Check for updates

Journal of Climate Change Research 2025, Vol. 16, No. 6, pp. 1237~1248
DOI: https://doi.org/10.15531/KSCCR.2025.16.6.1237

풍력발전 보급 지연 조건에서의 발전부문 2030 국가온실가스 감축목표 달성 영향 분석

최형식*† · 정겨운** · 장훈*** · 김용건****

*한국환경연구원 기후대기연구본부 탄소중립연구실 부연구위원, **부경대학교 자원환경경제연구소 전임연구원,
***한국환경연구원 기후대기연구본부 선임연구위원, ****연세대학교 국제대학원 교수

Impact of delayed wind power development on achieving the 2030 power sector greenhouse gas emissions target

Choi, Hyungsik*† · Jeong, Gyeowwon** · Jang, Hoon*** · Kim, Yong-gun****

*Research Fellow, Division for Climate and Energy, Climate and Air Quality Research Group, Korea Environment Institute (KEI), Sejong, Korea
**Researcher, Resources & Environmental Economic Research Institute, National Pukyong University, Busan, Korea
***Chief Research Fellow, Division for Climate and Energy, Climate and Air Quality Research Group, Korea Environment Institute (KEI), Sejong, Korea
****Professor, Graduate School of International Studies (GSIS), Yonsei University, Seoul, Korea

ABSTRACT

South Korea aims to achieve 21.8% renewable energy in electricity generation by 2030, targeting the installation of 18 GW of wind capacity. However, the development of wind energy has been hindered by a complex permitting process, high investment costs, and challenges related to grid interconnection. This study explores the impact of delayed wind energy deployment on achieving the Nationally Determined Contribution (NDC) target and assesses its potential effects on power markets and carbon pricing within the Emissions Trading System. Utilizing the UNICON-K-Power model, we analyzed three renewable scenarios (planned wind, delayed wind, and delayed wind with additional solar) under two fuel price conditions (high and low). The findings suggest that South Korea could still meet its 2030 NDC target by increasing Liquefied Natural Gas (LNG) usage for electricity generation, even with a wind energy shortfall. However, this approach could lead to higher fuel and carbon allowance costs, ultimately raising electricity bills through 2030. In the event of wind energy deployment delays, adding 5 GW of solar capacity beyond the planned 2030 levels could mitigate negative impacts on electricity and carbon prices, provided solar energy costs decline as assumed. The results indicate that using LNG generation to compensate for wind energy shortages is less cost-effective than utilizing solar energy. Consequently, policymakers should explore a balanced combination of wind and solar energy development to minimize the economic impact of high carbon and energy prices and to achieve the 2030 NDC mitigation target.

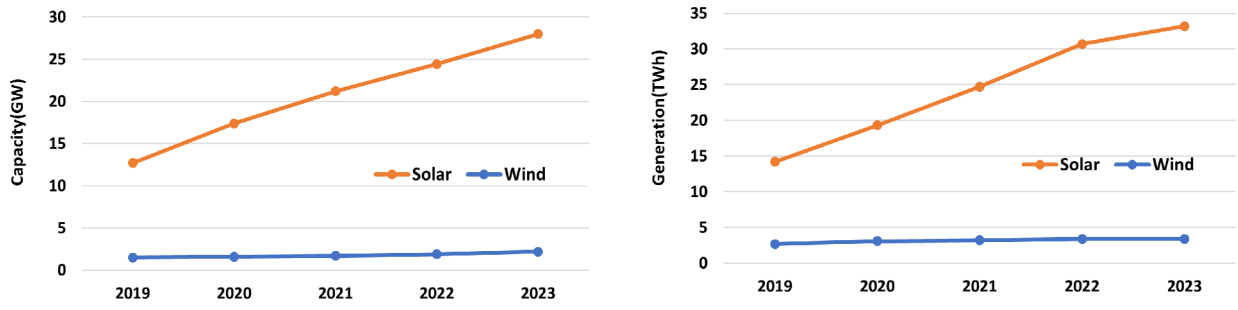
Key words : Wind Energy, NDC, Emission Trading System (ETS), Carbon Price, Electricity

1. 서론

에너지 부문의 탄소중립 및 국가온실가스감축목표(NDC: Nationally Determined Contribution) 달성을 위해서는 태양광과 풍력의 균형 있는 보급이 중요하다(IEA, 2023). 우리나라를 포함한 42개 국가에서는 연간 약 70%의 시간

†Corresponding author : hschoi@kei.re.kr (KT&G Sejong TowerA, Hanuuri-daero 411, Sejong-si, Korea. Tel. +82-44-415-7660)
ORCID 최형식 0000-0002-1309-7564 장 훈 0009-0009-8651-6182
정겨운 0009-0009-1881-919X 김용건 0000-0002-2769-0211

Received: September 20, 2025 / Revised: October 8, 2025 / Accepted: November 3, 2025



(a) Capacity (b) Generation

Source: KNERC (2025)

Fig. 1. (a) Capacity and (b) Generation of solar and wind energy in Korea (2019 ~ 2023)

동안 태양광과 풍력만으로도 전력공급이 가능하며, 특히 풍력발전의 비중이 높을수록 전력공급의 신뢰성이 제고된다(Tong et al., 2021). 이는 태양광발전이 일조시간에 따른 시간적 제약이 있는 반면, 풍력발전은 일정 풍속이 유지되면 시간 제약이 없어 24시간 발전이 가능하며 청정에너지 공급을 위한 보완적 역할을 수행하기 때문이다. 특히 해상풍력은 육상풍력 대비 높은 설비이용률과 토지 제약 부재로 인한 확장성의 장점으로 주요 발전원으로 평가받고 있다.

주요 국가들은 해상풍력 보급을 탄소중립 달성의 핵심 정책 목표로 설정하고 있다. 유럽은 2024년 초 기준 해상풍력 설비용량은 약 20 GW이고, 2050년까지 최소 300 GW를 보급하는 목표를 설정하였다(EC, 2020). 이는 2050년 유럽 전력수요의 약 3분의 1을 해상풍력이 공급하도록 설계된 목표이다. 미국 바이든 행정부는 해상풍력 확대를 국가적 과제로 설정하여, 2030년까지 30 GW를 설치하며 2050년까지 110 GW 이상으로 확대하는 계획을 추진했었다(The White House, 2021).[1] 추가로, IEA (2024)에서는 2017 ~ 2023년 기간과 비교하여 육상풍력 설치용량이 2배 증가하여, 2030년까지 846 GW에 이를 것으로 전망한다. 해상풍력의 경우 연간 설치용량이 2023년 9.5 GW에서 2030년 45 GW 이상으로 급격히 성장할 것으로 예측했다. 특히 풍력발전의 성장은 중국이 주도할 것이며, 중국이 해상풍력 시장에서 차지하는 비중은 절반 이상에 달할 것으로 전망된다.

우리나라의 재생에너지 보급은 태양광 중심으로 진행되었다. 2023년 말 기준 태양광발전 설비용량은 28.7 GW로 풍력(1.8 GW)의 약 16배에 달하며, 발전량에서도 태양광(34.8 TWh)이 풍력(3.5 TWh) 대비 약 10배 높게 나타났다(Fig. 1). 이러한 태양광 중심의 성장은 소규모 투자 가능성과 건축물 옥상 및 유휴부지 활용 등 상대적으로 용이한 부지 확보에 기인한다.

반면, 대규모 풍력 및 해상풍력발전은 막대한 초기 투자비용과 복잡한 인허가 절차로 인해 보급이 지연되고 있다. 이러한 태양광 편중형 재생에너지 보급은 전력수요가 낮고 태양광 발전량이 많은 봄철에 송전 제약을 초래하여 원자력 감발 및 태양광 출력 삭감 문제로 이어지고 있다(Lee, 2025). 따라서 안정적인 전력공급과 탈탄소화를 동시에 달성하기 위해서는 태양광과 풍력의 균형 있는 보급이 필요하다.

본 연구는 2030년 풍력 보급 지연 조건하에서 전력부문 NDC 달성을 위한 대안 시나리오를 분석하고 정책적 시사점을 도출하는 것을 목적으로 한다. 이를 위해 제11차 전력수급기본계획 대비 부족한 풍력발전량을 대체할 수 있는 저탄소 전원믹스를 구성하고, 2030년 전력부문 NDC 달성에 따른 전력시스템 비용과 탄소가격 영향을 분석하였다. 대안 시나리오로는 LNG 발전 확대와 태양광발전 확대를 설정하여 비교·평가하였다. 분석 도구로는 선형계획법 기반의 전력모형인 UNICON-K-Power를 활용하였다.

2. 국내 정책 현황 및 선행 연구

우리나라의 탄소중립·녹색성장 기본계획은 2030년 발전부문 NDC 목표 달성을 위해 145.9백만 톤의 탄소배출

1) 최근 트럼프 정부에서는 바이든 행정부 하의 해상풍력발전 투자를 규제하는 조치들을 취하여, 미국의 해상풍력 설비 보급은 불투명한 상황이다.

목표를 설정하고, 이를 달성하기 위한 방안으로 풍력발전 보급 확대를 추진하고 있다(Relevant Ministry Jointly, 2023). 실제로 제10차 및 제11차 전력수급기본계획(이하 '전기본')은 2030년 신재생에너지 공급 비율을 각각 21.6%와 21.7%로 제시하여 NDC 달성을 계획하였다(MOTIE, 2023, 2025)(Table 1).

세부적으로 살펴보면, 제10차 전기본의 2030년 신재생에너지 설비용량은 총 72.7 GW로, 태양광 46.5 GW, 풍력 19.3 GW(육상풍력 5 GW, 해상풍력 14.3 GW)로 구성된다(Table 2). 제11차 전기본에서는 신재생에너지 설비용량 목표를 80.8 GW로 상향 조정하였으며, 태양광은 55.7 GW로 증가한 반면 풍력은 18.3 GW로 1 GW 감소하였다. 해상풍력 보급 목표는 제10차 전기본과 동일한 14.3GW로 유지되었다(Park, 2025). 이는 주어진 기간 내 풍력 보급 목표 달성이 여전히 어렵다는 점을 시사한다.

2013년부터 2024년 12월까지 발급된 해상풍력발전사업 허가는 총 97건(26.36 GW)으로, 계획 목표치인 14.3 GW를 상회한다. 그러나 2025년 1월 1일 기준 상업 운전에 들어간 해상풍력발전기는 14개소 260.8 MW에 불과하다(EPSIS, 2024c). 또한 2025년 3월 기준 공사계획 승인을 받은 허가는 43건이었으나, 실제 착공한 것은 단 1건에 그쳤다(EPSIS, 2024a)(Table 3). 착공 지연의 주요 원인으로는 높은 투자비용과 사업자의 자금조달 한계, 복잡한 인허가 절차, 지역 주민의 수용성 문제, 전력망 연계 제약 등을 들 수 있다. 그 결과 허가 취소 사례가 빈번히 발생하여 허가 건수와 실제 운영 중인 프로젝트 수 간에 큰 격

Table 1. Electricity generation plan by 2030 in the 10th and 11th basic plan

Plan	Unit	Nuclear	Coal	LNG	New & renewable energy			Clean H_2 & NH_3	Other	Total
					Renewable energy	New energy	Total			
10th basic plan	TWh	201.7	122.5	142.4	115.8	18.4	134.2	13	8.1	621.8
	%	32.4	19.7	22.9	18.6	3.0	21.6	21	1.3	100
11th basic plan	TWh	204.2	110.5	161.0	120.9	18.7	15.5	15.5	11.8	642.6
	%	31.8	17.2	25.1	18.8	2.9	21.7	2.4	1.8	100

Source: MOTIE (2023)

Table 2. New& Renewable energy supply and generation plan by 2030 in the 10th and 11th basic plan for electricity supply and demand

Plan	Category (Unit)	Solar PV	Wind	Hydro	Ocean	Bio	Fuel cell	IGCC	Total
10th basic plan	Capacity (GW)	46.5	19.3[1)]	1.9	0.25	1.8	2.5	0.34	72.7
	Generation (TWh)	58.9	38.9	4.2	0.5	13.3	16.0	2.4	134.2
11th basic plan	Capacity (GW)	55.7	18.3[1)]	1.9	0.25	1.8	2.5	0.34	80.3
	Generation (TWh)	67.1	38.8	3.7	0.4	10.8	16.5	2.2	139.5

1) Wind offshore is 14.3GW according to Park (2023)

Source: MOTIE (2023)

Table 3. Status of operation, construction and permits for offshore wind projects (≥ 3MW, 2024.12)

Status	Permit numbers	Permitted capacity (GW)	Shares of target capacity (14.3 GW, %)
Operation	14	0.26	1.14
Under construction	1	0.10	2.93
Construction planned	43	14.33	100.00
Permit issued*	97	26.36	184.31
Permit under review*	20	4.4	30.78

*The latest update for 'Permit issued', and 'Permit under review' is from April 2024.

Source: ERC (2025), EPSIS (2024a)

차가 나타나고 있다.

Jung and Kim (2023)은 해상풍력 건설을 지원하는 전용 항만시설의 가용성을 기준으로 2030년까지 설치 가능한 해상풍력 단지 용량을 추정하였다. 현재 이용 가능한 항만이 목포신항, 해남 화원산단, 울산신항 등 3개소에 불과하여, 약 7.8 GW의 설비만 보급 가능할 것으로 제시하였다. 이러한 제약으로 인해 해상풍력 설비 보급 계획의 실질적 달성은 어려울 것으로 평가되며, 나아가 발전부문 NDC 목표 달성에도 부정적 영향을 미칠 수 있다.

2030년 NDC 달성을 분석한 선행연구들에서 발전부문의 재생에너지 공급 조건에 따른 전력믹스와 탄소가격 수준을 고려한 연구들을 검토하였다. Lee et al. (2023)은 M-CORE 전력 모형을 활용하여 제10차 전기본과 제1차 탄소중립·녹색성장 기본계획을 기준으로 분석하였다. 이 연구에서는 재생에너지 공급 부족(공급 비율 15%) 시나리오를 가정하고, 에너지 가격을 제9차 전기본 열량단가(정상 가격)와 2022년 열량단가(높은 가격)로 구분하여 NDC 목표 달성을 위한 탄소가격을 추정하였다. 분석 결과, 정상 가격 조건에서는 4만 원/톤, 높은 가격 조건에서는 22만 원/톤이 필요한 것으로 나타났다. 이는 2022년과 같은 높은 연료가격 조건에서는 탄소가격만으로 연료 전환을 유도하기 어렵다는 점을 시사한다.

Choo et al. (2024)은 혼합정수계획법 기반의 전력 모형을 통해 2030년 NDC 달성을 위한 54개 전력믹스를 대상으로 감축 비용과 전력 생산 단가를 평가하였다. 분석 결과, 원전 이용률 증가와 재생에너지 확대가 가장 비용 효율적인 대안으로 나타난 반면, 탄소세 120달러/톤을 부과하여 석탄에서 LNG로의 연료전환을 유도하는 경우에는 감축 비용과 전력 생산 단가가 모두 크게 상승하는 것으로 확인되었다.

NABO (2024)는 발전부문의 2030년 NDC 달성을 위해서는 높은 원전 이용률 유지, 노후 원전의 수명연장, 재생에너지 인허가 문제 해결, 송배전망 확충 등이 모두 충족되어야 하며, 이러한 조건 충족 여부에 따라 감축목표 달성에는 상당한 불확실성이 존재한다고 평가하였다.

3. 연구방법

3.1. 전력 모형 UNICON-K-Power 및 주요 가정

풍력 보급 시나리오에 따른 전력시장 영향을 분석하기 위해 UNICON-K-Power 모형을 활용하였다(Kim et al., 2021). 본 모형은 선형계획법(Linear Programming)을 기반으로 구축된 완전 미래예견(Perfect Foresight) 하의 비용 최소화(Cost Minimization) 모형으로, 주어진 제약조건하에서 전체 시스템 비용을 최소화하는 최적해를 도출한다.

UNICON-K-Power는 투자용량과 발전량을 주요 결정변수(Decision Variables)로 하며, 온실가스 감축 목표, 전력수요, 발전원별 제약 등 다양한 제약조건을 만족하는 최적의 기술별 투자용량 및 발전량을 시뮬레이션할 수 있다. 단, 전력시스템이 단일 계통(Single Node)으로 모델링되어 지역 간 전력 수요·공급 격차나 송전 제약에 따른 계통 내 급전(Dispatch) 변화는 반영되지 않는다.

본 모형의 목적함수는 총 에너지시스템 비용(Total System Cost)의 최소화이며, 이는 연간 투자비용, 고정 운영비용, 변동 운영비용으로 구성된다. 변동 운영비용에는 연료비용과 계통 연계비용이 포함된다. 주요 제약조건으로는 1) 수요-공급 균형, 2) 설비예비력, 3) 발전기별 최대 발전량, 4) 발전기 최소발전량, 5) 온실가스 배출량 제약, 6) 전력저장장치(Energy Storage System, ESS), 7) 발전기의 증감발 속도(Ramping) 제약, 8) 신규 발전기 연간 건설 허용량, 9) 재생에너지 총 잠재량 한계로 구성되어 있다. 목적함수와 제약식에 대한 세부 구조는 Kim et al. (2021)을 참고할 수 있다.

모형은 발전기별 효율 특성 및 설비 도입시기를 반영하고, 발전기의 투자비용은 내구연한 기간 내의 연간비용으로 산정된다. 또한 재생에너지 비용 공급곡선을 도입하여, 재생에너지 보급 확대 시 경제성이 높은 토지가 먼저 점유되어 한계 공급비용(투자비용)이 상승하는 원리를 반영하였다. 시간에 따라 변동하는 외생변수인 전력수요, 태양광, 육상 및 해상풍력 이용률에 대해서는 1년 8,760시간을 672시간(24시간×28일)으로 축약하였으며, 이를 위해 Hoffmann et al. (2022)에서 개발한 tsam 패키지를 활용하였다.

기준연도는 2020년이며, 2030년까지의 태양광 및 육상풍력 비용 하락률은 Lee and Kim (2020)의 전망치를 활용하였다(Table 4). 해상풍력 비용은 Lee and Im (2022)에서 제시한 프로젝트들의 평균 비용을 적용하였으며, 2050년까지 50% 하락을 가정하여 연평균 감소율을 산정한 결과 2030년에는 28.5%의 비용 감소율을 적용하였다.

재생에너지 이용률은 제11차 전력수급기본계획에서 제시한 값 중 출력제어 이후 전력시장에 공급되는 발전량 기준의 이용률을 사용하였다(Table 4). 또한 OECD and NEA (2012)에서 제시한 우리나라 태양광, 육상풍력, 해상풍력의 단위 발전량당 계통 연계 및 보강 비용을 반영하

Table 4. Costs and capacity factors of solar and wind energy

Category	Investment cost (year 2020) (1,000 KRW/kW)	2020 ~ 2030 reduction rate (%)	Investment cost (year 2030) (1,000 KRW/kW)	Capacity factor (%)
Solar PV	1,345	-32.6	907	13.8
Wind onshore	2,522	-12.7	2,202	23.0
Wind offshore	6,073	-28.5	4,342	23.0

Source: Lee and Kim (2020), Lee and Im (2022), MOTIE (2025)

Table 5. Renewable integration costs (KRW/kWh)

Discription	Solar PV	Wind onshore	Wind offshore
Grid connection, reinforcement and extension	16.0	10.6	28.6

Note: values are at the 10% level of renewable energy penetration
Source: OECD and NEA (2012)

였다(Table 5).

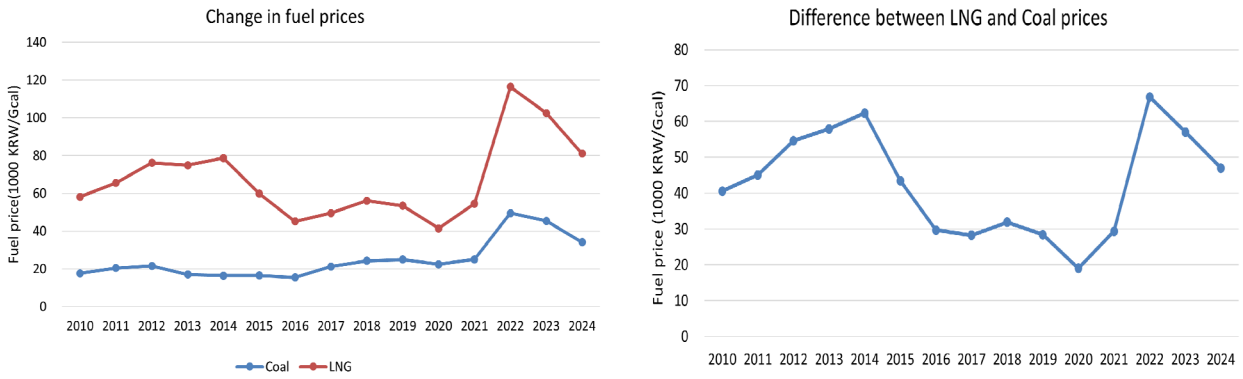
주요 가정은 다음과 같다. 설비 계획과 전력수요는 정부의 제11차 전력수급기본계획이 제시한 2030년 전력설비 계획을 적용하였으며, 전력수요는 590 TWh로 설정하였다. 석탄발전기의 경우, 2023년 기준 평균 이용률은 약 54% 수준이며(KEPCO, 2024), 미세먼지 계절관리제[2] 시행으로 12월부터 이듬해 3월까지 4개월 동안 최대 출력이 80%로 제한되고 약 10기가 가동 중단되고 있다. 또한 수도권 지역의 송전 제약으로 인해 석탄발전기의 이용률이 전반적으로 감소하는 경향을 보인다. 본 모형은 지역 간 계통 여건이나 송전 제약과 같은 물리적 요소를 명확히 반영하지 않기 때문에, 석탄발전에 대한 계통 기반 제약을 정밀하게 구현하는 데 한계가 있다. 이에 따라 석탄발전기의 이용률을 일괄적으로 약 35% 감축하는 방식으로 보정하였다. 그 결과, 제11차 전력수급기본계획의 설비 계획과 연료비를 바탕으로 한 경제급전 시뮬레이션에서 도출된 기준 시나리오의 2030년 온실가스 배출량은 약 155백만 톤으로 설정되었다.

다양한 공급 변화 시나리오에서 2030년 NDC 목표 배출량(145.9백만 톤) 달성 여부를 분석하기 위해 온실가스 배출량 제약조건을 적용하였다. 기준 시나리오의 배출량은 155백만 톤으로 목표치를 상회하므로, 배출량 제약조건이 유효하게 작동한다. 배출량 제약에 따른 잠재가격(Shadow Price)은 제약조건의 완화가 목적함수 비용에 미치는 변화를 의미하며, 이는 온실가스 배출량 1톤 변화에 따른 전력시스템 비용의 한계가치로 해석할 수 있다. 따라서 잠재가격은 배출량 1톤당 가격, 즉 탄소가격과 동일한 개념으로 본 연구에 적용하였다.

한편, 수리계획법(Mathematical Programming) 이론에 따르면, 비용 최소화 목적함수에서 제약조건이 유효하게 작동할 경우 잠재가격(Shadow Price)이 발생하며, 이는 해당 변수의 비용이 목적함수에 직접 반영되는 것과 동일한 효과를 갖는다(Bradley et al., 1997). 이에 따라 석탄 및 LNG 발전에서 발생하는 온실가스 배출량에는 탄소가격이 부과되며, 이는 발전기의 변동비용으로 목적함수에 반영된 것으로 해석할 수 있다. 따라서 배출량 제약을 통한 시뮬레이션을 배출권거래제의 배출허용총량(Cap)으로 해석할 수 있으며, 100% 유상할당 방식으로 발전사업자에게 배출권을 할당하는 것과 같다. 또한 모형에서는 석탄-LNG 발전에 배출량에 비례한 탄소가격을 부과함으로써, 온실가스 배출 목표를 최소 비용으로 달성할 수 있는 석탄-LNG 전원 믹스를 내생적으로 결정하는 것으로 볼 수 있다.

한편, 미래 석탄 및 LNG 연료가격 수준은 모형 내 잠재가격(Shadow Price)에 직접적인 영향을 미치므로 시나리오 분석에서 중요한 입력자료로 작용한다. 왜냐하면 자유화된 전력시장에서 배출권 거래가격은 석탄과 LNG 가격 변화에 직접적으로 영향을 받기 때문이다(Bai and Okullo, 2023; Hammoudeh et al., 2014). 최근 러시아-우크라이나 전쟁 이후 LNG 가격이 급등하면서 석탄 대비 LNG의 열량단가 차이가 확대되었고, 이에 따라 연료전환을 위해서는 높은 수준의 탄소가격이 요구된다(Fig. 2). 그러나 향후에는 LNG 공급 과잉으로 인한 수입 가격 하락이 예상되며, 이 경우 배출권 가격 변동에 따라 석탄과

2) 미세먼지 계절관리제는 환경부가 2019년부터 시행한 제도로, 고농도 미세먼지가 빈발하는 겨울철(12월 ~ 다음해 3월) 기간에 수송, 발전, 산업, 생활 부문에서 특별히 강화된 저감 조치를 시행하는 정책임.



(a) Change in fuel prices (b) Difference between LNG and Coal prices

Source: EPSIS (2024b)

Fig. 2. Comparison of Coal and LNG prices per unit of calorific value (2010 ~ 2024)

Table 6. Description of scenarios

Scenario name	Description	Fuel prices (1000 KRW/Gcal)	Wind capacity (GW)	Solar capacity (GW)
HP_HW	With current high fuel prices, wind & solar targets achieved	Coal 34.1 LNG 81.3	Onshore 4 Offshore 14.3	56
HP_LW	With current high fuel prices, wind targets failed		Onshore 2.5 Offshore 7.8	56
HP_Sol	With current high fuel prices, wind target failed, but solar expanded		Onshore 2.5 Offshore 7.8	61
LP_HW	With low fuel prices, wind & solar targets achieved	Coal 25.1 LNG 54.5	Onshore 4 Offshore 14.3	56
LP_LW	With low fuel prices, wind targets failed		Onshore 2.5 Offshore 7.8	56
LP_Sol	With low fuel prices, wind target failed, but solar expanded		Onshore 2.5 Offshore 7.8	61

Note: The nuclear power generation level follows MOTIE (2023) in all scenarios

LNG 간의 연료전환이 가능한 조건이 형성될 수 있다 (Chae, 2025; Yu and Lee, 2022).

3.2. 시나리오

풍력 설비 보급 지연과 기타 에너지원 간의 상호작용을 고려하여, 본 연구는 연료비, 풍력 및 태양광 보급 수준을 변수로 총 6개의 시나리오를 구성하였다(Table 6). 연료비 조건은 석탄과 LNG의 열량단가를 기준으로 현재의 높은 연료비 수준(HP: High Price)과 향후 안정화된 낮은 연료비 수준(LP: Low Price)으로 구분하였다. HP 시나리오는 2024년 열량단가를, LP 시나리오는 연료비가 2021년 수준으로 하락한다고 가정하여 해당 연도의 열량단가를 각각 적용하였다.

풍력발전 보급 수준은 계획 수준 달성(HW: High Wind)과 달성 지연(LW: Low Wind)으로 구분하였다. HW 시나리오는 정부의 제11차 전력수급기본계획에 따라 해상풍력 14.3 GW, 육상풍력 4GW를 보급하는 것을 가정하였으며, LW 시나리오는 Jung and Kim (2023)의 연구를 바탕으로 항만 인프라 및 인허가 지연을 반영하여 해상풍력 7.8 GW, 육상풍력 2.5 GW로 보급이 제한되는 조건으로 설정하였다. 추가로 Sol 시나리오는 풍력 보급이 계획에 미달하는 경우를 전제로 태양광발전을 확대하는 시나리오로, 매년 1GW씩 추가 보급되어 기존 대비 총 5GW가

확대되는 구조로 설계하였다.

이러한 변수 조합에 따라 구성된 6개 시나리오는 다음과 같다: 고연료비 조건에서 재생에너지 설비 구성이 변화하는 HP_HW, HP_LW, HP_Sol 시나리오와 저연료비 조건에서 동일한 방식으로 구성된 LP_HW, LP_LW, LP_Sol 시나리오이다.

모든 시나리오에서 원자력 및 기타 발전량은 제11차 전기본 계획 수준으로 고정하였으며, 재생에너지 보급 시나리오에 따라 NDC 감축목표 달성을 위해 필요한 석탄 및 LNG 발전량이 모형 내에서 내생적으로 결정된다.

4. 분석 결과

본 연구에서 설정한 6개 시나리오의 2030년 NDC 감축목표 달성에 따른 분석 결과는 Table 7과 같으며, 시나리오별 모형 결과는 NDC 기준연도인 2018년 및 최근 연도인 2024년과 비교하여 제시하였다.

제11차 전기본 계획과 가장 유사한 발전믹스를 보이는 시나리오는 정부 계획대로 풍력 보급이 이루어진 경우(HP_HW, LP_HW)이며, 해당 시나리오에서 태양광은 67 TWh, 육상풍력 8 TWh, 해상풍력은 30 TWh로 나타났다. HP_HW와 LP_HW 시나리오 간에는 연료비 조건 차이에도 불구하고 석탄 및 LNG 발전량에서 차이가 발생하지 않아 동일한 전력믹스를 구성하고 있다. 2030년 석탄 발전량은 106 TWh로, 이는 2018년 대비 약 55%, 2024년 대비 약 37% 감소한 수준이다. 반면 LNG 발전량은 162 TWh로, 2018년(153 TWh) 대비 약 6% 증가하였으며, 2024년(167 TWh)과 비교하면 약 3% 감소한 수치이다.

풍력 보급이 지연되는 시나리오(HP_LW, LP_LW)에서는 재생에너지 발전량이 계획 목표에 미달하게 되며, 온실가스 감축 목표를 달성하기 위해 석탄 및 LNG 발전량이 조정된다. 이 경우 상대적으로 배출계수가 낮지만 연료비가 높은 LNG 발전이 증가하며, LW 시나리오에서는 HW 시나리오 대비 LNG 발전량이 약 30 TWh 증가하는 것으로 나타났다. 하지만 HP_LW와 LP_LW 시나리오 간에는 연료가격 조건의 차이에도 불구하고 발전믹스에서 차이가 발생하지 않는다. 이는 풍력발전 부족을 보완하기 위해 고비용의 LNG 발전이 공통적으로 증가하고, 연료비 차이가 석탄과 LNG 간 발전 비중에 영향을 미치지 못했음을 의미한다.

한편, 풍력 보급은 부족하지만 태양광발전이 추가로 확대되는 시나리오(HP_Sol, LP_Sol)에서는 제11차 전력수급기본계획에서 제시한 2030년 태양광 보급 목표(설비용량 56 GW, 발전량 67 TWh)를 상회하는 60 GW 규모의 설비가 도입되어 약 73 TWh의 발전량을 기록하였다. 태양광발전의 추가 확대로 인해 온실가스 감축을 위한 발전믹스 조정 여력이 생기면서, 배출계수는 낮지만 연료비가 높은 LNG 발전 대신 상대적으로 저비용인 석탄 발전의 활용이 확대되었다. 이에 따라 석탄 발전량은 증가하고 LNG 발전량은 감소하는 구조로 전환되었다.

Table 8은 시나리오별 에너지시스템 비용을 비교한 결과를 제시하고 있다. 총 에너지시스템 비용(Total Cost)은

Table 7. Changes in power generation (unit: TWh)

Category	Year 2018[1)]	Year 2024[1)]	Year 2030					
			HP_HW	HP_LW	HP_Sol	LP_HW	LP_LW	LP_Sol
Coal	239	167	106	93	97	106	93	97
LNG	153	167	162	191	182	162	191	182
Nuclear	133	189	204	204	204	204	204	204
Other	7.6	5	10	10	10	10	10	10
Hydro	3	4	4	4	4	4	4	4
Solar PV	8	33	67	67	73	67	67	73
Wind onshore	2	3	8	5	5	8	5	5
Wind offshore			30	16	16	30	16	16
Other renewable	24	23	32	32	32	32	32	32
Pumped Hydro Storage	3.9	4.7	2.4	1.9	2.3	2.4	1.9	2.3

1) Source: EPSIS (2024c)

Table 8. Changes in energy system costs (unit: billion KRW)

Category	HP_HW	HP_LW	HP_Sol	LP_HW	LP_LW	LP_Sol
Investment cost (a)	20,457	18,251	18,553	20,457	18,251	18,553
Operation cost (b)	6,703	6,025	6,197	6,703	6,025	6,197
Fuel cost (c)	41,796	45,017	44,034	31,590	33,700	33,057
Total cost (a+b+c)	68,957	69,294	68,785	58,750	57,976	57,807
△Total cost		+337	-172		-774	-943

Table 9. Changes in carbon prices (unit: KRW/tCO_2)

Category	Unit	HP_HW	HP_LW	HP_Sol	LP_HW	LP_LW	LP_Sol
Carbon price	KRW/tCO_2	119,688	137,719	132,456	70,462	82,437	78,742
△Carbon price			+18,031	+12,768		+11,975	+8,280
Total carbon costs	Billion KRW	17,462	20,093	19,325	10,280	12,028	11,489
△Total carbon costs			+2,631	+1,863		+1,747	+1,208

투자비용(Investment Cost), 운영비용(고정 운영비 및 전력망 연계 비용)(Operation Cost), 그리고 연료비용(Fuel Cost)을 포함한다. 본 연구에서는 연료비 조건(HP, LP)별로 풍력발전 보급 목표가 달성된 시나리오와 달성되지 않은 시나리오 간의 에너지시스템 비용을 비교하였다.

시나리오 분석 결과, 투자비용은 풍력발전이 계획대로 보급되는 HW 시나리오에서 가장 높은 수준으로 나타났다. 이와 함께 전력계통 연계 비용 증가로 인해 운영비용 또한 상승하였다. 반면 풍력발전 투자가 지연되는 LW 시나리오에서는 투자비용이 약 2조 9천억 원, 운영비용은 약 7천억 원 감소하는 것으로 나타났다.

그러나 연료비가 높은 조건(HP)에서 풍력 보급이 지연되는 HP_LW 시나리오의 경우, LNG 발전의 증가로 인해 연료비용이 약 3조 2천억 원 증가하며, 총 에너지시스템 비용은 결과적으로 약 3천억 원 증가하는 부정적 효과를 보였다.

한편 HP_Sol 시나리오에서는 태양광발전이 확대되면서 투자비용이 HP_LW 대비 다소 증가하였으나, 고비용의 LNG 발전을 일부 대체함으로써 연료비용 증가가 완화되었다. 그 결과 총 에너지시스템 비용은 HP_HW 대비 약 1천 7백억 원 감소하여, 보다 경제적인 방식으로 온실가스 감축 목표를 달성할 수 있음을 시사한다.

반면 낮은 연료비 조건(LP)에서는 LP_HW 시나리오와 비교할 때, LP_LW 시나리오에서 LNG 발전이 증가함에도 불구하고 연료비용 증가는 약 2조 1천억 원 수준으로 높은 연료비 조건(HP) 대비 증가폭이 상대적으로 작다. 또한 해상풍력발전이 투자되지 않음에 따라 총 투자비용과 운영비용이 합계 약 2조 9천억 원 감소한다. 그 결과 LP_LW 시나리오에서는 LP_HW 대비 총 에너지시스템 비용이 약 8천억 원 감소하는 것으로 나타났다.

태양광발전이 확대되는 LP_Sol 시나리오에서는 추가적인 태양광 보급을 통해 LNG 발전량이 감소하고, 이에 따라 연료비 증가폭이 완화된다. 이러한 효과로 인해 총 에너지시스템 비용은 LP_HW 대비 약 9천억 원 감소하며, 분석된 시나리오 중 가장 경제적으로 2030년 NDC를 달성할 수 있는 방안으로 평가된다.

Table 9는 온실가스 감축 목표 달성을 위한 시나리오별 탄소가격 수준을 제시하고 있다. 앞서 설명한 바와 같이, 탄소가격은 모형 내 온실가스 배출량 제약조건에 따라 산정된 단위 온실가스(톤)의 잠재가격을 의미한다. 이 가격 수준은 온실가스 감축을 유도하기 위해 석탄에서 LNG로의 연료전환을 유인할 수 있는 최소한의 가격과 동일한 개념으로 해석할 수 있다.

탄소가격 분석 결과는 연료비 수준에 따라 큰 차이를 보인다. 연료비가 높은 시나리오(HP)에서는 탄소가격이 11만 ~ 13만 원/톤 수준으로 나타나며, 반대로 연료비가 낮은 시나리오(LP)에서는 약 7만 ~ 8만 원/톤으로 상대적으로 낮게 산정된다. 이는 석탄과 LNG 간의 연료비 차이가 클수록 석탄 사용을 억제하기 위한 탄소가격 수준이 더 높아져야 하기 때문에 발생하는 현상이다.

풍력발전 보급이 지연되는 시나리오(HP_LW, LP_LW)에서는 풍력발전이 계획대로 보급되는 시나리오(HP_HW, LP_HW) 대비 탄소가격이 각각 약 1만 8천 원/톤, 약 1만 2천 원/톤 상승하는 것으로 나타난다. 이는 석탄 발전의 감소와 함께 LNG 발전의 확대가 필요해지기 때문이며, 탄소가격 상승을 통해 연료전환이 유도되는 결과와 동일한 구조이다.

한편 태양광발전이 추가로 확대되는 시나리오(HP_Sol, LP_Sol)에서는 HP_LW, LP_LW 대비 탄소가격의 증가폭이 완화되는 효과가 나타난다. 이는 재생에너지 발전 확대를 통해 추가적인 온실가스 배출 저감이 가능해지며, 이로 인해 석탄 발전의 감소폭이 줄어들고 LNG 발전의 증가폭 또한 완화되기 때문이다. 결과적으로 보다 낮은 탄소가격 수준에서도 연료전환이 가능하게 된다.

유상할당 100% 가정하에서 모든 배출량에 탄소가격이 부과되는 탄소비용을 비교할 수 있다. 배출권거래제하에서 재생에너지 발전량 감소와 화석연료 기반 발전량 증가에 따라 배출권비용 부담 증가 및 전기요금 부담 증가로 나타날 수 있다.

발전부문은 배출량에 따라 HP 조건에서는 약 17 ~ 20조 원, LP 조건에서는 약 10 ~ 12조 원의 탄소비용을 부담해야 한다. 각 연료비 조건에서 풍력발전 보급 달성 시나리오와 풍력발전이 지연되는 시나리오를 비교하면, LNG와 석탄발전 증가로 인해 HP_LW에서는 2조 6천억 원이 증가하며, LP_LW에서는 1조 7천억 원이 증가한다. 유상할당 100% 조건에서 탄소비용 부담 증가는 에너지시스템 비용 증가보다 큰 것으로 나타난다.

5. 결론 및 토의

풍력발전은 복잡한 인허가 절차, 주민 수용성 문제, 전력망 연계 제약 등으로 인해 보급 지연이 예상된다. 이에 따라 전력 부문의 2030년 국가온실가스감축목표(NDC) 달성을 위한 대안 마련과 그 영향 분석이 필요한 상황이다. 본 연구에서는 2030년 NDC 목표 달성을 전제로 하여, 연료비 가격 수준에 따라 풍력 및 태양광발전의 보급 규모를 차별화한 6개 시나리오를 구성하였다. 각 시나리오에 대해서는 전력 부문 모형인 UNICON-K-Power를 활용하여 전력시스템 비용과 탄소배출권 비용을 분석하였다. 선행연구와의 차별점은 11차 전기본 계획상에서 풍력발전 보급 지연과 대안에 관한 시나리오를 바탕으로 NDC 목표달성을 위한 전력믹스 변화와 관련 비용의 변화를 비교 평가하였다.

시나리오 분석 결과, 풍력발전 보급이 제11차 전력수급기본계획에서 제시한 2030년 목표치인 18GW에 도달하지 못하더라도 LNG 발전 확대와 태양광발전 추가 확대를 통해 온실가스 감축 목표의 달성은 가능한 것으로 나타났다. 그러나 발전량 확대가 비교적 용이한 LNG 발전은 연료비 및 탄소비용의 증가로 인해 전력 생산 원가를 상승시키는 요인으로 작용할 수 있다. 구체적으로, LNG 발전량 증가로 인해 전력시스템의 연료비용이 약 2.1조 원(LP_LW시나리오)에서 최대 3.2조 원(HP_LW)까지 증가할 수 있다. 이러한 경제적 부담은 현재와 같이 높은 연료비 조건에서는 더욱 크게 나타나며, 향후 연료비가 하향 안정될 경우 그 부담은 다소 완화될 수 있다. 또한 실제 유상할당 수준에 따라 차이는 있겠지만, 우리나라의 배출권거래제하에서는 화석연료 기반 발전 증가에 따라 발전사업자들의 탄소비용 부담이 상승하고, 이로 인한 비용이 전력요금에 전가될 가능성도 존재한다.

풍력발전 보급 지연에 대한 대응 방안으로, 태양광발전을 5GW 추가로 확대하는 시나리오(HP_Sol, LP_Sol)는 LNG 발전 확대 시나리오(HP_LW, LP_LW)보다 경제적인 대안으로 평가된다. 이는 태양광발전 확대를 통해 LNG 연료 사용이 감소하고, 이에 따라 탄소가격의 상승폭도 줄어들기 때문이다. 그러나, 풍력발전 대신 태양광발전 비중이 더욱 증가할 경우, 전력계통에 대한 부담은 더욱 심화될 것이다. 전력계통의 문제가 해결되지 않는 한, 고비용의 ESS에 대한 투자는 불가피할 것으로 판단된다. 한편, 고비용의 해상풍력발전 투자가 지연될 경우, 단기적으로는 해당 투자가 이행되지 않음에 따라 전기요금 인상 압력이 완화되는 긍정적인 측면이 있다. 그러나 풍력발전 투자의 지연은 누적 설치용량 증가 속도를 늦추어 이에 따른 설치 단가 하락 효과를 지연시키며, 결과적으로 온실가스 감축 비용이 2030년 이후로 전가되는 현상이 발생할 수 있다.

결과적으로, 태양광과 풍력발전의 균형 있는 보급이 필요하며, 특히 풍력발전 보급 속도 개선과 발전단가 하락을 유도하는 정책이 필요하다. 최근 풍력발전보급촉진 특별법[3]이 통과되어 인허가 기간이 단축될 것으로 예상되지만, 높은 투자비용과 전력망 계통연계가 여전히 문제로

3) 「해상풍력 보급 촉진 및 산업육성에 관한 특별법」은 2025년 3월 25일에 제정되었으며 2026년 3월 26일부터 시행예정.

작용하고 있다. 장기고정계약제도를 발전사업의 안정성을 보장하고 경쟁입찰을 통하여 비용절감이 필요하다. 또한 지속적인 보급을 통한 규모의 경제(Economies of scale)를 달성하고 학습효과(Learning effect)를 통해 발전비용의 경제성이 향상되어야 한다. 또한 풍력발전기에 대한 전력계통 연계가 필수적이며, 전력망 건설에 대한 정부의 명확한 계획과 주민수용성확보 그리고 투자재원확보가 필요하다.

이외에도 2030년 국가온실가스감축목표(NDC) 달성을 위한 추가적 방안으로 원자력 발전 확대 또는 수소·암모니아 혼소, CCS(Carbon Capture and Storage)를 검토할 수 있다. 하지만 NDC 목표 달성에 필요한 원전 설비이용률 80%는 최근 10년간 평균 이용률 77.1%(NABO, 2024)를 초과하는 수준으로, 실현 가능성에 한계가 있다. 더욱이 설계 수명이 만료된 원자력발전소 10기에 대한 계속운전 허가 승인이 필요하며, 이는 상당한 불확실성 요소로 작용한다(NABO, 2024). 또한 수소·암모니아 혼소와 CCS 기술은 기존 석탄 및 LNG 발전소에 적용하여 온실가스 배출을 줄일 수 있다. 하지만 해외에서 고비용의 암모니아 또는 액화수소를 수입해야 하며, 이에 따라 발전단가가 상승하고 전기요금이 인상되는 부담이 발생한다. CCS의 경우 국내 해저에서 적절한 저장소를 확보하지 못한 상황이며, 동해가스전 CCS 실증사업에 대한 예비타당성 조사가 진행 중이다(Sohn, 2025).

본 연구는 풍력발전 도입 지연이 온실가스 감축목표에 미치는 영향을 분석하였으나, 다음과 같은 연구의 한계가 존재한다. 첫째, 본 모형은 재생에너지 발전량에 따른 전력망 연계 비용을 포함하고 있으나, 전력계통 운영 특성이 반영되지 않아 지역 간 송전 제약 조건을 고려하지 못하였다. 이에 따라 태양광 및 풍력 등 간헐성 재생에너지 비중 증가, 송전용량의 한계, 그리고 원자력발전의 경직성 운전 특성 간의 상충관계로 인해 발생하는 재생에너지 출력제한 및 원자력발전 감발운전 현상이 적절히 반영되지 못하였다. 둘째, 모형의 제한된 시간 해상도로 인해 ESS의 최적 용량이 과소추정되는 한계가 있으며, 이로 인해 ESS 투자비용이 실제보다 낮게 산정될 우려가 있다. 셋째, 미래 전제조건의 변화에 따라 모형 결과는 다소 달라질 수 있다. 하지만 중요한 변수인 연료가격 변화를 시나리오에 반영하였으며, 모형결과는 시나리오 결과 간 비교를 통해서 시사점을 얻을 수 있다.

향후 연구에서는 2030년 이후의 장기 전력수급 계획을 토대로 태양광 및 풍력발전의 구성 비율에 따른 전력공급 시나리오별 ESS 투자 비용을 정밀하게 반영하여 온실가스 감축 경로의 비용 효율성을 평가할 필요성이 있다. 또한 재생에너지 투자 비용의 학습곡선 효과를 고려하여 누적 보급 용량 증가에 따른 비용 감소 현상을 모형에 반영하는 것이 중요하다. 마지막으로, 실제 배출권거래제도의 할당 시나리오를 적용하여 탄소 비용과 에너지시스템 비용을 통합적으로 평가하는 연구로 확장할 필요가 있다.

사사

본 결과물은 환경부의 재원으로 한국환경산업기술원의 신기후체제대응 환경기술개발사업의 지원을 받아 연구되었습니다(RS-2022-KE002489).

Reference

Bai Y, Okullo SJ. 2023. Drivers and pass-through of the EU ETS price: Evidence from the power sector. Energy Econ 123: 106698. doi: 10.1016/j.eneco.2023.106698

Bradley SP, Hax AC, Magnanti TL. 1977. Applied mathematical programming. Addison-Wesley.

Chae JY. 2025 Jun 11. Global LNG market to face oversupply from 2027, peak expected in 2028 ~ 2032. Energy and Environment News; [accessed 2025 Dec 15]. https://www.e2news.com/news/articleView.html?idxno=320466

Choo H, Kim YG, Kim D. 2024. Power sector carbon reduction review for South Korea in 2030. Renewable Sustainable Energy Rev 196: 114348. doi: 10.1016/j.rser.2024.114348

EC (EU Commission). 2020. An EU strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future. SWD (2020) 741 final.

EPSIS (Electric Power Statistics Information System). 2024a. The status of power plant construction (2017 ~ 2024); [accessed 2025 Jul 14]. https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkifBoardList.do?menuId=080300&boardId=030000

EPSIS (Electric Power Statistics Information System). 2024b. Fuel costs; [accessed 2024 Nov 1].

https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaFucUpfChart.do?menuId=040100

EPSIS (Electric Power Statistics Information System). 2024c. Generation per energy source; [accessed 2024 Nov 1]. https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkgeGepGesGrid.do?menuId=060102

ERC (Electricity Regulatory Commission). 2024. 3MW above power plant permit list; [accessed 2025 May 3]. https://www.korec.go.kr/#

Hammoudeh S, Nguyen DK, Sousa RM. 2014. Energy prices and CO_2 emission allowance prices: A quantile regression approach. Energy Policy 70: 201-206. doi: 10.1016/j.enpol.2014.03.026

Hoffman M, Kotzur L, Stolten D. 2022. The pareto-optimal temporal aggregation of energy system models. Appl Energy 315: 119029. doi: 10.1016/j.apenergy.2022.119029

IEA (International Energy Agency). 2023. Net zero roadmap: A global pathway to keep the 1.5℃ goal in reach. International Energy Agency.

IEA (International Energy Agency). 2024. Renewable energy progress tracker; [accessed 2025 Sep 6]. https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/renewable-energy-progress-tracker

Jung YS, Kim ES. 2023. Are ports ready?: The need for port planning to support timely offshore wind deployment: Next group.

KEPCO. 2024. Korean electricity statistics 2024; [accessed 2025 Jul 14]. https://home.kepco.co.kr/kepco/KO/ntcob/ntcobView.do?pageIndex=1&boardSeq=21067148&boardCd=BRD_000099&menuCd=FN05030103&parnScrpSeq=0&categoryCdGroup=&regDateGroup2=

Kim YG, Seo YW, Bae HJ, Yang YK, Choi, GC. 2021. Setting the direction for climate, atmosphere, and energy policy in line with the 2050 low emission development strategy-Focusing on the power sector. Sejong, Korea: Korea Environment Institute. Research Report 2021-11.

KNERC (Korea New Renewable Energy Center). 2025. Deployment and generation statistics; [accessed 2025 Aug 21]. https://www.knrec.or.kr/biz/statistics/supply/supply01_01_list.do

Lee KD, Im DO. 2022. Establishment and operation of long-term lcoe forecast system for expansion of renewable energy (3/5). Ulsan, Korea: Korea Energy Economics Institute. Basic Research Report 22-23.

Lee KD, Kim GH. 2020. Establishment and operation of long-term LCOE forecast system for expansion of renewable energy. Ulsan, Korea: Korea Energy Economics Institute. Basic Research Report 20-21.

Lee SB. 2025. Nuclear and solar power clash in spring… Power grid on shaky ground. Energy & Environment News; [accessed 2025 Dec 15]. https://www.e2news.com/news/articleView.html?idxno=318182

Lee SY, Kim NI, Kim SY, Kim JI, Ryu SH, Moon BR, Park GY, Park SW, Park SN, Seo DS, Lee KD, Lee SW, Lee SJ, Lee JY, Lim TM, Lim HW, Jeong EM, Jeong HK, Choi HS. 2023. Carbon neutrality policy research Ⅱ, National Research Council for Economics, Humanities and Social Sciences.

MOTIE (Ministry of Trade, Industry and Energy). 2023. The 10th electricity supply basic plan (2022 ~ 2036). Ministry of Trade, Industry and Energy.

MOTIE (Ministry of Trade, Industry and Energy). 2025. The 11th electricity supply basic plan (2024 ~ 2038). Ministry of Trade, Industry and Energy.

NABO (National Assembly Budget Office). 2024. Evaluation of energy transition policy to achieve carbon neutrality. National Assembly Budget Office.

OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) and NEA (Nuclear Energy Agency). 2012. Nuclear energy and renewables: System effects in low-carbon electricity systems.

Park YS. 2023 Jan 12. The goal is to achieve a 28.9% share of renewable energy generation, including wind power, by 2036. Electric Power Journal; [accessed 2025 Dec 5]. https://www.epj.co.kr/news/articleView.html?idxno=31848

Park YS. 2025 March 7. The goal is to achieve a 29.2%

share of renewable energy generation, including wind power, by 2038. Electric Power Journal; [accessed 2025 Dec 15]. https://www.epj.co.kr/news/articleView.html?idxno=35900

Relevant Ministry Jointly. 2023. National framework plan for carbon neutrality and green growth.

Sohn CM. 2025 August 26. The 3 trillion KRW Donghae gas field CCS demonstration project restarts after the withdrawal of the preliminary feasibility study. NEWSIS; [accessed 2025 Nov 10]. https://www.newsis.com/view/NISX20250825_0003302505

The White House. 2021. Fact sheet: Biden administration jumpstarts offshore wind energy projects to create jobs. The White House.

Tong D, Farnham DJ, Duan L, Zhang Q, Lewis, NS, Caldira K, Davis SJ. 2021. Geophysical constraints on the reliability of solar and wind power worldwide. Nat Commun 12: 6146. doi: 10.1038/s41467-021-26355-z

Yu JM, Lee SJ. 2022. Comparative analysis of policies reflecting carbon prices for fuel conversion (in Korean with English abstract). J Clim Change Res 13(3): 365-372. doi: 10.15531/KSCCR.2022.13.3.365