

ELCC 방법을 이용한 국내 풍력 발전의 용량 크레딧 산정

백천현^{1)*} · 정용주²⁾ · 김영진³⁾

ELCC Approach for Calculating Capacity Credit of Wind Power in Korea

Chunhyun Paik*, Yong Joo Chung, and Young Jin Kim

(Received 19 July 2017; Final version Received 25 September 2017; Accepted 18 October 2017)

Abstract : The share of wind power generation in domestic renewable energy is expected to increase significantly due to nationwide effort to reduce greenhouse gas emission and to enlarge the portion of renewable energy in electricity generation mix. In this study, the capacity credit, which is the most important factor for evaluating the effective capacity of domestic wind power, is calculated by using the ELCC (Effective Load Carrying Capability) methodology. The ELCC method is known to have the most sophisticated rationale among the various capacity credit estimation methods. We used the single-year data (2014) for the reference system, power demand and wind utilization. CC has been calculated to be about 0.3091 when the wind power penetration rate is less than 1%, and CC has a tendency of decreasing steadily with increasing penetration rate. According to the survey, there is no previous research on national level CC for domestic wind power generation.

Key words : Wind power generation, Capacity credit, ELCC, Effective capacity

요약 : 국내 재생에너지에서 풍력발전이 차지하는 비중은 국가 온실가스 감축과 신재생에너지의 확대 정책에 따라 크게 증가할 것으로 예상되고 있다. 본 연구에서는 국내 풍력의 실효 용량 산정에 가장 중요한 요소인 용량크레딧(Capacity Credit)을 ELCC(Effective Load Carrying Capability) 방법론을 이용해 산정한다. ELCC 방법은 방대한 입력 자료가 요구되고 계산과정이 복잡하지만 여러 가지 용량크레딧 산정 방법 중에서 가장 정교한 이론적 근거를 가진 것으로 알려져 있다. 본 연구에서는, 기준시스템, 전력수요 및 풍력의 이용률에 대한 2014년도 자료를 이용하였다. CC는 풍력의 보급률이 1% 미만인 경우 약 0.3091로 계산되었으며, 보급률 증가에 따라 CC는 지속적으로 감소하였다. 본 연구의 조사에 따르면, 국내 풍력발전에 대한 국가 수준 CC에 대한 기존 연구는 없는 것으로 파악되었다.

주요어 : 풍력발전, 용량크레딧, ELCC, 실효용량

서 론

기후변화에 대비한 온실가스 감축 노력과 탈핵에 대한 사회적 공감대가 확산됨에 따라 원자력과 화석연료로 대표되는 기존 발전에너지를 대체하는 신재생에너지에 대한 관심이 최근 국내외적으로 활발히 모아지고 있다. 2015년 국내에서 발전량과 발전설비용량에서 신재생에너지가 차지하는 비중은 각각 6.61%와 11.94%인데, 특히 신재생에너지공급의무화제도(RPS)가 시행된 시기를 전후로 신재생

에너지의 보급이 괄목하게 이루어졌다. 2016년에 발표된 제 7차전력수급기본계획에 따르면, 신재생에너지 중에서 풍력이 차지하는 비율은 2015년 약 10%에서 2029년 24.5%로 태양광에 이어 가장 큰 비중을 차지할 것으로 예상되고 있다(KEA, 2016). 풍력 발전은 설치 장소에 따라 육상과 해상으로 구분되는데, 국내 해상풍력은 2016년에 들어서야 본격적인 상업생산에 들어가는 등 그동안의 국내 풍력 발전의 대부분은 육상풍력에 의존해 왔다. Fig. 1은 과거 국내 풍력발전의 설비용량과 발전량의 변화 모습을 보여준다.

화석원료를 이용하는 전통적인 발전원의 경우, 그것의 가동률(availability)에 대한 불확실성(uncertainty)은 주로 비계획정지에서 기인하는데, 이는 발전기의 물리적 결함에 의해 예상하지 못한 시점에 발전기가 발전을 하지 못하는 상태에 놓이는 것을 의미한다. 하지만 풍력발전은 바람이 불지 않아 전력 생산이 불가능할 수 있으며 이 시점 또한

1) 동의대학교, 산업융합시스템공학부

2) 부산외국어대학교, E-비즈니스학과

3) 국립부경대학교, 시스템경영공학과

*Corresponding Author(백천현)

E-mail; chpaik@deu.ac.kr

Address; Division. of Industrial Convergence System Engineering, Dongeui University, Busan, Korea

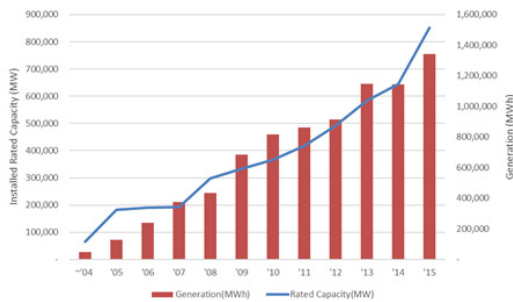


Fig. 1. Rated capacity and generation of domestic wind power by year.

미리 알 수 없기 때문에 물리적 결합만이 고려되는 전통적인 발전원에 비해 그 불확실성이 매우 높은 것으로 알려져 있으며, 전력수요와 풍력의 전력생산 시점 간의 상관관계 역시 일관성을 찾기 힘들다.

전력시스템의 신뢰성(reliability)에 영향을 미치는 요소 중 하나인 시스템 적정성(adequacy)은 전력수요를 충족시키는 전력시스템의 공급 능력을 의미하며, 특정 발전기(또는 발전원)이 시스템 적정성에 기여하는 척도로서 용량크레딧(Capacity Credit, CC)이라는 개념이 있다 (Ensslin *et al.*, 2008; Milligan *et al.*, 2006). 특정 발전기(generator)의 CC는 계획된 전체 전력시스템 신뢰도를 유지하면서 이 발전기의 도입으로 전력시스템에 추가할 수 있는 부하수준(load level)로 정의된다(Ensslin *et al.*, 2008; Lu *et al.*, 2012; Milligan *et al.*, 1999). 다시 말해, CC는 전력시스템의 신뢰도가 고려된 단위 용량 당 공급능력의 증분을 나타낸다고 할 수 있다. 따라서 CC가 높은 발전원일수록 전력시스템의 공급능력에 대한 기여도가 높다고 할 수 있다. 전통적인 발전원의 CC는 비교적 쉽게 계산될 수 있지만 풍력과 태양광 같은 재생에너지의 경우는 앞서 언급한 불확실성으로 인해 보다 정교하고 복잡한 CC 산정 절차가 필요하다.

전력시스템의 신뢰성에 대한 영향과 재생에너지의 경제성 평가를 위해서 국외에서는 풍력을 포함한 재생에너지의 CC에 대한 연구가 매우 활발히 이루어지고 있다(Chida *et al.*, 2015; Milligan *et al.*, 2006; Nguyen *et al.*, 2016). 국외 연구에서 제시하고 있는 다양한 CC 산정방법들은 그들의 계산시간, 복잡도, 요구 입력자료의 양 등에서 차이가 있는데, 이들은 일반적으로 ELCC(Effective Load Carrying Capability)기반 방법과 근사화(approximation) 방법으로 구분될 수 있다(Dent *et al.*, 2010; Madaeni *et al.*, 2013). 이 같이 매우 다양한 CC 산정방법들이 문헌에서 제시되고 있으며 이들을 서로 비교하는 연구도 활발히 진행되고 있다. 한편, 기후 환경적 요소에 의존하는 재생에너지의 국가별 또는 지역별 CC 차이에 대한 연구도 진행되고 있다(Hasche

et al., 2010; Madaeni *et al.*, 2012). 국내의 경우 재생에너지의 CC에 대한 연구는 거의 전무한 상태이다. Oh(2008)에서는 제주지역 풍력발전기라는 매우 제한적인 환경하에서의 풍력의 CC에 대한 연구를 수행하였다.

ELCC 방법은 다른 근사화 방법에 비해 방대한 입력자료가 요구되고 계산과정이 복잡하다는 단점이 있음에도 불구하고 여러 가지 CC 산정 방법 중에서 가장 정교한 이론적 근거를 가진 것으로 알려져 있다(Ensslin *et al.*, 2008). 본 연구에서는 국내 풍력발전의 국가 단위 CC를 ELCC 방법에 의해 산정한다. 본 연구의 조사에 따르면, 국내 풍력발전에 대한 국가 수준 CC에 대한 기존 연구는 없는 것으로 파악되었다.

용량크레딧 계산 과정

ELCC는 전력시스템의 목표 적정성을 유지하면서 시스템에 추가될 수 있는 부하수준을 의미하는데, ELCC기반 방법에서 CC는 산정된 ELCC 자체를 의미하거나 또는 산정된 ELCC와 추가된 발전용량간의 비율(즉, ELCC/추가된 발전정격용량)을 나타내기도 한다. 본 연구에서는 후자를 택하기로 한다. 한편, 전력시스템의 적정성을 나타내는 지표(metric)로는 LOLP(Loss of Load Probability) 또는 LOLE(Loss of Load Expectation)가 가장 일반적으로 사용된다. LOLP는 특정 시점에 가용 전력공급용량이 전력수요를 충족시키지 못할 확률을 의미한다. 한편, LOLE는 특정 기간 동안 전력 공급이 수요를 충족시키지 못한 기간의 길이를 의미하는 것으로 현실에서는 LOLP보다 LOLE가 적정성 척도로 보다 널리 이용되고 있다. 예를 들어 국내에서 2년마다 수립되는 전력수급기본계획에서 국내 발전설비 계획을 위해 가정하고 있는 LOLE 값은 0.3day/year이다 (MOTIE, 2016).

ELCC를 산정하는 과정은 다음과 같이 요약된다 (Ensslin *et al.*, 2008).

- (1) 전통적인 발전원만으로 구성된 전력시스템(기준시스템: benchmark system)과 전력수요(또는 부하)자료를 이용해 LOLE를 계산한다. 만약 계산된 LOLE가 목표 수준을 만족하지 않으면, 부하수준을 조정하여 목표 LOLE를 만족하는 부하수준을 구한다(Fig. 2(a)).

$$LOLE = \sum_{t=1}^T LOLP_t = \sum_{t=1}^T P(G_t < L_t) \quad (1)$$

G_t : t시점에 전통적인 발전원의 가용용량

L_t : t시점에 전력 부하수준

T : 기간의 총수(예: 8760)

- (2) 풍력의 발전량을 고려하여 LOLE를 다시 산정한다. 전력시스템에 발전용량 (또는 전력생산량)이 추가되었기 때문에 LOLE 값은 감소한다(Fig. 2(b)).

$$LOLE = \sum_{t=1}^T P(G_t + W_t < L_t) \quad (2)$$

W_t : t 시점에 풍력의 발전량

- (3) 풍력발전의 추가로 감소된 LOLE가 목표 LOLE 수준에 이르기까지 부하수준을 증가시킨다. 이렇게 추가된 풍력발전의 부하수준이 ELCC이다(Fig. 2(c)).

풍력발전의 CC(또는 ELCC) 산정을 위해 기준시스템을 설정해야 한다. 풍력발전이 포함되기 전과 포함된 후에 전력시스템의 적정성 차이를 비교하기 위한 기준시스템은 전통적인 발전원만으로 구성되는데, 풍력발전의 국가 단위 CC 산정을 위해서는 기준시스템 역시 이에 걸맞는 규모를 가지고 있음으로써 국내 발전원 구성과 발전원별 특성을 반영하여야 한다. 기준시스템에는 구성 발전원(또는 발전기) 용량, 대수, 정지확률 등이 함께 주어진다.

일단, 기준시스템이 준비되면, 전력시스템의 고장확률표(COPT, Capacity Outage Probability Table)를 계산한다. 각 발전기의 상태(state)를 작동(On)과 고장(OFF) 등 두 가지로만 구분하면 기준시스템에 포함된 발전기의 수가 n 대의 경우 2ⁿ가지의 시스템 상태가 가능하다. 여기서 시스템 상태는 기준시스템에 포함된 발전기의 전체 용량 중에서 고장이 발생한 발전기들의 용량의 합(정지용량, outage capacity) 또는 가동이 가능한 발전기의 용량의 합(가용용량, available capacity)을 의미하는데, 각 상태가 발생할 확률은 개별 발전기들의 고장확률이 서로 독립이라는 가정

하에 기준시스템에 주어진 발전기의 고장확률에 의해 결정되며, 가능한 정지용량 모두에 대한 발생 확률 값을 계산할 수 있다. 그런데 기준시스템에 포함된 발전기의 수(n)가 커지게 되면 시스템 상태의 수는 기하급수적으로 증가한다. 가능한 시스템 상태 모두를 나열(enumerate)하는 것은 비효율적이기 때문에 문헌에서는 아래와 같이 정지용량에 대한 누적확률(cumulative probability)을 계산하기 위한 반복적인 공식(recursive formula)을 제안하였다 (Wang *et al.*, 1994). 아래에서 $p_n(X)$ 는 n번째 발전기가 포함된 경우에 정지용량이 X가 될 누적확률을, C_n 과 q_n 은 n번째 발전기의 용량과 정지확률을 각각 의미한다.

$$p_n(X) = p_{n-1}(X) \cdot (1 - q_n) + p_{n-1}(X - C_n) \cdot q_n$$

국내 풍력의 CC 산정

본 연구에서는 기준시스템으로 2014년 국내 전력시스템을 대상으로 정하였다. 2014년도의 국내 발전시스템에 포함된 발전기 중에서 열병합발전기와 신재생에너지 등을 제외한 대부분의 발전기를 포함하였다. 개별 발전기들을 용량에 따라 총 70개의 그룹으로 나누었는데, 기준시스템에 포함된 발전기들의 발전용량의 합은 78,931 MW이 되었다. 이는 2014년말 모든 발전원을 포함한 국내 전체 발전설비용량의 85%에 해당되는 규모이다. Table 1에서는 기준시스템에 포함된 발전기의 종류, 대수, 정격용량 및 정지확률을 보여준다. 이 자료는 기본적으로 전력거래소의 전력통계시스템에서 공개된 자료를 바탕으로 관련 전문가의 자문을 통해 작성되었다(EPSSIS).

기준시스템에 대한 자료를 이용해 COPT를 생성하였다. COPT에는 가능한 가용용량(또는 정지용량)별 확률값에

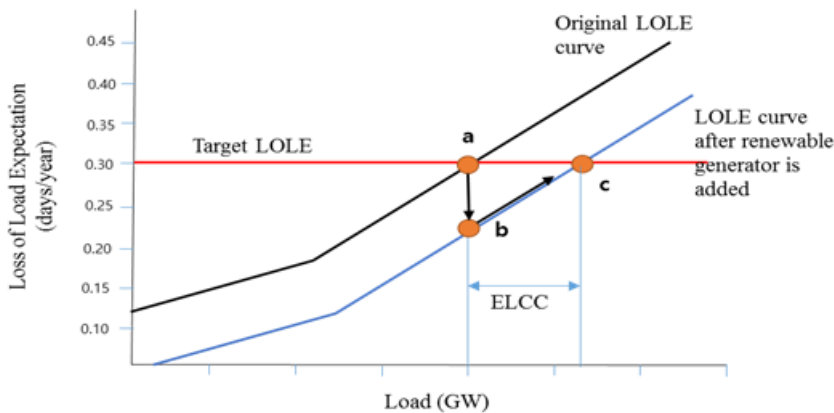


Fig. 2. Calculation procedure for ELCC.

Table 1. Reference system for CC calculation of wind power

Number	Plant Type	Units	Rated capacity (MW)	Outage probability
1	Nuclear	1	587	0.1973
2	Nuclear	1	650	0.1973
3	Nuclear	1	679	0.1973
4	Nuclear	3	700	0.1973
5	Nuclear	6	950	0.1973
6	Nuclear	11	1,000	0.1973
7	Hard Coal/Steam	1	125	0.0830
8	Hard Coal/Steam	5	200	0.0830
9	B-Coal/Steam	2	250	0.0830
10	B-Coal/Steam	4	560	0.0830
11	B-Coal/Steam	34	500	0.0830
12	B-Coal/Steam	2	800	0.0830
13	B-Coal/Steam	4	870	0.0830
14	B-Coal/Steam	1	329	0.0830
15	Oil/Steam	3	400	0.0818
16	Oil/Steam	4	350	0.0818
17	Oil/Steam	2	100	0.0818
18	Oil/Steam	2	75	0.0818
19	LNG/Steam	1	138	0.0952
20	LNG/Steam	1	250	0.0952
21	Oil/Combined	4	94	0.0818
22	Oil/Combined	3	35	0.0818
23	LNG/Combined	55	150	0.0109
24	LNG/Combined	12	75	0.0109
25	LNG/Combined	8	78	0.0109
26	LNG/Combined	1	185	0.0109
7	LNG/Combined	1	115	0.0109
28	LNG/Combined	22	100	0.0109
29	LNG/Combined	1	200	0.0109
30	LNG/Combined	4	80	0.0109
31	LNG/Combined	1	160	0.0109
32	LNG/Combined	2	286	0.0109
33	LNG/Combined	1	296	0.0109
34	LNG/Combined	2	287	0.0109
35	LNG/Combined	2	299	0.0109
36	LNG/Combined	2	161	0.0109
37	LNG/Combined	1	182	0.0109
38	LNG/Combined	2	164	0.0109
39	LNG/Combined	1	181	0.0109

Table 1. Reference system for CC calculation of wind power (Continued)

Number	Plant Type	Units	Rated capacity (MW)	Outage probability
40	LNG/Combined	2	233	0.0109
41	LNG/Combined	1	252	0.0109
42	LNG/Combined	3	183	0.0109
43	LNG/Combined	1	277	0.0109
44	LNG/Combined	1	140	0.0109
45	LNG/Combined	4	183	0.0109
46	LNG/Combined	2	208	0.0109
47	LNG/Combined	2	243	0.0109
48	LNG/Combined	2	133	0.0109
49	LNG/Combined	2	161	0.0109
50	LNG/Combined	1	179	0.0109
51	LNG/Combined	2	175	0.0109
52	LNG/Combined	1	184	0.0109
53	LNG/Combined	1	250	0.0109
54	LNG/Combined	1	132	0.0109
55	LNG/Combined	2	164	0.0109
56	LNG/Combined	1	198	0.0109
57	LNG/Combined	2	286	0.0109
58	LNG/Combined	1	293	0.0109
59	LNG/Combined	4	153	0.0109
60	LNG/Combined	2	188	0.0109
61	LNG/Combined	3	166	0.0109
62	LNG/Combined	1	273	0.0109
63	LNG/Combined	4	241	0.0109
64	LNG/Combined	2	244	0.0109
65	LNG/Combined	2	243	0.0109
66	LNG/Combined	1	265	0.0109
67	Oil/combustion	3	55	0.0125
68	Oil/combustion	2	2	0.0125
69	Oil/combustion	1	1	0.0125
70	Hydro	43	37	0.0993

대한 정보가 있는데, Fig. 3은 COPT 결과를 간단한 그림으로 보여준다. 앞에서 언급했듯이, COPT 산정을 위한 계산 시간은 기준시스템에 포함된 발전기의 대수와 용량에 따라 결정된다. 본 연구의 기준시스템에서는 열병합발전소가 제외되었지만 국내 전체 전력시스템의 상당 부분이 포함되어 그 규모가 매우 크다. 따라서 COPT 산정 소요시간은 풍력발전의 CC 산정과정에서 가장 많은 계산 시간이 소요되는 부분이었다. 한가지 흥미로운 사실은 Fig. 3에서 보듯이

가용용량(available capacity)이 정규분포의 형태를 가지고 있다는 점이다(평균 = 72,033, 표준편차 = 2,066). 실제로 몇몇 연구에서는 가용용량(또는 정지용량)이 정규분포를 따른다는 가정 하에 평균과 표준편차를 간단한 식을 제시하기도 하였다(Chida *et al.*, 2015).

본 연구에서는 2014년 일년을 8760개 시간(hour)으로 구분하였는데, 1월1일 오전1시를 시간단위 1로 그리고 마지막 시간단위 8760은 12월 31일 24시로 나타낸다. Fig. 4

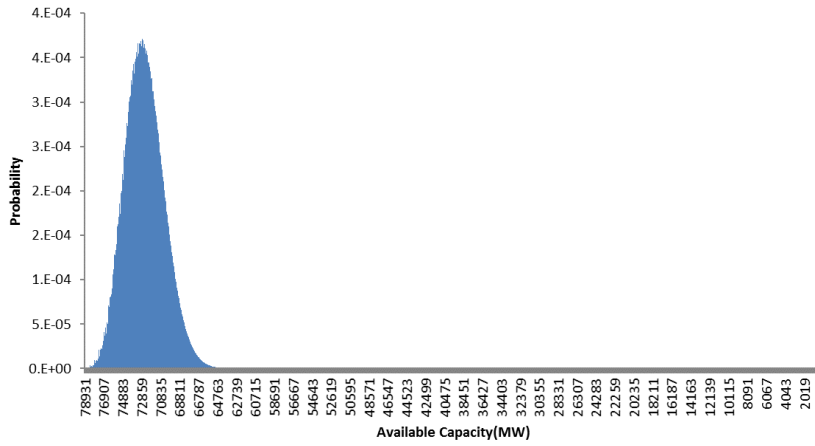


Fig. 3. COPT calculation result of reference system.

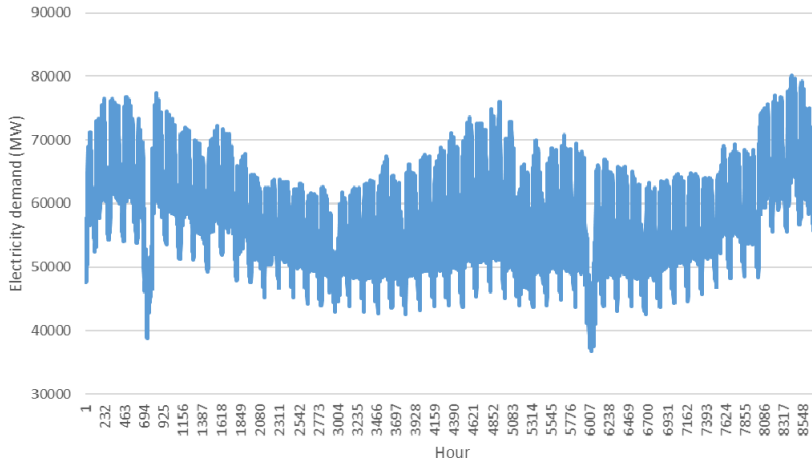


Fig. 4. Electricity demand in 2014 (MW).

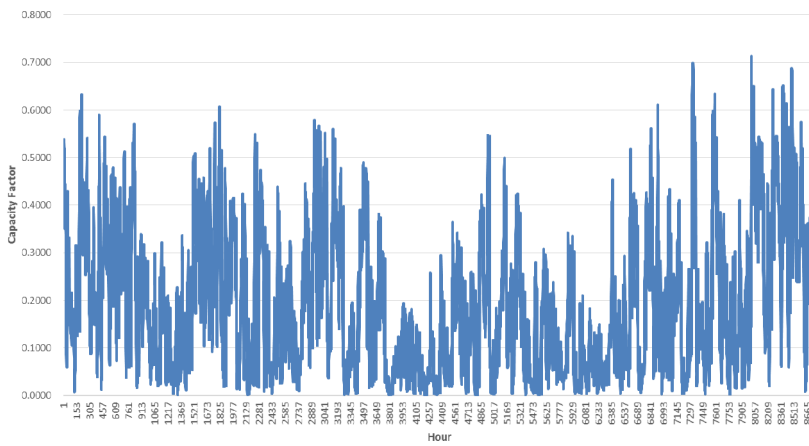


Fig. 5. Capacity factor of wind power by time (2014).

는 시간단위 1에서 시간단위 8760까지의 2014년 전력수요를 보여준다. 국내 전력시스템 계획/설계에서 사용되는 목표 신뢰도 기준인 LOLE = 0.3일/년을 만족시키는 전력수요(또는 load)를 결정하기 위해 먼저, 본 연구에서는 2014년 연 피크전력수요 (80,154 MW) 대비 전력수요의 비율(즉, 시간별 전력수요/피크전력수요)을 시간대별로 구하였다(이를 수요패턴이라 부르기로 한다). 이 수요패턴은 고정시키고 피크전력수요를 조정하여 목표 신뢰도를 만족하는 부하를 구하였는데, 피크전력수요가 약 69,070 MW일 때 목표 신뢰도가 만족되었다.

ELCC 방법론의 다음 단계에서는 풍력발전을 시스템에 대한 신뢰도 평가절차에 포함하여 새로운 LOLE를 산정해야 한다. 이를 위해 풍력의 시간대별 발전량이 필요한데, 본 연구에서는 풍력의 시간대별 발전량을 2014년 시간대별 풍력의 이용률(capacity factor)을 이용하여 구하였다(Fig. 5). 풍력의 이용률 산정에는 전력거래소로부터 제공 받은 2014년 8760개의 시간대별 용량(MW)과 발전량 자료가 이용되었다. 풍력발전의 용량 증설은 2014년 일년 동안 점진적으로 이루어졌기 때문에 이용률 분석에 포함된 용량은 다를 수 있는데, 예를 들어, 시간대 1(2014년 1월1일 1시)의 용량은 647 MW인데, 일년 동안 용량 증설이 이루어져, 시간대 8760(2014년 12월31일 24시)의 용량은 710 MW이 된다. 다른 문헌에서 발표된 2014년 국내 풍력의 보급 용량을 감안할 때(KEA, 2016), 본 연구에서 이용한 용량 및 발전량 자료는 국내 전체 대부분이 포함된 전수자료라고 할 수 있다. 이렇게 구한 시간대별 이용률 자료는 ELCC 방법 적용에 필요할 뿐 만 아니라 이용률 자료 그 자체가 국내 풍력 발전의 특성 및 경제성 등을 평가하는데 매우 유용할 것

으로 판단된다. 사실, 풍력과 태양광 등 국내 주요 재생에너지의 시간대별 이용률에 대한 공개된 자료는 찾아보기 힘들다. Fig. 6는 계절별 시간대별 풍력의 이용률을 보여준다. 풍력의 이용률은 겨울(12월, 1~2월)에 가장 높고 여름(6월~8월)에 가장 낮은 것으로 나타났다. 그리고 모든 계절에서 낮 시간대보다 밤 시간대의 이용률은 다소 높았다.

Table 2는 풍력발전의 보급률(기준시스템에 주어진 시스템 용량 대비 풍력 발전설비의 용량)에 따른 풍력의 CC를 보여준다. 표에서 보급률(Pen. Ratio)이 3%인 경우를 예로 들어 보자. 풍력의 보급률이 3%가 되면(즉, 기준시스템의 발전용량에 정격용량 2,368(=3%×78,931)MW의 풍력 발전설비가 추가되면), LOLE는 0.1464373일/년로 감소되며 이 때 피크전력수요는 68,184 MW로 감소한다. 이렇게 2,368 MW 용량의 풍력 설비가 추가되어 감소된 LOLE를 목표수준(0.3일/년)까지 증가시키는 가장 큰 부하의 증가분은 약 702 MW이다. 즉, 풍력발전의 용량이 2,368 MW가 되면 목표 LOLE값을 유지하면서 추가될 수 있는 부하수준은 약 702 MW이므로 $CC = 702/2,368 = 0.2965$ 가 된다.

Fig. 7은 보급률에 따른 풍력의 CC를 보여주는데, 풍력의 CC는 보급률이 증가함에 따라 감소하는 형태를 보이고 있음을 확인할 수 있다. 이 같은 보급률에 따른 풍력의 CC 변화 행태는 국외에서 이루어진 다른 연구와 유사하지만(Dent *et al.*, 2010; Madaeni *et al.*, 2013; Milligan *et al.*, 2006), 보급률별 CC 수준은 나라별로 그리고 전력시스템별로 상당히 다르게 나타난다. 다른 나라의 풍력의 CC 값을 국내에 바로 적용할 수 없는 이유가 여기에 있다. 2015년을 기준으로 보면, 국내의 풍력의 보급은 초기(보급률 1% 미만)에 해당된다. 따라서 국내 풍력발전의 CC는 약 0.3091

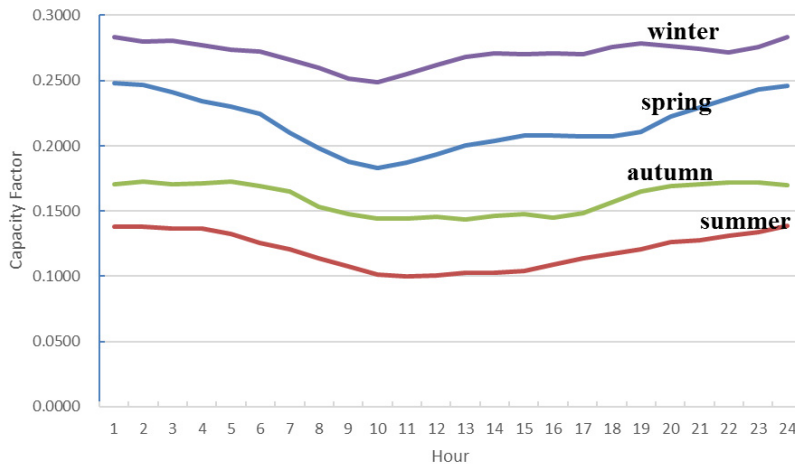


Fig. 6. Capacity factor of wind power by season and time (2014).

Table 2. CC calculation results for domestic wind power by ELCC

Pen. Ratio	Capacity (MW)	LOLE (days)	Peak Load (MW)	ELCC (MW)	Capacity Credit (ELCC/Cap.)
0%	0	0.3014659	69,070		
1%	789	0.2359900	68,714	244	0.3091
2%	1,579	0.1853164	68,359	480	0.3041
3%	2,368	0.1464373	68,184	702	0.2965
4%	3,157	0.1165742	68,043	912	0.2889
5%	3,947	0.0945877	67,901	1100	0.2787
6%	4,736	0.0782364	67,760	1269	0.2680
7%	5,525	0.0655289	67,618	1426	0.2581
8%	6,314	0.0555191	67,477	1572	0.2490
9%	7,104	0.0475551	67,335	1708	0.2404
10%	7,893	0.0411629	67,193	1835	0.2325
15%	11,840	0.0222439	66,486	2368	0.2000
20%	15,786	0.0135721	66,186	2784	0.1764
25%	19,733	0.0090945	66,091	3124	0.1583
30%	23,679	0.0065583	65,997	3418	0.1443

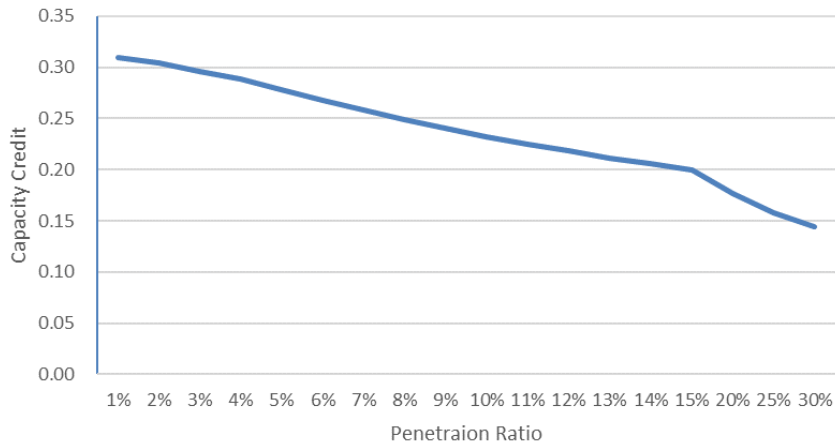


Fig. 7. Domestic wind power CC by penetration ratio.

이라고 할 수 있다.

Table 2와 Fig. 2에 주어진 CC의 산정 결과는 기준시스템을 구성하는 전통적인 발전원의 특성, 풍력이 고려되기 전의 전력수요패턴 그리고 풍력의 이용률 등 2014년 기준 자료가 보급률 증가에 따라 변하지 않는다는 전제하에서 산정된 것이다. 본 연구의 보급률 변화에 따른 CC 산정 결과는 풍력 이용률이 주어진 것과 같이 유지될 때, 발전원 mix에서 풍력이 차지하는 비중이 커짐에 따라, 풍력의 전력생산이 반영된 전력수요패턴 변화가 CC에 미치는 영향

을 보여준다. 풍력의 이용률은 일반적으로 시간적 요인뿐만 아니라 공간적요인에 의해서도 크게 좌우된다. 본 연구의 CC는 이러한 풍력의 이용률 변화에 대한 불확실성은 반영하고 있지는 않는다. 한편, 해외(특히, 스페인)에서는 풍력발전의 CC 높이기 위해 발전량 예보에 의한 계통 수용성 향상 기술이 급격히 발전하고 있는데, 이는 기술 발전도 CC에 영향을 미칠 수 있음을 시사한다 (Kim H.B, 2016).

풍력발전의 보급률 증가에 따라 시간대별 LOLP의 변화 행태를 살펴보면, 보급률 증가에 따른 CC의 감소를 전력수

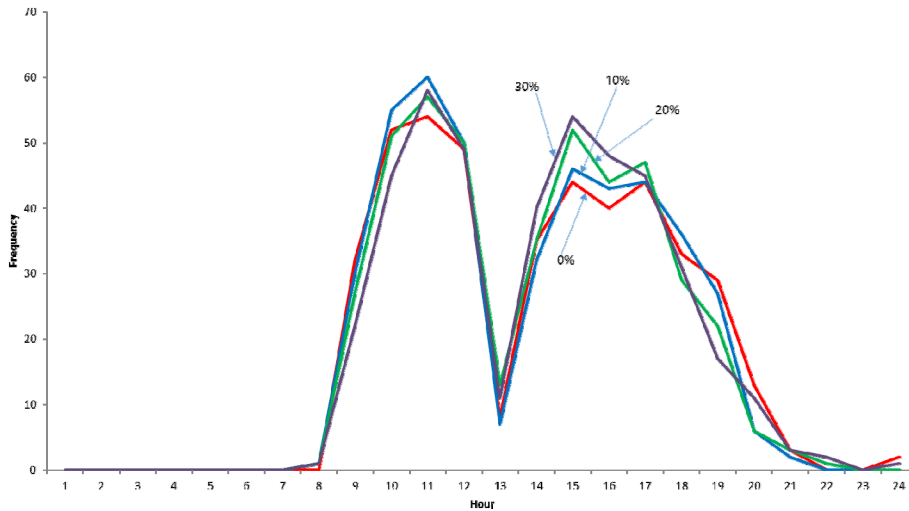


Fig. 8. Change of time with high LOLP by penetration ratio.

요(또는 LOLP)와 연관하여 설명할 수 있다. Fig. 8은 보급률에 따라 시간대별로 LOLP를 계산하고 이 중에서 상위 95% 안에 드는(즉, 95% 백분위) LOLP의 도수(frequency)를 시간대별로 나타낸 것이다. LOLP 계산을 위한 전력수요는 2014년 자료가 사용되었다. Fig. 8에서 보면, 태양광의 보급률이 0%일 때, LOLP의 95% 백분위에 가장 많이 포함되어 있는 시간대역은 오전 10~12시이다. 이는 보급률이 0%일 때, 피크전력수요가 주로 이 시간대역에서 발생됨을 의미한다. 풍력발전의 보급률 증가에 따라 이러한 피크 전력수요가 발생하는 시간대의 변화는 크지 않으며 연중 피크가 발생한 시간인 오전 11시대의 95% 백분위에 속하는 빈도는 보급률이 증가함에 따라 오히려 증가하고 있는데, 이 시간대의 풍력발전의 기여가 다른 시간대에 비해 크지 않다는 것을 의미한다. 즉, 풍력발전의 비중이 증가해도 전력의 수요패턴에는 거의 변화를 주지 못하고, 최대피크 수요가 발생하는 시간대에서 풍력발전이 전력수요를 대체하는 기여 수준이 다른 시간대보다 크지 못하여 보급률 증대에 따라 풍력의 CC는 감소하는 것으로 해석될 수 있다.

결론

본 연구에서는 ELCC 방법을 통해 국내 풍력발전의 CC를 산정하였다. ELCC 방법은 CC 산정을 위한 방법 중에서 가장 이론적 근거가 정립되어 있는 방법론으로 알려져 있다. 2014년 국내 전력시스템에 포함된 발전원 대부분이 포함된 기준시스템과 2014년 전력수요를 이용해 풍력발전이 포함되지 않은 경우의 LOLE를 산정하였다. 여기에 2014

년 국내 풍력발전의 이용률 자료를 이용해 풍력발전의 특성을 ELCC 산정에 반영하였다. 산정 결과 풍력발전이 보급률이 1% 이하인 경우 CC는 약 0.3091로 계산되었으며, 보급률에 따라 CC는 지속적으로 감소하였다. 이러한 보급률 증가에 따른 풍력발전 CC의 변화 특성은 국외의 경우와 유사하지만 보급률에 따른 CC의 절대적인 값은 경우에 따라서는 차이를 보였다. 이는 국가별로 풍력발전에 직접적으로 영향을 미치는 기후 환경(예, 풍속 등)이 나라마다 다르기 때문에 당연한 결과로 받아들여진다. 따라서 국내 풍력발전에 대한 신뢰성 있는 평가를 위해서는 국내 고유의 특성이 반영된 CC에 대한 심도 있는 연구가 요구된다. 국내 풍력발전의 CC에 대한 다음과 같은 추후 연구가 필요하다. 먼저, 본 연구는 2014년이라는 단일 연도의 전력수요, 풍력발전의 특성을 이용해 CC를 구하였다. CC에 대한 보다 심도 있는 분석을 위해서는 복수 해의 자료를 이용한 다차년도 분석이 요구된다. 또한, 본 연구에서 사용된 풍력발전에 대한 특성은 대부분 육상풍력에 관한 것이다. 하지만 육상과 해상 풍력의 특성은 경우에 따라 차이가 보이기 때문에 국내의 해상 풍력의 CC에 대한 연구가 이루어져야 한다(Eamon B *et al.*, 2016). 한편, 풍력을 포함한 재생에너지는 지역의 기후 환경적 요소에 절대적으로 영향을 받는다. 따라서 보다 세분화한 지역으로 구분하여 지역별 CC의 차이에 대한 연구가 진행되어야 한다. ELCC 방법론은 기준 시스템을 통해 전통적인 발전원의 동태적(또는 확률적)인 특성을 CC 산정에 반영하지만, 풍력의 발전량(또는 이용률)의 동태적 특성을 반영하는 데는 한계가 있다. 따라서 이러한 이용률의 동태적 특성을 반영할 수 있는 새로운 방법

론에 대한 연구와 함께 기존 다른 CC 산정 방법론과의 비교 분석이 추후에 이루어져야 할 것으로 생각된다.

사 사

본 연구는 환경부 2017 ‘기후변화대응 환경기술개발 사업’에 의해 지원되었음.

References

- Chida, T., Saito, H., and Toyoda, J., 2015. Probabilistic approach for evaluating the capacity value of intermittent generation. *Electrical Engineering in Japan*, 191(2), 16-23.
- Dent, C.J., Keane, A., and Bialek, W., 2010. Simplified Methods for Renewal Generation Capacity Credit Calculation: A Critical Review. *Proc. of IEEE Power and Energy Society General Meeting*, IEEE, Providence, RI, USA, p. 1-8.
- Eamon B., Kim H.G., Kang Y.H., and Yun C.Y., 2016. Optimizing the electricity price revenue of wind power generation captures in the south korean electricity market. *J. of the Korean Solar Energy Society*, 36(1), 63-73.
- Electric Power Statistics Information System(EPSIS), 2017. 03.05, <http://epsis.kpx.or.kr>
- Ensslin, C., Milligan, M., O'Malley, M., and Keane, A., 2008. Current Methods to Calculate Capacity Credit of Wind Power, IEA Collaboration, *Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting*, IEEE, Pittsburgh, PA, USA, p.1-3.
- Hasche, B., Keane, A. and O'Malley, M., 2010. Capacity value of wind power, calculation and data requirements: the irish power system case. *IEEE PES Transaction on Power System*, 26(1), 420-430.
- Kim H.B., Kim H.G., Kim J.Y., and Lee Y.S., 2016. Past and present of wind power production models through overseas case review. *J. of Wind Energy*, 7(2), 35-44.
- Korea Energy Agency(KEA), 2016. *New and Renewable Energy Statistics 2015*, 337001, Yongin-si, p.21-41.
- Lu, S., Diao, R., Samaan, N., Etingov, P., 2012, *Capacity Value of PV and Wind Generation in the NV Energy System*, PNNL-22117, U.S.A, 25p.
- Madaeni, S.H., Sioshansi, R., and Denholm P., 2013. Comparing capacity value estimation techniques for photovoltaic solar power. *IEEE J. of Photovoltaics*, 3(1), 407-415.
- Madaeni, S.H., Sioshansi, R., and Denholm, P., 2012. Estimating the Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants: A Case Study of the Southwestern United States. *IEEE Trans. On Power System*, 27(2), 1116-1124.
- Milligan, M. and Porter, K., 2006. The capacity value of wind in the United States: methods and implementation. *The Electricity J.*, 19(2), 91-99.
- Milligan, M.R. and Parsons B., 1999, Comparison and case study of capacity credit algorithm for wind power plants, *Wind Engineering*, 23, 159-166.
- Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), 2016. *The 7th Basic Plan of Long-Term Electricity Supply and Demand*, Korea, 77p.
- Nguyen, C., Ma. C., Hailu, A., and Chalak, M., 2016. Factor influencing of capacity value of wind power: a case study of the australian national electricity market (NEM), *Renewable Energy*, 90, 319-328.
- Oh R., Park J. J., and Choi, J.S., 2008. Analysis of the Capacity Credit of Wind Farms, *Proc. Of Autumn Conference*, KIEE, p.16-18.
- Wang, X. and McDonald, J.R., 1994. *Modern Power System Planning*, McGraw-Hill, International (UK) Ltd. UK, 480p.



백 천 현

1986년 연세대학교 상경대학 경영학과 경영학사
1989년 KAIST 경영과학과 공학석사
1994년 KAIST 경영과학과 공학박사

현재 동의대학교 산업융합시스템공학부 교수
(E-mail; chpaik@deu.ac.kr)



정 용 주

1990년 연세대학교 상경대학 경영학과 경영학사
1992년 KAIST 경영과학과 공학석사
1996년 KAIST 산업경영 공학박사

현재 부산외국어대학교 경영학부 교수
(E-mail; chungyj@bufs.ac.kr)



김 영 진

1992년 KAIST 경영과학 학사
1994년 KAIST 경영과학 석사
2000년 Clemson University 산업공학 박사

현재 부경대학교 기술경영학과 교수
(E-mail; youngk@pknu.ac.kr)
