



한국 기후 목표 달성을 위한 재생에너지 확대 전략: 2035 NDC, 재생에너지 보급 목표 및 에너지 정책 분석

저자:

진태영, 전북대학교

임정민, 국립부경대

연구
보고서

Energy

2026년 7월

목차

개요.....	03
정책 제언.....	05
연구 방법 (Methodology).....	07
1. NDC 3.0 목표와 재생에너지 목표 비교 분석.....	08
1.1 제11차 전력수급기본계획	08
1.1.1 제11차 전력수급기본계획의 주요 내용.....	08
1.1.2 제11차 전력수급기본계획의 전원믹스 및 설비 계획.....	13
1.2 2030 및 2035 NDC와 배출 감축 이행 현황.....	16
1.2.1 2030 NDC 감축 목표 및 전환부분 이행 현황	16
1.2.2 2035 NDC 수립 현황 및 주요 내용	19
1.2.3 2035 NDC의 전환부문 감축 목표 및 전략	21
1.3 2035 NDC, 제11차 전기분 및 글로벌 재생에너지 기준 간 정책 정합성	24
1.3.1 제11차 전기분 및 2035 NDC 전력부문 목표 정합성 분석.....	24
1.3.2 글로벌 기준과 NDC 목표 비교.....	27
1.3.3 국제적 맥락에서의 한국	28
2 재생에너지 공급 및 수요 평가.....	35
2.1 국내 RE100 참여 기업 및 재생에너지 수요	35
2.2 재생에너지 공급 현황 및 전망	42
2.2.1 제11차 전기분 기반 공급 전망.....	42
2.2.2 조달 방식 및 비용 영향	43
2.2.3 PPA 공급 시나리오	45
3 재생에너지 보급 확대를 위한 정책 시사점	50
3.1 RE100 산업단지	50
3.2 분산에너지법의 주요 내용.....	53
3.3 재생에너지 확대의 잠재력 및 시사점.....	55
4 결론	57



개요

본 보고서는 한국의 NDC 목표와 제11차 전력수급기본계획 (이하 전기분)의 정합성, 재생에너지 보급 현황과 목표에 대한 국제 비교, RE100 기업의 전력수요를 고려한 재생에너지 공급능력을 종합적으로 분석하여 향후 재생에너지 확대 정책 방향 설정을 위한 논의의 기반을 마련한다. 11차 전기분의 전환부문 배출경로는 강화된 2035 NDC(53~61% 감축)와 간극이 존재하며, 2035년까지 추가적인 감축을 위한 전력 믹스 전환 속도 제고가 필요한 것으로 나타났다.

한편, 현재 한국의 재생에너지 발전 비중과 설비 규모는 절대적 수준에서 주요국 및 OECD 평균 대비 낮은 수준으로 평가된다. 다만 NDC 3.0 수립 과정에서 정부가 제시한 2030년 100GW, 2035년 150~160GW 보급 확대 목표는 2023~2030년 연평균 15.6% 성장률을 전제로 하며, 해당 목표가 실현될 경우 한국의 재생에너지 설비는 2022년 약 32GW대비 2030년까지 약 3.13 배, 2035년까지 약 4.7~5배 증가함을 의미한다. 이는 국제사회가 합의한 2030년 재생에너지 3배 확대(RE tripling)에 부합하는 전환 속도이며 현행 정책 제약 속에서 상당히 도전적인 속도이다.

즉, 한국의 전력 부문 탈탄소화 수준과 목표는 절대적 차원에서는 재생에너지 선도국 대비 여전히 차이가 있으나, 전환의 속도와 구조적 변화의 강도라는 측면에서는 글로벌 에너지 전환 흐름과 충분히 견주어 볼 수 있는 수준이다. 다만, 12차 전기본 수립 시 국가 감축 목표와의 정합성 회복이 필요하며, 계통 투자, 저장·수요관리 자원 확대, 출력제어 완화 등 제도적 보완이 요구된다. 향후 적절한 정책 조정과 제도 개선을 통해 계획의 실효성이 담보된다면, 한국 역시 글로벌 전력 탈탄소화의 주요 추격국(fast follower)으로서 의미 있는 위치를 확보할 수 있을 것이다. RE100 기업의 전력수요 분석 결과 BNEF 전망 기반에 따르면 11차 전기본의 전망기간인 2038년까지 국내 본사를 둔 기업의 전력수요 만으로도 재생에너지 수요가 2038년에 156.4 TWh까지 증가할 전망이다.

기업들의 RE100 달성 중간목표를 고려하면 2038년에는 83.2%의 전력수요를 재생에너지로 조달하고자 하므로 재생에너지 조달 물량은 2038년에 130.1 TWh이 요구될 수 있다. 11차 전기본의 재생에너지 물량 자체는 청정수소까지 합산하면 250 TWh로 물량이 부족하지 않다고 볼 수 있으나 다음과 같이 중요한 세 가지 고려사항 하에서 부족하다는 결론을 내릴 수 있다. 첫째로, 2038년의 재생에너지 수요는 국내 글로벌 기업의 현재 가입자수에 한정한 전망으로 미래 가입자수 증가분을 반영하지 못한다. 둘째로, 물량 매칭 결과는 국내 재생에너지를 모두 글로벌 RE100 가입자가 활용한다고 가정한 것으로 국내 별도로 존재하는 재생에너지 전력 수요인 K-RE100 제도의 가입자 수요가 배제되어 있다. 마지막으로, 기업들의 RE100 이행 일차적 목표인 온실가스 감축과 동시에 무역장벽 해소 등 경쟁력을 유지하는 것을 달성하기 위해서는 합리적인 가격에 재생에너지를 조달할 수 있어야 한다. 미래 전기요금 상승분이 반영되면 기업에서는 직접전력구매(PPA)를 활용한 조달이 요구되나 PPA 물량은 2038년 약 65 TWh로 기업 재생에너지 수요 대비 부족한 것으로 나타났다.

본 연구에서는 한국의 NDC 달성을 위한 전기본의 현주소를 파악하고 재생에너지 공급물량과 수요 전망을 살펴보았으며, 이에 따라 기업들이 경쟁력을 유지할 수 있는 합리적인 재생에너지 물량은 부족하다는 결론을 내렸다. 재생에너지 배치를 가속화하기 위한 정책도구로서 아래와 같이 두 가지를 검토하였다.

첫째로, 현 정부에서 내걸고 있는 RE100 산단이다. 현재 RE100 산단 관련된 두 가지 특별법이 준비 중이며, 이를 잘 활용할 경우 재생에너지 지산지소 개념을 도입하고 기업들의 RE100 이행을 도울 수 있을 것으로 판단된다. 현재 재생에너지 보급의 중요한 장벽 중 하나인 송전혼잡을 해소할 수 있을 것이므로 정책기조에도 맞는 특별법으로 보여진다.

둘째로, RE100 산단과 연계하여 분산에너지 활성화 특별법의 규제 샌드박스를 활용해야 한다. 규제 샌드박스에서는 재생에너지 배치를 가속화할 수 있도록 전력거래에 대한 제약이 상대적으로 적다. 또한 에너지 거버넌스가 중앙에서 지역으로 일부 이관됨에 따라 미계량 재생에너지 물량이 갈수록 증가할 것이다. 이러한 재생에너지 물량을 국제적으로 인정받고 활용하기 위한 과정으로 투명성을 확보한 재생에너지 모니터링 체계와 이를 활용한 VPPA 사업모델을 지속적으로 개발할 필요가 있다.



정책 제언



1. 12차 전력수급기본계획(BPLE)과 2035 NDC 경로 정합화

- 12차 전력수급기본계획(BPLE)은 전력 수요 전망, 발전 믹스, 재생에너지 목표에 대해 2035 NDC가 요구하는 가속화된 배출 감축 경로와 정합성 확보
- 2030~2035년에 대한 중간 목표를 설정하여 배출량 감축 및 재생에너지 확대 가속화
- 11차 전력수급기본계획보다 상향된 재생에너지 보급 목표에 재생에너지 설비를 3배 늘리는 100GW 확대 목표 포함



2. 에너지 계획 거버넌스 강화: 지역 권한 부여와 이해관계자 참여 강화

- 에너지 전환 계획을 효과적으로 추진하기 위해서는 산업계와 지역사회 구성원을 포함한 광범위한 이해관계자의 참여와 투명성 확보
- 중앙정부와 지방정부 간 긴밀한 협력을 통한 유연한 지역 맞춤형 재생에너지 확대 전략 수립



3. 기업 재생에너지 조달 확대를 통한 기능적 시장 구축

- 기업 재생에너지 수요 대응을 위해 PPA와 같은 기업 선호 직접 조달 방식 우선 지원
- 가상 PPA(VPPA) 활성화 지원을 통해 기업의 재생에너지 조달 선택지를 확대하고 신규 재생에너지 프로젝트 개발을 촉진
- 재생에너지 프로젝트의 계통 연계 및 인허가 절차를 간소화하여 사업 지연을 줄이고, 기업 수요에 맞춰 적시에 재생에너지 설비가 보급될 수 있도록 지원



4. 분산에너지 시스템으로 전환

- 중앙집중형 송전 중심 모델에서 벗어나 지역 발전과 인근 수요를 통합하는 분산형 에너지 시스템으로 정책 방향 전환
- 계통 용량 제한 문제를 해결하기 위해 발전 설비, 전력망 인프라, 전력 소비의 지역적 연계를 제도화
- 다양한 사업자 모델을 지원하고 분산에너지 특화 지역을 활용해 혁신적인 분산에너지 솔루션의 실증과 확산 촉진





연구 방법 (Methodology)

첫째, 한국의 에너지 정책 체계, 11차 장기 전력수급계획(BPLE), 국가결정기여(NDC) 및 관련 국제 벤치마크를 검토하기 위해 포괄적인 문헌 조사를 수행하였다. 또한, 국제에너지기구(IEA), 국제재생에너지기구(IRENA), 유엔환경계획(UNEP) 등 국제기구의 보고서와 데이터셋을 검토하여 글로벌 비교 관점을 제공하였다.

둘째, 한국 내 RE100 기업의 재생에너지 전력 수요를 추정하기 위해 데이터 기반 분석을 수행하였다. 주요 기업의 지속가능성 보고서에서 기업별 전력 소비 데이터를 수집하고, RE100 연례 공시 보고서를 보완 자료로 활용하였다. 직접 데이터가 없거나 불일치하는 경우, 이용 가능한 집계 통계를 기반으로 가정을 적용하고 BNEF 등 외부 데이터셋과 교차 검증하였다.

셋째, 시나리오 기반 접근 방식을 활용하여 향후 전력 수요와 재생에너지 필요량을 예측하였다. 단기 추세는 BNEF 성장률을 적용하여 추정하고, 장기 수요 성장률은 11차 BPLE의 전망치와 정합되도록 조정하였다. 또한, 기업별 RE100 목표와 중간 목표를 반영하여 재생에너지 수요 경로를 도출하였다.

마지막으로, 국가 전력 계획에서의 재생에너지 공급과 추정 수요를 비교하여 공급 충분성을 평가하였다. 이 과정에는 녹색프리미엄, 재생에너지 인증서(REC), 전력구매계약(PPA) 등 다양한 조달 메커니즘을 고려하여 시장 실현 가능성을 보다 현실적으로 평가하였다.

1. NDC 3.0 목표와 재생에너지 목표 비교 분석

1.1 제11차 전력수급기본계획

본 절에서는 제11차 전력수급기본계획(Basic Plan for Long-term Electricity, BPLE)의 배경 및 수립 목적, 주요 전력믹스 및 에너지 전환 기조에 대해 살펴본다.

1.1.1 제11차 전력수급기본계획의 주요 내용

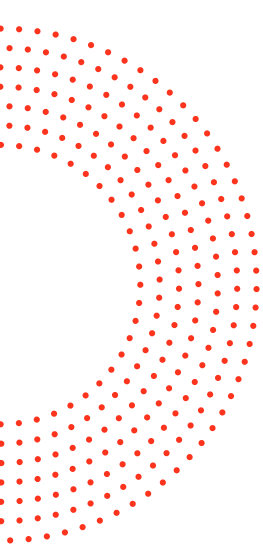
전력수급기본계획(이하 전기본)은 「전기사업법」 제25조에 따라 2년 주기로 수립되는 대한민국 정부의 중장기 전력계획으로, 향후 15년 기간 동안 전력수급의 안정성과 에너지 전환을 동시에 달성하기 위해 국가 온실가스 감축목표(NDC), 에너지 안보, 산업 구조 변화 및 기술 혁신 등 다양한 요인을 종합적으로 반영하여 수립된다. 11차 전기본은 2024년부터 2038년까지의 계획기간을 대상으로 하며, 2024년 5월 실무안 공개 후 전략환경·기후변화 영향평가, 공청회 및 관계부처 협의, 국회 보고 등의 절차를 거쳐 2025년 2월 최종 확정 및 공고되었다.¹

11차 전기본에는 직전 10차 전기본의 성과와 보완·개선 필요사항에 대한 평가, 11차 전기본 계획기간(‘24~’38년)에 대한 전력수급계획의 기본방향, 전력수요 전망 및 수요관리 목표, 발전원별 정책 방향, 발전 및 송·변전 설비계획 등이 포함되고 있다.

11차 전기본의 기본방향 수립 과정에서 한국 정부는 국내 전력수요 여건 변화와 NDC 전환부문 감축목표 강화, 글로벌 탈탄소화 가속 기조를 반영하고자 하였다. 구체적으로, 대내적으로는 반도체·이차전지 등 첨단산업 육성과 AI 확산에 따른 데이터센터 수요 증가 등으로 전력수요가 급증할 것으로 전망하고, 전기차 보급과 수소환원 제철 등 산업 전반의 전기화가 가속화될 것으로 예상하였다. 주요 국제적 정책 환경 변화로는 COP28에서 2030년까지 “재생에너지 3배 확대” 및 “에너지 효율 2배 개선”, 2050년까지 “원전 설비 3배 확대” 등 무탄소에너지 확대 필요성이 재확인된 점과 G7의 “비저감 석탄발전 폐지”에 관한 공동성명(‘24.6월) 등에 주목하였다.

이러한 대내외적 여건 변화를 고려하여, 11차 전기본은 단순한 수급전망을 넘어, 무탄소 전원 중심의 믹스 개편, 송배전망 및 설비 확충, 수요관리 강화, 분산형 자원의 활용 확대, 전력시장 구조개편 등 전력 시스템 전반의 구조적 전환을 포괄하는 종합계획으로 마련되었다. 계획 수립 과정에서는 총괄위원회·분과위원회·워킹그룹 회의 등을 통해 정책의 실행 가능성을 검토하였으며, ‘24년 5월 실무안 이후 범부처 협의와 추가 의견 수렴 과정을 거쳐 태양광·풍력 보급 전망이 상향 조정되었다.²

- 1 2025년 2월 21일 11차 전기본의 최종 확정 및 최초 공고가 이루어졌으나, 이후 첨부 자료 세부 내용에 대한 일부 수정을 거친 후 2025년 3월 13일 수정 공고됨 [산업통상자원부 고시 제2024-238호].
- 2 환경부, 탄소중립녹색성장위원회 등의 재생에너지 추가 확대 의견을 반영하여, ‘30년, ‘38년 태양광·풍력 보급 전망을 각각 2GW, 2.4GW 상향 조정하였다.



이러한 변화는 재생에너지 확대 의지를 반영하고 급변하는 전력 수요 여건, 탄소중립 이행, 글로벌 정책·기술 변화에 효과적으로 대응하기 위한 중장기 전략을 제시한 것으로 평가되지만(KEEI, 2025),³ 목표의 적정성과 이행 가능성에 대해서는 상이한 시각이 존재한다(국회입법조사처, 2025).⁴ 일각에서는 해당 계획이 공급 중심적이며 수요관리의 중요성을 충분히 반영하지 못하고 있다는 점을 지적하는 한편, LNG 의존도 증가와 수소·암모니아 발전 등 신기술 목표의 실현 가능성에 대한 우려도 제기되고 있다.

11차 전기본에 제시된 기본 수립방향 세 가지는, 1) 미래 전력수요를 과학적으로 산정 및 반영, 2) 공급 안정성, 효율성, 탄소중립 등 고려하여 전원믹스 구성, 3) 무탄소전원 확대를 위한 선제적 계통보강, 시장 고도화 추진이다. 이를 위한 핵심 전략과 세부 내용은 수요전망, 수요관리, 전원믹스·설비계획, 전력계통, 전력시장 5가지 핵심 요소를 기준으로 다음 Table 1-1과 같이 정리될 수 있다.

3 KEEI(에너지경제연구원), 2025, 에너지브리프 2025년 4월호

4 국회입법조사처 (2025.01.02.) “「제11차 전력수급기본계획」 실무안의 평가와 제언”

Table 1-1. Key Directions and Main Elements of the 11th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand

핵심 요소		주요 내용
(1) 수요전망	경제·인구 전제	2038년까지 GDP 연평균 +1.63%, 인구 연평균 -0.14%
	산업구조 변화	- 서비스업 비중 62.7%(2024) → 65.6%(2038) - 제조업 비중 28.3% → 26.5% (첨단산업 중심 재편)
	추가수요 반영	첨단산업·전기화·데이터센터 전력수요 별도 분류
	전력소비 전망	2024년 557.1TWh → 2038년 735.1TWh (연평균 +2.0%)
	최대전력 전망	2024년 557.1TWh → 2038년 735.1TWh (연평균 +2.4%) - 계절 간 피크 격차 확대 (여름 ↑, 겨울 완만)
	추가수요 기여	- 총 전력소비 증가분의 약 40% 이상 차지 - 전기화 63.0TWh, 데이터센터 15.5TWh, 첨단산업 1.1TWh
	10차 대비 변화 ('36년 기준)	'36년 전력소비: 10차 703.2TWh → 11차 707.9TWh '36년 최대전력: 10차 135.6GW → 11차 138.2GW (추가수요 반영 확대)
(2) 수요관리	수요관리 방향	과거의 정책의지·절전 의식 중심 → 검증 가능한 수단 중심으로 전환
	기관별 목표량 ('38년)	- 한국전력: 7.5GW (EERS 법제화 및 절감목표 비율 상향) - 에너지공단: 2.6GW (산업·건물·기기 중심) - 전력거래소 4.7GW (DR 의무감축 운영) - 기타(전기차, V2G 등): 1.5GW
	절감계획 ('38년)	전력소비량 110.6TWh 절감, 최대전력 16.3GW 절감
	목표수요 ('38년)	전력소비량 624.5TWh, 최대전력 129.3 GW 전망
	10차 대비 변화 ('36년 기준)	'36년 전력소비: 591.1TWh(10차) → 619.0TWh(11차) '36년 최대전력: 118.0GW(10차) → 125.0GW(11차)

핵심 요소		주요 내용
(3) 전원믹스 설비계획	‘23년 발전설비	- 총 용량 144.4GW: 가스 29.9%, 석탄 27.1%, 신재생⁵ 21.7%, 원자력 17.1% - 발전량: 석탄 31.4%, 원자력 30.7%, 가스 26.8%, 신재생⁵ 9.6%
	정책 방향	- 무탄소 전원 중심 구조 개편 - 가스 → 석탄 대체 중단, 가스=화력 분류 - 신규 원전 적기 준공 및 SMR 개발 추진 - NDC 달성이 가능하면서도, 체계적인 재생에너지 확대 - 청정수소·암모니아 발전 확대, 집단에너지 신증설 관리, 양수·BESS 확충
	전원믹스(‘38)	- 발전설비 계획 268.1GW(정격용량): 신재생 125.9GW(46.0%), 가스 69.2GW(25.8%), 원자력 35.2GW(13.1%), 석탄 22.2GW(8.3%), 양수 10.4GW(3.9%) - 총 발전량 704.5TWh: 원자력 248.3TWh(35.2%), 신재생 232.1TWh(32.9%), 가스 74.3TWh(10.6%), 석탄 70.9TWh(10.1%), 수소·암모니아 43.9TWh(6.2%)
	10차 대비 변화(‘36년 기준)	- 총 발전 설비 용량: 239.0GW → 254.6GW (상향) - 원별 설비비중: 원자력·석탄·가스 비중 소폭 ↓, 신재생·양수 ↑ - 발전량: 667.3TWh → 693.3TWh (상향) - 원별 발전비중: 가스, 신재생, 기타 비중 소폭 ↑, 나머지 에너지원 ↓
(4) 전력 계통	정책 방향	- 신규 설비 및 재생e 확대를 고려한 전력망 건설 반영 - 선제적 전력망 확충 및 안정적 전력계통 운영 체계 마련
	도전과제	- 간헐성 전원(태양광, 풍력) 증가로 기존 중앙발전 중심 계통운영 한계 예상 - 주파수 안정성, 무효전력 보상, 전압 유지 등 계통 안정화 필요
	계통 대응	- 계통 안정화 자원 필요 물량 산정 - 동기조상기, BESS, 양수 확대 - 선제적 전력망 확충 및 운영 체계 개선

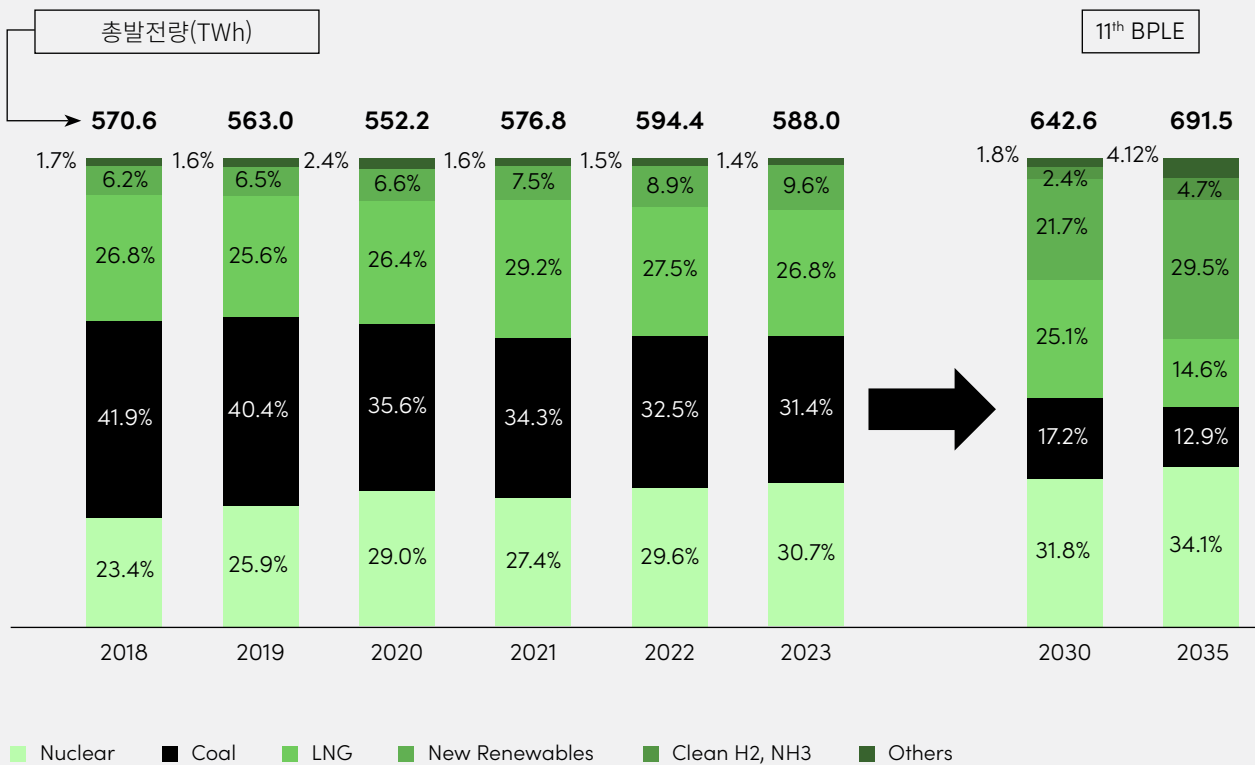
5 한국의 「신재생에너지법」에서 정의하는 ‘신재생에너지’에는 연료전지나 IGCC(통합 가스화 복합발전)와 재생에너지가 아닌 자원도 포함된다

핵심 요소		주요 내용
(5) 전력시장	정책 방향	• 수급안정, 전원 분산 등 전력시장의 역할을 더욱 확대 - 진입(계약·용량시장)부터 급전(실시간시장)까지 시장경쟁 적용 - 지역·입지 신호 강화를 통해 분산에너지 활성화 촉진
	시장 고도화 방향	• 현물시장+계약시장·용량시장 도입: 장기계약 통한 신규투자 리스크 완화, 용량시장 통한 설비 확보비용 보전으로 투자환경 안정화 • 지역별 가격+분산에너지·직접전력거래: 송전망 혼잡·계통제약 반영 차등 가격제, 재생에너지 분산, 수요지 인근 전원 유인 및 전기요금 정합성 제고 • 실시간시장 고도화: 실시간 가격 반영, 수요자원·분산전원 가격 신호 강화
	기대 효과	• 중장기 수급 안정성 제고 • 효율적 지역 분산 및 합리적 요금체계 • 유연성 기반 가격경쟁 강화

자료: 산업통상자원부(2024)



Figure 1-1. Power Generation by Energy Source (2018~2023) and Future Outlook under the 11th BPLE



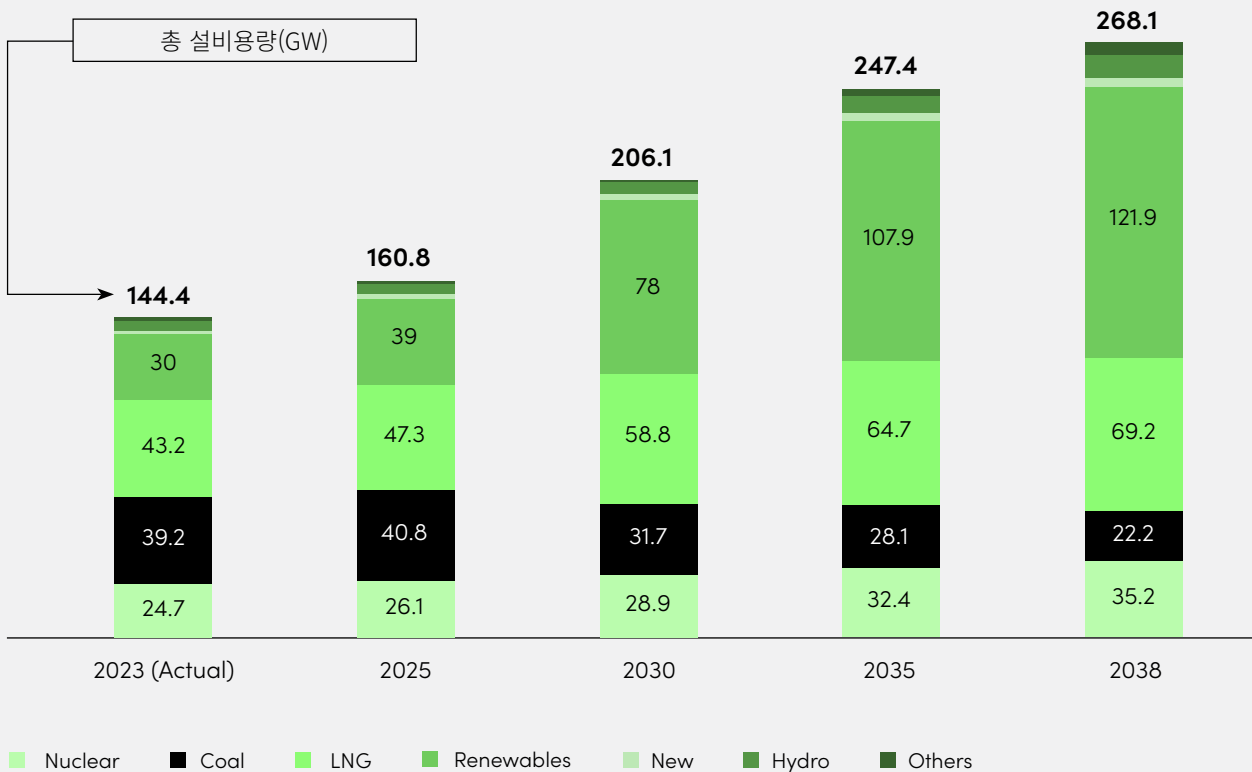
1.1.2 제11차 전력수급기본계획의 전원믹스 및 설비 계획

제11차 전기본은 에너지 전환과 온실가스 감축 목표 달성을 위해 전원믹스 구조를 근본적으로 개편하는 방향을 제시하고 있다. Figure 1-1은 2018~2023년 및 11차 전기본에 따른 2030년에 대한 연도별 총 발전량(TWh)과 에너지원별 비중을 보여준다. Figure 1-1에 따르면, 2023년을 기준으로 석탄과 LNG가 여전히 전체 발전량의 약 58%를 차지하고 있으며, 신재생은 10% 미만에 머무르고 있다. 연도별 발전량 추이를 살펴보면, 총 발전량 중 신재생의 비중은 2018년 6.2%에서 2023년 9.6%로 확대되면서, 5년간 약 3.4%p 증가에 그쳤다.

이처럼 한국의 재생에너지 확대는 충분한 진전을 이루지 못하였으나, 한국 정부는 이번 11차 전기본에서도 재생에너지, 청정수소 및 암모니아, 원자력 등 무탄소 전원을 중심으로 한 전환을 추진하고자 했다. 이는 한국 전력 부문에서의 중요한 전략적 전환을 반영하는 것으로, 무탄소 전원이 에너지 계획에서 점점 더 중심적인 역할을 차지하고 있음을 의미한다. 2030년 무탄소 전원 비중을 50% 이상, 2035년 약 65%, 2038년에는 70% 이상으로 확대하는 것을 목표로 설정하였다.

먼저, 11차 전기본에서는 2030년과 2035년의 전체 발전량이 각각 642.6 TWh, 691.5 TWh 수준일 것으로 전망하였다(Figure 1-1 참고). 전원별 발전량을 살펴보면, 전체 발전량 중 신재생 발전이 차지하는 비중은 2030년까지 21.7% (재생 120.9 TWh, 신에너지 18.7 TWh) 수준이며, 원자력의 비중은 현재 수준을 유지·확대하여 31.8%에 도달한다.

Figure 1-2. Total Installed Capacity by Energy Source under the 11th BPLE



한편, 석탄과 LNG의 비중은 2023년 58%에서 2030년 42.3%로 크게 감소한다. 2035년에는 이러한 흐름을 가속화하여, 신재생 발전의 비중을 전체의 약 30% 수준으로 늘리고, 청정수소와 암모니아 발전 비중도 4.7%까지 확대한다. 원자력의 비중은 34.1%로 늘어난다. 이러한 전력 믹스 계획은 한국 정부가 단계적으로 공급 안정성을 유지하면서도, 장기적으로는 무탄소 전원의 점진적 확대를 통해 탄소중립과 에너지 안보를 동시에 달성하려는 정책 기조를 반영한 것이라고 볼 수 있다.

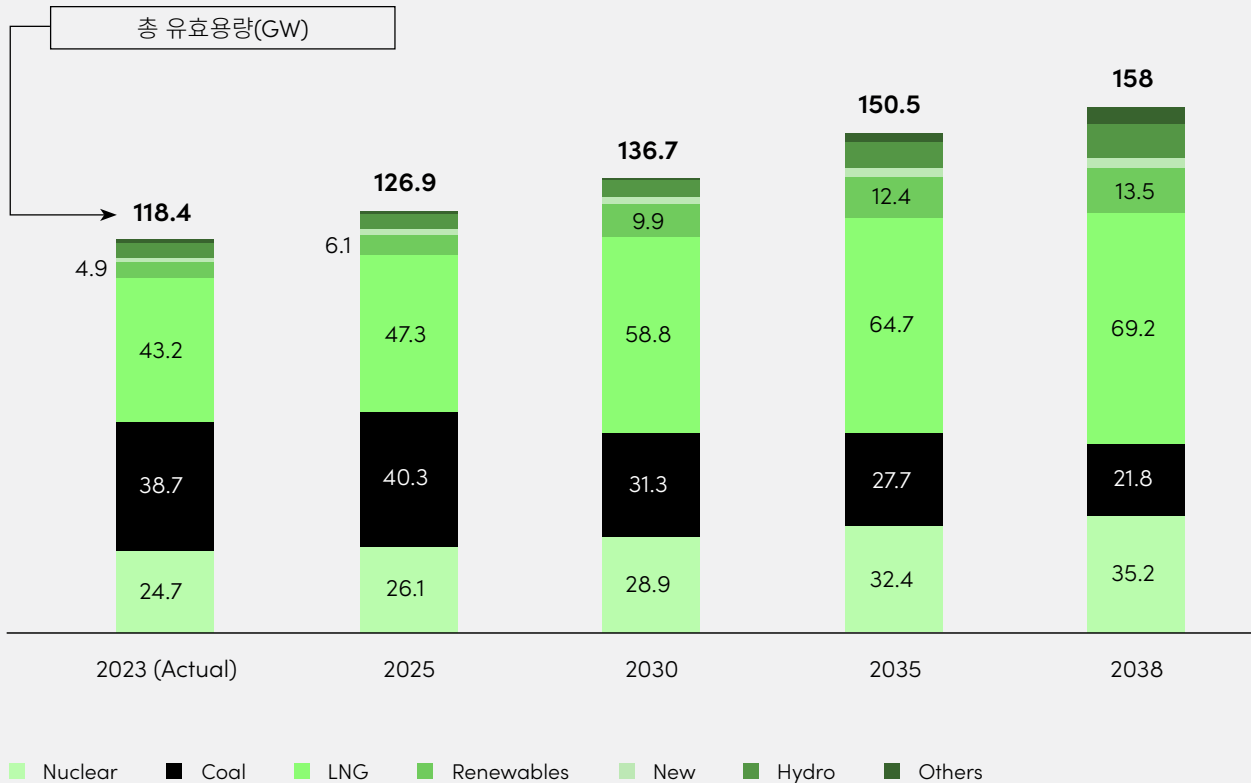
이어서 11차 전기본의 2038년까지의 발전설비 계획을 살펴보자. 한국 정부는 2038년까지의 중장기 전원별 발전설비 계획 수립 시 전력수요 전망에 기준 설비예비율(21~22%)을 적용하여 목표설비 용량을 도출하였으며, 신규 건설 및 노후 설비의 대체는 무탄소 전원으로 하는 것을 원칙으로 삼았다.

Figure 1-2는 11차 전기본에 제시된 연말 정격용량 기준 연도별 전원구성 전망을 나타낸다.

2023년 실적과 함께 2025년, 2030년, 2035년, 2038년에 대한 원전, 석탄, LNG, 재생에너지, 신에너지, 양수, 기타 전원별 용량 및 총 용량을 GW 단위로 나타내었다. 2023년 기준 정격용량은 총 144.4 GW이었으며, 그 중 재생에너지 설비용량은 30.0GW로 전체 설비의 20.8%에 해당한다. 2023년 실적 144.4 GW로부터 2038년까지 총 발전설비 용량은 100 GW 이상 증가할 것으로 계획되는데, 그 중 재생에너지 설비 용량은 2023년 30 GW 수준 대비 2030년까지 78.0GW로 증가하여 2.5배 이상 확대되며, 2035년까지는 121.9GW로 증가하여 2023년 용량의 약 4배 수준으로 확대된다. 11차 전기본 수립 시 2030 NDC 달성 가능성에 대한 우려로 실무안에 제시된 태양광 보급 전망을 2030년 1.9GW, 2038년 2.4GW 추가 상향하여 위와 같은 전원 믹스가 구성되었다 (산업통상자원부, 2025.02.21).⁶ 전체 발전설비에서 재생에너지가 차지하는 비중은 지속적으로 증가해 2023년 20.8% 수준에서 2030년 37.8%로 증가하고, 2035년 43.6%, 2038년 45.5%로 증가한다.

6 산업통상자원부(2025.02.21.) “제11차 전력수급기본계획 주요내용”

Figure 1-3. Total Effective Capacity by Energy Source under the 11th BPLE



다만, 11차 전기본 계획상 재생에너지 설비용량 대비 유효용량(Effective Capacity)이 매우 낮다는 점은 한계로 지적된다. Figure 1-3은 11차 전기본에 제시된 연말 유효용량 기준 연도별 전원구성 전망을 나타낸다. 유효용량 기준, 2023년 총 발전설비 용량은 118.4 GW이었으며, 그 중 재생에너지 설비용량은 4.9 GW로 전체 설비의 4.1% 수준이었다. 정격용량에 비해 유효용량의 증가폭은 크지 않다. 2023년 실적으로부터 2038년까지 약 40 GW 증가할 것으로 계획되는데, 그 중 재생에너지 설비 용량은 2023년 4.9 GW 수준에서 2030년까지 9.9 GW로 증가, 2038년까지 13.5 GW로 확대된다. 정격용량 기준으로 재생에너지의 비중은 2038년 45.5%까지 지속적으로 증가함에도, 유효용량 기준으로는 재생에너지의 비중은 2038년 8.5%에 그친다.

정격용량은 발전기의 잠재적 최대 전력 생산능력을 기준으로 산정한 값이며, 실효용량은 발전 출력의 변동성(특히 신재생 등) 등을 감안해 피크수요에 실제로 동원 가능하며 전력망의 안정을 위해 활용될 수 있는 설비규모를 의미한다(KEEI, 2018).⁷ 태양광·풍력 등 재생에너지의 발전량은 날씨와 시간에 따라 크게 변동하며 일사량, 풍속 등 외부 환경요인에 좌우되어 출력 변동성이 매우 커 재생에너지의 실효용량은 정격용량보다 낮게 책정된다(Paik et al. 2021⁸). 2038년 기준 재생에너지 정격용량 목표는 121.9 GW로 전체 발전설비의 45.5%를 차지하지만, 재생에너지가 실질적으로 피크수요 시간대에 공급 가능한 실효용량은 13.5 GW에 불과하며, 전체 실효용량 중 8.5% 수준에 그친다.

재생에너지 원별 세부 설비 계획을 살펴보면, 2038년 기준 재생에너지 설비의 정격용량은 총 121.9 GW로, 이 중 태양광 77.2 GW와 풍력 40.7 GW가 대부분을 차지한다(Table 1-2). 그러나 실효용량 기준으로 보면 태양광은 11.0 GW, 풍력은 1.0 GW에 불과해, 설비용량 대비 실제 공급 가능 전력 비율이 각각 약 14%, 2% 수준에 그친다(Table 1-3). 이는 간헐성 전원의 낮은 이용률과 전력계통 제약의 고려할 때, 향후 대규모 재생에너지 설비 확충이 곧바로 실질적 전력공급 능력 확대로 이어지기 어렵다는 점을 시사한다. 이는 재생에너지 보급 목표 수립 시 공급 안정성이 반드시 함께 고려되어야 하며, 계통 보강과 저장설비 확충 등 보완적 정책 수단의 병행이 필수적임을 강조한다. 향후 12차 전기본에서는 재생에너지 실효용량 제고를 위해 계통유연성 자원 확보, 송전망 투자 확대, 출력제어 완화 등 계통·시장·운영 측면의 대응전략이 핵심 요소로 포함될 필요가 있다.

7 Korea Energy Economics Institute, Energy Supply Brief, Vol. 5-1, January 2018.

8 Paik C, Chung Y, Kim YJ. "ELCC-based capacity credit estimation accounting for uncertainties in capacity factors and its application to solar power in Korea." Renewable Energy, 2021.

Table 1-2. Installed Capacity of Renewable Energy by Source (2025-2038)

Installed Capacity (MW)	2025	2030	2035	2038
Solar PV	31,964	55,675	70,811	77,203
Wind	3,017	18,281	32,972	40,671
Hydro	1,909	1,909	1,909	1,909
Marine	256	256	256	256
Biomass	1,852	1,852	1,852	1,852
Total Renewables	38,997	77,972	107,799	121,890
Share of RE (%)	24.3%	37.8%	43.6%	45.5%

Table 1-3. Effective Capacity of Renewable Energy by Source (2025-2038)

Effective Capacity (MW)	2025	2030	2035	2038
Solar PV	4,571	7,962	10,126	11,040
Wind	72	439	791	976
Hydro	405	405	405	405
Marine	0	0	0	0
Biomass	1,083	1,083	1,083	1,083
Total Renewables	6,131	9,887	12,404	13,503
Share of RE (%)	4.8%	7.2%	8.2%	8.5%

1.2 2030 및 2035 NDC와 배출 감축 이행 현황

본 절에서는 2030 NDC에 따른 부문별, 연도별 감축 목표와 현재까지의 이행 수준을 살펴보고, 최근 공개된 2035 NDC의 수립 배경과 주요 내용, 전환부문 감축 목표 및 주요 전략을 검토한다.

1.2.1 2030 NDC 감축 목표 및 전환부문 이행 현황

한국 정부는 2021년 10월 2030 국가 온실가스 감축목표(NDC 2.0)를 상향 조정하여 2030년 온실가스 순 배출량을 2018년 총 배출량 대비 -40% 수준인 436.6백만 tCO₂eq로 감축하는 목표를 확정하였다(관계부처 합동, 2021). NDC 2.0은 이후 한 번 더 세부적인 조정을 거쳐, 2023년 수립된 제1차 국가 탄소중립·녹색성장 기본계획(이하 ‘탄소중립기본계획’)에 반영되었다(관계부처 합동, 2023). Updated NDC 2.0의 2030년 국가 순 배출 목표는 기존 436.6백만 톤을 유지하되 부문 간 일부 조정을 거쳤다. 특히, 산업 부문의 저탄소 기술 도입 속도와 실현 가능성을 감안하여 산업 부문의 감축 필요량을 약 8백만 톤 줄이고, 이 중 일부를 전환 부문(energy conversion sector)에서 추가로 감축하도록 조정하였다.

이에 따라, 당초 2021년 수립된 2030 NDC 상에서는 전환 부문의 감축률이 44.4%이며 감축 후 배출 목표가 149.9백만 톤으로 제시되었으나, 2023년 Updated 2030 NDC에서 목표가 한층 강화되어 145.9백만 톤으로 조정되었다. Table 1-4 와 Figure 1-4 에 정리된 Updated 2030 NDC의 부문별 감축목표를 살펴보면, 전환 부문은 2030년까지 2018년 배출량 269.6백만 톤 대비 약 123.7백만 톤을 저감하여 45.9%의 감축을 이뤄내야 한다. 전체 국가 감축 필요량이 약 291백만 톤이므로, 이 중 약 42.5%를 전환 부문에서 담당함을 의미한다. 2018년 국가 총배출량에서 전환 부문이 차지한 비중이 약 37%인 점을 고려했을 때, 한국 정부가 전환 부문을 2030 NDC 달성을 위한 감축 핵심 부문으로 여기고 있음을 알 수 있다. 2023~2030년까지의 연도별 전환부문 배출 목표를 살펴보면(Figure 1-4), 2024~2025년에는 감축 속도가 완만하지만 2026년 이후 감축 폭이 점차 커져 2028~2030년 사이에 배출량이 다소 급격히

Table 1-4. 2030 NDC – Sectoral GHG Reduction Targets and Reduction Rates
(※1996 IPCC Guideline)

Sector		2018	2030 NDC 2.0	Updated	
		(Base Year)	(Oct. 2021)	2030 NDC 2.0 (Apr. 2023)	
Total Emissions (Million tCO ₂ eq)		727.6	(net) 436.6	(net) 436.6	40.0%
Emissions	Energy Conversion	269.6	149.9	145.9	45.9%
	Industry	260.5	222.6	230.7	11.4%
	Building	52.1	35.0	35.0	32.8%
	Transport	98.1	61.0	61.0	37.8%
	Agriculture, Livestock, and Fisheries	24.7	18.0	18.0	27.1%
	Waste	17.1	9.1	9.1	46.8%
	Hydrogen	-	7.6	8.4	-
	Fugitive emissions, etc.	5.6	3.9	3.9	-
Absorption and Removal	Carbon Sinks	-41.3	-26.7	-26.7	-
	CCUS	-	-10.3	-11.2	-
	International Reduction	-	-33.5	-37.5	-

자료: 관계부처합동 (2023)

줄어드는 형태를 보인다. 계획상의 전환 부문 배출량은 2028년에 처음 2억 톤 미만으로 떨어지고, 남은 2년간 추가로 약 44백만 톤을 감축하여 2030년 목표에 도달하도록 설정되어 있다. 이러한 경로는 석탄발전 폐지와 재생에너지 확대 등, 단기간에 집중적인 감축 노력이 필요함을 보여준다.

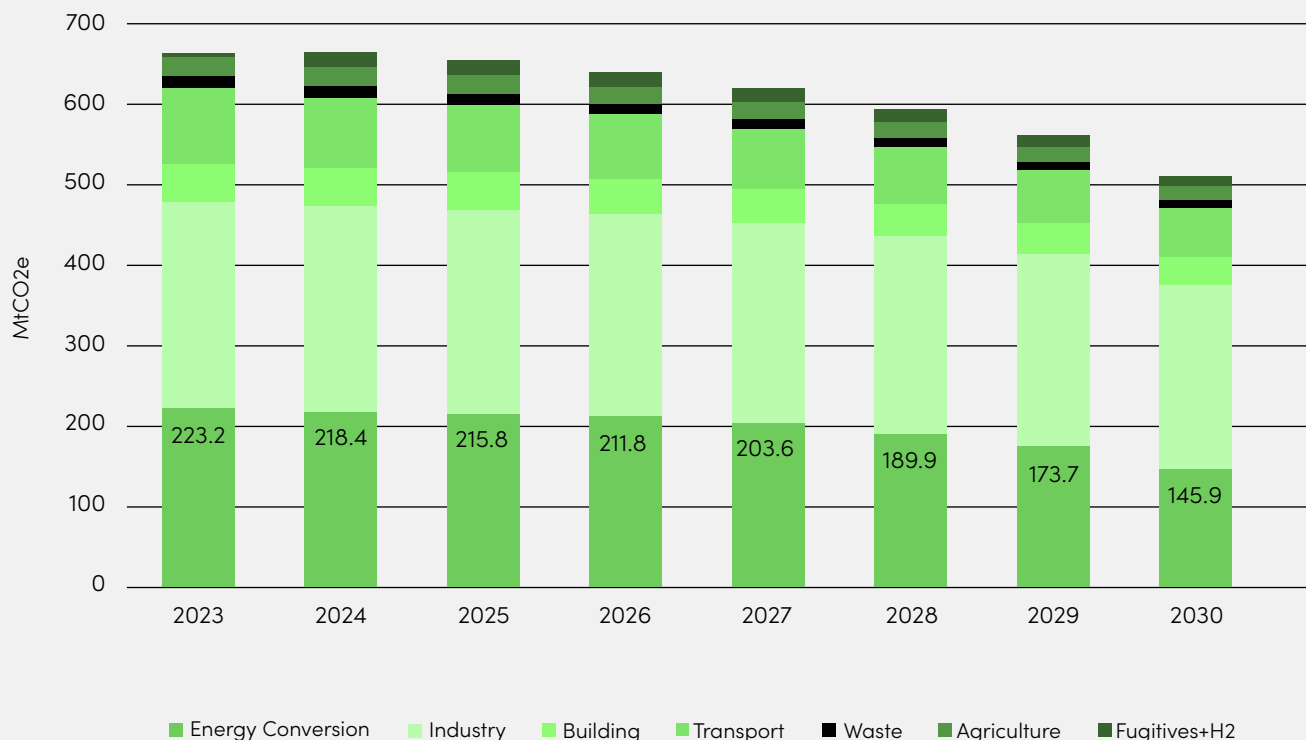
반면, 산업 부문은 2018년 260.5백만 톤에서 2030년 230.7백만 톤으로 약 29.8백만 톤의 감축이 요구되며, 2030년까지의 감축률은 -11.4%에 그친다. 이러한 결정은 산업 부문이 공정 구조와 기술 전환 속도 측면에서 단기간 내 감축에 한계가 있는 반면, 전환 부문은 재생에너지 확대와 석탄발전 감축 등 정책 수단을 통해 비교적 직접적이고 빠른 감축이 가능하다는 판단에 근거한다(관계부처 합동, 2023.4).

이어서, Figure 1-5는 상기 2030 NDC 계획과 비교하여 전환부문의 실제 온실가스 배출 추이와 기준연도 대비 감축률을 보여준다. 그림에 나타난 바와 같이, 전환부문의 배출량은 2018년 이후 완만한 감소 추이를 보이며, 2023년 잠정배출량(224.1백만 톤) 기준으로 2018년 대비 약 18.9% 저감, 2024년 잠정배출량(212.9백만 톤) 기준으로는 약 22.9% 저감했다.⁹ 2030 NDC 및 탄소중립기본계획에 따른 전환부문 감축 경로를 감안했을 때 2024년까지는 양호한 실적을 달성하고 있다. 특히, 2024년 전환부문 잠정배출량이 2024년 목표 배출량(218.4만 톤) 및 감축률(20.9%)과 비교하여 더 낮은 배출 수준, 더 높은 감축률을 기록하면서, 연간 감축목표를 초과 달성할 수 있을 것으로 예상된다.

다만, NDC 2.0 수립과 이행 평가는 1996 IPCC 산정지침(이하 96 지침)을 기준으로 산정한 배출량을 근거로 하며, 새로운 2006 산정지침(이하 06 지침)을 적용할 경우 전환부문 배출량 수준에 차이가 발생한다. 예를 들어, 2024년 전환부문과 국가 총 배출량은 96 지침 기준 각각 212.9백만 톤과 639백만 톤인 반면, 06 지침 적용 시 각각 218.3백만 톤과 691.6백만 톤으로 산정된다.

9 온실가스종합정보센터는 국가 온실가스 배출량 확정치보다 1년여 앞서 국가 온실가스 잠정배출량을 추산해 2020년부터 매년 공개하고 있다. 2024년도 확정치는 2026년 하반기 확정·공표되나, 2024년도 잠정배출량은 2025년 8월 20일 공개되었다(환경부 보도자료, 2025.8.20. “2024년도 국가 온실가스 잠정배출량 6억 9,158만톤”)

Figure 1-4. Sectoral Emission Targets of Updated NDC 2.0 (※ 1996 IPCC Guideline)



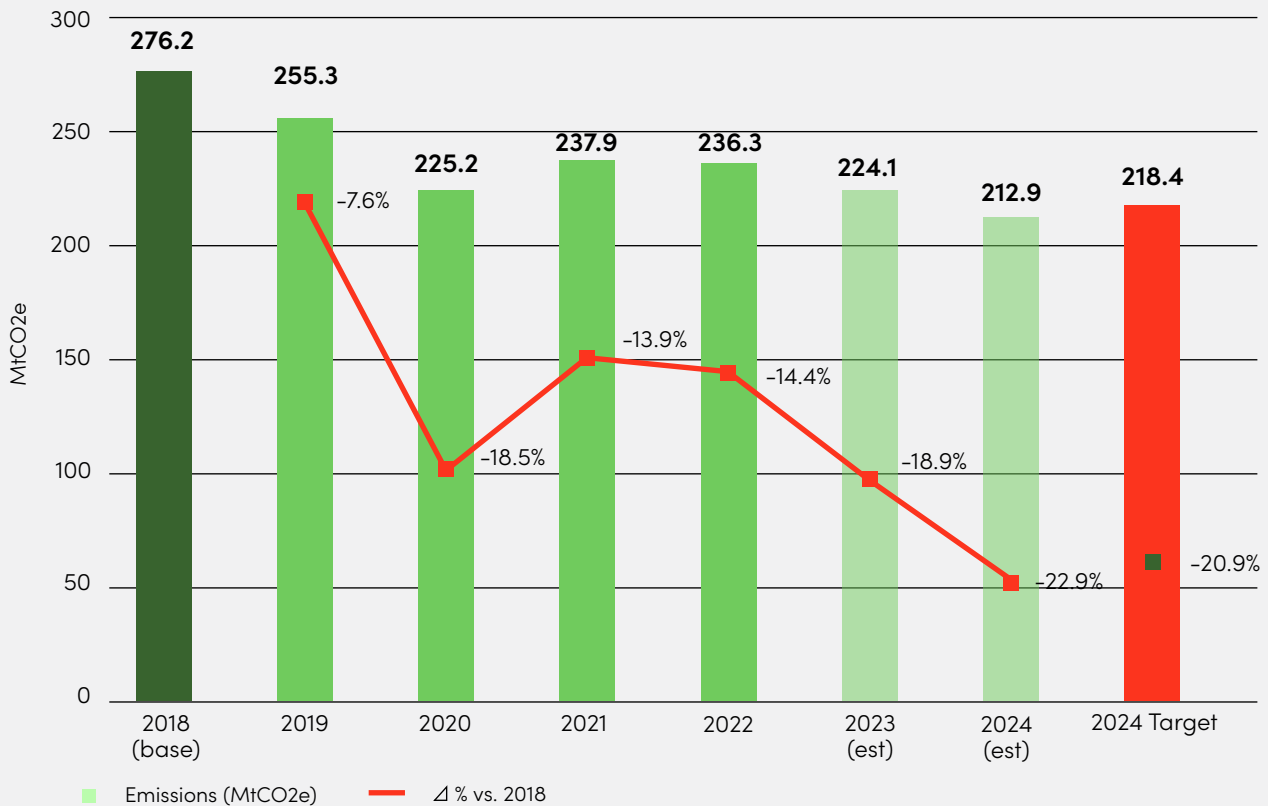
환경부 보도자료 (2025.08.20)에 따르면, 06 지침 적용 시, 2024년 국가 총 배출량(잠정치)은 2018년(783.9백만 톤) 대비 11.8% 감소, 전년도 잠정배출량 (705.8백만 톤) 대비 1.5% 감소했다. 그에 반해, 전환부문의 2024년 배출량(잠정치)은 2018년(283백만 톤) 대비 22.9% 감소했으며, 전년도 잠정배출량 (230.9백만 톤) 대비 5.4% 감소했다. 이는 전력수요가 전년 대비 1.5% 증가했음에도 불구하고 석탄 발전량이 9.6% 감소하고, 재생에너지와 원자력 발전량이 각각 8.6%, 4.6% 늘어난 결과로 확인된다.

최근 감축 추세를 종합해 보면, 전환부문은 재생에너지와 원전 등 무탄소 전원의 확대에 힘입어 최근 2년 연속으로 5% 안팎의 감축률을 이뤄내며 주요 배출 부문 중 가장 높은 감축 성과를 기록한 것으로 평가된다. 즉, 최근까지는 Updated NDC 2.0 목표에 따른 2030년까지의 배출 경로에 어느정도 부합하는 속도로 감축이 이뤄지고 있는 것으로 파악된다.

다만, 최근 공개된 2024년도 국가 기본계획 이행점검 결과(관계부처합동, 2025.11.10)¹⁰에 따르면, 2030 NDC 달성을 위해서는 전환부문 외에도 재생에너지 보급 확대와 수송·건물 부문의 에너지 전환정책이 보다 가속화되어야 하는 것으로 나타났다. 특히 2024년 재생에너지 발전 비중은 9%로 OECD 평균(34.4%)에 크게 미치지 못하며, 2024년 무공해차 보급률도 목표(누적 103만대) 대비 72.8% 수준에 그쳐 목표 대비 이행 격차가 여전히 존재하는 상황이다. 2030년에 가까워질수록 감축 목표가 급격히 강화되고 현재 에너지전환 정책에 이행 격차가 존재하므로, 전환 부문의 감축 추세를 안정적으로 이어가기 위해서는 정부의 중장기 로드맵에 따라 석탄발전의 구조적 감축, 무탄소 전원의 지속적 확충, 수요관리 강화 등 추가적인 노력이 필수적인 상황이다.

10 관계부처합동 보도자료(2025.11.10.), “'35년까지 18년 대비 온실가스 53%~61% 감축”

Figure 1-5. GHG Emission Trends in the Energy Conversion Sector (※1996 IPCC Guidelines)



1.2.2 2035 NDC 수립 현황 및 주요 내용

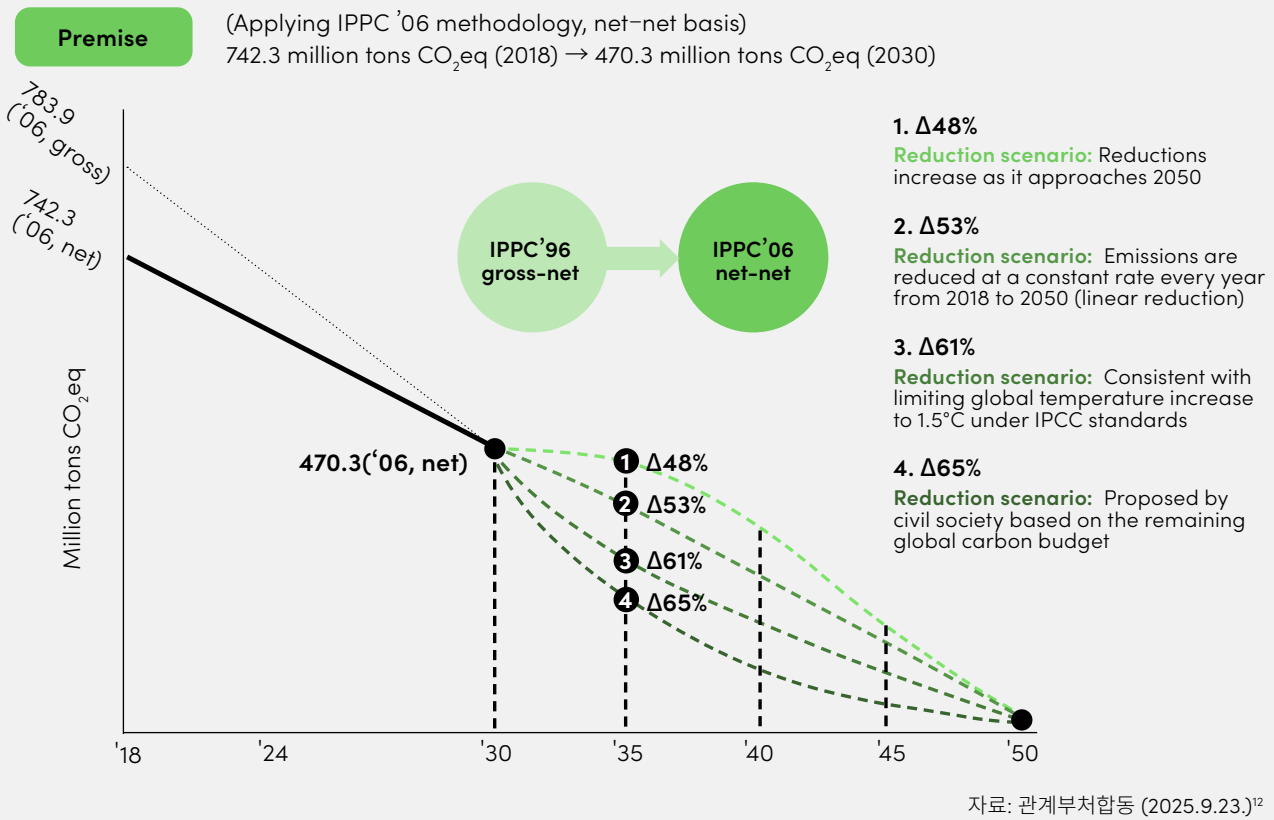
한국 정부는 2025년 11월 11일 국무회의 심의·의결을 거쳐 2035년 온실가스 감축목표(이하 2035 NDC 목표)를 확정하였으며¹¹⁾, 같은 달 브라질 벨렝에서 개최되는 COP30(제30차 UN 기후변화협약 당사국총회)에서 발표한 후 UN에 공식적으로 제출했다. 기후에너지환경부, 2025.11.11). 이번에 확정된 2035 NDC 목표는 2018년 온실가스 순배출량(약 7억 4,230만 톤)을 기준으로 2035년까지 53%에서 최대 61%까지 감축하는 범위형 목표로 제시되었다. 직전 2030 NDC가 2018년 대비 40% 감축이라는 단일 목표로 설정되었던 것과 달리, 2035 NDC 목표는 정책적 유연성과 미래 여건의 불확실성을 반영하여 상·하한 범위로 제시되었다.

2035 NDC목표안 마련은 전문가·산업계·시민사회 등 다양한 의견수렴 과정(부문별 대국민 공개 논의, 종합토론회 등)을 거쳐, 여러 감축률 시나리오(48%, 53%, 61%, 65%)를 두고 최종안을 선정하는 방식으로 진행되었다(Figure 1-6). 정부는 시민사회가 요구한 65% 감축안과 부문별 감축 여력을 고려하여 마련된 48% 안 사이에서 헌법재판소 결정 및 국제권고 등을 고려해 이러한 범위형 목표를 도출하였다고 설명했다(기후에너지환경부, 2025.11.11).

2035 NDC 대국민 공개 논의 토론회 자료에 따르면, 상한(61%)은 ‘1.5°C 목표’ 달성을 위한 IPCC 권고를 반영한 경로이며, 하한(53%)은 기준연도인 2018년부터 2050년 탄소중립까지 선형적으로 감축하는 경로에서 2035년에 해당하는 감축률이다(Figure 1-6). 구체적으로, 53% 감축 목표(하한)는 2035년 국가 순 배출량이 348.9백만 톤 수준으로 감소하는 것을 의미하며, 61% 감축 목표(상한)는 순 배출량이 289.5백만 톤에 도달함을 의미한다(Table 1-5).

11 기후에너지환경부 보도자료(2025.11.11), “2035 국가 온실가스 감축목표 및 제4기 배출권거래제 할당계획, 국무회의서 확정”

Figure 1-6. Four Proposed GHG Reduction Pathways for South Korea's 2035 NDC



이처럼 한국 정부는 단일 수치 대신 53~61% 범위로 목표를 설정함으로써 최소한 53% 감축을 국제사회에 약속하면서도, 기술 발전과 정책 이행 상황에 따라 61%까지 추가 감축을 도모하는 탄력적 대응을 계획했다. 이러한 목표 수립의 배경 중 하나로, 파리협정의 목표 강화 체계인 ‘진전 원칙 (progression)¹³’을 들 수 있다. 파리협정은 각 당사국이 5년 주기로 차기 NDC 수립 시 이전 목표보다 강화된 국가 온실가스 감축목표를 수립하여 UN에 제출하도록 규정하고 있다. 진전 원칙은 강한 정치적·도덕적 구속력을 가지는 원칙으로서, 한국 정부는 2035 NDC 수립 시 2030 NDC보다 더욱 강화된 감축목표를 도출하고자 했다. 대내적으로는, 2024년 8월 헌법재판소의 결정¹⁴으로 2031년부터 2049년까지의 중간 감축목표 부재의 위헌성이 지적되면서, 한국 정부는 2050 탄소중립 시점까지의 중장기 감축경로에 대한 법적·제도적 명시 의무가 부여되었다. 이는 미래에 과중한 부담을 이전하지 않고 진전의 속도를 적정하게 유지할 수 있도록, 장기 감축경로를 법률을 통해 명확히 제시하고 연차별 목표를 구체적으로 수립하도록 한 조치이다.

12 관계부처합동 (2025.9.23.), “2035 NDC 대국민 공개 논의 토론회 전력 부문” 발표자료

13 ‘진전 원칙’은 파리협정 제4조 3항 “Each Party’s successive nationally determined contribution will represent a progression beyond the Party’s then current nationally determined contribution and reflect its highest possible ambition, ...”에 제시되어 있다.

14 헌법재판소 (2024.8.29, 선고, 2020헌마389등) 저탄소 녹색성장 기본법 제42조 제1항 제1호 위헌확인, 기후위기 대응을 위한 국가 온실가스 감축목표 사건, <https://www.ccourt.go.kr/site/kor/ex/bbs/View.do?cbldx=1195&bcldx=1008482&>

Table 1-5. 2035 NDC - Sectoral GHG Reduction Targets and Reduction Rates
(※2006 IPCC Guideline)

Sector		2018 (Base Year)	2035 NDC 3.0			
			Lower bound: Δ53%		Upper bound: Δ61%	
Net Emissions (Δ% vs. 2018) (Million tCO ₂ eq)		742.3	348.9	(-53.0%)	289.5	(-61.0%)
Emissions	Energy Conversion	283.0	88.3	(-68.8%)	70.0	(-75.3%)
	Industry	260.5	209.1	(-24.3%)	190.6	(-31.0%)
	Building	52.1	24.2	(-53.6%)	22.8	(-56.2%)
	Transport	98.8	39.3	(-60.2%)	36.8	(-62.8%)
	Refrigerant	23.1	27.4	(+18.6%)	25.5	(+10.4%)
	Agriculture, Livestock, and Fisheries	27.6	20.0	(-27.5%)	19.5	(-29.3%)
	Waste	19.4	9.2	(-52.6%)	9.0	(-53.6%)
	Fugitive emissions, etc.	3.7	2.6	(-29.7%)	2.4	(-35.1%)
	Hydrogen	0	8.1	-	6.5	-
Absorption and Removal	Carbon Sinks	-41.6	-38.3	-	-39.3	-
	CCUS	-	-11.2	-	-20.3	-
	International Reduction	-	-29.8	-	-34.0	-

자료: 기후에너지환경부 (2025.11.11.)

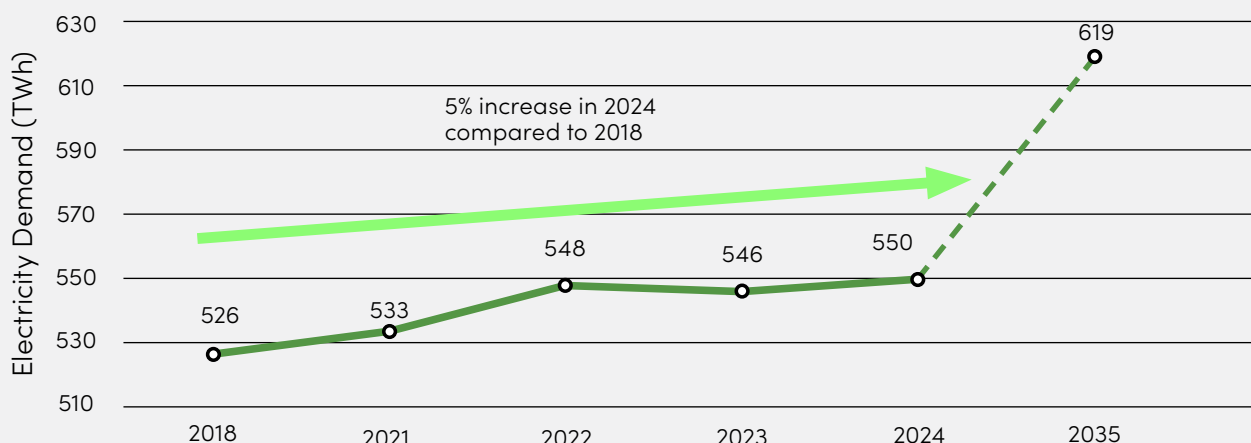
이러한 대내외적 배경 하에 한국의 2035 NDC는 선형 감축경로에 기반한 53%를 하한으로 두고 상한 목표를 함께 제시하는 범위형 감축목표로 결정되었다. 현재 (2025년 11월 기준)까지는 2035년 단일연도에 대한 감축 목표만이 공개되었으나, UN에 공식 제출될 최종 2035 NDC 문서에는 상·하한 목표에 대한 연도별 감축경로가 함께 포함될 것으로 예상된다. 특히 헌법재판소의 결정에 따라 2026년 2월까지 중장기 온실가스 감축계획이 법제화될 예정이므로, 향후 5년 주기로 NDC를 수립하고 전력수급 기본계획 등 관련 국가 계획을 마련할 때에는 2050 탄소중립 목표 및 중장기 감축경로와 정합성을 유지해야 한다. 이에 따라 한국 정부는 부분별, 연도별 중장기 감축 목표를 체계적으로 설계함과 동시에 계획된 목표의 달성이 실효적으로 보장될 수 있는 제도적·재정적 이행 기반을 공고히 하는 것이 더욱 중요한 과제가 될 것이다.

1.2.3 2035 NDC의 전환부문 감축 목표 및 전략

2025년 11월 11일 공개된 2035 NDC 확정안의 하한 및 상한 목표를 달성하기 위해 요구되는 부문별 감축목표는 Table 1-5와 같다(기후에너지환경부, 2025.11.11.).¹⁵ 부문별 감축률을 살펴보면, 전환 부문과 그 외 건물, 수송 등 에너지 소비 부문에서 상대적으로 높은 감축률이 요구되고 있다. 특히, 국내 부문 중 가장 큰 비중을 차지하는 전환 부문은 국가 전체 감축률보다 약 15%p 강화된 감축률이

15 다만, 기후에너지환경부가 보도자료를 통해 발표한 2035 NDC에는 상·하한 목표 범위에 대응하는 구체적인 부문별 정량 감축 목표가 제시되어 있지 않다(기후에너지환경부 보도자료, 2025.11.11.). 또한, 2025년 12월 유엔에 제출된 최종 2035 NDC 문서에는 국가 전체 온실가스 감축 목표(2018년 대비 53~61% 감축)와 일반적인 부문별 감축 방향이 제시되어 있으나, 구체적인 정량적 부문별 경로는 포함되어 있지 않다. 전원 믹스 등 전환부문의 세부 감축 계획은 “2035 NDC 대국민 공개 논의 토론회 전력 부문” 발표자료를 참고하여 작성하였다.

Figure 1-7. 2035 NDC Scenario: Power Demand and Generation Mix



Despite demand-side management efforts such as improvements in energy efficiency, electricity demand is projected to increase due to electrification (e.g., high-tech industries such as AI, semiconductors and electric vehicles).

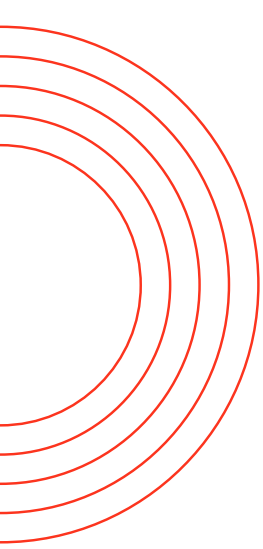
Electricity Generation (TWh)	2035				
	2018	2024	48% reduction scenario	53% reduction scenario	61-65% reduction scenario
Total	571	596	693	705 ~ 711	~ 739
Renewables	21 (4%)	54 (9%)	202 (29%)	222~233 (32~33%)	270~ (37%~)
Coal	239 (42%)	167 (28%)	55 (8%)	50~44 (7~6%)	~35 (~5%)
LNG	153 (27%)	167 (28%)	126 (18%)	113~105 (16~15%)	~83 (~11%)
Nuclear	134 (23%)	189 (32%)	236 (34%)	222~234 (32~33%)	231~ (31%~)

자료: 관계부처합동 (2025.9.23.)

요구된다. 구체적으로, 전환부문은 2018년 배출량 283백만 톤에서 68.8%(하한) ~ 75.3%(상한) 감축하여 2035년 70.0~88.3 백만 톤 수준으로 배출량을 크게 줄여야 한다.

최근 공개된 2035 NDC 확정안에는 전원 믹스 등 세부 이행 계획이 제시되어 있지 않으나, 2035 NDC 마련 과정에서 진행된 대국민 공개 논의에서는 전력 부문의 2035년 목표(안), 예상 전력 믹스, 주요 감축 전략 등이 논의되었다(관계부처합동, 2025.09.23). Figure 1-7, 좌측 그래프에서 확인할 수 있듯, 2035년 전력 수요는 AI, 반도체 등 첨단 산업의 급성장과 수송 부문의 전기화(EV 보급 확산)로 인해 619TWh까지 증가할 것으로 전망된다. 이러한 전기화 중심의 수요 급증은 전력 부문의 온실가스 감축 부담을 크게 높이며, 기존보다 한층 빠른 속도의 전원 전환이 요구되는 상황이다. 이에 따라 정부는 전력 부문 감축을 위한 핵심 전략으로 크게 두 가지를 제시하였다. 첫째, 전력믹스 개선을 통해 화석연료 발전을 구조적으로 감축하고, 재생에너지 및 원자력 등 무탄소 전원의 비중을 대폭 확대하는 경로를 제시하였다. 둘째, 배전·변전 설비에서 사용되는 SF₆ 가스의 친환경 물질 전환을 추진해 비에너지 분야의 배출을 감축하는 방안도 병행된다.

핵심 전략의 하나인 전력믹스 개선을 위해, 석탄발전은 11차 전기본에 제시된 대로 단계적으로 감축되어 2038년까지 61기 중 40기가 폐지되고 21기만 잔존할 예정이다. 이에 더해 이재명 정부의 국정과제 중 하나인 “재생에너지 중심 에너지 대전환”의 일환으로 “2040년 조기 탈석탄 로드맵”을 수립할 계획을 밝혔다. 이에 더해, 원자력 발전 비중은 30%대 수준으로 유지하여 안정적인 무탄소 전원을 확보할 방침이다. 천연가스(LNG) 발전은 장기적으로 석탄과 함께 탄소 배출이 없는 재생에너지로 대체해 나간다는 전략을 병행 추진하고 있다. LNG 발전 비중은 2024년 28%에서 2035년 16% 이내 수준으로 축소된다.



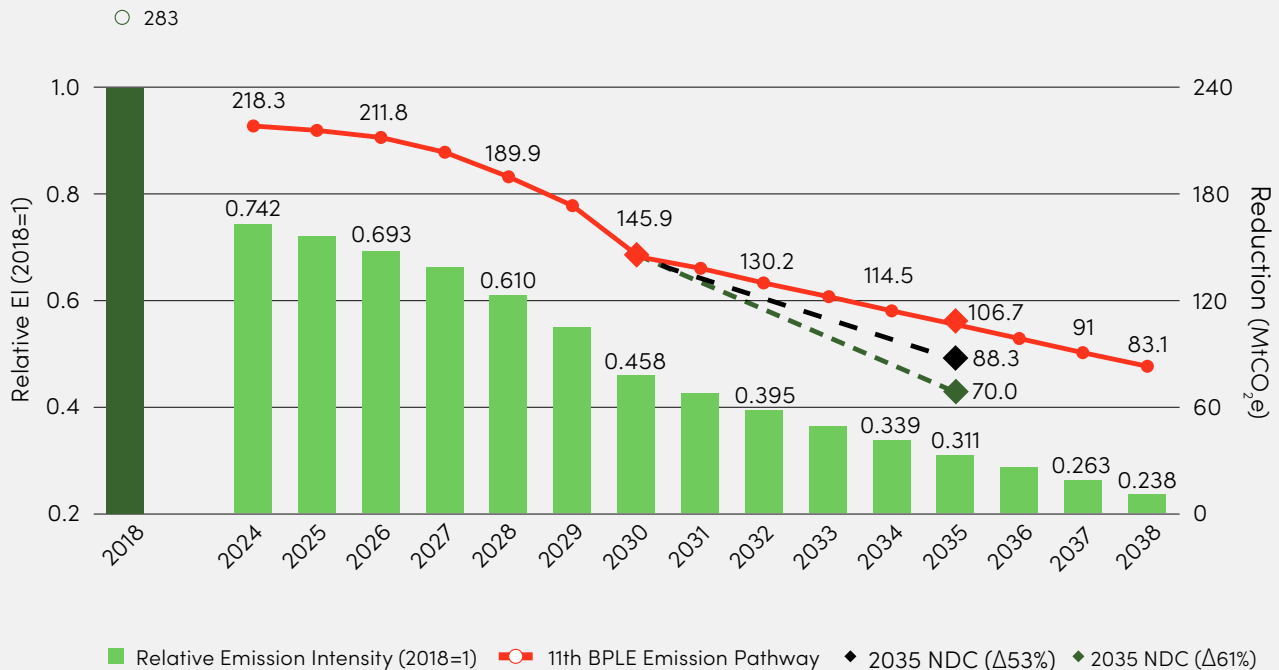
반면 재생에너지의 경우, 11차 전기본에서 제시한 2035년 재생에너지 비중 26% 목표(발전량 179.9 TWh, 발전용량 107.8GW)를 대폭 상향하는 방향으로 조정되었다. 2035 NDC 대국민 공개 논의 전력부문 발표자료에 따르면¹⁶, 53% 감축 목표(하한) 달성을 위해 2035 전원 믹스에서 재생에너지가 차지하는 비중이 32~33% (222~233 TWh)로 늘어나야 하고, 61% 감축 목표(상한)에서는 37% (270 TWh) 수준까지 확대된다(Figure 1-7 참고).

이를 실현하기 위해 정부는 재생에너지 보급 속도를 대폭 가속화하는 전략을 제안하고 있다. 2030년까지 연평균 11GW씩 보급하여 2030년 재생에너지 발전용량을 총 100GW 수준까지 확대하고, 이후 2035년까지 5년간 연평균 10~12GW 이상 추가 보급을 통해 150~160GW 이상 수준을 달성한다는 계획이다. 이는 11차 전기본 대비 연간 설치량이 크게 증가하는 것으로, 연평균 10~12GW의 보급은 과거 국내 재생에너지 설치 실적(연평균 3.8GW 수준)과 비교해 2~3배 이상 높은 수준으로, 인허가 제약, 계통 수용성, 주민 수용성, 입지 확보 문제 등 구조적 병목을 해소하지 않으면 달성이 쉽지 않다는 우려도 제기된다.

종합하여 보면, 한국의 2035 NDC는 전력부문에서의 대대적인 감축을 중심으로 하여 타 부문 감축을 병행함으로써, 국가 온실가스 감축 경로를 2030년 이후 더욱 강화하는 로드맵을 제시하고 있다. 이는 재생에너지 보급 목표와도 긴밀히 연계된 방향으로, 향후 재생에너지 확대 정책의 목표치 이행이 NDC 달성의 핵심 과제로 부각될 것으로 예상된다.

16 대국민 공개 논의 발표자료에 제시된 53%안과 61%안에 대한 감축 목표 세부내용(2018년 대비 감축량 및 감축률 등)이 2035 NDC 확정안의 전환부문 감축 목표와 다소 차이가 존재하는 점을 유의할 필요가 있다.

Figure 1-8. Energy Conversion Sector Emission Pathway under the 11th BPLE and NDCs



1.3 2035 NDC, 제11차 전기본 및 글로벌 재생에너지 기준 간 정책 정합성

앞서 살펴본 바와 같이, 한국의 2035 NDC는 전환부문에 가장 급격한 탈탄소 전환을 요구하고 있다. 전력부문의 탈탄소화를 위한 단계별 이정표를 명확히 하고, 전력부문의 중·장기 전환전략을 2035 NDC에 긴밀히 연계하여 수립하는 것이 실질적 온실가스 감축을 위한 필수 조건이라고 할 수 있다. 본 절에서는 2035 NDC 전력부문 감축안과 11차 전기본과의 정합성을 평가하고, 글로벌 재생에너지 기준과 비교 분석해본다.

1.3.1 제11차 전기본 및 2035 NDC 전력부문 목표 정합성 분석

11차 전력수급기본계획(2024~2038)에 제시된 전환부문 온실가스 배출경로에는 2030년 배출량 145.9백만 톤과 2038년 83.1백만 톤이 적용되었다.

2024~2030년에 대해서는 10차 전기본 및 탄소중립기본계획의 전환부문 배출경로를 적용하여, 2030 NDC를 포함한 기존 기후에너지 정책과 정합성이 확보된다. 2031~2038년에 대한 배출경로는 10차 전기본의 2030년과 2036년 목표치를 기준으로 선형적으로 감축을 이어가는 경로(linear interpolation)이다.

이때 2035 NDC 수립 등을 감안하여 2가지 안(2038 배출량 95.8 vs 83.1백만 톤) 중 보다 높은 수준으로 감축하는 경로를 채택하여 11차 전기본의 최종 배출경로가 도출되었다(산업통상자원부, 2024). 해당 경로에 따르면 2035년의 전환부문 배출량은 약 106.7백만 톤 수준이다(Figure 1-8).

한국 정부가 최근 확정한 2035 NDC 감축목표에 부합하는 전환부문의 감축 목표는 기존 11차 전기본에 제시된 106.7백만 톤 보다 더 강화된 수준으로 제시되었다(Figure 1-8). 그림에서 볼 수 있다시피, 53% 감축목표(하한) 달성을 위해서는 2030년 145.9백만 톤(= 2030 NDC)으로부터 2035년 88.3백만 톤으로 5년간 약 40% 저감, 61% 감축목표(상한)에 따른 목표배출량 70.0 백만 톤

Table 1-6. Required Emission Reductions: 11th BPLE vs. 2035 NDC

연도	2030 and 2035 Emission Targets (MtCO ₂ e)		2030 → 2035 Reduction (MtCO ₂ e)		2030 → 2035 Reduction Rates (%)	
	2030	2035	Total	Yearly	Total	Yearly
제11차 전력수급기본계획 (11th BPLE)	145.9	106.7	39.2	7.84	26.9%	6.0%
2035 NDC (53%)	145.9	88.3	57.6	11.52	39.5%	9.5%
2035 NDC (61%)	145.9	70.0	75.9	15.18	52.0%	13.6%

달성을 위해서는 5년간 약 52% 수준의 추가 감축이 요구된다. 두 계획의 2035년 목표배출량을 직접 비교해보면, 11차 전기본의 106.7 백만 톤에 비해 NDC 하한(53%) 목표배출량이 18.4백만 톤 낮고, NDC 상한(61%) 목표배출량과는 약 36.7백만 톤의 격차가 발생한다. 이는 현재 11차 전기본의 전원 믹스에 따른 배출 경로가 2035 NDC 달성 경로에 부합하지 못하며, 2035 NDC 달성을 위해서는 2030년 이후 배출 경로를 한층 가파르게 조정하는 추가 노력이 필요함을 의미한다.

2030~2035년 기간 동안 11차 전기본의 경로는 연평균 약 7.84 백만 톤을 감축하는 완만한 경로인 반면, NDC 하한과 상한은 각각 연평균 11.52 백만 톤과 15.18 백만 톤 수준의 감축을 요구하며 더욱 가파른 경로를 구성한다. 연평균 감축률도 11차 전기본은 6% 수준이나, NDC 상한(61%)은 13.6%로 그 감축 속도가 2배 이상이다.

전체적인 전력 공급량이 증가함에도 불구하고 전환 부문 배출량이 절대적으로 감소하기 위해서는 전환부문의 배출집약도(Emission Intensity)가 지속적으로 감소해야 한다. 이는 저탄소 전원 확대 및 화석연료 축소 효과로 가능해진다.

NDC 달성을 위해 요구되는 발전 단위당 배출 집약도 변화를 가능하기 위해, 11차 전기본 및 2035 NDC의 전환부문 배출목표 및 총 발전량 정보를 활용하여 연도별 배출집약도(Emission Intensity)¹⁷를 추정하였다. Figure 1-8의 막대그래프는 2018년 대비 배출 집약도의 상대적 변화를 나타낸다. 전환부문의 배출집약도는 2030년까지 2018년 대비 약 54%, 2024년 대비 약 38% 낮아져야 한다. 2035 NDC 감축 목표 달성을 위해서는 5년간 추가적으로 44~55% 집약도 개선을 이뤄내 2018년 집약도의 약 20~26% 수준에 도달해야 함을 의미한다. 즉, 전력 수요 증가까지 고려하면, 재생에너지 확충만으로는 부족하며 석탄발전의 비중 축소, 가스발전 효율 개선, 계통효율 강화 등 복합적 조치가 병행되어야 함을 시사한다.

이와 같이 2035 NDC는 훨씬 더 도전적인 온실가스 감축 및 재생에너지 확충을 요구하고 있음에 따라, 11차 전기본의 정책목표와 정합성에 불일치가 존재한다. 2026년 수립될 12차 전기본에서는 전력수요 전망, 전원 믹스, 배출계수 경로를 전반적으로 재조정하여 강화된 2035 NDC목표와의 일관성을 확보하는 작업이 필수적이다.

특히, 재생에너지 중심의 무탄소 전원 확대 속도, 석탄발전 감축 로드맵, 송전·계통 투자 계획, 수요관리 강화 전략 등이 NDC 감축 속도에 맞추어 정교하게 설계되지 않는다면, 2030년 이후 전환부문에서 요구되는 높은 연평균 감축 속도를 달성하는 데 구조적 한계가 발생할 가능성이 크다.

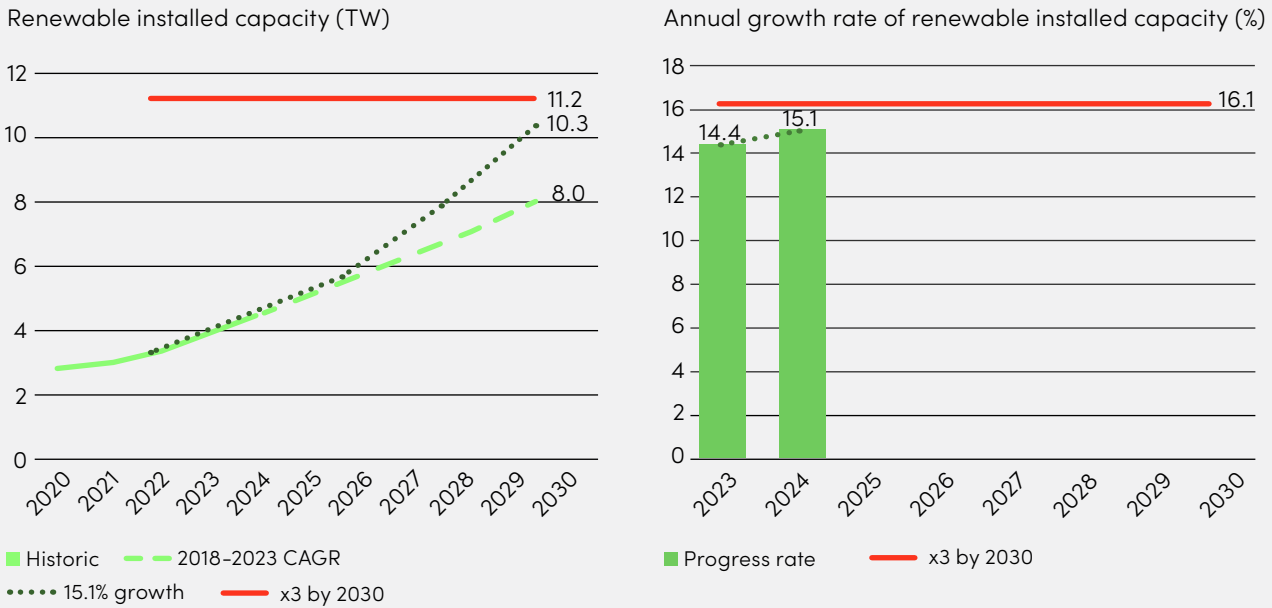
17 전환부문 배출목표는 발전부문뿐만 아니라 열생산 등 기타 에너지 전환 활동의 배출량이 포함된 값으로, 본 보고서에서 제시하는 전환부문 배출집약도는 대략적인 추이를 살펴보기 위한 목적으로 분석되었다. 전력 생산만을 대상으로 산정하는 일반적 의미의 전력배출계수(gCO₂/kWh)와는 구조적으로 차이가 존재하므로 직접적인 비교는 적절하지 않다.

실제로 2035 NDC 목표와 11차 전기본 간의 정책 정합성 부족 문제는 사회적으로도 논란이 되고 있다. 최근 기후단체들은 제12차 전기본 수립 과정에서 시민사회 참여 확대와 투명한 의사결정 구조 강화를 요구하며, 기존 11차 전기본이 재생에너지 목표를 충분히 반영하지 못했다고 비판하고 정상화를 기대하는 목소리를 내고 있다. 최근 기후단체들은 제12차 전기본 수립 과정에서 시민사회 참여 확대와 투명한 의사결정 구조 강화를 요구하며, 기존 11차 전기본이 재생에너지 목표를 충분히 반영하지 못했다고 비판하고 정상화를 기대하는 목소리를 내고 있다.

반면, 재생에너지 확대에 따른 전력계통 불안정성 우려와 관련해 산업계 및 전력 전문가들은 재생에너지의 변동성과 간헐성으로 인해 전력 공급 균형이 어려워지며, 이로 인한 전력망 안정성 저하 및 공급 차질 가능성을 지적하고 있다. 특히, 급격한 탈석탄과 원전 축소는 전력 공급의 안정성 확보를 더욱 어렵게 만든다는 상반된 평가가 존재한다. 따라서 향후 12차 전기본 등 주요 전력 부문 정책 수립 시 재생에너지 확대와 전력계통 안정성, 공급 안정화 사이의 균형을 맞추는 것이 핵심 과제로 부각되고 있으며, 사회적 합의와 협력의 중요성 또한 강조되고 있다.



Figure 1-9. Global Renewable Installed Capacity Growth and the Gap to the 2030 Tripling Target



주: CAGR = compound annual growth rate; TW = terrawatt.

자료: IRENA (2025), Renewable Energy Highlights from Renewable Energy Statistics 2025

1.3.2 글로벌 기준과 NDC 목표 비교

마지막으로, 한국의 NDC에서 제시된 2030, 2035 재생에너지 목표가 국제적으로 요구되는 수준과 글로벌 보급 확대 경로에 어느 정도 부합하는지 검토해 본다. 먼저, 재생에너지 관련 가장 보편적이고 대표적인 글로벌 기준은 COP28에서 국제사회가 공식 합의한 “2030년 재생에너지 3배 확대 (tripling)” 목표이다. 이 목표는 IPCC·IEA·IRENA 등 주요 국제기구의 1.5°C 시나리오 분석과 첫 번째 글로벌 이행점검(Global Stocktake, GST)의 평가 결과를 기반으로 도출된 것으로서, 2030년까지 전 세계 재생에너지 누적 설비용량을 2022년 설비 수준 3.7TW 대비 약 3배 규모인 11.2TW 이상으로 확대하는 것을 목표로 한다.

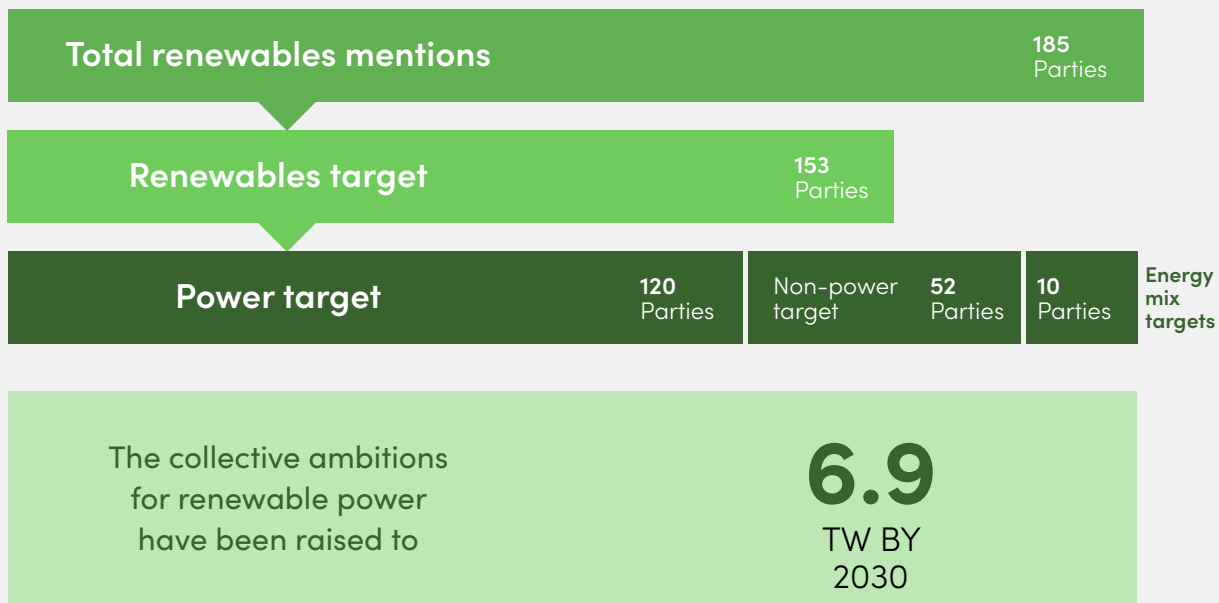
그러나 IRENA(2024)¹⁸와 IEA(2024)¹⁹ 등 에너지 관련 국제기구에 따르면, 여전히 세계 주요 경제권의 1차 에너지 공급에서 화석연료가 70% 이상을 차지하고 있으며, 세계 탄소배출의 상당 부분을 차지하는 G20 국가들의 구조 전환이 지연되고 있어 재생에너지 3배 확대(이하 ‘RE Tripling’) 목표 달성에는 상당한 불확실성이 존재한다. IRENA(2024)는 “G20 국가가 2030년까지 9.4TW, 2050년까지 24.9TW의 재생에너지 설비를 확보하지 못할 경우 1.5°C 목표는 사실상 달성 불가능하다”고 경고하면서, NDC 3.0에서 재생에너지 목표를 대폭 상향할 것을 촉구하였다. 최근 공개된 재생에너지 통계(IRENA, 2025)²⁰에 따르면 2024년 한 해 동안 전 세계에 신규 재생에너지 설비 582GW가 설치되어 재생에너지 설비의 연평균 증가율은 15.1%로 상승하였다. 이는 2023년 14.4% 대비 0.7% 증가한 수치로 2000년 이후 가장 높은 증가율이지만, 이러한 성과만으로는 2030년까지 11.174TW 달성에 충분하지 않은 것으로 평가된다. 현재의 증가율(15.1%)이 유지될 경우 2030년 누적 재생에너지 설비는 약 10.3TW 수준에 머물러 목표치 대비 약 0.9TW(7.7%) 부족할 것으로 전망되며, 글로벌 3배 확대를 위해 필요한 연평균 성장률은 약 16.1%로, 현 추세보다 한 단계 더 가속화된 설비 확대가 요구된다(IRENA, 2025) (Figure 1-9).

18 IRENA (2024), World Energy Transitions Outlook 2024: 1.5°C Pathway, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

19 IEA (2024), Renewables 2024, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>, Licence: CC BY 4.0

20 IRENA (2025), Renewable Energy Highlights from Renewable Energy Statistics 2025

Figure 1-10. Renewable Energy Targets in NDCs Globally



As of 5 November 2025

자료: IRENA article (2025.11.12)

최근까지 제출된 NDC를 종합 분석한 결과를 담은 UNEP Emissions Gap Report 2025 (UNEP, 2025)와 IRENA article (2025.11.12)²¹ 역시 유사한 평가를 내린다. UNEP(2025)는 2025년 9월까지 제출된 2035 NDC 중 약 73%가 재생에너지 관련 목표를 포함하고 있으며, 특히 주요국의 목표 상향이 확인되지만, 현 시점의 NDC 수준만으로는 2030년 글로벌 3배 확대 달성이 불확실하다고 지적하였다.

IRENA article (2025.11.12)는 NDC 2.0과 2025년 11월 5일까지 제출된 NDC 3.0 (72개)을 분석하여, 185개의 NDC가 재생에너지를 언급하고 있고 그 중 153개의 NDC가 재생에너지 관련 정량화 가능한 목표를 설정하였음을 밝혔다(Figure 1-10 참고). 이러한 NDC의 재생에너지 용량 목표를 모두 합산하면, 전 세계 재생에너지 설비는 2024년 약 4.4TW에서 2030년 약 6.9TW 수준으로 증가하는 것으로 나타난다. 이는 당사국들이 제출한 목표를 모두 이행하더라도, RE Tripling 목표와 약 4~4.5TW 정도의 괴리가 존재함을 의미한다. 다만, COP30 개최를 계기로 NDC 3.0 제출국이 115개국 (2025년 11월 15일 기준)으로 크게 증가하였고, 한국과 같이 아직까지 NDC를 제출하지 못한 국가들의 재생에너지 상향 목표가 추가로 반영될 예정이므로, NDC 3.0 제출이 완료되는 시점에는 해당 수치가 더욱 높아질 것으로 예상된다.

1.3.3 국제적 맥락에서의 한국

이러한 배경 하에, 한국의 보급 확대 목표가 글로벌 재생에너지 확대 목표와 추세에 부합하는지 확인해보고자 한다. 한국의 경우 아직 NDC 3.0의 UN 제출을 완료하지 못하였으나, 최근 (2025년 11월 11일) 2035 NDC 부문별 감축 목표를 공식 확정했다(기후에너지환경부, 2025.11.11). 2035 NDC 대국민 공개 논의 과정에서 제시된 전력부문 감축 목표에 따르면, 재생에너지 발전 용량을 2030년까지 100GW, 2035년까지 150~160GW로 대폭 확대한다는 계획이다.

21 IRENA article (2025.11.12). "Powering COP30: NDC 3.0 and the Race to Meet the Goal of Tripling Renewables by 2030", <https://www.irena.org/News/articles/2025/Nov/Powering-COP30-NDC-3-0-and-the-Race-to-Meet-the-Goal-of-Tripling-Renewables-by-2030>

Table 1-7. Korea's Renewable Power Expansion: Status and Required Growth Rates

Category		Cumulative Capacity (GW)	Annual Additions (GW)	Multiple Annual Growth Rate vs. 2022 (%)	
2022 Actual		31.996	3.678	1.00	10.1%
2023 Actual		35.962	4.002	1.12x	12.4%
NDC 3.0	2030 Target	100	9.15/yr (23→30)	3.13x	15.6%/yr (23→30)
	2035 Target	150	10/yr (30→35)	4.69x	13.0%/yr (23→35)
		160	12/yr (30→35)	5.00x	13.6%/yr (23→35)

자료: Author's calculation based on Joint Ministries (2025.09.23) and KEA (2024)

Table 1-8. Progress in Renewable Electricity Shares over 2015–2024 and 2030 Target

Country	RE Share in 2015 (%)	RE Share in 2024 (%)	Ratio (2024/2015)	10-year CAGR (2015–2024)	RE Share Target (2030 or 2035)
G20	22.44%	32.25%	1.44	4.11%/yr	–
USA	13.63%	24.07%	1.77	6.52%/yr	(2030) 50–60%
EU	29.82%	47.74%	1.60	5.36%/yr	(2030) 69%
UK	24.59%	50.65%	2.06	8.36%/yr	(2030) CE 95+%
Germany	29.44%	58.32%	1.98	7.89%/yr	(2030) 80%
France	16.0%	26.21%	1.64	5.63%/yr	(2030) 35%
Poland	13.81%	29.84%	2.16	8.95%/yr	(2030) 51.8%
Japan	14.96%	22.94%	1.53	4.86%/yr	(2030) 36 – 38%
Mexico	15.54%	21.12%	1.36	3.47%/yr	(2030) 34.7 %
South Korea	2.77%	9.71%	3.51	14.94%/yr	(2035) 32 –37%

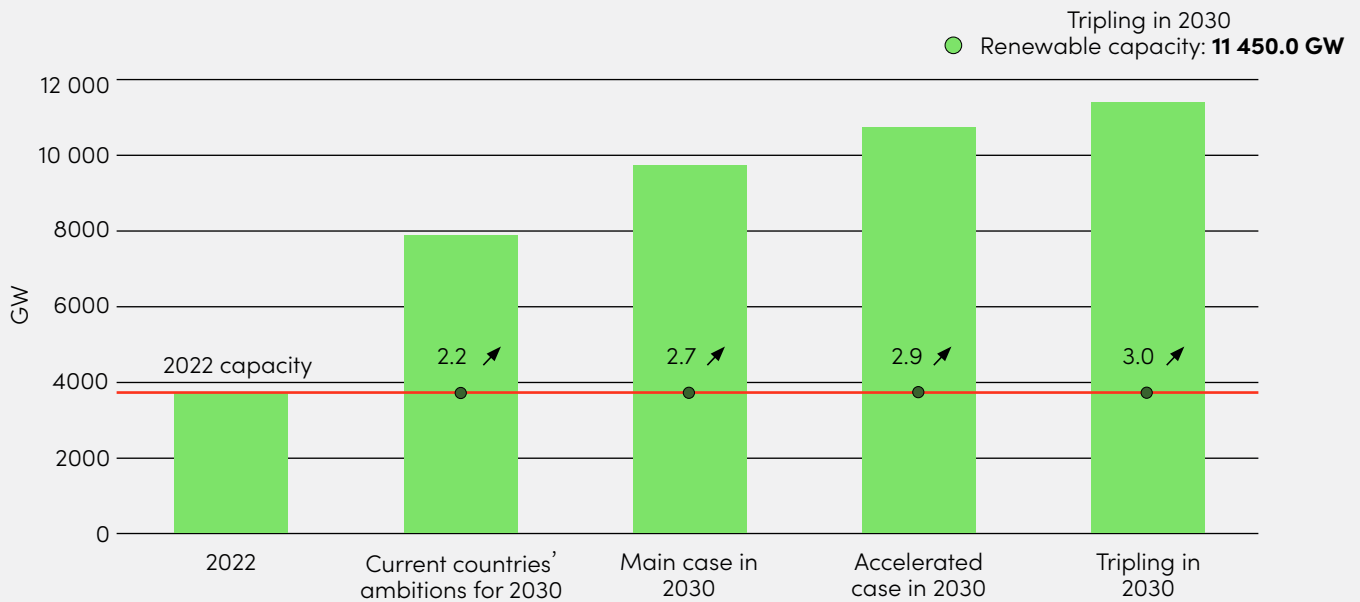
자료: Ember (2025) Electricity Data Explorer

구체적으로, 2030년까지 매년 11GW씩 신규 보급하여 누적 100GW를 달성하고, 이후 5년간 매년 10~12GW를 추가 설치하여 2035년 150~160GW 수준에 도달하고자 한다(관계부처합동, 2025.09.23). 이는 2022년 설비용량 31.996 GW 대비 2030년 약 3배 이상, 2035년에는 5배에 달하는 수준이다. 이전 11차 전기기본에서 제시했던 2030년 78GW보다 크게 상향된 수치이며, 탄소중립 달성과 공약의 이행을 위해 더욱 공격적인 보급전략이 반영된 것으로 나타났다.

한국의 최근 재생에너지 보급 현황을 살펴보면, 재생에너지 누적 설비는 2022년 31.996GW에서 2023년 35.962GW로 증가하며 12.4% 성장했다(한국에너지공단, 2024)²². NDC 3.0에서 제시한 2030년 100GW 목표를 달성하기 위해서는 2023~2030년 동안 연평균 약 9.15GW의 신규 설비가 필요하며, 이는 연평균 증가율(CAGR; Compound Annual Growth Rate) 기준 15.6%에 해당한다. 이러한 증가율은 RE Tripling 목표를 위해 요구되는 전 세계 평균 증가율 약 16.1% (IRENA, 2025)에 매우 근접한 수준의 고성장 경로이다(Figure 1-9 참고). 해당 목표가 실현될 경우 한국의 재생에너지 설비는 2022년 약 32GW 대비 2030년까지 약 3.13배, 2035년까지 약 4.7~5배 증가하게 된다. 이는 IEA가 전망한 글로벌 평균 수준인 2.7배, 혹은 더욱 강화된 노력을 가정한 2.9배를 크게 상회하는

22 한국에너지공단 (2024.12), 2023년 신·재생에너지 보급통계 확정치 (2024년 공표) 결과 요약

Figure 1-11. 2030 Renewable Capacity Growth by IEA Scenarios (IEA, 2024)²³



자료: 환경부 보도자료 (2025.08.20) “2024²⁶년도 국가 온실가스 잠정배출량 6억 9,158만톤”

속도이다(Figure 1-11 참고). 즉, 한국의 재생에너지 보급 규모는 절대적인 차원에서는 주요국의 수준에 미치지 못하지만 상대적 전환의 속도 측면에서는 2030년 글로벌 RE Tripling 목표에 부합하는 수준으로 평가된다.

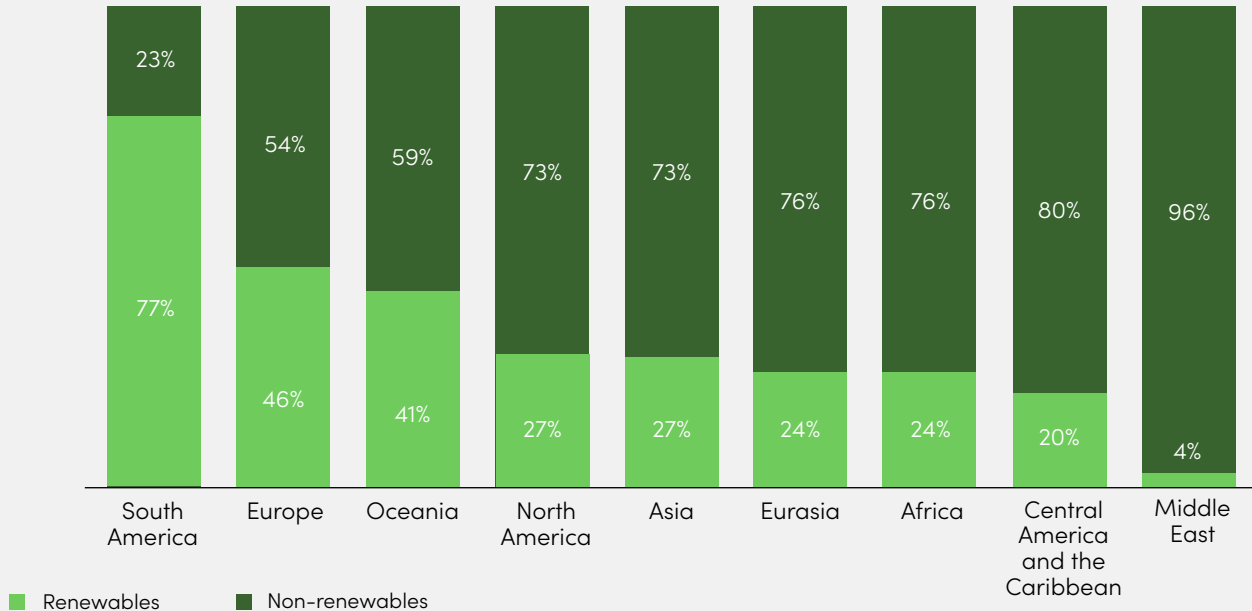
재생에너지 설비 규모에 더불어 재생에너지 발전 비중을 지표로 하여 한국의 목표를 국제 수준과 비교해 볼 수 있다. 현재 국제적으로 재생에너지 발전 비중 자체는 대륙간, 국가간 뚜렷한 격차가 존재한다(IRENA, 2025)(Figures 1-12 및 1-13 참고). 한국의 재생에너지 발전 비중은 2024년 기준 10% 미만으로, 대부분의 국가와 비교할 때 매우 낮은 수준에 머물러 있다(Figure 1-13 참고).

Figure 1-13과 Table 1-8은, 2015년부터 2024년까지 10년간 G20과 미국, EU, 유럽 주요국, 일본, 한국, 멕시코의 재생에너지 발전 비중의 변화를 보여준다. G20는 세계 경제, 에너지 및 배출 구조를 좌우하는 핵심 그룹이며, EU와 미국은 글로벌 에너지 전환을 주도하는 기후 리더 그룹으로서 비교 대상으로 고려하였다. 또한, 유럽의 전력부문 탈탄소화 대표 국가인 영국과 독일, 2030 재생에너지 설비 목표가 100GW 내외로 한국과 유사한 목표를 가진 프랑스, 2024년 기준 현재 설비 규모가 한국과 가장 유사한 폴란드와 멕시코, 에너지·산업 구조가 한국과 가장 유사한 일본을 비교 국가로 선정하였다. 재생에너지 비중(2015-2024) 및 관련 현황은 Ember(2025)의 데이터를 참고하였다.

먼저, G20국가의 평균 재생에너지 발전 비중 변화를 살펴보면, 2015년 22.44%로부터 10년간 1.44배, 매년 4.11% 성장해 2024년 32.25% 수준을 기록했다. 미국의 경우, 2024년 기준 재생에너지 발전 비중은 약 24% 수준이며, 지난 10년간 연평균 6.52% 성장해 2015년 대비 1.76배 수준으로 확대되었다. 바이든 행정부 출범 후 연방 차원에서 2035년 100% 무탄소 전력(Carbon-Free Electricity) 목표를 공식화하였고, 재생에너지 발전 비중을 2030년까지 50~60%로 확대할 계획을 수립했다. 이는 2024년

23 IEA (2024), Renewable capacity growth and the gap to global tripling, 2022-2030, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/renewable-capacity-growth-and-the-gap-to-global-tripling-2022-2030>, Licence: CC BY 4.0

Figure 1-12. Renewable Electricity Generation by Region in 2024 (IRENA, 2025)



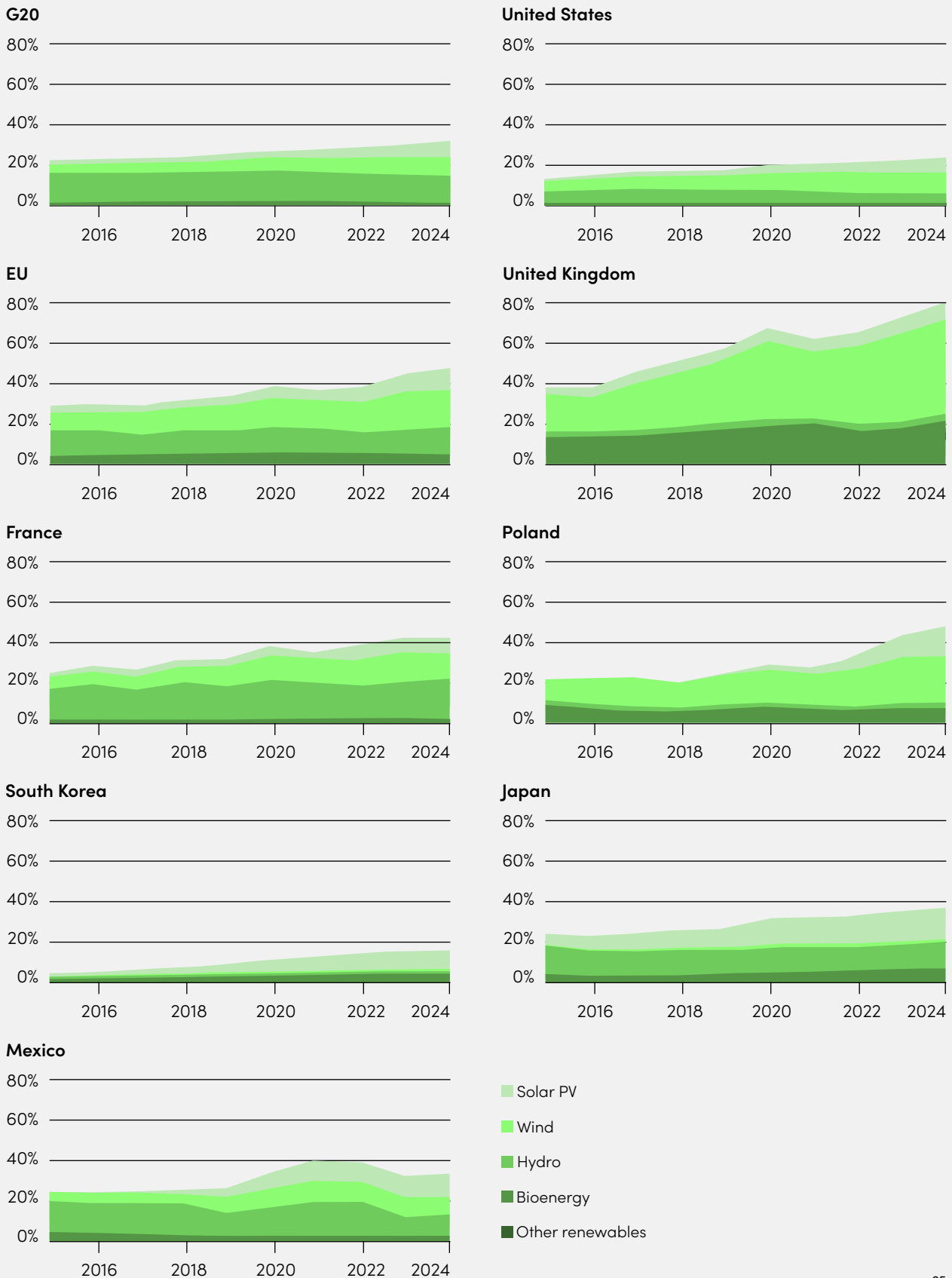
자료: IRENA (2025)

수준에서 2배 이상 확대를 의미하며, 매년 약 15%의 성장이 요구되는 수준이다. 다만 트럼프 행정부의 파리협정 탈퇴로 미국의 저탄소 전환에 과도기가 이어질 전망이다. 영국은 2035년까지 전력부문 탄소중립을 공식화한 국가 중 하나로, 세계적으로 선도적인 재생에너지 투자를 진행하고 있다. 영국은 2015년 이후로 연 8.36%의 높은 증가율을 유지하며 재생에너지 비중을 2배로 증가시켰다. 2024년 기준 재생에너지 발전 비중이 이미 50%를 넘어섰고, 2030년까지 95% 이상으로 확대하는 것을 추진하고 있다. EU의 2024년 재생에너지 비중은 약 47.6% 수준이며, 10년간 1.6배로 확대되었다. EU는 REPowerEU 계획을 수립하여 2030년까지 재생에너지 총 1,236GW 설치, 최종 에너지 소비에서 최소 42.5%에서 45% 이상을 재생에너지로 공급하는 것을 목표로 세웠다. 이는 2030년 전력 부문 재생에너지 비중이 약 69% 수준까지 확대되어야 함을 의미한다(European Commission, 2023)²⁴. 프랑스는 EU 공동 NDC를 따르지만, 자국 에너지계획(PPE3)을 통해 원자력과 재생에너지의 병행 확대를 통한 저탄소 전력 체계 유지를 추진하고 있다. 프랑스의 2024년 재생에너지 발전 비중은 2015년 대비 1.64배 증가한 26.21%이며, 2030년까지 재생에너지 목표를 35% 이상으로 설정하고 태양광과 풍력 등 신재생 에너지 용량을 크게 확대할 계획이다. 이러한 계획 하에, 프랑스는 2024년 총재생에너지 설비 약 74.3GW에서 2030년까지 90~100GW 수준으로 늘리는 것을 목표로 하고 있다.

독일은 EU 내에서도 재생에너지 규모를 가장 빠르게 확대해온 국가 중 하나로, 2015년 이후 연평균 약 7.9%의 증가율을 기록하며 재생에너지 비중을 29.4%에서 58.3%로 두 배 이상 늘렸다. 독일 정부는 'Energiewende(에너지 전환)' 정책을 기반으로 2030년까지 전력 부문의 재생에너지 비중을 80% 이상으로 확대하는 것을 법제화하였으며, 석탄발전 조기 감축을 추진하고 대규모 송전망·저장설비 확충을 병행하며 전력 부문의 탈탄소화를 가속화하고 있다. 폴란드는 EU 내에서 석탄 의존도가 가장 높았던 국가였으나, 최근 유럽 최고 수준의 재생에너지 성장률을 보이고 있다. 2024년 폴란드의 재생에너지 발전량 비중은 약 29.8%으로 2015년 대비 2.16배 증가했다. 2024년 총 설비용량은 풍력 14.9GW·태양광 17.3GW 등 30GW를 넘어섰으며, 2030년까지의 구체적 설비목표는 태양광 29GW, 육상풍력 19GW, 해상풍력 9GW 등 총 57~60GW 수준이다.

24 European Commission (2023.03.30) Joint Statement by the Director-General of the International Renewable Energy Agency La Camera and EU Commissioner Simson: 'The time for speeding up renewables is now', [energy.ec.europa.eu/news/joint-statement-director-general-international-renewable-energy-agency-la-camera-and-eu-commissioner-2023-03-30_en](https://ec.europa.eu/news/joint-statement-director-general-international-renewable-energy-agency-la-camera-and-eu-commissioner-2023-03-30_en).

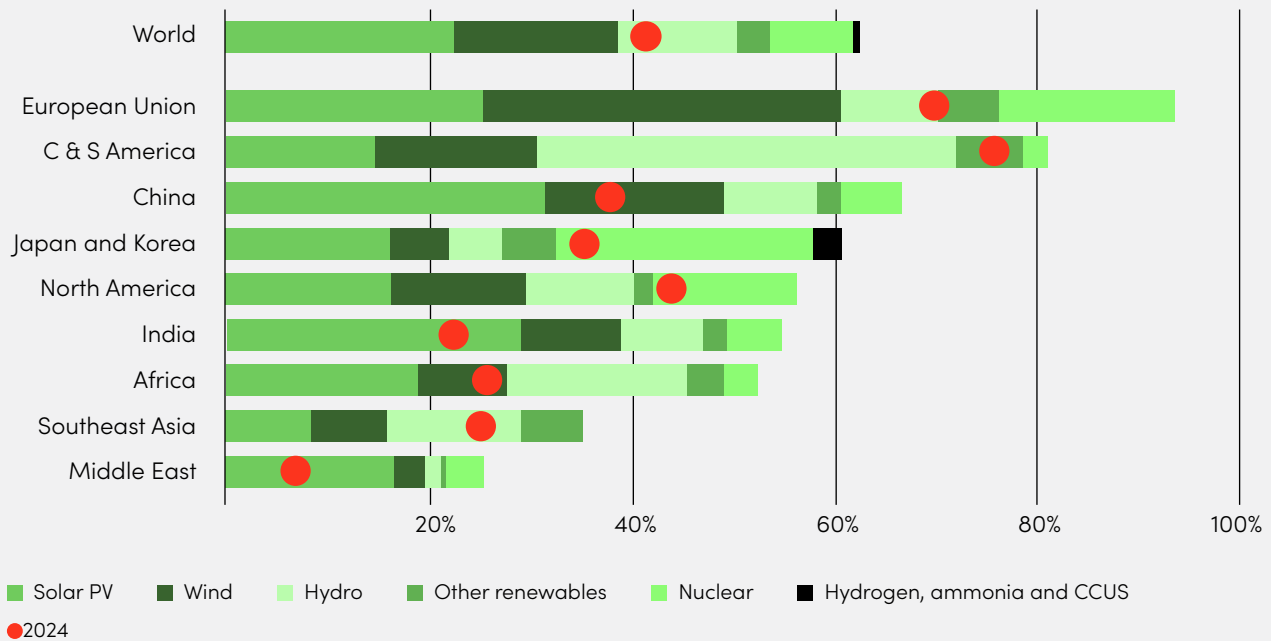
Figure 1-13. Share of Electricity Generation from Renewables 2015-2024 (EMBER, 2025)



자료: EMBER, 2025²⁵

25 Ember (2025) Electricity Data Explorer, ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/

Figure 1-14. Shares of Low-Emissions Electricity by Regions in 2035 (IEA STEPS)



자료: IEA World Energy Outlook (2025)

기준에는 2030년 전력의 32%를 재생에너지로 공급한다는 다소 보수적인 목표(2021년 폴란드 에너지정책, PEP2040)를 수립하였으나, 2023년 제출된 국가 에너지 및 기후계획(NECP) 개정안을 통해 2030년 재생전력 비중을 56% 이상으로 높이는 계획을 발표했다.²⁶ 이후 최근 2025년 7월 승인된 NECP개정안에서 다른 부문과 감축 목표를 조정하는 과정에서 2030 재생에너지 전력 비중을 51.8%로 다소 하향 조정하였다.²⁷

멕시코는 풍력·태양광 자원이 풍부하여 2015년 재생에너지 전력 비중이 이미 14.45%에 달했으나 최근 투자가 둔화되며 2024년 21.12% 수준으로 비중이 소폭 확대되며, 10년간 1.36배 증가하는데 그쳤다. 2024년 멕시코 에너지부(SENER)가 발표한 ‘2024~2038 국가 전력 시스템 개발 프로그램(PRODESEN)’에 따르면, 멕시코는 전력부문 청정에너지(Clean Energy) 비중을 2024년 35%에서 2030년 45% 수준까지 확대하고자 한다.²⁸ 이를 위해 2030년까지 태양광 14GW, 풍력 18GW, 수력·바이오에너지 등 기타 재생에너지 16GW 규모의 설비 용량을 확보하는 것을 목표로 하고 있다. 이러한 설비 확충 계획에 따르면, 멕시코의 2030년 재생에너지 발전 비중 목표는 약 35% 수준이 될 것으로 추정된다(Ember, 2025).

일본의 경우, 2030년까지 전력 36~38%를 재생에너지로 공급한다는 목표를 설정하였으며, 이를 위해 태양광 약 105GW, 풍력 24GW 등 총 187~201GW의 재생에너지 설비를 2030년까지 구축할 계획이다(일본 6차 에너지기본계획, 2021). 2015년 기준 재생에너지 발전 비중은 14.96%로, 10년간 1.53배 확대하여 2024년 약 23% 수준에 이르렀다. 2025년 2월 발표된 제7차 에너지계획을 통해 2040년 재생에너지 비중 40~50%로 확대하는 계획을 제시하였다. 한국의 경우, 2015년 재생에너지 발전 비중은 단 2.77%에 불과했으며, 2024년 9.71% 수준으로 확대하였다. 최근 2035 NDC 수립 과정에서 발표된 정부의 계획에 따르면, 한국 정부는 2030년 재생에너지 설비용량을 기존 계획 78GW(11차 전기분)에서 100GW로 확대하고, 2035년에는 150GW 이상으로 확대하고자 한다. 이러한 목표에 따르면 재생에너지 발전 비중이 2035년 32~37% 수준까지 증가할 것으로 전망된다.²⁹ 이는 2023~2030년 연평균 약 15.6%의 설비 증가율을 전제로 하는 것으로, 비교 대상으로 살펴본 국가들의 증가율(약 3.5~9%)을 크게 상회하는 매우 빠른 확장 속도에 해당한다.

26 Poland Ministry of Climate and Environment (2024), National Plan in the field of Energy and Climate by 2030

27 Enerdata (2025.07.30), Poland approves draft revised NECP with 2030~2040 outlook, www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/poland-approves-draft-revised-necp-2030-2040-outlook.html

28 Mexico Ministry of Energy (2024), National Electrical System Development Program 2024~2038 (PRODESEN)

29 다만 재생에너지 설비 100GW 도입 시 2030년 재생에너지 발전 비중이 얼마나 높아질 것인지에 대해서는 아직 정부 공식 계획으로 발표되지 않았다. 2030년 발전원별 비중에 대한 수치는 최종 2035 NDC의 세부 내용으로 포함되거나, 2026년 마련될 제12차 전력수급기본계획에서 구체적으로 제시될 가능성이 크다.

2035년 청정에너지 비중 전망과 관련하여, IEA의 World Energy Outlook 2025(IEA, 2025)³⁰ 는 현행 정책 반영 시나리오(STEPS; Stated Policies Scenario)를 통해 대부분의 지역에서 2035년까지 전력 생산에서 저배출 전원(low-emissions sources)의 비중이 50% 이상으로 확대될 것으로 전망하였다 (Figure 1-14).

태양광·풍력 등 재생에너지 보급 가속화와 함께, 지역별로 원자력·수력·수소·CCUS 등 다양한 저탄소 기술이 동시에 확대되면서 구조적 전환이 이루어질 것으로 내다봤다. IEA(2025)는 저배출 전원 비중이 가장 크게 증가하는 지역으로 호주, 인도, 중국, 아프리카, 일본 및 한국을 언급하며, 이들 지역은 2024년 대비 25%p 이상의 증가폭을 보일 것으로 전망하였다. 특히, 일본과 한국은 태양광·풍력 중심의 재생에너지 확충과 더불어 원자력 재가동 및 신규 확대 정책, 저배출 수소와 암모니아(가스·석탄 혼소) 도입 확대 등이 복합적으로 작용하면서 저배출 전원 비중이 빠르게 상승할 것으로 분석하였다(IEA, 2025). 이와 같이, IEA의 국제 비교 관점에서 볼 때 한국의 2035년 저배출 전원 비중 증가 속도가 주요 신흥국 및 OECD 국가들과 동등하거나 그 이상 수준의 개선 폭을 보이는 것으로 평가되고 있음을 확인할 수 있다.

국가 간 비교 결과는 한국의 재생에너지 전환 목표가 절대적인 규모 면에서 여전히 주요국에 비해 낮은 수준임을 명확히 보여준다. 영국, EU 주요국, 미국 등 주요 재생에너지 선도 국가는 2035년까지 전력 부문의 사실상 완전 탈탄소화를 공식화하고 있고, 이러한 국가들은 태양광·풍력 중심의 대규모 재생에너지 확충과 동시에 무탄소 전원 포트폴리오를 신속히 구축하고 있다.

반면 한국의 현재 재생에너지 설비 규모 및 발전 비중은 국제적 선도그룹과 상당한 격차가 존재하며, 절대적 수준에서도 OECD나 G20 평균에 미달하는 것이 사실이다. 그러나 절대적 수치가 아니라, 현 정책과 여건하에서 가능한 전환 속도와 구조적 변화의 크기를 핵심 지표로 하여 국제 사회와 비교해 보았을 때 보다 긍정적인 평가가 가능하다. 2030년 재생에너지 설비 100GW, 2035년 150GW 이상이라는 목표는 절대적인 수준에서는 주요국에 비해 보수적으로 보일 수 있으나, 성장률(15.6%)을 기준으로 보면 한국은 국제사회가 공동의 목표로 내세운 “2030년 재생에너지 3배 확대(tripling)” 흐름에 부합하는 경로를 제시하고 있다.

해당 경로가 실현된다면 한국의 재생에너지 설비는 2022년 대비 2030년까지 약 3.13배, 2035년까지는 약 4.7~5배 증가하게 되어, 글로벌 고성장 추세에 부합하는 전환이 이루어지는 셈이다. 특히 2024년 10% 이내 수준인 재생에너지 발전 비중을 2035년 32~37% 범위까지 확대한다는 계획은 현행 정책 제약 속에서도 상당히 공격적인 속도이다. 종합하면, 한국의 전력 부문 탈탄소화 전략은 절대적 목표에서는 국제적 선도국 대비 여전히 차이가 있으나, 그 변화와 구조적 전환의 속도라는 측면에서는 글로벌 에너지 전환 흐름과 충분히 견주어 볼 수 있는 수준이다.

다만, 2025년 초 수립된 11차 전기본의 전환부문 배출·전원 믹스 경로는 최근 발표된 강화된 2035 NDC 목표에 부합하지 않으므로, 12차 전기본 수립 시 재생에너지 목표 상향 조정을 통해 국가 감축 목표와의 정합성 회복이 필요하다. 향후 일관된 정책 신호와 제도적 조정을 통해 재생에너지 확대의 제도적 병목 제거, 계통 보강 및 장거리 송전, 저장 및 수요관리 자원 연계, 산업·발전 부문의 수소·암모니아 전환 등을 가속해 계획의 실효성을 담보할 수 있다면, 한국 역시 글로벌 전력 탈탄소화의 주요 추격국(fast follower)으로서 의미 있는 위치를 확보할 수 있을 것이다.

30 IEA (2025), World Energy Outlook 2025, IEA, Paris www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025, License: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0 (Annex A)





2 재생에너지 공급 및 수요 평가

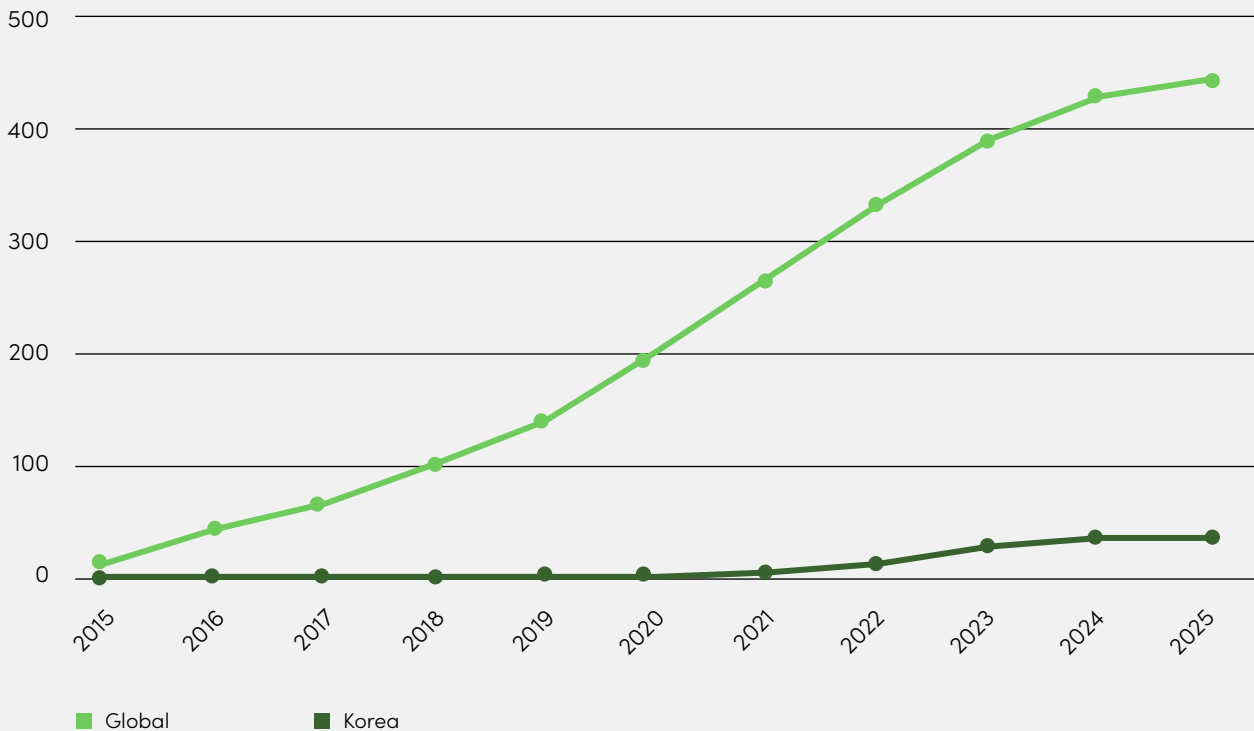
2.1 국내 RE100 참여 기업 및 재생에너지 수요

본 절에서는 한국 기업의 RE100 가입 추이를 바탕으로 재생에너지 수요를 도출한다. 도출된 재생에너지 수요는 추후 재생에너지 보급량 예측과 함께 결합되어 한국의 에너지 설비계획에 따른 RE100 기업의 이행가능도를 평가하기 위해 사용된다.

한국 기업은 2024년 기준으로 총 183개 기업이 글로벌 RE100에 참여하고 있는 것으로 알려졌다. 이는 운영기업수 기준이며, 본사 기준으로 할 경우 36개 기업이 참여하고 있다.³¹ 참여기업수 증가율의 경우, 점진적이지만 지속적으로 RE100 이행 선언에 동참하고 있는 것으로 보인다. Figure 2-1에 글로벌 RE100에 대한 전체 기업 증가수 추이와 한국 기업 증가수 추이가 나와 있다. 글로벌 기업은 2015년부터 꾸준히 증가해 2025년에는 약 446개 기업이 가입했다. 2019년부터 가입자 수의 연평균 상승률은 약 20%로 가파르게 상승하는 시장이라고 할 수 있다. 한국의 경우 2021년부터 기업들이 가입하기 시작한 것으로 나타내며, 최근 5년간의 연평균 가입자 상승률은 약 57 %이다. 최근 3년간의 상승세는 약 17%로 둔화되었으나 글로벌 추세에 비해 여전히 높은 가입자 상승률을 보인다.

31 RE100 2025 연례보고서에는 37개 기업으로 기록되었으나, 삼성SDS는 공식 선언을 하지 않아 제외하였음.

Figure 2-1. Global and Korean firms for RE100 enrollment



한국 기업은 2025 RE100 연례보고서 기준으로 12 %의 재생에너지를 사용한 것으로 나타났다. 36개 기업의 총 전력소비량은 67.7 TWh로 나타나는데, 이는 제조업 47.6 TWh, 서비스 7.6 TWh, 소재 6.7 TWh, 인프라 1.7 TWh, 식음료 및 기타부문 3.9 TWh를 합산한 수치이다. 현재 시점에서 가입 기업이 사용전력을 모두 재생에너지로 조달하기 위해서는 59.6 TWh의 재생에너지를 추가적으로 조달해야 한다. 2024년의 발전원별 발전량 통계를 참고하면 (한국전력공사, 2025), 수력과 신재생을 합산한 발전량은 60.8 TWh로, 이는 우리나라 기업이 재생에너지를 조달하는 데 어려움을 겪고 있음을 의미한다. 현재로서는 모든 RE100 가입 기업이 100 % 재생에너지를 조달할 필요까지는 없으나 향후 RE 100 % 재생에너지 조달을 위한 확대 방안을 강구하는 것은 필수적이라고 할 수 있다.

재생에너지에 대한 RE100 기업의 수요에 대해서는 Plan1.5 외(2023)에서 작성한 “2030 국내 재생에너지 수요 전망 보고서”의 내용을 참고할 수 있다. 해당 연구에서는 제10차 전력수급 기본계획을 바탕으로 하여 2030년의 국내 재생에너지 수요기업의 수요와 2030년 재생에너지 설비계획에 따른 발전량을 비교하여 2030년의 재생에너지 공급이 부족하다는 결론을 내렸다. 단, 본 연구에서는 글로벌 RE100 가입 기업 외 자발적 재생에너지 목표 설정 기업, Scope 2 목표 보유 기업, 한국형 RE100 가입 기업의 전력 소비량은 고려하지 않는 것으로 한다. Plan1.5 외(2023)에 따르면 RE100에 가입한 국내외 기업의 2030년 베이스라인 시나리오 재생에너지 수요는 38.6 TWh인 것으로 나타난다. 그러나 RE100 이니셔티브의 이행경로 설정 기준인 2030년 재생에너지 조달 비중 60 %를 적용하면 42.3 TWh에 달할 것으로 판단된다.



그러나 상기한 재생에너지 수요는 RE100 가입 기업 29개를 대상으로 하였으므로, 36개 기업을 기준으로 추정하고자 하는 본 연구와는 괴리가 있다. 2023년 말 기준으로 한국의 RE100 가입 기업은 31개이므로, 2023년 중이 Plan1.5 외(2023)의 보고서 작성 시점이라 보는 것이 적절하다. 31개 기업이 가입한 시점의 전력수요는 약 60 TWh에 해당되는 반면, 본 연구의 기준인 36개 기업이 가입한 시점의 2024년 전력수요는 67.7 TWh에 달한다. 따라서 2030년, 2038년의 RE100 재생에너지 전력수요는 더욱 증가할 것이다.

RE100 기업의 재생에너지 전력수요는 각 기업의 전력소비량 증가율과 가입기업 수가 가장 큰 영향요인일 것이다. BNEF에서는 2025년부터 RE100 Data Viewer를 제공하고 있다. 해당 뷰어에서는 2030년까지 전력시장(or 국가)별로 기업들의 전력수요와 재생에너지 수요 예측치, 그리고 조달수단별 공급량 예측치를 제공하면서 37개 기업이 제시되어 있다.³² 그러나 해당 자료에서는 삼성SDS를 제외한 경우 2023년 및 2024년의 36개 기업 전력 수요가 각각 111.6 TWh, 113.2 TWh로 제시되어 있어 RE100 Annual Disclosure Report와 상당한 괴리가 있다.

32 가입기업 수는 2025 RE100 연례보고서 기준과 동일하다. 그러나 JYP 엔터테인먼트가 추가되어 있는 반면 삼성 SDS가 누락되어 있다. 삼성 SDS는 공식적인 가입 선언을 하지 않았으므로 본 보고서에서는 제외하도록 하며, 분석은 RE100 연례보고서에서 삼성 SDS를 제외한 36개 기업으로 진행한다.

위의 차이는 다음과 같은 원인에 기인한다. RE100 연례보고서에서의 전력수요는 한국 본사를 둔 한국 기업의 한국 내 전력소비량에 글로벌 기업들의 한국 지사 전력소비량을 합한 값이다. 반면 BNEF 데이터는 한국 본사 기업들의 모든 전력소비량을 의미한다. 한국 내에서 RE100 이행을 위해 필요한 재생에너지 물량은 한국 본사 기업들의 전력소비량과 글로벌 기업들의 한국 지사 전력소비량이 될 것이다. 물론 한국 본사 기업들의 해외 지사도 현지 전력시장에서 재생에너지를 조달할 수는 있겠으나 안정적인 RE100 이행을 위해 보수적으로 전력수요를 감안할 필요가 있다.

따라서 본 연구에서는 각 기업의 전력소비량 자료를 별도로 수집하는 것으로 연구를 진행하였다. 다행스럽게도 2023년부터는 대부분의 상장기업이 지속가능경영보고서를 공시한다. 각 기업의 ESG 성과를 제시하는 이 보고서에는 환경(Environment, E) 부문에서 에너지 사용량을 보고하도록 되어 있으며, 따라서 36개 기업의 지속가능경영보고서를 참고하면 2023년의 전력소비량을 수집할 수 있다. 전력소비량 범위의 경우 한국본사를 둔 RE100 가입 기업은 대부분 글로벌 기업이므로 국내외 소비전력을 모두 포함하는 것으로 가정하였다.

반면, 해외 글로벌 기업 중 한국 내 전력소비량은 별도 산정이 어려우므로 RE100 연례보고서의 수치인 67.7 TWh 중 한국 기업 전력소비량을 제외하고 사용하였다. 해당 전력수요의 미래 증가분은 한국 기업의 전력수요 증가율에 연동하였다. 이와 같이 자료를 추출한 결과 BNEF의 자료와 각 기업별 괴리는 있으나 연간 합산 자료는 근소한 차이를 제외하고는 일치하는 것으로 나타났다. 본 연구에서 수집한 바에 따르면 36개 기업의 총 전력소비량은 2023년 및 2024년 기준으로 각각 114.5 TWh, 117.8 TWh로 나타난다. 일부 기업은 전력소비량 단위를 TJ로 보고하고 있어 전부 TWh로 환산한 결과이며, BNEF 자료와 가장 큰 차이는 SK 계열사와 삼성 계열사, 그리고 LG에너지솔루션 등 전력소비량이 큰 기업에서 일부 큰 차이가 발생했다. 본 연구에서는 지속가능경영보고서의 자료를 사용하고, 전망치에 있어서는 BNEF의 성장률을 활용한다. BNEF 자료에 존재하지 않는 2030년 이후 기간에 대해서는 제11차 전력수급기본계획에서의 전력수요 증가율을 사용한다. 이렇게 총 파악된 전력수요는 2030년에 156.7 TWh, 2038년에 184.0 TWh를 기록한다.

예외적인 기업은 다음과 같다. 인천국제공항공사와 같이 RE100 로드맵에서 자체적으로 전력수요를 예측해 둔 기업의 경우 해당 수치를 준용하였다. 수자원공사의 경우 수자원공사 자체 지속가능경영보고서를 참고하여 2050년까지의 전력소비가 큰 변동이 없으므로 3개년 이동평균기법을 활용해 변동없는 전력수요 예측을 수행하였다. 또한, 데이터센터를 보유한 기업들(e.g. 카카오 및 삼성SDS)의 경우 제11차 전력수급기본계획에서 데이터센터 전력 수요 증가 추이분을 별도로 반영하였다.

위와 같이 2038년까지의 전력수요를 도출하면서, 현실적으로 2038년까지 조달이 필요한 재생에너지 수요 도출이 필요하다. 기업마다 다르긴 하나 자발적으로 RE100 달성 목표 시점이 존재하기 때문이다. 일괄적으로 이니셔티브 권장 설정목표인 2030년 60%, 2040년 90%, 2050년 100%를 적용하는 것이 가능하나 우리나라는 일부 기업에서 도전적으로 목표를 설정한 경우가 있다.

아모레퍼시픽과 미래에셋증권의 2025년 목표, 인천국제공항공사 및 현대 일부계열사의 2040년을 포함하여 많은 기업에서 2040년 이하의 목표를 수립하였다. Table 2-1에 RE100 이니셔티브 가입 기업의 목표연도가 정리되어 있다.

Table 2-1. RE100 Initiative enrollment and target year

기업명	가입연도	목표연도	기업명	가입연도	목표연도
아모레퍼시픽	2021	2025	HD현대사이트솔루션	2023	2040
현대모비스	2022	2040	현대자동차	2022	2045
현대위아	2022	2045	인천국제공항공사	2022	2040
카카오	2023	2040	KB금융그룹	2021	2040
기아	2022	2040	한국수자원공사	2021	2050
고려아연	2021	2050	KT	2022	2050
LG전자	2023	2050	LG에너지솔루션	2021	2030
LG이노텍	2022	2030	롯데케미칼	2023	2050
롯데칠성음료	2021	2040	롯데웰푸드	2023	2040
LS산전	2023	2040	미래에셋증권	2021	2025
네이버	2022	2040	삼성바이오로직스	2022	2050
삼성디스플레이	2022	2050	삼성전기	2022	2050
삼성전자	2022	2050	삼성화재	2023	2040
삼성생명	2023	2040	삼성SDI	2022	2050
SK	2020	2040	신한금융그룹	2023	2040
SK아이이테크놀로지	2021	2030	SK하이닉스	2020	2050
SK실트론	2020	2040	SK머티리얼즈 (SK스페셜티)	2020	2030
SKC	2020	2040	SK텔레콤	2020	2050

자료: 2024 RE100 Annual Disclosure Report

Table 2-2. Interim target of RE100 corporates

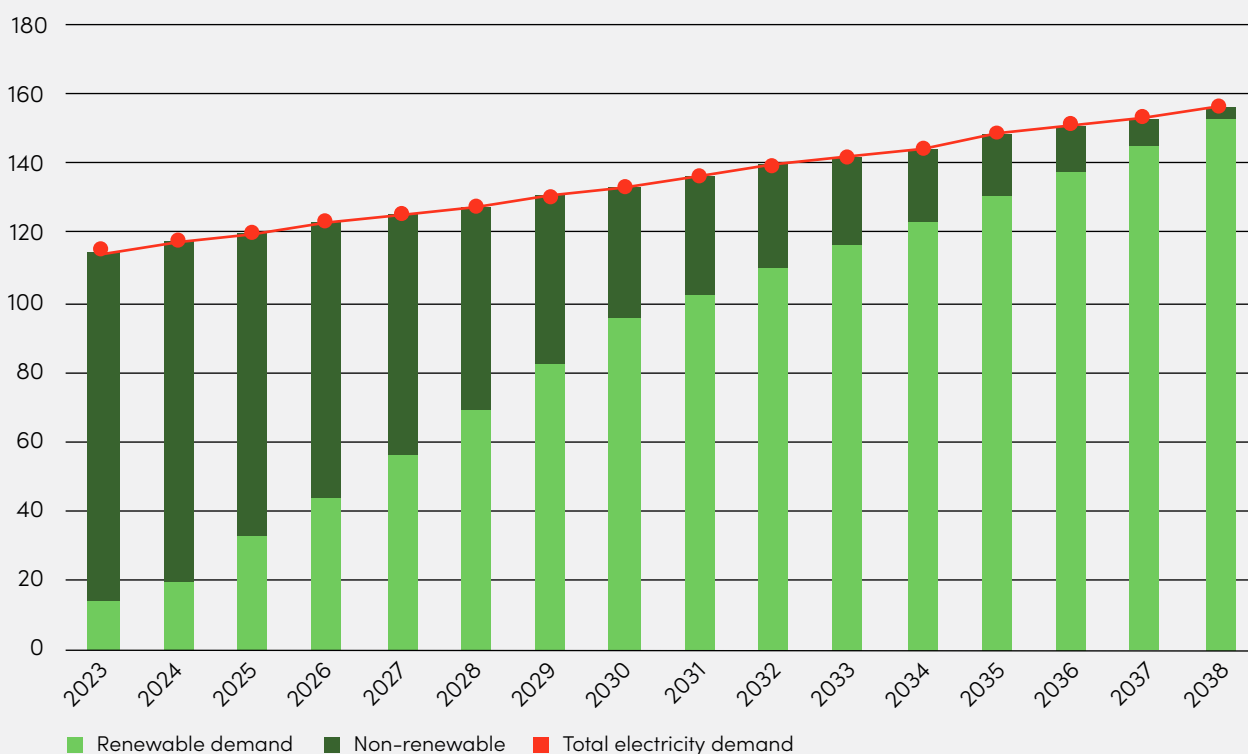
기업명	목표연도	중간목표
HD현대사이트솔루션	2040	2026년까지 20%, 2030년까지 60%
인천국제공항공사	2040	2030년까지 60%
카카오	2040	2030년까지 60%
한국수자원공사	2050	2030년까지 60%, 2040년까지 90%
LG 전자	2050	2030년까지 60%, 2040년까지 90%
롯데케미칼	2050	2030년까지 60%, 2040년까지 70%
LS산전	2040	2030년까지 60%
삼성전자	2050	사업부서 2027년까지 100%
삼성SDI	2050	2023년까지 26%, 2025년까지 68% 2030년까지 76%, 2040년까지 90%
신한금융그룹	2040	2030년까지 60%, 2035년까지 80%
SK	2040	2030년까지 60%
SK텔레콤	2050	사업부서 2030년까지 75%, 2030년까지 65%

자료: 2024 RE100 Annual Disclosure Report

RE100 이니셔티브의 권장 목표설정이 중간목표를 포함하여 2050년까지 RE100임을 감안하면 우리나라 기업은 도전적인 목표를 설정한 기업이 많다고 할 수 있다. 또한, 2050년까지 RE100 달성 목표를 보유한 기업은 대부분 중간목표를 함께 내세우고 있다. Table 2-2에 기업들의 목표를 따로 정리하였다. RE100 기업들의 전력수요와 별개로, 재생에너지 수요는 전력수요의 일부 비율을 가정해야 하므로 본 연구에서는 재생에너지 수요 산정을 위해 이러한 중간목표를 활용한다. 중간목표가 없거나, 지속가능경영보고서에 별도의 목표가 나와 있지 않은 경우에는 일괄적으로 RE100 이니셔티브의 권장 목표를 적용하였다.

이와 같이 기업별 전력수요와 재생에너지 수요를 2038년까지 확장한 결과는 Figure 2-2와 같이 나타난다. 2023년과 2024년의 전력수요는 실적치이며, 2025년부터는 본 연구의 가정사항을 반영한 수치라고 할 수 있다. 2023년과 2024년의 전력수요 실적치 114.5 TWh과 117.8 TWh에 비하여 2030년에는 전력수요가 133.3 TWh로 증가하며, 2038년에는 156.4 TWh까지 증가할 전망이다. 여기에 RE100 달성 목표를 적용하여 산출한 재생에너지 목표는 2030년 기준으로는 81.8 TWh이며, 2038년 기준으로는 130.1 TWh로 도출된다. 목표만큼 조달된다면 우리나라 기업의 2030년 RE 달성률은 61.3 % 일 것이며, 2038년에는 83.2 %에 달할 것으로 보인다.

Figure 2-2. Projected annual electricity and renewable demand of RE100 companies (unit: TWh)



Note: this does not include potential future demand from new RE100 members

이렇게 산정한 재생에너지 수요는 현재까지 RE100 이니셔티브에 가입한 우리나라 기업 및 우리나라에 지사를 둔 글로벌 기업들을 대상으로 한 것이며, 추후 가입자의 증가분까지는 고려하지 않았다. 또한 중간목표 역시 기업들이 기존에 선언한 내용을 바탕으로 한 것이므로 중간목표가 강화된다면 재생에너지 수요는 증가할 가능성이 높다. RE100은 Increasing ambition 프로젝트 하에 가능한 한 목표를 앞당길 수 있도록 권장하고 있기도 하다.³³

따라서 현재 추정된 RE100 이행을 위한 재생에너지 수요는 최솟값 시나리오라고 할 수 있다. 가장 크게 영향을 미칠 수 있는 요인은 추후 RE100 가입 기업의 증가분일 수 있으나 현재로서는 불확실한 측면이 크다고 볼 수 있으므로 본 연구에서는 고려하지 않는다. 다만 결론 파트에서 민감도 분석을 다룬다.

재생에너지 수요를 바탕으로 하여 우리나라의 재생에너지 공급 계획을 대표하는 전력수급기본계획과 함께 비교해볼 필요가 있다. 특히 재생에너지 보급이 부족하다고 평가받은 우리나라에서 제11차 전력수급기본계획과 강화된 NDC는 재생에너지 부족분을 충당할 필요가 있기 때문이다. 따라서 다음 절에서는 우리나라의 설비계획을 바탕으로 재생에너지 공급 물량의 충분도에 대해 평가한다. 이를 바탕으로 재생에너지의 보급 필요성을 검토하고, 현재 정책기조와 함께 추진이 필요한 정책적 시사점을 도출한다.

³³ Climate Group, “Increasing Ambition”, <https://www.there100.org/increasing-ambition#:~:text=We're%20working%20with%20our,carbon%20free%20grids%20by%202040.>

Table 2-3. Annual generation and renewable sources (unit: TWh)

연도	총발전량	재생에너지		합계	비중 (%)
		재생에너지	청정수소 암모니아		
2023	588.0	49.4	0	49.4	8.4
2024	595.6	53.7	0	53.7	9.0
2030	642.6	120.9	15.5	136.4	21.2
2032	665.1	149.1	22.8	171.9	25.8
2034	681.7	169.1	28.5	197.6	29.0
2035	691.5	179.9	32.8	212.7	30.7
2036	693.3	190.4	36.1	226.5	32.7
2038	704.5	205.7	43.9	249.6	35.4

자료: 제11차 전력수급기본계획

2.2 재생에너지 공급 현황 및 전망

2.2.1. 제11차 전기본 기반 공급 전망

제11차 전력수급기본계획에서 명시된 설비계획에 따라 연도별 재생에너지 공급량을 산정하면 **Table 2-3**과 같이 나타난다. 2030년까지 재생에너지 발전량 전망과 비중은 재생에너지와 청정수소 및 암모니아를 합산할 경우 21.2 %이다. 2038년까지 해당 비중은 35.4 %까지 증가한다. 전력수급기본계획에 연도별 발전량은 재생에너지에 한해 더 구체적으로 나와 있으나, 총 발전량과 청정수소 암모니아 발전의 경우 일부 연도만 나와있기 때문에 해당사항을 정리하였다.

전력수급기본계획에서 내세우고 있는 신재생에너지발전량의 경우 재생에너지와 신에너지를 합한 값으로써, 신에너지는 연료전지와 IGCC를 포함한다. 그러나 RE100 이행에 이와 같은 신에너지는 포함되지 않는다. 즉, RE100 인증을 위해 사용가능한 발전량은 보수적으로 할 경우 재생에너지만 포함해야 하며, 청정수소 암모니아는 그린수소 인증을 받은 경우만 포함해야 할 것이다.

주요 연도에 대해 발전량을 살펴보면, 2030년의 재생에너지 물량은 136.4 TWh이며, 2035년에는 212.7 TWh, 그리고 2038년에는 249.6 TWh의 재생에너지가 확보 가능하다. 반면, 청정수소 암모니아 발전량을 제외할 경우 2030년의 재생에너지는 120.9 TWh, 2035년에는 179.9 TWh, 2038년에는 205.7 TWh에 불과하다.

재생에너지 발전량을 일차적으로 앞서 도출한 연도별 재생에너지 수요와 비교해보자. 선형보간법을 사용해 도출한 2030년부터 2038년까지의 재생에너지 공급량과 재생에너지 수요를 비교한 결과가 **Figure 2-3**에 나와 있다. 그러나 이는 기업별 달성연도를 고려한 것으로, 만약 RE100 기업들이 100 % 재생에너지 조달을 앞당기고자 할 경우 제11차 전력수급기본계획의 재생에너지 물량은 부족할 수 있다.

Figure 2-3. Annual renewable generation and RE100 demand (unit: TWh)



물론, 모든 RE100 가입 기업이 재생에너지를 앞당겨 100 % 조달하고자 하지는 않을 것이므로 단순 재생에너지 수요와 공급 물량만을 가지고 비교할 경우 부족하지 않다는 결론을 내릴 수 있다. 그러나 RE100 이행에서 중요하게 여겨지는 것은 재생에너지 공급 물량뿐만 아니라 합리적인 가격으로 조달이 가능한 물량을 고려하는 경제성이다. 기업들은 제품에 대한 수요기업의 요구 등으로 인해 추가비용을 통해 재생에너지를 조달한다. ESG 경영 등의 부가적인 효과를 얻기는 하나 기업의 운영비(전기요금)에 추가적인 부담이 발생하는 것은 자명하다. 따라서 재생에너지의 단순 물량이 아니라 재생에너지 조달 비용을 낮출 수 있는 수준으로 재생에너지 조달량을 높일 필요가 있다.

2.2.2 조달 방식 및 비용 영향

재생에너지 조달 비용을 함께 고려하기 위해서는 수단별 재생에너지 조달비용 분석을 수행할 필요가 있다. 재생에너지 조달비용은 전기요금과 연계가 되어야 하는 부분이 있으므로 최근 산업용 전기요금 자료와 함께 병기한다. RE100 이니셔티브에서 재생에너지 조달을 인정받기 위해 취해야 하는 조달 수단은 크게 네 가지로 나눌 수 있다. 첫째로, 우리나라에서 사용하는 재생에너지 인증 제도인 녹색프리미엄이 있다. 둘째로, 우리나라 재생에너지의무화제도(Renewable Portfolio Standard, RPS) 제도에서 발생하는 재생에너지인증서(Renewable Energy Certificate, REC)가 있다. 세 번째 수단은 직접전력구매계약(power purchasing agreement, PPA)이며, 마지막 수단은 자가발전 혹은 자가설치라고 불린다. 여기서 PPA는 계약방식에 따라 직접 PPA와 제3자 PPA로 나눌 수 있다. 그러나 본 연구에서는 자가발전을 제외하고 세 가지 수단에 대해서만 분류해서 분석한다.

Table 2-4. RE100 implementation cost by methods (unit: KRW/kWh)

구분	녹색프리미엄	REC	PPA	편익(온실가스 감축)
최고	178.87	255.12	195	5.77
최저	178.17	209.49	182	3.73

Table 2-5. Recent electricity unit tariffs by use (unit: KRW/kWh)

연도	주택용	일반용	교육용	산업용	농사용
2022	121.32	139.10	111.53	118.66	56.89
2023	149.75	169.46	138.83	153.71	75.10
2024	156.91	172.99	143.00	168.17	82.12

자료: 한국전력공사(2025)

먼저 재생에너지 수단별 조달비용을 최근 기준으로 비교하면 **Table 2-4**와 같다. 수단별로 구매비용의 상한과 하한을 비교해보면, 녹색프리미엄의 경우 기업의 전기요금에 10원 하한가 혹은 최근 3년 이내 최고 입찰가인 10.7원을 적용할 수 있다. 산업용 전기요금의 경우 한국전력공사(2025)의 2024년 한국전력통계를 활용한다.

2024년 기준 산업용 전기요금은 168.17원이다. 최근 3년에 대한 REC 가격은 RE100 시장용 REC 가격을 한국에너지공단 홈페이지로부터 참고할 수 있는데, 최고가는 2023년 10월 20일의 86,948원/MWh이며, 최저가는 2023년 3월 17일의 41,317원/MWh라고 할 수 있다. PPA 가격의 경우 2023년의 태양광 기준 수치인 182원 ~ 195원/kWh를 사용한다.³⁴ 마지막으로, 배출권가격은 최근 1년에 대한 가격을 조사한 결과 8,130 ~ 12,550 원/tCO₂eq의 범위를 가지는 것으로 나타났다. 여기에 전력간접배출계수를 합산해 전력 한 단위당 편익으로 나타내었다.

위와 같이 수단별로 조사하는 이유는 수단별 편익과 비용구조가 다르기 때문이다. 먼저 녹색프리미엄과 REC의 경우 재생에너지 전력을 구매하는 것이 아닌 재생에너지 전력을 사용했다는 ‘인증’을 구매하는 것이므로 전력에 대해서는 별도로 구매해야 한다. RE100 가입 기업 대부분이 사용하는 산업용 전력을 대표로 할 경우 녹색프리미엄과 REC는 기준 이행비용에 전기요금을 덧붙여 판단해야 한다. 둘째로, 녹색프리미엄의 경우 타 수단과는 달리 온실가스 감축편익이 발생하지 않는다. REC 구매, PPA는 온실가스 감축편익을 별도로 고려해 줘야 하지만 녹색프리미엄은 순비용만 발생하는 구조이다. 따라서 이를 반영하여 비교하고자 하였다.

34 2023년 태양광 LCOE 142원/kWh, 망이용료 및 제반비용 40~53원/kWh 합산



녹색프리미엄은 본래 가장 저렴한 RE100 이행 수단이라고 할 수 있었다. PPA 가격은 크게 감소하지 않았으나, 최근 들어 산업용 전기요금에 매우 큰 폭으로 상승하여 상대적으로 PPA가 경쟁력을 가진다고 할 수 있다. 특히 녹색프리미엄과 최고비용인 온실가스 감축편익을 고려한 PPA 최소비용을 비교해 보면 각각 178.87원/kWh과 176.23원/kWh이므로 이미 가격역전이 발생했다고 볼 수 있다. 중요한 점은 녹색프리미엄과 REC는 산업용 전력가격에 연동하여 지속적으로 조달비용이 증가할 것이라는 점이다.

최근 3년간 용도별 한국전력공사의 전기요금단가가 나와 있는 **Table 2-5**를 살펴보면 지속적으로 증가해 온 것을 알 수 있다. 향후 전력계통 운영비용이 증가할 것이므로 전기요금 상승요인은 지속될 것으로 판단된다.

결국 재생에너지를 합리적인 가격으로 조달하기 위해서는 향후 PPA의 중요성이 증가할 것으로 판단하며, 이와 동일한 시각을 가진 보고서가 기존에 여럿 존재한다. 상기한 바와 같이 국내 재생에너지 물량은 RE100 가입 기업의 수요보다는 많을 수 있지만, 합리적인 가격을 가진 PPA 물량의 비중이 높지 않다면 RE100 이행환경은 어려워질 수밖에 없다.

재생에너지 공급량의 경우 수단별로 소분하는 과정이 필요하다. 먼저 RPS 제도에서 발생하는 REC 인증서는 일정 규모 (500 MW) 이상의 발전기를 보유한 발전사업자에게 부과되는 의무화제도로, 발전량의 일정비율을 재생에너지로 조달할 것을 의무화하고 있다. 그리고 이렇게 조달된 재생에너지는 한국전력공사에서 다시 녹색프리미엄으로 재판매하는 방식이기 때문에, RPS 의무량 = 녹색프리미엄 물량이 된다고 볼 수 있다. 이를 살펴보는 이유는 추후 발생가능한 재생에너지 조달량에서 녹색프리미엄을 제하고 PPA 가능량을 산정하기 위해서이다.

2.2.3 PPA 공급 시나리오

먼저, RPS 제도를 살펴보면 연도별 의무공급량을 강화하도록 되어 있다. 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 시행령에 따르면, 연도별 의무공급자의 재생에너지 공급비율이 2025년에는 14%, 2026년에는 15%, 2027년에는 17%, 2028년에는 19%이며, 2029년에는 22.5%, 그리고 2030년 이후로는 25.0%로 강화된다. 이는 즉, RPS가 연도별 의무대상자의 발전량과 증가하는 의무비율에 비례하여 이행량이 증가하도록 되어 있으며, 연별로 녹색프리미엄 물량은 증가하는 반면, 11차 전력수급기본계획에 따른 설비용량 제약 중 PPA 가능량은 감소한다는 뜻이 된다.

단, 의무대상자인 발전자회사 및 대규모 민간발전사가 전체 발전량 중 차지하는 비중에 따라 RPS 물량은 달라질 수 있다. 최근 5개년에 대한 추이를 살펴보면 RPS 의무대상자의 발전량은 전체 발전량의 약 75 ~ 82%를 차지하는 것으로 보인다. 미래에도 동일 추세가 유지될 것으로 가정하고 RPS 의무대상자 발전비율을 3개년도 이동평균법을 사용하였다. 이를 정리하면 **Table 2-6**과 같이 나타난다. RPS 의무물량은 한국전력공사에서 전량 구매하여 녹색프리미엄으로 재판매하므로 해당 물량 이외의 물량이 REC 및 PPA로 도입가능한 물량이다. 물론 PPA의 경우 전력시장 외에 직접 거래를 체결해서 장외거래가 가능하므로 해당 물량 이외에도 도입될 수 있을 것이다.

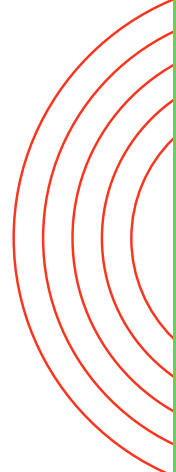


Table 2-6. Annual Green Premium projection (unit: TWh)

연도	총발전량	RPS 대상자 발전량	RPS 의무비율	녹색프리미엄 물량	잔여 재생에너지 (청정수소 포함)	잔여 재생에너지 (청정수소 外)
2030	642.6	512.7	25.0 %	128.2	8.2	-7.3
2032	665.1	531.0		132.8	39.1	16.3
2034	681.7	544.3		136.1	61.5	33.0
2035	691.5	552.1		138.0	74.7	41.9
2036	693.3	553.5		138.4	88.1	52.0
2038	704.5	562.4		140.6	109.0	65.1

주: 잔여 재생에너지 물량은 재생에너지 발전량에서 녹색프리미엄 물량을 제외한 값임.

문제는 현재까지 살펴본 재생에너지가 재생에너지원 5가지(태양광, 풍력, 해양, 수력, 바이오)³⁵에 청정수소까지 포함했다는 것이다. 녹색프리미엄은 5개 재생에너지원을 모두 합산하므로 에너지원별 선호도는 중요치 않지만,³⁶ PPA의 경우 재생에너지 중 현실적으로 태양광과 풍력만이 해당된다. 먼저 청정수소를 제외할 경우 2030년에는 재생에너지 물량이 부족할 수 있음이 나타난다. 실제로 RPS와 같은 보조금 제도는 한국 재생에너지 가격(PPA and LCOE)의 하락을 저해한다는 보고가 있다.³⁷ 재생에너지 중(청정수소 제외) 태양광과 풍력의 발전비중은 2038년 기준으로 92.8 %를 차지한다. 따라서 태양광 및 풍력의 비중에 대해서는 큰 고려사항이 필요 없을 수 있으나 2030년 기준으로 재생에너지 물량이 부족한 점은 사실이라고 할 수 있다.³⁸

상기한 표의 가정사항을 정리하면 다음과 같다. 1) RPS 의무비율이 2030년부터 2038년까지 25 %로 유지된다; 2) RPS 의무대상자의 발전량이 전체 전력시장의 약 80 % 비율로 유지된다; 3) RPS 물량 전량은 녹색프리미엄으로 판매된다; 4) 해마다 발생하는 잔여 녹색프리미엄 물량은 PPA 등 다른 물량으로 활용되지 않는다. 이는 상당히 현실적인 가정이라고 보여진다.

즉, 설비계획에 따르면 2030년까지 전력시장 내 재생에너지는 부족할 가능성이 높다. 유일하게 가능한 옵션은 RE100 기업들이 전력시장 외에 직접 PPA나 자가발전으로 기업의 전력수요를 일부 조달하는 것이다.

35 RE100에서는 지열을 포함하여 6가지 재생에너지를 인정하나 우리나라에는 지열발전이 없음.

36 녹색프리미엄도 에너지원별 입찰을 포함하면 태양광 및 풍력에 대한 선호가 압도적으로 높음.

37 BNEF(2025a) "1H 2025 South Korea Energy Transition Market Outlook"

38 녹색프리미엄만 고려하면 물량이 부족하지 않지만 RE100 기업의 이행수단 선택이 자유롭지 못함.

Table 2-7. Korea PPA by electricity sources (unit: MW)

에너지원	체결용량 (MW)
태양광	1,236.85
풍력	280.8
수력	2.3

자료: BNEF(2025b) "Power Purchase Agreements"

Table 2-8. Renewable sufficiency for RE100 implementation (unit: TWh)

연도	재생에너지 수요	녹색프리미엄	청정수소	PPA 조달
2030	96.2	128.2	15.5	-
2032	109.8	132.8	22.8	16.3
2034	123.1	136.1	28.5	33.0
2035	130.9	138.0	32.8	41.9
2036	137.7	138.4	36.1	52.0
2038	153.0	140.6	43.9	65.1

주: PPA 조달은 전망이 아니며 기업이 합리적인 의사결정을 수행할 경우에 대한 예상치를 나타냄.

이러한 전망과 최근의 산업용 및 일반용 전기요금 상승 추이가 맞물려 PPA 물량이 확대되고 있는 것으로 보인다.

최근까지 한국에서 재생에너지 PPA가 체결된 건수를 살펴보면 총 30건으로, 대부분이 태양광이고 일부만 풍력인 것으로 나타난다. 체결된 총 설비용량은 약 1.52 GW이다. 모든 PPA 계약이 2040년 이후까지 고정가격으로 계약이 체결되어 있다. Table 2-7에 각 에너지원별 PPA 체결용량이 나와 있다. 설비용량으로 이를 에너지량으로 바꾸기 위해서는 에너지원별로 평균 이용률을 적용해야 한다.

마지막으로 본 연구에서 도출한 RE100 기업들의 연도별 재생에너지 전력 수요와, 미래 재생에너지 발전량 전망, 그리고 PPA에 대한 합리적인 가정을 바탕으로 하여 2030년부터 2038년까지 재생에너지 과부족량을 산정한다. 비용평가 결과 2030년부터는 PPA가 무조건 산업용 및 일반용 전력가격 대비 저렴할 것으로 판단되므로 기업에서는 RE100 이행을 위해 PPA를 우선시할 것이다. 게다가 현재로서는 온실가스 배출권거래제 가격이 많이 감소되어 있는 상태이며, 국제적인 탄소가격 시나리오를 적용할 경우 상대적인 PPA의 비용경쟁력은 더욱 증가할 것이다. 따라서 총 재생에너지 발전량 중 녹색프리미엄 물량과 청정수소를 제외한 물량은 PPA로 조달하고자 하는 것이 자연스러운 것이다. 그 결과는 Table 2-8에 나와 있다.

따라서 기업에서는 2038년까지 RE100 이행을 위한 재생에너지 수요의 약 절반을 PPA로 조달할 수 있을 것으로 판단되며, 2030년부터 2037년까지는 50 % 이하의 물량 조달이 가능할 것으로 보인다. 물론 이는 최소 시나리오를 상정한 것이며, RE100 가입 기업에서 직접 PPA 및 자가발전 옵션을 활용하게 될 경우 이보다는 훨씬 더 저렴한 가격의 재생에너지 조달이 가능해질 것이다. 강소연 외 (2024)에서는 2023년부터 2024년 2월까지의 PPA 체결 실적을 바탕으로 2030년 직접 PPA 거래량은 연간 3.5 TWh까지 증가할 것으로 전망한 바 있다.

Table 2-9. Renewable demand by RE100 enrollment scenarios (unit: TWh)

연도	Scenario 1	Scenario 2	Total Renewables	PPA
2030	105.6	111.9	120.9	-
2032	124.2	133.8	149.1	16.3
2034	143.3	156.7	169.1	33.0
2035	154.6	170.3	179.9	41.9
2036	164.7	182.8	190.4	52.0
2038	188.1	211.5	205.7	65.1

주: PPA 조달은 전망이 아니며 기업이 합리적인 의사결정을 수행할 경우에 대한 예상치를 나타냄.

그러나 현재 우리나라에서 재생에너지 부족으로 인해 가장 크게 발생하는 문제점은 재생에너지 단가를 낮추기 위한 공급량 자체가 부족하다는 점이다. 현재까지 PPA 요금에 대해서는 LCOE 기반 자료를 사용한다. 본 연구에서도 LCOE를 바탕으로 한전의 망이용료 등 제반비용을 고려하여 PPA 가격을 산정한 바 있다. 따라서 LCOE를 지속적으로 낮출 수 있도록 재생에너지 보급이 이루어져야만 PPA 단가 역시 낮아질 수 있을 것이다.

이와 같이 본 장에서는 중앙 전력계통 및 전력시장에서 설비계획에 따라 발생가능한 재생에너지 발전량과 녹색프리미엄, 그리고 기업의 재생에너지 수요와의 비교를 통해 재생에너지 과부족량을 산정하였다. 염두에 두어야 할 점은 기업의 재생에너지 수요는 최소한의 시나리오로 작성되었으며, 녹색프리미엄 물량에 대한 가정이 합리적으로 구성되었다는 점이다. 따라서 PPA 조달량에 대한 예상치는 기업들이 필요로 하는 최소한의 물량이라고 할 수 있다. 특히 가장 비현실적인 가정사항인 RE100 이니셔티브 가입자수의 증가분은 반영이 어려운데, 이를 반영하게 된다면 재생에너지 수요는 더욱 증가할 것이다. 즉, 국내 기업들이 RE100을 합리적으로 이행함에 있어 필요한 신규 재생에너지 물량과 PPA는 부족할 가능성이 높다. RE100 가입기업 증가 시나리오로 2025년부터 연 가입기업 3개 및 5개 증가 시나리오를 도출하게 되면 Table 2-9와 같이 나타난다.

현재 전력수급기본계획 기반 추정값에 따르면, 2038년에도 PPA 가능물량은 65.1 TWh에 불과하다. 물론 민간부문의 자가 재생에너지 발전을 포함할 수 있다면 더욱 늘어나겠으나 어디까지나 설비계획에 한정할 경우의 이야기이다. 그러나 만약 RE100 가입기업 (글로벌 가입기업 중 한국 지사 보유기업 포함)의 수가 연간 3개씩(Scenario 1) 혹은 5개씩(Scenario 2) 증가하게 되면 특히 시나리오 2에 한정해서 한국 내 총 재생에너지 발전량이 2038년에는 기업의 재생에너지 수요보다 부족해지는 경우가 발생할 수 있다.

요약하면, 본 연구에서 베이스 시나리오는 RE100 기업의 재생에너지 수요를 최소한으로 가정하였음에도 불구하고(가입기업 수 증가분은 없는 것으로 가정) 합리적인 기업 재생에너지 조달 방안인 PPA 물량은 부족하다.



현실적인 미래를 전망한다면 기업 재생에너지 수요는 훨씬 더 증가할 것이며, 전반적인 재생에너지 물량 자체가 부족할 가능성이 높고 PPA 물량은 극도로 부족할 것이다.

이를 위해서는 태양광 및 풍력 설비의 인허가 절차 간소화, 예비타당성 조사에서의 정책성 비중 증가 혹은 특례 생성을 통해 시장 기반의 재생에너지 설치량을 증가시키는 등의 지원이 필요하다. 또한 재생에너지 사업자의 사업모델 다변화를 가능하게 하는 정책 지원이 필요해질 것이다. 이런 정책지원 중 현재 핵심적인 화두인 산업단지 RE100, 분산에너지특별법의 규제샌드박스, 이 취지를 살려 함께 추진될 정책 및 사업모델로부터 재생에너지 공급량이 일부 확보될 필요가 있어 보인다. 다음 장에서는 분산법에 대한 구성요소를 검토하여 추후 분산에너지로서 공급가능한 재생에너지 물량 및 사업모델에 대해 제시하고 RE100 이행을 돕기 위한 제도적 및 정책적 제안사항을 제시한다.



3 재생에너지 보급 확대를 위한 정책 시사점

3.1. RE100 산업단지

‘재생에너지 자립도시’ 또는 ‘RE100 산업단지(이하 RE100 산단)’이라고 불리는 이 개념은 지역의 풍부한 재생에너지를 활용하여 입주기업의 RE100 달성을 뒷받침하도록 산업단지 차원에서 지원하는 개념을 의미한다. 현 대통령인 이재명 대통령의 후보 시절 공약으로, 현 보고서 작성 시점(2025.11.) 기준으로 재생에너지 확대를 위해 RE100 산단의 확대를 위한 여러 준비를 하고 있다.

이 준비에는 ‘RE100 산업단지 및 에너지 신도시 조성과 지원에 관한 특별법(이하 RE100 산단 특별법)’에 대한 제정 준비와 산업통상자원부를 중심으로 하여 형성된 RE100 산단 조성 방안 마련을 위한 관계부처 합동 TF가 포함된다. 또한, 이와는 별개로 ‘초광역권 재생에너지자립도시 조성 및 RE100 산업단지 전환을 위한 특별법안’이 발의되었다.

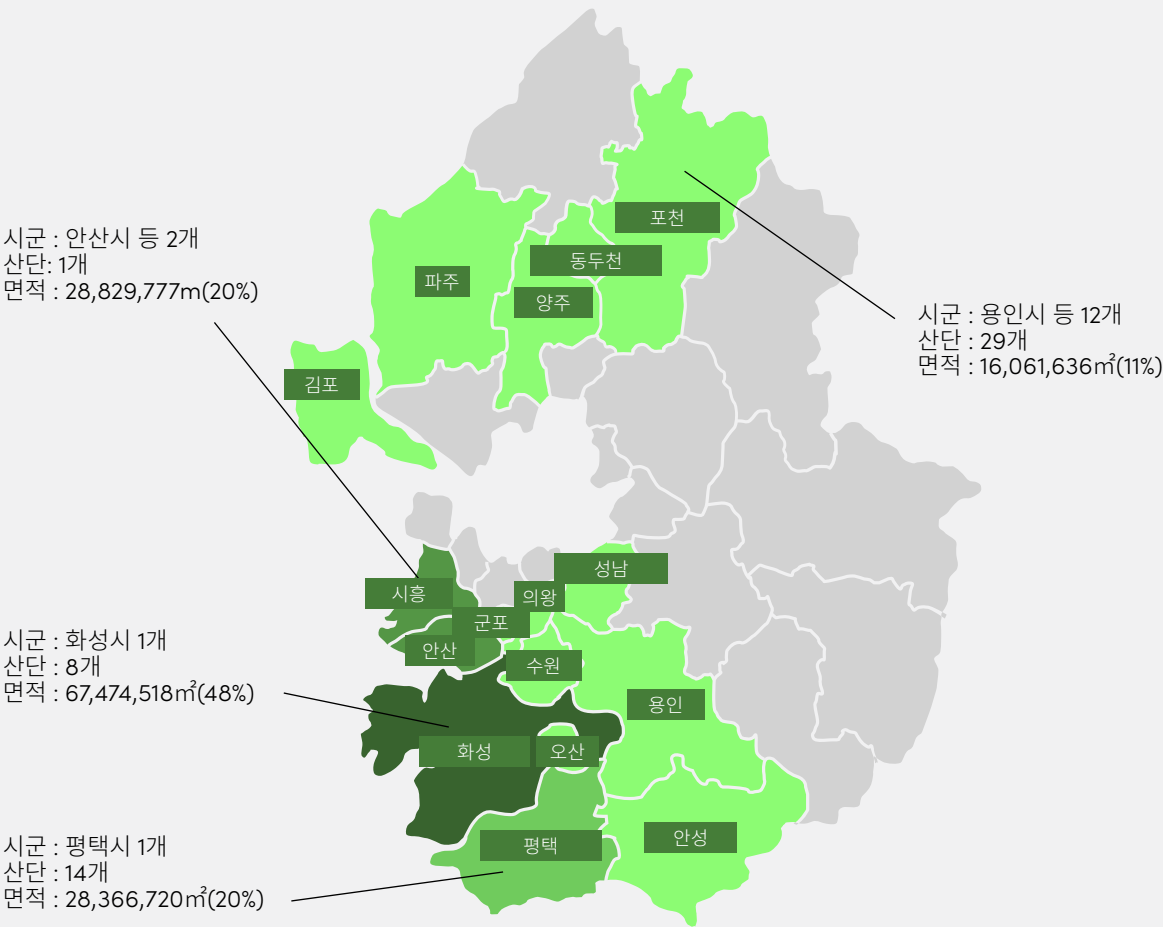
RE100 산단 관련하여 발의된, 혹은 발의 예정인 특별법은 정확히 2장에서 논한 바와 같이 재생에너지 확대를 위한 필요 정책들을 담고 있다. 먼저 재생에너지 자립도시 조성 및 입주기업의 자유로운 기업활동을 지원하기 위해 재생에너지 관련 사업에 대한 예비타당성조사 특례, 인허가 신속처리에 대한 근거를 마련하는 것이 핵심 골자이다. 둘째로, RE100 산단 특별법에서는 대규모 재생에너지 발전설비를 갖춘 재생에너지 지구, 안정적인 송배전을 담당하는 전력망지구, RE100 이행 기업이 입주하는 산업지구를 조성하여 조화로운 RE100 이행 지원 체계를 갖춘 산단을 만들겠다는 점을 목표로 한다. 현재 우리나라에서 RE100 이행의 장애요인이 물량이 부족하다는 점, 그리고 이것이 송배전망 부족, 그리고 공급지와 수요지 간의 격차로 인해 발생하는 문제라는 점을 고려할 때 RE100 산단 관련 특별법은 다음과 같은 의미를 가진다. 추가적인 재생에너지 배치에 대한 장애요인을 제거하고 동시에 산업단지 내에서 수요지-공급지의 일치화를 통해 분산에너지의 활용도를 높이는 것이다. 이는 후술할 분산에너지 특별법의 취지와도 일치하므로, 현 대한민국의 에너지 정책기조를 고려할 때 매우 유의미한 법안일 가능성이 높다.

아직 RE100 산단 특별법 혹은 RE100 산단의 정확한 사업모델이 제시된 바는 없어 정량분석이나 구체적 사항을 기술하기에는 어렵다. 그러나 후술할 분산법과 결합하면 에너지 지산지소라는 개념이 확립시되고, 분산된 산업단지가 재생에너지 발전을 일부 흡수해 송전혼잡을 줄임으로써 다양한 부가적 편익이 발생할 것으로 예상된다. 궁극적으로는 NDC 목표 달성과 이를 지원하기 위해 제11차 전력수급기본계획에서 제시한 재생에너지 배치 목표를 강화하는 데에도 기여할 수 있다.

향후 청사진을 미리 살펴보기 가장 좋은 사례는 ‘경기 RE100’이라고 할 수 있다. 경기도는 지자체 차원에서 재생에너지 기반으로 에너지 자립률을 높이기 위해 꾸준히 노력하고 있으며, 2023년부터 산업단지 RE100 지원사업도 함께 추진하고 있다. 특히 국내 RE100 가입기업 중 경기도 소재에 본사 혹은 사업장을 보유한 기업이 24개 이상이므로 정책 추진이 용이하다고 보여진다. 경기도 산단을 총 네 개 권역으로 나누어 Figure 3-1과 같이 기업별 컨소시엄을 구성하여 기업 유치와 입주기업의 RE100 달성을 지원하는 것이 경기 RE100 산업단지 지원사업의 골자이다.

경기 RE100 지원사업에서 살펴볼 수 있는 점은 지자체와 관할 지역의 산업단지 기업 간의 협업이 핵심이라고 할 수 있다. 금년도에 국가 차원에서 추진하는 RE100 산단의 경우에도 지자체별 특징이 다르므로 중앙정부에서 지자체로 RE100 산단 조성 관련 권한을 일부 이양함으로써 지역별 RE100 산단 추진을 원활화하는 것이 가능할 것으로 본다. 시급한 사항은 성공적인 사업모델을 확보하는 것인데 경기 RE100의 경우 우수사례를 확보했다고 볼 수 있다. 그러나 경기도에서 주요 RE100 기업이 많이 위치한 것이 사실이므로 모든 지자체에서 해당 모델을 사용하기는 어려울 것이다. 확실한 점은 RE100산단이 성공적인 사업모델로서 정착화된다면 재생에너지를 추가적으로 배치하는 것이 상당히 용이해진다는 점이다. 동시에 재생에너지 배치에 있어 우리나라의 큰 배리어 중 하나인 송전혼잡 문제를 일부 해결할 수 있다는 점에서 의의를 가진다. 마지막으로, RE100 산단 조성 시 유의해야 할 사항은 지자체별, 산업단지 입지별 산단 RE100 사업모델을 반드시 만들어야 한다는 것이다.

Figure 3-1. Gyeonggi industrial complex RE100 support



투자기관(컨소시엄)	권역	시군 및 산단 (16개 시군 52개 산단)
LS일렉트릭	A	화성
SK E&S		국가산단(2) [반월 송산, 아산 우정지구] + 일반산단(6)
아이솔라에너지 엔라이트	B	안산, 시흥 국가산단(1)
한국동서발전		[반월 반월• 시화• 시화MTV]
에넬엑스코리아 중부발전	C	평택
신성이엔지		국가산단(1) [아산 포승•원정지구] + 일반산단(13)
케이씨솔라에너지	D	군포, 김포, 성남, 수원, 안성,
DL에너지 삼천리자산운용		오산, 용인, 의왕, 양주, 파주, 포천, 동두천 일반산단(29)

자료: 경기도 (2024)

Table 3-1. Definition of distributed energy in the Enforcement Decree of the Distributed Energy Act

관련법	조항	설비명칭	규모	단서조항
전기 사업법	제2조 제17호	전기사업용전기설비	40 MW 이하	-
	제2조 제18호	일반용전기설비	-	-
	제2조 제19호	자가용전기설비	-	전력시장 거래 에너지 제외
집단 에너지 사업법	제2조 제1호	집단에너지 발전설비	500 MW 이하	에너지 사용지역과의 근접성
	제2조 제3호	사업자 혹은 그 외	430 Gcal/h 이하	열에너지 생산자

3.2. 분산에너지법의 주요 내용

우리나라의 경우 전력시장 발전 초기에는 중앙집중형 거버넌스를 가지고 규모의 경제를 활용해 에너지 비용을 낮추고자 했다. 그러나 인구 집중화로 인해 에너지 생산지와 수요지 간의 간극이 심해지면서 수요지 인근에서 전력을 생산 및 소비하려고 하는 분산형 에너지 시스템으로의 전환을 꾀하고 있다. 분산에너지가 필요해진 가장 큰 이유는 전력의 수요지와 생산지 간의 거리 때문에 발생하는 송전손실보다는 송전제약 문제 때문이다. 특정 지역에 전력수요가 집중될 경우 이를 공급하기 위해 공급지에서 전력을 생산해서 송전해야 하나, 송전선로에도 용량 제약이 존재하므로 무한하게 전력을 공급할 수 있는 것은 아니기 때문이다.

재생에너지 설비를 아무리 많이 보급한다고 한들, 재생에너지 공급지와 수요지 간의 거리가 있고 송전제약이 발생한다면 재생에너지 발전을 사용하지 못할 가능성이 높다. 송전망을 지속적으로 확충할 수 있다면 수요지와 공급지 간의 물리적 거리가 멀어도 송전이 가능하겠으나 우리나라에서는 송전선로 인근에 NIMBY 현상이 발생하고 있으며, 송전망 건설 지연 문제도 심각한 상황이다.

이를 일부 해소하기 위해 2023년 6월 발표된 법안이 “분산에너지 특별법(이하 분산법)”이다. 해당 법은 2024년 6월 “분산에너지 특별법 시행령” 발표와 함께 시행되었다. 분산에너지는 중앙집중형 전력시장 및 시스템에서 탈피하여 분산형 전원의 확대를 목표로 하며, 송전제약 해소 및 분산형태의 수요발굴, 발전원 발굴을 통해 지속가능한 발전을 최종 목표로 한다. 분산법의 기본적인 전제는 소형화 및 분산화를 통한 송전설비 건설의 최소화, 공급지와 수요지 간의 집적화라고 할 수 있으므로 가장 대표적 분산형 전원인 태양광 및 풍력설비에 최적화된 제도라고 할 수 있다.

분산법에서는 분산에너지에 대한 개념화를 위해 다음과 같은 정의를 담고 있다. “분산에너지란 에너지를 사용하는 공간·지역 또는 인근지역에서 공급하거나 생산하는 에너지로서 대통령령으로 정하는 일정 규모 이하의 에너지를 말한다.” 또한 분산에너지가 될 수 있는 사업으로서 여러 사업을 나열하면서, 법상 정의는 시행령에서 구체화되었다. 분산법 시행령상 분산에너지의 정의가 [Table 3-1](#)에 나와 있다.

Table 3-2. Distributed energy regulation exemption by sandbox types

유형	의미	목표	특례사항
전력수요 유치형	수요대비 공급과잉 유형	전력 공급여유 지역에 데이터센터 등 신규 수요이전 촉진	전력계통영향평가 우대, 변전소 등 전기공급설비 우선 확충 지원
공급자원 유치형	전력수요 밀집 지역으로 전력 자립률 제고 유형	계통포화 지역의 신규 발전자원 건설 촉진	LNG 용량시장 입찰제도상 가점 부여, 신재생에너지 금융지원사업 우선지원
신산업 활성화형	단기적으로 특구지정을 통해 지역별 에너지 규제 문제 해결 및 산업 활성화 필요지역	지역 설계형 분산에너지 시스템 도입 촉진	네거티브형 규제방식 도입, V2G(Vehicle-to-Grid), 지역 DR, 가상상계거래, 실시간요금제, 산업단지 마이크로그리드, VPP

자료: 산업통상자원부·한국에너지공단(2024)

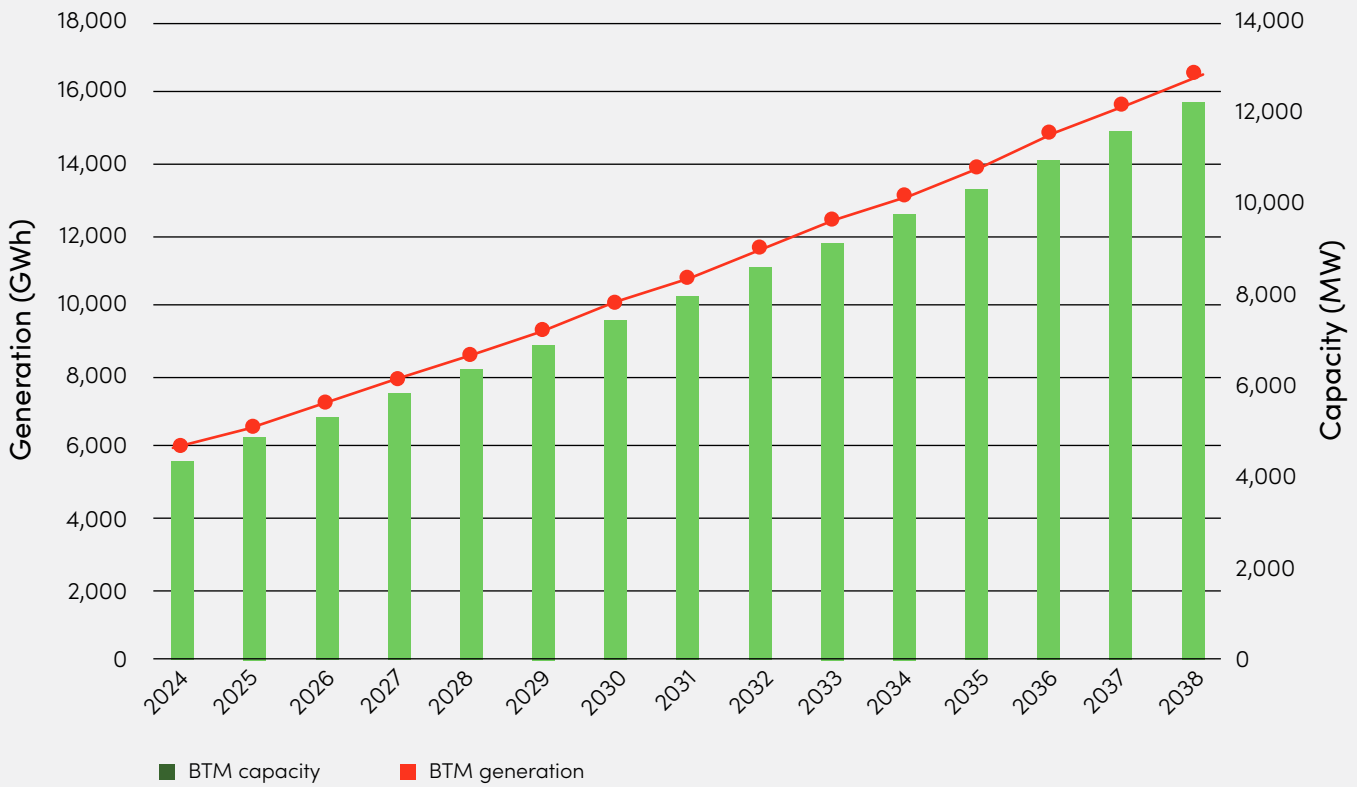
분산법에서는 분산에너지 활성화를 위해 두 가지 의무사항을 규정하고 있다. 첫 번째로는 분산에너지 활성화 기본계획이다. 분산에너지 보급 촉진을 위한 기본계획으로, 분산에너지 활성화 중장기 목표, 보급량, 체계적 촉진 등의 사항을 다룬다. 해당 계획은 전력수급기본계획과 동일한 위계를 가진 기본계획이 될 것으로 보인다.

두 번째 의무사항은 분산에너지 설치의무 사항이다. 분산법 제13조에서는 분산에너지 설치의무를 위해 사용량을 할당하도록 되어 있다. 할당량 자체는 분산에너지 활성화 기본계획에서 명시될 것으로 보이며, 이러한 설치 의무제도는 대규모 개발단지, 시설을 대상으로 수요지 인근에서 분산에너지 설치를 조장하고 에너지 자급률을 늘리기 위한 조치로 판단된다. 설치 의무대상이 되는 개발사업은 사업면적 100만 m²이상, 건축물은 전력수요 연간 200 GWh 이상을 의무대상 기준으로 한다. 이러한 대상자들에게 예상 에너지 사용량의 일정비율 이상을 분산에너지로 사용하도록 규정한다. 단, 이러한 의무비율은 지역별로 차등화되는 것으로 나타난다. 수도권은 의무비율의 100%가 적용되는 반면, 비수도권은 적용되지 않는다. 분산에너지 설치의무 비율은 시행 초기인 2026년까지는 2 % 정도이나 2040년 이후부터는 20 % 이상을 무조건 분산энер지를 설치할 것을 명시하고 있다. 따라서 대규모 개발사업이나 건물 건설 시에 자동적으로 재생에너지 설치가 고려될 것으로 보인다. 분산법에 명시된 제도 중 직접적으로 재생에너지 증가에 기여할 수 있는 제도는 분산에너지 특화지역이다.

이 제도는 분산법 제33조에 근거하여 지역별로 각각 전력 공급자원과 수요 유치를 조장할 수 있도록 전력 직접거래 특례 등의 인센티브를 제공하는 제도이다. 특화지역의 사업유형은 전력수요 유치형, 공급자원 유치형, 신산업 활성화형으로 구분된다. Table 3-2에 분산에너지 특화지역 유형별 규제특례가 나와 있다.

전력수요 밀집 지역에서는 전력 자립률 제고를 위한 공급자원 유치형 분산에너지 특화지역 유치가 가능하며, 특히 수도권에 샌드박스 지역이 형성될 경우 재생에너지 보급률 향상에 기여할 것으로 판단된다.

Figure 3-2. Behind-The-Meter capacity and generation projection



3.3. 재생에너지 확대의 잠재력 및 시사점

분산법의 규제 샌드박스, 분산에너지 설치 의무화 등의 제도를 활용하면 훨씬 더 효과적인 재생에너지 공급이 가능할 것으로 판단된다. 특히 40 MW 이하 재생에너지 설비는 태양광 및 풍력이 대부분이므로 직접적으로 공급이 확대될 가능성이 높다. 이렇게 증가하는 분산형 전원은 2장에서 논한 전력시장에서 모니터링되는 물량이 아닌 BTM(Behind-the-Meter) 물량으로 보급될 가능성이 높다. 우리나라에서는 재생에너지 보급 초기에는 BTM에 대한 체계적인 보급량 통계가 구축되지 않았으나, 최근 들어서는 재생에너지가 계통에 미치는 영향이 커진다는 점을 감안하여 BTM 통계 구축에도 힘쓰고 있다.

제11차 전력수급기본계획에서는 자가용 태양광에 대한 설비용량과 발전량 전망을 별도로 보고하고 있다. Figure 3-2에 이를 도식화한 결과가 나와 있다. 2024년 기준으로 BTM 발전량은 약 5.9 TWh로 추정되며, 2038년에는 16.5 TWh에 달할 것으로 예상하고 있다. 설비용량의 경우 2024년 기준 4.4 GW이며, 2038년에는 12.2 GW까지 증가할 것으로 보고 있다. 설비용량과 발전량 간의 관계는 전력수급기본계획에서 현재 활용하는 태양광 평균 이용률인 15.4 %가 일괄적으로 적용된 것으로 보인다. 그러나 분산법 시행으로 인한 BTM 증가분까지는 구체적으로 고려되지 않았으므로 BTM의 보급량은 더욱 높아질 가능성이 높다.

분산법 시행과 함께 활성화되어야 할 사업모델과 제도는 VPPA 및 민간 REC 인증시장이라고 할 수 있다. 현재 한국에너지공단에서는 신재생에너지통합모니터링시스템(Renewable Energy Monitoring System) 구축을 통해 한국에너지공단 시스템과 연동된 재생에너지 설비를 모니터링하고 있다. 해당 시스템은 실시간으로 재생에너지 설비의 설치현황과 발전량, 그리고 운영현황(미작동여부)을 보고하고 있으며, 추후 BTM을 활용한 제도 설계 시 지대한 역할을 수행할 수 있을 것으로 판단된다. Figure 3-3에는 한국에너지공단 REMS의 실제 화면 캡처본이 나와 있다.

Figure 3-3. Renewable Energy Monitoring System of Korea Energy Agency

대시보드

대시보드

실시간

통계/분석

계산

신재생에너지 통합모니터링시스템(REMS)

Renewable Energy Monitoring System

2025-08-13(수) 22:14:21

로그인

지역	태양광						지열						태양열						풍력						소수력						연료전지						ESS					
	개	설비용량 (MW)	공급발전량 (MWh)	개	설비용량 (MW)	공급발전량 (MWh)	개	설비용량 (MW)	공급발전량 (MWh)	개	설비용량 (MW)	공급발전량 (MWh)	개	설비용량 (MW)	공급발전량 (MWh)	개	설비용량 (MW)	공급발전량 (MWh)	개	설비용량 (MW)	공급발전량 (MWh)	개	설비용량 (MW)	공급발전량 (MWh)	개	설비용량 (MW)	공급발전량 (MWh)	개	설비용량 (MW)	공급발전량 (MWh)	충전율 (%)	방전율 (%)										
서울	513	7.1	3.51	5	4.3	3,017.10	1	0.4	16.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
부산	2,338	18.7	78.00	4	3.5	1,671.10	27	0.2	26.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
대구	2,966	26.2	90.43	138	2.8	3,401.80	77	0.7	162.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
인천	2,924	25.5	16.68	28	0.5	602.90	47	2.7	1,026.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
광주	7,945	34.6	138.74	-	-	-	318	2.1	273.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
대전	5,155	25.7	78.53	83	1.5	124.10	132	1.0	138.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
울산	2,674	11.7	47.15	10	0.2	71.90	40	0.3	18.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
세종	878	6.0	16.88	92	1.6	243.60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
경기	14,686	121.5	135.27	1,288	25.4	6,062.00	128	6.6	2,655.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
강원	13,147	55.7	63.25	1,464	28.7	6,511.10	289	3.1	459.6	6	0.1	9.79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
충북	13,577	79.1	198.49	860	20.3	58,548.00	79	6.9	1,648.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
충남	17,276	86.2	225.02	1,868	35.3	5,384.10	388	8.4	3,136.1	3	0.1	0.20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
전북	15,852	77.0	298.45	573	11.5	2,051.80	578	7.8	254.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
전남	25,837	107.6	450.35	33	1.1	202.50	3,371	40.7	3,900.7	12	0.1	11.41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
경북	22,806	95.8	320.04	1,038	18.5	5,311.80	2,186	30.9	7,056.8	7	0.1	1.30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
경남	15,725	75.0	287.29	125	2.6	494.20	1,913	16.1	2,549.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
제주	3,139	13.2	66.67	1	0.3	54.80	285	2.7	78.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										
총계	167,438	866.7	2,514.75	7,990	158.0	93,752.80	9,857	130.6	23,399.5	28	0.3	22.70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-										

전국 전기에너지

공급발전량 2,515,213 kWh
공급CO₂저감량 1,170.3 tCO₂

전국 열에너지

공급발전량 117,152.3 kWh
공급CO₂저감량 54.5 tCO₂

전국 운영현황

전세

태양광

지열

태양열

풍력

소수력

연료전지

ESS

전상 178,045 개

전상 162,511 개

전상 6,463 개

전상 8,999 개

전상 13 개

전상 0 개

전상 59 개

전상 0 개

막힘률 784 개

막힘률 656 개

막힘률 66 개

막힘률 57 개

막힘률 0 개

막힘률 0 개

막힘률 5 개

막힘률 0 개

한국에너지공단

Copyright 2017. KOREA ENERGY AGENCY. all rights reserved.

현재로서는 BTM 물량이 모니터링됨으로써 재생에너지 총량이 증가한다고 해도 RE100 기업들이 이 재생에너지를 활용하기는 어려운 상태이다. 해당 물량을 활용하기 위한 제도가 도입되지 않은 상태이기 때문이다. 먼저 이를 활용하기 위한 가장 첫 번째 제도는 한국에서 추진하고자 하는 자가용 인증서이다. 이는 REGO(Renewable Energy Guarantees of Origin)의 일종으로, 자가용 설비에서 발생하는 재생에너지 공급량에도 인증서를 부여하여 판매하고, RE100의 이행용으로 사용하기 위한 방안이다. 이러한 인증 형태가 도입된다면 RE100 인증 시장에 BTM 공급량이 증가하여 가격하락을 유도할 수 있을 것이다. 또한 자가용 재생에너지 설비 보급에 대한 인센티브로서 역할을 하므로 자가용 보급 향상과 이를 통한 LCOE 하락, 즉 PPA 가격 하락이라는 선순환 효과까지 노려볼 수 있다.

마지막으로, 직접적으로 자가용 재생에너지 발전량을 기업에서 RE100 이행을 위해 사용하기 위한 사업모델이 바로 VPPA이다. 여러 개별 자가용 재생에너지 생산자들(즉, 프로슈머)이 모여 하나의 가상발전소를 구성하고, 잉여 전력량을 합산하여 기업에 대규모 전력으로 판매 계약을 맺는 것이다. 자가용 재생에너지 발전원을 모아 VPPA 사업자와 재생에너지 공급계약을 맺게 되면 RE100 이행 규정도 준수가 가능함과 동시에 합리적인 가격으로 재생에너지를 조달할 수 있게 된다.



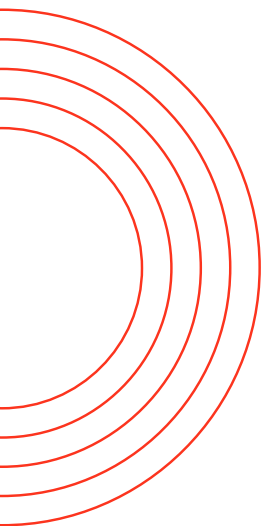
4 결론

결론적으로, 한국의 재생에너지 보급은 구조적, 규제적, 그리고 시스템 차원의 제약으로 인해 제한되어 왔다. 송전 제약과 계통 확장 지연을 고려할 때, 중앙집중형 전력시장에만 의존하는 방식으로는 필요한 수준의 재생에너지 공급 규모를 달성하기 어려울 가능성이 크다. 제11차 전력수급기본계획 하의 현재 계획 또한 송전 인프라의 적기 구축에 크게 의존하고 있으나, 이는 불확실성이 존재한다.

이는 재생에너지 보급을 위한 대안적 경로를 확대할 필요성을 보여준다. 본 연구는 이를 위해 주요 정책 수단으로 분산에너지 활성화 특별법에 따른 분산에너지 의무 도입, 규제 샌드박스 활용, 한국형 재생에너지 인증서(REGO) 제도 도입, 그리고 VPPA 확대 등을 제시한다. 이러한 제도적 장치들은 재생에너지 공급 확대, RE100 기업의 시장 접근성 개선, 그리고 조달 비용 절감에 기여할 수 있을 것으로 기대된다.

참고문헌

- 강소연, 이원행, 진희종 (2024) “국내 직접 PPA 운영 실적 및 전망,” 2024년도 대한전기학회 전력기술부문회 춘계학술대회(2024.4.25. ~ 2025.4.27.)
- 경기도 (2024) “경기도 산업단지 RE100 지원사업 리플렛”
- 국회입법조사처 (2025.01.02.) “「제11차 전력수급기본계획」 실무안의 평가와 제언”
- 기후에너지환경부 보도자료 (2025.11.11.) “2035 국가 온실가스 감축목표 및 제4기 배출권거래제 할당계획, 국무회의서 확정”
- 관계부처합동 (2023) 탄소중립 녹색성장 국가전략 및 제1차 국가 기본계획
- 관계부처합동 (2025.09.23) “2035 NDC 대국민 공개 논의 토론회 전력 부문” 발표자료
- 관계부처합동 (2025.11.10.) ‘35년까지 18년 대비 온실가스 53%~61% 감축
- 산업통상자원부 (2025.02.21.) “제11차 전력수급기본계획 주요내용”
- 산업통상자원부 (2025) “제11차 전력수급기본계획(2024 ~ 2038)”
- 산업통상자원부, 한국에너지공단 (2025) “분산에너지특화지역 가이드라인 설명회 발표자료”
- 한국에너지공단 (2024.12), 2023년 신·재생에너지 보급통계 확정치 (2024년 공표) 결과 요약
- 한국전력공사 (2025) “2024년도 한국전력통계”
- 헌법재판소 (2024. 8. 29. 선고, 2020헌마389등) 저탄소 녹색성장 기본법 제42조 제1항 제1호 위헌확인, 기후위기 대응을 위한 국가 온실가스 감축목표 사건, <https://www.ccourt.go.kr/site/kor/ex/bbs/View.do?cbldx=1195&bcldx=1008482&>
- 환경부 보도자료 (2025.08.20) “2024년도 국가 온실가스 잠정배출량 6억 9,158만톤”
- Paik C, Chung Y, Kim YJ (2021) “ELCC-based capacity credit estimation accounting for uncertainties in capacity factors and its application to solar power in Korea”, Renewable Energy
- Plan 1.5, CoREi, KoSIF, UN Global Compact Network Korea, WWF-Korea (2023) “2030 국내 재생에너지 수요 전망 보고서”
- BNEF (2025a) “1H 2025 South Korea Energy Transition Market Outlook”
- BNEF (2025b) “Power Purchase Agreements”
- Climate Group. N.d. “Increasing Ambition”. <https://www.there100.org/increasing-ambition#:~:text=We're%20working%20with%20our,carbon%20free%20grids%20by%202040.>
- Ember (2025) Electricity Data Explorer, <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/>
- Enerdata (2025.07.30) Poland approves draft revised NECP with 2030–2040 outlook, <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/poland-approves-draft-revised-necp-2030-2040-outlook.html>
- European Commission (2023.03.30) Joint Statement by the Director-General of the International Renewable Energy Agency La Camera and EU Commissioner Simson: ‘The time for speeding up renewables is now’, https://energy.ec.europa.eu/news/joint-statement-director-general-international-renewable-energy-agency-la-camera-and-eu-commissioner-2023-03-30_en



IEA (2024), Renewables 2024, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>,
Licence: CC BY 4.0

IEA (2024), Renewable capacity growth and the gap to global tripling, 2022-2030, IEA, Paris
<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/renewable-capacity-growth-and-the-gap-to-global-tripling-2022-2030>, Licence: CC BY 4.0

IEA (2025), World Energy Outlook 2025, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025>, Licence: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0 (Annex A)

IRENA (2024), World Energy Transitions Outlook 2024: 1.5°C Pathway, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2025), Renewable Energy Highlights from Renewable Energy Statistics 2025

IRENA article (2025.11.12) "Powering COP30: NDC 3.0 and the Race to Meet the Goal of Tripling Renewables by 2030", <https://www.irena.org/News/articles/2025/Nov/Powering-COP30-NDC-3-0-and-the-Race-to-Meet-the-Goal-of-Tripling-Renewables-by-2030>

KEEI (2025), Energy Brief, April 2025

KEEI (2018), Energy Supply Brief, Vol. 5-1, January 2018

Mexico Ministry of Energy (2024), National Electrical System Development Program 2024-2038 (PRODESEN)

Poland Ministry of Climate and Environment (2024), National Plan in the field of Energy and Climate by 2030

Climate Group, CDP (2025), 2024 RE100 Annual disclosure report

Acknowledgement

본 보고서는 Climate Group의 재정 지원과 Korea Sustainability Investing Forum(KoSIF)의 지원을 받아 발간되었습니다.



The Climate Change Organisation (Climate Group) with Company Registration Number: 4964424 and Charity Registration Number: 1102909
The Climate Group, Inc. is a U.S. registered 501(c)3 with EIN 43-2073566.
M/s TCCO India Projects Private Limited with Corporate Identity Number U74999DL2018PTC334187
Stichting Climate Group Europe, with Chamber of Commerce KVK number 87378426