

풍력발전기의 확률론적 발전비용 절감기여도 평가

박정제*, 오량*, 최재석*, 차준민**
경상대학교*, 대진대학교**

Probabilistic Production Cost Credit Evaluation of Wind Turbine Generators

Jeongje Park*, Wu Liang*, Jaeseok Choi*, Junmin Cha**
Gyeongsang National University*, Daejin University**

Abstract - This paper develops an algorithm for probabilistic production cost credit evaluation of wind turbine generators (WTG) with multi-state. Renewable energy resources such as wind, wave, solar, micro hydro, tidal and biomass etc. are becoming importance stage by stage because of considering effect of the environment. Wind energy is one of the most successful sources of renewable energy for the production of electrical energy. Case study demonstrates that the wind speed credit in view point of economics can be assessed by using the proposed methodology.

1. 서 론

최근 세계적으로 친환경에너지원의 개발, CO₂ 배출의 감소 의무 그리고 고유가시대와 맞물려서 풍력, 태양력, 연료전지 및 조력발전등과 같은 신재생에너지원이 크게 증대되고 있으며 풍력발전원은 이들 중에서 가장 급성장하고 있는 신재생에너지원을 이용한 발전원이다[1]. 따라서 풍력발전원이 계통에 투입될 경우에 신뢰도 및 경제성측면에서 얼마나 기여하는지에 대한 소위 기여도 혹은 가치성(credit)이라고 불리는 연구가 최근 활발히 진행되고 있으나 매우 초보적 연구단계이다[2,3]. 최근 크게 증가하고 있는 풍력발전기는 공급 에너지원인 바람의 속도의 크기가 시간간격으로 매우 크게 변화하므로 그 자체의 고장에 의한 것보다 에너지원의 공급에 의한 운전의 불확실성이 상대적으로 크다. 따라서 이는 다개상태로 운전 모형이 모델링되며 그 모의방법이 통상 2개상태모형을 이용하는 기존의 발전기에 비하여 상대적으로 쉽지가 않다. P. Giorsetto, X. Wang 및 C. Singh등은 이를 해석적 방법으로 모의하였으며[4], R. Billinton와 A. A. Chowdhury는 풍력발전기를 에너지한계를 갖는 전원으로 보고 이를 부하지속곡선 수정기법을 이용하여 모의하였다[5]. R. Billinton 과 H. Chen은 유동적으로 변화하는 바람의 세기와 발전기의 사고를 고려하기 위해 연속적인 Monte Carlo 시뮬레이션을 제안하였다[6].

본 논문에는 풍력발전기가 전력계통에 투입될 경우에 확률론적인 발전비용의 절감정도를 알 수 있는 즉, 경제적 기여도 혹은 가치성(credit)을 정량적으로 파악할 수 있는 모의 방안을 제안한다. 본 연구에서 제안하는 방법을 이용하여 우리나라 제주도계통 크기 정도의 모델계통을 대상으로 사례연구를 실시하여 풍력발전기의 경제적 가치성을 평가하여 보았으며 나아가 단위풍속당 경제적 가치성도 추정하여 보았다.

2. 풍력발전기를 고려한 전력계통의 확률론적발전비용 가치성평가 시뮬레이션

2.1 신뢰도 측면에서의 용량가치성(capacity credit)

임의의 풍력발전기의 신뢰도 측면에서의 가치성(credit) 이란 "그 풍력발전기가 투입되기 전후의 전력계통의 적정신뢰도 수준(target risk level)에서 바라본 신뢰도의 차이" 라고 정의하고 있다[3]. 이는 확률론적인 값이며 최근 용량 가치성(capacity credit) 이라고 불리고 있다. 즉, 풍력발전기와 같이 불확실성이 매우 큰 전원의 투입 시에 실제적인 신뢰도의 기여도는 얼마인가를 정량적으로 평가하는 방법의 하나이다. 사실 이는 1966년에 L.L. Garver가 제안한 ELCC(effective load carrying capability)의 개념에 따른다[7]. 이를 정식화하면 다음과 같다[2].

$$\sum_{i=1}^n P(X_E > C_E - L_i) \cdot t_i = \sum_{i=1}^n P(X_E > (C_E + C_A) - (L_i + \Delta L)) \cdot t_i \quad (1)$$

여기서, n은 부하지속곡선의 이산화(discrete)한 갯수이며, t_i는 이산화부하지속곡선의 i번째 지속시간이다. 한편, X_E 및 X_A는 각각 풍력발전기가 투입 되기전 및 후의 사고용량확률 변수, 그리고 C_E와 C_A는 각각 풍력발전기가 투입되기 전의 기존의 총 발전용량 및 풍력발전기만의 용량을 의미한다. 따라서 P(X_E > C_E - L_i) 와 P(X_E > (C_E + C_A) - (L_i + ΔL))는 각각 부하지속곡선의 i시간대에서의 풍력발전기의 투입전과 후의 공급지장 시간기대치확률(LOLP; loss of load probability)되며 이에 t_i를 곱하면 LOLE가 된다. 따라서 ΔL은 풍력발전기의 투입에 의하여 동일한 적정신뢰도수준까지 유지되도록 공급되어야 할 수 있는 여분의 부하량[MW]이 되고 이것이 바로 ELCC가 된다. 그리고 식 (2)에 보인 것처럼 기존의 총 발전량에 대한 이 여분의 부하량의 백분율, 즉 %ELCC를 투입되는 임의의 풍력발전기의 용량가치성(capacity credit)이라고 정의하고 있다.

$$\text{Capacity Credit} = \Delta L \times 100 / C_A \quad [\%] \quad (2)$$

2.2 풍력발전기의 발전비용 가치성

본 논문에서는 앞서의 풍력발전기의 신뢰도측면에서의 용량 가치성이론을 확장하여 경제성측면에서 가치성을 평가하는 방법을 개발한다. 그러나 적정 신뢰도수준처럼 적정비용수준이란 존재하지 않으므로 본 논문에서는 풍력발전기의 투입에 따른 부하수준을 기준으로 보아서 그 부하수준에서의 비용의 절감 정도를 비용기여도(cost credit)라고 정의한다. 그러므로 이를 정식화하면 다음과 같다.

$$\text{Cost Credit} = (\text{PC}(C_E) - \text{PC}(C_E + C_A)) \times 100 / \text{PC}(C_E) \quad [\%] \quad (3)$$

여기서 PC는 후술하는 확률론적인 발전비용함수이다. 그러므로 본 연구의 초점은 풍력이라는 자원공급의 불확실성이 매우 큰 풍력발전기를 고려한 확률론적인 발전비용의 산정방법론의 개발이라고 할 수 있다. 또한 확률론적인 발전비용은 공급지장에너지기대치(EENS; Expected Energy Not Served)라는 신뢰도 평가기법을 필요로 한다. 그런데 현재까지 확률론적 신뢰도 평가를 위한 기법은 몬테카를로 모의(Monte Carlo simulation)방법과 해석적 상태누적(Analytical enumeration)방법 등 크게 두 가지로 개발되어져고 있다. 본 연구에서는 상대적으로 계산과정의 절차를 직접 수작업한 것과 쉽게 파악함으로써 개발한 모의프로그램의 결과의 신빙성을 보다 용이하게 검증할 수 있는 후자의 방법을 토대로 한 유효부하지속곡선을 이용한 방법을 사용하기로 한다. 상승적분식을 이용하여 다개상태를 갖는 # 풍력발전기의 사고용량확률분포함수[부록참조]를 고려한 새로운 유효부하지속곡선인 Φ₀(ELDC: Effective Load Duration Curve)를 구하는 적분식은 식 (4)와 같다.

$$\Phi_0 = \Phi_{i-1} \otimes \phi_i \\ = (1 - \sum_{j=1}^{MS} q_j) \Phi_{i-1}(x) + \sum_{j=1}^{MS} q_j \Phi_{i-1}(x - C_j) \quad (4)$$

단,

Φ₀ : 원래의 부하지속곡선(LDC)

Φ_{i-1} : #1에서 #i-1 발전기까지 고려한 유효부하지속곡선
 f_{oi} : #i 풍력발전기의 사고용량확률분포함수
 NS_i : #i 풍력발전기의 상태의 수
 C_{ij} : #i 풍력발전기의 #j 상태의 사고용량[MW]

그러므로 우선순위에 의해 첫 번째 발전기부터 #NG 발전기까지 상승 적분하여 얻어진 유효부하확률분포함수 $\Phi_{NG}(x)$ 를 이용하여 신뢰도지수인 공급지장시간기대치(LOLE: Loss of Load Expectation) 및 공급지장에너지기대치(EENS: Expected Energy Not Served)를 각각 식 (5), 식 (6)처럼 구할 수 있다. 이의 산정방법은 이미 저자들에 의하여 발표된 참고문헌 [8]에 자세히 소개되어있으므로 여기서는 생략하기로 한다.

$$LOLE = \Phi_{NG}(x)|_{x=IC} \quad [\text{hours/year}] \quad (5)$$

$$EENS = \int_{IC}^{IC+Lp} \Phi_{NG}(x) dx \quad [\text{MWh/year}] \quad (6)$$

여기서,
 L_p : 최대부하[MW]
 IC : 총 설비용량 (=ΣC_i) [MW]

따라서 i번째 발전기의 확률론적 발전력 ΔE_i 는 그 발전기까지 고려한 전후의 공급지장에너지기대치(EENS)의 차이와 같으며 발전비용 ΔPC_i 는 발전량 및 공급지장기대치시간의 합수로 나타내므로 식 (8)과 (9)처럼 정식화되어진다.

$$\Delta E_i = EENS_{i-1} - EENS_i \quad [\text{MWh}] \quad (8)$$

$$\Delta PC_i = F_i(\Delta E_i, LOLE_{i-1}) \quad [\text{Won}] \quad (9)$$

여기서, $F_i[\text{won/h}]$ 는 i번째 발전기의 운영비 함수이다. 그러므로 풍력발전기를 고려한 총 발전비용은 식 (10)과 같다.

$$PC = \sum_{i=1}^{NG} \Delta PC_i \quad (10)$$

이번엔 제안하는 풍력발전기를 고려한 계통의 확률론적 발전비용의 모의 방법의 절차를 보이면 그림 1과 같다.

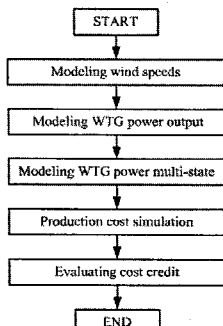


그림 1 풍력발전기를 고려한 확률론적 발전비용 모의를 위한 흐름도

3. 사례연구

본 연구에서 제안하는 방법을 우리나라의 제주도 전력계통과 유사한 모델계통에 적용하여 보았다. 표 1은 이의 발전계통의 입력 자료를 보인 것이다. 더불어 모델계통에서는 풍력단지 자체 군데 있다고 가정하고 이들 각각의 풍력단지에 속하는 풍력발전기들은 하나의 등가발전기로 등가화 하였다. 이들을 표 1에서 WTG(Wind Turbine Generator)로 나타내었다. 그리고 HVDC는 3개 상태를 갖는 하나의 등가발전기로 가정하였다. 한편, 본 모델은 그림 2와 같은 정규화 된 부하지속곡선을 갖는다고 가정하고 최대부하는 681MW로 설정하였다. 표 2는 본 모델계통의 가정된 풍력단지(WF: Wind Farm)의 바람의 특성을 보인 것이며 표 3은 풍력발전기의 출력특성함수를 보인 것이다.

표 1 모델계통의 발전기 입력자료

| | 이름 | 유형 | 용량 [MW] | 갯수 | α [Gcal/MWh] | β [Gcal/MWh] | γ [Gcal/hr] | 연료비 [10 ³ won/Gcal] | FOR |
|-------|------|-----|---------|----|---------------------|--------------------|--------------------|--------------------------------|------------------|
| 1 | JCN1 | WTG | 20 | 1 | - | - | - | - | - |
| 2 | SSN2 | WTG | 30 | 1 | - | - | - | - | - |
| 3 | HWN3 | WTG | 50 | 1 | - | - | - | - | - |
| 4 | NMJ3 | T/P | 100 | 2 | 0.004 | 1.512 | 45.207 | 43.3 | 0.012 |
| 5 | JJU1 | T/P | 10 | 1 | 0.062 | 2.100 | 5.971 | 43.599 | 0.015 |
| 6 | JJU2 | T/P | 75 | 2 | 0.003 | 1.832 | 30.231 | 43.599 | 0.012 |
| 7 | HNM1 | G/T | 35 | 2 | 0.004 | 2.401 | 20.32 | 77.909 | 0.013 |
| 8 | HNM1 | S/T | 35 | 1 | 0.004 | 2.401 | 20.32 | 77.909 | 0.013 |
| 9 | JJU3 | D/P | 40 | 1 | 0.025 | 0.364 | 28.484 | 43.599 | 0.018 |
| 10 | NMJ1 | D/P | 10 | 4 | 0.006 | 1.999 | 1.36 | 43.3 | 0.018 |
| 11* | HVDC | DC | 75/150* | 2 | 0.004 | 1.512 | 45.207 | 43.3 | 0.010/ 0.028* |
| Total | | | 945 | 18 | - | - | - | - | - |

(* , HVDC는 3개 상태공간모형으로 모의함.)

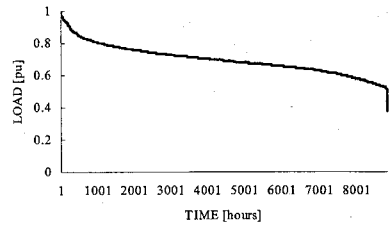


그림 2 모델계통의 부하변동곡선과 부하지속곡선

표 2 모델계통의 풍력단지별 풍속

| WF Name | Wind speed[m/sec] | | |
|--------------------|-------------------|--------|--------|
| | JCN-WF | SSN-WF | HWN-WF |
| Wind speed range | 0-35 | 0-40 | 0-45 |
| Mean wind speed | 10 | 12 | 13 |
| Standard deviation | 8 | 8 | 8 |

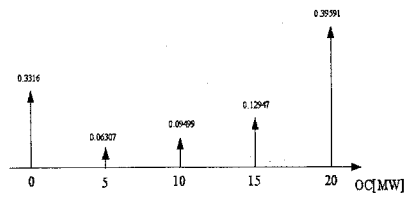
표 3 모델계통의 풍력발전기의 출력특성입력자료

| WTG capacity | 10MW | 30MW | 50MW |
|---------------------------------|---------|---------|---------|
| Cut-in speed(V _{ci}) | 5m/sec | 5m/sec | 5m/sec |
| Rated speed(V _R) | 14m/sec | 15m/sec | 16m/sec |
| Cut-out speed(V _{co}) | 25m/sec | 25m/sec | 25m/sec |

그러므로 참고문헌 [5]에서 풍력단지별 출력특성함수의 계수를 구하는 공식을 이용하여 구하면 표 4와 같다. 그림 3은 세 개의 풍력단지별 등가발전기의 사고용량확률분포함수($f_{oi,WTG}$)를 보인 것이다. 이제 식 (4)를 사용하여 발전기를 부하당당 시키면서 유효부하지속곡선을 작성하고 식 (5), (6) 및 (7)에 따라 신뢰도를 구하고, 식 (8), (9) 및 (10)에 의해 확률론적 발전비용도 산정 가능하게 된다.

표 4 모델계통에서의 풍력발전기의 출력특성곡선의 계수

| 특성계수 | JCN-WF | SSN-WF | HWN-WF |
|------------------------|----------|----------|---------|
| A | 0.09275 | 0.1111 | 0.12034 |
| B[m/sec] ⁻¹ | -0.06486 | -0.06296 | -0.06 |
| C[m/sec] ⁻² | 0.00926 | 0.00815 | 0.00719 |



(a) JCN1 풍력발전기의 사고용량확률분포함수(f_{oi})

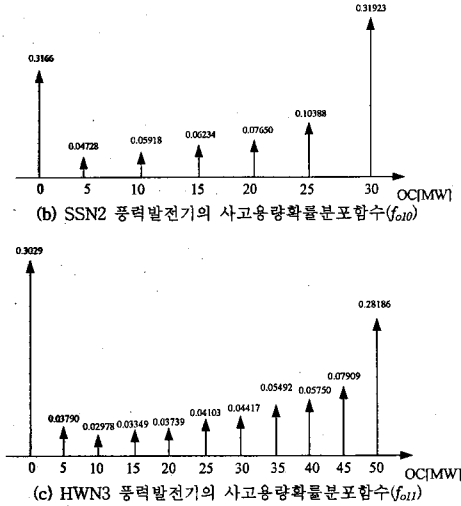


그림 3 모델계통의 풍력단지별 등가발전기의 사고용량 확률분포함수

표 5는 각각의 발전소, 풍력단지별 발전량과 발전비용을 보인 것이다. 표 6은 풍력발전기의 고려여부에 따른 각 사례별 신뢰도와 발전비용의 결과를 나타낸다.

표 5 모델계통의 신뢰도 지수와 발전비용

| 발전기명 | 발전량 [MWh] | 발전비용 [10 ⁶ won] |
|-------|--------------|----------------------------|
| HWN3 | 21,0570 | - |
| JCN1 | 77,740 | - |
| SSN2 | 127,310 | - |
| NMJ3 | 1,731,000 | 286,610,000 |
| JJU1 | 86,281 | 20,464,000 |
| JJU2 | 1,262,400 | 226,430,000 |
| HNM1 | 419,790 | 166,210,000 |
| HNM1 | 118,460 | 46,901,000 |
| JJU3 | 73,746 | 8,771,200 |
| NMJ1 | 35,412 | 6,314,200 |
| HVDC | 23,809 | 4,354,600 |
| Total | 4,166,492.48 | 766,061,352 |

표 6 사례별 신뢰도와 발전비용 결과

| | case 1 (WTG 비교려) | case 2 (WTG 고려) | 차이 (case 1 -case 2) |
|-----------------------------|---------------------|--------------------|------------------------|
| LOLE [hours/year] | 2.25 | 0.81 | 1.44 |
| EENS [MWh/year] | 83.92 | 27.47 | 56.45 |
| PC [10 ⁶ won] | 884,004,195 | 766,061,352 | 117,942,843 |

본 계통은 당초에 이미 총 공급용량(945MW)이 최대부하(681MW)를 크게 상회하는바 높은 공급신뢰도를 유지한다고 판단되며 풍력발전기의 투입으로 더욱 신뢰도가 높아졌으며, 발전비용은 감소를 하였다. 그러므로 신뢰도 평가와 발전비용 산정 측면에서 풍력발전기의 경제적 절감 즉, 발전비용의 가치성(credit)은 본 계통에 대하여 부하 681MW수준에서 다음과 같다.

$$\text{Cost Credit} = 117,942,843 / 884,004,195 \times 100 = 13.3\%$$

한편, 표 7은 풍력발전단지 지역의 풍속을 변화시키면서 발전모의 운전을 하여본 결과를 보인 것으로써 풍속이 증가할수록 계통의 신뢰도는 더욱 좋아지며 발전비용은 감소하고 있다. 여기서 단위평균풍속당 대략 100억원/년 정도로 비용절감이 이루어지고 있음을 알 수 있다. 이는 바람의 가치를 나타내는 소위 풍속의 가치성(wind speed credit)이라고 할 수 있을 것이다. 여기에 대한 보다 자세한 연구는 차후에 실시할 예정이다.

표 7 풍속의 변화에 따른 신뢰도 지수와 발전비용

| cases | Mean Wind Speed [m/sec] | | | LOLE [hours/year] | EENS [MWh/year] | PC [10 ⁶ Won] |
|-------|-------------------------|-----|-----|-------------------|-----------------|--------------------------|
| | JCN | SSN | HWN | | | |
| 1 | 7 | 9 | 10 | 1.07 | 37.17 | 795,538,268 |
| 2 | 8 | 10 | 11 | 0.98 | 33.63 | 785,529,562 |
| 3 | 9 | 11 | 12 | 0.89 | 30.37 | 775,571,307 |
| 4 | 10 | 12 | 13 | 0.81 | 27.47 | 766,061,352 |
| 5 | 11 | 13 | 14 | 0.76 | 25.47 | 759,026,220 |
| 6 | 12 | 14 | 15 | 0.7 | 23.39 | 751,106,211 |
| 7 | 13 | 15 | 16 | 0.66 | 21.71 | 744,202,591 |
| 8 | 14 | 16 | 17 | 0.62 | 20.46 | 738,695,868 |
| 9 | 15 | 17 | 18 | 0.62 | 20.43 | 738,044,761 |
| 10 | 16 | 18 | 19 | 0.61 | 20.03 | 735,738,651 |

4. 결 론

본 연구에서는 최근 전 세계적으로 급격히 증가하고 있는 신재생에너지를 이용한 발전기들 중 하나인 풍력발전기가 전력계통에 투입될 경우의 그것이 얼마나 가치를 갖는가를 의미하는 가치성(credit)을 추정하기 위한 방법 중 최근 개발된 용량가치성(capacity credit)을 구하는 방법을 응용하여 새로이 발전비용가치성(cost credit)을 정의하고 이를 구하기 위하여 확률론적인 발전비용 모의를 통하여 얻어내는 방안을 제안하였다. 즉, 풍력발전기는 그 에너지원(풍력)의 공급이 언제 어떻게 변화하지 모르는 확률론적인 특성을 가진다. 그러므로 풍력발전기의 출력변동의 불확실성은 그 기기자체의 고장이 없다고 가정하여도 기존의 발전기의 운전고장모형처럼 모델화된다. 따라서 본 연구에서 제안하는 방법은 기존의 경제성평가 모형은 대부분 결정론적 방법들에 비하여 풍속의 불확실성을 고려한 가치성 평가모형을 처음으로 제시하였다. 나아가 제안한 새로운 풍력발전기의 경제성평가모형을 이용하여 풍력에너지원이 갖고 있는 두개의 변수인 풍향과 풍속 중 그 핵심인 풍속이 갖는 경제적 가치성도 추정할 수 있음을 사례연구를 통하여 제시하였다.

앞으로 여기서 제안하는 방법을 이용한다면 풍력발전사업자가 건설하고자하는 풍력발전기가 투입될 경우에 미리 경제적 측면에서 풍속의 불확실성을 고려한 그 가치성을 어느 정도 갖는가를 추정할 수 있을 것이다. 이는 차후에 발전사업자가 단지별 적정용량결정이나 공급에너지평가 및 그 출력에 따른 경제성평가를 정량적으로 추정하고자할 때 크게 기여할 수 있을 것으로 기대된다.

감사의 글

이 논문은 2008년도 정부(교육과학부)의 재원으로 한국과학재단의 지원을 받아 수행된 연구임(No. R01-2008-000-10567-0)

[참고 문헌]

- [1] Nick Jenkins, Ron Allan, Peter Crossley, David Kirschen and Goran Stribac: EMBEDDED GENERATION, IEE, 2000.
- [2] Claudine D'Annunzio, Surya Santoso, "Analysis of a Wind Farm's Capacity Value using a Non-iterative Method", IEEE GM2008, Pittsburgh, PA, USA.
- [3] Cornel Ensslin, Michael Milligan, Hannele Holttinen, Mark O'Malley, and Andrew Keane, "Current Method to Calculate Credit of Wind Power, IEA Collaboration" IEEE GM2008, Pittsburgh, PA, USA.
- [4] P. Giorsetto and K. F. Utsurogi, "Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators," IEEE Trans. Power App. and Systems, vol. PAS-102, no. 1, 1983.
- [5] R. Billinton and A. A. Chowdhury, "Incorporation of wind energy conversion systems in conventional generating capacity adequacy assessment," IEE Proceedings-C, vol. 139, no. 1, pp. 47 - 55, 1992.
- [6] R. Billinton, H. Chen, and R. Ghajar, "A sequential simulation technique for adequacy evaluation of generating systems including wind energy," in IEEE/PES 1996 Winter Meeting, Baltimore, MD, January 21 - 25, 1996, no. 96 WM 044-8 EC.
- [7] L. L. Garver, "Effective load carrying capability of generating units," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-85, no. 8, 1966, pp. 910 - 919.
- [8] 박정제, 오량, 최재석, 문승일, "풍력발전기를 고려한 전력계통의 확률론적인 신뢰도 평가에 관한 연구" 대한전기학회논문지, 제57권, 9호, 2008년 9월, pp.1491~1499.