

울산 앞바다 8 MW급 부유식 해상풍력터빈의 LCOE 연구

이동훈* · 임희창**

Evaluation Study of LCOE for 8 MW Offshore Floating Wind Turbine in Ulsan Region

Dong Hoon Lee* and Hee Chang Lim**

Key Words : LCOE (균등화발전단가), Monte-carlo simulation (다중확률 시뮬레이션), CAPEX (총자본비용), OPEX (운용·유지 비용), Weibull Distribution (와이블 분포), AEP (연간 에너지 생산량)

ABSTRACT

The commercialization has been of great importance to the clean energy research sector for investing the wind farm development, but it would be difficult to reach a social consensus on the need to expand the economic feasibility of renewable energy due to the lack of reliable and continuous information on levelized cost of Energy (LCOE). Regarding this fact, this paper presents the evaluation of LCOE, focusing on Ulsan offshore region targeting to build the first floating offshore wind farm. Energy production is estimated by the meteorology data combined with the Leanwind Project power curve of an exemplar wind turbine. This work aims to analyze the costs of the Capex depending on site-specific variables. The cost of final LCOE was estimated by using Monte-Carlo method, and it became an average range 297,090 KRW/MWh, a minimum of 251,080 KRW/MWh, and a maximum of 341,910 KRW/MWh. In the year 2021, the SMP (system marginal price) and 4.5 REC (renewable energy certificate) can be paid if 1 MWh of electricity is generated by renewable energy. Considering current SMP and REC price, the floating platform industry, which can earn around 502,000 KRW/MWh, can be finally estimated highly competitive in the Korean market.

기호설명

CAPEX : 총자본비용 [m/s]
OPEX : 운용·유지비용 [W]

AEP : 연간에너지생산량 [MWh]
 r : 할인율 [%]
 T : 프로젝트 기한[년]

1. 서론

대한민국은 ‘2030년 BAU(온실가스 배출전망치)’ 대비 37 %의 높은 온실가스 감축목표를 선언하고, 효율적 기후변화 대응을 위한 중장기 전략과 정책 방향을 제시하였다. 특히, 제시된 목표를 달성하기 위해서 전

* 부산대학교 기계공학부
** 부산대학교 기계공학부 교수 (교신저자)
E-mail : hclim@pusan.ac.kr
DOI : <https://www.doi.org/10.33519/kwea.2023.14.1.001>
Received : July 22, 2022, Revised : January 21, 2023
Accepted : January 30, 2023

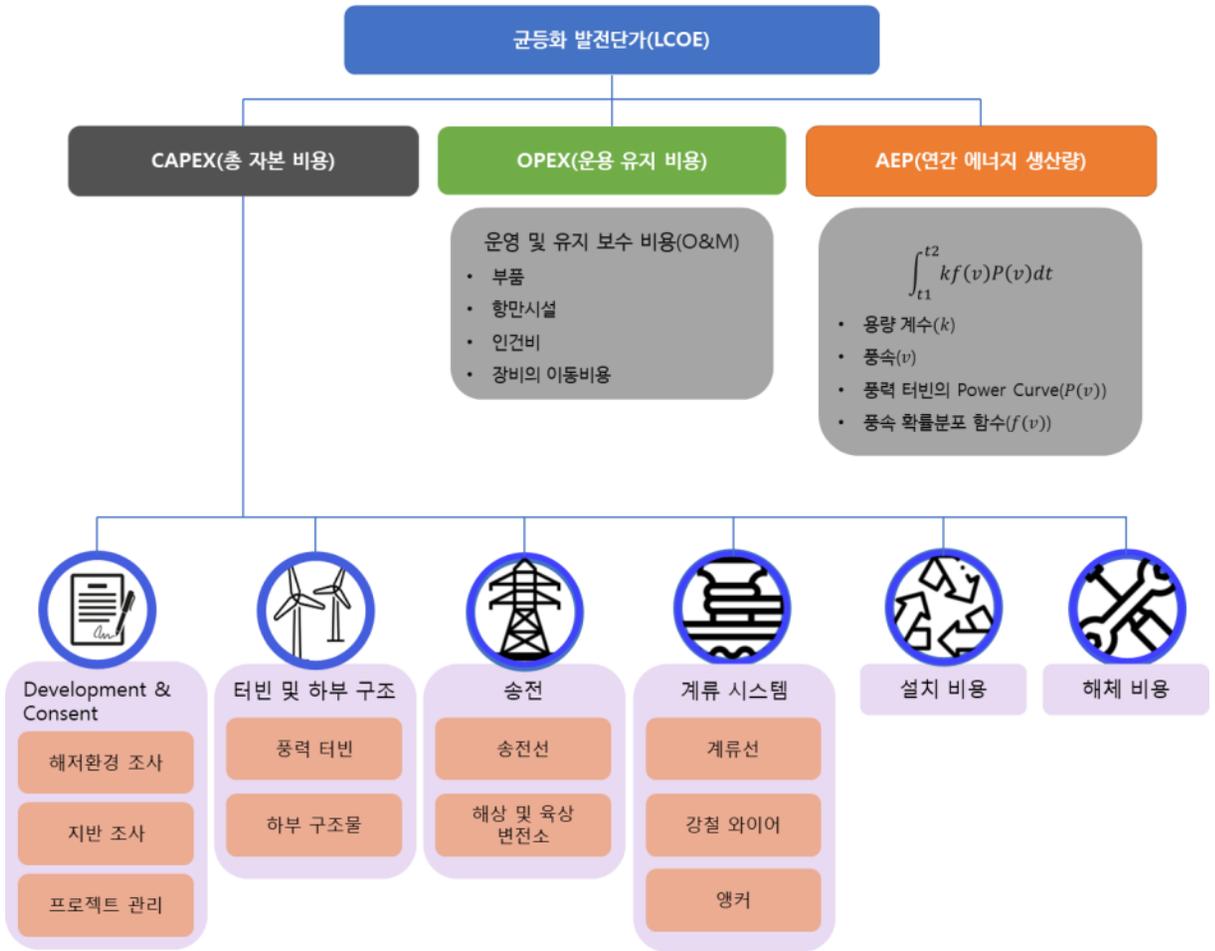


Fig. 1 Breakdown diagram of levelized cost of energy (LCOE)

체 생산되는 에너지 중 2.4 %인 신재생에너지 비율을 2030년에 20 %, 2040년까지 30~35 %까지 확대하는 것을 목표로 한다.(2) 보다 세부적으로는 2025년까지 풍력을 통해 9.2 GW를, 그리고 2030년까지 17.7 GW 생산을 목표로 하고 있으며, 그 중 12 GW는 해상풍력으로 구성될 수 있도록 하고 있다. 특히, 이를 기준으로 제주도, 전라남도, 부산광역시, 울산광역시, 경상남도, 그리고 경상북도 등 바다를 접한 지방자치단체는 해상풍력단지 개발 계획을 수립하고 적극 추진하고 있는 상황이며, 실제 2020년 60 MW급 서남해 실증 해상풍력단지가 종합 준공되기도 하였다 [1]. 이러한 신재생에너지 보급 확대와 관련하여 재생에너지 지원 성격의

보조금 증가도 전기요금 상승의 한 원인이 될 수 있는 사회적 우려로 작용할 수 있다. 산업통상자원부의 보고에 따르면 2021년 신재생에너지 보급사업 지원 관련 예산은 2020년 2,782억원에서 300억원(12 %) 증가한 3,082억원으로 신재생에너지 관련 보조금이 증가하고 있다. 이와 같이 청정에너지 기술 상용화 및 실증 연구 투자가 중요해지고 있는 상황에서 재생에너지 발전 단가에 대한 신뢰성 있고 연속성 있는 정보제공이 이루어지지 않고 있어, 재생에너지의 경제성과 보급 확대 필요성에 대한 사회적 합의도출 및 보조금과 같은 정책을 합리적으로 결정하는데 어려움이 존재한다 [3]. 따라서 국내 첫 부유식 풍력발전실증지인 울산 앞바다

의 균등화발전단가 (이하 발전단가, Levelized Cost of Generating Electricity: LCOE)에 대해 신뢰성 있는 방법을 통해 분석해보고자 한다. 우선 LCOE를 평가하기 위해서는 총 자본비용(이하 CAPEX), 운용·유지비용(이하 OPEX), 할인율(이하 r), 연간 에너지생산량(이하 Annual Energy Production: AEP), 프로젝트 진행 연수(이하 T)를 결정지어야 한다.

분석에 있어 CAPEX와 OPEX의 경우, 국내 관련 데이터가 부족하여 해외 논문을 참고하여 관련 비용을 추산하였다. 또한 AEP의 경우, 한국에너지기술연구원(KIER)의 신재생에너지 데이터센터의 자료를 참고하여 울산 부유식 해상풍력설치 예정지에서의 풍속확률 분포함수를 구하였고, EU에서 진행한 LEANWIND 8 MW급 풍력 터빈의 Power Curve를 활용하여 연간 발전량을 계산하였다. 마지막으로 다중 확률 시뮬레이션(Monte Carlo Simulation)을 통해 부유식 해상풍력의 발전단가를 추정하였다.

2. 균등화발전단가(LCOE)계산

2.1 LCOE 정의 및 환경 설정

2.1.1 LCOE 정의

일반적으로 발전원에 의한 발전비용을 평가하기 위해 LCOE를 활용하는데 이는 해당 발전기의 수명 기간 전체에 걸친 평균적 발전원가로 정의되고 이는 식 (1)과 같이 표현된다 [3].

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^T (CAPEX_i + OPEX_i)(1+r)^{-i}}{\sum_{i=1}^T (AEP_i)(1+r)^{-i}} \quad (1)$$

위 식 (1)은 크게 CAPEX, OPEX, r, AEP, T로 이루어져 있다. T는 울산 부유식 풍력 프로젝트 최대 기한인 25년을 가정하였고 사회적 할인율(r)은 정부예비타당성 수행 총괄지침에 따라 4.5 %를 적용하였다.

2.1.2 환경 설정

본 논문에서는 LCOE 분석을 위해 그 대상 지점을 Fig. 2에 표시하였다. 특히, 울산 앞바다에 위치하고

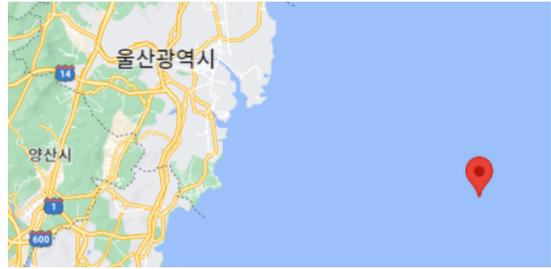


Fig. 2 The target location of floating offshore wind turbine to analyze the LCOE

있으며, 35.3453°N, 129.8414°E 지점으로 동해안의 설치 지점을 울산항으로부터 58 km 떨어진 수심 150 m의 동해가스전 플랫폼의 반경 5 km 해역으로 선정하였다. 풍력터빈으로는 LEANWIND 프로젝트의 8 MW급 터빈, 반잠수식 부유체는 Windfloat사의 10 MW급 개념적 반잠수식 부유체 모델과 4개의 Catenary 계류선을 설정하였다.(6) LEANWIND 프로젝트는 2013년 12월 EU에서 실시한 4년 기한의 공급망과 해상풍력 수명 전반에 걸친 비용 절감을 위한 제도와 신기술을 적용해 보는 실증 프로젝트로 알려져 있다. 아래 Table 1은 LEANWIND_8 MW급 풍력터빈의 제원을 표시하였다.

Table 1 Specifications of LEANWIND_8 MW turbine

Rating	8 MW
Rotor Diameter	164 m
Hub Height	110 m
Cut in Cut out	4 m/s 25 m/s
Hub Mass	90,000 kg
Nacelle Mass	285,000 kg
Blade Mass	35,000 kg
Nacelle Dimensions (L×W×H)	20 m×7.5 m×7.5 m
Tower Mass	558,000 kg
Tower Height	106.3 m

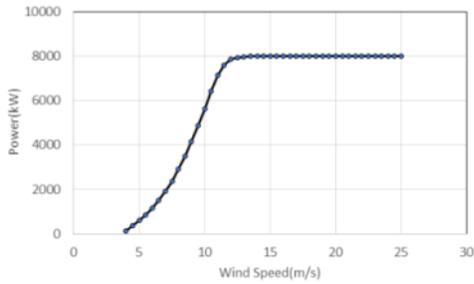


Fig. 3 LEANWIND_8 MW power curve

Table 2 Power estimation by wind speed

Wind Speed(m/s)	Power(kw)
4~10.5	$3.3937v^3 + 34.952v^2 - 107.57v - 200.57$
10.5~13.5	$105.93v^3 - 4110.6v^2 + 53199v - 221643$
13.5~25	8000

Fig. 3은 LEANWIND_8MW_164_RWT 파워 커브를 나타낸 것이다. 그림에서 x축은 풍속을 나타내고 있으며, y축은 출력을 보여주고 있다. 출력분포를 맞는 함수를 구하기 위하여, 3차 스플라인 보간법을 활용하여 풍속을 구간별로 나누어 Power를 계산하였고, 그 결과를 Table 2에 표시하였다.

2.2 CAPEX(총 자본비용)

CAPEX는 발전 단지를 운영하기 전에 발생하는 비용이다. CAPEX의 항목으로는 환경 조사, D&C (Development and Consent), 현장의 해저 및 기후 분석, 터빈 및 하부 구조물, 송전 비용(케이블 및 변전소) 등이 있으며 구체적인 항목은 앞의 Fig. 1에 나타내었다.

2.2.1 D&C(Development and Consent)

D&C (Development and Consent) 비용은 실제 부유식 해상풍력발전단지의 상업적 개발을 위하여 승인 처의 프로세스 동의를 위한 항목들을 담고 있다. 이 규정은 관련 국가의 해역에서 상업적 프로젝트에 대한 위험과 개발기회에 대해 인식을 하며, 위험을 완화할 수 있는 방법에 대한 권고사항, 기회 실현 및 주요 필수 정보들이 제공된다. 이를 위하여 D&C 비용은 본

사업비에 포함되어야한다. 그 내용은 대표적으로 해저 환경 및 지반 조사, 프로젝트 관리 비용 등으로 구성 되어 있다. D&C비용은 총 CAPEX의 4 % 정도로 그 값은 MW당 2.8억원으로 추산된다 [5].

2.2.2 터빈 및 하부 구조

부유식 해상풍력에서 하부 구조의 비용은 수심에 영향을 받지 않는다. 터빈의 평균 가격은 MW당 21.5 억 원으로 추산된다 [6]. 부유식 해상풍력이 경쟁력을 갖추기 위해서는 대량 생산이 필요하다.

현재 고정식 해상풍력의 플랫폼 재료 및 제조 비용의 비율을 기반으로 추산한 Windfloat사의 반잠수식 부유체 모델의 비용은 터빈당 106.5억 원[6]으로 MW 당 13.3억 원으로 도출되었다.

2.2.3 송전

기존의 HVAC(고압교류송전) 방식을 이용할 경우 skin-effect(전선의 외부로만 전류가 흐르는 현상), corona losses(커패시턴스의 감소로 손실이 증가하는 현상)로 인해 손실이 발생한다. 이는 교류전원의 주파수로 인해 발생하는 필연적인 손실로 HVDC(고압직류 송전)방식을 이용하면 훨씬 효율적으로 송전할 수 있다. 하지만 터빈이 생산하는 교류 전류를 직류로 변환했다가 다시 지상의 송전소에서 교류로 변환하는 과정에서 손실이 발생한다.

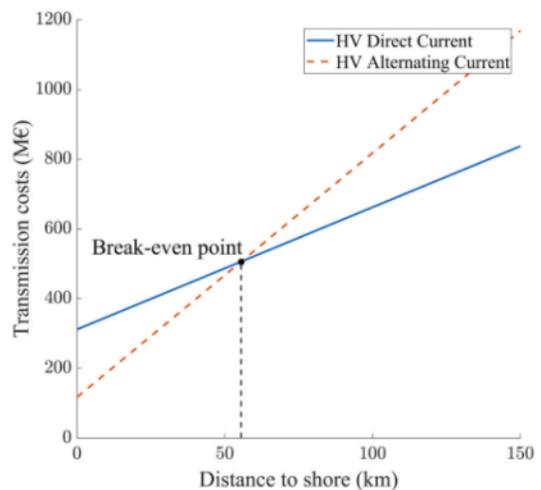


Fig. 4 Cost of transmission of HVAC and HVDC[6]

Fig. 4는 일반적인 HVAC와 HVDC방식의 송전거리에 따른 비용을 나타낸다. HVAC방식은 상대적으로 해안가에 가까운 해상풍력단지에 적합하였고 그 손익분기점은 55 km로 보고된 바 있다 [7].

울산의 부유식 해상풍력발전 프로젝트는 육지에서 58km 떨어진 곳에 건설되므로 그 손익분기점의 경계 지점에 있다. 따라서 추후 HVAC 방식 혹은 HVDC 방식 중 어떤 방식이 더 경제적일지에 대한 연구가 필요하다고 하겠다. 우선 이번 연구에서는 손익분기점보다 멀리 존재하므로 HVDC 방식을 채택하였다.

식 (2)와 Table 3은 각각 전력 전송을 위한 케이블 비용 추정식과 매개변수를 나타낸다.

Table 3 Cost of transmission parameters for 1 GW offshore wind power plants[8]

Variable	HVAC	HVDC
n_{ex_cab}	3	3
C_{ex_cab}	3.15 Billion KRW/km	1.57 Billion KRW/km
n_{off_sub}	3	2
C_{off_sub}	52.49 Billion KRW	192.78 Billion KRW
n_{on_sub}	-	1
C_{on_sub}	-	113.87 Billion KRW

$$C_t(x,y) = d(x,y)n_{ex_cab}C_{ex_cab} + n_{off_sub}C_{off_sub} + n_{on_sub}C_{on_sub} \quad (2)$$

식 (2)에서 $d(x,y)$ 는 해안까지의 거리이고 변수 n 과 C 는 각각 단위 거리당 송전 케이블의 수 및 비용이다. 외부 송전선에 관한 수와 비용은 아랫 첨자 ex_cab , 해안변전소와 육상변전소는 각각 off_sub 와 on_sub 로 나타내었다. 특히 울산의 경우 $d(x,y)$ 는 58 km이므로 송전비용은 총 MW당 7.73억원으로 추산하였다.

2.2.4 계류 시스템

계류 시스템은 계류선, 강철 와이어, 앵커로 구성된다. Windfloat사의 반잠수식 부유체를 예로 들면 4개의 앵커가 필요하다. 특히, 앵커의 경우 일반적으로 사용되는 DEA(Drag Embedded Anchor) 사용한다고 가정하였다. Windfloat사의 계류선은 강철 와이어와 체인으로

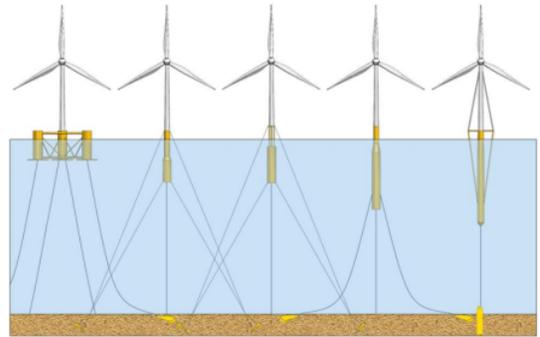


Fig. 5 Conceptual Model of Mooring Line[6]

Table 4 Cost of mooring system per wind power generator[6]

Type and number of anchors	4×DEA
Price of anchors	0.61 Billion KRW
Length of chain	2,540 m
Price of chain per meter	60,000 KRW
Steel wire length	200 m
Price of wire per meter	330,000 KRW
Price of mooring line	0.22 Billion KRW
Price of total mooring system	0.83 Billion KRW

로 구성된다. Hywind사의 모델의 경우 100 m 수심에서 500 m길이의 계류선이 필요하고 100 m 수심이 증가할 때마다 150 m의 계류선이 추가로 필요하다.

Windfloat사의 계류선은 Hywind사 모델과 비교하여 60 m 이상의 계류선이 추가로 필요하다. Table 4에 m당 60,000원인 지름 83mm의 아연도금 6×41 체인(파단 하중: 582ton, m당 무게: 29kg)과 m당 330,000원인 지름 76mm의 강철 와이어를 이용하여 계산한 계류 시스템의 가격을 나타내었다 [6]. Fig. 5는 각 계류선 형상의 개념적 모델을 나타낸 것으로 이중 가장 왼쪽 모델인 Windfloat사의 Catenary 계류선 모델을 LCOE 산출을 위해 사용하였다.

Table 4에서의 체인과 와이어의 m당 가격은 참고문헌(6)을 통해 산출하였고 전체 계류 시스템 가격은 8 MW 터빈을 한 기 설치하는데 필요한 계류선과 앵커의 비용을 나타낸 것이다.

2.2.5 설치 비용

현재 설치 관련 기술과 장비가 아직 개발 초기 단계에 있어 개선의 여지가 충분하다. 본 논문에서는 하루에 0.26억 원/일의 예인선 비용이 발생한다고 가정하고 단순화된 방법을 채택하였다 [4]. Table 5에 터빈 설치 비용을 나타내었다 [8].

Table 5 Installation cost parameters for offshore wind power plants[8]

$T_{install}$ (Days)	2
$V_{tugboat}$ (km/h)	20
$C_{tugboat}$ (Billion KRW/Day)	0.026
n_{tur_trip}	5

$$C_i(x, y) = n_{tur} [T_{install} + 2d(x, y) V_{tugboat}^{-1}] C_{tugboat} n_{tur_trip}^{-1} \quad (3)$$

여기서, n_{tur} 은 터빈의 총 개수, $T_{install}$ 과 $d(x, y)$ 는 각각 터빈의 설치 시간과 해안까지의 거리를 설명한다. $C_{tugboat}$ 는 선박의 전세 비용, $V_{tugboat}$ 는 선박의 평균속도, n_{tur_trip} 은 예인선이 한번에 운반할 수 있는 터빈의 수를 의미한다 [8]. 위 방법을 이용하여 계산한 터빈의 설치 비용은 MW당 2.50억원으로 산정되었다.

계류 시스템의 설치 비용은 MW당 0.42억원으로 추산된다 [6]. 참고문헌 [6]에 따르면 외부 송전선에 대한 설치 비용으로 500 MW 해상풍력단지 기준 5.31억 원/km에서 12.39억 원/km로 추산하고 있다. 따라서, 주어진 송전선 설치 비용의 범위 내에서 평균값을 취하고 이를 8 MW급 터빈에 적용시켜 보았을 때 육지에서 58 km 떨어진 울산 부유식 해상풍력 발전단지의 경우 송전시스템의 전체 설치 비용은 MW당 1.03억원으로 추산된다. 이를 기반으로 추산된 전체 설치 비용은 MW당 3.95억원으로 추산된다.

2.2.6 해체비용

아직 해체단계에 이른 실제 해상풍력 프로젝트가 없으므로 해체 비용을 추정하는 데에는 불확실성이 크다. 해체 과정은 조립의 역과정이며 일반적으로 Table

Table 6 Cost-to-item ratio of installation costs(%)

Wind Turbine	70
Transmission	10
Mooring System	90

6에 표현된 설치 비용의 백분율을 통해 해체 비용을 추정하는 방법을 사용한다 [6].

따라서 터빈의 해체비용은 MW당 1.39억원/MW이고 계류 시스템의 해체 비용은 MW당 0.38억원 송전의 해체 비용은 MW당 0.1억원로 전체 해체 비용은 MW당 1.87억 원으로 산정되었다.

2.3 OPEX(운영유지비용)

운영 및 유지보수(O&M)비용은 크게 부품, 항만 시설, 장비의 수리 비용 및 인건비 등의 고정 요소와 이동 비용 등으로 이루어진 가변 요소로 이루어져 있다. 일반적으로 O&M은 전체 수명 주기 비용의 25 %라고 알려져 있다. 정비 유형으로는 일정 기반 유지보수 (Calendar Based Preventive Maintenance), 계획 보정 유지보수(Condition Based Preventive Maintenance / Planned Corrective Maintenance), 계획되지 않은 보정 유지보수 (Unplanned Corrective Maintenance) 3가지 유형이 있다 [6].

일정 기반 유지보수법은 짧은 휴지 시간 및 높은 이용률, 정비 계획의 용이성이라는 장점이 있지만 빈번한 구성부품의 교체와 잦은 보수작업으로 인해 비용이 많이 든다는 단점이 있다. 계획된 보정 유지 보수법은 효율적 부품사용을 가능케하고 낮은 휴지시간 및 높은 이용률이라는 장점이 있지만, 신뢰성 있는 모니터링 시스템 구축에 추가 비용이 발생하고 부품별 임계치·역치를 평가하는데 어려움을 갖는다.

마지막으로 계획되지 않은 보정 유지보수법의 경우 부품을 수명만큼 사용할 수 있고 모니터링 시스템에 추가 비용이 들지 않지만, 수리에 상대적으로 긴 시간이 든다는 점과 치명적 결함이 발생할 가능성이 크다는 단점을 가지고 있다. 비용적 측면에서 가장 효율적인 유지 관리 전략을 결정하려면 직접 유지 관리 비용 (예: 인건비, 자원 및 자재 비용)과 필요에 따라 유지 관리를 수행하지 않을 경우의 결과(예: 생산 손실 및 터빈 손상 가능성) 간에 최적의 균형을 제공하도록 유지 관리 전략을 최적화해야 한다 [6].

미국 국립재생에너지연구소(NREL)의 보고서[8]에 따르면 25년 프로젝트 기한의 8 MW급 부유식 풍력터빈의 OPEX를 연간 MW당 1.6억원로 제시하고 있다 [10].

2.4 AEP(연간에너지생산량)

현재 AEP 계산을 위해 필요한 기본적인 풍속확률분포를 계산하기 위해서는 한국에너지기술연구원의 신재생에너지센터의 정보를 활용하였다. 특히, 이 기상정보를 기반으로 울산의 부유식 해상풍력 예정지의 와이블 형상계수 1.9와 평균 풍속을 8 m/s를 얻을 수 있었다.

식 (4)는 평균풍속과 척도계수, 형상계수의 관계를 보여준다. 식 (4)에서 V_m 은 평균 풍속, k 는 와이블 형상계수를 의미한다.

$$V_m = C\left(1 + \frac{1}{k}\right) \tag{4}$$

감마함수는 식 (5)와 같이 정의된다.

$$\Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} e^{-t} dt \quad (Re\ z > 0) \tag{5}$$

식 (6)에서 f 는 확률을 나타내며, k 는 형상계수, C 는 척도계수, v 는 풍속을 나타낸다. 와이블 분포함수의 척도계수 C 는 평균 풍속의 크기와 관계되며, 형상계수 k 는 전체 측정기간 동안 풍속의 구간별 형상과 밀접히 관계된다.(9)

$$f(v) = \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^k\right] \tag{6}$$

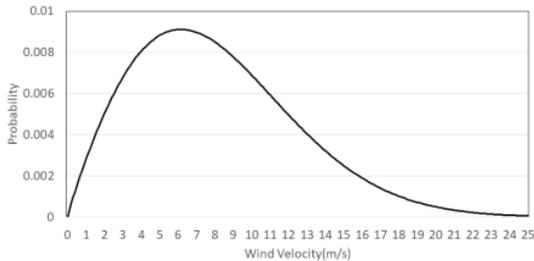


Fig. 6 Wind speed probability distribution function in Ulsan(120m)

Table 7 Capacity Factor(CF) by Weibull shape factor[9]

$V_m = 7 \text{ m/s}$			$V_m = 8 \text{ m/s}$		
k	C (m/s)	CF (%)	k	C (m/s)	CF (%)
1.9	7.89	39.5	1.9	9.02	45.7

식 (4), (5), (6)을 활용하여 35.3453°N, 129.8414°E 지점의 와이블 분포함수를 Fig 6와 같이 구할 수 있었다 [9].

Fig. 4와 6을 이용하여 35.3453°N, 129.8414°E 지점 8 MW급 풍력터빈을 설치하였을 때 계산한 AEP 값은 2.98×10^4 MWh이다. 따라서, 8 MW급 터빈이 연간 생산할 수 있는 기댓값은 $8 \text{ MW} \times 8760 \text{ hr} = 70,080$ MWh이다. 그리고, 전체 Capacity Factor(이용률)은 $2.98 \times 10^4 / 70,080 = 42.46 \%$ 으로 추정되었다.

위 계산과 더불어 이론적인 이용률과 비교해보기 위해 Table 7에 와이블 형상계수에 따른 이용률 변화 [9]를 나타내었다.

울산(120 m)에서의 와이블 형상계수는 1.9에 평균풍속은 8.1 m/s였으므로 선형보간법에 의해 이용률로 46.32 %라고 예상된다. 와이블 형상계수에 따른 이용률을 통해 추측해본 AEP값은 3.23×10^4 MWh로 상대 오차율은 7.90 %이다. LCOE 추정을 위해서 필요한 AEP는 와이블 형상계수에 따른 풍속 확률 분포 함수와 Power Curve를 이용하여 구한 2.98×10^4 MWh를 사용하였다.

2.5 LCOE 추정 결과

본 연구에서는 8 MW급 터빈을 기준으로 CAPEX와 OPEX의 항목별 비용 및 연간 발전량 계산을 통해 울산 지역의 LCOE를 추정하였다. D&C 비용으로 22.4 억 원, 터빈 및 부유체의 가격으로 278.5억 원이 들 것이라고 추정되었고 이는 전체 CAPEX에서 가장 큰 비중을 차지하였다.

송전과 설치 비용을 현장별 변수에 따라 식을 사용하여 제시하였다. 설치 예정지의 경우 HVDC와 HVAC방식의 손익분기점의 경계 지점에 있어 이 부분에 추가 연구가 필요할 것으로 보인다. 본 논문에서는 설치 예정지가 손익분기점인 육지로부터 55km를 넘는 58 km 지점에 있으므로 HVDC 방식을 채용하였고 그

로 인한 송전 비용으로는 약 61.8억 원, 설치 비용은 31.60억 원이 들 것으로 추정되었다. 또한, 해체 비용은 14.96억 원이 들 것으로 추산된다.

앵커는 해양 환경에 따라 그 선택이 달라지는데 일반적으로 Catenary 계류선에서는 DEA방식이 가장 선호된다. 하지만 dead-weight 앵커 등과 같은 다른 기술을 통해 잠재적으로 앵커의 비용을 DEA대비 1/10로 줄일 수 있다 [9].

따라서 8 MW의 해상풍력터빈을 설치했을 때 CAPEX는 총 409.26억 원이 될 것으로 추정된다. OPEX의 경우 기존연구[8]에 따라 1.6억 원/MW · year로 추산하였다.

본 연구에서는 다중확률 시뮬레이션(Monte Carlo Simulation)을 이용하여 불확실성을 지닌 LCOE에 대해 정규확률분포를 활용하여 가능한 결과를 추정하였다. CAPEX, OPEX등 각 항목의 불확도를 10 %(6)로 가정하였고 항목별로 최소값과 최대값 사이의 난수를 추출하고 500번 반복하여 LCOE를 계산하였다.

Fig. 7에서는 LCOE 추정 결과를 나타냈으며, 260,000원/MWh부터 10,000원 범위로 그 빈도수를 표시하였다. Table 8에는 LCOE 평균, 최소, 최대값을 표시하였고 MW당 평균 297,090원, 최소 251,080원, 그리고 최대 341,910원의 범위를 갖는 것으로 추산되었다.

Table 8 LCOE estimation in Ulsan region

Results	Price (KRW/MWh)
Average	297,090
Maximum	341,910
Minimum	251,080

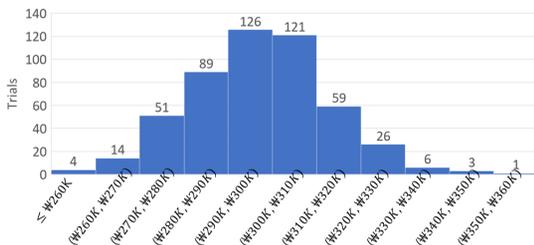


Fig. 7 LCOE estimation by using Monte-Carlo simulations

3. 결론

신재생에너지센터의 공급인증서 발급 및 거래시장 운영에 관한 규칙에 따르면 해상풍력의 신재생공급인증서(REC)의 기본가중치는 2.5이고 해상풍력 가중치 기본산정식 ①(연계거리 복합가중치) + ②(수심 복합가중치) - 기본가중치의 형태이다. ①은 15km를 초과하였으므로

$$\frac{(5 \times 2.5) + [5 \times (2.5 + 0.4)] + [5 \times (2.5 + 0.8)] + (\text{총연계거리} - 15) \times (2.5 + 1.2)}{\text{총연계거리}}$$

을 적용하고 ②는

$$\frac{(5 \times 2.5) + [5 \times (2.5 + 0.4)] + [5 \times (2.5 + 0.8)] + (\text{수심} - 30) \times (2.5 + 1.2)}{(\text{수심} - 15)}$$

를 적용한다. 따라서 수심 150 m, 거리 58 km의 울산 부유식 풍력발전기 프로젝트의 REC 가중치는 약 4.5이다. 현재 MWh당 250,000원가량의 SMP와 63,000원 선에 거래되는 REC가격을 고려하면 부유식풍력발전을 통해 생산한 전기를 MWh당 502,000원에 판매할 수 있으므로 사업성이 충분히 있다고 평가할 수 있다. 해체단계까지 간 실증프로젝트가 없다는 점에서 부유식 해상풍력 발전은 여전히 불확실성을 피할 수 없지만 오히려 산업의 고도화, 대량 생산 등 규모의 경제를 통해 큰 비용을 절감할 수 있는 잠재력을 보인다. 또한 계류선 외에는 수심에 큰 영향을 받는 요인이 없는 점에서 고정식 해상풍력에 비해 먼 바다의 풍력자원까지 이용할 수 있는 가능성을 보여준다 [8].

후 기

본 연구는 한국전력공사의 2021년 착수 기초연구개발 과제연구비에 의해 지원되었음(과제번호 : R21X002-12). 그리고, 본 과제(결과물)는 교육부와 한국연구재단의 재원으로 지원을 받아 수행된 3단계 산학협력 선도대학 육성사업(LINC 3.0)의 연구결과입니다. 또한, 본 연구는 2022년도 중소기업기술혁신개발사업의 재원으로 중소벤처기업부(TIPA)의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다. (No. S3313372 실고장 데이터 기반 머신러닝 탑재 풍력발전기 진동 및 모션증폭 설비진단 시각화 시스템의 개발)

참고문헌

- [1] GWEC, 2021, GLOBAL Wind REPORT.
- [2] Ministry of Trade, Industry and Energy, 2019, 3rd Basic Energy Plan
- [3] Lee, K. D. and Kim, K. W., 2020, "Establishment and Operation of Long-Term LCOE Forecast System for Expansion of Renewable Energy," KEEL, pp. 1~2.
- [4] Cavazzi, S. and Dutton, A. G., 2016, "An Offshore Wind Energy Geographic Information System (OWE-GIS) for assessment of the UK's offshore wind energy potential", Vol. 87, Renewable Energy, p. 221.
- [5] Johnston, B., Foley, A., Doran, J. and Littler, T., 2020, "Levelised cost of energy, A challenge for offshore wind," Vol. 160, Renewable Energy, pp. 878~880.
- [6] Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A. and Nygaard, T. A., 2013, "Levelised costs of energy for offshore floating wind turbine concepts, Norwegian University of Life Sciences, Renewable Energy," pp. 66~67, 72~76, 99.
- [7] Ackermann, T., Negra, N. B., Todorovic, J. and Lazaridis L., 2005, "Evaluation of electrical transmission concepts for large offshore wind farms," Copenhagen, DK: Proc Copenhagen Offshore Wind, pp. 9~10.
- [8] Martinez, A. and Iglesias, G., 2022, "Mapping of the levelised cost of energy for floating offshore wind in the European Atlantic," Vol. 154, Renewable and Sustainable Energy Reviews, pp. 111889.
- [9] Kwon, I. H., 2013, "Variation of Capacity Factors by Weibull Shape Parameters," Vol. 33, No.1, Journal of the Korean Solar Energy Society, pp. 33~35.
- [10] Stehly, T., 2020, "Cost of Wind Energy, NREL/TP-5000-81209," National Renewable Energy Laboratory. pp. 8~10.