[논문] 한국태양에너지학회 논문집
Journal of the Korean Solar Energy Society

Vol. 30, No. 6, 2010
ISSN 1598-6411

제주지역 바람자료 분석 및 풍속 예측에 관한 연구

박윤호*, 김경보**, 허수영***, 이영미****, 허종철*****

*기상청(csat3@korea.kr), **기상청(kbkim@korea.kr), ***제주대학교 풍력특성화협동과정(youngwind@jejunu.ac.kr),
****(주)에코브레인(claris075@hanmail.net), *****제주대학교 기계시스템공학부(jchuh@cheju.ac.kr)

A Study on the Wind Data Analysis and Wind Speed Forecasting in Jeju Area

Park, Yun-Ho* Kim, Kyung-Bo** Her, Soo-young*** Lee, Young-Mi**** Huh, Jong-Chul*****

*Korea Meteorological Administration(csat3@korea.kr),
**Korea Meteorological Administration(kbkim@korea.kr),
***Interdisciplinary Postgraduate Program in Wind Energy, Jeju National University(youngwind@jejunu.ac.kr),
****Ecobrain Co, Ltd(claris075@hanmail.net),
*****Faculty of Mechanical & System Engineering, Jeju National University(jchuh@cheju.ac.kr)

Abstract

In this study, we analyzed the characteristics of wind speed and wind direction at different locations in Jeju area using past 10 years observed data and used them in our wind power forecasting model. Generally the strongest hourly wind speeds were observed during daytime(13KST~15KST) whilst the strongest monthly wind speeds were measured during January and February. The analysis with regards to the available wind speeds for power generation gave percentages of 83%, 67%, 65% and 59% of wind speeds over 4m/s for the locations Gosan, Sungsan, Jeju site and Seogwipo site, respectively. Consequently the most favorable periods for power generation in Jeju area are in the winter season and generally during daytime. The predicted wind speed from the forecast model was in average lower(0.7m/s) than the observed wind speed and the correlation coefficient was decreasing with longer prediction times (0.84 for 1h, 0.77 for 12h, 0.72 for 24h and 0.67 for 48h). For the 12hour prediction horizon prediction errors were about 22~23%, increased gradually up to 25~29% for 48 hours predictions.

Keywords : 바람 데이터(Wind Data), 풍속 예측(Wind Speed forecasting)

투고일자 : 2010년 9월 13일, 심사일자 : 2010년 9월 28일, 게재확정일자 : 2010년 12월 1일
교신저자 : 박윤호(csat3@korea.kr)

1. 서 론

최근 기상청에서 발표된 국내 풍력 현황(풍력 자원지도)을 살펴보면 풍력발전을 위한 최적의 지역은 제주도로 나타났다[1], 제주도에는 동, 서, 남, 북 각각 네 곳(제주, 고산, 서귀포 및 성산)에 기상청 및 기상대가 위치하고 있어 지역별 바람 특성을 파악하기가 용이하다. 제주지방기상청이 위치한 지역의 경우 해양성 기후특징인 연중기온의 변화가 작고 해륙풍의 순환이 비교적 뚜렷하게 나타나는 경향을 보인다. 고산기상대가 위치한 지역의 경우 제주도 서쪽 끝에 위치한 지리적 특성으로 인해 해상으로부터 불어오는 바람이 연중 매우 강하게 나타난다. 제주도의 남쪽 경사면에 위치한 서귀포기상대 지역의 경우 아열대성 해양기후가 나타나 연중 온화하며, 한라산의 동남쪽에 위치한 성산기상대 지역의 경우 북서풍이 불어올 때는 풍속이 비교적 약한 기후 특성을 보이고 있는 것으로 알려져 있다[2]. 이러한 기상학적 바람 자료의 분석에 대한 연구는 현재까지 일부 진행되고 있으나[3,4], 풍력 발전을 위한 발전기 높이에서의 바람장에 대한 연구는 미약한 실정이다. 본 논문에서는 제주도내 지점 네 곳의 최근 10년간(1999~2008)의 관측 자료를 활용하여 발전기 높이에서의 풍속을 계산하여 풍력발전 단지별로 풍력발전으로 이용 가능한 바람자원을 평가하고 기상 예측 모델을 이용하여 풍력발전량 예측에 활용되는 바람 자료를 예측하고자 한다. 또한 이를 통해 제주도내 풍력 발전 단지의 안정적 발전 운용 가능성을 평가하고자 한다.

2. 연구방법 및 자료 분석

2.1 연구방법

풍력발전에 활용 가능한 바람자원을 평가하기 위해 1999년부터 2008년까지 관측된 제주지방기상청(이하 제주지점), 고산기상대(이하 고산지점), 서귀포기상대(이하 서귀포 지점) 및 성산기상대(이하 성산지점) 자동기상관측장비(Automatic Weather System, AWS)에서 관측된 10m 높이에서의 바람 자료에 대해 식 (1)을 이용하여 지점별로 70m 고도에서의 풍속을 산정하였다. 이를 통해 지점별 전력생산 가능 풍속에 대한 계절별, 시간별 발생빈도와 시간별 최다 풍향 및 지점별 월별, 시간대별 이용가능 풍속 발생빈도를 산정하였다.

$$V = V_{obs} \times \frac{\ln(Z/Z_0)}{\ln(Z_{obs}/Z_0)} \quad (1)$$

여기서, V_{obs} 는 관측풍속, Z_0 : 거칠기 길이, Z_{obs} 는 풍속관측높이, Z 는 예상되는 풍력터빈의 허브높이이다. 이와 함께 현재 제주도에서 운영 중인 세 곳(한경, 수산, 행원)에 대한 풍력단지별 월별, 시간별 및 풍향별 풍속과 전력생산 가능한 풍속의 발생빈도에 대한 분석을 수행하였다. 본 연구에서는 풍력발전기 제작사 및 장비의 차이를 고려하여 시동풍속 4m/s이상, 정지풍속 25m/s이하에 대한 풍속을 사용하였다. 자료 분석 기간은 한경 단지의 경우, 2003년 3월 ~ 2004년 2월, 수산 단지의 경우, 2005년 8월 ~ 2006년 7월, 행원 단지의 경우, 2008년 10월 ~ 2009년 9월까지 각각 1년 동안의 자료이다. 표 1은 제주도 네 지점에 대한 위도 및 경도, 해발고도 및 풍속계 높이 이다. 표 2는 풍력단지 세 지점의 위도 및 경도, 허브 높이이다.

표 1. 제주도 네 곳에 위치한 풍속계의 위치, 해발고도 및 풍속계의 높이

구분	위・경도	해발고도	풍속계높이
제주	33°31′N, 126°32E′	20.0m	15.0m
고산	33°17′N, 126°10′E	71.2m	10.0m
서귀포	33°15′N, 126°34′E	50.5m	10.0m
성산	33°23′N, 126°53′E	18.6m	10.2m

표 2. 제주도 풍력발전 단지의 위치 및 허브높이

구분	위·경도	허브높이
한경	33°20′N, 126°09′E	80m
수산	33°26′N, 126°49′E	80m
행원	33°33′N, 126°48′E	45m

그림 1은 바람장 예측을 위해 구축한 기상예측모델(Weather Research and Forecasting Model, WRF)의 수행 흐름도를 나타낸다. 구축된 시스템은 WRF[5,6,7]를 기반으로 NCEP(National Centers for Environmental Prediction)의 자료 서버에서 파일 전송 프로토콜(File Transfer Protocol, FTP) 방식으로 1° 간격의 GFS(Global Forecast System) 전구자료를 초기 및 경계 자료로 하루 2차례 정해진 시간(07KST, 19KST)에 실시간으로 전송받으며, 전처리 계산을 통해 06UTC와 18UTC의 초기장을 생성한다. 바람장 예측을 위한 3차원 기상모델링 수행시 이러한 초기 및 경계 자료를 사용하고 상세한 지형자료를 이용함으로써, 제주도지역에 대한 전반적인 기상장을 예측하기 때문에 그 지역의 기상을 대표할 수 있는 적절한 값을 예측할 수 있게 된다.

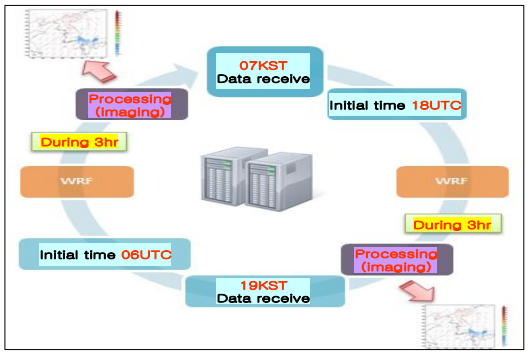

그림 1. WRF 모델의 수행 흐름도.

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

3. 결과 및 고찰

3.1 관측지점별 풍속변화

최근 10년간에 걸쳐 일반적인 풍력발전기 운영 높이인 80m 고도에서 산출된 바람자료를 분석하였다. 가장 높은 연 평균풍속이 관측된 지점은 고산(12.7m/s)으로 나타났으며, 가장 낮은 연 평균풍속이 관측된 지점은 서귀포(5.1m/s)로 나타났다. 관측지점별 월별풍속은 서귀포(9월, 5.9m/s)를 제외한 모든 지점에서 1월 및 2월에 가장 높게 나타났다(제주: 1월, 7.1m/s, 고산: 1월, 17.8m/s 및 성산: 2월, 6.4m/s). 또한 모든 지점에서 6월에 풍속이 가장 낮게(제주: 4.9m/s, 고산: 8.4m/s, 서귀포: 4.7m/s 및 성산: 4.6m/s) 나타나 제주도 지역은 겨울철에 강한 풍속이 나타나고 여름철에 약한 풍속이 나타남을 알 수 있다.

그림 2는 각 지점에 대한 시간별 평균풍속을 나타낸다.

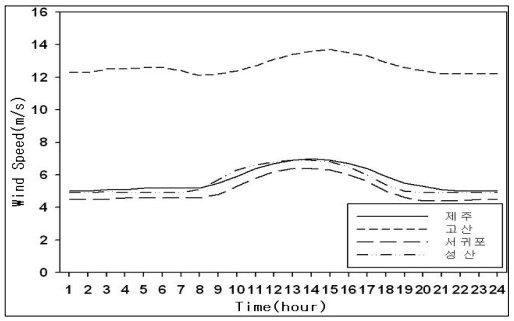

그림 2. 각 지점에 대한 시간별 평균 풍속 변화

모든 시간에 대해 고산에서 관측된 풍속이 약 6m/s 정도 높게 나타났으며, 각 지점에 대한 시간별 최대 풍속은 13KST~15KST에 가장 높게 나타나(제주: 14시, 7.0m/s, 고산: 15시 13.7m/s, 서귀포: 13시와 14시, 6.4m/s 및

성산: 13시와 14시, 6.9m/s) 주간(9KST~18KST)에 관측된 풍속이 야간(0KST~8KST 및 19KST~23KST)에 관측된 풍속보다 높게 나타남을 알 수 있었다.

3.2 관측지점별 풍향변화

풍향별 평균풍속은 각각의 지점이 위치한 지리적, 지형적 요인에 의해 다소 상이하게 나타났다. 제주도의 북쪽과 서쪽에 위치한 제주 및 고산지점의 경우 연간 북서(NW)풍과 북북서(NNW)풍일 경우 각각 7.8m/s와 19.9m/s로 가장 높게 나타난 반면, 남쪽과 동쪽에 위치한 서귀포 및 성산지점의 경우 동북동(ENE)풍일 경우 각각 6.0m/s와 6.2m/s로 가장 높게 나타났다. 서귀포지점의 경우 한라산의 남쪽에 위치한 관계로 북북서(NNW)풍, 북(N)풍 및 북북동(NNE)풍의 북풍계열의 바람이 불 경우 풍속이 비교적 약하게(약 3.7m/s) 나타났으며 성산지점의 경우 한라산 동남쪽에 위치한 관계로 서풍계열과 북서풍 계열의 바람이 불 경우 풍속이 비교적 약하게(약 4.5m/s) 나타났다.

3.3 지점별 전력생산 가능 풍속의 발생빈도

본 연구에 있어서 풍력발전기에서의 전력생산이 가능한 풍속을 4m/s~25m/s로 결정하여 각 지점별로 연간 및 계절별 전력생산 가능 풍속 빈도를 조사하였다(표 3과 4.). 시간대별 풍속의 발생빈도는 각 지점별로 4.0m/s~13.0m/s의 풍속 발생빈도가 가장 높게 나타났으며 특히, 다른 지점에 비해 고산지점에서 13.0m/s~25.0m/s의 풍속 빈도가 높게 나타났다. 제주지점의 경우 연간 64%의 바람이 풍력발전기에서의 전력생산이 가능한 바람으로 나타났으며 겨울철에 그 빈도가 가장 높게(76%) 나타났다. 고산지점의 경우 연간 83%의 바람이 전력생산에 가능한 것으로 조사되었고, 여름철(68%)과 가을철에(38%)그 빈도가 가장 높게 나타났다. 서귀포지점의 경우 연간 59%의 바람이 전력생산이 가능한 바람이며 가을철(60%)에 그 빈도가 높게 나타났다. 성산지점의 경우 연간 67%, 겨울철에 73%의 바람이 전력생산이 가능한 바람으로 나타났다.

표 3. 제주 및 고산지점 연간 및 계절별 가능풍속 빈도(단위: %)

구분	<4m/s		4~13m/s		13~25m/s		>25m/s	
	제주	고산	제주	고산	제주	고산	제주	고산
봄	37	8	60	54	3	30	0	8
여름	44	13	55	68	1	18	0	1
가을	38	8	61	60	1	26	0	7
겨울	24	3	69	37	7	38	0	22
연간	36	8	61	55	3	28	0	10

표 4. 서귀포 및 성산지점 연간 및 계절별 가능풍속 빈도(단위: %)

구분	<4m/s		4~13m/s		13~25m/s		>25m/s	
	서귀	성산	서귀	성산	서귀	성산	서귀	성산
봄	41	32	58	66	1	2	0	0
여름	42	41	56	58	1	1	0	0
가을	39	34	59	65	1	1	0	0
겨울	42	27	57	71	0	2	0	0
연간	41	33	58	65	1	2	0	0

3.4 전력생산 가능 풍향의 발생빈도

그림 3은 전력생산 가능 풍속의 발생빈도가 높은 고산지점에 대한 시동풍속(4m/s) 이상 바람에 대한 시간별 풍향의 빈도를 나타낸다.

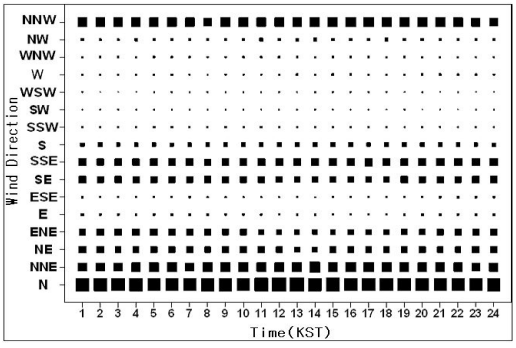

그림 3. 고산지점 시간별 풍향 발생 빈도

고산 및 제주지점의 경우 일중 북북서(NNW)

풍 및 북서(NW)풍이 우세하게 나타났다. 서귀포지점은 북동(NE)풍, 성산지점은 북북서(NNW)풍이 우세하게 나타났다. 이러한 제주지역에 대한 바람장 분석을 통한 전력생산 가능성의 빈도에 대한 분석은 향후 발전단지의 선정 및 기 설치된 발전단지의 발전량 분석에 활용될 수 있을 것으로 판단된다.

3.5 풍력발전 단지별 풍속변화

그림 4는 풍력발전 단지별 월별 평균풍속을 나타낸다. 관측기간 동안 한경 지점이 평균 6.6m/s로 가장 높게 나타났으며, 수산 지점이 6.3m/s, 행원 지점이 6.2m/s로 나타났으며 모든 지점에서 6월에 풍속이 낮게 나타났다. 각 지점별 월별풍속은 한경 지점이 12월에 9.2m/s로 가장 높게 나타났으며 10월에 4.4m/s로 가장 낮게 나타났다.

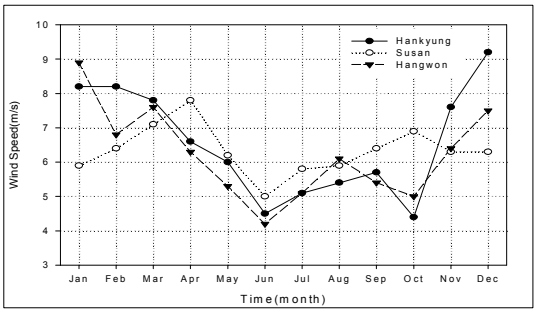

그림 4. 풍력단지별 월별 평균 풍속

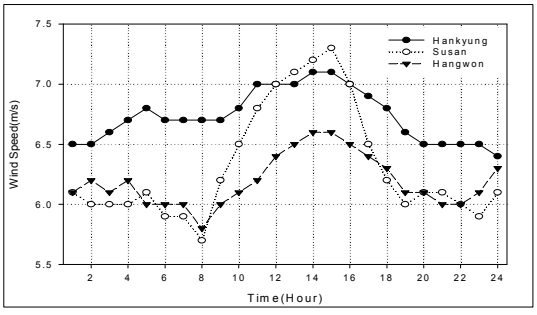

그림 5. 풍력단지별 시간별 평균 풍속

수산 지점은 4월에 7.8m/s로 가장 높게 나타났으며 6월에 5.0m/s로 가장 낮게 나타났다. 행원 지점은 1월에 8.9m/s로 가장 높게 나타났으며 6월에 4.2m/s로 가장 낮게 나타나 겨울철에 강한 풍속이 나타난 반면 여름철에 상대적으로 약한 풍속이 나타남을 알 수 있었다. 그림 5는 시간별 풍속 변화를 나타낸다. 모든 지점에서 낮 동안(08KST~18KST) 풍속이 증가하는 뚜렷한 일변화 특징을 보였으며, 특히 한경 지점의 경우 밤 동안에도 약 6.5m/s 이상의 강한 바람이 관측되고 일중 풍속의 변화가 상대적으로 적어 풍력 발전에 이상적인 지점으로 분석된다.

3.6 풍력발전 단지별 풍향변화

풍력발전 단지에 대한 풍향별 평균풍속은 각 지점이 위치한 지형적 요인에 의해 상이하게 나타났다. 제주도 서쪽에 위치한 한경 지점의 경우 연간 북북서(NNW)풍일 경우 9.5m/s로 가장 높게 나타났으며 동(E)풍일 경우 동측에 위치한 한라산으로 인해 풍속이 3.5m/s로 약화되는 특징을 보였다. 수산 지점의 경우 연간 북서(NW)풍일 경우 8.3m/s로 가장 높게 나타났으며, 제주도 북동측 해안가에 위치한 행원 지점의 경우 연간 북서(NW)풍 및 서북서(WNW)풍의 바람이 불 경우 풍속이 8.9m/s로 높게 나타났으며, 특히 여름철 바다에서 불어오는 동북동(ENE)풍의 바람일 경우에 7.6m/s로 풍속이 높게 나타났다.

3.7 풍력발전 단지별 전력생산 가능 풍속의 발생빈도

풍력발전 단지별 이용 가능한 바람의 계절별 발생빈도를 표 5와 6에 나타내었다. 한경 지점의 경우 연간 76%의 바람이 풍력발전기에서의 전력생산이 가능한 바람으로 분석되었으며 특히, 겨울철의 경우 그 빈도가 91%로 가장 높게 나타났다. 수산발전소의 경우 연간 72%의 바람이 전력생산이 가능한 바람이며 가을철에 80%로 그 빈도가 가장 높게

나타났다. 행원발전소의 경우 연간 68%의 바람이 전력생산이 가능한 바람으로 나타났으며 겨울철에 77%의 바람이 전력생산이 가능한 바람으로 나타나 대체로 겨울철이 풍력발전에 최적의 계절로 조사되었다.

표 5. 한경 및 수산 풍력단지 연간 및 계절별 가능풍속 빈도(단위: %)

구분	<4m/s		4~13m/s		13~25m/s		>25m/s	
	한경	수산	한경	수산	한경	수산	한경	수산
봄	25	24	68	70	7	7	0	0
여름	37	37	62	61	1	1	0	0
가을	24	21	71	76	5	4	0	0
겨울	8	30	79	66	12	4	0	0
연간	24	28	70	68	6	4	0	0

표 6. 행원 풍력단지 연간 및 계절별 가능풍속 빈도(단위: %)

구분	<4m/s	4~13m/s	13~25m/s	>25m/s
	행원	행원	행원	행원
봄	31	62	7	0
여름	39	59	1	0
가을	35	62	3	0
겨울	23	62	15	0
연간	32	61	7	0

3.8 예측 풍속 및 오차

그림 6과 7은 한경 풍력단지 내 6호기에서 관측된 풍속과 1시간, 12시간, 24시간 및 48시간 예측 풍속의 변화를 나타낸다. 분석기간은 2009년 8월 1일부터 2010년 2월 16일까지 약 7개월간이며, 하루 2회 예측 풍속을 생산(15시, 03시)하였고, 이를 예측 시간 변화에 따라 관측 풍속과 비교하였다. 관측된 풍속과 예측 풍속에 대한 상관계수 R은 1시간 예측(0.84), 12시간 예측(0.77), 24시간 예측(0.72) 및 48시간 예측(0.67)으로 예측시간이 길어질수록 상관도가 낮아짐을 알 수 있었다. 관측된 풍속은 약 1m/s에서 22m/s까지의 변화를 보였으며, 예측된 풍속이 관측된 풍속보다 평균 0.6m/s 정도 낮게 예측되었다.

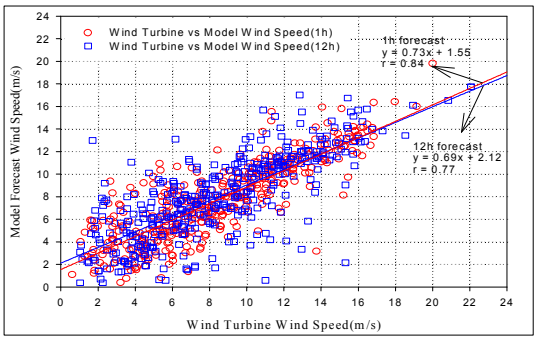

그림 6. 관측된 풍속과 모델에서 예측된 1시간 및 12시간 풍속의 비교(2009.8.1~2010.2.16)

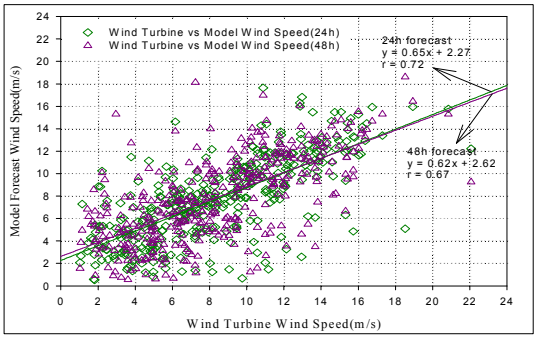

그림 7. 관측된 풍속과 모델에서 예측된 24시간 및 48시간 풍속의 비교(2009.8.1~2010.2.16)

이러한 예측 풍속이 관측 풍속보다 낮게 예측되는 결과는 실제 발전량 예측시에도 발전량이 과소 모의될 것으로 판단된다. 그림 8은 분석기간 중 관측 풍속에 대한 예측 풍속(1~48시간)에 대한 오차율을 나타낸다. 대체로 짧은 예측 구간(12시간 이내)에서는 약 22~23% 이내의 오차율을 보였으며, 12시간~24시간 구간에서는 약 23~25% 이내의 오차율을, 24~48시간 구간에서는 약 25~29% 이내의 오차율을 보여 예측시간이 길어질수록 오차가 커짐을 알 수 있었다. 이러한 오차는, 단순 통계모델[8]에서 제시된 예측 성능보다 다소 높은 오차를 보이지만 기상모델을 이용한 예측은 모델 성능향상을 통한 예측정확도의 향상 가능성이 높아 국제적으로도 활발한 연구가 진행되고 있다. 보다 정확한 예측 시간별 풍속 생산을 위한 모델의 물리과

정에 대한 최적화와 함께 큰 오차를 가져오는 사례에 대한 분석을 통해 예측 정확도 향상에 대한 추가 연구가 필요할 것으로 판단된다.

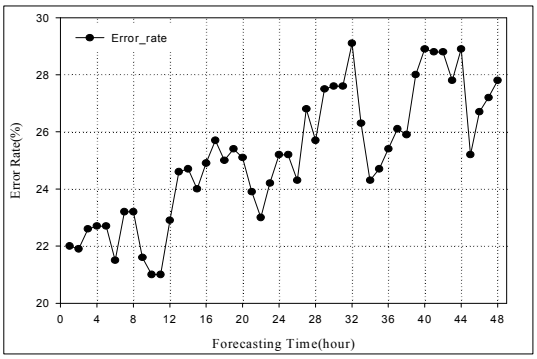

그림 8. 예측시간에 따른 오차율(2009.8.1～2010.2.16)

4. 결 론

본 연구에서는 최근 10년간에 걸쳐 관측된 제주도 지역 네 곳의 풍향 및 풍속자료를 바탕으로 풍력발전기 높이에서의 바람장을 산출 하였으며 이를 통해 풍력발전으로 이용 가능한 바람자원을 평가하였다. 전력생산이 가능한 풍속의 경우, 제주지점에서 연간 64% 고산지점에서 연간 83%, 서귀포지점에서 연간 59%, 성산지점에서 연간 67%의 바람이 전력생산에 가능한 것으로 분석되었다. 전력생산에 이용 가능한 풍속의 월별 발생빈도를 살펴보면, 월별로 다소 차이를 나타내지만 6월에 이용 가능한 풍속의 발생빈도가 비교적 낮게 나타났다. 한경 발전단지의 경우 12월과 1월에 상대적으로 높게 나타났고 수산 발전단지의 경우 10월이 높게 나타났으며 행원 발전단지의 경우 1월에 높게 나타나 대체적으로 겨울철 낮 동안이 전력생산에 유리한 것으로 분석되었다. 한경 풍력단지 내 6호기에 대한 관측 풍속과 예측 풍속에 대한 분석결과 관측 풍속에 비해 예측 풍속이 평균 약 0.7m/s 낮게 나타났으며 상관계수는 1시간 예측(0.84), 12시간 예측(0.77), 24시간 예측(0.72) 및 48시간 예측(0.67)로 예측시간이 길어질수록 상관도가 낮아짐을 알 수 있었다. 관측 풍속과 예측 풍속에 대한 오차율은 12시간 이내가 약 22～23%로 나타났으며, 이후 점차 증가하여 48시간은 약 25～29%의 오차를 보였다. 이러한 연구 결과는 단기 풍력 발전 계획 수립과 안정적 전력운용을 위한 기초 자료로 활용될 수 있을 것으로 기대된다. 하지만 오차율 최소화를 위한 정밀한 모델 분석과 함께 추가적인 기상학적 분석에 대한 연구가 필요할 것으로 판단된다.

후 기

본 연구는 에너지관리공단의 연구비지원(과제번호 : R0001-21-12345)과 제주대학교 풍력특성화대학원의 지원으로 수행되었음.

참 고 문 헌

1. 기상청, http://www.kma.go.kr/weather/climate/wind_map.jsp
2. 제주지방기상청, 제주지방예보실무지침서, 2008.; 173.
3. 김경보, 이경호, 고경남, 허종철 “ KWRF를 이용한 풍력발전 출력 예측 타당성 연구”, 한국풍력에너지학회, 춘계학술발표회, 2008.
4. 이영미, 김경보, 고경남, 허종철 “ 풍력발전량 예측시스템 개발을 위한 기상예보 시스템 구축”, 한국풍력에너지학회, 춘계학술발표회, 2008.
5. http://www.wrf-model.org/index.php
6. Wicker, L. J., and W. C. Skamarock, "Time splitting methods for elastic models using forward time schemes", Mon. Wea. Rev., 130, 2088-2097, 2002
7. User's Guide for Advanced Research WRF (ARW) Modeling System Version.
8. 김현구, 이영섭, 장문석, 경남호 “월령단지 풍력발전 예보모형 개발에 관한 연구”, 한국태양에너지학회, Vol.26, No.2, 2006.