계부품의 수명예측에 사용되면서 잘 알려진 확률분포로 날씨예보에서도 한 지역에서 특정풍속이 발생 할 확률 예측에 사용이 되고있다.

*Weibull* 확률분포는 아래 설명과정을 통해 이야기 할 수 있는데, 우선 신뢰성 이론에 의한 신뢰도 함수를 이용하여 풍속  $u$ 를 초과한 풍속이 나타날 확률은 식(2.3)과 같이 나타낼 수 있다.

$$prob(u' > u) = \exp \left[ - \left( \frac{u}{A} \right)^k \right] \quad (2.3)$$

여기서,  $k$ 는 형상계수(shape factor)이며  $A$ 는 척도계수(scale factor)로 *Weibull* 분포를 결정하는 주요계수이다.

위 식을 변형하여 풍속이  $u$ 이하인 확률을 나타내는 누적분포함수(CDF: cumulative distribution function)는 식(2.4)로 나타낼 수 있으며,

$$F(u) \equiv \text{prob}(u' \leq u) = 1 - \exp \left[ - \left( \frac{u}{A} \right)^k \right] \quad (2.4)$$

$\Delta u$ 간격을 유지하는 풍속  $u$ 에서 상대적인 빈도수  $f \Delta u$ 는 식(2.5)와 같다.

$$\frac{dF}{du} \Delta u = f \Delta u = F(u + \frac{1}{2} \Delta u) - F(u - \frac{1}{2} \Delta u) \quad (2.5)$$

위 식에서  $dF/du$ 를 계산하면 *Weibull* 분포함수, 즉 확률밀도함수(PDF: probability density function)를 식(2.6)과 같이 구할 수 있다.

$$f(u) = \frac{k}{A} \left( \frac{u}{A} \right)^{k-1} \exp \left[ - \left( \frac{u}{A} \right)^k \right] \quad (2.6)$$

위에 주어진 확률분포함수를 사용하기 위해서는 형상계수  $k$ 와 척도계수  $A$ 를 구해야 하는데, 이 두가지 *Weibull* 파라미터를 구하는 방법은 간편하게는 지역의 평균풍속과 풍속에 대한 분산을 이용하여 구할 수 있으며 정밀하게는 측정된 데이터의 빈도분포를 이용하여 수치적 방법으로 구할 수 있다.

평균풍속과 풍속에 대한 분산을 이용하여 구하는 방법은 평균풍속 및 풍속에 대한 분산이 형상계수  $k$ 와 척도계수  $A$ 를 이용한 감마함수로 식(2.7)과 식(2.8)와 같이 표현될 수 있으므로 아래 감마함수를 계산하여 형상계수  $k$ 와 척도계수  $A$ 를 구할 수 있다[24].

$$\sigma_v^2 = A^2 \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right] \quad (2.7)$$

$$\frac{\sigma_v^2}{u_{mean}^2} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \quad (2.8)$$

감마함수(Gamma function)는 계승(factorial)의 개념을 실수와 복소수까지 확장시킨 함수로 복소수  $Z$ 의 실수부가 양수일 때 식(2.9)와 같은 적분 형태로 정의될 수 있다. 감마함수는 확률분포와 더불어 다른 여러 확률과 통계, 공학 분야 등에서 유용하게 사용되고 있다.

$$\Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} e^{-t} dt \quad (2.9)$$

감마함수는 아래와 같은 조건을 만족한다면, 식(2.9)는 식(2.10)과 같이 대수 방정식으로 근사화하여 수치적방법(numerical method)으로 계산할 수 있다[25].

$$\begin{aligned} & \text{If } f > 0, \quad k > 0, \quad A > 0, \\ & \Gamma(z) = \sqrt{2\pi z} \cdot z^{z-1} \cdot e^{-z} \cdot \left( 1 + \frac{1}{12z} + \frac{1}{288z^2} - \frac{139}{51840z^3} + \dots \right) \end{aligned} \quad (2.10)$$

감마함수의 해는 감마함수표에서 구할 수 있지만 일반적으로 1.0~2.0 사이 범위에서 주어지며 일반적인 형상계수의 값은 1.4에서 3.5 정도이다.

*Weibull* 파라미터를 추정하는 방법 중 측정된 풍속 데이터의 빈도 분포를 이용하여 수치적 방법으로 구하는 방식은 크게 회귀분석(regression)법과 최적화 탐색기법으로 구분할 수 있는데 최적화 탐색기법은 추정치를 반복하여 계산하는 방법으로 수렴이 안 될 가능성도 있어 일반적으로 많이 적용 되지는 않는다. 회귀분석 방법으로는 대표적으로 측정된 빈도분포와의 전체 오차가 적은 *Weibull* 분포 함수를 찾는 최소자승법(LSM: least square method) 과 어떤 확률변수에서 수집된 값들을 토대로 어떤 수가 주어졌을 때 원하는 값들이 나올 가

능성을 높이는 수를 선택하게 해주는 최대 가능도법 혹은 최대 우도법(MLE: maximum likelihood estimation)이라 불리는 방법을 많이 사용한다.

본 연구에서는 최소자승법을 이용하여 *Weibull* 파라미터를 추정 하였으며, 최소자승법을 이용한 파라미터 추정 과정은 식(2.11)~식(2.16)에 보여주고 있다.

$$F(u) = 1 - e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^k} \quad (2.11)$$

$$\ln\left(\frac{1}{1-F(u)}\right) = \left(\frac{u}{A}\right)^k \quad (2.12)$$

$$\ln\left(\ln\left(\frac{1}{1-F(u)}\right)\right) = \ln\left(\frac{u}{A}\right)^k \quad (2.13)$$

$$\ln\left(\ln\left(\frac{1}{1-F(u)}\right)\right) = k \ln u - k \ln A \quad (2.14)$$

$$y = \ln\left(\ln\left(\frac{1}{1-F(u)}\right)\right) \quad (2.15)$$

$$x = \ln u, a = k, b = -k \ln A$$

$$y = ax + b + e, \quad a = \frac{n \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \quad (2.16)$$

$$b = \bar{y} - a\bar{x}$$

위에서 설명한 관계식들을 정리하여 특정 풍향  $\alpha$ 에서 특정 풍속이 불어올 확률값은 식(2.17)과 같이 정의할 수 있으며, 풍력터빈별 발전량 계산시 풍향 간격별로 풍력터빈의 가동 풍속범위에 출력곡선과 함께 발전량을 계산할 수 있다[23].

$$F_{u,\alpha} = F_{\alpha} \left[ F\left(u + \frac{u_{step}}{2}, A_{\alpha}, k_{\alpha}\right) - F\left(u - \frac{u_{step}}{2}, A_{\alpha}, k_{\alpha}\right) \right] \quad (2.17)$$

### 2.1.3 풍력발전시스템 출력

기상탑으로부터 수집된 풍속 데이터를 확보하면 이것을 이용하여 풍속별 확률을 구하고 풍력터빈의 출력곡선과 함께 에너지 생산량을 계산할 수 있다.

풍력터빈의 풍속별 출력은 풍력 터빈 제조사에서 공급되는 출력곡선을 이용하면 되는데, 제조사에서는 공기밀도별 다양한 범위의 출력곡선을 제공하기도 하지만 일반적으로 표준공기밀도를 기준으로 제공되기 때문에 풍력터빈의 출력을 계산하기 전에 고도에 따른 공기 밀도를 보정하고 이를 제공된 출력곡선에 반영한다. 고도가 높아질수록 공기밀도는 낮아지므로 풍력발전단지의 위치 고도에 따라 정확한 출력계산을 위해 높이에 따른 공기밀도 보정을 식(2.18)과 같이 계산한다[26].

$$\rho_{actual} = \rho_0 - 0.113 \frac{H}{1000} \quad (2.18)$$

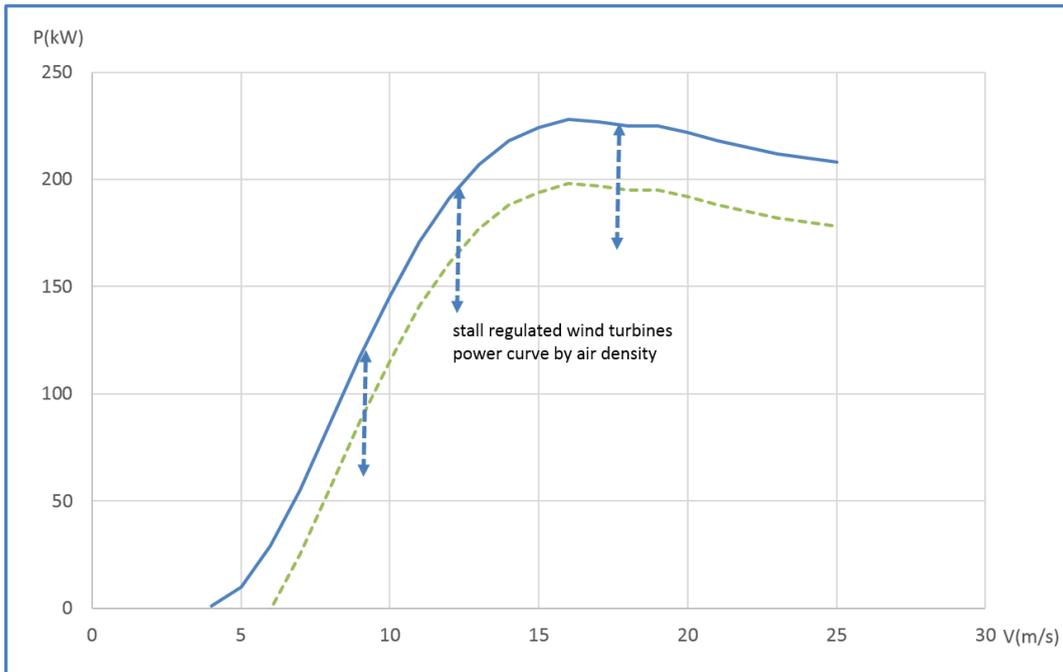
$$H = H_{elevation} + H_{hub}$$

*Air density lapse rate: 0.113 kg/m<sup>3</sup> / km*

높이에 따라 공기밀도를 보정하면 이를 이용하여 풍력터빈 제조사에서 제공된 출력곡선을 조정하는데, 풍력터빈은 스톨제어(stall regulated)방식과 피치제어(pitch regulated) 방식으로 구분되며 제어방식에 따라 공기밀도를 반영하는 방법이 달라진다.

스톨제어방식 풍력터빈인 경우 바람의 흐름에 의하여 출력이 제어되므로 공기밀도에 직접적인 영향을 받는다. 따라서, 스톨제어 방식은 공기밀도에 따른 직접적인 영향으로 Fig. 2.1에서 보는 것과 같이 기존 출력곡선이 커지거나 작아지므로 출력계산을 위해서는 특정 풍속에서의 출력을 계산지역의 공기밀도를 이용하여 식(2.19)와 같이 조정한다.

$$P_{adj} = P_0 \left( \frac{\rho_{actual}}{\rho_0} \right) \quad (2.19)$$



**Fig. 2.1 Power curve example of stall regulated wind turbines**

피치제어방식의 풍력터빈은 스톱제어방식과는 달리 블레이드 피치각을 조절하여 출력을 직접 제어하므로 풍력터빈의 출력은 풍속에 영향을 받는다. 따라서, 공기밀도에 따른 출력곡선의 조정은 식(2.20)과 식(2.21)에 의해 풍속을 보정하여 출력곡선을 조정하게 되며, 출력곡선은 Fig. 2.2에서 보는 것과 같이 기존 출력곡선의 좌우로 이동하는 형태를 보인다.

$$P_{adj}(u_{in}) = P_0(u_{adj}) \quad (2.20)$$

$$u_{adj} = u_{in} \left( \frac{\rho_{actual}}{\rho_o} \right)^{1/3} \quad (2.21)$$

시동(cut-in)풍속과 종단(cut-out)풍속에 대해서도 같은 방식으로 조정이 되지만 출력곡선내 풍속구간이 변하지는 않는다. 설명한 바와 같이 풍력터빈의 출력은 주어진 공기밀도와 풍속별 출력곡선에 의존하는데, 특정 풍속구간에서의 출력은 출력곡선내 구간별 평균에너지로 정의되며 구간내 특정 풍속에 대한

값이 정의되어 있지 않다면 풍속구간에서 선형 보정(linear interpolation)을 통해 계산할 수 있다.

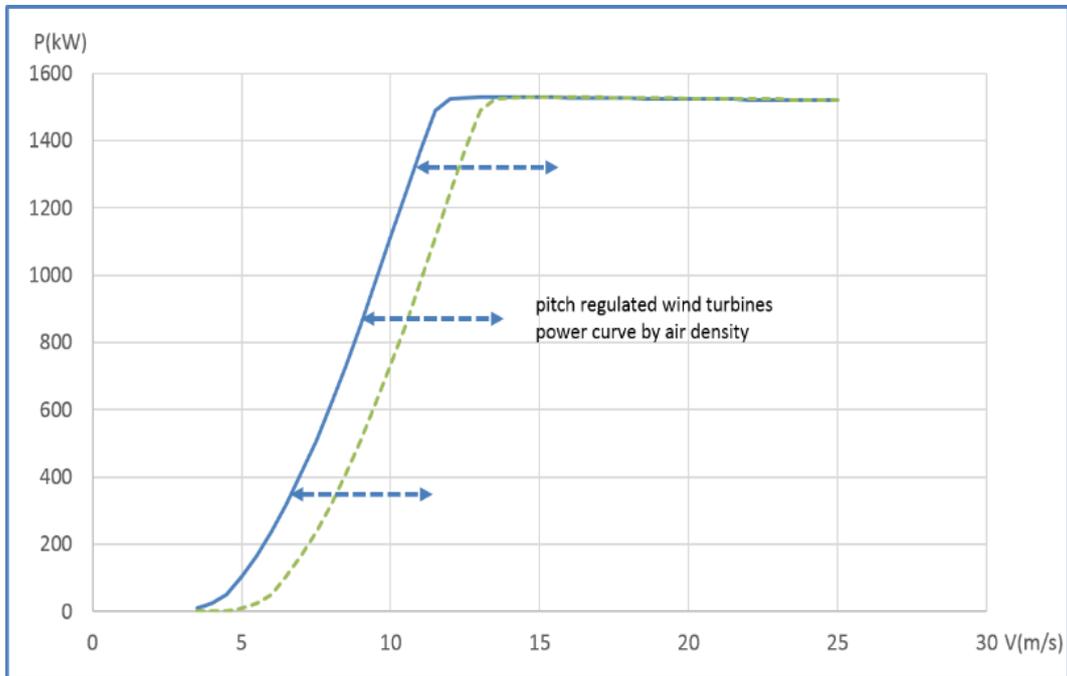


Fig. 2.2 Power curve example of pitch regulated wind turbines

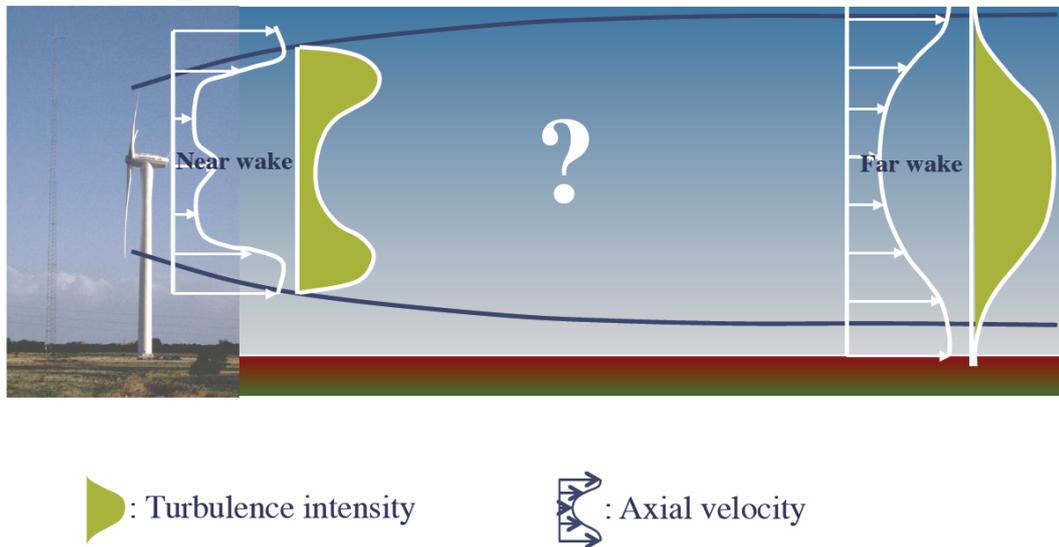
## 2.2 풍력발전시스템 후류 이론

### 2.2.1 풍력발전시스템 후류

유체 속을 운동하는 물체 또는 유체흐름 중에 있는 물체 주위의 유선변화, 마찰 등으로 인하여 물체 후방을 따라서 생기는 유체의 흐름, 물체 표면의 박리점 이후에 소용돌이치는 불규칙한 흐름을 후류(wake)라고 한다[27]. 항공기나 풍력발전시스템의 경우 항공기의 프로펠러나 풍력발전시스템의 블레이드 회전에 의한 인위적 기류의 변화에서 오는 흐름의 형태이다. 이러한 후류는 물체 후방에서 유체의 운동에너지 감소와 더불어 부가되는 난류로 인한 난류강도의 증가로 동적하중의 증가를 수반한다.

풍력터빈 후단에 위치한 다른 풍력터빈들은 전단의 풍력터빈들로부터 후류 영향을 받으며, 누적된 후류영향에 의한 풍속의 감소로 앞선 터빈들에 비해 에너지 손실을 유발한다. 또한, 후류영역 구간에 위치한 풍력터빈들은 누적된 난

류강도의 영향을 받게 되어 기계적 진동과, 동적하중의 증가로 인해 기계적 고장이 발생할 확률이 높아지게 되고, 시스템 수명이 단축될 수 있다.



**Fig. 2.3 Overview of wake effect[28]**

Fig. 2.3은 풍력터빈 후방으로의 후류의 모습을 도식화 한 것으로 자유흐름단에 놓인 풍력터빈에서 바람의 운동에너지를 전기에너지로 변환되는 과정에서 자유흐름의 풍속은 감소하게 된다. 감소된 풍속은 풍력터빈 후방으로 확장되면서 난류와 함께 지속되며, 후방으로 진행되는 과정에서 후류 경계층에서의 자유흐름단 풍속과 에너지 교환을 통해 점차 속도를 회복하게 된다.

여러대의 풍력터빈이 설치된 풍력발전단지에서는 풍향에 따라 바람의 자유흐름 후방에 위치한 풍력발전시스템은 앞선 시스템과 비교하여 상대적으로 출력이 감소하는데, 그 출력감소는 일반적으로 연간 5%~20% 정도가 되는 것으로 알려져 있다. 이것은 바람의 분포, 풍력터빈의 사양, 풍력발전단지의 지형 특성, 풍력터빈들의 배열 등에 기인한다[27].

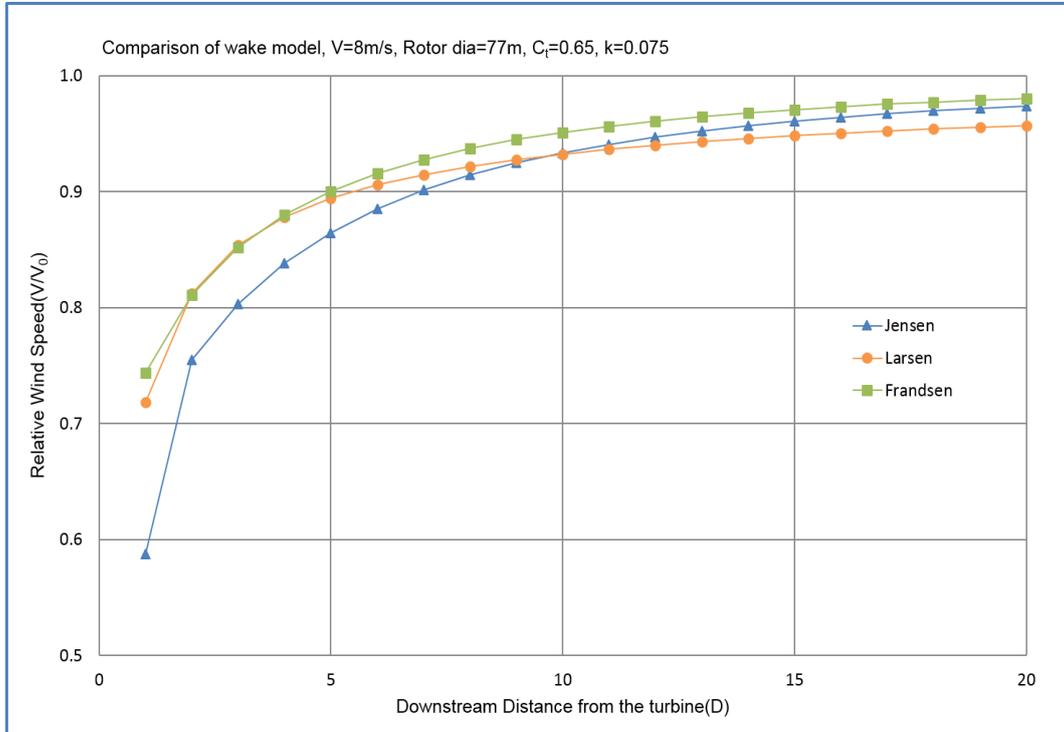
후류의 영향은 풍력발전단지 설계를 수립하는 과정에서 많은 고려를 하게 되는데, 경제성 분석을 위한 에너지 생산량 예측과, 기술적으로 풍력터빈 사이의 거리, 단지 운영을 위한 전략수립에 중요한 영향을 미친다. 후류영향은 풍력발전단지에서 전기 에너지 생산량을 감소시키므로 후류에 대한 정확한 예측과 후류에 의한 풍속감소를 최소화 하는 것은 풍력발전단지의 경제성에 중대한 요소이다.

후류로 인한 영향을 분석하기 위해서는 우선적으로 단일 로터에 대한 후류를 계산하기 위한 수학적 모델이 필요하며, 풍력발전단지내에서의 영향을 분석하기 위해서는 풍력터빈간 후류의 중첩을 계산할 수 있는 적절한 방법이 있어야 한다.

풍력터빈의 후류영향을 계산하기 위한 수학적 모델은 크게 해석적 모델과 수치적 모델로 구분할 수 있다. 후류영향 분석을 위한 해석적 모델로는 연구동향에서 언급한 *Jensen* 후류모델과 *Larsen* 후류모델 그리고 *Frandsen* 후류모델이 대표적으로 많이 적용되고 있다. 수치적 모델은 *Ainslie*(Eddy viscosity) 후류모델, *RANS*(Reynolds Averaged Navier Stokes) 후류모델, *Farmflow*(ECN) 등이 있다. 수치적 모델은 해석적 모델에 비해 정밀한 계산을 수행하지만 모델 구현이 어렵고 계산시간이 많이 소요된다. 해석적 후류 분석 모델들은 수치적 모델에 비해 정밀하지는 않지만 계산식이 간편하고 계산시간이 빠르기 때문에 풍력단지 범위에서의 전반적인 후류 영향을 파악하는데 충분한 역할을 하고 있다.

Fig. 2.4는 앞에서 언급한 대표적인 3가지 해석적 후류 모델들의 풍력터빈 하단으로의 거리별 풍속 감소 비율을 보여주는 것으로, 3가지 해석적 후류모델의 경향을 파악하기 위해 본 연구과정에서 계산을 수행하여 비교한 결과이다. 계산에는 1.5MW 풍력터빈이 사용되었으며, 로터직경은 77m이고, 기준풍속은 8m/s이며 추력계수는 계산에 사용된 풍력터빈의 추력곡선에 의해 0.65를 적용하였고, *Jensen* 모델의 후류감소계수는 육상풍력발전단지의 기본값인 0.075를 적용하였다. 후류모델 계산 결과 그래프의 거리는 풍력터빈의 로터직경 비율로 표현한 것으로 거리가 5D인 경우 풍력터빈으로부터 385m 떨어진 거리를 이야기 한다. 후류 확장 거리는 1D(77m)~20D(1,540m)까지 계산하였고 풍속감소율은 자유흐름 풍속대비 감소된 풍속의 비율이다. 3가지 모델중 근접후류 영역에서 많은 감소를 예측하고 있는 모델은 *Jensen* 후류모델로서 이격거리 1D에서 기준풍속의 58.7%로 감소했음을 보여주고 있으며, *Larsen*과 *Frandsen*모델은 1D거리에서 각각 71.8%와 74.4%로 감소한다고 예측하고 있다. *Larsen* 모델과 *Frandsen* 모델은 원거리 후류영역으로 갈수록 차이를 보이고 있으나 근접 후류영역에서는 비슷한 풍속 감소를 예측하고 있다. 3가지 후류 모델 각각의 분포 특성은 후류모델별 계산시 필요한 파라미터들에 의해 달라지며, 단순하

고 명료한 파라미터를 사용하는 모델은 *Jensen* 모델로 후류감소계수만 결정하면 된다.



**Fig. 2.4 Comparison of analytical wake models**

후류에 대한 이론적 접근에서 특히, 추력계수는 로터하단의 바람속도 감소와 후류 확장에 중요한 역할을 하며 풍력발전시스템의 주속비, 피치각 등의 시스템 설계조건 및 운용조건 따라 후류는 변한다. 추력계수는 풍력터빈 출력 곡선과 같이 시스템 제조사로부터 제공 받을 수 있으므로 추력계수를 후류모델에 적용하는데 어려움은 없으며, 지형적 영향, 특히 표면 거칠기 등을 결정하고 적절히 적용하는 것이 매우 중요하다.

여러 후류모델들에 대한 벤치마킹 보고서에 의하면[29-31], 소규모 풍력발전단지에서는 대부분의 후류모델들이 대체적으로 잘 적용되고 있으나 대규모 단지에서는 충분치 못한 결과를 보이고 있음을 보여주고 있다. 풍력발전시스템 간의 거리를 증가시키는 것은 후류손실을 감소시키는 것이 확실하지만 제한된 공간내에서 최적의 배치를 해야하는 상황에서는 단지내 풍력발전시스템들의

최적화된 배치를 위하여 후류모델에 의한 계산이 좀더 진보되어야 한다고 제시하고 있다.

본 연구에서는 해석적 후류모델을 사용하였으며, 해석적 모델중 Jensen 후류 모델을 사용하여 풍력터빈 후방의 후류로 인한 풍속 및 발전량 손실을 계산하였다. 계산된 결과는 실제 풍력단지에서의 후류영향 분석 결과와 비교하여 계산결과가 실제 후류손실을 과소평가하고 있음을 확인하고 이를 보완하기 위한 수정 후류모델을 제시하였다.

### 2.2.2 후류 이론

운동량 이론의 디스크(Actuator Disk) 모델을 이용하여 유동 흐름 주변과 디스크 후단에서 회전과 마찰이 없는 이상적인 풍력터빈을 가정하면 유선(stream line)을 따르는 질량당 기계에너지 보존의 베르누이(Bernoulli) 방정식으로부터 후류 바람 속도를 묘사하는 일반적인 공식이 유도된다[32].

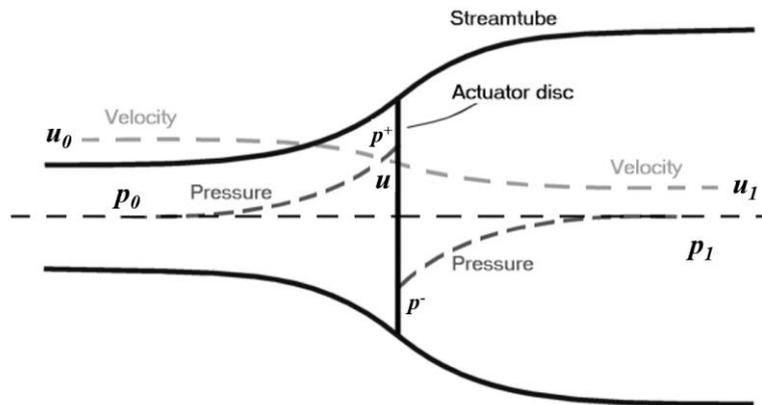


Fig. 2.5 Stream-tube of wind turbines

베르누이 방정식은 압력과 바람속도와의 관계를 표현하는데, 유선을 따르는 압력은 일정하므로 로터 전후에 대하여 베르누이 방정식을 적용하면 아래 두 개의 방정식을 얻을 수 있다.

$$p_0 + \frac{1}{2} \rho u_0^2 = p + \frac{1}{2} \rho u^2 \quad (2.22)$$

$$p - \Delta p + \frac{1}{2} \rho u^2 = p_1 + \frac{1}{2} \rho u_1^2 \quad (2.23)$$

식(2.22)와 (2.23)을 이용하여 로터를 통과하는 압력강하를 구하면 식(2.24)와 같은 식이 유도된다.

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho (u_0^2 - u_1^2) \quad (2.24)$$

로터평면상에서의 압력강하를 표현하는 다른 방식은 단위면적을 통과하는 질량의 운동량 변화로써 식(2.25)과 같이 나타낼 수 있다.

$$\Delta p = \rho u (u_0 - u_1) \quad (2.25)$$

식(2.24)과 (2.25)를 이용하면 아래와 같은 식(2.26)이 유도되는데,

$$u = \frac{1}{2} (u_0 + u_1) \quad (2.26)$$

식(2.26)은 로터평면을 통과하는 흐름이 로터 전방의 자유흐름 속도와 후방의 후류속도와의 평균이 됨을 나타내고 있다. 여기서, 축간섭계수(axial interference factor)  $a$ 를 정의하여 로터평면을 통과하는 흐름의 풍속을 표현할 수 있다.

$$a = u_{def} / u_0, \quad (u_{def} = u_0 - u) \quad (2.27)$$

$$u = (1 - a)u_0 \quad (2.28)$$

$$u_1 = (1 - 2a)u_0 \quad (2.29)$$

식(2.29)는 로터평면을 통과하는 흐름이 축간섭계수에 의해 감속됨을 나타내고 있으며, 풍력터빈의 축방향 추력은 다음 식으로 나타낼 수 있다.

$$T_F = \Delta p \cdot A_r = \frac{1}{2} \rho A_r u (u_0 - u_1) \quad (2.30)$$

$$T_F = \frac{1}{2} \rho A_r u_0^2 [4a(1-a)] \quad (2.31)$$

식(2.31)의 축방향 추력식에 축간섭계수 수식을 추력계수(Thrust coefficient)  $C_t$ 로 대체 하면 식(2.32)와 같은 식이 되며, 추력계수  $C_t$ 는 식(2.33)과 같이 되어 축간섭계수와 추력계수와의 관계는 식(2.34)와 같이 표현된다.

$$T_F = \frac{1}{2} \rho A_r u_0^2 C_t \quad (2.32)$$

$$C_t = 4a(1-a) \quad (2.33)$$

$$a = \frac{1}{2} \pm \frac{1}{2} \sqrt{1 - C_t} \quad (2.34)$$

식(2.29)와 식(2.34)를 정리하면 식(2.35)와 같이 후류 바람 속도와 상류의 자유흐름 속도 그리고 터빈추력계수  $C_t$ 간의 관계식을 얻을 수 있다.

$$u_1 / u_0 = (1 - 2a) = \sqrt{1 - C_t} \quad (2.35)$$

이 관계식은 단순하지만 효과적인 터빈 후류모델로, Jensen 후류모델과 같은 해석적 후류 모델에 사용되어 지고있다.

후류의 손실속도와 풍력터빈의 후방으로 확장되어 가는 후류 직경의 계산은 식(2.34)로부터 아래와 같이 구할 수 있다. 비점성 운동량이론에 의한 풍력터빈 로터평면에서의 손실속도는 식(2.36)으로 표현할 수 있으며,

$$\begin{aligned} u_{def(x=0)} &= \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{1 - C_t}\right) \cdot u_0 \\ (u_{def(x=0)} &= u_0 - u) \end{aligned} \quad (2.36)$$

식(2.35)로부터 풍력터빈 후방 하류에서의 손실속도는 로터평면에서 2배가 되어 식(2.37)과 같이 표현된다.

$$\begin{aligned}
u_{def(x=\infty)} &= (1 - \sqrt{1 - C_t}) \cdot u_0 = 2u_{def(x=0)} \\
(u_{def(x=\infty)} &= u_o - u_1)
\end{aligned}
\tag{2.37}$$

풍력터빈 후방으로 확장된 후류직경은 유량의 연속방정식으로부터 아래와 같이 유도된다.

$$A_r u = A_w u_1 \tag{2.38}$$

$$\frac{\pi D_r^2}{4} u = \frac{\pi D_w^2}{4} u_1 \tag{2.39}$$

$$D_r^2 u = D_w^2 u_1 \tag{2.40}$$

식(2.40)은 식(2.28)과 식(2.29)에 의해 아래와 같은 식(2.41)이 되며,

$$\frac{D_w^2}{D_r^2} = \frac{u}{u_1} = \frac{1-a}{1-2a} \tag{2.41}$$

풍력터빈 로터에서 후단으로 확장된 후류의 직경은 식(2.42)와 같이 표현된다.

$$D_{w(x=\infty)} = D_r \sqrt{(1-a)/(1-2a)} \tag{2.42}$$

이 관계식은 비점성이라는 가정하에 유도되어 풍력터빈 하류 무한영역에서 손실속도가 2배가 되었지만, 실제 풍력단지에서는 후류가 진행함에 따라 후류 경계밖의 자유흐름과의 난류 혼합으로 인해 풍속은 점차 회복되어 무한영역에서의 바람 속도는 원래의 속도로 회복된다[24].

### 2.2.3 Jensen Wake Model

Jensen 후류 모델은 해석적 방법을 이용한 단일 후류모델로, Fig. 2.6에서 보는바와 같이 로터 후단의 후류 직경이 로터 하류방향의 거리에 비례하여 직선적으로 증가한다고 가정하고 제안한 후류모델이다[7,8]. 또한, 후류 내부의 풍속은 후류반경 방향에 대하여 모두 동일하다고 가정하고 있다.

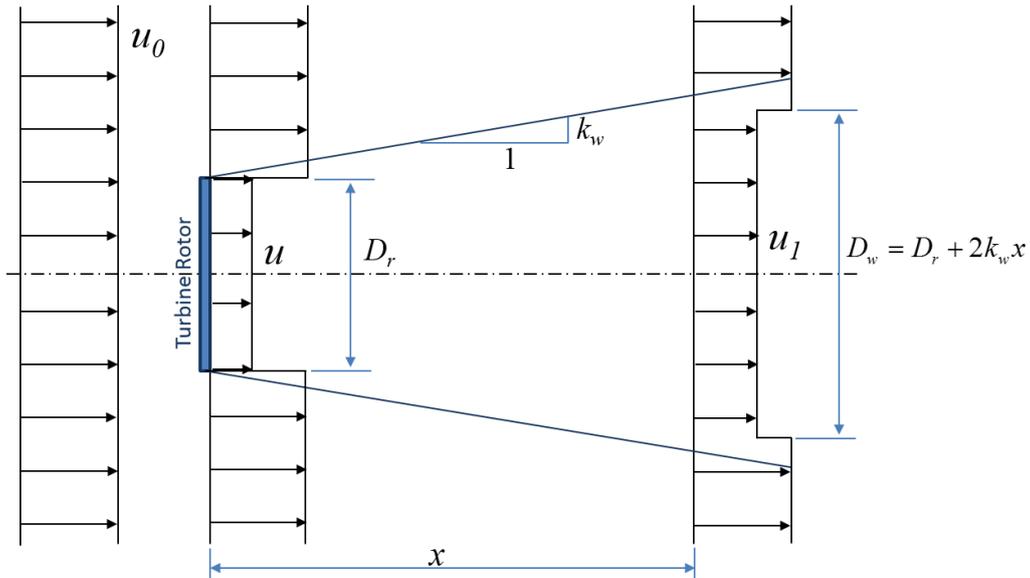


Fig. 2.6 Schematic view of the Jensen wake model

Jensen 후류 모델은 앞서 설명한 디스크 이론과 Fig. 2.6에서 묘사한 정의를 기반으로 풍력터빈 로터의 유량에 대한 연속방정식으로부터 아래와 같이 유도되는데, 후류 진행에 따라 로터에서 감소된 풍속의 증가에 대한 운동량의 균형을 맞추도록 식(2.43)과 같이 표현된다.

$$A_r u + (A_w - A_r) u_0 = A_w u_1 \quad (2.43)$$

$$\frac{\pi D_r^2}{4} u + \frac{\pi}{4} (D_w^2 - D_r^2) u_0 = \frac{\pi D_w^2}{4} u_1 \quad (2.44)$$

식(2.44)를 정리하면 식(2.45)와 같이 표현할 수 있으며, 로터 하단 거리  $x$ 에서의 후류직경은 직선적으로 증가한다고 가정하였으므로 후류직경은 식(2.46)과 같이 표현할 수 있다.  $k_w$ 는 Jensen 후류 모델에서 유일하게 조절이 가능한

파라미터인 후류감소계수(wake decay constant)로 후류가 확장되는 기울기를 표현한 것이다. 이 후류감소계수는 계산 지역의 표면거칠기(roughness)와 연관지을 수 있으며 이 계수를 결정하기 위한 여러가지 방법들이 제시되고 있다. Jensen 후류모델을 제시하고 이를 후류 계산에 적용하고 있는 덴마크 Riso 연구소에서는 육상풍력단지의 경우  $k_w = 0.075$ 를 권장하고 있으며, 해상풍력단지의 경우  $k_w = 0.04$ 를 제시하고 있다.

$$D_r^2 u + (D_w^2 - D_r^2) u_0 = D_w^2 u_1 \quad (2.45)$$

$$D_w = D_r + 2k_w x \quad (2.46)$$

식(2.28)을 이용하여 식(2.45)를 정리하면 식 (2.47)를 얻을 수 있다.

$$\frac{u_1}{u_0} = 1 - 2a \left( \frac{D_r}{D_w} \right)^2 \quad (2.47)$$

식(2.47)에 식(2.34)를 대입하고 바람의 유입속도 대비 풍속 감소를 구하면 아래와 같은 식(2.48)과 같이 표현된다.

$$\frac{u_{def}}{u_0} = \frac{u_0 - u_1}{u_0} = 1 - \frac{u_1}{u_0} = \left( 1 - \sqrt{1 - C_t} \right) \left( \frac{D_r}{D_w} \right)^2 \quad (2.48)$$

식(2.48)에 후류직경 식(2.46)을 대입하면 식(2.49)와 같이 거리에 따른 후류 손실속도를 구할 수 있는 Jensen 후류 모델식이 된다[8].

$$\frac{u_{def}}{u_0} = \left( 1 - \sqrt{1 - C_t} \right) \left( \frac{D_r}{D_r + 2k_w x} \right)^2 \quad (2.49)$$

Jensen의 초기 후류모델[7]은 축간섭 계수를 사용하였으며 이후 추력계수  $C_t$ 를 적용하였다[8]. Jensen 후류 모델은 후류에 대한 단순 가정으로 인해 후류내부의 상세한 풍속 분포를 표현하지 못하지만, 거리별 후류 감소율의 계산은

대체적으로 잘 표현해 주고 있다. 다만, 근거리 후류영역에서의 많은 계산오차를 포함하고 있음을 언급하고 있어 근접후류 영역에 대한 보강이 필요함을 보여주고 있다. Jensen 후류모델은 계산식의 간결함과 풍력단지 범위의 바람 분포를 계산하여 풍력터빈의 에너지 감소율 계산에 적합하여 많은 상업용 코드에 기본적으로 적용되고 있으며 후류 중첩에 대한 계산식을 이용하여 풍력발전단지내 후류 영향에 의한 에너지 생산량 예측에도 활용되고 있다.

#### 2.2.4 후류중첩 계산

풍력터빈들간의 후류 영향 계산은 풍향별 전방위에 걸쳐 수행되므로 풍향별 풍력터빈들간 서로 영향을 미치는 풍력터빈들을 선택할 수 있어야 하며, 후류 영향을 받는 풍력터빈의 후류 영향 면적을 계산해야 한다. 앞선 여러 풍력터빈들로 인한 중첩 후류의 경우 단일 후류 영역에 비해 높은 난류강도를 가지며 풍속 저하도 더 낮으므로 이에 대한 정확한 후류영향 면적 계산 수행이 필요하다. Jensen 후류모델을 사용하는 상용 소프트웨어에서도 풍력단지내 후류의 영향을 받는 풍력터빈의 로터 면적을 계산하고 있는데, 일반적으로 후류가 확장된 직경을 계산하여 후단 풍력터빈의 로터 직경과 교차하는 영역을 후류 영향 면적으로 계산하고 이를 후류 감속 계산에 반영하고 있다. Jensen Park 모델로 알려진 이 방법은 Fig. 2.7에서 보는 바와 같이 2차원적으로 후류 직경을 가지는 하나의 원과 후류 영향을 받은 풍력터빈의 로터직경을 가지는 두 원의 교집합 개념으로 두 원의 교차면적을 계산하여 후류의 영향을 받는 풍력터빈의 로터가 후류에 얼마나 노출되었는지를 평가한다.

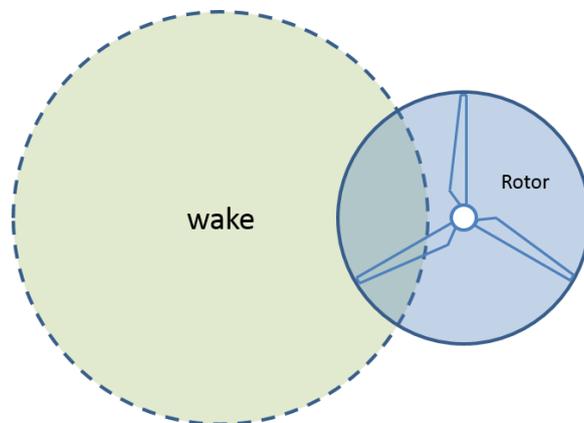


Fig. 2.7 Wake effect area of a rotor

후류 영향 면적에 관한 계산은 풍향별로 후류 방향이 바뀌는 것을 고려하여 모든 풍력터빈에 대하여 앞선 풍력터빈에 의한 후류영역에 로터 직경이 얼마나 포함되었는지를 판단한다. 후류영역내에 들어온 풍력터빈에 대해서는 Fig. 2.8과 같이 후류모델에서 계산된 후방 풍력터빈 거리에서의 후류 확장 직경과 후류영향을 받는 로터 직경을 이용하여 두 직경 의한 원의 교차면적을 계산한다. 하나의 풍력단지에서 허브중심 높이가 서로 다른 기종들이 섞여 있는 경우 이기종간 후류의 높이와 풍력터빈의 중심높이가 다르므로 후류 영향을 받는 높이도 고려하여 후류 영향 면적을 계산한다. 계산된 후류 영향 면적은 식 (2.50)과 같이 로터 전체 면적에 대한 비율로 후류 모델에 적용하여 후류의 영향 정도를 계산한다[32]. 후단 터빈이 앞선 여러 개의 풍력터빈들로부터 받은 중첩 후류영향의 계산은 식(2.51)과 같이 적용하여 계산하였다.

$$\frac{u_{def}}{u_0} = \left(1 - \sqrt{1 - C_t}\right) \left(\frac{D_r}{D_r + 2k_w x}\right)^2 \frac{A_{overlap}}{A_r} \quad (2.50)$$

$$u_{def} = \sqrt{\sum u_{def(i)}^2} \quad (2.51)$$

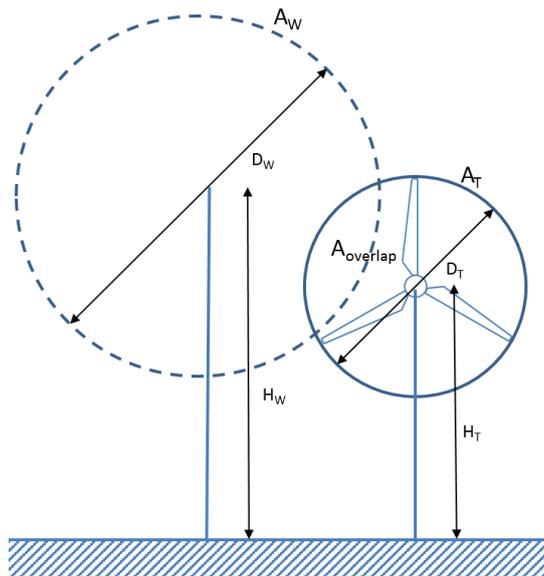


Fig. 2.8 Wake area considering height of wind turbines



### 3. 풍력발전단지 분석

풍력단지의 에너지 생산량 예측 프로그램의 개발과 풍력터빈 최적배치 알고리즘 개발을 위한 기반 정보의 수집과 계산에 사용될 데이터의 분석 및 최종 결과의 비교를 위해 실제 풍력단지의 지형정보, 풍황 현황, 연간 발전량 및 풍력단지에서의 후류 영향 정도를 분석하였다. 본 연구에서 분석한 풍력단지는 Fig. 3.1의 제주에너지공사가 운영하고 있는 가시리 국산화 풍력발전단지이다.

가시리 풍력발전단지는 Fig. 3.2에서 보는 것과 같이 제주특별자치도 서귀포시 표선면 가시리에 위치한 풍력발전단지로서 단지 총 용량은 15,000kW로 풍력발전시스템 1,500kW 7기와 750kW 6기로 구성되어 있으며 Fig. 3.3에서 보는 바와 같이 13기의 풍력발전시스템은 사각형 단지 경계내에 격자형식으로 배치되어 있다. 주풍향 방향에 대해서 750kW 풍력터빈 6기를 전면에 배치하고 있으며, 나머지 1,500kW 풍력터빈 9기를 그 뒤로 배치하고 있다. 풍력터빈의 제조사는 모두 3개 회사로 유니슨 750kW 3기와 효성중공업 750kW 3기 그리고 한진산업 1,500kW 7기로 모두 국내에서 제작된 풍력발전시스템들이다.



Fig. 3.1 The whole view of Gasiri wind farm[47]

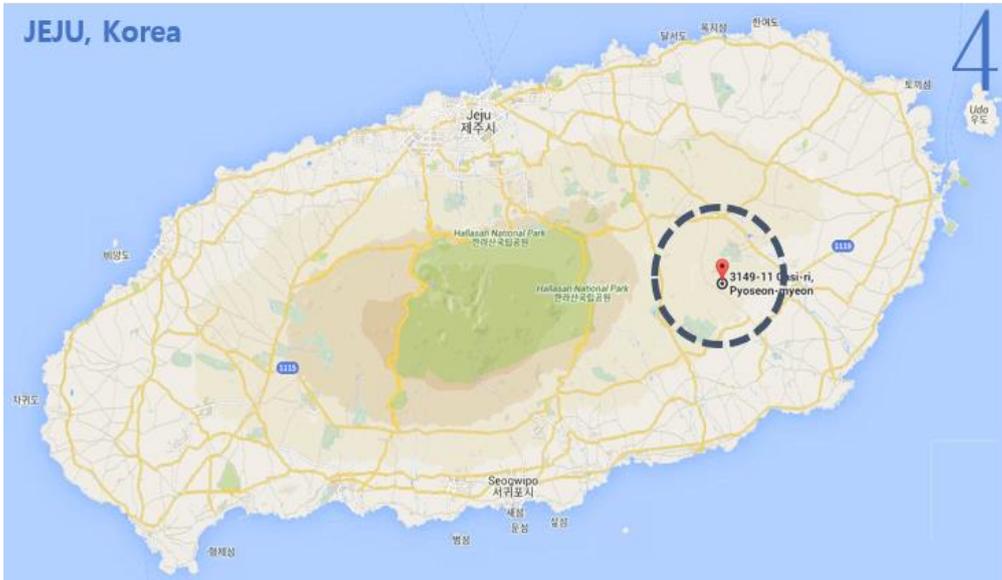


Fig. 3.2 Location of Gasiri wind farm(Google map)

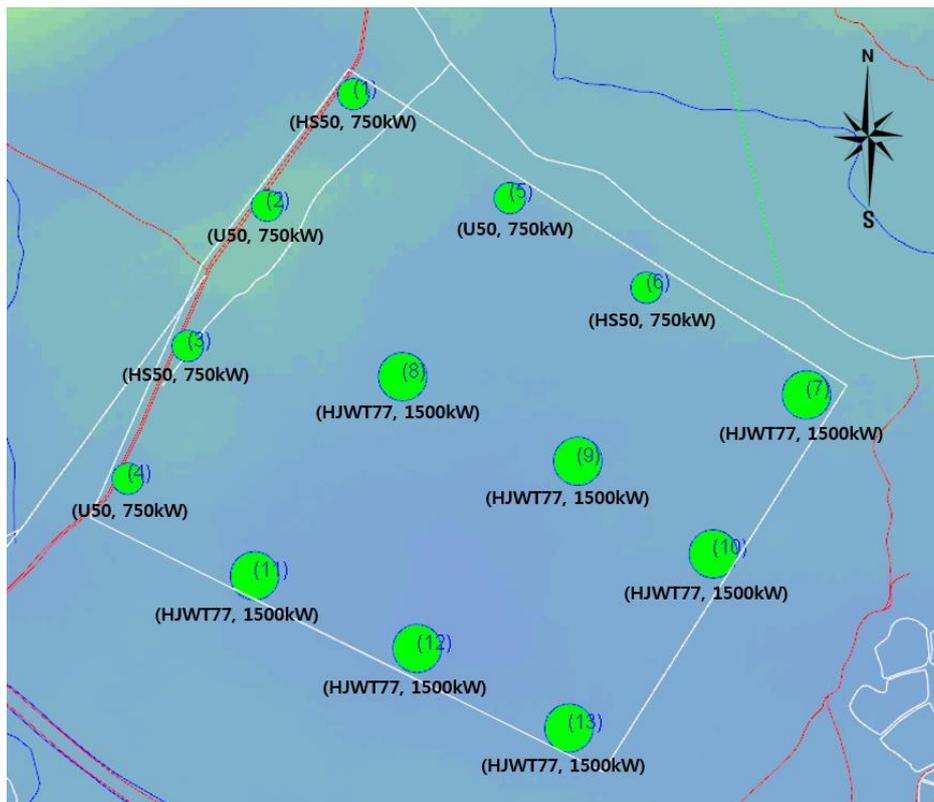


Fig. 3.3 Wind turbines array of Gasiri wind farm

### 3.1 풍력발전단지 지형분석

풍력단지의 풍속변화에 영향을 줄 수 있는 지형적 영향을 검토하고 에너지 생산량 예측 프로그램에 지형 정보를 추가하기 위하여 가시리 풍력단지 주변 지형분석을 수행하였다.

가시리 풍력발전단지는 제주도 내륙에 위치하고 있으며 화산섬인 제주도의 특징인 오름이 Fig. 3.4에서 보여주는 것과 같이 풍력발전단지 주변에 다수 위치하고 있음을 알 수 있다. 풍력단지 주변 오름은 주변의 고도 차이로 인해 바람의 상하기류를 유발시켜 균일하게 불어오는 바람에 난류 성분을 동반하게 하며, 이 난류성 바람들로 인해 풍력발전단지 내부에 풍속의 변화를 줄 수 있다. 지형분석은 고도정보를 포함하고 있는 가시리 풍력단지 주변 수치지도를 사용하여 가시리 풍력단지를 중심으로 남북으로 4km와 동서방향으로 4km 구간에 대하여 분석하였다.

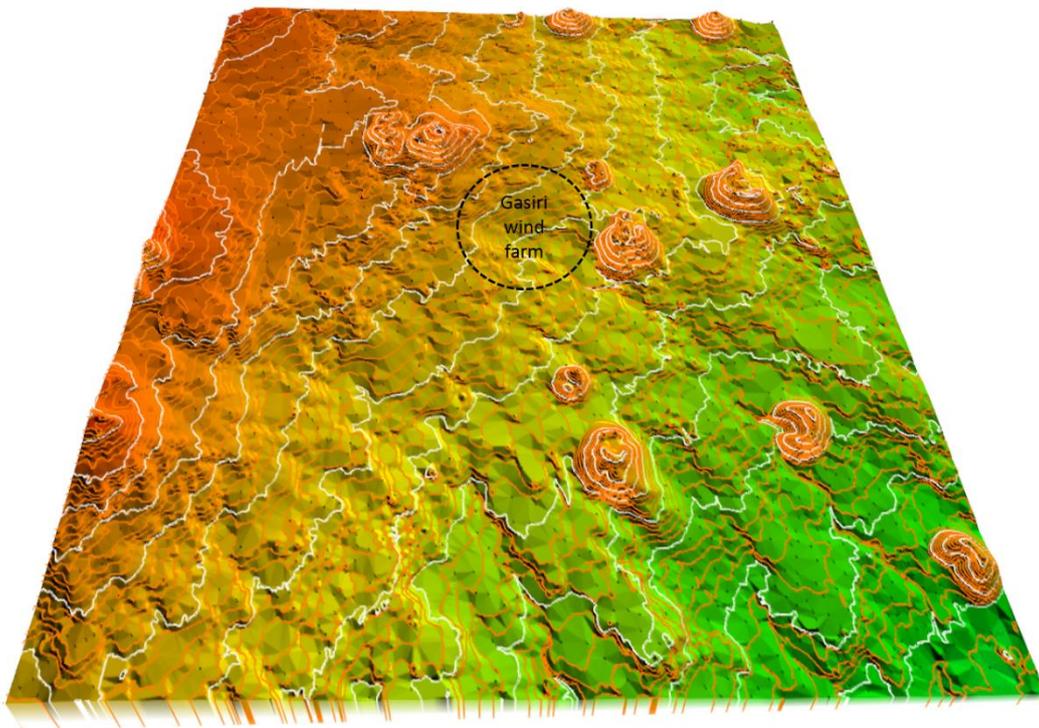
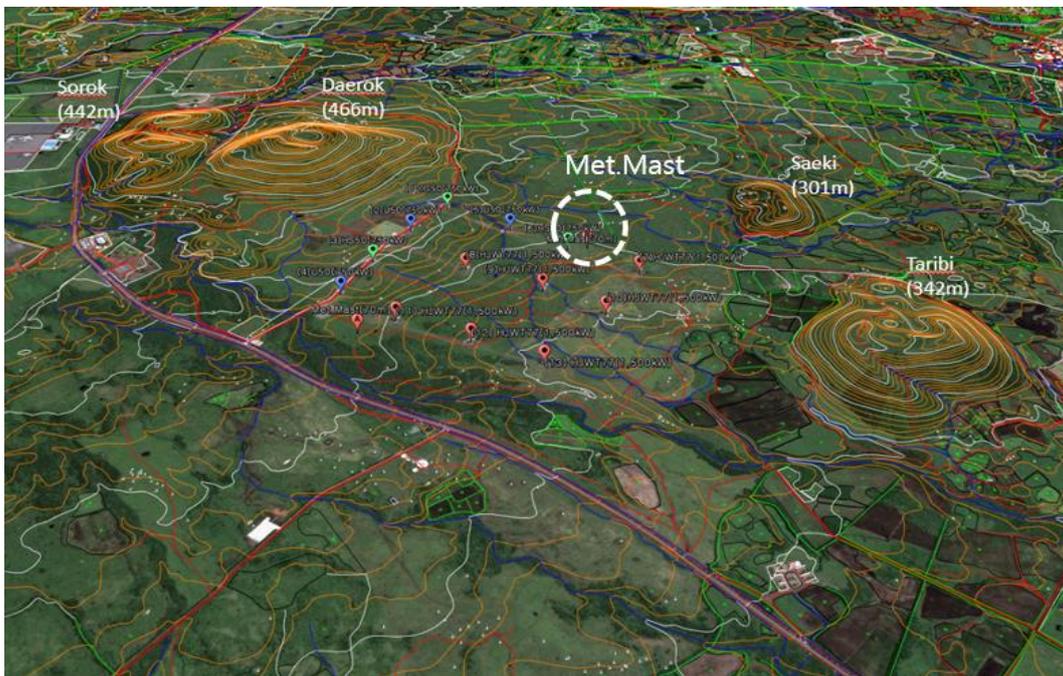


Fig. 3.4 Topographical map of surrounding Gasiri wind farm

가시리 풍력발전단지는 풍력단지 주변에 다수의 오름이 위치하고 있으며, 직간접적으로 풍력단지 풍속변화에 영향을 미칠것으로 보인다. Table 3.1에 가시리 풍력단지에 영향을 줄 수 있는 오름들을 정리하였으며 Fig. 3.5에 그 오름들을 보여주고 있다. Table 3.1에서 보여주고 있는 높이차이는 풍력단지에 설치된 기상탑을 기준으로 측정된 것이며, 경사도 역시 기상탑을 기준으로 지형도에 서 측정된 값이다. 모두 4개의 오름이 가시리 풍력단지 가까이 위치하고 있으며 그 중 가시리 풍력발전단지와 거리가 짧고 Fig. 3.6에서 보는 것과 같이 단 지기준 경사도가 7.7° 로 가장 큰 대륙산과 경사도가 4.3°인 따라비 오름이 가 시리 풍력단지 풍속변화에 많은 영향을 줄 것으로 보인다.

**Table 3.1 Hills of surrounding Gasiri wind farm**

Hill	Height difference	Distance	Slope	Direction
Seaki	18m	0.9km	1.1 °	70°
Tarabi	54m	1.1km	2.9 °	125°
Dearok	168m	1.3km	7.7°	300°
Sorok	142m	1.9km	4.3 °	290°



**Fig. 3.5 Topographical map of Gasiri wind farm (based on Google Earth)**

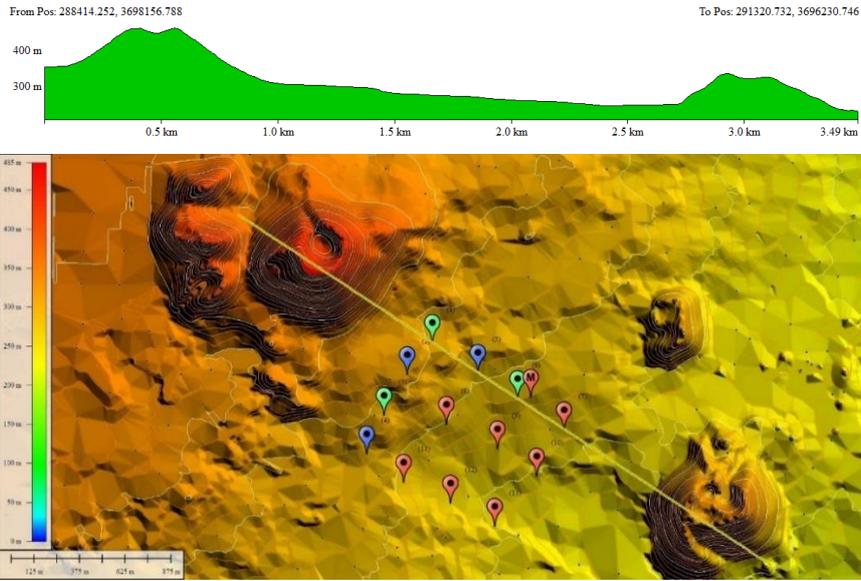


Fig. 3.6 Maximum slope of Gasiri wind farm

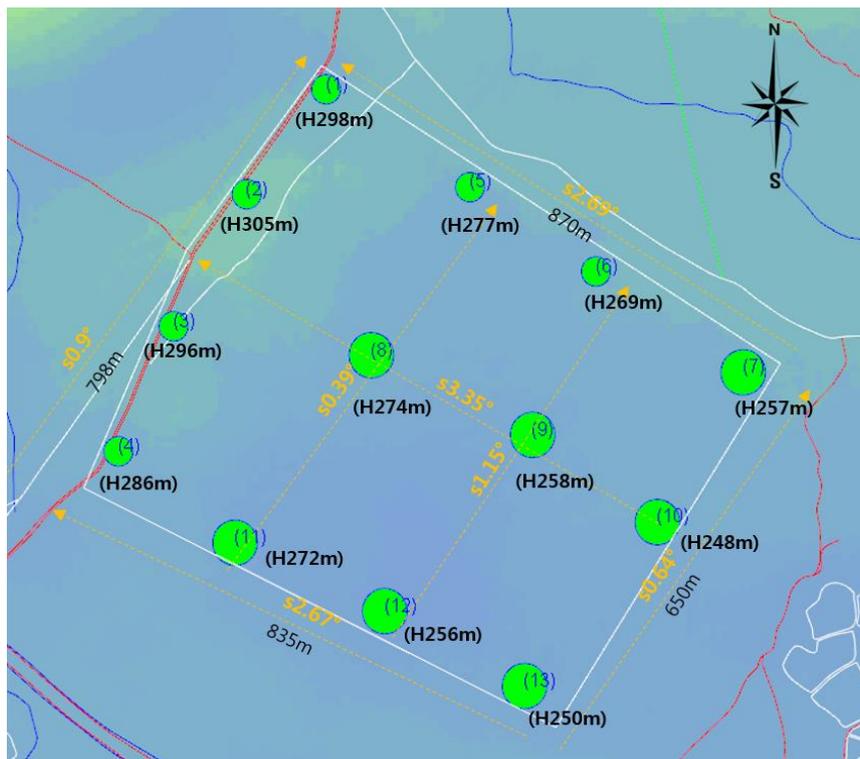


Fig. 3.7 Slope and elevation of wind turbines position

Fig. 3.7은 가시리 풍력단지 내부의 풍력터빈 위치별 고도와 주변 경사도 그리고 풍력터빈간 경사도를 분석한 것으로 1호기를 기준으로 아래쪽과 좌측으

로 기울어진 지형이다. 풍력터빈 1호기에서 아래쪽으로 내려가는 경사도는 최대 2.69°이고, 가장 높은 위치에 설치된 풍력터빈은 2호기로 305m 지점에 있으며 가장 낮은 위치에 설치된 풍력터빈은 13호기로 250m 지점에 있어 최고도차는 55m를 보여주고 있다. 가시리 풍력단지에는 경사도로 인한 방향별 풍속의 가감속이 발생할 수 있으며, 이로 인해 풍력터빈간 후류의 영향도 평탄한 지역의 풍력단지에 비해 많은 변화가 있을 것으로 판단된다.

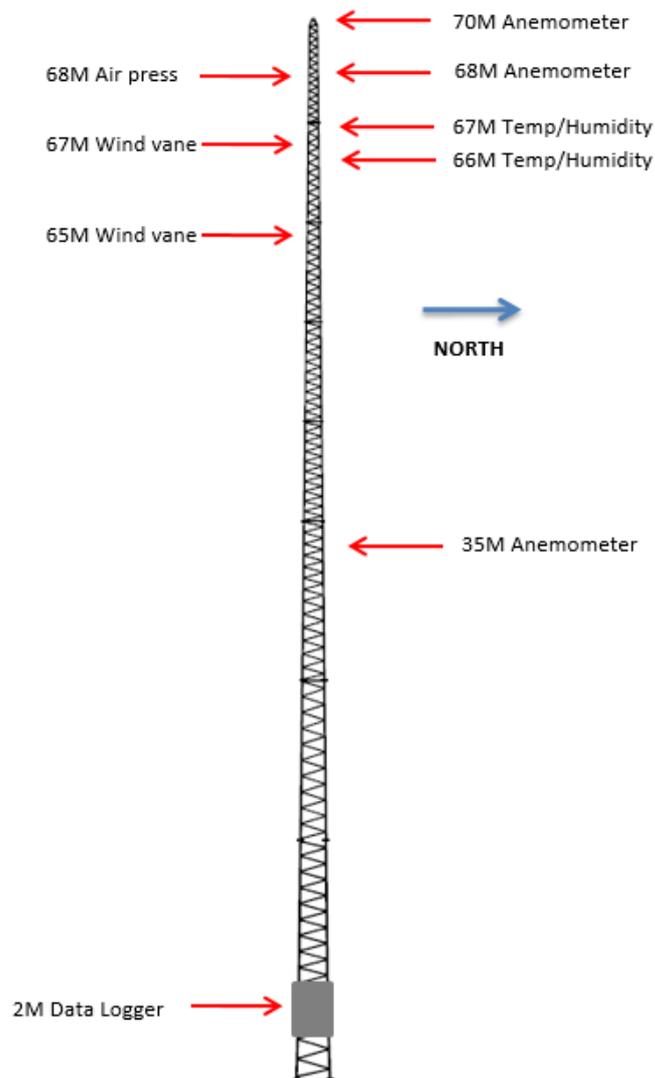
분석된 지형분석 자료는 에너지 생산량 예측 프로그램을 이용한 계산시 고도를 포함하는 지형과 표면거칠기에 따라 기상탑 위치에서 측정된 풍황데이터를 기상탑 위치 외의 풍력단지 영역 및 단지 주변 풍속 분포를 예측하는 데 사용된다.

### 3.2 풍력발전단지 풍황분석

가시리 풍력단지의 에너지 생산량 예측과 풍력터빈 최적배치에 반드시 필요한 기본 데이터인 풍황 데이터를 정리하고 분석하였다. 필요한 풍황데이터는 Fig. 3.8에서 보는 바와 같이 가시리 풍력발전단지내 설치되어 있는 70m 높이의 기상탑에서 수집된 1년동안의 데이터를 분석하였다. 기상탑의 구조는 원형관(Tubular) 타입으로 지지 와이어(guy wire)로 고정된 방식이다.



Fig. 3.8 Meteorological mast of Gasiri wind farm



**Fig. 3.9 Specification of the Gasiri Met.mast**

Fig. 3.9에 기상탑에 설치된 측정 센서들의 종류와 위치를 보여주고 있다. 모두 3개의 풍속계와 2개의 풍향계를 장착하고 있으며, 주변 공기 상태를 확인하기 위한 온습도계와 기압계가 설치되어 있다.

분석에 사용된 데이터의 기간은 2013.01.01~2013.12.31이고, 측정 간격은 1초이며, 1초 마다 측정된 데이터가 10분 평균으로 환산 되어 저장된 데이터를 사용하였다. 분석 기간동안 회수된 10분 평균 데이터 수는 52,560개로 회수율은 100%이다.

분석결과 분석기간동안 가시리 풍력발전단지의 연평균 풍속은 Table 3.2에서 보는 것과 같이 높이 70m를 기준으로 6.752m/s이며 주풍향은 Fig. 3.10에서 보는 바와 같이 제주도의 전형적인 주풍향 방향인 북북서풍임을 보여주고 있다. Fig. 3.10은 가시리 풍력단지의 방향별 풍속빈도를 보여주는 것으로 많은 풍속 빈도를 보여주는 방향을 확인할 수 있다. 북서방향에서 많은 바람이 유입되고 있으며, 남서 방향에서도 다른 방향에 비해 많은 바람빈도를 보여주고 있다. Fig. 3.11은 가시리 풍력단지의 높이별 월별 평균풍속 분포로 50m 풍속의 경우 그 높이에 측정센서가 설치되어 있지 않아 측정된 3개의 풍속 데이터를 이용하여 보간법에 의해 생성하였다. 분석높이가 50m와 70m인 것은 가시리 풍력 단지에 설치되어 있는 풍력터빈들의 허브높이가 750kW인 경우 50m이며, 1,500kW 풍력터빈의 허브높이는 70m로 풍력터빈의 허브높이를 기준으로 분석하여야 이를 에너지 생산량 계산에 적용하기 때문이다. Fig. 3.11을 보면 한반도의 전형적인 계절별 풍속형태를 보여주고 있는데, 겨울철에는 평균 풍속 7m/s 이상의 고풍속이 많이 불고 있으며, 여름철에는 풍속이 5m/s이하로 낮아지고 있다. 다만 여름철임에도 불구하고 7월 평균풍속이 증가한 이유는 태풍에 의한 영향으로 평균풍속이 증가한 것으로 보인다.

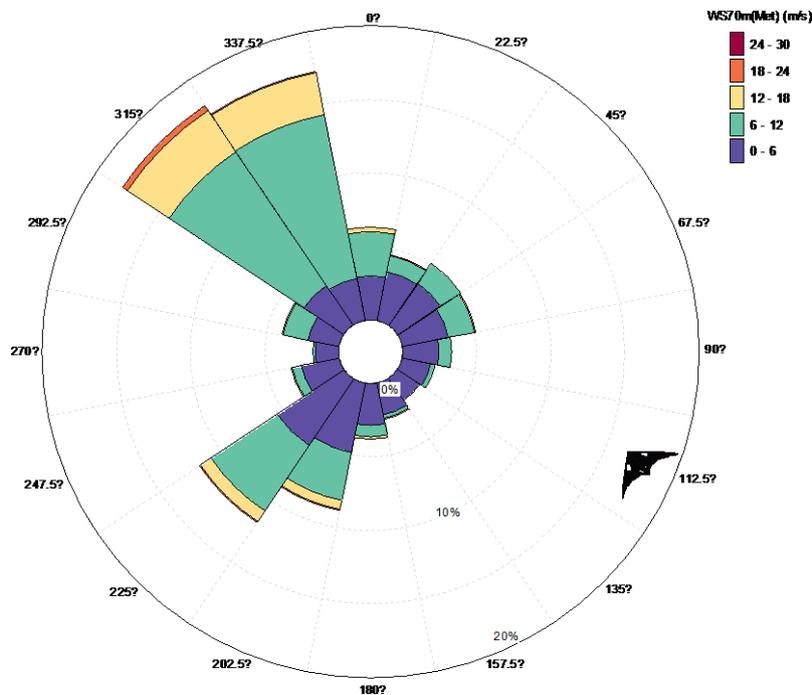
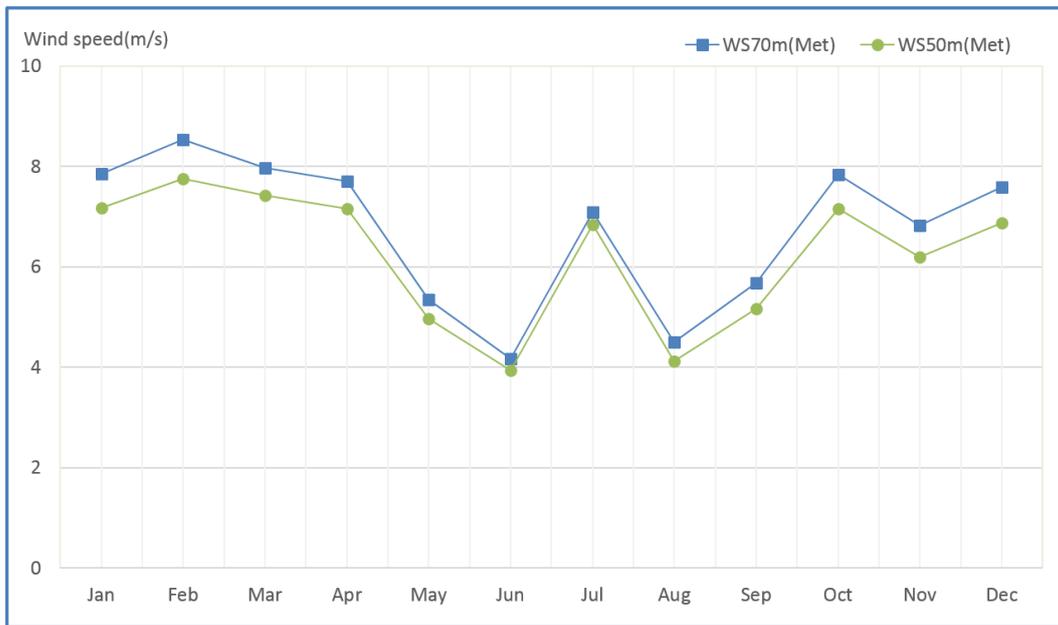


Fig. 3.10 Wind rose of Gasiri wind farm



**Fig. 3.11 Monthly wind speed of Gasiri wind farm (70m)**

**Table 3.2 Monthly wind speed of Gasiri wind farm (70m)**

Month	Valid Data	Recovery (%)	Mean (m/s)	Min (m/s)	Max (m/s)	Weibull k	Weibull A
Jan	4,464	100	7.854	0.215	19.74	2.301	8.852
Feb	4,032	100	8.533	0.237	21.75	2.118	9.612
Mar	4,464	100	7.975	0.225	23.43	1.737	8.955
Apr	4,320	100	7.707	0.386	25.37	1.856	8.693
May	4,464	100	5.352	0.21	17.1	1.83	6.036
Jun	4,320	100	4.167	0.21	17.84	1.829	4.7
Jul	4,464	100	7.089	0.258	19.83	2.257	7.989
Aug	4,464	100	4.497	0.219	15.06	2.017	5.085
Sep	4,320	100	5.679	0.211	17.13	2.136	6.407
Oct	4,464	100	7.839	0.301	24.29	2.286	8.854
Nov	4,320	100	6.83	0.494	23.12	2.199	7.725
Dec	4,464	100	7.588	0.343	18.74	2.874	8.501
Annual	52,560	100	6.752	0.21	25.37	1.895	7.616

Table 3.2는 기상탑 70m 높이에서 측정된 풍속데이터의 월별 바람 빈도수와 평균풍속, 최대 풍속, 최소 풍속 그리고 풍속 확률을 구하기 위한 *Weibull* 파라미터의 결과를 보여주고 있다. 최대 풍속을 보면 최대 25.37m/s를 보여주고 있어 풍력터빈이 가동을 중지하는 최대풍속 25m/s 이상의 풍속이 거의 없어 분석기간 동안 풍력터빈에 위협적인 바람 요소는 없었다.

풍력단지의 에너지 생산량 예측을 위해서는 수집된 풍속데이터를 기반으로 연간 풍력단지에 불어올 바람의 풍속 확률을 구해야 하는데, 앞서 2장에서 설명한 *Weibull* 확률분포를 위한 파라미터들인 형상계수  $k$ 와 척도계수  $A$ 를 구하면 Table 3.3과 같다. 척도계수  $A$ 를 보면 70m 높이의 척도계수가 50m 높이의 척도계수보다 0.595m/s 높은데, 척도계수가 상대적으로 높다는 것은 넓은 풍속 범위에서 다양한 빈도수를 나타낸다고 볼 수 있다. *Weibull* 파라미터의 형상계수와 척도계수를 구하고 이를 이용하여 평균풍속을 앞서 설명한 감마함수를 이용하여 계산한 결과 70m와 50m 높이 각각 6.759m/s와 6.234m/s를 보이고 있다. 이를 실제 평균 풍속과 비교하면 70m인 경우 0.007m/s 차이를 보이고, 높이가 50m인 경우 0.006m/s 차이를 보이고 있어 계산된 *Weibull* 계수가 타당한 것으로 보인다.

**Table 3.3 Weibull parameters of Gasiri wind farm**

Height (m)	Weibull k	Weibull A(m/s)	Mean (m/s)	Actual mean(m/s)
70	1.895	7.616	6.759	6.752
50	1.870	7.021	6.234	6.228

Fig. 3.12는 기상탑 높이 70m에서 측정된 바람의 풍속별 빈도수와 이에 해당하는 *Weibull* 확률분포 곡선을 보여주는 것으로 풍속 5m/s 를 전후로 5%이상 다른 풍속 빈도에 비해 높은 풍속 빈도를 보여주고 있으며, 확률분포 곡선이 풍속 빈도 분포를 잘 따르고 있음을 알 수 있다. Fig. 3.13은 기상탑 높이 50m에서 측정된 바람의 풍속별 빈도수와 계산된 형상계수, 척도계수를 이용하여

구해진 *Weibull* 확률분포 곡선을 보여주고 있으며 자세한 값은 Table 3.3에 나타내었다.

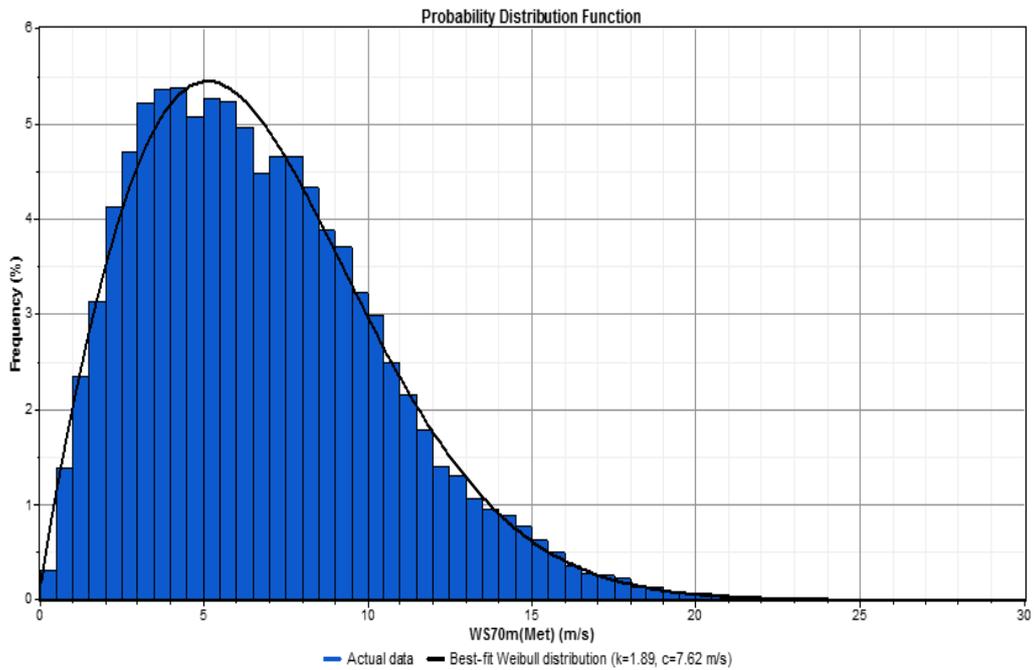


Fig. 3.12 Weibull distribution of 70m height

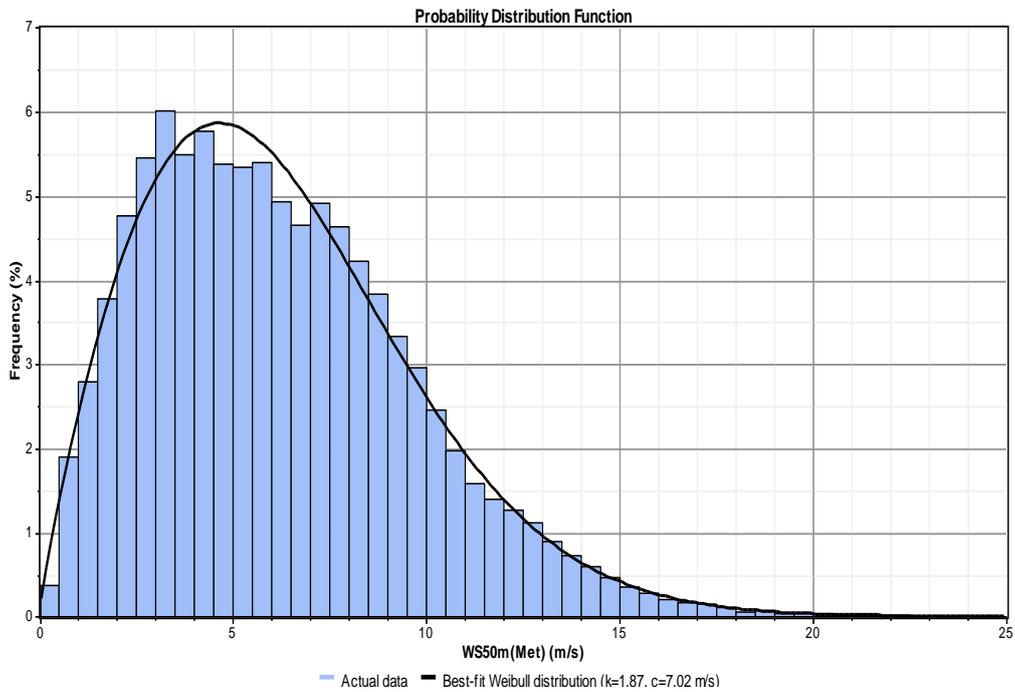


Fig. 3.13 Weibull distribution of 50m height

### 3.3 풍력발전단지 발전량 분석

풍력발전단지에서 생산되는 연간 에너지 생산량 예측 결과의 타당성 확인을 위한 비교자료로 가시리 풍력단지의 연간 발전량을 분석하였다. 발전량 분석은 가시리 풍력발전단지에서 가동중인 풍력터빈들의 SCADA 데이터를 수집하여 그중 풍속, 풍향 정보와 발전량 정보를 설치된 풍력터빈별로 분석하고 종합하였다. 가시리 풍력발전단지에는 모두 3종류의 풍력터빈이 설치되어 있으며, 제조사마다 다른 방식의 SCADA를 사용하고 있어, 우선적으로 3종류의 1년간 수집된 SCADA 데이터의 정리 작업을 수행하였다.

가시리 풍력단지에서 운용중인 13기의 풍력터빈들의 SCADA 데이터의 확보율 및 데이터 정확도등을 검토한 결과 750kW 용량의 6기는 분석기간 동안의 데이터 확보율이 높지않아 본 분석에서는 제외 하였으며, 1,500kW 7기에 대하여 분석을 수행하였다.

Fig. 3.14는 분석에 사용된 풍력터빈의 낫셀(nacelle)에 설치된 풍속계에서 수집된 월별 평균 풍속 분포이며, Fig. 3.15는 풍력터빈들의 풍향별 평균 풍속 분포를 보여주고 있다. 그래프의 평균 풍속은 풍력터빈 낫셀에서 측정된 것으로 자유흐름 풍속이 아닌 풍력터빈간 후류 영향이 포함되어 있는 것이다. Fig. 3.14의 월별 평균 풍속에서는 계절별로 풍력터빈들간 평균풍속의 차이를 보이고 있는데 7호가 여름철을 제외하고는 평균풍속이 높으며, 12호기는 그 반대로 여름에 높은 평균 풍속을 보이고 있다. 12호기의 경우 여름철에만 평균 풍속이 높으며, Fig. 3.15의 방향별 그래프에서 225°방향에서만 높은 평균 풍속을 보이고 있어, 여름철 태풍의 방향이 225°로 집중되면서 12호기의 평균풍속을 올려 놓은 것으로 생각된다. 이것은 Fig. 3.3의 풍력터빈들의 위치와 함께 평균 풍속을 보면 같은 방향의 11호기와 13호기의 평균풍속이 같이 증가하는 것으로도 확인 할 수 있다. 225°방향에서 7호기가 가장 낮은 풍속을 보이고 있는데, 이것은 225°방향에 대해 가장 뒤쪽에 위치하고 있어서, 앞단 풍력터빈들의 후류로 인한 풍속 감소 효과로 볼 수 있다.

Fig. 3.15를 보면 풍력터빈들간 풍향별 평균 풍속 차이를 볼 수 있으며, 이는 배치된 풍력 터빈들간의 후류로 인한 영향으로 볼 수 있다. 이 영향은 풍력터빈의 발전량에 영향을 미치게 된다.

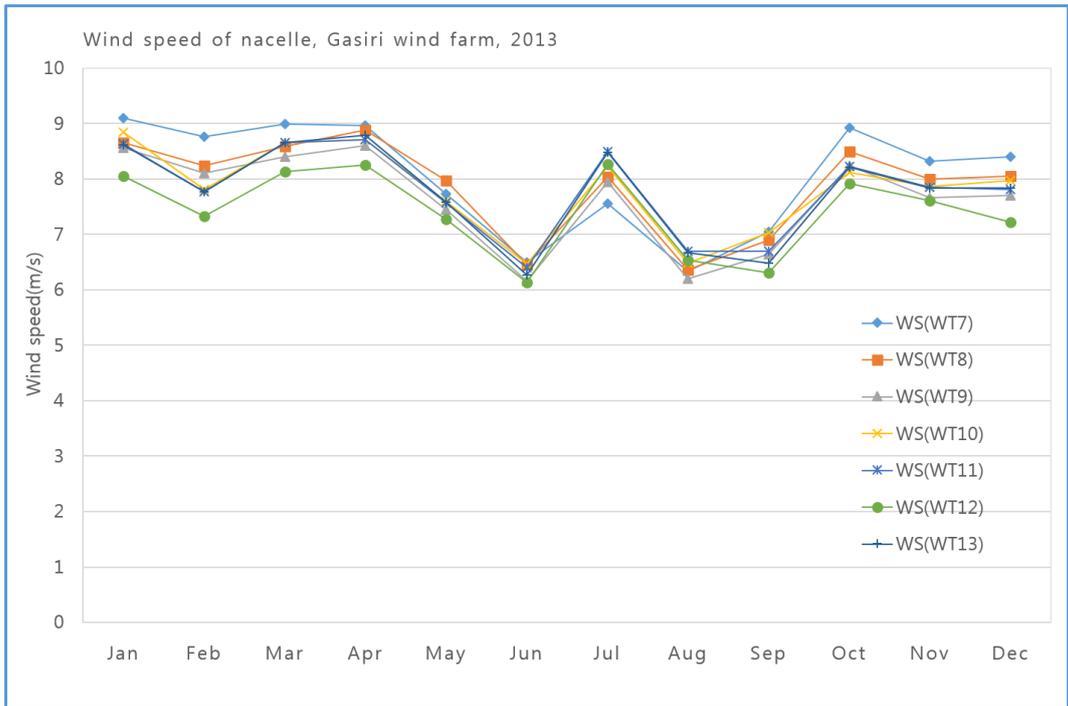


Fig. 3.14 Monthly wind speed of nacelle on wind turbines

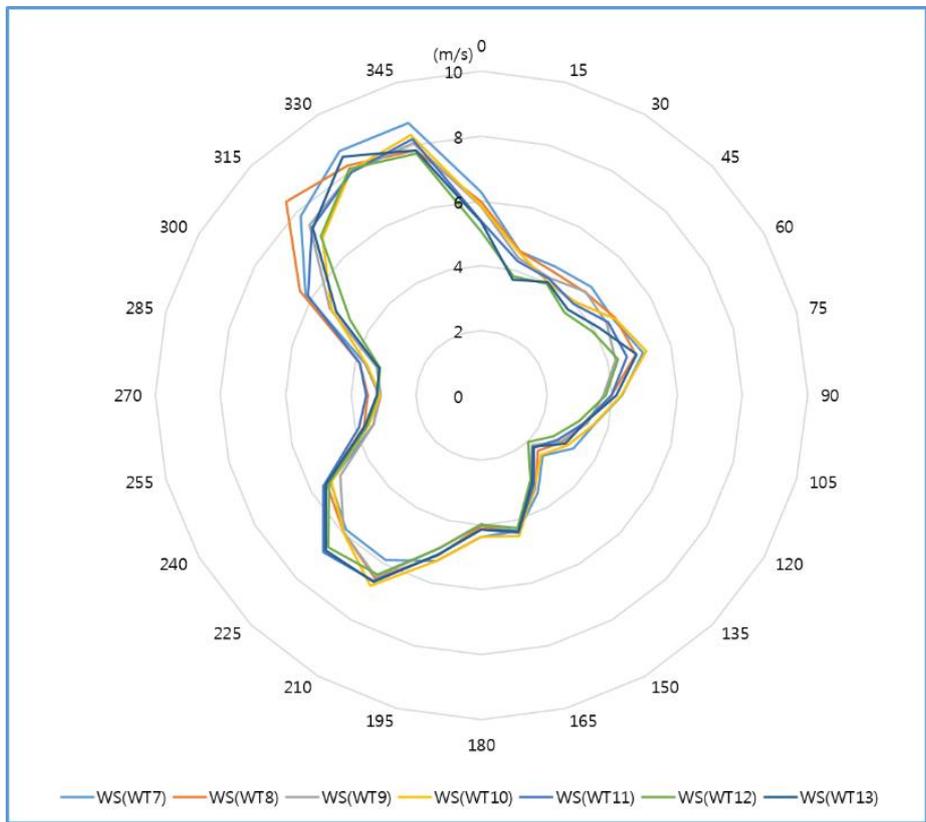
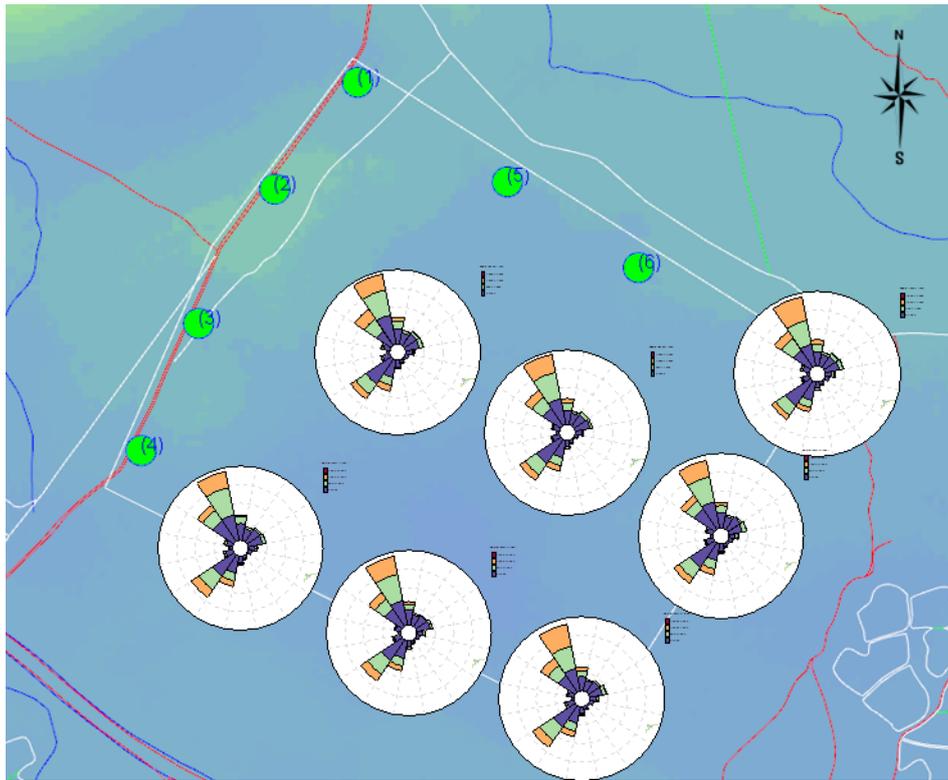


Fig. 3.15 Mean wind speed distribution along direction at each wind turbines



**Fig. 3.16 Energy distribution of each turbine in Gasiri wind farm**

Fig. 3.16은 발전량 분석 대상 7기 풍력터빈들의 방향별 발전량을 보여주는 것으로 예상할 수 있듯이 방향별 풍속분포와 유사한 분포를 보여주고 있다.

가시리 풍력단지의 1,500kW 풍력터빈 7기 각각의 연간 에너지 생산량과 시스템 이용율을 Fig. 3.17에서 보여주고 있다. 발전량 분석에는 풍력터빈의 고장, 유지보수기간 등 가동시간의 차이로 인한 발전량 차이가 있을 수 있으므로 분석대상 풍력터빈 모두 동일 가동시간으로 맞추어 분석하였으며 풍력터빈별 시스템 특성은 고려되지 않았다. Fig. 3.17를 보면 풍력터빈별로 연간 에너지 생산량과 시스템 이용율에 차이를 보이고 있는데, 분석대상 1,500kW 풍력터빈 7기 풍력터빈이 모두 동일기종임을 감안할 때 에너지 생산량의 차이는 풍력터빈별 시스템 특성을 고려하지 않으면 풍력터빈별 위치에 따른 서로간의 후류로 인한 에너지 손실 차이로 볼 수 있다.

현재 가시리 풍력단지 배치기준으로 7호기의 연간 에너지 생산량이 가장 높으며, 10호기가 가장 적는데 이는 후류로 인한 풍속 손실 및 그로 인한 에너지 손실 차이로 볼 수 있다. 전체적으로 가시리 단지의 주풍향 방향에 대하여 후

방 혹은 단지 안쪽에 위치한 풍력터빈들의 에너지 생산량이 상대적으로 적은 것을 알 수 있으며, 이는 풍력터빈 배치 위치에 따른 후류영향이 있음을 단적으로 보여주고 있는 것이다. 분석대상 7기의 풍력터빈들을 기준으로 분석한 전체 시스템 이용율은 25.2%로 가장 높은 시스템 이용율을 보이는 풍력터빈은 7호기, 26.8% 이고, 가장 낮은 시스템 이용율을 보이는 풍력터빈은 10호기, 23.9%로 7호기와 10호기의 시스템 이용율의 차이는 2.9%를 보이고 있다.

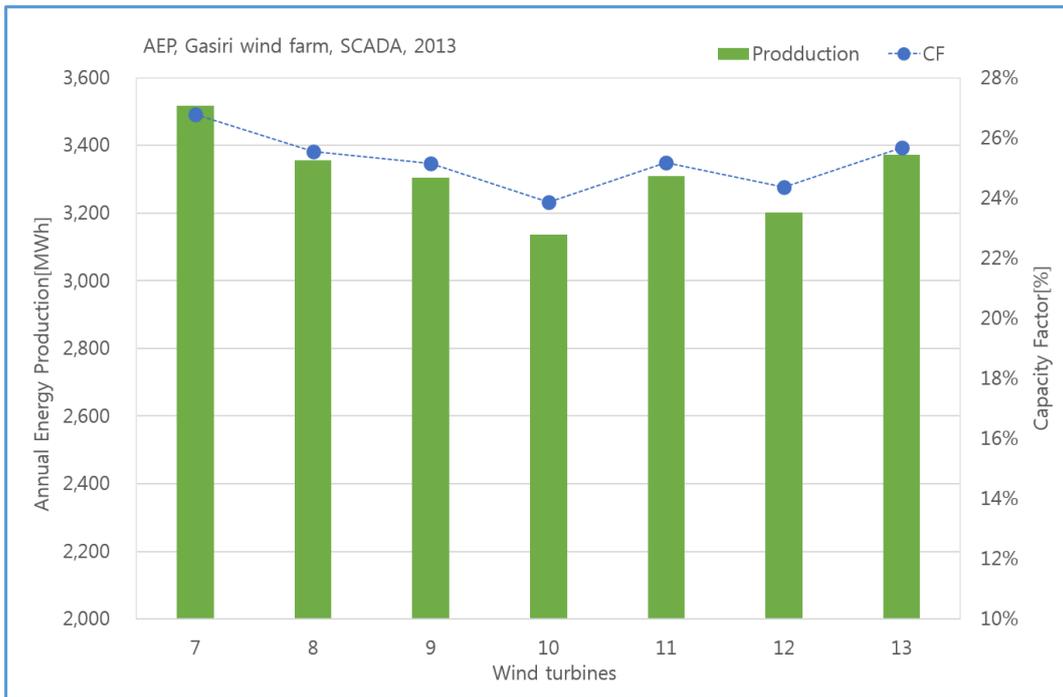


Fig. 3.17 AEP and CF of Gasiri wind farm SCADA

### 3.4 풍력발전단지 후류영향 분석

가시리 풍력단지내에서 발생하는 풍력터빈간 후류의 영향정도를 확인하기 위하여 풍력터빈 이격거리별로 후류로 인한 발전량 감소율을 분석하였다. 후류 영향 분석에는 연간 수집된 발전량 데이터 중 풍력터빈별 가동율이 상이하므로 분석에 사용된 1,500kW 기종의 풍력터빈들이 모두 가동된 동일시간대의 데이터만을 추출하여 후류영향 분석을 수행하였다. 후류 영향 분석에 사용된 발전량 데이터는 10분 평균데이터 12,197개로 2,032시간에 해당하며, 연간 기준 데이터 취득율은 10분 평균 연간 데이터수 52,560에 대하여 23.2%이다.

Fig. 3.19은 후류영향 분석 방법을 도식화한 것으로 분석대상 풍력터빈들 중 자유흐름 풍속에 놓인 풍력터빈과 그 뒤로 영향을 받는 2개의 풍력터빈을 선택하고 선택된 2개 풍력터빈의 발전량 비율을 구하여 후류 영향에 의한 발전량 감소를 분석하였다.

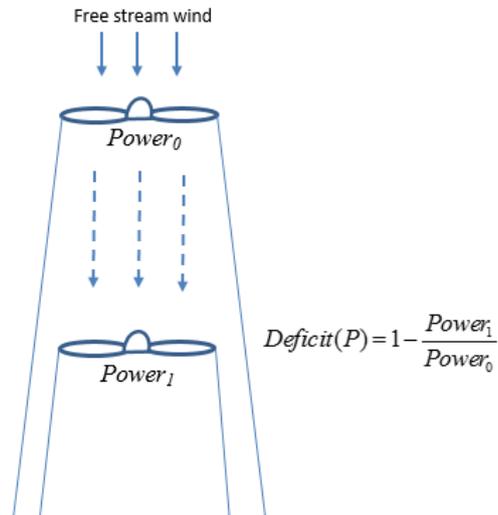


Fig. 3.18 Schematic view of wake effect analysis

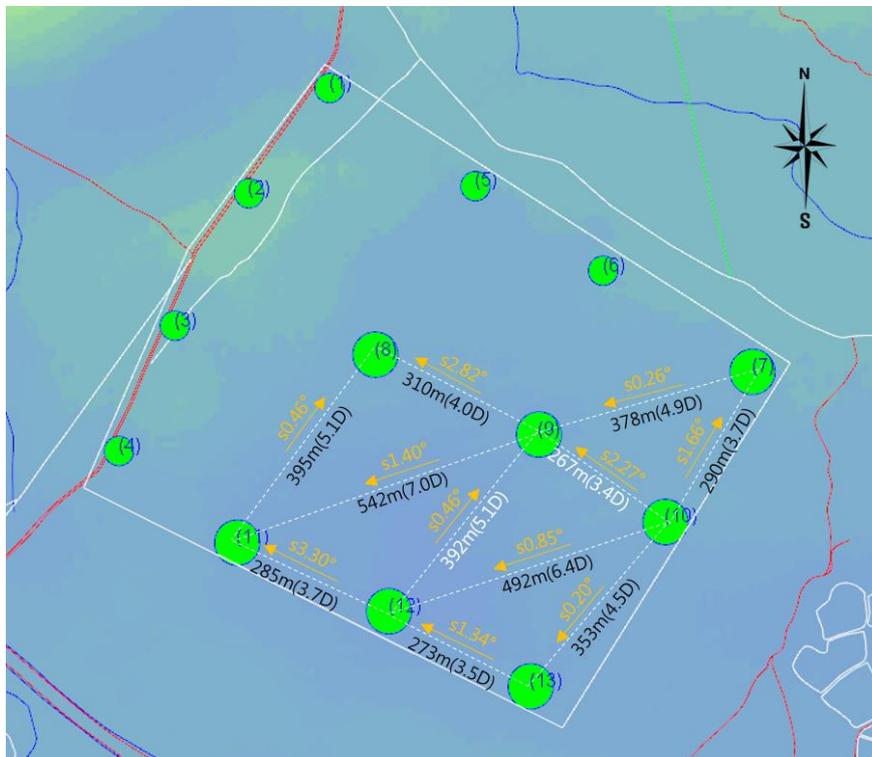


Fig. 3.19 Distance and slope of each turbines

후류영향 분석은 풍력터빈들간 이격거리에 따라 발전량 감소가 어떻게 변화하는지를 확인하기 위하여 Fig. 3.19에서 보는 바와 같이 가시리 풍력단지 기존 배치 위치에서 다양한 거리를 선정하여 2개의 풍력터빈들을 분석하였다. 분석 대상 풍력터빈의 앞단에 위치하는 풍력터빈의 경우 자유 흐름 풍속에 놓여 있어야 하므로 가시리 풍력단지 외곽에 배치된 풍력터빈들을 대상으로 하였다. 후류영향 분석 방향은 앞단 풍력터빈과 후단 풍력터빈이 풍향에 대하여 일치하는 방향과 그 방향에서 다른 풍력터빈들의 간섭이 없는 방위를 선택하였다. 최종 분석에 선택된 풍력터빈간 이격거리는 가장 가까운 3.7D(290m)이며, 가장 먼 거리는 9.5D(732m)로 그 사이 모두 9개의 거리를 대상으로 수행하였다.

Fig. 3.20에서 Fig. 3.27에 가시리 풍력단지에 설치된 1,500kW 풍력터빈간 거리에 따른 풍속별 발전량 감소율 분석 결과를 보여주고 있다.

Fig. 3.20은 7호기에서 10호기간의 후류영향 분석 방향을 보여주는 것으로 이격거리는 3.8D(290m)이다. Fig. 3.21에 7호기와 10호기간의 발전량 감소율을 보여주고 있는데, 두 터빈이 일치하는 방위각은  $30^\circ$  로 그 방향에서 가장 많은 감소율을 보여주고 있으며, 방향이 조금씩 변하면서 두 풍력터빈이 일치하는 방향을 기준으로 점차 감소율이 낮아지고 있음을 알 수 있다. 최대 발전량 감소율은 풍속 8m/s를 기준으로 최대 65%를 보이고 있어 3.8D 거리에서 후방 풍력터빈이 생산할 수 있는 전기에너지의 50%이상 많은 에너지 손실이 발생하고 있음을 보여주고 있다.

Fig. 3.22에서 Fig. 3.27은 동일한 방법으로 이격거리가 멀어지는 경우에 대한 분석결과로 이격거리가 멀어질수록 감소율이 줄어들어 풍속 8m/s를 기준으로 Fig. 3.23의 4.9D에서는 감소율이 50%대를 보이고 있고, Fig. 3.25의 7.0D에서는 40%대 손실, Fig. 3.27의 10호기와 11호기 사이 9.5D에서는 발전량 감소율이 20%대로 낮아진 것을 확인 할 수 있다.

풍속별로는 낮은 풍속대로 갈수록 손실율이 커지고 있어, 풍속이 낮을수록 풍속 손실이 더 많이 일어나고 있음을 알 수 있다. 이는 풍속이 높을수록 추력계수가 낮아지기 때문으로 바람측면에서 보면 풍속이 높을수록 앞단 풍력터빈에서 잃어버리는 에너지가 낮은 풍속에 비해 적다고 볼 수 있다. 이런 현상은 이격거리가 멀어질수록 풍속별 에너지 감소율의 격차가 더 벌어지고 있는 것을 Fig. 3.22에서 Fig. 3.27를 통해 확인할 수 있다.

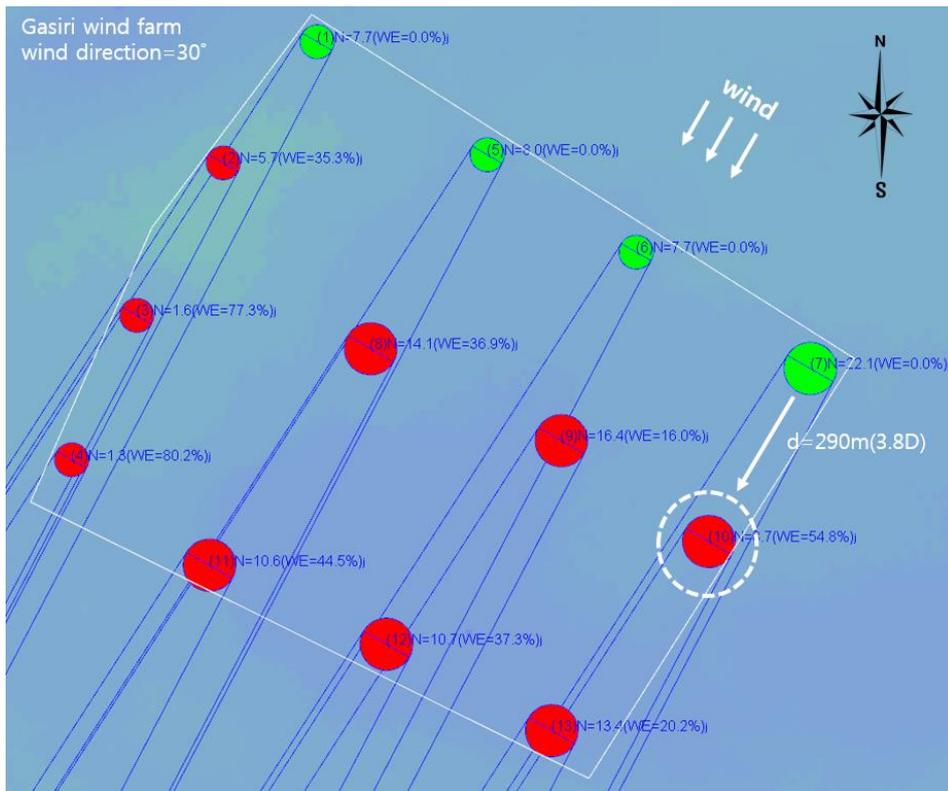


Fig. 3.20 Wake effect analysis of WT10 at 3.8D

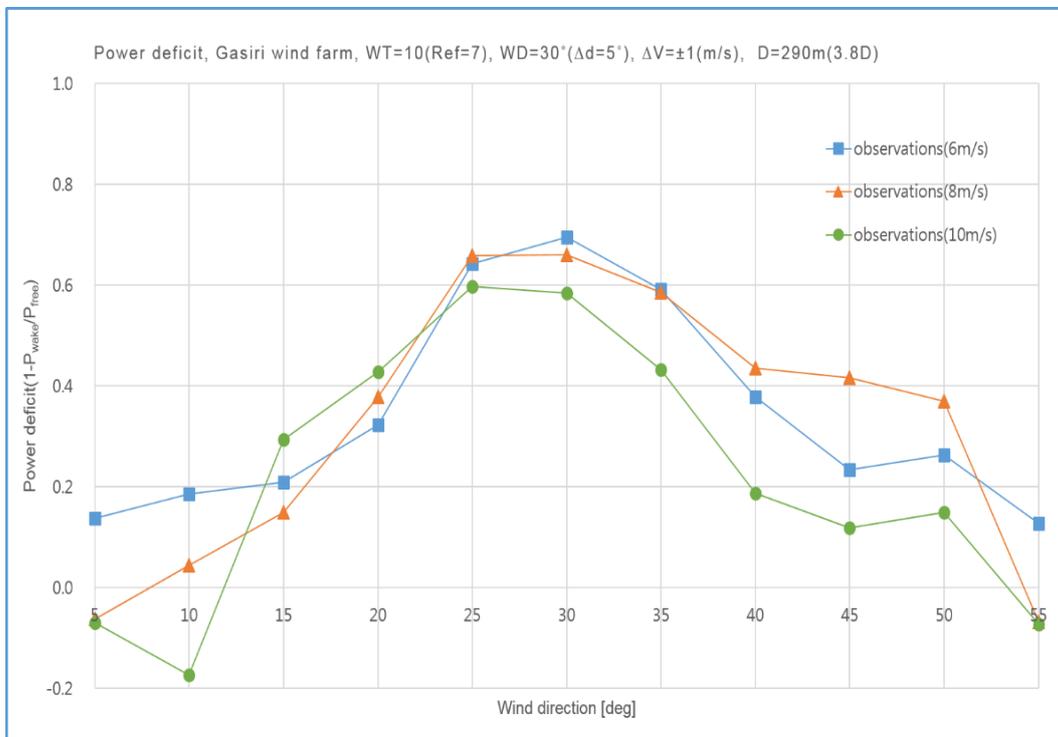


Fig. 3.21 Power deficit distribution of WT10 at 3.8D

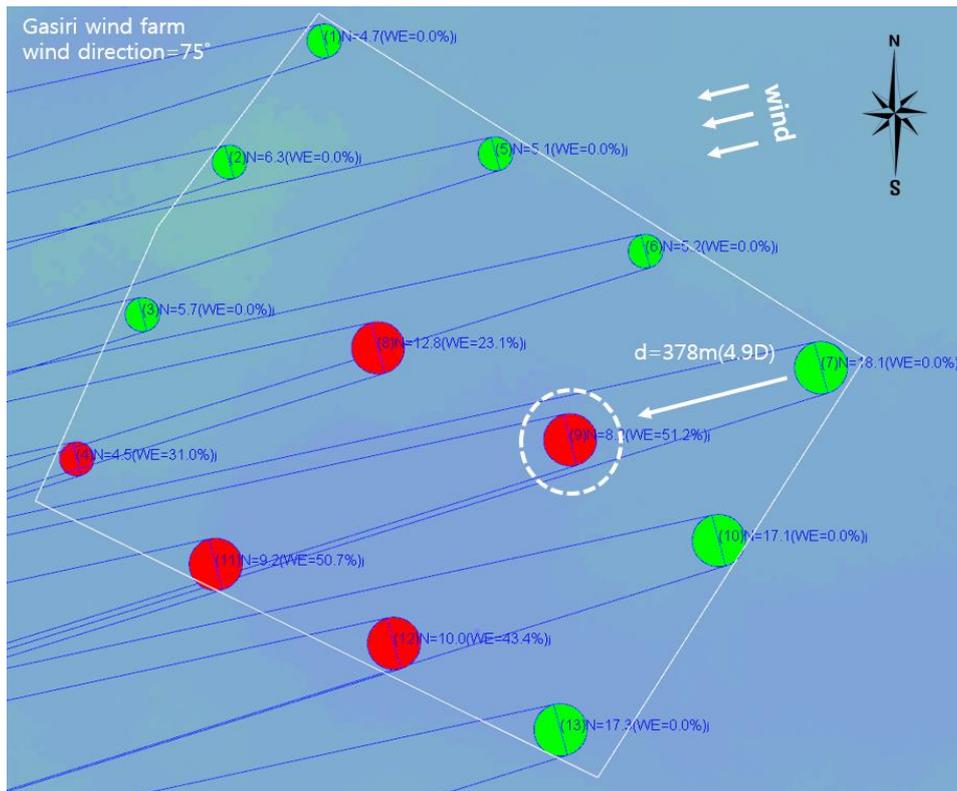


Fig. 3.22 Wake effect analysis of WT9 at 4.9D

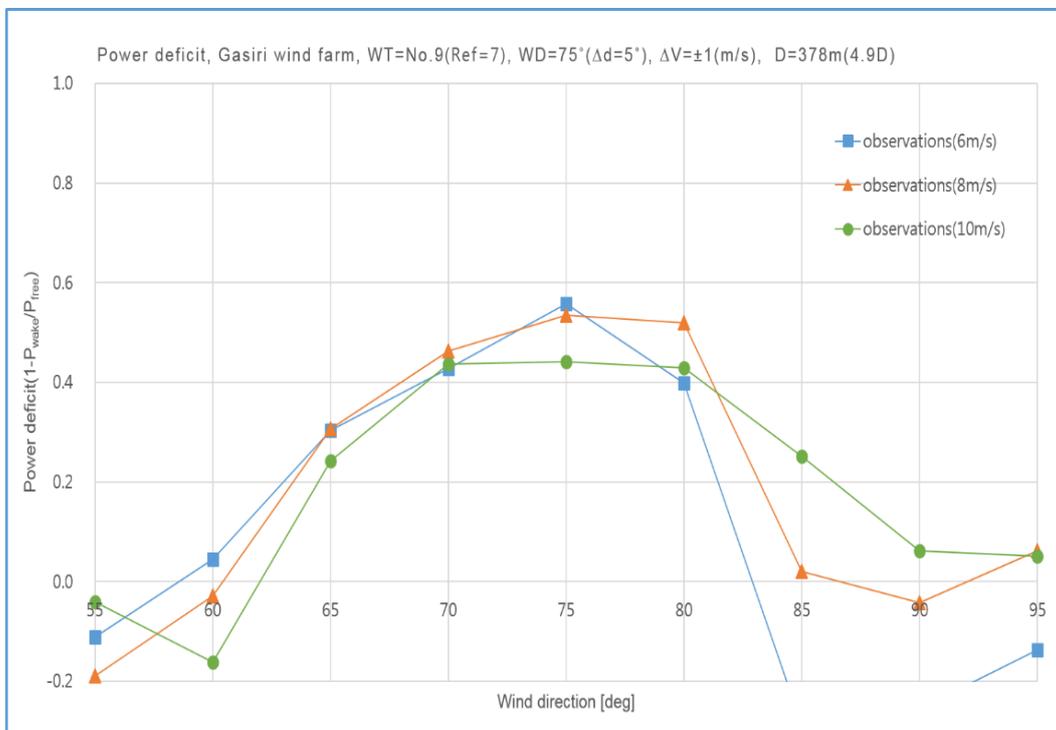


Fig. 3.23 Power deficit distribution of WT9 at 4.9D

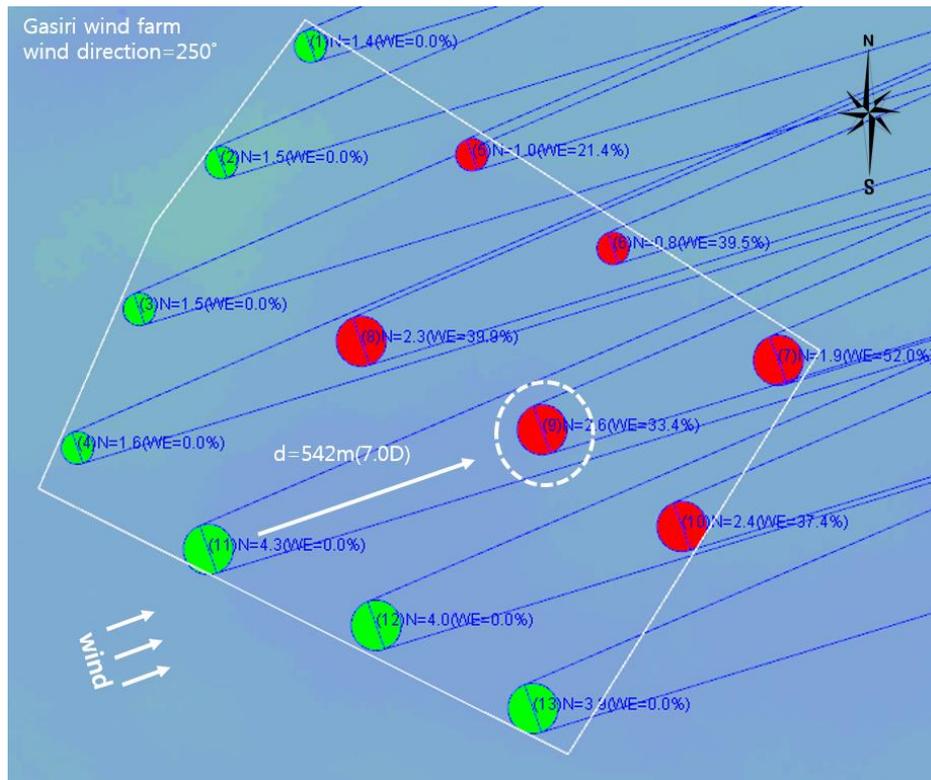


Fig. 3.24 Wake effect analysis of WT9 at 7.0D

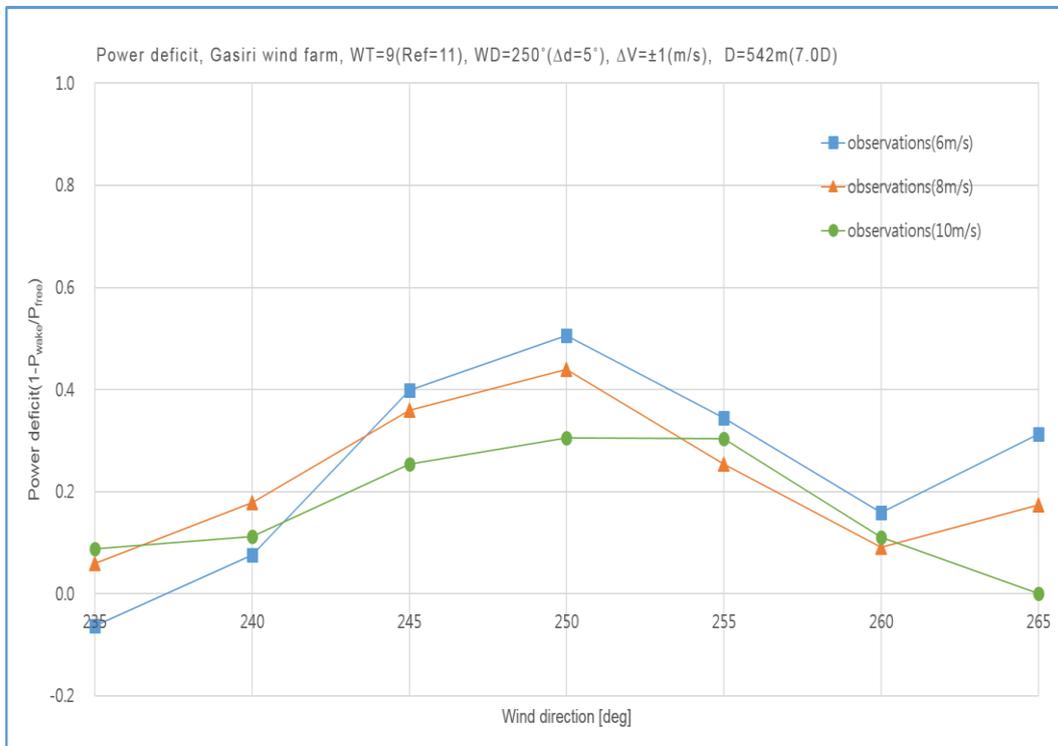


Fig. 3.25 Power deficit distribution of WT9 at 7.0D

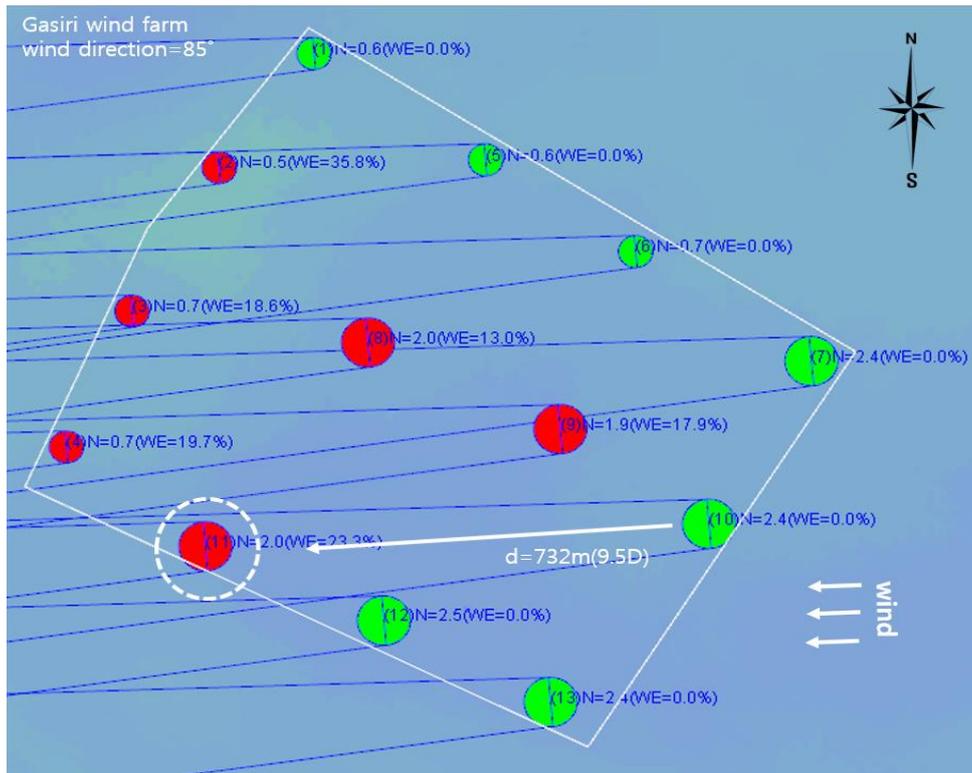


Fig. 3.26 Wake effect analysis of WT11 at 9.5D

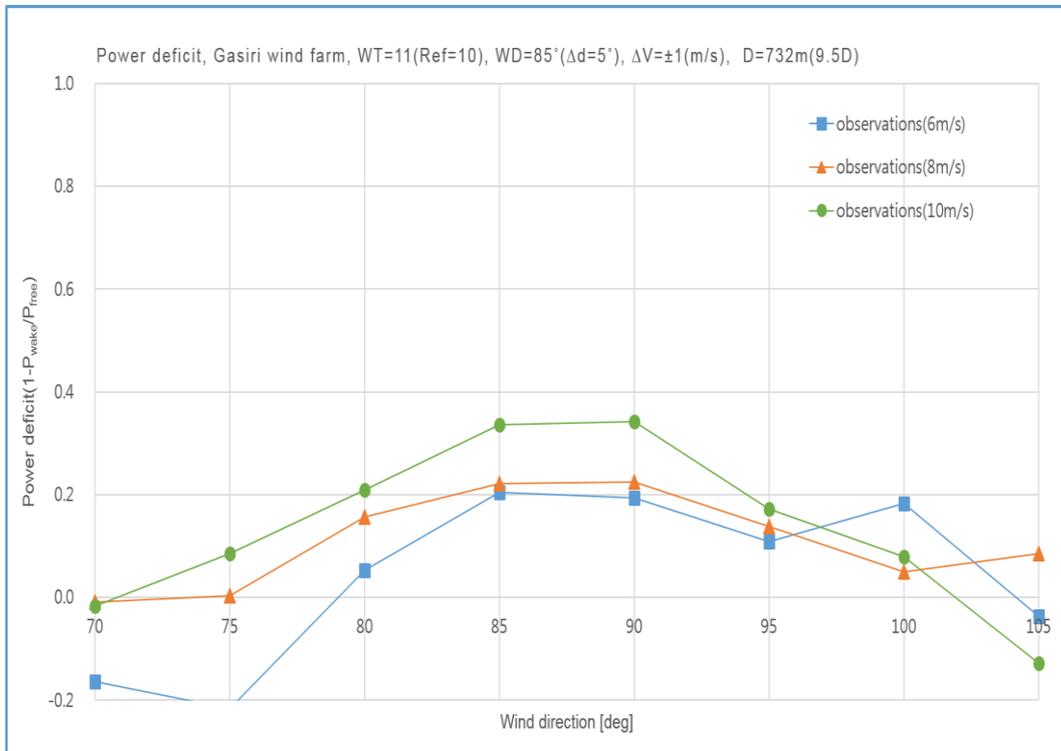
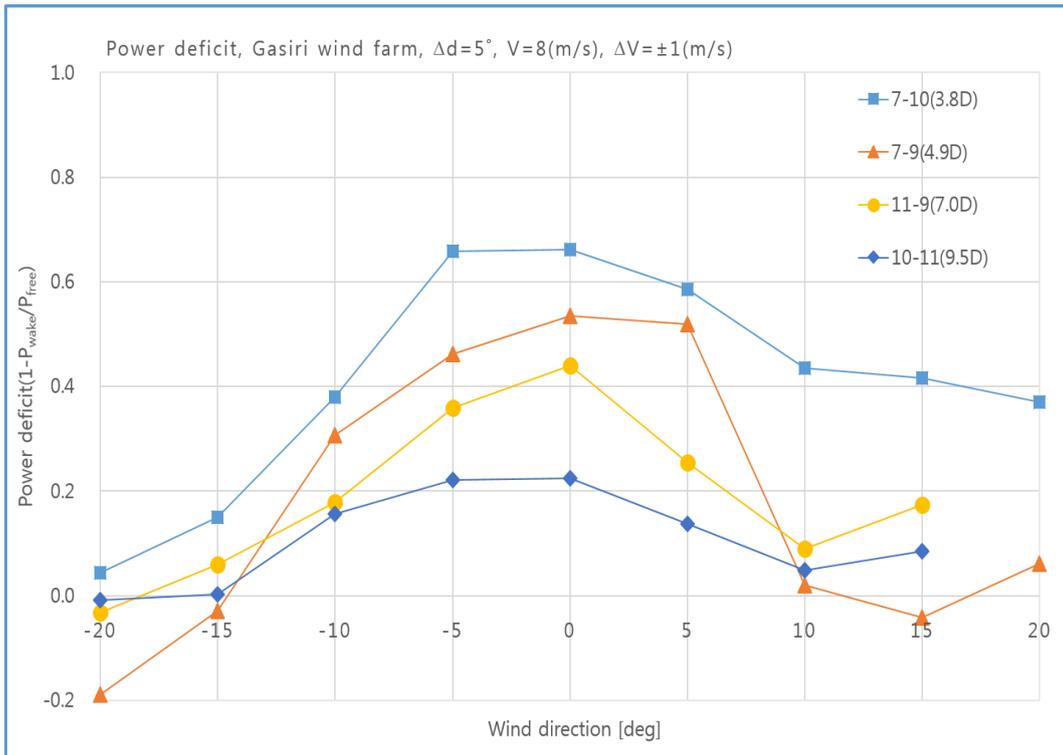


Fig. 3.27 Power deficit distribution of WT11 at 9.5D

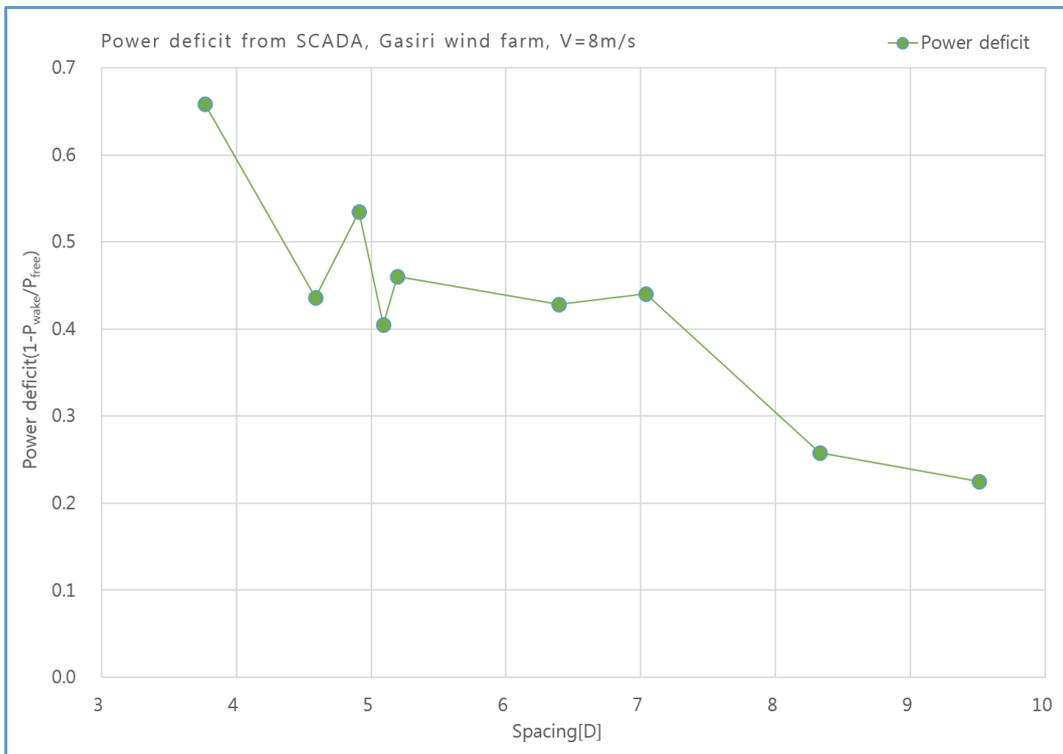
Fig. 3.28은 앞서 분석한 거리별 발전량 감소율 분석 결과 중 풍속 8m/s를 기준으로 분석한 감소율만을 모아 비교한 것으로 풍력터빈들의 이격거리에 따라 후류의 영향 및 후류의 영향을 받는 후단 풍력터빈들의 발전량 감소율을 확인할 수 있다. Fig. 3.28에서 바람각도 0도는 후류 영향을 받는 풍력터빈과 전방에 위치한 풍력터빈간 바람방향에 대하여 서로 일치하는 각도로 가장 많은 발전량 손실을 유발하는 각도이다. 전체적으로 풍속방향과 일치하는 0도를 기준으로 좌우 각각 15°범위, 전체 30°범위에서 후류의 영향을 받고 있으며, 전방에 위치한 풍력터빈과의 각도가 벗어나면서 감소율도 낮아지고 있음을 알 수 있다. 분석결과 중 중심각도를 기준으로 30°를 전후하여 감소율이 0.0이하로 감소하는 이유는 후류 영향 받는 풍력터빈이 후류 영향범위에서 벗어나면서 2개의 풍력터빈의 출력은 동일해야 하는데, 2개의 풍력터빈간 출력 특성차이로 인해 발생하는 현상으로 보인다. 이와 반대로 감소율 분포가 중심각도에서 멀어지면서 감소하다가 다시 증가하는 이유는 분석대상 2개 이외의 다른 풍력터빈의 후류영향으로 발생한 것이다.

앞서 분석한 내용을 토대로 가시리 풍력단지에서의 거리별 후류 영향 분석을 종합하여 Fig. 3.29에 그 결과를 정리하였다. Fig. 3.29는 후류로 인한 거리별 발전량 감소율을 풍속 8m/s를 기준으로 정리한 것으로 후류 영향을 받는 풍력터빈들의 전방 풍력터빈과 방향이 일치하는 각도에 발전량 감소율을 모아 보여주는 것이다. 모두 9개 지점 거리에서의 후류로 인한 발전량 감소율을 분석한 결과이며 최소 3.8D(290m)에서 최대 9.5D(732m) 구간을 분석한 것이다.

가시리 풍력단지의 경우 이격거리 3.8D에서 9.5D간 최대 65%~20%의 발전량 감소를 보이고 있는 것을 알 수 있다. 풍력터빈간 이격거리가 5D이내에서는 50%이상의 발전량 감소를 보이고 있어 이격거리 5D내에서 후류로 인한 후단 풍력터빈의 에너지 손실이 절반 이상 발생함을 알 수 있다. 특히, 가시리 풍력단지의 경우 근거리 후류 영역에서 급격한 발전량 감소율 변화를 보이고 있어 근접 후류 영역에서 후류로 인한 풍속변화가 큰 것으로 보인다. 정확한 에너지 생산량 예측을 위해서는 이러한 후류의 영향을 효과적으로 계산 할 수 있어야 하며 이는 후류로 인한 풍속감소를 계산하는 적합한 후류모델 정의가 되어야 한다.



**Fig. 3.28 Comparison of power deficit along distance at wind speed 8m/s**



**Fig. 3.29 Power and wind speed deficit along distance at wind speed 8m/s**



## 4. Jensen 후류모델의 보정

풍력터빈 후방으로 발생하는 후류로 인한 풍속감소와 이로 인한 발전량 감소 정도를 확인하기 위하여 가시리 풍력단지를 대상으로 후류 영향 분석을 수행 하였다. 분석을 통해 가시리 풍력단지는 주변에 오름들로 인한 평탄지역은 아니며 후류영향을 받는 후방에 위치한 풍력터빈의 발전량이 크게 감소함을 확인하였다.

풍력터빈의 후류로 의한 후방터빈의 발전량 감소는 전방터빈 흐름이후 풍속의 감소에 의한 것으로 후류로 인한 풍속감소를 계산하기 위해 앞서 설명한 후류모델들이 개발되어 사용되고 있다. 본 연구에서는 해석적 후류모델 중 널리 사용되고 있는 Jensen 후류모델을 사용하였으며, Jensen 후류모델의 계산 결과를 앞서 분석한 가시리 풍력단지의 후류영향 분석 결과와 비교 하였다.

Fig. 4.1은 앞서 분석한 가시리 풍력단지의 풍력터빈 이격거리별 발전량 감소율과 Jensen 후류모델을 이용하여 계산한 풍속감소를 적용하여 계산한 발전량 감소율을 비교한 것이다. Jensen 후류모델을 이용하여 계산한 3개의 그래프는 Jensen 후류모델식에서 유일하게 조절이 가능한 파라미터인 후류감소계수 (wake decay coefficient)  $k_w$ 를 조절하면서 계산한 결과이다. Jensen 후류모델을 제시하고 풍력단지 해석 모듈인 WAsP프로그램을 개발한 덴마크 Riso 연구소의 WAsP모듈을 메인 계산 모듈로 사용하고 있는 단지설계 소프트웨어인 Wind-PRO 매뉴얼에 의하면[33], 육상풍력단지인 경우  $k_w=0.075$ 를 권장하고 있으며 해상풍력단지인 경우  $k_w=0.04$ 를 제시하고 있다.

Fig. 4.1에서 육상풍력단지 후류감소계수 기본값인  $k_w=0.075$ 를 적용하여 계산한 경우 이격거리 8D가 넘는 영역에서는 가시리 풍력단지의 후류 관측치와 약 2.8%정도의 차이를 보이며 근접한 결과를 보여주고 있으나 8D안에서는 이격거리가 가장 가까운 3.8D에서 최대 약 22.0%의 차이를 보이고 있다. Jensen 후류모델은 근접후류 영역에서 가시리 풍력단지의 후류손실을 과소평가하고 있으며, Jensen 후류모델을 제시한 문헌[8]에서 언급한 것과 같이 근거리 후류 영역에서 많은 오차를 가지고 있어 Jensen 후류모델은 원거리 후류 계산에 적합함을 알 수 있다.

후류감소계수의 조절로 관측치에 접근할 수 있는지 검토하기 위해 후류감소계수를 조절하여 계산한 결과를 비교해 보았다. 후류감소계수  $k_w=0.06$ 과  $k_w=0.045$ 로 낮추고 계산하여 비교한 결과 전체적인 손실분포가 상승하면서 근접후류영역의 손실 차이를 줄이고 있지만 8D 이후의 원거리 영역으로 갈수록 차이가 벌어지고 있어 후류감소계수  $k_w$ 값이 높을 때와는 반대의 결과를 보여 준다. Jensen 후류모델에서  $k_w$ 값은 후류의 진행 기울기로  $k_w$ 값이 작아지면 후류로 인한 손실을 높게 계산한다. 현재 Jensen 후류모델의 거리별 손실을 분포곡선은 후류감소계수에 의하여 전체적으로 높아지거나 낮아지는 형태를 보여주고 있어 가시리 풍력단지과 같이 근접후류 영역에서의 급격한 감소율 변화를 적절히 반영해 주지 못하고 있다.

가시리 풍력단지의 풍력터빈간 인접된 이격거리가 3D~5D임을 감안하면 현재 Jensen 후류모델은 가시리 풍력단지와 같은 배치 그리고 가까운 거리에서의 후류손실은 과소평가 될 수 밖에 없다.

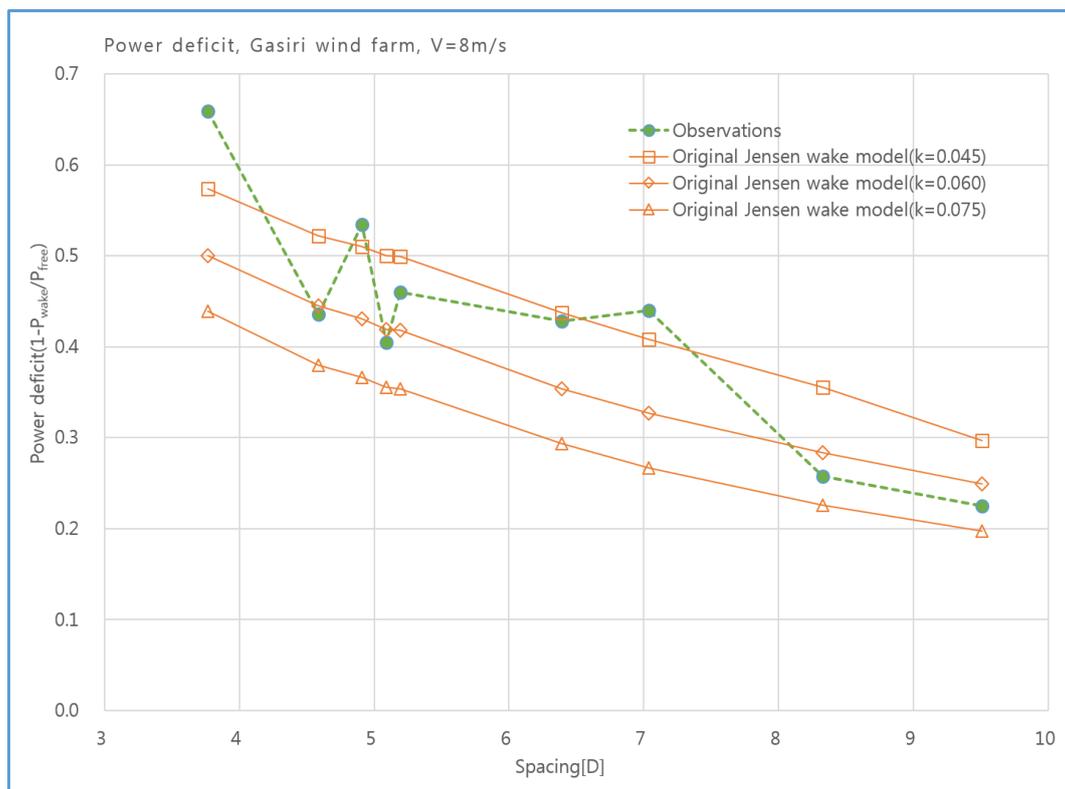


Fig. 4.1 Comparison of power deficit between original Jensen wake model and observations

기존의 Jensen 후류모델이 본 연구에서 분석한 가시리 풍력단지의 근접후류 영역에서 후류손실을 효과적으로 반영하지 못하고 있어 이에 대한 후류손실 분포 보정이 필요해 보인다. 후류손실 보정영역은 특히 가시리 풍력단지의 경우 근접후류영역에서의 급격한 변화율을 반영해야 하며, 원거리 후류 영역은 기존 Jensen 후류모델의 결과와 유사해야 한다.

Jensen 후류모델이 근접후류 영역에서 많은 오차를 보이고 있는 것은 후류 모델을 정의할 때 확장되는 후류 직경이 직선적으로 증가하다는 가정에 기인한 것으로 가시리 풍력단지의 후류분석 결과를 보면 실제 후류의 확장은 직선적인 형태가 아니며, 풍력터빈 후방 가까운 후류영역에서는 많은 곡률을 포함하는 곡선 형태로 생각할 수 있다.

본 연구에서는 Jensen 후류 모델을 이용한 계산시 근접후류 영역의 손실 계산 결과의 정확도를 향상시키기 위한 방안으로 식(2.52)와 같은 후류보정인자(wake correction factor)를 제시 하였다.

$$T_c = \exp\left(\frac{C_z}{x_d}\right) \quad (2.52)$$

$$x_d = \frac{x}{D_r}, (x_d > 2)$$

$$C_z = \text{roughness class } (0.0\sim 3.0)$$

제시한 풍력터빈 후류보정인자는 풍력단지의 표면거칠기 등급(roughness class)에 따라 거리별 풍력터빈의 후류감소 분포를 보정한다. 후류보정인자를 계산하는 식의 거리  $x_d$  는 후류 이동거리를 로터직경으로 나눈 무차원 거리이며,  $C_z$  는 앞서 설명한 풍력단지의 표면거칠기 등급이다. 표면거칠기 등급은 지역의 표면 거칠기(roughness length,  $z_0$ )를 기준으로 European Wind Atlas[34]에 정의되어 있는 등급으로, 풍력단지의 경우 측정된 높이별 풍속을 이용하여 계산된 지역의 표면 거칠기에 따라 0.0~3.0 사이를 적용한다. Table 4.1에 표면거칠기에 따른 표면거칠기 등급을 보여주고 있는데, 표면거칠기가 클수록 표면 거칠기 등급이 높다. 육상풍력단지의 경우 1.5등급이 기본 등급으로 적용될 수 있으나 해당지역에서 측정된 높이별 풍속 데이터를 이용하여 식(2.53)으로 계산된 표

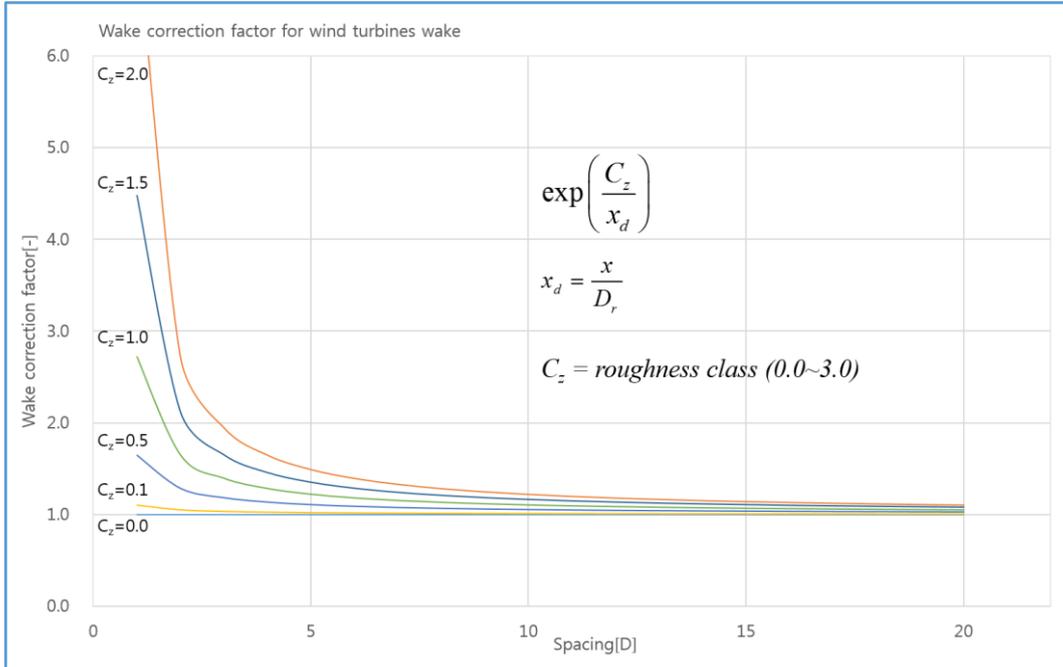
면거칠기에 따라 달리 적용되며, 표면거칠기 등급은 보간법을 이용하여 해당 등급을 계산할 수 있다.

$$\frac{u}{u_{ref}} = \frac{\ln(h/z_0)}{\ln(h_{ref}/z_0)} \quad (2.53)$$

**Table 4.1 Roughness class and roughness length[34]**

Terrain classification	Roughness Class	Roughness Length
Offshore, Water areas	0.0	0.0002
Mixed water and land	0.5	0.0024
Very open farmland	1.0	0.03
Open farmland	1.5	0.055
Mixed farmland	2.0	0.1
Trees and farmland	2.5	0.2
Forests and villages	3.0	0.4

Fig. 4.2는 제안한 후류 보정인자의 표면거칠기 등급별 곡선 변화를 보여주고 있다. 후류보정인자는 Fig. 4.2에서 보는 바와 같이 표면거칠기 등급이 높아지면 이격거리 5D 안쪽 근접후류 영역의 변화율을 상승시키는 효과가 있으며, 10D 이상의 원거리에는 큰 변화가 없는 것을 알 수 있다. 표면거칠기 등급이 가장 낮은 0.0인 경우 후류에 대한 보정을 하지 않는 것으로 기존 Jensen 후류 모델의 계산을 그대로 따르게 된다. 제시한 보정식은 이격거리 2D안에서는 매우 급격한 변화를 보이므로 2D 이상의 거리에 대해서 적용 가능하나 풍력터빈의 이격거리는 최소 3~4D 이상이므로 실제 풍력단지 후류계산에 적용하는 데는 문제가 없을 것으로 판단된다.



**Fig. 4.2 Wake correction factor according to roughness class**

제시한 후류보정인자를 이용하여 Jensen 후류모델을 아래와 같이 수정하였다. 식(2.54)는 기존 Jensen 후류모델식이며, 식(2.55)는 제시한 후류보정인자를 기존 모델에 부가하여 후류손실을 보정하기 위하여 수정 제시한 것이다.

**Original Jensen's wake model:**

$$\frac{u_{def}}{u_0} = \left(1 - \sqrt{1 - C_t}\right) \left(\frac{D_r}{D_r + 2k_w x}\right)^2 \quad (2.54)$$

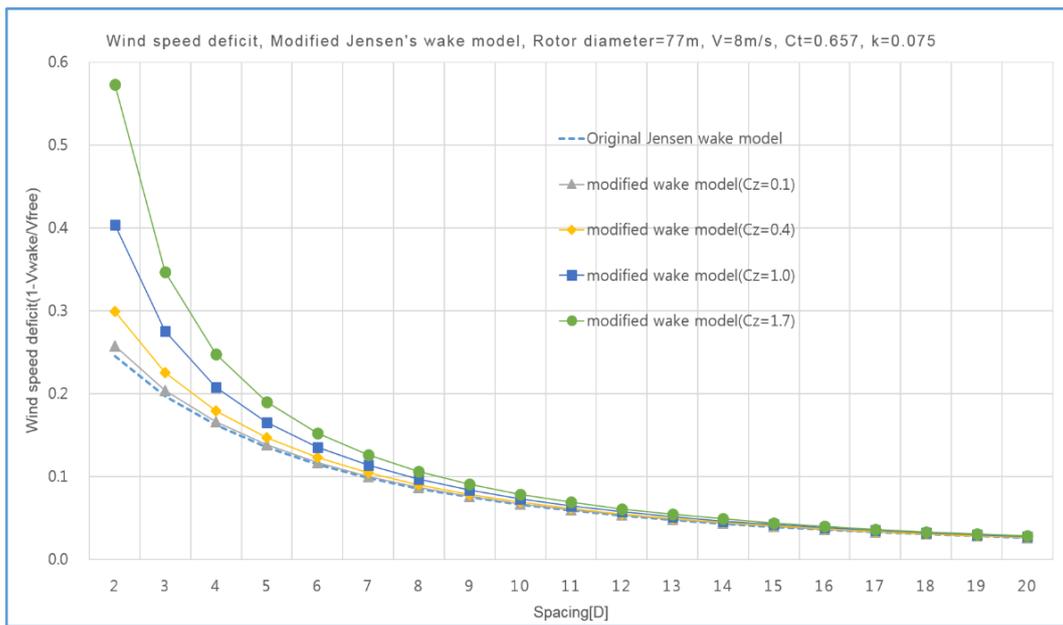
**Modified Jensen's wake model:**

$$\frac{u_{def}}{u_0} = \left(1 - \sqrt{1 - C_t}\right) \left(\frac{D_r}{D_r + 2k_w x}\right)^2 \exp\left(\frac{C_z}{x_d}\right) \quad (2.55)$$

제시한 수정 Jensen 후류모델은 계산 지역의 표면거칠기 등급에 따라 거리별 후류 손실을 보정하며, 계산을 위해 결정해야 하는 파라미터가 2개가 되는데 기존 후류감소계수의 경우 풍력터빈의 높이와 지역의 표면거칠기를 이용하여 식(2.56)과 같이 계산할 수 있다[35].

$$k_w = \frac{0.5}{\ln(h_{hub} / z_0)} \quad (2.56)$$

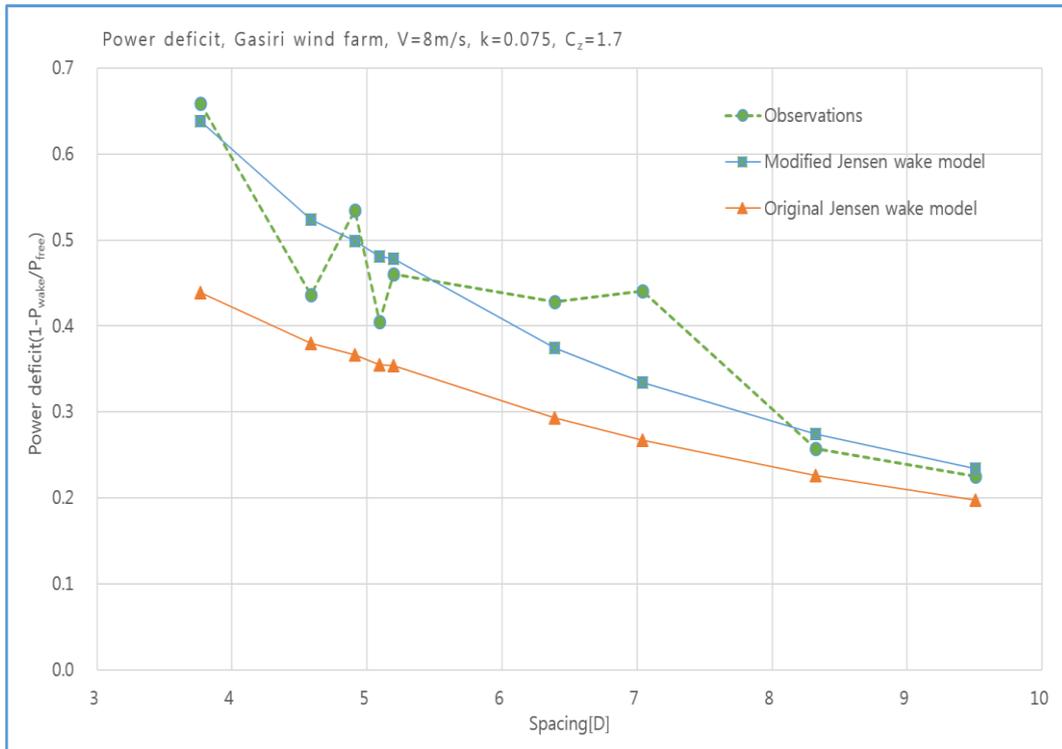
표면거칠기 등급도 지역의 표면거칠기에 따라 Table 4.1의 등급표에서 보간법을 이용하여 계산이 가능하므로, 수정된 후류모델은 계산 지역의 표면 거칠기만 정의되면 파라미터 결정에 어려움 없이 쉽게 계산이 가능하다.



**Fig. 4.3 Comparison of wind speed deficit between original and modified Jensen wake model**

수정 후류모델과 기존 후류 모델의 차이를 확인하기 위하여 동일한 조건으로 계산한 결과를 Fig. 4.3과 같이 비교하였다. 계산조건은 로터 직경이 77m인 1.5MW 풍력터빈을 적용하고 후류감소계수는 육상풍력단지 기준값인  $k=0.075$ 를 적용하여 풍속 8m/s에서의 풍속감소율을 비교하였다. 수정후류모델인 경우 거칠기 등급에 따라 어떻게 변화하는지를 확인하기 위해 4가지 등급을 적용하여 비교하였다.

Fig. 4.3에서 알 수 있듯이 수정 후류모델의 표면 거칠기 등급이 올라갈수록 이격거리 10D이전의 후류 영역에서 변화율이 증가하면서 기존 후류 모델 결과와 차이를 보이고 있다. 이격거리 10D이후의 후류 영역은 큰 변화 없이 기존 모델과 유사한 경향을 보이고 있어 기존 Jensen 후류모델이 가지고 있던 근접후류영역의 오차를 줄일 수 있을 것으로 기대할 수 있다.



**Fig. 4.4 Comparison of power deficit between original and modified wake model**

수정 후류모델이 실제 풍력단지에서 후류영향을 얼마나 반영하고 있는지 검토하기 위하여 앞서 분석한 가시리 풍력단지의 후류로 인한 거리별 발전량 손실율과 비교하였다.

Fig. 4.4는 가시리 풍력단지의 거리에 따른 발전량 손실 분석 결과와 기존 Jensen 후류모델을 이용하여 계산한 발전량 손실을 그리고 제시된 수정 후류모델의 계산결과를 비교한 것이다. 계산 조건은 풍속  $8\text{m/s}$ 를 기준으로 하였으며, 후류감소계수는 육상풍력발전단지 기준값인  $k=0.075$ 를 적용하였고, 수정 후류모델의 표면거칠기 등급은 적용된 후류감소계수의 표면거칠기에 해당하는 등급을 보간법으로 계산한  $C_z=1.7$ 등급을 적용하였다.

비교 결과를 보면 수정 후류모델과 실제 분석결과의 적합도를 알 수 있는 결정계수  $R^2=0.78$ 이며 기존 후류모델과 실제 분석결과의 적합도를 분석한 결정계수  $R^2=0.68$ 로 수정 후류모델로 계산한 손실 분포가 실제 후류손실을 분석한 결과의 경향을 잘 따르고 있음을 알 수 있다. 비교 그래프의 분포 곡선을 보아도 그 경향을 잘 알 수 있으며, 특히 근접후류영역에서 기존 Jensen 후류모델은 수정 후류모델에 비해 많은 오차를 보이고 있으며, 수정 후류모델은

급격한 손실 변화를 잘 반영하고 있어 제시한 후류보정인자와 이를 적용한 수정 후류모델이 실제 후류손실 계산에 잘 적용되고 있다고 생각된다.

Fig. 4.5에서 Fig. 4.7은 앞서 분석한 이격거리별 후류영향 각도에 따른 실제 후류손실과 수정후류모델의 계산결과를 비교한 것이다. 전체적으로 전단 풍력터빈과 후단 풍력터빈이 풍향에 대하여 일직선상에 놓인 중심각을 기준으로 계산된 발전량 감소율 분포가 실제 분석결과의 분포와 유사한 경향을 보이고 있다. 다만, 풍속에 따른 발전량 감소율의 크기가 6m/s의 경우 다른 풍속에 비해 상대적으로 실제 분석결과와 차이를 보이고 있는데, 낮은 풍속에서 후류모델을 이용한 계산 결과가 실제 후류손실보다 높게 계산되고 있다. 후류모델에 반영되고 있는 풍속에 따른 영향은 추력계수에만 의존하고 있는데, 추력계수는 제조사에서 제공되는 데이터를 사용하는 것으로 후류모델에 적용시 별도의 보정이 필요해 보인다. 풍속 8m/s와 10m/s는 Fig. 4.5의 거리 3.8D에서 계산결과가 실제 분석값보다 조금 낮게 계산하고 있으며, 이격거리가 멀어질수록 조금 높은 결과를 보여주고 있어 앞서 분석한 거리별 후류손실 결과와 유사한 경향을 보이고 있음을 알 수 있다.

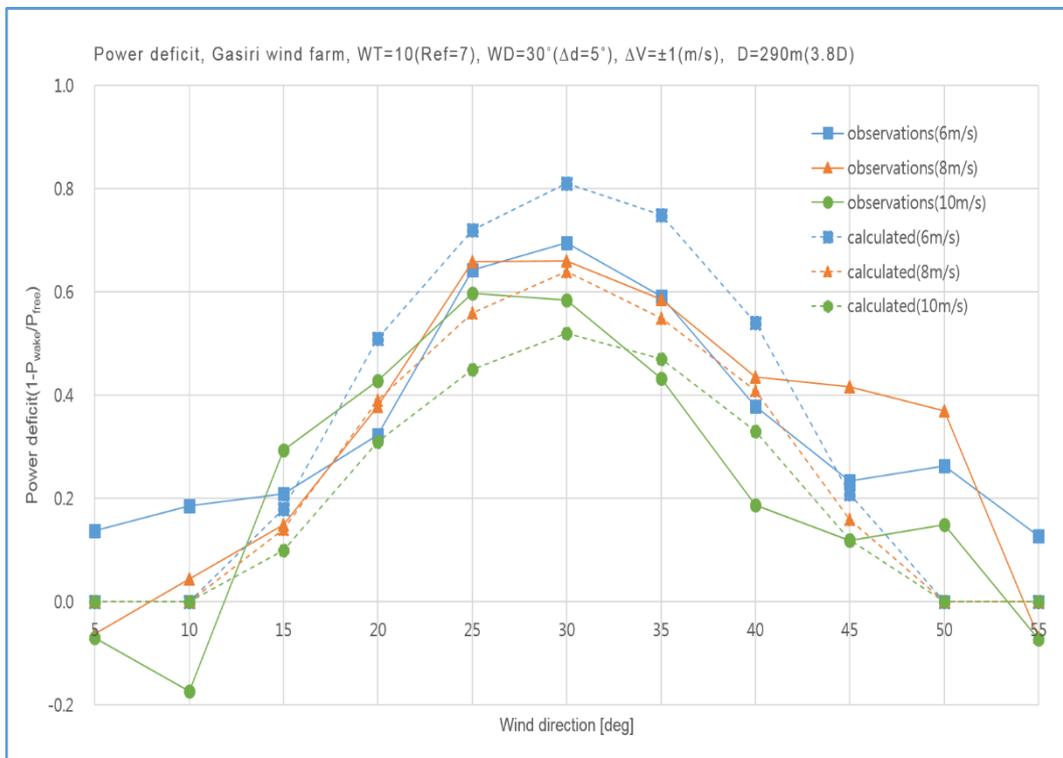


Fig. 4.5 Comparison of power deficit between SCADA and calculated at 3.8D

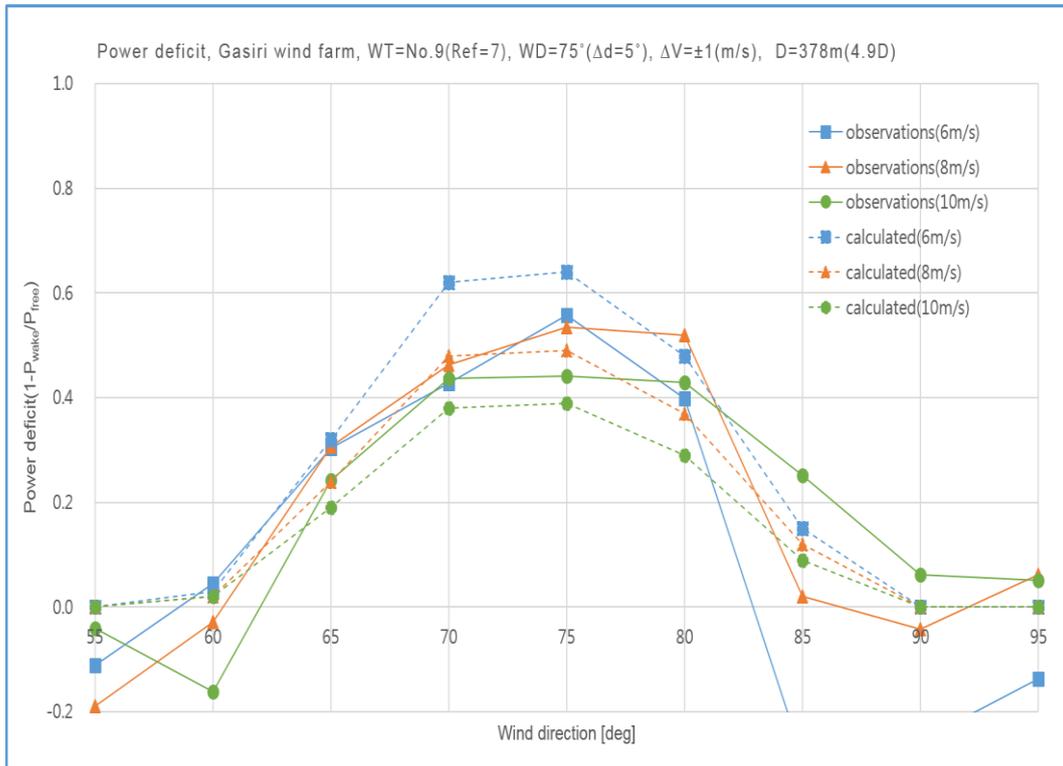


Fig. 4.6 Comparison of power deficit between SCADA and calculated at 4.9D

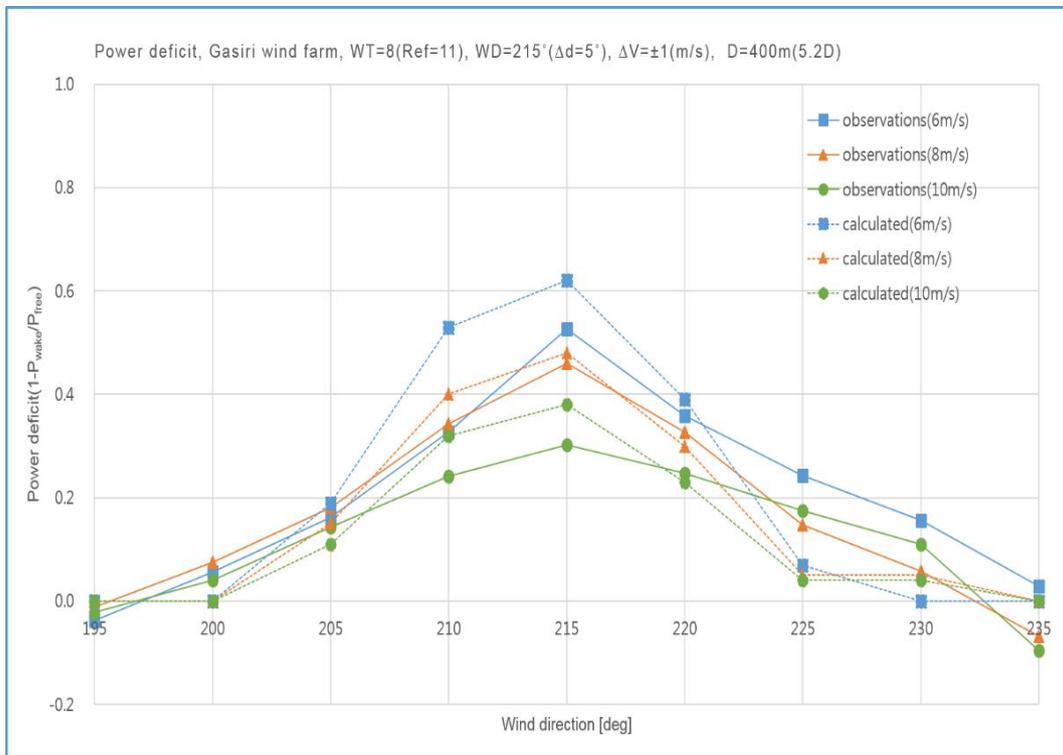


Fig. 4.7 Comparison of power deficit between SCADA and calculated at 7.0D



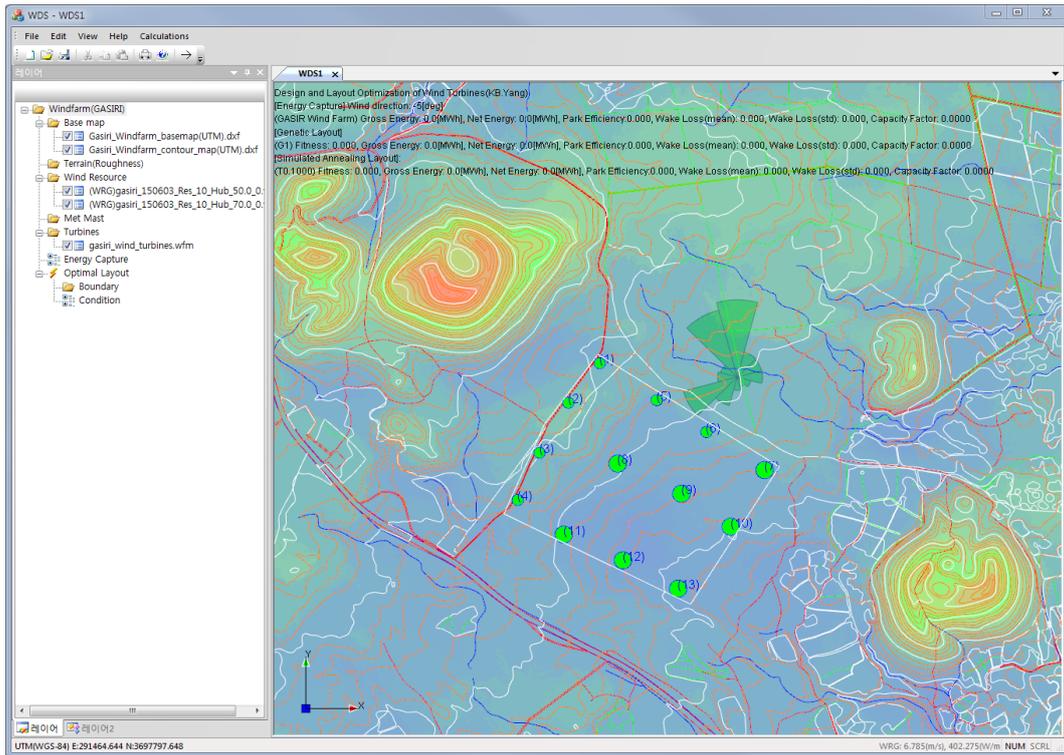
## 5. 풍력발전단지 에너지 생산량 예측 프로그램 개발

풍력발전단지의 연간 에너지 생산량 예측을 위한 프로그램을 앞서 설명한 내용을 기반으로 개발하였다. 풍력단지 최적배치 알고리즘을 개발하고 그 성능을 확인하기 위해서는 우선적으로 풍력단지의 에너지 생산량 계산이 되어야 하고 계산결과가 적합해야 한다. 에너지 생산량 계산이 적합하기 위해서는 풍력단지의 후류손실 계산이 실제와 비슷해야 하므로 앞서 분석한 풍력단지 후류영향 분석 결과에 의해 수정된 후류모델을 적용하였다. 이전 최적배치 연구들이 일정한 풍속등의 단순 가정으로 인해 실제 풍력단지의 수준의 연구를 수행할 수 없는 것도 상용 프로그램과의 연결을 통한 접근이 어렵고, 지형조건, 풍황조건, 후류계산 등을 모두 포함하는 에너지 생산량 계산 단계를 개발하는 것도 쉽지 않았기 때문인 것으로 생각된다.

본 연구에서는 실제 풍력단지에 적용가능한 에너지생산량 예측 프로그램과 이를 이용한 배치 최적화 알고리즘의 개발과 적용에 있으므로 우선적으로 풍력단지의 에너지 생산량 예측 계산을 위하여 지형정보 데이터 처리, 풍황 데이터 처리, 방위별 풍속 확률분포 계산, 풍력발전단지의 구역 정보와 풍력발전시스템의 위치 정보 처리 및 시각화 기능 등 상용 프로그램 수준의 기능 구현이 가능한 프로그램을 GUI(Graphic User Interface)환경을 포함하여 개발하였다.

Fig. 5.1은 본 연구에서 개발한 에너지 생산량 예측 프로그램의 화면으로, 프로그램 개발은 C++ 언어를 이용한 MFC 클래스 기반의 객체지향 구조로 작성되었으며, 계산과정 및 결과의 시각화를 위해서 OpenGL 그래픽 라이브러리를 이용하여 화면을 구성하였다. 프로그램 작성에 사용된 도구는 Microsoft사의 Visual Studio 2008이며 확장 유니코드를 적용하여 차기 프로그램 개발 도구로의 이전이 가능하도록 되어있다.

프로그램의 구성은 에너지 생산량 계산을 위한 입력파일 처리 및 계산을 위한 기본 기능과 계산과정 및 결과를 확인 할 수 있는 그래픽 화면으로 구성되어 있으며, 뒤에서 설명할 풍력발전시스템 최적배치 기능이 포함되어, 최적배치 과정 및 결과 확인, 계산결과의 출력 등이 가능하다.



**Fig. 5.1 Development program for wind energy capture of wind farm**

에너지 생산량 계산 프로그램의 전체적인 흐름은 Fig. 5.2에서 보는 바와 같이 우선 풍력발전단지 및 주변지역의 수치지도를 입력받아 풍력단지 주변상황을 확인하는 배경지도로 활용되며, 이 배경지도의 토지용도 및 지표상태를 확인하여 표면거칠기를 설정한다. 바람 데이터는 기상탑에서 측정된 풍황 데이터를 입력받아 설정 방위각의 방위별 풍속 확률 분포를 구하며, 고도 정보가 내장된 등고선을 포함하고 있는 지형 수치지도를 입력받아 풍력단지 및 주변 고도와 경사도 정보를 처리한다. 고도 및 경사도는 풍력단지의 지형적 특성을 반영하기 위한 용도로 사용된다. 풍황 정보는 측정된 기상탑 위치에서 수집된 것으로 풍력터빈들 위치에서의 풍황정보 보정이 필요하다. 풍력터빈들 위치에서의 풍황 보정은 에너지 생산량 계산 중 기상탑 풍황정보를 기반으로 보정이 가능하나 뒤에 설명할 풍력터빈 최적배치시 풍력터빈들의 위치 이동에 따른 계산량을 감안하여 풍력단지 영역을 일정 간격으로 구분하여 계산 영역 전체를 미리 생성해 놓는다. 이 과정이 WRG 데이터를 생성하는 것으로, 풍황이 측정된 기상탑위치를 기준으로 풍력단지 표면거칠기와 지형정보를 이용하여 풍력단지 영역에 풍속 분포를 생성하게 된다. WRG 데이터 생성은 WAsP 모듈

을 이용하였다. 마지막 단계로 에너지 생산량 계산에 사용될 풍력터빈들의 위치와 각각의 사양을 입력받는다. 풍력터빈들의 사양에서 가장 중요한 정보는 풍력터빈들의 출력곡선과 추력곡선으로, 출력곡선은 에너지 생산량 계산시 직접적으로 사용되며, 추력곡선은 후류손실 계산시 사용된다.

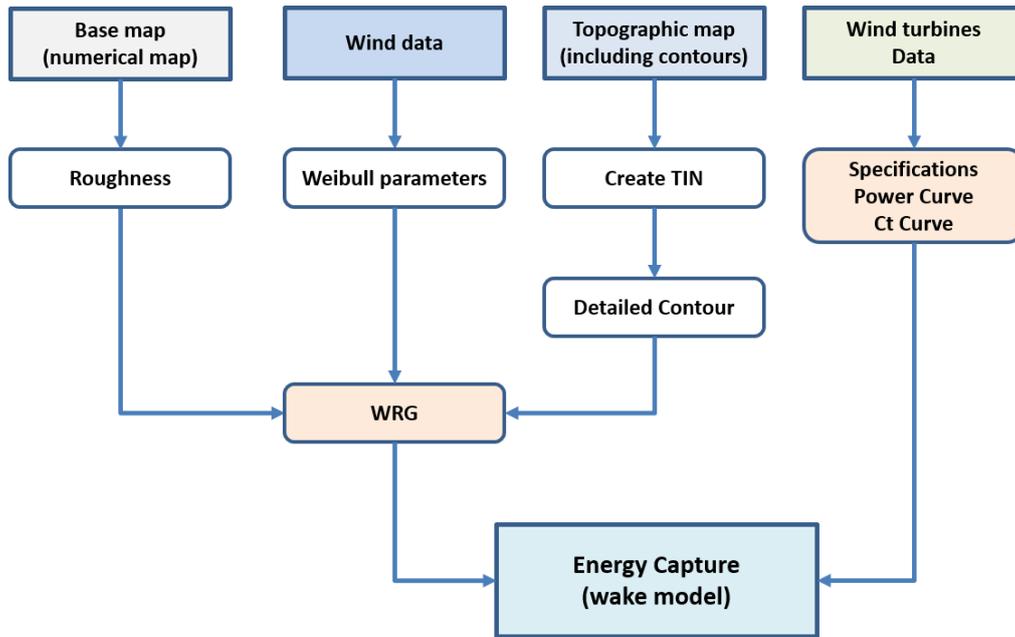
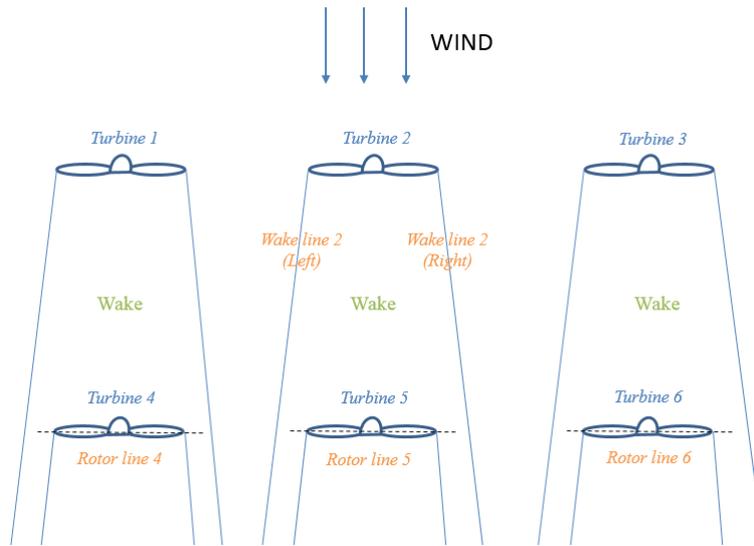


Fig. 5.2 Flow of the energy capture program

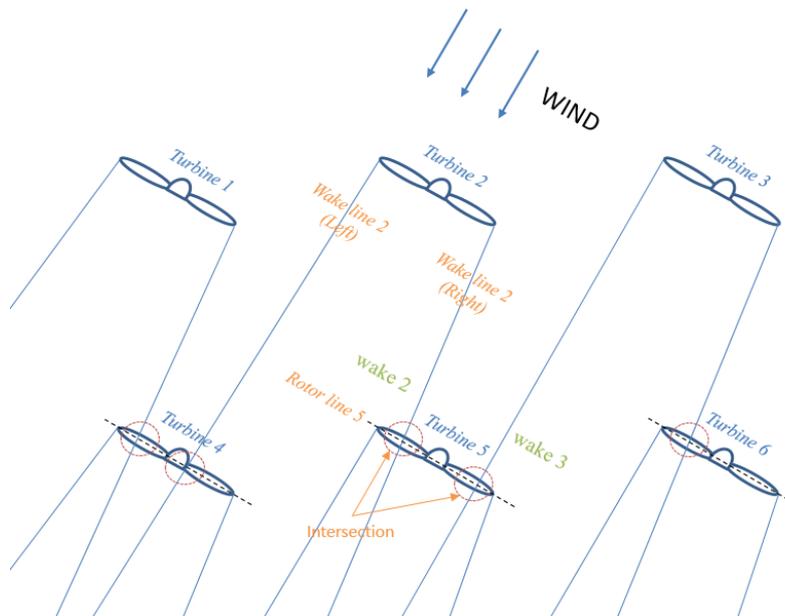
에너지 생산량 계산 코드는 앞서 설명한 이론들을 기반으로 풍력터빈간 영향을 미치는 방향별 후류로 인한 풍속감소를 수정 후류모델을 이용하여 계산하고, 후류로 인한 풍속감소를 발전량 계산에 반영하여 연간 에너지 생산량을 산출한다.

후류모델을 이용한 풍속감소 계산시 어려운 부분은 Fig. 5.3과 Fig. 5.4에서 보듯이 풍향에 따른 후방 터빈들 로터 면적이 전방 터빈들에 의해 발생한 후류 영역에 얼마나 포함되는지를 계산하는 것으로, 이러한 후류 영향 면적의 계산은 발전량 계산시 전방위에 대하여 설정한 증분각도별로 이루어진다. 풍력터빈간 후류의 방향의 달라지면 영향 받은 풍력터빈과 그 영향 면적도 달라진다. 본 연구에서 후류 영향을 받는 로터 면적을 계산을 위해 Fig. 5.4와 같이 풍력터빈별로 후류 직경에 따른 후류 경계라인과 로터와 수평한 로터라인을 설정하고 바람 방향에 따라 경계라인들과 로터라인들을 회전시켜 각 풍향에서의

후류 경계라인과 로터라인의 교차점을 계산하는 방식을 사용하였다. 한 개한 로터에는 경우에 따라 두개 이상의 후류로 인한 교차점이 발생 할 수 있으며, Fig. 5.3과 같이 교차점이 없지만 후류영역에 완전히 포함되는 경우도 있다. 이러한 경우는 2장에서 설명한 후류 직경과 로터직경의 풍향에 대한 각도와 두 직경에 의해 그려지는 원의 교차영역 계산을 통해 정확한 후류 영향 면적을 계산할 수 있다.



**Fig. 5.3 Wake effect by wind direction case 1**



**Fig. 5.4 Wake effect by wind direction case 2**

## 5.1 배경지도 생성

풍력단지의 위치 및 풍력터빈의 위치를 확인하기 위한 풍력단지 주변 수치지도를 이용하여 계산에 필요한 배경지도를 생성한다. 수치지도 사용의 목적은 개발 프로그램 화면상에서 에너지 생산량을 계산할 풍력단지 및 주변 위치를 확인하는 것과 지표상태를 확인하여 표면 거칠기를 설정하기 위한 용도로 사용된다. 본 연구에서 사용된 가시리 풍력발전단지의 수치지도는 Fig. 5.5에서 보는 바와 같이 가시리 풍력발전단지를 중심으로 가로 4km와 세로 4km의 영역에 해당하며, 수치지도의 좌표는 UTM(Universal Transverse Mercator) 체계를 사용하였다. 국내에서 제공되는 수치지도 좌표는 Korea TM을 사용하고 있으며 제주도인 경우 좌표 원점에 대한 보정이 필요하여 좌표변환을 통해 UTM좌표로 변환하였다. 수치지도의 파일 포맷은 DXF(Drawing Interchange Format)와 SHP(shape format) 파일 포맷을 많이 사용하며 본 연구에서는 2개의 포맷 모두 처리하는 코드를 작성하여 처리하였다.

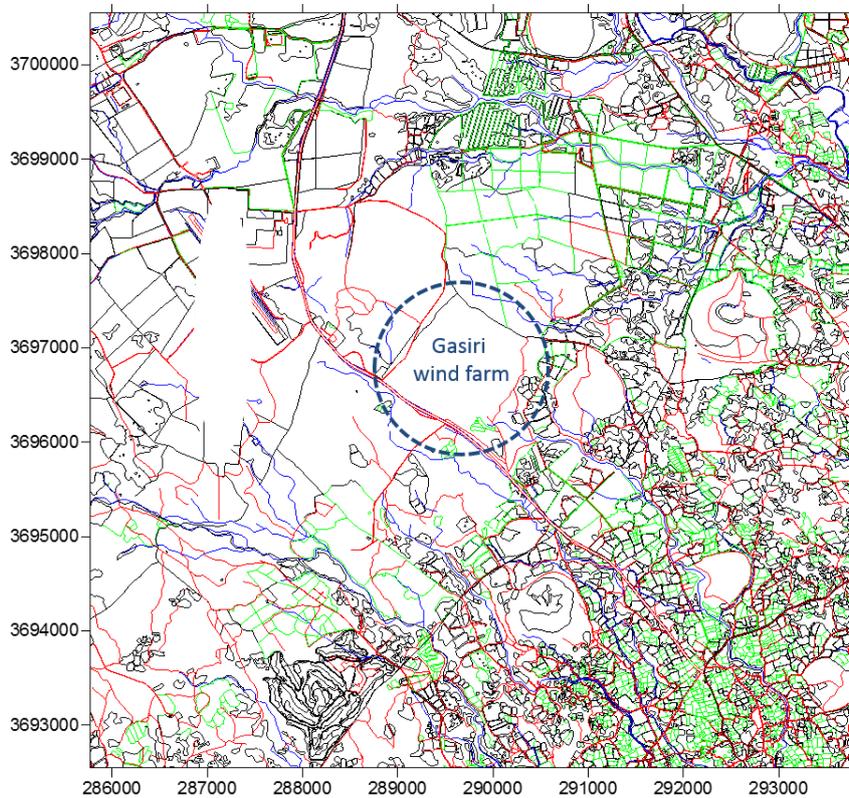


Fig. 5.5 Background digital map of Gasiri wind farm

## 5.2 지형도 생성

에너지 생산량 계산시 풍력단지 및 그 주변의 지형특성을 반영하기 위한 지형도를 Fig. 5.6과 같이 배경지도와 동일한 크기로 준비하였다. 이 작업은 에너지 생산량 계산시 그 풍력단지 주변의 풍속변화를 예측하는 데 사용되므로 매우 중요한 과정이다. 수치지도는 구역별로 분할하여 제공되므로 수치지도상에 등고선들이 연결이 안되어 있는 경우가 있으며, 이와 같은 경우 동일 높이의 등고선들을 모두 연결해 주어야 한다. 등고선이 정리된 지형도는 그냥 사용할 수도 있으나 주어진 수치지도 등고선의 구간이 넓은 경우, 구간사이에 추가적인 등고선을 삽입하여 좀더 상세한 지형 정보를 이용할 수 있다. 이것은 풍력단지 바람분포 생성시 좀더 정확한 바람분포를 생성하는데 도움을 줄 수 있으며 에너지 생산량 계산시 지형적 영향을 반영하는데 도움이 된다. 이 과정은 수치지도내에 표고점을 이용하여 추가하게 되는데 수치지도에는 중요 높이 지점에 대한 별도의 고도 정보를 알려주는 표고점이 있다.

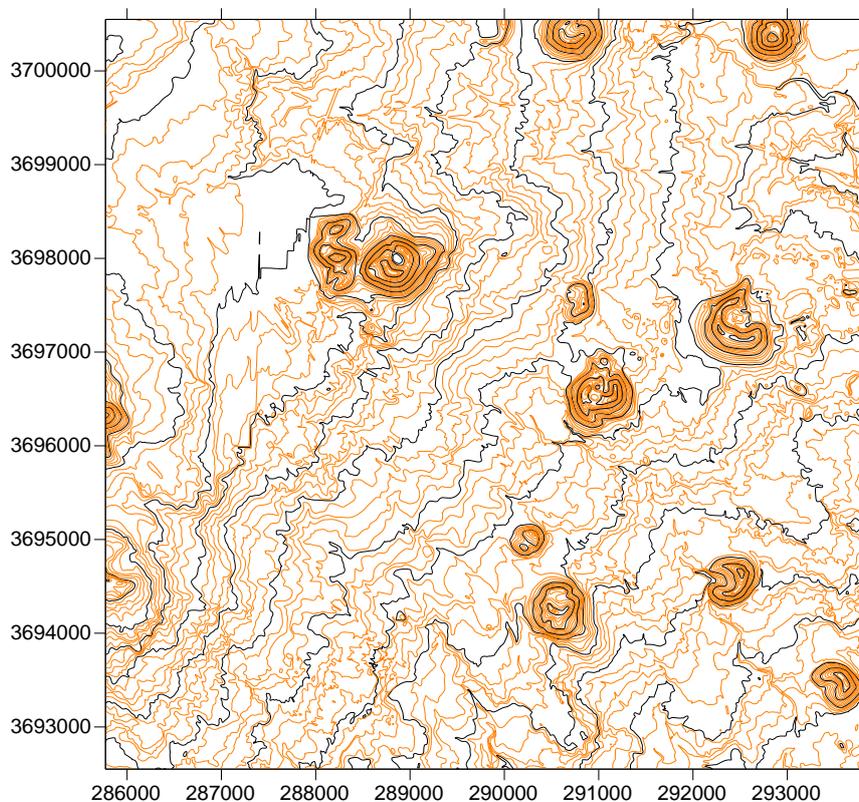
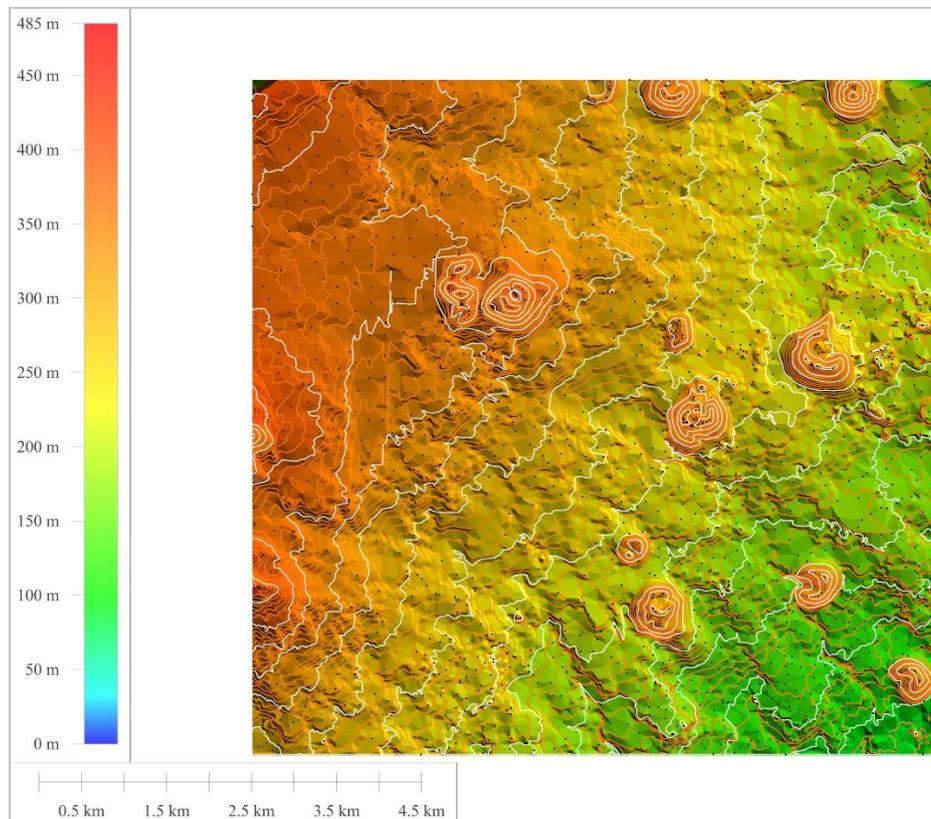


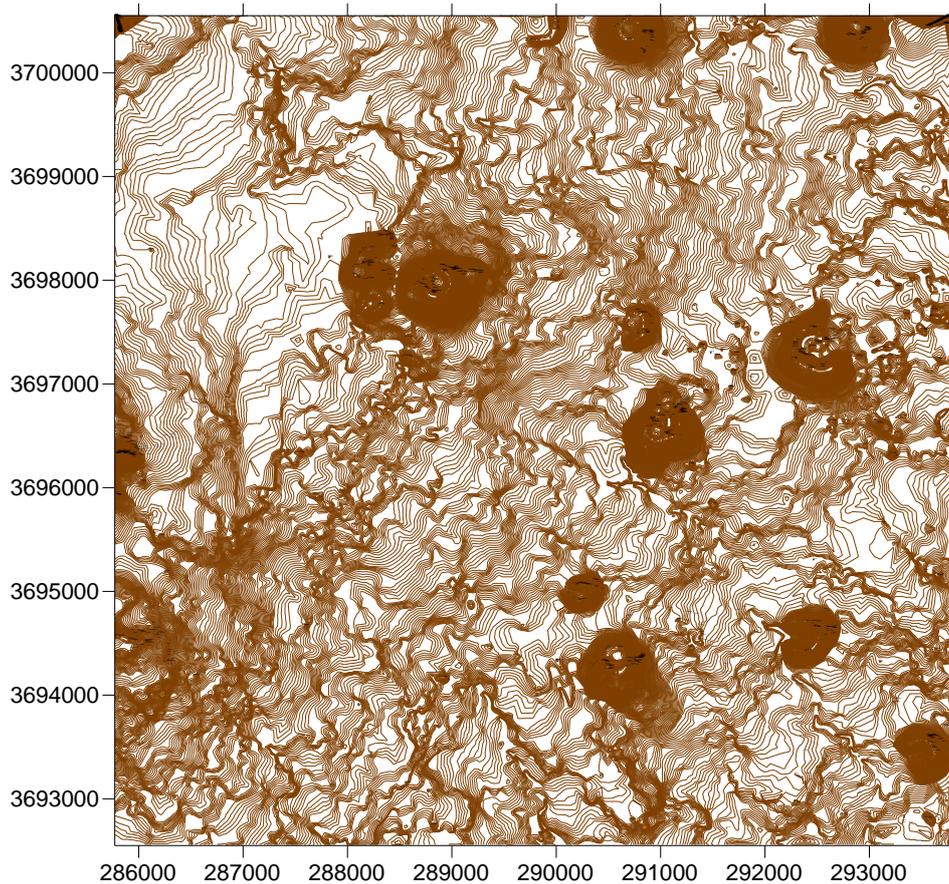
Fig. 5.6 Contour map of Gasiri wind farm

더 상세한 등고선을 추가하기 위해서 수치지도의 기본 등고선 정보와 표고점을 이용하여 TIN(Triangulated Irregular Network) 표면을 생성한다. TIN은 GIS분야나 3D 모델링 분야에서 지형표면 혹은 불규칙한 물체 표면을 표현하기 위한 디지털 데이터 구조로 3차원 삼각 메쉬(mesh)를 이용하여 지형 표면이나 3차원 물체를 구성하는 것이다. 기하학과 CAD(Computer Aided Design)분야에서 TIN 생성에 관한 연구들이 활발하며 본 연구에서도 삼각 메쉬법(Triangulation)을 적용하여 TIN 표면을 생성하였다. Fig. 5.7는 가시리 풍력단지의 기본 등고선과 표고점을 이용하여 TIN 표면을 생성한 것으로 등고선과 표고점을 기반으로 지형 표면을 3차원으로 계산하여 보여주고 있다. 결과물상에는 색상으로만 높이를 보여주고 있으나 내부에는 메쉬를 이용한 표면의 높이와 위치에 대한 3차원 정보로 가지고 있다. 생성된 풍력단지와 그 주변의 TIN 표면과 기존 등고선 정보를 이용하여 기존 등고선 정보보다 더 세밀한 고도 정보를 재생성하게 되며, 재생성된 정보는 에너지 생산량 계산지역의 지형특성을 좀더 세밀하게 표현하게 된다.



**Fig. 5.7 TIN map of Gasiri wind farm**

Fig. 5.8은 가시리 풍력단지 주변 수치지도의 기존 등고선을 표고점과 TIN 표면을 이용하여 더 세밀하게 생성한 것으로 Fig. 5.6에서 보는 것보다 더 많은 등고선이 생성되었으며 높이 변화율이 큰 곳은 매우 조밀하게 표현하고 있음을 알 수 있다.



**Fig. 5.8 Detailed contour map of Gaisir wind farm**

### 5.3 풍속데이터 처리

풍력단지 에너지생산량 예측을 위하여 가장 중요한 입력요소인 풍황정보는 가시리 풍력단지에서 측정된 1년동안 수집된 데이터를 사용하였다. 에너지 생산량 계산에 앞서 시간대별 풍황 데이터를 이용하여 풍속별 확률분포를 구해야 하는데, 앞서 설명한 풍속의 도수분포를 이용하여 풍속 확률분포를 위한 *Weibull* 파라미터를 구한다.

본 연구에서는 방향별로 후류 영향을 계산하므로 전방위에 대하여 설정방위각에 따라 모든 방향별 풍속에 대한 Weibull 파라미터를 개발한 프로그램에서 계산하였다. 설정 방위각 구간은 일반적으로 12~72방향 구간을 적용하는데, 개발한 프로그램에서는 방향구간을 설정하면 그에 따라 구간별로 계산이 가능하도록 하여 다양한 방위각 범위에서 에너지 생산량을 계산하도록 하였다.

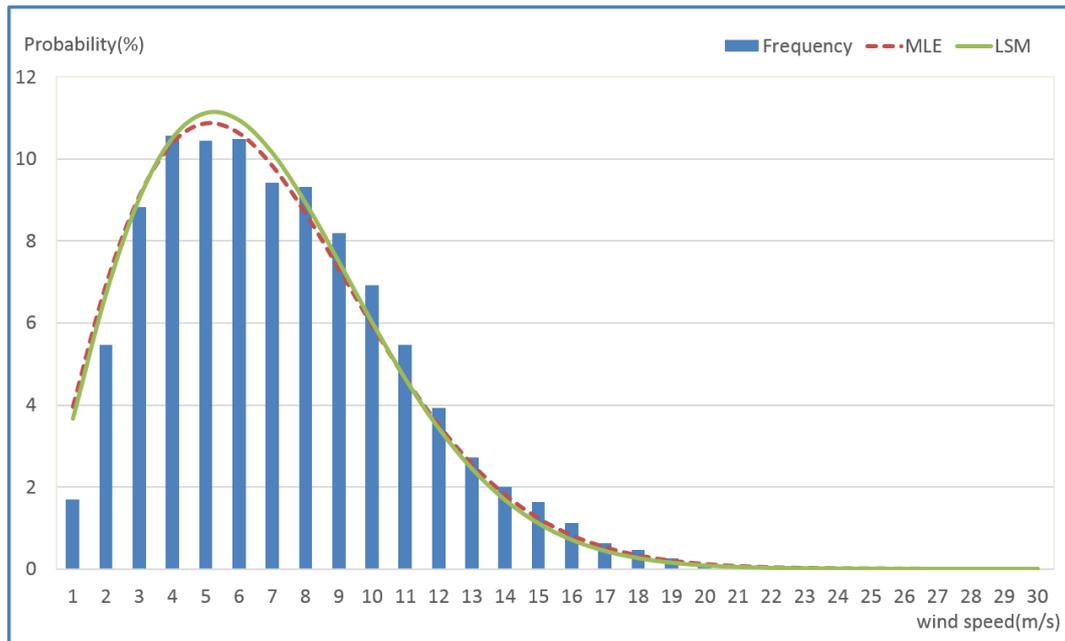


Fig. 5.9 Comparison of weibull distribution between MLE and LSM

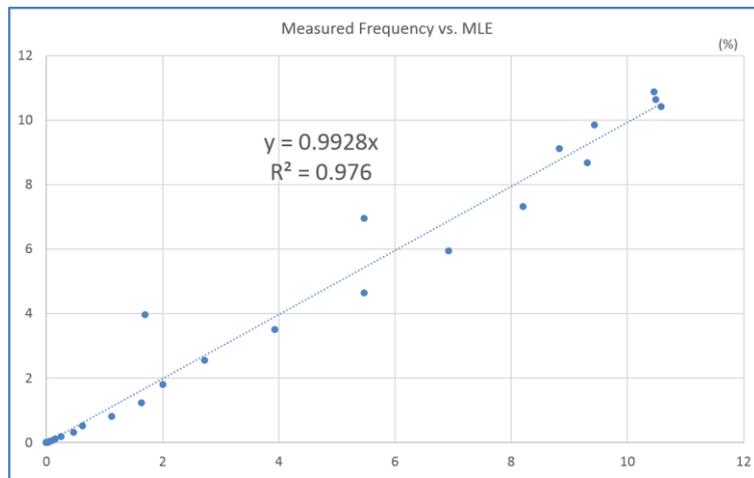
방향별 풍속확률분포를 위한 Weibull 파라미터의 산출방법은 다양한 방법들이 있으며, 그 중 확률분포 파라미터 계산에 많이 사용되는 최대 가능도법(MLE)과 최소자승법(LSM)을 비교하여 최소자승법을 개발 프로그램에 적용하였다.

Fig. 5.9은 가시리 풍력단지의 70m 높이의 전체 풍속확률분포의 Weibull 파라미터를 구하기 위한 2가지의 방법을 비교한 것으로 풍속 5m/s 주변으로는 최소자승법을 이용한 방법이 최대 가능도법을 이용한 계산 결과보다 조금 높게 보이고 있으며, 풍속 15m/s 주변으로는 최대가능도법이 조금 높게 나오는 경향을 보이고 있다. Table 5.1에 그 결과를 상세히 보여주고 있는데 계산결과를 보면 두가지 방법에 의한 계산 결과의 차이가 크게 보이지는 않고 있다. 실제 평균풍속에 대한 예측 평균풍속을 비교하면 최대 가능도법이 근소하게 실제

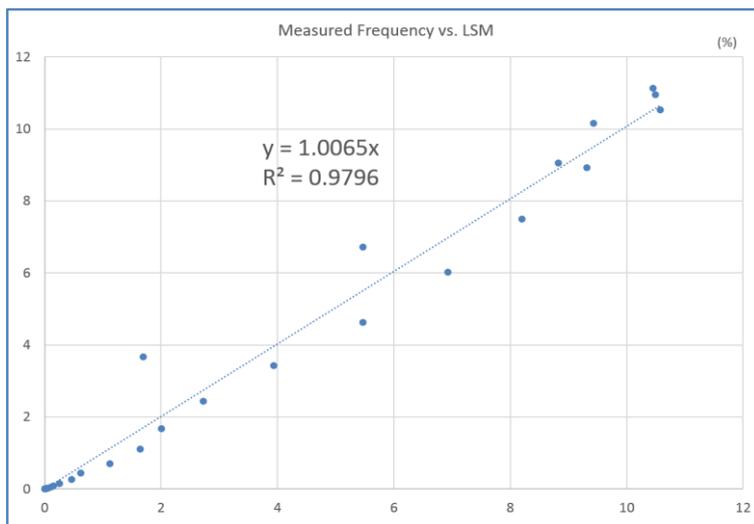
평균풍속과 가까운 결과를 보여주고 있으나 Fig. 5.10과 Fig. 5.11에서 보여주고 있는 각각의 실측 풍속빈도 분포와의 상관관계를 보면 최소자승법이 전체적으로 실제 풍속 분포와의 오차가 적음을 알 수 있다.

**Table 5.1 Comparison of Weibull parameters by MLE and LSM**

Method	Weibull parameter k	Weibull parameter A(m/s)	Mean Wind speed (m/s)	Actual mean wind speed (m/s)	R <sup>2</sup>
MLE	1.895	7.616	6.759	6.752	0.9760
LSM	1.954	7.574	6.716		0.9796



**Fig. 5.10 Correlation to frequency by MLE**



**Fig. 5.11 Correlation to frequency by LSM**

## 5.4 WRG(wind resource grid)데이터 생성

풍력발전단지에서 측정되고 분석된 풍황데이터와 수치지도에서 추출한 상세 등고선을 포함한 지형데이터, 그리고 지형거칠기 데이터를 이용하여 풍력터빈이 배치된 풍력발전단지 영역의 WRG 데이터를 생성한다. 생성된 WRG 데이터에는 설정된 지역을 지정하는 크기의 그리드 격자로 분할되어 있으며 각 그리드 격자에 풍향별 *Weibull* 파라미터를 저장하고 있다. 이를 이용하여 각 그리드 지점에서의 풍황정보를 알 수 있고, 풍력터빈이 특정 그리드 지점에 배치되어 있을 때 그 풍력터빈의 출력곡선과 함께 발전량을 계산할 수 있다.

WRG 생성은 WAsP 모듈을 이용하였으며, 그리드 격자 간격은 10m 간격으로 생성하였다. 가시리 풍력단지에 배치된 풍력발전시스템의 허브 높이는 50m와 70m 두 종류 이므로 WRG 데이터도 각각의 높이에 맞추어 50m 높이와 70m 높이 2개를 생성하였다. Fig. 5.12은 생성된 가시리 풍력단지와 주변 영역의 WRG 데이터를 보여주는 것으로 10m 그리드 간격으로 풍황 정보를 가지고 있다. 풍황정보는 그리드에 주어진 풍속의 세기를 색상 변화로 알 수 있으며 오름 주변으로 풍속이 빠름을 알 수 있다.

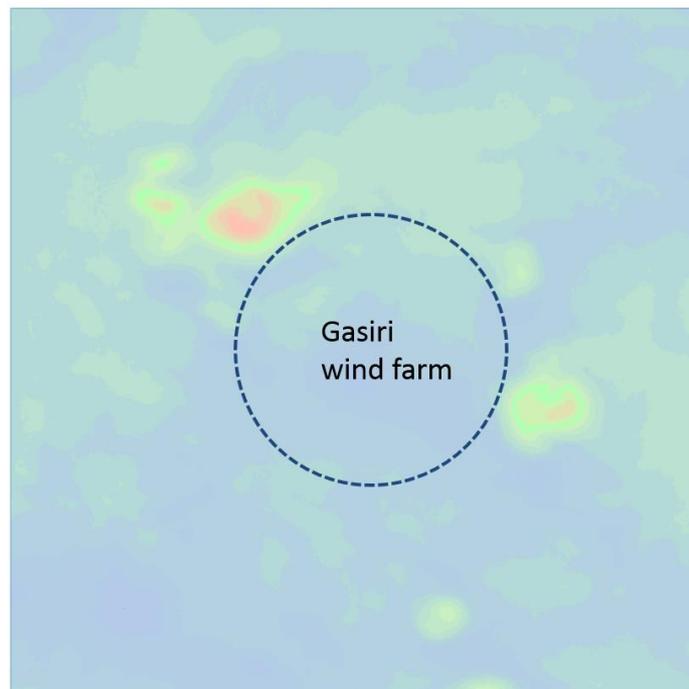


Fig. 5.12 Wind resource grid map of Gasiri wind farm

## 5.5 풍력발전시스템 사양

풍력발전단지의 에너지 생산량 계산을 위한 마지막 단계로 에너지 생산량을 계산할 풍력단지에 설치되어 있는 풍력발전시스템의 위치와 사양(specification)을 입력하는 것이다. 가시리 풍력단지에 설치된 풍력발전시스템은 모두 3가지 종류로 Table 5.2에 그 사양을 보여 주고 있다. 풍력발전시스템 3종류 중 2가지는 시스템 용량이 750kW이고, 나머지는 1,500kW로 허브 높이도 각각 50m와 70m이다.

가시리 풍력발전단지에 설치된 풍력발전시스템들의 위치는 Fig. 5.13에 보여지고 있으며 각 풍력발전시스템의 설치된 위치의 UTM좌표와 고도 정보를 Table 5.3에서 보여주고 있다. 가시리 풍력단지의 배치형태는 전체적으로 격자형식을 보여주고 있다. 이 모든 정보들은 본 연구에서 개발한 에너지 생산량 예측 프로그램에 입력되어 계산과정에 기본 정보로 사용된다. 풍력발전시스템의 기본 사양 외에 에너지 생산량 계산에 중요한 요소인 출력곡선과 추력곡선은 각 제조사에서 제공된 데이터를 사용하였다.

**Table 5.2 Specifications of wind turbines in Gasiri wind farm**

Wind Turbines Type	HS50	U50	HJWT77
Power(kW)	750	750	1500
Hub Height(m)	50	50	70
Rotor Diameter(m)	50	50	77
Cut-in wind speed(m/s)	3.5	3	3.5
Rated wind speed(m/s)	12	12.5	13
Cut-out wind speed(m/s)	25	25	25
Rated RPM	27.8	28	17.2
IEC wind class	Ia	Ia	IIa

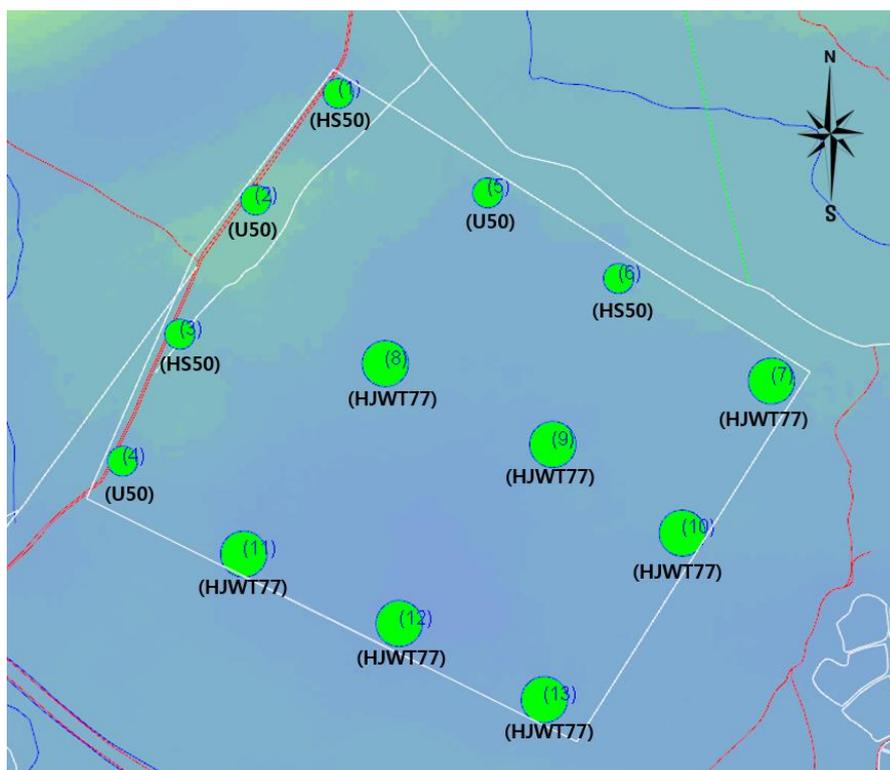


Fig. 5.13 Layout of wind turbines in Gasiri wind farm

Table 5.3 Geographic coordinates of wind turbines in Gasiri wind farm

No.	Type	UTM(m) E	UTM(m) N	Altitude(m)
1	HS50	289469	3697533	298
2	U50	289332	3697355	305
3	HS50	289206	3697131	296
4	U50	289111	3696919	286
5	U50	289717	3697367	277
6	HS50	289934	3697224	269
7	HJ77	290188	3697053	257
8	HJ77	289547	3697082	274
9	HJ77	289825	3696947	258
10	HJ77	290040	3696799	248
11	HJ77	289312	3696764	272
12	HJ77	289570	3696648	256
13	HJ77	289811	3696521	250

## 5.6 풍력발전단지 연간 에너지 생산량 예측

앞선 준비한 입력데이터의 처리과정을 거쳐 가시리 풍력단지의 연간 에너지 생산량을 계산하였다. Fig. 5.14는 가시리 풍력단지의 연간에너지 생산량을 계산하기 위한 입력 데이터들의 준비가 완료된 상황으로 풍황정보를 포함하여 고도정보를 가지는 지형도, 가시리 풍력단지에 설치된 풍력터빈들의 모습 등을 보여주고 있다. Fig. 5.15와 Fig. 5.16는 개발된 프로그램에서 연간 에너지 생산량 계산과정 중 바람방향이 0°와 45°일 때의 화면으로 방향별 후류영향을 반영하기 위하여 풍력터빈들이 후류영향 범위에 포함되는지 여부를 검토하는 모습을 확인할 수 있다. 적색으로 표시된 풍력터빈은 바람 방향에 대하여 앞선 풍력터빈에 의한 후류의 영향을 받고 있음을 보여주고 있는 것으로 앞서 설명한 후류라인과 로터라인의 교차점을 이용한 후류 영역 계산과정이 잘 수행되고 있음을 알 수 있다. 이 과정은 전방위에 대하여 수행되었으며, 방위 증분각은 10° 간격으로 설정하여 계산하였다. 계산에 적용된 수정 후류모델의 후류감소 계수  $k=0.075$ 이며, 표면 거칠기 등급  $C_z=1.7$ 이다.

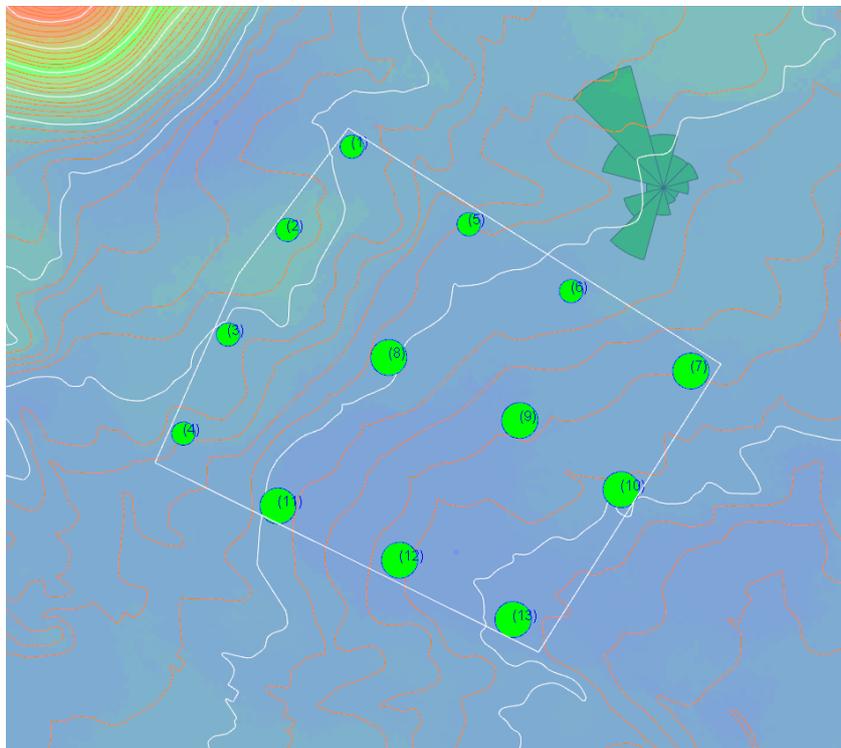
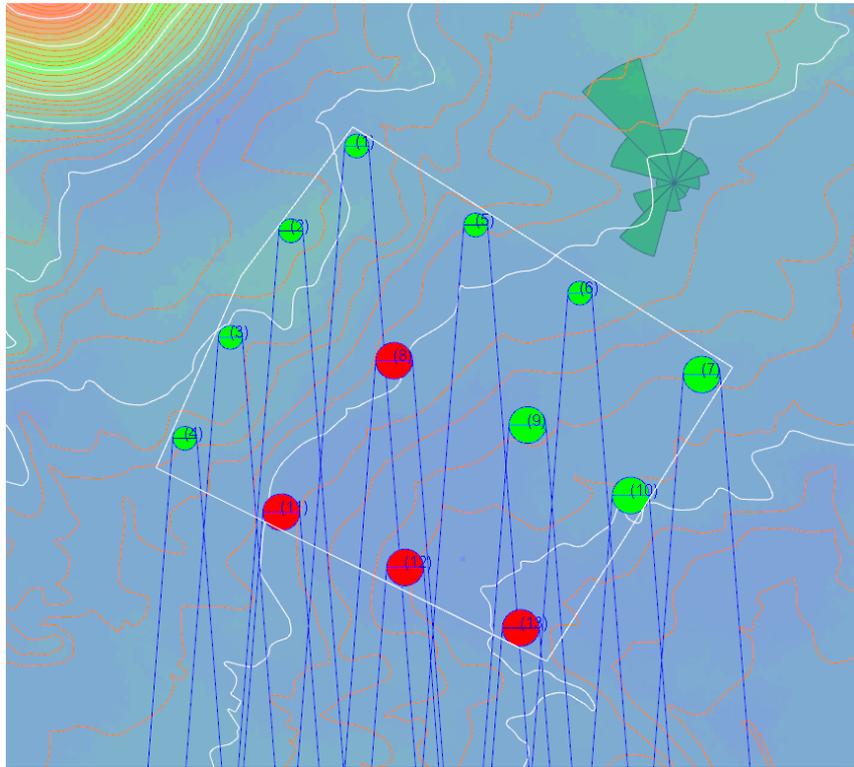
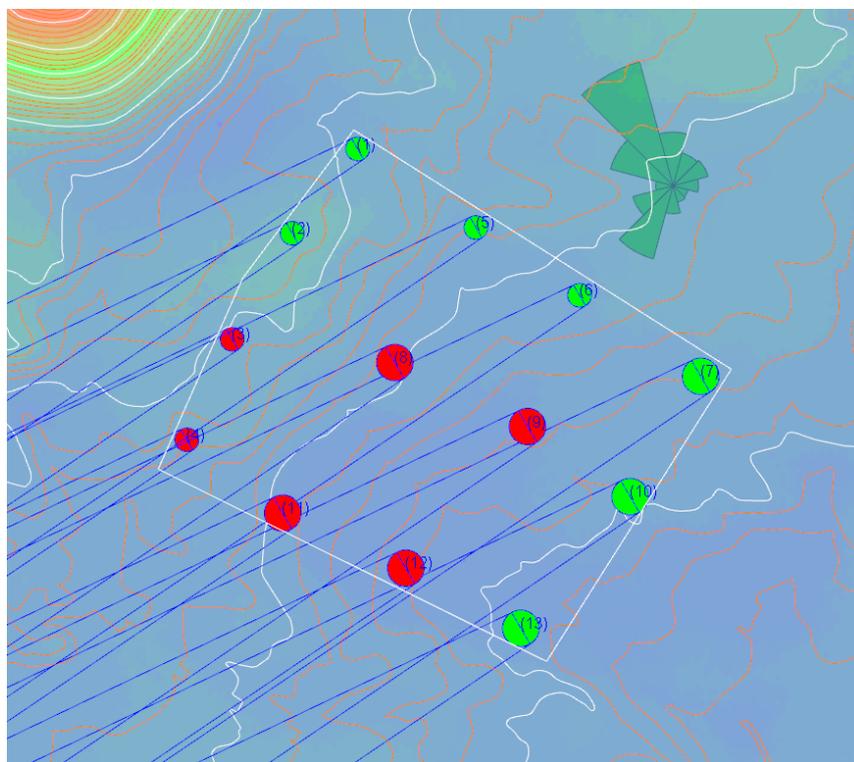


Fig. 5.14 Initial status for energy capture of Gasiri wind farm



**Fig. 5.15 Process of energy capture at 0 degree**



**Fig. 5.16 Process of energy capture at 45 degree**

**Table 5.4 Results of energy capture by development program**

Wind Turbines	AEP(MWh)	CF(%)	Wake Loss(%)
1	1,445	22.0%	5.2%
2	1,595	24.3%	5.7%
3	1,468	22.3%	6.1%
4	1,545	23.5%	2.3%
5	1,424	21.7%	8.1%
6	1,384	21.0%	10.1%
7	3,715	28.3%	10.4%
8	3,496	26.6%	13.9%
9	3,352	25.5%	16.2%
10	3,330	25.3%	17.8%
11	3,480	26.5%	13.0%
12	3,339	25.4%	13.9%
13	3,349	25.5%	14.4%
Total	32,922	25.0%	12.2%

Table 5.4와 Fig. 5.17은 가시리 풍력단지의 연간 에너지 생산량 계산 결과로 전방위에 대하여 36개 방향으로 구분하여 계산한 결과이다. 계산 결과 연간

총 에너지 생산량은 32,922.4MWh이고 시스템 이용율은 25.0%를 보여주고 있다. 풍력단지내 후류로 인한 손실을 고려한 단지효율은 87.8%로, 후류로 인한 손실이 12.2%임을 보여주고 있어 단지내 후류로 인한 손실이 10%이상 발생하고 있다.

Fig. 5.18의 개별 풍력터빈별 연간 에너지 생산량과 시스템 이용율을 보면 시스템 용량이 적은 750kW 용량의 풍력터빈들은 각각 연간 약 1,500MWh의 생산량을 보이고 있으며 상대적으로 시스템 용량이 큰 1,500kW 용량의 풍력터빈은 각각 3,000MWh 이상의 연간 에너지 생산량을 보이고 있다. 시스템 용량만을 고려하면 1,500kW 용량의 시스템이 750kW 용량의 시스템보다 약 2배정도 연간 에너지 생산량이 많을 것으로 생각되나 2배 이상 차이를 보이는 것은 시스템 허브 높이 차이에서 발생하는 높이별 풍속 분포의 차이와 풍력터빈 클래스가 750kW 풍력터빈들은 Ia이며 1,500kW 풍력터빈은 IIa로 750kW 풍력터빈들의 시스템구조는 고풍속에 대한 안전에 초점이 맞추어져 있기 때문인 것으로 생각된다. 이에 따라 개별 시스템 이용율도 750kW 용량의 시스템 이용율이 낮게 나타나고 있으며, 시스템 용량이 큰 1,500kW 용량의 시스템 이용율이 상대적으로 높게 나타나고 있다. 시스템 이용율이 가장 높은 풍력터빈은 7호기로 Fig. 5.17을 보면 7호기 풍력터빈은 가시리 풍력단지의 가장자리에 위치하고 있으며, 주풍향 방향에 대하여 다른 풍력터빈들에 의해 크게 간섭받지 않는 위치에 있어 시스템 효율이 높은 것으로 보인다. 이것은 풍력터빈들의 위치에 따라 후류에 의한 에너지생산량에 영향이 있음을 생각해 볼 수 있다.

Fig. 5.19를 보면 개별 풍력터빈들의 후류로 인한 에너지 손실 정도를 확인할 수 있는데, 주풍향 방향에 대하여 전면에 배치된 풍력터빈 1~5호기의 후류 손실율이 10% 미만이며, 그 외 풍력터빈들은 10% 이상의 후류손실이 발생하고 있음을 알 수 있다. 풍력터빈 1~5호기의 경우 가시리 풍력단지의 주풍향인 북서방향의 전방에 위치하고 있어 후방에 비해 후류 손실이 적은 것으로 판단할 수 있다. 에너지 손실이 많은 9호기와 10호기의 경우 15% 이상의 에너지 손실을 보여주고 있어 풍력단지 안쪽과 주풍향의 후방에 위치한 풍력터빈들이 상대적으로 많은 후류영향을 받고 있으며 이로 인해 같은 풍력단지내에 있더라도 후류영향을 적게 받는 풍력터빈과 후류영향을 많이 받는 풍력터빈간의 에너지 손실 격차가 10% 이상 발생하고 있음을 알 수 있다.

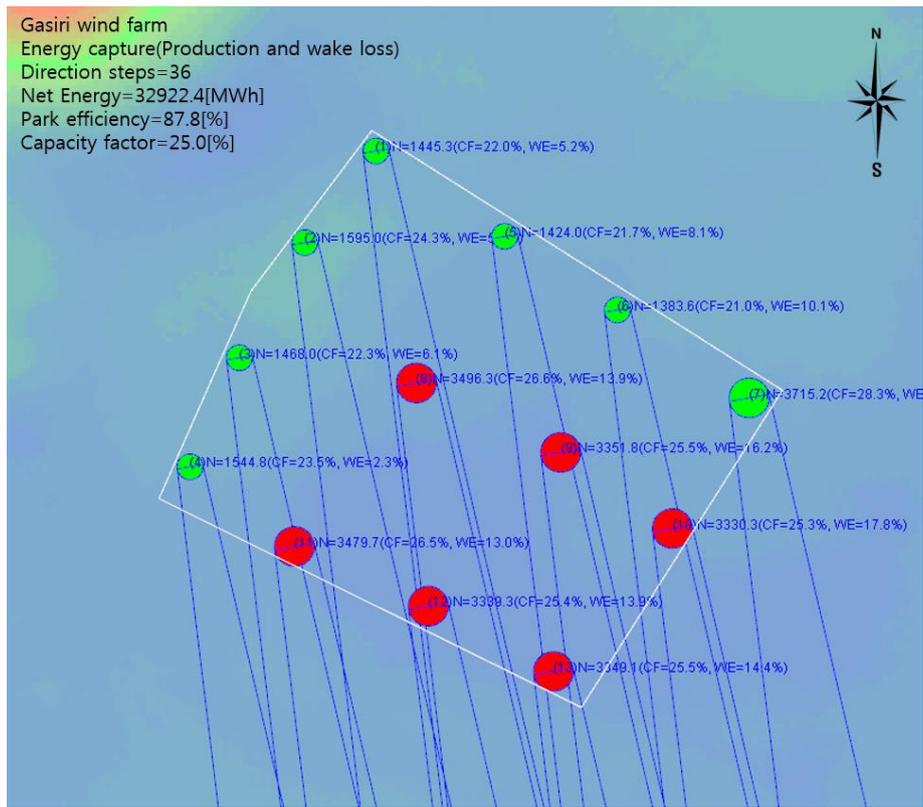


Fig. 5.17 Result of the energy capture by the development program

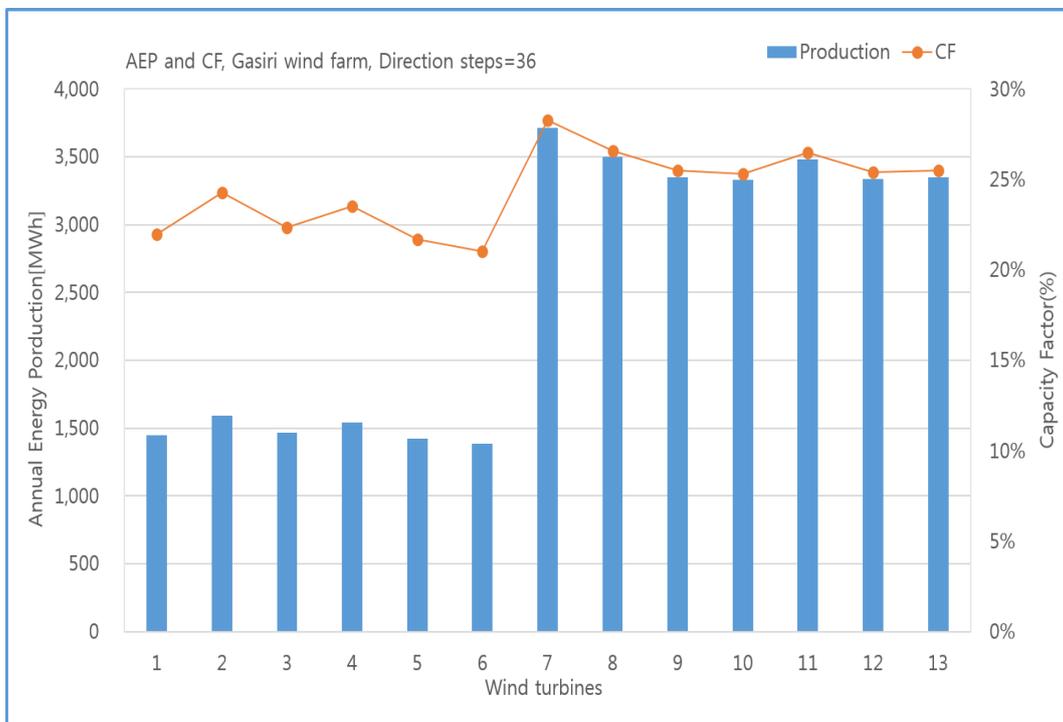
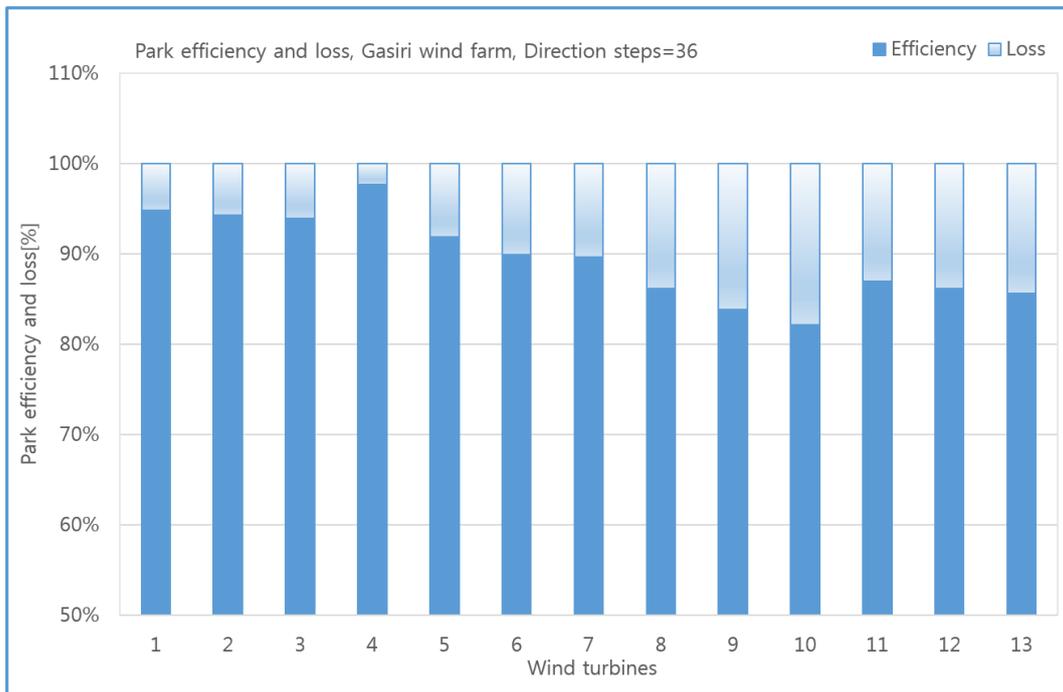


Fig. 5.18 Result of AEP and CF of each wind turbines



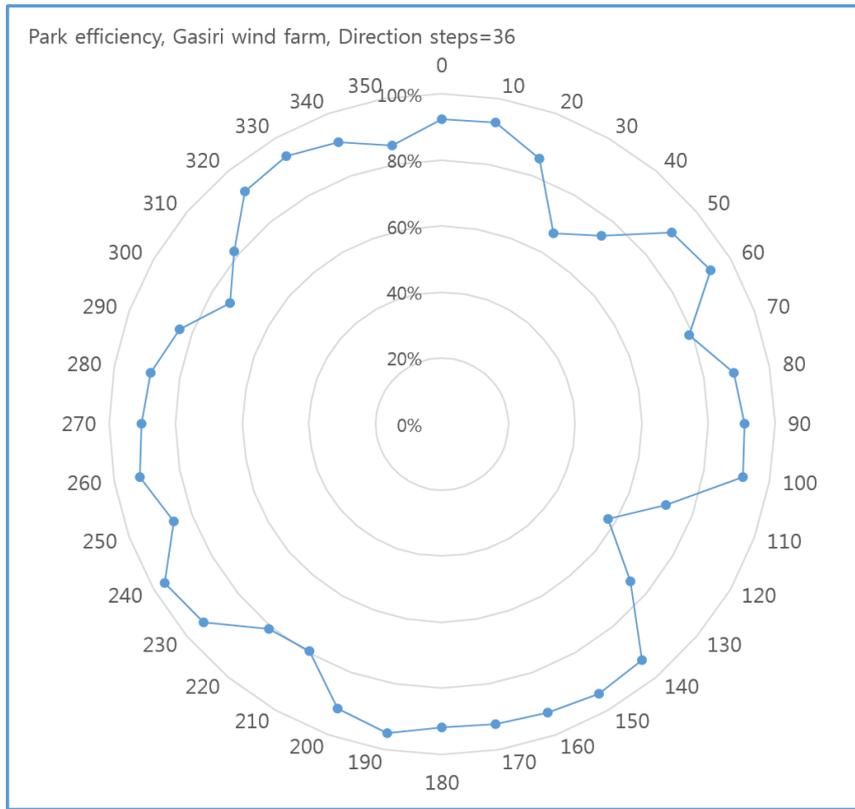
**Fig. 5.19 Park efficiency and loss rate of each wind turbines**

후류영향을 많이 받는 풍력터빈의 경우 다른 풍력터빈들에 비해 난류로 인한 시스템의 진동 증가 등 피로 하중이 누적되어 장기간 운영 후에는 다른 풍력터빈들에 비해 기계적 고장이 발생할 가능성이 커지고 수명이 단축되므로 풍력터빈 8, 9, 10호기에 대한 관심이 필요해 보인다.

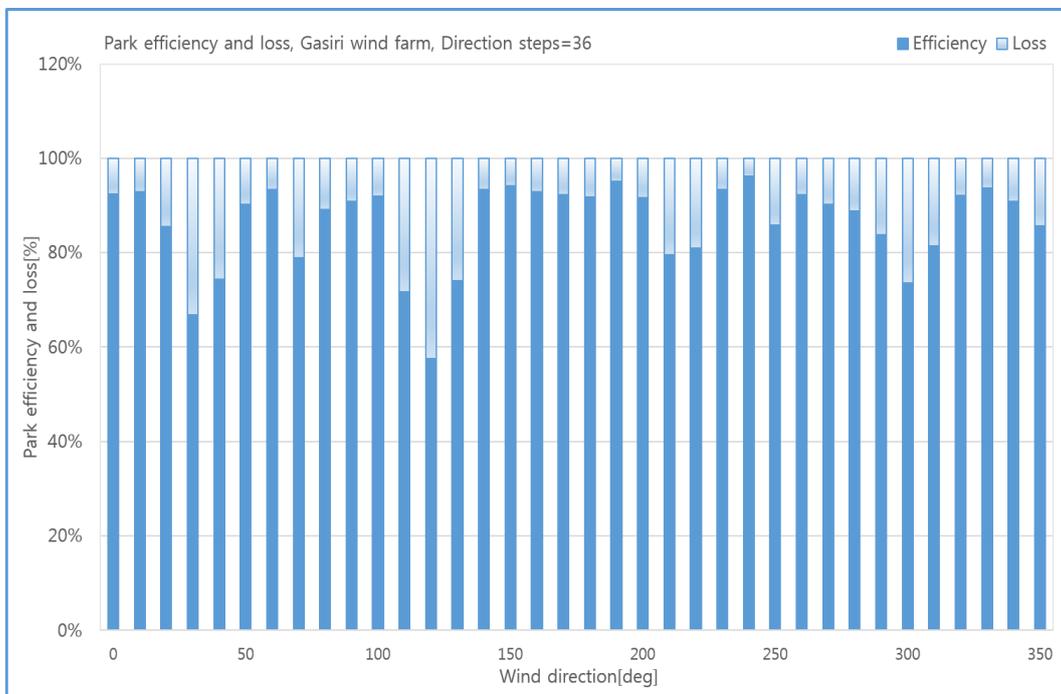
Table 5.5, Fig. 5.20 및 Fig. 5.21은 가시리 풍력단지 방향별 단지효율과 후류손실을 보여주는 것으로 Fig. 5.20은 풍력터빈 배열로 인한 단지 전체에 대한 후류영향의 방향별 경향을 보여주는 풍력단지 전체의 방향별 단지효율로 가시리 풍력단지를 중심으로 30°방향과 120°방향에서 후류로 인한 에너지 손실이 다른 방향에 비해 많이 발생하고 있음을 알 수 있다. 이것은 단지내 풍력터빈들의 배치에 기인한 것으로 120° 방향에서 바람이 불어오는 경우 많은 풍력터빈들이 후방에서 후류의 직간접적인 영향권 내에 있음을 알 수 있게 한다. Fig. 5.21에서 풍력단지 방향별 후류영향의 정도를 확인할 수 있는데, 120°방향에서 40% 이상의 에너지 손실이 발생하고 있음을 보여주고 있어 풍력단지에 풍력터빈들의 위치에 따라 에너지 손실이 달라 질 수 있음을 보여주고 있다. 바람의 방향은 변하기 때문에 모든 방향에 대하여 손실이 발생하지 않도록 할 수는 없으나 손실을 최소화할 수 있는 배치 검토가 필요해 보인다.

**Table 5.5 Results of energy capture along the direction sectors**

<b>Wind direction</b>	<b>AEP(MWh)</b>	<b>Park Efficiency(%)</b>	<b>Wake Loss(%)</b>
0	1,115	92.4%	7.6%
10	956	92.9%	7.1%
20	399	85.5%	14.5%
30	243	66.8%	33.2%
40	274	74.4%	25.6%
50	352	90.2%	9.8%
60	371	93.3%	6.7%
70	289	78.9%	21.1%
80	236	89.1%	10.9%
90	222	90.9%	9.1%
100	185	91.9%	8.1%
110	56	71.7%	28.3%
120	34	57.6%	42.4%
130	47	74.0%	26.0%
140	88	93.4%	6.6%
150	99	94.2%	5.8%
160	125	93.0%	7.0%
170	273	92.3%	7.7%
180	318	91.7%	8.3%
190	466	95.0%	5.0%
200	1,278	91.7%	8.3%
210	1,367	79.5%	20.5%
220	1,225	80.9%	19.1%
230	790	93.4%	6.6%
240	687	96.3%	3.7%
250	519	85.9%	14.1%
260	238	92.3%	7.7%
270	175	90.3%	9.7%
280	317	88.8%	11.2%
290	1,471	83.8%	16.2%
300	1,705	73.6%	26.4%
310	2,251	81.5%	18.5%
320	4,363	92.1%	7.9%
330	4,944	93.7%	6.3%
340	4,000	90.9%	9.1%
350	1,445	85.7%	14.3%



**Fig. 5.20** Park efficiency along the direction sectors



**Fig. 5.21** Park efficiency and loss rate along the direction sectors

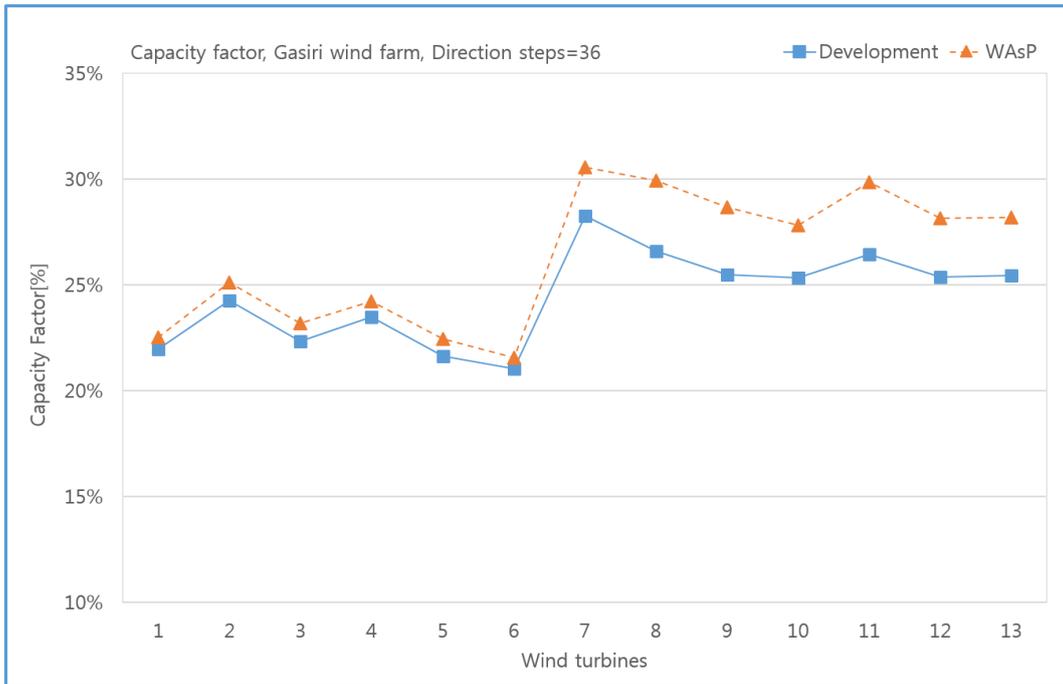
## 5.7 연간 에너지 생산량 예측 결과 검토

개발된 프로그램의 에너지 생산량 계산 결과 검토를 위해 현재 국내외에서 많이 사용되고 있는 풍력발전단지 설계를 위한 상용소프트웨어인 WASP(the Wind Atlas Analysis and Application Program)을 이용한 계산 결과와 비교하였다. WasP은 덴마크 Riso연구소에서 개발한 풍력단지 설계 소프트웨어로 EMD사에서 개발한 WindPro 인터페이스에서 구동되는 프로그램이다. 가시리 풍력단지 연간 에너지 생산량 계산시 두 프로그램의 입력데이터는 동일한 데이터를 사용하였고 입력 파라미터들도 같은 값을 적용하였다. 다만 후류모델인 경우 같은 Jensen 후류모델이지만 개발 프로그램에 적용된 후류모델은 앞서 제시한 수정 Jensen 후류모델을 적용하였다.

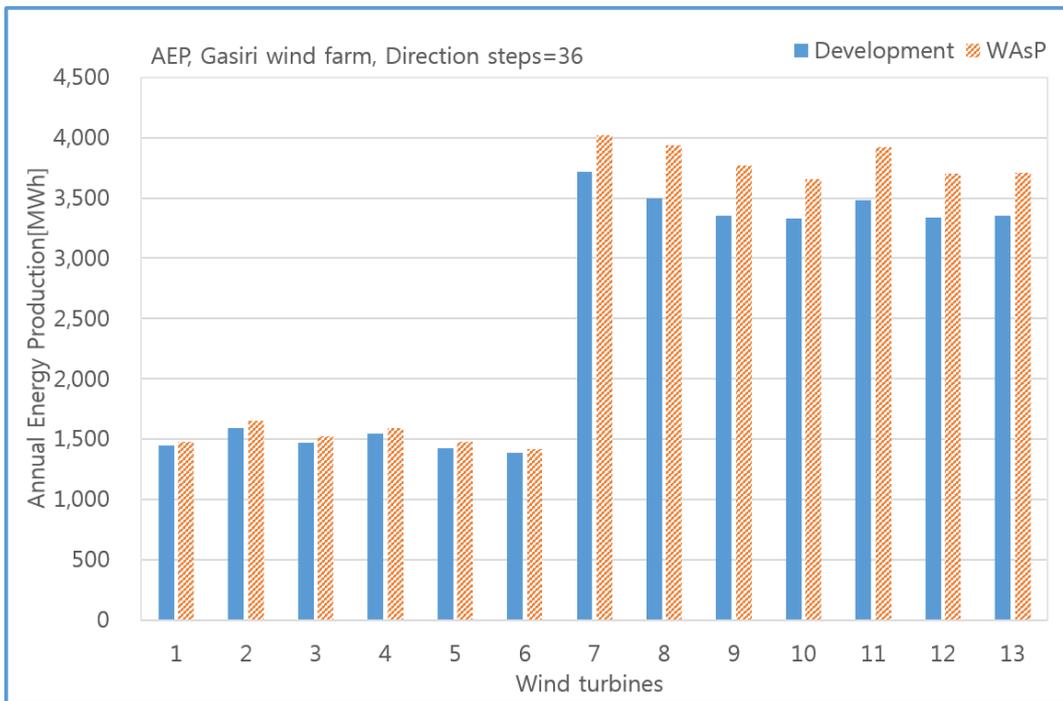
Table 5.6에 본 연구에서 개발한 프로그램과 WASP을 이용하여 계산한 연간 에너지 생산량과 시스템 이용율 결과를 비교하여 보여주고 있다.

**Table 5.6 Comparison of AEP and CF between development program and WASP**

Wind Turbines	AEP(MWh)		CF(%)	
	Development	WASP	Development	WASP
1	1,445	1,480	22.0%	22.5%
2	1,595	1,651	24.3%	25.1%
3	1,468	1,523	22.3%	23.2%
4	1,545	1,592	23.5%	24.2%
5	1,424	1,475	21.7%	22.4%
6	1,384	1,418	21.0%	21.6%
7	3,715	4,019	28.3%	30.6%
8	3,496	3,935	26.6%	29.9%
9	3,352	3,768	25.5%	28.7%
10	3,330	3,656	25.3%	27.8%
11	3,480	3,924	26.5%	29.9%
12	3,339	3,698	25.4%	28.1%
13	3,349	3,707	25.5%	28.2%
Total	32,922	35,847	25.1%	27.3%



**Fig. 5.22 Comparison of CF between development program and WAsP**



**Fig. 5.23 Comparison of AEP between development program and WAsP**

Fig. 5.22는 개발한 프로그램과 WAsP을 이용하여 계산한 가시리 풍력단지  
의 연간 시스템 이용율을 비교하는 그래프이다. 시스템 이용율 비교 그래프를 보

면 전반적으로 풍력터빈별 시스템 이용율은 비슷한 추이를 보이고 있다. 후류의 영향을 받지 않는다고 가정하면 동일 종류와 용량의 풍력터빈들은 거의 비슷한 시스템 이용율을 보여줄 것이지만 시스템 이용율이 다르다는 것은 풍력터빈별 후류손실로 인한 차이가 발생하기 때문이다. 두 프로그램간 후류 손실 정도의 차이는 보이지만 후류손실을 잘 반영하고 있는 것으로 판단된다. WAsP 계산결과 가시리 풍력단지 전체 시스템 이용율은 27.3%로 예측하고 있어 본 연구에서 계산한 시스템 이용율 25.0%와는 2.3%의 차이를 보여주고 있다.

Fig. 5.23은 개발 프로그램과 WAsP의 연간 에너지 생산량을 비교한 것으로 풍력터빈별 경향은 Fig. 5.22의 시스템 이용율 경향과 비슷하며, 본 연구에서 개발한 프로그램의 계산결과가 WAsP에 비해 낮은 값을 보여주고 있다. 이것은 단지내 후류손실 계산을 위한 후류모델 계산의 차이에서 발생한 것으로 앞서 설명한 수정 후류모델을 적용하면 표면 거칠기 등급에 따라 기존 후류모델보다 근접 후류 영역에서 더 많은 후류 손실을 계산함으로써 본 연구의 계산결과가 가시리 풍력단지에 대해서 WAsP에 비해 많은 후류손실이 있음을 예측하고 있다.

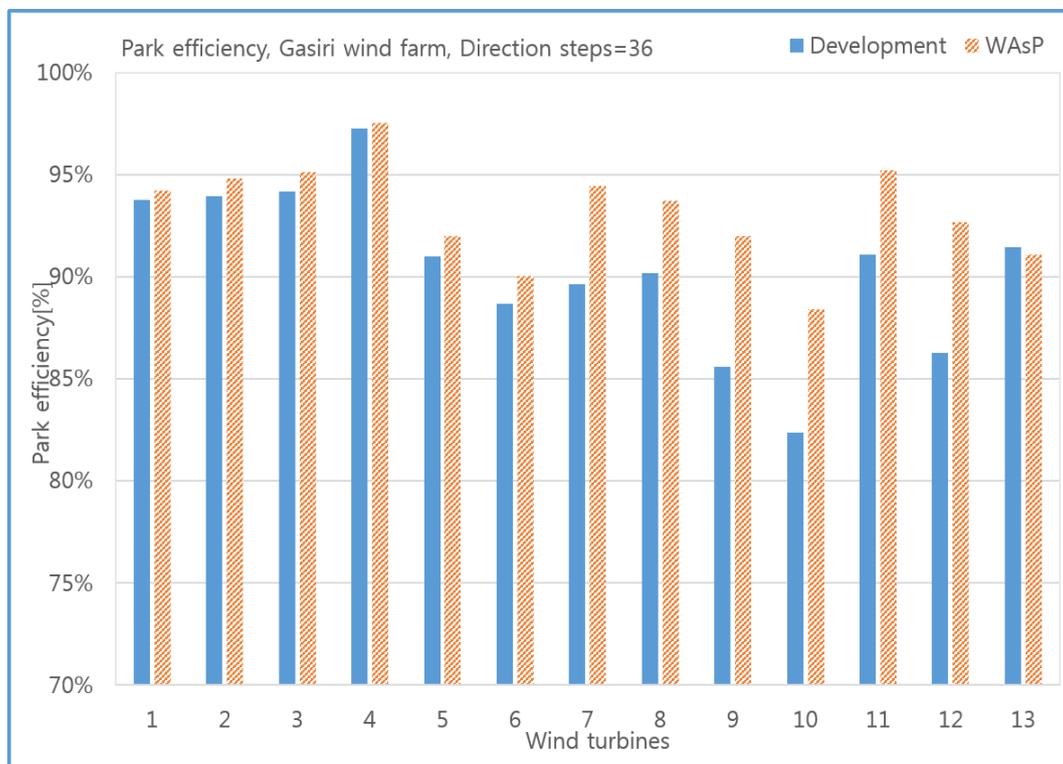


Fig. 5.24 Comparison of park efficiency between development program and WAsP

**Table 5.7 Comparison of park efficiency and wake loss between development program and WAsP**

Wind Turbines	Park Efficiency(%)		Wake Loss(%)	
	Development	WAsP	Development	WAsP
1	93.7%	94.2%	5.2%	5.8%
2	93.9%	94.8%	5.7%	5.2%
3	94.2%	95.1%	6.1%	4.9%
4	97.3%	97.5%	2.3%	2.5%
5	91.0%	92.0%	8.1%	8.0%
6	88.7%	90.0%	10.1%	10.0%
7	89.7%	94.4%	10.4%	5.6%
8	90.2%	93.7%	13.9%	6.3%
9	85.6%	92.0%	16.2%	8.0%
10	82.4%	88.4%	17.8%	11.6%
11	91.1%	95.2%	13.0%	4.8%
12	86.3%	92.7%	13.9%	7.3%
13	91.4%	91.1%	14.4%	8.9%
Total	92.9%	87.8%	7.1%	12.2%

Table 5.7과 Fig. 5.24는 개발 프로그램과 WAsP의 풍력터빈별 단지효율을 비교한 것으로, WAsP 프로그램 계산결과 가시리 풍력단지의 단지효율은 92.9%로 본 연구에서 개발한 프로그램에서 계산한 단지효율 87.8%와는 5.1%의 차이를 보이고 있다. 그래프를 보면 풍력단지 주풍향 방향의 전방에 배치된 풍력터빈 1~5호기의 단지효율은 비슷한 모습을 보이고 있으며 그 후방에 설치된 다른 풍력터빈들의 단지효율에서 두 프로그램간 효율 차이를 보이고 있다. 결국 후류 영향을 많이 받는 풍력터빈들에서 차이를 보이고 있으며, 이 또한 후류손실 계산 방법의 차이에서 발생한 것으로 볼 수 있다.

Table 5.8은 두 프로그램간 풍력단지의 방향별 단지효율과 후류로 인한 에너지 손실율을 비교한 것이다. Fig. 5.25와 Fig. 5.26은 풍력단지 방향별 단지 효율과 에너지 손실을 비교한 것으로 방향별 단지효율과 에너지 손실율의 분포는 전체적으로 유사한 경향을 보이고 있다. 다만, Fig. 5.26에서 보는 바와 같이 후류손실 크기에서 차이를 보이고 있는데, 방향별 후류 손실에서도 개발 프로그램 결과가 기존 상용 프로그램에 비해 많은 후류 손실을 예측하고 있다.

**Table 5.8 Comparison of park efficiency and wake loss along the direction sectors**

Wind direction	Park Efficiency(%)		Wake Loss(%)	
	Development	WAsP	Development	WAsP
0	92.4%	94.1%	7.6%	5.9%
10	92.9%	94.3%	7.1%	5.7%
20	85.5%	91.0%	14.5%	9.0%
30	66.8%	80.1%	33.2%	19.9%
40	74.4%	81.5%	25.6%	18.5%
50	90.2%	91.2%	9.8%	8.8%
60	93.3%	93.3%	6.7%	6.7%
70	78.9%	82.7%	21.1%	17.3%
80	89.1%	87.0%	10.9%	13.0%
90	90.9%	90.6%	9.1%	9.4%
100	91.9%	92.7%	8.1%	7.3%
110	71.7%	74.7%	28.3%	25.3%
120	57.6%	57.3%	42.4%	42.7%
130	74.0%	62.0%	26.0%	38.0%
140	93.4%	80.7%	6.6%	19.3%
150	94.2%	91.8%	5.8%	8.2%
160	93.0%	93.1%	7.0%	6.9%
170	92.3%	93.2%	7.7%	6.8%
180	91.7%	91.2%	8.3%	8.8%
190	95.0%	93.0%	5.0%	7.0%
200	91.7%	91.4%	8.3%	8.6%
210	79.5%	84.5%	20.5%	15.5%
220	80.9%	85.7%	19.1%	14.3%
230	93.4%	93.8%	6.6%	6.2%
240	96.3%	96.3%	3.7%	3.7%
250	85.9%	89.0%	14.1%	11.0%
260	92.3%	88.6%	7.7%	11.4%
270	90.3%	90.1%	9.7%	9.9%
280	88.8%	91.8%	11.2%	8.2%
290	83.8%	87.1%	16.2%	12.9%
300	73.6%	83.7%	26.4%	16.3%
310	81.5%	91.1%	18.5%	8.9%
320	92.1%	97.2%	7.9%	2.8%
330	93.7%	97.9%	6.3%	2.1%
340	90.9%	96.8%	9.1%	3.2%
350	85.7%	95.4%	14.3%	4.6%

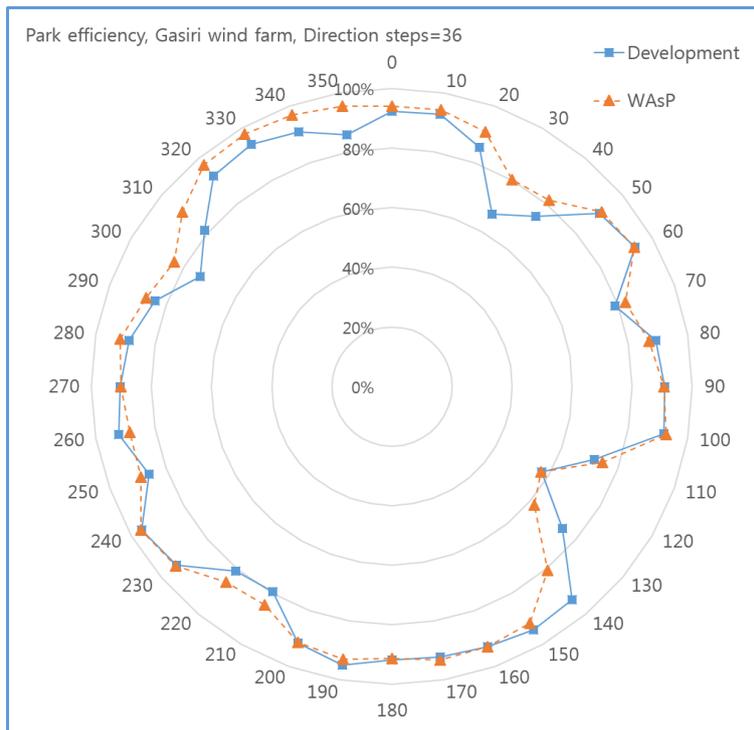


Fig. 5.25 Comparison of park efficiency along the direction sectors

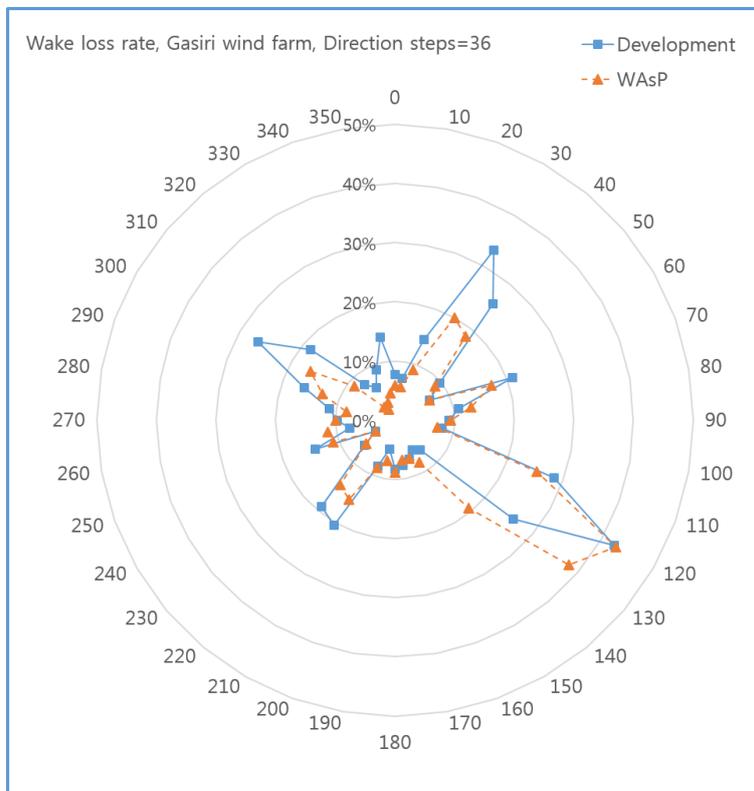


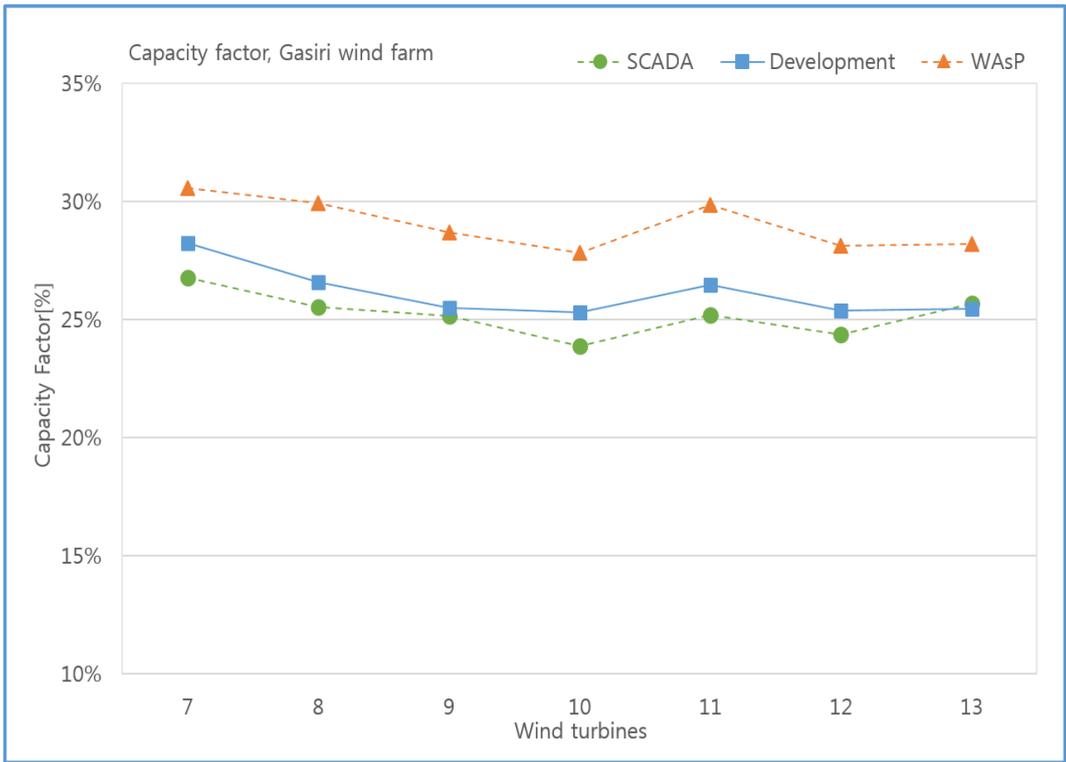
Fig. 5.26 Comparison of wake loss ratio along the direction sectors

개발 프로그램의 에너지 생산량 계산 결과의 확인을 위해 앞서 분석한 가시리 풍력단지의 발전량 분석 결과와 비교하였다. Fig. 5.27과 Fig. 5.28에 본 연구에서 개발한 에너지 생산량 예측 프로그램의 계산 결과와 가시리 풍력단지의 SCADA데이터의 발전량 분석 자료 그리고 WAsP 계산 결과의 풍력터빈별 시스템 이용율을 비교하여 보여주고 있다. 가시리 풍력단지 SCADA데이터 발전량 분석 자료인 경우 1,500kW 7기에 대해서만 수행되었기 때문에 계산결과 비교도 1,500kW 용량의 풍력터빈 7기에 대한 시스템 이용율과 연간 에너지 생산량을 비교 하였다.

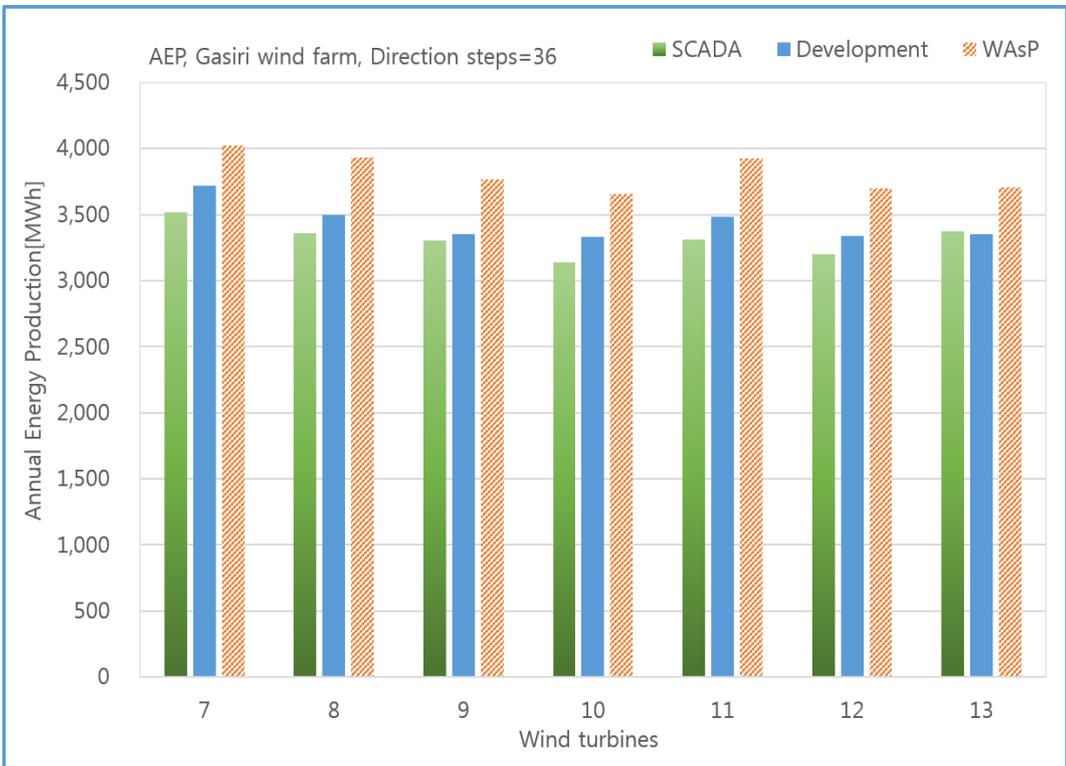
Fig. 5.27의 풍력터빈별 연간 시스템 이용율을 보면 개발 프로그램의 계산 결과와 WAsP결과 모두 가시리 풍력단지의 개별 풍력터빈들의 이용율 증감 상황을 잘 표현하고 있다. 풍력터빈 7기에 대한 실제 가시리 풍력단지의 전체 시스템 이용율은 25.2%인데, 본 연구에서 개발한 프로그램의 계산결과는 26.1%를 보여주고 있고, WAsP에서 계산한 시스템 이용율은 29%를 나타내고 있다. 결과에서 알 수 있듯이 본 연구에서 개발한 프로그램의 계산결과가 기존 상용 프로그램인 WAsP 에 비해 2.9%정도 실제 풍력단지 발전량 분석 결과에 가깝게 접근하고 있다. WAsP계산 결과는 실제 발전량 보다 평균 3.8% 높게 예측하고 있으며 본 연구에서 계산할 결과는 실제 발전량보다 0.9% 상위하는 결과를 보여주고 있다. 두 개의 계산 프로그램 모두 풍력 단지내 후류영향에 의한 에너지 손실을 계산에 잘 반영하고 것으로 이야기 할 수 있으나, 시스템 이용율의 정확도는 본 연구에서 개발한 프로그램의 계산결과가 실제 연간 발전량 결과에 더 가까운 결과를 보여주었다. Fig. 5.28의 연간 에너지 생산량을 보아도 개발 프로그램의 결과가 실제 발전량과 더 근접함을 알 수 있으며 풍력터빈별 생산량 증감 현황도 실제 발전량의 증감을 잘 따르고 있음을 알 수 있다.

WAsP 계산결과보다 개발 프로그램 계산 결과가 실제 발전량 분석 결과에 가까운 것은 후류손실에 대한 계산 차이로 볼 수 있으며, WAsP은 기존 후류모델의 근접후류의 오차 한계를 넘지 못하고 있으며 개발 프로그램은 기존 후류모델의 보정을 통해 실제에 가까운 계산 결과를 보이고 있는 것으로 생각된다.

개발된 에너지 생산량 예측 프로그램은 기존 상용 프로그램의 결과와 실제 풍력단지 발전량 분석 결과와의 비교를 통해 풍력단지 에너지 생산량 계산에 효과적으로 적용될 수 있음을 확인하였다.



**Fig. 5.27 Comparison of CF between SCADA and development program**



**Fig. 5.28 Comparison of AEP between SCADA and development program**



## 6. 풍력발전단지 최적배치

풍력발전단지에서 후류손실 최소화를 통한 에너지 생산량 최대화 목적의 풍력발전시스템 최적배치 알고리즘을 앞서 개발한 프로그램에 기반하여 개발하였다. 풍력발전시스템의 최적배치 과정은 기존 최적화 기법을 응용하여 풍력발전시스템 배치에 적합한 배치 알고리즘을 개발하고 이를 실제 풍력발전단지에 적용하여 개발된 알고리즘의 성능을 확인하였다.

본 연구에 적용된 최적배치 알고리즘은 크게는 전역최적화 기법이며, 전역최적화 기법중 확률론적 방법이다[36]. 최적화 알고리즘은 찾고자 하는 해의 요구 수준 및 공간탐색 범위에 따라 크게 전역최적화 기법과 지역최적화 기법으로 나눌 수 있는데, 전역최적화 기법은 해를 탐색하는데 있어서 시간이 걸리더라도 전체 탐색영역에서 가장 좋은 해를 찾는 것을 목표로 하며, 초기값에 관계없이 일반적으로 전역 최적해에 도달하는 장점이 있다. 전역최적화 기법은 다시 결정론적(deterministic) 방법과 확률론적(stochastic) 방법으로 구분된다. 결정론적 방법은 주어진 횟수의 반복계산을 통해 전역 최적점에 수렴하나 문제 탐색 범위가 커지면 계산량이 문제 크기에 따라 기하급수적으로 증가하므로 대개 작은 문제에만 적용이 가능한데 비하여 확률론적 접근법은 문제 해결을 위한 계산과정을 반복하면 전역 최적점에 도달할 확률이 증가하여 찾고자 하는 해에 무한히 접근한다는 개념으로 문제의 크기에 제한을 받지 않으며, 계산과정중 미분이 필요하지 않고, 문제 해결을 위한 계산식이 정의 되지 못하는 경우에도 사용 가능하다.

풍력발전시스템의 최적배치 문제도 해의 범위를 가늠할 수 없으며 최적배치를 위한 정식화 과정을 정의하기 어렵기 때문에 앞에서 설명한 방법론들이 유용하게 적용될 수 있다.

대표적인 확률론적 최적화 방법은 유전자 알고리즘(Genetic Algorithm)[37-41]과, 풀림모사(Simulated Annealing)[42,43]알고리즘이 있으며 이들 알고리즘들은 확률적으로 최적해에 도달하지 못하는 경우도 있을 수 있는 단점이 있으나 일반적으로 최적해에 가까운 해를 도출하며, 유효하고 다양한 후보해를 제시하여 설계자의 의사결정에 도움을 주기도 한다.

본 연구에서는 유전자 알고리즘과 풀림모사 알고리즘을 적용하여 풍력발전 시스템 최적배치 알고리즘을 개발하고 실제 풍력발전단지에 적용하였다.

## 6.1 최적배치를 위한 유전자 알고리즘

유전자 알고리즘은 자연세계의 진화과정을 모방한 방법으로 자연세계의 진화과정을 기초한 대표적인 전역 최적화 방법의 하나이다. 유전자 알고리즘의 계산과정은 대체로 실제 진화 과정을 따라가고 있으며 해결하고자 하는 문제에 따른 유전자 구성과 유전자들의 세대변화에 따른 교배, 선택, 돌연변이 과정이 포함되어 있다. 유전자 알고리즘의 전체적인 진행 과정은 자연세계에서 세대가 변화하면서 교배를 통해 적응도(fitness)가 높은 유전자들이 선택될 가능성이 높으며 우성인 유전자들이 많은 집합으로 진화하도록 하는 것이다. 유전자 알고리즘에서는 적응도가 높은 유전자가 선택될 가능성이 높기는 하지만, 항상 높은 적응도의 유전자만 선택되는 것은 아니며 적응도가 낮은 유전자라도 낮은 확률로 선택될 가능성이 있기 때문에 해의 결정과정이 반드시 향상되는 방향으로 가지 않을 수도 있다. 이것은 지역 최적해에 빠지는 것을 방지할 수 있으며 전체적인 유전자 집단의 평균 적응도는 세대가 진화할수록 향상되는 방향으로 진행된다.

유전자 알고리즘은 부모해로부터 유전자 자료구조에 의해 다음 세대로 정보 전달이 이루어지고 다음세대에는 각 개체(가능해) 중에서 환경에 적응도가 높은 가능 개체해의 유전 정보가 우선적으로 전달되게 된다. 적응도가 낮은 개체, 해결문제에서는 좋지 않은 해는 지속 수명이 짧고, 증식가능성이 적기 때문에 자연 도태되어 간다. 이러한 생물학적 진화 원리에 기초하여 세대를 거듭해 가면 점진적으로 환경에 적응도가 높은 개체(우수한 해들)들이 많아지게 되는데 이것이 유전자 알고리즘의 기본적인 원리이다[44].

Fig. 6.1은 유전자 알고리즘 처리과정의 흐름도로 풍력발전시스템의 최적배치를 위한 유전자 알고리즘은 다음에 설명하는 과정과 같은 흐름의 내용으로 작성되고 수행되었다.

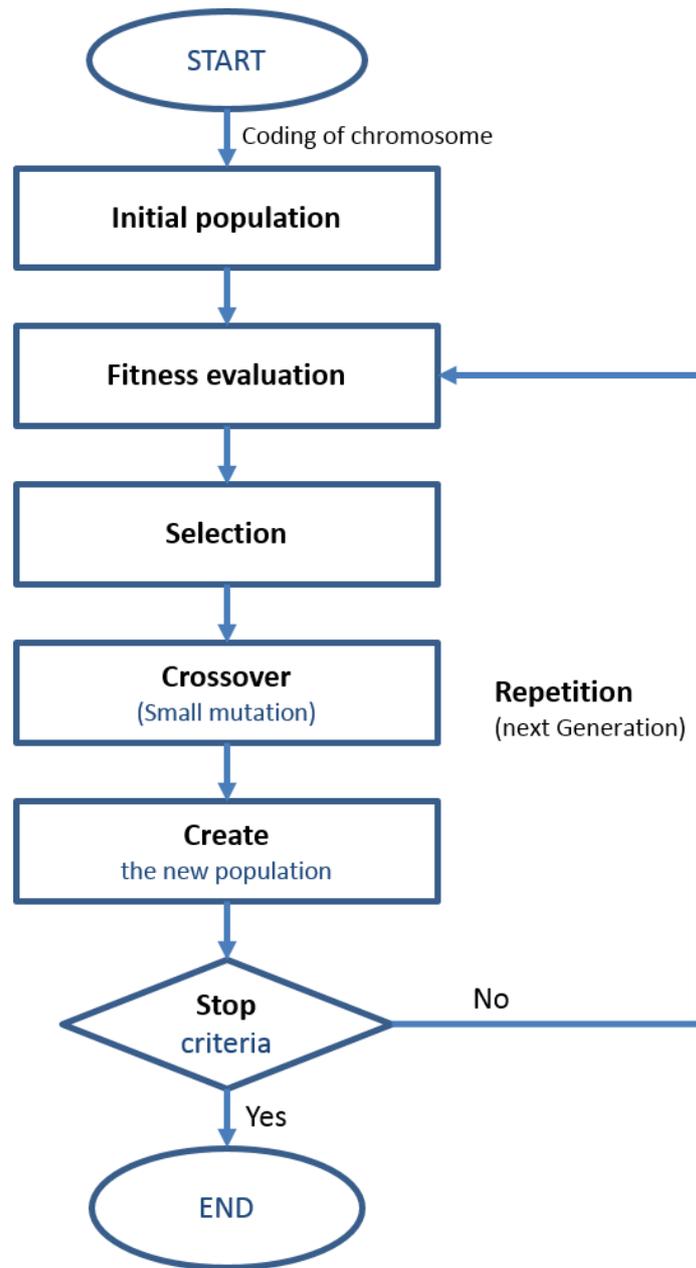


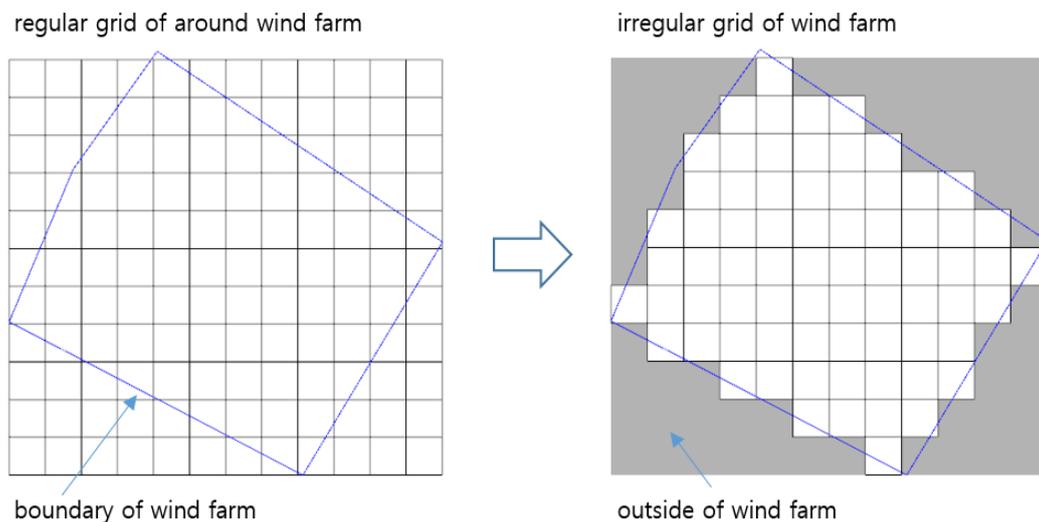
Fig. 6.1 Process of genetic algorithm

### 1) 유전자형의 결정(Coding of chromosome)

주어진 문제의 조건에 맞는 가능해에 대한 유전자 정보를 구성하는 것으로 알고리즘에서 유전자는 가능해의 자료구조로 이진 혹은 실수 형식으로 문제에 맞는 유전자 자료구조로 표현 한다. 유전자의 자료구조를 표현하는 것은 어디에 어떤 수치 혹은 문자를 할당하여 개체를 표현하는가를 결정하는 것으로 이것을 코딩(coding)이라 한다. 코딩에 대한 일반적 방법은 현재까지 확립되어

있지 않고, 문제해결을 수행하는 설계자의 숙달과 경험에 달려있으며 알고리즘 구성중에 가장 어려우며 중요한 부분이다.

풍력터빈의 배치를 위한 개체의 유전자형은 풍력터빈의 배치상태를 표현하게되며 개체 유전자에는 각 풍력터빈의 위치정보를 가지고 있어야 한다. 풍력터빈의 위치정보를 포함하기 위하여 풍력단지내 배치 가능한 영역을 일정 크기의 그리드(grid)로 분할하고 분할된 그리드에 배치된 풍력터빈의 위치를 개체 정보로 구성하였다. 그리드 생성은 Fig. 6.2에서 보는 바와 같이 주어진 풍력단지 경계선을 기반으로 기본적인 사각형의 그리드를 생성하며 풍력단지 경계가 불규칙한 경우 경계선을 기반으로 배치 가능한 그리드와 배치 불가능한 영역의 그리드를 구분한다. 이 방법은 풍력단지 경계가 사각형이 아닌 경우에도 배치를 가능하게 하며 단지 경계 내부에 건물 혹은 일부 보존구역이 있는 경우에도 필요한 그리드 영역만 배치 불가 영역으로 구분하여 최적배치를 수행할 수 있다. 풍력단지 경계를 기반으로 생성된 그리드 영역을 기반으로 Fig. 6.3 과 같이 배치할 풍력터빈의 개수에 해당하는 배열(array)를 생성하고 그리드에 위치한 풍력터빈의 위치정보를 순차적으로 나열하여 하나의 개체를 구성한다.



**Fig. 6.2 Background grid of wind farm layout**

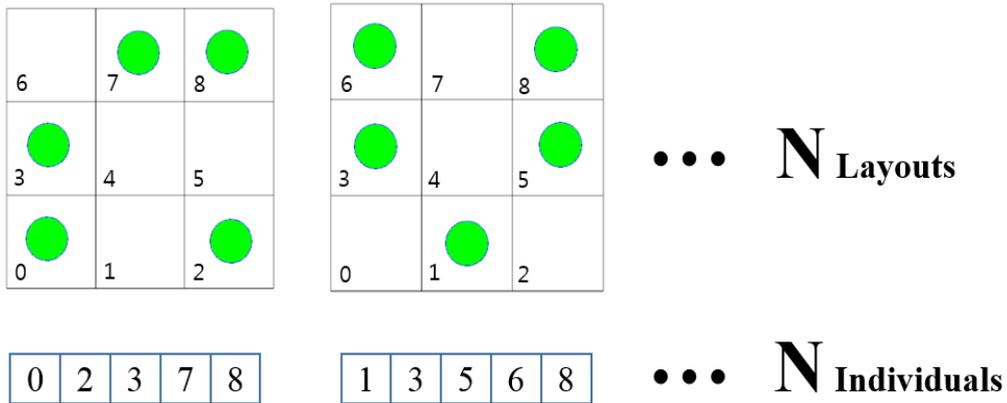


Fig. 6.3 Chromosome of individual for layout

## 2) 초기 유전자 집단의 결정(Initial population)

유전자 알고리즘의 큰 특징으로 많은 개체들 간에 상호적인 협력처리를 이야기 할 수 있는데 1단계에서 결정된 유전자형에서 여러 다른 다양한 개체를 발생 시킨다. 이를 문제의 차원에서 보면, 후보해를 생성하는 것으로 후보해의 수는 문제의 난이도나 특성에 따라 다르지만 일반적으로 수백개 이상 생성시킨다. 개체수가 작으면 상호 협력적 처리가 특징인 유전자 알고리즘의 장점이 발휘되지 않을 수 있으며, 너무 많으면 세대당 연산량이 많아져서 오랜 연산시간이 필요로 할 수 있다. 일반적으로 유전자 알고리즘은 세대수가 많을 수록 더 좋은 결과를 보이는 것으로 알려져 있으며 이는 다양한 해를 탐색할 수 있는 범위가 넓어졌기 때문으로 생각할 수 있으나 효율적인 연산수행을 위한 초기해 집단의 결정이 필요하다.

최적배치를 수행하기 위한 개체들의 초기 배치해는 랜덤방식으로 필요한 개체수를 생성하였다. 초기 배치는 주어진 배치 그리드 영역내의 그리드 번호를 배치할 풍력터빈 수만큼 랜덤하게 추출하여 하나의 배치해를 생성하며 이러한 배치해를 아래와 같이 모집단의 개체수만큼 생성하여 알고리즘 수행의 초기해로 사용하였다.

$$Population = \{I_{layout1}, I_{layout2}, I_{layout3}, \dots, I_{layoutN}\}$$

$N$ =number of individuals

### 3) 개체의 적응도 평가(Fitness evaluation)

초기 배치 및 교배에 의한 배치 결과가 주어진 목적함수에 의해 현재 적응도를 계산하여 향상 여부를 평가하는 것으로 본 연구에서 풍력터빈의 최적배치의 목표는 후류 감소 영향의 최소화를 통한 에너지 생산량의 최대화이다. 최대 에너지 생산량은 풍력터빈이 후류의 영향을 받지 않을 때의 총 에너지 생산량에서 후류에 의한 감소량을 제외한 순에너지 생산량으로 목적함수는 단지 효율과 동일한 총에너지 생산량 대비 순 에너지 생산량의 비율로서 식(3.1)과 같이 정의 하였다.

$$F_{fitness(1)} = \frac{\sum E_{net}}{\sum E_{gross}} \quad (6.1)$$

본 연구에서는 에너지 생산량 최대화 목적 외에 개별 시스템들의 후류손실을 평균화함으로써 전체 시스템의 안정화를 모색하기 위한 또한가지의 목적함수를 제시하였다.

제시한 목적함수는 풍력단지에 배치된 개별 풍력터빈들의 후류 감소 영향의 비율을 비슷한 수준으로 맞추는 것으로 식(3.2)과 같이 정의하였다. 이 방법은 풍력단지에서 생산할 수 있는 최대 에너지를 추출할 수 없을 수 있으나 개별 풍력터빈들의 안정화를 위한 방안이 될 수 있을 것으로 생각된다. 후류의 영향을 많이 받는다는 의미는 난류의 증가로 인한 터빈측 하중 증가를 유발하기 때문에 후류 영향을 최소화 할 필요가 있다. 후류 영향의 최소화가 곧 최대 에너지 생산량 최대화라는 목표와 같지만 본 연구에서는 전체 후류 영향의 최소화와는 다른 개별 풍력터빈들의 후류 손실 비율의 표준편차를 최소화 하는 목적함수를 아래와 같이 제시하였다. 이는 최대 에너지 생산량을 목표로 하는 경우 일부 터빈의 많은 후류 영향을 무시하고 배치 될 수 있음을 고려한 것으로 최대 에너지 생산을 목표로 하는 목적함수의 결과와 비교하였다.

$$F_{fitness(2)} = 1 - \sigma_w \quad (6.2)$$

$\sigma_w$  = standard deviation of wake loss

$$\sigma_w = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (w_a - w_i)^2} \quad (6.3)$$

$w_a$  = average of wake loss

$w_i$  = wake loss of each turbine

$N$  = number of wind turbines

#### 4) 선택(selection)

개체들의 적응도 평가에서 결정한 적응도에 따라 다음 세대를 위한 교배를 수행하기 위한 개체의 생존여부를 Fig. 6.4와 같이 결정하는 것으로 도태처리 과정과 증식처리 과정으로 구분할 수 있다. 도태처리는 각 개체의 적응도 평가값을 기반으로 적응도가 낮은 개체를 도태시키는 과정이며, 증식처리 방식은 앞선 도태처리 과정에서 감소한 집단수를 랜덤샘플링(random sampling) 방식으로 개체수를 증가시키는 과정이다. 선택과정은 적응도에 근거하여 선택을 수행하나 모든 선택에서 적응도가 높은 개체들만 선택하는 것이 아니며 해의 다양성을 보장하기 위해 적응도가 낮은 개체도 적은 확률로 선택될 가능성이 있도록 수행하였다.

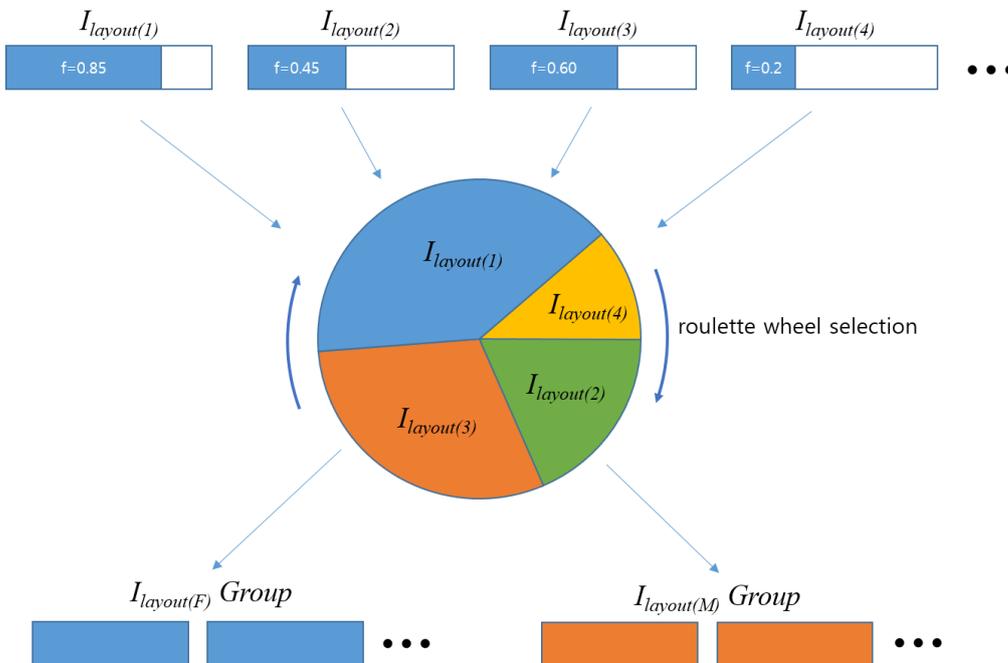


Fig. 6.4 Natural selection of genetic method for wind farm layout

### 5) 교배(crossover)

선택된 개체들 중 각 2개씩을 선발하여 두 개체 사이에서 자료구조를 바꾸어 Fig. 6.5와 같이 다음 세대의 새로운 개체를 생성하는 것으로 우선적으로 부모 개체의 선발 기준을 정한 뒤 부모 각 1쌍씩 교배를 수행한다. 해의 탐색 범위가 넓은 문제의 경우 유전자 교배 방식에 따라 해의 진행 방향이나 결과 해가 달라질 수 있으며 문제의 조건에 따라 설계자의 경험이 필요한 과정으로 본 연구에서는 부모 각각 50:50의 교배 방식을 사용하였다.

### 6) 돌연변이(mutation)

유전자 염색체의 일부분을 강제로 바꾸는 과정으로 해의 일부 값을 변형한다. 개체 집단내에서 개별 개체들의 다양성을 위한 것으로 해를 탐색하는 경로가 국부 지역에 빠지지 않게 하는 역할도 하며, 전체 집단의 배치해를 흩어지게 함으로써 넓은 지역을 탐색하여 보다 나은 배치해를 갖는 개체의 발생 기대치를 높게 한다. 돌연변이의 비율은 작은 확률범위내에서 이루어 지며 너무 큰 확률로 수행하면 나쁜 방향으로 진행할 가능성이 있으므로 본 연구에서는 배치해의 교배 과정중 1% 확률 범위내에서 동작하도록 설정하여 수행하였다.

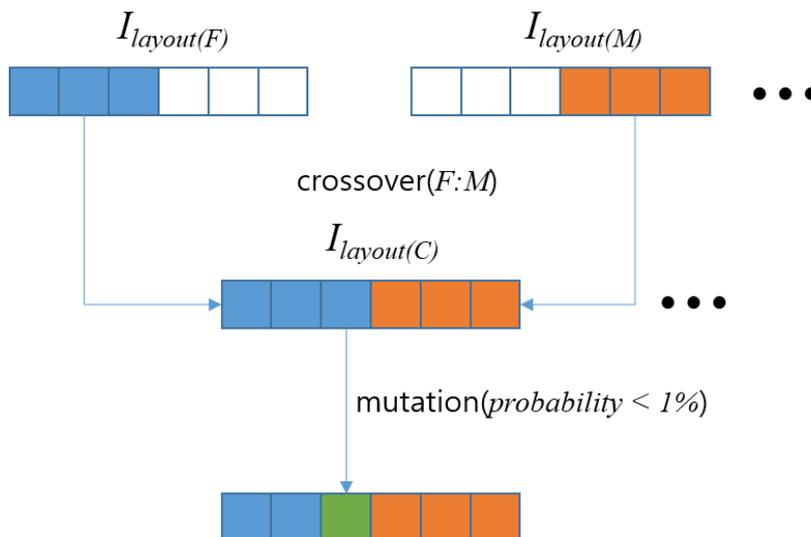


Fig. 6.5 Crossover and mutation of genetic method for wind farm layout

### 7) 다음 세대 생성(Create the new population)

배치해의 교배와 돌연변이 결과로 생성된 새로운 개체들의 집단을 생성한다. 새로 생성되는 개체들의 수는 부모집단의 개체수와 같을 수 있으며, 필요에 따라 가변적으로도 생성이 가능한데 개체수가 가변적인 경우 개체수가 줄어들면서 해의 수렴을 방해하거나 프로세스가 정지할 가능성이 있으므로 충분한 개체수를 생성하는 것이 좋으므로 배치과정에서는 부모 개체수와 동일하게 생성되도록 수행하였다.

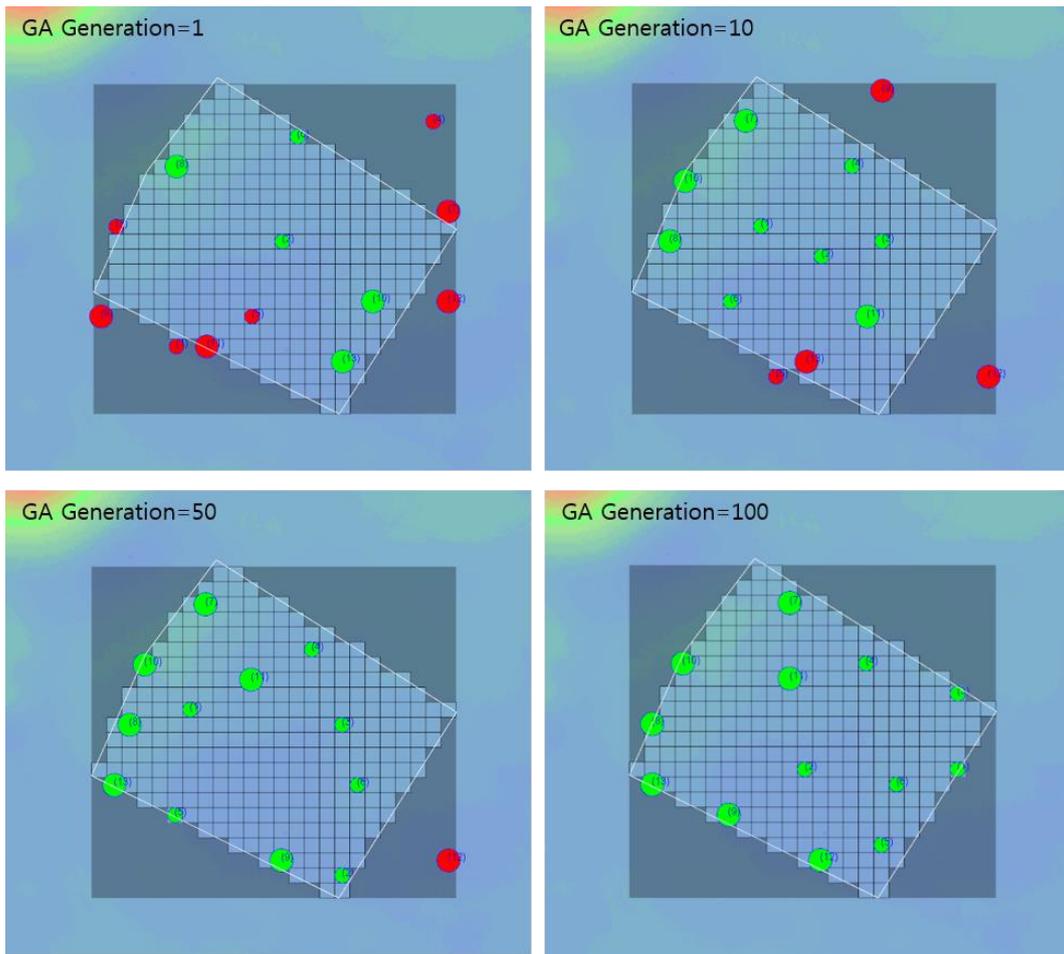
### 8) 반복(Repetition)

전체 진행과정의 정지 조건을 확인하여 정지 조건이 아닌 경우 3단계로 돌아가 각 개체의 적응도를 평가하는 반복과정을 수행한다. 이 과정은 유전자 알고리즘의 세대변화를 이야기하며 정해진 세대수만큼 수행하거나 무한 세대 반복 과정 중 주어진 해 만족도의 오차범위에 들어오면 정지하는 방법들이 있으나 무한 반복은 해 만족도에 도달하지 못할 가능성이 있기 때문에 전체 프로세스가 멈추지 않을 수 있는 가능성이 있어 본 연구에서는 주어진 세대수로 수행하도록 하였다.

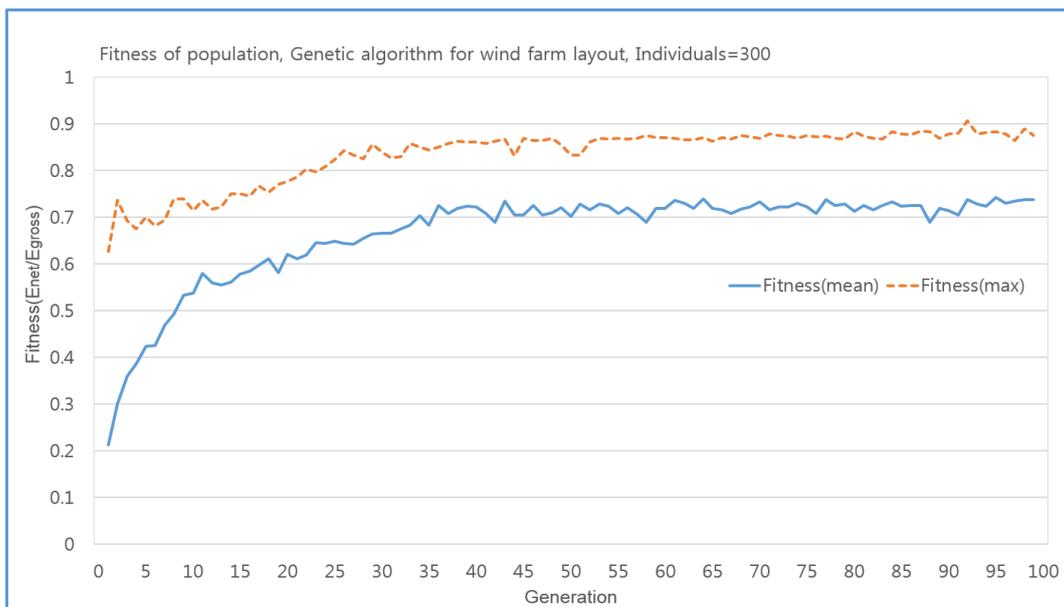
## 6.2 유전자 알고리즘을 이용한 배치결과 및 검토

풍력발전단지의 풍력터빈 최적배치를 위한 유전자 알고리즘의 성능을 확인하기 위하여 가시리 풍력발전단지를 대상으로 기존 풍력터빈의 종류와 개수를 동일하게 맞추어 재배치를 수행하였다. Fig. 6.6은 유전자 알고리즘을 이용한 최적배치 수행과정을 보여주는 것으로 초기에는 풍력터빈간 이격거리가 확보되지 못한 풍력터빈들을 볼 수 있으며 단지영역 밖에 배치되어 있는 모습도 확인할 수 있다. 유전자 알고리즘을 수행을 통한 세대가 바뀌면서 점차 풍력터빈들이 배치가능한 영역으로 모두 모이고 있으며 풍력터빈간 이격거리도 맞추어 나가고 있는 것을 알 수 있다. 이런 과정에서 주어진 목적함수의 목표에 따라 최적의 위치를 탐색하며 배치를 수행한다.

Fig. 6.7은 유전자 알고리즘을 이용한 풍력단지 최적배치시 목적함수의 적응도의 진행 과정을 보여주는 것으로 세대가 지나감에 따라 해의 적응도가 점차 향상되어가는 것을 확인할 수 있다.



**Fig. 6.6 Process of optimization for wind farm layout**



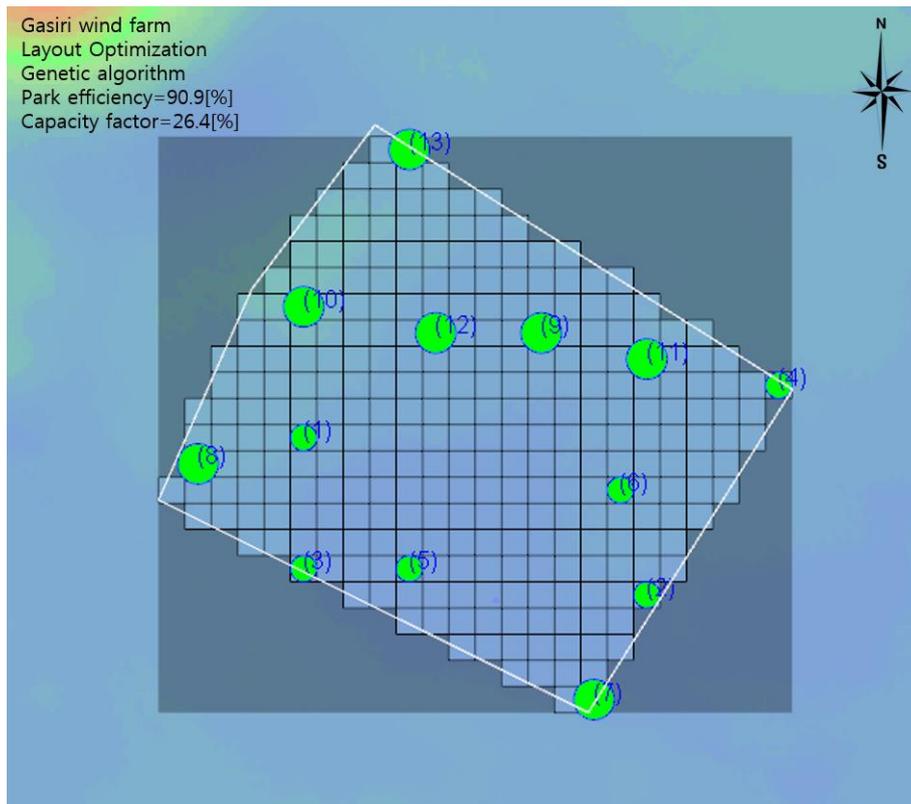
**Fig. 6.7 Fitness of genetic process for wind farm layout**

### 6.2.1 에너지 생산량 최대화를 위한 최적배치(GA1)

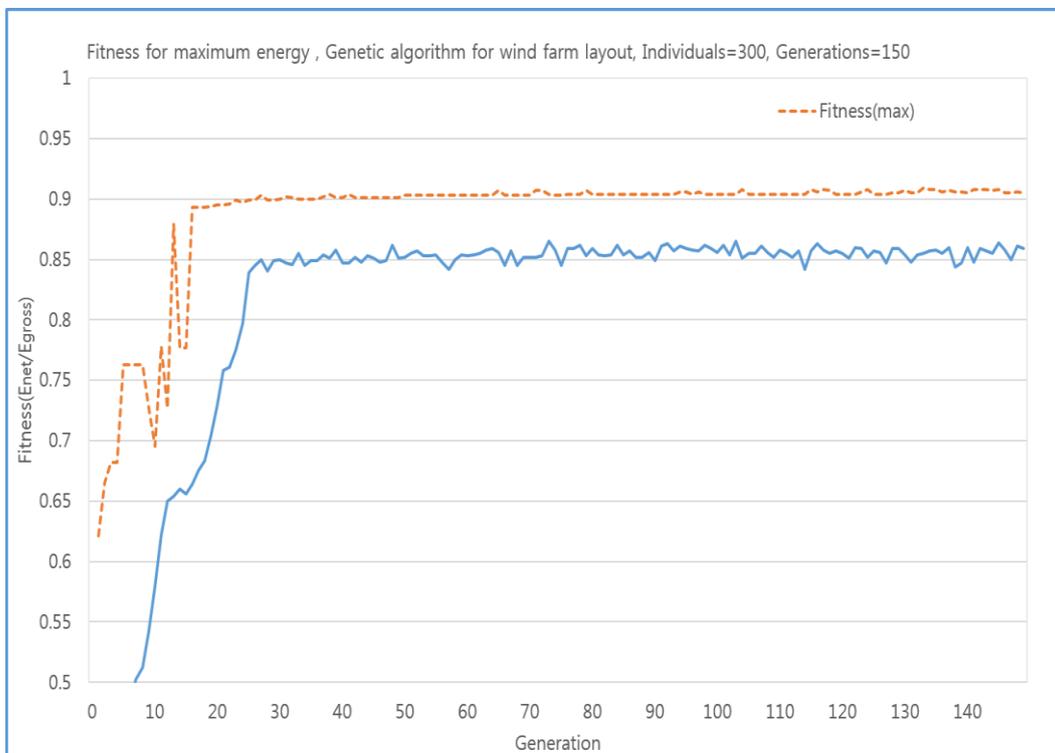
에너지 생산량 최대화를 위한 풍력단지의 최적배치는 후류손실의 최소화와 같으며 에너지 생산량 최대화를 위한 목적함수는 단지효율의 최대화로도 볼 수 있다. 에너지 생산량 최대화를 위한 유전자 알고리즘의 개체수는 300개체를 사용하였으며 세대수는 150세대를 적용하였다. 개체수의 경우 많은 개체가 좀더 나은 결과를 도출하는 것으로 알려져 있으나 최적화란 현실적 수준에서 가장 효율적인 처리를 목적으로 하기 때문에 많은 개체를 이용하는 경우 계산 메모리 증가 및 계산 시간의 증가를 고려해야 한다.

본 연구에서는 실험적 방법으로 100~500개체를 같은 조건으로 테스트하여 300개체 이상에서의 해의 진전도 차이가 크지 않아 300개체를 적용하기로 하였다. 세대수 또한 사전 실험을 통해 150세대 이상에서 해의 진전이 가시적으로 보이지 않아 150세대까지 수행하는 것으로 하였다. 가시리 풍력단지의 배치 문제는 배치공간이 넓지 않고 배치향상을 위한 공간이 한정적이라 많은 세대를 수행하더라도 향상될 수 있는 해의 값에 범위가 좁기 때문에 긴 세대를 수행할 필요가 없었다. Fig. 6.8에 에너지 생산량 최대화를 위한 최적배치 결과를 보여주고 있는데, 시스템 용량이 큰 풍력터빈들이 주풍향 방향에 다수 배치되어 있는 것을 알 수 있다. 단지효율은 90.9%로 기존 가시리 풍력단지의 기존배치 단지효율 87.8%에 비해 3.1% 향상되었다. 이는 기존 후류손실에 비해 3.1% 후류손실을 감소시킨 것이며 시스템이용율은 26.4%로 기존 시스템효율 25.0%에서 1.4% 향상되었다.

Fig. 6.9은 최대 에너지 생산량을 목표로 하는 최적배치의 세대별 적응도 향상을 보여주는 것으로 25세대전까지 적응도가 가파르게 상승하면서 이후 점진적인 향상모습을 보여주고 있다. 이는 25세대전 까지 이격거리와 배치불가 지역에 배치 등에대한 패널티(penalty) 부여로 낮아진 적응도를 빠르게 회복하고 있는 것이며 이후 안정된 위치에서 조금씩 위치를 바꾸어 가면서 최대 에너지를 발생하는 배치로 진전되고 있는 것을 확인 할 수 있다. 특히 전체 모집단의 평균적응도가 향상된다는 것은 가장 좋은 배치해를 가진 개체이외에 전체 집단의 개별 개체들도 모두 배치해가 향상되고 있음을 보여주는 것으로 전체 집단의 유전성질이 우성형질로 진화하는 유전자 알고리즘이 잘 적용되고 있음을 알 수 있다.

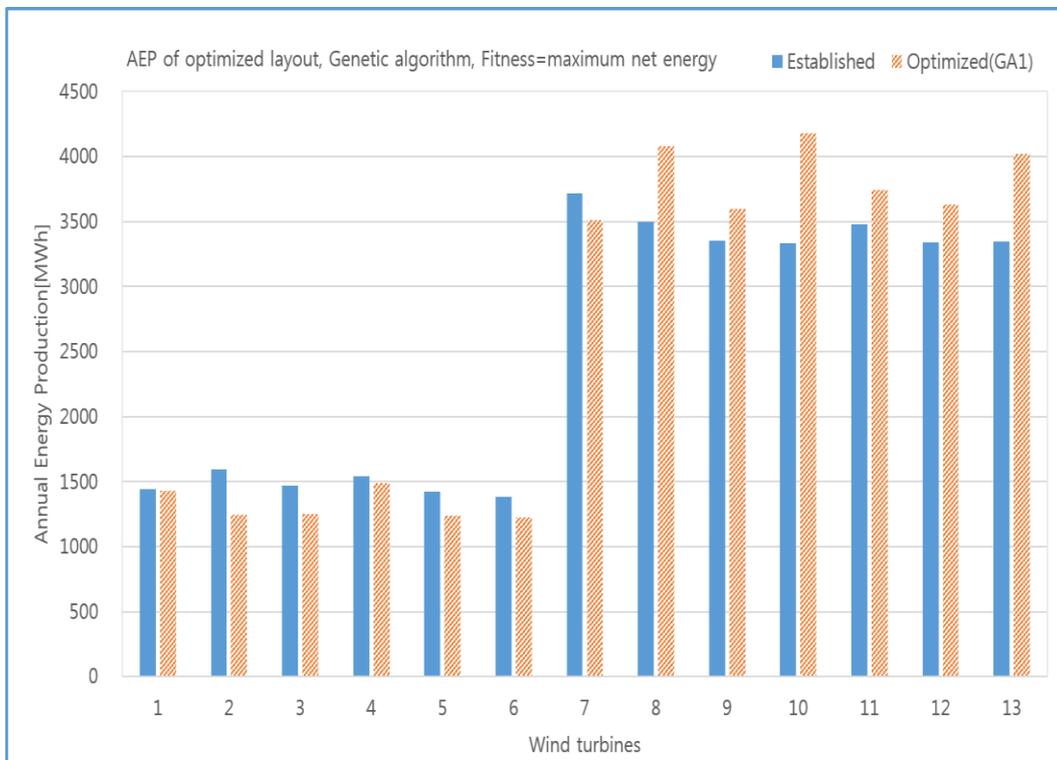


**Fig. 6.8** Layout result of genetic algorithm for maximum energy

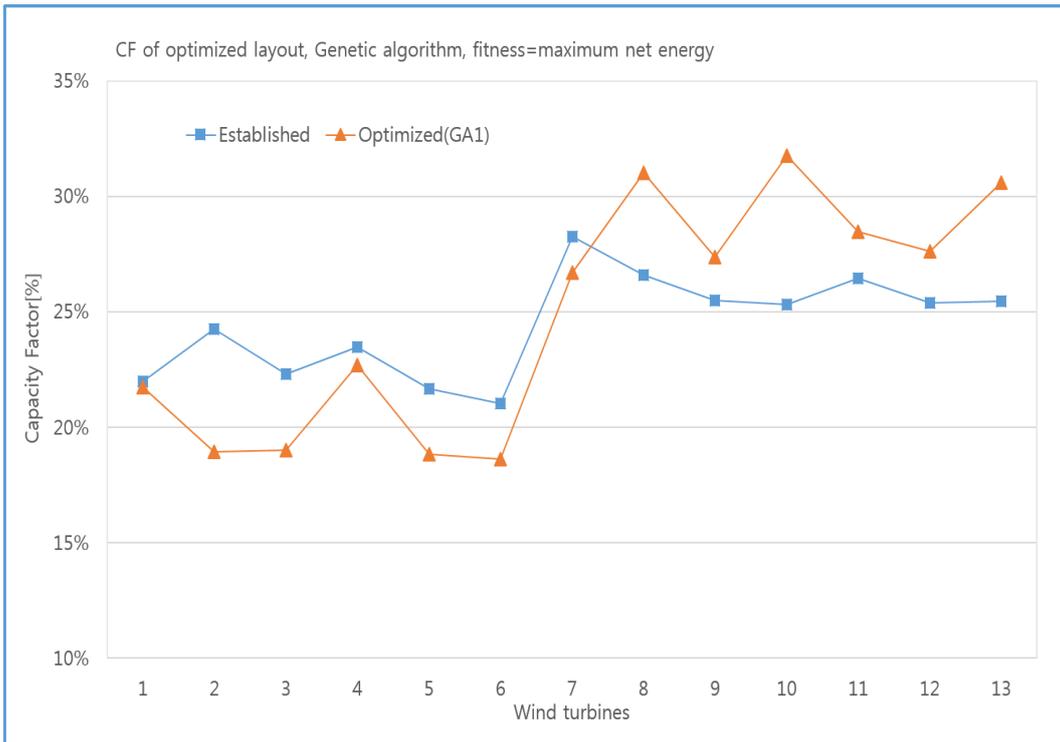


**Fig. 6.9** Fitness for maximum energy of genetic algorithm

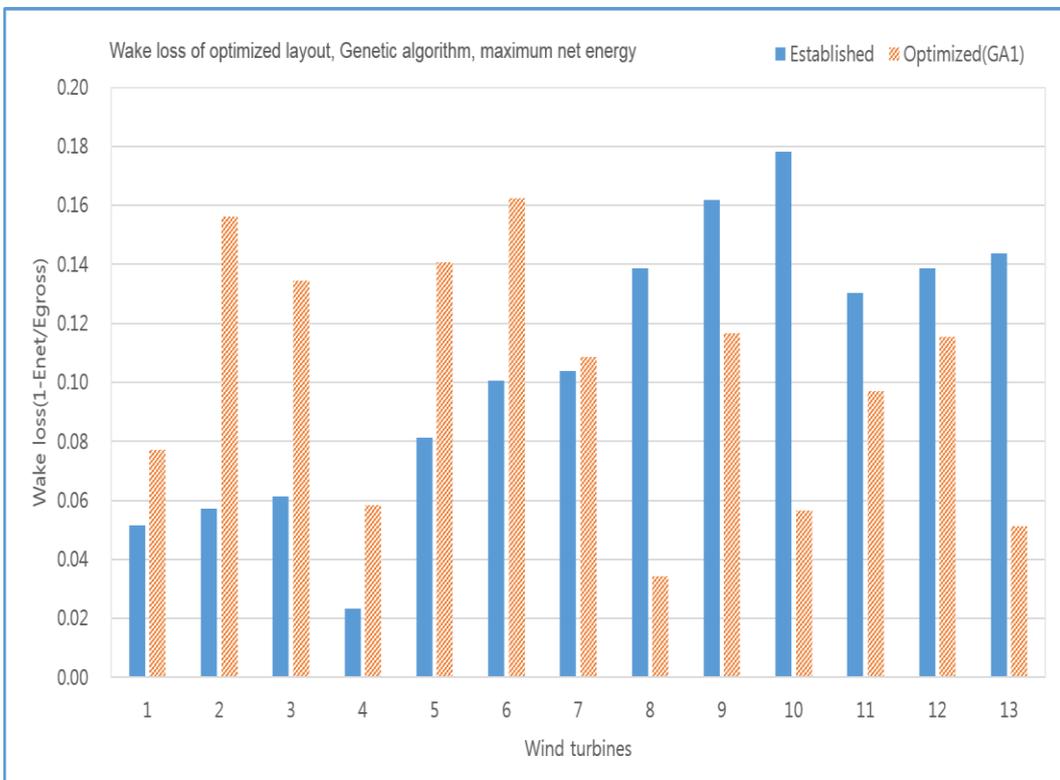
Fig. 6.10은 에너지 최대화를 위한 최적배치(GA1)의 풍력터빈별 에너지 생산량을 기존 배치에서의 에너지 생산량과 비교한 것으로 작은 용량의 풍력터빈들의 생산량이 줄어든 반면 큰 용량의 풍력터빈들의 생산량이 증가한 것을 알 수 있다. Fig. 6.11의 풍력터빈별 시스템 이용율을 보면 기존 배치와 최적배치의 풍력터빈 용량별 에너지 생산량 차이를 명확히 알 수 있는데, 이것은 최적 배치 알고리즘을 이용한 수행시 큰 용량의 터빈이 후류손실을 덜 받는 위치로 배치했기 때문으로 에너지 생산량 최대화를 위한 목적에 맞는 계산을 수행하고 있음을 알 수 있다. Fig. 6.12의 풍력터빈별 후류손실을 보면 작은 용량의 풍력터빈들의 후류손실의 기존 배치의 후류손실에 비해 증가한 반면 큰 용량의 풍력터빈들의 후류손실은 상대적으로 감소하였음을 확인 할 수 있다. 후류 손실의 차이가 에너지 생산량의 차이를 가져오므로 큰 용량의 풍력터빈들을 우선적으로 좋은 위치에 배치하는 것이 최대 에너지 생산량 측면에는 올바른 판단일 수 있다. 그러나, 풍력터빈간 후류영향의 차이가 많이 발생하였으며 이는 특정 풍력터빈이 많은 후류영향으로 인해 잠재적인 고장요인으로 작용할 수 있다.



**Fig. 6.10 AEP of optimized layout using genetic algorithm**



**Fig. 6.11 CF of optimized layout using genetic algorithm**



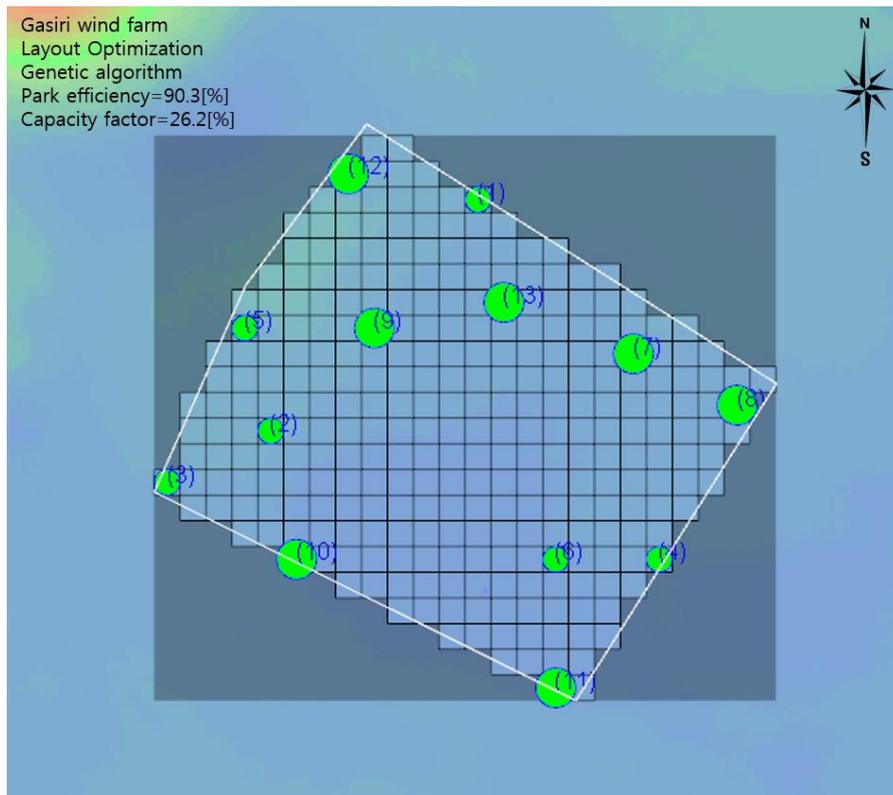
**Fig. 6.12 Wake loss of optimized layout using genetic algorithm**

### 6.2.2 후류손실 편차 최소화를 위한 최적배치(GA2)

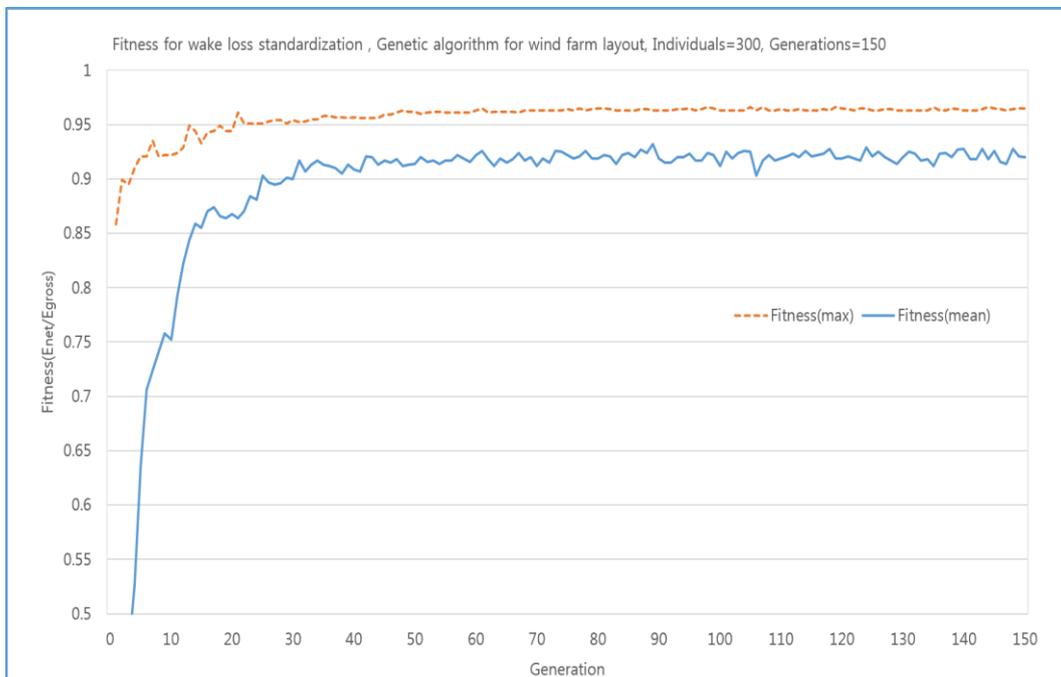
개별 풍력터빈들의 후류손실 편차를 최소화 한다는 것은 앞서 설명한 대로 풍력단지내 모든 풍력터빈들의 후류손실을 비슷한 수준으로 평준화하는 것이다. 최대 에너지 생산량을 목표로하는 최적배치(GA1) 결과의 Fig. 6.12에서 보면 가장 후류 영향을 많이 받는 풍력터빈은 16% 이상의 에너지 손실을 보여주었고, 가장 적게 후류영향을 받는 풍력터빈은 4% 이하의 손실을 보여주고 있어 풍력터빈간 후류손실 편차가 매우 심하게 나타나고 있다. 이것은 에너지 최대화만을 위한 배치를 수행 할 경우 단지 전체 후류 손실은 감소하나, 개별 풍력터빈들 입장에서는 후류 영향을 아주 많이 받거나, 혹은 그 반대의 풍력터빈들로 양분화 될 수 있음을 보여주는 것이다. 이러한 문제를 해소하고자 풍력터빈 배치의 목적을 모든 풍력터빈들의 후류손실을 표준편차를 최소화하여 모든 풍력터빈들의 후류손실을 평준화하는 최적배치를 수행하였다.

Fig. 6.13은 후류손실 편차 최소화를 목표로 한 최적배치(GA2)의 결과로 최대 에너지 생산량을 목표로한 최적배치(GA1)의 결과와 비교하여 단지효율은 0.6% 낮아지고 시스템 효율도 0.2%가 낮아졌으나 개별 풍력터빈들의 후류손실을 표준편차는 최대 에너지를 위한 최적배치의 4.1%에서 3.2%로 0.9% 향상되었다. 후류 손실 표준편차가 감소했다는 것은 모든 풍력터빈들의 후류 손실이 평균 후류손실에 가깝다는 것으로 풍력터빈들간 손실 격차가 작아졌다는 의미가 된다. 전체적인 배치 형태는 에너지 최대화 최적배치의 모습과는 조금 다르게 큰 용량의 풍력터빈들이 단지 전체 영역에 고르게 위치 하고 있음을 볼 수 있다. 이는 에너지 최대화 목적함수를 이용한 최적배치의 경우 에너지 생산량을 높이기 위해 큰 용량의 풍력터빈들을 주풍향의 전방에 배치하여 시스템 이용율을 상승시켰으며, 상대적으로 작은 용량의 풍력터빈들을 후류에 많이 노출 시킨것으로 볼 수 있다. Fig. 6.14의 배치해의 적응도를 보면 세대증가에 따른 해의 진전이 이루어 지고 있어 제시한 후류손실 표준편차 최소화를 위한 목적함수가 잘 적용되고 있음을 알 수 있다.

Fig. 6.15는 에너지 생산량 최대화를 위한 최적배치(GA1)와 후류손실 편차 최소화를 위한 최적배치(GA2) 수행 중 세대별 시스템 이용율 진전상태와 후류손실 표준편차의 감소상태를 비교하여 보여주고 있다.



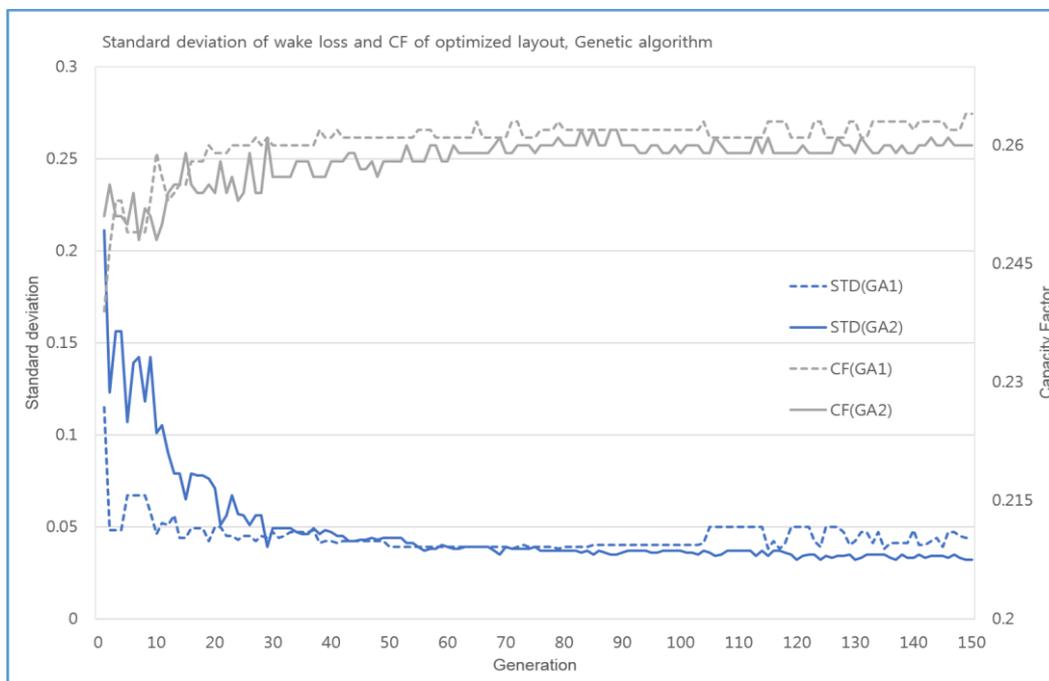
**Fig. 6.13** Layout result of genetic algorithm for wake loss standardization



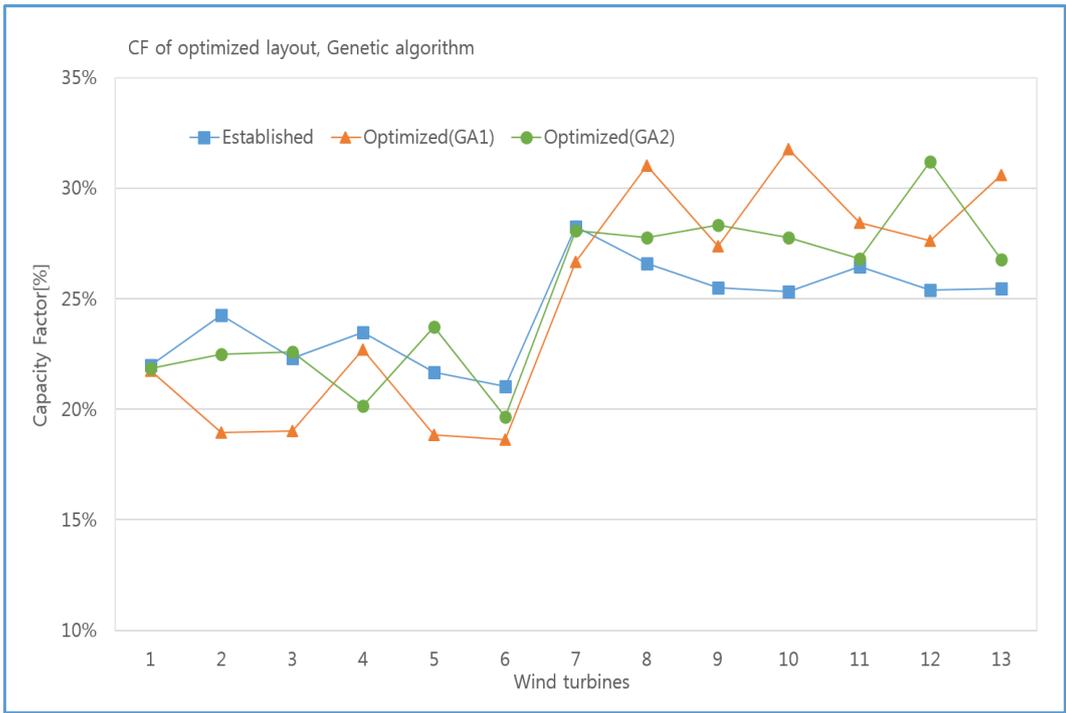
**Fig. 6.14** Fitness for wake loss standardization of genetic algorithm

Fig. 6.15를 보면 시스템 이용율은 에너지 최대화 목표의 최적배치(GA1)가 높은 것을 알 수 있으며, 후류손실 편차는 후류손실 편차 최소와 목표의 최적배치(GA2)가 더 좋은 진전 상태를 보여주고 있다. 이것은 구성된 목적함수의 목표별로 최적배치 과정이 적절히 수행되고 있음을 보여주고 있다. Fig. 6.16은 최대 에너지 생산량을 목표로하는 최적배치(GA1)와 후류손실 편차 최소화를 목표로 하는 최적배치(GA2)의 풍력터빈별 시스템 효율을 비교한 것이다. 최대 에너지를 위한 최적배치의 시스템효율이 후류손실 편차 최소화 최적배치보다 높으나 후류손실 편차 최소화 최적배치의 시스템 이용율 분포가 최대 에너지 목적에 비해 균일한 분포를 보여 주고 있다.

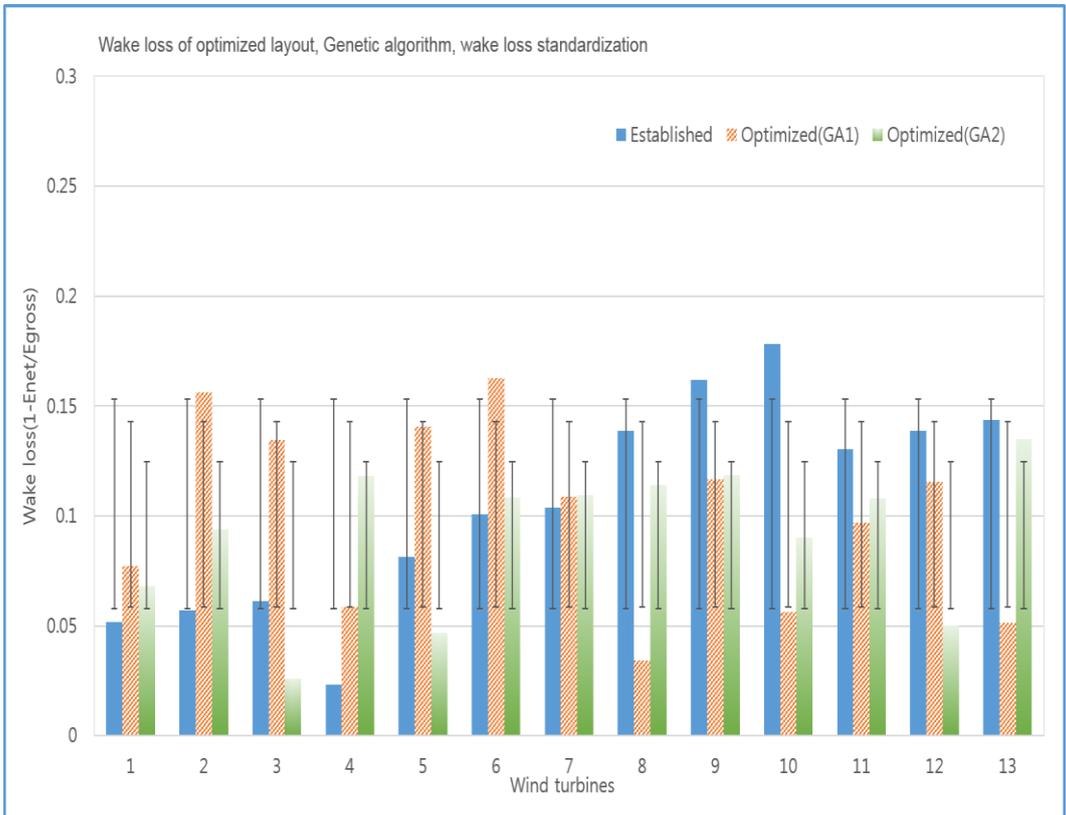
Fig. 6.17은 최적배치 결과들의 후류손실율을 서로 비교한 것으로 기존 배치와 에너지 최대화 최적배치인 경우 후류손실율이 15%이상인 풍력터빈들이 있는 반면 후류손실 편차 최소화 목적의 최적배치 결과에는 후류손실율이 모두 15%미만인 것을 알 수 있다. 개별 풍력터빈별로 많은 후류손실을 받고 있는 풍력터빈이 없는 것으로 기존 배치나, 에너지 최대화 최적배치에 비해 대체로 동일한 수준의 후류영향 수준에 있음을 보여주고 있다.



**Fig. 6.15 Comparison of standard deviation and CF between maximum energy and wake loss standardization using GA**



**Fig. 6.16 CF of optimized layout using genetic algorithm**



**Fig. 6.17 Standard deviation of wake loss using genetic algorithm**

### 6.3 최적배치를 위한 풀림모사 알고리즘

풀림모사 알고리즘은 야금학(metallurgy)에서 금속재료를 녹는점까지 가열한 후 서서히 냉각시키면서 금속 내부 결정구조를 성장시켜 금속재료의 연성을 높이는 풀림(annealing) 과정을[45] 모사한 알고리즘으로 넓은 탐색공간에서 전역 최적해를 탐색하는데 적합한 것으로 알려진 대표적 확률론적 최적화 기법의 하나이다.

풀림모사 알고리즘에서는 실제 풀림과정에서 초기 높은 온도로부터 시작하여 서서히 온도를 낮추어 내부 에너지가 안정을 찾아가도록 냉각 온도를 조절 방식을 적용한 것으로 온도 파라미터 변화에 따른 확률분포에 따라 해를 추적해 가는 방식이다. 높은 온도상태에서는 해의 이동이 활발한 일어나며 이 과정에서 에너지 상태를 안정화 하는 해를 선택하고, 현재 해를 대상으로 온도 변화에 따라 다음 과정을 이어간다. 온도가 서서히 내려감에 따라 해의 이동은 앞선 단계에서 찾은 해의 위치를 기반으로 조금씩 움직이고 풀림과정에서 금속의 내부 에너지가 최소화되는 것과 같은 기저상태(ground state)에 도달하면 최종 결과해를 도출한다.

풀림모사 알고리즘 수행중 온도변화는 천천히 내려야 하는데, 이는 지역 최적점에 도달하여 제자리에 멈추는 것을 방지하기 위함이다. 온도를 급속히 낮추면 에너지 평형 상태가 급속히 이루어지면서 최소 에너지 상태에 도달할 확률이 적어지고, 온도 감소율을 너무 낮추면 알고리즘 수행 과정에 많은 시간을 필요로 하게 된다. 풀림모사 알고리즘에서는 최적화의 목적함수에 해당하는 비용함수(cost function)을 이용하여 알고리즘 수행과정 중 해를 평가하며 유전자 알고리즘처럼 해집단을 이용하지는 않는다.

풍력발전시스템의 최적배치를 위한 풀림모사 알고리즘을 풀림모사 알고리즘의 기본 구조에 맞추어 최적화 코드를 작성하였으며 풍력단지에서의 풍력터빈 배치와 같은 2차원 배치를 위한 파라미터들을 풍력발전시스템 배치 최적화를 위한 문제의 특성에 맞도록 구성하였다. Fig. 6.18은 풍력발전시스템 최적배치를 위한 풀림모사 알고리즘의 처리과정으로 풀림모사 알고리즘의 기본 흐름을 기반으로 구성하였다.

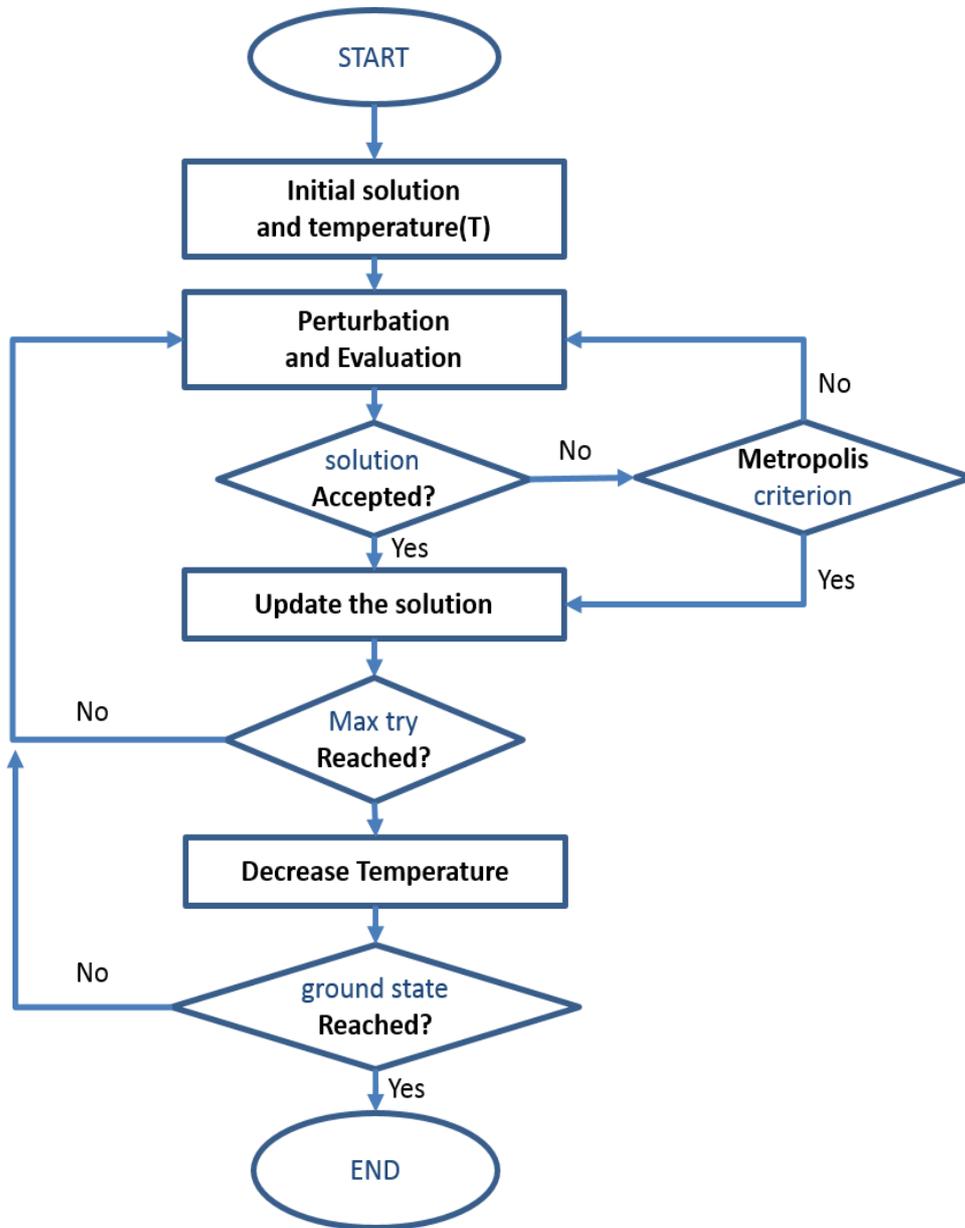
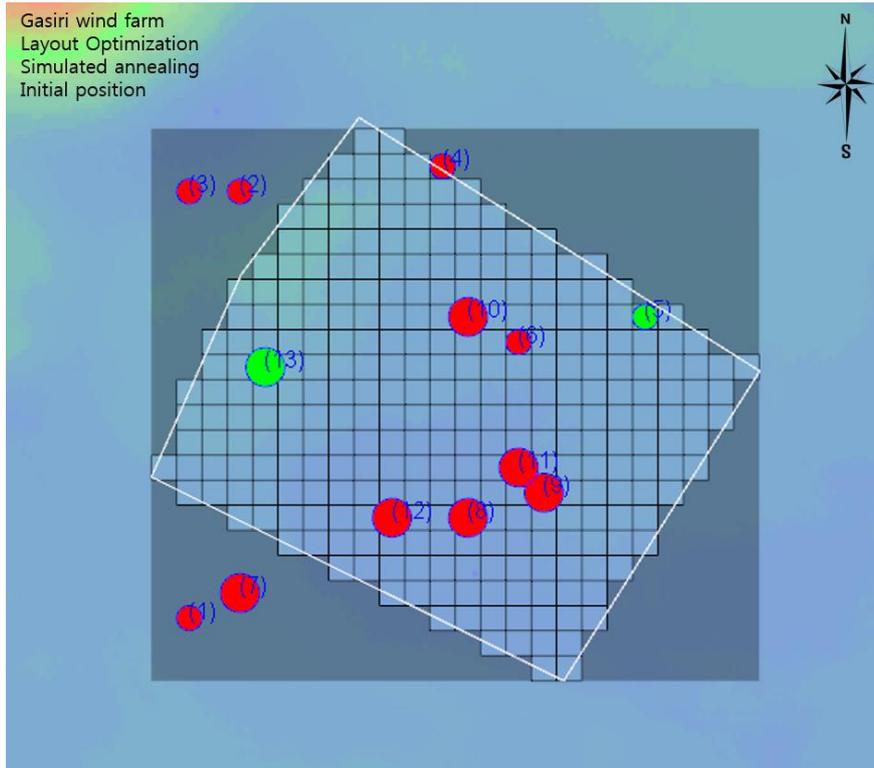


Fig. 6.18 Process of simulated annealing algorithm

1) 초기해 및 초기 온도 결정(define the initial solution and temperature)

풀림모사 알고리즘을 수행하기 위한 초기해를 생성하는 것으로, 초기해는 이론적으로 알고리즘의 수행성능에 큰 영향을 주지 않으므로 일반적으로 랜덤 방식으로 생성하거나 실험적 평가로 대략적인 초기해를 구하여 수행 할 수 있다. 풍력발전시스템 최적배치를 위한 풀림모사 알고리즘의 초기해는 진행 특성을 확인하기 위하여 초기 랜덤배치로 시작하였다. 초기 위치는 설정된 가시

리 풍력단지 영역내에 주어진 13기의 풍력터빈을 임의의 위치에 배치하였다. Fig. 6.19은 풀림모사 알고리즘을 이용한 최적배치를 수행하기 위한 초기해를 보여주는 것으로, 풍력터빈들의 위치가 최적배치의 해가 된다. Fig. 6.19의 초기해는 풍력단지 효율과는 무관하게 임의의 위치에 자리잡고 있는 모습을 볼 수 있다.

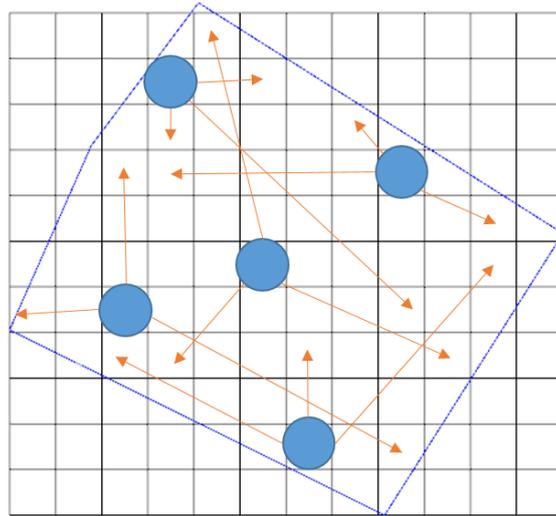


**Fig. 6.19 Initial position for layout optimization**

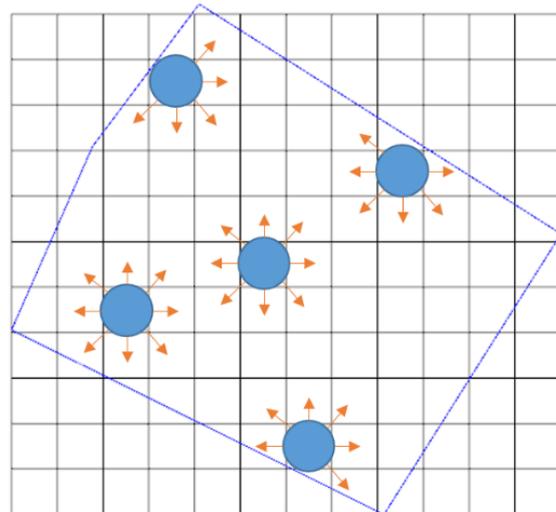
## 2) 해의 변동 및 평가(perturbation and evaluation)

풀림모사 알고리즘을 이용한 풍력터빈의 배치과정에서 해의 변동은 배치하고자 하는 풍력터빈들 중 일부의 위치를 변경하여 현재 보다 더 나은 해인지를 평가해 보는 것이며 풍력터빈의 배치변동은 임의의 위치를 무작위로 선택하는 랜덤변동(random perturbation)과 현재 위치에서 주변 근거리로 조금씩 이동하는 미소변동(small perturbation) 방식의 2가지를 적용하고 비교하였다. 랜덤한 배치변동은 현재위치에서 먼 위치까지 빠르게 이동할 수 있으며 다양한 위치를 선택할 수 있는 환경을 제공하며, 미소 이동은 현재 위치를 기준으로 주변 위치를 탐색하여 현재보다 보다 나은 해를 찾는 것이다. 목적함수는 유전

자 알고리즘에서 적용한 최대 에너지 목적함수와 후류손실 편차 최소화 목적 함수를 동일하게 사용하였으며, 해의 평가는 앞서 개발한 연간 에너지 생산량 계산 코드를 이용하여 평가하였다.



**Fig. 6.20 Random perturbation for wind farm layout**



**Fig. 6.21 Small perturbation for wind farm layout**

### 3) 변동해를 받아들일지 검사(accept condition)

평가된 변동해가 이전 해보다 좋은지를 판단하여 다음 과정에 사용할지를 검사하는 것으로 변동해와 이전해의 평가값의 차이를 이용하여 다음 과정으로 받아들일지 판단한다. 폴리모사 알고리즘 입장에서는 내부 에너지가 감소하였

는지를 판단하는 과정으로 식(6.4)를 이용한 결과값이 0보다 작으면 다음 과정으로 변동해를 받아들이고 0보다 크면 메트로폴리스 수락조건 확률에 의해 다음 과정으로 받아들일지 여부를 다시 판단한다.

최적배치에서는 에너지 생산량 계산 코드를 이용하여 평가된 배치해를 이전 평가 해와 비교하여 배치효율이 증가하면 다음해로 받아들이고, 그렇지 않으며 메트로폴리스 수락조건에 따라 새로운 해로 받아들일지 여부를 판단한다. 배치의 평가는 목적함수에 따라 다르며, 최대 에너지 생산량이 목표인 경우는 배치변화에 따른 에너지 생산량의 차이를 판단하며, 후류손실 평준화가 목표인 경우는 풍력터빈들의 후류손실 표준편차의 차이를 평가한다.

$$\Delta E_p = E_p(i) - E_p(i-1) \quad (6.4)$$

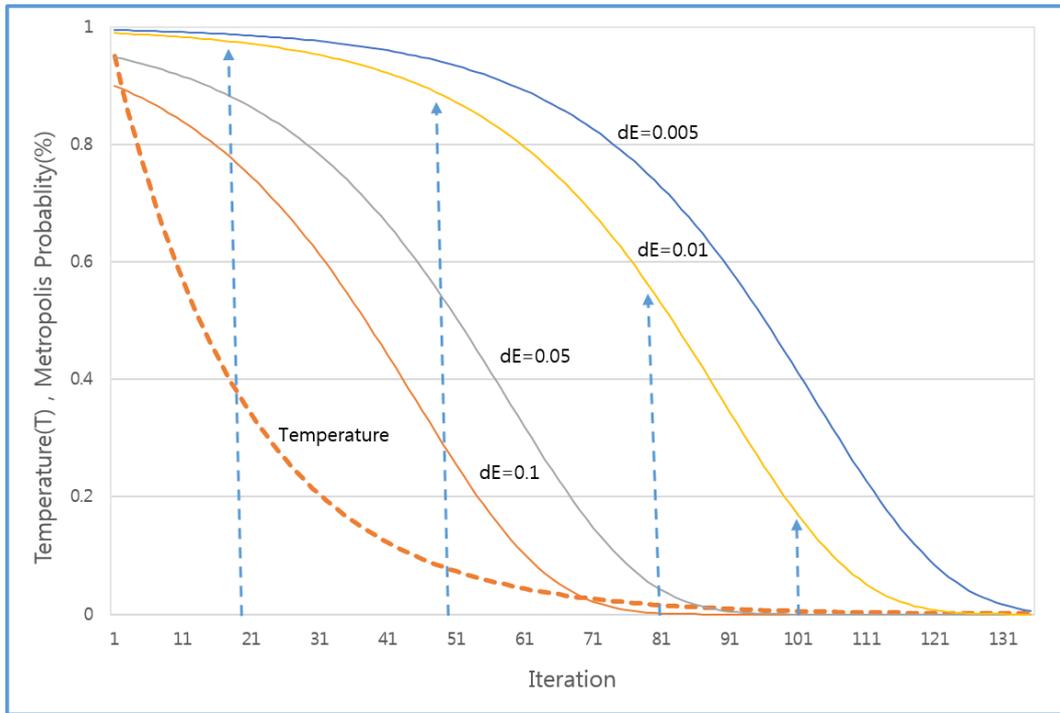
#### 4) 메트로폴리스 수락조건 평가(metropolis criterion)

변동해의 평가 단계에서 변동해가 받아들여지지 않으면 그 해를 바로 버리지 않고 메트로폴리스 수락조건 확률을 이용하여 받아들일지 여부를 다시 판단하게 되는데, 이 과정은 이전 평가해 보다 효율이 낮아지더라도 확률적으로 현재 해로 받아들일 수 있도록 하는 것이다. 메트로폴리스 수락조건은 표본 추출이 힘든 특정 확률분포에서 표본을 추출하는 메트로폴리스 알고리즘(metropolis algorithm)[46]을 적용한 것으로 식(6.5)와 같이 적용된다.

메트로폴리스 확률조건은 이전해와 현재해의 에너지 차이와 현재 온도상태의 확률함수로 온도가 높을수록, 에너지 차이가 작을수록 선택될 확률은 높아진다. Fig. 6.22는 메트로폴리스 확률조건의 온도변화와 에너지 차이에 따른 확률분포를 확인하기 위하여 작성한 것으로 그래프를 보면 온도상태에 따른 확률과 에너지차이에 따른 확률 분포를 확인할 수 있다.

메트로폴리스 확률조건의 특징은 온도가 높은 초기에는 좋지 않은 해를 받아들일 확률이 높으며 이에 따라 심한 해의 변동이 발생하고 온도가 낮아질수록 해는 점차 안정화 된다.

$$\exp\left(-\frac{\Delta E_p}{T_p}\right) > probability \quad (6.5)$$



**Fig. 6.22 Metropolis probability with temperature**

**5) 수락된 해로 현재해를 변경(update)**

위 3, 4단계의 과정에서 수락된 해를 현재해로 변경하는 것으로 이 과정은 받아들여진 해를 다음과정에 적용하기 위한 것이다.

최적배치에서는 수락된 배치해를 다음 배치과정으로 진행하기 위해 현재 배치 결과로 대체하고 다음 배치과정을 수행한다.

**6) 고정된 온도에서의 반복(repetition)**

2, 3, 4, 5단계를 설정한 회수만큼 반복하는 것으로 고정된 온도에서 에너지가 평형상태에 도달하도록 충분히 길게 반복한다.

**7) 온도조절(temperature control)**

온도 파라미터를 조금씩 낮추어 기저상태에 도달하기 위한 것으로 흔히, 쿨링 스케줄(cooling schedule)이라고 하는 이 과정은 단순히 순차적으로 온도를 낮추지 않으며 로그형식으로 초기에는 온도변화가 크며 갈수록 서서히 진행되는 방식을 사용한다. 이 방식은 수렴성은 좋으나 최적해에 도달하는 시간이

많이 소요된다는 단점이 있어 실제 문제에서는 식(6.6)과 같은 쿨링 스케줄을 많이 사용하며, 최적배치 알고리즘에도 식(6.6)을 적용하였다.

$$T_i = \alpha T_{i-1} \quad (0 < \alpha < 1) \quad (6.6)$$

본 연구의 풀림모사 알고리즘 수행을 위한 쿨링 스케줄은 식(6.7)과 같이 초기온도는 초기실험을 통해 0.05로 시작하였으며 온도감소를 위한 쿨링스케줄 변수는 0.95를 사용하였다.

$$T_i = 0.95T_{i-1} (T_0 = 0.05) \quad (6.7)$$

#### 8) 기저상태에 도달했는지 판단(check the ground state)

이 과정은 설정한 최소온도에 도달하면 종료할 수 있으며 해의 향상 정도를 판단하면서 일정 반복구간내 일정 크기 이상의 해의 향상이 없을 때 종료할 수도 있다.

### 6.4 풀림모사 알고리즘을 이용한 배치 결과 및 검토

풀림모사 알고리즘을 이용한 풍력단지 최적배치 방법의 확인을 위해 유전자 알고리즘에 적용한 것과 동일한 가시리 풍력단지를 대상으로 최대 에너지 생산량 목적함수와 후류손실 편차 최소화 목적함수를 이용하여 배치를 수행하였다.

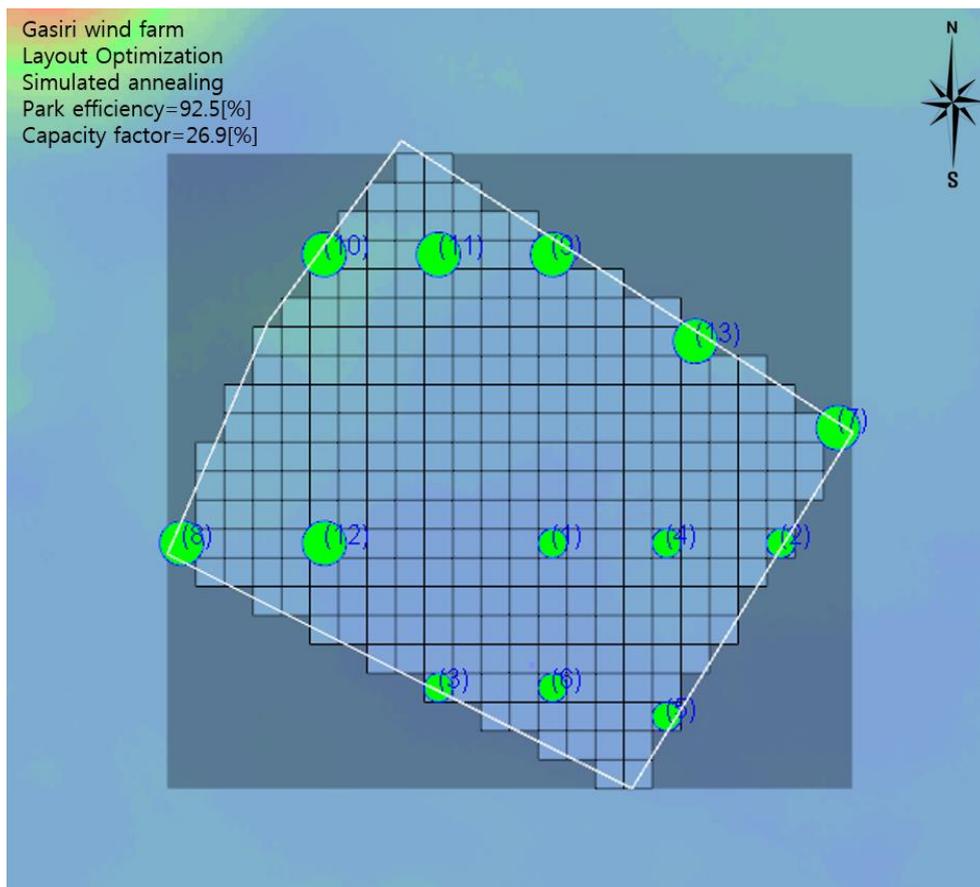
#### 6.4.1 에너지 생산량 최대화를 위한 최적배치

##### 1) 랜덤변동(random perturbation) 방식을 이용한 배치(SA1)

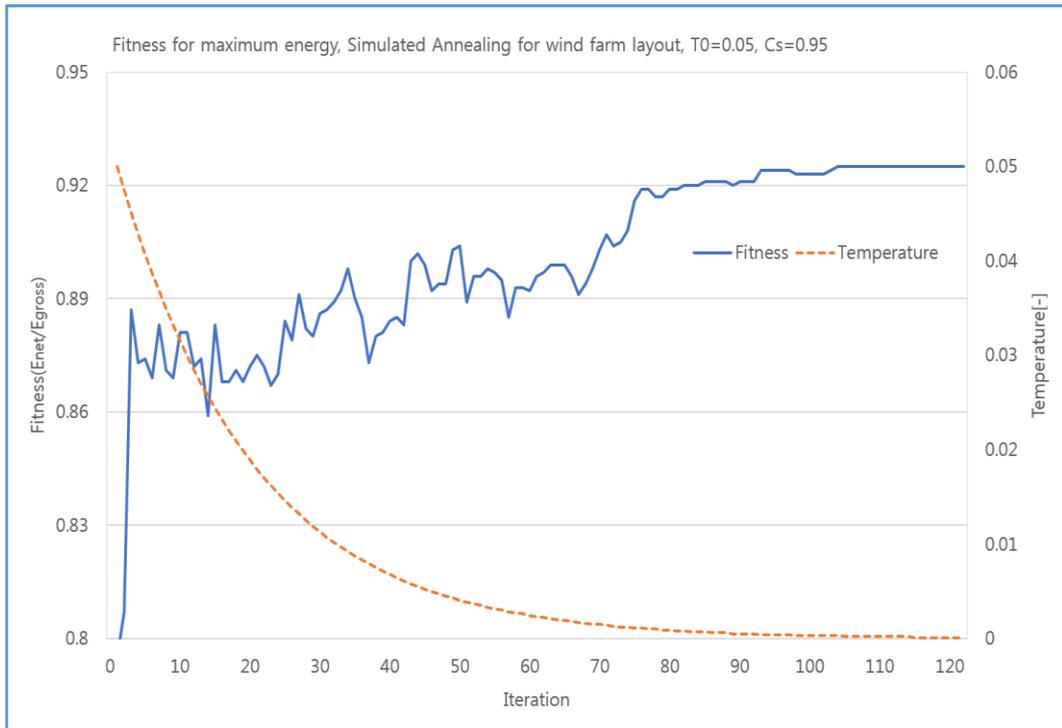
풀림모사 알고리즘을 이용하여 풍력단지의 에너지 생산량 최대화를 위한 최적배치를 수행하였다. 배치 결과를 Fig. 6.23에 보여주고 있는데 최적배치 수행 중 배치 해의 변동 방식은 랜덤 이동 방법으로 수행하였다. 전체적으로 용량이 큰 풍력터빈들을 주풍향 방향에 대하여 전방에 배치하고 있으며 작은 용량의 풍력터빈들을 주풍향의 후방에 배치하는 것을 볼 수 있다. 풀림모사 기법에 의한 풍력단지 최적배치 수행시 해의 적응도 향상을 보면 Fig. 6.24에서 보

는 바와 같이 온도 감소에 따라 해의 적응도가 향상되고 있어 풀림모사 알고리즘을 이용한 배치가 적절히 이루어지고 있음을 알 수 있다. 온도가 높은 시기인 초기배치시에는 해가 많이 흔들리고 있는데 이는 배치해가 좋지 않더라고 확률적으로 받아들이면서 국부 지역해에 빠지지 않도록 하는 것으로 더 나은 해를 찾기 위한 과정으로 볼 수 있다. 온도가 높은 경우 좋지 않은 해가 선택될 수 있는 확률이 높음을 잘 보여주고 있다.

최적배치 결과 단지효율은 92.5%로 기존 가시리 풍력단지의 계산결과인 87.8%에 비해 4.7% 향상되었으며, 시스템 효율은 26.9%로 기존 배치 시스템 효율 25.0%대비 1.9% 향상되었다. 이는 유전자 알고리즘 최적배치 결과의 시스템 효율 26.4%보다 0.5% 높은 것으로 풀림모사 알고리즘이 좀더 나은 결과를 보여주고 있다. 후류손실을 편차는 4.01%로 유전자 알고리즘과 유사하나 조금 향상된 모습을 보이고 있다.

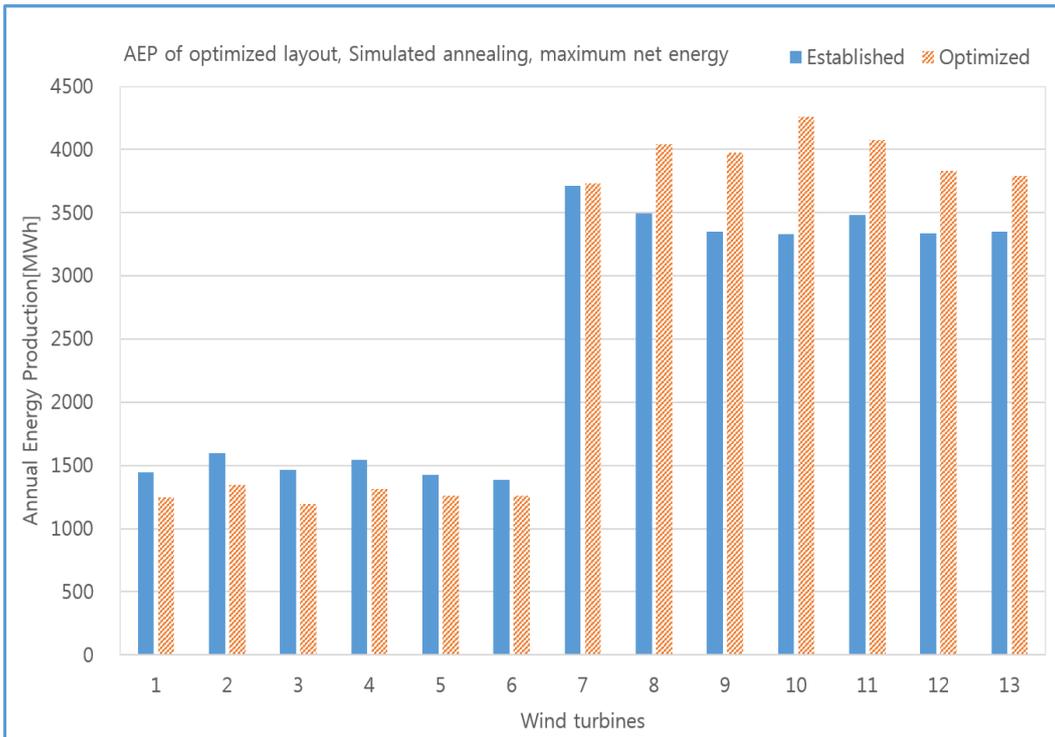


**Fig. 6.23** Layout result for maximum energy using simulated annealing

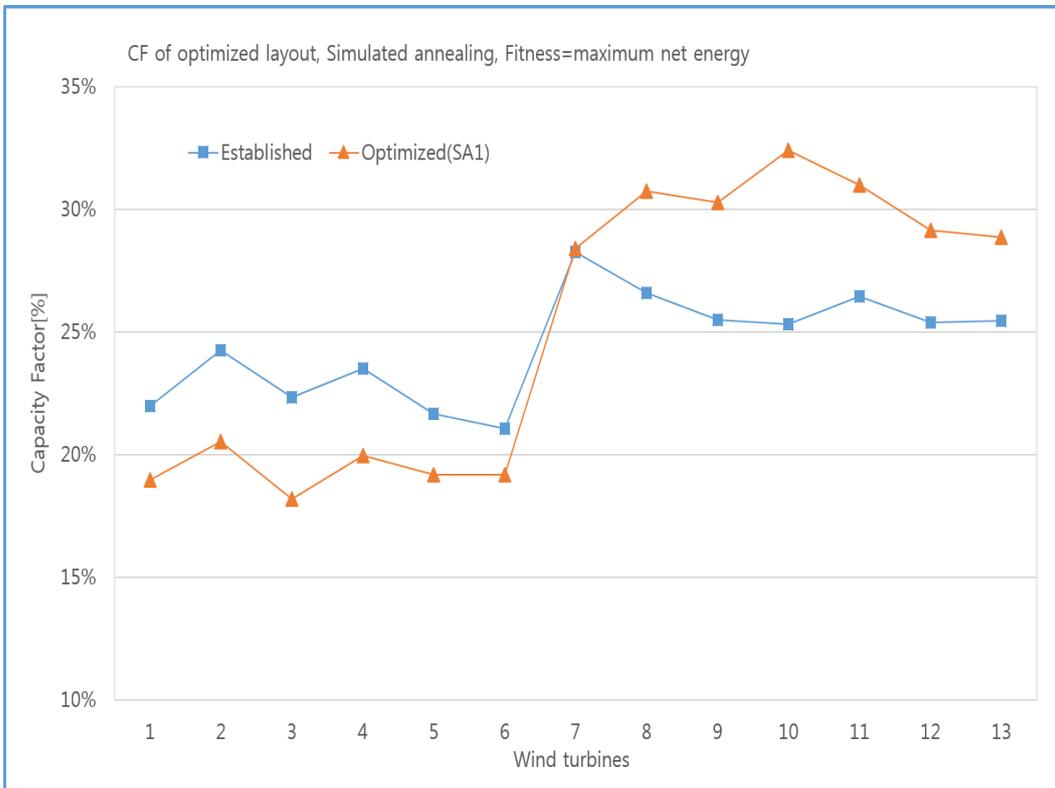


**Fig. 6.24 Fitness for maximum energy using simulated annealing**

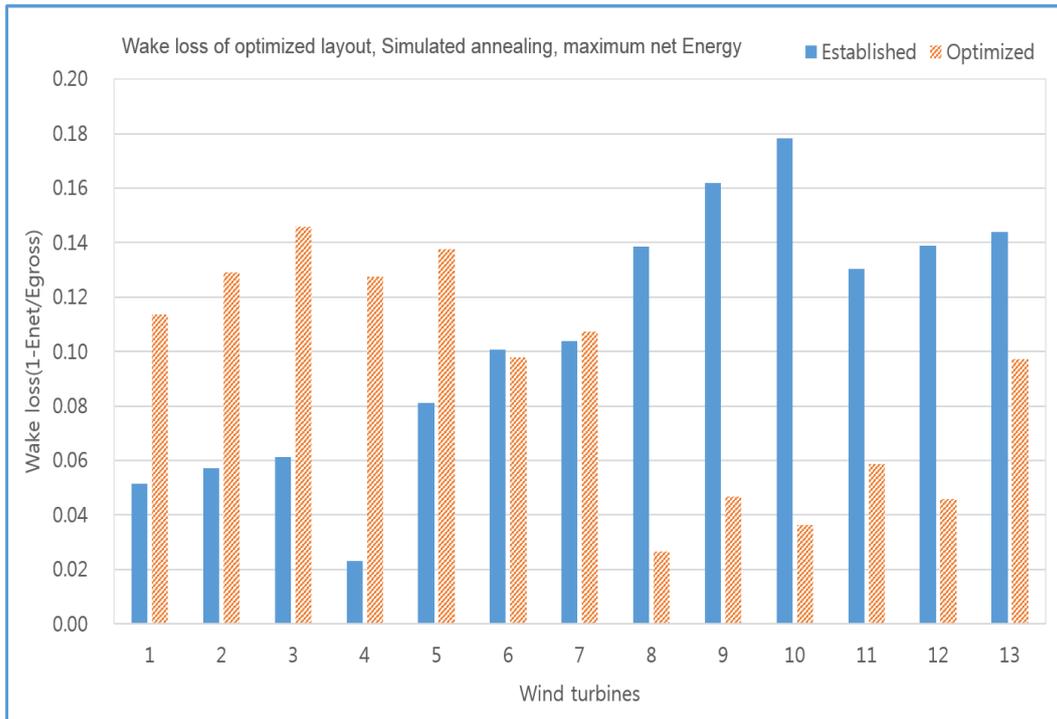
Fig. 6.25은 풀림모사 알고리즘의 최적배치(SA1) 결과와 기존 배치의 에너지 생산량을 비교한 것으로 유전자 알고리즘의 배치와 유사하게 작은 용량의 터빈들의 생산량이 감소했으며, 큰 용량의 풍력터빈들의 생산량이 증가한 것을 알 수 있다. Fig. 6.26의 시스템 이용율 비교를 보아도 유전자 알고리즘에 비해 큰 용량의 터빈들의 시스템 이용율이 모두 증가하고 있어 유전자 알고리즘의 에너지 생산량 보다 높은 결과를 나타내고 있다. Fig. 6.27의 후류손실을 살펴보면 작은 용량의 풍력터빈들의 후류손실율이 전체적으로 높으며 큰 용량의 후류손실율이 대체로 낮은 모습을 보여주고 있다. 이것은 후류손실이 에너지 생산량에 많은 영향을 미치고 있음을 알 수 있는 부분이다. 개별 풍력터빈들간의 후류손실율 차이를 보면 유전자 알고리즘의 최대 에너지 목적함수의 최적배치 결과와 비슷하게 가장 많은 손실을 보고 풍력터빈과 가장 적게 후류손실을 받는 풍력터빈간의 편차가 크음을 알 수 있다. 이 역시 최대 에너지 생산량을 목표로 일부 터빈의 후류 감소율 증가를 무시하고 배치한 결과로 볼 수 있으며, 최대 에너지 생산량을 목표로 한 배치의 경우 풍력터빈간 후류손실율에 대한 양극화가 심함을 알 수 있다.



**Fig. 6.25 AEP of optimized layout using SA1**



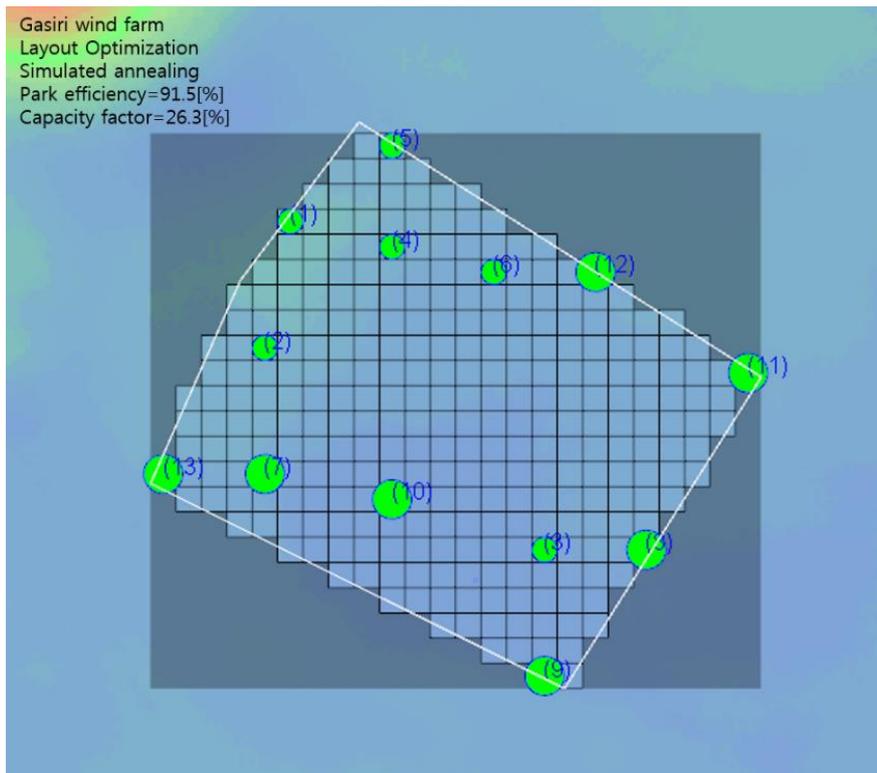
**Fig. 6.26 CF of optimized layout using SA1**



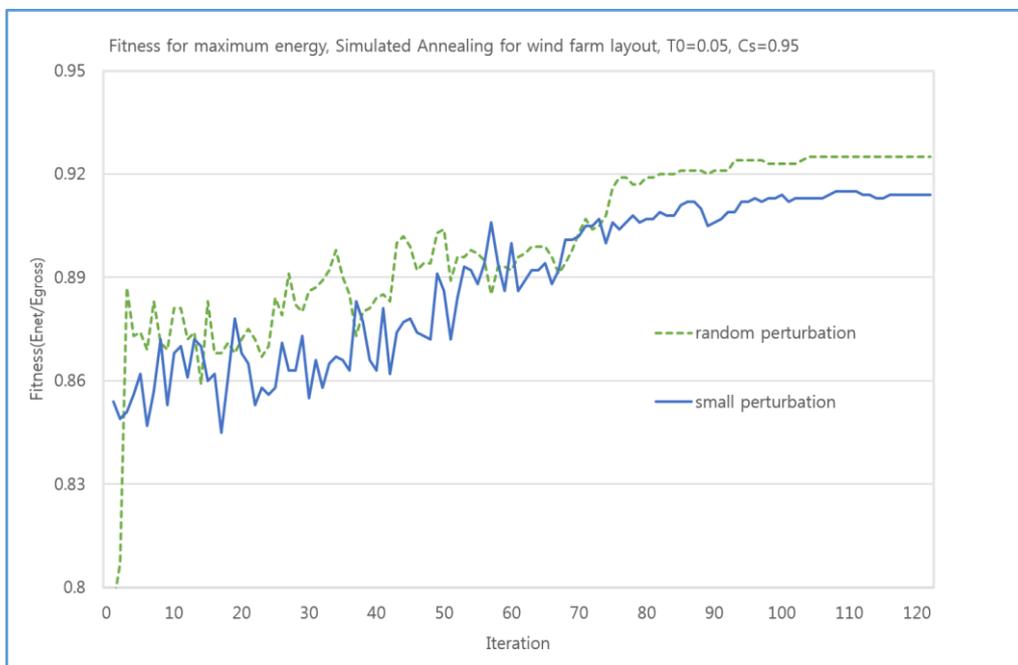
**Fig. 6.27 Wake loss of optimized layout using SA1**

## 2) 미소변동(small perturbation) 방식을 이용한 배치(SA2)

풀림모사 알고리즘을 이용하여 풍력단지의 최적배치 수행 중 해의 변동 방식을 풍력터빈의 현재위치에서 주변 근거리로만 이동하는 해의 변동방식으로 에너지 생산량 최대화를 위한 최적배치를 수행하였다. Fig. 6.28은 미소 이동방식을 이용한 풀림모사 알고리즘 최적배치의 결과로 단지효율이 91.5%이며 시스템 이용율은 26.3%로 랜덤이동방식의 최적배치 결과보다 단지효율은 1.0% 낮아졌으며, 시스템 이용율은 0.6% 낮아져서 랜덤이동방식에 비해 효율이 좋지 못하다. Fig. 6.29은 랜덤변동 방식(SA1)과 미소변동 방식(SA2)의 최적배치 수행 과정의 적응도 진행 상태를 비교한 것으로 랜덤 변동방식 배치 적응도가 미소변동 배치 적응도보다 상대적으로 높은 적응도로 진행하고 있음을 알 수 있다. 이것은 랜덤변동방식이 배치영역을 넓게 쓰고 있어서 다양한 해의 영역을 탐색함으로써 미소변동 방식에 비해 좀더 빨리 좋은 해에 도달한 것으로 보이며, 미소변동 방식은 주변영역을 조밀하게 탐색함으로써 적응도 진전이 느린것으로 판단된다. 풀림모사 알고리즘의 동일 수행 조건에서는 에너지 생산량 최대화를 위한 목적함수의 경우 랜덤변동 배치 방식이 미소변동 방식에 비해 효과적임을 알 수 있다.



**Fig. 6.28** Layout result for maximum energy using simulated annealing (small perturbation)



**Fig. 6.29** Comparison of fitness for maximum energy between random and small perturbation

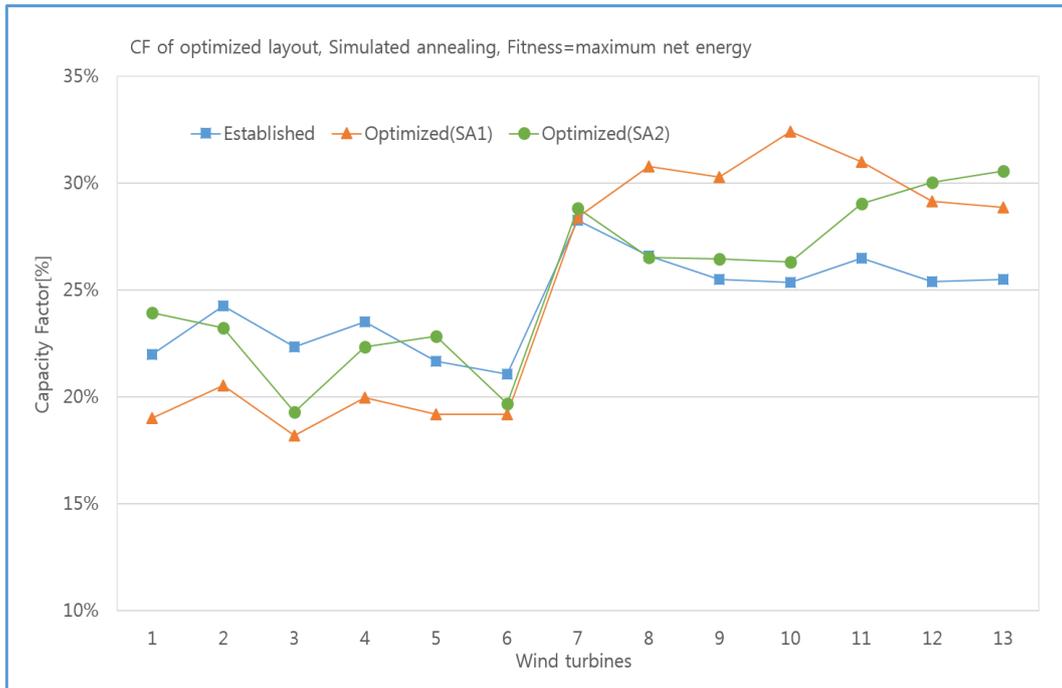


Fig. 6.30 Comparison of CF between random and small perturbation

#### 6.4.2 후류손실을 편차 최소화를 위한 최적배치

##### 1) 랜덤변동(random perturbation) 방식을 이용한 배치(SA3)

풀림모사 기법을 이용하여 개별 풍력터빈들의 후류손실 편차를 최소화하기 위한 최적배치를 랜덤변동 방식으로 수행하였다. Fig. 6.31에 수행한 결과를 보여주고 있는데, 유전자 알고리즘을 이용한 최소 후류손실 편차 방식과 유사하게 큰 용량의 풍력터빈들을 주풍향 전방에 집중적으로 배치하지 않고 전체적으로 작은 용량의 풍력터빈들과 큰 용량의 풍력터빈들을 단지 전체에 골고루 배치하고 있는 것을 알 수 있다. 풍력터빈들의 배치된 형태를 보면 유전자 알고리즘의 배치(GA2) 결과보다 큰 용량의 풍력터빈들을 넓게 분포시켜 배치하고 있어 풍력단지 전체를 활용하는 부분에서 풀림모사 알고리즘이 좀 더 효과적으로 배치하고 있는 모습이다. Fig. 6.31의 최적배치 결과를 보면 단지효율이 90.5%로 최대 에너지 목적의 92.5%보다 감소했으나 기존 배치의 단지효율 87.8%보다는 향상된 모습을 보여주고 있다.

Fig. 6.32의 풀림모사 기법을 이용한 최적배치 과정에서 배치해의 진전도를 보면 초기에 배치해가 많은 변동이 있으나 점차 해의 변동이 안정화 되면서 전체적으로는 배치해 목적함수의 평가값이 상승하고 있음을 알 수 있다.

Fig. 6.33는 풀림모사 알고리즘을 이용한 최대 에너지 목적함수와 최소 후류 손실 편차방식의 시스템 이용율을 비교한 것으로 시스템 효율(SA3)은 26.2%로 최대 에너지 목적(SA1) 효율 26.9%보다 0.7% 낮으며, 기존 배치 시스템 효율 25.0%에 비해 1.2% 향상된 결과를 보여주고 있다. 목적하는 후류손실율의 표준편차는 2.7%로 최대 에너지 목적함수의 표준편차 4.0%에 비해 1.3% 낮아지므로써 최대 에너지 목적함수의 배치보다 개별 풍력터빈들의 후류손실이 좀더 동일한 수준으로 배치되었음을 알 수 있다.

최대 에너지 목적함수의 최적배치(SA1)에 비해 시스템 효율은 조금 낮아졌으나 기존 배치에 비해 시스템 이용율은 증가하였으며 전체 풍력터빈이 후류 손실율의 편차를 줄임으로써 후류손실을 편차 최소화를 목적으로 하는 최적배치의 방법론이 풍력단지 최적배치에 적용이 가능함을 보여주고 있다.

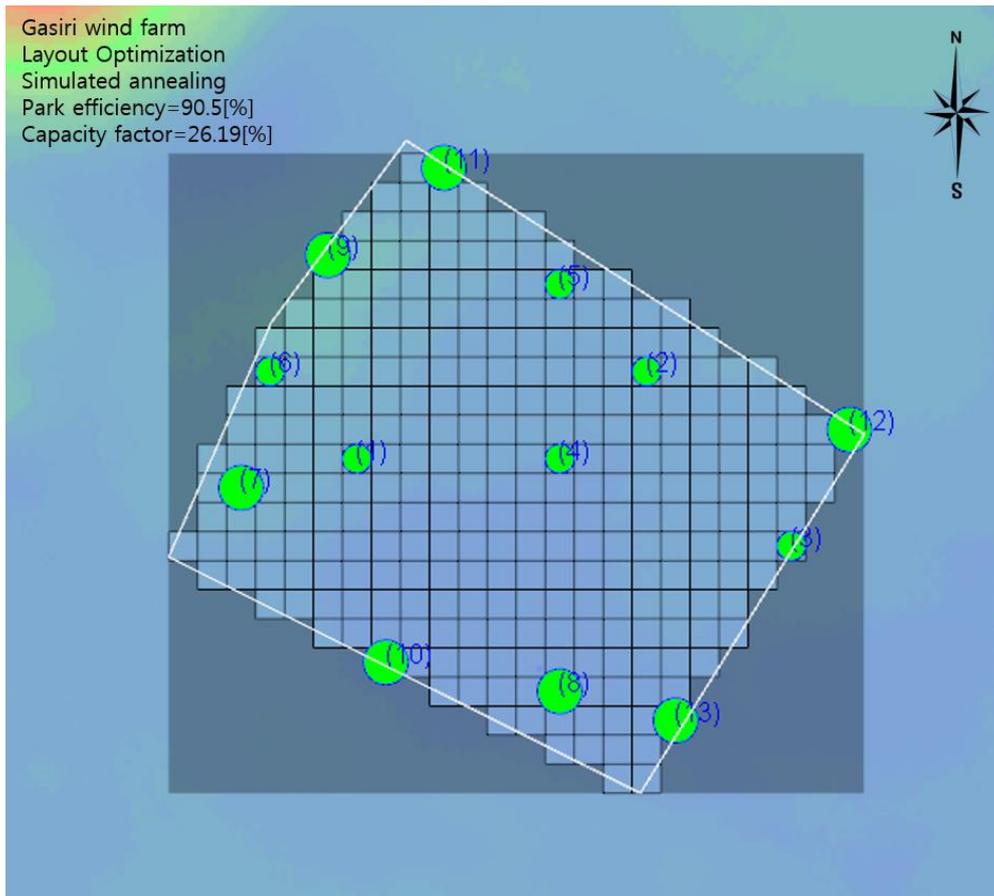
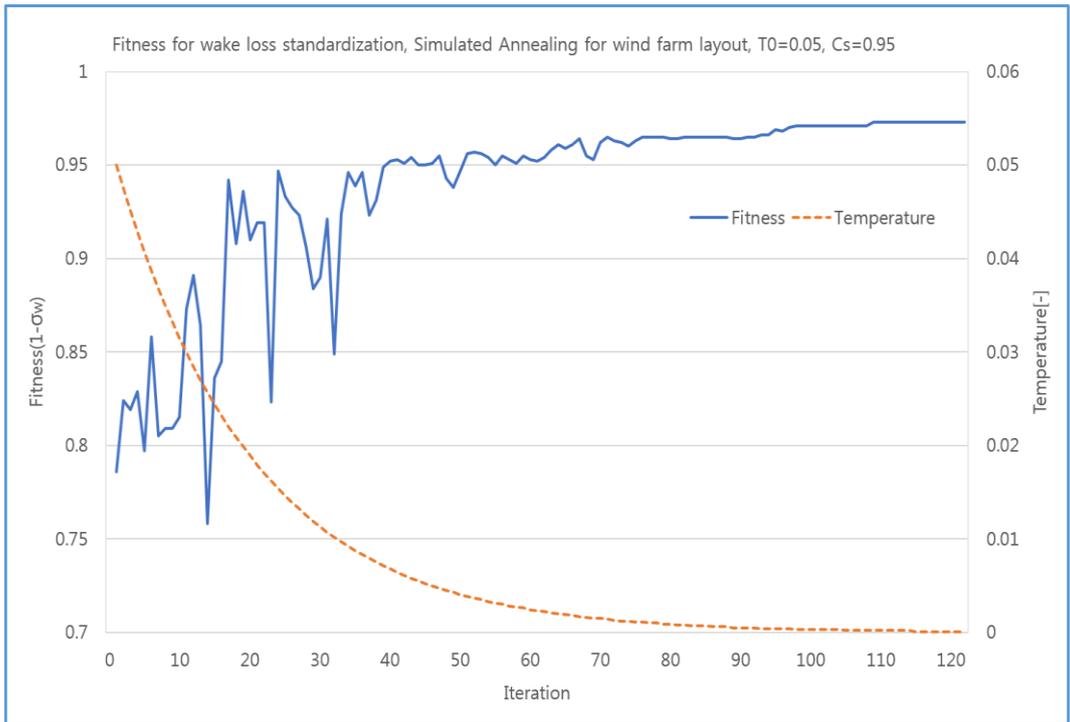
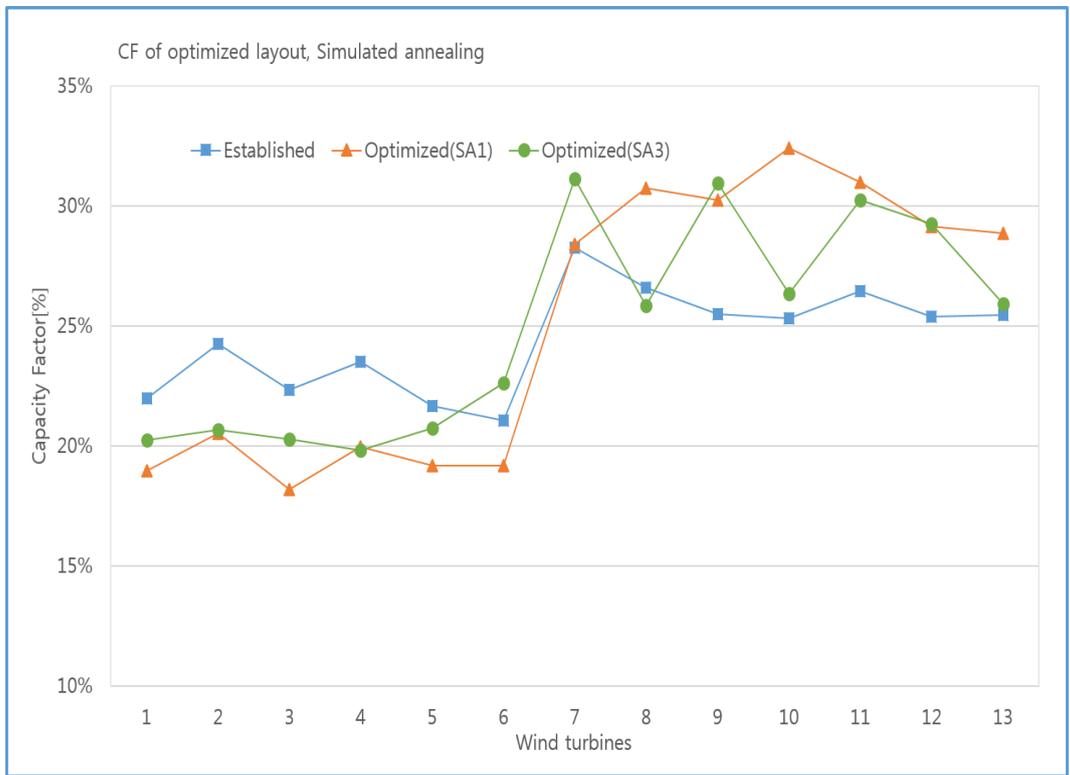


Fig. 6.31 Layout result for wake loss standardization using simulated annealing

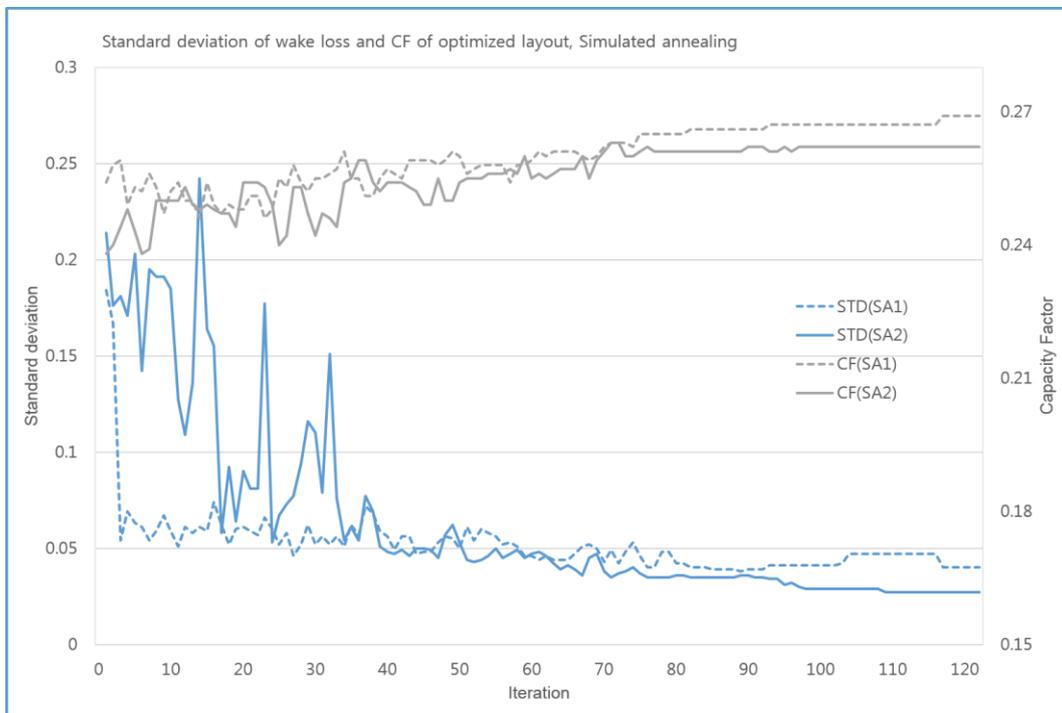


**Fig. 6.32 Fitness for wake loss standardization using simulated annealing**



**Fig. 6.33 Comparison of CF using simulated annealing**

Fig. 6.34은 풀림모사 기법을 이용한 최적배치 목적함수별 후류손실 표준편차와 시스템 이용율 향상도를 비교한 것으로 유전자 알고리즘에서 비교한 것과 비슷한 모습을 보이고 있다. 후류손실을 표준편차의 값이 계산과정에서 많이 진동하는 것은 표준편차의 최소화를 목적으로 하기 때문에 그 해의 값을 중심으로 해가 이동하기 때문이다. 후류 손실을 표준편차로 후류손실을 표준편차 최소화를 목적함수를 이용한 최적배치(SA3)의 결과가 최대 에너지 목적함수(SA1)보다 낮아 지고 있으며 시스템효율도 같이 낮아지고 있어 에너지 생산량 측면에서는 효율이 떨어지고 있다. 시스템 이용율은 다소 낮아졌으나 개별 풍력터빈들의 후류영향은 최대 에너지 목적의 최적배치에 비해 대체적으로 평준화 되었다고 이야기 할 수 있다. 이는 특정 풍력터빈이 과도하게 받는 후류영향을 최소화 했다고 볼 수 있다. Fig. 6.35는 후류손실율에 대하여 기존배치, 최대 에너지 목적함수를 이용한 배치(SA3) 결과와 비교한 것으로 기존 배치 그리고 최대에너지 목적함수를 이용한 배치와 비교하여 후류손실이 전체적으로 낮은 수준으로 내려감으로써 과도한 후류영향을 받는 특정 풍력터빈이 발생하지 않고 있다.



**Fig. 6.34 Comparison of standard deviation and CF between maximum energy and wake loss standardization using SA**

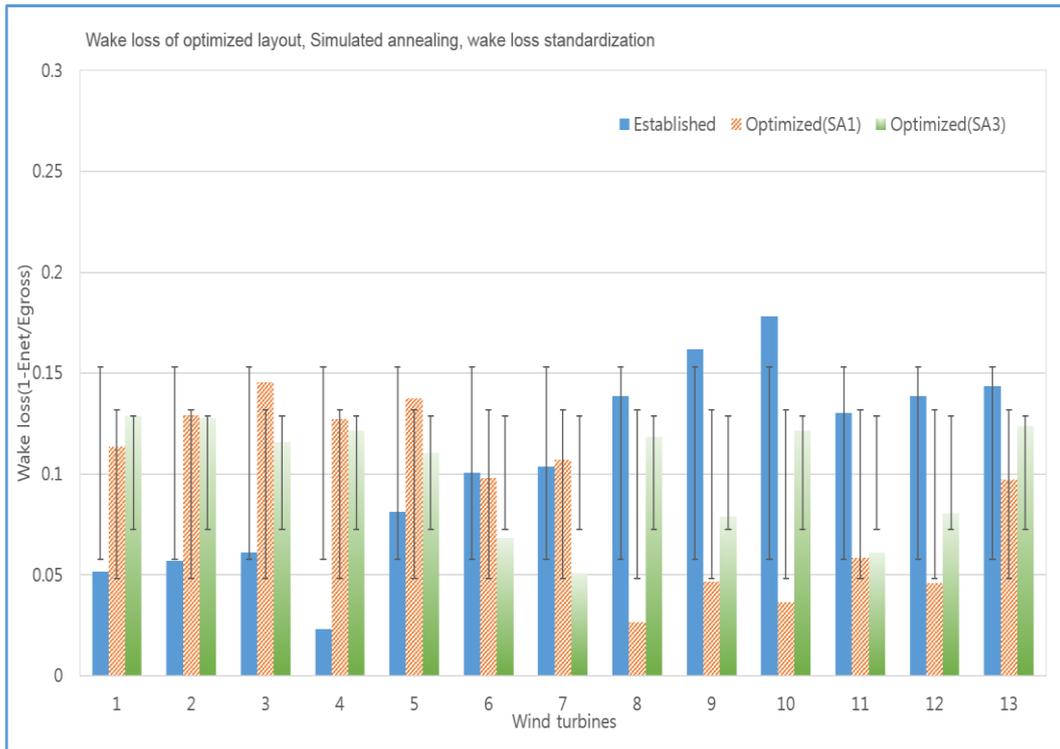


Fig. 6.35 Standard deviation of wake loss using simulated annealing

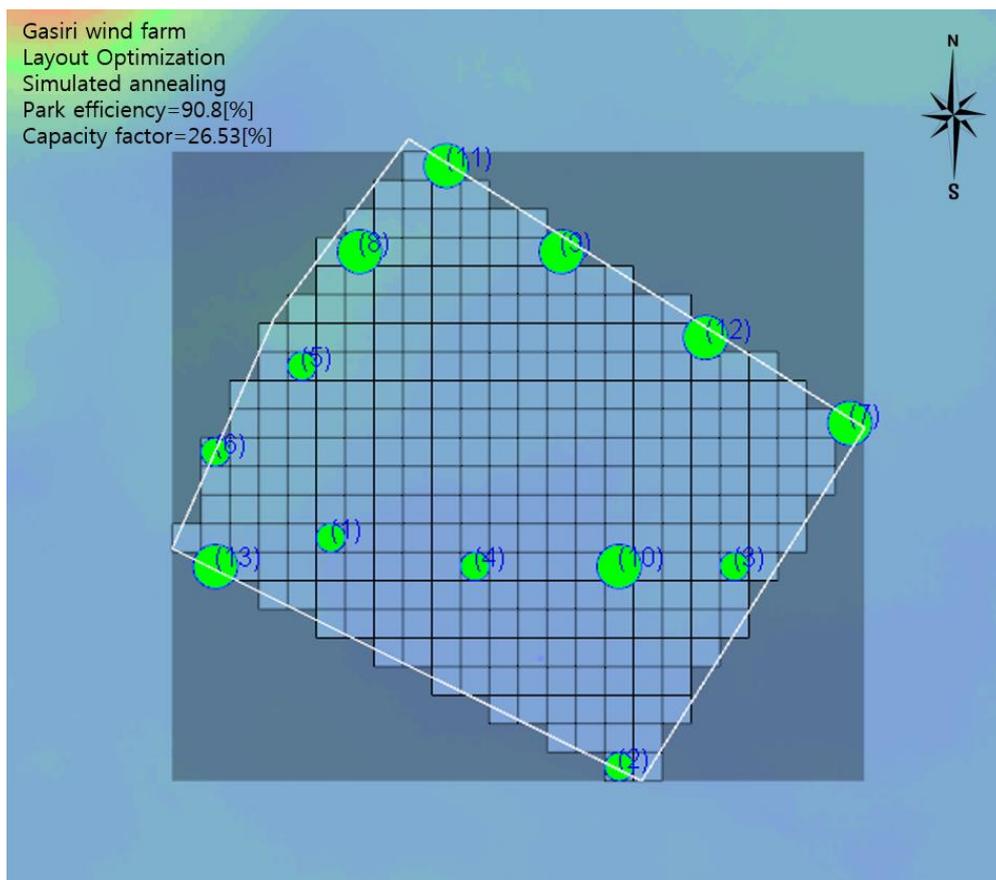
## 2) 미소변동(small perturbation) 방식을 이용한 배치(SA4)

개별 풍력터빈들의 후류손실을 최소화하기 위한 최적배치를 미소변동 방식을 적용한 배치해 변동 방법으로 수행하여 랜덤변동 방식의 최적배치 결과와 비교하였다. 미소변동에 의한 풀림모사 알고리즘의 수행은 앞서 보여준 최대 에너지 목적함수의 최적배치에서는 랜덤방식에 비해 향상된 결과를 보여주지 못했다.

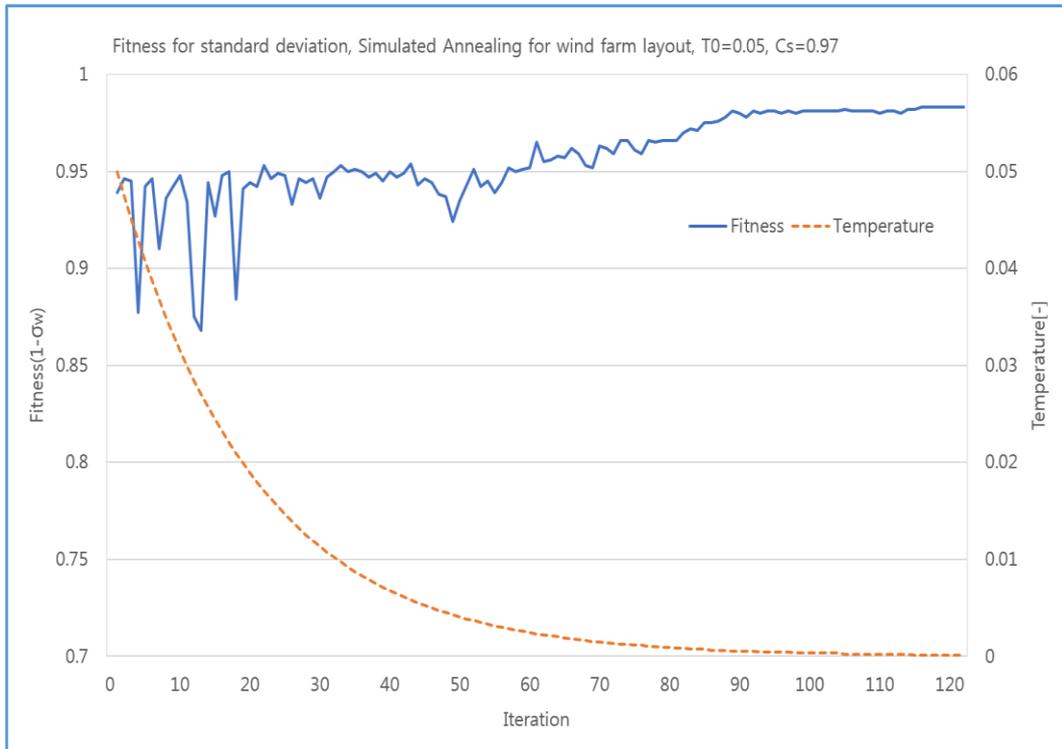
Fig. 6.36은 미소변동 방식을 적용하여 개별 풍력터빈의 후류 손실을 표준편차 최소화를 위한 풀림모사 알고리즘의 최적배치 결과로 단지효율은 90.8%이며 시스템 이용율은 26.5%의 결과를 보이고 있다. 단지효율은 개별 후류손실을 최소화하기 위한 랜덤변동(SA3) 방식의 단지효율 90.5%에 비해 0.3% 증가하였으며, 시스템 이용율도 랜덤방식의 26.2%대비 0.3% 증가하였다. 목적하는 개별 풍력터빈들의 후류손실을 표준편차는 1.7%로 랜덤방식의 후류손실을 표준편차 2.7%대비 1%감소 시킴으로써 랜덤방식보다 더 낮은 표준편차를 보여주고 있어 후류손실을 편차 최소화 목적에 가장 부합하는 결과를 보이고 있다. 미소변동을 이용한 풀림모사 알고리즘 최적배치는 랜덤변동 방식보다 시스템

이용율도 향상시키면서 후류손실을 편차도 향상되어 최적배치 중 가장 좋은 결과를 도출하고 있다.

Fig. 6.37은 미소변동 방식을 이용한 풀림모사 알고리즘 배치 해의 진전도를 보여주는 것으로 랜덤방식에 비해 초기 온도에서의 해의 변동이 심하지 않으면서 천천히 진전되는 것을 알 수 있다. 이것은 미소변동 방식이 주변 영역을 조금씩 탐색함으로써 랜덤변동 방식처럼 큰 해의 변동이 발생하지 않으면서 빠른 해의 진전도 없는 것으로 보인다. 해의 진전은 랜덤변동방식에 비해 느리나 최종 수렴하는 해의 정도는 랜덤방식에 비해 좋은 결과를 보여주고 있다. 최대 에너지 목적함수를 이용한 결과와는 다르게 미소변동 방식이 랜덤변동 방식보다 좋은 결과를 보여주는 것은 주변영역을 미세하게 탐색하는 방법이 전체적으로 후류손실을 균일하게 하고자 하는 목적에 잘 부합되고 있음을 보여주는 것으로 풍력단지의 배치 목적에 맞는 해의 변동 방법을 선택하는 것이 중요함을 알 수 있다.



**Fig. 6.36 Layout result for wake loss standardization using simulated annealing (small perturbation)**



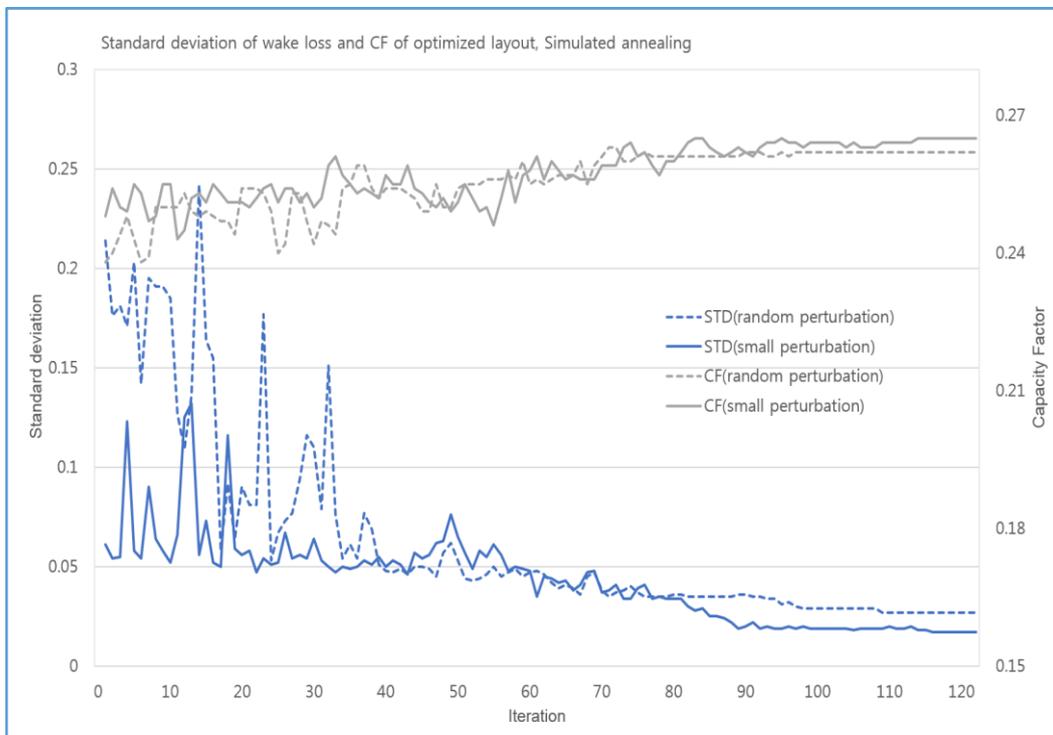
**Fig. 6.37 Fitness for standardization of wake loss using simulated annealing**

Fig. 6.38은 풀림모사 알고리즘의 랜덤변동 방식(SA3)과 미소변동 방식(SA4)의 시스템 이용율과 풍력터빈들의 후류손실을 표준편차의 향상도를 비교한 것으로 미소변동 방식을 이용한 시스템 이용율 적응도가 랜덤변동 방식의 시스템 이용율보다 높은 위치에서 진행하고 있으며 풍력터빈간 후류손실을 편차도 줄이고 있어 랜덤방식에 비해 우수한 결과를 나타내고 있다. 이 결과의 차이는 최대 에너지 목적함수의 결과와는 상반되는 것으로 최대 에너지 목적함수의 결과는 랜덤방식이 우수했으며, 최소 후류손실을 편차의 목적함수 결과는 미소변동 방식이 우수한 결과를 보여주고 있다. 이는 랜덤변동 방식이 배치해 영역을 넓게 쓰면서 개별적인 손실 보다는 전체 해를 중시하는 방향으로 진행하고 있는 것으로 보이며 미소변동 방식은 조금씩 자리를 바꾸어 가면서 미세하게 해를 조절함으로써 개별해의 향상에 도움이 된 것으로 생각된다.

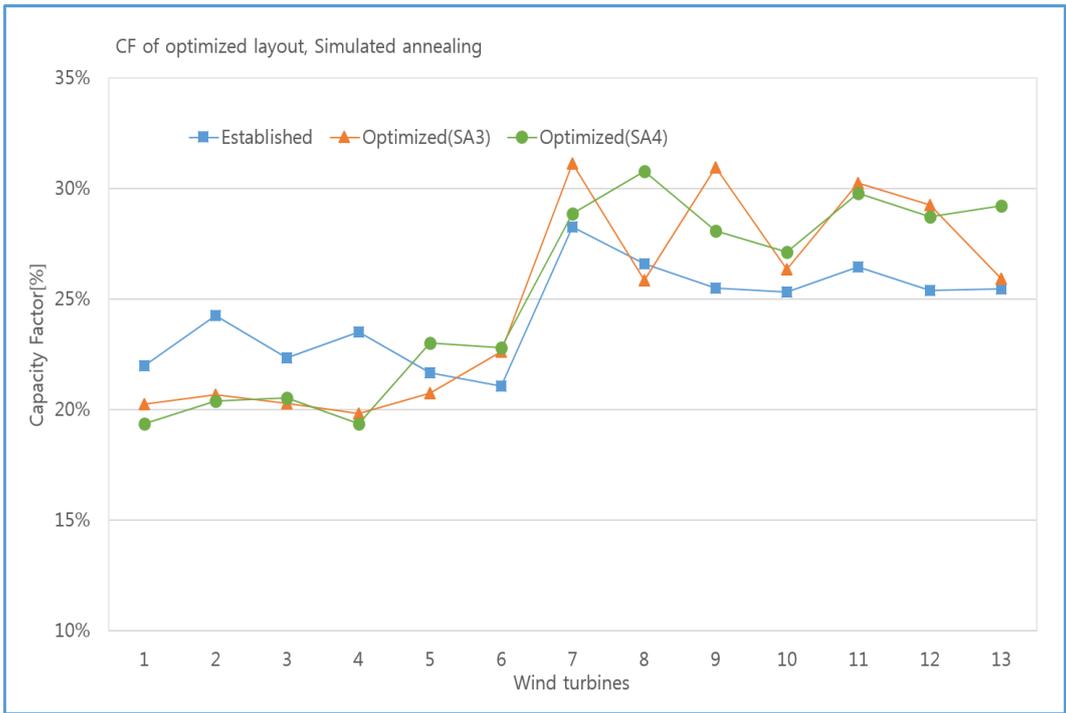
Fig. 6.39는 풀림모사 알고리즘의 후류손실 편차 최소화를 위한 최적배치 방식 중 랜덤 변동방식(SA3)과 미소변동 방식(SA4)의 시스템 이용율을 기존 배치와 같이 비교한 것이다. 두가지 방식의 최적배치 결과 모두 1호기에서 6호기의 작은 시스템 용량의 풍력터빈들의 시스템 이용율이 기존 배치에 비해 낮

으며 7호기에서 13호기의 큰 시스템 용량의 풍력터빈들의 시스템 이용율이 기존 배치에 비해 높다. 이것은 기존 배치에 비해 전체 에너지 생산량을 증가시키는 역할을 하게 된다. 최적배치에 의한 시스템 이용율 분포를 보면 미소변동 방식(SA4)이 랜덤변동 방식(SA3)에 비해 시스템 이용율 변화 추이가 크지 않음을 볼 수 있는데, 이것은 개별 풍력터빈들의 후류 손실 편차가 크지 않으면서 에너지 생산량도 상대적으로 높음을 보여주는 것이다.

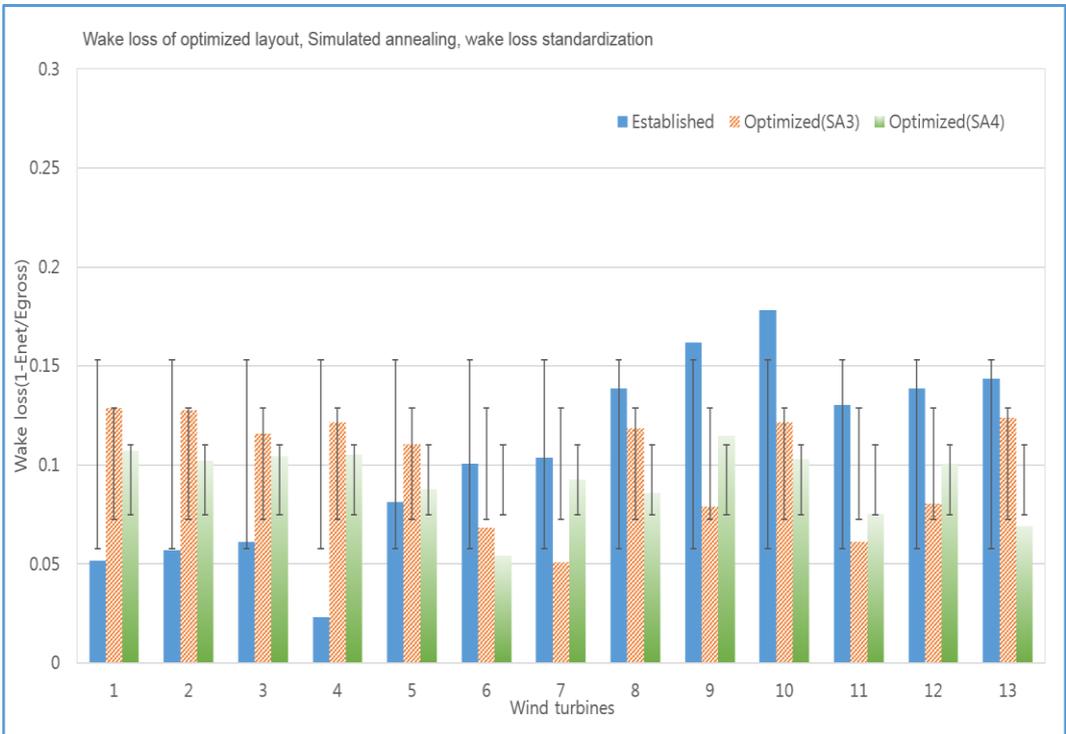
미소변동 방식을 이용한 최적배치 결과의 풍력터빈별 후류손실 편차를 확인하기 위하여 랜덤방식을 이용한 배치결과 및 기존 배치에 의한 풍력터빈별 후류손실을 Fig. 6.40과 같이 비교하였다. 기존 배치의 후류손실율을 보면 8호기에서 13호기 6기의 후류손실율이 13%이상 나타나고 있으며 9호기와 10호기의 경우 15%이상의 많은 후류손실을 보여주고 있다. 반면 최적배치에 의한 후류손실은 모두 기존 배치에 비해 낮은 후류손실을 보여주고 있다. 미소변동 방식을 이용한 최적배치의 경우 모든 풍력터빈의 후류손실율이 12%이하로 균일한 후류영향을 받고 있으며, 과도한 후류 영향을 받는 풍력터빈이 없음을 알 수 있다.



**Fig. 6.38 Comparison of standard deviation and CF between random and small perturbation**



**Fig. 6.39 Comparison of CF between random and small perturbation**



**Fig. 6.40 Standard deviation of wake loss using simulated annealing**

## 6.5 최적배치 결과 비교분석

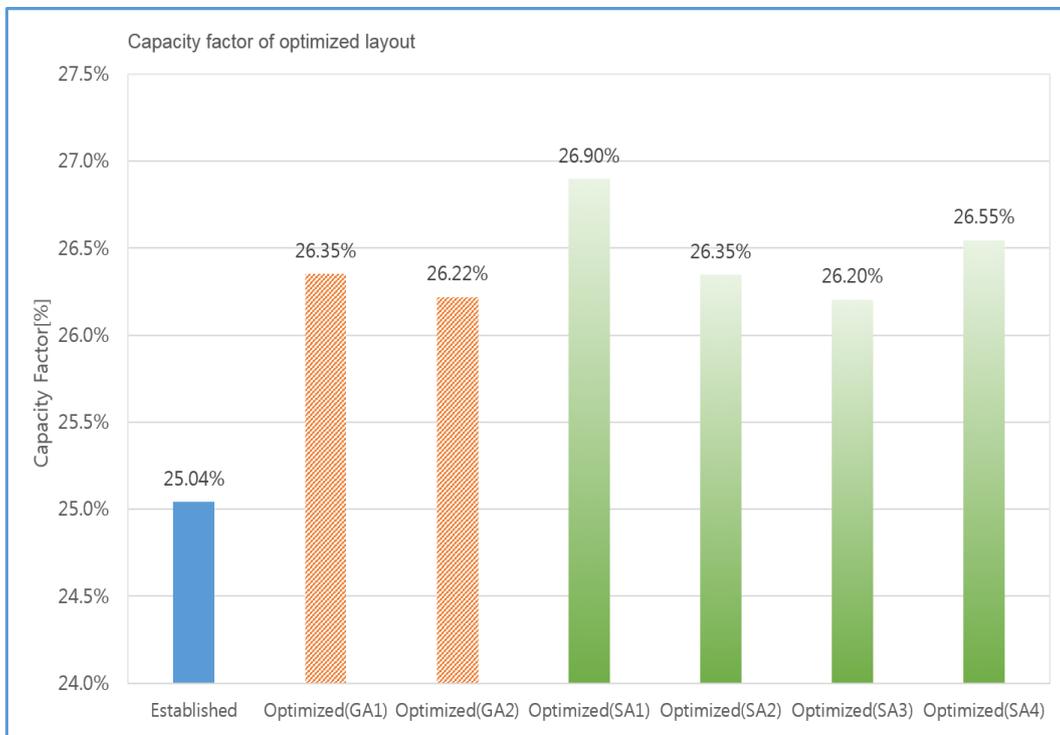
풍력발전시스템 배치 최적화 문제를 유전자 알고리즘과 풀림모사 알고리즘을 이용하여 가시리 풍력단지를 대상으로 수행하였으며, 알고리즘들의 특성과 수행 능력을 확인하기 위하여 각각의 알고리즘 최적배치 결과를 기존 가시리 풍력단지 배치 상태의 계산 결과와 비교하였다. Table 6.1에 가시리 풍력단지의 기존 배치 결과와 본 연구에서 개발한 6가지의 최적화 방법에 따른 최적배치 결과를 보여주고 있다.

**Table 6.1 Comparison of optimized layout result**

	Established	Optimized (GA1)	Optimized (GA2)	Optimized (SA1)	Optimized (SA2)	Optimized (SA3)	Optimized (SA4)
Net Energy [MWh]	32922.40	34644.49	34448.80	35342.19	34619.61	34430.69	34880.40
Capacity Factor [%]	25.04%	26.35%	26.22%	26.90%	26.35%	26.20%	26.55%
Park Efficiency [%]	87.80%	90.90%	90.33%	92.52%	91.51%	90.50%	90.82%
Wake loss [%]	12.20%	9.10%	9.67%	7.48%	8.49%	9.50%	9.18%
STD of wake loss [%]	4.58%	4.05%	3.20%	4.01%	3.32%	2.70%	1.68%
Method	Observation	GA	GA	SA	SA	SA	SA
Objective Function	-	Maximum net energy	Minimum STD of wake loss	Maximum net energy	Maximum net energy	Minimum STD of wake loss	Minimum STD of wake loss

최적배치 결과를 Fig. 6.41의 시스템 이용률 비교 그래프와 같이 살펴보면, 모든 최적배치 결과가 기존 배치의 시스템 이용률 25.04%에 비해 최소 1.16%에서 최대 1.85%의 시스템 이용률 증가를 나타내고 있어 최적배치 알고리즘의 적용 효과가 있음을 보여주고 있다. 그래프를 보면 적용한 모든 최적배치 방식이 기존 배치보다 1%이상 시스템 이용률을 높이고 있는데, 시스템 이용률 1%는 가시리 풍력단지과 같은 전체 단지용량이 15MW인 경우 연간 약 1.5억원(SMP 120원 적용) 정도로 최적배치 결과 중 가장 높은 1.85%를(SA1) 적용하면 연간 약 2.9억원의 매출 변동이 발생한다. 풍력단지 용량이 커질수록 매출규모는 더욱 크게 상승하므로 풍력단지 건설시 풍력발전시스템들의 배치는 매우 중요하다고 볼 수 있다.

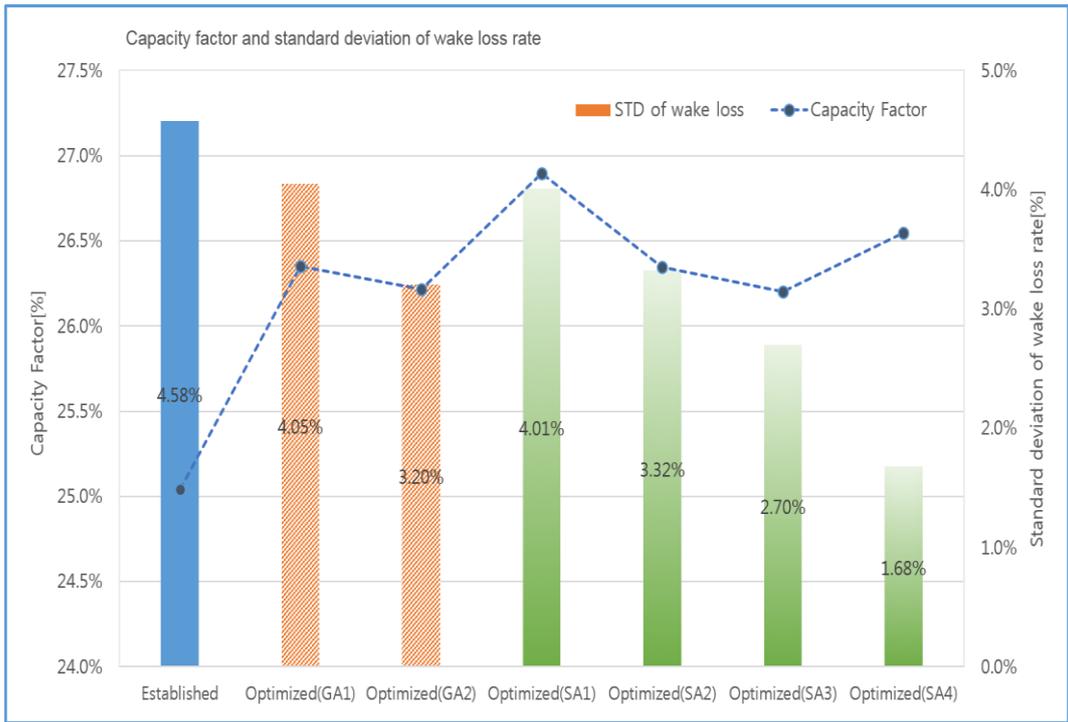
유전자 알고리즘과 풀림모사 알고리즘의 결과를 비교하면 풀림모사 알고리즘의 시스템 이용률이 유전자 알고리즘을 이용한 최적배치 결과의 시스템 이용률보다 좀 더 높은 것을 알 수 있다. 본 연구에서의 최적배치 결과는 풀림모사 알고리즘이 풍력단지 배치에 적합함을 보였으나 본 연구의 배치 결과만을 가지고 알고리즘의 성능을 논하기는 힘들며, 알고리즘의 구성, 수행방식등에 의해 성능 차이 및 결과의 차이를 보일 수 있다.



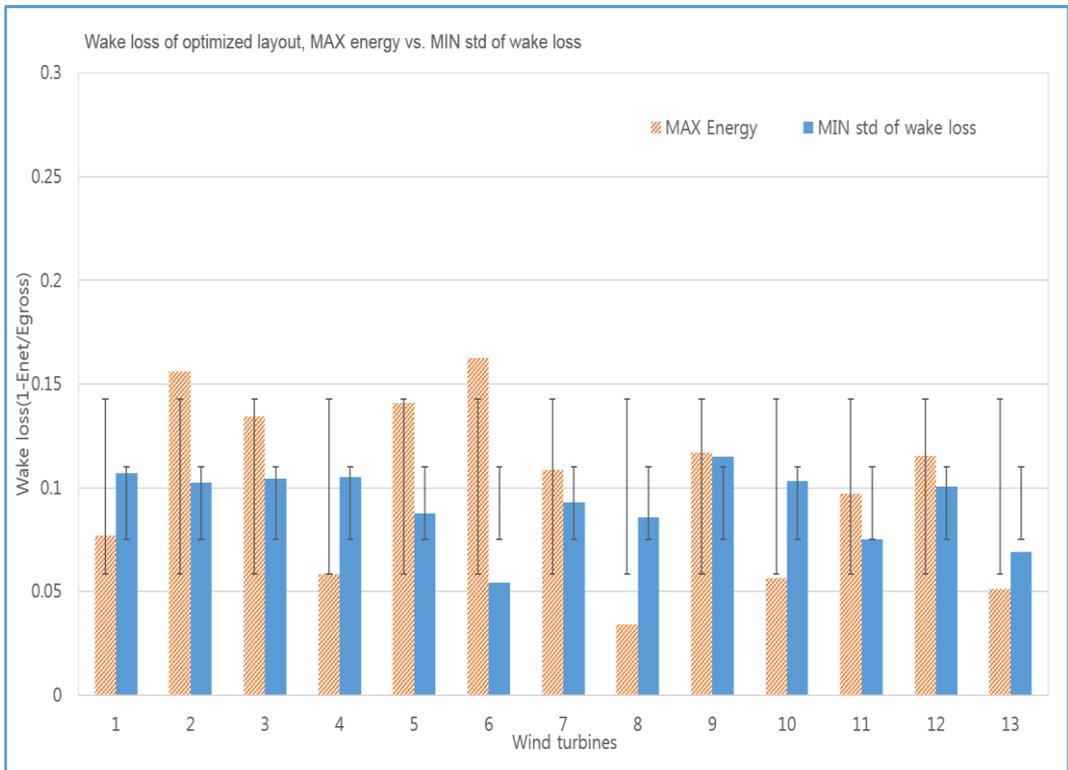
**Fig. 6.41 Comparison of CF between optimized layout**

Fig. 6.42는 최적배치 방법별 시스템 이용율과 후류손실을 표준편차를 비교한 것으로 기존 배치에 비해 모두 후류손실 편차가 낮아지면서 시스템 이용율은 증가하였음을 알 수 있다. 이는 풍력단지 설계시 후류손실을 고려한 최적배치가 필요함을 보여주는 것으로 시스템 이용율 향상과 더불어 풍력터빈간 후류손실 차이도 줄이고 있음을 확인 할 수 있다. 특히, 후류손실 편차 최소화 목적함수를 적용한 풀림모사 알고리즘(SA4)의 경우 1.68%의 후류손실을 표준편차를 보이면서 적용된 최적 배치 결과 중 가장 낮은 손실 편차를 보이고 있고, 시스템 이용율은 두번째로 높은 값을 나타내고 있다. 이는 후류손실을 편차 최소화 목적함수의 적용이 효과적임을 알 수 있는 것으로 시스템 이용율이 가장 높은 최적배치 결과(SA1)에 비해 시스템 이용율이 0.3% 적지만 전체 풍력발전시스템에 대하여 후류로 인한 영향을 평균화 함으로써 많은 에너지 생산량 손실 없이 풍력발전시스템들을 안정적으로 유지하고 관리 할 수 있음을 보여주는 것이다.

Fig. 6.43은 본 연구에서 수행한 최적배치 결과 중 가장 높은 시스템 이용율을 도출한 결과(SA1)와 가장 낮은 후류손실 편차를 도출한 결과(SA4)의 풍력발전시스템별 후류손실율을 비교한 것이다. 그래프를 보면 후류손실을 표준편차의 최소화를 목적으로 수행한 결과가 최대 에너지를 목적으로 수행한 결과에 비해 전체적으로 후류손실이 낮으면서 균일한 결과를 보여주고 있다. 또한, 최대 에너지 목적함수를 이용한 결과의 경우 2호기와 6호기의 에너지 손실이 15%이상 나타나고 있어 특정 풍력발전시스템들이 후류로 인한 영향을 많이 받고 있음을 보여주고 있다. 앞서 설명한 대로 후류의 영향을 많이 받는 풍력발전시스템들은 난류에 의한 피로하중의 증가로 고장 발생율이 높으며 시스템 수명이 단축될 수 있다. 이는 에너지 생산량이 높아 매전수익이 증가하여도 후류영향을 많이 받는 특정 시스템 고장 등으로 인한 가동정지 및 가동정지로 인한 손실, 시스템 수리를 위한 유지보수 비용이 증가할 수 있음을 시사한다. 후류손실 표준편차의 최소화를 위한 목적함수를 이용한 최적배치결과는 최대 에너지 목적함수에 비해 낮은 에너지 생산량을 도출하였지만 그 차이가 0.3%로 크지 않았으며, 개별 풍력터빈별 후류손실면에서 12%이상 후류손실을 발생하는 풍력터빈이 발생하지 않았다. 그 결과 시스템 이용율을 높이면서 균일한 후류영향을 받게 하는 최적배치가 가능함을 보였다.



**Fig. 6.42 Comparison of standard deviation to capacity factor**



**Fig. 6.43 Comparison of standard deviation between MAX energy and MIN std**



## 7. 결론

풍력발전단지 내부에서는 풍력터빈간 간섭에 의해 풍속의 감소 및 발전량 감소가 발생한다. 이는 풍력터빈 배치에 의한 후류의 영향으로, 풍력발전단지 설계시에는 후류에 의한 에너지 손실의 최소화와 후류에 의한 난류강도의 증가를 억제할 수 있는 풍력터빈 배치가 필요하다.

본 연구에서는 풍력단지 설계시 후류의 영향을 최소화 하여 에너지 생산량을 최대화하기 위한 풍력터빈의 최적배치와 관련한 연구를 수행하였다. 이를 위해 에너지 계산 이론 및 후류 이론을 바탕으로 풍력발전단지의 에너지 생산량 예측을 위한 프로그램을 개발하였으며, 개발 프로그램의 적합성을 확인하기 위하여 실제 풍력단지의 SCADA 데이터 분석 결과 및 기존의 상용 프로그램을 이용한 연간 에너지 생산량 계산 결과와 비교하였다.

개발된 에너지 생산량 예측 프로그램을 기반으로 풍력터빈 최적배치를 위하여 유전자 알고리즘과 풀림모사 알고리즘 적용한 최적배치 알고리즘을 개발하고 이를 기존 풍력단지를 대상으로 수행하여 그 결과를 기존 풍력단지의 배치에 의한 에너지 생산량과 비교하였다.

본 연구를 통해 도출된 결과를 정리하면 다음과 같다.

- (1) 제주도 가시리 풍력발전단지 SCADA 데이터를 이용한 에너지 생산량 분석 및 후류 영향 분석을 통해, 후류영향을 받는 풍력터빈에서 이격거리 3.8D에서 9.5D간 최대 65%~20%의 발전량 감소를 보였다. 이격거리 5D 이내 근접 후류 영역에서는 후류영향을 받는 풍력터빈의 발전량 손실이 50% 이상으로 이격거리 5D내에서 후류로 인한 후단 풍력터빈의 에너지 손실이 절반 이상 발생하고 있음을 확인하였다.
- (2) Jensen 후류모델을 이용하여 가시리 풍력단지에서의 후류로 인한 발전량 감소를 계산한 결과 이격거리 8D 이상의 원거리 후류 영역에서는 실제 발전량 감소율과 유사한 결과를 보였으나, 근거리 후류 영역에서는 20% 이상 낮은 손실을 보이고 있어 가시리 풍력단지의 경우 기존 Jensen 후류모델은 이격거리 5D 이내 근접후류 영역에서 후류손실이 과소평가되고 있다.

- (3) Jensen 후류모델을 이용한 후류 영향 계산시 근접후류 영역의 손실 계산 결과의 정확도를 향상시키기 위한 방안으로 후류보정인자를 제시하고 이를 기존 Jensen 후류모델에 적용한 수정 후류 모델식을 다음과 같이 제시하였다. 제시한 수정 후류모델을 적용하여 가시리 풍력단지에 대하여 계산한 결과 실제 분석 데이터와의 적합도를 판단할 수 있는 결정계수가 기존 후류모델의 0.68에서 0.78로 향상되어 기존 후류 모델에 비해 실제 거리별 후류손실을 분포에 더 근접함을 보였다.

$$\frac{U_{def}}{V_0} = \left(1 - \sqrt{1 - C_t}\right) \left(\frac{D_r}{D_r + 2kx}\right)^2 \exp\left(\frac{C_z}{x_d}\right)$$

- (4) 제시한 수정 후류모델을 적용하여 에너지생산량 예측 프로그램을 개발하였으며, 계산 결과를 가시리 풍력발전단지의 연간 에너지 생산량과 비교한 결과 가시리 풍력단지의 연간 시스템 이용율은 25.2%이고, 기존 상용 프로그램의 시스템 이용율은 29%을 보였는데, 본 연구에서 개발한 프로그램의 시스템 이용율은 26.1%로 기존 상용 프로그램보다 실제 시스템 이용율에 가까운 결과를 보임으로써 제시한 수정 후류모델과 에너지 생산량 예측 프로그램이 적합함을 확인하였다.
- (5) 개발된 에너지 생산량 예측 프로그램을 기반으로 풍력단지 배치 최적화를 위한 최적화 알고리즘을 유전자 알고리즘과 풀림모사 알고리즘을 적용하여 개발하였고, 이를 가시리 풍력단지에 대하여 수행한 결과 기존 배치보다 최대 1.85% 시스템 이용율이 향상되는 결과를 나타내어 개발된 최적 배치 알고리즘이 풍력터빈 최적배치에 유용함을 보였다.
- (6) 풍력발전시스템들의 안정적 운용을 위하여 최적배치시 풍력발전시스템들의 후류손실 표준편차를 최소화 하는 목적함수를 제시하였으며, 이를 수행한 결과 모든 개별 풍력터빈 손실율이 12%이하로 낮아지면서 동일한 수준으로 후류영향을 받는 배치가 가능함을 보였다.
- (7) 후류손실 표준편차의 최소화를 위한 목적함수를 이용한 최적배치결과는 최대 에너지 목적함수에 비해 낮은 에너지 생산량을 도출하였지만 그 차이가 0.3%로 크지 않았으며, 개별 풍력터빈별 후류손실면에서 12%이상

후류손실을 발생하는 풍력터빈이 발생하지 않았다. 이러한 배치결과는 특정 풍력터빈이 과도하게 받는 후류로 인한 잠재적인 고장율을 줄일 수 있고, 피로하중의 감소로 인해 운전수명을 유지할 수 있을 것으로 생각되어 풍력발전시스템 최적배치시 효과적인 목적함수로 판단된다.

본 연구를 통하여 기존 후류모델에 비해 적합한 후류모델을 제시하였으며 이를 이용한 에너지생산량 예측 프로그램 및 최적배치 알고리즘을 개발하였다. 개발된 프로그램은 기존 해외 상용 프로그램에 대한 기술 의존도를 벗어나는 기초를 마련하였다는데 의미가 있으며, 향후 실제 풍력단지 설계에 필요한 다양한 기술을 개발하고 에너지 생산량의 계통 연계를 위한 케이블 경로 등 다양한 요소들을 동시에 최적화 하는 방법에 대한 지속적인 연구가 필요하다.



## References

- [1] Expansion of the Type Testing Site for Wind Turbines, KETEP, 2014
- [2] Christian Steiness, Horns Rev 1, 2008
- [3] S. Chowdhury, J. Zhang, A. Messac, L. Castillo, Optimizing the arrangement and the selection of turbines for wind farms subject to varying wind conditions, *Renewable Energy*, 52, pp. 273-282, 2013
- [4] Lissaman, Energy Effectiveness of Arbitrary Array of Wind Turbines, AIAA, pp.79-114, 1979
- [5] J. F. Ainslie, Calculating of Flow Field in the Wake of Wind Turbines, *Journal of Win Engineering and Industrial Aerodynamics*, 27, 1988
- [6] A. Crespo, E. Fraga, Hernandez, J., Luken, E., Analysis of Wind Turbine Wakes, *Euro-forum New Energies*, Saarbruchen, pp. 24-28, 1988
- [7] N.O. Jensen, A note on wind generator interaction, Riso-M-2411, 1983
- [8] I. Katic, J. Højstrup, N. O. Jensen, A simple model for cluster efficiency, *European Wind Energy Association conference and exhibition, EWEC Proceeding*, 1986
- [9] G.C. Larsen, J. Hojstrup, H.A. Madsen, Wind fields in wakes, EUWEC, 1996.
- [10] S. Frandsen, R. Barthelmie, S. Pryor, O. Rathmann, S. Larsen, J. Hojstrup, Analytical modeling of wind speed deficit in large offshore wind farms, *Wind Energy* 2006
- [11] G. Mosetti, C. Poloni, B. Diviacco, Optimization of wind turbine positioning in large wind farms by means of a genetic algorithm, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 1994
- [12] S.A. Grady, M.Y. Hussaini, M.M. Abdullah, Placement of wind turbines using genetic algorithms, *Renewable Energy*, 2005
- [13] G. Marmidis, S. Lazarou, E. Pyrgioti, Optimal placement of wind turbines in a wind park using Monte Carlo simulation, *Renewable Energy*, 2008
- [14] A. Mittal, Optimization of the layout of large wind farms using genetic algorithm, MS thesis, Department of Mechanical and Aerospace Engineering Case Western Reserve University, 2010
- [15] A. Emami, P. Noghreh, New approach on optimization in placement of wind turbines within wind farm by genetic algorithms, *Renewable Energy*, 2010

- [16] A. Kusiak, Z. Song, Design of wind farm layout for maximum wind energy capture, Renewable Energy, 2010
- [17] M. Wagner, K. Veeramachaneni, F. Neumann, Optimizing the layout of 1000 wind turbines. In. European wind energy association annual event, 2011
- [18] W. Markus, D. Jareth, N. Frank, A fast and effective local search algorithm for optimizing the placement of wind turbines, Renewable Energy, 51, pp.64-70, 2013
- [19] J. Kennedy, R.C. Eberhart, Y. Shi, Swarm intelligence, Morgan Kaufmann, 2001
- [20] S. Chowdhury, J. Zhang, A. Messac, L. Castillo, Optimizing the arrangement and the selection of turbines for wind farms subject to varying wind conditions, Renewable Energy, 52, pp. 273-282, 2013
- [21] J.S. Gonzalez, A.G. Rodriguezb, J.C. Morac, J.R. Santos, M.B. Payan, Optimization of wind farm turbines layout using an evolutive algorithm, Renewable Energy, 2010
- [22] L. Chen, E. MacDonald, A new model for wind farm layout optimization with landowner decisions, ASME, IDETC, 2011
- [23] AWSTruepower, OpenWind Theoretical Basis and Validation, 2010
- [24] J.G. Schepers, ENDOW: Validation and improvement of ECN's wakemodel, ECN-C-03-037, 2003
- [25] M. Jamil, Wind power statistics and evaluation of wind energy density, Wind Engineering, 18(5), pp.227-240
- [26] IEC 61400-12-1, Power performance measurements of electricity producing wind turbines, IEC, 2005
- [27] Erich Hau, Wind Turbines, Springer, 2005
- [28] EMD, Introduction to wind turbine wake, 2005
- [29] Bechmark report on wake models at the wind farm scale, EERA DTOC, 2013
- [30] WP1 wake model performance validation results for Horns Rev offshore wind farm, EERA DTOC, 2013
- [31] WP1 wake model performance validation results for Lillgrund offshore wind farm, EERA DTOC, 2013
- [32] M.L. Thogersen, Introduction to Wind Turbine Wake Modelling and Wake Generated Turbulence, EMD International A/S, 2005

- [33] WindPRO 2.8 User Guide, EMD International A/S, 2012
- [34] European Wind Atlas, Risø National Laboratory, 1989
- [35] WINDFARMER Theory Manual, DNV GL, 2014
- [36] 최수형, 전역 최적화 기법 소개: 결정론적 및 확률론적 방법들, ICASE, Vol. 10, No. 3, pp27~33, 2004
- [37] P. Moscato, On Evolution, Search, Optimization, Genetic Algorithm and Martial Arts: Towards Memetic Algorithms, Caltech Concurrent Computation Program, Report, 826, 1989
- [38] J.H. Holland, Adaptation in Natural and Artificial Systems, University of Michigan, Ann Arbor, 1975
- [39] D.E. Goldberg, Genetic Algorithms for Search, Optimization and Machine Learning, Addison-Wesley, 1989
- [40] C.M. Fonseca, P.J. Fleming, Genetic Algorithms for Multiobjective Optimization: Formulation, Discussion and Generalization, Proceedings of the Fifth International Conference on Genetic Algorithms, pp. 416~423, 1993
- [41] C.M. Fonseca, P.J. Fleming, An overview of evolutionary algorithms in multiobjective optimization, Evolutionary Computation, Vol.3, pp.11-18, 1995
- [42] S. Kirkpatrick, C.D. Gelatt Jr., M.P. Vecchi, Optimization by Simulated Annealing, Science, Vol.220, No.4598, pp.671~680, 1983
- [43] A. Suppaitnarm, K.A. Seffen, G.T. Parks, and P.J. Clarkson, A simulated annealing algorithm for multiobjective optimization, Engineering Optimization, Vol. 33, No. 1, pp. 59~85, 2000
- [44] A.E. Eiben and J.E. Smith, Introduction to Evolutionary Computing, Springer, 2003
- [45] 기계공학용어사전, 기계공학사전편찬위원회
- [46] N. Metropolis, A.W. Rosenbluth, M.N. Rosenbluth, A.H. Teller, and E. Teller. "Equations of State Calculations by Fast Computing Machines". *Journal of Chemical Physics*, 21(6):1087-1092, 1953
- [47] Image courtesy of Jeju Energy Corporation, <http://www.jejuenergy.or.kr>



# Appendices

## **Appendix A. Major Codes of the Development Program**

- A.1 Weibull Distribution
- A.2 Wake Model
- A.3 Energy Capture of wind farm
- A.4 Genetic Algorithm for layout optimization
- A.5 Simulated Annealing Algorithm for layout optimization

## **Appendix B. File Formats for Energy Capture Program**

- B.1 Format of Wind Resource Grid File (WRG, RSF)
- B.2 Code of reading WRG
- B.3 Format of Observed Wind Climate File (TAB)
- B.4 Code of reading TAB

## **Appendix C. WAsP Report of Gasiri wind farm**

- C.1 Calculated Annual Energy of Gsiri wind farm
- C.2 Optimal Layout of Gsiri wind farm

## **Appendix D. Pictures of wind farm**

- D.1 Pictures of Gasiri wind farm
- D.2 The special Pictures of Wind Turbines Test Site Gimnyoeng

## Appendix A. Major Codes of the Development Program

### A.1 Weibull Distribution

#### Cumulative distribution function

---

$$F(u) = 1 - e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^k}$$

```
double CKBMath::weibull_cum(double v, double k, double A)
{
    double Ak=pow(v/A,k);
    double F=1.-exp(-Ak);

    return F;
}
```

#### Gamma Function

---

$$\Gamma(z) = \sqrt{2\pi z} \cdot z^{z-1} \cdot e^{-z} \cdot \left(1 + \frac{1}{12z} + \frac{1}{288z^2} - \frac{139}{51840z^3} + \dots\right)$$

```
double CKBMath::gamma(double x)
{
    double series=1.+1./(12.*x)+1./(288.*pow(x,2))-(139./(51840.*pow(x,3)));
    double gammaf=sqrt(2.*PI*x)*pow(x,x-1)*exp(-x)*series;

    return gammaf;
}
```

#### Mean wind speed from Weibull parameters

---

$$u_{mean} = A \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

$$u_{mean} = A \cdot \exp\left[\ln\left(\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right)\right]$$

```
double CKBMath::gamma_vmean(double k, double A)
{
    // baic method
    double gx=1.+(1./k);
    double vmean=A*gamma(gx);

    // natural logrithm of the gamma function
    //double gx=1.+(1./k);
}
```

```

//double z=gamma(gx);
//double n=log(z);
//double vmean=A*exp(n);

return vmean;
}

```

### Power density from Weibull parameters

$$P_{d,weibull} = \int \frac{1}{2} \rho u^3 f(u) du = \frac{1}{2} \rho A^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$$

```

double CKBMath::gamma_power_density(double rho, double k, double A)
{
    //rho:air density
    double gx=1.+(3./k);
    double power_density=0.5*rho*pow(A,3)*gamma(gx);

    return power_density;
}

```

### Weibull fitting with LSM(Least Square Method)

$$F(u) = 1 - e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^k}$$

$$1 - F(u) = e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^k}$$

$$\ln(1 - F(u)) = \ln e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^k} = -\left(\frac{u}{A}\right)^k$$

$$-\ln(1 - F(u)) = \left(\frac{u}{A}\right)^k$$

$$\ln\left(\frac{1}{1 - F(u)}\right) = \left(\frac{u}{A}\right)^k$$

$$\ln\left(\ln\left(\frac{1}{1 - F(u)}\right)\right) = \ln\left(\frac{u}{A}\right)^k$$

$$\ln\left(\ln\left(\frac{1}{1 - F(u)}\right)\right) = k \ln u - k \ln A$$

$$y = \ln \left( \ln \left( \frac{1}{1 - F(u)} \right) \right)$$

$$x = \ln u$$

$$a = k, b = -k \ln A$$

$$y = ax + b + e$$

$$e = y - ax - b$$

$$S = \sum_{i=1}^n e_i^2 = \sum_{i=1}^n (y_i - ax_i - b)^2$$

$$\frac{\partial S}{\partial a} = -2 \sum_{i=1}^n (y_i - ax_i - b)x_i$$

$$\frac{\partial S}{\partial b} = -2 \sum_{i=1}^n (y_i - ax_i - b)$$

$$a = \frac{n \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2}$$

$$b = \bar{y} - a\bar{x}$$

```
void CKBMath::weibull_LSM(CArray<double, double> &data, double &k, double &A)
{
    //1. CDF & LN data
    double F=0.0;//F=cumulative density function= 1-exp(-(v/A)^k)
    double x, y;//y=ln(ln(1/(1-F))), x=ln(v)
    CArray<double, double> ax, ay;//list of x, y

    double f;//probability density function
    for(int i=0; i<data.GetCount(); i++)
    {
        f=data.GetAt(i);
        if(f<=0.0) continue;

        x=log((double)i+1.);//wind speed bin
        ax.Add(x);

        F+=f;// CDF ( 0<F<1)
        if(F<=0.0) F=0.00001;
        if(F>=1.0) F=0.99999;
        y=log(log(1./(1.-F)));
        ay.Add(y);
    }
}
```

```

//2. summation
int n=ax.GetCount();//number of data
double sxy=0.0;//sigma(Xi*Yi)
double sx=0.0;//sigma(Xi)
double sy=0.0;//sigma(Yi)
double sx2=0.0;//sigma(Xi^2)

for(int i=0; i<n; i++)
{
    x=ax.GetAt(i);
    y=ay.GetAt(i);

    sxy += (x*y);
    sx += x;
    sy += y;
    sx2 += pow(x,2);
}

double x_avg=sx/n;
double y_avg=sy/n;

n=n;

//3. Least Square Regression y=ax+b, a=k, b=-kln(A)
double a;//slope
double b;//y intercept
a=(n*sxy-sx*sy)/(n*sx2-pow(sx,2));
b=y_avg-a*x_avg;

//4. result
k=a;
A=exp(-b/k);
}

```

## A.2 Wake Model

### Modified Jensen's wake model

---

$$\frac{u_{def}}{u_0} = \left(1 - \sqrt{1 - C_t}\right) \left(\frac{D_r}{D_r + 2k_w x}\right)^2 \exp\left(\frac{C_z}{x_d}\right)$$

```
double CTurbine::wake_model_jensen(double v, double ct, double D, double k, double x,  
double overlap_area)
```

```
{  
    double area=(PI*D*D)/4.;  
  
    if(ct>1.0) return 0.0;  
  
    double root_ct=1.-sqrt(1.-ct);  
    double Dwake=D+(2.*k*x);  
  
    //original Jensen model  
    double deficit_ratio=root_ct*pow(D/Dwake, 2);  
    if(deficit_ratio==0.0) return 0.0;  
  
    //wake correction factor  
    double xd=x/this->m_rotor_dia;  
    double correction_factor = exp(roughness_length/xd);  
    deficit_ratio=deficit_ratio* correction_factor;  
  
    //overlapping area  
    double area_ratio=(overlap_area)/area;  
    deficit_ratio=deficit_ratio*area_ratio;  
  
    return deficit_ratio;  
}
```

## A.3 Energy Capture of wind farm

### Energy Capture

---

```
void CTurbineLayer::ENERGY_CAPTURE(bool boptimize)
{
    // CALCULATION
    for(int i=1; i<=m_cal_nsector; i++)
    {
        SECTIONAL_ENERGY_CAPTURE(i);
    }

    TOTAL_ENERGY_SUM();

    m_fitness_netEnergy = m_netEnergy;

    //penalty on optimization
    CTurbine *tb=NULL;
    for(int t=0; t<m_arTurbine.GetCount(); t++)
    {
        tb=(CTurbine*)m_arTurbine.GetAt(t);
        tb->m_bnear_turbine=false;

        double dist_ratio=check_distance(tb);
        if(dist_ratio<1.0)//net max
        {
            m_fitness_netEnergy *= dist_ratio;
            tb->m_bnear_turbine=true;
            m_wake_loss_std *= dist_ratio;
        }
        //Energy Maximized
        m_dfitness = m_fitness_netEnergy/m_grossEnergy;
        //wake loss deviation Minimized
        //m_dfitness=1.0-m_wake_loss_std;
    }
}
```

### Sectional Energy Capture

---

```
void CTurbineLayer::SECTIONAL_ENERGY_CAPTURE(int isector)
{
    CTurbine *tb=NULL;
    CTurbine *tc=NULL;//checking turbine

    int nt=m_arTurbine.GetCount();//number of turbine
    for(int t=0; t<nt; t++)
    {
        tb=(CTurbine*)m_arTurbine.GetAt(t);
        tb->initialize_sectional_energy_capture(isector);
    }
}
```

```

for(int t=0; t<nt; t++)
{
    tb=(CTurbine*)m_arTurbine.GetAt(t);
    tb->m_affected_bywake=false;

    //wake overlapped
    //1. check overlapping wake area of other turbines
    //2. area of overlapping and distance from affected turbine
    for(int t2=0; t2<nt; t2++)
    {
        tc=(CTurbine*)m_arTurbine.GetAt(t2);
        if(tc==tb) continue;

        tb->sectional_wake_effect(isector, tc);
    }
    tb->sectional_energy_capture(isector);
}
}

```

## A.4 Genetic Algorithm for layout optimization

### Initial population of layout

```
void CGISView::INITIALIZE_GENETIC_LAYOUT()
{
    for(int i=0; i<m_arPopulation.GetCount(); i++)
    {
        CTurbineLayer *TBLayer = (CTurbineLayer*)m_arPopulation.GetAt(i);
        TBLayer->deleteContents();
        delete TBLayer;
    }
    m_arPopulation.RemoveAll();

    for(int i=0; i<m_nINDIVISUAL; i++)
    {
        CTurbineLayer *tb_layout = new CTurbineLayer(*m_curTBLayer);
        tb_layout->initialize_layout();
        m_arPopulation.Add(tb_layout);
    }

    EVALUATION_GENETIC_LAYOUT();
}
```

### Evaluation of layout

```
double CGISView::EVALUATION_LAYOUT(CTurbineLayer *tb_layout)
{
    if(GET_RESOURCE(tb_layout)==-1) return 0;
    tb_layout->ENERGY_CAPTURE(true);

    return tb_layout->m_dfitness;
}
```

### Genetic Algorithm

```
void CGISView::GENETIC_LAYOUT()
{
    CTurbineLayer *tbf, *tbm;//father, mother

    //selection and crossover
    for(int i=0; i<nselect; i++)
    {
        CTurbineLayer *tb = (CTurbineLayer*)m_arPopulation.GetAt(i);
        selection(tbf, tbm);

        CTurbineLayer *next = new CTurbineLayer();
        next->genetic_crossover(tbf, tbm);

        new_population.Add(next);
    }
}
```

```
//New Population
for(int i=0; i<m_arPopulation.GetCount(); i++)
{
CTurbineLayer *TBLayer = (CTurbineLayer*)m_arPopulation.GetAt(i);
TBLayer->deleteContents();
delete TBLayer;
}
m_arPopulation.RemoveAll();

m_arPopulation.Copy(new_population);

// Evaluation
EVALUATION_GENETIC_LAYOUT();
m_igeneration++;
}
```

## A.5 Simulated Annealing Algorithm for layout optimization

### Simulated Annealing Algorithm

```
void CKBMain::SIMULATED_ANNEALING(double T)
{
    CTurbineLayer *cur_layout = new CTurbineLayer(*m_curTBLLayout);
    EVALUATION_LAYOUT(cur_layout);

    double dcost=0.0;
    for(int i=0; i<markov_number; i++)
    {
        try_layout = new CTurbineLayer(*cur_layout);
        try_layout->sa_perturbation_layout(T, iperturb);

        EVALUATION_LAYOUT(try_layout);

        dcost = cur_layout->m_dfitness - try_layout->m_dfitness;
        if(METROPOLIS(dcost, T))
        {
            cur_layout=try_layout;
            if(cur_layout->m_dfitness > m_bestTBLLayout->m_dfitness)
            {
                m_bestTBLLayout->deleteContents();
                delete m_bestTBLLayout;
                m_bestTBLLayout = new TurbineLayer(*cur_layout);
            }
        }
        else
        {
            try_layout->deleteContents();
            delete try_layout;
            try_layout=NULL;
        }
    }

    m_dmax_fitness=m_curTBLLayout->m_dfitness;
}
```

### Metropolis Criterion

$$\exp\left(-\frac{\Delta E_p}{T_p}\right) > \textit{probability}$$

```
BOOL CGISView::METROPOLIS(double dcost, double T)
{
    if(dcost<=0.) return TRUE;
```

```
double prob = (double)rand()/(double)RAND_MAX;  
if(exp(-dcost/T)>prob) return TRUE;  
else return FALSE;  
  
return FALSE;  
}
```

## Appendix B. File Formats for Energy Capture Program

### B.1 Format of Wind Resource Grid File (WRG, RSF)

Line	Contents
<b>1</b>	$N_x N_y X_{\min} Y_{\min} \{cell\ size\}$
	$N_x$ is the number of grid points in the $X$ -direction
	$N_y$ is the number of grid points in the $Y$ -direction
	$X_{\min}$ is the $X$ -coordinate of the lower left corner (node) of the grid [m]
	$Y_{\min}$ is the $Y$ -coordinate of the lower left corner (node) of the grid [m]
	$\{cell\ size\}$ is the regular resource grid cell size [m]
<b>2</b>	Results for site #1
<b>3</b>	Results for site #2
	...
<b><math>n+1</math></b>	Results for site # $n$

Column	Width	Contents
<b>01-10</b>	10	Text string (10 characters) identifying the site/grid point
<b>11-20</b>	10	$X$ -coordinate (easting) of the site [m]
<b>21-30</b>	10	$Y$ -coordinate (northing) of the site [m]
<b>31-38</b>	8	$Z$ -coordinate (elevation) of the site [m]
<b>39-43</b>	5	Height above ground level [m A.G.L.]
<b>44-48</b>	5	Weibull $A$ -parameter for the total distribution [ $ms^{-1}$ ]
<b>49-54</b>	6	Weibull $k$ -parameter for the total distribution
<b>55-69</b>	15	Power density [ $Wm^{-2}$ ] or power production [ $Why^{-1}$ ]
<b>70-72</b>	3	Number of sectors
<b>73-76</b>	4	Frequency of occurrence for sector #1 [% ·10]
<b>77-80</b>	4	Weibull $A$ -parameter for sector #1 [ $ms^{-1} \cdot 10$ ]
<b>81-85</b>	5	Weibull $k$ -parameter for sector #1 [ $\cdot 100$ ]
<b>86-98</b>	13	As columns 73-85, but for sector #2
...	...	...
<b>216-228</b>	13	As columns 73-85, but for sector #12

## Example of WRG

Nx	Ny	Xmin	Ymin	cell size
244	427	6.38E+05	4.94E+06	5.00E+01

Grid Text	X(m)	Y(m)	Z(Elevation) [m]	AGL(m)	Weibull A(total)	Weibull k(total)	Power Density (W/m <sup>2</sup> )
a1	637525	4941375	29	80	6.6	1.9	2.93E+02
a2	637575	4941375	29	80	6.6	1.9	2.93E+02
a3	637625	4941375	29	80	6.6	1.9	2.93E+02
a4	637675	4941375	29	80	6.6	1.9	2.93E+02
a5	637725	4941375	29	80	6.6	1.9	2.93E+02
a6	637775	4941375	29	80	6.6	1.9	2.93E+02
a7	637825	4941375	29	80	6.6	1.9	2.93E+02
a8	637875	4941375	29	80	6.6	1.9	2.93E+02
a9	637925	4941375	29	80	6.6	1.9	2.93E+02
a10	637975	4941375	29	80	6.6	1.9	2.93E+02

(Direction) Sector	sector 1			sector 2		
	Freq (% x 10)	Weibull A(x10)	Weibull k(x100)	Freq	A	k
12	45	52	201	38	56	195
12	45	52	201	38	56	196
12	45	52	201	38	56	196
12	45	52	201	38	56	197
12	45	53	201	38	56	198
12	45	52	201	38	56	195
12	45	52	201	38	56	196
12	45	52	201	38	56	196
12	45	52	201	38	56	197
12	45	53	201	38	56	198

## B.4 Code of reading WRG

### Reading WRG

---

```
int CWindResource::read_wind_resource(FILE *wrg_rsf, double cell_size)
{
    if(wrg_rsf==NULL) return -1;

    int bfscanf=1;//successful reading

    char dum[CHAR_SIZE];
    double x, y, z, h;

    bfscanf=fscanf_s(wrg_rsf, "% 10c% 10lf% 10lf% 8lf% 5lf", dum, CHAR_SIZE,
    &x, &y, &z, &h);
    if(bfscanf<=0) return -1;

    m_p = vec.point(x,y,z);
    m_elevation = z;
    m_agl_height = h;//hub height

    //make grid box in center of m_pt
    double cell2=cell_size/2.;
    m_box=vec.mbox(x-cell2, y-cell2, x+cell2, y+cell2);

    bfscanf=fscanf_s(wrg_rsf, "% 5lf% 6lf% 15lf", &m_weibull_A, &m_weibull_k,
    &m_power_density);
    if(bfscanf<=0) return -1;

    m_windrose=new CWindRose();
    m_windrose->read_resource_windrose(wrg_rsf);

    m_Vmean=m_windrose->m_Vmean;
    m_power_density=m_windrose->m_power_density;

    return bfscanf;
}
```

```
void CWindRose::read_resource_windrose(FILE *wrg_rsf)
{
    if(wrg_rsf==NULL) return;

    fscanf_s(wrg_rsf, "% 3d", &m_nsector);
    m_range = 360.0/m_nsector;

    //initialize to sum
    m_Vmean=0.0;
    m_power_density=0.0;
}
```

```

CWindSector* sector= new CWindSector();
m_sectors.Add(sector);

int F, A, k;
for(int i=1; i<=m_nsector; i++)
{
    CWindSector* sector= new CWindSector();

    sector->m_ref_dir = m_range*(i-1);

    fscanf_s(wrg_rsf, "%4d%4d%5d", &F, &A, &k);

    sector->m_freq = (double)F*0.1*0.01;/**0.01(100%->1.0)
    sector->m_weibull_A = (double)A*0.1;
    sector->m_weibull_k = (double)k*0.01;

    sector->m_Vmean=math.gamma_vmean(sector->m_weibull_k,sector-
    >m_weibull_A);
    sector->m_power_density=math.gamma_power_density(1.225, sector-
    >m_weibull_k,sector->m_weibull_A);

    m_Vmean += (sector->m_Vmean*sector->m_freq);
    m_power_density += (sector->m_power_density*sector->m_freq);

    m_sectors.Add(sector);
}
}

```

### B.3 Format of Observed Wind Climate File (TAB)

Line	Contents
1	Text string identifying the observed wind climate/anemometer
2	Latitude [°], Longitude [°] and height A.G.L. of anemometer [m]
3	Number of sectors, speed factor $a_u$ and direction offset $b_d$ [°] wind speed bin limits [ $\text{ms}^{-1}$ ] = $a_u \cdot \{\text{column 1}\}$ wind rose rotated by $b_d$
4	Sector-wise frequencies of occurrence [%]
5	Upper limit for speed class 1, sector-wise frequencies [‰] in class 1
6	Upper limit for speed class 2, sector-wise frequencies [‰] in class 2
7–n	Same as line 5 and 6, but for speed class 3–n

#### Example of TAB

Title												
Gasiri_MM_data(20130101_20131231)												
Latitude			Longitude			AGL Height(m)						
290008.35			3697232.82			70						
Number of Sector			Speed Factor			Direction Offset						
F [%]	Sect 1	Sect 2	Sect 3	Sect 4	Sect 5	Sect 6	Sect 7	Sect 8	Sect 9	Sect 10	Sect 11	Sect 12
	20.9	6.65	6.64	6.5	3.69	2.54	3.49	7.37	15.9	4.15	3.11	18.9
Bin (m/s)	Sector wise Frequencies = F(%)*10											
1	4.533	18.02	17.46	19.33	35.62	64.46	49.04	26.32	12.30	38.03	40.36	5.721
2	11.96	58.65	80.18	76.15	141.9	161.9	162.9	91.63	44.09	100.8	91.13	10.74
3	18.04	103.0	136.5	130.6	187.4	259.3	256.1	149.4	73.97	156.2	150.4	18.76
4	26.83	136.4	161.2	165.2	221.9	266.1	212.5	157.7	87.83	191.5	232.4	35.63
5	46.32	154.5	145.7	123.3	161.5	153.6	109.5	140.1	114.8	186.9	168.1	59.52

## B.4 Code of reading TAB

### Reading TAB

---

```
bool CMetMastLayer::IMPORT_TAB_FILE(CString tab_path)
{
    FILE *tab=NULL;

    int err=0;
    if((err=_wfopen_s(&tab, (TCHAR*)(LPCTSTR)tab_path, L"rt"))!=0) return -1;

    char dum[CHAR_SIZE];
    fgets(dum, CHAR_SIZE, tab);

    fscanf_s(tab, "%lf %lf %lf", &m_position_x, &m_position_y, &m_height);

    m_windrose->read_tab_windrose(tab);

    fclose(tab);

    PT4d min = vec.point(m_position_x-10.0, m_position_y-10.0);
    PT4d max = vec.point(m_position_x+10.0, m_position_y+10.0);
    this->m_box = vec.mbox3d(min, max);

    return true;
}

void CWindRose::read_tab_windrose(FILE *tab)
{
    if(tab==NULL) return;

    fscanf_s(tab, "%d %lf %lf", &m_nsector, &m_dscale, &m_doffset);
    m_range = 360.0/m_nsector;

    CWindSector* sector= new CWindSector();
    m_sectors.Add(sector);

    double F=0.0;
    for(int i=1; i<=m_nsector; i++)
    {
        CWindSector* sector= new CWindSector();

        sector->m_ref_dir = m_range*(i-1);

        fscanf_s(tab, "%lf", &F);
        sector->m_freq = F/100.0;//%

        sector->m_ar_freq_sector.Add(0);
        sector->m_ar_freq.Add(0);
    }
}
```

```

        m_sectors.Add(sector);
    }

    double freq=0.0;
    double total_freq=0.0;
    double free_stream=0.0;
    double freq_sector=0.0;

    while(fscanf_s(tab, "%lf", &free_stream)!=-1)
    {
        total_freq=0.0;
        for(int i=1; i<=m_nsector; i++)
        {
            CWindSector* sector= m_sectors.GetAt(i);

            fscanf_s(tab, "%lf", &F);
            freq_sector = F/1000.0; // %
            freq=sector->m_freq*freq_sector;

            sector->m_ar_freq_sector.Add(freq_sector);
            sector->m_ar_freq.Add(freq);

            total_freq+=freq;
        }

        m_ar_freq.Add(total_freq);
    }

    //calculate parameters of weibull
    for(int i=1; i<=m_nsector; i++)
    {
        CWindSector* sector= m_sectors.GetAt(i);
        math.weibull_LSM(sector->m_ar_freq_sector, sector->m_weibull_k, sector->
        >m_weibull_A); //freq in sector
        sector->m_Vmean=math.gamma_vmean(sector->m_weibull_k, sector->
        >m_weibull_A);
        sector->m_power_density=math.gamma_power_density(1.225, sector->
        >m_weibull_k, sector->m_weibull_A);
    }

    math.weibull_LSM(m_ar_freq, m_weibull_k, m_weibull_A);
    m_Vmean=math.gamma_vmean(m_weibull_k, m_weibull_A);
    m_power_density=math.gamma_power_density(1.225, m_weibull_k,
    m_weibull_A);
}

```

## **Appendix C. WAsP Report of Gasiri wind farm**

### **C.1 Calculated Annual Energy of Gsiri wind farm**

Project:  
gasiri\_150603

Printed/Page  
2015-09-03 오후 6:27 / 1  
Licensed user:  
**Jeju National University**  
66 Jejudaehakno  
KR-690 756 Jeju-si

Calculated:  
2015-09-03 오후 6:22/2.9.285

## PARK – Main Result

Calculation: 36방

Wake Model N.O. Jensen (EMD) : 2005

### Calculation Settings

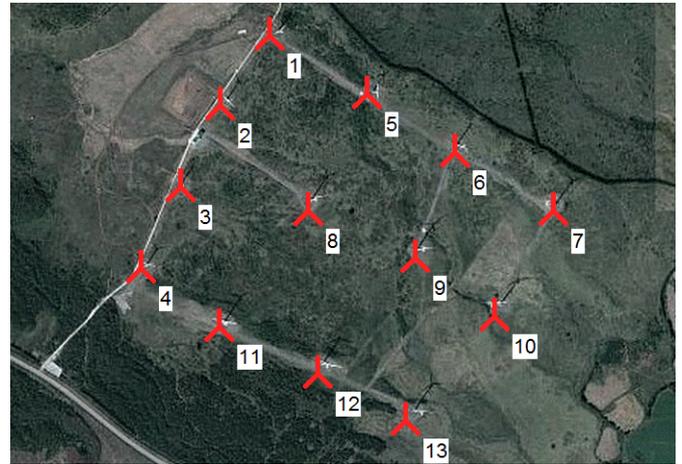
Air density calculation mode Individual per WTG  
Result for WTG at hub altitude 1.186 kg/m<sup>3</sup> to 1.190 kg/m<sup>3</sup>  
Air density relative to standard 96.8 % to 97.1 %  
Hub altitude above sea level (asl) 318.8 m to 356.6 m  
Annual mean temperature at hub alt. 13.0 °C to 13.3 °C  
Pressure at WTGs 973.9 hPa to 978.4 hPa

### Wake Model Parameters

From angle To angle Terrain type Wake Decay Constant  
[°] [°]  
-180.0 180.0 Open farmland 0.075

### Wake calculation settings

Angle [°]		Wind speed [m/s]	
start	end	start	end
0.5	360.0	1.0	30.5



Scale 1:20,000  
New WTG

### Resource file(s)

C:\Users\Wmain\Desktop\Gasiri Base Data\_jh\work\Wind Map\36Deg\_gasiri\_150603\_Res\_10\_Hub\_70.0\_0.0.rsf  
C:\Users\Wmain\Desktop\Gasiri Base Data\_jh\work\Wind Map\36Deg\_gasiri\_150901\_Res\_10\_Hub\_50.0\_0.0.rsf

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>			Mean wind speed @hub height [m/s]
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	
Wind farm	35,847.2	38,594.8	92.9	27.3	2,757.5	2,390	6.4

<sup>a)</sup> Based on wake reduced results, but no other losses included

### Calculated Annual Energy for each of 13 new WTGs with total 15.0 MW rated power

Links	WTG type		Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve		Annual Energy Result [MWh]	Park Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]
	Valid	Manufact.				Type-generator	Creator				
1 A	No	HyoSung	750	50.0	50.0	USER	24-04-2015 1.225 25.00 0.00	1,479.5	94.21	22.5	6.12
2 A	Yes	Unison	750	50.0	50.0	EMD	U50.01.BL.Power Curve_00.C	1,650.9	94.79	25.1	6.34
3 A	No	HyoSung	750	50.0	50.0	USER	24-04-2015 1.225 25.00 0.00	1,523.2	95.12	23.2	6.18
4 A	Yes	Unison	750	50.0	50.0	EMD	U50.01.BL.Power Curve_00.C	1,592.0	97.55	24.2	6.14
5 A	Yes	Unison	750	50.0	50.0	EMD	U50.01.BL.Power Curve_00.C	1,474.5	92.01	22.4	6.07
6 A	No	HyoSung	750	50.0	50.0	USER	24-04-2015 1.225 25.00 0.00	1,418.1	90.04	21.6	6.13
7 A	Yes	HJ	1,500	77.0	70.0	USER	21-11-2013 1.225 25.00 0.00	4,018.9	94.43	30.6	6.69
8 A	Yes	HJ	1,500	77.0	70.0	USER	21-11-2013 1.225 25.00 0.00	3,935.4	93.70	29.9	6.65
9 A	Yes	HJ	1,500	77.0	70.0	USER	21-11-2013 1.225 25.00 0.00	3,768.4	91.98	28.7	6.56
10 A	Yes	HJ	1,500	77.0	70.0	USER	21-11-2013 1.225 25.00 0.00	3,656.1	88.40	27.8	6.59
11 A	Yes	HJ	1,500	77.0	70.0	USER	21-11-2013 1.225 25.00 0.00	3,924.4	95.20	29.8	6.59
12 A	Yes	HJ	1,500	77.0	70.0	USER	21-11-2013 1.225 25.00 0.00	3,698.4	92.66	28.1	6.47
13 A	Yes	HJ	1,500	77.0	70.0	USER	21-11-2013 1.225 25.00 0.00	3,707.4	91.11	28.2	6.54

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

### WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 52

	East	North	Z [m]	Row data/Description
1 New	289,446	3,697,522	299.1	HyoSung HS50 750 50.0 !-! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (1)
2 New	289,313	3,697,340	306.6	Unison U50-750kW 750 50.0 !O! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (2)

To be continued on next page...

Project:  
gasiri\_150603

Printed/Page  
2015-09-03 오후 6:27 / 2  
Licensed user:  
**Jeju National University**  
66 Jejudaehakno  
KR-690 756 Jeju-si

Calculated:  
2015-09-03 오후 6:22/2.9.285

**PARK – Main Result**

Calculation: 36방

...continued from previous page

**UTM (north)-WGS84 Zone: 52**

	East	North	Z [m]	Row data/Description
3 New	289,205	3,697,127	297.9	HyoSung HS50 750 50.0 !-! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (3)
4 New	289,097	3,696,914	291.0	Unison U50-750kW 750 50.0 !O! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (4)
5 New	289,701	3,697,363	280.5	Unison U50-750kW 750 50.0 !O! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (5)
6 New	289,930	3,697,204	271.9	HyoSung HS50 750 50.0 !-! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (6)
7 New	290,185	3,697,044	260.4	HJ HJWT1500 1500 77.0 !O! hub: 70.0 m (TOT: 108.5 m) (7)
8 New	289,539	3,697,058	277.0	HJ HJWT1500 1500 77.0 !O! hub: 70.0 m (TOT: 108.5 m) (8)
9 New	289,821	3,696,929	260.3	HJ HJWT1500 1500 77.0 !O! hub: 70.0 m (TOT: 108.5 m) (9)
10 New	290,024	3,696,770	250.1	HJ HJWT1500 1500 77.0 !O! hub: 70.0 m (TOT: 108.5 m) (10)
11 New	289,300	3,696,755	273.5	HJ HJWT1500 1500 77.0 !O! hub: 70.0 m (TOT: 108.5 m) (11)
12 New	289,556	3,696,626	256.9	HJ HJWT1500 1500 77.0 !O! hub: 70.0 m (TOT: 108.5 m) (12)
13 New	289,786	3,696,498	248.8	HJ HJWT1500 1500 77.0 !O! hub: 70.0 m (TOT: 108.5 m) (13)



Project:  
gasiri\_150603

Printed/Page  
2015-09-03 오후 6:27 / 4  
Licensed user:  
Jeju National University  
66 Jejudaehakno  
KR-690 756 Jeju-si

Calculated:  
2015-09-03 오후 6:22/2.9.285

### PARK – Power Curve Analysis

Calculation: 36방WTG: 1 – HyoSung HS50 750 50.0 !-! 24-04-2015 1.225 25.00 0.00, Hub height: 50.0 m

Name: 24-04-2015 1.225 25.00 0.00  
Source: user

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m <sup>2</sup>
2015-04-24	USER	2015-04-24	2015-04-24	25.0	Pitch	User defined	One generator	0.38

#### HP curve comparison – Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, single generator (2009)	[MWh]	911	1,487	2,085	2,666	3,155	3,589
HyoSung HS50 750 50.0 !-! 24-04-2015 1.225 25.00 0.00	[MWh]	868	1,441	2,040	2,605	3,101	3,509
Check value	[%]	5	3	2	2	2	2

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar – only specific power loading (kW/m<sup>2</sup>) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.

For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.

The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.

Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable – if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

#### Power curve

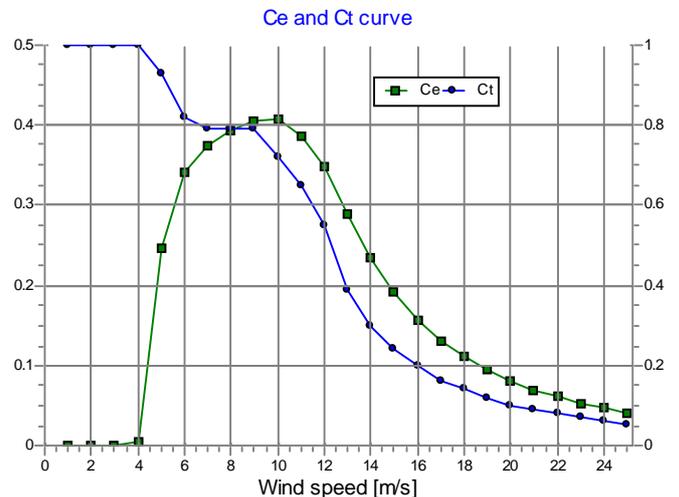
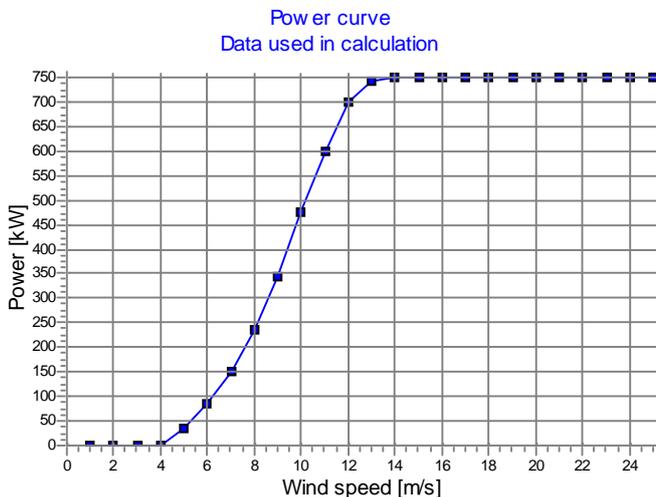
Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m<sup>3</sup>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
4.0	2.0	0.03	4.0	1.08
5.0	38.0	0.25	5.0	0.93
6.0	89.0	0.34	6.0	0.82
7.0	155.0	0.38	7.0	0.79
8.0	242.0	0.39	8.0	0.79
9.0	356.0	0.41	9.0	0.79
10.0	493.0	0.41	10.0	0.72
11.0	624.0	0.39	11.0	0.65
12.0	721.0	0.35	12.0	0.55
13.0	750.0	0.28	13.0	0.39
14.0	750.0	0.23	14.0	0.30
15.0	750.0	0.18	15.0	0.24
16.0	750.0	0.15	16.0	0.20
17.0	750.0	0.13	17.0	0.16
18.0	750.0	0.11	18.0	0.14
19.0	750.0	0.09	19.0	0.12
20.0	750.0	0.08	20.0	0.10
21.0	750.0	0.07	21.0	0.09
22.0	750.0	0.06	22.0	0.08
23.0	750.0	0.05	23.0	0.07
24.0	750.0	0.05	24.0	0.06
25.0	750.0	0.04	25.0	0.05

#### Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.186 kg/m<sup>3</sup> New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50- 1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50- 2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	0.0	0.00	2.50- 3.50	0.0	0.0	0.0
4.0	0.4	0.01	3.50- 4.50	8.4	8.4	0.6
5.0	36.0	0.25	4.50- 5.50	34.4	42.8	2.9
6.0	85.6	0.34	5.50- 6.50	71.8	114.6	7.7
7.0	149.9	0.38	6.50- 7.50	110.8	225.3	15.2
8.0	234.3	0.39	7.50- 8.50	147.9	373.2	25.2
9.0	343.7	0.40	8.50- 9.50	179.2	552.4	37.3
10.0	474.0	0.41	9.50-10.50	197.0	749.5	50.7
11.0	600.2	0.39	10.50-11.50	194.0	943.4	63.8
12.0	699.0	0.35	11.50-12.50	169.4	1,112.8	75.2
13.0	742.6	0.29	12.50-13.50	130.8	1,243.7	84.1
14.0	750.0	0.23	13.50-14.50	91.2	1,334.8	90.2
15.0	750.0	0.19	14.50-15.50	59.6	1,394.4	94.2
16.0	750.0	0.16	15.50-16.50	37.1	1,431.5	96.8
17.0	750.0	0.13	16.50-17.50	22.0	1,453.4	98.2
18.0	750.0	0.11	17.50-18.50	12.4	1,465.9	99.1
19.0	750.0	0.09	18.50-19.50	6.7	1,472.6	99.5
20.0	750.0	0.08	19.50-20.50	3.5	1,476.2	99.8
21.0	750.0	0.07	20.50-21.50	1.8	1,477.9	99.9
22.0	750.0	0.06	21.50-22.50	0.9	1,478.8	100.0
23.0	750.0	0.05	22.50-23.50	0.4	1,479.2	100.0
24.0	750.0	0.05	23.50-24.50	0.2	1,479.4	100.0
25.0	750.0	0.04	24.50-25.50	0.1	1,479.5	100.0



Project:  
gasiri\_150603

Printed/Page  
2015-09-03 오후 6:27 / 5  
Licensed user:  
**Jeju National University**  
66 Jejudaehakno  
KR-690 756 Jeju-si

Calculated:  
2015-09-03 오후 6:22/2.9.285

### PARK – Wind Data Analysis

Calculation: 36방 Wind data: A – Resource file(s); Hub height: 50.0

#### Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 52 East: 289,446 North: 3,697,522  
HyoSung HS50 750 50.0 !-! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (1)

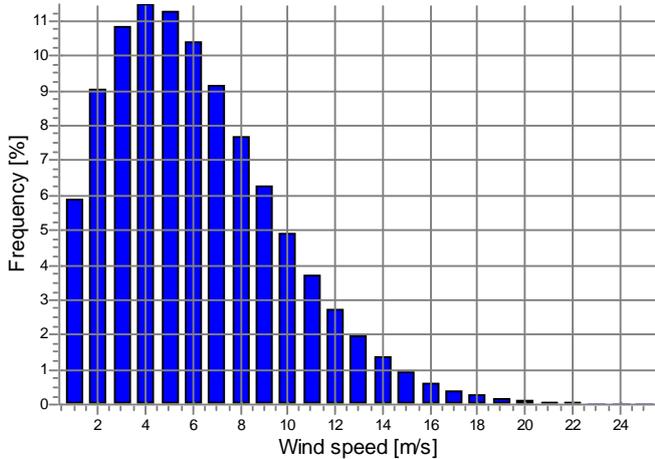
#### RSF file

C:\WUsers\main\Desktop\WGasiri Base Data\_jh\work\Wind  
Map\W36Deg\_gasiri\_150603\_Res\_10\_Hub\_70.0\_0.rsf  
C:\WUsers\main\Desktop\WGasiri Base Data\_jh\work\Wind  
Map\W36Deg\_gasiri\_150901\_Res\_10\_Hub\_50.0\_0.rsf

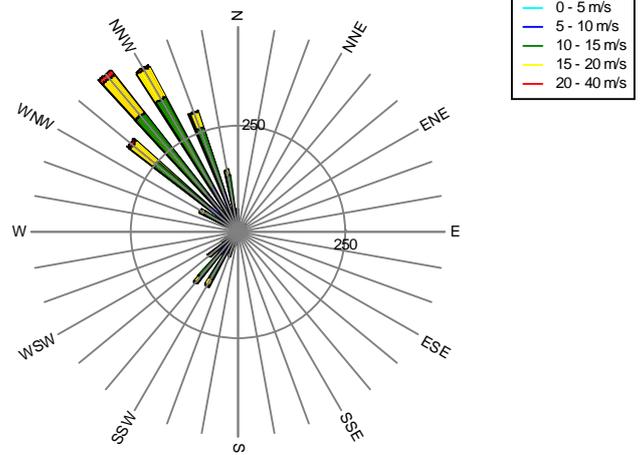
#### Weibull Data

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 0	6.60	5.85	2.120	2.8
1 1	5.40	4.78	2.060	2.2
2 2	5.00	4.44	1.820	2.1
3 3	5.10	4.53	1.890	2.1
4 4	5.30	4.70	1.900	2.2
5 5	5.20	4.61	2.100	2.4
6 6	5.10	4.52	2.190	2.4
7 7	5.10	4.52	2.330	2.2
8 8	4.80	4.25	2.052	1.9
9 9	4.20	3.76	1.650	1.5
10 10	4.00	3.62	1.470	1.2
11 11	3.57	3.18	1.710	1.1
12 12	3.50	3.10	2.081	0.9
13 13	3.10	2.75	2.224	0.8
14 14	3.10	2.75	2.090	0.9
15 15	3.20	2.92	1.400	1.0
16 16	3.45	3.32	1.110	1.1
17 17	4.00	3.65	1.110	1.3
18 18	4.30	4.00	1.257	1.7
19 19	4.77	4.37	1.360	2.2
20 20	5.70	5.13	1.536	3.5
21 21	7.30	6.47	2.000	5.3
22 22	7.30	6.47	2.040	5.8
23 23	6.23	5.56	1.672	4.1
24 24	5.44	4.94	1.430	2.4
25 25	4.70	4.27	1.440	1.4
26 26	4.10	3.65	1.740	0.9
27 27	3.70	3.28	1.900	0.8
28 28	4.10	3.65	1.797	1.0
29 29	5.60	4.98	1.800	1.5
30 30	7.80	6.91	2.210	3.3
31 31	9.30	8.24	2.376	6.7
32 32	9.70	8.60	2.450	8.9
33 33	9.60	8.53	2.640	8.9
34 34	9.10	8.09	2.630	7.0
35 35	8.10	7.18	2.360	4.5

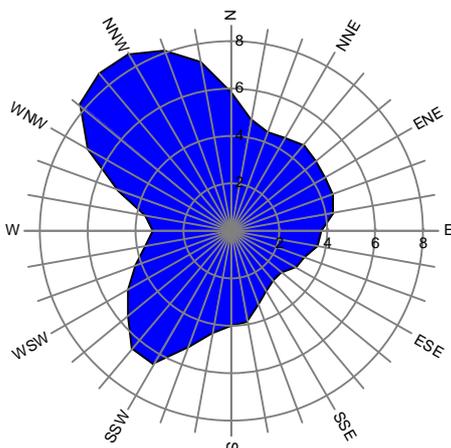
Weibull Distribution



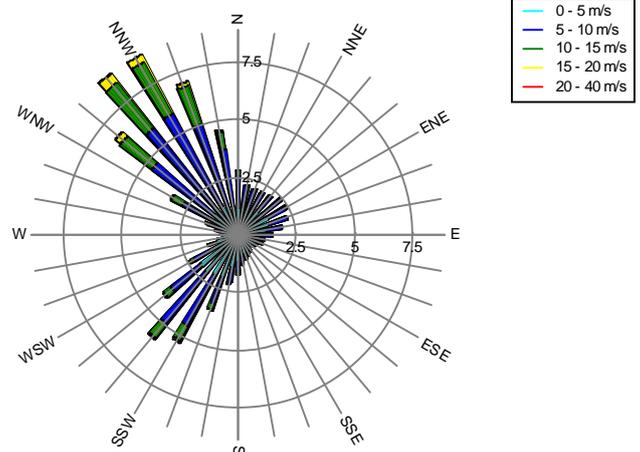
Energy Rose (kWh/m²/year)



Mean wind speed (m/s)



Frequency (%)



Project:  
gasiri\_150603

Printed/Page  
2015-09-03 오후 6:27 / 6

Licensed user:  
**Jeju National University**  
66 Jejudaehakno  
KR-690 756 Jeju-si

Calculated:  
2015-09-03 오후 6:22/2.9.285

### PARK – Wind Data Analysis

Calculation: 36방 Wind data: A – Resource file(s); Hub height: 50.0

#### Site coordinates

UTM (north)–WGS84 Zone: 52 East: 289,313 North: 3,697,340  
Unison U50–750kW 750 50.0 !O! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (2)

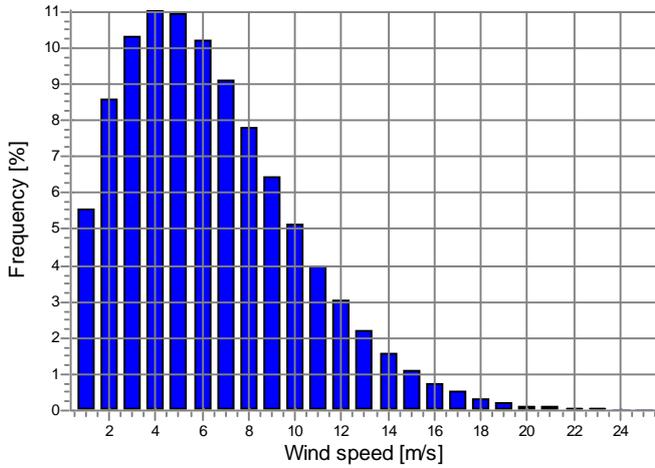
#### RSF file

C:\WUsers\Wmain\Desktop\WGasiri Base Data\_jh\work\Wind  
Map\W36Deg\_gasiri\_150603\_Res\_10\_Hub\_70.0\_0.rsf  
C:\WUsers\Wmain\Desktop\WGasiri Base Data\_jh\work\Wind  
Map\W36Deg\_gasiri\_150901\_Res\_10\_Hub\_50.0\_0.rsf

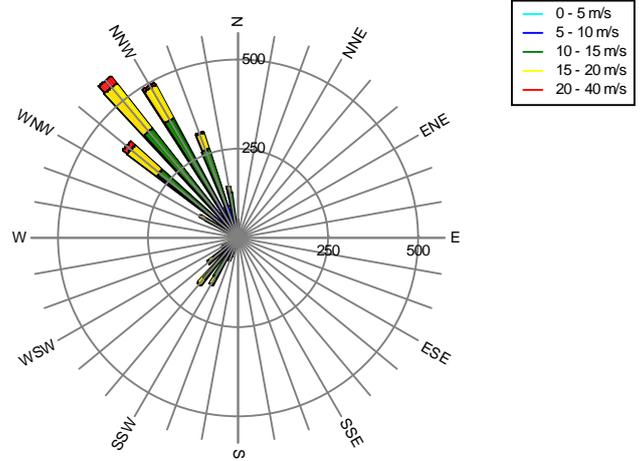
#### Weibull Data

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 0	6.64	5.88	2.117	2.7
1 1	5.50	4.87	2.053	2.1
2 2	5.10	4.53	1.830	2.0
3 3	5.20	4.62	1.890	2.0
4 4	5.40	4.79	1.880	2.2
5 5	5.40	4.78	2.100	2.4
6 6	5.30	4.69	2.170	2.4
7 7	5.30	4.70	2.341	2.3
8 8	5.10	4.52	2.066	2.0
9 9	4.40	3.93	1.650	1.5
10 10	4.20	3.80	1.470	1.2
11 11	3.70	3.30	1.720	1.1
12 12	3.70	3.28	2.090	0.9
13 13	3.36	2.98	2.250	0.8
14 14	3.26	2.89	2.086	0.9
15 15	3.30	3.01	1.380	1.0
16 16	3.51	3.39	1.100	1.1
17 17	4.10	3.94	1.110	1.3
18 18	4.50	4.18	1.260	1.7
19 19	5.00	4.58	1.360	2.1
20 20	5.80	5.23	1.516	3.3
21 21	7.43	6.58	1.983	5.1
22 22	7.50	6.64	2.070	5.8
23 23	6.60	5.69	1.700	4.3
24 24	5.70	5.18	1.430	2.5
25 25	4.80	4.35	1.445	1.4
26 26	4.30	3.83	1.740	1.0
27 27	3.90	3.46	1.900	0.8
28 28	4.50	4.00	1.790	1.0
29 29	6.00	5.34	1.800	1.6
30 30	8.26	7.32	2.220	3.4
31 31	9.80	8.69	2.390	7.0
32 32	10.16	9.01	2.450	9.1
33 33	9.96	8.86	2.670	8.8
34 34	9.33	8.29	2.620	6.7
35 35	8.20	7.27	2.364	4.3

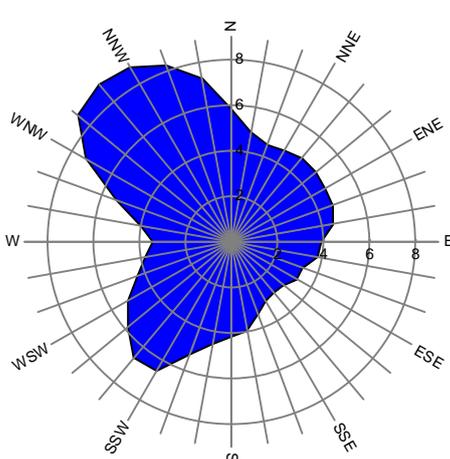
Weibull Distribution



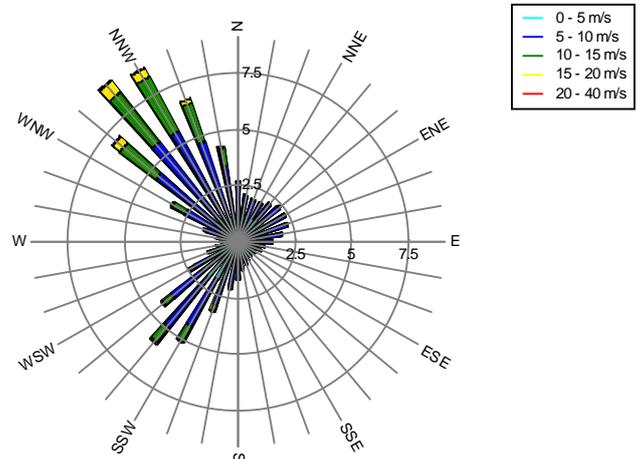
Energy Rose (kWh/m²/year)



Mean wind speed (m/s)



Frequency (%)



Project:  
gasiri\_150603

Printed/Page  
2015-09-03 오후 6:27 / 7

Licensed user:  
**Jeju National University**  
66 Jejudaehakno  
KR-690 756 Jeju-si

Calculated:  
2015-09-03 오후 6:22/2.9.285

### PARK – Wind Data Analysis

Calculation: 36방 Wind data: A – Resource file(s); Hub height: 50.0

#### Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 52 East: 289,205 North: 3,697,127  
HyoSung HS50 750 50.0 !-! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (3)

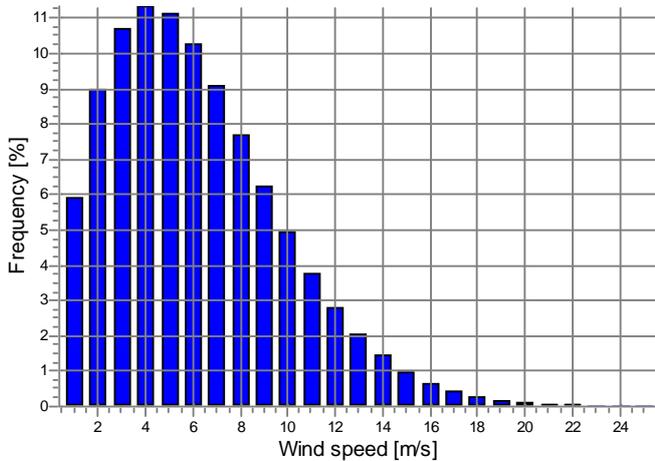
#### RSF file

C:\Users\Wmain\Desktop\WGasiri Base Data\_jh\work\Wind  
Map\W36Deg\_gasiri\_150603\_Res\_10\_Hub\_70.0\_0.rsf  
C:\Users\Wmain\Desktop\WGasiri Base Data\_jh\work\Wind  
Map\W36Deg\_gasiri\_150901\_Res\_10\_Hub\_50.0\_0.rsf

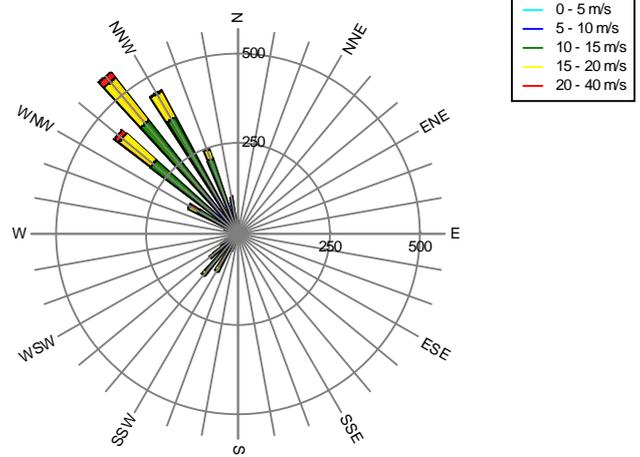
#### Weibull Data

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 0	6.00	5.31	2.110	2.4
1 1	5.10	4.52	2.060	2.0
2 2	4.80	4.27	1.830	1.9
3 3	4.90	4.35	1.885	1.9
4 4	5.10	4.53	1.860	2.1
5 5	5.30	4.69	2.081	2.3
6 6	5.10	4.52	2.130	2.4
7 7	5.30	4.70	2.380	2.4
8 8	5.10	4.52	2.124	2.1
9 9	4.50	4.02	1.680	1.7
10 10	4.20	3.80	1.470	1.3
11 11	3.70	3.30	1.740	1.2
12 12	3.80	3.37	2.090	1.0
13 13	3.30	2.92	2.260	0.8
14 14	3.20	2.84	2.033	0.9
15 15	3.20	2.94	1.340	1.0
16 16	3.50	3.39	1.090	1.1
17 17	4.05	3.88	1.120	1.3
18 18	4.25	3.94	1.280	1.6
19 19	4.70	4.30	1.360	2.0
20 20	5.40	4.87	1.515	3.1
21 21	7.00	6.21	1.951	4.7
22 22	7.26	6.43	2.100	5.7
23 23	6.40	5.70	1.758	4.6
24 24	5.60	5.09	1.430	2.7
25 25	4.80	4.36	1.430	1.6
26 26	4.20	3.74	1.750	1.0
27 27	3.90	3.46	1.900	0.9
28 28	4.59	4.09	1.785	1.1
29 29	6.39	5.68	1.819	1.8
30 30	8.55	7.57	2.220	3.8
31 31	9.80	8.69	2.400	7.5
32 32	10.00	8.87	2.460	9.5
33 33	9.75	8.68	2.720	8.6
34 34	8.90	7.91	2.610	6.1
35 35	7.60	6.73	2.326	3.8

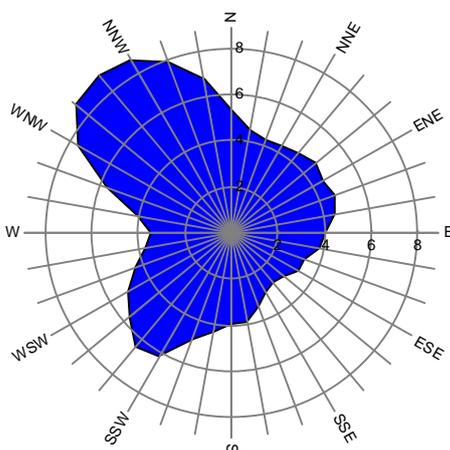
Weibull Distribution



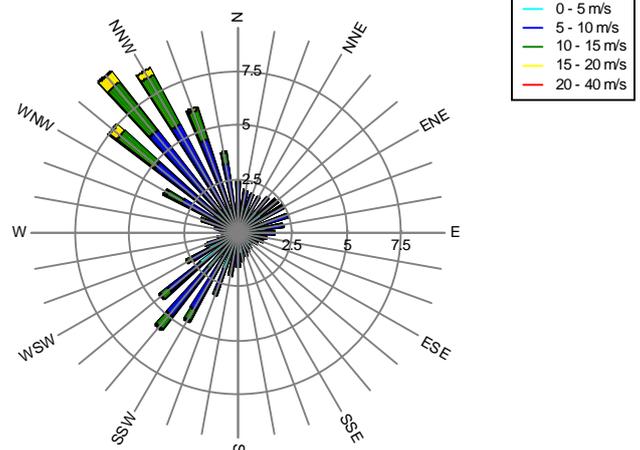
Energy Rose (kWh/m²/year)



Mean wind speed (m/s)



Frequency (%)



Project:

gasiri\_150603

Printed/Page

2015-09-03 오후 6:27 / 8

Licensed user:

Jeju National University  
66 Jejudaehakno  
KR-690 756 Jeju-si

Calculated:

2015-09-03 오후 6:22/2.9.285

# PARK - Park power curve

Calculation: 36방

Wind speed [m/s]	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35			
0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
1.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2.5	7	5	7	6	4	2	3	4	5	5	3	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3.5	119	81	97	97	81	46	61	87	91	70	71	83	85	71	44	41	69	81	83	83	81	88	78	55	69	88	97	84	89	92	89	77	56	66	95	99	93	84			
4.5	504	371	410	433	396	269	282	398	423	336	361	390	406	290	265	255	292	391	374	371	345	282	269	273	264	276	426	347	385	413	419	336	250	322	435	454	428	418			
5.5	1,516	1,159	1,279	1,348	1,291	995	987	1,369	1,340	1,099	1,199	1,267	1,299	960	748	932	1,247	1,315	1,254	1,231	1,186	1,264	1,240	956	927	1,230	1,342	1,101	1,223	1,310	1,318	1,054	823	1,030	1,343	1,395	1,311				
6.5	2,882	2,442	2,572	2,663	2,560	1,756	1,750	2,563	2,563	2,473	2,560	2,604	2,098	1,714	2,072	2,527	2,622	2,545	2,514	2,456	2,554	2,507	2,104	2,071	2,515	2,661	2,338	2,500	2,613	2,626	2,230	1,829	2,191	2,645	2,720	2,663	2,610				
7.5	4,614	4,050	4,228	4,335	4,179	3,662	3,695	4,214	4,326	3,925	4,096	4,202	4,261	3,630	3,132	3,579	4,156	4,280	4,183	4,145	4,079	4,198	4,117	3,602	3,585	4,156	4,335	3,830	4,132	4,266	4,284	3,796	3,268	3,719	4,305	4,402	4,327	4,256			
8.5	6,697	6,005	6,249	6,354	6,130	5,497	5,576	6,224	6,346	5,873	6,071	6,188	6,263	5,556	4,868	5,411	6,120	6,275	6,154	6,107	6,053	6,186	6,047	5,415	5,451	6,156	6,356	5,861	6,117	6,270	6,294	5,724	5,047	5,595	6,320	6,437	6,345	6,255			
9.5	9,079	8,278	8,582	8,705	8,394	7,649	7,799	8,554	8,680	8,148	8,370	8,490	8,579	7,711	6,930	7,559	8,402	8,587	8,440	8,382	8,352	8,491	8,279	7,527	7,642	8,473	8,689	8,155	8,419	8,590	8,619	7,984	7,165	7,799	8,651	8,784	8,678	8,575			
10.5	11,605	10,762	11,096	11,227	10,872	10,057	10,262	11,067	11,200	10,645	10,876	10,991	11,083	10,153	9,267	9,972	10,903	11,096	10,937	10,871	10,858	10,993	10,736	9,893	10,084	10,988	11,205	10,642	10,923	11,104	11,142	10,467	9,549	10,244	11,170	11,308	11,202	11,100			
11.5	13,983	13,230	13,530	13,663	13,338	12,542	12,766	13,520	13,642	13,130	13,364	13,445	13,528	12,666	11,775	12,474	13,364	13,540	13,410	13,351	13,338	13,459	13,202	12,385	12,605	13,460	13,646	13,131	13,367	13,550	13,597	12,959	12,057	12,744	13,615	13,766	13,646	13,561			
12.5	15,048	14,819	14,994	15,015	14,809	14,473	14,694	14,976	14,985	14,862	14,900	14,878	14,912	14,553	13,963	14,406	14,808	14,878	14,822	14,795	14,882	14,883	14,674	14,280	14,615	14,964	14,965	14,838	14,912	14,960	15,004	14,790	14,275	14,672	15,014	15,035	15,029	15,022			
13.5	15,204	15,173	15,202	15,204	15,158	15,078	15,189	15,200	15,198	15,186	15,186	15,187	15,178	15,182	15,149	15,035	15,097	15,164	15,176	15,185	15,159	15,185	15,180	15,129	15,034	15,148	15,199	15,194	15,186	15,191	15,195	15,202	15,195	15,148	15,174	15,204	15,204	15,204	15,204		
14.5	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,203	15,203	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,200	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204		
15.5	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204	15,204		
16.5	15,194	15,196	15,195	15,195	15,195	15,196	15,197	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195	15,195		
17.5	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	15,188	
18.5	15,181	15,183	15,182	15,182	15,182	15,184	15,184	15,182	15,182	15,183	15,183	15,182	15,182	15,183	15,184	15,183	15,181	15,181	15,181	15,181	15,181	15,182	15,182	15,181	15,183	15,184	15,183	15,182	15,182	15,183	15,183	15,183	15,183	15,184	15,185	15,184	15,182	15,182	15,183	15,183	
19.5	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,167	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168	15,168
20.5	15,169	15,170	15,169	15,169	15,169	15,170	15,170	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169	15,169
21.5	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,164	15,164	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163	15,163
22.5	15,157	15,158	15,158	15,157	15,158	15,158	15,158	15,157	15,157	15,158	15,158	15,157	15,157	15,157	15,157	15,157	15,157	15,157	15,157	15,157	15,157	15,157	15,158	15,158	15,158	15,158	15,157	15,158	15,158	15,158	15,158	15,158	15,158	15,158	15,158	15,158	15,158	15,158	15,158	15,158	15,158
23.5	15,151	15,152	15,151	15,151	15,152	15,152	15,151	15,151	15,152	15,152	15,151	15,151	15,151	15,152	15,153	15,152	15,151	15,151	15,151	15,151	15,151	15,151	15,152	15,152	15,152	15,152	15,152	15,152	15,152	15,152	15,152	15,152	15,152	15,152	15,152	15,152	15,152	15,152	15,152	15,152	15,152
24.5	15,145	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,147	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146	15,146
25.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

### Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes array losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not

Project:  
gasiri\_150603

Printed/Page  
2015-09-03 오후 6:27 / 9  
Licensed user:  
**Jeju National University**  
66 Jejudaehakno  
KR-690 756 Jeju-si

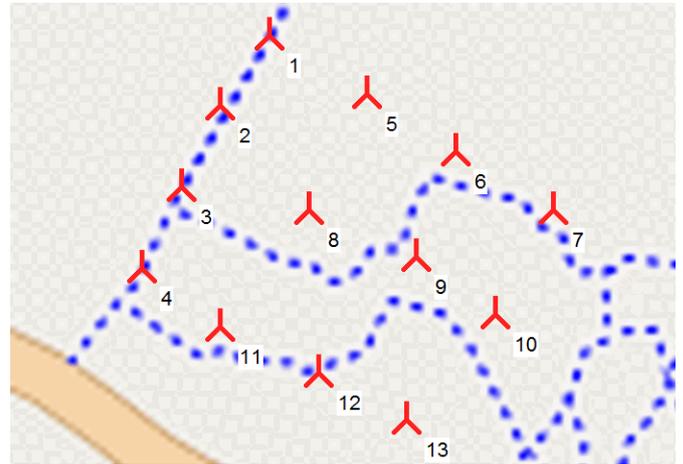
Calculated:  
2015-09-03 오후 6:22/2.9.285

**PARK – WTG distances**

Calculation: 36방

**WTG distances**

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters (max)	Distance in rotor diameters (min)
	[m]		[m]	[m]		
1	299.1	2	306.6	226	4.5	4.5
2	306.6	1	299.1	226	4.5	4.5
3	297.9	2	306.6	239	4.8	4.8
4	291.0	3	297.9	239	4.8	4.8
5	280.5	6	271.9	279	5.6	5.6
6	271.9	5	280.5	279	5.6	5.6
7	260.4	6	271.9	301	6.0	3.9
8	277.0	9	260.3	310	4.0	4.0
9	260.3	10	250.1	258	3.3	3.3
10	250.1	9	260.3	258	3.3	3.3
11	273.5	4	291.0	258	5.2	3.3
12	256.9	13	248.8	263	3.4	3.4
13	248.8	12	256.9	263	3.4	3.4
<b>Min</b>	<b>248.8</b>		<b>248.8</b>	<b>226</b>	<b>3.3</b>	<b>3.3</b>
<b>Max</b>	<b>306.6</b>		<b>306.6</b>	<b>310</b>	<b>6.0</b>	<b>5.6</b>



▲ New WTG

## **C.2 Optimal Layout of Gsiri wind farm**

Project:  
gasiri\_150603

Printed/Page  
2015-09-03 오후 9:09 / 1  
Licensed user:  
**Jeju National University**  
66 Jejudaehakno  
KR-690 756 Jeju-si

Calculated:  
2015-09-03 오후 8:16/2.9.285

## PARK – Main Result

Calculation: Park 최적

Wake Model N.O. Jensen (EMD) : 2005

### Calculation Settings

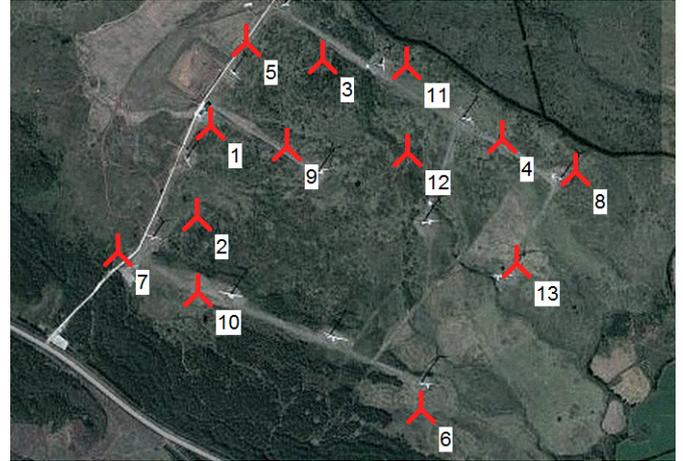
Air density calculation mode Individual per WTG  
Result for WTG at hub altitude 1.185 kg/m<sup>3</sup> to 1.192 kg/m<sup>3</sup>  
Air density relative to standard 96.7 % to 97.3 %  
Hub altitude above sea level (asl) 299.0 m to 363.5 m  
Annual mean temperature at hub alt. 13.0 °C to 13.4 °C  
Pressure at WTGs 973.1 hPa to 980.7 hPa

### Wake Model Parameters

From angle To angle Terrain type Wake Decay Constant  
[°] [°]  
-180.0 180.0 Open farmland 0.075

### Wake calculation settings

Angle [°]		Wind speed [m/s]	
start	end	start	end
0.5	360.0	1.0	30.5



Scale 1:20,000

↗ New WTG

### Resource file(s)

C:\Users\Wmain\Desktop\Gasiri Base Data\_jh\work\Wind Map\36Deg\_gasiri\_150603\_Res\_10\_Hub\_70.0\_0\_0.rsf  
C:\Users\Wmain\Desktop\Gasiri Base Data\_jh\work\Wind Map\36Deg\_gasiri\_150901\_Res\_10\_Hub\_50.0\_0\_0.rsf

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>			Mean wind speed @hub height [m/s]
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	
Wind farm	37,394.7	39,844.1	93.9	28.4	2,876.5	2,493	6.5

<sup>a)</sup> Based on wake reduced results, but no other losses included

### Calculated Annual Energy for each of 13 new WTGs with total 15.0 MW rated power

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve		Annual Energy Result [MWh]	Park Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]
	Valid	Manufact.					Creator	Name				
1 A	No	HyoSung	HS50-750	750	50.0	50.0	USER	24-04-2015 1.225 25.00 0.00	1,576.4	93.29	24.0	6.34
2 A	Yes	Unison	U50-750kW-750	750	50.0	50.0	EMD	U50.01.BL.Power Curve_00.C	1,601.9	93.31	24.4	6.29
3 A	No	HyoSung	HS50-750	750	50.0	50.0	USER	24-04-2015 1.225 25.00 0.00	1,531.1	91.85	23.3	6.28
4 A	Yes	Unison	U50-750kW-750	750	50.0	50.0	EMD	U50.01.BL.Power Curve_00.C	1,494.6	91.31	22.7	6.15
5 A	Yes	Unison	U50-750kW-750	750	50.0	50.0	EMD	U50.01.BL.Power Curve_00.C	1,635.6	95.38	24.9	6.29
6 A	No	HyoSung	HS50-750	750	50.0	50.0	USER	24-04-2015 1.225 25.00 0.00	1,392.3	91.11	21.2	6.03
7 A	Yes	HJ	HJWT1500-1,500	1,500	77.0	70.0	USER	21-11-2013 1.225 25.00 0.00	4,201.3	98.19	32.0	6.73
8 A	Yes	HJ	HJWT1500-1,500	1,500	77.0	70.0	USER	21-11-2013 1.225 25.00 0.00	4,045.3	93.97	30.8	6.73
9 A	Yes	HJ	HJWT1500-1,500	1,500	77.0	70.0	USER	21-11-2013 1.225 25.00 0.00	4,042.0	93.30	30.7	6.77
10 A	Yes	HJ	HJWT1500-1,500	1,500	77.0	70.0	USER	21-11-2013 1.225 25.00 0.00	3,960.1	93.54	30.1	6.69
11 A	Yes	HJ	HJWT1500-1,500	1,500	77.0	70.0	USER	21-11-2013 1.225 25.00 0.00	4,182.4	96.84	31.8	6.75
12 A	Yes	HJ	HJWT1500-1,500	1,500	77.0	70.0	USER	21-11-2013 1.225 25.00 0.00	3,922.4	93.33	29.8	6.65
13 A	Yes	HJ	HJWT1500-1,500	1,500	77.0	70.0	USER	21-11-2013 1.225 25.00 0.00	3,809.3	90.28	29.0	6.66

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

### WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 52

	East	North	Z [m]	Row data/Description
1 New	289,270	3,697,215	304.4	HyoSung HS50 750 50.0 !-! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (246)
2 New	289,230	3,696,975	294.4	Unison U50-750kW 750 50.0 !O! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (247)

To be continued on next page...

Project:  
gasiri\_150603

Printed/Page  
2015-09-03 오후 9:09 / 2  
Licensed user:  
**Jeju National University**  
66 Jejudaehakno  
KR-690 756 Jeju-si

Calculated:  
2015-09-03 오후 8:16/2.9.285

**PARK – Main Result**

Calculation: Park 최적

...continued from previous page

**UTM (north)-WGS84 Zone: 52**

	East	North	Z [m]	Row data/Description
3 New	289,570	3,697,385	294.5	HyoSung HS50 750 50.0 !-! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (248)
4 New	290,040	3,697,165	269.1	Unison U50-750kW 750 50.0 !O! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (249)
5 New	289,370	3,697,435	306.0	Unison U50-750kW 750 50.0 !O! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (250)
6 New	289,810	3,696,455	249.0	HyoSung HS50 750 50.0 !-! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (251)
7 New	289,020	3,696,885	293.5	HJ HJWT1500 1500 77.0 !O! hub: 70.0 m (TOT: 108.5 m) (252)
8 New	290,230	3,697,075	262.1	HJ HJWT1500 1500 77.0 !O! hub: 70.0 m (TOT: 108.5 m) (253)
9 New	289,470	3,697,155	287.2	HJ HJWT1500 1500 77.0 !O! hub: 70.0 m (TOT: 108.5 m) (254)
10 New	289,230	3,696,775	281.4	HJ HJWT1500 1500 77.0 !O! hub: 70.0 m (TOT: 108.5 m) (255)
11 New	289,790	3,697,365	280.8	HJ HJWT1500 1500 77.0 !O! hub: 70.0 m (TOT: 108.5 m) (256)
12 New	289,790	3,697,135	270.2	HJ HJWT1500 1500 77.0 !O! hub: 70.0 m (TOT: 108.5 m) (257)
13 New	290,070	3,696,835	254.7	HJ HJWT1500 1500 77.0 !O! hub: 70.0 m (TOT: 108.5 m) (258)



Project:  
gasiri\_150603

Printed/Page  
2015-09-03 오후 9:09 / 4  
Licensed user:  
Jeju National University  
66 Jejudaehakno  
KR-690 756 Jeju-si

Calculated:  
2015-09-03 오후 8:16/2.9.285

### PARK – Power Curve Analysis

Calculation: Park 최적WTG: 1 – HyoSung HS50 750 50.0 !-! 24-04-2015 1.225 25.00 0.00, Hub height: 50.0 m

Name: 24-04-2015 1.225 25.00 0.00  
Source: user

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m <sup>2</sup>
2015-04-24	USER	2015-04-24	2015-04-24	25.0	Pitch	User defined	One generator	0.38

#### HP curve comparison – Note: For standard air density and weibull k parameter = 2

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, single generator (2009) [MWh]	911	1,487	2,085	2,666	3,155	3,589
HyoSung HS50 750 50.0 !-! 24-04-2015 1.225 25.00 0.00 [MWh]	868	1,441	2,040	2,605	3,101	3,509
Check value [%]	5	3	2	2	2	2

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar – only specific power loading (kW/m<sup>2</sup>) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.

For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see WindPRO manual chapter 3.5.2.

The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.

Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable – if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

#### Power curve

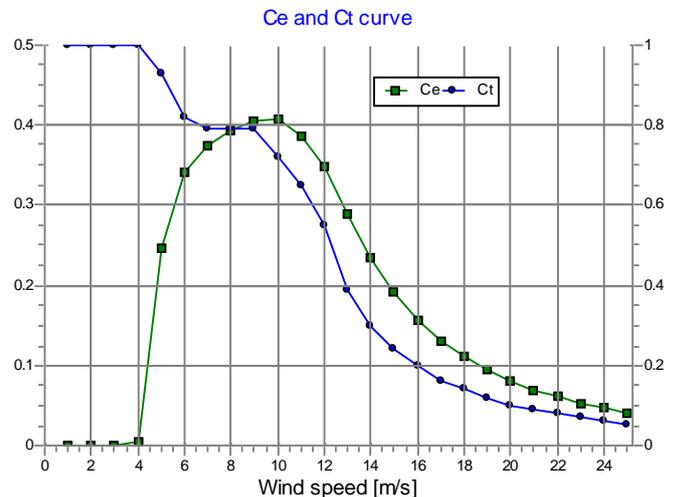
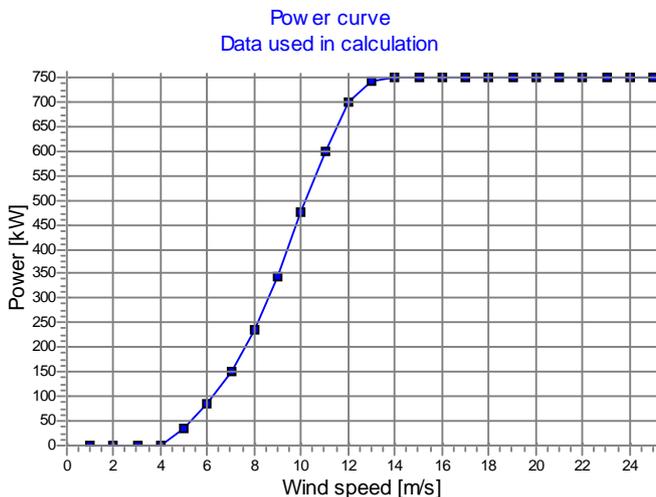
Original data from Windcat, Air density: 1.225 kg/m<sup>3</sup>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Wind speed [m/s]	Ct curve
4.0	2.0	0.03	4.0	1.08
5.0	38.0	0.25	5.0	0.93
6.0	89.0	0.34	6.0	0.82
7.0	155.0	0.38	7.0	0.79
8.0	242.0	0.39	8.0	0.79
9.0	356.0	0.41	9.0	0.79
10.0	493.0	0.41	10.0	0.72
11.0	624.0	0.39	11.0	0.65
12.0	721.0	0.35	12.0	0.55
13.0	750.0	0.28	13.0	0.39
14.0	750.0	0.23	14.0	0.30
15.0	750.0	0.18	15.0	0.24
16.0	750.0	0.15	16.0	0.20
17.0	750.0	0.13	17.0	0.16
18.0	750.0	0.11	18.0	0.14
19.0	750.0	0.09	19.0	0.12
20.0	750.0	0.08	20.0	0.10
21.0	750.0	0.07	21.0	0.09
22.0	750.0	0.06	22.0	0.08
23.0	750.0	0.05	23.0	0.07
24.0	750.0	0.05	24.0	0.06
25.0	750.0	0.04	25.0	0.05

#### Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1.186 kg/m<sup>3</sup> New WindPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Ce	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1.0	0.0	0.00	0.50- 1.50	0.0	0.0	0.0
2.0	0.0	0.00	1.50- 2.50	0.0	0.0	0.0
3.0	0.0	0.00	2.50- 3.50	0.0	0.0	0.0
4.0	0.4	0.01	3.50- 4.50	8.0	8.0	0.5
5.0	36.0	0.25	4.50- 5.50	33.4	41.4	2.6
6.0	85.6	0.34	5.50- 6.50	70.1	111.5	7.1
7.0	149.9	0.38	6.50- 7.50	109.1	220.6	14.0
8.0	234.2	0.39	7.50- 8.50	147.1	367.7	23.3
9.0	343.5	0.40	8.50- 9.50	180.5	548.2	34.8
10.0	473.7	0.41	9.50-10.50	201.9	750.1	47.6
11.0	599.9	0.39	10.50-11.50	203.1	953.2	60.5
12.0	698.7	0.35	11.50-12.50	182.4	1,135.6	72.0
13.0	742.5	0.29	12.50-13.50	145.7	1,281.2	81.3
14.0	750.0	0.23	13.50-14.50	105.6	1,386.8	88.0
15.0	750.0	0.19	14.50-15.50	72.2	1,459.0	92.6
16.0	750.0	0.16	15.50-16.50	47.3	1,506.3	95.6
17.0	750.0	0.13	16.50-17.50	29.7	1,536.1	97.4
18.0	750.0	0.11	17.50-18.50	17.9	1,554.0	98.6
19.0	750.0	0.09	18.50-19.50	10.4	1,564.4	99.2
20.0	750.0	0.08	19.50-20.50	5.8	1,570.2	99.6
21.0	750.0	0.07	20.50-21.50	3.1	1,573.3	99.8
22.0	750.0	0.06	21.50-22.50	1.6	1,575.0	99.9
23.0	750.0	0.05	22.50-23.50	0.8	1,575.8	100.0
24.0	750.0	0.05	23.50-24.50	0.4	1,576.2	100.0
25.0	750.0	0.04	24.50-25.50	0.1	1,576.4	100.0



Project:  
gasiri\_150603

Printed/Page  
2015-09-03 오후 9:09 / 5  
Licensed user:  
**Jeju National University**  
66 Jejudaehakno  
KR-690 756 Jeju-si

Calculated:  
2015-09-03 오후 8:16/2.9.285

### PARK – Wind Data Analysis

Calculation: Park 최적 Wind data: A – Resource file(s); Hub height: 50.0

#### Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 52 East: 289,270 North: 3,697,215  
HyoSung HS50 750 50.0 !-! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (246)

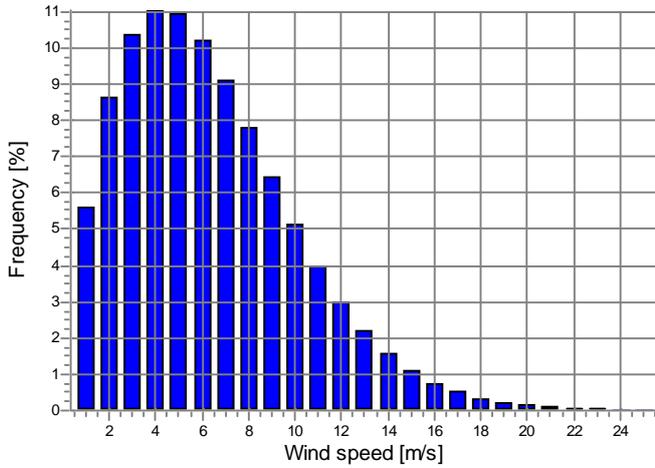
#### RSF file

C:\Users\Wmain\Desktop\WGasiri Base Data\_jh\work\Wind  
Map\W36Deg\_gasiri\_150603\_Res\_10\_Hub\_70.0\_0.rsf  
C:\Users\Wmain\Desktop\WGasiri Base Data\_jh\work\Wind  
Map\W36Deg\_gasiri\_150901\_Res\_10\_Hub\_50.0\_0.rsf

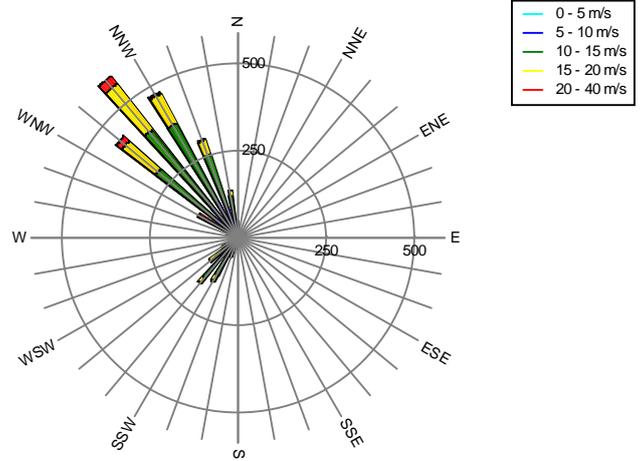
#### Weibull Data

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 0	6.50	5.76	2.110	2.6
1 1	5.40	4.78	2.060	2.1
2 2	5.00	4.44	1.830	2.0
3 3	5.10	4.53	1.890	2.0
4 4	5.40	4.79	1.870	2.2
5 5	5.50	4.87	2.100	2.4
6 6	5.30	4.69	2.160	2.4
7 7	5.40	4.79	2.350	2.4
8 8	5.10	4.52	2.080	2.0
9 9	4.50	4.02	1.660	1.6
10 10	4.20	3.80	1.470	1.2
11 11	3.80	3.39	1.720	1.1
12 12	3.80	3.37	2.090	1.0
13 13	3.30	2.92	2.280	0.8
14 14	3.20	2.83	2.070	0.9
15 15	3.30	3.02	1.360	1.0
16 16	3.60	3.47	1.100	1.1
17 17	4.10	3.94	1.110	1.3
18 18	4.40	4.09	1.260	1.7
19 19	4.90	4.49	1.360	2.1
20 20	5.70	5.14	1.510	3.2
21 21	7.40	6.56	1.960	4.9
22 22	7.50	6.64	2.090	5.9
23 23	6.50	5.80	1.710	4.4
24 24	5.70	5.18	1.420	2.5
25 25	4.80	4.36	1.440	1.5
26 26	4.30	3.83	1.750	1.0
27 27	4.00	3.55	1.900	0.9
28 28	4.60	4.09	1.780	1.1
29 29	6.20	5.51	1.810	1.7
30 30	8.40	7.44	2.220	3.4
31 31	10.00	8.86	2.390	7.2
32 32	10.20	9.05	2.450	9.3
33 33	9.90	8.80	2.690	8.7
34 34	9.30	8.26	2.620	6.5
35 35	8.10	7.18	2.350	4.2

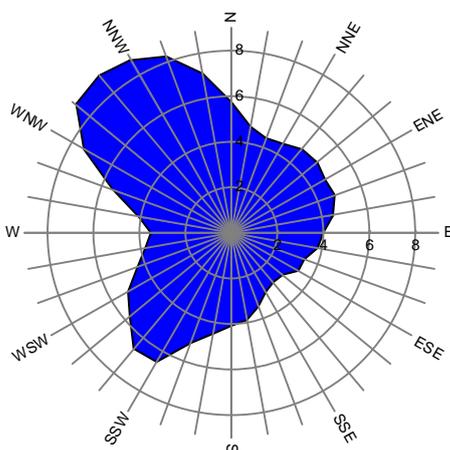
Weibull Distribution



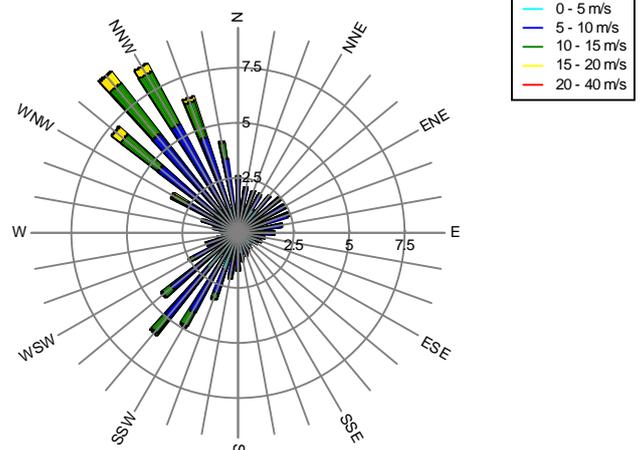
Energy Rose (kWh/m²/year)



Mean wind speed (m/s)



Frequency (%)



Project:  
gasiri\_150603

Printed/Page  
2015-09-03 오후 9:09 / 6

Licensed user:  
**Jeju National University**  
66 Jejudaehakno  
KR-690 756 Jeju-si

Calculated:  
2015-09-03 오후 8:16/2.9.285

## PARK – Wind Data Analysis

Calculation: Park 최적 Wind data: A – Resource file(s); Hub height: 50.0

### Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 52 East: 289,230 North: 3,696,975  
Unison U50-750kW 750 50.0 !O! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (247)

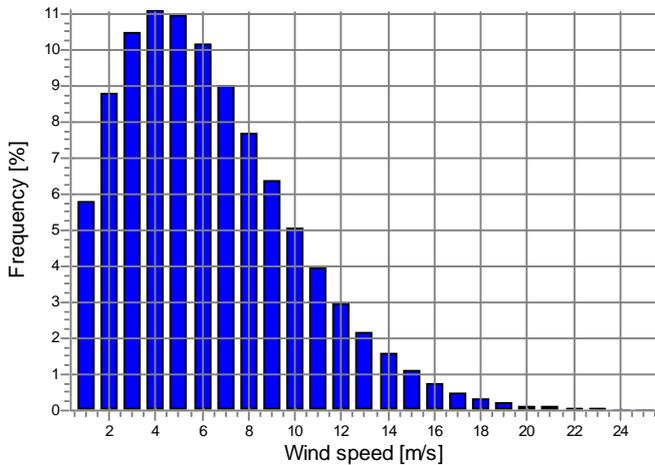
### RSF file

C:\WUsers\Wmain\Desktop\WGasiri Base Data\_jh\work\Wind  
Map\W36Deg\_gasiri\_150603\_Res\_10\_Hub\_70.0\_0\_0.rsf  
C:\WUsers\Wmain\Desktop\WGasiri Base Data\_jh\work\Wind  
Map\W36Deg\_gasiri\_150901\_Res\_10\_Hub\_50.0\_0\_0.rsf

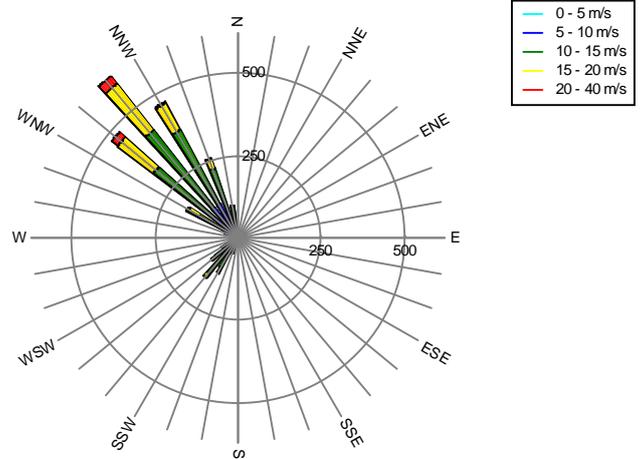
### Weibull Data

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 0	5.90	5.23	2.120	2.3
1 1	5.10	4.52	2.060	1.9
2 2	4.80	4.27	1.830	1.9
3 3	4.90	4.35	1.880	1.9
4 4	5.20	4.62	1.860	2.0
5 5	5.20	4.61	2.080	2.3
6 6	5.20	4.61	2.130	2.4
7 7	5.40	4.79	2.380	2.4
8 8	5.30	4.69	2.150	2.2
9 9	4.70	4.20	1.690	1.7
10 10	4.30	3.89	1.470	1.3
11 11	3.90	3.47	1.740	1.2
12 12	3.80	3.37	2.090	1.0
13 13	3.30	2.92	2.250	0.8
14 14	3.30	2.93	1.920	0.9
15 15	3.30	3.04	1.310	1.0
16 16	3.60	3.48	1.090	1.1
17 17	4.10	3.93	1.120	1.3
18 18	4.30	3.98	1.280	1.6
19 19	4.60	4.21	1.370	2.0
20 20	5.30	4.78	1.520	3.0
21 21	7.10	6.30	1.940	4.6
22 22	7.40	6.55	2.090	5.6
23 23	6.50	5.79	1.770	4.6
24 24	5.70	5.17	1.450	2.8
25 25	4.90	4.46	1.420	1.6
26 26	4.30	3.83	1.760	1.0
27 27	3.90	3.46	1.900	0.9
28 28	4.70	4.18	1.780	1.1
29 29	6.70	5.95	1.830	1.9
30 30	8.80	7.79	2.220	4.0
31 31	10.10	8.95	2.400	7.7
32 32	10.30	9.14	2.470	9.6
33 33	9.90	8.81	2.720	8.6
34 34	9.00	7.99	2.610	6.1
35 35	7.60	6.73	2.310	3.7

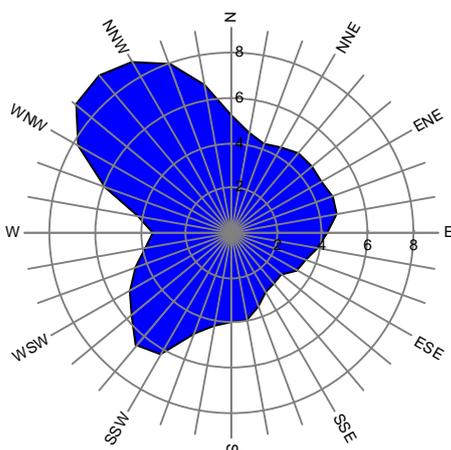
Weibull Distribution



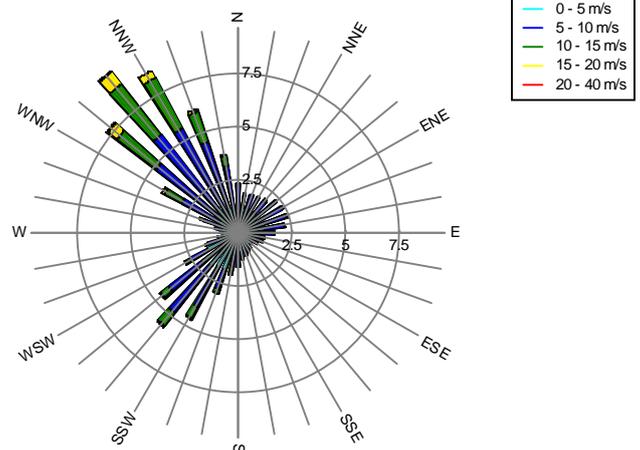
Energy Rose (kWh/m²/year)



Mean wind speed (m/s)



Frequency (%)



Project:  
gasiri\_150603

Printed/Page  
2015-09-03 오후 9:09 / 7

Licensed user:  
**Jeju National University**  
66 Jejudaehakno  
KR-690 756 Jeju-si

Calculated:  
2015-09-03 오후 8:16/2.9.285

## PARK – Wind Data Analysis

Calculation: Park 최적Wind data: A – Resource file(s); Hub height: 50.0

### Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 52 East: 289,570 North: 3,697,385  
HyoSung HS50 750 50.0 !-! hub: 50.0 m (TOT: 75.0 m) (248)

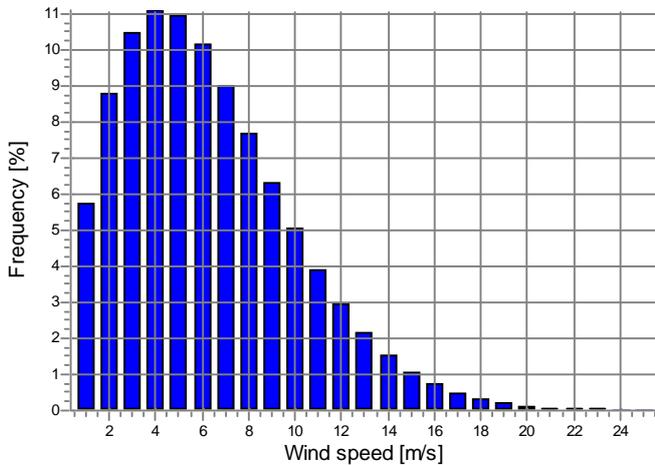
### RSF file

C:\WUsers\Wmain\Desktop\WGasiri Base Data\_jh\work\Wind  
Map\W36Deg\_gasiri\_150603\_Res\_10\_Hub\_70.0\_0.rsf  
C:\WUsers\Wmain\Desktop\WGasiri Base Data\_jh\work\Wind  
Map\W36Deg\_gasiri\_150901\_Res\_10\_Hub\_50.0\_0.rsf

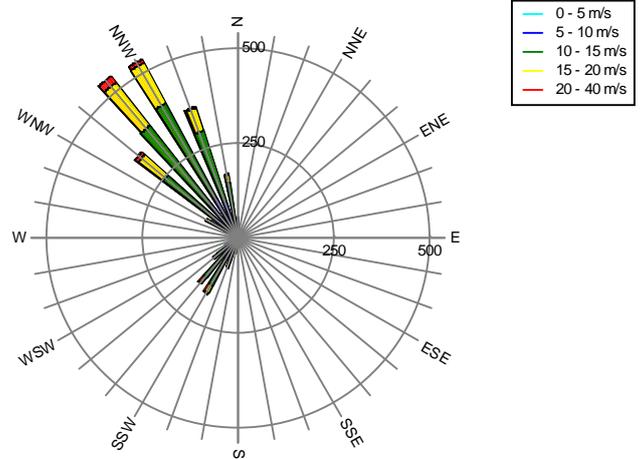
### Weibull Data

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 0	6.70	5.93	2.110	2.8
1 1	5.50	4.87	2.040	2.2
2 2	5.10	4.53	1.810	2.1
3 3	5.20	4.62	1.880	2.1
4 4	5.30	4.70	1.920	2.2
5 5	5.20	4.61	2.100	2.3
6 6	5.00	4.43	2.200	2.3
7 7	5.10	4.52	2.330	2.1
8 8	4.90	4.34	2.090	1.9
9 9	4.20	3.75	1.680	1.5
10 10	4.20	3.80	1.470	1.2
11 11	3.60	3.22	1.670	1.1
12 12	3.60	3.19	1.990	1.0
13 13	3.30	2.92	2.190	0.8
14 14	3.30	2.92	2.110	0.9
15 15	3.40	3.09	1.440	1.0
16 16	3.60	3.46	1.110	1.2
17 17	4.20	4.04	1.110	1.4
18 18	4.60	4.27	1.270	1.8
19 19	5.00	4.57	1.380	2.4
20 20	6.10	5.47	1.610	3.8
21 21	7.60	6.73	2.020	5.4
22 22	7.30	6.47	1.990	5.5
23 23	6.20	5.54	1.650	3.8
24 24	5.30	4.83	1.410	2.2
25 25	4.50	4.08	1.450	1.3
26 26	4.10	3.65	1.750	0.9
27 27	3.70	3.28	1.900	0.8
28 28	4.00	3.55	1.910	0.9
29 29	5.60	4.98	1.790	1.5
30 30	7.80	6.91	2.160	3.0
31 31	9.50	8.42	2.350	6.4
32 32	10.00	8.87	2.440	9.0
33 33	10.00	8.88	2.620	9.3
34 34	9.50	8.44	2.630	7.4
35 35	8.40	7.44	2.370	4.7

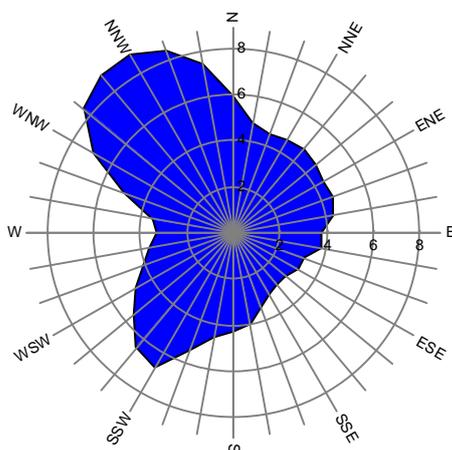
Weibull Distribution



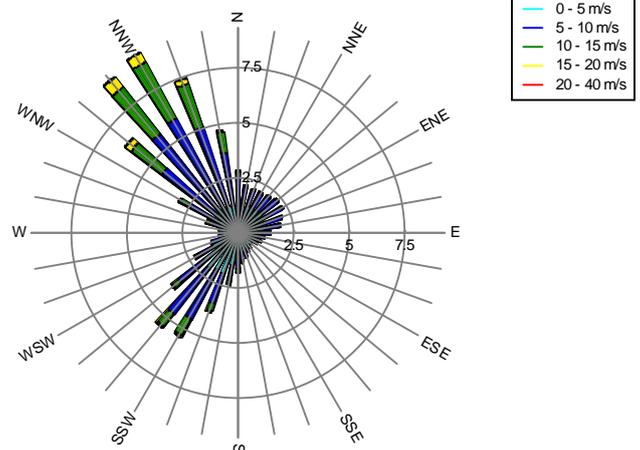
Energy Rose (kWh/m²/year)



Mean wind speed (m/s)



Frequency (%)





Project:  
gasiri\_150603

Printed/Page  
2015-09-03 오후 9:09 / 9  
Licensed user:  
**Jeju National University**  
66 Jejudaehakno  
KR-690 756 Jeju-si

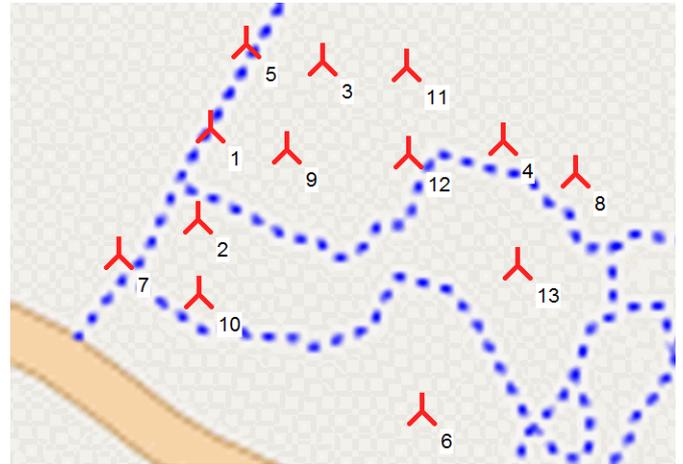
Calculated:  
2015-09-03 오후 8:16/2.9.285

### PARK – WTG distances

Calculation: Park 최적

#### WTG distances

	Z	Nearest WTG	Z	Horizontal distance	Distance in rotor diameters (max)	Distance in rotor diameters (min)
	[m]		[m]	[m]		
1	304.4	9	287.2	209	4.2	2.7
2	294.4	10	281.4	200	4.0	2.6
3	294.5	5	306.0	206	4.1	4.1
4	269.1	8	262.1	210	4.2	2.7
5	306.0	3	294.5	206	4.1	4.1
6	249.0	13	254.7	460	9.2	6.0
7	293.5	2	294.4	228	4.6	3.0
8	262.1	4	269.1	210	4.2	2.7
9	287.2	1	304.4	209	4.2	2.7
10	281.4	2	294.4	200	4.0	2.6
11	280.8	3	294.5	221	4.4	2.9
12	270.2	11	280.8	230	3.0	3.0
13	254.7	8	262.1	288	3.7	3.7
<b>Min</b>	<b>249.0</b>		<b>254.7</b>	<b>200</b>	<b>3.0</b>	<b>2.6</b>
<b>Max</b>	<b>306.0</b>		<b>306.0</b>	<b>460</b>	<b>9.2</b>	<b>6.0</b>



▲ New WTG

Scale 1:20,000

## Appendix D. Pictures of wind farm

### D.1 Pictures of Gasiri wind farm



Photograph by KB.Yang



Photograph by KB.Yang



Photograph by KB.Yang



Photograph by KB.Yang



Photograph by KB.Yang



Photograph by KB.Yang



Photograph by KB.Yang



Photograph by KB.Yang

## D.2 The special Pictures of Wind Turbines Test Site Gimnyoeng

These pictures are results of the project “Expansion of the Type Testing Site for Wind Turbines” funded by KETEP, 2012.11-2014.10



The whole view of wind turbines test site from north



The whole view of wind turbines test site from west



Wind turbines 5MW on the test site



Wind turbines 5.5MW on the test site



# **Acknowledgments**

**Sincerely appreciate to everyone who contributed to my  
Ph.D, Degree**

**Express my sincere gratitude to my supervisor  
Prof. Cho, Kyungho**

**My special appreciation and thanks to  
Prof. Huh, Jongchul**

**Thank Jeju Energy Corporation for providing the SCADA data of  
Gasiri wind farm**



**Thanks to my beloved family**

**Kim, Gwihwa**

**Yang, Yeonjae**

**Yang, Jisoo**



