

국내 고정식 해상풍력발전단지의 LCOE의 범위 추정과 비용구성요소 분석

이건우¹ · 고경남^{2*}

¹제주대학교 대학원 풍력특성화협동과정, 박사과정

²제주대학교 전기에너지공학과, 교수

Estimation of LCOE Ranges and Analysis of Cost Components for Korean Fixed-Bottom Offshore Wind Farms

Lee Keon-Woo¹ · Ko Kyung-Nam^{2*}

¹Ph. D. Candidate, Multidisciplinary Graduate School Program for Wind Energy, Graduate School, Jeju National University

²Professor, Department of Electrical and Energy Engineering, Jeju National University

*Corresponding author: gncor2@jejunu.ac.kr

Abstract

The levelized cost of energy (LCOE) was estimated for Korean fixed-bottom offshore wind farms. The actual financial data of the two offshore wind farms were collected from the Data Analysis, Retrieval and Transfer System (DART) of the Korean Financial Supervisory Service and categorized to calculate capital expenditure (CapEx) and operational expenditure (OpEx). The CapExs of the three offshore wind farms in the planning stage were added to those of the two actual wind farms. A capacity factor (CF) of 30% was assumed for this study, and a discount rate of 4.5% was used, which is the Korean social discount rate. Two cases were considered for estimating the LCOE using the actual OpEx data of the two Korean offshore wind farms (Case 1) and the ratio of OpEx to CapEx of the world (Case 2). A Monte Carlo simulation (MCS) was performed to estimate the LCOEs, because the financial data were not sufficient to compute the real data. CapEx, OpEx, and the ratio were extracted as random numbers for MCS. To clarify the features of the cost components of offshore wind farms, the LCOE was divided into levelized fixed costs (LFC) and levelized variable costs (LVC). Consequently, the LCOEs for Cases 1 and 2 are 189 and 193 USD/MWh, respectively. The LVC for the two cases were 65 and 57 USD/MWh, respectively. The LCOE of Korean offshore wind farms was higher than that worldwide, except for that of Japan.

Keywords: 풍력에너지(Wind energy), 균등화 발전비용(LCOE), 균등화 고정비용(LFC), 균등화 변동비용(LVC), 해상풍력발전단지(Offshore wind farm), 몬테카를로 시뮬레이션(MCS)

1. 서론

2023년 산업통상자원부의 전력수급기본계획 발표¹⁾에 따르면 신재생에너지의 설비용

OPEN ACCESS



Journal of the Korean Solar Energy Society
Vol.43, No.4, pp.55-66, August 2023
<https://doi.org/10.7836/kSES.2023.43.4.055>

pISSN: 1598-6411

eISSN: 2508-3562

Received: 6 March 2023

Revised: 1 June 2023

Accepted: 12 July 2023

Copyright © Korean Solar Energy Society

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution NonCommercial License which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

량이 2023년 32.8 GW에서 2036년 108.3 GW까지 확대 보급될 것으로 전망하고 있으며 2036년 신재생에너지 전체용량 중 태양광과 풍력발전은 각각 약 65.7 GW와 34.1 GW를 차지할 것으로 전망하고 있다. 또한 2017년 발표한 재생에너지 3020이행계획²⁾에서는 2030년까지 재생에너지 설비의 28%인 17.7 GW를 풍력발전으로 설치하는 것을 목표로 설정하였다. 제 5차 신·재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획³⁾에서는 2034년까지 신재생에너지 발전량 기준 원별 목표 중 육상풍력과 해상풍력의 비중을 2022년에 각각 7.2%와 3.0%에서 2034년에 7.6%와 27.5%로 설정하고 있다. 따라서 정부의 신재생에너지 설비용량 보급 목표를 달성하기 위해서는 해상풍력발전설비의 보급 용량을 증대시키는 것이 무엇보다 중요하다. 하지만 국내에 보급된 해상풍력 발전설비는 2022년 기준 3개 단지, 124.5 MW에 그치고 있으며 이들은 육상에서 가까운 거리에 위치한 연안 해상풍력발전단지와 실증단지로 구성되어 있다. 이는 정부의 보급목표에 턱없이 부족한 수치이며 수많은 신규 발전설비의 확충·보급이 필요하다는 것을 단적으로 보여준다.

신규 발전설비 투자를 위하여 가장 중요한 점검사항들 중 하나는 경제성 확보이다. 발전설비의 경제성을 분석하기 위해서는 발전비용에 대한 논의가 먼저 이루어져야 하며 가장 대표적으로 이용되는 것이 바로 균등화 발전비용(Levelized Cost of Energy; LCOE)이다. 2022년부터 고정가격계약 경쟁입찰제도가 풍력 분야에도 적용되기 시작함에 따라 신규 투자자는 LCOE를 입찰가격과 비교하여 사업성을 분석할 수 있다.

국내 육상풍력의 LCOE 연구는 재무적 가정에 의한 연구^{4,5)}가 주로 수행되어 왔지만 금융감독원의 전자공시 시스템(Data Analysis, Retrieval and Transfer System; DART)⁶⁾의 실제 데이터를 활용한 연구⁷⁾도 진행된 바 있다. 해상풍력발전단지에 대한 경제성 분석⁸⁾ 및 LCOE 연구⁹⁻¹¹⁾도 이루어진 바 있으나 재무적 가정에 의한 산정이라는 한계가 있었다. 이것은 국내 발전설비용량에서 해상풍력발전의 비중이 적어 아직 LCOE 산정을 위한 충분한 데이터가 축적되어 있지 않기 때문이다. 반면 해외에서는 실제 데이터를 통합·가공하고 이를 경제성 분석에 직접 사용하고 있다. 국제재생에너지기구(International Renewable Energy Agency; IRENA), 미국 국립 재생에너지연구소(National Renewable Energy Laboratory; NREL), 국제에너지기구(International Energy Association; IEA) 등 해외 우수기관에서는 실제 데이터를 바탕으로 LCOE를 집계하여 발표하고 있으며, 해외에서는 이들 데이터를 바탕으로 다양한 연구¹²⁻¹⁴⁾가 진행되고 있다. 하지만 이들 데이터를 국내 환경에 바로 적용한다면 기술적·환경적 차이 등으로 인하여 제대로 된 국내 해상풍력발전의 LCOE를 평가하지 못할 수 있다.

본 연구의 목적은 해외 우수기관의 데이터, 실제 국내 총공사비(Capital Expenditure; CapEx)와 연간운영비(Operational Expenditure; OpEx)을 활용하여 국내 고정식 해상풍력발전단지의 LCOE를 계산하고 그 구성요소를 분석하는 데 있다. 이를 위하여 회계정보가 공시되는 DART 시스템의 감사보고서로부터 실제 CapEx와 OpEx를 산정한다. 이 산정된 데이터의 분포를 추정하고 이를 바탕으로 몬테카를로 시뮬레이션(Monte Carlo Simulation; MCS)을 이용한 반복 실험을 수행하여 LCOE를 추정하고자 한다. 또한 국내 해상풍력발전단지의 LCOE를 균등화 고정비용(Levelized Fixed Cost; LFC)과 균등화 변동비용(Levelized Variable Cost; LVC)으로 나누어 분석하고 연근해가 아닌 통상적인 위치의 상업용 고정식 해상풍력발전단지의 LCOE를 추정하고자 한다.

2. 연구방법

Fig. 1은 연구방법을 보여주는 순서도이다. LCOE 추정은 Fig. 1의 순서로 이루어지며 이를 위한 절차는 다음과 같다. 첫째, 국내 고정식 해상풍력발전단지의 실제 LCOE를 추정하기 위하여 금융감독원의 DART 데이터를 활용하여 CapEx와 OpEx를 산정한다. 둘째, 해외 해상풍력발전단지의 CapEx 대비 OpEx 비율을 산출하여 국내의 통상적인 OpEx 비용을 추정한다. 이는 현재 DART의 데이터가 실증단지와 연안에 위치한 해상풍력발전단지에 대한 것이므로 통상적인 상업용 고정식 해상풍력발전단지의 OpEx와는 차이가 크기 때문이다. 또한 연근해뿐만 아니라 좀 더 먼 바다에 위치한 해상풍력발전단지의 LCOE를 추정하기 위하여 2개의 케이스를 설정하였다. 첫 번째 케이스(Case 1)는 국내 OpEx 비용을 사용하였고 두 번째 케이스(Case 2)는 해외 OpEx 비용을 사용하였다. 셋째, 부족한 데이터를 보완하기 위하여 MCS를 수행한다. MCS로 추정된 두 케이스의 LCOE와 비용들을 검정하고 비교·분석한다.

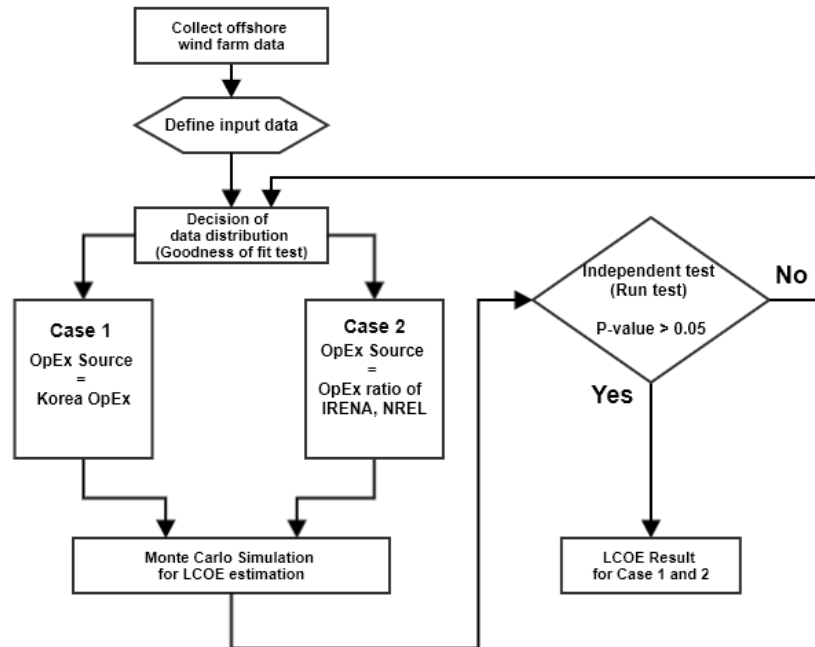


Fig. 1 Flowchart of research method

2.1 LCOE

LCOE 추정을 위한 계산식은 국내 육상풍력발전단지의 연구⁷⁾에서 사용한 식을 활용하였다. LCOE는 사회적 관점에서의 LCOE 개념¹⁵⁾을 적용하였고 LFC와 LVC의 합으로 산출된다. LFC와 LVC는 각각 CapEx와 OpEx를 연간발전량으로 나눈 값이고 그 식은 다음과 같다.

$$LCOE \text{ (USD/MWh)} = LFC + LVC \tag{1}$$

$$LFC = \frac{CapEx}{\left(\sum_{i=1}^L \frac{AEP(i)}{(1+r)^i} \right)} \tag{2}$$

$$LVC = \frac{\left(\sum_{i=1}^L \frac{OpEx(i)}{(1+r)^i} \right)}{\left(\sum_{i=1}^L \frac{AEP(i)}{(1+r)^i} \right)} \tag{3}$$

여기서, OpEx(i)는 i년의 OpEx이고, AEP(i)는 i년의 연간발전량, r은 사회적 할인율(Social Discount Rate), L은 해상풍력발전단지의 운영수명(Life of Project)이다.

2.2 분석대상 선정

실제 국내 고정식 해상풍력발전단지의 LCOE를 추정하기 위하여, 기존 연구⁷⁾에서 제안한 DART⁶⁾의 감사보고서를 활용하여 실제 CapEx와 OpEx를 추정하였고, 설비이용률(Capacity Factor: CF)은 IEA의 2020년 보고서³⁾에서 LCOE를 추정할 때 사용한 CF를 이용하였다. DART에 게재된 해상풍력발전단지는 3개소였으나 1개소는 육·해상복합발전단지로 육상과 해상의 비용이 혼합되어있어 제외하고 총 2개소의 해상풍력발전단지를 선정하여 연구를 진행하였다. 선정된 해상풍력발전단지는 해안선에서 1 km 이내인 연안 발전단지와 14 km 이내인 실증단지로 구성되어 있고 이들의 감사보고서에 포함된 CapEx와 OpEx 정보를 분석에 활용하였다. 또한 선정된 해상풍력발전단지의 하부구조물은 모두 고정식인 자켓(Jacket)형이다.

Tables 1과 2는 선정된 고정식 해상풍력발전단지의 CapEx와 OpEx 데이터를 보여준다. CapEx 데이터는 DART에 2개 단지(A, B)의 데이터만 존재하므로 건설예정인 3개단지(C, D, E)에서 보고된 CapEx, 즉, 총공사비를 데이터에 추가하였다. OpEx는 DART에 게재된 2개 발전단지의 2017년부터 2021년까지의 데이터를 사용하였다. 연도별 평균 원달러 환율을 적용하여 분석에 사용하였으며 2022년 이후 건설예정인 발전단지의 CapEx의 경우 2022년 1월부터 10월까지 원달러 환율 평균을 적용하였다.

Table 1 CapExs of Korean fixed-bottom offshore wind farms

Constructed/ Planned Year	Site	Capacity [MW]	CapEx [Million KRW]	Averaged exchange rate [KRW/USD]	CapEx [KRW/kW]	CapEx [USD/kW]
2020	A	60.00	370,000.00	1,086.30	6,166,666.67	5,676.76
2016	B	30.00	165,000.00	1,207.70	5,500,000.00	4,554.11
2022	C	100.00	530,000.00	1,290.26 ^{a)}	5,300,000.00	4,408.22
2022	D	72.00	400,000.00	1,290.26 ^{a)}	5,555,555.56	4,620.77
2023	E	105.00	600,000.00	1,290.26 ^{a)}	5,714,285.71	4,752.80

a) : Averaged exchange rate from Jan., 2022 to Oct., 2022

Table 2 OpExs of Korean fixed-bottom offshore wind farms

Operation Year	Site	Capacity [MW]	OpEx [Million KRW]	Averaged exchange rate [KRW/USD]	OpEx [KRW/kW]	OpEx [USD/kW]
2020	A	60.00	3,612.72	1,086.30	117,762.41	108.41
2021	A	60.00	2,673.32	1,188.80	196,304.21	165.13
2017	B	30.00	2,289.92	1,070.50	87,163.97	81.42
2018	B	30.00	3,106.24	1,115.70	154,374.78	138.37
2019	B	30.00	2,937.95	1,156.40	171,264.83	148.10
2020	B	30.00	2,397.52	1,086.30	153,297.32	141.12
2021	B	30.00	2,491.35	1,188.80	156,378.40	131.54

2.3 투입 변수

Table 3은 LCOE 추정에 사용된 실제 데이터와 적합도 검정결과를 보여준다. CF는 IEA¹³⁾에 보고된 30%를 사용하였다. 본 연구에서는 CF를 보수적으로 적용하기 위하여 이를 분석에 사용하였고 향후 다른 해상풍력발전단지 개발 시, CF는 이보다 높아질 수 있다. 사회적 관점에서의 LCOE의 할인율(Discount rate)은 재무적 할인율이 아닌 사회적 할인율을 사용하므로¹⁵⁾ 국내 사회간접자본의 할인율인 4.5%를 활용하였고, 물가상승률(Inflation rate)은 2%를 적용하였다. 또한 일반적인 해상풍력발전단지의 CapEx 대비 OpEx 비율을 고려하기 위하여 IRENA¹²⁾와 NREL¹⁴⁾의 2015년부터 2021년까지의 해외 국가들의 비율 값을 사용하였고 평균은 약 3%였다. 해상풍력발전단지의 운영기간(Operation period)은 25년을 선정하였다.

CapEx, OpEx, CapEx 대비 OpEx 비율을 MCS의 난수로 활용하기 위해서는 먼저 최적 분포를 추정하여야 한다. 최적 분포의 모수는 최대우도 추정법(Maximum Likelihood Estimation; MLE)을 이용하여 추정하였다. 국내 육상풍력발전단지에 대한 기존 연구⁷⁾에서는 다양한 분포에 대한 적합 분포 검증을 실시하기 위하여 최적 분포에 대한 로그 우도(Log Likelihood), 콜모고로프 스미르노프 검정(Kolmogorov-Smirnov test)을 시행하였으나, 본 연구에서는 정규 분포에 대해서만 검증을 수행하므로 정규 분포 검정을 위한 샤피로 윌크 검정(Shapiro-Wilk test)을 시행하였다. 데이터의 수가 적었으므로 90% 신뢰수준 하에서 적합도 검정을 시행하였고 유의확률(P-value)이 유의수준(Significant Level)인 0.1 이하이면 정규 분포와 적합한 것으로 판별하였다. 그리고 정규 분포와 적합하지 않다고 판정된 변수는 데이터의 수가 적어 정규 분포, 로그 분포, F 분포 등과 같은 특정한 형태의 데이터 분포를 정확하게 추정하기 힘들므로 분포의 파라미터에 따라 다양한 분포의 형태를 나타낼 수 있는 와이블 분포로 가정하여 분석을 진행하였다. 각 투입 변수들인 CapEx, OpEx, OpEx 비율의 예측 분포는 각각 정규(Normal), 와이블(Weibull), 와이블(Weibull) 분포가 선정되었다.

Table 3 Input data and result of Shapiro-Wilk test

Items	No. of data	Mean	SD	P-value	Determination of Distribution
CapEx [USD/kW]	5	4,802.53	504.23	0.06	Normal
OpEx [USD/kW]	7	130.58	27.63	0.62	Weibull
Discount rate [%]	1	4.50	-	-	-
Inflation rate [%]	1	2.00	-	-	-
Capacity Factor [%]	1	30.00	-	-	-
Operation period [year]	1	25.00	-	-	-
Ratio of OpEx to CapEx from other countries [-]	12	0.03	0.01	0.77	Weibull

Table 3의 7개의 데이터를 기반으로 2개의 케이스에 대한 MCS를 수행하였다. 7가지 투입 변수 중 난수로 생성될 변수는 CapEx, OpEx, CapEx 대비 OpEx 비율이며, 할인율, 풍력발전단지 운영수명, 물가상승율과 이용률은 상수로 지정하였다. 국내 OpEx와 해외 OpEx비율은 케이스별 지정 변수이고 나머지 5개의 변수는 기본 지정변수이다.

Case 1에서는 국내 OpEx 데이터인 130.58 USD/kW를 LCOE 추정에 사용하였고, Case 2에서는 먼 바다에 설치되는 해상풍력발전단지의 OpEx를 구현하기 위하여 해외의 CapEx 대비 OpEx의 평균 비율인 약 3%를 이용하였다. 해상풍력발전 선도국들은 CapEx가 클수록 이에 비례하여 OpEx도 크게 나타났으며, CapEx 대비 OpEx 비율은 약 2.1%에서 5.1% 사이였다¹²⁾. 또한 MCS 수행 시, 분포에서 난수를 생성하기 위하여 선정된 최적 분포의 난수 추출 범위를 변수들의 최솟값과 최댓값으로 지정하여 LCOE가 일정 범위 내에서 계산이 수행되도록 하였다.

2.4 몬테카를로 시뮬레이션

MCS는 독립적인 난수 생성을 활용한 무수히 많은 반복실험을 행하여 주어진 문제의 결과를 근사적으로 도출하는 방법이다. MCS를 활용한 LCOE 추정의 기존 연구는 이견우⁷⁾, Heck¹⁶⁾의 연구 등이 있었다. MCS 수행을 위해서는 난수 생성법을 사용해야 하므로 본 연구에서는 투입 변수들의 분포를 이용한 역변환법(Inverse Transform Method; ITM)을 선정하였다. MCS 수행 시, 추출되는 난수는 분석결과에 큰 영향을 미치므로 난수의 범위와 올바른 난수 생성에 주의하여야 한다. 선행 연구의 절차^{7,15)}에 따라 시뮬레이션을 수행하고 LCOE와 LCOE 구성요소의 평균과 표준편차를 추정하였다. MCS는 아래의 절차로 요약할 수 있다.

- (1) 시뮬레이션을 위한 수식과 난수 추출을 위한 변수의 선정.
- (2) 임의적인 난수 추출을 위한 입력 데이터의 최적 분포 추정.
- (3) 임의 추출된 난수를 수식에 투입하여 추정하고자 하는 결과 값을 도출·기록하고 이를 반복 수행.
- (4) 시뮬레이션의 결과 값에 대한 통계치를 제시.

3. 분석결과

3.1 몬테카를로 시뮬레이션 검정

MCS가 신뢰성 있게 수행되었는지 검증하기 위해서는 난수의 독립성이 보장되어야 한다. 난수추출이 독립적으로 수행되어야만 무작위 반복 실험을 수행하는 MCS의 결과를 신뢰할 수 있다. 1,000,000번 반복실험을 수행하고 이에 대한 독립성 검정인 런 검정(Run test)을 하였다. Case 1과 Case 2의 투입 변수에 대한 런 검정 결과인 유의확률을 Table 4에 나타낸다. 런 검정의 결과는 95% 신뢰수준 하에서 유의확률이 유의수준인 0.05 이상이기 때문에, 난수가 독립적으로 추출되었음을 확인할 수 있다.

Table 4 P-value for Case 1 and Case 2 after Run test

Case	CapEx	OpEx	LCOE	LFC	LVC
Case 1	0.57	0.07	0.22	0.57	0.07
Case 2	0.46	0.65	0.21	0.46	0.65

3.2 몬테카를로 시뮬레이션 결과

Fig. 2는 Case 1과 Case 2의 MCS 결과를 보여준다. 추정의 대푯값으로 보통 평균을 선정하지만 1,000,000번 반복 시뮬레이션을 수행하였으므로 가장 빈도수가 높은 최빈값(Mode)을 추정의 대푯값으로 선정하였다. 해상도는 1 USD/MWh 간격으로 하였다. 추정 결과, Case 1과 Case 2의 LCOE는 각각 189 USD/MWh와 193 USD/MWh였다. 즉, Case 2는 Case 1보다 4 USD/MWh 더 높았다.

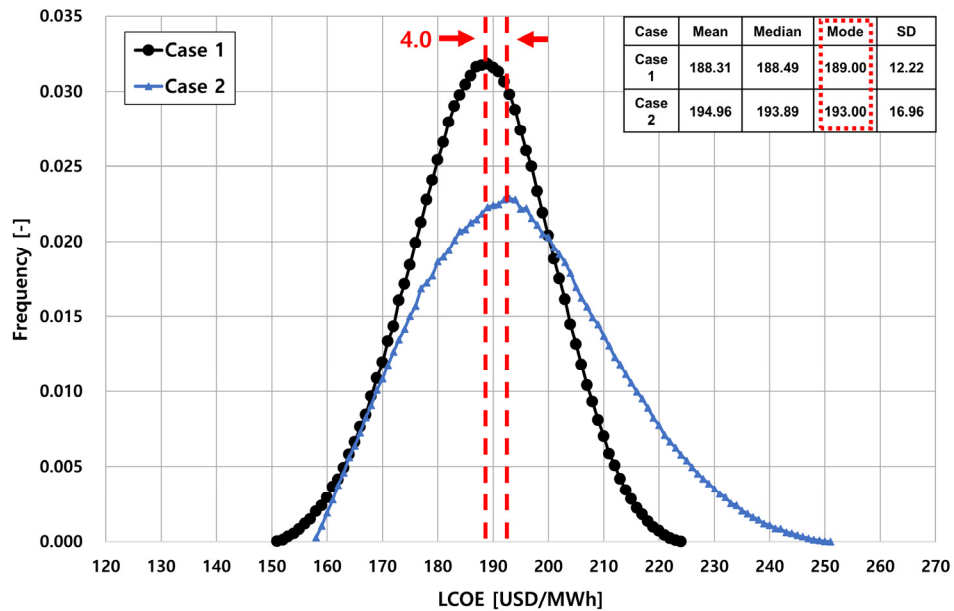


Fig. 2 Monte carlo simulation results

Table 5는 Case 1과 Case 2의 구성요소들에 대한 반복 실험 결과를 보여준다. Table 3의 실제 값과 큰 차이 없이 유사함을 알 수 있다. 임의적으로 수행된 난수 추출과 독립적으로 수행된 시뮬레이션으로 인하여 Case 1과 Case 2의 CapEx의 평균값과 표준편차가 서로 약간 다른 것을 알 수 있다. 운영 중인 2개소의 발전단지 CapEx와 건설예정인 3개소의 CapEx로 추정된 정규분포에서 CapEx의 난수가 발생되어 큰 차이가 없었으므로 Case 1과 Case 2의 LFC는 비슷하였다. 또한 Case 1과 Case 2의 OpEx는 각각 130,283.28 USD/MW와 144,307.35 USD/MW로 Case 2가 더 높았다.

Table 5 Result of monte carlo simulation for Case 1 and Case 2

Case	Statistics	CapEx [USD/MW]	OpEx [USD/MW]	OpEx / CapEx [%]	LFC [USD/MWh]	LVC [USD/MWh]
Case 1	Mean	4,924,080.75	130,283.28	2.7	126.36	61.94
	SD	309,708.62	19,534.50	6.3	7.95	9.29
Case 2	Mean	4,923,625.75	144,307.35	2.9	126.35	68.61
	SD	309,811.76	26,222.49	8.5	7.95	12.47

Fig. 3은 각 케이스의 추정된 LFC와 LVC를 보여준다. Case 1과 Case 2의 LFC의 평균은 거의 같았고 최빈값은 동일하였다. LVC의 최빈값은 각각 65.00 USD/MWh와 57.00 USD/MWh로 Case 1이 8 USD/MWh 높았지만 평균은 각각 61.94 USD/MWh와 68.61 USD/MWh로 Case 2가 6.67 USD/MWh 높았다. 이는 Table 5에 나타난 Case 1의 OpEx의 표준편차보다 Case 2의 표준편차가 더 크기 때문이다.

해외 연구¹⁷⁾에 따르면, OpEx의 비용구조는 송전비용(Transmission charge costs), 직접 유지보수비용(Direct maintenance costs), 간접 유지보수비용(Indirect maintenance costs), 보험료(Insurance costs), 그리고 임대료(Rent fee)로 구성되어 있고, 송전비용과 유지보수비용의 비중은 88%였다. 연안으로부터 멀어질수록 송전케이블의 길이가 길어지고 유지보수선박의 운항 시간과 운항 거리가 늘어나게 된다. 이에 따라 송전거리가 길어지면 송전비용이 증가하고 유지보수를 위한 일일 작업시간이 줄어들게 되어 작업일이 늘어나 비용이 증가한다^{18,19)}. 유럽의 해상풍력발전단지는 2020년과 2021년에 각각 육상으로부터 평균 41 km와 23 km 떨어져 있었지만, 분석에 이용된 실증단지와 연안 해상풍력발전단지는 각각 최대 14 km와 1 km 이내에 위치하고 있다. 이와 같이 한국과 해외의 해상풍력발전단지는 입지조건에 차이가 있었다. 이 차이는 CapEx 대비 OpEx 비율에 반영되었고 Table 5에서 분석된 국내와 해외의 OpEx의 비율은 각각 2.7%, 2.9%였다. 따라서 한국 해상풍력발전단지의 OpEx는 미래의 사업후보지가 연안으로부터 먼 거리에 위치한다면 OpEx가 현재보다 높아질 수 있다.

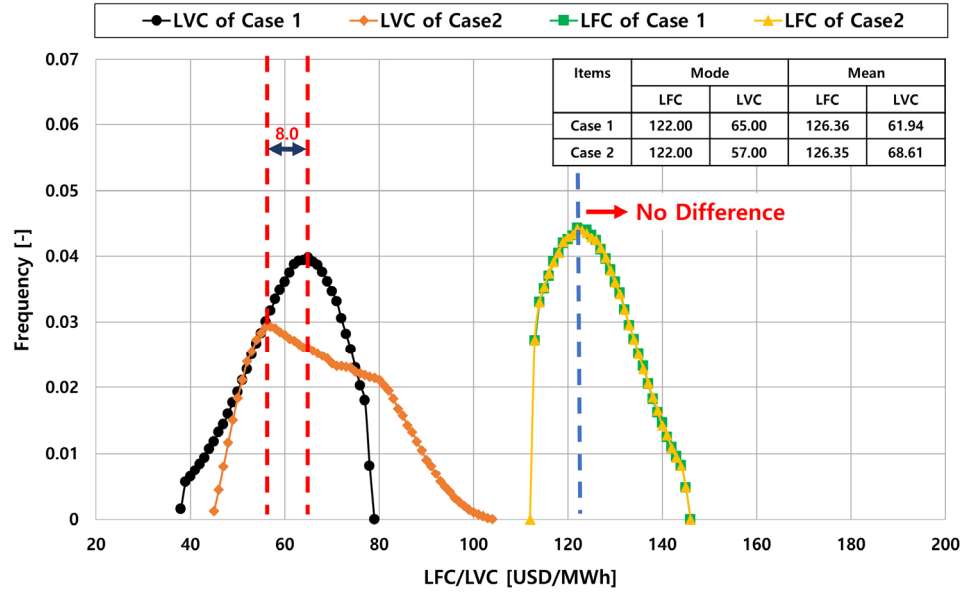


Fig. 3 Comparison between the LFCs and LVCs for Cases 1 and 2

3.3 LCOE 비교 분석

본 연구에서는 연근해의 해상풍력발전단지의 CF를 IEA에서 제시한 30%를 사용하였다. 일반적인 해상풍력 발전단지는 육상에서 멀어질수록 CF가 높아지는 경향이 있다. 이러한 CF의 경향을 LCOE에 반영하기 위하여 IRENA에 보고된 2021년 세계 해상풍력 CF의 5 백분위수(5th Percentile) 값 과 평균값인 30%와 39%를 참고하고 CF의 변동 범위를 30%에서 40%로 설정하였다. 또한 CF의 변화에 따른 LCOE의 변동을 산출하기 위하여 Case 1과 2의 CapEx와 OpEx를 활용하였다.

Table 6은 LCOE가 이러한 CF 변동에 따라 어떻게 변화하는 지를 보여준다. CF가 30%일 때, Case 1과 2의 LCOE 평균값은 각각 188.31 USD/MWh와 194.96 USD/MWh였다. CF가 40%로 변화하였을 때, Case 1과 2의 LCOE 평균값은 각각 141.23 USD/MWh와 146.22 USD/MWh로 하락하였다. Table 6의 결과를 비교·검증하기 위해 해외 기관에 보고된 값을 이용하였다. IRENA¹²⁾에 보고된 2021년 한국 해상풍력발전단지의 LCOE의 5백분위수 값, 평균값, 95 백분위수(95th Percentile) 값은 각각 133 USD/MWh, 180 USD/MWh와 227 USD/MWh였고 할인율인 가중평균자본비용(Weighted Average Cost of Capital; WACC)은 4.8%였다. 이를 본 연구의 MCS 결과와 비교하였을 때, 추정된 LCOE는 이 범위 내에 있음을 확인할 수 있다.

또한 다른 해외국가들과의 비교를 위하여 2021년 덴마크, 독일 등 유럽 5개국과 일본의 LCOE를 참고하였다. 한국의 OpEx를 현실화한 Case 2와 이들의 수치를 비교하면 한국과 일본은 LCOE가 비슷한 수준이었다. 하지만 유럽 5개국의 LCOE는 Case 2의 추정치보다 낮은 65 USD/MWh였다. 이들의 CapEx와 OpEx는 모두 한국의 실제 값인 Case 1의 약 0.6배였고, CF는 1.6배였다.

Table 6 Comparison of LCOE estimations due to the variation of CFs

Sources	CapEx [USD/MW]	OpEx [USD/MW]	CF [%]	LFC [USD/MWh]	LVC [USD/MWh]	LCOE [USD/MWh]		
						5 th Percentile	Avg.	95 th Percentile
Case 1	4,924,080.75	130,293.28	30.00	126.36	61.94	-	188.31	-
			35.00	108.31	53.10	-	161.40	-
			40.00	94.77	46.46	-	141.23	-
Case 2	4,923,625.75	144,307.35	30.00	126.35	68.61	-	194.96	-
			35.00	108.30	58.81	-	167.11	-
			40.00	94.76	51.46	-	146.22	-
Korea*	6,278,000.00	-	-	-	-	133.00	180.00	227.00
Japan*	5,550,000.00	126,901.35	30.00	-	-	184.00	196.00	212.00
Europe*	2,775,000.00	75,217.89	48.00	-	-	51.00	65.00	140.00

* : Data from IRENA¹²⁾

4. 결론

국내 고정식 해상풍력발전단지의 실제 LCOE를 추정하기 위하여 DART의 자료와 해외 우수기관의 자료를 활용하여 국내 LCOE를 2개의 케이스로 나누어 분석하였다. 첫 번째 케이스는 DART 보고서의 OpEx를 사용한 것이고 두 번째 케이스는 해외 해상풍력발전단지의 CapEx 대비 OpEx비율을 적용한 것이다. 분석 시, CapEx는 DART에 기재된 2개소의 발전단지 외에 건설예정인 3개소의 데이터를 포함하였다.

한국 해상풍력발전의 LCOE 추정의 대푯값으로 최빈값을 선정하였다. 추정된 LCOE는 Case 1과 Case 2에서 각각 189 USD/MWh, 193 USD/MWh로 4 USD/MWh 차이를 보였다. 추정된 LFC는 같았으나 Case 1과 Case 2에서 LVC는 각각 65 USD/MWh, 57 USD/MWh였다. 한국과 해외의 CapEx에 대한 OpEx비율은 각각 2.7%, 2.9%였다. OpEx는 보통 연안으로부터 멀어질수록 늘어나므로 향후 해상풍력 사업후보지의 위치에 따라 현재보다 비용이 더 증가할 수 있다.

연근해 해상풍력발전단지가 아닌 일반적인 고정식 해상풍력발전단지의 LCOE를 분석하기 위하여 CF를 30%부터 40%까지 변동시켜 LCOE를 추정하였다. CF가 30%인 경우는 본 연구의 MCS 결과이고, 이와 동일한 CF를 보이는 일본의 LCOE와 비교하였을 때 일본의 LCOE인 196 USD/MWh와 비슷함을 확인할 수 있었다. CF가 40%일 때, Case 1과 Case 2의 LCOE 평균값은 각각 141.23 USD/MWh와 146.22 USD/MWh로 나타났다. CF 30%였을 때보다 LCOE가 크게 하락하는 것을 확인할 수 있었다. 따라서 국내 고정식 해상풍력발전 단지가 연근해가 아닌 더 높은 CF를 가지는 해상지역에 건설된다면 LCOE는 이 연구의 결과보다 낮아질 것으로 예상된다.

후기

이 성과는 정부(과학기술정보통신부)의 재원으로 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구입니다(No. 2021R1A2C2009315).

REFERENCES

1. Ministry of Trade, Industry and Energy, The 10th Basic Plan of Long-Term Electricity Supply and Demand, 2023.
2. Ministry of Trade, Industry and Energy, Renewable Energy 3020 Implementation Plan, 2017.
3. Ministry of Trade, Industry and Energy, The 5th Basic plan on New and Renewable Energy, 2020.
4. Korea Energy Economics Institute, Study on Estimation of Levelized Cost of Energy by Power Sources, Korea Power Exchange [KPX], Korea, 2018.
5. Koh, K. and Park, S., The Sensitivity Comparison of Each Risk Factors Analysis on Renewable Energy and Other Generating Technologies, *New & Renewable Energy*, The Korean Society For New And Renewable Energy, Vol. 7, No. 4, pp. 10-17, 2011, <https://doi.org/10.7849/ksnre.2011.7.4.010>.
6. <http://dart.fss.or.kr/>, Financial Supervisory Service DART. last accessed on the 15th February 2023.
7. Lee, K. and Ko, K., Analysis of LCOE for Korean Onshore Wind Farm Considering Social Discount Rate, *Journal of the Korean Solar Energy Society*, Vol. 40, No. 1, pp. 1-13, 2020, <https://doi.org/10.7836/kses.2020.40.1.001>.
8. Lee, J. and Xydis, G., Is Zero Subsidy in Fixed-Bottom Offshore Wind Farms Feasible? The Case of Incheon, South Korea, *Wind*, Vol. 2, No. 2, 2022, <https://doi.org/10.3390/wind2020012>.
9. Lee, J., Choi, S., Yuck, R., Ha, K., and Jeong, J., Preliminary Economic Analysis of 20 MW Super-Capacity Wind Turbine Generator in the East Sea of Korea, *Journal of Wind Energy*, Vol. 13, No. 4, pp. 50-57, 2022, <http://dx.doi.org/10.33519/kwea.2022.13.4.005>.
10. Pham, T. Q. M., Im, S., and Choung, J., Prospects and Economics of Offshore Wind Turbine Systems, *Journal of Ocean Engineering and Technology*, Vol. 35, No. 5, pp. 382-392, 2021, <https://doi.org/10.26748/KSOE.2021.061>.
11. AEGIR, PONDERA, and COWI, Accelerating South Korean Offshore Wind Through Partnerships: A Scenario-Based Study of Supply Chain, Levelized Cost of Energy and Employment Effects, Korea, 2021.
12. IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2022.
13. IEA, Projected Costs of Generating Electricity-2020Edition, Paris, France, 2020.
14. Stehly, T. and Duffy, P., 2020 Cost of Wind Energy Review, No. NREL/TP-5000-81209, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2021, <https://doi.org/10.2172/1838135>.
15. Korea Energy Economics Institute, Establishment and Operation of Mid- to Long-term Levelized Cost of Energy(LCOE) Forecast System to Expand Renewable Energy Supply (2/5), Korea, 2022.
16. Heck, N., Smith, C., and Hittinger, E., A Monte Carlo Approach to Integrating Uncertainty Into the Levelized Cost of Electricity, *The Electricity Journal*, Vol. 29, No. 3, pp. 21-30, 2016, <https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.04.001>.
17. Alsubal, S., Alaloul, W. S., Shawn, E. L., Liew, M. S., Palaniappan, P., and Musarat, M. A., Life Cycle Cost

- Assessment of Offshore Wind Farm: Kudat Malaysia Case, *Sustainability*, Vol. 13, No. 14, 7943, 2021, <https://doi.org/10.3390/su13147943>.
18. Jonathan, B., Lain, S., and Adam, D. H., Global Levelised Cost of Electricity From Offshore Wind, *Energy*, Vol. 189, No. 15, 116357, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116357>.
19. Maienza, C., Avossa, A. M., Ricciardelli, F., Coiro, D., Troise, G., and Georgakis, CT., A Life Cycle Cost Model for Floating Offshore Wind Farms, *Applied Energy*, Vol. 266, No. 15, 114716, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114716>.