

태양광 및 풍력의 LCOE 추정

이은근* · 임덕오** · 안영환*** · 이철용****†

*한국남부발전(주) 남제주빛드림본부 전기부 차장, **에너지경제연구원 전력정책연구본부 재생에너지정책연구실 부연구위원,
숙명여자대학교 기후환경에너지학과 교수, *부산대학교 경영학과 부교수 / 부산대학교 미래지구환경연구소

Estimating levelized cost of electricity for solar PV and wind power

Lee, Eun-Geun* · Lim, Deokoh** · Ahn, Young-Hwan*** and Lee, Chul-Yong****†

*Senior Manager, Electrical Department, Namjeju Thermal Power Site Division, Korea Southern Power Co., Ltd., Seogwipo-si, Korea

**Associate Research Fellow, Department of Renewable Energy Policy Research, Electricity Policy Research Group, Korea Energy Economics Institute, Ulsan, Korea

***Professor, Department of Climate, Environment and Energy Studies, Sookmyung Women's University, Seoul, Korea

****Associate Professor, School of Business, Pusan National University, Busan, Korea / Institute for Future Earth, Pusan National University, Busan, Korea

ABSTRACT

Amid growing concerns over global supply chain disruptions, the imperative to achieve carbon neutrality, and increasing demands for energy security, this study proposes a systematic and comprehensive framework for analyzing the Levelized Cost of Electricity (LCOE) for renewable energy in South Korea, with a particular focus on solar and wind power. Recognizing the urgency of transitioning to clean energy, the study develops a standardized classification system that disaggregates key cost components, including capital equipment, operation, maintenance, and land acquisition. A refined LCOE calculation methodology is introduced to reflect the unique economic and technical characteristics of renewable energy systems in Korea. Using the latest available cost data, the study derives national-level LCOE estimates and constructs a database to support ongoing cost tracking and policy evaluation. The sensitivity analysis reveals that LCOE responsiveness varies considerably with changes in input parameters, providing a quantitative basis for evaluating the relative influence of each factor. Specifically, for solar PV and onshore wind technologies, economic lifetime, capital expenditures (CAPEX), and the discount rate are identified as the most influential variables. Among these, variations in economic lifetime exert the greatest impact on LCOE due to their direct effects on investment payback periods and the distribution of fixed costs. Based on these findings, the study presents policy recommendations aimed at reducing renewable energy generation costs, improving investment efficiency, and enhancing the overall competitiveness of South Korea's renewable energy sector.

Key words : Levelized Cost of Electricity (LCOE), Renewable Energy, Cost Analysis, Carbon Neutrality, Energy Transition, Sustainability

1. 서론

전 세계적으로 기후 위기에 대한 경각심이 높아지면서,

재생에너지 확대는 탄소중립 실현과 에너지 안보 강화라는 두 가지 글로벌 과제를 해결하기 위한 핵심 수단으로 부상하고 있다. 주요 선진국을 포함한 다수의 국가는

†Corresponding author : cylee7@pusan.ac.kr (2, Busandaehak-ro 63beon-gil, Geumjeong-gu, Busan, 46241, Korea. Tel. +82-51-510-2568)

ORCID 이은근 0009-0007-4616-1351
임덕오 0009-0006-8326-0407

안영환 0000-0002-4437-2610
이철용 0000-0003-0870-0039

2050년까지 온실가스 순배출을 ‘제로(0)’로 만드는 탄소 중립(Net Zero) 목표를 선언하고, 이를 달성하기 위한 방안으로 기존의 화석연료 중심 에너지 체계에서 재생에너지 중심의 저탄소·친환경 에너지 체계로의 전환을 적극적으로 추진하고 있다. 이러한 흐름은 단순한 에너지원의 전환을 넘어 산업 구조, 노동 시장, 도시계획 등 사회 전반의 대전환을 요구하는 것으로 에너지 시스템의 근본적인 패러다임 변화로 이해할 수 있다. 이에 따라 각국은 기술 혁신뿐만 아니라 다양한 제도적 장치, 투자 확대, 정책 지원 수단을 함께 마련하고 있다.

태양광, 풍력, 바이오에너지, 수력 등 다양한 재생에너지원의 경제성과 기술적 가능성을 분석하고 확산을 도모하는 것은 에너지 정책의 핵심 과제로 자리매김하고 있다. 특히 국제에너지기구(IEA), 국제재생에너지기구(IRENA), 블룸버그(BNEF) 등 주요 국제 에너지 기관들은 국가별·기술별 재생에너지 균등화발전비용(Levelized Cost of Electricity, 이하 LCOE)을 정기적으로 산정·비교하며, 기술 발전과 정책 설계의 근거자료로 활용하고 있다. LCOE는 재생에너지의 경제성을 평가하는 대표 지표로 동일 조건하에서 발전원 간의 경제성을 비교함으로써 정책적 판단과 시장에 대한 신호를 제공한다. 이는 단순한 비용 비교를 넘어 미래 에너지 구조의 방향성과 관련 기술 투자의 우선순위를 결정하는 데에도 중요한 기준이 된다. 이러한 발전단계 분석은 재생에너지 확대를 위한 국가 전략 수립, 기술 투자 방향 설정, 제도 개선 등에 있어 전략적 의사결정의 기반이 된다. 우리나라도 2021년 ‘탄소중립·녹색성장 기본법’을 제정하고, 2050년 탄소중립 달성을 국가 비전으로 설정한 이후 다양한 재생에너지 확대 정책을 본격적으로 추진하고 있다. 정부는 ‘재생에너지 3020 이행계획’을 통해 2030년까지 전체 발전량의 20%를 재생에너지로 충당하겠다는 목표를 제시하였으며, 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 시행령」을 개정하여 신재생에너지 공급의무화제도(RPS)의 의무공급비율을 25%까지 확대하였다. 또한 2023년에 발표된 제11차 전력수급기본계획에서는 2038년까지 재생에너지 발전 비중을 32.9%까지 확대하겠다는 중장기 목표를 제시하고, 태양광과 풍력을 핵심 전원으로 육성할 계획을 밝혔다. 이러한 정책 변화는 재생에너지 산업에 대한 중장기 투자 예측과 기술 발전 방향 설정의 중요성을 더욱 부각시키고 있으며, 에너지 산업 전반의 구조조정과 민간 투자 확대를 유도하는 계기가 되고 있다.

주요 선진국들은 재생에너지 기술의 상용화와 발전단

가 절감을 위해 장기적이고 체계적인 연구개발과 투자를 지속하고 있다. 예를 들어, 미국 에너지정보청(Energy Information Administration, EIA)은 태양광 및 풍력 기술의 발전단가를 정기적으로 분석·공개하여 기술 혁신 및 정책 수립에 실질적으로 기여하고 있다. 또한, 덴마크와 네덜란드는 해상풍력 중심의 비용 절감 전략을 적극 추진함으로써 글로벌 재생에너지 시장에서 경쟁력을 선도하고 있다. 이처럼 선진국의 사례는 우리나라 또한 재생에너지 LCOE를 체계적으로 분석할 수 있는 시스템 구축이 필요함을 시사한다. 하지만 주요국과 국내의 LCOE 산식에 포함하는 입력변수가 상이하여 신뢰성 있는 LCOE 결과 산출에 어려움이 있는 실정이다.

본 논문은 이러한 배경을 바탕으로 국내 재생에너지 LCOE 추정을 위한 산식 및 입력변수를 정립하고, 재생에너지 공급 확대와 가격 경쟁력 확보를 위한 정책적 기반을 마련하는 것을 목표로 한다. 또한 태양광, 풍력 등 주요 재생에너지원의 발전단가를 다각도로 분석하고, 정책적 시사점을 도출하고자 한다. 이를 통해 실효성 있는 에너지 전환 정책의 수립과 재생에너지 시장의 안정화에 기여함과 동시에 향후 국내외 투자자와 정책 의사 결정자에게 합리적 의사결정을 위한 기초자료를 제공하는 데 목적이 있다.

본 논문의 기여점은 다음과 같다. 첫째, LCOE 연구별로 상이한 입력변수 항목을 정립하여 신뢰성 있는 LCOE 결과를 도출하는데 기여한다. 둘째, 태양광과 풍력 등 주요 재생에너지원의 발전단가를 체계적으로 분석함으로써 정책 수립에 실질적인 기여를 하고자 한다. 셋째, 불확실성이 높은 입력변수들을 대상으로 시나리오 분석을 통해 정부 및 민간 부문이 활용 가능한 데이터 기반 정책 결정 지원자료를 제공함으로써 지속가능한 에너지전환 정책 수립에 실질적 도움을 줄 수 있다.

본 논문은 다음과 같은 구성으로 진행된다. 제2장에서는 재생에너지 발전단계에 관한 선행연구와 국내외 정책 동향을 다루고, 제3장에서는 연구에서 사용된 분석 및 추정 방법을 제시한다. 제4장에서는 국내 재생에너지 발전단계 추정 결과를 분석하고, 제5장에서는 연구의 결론과 정책적 시사점을 제시한다.

2. 선행연구 고찰

본 연구 대상인 태양광 및 육·해상풍력의 LCOE 분석에 대한 선행연구는 국내외에서 다양한 형태로 수행되어

왔다. LCOE는 특정 에너지 기술의 전력 생산 단위 비용을 계산하여 경제성을 비교하는 데 널리 사용되는 지표로, 태양광, 풍력, 바이오매스 등 다양한 재생에너지 기술에 대해 분석되어 왔다.

미국 에너지정보청(Energy Information Administration, EIA)은 정기적으로 재생에너지의 LCOE를 계산하여 기술별 비용 변화를 분석하고 있다. 미국에서는 주로 태양광과 풍력 에너지의 LCOE 분석이 활발하며, 최근 보고서에 따르

Table 1. Comparative review of domestic and international studies on LCOE of solar, onshore and offshore wind energy

Country/region	LCOE trends and characteristics	Key factors and background	Relevant institutions/reports
United States	<ul style="list-style-type: none"> • Continuous decline in solar LCOE • In some areas, lower than fossil fuel plants • Improved economics of solar systems with storage 	<ul style="list-style-type: none"> • Economies of scale from large-scale projects • Declining installation costs • Advances in energy storage technologies 	<ul style="list-style-type: none"> • EIA: Regular LCOE assessments by technology • Lazard: Annual LCOE comparison reports • BloombergNEF: Analysis of storage impact on LCOE • MIT Energy Initiative: Long-term technology cost curve studies
EU (European Union)	<ul style="list-style-type: none"> • Southern Europe (e.g., Spain, Italy): low solar LCOE • North Sea region: competitive offshore wind LCOE 	<ul style="list-style-type: none"> • Resource characteristics (sunlight, wind speed) • Differences in installation and O&M costs • Governmental support and technological advances 	<ul style="list-style-type: none"> • European Commission: Country-level LCOE comparison studies • IPCC: Emphasis on climate-induced resource uncertainty and simulation
China	<ul style="list-style-type: none"> • Low solar LCOE in desert regions • Low wind LCOE in western inland areas • Generally below global average LCOE 	<ul style="list-style-type: none"> • Low land cost in deserts • High wind speeds in inland regions • Technology localization and infrastructure development 	<ul style="list-style-type: none"> • Chinese Government: Large-scale renewable project leadership • IRENA: Reports confirming China's low LCOE performance
Japan	<ul style="list-style-type: none"> • FIT system reduced solar LCOE • Emphasis on distributed systems in island regions 	<ul style="list-style-type: none"> • Guaranteed fixed tariffs (FIT) • Secured return on initial investment • Expansion of decentralized energy systems 	<ul style="list-style-type: none"> • Japanese Government: FIT operation • Regional research institutions: Case studies on islands
Australia	<ul style="list-style-type: none"> • Solar and wind projected to be cheapest energy sources by 2030 	<ul style="list-style-type: none"> • Continued technological improvement • Policy planning based on long-term projections 	<ul style="list-style-type: none"> • CSIRO: LCOE projection models
South Korea	<ul style="list-style-type: none"> • Rapid decline in solar LCOE • Onshore wind shows high LCOE • Offshore wind expected to lower costs • Economic feasibility of rural distributed systems emphasized 	<ul style="list-style-type: none"> • Module price drops due to mass production • Terrain and wind variability challenges • Improved electricity access through rural distribution 	<ul style="list-style-type: none"> • KEEI (Korea Energy Economics Institute): First national LCOE study • Korea Energy Agency, KEPCO Research Institute: Wind energy studies • KDI (Korea Development Institute): Policy proposal on rural distributed systems

면 태양광 발전의 LCOE가 지속적으로 하락하고 있고, 일부 지역에서는 기존 화석연료 기반 발전소의 LCOE를 하회하는 것으로 나타났다. 이는 대규모 태양광 프로젝트에서 규모의 경제를 통해 설치 비용이 감소한 점이 주요 원인으로 분석된다(U.S. Energy Information Administration, 2025). 또한 Lazard는 매년 발표하는 보고서에서 기술별 균등화 발전단가 비교를 통해 태양광과 풍력의 경쟁력을 강조하고 있으며, 2024년 보고서에 따르면 저장장치를 포함한 태양광 시스템의 경제성도 향상되고 있음이 확인되었다(Lazard, 2024).

유럽연합(European Union, EU)은 재생에너지 확대 정책을 추진하면서, 각국의 자원 여건을 반영한 최적 입지 전략을 기반으로 발전원별 LCOE 추정 및 비교 분석 연구를 수행해 왔다. Tranberg et al. (2018)은 유럽 전역의 고 재생에너지 통합 전력망 시나리오를 분석한 결과, 태양광은 일사량이 풍부한 남유럽 지역(예: 스페인, 이탈리아)에, 풍력은 바람 자원이 우수한 북해 연안 국가에 배치할 때 비용 효율성이 높아진다고 제시하였다. 유럽의 재생에너지 관련 연구들은 정책적 지원과 기술개발의 효과를 강조하며, 설치 비용, 운영비용, 발전 효율 등의 요인이 재생에너지 경쟁력 향상에 중요 변수로 작용함을 분석하고 있다(European Commission, 2023). 특히 IPCC는 기후 변화로 인해 자원의 이용이 불확실해지고 있음을 지적하며, 지역 단위 장기 리스크 평가와 시뮬레이션 기반 전략의 중요성을 강조한 바 있다(IPCC, 2023).

중국에서는 국가 주도로 대규모 재생에너지 프로젝트가 추진되면서 태양광과 풍력의 LCOE에 대한 연구가 활발하다. 중국의 연구는 지역별 태양광 발전의 경제성을 중심으로 분석하며, 사막 지역에서의 태양광 발전은 낮은 토지 비용 덕분에 상대적으로 낮은 LCOE를 보이는 반면, 도심 인근에서는 상대적으로 높은 비용을 보이는 것으로 나타났다(Lyu et al., 2023). 또한 풍력 발전의 경우 서부 내륙 지역에서 높은 풍속 덕분에 LCOE가 낮아지는 경향이 확인되었다(Wu et al., 2023). 더불어 최근의 IRENA 보고서에서도 중국의 태양광과 풍력 프로젝트가 세계 평균보다 낮은 LCOE를 보이며, 기술 내재화 및 인프라 확충의 효과가 크게 작용하고 있음을 밝혔다(IRENA, 2024).

일본에서는 FIT (Fee-In Tariff) 제도를 통한 초기 투자 회수 보장과 고정 단가 제시가 태양광 LCOE 하락에 기여하였으며(Ogimoto et al., 2013), 도서 지역을 중심으로 분산형 재생에너지 시스템의 경제성을 강조하는 연구도 진행되고 있다(Tavana et al., 2025). 또한, 호주의 CSIRO는

재생에너지 LCOE 예측 모델을 바탕으로 2030년까지 태양광과 풍력이 가장 저렴한 에너지원이 될 것이라는 전망을 내놓고 있으며, 이는 정책 수립의 주요 근거로 활용되고 있다(Graham et al., 2024). 한편, BloombergNEF는 2024년 에너지 전망 보고서에서 에너지 저장 기술의 발전이 LCOE에 미치는 영향을 집중 분석하였으며, 저장장치와 재생에너지 결합이 향후 발전단가 예측에 있어 필수 요소가 될 것이라고 분석하였다(BloombergNEF, 2024). 또한 MIT Energy Initiative는 기술 혁신과 제조 규모 확대가 태양광의 비용 하락에 중요한 영향을 미쳤다고 평가하며, 이러한 추세가 지속될 경우 장기적인 비용 경쟁력이 확보될 수 있다는 분석을 통해 장기적 투자 타당성을 제시하였다(Schmalensee et al., 2015). 아울러, World Bank는 개도국이 직면한 에너지 전환과 재생에너지 보급 과정에서 정책과 금융 메커니즘을 강조하고 있으며, 원격지 분산형 재생에너지 솔루션을 통한 전력 접근성 확대 전략을 제시하였다(World Bank et al., 2023).

국내 연구에서는 에너지경제연구원에서 전체 에너지원에 대한 LCOE 연구를 국내 최초로 시도하였다(KEEI, 2020). 이후 LCOE 연구가 지속적으로 진행되고 있으며 2024년에는 LCOE에 관한 5차년도 연구가 마무리 되었다(KEEI, 2024). 최근 연구에서는 태양광 발전의 LCOE가 급격히 하락하였으며, 모듈 생산 확대에 따른 모듈 단위 가격의 하락이 주요 요인으로 작용하였다. 한국에너지공단과 한국전력연구원에서 수행한 재생에너지 LCOE 연구에서는 풍력 발전의 경우, 지형적 특성과 풍속의 불확실성으로 인해 LCOE가 상대적으로 높게 산정되었으나, 해상풍력 확대를 통해 비용 절감 효과를 기대하고 있다(Korea Energy Agency and Korea Electric Power Corp., 2024). 에너지경제연구원은 분산형 재생에너지 시스템의 확대가 장기적으로 LCOE를 절감하고, 지역 단위의 전력 접근성을 개선할 수 있다는 정책적 시사점을 제시한 바 있다(KEEI, 2023). 이와 같이, 재생에너지 LCOE에 대한 선행 연구들은 주로 국가별 정책, 기술적 진보, 지역 특성에 따른 비용 변동성을 분석하고 있다. 하지만 LCOE 연구마다 산식은 유사하나 분석에 사용되는 입력변수가 상이하여 이에 대한 분석이 필요하다. 따라서 본 연구는 LCOE 관련 기존 연구를 면밀히 고찰하여 LCOE 산식과 입력변수를 규정하고, 신뢰성 있는 재생에너지에 대한 LCOE 결과를 도출하고자 한다. 또한 다양한 시나리오 분석을 통하여 정책적 의사결정에 활용 가능한 데이터를 제공하고자 한다.

3. 방법론 및 자료

3.1. 방법론

LCOE는 건설비용, 운전유지비용, 수명기간, 발전기술, 에너지효율, 성능저하율, 법인세 등을 포함한 에너지원별 발전단가를 산정 및 비교하기 위해 활용된다. 산출 방식은 다음과 같이 정의할 수 있으며, 발전설비의 수명기간 동안에 투입된 비용을 매년 동일한 일정금액이 회수되는 것으로 가정하여 연도별 발전원가를 계산한다.

$$LCOE_t = \frac{CAPEX_t + \sum_{n=1}^T \frac{OM_n + Tax_n + DC_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^T \frac{(1-d)^n \times CF \times 365(\text{days}) \times 24(\text{hours}) \times \text{Capacity}}{(1+r)^n}} \quad (1)$$

식 (1)에서 CAPEX는 기자재비, 구조물공사비, 계통연계비, 인허가/설계/감리/검사비, 간접비 등을 포함한 초기투자(설비)비용, OM_n 는 n 기의 운영유지비용, Tax_n 과 DC_n 은 각각 법인세 등 세금과 폐기물 비용(Decommissioning cost)을 의미하며, r 은 할인율, d 는 연간 성능 저하율(Degradation rate), CF 는 이용률, Capacity는 설비용량, T 는 발전기 운영기간이다. 국내외 LCOE 연구에서는 식 (1)

을 공통적으로 사용하고 있다. 하지만 LCOE 산식에 반영하는 입력변수에 있어 차이가 발생한다. Table 2는 기관별 LCOE 추정을 위한 주요 입력변수를 비교한 Table이다.

Table에서 나타난 바와 같이 LCOE 분석에 있어서 쟁점이 되는 입력변수는 토지비용, 폐기비용, 부채율, 대출이자, 법인세, 인플레이션, 공사기간 등이다. 첫째, 토지비용의 경우 토지를 구매하게 되면 사업 초기에는 비용으로 산정되지만, 발전소 경제적 수명 기간 이후에 토지가치가 남아 있으므로 편익으로 산정되어 결국 0이 된다. 하지만 토지를 임대할 경우 임대료가 발생하며 대부분의 재생에너지 발전소가 토지를 임대하는 형태가 많으므로 임대 비용으로 반영하는 것이 타당하다. 해상풍력의 경우에도 공유수면 점·사용료를 납부하므로 이를 LCOE 분석에 반영해야 한다.

둘째, 폐기비용의 경우 대부분의 연구와 사례에서 폐기비용을 명시적으로 포함하지 않으나 추후 발생할 가능성이 높은 비용이므로 반영되는 것이 타당하다. 육상풍력과 해상풍력은 일반적으로 CAPEX 산정에 폐기비용을 포함하는 것으로 알려졌다. 셋째, 법인세는 발전소 운영에 필요한 비용이므로 포함해야 한다. 넷째, 보조금/세제혜택과 관련하여 LCOE에서는 발전소 건설 및 운영에 필요한 비용을 반영해야 하므로 보조금/세제혜택을 적용해서는 안 된다. 특히 에너지 원간 LCOE 분석을 위해서는 공정한

Table 2. Comparison of major input assumptions used by institutions for LCOE estimation

	Lazard (2024)	IRENA (2024)	EIA (2023)	BEIS (2023)	IEA (2020)	This study
CAPEX	O	O	O	O	O	O
O&M	O	O	O	O	O	O
Land cost	X	O	X	X	O	O
Decommissioning cost	X	X	X	O	O	O
Discount rate	O	O	O	O	O	O
Debt ratio	O	X	X	X	O	X
Loan interest rate	O	X	X	X	O	X
Corporate tax rate	O	X	O	X	X	O
Subsidies/tax incentives	△	X	△	X	X	X
Inflation rate	O	X	X	X	X	X
Capacity factor	O	O	O	O	O	O
Project lifetime	O	O	O	O	O	O
Construction period	O	X	O	O	O	O

Note 1: △ refers to analysis conducted for both subsidized and non-subsidized cases

비교를 위해서 에너지 원별 보조금/세제혜택을 반영해서 는 안 된다. 다섯째, 공사기간은 발전소 건설에 필요한 항목이며 발전소 비용에 영향을 미치므로 모든 에너지원에 반영되어야 한다.

여섯째, 인플레이션 반영 여부에 대해서 살펴보기 위해 식 (2)와 같이 명목할인율(r)과 실질할인율(r^*)의 관계를 살펴보아야 한다.

$$r^* = (1+r) \div (1+\text{기대물가상승률}) - 1 \quad (2)$$

위 식과 같이 할인율에는 명목할인율과 실질할인율이 있으며 입력변수에 명목가치를 기입할 경우 명목할인율을, 입력변수에 실질가치를 기입할 경우 실질할인율을 사용해야 한다. 즉 O&M 비용과 토지임대료 비용 등에 인플레이션을 고려할 경우 명목할인율을 사용하며, 인플레이션을 고려하지 않을 경우 실질할인율을 사용해야 한다. 하지만 LCOE 산식에서 분모에 나타난 각 연도의 발전량이 실질가치를 나타내므로 실질할인율을 적용하는 것이 바람직하다. 따라서 기획재정부가 지정한 실질 사회적 할인율 4.5%를 적용하며 인플레이션은 반영하지 않는 것이 타당하다.

일곱째, 부채율과 대출이자에 대한 반영 여부를 결정하기 위해서는 할인율의 산정방식을 살펴볼 필요가 있다. 할인율은 기업의 자본 조달에 소요되는 평균 비용을 반영한 가중평균자본비용(WACC: Weighted Average Cost of Capital)을 기준으로 산정되며, 이는 일반적으로 할인율을 대체하는 지표로 활용된다.

$$WACC = \left(\frac{E}{V} \times Re\right) + \left(\frac{D}{V} \times Rd \times (1 - Tc)\right) \quad (3)$$

식 (3)에서 E 는 자기자본(Equity), D 는 부채(Debt), V 는 총 자본(Total Capital), Re 는 자기자본 비용(Cost of Equity), Rd 는 부채 비용(Cost of Debt), Tc 는 법인세율(Corporate Tax Rate)을 의미한다. 자기자본 비용은 자본 자산 가격결정모형(CAPM, Capital Asset Pricing Model, $Re = Rf + \beta(Rm - Rf)$)을 통해 산정하며, 이는 무위험수익률(Rf), 시장수익률(Rm), 자산의 시장 민감도(β)를 기반으로 계산된다. Rd 는 부채를 조달하는데 드는 비용으로 보통 회사가 발행한 채권의 수익률이나 은행 대출 이자율을 반영한다. 즉 할인율 계산에 부채이자 비용이 포함되어 있으므로 LCOE 계산에 할인율과 이자를 동시에 고려

하면 중복이 되므로 반영되어서는 안 된다. 참고로 위 식에서 법인세율인 Tc 는 부채 비용에 세금 절감 효과를 반영하기 위한 값이므로 앞서 언급한 법인세 포함과는 중복이 되지 않는 점을 명확히 할 필요가 있다. 이상의 쟁점사항을 반영한 본 연구에서의 LCOE 입력변수는 Table 2의 오른쪽 열과 같다.

3.2. 분석 자료

자료 수집은 LCOE 분석의 정확성을 확보하기 위해 우선순위에 따라 진행되었다. 가장 우선적으로는 실제 발전 프로젝트의 투자 계약서와 운영 보고서를 통해 데이터를 확보하였으며, 공개 입찰 데이터, 산업계 보고서, 컨설팅 자료, 해외 자료 등이 차순위로 활용되었다. 본 연구에서 사용한 재생에너지 원별(태양광, 육·해상풍력) 입력변수 기준값 및 근거자료는 Table 3과 같다.

4. 분석 결과

4.1. 국내 재생에너지 LCOE 추정

각 비용 항목은 실질 할인율을 적용하여 현금 흐름의 현재가치를 산출하고, 이를 통해 총 비용을 총 발전량으로 나누어 LCOE를 산출하였다. 분석기간은 국내 정책에 맞추어 20년을 기준으로 설정하였으며, 해외 기준(25년)도 추가적으로 고려하였다. 2024년 기준 국내 재생에너지 발전원별 LCOE를 분석한 결과, 지상태양광, 육상풍력, 해상풍력 간 뚜렷한 차이가 확인되었다.

지상태양광의 LCOE는 설비 규모와 운영 기간에 따라 101.86 ~ 114.21 원/kWh 수준으로 추정되었으며, 100 kW 규모의 경우 20년 운영 기준 114.21 원/kWh, 25년 운영 시 106.82 원/kWh로 산출되었다. 3MW 규모 설비는 각각 107.52 원/kWh(20년)와 101.86 원/kWh(25년)로 나타나, 규모 확장 및 장기 운영에 따른 LCOE 절감 효과가 분명히 나타났다. 이러한 수치는 2020년 이후 코로나19 발생 시기를 제외하고는 LCOE가 지속적으로 하락한 것이며 최근 5년간 평균 하락률은 약 10%에 달한다. 이는 주요 해외 연구기관의 전망과 유사한 수준으로, 국내 태양광 발전의 가격 경쟁력이 빠르게 향상되고 있음을 시사한다. 2024년 국내 태양광 설비비용은 2023년 대비 약 10 ~ 12% 감소했으며, 이는 모듈 가격의 30% 이상 하락과 함께 모듈 효율 향상(21% → 23%)의 결과로 분석된다. 효율 향상은 모듈 설치 수 감소로 이어져 결과적으로 유지보수

Table 3. LCOE input data and assumption for solar PV, onshore wind, and offshore wind

Category	Solar power	Onshore wind power	Offshore wind power	Data
Installed capacity	100 kW 3,000 kW	20,000 kW	100,000 kW	<ul style="list-style-type: none"> • Standard system assumption
CAPEX	100 kW: 1,303 (KRW 1,000/kW) 3,000 kW: 1,157 (KRW 1,000/kW)	2,928 (KRW 1,000/kW)	5,500 ~ 6,468 (KRW 1,000/kW)	<ul style="list-style-type: none"> • Solar (100 kW, 3,000 kW)-Onshore wind power: KEEI (2024) - Applied site-based pricing • Offshore wind power: KEEI (2024)
O&M	100 kW: 2,758 (KRW 1,000/kW) 3,000 kW: 305,387 (KRW 1,000/kW)	1,039,394 (KRW 1,000/kW)	12,506,916 (KRW 1,000/kW)	<ul style="list-style-type: none"> • Solar & Onshore Wind Power: KEEI (2024) - O&M costs include insurance cost • Offshore Wind Power: Ministry of Trade, Industry and Energy (2014) based on the Mid-to-Long Term Offshore Wind Power R&D Roadmap - Reflects 2014 O&M cost (11.4 KRW1000/kW) - Annual inflation rate applied from 2014 to 2022
Community benefit payment	100 kW: None 3,000 kW: 0.1 (KRW/kWh)	0.1 (KRW/kWh)	0.1 (KRW/kWh)	<ul style="list-style-type: none"> • Article 2 (1) of the Enforcement Decree of the Act on Support for Areas Around Power Plants (2021.2.9. Revised) - Offshore Wind Power: Applicable when capacity exceeds 10,000 kW - Solar & Onshore Wind Power: Applicable when capacity exceeds 2,000 kW • Support amount calculated per Enforcement Decree of the Electric Source Development Promotion Act, Annex 2 (Art. 27(1)) - Renewable energy subsidy unit price: KRW 0.1/kWh
Performance degradation rate	0.45%	0.3%	0.3%	<ul style="list-style-type: none"> • KEEI (2024) p.41-42 - Domestic product warranty status considered
Land cost	100 kW: 1.33 (Million KRW/year) 3,000 kW: 39.78 (Million KRW/year)	104.78 (Million KRW/year)	549 (Million KRW/year)	<ul style="list-style-type: none"> • Solar · Onshore Wind · Offshore Wind Power: KEEI (2024)
Capacity factor	15.4%	23%	29.4%	<ul style="list-style-type: none"> • KEEI (2024)
Discount rate	4.5%	4.5%	4.5%	<ul style="list-style-type: none"> • Social Discount Rate of the MOEF

Category	Solar power	Onshore wind power	Offshore wind power	Data
Corporate tax rate	100 kW: 9.9% 3,000 kW: 20.9%	20.9%	23.1%	• Applied current corporate and local tax rates
Economic lifetime	20 & 25 years	20 & 25 years	20 & 25 years	• Solar and Onshore Wind Power: IEA (2020) Department for Energy Security & Net Zero (2023) IRENA (2024) • Offshore Wind Power: IEA (2020) IRENA (2024) - Lifetime applied based on recent technology trends
Construction period	100 kW: 2 months 3,000 kW: 3 months	6 months	3 years	• Solar·Onshore Wind·Offshore Wind Power: KEEI (2020) p. 86
Self-consumption rate	(Included in Capacity Factor)	(Included in Capacity Factor)	(Included in Capacity Factor)	• Solar · Onshore Wind · Offshore Wind Power: KEEI (2020) p. 27, KEEI (2017) - Based on delivered output; no duplication applied
SMP	96.3 KRW/kWh	81.9 KRW/kWh	81.9 KRW/kWh	
REC	100 kW: 63.9KRW/kWh (Multiplier 1.2) 3,000 kW: 63.9 KRW/kWh (Multiplier: 1)	75 KRW/kWh (Multiplier: 1.2)	75 KRW/kWh (Multiplier: 2.5)	• KEEI (2024) p. 46 - Bid prices vary by solar scale

비용(점검, 세척, 수리 등)이 절감되며, 장기적으로 운영비용(OPEX)도 감소되는 효과를 가져오는 것으로 분석된다. 하지만 해외평균 LCOE 값인 88.93원/kWh과 비교할 때 여전히 15%(25년 기준)~21%(20년 기준) 높은 수준이다. 한국의 태양광 LCOE가 높은 이유는 낮은 이용률, 높은 설치비 및 인허가 비용, 낮은 주민수용성에 따른 보상비 등의 영향으로 추론된다.

육상풍력의 경우, 2024년 기준 20 MW 규모 설비의 LCOE는 142.63 ~ 152.43원/kWh 수준으로 추정되며, 운영 기간에 따라 20년 기준 152.43원/kWh, 25년 기준 142.63원/kWh로 분석되었다. Fig. 2와 같이 2020년부터 2023년까지의 과거 추이를 보면 육상풍력의 LCOE는 166.8원/kWh에서 167.6원/kWh로 완만한 상승세를 보였다. 코로나19로 인한 공급망 차질과 원자재 가격 상승 등 외부 요인이 있었음에도, 기술 혁신과 운영 효율성 개선

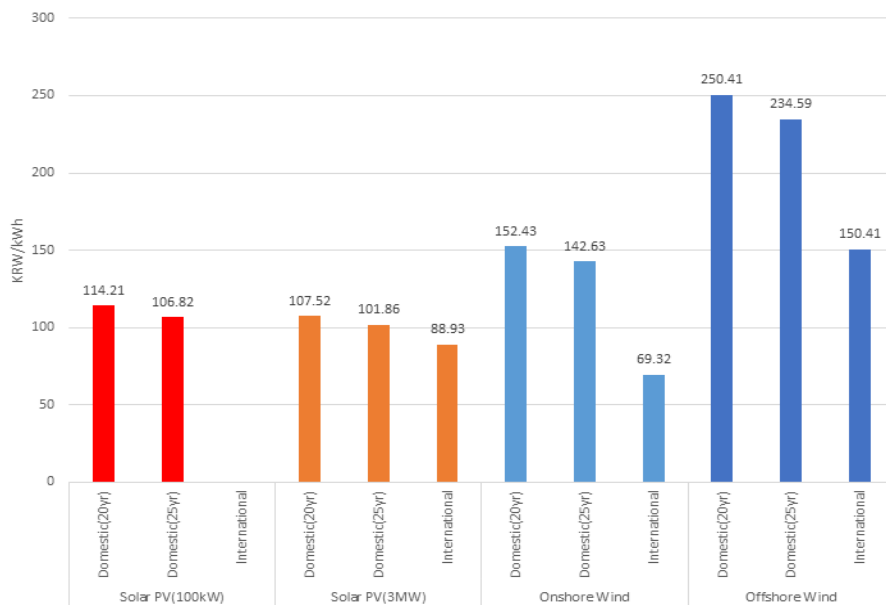
이 비용 상승을 일정 부분 억제한 것으로 판단된다. 다만 2024년에는 178.7원/kWh로 인플레이션, 자재·설치비 상승, 공급망 문제 등 복합적 요인으로 약 6.6%의 비교적 큰 폭의 상승이 나타났다. 그럼에도 불구하고, 우리나라 육상 풍력 LCOE가 해외 평균값 대비 106%(25년 기준)~120%(20년 기준) 높아 세계 최고 수준을 기록하고 있다. 우리나라 풍력의 낮은 이용률은 개선할 수 없겠지만 높은 비용의 국산터빈, 높은 개발비용, 지역주민수용성은 개선되어야 한다.

해상풍력의 경우, 입지 환경에 따라 큰 영향을 받으며, 2024년 기준 100MW 규모의 발전소(상업 운영 중인 사례 및 개발 계획 중인 사례 기반)의 LCOE는 234.59 ~ 250.41 원/kWh 수준으로 추정되었다. 운영 기간에 따라 20년 기준 250.41원/kWh, 25년 기준 234.59원/kWh로 나타났으며, 전체 LCOE 중 설비비용이 차지하는 비중은 62 ~ 65%

로 매우 높은 수준이다. 이는 해상풍력이 기술적 난이도와 초기 인프라 투자 요구가 높아 다른 발전원 대비 자본비용 의존도가 매우 높은 구조임을 시사한다. 이러한 특성은 신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료혼합의무화제도 관리·운영지침에서 해상풍력에 가장 높은 가중치가 부여된 주요 근거로 작용하고 있다. 하지만 우리나라 해상풍력의 LCOE가 해외 평균 150.41원/kWh보다 56%(25년 기준)~66%(20년 기준) 높기 때문에 자본비용을 낮추기

위한 기술개발 및 주민수용성 등 개선이 필요하다고 할 수 있다.

결론적으로, 국내 재생에너지 발전원 중 태양광은 모듈 효율 향상과 가격 하락 등의 기술 발전에 힘입어 LCOE가 지속적으로 하락하고 있으며, 가장 경제성 높은 에너지원으로 부상하고 있다. 반면 육상풍력과 해상풍력의 LCOE는 내·외부 요인에 따른 비용 상승의 영향으로 최근 완만한 상승세를 보이고 있으며, 상승 속도는 둔화되고 있다.



Note 1. International data represent global averages from IRENA (2024); LCOE for small-scale solar PV not provided

Note 2. 2023 average exchange rate applied; 1 USD = 1,307.90 KRW

Fig. 1. LCOE results of solar PV, onshore wind, and offshore wind

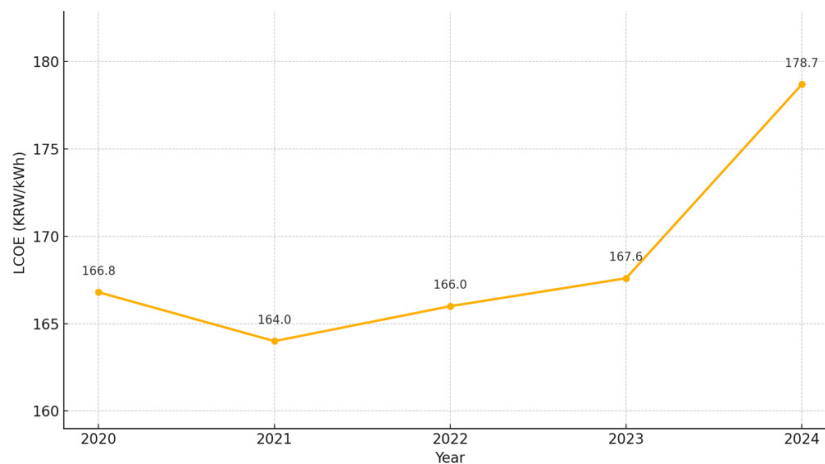


Fig. 2. The LCOE trend for 20 MW onshore wind power in Korea (2020 ~ 2024)

Table 4. 20-Year economic lifetime scenario

Discount rate \ CAPEX	2.5%	3.5%	4.5%	5.5%	6.5%
-20%	S1 (91.88) S3 (88.64) ONS (120.72) OFS (194.53)	S1 (96.10) S3 (92.41) ONS (127.07) OFS (206.81)	S1 (100.46) S3 (96.30) ONS (133.64) OFS (219.85)	S1 (104.95) S3 (100.30) ONS (140.39) OFS (233.64)	S1 (109.55) S3 (104.40) ONS (147.32) OFS (248.19)
-10%	S1 (97.66) S3 (93.29) ONS (128.49) OFS (206.63)	S1 (102.42) S3 (97.53) ONS (133.19) OFS (220.45)	S1 (107.33) S3 (101.91) ONS (143.04) OFS (235.13)	S1 (112.39) S3 (106.41) ONS (150.64) OFS (250.66)	S1 (117.57) S3 (111.03) ONS (158.43) OFS (267.03)
0%	S1 (103.45) S3 (97.94) ONS (136.27) OFS (218.74)	S1 (108.74) S3 (102.65) ONS (144.22) OFS (234.10)	S1 (114.21) S3 (107.52) ONS (152.43) OFS (250.41)	S1 (119.82) S3 (112.53) ONS (160.88) OFS (267.67)	S1 (125.58) S3 (117.65) ONS (169.54) OFS (285.87)
+10%	S1 (109.24) S3 (102.58) ONS (144.04) OFS (230.84)	S1 (115.06) S3 (107.77) ONS (152.79) OFS (247.74)	S1 (121.08) S3 (113.13) ONS (161.83) OFS (265.70)	S1 (127.26) S3 (118.64) ONS (171.12) OFS (284.69)	S1 (133.60) S3 (124.28) ONS (180.65) OFS (304.71)
+20%	S1 (115.02) S3 (107.23) ONS (151.82) OFS (242.94)	S1 (121.38) S3 (112.90) ONS (161.36) OFS (261.39)	S1 (127.95) S3 (118.74) ONS (171.22) OFS (280.98)	S1 (134.70) S3 (124.76) ONS (181.36) OFS (301.70)	S1 (141.61) S3 (130.91) ONS (191.76) OFS (323.54)

Note 1. Base LCOE calculated with a real discount rate of 4.5% and 0% CAPEX variation

Note 2. S1: Solar PV 100 kW, S3: Solar PV 3 MW, ONS: Onshore Wind 20 MW, OFS: Offshore Wind 100 MW; LCOE unit: KRW/kWh

따라서 정책적 지원과 기술 혁신을 통해 중장기적으로 LCOE 경쟁력 확보를 위한 노력이 요구된다.

4.2. LCOE 민감도 분석

본 연구에서는 LCOE (Levelized Cost of Electricity)의 민감도 분석을 위해 자본비용(CAPEX)을 기준값 대비 $\pm 20\%$ 범위 내에서 10% 단위로, 할인율은 2.5%에서 6.5%까지 1% 단위로 변화시켜 시나리오 분석을 수행하였다. CAPEX와 할인율은 각각 초기 투자비와 자본 조달 비용에 직접적인 영향을 미치는 요소로 이들의 상승은 LCOE를 유의미하게 증가시켜 경제성 평가에 결정적인 영향을 미치므로 주요 분석 변수로 설정하였다. 특히 해당 변수들은 글로벌 경기 변동성에 따라 민감하게 반응하는 특성을 가지므로 다양한 거시경제 상황을 반영한 현실적인 분석을 위해 이러한 범위의 변동을 적용하였다.

아울러 최근 태양광 및 풍력 설비의 기술 발전에 따라

경제수명이 연장되는 추세를 고려하여, 기준 수명인 20년과 함께 연장된 25년 수명 시나리오를 추가로 적용함으로써 기술 변화가 LCOE에 미치는 영향을 함께 분석하였다. 태양광 100 kW의 경우 경제 수명 20년일 경우 91.88 ~ 141.61원/kWh 값을 가지지만 25년일 경우 85.55 ~ 133.64원/kWh의 값을 가진다. 태양광 3 MW는 경제 수명 20년에서 88.64 ~ 130.91원/kWh, 25년에서 83.71 ~ 124.93원/kWh의 값을 가지며, 육상풍력은 경제 수명 20년에서 120.72 ~ 191.76원/kWh, 25년에서 112.18 ~ 181.39원/kWh의 값을 가진다. 해상풍력은 경제 수명 20년에서 194.53 ~ 323.54원/kWh, 25년에서 181.66 ~ 305.69원/kWh의 값을 가진다. 경제수명이 25년으로 연장될 경우 모든 에너지 지원에서 LCOE가 감소하는 경향을 나타냈으며, 이는 동일한 초기 투자비용 기준으로 발전량 증가로 인해 단위 전력 생산비가 하락하기 때문으로 해석된다.

또한 CAPEX 변화에 따른 LCOE 민감도는 태양광에

Table 5. 25-Year economic lifetime scenario

Discount rate \ CAPEX	Discount rate				
	2.5%	3.5%	4.5%	5.5%	6.5%
-20%	S1 (85.55) S3 (83.71) ONS (112.18) OFS (181.66)	S1 (89.99) S3 (87.67) ONS (118.87) OFS (194.09)	S1 (94.60) S3 (91.80) ONS (125.83) OFS (207.39)	S1 (99.39) S3 (96.06) ONS (133.03) OFS (221.56)	S1 (104.29) S3 (100.44) ONS (140.44) OFS (236.57)
-10%	S1 (90.51) S3 (87.72) ONS (118.87) OFS (192.01)	S1 (95.51) S3 (92.19) ONS (126.40) OFS (206.00)	S1 (100.71) S3 (96.83) ONS (134.23) OFS (220.99)	S1 (106.09) S3 (101.63) ONS (142.33) OFS (236.95)	S1 (111.63) S3 (106.56) ONS (150.67) OFS (253.85)
0%	S1 (95.48) S3 (91.74) ONS (125.56) OFS (202.36)	S1 (101.04) S3 (96.70) ONS (133.93) OFS (217.92)	S1 (106.82) S3 (101.86) ONS (142.63) OFS (234.59)	S1 (112.81) S3 (107.20) ONS (151.64) OFS (252.33)	S1 (118.96) S3 (112.69) ONS (160.91) OFS (271.13)
+10%	S1 (100.44) S3 (95.75) ONS (132.25) OFS (212.71)	S1 (106.56) S3 (101.21) ONS (141.46) OFS (229.84)	S1 (112.93) S3 (106.89) ONS (151.04) OFS (248.19)	S1 (119.52) S3 (112.77) ONS (160.95) OFS (267.72)	S1 (126.30) S3 (118.81) ONS (171.15) OFS (288.41)
+20%	S1 (105.41) S3 (99.76) ONS (138.95) OFS (223.05)	S1 (112.09) S3 (105.72) ONS (148.99) OFS (241.76)	S1 (119.05) S3 (111.92) ONS (159.44) OFS (261.79)	S1 (126.24) S3 (118.34) ONS (170.26) OFS (283.11)	S1 (133.64) S3 (124.93) ONS (181.39) OFS (305.69)

Note 1. Base LCOE calculated with a real discount rate of 4.5% and 0% CAPEX variation

Note 2. S1: Solar PV 100 kW, S3: Solar PV 3 MW, ONS: Onshore Wind 20 MW, OFS: Offshore Wind 100 MW; LCOE unit: KRW/kWh

비해 육·해상풍력이 높았으며, 이는 대규모 초기 투자가 요구되는 풍력의 설비비 비중이 높은 특성에 기인한다. 예를 들어, 경제수명 20년 기준 할인율 4.5%에서 CAPEX가 -20%일 때 육상풍력의 LCOE는 133.64원/kWh이었으나 +20%일 경우 171.22원/kWh으로 약 28.1% 증가하였고, 해상풍력의 LCOE는 219.85원/kWh에서 280.98원/kWh으로 약 27.8% 증가하였다. 반면 대규모 태양광(3MW)은 같은 조건에서 96.3원/kWh에서 118.74원/kWh로 약 23.3% 상승하는데 그쳤다.

할인율 변화 역시 LCOE에 유의미한 영향을 미치며, 할인율이 높아질수록 미래 전력 생산의 현재가치가 낮아지기 때문에 LCOE는 상승하는 경향을 보였다. 예컨대, 태양광 100kW의 경우 CAPEX -20%일 때 할인율이 2.5%에서 6.5%로 증가할 경우 LCOE는 91.88원/kWh에서 109.55원/kWh로 약 19.2% 상승하였다. 또한 소규모 태양광(100 kW)

은 대규모(3 MW)보다 일관되게 높은 LCOE를 나타냈으며, 이는 규모의 경제 및 운영 효율성의 차이에 기인한다. 민감도 분석 결과, 주요 입력변수의 변화에 따라 LCOE 민감도가 상이하게 나타났으며, 이는 변수별 상대적 영향력을 평가하는 근거가 된다. 분석에 사용된 주요 변수 중, 태양광 및 육상풍력 LCOE에 가장 큰 영향을 미치는 변수는 경제수명, 설비비용(CAPEX), 할인율 순으로 분석되었다. 특히 경제수명의 변화는 동일 조건에서 LCOE 변동폭이 가장 크게 나타났으며, 이는 발전설비의 투자 회수 기간과 고정비 분산 효과에 직접적인 영향을 미치기 때문이다. 이러한 결과는 재생에너지 보급 확대를 위한 정책 수립 시 기술별·규모별·조건별로 차등화된 지원 전략의 필요성을 시사한다. 특히 고 CAPEX 기술군인 해상풍력은 초기 투자비 절감 및 금융비용 안정화가 경제성 확보의 핵심 요소로 작용하며, 이를 위해 장기계약, 보조금, 금

용지원 등의 정책적 수단이 병행되어야 함을 강조한다. 민감도 분석 결과는 Table 4, Table 5와 같다.

5. 결론 및 시사점

본 연구는 국내 재생에너지의 에너지원별 가격경쟁력을 파악하기 위해 2024년 최신 데이터를 반영하여 LCOE를 추정하고 추정 결과를 해외 LCOE와 비교분석하였다. 2024년 기준 LCOE 추정 결과, 지상 태양광은 발전 규모와 운영기간에 따라 101.86 ~ 114.21원/kWh, 육상풍력은 142.63 ~ 152.43원/kWh, 해상풍력은 234.59 ~ 250.41원/kWh의 수준으로 분석되었다. 특히, 태양광의 경우 기존 LCOE 수치와 비교해 볼 때 모듈 가격의 하락과 효율 향상으로 LCOE가 빠르게 감소하고 있으며, 최근 5년간 연평균 하락률은 약 10%로 나타났다. 이러한 추세는 국제적 연구기관들의 추정과도 유사하며, LCOE 하락 이유는 모듈 기술 개선과 원가 절감이 주요 원인으로 지목된다. 하지만 국내 태양광 LCOE는 해외 평균 LCOE 대비 여전히 21% 높아 설비비용(CAPEX) 절감을 위한 지속적인 노력이 요구된다. 국내 육상풍력과 해상풍력은 입지 여건 및 설비비 영향으로 LCOE가 상대적으로 높아 해외 평균대비 각각 120%, 66% 높은 것으로 나타나 LCOE 하락을 위한 산업계 노력과 함께 정책적 보완이 요구된다.

이 연구에서는 특히 국내 재생에너지의 LCOE가 세계 평균보다 높은 원인으로 높은 CAPEX, 낮은 이용률, 비경쟁적 시장환경(RPS 중심), 학습효과 부족, 공급망 미성숙 등을 도출하였으며, 이를 해결하기 위한 정책방향으로 다음을 제시하였다. 첫째, 국토 제약 속에서도 경제성이 높은 입지를 확보하고 체계적인 정보를 사업자에게 제공할 수 있도록 재생에너지 자원지도 구축이 필요하다. 둘째, 이격거리 등 과도한 지자체 규제를 완화하고, 이익공유제와 같은 주민 수용성을 높이기 위한 제도적 장치가 병행되어야 한다. 셋째, 설비의 대형화를 통한 규모의 경제 실현과 인허가 간소화, 계통 연계 계획 수립 등 대규모 프로젝트 기반 조성이 필수적이다. 넷째, 풍력 중심의 국내 공급망 확보를 위한 R&D 투자와 산업 클러스터 조성 등 기술·산업 기반 강화가 필요하다. 다섯째, 태양광은 영농형, 수상형, 건물형 등 설치모형을 다양화하고, 모듈 효율 향상을 통한 설치비 절감 및 유지관리 효율화가 병행되어야 한다.

또한 본 연구는 LCOE에 영향을 미치는 주요 인자인 CAPEX, 할인율, 경제수명을 변화시키며 민감도 분석을

실시하였다. 또한 변수별 변화율에 따른 LCOE 반응 정도를 정량적으로 파악함으로써 각 변수의 상대적 중요도를 비교하였다. 하지만 이들 변수 이외에도 운영비용(OPEX), 토지비, 이용률 등의 변수 역시 LCOE에 영향을 미칠 수 있으므로, 향후 이를 포함한 민감도 분석도 수행될 필요가 있다. 그러나 모든 변수를 동시에 고려할 경우 경우의 수가 지나치게 많아 분석이 복잡해지므로, 다양한 변수의 불확실성을 고려할 수 있는 확률론적 분석을 통해 최소값과 최대값을 도출하는 방안을 향후 연구로 제안한다.

이 연구는 재생에너지의 기술별 LCOE를 실증적으로 산정하고 민감도 분석을 통해 주요 입력변수의 영향력을 계량적으로 비교하였다는 점에서 학술적 의의가 있다. 특히 기존 문헌이 개별 변수의 효과만을 분석한 것과 달리, 본 연구는 경제수명, CAPEX, 할인율 등 핵심 변수 간 상대적 민감도를 체계적으로 제시함으로써 LCOE 분석 방법론의 확장 가능성을 보여준다. 또한 지역적 맥락(한국 시장)과 제도적 환경(RPS 중심 시장 구조)을 고려한 실증적 데이터를 기반으로 하고 있어, 향후 국가 간 비교 연구 및 정책 효과성 분석의 기반 자료로 활용될 수 있다.

끝으로 이 연구는 태양광·풍력 등 주요 재생에너지의 LCOE를 실증적으로 분석하고, 그 결과를 바탕으로 정책적 개선 방향을 제시함으로써 향후 재생에너지 확대의 현실적인 기반 마련에 기여할 것으로 기대된다. 나아가 본 연구의 결과는 장기적인 탄소중립 달성과 에너지 안보 확보를 위한 정책 설계의 기초자료로 활용될 수 있을 것으로 기대된다.

사사

이 논문은 정부(과학기술정보통신부)의 재원으로 한국연구재단(No. 2021R1A2C1011930), 환경부 「기후변화특성화대학원사업」, 에너지경제연구원 출연사업 및 2025년도 정부(교육부)의 재원으로 한국연구재단의 G-램프(LAMP)사업(No. RS-2023-00301938)의 지원을 받음.

Reference

- BloombergNEF (Bloomberg New Energy Finance) (2024). New Energy Outlook 2024. [accessed 2024 Jan 5]. <https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/New-Energy-Outlook-2025-Executive-summary-external-14-04-2025-1.p>

- df
- BEIS (Department for Business, Energy and Industrial Strategy) 2023. Electricity generation costs 2023. UK Government; [accessed 2024 Dec 11]. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6556027d046ed400148b99fe/electricity-generation-costs-2023.pdf?utm_source=chatgpt.com
- EIA (Energy Information Administration) 2023. Levelized cost of energy and levelized avoided cost of new generation resources in the Annual Energy Outlook 2023; [accessed 2025 Feb 13]. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/electricity_generation/pdf/AEO2023_LCOE_report.pdf
- EIA (Energy Information Administration) 2025. Levelized cost of energy and levelized avoided cost of new generation resources in the Annual Energy Outlook 2025; [accessed 2025 Apr 20]. <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>
- EC (European Commission) 2023. The development of renewable energy in the electricity market. Publications Office of the European Union; [accessed 2025 Jan 14]. https://economy-finance.ec.europa.eu/system/files/2023-06/dp187_en_energy%20markets.pdf
- Graham P, Hayward J, Foster J. 2024. GenCost 2023–24: Electricity generation technology cost projections. Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO); [accessed 2024 Oct 30]. https://www.csiro.au/-/media/Energy/GenCost/GenCost2023-24Final_20240522.pdf
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) 2023. Climate Change 2023: Synthesis report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Full report]; [accessed 2025 Jan 10]. https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_LongerReport.pdf
- IEA (International Energy Agency) 2020. Projected costs of generating electricity – 2020 edition [Joint IEA–NEA report]. International Energy Agency & OECD Nuclear Energy Agency; [accessed 2024 Aug 30]. <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>
- IRENA (International Renewable Energy Agency) 2024. Renewable power generation costs in 2023; [accessed 2024 Dec 20]. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf
- Korea Energy Agency & Korea Electric Power Corporation. 2024. Renewable energy LCOE analysis report.
- KEEI (Korea Energy Economics Institute) 2017. Estimation study on levelized cost of energy (LCOE) by energy source. Korea Energy Economics Institute.
- KEEI (Korea Energy Economics Institute) 2020. Establishment of a mid- to long-term power generation cost (LCOE) forecast system for expanding renewable energy supply (1/5); [accessed 2024 Oct 15]. https://www.keei.re.kr/board.es?mid=a10101020000&bid=0001&list_no=82053&act=view
- KEEI (Korea Energy Economics Institute) 2023. Establishment of a mid- to long-term power generation cost (LCOE) forecast system for expanding renewable energy supply (4/5); [accessed 2025 Jan 8]. https://www.keei.re.kr/board.es?act=view&bid=0001&cg_code=C01&list_no=82229&mid=a10101020000
- KEEI (Korea Energy Economics Institute) 2024. Establishment of a mid- to long-term power generation cost (LCOE) forecast system for expanding renewable energy supply (5/5); [accessed 2025 May 31]. https://www.keei.re.kr/pdfOpen.es?bid=0001&list_no=124918&seq=1
- Lazard. 2024. Levelized Cost of Energy Analysis – Version 17.0; [accessed 2025 Mar 3]. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-12/34-%20Exh.%20FF-%20Lazard%27s.pdf>
- Lyu F, Xu H, Dai J. 2023. Trends in photovoltaic applications: China 2023 [National Survey Report]; IEA-PVPS. [accessed 2025 Jan 4]. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/10/PVPS_Trends_Report_2023_WEB.pdf

- MOTIE (Ministry of Trade, Industry and Energy) 2014. Research data on weighting of renewable energy supply certificates. Sep 18]. <https://doi.org/10.3390/en16124559>
- Ogimoto K, Kaizuka I, Ueda Y, Oozeki T. 2013. A good fit: Japan's solar power program and prospects for the new power system. *IEEE Power Energy Mag* 11(2): 65-74; [accessed 2024 Oct 28]. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6466543>
- Schmalensee R, Bulovic V, Armstrong R, Battle C, Brown P, Deutch J, Jacoby H, Jaffe R, Jean J, Miller R, O'Sullivan F, Parsons J, Pérez-Arriaga JI, Seifkar N, Stoner R, Vergara C. 2015. *The Future of Solar Energy: An interdisciplinary MIT Study*. Massachusetts Institute of Technology, MIT Energy Initiative; [accessed 2024 Oct 28]. <http://mitei.mit.edu/futureofsolar>
- Tavana A, Leelaprachakul T, Kim SB, Tokuda D. 2025. Transition to a 100% renewable grid for a remote island: A case study of Tsushima Island, Japan. *Renewable Energy Focus* 52: 100657; [accessed 2025 Mar 2]. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1755008424001212>
- Tranberg B, Schwenk-Nebbe LJ, Schäfer M, Hörsch J, Greiner M. 2018. Flow-based nodal cost allocation in a heterogeneous highly renewable European electricity network. *Energy* 150: 122-133; [accessed 2024 Oct 17]. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544218303633>
- World Bank, International Energy Agency (IEA), International Renewable Energy Agency (IRENA), United Nations Statistics Division (UNSD), World Health Organization (WHO). 2023. *Tracking SDG7: The Energy Progress Report 2023* [Monitoring report]; [accessed 2024 Nov 20]. https://trackingsdg7.esmap.org/data/files/download-documents/sdg7-report2023-full_report.pdf
- Wu J, Xiao J, Hou J, Lyu X. 2023. Development potential assessment for wind and photovoltaic power energy resources in the main desert-Gobi wilderness areas of China. *Energies* 16(12): 4559; [accessed 2024