

# 제주도 북동부 한동지역의 MCP 회귀모델식을 적용한 AEP계산에 대한 연구

고정우\* · 문서정\*\* · 이병걸\*\*\*†

\*, \*\* 제주대학교 대학원 풍력특성화 협동과정, \*\*\* 제주대학교 해양과학대학 토목공학과

## Estimation of Annual Energy Production Based on Regression Measure-Correlative-Predict at Handong, the Northeastern Jeju Island

Jung-Woo Ko\* · Seo-Jeong Moon\*\* · Byung-Gul Lee\*\*\*†

\*, \*\* Department of Civil Engineering, Jeju National University Graduate School of Specialized Wind Energy, 690-756, Korea

\*\*\* Department of Civil Engineering, Jeju National University College of Ocean Science, 690-756, Korea

**요 약 :** 풍력발전 단지의 설계시 풍력 자원 평가 과정은 필수적인 과정이다. 풍력 자원 평가를 위해 장기풍황(20년)자료를 이용하여야 하지만 장기간 관측하는 것은 어렵기 때문에 예정지의 1년 이상의 관측데이터로 평가를 실시하였다. 예정지의 단기 풍황탑(Met-Mast; Meteorology Mast) 자료를 주변의 장기관측 자료인 자동기상관측(AWS; Automatic Weather Station)데이터를 이용하여 수학적 보간법으로 예정지의 데이터를 장기 데이터로 변환한 것을 MCP(Measure-Correlative-Predict)기법이라 한다. 본 연구에서는 MCP기법 중 선형 회계방법을 적용하였다. 선택된 MCP 회귀 모델식에 따라 제주 북동부 구좌지역의 AWS데이터를 제주 북동부 한동 지역의 Met-mast 데이터에 적용하여 연간 에너지 생산량을 예측 하였다. 예정지의 단기 풍황을 이용하였을 때와 보정된 장기 풍황을 이용하여 때 연간 에너지 생산량을 비교하였다. 그 결과 연간 약 3.6%의 예측오차를 보였고, 이는 연간 약 271 MW의 에너지 생산량의 차이를 의미한다. 풍력발전기의 생애주기인 20년을 비교 하였을 때 약 5,420 MW의 차이를 나타내었으며, 이는 약 9개월 정도의 에너지 생산량과 비슷한 수준이다. 결과적으로, 제안 된 선형 회귀 MCP 방법을 이용하는 것이 단기관측 자료를 통한 불확실성을 제거하는 합리적인 방법으로 판단된다.

**핵심용어 :** 측정-상관-예측, 연간 에너지 생산량, 풍력자원, 선형 회귀 모델식, 결속자료 보정

**Abstract :** Wind resource assessment is necessary when designing wind farm. To get the assessment, we must use a long term(20 years) observed wind data but it is so hard. so that we usually measured more than a year on the planned site. From the wind data, we can calculate wind energy related with the wind farm site. However, it calculate wind energy to collect the long term data from Met-mast(Meteorology Mast) station on the site since the Met-mast is unstable from strong wind such as Typhoon or storm surge which is Non-periodic. To solve the lack of the long term data of the site, we usually derive new data from the long term observed data of AWS(Automatic Weather Station) around the wind farm area using mathematical interpolation method. The interpolation method is called MCP(Measure-Correlative-Predict). In this study, based on the MCP Regression Model proposed by us, we estimated the wind energy at Handong site using AEP(Annual Energy Production) from Gujwa AWS data in Jeju. The calculated wind energy at Handong was shown a good agreement between the predicted and the measured results based on the linear regression MCP. Short term AEP was about 7,475MW/year. Long term AEP was about 7,205MW/year. it showed an 3.6% of annual prediction different. It represents difference of 271MW in annual energy production. In comparison with 20years, it shows difference of 5,420MW, and this is about 9 months of energy production. From the results, we found that the proposed linear regression MCP method was very reasonable to estimate the wind resource of wind farm.

**Key Words :** MCP(Measure-Correlative-Predict), AEP(Annual Energy Production), Wind resource, Linear regression model equation, Filling gaps

\* First Author : tuba1215@hanmail.net, 010-3447-2530

† Corresponding Author : leebg@empass.com, 010-2631-2973

## 1. 서론

풍력발전에 대한 기술성장과 국제유가의 급등으로 풍력 발전단계에 대한 관심이 급증하고 있다. 풍력발전단지 개발의 경제성 평가를 위해 해당 지역의 풍황 특성분석은 필수적인 요인이다. 풍력단지개발의 경제성은 국지적 바람환경에 매우 민감하므로 단순히 대상지역내 또는 인근 특정지점에서 단기간 관측한 풍황 자료만으로 풍력 자원을 평가하거나 설계하중을 계산할 경우 심각한 오류가 발생할 수 있다. 그러므로 반드시 정확한 풍력 자원 평가가 선행되어야 한다(Seo et al., 2010).

풍력 자원 평가를 위한 현장실측은 여러 가지 제약 때문에 단기간 측정자료에 국한되므로 이를 통계적인 예측방법을 이용하여 장기간 보정하게 된다. 이때 대상지역 인근의 신뢰도 높은 기상측정소 관측자료를 이용하여 측정-보정-예측(Measure-Correlate-Predict; MCP) 분석을 수행하는 것이 일반적인 평가방법이다. 그런데 우리나라의 경우에는 지형의 복잡성 때문에 측정지점과 참조지점 간의 선형적인 기상학적 상관성을 가정한 MCP 분석이 어느 정도 효용이 있을지에 대한 확인 및 검토가 반드시 필요하다고 판단된다(Kim, 2005).

본 연구에서는 제주 북동부 한동 지역의 풍황탑의 1년간의 데이터로 연간 에너지 생산량을 예측하였다. 그리고 제주 구좌 지역의 기상관측소 데이터를 이용하여 한동 지역의 데이터를 장기데이터(Long-term correction)로 변환하여 연간 에너지 생산량을 예측하였다.

## 2. 연구지역과 현장관측자료

### 2.1 연구지역

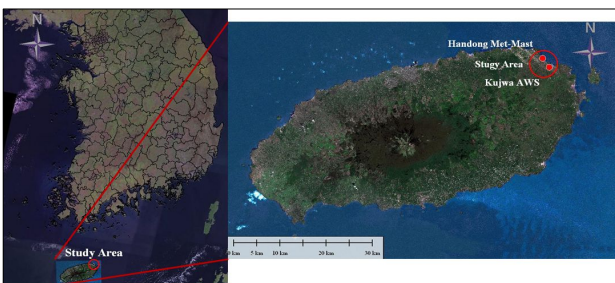


Fig. 1. Study Area.

연구 지역은 제주 북동부 구좌 지역이며(Fig. 1), 바람의 관측 지점은 제주도 북동부 한동 지역의 풍황탑(Met-mast; Meteorology Mast)과 자동기상관측장비(AWS; Automatic

Weather System)가 설치된 지역 중 가장 가까운 구좌읍사무소이다. 그 위치는 WGS타원체를 기준으로 각각의 경위도 좌표계 N33°31'55", E126°50'52"(한동), N33°31'21", E126°51'8"(구좌)이며, Fig. 2에서 한동 풍황탑과 구좌자동기상관측장비 사이 거리는 약 2.5 km 이다.

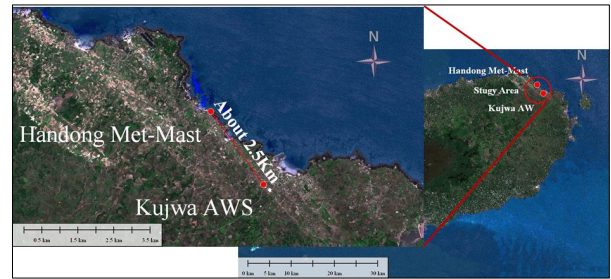


Fig. 2. Handong Met-mast and Kujwa AWS location.

### 2.2 현장관측 자료

Fig. 3와 Fig. 4는 풍황탑(Meteorology Mast; Met-mast)에 설치된 관측 장비에 대한 설명이다. Met-mast의 60 m, 59 m, 50 m, 40 m, 30 m에는 풍속계, 60 m, 40 m에는 풍향계, 2 m지점에는 온도와 압력센서가 부착되어 있다. 관측 기간은 한동 Met-mast의 경우 2011년 9월 22일부터 2012년 9월 20일, 구좌 AWS의 경우 2008년 1월 1일부터 2012년 9월 20일이다.

Photo 1은 풍황탑과 AWS의 전경이다.

Fig. 5는 한동 60 m에서의 풍속과 구좌 AWS의 풍속을 월 평균으로 나타낸 것으로 관측 중복기간에는 상당히 유사한 패턴으로 변화하고 있음을 확인할 수 있다.

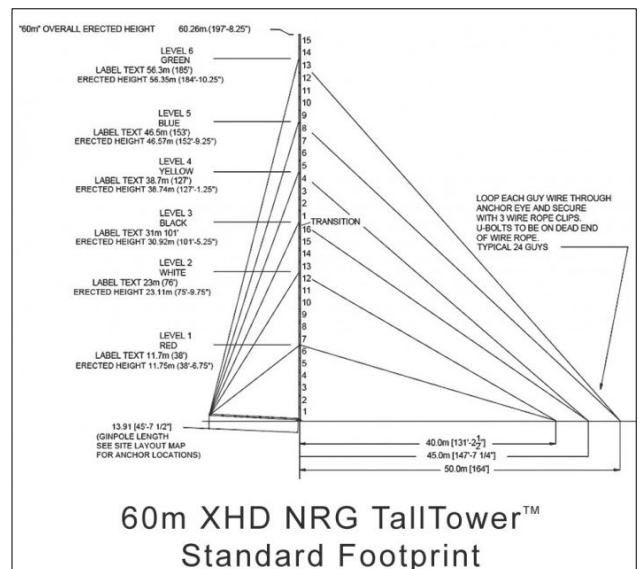


Fig. 3. Specification of Handong Met-mast.

제주도 북동부 한동지역의 MCP 회귀모델식을 적용한 AEP계산에 대한 연구

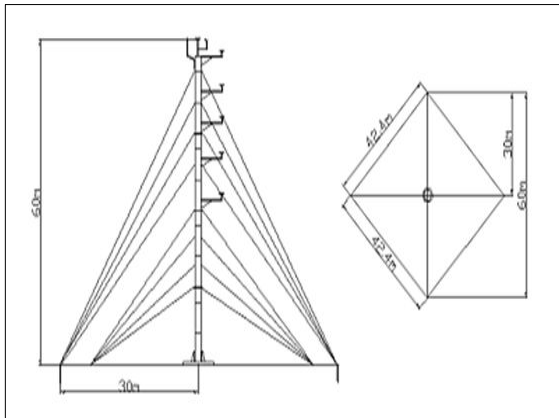


Fig. 4. Specification of Handong Met-mast.



Photo 1. Handong Met-mast and Kujwa AWS.

된 구간의 풍속을 확률 분포 함수로 추정한 후 발전기의 타워높이에서의 풍속 출현을 분포와 풍력발전 시스템의 풍속별 출력곡선을 사용하여 식(1)을 통해 구할 수 있다(Ko and Heo, 2006). Fig. 6은 AEP산출에 대한 모식도이다.

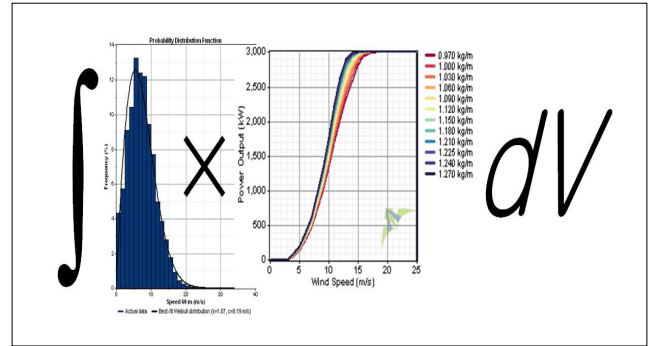


Fig. 6. Annual energy production explanation.

$$AEP = \left[ \int_0^{\infty} P_w(V)p(V)dV \right] \times 8,760(h) \quad (1)$$

여기서,  $P_w(V)$ 는 풍속  $v$ 에 대한 공기밀도에 따른 출력,  $p(V)$ 는 풍속  $v$ 에서의 상대 도수이다. 설비 이용률(Capacity Factor; CF)은 식(2)를 통해 구할 수 있다.

$$CF = \frac{\text{실제발전량}(kWh)}{\text{정격출력}(kW) \times \text{시간}(h)} \quad (2)$$

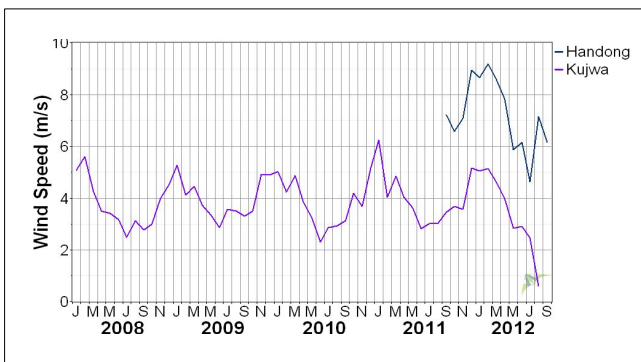


Fig. 5. Monthly mean wind speed.

### 3. 단기관측자료의 AEP계산

연간 에너지 생산량(AEP; Annual Energy Production)은 관측

전량이 없는 확률시간(Time at zero output)은 에너지가 생산되지 않을 확률을 말하며, 시동 풍속이하의 풍속의 확률과 정지 풍속이상의 풍속의 확률이다. 정격풍속 확률시간(Time at rated output)은 정격풍속과 정지풍속 사이의 풍속의 확률을 의미한다. 풍력발전기가 발전을 개시할 때의 풍속을 시동 풍속이라 하고, 풍속이 너무 높을 때 발전기의 안전을 확보하기 위하여 발전을 정지하는 풍속을 정지풍속이라 하며, 설계상 최대연속 출력이 얻어지기 시작하는 풍속을 정격풍속이라 한다(Ko, 2006).

풍속의 에너지(Mean net power output)와 풍력발전기가 생산하는 에너지생산량(Mean net energy output)을 Windographer를 이용하여 계산 하였고, 그 결과는 Table 1과 같다. 풍력발전기는 VESTAS사의 3 MW급 발전기로 선정하였다. 그 결과 연간 7,475 MW가 발전량으로 생산될 것으로 기대된다.

Table 1. Estimates the Annual Energy Output (Handong of Short term wind)

Month.	Hub height wind speed (m/s)	Time at zero output (%)	Time at rated output (%)	Mean net power output (kW)	Mean net energy output (kW)	Capacity factor (%)
Jan.	9	2.2	3.23	1,097.80	816,796	36.6
Feb.	9.56	3.57	6.18	1,243.40	835,556	41.4
Mar.	9.06	6	3.49	1,162.90	865,225	38.8
Apr.	8.46	9.61	7.66	963.1	693,448	32.1
May.	6.39	15.28	0	585.7	435,792	19.5
Jun.	6.84	14.28	2.92	671.1	483,224	22.4
Jul.	5.2	30.49	1.5	409.5	304,655	13.6
Aug.	8.02	11.18	3.65	740.7	551,073	24.7
Sep.	7.1	10.43	1.93	636.6	458,374	21.2
Oct.	6.95	11.38	0.13	682.4	507,687	22.7
Nov.	7.5	12.45	2.73	815.5	587,181	27.2
Dec.	9.32	5.22	2.22	1,240.10	922,609	41.3
Overall	7.78	11.04	2.95	853.3	7,475,281	28.4

#### 4. 구좌 AWS 결속자료 보정 및 MCP기법을 적용한 장기 풍황 보정 및 AEP예측

##### 4.1 결속자료와 보정

풍속의 관측 중, 관측기기의 낙뢰 등 관측이 안 된 구간이나 혹은 오작동으로 이상치가 발생한 구간을 결속구간(Gaps or Missing values)이라고 한다.

결속 자료에 대한 보정은 Fig. 7과 같이 하루를 주기로 비슷한 패턴이 반복 되고 있기 때문에 일주변화패턴(Diurnal pattern)을 이용하여 구좌 AWS자료의 결속구간을 보정 하였다. 일주변화패턴에 따른 결속구간의 보정은 하루를 주기로 풍속의 변화가 정현파형태를 따르고 있을 때 주변 기간의 일속변화 패턴을 이용하여 결속 구간의 데이터를 생성하는 방법이다(Wind Energy Reference Manual, 2008). 결속 구간은 Windographer를 이용하여 보정하였다.

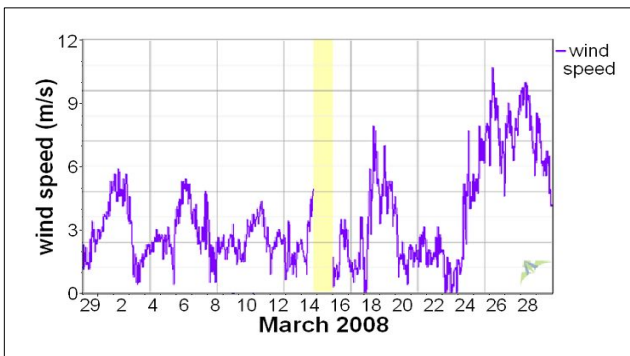


Fig. 7. A Set of Missing Data Points in a Time Series.

##### 4.2 MCP기법을 적용한 장기 풍황 보정

MCP기법은 풍력발전 예정지의 단기 풍속 데이터와 주변의 장기 풍속데이터의 중첩지역의 풍속의 관계성을 이용하여 풍력발전 예정지 단기데이터를 장기데이터로 바꾸는 과정을 통하여 단기관측에 의한 과대예측 혹은 과소예측에 의한 불확식성을 줄여주는 방법이다(Fig. 8).

단기 풍속데이터를 장기 풍속데이터로 변화하는 과정은 발전 예정지 데이터와 주변의 장기 풍속관측 데이터를 이용하여 보정하였다. 장기 풍속관측 데이터는 관측 기간이 중복되어야 하고 두 관측 지점 사이의 거리가 가까워야 하며 거리가 비슷할 경우 상관성이 높은 것을 선택해야 한다. 예측지의 실관측 데이터와 예측치 값들의 차이가 가장 적은 예측 모델로 예정지의 풍속을 장기 풍속으로 변환한다. 본 연구에서는 MCP기법 중 회귀 모델을 이용하였다.

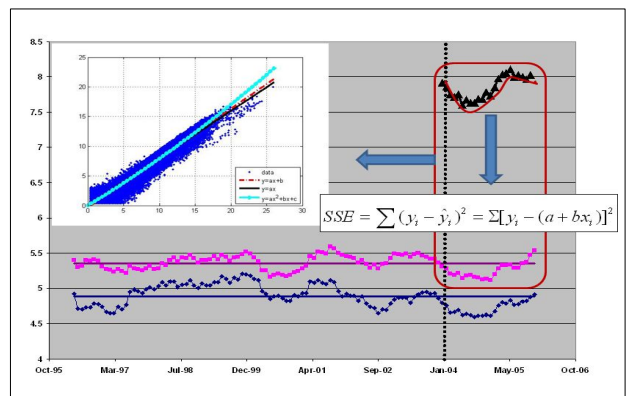


Fig. 8. MCP Regression Model Explanation.

제주도 북동부 한동지역의 MCP 회귀모델식을 적용한 AEP계산에 대한 연구

$$Y=f(X)+e \tag{3}$$

식(3)에서 Y는 풍력발전예정지의 풍속을, X는 주변의 장기 데이터의 풍속을 말하며, f(X)는 회귀 모델을, e는 오차를 말한다. 본 연구에서는 회귀 모델식은 Table 2에서와 같이 다음의 3가지 경우를 사용하였고, 오차의 확인은 식(4)의 SSE를 사용하였다.

Table 2. MCP Regression Model

Regression Model	Regression Model
Linear (1st order polynomial)	$Y=aX+b$
Linear (1st order polynomial) through (0,0)	$Y=aX$
Parabolic (2nd order polynomial)	$Y=aX^2+bX+c$

회귀 모델식은 최소제곱근 오차(Least squares errors)가 최소가 되는 식을 결정한다.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Y_i - f(X))^2} \tag{4}$$

여기서, RMSE(Root Mean Squared Errors)는 관측치와 예측치의 오차이다. RMSE는 0에 가까울수록 모형 예측력이 우수함을 의미한다(Seo et al., 2010).

상관계수(Coefficient of correlation)는 두 풍속의 상관 정도를 말하며 하나의 풍속이 시간의 경과에 따라 다른 풍속으로 변화하는 정도를 나타낸다. 그 식은 아래와 같다.

$$r_{xy} = \frac{cov(X, Y)}{\sigma_x \sigma_y} = \frac{\sum(X - \bar{X})(Y - \bar{Y})}{\sqrt{\sum(X - \bar{X})^2 \sum(Y - \bar{Y})^2}} \tag{5}$$

Table 4. Estimates the Annual Energy Output (Handong of long term wind)

	Hub height wind speed	Time at zero output	Time at rated output	Mean net power output	Mean net energy output	Capacity factor
Month.	(m/s)	(%)	(%)	(kW)	(kW)	(%)
Jan.	9.38	2.75	5	1,190.60	885,829	39.7
Feb.	9.34	3.53	5.06	1,190.40	799,918	39.7
Mar.	8.84	6.34	3.8	1,100.80	818,977	36.7
Apr.	7.89	10	4.79	864.6	622,490	28.8
May.	6.47	15.47	1.62	592	440,446	19.7
Jun.	5.99	18.18	1.45	498	358,536	16.6
Jul.	5.74	26.99	2.24	501.2	372,926	16.7
Aug.	6.46	16.33	2.09	506.1	376,522	16.9
Sep.	7.42	9.84	2.24	649.3	467,517	21.6
Oct.	7.31	8.83	0.39	746.5	555,406	24.9
Nov.	8.05	9.38	2.34	932	671,035	31.1
Dec.	9.13	5.3	3.03	1,184.50	881,270	39.5
Overall	7.64	11.31	2.87	822.5	7,204,938	27.4

Table 3. Result of MCP Regression Model analysis

Wind speed of 10 m & 60 m above the ground		
Regression Model	RMSE	R
$Y = 1.5363X + 1.3039$	$4.4883 \times 10^{-26}$	
$Y = 1.7888X$	0.0983	0.889
$Y = -0.0902X^2 + 2.3774X - 0.1677$	$3.3788 \times 10^{-26}$	

4.3 장기 풍황 자료를 이용한 AEP 예측

Table 3 결과에서는 선형 1차식이 오차가 가장 적었으며 BARDSLEY and MANLY(1983), Rogers et al.(2005), Kim 2008), Go and Lee(2012) 등 많은 선행연구에서도 회귀분석 MCP 모델에 대해 유사한 결과가 나타났다. 이에 장기풍황 변화시 선형 1차식을 이용하여 한동 지역 60 m 고도의 풍속을 연 장기풍황으로 변환하여 AEP를 계산 하였다. 또한 정확성을 평가해 본 결과 1차식이 오차가 가장 적었으며, Fig. 9에서와 같이 전 풍속에 대하여 오차가 제일 적은 모델식이라 판단된다. 구좌지역의 AWS 풍속자료를 이용하여 한동 지역의 풍속을 4.7년의 장기풍황으로 보정하였다. 보정된

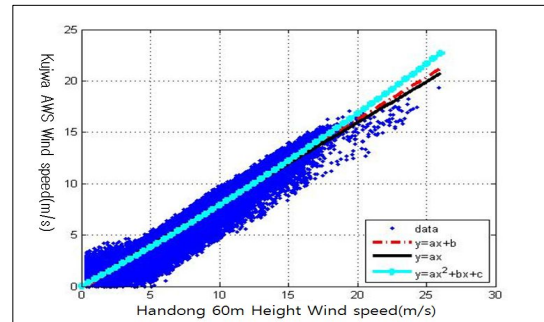


Fig. 9. Comparison of MCP Regression Model.

풍속으로 연간 에너지 생산을 예측한 결과, Table 4에서와 같이 연간 7,204 MW를 발전량으로 생산될 것으로 기대된다. 한동 지역의 2011년 9월 22일부터 2012년 9월 20일까지의 데이터만을 가지고 연간 에너지 생산량을 예측한 결과 (Table 3)와 약 3.6%의 예측오차를 보였다. 이는 2012년이 평년에 비해 2배 많은 태풍이 제주지역을 지나갔기 때문이라고 판단된다.

## 5. 결 론

풍력발전단지의 경제성 평가는 연간 에너지 생산량(AEP, Annual Energy Production)을 이용하여 평가하고 있다. 한동 Met-mast의 2011년 9월 22일부터 2012년 9월 20일까지 1년 풍황 데이터를 이용하여 AEP를 예측한 결과는 연간 약 7,475 MW이었으나 장기풍황보정을 통하여 예측한 결과는 연간 약 7,204 MW로 약 3.6%의 예측 오차로 인해 연간 271 MW의 에너지 생산량의 차이를 발생 시킨다. 풍력발전기의 생애주기인 20년을 비교 하였을 때 5,420 MW의 차이를 나타내며 이는 약 9개월 정도의 에너지 생산량과 비슷한 수준이다. 이런 연평균 생산량의 원인은 국가태풍센터의 데이터를 참고하면 우리나라는 연간 평균 3.1회 태풍의 영향을 받지만, 2012년의 경우 5회의 태풍의 영향으로 평년보다 풍속이 강했기 때문이라고 판단된다. 30년 이상 평균값을 기준으로 연평균풍속이  $\pm 10\%$ 의 범위 내에서 변화하므로 관측기간이 평년에 비하여 특히 강하거나 약한 기간에 관측 되었을 경우 기대치에 비하여 과대 혹은 과소 예측을 유발하며 풍력에너지는 풍속의 3승에 비례하기 때문에 그 차이는 더 크다고 할 수 있다. 그러므로 단기간 관측 자료를 주변의 장기간 풍속의 상관성을 바탕으로 예정지의 풍황을 장기간으로 조정하여 경제성 예측을 반드시 수행해야 한다. 또한, 본 연구에서 MCP기법 중 회귀 모델식들에 대한 예측 정확성을 평가해 본 결과 1차식이 오차가 가장 적었으며 Fig. 9에서와 같이 전 풍속에 대하여 오차가 제일 적은 모델식이라 판단된다.

## 감사의 글

본 연구는 2009년도 지식경제부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP) 풍력특성화대학원 인력양성사업의 지원을 받아 수행한 연구결과입니다(NO.20094020200020).

본 연구는 2012년 국토해양부의 지원을 받아 한국해양과학기술진흥원의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다(NO. 20090217).

## 참 고 문 헌

- [1] BARDSLEY, W. E. and B. F. J. MANLY(1983), Regression Based Estimation Long-Term Mean and Variance of Wind Speed at Potential Aerogenerator Sites, Journal of Applied Meteorology, Vol. 22, pp. 323-327.
- [2] Kim, Hyungoo(2005), Analysis of Wind Shear Patterns and Application of Measure-Correlate-Predict at Pohang Region, The Korean Society For New And Renewable Energy, Vol. 1, No. 2, pp. 26-33.
- [3] Kim, Hyun-Goo(2008), Application of Neural Network For Long-Term Correction Of wind Data. J. Wind Eng. Lng, Aerodyn., Vol. 98, pp. 466-471.
- [4] Ko, Jung-Woo and Byung-Gul Lee(2012), An Accuracy Estimation of AEP Based on Geographic Characteristics and Atmospheric Variations in Northern East Region of Jeju Island, Korean Society of Surveying, Geodesy, Photogrammetry, and Cartography, Vol. 30, No. 3, pp. 295-303.
- [5] Ko, Kyung-Nam and Jong-Chul Heo(2006), Introduction to Wind Engineering, Munudang, pp. 61-65.
- [6] National Typhon Center(2012), Typhon Records, <http://typ.kma.go.kr>.
- [7] Rogers, A. L. and J. W. Rogers and J. F. Manwell(2005), Comparison of the performance of four measure-correlate-predict algorithms, Journal of wind engineering and industrial aerodynamics, Vol. 93 No. 3, pp. 243-264.
- [8] Seo, Hyunsoo, Namho Kyong and Hyungoo Kim(2010), Analysis on Wind Characteristics for Offshore Wind Turbine Structure Design at Waljeong, Jeju, The Wind Engineering Institute of Korea, Vol. 14, No. 3, pp. 161-167.
- [9] Wind Energy Reference Manual(2008), Filling Gaps, [www.windpower.org](http://www.windpower.org).

---

원고접수일 : 2012년 11월 26일

원고수정일 : 2012년 12월 14일 (1차)

2012년 12월 21일 (2차)

게재확정일 : 2012년 12월 27일