



2035년 한국 전력부문 청정에너지 80% 달성 시나리오

저자

Won Young Park^{1*}, Nikit Abhyankar^{1,2}, Umed Paliwal^{1,2},
James Hyungkwan Kim¹, Nina Khanna¹, Kenji Shiraishi^{1,2},
Jiang Lin^{1,2}, and Amol Phadke^{1,2}

¹ Lawrence Berkeley National Laboratory, 미국

² University of California, Berkeley, 미국

송용현³, 문희승³, 김은성³, 홍상현³, 김승원^{3,4*}

³ 사단법인 넥스트, 대한민국

⁴ 충남대학교, 대한민국

* 교신저자

초록

오늘날의 세계적인 에너지 위기는 에너지 사용량의 90% 이상을 수입 화석 연료에 의존하는 한국 국민과 경제에 큰 영향을 미치고 있다. 2035년까지 한국의 전력 수요는 30% 증가할 것으로 예상되지만, 청정 에너지 비율은 아직 전체 발전량의 35%에 불과하다. 본 연구는 태양광, 풍력, 배터리 저장 장치 기술의 빠른 기술 발전과 비용 감소를 활용한다면 한국이 2035년까지 청정 에너지 비중 80%를 달성할 수 있음을 보여 준다. 청정 에너지 비중 80%를 달성한다면 전력 공급 비용을 약간 낮추고 수입 천연가스와 석탄에 대한 의존도를 크게 낮출 수 있으며, 전력 부문 배출량을 획기적으로 줄일 수 있다. 또한 본 연구에 따르면 청정 에너지 시나리오 하에서 한국의 전력망은 석탄 발전이나 신규 천연가스 발전소 없이도 안정성을 유지할 수 있다. 이러한 경제적, 환경적, 에너지 안보적 이점을 실현하기 위해서는 2035년까지 80%의 청정 에너지 비중을 달성하고 그에 상응하는 재생 에너지 보급 목표와 같은 정책을 세울 필요가 있다.

면책 사항

본 문서는 정확한 정보를 담고 있겠지만, 미국 정부나 기관, 캘리포니아 대학교 이사회와 소속 직원은 공개된 정보나 장치, 제품, 또는 프로세스의 정확성, 안전성, 유용성에 대해 명시적으로나 묵시적으로 보증하거나 법적 책임을 지지 않으며, 그 사용이 개인 소유권을 침해하지 않을 것이라고 단언하지도 않는다. 본 문서에서 특정 상업용 제품, 프로세스, 서비스의 상표명, 상표, 제조 업체, 기타 명칭을 언급한다고 해서 미국 정부나 그 기관, 캘리포니아 대학교 이사회가 그것들을 보증하거나 추천하거나 지지하는 것으로 간주할 수 없으며 이를 암시하지도 않는다. 본 보고서에 표현된 저자의 견해와 의견이 반드시 미국 정부나 정부 기관, 캘리포니아 대학교 이사회의 의견을 대표하거나 반영하는 것은 아니다. 어니스트 올랜도 로렌스 버클리 국립연구소(Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory)는 기회 균등 고용주이다.

저작권 고지

본 원고는 미국 에너지부와의 계약 번호 DE-AC02-05CH11231에 따라 로렌스 버클리 국립연구소의 저자가 작성했다. 미국 정부는 논문의 출판을 수락함으로써 미국 정부가 미국 정부의 목적을 위해 출판된 형태를 출판하거나 복제하거나 다른 사람이 그렇게 하도록 허용할 수 있는 비독점적이고 취소 불가능한 전 세계 유상 라이선스를 보유하고 있음을 인정하고 출판사는 이를 용인한다.

기술 검토 위원회

아래는 기술 검토 위원회(TRC)의 위원 명단이다. TRC는 연구 설계 및 평가와 관련된 의견과 지침을 제공했지만, 오류와 누락을 포함한 보고서의 내용과 결론은 전적으로 저자의 책임이다. TRC 위원의 소속은 해당 조직이 어떤 방식으로든 본 연구를 지지하거나 보증한다는 것을 의미하지 않는다.

채영진	한국전력거래소(KPX)
엄지용	한국과학기술원(KAIST)
전우영	전남대학교
이시영	한국 공과대학교
박현곤	부경대학교
원동준	인하대학교

감사의 글

본 연구는 Climate Imperative Foundation의 지원을 받아 수행되었습니다.

본 보고서를 작성하고 검토하는 데 귀중한 도움을 주신 다음 분들께 감사의 말씀을 전합니다.

University of California Santa Barbara and Lawrence Berkeley National Laboratory의 Ranjit Deshmukh
사단법인 넥스트의 이계영
Forge & Foundry Strategic의 Anya Breitenbach
Dan Mullen

목차

2035년 한국 전력부문 청정에너지
80% 달성 시나리오

목차

02	초록	16	1. 서론
03	면책 사항		
03	저작권 고지	19	2. 방법론 및 데이터 요약
03	기술 검토 위원회	19	2.1. 정책 시나리오
03	감사의 글	22	2.2. 모델링 도구 및 접근법
05	표 목록	23	2.3. 주요 모델링 입력
05	그림 목록	29	2.4. 민감도 분석
07	요약		
		30	3. 주요 연구 결과
		30	3.1. 전력 계통 구성(발전, 송전, 저장 장치)
		34	3.2. 비용, 신뢰도 및 환경 영향
		38	3.3. 민감도 분석
		50	4. 주의 사항
		51	5. 결론 및 향후 계획
		53	참고문헌
		56	부록 A 모델링 접근법
		58	부록 B 모델링 입력
		60	부록 C 태양광 및 풍력 프로파일
		67	부록 D 지역 재생 에너지 보급



사단법인 넥스트는 아시아의 넷제로 에너지 전환을 위한 비영리 에너지·기후정책 싱크탱크입니다.

표 목록

- 21 표 1. 국가 목표와 비교하여 벤치마킹한 정책 시나리오
- 28 표 2. 정책, 기술 비용 및 연료 가격의 결합 모델링 시나리오
- 29 표 3. 기타 가정들
- 29 표 4. 낮은/높은 기술 비용, 높은 연료 가격 및 신뢰도 테스트에 대한 민감도

그림 목록

- 17 그림 1. 2001년부터 2022년까지 한국의 장기적인 연료 가격 추이
- 22 그림 2. 모델링에 포함된 송전망
- 23 그림 3. 한국의 연간 예상 전력 발전량
- 24 그림 4. 해상 풍력, 육상 풍력, 태양광 발전 및 배터리 저장 장치(4시간)에 대한 기술 비용 전망
- 26 그림 5. 석유 및 가스에 대한 연료 가격 가정
- 27 그림 6. 지역별 재생 에너지 잠재량 및 2035년 예상 전력 수요
- 31 그림 7. 2035년 한국의 전원구성
- 32 그림 8. 2035년까지의 한국의 전체 발전설비용량
- 33 그림 9. 현재 정책 시나리오와 청정 에너지 시나리오에서 2035년까지 송전 용량 확장
- 34 그림 10. 현재 정책 시나리오 대비 청정 에너지 시나리오의 연간 증분 비용, 증분 절감액 및 순 절감액

그림 목록

- 35 그림 11. 발전 및 송전을 위한 누적 신규 설비 투자 규모
- 36 그림 12. 전력 생산을 위한 누적 수입 연료 비용
- 37 그림 13. 2035년까지 전력 부문에서의 이산화탄소, 황산화물, 질소산화물, 미세먼지(PM2.5) 배출량
- 38 그림 14. 석탄 발전소 퇴출 시 2035년 전국 시스템의 월별 평균 시간당 급전량
- 39 그림 15. 2035년 여름철 순 부하가 가장 높은 주간의 전국 시스템 급전량
- 39 그림 16. 2035년 겨울철 순 부하가 가장 높은 주간의 전국 시스템 급전량
- 40 그림 17. 2035년 봄철 순 부하가 가장 낮은 주간의 전국 시스템 급전량
- 41 그림 18. 2035년 가을철 부하가 가장 낮은 주간의 전국 시스템 급전량
- 42 그림 19. 2035년 여름철 순 부하가 가장 높은 주간에 10%의 수요 충격이 발생한 경우 전국 시스템 급전량
- 42 그림 20. 2035년 겨울철 순 부하가 가장 높은 주간에 10%의 수요 충격이 발생한 경우 전국 시스템 급전량
- 43 그림 21. 2035년 청정 에너지 시나리오에서 7년간의 기상 조건에 따른 일일 평균 국가 시스템 급전량
- 44 그림 22. 2035년 청정 에너지 시나리오에서 이용률에 따른 연간 천연가스 발전소 설비용량
- 45 그림 23. 기본 및 높은 연료 가격 시나리오에 따른 청정 에너지 시나리오의 연간 평균 설비용량 추가
- 46 그림 24. 2022~2035년, 높은 연료 가격 시나리오에서 청정 에너지 시나리오의 발전량 구성 및 설비용량
- 47 그림 25. 연료 가격 시나리오에 따른 청정 에너지 시나리오에서의 발전 및 송전에 대한 누적 신규 자본 투자
- 48 그림 26. 현재 정책 시나리오와 청정 에너지 시나리오에서의 발전용 수입 연료의 누적 비용 비교(높은 연료 가격 시나리오)
- 49 그림 27. 청정 에너지 시나리오에서 재생 에너지와 저장 장치가 각각 저비용/기준 비용/고비용일 때 연간 전기 공급 비용(전체 및 단위당)

요약

오늘날의 세계적인 에너지 위기는 에너지 사용량의 90% 이상을 수입 화석 연료에 의존하고 있는 대한민국에 큰 영향을 미치고 있다. 그러나 한편으로 한국에서 태양광, 풍력, 배터리 저장 장치 기술의 지속적인 발전과 그에 따른 비용 절감은 전력 생산으로 인한 배출량과 비용을 줄일 수 있는 중요한 기회를 창출하므로, 한국은 2050년 탄소 중립 목표를 달성하기에 유리한 위치를 차지하고 있다.

한국의 가장 중요한 탈탄소화 전략은 주로 태양광과 풍력을 기반으로 하는 재생 에너지와 원자력 발전을 통해 청정 전력 생산 비중을 높이는 것이다.¹ 2022년 청정 에너지 발전 자원은 국내 총전력 생산량의 35%에 불과했다.

한국의 단기적인 목표는 2036년까지 청정 전력 발전 비율을 59%까지 높이는 것이다.² 본 연구에서는 전력 생산 과정에서 화석 연료의 사용량을 획기적으로 줄이면서 관련 비용이나 신뢰도³, 배출량과 관련된 목표를 달성하는 데 영향을 미치는 요인들을 조사한다. 또한 아래의 중요한 세 가지 질문에 답함으로써 한국에서의 청정 에너지 전환에 대한 논의를 촉진하는 것을

¹수소도 청정 에너지원에 포함되지만 2035년까지는 가격 경쟁력이 낮을 것으로 평가된다.

²제10차 전력 수급 장기 기본 계획에 근거한다.

³신뢰도는 전력 계통 연구에서 특정한 의미를 갖는 표현으로, 안정적이고 일관성 있는 전기 공급을 의미한다. 본 연구에서는 화력 발전소의 출력 증감발, 기술적 최소 발전량, 수력 발전의 계절적/시간적 제약, 송전 용량의 제약 등 주요 운영 제약 조건을 고려하여 국내 전력 시스템의 시간대별 운영 타당성을 정량화했다. 또한 용량 확장 모델링에서는 최소 설비 예비율을 유지하고, 급전 운영 모델링에서는 운영 예비력(예: 1차, 2차, 3차 예비력 및 주파수 제어 예비력)을 유지한다. 이 모델링은 1시간 단위 해상도이며 완전한 신뢰도 분석에는 미치지 못하지만, 신뢰도 분석에 필요한 요소를 포착하고 있으므로 전체적으로 "신뢰도"라는 용어를 사용한다. 또한 본 연구의 동반 정책 보고서인 "한국 전력 계통의 도전과 기회: 대규모 청정 에너지를 성공적으로 빠르게 보급하기 위한 우선 과제"에서는 여기에서 고려하지 않은 특성(예: 관성, 자원 적정성)과 연관된 전체 전력 시스템 신뢰도를 분석했다.

목표로 한다.

- 최근 발생한 풍력, 태양광, 배터리 저장 장치 비용의 하락이 재생 가능 자원 개발의 속도와 규모에 어떤 영향을 미칠 것인가?
- 전력 수요 증가, 화석 연료의 가격, 재생 에너지와 및 에너지 저장 비용에 대한 내재적 불확실성을 고려할 때 기술적으로나 경제적으로 실현 가능한 청정 에너지 목표는 무엇인가?
- 청정 에너지로의 빠른 전환이 어떻게 환경적, 경제적 이점을 제공하고 수입 화석 연료에 대한 의존이나 이와 관련된 안보 위험을 줄일 수 있는가?

본 연구는 개선된 용량 확장과 시간별 급전 모델을 사용하여 2025년, 2030년, 2035년의 청정 에너지 보급을 탐구하고 두 가지 주요 시나리오를 고찰한다. 현재 정책 시나리오는 2030년 국가 온실가스 감축 목표(NDC), 2050년 탄소 중립 목표, 제 10차 전력 수급 기본 계획(10차 전기본⁴)을 반영하여 풍력 발전과 태양광 발전의 연간 보급량을 정부의 현재 목표에 맞추어 제한한다. 청정 에너지 시나리오는 풍력 발전과 태양광 발전의 연간 보급량을 본 연구에서 실현 가능하다고 가정한 최대 수준까지 증가할 수 있도록 허용한다. 이는 모델링에 의해 결정되며 기존 목표를 초과할 수 있다. 또한 청정 에너지 시나리오에 여러 가지 민감도 분석(예: 재생 에너지 및 저장 장치의 비용, 높은 화석 연료 가격, 전력공급 신뢰도)을 적용했다.

우리의 연구 결과에 따르면 한국은 2035년까지 안정적인 전력망을 유지하면서도 현재 정책 목표를 넘어 43GW의 재생 에너지를 효율적인 비용으로 추가 보급할 수 있다(재생 에너지 용량 보급 31% 증가). 따라서 우리는 한국이 탄소 중립을 가속화하고 기후 변화에 대응하는 동시에 상당한 경제적, 환경적 이점을 실현하고 에너지 안보를 강화하기 위해 2035년까지의 재생 에너지 및 에너지 저장 장치 보급 목표를 상향할 것을 권고한다.

⁴ 전력 수급 기본 계획은 전력 수급의 기본 원칙, 장기 전망, 전력 계통계획, 수요 관리 등을 포함하는 한국의 전력 규정과 계획을 종합한 문서이다. 전력 수급 기본 계획은 2년마다 갱신되며 가장 최근인 2023년 1월에 발표된 제10차 전력 수급 기본 계획에는 2022년부터 2036년까지의 내용이 담겨 있다.

주요 결과

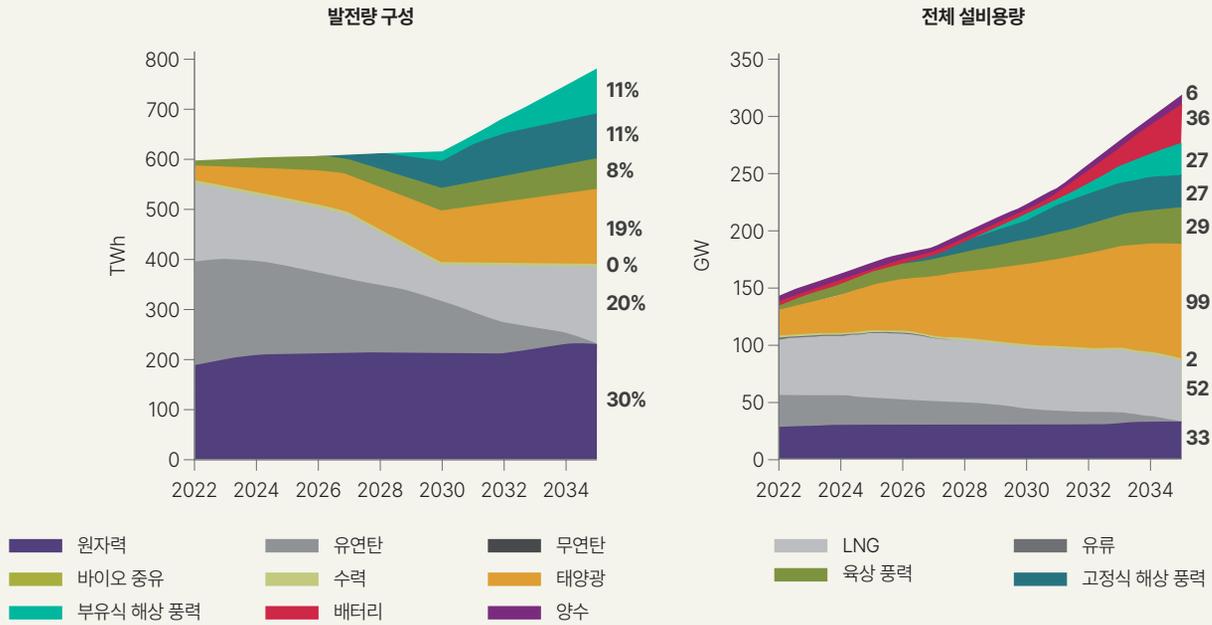
2035년까지 청정 전력망을 통해 국내 전력 수요의 80%를 안정적으로 충족할 수 있다.

한국이 재생 에너지 발전 보급률을 높여 전력 시스템을 안정적으로 운영할 수 있을지에 대한 논쟁은 오래 전부터 있어 왔다. 청정 에너지 시나리오에 따르면 2035년까지 육상 풍력, 해상 풍력, 태양광 발전이 전체 발전량의 절반을 공급하고 원자력이 30%를 공급해 전체 발전량의 총 80%가 비화석 연료 발전으로 이루어질 것이라 예상된다.

청정 에너지 시나리오에 기본 연료 가격(2012~2021년 추세를 기반으로 함)을 적용하면 재생 에너지의 총발전 용량은 2030년 110GW, 2035년 182GW로 증가하여 정부 목표를 초과하고, 각각 총발전량의 36%와 50%를 재생 에너지로 공급하게 된다. 이 시나리오에서 해상 풍력 발전 용량은 기술 비용이 지속적으로 하락함에 따라 급격히 증가한다(그림 ES1).

기존의 원전 용량, 기존 천연가스 용량의 대부분, 새로운 배터리 저장 장치를 조합하면 2035년 청정 전력망을 통해 한국의 전력 수요의 80%를 안정적으로(연중 모든 시간대에) 충족할 수 있다. 기본 연료 가격을 반영한 청정 에너지 시나리오에서는 2035년까지 모든 석탄 화력 발전이 단계적으로 폐지되고 신규 화석 연료 발전소가 건설되지 않는다. 정상적인 운영 조건에서는 재생 에너지, 원자력, 천연가스가 연간 발전량의 50%, 30%, 20%를 각각 공급하게 된다. 또한, 청정 에너지 시나리오의 발전 자원 조합은 8%의 운영 예비력을 유지하면서 여름과 겨울에 발생하는 전력 순 부하를 안정적으로 감당하기에 충분하다. 또한 신뢰도에 영향을 주지 않으면서 최대 37GW의 기존 석탄 발전을 폐기할 수 있다.

그림 ES1. 2022년부터 2035년 사이 발전량 구성과 전체 설비용량, 기준 연료 가격 시나리오에서의 청정 에너지 시나리오



청정 에너지 80% 전력망은 현재보다 전력 공급 비용이 낮다

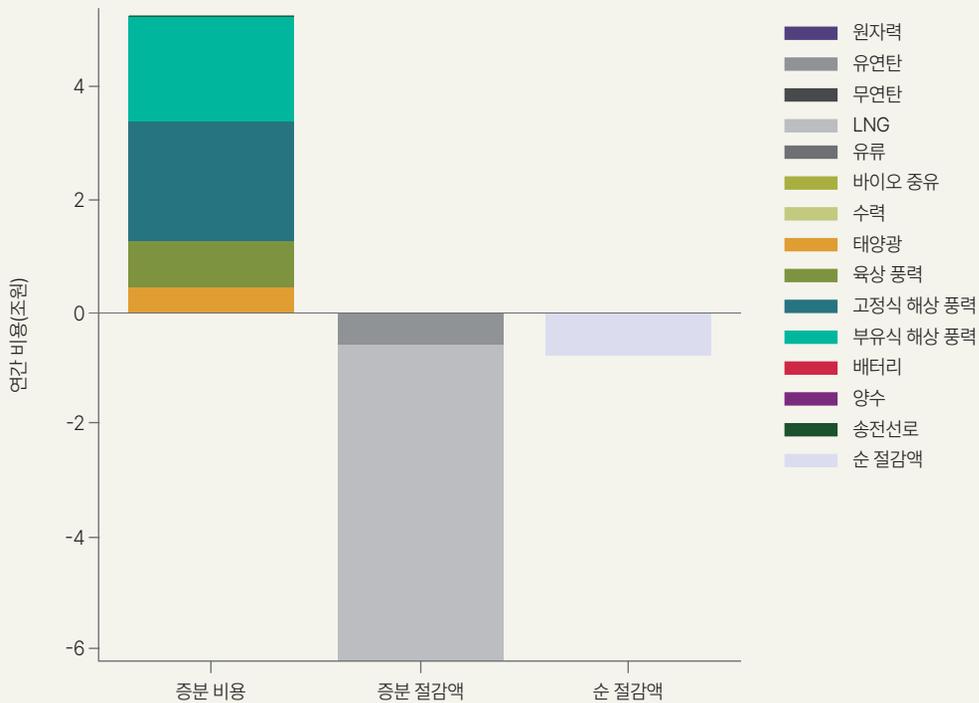
현재 정책 시나리오와 청정 에너지 시나리오 모두에서 공급 비용이 가장 낮고 확장성이 가장 높은 재생 에너지 자원은 풍력 발전과 태양광 발전일 것이라고 가정한다. 현재 정책 시나리오에서 제시한 풍력 발전 용량과 태양광 발전 용량을 합친 총용량은 2030년까지 전체 발전량의 21%(75GW), 2035년까지 전체 발전량의 35%(139GW)를 청정 에너지원에서 생산하겠다는 정부의 목표와 일치한다. 청정 에너지 시나리오에서는 풍력 발전과 태양광 발전을 합친 발전 용량이 2030년에는 전체 발전량의 36%(110GW), 2035년에는 전체 발전량의 50%(182GW)로 증가한다. 에너지 저장 용량은 배터리 비용의 지속적인 하락으로 인해 두 시나리오 모두에서 빠르게 증가한다(표 ES1 참조).

표 ES1. 현재 정책과 청정 에너지 시나리오의 주요 차이

척도	연도	현재 정책 시나리오	청정 에너지 시나리오
2022년 대비 석탄 발전량 변화	2030	-98 GWh	-107 GWh
	2035	-173 GWh	-210 GWh
석탄 발전 용량	2030	15 GW	15 GW
	2035	8 GW	0 GW
청정 에너지 발전 비율	2030	55%	71%
	2035	65%	80%
풍력 및 태양광 발전 용량	2030	75 GW	110 GW
	2035	139 GW	182 GW
에너지 저장 용량	2030	8.5 GW	8.5 GW
	2035	32.9 GW	42.3 GW

발전 비용과 송전 비용을 포함한 전기 공급 비용은 현재 정책 시나리오(기존 석탄 발전소의 발전량이 적게 감소함)보다 청정 에너지 시나리오(풍력 발전, 태양광 발전, 배터리 저장 장치가 기존 석탄 발전소의 발전량을 상당 부분 대체함)에서 낮게 나타난다. 즉, 청정 에너지 시나리오에서 새로운 태양광 발전소와 풍력 발전소, 배터리 저장소, 송전 인프라를 개발하는 데 드는 증분 비용이 기존 석탄 화력 발전소를 운영하는 데 드는 화석 연료 구입 비용, 운영 및 유지 보수(O&M) 비용, 고정 비용 등 절감되는 비용보다 적은 것이다(그림 ES2). 이는 청정 에너지 시나리오에서와 같이 풍력 발전과 태양광 발전이 2030년부터 2035년 사이에 연평균 14.5GW까지 빠르게 보급되면 전력 공급 비용이 절감될 수 있음을 시사한다. 천연가스 화력 발전소를 유지하면 계절이나 날에 따라 부하 변화와 변동성이 큰 태양광 발전이나 풍력 발전과 균형을 맞출 수 있어 장기적인 에너지 저장이나 재생에너지 발전설비 추가 건설의 필요성을 줄일 수 있다.

그림 ES2. 현재 정책 시나리오 대비 청정 에너지 시나리오의 연간 증분 비용, 증분 절감액 및 순 절감액



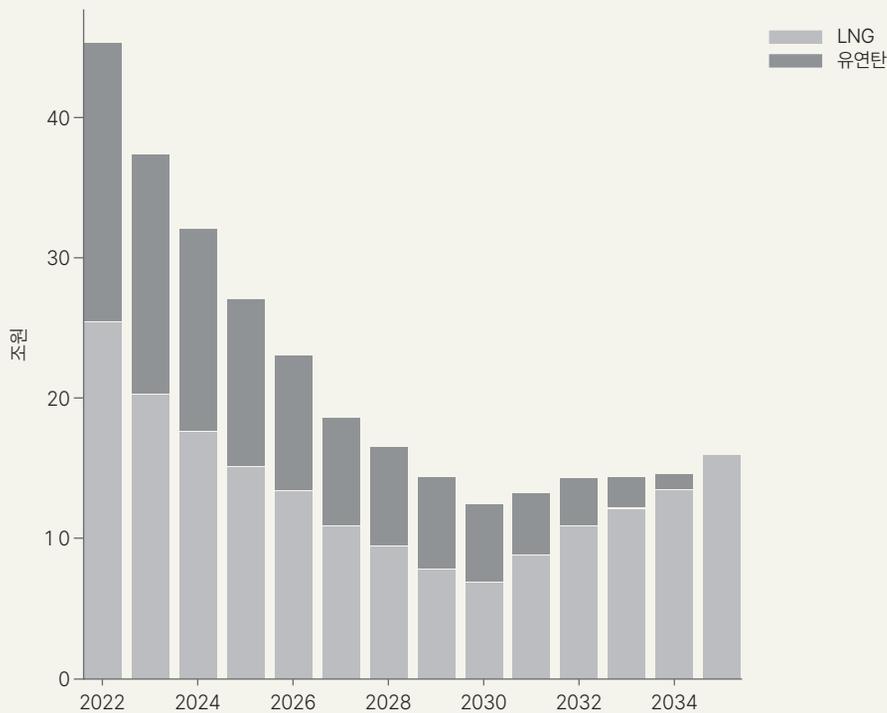
재생 에너지 확대로 80%의 청정 전력 달성이 가능하다

청정 에너지 시나리오에 따르면 모든 재생 에너지 발전원에서 생산하는 전력의 총용량은 2022년 26GW에서 2030년 110GW, 2035년 182GW로 증가한다(그림 ES1). 특히 풍력과 태양광 발전 용량의 성장이 가속화되면서 80%의 청정 전력망이 실현 가능해진다. 2020년대에는 주로 태양광 발전이 추가되며, 2030년대에는 기술 비용이 지속적으로 하락하고 설비 이용률이 높아짐에 따라 해상 풍력이 주를 이룰 것으로 예상된다.

80% 청정 전력망, 화석 연료 수입을 대폭 줄여 한국의 에너지 안보 강화한다

80% 청정 에너지 시나리오에서는 석탄과 천연가스의 수입 비용이 2022년 48조 1,000억 원에서 2035년 18조 5,000억 원으로 최대 62% 감소할 것으로 예상된다. 2022년 가격을 유지하는 높은 연료비 민감도 시나리오에서는 수입 비용이 이보다 더 큰 폭으로 감소할 것으로 예상된다. 국내 재생 에너지 활용을 극대화하면 높은 화석 연료 수입 의존도를 크게 낮춰 에너지 안보를 강화하고 국제 화석 연료 가격이 급등하더라도 소비자와 경제를 보호할 수 있다.

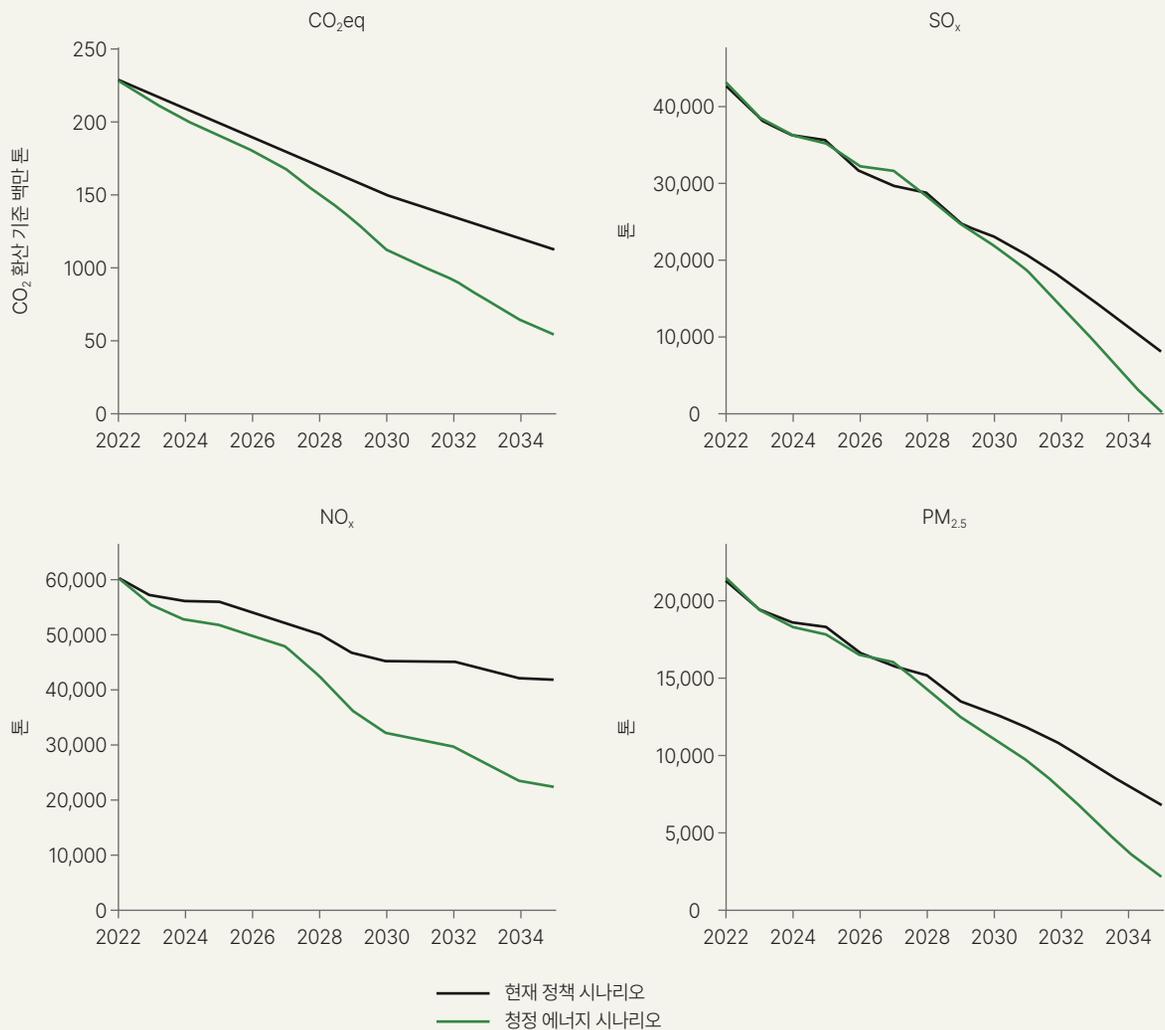
그림 ES3. 청정 에너지 시나리오에서의 전력 생산을 위한 수입 연료 비용



청정 에너지 목표 달성으로 CO₂eq 및 기타 대기 오염 물질 배출량 대폭 감축한다

2035년까지 청정 전력망 80%에 도달하면 다른 환경적 혜택을 얻는 동시에 탄소 배출량을 크게 줄일 수 있다. 청정 에너지 시나리오에 따르면 2035년까지 전력 부문의 이산화탄소 환산(CO₂eq) 배출량을 2022년에 비해서는 76%, 현재 정책 시나리오보다는 52% 줄인다. 마찬가지로 질소산화물(NO_x), 황산화물(SO_x), 미세먼지(PM_{2.5})의 배출량도 2022년에 비해 각각 46%, 100%, 69% 감소한다. 운송, 산업, 건물 부문의 전력화를 통해서 배출량을 훨씬 더 줄일 수 있다.

그림 ES4. 2035년까지 전력 부문에서의 이산화탄소 환산량, 황산화물, 질소산화물, 미세먼지(PM_{2.5}) 배출량



사용 가능하고 비용 효율적인 모든 청정 전력 발전원을 확보하려면 정책, 시장, 토지 이용 장애물을 극복해야 한다

풍력, 태양광, 에너지 저장 기술을 빠르게 보급하려면 전력 생산, 시장, 토지 사용을 규제하는 정책이 변화해야 한다. 본 보고서와 함께 제공되는 정책 보고서 "한국 전력 계통의 도전과 기회: 대규모 청정 에너지를 성공적으로 빠르게 보급하기 위한 우선 과제"에서는 이러한 장애물과 실현 가능한 정책 경로에 대해 자세히 설명한다.

현재 정책과 청정 에너지 시나리오에서의 청정 에너지 발전 비중은 2022년부터 2025년 사이에 차이가 나기 시작한다. 이는 재생 에너지 보급을 가속화하기 위한 정책과 규제의 변화가 제11차 전기부 기간(2024-2038년)에 시작되어야 함을 시사한다. 특히, 풍력 에너지와 태양광 에너지의 보급 가속화를 뒷받침할 동력은 이미 존재하지만, 에너지 저장 장치 보급에는 여전히 상당한 장애물이 존재한다. 한국 전력 시스템의 탈탄소화가 가속화되면 다른 부문에서의 이산화탄소 배출량 감축을 지원하는 전력화가 가능해져 2050년까지 탄소 중립 경제를 향한 한국의 여정이 순조롭게 진행될 수 있을 것이다.

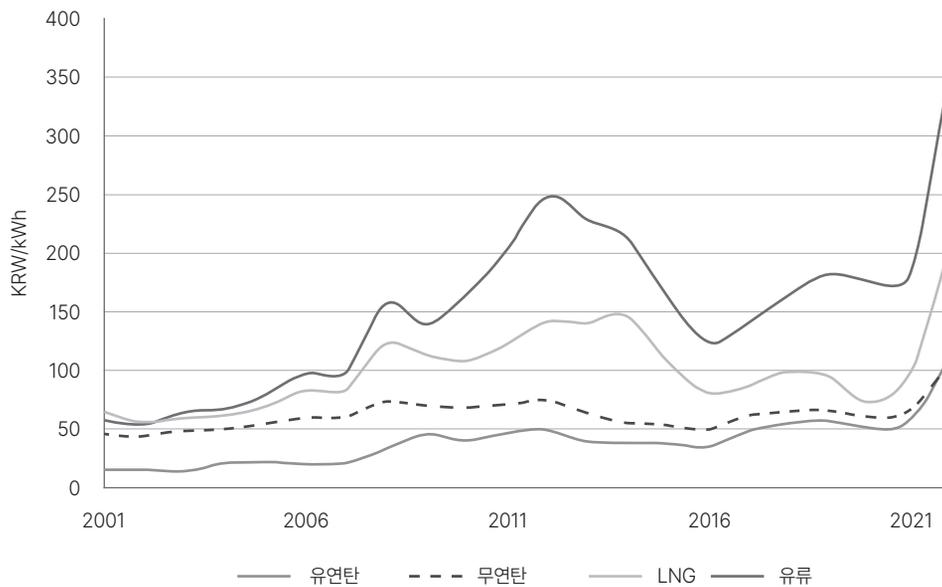
1. 서론

2018년 10월, 유엔 기후 변화에 관한 정부 간 협의체(IPCC)는 지구 온난화를 1.5°C로 제한하고 치명적인 기후 영향을 피하기 위해 2030년까지 전 세계 탄소 배출량을 절반으로 줄여야 한다고 보고했다(IPCC 2018). 2020년 10월, 세계 11위의 온실가스 배출국인 대한민국은 2050년까지 기후 중립을 달성하겠다고 약속했다(UNFCCC 2021). 1년 후, 한국 정부는 2030년까지 온실가스 배출량을 2018년 대비 40% 감축하는 강화된 국가 온실가스 감축 목표(NDC)를 채택했다.

한국의 공약은 글로벌 기후 목표에 일부 기여할 수는 있지만, 국제 탄소 배출권이나 탄소 포집과 활용, 저장(CCUS)에 의존하는 2030년 한국의 NDC 목표는 파리 협정에서 제시한 1.5°C 목표에 도달하기에는 불충분하여 파리 협정과는 양립할 수 없다(GESl et al., 2022). 또한 목표 설정도 중요하지만 이를 뒷받침할 수 있는 정책 수단이 필요한데, 한국의 경우 목표를 뒷받침할 구체적인 이행 경로가 부족하다.

한국은 장기적인 연료 가격 추세가 매우 불확실하다. 2011년과 2022년에는 유가와 가스 가격이 사상 최고 수준으로 상승했고, 가스 가격의 경우 이전 10년 평균 가격 대비 109%까지 상승했다(그림 1). 2020년에는 국내 1차 에너지의 7%만이 국내 자원으로 공급되었다(KEEI 2021). 액화 천연가스(LNG)와 석탄 발전이 여전히 국내 전력 생산의 약 64%를 차지하고 있어 경제 전반과 소비자가 국제 연료 가격의 변동성에 노출되어 있다.

그림 1. 2001년부터 2022년까지 한국의 장기적인 연료 가격 추이



출처: EPSIS(2023)

태양광, 풍력, 배터리 저장 분야에서의 기술 발전과 획기적인 비용 절감은 많은 국가에서 전력 생산으로 인한 배출과 비용을 줄일 수 있는 새로운 기회를 창출하고 있다(미국, 중국, 인도, 일본의 경우 Bistline et al. 2022; Phadke et al. 2020; Abhyankar et al. 2022; Abhyankar et al. 2021; Shiraishi et al. 2023 참조). 전력 부문은 2050년 탄소 중립과 2030년 NDC 목표를 포함한 한국의 기후 목표를 달성하는 데 중추적인 역할을 할 것이다. 청정 발전의 증가에 운송, 산업, 건물 부문의 전력화가 더해지면 배출량을 크게 줄일 수 있다.

국내에서도 전력 부문에서의 재생 에너지 전환과 탈탄소화를 분석한 여러 연구가 진행되었다. Park et al.(2013)은 2050년까지 재생 에너지로의 전환을 달성하기 위한 다양한 시나리오를 검토한 결과, 온실가스 배출량을 크게 감축하기 위해서는 다양한 재생 에너지 공급원을 혼합해야 한다고 결론지었다. Song et al.(2018)은 전력 시장 시뮬레이션 모델을 사용하여 다양한 에너지 전환 전략을 분석하여 원자력이나 석탄의 단계적 폐지가 실행 가능한 옵션임을 확인했다. Park et al.(2019)는

날씨에 따른 시간별 시뮬레이션 시나리오를 통해 재생 에너지 잠재 시나리오를 평가하여 2030년까지 석탄 발전을 줄인다면 배출량 목표를 달성할 수 있다고 제안했다. Kim et al.(2022)는 2050년까지 탄소 중립을 달성하기 위한 기술 경로를 분석하여 전력 부문의 빠른 탈탄소화와 최종 사용처의 전력화를 강조했다. 이 연구 결과는 한국의 청정 에너지 전환과 탈탄소화를 향한 도전과 기회에 관하여 귀중한 통찰력을 제공한다. 그러나 용량 확장 모델이나 시간대별 급전 모델⁵을 사용하고 기술 비용의 급격한 감소까지 통합적으로 고려하여 2035년까지의 기간 동안 한국 전력 부문에서의 탈탄소화 가속화 경로를 검토한 연구는 거의 없었다.

본 보고서에서는 기존 연구에서 다루지 않았던 세 가지 질문에 대한 논의를 진행하고자 한다. 첫째, 최근 풍력, 태양광, 배터리 저장 비용의 하락이 한국의 재생 에너지 개발 속도와 규모에 어떤 영향을 미칠 것인가? 둘째, 전력 수요의 증가, 화석 연료의 가격, 재생 에너지와 에너지 저장 비용에 내재된 불확실성을 고려할 때 기술적으로나 경제적으로 실현 가능한 청정 에너지 목표는 무엇인가? 셋째, 어떻게 하면 청정 에너지로의 빠른 전환이 환경적, 경제적 이익을 가져올 뿐만 아니라 수입 화석 연료 의존에 따르는 안보 위험도 줄일 수 있는가?

본 보고서에서는 2035년까지 국내 청정 에너지 발전 비중을 80%까지 확대하는 데 필요한 기술적인 실현 가능성, 비용, 시사점을 살펴본다. 이 분석에는 상세한 부하, 풍력 및 태양광 프로파일, 풍력 및 태양광 비용과 에너지 저장 비용에 대한 예측과 함께 최신 모델링 도구가 사용된다.

2장에서는 전력과 배출량을 분석하는 데 사용된 방법에 대한 개요를 제시하고, 3장에서는 (1) 발전과 송전의 변화, (2) 비용, 투자, 신뢰도, 배출량이라는 두 가지 범주에서의 결과에 대해 설명한다. 4장에서는 이 분석에 대한 주의 사항을 설명한다. 5장에서는 연구의 주요 결론을 요약한다. 부록에서는 모델링 접근법, 데이터의 출처, 부하 프로파일 개발, 풍력 및 태양광 프로파일 개발에 대한 자세한 정보를 제공한다. 본 보고서와 함께 제공되는 정책 보고서 "한국 전력 계통의 도전과 기회: 대규모 청정 에너지를 성공적으로 빠르게 보급하기 위한 우선 과제"에서는 청정 에너지로의 전환 과정에서 발생할 수 있는 장애물과 실현 가능한 정책 경로에 대해 자세히 논의한다.

⁵ 용량 확장 모델은 비용과 배출량을 최소화하면서 에너지 수요를 충족하는 데 필요한 최적의 에너지원 조합을 결정하기 위해 사용된다. 시간별 급전(또는 생산 비용 최적화) 모델은 하루 24시간 동안 비용상 가장 효율적이면서 효과적으로 다양한 에너지원에서 전력을 공급하는 방법을 결정하는 데 도움을 준다.

2. 방법론 및 데이터 요약

본 연구는 이용 가능한 상세한 데이터를 입력하고 최신 모델링 도구를 사용하여 집중적으로 구축한 시나리오, 데이터 개발, 전력 시스템 모델링을 기반으로 한다. 본 보고서는 2025년, 2030년, 2035년을 예측하기 위해 PLEXOS 플랫폼에서 개발된 용량 확장 및 시간별 급전 모델을 활용하여 분석한다.

모델은 시간이나 지역에 따른 부하, 지역 간 송전 제약, 지역별 풍력 및 태양광 프로파일, 재생 에너지와 전력 저장 비용에 대한 최신 예측을 포함하여 한국의 전력 시스템을 상세하게 보여 준다. 분석에 사용된 전력 수요 예측은 한국 정부의 예측을 토대로 하며 2050년 기후 목표를 달성하기 위해 필요한 전력 시스템의 변화를 반영한다.

이 장에서는 시나리오, 주요 입력 데이터와 가정, 모델링 도구와 접근법, 민감도 분석에 대한 간략한 개요를 제공한다. 부록에는 모델링에 사용된 방법과 시간별 부하, 풍력 및 태양광 프로파일 개발에 대한 자세한 설명이 포함되어 있다.

2.1 정책 시나리오

분석에 두 가지 핵심 시나리오를 검토한다. 현재 정책 시나리오는 2030년 NDC 목표, 2050년 탄소 중립 목표, 제10차 전기분 등 현재 한국의 정책과 기술 비용 추세를 반영하여 2035년 청정 에너지 발전 비중을 65%로 가정한 것이다.⁶ 청정 에너지 시나리오에서는 현재 정책 시나리오에 비해 2035년 청정 에너지 추가 보급을 달성할 수 있을지와 그 때 비용효율적이며 안정적인 전력망을 유지할 수 있는지를 검토한다. 민감도 분석에서는 청정 에너지 시나리오의 변화를 살펴본다.

⁶ 이 수치는 제10차 전기분의 2036년 청정 전력 발전량인 59%보다 약간 더 높다.

현재 정책 시나리오와 청정 에너지 시나리오는 석탄 발전 용량 추가, 재생 에너지 발전 용량 추가, 청정 에너지 발전 비중에 대한 가정에서 주로 차이가 발생한다(표 1).

첫째, 현재 정책 시나리오에서는 현재 건설 중인 발전소와 기존 발전소 중 일부만을 폐지하여 모델에 순 5.4GW의 석탄 발전 용량을 추가하고, 현재 검토 중인 계획에 따라 총 11.25GW의 발전 용량에 해당하는 원자로 10기를 연장 가동한다고 가정한다. 청정 에너지 시나리오에서는 이 5.4GW의 석탄 발전량을 모델에 강제적으로 반영하지 않고, 2035년까지 석탄 화력 발전을 단계적으로 폐지한다고 가정한다.

둘째, 현재 정책 시나리오에서는 신규 풍력 및 태양광 발전량을 현재 정책의 2035년 목표를 달성하는 데 필요한 양만큼만 제한하여 특정 모델 연도에 추가한다. 청정 에너지 시나리오에서는 이러한 제한이 완화되며 경제성에 따라 연간 설치 용량의 한도 내에서 신규 풍력 및 태양광 발전 용량 추가를 결정한다.

마지막으로, 현재 정책 시나리오에서는 청정 에너지 발전이 2030년 발전량의 55%, 2035년 65%를 차지하도록 모델을 구축한 반면 청정 에너지 시나리오에서는 청정 에너지 발전에 대한 제약이 없다.

표 1. 국가 목표와 비교하여 벤치마킹한 정책 시나리오

	국가 목표		연구에서 검토한 2035년 시나리오	
			현재 정책 시나리오	청정 에너지 ^a 시나리오
참조 정책/계획	<ul style="list-style-type: none"> 2030 NDC 상향안 2050년 탄소 중립 목표 	제10차 전력 수급 기본 계획	<ul style="list-style-type: none"> 국가 목표 원자력 확대 	
석탄 발전 용량 추가	5.4 GW	4.2 GW	5.4 GW	<ul style="list-style-type: none"> 신규 석탄 발전 용량 추가 없음 2035년까지 단계적으로 탈석탄 달성
재생 에너지 발전 용량 추가	2030년까지 재생 에너지 발전 비중 ~30%(태양광 70GW, 풍력 22.5GW)	2036년까지 재생 에너지 발전 비중 ~25%(태양광 65.7GW, 풍력 34GW)	재생 에너지 보급 목표(2030년 21%, 2035년 35%) 충족	2035년까지의 배출량 감축 목표와 경제성에 따라 결정
청정(비화석) 에너지 발전량 점유율	2030년까지 57.7% <ul style="list-style-type: none"> 재생 에너지 30.2% 원자력 23.9% NH₃ 3.6% 	2036년까지 59.3% <ul style="list-style-type: none"> 재생 에너지 24.7% 원자력 34.6% 	2030년 55% 2035년 65%	모델의 최소 비용 최적화에 의해 결정
원자력 확대	포함되지 않음	<ul style="list-style-type: none"> 원자로 10기(11.25GW) 가동 연장 2033년과 2034년에 신규 원자로 2기(2.8GW)를 추가 		
H ₂ 또는 NH ₃	NH ₃ 3.6% (2030)	7.1% ^b	H ₂ 포함(모델의 최소 비용 최적화에 따라 결정)	
발전량 추정	2030년 612.4TWh, 2050년 1,257TWh	2036년 667.3GWh	2030년 612.4TWh 2035년 776.6TWh	

^a 이 보고서에서 청정 에너지는 주로 재생 에너지(태양광, 풍력, 수력, 해양 에너지)와 원자력을 의미한다. 바이오 연료, 연료 전지, 통합 가스화 복합 사이클 (IGCC)은 일반적으로 청정 에너지로 정의되지 않으므로 포함되지 않는다.

^b 제10차 전기본의 H₂ 및 NH₃는 그린 혹은 블루 H₂/NH₃로 보장되지 않는다.

^c 그림 2 참조

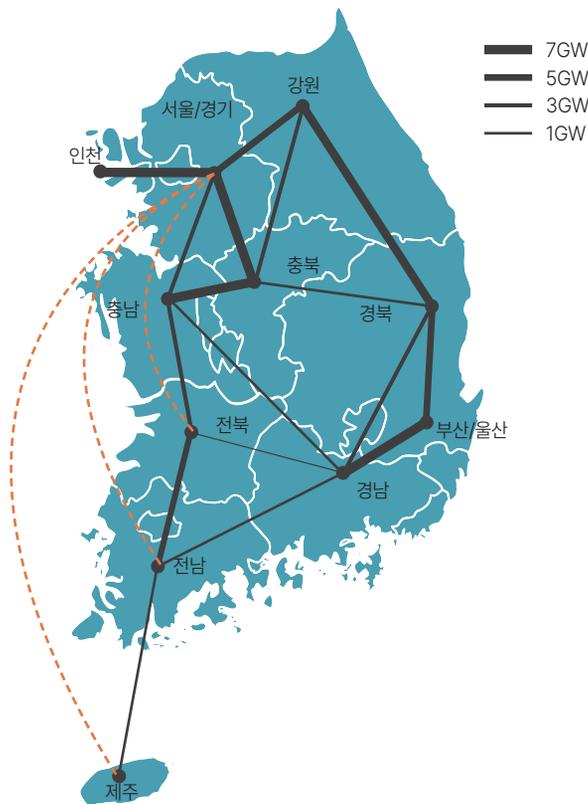
출처: MOTIE(2023), CNC(2021), UNFCCC(2021)

2.2 모델링 도구 및 접근법

전력 시스템 분석은 전력 시스템과 시장 분석에 널리 사용되는 모델링 플랫폼인 PLEXOS를 사용하여 수행되었다. 2단계 모델링 접근법을 사용하여 각 시나리오에 대해 최소 비용으로 신규 설비 투자 계획을 수립한 다음 운영 비용, 배출량 및 직류(DC) 조류 기반의 신뢰도를 조사했다.

모델에는 지역 간 송전 선로 17개로 연결된 11개 모선에 대한 발전 자원, 발전 제약 조건, 발전기 기동 정지, 지역 간 송전 제약 조건이 포함되었다(그림 2). 이 분석에서는 전력 시스템이 수요 공급 균형을 이루고 있으며 예비력이 지역 단위로 관리되어 지역 간에 자원을 효율적으로 공유할 수 있다고 가정했다.

그림 2. 모델링에 포함된 송전망



주황색 점선은 모델에서 새로 추가할 수 있는 서해안 송전선을 나타내며(표 3 참조), 검은색 선은 기존 송전선을 나타낸다.

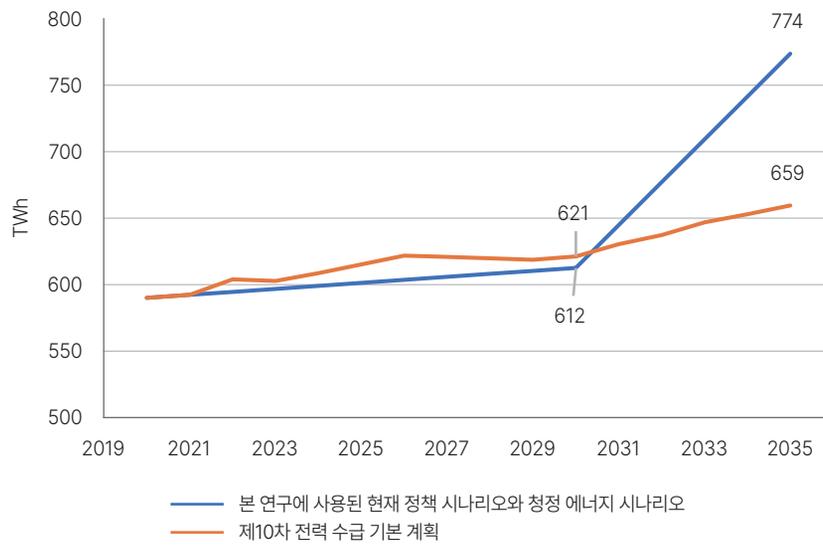
출처: 저자 작성

2.3. 주요 모델링 입력

전력 수요

한국의 전력 수요는 2035년까지 증가할 것으로 예상되며, 경제 성장 구조와 속도, 그리고 교통, 산업, 건물 부문의 전력화 속도에 따라 달라질 것이다. 본 연구는 2030 NDC 및 2050 탄소 중립 목표에 사용된 정부 예측을 기반으로 한다.

그림 3. 한국의 연간 예상 전력 발전량



출처: MOTIE(2023), UNFCCC(2021)

기술 및 연료 비용

분석에 풍력, 태양광, 배터리 저장 장치, 석탄과 가스 연료에 대한 광범위한 자원 비용 투입이 포함되었다. 미국 국립재생에너지연구소(NREL)의 연간 기술 기반(ATB) 시나리오는 미국 내 육상 풍력, 해상 풍력, 태양광 발전, 배터리 저장 장치의 설치 비용과 고정 운영 및 유지보수(O&M) 비용을 예측했다. Phadke et al.(2020)는 풍력 에너지와 태양광 에너지 비용이 크게 감소할 것이라는 예측에 따라 신속하고 비용 효율적인 탈탄소화를 달성할 가능성이 더 높아졌다고 강조했다. 이들은 2015년부터 2019년까지 NREL ATB의 균등화 발전 비용(LCOE) 전망치가 거의 매년 하향 조정되었다는 점을 지적했다.

기술 발전에는 항상 불확실성이 뒤따르므로 본 연구에서는 한국의 재생 에너지와 저장 기술 비용(저비용, 기준 비용, 고비용)에 대해 Lee & Kim(2020)을 기반으로 2020년 기준 비용을 설정하며, 이후 NREL ATB의 2030년 진보적 시나리오(저비용), 2035년 보통 시나리오(기준 비용), 2035년 보수적 시나리오(고비용)에 수렴하는 것으로 가정한다. 이 모델에서는 4시간, 8시간, 12시간 저장 주기 배터리를 고려하는데, 모두 4시간 배터리와 비슷하게 비용이 감소한다(그림 4).

그림 4. 해상 풍력, 육상 풍력, 태양광 발전 및 배터리 저장 장치(4시간)에 대한 기술 비용 전망

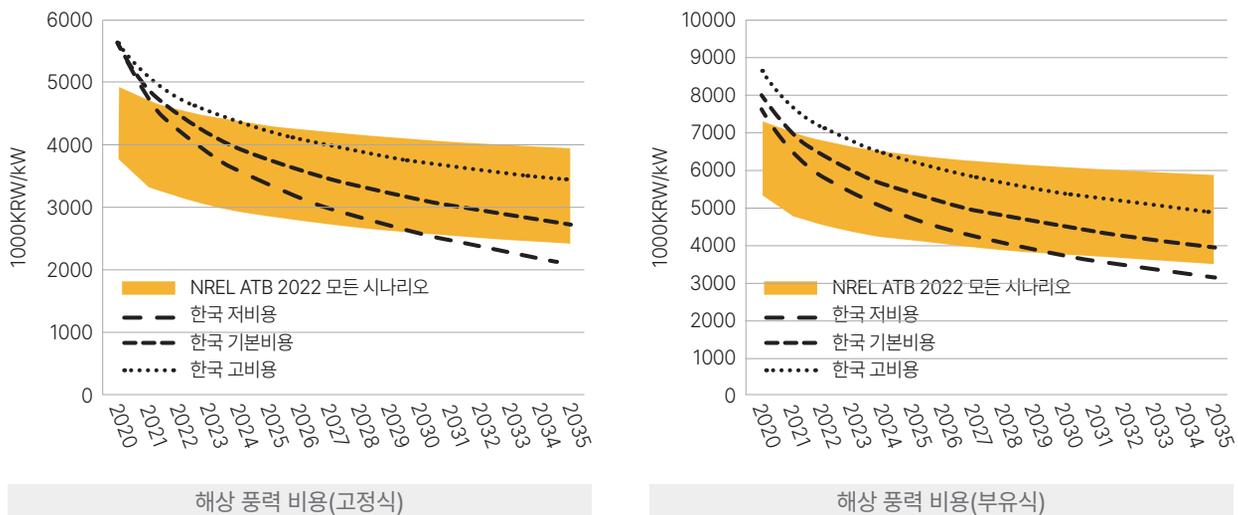
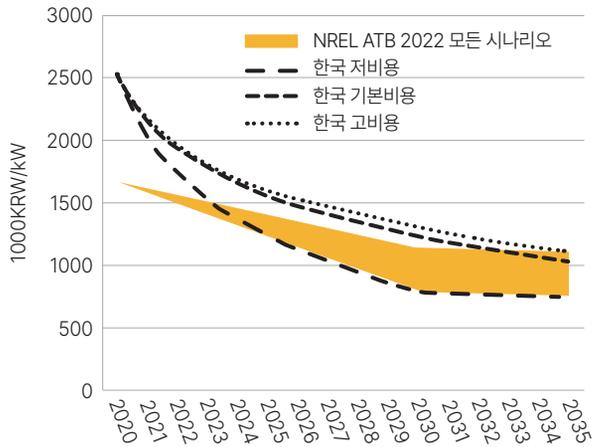
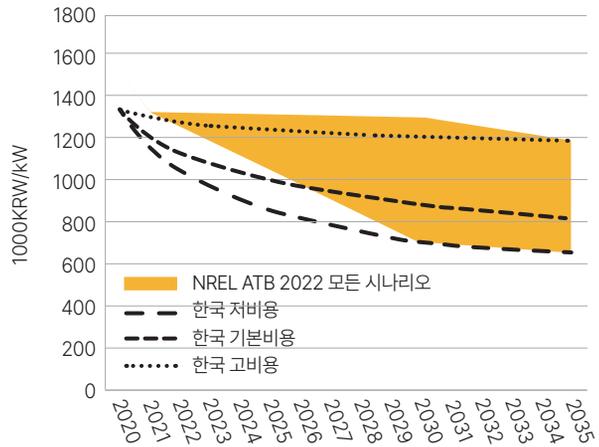


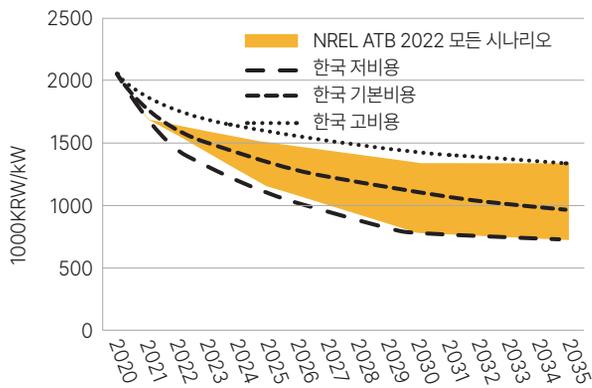
그림 4. 해상 풍력, 육상 풍력, 태양광 발전 및 배터리 저장 장치에 대한 기술 비용 투입(4시간)



육상 풍력 비용



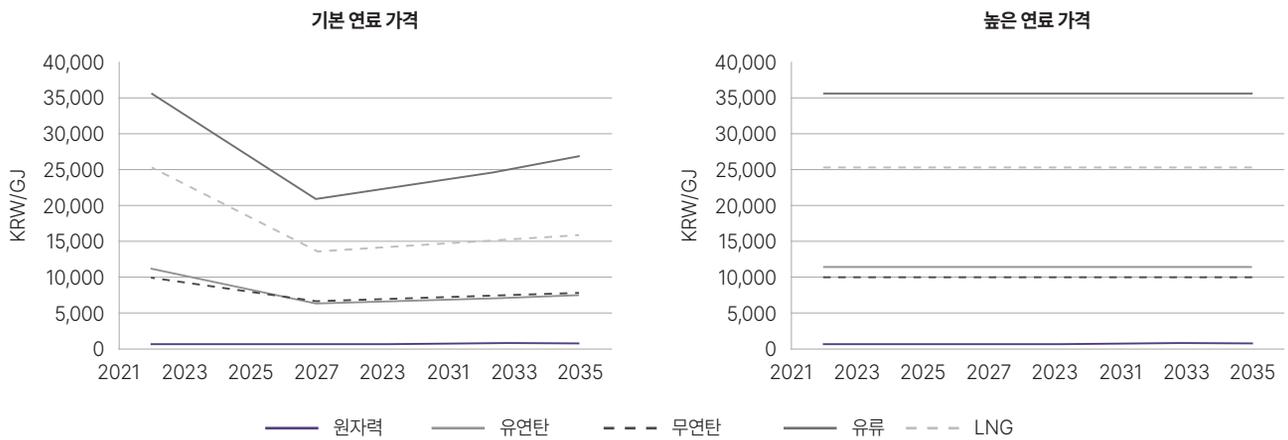
태양광 발전 비용



유틸리티 규모 배터리(4시간) 비용

한국의 장기적인 연료 가격 추세는 매우 불확실하다. 유가와 가스 가격은 2011년과 2022년 모두 기록적으로 상승했다. 석탄은 그 가격이 한계 생산과 운송 비용에 가깝게 유지되도록 수요와 공급이 발생하는 경향이 있다. 본 연구의 높은 연료비 시나리오는 2022년 한국에서의 평균 연료 가격이 2035년까지 일정하게 유지된다고 가정한 반면, 기준 연료 시나리오는 2027년까지 2001~2023년(EPSS 2023)의 평균 추세를 연장한 수준까지 하락한 후 미국의 연간 에너지 전망(AEO) 기준 시나리오 전망(EIA 2022)을 반영하여 상승한다고 가정한다. 현재 정책 시나리오와 청정 에너지 시나리오는 기술 비용과 연료 비용을 동일하게 가정한다(그림 5).

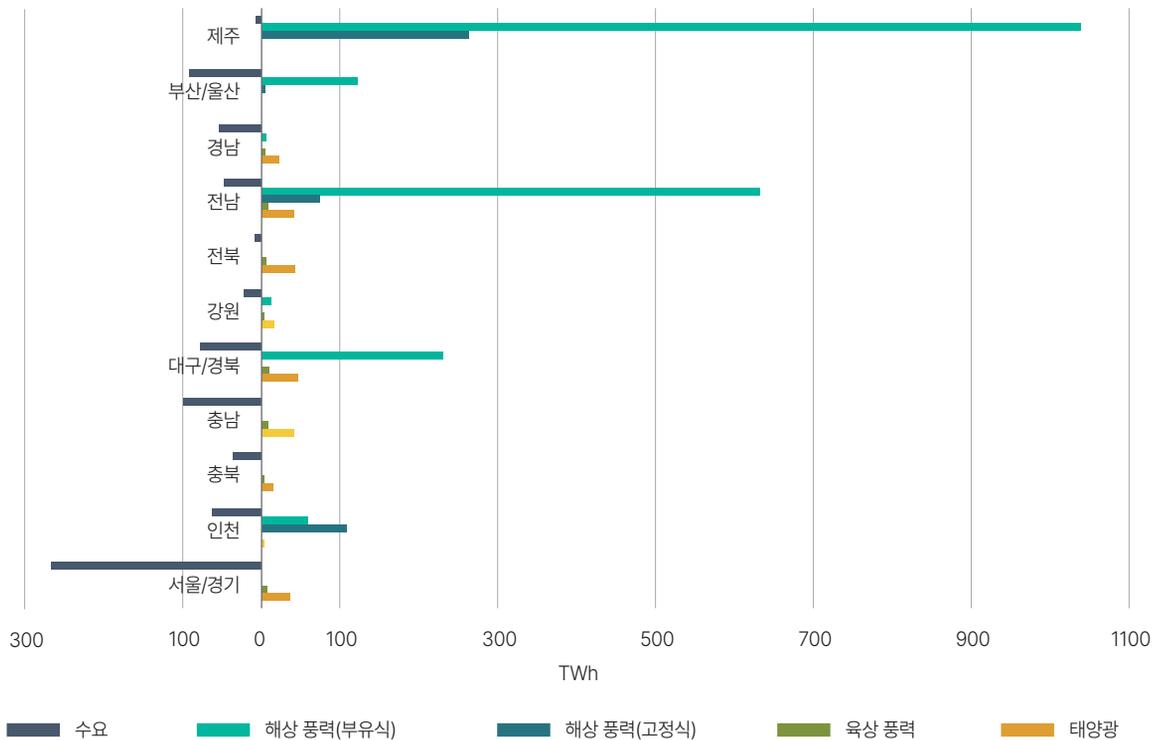
그림 5. 석유 및 가스에 대한 연료 가격 가정



태양광 및 풍력 프로파일

본 연구에서는 풍력 자원과 태양광 자원의 잠재량을 추정하고 국내 각 도별로 태양광과 풍력의 상세 프로파일을 개발했다. 방법론은 크게 두 부분으로 나눌 수 있는데, 첫 번째는 자원 잠재량(즉, 한 지역에 설치할 수 있는 태양광 및 풍력의 최대 용량)을 추정하는 것이다. 전 세계 풍력 및 태양광 지도집의 연평균 설비 이용률을 활용하고 여러 가지 제외 기준(예: 고도, 경사도, 토지 피복, 자연 공원, 국방 지역, 어업 구역, 수심)을 적용하여 태양광과 풍력 잠재량을 추정한다. 두 번째 방법론은 상세한 시간별 발전량 프로파일을 개발하는 것이다. 이를 위해 기존 데이터를 재분석한 기상 데이터를 사용하고 NREL의 시스템 어드바이저 모델(System Advisor Model, SAM)을 사용하여 사이트 수준의 풍력 발전량과 태양광 발전량을 시뮬레이션한다(NREL 2017). 일반적인 풍력 발전 단지와 태양광 발전 단지는 SAM에서 설계하고, 여기에 기상 데이터를 입력하여 시간별 발전량을 추정한다. 그런 다음 집계 알고리즘을 사용하여 특정 지역에 있는 여러 현장의 시간별 발전량을 결합하여 대표적인 지역별 풍력 및 태양광 자원 프로파일을 생성한다. 해상 풍력의 경우, 공간적으로 제한된 다변량 클러스터링 알고리즘을 사용하여 고정식 풍력 프로젝트와 부유식 풍력 프로젝트에 대한 여러 클러스터를 형성한 다음 각 클러스터에 대한 프로파일을 개발한다. 전체 방법론과 데이터의 출처는 부록C에서 자세히 설명한다.

그림 6. 지역별 재생 에너지 잠재량 및 2035년 예상 전력 수요



원자력 발전

원자력 발전소는 경제성 이외의 이유로 건설되는 경우가 많기 때문에 본 연구에서는 비용보다는 정책 목표에 기반하여 원자력 발전 용량을 가정했다. 우선 2030년 전원 구성 정책 목표인 원전 비중 32.8%(11.25GW)를 달성하기 위해 원전 10기의 수명을 20년 연장해 원전 발전 용량이 증가할 것이라고 가정했다. 또한 2033년과 2034년에 각각 1.4GW 용량의 신한울 3, 4호기가 추가되는 것으로 가정했다.

모델링 시나리오

표 2는 정책과 기술 비용, 연료 가격에 대한 가정을 포함하여 본 연구에서 고려한 두 가지 핵심 모델링 시나리오를 보여 준다. 표 3은 본 연구에서 사용된 기타 가정을 요약한 것이다.

표 2. 정책, 기술 비용 및 연료 가격의 결합 모델링 시나리오

	정책	재생 에너지 및 보관 비용	연료 가격
두 가지 핵심 모델링 시나리오	현재 정책(정부 계획 반영: 2030 NDC 목표, 2050 탄소 중립 목표, 제10차 전력 수급 기본 계획) 청정 에너지	기본 비용 시나리오	기본 연료 가격 시나리오

표 3. 기타 가정들

주요변수	가정
석탄 퇴출	기존 석탄 화력 발전소는 30년 수명이 다하면 폐쇄된다. 청정 에너지 시나리오에서는 2035년에 석탄 발전이 완전히 폐지될 때까지 매년 단계적으로 석탄 발전량이 줄어든다.
가스 폐기	기존 가스 화력 발전소는 30년 수명이 다하면 폐기된다.
원자력 확대	기존 원자력 발전소는 40년 또는 60년 수명이 다하면 발전 허가를 20년씩 갱신하여 수명을 연장한다.
기존 송전선로 확장	시나리오를 통해 기존 송전선로의 용량이 증가했을 때의 결과를 살펴보았다.
태양광 발전	태양광 발전 시설은 25년의 수명을 다하면 폐기되며 평균 17%의 이용률을 적용한다.
풍력 터빈	풍력 터빈은 25년의 수명을 다하면 폐기되며 평균적으로 육상 기반은 24%, 해상은 36%의 이용률을 적용한다.
연간 최대 용량 확장	태양광 발전, 육상 풍력, 해상 풍력의 연간 설치량은 전문가 자문을 바탕으로 각각 6GW, 2GW, 6.5GW로 제한된다.
신규 송전선로	2026년부터는 지역 간 2.5GW 용량의 신규 송전 선로 건설이 허용된다. 또한 수도권과 전북, 전남, 제주 지역을 연결하는 7GW 용량의 송전 선로도 신규 송전 선로에 포함될 수 있다(그림 2의 주황색 점선 참조).

2.4. 민감도 분석

분석에서는 재생 에너지와 저장 장치의 비용, 높은 연료 가격, 신뢰도의 네 가지 주요 민감도를 고려했다(표 4).

표 4. 낮은/높은 기술 비용, 높은 연료 가격 및 신뢰도 테스트에 대한 민감도

매개변수	가정
재생 에너지 및 배터리 저장 장치 비용	저비용(진보적) 사례와 고비용(보수적) 사례
연료 가격	높은 연료 가격(2022년 수준)으로 인해 재생 에너지 보급량의 상한이 연간 1GW 증가(태양광 발전은 6GW에서 6.5GW로, 해상 풍력은 6.5GW에서 7GW로 증가)
신뢰도	- 모형에 입력된 풍력 발전과 태양광 발전, 부하 패턴이 고정된 상태에서 추정 수요가 10% 증가한 상황을 검토 - 부하 패턴이 고정된 상태에서 풍력 발전과 태양광 발전 패턴을 변경

전체 방법론과 데이터의 출처는 부록 B에서 자세히 설명한다.

3. 주요 연구 결과

주요 연구 결과는 두 부분으로 나누어진다. 3.1절에서는 발전 구성, 발전 용량 구성, 발전 용량 추가, 송전 용량, 석탄 발전소 운영에 대한 조사 결과를 설명한다. 3.2절에서는 전기 공급 비용, 총투자 비용, 배출량 감축 및 신뢰도에 대한 조사 결과를 간략하게 설명한다. 자세한 내용은 부록에서 확인할 수 있다.

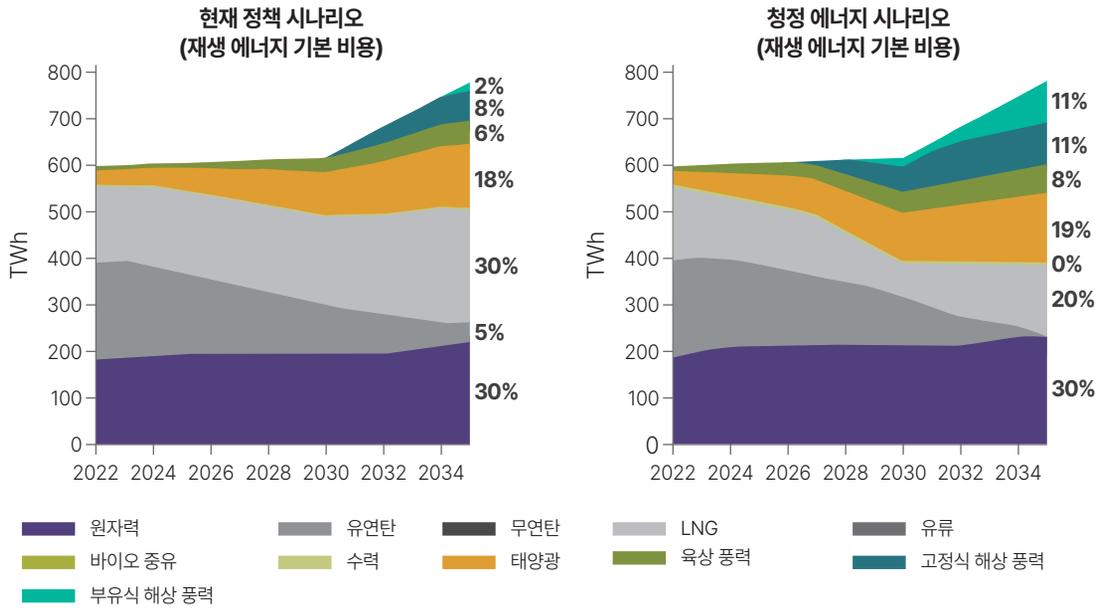
3.1 전력 계통 구성(발전, 송전, 저장 장치)

전력 수요가 크게 증가하더라도 석탄 발전소나 신규 천연가스 발전소 없이 80%의 청정 전력망을 안정적으로 운영할 수 있다

2035년까지 예상되는 전력 수요 증가를 고려하더라도 80%의 청정 전력망으로도 연중 모든 시간대에 수요를 충족할 수 있는 충분한 에너지를 안정적으로 공급할 수 있다. 풍력과 태양광이 일일 발전량의 약 절반을 공급하고 원자력이 30%를 추가로 공급한다. 청정 에너지 시나리오에서는 수력과 원자력의 기존 발전 용량을 유지하고(이미 계획된 폐기는 제외), 2035년까지 기존 석탄 발전소를 모두 폐기하며 새로운 화석 연료 발전소는 건설하지 않는다. 전력 수요가 매우 높거나 재생 에너지 발전량이 매우 낮은 기간에는 기존 천연가스와 원자력 발전소를 배터리 저장 장치와 비용 효율적으로 결합하여 풍력 및 태양광 발전과 수요 사이의 불일치를 보완한다. 전체적으로 천연가스 발전소는 연간 전력 생산량의 약 20%를 공급하게 되는데, 현재 32%를 공급하고 있으므로 역할이 축소되었다.

현재 정책 시나리오에서 전체 발전량 중 청정 에너지의 비중은 2022년 35%에서 2035년 65%로 증가하며, 신규 발전 용량은 모두 청정 에너지에서 발생한다. 반면, 청정 에너지 시나리오에서는 2035년에 청정 에너지 발전량이 80%에 도달한다. 청정 에너지 시나리오에서 청정 에너지의 점진적인 증가는 육상 풍력과 해상 풍력, 태양광 발전의 확장을 통해 실현된다(그림 7).

그림 7. 2035년 한국의 전원구성

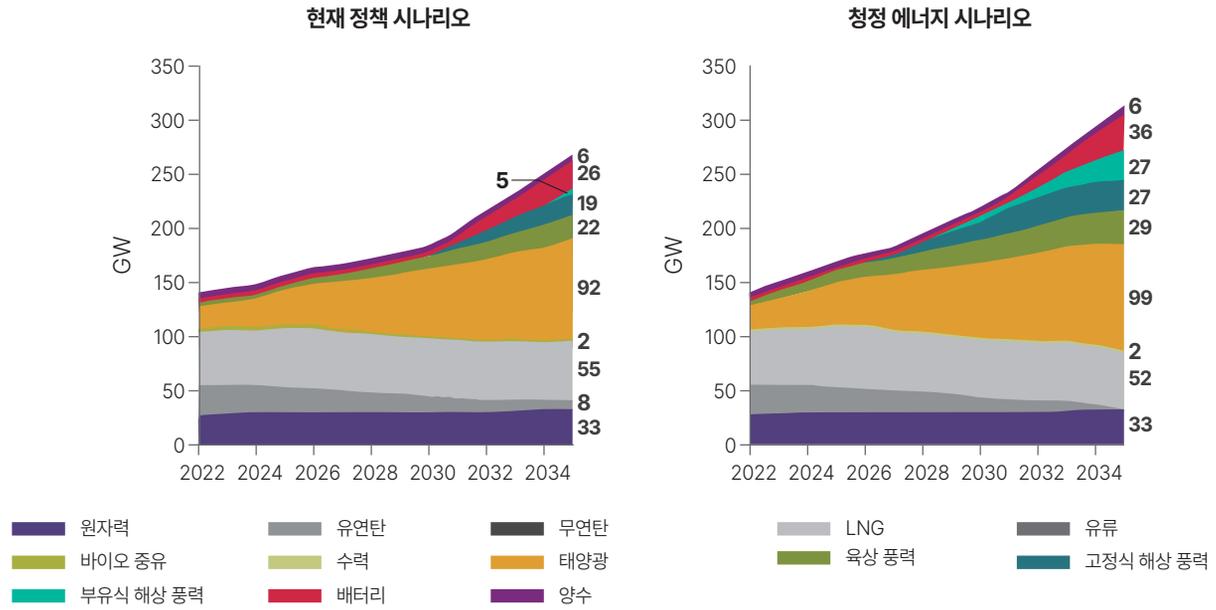


석탄 화력 발전을 추가하지 않고도 전력 수요를 충족할 수 있다

현재 정책 시나리오에서는 건설 중인 석탄 화력 발전기 5.4GW와 2035년에 설치되는 LNG 발전기 2.5GW를 제외하고 새로 추가되는 발전 용량은 모두 청정 에너지 자원이다(그림 8). 현재 정책 시나리오에서 풍력 발전 용량과 태양광 발전 용량은 정부의 2030년 목표인 67.5GW에 따라 2030년 75GW에 도달한 후 2035년 139GW로 증가한다. 또한 에너지 저장 장치는 비용이 하락함에 따라 배치가 빠르게 증가하여 2025년에는 총 8.5GW, 2035년에는 32.9GW에 달할 것으로 예상된다. 청정 에너지 시나리오에서는 풍력 발전과 태양광 발전, 배터리 저장 용량이 현재 정책 시나리오보다 더 빠르게 증가한다(그림 8). 두 시나리오의 차이는 2022~2025년 기간부터 시작되는데, 현재 정책 시나리오에서는 재생 에너지 용량이 38GW에 불과한 반면 청정 에너지 시나리오에서는 2025년이면 재생 에너지 용량이 50GW에 달한다. 청정 에너지 시나리오에서 풍력 발전 용량과 태양광 발전 용량은 2030년까지 110GW, 2035년까지 182GW로 증가하여 현재 정책 목표에서 요구하는 것보다 37% 더 높다. 또한 청정 에너지 시나리오에서는 에너지 저장 용량이 2035년까지 42.3GW로 증가한다.

현재 정책 시나리오와 청정 에너지 시나리오 모두에서 석탄 화력 발전소는 연간 운영 시간이 급격히 감소하고 운영 시간의 변동성이 증가하여 큰 변화를 보인다. 현재 정책 시나리오에서 석탄 발전소의 연간 평균 가동 시간은 2022년 연간 7,800시간(설비 이용률 80%)에서 2035년 연간 6,250시간(설비 이용률 59%)으로 감소한다. 청정 에너지 시나리오에서는 이 수치가 0으로 떨어진다.

그림 8. 2035년까지의 한국의 전체 발전설비용량

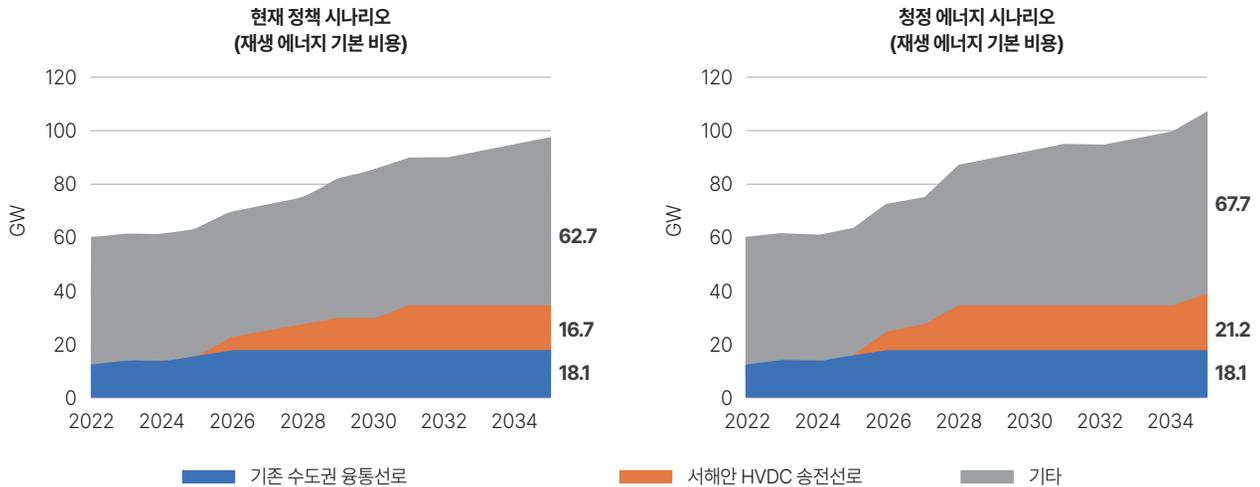


투자 규모를 점진적으로 늘려도 청정 에너지 송전 용량을 충분히 구축할 수 있다

현재 정책 시나리오와 청정 에너지 시나리오는 모두 2022년부터 2025년까지 새로운 지역 간 송전 용량을 추가하지 않는데, 이는 2022년 이전에 비용 효율적인 용량이 모두 건설되었음을 시사한다. 청정 에너지 시나리오에서 지역 간 송전 용량은 2022년 60GW에서 시작하여 2030년에는 92.5GW, 2035년에는 107GW로 증가한다. 이는 현재 정책 시나리오에서의 2035년 송전 용량 97.5GW보다 9.5GW(5%) 높은 수치다. 청정 에너지 시나리오에서는 2022년에 비해 지역 간 송전 용량이 25GW, 서해안 송전선로가 21GW 증가한다(그림 9). 이 결과는 다음과 같은 세 가지 주요 요인으로 설명할 수 있다.

- 태양광 발전과 육상 풍력 발전의 설치 비용이 급격히 감소함에 따라 이 모델은 자원의 품질이 높은 지역에서 장거리 송전선을 통해 수입하는 대신 부하와 더 가까운 곳에 자원을 비용 효율적으로 구축할 수 있다.
- 전력망 규모 에너지 저장 장치의 비용이 낮아져, 전력망 균형에 필요한 신규 송전 투자가 상당히 줄어든다.
- 2022년에서 2035년 사이의 전력 수요 증가로 인해, 현재 정책 시나리오와 청정 에너지 시나리오는 모두 큰 폭의 송전 투자 증가를 요구한다. 단, 현재 정책 시나리오에 비해 청정 에너지 시나리오에서는 재생 에너지 발전 비중이 높아 송전 투자의 필요성이 상대적으로 조금 더 증가한다.

그림 9. 현재 정책 시나리오와 청정 에너지 시나리오에서 2035년까지 송전 용량 확장

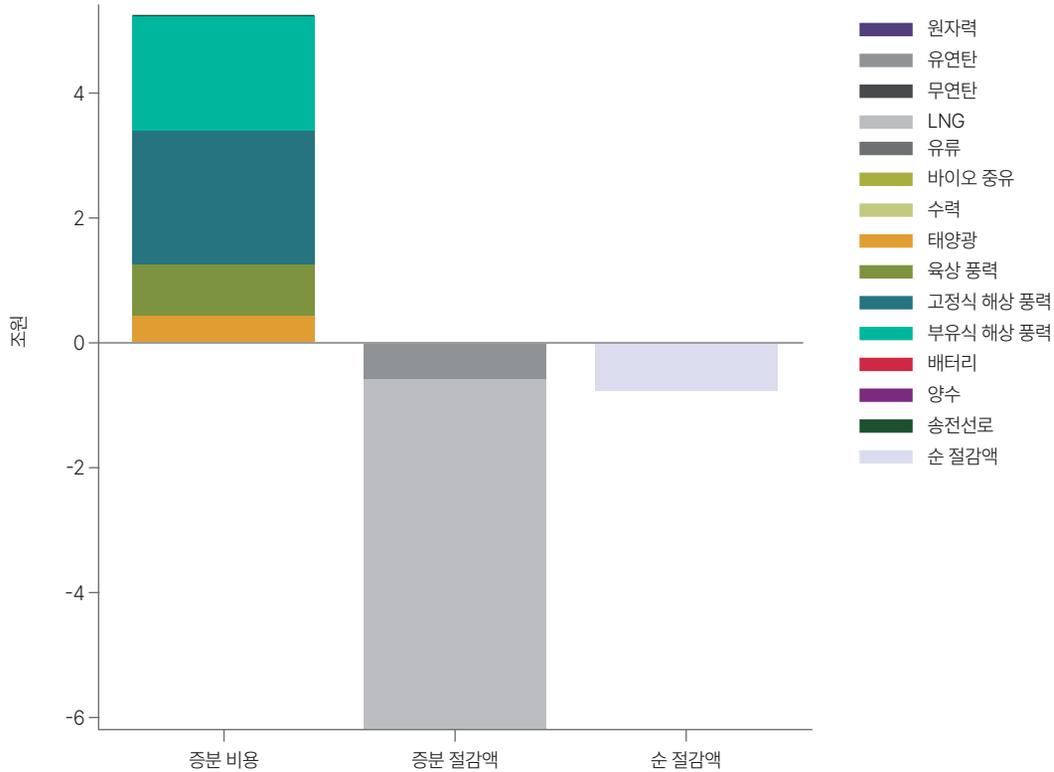


3.2 비용, 신뢰도 및 환경 영향

청정 에너지 보급으로 전력 공급 비용을 줄일 수 있다

청정 에너지 시나리오에서의 2035년 전력 공급 비용⁷은 현재 정책 시나리오보다 2% 낮다. 이는 청정 에너지 시나리오에서 풍력, 태양광, 배터리, 송전 설비 증설에 따라 증가한 비용(연간 5조 4,000억 원)이 석탄 및 천연가스 연료와 운영을 통한 절감액(연간 5조 6,000억)과 석탄 발전에 대한 신규 투자 회피 비용(연간 6,000억 원)보다 적기 때문이다(그림 10). 청정 에너지 시나리오의 낮은 전력 공급 비용은 현재 정책 시나리오에서의 풍력 발전과 태양광 발전 용량 추가 제한이 비용 효율적인 수준보다 낮다는 것을 암시한다.

그림 10. 현재 정책 시나리오 대비 청정 에너지 시나리오의 연간 증분 비용, 증분 절감액 및 순 절감액



⁷ 이 보고서에 사용된 전기 공급 비용은 Abhyankar et al.(2022)와 Phadke et al.(2020)과 같은 다른 보고서에서는 "도매 비용"으로 정의된다. 이 비용에는 설치 용량, 고정 O&M, 발전용 연료 비용, 저장 비용, 지역 간 송전을 위한 설치 용량 비용이 포함된다.

2025년에는 청정 에너지 시나리오의 전체 누적 투자액이 현재 정책 시나리오의 투자액보다 다소 높은 편이지만(2.3조원), 2035년에는 두 시나리오 간 누적 투자액 차이가 거의 55.5조원(86%)으로 증가한다(그림 11). 위에서 설명한 바와 같이, 이러한 대규모 투자를 위한 자원은 기본적으로 석탄 및 LNG 연료비를 절감하여 조달한다.

그림 11. 발전 및 송전을 위한 누적 신규 설비 투자 규모

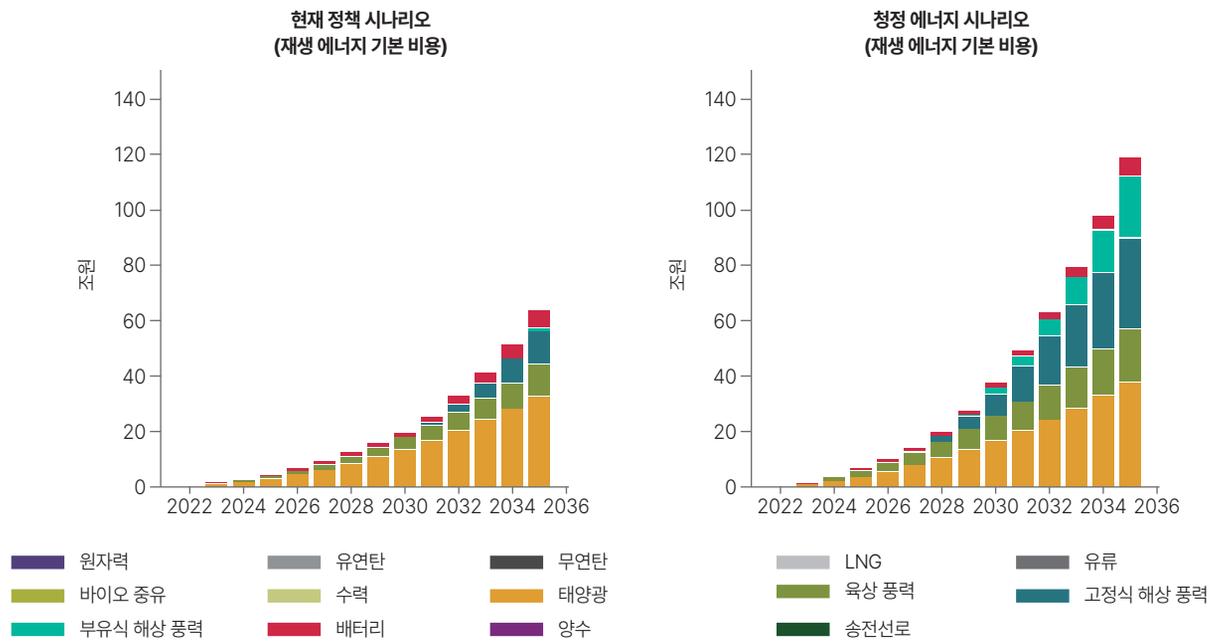
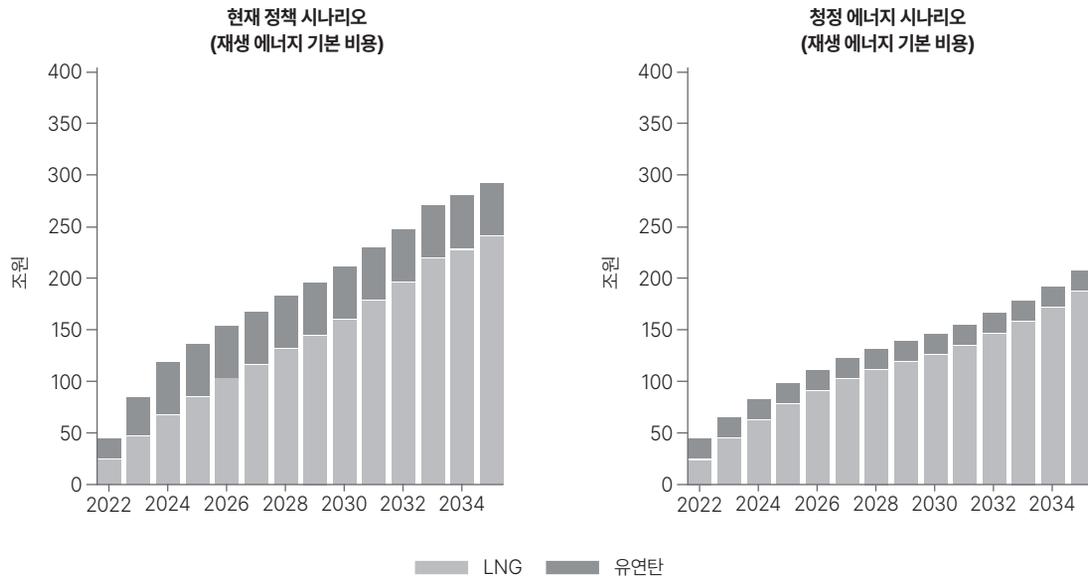


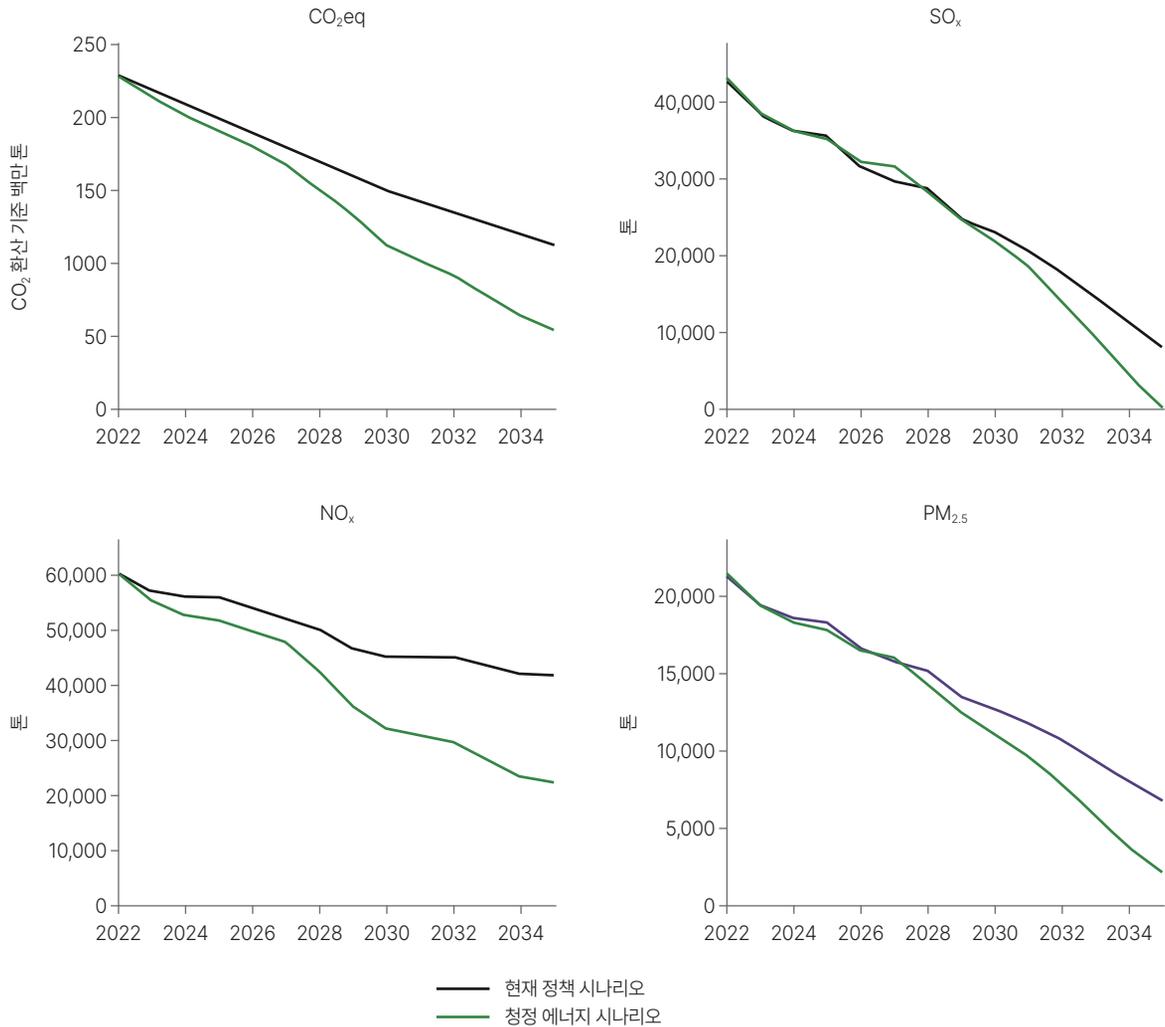
그림 12. 전력 생산을 위한 누적 수입 연료 비용



청정 에너지로 CO₂eq 배출량을 76% 감축하여 환경과 국민 건강 복지에 상당한 이점을 제공한다

현재 정책 시나리오에서는 2035년까지 이산화탄소 환산량(CO₂eq), 황산화물(SO_x), 질소산화물(NO_x), 미세먼지(PM2.5)의 배출량이 2022년보다 각각 51%, 81%, 31%, 68%씩 감소한다. 청정 에너지 시나리오에서는 2022년에서 2035년 사이에 CO₂eq 배출량이 76% 감소하여 54MtCO₂eq까지 줄어든다(그림 11). 또한 황산화물 배출량은 100%(8,000톤), 질소산화물 배출량은 46%(19,000톤), 미세먼지(PM2.5) 배출량은 69%(5,000톤)가 감소한다.

그림 13. 2035년까지 전력 부문에서의 이산화탄소 환산량, 황산화물, 질소산화물, 미세먼지(PM2.5) 배출량

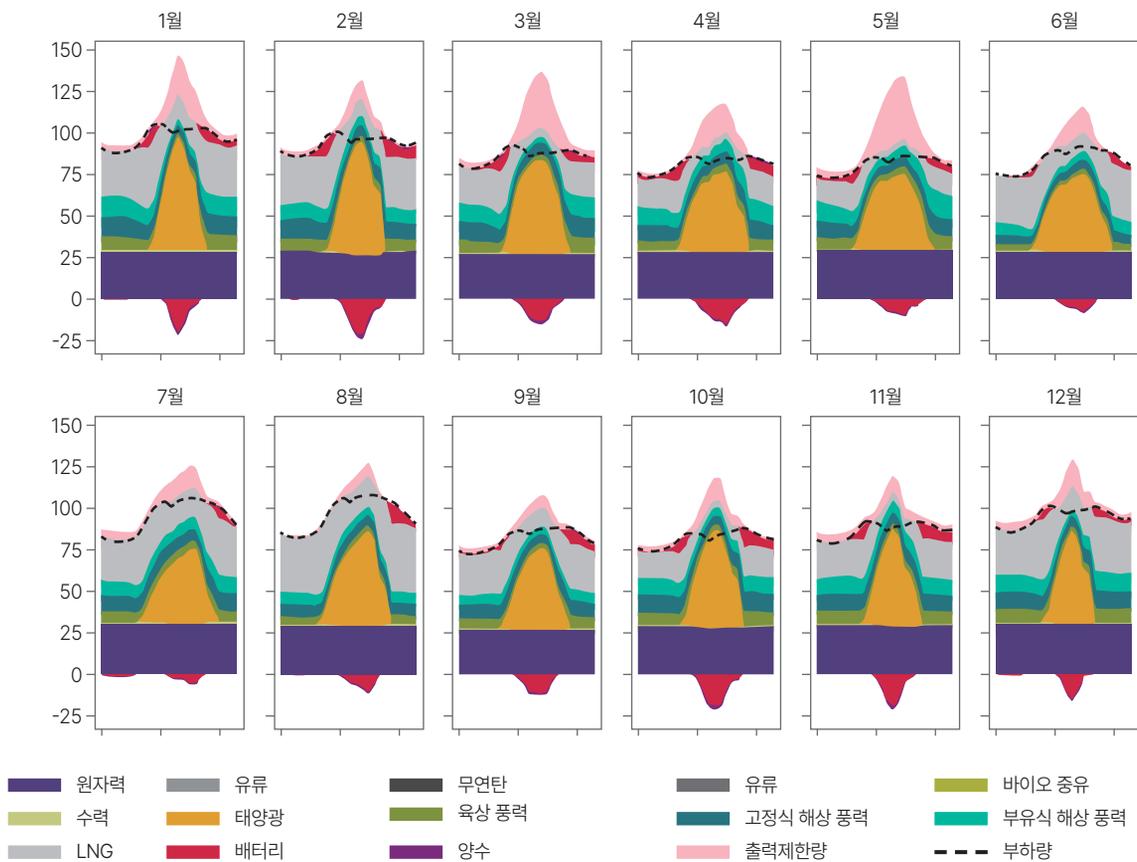


3.3 민감도 분석

청정 에너지 시스템으로 석탄 화력 발전소 퇴출에도 전력 수요를 안정적으로 충족할 수 있다

30년의 수명을 다한 석탄 화력 발전소를 폐지함에 따라 2035년 한국의 석탄 발전 용량은 7GW로 약 15GW 감소한다. 그럼에도 불구하고 청정 자원이 80%를 차지하는 전력 시스템은 여전히 전력 수요를 충족할 수 있으며, 대규모 가스 발전과 배터리 저장을 통해 용량 부족을 보완함으로써 여름과 겨울 순 부하가 가장 높은 주간(weeks)에도 8%의 운영 예비력을 제공할 수 있다(그림 14). 재생 에너지 출력 제한은 봄철, 특히 전력 수요가 낮은 3월과 5월에 가장 빈번하게 발생했다.

그림 14. 석탄 발전소 퇴출 시 2035년 전국 시스템의 월별 평균 시간당 급전량



재생 에너지의 감축에도 불구하고 2035년 여름과 겨울 순 부하가 가장 높은 주간의 재생 에너지 점유율(즉, 전체 발전량에서 재생 에너지가 기여하는 비율)은 각각 36% 내외와 46% 내외이다(그림 15, 그림 16).

그림 15. 2035년 여름철 순 부하가 가장 높은 주간의 전국 시스템 급전량

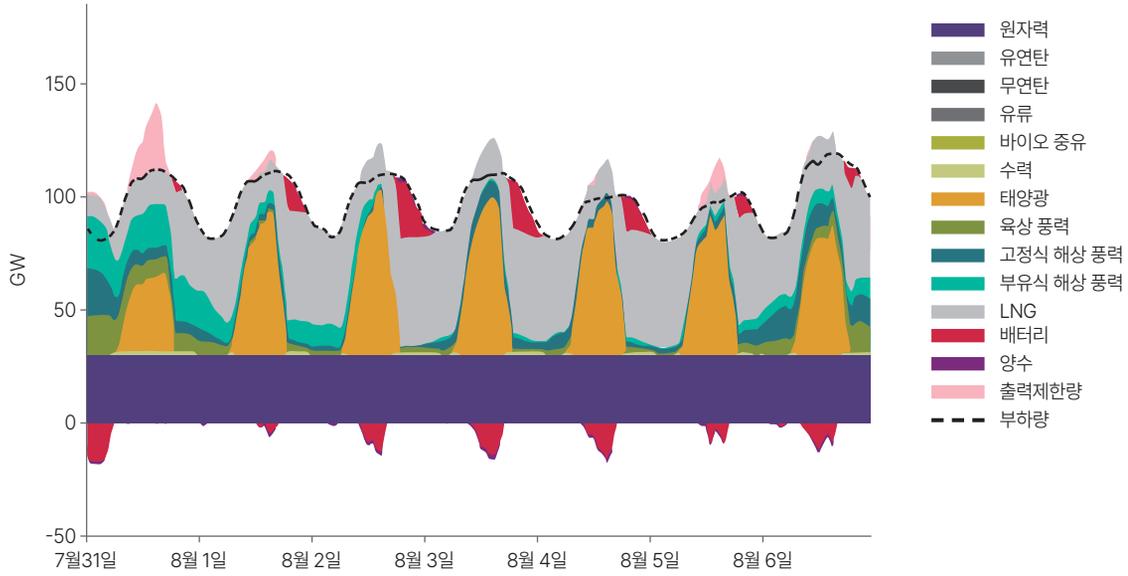
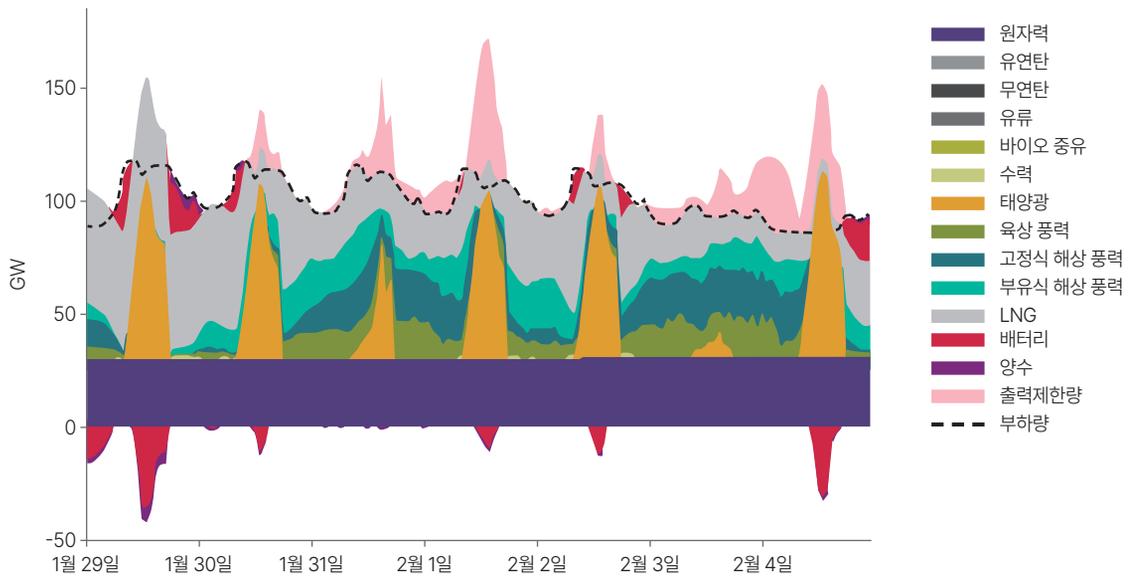


그림 16. 2035년 겨울철 순 부하가 가장 높은 주간의 전국 시스템 급전량



수요가 적은 봄가을 기간에도 전력 공급이 안정적으로 이루어졌다. 봄가을에는 천연가스 발전량이 여름과 겨울에 비해 크게 감소했으며, 특히 봄철에 재생 에너지 출력 제한이 크게 늘었다. 이는 재생 에너지의 잉여 에너지가 에너지 저장 시스템으로 흡수할 수 있는 양을 초과했음을 나타낸다. 그러나 가을에는 에너지 저장 시스템이 활발히 활용되어 재생 에너지 출력 제한이 적었다(그림 17, 그림 18).

그림 17. 2035년 봄철 순 부하가 가장 낮은 주간의 전국 시스템 급전량

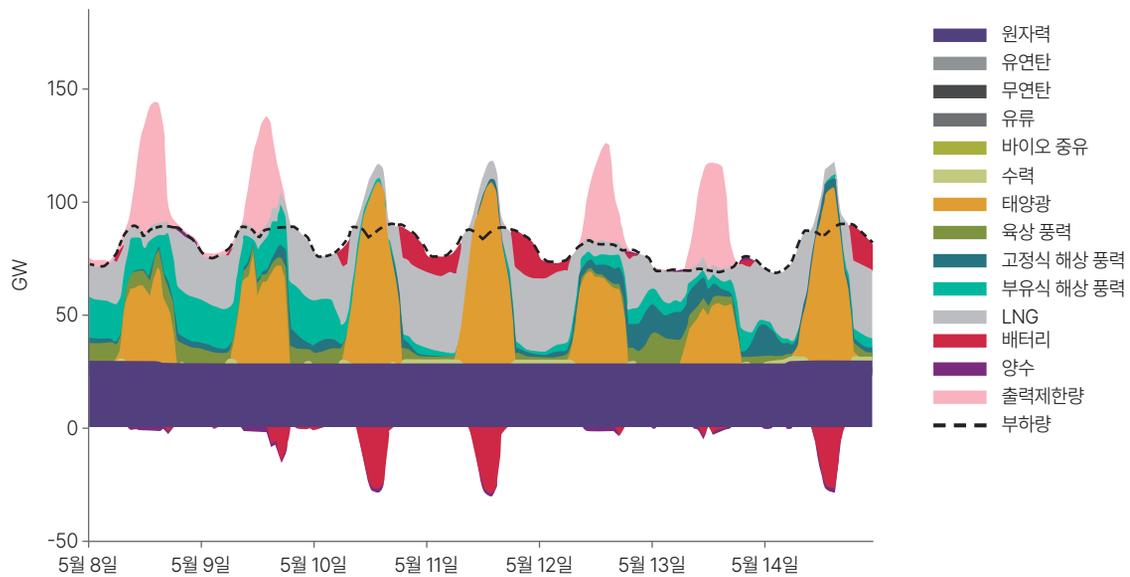
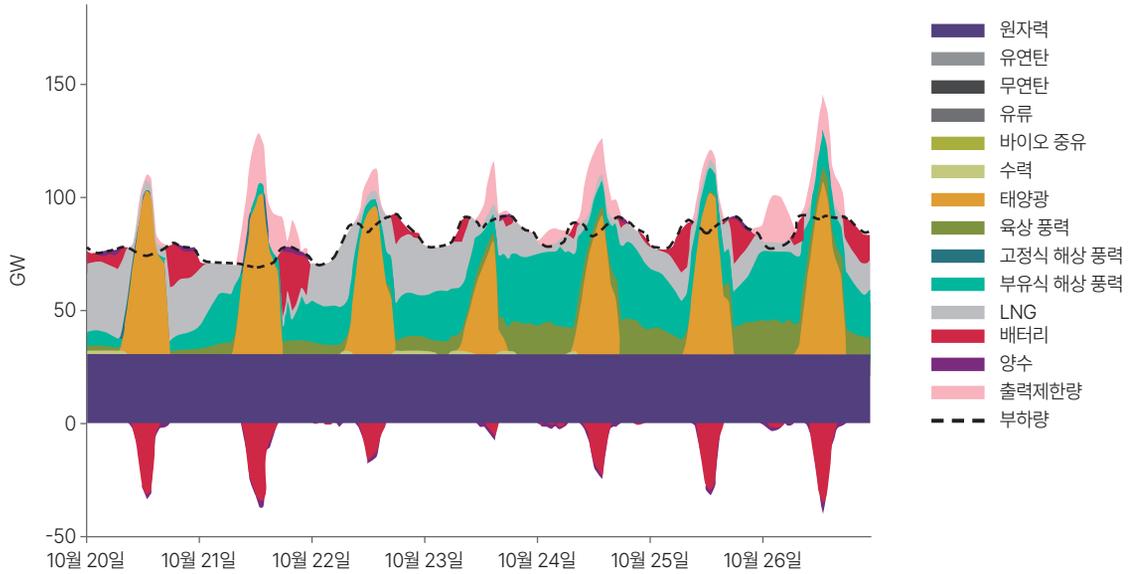


그림 18. 2035년 가을철 부하가 가장 낮은 주간의 전국 시스템 급전량



80% 청정 전력 시스템은 LNG 발전과 저장 장치 운영을 늘려 순 부하가 가장 높은 주간에 수요 충격이 발생하더라도 비정상적으로 높은 수요를 충족할 수 있는 충분한 자원을 보유하고 있다.

예상하지 못한 10%의 수요 증가(즉, 수요 충격)가 발생하면 최대 수요가 거의 12GW 증가하지만 시스템은 여름철과 겨울철의 순 부하가 가장 높은 주간에 여전히 수요를 충족할 수 있는 충분한 자원을 보유하고 있다(그림 19, 그림 20).

그림 19. 2035년 여름철 순 부하가 가장 높은 주간에 10%의 수요 충격이 발생한 경우 전국 시스템 급전량

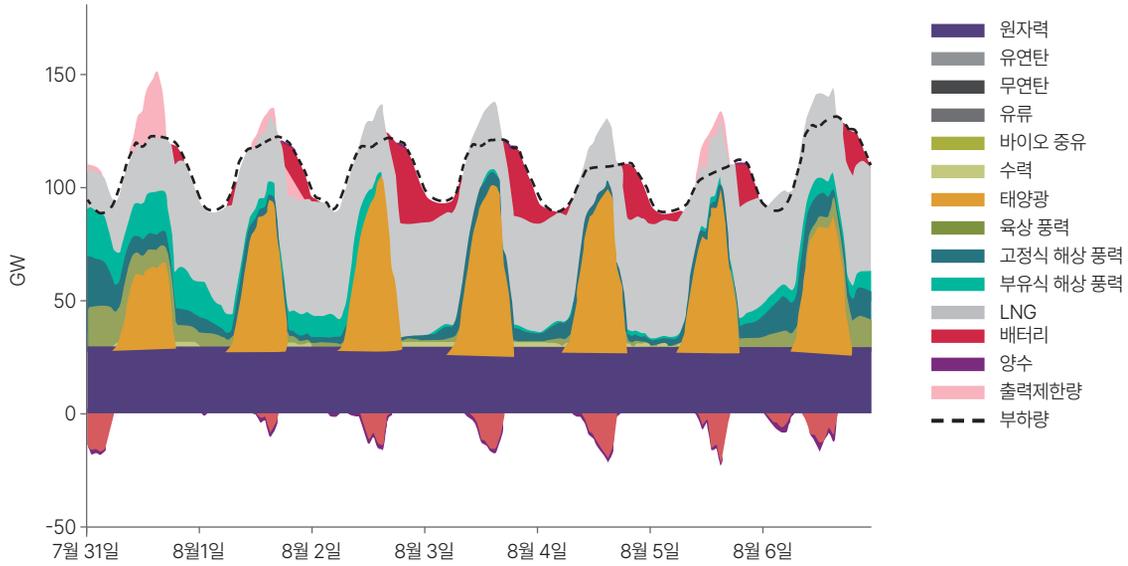
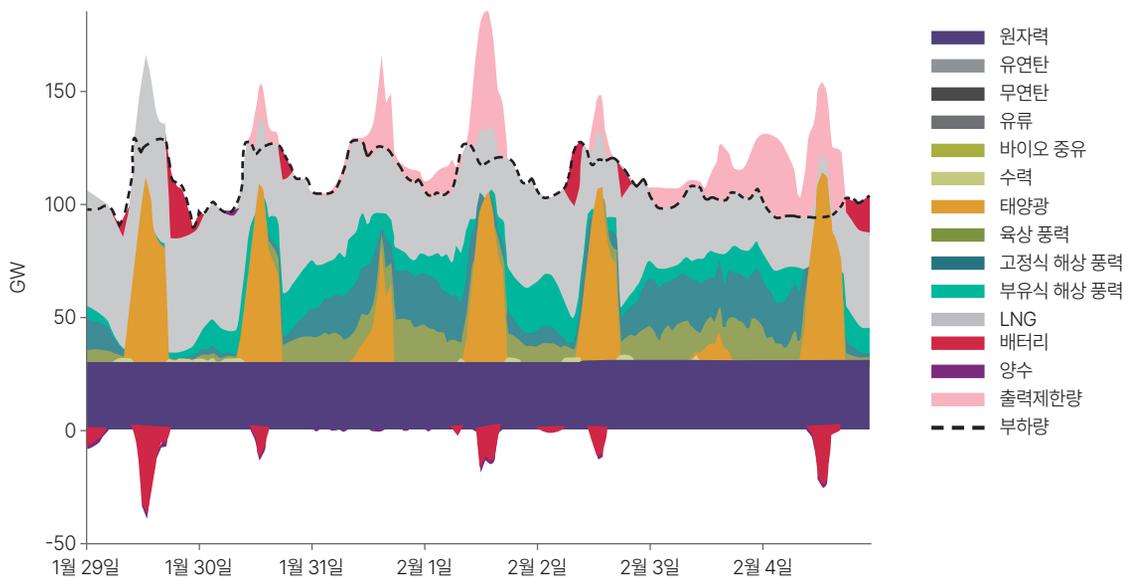


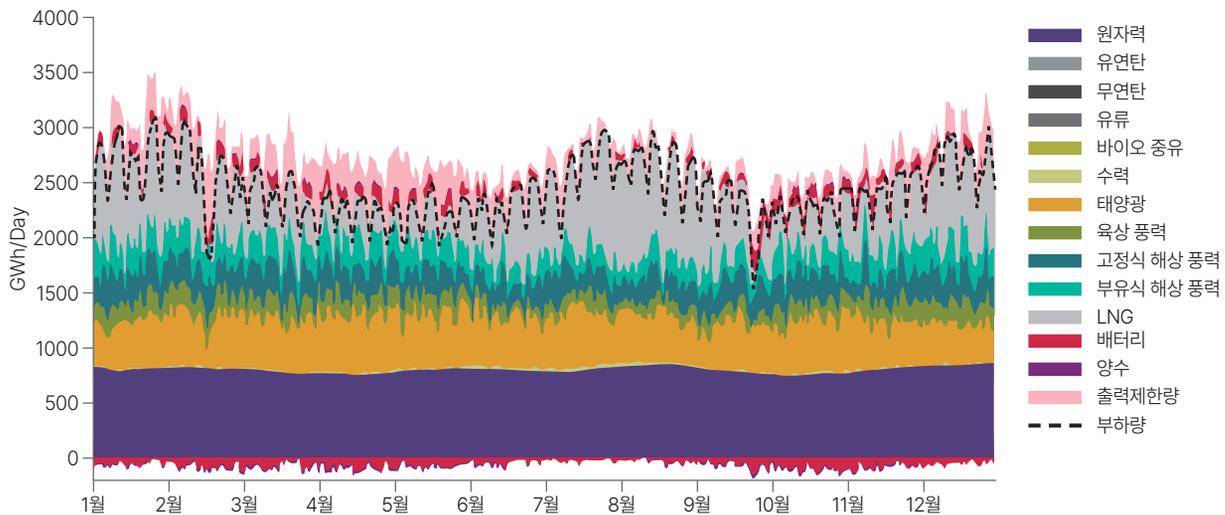
그림 20. 2035년 겨울철 순 부하가 가장 높은 주간에 10%의 수요 충격이 발생한 경우 전국 시스템 급전량



대규모 에너지 저장 장치를 완비하여 날씨의 급격한 변화에도 안정적인 청정 에너지 전력망을 제공할 수 있다

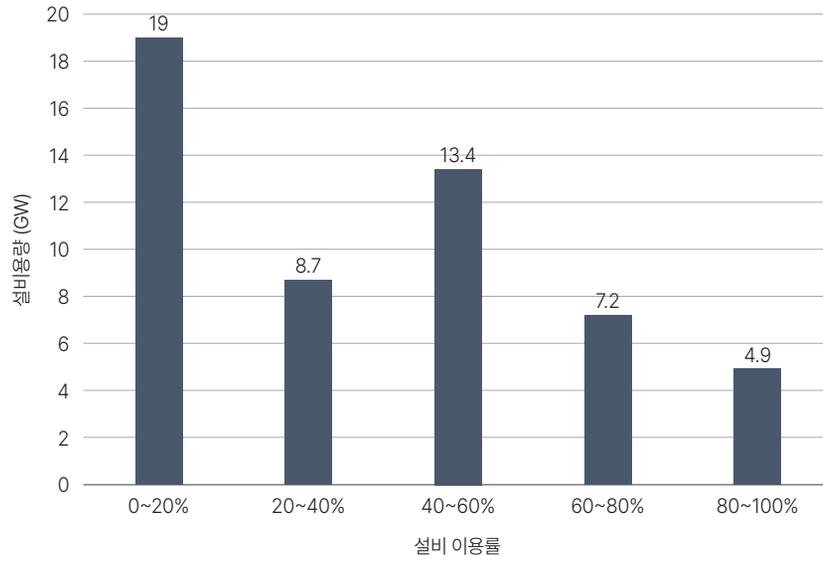
재생 에너지 발전량이 적거나 수요가 많은 기간에도 전원구성이 모든 시간대의 시스템 수요를 충족하는지 확인하기 위해 6만 시간 이상(즉, 7개 기상 연도의 매시간) 청정 에너지 시나리오의 시간별 운영을 시뮬레이션했다. 그 결과, 42.3GW의 에너지 저장 설비를 갖춘 청정 에너지 시나리오의 80% 청정 전력 시스템은 2035년 전력 수요를 충족하기에 충분하다는 것을 보여 준다(그림 21). 천연가스 요구량은 모든 기상 조건에서 풍력 발전량이 크게 감소하는 8월에 가장 높다. 전체 7년 시뮬레이션 기간 동안 50GW 이상의 천연가스 발전이 필요한 시간은 30시간 미만이며, 총 19GW에 달하는 천연가스 발전소의 설비 이용률은 20% 미만이었다(그림 22). 이러한 가스 발전소의 낮은 가동률은 보다 적극적인 수요 반응이나 이 연구에는 포함되지 않은 P2X(Power-to-X)⁸의 활용을 통해 개선될 수 있다.

그림 21. 2035년 청정 에너지 시나리오에서 7년간의 기상 조건에 따른 일일 평균 국가 시스템 급전량



⁸ P2X는 재생 에너지를 수소, 합성 천연가스, 액체 연료 등 다양한 형태의 에너지 운반체로 변환하는 기술 그룹을 의미한다. P2X의 'X'는 이 공정을 통해 생산할 수 있는 가변 에너지 운반체를 의미한다.

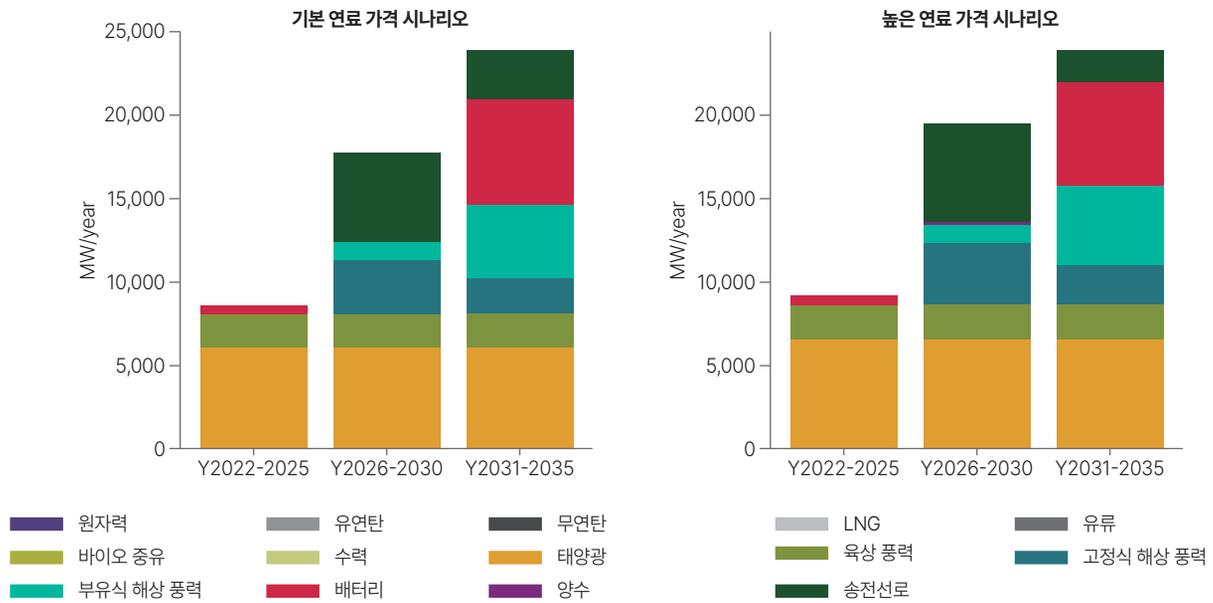
그림 22. 2035년 청정 에너지 시나리오에서 이용률에 따른 연간 천연가스 발전소 설비용량



높은 연료 가격은 재생 에너지와 저장 장치 구축을 가속화한다

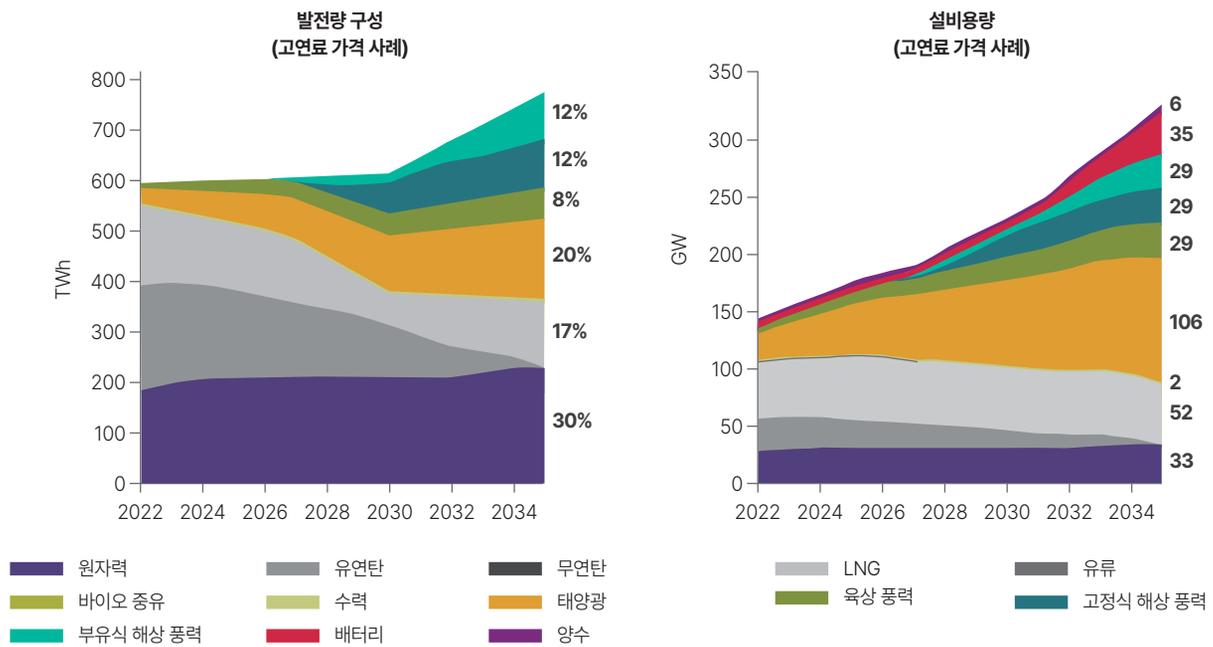
태양광 발전은 주로 2020년대에, 해상 풍력 발전과 배터리 발전은 2030년대에 크게 늘어날 것으로 예상된다. 높은 연료 가격 사례에서는 배터리와 해상 풍력을 조기 배치할 필요가 있으며, 재생 가능한 더 많은 자원을 지원하기 위해 송전이 더 많이 필요하다(그림 23).

그림 23. 기본 및 높은 연료 가격 시나리오에 따른 청정 에너지 시나리오의 연간 평균 설비용량 추가



연료 가격이 높은 사례(그림 24)에서는 태양광 기술과 풍력 기술이 석탄이나 LNG보다 훨씬 저렴해져서 기존 연료 가격 사례에 비해 2035년까지 태양광과 풍력이 11GW 추가로 설치될 것으로 예상된다.

그림 24. 2022~2035년, 높은 연료 가격 시나리오에서 청정 에너지 시나리오의 발전량 구성 및 설비용량



기준 연료 가격일 때, 발전과 송전에 대한 2035년까지의 누적 신규 설비 투자액은 총 120조 원이다. 높은 연료 가격을 적용하면 이 수치는 129조 원으로 증가한다(그림 25). 앞서 언급한 바와 같이, 이러한 추가 투자 비용은 기본적으로 연료비 절감으로 조달된다.

그림 25. 연료 가격 시나리오에 따른 청정 에너지 시나리오에서의 발전 및 송전에 대한 누적 신규 자본 투자

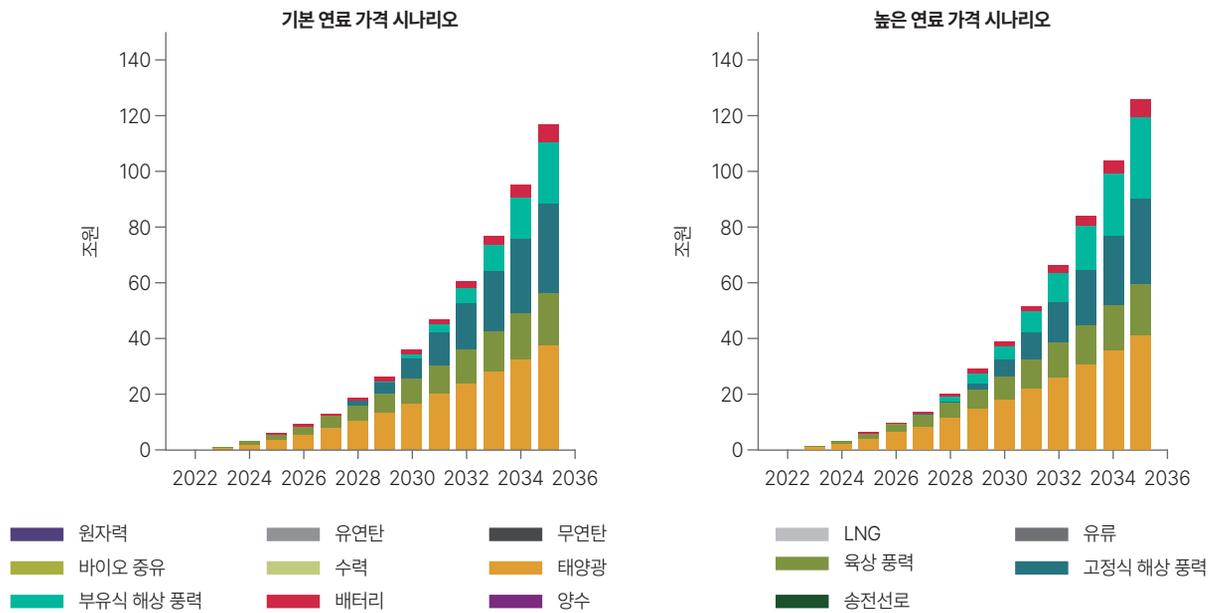
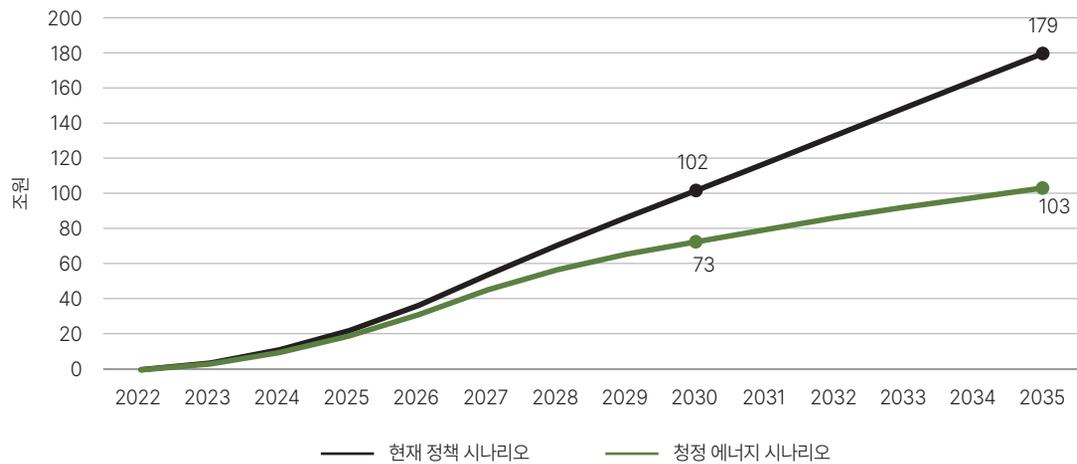


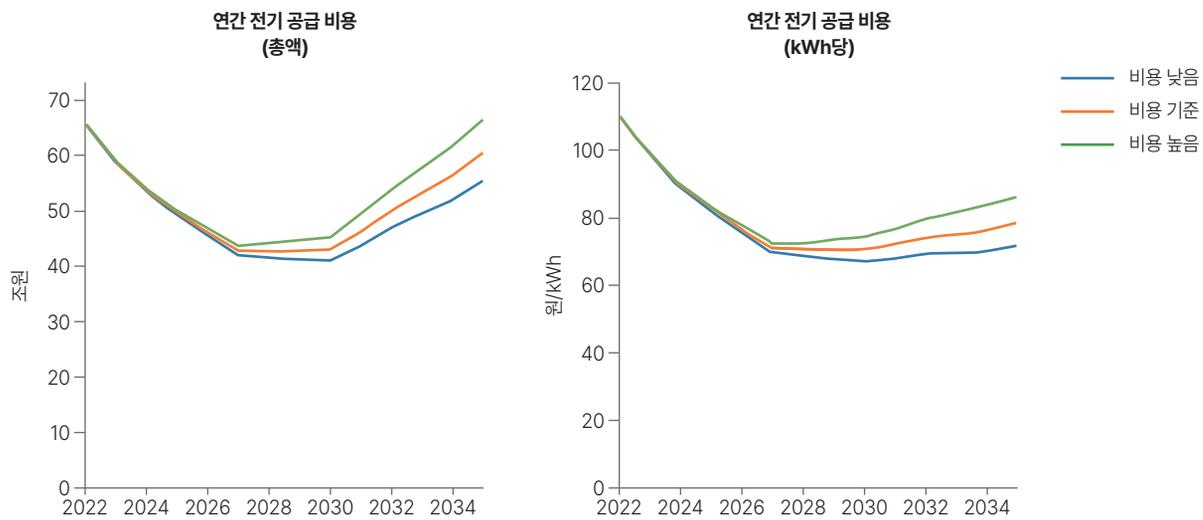
그림 26은 높은 연료 가격 시나리오에서 청정 에너지 시나리오가 현재 정책 시나리오에 비해 한국의 발전용 수입 연료 비용을 얼마나 절감할 수 있는지 보여 준다. 현재 정책 시나리오의 전원 구성을 적용하면 2022년부터 2035년까지 발전용 수입 연료 비용은 총 179조 원 발생하지만, 청정 에너지 시나리오의 전원 구성을 적용하면 이 수치는 103조 원으로 76조 원 감소한다. 청정 에너지 시나리오에서 한국은 국내 재생 에너지원의 비중이 높을수록 연료 가격 변동에 따른 영향을 억제하고 에너지 안보를 개선할 수 있다.

그림 26. 현재 정책 시나리오와 청정 에너지 시나리오에서의 발전용 수입 연료의 누적 비용 비교(높은 연료 가격 시나리오)



재생 에너지 비용과 저장 장치 비용에 대한 민감도 분석에 따르면 전기 공급 비용에 미치는 영향은 10% 증가(재생 에너지 비용과 저장 비용이 높다는 조건하에서)에서 2035년까지 8% 감소(재생 에너지 비용과 저장 비용이 낮다는 조건하에서)에 이르는 것으로 나타났다(그림 27). 한편, 2030년 이후 전력 공급 비용이 급격히 증가하는 것은 두 가지 주요 요인에 기인한다. 첫 번째 요인은 앞서 살펴본 바와 같이 2030년 이후 발생하는 전체 발전량의 증가이며(그림 3), 두 번째 요인은 2028년부터 매년 상승하는 연료 가격이다(그림 5). 이러한 비용 증가가 단위당 전기 공급 비용(그림 27, 오른쪽 패널)에 미치는 영향은 재생 에너지 공급원의 비용 절감으로 인해 상당히 완화된다. 이는 비용 절감 효과가 극대화되는 저비용 재생 에너지/저장소 사례에서 특히 두드러진다.

그림 27. 청정 에너지 시나리오에서 재생 에너지와 저장 장치가 각각 저비용/기준 비용/고비용일 때 연간 전기 공급 비용(전체 및 단위당)



4. 주의사항

본 보고서에서는 날씨와 동기화된 부하나 발전량 데이터를 사용하여 한국 전력 시스템에서 실현 가능한 최소 비용 경로를 평가했지만, 80% 청정 전력 시스템의 다른 측면에 대한 이해를 높이기 위해서는 추가 작업이 필요하다. 첫째, 본 보고서는 전체 청정 에너지 기술 포트폴리오를 살펴보기보다는 주로 재생 에너지에 특화된 기술 경로에 초점을 맞추고 있다. 또한 공급지장확률(LOLP), 시스템 관성, 지역 내외에서의 송전선 교류(AC) 조류, 무효 전력 보상 등 교류 전력 시스템에서의 기술적 문제는 추가적으로 평가할 필요가 있다. 이러한 문제를 해결하기 위한 옵션은 첨부된 정책 보고서, “한국 전력 계통의 도전과 기회: 대규모 청정 에너지를 성공적으로 빠르게 보급하기 위한 우선 과제”에서 논의된다.

둘째, 본 연구는 하루 종일이나 하루 중 일부 시간 동안 재생 에너지나 부하를 잘못 예측하여 발생하게 될 운영상의 영향을 명시적으로 다루지 않았지만, 최저 비용 시스템으로 이러한 예측 오류를 어느 정도 해결하기 위해 생산 비용 모델에 운영 예비력을 포함시켰다.

본 보고서에서 검토한 기술과 접근법은 미래 전력 공급의 심층적인 탈탄소화에 기여하여 시스템 비용을 낮추는 동시에 배출량 감축을 가속화할 수 있다. 전체 전력 시스템 신뢰도 평가를 시도하지는 않았지만, 기상 이변이 발생했을 때나 재생 에너지 발전량이 낮은 시기를 포함한 모든 기간에 수요가 충족되는지 확인하기 위해 시나리오 및 민감도 분석을 수행했다. 이 모델링 접근법은 80% 청정 전력망의 운영이 가능하다는 확신을 준다.

5. 결론 및 향후 계획

풍력, 태양광, 에너지 저장 기술 비용의 지속적인 하락은 국내 전력 부문에서 전력 공급 비용을 낮추고 배출량을 줄일 수 있는 새로운 기회를 창출한다. 본 연구 결과에 따르면 2035년까지 청정 발전 비중을 59%(제10 차 전력 수급 기본 계획)와 65%(현행 정책 시나리오)에서 80%(청정 에너지 시나리오)로 확대하면 전력 공급 비용을 낮추고 한국 정부의 탄소 중립과 대기질 목표를 달성할 수 있다. 청정 에너지 발전 비중이 80%를 차지하는 전력 시스템으로 전환하려면 풍력 발전, 태양광 발전, 에너지 저장 장치의 개발과 통합에 관련된 장애물을 극복해야 한다.

마지막 장에서는 연구의 주요 결론을 요약하고 이를 바탕으로 정책과 규제 변경에 대한 권고 사항을 제공하며, 본 연구를 통해 확인된 향후 연구의 우선순위를 간략하게 설명한다.

풍력, 태양광, 에너지 저장 비용의 하락으로 한국 전력 부문의 경제성이 변화하고 있다. 현재 정책 시나리오와 청정 에너지 시나리오는 한국 전력 부문의 경제성에 대한 새로운 변화를 보여 준다. 두 시나리오 모두에서 가장 저렴하게 전력 수요 증가를 충족하는 방법은 풍력, 태양광, 에너지 저장 장치를 조합하는 것이다. 두 시나리오는 이러한 자원을 조합하는 것이 신규 석탄 화력 발전소를 건설하거나 기존 발전소를 운영하는 것보다 경제적으로 실현 가능성이 더 높음을 시사한다.

한국의 전력 시스템은 높은 수준의 청정 에너지 발전을 통해 안정적으로 운영될 수 있다. 민감도 분석 결과, 2035년의 한국의 전력 시스템은 풍력 발전과 태양광 발전이 50% 포함된 80%의 청정 에너지 전원 구성을 사용한다면 풍력 발전이나 태양광 발전이 장기간 저조하거나 예상치 못한 부하가 증가하더라도 높은 수준의 신뢰도를 유지할 수 있는 것으로 나타났다. 풍력, 태양광, 에너지 저장 장치의 수준이 높아짐에 따라 신뢰도 문제는 용량 적정성만의 문제에서 용량과 에너지 적정성을 결합한 문제로 전환될 것이다. 자원 적정성을 보장하는 데 신규 석탄 발전은 필요하지 않다.

청정 에너지 생산에 대한 기존 목표를 초과 달성하면 추가적인 배출 감소와 건강 및 에너지 안보 혜택을 누릴 수 있다. 청정 에너지 발전 비중을 80%까지 높이면 이산화탄소 배출량, 건강에 대한 위협, 낮은 대기질로 인한 사망률을 크게 줄일 수 있다. 경제 분야 전체에서의 광범위한 전력화를 실현한다면 배출량 감소와 건강상의 이점은 본 연구의 추정치(3.2절)보다 훨씬 더 크게 나타날 것이다. 예를 들어, 운송 수단의 전력화와 전기차 배터리 충전을 위한 청정 에너지 발전으로의 전환이 가속화되면 차량 배기가스와 발전소에서의 배출이 모두 감소할 것이다. 전력화와 청정 에너지 발전의 가속화는 한국의 기후 목표를 향한 빠른 진전을 돕는 강력한 도구가 될 것이다. 또한 청정 에너지 시나리오에 따르면 석탄과 천연가스 수입 비용은 2022년 48조 1,000억 원에서 2035년 18조 5,000억 원으로 61.5% 감소할 것으로 예상된다.

비용 효율적인 수준의 청정 에너지 생산에 도달하려면 풍력, 태양광, 저장 장치 개발과 통합을 가로막는 장애물을 극복해야 한다. 청정 에너지 시나리오에는 전례 없는 규모의 풍력, 태양광, 에너지 저장 장치 개발이 포함된다. 풍력 발전과 태양광 발전은 2030년에 거의 110GW에 달하고 2035년에는 182GW를 조금 넘을 것이다. 에너지 저장은 2022년 6.1GW에서 2035년 42.3GW로 증가한다. 이러한 규모의 청정 에너지 시스템을 성공적으로 전력망에 추가하려면 기술이 더욱 빠르게 개발되고 통합되어야 하며, 이를 위해서는 규제와 시장, 전력 시스템 운영, 토지 이용 등에 변화가 필요하다.

저비용 재생 에너지 경로로의 전환은 지금 시작해야 한다. 현재 정책 시나리오와 청정 에너지 시나리오에서 청정 에너지 발전의 비중은 2022년부터 2025년 사이에 차이가 나기 시작한다(그림 7). 이는 변화를 촉진하기 위해서는 2025년 이전에 청정 에너지 보급을 가속화할 수 있도록 정책과 규제를 시급하게 수정해야 함을 시사한다. 풍력 발전과 태양광 발전을 가속화시킬 동력은 있으므로, 단기적으로는 배터리 저장 장치의 빠른 확장을 가로막는 장애물을 낮추는 것이 우선순위가 되어야 한다.

본 연구 결과에 따르면 한국은 재생 에너지와 에너지 저장 비용의 빠른 하락을 활용하여 2035년까지 현재 정책의 요구 사항(재생 에너지 용량 배치 31% 증가)을 초과하는 43GW의 재생 에너지를 비용 효율적으로 추가로 배치하여 안정적인 전력망을 유지할 수 있다. 따라서 우리는 한국이 탄소 중립을 향한 진전을 가속화하고 기후 변화에 대응하는 동시에 상당한 경제적 이점과 에너지 안보, 환경적 이점을 실현하기 위해 2035년 재생 에너지 및 에너지 저장 장치 배치 목표를 늘릴 것을 권고한다.

위에 요약된 주요 결과는 한국 전력 부문에서 심층적인 탈탄소화를 달성하기 위한 잠재적 전략에 대해 추가적인 분석이 필요한 과제와 정책 권고 사항 및 영역을 보여 준다. 본 보고서와 함께 제공되는 정책 보고서 "한국 전력 계통의 도전과 기회: 대규모 청정 에너지를 성공적으로 빠르게 보급하기 위한 우선 과제"에서도 이러한 내용을 확인할 수 있다. 청정 에너지 전환을 가속화하기 위한 정책에서는 이러한 장애물과 가능한 정책 경로에 대해 자세히 논의한다.

참고문헌

Abhyankar, N. J. Lin, F. Kahrl, S. Yin, U. Paliwal, X. Liu, N. Khanna, A. Phadke, and Q. Luo. 2022. 2035년까지 중국에서 80% 무탄소 전력 시스템 달성. https://energyinnovation.org/wpcontent/uploads/2022/07/China-2035_English.pdf

Abhyankar, N., S. Deorah, and A. Phadke. 2021. 2030년까지 인도의 전력 시스템 투자를 위한 최소 비용 경로. Lawrence Berkeley National Laboratory. <https://eta-publications.lbl.gov/publications/leastcost-pathway-indias-power>

Bistline, J., N. Abhyankar, G. Blanford, L. Clarke, R. Fakhry, H. McJeon, J. Reilly, C. Roney, T. Wilson, M. Yuan, and A. Zhao. 2022. 2030년까지 미국의 탄소 배출량을 50% 이상 줄이기 위한 조치. Science Volume 376 Issue 6569 pp, 922-924. <https://www.science.org/doi/10.1126/science.abn0661>

Burrough, P. A., and McDonell, R. A., 1998. 지리 정보 시스템의 원리(Oxford University Press, New York), 190 pp.

Carbon Neutrality Committee(CNC). 2021. 2050 탄소 중립 시나리오 로드맵. In Korean [https:// www.mofa.go.kr/www/brd/m_4080/down.do?brd_id=235&seq=371662&data_tp=A&file_seq=4](https://www.mofa.go.kr/www/brd/m_4080/down.do?brd_id=235&seq=371662&data_tp=A&file_seq=4)

Denholm, Paul, Trieu Mai, Rick Wallace Kenyon, Ben Kroposki, and Mark O'Malley. 2020. 관성과 전력망: 스피인이 없는 안내서. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-612073856.

전력 통계 정보 시스템(EPsis). 2001년부터 2022년까지 연료 단가(2023). [https:// epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaFucUpfChart.do?menuId=040100](https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaFucUpfChart.do?menuId=040100)

유럽 중기 예보 센터(ECMWF). 2020. 유럽 중거리 기상 예보 센터의 재분석 5세대(ERA-5). [사용자 데이터 접근 날짜]에 액세스함. <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5>

글로벌 모델링 및 동화 사무소(GMAO). 2015. 연구 및 애플리케이션을 위한 현대 시대의 회고적 분석, 버전 2.

대한민국 정부. 2021. 2030년 국가 온실가스 감축 목표(NDC) 개선 계획; 대한민국 정부: 서울, 한국. 한국어. https://www.2050cnc.go.kr/flexer/view/BOARD_ATTACH?storageNo=174

대한민국 정부 2020. 2050 대한민국 탄소중립 전략; 대한민국 정부: 서울, 한국.

녹색 에너지 전략 연구소, 녹색 혁신 연구소, 사단법인 넥스트, 그리고 Agora Energiewende(GESI et al.). 2022. 2050 대한민국 기후 중립 로드맵: K-Map 시나리오. <https://eng.nextgroup.or.kr/?t69CSV35>

기후 변화에 관한 정부간 협의체(IPCC). 2018. 특별 보고서: 1.5°의 지구 온난화. UN IPCC. <https://www.ipcc.ch/sr15/>

국제 에너지 기구(IEA). 2020. 예상 전력 생산 비용: 2020년판. <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>

Kim, H., McJeon, H., Jung, D., Lee, H., Bergero, C., & Eom, J. 2022. 한국의 2050년 탄소 중립 기술 경로 통합 평가 모델링. Energy and Climate Change, 3, 100075.

에너지경제연구원(KEEI). 2021. 에너지 통계 연감, <http://www.kesis.net/>

[FileDownloadAction.do?file=/admin/admin_RegList.jsp/20220425/984301650854985920_11.pdf&oldFile=2](http://www.kesis.net/FileDownloadAction.do?file=/admin/admin_RegList.jsp/20220425/984301650854985920_11.pdf&oldFile=2)

[021_%EC%97%90%EB%84%88%EC%A7%80%ED%86%B5%EA%B3%84%EC%97%B0%EB%B3%B4.pdf](http://www.kesis.net/021_%EC%97%90%EB%84%88%EC%A7%80%ED%86%B5%EA%B3%84%EC%97%B0%EB%B3%B4.pdf)

Lee, K. D. and Kim, K. H.(Lee & Kim). 2020. 재생에너지 보급 확대를 위한 중장기 발전비용(LCOE) 예측 시스템 구축 및 운영. 에너지경제연구원, Ulsan. https://www.keei.re.kr/main.nsf/index.html?open&p=%2Fweb_keei%2Fd_results.nsf%2Fmain_all%2FA10FCB3438C55F4349258669004FC436&s=%3FOpenDocument%26menucode%3DS0%26category%3D%25EA%25B8%25B0%25EB%25B3%25B8%25EC%2597%25B0%25EA%25B5%25AC

산업통상자원부(MOTIE). 2020. 제9차 장기 전력 수급 기본 계획. <https://www.korea.kr/common/download.do?fileId=197018060&tblKey=GMN>

산업통상자원부(MOTIE). 2023. 제10차 장기 전력 수급 기본 계획. https://www.motie.go.kr/common/download.do?fid=bbs&bbs_cd_n=6&bbs_seq_n=68162&file_seq_n=1

국립재생에너지연구소(NREL). 2017. 시스템 관리자 모델(SAM) 버전 2017.9.5. <https://sam.nrel.gov/>

국립재생에너지연구소(NREL). 2022. 2022년 2022 연간 기술 기준선. Golden, CO. <https://atb.nrel.gov/electricity/2022/about>

Park, M., Barrett, M., & Cassarino, T. G.(2019). 비용, 배출량 및 날씨에 따른 시간별 시뮬레이션을 기반으로 한국의 미래 재생 에너지 시나리오 평가. *Renewable Energy*, 143, 13881396.

Park, N. B., Yun, S. J., & Jeon, E. C. 2013. 한국 전력 부문의 재생에너지 전환을 위한 장기 시나리오 분석. *Energy Policy*, 52, 288-296.

Phadke, A., U. Paliwal, N. Abhyankar, T. McNair, B. Paulos, D. Wooley, and R. O'Connell. 2020. 2035년 보고서 - 태양광, 풍력, 배터리 비용의 급락으로 청정 전기의 미래가 가속화될 수 있다. <https://www.2035report.com/electricity/>

Shiraishi, K, WY Park, N. Abhyankar, U. Paliwal, N. Khanna, T. Morotomi, J. Lin, and A. Phadke. Lawrence Berkeley National Laboratory. 2023. 2035년 일본 보고서 - 태양광, 풍력 및 배터리 비용의 급락으로 일본의 깨끗하고 독립적인 전력 미래를 가속화할 수 있다. https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl_2035_japan_report_english_02.27.pdf

Song, Y. H., Kim, H. J., Kim, S. W., Jin, Y. G., & Yoon, Y. T. 2018. 한국의 합리적인 에너지 전환 전략은 어떻게 찾을 수 있는가?: 전력시장 시뮬레이션을 기반으로 한 정량적 분석. *Energy Policy*, 119, 396-409.

기후 변화에 관한 유엔 기본 협약(UNFCCC). 2021. 대한민국 최초의 국가 온실가스 감축 목표 강화. https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/211223_The%20Republic%20of%20Korea%27s%20Enhanced%20Update%20of%20its%20First%20Nationally%20Determined%20Contribution_211227_editorial%20change.pdf

미국 에너지 정보국(EIA). 2022. 2022년 연간 에너지 전망 내러티브. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2022_Narrative.pdf

부록 A. 모델링 접근법

높은 재생 에너지 보급률이 전력 시스템에 미치는 영향을 평가하기 위한 최신 방법론은 용량 확장 및 생산 비용 모델을 사용하는 것이다. 본 연구에서는 용량 확장 및 생산 비용 모델인 PLEXOS를 사용하여 계통 신뢰도(예비력) 요건, 기술 자원 제약, 정책 제약에 따라 2022년부터 2035년까지 지역별 전력 수요 요건을 충족하는 최소 비용("최적") 전원 구성과 지역 간 송전 투자를 평가한다(Abhyankar 외. 2022).

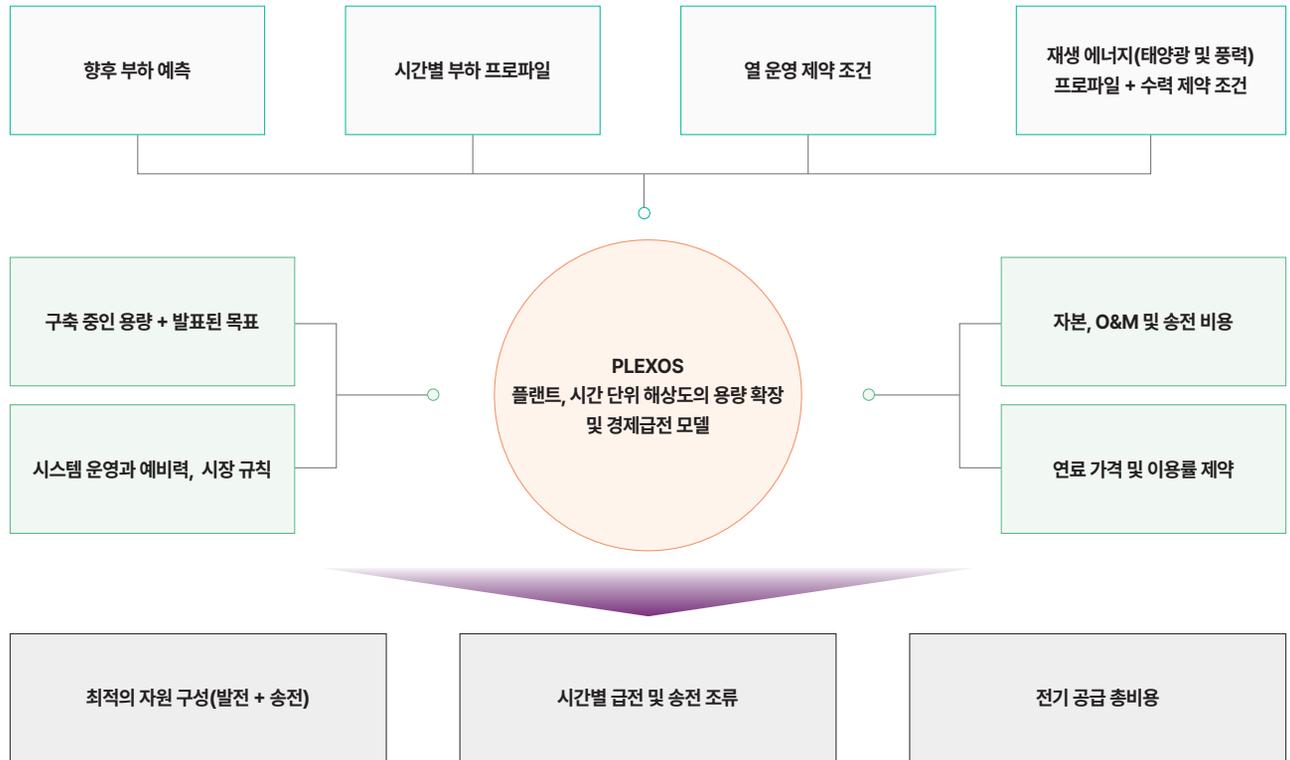
본 연구는 2025년, 2030년, 2035년 모델에 초점을 맞춘다. PLEXOS 생산 비용 모델을 통해 각 연도의 시간별 경제 급전을 시뮬레이션하여 제약이 가장 많은 시간을 포함하여 연간 8,760 시간 동안 전력망이 안정적으로 운영될 수 있는지 확인한다.

PLEXOS는 결정론적 또는 확률론적 혼합 정수 최적화를 사용하여 주어진 물리적 전력망 운영 제약(예: 발전기 용량, 증감발출, 송전 제한)과 경제적 전력망 운영 제약(예: 연료 가격, 기동 비용, 수입/수출 제한)을 만족하면서 부하를 충족하는 데 드는 비용을 최소화한다. 또한 PLEXOS는 주어진 기간 동안 발전기의 기동 정지와 급전 결과를 1분 간격으로 매시간 시뮬레이션할 수 있다. PLEXOS는 사용자에게 전체 수식을 제공하는 투명한 모델이다. 이 모델은 기존 발전 용량과 신규 발전 용량, 송전 네트워크를 포함한 전체 시스템의 총발전 비용(고정 비용과 변동 비용)을 최소화한다(Abhyankar et al. 2022). 또한 보급률, 석탄 발전소의 퇴출, 수요 증가, 전력 시장 설계, 수요 반응과 공급망 문제를 다양한 시나리오에서 검토하여 최적의 자원 구성을 평가한다.

2020년 한국 전력망은 상호 연결된 11개 모선과 60GW의 지역 간 송전 통로로 연결되어 있다(그림 1). 각 지역 간 인터페이스의 송전 용량은 교류 송전 네트워크의 운영 제약을 반영하기 위해 두 지역 간 송전선 용량 합계의 절반으로 가정한다.

그림 A1은 전체적인 방법과 다양한 데이터 구성 요소를 보여 준다.

그림 A1. 전체 모델링 접근법



부록 B. 모델링 입력

한국의 육상 풍력, 해상 풍력, 태양광 발전, 배터리 저장 장치의 설치 비용과 고정 운영 비용과 유지 보수(O&M) 비용에 대한 예측은 한국의 비용 데이터와 2022년 미국 국립재생에너지연구소(NREL)의 연간 기술 기반(ATB) 예측, 업계 자문을 기반으로 한다(Lee & Kim 2020, NREL 2022). 표 B1은 풍력, 태양광, 배터리 저장 장치의 자본 비용에 대한 가정을 보여 준다.

표 B1. 태양광, 풍력, 배터리 저장 장치 자본 비용 가정

연도	낮음	기준	높음	낮음	기준	높음
	태양광 발전			배터리 저장(4시간)		
2020	1,349	1,349	1,349	2,042	2,042	2,042
2030	731	918	1,159	649	1,005	1,249
2035	656	850	1,059	587	843	1,125
육상 풍력			해상 풍력(고정식)			
2020	2,528	2,528	2,528	5,627	5,627	5,627
2030	803	1,237	1,309	2,316	2,855	3,537
2035	753	1,035	1,118	1,798	2,420	3,210
해상 풍력(부유식)						
2020	7,990	8,382	8,654			
2030	3,382	4,186	5,232			
2035	2,601	3,594	4,699			

- 태양광 및 풍력: 천 원/kW [2020원(2020달러)]
- 배터리 용량: 천 원/kWh [2020원(2020달러)]
- 1 USD = 1147원(2013년 09월~2022년 08월 평균 환율)

기타 청정 에너지 비용과 운영 매개 변수는 Lee & Kim(2020)과 업계 자문에서 가져왔다. 표 B2에는 가정이 요약되어 있다.

표 B2. 기타 청정 기술 비용과 운영 매개 변수

	자본 비용*	고정 비용* O&M	열 요금 (GJ/MWh)	강제 중단율 (%)	유지보수 중단율 (%)	증감발율 (분당 설치된 용량의 %)
바이오매스	2,146	29	8.3	5	10	5
Hydro		17		5	5	5
수소; 암모니아	1,006	10	6.3	5	5	4

* 자본과 고정 O&M 비용은 천 원/kW [2020 천 원(2020 USD)] 단위이다. 1 USD = 1147원(2013년 09월~2022년 08월 평균 환율).

기존 기술(석탄, 원자력, 천연가스) 자본과 고정 O&M 비용은 NREL(2022)과 Lee & Kim(2020)에서 가져왔다. 증감발율(ram rate), 최소발전량, 보조서비스, 최소 기동 및 정지 시간 등과 같은 운영 매개 변수는 한국과 미국에서의 기존 연구, 규제 규범, 전문가와 업계 자문에서 사용된 데이터에서 가져왔다. 구체적인 수치는 표 B3에 요약되어 있다.

표 B3. 기존 기술 비용 및 운영 매개 변수

	자본 비용 *	고정 비용 O&M*	열 소비율 (GJ/MWh)	사고정지율 (%)	예방정비율 (%)	최소 안전발전량 (%)	증감발율 (분당 설치된 용량의 %)
석탄	1,400	13	7.3	5	10	60	2
가스 CCGT	1,006	10	6.3	5	5	40	4
원자력	2,748	21	7.9	5	15	80	0.1

* 자본과 고정 O&M 비용은 천 원/kW [2020천 원(2020 USD)] 단위이다. 1 USD = 1147원(2013년 09월 ~ 2022년 08월 평균 환율).

부록 C. 태양광 및 풍력 프로파일

우리는 태양광 및 풍력(해상 및 육상) 자원 잠재량과 프로파일을 기초 단계부터 추정했다. 여기에서는 우리가 사용한 방법론을 크게 두 부분으로 나누어 설명할 것이다. 첫 번째 부분은 각 지역에서 이용 가능한 태양광과 풍력의 자원 잠재량을 모두 추정하는 것이다. 이를 통해 각 지역별로 PLEXOS에 구축할 수 있는 신규 용량의 상한선을 설정한다. 자원 잠재량을 추정하기 위해 설비 이용률 데이터와 함께 토지 피복, 고도, 지형 경사도, 자연 공원, 어업 구역, 방위 지역 등 여러 제외 데이터 세트를 사용한다. 두 번째 단계에서는 각 지역의 대표적인 시간대별로 태양광 프로파일과 풍력 프로파일을 추정한다. 재분석 데이터 세트의 기상 데이터를 사용하여 현장 수준에서 프로파일을 추정하고 집계 알고리즘을 사용하여 광역/클러스터 수준의 대표 프로파일을 생성한다. 육상 풍력과 태양광의 경우 광역 지자체 수준에서, 부유식 해상 풍력과 고정식 해상 풍력의 경우 클러스터 수준에서 잠재량과 프로파일이 추정된다.

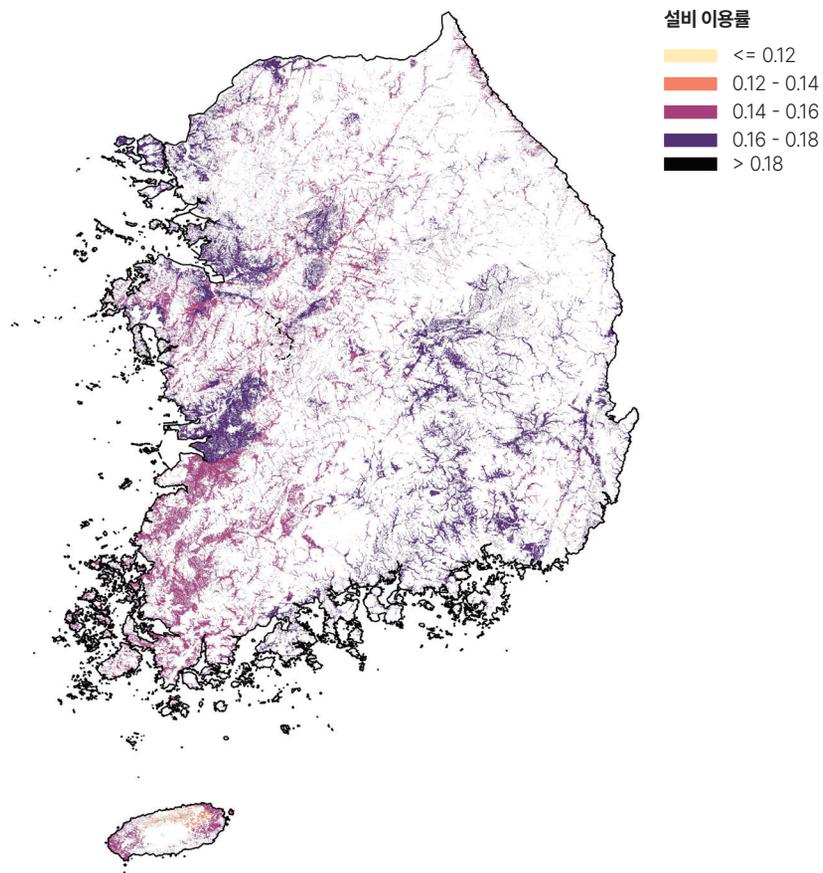
자원 잠재량

태양광

각 지역의 태양광 자원 잠재량을 추정하기 위해 해당 지역의 전체 면적에서 태양광 개발에 적합하지 않은 지역을 제거한다. 태양광 자원 잠재량의 추정에는 토지 피복, 경사도, 고도, 자연 공원 등 네 가지 제외 기준을 사용한다. 토지 피복 데이터 세트는 유럽우주국의 코페르니쿠스 프로그램에서 가져온다. 공간 해상도가 100m이고 토지 피복을 23개 등급으로 구분하는 중간 동적 토지 피복 데이터셋을 사용한다. 울창한 숲(즉, 캐노피가 70% 이상인 숲), 습지, 이끼와 지의류가 있는 지역, 도시와 건축 지역, 눈과 얼음이 있는 지역, 영구 수역과 열린 바다는 제외한다. 토지 피복 외에도 고도와 경사도를 고려하여 태양광 개발에 적합하지 않은 지역을 제거한다. 고도 데이터는 유럽우주국의 코페르니쿠스 프로그램인 코페르니쿠스 GLO-30 디지털 고도 모델에서 가져온다. 이 데이터 세트는 30m의 공간 해상도를 가지며 인공 건물과 인프라를 포함한 지표면의 고도를 제공한다. 유니티는 평면법을 사용하여 표고 데이터 세트에서 경사를 추정하는데, 이 방법은 셀과 인접한 8개의 셀 사이의 최대 고도 변화를 기준으로 가장 가파른 경사를 추정한다(Burrough, 1998). 해발 4000m 이상이고 경사도가 5도 이상인 지역은 제외한다. 그런 다음 자연 공원의 영역에 속하는 지역을 제거한다. 토지 피복과 고도, 경사도, 자연 공원을 기준으로 적합하지 않은 지역을 제외하면 나머지 지역은 태양광 개발에 적합한 것으로 간주된다. 30arcsec(~1km) 공간 해상도로 연평균 태양광

용량 계수를 제공하는 글로벌 솔라 아틀라스(Global Solar Atlas)의 자원 데이터를 활용하여 각 지역의 태양광 자원 잠재량을 추정한다. 이 데이터 세트와 이에 상응하는 풍력 데이터 세트인 글로벌 윈드 아틀라스(Global Wind Atlas)는 세계은행에서 개발했다. 태양광 아틀라스는 10년간의 기상 데이터를 사용하여 태양광 발전을 모델링하고 평균 태양광 이용률 데이터를 생성한다. 이 이용률 데이터와 일부 지역을 제외한 후 도출된 재생 에너지 적합성 데이터를 결합하여 한국의 태양광 자원 지도를 생성한다(그림 C1). 이 지도는 국내의 개발 가능한 부지 전체의 설비 이용률을 보여준다.

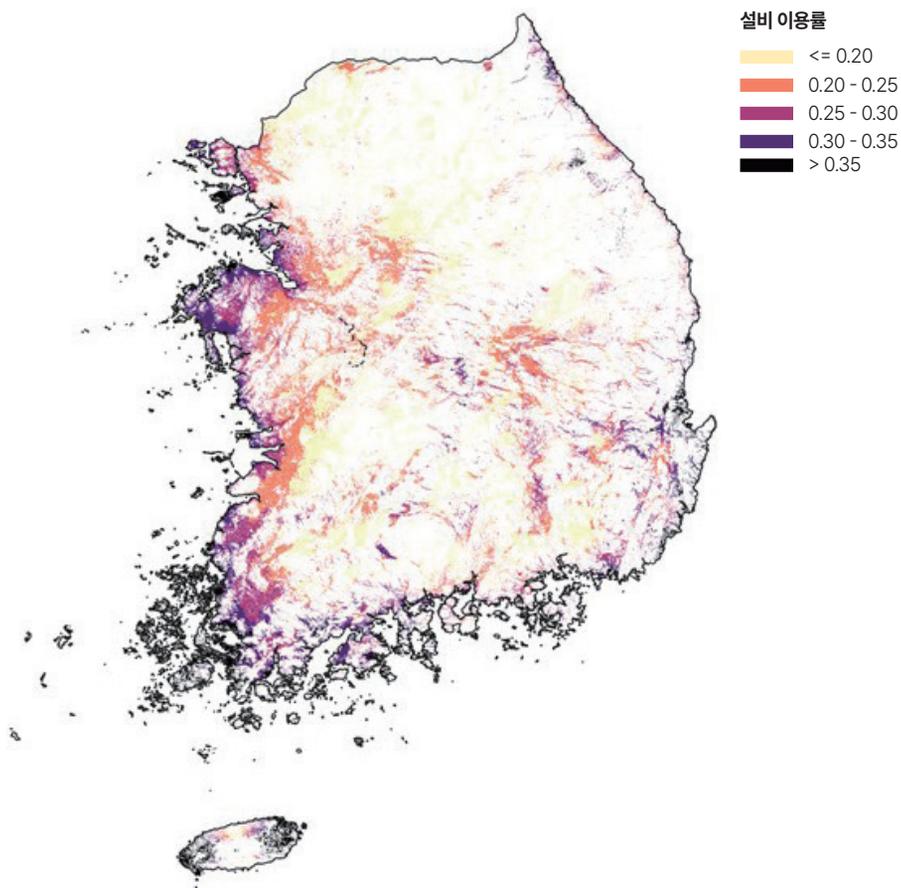
그림 C1. 한국의 태양광 발전 개발 가능 부지



육상 풍력

육상 풍력 자원 잠재량을 추정하는 방법론은 태양광에 사용되는 방법과 매우 유사하다. 지역의 전체 면적을 파악하고 풍력 개발에 적합하지 않은 지역을 제거하여 자원 잠재량을 추정한다. 태양광에 사용된 것과 동일한 토지 피복, 고도, 경사도, 자연 공원 데이터 세트를 사용한다. 그러나 태양광과 풍력은 경사와 고도를 달리 고려해야 하므로 고도 및 경사 제한을 다르게 적용한다. 육상 풍력의 경우 해발 고도가 3000m 이상이고 경사도가 11.31도 이상인 지역은 제외한다. 토지 피복의 경우, 태양광 동일한 기준을 사용하여 울창한 숲(즉, 캐노피가 70% 이상인 숲), 습지, 이끼가 있는 지역, 도시와 건축 지역, 눈과 얼음이 있는 지역, 영구 수역과 열린 바다를 제거한다. 글로벌 윈드 아틀라스(Global Wind Atlas)는 1km 공간 해상도로 연평균 풍력 설비 이용률을 제공한다. 이 데이터는 10년간의 시간별 기상 데이터를 사용하여 생성된 후 평균을 내어 각 현장의 연평균 설비 이용률을 얻은 것이다. 윈드 아틀라스 설비 이용률 데이터와 개발 가능한 부지 데이터를 결합하여 한국의 풍력 자원 지도를 얻었다(그림 C2). 이 지도는 한국의 모든 개발 가능한 부지의 육상 풍력 설비 이용률을 보여 준다.

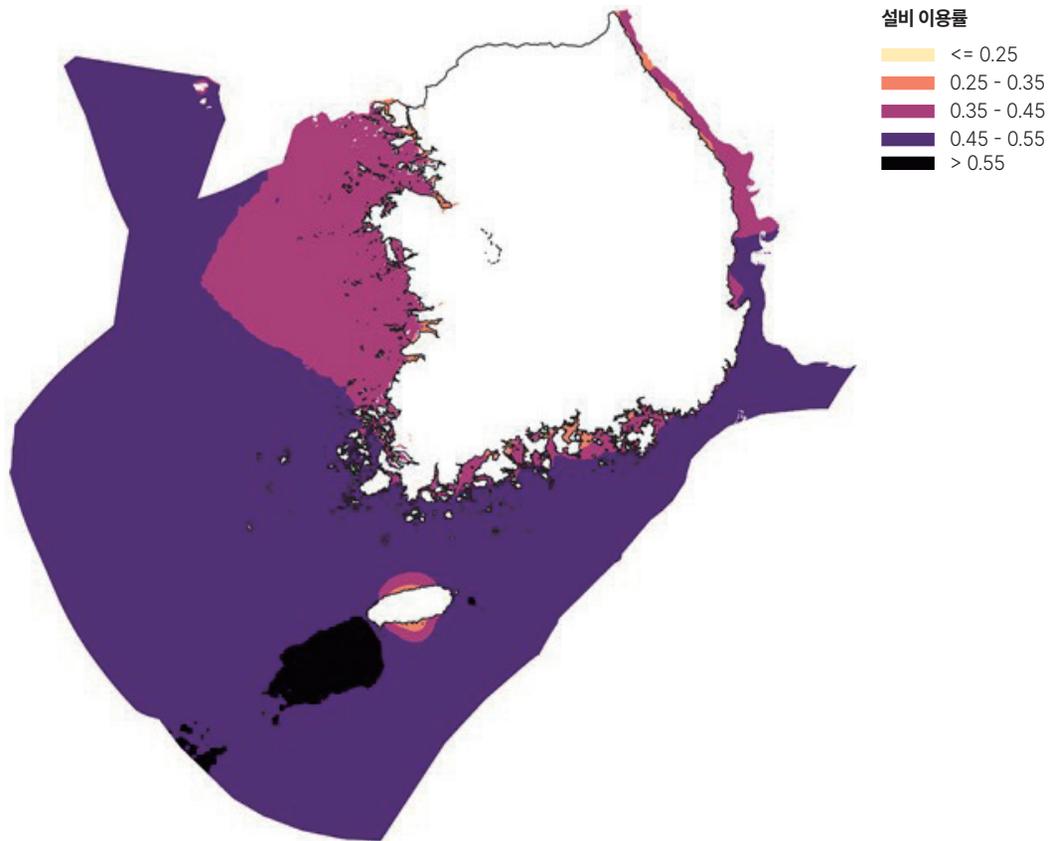
그림 C2. 한국의 육상 풍력 개발 가능 부지



해상 풍력

해상 풍력의 자원 잠재량을 추정하기 위해 우리나라 배타적 경제수역(EEZ)의 수심 데이터와 방어 구역 및 어업 구역 위치의 GIS 데이터셋을 활용한다. 놀랍게도 우리는 우리 바다의 지형에 대해 화성의 지형보다 더 적게 알고 있다. 현재 사용 가능한 가장 좋은 글로벌 수심 측정 데이터 세트는 해양의 일반 수심도(GEBCO)이다. GEBCO 데이터 세트는 500m의 공간 해상도로 전 세계를 커버한다. 먼저 한국의 배타적경제수역(EEZ) 지도에서 시작하여 수심이 1300m 이상인 부지는 현재 경제적으로 개발할 수 없다고 가정하고 제거한다. 수심이 60m 미만인 부지는 고정식 해상 풍력 기술에 적합하고, 수심이 60~1300m인 부지는 부유식 해상 풍력 기술에 적합한 것으로 가정한다. 이러한 기술 적합성 제한은 미국 국립재생에너지연구소(NREL)에서 도출한 것으로, 미국에서도 동일한 제한을 적용한다. 그런 다음 방위 지역과 어업 구역에 속하는 지역을 제거한다. 태양광이나 풍력과 마찬가지로, 이 데이터 세트와 글로벌 윈드 아틀라스(Global Wind Atlas)의 설비 이용률 데이터를 결합하여 개발 가능한 모든 해상 위치의 설비 이용률을 보여 주는 한국의 해상 풍력 자원 지도를 만들었다(그림 C3). 그런 다음 다변량 공간 제약 클러스터링 알고리즘을 사용하여 고정식 해상 풍력과 부유식 해상 풍력 부지를 개발하고 클러스터링한다. 클러스터링은 설비 이용률이 비슷하고 공간적으로 인접한 현장을 동일한 클러스터로 유지하기 위해 수행되었다. 그리고 부유식 해상 풍력용 클러스터 30개와 고정식 해상 풍력용 클러스터 10개를 생성한다. 국내 해상 풍력 잠재량의 대부분은 수심 60m 이상에 위치해 있으므로 부유식 해상 풍력용 클러스터가 더 많이 생성된다.

그림 C3. 국내 해상 풍력 개발 가능 부지 현황



자원 프로파일 모델링

여기에서는 시간대별 태양광 발전 프로파일과 풍력 시간별 발전량 프로파일을 각 지역별로 생성하기 위해 사용한 방법론을 설명한다. 이전 섹션에서 생성한 자원 맵 데이터 세트(즉, 개발 가능한 현장의 설비 이용률이 포함된 데이터 세트)를 사용한다. 또한 재분석 데이터 세트의 기상 데이터를 사용한다. 재분석 데이터 세트에서 풍속, 기압, 온도, 일사량 등을 추출하여 풍력 발전소와 태양광 발전소를 모델링하는 소프트웨어에 전달하여 시간별 태양광 발전량과 풍력 발전량을 출력한다. 한 지역의 여러 현장을 집계하여 각 지역의 대표적인 발전량 프로파일을 생성한다. 태양광, 육상 풍력, 해상 풍력에 대한 방법론은 아래에서 자세히 설명한다.

태양광

앞 절에서는 연평균 설비 이용률을 포함하여 개발 가능한 현장의 격자형 데이터 세트를 만들었다. 이를 통해 기술적인 자원의 잠재량을 파악할 수 있었지만, 기술적으로 개발 가능한 모든 현장이 실제로 개발되는 것은 아니다. 자원의 품질이 프로젝트 경제성을 좌우하므로, 최고 품질의 자원이 있는 현장만 개발된다. 각 지역의 대표적인 자원 프로파일을 얻으려면 최상의 현장 샘플을 찾아 개별 프로파일을 집계해야 한다. 태양광 프로파일을 추정하기 위해 설비 이용률이 가장 높은 상위 25%의 현장을 필터링한다. 설비 이용률이 매우 낮은 현장을 선택하지 않도록 설비 이용률이 15% 이상인 현장만 유지한다. 이 지역 내의 상위 현장 풀에서 무작위로 2000개의 현장을 선택한다. 그런 다음 이 2000개 현장 각각에서 시간당 발전량을 추정하고 이를 평균하여 해당 지역의 대표적인 태양광 프로파일을 생성한다. ERA5의 시간별 기상 데이터는 각 2000개 현장의 시간별 발전량을 추정하는 데 사용된다(ECMWF 2020). ERA5는 유럽 중기 예보 센터(ECMWF)의 시간별 재분석 데이터 세트로, 공간 해상도는 30km x 30km이다. ERA5는 지표면부터 최대 80km 상공까지 137개 기압 레벨에서 풍속, 온도, 기압, 태양 복사 등에 대한 과거 데이터를 시간별로 제공한다. 태양광 발전량을 추정하기 위해 지표면 아래쪽의 일사량(ssrd), 2m 높이에서의 온도, 10m 높이에서 풍속의 u 및 v 성분을 추출한다. 현장의 태양광 발전량을 모델링하려면 직접 정상 방사 조도(DNI)와 직접 수평 방사 조도(DHI)도 필요하다. ERA5의 ssrd 변수는 전 지구 수평 방사 조도(GHI)를 제공하며, GHI를 사용하여 DHI와 DNI를 추정한다. NREL의 DISC 모델은 Maxwell(1987)에 기반하여 GHI와 DHI, GHI와 DNI 간의 경험적 관계를 제공한다. NREL의 시스템 어드바이저 모델(SAM)은 태양광 발전량을 모델링하는 데 사용된다. SAM 소프트웨어 개발 키트는 GHI, DHI, DNI, 온도, 풍향, 풍속 구성 요소를 입력받아 태양광 발전량을 출력한다. SAM을 사용하여 태양광 발전을 시뮬레이션할 때는 1축 시스템을 사용한다. 2000개 현장의 시간당 발전량을 평균하여 해당 지역의 대표 프로파일을 생성한다.

육상 풍력

육상 풍력 프로파일을 추정하는 방법론은 태양광과 매우 유사하며, 각 지역의 샘플 현장을 선정하는 방법도 유사하다. 자원 잠재량을 추정하는 동안 개발된 연평균 설비 이용률 데이터 세트에서 상위 25%의 현장을 필터링한다. 설비 이용률이 매우 낮은 현장을 피하기 위해 용량 계수가 20% 미만인 현장은 제거한다. 이 중에서 무작위로 2000개의 현장을 선택한다. SAM 모델을 사용하여 이 2000개 현장 각각에 대해 1년간의 시간당 발전량을 시뮬레이션한다. 32개의 터빈이 8 × 4 직사각형 모양으로 배열된 풍력 발전 단지를 모델링한다. SAM은 터빈의 허브 높이에서 풍속, 풍향, 지표면 압력, 온도를 입력하여 시간별 발전량을 출력한다. 기상 데이터는 Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications dataset 2(MERRA2)와 미국 항공우주국(NASA)의 기상 데이터(GMAO 2015)에서 가져온다. 10m와 100m에서의 풍속을 사용된 풍력 터빈의 허브 높이에 맞춰 조정했다. 표면 압력과 온도도 MERRA2에서 사용할 수 있다. 풍력 발전 시뮬레이션에는 공간 해상도가 0.5도 x 0.625도인 MERRA2 데이터 세트를 사용했다. MERRA2 데이터는 ERA5보다 풍속 정확도가 더 높은 것으로 나타났으며, 따라서 공간 해상도가 ERA5보다 훨씬 낮음에도 불구하고 MERRA2를 선택했다. 지역 지형의 영향을 일부 고려하기 위해 공간 해상도가 1km x 1km로 훨씬 더 높은 Wind Atlas의 평균 풍속 데이터를 사용한다. Wind Atlas와 MERRA2의 평균 풍속 데이터를 모두 사용하여 스케일링 계수를 생성한다. 보다 정확한 풍속 프로파일을 얻기 위해 이 계수에 따라 MERRA2의 시간별 풍속을 조정한다. 보정된 풍속은 SAM으로 전달되어 시간별 발전량을 얻는다. 2000개 현장의 시간별 발전량을 평균하여 해당 지역의 대표 프로파일을 얻는다.

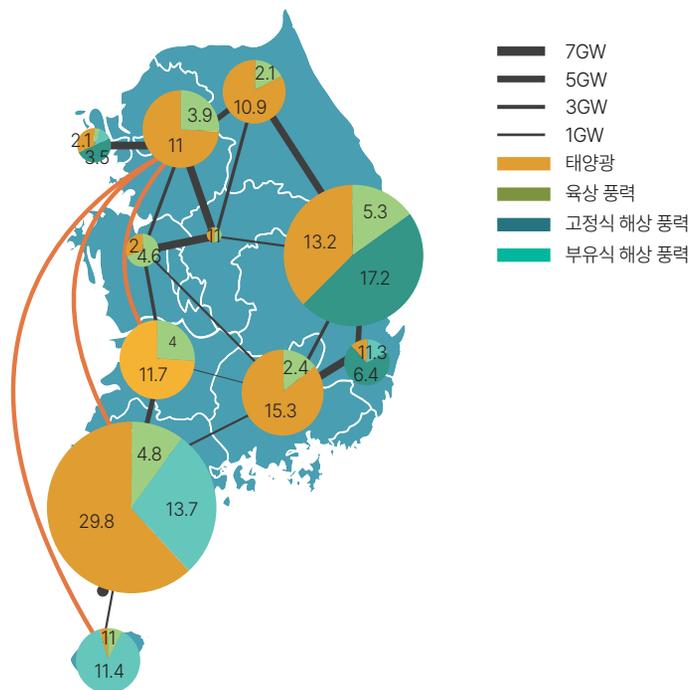
해상 풍력

해상 풍력에는 지역 경계가 미리 정의되어 있지 않으므로 대표적인 프로파일을 얻기 위해 인위적인 클러스터를 만들어야 한다. 앞서 설명한 대로 해상 풍력 부지를 여러 개의 클러스터로 묶었다. 고정식 풍력 클러스터와 부유식 풍력 클러스터는 각 구역에서 하나의 대표 프로파일을 추정한다. 프로파일을 추정하기 위해 각 클러스터에서 설비 이용률이 40% 이상인 현장만 유지하며, 설비 이용률이 낮은 현장은 현재 경제적으로 개발할 수 없다고 가정한다. SAM을 사용하여 각 현장의 시간별 발전량을 시뮬레이션한다. SAM에서 풍력 발전을 시뮬레이션하려면 허브 높이에서의 풍속과 방향, 온도와 압력 데이터가 필요하다. 육상 풍력과 마찬가지로 MERRA2의 기상 데이터도 사용한다. 육상 풍력에서와 마찬가지로 공간적 축소를 고려하기 위해 스케일링 계수가 사용된다. 클러스터의 모든 현장에서 발생하는 시간당 발전량을 집계하여 각 클러스터에 대한 대표 프로파일을 생성한다.

부록 D. 지역 재생 에너지 보급

그림 D1은 본 연구에서 재생 에너지를 일부 지역에 집중하여 확대하였음을 보여 주며, 가장 두드러지는 곳은 전체 태양광 발전의 30%, 풍력 발전의 25%를 차지하는 전라남도 지역이다. 부유식 해상 풍력의 대부분과 태양광의 30%가 위치한 경상도 지역(경상남도, 경상북도, 부산, 울산)이 그다음으로 많이 집중된 지역이다. 고정식 해상 풍력은 전라남도과 제주도에 주로 분포되어 있다. 이처럼 거의 모든 풍력 자원과 대부분의 태양광 자원이 남부에 집중되어 있는 것은 수도권 전력 수요 집중과 맞물려 전력 공급의 심각한 지역 불균형을 초래할 것으로 예상된다. 수도권과 인접한 충남과 충북 지역에는 재생 에너지 보급이 미미해 문제는 더욱 심각하다.

그림 D1. 청정 에너지 시나리오에서의 2035년까지 지역별 재생 에너지 보급 비율



상대적으로 용통 선로 용량이 큰 경상도와 수도권과 달리 전라남도와 전라북도 지역은 용통 선로 용량이 매우 작다. 따라서 그림 D2와 같이 전라남도 지역은 신규 송전 용량이 빠르게 포화 상태에 이르게 된다. 서해안 송전 선로가 필요한 이유도 여기에 있다. 만약 서해안 송전 선로가 모델에 포함되지 않았다면 전남 지역의 풍부한 재생 에너지 자원을 수도권으로 송전하지 못하고 송전 이용률이 낮은 다른 지역으로 보내야 한다. 이는 특정 지역에 재생 에너지가 집중되는 현상을 심화하여 에너지 저장 장치와 신규 송전 선로의 수요를 증가시켜 전반적인 비용 상승을 초래할 수 있다. 따라서 서해안 송전선은 현재 정책 시나리오와 청정 에너지 시나리오에 모두 포함되었다.

그림 D2. 청정 에너지 시나리오에서 2035년까지 설치되는 신규 송전 용량

