

풍향의 변동성에 따른 연간에너지 발전량의 변화

김현기*, 김병민*, 백인수**, 유능수**, 김현구***

*강원대학교 대학원 기계메카트로닉스공학과(kimhk@kangwon.ac.kr, rhapsodist@kangwon.ac.kr),
**강원대학교 기계메카트로닉스공학과 조교수, 공학박사(paek@kangwon.ac.kr),
**강원대학교 기계메카트로닉스공학과 정교수, 공학박사(yooneso@kangwon.ac.kr),
***한국에너지기술연구원, 공학박사(hyungoo@kier.re.kr)

Variation of AEP to wind direction variability

Kim, Hyeon-Gi* Kim, Byeong-Min* Paek, In-Su** Yoo, Neung-Soo** Kim, Hyun-Goo***

*Dept. of Mechanical and Mechatronics Engineering, Graduate School, Kangwon National University(kimhk@kangwon.ac.kr, rhapsodist@kangwon.ac.kr),

**Dept. of Mechanical and Mechatronics Engineering, Kangwon National University, Assistant professor, Ph.D(paek@kangwon.ac.kr),

**Dept. of Mechanical and Mechatronics Engineering, Kangwon National University, Professor, Ph.D(yooneso@kangwon.ac.kr),

***Korea Institute of Energy Research, Ph.D(hyungoo@kier.re.kr)

Abstract

In this study, we performed a sensitivity analysis to see how the true north error of a wind direction vane installed to a meteorological mast affects predictions of the annual-average wind speed and the annual energy production. For this study, two meteorological masts were installed with a distance of about 4 km on the ridge in complex terrain and the wind speed and direction were measured for one year. Cross predictions of the wind speed and the AEP of a virtual wind turbine for two sites in complex terrain were performed by changing the wind direction from -45° to 45° with an interval of 5° . A commercial wind resource prediction program, WindPRO, was used for the study. It was found that the prediction errors in the AEP caused by the wind direction errors occurred up to more than 20% depending on the orography and the main wind direction at that site.

Keywords : 연간발전량(Annual Energy Production), 기상계측타워(Meteorological Mast), 진북(True North), 민감도분석(Sensitivity Analysis), 복잡지형(Complex Terrain), 상호예측(Cross Prediction)

투고일자 : 2011년 5월 18일, 심사일자 : 2011년 5월 25일, 게재확정일자 : 2011년 7월 12일
교신저자 : 백인수(paek@kangwon.ac.kr)

1. 서론

풍력은 과거에서 현재에 이르기까지 다양한 용도로 사용되어 왔다[1]. 오늘날에는 기존의 화석에너지 및 원자력을 이용한 에너지원으로부터 발생할 수 있는 환경오염 및 방사능 누출과 같은 심각한 위협으로부터 친환경적이며 안전한 신·재생 에너지원의 필요성이 대두되면서 풍력은 중요한 신·재생 에너지원으로 자리 잡고 있다. 그 결과 전 세계적으로 풍력에너지에 대한 수요가 급격히 증가하고 있으며 풍력발전 단지의 건설이 증가하고 있는 추세이다[2]. 또한 풍력 에너지를 효율적으로 이용하기 위한 기술개발 및 연구가 활발히 진행되고 있으며 풍력발전단지의 규모 또한 점점 대형화 되고 있다. 이로 인해 국내에서도 육·해상에 걸쳐 많은 풍력발전 단지가 건설되었거나 건설 예정이며 점차 그 수가 증가하고 있다. 하지만 대형 풍력발전단지의 건설은 그 규모나 설비 면에서 볼 때 막대한 비용을 필요로 한다. 따라서 이런 경제적인 부담을 최소화 하고 사업성을 판단하기 위해서는 건설예정 풍력단지의 연간발전량(Annual Energy Production)예측이 필요하며 이를 위해 많은 연구가 수행되어왔다[3,4].

풍황 자료의 정확한 측정은 풍력발전 단지의 연간발전량 예측의 정확도를 높이기 위한 매우 중요한 부분이라고 할 수 있다. 풍황 자료는 기상계측타워로부터 높이별로 측정되며 풍속 및 풍향, 온도, 압력과 같은 물리량이 포함 된다 [5]. 이중 풍속 및 풍향자료의 정확한 측정은 풍력발전단지의 연간발전량 예측에 필수적이라고 할 수 있으며 그중에서 특히 풍향자료는 기상계측타워(Met Mast)의 설치 과정에 크게 영향을 받게 된다. 풍향센서는 기상계측타워의 설치과정에서 센서의 북쪽방향과 설치지점의 진북이 일치되어야만 정확한 풍향을 측정할 수 있다. 하지만 일반적으로 기상계측타워는 지상에 놓혀진 상태에서

계측타워 요소들을 조립하고 센서를 설치한 후에 세우게 되는데[6] 이 과정에서 풍향센서의 북쪽방향과 진북이 틀어지는 경우가 발생하게 된다. 이와 같은 실제풍향과 측정되는 풍향간의 차이는 풍력자원의 예측에 있어서 큰 오차를 유발할 수 있기 때문에 기상계측타워의 설치 후에 풍향계의 진북을 보정하는 것이 필요하며, 이에 대한 연구가 진행되어져 왔다.[7] 하지만 이런 풍향측정 오차가 실제발전량 예측에 있어 어느 정도의 영향을 미치는 지에 대한 연구는 거의 이루어지지 않고 있다. 따라서, 본 연구에서는 국내 복잡지형에서 측정된 풍황 자료를 이용하여, 풍향의 차이로 인해 풍력자원의 예측에 미치는 영향을 알아보고자 하며, 그에 따른 민감도 분석을 수행하고자 한다.

2. 풍향의 변화에 따른 AEP의 민감도 분석

2.1 실측지점 현황

본 연구를 수행하기 위해 그림 1에 제시된 바와 같이 약 4km의 이격거리를 갖는 복잡지형에 위치한 A, B지점에 40m 높이의 기상계측타워를 설치하고 1년간(2009.12.10 ~ 2010.12.10)의 풍황 자료를 측정하였다. 그림 1에서 알 수 있듯이 A, B 두 지점은 점선으로 표시된 남북으로 길게 뻗은 능선 정상에 위치 하며, 고도는 각각 725m와 700m이다.

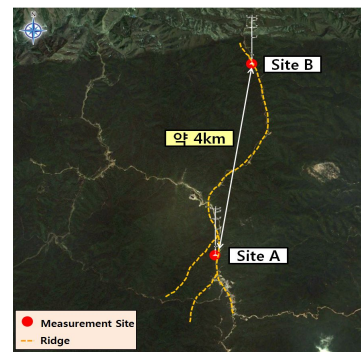


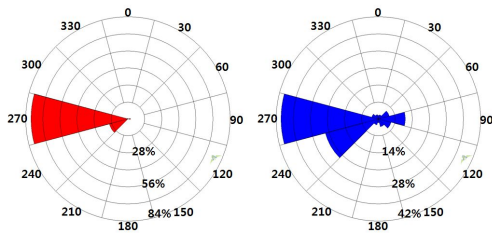
그림 1. Measurement Site.

각 지점에서 측정된 1년간의 평균 풍속은 표 1에 제시된 바와 같이 A, B지점 각각 7.51m/s 와 7.71m/s 이다.

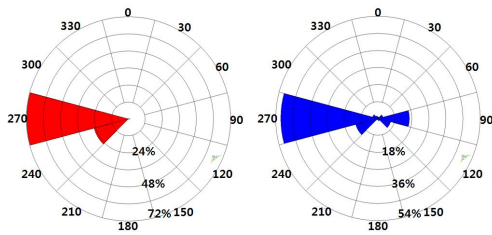
표 1. Description of Measurement Site.

	측정기간	측정 높이 [m]	평균 풍속 [m/s]	주풍향
Site A	2009.12.10~	40m	7.51	서
Site B	2010.12.10		7.71	

그림 2는 각 지점 A, B에서의 방위별 에너지 밀도(%)와 방위별 빈도분포를 나타내고 있다. 그림 2에서 알 수 있듯이 두 지점 모두 동일한 주풍향인 서풍을 보이고 있으며 서풍에서 가장 많은 바람의 분포를 보이고 있다.



(a) Energy Rose(left) and Wind Rose(right) at Site A



(b) Energy Rose(left) and Wind Rose(right) at Site B

그림 2. Energy and Wind Rose of the measured data.

2.2 진북 보정

실측지점의 풍향은 기존의 연구결과[7]에서 제시하고 있는 진북보정 방법을 이용하여 A, B지점의 진북보정을 수행하였다. 진북 보정방법은 카메라를 이용하여 실측지점에 세워진 40m 높이의 기상계측타워에 설치된 풍

향계를 촬영하고 풍향계가 나타내고 있는 실제의 풍향값인 θ_{true} 를 산출한다. 또한 풍향 센서의 출력 전압 값을 측정하여 기상계측타워의 Data Logger로 부터 측정되는 풍향의 측정값인 $\theta_{measured}$ 를 산출하여 실제 풍향값인 θ_{true} 와 비교하여 풍향계의 진북 오차를 구한다. 진북 보정의 방법은 그림 3에 도식화 하였다.

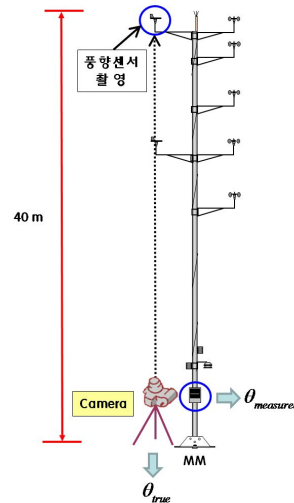


그림 3. Method for a True North Correction.

2.3 연구 방법

(1) AEP민감도 분석을 위한 실측자료 검토
A, B 지점의 실측 풍향 자료를 이용하여 발전량 예측에 대한 민감도 분석을 하기에 앞서 진북이 보정된 실측 자료의 상호 예측을 통하여 본 연구에 적용한 WindPRO 프로그램의 적용 타당성을 검토하였다. A, B 두 지점을 WindPRO 프로그램을 이용하여 상호 예측한 결과 표 2에 제시된 바와 같이, A지점의 풍향 자료를 이용하여 B지점을 예측한 경우는 풍속의 오차가 3.89%로 산출 되었으며 B지점에서 A지점을 예측한 경우에는 풍속의 오차가 0.93%로 산출 되었다. 산출된 상호 풍속예측의 오차는 이번 연구를 수행하기에 적합한 충분히 작은 값으로 판단되었으며, A, B지점의 풍향 자료를 이용하여 민감도 분석을 수행하였다.

표 2. Results of Cross Prediction using measured data.

	Site A	Site B
실측 평균 풍속	7.51	7.71
예측 풍속	7.58(B->A)	8.01(A->B)
오차	0.93%	3.89%

(2) AEP 민감도 분석을 위한 상호예측 방법 풍향의 변화가 연간발전량 예측에 미치는 영향을 알아보기 위해서 A와 B지점의 실측 풍황 자료를 이용하여 상호지점에 대한 풍속 및 발전량 예측을 수행하였다. 먼저 A와 B지점의 실측 풍향 자료에 $\pm 5^\circ$ 간격으로 일정하게 풍향값을 변화시켜 풍향의 차이를 나타낼 수 있는 가상의 자료를 생성하였다. 이는 IEC 61400-12에서 규정하고 있는 풍향센서 설치최대 허용 오차가 5° 임을 고려하여 결정하였다 [8]. 여기에서 +방향은 시계방향을 의미하며 -방향은 반시계방향을 의미한다. 생성된 풍향 자료의 범위는 -45° 에서 $+45^\circ$ 를 적용하여 해석을 수행하였다. 따라서 생성된 자료는 각각의 지점에 대해서 18개의 자료가 생성 되었으며 총 36개의 자료를 이용하여 해석을 수행하였다. 상호 예측을 통한 AEP의 민감도를 분석하기 위해서 WindPRO (WAsP Solver)를 이용하였다[9]. 상호예측은 먼저 A지점에서 측정된 실측자료를 이용하여 B지점의 40m 높이에서의 풍속 및 연간발전량을 예측하였으며 발전량 예측을 위해서 실측지점의 측정높이와 동일한 40m의 허브높이를 갖는 풍력발전기를 사용하였다. 사용된 풍력발전기는 Vestas 사의 V47 660kW 이다. 아래 그림 4는 해석에 사용된 풍력발전기의 출력곡선을 나타낸다. 풍향의 차이에 따른 예측 풍속과 AEP의 비교는 A 지점의 실측 풍황 자료를 이용하여 B지점을 예측한 결과와 A지점의 실측 풍황 자료에 $\pm 5^\circ$ 간격으로 변화된 풍향값을 적용한 18개의 자료를 이용하여 B지점을 예측한 결과를 비교하였다. 또한 B지점에서 A지점의 풍속 및 AEP의 예측도 이와 동일한 방법으로 수행하였다.

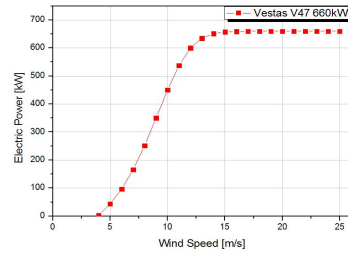


그림 4. Power Curve of Vestas V47.

3. 해석결과

3.1 A지점 풍황자료를 이용한 B지점 예측

A지점에서 B지점을 예측하였을 때 풍속과 AEP의 오차를 표 3과 그림 5에 나타 내었다. A지점의 실측 풍황 자료를 이용하여 B지점을 예측한 결과와 $\pm 5^\circ$ 간격으로 변화된 풍향값을 이용하여 해석한 결과의 오차는 풍속의 경우 최대 16.6%이며 예측 AEP의 경우 최대 15.8%의 값이 산출되었다. 또한 풍향이 $+45^\circ$ 방향으로 변화함에 따라 예측된 풍속 및 AEP의 오차보다 -45° 방향으로 변화함에 따라 예측된 값들의 오차가 비교적 크게 산출 되었다.

표 3. Results of Sensitivity Analysis

A > B	풍속 [m/s]	AEP [MWh]	풍속오차 [%]	AEP오차 [%]
실측	8.01	2207.1	-	-
+45°	7.60	2103.1	-5.1	-4.7
+40°	7.50	2061.1	-6.4	-6.6
+35°	7.46	2050.8	-6.9	-7.1
+30°	7.47	2042.2	-6.7	-7.5
+25°	7.63	2094.8	-4.7	-5.1
+20°	7.76	2141.1	-3.1	-3.0
+15°	7.81	2158.2	-2.5	-2.2
+10°	7.84	2168.9	-2.1	-1.7
+5°	7.90	2194.3	-1.4	-0.6
-5°	8.38	2294.4	4.6	4.0
-10°	8.68	2376.9	8.4	7.7
-15°	8.80	2413.5	9.9	9.4
-20°	8.85	2432.2	10.5	10.2
-25°	8.92	2466.9	11.4	11.8
-30°	8.97	2469.4	12.0	11.9
-35°	9.16	2514.5	14.4	13.9
-40°	9.31	2552.4	16.2	15.6
-45°	9.34	2555.4	16.6	15.8

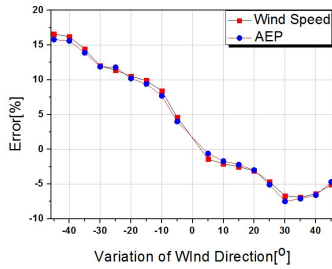
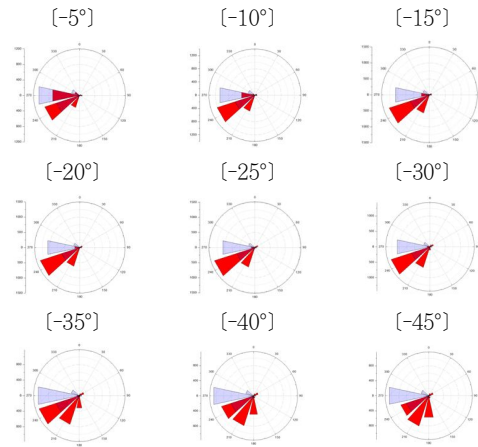


그림 5. Error in wind speed prediction vs. variation of wind direction.

그림 6은 +45°에서 -45°의 변화에 대한 에너지 장미를 나타내며 빗금친 부분은 A지점의 실측 풍향 자료를 이용하여 B지점을 예측한 결과이다. 또한 면으로 채워진 부분은 변화된 풍향값을 이용하여 B지점을 예측한 결과이다. 따라서 그림 6으로부터 예측지점의 주풍 방향의 변화를 알 수 있다. +5°에서 +20°의 변화된 풍향값을 적용하여 B지점을 예측하였을 때는 주풍방향의 변화가 없었으나 +25° 이상의 변화된 풍향값을 적용하여 예측하였을 때 주풍방향이 변하는 것을 알 수 있다. 또한 -5°에서 -45° 범위의 변화된 풍향값을 적용하여 B지점을 예측한 경우에는 -5°의 변화된 풍향값을 이용한 예측에서부터 주풍방향이 변하는 것을 알 수 있다.



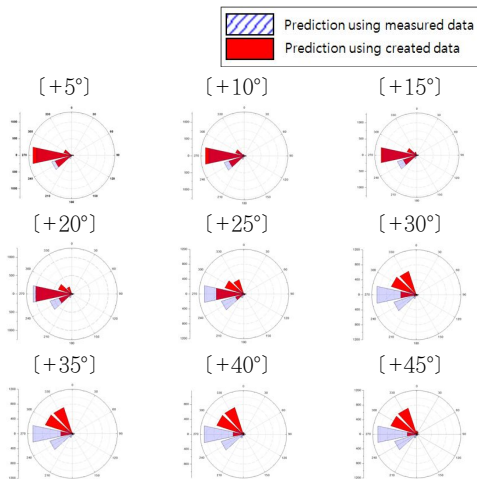
(b) Energy Rose from -5° to -45°

그림 6. Energy Rose with Direction variation(A→B).

이와 같은 예측지점에서의 주풍방향의 변화는 예측지점의 능선 방향과 관계하여 Speed-up 현상이 증가하거나 감소하는 영향으로 작용하게 되며, 결과적으로 풍속이나 발전량이 높아지거나 낮아지는 결과를 발생시킨다. B 지점의 경우 능선의 방향이 북북서-남남동 방향이기 때문에 서풍으로부터 ‘-’(반시계) 방향으로의 주풍 변화는 능선의 방향과 수직이 되는 방향으로의 주풍 변화를 의미하며, ‘+’(시계) 방향으로의 주풍 변화는 능선의 방향과 평행한 방향으로의 주풍 변화를 의미한다.

따라서, 주풍 방향이 -5°에서 -45°방향으로 변화함에 따라 그림 1에서 알 수 있듯이 B지점의 능선이 주풍방향과 수직방향을 이루면서 지형에 의한 Speed-up [10]효과로 인해 풍속이 상승하여 풍속 및 AEP오차의 증가에 영향을 미치는 것으로 보인다. 이와 반대로 주풍 방향이 +5°에서 +45°방향으로 변화함에 따라 주풍방향이 능선의 수직방향에서 점차 멀어지게 되면서 Speed-up 효과의 감소로 예측 풍속 및 AEP 값이 감소하는 것을 알 수 있다.

그림 7은 A지점에서 B지점을 +45°에서 -45° 방향의 변화된 풍향자료를 이용하여 예측하였을 때 B 지점에서의 예측풍속의 수직



(a) Energy Rose from +5° to +45°

분포(Wind Shear)를 나타낸다. 그림 7에서 알 수 있듯이 ‘-’방향으로의 주풍변화는 Speed-up 현상을 증가시키는 것을 알 수 있으며 그와 반대로 ‘+’방향으로의 주풍변화는 Speed-up 현상을 감소시키게 됨을 확인할 수 있다.

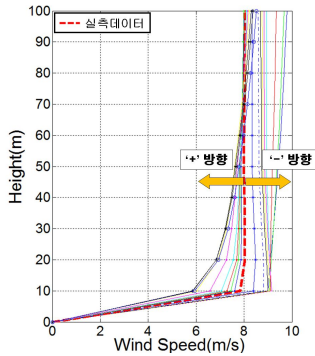


그림 7. Wind shear with Direction variation(A->B).

또한 표3의 예측결과에서 풍속 오차와 AEP 오차를 비교해 보면, 두 오차가 크게 다르지 않음을 알 수 있다. 이는 바람이 갖는 운동에너지는 풍속의 세제곱에 비례하지만, 실제 풍력발전기의 발전량은 그림 4에 제시된 출력곡선과 같이 정격 풍속 이하에서는 풍속이 증가함에 따라 증가해지고, 정격풍속 이상의 구간에서는 풍속과 무관하게 일정하게 유지되기 때문이다. 따라서, B 지점의 경우 연평균 풍속이 약 8m/s 에 해당하는 비교적 높은 풍속을 갖는 지점이기 때문에 비교적 정격 풍속 이상 또는 정격풍속에 근접한 풍속 분포가 많게 되며, 따라서 AEP 의 변화가 크지 않아 결과적으로 풍속과 AEP의 오차는 거의 비슷한 추이를 보이게 되는 것으로 판단된다.

3.2 B지점 풍향자료를 이용한 A지점 예측

B지점에서 A지점을 예측하였을 때 발생한 풍속과 예측 AEP의 오차를 표 4와 그림 8에 나타 내었다. A지점의 실측 자료를 이용하여 B지점을 예측한 결과와 5° 간격으로 일정한 풍향을 적용하여 생성한 자료를 이용하여 해

석한 결과의 오차는 풍속의 경우 최대 -14.8%이며 예측 AEP의 경우에는 최대 -20.9%의 값이 산출되었다. 또한 풍향이 +45°방향으로 변화함에 따라 산출된 예측 풍속 및 AEP의 오차보다 -45°방향으로 변화함에 따라 산출된 예측 값들의 오차가 비교적 크게 산출 되었다.

표 4. Results of Sensitivity Analysis (B->A).

B>A	풍속 [m/s]	AEP [MWh]	풍속오차 [%]	AEP오차 [%]
실측	7.58	2051.0	-	-
+45°	8.20	2242.1	8.2	9.3
+40°	8.25	2265.5	8.8	10.5
+35°	8.27	2281.6	9.1	11.2
+30°	8.22	2271.7	8.4	10.8
+25°	8.12	2229.2	7.1	8.7
+20°	7.99	2183.6	5.4	6.5
+15°	7.86	2132.8	3.7	4.0
+10°	7.78	2115.6	2.6	3.1
+5°	7.72	2102.3	1.8	2.5
-5°	7.33	1956.3	-3.3	-4.6
-10°	7.10	1863.8	-6.3	-9.1
-15°	6.90	1791.4	-9.0	-12.7
-20°	6.79	1759.5	-10.4	-14.2
-25°	6.76	1752.8	-10.8	-14.5
-30°	6.69	1724.6	-11.7	-15.9
-35°	6.61	1685.0	-12.8	-17.8
-40°	6.52	1647.0	-14.0	-19.7
-45°	6.46	1622.0	-14.8	-20.9

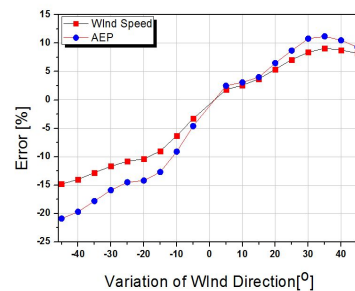


그림 8. Error in wind speed prediction vs. variation of wind direction.

그림 9는 +45°에서 -45°의 변에 대한 에너지 장미를 나타내며 빗금친 부분은 B지점의 실측 풍향 자료를 이용하여 A지점을 예측한 결과이다. 또한 면으로 채워진 부분은 변화된

풍향값을 이용하여 A지점을 예측한 결과이다. 따라서 그림 9로부터 예측지점의 주풍 방향의 변화를 알 수 있다. +5°에서 +25°의 변화된 풍향값을 적용하여 A지점을 예측하였을 때는 주풍방향의 변화가 없으며 +30° 이상의 변화된 풍향값을 적용하여 예측하였을 때 주풍방향이 변하는 것을 알 수 있다. 또한 -5°에서 -45° 범위의 변화된 풍향값을 적용하여 A지점을 예측한 경우에는 -10°의 변화된 풍향값을 이용한 예측에서부터 주풍방향이 변하는 것을 알 수 있다.

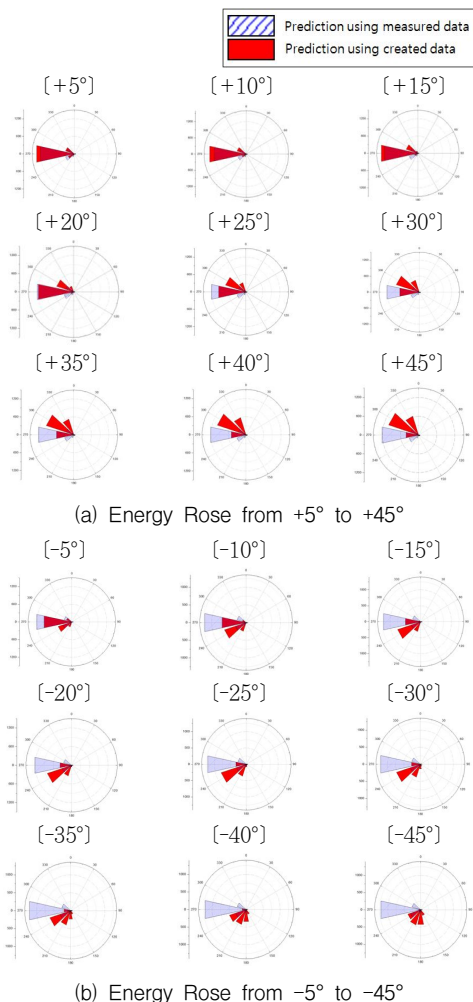


그림 9. Energy Rose with Direction variation(B→A).

B 지점예측 결과분석과 마찬가지로 그림 1에서 알 수 있듯이 A지점 주위에는 B지점에 비해 여러 능선들이 위치해 있으며 A 지점과 인접한 서쪽 능선의 경우 능선의 방향이 북동-남서임을 알 수 있다. 따라서 A지점의 주풍향이 -45°방향으로 변화함에 따라 A지점에 인접한 서쪽 능선에 의해 능선의 방향과 수직방향에서 점점 멀어지게 되므로 Speed-Up 효과가 감소하게 되며 결국, 이는 동쪽으로 인접한 A 지점의 풍속을 감소시키는 결과를 초래하는 것으로 판단된다. 마찬가지로, 주풍향이 +5°에서 +45°로 변화하는 경우에는 A지점과 인접한 서쪽능선의 방향과 수직이 되는 방향으로 변화하게 되므로 이에 의한 Speed-up 효과로 인해 인접한 A 지점의 풍속이 풍속과 AEP가 증가하는 것으로 판단된다.

그림 10은 B지점에서 A지점을 +45°에서 -45° 방향의 변화된 풍향자료를 이용하여 예측하였을 때 A지점의 예측풍속의 수직분포(Wind Shear)를 나타낸다. 그림 10에서 알 수 있듯이 ‘+’방향으로의 주풍변화는 풍속의 Speed-up 이 증가시키며, 그와 반대로 ‘-’방향으로의 주풍변화는 Speed-up을 감소시키는 것을 확인할 수 있다.

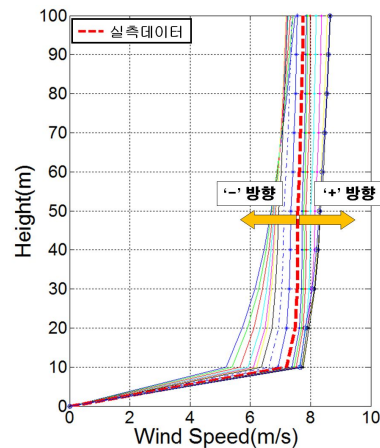


그림 10. Wind shear with Direction variation(B→A).

또한 풍속 오차와 AEP 오차를 비교해 보

면 주풍향이 +5°에서 +45°로 변화하는 경우에는 평균 풍속이 증가하여 풍속오차와 AEP 오차가 유사한 반면, 주풍향이 -5°에서 -45°로 변화하는 경우에는 평균 풍속이 크게 감소하여 정격풍속보다 낮은 풍속이 점차 늘어나게 되기 때문에, 결과적으로 정격보다 낮은 풍속구간에서는 AEP는 풍속의 세제곱에 비례하므로, 풍속오차와 AEP 오차의 차이가 증가하는 것을 알 수 있다.

4. 결 론

본 연구에서는 복잡지형상에 위치한 A, B 두 지점에서 측정된 풍황자료와 WindPRO(WAsP Solver)를 이용하여 풍향의 변화에 따른 예측 풍속 및 AEP의 민감도 분석을 수행하였다. 풍향의 변화에 따른 풍속 및 AEP의 상호예측 결과는 A지점에서 B지점을 예측한 경우 풍속의 최대 오차는 16.6% , AEP의 최대 오차는 15.8%로 산출되었다. 또한 B지점에서 A지점을 예측하였을 경우에는 풍속의 최대 오차는 -14.8%, AEP의 최대 오차는 -20.9%로 산출되었다. 이는 풍향의 오차에 따른 예측지점에서의 주풍향의 변화와 능선의 방향에 의한 Speed-up효과의 영향으로 예측 풍속 및 AEP값에 영향을 미치는 것을 확인할 수 있었다.

풍황 해석프로그램을 이용한 풍력자원 예측에 있어서 예측결과의 오차를 최소화 하고 정확한 결과를 얻기 위해서는 신뢰성 있는 풍황자료의 확보가 필요하다. 또한 본 연구결과를 종합하여 볼 때 풍황자료 측정단계에서 특히 풍향의 오차를 최소화 할 수 있는 진북보정의 단계가 필수적이라고 판단된다.

후 기

본 연구는 한국에너지기술연구원(KIER)과의 공동연구로 수행된 결과입니다.

참 고 문 헌

1. Tore Wizelius, "Developing Wind Power Projects, Theory and Practice", EARTHSCAN, 2007
2. "Wind in power, 2010 European statistics EWEA, 2011
3. Jaekyoon Woo, Hyeonggi Kim, Byeongmin Kim, Insu Paek, Neungsoo Yoo, "AEP Prediction of Gangwon Wind Farm using AWS Wind Data", Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 31, No. 2, pp.72~81, 2011.
4. Goo-Hyun Ryu, Ki-Su Kim, Jae-Chul Kim, Kyung-Bin Song, "A Study on Estimation of Wind Power Generation using Weather Data in Jeju Island", The Transactions of Korean Institute of Electrical Engineers, Vol. 58, No. 12, pp. 2349~2353, 2009.
5. National Renewable Energy Laboratory, Wind Resource Assessment Handbook : Fundamentals for Conducting a Successful Monitoring Program, NREL, 1997.
6. Toll Tower Installation Manual, NRG SYSTEM,
7. JeongWan Lee, NeungSoo Yoo, YoonSu Nam, "A Technizue for Alignment to True North Based on Camera in Meteorological Installation, Journal of Control, Automation, and Engineering, Vol. 11, No. 2, pp. 122~126, 2005.
8. "Wind turbines - part 12-1 : Power Performance measurements of electricity producing wind turbines, IEC61400-12-1, First Edition, 2005.
9. WindPRO Ver 2.7 Manual, EMD.
10. 牛山 泉, 風車工學入門, "풍력공학입문, 기초이론부터 풍력발전기술까지", 2002, 고경남, 허종철 공역, 문운당, 2006.