

기본연구 24-22

재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE)전망 시스템 구축(5/5)

이근대 · 임덕오



에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute

재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE)전망 시스템 구축(5/5)

Establishment and Operation of Long-Term LCOE Forecast
System for Expansion of Renewable Energy(5/5)

이근대 · 임덕오



에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute

저 자

이근대, 임덕오

연 구 진

연구책임자

이근대(에너지경제연구원 선임연구위원)

임덕오(에너지경제연구원 부연구위원)

외부연구진

연구참여자

김철상(건설산업정보연구원 원장)

목 차

요약	vii
제1장 서론	1
제2장 해외 재생에너지 발전단가(LCOE) 현황 및 전망	5
제3장 재생에너지 발전사업 비용 조사	9
1. 태양광 발전 설비비용 조사	10
1.1. 조사 항목 및 방법	10
1.2. 지상형 태양광 조사 결과	14
1.3. 특수태양광(건물형, 영농형, 수상형 태양광) 비용 조사 결과	17
2. 풍력 발전설비 비용 조사	18
2.1. 육상풍력 발전 설비비용 조사	19
2.2. 해상풍력 발전 설비비용 조사	26
3. 재생에너지 발전사업 운영 및 유지비용 조사	28
4. 재생에너지 발전사업 부지 임대비용 조사	32
제4장 재생에너지 발전단가(LCOE) 추정 전제조건	37
1. 할인율	38
2. 이용률	40
3. 성능저하율	42
4. 법인세율	43
5. 경제수명	43

제5장 재생에너지 발전단가(LCOE) 분석	45
1. 재생에너지(태양광, 풍력) LCOE 추정	45
2. 재생에너지(태양광, 육상풍력) LCOE 저감 요인 분석	64
3. 전국토 격자LCOE 모형을 활용한 태양광 LCOE 추정 및 전망	67
제6장 결론 및 시사점	79
1. 우수 입지 확보 및 정보 접근성 강화	80
2. 태양광 사업모델의 다양화 및 효율성 제고	80
3. 지자체별 규제 완화	81
4. 대규모 재생에너지 프로젝트 확대	82
5. 재생에너지 산업 공급망 확충	83
참고문헌	85

표 목차

〈표 3-1〉 연도별 태양광 비용 조사 범위	10
〈표 3-2〉 태양광 설비 설치 유형별 구분	11
〈표 3-3〉 태양광 유형별/규모별 비용 직·간접비 조사 항목	12
〈표 3-4〉 국내 태양광 2등급 모듈 가격 추세	14
〈표 3-5〉 출력(W)용량별 연도별 인증제품 수	15
〈표 3-6〉 지상형 태양광 세부 항목별 비용 조사 결과	16
〈표 3-7〉 건물, 영농형, 수상태양광 세부 항목별 비용 조사 결과	18
〈표 3-8〉 풍력 터빈 항목별 정의	20
〈표 3-9〉 육상풍력 발전설비 항목별 시공기준	21
〈표 3-10〉 육상풍력 발전설비 세부항목별 비용 조사 방법	23
〈표 3-11〉 육상풍력 세부 항목별 비용 조사 결과	25
〈표 3-12〉 해상풍력 발전설비 세부항목별 비용 조사 방법	27
〈표 3-13〉 국내 해상풍력 세부 항목별 비용 조사 결과	28
〈표 3-14〉 재생에너지원별 연간 운영 및 유지 보수 비용	30
〈표 3-15〉 조사대상 에너지원별 검토대상 산출표	32
〈표 3-16〉 태양광 단위 토지매입비 산출표	33
〈표 3-17〉 지상형/영농형 태양광 부지 임대료	34
〈표 3-18〉 건물, 영농형, 수상태양광 토지임대료	35
〈표 3-19〉 육상풍력 부지 임대료	35
〈표 3-20〉 해상풍력 부지 임대료	36
〈표 4-1〉 사회적 할인율 국제 비교	39
〈표 4-2〉 전 세계 유틸리티급 태양광 발전 가중평균 이용률 추이	41
〈표 4-3〉 국내 과세표준별 법인세율 및 지방소득세율(2024년)	43
〈표 5-1〉 재생에너지(태양광 및 풍력) 발전단가(LCOE) 산정을 위한 전제조건	46

〈표 5-2〉 해외 주요국 태양광 유틸리티급 LCOE 추세(IRENA)	51
〈표 5-3〉 해외 주요국 태양광 유틸리티급 LCOE 추세(BNEF)	52
〈표 5-4〉 해외 주요국 육상풍력 LCOE 추세(IRENA)	58
〈표 5-5〉 해외 주요국 육상풍력 LCOE 추세(BNEF)	59
〈표 5-6〉 해외 주요국 해상풍력 LCOE 추세(IRENA)	62
〈표 5-7〉 해외 주요국 해상풍력 LCOE 추세(BNEF)	63
〈표 5-8〉 태양광 및 육상풍력 발전단가(LCOE) 시나리오 분석 결과	65
〈표 5-9〉 지역별 지상형 태양광(1MW 급) LCOE 추정결과	71
〈표 5-10〉 재생에너지 LCOE 전망 시나리오	71
〈표 5-11〉 연도별 국내 지상형 태양광 LCOE 전망	72
〈표 5-12〉 시나리오별 전국 지상형 태양광 평균 LCOE 전망 결과	75
〈표 5-13〉 주요국 고정형 태양광 LCOE 전망(최소 기준)	77
〈표 5-14〉 주요국 고정형 태양광 LCOE 전망(최대 기준)	78

그림 목차

[그림 2-1] 지역별 신규 저렴한 에너지원 현황	6
[그림 2-2] 글로벌 벤치마크 LCOE 추세	6
[그림 2-3] 전 세계 재생에너지 LCOE 전망	7
[그림 5-1] 국내 지상형 태양광 규모별/연도별 발전단가(LCOE) 추정결과	48
[그림 5-2] 해외 주요국 태양광 유틸리티급 LCOE 추세(IRENA)	50
[그림 5-3] 해외 주요국 태양광 유틸리티급 LCOE 추세(BNEF)	52
[그림 5-4] 국내 태양광 유형별/연도별 발전단가(LCOE) 추정결과	54
[그림 5-5] 국내 육상풍력 규모별/연도별 발전단가(LCOE) 추정결과	56
[그림 5-6] 해외 주요국 육상풍력 LCOE 추세(IRENA)	57
[그림 5-7] 해외 주요국 육상풍력 LCOE 추세(BNEF)	59
[그림 5-8] 국내 발전소별 해상풍력 발전단가(LCOE) 추정결과	60
[그림 5-9] 해외 주요국 해상풍력 LCOE 추세(IRENA)	61
[그림 5-10] 해외 주요국 해상풍력 LCOE 추세(BNEF)	63
[그림 5-11] 태양광 및 육상풍력 발전단가(LCOE) 시나리오 분석 결과	65
[그림 5-12] 1㎞ 격자-LCOE 연산 모형	68
[그림 5-13] 지역별 지상형 태양광 LCOE 분포	70
[그림 5-14] 전국토 격자별/연도별 잠재량 분포	73
[그림 5-15] 시나리오별 전국 지상형 태양광 평균 LCOE 전망 결과	74
[그림 5-16] 주요국 고정형 태양광 LCOE 전망(최소 기준)	77
[그림 5-17] 주요국 고정형 태양광 LCOE 전망(최대 기준)	78

요약

1. 연구의 필요성 및 목적

■ 연구의 필요성

- 전 세계적으로 공급망 리스크와 탄소중립 시대의 전환, 에너지 안보 문제에 대응하기 위한 대책 논의가 진행 중임.
 - 단기적으로는 에너지 절약과 효율성 제고를 추진하며, 장기적으로는 해외 에너지 의존도를 줄이고 자립도를 높이는 방안을 모색하고 있음.
 - 이는 석유 및 천연가스 의존도를 줄이고 재생에너지 비중을 확대하는 동시에, 수소와 같은 신에너지 기술을 개발하여 탄소중립과 에너지 안보에 대응하기 위한 것임.
- 재생에너지 보급을 확대하려면 물리적·사회적 여건을 검토하는 것은 물론, 이에 따른 경제적 영향도 면밀히 고려해야 함.
 - 이를 위해 현재와 미래의 재생에너지 발전 설비비용을 분석하여 중장기적인 균등화 발전단가(이하 발전단가 또는 LCOE, Levelized Cost of Electricity)를 제시하는 연구가 필요
 - 연구결과는 비용 효율적인 재생에너지 보급을 위한 정책 수립의 중요한 기초자료로 사용될 뿐만 아니라 경제적 파급 효과를 검토하는 도구로 활용
- 지속적인 재생에너지 보급 확대를 위해서는 경제적 측면에서 현재의 문제점을 짚어보고 향후 재생에너지 LCOE를 낮추기 위한 개선 방안이 필요함.

- 만약 재생에너지 LCOE가 적정 수준까지 하락하지 않는다면, 이는 사회적 비용 증가로 이어져 장기적으로 재생에너지 보급 확대에 장애가 될 가능성 내재
- 비용 효율적인 재생에너지 보급을 위해 발전 설비비용 분석과 전망 시스템을 구축하고, LCOE에 영향을 미치는 다양한 요인 분석을 바탕으로 하락을 위한 제도적 방안을 검토할 필요

■ 연구의 목적

- 재생에너지 발전 설비비용 조사 시스템 구축을 통한 합리적인 LCOE 분석 및 전망
 - 재생에너지원별/유형별/규모별 설비비용, 운영유지비용, 토지비용, 기타비용 등 발전 설비비용 항목 표준화 및 조사 체계 구축
 - 재생에너지원별 경제적 전제조건을 고려한 LCOE 산정 방법론 정립
 - 우리나라 재생에너지 발전 설비비용 분석 및 평균적인 수준에서의 LCOE 추정 및 전망
 - 연도별 재생에너지 발전 설비비용 및 LCOE 전망 결과에 따른 시사점 도출
- LCOE 분석결과 정보 공유 시스템 구축
 - 연도별/재생에너지원별/유형별/규모별 LCOE 분석결과 DB화
 - 프로그램을 활용한 분석결과 정보 공유 체계 구축
- 비용 효율적 재생에너지 보급 확대를 위한 제도 개선 방안 제시
 - 주요국 재생에너지 LCOE 분석을 통해 시사점 도출
 - 국내외 재생에너지 LCOE 비교 분석을 통한 국내 비용 저감 방안 제시

2. 연구내용 및 주요 분석 결과

■ 전 세계 재생에너지 LCOE 분석 및 전망

- 글로벌 재생에너지 LCOE 현황(BNEF)
 - 태양광 발전: 2023년 기준, 글로벌 평균 LCOE는 45 USD/MWh 수준. MENA 지역은 20 USD/MWh로 가장 낮은 비용을 기록. 미국(35 USD/MWh), 인도 (25 USD/MWh)도 높은 경쟁력을 보유
 - 육상풍력 발전: 2023년 글로벌 평균 LCOE는 55 USD/MWh, 유럽이 40 USD/MWh로 가장 낮은 수준. 미국과 중국은 45 USD/MWh 수준
 - 해상풍력 발전: 2023년 기준, 글로벌 평균 LCOE는 90 USD/MWh, 유럽은 75 USD/MWh로 가장 낮고, 중국은 80 USD/MWh 수준
- 2024년 이후 글로벌 재생에너지 LCOE 전망(BNEF)
 - 태양광 발전: 2024년 49 USD/MWh에서 2050년 22 USD/MWh로 약 54% 하락 예상
 - 육상풍력 발전: 2024년 60 USD/MWh에서 2050년 28 USD/MWh로 약 53% 하락 예상
 - 해상풍력 발전: 2024년 124 USD/MWh에서 2050년 63 USD/MWh로 약 45% 하락 예상
- 글로벌 재생에너지 LCOE 하락의 주요 요인
 - 기술 혁신: 태양광 및 풍력 발전 기술*의 발전이 LCOE 하락을 견인
 - * 태양광 패널 변환 효율 향상, 대형 풍력 터빈 개발
 - 대규모 프로젝트: 전 세계적으로 대형 프로젝트 증가 및 대량 생산 확대로 발전 설비 단가 하락
 - 정책 지원 및 금융 비용 감소: 각국 정부의 재생에너지 장려 정책*, 국제 금융기관 및 개발은행의 재생에너지 프로젝트 대출 확대가 비용 하락에 중요한 역할
 - * 정부 보조금, 세금 감면, 인센티브 정책 지원 등

- 설치 및 운영 비용 절감: 공정 단순화 및 건설 기술 발전에 따른 풍력 및 태양광 발전소의 설치 비용 감소, 드론 및 AI 기반 점검 기술 도입에 따른 발전소의 운영 및 유지보수 비용 감소
 - 전력 시장 변화 및 PPA 확대: 기업들의 재생에너지 구매 계약(PPA, Power Purchase Agreement) 확대에 투자 리스크 감소
- 글로벌 재생에너지 LCOE 하락 저해 요인 및 리스크
- 원자재 가격 상승: 지속적인 러시아-우크라이나 전쟁으로 인한 원자재 및 물류비 상승, 금리 인상이 재생에너지 설비비용 증가에 영향을 미침
 - 공급망 병목 현상: 글로벌 공급망 불안정으로 인해 프로젝트 진행에 어려움이 발생
 - 에너지 저장 기술 부족: 에너지 저장 기술의 발전이 더디면 재생에너지의 경제성 확보에 제약이 따를 수 있음
- 결론
- 2024년 이후 재생에너지 LCOE는 태양광 및 육상풍력을 중심으로 큰 폭의 하락을 기록할 것이며, 해상풍력도 유망한 에너지원으로 주목받으며 기술 개발 및 보급 확대에 따라 큰 폭으로 하락 할 것으로 예상
 - 기술 혁신, 규모의 경제, 정책적 지원, PPA 확대 등이 재생에너지의 경제성을 지속적으로 높일 전망
 - 향후 원자재 가격 상승과 공급망 문제, 인플레이션, 금리 인상 등의 리스크를 효과적으로 대응할 필요가 있음

■ 2024년 국내 지상형 태양광 발전 설비비용 조사 결과

- 규모별 태양광 발전 설비비용
- 중소규모: 100kW 1,303천 원/kW, 1MW 1,281천 원/kW, 3MW 1,157천 원/kW 수준
 - 대규모: 20MW 1,058천 원/kW 수준
 - 전체적으로 2023년 대비 10%~12%의 설비비용이 감소한 것으로 분석됨.

○ 비용 감소 요인

- 전 세계 모듈 공급가격 하락: 중국산 모듈 재고의 대량 공급으로 인해 국내 모듈 공급가격이 29%~30% 하락
 - * 2023년 12월 470원/Wp ~ 480원/Wp → 2024년 10월 335원/Wp 감소
- 모듈 효율 향상*으로 인해 설치 면적 감소, 기자재 및 공사비용 절감
 - * 태양광 모듈 효율 향상: 모듈 출력 용량 증가(500W → 630W) 및 효율 향상 (21% → 23%)

○ 주요 항목별 비용 감소

- 직접비용: 태양광 모듈, 토목공사, 구조물 및 시공 비용 감소
- 간접비용: 설계 및 감리, 경비, 기타 사업비 감소

○ 분석 결과

- 전반적인 비용 하락: 재생에너지 보급이 확대되면서 시장 경쟁 심화로 설비 비용이 감소
- 태양광 모듈 효율 향상에 따른 비용 감소: 동일한 전력량을 생산하는 데 필요한 모듈 및 부대 설비가 줄어들어 전체 설비비용이 감소
- 인플레이션 및 인건비 상승에도 불구하고 비용 하락: 코로나19로 인한 일시적 비용 상승 이후, 보급 확대에 따른 비용 하락 추세 유지

■ 2024년 국내 태양광 유형별 발전 설비비용 조사 결과

○ 유형별 태양광 발전 설비비용

- 건물형 태양광: 1,090천 원/kW (2021년 대비 2% 감소)
- 영농형 태양광: 1,371천 원/kW (2021년 대비 23% 감소)
- 수상형 태양광: 1,586천 원/kW (2021년 대비 11% 감소)

○ 주요 설비비용 구성 항목

- 건물형 태양광: 모듈 비용이 29% 비중으로 가장 높음
- 영농형 태양광: 모듈(24%)과 구조물 공사(23%)의 비중이 높음
- 수상형 태양광: 모듈(21%), 부력체 구조물(23%), 전기공사(20%)가 주요 비용 요소로 확인됨.

○ 건물형 태양광 분석

- 설비비용: 지상형 태양광 동일 용량(1MW)과 비교하여 약 15% 낮은 수준
- 비용 절감 원인: 건물형 태양광은 지상형 태양광과 달리 토목공사 비용이 제외

○ 영농형 태양광 분석

- 설비비용: 지상형 태양광 동일 용량(100kW)과 비교하여 약 5% 높은 수준
- 비용 증가 원인: 농작물 재배와 농기구 이동에 영향을 미치지 않기 위한 높은 구조물 설치, 전기 시설 관련 기자재 비용 및 노무비가 전체 비용 상승을 유발

○ 수상형 태양광 분석

- 설비비용: 지상형 태양광보다 높은 비용, 대규모(MW급) 설치 가능성 존재
- 비용 증가 원인: 토목공사 비용은 발생하지 않으나, 부력체, 계류설비, 접안 시설 등이 필수로 설치되어야 함에 따라 비용이 상승

○ 분석 결과

- 2024년 기준 건물형, 영농형, 수상형 태양광 발전 설비비용은 각각의 특성에 따라 설비비용 차이가 발생하며, 2021년 조사 기준 대비 2%~23% 하락
- 태양광 발전 설비유형 중에서 건물형 태양광이 가장 낮은 수준이며, 영농형 태양광은 지상형 태양광 대비 높은 구조물 설치로 인해 추가 비용 발생
- 수상형 태양광은 대규모 설비에 따라 효율성 측면에서 장점이 있지만, 부가적인 설치비용으로 인해 가장 높은 설비비용을 기록

■ 2024년 국내 풍력 발전 설비비용 조사 결과

○ 육상풍력 발전 설비비용

- 20MW급: 2,928천 원/kW (전년 대비 7% 상승)
- 40MW급: 2,910천 원/kW (전년 대비 8% 상승)

○ 비용 상승 요인

- 글로벌 공급망 차질로 인해 터빈, 발전기, 블레이드 등 주요 부품 공급 지연 및 원자재 비용 상승

- 국내 환경 규제 강화 및 복잡한 인허가 절차로 인한 추가 비용 발생
- 금리 인상 및 금융 조건 악화로 인한 자본 조달 비용 증가
- 높은 산지에 설치하는 육상풍력 설비의 운반 및 설치 비용 증가
- 발전단지 규모 확대가 어려워 규모의 경제 실현 불가

○ 해상풍력 발전 설비비용 분석

- 설비비용: 55 ~ 65억 원/MW
- 2026년까지 계획된 해상풍력 설비용량: 3,586MW (19개 발전소)
- 2023년 풍력 고정가격계약 경쟁입찰 결과: 접수된 2.4GW 중 1.6GW 용량 최종 선정
- 향후 해상풍력 보급이 확대될 것으로 전망되며, 지역별 비용 산정 및 분석이 가능할 것으로 예상

○ 분석 결과

- 육상풍력 설비비용은 글로벌 공급망 문제, 환경 규제 강화, 금융 조건 악화 등으로 인해 2024년에도 상승 추세를 보임.
- 현재 국내 보급 실적 부족으로 연간 해상풍력 설비비용 추세 분석에는 한계가 있으며, 향후 보급 확대에 따라 실적 자료 확보를 통한 실질 비용 분석이 가능할 것으로 예상
- 정부는 기술 혁신을 통한 설비비용 절감, 금융 지원 강화, 인허가 간소화, 규제 완화 등의 정책적 지원을 통해 육상풍력 및 해상풍력 발전의 경제성을 확보할 필요가 있음.

■ 국내 태양광 및 풍력 발전 LCOE 추세 분석

○ 지상형 태양광 발전 LCOE 추이 (2020 ~ 2024년)

- 2024년 기준 지상형 태양광 LCOE는 규모별로 115 ~ 136원/kWh 수준
- 100kW: 136원/kWh (전년 대비 5% 하락, 2020년 대비 19% 하락)
- 1MW: 128원/kWh (전년 대비 5% 하락, 2020년 대비 10% 하락)
- 3MW: 127원/kWh (전년 대비 5% 하락, 2020년 대비 6% 하락)
- 20MW: 115원/kWh (전년 대비 6% 하락, 2021년 대비 7% 하락)

- LCOE 하락 요인: 모듈 가격 하락 및 효율 향상, 규모의 경제 실현 및 EPC 비용 감소
- 건물형, 영농형, 수상형 태양광 발전 LCOE 분석
 - 건물형 태양광: 2021년 134원/kWh → 2024년 126원/kWh (약 6% 하락)
 - 영농형 태양광: 2021년 158원/kWh → 2024년 132원/kWh (토지비용 미 포함 시), 151원/kWh (토지비용 포함 시)
 - 수상형 태양광: 2021년 162원/kWh → 2024년 146원/kWh (약 10% 하락)
- 육상풍력 발전 LCOE 추이 (2020 ~ 2024년)
 - 20MW급: 2020년 166.8원/kWh → 2024년 178.7원/kWh (6.6% 상승)
 - 40MW급: 2021년 158원/kWh → 2024년 177원/kWh (7.1% 상승)
 - LCOE 상승 요인: 초기 설비비용 상승, 공급망 문제, 인플레이션 등 복합적 요인, 대규모 프로젝트 특성에 따른 부품 수급 지연, 설치 및 운송비용 증가
- 해상풍력 발전 LCOE 분석
 - 2024년 기준 국내 해상풍력 LCOE는 271 ~ 300원/kWh로 가장 높은 수준
 - 설비비용이 167원/kWh ~ 196원/kWh으로 전체 LCOE의 62% ~ 65% 차지
 - 위치에 따른 환경적 차이로 인해 설비비용 차이가 발생
- 분석 결과
 - 태양광 발전 LCOE는 모듈 효율 향상과 규모의 경제, 시장 경쟁 등으로 지속적인 하락세를 보임.
 - 육상풍력과 해상풍력은 공급망 문제와 환경 및 인허가 문제, 인플레이션, 금리 인상 등에 따라 비용 상승 압력이 존재
 - 정부는 태양광 및 풍력 발전의 경제성을 높이기 위한 기술 혁신, 투자 환경 개선, 인허가 간소화 등의 정책적 지원이 필요

■ 국내 재생에너지(태양광, 육상풍력) LCOE 저감 요인 분석

- 시나리오 분석 결과
 - S1 (경제수명 25년 증가 시나리오): 태양광 LCOE: 8원/kWh ~ 10원/kWh

- 감소, 육상풍력 LCOE: 약 12원/kWh 감소
- S2 (할인율 10% 하락 시나리오): 태양광 LCOE: 약 3원/kWh ~ 4원/kWh 감소, 육상풍력 LCOE: 약 4원/kWh 감소
- S3 (이용률 10% 증가 시나리오): 태양광 LCOE: 약 9원/kWh ~ 11원/kWh 감소, 육상풍력 LCOE: 약 11원/kWh ~ 12원/kWh 감소
- S4 (설비비용 10% 감소 시나리오): 태양광 LCOE: 약 7원/kWh ~ 9원/kWh 감소, 육상풍력 LCOE: 약 10원/kWh 감소
- 저감 요인
 - 태양광 및 육상풍력 LCOE 하락에 가장 큰 영향을 미치는 요인은 이용률, 경제수명, 설비비용, 할인율 순으로 확인됨.
 - 비용 효율적 재생에너지 보급을 위해 기술 혁신, 정책적 지원 및 경제적 요인을 고려한 종합적인 대응이 필요

■ 지역별 태양광 LCOE 추정 및 전망

- 국토가 좁은 한국에서 태양광 보급 확대에 따라 토지비용 상승으로 인해 전국 평균 태양광 LCOE가 상승할 것으로 예상됨.
- 이를 위해 전국토 1km² 격자-LCOE 연산 모형을 활용하여 지역별 태양광 LCOE를 추정하고, 보급 시점에 따른 LCOE 변화를 분석함.
- 지역별 태양광 LCOE 추정 결과
 - 일사량이 높고 토지비용이 낮은 지역인 전라남도, 전라북도, 경상도는 태양광 발전 경제성이 높은 것으로 나타남.(이들 지역이 전체 태양광 설비의 약 60% 이상 차지)
 - 수도권 및 주요 광역시는 LCOE가 170원/kWh 이상으로 2023년 RPS 고정가격계약 평균 가격(153원/kWh)보다 높은 수준
- 연도별 전국 평균 태양광 LCOE 전망
 - 시나리오 1(RPS 실적 자료 기반 전망) : 태양광 기술 개발 영향으로 평균 LCOE는 2024년 122원/kWh에서 2036년 102원/kWh로 지속적인 하락이 예상되나,

- 연간 태양광 보급 용량(잠재량으로 대체)을 반영할 경우 평균 LCOE는 2024년 122원/kWh에서 2030년 120원/kWh으로 저점을 기록한 후 2036년 124원/kWh로 다시 상승할 것으로 전망됨.
- * 토지비용이 저렴한 지역부터 태양광 보급이 진행될 경우, 점차적으로 저렴한 토지가 고갈되어 이후에는 토지비용이 높은 지역에 설치가 불가피함에 따라 평균 LCOE가 상승
- 시나리오 2(BNEF 설비비용 자료 기반 전망): 연간 태양광 보급 물량을 반영한 것과 반영하지 않은 평균 LCOE 모두 2024년부터 2036년까지 지속적으로 하락할 것으로 전망됨.
- 이는 국가 에너지 계획에 따라 태양광을 보급하더라도 2036년까지는 기술 개발 및 발전에 따른 LCOE 하락 효과가 토지비용 상승에 따른 LCOE 상승 효과 보다 더욱 커 이를 상쇄하기 때문인 것을 판단됨.

〈요약 표 1〉 시나리오별 전국 지상형 태양광 평균 LCOE 전망 결과

(단위: 원/kWh)

구분	시나리오1		시나리오2	
	평균 LCOE	평균 LCOE (공급 용량 반영)	평균 LCOE	평균 LCOE (공급 용량 반영)
2024	122.1	123.4	122.1	123.4
2025	119.5	121.9	114.5	116.9
2026	117.2	120.9	109.3	112.8
2027	115.1	120.3	105.4	110.2
2028	113.2	120.3	102	108.4
2029	111.5	120.3	99.3	107.2
2030	109.9	120.2	96.9	105.9
2031	108.4	120.6	94.7	105.3
2032	107.0	121.3	92.7	105.1
2033	105.7	121.9	91	104.8
2034	104.6	122.8	89.3	104.9
2035	103.4	123.6	87.8	104.9
2036	102.4	124.4	86.3	104.8

자료: 저자 직접 작성

○ 분석 결과

- 한국은 좁은 국토로 인해 태양광 보급에 적합한 토지 확보가 어려워 장기적으로 토지비용이 LCOE에 큰 영향을 미칠 것으로 예상됨.
- 건물 옥상, 주차장, 공공시설 부지 등 유휴 공간을 활용한 분산형 태양광 보급 정책 마련을 통해 토지 활용 효율성 극대화 필요

3. 결론 및 정책 시사점

■ 재생에너지 보급 확대를 위한 비용 효율적인 방안 제시

○ 우수 입지 확보 및 정보 접근성 강화

- 한국의 재생에너지 설치 가능 지역은 좁은 국토와 높은 토지 비용으로 인해 제한적임.
- 우수한 입지 정보를 체계적으로 제공하여 경제성을 높일 수 있음.
* 예: 독일의 태양광 및 풍력 발전 적합지 정보 제공
- 우수 입지 정보 제공을 통해 사업자들이 효율적으로 의사 결정을 내리도록 지원 필요
- 정부는 정보를 지속적으로 업데이트하고 시장 참여자와 공유해야 함.

○ 지자체별 규제 완화

- 지자체의 이격거리 규제로 인해 태양광 발전소 설치에 제한이 있음.
- 이격거리 규제를 완화하여 재생에너지 발전소 설치가 가능한 지역 확대

○ 대규모 재생에너지 프로젝트 확대

- 대규모 프로젝트는 규모의 경제를 통해 발전 단가(LCOE)를 낮출 수 있음.
- 풍력과 태양광 발전 모두 대규모 설치 시 경제성 증가
- 인허가 절차 간소화 및 송배전망 연계에 대한 정부의 선제적 투자 필요
- 주민 수용성을 높이기 위해 주민 참여 따른 혜택 제공 프로그램 도입 필요
* 예: 저렴한 전력 공급, 지역사회 환원

○ 재생에너지 산업 공급망 확충

- 풍력 발전의 주요 부품을 해외에 의존, 글로벌 공급망 불안정으로 비용 상승 위험 존재
- 국내 공급망 자립을 위한 연구개발(R&D) 지원 확대 필요
- 국내 제조업체의 풍력 부품 국산화를 위한 재정적 인센티브 제공
- 산업 클러스터 조성을 통해 관련 업체 간 협력 촉진 및 비용 절감 가능

○ 태양광 사업모델의 다양화 및 효율성 제고

- 지상형 태양광뿐 아니라 건물형, 영농형, 수상형 태양광도 경제성이 높은 것으로 확인됨.
- 토지 이용이 제한적인 한국에서 다양한 태양광 설치 모델 개발 필요
 - * 예: 농업인 영농형 태양광 사업 금융지원
- 태양광 모듈 효율 향상을 위한 기술 개발이 필요하며, 특히 건물 설치형 태양광에서 큰 효과 기대

제1장

서론

전 세계적으로 재생에너지의 확대는 기후변화 대응과 에너지 안보 확보를 위한 필수적 과제로 떠오르고 있다. 주요 국가들은 2050년 탄소중립 목표를 선언하며, 재생에너지를 중심으로 한 에너지 전환 정책을 추진 중이다. 국제에너지기구(IEA), 국제재생에너지기구(IRENA), 블룸버그 신에너지 금융(BNEF) 등 주요 연구기관들은 국가별 재생에너지 균등화 발전단가(이하 발전단가 또는 LCOE, Levelized Cost of Electricity)를 분석하여, 기술 개발과 정책 지원의 근거로 활용하고 있다. 이러한 연구는 각국이 재생에너지 공급 확대를 위한 정책 수립과 경제적 의사 결정을 내리는 데 있어 중요한 역할을 하고 있다.

우리나라 역시 재생에너지 확대를 목표로 다양한 정책적 노력을 기울이고 있다. 정부는 2021년 탄소중립기본법을 제정하여 2050년까지 탄소중립을 달성하겠다는 비전을 제시하고, 이를 위한 구체적인 목표와 이행 체계를 법제화했다. 2030년까지 재생에너지 발전 비율을 20%로 확대하는 ‘재생에너지 3020 이행계획’도 발표되어, 태양광, 풍력 등 재생에너지 비중을 높이는 정책이 추진되고 있다. 이와 더불어 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법의 시행령」을 개정하여, 신재생에너지 공급의무화제도(RPS) 의무공급비율 상한을 기존 10%에서 25%로 상향 조정함으로써 재생에너지 확대를 위한 제도적 기반을 강화했다. 또한 최근 11차 전력수급기본계획¹⁾을 통해 에너지 안보를 위해 안정적이 전력수급을 최우선 과제로 추진하되,

경제성, 환경성, 안정성 등을 함께 고려하여 무탄소에너지 중심으로 전원믹스 구성하는 전력 수급 계획을 제시하였다. 계획에 따르면 2038년까지 신재생에너지 발전 비중을 32.9%로 높이는 것을 목표로 하고 있으며, 이를 달성하기 위해 태양광과 풍력 등 주요 재생에너지 발전원의 역할을 강화할 예정이다.

그러나 국내 재생에너지 산업은 몇 가지 과제에 직면해 있다. 첫째, 태양광 및 풍력 등 재생에너지의 LCOE가 해외에 비해 상대적으로 높은 수준이다. 이는 주요 원자재 가격 상승, 물류비 증가, 공급망 병목현상, 복잡한 인허가, 계통망 미확보, 제도의 복잡성, 소규모 프로젝트 위주 보급, 높은 토지비용 등으로 인해 설비비용이 증가한 결과이다. 이러한 비용 상승은 재생에너지의 경제성을 악화시키고 있으며, 중장기적인 비용 절감을 위한 정책적 대응이 필요한 상황이다. 둘째, 우리나라는 국토가 좁고, 가용 토지의 제한이 있는 만큼 재생에너지 시설을 확장하는 데 있어 사회적·환경적 갈등이 발생할 수 있다. 따라서 재생에너지 확대를 위해서는 경제적 요소뿐만 아니라 사회적·환경적 여건을 종합적으로 고려한 정책적 접근이 필요하다.

해외 사례를 살펴보면, 유럽 국가들은 재생에너지 기술 개발과 비용 절감을 위해 장기적인 연구와 투자에 집중하고 있다. 독일은 ‘에너지 전환(Energiewende)’ 정책을 통해 재생에너지 비중을 크게 확대했으며, LCOE를 지속적으로 분석하는 시스템 운영을 통해 재생에너지 시장을 관찰하고 있다. 미국의 신재생에너지연구소(이하 NREL, National Renewable Energy Laboratory)도 주기적인 태양광과 풍력 등 재생에너지원별 LCOE 분석을 통해 기술 개발 및 정책 수립에 활용하고 있다. 이러한 선진국의 사례는 우리나라가 재생에너지 LCOE를 체계적으로 분석하고 중장기적 전망을 통해 기술적, 정책적 대응을 강화해야 할 필요성을 보여준다.

본 연구는 이러한 배경을 바탕으로 국내 재생에너지 LCOE의 중장기 전망 시스템을 구축하고, 이를 통해 재생에너지 공급 확대와 가격 경쟁력 확보를 위한 정책적 기반을 마련하는 것을 목표로 한다. 구체적으로 태양광, 풍력 등 주요 재생에너지원의 LCOE를 분석하고, 연도별 변동 추이를 체계적으로 예측함으로써 정부 및 발전사업자에게 적절한 시장 가격 시그널을 제공하고, 효율적으로 재생에너지를 보급할 수 있는 방안을 제시하고자 한다. 이를 통해 탄소중립 목표 달성 및 에너지 안보 강화에 기여할 수 있는 실효성 있는 정책적 시사점을 제공하는 것이 주요 목적이다.

1) 산업통상자원부 보도자료(24.06.31)

본 연구는 2020년부터 5년간 수행해야 하는 일반연구과제로 전체 연구 추진 내용은 다음과 같다. 먼저, 1차 연도(2020년) 연구에서는 재생에너지 확대의 주요 대상인 지상형 태양광과 육상풍력의 세부 항목별 및 규모별 비용 조사를 위한 체계를 구축하였으며, 이를 통해 표준화된 발전 설비비용을 분석하였다. 더불어 경제적 전제조건을 바탕으로 LCOE 추정 방법론을 정립하였고, 2020년 기준으로 지상형 태양광과 육상풍력의 LCOE를 추정하였다. 이 과정에서 전력거래소·에너지경제연구원(2018)의 선행연구에서 추정한 재생에너지 비용 학습률을 활용하여, 2030년까지 국내 태양광 및 육상풍력의 LCOE를 전망하였다.

2차 연도(2021년) 연구에서는 1차 연도 연구에서 조사한 지상형 태양광과 육상풍력에 더해 특수태양광(건물형, 수상형, 영농형)을 추가하여 관련 비용을 조사하고 각 유형별 LCOE를 추정하였다. 또한, 분산에너지 시스템 도입을 고려하여 전국토를 1km² 격자 단위로 구분한 격자-LCOE 연산모형을 활용하여 지역별(시·군·구) 재생에너지 LCOE를 추정하고, LCOE 하락을 위한 다양한 시나리오 분석 결과를 도출하였다.

3차 연도(2022년) 연구에서는 국내 실적과 계획 등의 구체적인 자료를 통해 해상풍력의 설비비용을 분석하고 이를 바탕으로 LCOE를 추정하였다. 이 과정에서 해상풍력의 설비비용 및 운영비용 분석을 기반으로 장기적인 발전비용 전망을 제공하였으며, 해상풍력의 경제적 경쟁력 확보를 위한 정책적 시사점도 제시하였다. 더불어 재생에너지 발전 확대에 따라 발생할 수 있는 전력망 보강 비용 등 부수적 비용을 분석하여 이를 반영한 LCOE 추정 결과를 도출하였다.

4차 연도(2023년) 연구에서는 태양광, 육상풍력, 해상풍력 발전 설비비용을 조사하여, 그동안의 비용 추세를 분석하고 해외 주요국과의 비용 데이터와 비교 분석하였다. 또한, 정량적(학습효과 모형 등) 및 정성적(전문가 설문조사) 방법론을 모두 활용하여 시나리오별 미래 재생에너지 LCOE를 전망하였다. 이를 바탕으로 재생에너지 기술 발전과 시장 변화에 따른 비용 변동성을 예측하고, 장기적으로 재생에너지 확대를 위한 정책적 시사점을 제시하였다.

5차 연도(2024년) 연구에서는 그동안 수집된 자료를 DB화하고 최근 5년 동안의 재생에너지 설비비용과 LCOE 변동성에 대해 면밀하게 분석하였다. 또한, 격자-LCOE 연산모형을 활용하여 지역별(시·군·구) 태양광 LCOE를 전망하였다. 이 과정

에서 전국적으로 재생에너지 LCOE의 차이를 분석하고, 비용 효율적인 재생에너지 보급을 위한 몇 가지 구체적인 방안을 제시하였다.

최종적으로 5년간의 연구에서 도출된 재생에너지 LCOE 분석 결과를 데이터베이스(DB)화하여 연구 수요자와 공유할 수 있는 시스템을 구축할 예정이다. 이 시스템은 재생에너지 시장 참여자 및 정책 담당자가 경제성 분석 및 정책 의사결정에 활용할 수 있는 주요한 정보 인프라가 될 것이며, 재생에너지의 지속 가능한 확산을 촉진하는 데 기여할 것으로 기대된다.

본 연구의 구성은 다음과 같다. 1장에서는 연구의 배경과 목적을 서술하며, 연구의 필요성과 중요성을 논의하고, 연구의 주요 구성과 범위를 소개한다. 2장에서는 전 세계와 주요 국가를 중심으로 재생에너지 LCOE의 현황과 추세를 분석한다. 특히, 블룸버그 뉴에너지 금융(BNEF) 등 주요 보고서를 바탕으로 글로벌 태양광과 풍력 발전의 LCOE 변화를 검토하고, 향후 전망을 검토한다. 3장에서는 2024년 기준 재생에너지원별, 유형별, 규모별 발전사업의 주요 비용 항목을 조사하고 이를 세부적으로 분석한다. 또한, 1차 연도부터 5차 연도까지의 조사 결과를 종합하여 시사점을 제시한다. 4장에서는 LCOE 계산을 위해 필요한 주요 전제조건을 정리하고 각 조건의 중요성을 설명한다. 5장에서는 재생에너지 LCOE에 대한 심층 분석을 수행한다. 먼저, 2020년부터 2024년까지의 태양광 및 풍력 발전의 LCOE를 산출하고, 비교 분석을 통해 주요 특징을 도출한다. 또한, 기술 혁신, 규모의 경제, 금융비용 감소 등 LCOE 저감 요인을 분석한다. 마지막으로 전국토 격자-LCOE 모형과 학습 효과 모형에 기반하여 지역별 태양광 LCOE를 추정하고, 기술 발전 및 시장 확대가 미래 LCOE에 미칠 영향을 평가한다. 6장에서는 연구 결과를 종합적으로 요약하고, 정책적 및 산업적 시사점을 제시한다. 특히, LCOE 분석 결과를 바탕으로 재생에너지 확대를 위한 제도적 방안을 논의하며, 국내외 시장에서의 경쟁력을 강화하기 위한 방안을 제언한다. 마지막으로, 연구의 한계와 후속 연구의 필요성을 제시한다.

제2장

해외 재생에너지 발전단가(LCOE) 현황 및 전망

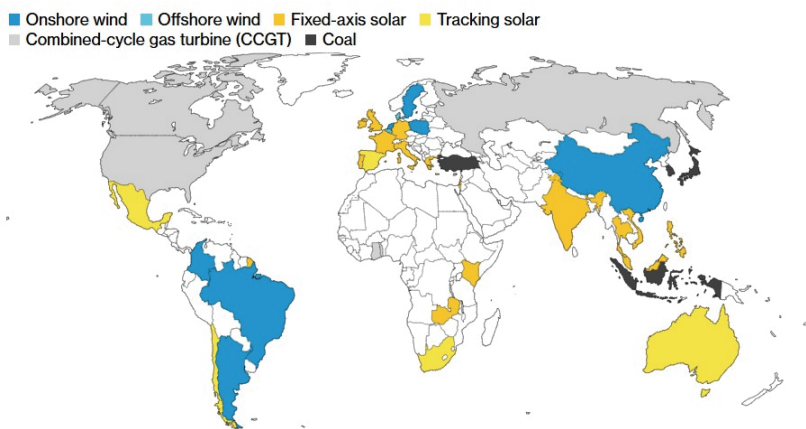
전 세계적으로 재생에너지의 LCOE는 지난 10여 년 동안 급격히 하락하였으며, 이러한 추세는 지속적으로 이어지고 있다. 태양광 및 풍력 발전의 기술 발전과 대규모 프로젝트의 확대, 정책적 지원이 결합하여 재생에너지의 경제적 경쟁력이 더욱 강화되고 있다. 주요 에너지 연구기관인 국제에너지기구(IEA), 국제재생에너지기구(IRENA), 블룸버그 신에너지 금융(BNEF) 등의 분석에 따르면, 2023년 기준 재생에너지 LCOE는 대부분의 지역에서 화석연료 기반 발전보다 저렴해진 상황이다.

BNEF 분석에 따르면 2023년 기준 태양광 발전의 LCOE는 전 세계적으로 평균 45 USD/MWh 수준으로, 대부분의 지역에서 경제적인 발전원으로 자리잡고 있다. 특히 중동 및 북아프리카(MENA) 지역은 세계에서 가장 낮은 LCOE를 기록하며, 20 USD/MWh 수준까지 하락하였다. 미국과 인도에서도 각각 35 USD/MWh 및 25 USD/MWh 수준으로, 태양광 발전이 화석연료 대비 경쟁력을 확보하고 있다. 이러한 비용 절감의 주요 요인은 기술 혁신과 패널 가격 하락, 대규모 프로젝트로 인한 규모의 경제 효과이다.

육상풍력 발전의 LCOE는 2023년 기준 전 세계 평균 55 USD/MWh 수준이다. 유럽이 가장 낮은 40 USD/MWh를 기록하고 있으며, 풍력 자원이 풍부한 미국과 중국도 각각 45 USD/MWh 수준으로 육상풍력의 경쟁력이 강화되고 있다. 이는 풍력 터빈의 대형화와 설치비용의 절감, 기술적 성숙도 향상이 LCOE 하락을 이끄는 주요 요인이다.

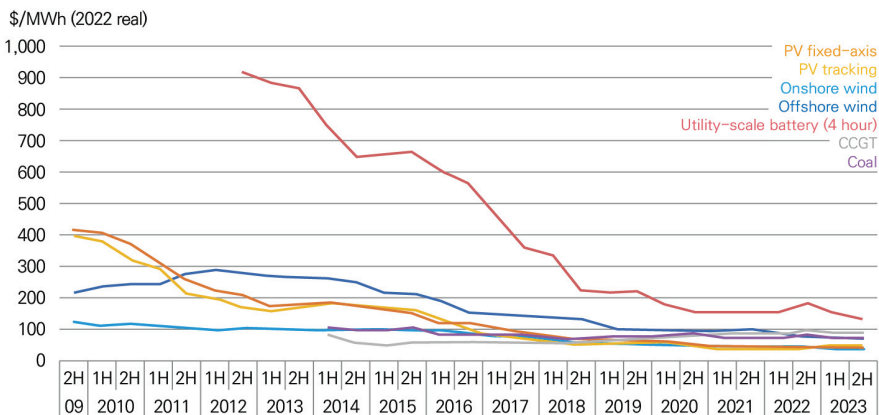
해상풍력 발전은 여전히 초기 단계에 있는 발전원이지만, 기술 개발과 설치 규모가 확대되면서 LCOE가 빠르게 하락하고 있다. 2023년 기준 해상풍력의 글로벌 평균 LCOE는 90 USD/MWh 수준이며, 유럽은 75 USD/MWh로 가장 낮은 LCOE를 기록하고 있다. 중국도 해상풍력 확대에 박차를 가하면서 80 USD/MWh 수준을 달성하였다. 해상풍력의 경우 초기 자본비용이 높지만, 장기적으로 경제성을 확보할 가능성이 크다.

[그림 2-1] 지역별 신규 저렴한 에너지원 현황



자료: BNEF(2024)

[그림 2-2] 글로벌 벤치마크 LCOE 추세

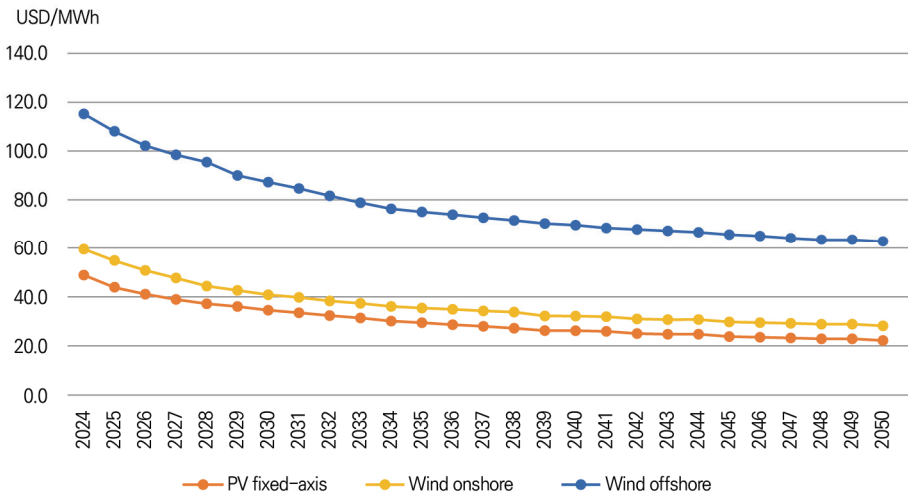


자료: BNEF(2024)

재생에너지의 LCOE는 2024년 이후에도 계속해서 하락할 것으로 예상된다. IEA와 IRENA는 전 세계 재생에너지 보급 확대 기조에 의해 태양광 및 육상풍력의 LCOE가 향후 추가적으로 더 하락할 것으로 전망하고 있다. 해상풍력의 경우도 기술 발전과 규모 확대에 따라 2050년까지 큰 폭의 비용 절감을 예상하고 있다. 특히, 에너지 저장 기술의 발전과 그리드 연결 기술의 개선은 재생에너지의 경제성을 더욱 높일 중요한 요인으로 작용할 것으로 전망하고 있다.

BNEF에서는 글로벌 기준 재생에너지 LCOE 전망 결과에 대해서는 공개하지 않고 개별 국가별 전망치를 공개하고 있다. 주요 국가(독일, 미국, 일본, 중국, 영국 등의 일부 주요 국가)의²⁾ 재생에너지원별 LCOE를 평균한 결과는 [그림 2-3]과 같다. 태양광은 2024년 49USD/MWh에서 2050년 22USD/MWh로 약 54% 하락하며, 육상풍력은 2024년 60USD/MWh에서 2050년 28USD/MWh로 약 53% 하락하며, 해상풍력은 2024년 124USD/MWh에서 2050년 63USD/MWh로 약 45% 하락할 것으로 전망하고 있다.

[그림 2-3] 전 세계 재생에너지 LCOE 전망



자료: BNEF(2024)

2) BNEF에서는 글로벌 재생에너지 LCOE 전망 결과는 공개하지 않으며, 주요 국가별 재생에너지 LCOE 전망 결과를 공개하고 있어 본 연구에서는 이를 활용하여 작성하였음. 따라서, 주요 국가만을 대상으로 분석한 재생에너지 평균 LCOE는 앞서 작성된 글로벌 재생에너지 평균 LCOE와는 차이가 있음.

BNEF에서는 재생에너지 LCOE의 하락을 이끄는 주요 요인으로는 기술 혁신, 규모의 경제, 정책적 지원으로 예상하고 있다. 특히, 태양광 패널 및 풍력 터빈의 성능 향상과 생산비용의 하락이 비용 절감을 촉진하고 있으며, 대규모 설치로 인한 경제적 효율성도 중요한 역할을 할 것으로 전망하고 있다. 다만, 원자재 가격 상승, 공급망 병목 현상, 에너지 저장 기술의 부족은 LCOE 하락의 저해 요인으로 작용할 것으로 예상하고 있다. 특히, 2022년 러시아-우크라이나 전쟁으로 인한 원자재 및 물류비 상승, 금리인상 등은 현재 재생에너지 설비비용에도 영향을 미치고 있어 이러한 리스크에 대한 대응을 요구하고 있다.

2024년 기준으로 해외 재생에너지의 LCOE는 태양광과 육상풍력을 중심으로 크게 하락하고 있으며, 해상풍력도 유망한 미래 에너지원으로 부상할 것으로 예상된다. 지역별로 LCOE 차이가 존재하지만, 대부분의 국가에서 재생에너지가 경제성을 갖추며 화석연료 발전을 대체할 수 있는 수준에 도달하고 있다. 앞으로도 기술 혁신과 정책적 지원이 지속된다면, 재생에너지의 비용 효율성은 더욱 강화될 것으로 기대된다.

제3장

재생에너지 발전사업 비용 조사

재생에너지 발전 사업에 진입하기 위해서는 다양한 요소를 고려해야 한다. 그 중에서도 사업 개발 단계부터 발전 설비의 시공 및 운영 유지에 이르는 과정에서 소요되는 설비비용이 가장 중요한 요소로 꼽힌다. 세계적으로 재생에너지 보급이 확대되는 주요 요인 중 하나는 발전 설비를 위한 비용이 지속적으로 하락하고 있다는 점이다. 실제로 글로벌 PV 시장 전망(BENF, 2024)에 따르면, 최근 10년간 재생에너지 발전 설비비용은 빠른 하락세를 보였고, 앞으로도 이러한 비용 하락 추세는 지속될 것으로 예상된다.

국가별로 재생에너지 발전 사업에 투입되는 비용은 각기 다르며, 이는 국가별 기술 수준과 설비 구축 경험에 따라 차이가 발생한다. 특히 재생에너지 발전 사업을 선도한 유럽 국가들은 높은 보급률과 기술 발전을 통해 시공 및 운영 비용을 크게 낮추는 데 성공하였고, 중국의 경우 대규모 모듈 생산 시스템과 낮은 인건비를 바탕으로 설비비용이 크게 하락하였다.

우리나라의 경우, 2017년 ‘재생에너지 3020 이행계획’을 통해 재생에너지 보급이 빠르게 확산되고 있음에도 불구하고, 발전 사업에 소요되는 비용은 상대적으로 여전히 높은 수준이다. 따라서 본 연구에서는 우리나라의 주요 재생에너지원별, 즉 태양광, 육상풍력, 해상풍력 발전 사업에 투입되는 비용을 세부적으로 분석하고, 최근 국내 재생에너지 비용 추세를 파악하여 그 원인을 분석하고자 한다. 또한, 일반

적인 지상형 태양광 발전소뿐만 아니라 건물형(옥상형), 영농형, 수상형 등 다양한 발전소 유형에 대한 세부 비용도 조사하여 종합적으로 비교 분석하고자 한다.

1. 태양광 발전 설비비용 조사

1.1. 조사 항목 및 방법

올해 연구에서는 2차 년도에 조사되었던 일반 지상형 태양광 규모별(100kW, 1MW, 3MW, 20MW) 발전설비 비용과 건물형 태양광(1MW), 영농형 태양광(100kW), 수상형 태양광(3MW) 유형의 발전설비 비용을 동일하게 조사한다(〈표 3-1〉). 수상형 태양광은 저수지나 댐 위에 부유식으로 태양광을 설치하는 형태를 의미하며, 건물형 태양광은 건축물 옥상이나 지붕에 설치하는 형태를 의미하고, 영농형태 양광은 일반 농지 위에 설치하여 영농활동과 발전을 동시에 하는 형태를 의미한다.

〈표 3-1〉 연도별 태양광 비용 조사 범위

1차 연도 조사 내용	2차 연도 조사 내용	5차 연도 조사 내용
지상형 태양광 (100kW, 1MW, 3MW)	지상형 태양광(100kW, 1MW, 3MW, 20MW), 건물형 태양광(1MW), 영농형 태양광(100kW), 수상형 태양광(3MW)	지상형 태양광(100kW, 1MW, 3MW, 20MW), 건물형 태양광(1MW), 영농형 태양광(100kW), 수상형 태양광(3MW)

자료: 저자 직접 작성

국내 태양광 발전 설비의 설치 유형은 ‘신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침’ [별표 1]에 따라 지상형, 건물형, 수상형으로 구분된다. 지상형은 일반 지상형, 산지형, 농지형, 영농형으로 구분되며, 건물형은 건물 옥상에 설치하는 건물설치형, 건물의 지붕이나 외벽에 부착하는 건물부착형, 건축 부자재 역할을 수행하는 BIPV (건물일체형)로 구분된다. 수상형은 강, 댐, 바다 등 수면 위에 부유식으로 설치되는 유형이다. 이러한 설치 유형의 세부 특징은 〈표 3-2〉에 기술되어 있다. 본 연구는 일반 지상형, 건물설치형, 수상형, 그리고 현재 법률 개정안이 계류 중인 영농형 태양광을 중심으로 분석을 진행하였다.

〈표 3-2〉 태양광 설비 설치 유형별 구분

설치유형		세부내용
지상형	일반지상형	표면에 고정하여 설치하는 것으로서 산지관리법 및 농지법의 적용을 받지 않는 태양광설비의 유형
	산지형	산지전용허가(신고) 또는 산지일시사용허가 등 산지관리법에 따른 인·허가 등을 받아 설치하는 태양광 설비의 유형
	농지형	농지전용허가(신고) 또는 농지의 타용도 일시사용허가 등 농지법에 따른 인·허가 등을 받아 설치하는 태양광설비의 유형
	영농형	농지에 농업을 지속하면서, 태양광 발전설비를 설치하여 농업과 발전을 병행하는 형태
건물형	건물설치형	건축물 옥상 등에 설치하는 태양광설비의 유형
	건물부착형	건축물 경사 지붕 또는 외벽 등에 밀착하여 설치하는 태양광 설비의 유형
	건물일체형	태양광모듈을 건축물에 설치하여 건축 부자재의 역할 및 기능과 전력생산을 동시에 할 수 있는 태양광설비
수상형		댐건설 및 주변지역지원 등에 관한 법률 제2조에 따른 댐, 전원개발촉진법 제5조에 따라 전원개발사업구역으로 지정된 지역의 발전용 댐, 농어촌정비법 제2조의 농업생산기반 정비사업에 따른 저수지 및 담수호와 농업생산기반시설로서의 방조제 내측, 산업입지 및 개발에 관한 법률 제6조 내지 제8조에 따른 산업단지 내의 유수지, 공유수면 관리 및 매립에 관한 법률 제2조에 따른 공유수면 중 방조제 내측 위에 부유식으로 설치하는 태양광설비 유형

자료: 신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침 [별표 1]

「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합 의무화제도 관리·운영지침」[별표2] 산업통상자원부 고시 제2024-152호에 따르면, 태양광 설비 형태에 따른 신재생에너지 공급인증서(REC) 가중치가 차등 적용된다. 일반 부지에 설치된 지상형 태양광의 경우, 설치 규모에 따라 REC 가중치가 0.8에서 1.2까지 적용되며, 임야에 설치하는 경우 0.5, 건축물 등 기존 시설물을 이용할 경우 규모에 따라 1.0에서 1.5, 수상 태양광은 1.2에서 1.6까지 가중치가 적용된다. 이처럼 태양광 발전 설비는 다양한 형태로 전력시장에 참여하고 있으므로, 사업 유형별 및 규모별 특성을 반영한 비용 조사가 요구된다. 본 연구에서 진행한 재생에너지 발전 설비비용 조사는 자료의 객관성, 적합성, 신뢰성을 확보하기 위해, 그동안 협업 체계를 유지해 왔던 건설산업정보연구원에 의해 수행되었다.

태양광 발전 설비비용은 크게 직접비와 간접비로 나눌 수 있다. 직접비에는 모듈, 인버터, 접속반, 수배전반, 모니터링 시스템, 구조물, 전기배선, 토목공사, 인건비 등

이 포함되며, 간접비에는 설계, 감리, 진단 및 검사, 인허가, 일반 관리비용, 금융비용, 보험비용, 한국전력 계통 접속 비용, 이윤, 부가세 등이 포함된다. 태양광 발전 설비에서 많은 비중을 차지하는 모듈의 경우, 최근 기술개발에 따른 효율 향상을 반영하여 기존 국내 2등급 500W 출력에서 동일 등급의 630W 출력 모듈을 기준으로 시장 거래 가격을 조사하였다. 재생에너지 발전 사업을 진행하는 과정에서 발생하는 개발행위 인허가 비용은 지자체별 규정과 주민수용성 정도가 달라 비용 표준화에 한계가 있다. 이에 본 연구에서는 개발이익환수에 관한 법률에 의거하여 태양광 발전 설비 설치 용량에 따라 산정한 설비 필요면적을 바탕으로 개발부담금을 분석하여 반영하였다.

태양광 발전 설비비용은 설치 유형과 규모에 따라 다르게 산정되므로, 각 유형의 특성을 반영한 조사가 필요하다. 예를 들어, 지상형 태양광의 경우 주요 기자재, 모니터링 시스템, 기초구조물, 전기배선, 토목공사 등이 모두 직접비에 포함되지만, 건물형 태양광, 수상형 태양광의 경우에는 토목공사가 필요하지 않다. 다만, 건물형 태양광은 옥상 또는 지붕에 설치되는 만큼 구조물 안정성 검토 비용과 크레인을 이용한 기자재 운반비가 포함된다. 수상형 태양광은 수면 위에 설치되는 특성상 구조물 프레임, 부력체, 계류시설, 접안시설 비용이 필요하다. 태양광 발전 설비의 규모에 따라 변전소 비용 등도 발생하므로, 본 연구에서는 이러한 항목들을 <표 3-3>에서 유형별/규모별로 구분하여 차별적으로 조사하였다. 조사 결과는 태양광 발전 사업의 유형별 비용을 객관적으로 평가하고, 향후 재생에너지 사업 추진에 있어 유용한 자료로 활용될 수 있을 것이다.

<표 3-3> 태양광 유형별/규모별 비용 직·간접비 조사 항목

구분		지상형				건물형	영농형	수상형
		100kW	1MW	3MW	20MW	1MW	100kW	3MW
직접비	모듈	○	○	○	○	○	○	○
	인버터(접속반 일체형)	○	○	○	○	○	○	○
	접속반	-	-	-	-	-	-	-
	모니터링 RTU(통신용), STP CAT. 5, 기상관측장치, 노무비	○	○	○	○	○	○	○

구분			지상형				건물형	영농형	수상형
			100kW	1MW	3MW	20MW	1MW	100kW	3MW
		PC	-	-	-	0	-	-	0
		모니터	-	-	-	0	-	-	0
	구조물	□형강, C형강, PLATE, RIB, 볼트, 너트, BASE, LATE	0	0	0	0	0	0	구조체 프레임, 부력체
		무수축물탈, 케미컬양가, 노무비							
		구조물 안정성 검토	-	-	-	-	0	-	-
		기자재 운반비	-	-	-	-	0	-	-
	전기배선	분전반	0	-	-	-	-	-	전기시설 (송변전 설비 포함), 통신설비
		수배전반	-	0	0	-	0	0	
		변전소	-	-	-	0	-	-	
		폴리에틸렌 난연케이블, 케이블덕트, 지용비닐 절연전선	0	0	0	0	0	0	
		접지동봉, 접지동판, 후렉시블전선관, 노무비							
	토목공사	터파기/토사, 되메우기/토사, 잡석지정, U형플룸관부설, 웬스, 노무비	0	0	0	0	-	-	-
	간접비	설계 및 감리		0	0	0	0	0	0
진단 및 검사									
일반관리비									
금융비용									
보험비용									
한접접속비									
기타		이윤, 부가가치세, 간접노무비							

자료: 이근대, 임덕오(2021). 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(2/5)의 p. 40의 <표 4-2>

1.2. 지상형 태양광 조사 결과

일반 지상형 태양광 발전 설비의 규모별 비용 조사 결과는 <표 3-4>와 같다. 각 항목별 비용은 건설산업정보연구원의 조사 결과를 바탕으로 업계 전문가의 자문과 검토를 반영하여 산출되었다. 2024년 기준 태양광 발전 설비비용은 100kW의 경우 1,303천 원/kW, 1MW는 1,281천 원/kW, 3MW는 1,157천 원/kW, 20MW는 1,058천 원/kW으로 2023년 대비 10%~12% 감소한 것으로 나타났다.

올해 태양광 발전설비에 대한 비용이 전년 대비하여 크게 감소한 것은 두 가지 요인에 의한 것이다. 첫 번째는 전 세계 모듈 공급가격이 큰 폭으로 하락함에 따라 국내 모듈 공급가격도 하락했기 때문이다. 전 세계 모듈 공급가격의 하락은 중국에서 생산된 모듈의 재고를 대량으로 공급함에 따른 결과이다. 이러한 영향으로 국내 모듈 대규모 생산업체의 공급가격은 2등급 기준으로 2023년 12월 약 470원/Wp ~ 480원/Wp에서 2024년 10월 335원/Wp 수준으로 약 29%~30% 하락한 것으로 확인된다.

<표 3-4> 국내 태양광 2등급 모듈 가격 추세

(단위: 원/Wp)

구분	2023년 12월	2024년 9월	증감율
국내 모듈 2등급 공급가격	470~480	335	29%~30% 감소
중국산 모듈 무등급 공급가격	320	220	31% 감소

자료: 건설산업정보연구원의 비용 조사결과에 기반하여 저자 직접 작성

두 번째 요인은 기술 개발에 따른 태양광 모듈 효율 증가이다. <표 3-5>는 신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침에 따른 결정질 모듈 KS인증 4,672품목의 대상 규격을 조사한 결과, 최근 시장에 공급되는 출력 용량은 약 500W³⁾에서 630W⁴⁾로 증가한 것으로 확인된다. 모듈의 효율이 약 21%에서 23%로 2%p 상승한 것이다. 모듈의 출력 용량이 증가할 경우 전체 태양광 설치에 필요한 면적이 감소하여 기자재, 구조물, 토목공사 등의 직접비용이 감소할 뿐만 아니라 발전설비 공사의 제비용 적용에 따른 간접비용도 감소하게 된다.

3) 모듈의 크기는 가로 1.13m 세로 2.09m

4) 모듈의 크기는 가로 1.13m 세로 2.46m

〈표 3-5〉 출력(W)용량별 연도별 인증제품 수

(단위: 개)

인증 년도	출력(W)												* 주요 품목 비중
	200W 이하	250W 이하	300W 이하	350W 이하	400W 이하	450W 이하	500W 이하	550W 이하	600W 이하	650W 이하	700W 이하	합계	
2007	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	100.0%
2008	59	34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93	63.4%
2009	121	151	11	-	-	-	-	-	-	-	-	283	53.4%
2010	51	126	13	3	7	-	-	-	-	-	-	200	63.0%
2011	18	164	28	-	10	4	-	-	-	-	-	224	73.2%
2012	5	125	71	5	9	6	1	-	-	-	-	222	56.3%
2013	3	128	131	34	13	10	-	-	-	-	-	319	81.2%
2014	1	77	115	42	6	5	-	-	-	-	-	246	46.7%
2015	19	78	190	110	5	2	-	-	-	-	-	404	47.0%
2016	1	20	120	173	6	11	-	-	-	-	-	331	52.3%
2017	1	6	88	195	59	5	12	-	-	-	-	366	53.3%
2018	4	6	48	143	149	11	9	8	-	-	-	378	77.2%
2019	12	-	14	61	287	81	-	39	-	-	-	494	58.1%
2020	1	-	3	20	59	34	1	0	-	-	-	118	50.0%
2021	1	4	1	4	17	113	100	58	50	7	-	355	60.0%
2022	-	-	-	-	1	10	66	43	60	16	9	205	32.2%
2023	1				5	12	20	30	85	56	26	235	36.2%
2024	1				1	4	7	4	47	102	27	193	52.8%
합계	305	919	833	790	634	308	216	182	242	181	62	4,672	

자료: 건설산업정보연구원의 비용 조사결과에 기반하여 저자 직접 작성

세부항목별 조사 결과를 살펴보면 태양광 모듈, 토목공사, 구조물 및 시공 등의 직접비용이 전년 대비 감소하였고, 설계 및 감리, 경비, 기타 사업비 등의 간접비용도 전년 대비 감소한 것으로 확인된다.

전체적으로는 최근 국내 인플레이션과 인건비 상승 등의 영향에도 불구하고, 전 세계적으로 재생에너지 보급 확대를 위한 기술 개발과 시장 경쟁에 따라 지상형 태양광의 설비비용은 전년 대비 감소한 것으로 분석된다. 또한, 최근 5년간 조사된 결과를 비교해 보면 2022년 코로나 사태 영향으로 인한 비용 상승이 발생하였지만, 국내 태양광 발전 설비비용은 보급이 확대됨에 따라 지속적으로 하락하는 추세가 나타나는 것으로 분석된다.

〈표 3-6〉 지상형 태양광 세부 항목별 비용 조사 결과

(단위: 천 원/kW)

구분	100kW				1MW				3MW				20MW			
	'20	'21	'22	'23	'24	'20	'21	'22	'23	'24	'20	'21	'22	'23	'24	'24
태양광 모듈	400	369	450	444	335	390	365	428	422	318	381	354	414	409	308	302
태양광 인버터	150	121	65	64	65	130	74	62	61	62	114	70	59	57	59	55
수배전반						62	75	84	84	84	26	55	64	64	64	
모니터링 시스템	18	8	17	16	15	2	3	2	2	2	1	2	1	1	1	1
토목공사	76	93	98	98	63	43	64	61	61	25	37	53	54	54	17	11
구조물 및 시공	162	201	216	227	209	162	199	216	228	210	161	190	215	227	209	209
전기자재, 공사	107	122	127	169	172	89	101	105	147	150	89	97	105	147	150	150
한전계통비용	92	92	105	112	130	19	19	22	23	26	23	23	27	29	32	29
변전소 비용									100	100				33	33	35
전기설계 및 감리	164	157	152	151	41	95	88	83	105	25	78	72	72	92	20	15
발전허가 및, 개발			16	16	16			25	25	25			27	27	27	29
진단 및 검사	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	0.4
경비	96	88	111	31	27	106	97	100	31	23	108	96	95	30	22	22
보험료	0.4	0.4	2	3	3	0.4	0.4	2	3	3	0.4	0.3	2	3	2	2
EPC 금융비용	2	2	4	5	4	7	2	7	9	8	9	2	13	17	16	29
기타사업비	184	177	186	51	166	179	168	173	52	164	158	151	153	50	148	132
일반관리비	61	59	66	62	55	60	54	61	62	54	51	47	54	55	47	39
합계	1,513	1,491	1,617	1,450	1,303	1,346	1,310	1,432	1,416	1,281	1,239	1,213	1,355	1,296	1,157	1,058
전년 대비 증감률(%)		-1.5	+8.4	-10.3	-10		-2.7	+9.3	-1.1	-10		-2.1	+11.7	-4.3	-11	-12

주: 20MW급 태양광의 경우, 2021년부터 조사가 진행됨에 따라 2020년 비용 자료는 부재함.

자료: 건설산업정보연구원의 비용 조사결과에 기반하여 저자 직접 작성

1.3. 특수태양광(건물형, 영농형, 수상형 태양광) 비용 조사 결과

2024년 기준으로 조사된 건물형 태양광, 영농형 태양광, 수상형 태양광의 총 설비비용은 각각 1,090천 원/kW, 1,371천 원/kW, 1,586천 원/kW 수준이다. 이는 최초 수행된 2021년 조사한 시점 대비 각각 2%, 23%, 11% 감소한 결과이다. 유형별 설비비용에서 많은 비중을 차지하는 항목을 보면 건물형 태양광은 모듈(29%), 영농형 태양광은 모듈(24%)과 구조물공사(23%), 수상형 태양광은 모듈(21%)과 부력체 구조물(23%)과 전기공사(20%)로 확인된다.

건물형 태양광의 경우, 1MW급 표준 설비를 기준으로 산정한 결과와 지상형 태양광의 동일 용량을 비교해 보면 약 15% 낮은 수준이다. 이는 건물형 태양광이 지상형 태양광과 달리 토목공사 비용이 포함되지 않기 때문이다. 한편, 영농형 태양광의 경우 국내에서 다양한 실증사업이 진행 중이어서 실제 사업에 필요한 발전 설비 비용 산정이 어렵지만, 실증사업 참여 기업을 통해 조사한 결과에 따르면 100kW 기준으로 지상형 태양광의 동일 용량과 비교해 약 5% 높은 수준으로 나타났다. 이는 농기구 이동과 농작물 재배에 영향을 최소화하기 위해 높은 구조물이 필요하며, 이로 인해 구조물 및 전기설비 설치에 필요한 기자재 비용과 인건비가 전체 비용을 증가시키는 주요 요인으로 작용했기 때문이다.

수상형 태양광은 저수지나 댐 위에 설치되며, 현재 한국농어촌공사와 한국수자원 공사를 중심으로 보급이 확대되고 있다. 수상형 태양광은 MW급 대규모 설비가 가능하다는 장점이 있으며, 낮은 수온으로 인해 동일한 모듈을 사용하더라도 출력 효율이 높은 특징이 있다. 그러나 단점으로는 토목 공사 비용이 포함되지 않더라도 부력체, 계류설비, 접안시설 등 수면 위 구조물을 위한 추가 설비가 필요해 전체 설비 비용이 높아진다는 점이 있다. 3MW 기준으로 지상형 태양광의 동일 용량과 비교해 약 37% 높은 수준으로 나타났다. 최근 보급이 활발히 이루어지고 있음에도 여전히 낮은 보급률로 인해 수상형 태양광의 설비비용이 높은 것으로 확인되었다.

〈표 3-7〉 건물, 영농형, 수상태양광 세부 항목별 비용 조사 결과

(단위: 천 원/kW)

구분	건물형 태양광(1MW)			영농형 태양광(100kW)			수상형 태양광(3MW)		
	'21년	'24년	증감률	'21년	'24년	증감률	'21년	'24년	증감률
태양광 모듈	365	318	-13%	369	335	-9%	380	306	-20%
태양광 인버터	74	62	-17%	121	65	-46%	71	71	0%
수배전반	75	84	12%						
모니터링 시스템	3	2	-25%	2	2	0%	14	14	0%
토목공사				12	12	0%			
구조물 공사 및 시공	207	205	-1%	428	319	-25%	421	363	-14%
전기자재, 공사	100	150	50%	162	190	18%	258	322	25%
한전계통비용	9	26	187%	92	130	41%	23	32	38%
전기설계 및 감리	80	25	-68%	181	41	-77%	95	25	-74%
진단 및 검사	1	1	-4%	2	2	0%	1	1	3%
경비	55	21	-62%	123	34	-72%	159	164	3%
보험료	1	3	339%	1	3	434%	0	4	924%
EPC 금융비용	2	8	345%	2	4	87%	3	23	670%
기타사업비	99	141	42%	208	185	-11%	296	194	-35%
일반관리비	44	43	-2%	75	50	-33%	65	68	5%
합계	1,115	1,090	-2%	1,777	1,371	-23%	1,786	1,586	-11%

2. 풍력 발전설비 비용 조사

전 세계는 2050년 탄소중립 목표를 달성하기 위해 재생에너지 확대 정책을 추진하고 있으며, 특히 풍력 발전이 중요한 역할을 맡고 있다. 풍력 발전은 대기 오염물질을 배출하지 않고 지속 가능한 에너지원으로 인정받아, 전 세계적으로 그 비중이 꾸준히 증가하는 추세다.

이와 관련해, 육상풍력과 해상풍력 발전은 안정적인 운영이 가능하다는 장점 덕분에 우리나라에서도 재생에너지 확대 전략에서 핵심적인 요소로 자리 잡고 있다. 그러나 공급 인프라 부재, 지리적 여건, 환경 규제, 주민 수용성 문제 등 여러 도전과제가 풍력 발전 설비 확대를 어렵게 만들고 있으며, 이로 인해 비용 상승 요인이 발생하고 있다. 따라서 향후 비용 효율적인 풍력 발전 보급을 위해서는 우리나라의

풍력 발전 설비 비용에 대한 정확한 조사가 필요하며, 이를 기반으로 경제성을 분석해야 한다. 또한, 시장에 명확한 가격 신호를 제공하는 것이 중요하다.

본 연구에서 우리나라 풍력 발전 설비비용의 현황을 분석하고, 국제적 동향과 비교함으로써 향후 정책적 시사점을 제시하는 것이 주요내용 중 하나이다. 이를 통해 정부와 민간 부문이 풍력 발전 투자 및 운영을 보다 효과적으로 계획하고 추진할 수 있도록 기초 자료를 제공하고자 한다.

2.1. 육상풍력 발전 설비비용 조사

우리나라 육상풍력 발전설비 기자재는 한국산업표준(KS)⁵⁾의 규격에 따라 육상용 중대형 풍력터빈 설계 요구사항을 충족 해야하며, 회전자 면적이 200m² 이상인 풍력터빈을 적용 해야한다.

설치 위치는 신재생에너지 설비 지원 지침에서 다음 기준을 따르도록 명시되어 있다. 이는 1) 돌풍성 풍력을 제외한 충분하고 양질의 풍력자원이 있는 곳, 2) 풍속에 영향을 미칠 수 있는 고층 건물이나 나무 등이 없는 곳, 3) 풍력 타워의 넘어짐으로 주변 시설, 도로, 민가, 축사 등에 피해를 주지 않도록 충분한 이격거리를 확보한 곳을 포함한다.

본 연구에서는 위 기준을 기반으로 국내 설치 및 운영 사례를 조사하였다. 또한, 연도별 육상풍력 발전 설비비용을 조사하여 현재의 가격 추세를 분석하였다. 설비 규모는 국내 환경에서 대규모 육상풍력 발전설비 설치가 여러 규제와 낮은 사업성으로 인해 어려운 점을 고려하여 20MW와 40MW 두 가지 용량으로 설정해 조사하였다.

2.1.1. 조사 항목 및 방법

한국표준설비의 육상용 중대형 풍력 터빈 설계 요구사항에서는 설비 관련 세부 항목들을 <표 3-8>과 같이 정의하고 있으며, 이는 육상풍력 발전단지 설계 및 구축 시 중요하게 고려해야 할 요소이다. 본 연구에서는 이러한 개별 항목들의 정의를 검토하고, 이를 바탕으로 비용 조사를 진행하였다.

5) 한국산업표준(KS) KS C 8572

〈표 3-8〉 풍력 터빈 항목별 정의

번호	항목	내용
3.21	수평축 풍력터빈	로터 회전축이 풍향에 평행한 풍력터빈
3.22	허브	블레이드 또는 블레이드 조립품을 로터 축에 결합하기 위한 고정물
3.23	허브높이	풍력터빈 로터 중심의 지상높이
3.29	나셀	수평축 풍력터빈에서 타워 상부에 동력 전달장치와 그 밖에 장치를 내장한 곳
3.35	송수전 설비	한 대 이상의 풍력터빈 단자와 수전점 사이를 접속하는 모든 전기 설비
3.39	정격 출력	정상 운전 조건 및 외부 조건하에서 풍력터빈이 공급하도록 설계된 최대 연속 출력
3.49	지지 구조물	타워와 기초로 구성된 풍력터빈의 일부
3.60	풍력 발전단지	그룹 또는 복수 그룹의 풍력터빈으로, 보통은 풍력 발전단지라고 함
3.67	풍력발전 시스템	바람의 운동에너지를 전기 에너지로 변환하는 시스템

자료: 한국표준설비, 육상용 중대형 풍력터빈 설계 요구사항(KS C 8572:2015)

또한, 신·재생에너지 설비 지원 지침에 명시된 풍력설비 세부 항목별 시공 기준은 〈표 3-9〉와 같으며, 국내 육상풍력 발전설비는 이 규정을 준수하여 설치되어야 한다. 해당 규정을 자세히 살펴보면 전기사업법 및 안전관리 기준 등을 포함하고 있으며, 이는 각 지자체의 내부 규정에 따라 상이할 수 있다. 따라서 육상풍력 발전 사업자는 사업부지가 속한 관리 및 담당 지자체의 풍력발전설비 관련 규정을 함께 확인해야 한다. 본 연구에서는 조사의 효율성을 높이기 위해, 신·재생에너지 설비 지원 지침에서 공통적으로 적용 가능한 풍력설비 항목별 시공 기준을 반영하여 조사 및 분석을 진행하였다.

6) 제주도의 경우 내부 풍력발전설비 관리규정을 통해 육상풍력 발전설비를 효율적이고 안전하게 운영관리하고 있음.

〈표 3-9〉 육상풍력 발전설비 항목별 시공기준

항목	관련 규정																
기초	- 기초는 충분한 지내력을 갖는 지질구조 위에 설치되어야 하며, 장기간의 운전에도 지반침하가 발생하지 않아야 한다. - 형강류 및 기초지대대에 포함된 철판부위는 용융아연도금처리 또는 동등 이상의 녹방지 처리를 하여야 하며, 용접부위는 방식으로 처리 하여야 한다.																
타워	- 발전기의 운전 중에 과도한 떨림이나 진동이 없도록 충분한 구조적 강도를 가져야 한다. - 타워의 높이는 회전하는 날개에 의해 지상의 사람이나 시설 등에 손상을 입히지 않도록 충분히 높아야 한다.																
볼트, 너트, 와셔 (볼트캡 포함)	- 용융아연도금처리 또는 동등 이상의 녹방지 처리하여야 한다.																
발전기	- 회전자는 허브에 정상적인 조립순서로 조립하고, 정해진 토크로 체결하여야 한다. - 허브와 주축 간 연결은 설계도면 상에 정해진 토크로 체결해야 하며, 나셀 내·외부의 각종 센서 및 낙뢰장치는 적절한 위치에 설치하여야 한다. - 발전기 회전부는 작업자의 안전을 고려하여 덮개로 보호해야 한다.																
나셀	- 주요 구성기기와 제어반·변압기 등은 정상위치에 안정적으로 고정 하여야 한다. - 각종 유압장치나 냉각장치 등에서 누유나 누수 등이 발생하지 않아야 하며, 유압 매체나 냉각수의 수위 및 윤활유 등이 적정하여야 한다. - 나셀 내부의 회전부는 작업자의 안전을 고려하여 차폐하여야 한다.																
전기배선	- 풍력발전기에서 옥내에 이르는 배선에 쓰이는 전선은 CV선 또는 TFR-CV선을 사용하여야 하며, 전선이 지면을 통과하는 경우에는 피복에 손상이 발생되지 않게 별도의 조치를 취해야 한다. - 전기설비기술기준에 따라 접지공사 및 피뢰설비를 설치해야 한다. - 전기사업법의 사용전점검 또는 사용전검사에 하자가 없도록 시설을 준공하여야 한다.																
인버터	- 센터에서 인증한 인증제품을 설치하여야 한다. - 해당 용량이 없어 인증을 받지 않은 제품을 설치할 경우에는 신·재생에너지 설비 인증에 관한 규정 상의 효율시험 및 보호기능시험이 포함된 시험성적서를 제출하여야 한다.																
모니터링설비	- 계측설비별 요구사항 <table border="1"><tr><td>계측설비</td><td>요구사항</td></tr><tr><td>인버터</td><td>CT 정확도 3% 이내</td></tr><tr><td>전력량계</td><td>정확도 1% 이내</td></tr></table> - 측정 및 모니터링 항목 <table border="1"><tr><td>구분</td><td>모니터링 항목</td><td>데이터(누계치)</td><td>측정 항목</td></tr><tr><td rowspan="2">풍력</td><td>일일발전량(kWh)</td><td>24개(시간당)</td><td rowspan="2">-인버터 출력</td></tr><tr><td>생산시간(분)</td><td>1개(1일)</td></tr></table>	계측설비	요구사항	인버터	CT 정확도 3% 이내	전력량계	정확도 1% 이내	구분	모니터링 항목	데이터(누계치)	측정 항목	풍력	일일발전량(kWh)	24개(시간당)	-인버터 출력	생산시간(분)	1개(1일)
계측설비	요구사항																
인버터	CT 정확도 3% 이내																
전력량계	정확도 1% 이내																
구분	모니터링 항목	데이터(누계치)	측정 항목														
풍력	일일발전량(kWh)	24개(시간당)	-인버터 출력														
	생산시간(분)	1개(1일)															

자료: 「신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침」 [별표1] 6. 풍력설비 시공기준

육상풍력 발전 설비의 세부 항목별 비용 조사 방법은 <표 3-10>과 같다. 주요 기자재에 대해서는 국내에서 최근 개발된 U사의 4.2MW 터빈을 기준으로, 4MW 이상의 인증 설비를 보유한 업체를 대상으로 조사하였다. 이를 위해 한국풍력산업협회 홈페이지에 등록된 풍력 제조업체를 검토하여 조사 가능한 업체를 선정한 뒤, 최종적으로 8개 업체를 대상으로 조사를 진행하였다. 그러나 일부 업체의 무응답 및 인터뷰 거절로 인해, 최종적으로 3개 업체로부터 세부 항목별 비용 정보를 확보하였고, 이를 바탕으로 육상풍력 발전설비의 비용을 산출하였다.⁷⁾

기자재 비용은 국내 육상풍력 발전기 제조업체 및 발전사업자를 대상으로 한 설문조사를 통해 확보한 자료를 반영하였다. 세부 항목은 20MW 및 40MW 규모의 육상풍력 설비 구축에 필요한 주요 기자재(터빈, 타워), 토목 공사, 전기 공사, 기자재 운송 및 설치, 계통 연계, 설계 및 감리, 진단 및 검사, 환경 모니터링, 개발 비용 등으로 구성되며, 각 항목에 대한 가능한 실제 투입된 비용을 바탕으로 조사하였다. 구체적으로 주요 기자재 데이터는 국내외 터빈 제조업체에서 확보하였고, 토목, 전기, 운송 및 설치 비용은 설문조사를 통해 확보한 자료와 육상풍력 발전소 개발 시 활용되는 세부 항목별 기술 비용 분석 방법을 기반으로 표준 입지의 품셈을 반영하여 산출하였다.

금융 비용은 건설 및 시공 과정에서 발생하는 비용으로, 시중은행의 PF 대출 상품을 기준으로 설비 규모별 리스크를 반영하여 산출하였다. 1MW 이상의 발전 설비 규모에 적합한 대출 금리를 적용하고, 원리금균등상환 방식을 통해 공사 기간별 금융 비용(이자 상환액)을 산출하였다. 보험 비용은 설치비에 보증금율(5%)⁸⁾을 곱하여 보험 가입 금액을 산출하였으며, 연간 보험료는 보험 가입 금액에 보증 요율(0.635%)을 적용하여 산출하였다. 인허가 비용은 태양광 비용 산출에서 적용한 기준을 동일하게 반영하여 산출하였으며, 기타 경비, 일반 관리비, 간접 노무비, 이윤 등은 조달청 기준⁹⁾에 따라 세부 항목별 제비율¹⁰⁾을 적용하고, 공사 규모와 기간에 따라 보정하여 최종 비용을 산출하였다.

7) 실제 비용조사 시 개별 업체에 담당자에게 연락 및 접촉을 시도하였으나 다수의 업체에서는 내부적으로 민감한 사항으로 요구자료 제공이 불가함을 전달하였음.

8) SGI서몰보증에서 적용하는 보증금율 5%

9) 조달청 2023.8.25. 건축, 산업환경설비공사 원가계산 제비용 적용기준

10) 간접노무비, 기타경비, 산재보험료, 고용보험료, 건강보험료, 연금보험료, 노인장기요양보험료, 산업안전보건관리비, 퇴직공제부금비, 일반관리비, 이윤

〈표 3-10〉 육상풍력 발전설비 세부항목별 비용 조사 방법

육상풍력 발전 설비 세부항목	발전 설비비용 조사방법
터빈 및 타워 등 주요 기자재	- 국내 육상풍력 발전기 제조업체 조사 및 세부항목별/기술별 비용 품셈 조사
토목공사	
전기공사	
구조물 및 설치 공사	
계통연계	- 국내 육상풍력 발전기 제조업체 및 발전사업자 조사 - “조달청 2023.8.25 건축, 산업환경설비공사 원가계산 제비율 적용기준”을 반영
간접비(사전개발비, 설계, 경비, 일반관리비, 금융, 보험, 환경모니터링, 인허가 등)	

자료: 저자 직접 작성

2.1.2. 조사 결과

건설산업정보연구원의 조사 및 분석 결과를 바탕으로 관련 업계 전문가 자문 및 검토를 통해 최종 산정된 연도별 육상풍력 발전 설비비용 추이는 〈표 3-11〉과 같다. 2024년 기준 20MW급 육상풍력 설비비용은 2,928천 원/kW, 40MW급의 경우 2,910천 원/kW 수준으로, 이는 전년대비 약 각각 7%, 8% 상승한 결과이다. 이러한 비용의 상승은 글로벌 공급망 이슈에 따른 터빈 가격 상승, 금리 인상 및 금융 조건 악화, 운송 및 설치를 위한 특수 장비 공급 비용과 노동력 비용 증가 등으로 요약할 수 있다.

먼저 2023년부터 이어진 글로벌 공급망 차질은 풍력 발전 설비의 주요 부품인 터빈, 발전기, 블레이드 등의 생산과 공급에 영향을 미쳤다. 특히, 원자재 비용 상승과 부품 공급 지연이 가지재 비용을 직접적으로 증가시키는 요인으로 작용했다. 특히, 원자재 가격의 급등은 풍력 설비 제작에 필수적인 철강, 구리 등 주요 금속 가격에 반영되었고, 이로 인해 전체적인 비용 상승을 견인하였다.

또한, 우리나라는 환경영향평가 절차의 복잡화, 토지 사용 규제 강화, 주민 수용성 확보를 위한 추가 비용 등이 발생하면서 비용이 상승하는 원인이 된다. 이러한 규제 준수를 위한 비용 증가는 프로젝트의 전체 기간을 증가시키고, 비용을 상승시키는 요인으로 작용하고 있다.

2022년부터 이어진 글로벌 금리 인상 기조는 2024년에도 영향을 미치고 있다. 풍력 발전 프로젝트는 초기 투자 비용이 큰 특성을 가지고 있어, 자본 조달에 있어 금리 인상은 프로젝트 비용 상승으로 이어진다. 특히, 금융 조건이 악화됨에 따라 대규모 자금 조달이 어려워지거나 더 높은 이자율을 적용받아 설비비용이 증가하는 현상이 나타나고 있다. 이러한 요인들이 복합적으로 작용하면서 2024년 육상풍력 발전 설비비용이 2023년에 비해 상승한 것으로 분석된다.

2024년 들어 육상풍력 발전의 효율성을 높이기 위해 터빈 크기와 출력이 증가하고 있으며, 최신 기술을 도입한 대형 터빈 설비의 도입이 늘고 있다. 이러한 기술 혁신은 장기적으로 운영 비용을 절감할 수 있는 장점이 있지만, 초기 설비비용은 상대적으로 높아지는 경향이 있다. 특히, 대형 터빈의 설치 및 유지보수에 필요한 특수 장비와 기술 인력 수요가 증가하면서 비용이 상승할 수 있다.

2020년부터 2024년까지 걸친 국내 육상풍력 설비비용 추세 분석 결과 큰 변동 없이 일정 수준을 유지하는 수준에서 최근 큰 폭으로 상승하는 추세가 나타났다. 이러한 원인에 대한 전문가 자문 결과 우리나라의 경우, ① 각종 환경 규제에 의해 높은 산지에 육상풍력 발전소를 설치해야 하기 때문에 이를 운반하고 설치하는 비용이 높게 나타나며, ② 여러 가지 제도적 제약으로 인해 발전단지 규모를 확대할 수 없어 규모의 경제가 실현되지 않으며, ③ 인플레이션으로 인한 기자재 비용 상승, ④ 복잡한 인허가 및 주민보상으로 인한 간접비 상승 등으로 인해 비용이 상승하는 것으로 확인되었다.

결론적으로 국내 육상풍력 발전 설비비용은 전반적으로 증가하는 추세를 보였다. 이는 다양한 요인에 의해 발생한 비용 상승으로, 향후 정부는 설비비용 절감을 위한 기술적 혁신과 더불어, 안정적인 투자 환경을 조성하기 위한 금융 지원, 인허가 간소화, 설비 구축을 위한 인프라 구축 등의 지원을 강화할 필요가 있다.

〈표 3-11〉 육상풍력 세부 항목별 비용 조사 결과

(단위: 천 원/kW)

	20MW					40MW					
	'20년	'21년	'22년	'23년	'24년	증감률	'21년	'22년	'23년	'24년	증감률
주기기 (블레이드, 너셀, 타워 포함)	1,150	1,035	1,005	1,005	1,143	14%	1,020	980	980	1,126	15%
	106	105	91	142	182	29%	105	89	142	182	29%
	113	112	144	144	116	-19%	112	140	140	116	-17%
	42	42	33	37	40	9%	42	34	37	41	9%
모니터링	21	22	22	6	6	5%	22	21	6	6	5%
직접노무비	160	160	362	480	619	29%	160	353	475	618	30%
설계 및 감리	145	128	93	93	36	-62%	125	89	89	28	-68%
환경모니터링비	5	8	6	6	7	6%	4	6	6	6	7%
진단 및 검사	6	6	1	1	1	10%	6	2	2	2	10%
인허가	-	343	57	47	50	6%	252	55	45	48	7%
금융비용	37	29	54	101	90	-11%	29	79	119	118	-1%
보험비용	1	1	4	7	7	3%	1	4	7	7	3%
일반관리비	96	87	104	105	108	3%	86	101	103	106	3%
경비	359	293	437	227	180	-21%	293	426	222	169	-24%
기타	283	254	316	324	342	5%	253	308	316	335	6%
합계	2,523	2,623	2,731	2,726	2,928	7%	2,508	2,689	2,688	2,910	8%
전년 대비 증감률(%)		4.0%	4.1%	-0.2%	7.4%			7.2%	0.0%	8.3%	

2.2. 해상풍력 발전 설비비용 조사

해상풍력 발전 설비비용은 터빈 크기, 설비 규모, 육지와와의 거리, 수심 깊이, 해상 부지의 지형 및 지질 특성, 변전소 설치 여부, 그리고 설치 인프라(전용 항만 및 설치 선박의 보유 여부) 등 다양한 요인에 따라 큰 차이가 있다. 이러한 이유로 태양광이나 육상풍력과 달리, 표준 설비 기준에 따른 세부 항목별 비용 산정이 어려운 실정이다.

특히, 우리나라의 경우 지역적 특성에 따라 비용 차이가 더욱 두드러진다. 동해와 제주도는 항만과 가까운 장점이 있지만, 수심이 깊고 지형의 굴곡이 심하며 대부분 단단한 암반으로 이루어진 부지가 많아 비용 증가 요인이 된다. 이는 우리나라 해상풍력 기초구조물이 경제적인 모노파일 형태가 아닌 상대적으로 가격이 높은 자켓 파일 형태를 설치할 수 밖에 없는 원인이 된다. 반면, 서해와 남해는 항만과 멀리 떨어져 있는 반면, 수심이 얕고 지형이 평탄하며, 주로 모래와 진흙으로 이루어진 부지가 많아 비교적 다른 비용 구조를 보인다.

이처럼 지역적 차이로 인해 해상풍력 발전설비에서 기자재 비용을 제외한 사전 개발, 설계, 운송 및 설치, 시공, 간접비 등의 비용을 표준화하기 어렵다. 더욱이, 각 해상풍력 발전단지마다 설비 용량, 육지와와의 거리, 수심 깊이, 부지의 지형 및 지질이 상이하기 때문에 세부 항목별로 비용을 표준적인 기준으로 산정하는 데 한계가 있다.

국내 해상풍력 보급 실적을 살펴보면, 2024년 기준으로 새롭게 보급된 해상풍력 발전단지 실적은 없으며, 현재까지 우리나라 전체 해상풍력 설비 용량은 124.5MW¹¹⁾ 수준으로 여전히 보급이 저조한 상황이다. 향후 추가 보급 실적이 있다면, 기존 조사된 결과와 비교하여 국내 해상풍력 발전 설비비용 추세를 분석할 수 있을 것이다. 그러나 이번 연구에서는 자료의 한계로 인해, 이전 연도 분석 결과를 동일하게 반영하고자 한다.

2.2.1. 조사항목 및 방법

이전 년도에 조사한 국내 해상풍력 설비비용은 현재 상업 운전 중인 제주탐라해상풍력, 서남해해상풍력과 개발 계획 중인 영광낙월해상풍력, 제주한림해상풍력, 제

11) 한국풍력산업협회 2021년 애뉴얼 리포트 참조

주한동평대해상풍력을 대상으로 하였다.¹²⁾ 세부 조사 항목은 주요 기자재(터빈과 타워), 전기공사, 기초 구조물 설치공사, 계통연계, 기타 간접비 등으로 구분하였다. 국내 해상풍력의 경우 앞서 언급된 내용과 같이 입지 환경에 따라 세부 비용 차이가 크게 발생하는 것을 고려하여 표준 설비에 따른 비용 추정이 아닌 개별 해상풍력 발전소 비용 조사 결과를 제시하였다. 비용 자료는 발전사 및 개발사, 관련기관에서 공식적으로 발표 및 수집된 내용을 통해 확보하였으며, 국내 해상풍력 제조 및 시공 업체 자문을 통해 세부 항목별 비용에 대한 신뢰성을 확보하였다.

〈표 3-12〉 해상풍력 발전설비 세부항목별 비용 조사 방법

해상풍력 발전설비 세부항목	발전 설비비용 조사방법				
터빈 및 타워 등 주요 기자재	- 국내 해상풍력 발전설비 구축 실적 및 개발 계획 자료 조사				
구조물 및 설치 공사					
전기공사	운영 실적		개발 계획		
계통연계	제주탐라 2018년 (30MW)	서남해 2019년 (60MW)	영광낙월 2024년 (364.8MW)	제주한림 2024년 (100MW)	제주한동평대 2023년 (105MW)
간접비(사전개발비, 인허가, 설계, 경비, 일반관리비, 금융, 보험, 환경모니터링 등)	- 해외 해상풍력 설치 사례 및 비용 조사 - 국내외 풍력 제조 및 공급 업체를 통한 비용 조사 - 국내외 풍력 개발사 자문회의를 통한 비용 조사				

2.2.2. 조사 결과

조사 결과 국내 해상풍력 발전단지 설비비용은 55 ~ 65억 원/MW 수준인 것으로 확인된다. 터빈 및 타워 운반과 설치를 포함한 비용은 17 ~ 26억 원/MW이며 CAPEX에서 차지하는 비중은 29 ~ 43%로 가장 높은 것으로 조사되었다. 기초 구조물 제작 및 설치와 관련된 비용은 13 ~ 26억 원/MW 수준으로 23 ~ 40% 비중을 차지하는 것으로 나타났다. 전기공사 및 계통연계와 관련된 비용은 4 ~ 11억 원/MW 수준이며 6 ~ 19%의 비중을 차지하는 것으로 조사되었다. 사전개발, 설계 및 감리, 인허가, 일반관리비, 기타 경비 등을 포함한 간접비는 12 ~ 18억 원/MW이 소요되는 것으로 확인되었다. 한국전력거래소(2021) 자료¹³⁾에 따르면 2026년 이전까지 건설 계

12) 영광해상풍력은 해상 방파제에 설치된 형태로 법상으로는 해상풍력으로 해석이 가능하나 일반적인 해상풍력 형태로 보기에 어려움이 있어 조사 대상에서는 제외하였음.

13) 발전소 건설사업 추진현황(2021년 3분기)

획 및 진행 중인 해상풍력 발전사업이 설비용량 기준으로 3,586MW(19개 발전소) 수준인 것으로 확인된다. 지역적으로는 경기 200MW, 부산 136MW, 인천 234MW, 전남 2,518MW, 전북 499MW로 구분된다. 또한, 2023년 풍력 고정가격계약 경쟁 입찰 사업자 선정 결과 접수된 용량 2.4GW 중 1.6GW의 용량이 최종 선정된 것으로 확인되었다. 이에 향후 국내 해상풍력 발전 보급은 크게 확대될 것으로 예상되며, 모든 해상풍력 발전사업이 원활하게 추진되어 목표 기간 내 준공 및 운영된다면, 비용 자료에 기반한 보다 객관적이고 신뢰성 있는 해상풍력 발전 사업 비용 산정 및 분석이 가능할 것이다.

〈표 3-13〉 국내 해상풍력 세부 항목별 비용 조사 결과

구분		Case A		Case B		Case C		Case D		Case E	
		비용	비중	비용	비중	비용	비중	비용	비중	비용	비중
직접비	주요 기자재 제작 및 설치	2,159	39%	2,611	43%	1,834	29%	1,930	30%	1,689	29%
	기초구조물 제작 및 설치	1,348	25%	1,437	23%	2,168	34%	2,589	40%	1,869	32%
	전기공사 및 계통연계	432	8%	740	12%	581	9%	389	6%	1,096	19%
기타 간접비		1,561	28%	1,334	22%	1,822	28%	1,560	24%	1,218	21%
합계		5,500	100%	6,122	100%	6,405	100%	6,468	100%	5,872	100%

자료: 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

3. 재생에너지 발전사업 운영 및 유지비용 조사

태양광과 풍력 발전소의 운영 및 관리 방식에 따라 전력 생산량이 달라지며, 이는 발전 수익에 직접적인 영향을 미친다. 예를 들어, 태양광의 경우 모듈에 이물질이 쌓이거나 파손이 발생하면 발전량이 감소하고, 풍력은 운영 중 빈번한 고장이나 주요 부품 손상으로 터빈이 멈출 경우 전력 생산이 중단된다. 이에 따라 최근 태양광 발전량 증대를 위한 유지관리 전문업체의 수가 증가하고 있다. 또한, 육상풍력 발전 사업자들은 정기 및 수시 점검을 위한 인력을 확충하거나 제조업체 및 유지관리업체와의 장기서비스계약(LTSA)을 통해 안정적 운영과 수익성을 확보하고 있다.

본 연구에서는 자료의 일관성을 유지하기 위해 1~4차 연도 조사에서와 동일하게 운영 및 유지관리 비용을 전기안전관리자 선임비용, 연간 보험료, 관리 및 보수비용, 주요 부품 교체비용 등으로 세분화하여 조사하였다. 전기사업법 시행규칙¹⁴⁾에 따르면 발전사업자는 전기설비의 안전관리를 위해 안전관리자를 선임해야 하며, 설비용량이 1,000kW 미만인 경우 안전관리 업무 위탁이 가능하지만, 그 이상일 경우 상주 관리자가 필요하다. 이에 따라 본 연구는 100kW 설비용량에 대해 한국전기안전공사가 제시한 전기안전관리대행 수수료를 운영유지비용에 포함하였으며, 1MW 이상 설비에 대해서는 중급 전기 기술자를 기준으로 직고용 노임단가와 경력을 반영하여 연간 운영유지비용을 산정하였다.

보험은 발전소 운영 중 발생 가능한 사고에 대비하기 위한 필수 요소로, 최근 산업부와 한국에너지공단이 공동으로 추진한 종합보험 상품이 개발되었다. 이 상품은 화재, 자연재해, 제3자 피해까지 보상하는 성격으로 본 연구에서는 해당 보험 상품의 연간 보험료를 반영하였다.

태양광의 경우 연간 유지관리 비용에 모니터링을 위한 인터넷 사용료를 포함했으며, 관련 비용은 태양광 발전소 운영 업체의 데이터를 바탕으로 조사하였다. 육상풍력의 경우 정기 및 수시 정비를 위한 비용을 조사하고 발전 사업자들이 제공한 연간 유지관리 비용 자료를 반영하였다.

발전설비 기자재 중 인버터의 수명은 8~10년¹⁵⁾으로, 고장이나 수명 도래 시 신속한 교체가 요구된다. 태양광 발전소의 경제적 수명을 20년으로 가정했을 때 인버터 교체는 설치용량별 1회로 산정되며, 교체 비용은 기존 설비 원가 산출 시 적용했던 값을 동일하게 적용하였다.

해상풍력의 경우 객관적인 자료 확보와 품셈 기준 적용에 한계가 있어, 국내 선행연구¹⁶⁾에서 분석된 연간 운영유지비용 데이터를 반영하였다. 해당 연구는 단지 운영, 계획 정비, 고장 정비로 분류된 비용을 재료비, 인건비, 장비비로 세분화하여 산출했으며, 본 연구에서는 이 결과에 연간 물가상승률을 반영해 LCOE 추정에 활용하였다.

전반적으로 재생에너지 발전사업의 운영 및 유지비용은 기존 조사 결과와 유사하며, 추가된 조사 항목이 없었으므로 정합성을 위해 최근 10년간 평균 물가상승률

14) 전기사업법 시행규칙 제40조, 제41조

15) 한국전기공사협회, 2017, 태양광 발전설비 설치 가이드북

16) 산업부-에너지기술평가원(2014), 중장기 해상풍력 R&D 로드맵

(1.85%)을 적용해 산정하였다. 특수 태양광(건물형, 영농형, 수상형)도 동일한 방식으로 선행 연구 년도에서 조사된 결과를 기준으로 물가상승률을 반영하여 비용을 산출하였다. 최종적으로 산출된 재생에너지원별/유형별/규모별 연간 운영유지비용 산출 결과는 <표 3-14>와 같다.

〈표 3-14〉 재생에너지원별 연간 운영 및 유지 보수 비용

에너지원	용량	품명	금액(천 원)	산출근거
지상형 태양광	100kW	전기안전관리	1,421	한국전기안전공사 안전관리대행 수수료 기준
		보험료	606	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	367	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	365	인버터 수명 10년 기준 1회 교체 적용 (인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	2,758	
	1MW	전기안전관리	12,338	한국전기안전공사 안전관리대행 수수료 기준
		보험료	4,668	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	733	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	3,459	인버터 수명 10년 기준 1회 교체 적용 (인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	21,198	
	3MW	전기안전관리자 선임 비용	55,448	직접고용 기준(엔지니어링기술자 (초급숙련, 전기) 1명 적용)
		보험료	8,880	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	1,833	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	9,831	인버터 수명 10년 기준 1회 교체 적용 (인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	75,992	
	20MW	전기안전관리자 선임 비용	180,624	직접고용 기준 (엔지니어링기술자 중급숙련 1명, 초급숙련 2명 적용)
		보험료	59,197	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	3,667	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	61,898	인버터 수명 10년 기준 1회 교체 적용 (인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	305,387	

에너지원	용량	품명	금액(천 원)	산출근거
건물형 태양광	1MW	전기안전관리자 선임 비용	12,334	한국전기안전공사 안전관리대행 수수료 기준
		보험료	4,170	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	385	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	5,880	인버터수명 10년 기준 1회 교체 적용 (인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	22,769	
영농형 태양광	100kW	전기안전관리자 선임 비용	1,434	한국전기안전공사 안전관리대행 수수료 기준
		보험료	759	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	385	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	647	인버터수명 10년 기준 1회 교체 적용(인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	3,223	
수상형 태양광	3MW	전기안전관리자 선임 비용	46,049	직접고용 기준(엔지니어링기술자 (초급숙련, 전기) 1명 적용)
		보험료	18,839	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 비용	385	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		인버터 교체비용	15,235	인버터수명 10년 기준 1회 교체 적용 (인버터비용/20년)
		총 운영유지비용(연간)	80,508	
육상 풍력	20MW	전기안전관리자 선임 비용	126,777	직접고용 기준(엔지니어링 기술자 (중급숙련, 전기) 2명 적용)
		보험료	199,315	엔지니어링공제조합 제시 단가
		유지관리 및 정비·보수 비용	713,302	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		총 운영유지비용(연간)	1,039,394	
	40MW	전기안전관리자 선임 비용	227,592	직접고용 기준(엔지니어링 기술자 (중급) 1명, 초급숙련 2명 적용)
		보험료	379,648	엔지니어링 공제조합 제시 단가
		유지관리 및 정비·보수 비용	1,426,603	발전소 운영 업체 조사 결과 반영
		총 운영유지비용(연간)	2,033,843	
해상풍력	100MW	단지운영	12,506,916	산업부·에너지기술평가원(2014), 중장기 해상풍력 R&D 로드맵 참조 * 2014년 기준 O&M 비용 (11.4천 원/kW) 반영 - 2014~2022년 연간 물가상승률 적용
		계획정비		
		고장정비		
		총 운영유지비용(연간)	12,506,916	

자료: 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

4. 재생에너지 발전사업 부지 임대비용 조사

재생에너지 발전설비는 부지 환경에 따라 발전량과 시공비용 등의 차이가 발생할 수 있으므로 입지 선정이 중요한 요소로 작용한다. 어느 부지를 선정하느냐에 따라 사업성이 크게 달라지기 때문에 발전 사업자는 일사량이 풍부하고 토지가격이 낮은 최적입지를 확보하는 것이 중요하다. 실제 거래되는 토지비용을 반영하기 위해서는 개별 발전소의 부동산 거래 내역이 필요하나 본 연구에서는 행정안전부의 전기사업 업체(수시) 기준 원동기종류별 개소 현황¹⁷⁾ 자료를 활용하여 현재 정상 운영 중인 태양광 및 육상풍력 발전소에서 조사가 가능한 발전소를 선별하여 개별 발전소의 지목에 따른 평균 공시지가를 활용하여 최종 부지 임대비용을 산출하였다. 현재 조사 가능한 발전소 중에서 정상 영업 중인 곳은 태양광 569개소, 풍력 86개소이며, 지목과 공시지가 구분이 가능한 발전소를 대상으로 해당 지역의 공시지가를 조사하였다.

〈표 3-15〉 조사대상 에너지원별 검토대상 산출표

(단위: 개소)

구분	설비용량	영업/정상	지목 및 공시지가 없음	검토대상	비고
태양광	100kW	295	13	282	
	1,000kW	130	11	119	
	3,000kW	131	36	95	
	3,000kW 이상	13	2	11	
	소계	569	62	507	
풍력	10,000kW 미만	14	3	11	
	10,000kW 이상 ~20,000kW 미만	24	5	19	
	20,000kW 이상 ~40,000kW 미만	22	6	16	
	40,000kW 이상	26	10	16	
	소계	86	24	62	
합계		655	86	569	

자료: 공공데이터포털 행정안전부 전기사업업체(수시) 자료 기준(2023.05.), 부동산 공시가격 알리미-부동산 정보 조회시스템

17) 행정안전부 전기사업업체(수시)기준 원동기종류별 개소 현황(지역정보지원과 2023.05.)

조사결과 태양광 발전 설비는 대부분 전, 답, 임야, 잡종지 등 4개 지목을 중심으로 분포하였고, 각 지목별 개별 공시지가를 가중평균하여 2023년 3분기 이후 지가 상승률을 반영하여 산정한 결과 30,800원/㎡(2024년 기준) 수준으로 확인되었다.

〈표 3-16〉 태양광 단위 토지매입비 산출표

(단위: 개소, 원/㎡)

지목구분	상하위20%제외 개별공시지가 평균값	상하위20%제외 대상수	적용 공시지가 (가중평균)
전	97,248	76	30,800
답	89,528	46	
임야	3,483	2,326	
잡종지	111,038	696	

재생에너지 발전 사업 부지에 대한 비용은 토지를 매입하거나 임대 하는 형식으로 구분된다. 발전 사업자 입장에서 토지를 매입할 경우 소요되는 비용은 발전설비 수명 이후 회수될 수 있는 비용으로 간주될 수 있기 때문에 실제 토지비용은 자본지출에 따른 기회비용을 적용하는 것이 바람직하며, 이러한 기회비용은 연간 토지임대료로 대체될 수 있다.

본 연구에서는 위에서 조사된 공시지가를 활용하여 발전소 면적만큼의 토지 사용에 대한 연간 임대료를 발전 사업 부지 비용으로 반영하였다. 예를 들어, 지상형 태양광의 경우 설비 규모별 필요 설치면적을 산출하고, 평균 공시지가(㎡)를 반영하여 표준 설비 규모별로 요구되는 토지 매입비를 산정하였다. 또한, 최근 모듈 효율 향상에 따른 필요면적 감소 효과를 반영함으로써 조사 결과에 현실성을 반영하였다. 연간 임대비용은 산정된 토지 매입비에서 국유재산법 제32조 및 국유재산법 시행령 제29조 제1항18)에 따라 해당 재산가액(설치규모별 전체 토지매입비)에 1천분의 50 요율을 곱한 금액으로 최종 산출하였다. 분석 결과, 100kW 태양광 발전 설비의 연간 부지 임대료는 약 1,326천 원, 1MW는 13,261천 원, 3MW는 39,784천 원, 20MW는 265,234천 원 수준으로 산출되었다. 각 비용은 전년 대비 약 6% 감소한 결과이며, 이는 전년 대비 공시지가는 상승 하였지만 최근 모듈 효율 향상에 따라 설비에 필요한 토지 임대 면적이 감소함에 따라 이를 상쇄한 효과이다.

18) 법제처, 국가법령정보센터, <https://law.go.kr/법령/국유재산법시행령/제29조>

〈표 3-17〉 지상형/영농형 태양광 부지 임대료

에너지원	항목	100kW	1MW	3MW	20MW	비고
지상형 태양광	필요설치면적(㎡)	861	8,611	25,834	172,230	A
	개별공시지가 평균액(원/㎡)	30,800				B
	토지매입비 (천 원)	26,519	265,219	795,687	5,304,684	$C = A \times B$
	기대이율(%)	5.00%				D
	연간임대료 (천 원)	1,326	13,261	39,784	265,234	$C \times D$

주 1: 필요설치면적: 설치규모별 필요면적 적용

주 2: 개별공시지가 평균액: 공공데이터포털 행정안전부 전기사업업체(수시), 부동산 공시가격 알리마-부동산 정보 조회시스템 재구성

주 3: 기대이율: 국유재산법 제32조 및 국유재산법 시행령 제29조 제1항에 따라 해당 재산가액에 1천분의 50 요율을 곱한 금액 준용

자료: 건설산업정보연구원(외부용역) 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

건물형 태양광의 임대료는 발전소를 운영하고 있는 업체를 통해 조사한 결과 건물방향, 건물관리상태 등에 따라 kW당 연간 20,000원 ~ 30,000원에 거래되고 있으며, 통상적으로 임대기간은 20년으로 확인되었다. 조사된 업체의 임대료를 평균한 결과 1MW 기준으로 연간 25,000천 원으로 산출되었다. 영농형 태양광은 지상형 태양광 부지 임대료 산정 방법론과 동일하게 적용하여 산출하였다. 다만, 농작물 생산에 영향을 주지 않도록 모듈의 간격을 넓게 설계함으로써 100kW 기준으로 약 1,398㎡으로 증가하였고, 최종 연간 임대비용이 2,153천 원으로 지상형 태양광 동일 용량보다 비용이 1.62배 높은 것으로 확인된다. 수상형 태양광 부지 사용에 대한 자료는 한국수자원공사의 협조를 받아, 합천댐 수상 태양광의 점사용료 산정 사례를 활용하여 산출하였다. 2021년에 준공된 40MW급 합천댐 수상 태양광의 연간 공유 수면 점사용료는 약 30,239천 원으로 추정되었으며, 이를 3MW로 환산한 결과, 연간 부지 사용료는 약 2,268천 원으로 산출되었다. 여기에 물가상승률을 반영한 결과 수상형 태양광의 연간 임대 비용은 약 2,329천 원으로 산출하였다.

〈표 3-18〉 건물, 영농형, 수상태양광 토지임대료

태양광 유형	건물	영농형	수상	비고
설비용량	1MW	100kW	3MW	
연간 임대료 (천원)	25,000	2,153	2,329	개별 업체 조사 결과 및 공시지가 자료 활용

자료: 건설산업정보연구원(외부용역) 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

육상풍력의 경우 행정안전부의 발전소 현황 자료와 풍력산업협회 설치현황 자료를 활용하여 산출하였다. 대부분 임야(41.3%), 전(33.5%), 목장용지(9.6%), 대(7%)에 분포하는 것으로 확인되었고, 각 지목별 개별 공시지가의 가중평균 값에서 물가상승률을 반영한 비용이 20,956원/㎡(2024년 기준) 수준으로 확인되었다. 육상풍력 발전 부지의 임대료는 태양광과 동일한 방법을 적용하였다. 규모별 필요 설치면적을 산출하고, 평균 공시지가(㎡)를 반영하여 표준 설비 규모별로 요구되는 토지매입비를 산정하였다. 최종적으로는 「국유재산법」에 따른 토지 기대이율을 적용하여 육상풍력 발전 부지의 연간 표준 부지 임대료를 산출하여 반영하였다. 최종적으로 산출된 육상풍력 연간 부지 임대비용은 20MW의 경우 104,780천 원, 40MW의 경우 209,560천 원 수준이다.

〈표 3-19〉 육상풍력 부지 임대료

에너지원	항목	20,000kW	40,000kW	비고
육상풍력	필요설치면적(㎡)	100,000	200,000	A
	개별공시지가 평균액(원/㎡)	20,956		B
	토지매입비(천 원)	2,095,600	4,191,200	C = A × B
	기대이율(%)	5.00%	5.00%	D
	연간임대료(천 원)	104,780	209,560	C × D

주 1: 필요 설치면적: 설치규모별 필요면적 적용

주 2: 개별공시지가 평균액: 공공데이터포털 행정안전부 전기사업업체(수시), 부동산 공시가격 알리마-부동산 정보 조회 시스템 재구성

주 3: 기대이율: 국유재산법 제32조 및 국유재산법 시행령 제29조 제1항에 따라 해당 재산가액에 1천분의 50 요율을 곱한 금액 준용

자료: 건설산업정보연구원(외부용역) 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

해상풍력 발전 부지 임대료는 이전 연도에 조사된 결과와 동일하게 연간 공유수면 점사용료를 반영하였다. 공유수면점사용료는 지자체 또는 「공유수면관리청에서 공유수면 관리 및 매립에 관한 법률 시행규칙」에 의거하여 결정한 사용료이다. 이는 현재 국내에서 개발 계획 중인 해상풍력 발전단지에 대한 자료를 조사한 것이다. 현재 영광에서 추진 중인 해상풍력 발전단지 시공 및 운영에 따른 부지사용료에는 공유수면 점사용료와 개폐소 및 육상송전선로 부지 임차료가 포함되는 것으로 확인된다. 이를 바탕으로 최근 물가상승률을 반영하여 산출한 해상풍력 연간 공유수면점사용료는 약 5.5백만 원/MW이 소요되는 것으로 나타났다.

〈표 3-20〉 해상풍력 부지 임대료

항 목	관련 항목	산정근거	24년 기준 연간 발생비용 (백만 원/MW)
공유수면점사용료	사용허가	- 공유수면 점사용료 산정 규정	0.9
		- 건설기간(3년): 연 10억 원	
		- 운영기간(20년): 연 1.5억 원	
		- 총 사용료: 60억 원	
개폐소 및 육상송전선로 부지 임차료	임차계약	- 임차기간: 23년(건설 3년+운영 20년)	4.6
		- 연간 임대료: 14억 원	
		- 총 임대료: 330억 원	
합계			5.5

자료: 비용 조사 결과를 바탕으로 저자 작성

제4장

재생에너지 발전단가(LCOE) 추정 전제조건

재생에너지의 LCOE를 추정함에 있어, 설비비용 및 운영·유지관리비용과 더불어 다양한 경제적 전제조건들이 중요한 영향을 미친다. 특히, 할인율, 이용률, 법인세율, 경제수명, 성능저하율 등의 변수는 LCOE에 상당한 민감도를 가지며, 각각의 변화에 따라 LCOE가 크게 달라질 수 있다. 예를 들어, 할인율이 상승할 경우 미래 현금흐름의 현재가치가 감소하여 LCOE가 높아지는 반면, 이용률이 증가하면 발전량이 많아져 LCOE가 낮아지는 경향을 보인다. 또한, 법인세율이 상승하면 세후 수익성이 감소하여 LCOE가 증가할 가능성이 있으며, 경제수명이 길어지면 설비비용을 더 오랜 기간에 걸쳐 분산할 수 있어 LCOE가 낮아지는 효과를 가져올 수 있다. 성능저하율 또한 중요한 변수로, 시간이 지남에 따라 발전 이용률이 감소하는 정도에 따라 LCOE가 달라질 수 있다.

이러한 경제적 전제조건들은 앞서 수행된 1~4차 연도 연구에서 심층적으로 분석된 바 있으며, 올해 5차 연도 연구에서는 연구의 정합성과 일관성을 유지하기 위해 이전 연구에서 적용한 전제조건을 기본적으로 활용하였다. 다만, 2024년을 기준으로 해당 변수들의 최신 값을 검토하여, 필요 시 업데이트를 반영함으로써 보다 현실적인 LCOE 추정이 가능하도록 하였다. 따라서, 본 연구에서는 이러한 변수들의 변화가 LCOE에 미치는 영향을 면밀히 분석하고, 최신 경제 상황을 반영하여 합리적인 경제적 전제조건을 설정함으로써 보다 신뢰성 있는 결과를 도출하고자 한다.

1. 할인율

할인율(Discount rate)은 미래에 발생할 현금흐름을 현재 가치로 환산할 때 사용하는 지표로, 투자자가 기대하는 최소한의 수익률을 의미한다. 특히 국가 차원에서 공공기관, 공사, 지자체, 정부 등이 추진하는 사업의 경제적 타당성을 평가할 때는 사회적 할인율이 적용된다. 사회적 할인율은 공공투자사업의 경제적 타당성을 분석하는 과정에서, 미래의 비용과 편익을 현재 가치로 환산하기 위해 사용되는 할인율을 의미한다.

우리나라에서는 기획재정부의 「예비타당성조사 수행 총괄지침」에 따라 사회적 할인율을 결정하고 있다. 2017년 9월 개정된 해당 지침에서는, 과거 10년간 시장금리와 경제성장률이 하락한 점을 반영하여 기존 5.5%에서 4.5%¹⁹⁾로 할인율을 낮추었다. 이는 공공사업의 실질 재무적 할인율로 적용되고 있으며, 예비타당성조사에서도 기본적으로 4.5%가 사용된다.

다만, 철도와 수자원과 같은 장기 운영 사업의 경우 분석기간이 30년 이상이므로, 운영 초기 30년 동안은 4.5%를 적용하고, 이후 기간에는 3.5%의 할인율을 적용하도록 되어 있다. 이는 장기적인 사업일수록 미래 현금흐름의 현재 가치가 과도하게 낮아지는 것을 방지하기 위한 조치라고 볼 수 있다.

해당 지침에서는 사회적 할인율을 경제 및 사회적 여건 변화에 따라 3년마다 재검토하도록 명시하고 있지만, 2017년 개정 이후 현재까지 할인율에는 변화가 없는 상태다. 즉, 시장금리나 경제성장률이 변동했음에도 불구하고, 사회적 할인율은 여전히 4.5%로 유지되고 있다. 이러한 점을 고려할 때, 향후 경제적 여건 변화를 반영한 할인율 조정 여부가 중요한 논의가 될 수 있다.

사회적 할인율에 대한 주요국 사례는 <표 4-1>에 정리되어 있다. 예를 들어, 영국 재무성 비용편익분석 가이드라인에서는 30년 이내의 공공투자사업 평가 시 사회적 할인율로 3.5%를 적용한다. 또한, 일본, 덴마크, 프랑스, 노르웨이 등은 4% 수준의 사회적 할인율을 현재 사용하고 있다. 다만, 장기 프로젝트에 대해서는 이보다 낮은 할인율이 적용되고 있는 것으로 확인된다.²⁰⁾

19) 예비타당성조사 수행 총괄지침 상에서 예비타당성조사에서 사회적 할인율은 4.5%를 적용한다. 다만 분석기간이 30년 이상인 철도와 수자원 사업은 운영 30년 동안은 4.5%를 적용하고 이후는 3.5%의 할인율을 적용한다.

20) Creedy, John and Passi, 2018, Hemant, Public Sector Discount Rates: A Comparison of Alternative Approaches. Australian Economic Review, 51(1), 139-157(원출처)

〈표 4-1〉 사회적 할인율 국제 비교

국가	산정방법론	할인율
덴마크	사회적 자본 기회비용방식	0-35년 기간 사업: 4% 36-70년 기간 사업: 3% 71년 이상 기간 사업: 2%
프랑스	사회적 시간선호율방식	0-35년 기간 사업: 4% 31년 이상 사업: 2%
일본	사회적 자본 기회비용방식	4%
노르웨이	사회적 자본 기회비용방식	0-40년 기간 사업: 4% 40-75년 기간 사업: 3% 75년 이상 기간 사업: 2%
영국	사회적 시간선호율방식	0-35년 기간 사업: 3.5% 36-75년 기간 사업: 3% 75년 이상 기간 사업: 1%

자료: 에너지경제연구원(2021), 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(2/5). 원본은 Public Sector Discount Rates: A Comparison of Alternative Approaches, Australian Economic Review (2018)임.

개별 발전사업자는 자본을 투자할 때 기대하는 미래 수익률을 각기 다른 방식으로 설정하며, 이를 일률적으로 표준화하면 현실을 왜곡할 가능성이 있다. 따라서 본 연구에서는 재무적 관점을 중심으로 LCOE를 추정하며, 할인율은 4.5%를 적용하기로 한다.

일반적으로 발전공기업은 신재생에너지 사업을 포함한 발전사업의 경제적 타당성을 분석할 때, 내부적으로 검토한 적정 할인율보다 높은 수익률을 요구한다. 발전사가 매년 재무적으로 산정하는 적정 할인율은 경제 상황에 따라 변동될 수 있지만, 현재 특정 발전공기업에서 적용하는 할인율이 4~5% 수준임을 고려하여 본 연구에서도 이를 LCOE 추정을 위한 경제적 전제조건으로 활용하고자 한다.

즉, 발전공기업이 설정하는 할인율과 유사한 수준을 적용함으로써, 연구 결과가 실제 사업 환경과 부합하도록 하며, 신재생에너지 사업의 경제성을 보다 현실적으로 분석할 수 있도록 할 것이다.

2. 이용률

이용률(Capacity Factor)은 LCOE를 평가할 때 할인율 만큼이나 중요한 요소이다. 재생에너지 발전소가 1년 동안 실제로 생산할 수 있는 발전량은 하루 동안 발전소가 얼마나 오랫동안 가동되는지에 따라 크게 달라지기 때문이다. 특히, 태양광이나 풍력 발전과 같이 전통적인 화석연료 발전소보다 연간 발전량이 상대적으로 적은 에너지원에서는 이용률이 더욱 중요한 영향을 미친다.

이용률은 일반적으로 발전소가 최대 출력으로 가동된 비율을 의미한다. 쉽게 말해, 발전소가 하루 24시간 동안 얼마나 오랫동안 최대 출력을 유지하며 발전했는지를 백분율(%)로 나타낸 값이다. 이러한 이용률이 높을수록 같은 발전설비를 이용해 더 많은 전기를 생산할 수 있으므로, LCOE가 낮아지는 효과가 있다. 반대로 이용률이 낮으면 발전소에서 생산하는 전력량이 줄어들어, 단위 전력당 발전비용이 증가하게 된다. 따라서, LCOE를 정확하게 추정하기 위해서는 이용률을 신중하게 설정하는 것이 매우 중요하다.

$$CF = \frac{E(kWh)}{T \times 24(h) \times C(kW)} \times 100(\%)$$

여기서 T 는 발전소 가동기간, C 는 정격발전 설비용량, E 는 T 기간 동안 발전한 전력량을 의미한다. 태양광의 이용률은 발전 시간에 의해 결정되는데 이는 발전소가 입지한 부지의 일사량에 의해 크게 영향을 받을 수 있다. 신재생에너지 국제기구인 IRENA(2023) 분석 결과(〈표 4-2〉)에 따르면, 신규 유틸리티급²¹⁾ 규모의 태양광 발전의 전 세계 가중 평균 이용률은 2010년 13.8%에서 2022년 16.9%로 상승한 것으로 나타났다. 이는 주로 태양광 발전소가 일사량이 낮은 지역에서 일사량이 풍부한 지역으로 많이 설치된 것과 추적식 태양광 시스템²²⁾ 발전소가 설치된 결과이다.²³⁾

21) 유틸리티급 태양광발전을 구분하는 기준에서 오로지 용량만을 기준으로 하는 경우에는 약 1MW 이상으로 정의하기도 하고 규모와 무관하게 유틸리티가 소유하거나 생산된 전력을 유틸리티에 전량 판매하는 경우에도 유틸리티급이라 한다. 일부 금융사업자의 경우 투자규모와 자본금 투입가치 등을 평가해 약 5천 만 달러(20MW급) 규모를 유틸리티급의 최저 규모로 정의하기도 함 (이윤경 (2016). [해외전력산업 동향] 글로벌 유틸리티급 태양광발전 현황과 동향. 전기저널, 36-42).

22) 태양 방향이나 각도 변화에 따라 최적 효율을 추적하는 태양광 발전 시스템을 의미함.

23) 에너지경제연구원(2021), 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(2/5)

〈표 4-2〉 전 세계 유틸리티급 태양광 발전 가중평균 이용률 추이

기준연도	하위 5%	가중평균	상위 5%
2010	10.4%	13.8%	23.0%
2011	10.1%	15.2%	26.0%
2012	10.5%	15.1%	25.3%
2013	11.9%	16.4%	23.0%
2014	10.8%	16.6%	24.4%
2015	10.8%	16.5%	29.0%
2016	10.7%	16.7%	25.9%
2017	11.5%	17.5%	27.0%
2018	12.3%	17.9%	27.0%
2019	10.7%	17.5%	23.9%
2020	9.9%	16.1%	20.8%
2021	10.8%	17.2%	21.3%
2022	10.3%	16.9%	20.5%

자료: IRENA(2023), Renewable Power Generation Costs in 2022

이전 4차 연도 연구에서는 태양광 발전의 LCOE를 추정하기 위해, 태양광 보급 및 관리를 담당하는 한국에너지공단에서 확보한 재생에너지 연간 실질 발전량 자료를 활용했다. 이를 바탕으로, 국내 태양광 발전 설비의 이용률을 15.4%로 적용하였다. 이 수치는 일사량이 풍부한 국가들의 태양광 발전 실적과 비교하면 다소 낮은 수준이지만, 국제적으로 볼 때 우리나라 태양광 발전 이용률은 세계 평균 수준이라고 평가할 수 있다.

이번 5차 연도 연구에서는 최근 1년간 국내 태양광 발전 이용률을 업데이트할 신뢰성 있는 자료를 확보하지 못했기 때문에, 연구의 일관성을 유지하기 위해 4차 연도 연구에서 적용했던 이용률(15.4%)을 그대로 유지하기로 하였다. 다만, 향후 신뢰할 수 있는 새로운 자료가 타 기관을 통해 확보될 경우, 이를 바탕으로 이용률을 업데이트할 필요가 있다.

한편, 육상풍력 및 해상풍력 발전소의 이용률은 4차 연도 연구에서 한국전력거래소가 제공한 풍력 설비 용량 및 발전량 자료를 바탕으로 산출되었다. 이를 통해 육상풍력은 평균 이용률 23%²⁴⁾를 적용하였으며, 해상풍력은 29%를 적용하였다. 이번 연구에서도 연구의 일관성 및 정합성 유지를 위해 4차 연도 연구에서 도출된 연평균 이용률을 그대로 활용하여 국내 풍력 LCOE를 추정하기로 한다.

3. 성능저하율

발전 설비는 시간이 지남에 따라 사용에 따른 열화(노후화) 등 다양한 요인으로 인해 초기 성능이 점차 저하되는 특성을 가진다. 이는 재생에너지 발전 설비에도 동일하게 적용되며, 수명 기간 동안 발전 효율이 서서히 감소한다고 볼 수 있다. 다만, 기술 발전이 지속되면서 이러한 성능 저하의 속도는 점차 완화되는 추세이므로, 이를 분석할 때 적절히 고려하는 것이 중요하다.

성능 저하율(Degradation Rate)은 제품마다 다를 수 있기 때문에, 분석을 위해 대표적인 표준을 선정하는 것이 필수적이다. 예를 들어, 최근 출시된 한화큐셀의 태양광 발전용 모듈²⁵⁾은 첫째 정격 출력이 98% 이상을 유지하며, 연간 성능 저하율이 0.45%로 설계되어 있어 25년 후에도 85% 이상의 출력을 보증한다. 한편, LG전자의 최신 태양광 모듈은 첫째 이후 연간 출력 감소율이 0.7%에서 0.3%로 개선되어, 25년 후에도 91% 이상의 출력을 유지하도록 설계되었다. 이번 연구에서는 태양광 발전량을 추정할 때 보수적인 접근을 적용하여, 한화큐셀 모듈의 상대적으로 높은 성능 저하율(0.45%)을 적용하였다.

풍력 발전의 경우, 2020년 신재생에너지 백서에서 확인된 연간 성능 저하율 0.3%를 적용하였다. 그러나 국내 풍력 전문가들에 따르면, 풍력 터빈은 제조업체나 유지보수업체와 체결한 장기서비스계약(LTSA, Long-Term Service Agreement)에 따라 발전량이 일정하게 유지되는 경우가 많다. 즉, 실질적인 연간 성능 저하율이 거의 0%에 가깝다고 평가되고 있다. 그러나 본 연구에서는 보수적인 관점에서

24) 동 자료를 살펴보면, 2020년 기준 전국 육상풍력 발전소는 109개소이며, 2016년부터 2020년까지 육상풍력 발전소별 연간 발전량을 활용하여 추정된 이용률은 22.8~24.2% 수준으로 나타났다. 또한, 국내 육상풍력 발전소의 최대 이용률은 2017년에 40%를 기록하였으며, 최근 5년간 평균 이용률은 약 23% 수준으로 확인됨. 다만, 연간 육상풍력 발전소별 이용률이 15% 이하인 경우 고장 및 정비로 판단하여 평균 산정 시 제외하였음.

25) 한화큐셀 홈페이지, Q.PEAK DUO L-G6.2 POSEIDON 415-420, 최종접속일: 2024.8.31.

풍력 발전 설비에도 일정 수준의 연간 성능 저하가 존재한다고 가정하고, 이를 반영하여 LCOE를 추정하고자 한다. 이를 통해 현실적인 발전량 변화를 고려한 보다 신뢰성 있는 연구 결과를 도출할 수 있을 것으로 기대된다.

4. 법인세율

일반적으로 국내에서 발전사업을 하는 경우 발생한 소득에 대해 소득세를 내야할 의무가 있는데 영리법인의 경우 과세표준에 따라 세율이 각각 차이가 있다. 최근 우리나라 국세법령정보시스템에서 확인한 법인세 세율은 <표 4-3>과 같으며, 2억 이하 소득은 9%, 2억 초과~200억 이하 소득은 19%, 200억 초과~3,000억 이하 소득은 21%, 3,000억 초과 소득은 24% 세율을 적용하고 있다. 또한, 지방세율도 과세표준에 따라 1~2.5%를 적용하고 있다. 따라서 본 연구에서는 연간 재생에너지 발전으로 얻게 되는 순수익²⁶⁾ 금액에 따라 과세표준을 적용하여 도출된 법인세를 비용으로 반영하고자 한다.

<표 4-3> 국내 과세표준별 법인세율 및 지방소득세율(2024년)

과세표준	2억 원 이하	2억 원 초과	200억 원 초과	3,000억 원 초과
법인세율(%)	9	19	21	24
지방세율(%)	0.9	1.9	2.1	2.4

자료: 국세법령정보시스템, https://txsi.hometax.go.kr/docs_new/main.jsp (최종접속일: 2024.10.1.)

5. 경제수명

재생에너지 발전설비는 가동경험 및 생산경험의 축적을 통해 운영 유지 기술이 발전하고, 이에 따라 설비 수명이 증가하는 경향이 있다. 전통에너지원 설비는 오랜 기술 축적의 결과로 수명이 최소 30년에서 50년 수준에 달하지만, 태양광 발전은 비교적 초기 산업 단계에 있어 설비 수명이 상대적으로 짧은 편이다. 태양광 발전의 핵심 설비인 태양광 패널의 수명은 일반적으로 20년으로 알려져 있는데, 이는 패널 제조업체의 출력보증 기한과 일치한다. 그러나 최근 기술발전에 따라 출력보증 기한

26) 순수익 = 연간 총 수익 - 연간 총 비용

이 25년으로 연장되는 추세다.²⁷⁾

미국 신재생에너지연구소(NREL)²⁸⁾에 따르면, 태양광 패널의 생산 수명에는 고정된 종료 시점이 없지만, 모듈은 일반적으로 20~25년 동안 보증되며 이후에도 전력을 생산할 수 있다. 다만, 보증 기간 이후의 출력 수준은 더 이상 보장되지 않는다. 이에 따라 태양광 발전사업자는 25년 후 설비를 해체하거나, 혹은 출력 수준이 낮아진 상태에서도 발전을 지속할 수 있다.

우리나라에서 재생에너지 발전 설비의 수명은 두 가지 관점에서 논의될 수 있다. 첫째는 설비의 물리적 수명, 즉 장비가 실제로 얼마나 오래 사용할 수 있는가 하는 문제이고, 둘째는 정부의 보조금 지원 기간, 즉 경제적 수명이다. 이번 연구에서는 태양광 발전 설비의 경제적 수명을 20년으로 적용하였다. 이는 태양광 고정가격계약에 따라 정부가 보조금(REC, 신재생에너지공급인증서)을 지급하는 기간이 20년이기 때문이다. 기술 발전으로 인해 태양광 설비의 실제 사용 가능 연한이 25년 이상으로 연장될 가능성도 존재하지만, 연구의 일관성을 위해 이번 분석에서는 경제적 수명 20년을 기준으로 적용하였다.

한편, 미국 신재생에너지연구소(NREL)²⁹⁾에 따르면 풍력 발전 설비의 수명은 일반적으로 25~30년 수준으로 설계되지만, 실제로는 운영 방식, 유지보수 조건, 주변 환경 등의 영향을 받아 수명이 달라질 수 있다. 예를 들어, 풍력 발전소가 위치한 지역의 풍황(바람 조건)이 예상보다 다르거나, 주변 환경 변화로 인해 난류(공기 흐름의 불규칙한 변화) 또는 후류 효과(터빈이 만든 바람이 뒤쪽 터빈의 발전 효율을 저하시키는 현상)가 발생할 경우, 발전기의 피로도가 증가하여 예상보다 빨리 성능이 저하될 수 있다.

이처럼 풍력 발전 설비의 경제적 수명을 정확히 설정하는 것은 쉽지 않지만, 본 연구에서는 신재생에너지 백서 및 최근 시행된 풍력 고정가격계약 경쟁 입찰의 계약³⁰⁾ 기간을 참고하여, 국내 풍력 설비의 경제적 수명을 20년으로 적용하였다. 이를 통해 현실적인 경제적 분석을 수행하고, 발전 사업자의 실제 운영 조건을 반영한 LCOE를 추정하였다.

27) <https://www.lge.co.kr/kr/business/product/energy/lg-LG420N2W-V5-v2>, 최종접속일: 2024.8.31.

28) NREL(<https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/stat-faqs-part2-lifetime-of-pv-panels.html>), 최종접속일: 2024.10.20.

29) NREL(<https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/89658.pdf>), 최종접속일: 2024.10.20.

30) 산업통상자원부, 신재생에너지 백서(2020), 풍력발전 LCOE 추정 전제, p. 109

제5장

재생에너지 발전단가(LCOE) 분석

1. 재생에너지(태양광, 풍력) LCOE 추정

이 연구는 재생에너지의 경제성을 평가하기 위해, 전력 생산 단가인 LCOE (Levelized Cost of Electricity, 균등화 발전단가) 를 추정하는 데 목적이 있다. 이를 위해 먼저 재생에너지 설비의 구축과 운영에 필요한 비용을 연도별로 분석하고, 각 에너지원의 LCOE를 추정하기 위한 전제조건을 살펴보았다. 연구 과정에서 태양광, 풍력 등 다양한 재생에너지원별로, 발전소의 유형(예: 지상형 태양광, 건물형 태양광 등)과 규모(소규모, 중규모, 대규모 등)에 따른 설비비용 데이터를 수집하였다. 이 조사 결과는 <표 5-1>에 정리되어 있다.

LCOE는 특정 발전 설비가 경제수명 기간 동안에 전력을 생산하는 데 소요되는 총비용을 발전량으로 나눈 값으로, 개별 에너지원의 가격 경쟁력을 판단하는 중요한 지표이다. 즉, LCOE가 낮을수록 전기를 저렴하게 생산할 수 있음을 의미한다. 본 연구에서는 1차 연도부터 5차 연도까지의 데이터를 기반으로 LCOE를 추정하여, 현재 재생에너지의 가격 수준과 변화 추세를 분석하였다. 이를 통해 재생에너지 시장에 참여하는 기업과 투자자들이 미래의 비용 변화를 예측하고, 합리적인 의사 결정을 내릴 수 있도록 돕는 것이 연구의 궁극적인 목표이다.

〈표 5-1〉 재생에너지(태양광 및 풍력) 발전단가(LCOE) 산정을 위한 전제조건

구분	태양광						풍력			
	일반 지상 100kW	일반 지상 1MW	일반 지상 3MW	일반 지상 20MW	건물형 1MW	영농형 100kW	수상형 3MW	육상 20MW	육상 40MW	해상 100MW
유형 및 규모										
설비비용 (천원/kW)	1,303	1,281	1,157	1,058	1,090	1,371	1,586	2,928	2,910	5,500~ 6,468
운영 및 유지비용 (원/kW·년)	27,580	21,198	25,331	15,269	22,769	32,233	26,836	51,970	50,846	125,069
토지 임대비용 (원/kW·년)	13,259	13,261	13,261	13,262	25,000	21,529	776	5,239	5,239	5,490
평균 설비이용률 (%)	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	23	23	29.4
할인율 (%)	4.5									
부채율 (%)	80									
이자율 (%)	5									
인플레이션 (%)	1.85									
법인세율 (%)	2억 원 이하 9%, 2~200억 원 19%, 200~3,000억 원 21%									
경제적수명 (년)	20									
성능저하율 (%)	0.45	0.45	0.45	0.45	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
SMP (원/kWh)	96.3	96.3	96.3	96.3	96.3	96.3	96.3	81.9	81.9	81.9
REC (원/kWh)	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	75	75	75
REC 가중치	1.2	1	1	0.8	1.5	1.2	1.2	1.2	1.2	2.5

자료: 저자 직접 작성

2024년 기준 지상형 태양광 발전 설비 규모별 경제적 전제조건을 바탕으로 추정 한 LCOE는 115 ~ 136원/kWh 수준이다. 규모별 추세를 살펴보면 먼저 2024년 기준 지상형 태양광 100kW 기준 LCOE는 136원/kWh으로 전년(144원/kWh) 대비 약 5% 하락한 것으로 나타났다. 최초 연구를 시작한 2020년(168원/kWh)과 비교하면 약 19% 하락한 결과이다. 1MW 기준 LCOE는 128원/kWh으로 전년(135원/kWh) 대비 약 5% 하락한 것으로 나타났다. 2020년(143원/kWh)과 비교하면 약 10% 하락한 결과이다. 3MW 기준 LCOE는 127원/kWh으로 전년(134원/kWh) 대비 약 5% 하락한 것으로 나타났다. 2020년(134원/kWh)과 비교하면 약 5% 하락한 결과이다. 대규모 20MW 기준 LCOE는 115원/kWh으로 전년(123원/kWh) 대비 약 6% 하락한 것으로 나타났으며, 2021년(123원/kWh)과 비교하면 약 7% 하락한 결과이다.

연도별로 보면 2020년 이후 코로나 19가 발생한 시점인 2022년을 제외하고는 지속적으로 하락하는 추세이다. 최근 5년 간 국내 태양광 LCOE 하락률은 평균 약 10% 인데 이러한 결과는 주요 해외 연구기관에서 분석한 LCOE 하락 속도와 유사하다. 국내 태양광 LCOE 하락의 주요 요인은 모듈 공급 가격 하락과 효율 향상에 따른 효과이며, 해외 연구기관에서도 태양광 LCOE 하락의 주요 요인은 모듈 가격 하락과 모듈 효율 향상에 따른 EPC 비용 하락으로 분석했다. 특히, 모듈 가격의 하락은 태양광 모듈의 주요 원재료인 폴리실리콘 가격 하락, 중국의 대규모 생산 및 공급 과잉, 태양광 산업 내 기업들이 경쟁력을 높이기 위한 시장 경쟁 등으로 분석했다(BNEF, 2024).³¹⁾

태양광 모듈의 효율은 태양광 패널이 태양에너지를 전기에너지로 변환하는 비율을 의미한다. 예를 들어, 20% 효율의 모듈은 태양빛의 20%를 전기로 변환하며 나머지는 열로 손실된다. 모듈 효율이 높아질수록 동일한 면적에서 더 많은 전력을 생산할 수 있어 발전소의 공간적, 경제적 효율성을 극대화할 수 있다. 따라서 태양광 모듈 효율이 향상되면 동일한 면적에서 더 많은 전력을 생산할 수 있기 때문에 설비 비용의 감소로 이어지는 것이다. 즉, 모듈 효율이 높아지면 더 적은 면적의 토지가 필요하게 되므로 토지 구입 비용이나 임대료가 절감되고, 태양광 모듈을 지탱하기 위한 지지 구조물 시스템의 수가 줄어들기 때문에 이러한 설치 구조에 드는 비용도

31) BNEF(2024), 4Q 2024 Global PV Market Outlook

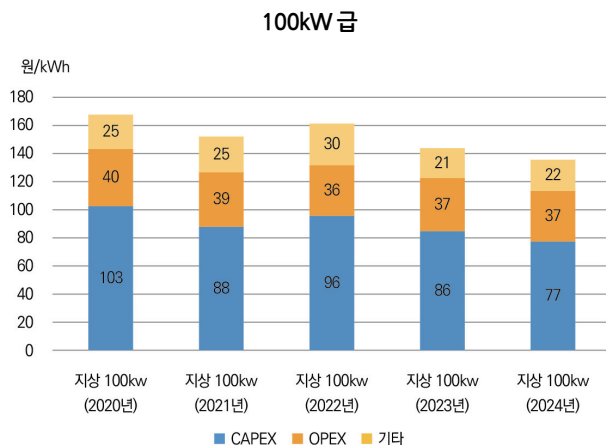
절감되고, 모듈 설치 면적이 줄어들에 따라 토목공사, 케이블, 전기배선 설치 등 부대설비에 소요되는 비용도 감소된다.

또한, 모듈 효율 향상은 유지보수 측면에서도 모듈 수가 적어짐에 따라 정기적인 점검, 세척, 수리 등 유지보수 작업에 드는 비용이 감소한다. 모듈 효율이 높아지면 전체 시스템의 구성 요소가 적어지기 때문에 유지보수의 복잡성이 줄어들고, 따라서 장기적인 운영비용 절감 효과를 기대할 수 있다.

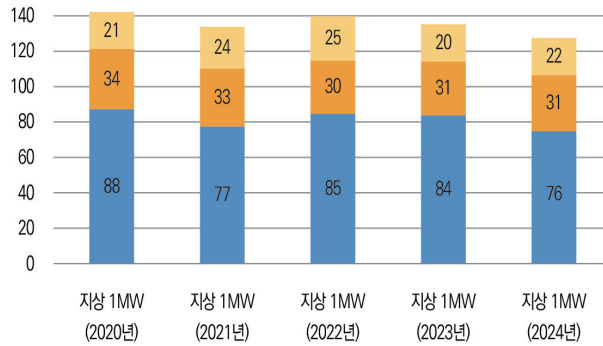
설비비용이 감소하면 초기 투자비용도 줄어들기 때문에, 금융 비용(대출 이자, 자본 비용 등)도 함께 절감될 수 있다. 특히 대규모 태양광 발전소의 경우 투자비용이 막대한데, 모듈 효율이 높아지면 전반적인 투자비용이 줄어들어 금융비용 부담이 경감된다.

태양광 발전의 경제성을 평가하는 주요 지표인 LCOE는 설비비용 감소와 직접적으로 연관된다. 모듈 효율이 높아짐에 따라 전체 설치비용이 줄어들면 LCOE도 감소하여 태양광 발전이 더 경쟁력 있는 에너지원으로 자리잡을 수 있다. 이러한 연구 결과는 정부와 기업이 태양광 발전에 대한 투자 및 연구개발을 강화하는 것이 중요하며, 고효율 모듈 도입을 촉진하여 더 높은 경제적 가치를 창출할 필요가 있다는 시사점을 제시한다.

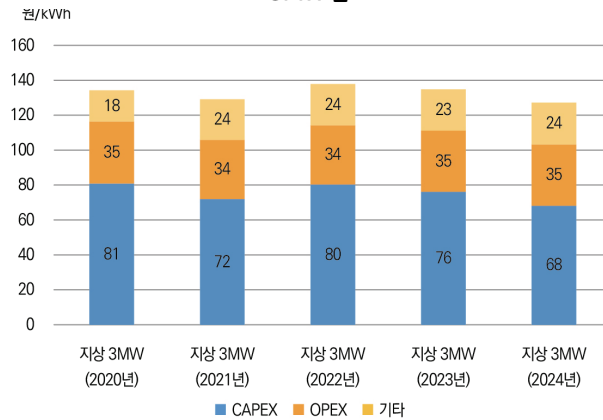
[그림 5-1] 국내 지상형 태양광 규모별/연도별 발전단가(LCOE) 추정결과



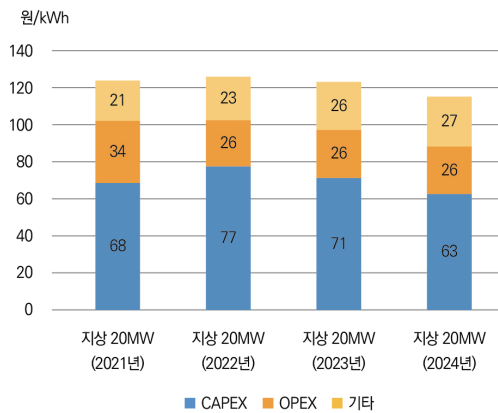
1MW 급



3MW 급



20MW 급

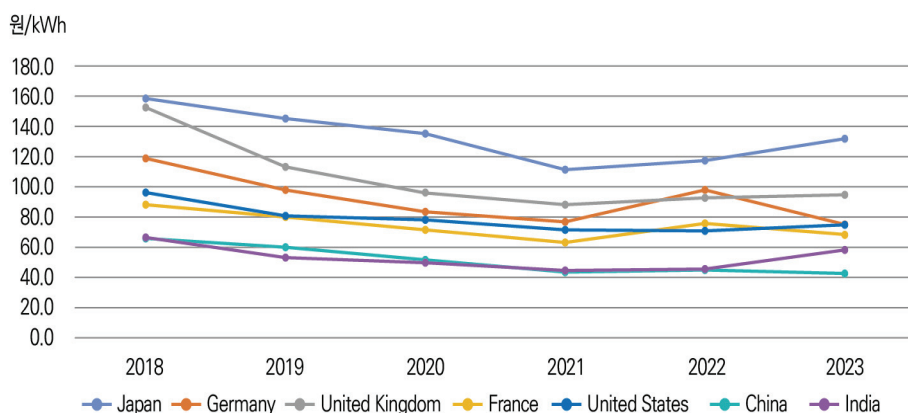


자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

국내외 태양광 LCOE 추세를 직접적으로 비교하기 위해 공신력 있는 해외 연구기관(IRENA, BNEF)에서 분석한 내용을 살펴보면, 먼저, IRENA 자료에 따르면 주요 국가의 유틸리티급 태양광 LCOE는 2018년 이후 하락세를 보이고 있다. 먼저 2023년 기준 각 국가의 태양광 LCOE를 살펴보면, 중국이 42.8원/kWh로 가장 저렴하고 인도(57.7원/kWh), 프랑스(68.4원/kWh), 미국(75.1원/kWh), 독일(75.1원/kWh), 영국(94.3원/kWh), 일본(132.2원/kWh) 순으로 낮은 것으로 나타났다. 본 연구에서 추정된 국내 대규모(20MW) 태양광 LCOE가 115원/kWh 이므로 주요 국가 중에서는 일본 다음으로 여전히 높은 수준이다.

2018년부터 2023년까지 LCOE 감소율은 영국(-39%), 독일(-37%), 중국(-35%), 프랑스(-23%), 미국(-22%), 일본(-17%), 인도(-13%) 순으로 나타났다. 한편, 2020년부터 2023년까지 LCOE 감소율을 보면, 중국(-17%), 독일(-10%), 프랑스(-5%), 미국(-4%), 영국(-2%), 일본(-2%)로 본 연구에서 추정된 국내 지상형 태양광 LCOE 추세와 유사한 흐름을 보이고 있는 것으로 나타났다. 이는 전 세계적으로 저탄소 사회로의 이행을 위한 태양광 보급이 활발하게 진행됨에 따라 규모가 확대되고 주요 기자재 가격이 하락, 효율이 증가하는 등의 요인에 의한 것으로 확인된다.

[그림 5-2] 해외 주요국 태양광 유틸리티급 LCOE 추세(IRENA)



주: 환율 1,200원/USD 적용 시

자료: IRENA(2024), Datafile Renewable Power Generation Cost in 2023

〈표 5-2〉 해외 주요국 태양광 유틸리티급 LCOE 추세(IRENA)

(단위: 원/kWh)

구분	2018	2019	2020	2021	2022	2023	'18년 대비 '23년 증감율	'20년 대비 '23년 증감율
Japan	158.5	145.5	135.5	112.1	117.4	132.2	-17%	-2%
Germany	118.9	97.7	83.5	76.5	97.6	75.1	-37%	-10%
United Kingdom	153.4	113.8	96.1	88.4	92.7	94.3	-39%	-2%
France	88.3	80.9	71.6	63.2	75.8	68.4	-23%	-4%
United States	96.1	80.7	78.6	71.6	70.8	75.1	-22%	-4%
China	65.7	60.7	51.6	44.1	45.5	42.8	-35%	-17%
India	66.6	52.7	49.9	45.1	45.9	57.7	-13%	16%

주: 환율 1,200원/USD 적용 시

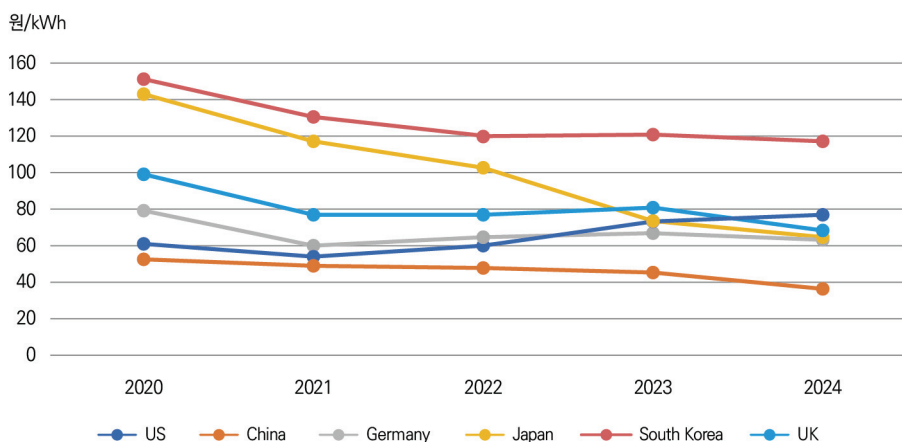
자료: IRENA(2024), Datafile Renewable Power Generation Cost in 2023

BNEF에서 분석한 2020년부터 2024년까지의 주요 국가별 LCOE 변화를 살펴보면, 미국을 제외한 모든 국가에서 하락세를 보이고 있는 것으로 나타났다. 먼저 2024년 기준 각 국가의 태양광 LCOE를 살펴보면, 중국이 36원/kWh로 가장 독일(62.4원/kWh), 일본(64.8원/kWh), 영국(68.4원/kWh), 미국(76.8원/kWh), 한국(117.6원/kWh) 순으로 낮은 것으로 나타났다. 특히, 한국의 경우에는 본 연구에서 추정한 국내 대규모(20MW) 태양광 LCOE(115원/kWh) 유사한 결과가 나타났으며, 주요 국가들 중에서 가장 높은 수준이다. 한국의 태양광 LCOE가 높은 원인에 대해서는 LCOE 상승 요인인 설비비용과 운영유지비용은 타 국가 대비 높은 반면, LCOE 하락 요인인 이용률은 타 국가 대비 낮은 수준이기 때문이다.

2020년부터 2024년까지 LCOE 추세를 살펴보면, 속도에는 차이가 있으나 본 연구에서 분석한 결과와 유사하게 감소하는 추세가 나타났다. 감소율이 가장 높은 국가는 일본(-55%)이며, 다음으로 중국(-33%), 영국(30%), 한국(-23%), 독일(-21%) 순으로 나타났으며, 미국의 경우 오히려 24% 증가한 것으로 나타났다. BNEF에서는 주요국 태양광 LCOE 하락의 주요 요인으로 태양광 모듈 가격 하락, 시스템 비용 및 설치 비용 절감, 발전 효율 향상, 프로젝트 규모의 경제 효과, 정책 및 시장 환경 개선 등이 복합적으로 작용한 결과인 것으로 분석했다.

한편, 미국의 태양광 LCOE 상승의 주요 요인은 금융 비용 증가와 미국 달러화의 강세로 인해 장비를 수입하는 개발자들의 구매력이 약화되었으며, 이로 인해 자본 지출(CAPEX)이 증가했기 때문인 것으로 파악했다. 이러한 요인들이 결합되어 미국의 태양광 발전 LCOE가 일시적으로 상승하였으나, BNEF는 이러한 상승이 단기적인 현상이며, 장기적으로는 기술 발전과 시장 성숙에 따라 비용이 지속적으로 하락할 것으로 전망하고 있다.

[그림 5-3] 해외 주요국 태양광 유틸리티급 LCOE 추세(BNEF)



주: 환율 1,200원/USD 적용 시
자료: BNEF 홈페이지, LCOE data를 활용하여 저자 재구성

<표 5-3> 해외 주요국 태양광 유틸리티급 LCOE 추세(BNEF)

(단위: 원/kWh)

구분	2020	2021	2022	2023	2024	'20년 대비 '24년 증감율
US	61.8	54	60.6	73.8	76.8	24%
China	53.4	49.2	48	45.6	36	-33%
Germany	78.6	60	65.4	67.8	62.4	-21%
Japan	143.4	117.6	103.2	74.4	64.8	-55%
South Korea	151.8	130.8	120	121.2	117.6	-23%
UK	98.4	77.4	77.4	81	68.4	-30%

주: 환율 1,200원/USD 적용 시
자료: BNEF 홈페이지, LCOE data를 활용하여 저자 재구성

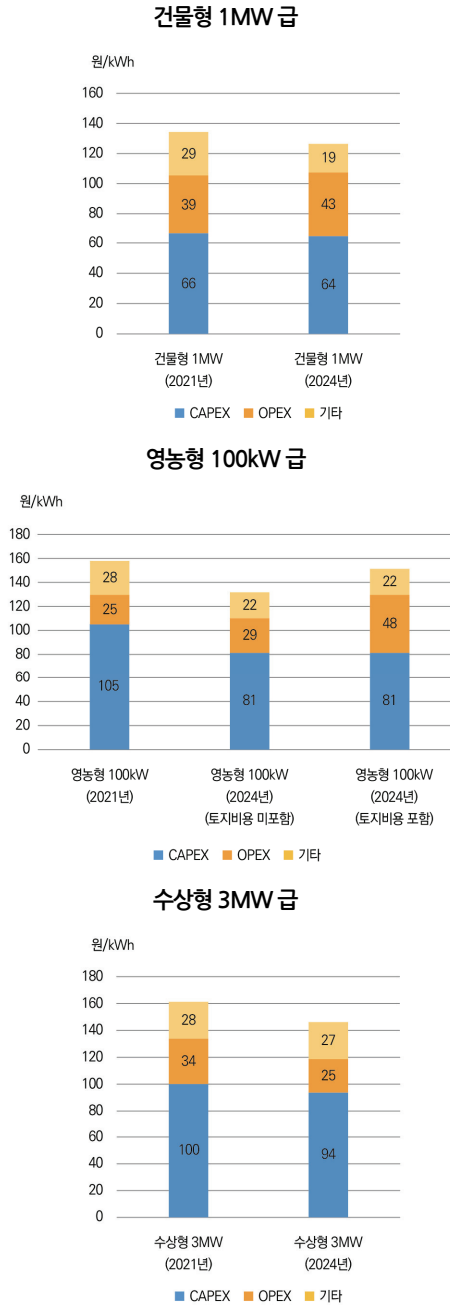
본 연구에서는 태양광 발전의 다양한 유형(건물형, 영농형, 수상형)에서 2021년과 2024년의 설비비용을 분석하고, 그에 따른 추세와 증감율을 파악하여 정부의 재생 에너지 보급 목표 달성을 위한 시사점을 제시하고자 한다. 각 유형별 LCOE 추정 결과를 살펴보면 다음과 같다.

먼저, 건물형 태양광 발전 LCOE는 2021년에 134원/kWh에서 2024년 126원/kWh으로 약 6% 감소하였다. 이는 건물형 태양광의 설치 기술이 지속적으로 개선되고, 고효율 모듈의 도입이 확산되면서 설치비용이 절감된 결과로 판단된다. 건물형 태양광은 주로 도심 내 건물의 유휴공간을 활용하기 때문에 토지 비용의 부담이 적으며, 설치 면적 대비 경제성이 비교적 높은 유형으로 평가받고 있다. 향후 산업단지의 지붕과 유휴부지를 활용한 태양광 발전 설비가 확대된다면 비용 효율적인 태양광 보급 목표를 달성하는데 기여할 수 있을 것으로 판단된다.

영농형 태양광의 경우, 2021년 158원/kWh(토지비용 포함 시)에서 2024년 132원/kWh(토지비용 미포함 시), 151원/kWh(토지비용 포함 시)로 약 4%~16% 하락하였다. 이는 영농형 태양광이 농업과 태양광 발전을 병행할 수 있는 새로운 모델로서 실증사업을 강화한 결과이다. 영농형 태양광은 농지 위에 설치되며, 농작물 재배와 함께 전기를 생산할 수 있어 농가의 추가 소득원으로 활용될 수 있다. 특히, 토지비용이 포함되지 않은 경우 경제성이 더욱 확보되는 것으로 나타났다. 즉, 최근 5년 평균 SMP(131원/kWh)와 비교하면 현재 영농형 태양광 발전 사업도 경제성을 확보할 수 있는 수준으로 확인된다. 향후 정부는 영농형 태양광의 경제성을 극대화하고 보급을 확대하기 위해 영농형 태양광 발전사업 지원 법안을 조속히 마련하여 농가 지원 프로그램을 확대하고, 관련 인프라를 지원해야 할 필요가 있겠다.

수상형 태양광 발전 설비는 2021년 162원/kWh에서 2024년 146원/kWh으로 약 10%의 하락세를 보였다. 비용 감소는 기술적 발전과 설치 경험 축적에 따른 효율성 향상, 부유체 비용의 하락 등의 결과이다. 수상형 태양광은 육상 설치의 한계를 극복하는 대안으로 떠오르고 있으며, 비용 감소 추세가 나타나고 있다. 또한, 수상형 태양광은 설치 공간 확보와 함께 냉각 효과로 인해 효율성을 높일 수 있다는 장점이 있으므로, 향후 더 많은 연구와 실증 프로젝트를 통해 보급 잠재력을 극대화할 필요가 있다.

[그림 5-4] 국내 태양광 유형별/연도별 발전단가(LCOE) 추정결과



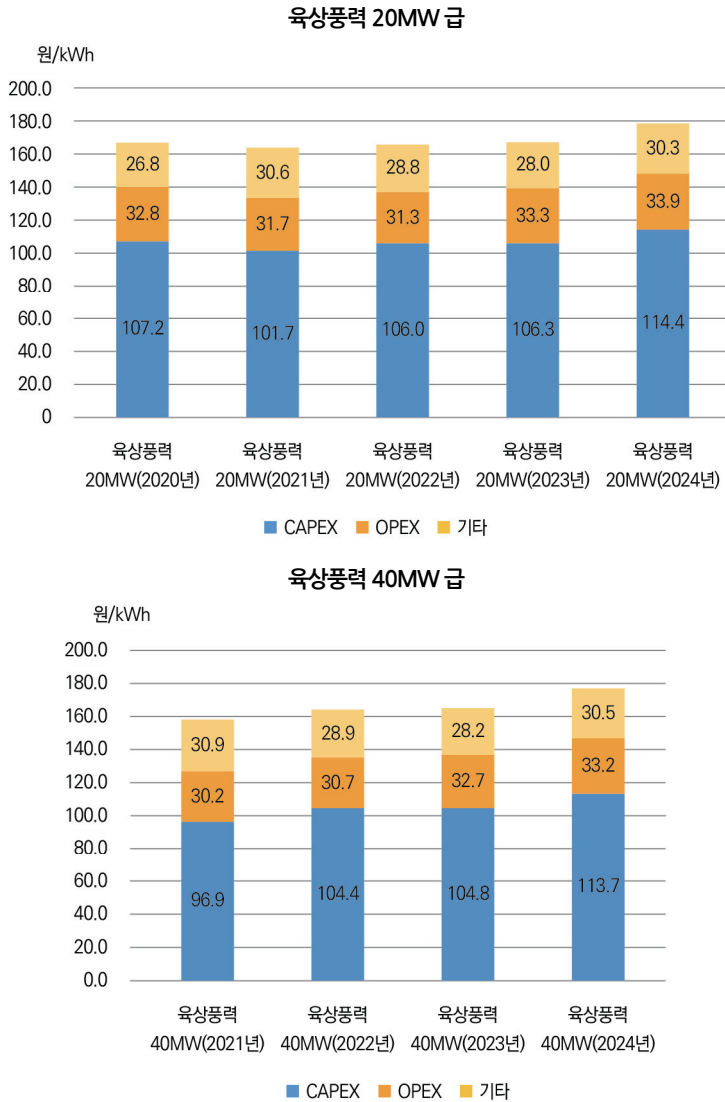
자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

2020년에서 2024년까지의 국내 20MW 육상풍력 발전의 LCOE는 다소 완만하게 상승하는 추세를 보였다. 2020년 기준 20MW 프로젝트의 LCOE는 166.8원/kWh로 시작했으며, 2021년에는 164.0원/kWh로 소폭 감소했다. 이는 -1.7%의 증감율로, 설비비용(CAPEX)과 운영비용(OPEX)의 효율성 증가가 주요 요인으로 작용한 것으로 보인다. 2022년과 2023년에 LCOE는 다시 증가하여 각각 166.0원/kWh와 167.6원/kWh를 기록하였다. 증감율은 1.2%와 1.0%로 비교적 완만하게 상승했으나, 이 기간 동안 풍력 발전 산업은 외부 요인의 영향을 받았다. 특히 코로나 19, 공급망 문제, 원자재 가격 상승 등으로 인해 비용 상승 압력이 존재했다. 2024년에는 20MW 프로젝트의 LCOE가 178.7원/kWh로 크게 증가하였으며, 이는 6.6%의 급격한 상승을 보여준다. 이러한 요인은 환율 변동에 따른 터빈 공급 가격 상승, 운송 및 설치비용 상승, 공급망 문제, 인플레이션 등이 복합적으로 작용한 결과인 것으로 판단된다.

40MW 육상풍력 발전의 LCOE는 20MW보다 조금 낮은 수준에서 시작하였으나, 유사한 상승 추세를 보였다. 즉, 2021년부터 2024년까지 국내 40MW 육상풍력 발전 프로젝트의 LCOE는 꾸준히 증가하는 추세가 나타났다. 2021년에는 158원/kWh의 LCOE를 기록했으며, 2022년과 2023년에는 각각 164원/kWh와 166원/kWh로 증가했다. 이 기간 동안 증감율은 각각 2022년은 3.7%, 2023년은 1.0% 수준이다. 40MW 프로젝트는 규모가 더 큰 만큼 설비비용 및 운영 비용에서 효율성을 보였지만, 시간이 지남에 따라 앞서 언급된 외부요인으로 인해 전반적인 비용 상승 압력이 점차 커진 것으로 나타난다. 2024년에는 40MW 풍력 발전 프로젝트의 LCOE가 177원/kWh로 상승하며 7.1%의 증가율을 보였다. 이에 대한 전문가 자문 결과, 대규모 프로젝트가 겪는 고유의 문제, 예를 들어 국내 공급망 부족에 따른 부품 수급 지연, 터빈 및 기타 부품의 가격 상승 등이 영향을 미쳤을 가능성이 큰 것으로 확인된다.

결과적으로, 두 가지 용량의 육상풍력 발전 모두 2020년에서 2024년까지 비용이 증가하는 흐름을 보였으며, 특히 2024년에는 외부 환경 변화로 인해 급격한 상승이 나타났다. 향후 이를 대응하기 위해 지속적인 기술 혁신을 통한 국산화 확대와 더불어 국내 풍력 공급망 최적화, 규모의 경제 확대, 국제 협력 등을 통한 비용 절감 대책이 필요하다.

[그림 5-5] 국내 육상풍력 규모별/연도별 발전단가(LCOE) 추정결과

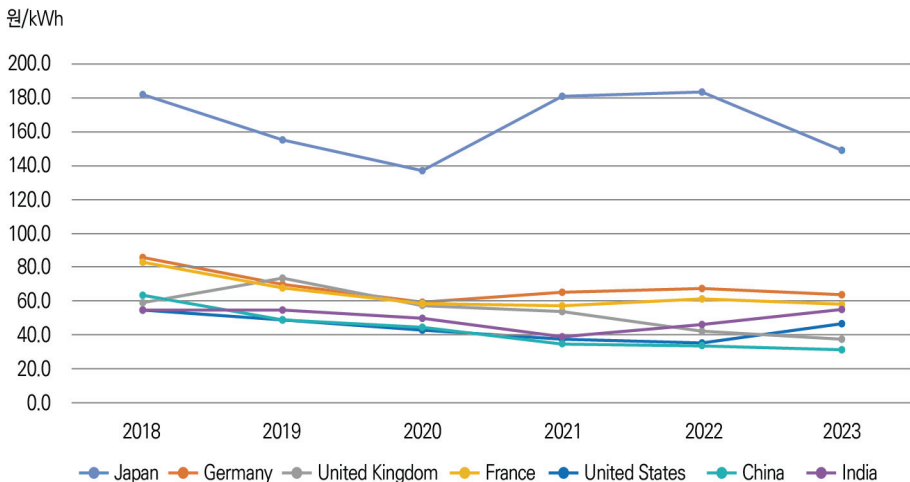


IRENA 자료에 따르면 주요 국가의 육상풍력 LCOE는 2018년 이후 하락세를 보이고 있는 것으로 나타났지만, 2020년 이후를 보면 일부 국가에서는 상승세가 나타났다. 먼저 2023년 기준 각 국가의 육상풍력 LCOE를 살펴보면, 중국이 31.2원/kWh

로 가장 저렴하고 영국(37.7원/kWh), 미국(46.1원/kWh), 인도(55.7원/kWh), 프랑스(58.0원/kWh), 독일(63.9원/kWh), 일본(149.7원/kWh) 순으로 낮은 것으로 나타났다. 본 연구에서 추정한 국내 육상풍력 LCOE가 177~179원/kWh이므로 주요 국가 중에서는 가장 높은 수준인 것으로 나타났다. 이는 우리나라의 경우 고도가 높은 산지에 설치해야하기 때문에 운송 및 설치비용이 높을 뿐만 아니라 터빈과 타워 공급 비용이 높아 전체적으로 타 국가 대비 설비비용(CAPEX)가 높기 때문이다. 또한 발전소를 운영 관리하기 위한 비용(OPEX)도 높고, 금융 조달 비용이 높은 것도 LCOE가 높은 원인이 된다. 반면 우리나라 육상풍력 이용률은 23% 수준인데 해외 주요 국가의 이용률은 25%~42%(평균 34%)로 상당히 높은 수준이다.

2018년부터 2023년까지 주요 국가의 육상풍력 LCOE 감소율을 살펴보면, 중국(-50%), 영국(-37%), 프랑스(-30%), 독일(-25%), 일본(-18%), 미국(-16%), 순으로 나타났고, 인도의 경우 오히려 1% 상승한 것으로 나타났다. 한편, 2020년부터 2023년까지 LCOE 감소율을 보면, 영국(-36%)과 중국(-30%), 프랑스(-3%)는 하락한 반면, 미국(+5%), 독일(+7%), 일본(+8%), 인도(+13%)는 상승한 것으로 나타났다.

[그림 5-6] 해외 주요국 육상풍력 LCOE 추세(IRENA)



주: 환율 1,200원/USD 적용 시

자료: IRENA(2024), Datafile Renewable Power Generation Cost in 2023

〈표 5-4〉 해외 주요국 육상풍력 LCOE 추세(IRENA)

(단위: 원/kWh)

구분	2018	2019	2020	2021	2022	2023	'18년 대비 '23년 증감율	'20년 대비 '23년 증감율
Japan	182.1	155.6	138.2	180.5	184.0	149.7	-18%	8%
Germany	85.2	70.0	59.7	65.4	67.1	63.9	-25%	7%
United Kingdom	59.7	72.9	58.9	54.3	42.7	37.7	-37%	-36%
France	82.8	67.7	59.5	58.2	61.5	58.0	-30%	-3%
United States	54.6	49.1	43.7	37.9	34.9	46.1	-16%	5%
China	62.3	48.4	44.5	35.9	33.2	31.2	-50%	-30%
India	55.0	54.7	49.5	38.6	45.9	55.7	1%	13%

주: 환율 1,200원/USD 적용 시

자료: IRENA(2024), Datafile Renewable Power Generation Cost in 2023

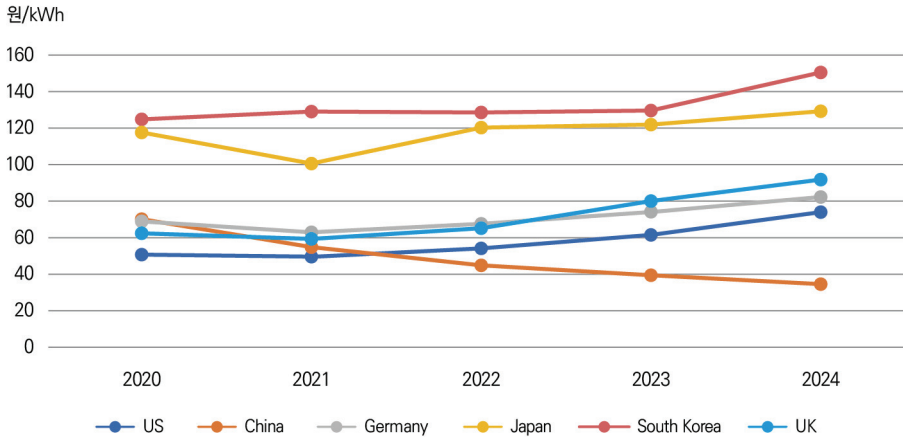
BNEF 자료에 따르면 주요 국가의 육상풍력 LCOE는 2020년부터 2024년까지 중국의 제외한 모든 나라에서 상승세를 보이고 있는 것으로 나타났다. 2024년 기준 각 국가의 육상풍력 LCOE를 살펴보면, 중국이 36원/kWh로 가장 저렴하고 미국(73.2원/kWh), 독일(81.6원/kWh), 영국(92.4원/kWh), 일본(129.6원/kWh), 한국(151.2원/kWh) 순으로 나타났다. BNEF에서는 한국의 육상풍력 LCOE가 높은 원인에 대해 LCOE 상승 요인인 설비비용과 운영유지비용은 타 국가 대비 상당히 높은 반면, LCOE 하락 요인인 이용률은 타 국가 대비 낮은 수준이기 때문인 것으로 분석했다.

2020년부터 2024년까지 주요 국가의 육상풍력 LCOE 감소율을 살펴보면, 중국은 49% 하락한 반면, 일본(+10%), 독일(+16%), 한국(+21%), 미국(+45%), 영국(+48%), 순으로 나타났다. BNEF에서는 주요국 육상풍력 LCOE 상승의 주요 요인으로 2022년 하반기까지 철강 등 주요 원자재 가격이 상승하여 터빈 제조 비용이 증가했기 때문인 것으로 분석했다. 특히, 유럽의 터빈 제조업체들은 이러한 원자재 가격 상승의 영향을 크게 받아, 프로젝트 개발자들이 이전보다 평균 보다 더 많은 비용을 지불했다고 밝혔다.³²⁾ 또한, 중앙은행의 금리 인상으로 인한 부채 비용의 증가가 LCOE를 상승시킨 요인으로 분석했다.

32) BNEF(2023), 2H 2023 LCOE Update: An Uneven Recovery

한편, 중국의 육상풍력 LCOE 하락 요인으로는 경쟁적인 풍력 터빈 제조 시장, 공급망 효율성 및 규모의 경제, 기술 혁신 및 운영 효율성 향상, 운영유지보수 비용 감소 등인 것으로 분석했다.³³⁾

[그림 5-7] 해외 주요국 육상풍력 LCOE 추세(BNEF)



주: 환율 1,200원/USD 적용 시

자료: BNEF 홈페이지, LCOE data를 활용하여 저자 재구성

<표 5-5> 해외 주요국 육상풍력 LCOE 추세(BNEF)

(단위: 원/kWh)

구분	2020	2021	2022	2023	2024	'20년대비 '24년 증감율
US	50.4	49.8	54.6	61.2	73.2	45%
China	70.8	54.6	45	39.6	36	-49%
Germany	70.2	61.8	66.6	74.4	81.6	16%
Japan	117.6	100.8	121.2	121.2	129.6	10%
South Korea	125.4	129	130.2	131.4	151.2	21%
UK	62.4	58.2	64.8	79.8	92.4	48%

주: 환율 1,200원/USD 적용 시

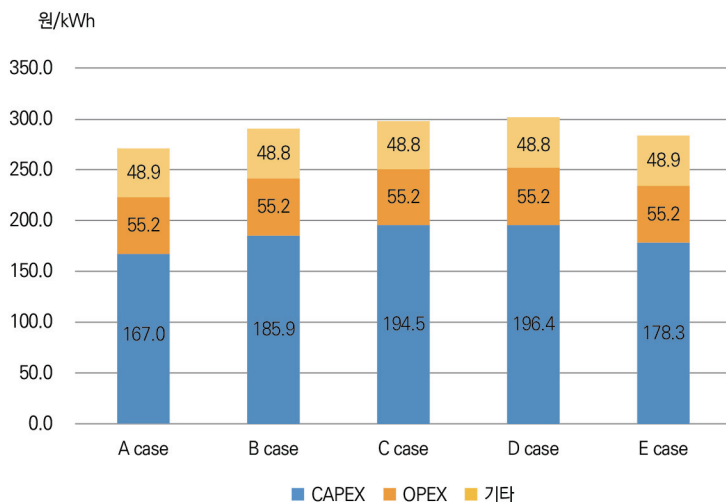
자료: BNEF 홈페이지, LCOE data를 활용하여 저자 재구성

33) BNEF(2023), Cost of Clean Energy Technologies Drop as Expensive Debt Offset by Cooling Commodity Prices

앞서 언급한 내용과 같이 해상풍력의 LCOE는 입지 환경에 따라 크게 영향을 받기 때문에 특정 표준설비에 대한 추정보다는 국내 실적에 근거하여 추정하는 것이 합리적일 것이다. 하지만, 최근 국내에서 준공된 해상풍력 발전소가 없기 때문에 자료 확보의 한계로 인해 이전 연도에 조사한 국내 상업 운영 중인 발전소와 개발 계획 중인 발전소 자료를 통해 추정한 결과를 동일하게 반영하여 추정하였다. 4차 연도에 추정된 국내 해상풍력 LCOE는 271 ~ 300원/kWh으로 재생에너지 중에서 가장 높은 수준이다. 우리나라의 경우 해상풍력이 설치된 위치에 따라 환경이 다르기 때문에 설비비용에 차이가 있음을 알 수 있다.

세부 항목별로 살펴보면 설비비용에 해당하는 LCOE가 167 ~ 196원/kWh으로 전체에서 차지하는 비중이 62 ~ 65%로 높은 수준이다. 설비비용에 해당하는 LCOE 추정 결과만 보더라도 태양광과 육상풍력 전체 LCOE보다 높은 수준임을 알 수 있다. 이것은 신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침에서 신재생에너지원 중 해상풍력의 가중치가 가장 높게 산정된 근거이기도 할 것이다.

[그림 5-8] 국내 발전소별 해상풍력 발전단가(LCOE) 추정결과

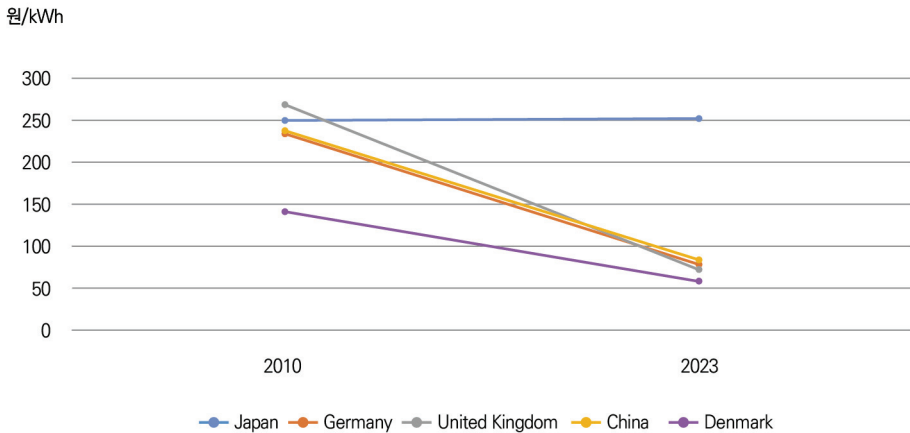


자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

IRENA 자료에서는 주요 국가의 해상풍력 실적이 부족한 관계로 LCOE에 관한 연간 자료 확보가 불가한 상황이며, 2010년과 2023년 자료만이 제공된다. 해당 자료를 보면 2010년 이후 2023년까지 해외 주요 국가의 해상풍력 LCOE는 일본을 제외하면 대부분 크게 하락한 것으로 나타났다. 상세히 보면, 영국(-74%), 독일(-68%), 중국(-64%), 덴마크(-59%)로 크게 하락한 반면 일본은 2% 상승한 것으로 확인된다.

2023년 기준 LCOE 현황을 보면 덴마크가 57.6원/kWh로 가장 낮은 것으로 나타났고, 영국(70.8원/kWh), 독일(75.6원/kWh), 중국(84.0원/kWh), 일본(253.2원/kWh) 순으로 확인된다. 본 연구에서 추정한 국내 해상풍력 LCOE가 271 ~ 300원/kWh 이므로 해상풍력 또한 육상풍력과 동일하게 주요 국가 중에서 가장 높은 수준인 것으로 나타났다. 이러한 요인은 육상풍력에서 언급한 내용과 동일하게 설비비용과 운영비용, 금융 조달비용 등의 비용은 높은 반면 연간 설비 이용률은 약 30%로 타 국가(30% ~ 53%, 평균 44%) 대비 낮은 수준이기 때문이다.

[그림 5-9] 해외 주요국 해상풍력 LCOE 추세(IRENA)



주: 환율 1,200원/USD 적용 시

자료: IRENA(2024), Datafile Renewable Power Generation Cost in 2023

〈표 5-6〉 해외 주요국 해상풍력 LCOE 추세(IRENA)

(단위: 원/kWh)

구분	2010	2023	'10년 대비 '23년 증감율
Japan	248.4	253.2	2%
Germany	234	75.6	-68%
United Kingdom	268.8	70.8	-74%
China	236.4	84	-64%
Denmark	140.4	57.6	-59%

주: 환율 1,200원/USD 적용 시

자료: IRENA(2024), Datafile Renewable Power Generation Cost in 2023

BNEF 자료에 따르면 주요 국가의 해상풍력 LCOE는 2020년부터 2024년까지 중국의 제외한 모든 나라에서 상승세를 보이고 있는 것으로 나타났다. 이는 육상풍력에서 분석한 결과와 동일하다. 먼저, 2024년 기준 각 국가의 해상풍력 LCOE를 살펴보면, 중국이 70.8원/kWh로 가장 저렴하고 영국(134.4원/kWh), 독일(148.8원/kWh), 미국(207.6원/kWh), 일본(210원/kWh) 순으로 낮은 것으로 나타났다.

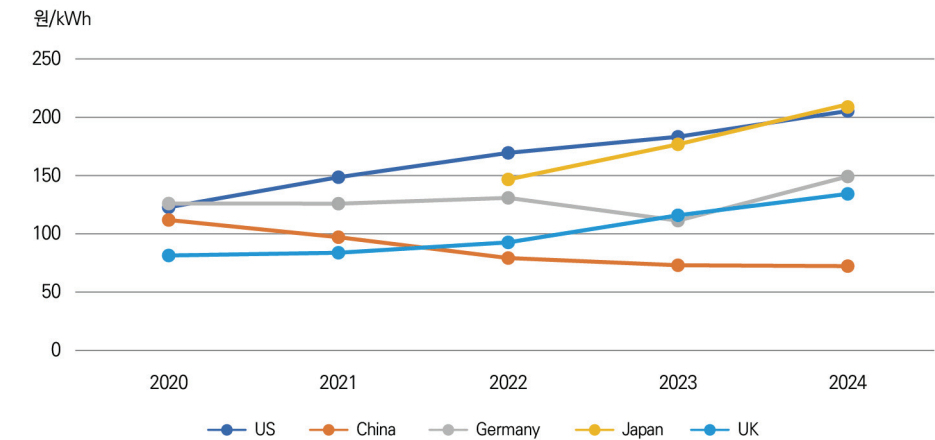
2020년부터 2024년까지 주요 국가의 해상풍력 LCOE 감소율을 살펴보면, 중국은 38% 하락한 반면, 독일(+19%), 일본(+42%), 영국(+64%), 미국(+70%) 순으로 나타났다. BNEF에서는 주요국 해상풍력 LCOE 상승의 주요 요인으로 원자재 가격 상승, 금융 비용 증가, 공급망 문제에 기인한다고 분석했다. 특히, 글로벌 공급망의 병목 현상과 물류 비용 상승은 해상풍력 프로젝트의 자본 지출(CAPEX)을 증가시키는 요인으로 작용하였고, 이러한 공급망 문제는 프로젝트 일정 지연과 비용 상승을 초래하였다고 분석했다.³⁴⁾

한편, 중국의 육상풍력 LCOE 하락 요인으로는 해상풍력 분야에서의 설계, 제조, 건설, 운영 및 유지보수에 이르는 완전한 기술 및 산업 사슬을 구축, 기술 혁신 및 대형 터빈 개발, 대규모 생산과 설치에 따른 규모의 경제 실현 등인 것으로 분석했다.³⁵⁾

34) BNEF(2023), 2H 2023 LCOE Update: An Uneven Recovery

35) 신화망 뉴스 보도자료(2024), 中 1~3분기 해상 풍력발전 설비용량 3천910만kW 세계 1위

[그림 5-10] 해외 주요국 해상풍력 LCOE 추세(BNEF)



주: 환율 1,200원/USD 적용 시
자료: BNEF 홈페이지, LCOE data를 활용하여 저자 재구성

<표 5-7> 해외 주요국 해상풍력 LCOE 추세(BNEF)

(단위: 원/kWh)

구분	2020	2021	2022	2023	2024	'20년 대비 '24년 증감율
US	121.8	150	168.6	184.2	207.6	70%
China	113.4	96.6	79.8	73.8	70.8	-38%
Germany	124.8	126	131.4	111.6	148.8	19%
Japan	-	-	147.6	180	210	42%*
UK	82.2	84	91.2	115.2	134.4	64%

주 1: 환율 1,200원/USD 적용 시
주 2: 일본은 이전 자료의 부재로 인해 2022년 대비 2024년 증감율을 작성
자료: BNEF 홈페이지, LCOE data를 활용하여 저자 재구성

2. 재생에너지(태양광, 육상풍력) LCOE 저감 요인 분석

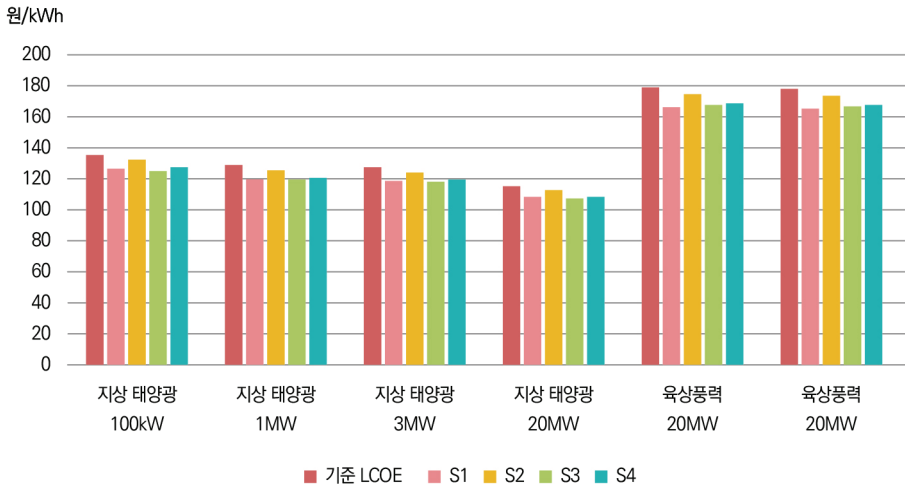
LCOE는 여러 가지 변수에 의해 좌우되며, 그 중에는 설비비용(CAPEX), 운영 및 유지비용(OPEX), 토지비용, 이용률, 할인율, 경제수명 등이 주요 요소로 작용한다. 이러한 변수들은 각 국가의 경제 상황, 정책 및 제도, 기술력, 경험, 발전 환경 등에 따라 다르게 영향을 받을 수 있다. 우리나라의 경우, 어떤 요인이 발전단가(LCOE)에 가장 큰 영향을 미치는지를 파악하기 위한 시나리오 분석이 필요하다. 1차 연도 연구에서는 발전 설비비용과 경제적 전제조건을 기반으로 LCOE에 대한 민감도 분석을 진행하였다. 분석 결과, 태양광 발전의 경우 LCOE에 가장 크게 영향을 미치는 요소는 설비비용, 이용률, 법인세, 할인율 순으로 나타났으며, 육상풍력 발전의 경우에는 이용률, 설비비용, 할인율, 법인세 순으로 영향을 미치는 것으로 도출되었다.

이에 본 연구에서는 민감도 분석 결과를 바탕으로 각각의 전제조건이 LCOE 하락에 미치는 영향을 파악하기 위해 시나리오 분석을 수행하였다. 이러한 분석은 2차 연도에도 동일하게 진행되었으나, 최근 자료를 바탕으로 다시 업데이트하여 재분석하고 그 시사점을 검토하고자 한다.

분석에 사용된 시나리오는 태양광 모듈과 풍력 터빈의 기술적 경제수명을 고려해 경제수명을 25년으로 설정한 시나리오(S1), 저금리 상황을 가정한 할인율 10% 감소 시나리오(S2), 모듈 및 터빈의 기술 발전을 고려한 이용률 10% 증가 시나리오(S3), 기자재 효율 증가 및 대규모화에 따른 설비비용(CAPEX) 10% 감소 시나리오(S4)로 구성하였다.

분석 결과, 발전소 경제수명을 25년으로 설정한 S1 시나리오에서는 태양광 발전의 LCOE가 약 8원/kWh에서 10원/kWh까지 감소하였고, 육상풍력 발전의 경우 약 12원/kWh의 감소 효과가 나타났다. 각 변수에 동일하게 10%의 변화를 적용한 S2, S3, S4 시나리오에서는 LCOE에 가장 큰 영향을 미치는 변수는 이용률, 설비비용(CAPEX), 할인율 순으로 나타났다. 구체적으로, 이용률 10% 증가는 태양광의 경우 약 9원/kWh에서 11원/kWh, 육상풍력은 약 11원/kWh에서 12원/kWh의 감소 효과가 있는 것으로 나타났다. 설비비용(CAPEX) 10% 감소는 태양광의 경우 약 7원/kWh에서 9원/kWh, 육상풍력은 약 10원/kWh의 감소 효과를 보였으며, 할인율 10% 감소 시나리오는 태양광에서 약 3원/kWh에서 4원/kWh, 육상풍력에서 약 4원/kWh의 감소 효과가 있는 것으로 나타났다.

[그림 5-11] 태양광 및 육상풍력 발전단가(LCOE) 시나리오 분석 결과



주: S1은 경제수명 25년 적용 시나리오, S2는 할인율 10% 감소 시나리오, S3는 이용률 10% 증가 시나리오, S4는 설비비용 (CAPEX) 10% 감소 시나리오
 자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

〈표 5-8〉 태양광 및 육상풍력 발전단가(LCOE) 시나리오 분석 결과

구분	지상 태양광 100kW	지상 태양광 1MW	지상 태양광 3MW	지상 태양광 20MW	육상풍력 20MW	육상풍력 40MW
	2024년	2024년	2024년	2024년	2024년	2024년
기준 LCOE	136.0	128.2	127.0	115.3	178.7	177.4
S1	126.1	119.3	118.7	107.6	166.2	165.4
	(-9.9)	(-8.9)	(-8.3)	(-7.7)	(-12.5)	(-12.0)
S2	132.5	125.2	124.1	112.6	174.6	173.5
	(-3.5)	(-3.0)	(-2.9)	(-2.7)	(-4.1)	(-3.9)
S3	125.2	118.9	118.1	106.7	167.2	166.5
	(-10.8)	(-9.3)	(-8.9)	(-8.6)	(-11.5)	(-10.9)
S4	127.2	120.5	119.8	108.5	168.5	167.8
	(-8.8)	(-7.7)	(-7.2)	(-6.8)	(-10.2)	(-9.6)

주 1: S1은 경제수명 25년 적용 시나리오, S2는 할인율 10% 감소 시나리오, S3는 이용률 10% 증가 시나리오, S4는 설비비용 (CAPEX) 10% 감소 시나리오

주 2: ()는 기준 LCOE 대비 감소량

자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

이용률을 높이는 기술적 방법으로는 태양광의 경우 양면 모듈 활용, 태양광 추적 시스템 구축, 그리고 일사량이 높은 지역에 태양광 설비를 설치하는 방식이 있다. 그러나 이들 방법은 추가 비용이 발생할 수 있으므로, 그에 따른 상쇄효과를 면밀히 검토해야 할 필요가 있다. 육상풍력의 경우, 고속 및 저속 바람 모두에서 회전 가능한 터빈 설치, 풍향이 좋은 지역에 터빈 배치, 발전량을 높이는 추가 기술 도입이 이용률을 높이는 방법이 될 수 있다.

설비비용(CAPEX) 절감 방안으로는 모듈과 터빈 등 주요 기자재의 효율 향상에 따른 설치 면적 감소, 대규모화에 따른 규모의 경제 실현, 보급 확대에 따른 경험 축적을 통한 시공비용 절감, 인허가 절차 간소화와 주민 수용성 확보를 위한 정책 지원 강화, 송·배전망 설비 확충을 통한 적기적시 계통연계 등이 있다.

할인율은 발전소 수익률과 경제 상황, 재무적 리스크 등 다양한 외부 요인에 의해 결정되기 때문에, 이를 인위적으로 낮추기는 어려운 점이 있다. 따라서 할인율은 외부 변수로 간주하고, 기업이 자본을 조달하는 데 드는 평균 비용을 의미하는 가중평균자본비용(WACC, Weighted Average Cost of Capital) 분석에 기반하여, 경제적 현실을 반영하여 결정하는 것이 필요할 것이다.

또한, 분석결과와 같이 재생에너지 설비(태양광, 풍력 등)의 경제적 수명(운영 가능 기간)을 늘리면 LCOE가 낮아 하락할 수 있다. 이는 기술적으로 내구성 개선, 유지보수 최적화 등을 통해 경제적 수명을 연장하면 유지보수비 증가율을 억제하여 LCOE를 낮출 수 있기 때문이다. 경제적으로 수명이 길어지면 동일한 초기 투자비용을 더 긴 기간 동안 회수할 수 있어, 단위 발전 비용이 낮아지기 때문이다. 이를 고려하여, 현재 재생에너지 발전사업자와의 고정가격계약 경쟁입찰에서 계약 기간을 기존 20년에서 25년으로 확대하는 방안을 검토할 필요가 있다. 이를 통해 발전사업자들은 장기적인 투자 안정성을 확보할 수 있고, 전체적인 발전 비용 절감 효과도 기대할 수 있기 때문이다.

3. 전국토 격자-LCOE 모형을 활용한 태양광 LCOE 추정 및 전망

태양광 발전 설비를 설치할 부지는 경제성을 판단하는 데 중요한 요소로 작용한다. 이는 햇빛이 많이 드는 지역일수록 발전량이 증가하여 수익성이 높아지고, 토지 매입비용이나 임대비용이 낮을수록 전체 비용이 줄어들기 때문이다. 이러한 이유로 태양광 발전 사업을 추진하는 사업자는 일조량이 많고 비용이 낮은 토지를 확보하려고 노력한다.

하지만 우리나라는 국토가 좁아 태양광 보급이 진행될수록 점차 사업에 적합한 최적의 토지를 확보하는 것이 어려워질 것이며, 이에 따라 상대적으로 일조량이 낮거나 비용이 높은 토지가 활용될 가능성이 크다. 따라서 태양광 보급이 확대될수록 토지 비용이 높은 지역을 사용할 수밖에 없기 때문에, 전국 평균 태양광 LCOE는 상승할 수 있다.

이에 올해 연구에서는 2024년도 지상형 태양광을 기준으로 경제적 전제조건을 설정하고, 전국토를 1km^2 단위로 나눈 격자 기반 LCOE 모형을 활용하여 지역별 태양광(지상형 태양광 1MW 기준) LCOE를 추정하였다. 또한 학습효과 모형에 기반하여 향후 지역별 지상형 태양광 LCOE를 전망한 후, 국가 재생에너지 보급 계획에 따라 연도별 태양광 보급이 진행될 때 국내 태양광 평균 LCOE가 어떻게 변화하는지를 분석하였다.

한편, 풍력의 경우 격자별 잠재량 및 경제성 분석을 위한 객관적이고 신뢰할 수 있는 데이터베이스가 아직 구축되지 않았기 때문에, 본 연구에서는 지역별 육상풍력 및 해상풍력 경제성 분석을 향후 과제로 남겨두기로 한다.

전국토 격자(1km^2)-LCOE 연산 모형은 우리나라의 전 국토와 영해를 약 19만 개의 1km^2 크기 격자로 구분하고, 각 격자의 기술적, 지리적, 규제적, 지원 정책적 요인들을 데이터베이스로 구축하여 격자별 특성을 반영한 재생에너지 잠재량과 경제성을 분석할 수 있는 모형이다. 분석 절차는 다음과 같다: ① 전 국토를 약 19만 개의 1km^2 격자(육상 약 9만 개, 해상 약 10만 개)로 나눈다, ② 각 격자에 이론적, 기술적, 지리적, 규제 및 지원 정책적 요인을 포함한 데이터를 입력하여 데이터베이스를 구축한다, ③ 격자별로 발전단가(LCOE) 계산식을 적용하고, 분석을 위한 전제 조건들을 입력한다, ④ 시장가격($\text{SMP} + \text{REC} \times \text{가중치}$)보다 발전단가(LCOE)가 낮은 격자를 식별한다, ⑤ 이를 바탕으로 최종적으로 지역별 잠재량과 경제성을 평가한다.

이 모형에서 입력되는 주요 영향 요인은 크게 다섯 가지로 나눌 수 있다. 첫째, 격자별 전국 일사량 데이터로, 이를 활용하여 격자별 이용률과 발전량을 추정한다. 둘째, 재생에너지 설비 설치가 불가능한 지리적 정보로, 산지, 급경사, 철도, 도로, 기타 설비 제한구역 등이 포함된다. 셋째, 현재 기술 수준에서 에너지 생산 가능량을 계산하기 위한 자료로, 태양광 모듈이나 풍력 터빈 등 주요 기자재의 설비 효율과 단위 용량당 설치 면적에 관한 데이터를 포함한다. 넷째, 재생에너지 설비 설치가 규제된 지역 정보로, 문화재 보호구역, 군사시설 지역, 개발 불가능 지역, 이격거리 규제 지역 등이 포함된다. 다섯째, 경제성을 평가하기 위한 자료로, 정부의 지원 정책을 고려한 격자별 LCOE를 활용한다.

[그림 5-12] 1km 격자LCOE 연산 모형



자료: 저자 직접 작성

이 모형을 활용하면 지리적 조건이나 규제상의 제한으로 인해 재생에너지 설비를 설치할 수 없는 지역을 제외하고, 나머지 지역에 대해 경제성을 분석할 수 있다. 구체적으로, 각 지역의 일사량과 개별 공시지가 등의 요인을 반영하여 경제성이 어떻게 달라지는지를 평가할 수 있다. 이를 통해 지역별 예상 태양광 LCOE를 확인할 수 있으며, 이 결과는 발전사업자가 특정 부지의 경제성을 판단하는 데 기초 자료로 활용될 수 있다.

학습효과 모형(Learning Effect Model)은 기술이 발전하고 생산 경험이 축적될수록 비용이 감소하는 경향을 분석하는 모델이다. 예를 들어, 비용은 누적 생산량이 증가할수록 감소하는 경향을 보이는데 이는 규모의 경제, 기술 혁신, 노동 학습효과, 공급망 최적화 등의 사유로 발생한다. 학습효과는 일반적으로 경험 곡선의 경험 법칙(Experience Curve Law)에 따라 다음과 같이 나타낸다.

$$C = C_0 \times Q^{-\beta}$$

여기서, C 는 단위당 비용, C_0 는 초기 생산량(기준 생산량)에서의 단위당 비용, Q 는 누적 생산량, β 는 학습률(Learning Rate)을 나타내는 계수($\beta = \ln(1 - LR)/\ln(2)$)를 의미한다. 즉, 학습률은 누적 생산량이 2배 증가할 때 비용이 감소하는 비율을 의미한다.

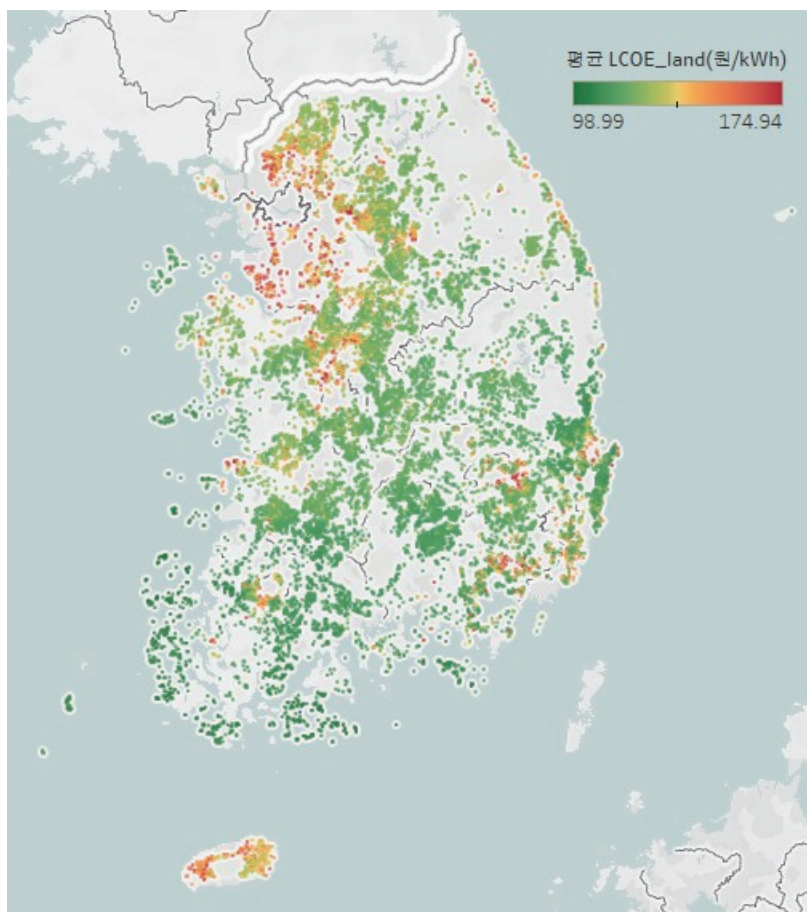
이는 재생에너지 분야에서도 적용되며, 태양광 발전의 경우 시간이 지남에 따라 기술 혁신, 생산 효율 향상, 규모의 경제 효과 등이 반영되어 발전 비용이 점진적으로 낮아지는 경향을 보인다. 이 모형을 활용하면 태양광 설비가 확대될수록 LCOE가 어떻게 변화할지를 예측할 수 있으며, 이를 바탕으로 장기적인 경제성 분석과 정책 수립에 활용될 수 있다.

전국토 격자(1km)-LCOE 모형을 활용하여 추정한 지역별 지상형 태양광 LCOE 결과는 [그림 5-13]과 같다. 그림에서 빨간색으로 표시된 부분이 LCOE가 상대적으로 높은 격자이며, 녹색으로 표시된 부분이 낮은 격자임을 의미한다. 흰색으로 표시된 부분은 지리적, 규제 및 정책적 요인으로 인해 지상에 태양광을 설치할 수 없는 격자이다. 또한, 해당 격자는 지자체별 이격거리에 따른 규제도 반영한 결과이다. 그림을 보면 알 수 있듯이 우리나라는 다양한 요인에 의해 태양광을 설치할 수 없는 지역이 많은 것으로 나타나는데, 그 중에서도 이격거리 규제에 의한 영향도 큰 것으로 확인된다. 특히, 분석과정에서 지자체별 이격거리 규제 현황을 반영했을 때와 반영하지 않았을 경우를 비교해 보면 반영했을 경우의 태양광 설치 가능 면적이 상당히 감소하는 것으로 나타나 이격거리 규제가 태양광 보급에 상당히 영향을 미치고 있다는 것을 확인하였다.

한편, 지역별 평균 LCOE 추정 결과 일사량이 높고, 토지 가격이 낮은 전라남도, 전라북도, 경상도 지역의 LCOE가 낮아 태양광 발전 설비를 위한 경제성이 높은 것

으로 확인되었다. 실제 한국에너지공단에서 발표하는 신재생에너지 보급 통계를 살펴보면 전라도와 경상북도 지역에 설치된 태양광 설비가 우리나라 전체 태양광 설비의 약 60% 이상을 차지하는 것으로 확인된다. 반면 주요 광역시 및 수도권 지역의 LCOE는 170원/kWh 이상으로 2023년 RPS 고정가격계약 경쟁입찰 평균 가격(153원/kWh)보다 높은 것으로 나타났다.

[그림 5-13] 지역별 지상형 태양광 LCOE 분포



자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

〈표 5-9〉 지역별 지상형 태양광(1MW 급) LCOE 추정결과

(단위: 원/kWh)

시도		평균 LCOE	시도		평균 LCOE
1	전라남도	114.5	10	세종특별자치시	201.3
2	강원도	125.8	11	광주광역시	243.3
3	경상북도	125.8	12	경기도	251.3
4	전라북도	126.3	13	대전광역시	290.6
5	충청북도	130.0	14	인천광역시	294.5
6	경상남도	132.3	15	대구광역시	335.1
7	충청남도	135.6	16	부산광역시	409.9
8	제주특별자치도	176.1	17	서울특별시	2,852.2
9	울산광역시	198.6			

자료: 분석 결과를 바탕으로 저자 직접 작성

앞서 분석한 태양광 연도별 LCOE 추세와 같이 향후 우리나라 태양광 LCOE는 기술 개발에 따른 모듈 효율 증가와 글로벌 태양광 모듈 공급 과잉으로 인해 더욱 하락할 것으로 전망된다. 이에 실질적으로 국내 태양광 설비비용을 전망하기 위해 국내 자료와 해외 자료를 활용한 시나리오 분석을 수행했다. 시나리오 1은 국내 태양광 보급 정책이 시행된 FIT 기간부터 2022년까지의 개별 발전소 비용 자료와 보급 실적을 바탕으로 학습효과 모형에 기반하여 전망한 방법이며, 시나리오 2는 BNEF에서 분석한 전 세계 재생에너지원별 설비비용(CAPEX) 전망 결과를 적용한 방법이다.

〈표-5-10〉 재생에너지 LCOE 전망 시나리오

구분	전망 방법
시나리오 1	2012~2022년 RPS 실적 자료(연간 단위 설비비용)를 바탕으로 학습효과 모형에 기반하여 전망
시나리오 2	BNEF의 전 세계 재생에너지원별 설비비용(CAPEX) 전망 결과 적용

〈표 5-11〉은 전국토 격자(1km²)-LCOE 모형을 활용하여 연도별로 추정한 각 격자별(지역별) LCOE를 평균한 값이다. 분석 결과 국내외 태양광 보급이 확대되고, 기술이 향상됨에 따라 국내 지상형 태양광 평균 LCOE는 2024년 기준 122원/kWh에서 2036년 102원/kWh~86원/kWh로 지속적으로 하락하는 것으로 나타났다. 각

시나리오를 비교해 보면, 국내 태양광 보급 실적에 따른 LCOE 하락 속도 보다 글로벌 실적에 따른 LCOE 하락 속도가 더욱 빠르게 진행될 것으로 예상된다.

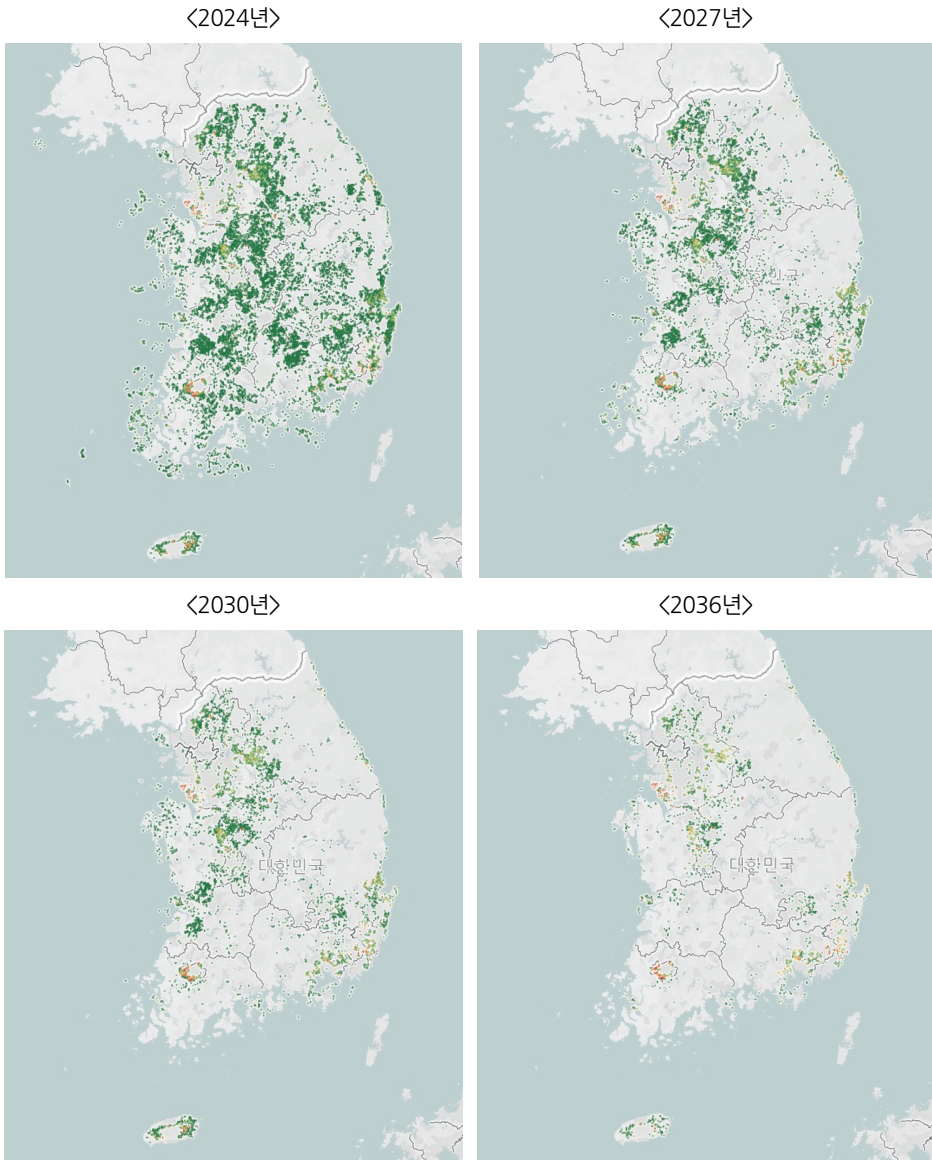
〈표 5-11〉 연도별 국내 지상형 태양광 LCOE 전망

(단위: 원/kWh)

구분	전국토 평균 LCOE	
	시나리오1	시나리오2
2024	122.1	122.1
2025	119.5	114.5
2026	117.2	109.3
2027	115.1	105.4
2028	113.2	102.0
2029	111.5	99.3
2030	109.9	96.9
2031	108.4	94.7
2032	107.0	92.7
2033	105.7	91.0
2034	104.6	89.3
2035	103.4	87.8
2036	102.4	86.3

10차 전력수급기본계획에 따르면 우리나라 태양광은 2030년까지 연간 약 3GW, 이후 2036년까지 약 3.2GW의 보급이 전망된다. 전국토 격자(1km²)-LCOE 모형에서 격자별 태양광 보급 가능 잠재량을 도출하고, 본 계획을 바탕으로 토지비용이 저렴한 격자(지역)부터 태양광 보급이 이루어진다고 가정할 경우 우리나라 지역별 잠재량은 [그림 5-14]와 같이 나타난다. 그림에서 빨간색으로 표시된 부분이 잠재량이 상대적으로 높은 격자이며, 녹색으로 표시된 부분이 낮은 격자임을 의미한다. 흰색으로 표시된 부분은 지리적, 규제 및 정책적 요인으로 인해 지상에 태양광을 설치할 수 없는 격자이다. 그림에서 확인할 수 있는 바와 같이 2024년에는 전 지역에 많은 태양광 잠재량이 분포하지만, 보급이 진행될수록 점차 실질 잠재량은 감소하는 것으로 나타났다.

[그림 5-14] 전국토 격자별/연도별 잠재량 분포



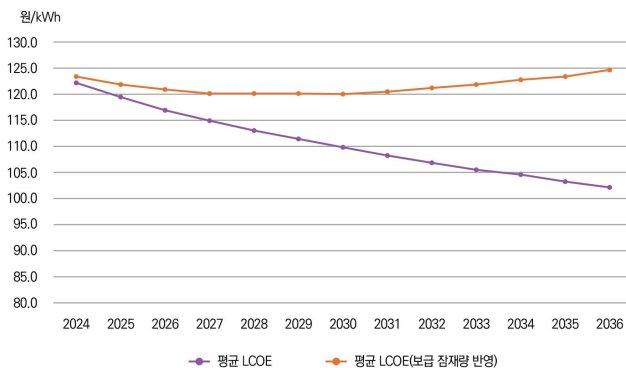
자료: 저자 직접 분석하여 작성

이를 바탕으로 연도별로 태양광 잠재량이 분포되어 있는 격자에 대해 LCOE를 평균한 결과는 [그림 5-15]와 같다. 먼저, 시나리오 1은 2024년부터 2030년까지 토

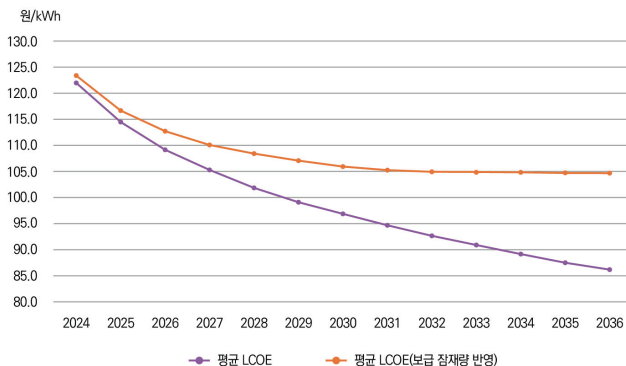
지비용에 대한 영향이 없어 평균 LCOE가 지속적으로 하락하는 것으로 나타나는데, 2030년 이후에는 토지 가격이 저렴한 지역이 고갈됨에 따라 평균 LCOE가 점차 상승하는 것으로 나타난다. 이는 앞서 설명한 내용과 같이 향후 기술적으로는 태양광 비용이 하락하지만, 국토가 좁은 우리나라에서 태양광 설비가 부지 가격이 낮은 지역에서 높은 지역으로 설치됨에 따라 나타나는 현상으로 볼 수 있다. 한편, 시나리오 2의 결과에서는 국가 에너지 계획에 따라 태양광을 보급하더라도 2036년까지는 토지비용 상승에 따른 영향은 없는 것으로 나타났다. 하지만, 기술 진보만을 반영하여 전망한 평균 LCOE와 보급 가능 태양광 잠재량에 대한 토지 비용을 모두 반영하여 전망한 평균 LCOE와의 격차는 시간이 지날수록 더욱 커지는 것으로 나타났다.

[그림 5-15] 시나리오별 전국 지상형 태양광 평균 LCOE 전망 결과

〈시나리오1의 평균 LCOE 분석 결과〉



〈시나리오2의 평균 LCOE 분석 결과〉



자료: 저자 직접 작성

〈표 5-12〉 시나리오별 전국 지상형 태양광 평균 LCOE 전망 결과

(단위: 원/kWh)

구분	시나리오1		시나리오2	
	평균 LCOE	평균 LCOE (보급 잠재량 반영)	평균 LCOE	평균 LCOE (보급 잠재량 반영)
2024	122.1	123.4	122.1	123.4
2025	119.5	121.9	114.5	116.9
2026	117.2	120.9	109.3	112.8
2027	115.1	120.3	105.4	110.2
2028	113.2	120.3	102	108.4
2029	111.5	120.3	99.3	107.2
2030	109.9	120.2	96.9	105.9
2031	108.4	120.6	94.7	105.3
2032	107.0	121.3	92.7	105.1
2033	105.7	121.9	91	104.8
2034	104.6	122.8	89.3	104.9
2035	103.4	123.6	87.8	104.9
2036	102.4	124.4	86.3	104.8
'24년 대비 '36년 증감율	-16%	1%	-29%	-15%

자료: 저자 직접 작성

태양광 발전의 LCOE는 설비비용, 운영 및 유지 비용, 토지 비용, 이용률 등의 요소에 의해 결정되지만, 그 중에서도 토지 비용은 국토가 좁은 한국에서 더 큰 영향을 미칠 수 있다. 태양광 발전은 상대적으로 넓은 면적이 필요하므로, 부지 확보 비용이 발전 비용의 중요한 부분을 차지하기 때문이다.

특히 한국은 농업, 산업, 주거 등 다양한 용도로 토지 수요가 높아 태양광 발전에 적합한 부지를 확보하는 것이 점점 어려워지고 있다. 이러한 국토 면적의 제한 속에서 태양광 발전의 경제성을 확보하려면, 부지를 효율적으로 활용할 수 있는 정책적 접근이 필요하다.

이에 정부는 비용 효율적인 태양광 보급을 위해 우선적으로 태양광 설치 이격거리 규제를 보다 완화하고, 건물 옥상이나 주차장, 공공시설 부지 등 유휴 공간을 활용하는 분산형 태양광 발전 정책을 마련할 필요가 있을 것이다. 또한 농지와 태양광 발전을 함께 활용하는 영농형 태양광을 적극적으로 도입하면, 농업과 재생에너지를 동시에 유지할 수 있어 토지 이용의 효율성을 더욱 높일 수 있을 것이다.

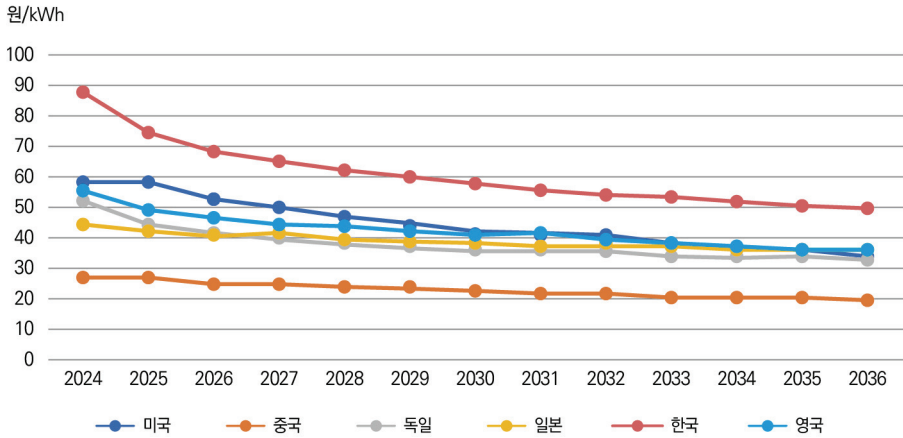
한편, BNEF³⁶⁾에서는 주요 국가를 중심으로 태양광 발전의 LCOE 변화를 전망하였다. 국가별 태양광 보급 학습률을 기반으로 한 분석 결과, 대부분의 국가에서 현재보다 LCOE가 더욱 하락할 것으로 전망되었다. BNEF는 2024년부터 2050년까지 국가별로 최소 및 최대 시나리오를 나누어 LCOE를 예측하였으나, 본 연구의 분석 기간과 비교하기 위해 2024년부터 2036년까지의 결과만 검토하였다.

최소 시나리오 기준으로 2024년 이후 2036년까지 국가별로 차이는 있지만 약 19%에서 44%까지 LCOE가 감소할 것으로 전망되었다. 특히 한국은 44%로 가장 높은 하락률을 보일 것으로 분석되었으며, 일본은 19%로 가장 낮은 하락률을 기록할 것으로 분석되었다. 최대 시나리오 기준으로는 25%에서 62%까지 하락할 것으로 예측되었다. 이 경우에도 한국이 62%로 가장 큰 폭으로 감소할 것으로 보이며, 독일과 영국은 각각 25%로 가장 낮은 하락률을 보일 것으로 전망되었다.

이러한 결과는 본 연구에서 예측한 평균 LCOE 하락폭(16%~29%)보다 빠른 속도로 감소하는 것이다. 이는 태양광 모듈 가격 하락으로 인한 설비비용 절감, 대규모 프로젝트 확대, 정부 정책 지원 강화, 부지 활용 최적화(수상형, 영농형, 건물 일체형 태양광) 등의 요인이 작용한 것으로 판단된다. 다만, BNEF의 예측에서는 토지 비용 상승이 LCOE에 미치는 영향을 반영하지 않은 것으로 보인다. 만약 이를 고려할 경우, 현재 분석된 가파른 하락률이 다소 완화될 가능성이 있다.

36) BNEF 홈페이지, LCOE data를 활용하여 저자 재구성하였음.

[그림 5-16] 주요국 고정형 태양광 LCOE 전망(최소 기준)



주: 환율 1,200원/USD 적용 시

자료: BNEF 홈페이지, LCOE data를 활용하여 저자 재구성

〈표 5-13〉 주요국 고정형 태양광 LCOE 전망(최소 기준)

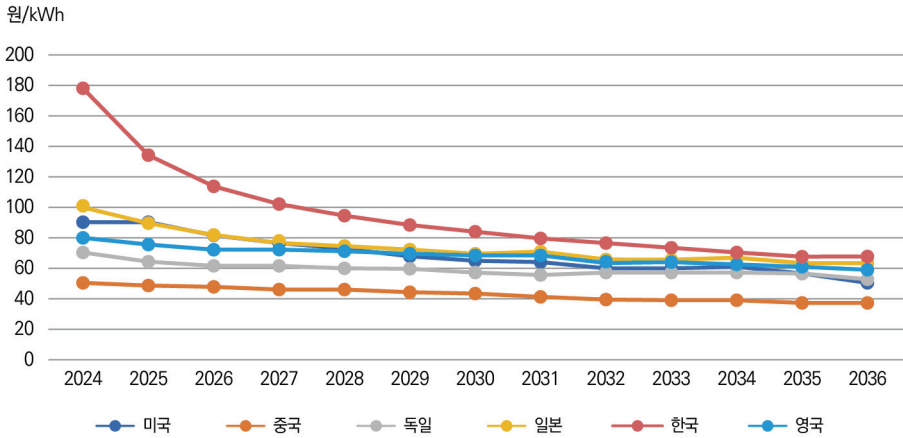
(단위: 원/kWh)

구분	미국	중국	독일	일본	한국	영국
2024	58.8	26.4	51.6	44.4	87.6	55.2
2025	58.8	26.4	44.4	42	74.4	49.2
2026	52.8	25.2	42	40.8	68.4	46.8
2027	49.2	24	39.6	40.8	64.8	44.4
2028	46.8	24	38.4	39.6	62.4	43.2
2029	44.4	22.8	37.2	38.4	60	42
2030	42	22.8	36	38.4	57.6	40.8
2031	40.8	21.6	36	37.2	55.2	40.8
2032	40.8	21.6	34.8	37.2	54	39.6
2033	38.4	20.4	33.6	37.2	52.8	38.4
2034	37.2	20.4	33.6	36	51.6	37.2
2035	36	20.4	33.6	36	50.4	36
2036	33.6	19.2	32.4	36	49.2	36
'24년 대비 '36년 증감율	-43%	-27%	-37%	-19%	-44%	-35%

주: 환율 1,200원/USD 적용 시

자료: BNEF 홈페이지, LCOE data를 활용하여 저자 재구성

[그림 5-17] 주요국 고정형 태양광 LCOE 전망(최대 기준)



주: 환율 1,200원/USD 적용 시
 자료: BNEF 홈페이지, LCOE data를 활용하여 저자 재구성

<표 5-14> 주요국 고정형 태양광 LCOE 전망(최대 기준)

(단위: 원/kWh)

구분	미국	중국	독일	일본	한국	영국
2024	91.2	50.4	72	100.8	178.8	80.4
2025	90	48	64.8	88.8	134.4	75.6
2026	81.6	46.8	63.6	82.8	115.2	73.2
2027	76.8	45.6	62.4	79.2	103.2	72
2028	72	44.4	60	75.6	94.8	70.8
2029	67.2	43.2	58.8	73.2	88.8	69.6
2030	64.8	42	58.8	70.8	84	68.4
2031	63.6	40.8	57.6	69.6	79.2	67.2
2032	61.2	39.6	56.4	67.2	76.8	64.8
2033	60	38.4	56.4	66	73.2	63.6
2034	57.6	38.4	55.2	64.8	70.8	62.4
2035	56.4	37.2	55.2	63.6	68.4	61.2
2036	51.6	36	54	62.4	67.2	60
'24년 대비 '36년 증감율	-43%	-29%	-25%	-38%	-62%	-25%

주: 환율 1,200원/USD 적용 시
 자료: BNEF 홈페이지, LCOE data를 활용하여 저자 재구성

제6장

결론 및 시사점

본 연구에서는 기후변화 대응과 에너지 안보라는 시대적 요구에 따라 국내 재생 에너지 확대를 위한 중장기적인 LCOE 전망 시스템의 구축 필요성을 제시하였다. 주요 국가들의 사례를 통해 확인한 바와 같이, 재생에너지 보급 확대와 가격 경쟁력 확보는 명확하고 일관된 정책적 지원과 체계적인 비용 분석을 통해 실현 가능하다.

우리나라는 재생에너지 확대 목표를 달성하기 위해 다양한 정책적 노력을 기울이고 있으나, 여전히 높은 설비비용과 제한된 토지 등 여러 경제적·사회적 제약으로 인해 어려움을 겪고 있다. 따라서 본 연구는 태양광과 풍력 등 주요 재생에너지원의 LCOE를 장기적이고 체계적으로 분석하여, 실효성 있는 시장 가격 신호를 제공하고, 비용 효율적인 재생에너지 보급 전략을 마련할 필요가 있음을 강조하였다.

향후 재생에너지 확대 정책은 단순히 설비 보급량을 늘리는 차원을 넘어, 기술 개발과 제도 개선, 그리고 경제성 확보를 위한 구체적인 실행방안을 함께 고려해야 한다. 또한, 사회적 갈등 해소와 환경적 수용성을 높이는 종합적인 접근이 필수적이다. 이를 통해 2050년 탄소중립과 에너지안보 목표를 안정적으로 달성하는 데 기여할 수 있을 것이다.

이에 본 연구에서는 연구 과정에서 확인된 분석 내용을 바탕으로 비용 효율적인 재생에너지 보급을 위해 정책적·제도적 관점에서 몇 가지 시사점을 제시하고자 한다.

1. 우수 입지 확보 및 정보 접근성 강화

한국은 좁은 국토와 높은 지가로 인해 재생에너지 설치가 가능한 입지가 제한적이다. 본 연구에서 확인한 바와 같이 태양광 설비를 경제성이 높은 지역³⁷⁾에 설치하면 발전 비용을 줄일 수 있지만, 적절한 입지를 확보하지 못하면 향후 LCOE는 상승할 수 있다. 이는 결국 장기적으로 재생에너지 보급 장애요인으로 작용할 수 있고, 국민적 비용 부담을 증가시키는 요인이 될 수 있다. 이를 해결하기 위해 우수 입지 정보를 체계적으로 분석하여 제공할 필요가 있다.

예를 들어, 독일은 태양광 및 풍력 발전 적합지를 전국 단위로 공개하여 사업자들이 효율적으로 입지를 선정할 수 있도록 지원하고 있다. 한국도 재생에너지 보급을 위한 자원지도를 분석하여 경제성이 높고 규제가 적은 지역을 선별하고 공개할 필요가 있다. 이러한 정보 제공이 이루어진다면 사업자들은 보다 효율적인 의사 결정을 내릴 수 있으며, 이는 재생에너지 보급 확대에 기여할 것이다. 또한, 정부는 이 정보를 지속적으로 업데이트하고 시장 참여자들과 공유함으로써 시장의 효율성을 극대화할 수 있을 것으로 판단된다.

2. 태양광 사업모델의 다양화 및 효율성 제고

본 연구결과에서 확인된 바와 같이 지상형 태양광뿐만 아니라 건물형 태양광, 영농형 태양광, 수상형 태양광도 LCOE가 하락하고 있어 향후 경제성이 확보될 것으로 예상된다. 이에 따라 토지 이용이 제한적인 우리나라에서는 설치 가능한 태양광 입지의 다양화를 통해 보급 목표를 달성할 필요가 있다. 특히, 영농형 태양광과 같은 새로운 사업모델을 개발하여 농지, 농배수로 등에 태양광을 설치함으로써 기존의 한계를 극복할 수 있다. 한국의 농업지역은 상당한 면적을 차지하고 있어, 농업과 태양광 발전을 결합한 ‘영농형 태양광’ 모델은 토지 활용도를 높이는 데 중요한 역할을 할 것이다. 정부는 이러한 영농형 태양광 프로젝트를 지원하기 위해 현재 농어촌 태양광 지원사업을 운영 중이다. 이 사업은 농민들이 태양광 발전에 참여할 수

37) 지가가 낮으면서 일사량이 풍부하여 태양광 설비 설치에 적합한 곳

있도록 장려하고, 농지에 태양광 설비를 설치할 경우 다양한 인센티브를 제공하고 있다. 향후 이러한 지원을 법률적·제도적 검토를 통해 강화할 필요가 있다.

한편, 태양광 모듈 효율 향상에 대한 기술 개발도 장기적으로 중요한 과제로 작용할 것이다. 우리나라는 기술 개발을 통해 태양광 모듈 효율을 높이고, 설치 면적을 최소화하는 노력을 기울여야 한다. 현재 모듈 효율 향상 기술은 상용화 단계에 있지만, 장기적으로는 설치 면적을 줄이면서 발전량을 늘리는 데 중요한 기술로 자리 잡을 것으로 기대된다. 특히, 건물 설치형 태양광에서는 모듈 효율 향상이 경제성 향상에 큰 기여를 할 수 있을 것으로 예상된다.

3. 지자체별 규제 완화

전국토 1km² 격자-LCOE 모형에 기반한 격자별 태양광 경제성 분석 결과, 각종 규제에 의거하여 태양광 설치를 할 수 없는 지역이 많은 것을 확인할 수 있었다. 특히, 이격거리 규제의 경우 지자체별로 기준이 상이하며, 일부 지자체는 주민 민원 등을 이유로 규제를 지나치게 강화하는 경향이 있다. 이는 결국 재생에너지 설비 설치 부지의 제한을 초래하고, 재생에너지 경제성을 낮출 수 있다. 예를 들어, 지리적, 경제적으로는 태양광 설치를 하는데 매우 적합하지만, 주민 거주지와 이격거리 규제 때문에 최적 입지를 확보하지 못하는 사례가 발생할 수 있기 때문이다.

이를 해결하기 위해 이격거리 규제를 완화하여 설치 가능 지역을 확대해야 한다. 단순히 규제를 완화하는 것이 아니라, 주민들이 재생에너지 프로젝트의 이점을 충분히 이해하고, 혜택을 누릴 수 있도록 하는 정책이 병행되어야 한다. 예를 들어, 발전소에서 생산된 전력의 일부를 지역 주민들에게 저렴하게 공급하거나, 운영 수익의 일부를 지역사회에 환원하는 프로그램을 도입하는 등의 방안을 함께 마련해야 한다. 이를 통해 주민들의 수용성을 높이고, 규제 완화를 위한 사회적 합의를 이끌어낼 수 있을 것이다.

4. 대규모 재생에너지 프로젝트 확대

본 연구결과, 태양광뿐만 아니라 풍력에서도 설비의 대규모화에 의해 경제성이 확대되는 것을 확인할 수 있었다. 전 세계적으로 재생에너지 보급이 가속화되고 있으며, 그 중에서도 대규모 재생에너지 프로젝트는 비용 효율성을 극대화하는 중요한 수단으로 주목받고 있다. 태양광과 풍력 발전 등 재생에너지의 대규모 프로젝트는 초기 설비비용이 높을 수 있지만, 규모의 경제를 통해 장기적으로 LCOE를 크게 낮출 수 있는 잠재력을 가지고 있다. 특히, 풍력 발전의 경우 대규모로 설치할 때 터빈을 대량으로 구매하고 설치함으로써 단위당 비용을 낮출 수 있으며, 태양광 발전 역시 대규모 프로젝트를 통해 모듈, 인버터, 전기배선 등 부품의 대량 구매로 인한 비용 절감 효과를 기대할 수 있다. 또한, 대규모 프로젝트는 설비 유지보수에서도 효율성을 높여 운영비용을 절감할 수 있다.

대규모 재생에너지 프로젝트를 확대하기 위해서는 인허가 절차의 간소화가 필요하다. 현재 재생에너지 프로젝트는 환경영향평가, 주민 수용성, 부지 선정 등의 문제로 인해 긴 시간과 복잡한 절차를 거치고 있다. 정부는 인허가 절차를 보다 효율적으로 운영할 수 있도록 제도를 개선하고, 신속한 프로젝트 추진을 지원할 수 있는 법적·제도적 기반을 마련해야 한다. 예를 들어, 환경영향평가 절차를 개선하거나, 재생에너지 부지 지정에 대한 가이드라인을 마련하여 사업자들이 보다 쉽게 대규모 프로젝트를 추진할 수 있도록 해야 한다.

또한, 대규모 재생에너지 프로젝트는 송배전망과의 연계가 필수적이므로, 이에 대한 정부의 선제적 투자와 지원이 필요하다. 특히, 해상풍력과 같이 송전 인프라가 부족한 지역에서 대규모 프로젝트를 추진할 경우, 계통 연계가 지연되어 프로젝트의 경제성이 저하될 수 있다. 이를 해결하기 위해 정부는 송배전망 확충에 대한 장기적 계획을 수립하고, 대규모 프로젝트가 효율적으로 전력망에 연계될 수 있도록 선제적 투자를 강화할 필요가 있다.

5. 재생에너지 산업 공급망 확충

우리나라는 풍력 발전의 핵심 부품인 터빈, 블레이드, 발전기 등에서 대부분의 공급을 해외에 의존하고 있다. 이러한 해외 의존도는 풍력 발전 프로젝트가 추진되는 과정에서 발생하는 공급 지연과 가격 변동에 취약하게 만든다. 특히, 글로벌 공급망 불안정이나 원자재 가격 상승 등의 외부 요인에 의해 풍력 발전 비용이 급격히 상승할 위험이 있다. 국내 공급망이 부족한 상황에서 해외 공급망에 의존하는 것은 외부 요인에 의해 풍력 발전 프로젝트의 비용이 증가하여 재생에너지 보급 목표에 차질을 초래할 수 있다. 이로 인해 풍력 발전의 LCOE가 예상보다 높아질 수 있으며, 이는 풍력 발전의 경제성 확보에 큰 걸림돌로 작용될 수 있다.

풍력 발전의 경제성을 확보하기 위해서는 국내 공급망 자립이 필수적이다. 정부는 국내 제조업체들이 풍력 발전 핵심 부품을 생산할 수 있는 역량을 강화하기 위한 정책적 지원을 강화할 필요가 있다. 특히 터빈, 발전기, 블레이드 등 핵심 부품에 대한 국산화율을 높이는 것이 중요한 과제이다. 이를 위해 정부는 풍력 산업에 대한 세제 혜택, 보조금, 저리 대출 등의 재정적 인센티브를 제공하여 국내 제조업체들이 관련 기술 개발과 생산 확대에 적극 참여할 수 있도록 지원할 필요가 있다.

또한, 풍력 발전 공급망을 강화하기 위해 산업 클러스터를 조성하는 것이 효과적인 방안이 될 수 있다. 정부는 풍력 관련 기업들이 밀집된 지역에 연구개발 시설, 생산 공장, 테스트베드를 구축하여 산업 생태계를 활성화시킬 필요가 있다. 이러한 클러스터는 부품 제조업체, 연구 기관, 유지보수 업체 간의 협력을 촉진하고, 산업 전반의 효율성을 높이는 역할을 할 수 있다. 또한 클러스터 내에서는 물류, 인프라, 기술 지원 등이 통합적으로 제공되므로 비용 절감과 기술 혁신이 이루어질 가능성이 높다고 할 수 있다.

본 연구는 에너지 안보 문제와 탄소중립 시대의 전환에 대응하기 위한 재생에너지 확대 전략의 일환으로, 재생에너지 LCOE 전망 시스템을 구축하여 태양광 및 풍력의 경제성을 극대화하고, 정책적 기반을 마련하는 데 목적이 있다. 이를 통해 효율적인 재생에너지 보급 전략을 제시하고, 중장기적으로 지속 가능한 보급을 위한 기반을 마련하는데 기여하고자 하였다. 향후 본 연구에서 구축한 데이터베이스를 기반으로 재생에너지 경제성을 세부적으로 분석하고, 이를 정책과 민간의 투자 의사결정에 활용함으로써 비용 효율적인 재생에너지 보급에 기여할 것으로 기대된다.

1차 연도부터 5차 연도까지의 연구결과를 보면, 태양광은 전 세계 흐름에 따라 LCOE가 하락하는 추세가 나타나지만, 우리나라는 여전히 해외 주요 국가 대비 가장 높은 수준에 머물러 있는 것으로 도출되었다. 육상풍력과 해상풍력도 해외 주요 국가 대비 가장 높은 수준이며 설비비용이 하락하지 않고 오히려 상승하는 상황인 것으로 나타났다. 본 연구에서 제시한 제안 사항은 일부 내용에 불가하며 향후 우리나라의 비용 효율적인 재생에너지 보급을 위해서는 정부와 기업의 많은 노력이 필요할 것으로 판단된다.

본 연구에서는 최대한 많은 데이터를 확보하여 신뢰성 있는 분석을 위해 노력하였지만 여전히 한계점이 존재한다. 먼저, 태양광 및 풍력의 설비비용 및 운영유지비용, 이용률, 성능저하율 등에 대한 최신 자료가 부족한 것이다. 또한, 원자재 가격 상승 및 글로벌 공급망 병목 현상으로 인한 시장 불확실성을 반영하지 못하였고, 국내의 다양한 지형적, 환경적 특성으로 인해 지역별 비용 차이를 정확히 반영하지 못한 한계점이 있다. 또한, 기술 발전 속도가 빠르게 진행되어 기존 모델의 정확도가 감소할 가능성도 존재한다. 마지막으로 보다 정확한 재생에너지 경제성을 분석하기 위해서는 발전소 단위의 LCOE 분석뿐만 아니라 계통을 연계한 시스템 단위의 LCOE 분석이 필요하나, 이 역시 자료 확보의 어려움으로 인해 수행하지 못한 한계점이 남아 있다.

향후 과제에서는 국제 데이터베이스와의 협력을 통한 데이터 수집 체계를 강화하여 최신 자료를 확보하고 신뢰성 제고에 노력할 필요가 있겠다. 이를 바탕으로 국제 에너지 시장 정책 변화가 국내 비용 구조에 미치는 영향을 분석하고, 보다 구체적인 관점에서 효율적 비용 감소를 위한 제도적 개선 방안 마련이 필요하다. 또한, 태양광 모듈 효율성 증가, 풍력 터빈 대형화 등의 기술적 변화를 반영한 예측 모델 개발이 필요하며, 장기적 관점에서의 사회적 비용 절감 효과를 LCOE 모델에 통합하는 방법을 적용할 필요가 있다.

마지막으로 본 연구에서 분석한 LCOE 추정 및 전망 결과는 연구원 내 데이터 공유를 위한 플랫폼을 구축하여 정책 결정자와 사업자가 기초자료로 활용할 수 있도록 제공할 예정이다.

참고문헌

〈국내 문헌〉

- 기획재정부(2017). 「예비타당성조사 수행 총괄지침」.
- 산업통상자원부(2020). 「신재생에너지 백서」.
- 산업부·에너지기술평가원(2014). 「중장기 해상풍력 R&D 로드맵」.
- 산업통상자원부 보도자료(2024). 「제11차 전력수급기본계획」 실무안.
- 신·재생에너지 설비의 지원 등에 관한 지침 [별표1] 6. 풍력설비 시공기준
- 이근대, 김기환. 2020. 「재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(1/5)」. 에너지경제연구원.
- 이근대, 임덕오. 2021. 「재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(2/5)」. 에너지경제연구원.
- 이근대, 임덕오. 2022. 「재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(3/5)」. 에너지경제연구원.
- 이근대, 임덕오. 2023. 「재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(4/5)」. 에너지경제연구원.
- 전력거래소·에너지경제연구원. 2018. 「발전원별 균등화 발전비용 산정에 관한 연구」.
- 조달청. 2020. 건축, 산업환경설비공사 원가계산 제비율 적용기준.
- 한국풍력산업협회. 2023. 「애뉴얼 리포트」.
- 한국전기공사협회. 2017. 「태양광 발전설비 설치 가이드북」.
- 한국전력공사 내부자료. 2022. NDC 목표달성을 위한 전력망 보강 로드맵.

〈외국 문헌〉

BNEF. 2024. 2H 2023 LCOE Data Viewer Tool.

BNEF. 2024. 4Q 2024 Global PV Market Outlook

NREL. 2022. “U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks: Q1 2021”.

IEA. 2018. “Offshore Wind Energy International Comparative Analysis”.

IRENA. 2023. “Renewable Power Generation Costs in 2022”.

IRENA. 2024. “Renewable Power Generation Costs in 2023”.

IRENA. 2023. Renewable Cost Database

DOE EIA. 2022. “Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022”.

Samadi Sascha, 2017. “The Social Costs of Electricity Generation—Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance”

〈웹사이트〉

국세법령정보시스템. https://txsi.hometax.go.kr/docs_new/main.jsp (검색일: 2024.10.1.)

한화큐셀 홈페이지. 태양광 모듈 Q.PEAK DUO L-G6.2 POSEIDON. <https://qcells.com/kr/get-started/complete-energy-solution/solar-panel-detail?slrPnlId=SRPL211226140500014&look=003> (검색일: 2024.10.1.)

NREL 태양광 모듈 성능저하율. <https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/stat-faqs-part2-lifetime-of-pv-panels.html> (검색일: 2024.10.1.)

NREL 태양광 경제적 수명. <https://www.nrel.gov/state-local-tribal/blog/posts/stat-faqs-part2-lifetime-of-pv-panels.html> (검색일: 2024.10.20.)

NREL 풍력 경제적 수명. <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/89658.pdf> (검색일: 2024.10.20.)

BNEF 홈페이지. LCOE data. <https://www.bnef.com/interactive-datasets/2d5d59acd900009> (검색일: 2024.11.1.)

이근대 | 現 에너지경제연구원 선임연구위원

〈주요저서 및 논문〉

신재생에너지 공급비용 가격전망 연구. 발전공기업 6사. 2019.

발전원별 균등화 발전원가 동향연구. 한국전력거래소. 2020.

임덕오 | 現 에너지경제연구원 부연구위원

〈주요저서 및 논문〉

지역별 경제성을 고려한 태양광 시장잠재량 산정 및 이행비용 분석. 에너지경제연구원 기본연구. 2018. (조상민·이석호 공저)

A probabilistic model of the LCOE for Korean offshore windfarms. Applied Economic Letters. 2021.

기본연구보고서 2024-22

재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가 (LCOE)전망 시스템 구축(5/5)

인 쇄 2024년 12월 27일

발 행 2024년 12월 31일

저 자 이 근 대·임 덕 오

발행인 김 현 제

발행처 에너지경제연구원

주 소 44543 울산광역시 중구 종가로 405-11

연락처 (052)714-2114(대) FAX (052)714-2028

등 록 제 369-4030000251001992000001 호

인 쇄 (사)아름다운사람들 T. 02-6948-9650

©에너지경제연구원 2024

ISBN 978-89-5504-958-9 93320

* 파본은 교환해 드립니다.

값 7,000원