

지속가능한 경제성장과 에너지전환

산업 에너지전환 정책의 방향



김희집·석선희·함완균

조성봉·임재규

지속가능한 경제성장과 에너지전환

산업 에너지전환 정책의 방향

CONTENTS

지속가능한 경제성장과 에너지전환
산업 에너지전환 정책의 방향

발간사	10
요약	12

제1장

서론	17
----	----

제1절 산업 경쟁력 강화와 기후변화 대응 목표	19
제2절 어려운 경제여건과 산업 경쟁력 강화의 필요성	21
제3절 에너지 新수요의 등장과 급증	23
제4절 기후변화 대응 노력 강화에 대한 높은 압력	25
제5절 기업의 탄소중립 전략과 성과	28
제6절 에너지 안보의 중요성 증대	30
제7절 보고서의 구성	34
제8절 참고문헌	36

[1부] 주요국 산업 에너지전환 정책과 국내에의 시사점

제2장

일본의 산업 에너지전환 정책과 국내에의 시사점	41
------------------------------	----

제1절 들어가기	43
제2절 에너지 수급 동향과 장기 에너지믹스	47
2.1 1차 에너지 공급	47
2.2 최종에너지 소비	49
2.3 전력 수급	51
2.4 부문별 에너지 소비 동향	60
제3절 온실가스 배출 현황 및 감축목표	65
3.1 온실가스 배출 추이 및 부문별 배출 현황	65
3.2 중장기 탄소중립 로드맵 및 부문별 감축목표	69

CONTENTS

제4절 에너지 및 기후변화 정책	71
4.1 에너지 정책	71
4.2 지구온난화대책 정책	74
4.3 탈탄소 성장형 경제구조 이행 추진전략(GX 추진전략)	79
제5절 산업 에너지전환 정책 분석	87
5.1 산업계의 자발적 참여 및 지원	88
5.2 서플라이체인 기반 GX 분야별 투자 전략	95
5.3 설비 투자 및 공정 전환 사업	102
5.4 중소·중견기업의 지원	115
제6절 종합 및 정책적 시사점	119
제7절 맺음말	121
제8절 참고문헌	123

제3장

미국의 산업 에너지전환 정책과 국내에서의 시사점

제1절 들어가기	131
제2절 에너지 정책 패러다임 현황: 필요성과 효과	133
2.1 전통적 정부 중심 정책의 한계	134
2.2 기업·민간 중심으로 전환된 배경	136
2.3 패러다임 전환이 가져온 기대효과	138
제3절 산업 에너지전환 정책 분석	142
3.1 트럼프 2기 에너지 전략: 민간 중심 산업정책과 탈탄소 유예의 병행구조	143
3.2 친환경(수소·재생에너지) 부문	150
3.3 전력 부문: AI·데이터센터 수요 대응을 위한 기업 주도형 종합 발전계획	159
3.4 원자력 부문	170
3.5 석유·가스 부문	178
3.6 수력 부문	186

3.7 에너지전환 지원제도: 세제·보조금·규제 유연화	189
제4절 한국의 산업 에너지 정책 현황과 과제	195
4.1 국내 정부주도형 계약 및 에너지 정책 구조	196
4.2 정책적 과제 및 유연성 확보 필요성	199
제5절 한국의 산업 에너지전환 정책에 대한 제언	205
5.1 민간·지역 주도의 수익공유형 분산에너지 모델 설계	207
5.2 AI·데이터센터 시대 대응형 종합 발전계획 설계	209
5.3 균형 잡힌 에너지믹스 및 기술지원 정책	212
제6절 맺음말: 기업-지역사회 중심 에너지전환 패러다임의 필요성	217
제7절 참고문헌	220

[2부] 한국 산업 에너지전환 정책 제언

제4장

합리적 에너지믹스를 위한 정부 계획의 개선 과제	229
제1절 들어가며	231
제2절 에너지믹스 관련 정부 계획과 영향	233
2.1 국가 탄소중립·녹색성장 기본계획	233
2.2 전력수급기본계획	235
제3절 전기요금과 산업 경쟁력	241
3.1 전기요금 결정 방식	241
3.2 전기요금 구조	243
3.3 산업용 전기요금과 산업 경쟁력	246
제4절 에너지믹스 관련 정부 계획의 개선 과제	247
제5절 종합 및 정책적 시사점	254
제6절 참고문헌	257

CONTENTS

제5장

국가온실가스감축목표 이행의 경제적 파급효과	259
------------------------------------	-----

제1절 들어가며	261
제2절 분석모형: 일국(一國) CGE 모형	267
2.1 분석모형의 특징	267
2.2 데이터베이스 및 모형의 해법	270
2.3 CGE 모형을 활용한 분석 방법론	271
제3절 온실가스 감축의 경제적 파급효과 분석	274
3.1 기준시나리오(BAU, Business-as-Usual) 전망	274
3.2 분석 시나리오 설정(시나리오1, 2)	279
3.3 시나리오별 온실가스 감축목표 이행의 파급효과	281
제4절 종합 및 정책적 시사점	293
제5절 참고문헌	296

제6장

결론	299
-----------	-----

참고문헌	315
-------------	-----

Executive Summary	318
--------------------------	-----

표 2-2-1 한일 전기요금 비교('23년 기준)	58
표 2-3-1 전기 및 열 배분 후 부문별 이산화탄소 배출량 내역	67
표 2-3-2 산업부문 업종별 CO ₂ 배출량의 추이	68
표 2-3-3 2030년 및 2040년 부문별 온실가스 감축목표	70
표 2-4-1 중장기 전원구성 전망치	73
표 2-4-2 지구온난화대책 추진법의 성립 및 개정 경위	74
표 2-4-3 일본의 온실가스감축목표 설정의 경위 및 산업부문 대상 정책의 변천	77
표 2-4-4 GX2040 주요파트 및 개요	81
표 2-4-5 일본 탄소시장 관련 정책의 흐름	83
표 2-5-1 GX 경제이행채를 활용한 투자 촉진책(ver.2, 2024년 12월 27일)	100
표 2-5-2 설비 투자 및 공정 전환 사업	105
표 2-5-3 제조업 주요 산업의 분야별 투자전략	109
표 4-2-1 제1차 국가 탄소중립·녹색성장 기본계획의 부문별 감축목표	234
표 4-2-2 11차 전력수급기본계획의 목표수요 전망	236
표 4-2-3 주요 에너지원의 정산단가	238
표 4-2-4 11차 전력수급기본계획의 에너지믹스 전망: 설비용량	238
표 4-2-5 11차 전력수급기본계획의 에너지믹스 전망: 발전량	239
표 4-3-1 용도별 판매단가로 본 전기요금 추이	244
표 4-4-1 11차 전력수급기본계획 상의 공급물량 제외설비 현황	248
표 5-1-1 주요국들의 2035년 온실가스 감축목표 수준	264
표 5-1-2 2035 NDC 시나리오(안)	265
표 5-2-1 산업 및 제품 분류	268
표 5-2-2 투입산출 데이터베이스 구조	270
표 5-3-1 경제, 에너지 및 온실가스 관련 주가지표 변화: BAU 전망	275
표 5-3-2 부문별 생산량, 에너지 소비 및 온실가스 배출량 변화	277
표 5-3-3 제조업종별 생산량, 에너지 소비 및 온실가스 배출량 변화	278
표 5-3-4 온실가스 감축 시나리오별/부문별 온실가스 배출량 변화	286
표 5-3-5 산업부문 업종별 온실가스 배출량 변화	287
표 6-1-1 기관별 시설 전환 지원책 또는 인센티브 제도 현황	304
표 6-1-2 주요 국가별 주택용 vs. 산업용 전기요금 비교	308

CONTENTS | 그림 |

그림 2-2-1 일본의 1차 에너지 공급 추이	48
그림 2-2-2 일본의 최종에너지 소비 추이	50
그림 2-2-3 전력화율 추이	52
그림 2-2-4 부문별 전력화율 추이	53
그림 2-2-5 발전전력량의 추이	54
그림 2-2-6 주요국의 전원별 발전전력량 비율 비교('22년 기준)	55
그림 2-2-7 일본의 전기요금 추이	56
그림 2-2-8 전기요금의 국제 비교	57
그림 2-2-9 주요 산업부문의 에너지 소비 추이	61
그림 2-2-10 제조업생산자지수와 GDP	62
그림 2-2-11 제조업의 에너지 소비의 추이: 에너지원별 비교	63
그림 2-2-12 제조업의 에너지 소비의 추이: 업종별 비교	64
그림 2-3-1 일본의 온실가스 배출량 추이	66
그림 2-3-2 산업부문 업종별 이산화탄소 배출 추이	68
그림 2-3-3 일본의 온실가스 배출량 추이 및 탄소중립 로드맵	69
그림 2-5-1 분야별 투자 전략의 대상	96
그림 2-5-2 투자촉진책의 기본원칙	97
그림 2-5-3 선행투자 지원과 규제·제도(탄소가격제 포함)의 관계	98
그림 2-5-4 일본, 유럽, 미국의 주요 제조업 500대 기업의 순이익률	102
그림 2-5-5 제조업의 업종별 CO ₂ 배출량 내역	104
그림 2-5-6 철강 산업의 세부 투자 전략	108
그림 2-5-7 자동차 산업의 세부 투자 전략	112
그림 2-5-8 정부의 지원으로 추진 중인 주요 반도체 분야 대규모 투자 프로젝트	113
그림 2-5-9 반도체 산업의 세부 투자 전략	115
그림 2-5-10 중소·중견기업의 탄소중립 추진 지원을 위한 플로우 차트	118
그림 4-2-1 11차 전력수급기본계획의 에너지믹스 전망: 설비용량	240
그림 4-2-2 11차 전력수급기본계획의 에너지믹스 전망: 발전량	240
그림 4-3-1 전기요금의 인가절차	242
그림 4-3-2 용도별 판매단가로 본 전기요금 추이	245

그림 4-4-1	11차 전력수급기본계획의 주요 발전기 이용률 추이	251
그림 4-4-2	장기천연가스수급계획의 수요전망치와 실적의 비교	253
그림 5-1-1	주요국들의 2035년 온실가스 감축목표 검토	263
그림 5-2-1	본 모형의 업종별 다중적 투입구조	269
그림 5-2-2	온실가스 감축효과 분석방법	272
그림 5-3-1	실질 국내총생산, 총에너지 공급량 및 온실가스 배출량 변화: BAU 전망	275
그림 5-3-2	실질 국내총생산, 총에너지 공급량 및 온실가스 배출량 변화: 시나리오 1	282
그림 5-3-3	실질 국내총생산, 총에너지 공급량 및 온실가스 배출량 변화: 시나리오 2	282
그림 5-3-4	온실가스 감축 시나리오별 주요지표 변화 : 2030년 기준	283
그림 5-3-5	온실가스 감축 시나리오별 주요지표 변화 : 2035년 기준	284
그림 5-3-6	시나리오별 국가 온실가스 한계저감비용(MAC)	285
그림 5-3-7	온실가스 감축 시나리오별/부문별 한계저감비용: 2030년 기준	289
그림 5-3-8	온실가스 감축 시나리오별/부문별 한계저감비용: 2035년 기준	290
그림 5-3-9	온실가스 감축 시나리오별/업종별 한계저감비용: 2030년 기준	291
그림 5-3-10	온실가스 감축 시나리오별/업종별 한계저감비용: 2035년 기준	291

발간사



기후위기와 에너지전환이라는 거대한 변화 앞에서 우리 기업들의 생존은 가능할 것인가? 기후위기는 더 이상 추상적 경고가 아닌 현실이 되었고, 탄소 중립은 미룰 수 없는 국가적 과제가 되었습니다. 그동안 세계 시장에서 경쟁력을 인정받아온 주력산업들마저 이제는 거센 시험대 위에 올랐습니다. 산업의 에너지전환은 단순히 환경 문제에 그치지 않습니다. 국가 경쟁력의 성패를 가르는 전략적 과제가 되었습니다.

세계 각국은 탄소중립으로 가는 경로를 정교하게 그려내며, 에너지전환을 가속화하고 있습니다. 특히 주요국들은 이를 성장에 제약 요인이 아닌 새로운 기회로 삼고 있습니다. 미국은 세제 혜택과 보조금, 규제 완화 등 다양한 수단을 동원해 민간 주도의 에너지전환을 촉진하고 있습니다. 일본은 GX 추진전략을 내세워 에너지전환 투자 로드맵을 제시하고 있습니다. 더 나아가 대기업뿐 아니라 중소·중견기업이 공급망 전반에서 전환에 참여할 수 있도록 제도적 기반을 강화하고 있습니다.

이번 보고서는 일본과 미국의 산업 에너지전환 정책을 면밀히 분석하고, 우리나라가 직면한 현실적 과제를 제시합니다. 일본의 사례는 탄소세 수입을 산업에 재투자하고, 저탄소 제품에 대한 수요를 촉진하는 방식으로 성장과 전환을 동시에 꾀하는 특징을 보여줍니다. 미국의 경우 민·관·지역사회가 참여하는 거버넌스를 바탕으로 상향식 에너지믹스를 설계하며, 현장의 목소리를 제도 설계에 반영하는 유연성을 갖추고 있습니다.

또한 보고서는 재생에너지 확대라는 대전제 속에서 합리적인 에너지믹스와 전기요금 체계의 개편 방향을 제시하고 있습니다. 더불어 국가온실가스감축 목표(NDC) 이행이 경제 전반에 미칠 파급효과를 정량적으로 분석함으로써, 균형 잡힌 전환 경로 설계의 필요성을 강조했습니다. 단기적인 비용을 넘어 중장기적 산업 경쟁력을 확보하기 위한 정책 지원이 필수적임을 확인할 수 있습니다.

오늘날 우리 산업은 단순히 경기순환적 침체를 넘어 글로벌 공급과잉, 보호 무역 및 환경규제 강화, 내수 부진이라는 삼중고에 직면해 있습니다. 특히 전통적 주력산업은 구조적 부담을 안고 있으며, 신산업 역시 초기 투자와 제도적 불확실성으로 제약을 받고 있습니다. 위기를 극복하고 더 큰 무대로 나아가기 위해선 관점의 전환이 필요합니다. 성장의 발목을 잡는 규제 중심의 접근에서 벗어나, 혁신과 투자, 사회적 합의를 기반으로 한 성장 지향형 에너지전환이 절실합니다. 정부와 기업, 그리고 지역사회가 함께하는 성장지향형 에너지전환 정책은 향후 정책 설계의 중요한 지표가 될 것입니다.

본 보고서는 학계와 산업계의 여러 전문가들이 심도 있는 연구를 거쳐 완성한 결과물이며, 여러 연구자의 다양한 견해를 잘 반영하고자 하였습니다. 연구 과정에 기여한 모든 분들께 깊은 감사의 말씀을 드리며, 아울러 이 보고서가 정부와 기업, 연구자와 시민사회가 함께 다양한 견해를 고민하고 한국형 산업 에너지전환 전략을 구상하는 데 유용한 자료로 활용되기를 기대합니다. 마지막으로 본 보고서에 제시된 견해는 각 연구자 개인의 의견이며, 본회의 공식 견해가 아님을 밝혀 두는 바입니다.

2025년 10월
한국경제인협회 상근부회장

김창범

요약



산업 에너지전환은 국가 경쟁력과 직결되는 핵심 과제다. 우리 경제는 제조업을 기반으로 성장해왔고, 반도체·철강·석유화학 등 주력 산업은 여전히 국가 경쟁력을 지탱하는 축이다. 그러나 기후위기 대응과 탄소중립 이행이라는 시대적 요구, 그리고 인공지능(AI)과 데이터센터 확산으로 인한 전력수요 급증이라는 새로운 변수가 중대한 도전으로 다가오고 있다. 이러한 상황에서 산업 에너지전환의 중요성은 더욱 커지고 있다.

본 보고서는 지속가능한 경제성장과 에너지전환이라는 국가 차원의 목표를 실현하기 위한 과제를 짚어본다. 우선 일본과 미국의 산업 에너지전환 정책을 분석하고, 한국의 에너지믹스와 전기요금 체계, 국가온실가스감축목표(NDC) 이행의 경제적 파급효과를 살펴봄으로써 우리나라에 필요한 정책적 시사점을 제시한다.

일본은 GX(그린 트랜스포메이션, Green Transformation)를 중심으로 산업 에너지전환을 위한 방향성을 제시한다. GX는 화석연료에 의존해 온 기존의 사회·경제 시스템을 재생에너지를 중심으로 한 지속가능한 사회로 전환하기 위한 국가적 노력으로 전후(戰後) 일본의 산업 및 에너지 정책에 있어 대전환을 의미한다. GX의 목적은 다음 세 가지로 요약된다.

- **탈탄소 실현:** 2050년 탄소중립 달성 및 2030년까지 2013년 대비 46% 감축이라는 국제적 약속의 이행
- **에너지의 안정적 공급:** 에너지 안보를 확보하면서 분산형 재생에너지의 최대한의 도입 추진
- **경제성장과 산업 경쟁력 강화:** 탈탄소화를 성장 기회로 전환하여 신시장 창출 및 기술혁신 촉진

일본은 에너지의 안정적 공급, 경제성장, 탈탄소를 동시에 달성하기 위해 「GX2040 비전」을 마련했다. 정부는 중장기 정책 방향을 민간과 공유해 예측 가능성을 높이고, 재생에너지와 탈탄소 전원을 기반으로 한 산업입지 전략과 GX 산업구조의 장기 방향을 제시했으며, GX 시장 형성과 지역 활성화를 함께 추진하는 것을 목표로 한다.

일본은 GX 전략을 축으로 GI 기금, 세제 혜택, 배출권거래제 등 수단을 동원해 산업계의 온실가스 감축과 탈탄소 경영을 전방위 지원한다. 이에 따라 철강·화학·시멘트·제지 등 다배출 업종의 설비·에너지 전환을 촉진하고, 자발적 감축계획과 체계적 이행관리로 민간의 전환을 제도적으로 뒷받침하고 있다.

일본의 산업 에너지전환 정책에 대한 분석결과에 기반한 한국에의 시사점은 다음과 같다.

산업계 탄소 감축을 위해 일관된 정책, 기술혁신 유인, 전환 로드맵, 수요 촉진 체계를 종합적으로 구축해야 한다.

- ▶ 산업계 중심의 탄소 감축을 실현하기 위해서는 **정책의 일관성과 예측 가능성을 높이는 전략**이 필요하다.
- ▶ **탄소가격을 산업 혁신의 유인으로 활용**하기 위한 산업 재투자 체계와 인센티브 설계가 필요하다.
- ▶ 업종별 기술 유형 및 공정 전환 로드맵을 제시해 **연구개발(R&D) - 설비투자 - 수요 유도로 연결되는 체계적 연계**를 설계해야 한다.
- ▶ 지방정부 및 산업단지를 활용한 **중소·중견기업 지원체계 강화**가 필요하며, 특히 **에너지다소비 업종을 중심으로 한 집중 지원**이 요구된다.
- ▶ 무탄소 제품이 경쟁력 있는 시장 형성을 위해 **녹색소비 촉진과 제품 수요 유도를 위한 제도적 고도화**가 필요하다.

요약



미국은 세제 혜택과 보조금, 규제 완화 등 다양한 수단을 동원해 민간 주도의 에너지전환을 촉진하고 있다. 미국 정부는 생산과 투자에 직접 나서기보다 시장 기반의 수단을 통해 민간부문의 역량을 극대화하는 데 주력하고 있다. 특히, 「인플레이션 감축법(IRA)」하에서 도입된 투자세액공제(ITC), 생산세액공제(PTC), 신규 조항인 섹션 45Y 및 48E 등의 조항은 기술 중립적 구조를 채택하고 있어, 태양광 및 풍력뿐 아니라 소형모듈원자로(SMR), 청정수소, 탄소 포집·활용·저장(CCUS) 등을 지원 대상에 포함한다.

특히 인공지능(AI)과 데이터센터의 전력수요 확대에 대응하기 위한 기업이 주도하는 종합 발전계획을 마련하고 있다. 수십 년 동안 미국은 송·배전 전력망에 대해 공공 또는 준공공 유틸리티가 주도적으로 관리해왔다. 그러나 최근 데이터센터, 전기차, 리쇼어링 제조시설, 재생에너지의 급증하는 수요와 같은 산업의 변화는 기존 전력망 인프라의 병목현상을 심각하게 드러냈다. 이에 대응하여, 민간 주도의 장거리 고전압 송전망 확충과 현대화를 중심으로 한 새로운 패러다임이 형성되고 있다.

기업-지역사회 중심의 에너지전환 패러다임으로의 전환이 요구된다.

- ▶ **지역별 산업 특성과 에너지 수요**에 대한 철저한 분석을 바탕으로 에너지 공급 방식을 다각화해야 한다.
- ▶ 정부는 우호적인 투자 여건을 조성하기 위해 **기술 중립적·성과 기반 세제 인센티브 모델** 등 제도적 지원을 강화해야 한다.
- ▶ **지역사회의 참여와 이익 공유 매커니즘을 구조화**함으로써, 민간 주도 프로젝트의 사회적 수용성과 장기적 지속가능성을 제고해야 한다.
- ▶ 정부는 연구개발(R&D) 프로그램을 강화하고, 기술 발전을 기반으로 기업의 시장 진입을 촉진할 수 있도록 **인증 및 표준화 체계를 마련**해야 한다.
- ▶ 규제를 명확히 하고 시장 진입 장벽을 완화하여 에너지 거래 시장을 활성화하고 **시장 참여자를 확대**해야 한다.
- ▶ 송전선로 계획단계 및 투자에 민간기업이 참여하는 등 유연하고 혁신적인 **민간 중심 에너지 정책 체계를 구축**해야 한다.

일본과 미국 사례에 대한 분석에 이어, 한국의 에너지믹스 계획에 대한 분석 결과는 다음과 같다. 에너지믹스 계획은 재생에너지와 원자력을 확대하는 큰 방향에서 일관성있게 구성이 되어야 하나, 계획 간에 다소 불일치하고 실행이 일부 불확실함이 드러났다. 국가의 다양한 에너지믹스 계획에 대한 보다 정치한 일관성이 확보될 수 있도록 노력해야 한다. 여러 국가를 비교하여 볼 때, 특히 한국의 산업용 전기요금이 과도하게 높은 부분에 대하여서도 종별 간 교차보조에 대한 새로운 검토가 필요하며, 어려움에 처하여 있는 여러 산업의 기업이 국제 경쟁력을 복원하고 경제가 희생할 수 있는 노력이 필요하다.

산업경쟁력을 고려한 에너지믹스 계획 수립 체계를 마련해야 한다.

- ▶ 소비자 유형에 따라 다르게 요금을 부과하는 현 종별 요금제 방식을 **전압별 요금제로 전환하는 방안**을 검토해야 한다.
- ▶ 용량 중심의 에너지믹스 계획 수립 방식을 **발전량 중심의 방식으로 전환**해야 한다.
- ▶ 석탄발전기 폐지 일정 수립 시 **석탄발전소를 대체할 발전원에 대한 구체적인 대안**을 마련해야 한다.
- ▶ 에너지믹스 계획을 설비 허가의 행정근거로 삼는 경직적 관점이 아닌, 에너지 수요 전망을 위한 **아웃룩의 형태로 유연하게 활용**해야 한다.

요약



2030, 2035년 감축목표 이행은 높은 한계저감비용과 부문별 실행격차를 수반하므로 비용효율성과 공정성을 반영한 새로운 배분원칙 마련과 산업 및 전환 부문에 대한 집중 지원이 필요하다. 본 보고서의 단일국가 CGE 모형 분석에 따르면 한계저감비용(MAC)은 2030년 tCO₂당 15.7~21.6만원, 2035년 30.2~36.7만원으로 추정된다. 이때 산업 및 전환부문은 배출권거래제를 통해 비교적 이행 가능성이 높은 반면 수송·상업·가정부문은 제도 미참여로 실행이 어려울 가능성이 큰 것으로 나타났다. 이는 현 감축목표 배분체계가 비용 효율성과 공정성을 동시에 반영하지 못함을 시사하며, 실행 가능성이 높고 성과가 클 것으로 예측되는 산업 및 전환부문에 대한 정책적, 경제적 제도 지원이 효과 측면에서 더욱 필요함을 시사한다.

본 보고서는 한국의 산업 에너지전환 정책이 단순한 환경 규제의 문제가 아니라, 미래 국가 경쟁력 확보와 직결된 전략적 과제를 강조한다. 지속가능한 성장 경로를 모색하기 위해서는 정부와 기업, 지역사회가 함께 참여하는 새로운 에너지전환 패러다임을 마련하고, 국제적으로 비용 효율적이고 공평한 감축체계를 확립하는 노력이 절실하다. 이러한 맥락에서 본 보고서는 한국이 직면한 구조적 도전을 진단하고, 정책적 대안을 제시하는 데 중요한 기초자료로 활용될 수 있을 것이다.

1 장

서론

김희집
서울대학교 초빙교수

제1절

산업 경쟁력 강화와 기후변화 대응 목표

온실가스 감축과 탄소중립 목표 달성을 위해 전 세계적으로 에너지전환이 핵심 정책으로 부상하고 있다. 에너지전환은 우리 대한민국이 국제사회에 약속했기에 실행해야 하는 국가 과제이다. 에너지전환은 단순히 화석연료에서 신재생에너지로의 연료 교체에 국한되지 않고, 산업 생산에 사용되는 원료의 전환까지 포함하는 광범위한 개념이다. 에너지전환은 산업의 근본적인 생산방식의 변화를 수반하기 때문에 국가적인 차원에서 많은 정책적, 경제적 지원과 인센티브 제도가 필수적이다.

한국의 산업구조는 고도로 발전한 중화학 공업과 제조업 중심으로 구성되어 있으며, 특히 석유화학, 철강은 산업 전체 에너지 소비의 71% 이상을 차지할 만큼(에너지경제연구원, 2025) 높은 에너지 집약성과 탄소 배출량을 보이고 있다. 한국은 에너지 수요의 약 93%를 수입에 의존하는 상황이며(한국에너지공단, 2025), 국제 에너지 가격 변동에 매우 취약하다. 이 같은 특수성은 한국의 산업 에너지전환 정책 수립에 있어 다른 국가와 차별화된 접근이 필요함을 시사한다.

2022년 발발한 러시아의 우크라이나 침공은 세계 에너지 시장에 큰 충격을 주었다. 이스라엘과 이란 간의 충돌도 중동 지역의 긴장을 높여 원유 가격 상승 등 에너지 안보 위협을 가중시키고 있다. 이를 배경으로 전 세계적으로 에너지 안보가 매우 중요한 과제로 등장하였다. 한국은 원유, 천연가스, 석탄 등 주요 에너지 원료의 약 93%를 수입에 의존하고 있어, 중동 지역의 지정학적 불안정은 에너지 공급 안정성에 큰 위협이 되고 있다.

에너지전환 정책은 단순히 환경적 목표 달성을 넘어서 경제적 지속가능성과 산업 경쟁력 강화를 함께 고려해야 한다. 한국 경제는 2020년대 이후 잠재 성장률이 2% 수준으로 둔화되어 경제적 위기 국면에 진입했으며(한국은행, 2024), 산업용 전기요금은 2022년 이래 3년간 60% 이상 상승하는 등 에너지 비용 부담이 급증했다(한국전력, 2024). 이는 석유화학과 철강 업계의 생산 원가 증가를 초래해 국제 경쟁력 저하의 위험을 내포하고 있다. 따라서 산업 경쟁력을 유지하면서도 친환경 전환을 추진하기 위해서는 현실적이고 효과적인 인센티브 기반 정책이 필요하다.

또한, 국내외적으로 기후변화 대응 압력이 크게 증가하고 있다. 2023년 기준, 한국 정부는 2050년 탄소중립 달성을 목표로 구체적인 감축 로드맵을 발표했으며, 이는 전 산업에 걸쳐 실질적 변화를 요구한다. 국제적으로도 주요 교역 상대국들이 탄소국경조정제도(CBAM, Carbon Border Adjustment Mechanism) 등 탄소 관련 무역장벽을 강화하고 있어, 한국 기업들의 해외 경쟁력 확보를 위해서도 탄소중립 이행은 선택이 아닌 필수 과제가 되었다. 유럽연합(EU)은 2026년 1월부터 철강, 알루미늄, 비료, 수소, 시멘트, 전력 등 6개 품목을 유럽으로 수출할 때 생산과정에서 배출한 탄소량에 상응하는 인증서 구매를 의무화는 탄소국경조정제도(CBAM)를 도입할 예정이며, 이에 대응하지 못할 경우 한국 수출산업은 심각한 타격을 입을 수 있다.

제2절

어려운 경제여건과 산업 경쟁력 강화의 필요성

한국 경제는 최근 10년간 점차 저성장 국면에 접어들었으며, 2023년 실제 국내총생산(GDP) 성장률은 1.4%에 머물렀다(한국은행, 2024). 이는 글로벌 금융위기 이후 10년 평균 2.8% 성장률에 비해 절반 이하로 떨어진 수치다. 저출산·고령화로 인한 생산가능인구 감소가 경제 활력 저하를 가속화하고 있으며, 산업구조 변화가 불균형적으로 진행되면서 혁신 동력 확보에 어려움을 겪고 있다. 특히 제조업은 전체 국내총생산(GDP)의 약 28%를 차지하는 경제 주축이지만 글로벌 공급망 재편, 자동화 및 디지털화 진전과 맞물려 전통 산업들의 경쟁력이 약화되고 있다. 한국은행은 한국의 잠재성장률이 2030년 이후 1%대로 급격히 하락할 것으로 전망했으며, 이는 혁신을 통한 생산성 향상이 절실함을 의미한다.

에너지 비용은 산업 경쟁력의 핵심 요소로, 산업용 전기요금은 2022년 이래 3년간 60% 이상 상승하는 등 에너지 비용 부담이 급증했다(한국전력, 2024). 이는 국제유가 상승, 배출권가격 급등, 그리고 국내 전력공급 불안정 등에 기인한다. 석유화학 산업은 원료인 나프타와 에너지 비용 상승으로 생산 단가가 평균 15% 상승한 데다가, 중국의 저가 공세에 가격 경쟁력이 약화되고

있으며, 석유화학 업계 전체가 정부의 강력한 구조조정 요청에 직면해 있다. 철강 산업도 타격이 크다. 포스코는 2023년 에너지 비용 증가로 영업이익률이 전년 대비 약 3%p 하락했다. 중소 규모 철강사는 비용 부담으로 인해 일부 공장 가동을 줄이거나 잠정 폐쇄하는 사례도 나타나고 있다. 반도체·디스플레이 산업은 전력 사용량이 많아 에너지 비용 상승에 민감하지만, 상대적으로 고부가 가치 제품 생산으로 가격 전가력이 높다. 다만 삼성전자와 SK하이닉스는 에너지 비용 절감을 위해 인공지능(AI) 기반 공정 최적화에 나서고 있으며 재생에너지 사용 확대에 적극 투자하고 있다.

에너지 비용 상승과 경제성장 둔화는 산업 경쟁력 약화와 함께 고용 축소, 수출 감소로 이어지고 있다. 2023년 제조업 고용은 전년 대비 0.9% 감소했으며, 특히 에너지 집약적인 철강, 석유화학 부문에서 일자리 감소가 두드러진다(통계청, 2024). 이는 가계 소비 위축과 내수 시장 침체로 연결되며, 경제 전반의 악순환을 초래한다. 무역 측면에서 보면, 중국과 인도 등 신흥 제조 강국은 낮은 에너지 비용과 정부의 강력한 산업 지원정책으로 경쟁력을 높이고 있다. 산업 연구원은 2023년 보고서에서 에너지 비용 상승으로 인한 생산비 증가가 한국 제조업의 글로벌 경쟁력 저하에 가장 큰 영향을 미치고 있다고 진단했다.

제3절

에너지 新수요의 등장과 급증

최근 인공지능(AI), 빅데이터, 클라우드 컴퓨팅 등 디지털 전환이 가속화됨에 따라 데이터센터와 서버팜의 전력수요가 급증하고 있다. 특히 인공지능 모델 학습과 추론에 막대한 컴퓨팅 파워가 필요해 전력 사용량이 폭발적으로 증가하는 추세다. 국제에너지기구(IEA)에 따르면, 글로벌 데이터센터의 연간 전력 소비량은 2010년 약 200테라와트시(TWh)에서 2023년 약 400테라와트시(TWh)로 13년 만에 2배 이상 증가했다. 한국의 경우도 국내 데이터센터 전력 수요가 2021년 7.91TWh에서 2030년 19.4TWh로 증가할 것으로 전망되었다(한국에너지공단, 2025).

국내 대표 인공지능(AI) 기업인 네이버, 카카오, 삼성 SDS 등은 대규모 데이터센터 증설 계획을 발표하였는데, 이에 따른 전력수요가 수백 메가와트(MW) 단위로 증가할 전망이다. 이처럼 인공지능(AI)·디지털 인프라 확장은 전력망의 부하 증가와 변동성 심화를 발생시키므로, 안정적인 전력공급 및 스마트그리드 구축이 필수적이다.

반도체 산업은 제조 과정에서 매우 높은 청정도와 정밀 제어가 요구되며, 이를 위해 다량의 전기 에너지가 필요하다. 특히 웨이퍼 생산과 공정에 쓰이는

클린룸, 화학약품 제조, 냉각 시스템이 에너지 소비를 크게 차지한다. 한국반도체산업협회의 2023년 보고서에 따르면, 국내 반도체 공장의 에너지 소비량은 전체 산업용 에너지의 약 8%에 달한다. 삼성전자와 SK하이닉스의 주요 반도체 생산기지에서는 하루 평균 10~15만 메가와트시(MWh)의 전력이 소모되며, 이는 대형 도시 단위 전력 사용량과 맞먹는다. 2023년 삼성전자는 평택과 화성 공장에 대규모 친환경 에너지 설비를 도입해 에너지 효율을 15% 이상 향상시켰지만, 글로벌 반도체 수요 증가로 전체 에너지 수요는 지속 증가하는 추세다. 전기차 및 에너지저장장치(ESS)용 이차전지 산업도 한국 경제의 핵심 성장동력이다. 이차전지 제조 공정은 리튬, 코발트 등 원재료 처리와 전극 조립, 충전 테스트 등 고에너지 소비 공정을 포함한다.

제4절

기후변화 대응 노력 강화에 대한 높은 압력

기후변화는 인류가 직면한 중대한 환경적·사회적 위기로서, 국제사회는 이를 해결하기 위해 1992년 유엔기후변화협약(UNFCCC)을 채택한 이후 지속적으로 협력체계를 강화해왔다. 특히 2015년 파리협정은 196개 당사국이 지구 평균온도 상승을 산업화 이전 대비 1.5℃ 이내로 제한한다는 목표를 공식적으로 합의한 획기적인 전환점이었다. 이에 따라 각국은 자발적 국가온실가스감축목표(NDC)를 제출하고, 5년마다 이를 재검토 및 상향 조정하는 체계를 운영하고 있다.

한국은 2020년 2050 탄소중립 선언을 통해 글로벌 기후변화 대응에 적극 동참함을 천명하였고, 2023년에 온실가스 배출량을 2030년까지 2018년 대비 40% 감축하겠다는 중간 목표를 설정했다(탄소중립녹색성장위원회, 2023). 이를 위해 정부는 2021년 「탄소중립 기본법」을 제정, 국가 차원의 체계적 이행과 감독 체계를 마련하는 한편, 산업별 감축 전략과 재생에너지 확대 계획을 구체화하였다. 그러나 한국의 온실가스 배출량은 2022년 기준 약 7억 톤으로 세계 7위 수준이며, 에너지 집약적 제조업과 화석연료 의존도가 높아 감축 난이도가 크다. 산업부문 배출량은 전체의 약 40%를

차지하며, 철강, 석유화학, 시멘트 등 전통 제조업의 탄소 배출이 집중돼 있다. 이에 따라 산업계의 적극적인 전환 없이는 목표 달성이 불가능하다는 현실적인 한계가 존재한다.

한국 철강산업은 2022년 기준 약 1억 1,290만 톤의 이산화탄소를 배출하며, 제조업부문 이산화탄소 배출의 약 32%를 차지한다(한국산업은행, 2024). 전통적인 고로 제철 방식은 막대한 양의 코크스를 사용하는데, 이를 대체할 수 있는 수소환원제철(H-DR, Hydrogen-based Direct Reduction) 기술이 최근 주목받고 있다. 그러나 이 기술은 수소 생산과 저장, 공급 인프라 문제와 초기 투자비용이 매우 높아 대규모 상용화에는 추가 지원과 연구가 필요하다.

석유화학 산업은 원재료인 나프타 및 기타 탄화수소 계열 화합물을 사용하며, 공정 자체에서 발생하는 온실가스가 많다. LG화학과 롯데케미칼 등은 바이오 기반 원료와 재활용 소재를 확대하는 그린 케미스트리 전략을 추진 중이며, 에너지 효율화 및 공정 최적화로 2030년까지 온실가스 배출량을 30% 감축하는 목표를 세웠다. 동시에 탄소 포집 및 저장(CCS) 기술 도입도 병행하고 있으나, 탄소 포집 및 저장(CCS) 설비의 고비용과 안전성 문제는 해결 과제로 남아 있다.

반도체 산업은 공정 특성상 다량의 전력과 고순도 화학물질을 필요로 하나, 직접적인 온실가스 배출은 상대적으로 적다. 하지만 제조 과정에서 사용하는 전력의 탄소집약도를 낮추는 것이 중요하며, 삼성전자와 SK하이닉스는 재생에너지 사용 확대와 에너지 효율 기술 개발에 적극 투자하고 있다. 삼성전자 DS(Device Solutions) 부문은 2050년 탄소중립 달성을 목표로, 온실가스 배출 감축을 위해 공정가스 대용량 통합처리 시설(RCS, Regenerative

Catalytic System) 투자와 에너지전환을 위한 노력을 지속 확대하고 있다(삼성전자, 2025).

EU를 비롯한 선진국들은 온실가스 배출 저감 노력을 무역 정책과 연계하는 경향을 강화하고 있다. EU의 탄소국경조정제도(CBAM)는 고탄소 제품에 대해 탄소배출량 기반의 비용을 부과하여 자국 산업 보호와 글로벌 배출 감축을 동시에 달성하려는 제도이다. 2026년 1월 시행 예정인 탄소국경조정제도(CBAM)은 철강, 시멘트, 알루미늄, 비료, 수소, 전력산업을 우선 대상으로 하며, 한국의 주요 수출 품목이 포함돼 있다.

대한상공회의소가 탄소국경조정제도(CBAM) 시행 시 철강업계가 부담해야 하는 인증서 비용을 추산한 결과, 2026년 851억 원에서 점차 증가하여 2034년에는 5,589억 원에 이르러 9년간 총 2조 6,440억 원의 재무적 부담이 발생할 것으로 분석되었다(대한상공회의소, 2024). 이는 수출 감소와 고용 위축을 초래할 위험이 있어, 산업계는 탄소배출 저감 및 친환경 생산체계 구축에 대한 투자 압박을 받고 있다. 한편, 탄소국경조정제도(CBAM) 도입은 역내에서 재생에너지 사용과 에너지 효율 향상을 촉진하는 긍정적 효과도 내포하고 있어, 한국 기업의 탄소중립 전환이 무역 경쟁력 확보의 필수 조건으로 부각되고 있다.

제5절

기업의 탄소중립 전략과 성과

삼성전자는 2023년 RE100 캠페인에 가입하며 사업장 전력 100% 재생 에너지 전환을 선언했고, 같은 해 국내외 사업장 50% 이상에서 재생에너지 사용을 달성했다. 또한 에너지 효율 향상을 위해 인공지능(AI) 기반 공정 최적화와 스마트빌딩 기술을 도입, 2023년 한 해 동안 5% 이상의 에너지 절감을 기록했다. LG화학은 바이오 원료 및 재활용 소재 확대, 전력 사용 효율화 등을 통해 2022년부터 탄소 배출량을 연평균 3% 감축 중이며, 2040년까지 사업장 전면 탄소중립 실현을 목표로 한다.

반면, 국내 중소기업은 전환 비용과 기술 부족으로 어려움을 겪고 있다. 중소기업중앙회의 2021년 조사에 따르면, 중소기업의 95.7%가 탄소중립 전환비용에 부담을 느낀다고 답했다. 이에 따라 정부는 중소기업 녹색전환 지원사업을 통해 저탄소 설비 도입, 에너지 진단, 컨설팅 지원을 확대하고 있다.

현재 국내 정책은 탄소 배출 감축과 재생에너지 확대에 중점을 두고 있으나, 산업 특성별 맞춤형 인센티브와 금융 지원 체계가 미흡하다는 지적이 있다. 특히 고탄소 산업에 대한 설비 전환 비용이 막대해, 실질적 효과를 내기 위해서는

세제 혜택, 저금리 용자, 기술개발 지원 등이 강화되어야 한다. 또한 재생에너지 기반 확대에 따른 전력망 안정성 확보와 지역사회 수용성 문제도 해결 과제로 남아 있다. 향후 정책 방향은 기술혁신 촉진, 산업별 맞춤형 감축 전략 수립, 민관협력 강화, 국제 무역 환경 변화에 대응하는 전략적 접근으로 요약할 수 있다.

제6절

에너지 안보의 중요성 증대

2022년 발발한 러시아-우크라이나 전쟁은 세계 에너지 시장에 심대한 충격을 주었다. 러시아는 원유 매장량이 약 1,080억 배럴로 미국, 사우디아라비아와 함께 Big3에 해당하며, 천연가스를 2022년 기준 연간 6,950억³ 규모로 생산하는 주요 에너지 공급국이다(UK Energy Research Centre, 2024). 전쟁 이후 유럽 국가들이 러시아산 에너지 의존도를 줄이기 위해 대체 공급원을 모색하며 글로벌 에너지 공급망의 재편이 가속화되었다. 예를 들어, EU는 2022년부터 러시아산 천연가스 수입을 60% 이상 감축했으며, 미국과 카타르 등으로부터의 액화천연가스(LNG) 수입을 크게 늘렸다. 그러나 이러한 전환 과정에서 공급 부족과 운송 비용 상승이 불가피했고, 2022년부터 2023년까지 유럽 천연가스 가격은 백만 BTU(MMBtu)당 30달러를 웃돌며, 팬데믹 이전인 2019년 평균 가격(약 2.50달러)의 10배 이상으로 치솟았다.

이러한 국제 가격 급등과 공급 불안은 한국에도 직접적 영향을 미쳤다. 한국은 2023년 전체 천연가스 수입의 상당 부분을 액화천연가스(LNG) 형태로 수입했으며, 주요 공급국으로는 호주(23.6%), 카타르(19.5%), 말레이시아(13.9%), 미국(11.6%), 오만(11.3%)이 포함된다(산업부, 2024).

또한 중동 지역의 긴장도 에너지 안보 위협을 가중시키고 있다. 이스라엘과 이란 간의 군사적 충돌은 호르무즈 해협 통과 원유 수송에 중대한 리스크로 작용한다. 호르무즈 해협은 세계 원유 수송량의 약 20~25%가 지나가는 전략적 요충지로, 이 지역의 분쟁 심화는 세계 석유 공급 차질과 가격 폭등을 가져올 가능성이 높다. 2023년 7월, 이란 무장 세력이 유조선 공격 사건을 일으키면서 국제 해운 보험료가 평균 15% 이상 상승하는 등 실질적 파급효과가 나타났다.

2021년 이후 국제 에너지 가격은 코로나19 팬데믹 회복과 지정학적 리스크가 복합적으로 작용하며 큰 폭의 변동성을 보이고 있다. 2022년 2분기 원유 가격(두바이유 기준)은 배럴당 108.08달러로, 2021년 연평균 배럴당 69.41달러 대비 약 56% 상승했다(에너지경제연구원, 2022). 2023년에는 글로벌 수요 둔화와 공급 확대 기대감으로 가격이 다시 75~85달러 사이에서 변동했다. 천연가스 가격 역시 2021년부터 2023년까지 백만 BTU(MMBtu)당 20달러에서 40달러까지 두 배 이상 급등락을 반복했다. 이러한 가격 변동성은 특히 에너지 수입의존도가 높은 한국 경제에 직접적인 비용 충격을 주었다. 가격 불확실성은 기업의 투자 의사결정에 부정적인 영향을 미치고, 설비 투자 및 생산이 축소되어 장기적 산업 경쟁력 약화로 이어질 우려가 크다.

한국은 원유, 천연가스, 석탄 등 주요 에너지 원료의 약 93%를 수입에 의존하는 에너지 취약국이다(한국에너지공단, 2025). 2024년 기준 원유 수입량은 10.3억 배럴로, 중동 지역에서 71.5%를 조달한다(한국석유공사, 2025). 사우디아라비아, UAE, 이라크가 주요 공급 국가이며, 이 지역의 지정학적 불안정성은 한국의 에너지 공급 안정성에 큰 위협이다. 천연가스는 카타르, 호주, 미국, 말레이시아가 주 공급처인데, 러시아-우크라이나 분쟁과 미국-이란 관계 긴장, 미국의 알래스카 천연가스 수입 요구 등으로 공급

변동성이 확대되고 있다. 에너지 수입망의 높은 해외 의존도는 단기적 공급 차질 발생 시 국내 산업과 사회 전반에 심각한 영향을 초래한다. 2022년 글로벌 공급망 차질로 인해 한국 석탄 수입이 일시 지연되면서 일부 발전소가동이 불안정해진 사례도 있었다. 이처럼 공급망 리스크에 대응하기 위한 비축 전략과 다각적 공급처 확보가 절실하다.

한국 정부는 에너지 안보 위협에 대응하기 위해 다양한 정책을 추진 중이다. 우선, 에너지 수입 다변화 정책을 통해 중동과 러시아 외에도 미국, 호주, 아프리카 등 신흥 공급처 발굴과 장기 계약 체결을 확대하고 있다. 2023년 한해 미국과의 액화천연가스(LNG) 수입 계약량이 전년 대비 15% 증가했으며, 카타르와도 공급 안정성 강화를 위한 협력 노력이 진행 중이다.

국내 재생에너지 확대도 핵심 대응책이다. 2024년 신재생에너지 발전 비중은 전체 발전량의 약 10.6%까지 상승했으며(산업부, 2025), 신재생에너지 확대를 위해 태양광, 풍력 발전설비를 집중 육성하고, 분산형 전력망과 에너지고속도로 구축 등을 통해 전력 안정성을 높여야 한다. 에너지저장장치(ESS) 보급도 활발하다. 「11차 전력수급기본계획」에 의하면, 2026년부터 2029년까지 2.1GW 규모의 에너지저장장치(ESS) 중앙계약시장이 추진되고, 2038년까지 23GW의 에너지저장장치(ESS)가 신규 설치된다. 에너지저장장치(ESS)는 전력공급의 변동성을 완화하고 긴급 상황 시 안정적 공급을 가능하게 한다. 또한, 국가 비축 정책을 강화해 국제 에너지 공급 차질 시 대응력을 높이고 있다. 2025년 3월 말 기준 국가 석유 비축량은 약 9,900만 배럴이며(한국석유공사, 2025), 천연가스도 한국가스공사 이외에 민간 저장탱크 확대로 비축량이 늘어날 계획이다. 그리고, 민관 협력체계 구축과 에너지 위기 대응 매뉴얼의 고도화 등 위기관리 역량을 더욱 강화해야 한다.

본 보고서는 이처럼 복합적인 국내외 환경 속에서, 정책 제도 개선 및 인센티브 정책을 중심으로 산업의 에너지전환을 효과적으로 촉진할 수 있는 방안을 모색한다. 한국 산업의 구조적 특수성과 경제 현실을 고려한 맞춤형 정책 설계를 통해, 산업 경쟁력 강화와 기후변화 대응 목표를 동시에 달성하는 전략을 제시하는 데 목적이 있다. 특히 연료 전환뿐만 아니라 원료 및 생산 공정 혁신을 포함하는 통합적 에너지전환 개념을 반영하여, 산업계와 정부가 협력하는 지속가능한 산업 생태계 구축의 방향성을 탐구할 것이다.

일본 게이단렌은 에너지전환에 있어 온실가스 감축, 에너지 효율 향상, 재생에너지·저탄소 에너지 확대, 기술혁신 가속화를 중요한 목표로 설정하고, 정부에 정책을 제언하는 적극적인 역할을 하고 있다. 대한민국의 한국경제인 협회도 에너지전환에 대한 산업계의 의견을 보다 적극적으로 알리고 정책을 개발하여 제언하기를 바라며 본 보고서가 도움이 되기를 기대해 본다.

제7절

보고서의 구성

본 보고서는 다음과 같이 구성되어 있다.

제2장에서는, 석선희 나가사키대 교수님이 일본의 산업 에너지전환 정책 현황을 분석하고, 국내 정책 설계 시 고려해야 할 시사점을 도출한다. 일본의 기후변화 정책, 산업 탈탄소전환 정책을 연구한다. 우리와 환경이 유사한 일본의 사례는 매우 중요한 시사점을 우리에게 제시하여 주고 있으며, 특히 구체적인 정책 및 지원책은 우리나라가 참조할 것이 상당히 많을 것이다.

제3장에서는, 함완균 Solution Strategy Partners 대표님이 미국의 산업(전력, 수력, 원자력, 석유 및 가스, 수소 및 재생에너지) 에너지전환 정책 현황을 분석하고, 국내 정책 설계 시 고려해야 할 시사점을 도출한다. 그리고 미국의 사례를 기반으로 한국의 산업에 필요한 에너지전환 정책을 제안한다.

제4장에서는, 송실대학교 조성봉 교수님이 「11차 전력수급기본계획」과 「2050 탄소중립 시나리오」에서 제시하는 재생에너지와 원자력 발전이 에너지믹스의 기본 방향임을 확인하면서, 산업 경쟁력 관점에서 평가하고 지속가능한 에너지원별 보급계획 수립을 위한 정책과제를 도출한다. 그리고

한국의 산업 경쟁력을 위하여 소홀히 할 수 없는 지속가능한 에너지믹스 구성, 에너지믹스 관련 정부 계획의 개선, 전력 구매방식의 개선 방안을 제시한다.

제5장에서는, 숭실대학교 임재규 교수님이 다배출업종(철강, 석유화학, 반도체, 자동차)의 감축잠재량 및 한계저감비용을 토대로 국내 2035 NDC 산업부문 감축목표 달성을 위한 비용을 추정하고, 대한민국 기업의 부담을 평가하고, 기업의 에너지전환에 대하여 많은 정책적 경제적 지원이 필요함을 제시하고자 한다.

결론에서는, 본 보고서의 내용을 요약하고 한국형 산업 에너지전환에 대한 구체적인 정책과제를 제안하고자 한다.

제8절

참고문헌

- 에너지경제연구원 (2025) 『2024년 국내 에너지 소비』, KESIS 국가에너지통계 종합정보시스템. https://kesis.keei.re.kr/board.es?mid=a10306000000&bid=0060&list_no=2119&act=view
- 한국에너지공단 (2025) 『에너지 수입의존도』, EG-TIPS 에너지온실가스종합 정보 플랫폼. https://tips.energy.or.kr/statistics/statistics_view0210.do
- 한국은행 (2024) 『[제2024-33호] 우리 경제의 잠재성장률과 향후 전망』, BOK 이슈노트. <https://www.bok.or.kr/portal/bbs/P0002353/view.do?nttId=10088713&searchCnd=1&searchKwd=&depth2=201156&depth3=200433&date=&sdate=&edate=&sort=1&pageUnit=10&depth=200433&pageIndex=3&programType=newsData&menuNo=200433&oldMenuNo=200433>
- 한국무역협회 (2024) 『활력 잃은 한국 경제... '6년 연속 잠재GDP 하회' OECD 전망까지』, <https://www.kita.net/board/totalTradeNews/totalTradeNewsDetail.do?no=87948&siteId=1>
- 전자신문 (2024) 『산업용 전기요금 9.7% 인상...3년간 60% 이상 상승』, <https://www.etnews.com/20241023000203>

- 한경비즈니스 (2025) 『비싼 전기료에 발목··탈한전·자가 발전으로 살길 찾는다』, <https://magazine.hankyung.com/business/article/202509041462b>
- Reuters (2024) 『South Korea potential growth rate estimated around 2%, central bank says』, <https://www.reuters.com/markets/asia/south-korea-potential-growth-rate-estimated-around-2-central-bank-says-2024-12-19/>
- 한국은행 (2024) 『2023년 4/4분기 및 연간 실질 국내총생산』, BOK 보도자료. <https://www.bok.or.kr/portal/bbs/B0000501/view.do?nttId=10082036&searchCnd=1&searchKwd=2023%EB%85%84+4%2F4%EB%B6%84EA%B8%B0&depth2=200038&depth3=201263&date=&sdate=&edate=&sort=1&pageUnit=10&depth=201263&pageIndex=1&programType=newsData&menuNo=201264&oldMenuNo=201263>
- 통계청 (2024) 『2023년 12월 및 연간 고용동향』, https://kostat.go.kr/board.es?mid=a10301030200&act=view&bid=210&list_no=429025
- 산업연구원 (2023) 『2023년 하반기 경제·산업 전망』, https://www.kiet.re.kr/trends/ecolookView?ecolook_no=44
- 한국에너지공단 (2025) 『2025년 국내 전력수요 및 공급 전망』, KEA 에너지 이슈 브리핑 제259호. https://www.energy.or.kr/energy_issue/mail_vol259/pdf/issue_362_01_01.pdf
- 탄소중립녹색성장위원회 (2023) 『부문 및 연도별 온실가스 감축목표』, <https://www.2050cnc.go.kr/base/contents/view?contentsNo=59&menuLevel=2&menuNo=109>

한국산업은행 미래전략연구소 (2024) 『철강산업의 탄소중립 동향』, KDI 경제
교육정보센터. [https://eiec.kdi.re.kr/policy/domesticView.do?
ac=0000187879](https://eiec.kdi.re.kr/policy/domesticView.do?ac=0000187879)

삼성전자 (2025) 『지속가능경영보고서 2025』, [https://images.samsung.com
/kdp/ir/annual-reports/sustainability_report_2025_kr.pdf?_
gl=1*qa4dyr*_gcl_au*MTUxNDUwODczNi4xNzU3NDAxODEz*
_ga*NzI5Nzc1MjUxLjE3NTc0MDE4MTM.*_ga_HKQZDLVWP
N*cze3NTc0MTkxMjYkbzIkZzAkDDE3NTc0MTkxMjYkajYwJ
GwwJGgw](https://images.samsung.com/kdp/ir/annual-reports/sustainability_report_2025_kr.pdf?_gl=1*qa4dyr*_gcl_au*MTUxNDUwODczNi4xNzU3NDAxODEz*_ga*NzI5Nzc1MjUxLjE3NTc0MDE4MTM.*_ga_HKQZDLVWP N*cze3NTc0MTkxMjYkbzIkZzAkDDE3NTc0MTkxMjYkajYwJ GwwJGgw)

대한상공회의소 (2024) 『CBAM 도입이 철강산업에 미치는 영향과 시사점』,
대한상공회의소 SGI BRIEF 22호. [https://www.korcham.net/new
_pdf/target/2024%20B4%EB% C7%D1%BB%F3% C0% C7%20S
GI%20BA%EA%B8%AE% C7%C1_CBAM%20B5%B5% C0%D
4% C0%CC%20C3%B6%B0%AD%BB%EA%BE%F7%BF%A1%2
0%B9%CC%C4%A1%B4%C2%20BF%B5% C7%E2%B0%FA%2
0%BD%C3%BB%E7%C1%A1.pdf](https://www.korcham.net/new_pdf/target/2024%20B4%EB% C7%D1%BB%F3% C0% C7%20S GI%20BA%EA%B8%AE% C7%C1_CBAM%20B5%B5% C0%D 4% C0%CC%20C3%B6%B0%AD%BB%EA%BE%F7%BF%A1%2 0%B9%CC%C4%A1%B4%C2%20BF%B5% C7%E2%B0%FA%2 0%BD%C3%BB%E7%C1%A1.pdf)

중소기업중앙회 (2021) 『2050 탄소중립 관련 중소기업 실태조사』, [https://
www.kbiz.or.kr/ko/contents/bbs/view.do?mnSeq=207&seq=
151244#](https://www.kbiz.or.kr/ko/contents/bbs/view.do?mnSeq=207&seq=151244#)

UK Enregy Research Centre (2024) 『Outlook for Russia's oil and gas
production and exports』, The Oxford Institute for Energy Studies.
[https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads
/2024/03/NG-189-Outlook-for-Russias-oil-and-gas-impro
ved-resolution.pdf](https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2024/03/NG-189-Outlook-for-Russias-oil-and-gas-improved-resolution.pdf)

i가스저널 (2025) 『[Zoom In]LNG 직수입 물량 1,000만톤 시대 ‘활짝’』, [http:](http://)

[//m.igasnet.com/news/articleView.html?idxno=22030](https://m.igasnet.com/news/articleView.html?idxno=22030)

산업통상자원부 (2024) 『가스(LNG)수급 동향』, 통계청 지표누리 e-나라지표.

https://www.index.go.kr/unity/potal/main/EachDtlPageDetail.do?idx_cd=1165

에너지경제연구원 (2022) 『2022 하반기 국제원유 시황과 유가 전망』, [https://](https://www.keei.re.kr/pdfOpen.es?bid=0002&list_no=83610&seq=1)

www.keei.re.kr/pdfOpen.es?bid=0002&list_no=83610&seq=1

한국석유공사 (2025) 『2024년 국내 석유수급 통계』, [https://m.knoc.co.kr/](https://m.knoc.co.kr/sub11/sub11_1.jsp?page=1&num=920&mode=view&field=&ext=&bid=NEWS&ses=USERSESSION&psize=12)

[sub11/sub11_1.jsp?page=1&num=920&mode=view&field=&ext=&bid=NEWS&ses=USERSESSION&psize=12](https://m.knoc.co.kr/sub11/sub11_1.jsp?page=1&num=920&mode=view&field=&ext=&bid=NEWS&ses=USERSESSION&psize=12)

산업통상자원부 (2025) 『2024년 에너지 수급 동향』, [https://www.motie.go.](https://www.motie.go.kr/kor/article/ATCL8764a1224/155118866/view)

[kr/kor/article/ATCL8764a1224/155118866/view](https://www.motie.go.kr/kor/article/ATCL8764a1224/155118866/view)

한국석유공사 (2025) 『석유비축사업 개요』, [https://www.knoc.co.kr/sub03](https://www.knoc.co.kr/sub03/sub03_4_1_2.jsp)

[/sub03_4_1_2.jsp](https://www.knoc.co.kr/sub03/sub03_4_1_2.jsp)

지속가능한
경제성장과 에너지전환
산업 에너지전환 정책의 방향

1부

⋮

주요국 산업 에너지전환 정책과
국내에의 시사점

2 장

일본의 산업 에너지전환 정책과 국내에의 시사점

석선희
나가사키대학교 교수

제1절

들어가기

최근 이상기후 현상이 빈발하고 대규모 자연재해가 증가함에 따라, 기후변화 대응은 인류 전체의 보편적 과제로 인식되고 있다. 탄소중립 목표를 공식화하는 국가와 지역이 확대되고 있으며, 전 세계적으로 탈탄소화 흐름이 본격화되고 있다. 일본 역시 이러한 국제적 흐름에 발맞추어, 2030년 회계연도까지 2013년 대비 온실가스 배출량을 46% 감축하고, 2050년도까지 탄소중립을 실현하겠다는 목표를 공약함으로써, 국가 차원의 기후변화 대응 의지를 천명하고 관련 정책을 추진 중이다(환경성, 2021).

그러나 일본은 2011년 동일본대지진과 후쿠시마 제1원자력발전소 사고 이후 다수의 원자력발전소가 가동을 중단하였고, 그 결과 화석연료 의존도가 증가하였다. 일본의 에너지 공급 구조는 대부분의 화석연료를 수입에 의존하는 구조적 취약성을 지니고 있다. 이러한 상황에서 2022년 러시아-우크라이나 전쟁과 2023년 중동지역의 지정학적 긴장 고조는 화석연료 조달에 대한 불확실성을 증대시켰고, 에너지 인플레이션으로 이어졌다. 일본은 1973년의 석유파동 이후 다시 한번 제2의 에너지 위기에 직면할 수 있다는 우려가 제기되고 있다(경제산업성, 2024a).

경제적 측면에서도 일본은 성장 정체에 대한 위기감이 커지고 있다. 일본은 여전히 글로벌 상위 경제대국으로 국제통화기금(IMF)과 세계은행(World Bank)의 주요 출자국이며, 글로벌 금융 거버넌스에 있어 상당한 영향력을 행사하고 있다(World Bank, 2024). 다만, 2024년 기준 명목 국내총생산(GDP) 순위는 세계 4위로 하락하였으며, 향후 5위까지 하락할 가능성도 제기되고 있다(IMF, 2024).¹⁾

특히, 일본 경제의 잠재 경제성장률은 약 0.5%에 불과하며, 고령화, 노동력 감소, 내수 위축 등 구조적 제약이 복합적으로 작용하고 있다(OECD, 2024). 65세 이상 고령인구가 전체 인구의 약 30%를 차지하는 초고령 사회로의 진입은 노동력 공급 감소뿐만 아니라, 고령층 중심의 소비 성향으로 인해 혁신산업 성장과 내수 진작에도 장애요인이 되고 있다(내각부, 2025). 여기에 더해 코로나19 팬데믹을 계기로 디지털전환(DX, Digital Transformation)의 후진성이 드러났으며, 특히 행정과 중소기업 부문에서 디지털화 지체가 뚜렷이 나타났다. 일본은 전통적으로 전자, 기계, 정밀기기 등 제조업 기반의 경쟁력을 유지해왔으나, 반도체 설계, 인공지능 플랫폼 등 첨단 디지털 산업 분야에서는 한국, 대만, 미국, 중국 등에 비해 열위에 있다는 평가도 존재한다(RIETI, 2023; 경제산업성, 2024a).

한편, 세계적으로 탈탄소화에 따른 에너지 수급 구조의 전환을 자국의 경제성장과 연계하려는 정책적 움직임이 확산되고 있으며, 주요 선진국들은 전력, 산업, 교통, 주택부문의 탈탄소화를 위한 대규모 투자를 통해 새로운 시장과 산업 규범 형성을 주도하고 있다. 유럽연합(EU)은 민관협력을 통해

1) 2025년 일본의 명목 국내총생산(GDP)은 약 4.19조 달러(USD)로 추정되며, 이 수치는 국제통화기금(IMF)의 2025년 7월 기준 자료를 바탕으로 Forbes India가 보도한 것이다. 해당 기사에 따르면, 인도가 일본을 추월할 가능성이 제기되고 있다(Forbes India, 2025).

향후 10년간 약 140조 엔 규모의 탈탄소화 투자 계획을 수립하였으며, 일부 회원국은 이에 더해 수조 엔 규모의 독자적 지원책을 병행하고 있다. 미국 또한 2022년 「인플레이션 감축법(IRA)」을 통해 10년간 약 50조 엔 규모의 연방 차원 탈탄소 투자 지원책을 마련하였다(European Commission, 2023; U.S. Department of Energy, 2023).

이러한 국제적 흐름 속에서 일본은 자국이 직면한 구조적 제약에 대응하고자, 탄소중립 실현, 에너지전환, 글로벌 공급망 재편, 지정학적 리스크 대응을 포괄하는 산업 경쟁력 강화 전략을 추진하고 있다. 이 전략의 핵심에는 산업구조 재편, 산업입지 전략, 중장기 비전(GX2040), 민간투자 촉진, 에너지 안보 확보, 국제 연계 강화 등을 주요 축으로 하는 그린 트랜스포메이션(GX, Green Transformation)이라는 총체적 전환 정책이 자리하고 있으며, 이를 구체화하기 위한 종합 전략으로 「탈탄소화·성장형 경제 구조로의 전환 추진전략」이 수립되었다(내각관방GX실행회의, 2023).

본 전략은 화석연료 중심의 기존 산업구조를 청정에너지 기반의 지속가능한 경제 시스템으로 이행시키는 구조적 전환을 지향하며, 단순한 규제 중심 접근을 넘어서 성장 기회로서의 탈탄소라는 인식하에 설계되었다는 점에서 중요한 정책적 전환점으로 평가된다. 일본은 이러한 GX 관련 탈탄소화 투자와 정책의 성패가 향후 국가의 산업 경쟁력 및 기업의 국제적 입지를 결정짓는 핵심 요인임을 인식하고 있으며, 이를 통해 탈탄소와 성장의 병행 달성을 도모하고 있다.

또한, 자원이 부족한 섬나라로서 일본은 과거로부터 에너지 효율 향상과 절약 기술 개발에 오랜 경험을 보유하고 있으며, 민간부문에서는 다양한 탈탄소 기술 및 노하우가 축적되어 있다. 일본 정부는 이러한 민간 역량을

활용하여 세계 각국의 탄소중립 실현에 기여함과 동시에, 탈탄소 분야에서 새로운 수요와 시장을 창출함으로써 산업 경쟁력 제고와 경제성장의 동시 달성을 목표로 하고 있다. 이에 따라 산업 탈탄소화 전환을 지원하기 위한 정책적 수단을 다각적으로 도입 및 확대하고 있다(경제산업성, 2024a).

본 장의 목적은 일본의 에너지 공급 구조와 온실가스 감축목표, 그리고 탈탄소 경제 전환을 위한 주요 정책 및 산업 지원제도를 종합적으로 검토하고, 이를 바탕으로 한국의 산업 에너지전환 정책 수립에 있어 유의미한 정책적 함의를 모색하는 데 있다. 본 장은 다음과 같은 구성으로 전개된다. 제2절에서는 일본의 에너지 공급 동향과 장기 에너지믹스 계획을 살펴보고, 제3절에서는 온실가스 배출 현황과 증장기 감축 로드맵을 분석한다. 제4절에서는 일본의 에너지 및 기후변화 대응정책, 특히 GX 추진전략의 핵심 내용을 정리하며, 제5절에서는 산업의 탈탄소전환을 위한 세부 정책과 분야별 투자 전략을 중심으로 산업 지원제도의 특징을 살펴본다. 이어 제6절에서는 앞선 분석을 바탕으로 한국의 정책 설계에 참고할 수 있는 시사점을 정리하고, 제7절에서 전체 내용을 종합하여 결론을 제시한다.

제2절

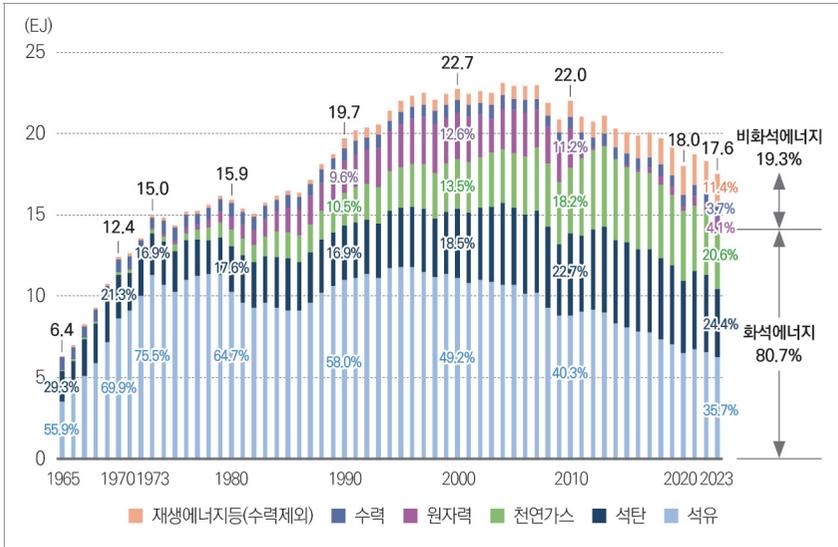
에너지 수급 동향과 장기 에너지믹스

2.1 ▶ 1차 에너지 공급

일본의 2023년도 1차 에너지 공급량은 약 17,575 페타줄(PJ)²⁾로, 전년 대비 4.0% 감소하였으며, 이는 1990년 이후 최저 수준이다(경제산업성 자원에너지청, 2024). <그림 2-2-1>의 에너지원 구성 변화를 살펴보면, 1960년대 이전까지는 국산 석탄이 주된 에너지원이었으나, 가격 경쟁력 약화로 중동산 수입 석유가 대체재로 부상하였다. 특히 1973년에는 석유가 1차 에너지 공급의 75.5%를 차지할 정도로 석유 의존도가 높았다. 그러나 1970년대 두 차례의 오일쇼크를 계기로 원유 가격 급등과 공급 불안정이라는 구조적 한계가 부각되었고, 일본은 석유 의존도 저감과 에너지원 다변화를 본격적으로 추진하게 되었다. 그 결과, 2010년 기준 석유 비중은 40.3%로 낮아졌으며, 석탄(22.7%), 천연가스(18.2%), 원자력(11.2%)의 비중이 증가하면서 에너지믹스의 다양화를 이루어냈다(경제산업성 자원에너지청, 2022).

2) 한국에너지공단 EG-TIPS 에너지·온실가스 종합정보 플랫폼 「1차 에너지 공급량(2023년도)」에 따르면, 2023년 한국의 1차 에너지 총공급량은 약 298백만 toe (PJ 환산:12,487PJ)이다.

그림 2-2-1 | 일본의 1차 에너지 공급 추이



출처: 경제산업성 자원에너지청(2025a)

※ 주1: 「종합에너지통계」의 수치는 1990년도 이후 산출 방식이 변경되었음

※ 주2: 반올림 처리 등의 영향으로, 그래프 내 구성비의 총합이 100%가 되지 않거나, 그래프 내 수치와 본문 중 수치가 일치하지 않는 경우가 있음

그러나 2011년 동일본대지진과 후쿠시마 제1원자력발전소 사고 이후 원자력발전소의 대규모 가동 중단이 발생하면서, 이를 대체하기 위한 화석에너지의 사용이 다시 확대되었다. 이후 재생에너지 보급 확대와 일부 원전의 재가동이 이루어졌음에도 불구하고, 2023년 기준 화석연료에 대한 의존도는 약 80%로 여전히 높은 수준을 유지하고 있다. 이는 원자력 비중이 높은 프랑스(약 50%)나 재생에너지 보급이 진전된 독일(약 77%)의 화석연료 의존도에 비해 상대적으로 높은 수치이다(IEA, 2024).

일본의 화석에너지 기반 공급 구조는 한국과 유사한 수준을 보인다. 양국 모두 1차 에너지의 상당 부분을 수입 연료에 의존하는 체계를 유지하고 있으며, 국제 연료 가격의 급등락, 지정학적 리스크, 환율 변동 등에 민감하게

반응하는 구조적 취약성을 내포하고 있다. 한국과 일본은 에너지 안보 강화를 위한 정책적 대응과 공급 구조 전환이라는 공통된 과제를 안고 있다고 할 수 있다.

다만, 비화석 에너지원 구성에 있어서는 양국 간 차이가 존재한다. 일본은 후쿠시마 원전 사고 이후 원자력 의존도를 급격히 축소하였으며, 대안으로 재생에너지 비중을 점차 확대해 왔다. 이로 인해 현재 일본의 재생에너지 비중은 한국보다 다소 높은 수준이다. 반면 한국은 비화석 에너지 구성에서 원자력이 핵심적인 비중을 차지하고 있다. 향후 일본의 원전 재가동 확대 및 한국의 원자력 정책 지속 여부에 따라 양국 모두 원자력의 비중이 점진적으로 증가할 가능성이 있으며, 재생에너지 역시 본격적인 확대 가능성이 높은 상황이다.

따라서 한국과 일본은 에너지 공급의 안정성과 탈탄소화라는 두 가지 정책 목표를 동시에 달성해야 한다는 공통의 과제를 안고 있다. 이를 위해 국내 자원의 전략적 활용과 수요 측 관리 강화, 그리고 에너지 시스템 전반에 대한 구조적 대응이 필수적이라 할 수 있다.

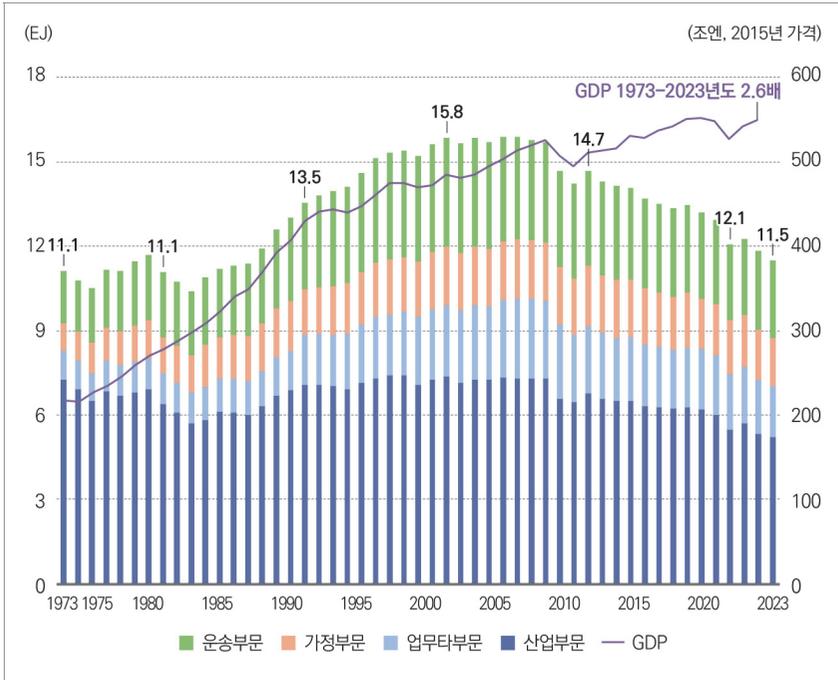
2.2 ▶ 최종에너지 소비

1980년대 중반 이후에는 원유 가격이 낮은 수준에서 유지되면서 최종에너지 소비는 증가하였으나, 2000년대 중반 이후 원유 가격 상승 등의 영향으로 인해 2005년도를 정점으로 최종에너지 소비는 감소 추세로 전환되었다. 2023년도 일본의 최종에너지 소비량은 <그림 2-2-2>와 같이 약 11,515 페타줄(PJ)³⁾로, 전년도 대비 2.7% 감소하였다. 같은 기간 실질

3) IEA 자료에 따르면, 2023년 일본의 최종에너지 소비량(Total Final Consumption, TFC)은 약 10,827

국내총생산(GDP)은 0.7% 증가한 반면, 에너지 소비는 감소세를 보이며, 에너지 효율의 개선이 이루어졌음을 시사한다(경제산업성 자원에너지청, 2025b).

그림 2-2-2 | 일본의 최종에너지 소비 추이



출처: 경제산업성 자원에너지청(2025a)

- ※ 주1: 「종합에너지통계」의 수치는 1990년도 이후 산출 방식이 변경되었음
- ※ 주2: 1979년도 이전의 GDP 수치는 일본에너지경제연구소의 추계에 근거함
- ※ 주3: 반올림 처리 등의 영향으로, 그래프 내 구성비의 총합이 100%가 되지 않거나, 그래프 내 수치와 본문 중 수치가 일치하지 않는 경우가 있음

1973년부터 2023년까지 부문별 최종에너지 소비량의 변화를 1973년을 기준값(1)으로 보정하여 분석한 결과, 기업·사업소 등 기타 부문⁴⁾은 전체적으로

4페타줄(PJ)이며, 한국은 약 7,585 PJ로 보고되었다. 이를 비교하면, 일본의 최종에너지 소비량은 한국의 약 1.4배 수준이다.

4) 산업부문(제조업, 농림수산업, 건설업, 광업 등)과 업무 기타 부문(제3차 산업)으로 구성된다.

0.8배 수준으로 감소하였다. 이 가운데 산업부문은 0.7배로 줄어든 반면, 업무 기타 부문은 1.8배로 증가하였다. 이러한 변화는 경제성장이 지속되는 가운데 제조업을 중심으로 에너지 절약 기술이 발전하고 효율화 노력이 축적된 결과, 산업부문의 에너지 소비가 비교적 안정적으로 유지되어 왔음을 보여준다. 그럼에도 불구하고, 한국과 마찬가지로 일본 또한 최종에너지 소비에서 산업부문이 큰 비중을 차지하고 있으며, 이는 제조업 중심의 산업구조와 높은 에너지 집약도를 반영한다. 이러한 구조는 에너지 수요관리와 온실가스 감축정책 수립에 있어 산업부문이 핵심 대상이 될 수 있음을 의미한다.

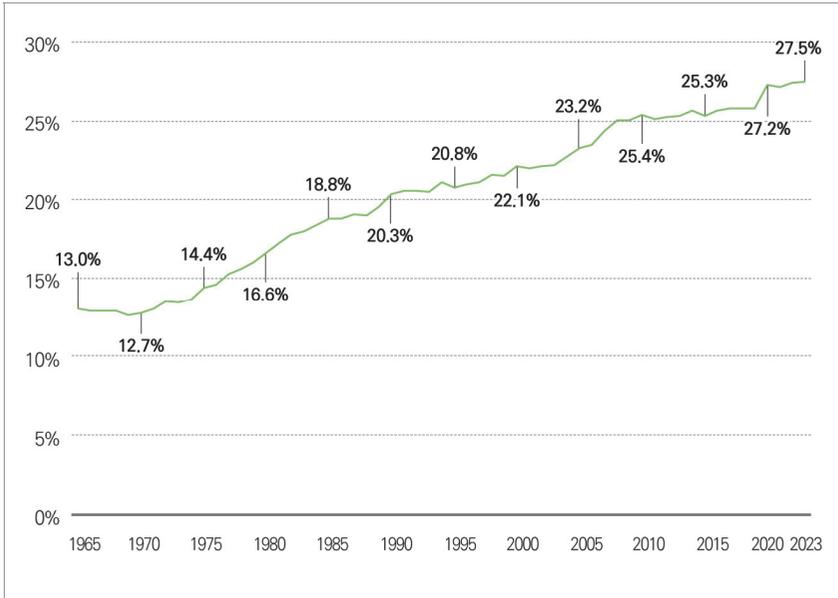
한편, 일본은 산업부문 외에도 운송 및 업무·가정 부문의 소비 비중이 상대적으로 높아, 에너지 수요가 다양하게 분산된 특징을 보인다. 실제로 1973년 대비 가정부문은 1.7배, 운수부문은 1.5배로 각각 증가하였다. 이는 가전제품 및 냉난방 설비 보급의 확대, 자동차 보유의 증가 등 개인 이동수단의 확산이 에너지 수요 증가에 영향을 미친 것으로 해석된다. 나아가 고령화와 도시 집중의 진전에 따라 가정 및 상업부문의 전력수요는 앞으로도 지속적인 증가가 예상되며, 이는 일본의 에너지 소비 구조에서 생활 및 서비스 부문 역시 수요관리의 주요 대상이 되고 있음을 시사한다. 일본의 에너지 수요 구조는 점차 다변화되고 있으며, 각 부문별로 상이한 절감 가능성과 정책적 접근이 요구되는 상황이다.

2.3 ▶ 전력 수급

2차 에너지인 전기는 다양한 분야에서 활용 범위가 확대되고 있으며, 최종에너지 소비에서 전력소비가 차지하는 비율인 전력화율은 1970년도 12.7%에서 지속적으로 상승하여, 2023년도 27.5%에 도달하였다(그림

2-2-3). 이는 일본의 에너지 이용 구조가 점차 전력 중심으로 전환되고 있음을 보여주는 지표라 할 수 있다.

| 그림 2-2-3 | 전력화율 추이



출처: 경제산업성 자원에너지청(2025a)

※ 주1: 전력화율(%) = 전력소비 / 최종에너지 소비 × 100

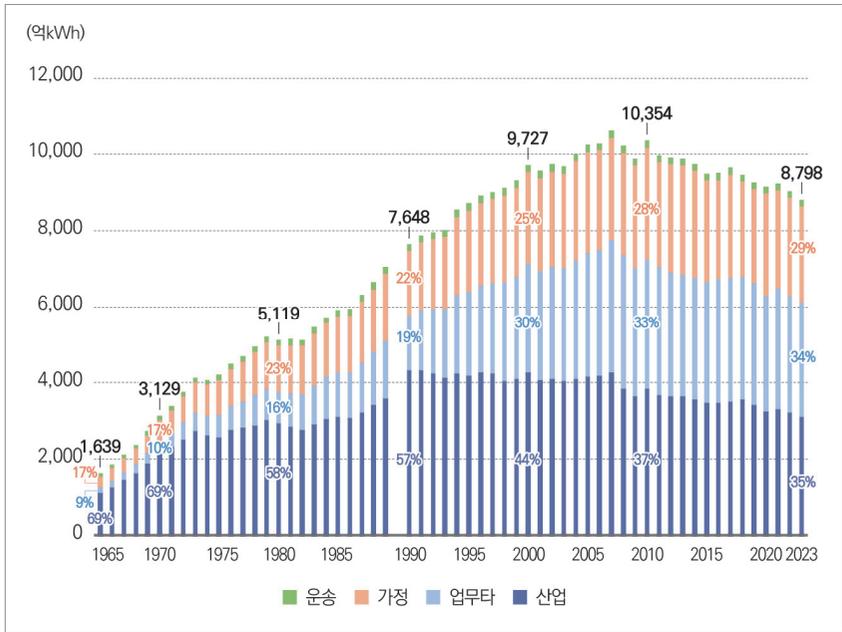
※ 주2: 「종합에너지통계」는 1990년도 이후 수치 산출 방식이 변경되었음

2.3.1. 전력소비 동향

일본의 전력소비는 제1차 오일쇼크 이후에도 지속적으로 증가하여, 1973년도부터 2007년도까지 약 2.6배 확대되었다. 그러나 2008년도에는 세계 금융위기의 영향으로 전력소비가 감소세로 전환되었으며, 이후에도 절전 의식의 확산 등으로 인해 감소 추세가 이어졌다. 2023년도 전력소비량은 전년도 대비 2.4% 감소한 8,798억 kWh를 기록하였다(그림 2-2-4).

그림 2-2-4 | 부문별 전력화율 추이

(단위 : 억kWh)



출처: 경제산업성 자원에너지청(2025a)

※ 주: 「종합에너지통계」는 1990년도 이후 수치 산출 방식이 변경되었음

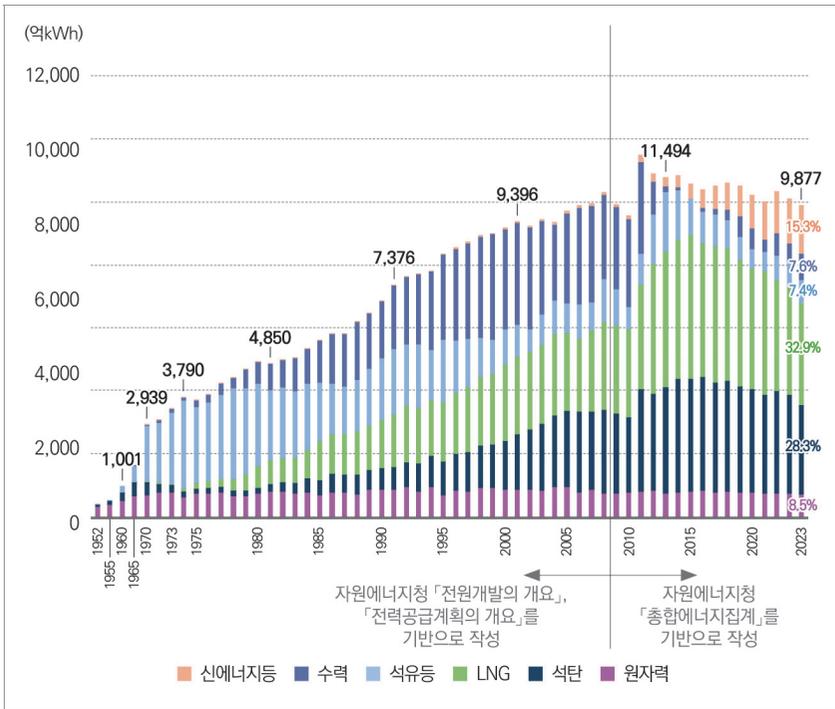
부문별로 보면, 산업부문이 전력소비의 가장 큰 비중을 차지하고 있으나, 소재 산업의 생산 둔화 및 에너지 효율 향상 등에 따라 1990년대 이후로는 감소 추세에 있다. 반면, 전력소비 증가를 장기적으로 견인해온 부문은 업무 기타 부문과 가정부문이다. 업무 기타 부문에서는 사무실 건물의 증가, OA(사무자동화, Office Automation) 기기의 보급 등에 따라 전력소비가 증가하였고, 가정부문에서는 에어컨 등 가전제품의 보급 확산이 주요 요인이 되었다.

2.3.2. 전력공급 동향

〈그림 2-2-5〉의 발전전력량의 추이를 보면 2023년도 일본의 총 발전 전력량은 전년도 대비 1.4% 감소한 9,877억 kWh로, 2010년도 이후 최저 수준을 기록하였다. 전원 구성 비율을 살펴보면, 액화천연가스(LNG)가 32.9%(3,248억 kWh)로 가장 높은 비중을 차지하였고, 그 뒤를 이어 석탄 28.3%(2,800억 kWh), 신에너지 등 15.3%(1,512억 kWh), 원자력 8.5%(841억 kWh), 수력(양수 포함) 7.6%(749억 kWh), 석유 등 7.4%(729억 kWh) 순으로 나타났다.

▶ 그림 2-2-5 | 발전전력량의 추이

(단위: 억kWh)

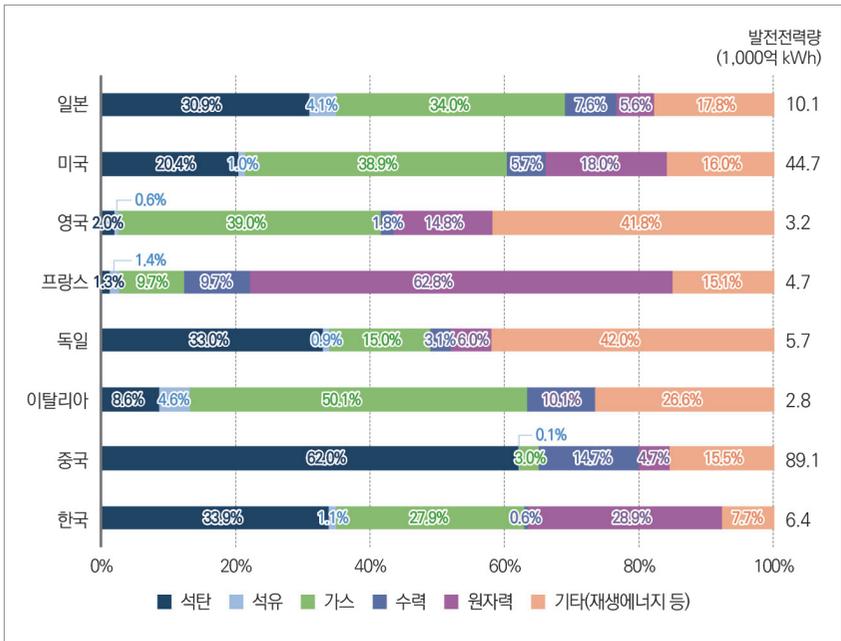


출처: 경제산업성 자원에너지청(2025a)

※ 주: 2009년도 이전의 데이터는 구(舊) 일반전기사업자 10개사의 발전 실적을 기준으로 하며, 단 1971년도 이전의 데이터에는 오키나와전력이 포함되어 있지 않음

이 가운데 석탄, 석유, 가스 등 화석연료의 비중은 69%에 달하며, 이는 미국(60.3%), 영국(42.8%), 프랑스(12.4%), 독일(48.9%) 등 주요 선진국의 화석연료 비중과 비교해 가장 높은 수준이다(그림 2-2-6). 이는 일본의 발전부문이 여전히 화석연료 중심의 구조를 유지하고 있음을 단적으로 보여주는 지표라 할 수 있다. 한편, 비화석 전원 비율은 동일본대지진 이후 처음으로 30%를 넘어 31.4%까지 상승하였다. 이는 일본이 전력부문에서 재생에너지 및 원자력의 확대를 통해 점진적인 구조 전환을 도모하고 있음을 시사한다.

▶ 그림 2-2-6 | 주요국의 전원별 발전전력량 비율 비교('22년 기준)



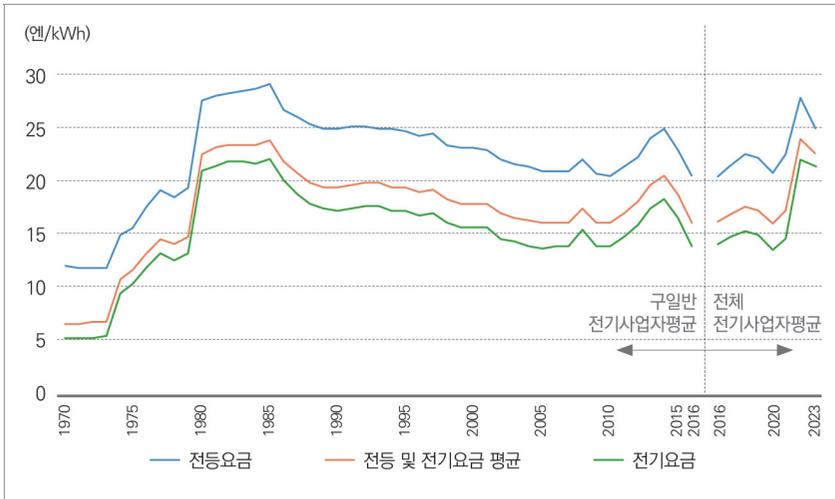
출처: 경제산업성 자원에너지청(2025a)

※ 주: 반올림 때문에 합계 등이 일치하지 않을 수 있음

2.3.3. 전기요금 동향

일본의 전기요금은 1970년대 두 차례의 오일쇼크 당시, 석유화력발전이 중심이었던 영향으로 급등하였다. 이후에는 하락 추세를 보였으나, 2011년도 이후 원자력발전소의 가동 정지, 연료 가격 급등 등의 영향으로 화력발전 비용이 상승하면서 다시 전기요금이 상승세로 전환되었다. 이후 전기요금은 연료 가격 변동에 따라 등락을 반복하고 있다. 특히, 연료 수입 가격의 급등에 따라 2022년도 전기요금은 상승하였지만, 이후 연료 수입 가격 하락 등의 영향으로 2023년도 전기요금은 전년 대비 낮은 수준으로 나타났다<그림 2-2-7>.

| 그림 2-2-7 | 일본의 전기요금 추이



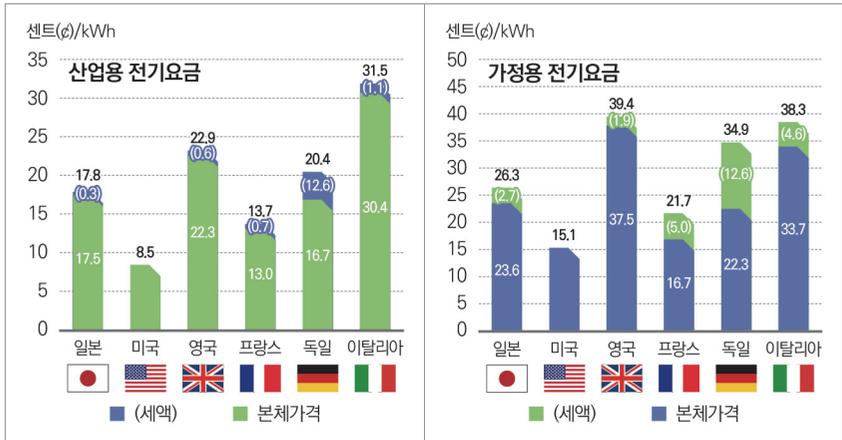
출처: 경제산업성 자원에너지청(2025a)

- ※ 주1: 2016년도 이전의 데이터는 구(舊) 일반전기사업자 10개사를 대상으로 하며, 2016년도 전력 소매 완전 자유화 이후의 데이터는 모든 전기사업자를 대상으로 한다. 2016년은 전환 시점이므로, 두 종류의 데이터(기준 10개사 기준과 전체 사업자 기준)를 모두 그래프에 표시함
- ※ 주2: '전등요금(電燈料金)'은 주로 가정 부문에서의 전기요금 평균 단가를 의미하고, '전력요금(電力料金)'은 각 시점에서의 자유화 대상 수요분을 포함한, 주로 공장·사무실 등에서의 전기요금 평균 단가를 의미. 여기서 '평균 단가'란 전등 또는 전력 판매로 인한 수입(엔화)을 판매 전력량(kWh)으로 나눈 값
- ※ 주3: 요금에는 재생에너지 부과금(再エネ賦課金)은 포함되어 있지 않음

2.3.4. 전기요금의 국제 비교

연료의 조달 방식, 전원 구성, 전력소비량의 규모, 국내 에너지 인프라의 보급 수준, 인구 밀도, 환율 등은 국가마다 상이하기 때문에 전기요금을 국가 간에 단순 비교하는 것은 어렵다. 그럼에도 불구하고, 국제에너지기구(IEA)의 통계 자료를 바탕으로 일본 정부가 작성한 전기요금 국제비교 정보에 따르면, 일본의 산업용 전기요금은 OECD 평균 보다 다소 높은 수준을 유지하고 있으나, 미국에 비해서는 약 2배 높은 수준이다(그림 2-2-8). 과거 일본은 가정용과 산업용 모두에서 전기요금이 상대적으로 높은 국가에 속했지만, 최근에는 각국에서 탄소중립을 위한 과세 강화와 재생에너지 도입 확대 정책으로 인한 비용 부담 증가가 반영되면서, 국가 간 전기요금 격차는 점차 축소되는 추세를 보이고 있다. 한편 한국과의 비교에서는 일본의 산업용 전기요금이 한국보다 약 1.5배 높은 수준으로 나타났다(표 2-2-1).

| 그림 2-2-8 | 전기요금의 국제 비교



출처: 경제산업성 자원에너지청(2025d)

| 표 2-2-1 | 한일 전기요금 비교('23년 기준)

구분	산업용 전기요금 (per kWh)	가정용 전기요금 (per kWh)	출처 및 환산기준
일본	약 25엔 (약 233원)	약 29엔 (약 270원)	자원에너지청 홈페이지 (1엔 ≒ 9.3원 환산, '23년 연간 평균)
한국	약 154원	약 150원	한국전력공사 전력판매 통계 홈페이지
OECD	0.162USD (약 212원)	0.166USD (약 217원)	IEA/Global Petrol Prices 기준 (1USD ≒ 1,306원, '23년 연간 평균)

2.3.5. 전력 소매 전면 자유화의 동향

일본에서는 오랫동안 지역별로 정해진 전력회사가 전기를 독점적으로 공급해 왔다. 하지만 전기요금을 낮추고 서비스 품질을 향상시키기 위한 방안으로 전력시장 자유화 움직임이 시작되었다. 그 첫걸음은 1995년 전기사업법 개정으로, 일부 초고압 전력을 사용하는 대규모 전력 사용자가 기존의 전력회사 외에 새로운 전력회사(특정 규모 전기사업자)로부터 전기를 구매할 수 있도록 허용된 데에서 출발한다. 이후 2000년에는 자유화 대상이 확대되어, 대기업, 백화점 등 고압 전력을 사용하는 대규모 수요자들도 전력회사를 자유롭게 선택할 수 있게 되었고, 점차 중소기업과 상업용 건물 등으로도 확대되었다.

하지만 그 이후로 전력시장 자유화 정책의 추진은 다소 지연되는 양상을 보였으며, 결정적인 전환점은 2011년 동일본대지진과 후쿠시마 원전 사고였다. 이 사고를 계기로 전기요금 인상, 지역 간 전력망 연계의 필요성, 다양한 에너지원 활용의 중요성이 부각되었고, 기존 전력 시스템의 구조적

한계가 명확히 드러났다. 이에 일본 정부는 안정적인 에너지 공급과 에너지 비용 절감이라는 관점에서 기존 에너지 정책을 전면적으로 재검토하고, 전력시장 개혁을 본격적으로 가속화하게 됐다.

그 결과, 2016년에는 전력 소매 전면 자유화가 시행되어, 가정 및 소규모 상점 등 일반 소비자도 원하는 전력회사를 선택할 수 있게 되었다. 이와 함께 신전력이라 불리는 다양한 민간 전력회사가 시장에 진입하면서 요금과 서비스 경쟁이 본격화되었다. 나아가 2020년에는 발·송전 분리 제도가 도입되어 전력 생산·송전과 소매 판매 기능이 분리되었고, 이를 통해 전력시장 자유화의 제도적 기반이 완성되었다.

전력 소매 자유화 이후 소매 전력사업자 수는 급증하여, 2016년 4월 말 기준 291개사에서 2025년 3월 기준 761개사로 확대되었다. 또한, 기존의 일반 전기사업자를 제외한 등록 소매 전기사업자 및 특수 송배전 사업자의 전력 판매량 점유율은, 2021년 8월 22.6%로 정점을 기록한 이후, 2022년의 전력가격 급등의 영향으로 2023년 5월에는 14.8%까지 하락하였다. 그러나 이후 회복세를 보여 2024년 12월 기준으로는 20.0% 수준까지 반등하였다. 또한, 전력계약의 공급자 변경 신청 건수는, 2016년 4월 말 약 82만 건에서 2025년 3월 말 기준 약 3,413만 건으로 크게 증가하였다. 이는 소비자의 전력 선택권 확대 및 시장 경쟁 활성화의 성과를 반영한다고 평가된다.

그러나 제도적 기반이 완비되었음에도 불구하고, 일본 전력시장은 여전히 여러 구조적 과제를 안고 있다. 실제로 2022년 초 도쿄전력 관내를 비롯한 일부 지역에서는 전력수급 위기⁵⁾가 발생하였으며, 이는 전력시장 자유화의

5) 2022년 3월 22일, 기온 급강하와 원전 가동 중단, 지진 여파로 일부 발전소가 멈추면서 동경전력 권역이 전력 수급 경색 경보가 발령되었고, 국민들에게 절전을 요청하는 비상사태가 선언되었다(경제산업성,

실질적인 진전은 아직 미흡하다는 지적을 불러왔다. 특히 다음과 같은 문제점들이 복합적으로 지적되었다. 첫째, 발전설비 확충을 위한 장기적 투자 인센티브가 부족하여, 신규 발전소 건설이 지연되고 있다. 둘째, 기존 지역 독점 전력회사들이 여전히 시장에서 강한 영향력을 행사하고 있어, 새로운 사업자들의 시장 진입과 공정한 경쟁 환경 조성이 원활하지 않다는 비판이 제기되고 있다. 셋째, 지역 간 전력망 연계가 미흡하고, 특히 일본 동서부 간 주파수 차이(50/60Hz)로 인해 광역 전력 거래가 구조적으로 제약을 받는 상황이다. 마지막으로, 소비자가 재생에너지 등 다양한 전원 구성을 자유롭게 선택할 수 있도록 뒷받침하는 제도적 기반 또한 충분하지 않다는 지적이 있다.

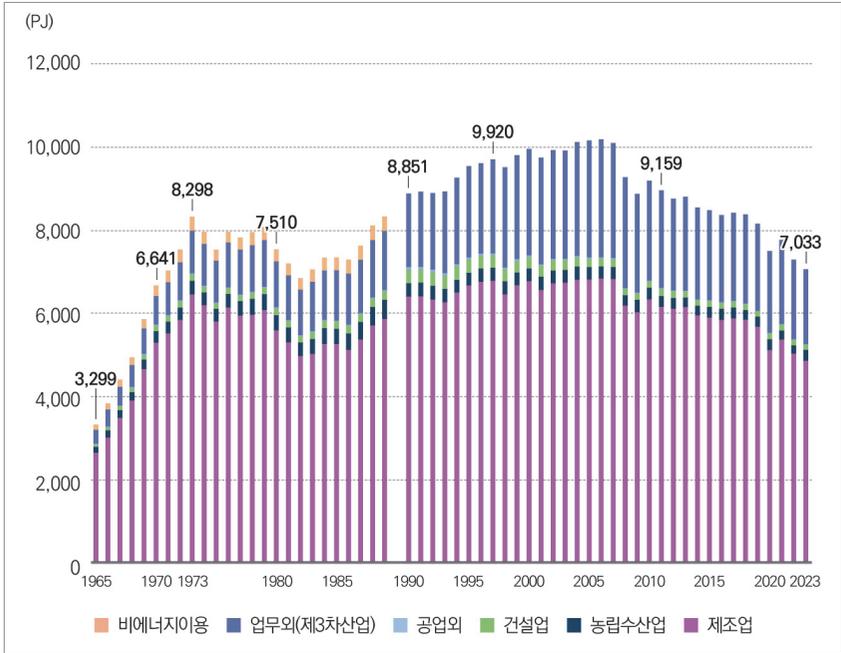
2.4 ▶ 부문별 에너지 소비 동향

기업·사업소 등 기타 부문은 산업부문(제조업, 농림수산업, 건설업, 광업 등)과 업무 기타 부문(제3차 산업)으로 구성된다. 이 부문은 1965년도 이후 전 기간에 걸쳐 최종에너지 소비에서 가장 큰 비중을 차지하는 부문이며, 2023년도에도 전체 최종에너지 소비의 61.1%를 점유하였다. 이 중에서도 제조업이 가장 큰 비중을 차지하는 부문으로 나타났다<그림 2-2-9>.

2022a). 6월 27일에도 경제산업성은 동경전력 관할지역의 전력 예비율이 5% 아래로 떨어질 것으로 보고 전력 수급 경색 주의보를 발령했다(경제산업성, 2022b). 이후에도 전력 여유 설비가 부족한 구조가 반복되었고, 전력수요가 몰리는 겨울 및 여름에는 수급의 불안정이 고착화되고 있는 실정이다.

| 그림 2-2-9 | 주요 산업부문의 에너지 소비 추이

(단위: PJ)



출처: 경제산업성 자원에너지청(2025a)

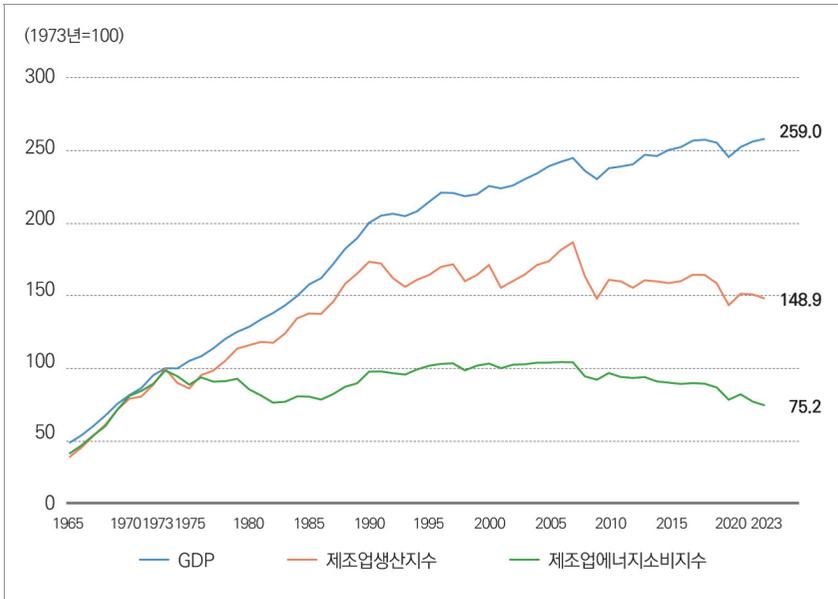
※ 주1: 「종합에너지통계」는 1990년도 이후 수치의 산출 방식이 변경되었음

※ 주2: 1989년도 이전의 「비에너지 이용분」은 1990년도 이후 각 업종별 수치에 포함되는 형태로 처리되고 있음

일본 제조업의 에너지 소비는 아래 <그림 2-2-10>과 같이 1965년도부터 1973년도까지 연평균 11.8%의 증가율을 기록하며 실질 국내총생산(GDP) 성장률을 상회하였다. 그러나 1973년 제1차 오일쇼크 이후 10년간 실질 국내총생산(GDP)가 증가하는 반면, 제조업의 에너지 소비는 감소하는 경향을 보였다. 이후 1987년도부터 에너지 소비는 다시 증가세로 전환되었으며, 1994년도에는 1973년도 수준을 상회하였다. 다만 2008년도 이후에는 세계 금융위기로 인한 글로벌 경기침체와 에너지 효율 개선의 지속적인 진전에 따라 제조업의 에너지 소비는 전반적으로 감소 추세가 나타나고 있다. 1973년도와 2023년도를 비교하면, 제조업 생산량은 약 1.5배 증가한 반면, 에너지 소비량은

약 0.7배 수준으로 감소하였다. 오일쇼크 이후 제조업에서 생산이 증가하는 가운데 에너지 소비가 억제된 주요 요인으로는, 에너지 소비 원단위 개선과 같은 기술적 효율화, 그리고 소재산업에서 가공·조립형 산업으로의 구조 전환이 지목된다.

| 그림 2-2-10 | 제조업생산지수와 GDP



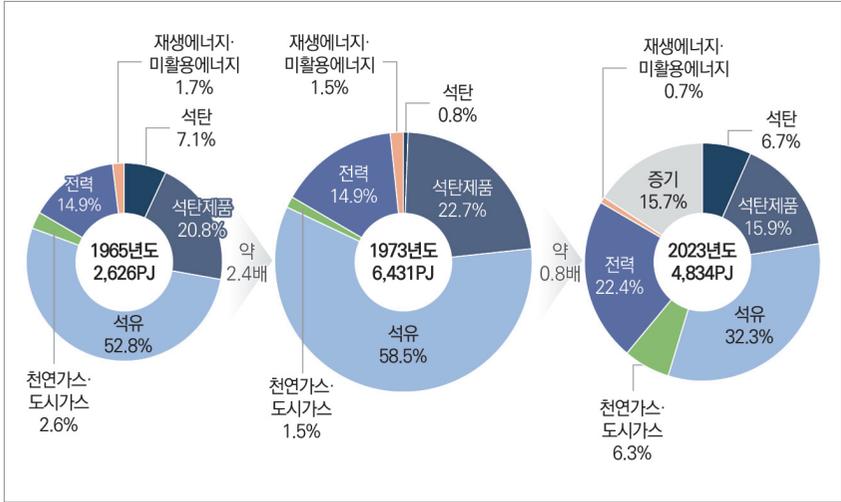
출처: 경제산업성 자원에너지청(2025a)

※ 주1: 「종합에너지통계」는 1990년도 이후 수치의 산출 방식이 변경되었음

※ 주2: 1979년도 이전의 GDP 수치는 일본에너지경제연구소의 추계에 근거함

제조업의 에너지 소비를 에너지원별로 살펴보면, 1973년도 제1차 오일쇼크 이전까지는 석유 소비의 증가가 두드러졌으나, 이후에는 석유로부터의 에너지전환이 추진되었다. 한편, 전력소비는 산업구조의 고도화 및 제조공정의 자동화 등에 따라 1973년도부터 2023년까지 꾸준히 증가하였다(그림 2-2-11).

그림 2-2-11 | 제조업의 에너지 소비의 추이: 에너지원별 비교



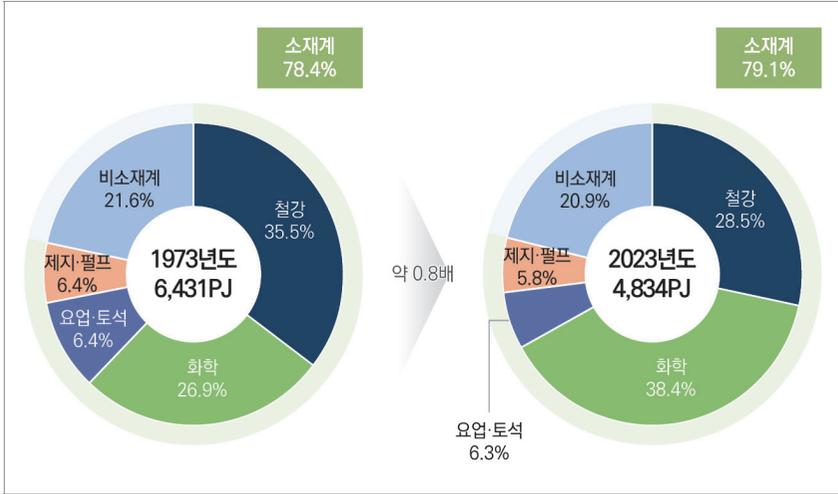
출처: 경제산업성 자원에너지청(2025a)

※ 주1: 「종합에너지통계」는 1990년도 이후 수치의 산출 방식이 변경되었음

※ 주2: 석유는 원유와 석유제품의 합계이며, LP가스를 포함함

제조업은 크게 소재계 산업과 비(非)소재계 산업(가공·조립형 산업)으로 구분된다. 전자는 철강, 화학, 요업·토석(시멘트 등), 제지·펄프 등 기초 물질을 생산하는 산업으로, 에너지 소비량이 상대적으로 많은 특징이 있다. 반면, 후자는 식료품·담배, 섬유, 금속, 기계, 기타 제조업(예: 플라스틱 제조업 등)을 포함하는 분야로, 비교적 에너지 소비가 적다. 2023년도 기준으로 제조업 전체 에너지 소비의 약 80%가 소재계 산업에서 발생한 것으로 나타났다(그림 2-2-12).

| 그림 2-2-12 | 제조업의 에너지 소비의 추이: 업종별 비교



출처: 경제산업성 자원에너지청(2025a)

※ 주1: 「종합에너지통계」는 1990년도 이후 수치의 산출 방식이 변경되었음

※ 주2: 석유는 원유와 석유제품의 합계이며, LP가스를 포함함

제3절

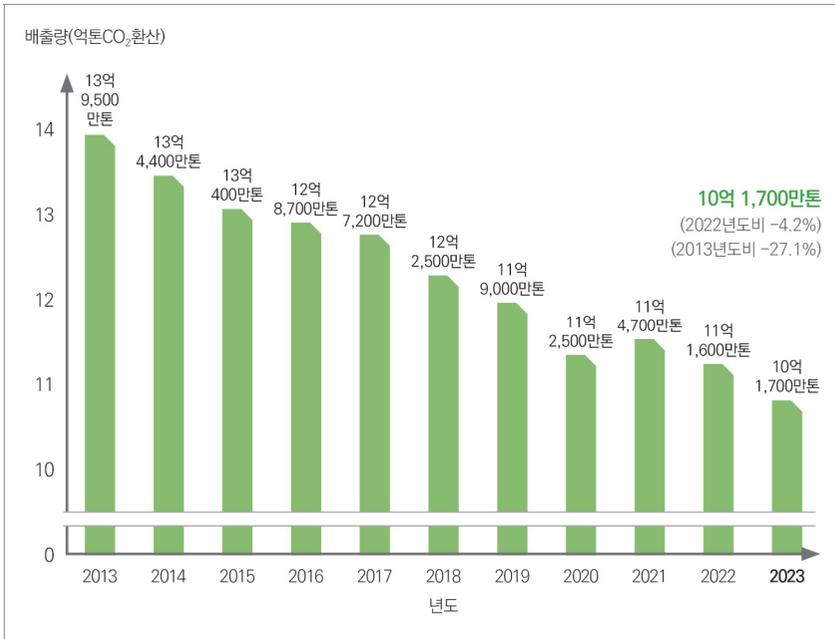
온실가스 배출 현황 및 감축목표

3.1 ▶ 온실가스 배출 추이 및 부문별 배출 현황

일본의 2023년도 온실가스 배출량은 이산화탄소(CO₂) 환산 기준으로 약 10억 1,700만 톤으로 집계되었다<그림 2-3-1>. 이는 같은 해 전 세계 온실가스 배출량의 약 2.7%를 차지하며, 한국의 배출량(약 6억 2천 톤)의 약 1.6배이다. 일본의 2023년도 배출량은 전년도 대비 4.2%(약 4,490만 톤), 2013년(온실가스 감축 기준년도) 대비로는 27.1%(약 3억 7,810만 톤) 감소한 수치로 역대 최저치를 기록하였으며, 2050년 탄소중립 실현을 향한 감축 추세가 지속되고 있음을 보여준다. 2022년 대비 배출량이 감소한 주요 원인으로, 일본 정부는 전력부문의 탈탄소화와 제조업 부문에서 국내 생산 활동이 줄어들면서 에너지 소비량이 줄어든 점을 들었다(환경성 및 국립과학연구소, 2025).

| 그림 2-3-1 | 일본의 온실가스 배출량 추이

(단위: MtCO_{2eq})



출처: 환경성(2025)

부문별 배출량은 산업공정·폐기물 등을 제외한 93.2%가 에너지 소비에 기인하였으며, 약 80%는 기업 및 공공부문에서 발생한 것으로, 이는 일본이 2050년 탄소중립 실현을 향해 나아가는 과정에서 무탄소에너지 전환, 특히 산업 및 공공부문의 탈탄소화에 정책적 중요성을 시사하며, 유사한 배출구조를 지닌 한국에도 중요한 함의를 가진다.

〈표 2-3-1〉과 같이, 산업부문(공장 등)의 2023년도 CO₂ 배출량은 3억 4,000만 톤으로 2022년도 대비 1,400만 톤(4.0%) 감소하였으며, 2013년도와 비교하면 1억 2,380만 톤(26.7%) 줄어들었다. 이러한 감소의 요인으로는 배출원단위가 개선된 점, 에너지 절약의 진전, 그리고 제조업의 국내 생산 활동 감소 등이 복합적으로 작용한 것으로 분석된다.

| 표 2-3-1 | 전기 및 열 배분 후 부문별 이산화탄소 배출량 내역

(단위: MtCO_{2eq})

구분	1990년도 배출량 (%)	2013년도 배출량 (%)	2022년도 배출량 (%)	2023년도		
				배출량 (%)	변화량 [변화율 %]	
					'13년도비	'22년도비
합계	1,160 (100%)	1,314 (100%)	1,031 (100%)	989 (100%)	-325.4 [-24.8%]	-42.8 [-4.1%]
에너지기원	1,068 (92.0%)	1,235 (94.0%)	961 (93.2%)	922 (93.2%)	-313.7 [-25.4%]	-39.3 [-4.1%]
산업부문 (공장 등)	505 (43.5%)	463 (35.3%)	354 (34.3%)	340 (34.3%)	-123.8 [-26.7%]	-14.0 [-4.0%]
운송부문 (자동차 등)	208 (18.0%)	224 (17.1%)	192 (18.6%)	190 (19.2%)	-34.1 [-15.2%]	-1.4 [-0.7%]
업무기타부문 (상업·서비스· 사업소 등)	131 (11.3%)	235 (17.9%)	176 (17.1%)	165 (16.7%)	-69.6 [-29.7%]	-10.9 [-6.2%]
가정부문	126 (10.9%)	209 (15.9%)	158 (15.3%)	147 (14.9%)	-62.2 [-29.7%]	-10.8 [-6.8%]
에너지 전환부문	96.6 (8.3%)	104 (7.9%)	81.8 (7.9%)	79.6 (8.1%)	-	-
발전소· 제유소 등	96.2 (8.3%)	106 (8.1%)	84.2 (8.2%)	81.0 (8.2%)	-25.2 [-23.7%]	-3.2 [-3.8%]
전기열배분 통계오차	+0.4 (0.0%)	-2.6 (-0.2%)	-2.4 (-0.2%)	-1.4 (-0.1%)	-	-

출처: 환경성(2025)

※ 주: 반올림 때문에 합계 등이 일치하지 않을 수 있음

〈표 2-3-2〉의 산업부문 업종별 이산화탄소(CO₂) 배출량에 따르면, 철강이 약 40%, 화학공업이 약 15%, 금속제품 제조업이 약 13%를 차지하며, 이 세 업종이 전체 배출량의 약 70%에 가까운 비중을 차지한다. 하지만 2013년과 비교하면 모든 업종에서 25% 이상 감축하였고, 작년에 비해서도 배출량이 감소하는 추세를 보이고 있다.

표 2-3-2 | 산업부문 업종별 CO₂ 배출량의 추이

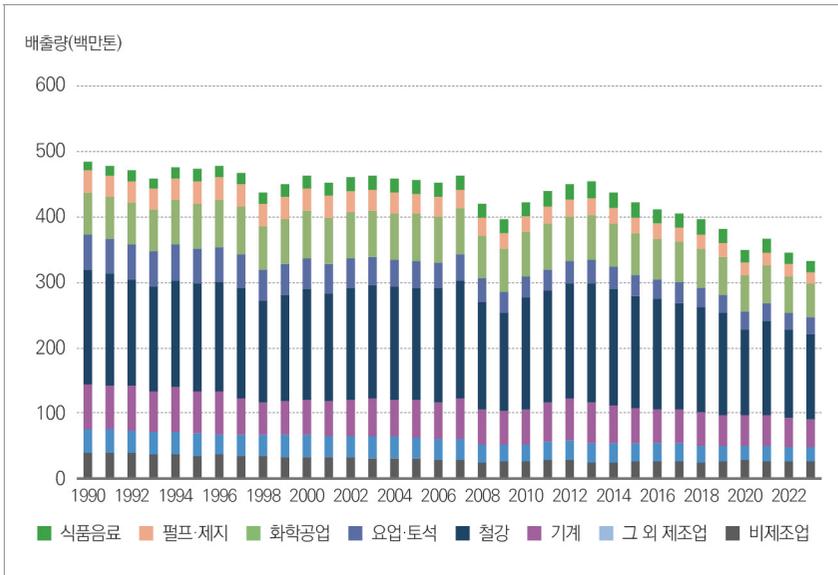
(단위: MtCO_{2eq})

산업부문 업종	2023년도	비율(%)	변화율	
			'13년도비	'22년도비
식품식료	17	5.1	-30.5%	-5.4%
펄프·제지·제지가공품	17	5.0	-33.2%	-6.8%
화학공업	52	15.4	-24.8%	-5.0%
요업·토석제품	24	7.1	-31.0%	-7.4%
철강	131	38.7	-28.0%	-1.9%
기계	43	12.6	-29.9%	-4.8%
그 외 제조업	28	8.3	-29.0%	-7.6%
비제조업	27	7.9	+4.1%	-0.5%
계	340	100	-26.7%	-4.0%

출처: 환경성(2025)

그림 2-3-2 | 산업부문 업종별 이산화탄소 배출 추이

(단위: MtCO_{2eq})



출처: 환경성(2025)

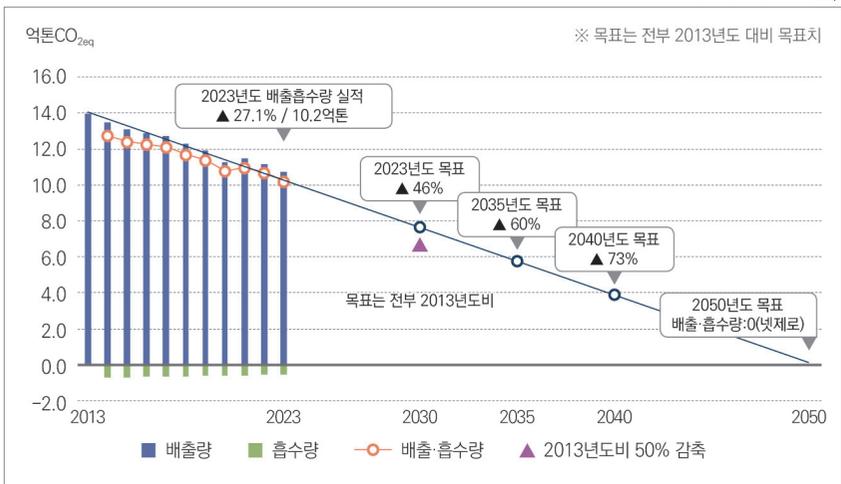
3.2 ▶ 중장기 탄소중립 로드맵 및 부문별 감축목표

2020년 10월, 일본 정부는 2050년까지 탄소중립을 실현하겠다는 목표를 선언하였으며, 이듬해 4월에는 2050년 목표와의 정합성을 고려한 야심적인 중간 목표로서, 2030년까지 온실가스를 2013년 대비 46% 감축하겠다는 계획을 발표하였다. 이는 감축 후 배출량 기준으로 약 760MtCO_{2eq}에 해당하며, 동시에 50% 감축을 향한 도전 의지도 함께 천명하였다. 같은 해 10월, 일본은 이 목표를 국가온실가스감축목표(NDC)에 포함하여 유엔에 공식 제출하였다.

이후 2050년 탄소중립 실현을 위한 이행경로의 일환으로, 2035년과 2040년을 중간 이정표로 삼아 각각 2013년 대비 60% 감축(약 570MtCO_{2eq}), 73% 감축(약 380MtCO_{2eq}) 감축목표를 설정하였다(그림 2-3-3). 이러한 수치는 직선형 감축 경로를 기준으로 하며, 2013년 이후의 배출 추세 전망과 2050년 목표 달성을 위한 역산(backcasting)을 반영해 이행 로드맵으로 구체화된 것이다.

▶ 그림 2-3-3 | 일본의 온실가스 배출량 추이 및 탄소중립 로드맵

(단위: 억톤CO_{2eq})



출처: 환경성 및 국립환경연구소(2025)

일본은 2013년을 기준으로, 2030년 및 2040년까지의 온실가스 배출량(에너지기원 및 비에너지기원의 CO₂ 포함)에 대해 부문별 수치로 중장기 감축목표를 설정하였다(표 2-3-3). 이러한 목표는 환경성이 수립한 국제 문서인 「지구온난화대책계획」과 국가온실가스감축목표(NDC)를 통해 공식화되었다.

표 2-3-3 | 2030년 및 2040년 부문별 온실가스 감축목표

(단위: MtCO_{2eq})

구분	2013년도 실적	2030년도* ('13년도비)	2040년도** ('13년도비)
온실가스 배출량·흡수량	1,407	760 (▲46%)	380 (▲73%)
에너지기원 CO ₂	1,235	677 (▲45%)	약 360~370 (▲70~71%)
산업부문	463	289 (▲38%)	약 180~200 (▲57~61%)
업무외부문	235	115 (▲51%)	약 40~50 (▲79~83%)
가정부문	209	71 (▲66%)	약 40~60 (▲71~81%)
운송부문	224	146 (▲35%)	약 40~80 (▲64~82%)
에너지전환부문	106	56 (▲47%)	약 10~20 (▲81~91%)
비에너지기원 CO ₂	82.2	70 (▲15%)	약 59 (▲29%)
메탄(CH ₄)	32.7	29.1 (▲11%)	약 25 (▲25%)
일산화이질소(N ₂ O)	19.9	16.5 (▲17%)	약 14 (▲31%)
대체프레온 등 제4가스(HFCs, PFCs, SF ₆ , 기타 불소화합물)	37.2	20.9 (▲44%)	약 11 (▲72%)
흡수량	-	▲ 47.7 (-)	▲ 약 84 (-)
JCM (공동감축메커니즘, Joint Crediting Mechanism)	-	관민 연계를 통해 2030년까지 누적 1억 톤, 2040년까지 누적 2억 톤 규모의 CO ₂ 국제감축 및 흡수를 달성하고, 확보한 크레딧은 국가 온실가스감축목표(NDC) 달성 반영	

출처: Government of Japan(2021)*, 일본 경제산업성·환경성(2025a)**

제4절

에너지 및 기후변화 정책

4.1 ▶ 에너지 정책

4.1.1. 기본 방침

에너지는 국민 생활과 경제활동의 기반을 이루는 필수적인 요소이며, 디지털화(DX), 전력화, 그리고 이상기후로 인한 냉난방 수요의 증가 등 향후 수요의 지속적인 확대가 예상된다. 이러한 맥락에서 에너지 정책은 산업구조 및 산업입지 정책과 유기적으로 연계된 종합적 접근이 요구되며, 특히 발전설비 구축에 장기간의 리드타임이 소요되는 점을 고려할 때, 안정적인 에너지 공급을 위한 중장기적 정책 설계가 중요하다.

일본 정부는 S+3E 원칙 - 즉 안전성(Safety), 에너지 안보(Energy Security), 경제적 효율성(Economic Efficiency), 환경 적합성(Environment) - 을 바탕으로 정책 간 균형을 중시하는 에너지 전략을 수립하고 있다. 이러한 원칙 하에, 2050년 탄소중립 실현을 위한 과도기적 경로로서 2035년까지 온실가스 배출을 2013년 대비 60%, 2040년까지 73% 감축하는 목표를 설정하였다. 그러나 2040년을 둘러싼 기술혁신의 진전, 국제 에너지 정책의 향방, 디지털 및 그린 전환(DX 및 GX)의 추진 속도 등은 높은 불확실성을 내포하고 있으며,

정부는 이용 가능한 모든 기술 옵션을 동원하여 에너지 안보와 탈탄소화를 병행할 수 있는 포괄적 전략이 필요하다는 인식을 공유하고 있다.

자원이 부족하고 산악 및 해양으로 둘러싸인 지리적 제약을 지닌 일본의 특수성을 감안할 때, 재생에너지를 주력 전원으로 최대한 도입하는 동시에 특정 에너지원에 대한 과도한 의존을 피하고 균형 잡힌 전원 구성을 지향하는 것이 정책의 핵심 방향으로 제시되고 있다. 수요 측면에서는 철저한 에너지 절약 및 산업부문의 연료 전환이 추진되고 있으며, 공급 측면에서는 재생에너지와 원자력의 적극적인 활용을 통해 에너지 안보와 탈탄소화를 동시에 도모하고 있다. 특히, 전력수요 증가에 대응하는 탈탄소전원의 확보 여부는 일본의 경제 성장 및 산업 경쟁력을 좌우하는 핵심 변수로 간주되며, 이에 따라 정부는 재생 에너지와 원자력을 대립적으로 보기보다 상호보완적으로 최대한 활용하는 정책 기초를 명확히 하고 있다(경제산업성 자원에너지청, 2025c).

아울러, 전력화가 어려운 산업의 탈탄소화를 위해 수소, 암모니아, 합성연료, 합성메탄, 탄소 포집·이용·저장(CCUS) 등 다양한 기술의 도입이 필수적이며, 이러한 과정에서 사회 전체의 탈탄소 비용을 최소화하는 경제적 접근의 중요성도 강조되고 있다. 이에 따라 S+3E 원칙에 입각하여 탈탄소로 인한 비용 상승을 최대한 억제하고, 한정된 자원을 고려한 비용 효율적 조치부터 우선적으로 시행하는 방향이 바람직하다고 평가된다.

더불어, 2050년 탄소중립 실현을 위해서는 기술혁신이 필수적인 조건이며, 2040년 시점에서 기대한 수준의 기술 진보나 비용 절감이 이루어지지 않을 경우를 가정한 리스크 시나리오도 고려해야 한다. 이러한 경우에도 일본은 경제성장을 지속하고 국민 생활을 에너지 제약으로부터 보호하기 위해, 국제 동향을 참고하면서 액화천연가스(LNG)의 장기 계약 확보 등 에너지 안보

확보를 위한 사전적 대응을 강화하는 방안을 논의하고 있다(경제산업성 자원 에너지청, 2025c).

4.1.2. 장기 에너지믹스 계획

일본 정부는 2050년 탄소중립 실현을 위한 중간 이행 단계로서 2040년도 전원믹스를 설정하였다. 제시된 전원 구성은 재생에너지 40~50%, 원자력 약 20%, 화력발전 30~40%로 구성되며, 이는 에너지 안보와 탈탄소화의 균형을 고려한 복합적 전원 포트폴리오라 할 수 있다. 재생에너지는 태양광과 풍력을 중심으로 확대되며, 수력, 바이오매스, 지열 등도 포함된다. 원자력은 기존 원전의 재가동 및 장기운전을 전제로 일정 비중 회복을 전제하고 있으며, 화력발전은 액화천연가스(LNG), 석탄 등을 탄소 포집 및 저장(CCS), 수소·암모니아 혼소 기술 등과 연계하여 저탄소화가 추진될 예정이다<표 2-4-1>.

표 2-4-1 | 중장기 전원구성 전망치

구분	2023년도 (속보치)*	(구) 2030년도 (전망치)**	2030년도 (전망치)**	2040년도 (전망치)*	
에너지자급률	15.2%	25%	30% 정도	30~40% 정도	
발전전력량	9,854억 kWh	9,340억 kWh	9,340억 kWh	1.1~1.2조 kWh	
전 원 구 성	재생에너지	22.9%	22~24%	36~38%	40~50%
	태양광	9.8%	7.0%	14~16%	23~29% 정도
	풍력	1.1%	1.7%	5%	4~8% 정도
	수력	7.6%	8.8~9.2%	11%	8~10% 정도
	지열	0.3%	1.0~1.1%	1%	1~2% 정도
	바이오매스	4.1%	3.7~4.6%	5%	5~6% 정도
	원자력	8.5%	20~22%	20~22%	20% 정도
	화력	68.6%	56%	41%	30~40% 정도
	석유			2%	
	석탄			19%	
	LNG			20%	
수소·암모니아		0%	1%		
최종에너지 소비량	3.0억 kl	3.8억 kl	3.5억 kl	2.6~2.7억 kl 정도	
온실가스 감축비율	22.9%	26%	46%	73%	

출처: 경제산업성 자원에너지청(2025c)*, 경제산업성 자원에너지청(2021)**

이러한 2040년도 전원믹스는 지구환경산업기술연구기구(RITE, Research Institute of Innovative Technology for the Earth)의 분석을 주축으로 설정되었으며, 기술·경제적 불확실성을 반영하여 복수의 시나리오를 기반으로 지표에 폭을 두고 제시되었다. 정부는 RITE의 분석을 중심으로 하되, 여타 기관의 시나리오 분석도 참고하고 비용 최적화 모델을 활용함으로써 분석의 타당성을 검증·보완하는 방식을 채택하였다. 특히 2040년 에너지 공급 전망은 2050년 탄소중립 실현을 위한 중간 이정표로서, 온실가스 73% 감축목표를 전제로 역산하는 방식에 따라 설계된 점이 특징이다. 이는 일본의 중장기 에너지 정책 방향을 구조적으로 뒷받침하는 근거로 작용한다.

4.2 ▶ 지구온난화대책 정책

일본은 1997년 교토의정서 채택을 계기로 기후변화 대응을 국가적 과제로 인식하고, 본격적인 관련 정책을 추진해 왔으며, 이후 온실가스 감축을 위한 법적 기반 마련이 필요하다는 판단하에 1998년 10월 「지구온난화대책추진법」을 제정하였다. 이후 수차례에 걸친 개정 경위 및 내용에 대해 환경성의 자료를 토대로 아래의 <표 2-4-2>에 나타내었다.

표 2-4-2 | 지구온난화대책 추진법의 성립 및 개정 경위

년도	개정 경위 및 내용
1998년도	1997년 교토에서 개최된 기후변화협약 제3차 당사국총회(COP3)에서 교토 의정서가 채택된 것을 계기로 관련 국제정책 기본틀 마련을 위해 제정
2002년도	일본이 교토의정서를 비준함에 따라, 그 이행을 원활하고 확실하게 추진하기 위해 「교토의정서 목표달성계획」의 수립 및 관련 제도 정비를 규정하기 위해 개정
2005년도	교토의정서 발효와 함께 온실가스 배출량이 기준년도 대비 크게 증가한 상황을 반영하여, 온실가스의 산정·보고·공개 제도를 도입

년도	개정 경위 및 내용
2006년도	교토의정서 제1차 공약기간을 앞두고 해외 동향을 고려하여 정부 및 국내 법인이 교토메커니즘을 활용하기 위한 기초 계좌부 체계 등을 정비
2008년도	교토의정서의 6% 감축목표 달성을 확실히 하기 위해, 사업자의 배출 억제 지침 제정, 지방자치단체의 실행계획 항목 추가, 조림사업에서 발생하는 인증 배출감축량(CER, Certified Emission Reduction)에 관한 국제적 요구 사항의 이행을 의무화
2013년도	「교토의정서 목표달성계획」을 대신하여 「지구온난화대체계획」 책정을 결정, 온실가스의 종류에 삼불화질소(NF ₃)를 추가
2016년도	「지구온난화대체계획」의 각의결정. 지구온난화대책의 기재사항에 국민운동 강화와 국제협력을 통한 온난화대책 추진을 추가
2021년도	2050년 탄소중립을 법의 기본 이념으로 명시하고, 이를 실현하기 위해 지역 재생에너지 활용, 기업 배출량 정보의 디지털화 및 공개를 촉진하는 제도 도입
2022년도	탈탄소 사회 실현을 위한 대책을 강화하고자 온실가스 배출 저감 사업 활동에 자금공급 등을 수행할 주식회사 탈탄소화지원기구(JICN, Japan Green Investment Corp. for Carbon Neutrality)의 설립, 조직, 업무 범위를 규정 하고, 국가가 지자체에 재정 지원을 하도록 노력할 의무를 명시
2024년도	국내외 지구온난화 대책을 가속화하기 위해 JCM 크레딧의 발행 및 관리에 관한 주무대신의 절차를 규정하고 주무대신을 대신하여 이러한 절차를 수행할 수 있는 지정법인 제도를 신설, 또한 지역 상생형 재생에너지 도입 촉진을 위한 지역 탈탄소화 촉진사업 제도를 확충

출처: 환경성(n.d.)

동법의 개정은 교토의정서, 파리협정 등 국제 기후협약의 채택 및 발효를 계기로 이루어져 왔으며, 이는 국제사회가 요구하는 온실가스 감축 의무와 정책적 흐름에 국내 법제를 통해 적극적으로 대응해 온 결과라고 할 수 있다. 초기에는 기초 법제화 및 체계 마련에 집중했다면, 이후에는 온실가스의 정량적 산정 및 투명성 제고, 나아가 시장 메커니즘(JCM, 교토메커니즘) 활용, 최근에는 디지털화, 민간투자 촉진, 지역 재생에너지 확대 등 점차 구체적이고 실행력 있는 정책으로 진화하고 있다.

특히 초기에는 정부 중심의 기본틀 마련에 중점을 두었지만, 점차 지방 자치단체의 참여와 실천 계획 수립 의무화, 기업의 배출량 정보 공개 의무 등 다양한 행위 주체의 참여를 강조하고, 민간부문을 정책 이행 주체로 적극 활용하고 있다는 점에서 정부 - 산업 - 지역 간 협력구조가 강화되고 있음을 보여준다. 한편, 다음 절에서 다룰 녹색성장 전략 및 GX 등의 정책과도 궤를 같이하며, 동법의 최근 개정에서는 단순한 배출 저감을 넘어 탄소중립을 새로운 경제성장과 산업혁신의 동력으로 삼고자 하는 전략적 전환이 주요하게 부각되고 있다.

일본 정부는 「지구온난화대책추진법」의 틀에 기반하여 2016년부터 중장기적인 통합 온실가스 감축 전략과 목표를 제시하는 「지구온난화대책 계획」을 수립해왔다. 이 계획은 기후변화 대응을 위한 국가 차원의 종합 실행 계획으로, 지금까지 제1차(2016년), 제2차(2021년), 제3차(2025년)의 계획이 채택되며 점차 발전해왔다. 특히 2030년과 2050년을 목표로 한 탈탄소 전략 간의 연계를 강화하고, 기업 보고체계, 지역 간 협력, 국제 연대를 포함한 탈탄소 이행 기반을 체계적으로 정비 해오고 있다.

2025년 2월 채택된 제3차 계획에서는 2040년까지 온실가스 저감 목표와 이행전략을 제시하였다. 예를 들어, 에너지기원 이산화탄소(CO₂)에 대해서는 2030년도까지 2013년도 대비 45% 감축(약 6억 7,700만 톤 CO₂)을 목표로 하며, 2040년도에는 2013년도 대비 70~71% 감축(약 3억 6,000만~3억 7,000만 톤 CO₂) 수준을 달성하는 것을 목표로 하고 있다. 이행전략으로는 에너지전환과 산업구조 개혁을 핵심 과제로 설정하였다. 주요 내용으로는 재생에너지의 확대, 수소와 암모니아 등 탈탄소 에너지의 활용 촉진, 에너지 효율의 향상, 탄소가격제(Carbon Pricing)의 강화, 그리고 GX의 적극적인 추진이 포함되어 있다. 이 계획은 산업부문을 핵심 감축 주체로 규정하고, 감축목표의 설정과 이행, 기술혁신 촉진, 디지털 기술의 적극적 활용 등을

위해 인센티브 기반의 다양한 지원정책을 마련하고 있다. 이러한 정책들은 탈탄소화를 추진함과 동시에 경제성장을 지속할 수 있는 전략을 지향하고 있다.

〈표 2-4-3〉은 교토의정서하에서 일본에 부과된 온실가스 감축 의무와 2020년 및 2030년을 목표로 설정된 자발적 감축목표의 변천 과정을 정리하고, 각 시기별 목표 달성을 위해 산업계를 대상으로 시행된 주요 정책 수단들을 체계적으로 정리한 것이다. 이를 바탕으로 다음 절에서는 현재의 감축목표와 탄소중립 실현을 위한 전략을 살펴본다.

표 2-4-3 | 일본의 온실가스감축목표 설정의 경위 및 산업부문 대상 정책의 변천

시기	내용	산업부문 대상 정책
1997년 12월 11일	<ul style="list-style-type: none"> 교토의정서(2005.2.16 발효)의 교토 목표(2008~2012년)는 기준년(원칙적으로 1990년)에 비해 6% 감축 	<ul style="list-style-type: none"> 게이단렌 자발적 행동계획, 에너지 사용 합리화법 제정 및 탑러너(Top Runner) 제도 등을 바탕으로 한 기업 자발성에 근거한 정책 저탄소기술개발 로드맵 작성과 관련 연구개발(R&D) 자금 지원
2009년 6월 10일	<ul style="list-style-type: none"> 온실가스 배출량을 2020년에 2005년에 비해 15% 감축 	-
2009년 9월 22일	<ul style="list-style-type: none"> 하토야마 총리가 유엔 기후변화 정상 회의에서 1990년을 베이스라인으로 2020년에 25% 감축 발언 G8 라쿠라·서밋의 성과의 하나로서 2005년 대비 2050년까지 온실 가스를 80% 삭감하는 비전 채택 	<ul style="list-style-type: none"> 정부-산업계와의 협력 기반에서 Challenge 25 캠페인을 추진하고 각 기업이 자발적으로 온실가스 감축 목표를 설정하도록 독려 그린 이노베이션을 국정의 성장 전략으로 선언하고 친환경 기술개발 및 녹색산업 투자 확대
2012년 1월	<ul style="list-style-type: none"> 온실가스 25% 삭감 철회 표명 	-

시기	내용	산업부문 대상 정책
2013년 11월 15일	<ul style="list-style-type: none"> 유엔 기후변화협약 사무국에 등록된 25% 감축목표를 철회하고, 2005년을 베이스라인으로 2020년에 -3.8% 감축목표를 등록(1990년을 베이스라인으로 2020년에 +3.0%) 	<ul style="list-style-type: none"> 후쿠시마 원전사고로 인한 원전의 전면 가동중지와 화력발전의 대체로 인한 온실가스 배출량의 증가에 따라 온실가스 목표를 하향 수정 반면, 이 시기 탄소시장 및 경제·사회적 인센티브 제도의 기반 조성 - 지구온난화대책세 도입(2012.10), 재생에너지 고정가격 매입제(FIT) 개시(2012.10월), 국내 상쇄 배출권거래 시장을 위한 제도 기반 강화(2013년, J-Credit 통합) 등 시장 매커니즘 도입 및 산업계의 친환경 전환을 촉진할 수 있는 재정적 인센티브 마련
2015년 7월 17일	<ul style="list-style-type: none"> 지구 온난화 대책 추진 본부에서 2030년도의 감축목표로서, 2013년 대비 26.0% 감축(2005년도 대비 25.4% 감축)을 골자로 하는 「일본의 약속 초안(Intended Nationally Determined Contribution)」 결정 	
2020년 10월 26일	<ul style="list-style-type: none"> 2050년 탄소중립선언 	<ul style="list-style-type: none"> 산업 혁신과 탈탄소화를 국가 성장 전략과 연계한 「Green Growth Strategy through Achieving Carbon Neutrality in 2050」를 발표(2021.9)
2021년 4월 22일	<ul style="list-style-type: none"> 2050년 목표와 정합적이며 야심적인 목표로서, 2030년도에 온실가스를 2013년 대비 46% 삭감하는 것을 도모하나, 나아가 50% 감축에 도전하는 목표 설정 	<ul style="list-style-type: none"> 14개 유망 산업 분야 지정 및 기술혁신 지원 수소연료 활용, 암모니아 등 도입을 포함한 청정에너지 전환 기술 개발 및 실증사업 지원 2026년부터 의무적 탄소배출권 거래 제도(GX-ETS) 시행 2028년부터 탄소부과금 징수 계획

출처: 다양한 정부자료를 바탕으로 저자 작성

4.3 ▶ 탈탄소 성장형 경제구조 이행 추진전략(GX 추진전략)

4.3.1. GX(Green Transformation) 개요

GX는 화석연료에 의존해 온 기존의 사회·경제 시스템을 재생에너지를 중심으로 한 지속가능한 사회로 전환하기 위한 국가적 노력으로, 전후(戰後) 일본의 산업 및 에너지 정책에 있어 대전환을 의미한다. GX의 목적은 다음 세 가지로 요약된다.

- 탈탄소 실현: 2050년 탄소중립 달성 및 2030년까지 2013년 대비 46% 감축이라는 국제적 약속의 이행
- 에너지의 안정적 공급: 에너지 안보를 확보하면서 분산형 재생에너지의 최대한의 도입 추진
- 경제성장과 산업 경쟁력 강화: 탈탄소화를 성장 기회로 전환하여 신시장 창출 및 기술혁신 촉진

일본 정부는 이 세 가지 목표를 동시에 달성하기 위한 국가 전략으로 GX를 추진하고 있으며, 민관협력을 바탕으로 제도 정비를 적극적으로 추진해 왔다. 2022년 「GX 실행회의」를 설치하고 GX 실현을 위한 구체적인 일정과 정책 방향에 대한 논의를 본격화하였고, 2023년 2월에는 「GX 실현을 위한 기본 방침」이 국무회의에서 결정되었다. 같은 해 「GX추진법」이 제정되어, 성장지향형 탄소가격제에 대한 법적 기반이 마련되었다. 또한, 2024년에는 GX 경제이행채가 세계 최초의 전환금융 채권(transition bond)으로 발행되어, 민관 투자 재원을 통해 탈탄소 관련 프로젝트에 대한 자금 지원이 본격화되었다. 이와 함께 같은 해 「GX2040 비전」이 각의 결정되었으며, 중장기적 산업구조와 지역 전략의 방향성이 구체화되었다.

민간에서는 GX-league(리그)가 2022년 출범하여 기업들이 자율적으로 감축목표를 설정하고, 탄소 오프셋 크레딧 거래 등을 통해 GX를 선도하는 플랫폼으로 기능하고 있다. 2024년도에는 747개 기업이 참여하여 일본 전체 온실가스 배출량의 절반 이상을 포괄하는 규모로 확대되었으며, 2026년도의 배출권거래제 본격 도입에 앞서 실증적 기반을 마련하고 있다(경제산업성 보도자료, 2024). 정부는 특히, 중소기업을 대상으로 에너지·IT 진단, 보조금, 배출량 가시화 등 단계별 맞춤형 지원체계를 구축하고 있다. 탈탄소전원이 풍부한 지역에 기업을 유치하여, 지역 기반의 산업 분산과 지역 경제 활성화를 도모하는 산업입지 정책도 함께 추진되고 있다.

4.3.2. GX2040

GX의 핵심 목표인 에너지의 안정적 공급, 경제성장, 탈탄소의 동시 실현을 위해 일본 정부는 향후 10년간 약 150조 엔 규모의 민관 투자를 유치하는 성장지향형 탄소가격제를 본격적으로 추진하고 있다. 2023년에는 「GX추진법」과 「GX탈탄소전원법」이 제정되었고, 「탈탄소 성장형 경제구조 이행 추진전략(GX 추진전략)」이 국무회의에서 의결되며 GX 실현을 위한 정책 기반이 마련되었다.

그러나 최근 국제 정세의 긴박화, 디지털전환(DX) 및 전력화에 따른 전력수요 증가 등으로 인해 투자 환경에 대한 불확실성이 확대되는 상황이다. 이에 따라 정부는 중장기적인 정책 방향을 민간과 공유하고, GX 투자에 대한 예측 가능성을 높이기 위해 「GX2040 비전」을 수립하였으며, 이는 2025년 2월 18일 국무회의에서 공식 채택되었다.

「GX2040 비전」은 전반적 방향성을 제시하는 서론과 아래 <표 2-4-4>에 나타난 8개의 핵심 영역으로 구성되어 있다. 이 비전은 재생에너지 및 탈탄소

전원을 기반으로 한 산업입지 전략과 GX 산업구조의 장기적 방향성을 제시하며, GX 시장 형성과 지역 활성화를 병행하는 것을 목표로 하고 있다.

표 2-4-4 | GX2040 주요파트 및 개요

주요 파트	개요
전체 구상	국제정세의 긴박화, 디지털전환(DX)의 진전, 전력화에 따른 전력수요 증가 등으로 미래 전망의 불확실성이 고조되는 상황에서, GX를 위한 투자의 예측 가능성을 제고하기 위한 장기적 방향성 제시
산업구조	<ul style="list-style-type: none"> • 혁신기술을 활용한 새로운 GX 사업의 연속적 창출 • 탈탄소 에너지와 디지털전환(DX)을 활용한 풀세트 공급망 기반의 고도화된 산업구조 실현 지향. 이를 달성하기 위해, 혁신의 사회적 구현, GX 산업으로의 시장 창출, 중견·중소기업의 전환 지원 등 적극적 추진
산업입지	<ul style="list-style-type: none"> • 향후 탈탄소전력 등 청정에너지를 활용한 제품 및 서비스의 부가 가치 창출을 통해 GX 산업이 성장의 견인 역할 수행 • 청정에너지의 지역 간 편재성을 반영하여 산업용지 조성과 탈탄소전원 인프라 구축을 효율적, 효과적으로 추진함으로써 지역 활성화 및 경제성장 도모
현실적인 전환의 중요성과 세계 탈탄소화에 대한 기여	<ul style="list-style-type: none"> • 2050년 탄소중립 실현을 위해 각국이 협조 체계를 유지하면서도, 자국의 현실에 기반한 전환 전략을 병행할 필요 • AZEC(아시아 제로에미션 공동체, Asia Zero Emission Community) 등 이니셔티브를 통해 글로벌 탈탄소화에 기여하는 역할 수행
GX를 가속화하기 위한 개별 분야의 대응	<ul style="list-style-type: none"> • 에너지, 산업, 일상생활 등 개별 분야에서 투자 전략 및 에너지 기본계획 등을 기반으로 GX 추진 가속화 • 재생 자원의 공급 및 활용을 통해 온실가스 감축 효과 제고, 성장 지향형 자원 자립경제 확립을 목표로 2025년 통상국회에 자원 유효이용촉진법 개정안 제출 예정
성장지향형 탄소가격제 구상	<p>2025년 통상국회에서 GX추진법 개정안 제출 예정 [배출권거래제의 본격 시행(2026년도~)]</p> <ul style="list-style-type: none"> • 연간 직접 배출량이 10만 톤 이상인 기업은 업종에 관계없이 일률적으로 참여 의무 부과 • 업종 특성 등을 고려하여 대상 사업자에게 배출 할당량을 무상 할당 • 배출권의 상·하한 가격을 설정하여 시장의 예측 가능성 확보 <p>[화석연료 부담금 도입(2028년도~)]</p> <ul style="list-style-type: none"> • 제도의 원활하고 확실한 도입 및 집행을 위해 필요한 조치를 정비

주요 파트	개요
공정한 전환 (Just Transition)	GX 추진에 있어 공정한 전환의 관점에서, 신산업으로의 노동 이동 등 필요한 조치 추진
GX 관련 정책의 이행 상황 점검 및 검토	향후 GX 실행회의 등 적절한 회의체를 통해 정책 이행 상황을 지속적으로 보고하고, 필요시 효과적인 검토 및 조정 실시

출처: 경제산업성(2025b)

4.3.3. 성장지향형 탄소가격제

① 탄소가격제 추진 경과

1997년 교토의정서 채택 이후, 일본에서는 온실가스 감축수단으로 크레딧 제도의 정비가 본격화되었으며, 초기에는 자발적 오프셋 제도가 중심을 이루었다. 2008년에는 환경성이 주관하는 J-VER(오프셋 크레딧 제도, Japan Verified Emission Reduction)가 시작되었고, 2010년에는 경제산업성 등이 주도한 국내 크레딧 제도가 도입되었다. 이후 2013년, 두 제도가 통합되어 J-크레딧 제도가 창설되었으며, 재생에너지, 에너지 절약, 산림 정비 등 자발적인 감축·흡수 활동에 기반한 크레딧이 발행되는 자발적 탄소시장이 구축되었다.

한편, 규제 기반의 탄소시장에 대해서는 일찍부터 논의가 있었으나, 2012년 지구온난화대책세가 도입된 이후에는 국가 단위 배출권거래제(ETS)에 대한 논의가 상당 기간 중단되었다. 전환점이 된 배경에는 2030년 온실가스 감축 목표의 상향과 2050년 탄소중립이라는 국가 내부적 추진동력, 유럽의 CBAM(탄소국경조정제도, Carbon Border Adjustment Mechanism) 도입 움직임과 같은 국제 규범 및 시장 압력, 그리고 국내 기업들의 ESG 대응 및 투자 조달을 위한 탄소가격제 강화 목소리가 복합적으로 작용하였다.

특히 2022년 GX 리그의 창설은 이러한 변화의 실질적 실현의 계기가 되었으며, 이를 통해 자발적 배출권거래제(GX-ETS)가 도입되어 기업 간

크레딧 거래 및 가격 형성에 관한 파일럿 프로그램이 시작되었다. 「GX추진법」 제정을 통해 배출권거래제의 법적 기반이 마련되었고, 이에 따라 2026년부터는 제도화된 배출권거래제가 본격적으로 도입될 예정이다. 더 나아가, 2033년경에는 발전부문을 대상으로 유상 경매 방식의 배출 할당제 도입도 검토되고 있다.

이와 같이 일본의 탄소시장은 자발적 거래에서 출발하여 규제 기반의 제도 시장으로 단계적으로 진화하는 과정을 보여주고 있다. 다만, 규제 기반 시장의 도입에 있어서는 유럽이나 같은 아시아 국가인 한국, 중국에 비해 상대적으로 늦은 편이다.

표 2-4-5 | 일본 탄소시장 관련 정책의 흐름

년도	내용	시장 구분
1997년도	교도의정서 채택	-
2008년도	J-VER(오프셋 크레딧 제도) 개시	자발적 시장
2010년도	국내 크레딧 제도 개시	자발적 시장
2013년도	J-크레딧 제도 창설(J-VER와 국내 크레딧 통합)	자발적 시장
2022년도	GX 리그 발족, GX-ETS 파일럿 제1계획기간 개시	자발적 시장
2023년도	GX추진법 제정(제도화 및 법적 기반 마련)	규제적 시장 이행
2024년도	GX-ETS 파일럿 제2계획기간 개시, 배출량 거래 확충	자발적 시장
2026년도	배출권거래시장 본격 도입(예정)	규제적 시장 개시
2033년도	발전부문 유상옥션 도입(예정)	규제적 시장

출처: 환경성(2013), 환경성 홈페이지(a,b) 등 일본 정부의 다양한 문서를 바탕으로 저자 작성

② 성장형 탄소가격제의 기본 방침

일본 정부는 GX 실현을 위해 향후 10년간 150조 엔을 초과하는 대규모 투자를 민관협력 하에 추진하기 위해서는, 사업자가 GX 투자의 중장기적인

수익성에 대한 예측 가능성을 확보하는 것이 필수적이라고 강조하고 있다. 이를 위해 정부는 성장지향형 탄소가격제 구상에 기반하여 GX 투자를 촉진하기 위한 지원책과 규제·제도적 조치를 통합적으로 마련하고, 장기적·복수 회계연도에 걸친 국가의 확고한 약속이라는 형태로 정책을 추진할 방침을 밝히고 있다.

구체적으로 정부가 기업의 GX 투자 조기 실행을 유도하기 위해 GX 경제이행채를 발행하고, 향후 10년간 총 20조 엔 규모의 선제적 투자 지원을 실시한다. 이와 함께 탄소가격제의 일환으로 화석연료 부담금을 2028년도부터 도입하고 배출권거래제를 2026년도부터 본격 가동하며, 2033년도부터는 발전사업자를 대상으로 유상 경매제를 도입하는 등 GX에 집중적으로 대응하는 시기를 설정한 뒤 제도를 단계적으로 도입해 나간다는 계획을 제시하고 있다.

탄소가격제를 단계적으로 도입함으로써 탄소가격이 중장기·점진적으로 상승해 갈 것이라는 시장의 예측 가능성을 높이고, 조기에 GX 투자를 실행한 기업이 보다 높은 평가를 받는 사업 환경이 조성될 것으로 기대된다. 아울러 화석연료 부담금과 발전사업자 대상 유상 경매제는 「GX추진법」에 근거하여 에너지에 대한 총 부담을 중장기적으로 감축하는 틀 안에서 도입될 예정이다.

| 참고 | 일본 탄소시장 개요

1. 자발적 거래 시장(2022~2025년)

GX 리그 참여 기업이 자발적으로 배출권 거래에 참여함으로써 제도 설계 경험 축적, 시장 가격 형성, 크레딧 유통 기반 조성을 목표로 한 시범 시장이다.

- 대상: GX-ETS 1·2단계에서는 연간 CO₂ 배출량 10만 톤 이상 기업과 GX 리그 가입 기업 등을 중심으로 자율적으로 시장 참여가 이루어진다.

- 목적:
 - ① 제도 설계의 실효성 검증(할당 방식, 가격 안정 조치 등)
 - ② 시장 인프라 구축 및 실무 운영 대응력 강화
 - ③ ESG 및 기업 가치 향상을 위한 기업 간 크레딧 거래 활성화
- 거래 크레딧: GX-ETS에서는 J-크레딧 등 초과 감축분을 활용할 수 있으나, 아직 법제화 이전 단계이므로 GX 리그 규정에 따라 내부적 활용에 한정되며, 시장 간 거래는 제한된다.
- 실적: 에너지 절약 프로젝트의 크레딧과 재생에너지 발전 프로젝트 크레딧은 각각 톤당 1,600 엔과 2,800 엔에 거래됨

2. 배출권거래시장(2026년~)

2026년부터 CO₂ 직접 배출량이 기준 이상인 기업은 배출권 보유 의무가 발생하며, 시장 내에서의 거래가 법적으로 요구된다. 의무 불이행 시에는 가격 상한 초과에 따른 페널티가 부과된다.

- 대상: 최근 3개년도 평균 CO₂ 배출량이 연간 10만 톤 이상인 사업자, 모회사 및 자회사를 포함한 그룹 단위로 의무 이행 가능. 전력, 철강, 화학, 시멘트 등 온실가스 다배출산업을 대상으로 약 300~400개사가 제도 적용 대상이 될 것으로 예상되며, 이는 일본 전체 온실가스 배출량의 60%를 차지하는 규모
- 목적:
 - ① 국가전체 온실가스 배출의 안정적 감축
 - ② 기업별 감축 비용을 최소화한 효율적 시장 운영
 - ③ 탄소중립 및 온실가스 감축목표 달성을 위한 제도기반 확보
- 배출권 할당 방식 기본원칙: 산업별 특성을 고려한 기준 설정(예: 생산량 대비 배출량 기준인 벤치마크 방식), 추가 고려 사항: ① 제도 시행 전의 감축 실적, ② 탄소 누출(Carbon Leakage) 리스크, ③ 감축 효과가 단기간에 나타나지 않는 연구개발 투자, ④ 설비 신·증설 및 폐쇄 등
- 가격 안정화 장치: 의무 이행 비용 급등 방지를 위해 상한 가격 설정, 가격이 하한선 이하로 떨어질 경우, 배출권 유통량 조절 등 안정화 조치 실시

3. 향후 과제

일본의 탄소시장 발전을 위해서는 다양한 잠재적 과제를 고려한 신중한 정책 검토와 제도 정비가 요구된다. 특히 자발적 거래 중심 구조의 한계가 명확히 드러나고 있다. 현재의 GX-ETS는 의무 규제 기반이 아닌 GX 리그 중심의 자율적 참여 방식으로 운영되고 있으며, 이로 인해 탄소가격의 투명한 형성, 거래 활성화, 시장 유동성 확보 등의 측면에서 정책적 유인력이 미흡한 구조를 지닌다. 그 결과 탄소가격이 낮게 형성되거나 거래량이 제한되는 경향이 나타나고 있으며, 산업 전반에 감축 유인을 제공하는데 있어 구조적 제약이 존재한다.

또한, 탄소가격제 수단의 분절성 역시 중요한 문제로 지적된다. 일본은 탄소세, 배출권 거래제, J-크레딧 제도 등을 별도로 운영하고 있으며, 이로 인해 제도 간 중복성, 복잡성,

인센티브 일관성 부족이 발생하고 있다. 이러한 분절적 운영은 기업의 정책 수용성을 저해할 뿐 아니라, 실질적 투자 유인으로 연결되기 어려운 구조를 초래하고 있다. 아울러, 일본 정부는 탄소가격 수입을 GI 기금나 연구개발(R&D) 재원으로 활용하고 있으나, 장기적 재정 지속가능성 확보 방안, 법제화된 재투자 원칙, 수입과 지출 간의 명확한 연계 구조가 부재하다는 점도 구조적 과제로 남아 있다. 이러한 재정 운용의 불투명성은 기업의 정책 신뢰도 저하와 참여 유인의 약화로 이어질 수 있다.

출처: 환경성(2023) 등 일본 정부의 다양한 문서를 바탕으로 저자 요약

제5절

산업 에너지전환 정책 분석

일본 산업부문의 2023년도 이산화탄소(CO₂) 배출량은 3억 4,000만 톤으로 2013년도 대비 26.7% 감소하였다. 에너지 절약의 추진과 산업계의 자발적인 온실가스 배출 감축계획에 따른 노력이 지금까지 일정한 성과를 거두고 있지만, 온실가스 배출량의 약 30%를 차지하는 산업부문의 대응은 여전히 중요하다.

우선 2040년을 향해서는 공장 등에서의 첨단 설비로의 교체, 중소기업 등의 에너지 절약을 지역 차원에서 지원할 수 있는 체제 정비, 디지털전환(DX)이나 인공지능(AI) 발전 등을 반영한 디지털 기술의 활용 촉진 등을 통해 철저한 에너지 절약을 추진하는 것이 필요하다. 아울러 제조업을 중심으로 열 수요나 제조공정 자체의 전환이 요구되기 때문에 탈탄소전원이나 수소 등 탈탄소 에너지의 공급 측 노력과 병행하여, 연료 전환, 전력화, 비화석 에너지로의 전환을 과감하게 추진하는 것이 중요하다. 또한, 미래의 탈탄소 기술의 연구개발과 실증, 그리고 도입이 진전됨에 따라 적절한 시점에 대책을 구체화하고 재검토를 실시하는 것이 필요하다. 기업은 법령을 준수하는 것을 전제로 하여 창의성과 혁신을 발휘하며 자사의 사업 내용 등에 비추어 적절하고 효과적이며 효율적인 지구온난화 대책을 다양한 분야에서 자발적이고 적극적으로 추진해야 한다.

기업은 중장기적인 감축목표를 설정하고, 그 실현을 위해 철저한 에너지 절약 추진은 물론, RE100 참여나 전 세계적으로 탈탄소전원에 대한 수요 증가 등도 고려하여 탈탄소 에너지의 도입 및 활용, 자사 및 밸류체인 전체의 배출 감축을 계획적으로 추진해야 한다. 또한, 저탄소형 제품의 개발, 3R(감량, 재사용, 재활용) + 재생가능 자원 활용 등의 노력을 통해 순환경제로의 전환을 도모하고, 탈탄소 경영과 네이처 포지티브(Nature Positive) 경영으로의 전환, 제품 및 서비스의 전 생애주기에서 온실가스 배출량(탄소 발자국)을 최소화하는 개발, GX 제품 및 서비스의 우선 조달, 폐기물 감량 등의 노력을 통해 타 주체의 온실가스 배출량 감축에 기여하는 조치들도 적극적으로 추진해야 한다. 아울러 공정한 전환(just transition)의 관점에서 유의하는 것이 중요하다.

본 절에서는 현재 그리고 향후의 산업부문에 대한 주요 시책 및 지원정책에 대해 소개하고, 아울러 에너지다소비산업(배출난감축 산업)과 중견·중소 기업에 초점을 맞추고 관련 지원정책에 대해 설명한다.

5.1 ▶ 산업계의 자발적 참여 및 지원

5.1.1. 지구온난화대책에 관한 산업계의 자발적 참여

일본경제단체연합회(게이단렌)을 비롯한 일본의 산업계는 1997년 「게이단렌 환경 자주행동계획」 발표를 시작으로, 각 업종별 단체가 자발적으로 온실가스 감축목표를 설정하고 이에 대한 대응책을 추진해왔다. 2013년에는 이를 발전시켜 「게이단렌 저탄소사회 실행계획」을 수립·공표하였으며, 국내 사업 활동에서의 배출 감축, 주체 간 연계 강화, 국제적 기여 확대, 혁신적인 기술 개발이라는 네 가지 축을 중심으로 대응을 추진해 왔다. 게이단렌과 국내 115개 업종별 단체는 이산화탄소(CO₂) 배출 감축목표 등을 설정한 동 실행계획을 통해 매년 지구온난화대책에 따른 노력을 지속적으로 전개하고 있다(경제

산업성, 2020). 이어 2021년 11월 8월에는 「케이단렌 탄소중립 행동계획」을 새롭게 발표하며, 탄소중립 실현을 위한 산업계의 역할과 구체적인 이행 방안을 명확히 제시하였다(경제산업성, 2021). 정부는 이러한 산업계의 자발적 노력에 대해 정기적으로 평가하고 검증하며, 자율 감축계획의 수립 및 이행 지원, 에너지 진단 및 고효율 설비에 대한 보조금 지원, 녹색금융과 연구개발(R&D) 투자 확대를 통한 기반 강화 등 다양한 측면에서 지원을 제공하고 있다(경제산업성, 2020; 2021).

한편, 일본 정부는 자발적 행동계획에 따라 지금까지 많은 업종에서 경제성을 유지하면서도 온실가스가 안정적으로 감축된 실적을 인정하고, 산업계 대책의 기반으로 하여 향후에도 사업자에 의한 자발적인 노력을 다음의 일곱 가지 관점에 따라 지속적으로 추진하는 방침을 세우고 있다.

- (업종 내 참여 확대) 개별 업종은 중소기업을 포함하여 업계 내 참여율을 높이기 위한 노력을 계속한다.
- (목표 정합성과 유연한 재설정) 정부는 기업의 자율성을 존중하면서도 국가 목표와의 정합성을 고려한 기업의 감축목표 설정을 유도하며, 기술 발전에 따라 목표를 유연하게 재조정한다.
- (PDCA 사이클의 추진과 투명성 확보) 자발적 행동계획은 실효성과 투명성을 높이기 위해 PDCA(계획·실행·점검·행동, Plan·Do·Check·Act) 사이클을 추진하며, 업종 간 비교를 위해 전제조건을 명확히 하고 사회 및 산업구조의 변화, 기술혁신 변화 등 요인을 반영한다.
- (공급망 전반의 배출 감축 기여) 자사의 감축목표뿐 아니라 탈탄소 제품 및 서비스 제공을 통해 관련 업종과 협력하며 공급망 전체의 이산화탄소(CO₂) 감축에 기여한다. 더불어 국민의 지구온난화 방지에 대한 인식과 이해 제고에도 힘쓴다.

- (국제적 기여 확대) 각 업종은 탈탄소 제품의 해외 진출, 개도국 대상 기술 이전, 국제 협력 강화를 통해 기후변화 대응에 기여한다.
- (2050년 탄소중립 실현을 위한 기술 개발) 2030년 이후를 내다보며, 2050년 넷제로 실현을 목표로 하는 중장기적 관점에서 혁신적인 기술의 개발 및 실용화에 적극적으로 나선다.
- (대외 발신 및 국제 비교) 자주행동계획에 따른 활동을 해외나 소비자에게 쉽게 전달할 수 있도록, 각 업종은 신뢰성 높은 데이터를 기반으로 한 국제 비교 등을 실시하고, 적극적으로 대외 커뮤니케이션을 전개한다.

5.1.2. 기업 경영의 탈탄소 촉진

파리협정 체결 이후 ESG 금융의 확대를 배경으로, 기후변화 대응을 자사 경영의 핵심 과제로 인식하고 사업의 탈탄소화를 추진하는 탈탄소 경영에 나서는 일본 기업이 증가하고 있다. 예를 들어, SBT(과학기반 감축목표, Science-Based Target)나 RE100과 같은 중장기 목표 설정에 참여하는 일본 기업 수는 세계 최고 수준에 이른다.

정부는 ESG 금융 등 금융 측의 동향도 고려하여, 탈탄소 경영을 한층 더 촉진하기 위해 기업의 정보공개, 감축목표 설정, 계획 수립 등에 대해 기술적 자문을 제공하고 있다. 배출량 산정 및 감축에 있어서는 밸류체인 전체를 아우르는 배출량의 계산과 감축을 장려하고 있으며, 중소기업의 탈탄소화를 지원하기 위한 지역 기반의 지원체제도 강화하고 있다. 아울러 제품과 서비스의 전 생애주기에서 발생하는 온실가스 배출량의 가시화를 촉진함으로써, 소비자 또한 탈탄소 경영을 평가하고 선택할 수 있는 환경 조성을 추진하고 있다.

5.1.3. 고효율 에너지 절약형 설비·기기의 도입 촉진

일본은 「에너지의 합리적 사용 및 비화석 에너지로의 전환 등에 관한 법률」(1979년 법률 제49호, 이하 ‘에너지절약법’)에 따라, 에너지 소비 원단위 개선을 목표로 에너지 관리 강화 및 고효율 설비·기기의 도입을 추진하고 있다. 또한 「에너지절약법」에 따라 제출되는 정기 보고서를 바탕으로 사업자의 에너지 절약 실태를 평가하며, 실적이 부진한 사업자에게는 집중적인 지도와 조언을 실시하고, 우수 사업자는 공표 및 포상을 통해 장려하는 등 명확한 기준에 따라 규제와 지원을 병행하여 철저한 에너지 절약을 유도한다. 이와 함께 업종·분야 별로 높은 수준의 에너지 절약 목표를 설정하고 달성을 요구하는 벤치마크 제도의 대상 분야 확대 및 목표 재검토 등을 통해 산업계의 자발적 노력도 적극 지원하고 있다.

업종별 주요 정책 및 도입 사례를 몇 가지 제시한다.(기후전환 기금, 각 업종 기술 로드맵 제시, 금융 지원 등)

- (산업 전반) 공조, 히트펌프, 조명, 급탕, 공업로, 보일러, 코제너레이션(열병합발전) 설비 등 주요 에너지 소비 기기에 대해 고효율 설비 도입을 촉진한다.
- (철강업) 최첨단 기술을 활용하여 전력 설비, 폐열 회수 장치, 발전 설비, 코크스로의 효율 개선을 추진하고, 석탄 대체 연료로서 폐플라스틱 등의 활용 확대를 도모한다. 또한, 기존 기술에 더해 철강 제조공정의 대폭적인 에너지 절약 및 저탄소화를 위한 혁신 기술 개발을 통해 2030년까지 실용화를 목표로 한다.
- (화학 산업) 공정 특성에 따라 에너지 회수, 공정 합리화 등을 추진하고, 새로운 에너지 절약형 혁신기술의 개발 및 도입을 통해 저탄소화에 기여한다.

- (요업 및 석제품 제조업) 고효율 열·전기 설비 도입과 폐기물의 열에너지 대체 활용을 통해 시멘트 제조공정의 에너지 절약을 도모한다. 또한 첨단 공정기술을 활용하여 시멘트 및 유리 제품의 품질을 유지하면서도 제조공정의 에너지 절약화를 실현한다.
- (펄프·종이·가공업) 폐지 펄프 공정에서 폐지와 물을 혼합·분산시키는 고효율 파이버 분해기(pulper) 도입을 지원하여 가동 에너지 사용량을 절감한다.
- (건설 및 특수자동차 분야) 단기적으로는 연비가 뛰어난 건설기계 및 전동 건설기계의 보급을 촉진하고, 장기적으로는 2050년 넷제로 실현을 위한 전기 등 새로운 동력을 사용하는 기계를 GX 건설기계로 인증하여 공공 및 공사에 도입·확산을 유도한다. 또한, 지방자치단체 공사를 수행하는 중소 건설업체에 대해 ICT 시공 보급을 확대하고, i-Construction 등을 통해 효율화와 인력 절감을 추진한다.
- (시설원예·농업기계·어업 분야) 시설원예 분야에서는 히트펌프, 목재 바이오매스 보일러 등 효율적이고 저비용의 에너지 이용 기술의 개발 및 보급을 촉진한다. 농업기계의 저탄소화, LED 집어등, 고효율 외부기관 등의 도입을 통한 어선의 에너지 절약도 추진한다. 나아가 2040년까지 농림업 기계 및 어선의 전동화·수소화 기술 확립을 목표로 한다.

향후 산업계의 더 높은 수준의 에너지 절약 등을 위해서는 비연속적인 기술 개발 및 대응 강화가 필요하며, 고효율 장비, 디지털 기술 등 혁신을 촉진해 나갈 필요가 있다. 특히 디지털전환(DX)이 진전되는 가운데 개별 장비의 효율 개선뿐 아니라 복수 장비의 최적 제어 등 시스템 단위의 에너지 절약을 실현하는 계기가 되고 있으며, 인공지능(AI) 활용을 포함한 사업자의 비연속적 도전을 장려하기 위해 지원을 확대해 나가야 한다.

한편, 에너지 절약을 추진함에 있어 지원과 규제를 일체적으로 추진하는 것이 중요하며, 「에너지절약법」의 톱러너 및 벤치마크 제도 등에 대해 사업자의 대응 상황 등을 감안하여 대상, 지표 등을 지속적으로 재검토하면서 투자 촉진과 기술 개발·사회 실증 등에 대한 지원체계를 강화하고 있다.

5.1.4. 업종 간 연계 에너지 절약 추진

공장에서 사용되지 않고 버려지는 미이용 열을 열도관 등을 통해 다른 곳에 공급하거나, 코제너레이션(열병합발전)을 중심으로 전기와 열 에너지를 지역 단위로 공급하는 등, 복수의 공장 및 사업자가 에너지를 상호 융통하고 연계함으로써 보다 높은 수준의 에너지 절약이 가능해진다. 이에 따라 「에너지절약법」에 기반한 연계 에너지절약계획 제도 등의 활용과 다양한 지원 조치를 통해, 이러한 복수 사업자 간의 연계에 의한 에너지 절약 노력을 적극적으로 추진하고 있다.

5.1.5. 전력화 및 연료 전환

화석연료 대부분을 해외 수입에 의존하는 일본에 있어 철저한 에너지 절약의 중요성은 변함이 없다. 다만, 향후 2050년 탄소중립을 실현하기 위한 배출 감축 대책을 더욱 진전시키기 위해, 수요 측 대응으로서 철저한 에너지 절약에 더해 전력화나 비화석화의 비중이 과거보다 훨씬 커질 것으로 예상된다.

전원의 탈탄소화 노력과 더불어 최종에너지 소비 분야에서의 전력화는 일부 공정이나 분야에서는 적용이 어려운 측면이 있으나, 산업 공정에서의 화석연료 소비를 줄일 수 있는 가능성을 갖고 있다. 특히 가열 및 건조 공정 등에서 전력화를 통해 공정의 제어성을 높임으로써 에너지 소비 절감뿐

아니라, 소량 다품종 생산 및 자동화와 같은 생산 프로세스에 부가가치를 더할 수 있을 것으로 기대된다. 또한, 전력을 많이 사용하는 생산 공정을 유연하게 운영하여 수요를 이동시키는 수요반응(DR)의 실시도 추진된다. 중온~저온 열을 중심으로 히트펌프 등의 도입을 통해 전력화를 심화시켜 나갈 계획이다. 한편, 전력화가 어려운 분야에서는 다음과 같은 연료 전환 사례가 제시된다.

- 환경친화적 고효율 보일러
- 에너지 효율이 우수한 공업로
- 열병합발전을 통한 고효율 천연가스 코제너레이션
- 연료전지
- 전력수요 피크를 완화하는 가스 냉방 시스템 등

이처럼 천연가스 등의 연료 전환에 더해, 수소, 암모니아, 합성연료, 합성 메탄 및 탄소 포집·활용·저장(CCUS) 등을 등을 활용한 대응도 함께 추진해 나갈 예정이다.

5.1.6. 에너지관리 시스템 강화

산업부문에서는 「에너지절약법」에 따른 에너지 관리 의무로 인해 이미 일정 수준의 에너지 관리가 이루어지고 있다. 그러나 IoT를 활용한 공장 에너지 관리 시스템(FEMS, Factory Energy Management System) 등의 도입을 촉진함으로써, 에너지 소비량을 가시화하고 객관적인 데이터에 기반한 에너지 절약 노력을 유도하여, 보다 높은 수준의 에너지 절약 및 이산화탄소(CO₂) 감축을 실현하고자 한다.

5.1.7. 기타: 공장 및 사업장에서의 모범사례 창출

공장·사업장에서의 이산화탄소(CO₂) 감축 잠재력을 고려한 의욕적인 감축계획 수립과 그 계획에 기반한 첨단 설비의 도입, 전력화, 연료 전환뿐만 아니라 운영 개선까지 모범사례를 지원한다. 아울러, 이러한 우수 사례를 공표하고 널리 확산함으로써, 산업 전반의 탈탄소화를 촉진한다.

5.2 ▶ 서플라이체인 기반 GX 분야별 투자 전략

GX 실현을 위해서는 우선 배출량이 많은 부문에 대한 집중이 요구된다. 발전 등 에너지전환 부문뿐 아니라, 전기 및 열의 최종 사용 이후에도 상당한 배출을 수반하고 국민 생활과 밀접하게 연관된 가정, 운수, 교육시설 등 업무부문에서도 적극적인 온실가스 감축 노력이 필수적이다. 특히 철강, 화학 등 다배출산업 부문에서의 감축 활동과 이를 뒷받침하는 기술 개발, 실증 적용 및 투자가 핵심 과제로 부각된다.

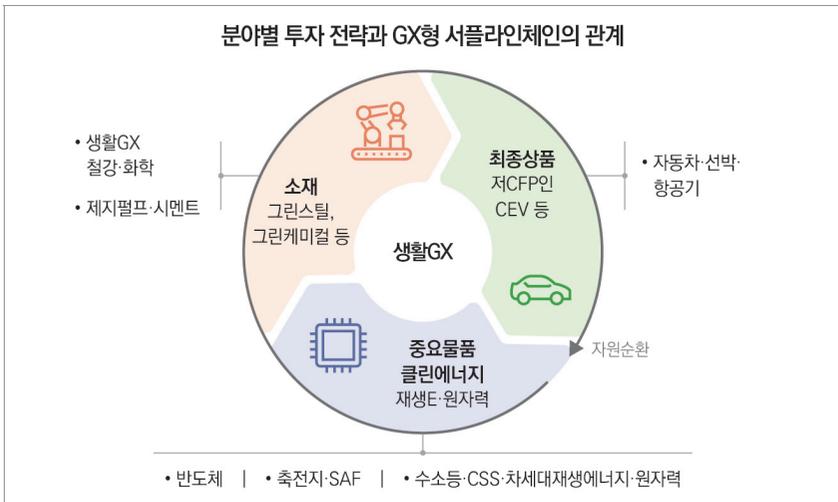
이에 일본 정부는 산업 경쟁력 강화와 경제성장에 대한 파급효과가 큰 분야를 중심으로 GX 경제이행채를 활용한 투자 촉진 정책을 통해 적극적인 지원을 추진하고 있다. 2023년 7월에 각의 결정된 「GX 기본방침」 및 「GX 추진전략」에 근거해 장기적이고 복수 연도에 걸친 국가 차원의 약속을 명시하고 규제 및 제도 정비 방향성을 제시하기 위한 총 22개 분야의 로드맵이 공표되었다. 이후 전문가 워킹그룹을 중심으로 범주 재정비 및 대분류화가 이루어졌으며, GX 실행회의 산하에서 2023년 12월에 정리되었던 분야별 투자 전략이 개정되었다. 이 개정 결과는 서플라이체인 기반 GX 분야별 투자 전략으로 재정비되었다. 이 전략에서는 16개 중점 분야⁶⁾를 선별하여 각

6) 철강, 화학, 제지·펄프, 시멘트, 자동차, 이차전지, 항공기, 지속가능항공유(SAF), 선박, 생활, 자원순환, 반도체, 수소 등, 차세대 재생에너지(페로브스카이트 태양전지, 부유식 해상풍력 등, 차세대형 지열), 원자력, 탄소 포집 및 저장(CCS) 등 16개 중점 분야

분야의 GX 실현 방향성과 투자 촉진 방안을 종합적으로 제시하고 있다. 이는 단순한 에너지전환에 그치지 않고, 소재 - 부품 - 최종제품 - 에너지 시스템에 이르는 전방위적 산업구조 전환을 지향하는 전략으로, GX 실현을 위한 산업 전반의 체계적이고 통합적인 접근을 보여준다.

<그림 2-5-1>은 분야간 서플라이체인과 관계를 도식화하였다. 소재(철강, 화학, 제지·펄프, 시멘트 등)의 탈탄소화, 최종제품(자동차, 선박, 항공기 등)의 저탄소화, 그리고 반도체, 배터리, 지속가능항공유(SAF), 차세대 재생에너지, 탄소 포집 및 저장(CCS) 등 중요 클린에너지 품목이 상호 연결된 GX형 서플라이체인을 형성하며, 이를 통해 저탄소사회로의 이행과 산업 경쟁력 강화를 동시에 달성하고자 한다.

| 그림 2-5-1 | 분야별 투자 전략의 대상



출처: 경제산업성(2024a)

투자 촉진을 위한 기본 조건으로는 우선 기업이 경영 혁신에 진정성 있게 헌신하고 자금 조달 방안을 명확히 제시할 것이 요구된다. 그 위에서 민간

단독으로는 투자 판단이 어려운 기술적·경제적 특성을 지닌 사업에 대해 정부가 직접 지원한다. 또한 해당 사업은 산업 경쟁력, 경제성장, 온실가스 감축이라는 세 가지 목표에 모두 기여할 수 있어야 하며, 시장 규모, 감축 효과, 국내 공급망 구축 필요성 등을 종합적으로 고려해 우선순위가 높은 분야부터 지원한다. 아울러 기업의 투자 행태와 수요 측의 행동 변화를 유도할 수 있는 구조를 지니고 있어야 하며, 규제 및 제도적 조치와도 유기적으로 연계되어야 한다. 단, 해외에 국한된 설비 투자나 국내 온실가스 감축 효과가 미미한 크레딧 중심 사업은 지원 대상에서 제외된다<그림 2-5-2>.

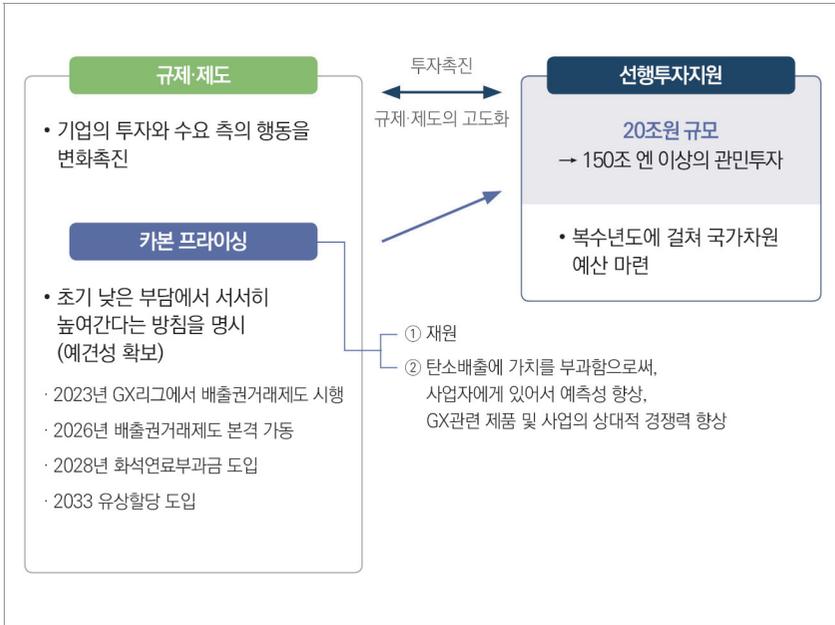
그림 2-5-2 | 투자촉진책의 기본원칙

산업 경쟁력 강화 및 경제 발전	배출삭감
<ul style="list-style-type: none"> A. 기술혁신성 또는 사업혁신성이 있고, 외수획득이나 내수확대를 전망한 성장투자 B. 고도의 기술로서, 화석연료·에너지감축과 수익 성장상(통합·재편이나 마크업(Markup)등)의 쌍방에 이바지하는 성장투자 C. 전국 규모의 시장이 상정되는 대책 주요 물품 도입 초기 국내 수요(공급측의 투자도 수반하는 것) 	<ul style="list-style-type: none"> 1. 기술혁신을 통해 미래 국내 삭감에 공헌하는 R&D 투자 2. 기술적으로 삭감 효과가 높고, 직접적으로 국내 배출 삭감에 이바지하는 설비 투자 등 3. 전국 규모로 수요가 있어 높은 삭감 효과가 장기간에 걸친 주요 물품 도입의 초기 국내 수요 대책

출처: 경제산업성(2024a)

GX 실현을 위한 정책 수단은 크게 선행투자 지원과 성장지향형 규제·제도(탄소가격제 포함)라는 두 축으로 구성된다. 탄소가격제는 첫째, 선행투자 지원을 가능하게 하는 미래 재원이며, 둘째, 정책 강도에 따라 GX 관련 산업의 국제 경쟁력을 높이고 투자 촉진 효과를 강화하는 수단으로 작동한다<그림 2-5-3>. 실제로 2023년 6월 시행된 「GX추진법」은 시행 후 2년 이내에 필요한 법제적 조치를 마련할 것을 명시하고 있다. 이러한 정책 간의 상호 작용은 도식화된 구조를 통해서도 확인할 수 있다.

| 그림 2-5-3 | 선행투자 지원과 규제·제도(탄소가격제 포함)의 관계



출처: 경제산업성(2024a)

이와 함께 일본 정부는 민간의 선행투자 가속화를 위해 초기 투자 지원과 생산 단계의 비용 부담 완화를 병행하는 과감한 촉진 정책을 추진하고 있다. 이는 미국의 IRA(인플레이션 감축법)⁷⁾, CHIPS법⁸⁾, 유럽의 그린딜 산업 전략 등 전략 산업에 대한 적극적인 국내 투자 유치를 목적으로 한 글로벌 산업정책 경쟁과 궤를 같이하는 흐름이다. 특히 미국은 생산 및 판매 단계에서의 지원책을 통해 투자 결정을 유도하고 있으며, 일본 역시 자국의 산업구조에

7) 미국의 인플레이션 감축법(Inflation Reduction Act, 2022년 제정): 약 3,700억 달러 규모의 기후·에너지전환 투자를 통해 2030년까지 온실가스 배출을 2005년 대비 32~42% 감축하는 것을 목표로 한다. 전기차, 재생에너지, 배터리, 청정수소 등 전략 산업에 대한 세액공제 및 보조금이 포함되며, 특히 생산·판매 단계에 대한 직접 지원을 통해 민간투자를 유도하고 산업 경쟁력을 강화하는 구조로 설계되었다(US EPA, 2022; Rhodium Group, 2023; Reuters, 2024).

8) 미국의 CHIPS and Science Act(2022년 제정): 반도체 공급망 강화와 기술 독립을 목표로 한 미국 산업정책의 핵심적 법안으로, 약 2,800억 달러 규모의 신규 예산을 포함한다. 이 중 반도체 제조 보조금과 더불어 제조 장비 투자에 대한 세액공제, 연구·개발 및 인력 양성 지원이 포함되어 있다(아마다, 2023).

부합하는 생산·판매량 연동형 세액공제 등 새로운 세제 기반의 투자 촉진책 도입이 요구되고 있다. 이러한 새로운 조치는 기업에 생산 및 판매 확대에 대한 강력한 유인을 제공함으로써, 세제 혜택의 대상이 되는 고도 혁신형 제품의 시장 창출을 가속화하는 역할도 기대된다.

표 2-5-1 | GX 경제이행채를 활용한 투자 촉진책(ver.2, 2024년 12월 27일)

업종		민관투자액	투자촉진책	조치완료	2025년 당초예산액 (국고채무부담행위포함)	비고
제조업	철강 화학 제지펄프 시멘트	3 조 엔 ~ 3 조 엔 ~ 1 조 엔 ~ 1 조 엔 ~	제조 공정 전환을 위한 설비 투자 지원 (혁신형 전기로, 분해로 열원의 암모니아화, 케미컬 리사이클, 바이오화학, CCUS, 바이오리파이너리 등으로의 전환)	327억 엔	5년: 4,247억 엔 (256억 엔)	설비 투자에 대한 지원 총액은 10년간 약 1조 3천억 엔 규모(2023년말 시점) 별도로, GI(그린이노베이션) 기금에 의한 수소환원 등 연구개발(R&D) 지원과, 그린스틸·그린케미컬의 생산량 등에 연동한 세액공제지 실시
민생	자동차	34 조 엔 ~	전기차(승용차) 도입 지원 전기차(상용차) 도입 지원	2,191억 엔 545억 엔		GI 기금을 통한 차세대 배터리·모터, 합성연료 등의 연구개발(R&D) 지원, 전기차(EV) 등 생산량에 따른 세액공제도 병행
	축전지	7 조 엔 ~	생산 설비 도입 지원 고정형 저장용 배터리 도입 지원	8,274억 엔 85억 엔	3년: 400억 엔 (150억 엔)	GI 기금을 통해 전고체배터리 등 차세대 저장기술의 연구개발 지원 추진
	항공기	4 조 엔 ~	차세대 항공기 핵심 기술 개발		5년: 868억 엔 (81 엔)	향후 5년 동안 총 1,200억 엔 규모의 지원 실시 별도로 GI 기금을 활용하여 차세대 항공기 연구개발을 지원
	SAF	1 조 엔 ~	SAF(지속가능 항공연료) 제조 및 공급망 구축 지원	276억 엔	278억 엔	별도로, GI 기금을 통한 SAF(지속가능 항공연료)의 연구개발(R&D) 지원과, SAF 생산량 등에 연동한 세액공제
	선박	3 조 엔 ~	제로에미션 선박 등 생산설비 도입 지원	94억 엔	5년: 300억 엔 (102억 엔)	별도로, GI 기금을 통한 암모니아 추진선 등 관련 연구개발(R&D) 지원
생활	생활	14 조 엔 ~	가정용 단열창 개조 고효율 온수기 도입 상업 및 교육시설 등의 건축물 개보수 지원 높은 에너지 절약 성능을 갖춘 주택의 도입 지원	2,350억 엔 580억 엔 110억 엔	12억 엔	자동차 등 포함, 3년간 총 2조 엔 규모의 지원 (GX경제이행채 외 기타 지원 포함)
	자원순환	2 조 엔 ~	순환형 비즈니스모델 구축 지원	85억 엔	3년: 400억 엔 (180억 엔)	별도, GI 기금으로 열분해 기술 등 연구개발(R&D) 지원
	반도체	12 조 엔 ~	파워 반도체 등의 생산설비 도입 지원 AI 반도체, 광전융합 등의 기술 개발 지원	4,329억 엔 1,031억 엔	1,797억 엔	별표, GI 기금으로 파워 반도체 등에 대한 연구개발(R&D) 지원

업종		민관투자액	투자촉진책	조치완료	2025년 당초예산액 (국고채무부담행위포함)	비고
에너지	수소등	7 조 엔 ~	기존 화석연료와의 가격차에 착안한 지원	89억 엔	5년 3,897억 엔 (357억 엔)	공급 시작 이후 15년간 약 3조 엔 규모 (2023년말 시점) 별도 GI 기금으로 공급망 연구개발(R&D) 지원
			수소 등의 공급 거점 정비(FEED 사업)		57억 엔	EPCC에 대한 지원은 FEED 사업의 결과를 바탕으로 검토
	차세대 재생에너지	31 조 엔 ~	페로브스카이트 태양전지, 부유식 해상풍력, 수전해 장치 등의 공급망 구축 지원	548억 엔	5년: 1,460억 엔 (610억 엔)	설비 투자 등 총 지원 규모는 10년간 약 1조 엔 규모 (2023년말 시점) 별도, GI 기금으로 페로브스카이트 등 연구개발(R&D) 지원
			페로브스카이트 도입 촉진 모델 구축 지원		50억 엔	
원자력	1 조 엔 ~	고속로/고온가스로 실증로 개발, 차세대 혁신형 원자로의 개발 및 건설	686억 엔	3년: 1,152억 엔 (829억 엔)		
		차세대 혁신로의 개발·건설을 위한 기술 개발 및 공급망 구축 지원		3년: 93억 엔 (60억 엔)		
	CCS	4 조 엔 ~	CCS(탄소 포집 및 저장) 밸류체인 구축 지원 (적합 입지 개발 등)			선진 CCS 사업에 대한 사업성 조사 결과 등을 바탕으로 향후 지원 방안 검토
분야횡단적조치			중소기업을 포함한 에너지 절약 보조금에 의한 투자 촉진 등	1,740억 엔	760억 엔	3년간 약 7,000억 엔 규모의 지원 (2023년말 시점)
			딥테크·스타트업 육성 지원	410억 엔	300억 엔	5년간 약 2,000억 엔 규모의 지원 (GX기구의 금융지원 포함) (2023년말 시점)
			GI(그린이노베이션)기금 등을 통한 연구개발(R&D)	8,060억 엔		2020년도 제3차 추가경정예산을 통해 2조 엔 일반회계 조치/ 향후 1,200억 엔 규모 지원 추가
			GX 실현을 위한 GX기구의 금융 지원	1,200억 엔	700억 엔	채무보증을 통한 금융지원 등도 병행 추진 예정
			지역 탈탄소 보조금 (자체 전력선, 마이크로그리드 등)	90억 엔	85억 엔	
			스코프 3 감축을 위한 기업 간 연계형 CO ₂ 절감 투자 촉진			3년: 50억 엔 (20억 엔)
			GX 리그 운영			31억 엔
조세조치		그린스틸, 그린케미칼, SAF, 전기차(EV) 등의 생산량에 연계한 새로운 세액공제 제도 도입				

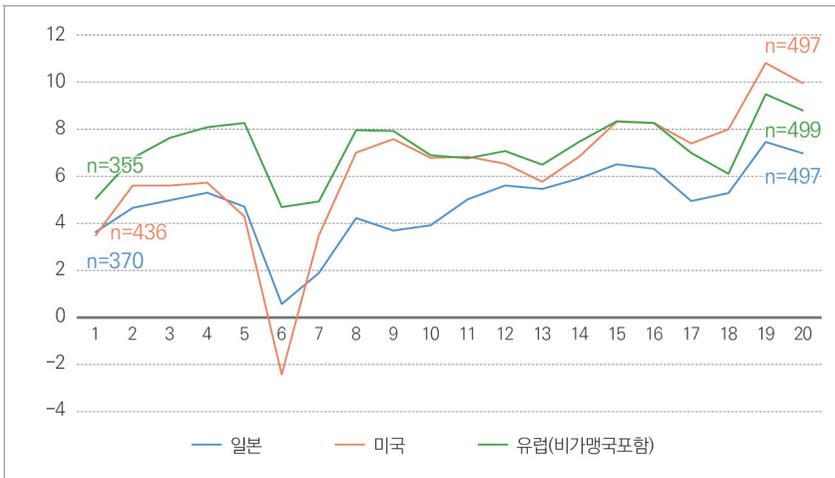
출처: 경제산업성(2024a)

5.3 ▶ 설비 투자 및 공정 전환 사업

일본 제조업은 국가경제의 중추적 역할을 수행하고 있으며, 지난 25년간 제조업 전체 매출은 약 400조 엔 수준에서 정체된 상태를 유지하고 있다. 산업 별로는 자동차(18%), 화학(11%), 식품(10%), 정보통신기기(8.0%), 전기기계(6.9%), 생산용 기계(6.8%)가 전체 매출의 약 3분의 2를 차지하고 있어 특정 업종에 집중된 산업구조를 보인다.

리먼쇼크 이후 제조업의 순이익은 일시적으로 급감했으나, 이후 회복세를 보이며 2014년을 기점으로 사상 최고치를 경신하였고, 이후에도 지속적으로 최대 실적을 경신하고 있다<그림 2-5-4>. 이러한 수익성 개선은 제조업 전체 순이익의 약 21%를 차지하는 자동차 산업을 중심으로 각각 약 10% 내외를 차지하는 화학 및 기계산업이 주도한 결과로 해석된다.

| 그림 2-5-4 | 일본, 유럽, 미국의 주요 제조업 500대 기업의 순이익률



출처: 경제산업성 제조산업국(2024) 재인용

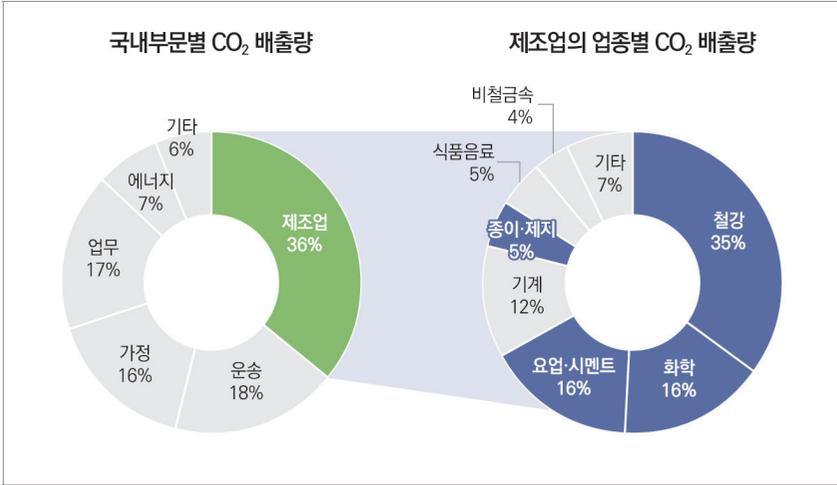
※ 주: 데이터 연도는 2022년 12월기, 2023년 3월기를 FY0으로 설정한 상대연도로 수집하였으며, 일부는 결산기말이 상이한 기업도 포함됨

한편, 최근 일본계 기업(제조업 및 비제조업 포함)의 해외 진출은 꾸준히 확대되고 있다. 총매출, 설비 투자, 종업원 수, 경상이익 등 주요 지표에서 해외 사업 부문의 비중이 지속적으로 증가하고 있으며, 이는 정체된 국내 수익을 보완하고 고수익 구조를 유지하는 기반으로 작용하고 있다. 특히 상위 500대 제조기업의 해외 매출 비중은 리먼쇼크 이후 급격히 증가하였으며, 해외 현지 법인으로부터의 수익은 수출 이익 제외 기준으로 약 1.5배, 포함 기준으로는 약 2.8배에 이른다. 현지 고용 규모도 두 배 가까이 확대되어, 전체 종업원의 60% 이상이 해외에서 근무하고 있다. 이는 일본 제조업이 단순한 수출 중심 구조를 넘어, 글로벌 가치사슬 전반에서 전략적 위상을 강화해 가고 있음을 보여준다.

최근 일본 제조업은 디지털전환(DX)을 통해 업무 전반의 효율성을 제고하고 GX 전략을 병행함으로써 글로벌 시장에서 경쟁력 있는 서비스형 제조 솔루션 사업자로의 전환을 적극적으로 모색하고 있다. 이에 발맞춰 일본 정부는 제조업 기반의 서비스 및 솔루션화 촉진을 위한 다양한 지원정책을 확장하고 있다.

일본의 제조업 부문은 국내 전체 온실가스 배출량의 약 36%를 차지하는 대표적인 다배출산업이다(그림 2-5-5). 제조업 내 업종별 배출량을 보면, 철강 산업이 35%, 화학 산업이 16%, 요업 및 시멘트 산업이 16%를 차지하고 있다. 제조업의 GX 실현은 GX 전략 전체의 성공을 좌우하는 핵심 요소라고 할 수 있다.

| 그림 2-5-5 | 제조업의 업종별 CO₂ 배출량 내역



출처: 경제산업성(2024a)

이를 위해 철강, 화학 등 다배출산업에서는 현재 GI 기금 등을 활용하여 생산 공정 전환을 위한 기술 개발을 활발히 추진하고 있다. 그러나 이러한 기술을 실제 사회에 실증하고 보급하는 과정에서 단순한 기술적 불확실성뿐 아니라, 대규모 초기 투자비(CAPEX) 및 운영비(OPEX) 증가, 그리고 환경 가치를 수익으로 전환할 수 있는 시장 규칙과 제도의 부재 등 복합적인 시장 리스크에 직면하게 된다. 이러한 구조적 제약이 해소되지 않을 경우, 해당 산업은 향후 국제 경쟁에서 점차 뒤처질 위험이 크다.

특히, 녹색 시장의 형성에는 상당한 시간이 소요될 것으로 예상되며, 시장 기반이 안정화되기 이전까지는 민간의 선제적 투자를 유인하고, 사업 지속 가능성을 보장하기 위한 정부의 정책적 개입이 필수적이다. 이에 따라, 향후 지원정책의 방향으로는 과도기적 시장 리스크 완충 장치 마련, 환경가치에 대한 보상 메커니즘 설계, 재정 지원과 제도 정비의 병행 추진이 중요한 과제로 부각된다.

이러한 인식 아래 일본 정부는 배출 저감이 어려운 산업의 에너지 및 제조 공정 전환을 지원하는 중점 사업을 2024년부터 착수하였다. 이 사업은 2024년부터 2028년도까지 5년간 시행되며, 총 재정 규모는 국고채무부담을 포함해 약 4,844억 엔, 그 중 2024년도 예산안에는 신규로 327억 엔이 반영되었다. 단기적으로는 본 사업을 통해 제조공정의 혁신과 그린·고부가가치 제품 창출을 위한 민간투자를 촉진하고, 궁극적으로는 이를 마중물 투자로 삼아 향후 10년간 민관협력을 통해 총 8조 엔 규모의 투자를 유치하고 국내 온실가스 배출량 4천만 톤 이상 감축을 달성하는 것을 목표로 하고 있다. 이는 일본 산업계의 탄소중립 전환과 녹색성장 전략을 실현하기 위한 핵심적인 재정·기술 지원 프레임워크로 평가된다. 본 사업은 철강, 화학, 제지·펄프, 시멘트 등 다배출산업을 대상으로 하며, 2050년 탄소중립 목표 달성을 위한 산업구조의 전환을 지원하는 데 그 목적이 있다. 이에 따라, 사회 실증에 직결되는 설비 투자 및 공정 전환 사업을 <표 2-5-2>와 같이 분야에 대해 적극적으로 지원하고 있다.

표 2-5-2 | 설비 투자 및 공정 전환 사업

구분	내용
제조공정 전환 사업	다량의 CO ₂ 를 배출하는 기존 제조공정을 저배출형 프로세스로 전환하기 위한 설비 투자 등을 지원
철강	<ul style="list-style-type: none"> 기존의 고로·전로 공정을 대체할 수 있는 혁신형 전기로 도입 수소 기반 제강 기술 등 차세대 저탄소 공정의 도입
화학	<ul style="list-style-type: none"> 폐플라스틱을 활용하여 나프타 사용량을 줄이는 케미컬 리사이클 공정으로의 전환 생물 유래 원료로 전환하여 라이프사이클 배출량이 낮은 바이오 기반 원료 활용
제지·펄프	<ul style="list-style-type: none"> 화석연료 유래 제품을 대체할 수 있는 목재 펄프 기반 바이오피파이너리 산업으로의 전환
자가발전 설비 등의 연료 전환 사업	석탄 등 고탄소 연료를 사용하는 자가발전 설비 및 보일러를 저탄소 연료 기반 시스템으로 전환하기 위한 설비 투자 지원을 통해 사업장의 직접 배출을 저감

출처: 경제산업성 제조산업국(2024)

5.3.1. 철강 산업

철강 산업은 일본 산업부문 중 온실가스 배출량이 가장 많은 대표적 다배출업종으로, 특히 고로에서 코크스를 활용한 환원 반응이 필연적으로 발생함에 따라 구조적으로 높은 탄소 배출 특성을 지닌다. 일본의 조강 생산은 고로 중심(약 3:1 비율)으로 이루어져 있으며, 고로 일관 생산체계를 통해 고장력강 및 전기강판 등 고품질 강재를 생산하는 기술은 자동차 등 고부가가치 산업에 부품을 공급하는 경쟁력의 기반이다. 수출 비율은 간접수출을 포함해 약 60%에 달하며, 산업연관효과 또한 매우 커 국가경제에 전략적으로 중요한 산업이다.

글로벌 철강 시장에서는 유럽과 미국이 고품질 강재 생산을 위한 일부 고로 유지와 함께, 환원철(DRI, Direct Reduced Iron)·전기로·재생에너지를 결합한 그린스틸(Green Steel) 공급 확대를 모색하고 있다. 반면, 과잉 생산 능력과 가격 경쟁력을 갖춘 중국과 내수시장이 확대되는 인도는 수소환원 고로 기반 제철공정의 조기 실용화를 목표로 연구개발을 강화하고 있다. 이러한 국제적 동향에 대응하여, 일본도 기술 전환과 탈탄소화를 병행하는 구조 개혁이 요구되고 있다.

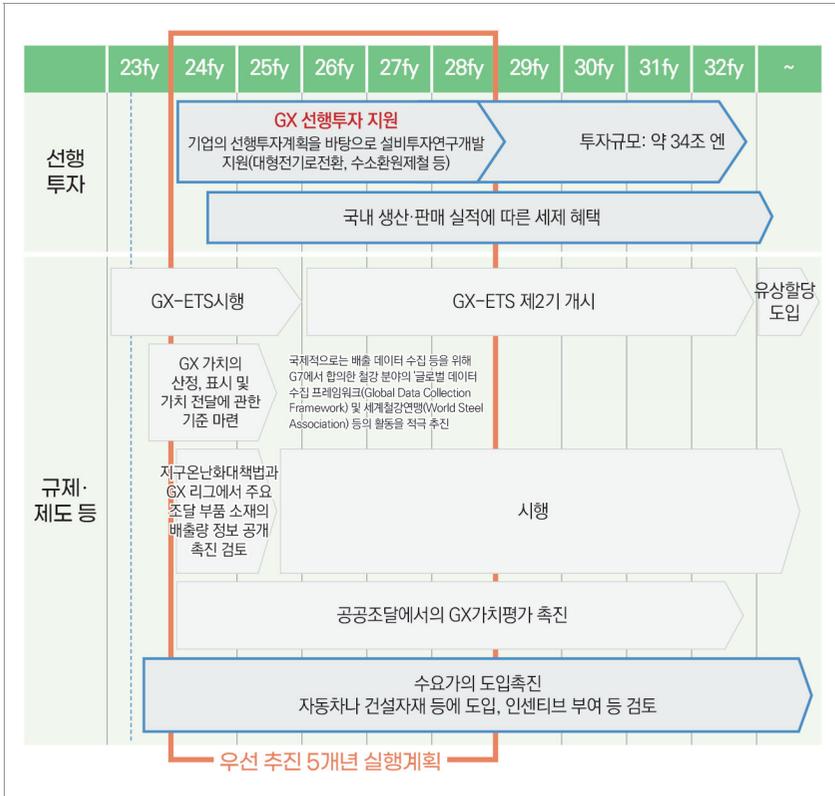
이에 따라 일본 철강 산업은 세 가지 전략을 중심으로 탈탄소화를 추진 중이다. 첫째, 일부 고로를 대형 전기로로 전환하는 등 생산 공정의 전환을 통해 탄소 감축 가치를 GX 가치로 전환하고 그린스틸의 시장 확대를 도모한다. 둘째, 고부가가치 강판 생산을 위한 대형 전기로 및 직접 환원방식의 활용을 확대하고, 2030년까지 연간 1,000만 톤의 그린스틸 공급을 목표로 한다. 셋째, 수소환원 고로 기술에 대한 연구개발(R&D)과 실증을 가속화하여 2040년경 대규모 상용화를 실현하고자 한다. 이와 같은 전략은 향후 10년간

온실가스 약 3,000만 톤 감축 및 3조 엔 이상의 민관 투자 유치를 목표로 하며, 이는 GX 전략 전반의 성과를 좌우할 핵심 과제로 간주된다.

탈탄소화 추진을 위한 선행투자로는 대형 전기로 전환, 환원철 확보, 수소환원 고로 및 직접환원 기술의 사회 실증, 그리고 이미 상용화된 기술의 현장 도입이 포함된다. 이를 지원하기 위한 정책수단으로는 설비투자 보조, 수소 가격차 보전, 그린스틸 생산량 기반 세제 인센티브, GI 기금에 의한 연구개발(R&D) 및 실증 가속, 에너지 절약 보조금 등이 마련되어 있다. 또한, 「에너지절약법」상 비화석 에너지전환 목표와 2026년 제2단계에 진입하는 GX-ETS와의 연계를 통해 GX 시장의 제도적 기반도 강화할 예정이다.

한편, 일본 정부는 GX 시장 창출을 위해 세 단계의 정책 접근을 병행하고 있다. 1단계, GX 가치의 가시화에서는 탄소발자국, 매스 밸런스(mass balance), 재활용 등과 같은 GX 가치의 산정 및 표시 기준에 대해 국제적으로 조화된 규칙 체계의 형성을 추구하며, 아울러 자동차·건설자재 등 주요 수요 산업에 대한 배출 감축목표의 공개를 촉진한다. 2단계, 인센티브 설계에서는 공공조달과 보조금 제도를 통해 GX 가치가 반영되도록 하여 탈탄소 제품 수요를 유도하며, 3단계, 규제/제도 도입에서는 이러한 제도적 기반 위에서 주요 수요처를 대상으로 규제 도입을 검토함으로써 GX 시장의 자생적 확대를 지원할 계획이다.

| 그림 2-5-6 | 철강 산업의 세부 투자 전략



출처: 경제산업성(2024a)

철강 산업을 포함하여 주요 제조업 업종인 화학, 제지·펄프, 시멘트 분야의 투자 전략을 <표 2-5-3>에 정리하였다.

표 2-5-3 | 제조업 주요 산업의 분야별 투자전략

구분	철강	화학	제지·펄프	시멘트
감축 목표	<ul style="list-style-type: none"> 2030년도까지 조강 1톤당 석탄 사용량 원단위를 2013년 대비 2% 감축 	<ul style="list-style-type: none"> 2030년도까지 석탄 사용량을 2013년 대비 30% 감축 또는 조달 전력의 비화석 에너지 비율 59% 달성 	<ul style="list-style-type: none"> 2030년도까지 석탄 사용량을 2013년 대비 30% 감축 또는 조달 전력의 비화석 에너지 비율 59% 달성 	<ul style="list-style-type: none"> 2030년도까지 소성(굽는) 공정의 비화석 에너지 비율 28% 달성, 또한 페콘크리트의 회수·유통을 위한 환경 정비 추진
GX 방향성	<ul style="list-style-type: none"> 대형 혁신 전기로 및 직접 환원 등을 통해 고부가가치 강판 제조 생산 확대 감축 가치를 GX 가치로 강조함에 따라, 일본 국내에서도 그린스틸을 시장에 출시 및 확산 동시에, 고로(용광로)를 활용한 수소 환원 제철의 연구개발 및 실증을 가속화하여, 세계에 앞서 대규모 생산 실현 	<ul style="list-style-type: none"> 콤비나트(산업단지) 단위로 암모니아 등 최적의 연료 전환, 바이오 활용, 케미컬 리사이클 등의 원료 전환을 통해, 고기능·저탄소 화학제품의 공급 확대 케미컬 리사이클 등을 포함한 GX 관련 시스템 및 비즈니스 모델을 해외 전개 	<ul style="list-style-type: none"> 국내 수요가 감소한 펄프를 바이오매스 소재 및 연료용으로 전환 석탄을 이용한 자가 발전의 연료를 흑액(블랙리커) 등으로 전환하고, 건조 공정의 전력화 등을 추진 	<ul style="list-style-type: none"> 석탄 보일러를 폐기물 보일러 등으로 연료 전환 CO₂ 재활용을 통한 카본 리사이클 시멘트의 생산 확대, 그리고 관련 기술 및 설비의 해외 진출 추진
투자 촉진책	<ul style="list-style-type: none"> 석탄 보일러를 폐기물 보일러 등으로 연료 전환 CO₂ 재활용을 통한 카본 리사이클 시멘트의 생산 확대, 그리고 관련 기술 및 설비의 해외 진출 추진 	<ul style="list-style-type: none"> 구조 전환을 수반하는 설비 투자에 대해 보조금을 지원(예: 분해로 열원의 암모니아 전환, 케미컬 리사이클, 바이오화학, CCUS 등) GI 기금을 활용한 연구개발(R&D) 및 사회적 실증의 가속화도 병행 추진 	<ul style="list-style-type: none"> 바이오리파이너리 산업으로의 전환을 위한 설비 투자 지원(예: 흑액 회수 보일러, 바이오매스 소재 생산 설비, 히트펌프 등) 	<ul style="list-style-type: none"> 폐기물 보일러 등 순환경제의 기반이 되는 설비 투자에 대한 지원 GI 기금을 통한 연구개발(R&D) 및 사회적 실증의 가속화 등 추진

출처: 경제산업성(2024a)

5.3.2. 자동차 산업

자동차 산업은 일본 경제를 지탱하는 핵심 기반산업으로 전체 고용의 약 10%, 수출의 약 20%를 차지하며, 주요 제조업 가운데 설비투자의 20% 이상, 연구개발비의 30%를 담당하고 있다. 또한 일본의 전체 CO₂ 배출량 중 약 15%가 자동차 산업에서 발생하고 있어, 탄소중립 실현을 위한 전환이 시급한 산업 중 하나로 평가된다. 이에 따라 일본 정부는 2050년 탄소중립 실현을 목표로 전기차(EV), 연료전지차(FCV), 플러그인 하이브리드차(PHEV), 하이브리드차(HV) 등 전동차(e-mobility) 개발을 강화하는 한편, 합성연료 및 바이오연료와 같은 탈탄소 연료 기술 개발도 병행하고 있다.

특히 글로벌 시장에서는 유럽과 중국을 중심으로 전기차 보급이 빠르게 확대되고 있으며, 현재 전 세계 신차 판매의 약 10%를 전기차가 차지하고 있다. 이와 같은 환경 변화 속에서 일본은 산업 경쟁력 확보와 동시에 탈탄소화를 달성하기 위해 전동화, 연료 다양화, 생산 구조 전환을 포괄하는 전략적 대응을 강화하고 있다. 구체적으로는 2035년까지 승용차 신차의 100%를 전동차로 전환하고, 2030년까지 8톤 이하 상용차의 전동차 비중을 20~30%로 확대하며, 8톤 초과 상용차는 5,000대 선행 도입, 전체 보유 차량 중 비화석 연료 차량 비율 5% 달성을 목표로 설정하고 있다.

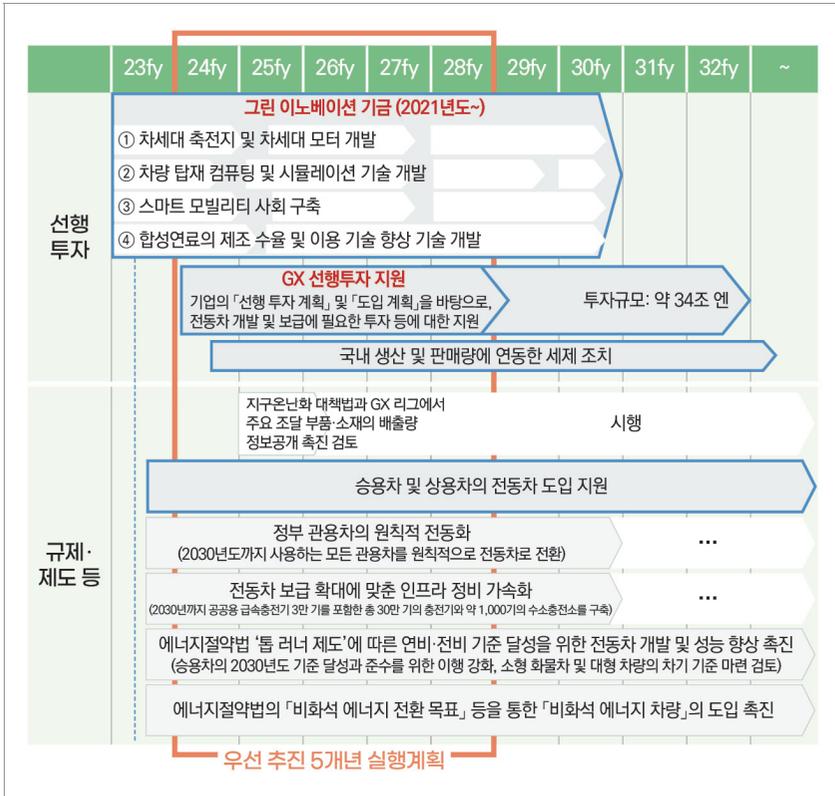
이러한 전환을 실현하기 위한 전략은 기술혁신의 촉진, 국내 생산 기반의 강화, GX 시장의 창출이라는 세 축을 중심으로 추진된다. 특히 GX 시장 창출 측면에서는 단순히 전동차 보급 대수를 늘리는 것에 그치지 않고, 제품의 성능 향상, 인프라 구축, 사용자 편의성 제고, 지속가능성 확보 등 라이프사이클 전체를 고려한 시장 구조 형성을 지향한다. 이에 따라 기술적 진보와 사회적 수요가 조화롭게 반영된 지속가능한 탈탄소 시장이 구축되는 것이 목표이다.

GX 시장 창출을 위한 핵심 요소로는 전동차 및 충전 인프라 등 제품 성능의 고도화, 이용자가 안심하고 지속적으로 차량을 사용할 수 있는 환경 조성, 라이프사이클 전반에서의 지속가능성 확보, 자동차의 활용을 통한 다른 산업 및 사회 분야와의 연계 효과 확대 등이 있다. 이러한 방향은 사회 전체의 최적화 및 타 정책과의 정합성 속에서 추진되어야 한다.

이러한 전략을 뒷받침하기 위한 GX 선행투자과 정책 수단도 다층적으로 마련되어 있다. 첫째, 전동차의 개발 및 도입 확대, 둘째, 충전 및 수소 인프라의 집중적 구축, 셋째, 합성연료·바이오연료 등 탈탄소 연료 기술 개발, 넷째, 제조공정 탈탄소화를 위한 설비 투자가 주요 축으로 구성된다. 이와 함께, 전동차 및 수소차 도입 보조, 충전지 등 전략물자의 국내 생산 기반 지원, 생산·판매량 연동 세제 혜택, 충전소 및 수소충전소 설치 보조 등이 추진되고 있으며, 특히 수소 상용차 수요를 반영한 집중 보조와 가격차 보전 조치는 수소 분야별 전략과 연계된다.

이외에도 GI 기금을 활용한 연구개발(R&D) 및 사회 실증 지원, 에너지 절약 보조금 및 비화석에너지차 도입 지원, 톨러너 제도를 통한 연비·전비 향상 유도 등이 포괄적으로 시행되고 있다. 이러한 정책적 뒷받침을 바탕으로 일본은 향후 10년간 약 2억 톤의 온실가스 감축과 34조 엔 이상의 민관 투자를 유치하고, 이 중 약 7조 엔을 배터리 분야에 집중 투자하는 것을 목표로 하고 있다.

| 그림 2-5-7 | 자동차 산업의 세부 투자 전략



출처: 경제산업성(2024a)

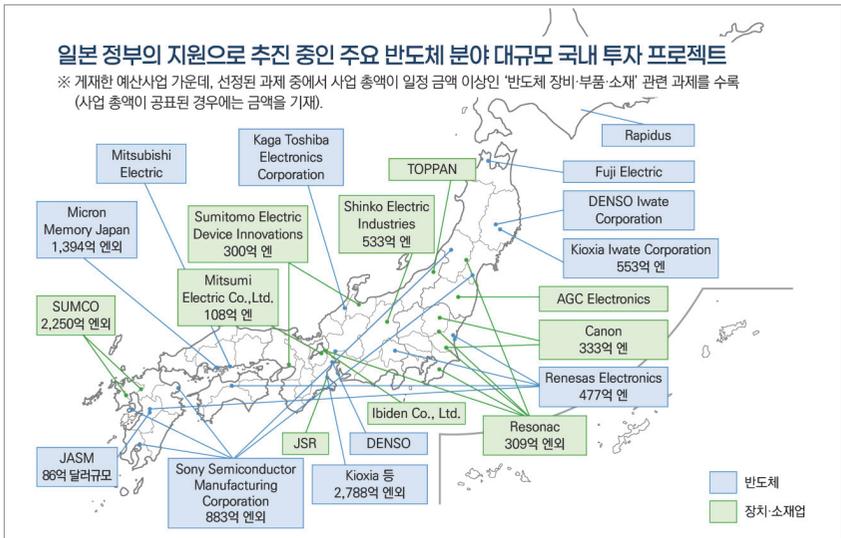
5.3.3. 반도체 산업

반도체 산업은 디지털화를 통한 에너지 수요 효율화와 CO₂ 감축에 기여함으로써 전 산업의 탈탄소화에 핵심 역할을 수행한다. 특히 반도체는 성능 향상과 에너지 효율 개선을 동시에 달성해 왔으며, 향후 시장 규모는 2030년까지 약 100조 엔에 이를 것으로 전망된다. 이러한 급성장 속에서 세계 각국은 조 단위 투자와 더불어 전례 없는 정책 지원을 펼치고 있으며, 글로벌 경쟁이 가속화되고 있다.

일본 정부 또한 반도체 산업 강화를 위해 다음과 같은 대규모 예산 사업을 추진하고 있다.

- 공급망 대책을 위한 국내 투자 촉진 사업비 보조금: 2020년도 추가경정 예산 등에서 5,168억 엔 규모 지원
- 포스트 5G 정보통신시스템 기반 강화 연구개발 사업: 2021년도 추가경정 예산 1,100억 엔, 2022년도 추가경정예산 4,850억 엔 투입
- 첨단 반도체 국내 생산 거점 확보 사업: 2021년도 추가경정예산 6,170억 엔, 2022년도 추가경정예산 4,500억 엔 투입
- 공급망 내 필수성이 높은 반도체 생산 설비의 탈탄소화·갱신 사업: 2021년도 추가경정예산 470억 엔 규모
- 경제 환경 변화에 대응한 중요 물자 공급망 회복력 강화 지원 사업: 2022년도 추가경정예산 3,686억 엔 규모

| 그림 2-5-8 | 정부의 지원으로 추진 중인 주요 반도체 분야 대규모 투자 프로젝트



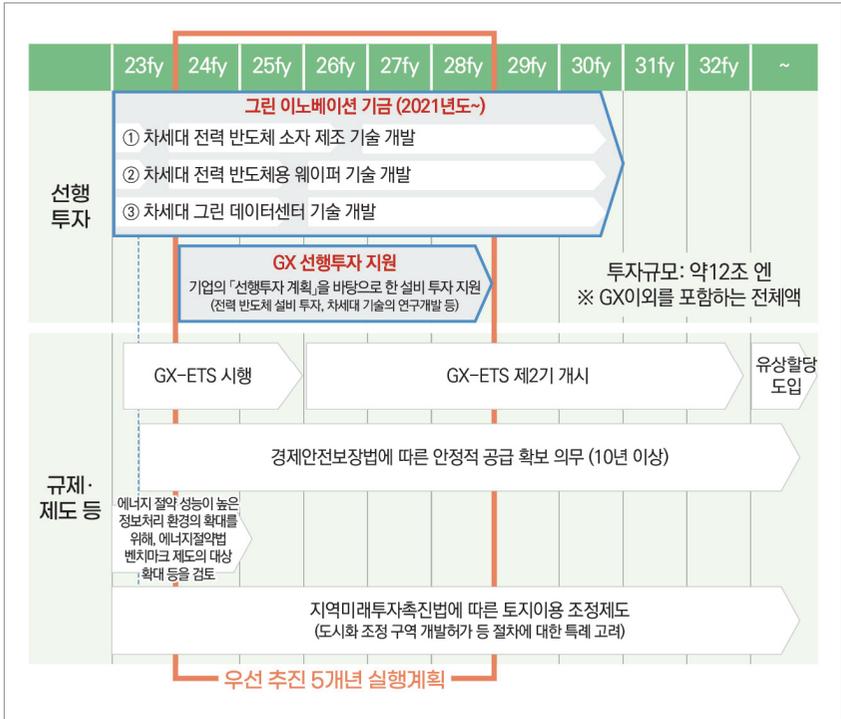
이 가운데 전력을 제어·변환하는 파워반도체는 에너지 절약과 점유국으로 평가받고 있다. 다만, 일본 내에서는 여러 기업이 시장 점유율을 분산하여 보유하고 있는 구조로 기술 집약과 산업 재편이 요구된다. 또한 전기매선을 광배선으로 전환하는 광전융합 기술, 인공지능(AI)용 전용 반도체 개발 경쟁도 본격화되고 있으며, 일본은 아직 전용 반도체 설계 역량이 부족한 실정이다. GX 실현을 위해서는 이러한 차세대 기술을 개발하고, 이를 제조와 활용에 연결시키는 역량 확보가 중요하다.

반도체 산업의 탈탄소화 및 경쟁력 강화를 위한 주요 투자 방향은 세 가지 축을 중심으로 전개된다. 첫째, 국내 기업 간의 연계와 산업구조 재편을 통해 파워반도체 생산 기반을 안정적으로 확보하는 것이다. 둘째, SiC(실리콘 카바이드, Silicon Carbide) 기반 파워반도체를 비롯한 차세대 반도체 기술의 고성능화 및 저비용화를 통해 기술적 우위를 강화한다. 셋째, 광전융합, 인공지능(AI) 반도체 등 미래 산업구조를 획기적으로 전환할 수 있는 기술의 개발과 이를 활용한 유스케이스 발굴이 추진된다. 이러한 전략을 통해 향후 10년간 약 1,200만 톤의 온실가스 감축과 12조 엔 이상의 민관 투자 유치를 목표로 하고 있으며, GX 외 영역도 포함된다.

이를 위한 GX 선행투자 및 지원정책으로는, 먼저 파워반도체 및 유리기판 생산 기반 구축(제조 장비 포함)과 더불어, 인공지능(AI) 반도체 및 광전융합 기술 등 차세대 기술 개발에 대한 집중 투자가 이루어진다. 이러한 투자는 GX 리그와 연계하여 추진되며, 구체적인 투자 촉진책으로는 파워반도체 관련 설비 투자에 대한 보조금 지원과 차세대 기술에 대한 연구개발비 지원이 포함된다. 또한, 「경제안전보장법」에 따른 10년 이상의 안정공급 확보 의무, 「에너지 절약법」에 따른 벤치마크 제도 적용(예: 데이터센터), 「지역미래투자촉진법」에 기반한 도시화 조정구역 내 토지이용 특례 적용 등 제도적 뒷받침도 병행하여

추진된다. 이와 같은 종합적 접근은 GX 실현과 더불어 일본 반도체 산업의 지속가능한 성장을 위한 핵심 기반이 될 것으로 기대된다.

| 그림 2-5-9 | 반도체 산업의 세부 투자 전략



출처: 경제산업성(2024a)

5.4 ▶ 중소·중견기업의 지원

GX 추진을 시작하려 해도 어디서부터 착수해야 할지 모르는 중소·중견 기업이나 관련 전문 인력이 부족한 업체를 위해 일본 정부는 다양한 지원 프로그램을 마련하고 에너지 소비 및 이산화탄소(CO₂) 배출량 산정과 시각화, 그리고 설비 고도화에 대한 투자 지원을 강화하고 있다. 특히 지역 밀착형 (푸시형) 지원체계의 구축이 활발히 추진되고 있으며, 이를 위해 금융기관,

에너지 절약 지원단체, 지방자치단체 등과의 유기적 협력을 통해 전국 단위의 지원망을 정비하고 있다.

배출량 계산부터 감축계획 수립, 실행에 이르기까지 각 단계에서 필요한 조치를 맞춤형으로 뒷받침하기 위해, 중소·중견기업 기반 정비기구(중기 기구)의 현장 중심 지원, 지역 금융기관 및 상공회의소와의 연계, 대기업과의 거래 네트워크를 활용한 파트너십 확대 등을 통해 GX 추진을 효과적으로 뒷받침하고 있다. 이러한 기반 구성에 있어 에너지 절약을 조언할 수 있는 전문 인력 양성, 지원기관을 대상으로 한 GX 실천 교육 프로그램 운영, 탈탄소 관련 자격 인증 제도의 정비와 보급 등도 함께 추진되고 있다.

탈탄소화를 위한 첫걸음으로는 먼저 자사 또는 주요 설비의 에너지 사용량과 이산화탄소(CO₂) 배출량을 정량적으로 파악하고, 그 결과를 시각화하는 과정이 필요하다. 이를 지원하기 위해 정부는 중소·중견기업이 보다 손쉽게 에너지 사용량과 배출량을 계산하고 활용할 수 있도록 에너지 진단 사업을 확대하고, 전자 보고 시스템의 개선도 병행할 계획이다.

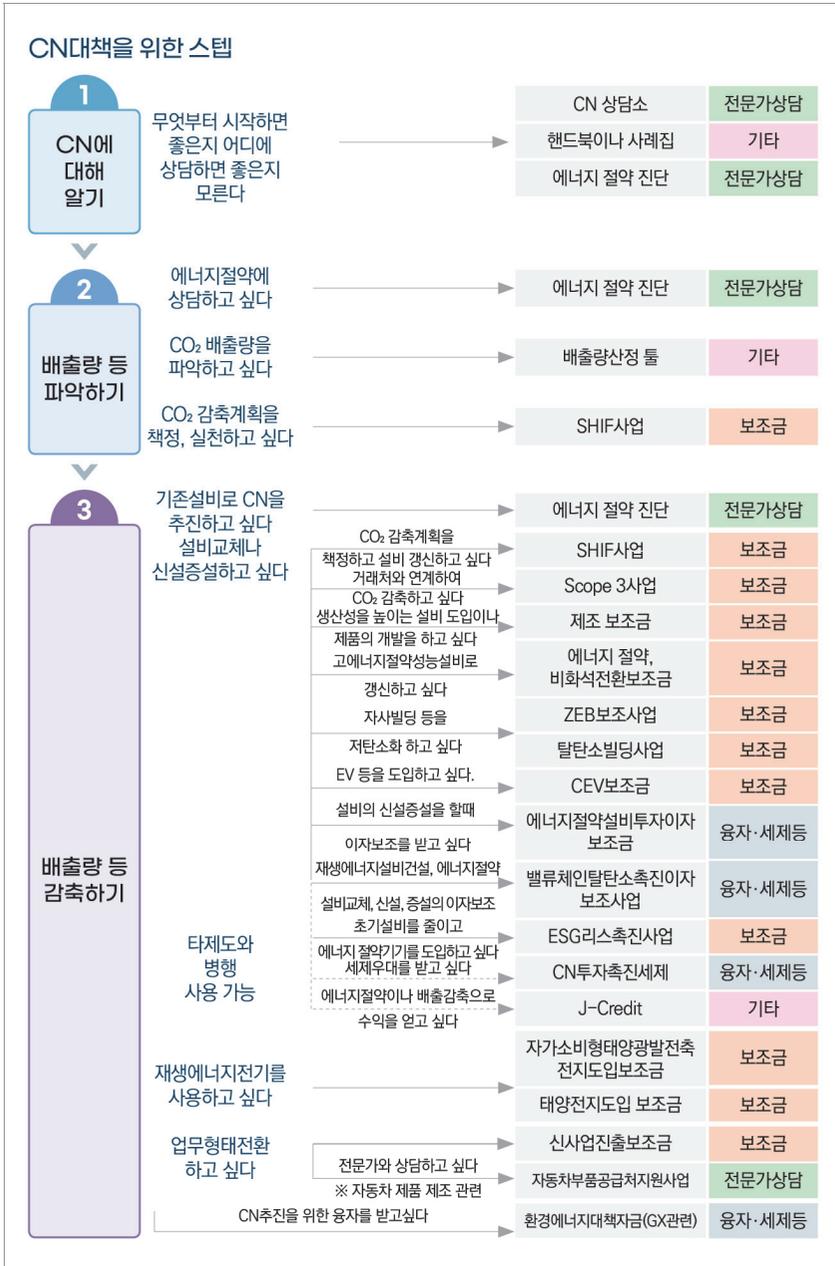
실제로 중소·중견기업이 GX 실천의 입문 단계로 접근하기 쉬운 분야는 에너지 절약이며, 이는 대기업 등 거래처가 협력사에 요구하는 탈탄소 협력 항목 중 가장 높은 비중을 차지하고 있다. 이에 따라, 고효율 설비 도입 지원을 확대하고, 대기업과 중소·중견기업이 공동으로 추진하는 설비 전환 프로젝트에 대한 보조를 강화하고 있다. 동시에, 중소·중견기업이 GX에 기여할 수 있는 혁신 제품·서비스 개발과 신사업 진출을 통해, 고부가가치 시장으로의 진입도 적극 지원하고 있다.

한편, 중소규모 사업자의 에너지 절약 및 온실가스 감축 역량 강화를 위해 홍보와 인식 제고, 에너지 진단을 통한 절감 전략 수립, 에너지 담당자 대상

교육, 우수 사례의 발굴 및 확산 등 실질적 지원이 이루어지고 있다. 특히 에너지 소비 원단위 개선을 중점적으로 고려하며, 중소·중견기업의 배출 절감 설비 도입을 장려하고, Scope 3 배출 감축의 관점에서 거래처와 협력한 투자도 함께 추진된다.

또한, 에너지 절약에 적극적인 지역의 금융기관, 산업단체 등과의 네트워크를 활용하여, 중소·중견기업의 잠재적 수요를 발굴하고 자발적 실천을 이끌어내고 있다. 나아가 평소 중소·중견기업과 긴밀한 관계를 맺고 있는 지역 단체, 상공회의소, 지자체, 금융기관 등 다양한 주체들이 협력하여 지역 단위의 종합적 지원체계를 구축함으로써, 지역별 다양한 니즈에 부응하는 맞춤형 지원을 확대하고, 그 성과를 전국적으로 확산해 나가도록 촉진하고 있다.

| 그림 2-5-10 | 중소·중견기업의 탄소중립 추진 지원을 위한 플로우 차트



출처: 경제산업성·환경성(2025b)

제6절

종합 및 정책적 시사점

일본의 산업계는 정부의 강력한 정책 지원과 체계적인 제도 설계를 바탕으로, 온실가스 감축과 탈탄소 경영을 적극 추진하고 있다. 정부는 GX 전략을 통해 철강·화학·시멘트·제지 등 다배출업종의 설비 및 에너지전환을 촉진하며, 자발적 감축계획과 PDCA 기반 이행관리, 수소환원제철·전기로 전환·탄소 포집·활용·저장(CCUS) 등의 기술 도입에 대해 GI 기금, 세제 혜택, GX-ETS (배출권거래제) 등 다양한 수단을 활용해 지원하고 있다. 이러한 일본의 접근은 한국 정부와 산업계에도 몇 가지 시사점을 제공한다.

우선, 산업계 중심의 탄소 감축을 실현하기 위해서는 정책의 일관성과 실행력이 중요하다. 일본은 2030년과 2050년의 감축목표를 구체화하고, 「GX2040 비전」 등 민간과의 정합성을 확보할 수 있는 중장기 로드맵을 수립 하였다. 반면 한국은 국가온실가스감축목표(NDC)는 수립되어 있으나, 투자 유도전략과 업종별 전환 유인체계는 상대적으로 미비한 실정이다. 산업계의 장기적 계획 수립을 유도하기 위해 일본처럼 정책 예측 가능성을 높이는 전략이 필요하다.

둘째, 일본은 성장지향형 탄소가격제를 통해 탄소가격을 산업 혁신의

유인으로 활용하고 있다. 탄소세와 배출권 수입을 GI 기금, 연구개발(R&D), 세제 감면 등으로 재투자하여 기업의 선제적 기술 도입을 유도하고 있으며, GX 리그 등을 통해 민간 참여 기반도 확대 중이다. 이에 반해 한국의 ETS는 제도적 안정성과 MRV 체계, 유상 경매 등의 정비는 우수하나, 탄소 수입의 산업 재투자 체계와 인센티브 설계는 아직 보완이 필요한 과제다. 일본 사례는 민간의 자발적 투자 유인 설계 측면에서 참고할 만하다.

셋째, 일본은 업종별로 기술 유형·공정 전환 로드맵을 제시하고, GI 기금 및 GX 경제이행채를 통해 사회 실증 및 상용화 단계를 포함한 설비 전환을 재정적으로 지원하고 있다. 예컨대 철강은 전기로 및 수소환원 공정, 화학은 케미컬 리사이클·바이오화학, 시멘트는 탄소 리사이클 기술에 이르기까지 세부 전략이 촘촘하게 설계되어 있다. 한국도 이처럼 연구개발(R&D) - 설비 투자 - 수요 유도 간의 체계적 연계를 설계할 필요가 있다.

넷째, 일본은 중소·중견기업을 위한 단계별 지원체계를 정비하고 있다. 에너지 진단, 고효율 설비 도입, 탄소 시각화, 녹색조달 참여 등 GX 실천 단계별로 세분화된 지원이 마련되어 있으며, 지역 금융기관과 상공회의소 등과의 연계를 통해 지역 기반 맞춤형 지원이 이뤄진다. 한국도 지방정부 및 산업단지를 활용한 중소·중견기업 지원체계 강화가 필요하며, 특히 에너지다소비 업종을 중심으로 한 집중 지원이 요구된다.

마지막으로, 일본은 수요 측 참여 확대를 위해 전동차·수소차·그린스틸 등 GX 제품의 시장 창출 전략을 병행하고 있다. 공공조달, 라벨링, 세제 우대 등의 유인책을 통해 무탄소 제품이 경쟁력 있는 시장을 만들고자 한다. 이에 비해 한국은 수요 측 인센티브와 시장 기반이 상대적으로 부족하며, 녹색소비 촉진과 제품 수요 유도를 위한 제도적 고도화가 필요하다.

제7절

맺음말

전 세계적으로 기후위기에 대응하기 위한 탈탄소 정책이 본격화되고 있는 가운데, 산업의 에너지전환은 탄소중립 실현의 핵심 과제로 부상하고 있다. 특히 일본은 에너지 안보, 산업 경쟁력, 기후위기 대응이라는 복합적 도전에 직면하여, 성장과 탈탄소의 병행이라는 전략적 목표하에 GX 정책을 정교하게 추진하고 있다. 본 장에서는 일본의 에너지 수급 구조, 산업별 온실가스 배출 현황, 부문별 감축목표, 탈탄소 기술 지원, 탄소가격제 도입 및 활용, 중소·중견기업 맞춤형 지원 등 다양한 정책과 제도적 수단을 체계적으로 검토하였다.

일본의 경험은 한국 산업계와 정책당국에 다양한 시사점을 제공한다. 특히 정책의 예측 가능성과 일관성을 기반으로 중장기 감축 로드맵을 명확히 설정하고, 분야별 특성과 기술 여건에 따른 맞춤형 지원전략을 수립함으로써, 민간의 선제적 투자와 기술 도입을 실질적으로 유도하고 있다는 점은 주목할 만하다. 또한, 성장지향형 탄소가격제를 통해 탄소가격을 산업 혁신과 연계하고, 탄소수입을 GI 기금, 세제 혜택, 보조금 등으로 재투자하는 구조는 탄소시장의 기능을 실질적 감축과 경제성장의 동력으로 활용하는 데 있어

중요한 참고가 될 수 있다.

한국 역시 탄소중립을 달성하기 위해서는 산업부문의 구조 전환을 성장 전략의 일부로 통합하고, 기술혁신, 제도 설계, 재정 투자, 수요 창출 등 다층적인 정책 수단을 유기적으로 연계할 필요가 있다. 특히 중소·중견기업의 탈탄소전환 지원, 수요 측 인센티브 확대, 탄소가격제 수입의 재투자 체계 강화, 국제 연계 확대 등의 영역은 한국이 보다 적극적으로 보완해야 할 정책 영역이다.

궁극적으로 한국과 일본은 산업구조, 에너지믹스, 온실가스 배출 특성 등에서 많은 공통점을 가진 국가로서, 탈탄소 사회로의 이행이라는 공통 과제를 함께 안고 있다. 따라서 양국은 상호 정책 경험과 제도 설계 노하우를 지속적으로 공유하고, 기후기술 및 제도 협력을 심화함으로써 동아시아 지역의 탄소중립 전환을 선도하는 핵심 파트너로서 역할을 강화해 나갈 필요가 있다. 본 장이 그러한 협력적 방향성에 기여하는 기초자료로 활용되기를 기대한다.

제8절

참고문헌

- 경제산업성 (2020) 『저탄소사회 실행계획: 산업계의 지구온난화 대책』, 2020년3월 <https://www.env.go.jp/council/06earth/900422813.pdf>
- 경제산업성 (2021) 지구온난화대책과 산업계의 자발적행동에 관한 동향, 자료3. https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/sangyo_gijutsu/chikyu_kankyo/tekko_wg/pdf/2021_001_03_00.pdf
- 경제산업성 (2022a) 『2022년 3월 동일본에서의 전력 수급 경색에 관한 검증 정리(안)』, 제50회 전력·가스 기본정책 소위원회 자료 4-2, 2022년 5월 27일 https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/050_04_02.pdf (2025년 7월 20일 확인)
- 경제산업성 (2022b) 보도자료「6월 27일은 도쿄전력 관내에서 전력 수급이 어려워질 것으로 예상되니 절전에 협조해 주시기 바랍니다.」전력 수급 경색 주의보(제2보), 2022년 6월 27일, <https://www.meti.go.jp/press/2022/06/20220627004/20220627004.html> (2025년 7월 20일 확인)
- 경제산업성 (2024a) 분야별 투자 전략(ver.2): GX 실현을 위한 투자 촉진 전략

- 개정자료, 2024년 12월 27일 https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/gx_jikkou_kaigi/pdf/all_20241227.pdf
- 경제산업성 (2024b) 「분야별 투자전략 참고자료 (반도체)」, 2024년 12월 27일, <https://www.meti.go.jp/press/2024/12/20241227006/20241227006-13.pdf>
- 경제산업성 (2025a) 『제7차 에너지 기본계획』. https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/
- 경제산업성 (2025b). 『GX2040 비전 개요』. 일본 경제산업성. <https://www.meti.go.jp/press/2024/02/20250218004/20250218004-2.pdf>
- 경제산업성 보도자료 (2024) : GX리그에 2024년도부터 새로 179개사가 참가하여 총747사가 되었다. https://www.meti.go.jp/press/2023/03/20240327003/20240327003.html?utm_source=chatgpt.com
- 경제산업성 제조산업국 (2024). 『제조업을 둘러싼 현황과 과제 - 향후 정책 방향』, 일본 경제산업성. 2024년 5월 https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/seizo_sangyo/pdf/016_04_00.pdf
- 경제산업성·환경성 (2025a). 지구환경부회 및 산업구조심의회 환경부회 “지구 온난화대책계획” 부문별 CO₂ 배출 전망 자료 (자료 009-03-02). 일본 경제산업성. https://www.meti.go.jp/shingikai/sankoshin/sangyo_gijutsu/chikyuu_kankyo/ondanka_2050/pdf/009_03_02.pdf
- 경제산업성·환경성 (2025b). 중소기업을 위한 탄소중립 지원책. 2025년5월. https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/SME/pamphlet/pamphlet2022fy01.pdf
- 내각부 (2025). 2025년 고령사회백서 https://www8.cao.go.jp/kourei/whitepaper/w-2025/zenbun/07pdf_index.html

- 내각관방 GX 실행회의. (2023) GX 실현을 위한 기본 방침(안): 향후 10년을
 내다본 로드맵 2023년2월. www.meti.go.jp/press/2022/02/20230210002/20230210002_1.pdf
- 야마다 테츠지 (2023년 3월 12일). 미국「CHIPS 및 과학법(CHIPS and Science Act)」 개요. 일본 안전보장·무역 연구회 제35회 연구대회 발표자료. https://cistec.or.jp/jaist/event/kenkyuutaikai/kenkyu35/01-02_yamada.pdf
- 자원에너지청 (2021). 제6차 에너지 기본계획의 개요. 일본 경제산업성.2021년 10월22일 https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_02.pdf
- 자원에너지청 (2022) 2022年度에너지 수급 실적 (확정치) https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/pdf/honbun2022fykaku.pdf
- 자원에너지청 (2024). 2024년판 에너지 백서. 일본 경제산업성. <https://www.enecho.meti.go.jp/about/whitepaper/>
- 자원에너지청 (2025a) 에너지 동향: 2025년 6월판. 일본 경제산업성 (https://www.enecho.meti.go.jp/about/energytrends/202506/pdf/energytrends_all.pdf)
- 자원에너지청 (2025b). 2023년도 에너지 수급 실적(확정치). 일본 경제산업성. 2025년 4월 25일. <https://www.meti.go.jp/press/2025/04/20250425004/20250425004.html>
- 자원에너지청 (2025c). 제7차 에너지 기본계획의 개요. 일본 경제산업성. 2025년 2월18일 <https://www.meti.go.jp/press/2024/02/20250218001/20250218001-2.pdf>
- 환경성 홈페이지a : J-크레딧 제도 및 탄소 오프셋에 대하여

- https://www.env.go.jp/earth/ondanka/mechanism/carbon_offset.html
- 환경성 홈페이지b : 국내 배출권거래제도 - 자율참가형 국내 배출권거래제도 (JVETS), <https://www.env.go.jp/earth/ondanka/det/jvets.html>
- 환경성 (2013) : 국내 배출권거래제도에 대하여, 900444398.pdf
- 환경성 (2021) 지구온난화대책계획, 2021년10월22일 내각결정
- 환경성 (2023) : 2030년 목표 및 2050년 탄소중립 실현을 위한 성장지향형 탄소가격제 구상에 대하여, 자료1. 2023년1월24일 https://www.env.go.jp/council/content/i_05/000106044.pdf
- 환경성 (2025) 「2023년도 일본 국가 온실가스 배출량 및 흡수량에 대하여」, 18페이지, 2025년 4월 25일 발표.
- 환경성 및 국립환경연구소 (2025) 2023년도 온실가스배출량 및 흡수량 (개요). 2025년4월25일. https://www.env.go.jp/press/press_03015.html (검색일: 2025년 7월 20일)
- European Commission (2023). Green Deal Investment Plan.
- Forbes India (2025) Top 10 largest economies in the world. Forbes India. 2025.7.21. <https://www.forbesindia.com/article/explainers/top-10-largest-economies-in-the-world/86159/1>
- Government of Japan (2021). Japan's nationally determined contribution (NDC). United Nations Framework Convention on Climate Change. https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/JAPAN_FIRST%20NDC%20%28UPDATED%20SUBMISSION%29.pdf
- IEA (International Energy Agency) (2024) World Energy Outlook 2024. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024?_bhlid=9e23b32d0fcceb4bfc51665a510d20f0c19551b

- IMF (International Monetary Fund) (2024). World Economic Outlook: Steady Growth or Stagnation? Retrieved from <https://www.imf.org>
- OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) (2024). OECD Economic Outlook, Volume 2024 Issue 1 - Japan. Organisation for Economic Co-operation and Development. Retrieved from <https://www.oecd.org/economic-outlook>
- Reuters (2024). Two Years of the Inflation Reduction Act: Clean Investment and Jobs. Retrieved from <https://www.reuters.com>
- Rhodium Group (2023). Climate and Energy Impacts of the Inflation Reduction Act. Retrieved from <https://rhg.com>
- RIETI (2023). Structural Productivity and Innovation Challenges in Japan.
- U.S. Environmental Protection Agency (2022). Inflation Reduction Act Overview. Retrieved from <https://www.epa.gov>
- U.S. EPA (Environmental Protection Agency) (2022) Inflation Reduction Act Overview. Retrieved from <https://www.epa.gov>
- U.S. Department of Energy (2023). Inflation Reduction Act Implementation Overview.
- World Bank (2024). World Bank Annual Report 2024. Retrieved from <https://www.worldbank.org>

3 장

미국의 산업 에너지전환 정책과 국내에의 시사점⁹⁾

함완균

Solution Strategy Partners 대표

제1절

들어가기

최근 몇 년간 글로벌 에너지 지형은 지정학적 위협의 심화, 공급망 불안정성 증가, 그리고 기후위기 심화에 따라 급속히 변화해왔다. 특히 러시아-우크라이나 전쟁 이후 세계 각국은 에너지 안보를 최우선 국가 과제로 격상시켰다. 그 결과, 안정적이고 자립적인 에너지 공급 확보가 그 어느 때보다 중요해졌다. 동시에 산업부문의 에너지 수요 구조 또한 디지털 전환의 가속화, 전기차의 부상, 데이터센터 확산 등에 힘입어 빠르게 변화하고 있어, 기존의 공급 중심 에너지 정책만으로는 이처럼 복잡하고 변동성 큰 상황에 적절히 대응하기가 점점 더 어려워지고 있다.

그럼에도 불구하고 많은 국가들은 여전히 규제 중심의 에너지전환 정책에 의존하고 있으며, 이는 기업의 자발적 참여를 촉진하거나 민간투자를 활성화 하는 데 한계를 보이고 있다. 이에 따라 국제 정책 지형은 기술혁신을 촉진 하고 민간투자를 확대하기 위한 인센티브 기반 접근법으로 이동하고 있다. 이는 에너지 거버넌스가 근본적으로 규제 중심(regulatory control)에서 시장 조성 체제(market-enabling frameworks)로 전환되고 있음을 시사한다.

9) 본 장은 원 저자의 영문 보고서를 한글로 번역한 결과로, 원 저자가 의도한 바를 원활하게 전달하기 위해 주요 개념의 영어 표현을 병기한다.

본 장은 이러한 정책 전환의 대표적 사례로 미국 에너지 시장에서 정책의 역할과 영향을 분석한다. 특히 미국이 전통적으로 정부가 주도하는 에너지 모델에서 탈피하여, 민간부문이 중심이 된 분산형 시스템으로 어떻게 이동하고 있는지를 살펴본다. 정부와 산업의 역할이 변화하는 과정을 탐구함으로써 한국의 에너지 전략을 위한 실행 가능한 시사점을 도출하고자 한다. 궁극적으로, 본 장의 목표는 공공과 민간 주체가 에너지전환 과제를 효과적으로 수행하고 국가 에너지 관점의 회복력(national energy resilience)을 제고하며, 지역 사회의 수용성을 높이기 위한 이익 공유 전략을 통해 지역 참여를 촉진하기 위해 어떤 전략적 노력을 기울여야 하는지 밝히는 데 있다.

제2절

에너지 정책 패러다임 현황: 필요성과 효과

21세기 이후, 미국은 기후위기 대응, 기술 발전에 따른 산업구조 변화, 글로벌 에너지 시장 재편이라는 세 가지 구조적 전환에 직면했다. 이러한 변화는 미국 에너지 정책의 패러다임을 근본적으로 재정의하고 있다. 역사적으로 연방정부와 공공기관이 주도하는 계획적이고 하향식 접근법이 지배적이었다. 하지만, 현재는 데이터센터, 전기차, 인공지능(AI) 산업과 같은 분야에서 빠르게 변화하는 민간부문의 수요에 적극적으로 대응할 수 있는 분산적이고 시장주도적 구조에 대한 요구가 증가하고 있다. 이 같은 전환은 단순히 규제 완화나 보조금 확대의 문제가 아니라, 정부의 역할이 공급자(supplier)에서 조정자(coordinator)로 전환되는 정책의 근본적인 구조적 변화이다.

본 절에서는 미국 에너지 정책의 변화를 세 가지 주요 관점에서 살펴본다. 2.1절에서는 전통적으로 연방정부가 주도한 공급 중심(supply-driven) 모델이 기술 변화, 지역적 다양성 및 시장의 역동성에 대응하는 데 있어 나타내는 한계를 설명한다. 2.2절에서는 「인플레이션 감축법(IRA)」과 「인프라 투자 및 일자리법(IJJA)」의 제정이 어떻게 민간부문을 에너지전환의 중심적 주체로 부상시켰는지 분석한다. 2.3절에서는 이러한 전환이 가져온 성과, 즉 탈탄소화의 가속화, 투자 효율성 증가 및 정책 집행의 안정성 향상 등을

평가한다. 이들 절들은 미국 에너지 거버넌스가 중앙집중적 통제에서 민간이 주도하는 협력적 조정으로 근본적으로 변화하고 있음을 보여준다.

2.1 ▶ 전통적 정부 중심 정책의 한계

수십 년간 미국의 에너지 정책은 연방정부가 주도하는 중앙집중적 규제, 대규모 발전설비 구축, 표준화된 송전 시스템, 안정적인 에너지 가격을 강조하는 모델로 규정되어 왔다. 이 모델은 초기에는 효과적이었으나, 급격한 기술 발전과 변화하는 에너지 수요, 그리고 기후위기라는 도전에 직면하여 한계를 드러내고 있다.

중앙집중적 연방 모델은 점점 더 경직되었고 현재의 시장 중심적이고 분산화된 에너지전환과 잘 맞지 않게 되었다(Esty, 2023; Farber, 2025). 지역송전기구 및 독립적 시스템 운영자(RTOs/ISOs)인 CAISO, ERCOT, MISO, NYISO, ISO-NE, SPP, PJM 등과 같은 기관들이 설정한 지역별 우선순위의 이질성은 이러한 부조화를 잘 보여준다. 예를 들어 캘리포니아는 재생에너지 의존도가 매우 높은 반면, 일부 중서부 주는 여전히 석탄 발전에 크게 의존하고 있다(NERC, 2024). 획일적인 연방 규제는 이러한 지역적 다양성을 제대로 반영하지 못해 정책의 효과성과 지역사회 수용성을 저하시켜 왔다. 이는 청정전력계획(Clean Power Plan)¹⁰⁾에 대한 법적 소송이나 정책의 연속성 부족으로 인한 투자자 신뢰 하락과 청정에너지와 관련된 프로젝트가 감소한 사례에서도 잘 드러난다(EIA, 2025).

게다가, 연방 정책은 기술혁신을 지연시키는 경향이 있다. 태양광 발전

10) 2015년 오바마 행정부에서 마련된 청정전력계획은 2030년까지 미국 내 발전소의 탄소배출량을 2005년 대비 32%까지 감축한다는 내용을 골자로 하고 있다.

시스템(solar PV system), 에너지저장시스템(ESS, Energy Storage Systems), 소형모듈원자로(SMR, Small Modular Reactor), 가상발전소(VPP, Virtual Power Plant) 등은 주로 민간부문에서 혁신이 이루어지고 있다. 하지만, 규제 체계는 이를 따라가지 못하고 있다. 지역 송전 및 독립 시스템 운영기관 시장에 분산에너지(DER, Distributed Energy Resource) 자원의 참여를 규정한 연방에너지규제위원회(FERC, Federal Energy Regulatory Commission) 명령 2222호와 2222-A호의 시행 지연(2020년 9월 17일, 개정일 2021년 3월 18일)(NREL, 2023)이나 NuScale의 소형모듈원전의 상업화 지연(DOE, 2024)이 대표적인 사례에 해당한다.

또한, 연방 정책은 종종 지역 시장과 지역사회의 독립적 의사결정과 혁신 능력을 간과해 왔다. 효과적인 에너지전환은 학계, 기업, 지역사회가 협력하여 진행하는 Drawdown Georgia와 같은 이니셔티브(Brown et al., 2024) 사례에서 보여주듯이, 이해관계자의 적극적인 참여에 점점 더 의존하고 있다. 반면 하향식 계획 수립 방식은 이러한 풀뿌리 지역사회 기반의 이니셔티브를 잘 통합하지 못하는 경향이 있다.

코로나19 팬데믹과 미-중 무역 갈등으로 인한 공급망 차질 역시 중앙집중적 연방 관리의 취약점을 더욱 부각시켰다. 청정에너지와 관련된 핵심 기술의 수입 의존도가 높아짐에 따라(DOE, 2022), 연방정부의 역할을 제한적으로 조정하고 민간부문의 참여를 강화하여 회복력을 높이라는 권고가 나오고 있다(CETF, 2023; Park, 2025).

요약하자면, 대규모 공급 중심 인프라에 최적화된 전통적 연방 모델은 오늘날의 분산형 기술, 시장의 신속한 대응, 다양한 이해관계자 간의 협력이 특징인 환경에서 더 이상 적합하지 않게 되었다. 점차 정부의 역할은 정책적

방향 설정과 인센티브 제공으로 전환되고 있으며, 기술혁신과 투자를 민간기업이 주도하도록 하는 것이 오늘날 에너지전환의 복잡성을 관리하는 더욱 효과적인 전략이 되고 있다.

2.2 ▶ 기업·민간 중심으로 전환된 배경

미국의 에너지 정책은 정부 중심의 규제와 보조금 모델에서 민간기업과 비정부 주체(지역사회, 지방 조직 등)가 주도하는 모델로 빠르게 전환되고 있다. 이러한 전환은 기술혁신, 에너지 수요의 변화, 복잡해지는 기후위기, 공급망 회복력 강화 등 구조적 요인을 반영한다. 이를 촉발시킨 핵심적인 계기는 민간부문 이니셔티브와 직접 연계된 메커니즘을 통해 약 3,690억 달러의 연방 기금을 할당하는 것을 골자로 하는 2022년 「인플레이션 감축법(IRA)」이었다. 그 결과, 2023년 한 해 동안 청정에너지 분야의 민간투자는 약 2,710억 달러에 달했으며, 이는 전년 대비 37% 증가한 수치로 특히 제조업 시설 신규 투자 증가가 두드러졌다(DOE, 2023).

민간 주도의 유연성은 인공지능(AI) 애플리케이션, 데이터센터, 클라우드 컴퓨팅, 전기차, 제조시설, 디지털 헬스케어와 같은 전력 집약적 부문에서 새롭게 부상하는 에너지 수요에 신속하게 적응하는 것을 가능케 한다. Amazon, Microsoft, Google과 같은 기업들은 자체적으로 다변화된 전력 포트폴리오를 구축하고 장기 전력구매계약(PPA, Power Purchase Agreement)을 체결하고 있다. 예컨대 Amazon은 2023년까지 전 세계적으로 20GW가 넘는 재생에너지 전력구매계약(PPA)을 체결하며 세계 최대의 기업 청정에너지 구매자로 부상하였다(Farber, 2025).

연방에너지규제위원회(FERC)의 명령 2222호와 같은 규제 변화에 힘입어

분산에너지 자원(DER)의 확대는 민간 중심 모델을 더욱 강화시키고 있다. Tesla의 가상발전소(VPP)와 Sunrun의 수요반응(DR, Demand Response) 프로그램 등은 시장 구조 자체를 재편하고 있으며, 피크수요 시간대에 상당한 수요 조정 효과를 입증하며 생산자와 소비자 간의 전통적 경계를 허물고 있다(NREL, 2023).

민간 중심 접근은 정책의 안정성과 예측 가능성 측면에서도 장점을 지닌다. 불안정한 규제 기반 정책과 달리, 「인플레이션 감축법(IRA)」와 「인프라 투자 및 일자리법(IIJA)」이 제공하는 세금 기반 체계(tax-based frameworks)는 기업들에게 보다 확실한 투자 환경을 제공하고 장기 투자를 유도한다. 예를 들어, Microsoft는 청정에너지 및 탄소 제거 기술에 대한 100억 달러 이상의 투자를 자사 핵심 경영, 재무전략 내 통합시켰다(ERP, 2024).

또한 민간 중심 모델은 지역사회와의 연계를 효과적으로 강화한다. 예를 들어, Drawdown Georgia와 같은 이니셔티브는 학계, 민간기업, 지역 조직 간의 협력적 파트너십을 통해 이익 공유 및 지역 참여를 기반으로 사회적 신뢰와 정책 수용성을 높이고 있다(Brown et al., 2024).

요약하자면, 미국의 민간 주도형 에너지 정책 전환은 정부의 역할을 제도 설계자(institutional architecture) 및 인센티브 제공자(incentive provision)로 재정의하고, 민간 주체들이 혁신과 투자를 이끄는 것을 가능케 한다. 이러한 재편된 역할 분담은 탄소중립, 공급망 회복력, 산업 경쟁력과 같은 더 넓은 전략적 목표를 효과적으로 뒷받침하고 있다.

2.3 ▶ 패러다임 전환이 가져온 기대효과

미국의 에너지 정책이 정부 중심 모델에서 민간 주도 모델로 전환된 것은 단순한 역할 재분배에 그치지 않고, 정책 실행의 핵심 주체와 운영 구조를 근본적으로 변화시켰다. 이 변화는 단순히 민간 참여를 확대하는 수준을 넘어, 에너지전환의 속도, 규모, 안정성 측면에서 구조적이고 질적인 진전을 이끌어냈다. 민간의 자본, 기술혁신, 위험 감내력, 시장 대응력은 이 전환을 주도하는 결정적인 힘으로 부상하고 있다.

무엇보다도, 새로운 모델의 투자 주도적(investment-driven) 성격은 에너지전환 속도를 가속화시켰다. 2023년 미국의 청정에너지 민간투자는 약 2,710억 달러로 사상 최대치를 기록했으며, 이는 전년 대비 37% 증가한 수치다(DOE, 2023). 「인플레이션 감축법(IRA)」 통과 이후 1년간 신규 태양광 및 풍력 설비용량은 80GW를 초과하였으며, 이로 인해 2024년까지 미국의 재생에너지 총 발전용량은 약 340GW에 달하게 되었다. 재생에너지는 이제 미국 전체 발전용량의 30% 이상을 차지하고 있다(EIA, 2025). 이러한 투자는 전통적인 발전 부문에만 국한되지 않고, 지역 수소 허브(H2Hubs), 장주기 에너지 저장(LDES, Long-Duration Energy Storage), 전기차 충전 인프라, 탄소 포집·활용·저장(CCUS, Carbon Capture, Utilization, and Storage) 등 다양한 신산업 분야로 확장되고 있다. 이러한 다각화된 투자 접근법은 민간부문의 위험 분산과 기술적 유연성 전략을 반영한다.

주요 글로벌 기업들의 전략적 참여도 주목할 만하다. Microsoft는 2030년 탄소 네거티브(Carbon Negative)¹¹⁾ 목표하에, 탄소 포집 및 저장(CCS), 직접공기포집(DAC, Direct Air Capture) 기술에 100억 달러 이상을 투자하고

11) 이산화탄소 배출량보다 이산화탄소 흡수량을 더 많게 해서 '제로'가 아닌 '마이너스'로 만드는 개념

있다(ERP, 2024). Google은 전 세계 50개 이상의 재생에너지 발전소와 장기 전력구매계약(PPA)을 체결하여 자사 데이터센터의 전력수요 100%를 무탄소에너지로 충당하고 있다. Amazon은 2023년 기준 재생에너지 전력구매계약(PPA) 총량이 20GW를 초과하여 민간부문 최대 청정에너지 구매자로 자리매김하였다(Qorbanian et al., 2024).

민간투자는 에너지 소비 구조 또한 재편하고 있다. 예를 들어, Apple은 자사 공급망의 탄소중립 달성을 위해 200개 이상의 협력업체에 RE100 이니셔티브를 요구하고 있다. Walmart는 500개 이상의 매장에 옥상 태양광 발전 시스템을 설치하여, 현장 발전으로 약 25%의 전력을 공급받고 있다. 이러한 기업 전략은 단순한 환경·사회·지배구조(ESG)를 고려하는 차원을 넘어, 에너지 자립성 및 공급 안정성, 비용 안정성, 그리고 브랜드 경쟁력 확보를 목표로 하는 핵심적인 사업 우선순위를 반영한다.

뉴욕과 미네소타에서 이니셔티브로 나타나는 민간기업과 지역사회 간의 새로운 협력 모델이 커뮤니티 태양광 사업을 통해 등장하고 있다. 예를 들어, 뉴욕주의 커뮤니티 태양광 모델은 민간기업이 지역 주민과 협력하여 원격 태양광 발전소에 가입(subscribe)하도록 하는 방식으로, 주민들은 초기 투자 없이 가상 요금상계(Virtual Net Metering)¹²⁾을 통해 전기요금을 약 10~15% 절감할 수 있다(NREL, 2023). 유사하게 미네소타에서는 Xcel Energy가 비영리단체들과 협력하여 Solar Rewards Community 프로그램을 운영하고 있으며, 여기서 개발되는 커뮤니티 태양광 정원(solar gardens)은 저소득 및 중간소득 가구에 상당한 용량을 우선 배정하고 있다. 이러한 파트너십은 기업과 지역사회 모두에게 이익을 준다. 기업은 안정적인 수익

12) 재생에너지 발전량의 가치만큼 전기요금을 공제하여 주는 요금 정산 방식

흐름과 프로젝트에 대한 수용성을 확보하고, 지역사회는 직접적인 경제적 절감 효과, 청정에너지에 대한 공정한 접근성, 그리고 경제적·환경적 편익의 공유를 통해 사회적 신뢰를 높일 수 있다.

정책의 안정성과 장기 계획 측면에서도 민간 주도 모델은 뚜렷한 이점을 제공한다. 규제 기반 접근 방식이었던 청정전력계획(Clean Power Plan)은 행정부 교체로 인해 중단되었고, 이로 인해 불확실성이 증가하면서 장기 투자를 저해했다. 반면, 「인플레이션 감축법(IRA)」과 「인프라 투자 및 일자리법(IIJA)」은 세제 및 예산 법률(tax and budget laws)로 제정되어 정권 교체와 무관하게 제도적 연속성을 확보할 수 있었다(Farber, 2025). 이러한 법적 지속성은 소형모듈원자로(SMR), 장주기 에너지저장시스템(LDES), 대규모 전력망 확충과 같은 고위험·고자본 장기 프로젝트에 필수적인 조건이다.

민간 중심 모델은 전력망 회복력 및 실시간 대응 역량 강화에도 기여하고 있다. Tesla의 가상발전소(VPP)는 수만 개의 가정용 배터리 저장장치와 태양광 시스템을 네트워크로 연결하여, 전력수요가 급증하는 시기에 수요반응(DR)을 제공한다. 실제로 2023년 여름 캘리포니아 폭염 시기에 Tesla의 가상발전소(VPP)는 약 200MW의 피크부하를 감축하여 전력망 과부하를 예방하는데 기여했다(NREL, 2023). Sunrun, Swell Energy와 같은 다른 기업들도 캘리포니아, 하와이, 텍사스 등지에서 유사한 모델을 확대 중이다. 이러한 움직임은 분산에너지 자원(DER)이 전력망 안정성 확보를 위한 핵심 전략으로 자리잡아 가고 있음을 보여준다.

이번 전환은 에너지 정의(energy justice) 측면에서도 중요한 시사점을 지닌다. 전통적인 보조금 프로그램은 종종 저소득 가구에 직접적이고 공정한 혜택을 제공하는 데 한계를 보여왔다. 반면, 지역 기반의 민간 주도 모델은

정책 혜택을 보다 직접적이고 즉각적으로 분배할 수 있는 수단을 제공한다. 예를 들어, Drawdown Georgia 프로젝트는 조지아공과대학, 에모리대학, 민간기업, 시민사회단체가 공동으로 설계하고 운영하는 사업으로, 재생에너지, 지속가능 농업, 교통, 건물 효율화 등 다양한 분야에서 지역 맞춤형 솔루션을 도출하고 실행한다. 이 이니셔티브는 태양광 설치나 단열 개선 등 탄소 감축 프로젝트를 통해 수익을 창출하며, 이를 지역사회에 재투자한다. 이러한 재투자 방식에는 지역 주민 대상 직업훈련, 에너지 효율 개선, 에너지 빈곤층 지원 등이 포함되어 있어, 에너지전환의 혜택이 직접적으로 지역사회 복지와 형평성 제고로 이어지도록 설계되어 있다(Brown et al., 2024).

궁극적으로, 미국의 민간 주도형 에너지전환은 단순히 '누가 에너지를 생산하는가'의 문제를 넘어서, 공공부문, 민간기업, 지역사회가 유기적으로 협력하는 새로운 에너지 거버넌스 구조의 등장을 의미한다. 이 삼자 협력 모델에서 정부는 제도 설계와 인센티브 제공, 민간부문은 기술과 자본 제공, 지역사회는 수용성과 지속가능성 확보의 역할을 수행한다. 이러한 구조는 한국과 같은 에너지 수입국에게도 중요한 정책적 시사점을 제공한다. 특히 재정 여력이 제한된 국가일수록, 민간 자본과 실행력을 최대한 활용할 수 있는 인센티브 중심 모델의 도입이 권장된다. 향후에는 공공 - 민간 - 지역 간 이익 공유 및 위험 분담에 기반한 분산형 정책 프레임워크가 성공적인 에너지전환을 위한 핵심 요소가 될 것이다.

제3절

산업 에너지전환 정책 분석

미국 산업부문은 국가 전체 에너지 소비의 약 3분의 1을 차지하고 있어, 에너지전환의 핵심 대상으로 간주된다(EIA, 2025). 최근 몇 년간 산업부문의 에너지 수요 구조는 디지털 인프라의 확장, 제조업 리쇼어링, 그리고 탈탄소 압력의 심화 등으로 인해 급격히 변화하고 있다. 인공지능(AI), 데이터센터, 전기차 배터리 공장, 정밀 제조업과 같은 고밀도 에너지 수요 산업이 부상하면서, 현 수준의 인프라로는 감당하기 어려운 높은 수준의 에너지 안정성과 품질이 요구되고 있다. 이에 따라 연방 에너지 정책은 기존의 보조금 중심 모델에서 벗어나, 민간부문의 투자 유도를 중심 기제로 하는 방향으로 점진적으로 전환되고 있다.

이러한 정책의 전환은 정치적 리더십과 제도적 맥락에 따라 다양한 전략을 통해 전개되고 있다. 특히, 트럼프 2기 행정부의 에너지 정책은 네 가지 전략적 축을 중심으로 구성된다. 전통적인 에너지원의 부활, 기술혁신을 기반으로 한 민간투자 촉진, 공급망 회복력을 토대로 한 안보 중심의 에너지 수출 전략, 특정 기술에 치우치지 않는 기술 중립적 탈탄소 접근 방식이다. 이러한 전략들은 지난 10년간 유지되어 온 정책 구조와의 단절을 의미하며, 미국

에너지 정책의 방향 전환을 상징한다. 이 절에서는 이러한 전략적 방향성을 기반으로, 에너지전환 정책이 장기적인 산업구조 전환 속에서 민간 주도적 도구와 인프라를 중심으로 어떻게 변화하고 있는지를 살펴본다.

3.1절부터 3.6절까지는 민간부문의 주도성(leadership)이 미국 산업 에너지 정책을 어떻게 재편하고 있는지를 다양한 사례를 통해 분석한다. 여기에는 트럼프 행정부의 전략뿐 아니라 수소 허브 구축, 인공지능(AI) 기반 전력수요 확대, 수력발전 설비의 현대화, 소형모듈원자로(SMR)의 배치, 석유 및 가스 부문의 저탄소전환 등 다양한 분야가 포함된다. 이 절은 민간 주체들이 수동적인 정책 수용자에서 벗어나 제도를 설계하고 전략적으로 투자하는 역할로 어떻게 전환되고 있는지 강조한다. 또한 이러한 변화가 시장 중심의 에너지전환을 가능하게 하는 정책적 기반 위에서 이루어지고 있음을 보여준다.

3.1 ▶ 트럼프 2기 에너지 전략:

민간 중심 산업정책과 탈탄소 유예의 병행구조

세기 중반까지 탄소중립을 달성하겠다는 목표는 미국 산업 에너지 정책의 구조를 근본적으로 재편하고 있다. 바이든 행정부하에서는 이 전환이 「인플레이션 감축법(IRA)」과 같은 광범위한 탈탄소 프레임워크를 통해 추진 되었으며, 이 법은 전기화, 수소, 그리고 탄소 포집·활용·저장(CCUS)을 포함한 탄소관리 기술에 대규모 인센티브를 집중적으로 제공하였다. 이에 반해, 2025년에 출범한 트럼프 2기 행정부는 에너지 우위(Energy Dominance)라는 원칙을 부활시키며, 국가 에너지 전략의 초점을 에너지 안보와 경제성장으로 다시 맞추고 있다. 이러한 변화는 단순한 정치적 리더십 교체에 그치지 않고, 미국의 에너지전환 경로에 대한 구조적 전환 가능성을 시사한다.

트럼프 행정부의 에너지 전략은 자국 내 에너지 생산과 공급 확대에 중점을 두고 있으며, 특히 연방 소유지와 해양 지역에서의 화석연료 채굴을 늘리는데 방점을 두고 있다. 또한, 인허가 절차에 대한 규제를 완화하고 에너지 인프라에 적용되는 환경 제약을 제거함으로써 프로젝트 추진 속도를 높이려는 의도를 가지고 있다. 이 전략의 핵심 요소 중 하나는 연방 보조금 체계를 기술 중립적 관점에서 재편하는 것으로, 재생에너지에 대한 우선 지원을 줄이고 다양한 에너지원에 걸쳐 보다 포괄적인 지원 자격을 부여하는 방향으로 전환하는 것이다. 마지막으로, 행정부는 에너지 자산을 지정학적 영향력의 수단으로 활용하고자 하며, 특히 미국의 액화천연가스(LNG) 및 석유 수출을 통해 글로벌 에너지 시장에서 미국의 역할을 강화하려는 목표를 갖고 있다.

먼저 에너지 공급 측면에서 트럼프 행정부는 특히 알래스카와 멕시코만에서 연방 소유지 및 해양 지역에서 석유와 가스 시추를 확대하기 위해 시추 제한을 완화할 계획이다. 여기에는 임대 프로그램을 재가동하고 환경영향평가 요건을 최소화하는 조치가 포함된다. Keystone XL 및 Dakota Access와 같은 주요 송유관 프로젝트의 재승인은 수송 병목 현상을 해소하고 생산 능력을 강화하기 위한 목적이다.

둘째, 화석연료 기반 발전 자산의 지속적인 운영은 트럼프 행정부가 명확히 제시한 정책 목표이다. 트럼프 행정부는 석탄화력 발전을 제한하는 배출 규제를 철폐하고, 석탄 발전소에 대한 연방 보조금을 복원하며, 이들의 운영 수명을 연장하려 하고 있다. 이러한 접근은 석탄의 경제적 경쟁력을 회복시키고, 국가 전력믹스의 균형을 재조정하는 데 있어 석탄을 핵심 구성 요소로 자리매김시키려는 의도를 반영한다. 동시에 행정부는 자유무역협정 비체결국(Non-FTA)을 대상으로 액화천연가스(LNG) 인허가 절차를 간소화하여 액화천연가스(LNG) 수출을 확대함으로써, 에너지 무역을 미국의 지정학적

영향력을 강화하는 전략적 수단으로 활용할 계획이다.

셋째, 기술 및 투자 정책 측면에서 트럼프 행정부는 탈탄소화를 전면적으로 부정하는 것이 아니라, 이를 기술 중립적 투자 전략을 통해 재정지하려는 시도를 하고 있다. 구체적으로는 「인플레이션 감축법(IRA)」 내 세액공제 구조를 조정하여, 태양광과 전기차 기술에 집중된 지원 우선순위를 낮추고, 천연가스, 석탄, 원자력 등 다른 에너지원에도 지원을 확대하는 방안이 제안되고 있다. 이처럼 지원 자격을 넓히는 조치는 정책의 균형성을 회복하려는 목적이 있으나, 동시에 초기 단계의 저탄소 기술 시장 형성을 저해할 가능성도 있다. 한편, 소형모듈원자로(SMR)나 고급 석탄 발전 시스템과 같은 기술은 에너지부(DOE, Department of Energy)의 연구개발(R&D) 예산이 재배정되면서 수혜를 입을 가능성이 크다. 이는 특정 저탄소 기술에 대한 투자를 유지하면서도, 규정한 탈탄소 의무(prescriptive decarbonization mandates)를 완화하려는 이중 접근 방식을 반영하는 것이다.

넷째, 트럼프 행정부의 에너지 전략을 특징짓는 핵심 요소는 에너지를 지정학적 전략 자산(geostrategic asset)으로 활용한다는 점이다. 에너지 수출은 단순한 교역 품목이 아니라, 액화천연가스(LNG) 확대, 석유 생산 증가, 국제 인프라 투자 등을 통해 외교적 수단으로 활용되는 전략적 자원으로 간주된다. 바이든 행정부가 청정에너지를 국가안보 개념에 통합한 에너지 안보(Energy Security) 틀을 강조한 것과 달리, 트럼프 행정부는 화석연료를 지정학적 영향력의 수단으로 다시 전면에 내세우고 있다. 이를 뒷받침하기 위해 「국가환경정책법(NEPA, National Environmental Policy Act)」¹³⁾과 같은 제도적 장치도 개정되고 있다. 「국가환경정책법(NEPA)」에서는 온실가스 배출을

13) 미국의 환경 관련 기본법으로, 환경영향평가 의무화 등의 내용을 포함

평가 기준에서 제외하고, 인허가 심사 기간에 규제적 상한선을 설정하는 방식으로 제도를 수정하고 있으며, 이는 프로젝트 승인 절차를 신속화하기 위한 조치이다.

요약하자면, 트럼프 행정부의 에너지 전략은 화석연료 중심의 복원 모델로 볼 수 있으며, 일부 선택적인 탈탄소 요소는 유지하고 있다. 탄소 포집·활용·저장(CCUS) 및 소형모듈원자로(SMR)에 대한 민간 주도의 연구개발은 계속될 것으로 예상되며, 이는 「인플레이션 감축법(IRA)」에 대한 대안으로서 시장 기반의 전환 모델(market-based transition model) 가능성을 시사한다. 또한 액화천연가스(LNG) 수출 인프라와 첨단 원자력 기술 연구는 미국 전력 및 산업부문의 장기 경쟁력을 강화하는 데 기여할 수 있다(Gillingham & Huang, 2022; Esty, 2023).

이 정책 경로가 전면적으로 실행될 경우, 이는 과거로의 회귀가 아니라 공급 안보와 기존 에너지원의 전략적 복원을 기반으로 한 재정립된 에너지전환으로 볼 수 있다. 이 전략의 핵심 우선순위는 에너지 자립, 민간부문의 자율적인 의사결정 및 실행 역량, 외부 통제나 영향에서 벗어난 지역 시장과 지역사회의 혁신 능력, 그리고 기술 중립적 틀하에서의 투자 유도이며, 이러한 방향성은 향후 4년간 미국의 에너지믹스, 투자 흐름, 산업 전략을 구조적으로 재편할 잠재력을 지니고 있다.

가장 눈에 띄는 변화 중 하나는 전통적인 에너지원의 비중이 증가하는 현상이 될 가능성이 크다. 2024년 기준으로 미국의 전력믹스에서 천연가스는 39%, 원자력은 18.2%, 석탄은 16.2%, 재생에너지는 약 21.5%를 차지하고 있다(EIA, 2025). 바이든 행정부 시기의 「인플레이션 감축법(IRA)」은 2030년 까지 재생에너지 비중을 40% 이상으로 끌어올리는 것을 목표로 했으나, 트럼프

행정부의 정책이 신뢰성과 국내 자원 조달을 우선시하면서 가스 발전의 지속적 확대에 무게를 두고 있다. 이는 인공지능(AI)과 데이터센터 산업에서의 전력수요 증가와 맞물리며, 천연가스를 주요 기저부하 전원으로 강화하는 방향과도 일치한다(NERC, 2024). 원자력은 특히 소형모듈원자로(SMR) 형태로, 행정부의 기술 중립 철학에 부합하며, 보조금이 축소되더라도 에너지부(DOE)의 지원이 유지될 가능성이 있다. 이를 통해 재생에너지의 간헐성 문제를 보완하는 역할을 할 수 있다(DOE, 2024).

반면, 재생에너지 보급은 상당히 둔화될 가능성이 있다. 「인플레이션 감축법(IRA)」하에서의 태양광, 풍력, 전기차에 대한 세액공제가 시장 왜곡으로 간주될 경우, 이러한 인센티브는 축소되거나 화석연료에 대한 지원과의 균형을 맞추기 위해 조정될 수 있다. 이로 인해 고압 송전망, 에너지저장시스템(ESS), 전기차 충전 인프라 등 재생에너지 확장을 뒷받침하는 분야에 대한 민간부문의 투자 의욕이 약화될 수 있다. 2030년까지 재생에너지 비중이 40%에 이를 것이라는 기존의 전망도 하향 조정될 가능성이 있다(Belyak et al., 2023).

청정 인프라 투자 둔화는 공급 측면에서 불확실성을 초래할 수 있다. 기존의 에너지원만으로는 급증하는 수요를 충족하기 어렵기 때문으로, 전력공급 신뢰성에 공백이 생길 위험도 커질 수 있다(NERC, 2024; EIA, 2025). 특히 재생에너지 확장이 둔화되고, 화석연료 발전소의 연장이 지연되는 지역에서는 국지적 전력 부족이나 전력망 불안정 문제가 발생할 수 있다. 그러나 이러한 변화는 재생에너지에 대한 편향적이고 불균형한 정책을 되돌려 바로잡는 것보다, 가격 안정성, 고용, 산업 균형을 우선시함으로써 탈탄소화를 오히려 개선할 수도 있다.

탄소 포집·활용·저장(CCUS)와 직접공기포집(DAC)과 같은 탄소관리 기술에 대한 트럼프 행정부의 접근은 선택적 연속성 전략으로 볼 수 있다. 탄소 포집·활용·저장(CCUS)와 직접공기포집(DAC)은 모두 「인플레이션 감축법(IRA)」하에서 직접 보조금을 통해 지원을 받았지만, 트럼프 행정부는 이에 비해 보다 간접적인 수단을 활용할 것으로 예상된다. 그 대표적인 예가 이산화탄소(CO₂) 1톤당 최대 85달러(또는 DAC의 경우 180달러)를 제공하여 정부의 직접 지출 없이도 민간투자를 유도하는 세액공제 제도인 「45Q 조항(Section 45Q)」이다. 특히 탄소 포집·활용·저장(CCUS)은 석유 증산 회수법(EOR, Enhanced Oil Recovery)¹⁴⁾과 결합될 경우, 배출 감축과 생산 확대라는 이중 목표를 달성할 수 있어 석유 및 가스 기업들에 매력적인 수단으로 작용하고 있다.

직접공기포집(DAC)은 민간 구매자들의 자발적인 수요 증가에 힘입어 점차 실행 가능성이 높아지고 있다. Stripe, Alphabet, Shopify, Meta, McKinsey 등이 주도하는 Frontier 고급시장약정(Advanced Market Commitment)¹⁵⁾은 2030년까지 영구적인 탄소 제거를 10억 달러 이상 구매하겠다고 약속했다. 현재까지 Frontier는 초기 단계 선구매(early-stage prepurchases)와 대규모 생산물판매계약(offtake agreement)을 혼합한 형태로 약 3억 달러 규모의 계약을 체결했으며, 이는 직접공기포집(DAC)을 포함한 다양한 제거 기술을 지원하고 있다. 이러한 수요자 주도의 시장 형성은 연방정부의 직접 보조금이 축소되는 상황에서도 직접공기포집(DAC)에 대한 시장의 지속적인 지지를 보여주는 신호로 해석된다(Esty, 2023).

14) 지하 고갈 유전에 이산화탄소(CO₂)를 주입해 남은 석유를 추가로 회수하는 방식

15) AMC 개념은 백신 개발에서 차용했다. 2007년 페럼구균 백신 개발을 가속화하기 위한 자금 지원 메커니즘에서 영감을 얻은 것으로, 개발도상국을 위해 '빌앤멜린다게이츠 재단'과 선진국들이 15억 달러를 선매입한 것이 대표적인 예다(임팩트온, '22.4.13).

또한, 트럼프 행정부가 강조하는 에너지 수출 전략은 미국 내 에너지 시스템의 구조에도 영향을 미치게 될 것이다. 액화천연가스(LNG) 및 석유 수출을 외교 정책과 동맹 구축의 중심 수단으로 삼음으로써, 미국의 에너지 인프라를 글로벌 공급망에 통합된 플랫폼으로 재구성하려는 목표를 가지고 있다. 수출 관련 규제 완화, 파이프라인 용량 확대, 비자유무역협정 국가에 대한 우선순위 부여 등은 미국이 세계 에너지 시장에서의 영향력을 높이는 데 기여할 것으로 보인다. 그러나 이러한 전략은 전력요금의 변동성, 산업용 에너지 요금, 장기적인 연료 안보 등에 영향을 미치는 등 미국 내 에너지 계획에도 새로운 비용 또는 이익 요소의 편입을 의미한다.

결론적으로, 트럼프 2기 행정부의 에너지 전략은 전통적인 에너지원의 역할을 전략적으로 복원하고, 기술 중립적 접근을 통한 탄소 감축, 민간투자 중심의 전환 프레임워크 촉진, 수출 주도 성장에 기반한 국가 에너지 공급 구조의 재정렬을 통해 미국 에너지 시스템을 재구성하려는 시도로 이해할 수 있다.

이 행정부는 급진적인 탈탄소화보다는 에너지 안보와 산업 경쟁력을 우선시하며, 특정 기술과 공급망에 새로운 기회를 열어줄 가능성을 지닌다. 천연가스, 전력, 원자력, 재생에너지 부문 간의 정책 수요가 서로 다르다는 점을 고려할 때, 향후 4년은 트럼프 행정부의 정책 경로와 에너지원 간 복잡한 상호의존성을 동시에 고려하는 정교하고 부문 간 연계된 전략이 요구된다. 이어지는 절은 이러한 정책 변화가 천연가스, 전력, 원자력, 청정기술 등 각 에너지 하위 부문에 어떻게 구체적으로 나타나는지 살펴보고, 민간 주도형 전환을 가능하게 하는 제도적·시장적 메커니즘을 평가해 본다.

3.2 ▶ 친환경(수소·재생에너지) 부문

3.2.1. 민간 중심 청정수소 허브 구축

미국의 청정에너지 전환 전략에서 수소는 점차 중심적인 에너지원으로 부상하고 있다. 산업용 열 수요, 장거리 운송, 장기 에너지 저장과 같이 재생에너지의 직접 적용이 어려운 분야에서는 수소가 사실상 유일한 탈탄소화 수단으로 간주된다. 이에 대응하여, 연방정부는 최근 수년간 청정수소 허브(Clean Hydrogen Hubs) 구축을 핵심 정책으로 추진해왔다. 특히 미국 에너지부(DOE)가 2022년에 발표한 「국가 청정수소 전략 및 로드맵」은 수소의 생산, 운송, 저장, 활용 등 전 밸류체인에 걸쳐 민간부문의 기술력과 투자 역량에 의존하는 전략적 방향을 명확히 제시하고 있다(DOE, 2022). 이 전략은 연방정부가 직접 인프라를 구축하는 방식이 아니라, 민간 주도의 생태계가 자발적으로 형성되도록 유도하는 접근 방식을 취하고 있다는 점을 주요 특징으로 한다.

이처럼 민간 주도형 수소 생태계로의 전환은 트럼프 2기 행정부의 에너지 정책 기조와도 일정 부분 부합한다. 트럼프 캠페인은 연방정부 중심, 보조금 중심 에너지 정책에 비판적인 입장을 보여왔으며, 그 대신 기술 중립적 세액공제, 규제 간소화, 민간투자 유인과 같은 핵심 원칙을 옹호해 왔다. 이러한 간소화된 규제 + 민간 주도 구조는 수소 인프라 확장에 기술적으로 적합할 뿐만 아니라, 정책적으로도 내적 일관성을 갖춘 프레임워크를 형성한다. 이러한 점에서 수소 분야는 탈탄소화 정책과 보수 성향의 규제 완화 기조가 충돌 없이 공존할 수 있는 몇 안 되는 전략적 영역 중 하나로서 중요한 가치를 지닌다.

실제로 미국의 수소 허브 개발은 민간의 자발적 주도성과 공공의 조정

기능이 유기적으로 결합된 하이브리드 모델을 따르고 있다. 대표적인 사례가 텍사스 걸프만 지역에서 추진 중인 HyVelocity Hub 프로젝트이다. 이 프로젝트는 텍사스, 루이지애나 남서부, 미국 걸프만 지역에서 청정수소 생산 및 인프라 구축을 확대하기 위한 산업 주도형 이니셔티브다. 이 지역은 1,000마일 이상의 수소 파이프라인, 48개의 수소 생산시설 등 기존 에너지 자산을 보유하고 있어, 이를 활용해 산업, 운송, 해운 분야의 저탄소 수소 공급을 대규모로 확대하는 것이 목표다. 이 프로젝트는 ExxonMobil, Chevron, Air Liquide, Ørsted 등 주요 에너지·화학 기업들이 참여하는 컨소시엄이 주도하고 있으며, 미국 에너지부(DOE)로부터 최대 12억 달러의 연방 인프라 자금을 확보했다. 그러나 전체 예산 중 연방 보조금은 약 30%에 불과하며, 나머지 70%는 전적으로 민간 자본과 기술을 통해 조달되고 있다(Hydrogen Valleys, 2023).

HyVelocity Hub 프로젝트는 미국 내에서 가장 야심찬 수소 프로젝트 중 하나로, 블루수소 생산(천연가스 개질 방식), 통합형 탄소 포집·활용·저장(CCUS) 시스템, 산업용 수소 공급, 장거리 수소 파이프라인 건설, 항만 기반 수소 병커링 인프라에 이르기까지 수소의 전 밸류체인을 포괄하고 있다. 이 프로젝트의 핵심적인 특징은 민간기업이 인프라 설계 전반을 주도하고, 연방정부는 메탄 배출 기준, 수소 인증, 수송 안전 등의 규제를 명확히 설정하며 조정자(coordinator) 역할을 수행한다는 점이다. 이러한 모델은 민간 주도의 에너지 거버넌스를 선호하는 트럼프 행정부의 정책 기조와 부합하며, 보완적인 수단으로 기능할 수 있는 구조를 갖추고 있다.

수소 인프라의 확장은 단순한 기술적 실증을 넘어, 산업 공급망 구조 자체를 근본적으로 재편할 수 있는 잠재력을 지니고 있다. 특히 HyVelocity Hub는 ExxonMobil의 천연가스 기반 수소 생산시설과 연간 100만 톤

이상의 이산화탄소(CO₂)를 주입하는 탄소 포집 및 저장(CCS) 인프라를 연계하고 있다. 이는 인근 정유공장, 암모니아 생산시설, 항만 연료공급 시스템과도 연결되어 있으며, 개별 시설 중심이 아닌 산업 클러스터 기반의 수요 중심 생태계 구축을 목표로 한다. 민간기업이 단순히 수소 생산시설만 짓는 것이 아니라 수요 연계, 저장 인프라, 유통망까지 아우르는 통합 시스템을 설계하고 있다는 점에서 이 프로젝트는 기존 인프라 개발과는 질적으로 구별된다.

또 다른 주목할 사례는 캘리포니아와 네바다를 거점으로 한 청정수소 프로젝트인 ARCHES(Alliance for Renewable Clean Hydrogen Energy Systems) Hub이다. 이 프로젝트는 전력회사, 대학, 기술기업, 물류기업 등이 참여하여 전기분해를 통한 재생 수소 생산과 장거리 트럭·버스용 수소 충전소, 항만·공항의 에너지전환 등 실제 수요처를 연결하는 완전한 수소 생태계 구축을 목표로 하고 있다. 미국 에너지부(DOE)가 지정한 7대 국가 수소 허브 중 하나로 선정되었으며, 최대 12억 달러의 연방 자금을 지원받고 있다. ARCHES는 재생에너지와 생물유래 자원(biogenic sources)을 활용해 하루 450~500톤의 청정수소를 생산할 계획이며, 기존 가스 발전소를 수소 발전소로 전환하고, 60개 이상의 수소 충전소를 신설하며, 로스앤젤레스 및 롱비치 항만의 디젤 기반 화물 장비를 대체하는 등 다각적 노력을 병행하고 있다.

특히 ARCHES는 기존 화석연료 기반 시스템처럼 공급에만 초점을 맞추는 방식이 아니라, 실제 수요(use case)를 출발점으로 삼고 그에 맞춰 인프라를 구축하는 수요 주도형(demand-driven)·기술 통합형(technology-integrated) 접근이 특징이다. 이와 마찬가지로 중요한 점은 설계 단계에서부터 인력 교육, 지역 주민 고용, 환경 정의를 위한 계획을 포함하여 형평성과 지역사회

혜택을 강조한다는 것이다. 이러한 방식으로 ARCHES는 탈탄소화를 진전시킬 뿐만 아니라, 지역 수준에서 의미 있는 경제적, 사회적 가치를 창출하는 것을 목표로 한다.

ARCHES는 잉여 전력을 활용해 수전해 방식으로 수소를 생산하고, 이를 태양광·풍력과 연계된 장기 에너지 저장 수단으로 통합할 계획이다. 이 시스템은 간헐성과 수요 불균형 문제를 겪고 있는 캘리포니아 전력망의 안정화에 기여할 수 있으며, 배터리 저장 기술의 한계를 보완하는 역할도 수행한다. 또한 ARCHES는 공급과 수요 양측의 투자를 동시에 유도할 수 있도록, 캘리포니아 항만청(California Port Authority), LA 메트로(LA Metro), 롱비치 해운회사(Long Beach shipping companies) 등 공공기관들과 장기 수소 연료 구매계약을 체결하는 구조를 도입했다. 이를 통해 공급과 수요 양쪽에 대한 동시 투자가 가능해진다.

HyVelocity와 ARCHES는 각각 산업 클러스터 기반 접근과 통합 수소 시스템 기반 접근이라는 서로 다른 전략을 대표하지만, 두 프로젝트는 중요한 공통점을 두 가지 가지고 있다. 첫째, 두 프로젝트 모두 기본적으로 민간 주도 설계를 중심에 두고 있다. 공공부문의 역할은 규제를 무분별하게 완화하는 것이 아니라, 명확한 기준을 제시하고 위험을 공동 분담하는 것이다. 둘째, 수소 허브는 단순한 에너지 공급 수단을 넘어, 산업 혁신과 시장 창출의 플랫폼으로 기능하고 있다. 이러한 구조적 모델은 자유시장 중심, 민간투자 주도 전략을 선호하는 트럼프 행정부의 정책 기조와도 잘 부합한다. 동시에 이는 전통적인 인프라 정책을 재해석한 것으로, 수소 허브를 탈탄소화에 초점을 둔 산업 전환의 거점으로 재설계한 접근이라고 볼 수 있다.

청정수소 허브의 발전은 단순한 지역 실증사업을 넘어서, 연방 차원의

에너지 공급 시스템 구조 전반을 재편하고 있다. 중요한 점은 수소 기술의 도입이 단지 탈탄소화 목표 달성에만 국한되지 않는다는 것이며, 수소는 에너지 시스템 회복탄력성 제고, 공급망 다변화, 산업 경쟁력 강화와 같은 다른 핵심 정책 목표들과도 긴밀히 연계되어 있다. 이러한 특성은 수소 산업이 연방 보조금 최소화, 민간투자 촉진, 시장 중심 원칙 강화라는 트럼프 2기 행정부의 주요 정책 방향과 본질적으로 양립 가능성을 시사한다.

예를 들어, 미국 에너지부(DOE)의 「에너지 어스샷 이니셔티브 보고서(Energy Earthshots Initiative Report, 2021)」는 수소가 유망한 에너지원임에도 불구하고, 수요가 확보되지 않을 경우 인프라 구축 비용과 보급 측면에서 상당한 어려움에 직면할 수 있음을 지적하고 있다. 이에 대한 해법으로 제시된 것이 바로 수소 허브 전략이다. 이 전략은 지역 클러스터 내에 수요를 정착시키는 방식으로 수요 기반을 확보하고, 연방정부는 표준화, 인증 제도, 위험 분담 메커니즘 등을 통해 개발을 촉진하는 역할을 수행한다. 이는 연방정부가 직접 인프라를 구축하는 건설자(builder)의 역할이 아니라, 시장 여건 조성자(market condition enabler)로 기능하고 있음을 명확히 보여준다.

이러한 맥락에서, 트럼프 2기 행정부하에서의 규제 간소화는 수소 허브 확산에 긍정적인 영향을 미칠 수 있지만, 명확한 기술 기준이 함께 제시되는 경우에 국한된다. 예를 들어, 수소 파이프라인이나 저장시설에 대한 인허가 절차를 단순화하거나 환경영향평가 기준을 명확히 하는 조치는 민간기업이 프로젝트 일정을 단축하는데 도움이 될 수 있다. 그러나 이러한 규제 완화가 효과를 가지려면 규제 철폐가 아닌 투명한 규칙을 통한 예측 가능성 강화의 의미로 실행되어야 한다. 수소 분야에서는 특히 투자자 신뢰와 시장 안정성을 확보하기 위해 명확하고 일관된 기준이 필수적이기 때문이다(IEA, 2022).

민간부문의 역할 또한 빠르게 확장되고 있다. ARCHES 사례에서는

민간기업들이 지역 공공기관과 협력하여 장기 수소 조달 계약을 설계하고, 생산시설에서부터 수소 충전 인프라, 차량 운행에 이르기까지 수소 가치사슬 전반에 걸친 계획을 공동으로 수립하고 있다. 유사하게, HyVelocity 프로젝트에서도 ExxonMobil은 단순한 수소 생산자에 머무르지 않고, 탄소 포집 및 저장(CCS) 인프라 설계, 파이프라인 건설, 항만 기반 연료공급 네트워크 구축까지 통합적으로 조율하고 있다. 이와 같은 사례들은 민간부문의 역할이 기존의 단순한 사업 운영자에서 벗어나, 에너지 시스템 전반을 설계하는 시스템 아키텍트로 전환되고 있음을 보여준다.

이러한 변화는 정책 프레임워크의 진화에서도 나타나고 있다. 미국 에너지부(DOE)는 현재 청정수소 생산 기준(CHPS, Clean Hydrogen Production Standard)과 수소 생애주기 배출 분석 도구(HyLEAT)를 개발 중이다. 이를 통해 민간기업들이 자발적으로 저탄소 수소 인증을 획득하고, 시장 내 프리미엄 자산으로의 전환을 지원하고 있다. 이와 같은 인센티브 기반 접근은 보조금 중심의 「인플레이션 감축법(IRA)」 모델과는 다소 다른 성격을 띠며, 기술 중립적 세액공제를 핵심으로 하는 트럼프 행정부의 정책 기조와 보다 잘 맞는다. 특히 수소는 블루, 그린, 핑크, 청록수소 등 기술적 다양성이 매우 크기 때문에, 특정 기술에 편중되지 않은 기술 중립적 경쟁 환경 조성이 공정한 시장 형성을 위해 필수적이다.

수소는 청정 에너지원으로서 상징적 의미를 가질 뿐만 아니라, 미국의 에너지 안보 강화에도 기여한다. 미국은 세계 최대 수준의 천연가스 생산국으로서, 블루수소 생산에 핵심적인 메탄 자원을 풍부하게 보유하고 있다. HyVelocity와 같은 프로젝트는 이러한 자원을 수출 가능한 자산으로 전환하는 것을 목표로 하며, 이는 에너지 무역과 자산 수익화를 증시하는 트럼프 행정부의 전략과도 잘 부합한다. 수소는 액화천연가스(LNG)를 대체할

잠재적인 무탄소 에너지원으로 부상하고 있으며, 일본, 한국, 유럽과의 외교적 수소 전략이 민간부문 참여 중심으로 전환됨에 따라 미국 기업들은 자국 내 허브를 기반으로 수소 수출 생태계를 주도할 위치에 서게 된다.

궁극적으로 청정수소 허브의 구축은 탈탄소화와 산업 경쟁력, 민간 주도와 연방정부 지원, 기술 중립성과 환경 목표 등 다양한 정책 가치가 교차하고 조율되는 전략적 접점에 위치한다. 이 지점에서 민간기업은 더 이상 단순한 기술 공급자에 머무르지 않는다. 이들은 제도 설계의 공동 주체이자, 재정적 위험을 분담하는 공동 투자자, 그리고 지역 수소 생태계를 조율하는 운영자로 기능하고 있다. HyVelocity와 ARCHES는 이러한 구조적 전환을 가장 잘 보여주는 대표 사례로, 향후 미국 청정에너지 인프라의 핵심 축으로 자리 잡을 가능성이 높다.

만약 트럼프 2기 행정부가 직접 보조금보다 세제 혜택을, 일괄적 규제 완화보다 명확한 규제 기준을, 공공 지출보다 민간투자를 우선시하는 정책 기조를 유지한다면, 청정수소 산업은 오히려 이러한 정책 전환으로부터 수혜를 입을 수 있다. 수소는 시장 기반 설계와 전략적 민관 연계가 효과적으로 작동하는 드문 분야 중 하나다. 「인플레이션 감축법(IRA)」의 일방적 보조금 모델과 달리, 수소는 세액공제 체계나 탄소 인증 제도와 같은 민간 주도 전환에 적합한 정책 수단과 잘 맞는다. 이러한 제도들은 정부가 직접 인프라를 구축하기보다는 시장 여건을 조성하고 민간이 주도할 수 있도록 유도하는 방식이다. 따라서 수소는 상이한 정책 의제들이 상호 보완적으로 작동할 수 있는 핵심 분야가 될 수 있으며, 앞으로 수년간 수소 기술의 확산과 혁신을 견인하는 중심축이 될 가능성이 크다.

3.2.2. 기업 중심의 태양광·풍력·ESS 투자 확대

미국 재생에너지 시장에서 가장 두드러진 흐름 중 하나는 민간기업 주도로 태양광, 풍력, 에너지저장시스템(ESS)에 대한 투자가 급격히 확대되고 있다는 점이다. 과거에는 정부와 공공기관이 재생에너지 개발의 중심 역할을 맡았으나, 지난 10년간 증대한 변화가 일어났다. 시장 환경의 변화, 정책 인센티브, 기술혁신은 민간부문의 역할을 극적으로 증대시켰다. 이러한 전환은 단순한 투자 규모의 증가에 그치지 않고, 사업 모델의 다양화, 대규모 인프라 프로젝트의 등장, 전력시장 구조의 근본적 변화로까지 이어지고 있다(IEA, 2021; ISA, 2022).

이러한 변화의 중심에는 NextEra라는 상징적인 사례가 있다. NextEra는 약 70GW 규모의 풍력, 태양광, 에너지저장시스템(ESS)을 포함하는 재생에너지 설비를 보유하고 있으며, 2022년 한 해 동안에만 8GW 이상의 신규 프로젝트를 추가했다. 이 회사는 미국 재생에너지 투자의 전반적 확장을 대표하는 사례로 평가받고 있다(IEA, 2021). 2023년 기준으로 NextEra는 미국 누적 에너지저장시스템(ESS) 설치용량의 약 40%를 차지하고 있으며, 2026년 까지 매년 9~11GW의 신규 설비를 추가할 계획을 밝힌 바 있다. 이러한 공격적인 투자 전략이 특히 의미 있는 이유는 단순한 양적 확대에 그치지 않고, 기술 융합과 사업 모델의 혁신을 동반하고 있다는 점에서다.

NextEra는 태양광 및 풍력 발전에 에너지저장시스템(ESS)을 통합함으로써 전력공급의 시간적 유연성을 획기적으로 높이고 있다. 미국 재생에너지의 주요 한계 중 하나는 출력의 간헐성이었다. NextEra는 발전량이 많은 시간대에 잉여 전력을 저장하고 수요가 급증하는 시간대에 이를 방출함으로써 수익성과 전력망 안정성을 동시에 달성하고 있다(Adeyinka et al., 2024). 이러한

모델은 시간대별 전력가격 차이를 활용할 수 있는 도매 전력시장에서 특히 유리하다. 2023년 기준으로 NextEra의 전력구매계약(PPA) 총 규모는 28GW를 초과했으며, 주요 고객에는 Google, Amazon, Meta 등이 포함된다. 이들 빅테크 기업은 ESG 이행, RE100 목표 준수, 데이터센터 운영에 필요한 안정적 전력공급을 위해 NextEra와 전략적 파트너십을 체결하고 있다(IEA, 2021; DOE, 2022).

NextEra의 성공은 시장 기반 인센티브, 공공정책, 그리고 민간의 역동적인 투자 전략이 어떻게 결합되어 재생에너지 보급을 가속화할 수 있는지를 잘 보여준다. 「인플레이션 감축법(IRA)」과 같은 입법 수단, 확대된 전력구매계약(PPA) 시장, 그리고 녹색금융 메커니즘의 성장은 모두 대규모 프로젝트에 대한 NextEra의 투자 결정을 뒷받침해왔다(Rana et al., 2022). 최근에는 에너지 저장시스템(ESS) 시장의 확대가 태양광 및 풍력 발전의 간헐성을 완화하는데 기여했을 뿐만 아니라, 전력망 전체의 운영 효율성과 수익성 또한 향상시키고 있다. 2023년 기준, 캘리포니아의 전력망에 연결된 10GW 규모 에너지저장시스템(ESS) 용량 중 약 70%는 민간기업에 의해 개발되었다(Adeyinka et al., 2024).

NextEra와 함께 Amazon도 미국 민간부문에서 핵심적인 재생에너지 투자자로 부각되고 있다. 2023년 기준 Amazon은 20GW 이상의 재생에너지 프로젝트에 투자했으며, 미국 내 민간기업 중 가장 많은 전력구매계약(PPA) 물량을 보유하고 있다. Amazon은 2025년까지 전 세계 사업장을 100% 재생에너지로 운영하겠다는 목표 아래, 대규모 태양광-저장장치 결합 프로젝트에 대한 투자를 대폭 확대해왔다(DOE, 2022). 특히 2022년 한 해 동안 Amazon은 신규 전력구매계약(PPA) 계약으로 총 5.6GW를 체결했으며, 이는 미국 내 민간부문 전체 전력구매계약(PPA) 계약의 약 20%에 해당한다. 이러한 흐름은

빅테크 기업의 전력수요 구조를 변화시키고, 재생에너지 투자 생태계 전반에 긍정적인 파급효과를 만들어내고 있다(IEA, 2021).

미국 재생에너지 분야에서 민간부문의 이러한 투자 확대는 단순한 설비용량 증가나 자본 유입을 넘어서는 흐름이다. 태양광, 풍력, 에너지저장시스템(ESS)의 통합적 배치는 기술적 한계를 극복하고 전력시장의 효율성을 향상시키는 새로운 패러다임을 형성하고 있다. 아울러 대규모 민간투자와 혁신적인 비즈니스 모델은 공공정책과의 조율을 통해 미국 전체 에너지믹스의 탈탄소화와 녹색 전환을 함께 견인하고 있다(Rana et al., 2022; ISA, 2022). NextEra와 Amazon과 같은 주요 민간기업들은 전략적 투자모델, 에너지저장시스템(ESS) 기술혁신, 전력구매계약(PPA)을 통한 수요-공급 최적화를 통해 미국 재생에너지 산업의 구조적 전환을 이끌고 있으며, 이러한 민간주도형 전환은 국가 차원의 탄소중립 전략에서 핵심적인 기반으로 자리잡고 있다(IEA, 2021; DOE, 2022).

3.3 ▶ 전력 부문:

AI·데이터센터 수요 대응을 위한 기업 주도형 종합 발전계획

3.3.1. 기업 중심의 송배전망 현대화 및 확충 사례

수십 년 동안 미국의 송·배전(T&D, Transmission & Distribution) 전력망은 연방에너지규제위원회(FERC)와 주 공익사업위원회(PUC, Public Utility Commissions)의 규제 아래 공공 또는 준공공 유틸리티가 주도적으로 관리해왔다. 그러나 최근 데이터센터, 전기차, 리쇼어링 제조시설, 재생에너지의 급증하는 수요와 같은 산업의 변화는 기존 전력망 인프라의 병목현상을 심각하게 드러냈다(NREL, 2023). 이에 대응하여, 민간 주도의 장거리 고전압 송전망 확충과 현대화를 중심으로 한 새로운 패러다임이 형성되고

있으며, 이는 투자 구조와 시스템 계획의 틀을 재정의하고 있다(Brown et al., 2024).

Grain Belt Express 프로젝트는 민간 주도 전환의 대표 사례로 평가된다. 이 프로젝트는 Clean Line Energy Partners가 주도하며, 캔자스에서 인디애나까지 800마일(약 1,287km)에 달하는 600kV 고전압 직류송전선(HVDC)을 건설해 미국 중서부의 풍력 에너지를 동부로 직접 송전하는 것을 목표로 한다. 민간 개발사는 초기 계획 수립부터 자본 투자, 인허가에 이르기까지 전 과정을 주도했으며, PJM과 MISO의 전력계통을 연결하는 이중 연계 구조를 도입했다. 특히 주목할 점은 이 프로젝트가 기존의 공급 중심 계획 방식과 달리, 데이터센터나 대규모 기업의 전력구매계약(PPA)과 같은 수요 신호에 맞춰 역설계되었다는 것이다. 이러한 수요 기반 인프라 구축 방식을 통해 프로젝트는 과잉 건설을 방지하고, 부하율을 최적화하며, 민간부문이 전력망 개발의 전략적 주체로 자리 잡을 수 있도록 했다(Corporate Demand and Transmission, 2018).

이 사례가 특히 의미 있는 이유는, 개념 수립부터 건설까지의 전 과정을 민간부문이 독립적으로 주도했다는 점에서 전통적인 공기업 중심 모델과 뚜렷한 대조를 이루기 때문이다. 통상 3.5년 이상 소요되는 인허가 절차가 약 2년으로 단축되었으며, 이는 민간부문의 민첩성과 실행 역량을 잘 보여준다(Brown et al., 2024). 이 프로젝트는 실수요 기반으로 설계된 시장지향적 송전 계획으로, 정부의 추정 수요에 따라 사전에 정해진 계획을 사용자에게 연결하는 방식이 아니라, 실제 부하 중심에 맞춰 인프라를 직접 설계하는 새로운 패러다임을 제시한다(Wiser & Mills, 2023). 특히 데이터센터나 전력구매계약(PPA) 등에서 발생하는 수요를 바탕으로 전력망을 맞춤형으로, 중앙 계획 이후에 사용자 연결을 시도하는 기존 방식보다 정책 효율성을 크게 높일

수 있다.

이 모델은 불필요한 과잉 투자를 방지하고, 전력망 이용률을 개선하며, 기업들이 입지 선정 초기 단계에서부터 안정적인 전력 접근성을 확보할 수 있도록 해주며, 이는 비용 절감, 프로젝트 기간 단축, 정부 보조금 의존도 최소화로 이어진다. 더 넓은 의미에서 보면, 이 모델은 인프라 투자 우선순위가 정부의 직접적인 자원 배분 없이도 시장의 수요 신호만으로 형성될 수 있음을 보여준다. 이는 정책의 유연성과 민간부문의 대응력을 동시에 확보할 수 있는 구조적 장점으로 작용한다(NREL, 2023; Brown et al., 2024).

Southern Cross Transmission 프로젝트는 텍사스 독립 전력망 운영 기관인 ERCOT의 제도적 고립성(isolation)을 민간부문의 혁신을 통해 극복한 대표 사례이다. NextEra Energy Transmission이 주도한 이 프로젝트는 미시시피 남동부에서 텍사스로 2GW의 전력을 고전압 직류송전선(HVDC)를 통해 전송하는 사업이다. ERCOT은 미국의 연방 전력망과 물리적으로 동기화 되어 있지 않지만, 이 프로젝트는 고전압 직류송전선(HVDC) 컨버터 스테이션과 가상 연계 제어 시스템(virtual tie control system)을 활용해 물리적 동기화 없이도 송전이 가능한 구조를 구축했다. 이 기술들은 전력망 주파수를 동기화 하지 않고도 관할 경계를 넘어 전력을 전송하는 것을 가능하게 하며, 직접적인 교류(AC) 연계망을 만들지 않고도 ERCOT과 연방 전력망 간의 전력 전송을 효과적으로 구현한다(Changes in Governance, 2023). 이를 통해 해당 프로젝트는 ERCOT의 법적 자율성을 존중하면서도 기능적인 에너지 교환 지점을 만들어냈다. 이는 규제를 우회한 것이 아니라 기존 법적 체계 내에서의 창의적인 재해석으로, 제도적 혁신의 가능성을 보여준 사례이다. 동시에 송전 비용을 약 30% 절감하여 지역 경제에 실질적인 혜택을 제공했으며, 특히 데이터

센터로 인한 전력수요 증가 문제를 해소하는 데 기여했다(Order No. 1000, 2011).

Cardinal-Hickory Creek 프로젝트는 송전 인프라 개발에서 성공적인 민관협력(PPP, Public-Private Partnership) 모델을 보여주는 사례이다. 이 프로젝트는 위스콘신과 아이오와를 연결하는 총 길이 약 102마일(약 164km), 345kV의 송전선으로, 전력망의 안정성 강화, 재생에너지 통합, 미 중서부 지역의 송전 병목 완화 등을 목표로 설계되었다. 이 프로젝트는 MISO의 장기 계획하에 민간기업인 ATC, ITC Midwest, Dairyland Power Cooperative가 공동 개발했다. 이 프로젝트의 결정적인 특징은, 특히 풍력 및 태양광 개발업체와의 전력구매계약(PPA)에 기반한 부하 예측 등 민간부문의 수요가 초기 설계 단계부터 통합되었다는 점이다. 이로써 이 프로젝트는 MISO 내 최초의 '수요 연계형(demand-linked)' 공식 송전 사업으로 평가된다(Wiser & Mills, 2023). 또한 이 송전선은 아이오와의 재생에너지 발전지에서 위스콘신의 수요 중심지로 전력을 효율적으로 전달할 수 있도록 신규 변전소와 고급 제어 장비를 포함하고 있다. 그 결과 재생에너지 혼잡을 35% 감소시키고, 송전 손실은 23% 줄이며, 부하율은 약 78%로 향상되었다. 이는 수요 기반 투자가 기술적 효율성과 경제적 타당성을 동시에 개선할 수 있음을 보여주는 사례로, 향후 에너지 시장의 변화하는 수요에 맞춘 전력망 확장의 모델이 될 수 있다.

민간의 참여는 절차적 효율성을 크게 향상시켰다. 이 프로젝트는 5개 관할 구역에서 승인을 받아야 했으며, 이 과정은 당초 3년 이상 걸릴 것으로 예상되었다. 그러나 공청회, 보상 계획, 시각적 영향 완화 등을 포함한 선제적인 지역사회 참여를 통해 승인 기간은 약 2년으로 단축되었다. 민간부문이 제공한

법률 자문 지원 또한 환경영향평가(EIS, Environmental Impact Statement) 과정의 효과적인 진행을 가능하게 했고, 소송 위험을 최소화하며 사회적 수용성을 제도화하는 데 기여했는데, 이는 프로젝트 실행에 있어 중요한 성과였다.

이들 사례는 미국의 송전망 확장이 단순히 송전선을 더 많이 건설하는 차원을 넘어, 실제 수요에 기반하여 전력망 구조 자체를 재구성하는 방향으로 전환되고 있음을 보여준다. 각각의 프로젝트는 사용자 중심 설계와 민간 주도의 실행이 중앙집중식 시스템의 제약을 어떻게 극복할 수 있는지를 구체적으로 입증하고 있다. 고전압 직류송전선(HVDC) 기술, 전력구매계약(PPA)을 기반으로 한 수요 예측, 지역사회와의 구조화된 협력 등의 기술들은 단순한 기술적 성과를 넘어, 규제 및 거버넌스 측면에서의 혁신 사례로 평가된다. 이처럼 정책적 유연성과 시장 대응력을 결합한 하이브리드 전략은 전력망 이용률 제고, 인허가 효율성 개선, 분산에너지 자원(DER)의 통합 등 다양한 공익적 목표 달성에 효과적인 접근 방식으로 작용하고 있다.

따라서 미국의 송전 전략은 기존의 선형적(grid expansion) 확장에서 벗어나, 민간 수요, 기술 변화, 지역 조건을 반영한 유연한 계획 체계로 전환되고 있다. 데이터센터, 인공지능(AI) 시스템, 전기차, 대규모 제조시설 등으로부터 급변하는 에너지 수요에 대응하기에는 중앙정부 주도의 일률적인 설계 및 집행 방식이 한계를 드러내고 있다. 이에 반해 민간 주도 모델은 실제 수요를 중심으로 인프라를 설계하고, 시장 메커니즘과 지역 협의를 통해 프로젝트 자금을 조달하고 실행함으로써 보다 현실적이고 실행 가능한 대안을 제시하고 있다.

이러한 변화는 미국에만 국한되지 않는다. 수요 변동성이 큰 에너지

수입국들, 예를 들어 한국과 같은 국가들에는 중요한 정책적 함의를 제공한다. 유연한 시스템 설계, 민간부문의 기술 역량, 그리고 다변화된 투자 메커니즘은 이제 선택이 아닌 전략적 필수 요소로 자리 잡고 있다. 이에 따라 정부의 역할도 기존의 하향식 집행자에서 벗어나, 정책 환경을 조성하는 전략적 촉진자 (strategic enabler)로 변화해야 한다. 미국의 사례는 기술 및 산업 변화가 가속화되는 환경 속에서, 이러한 전환이 어떻게 보다 적응력 있고 회복력 있는 에너지 인프라를 구축하는 데 기여할 수 있는지를 명확히 보여준다.

3.3.2. 데이터센터 전력부하 증가 대응을 위한 에너지믹스 사례

인공지능(AI) 연산 및 초고속 네트워크 중심의 산업 전환이 가속화되면서, 미국 전력 시스템은 예측 불가능한 대규모 부하와 지역 간 수급 불균형이라는 구조적 압력을 직면하고 있다. 산업 시설 중에서도 데이터센터는 가장 높은 전력 밀도를 가진 곳으로, 일부는 24시간 동안 메가와트(MW)에서 기가와트(GW) 규모의 부하를 유지하며, 전체 전력망의 피크수요를 집중시키는 역할을 한다. 버지니아 북부, 조지아, 텍사스와 같은 지역에서는 개별 데이터센터의 전력수요가 점차 지역 전력망 용량을 초과하고 있으며, 이로 인해 신규 연결에 제약이 발생하고 있다(NERC, 2024). 이러한 추세는 단순한 소비 증가를 넘어, 에너지 인프라의 운영 패러다임을 근본적으로 재구성할 필요성을 시사하고 있다.

기존의 공공 주도형 인프라 확장 모델은 평균 6.5년에 달하는 인허가 지연, 지역 주민의 반대로 인한 소송, 재정 제약 등으로 인해 시의적절한 대응이 어려운 상황이다(DOE, 2022). 이로 인해 많은 데이터센터 운영 기업들은 독자적인 에너지 전략을 수립하고, 전력 인프라에 대한 직접 투자를 확대하고 있다. 이러한 변화는 민간부문이 더 이상 단순한 전력 소비자에 머무르지

않고, 전력 계획과 시스템 설계에서 주도적인 역할을 점점 더 맡아가고 있음을 의미한다. 이에 따라 정부 역시 기존의 유일한 계획자이자 건설자 역할에서 벗어나, 민간 주도의 이니셔티브가 작동할 수 있도록 기술적·제도적 여건을 조성하는 촉진자의 역할로 그 위상을 재정립할 필요가 있다.

AWS는 버지니아 북부 지역에 위치한 자사 데이터센터 클러스터의 전력 수요를 충당하기 위해 태양광, 에너지저장시스템(ESS), 디젤 발전기를 결합한 하이브리드 전력 시스템을 구축하였다(Adeyinka et al., 2024). 고도화된 에너지관리시스템(EMS, Energy Management System)을 활용함으로써, AWS는 피크수요의 약 28%를 자체적으로 공급할 수 있게 되었고, 이로 인해 전력 비용을 절감함과 동시에 라우던 카운티 내 전력망 혼잡 및 변압기 과부하 위험을 크게 완화하였다(NERC, 2024). 이 모델은 이후 다른 지역으로 확산되었으며, 민간 인프라도 전력망 안정성에 기여하고 공공 예산의 효율성을 제고할 수 있음을 보여주는 사례로 평가된다.

Microsoft는 텍사스주 샌안토니오 데이터센터에서 보다 시장 통합적인 모델을 운영하고 있다. 이 모델은 대규모 리튬이온 배터리와 자사 Azure 플랫폼의 인공지능(AI) 기반 에너지관리시스템(EMS)을 결합한 것으로, 시스템은 시간별 수요를 자율적으로 예측 및 관리하여 전체 피크부하의 약 32%를 자체적으로 대응하고 있다. 아울러, ERCOT의 주파수 반응 예비력(FRR, Frequency Response Reserve) 시장에도 참여함으로써 연간 120만 달러 이상의 비용을 절감하고 있다. 이 사례는 민간기업이 전력수요의 능동적인 관리자로 기능하면서 동시에 전력망의 안정성과 요금 안정화에도 기여할 수 있음을 보여준다(Shi, Xu, Zhang, & Wang, 2016).

Google은 오클라호마주 Pryor Creek의 데이터센터에 완전 자율형 직류(DC) 마이크로그리드를 구축하여 모든 전력을 현장 자원으로 공급하고 있다. 이 시스템은 30MW 규모의 태양광, 10MW의 고체산화물 연료전지(SOFC, Solid Oxid Fuel Cells), 10MWh의 에너지저장시스템(ESS)을 통합하고 있으며, 고효율·저탄소 전기를 안정적으로 공급할 뿐만 아니라 잉여 전력을 전력망에 다시 송전하여 지역 전력 안정성에도 기여하고 있다. 이 프로젝트는 민간 주도의 에너지 인프라 전략이 향후 도시 단위의 에너지 블록으로 확장될 수 있는 가능성을 보여주는 선도 사례다(Zhang et al., 2023).

좀 더 제도적인 관점에서, 미국 캘리포니아대학교 샌디에이고 캠퍼스(UCSD)는 마이크로그리드와 데이터센터 통합 계획의 모범 사례를 제시한다. 이 시스템은 30MW 규모의 열병합발전(CHP, Combined Heat and Power) 시설과 태양광, 에너지저장시스템(ESS)을 통합하여 병원, 교육시설, 데이터센터 등 복합적인 부하를 동시에 감당한다. Sreedharan et al.(2016)에 따르면, 이 시스템은 평균 에너지 자립률 78%를 달성하고 시간당 약 2.1톤의 이산화탄소(CO₂) 배출을 회피하고 있다. 대학 및 준공공기관이 독립적으로 운영하는 다층적 전력 포트폴리오의 구축은 도시 규모에서 민간 주도의 에너지 계획이 실현 가능함을 보여주는 사례다.

이러한 대응이 단기적 임시 조치에 그치지 않는다는 점은 광범위한 투자 추세에서 분명히 드러난다. Michaelides(2023)에 따르면, 「인플레이션 감축법(IRA)」 시행 이후 2022년부터 2024년까지 산업 및 데이터센터 부지에 540억 달러 이상이 재생에너지 및 에너지저장시스템(ESS) 인프라에 투자되었다. 일부 시설은 현재 자체 발전으로 전력수요의 65% 이상을 충당하고 있다. 이는 단순한 ESG 전략의 연장이 아니라, 전기요금 인상 전망과 공급망

불확실성에 기반한 실용적 판단에 따른 것이다. 민간부문이 추진하는 수요반응(DR) 전략의 핵심 요소로는 고전압 직류송전선(HVDC) 기반 P2P 송전, 에너지저장시스템(ESS)을 통한 지역 피크 절감, 통합 재생에너지 운영을 통한 주파수 안정화 등이 있다(DOE, 2022).

이에 대응해 연방정부는 민간 주체가 자율적으로 에너지 계획을 수립하고 실행할 수 있도록 제도적 기반을 마련하고 있다. 미국 에너지부(DOE)의 「산업 탈탄소화 로드맵(2022)」은 인허가 제도 개혁, 계통 연계 기준의 표준화, 실증 기반 민간투자 촉진 등을 핵심 정책과제로 제시하고 있다. 민간이 자체 발전 포트폴리오를 독립적으로 설계·운영할 수 있는 환경 조성이 청정에너지 전환의 필수 조건임을 명시적으로 인정하고 있다. 이는 정부 주도 계획과 민간의 수동적 참여 구조에서, 민간이 주도하고 정부가 이를 지원하는 구조로 정책 방향이 근본적으로 전환되고 있음을 의미한다.

결국, 데이터센터를 중심으로 한 전력수요 증가는 미국 에너지 거버넌스 구조가 근본적으로 변화하고 있다는 사실을 보여주는 구체적 신호다. 기술력과 자본력을 바탕으로 민간이 공급 측 주체로 부상하고 있다. 수요 기반 발전 전략은 동시에 계통 안정화, 비용 절감, 공공 인프라 부담 경감에 기여하고 있다. 이는 기존의 중앙집중형 계획 모델의 한계를 드러내는 동시에, 보다 유연하고 분산된 에너지 시스템 설계 및 실행 메커니즘의 필요성이 커지고 있음을 시사한다.

3.3.3. 분산에너지 자원(DER) 및 지역사회 참여 촉진

미국의 에너지전환 전략은 더 이상 대규모 송전 인프라와 중앙집중형 계획에만 의존하지 않는다. 데이터센터, 전기차, 대규모 제조공장 등에서

급격히 증가하는 전력수요와 기후위기의 심화, 지역 간 불균형에 대응하기 위해 에너지 계획은 점차 지역 기반의 분산에너지 자원(DER)으로 확장하고 있다. 분산에너지 자원(DER)은 단순한 기술혁신의 산물이 아니라, 지역 공동체가 에너지 생산과 소비에 직접 참여할 수 있게 해주는 전략적 틀로 부상하고 있으며, 이에 따라 에너지 시스템의 회복탄력성과 사회적 포용성을 동시에 강화하는 핵심 역할을 수행하고 있다.

대표적인 사례는 콜로라도주 덴버의 Sun Valley 마이크로그리드다. 이 프로젝트는 2.5MW급 태양광 발전, 1MWh 용량의 리튬이온 배터리 시스템, 고효율 히트펌프를 공공 임대주택 단지에 통합해 300가구에 난방, 냉방, 전기를 제공한다. 이를 통해 평균 에너지 비용은 41% 절감됐고, 연간 정전 시간도 60% 이상 단축됐다(NREL, 2023). 또한 의료기기, 통신, 원격 교육 등 필수 서비스의 신뢰성을 확보하는 데 기여했다. 특히 지역 청년을 대상으로 기술 훈련과 운영에 중점을 둔 인력 양성 프로그램은 분산에너지 자원(DER)이 에너지 접근성뿐만 아니라 고용 창출과 지역 역량 강화에도 기여할 수 있음을 보여준다. 이 프로젝트는 단순한 인프라 구축을 넘어 지역사회 회복탄력성을 강화하는 역할을 하고 있다.

캘리포니아주 산호세에서는 병원과 응급시설이 밀집한 지역에 2023년 태양광 발전 3.2MW와 배터리 시스템 2MWh를 결합한 마이크로그리드가 설치되었다. 이 시스템은 재난 상황에서 메인 전력망과 독립적으로 작동할 수 있도록 설계되었다. 실제로 2024년 3월 발생한 집중호우로 인해 지역 송전망이 약 7시간 동안 중단되었을 때 병원과 요양시설 등 필수 서비스에 전력공급을 지속함으로써 응급 진료의 공백을 방지했다(DOE, 2024). 이 프로젝트는 연방재난관리청(FEMA, Federal Emergency Management

Agency)과 카운티 재난 대응 센터와 연계되어 있으며, 다른 도시들로의 확산이 계획되어 있어 분산에너지 자원(DER)이 도시 회복력의 기반 인프라로 기능할 수 있음을 보여준다.

뉴욕의 Brooklyn 마이크로그리드는 분산에너지 자원(DER)의 보다 시장 파괴적인(disruptive) 활용 사례를 보여준다. 이곳에서는 블록체인 기반의 P2P(개인 간) 에너지 거래 시스템을 통해 가정이 잉여 태양광 전력을 이웃에게 직접 판매할 수 있도록 하고 있다. 참여자들은 전기요금을 절감할 뿐만 아니라 자신의 에너지 소비에 대한 통제력도 높일 수 있다. 이 모델은 유틸리티 구조를 수직적 체계에서 수평적이고 참여적인 시장으로 재구성하고 있다는 점에서 긍정적인 평가를 받고 있다(Mengelkamp et al., 2018).

이러한 사례들은 분산에너지 자원(DER)이 단순한 분산형 발전 기술을 넘어선다는 점을 보여준다. 분산에너지 자원(DER)은 민간 주체와 지역사회가 전력 시스템의 계획과 운영에 실질적으로 참여할 수 있는 기반을 만든다. 대규모 송전선과 유틸리티 주도 발전 프로젝트가 그리드의 외곽을 확장해왔다면, 분산에너지 자원(DER)은 그리드의 내부 구조를 분산화하고 지역 중심의 통제 방식으로 전환시키고 있다. 미국 정부는 향후 분산에너지 자원(DER)이 전체 전력수요의 15~20%를 감당할 것으로 전망하며, 이 확대를 지원하기 위해 규제 개혁, 지역 거버넌스 강화, 민간투자 촉진을 정책 우선순위로 삼고 있다(DOE, 2022).

궁극적으로 분산에너지 자원(DER)을 둘러싼 정책 구조는 정부의 역할을 직접적인 제공자에서 여건을 조성하는 설계자이자 제도적 틀을 조정하는 조율자로 전환시키고 있다. 분산에너지 자원(DER)은 점차 송전 시스템,

자가발전 모델, 마이크로그리드 전략과 상호 연결되며 미국 전력망의 다층적 재구성을 이끌고 있다. 지역 및 민간부문의 리더십이 확대됨에 따라 정부는 전략적 파트너의 역할을 수행하게 되었으며, 인센티브 제공, 위험 분산, 기술 및 시장 체계의 표준화 등을 통해 이행을 지원하고 있다.

3.4 ▶ 원자력 부문

3.4.1. 소형모듈원자로(SMR) 민간 R&D 및 시범사업

최근의 에너지전환은 단순한 에너지원의 대체를 넘어, 기술 리더십, 정책 설계, 시장 구조 전반의 근본적인 재편을 요구하고 있다. 이러한 구조적 변화는 원자력 부문, 특히 소형모듈원자로(SMR)의 등장에서 뚜렷하게 나타난다. 기존의 대형 경수로는 중앙집중형 계획, 공공자본 투자, 장기 건설기간이 특징인 반면, 소형모듈원자로(SMR)는 모듈화 설계, 점진적 투자 가능성, 민간 주도의 기술 개발을 특징으로 한다. 소형모듈원자로(SMR)는 단순히 크기가 작은 원자로가 아니라, 민간 주도과 공공기관의 조정 아래 새로운 생태계를 형성하는 기술이다.

기술적으로 소형모듈원자로(SMR)는 설계 구조, 냉각재 종류, 연료 시스템 등에서 다양성을 보인다. 대표적인 예는 NuScale Power의 VOYGR-12로, 통합형 압력수형 원자로(PWR, Pressurized Water Reactor) 설계를 갖추고 있다. 모듈 하나당 발전 용량은 77MWe이며 최대 12기까지 확장 가능하다. 이 원자로는 수조 침지형(pool immersion) 설계를 통해 원자로 본체, 증기발생기, 압력용기를 통합해 수동안전성을 강화했다. VOYGR-12는 미국 원자력규제위원회(NRC, Nuclear Regulatory Commission)로부터 설계 인증을 받은 최초의 소형모듈원자로(SMR)로 기술적 신뢰성을 확보했다.

또 다른 주목할 만한 설계는 X-energy의 Xe-100으로, 헬륨 냉각재와 삼중구조 피복 입자형 연료(TRISO, Tristructural-isotropic particle fuel)를 사용하는 고온 가스 냉각로(HTGR, High-Temperature Gas-cooled Reactor)를 기반으로 하여 고온 운전 및 산업용 열 응용을 가능하게 한다. Xe-100은 전력 생산뿐만 아니라 수소 생산, 화학 제조, 국방과 같은 분야에서 고품위 열 공정의 탈탄소화를 위해서도 개발되고 있다(Center for Climate and Energy Solutions, 2024). 이 두 모델은 전력계통 통합형과 고효율 산업용이라는 각각의 전략적 강점을 가지며 소형모듈원자로(SMR) 기술의 전략적 다변화 방향을 잘 보여준다.

각 설계는 에너지 시스템 전환의 핵심으로서 소형모듈원자로(SMR)를 자리 매김하는 고유한 비즈니스 모델과 통합되어 있다. 예를 들어, NuScale은 폐지된 석탄화력발전소 부지에 원자로를 배치하는 석탄에서 원자력으로 (Coal-to-Nuclear) 전략을 추진하고 있다. 이 접근은 기존 송전 인프라, 숙련된 인력, 지역사회와의 연계를 활용함으로써 지역 경제를 해치지 않으면서 탈탄소화를 촉진할 수 있다. 대표 사업인 유타주의 탄소중립 전력 프로젝트 (Carbon Free Power Project)는 2029년 상업운전을 목표로 하고 있으며, 예상 균등화 발전단가는 MWh당 90~110달러이다. 시뮬레이션 결과에 따르면, 완전한 대량 생산 체제가 구축될 경우 이 수치는 MWh당 60달러 이하로 하락할 수 있는 것으로 나타났다(Utah Associated Municipal Power Systems, 2023).

한편, X-energy는 고온 산업 열 시장을 주요 목표로 삼아 전통적으로 화석연료에 의존해온 산업부문에 에너지를 공급하고 있다. 이 회사의 삼중구조 피복 입자형 연료(TRISO) 기반 설계는 긴 연료 주기, 높은 열효율,

그리고 안전한 고온 운전을 가능하게 한다. 또한, 미국 에너지부(DOE) 및 국방부를 핵심 고객으로 확보함으로써 수익 안정성을 확보하고 있다. 게다가, 배포 모델은 사회적 수용성을 높이기 위해 유연한 부지 선정과 높은 안전 성능을 강조하고 있다.

빌 게이츠가 설립한 TerraPower는 간헐적인 재생에너지를 안정화하기 위해 부하 추종이 가능한 유연한 원자력(flexible nuclear) 자산으로 기능하는 Natrium 프로젝트를 통해 또 다른 패러다임을 제시한다. 이 시스템은 낮 동안 초과 에너지를 열의 형태로 저장하고 저녁 시간대 수요가 급증할 때 이를 전기로 변환하여 공급함으로써, 하이브리드 마이크로그리드 응용에 이상적인 모델을 제공한다(DOE, 2022). 이로써 소형모듈원자로(SMR)는 기저부하 전력원일 뿐 아니라, 재생에너지 통합 그리드에서 동적 조정 도구(dynamic balancing tool)로도 자리매김하게 된다.

이러한 개별 기업들의 전략은 소형모듈원자로(SMR)는 현재 에너지 시스템의 주요 취약성과 시장 격차에 어떻게 대응하는지를 보여준다. 기존 인프라의 전환(NuScale), 산업용 고온열의 탈탄소화(X-energy), 변동성 높은 재생 에너지의 균형 조절(TerraPower)이 이에 해당된다. 소형모듈원자로(SMR)는 단순한 발전원이 아니라, 에너지 시스템 전환을 위한 인프라 기반(infrastructural anchor)으로 기능한다. 이들의 사업모델은 기술역량이 정책 프레임워크 및 시장 수요와 조화를 이룰 때, 소형모듈원자로(SMR)는 에너지 생태계 내에서 자율적이고 지속가능한 역할을 수행할 수 있음을 보여준다.

경제성 확보 역시 소형모듈원자로(SMR) 확산의 핵심 전제조건이다. 기술적 실행 가능성 외에도, 민간투자자들은 비용 예측 가능성과 지속가능한

수익을 요구한다. 소형모듈원자로(SMR)는 낮은 고정비 부담, 모듈화된 확장성(modular scalability), 장기 인프라 투자와의 호환성 등의 장점을 갖는다. 공장 기반의 대량생산은 표준화, 자본비용 절감, 배치 시간 단축을 가능하게 한다. 현장 조립은 기존 대형 원자로보다 건설을 단순화하고 품질관리를 용이하게 한다. NuScale 및 Xe-100의 초기 자본비용은 기존 대형 원자로보다 높을 수 있으나, 대량 생산과 공급망 최적화를 통해 장기적으로 비용이 하락할 수 있다. 시나리오 분석에 따르면, 연방정부의 정책적 지원과 생산규모 확대가 병행될 경우 NuScale의 균등화 발전단가는 2035년까지 MWh당 50달러 이하로 떨어질 수 있다(DOE, 2022).

이러한 전망에도 불구하고, 초기 실증단계의 위험과 비용을 민간이 단독으로 감당하는 것은 어렵다. 소형모듈원자로(SMR)는 새로운 설계 철학과 부지 운영 특성을 갖기 때문에, 기술적 불확실성이 여전히 중요한 장벽으로 작용한다. 이에 대응하기 위해 미국 에너지부(DOE)는 고급원자로 실증 프로그램(ARDP, Advanced Reactor Demonstration Program)을 통해 시제품 배치를 위한 비용분담 체계를 마련했다. NuScale과 X-energy는 각각 12~14억 달러 규모의 ARDP 자금을 확보했으며, 이 중 최대 50%까지 연방정부가 지원한다(DOE, 2022). 이 계약은 성과 기반으로, 일정한 이정표 달성 시에만 자금이 집행되므로, 민간 주체가 프로젝트의 통제권을 유지하면서도 정부의 위험 완화 프레임워크 아래에서 사업을 추진할 수 있도록 설계되어 있다.

규제 측면에서 미국 원자력규제위원회(NRC)는 기술중립적 허가 절차를 채택하고 있다. 원자력규제위원회(NRC)는 설계인증, 건설운영 통합허가(COLs, Construction and Operating Licenses), 사전신청심사 등의 간소화된

절차를 마련했다. NuScale의 첫 설계 인증에는 42개월이 소요되었고, 이후 동일 설계의 후속 원자로에는 반복심사 요건이 면제된다. 아이다호국립연구소(INL, Idaho National Laboratory)는 안전성 실험 및 부지별 시뮬레이션을 위한 실증 테스트베드 역할을 수행하며 핵심적 지원기관으로 기능하고 있다(IOED, 2024).

그러나 기술적·경제적 요인만으로는 충분하지 않으며, 사회적 수용성과 환경적 지속가능성 또한 핵심적이다. Krall et al.(2022)는 소형모듈원자로(SMR)는 단위 전력당 더 많은 고준위 폐기물을 생성할 수 있으며, 중앙집중형 폐기 시스템에 크게 의존할 가능성이 있어 폐기물 관리 문제를 악화시킬 수 있다고 지적한다. 이에 대응하여 NuScale은 통합형 연료 저장 및 건식 저장 솔루션을 개발하고 있으며, X-energy는 삼중구조 피복 입자형 연료(TRISO)의 장기적 안전성과 안정성을 강조하고 있다. TerraPower는 용융염 및 액체 나트륨 원자로를 위한 연료 재처리 기술과 함께, 소형모듈원자로(SMR) 전용 폐기물 관리 인프라 구축을 연구 중이다.

사회적 수용성 측면에서도 소형모듈원자로(SMR)는 기존 대형 원자로보다 긍정적인 평가를 받고 있다. 예를 들어, NuScale의 오리건주 부지 선정 과정은 일자리 창출, 기존 전력망과의 호환성, 탄소중립 목표와의 일치성 등을 이유로 지역사회 지지를 받고 있다. 그럼에도 불구하고 일부 지역에서는 누적적 위험, 인프라 집중, 폐기물 문제의 미해결성에 대한 우려가 여전히 존재한다(Krall et al., 2022). 따라서 기술적 완성도를 넘어서기 위해서는, 민간 개발자들이 투명한 운영, 지역사회와의 신뢰 구축, 공정한 거버넌스 체계 마련에 투자해야 한다.

결론적으로, 소형모듈원자로(SMR)는 단순한 원자로 설계를 넘어 기술 리더십, 규제 접근 방식, 시장 구조를 재정의하는 구조적 전환을 상징한다. 민간부문이 기술 개발과 상업화를 선도하는 한편, 정부는 단순한 지원자를 넘어 설계자이자 조율자로 기능해야 한다. 소형모듈원자로(SMR) 생태계의 성공적인 확장은 민간의 역동성과 공공의 전략적 조화가 유기적으로 통합되는 것에 달려 있다. 이는 에너지전환 시대의 지속가능한 원자력 혁신을 위한 전제조건이 된다.

3.4.2. 소형모듈원자로(SMR)의 세제 혜택 및 금융지원

소형모듈원자로(SMR)는 고정비 비중이 높은 기술로 시범단계를 넘어 상용화로 전환되기 위해서는 기술 검증뿐만 아니라 제도적, 금융적, 정책적 기반이 함께 마련되어야 한다. 풍력 및 태양광과 달리, 원자력은 오랫동안 주요 세액공제 프로그램에서 배제되어 왔다. 그러나 최근 들어 원자력이 탄소중립 체계하에서 무배출 에너지(zero-emission energy)로 재정의되면서, 청정에너지 개발을 위한 연방 지원체계에 점진적으로 포함되고 있다.

연방 차원의 대표적인 지원 메커니즘으로는 설비투자세액공제(ITC, Investment Tax Credit)와 발전세액공제(PTC, Production Tax Credit)가 있다. 세법 48E조(Section 48E)는 무배출 에너지 설비에 대해 최대 설치비용의 30%까지 세액공제를 허용하고 있다. 반면, 45J조(Section 45J)는 기존 원자력발전소에 대해 kWh당 1.8센트의 세액공제를 제공하는데, 2023년 개정 이후 이 혜택은 신규 소형모듈원자로(SMR) 설비까지 확대 적용된다(IRS, 2023; DOE, 2024). 또한, 기술 중립적 조항인 45Y조(Section 45Y)는 탄소배출량 기준으로만 세액공제 자격을 판단하는데, 이는 과거 재생에너지에만 집중되었던 지원정책에서 벗어나 상당한 전환을 의미한다. 이러한 세계

혜택은 프로젝트의 내부수익률(IRR)과 순현재가치(NPV)를 실질적으로 향상시켜 기관투자자의 참여를 유인한다. 예를 들어, 10억 달러 규모의 소형모듈원자로(SMR) 프로젝트에 30% 세액공제를 적용하면 실질 자본 부담이 7억 달러로 줄어들며, 이는 투자 매력도를 높이고 자본비용을 감소시켜 전반적인 금융비용과 투자자 수익률 요구치를 낮추는 효과를 가져온다(NREL, 2023).

또 하나의 핵심 메커니즘은 에너지부 산하 융자프로그램국(LPO, Loan Programs Office)이 운영하는 제17조(Title XVII) 융자보증제도이다. 이 프로그램은 소형모듈원자로(SMR) 프로젝트의 자본집약적 초기 단계에서 발생하는 재무적 리스크를 연방정부가 일부 흡수함으로써, 고위험 초기 단계 사업에도 민간투자가 유입될 수 있도록 유도한다. 대표적인 사례로는 미시간주 Palisades 원전 부지를 재활용하려는 Holtec의 SMR-160 프로젝트가 있으며, 이 프로젝트는 48E 세액공제 혜택과 연방 융자보증을 모두 활용하고 있다(Holtec, 2023). 유사하게, USNC(Ultra Safe Nuclear Corporation)는 테네시대학교와 협력하여 교육·연구·전력공급을 위한 마이크로모듈형 원자로(MMR, Micro-Modular Reactor) 통합 프로젝트를 추진 중이다. USNC는 약 5억 달러 규모의 융자보증을 신청해 현재 융자프로그램국(LPO)의 조건부 심사를 받고 있다(DOE, 2024).

이러한 융자보증은 에너지부(DOE)의 고급원자로 실증프로그램(ARDP)과 전략적으로 연계되어 있다. 고급원자로 실증프로그램(ARDP) 선정 기업은 기술적 이정표를 달성할 경우, 융자프로그램국(LPO) 심사에서 우선 심사 대상이 되며 요구 요건도 경감된다. 이 제도적 설계는 기술 시연부터 금융 확장, 그리고 궁극적인 상용화까지 이어지는 통합 경로를 형성한다. 예를 들어 고급

원자로 실증프로그램(ARDP) 수혜 기업인 X-energy는 자사의 고온가스로 냉각되는 Xe-100 원자로 시연을 진행 중이며, 프로그램 진척도에 기반해 용자프로그램(LPO)으로부터 17억 달러 규모의 조건부 용자보증을 확보했다(DOE, 2023).

주 정부 역시 중요한 역할을 수행한다. 유타주의 탄소중립 전력 프로젝트(CFPP, Carbon Free Power Project)는 지방자치 전력기관 연합이 주도하는 사업으로, 송전망 연계 인프라, 세제 인센티브, 전력구매계약(PPA) 등을 포함한 포괄적 지원 패키지를 제공하고 있다. 테네시주의 경우, 테네시밸리청(TVA, Tennessee Valley Authority)은 USNC의 프로젝트에 부지를 제공하고, 수권 이전(transferring water rights) 및 환경영향 평가를 실시하고 있으며, 연방 인허가와 병행하여 신속심사 절차도 도입했다. USNC 프로젝트에는 마이크로모듈형 원자로(MMR), 완전 세라믹 미세 캡슐화(FCM) 핵연료, 그리고 우주 탐사 핵 추진 시스템 개발이 포함된다.

이러한 연방-주 협력 모델은 실질적 성과로 이어지고 있다. 발전세액공제(PTC) 및 48E의 적용은 전력의 균등화발전단가(LCOE, Levelized Cost of Electricity)를 30% 이상 낮출 수 있으며, 용자보증을 받은 프로젝트는 그렇지 않은 경우보다 착공 가능성이 2.4배 높다(NREL, 2023). 연방과 주의 프로그램을 모두 활용한 프로젝트는 평균 인허가 소요 기간이 12개월 이상 단축되었다는 보고도 있다.

그럼에도 불구하고 몇 가지 한계와 리스크는 여전히 존재한다. 첫째, 「인플레이션 감축법(IRA)」 기반 세액공제는 현재 2032년까지만 적용되며, 연장 여부는 정치적 결정에 따라 좌우되기 때문에 장기 정책의 안정성에 대한

불확실성이 존재한다. 둘째, 용자프로그램국(LPO)의 용자보증은 향후 상환 실패 시 공적 자금이 노출될 수 있다는 우려로 일부에서 재정적 리스크에 대한 비판을 받고 있다. 셋째, 세제, 금융, 규제 체계의 복잡성은 특히 중소기업이나 신규 시장 진입자에게 높은 조정 비용을 야기해 제도 접근성에 대한 비판으로 이어지고 있다.

결국 소형모듈원자로(SMR) 배치의 성공은 기술력뿐만 아니라 이를 둘러싼 정책 구조의 적합성과 통합성에 달려 있다. 연방정부는 단순한 자금 공급자가 아닌, 시범사업, 금융, 규제 경로를 아우르는 통합 설계자로서 역할을 수행해야 하며, 주 정부는 인허가와 사회적 수용성을 책임지는 실행 파트너로 기능해야 한다. 소형모듈원자로(SMR)는 단지 작은 원자로가 아니라, 기술·제도·민간기업·정부가 공동 설계한 혁신의 통합 모델로서 미국 에너지전환의 시험대 역할을 수행하고 있다.

3.5 ▶ 석유·가스 부문

3.5.1. 민간 주도의 LNG 및 청정가스 인프라 구축

2050년까지 탄소중립을 달성하려는 전 세계적 흐름 속에서, 석유·가스 산업은 이중의 압력에 직면하고 있다. 한편으로는 탄소 기반 에너지원으로서 화석연료는 탈탄소화의 주요 대상으로 지목되고 있다. 다른 한편으로는 재생 에너지로의 즉각적인 전환을 제약하는 과도기적 현실을 고려할 때 브릿지 연료(bridge fuel)로서의 역할이 재조명되고 있다. 특히 미국은 셰일 혁명을 통해 세계 최대의 천연가스 생산국으로 부상하였으며, 액화천연가스(LNG) 인프라의 확대는 경제적 경쟁력 확보와 에너지 안보를 동시에 달성하려는 핵심 산업부문으로 발전하고 있다. 그러나 최근의 흐름은 단순한 공급 확대를 넘어, 다양한 탈탄소 기술을 인프라 설계에 통합하는 방향으로 이동하고 있으며,

이는 민간부문 주도로 이루어지고 있다. 여기에는 메탄 저감, 탄소 포집·활용·저장(CCUS) 배치, 탄소추적 시스템, 재생에너지를 통한 전력화(electrification) 등이 포함된다(Gillingham & Huang, 2021).

이러한 전환은 단순히 기술 발전의 결과만은 아니다. 이는 민간기업이 자본과 혁신을 적극적으로 투자하고, 정부는 정책 및 규제 프레임워크를 통해 이를 지원하고 유도하는 구조적 재편을 반영한다. 이 절의 목적은 이러한 변화의 구체적인 사례를 살펴보고, 미국의 에너지전환 전략 속에서 청정가스 인프라가 갖는 정책적 함의를 분석하는 데 있다.

가장 주목할 만한 사례 중 하나는 미국의 대표적 액화천연가스(LNG) 수출 업체인 Cheniere Energy다. 이 회사는 미국의 주요 액화천연가스(LNG) 수출업체로서, 최초로 화물 배출 태깅(CE Tag, Cargo Emissions Tagging) 시스템을 도입한 기업이다. 이 시스템은 이산화탄소(CO₂) 및 메탄 배출량을 선적 단위로 측정하고 문서화하여, 유럽과 일본의 수입업자들에게 필수적인 배출 지표를 제공한다. 특히 수입 화석연료에 대한 배출 기준을 강화할 유럽연합(EU)의 탄소국경조정제도(CBAM)에 대비하여, Cheniere Energy는 CE Tag 시스템을 활용해 관련 규제를 준수하고 있다(IEA, 2022). 2023년 기준, Cheniere Energy는 3천만 톤 이상의 액화천연가스(LNG)를 수출하였으며, 전체 물량의 80% 이상에 CE Tag를 적용했다. 이는 업계 전반의 근본적인 변화를 보여주는 것으로, 탄소 투명성이 수출 경쟁력으로 직결되는 구조를 반영한다. 이러한 전략은 단순한 기술적 브랜딩을 넘어, 국제 공급망에 대한 신뢰를 강화하고 금융기관이 사용하는 ESG 평가 기준과도 부합한다.

한편, Venture Global은 액화 과정 자체에 탄소 포집·활용·저장(CCUS)을

통합함으로써 보다 선제적인 방식을 택하고 있다. 민간 자금으로 설계된 Plaquemines LNG 프로젝트는 연방 45Q 세액공제를 활용해 초기 비용의 상당 부분을 상쇄하고 있다. 이 탄소 포집·활용·저장(CCUS) 시스템은 액화 과정에서 발생한 이산화탄소(CO₂)를 현장 내 지질 저장소에 주입하며, 전체 배출량의 85% 이상을 감축할 수 있을 것으로 추정된다(DOE, 2024). Venture Global은 또한 탄소 감축 크레딧을 수출 계약에 직접 통합하는 방안도 모색 중이며, 이는 탄소 시장과 액화천연가스(LNG) 거래의 융합 가능성을 시사하는 실험적 모델로 평가된다.

이러한 추세는 파이프라인 및 저장 인프라로도 확장되고 있다. 북미 최대의 가스 파이프라인 운영업체인 Enbridge는 노후화된 압축기 시설을 전기 시스템으로 교체하고, 일부 지역에는 자가발전이 가능한 재생에너지 기반의 제어 시스템을 도입하고 있다. 이러한 저탄소 하이브리드 가스 인프라는 기존 물리적 자산을 개조하기 위한 과도기 전략으로, 자본 투자 대비 높은 탄소 감축 효율을 제공함으로써 정책적 지원의 강력한 근거를 마련하고 있다.

연방정부는 에너지부(DOE) 산하 용자프로그램국(LPO)을 통해 탄소 포집·활용·저장(CCUS), 저탄소 인프라, 액화천연가스(LNG) 수출 시설에 대한 대출 보증을 제공함으로써 조력자의 역할을 수행하고 있다. 정부는 민간부문의 재무적 리스크를 일부 분담함으로써 초기 단계 실증 사업의 진입 장벽을 낮추고 있다(IOED, 2024). 동시에 환경보호청(EPA)은 일정 규모 이상의 시설에 누출 감지 및 모니터링 시스템 설치를 의무화하는 방식으로 메탄 규제를 강화했다(U.S. Methane Action Plan, 2022). 이러한 규제는 단순한 처벌 수단이 아니라 혁신을 유도하는 인센티브 메커니즘으로

설계되었다. 기술 기준을 제시하고 이를 준수하는 기업에 보조금, 인증, 세금 혜택 등을 제공함으로써 규제적 접근은 기술조정형 규제(technology-coordinated regulation)의 형태로 민간 혁신을 견인하고 있다.

결론적으로, 민간 주도의 액화천연가스(LNG) 및 청정가스 인프라 확장은 미국 에너지전환의 핵심 축으로 부상하고 있다. 이러한 전략은 첨단 기술의 상용 가능성을 검증할 뿐만 아니라, 수출 경쟁력을 확보하고, 산업부문의 탈탄소화를 실현하며, 기존 인프라 자산의 지속가능성까지 제고하는 데 기여하고 있다. 이 모든 결과는 정부와 산업 간 전략적 조정 없이는 불가능했을 것이다. 이러한 구조는 전력, 수소, 이산화탄소(CO₂) 저장 등 다른 에너지 분야에도 적용 가능한 확장 가능한 모델을 제공하며, 에너지전환이라는 현실적인 인프라 혁신을 위한 설득력 있는 청사진이 되고 있다.

3.5.2. 민간기업의 저탄소 석유·가스 생산기술 도입 사례

트럼프 2기 행정부가 전통 에너지 자원의 전략적 복원을 강조함에 따라, 규제 완화, 수출 확대, 기술 중립적 보조금 정책이 석유·가스 기업의 정체성을 단순한 화석연료 생산자에서 저탄소 에너지 공급자로 전환시키는 것을 가속화하고 있다. 기존에는 탈탄소 압력 속에 사양 산업으로 간주되던 부문이, 민간 부문의 기술혁신과 저탄소 인프라 통합을 통해 탄소 제약이 있는 미래에서도 생존 가능한 주체로 재정의되고 있다. 공급망 안보, 경제적 경쟁력, 온실가스 감축이라는 세 가지 요소가 교차하는 지점에서 전개되는 이 진화는, 재편된 정책 환경 아래서 민간 주체들이 자율적으로 전환을 주도할 수 있음을 보여주는 사례다. 이제 기업들은 단순한 규제 준수를 넘어, 운영 전반의 배출을 체계적으로 관리하는 통합 기술 시스템을 개발하고 있다. 이는 자가 소유 시설에서의 직접 배출(Scope 1), 구매한 전기·열로부터의 간접 배출(Scope 2), 공급망

및 최종 제품 사용 등 가치사슬 전반에서의 배출(Scope 3)을 모두 포함한다. 이러한 배출 범주를 포괄적으로 다룸으로써 기업들은 글로벌 ESG 기준하에서의 경쟁력을 제고하는 동시에, 저탄소 솔루션 제공자로서의 위상을 확보하고 있다(Esty, 2023). 이 변화는 단순한 기술적 진보에 그치지 않으며, 에너지 가치사슬 전반의 구조적 재편을 의미하며, 이 과정에서 핵심적인 촉매 역할을 하는 기술들이 새로운 시스템 변화의 동력으로 부상하고 있다.

이러한 변화 가운데 가장 주목할 만한 것은 고도화된 메탄 감지 및 저감 기술의 확산이다. 메탄은 20년 기준 온난화 잠재력이 이산화탄소(CO₂) 보다 84배 높으며, 석유·가스 산업의 Scope 1 배출에서 상당 부분을 차지한다(EPA, 2023). 이에 대응해 민간기업들은 위성, 드론, 인공지능(AI) 기반 센서, 자동화된 보고 플랫폼이 통합된 정교한 모니터링 시스템을 도입하여 기존의 누출 감지 및 수리(LDAR, Leak Detection and Repair) 방식보다 높은 효율성을 달성하고 있다. 대표적인 사례로는 ExxonMobil이 Permian Basin에 구축한 디지털 메탄 감시 시스템이 있다. 이 시스템은 GHGSat(Greenhouse Gas Satellite)의 상업용 위성을 활용해 잠재적인 누출 지점을 식별하고, 드론 및 지상 센서로 이를 검증한다. 이후 인공지능(AI) 알고리즘이 누출 패턴과 시점을 예측하여 자동 수리 절차를 작동시킨다(Gillingham & Huang, 2022). ExxonMobil은 이 시스템을 통해 2016년 대비 메탄 배출을 70% 이상 감축했다고 보고했다. 더 중요한 점은, 이 시스템이 환경보호청(EPA)의 향후 메탄 규제에 부합하는 구조로 설계되어 있어, 기술혁신을 통한 규제 준수의 모범이 되고 있다는 것이다. 이러한 ESG 연계 기술은 명령 지향이 아닌 인센티브 기반 규제를 선호하는 미국 정부의 정책 기조와도 부합한다. 탄소 배출량에 대한 책임을 점점 더 중시하는 글로벌 시장에서, 이러한 접근법은 공급망에 추적 가능성과 배출 투명성을 내재화하여 미국산 액화천연가스

(LNG) 및 정제 제품의 수출 신뢰도를 향상시킨다.

기술혁신의 또 다른 핵심 영역은 공정 최적화 및 에너지 효율성 향상이다. 이러한 전략은 Scope 1 및 2 배출을 줄일 뿐 아니라 운영상의 에너지 생산성을 개선하여 환경적 목표와 경제적 목표를 동시에 달성할 수 있게 한다. 기업들은 고효율 펌프, 전동 압축기, 폐열 회수(WHR, Waste Heat Recovery) 시스템, 스마트 제어 알고리즘 등을 활용해 운영 성능을 극대화하고 있다. Chevron의 저탄소 유전 운영 사례가 이를 잘 보여준다. Chevron은 미국 주요 유전에 분산형 태양광 발전 시스템을 설치하여 펌프와 압축기에 사용되는 계통 전력을 일부 대체함으로써 Scope 2 배출을 실질적으로 감축하였다(Temizel et al., 2019). 더불어 Chevron은 유량, 압력, 온도를 지속적으로 모니터링하여 유정 운영을 실시간으로 조정할 수 있는 스마트 저수지(Smart Reservoir) 기술을 도입하였다. 이와 같은 디지털 시스템은 온실가스 배출을 줄이는 동시에 장비 수명을 연장하고, 유지보수 비용을 절감하며, 예기치 못한 가동 중단을 최소화 하는 효과를 낸다. Chevron의 이러한 노력은 단순한 규제 준수를 넘어, 경제적 타당성, 생산 효율성, 환경적 책임을 균형 있게 관리하는 통합적 경영 전략으로의 전환을 보여준다. 이는 민간 혁신과 자율성을 통한 시장 주도 탈탄소화를 강조하는 트럼프 2기 행정부의 정책 기조와도 부합하며, 저탄소전환이 의무가 아닌 기회로 작동할 수 있음을 입증하는 사례이다.

탄소 책임이 강화되는 글로벌 시장에서 마지막으로 주목할 만한 혁신 분야는 탄소 포집·활용·저장(CCUS) 기술이다. 이 기술은 단순히 배출을 줄이는 것을 넘어, 석유 및 가스 기업이 탄소 제거의 주체로 재정의될 수 있는 경로를 제시한다. 특히 석유회수증진(EOR)과 결합될 경우, 탄소 포집·활용·저장(CCUS)은 고갈된 유전층에 이산화탄소(CO₂)를 주입함으로써 탄화수소 회수량을 늘리고

순배출량은 줄이는 이중 효과를 낼 수 있다(DOE, 2024). 대표적인 사례는 텍사스에 위치한 Occidental Petroleum의 Stratos 프로젝트로, 이곳은 세계 최대 규모의 직접공기포집(DAC) 시설을 보유하고 있다. 이 설비는 연간 50만 톤 이상의 이산화탄소(CO₂)를 대기 중에서 직접 포집할 수 있으며, 포집된 탄소는 인근의 석유회수증진(EOR) 작업에 활용된다. 이 시스템 덕분에 Occidental은 생산 및 연소 과정에서 배출되는 양보다 더 많은 이산화탄소(CO₂)를 제거하는 새로운 개념의 탄소 마이너스(Carbon-Negative) 오일 제품을 출시할 수 있게 되었다(Esty, 2023). 주목할 점은 이 프로젝트가 Stripe, Shopify, Meta, Alphabet 등의 글로벌 대기업과의 장기 공급 계약을 Frontier 계약 형태로 체결하였다는 것이며, 이를 통해 정책 보조금에 의존하지 않는 시장 기반 수익 모델을 확립하였다(DOE, 2023). Frontier는 2022년 Stripe, Alphabet, Meta, Shopify, McKinsey가 설립한 선구매시장 약정(AMC, Advance Market Commitment) 이니셔티브로, 영구적 탄소 제거 기술의 개발 가속화를 목적으로 한다. 이 이니셔티브는 2030년까지 10억 달러 이상의 탄소 제거 크레딧을 구매하여 연구자, 창업자, 투자자에게 강력한 시장 수요 신호를 전달하는 것을 목표로 한다. Stripe가 소유한 공익형 유한책임회사(LLC, Limited Liability Company) 구조의 Frontier는 초기 단계 공급자를 위한 선구매 계약(pre-purchase agreements)과 성장 단계 공급자를 위한 대규모 생산물판매계약(offtake agreements)을 통해 탄소 제거 구매를 촉진한다. 이 계약들은 미래 수요를 보장함으로써 공급자들이 기술 개발 및 확장을 위한 자금을 조달할 수 있도록 돕는다. 현재 Frontier는 총 9억 2,500만 달러의 약정을 체결했으며, 이 중 3억 1,700만 달러는 2028년까지 571,776톤의 이산화탄소(CO₂) 제거에 대해 이미 약정된 상태이다.

이 사례는 탄소 포집·활용·저장(CCUS)이 규제 준수를 위한 기술에서

ESG 시장, 탄소 크레딧 거래, 차세대 에너지 제품 개발과 연계된 상업적으로 통합된 솔루션으로 전환되고 있음을 보여준다. 그러나 이러한 혁신은 민간부문의 자발적인 노력만으로는 실현될 수 없다. 직접공기포집(DAC), 탄소 포집·활용·저장(CCUS), 정제소 효율화 시스템과 같은 고비용·고위험 기술은 긴 투자 회수 기간이 필요하고, 상당한 규제 불확실성하에서 운영되기 때문이다. 이에 따라 정부의 역할은 전통적인 규제자에서 위험 분담 파트너로 진화하고 있다. (Esty, 2023) 연방정부는 「인플레이션 감축법(IRA)」을 넘어 기술 실험을 정책적으로 뒷받침된 기회로 전환하기 위해 다양한 법적·재정적 수단을 동원하고 있다.

대표적인 사례 중 하나는 2023년 미국 환경보호청(EPA)의 메탄 규제이다. 이 규제는 석유 및 가스 시설 전반에 걸쳐 메탄 모니터링 및 보고에 대한 최소 성능 기준을 의무화하고 있다. 이 규제는 위성 모니터링, 드론 기반 센서, 자동화된 누출 탐지 및 수리 시스템과 같은 첨단 도구의 활용을 장려한다(EPA, 2023). 특히, 이 규제는 단순한 처벌 수단에 의존하지 않고, 감축 목표를 초과 달성한 기업에 대해 보조금, 세액공제, 우대 금융을 제공한다. 이러한 혼합적 메커니즘은 인센티브와 규제 의무를 결합한 형태로, 성과 기반 규제로 작동하며 혁신을 촉진하는 역할을 한다. 예를 들어, Chevron과 ExxonMobil은 연방 기준을 상회하는 설비를 통해 수출 인증과 가격 프리미엄을 획득한 바 있다.

이와 동시에, 미국 에너지부(DOE)의 화석에너지 및 탄소관리 프로그램(Fossil Energy & Carbon Management Program)은 탄소 포집·활용·저장(CCUS), 직접공기포집(DAC) 및 고효율 공정 기술에 대한 연구개발(R&D) 자금을 지원하고 있다. 민간기업이 시스템 설계를 주도하고 에너지부(DOE)가 기술 검증, 파일럿 테스트 및 표준화를 담당하는 새로운 병렬형 자금지원 구조가

등장하였다. Stripe, Shopify, Amazon과 같은 기업들이 지원하는 Frontier 계약은 에너지부(DOE)의 기술적·규제적 상호운용성을 보장하는 역할에 의해 보완된다(DOE, 2023).

향후 정책 설계는 이러한 변혁적 모델들이 파일럿 단계를 넘어 업계 전반의 표준 관행으로 확산될 수 있도록 보장해야 한다. 주요 과제로는 수소, 전기연료(e-fuels), 바이오연료 등 차세대 연료를 탈탄소화된 석유·가스 시스템과 정렬시키는 문제, 전력·수송·산업용 고온 열 수요 전반에 걸친 운영 통합, 신뢰 가능한 검증 및 회계 시스템의 구축 등이 있다(DOE, 2023).

결론적으로 석유 및 가스 산업은 여전히 미국 에너지 시스템의 기초를 이루고 있으며, 넷제로 전환 과정에서 과도기적 인프라를 제공하는 핵심 주체로 남아 있다. 요구되는 것은 단순한 배출 감축이 아니라, 탈탄소화를 적극적으로 추진할 수 있는 저탄소 플랫폼으로서 산업의 근본적 전환이다. 본 절에서 살펴본 다양한 기술 전략들은 이러한 구조적 재편을 위한 명확하고 확장 가능한 경로를 제시한다.

3.6 ▶ 수력 부문

3.6.1. 민간·PPP 주도 수력발전 현대화 및 확충

미국의 수력발전은 오랫동안 정부 주도의 공공 인프라 부문으로 운영되어 왔다. 그러나 환경 규제, 사회적 수용성 문제, 노후 인프라 등 복합적인 제약에 직면하면서 민간 및 민관협력(PPP) 기반의 현대화 전략이 확대되고 있다. 특히 비발전댐(NPDs, Non-Powered Dams), 관개수로를 활용한 도수 수력발전(conduit hydropower), 양수식 수력발전(PSH, Pumped Storage Hydropower) 등의 영역에서 민간부문의 참여가 점점 활발해지고 있다(DOE,

2023; NREL, 2024).

최근에는 민간 사업자가 단순한 자금 투자자를 넘어 부지 발굴, 설계, 자금 조달, 운영 등 전체 프로젝트 사이클을 주도하는 사례들이 등장하고 있다. 이는 전통적인 BOT(build-operate-transfer) 모델을 넘어선 보다 발전된 형태의 현대적 민관협력(PPP) 구조로의 진화를 보여준다. 이에 대응하여 연방정부는 기술 가이드라인 제공, 인허가 절차 간소화, 저금리 융자 및 보조금 지원 등 제도 환경을 정비하기 시작했다(FERC, 2023). 또한 수력발전이 계통 안정성 확보에 기여하는 역할에 대한 관심이 커지고 있으며, 태양광 및 풍력과 같은 간헐적이고 불확실한 재생에너지를 보완하는 에너지저장 역할과 비상 운영을 위한 계통운영서비스 제공을 위한 보상 메커니즘이 병행 개발되고 있다. 이러한 노력은 수력발전의 시장 가치를 높이고 민간부문의 참여 유인을 강화하는 데 목적이 있다. 일부 주에서는 차등 요금제나 재생에너지인증서(REC) 발급 등의 방식으로 제도화되고 있다(NERC, 2024).

궁극적으로 미국의 수력발전 확대 전략은 단순히 물리적 설비용량을 늘리는 데 그치지 않는다. 오히려 정부가 조정자의 역할을 수행하고 민간부문이 통합적 실행 주체로 전환되는 에너지 거버넌스의 재구성 과정으로 전개되고 있다. 이러한 구조 변화는 수력발전의 장기적 지속가능성과 청정에너지 전환 과정에서의 전략적 역할을 강화하는 기반을 마련하고 있다.

3.6.2. 지속가능한 수력발전과 민간 참여 사례

지속가능한 수력발전은 단순한 에너지 생산을 넘어 수자원 관리, 생태계 보전, 지역경제 활성화를 통합하는 다기능 인프라로 진화하고 있다. 이러한 전환에 발맞춰 민간부문의 역할도 단순한 기술 제공자를 넘어 지역에 뿌리내린

설계자이자 파트너로 확장되고 있으며, 이는 새로운 형태의 민관협력 모델의 등장을 촉진하고 있다(DOE, 2023; NREL, 2024).

대표적인 사례로는 워싱턴주 Yakima Valley에서 추진된 수력발전-농업 통합형 민관협력사업이 있다. 이 사례에서는 민간기업이 관개용 수로를 활용한 분산형 소규모 수력발전 시스템을 개발하였다. 이 사업은 미 농무부(USDA, Department of Agriculture)와 에너지부(DOE)의 지원이 결합된 혼합형 금융 구조(blended financing structure)를 통해 추진되었으며, 재생에너지 생산뿐 아니라 관개 효율 향상과 지역 소득 재분배 효과도 함께 달성하였다. 또 다른 주목할 사례는 미네소타주 운하 수력발전 프로젝트로, 이 사업은 민간기업과 지방정부 간 협력을 통해 수력발전을 도시 재생 및 탄소중립 목표와 연계한 사례다(EIA, 2025).

이들 사업의 공통점은 민간 주도로 추진되지만, 본질적으로는 공공 제도적 지원과 정교하게 설계된 여건 조성에 기반하고 있다는 점이다. 정부는 민간 개발자가 환경 및 사회적 요소를 체계적으로 통합할 수 있도록 기술 지침을 도입하고, 지속가능성 평가 프레임워크(Sustainability Assessment Framework)를 개발하였다. 또한 국가재생에너지연구소(NREL)는 수력발전 프로젝트에 특화된 ESG 기반 평가 지표를 제공하고 있다(DOE, 2023; NREL, 2024).

지속가능한 수력발전의 확대는 단순히 청정에너지 설비를 늘리는 데 그치지 않는다. 이는 기술, 제도, 지역사회 참여를 통합한 일관된 설계역량을 필요로 한다. 지속가능성이라는 다차원적 목표를 효과적으로 추진하기 위해서는 민간의 실행력과 공공의 제도적 조정력이 유기적으로 결합되어야만 한다.

이러한 맥락에서 해당 사업들은 에너지 거버넌스 전환의 상징적 사례로 점점 더 주목받고 있다(White House, 2022; Esty, 2023).

3.7 ▶ 에너지전환 지원제도: 세제·보조금·규제 유연화

3절의 사례들을 종합해보면, 미국 연방정부의 에너지전환 접근 방식에서 일관된 정책 방향성이 드러난다. 정부는 생산과 투자에 직접 나서기보다는, 세제 혜택, 보조금, 규제 유연성 등 시장 기반의 수단을 통해 민간부문의 역량을 극대화하는 데 주력하고 있다. 본 절에서는 이러한 전략의 제도적 기반을 조세 감면, 직접 보조, 산업입지 인센티브, 규제 개혁이라는 네 가지 상호 연관된 영역을 중심으로 분석한다.

세액공제 프로그램은 청정에너지 프로젝트의 수익성과 투자 매력을 높이는 가장 직접적인 수단이다. 「인플레이션 감축법(IRA)」하에서 도입된 투자세액 공제(ITC), 생산세액공제(PTC), 신규 조항인 섹션 45Y 및 48E는 자본투자액 또는 발전량을 기준으로 최대 30%의 세제 감면을 제공한다. 이들 조항은 기술 중립적 구조를 채택하여, 태양광 및 풍력뿐 아니라 소형모듈원자로(SMR), 청정수소, 탄소 포집·활용·저장(CCUS)도 포함한다. 특히 섹션 45Q는 이산화탄소(CO₂) 저장 시 톤당 최대 85달러, 직접공기포집(DAC) 프로젝트에는 톤당 최대 180달러의 세액공제를 제공한다(IRS, 2023; DOE, 2024).

이러한 재정적 인센티브는 내부수익률(IRR)과 순현재가치(NPV)를 크게 개선하여 대규모 자본 동원을 가능하게 한다. 예를 들어, 소형모듈원자로(SMR) 프로젝트에 투자세액공제(ITC)를 적용하면 10억 달러 투자 중 약 3억 달러의 세금을 상쇄할 수 있으며, 할인율을 평균 2~3%포인트 낮출 수 있다(NREL, 2023). 이를 보완하여 에너지부(DOE)는 해당 청정에너지 프로젝트에

대해 장기 저리의 대출보증을 제공함으로써 초기 자본 장벽을 낮추고 사업 타당성을 제고하고 있다.

직접적인 연방 보조금과 공동 투자 역시 공공-민간 협력사업의 추진력을 더욱 강화하고 있다. 에너지부(DOE)가 주도하는 국가 수소 허브 프로그램이 대표적 사례로, ARCHES(캘리포니아), HyVelocity(텍사스) 등을 포함한 7개 허브에 최대 12억 달러의 연방 자금이 배정되었다(DOE, 2023). ARCHES 모델은 수소의 생산, 수송, 활용을 통합하며, 항만 및 공항의 연료 전환, 중형 트럭용 수소 충전 그리고 기타 핵심 인프라를 포함하고 있다. 이와 같은 통합적 접근은 단순한 공급능력 확대를 넘어서 지역사회 참여, 환경정의, 일자리 창출까지 포괄한다.

산업 부지 유치를 위한 인센티브도 병행되어, 할인된 전기요금, 세금 감면, 무상 부지 임대 등의 형태로 제공되고 있다. 예를 들어, 텍사스주는 삼성과 테슬라와 같은 주요 반도체 및 배터리 제조기업을 유치하기 위해 특정 지역을 외국무역지대(FTZ, Foreign Trade Zones) 또는 재개발구역으로 지정하고 있다. 해당 지역에서는 재산세 감면, 선 구축 인프라 제공, 무상 부지 공급 등 초기 비용을 절감하고 개발 절차를 간소화할 수 있는 종합적 인센티브 패키지를 제공하고 있다. 또한, 주 정부와 전력 공급업체는 장기적인 전기요금 협상에 적극 참여하여 지속적인 에너지 비용 절감을 제공하고 있다. 일부 프로젝트는 부지 유치 전략의 일환으로 초기 단계의 송전 연결 또는 전용 태양광 발전 시설과의 공동 입지 혜택을 받기도 한다.

태양광 보급 측면에서 연방정부는 저소득 가구를 대상으로 하는 커뮤니티 태양광 프로그램을 확대 중이다. 이들 사업은 설치 비용에 대한 직접 보조금을

제공하고, 수익 공유 모델을 통해 가구당 전기요금을 10~15% 절감하도록 유도하고 있다(NREL, 2023). 예컨대 미네소타에서는 Xcel Energy가 지역 에너지 협동조합 및 비영리단체와 협력하여 프로젝트 수익의 일부를 저소득 가구에 배분함으로써 청정에너지 혜택의 형평성 있는 분배를 추진하고 있다.

마지막으로, 규제 개혁은 중앙 집중형 및 분산에너지 시스템 확장의 핵심 요소로 작용한다. 연방에너지규제위원회(FERC)의 송전 인센티브 정책은 고위험 또는 주간(州間) 송전 프로젝트에 대해 평균보다 1~2%포인트 높은 자기자본수익률(ROE)을 제공한다. 주 경계를 넘는 프로젝트의 경우 최대 12.5%의 ROE를 적용받을 수 있다(FERC, 2020). Southern Cross Transmission 프로젝트는 해당 제도를 활용해 텍사스의 독립형 ERCOT 전력망과 남동부 지역을 가상으로 연결하여 미시시피주로부터 2GW의 전력을 송전하는 데 성공했다. 이 사례는 규제 해석을 통해 기존의 법적 틀 안에서 물리적으로 분리된 전력망을 연결할 수 있음을 보여준다.

송전망 확장에 더해, 연방에너지규제위원회(FERC)의 명령 2222호는 주택용 태양광, 에너지저장시스템(ESS), 전기차 충전기 등 분산에너지 자원(DER)의 전력시장 참여를 제도화했다. 이 정책에 힘입어 Tesla와 Sunrun의 상업적 규모 가상발전소(VPP)가 여러 주에서 운영을 시작했다. 2023년 캘리포니아에서는 약 10만 가구가 참여한 가상발전소(VPP)가 최대 수요를 200MW 이상 감축하여 정전을 예방하고 전력망 신뢰도를 높이는 데 기여했다.

미국의 전기요금 인센티브는 주거용, 상업용, 산업용 등 수요자 유형에 따라 상이하며, 각 주의 규제, 유틸리티 프로그램, 연방 정책에 의해 결정된다. 최근 동향은 전기요금 상승과 기후 목표를 동력으로 에너지 효율, 재생에너지

도입, 수요반응(DR)에 중점을 두고 있다.

가정용 고객(Residential Customers)

- 시간대별 요금제(TOU): 2019-2023년간 주택용 전기요금에 인플레이션을 앞질러 연 4.8%씩 상승함에 따라, 전력회사들은 비(非)피크 시간대 사용을 장려하기 위해 시간대별 요금제(TOU)를 점점 더 많이 제공하고 있다. 예를 들어, 2025년 요금이 kWh당 31.77센트에 달한 캘리포니아에서는 TOU 요금제가 저렴한 시간대로 사용을 옮기도록 유도한다.
- 에너지 효율 프로그램: 에너지 효율이 높은 가전제품 및 주택 개조에 대한 리베이트는 일반적이며, 자금은 주로 전력회사나 2022년 「인플레이션 감축법(IRA)」을 통해 조달된다. 그러나 2023년까지 2,000만 가구가 이상이 공과금을 연체하는 등, 이러한 세금 인센티브는 저소득 가구가 접근하기 어렵다.
- 전기차(EV) 인센티브: 2050년까지 신규 경량 차량 판매량의 13~29%를 전기차가 차지할 것으로 예상됨에 따라, 전력회사들은 전력망 부하를 관리하기 위해 전기차 전용 요금제와 충전 리베이트를 제공한다. 「인플레이션 감축법(IRA)」에 따른 연방 및 주 세금 공제는 전기차 도입을 더욱 촉진한다.
- 태양광 및 상계 요금제(Net Metering): 2019년부터 2023년까지 분산형 태양광(PV) 도입이 크게 증가했으며, 상계 요금제 프로그램은 가정이 요금을 상쇄할 수 있도록 허용했다. 그러나 일부 주에서는 상계 요금제 요율을 인하하여 인센티브에 영향을 미치고 있다.

상업용 고객(Commercial Customers)

- 규제 완화 시장 옵션: 텍사스와 같은 규제가 완화된 주에서는 상업용

- 고객이 공급업체를 선택할 수 있으며, 2023년 평균 요금은 kWh당 9센트였다. 경쟁력 있는 요금제는 피크시간대 사용 비용을 낮추기 위해 재생에너지 옵션이나 수요반응(DR) 프로그램을 포함하는 경우가 많다.
- 최대 전력요금 및 부하 관리: 기업들은 피크 사용량에 기반한 최대 전력요금에 직면하게 되며, 이는 부하 이전(load-shifting)이나 에너지 저장을 유도한다. 상업용 부하에서 큰 비중을 차지하는 데이터센터는 2024년 상당한 수요 증가를 이끌었다.
 - 에너지 효율 투자: 2021년부터 2023년까지 상업부문에서 전기차(EV) 부하 영향은 400% 증가했으며, 에너지 효율 장비에 대한 리베이트도 함께 성장했다. 이러한 투자는 운영 비용을 절감하지만 초기 투자가 필요하다.
 - 재생에너지 요금제: 전력회사들은 녹색요금제를 제공하며, 규제 완화 시장의 기업들은 더 저렴한 재생에너지 계약에 접근할 수 있다. 이는 기업의 지속가능성 목표와 일치하지만 지역별로 차이가 있다.

산업용 고객(Industrial Customers)

- 맞춤형 요금 구조: 에너지 소비가 많은 산업용 고객은 종종 더 낮은 요금을 협상하거나 수요반응(DR) 프로그램에 대한 인센티브를 받는다. 요금은 산업별로 크게 다르며, 텍사스는 상업용/산업용 고객에게 평균적으로 kWh당 9센트를 제공한다.
- BTM(Behind-the-Meter) 자원: 산업 시설들은 비용 절감을 위해 태양광 및 에너지 저장과 같은 BTM 솔루션을 점점 더 많이 채택하고 있다. 전력회사 프로그램과 연방 표준에 힘입어 에너지 효율 부하 영향은 2019-2023년간 250,000GWh 증가했다.
- 인프라 업그레이드: 2019년부터 2023년까지 전력회사의 배전망에

대한 자본 지출은 50% 증가했으며, 이는 종종 요금 인상을 통해 산업용 고객에게 전가된다. 이 자금은 데이터센터와 같은 산업용 부하를 위한 전력망 신뢰성을 확보하는 데 사용된다.

- 정책 기반 인센티브: 「인플레이션 감축법(IRA)」과 주의 청정에너지 정책은 산업 전기화 및 재생에너지 통합에 대한 세금 공제를 제공하지만, 높은 자본비용으로 인해 도입은 더딘 편이다

이러한 정책 도구들을 종합하면, 이는 직접적인 국가 소유가 아닌 민간 인센티브를 공공 목표와 정렬시키는 방식으로 에너지전환을 촉진하는 정교한 정책 아키텍처를 형성한다. 미국의 경험은 국가 에너지믹스 재조정과 민간부문 참여 확대가 시급한 정책 과제로 대두되고 있는 한국에 귀중한 시사점을 제공한다.

제4절

한국의 산업 에너지 정책 현황과 과제

한국의 에너지 정책은 오랫동안 중앙집중적이고 정부 주도의 체계 속에서 설계되고 집행되어 왔다. 이는 외부 환경과 국내 산업경제 구조에 대한 불가피한 대응이었다. 한국은 석유, 천연가스, 석탄 등 1차 에너지의 90% 이상을 수입에 의존하고 있으며, 제조업 기반 역시 내연기관 중심 산업에 집중되어 있어 저렴하고 안정적인 에너지 공급 없이는 경쟁력 유지가 어려운 구조이다.

이러한 맥락에서 정부는 전력공급을 포함한 에너지 인프라를 전략적으로 통제하여 에너지 안보와 산업 경쟁력을 동시에 달성하고자 노력해왔다. 이러한 정책 환경 내에서 정부는 계획적인 전력공급 체계를 통해 발전 및 송전의 운영 안정성을 확보해 왔다. 이를 위해 전력수급기본계획에 따른 발전용량의 사전 배분과 한국전력을 중심으로 한 단일 구매자 제도를 운영해 왔다. 동시에, 녹색금융 및 에너지기술개발기금과 같은 다양한 금융수단을 활용하여 기업의 에너지 인프라 투자 및 기술 개발을 유도해 왔다. 정부는 보조금, 세제 혜택, 에너지 절약 협약 등 다양한 수단을 통해 민관협력(PPP)을 제도화하였다.

그러나 최근 에너지전환의 방향성과 속도가 가속화되면서 기존의 중앙집중형 정책 모델에 대한 의문이 제기되고 있다. 탄소중립 목표, 재생에너지 확대, 수요반응형 시장구조의 등장과 같은 새로운 요소들은 정부 역할에 대한 재정립의 필요성을 촉발하고 있다. 특히, 정부 주도 방식에서 민간 중심 방식으로의 전환, 경직된 계획 기반 시스템에서 보다 유연하고 적응력 있는 제도 설계로의 전환 요구가 증가하고 있다.

이후의 절에서는 이러한 정책 체계 속에서 형성된 한국의 전력계약 및 시장설계의 구조적 특성을 살펴볼 것이다. 이어서 중앙정부의 투자 및 보조금 메커니즘과 함께 민간의 에너지 분야 참여 모델이 어떻게 변화하고 있는지를 분석한다.

4.1 ▶ 국내 정부주도형 계약 및 에너지 정책 구조

한국의 산업 에너지 정책은 산업 성장을 위한 공급 안정성과 예측 가능성을 확보하기 위해 중앙정부가 전기 및 연료 공급망을 직접 설계하고 관리하는 중앙집중형 접근 방식을 중심으로 발전해 왔다. 특히 전력부문에서는 정부 주도의 공급 계획에 따라 한국전력이 전력을 도매로 구매한 뒤 소비자에게 재판매하는 단일 구매자 구조가 제도화되어 있다. 이러한 중앙집중형 계약 구조는 가격 변동성을 완화하고 전국 단위의 수급 균형을 용이하게 했지만, 기술혁신과 민간 참여 확대가 요구되는 현시대에는 구조적 제약으로 작용하고 있다.

이 체계의 핵심은 장기 전력구매계약(PPA)으로, 민간 발전사업자가 한국전력과 공급 물량 및 가격 산정 방식을 명시한 고정 계약을 체결하는 구조이다. 이 계약은 종종 연료비 연동 방식(fuel-cost pass-through) 또는

고정요금(flat-rate) 조건을 포함한다. 이러한 구조는 공급자에게는 안정적인 수익을, 소비자에게는 예측 가능한 요금을 제공하지만, 동시에 수요반응(DR), 에너지저장시스템(ESS), 분산에너지 자원(DER)과 같은 보다 유연하고 분산된 자원의 시장 통합을 저해한다(Kim & Kim, 2021).

계약 기반 구조는 발전소 개발의 금융 조달 방식에도 영향을 미친다. 예를 들어, 신규 액화천연가스(LNG) 발전소나 지역난방 설비는 한국전력 또는 지방자치단체와의 계약을 통해 프로젝트 파이낸싱을 확보하며, 이는 사실상 정부 보증 수요를 통해 민간투자를 유인하는 방식이다. 동시에 한국전력을 중심으로 한 단일 구매자 체계는 특정 에너지원의 시장 지배를 방지하고 지역 간 전력공급의 불균형을 완화하는 데 기여해 왔다(IEA, 2022).

정부의 투자 및 보조금 프로그램 역시 동일한 중앙집중형 논리에 따라 운영된다. 한국은 민간의 초기 투자 비용을 낮추기 위해 기후대응기금, 에너지이용합리화기금 등 다양한 재정 수단을 활용한다. 보조금, 저리 대출, 세제 혜택은 단순한 재정 지원을 넘어 민간의 행동을 유도하는 정책 신호로 기능한다(KEEI, 2022; Kim, 2025). 고정비용이 높고 수익 구조가 정책에 민감한 재생에너지, 수소, 고효율 연료전환 기술 등에는 이러한 정부 지원이 투자 결정에 있어 핵심적 역할을 한다.

그러나 이와 같은 중앙집중형 행정 접근은 몇 가지 한계를 동반한다. 공모 절차, 서류 심사, 계약 체결, 사후 모니터링 등 표준화된 행정절차는 투명성 제고에는 기여하나, 동시에 민간기업에 상당한 행정적 부담을 준다. 많은 기업들, 특히 중소기업의 경우 이러한 요건들을 감당하기 어렵다. 복잡한 신청 절차, 공동 자금조달 의무, 과도한 서류 작업 등은 사업 실행을 지연시키거나 아예

참여를 포기하게 만들 수 있다. 이로 인해 정책 지원 접근성이 불균등해지고, 민간의 예측 가능성도 낮아져 시장 내 소규모 참여자가 구조적으로 불리한 위치에 놓이게 된다(KEEI, 2022).

보조금 설계에서도 상당한 개선 여지가 있다. 현재 대부분의 지원 사업은 탄소 감축 성과나 기술혁신 여부와 무관하게 고정금액 지급이나 항목별 실비 정산 방식으로 운영되고 있다. 이로 인해 고도 기술에 대한 유인이 부족하며, 기업이 최소한의 정책 요건만 충족하는 데 집중하거나 투자를 지연시키는 현상이 발생할 수 있다. 정부는 일부 사업에서 성과기반 차등 지급 방식을 시범적으로 도입한 바 있으나, 아직까지 정책 지형 전반의 구조적 변화로 이어지지 못하고 있다(KEEI, 2022).

반면, 미국은 NYISO, PJM, ERCOT, ISO-NE, MISO, SPP, CAISO 등 독립계통운영기관(ISO)이 운영하는 경쟁 전력시장을 통해 민간 발전사업자와 소비자가 실시간 가격 신호를 주고받는다(EIA, 2025). 또한 연방정부는 투자세액공제(ITC), 청정 제조 보조금, 연방 조달 기반의 수요 창출 등 다양한 유연한 정책 수단을 활용한 기술중립적 인센티브 구조를 통해 전략적 민간 선택을 유도하고 있다(DOE, 2022).

물론 한국의 공공조달 중심 모델과 국가 주도 계획체계를 고려할 때, 미국식 시장 시스템을 전면적으로 도입하는 것은 현실적이지 않다. 그러나 가상 전력구매계약(Virtual PPA)의 도입, 경쟁입찰 방식의 일부 적용, 유연한 용량 계약과 같은 점진적 개혁은 기존 제도 틀 안에서 충분히 실현 가능한 정책 개선책이다. 보조금 설계 측면에서도, 성과 기반 평가, 민간 후속투자과 연계된 인센티브, 기술중립적 기준의 확대는 실현 가능한 개혁

방향으로 평가된다.

결론적으로, 한국의 중앙집중형 계약 및 재정정책 구조는 미비한 에너지 인프라하에서 공급 안정성과 예측 가능성을 확보하는 데 효과적인 역할을 해왔다. 그러나 수요 변동성의 확대, 기술 전환의 가속화, 민간투자 주체의 다변화라는 새로운 환경 속에서는 보다 유연하고 성과 중심의 제도 모델로의 전환이 필수적이다. 정부는 단순한 예산 배분자나 계약 조정자의 역할을 넘어서, 시장 불확실성과 제도 마찰을 완충해줄 수 있는 전략적 설계자로서의 위상을 재정립해야 한다. 민간이 보다 자율적이고 전략적으로 에너지전환을 주도할 수 있도록 뒷받침하는 새로운 제도 틀이 요구된다.

4.2 ▶ 정책적 과제 및 유연성 확보 필요성

4.2.1. 특정 에너지원 편중 구조의 한계

여러 기술이 병렬적으로 작동할 수 있는 체계를 갖추는 것은 에너지 시스템의 회복력과 유연성을 좌우하는 핵심 요소다. 그러나 실제 정책 설계는 이러한 원칙을 뒷받침하지 못하고, 오히려 소수의 발전원 자원과 제도적 특권이 집중되는 구조를 고착화해왔다. 장기 투자계획, 세제 혜택, 공급 보장 계약 등이 특정 기술을 중심으로 제도화되면서, 시장의 조정 기능과 민간의 자율적 의사결정 역량이 약화되는 결과를 초래했다.

핵심 문제는 이러한 불균형이 단순한 일시적 현상이 아니라는 점이다. 발전원 간 수익성을 비교하기 어려운 단일 구매 계약 구조, 정부가 재무적 위험을 흡수하는 계약 구조, 공급 측 중심의 전력시장 설계 등이 복합적으로 작용하면서 특정 기술에 제도적으로 유리한 환경이 고착화되었다. 이로 인해 신기술은 제도 설계의 초기 단계부터 진입 장벽에 직면하고, 민간기업은 기술

투자에 대한 전략적 방향을 자율적으로 설정하기 어려운 구조에 놓이게 된다.

이러한 제도적 편향은 기술 다양성과 정책 유연성을 동시에 약화시킨다. 재생에너지, 수소, 에너지저장시스템(ESS), 수요반응(DR) 등이 상호보완적으로 작동하는 다층적 에너지 시스템은 여전히 정책 주변부에 머무르고 있으며, 대규모 중앙 집중식 발전 자산이 송전계획, 보조금, 인허가, 공급전략 등 거의 모든 정책 수단을 독점하고 있다. 결과적으로 에너지믹스 다각화는 실질적인 구조적 전환으로 이어지기보다는 수사적 구호에 머물러 있다(IEEFA, 2025).

특정 수입 연료, 특히 액화천연가스(LNG)에 대한 높은 의존도는 공급 안정성 측면에서 위험 요인으로 작용한다. 2021~2022년 전 세계적인 연료 가격 급등 당시, 계통한계가격(SMP)의 급등과 그에 따른 에너지 관련 공기업의 재무 악화는 궁극적으로 정부 재정 부담 및 전기요금 체제 전반에 대한 논란으로 확산되었다. 이는 특정 에너지원에 대한 과도한 의존이 에너지 거버넌스 전반의 불안정성으로 이어질 수 있음을 보여준다(KEEI, 2022).

또한, 중화학 산업의 에너지 수요 구조와 현재의 정책 공급 체계 간 괴리도 점차 심화되고 있다. 철강, 석유화학, 시멘트 등 전환 압력이 높은 산업부문은 재생에너지 기반의 고효율 전력공급을 점점 더 요구하고 있다. 그러나 현재의 정책 인프라는 여전히 중앙 집중형 대규모 발전 중심에 머물러 있어, 산업계는 자체 에너지 전략을 수립하기 어렵고, ESG 평가 기준을 충족하거나 글로벌 공급망 압력에 대응하는 데 한계를 겪고 있다(KEEI, 2022).

결국 문제의 핵심은 단일 기술에 대한 의존 자체가 아니라, 기술 간 기회 구조의 비대칭성에 있다. 기존의 시장 및 제도 설계는 기술 중립적이라기보다

특정 발전 방식에 맞춰 구성되어 있어, 신규 기술의 진입을 어렵게 하고 민간 주체의 전략적 자율성을 제약하고 있다. 에너지전환의 속도와 방향을 효과적으로 조율하기 위해서는 전력망 시스템, 보조금 정책, 공급계획, 인허가 제도의 전반적인 재정렬이 필수적이다. 다양한 에너지원이 병렬적으로 작동하고, 민간부문이 선택에 기반한 방식으로 참여하며, 정책 유연성이 내재화된 제도 설계 없이는 지속가능한 에너지전환 전략은 실현되기 어렵다.

4.2.2. 정책적 안정성 확보 필요성과 기업의 역할

에너지전환의 실효성은 정부의 선언이 아니라, 민간부문의 투자와 전략, 그리고 이것이 지역사회와 얼마나 정렬되고 연계되어 작동하는가에 달려 있다. 정책은 기업의 자본 투자, 에너지 조달, 공정 전환 전략, 지역 주민의 일자리 창출, 전기요금 절감, 부동산 수익 공유 등 체감할 수 있는 혜택들로 이어지지 않는다면 실효성을 상실한다. 단순한 재정 보조를 넘어, 지금의 핵심 과제는 정책의 일관성과 예측 가능성, 그리고 기업과 지역사회 모두가 안정적으로 작동할 수 있도록 하는 제도 설계에 있다(DOE, 2022).

실제로, 모호하고 단절적인 정책 신호는 기업 전략뿐 아니라 지역 경제에도 부정적인 영향을 미치고 있다. 예를 들어, LG화학은 충북 청주 오창산업단지 내 자사 사업장에 RE100 목표 달성을 위한 10.2MW 규모의 태양광 발전설비를 구축하려 했다. 제3자 전력구매계약(PPA)을 통해 연간 약 13GWh의 재생 에너지를 확보해 전체 전력수요의 약 15%를 충당하고 연간 6,000톤 이상의 이산화탄소(CO₂)를 감축할 것으로 기대했다. 그러나 18개월 이상 지연된 계통연계 인허가, 신재생에너지 공급인증서(REC) 가격의 급락(2022년 평균 6만 원에서 2023년 하반기 기준 3만 8천 원 미만), 지자체별로 상이한 인허가 기준 등으로 인해 사업 착수가 2024년 중반으로 미뤄졌다. 그 결과, 글로벌

고객사에 감축 실적을 보고하지 못하게 되었다. 이 사례는 대기업조차도 불확실한 정책 환경에서는 에너지전환 사업을 실행하기 어려우며, 중소기업과 지역사회에겐 더 큰 불확실성이 존재함을 보여준다.

이러한 구조적 병목은 중앙정부 주도의 획일적인 정책 설계, 단기 예산 운용, 비효율적인 부처 간 조정, 지역 수요와 여건을 반영하지 못하는 공급 중심 행정 시스템에서 기인한다(Carbon-Free Energy Initiative, 2023). 보조금 대부분이 연 단위로 설계되어 있고, 계통 및 인허가 권한이 분산돼 있다는 현실은 기업과 지역사회가 장기계획을 수립하고 투자 시점을 조율하는 데 중대한 제약으로 작용한다.

미국은 이러한 한계를 점차 극복하며, 기업과 지역사회가 상호이익 기반의 관계를 구축할 수 있도록 제도적 기반을 정비하고 있다. 특히 텍사스, 애리조나, 조지아 등 선벨트 지역에서는 데이터센터나 배터리 공장 유치 시 단순한 부지 지원을 넘어 지역기반 수익공유 구조가 핵심 평가요소로 작동하고 있다. 여기에는 지역 주민 고용 확대, 부동산 임대수익의 지역 환원, 계통 여유용량을 활용한 전기요금 할인, 공공 인프라 개선 등이 포함된다. 이러한 모델은 기업에게는 세금 감면과 투자세액공제(ITC)를 제공하고, 지역사회에는 안정적인 일자리와 실질적인 에너지 복지를 제공한다. 예를 들어 전남 지역에서 데이터센터 부지를 기업이 매입한다면, 지역 주민은 임대를 통한 부수입을 얻고, 계통 여유전력을 활용해 전기요금을 낮출 수 있으며, 해당 기업은 세금 감면 및 신속한 인허가 혜택을 누릴 수 있다. 이와 같은 상생형 지역 계약이 제도화된다면, 일회성 보조금 기반 사업에서 벗어나 국가 산업정책의 일환인 전략적 지역기반 전환 모델로 발전할 수 있다.

이와 같은 방향으로의 구조적 전환은 한국에도 필수적이다. 기업이 5~15년에 걸친 중장기 전략을 수립하고 지역사회와 공동으로 에너지 사업을 설계하려면, 기술 중립성, 예측 가능성, 지역별 유연성을 갖춘 정책 환경이 필요하다. 그러나 현재의 보조금 체계는 정액 보상과 중앙집중 기준에 기반해 있어 기업의 지속적 투자계획 수립이나 지역 주민의 장기적 참여를 촉진하기 어렵다.

보조금 설계 역시 단순한 설비투자 지원에서 성과기반 인센티브, 지역 연계 보상, 기술 성숙도에 따른 차등 지원이 결합된 다층적 구조로 전환되어야 한다. 예컨대 고효율 보일러 도입을 지원할 경우, 감축량뿐 아니라 지역 수요 적합성이나 지역 고용 효과 등에 따라 지원 규모를 차등화할 수 있다(IEA, 2021; Esty, 2021). 세계정책도 투자세액공제(ITC), 생산세액공제(PTC)과 같은 미국의 구조처럼 지역참여와 연계된 투자를 우대하는 방식으로 설계하고, 이에 대한 행정 해석 또한 일관되고 예측 가능해야 한다.

궁극적으로 정책은 기업뿐 아니라 주민, 지자체, 지역 조직 모두가 이해를 공유하고 설계에 참여할 수 있는 개방형 시스템으로 기능해야 한다. 단순히 정부가 자금을 대고 기업이 사업을 수행하는 구조를 넘어, 기업과 지역이 공동으로 설계하고 정부는 그 기준과 보상구조를 제공하는 시스템이 필요하다.

요컨대, 에너지전환의 성공은 정책의 방향보다 그것이 '누구에게 어떤 방식으로 이익을 주는가'에 달려 있다. 지금 필요한 것은 기업이 더 이상 정책의 수동적 수혜자가 아니라 지역사회와 함께하는 적극적인 공동 설계자이자 실행자가 되는 정책 공동체(policy community) 모델로의 구조적 전환이다.

다음 절에서는 이러한 다층 협력 구조하에 이미 작동 중인 지역·민간 주도형 에너지믹스 전환 사례와 전략을 살펴보고, 한국이 어떻게 더 높은 정책 유연성을 제도화할 수 있을지를 고찰할 것이다.

제5절

한국의 산업 에너지전환 정책에 대한 제언

에너지전환이 실제로 작동하기 위해 필요한 것은 선언이 아니라 구조적 실행이다. 기술은 이미 존재하고, 탄소중립 목표도 설정되어 있으며, 산업계의 에너지 수요도 명확히 정의되어 있다. 그러나 이 요소들이 효과적으로 통합되지 않는다면 정책은 단지 종이 위의 계획에 그칠 뿐, 현장에서는 무력할 수밖에 없다. 특히 에너지 수요의 규모, 속도, 정밀도가 중요한 산업부문에서는 국가 정책의 방향보다 제도 설계의 일관성과 실행 가능성이 훨씬 더 중요하다. 신뢰가 결여된 구조 속에서 유인 기능조차 없다면, 민간기업이 자율적으로 에너지믹스를 설계하고 장기 투자를 감행할 수 있는 여건이 조성되지 않는 한, 산업 전환은 필연적으로 정체될 수밖에 없다.

이러한 점에서 미국의 정책 아키텍처는 유용한 비교 사례를 제공한다. 「인플레이션 감축법(IRA)」, 「인프라 투자 및 일자리법(IIIA)」, 연방에너지규제 위원회(FERC) 명령 2222호와 같은 최근의 입법을 통해, 연방정부는 더 이상 에너지 공급의 직접 제공자가 아니라 시장 기반의 인센티브 설계자이자 제도 조정자로서의 역할을 새롭게 정의했다. 이 전환의 핵심은 민간 자본, 기술, 수요에 의해 구동되는 에너지 시스템 설계다. 정부는 제도의 예측 가능성을

높이고 시장 진입 조건을 정비하는 역할을 수행하게 된 것이다. Amazon, Microsoft, Google과 같은 주요 기업들은 더 이상 공공 인프라에 의존하지 않는다. 이들은 고전력 운영에 최적화된 맞춤형 에너지 포트폴리오(태양광, ESS, 천연가스, SMR)를 적극적으로 구성하는 동시에, 전력망을 안정시키고 지역사회와 수익을 공유하는 전략에 참여하고 있다. 오늘날 에너지 계획은 더 이상 정부의 전유물이 아니라 기업이 실행하고 정부가 조정하는 구조로 변화하고 있다.

이러한 구조 전환은 한국 산업계가 직면한 과제와 직접적으로 연결된다. 분산에너지 자원(DER), 데이터센터 등 고밀도 수요, 탄소중립 이행 부담 등은 이제 중앙계획 에너지 정책만으로는 효과적으로 대응하기 어렵다. 동시에 모든 인프라와 기술 방향을 정부가 일일이 결정하려는 방식은 속도와 정밀도 모두에서 한계를 가질 수밖에 없다. 한국이 지금 요구받는 것은 기업이 자율적으로 에너지 전략을 수립하고, 지역사회와 수익을 공유하며, 이를 가능하게 하는 제도적 기반에 바탕을 둔 상향식의 유연한 구조다. 이는 단순히 외국 시스템을 이식하자는 이야기가 아니라, 정부의 역할을 근본적으로 재정 의하고, 정책 설계의 구조 자체를 전환하자는 요구이다.

이러한 전환을 바탕으로 본 절에서는 미국의 민간 주도 에너지 정책 사례를 분석하고, 한국의 산업 에너지전환 정책에 대한 시사점을 도출한다. 이 절에서는 분산형·지역 기반 에너지전환 모델과 수익 공유 메커니즘, 증가하는 인공지능(AI) 및 데이터센터 전력수요에 대응하기 위한 통합 발전계획 및 전력망 현대화, 균형 잡힌 에너지믹스 설계와 맞춤형 연구개발(R&D) 지원, 그리고 효과적인 전략 실행을 위한 통합 민관 거버넌스 시스템을 검토한다. 궁극적으로는 산업별로 효과적인 에너지믹스 전략을 실현할 수 있도록 하는 제도적 조건과

유인 구조 정립에 초점을 맞춘다.

5.1 ▶ 민간·지역 주도의 수익공유형 분산에너지 모델 설계

에너지 정책이 효과를 발휘하려면, 민간기업이 행동할 수 있는 제도적 공간이 보장되어야 한다. 기업이 자체적으로 에너지 사용을 계획하고, 지역 인프라에 투자하며, 지역사회와 이익을 공유할 수 있을 때, 에너지전환은 더 넓은 산업 구조의 변화를 견인할 수 있다. 현재 한국의 산업 에너지 정책은 여전히 정부 주도의 발전계획과 특정 에너지원에 대한 보조금 체계에 크게 의존하고 있다. 민간기업이나 지역 주체가 독립적으로 시스템에 참여할 수 있는 제도적 경로는 매우 제한적이다. 분산에너지 자원(DER)의 확대가 정책 목표로 자주 언급되지만, 실제로는 계통 연계, 시장 참여, 수익 배분과 같은 핵심 메커니즘이 여전히 중앙집중적 구조를 따르고 있다.

반면, 미국은 연방에너지규제위원회(FERC)의 2222호 명령과 같은 제도 개혁을 통해 이러한 중앙집중 구조를 적극적으로 해체하고 있다. 이 명령은 소규모 태양광 발전, 에너지저장시스템(ESS), 전기차 충전, 수요반응(DR) 자원을 하나의 통합 자원으로 집계 및 등록하여 전력시장에 참여하게 함으로써, 실시간 계통 안정화와 수익 창출이 가능하도록 한다. 이는 단순히 신기술을 도입하는 차원이 아니라, 규제 장벽을 제거하고 민간의 실행력을 실질적으로 강화하는 조치다. 캘리포니아에서는 약 10만 가구로 구성된 가상발전소(VPP)가 200MW 이상의 피크부하를 관리하며 이러한 가능성을 입증한 바 있다(NREL, 2023).

이와 유사한 접근 방식은 한국에서도 충분히 가능하며, 동시에 반드시 필요하다. 최근 제정된 「분산에너지 활성화 특별법」은 이러한 전환을 위한

입법적 기반이 될 수 있다. 그러나 단순한 법적 형식에 그치지 않기 위해서는, 다음 세 가지 분야에 대한 제도 설계가 집중적으로 이뤄져야 한다.

첫째, 산업단지나 민간기업이 주도하는 분산에너지 자원(DER) 집합체의 시장 참여를 제도화할 필요가 있다. 이를 위해서는 에너지저장시스템(ESS), 태양광, 수요반응(DR), 전기차 충전 등을 통합 운영할 수 있는 산업형 분산에너지 자원 집합사업자와 같은 새로운 시장 주체를 전력시장 구조에 도입해야 한다. 현재 전력거래소의 등록 제도는 대규모 중앙집중형 발전을 기준으로 설계되어 있기 때문에, 소규모·다원적 전원의 통합 및 정산을 위한 별도의 병렬적인 체계가 필요할 것이다. 예를 들어, 산업단지 단위나 지역 전력거래구역 단위에서 제한적으로 가상발전소(VPP) 운영을 허용하는 시범사업을 도입할 수 있다.

둘째, 지역사회와의 수익 공유 구조를 정책 요건에 내재화해야 한다. 미국의 Brooklyn Microgrid나 Georgia Drawdown 프로젝트와 같은 사례는, 에너지 자산의 소유권과 수익 공유 구조가 지역 단위에서 어떻게 설계될 수 있는지를 보여준다. 이와 유사하게, 태양광, 에너지저장시스템(ESS), 집합형 수요반응(DR) 등 국내의 분산에너지 프로젝트에도 산업통상자원부나 지방자치단체의 조례 및 지침을 통해 지역 이익 공유를 의무화할 수 있다. 예를 들어, 수익의 일정 비율을 지역 기후기금에 적립하거나, 주민이 사업 초기 단계부터 투자할 수 있도록 지역 기반 채권을 발행하는 방식이 가능하다.

셋째, 민간부문의 투자 리스크를 줄이기 위해 세제 및 재정적 인센티브를 묶은 패키지 형태의 지원이 필수적이다. 현재 국내의 재생에너지 세액공제 제도는 특정 기술에만 협소하게 적용되고 있으며, 민간 주도의 하이브리드형

분산에너지 구성은 사실상 대상에서 제외되어 있다. 이에 따라, 분산에너지 프로젝트 등록제를 도입해 등록된 프로젝트에 대해 법인세 감면, 산업은행 등 정책금융기관의 지원, 그리고 지자체 보조금 매칭 등을 연계할 필요가 있다. 중요한 점은, 이러한 인센티브의 적용 기준이 설치 용량이나 면적이 아니라, 지역 고용 창출, 계통 기여도, 수요관리 실적 등 성과 기반 지표에 따라 설정되어야 한다는 것이다.

이러한 제도 개편은 단순히 특정 기술의 확산을 목표로 하는 것이 아니라, 민간 주체들이 자율적인 에너지 전략을 수립하고 실행할 수 있는 전략적 경로를 확보하는 데 그 목적이 있다. 한국 산업부문이 에너지전환의 핵심 동력으로 기능하기 위해서는, 정부의 역할이 기업 및 지역의 에너지 기획을 가능하게 하고, 그 실행을 가속화하는 방향으로 전환되어야 한다. 제도는 단순한 기획의 수단이 아니라, 실행을 가능하게 하는 조건이자 구조이다.

5.2 ▶ AI·데이터센터 시대 대응형 종합 발전계획 설계

데이터센터와 인공지능(AI) 컴퓨팅 인프라는 더 이상 단순한 정보통신기술(ICT) 시설이 아니다. 이들은 고밀도 전력 소비 주체로 부상하며 국가 전력 계획의 핵심 구조를 재편하고 있다. 산업 디지털화와 반도체 기반 제조업이 주도하는 한국과 같은 국가에서는, 장기적이고 예측 가능한 고부하 수요를 수용할 수 있도록 전력계획 체계를 구조적으로 재편하는 것이 필수적이다. 네이버, 카카오, 삼성, LG CNS 등 국내 기업들이 건설 중인 차세대 데이터센터는 부지당 전력수요가 100MW를 초과할 것으로 예상되며, 대부분 수도권에 집중되어 있다. 이는 단순한 전력량의 문제가 아니라, 송배전(T&D) 용량, 부지 인허가, 특수한 부하 패턴 등과 관련된 구조적 과제이다.

미국은 이러한 전력수요 변화에 정책이 어떻게 대응할 수 있는지를 보여주는 시사점을 제공한다. 버지니아, 텍사스, 오클라호마와 같은 주에서는 데이터센터를 부하 특성 측면에서 산업시설과 동일하게 분류하고, 이에 맞춰 지역별 발전 포트폴리오를 설계하고 있다. 여기에는 가스터빈 기반 중간부하 발전기, 대규모 에너지저장시스템(ESS), 태양광 발전(PV), 소형모듈원자로(SMR) 등이 조합된 하이브리드 모델이 포함되며, 이는 민간부문과 정부기관이 공동으로 조정하여 지역 수요에 대응하도록 설계한다(IEA, 2022; NERC, 2023).

이러한 모델을 한국에 직접 이식하는 것은 인허가 제도, 계통 구조, 중앙정부와 지방정부 간 역할 분담, 시장 설계의 차이로 인해 현실적으로 어렵다. 그러나 미국의 접근법은 중요한 시사점을 제공한다. 특히, 특정 고부하 수요자를 별도로 분리하여 전력 계획을 수립하고, 해당 수요에 맞는 발전 구성의 공동 설계를 가능하게 하는 제도적 유연성이 존재한다. 한국 역시 획일적인 수요 예측 방식을 넘어서, 고부하 지역 또는 시설 유형을 식별하고 그에 대한 독립적인 계획 수립이 가능한 체계로 나아가야 한다.

앞서 논의된 분산에너지의 수익 공유 모델에서 보듯이, 초점은 고정된 정부 계획에서 벗어나 민간 주도의 현장 맞춤형 전략과 이를 뒷받침하는 구조적 기반으로 전환되어야 한다. 예를 들어, 데이터센터의 집적이 예상되는 경기도나 충청권 일부 지역을 고부하 수요 지역(High-Power Demand Zones)으로 지정할 수 있다. 이러한 지역 내에서는 에너지저장시스템(ESS), 태양광, 고효율 가스터빈, 소형모듈원자로(SMR)를 결합한 하이브리드 발전 포트폴리오를 한전, 민간기업, 지방정부가 공동 투자 및 운영하는 방식이 가능하다. 이러한 구성은 계통 혼잡을 완화하고 피크수요에 대한 유연성을

높이며, 민간기업들이 보다 전략적으로 계획을 수립할 수 있도록 한다.

인공지능(AI) 컴퓨팅 수요의 특성—짧은 처리 주기, 높은 전력 밀도, 가동 시간에 민감한 설계—은 일반적인 전력공급 방식이 아니라, 특화된 고신뢰성 모델을 요구한다. 여기에는 현장 발전, 연료전지, 첨단 에너지저장시스템(ESS) 등이 포함될 수 있다. 이것은 전통적인 의미의 보조금이 아니라 초고신뢰 전력 시스템을 위한 맞춤형 기술 지원과 투자 인센티브를 필요로 한다. 예를 들어, 구글의 오클라호마 데이터센터는 태양광, 고체산화물 연료전지(SOFC), 에너지저장시스템(ESS)을 결합한 맞춤형 시스템을 통해 99.98%의 가동률을 유지하며, 동시에 피크전력 절감과 계통 안정화에도 기여하고 있다(Adegboyega et al., 2025). 한국도 이러한 모델을 국내 여건에 맞게 도입할 수 있다. 실제로, 미국에 비해 상대적으로 짧은 송전 거리와 체계적인 인프라 조정 체계는 한국이 통합 설계를 하기에 유리한 환경을 제공한다.

무엇보다도, 데이터센터 입지 정책, 전력 계획, 거시적 산업 전략 간의 공간적 연계가 필요하다. 현재 한국에서 데이터센터 입지는 통신망 접근성, 부지 가격, 세제 혜택 등을 기준으로 지방자치단체의 재량에 따라 결정되는 반면, 전력계통 투자 및 확장 계획은 별도로 수립된다. 이로 인해 에너지 공급 준비도와 전력 부하 수용 역량 간의 괴리가 발생하고 있다. 앞으로는 일정 규모 이상의 인공지능(AI) 및 데이터센터에 대한 인허가를 전력망 계획과 연계하고, 필요할 경우 이를 전력 연계형 산업단지(Power-Integrated Industrial Zone) 모델로 편입하여 동시적 개발이 가능하도록 해야 한다.

요약하자면, 데이터센터의 전력수요는 더 이상 기술적인 세부사항이 아니라, 전력계획 아키텍처를 재구성하는 새로운 기준선으로 인식되어야

한다. 정부는 수요를 규제하거나 예측하는 역할에서 벗어나, 수요 기반 계획을 가능하게 하는 조정자 역할로 전환하고, 제도와 인프라를 그에 맞게 재조정해야 한다. 동시에 기업도 지역 여건에 맞는 고신뢰성 전력 전략을 주도적으로 수립할 수 있어야 한다. 민간의 전략과 제도적 유연성이 함께 작동하는 구조는 인공지능(AI) 시대 에너지 정책의 핵심일 뿐만 아니라, 한국이 미국의 선례를 참고하면서도 자국 현실에 맞는 해법을 설계해야 하는 이유이기도 하다.

5.3 ▶ 균형 잡힌 에너지믹스 및 기술지원 정책

에너지믹스는 단순히 다양한 발전원을 나열하는 것이 아니라, 신뢰성·유연성·정책 일관성을 동시에 확보하면서 산업 수요에 대응할 수 있는 전략적 조정 메커니즘으로 작동해야 한다. 제조업 기반의 산업구조로 인해 전력 의존도가 높고, 수출기업을 중심으로 온실가스 감축과 RE100 이행이 요구되는 한국의 경우, 에너지믹스의 구조 자체가 산업 경쟁력을 좌우하는 핵심 요소가 된다. 그러나 현재 한국의 에너지믹스는 정책 목표, 기술 조건, 기업 수요의 균형적 고려보다는 특정 발전원의 확대나 제도적 관성에 의해 구조가 형성되는 경우가 많다.

미국은 최근 이러한 불균형을 해결하기 위해 보다 유연하고 기능 중심적인 접근법을 채택하고 있다. 재생에너지, 천연가스, 원자력, 수소를 전략적으로 결합하고, 각 에너지원이 시스템 안정성과 전력망 지원에 기여하는 바에 따라 정책 도구를 차별화한다. 예를 들어, 재생에너지 확대는 투자세액공제(ITC)와 생산세액공제(PTC)를 통해 장려되고, 소형모듈원자로(SMR)는 에너지부(DOE)의 실증 자금과 연방 전력구매계약(PPA)을 통한 장기 수익 보장으로 지원받으며, 천연가스는 전력망 균형을 위한 단기 예비전력으로 자리매김한다.

이러한 기능별 전략은 RE100을 추진하는 기업과 계통 운영자 간의 조정 비용을 줄이는 데에도 효과적이다.

이러한 구조적 접근은 한국의 에너지믹스 설계에 유용한 시사점을 제공하지만, 이를 그대로 이식해서는 안 된다. 대신 한국은 자국의 고유한 산업 및 에너지 지형에 맞는 맥락적 해석이 필요하다. 한국은 미국에 비해 가용 토지의 제약, 수요의 수도권 집중, 전력망의 경직성 등에서 근본적인 차이를 보인다. 따라서, 단일 에너지원 확대 모델에서 벗어나 다음의 정책 방향을 반영하는 다기능·목적 기반의 혼합 전략을 채택해야 한다.

첫째, 한국은 RE100과 Scope 2 배출 감축을 추진하는 대기업들의 수요에 맞춘 민간 주도형 발전 포트폴리오로 전환해야 한다. 2024년 기준으로 50개가 넘는 한국 기업이 RE100 이니셔티브에 가입했지만, 이용 가능한 조달 옵션은 여전히 제한적이며, 한전의 공공요금 체계가 기업의 자발적 전력 조달을 구조적으로 제약하고 있다. 이를 극복하기 위해서는 RE100 전용 발전믹스를 허용하고, 자가발전-자가소비 모델을 확대하며, 전력구매계약(PPA) 정산 구조를 개혁해야 한다. 특히 시급한 과제는 분산에너지 자원(DER)의 통합과 거래를 허용하는 전력시장 개선이다. 앞서 논의한 미국 연방에너지규제위원회(FERC)의 명령 2222호나 「인플레이션 감축법(IRA)」 기반의 전력구매계약(PPA) 시장과 같은 제도는 장기적인 민간투자 활성화를 위한 핵심 수단이며, 한국도 이와 유사하게 기업의 전력계획권을 보장하는 체계로 나아가야 한다.

둘째, 에너지믹스는 전원 간 상호보완성과 지역별 에너지 수요를 반영한 다차원적 관점에서 설계되어야 한다. 한국은 지역별로 전력 자급률과 전력망 용량에서 큰 편차를 보이며, 동일한 기술이라도 지역 여건에 따라 다른 역할을

수행한다. 예를 들어, 수도권에서는 에너지저장시스템(ESS) 기반의 피크부하 분산이 필수적이지만, 충청·영남 지역에서는 소형모듈원자로(SMR)나 고효율 액화천연가스(LNG) 발전기가 기저·중간 부하 안정성 확보에 더 적합하다. 강원도와 제주도에서는 태양광·풍력 등 재생에너지를 수소 기반 백업 시스템과 결합해야 한다. 이러한 지역 맞춤형 믹스 설계는 단순한 에너지 정책이 아니라 산업 입지, 환경 계획, 인프라 개발이 결합된 범부문 과제다. 미국의 주(州)들이 독립적으로 에너지믹스를 구성하듯, 한국도 지역 단위 전력 계획을 제도화해야 한다.

셋째, 균형 잡힌 에너지믹스 구축을 위해서는 기술 지원과 연구개발(R&D) 투자의 구조적 통합이 필요하다. 그동안 기술 개발과 에너지 계획은 별도로 운영되어 왔으나, 재생에너지 발전량 예측, 소형모듈원자로(SMR)의 열적 안정성, 에너지저장시스템(ESS) 화재 안전성, 수소 혼소(混燒) 가능성(hydrogen co-firing capabilities) 등의 변수는 에너지믹스 실행 가능성에 직접적인 영향을 미친다. 따라서 연구개발(R&D) 우선순위는 믹스 전략과 연계되어야 한다. 특히 중소기업을 대상으로 현장 기반 기술 실증 프로그램을 체계화하여, 혁신이 실제 배치 가능한 에너지 인프라로 전환될 수 있도록 해야 한다.

요약하면, 에너지믹스는 단순한 발전원 목록이 아니라, 정책·수요·기술을 유기적으로 조정하는 상호연결적 틀이다. 민간부문의 수요가 실제로 실행될 수 있도록 시장과 제도 시스템을 개혁해야 하며, 각 발전원의 기능과 지역 여건에 기반한 다층적 전략을 마련해야 한다. 지금 한국에 필요한 것은 단순한 발전 용량 확대가 아니라, 전략적이고 정책 실행이 가능한 발전원 조합이다.

수익 공유형 분산에너지 모델과 데이터센터 부하를 위한 전력 전략에 대한

이전 논의에서 보았듯이, 단일 기술만으로 모든 것을 해결할 수 있는 만능 해결책은 없다. 실제 실행을 위해서는 다양한 이해관계자 간의 조정이 필수적이다. 정부는 전체적인 방향 설정과 제도적 틀 마련을 주도하되, 계획 수립과 실행 단계는 점차 민간과 지역 주체로 이양되어야 한다. 에너지 정책은 더 이상 하향식·공급 중심 체계에 머물러서는 안 되며, 부하 특성, 기술 요건, 지역 여건에 따라 차별화된 수요 대응형의 유연한 구조로 발전해야 한다.

이러한 구조 속에서 정부는 단일한 정책 설계자가 아니라 조정의 촉진자이자 실행을 가능하게 하는 지원자의 역할을 수행해야 한다. 일반적으로 정책 목표를 규정하기보다, 지역과 기업이 스스로 에너지 계획을 수립·이행할 수 있는 여건을 조성해야 한다. 특히 에너지 비용과 공급 불확실성이 경쟁력에 직결되는 산업부문에서는, 정부가 불확실성을 최소화하고 장기적인 투자 예측 가능성을 보장하는 체계를 구축하는 것이 무엇보다 중요하다.

한편, 민간부문도 더 이상 수동적인 소비자에 머물 수 없다. 대규모 에너지 수요와 기술적 선택지를 가진 기업들은 에너지믹스 설계, 발전 포트폴리오, 입지 선정, 계통 전략에 대해 전략적 결정을 내려야 하며, 이러한 선택을 정책 및 지역사회 틀 안에서 정당화하고 조율할 수 있어야 한다. RE100, Scope 2 감축, ESG 기준이 글로벌 공급망에서 전제조건으로 자리 잡으면서, 민간부문은 단순히 규제를 준수하는 차원을 넘어 에너지전환을 적극적으로 주도할 것을 요구받고 있다.

이러한 거버넌스 전환이 실현된다면, 산업부문은 단순한 수요원이 아니라 에너지 정책의 공동 설계자로 기능하게 될 것이며, 정부는 중앙 계획자에서 구조적 조정자로 역할이 전환될 것이다. 그 결과, 에너지 비용 절감, 기업의

전략적 대응력 향상, 보다 지속가능한 지역 인프라 구축, 그리고 전력망 회복력 강화가 가능해질 것이다. 즉, 에너지전환은 더 이상 정책 선언에 머물지 않고, 산업과 정렬된 실행 가능한 틀이 될 것이다.

궁극적으로, 한국에 필요한 것은 새로운 기술 자체가 아니라 설계 역량—즉, 기존의 기술·수요·제도적 수단을 전략적으로 결합하는 능력이다. 본 절에서 제시한 전략들은 추상적인 정책 대안이 아니라, 한국 산업 지형의 실제 조건에 맞춘 실질적 설계 해법이다. 에너지전환은 더 이상 가능성의 문제가 아니라, 실행의 문제이다.

제6절

맺음말:

기업-지역사회 중심 에너지전환 패러다임의 필요성

이 장에서 분석한 미국 에너지 정책의 변화는, 전통적인 연방정부 중심의 중앙집중형 체계에서 민간·기업 주도의 분산형 모델로 전환할 때 나타나는 강력한 경제적·사회적 효과를 명확히 보여준다. 특히, 「인플레이션 감축법(IRA)」과 「인프라 투자 및 일자리법(IIJA)」과 같은 입법 기반에 의해 추진된 민간부문 중심의 에너지 정책은 기술혁신, 시장 대응력, 그리고 효과적인 자본 투자 활성화 측면에서 기존의 정부 주도 방식보다 우월한 성과를 입증하였다. NextEra, Amazon, NuScale, X-energy 등 미국 대표 기업들의 프로젝트는, 민간부문이 혁신적 에너지 기술 개발과 효율적인 시장 기반 투자를 통해 어떻게 지속가능한 전환을 가속화할 수 있는지를 구체적으로 보여준다.

이러한 미국 사례들은 한국의 에너지 정책 방향 설정에 명확한 시사점을 제공한다. 지금까지 한국의 에너지 정책은 직접적이고 세부적인 정부 규제와 통제에 크게 의존해 왔으나, 급속한 기술 발전, 산업의 다양화, 시장 역동성에 발맞추는 데 한계를 드러냈다. 특히 인공지능(AI) 산업과 데이터센터와 같은 고밀도 산업시설의 폭발적 증가로 인한 전력수요 급증은 기존 중앙집중식 송전망과 에너지 인프라의 한계를 적나라하게 드러냈다. 미국의 Grain Belt

Express나 HyVelocity 수소 허브와 같이 성공적인 민간 주도 프로젝트가 효과적인 모델을 제시하듯, 한국도 시장 수요에 맞춘 기민한 투자와 기술 개발을 통해 기업이 인프라 현대화를 선도하도록 장려해야 한다.

무엇보다도, 에너지 수입 의존도가 높고 고밀도 산업단지가 다수 분포한 한국의 산업 구조를 고려할 때, 획일적인 정부 주도의 계획이 아니라 민간 주도형·지역 맞춤형 에너지믹스 전략이 필수적이다. 이를 구체적으로 구현하기 위해 다음과 같은 전략적 접근이 제안된다.

첫째, 지역별 산업 특성과 에너지 수요에 대한 철저한 분석을 바탕으로 에너지 공급 방식을 다각화해야 한다. 태양광, 풍력, 수소, 소형모듈원자로(SMR), 저탄소 액화천연가스(LNG) 등 다양한 에너지원의 지역별 최적 조합을 도출하고, 민간기업이 그 실행을 주도적으로 이끌 수 있는 환경을 조성할 필요가 있다.

둘째, 정부는 우호적인 투자 여건을 조성하기 위해 제도적 지원을 강화해야 한다. 미국의 기술 중립적·성과 기반 세제 인센티브 모델을 참고하여, 안정적인 재정 지원과 세제 혜택, 예측 가능한 장기 규제 체계를 마련함으로써 민간부문의 적극적인 에너지 프로젝트 참여를 유도해야 한다. 특히 민간기업의 초기 투자 위험을 완화하기 위한 보증제도나, 초기 인프라 건설비용을 보조하는 자금 지원 방안 등과 같은 대책을 적극적으로 검토할 필요가 있다.

셋째, 민간기업과 지역사회 간의 긴밀한 협력체계를 구축하는 것이 중요하다. 기업이 에너지 인프라 구축을 주도하는 과정에서 지역 이해관계자와 효과적으로 협상하고 사회적 합의를 확보할 수 있도록 제도적 기반을 마련해야

한다. 예를 들어, 에너지 시설을 건설할 때 기업이 이익의 일부를 지역사회에 재투자하거나 지역 주민에게 경제적 혜택을 제공하도록 하는 명확한 법적 근거를 확립할 필요가 있다. 지역사회의 참여와 이익 공유 메커니즘을 명확히 구조화함으로써, 민간 주도 에너지 프로젝트의 사회적 수용성과 장기적 지속 가능성을 높일 수 있다.

넷째, 기술 개발과 연구개발(R&D) 분야에서 민간부문의 참여를 확대하기 위해, 정부는 산·학·연 협력체계를 한층 강화할 필요가 있다. 특히, 민간기업이 대학 및 연구기관과 협력하여 첨단 기술을 공동으로 개발하고 상용화할 수 있는 생태계를 조성하는 것이 중요하다. 이를 지원하기 위해 정부는 국가 연구개발(R&D) 프로그램을 강화하고, 기술 발전을 기반으로 기업의 시장 진입을 촉진할 수 있도록 효율적인 인증 및 표준화 체계를 마련해야 한다.

마지막으로, 정부는 규제를 명확히 하고 시장 진입 장벽을 완화하여 에너지 거래 시장을 활성화하고 시장 참여자를 확대해야 한다. 이를 통해 스타트업과 중소기업이 에너지 시장에 진입해 혁신적인 기술을 개발·실행할 수 있는 경쟁 환경이 조성될 것이다. 이 과정에서 정부는 투명하고 효율적인 시장 운영 규칙을 마련하고, 중·장기적으로 예측 가능한 규제 환경을 제공함으로써 기업이 안정적이고 지속가능한 투자 계획을 수립할 수 있도록 해야 한다.

결론적으로, 미래의 도전과 기회에 효과적으로 대응하기 위해 한국은 민간과 기업이 주도하는 역동적이고 분산형 에너지믹스로의 전환을 시급히 추진해야 한다. 유연하고 혁신적인 민간 중심 에너지 정책 체계를 구축함으로써 한국은 기술혁신, 투자 활성화, 산업 경쟁력 제고, 그리고 장기적 지속가능성이라는 궁극적인 목표를 달성할 수 있을 것이다.

제7절

참고문헌

- Belyak, N., Gabriel, S. A., Khabarov, N., & Oliveira, F. (2023). Renewable energy expansion under taxes and subsidies: A transmission operator's perspective. arXiv. <https://arxiv.org/abs/2302.10562>
- Brown, M. A., Palsule, N., & Hubbs, J. (2024). Anticipating the response of climate solutions to a policy paradigm shift: Case study of the U.S. and the state of Georgia. *Energy Research & Social Science*, 104, 104050. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.104050>
- Center for Climate and Energy Solutions. (2024). Advanced Nuclear Process Heat for Industrial Decarbonization (C2ES Closer Look Brief). Arlington, VA: C2ES. Retrieved from <https://www.c2es.org/wp-content/uploads/2024/07/Advanced-Nuclear-Process-Heat-for-Industrial-Decarbonization.pdf>
- CETF. (2023). How to stop losing the energy transition. Clean Energy Transition Forum. Retrieved from <https://www.scribd.com/document/884198204/CETF-How-to-Stop-Losing-final-1>

- Esty, D. C. (2023). Red lights to green lights: From 20th century environmental regulation to 21st century sustainability. *Journal of Environmental Regulation & Economic Governance*, 36, 625-639.
- Executive Office of the President (ERP). (2024). Economic report of the president: Chapter 6 - Clean energy industrial strategy. Retrieved from <https://bidenwhitehouse.archives.gov/wp-content/uploads/2024/03/ERP-2024-CHAPTER-6.pdf>
- Farber, D. A. (2025). Toward a Future-Facing Climate Policy: Shifting the Focus from Emission Regulation to the Energy Transition. *Columbia Journal of Environmental Law*, 50(1), 1-60. <https://doi.org/10.52214/cjel.v50i1.13313>
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC). (2011). Order No. 1000: Transmission planning and cost allocation by transmission owning and operating public utilities (136 FERC ¶ 61,051). Retrieved from <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/orderno.1000.pdf>
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC). (2023). Transmission planning and cost allocation policies (FERC Order No. 1000). Retrieved from <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/orderno.1000.pdf>
- Gillingham, K., & Huang, P. (2019). Is abundant natural gas a bridge to a low-carbon future or a dead-end? *The Energy Journal*, 40(2), 1-26. <https://doi.org/10.5547/01956574.40.2.kgil>
- Hydrogen Valleys Report. (2022). *Hydrogen Valleys: Synthesis report*

- on success factors and lessons learned. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Retrieved from <https://h2v.eu/analysis/reports>
- Institute for Energy Economics and Financial Analysis. (2025). Bottlenecks to renewable energy integration in South Korea (June 2025). Retrieved from <https://ieefa.org/resources/bottlenecks-renewable-energy-integration-south-korea>
- International Energy Agency (IEA). (2021). Renewables 2021: Analysis and forecast to 2026. International Energy Agency. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/renewables-2021>
- International Office of Energy Development (IOED). (2024). International outlook for advanced reactors: SMR report. Indiana Office of Energy Development. Retrieved from https://www.in.gov/oed/files/IOED-SMR-Report_Final_2024.pdf
- International Renewable Energy Agency. (2022). Global hydrogen trade to meet the 1.5 °C climate goal: Part I - Trade outlook for 2050 and way forward. Retrieved from https://india-re-navigator.com/public/uploads/1651644555-IRENA_Global_Trade_Hydrogen_2022.pdf
- Kim, H., & Kim, D. (2021). Challenges and opportunities for integrating distributed energy resources in South Korea's power market. *Energy Policy*, 156, 112418. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112418>
- Kim, C. (2025). Bottlenecks to renewable energy integration in South Korea. Institute for Energy Economics and Financial Analysis.

Retrieved from https://ieefa.org/sites/default/files/2025-06/IEEFA%20Report_Bottlenecks%20to%20renewable%20energy%20integration%20in%20South%20Korea_June2025.pdf

Krall, L. M., Macfarlane, A. M., & Ewing, R. C. (2022). Nuclear waste from small modular reactors. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 119(23), e2111833119. <https://doi.org/10.1073/pnas.2111833119>

Korea Energy Economics Institute. (2022). 탄소중립 산업전략 수립을 위한 종합연구 (Basic Research Report No. 2022-02(2)). Ulsan, South Korea: Korea Energy Economics Institute. Retrieved from <https://www.keei.re.kr/>

Mengelkamp, E., Gärttner, J., Rock, K., Kessler, S., Orsini, L., & Weinhardt, C. (2018). Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn Microgrid. *Applied Energy*, 210, 870-880. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.06.054

Microsoft Corporation. (2023). Microsoft Environmental Sustainability Report 2024. Retrieved from <https://cdn-dynmedia-1.microsoft.com/is/content/microsoftcorp/microsoft/msc/documents/presentations/CSR/Microsoft-2024-Environmental-Sustainability-Report.pdf>

National Renewable Energy Laboratory. (2023). Community Resilience Options: A Menu for Enhancing Local Energy Resilience. <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/84493.pdf>

National Renewable Energy Laboratory. (2024). The Value of Resilience for Distributed Energy Resources: An Overview of Current Anal

- tical Practices (Tech. Rep. No. NREL/TP-90139). Golden, CO: NREL. <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/90139.pdf>
- North American Electric Reliability Corporation (NERC). (2024). 2024 Long-Term Reliability Assessment. Retrieved from https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_Long%20Term%20Reliability%20Assessment_2024.pdf
- NuScale Power, LLC. (2022). NuScale SMR Technology: An Ideal Solution for Coal Plant Replacement. Retrieved from <https://www.nuscalepower.com/hubfs/Website/Files/Technical%20Publications/nuscale-smr-technology-an-ideal-solution-for-coal-plant-replacement.pdf>
- Organization for Economic Co-operation and Development (OECD). (2025). Governing for the green transition. OECD. Retrieved from https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2025/04/governing-for-the-green-transition_0608c8e1/5b0aa7d0-en.pdf
- Park, J., & Lee, D. (2025). Race to meet our climate challenges: U.S. industrial decarbonization and global implications. *Energy & Climate Studies*, 17(1), 51-78.
- Qorbanian, R., Löhndorf, N., & Wozabal, D. (2024). Valuation of power purchase agreements for corporate renewable energy procurement. arXiv. <https://arxiv.org/abs/2403.08846>
- Renewable Energy Buyers Alliance (IEA). (2022). Renewable energy market update. Retrieved from <https://iea.blob.core.windows.net/assets/63c14514-6833-4cd8-ac53-f9918c2e4cd9/Rene>

wableEnergyMarketUpdate_June2023.pdf

- Sreedharan, P., Farbes, J., Cutter, E., Woo, C. K., & Wang, J. (2016). Microgrid and renewable generation integration: University of California, San Diego. *Applied Energy*, 169, 709-720. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.053>
- Shi, Y., Xu, B., Zhang, B., & Wang, D. (2016). Leveraging energy storage to optimize data center electricity cost in emerging power markets. *arXiv*. <https://arxiv.org/abs/1606.01536>
- S&P Global. (2023). U.S. data center demand growth and energy infrastructure. Retrieved from <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/us-dcc-demand>
- Temizel, C., Canbaz, C. H., Palabiyik, Y., Putra, D., Asena, A., Ranjith, R., & Jongkittinarukorn, K. (2019). A comprehensive review of smart/intelligent oilfield technologies and applications in the oil and gas industry (SPE 195095-MS). In *Proceedings of the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/195095-MS>
- U.S. Department of Energy (DOE). (2022). Industrial decarbonization roadmap (DOE/EE-2635). Retrieved from <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-09/Industrial%20Decarbonization%20Roadmap.pdf>
- U.S. Department of Energy (DOE). (2022). America's strategy to secure the supply chain for a robust clean energy transition. Retrieved from <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-02/America's%20Strategy%20to%20Secure%20the%20Supply%20Chain%20for%20a%20Robust%20Clean%20Energy%20Transition.pdf>

20Chain%20for%20a%20Robust%20Clean%20Energy%20Transition%20FINAL.docx_0.pdf

U.S. Department of Energy (DOE). (2023). U.S. Hydropower Market Report 2023 edition. Water Power Technologies Office. Retrieved from <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-09/U.S.%20Hydropower%20Market%20Report%202023%20Edition.pdf>

U.S. Department of Energy (DOE). (2024) , Office of Fossil Energy & Carbon Management. Progress Report: Venture Global Plaque mines LNG CCUS Project. Retrieved from <https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-10/VG%20Plaquemines%20Oct%2024%20DOE%20Progress%20Report%20%28final%29.pdf>

U.S. Department of Energy (DOE). (2023). U.S. national clean hydrogen strategy and roadmap. Retrieved from <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/us-national-clean-hydrogen-strategy-roadmap.pdf>

U.S. Department of Energy (DOE). (2023). Energy Earthshots initiative report. Retrieved from <https://www.energy.gov/sites/default/files/2025-01/doe-energyearthshots-initiativereport.pdf>

U.S. Department of Energy (DOE). (2024). Advanced Reactor Demonstration Program fact sheet. Retrieved from <https://www.energy.gov/ne/advanced-reactor-demonstration-program>

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). (2023). U.S. methane emissions reduction action plan Retrieved from <https://www.>

epa.gov/system/files/documents/2024-12/epa430r24009-fy23-accomplishments-report.pdf

- U.S. Environmental Protection Agency (EPA). (2023). EPA's final rule to Reduce Methane and Other Harmful Pollution from Oil and Natural Gas Operations. Retrieved March 8, 2024, from <https://www.epa.gov/controlling-air-pollution-oil-and-natural-gas-operations/epas-final-rule-reduce-methane-and-other>
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (2025). Annual Energy Outlook 2025. U.S. Department of Energy. Retrieved from <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/2025/AEO2025-narrative.pdf>
- Utah Associated Municipal Power Systems. (2023). Small Modular Reactor and Alternative Power Portfolios Study (Technical Report). State of Utah. Retrieved from <https://www.utah.gov/pmn/files/515877.pdf>
- World Bank. (2024). Energy subsidies: International practices and reform pathways. Washington, DC: World Bank. Retrieved from <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099071824151028191/pdf/P174326-cb93f7d1-b491-4cde-ba23-dc55589e4248.pdf>
- Zhang, L., Xie, H., Niu, Q., Wang, F., Xie, C., & Wang, G. (2023). Optimization of energy management in hybrid SOFC-based DC microgrid considering high efficiency and operating safety when external load power goes up. *Sustainable Energy & Fuels*, 7, 1433-1446. <https://doi.org/10.1039/D2SE01559E>

지속가능한
경제성장과 에너지전환
산업 에너지전환 정책의 방향

2부

⋮

한국 산업 에너지전환 정책 제언

4장

합리적 에너지믹스를 위한 정부 계획의 개선 과제

조성봉
승실대학교 초빙교수

제1절

들어가며

한국은 제조업과 이를 바탕으로 한 수출경쟁력이 산업 경쟁력의 원천으로 작용한다. 2024년 한국의 명목 국내총생산(GDP)은 1조 8,699억 달러로 세계 12위, 수출액은 6,836억 달러로 세계 6위를 기록했다(한국무역협회, 2024b). 전체 수출액에서 제조업이 차지하는 비중은 약 83.5%로, 그중에서도 반도체, 자동차, 디스플레이 등 상위 13대 품목 수출이 61.8%를 차지한다(한국무역협회, 2024a). 국가경제에 대한 제조업의 기여를 고려할 때, 전력의 안정적이며 경제적인 공급은 산업 경쟁력의 확보와 유지에 결정적이다. 또한 머지않은 미래에 인공지능(AI)의 확산과 이용이 국가 경쟁력을 결정하는 상황에서, 인공지능(AI)은 많은 전력을 소모하므로 안정적인 전력의 확보가 중요하다.

산업 경쟁력 제고를 위한 전력 분야의 과제는 안정적이고 경제적인 전력공급을 위한 에너지믹스의 설계라고 할 수 있다. 발전설비의 준공을 위해 입지 선정 및 건설 등에 4~15년에 걸친 시간이 필요하므로 효율적인 에너지믹스의 설계와 전망이 필수적이다. 에너지믹스는 발전설비의 유형과 조합 그리고 이에 따른 전력공급 여건 및 경제성에 결정적인 영향을 미친다.

아울러 에너지믹스와 발전설비의 지역적 분포는 전력망 등 전력공급 시스템의 구축 및 운영비용에 유의미한 영향을 미친다. 전력 분야의 또 다른 과제는 합리적인 전기요금 결정과 전력구매 방식이다. 자의적인 전기요금의 결정은 전력공급 기반을 약화시키며 소비자 또는 지역간 교차보조를 통해 가격 신호를 왜곡시킬 수 있다. 본 장은 정부의 에너지믹스 계획과 전기요금의 구조를 살펴보고, 산업 경쟁력 제고를 위한 전력 분야의 정책 과제에 대해 논의하고자 한다.

제2절

에너지믹스 관련 정부 계획과 영향

2.1 ▶ 국가 탄소중립·녹색성장 기본계획

2022년 3월 「기후위기 대응을 위한 탄소중립·녹색성장 기본법(이하 '탄소중립기본법')」이 입법화되었다. 이전에는 「에너지기본법」 제6조(국가 에너지기본계획의 수립)에 의거 「국가에너지기본계획」이란 이름으로 정부가 향후 20년의 에너지믹스에 대한 계획을 5년마다 발표해왔다. 최후의 「국가 에너지기본계획」은 2019년 「제3차 국가에너지기본계획(2019~2040년)」이다. 이후 「탄소중립기본법」 제10조(국가 탄소중립·녹색성장 기본계획의 수립·시행)에 따라 「국가 탄소중립·녹색성장 기본계획」을 수립하는 것으로 제도가 변경되었다.

2023년 4월 발표된 「탄소중립·녹색성장 국가전략 및 제1차 국가 기본계획(이하 '국가 탄소중립·녹색성장 기본계획')」은 20년(2023~2042년)을 계획기간으로 하며, 5년마다 수립·시행된다. 「국가 탄소중립·녹색성장 기본계획」은 국가온실가스감축목표, 기후변화 적응 등 하위계획의 원칙과 방향을 제시하고 에너지 등 관련 계획과 정합성 제고를 목적으로 한다.

「제1차 국가 탄소중립·녹색성장 기본계획」의 주요 내용은 다음과 같다. 2030년 배출량 목표는 436.6백만 톤(2018년 대비 40% 감축)으로 유지하며, 2021년 국제사회에 약속한 국가온실가스감축목표(NDC) 상향안의 감축 목표를 준수한다. 다만, 감축수단별 이행 가능성 등을 고려하여 부문간·부문내 감축목표를 일부 조정한다<표 4-2-1>.

표 4-2-1 | 제1차 국가 탄소중립·녹색성장 기본계획의 부문별 감축목표

(단위: MtCO_{2eq}, 괄호는 '18년 대비 감축률)

구분	부문	2018년 배출량	2030 목표	
			기존 NDC('21.10)	수정 NDC('23.3)
배출량(합계)		727.6	436.6 (40.0%)	436.6 (40.0%)
배출	전환	269.6	149.9 (44.4%)	145.9 (45.9%) ^{주1)}
	산업	260.5	222.6 (14.5%)	230.7 (11.4%)
	건물	52.1	35.0 (32.8%)	35.0 (32.8%)
	수송	98.1	61.0 (37.8%)	61.0 (37.8%)
	농축수산	24.7	18.0 (27.1%)	18.0 (27.1%)
	폐기물	17.1	9.1 (46.8%)	9.1 (46.8%)
	수소	(-)	7.6	8.4 ^{주2)}
	탈루 등	5.6	3.9	3.9
흡수·제거	흡수원	(-41.3)	-26.7	-26.7
	CCUS	(-)	-10.3	-11.2 ^{주3)}
	국제감축	(-)	-33.5	-37.5 ^{주4)}

출처: 관계부처 합동(2023)

※ 주1: 태양광, 수소 등 청정에너지 확대로 400만톤 추가 감축

※ 주2: 수소 수요량 최신화에 따른 공급량 확대 반영 (블루수소 + 10.5만톤 → 온실가스 0.8백만톤 ↓)

※ 주3: 국내 CCS 잠재량 반영(0.8백만톤), CCU 실증경과 등을 고려한 확대(0.1백만톤)

※ 주4: 민간협력 사업 발굴 및 투자 확대 등을 통해 국제감축량 400만톤 확대

2.2 ▶ 전력수급기본계획

「전력수급기본계획」은 「전기사업법」 제25조(전력수급기본계획의 수립)에 따라 2년 주기로 수립하는 정부 계획이다. 2025년 발표된 「11차 전력수급 기본계획」은 전력수급의 기본방향, 장기 전력수급 전망, 발전 및 송·변전 설비계획 등 2024년부터 2038년까지 15년간의 장기계획을 담고 있다. 아래는 「11차 전력수급기본계획」에서 제시하는 전력수요 및 공급, 온실가스 감축 목표, 에너지믹스의 주요 내용에 해당한다.

전력수요 전망(2038년 기준)

- 기준수요 = 모형수요 + 추가수요(첨단산업, 데이터센터, 전기화)
- 목표수요 = 기준수요 - 수요관리

- 모형수요: 경제성장과 기온상승 등 거시변수 반영한 128.9GW
- 추가수요: 첨단산업(1.4GW), 데이터센터(4.4GW), 전기화(11.0GW) 등을 반영한 16.7GW
- 기준수요(145.6GW), 수요관리(16.3GW), 목표수요(129.3GW)
- 발전원 구성은 목표수요를 충족하기 위한 에너지믹스로 설계

| 표 4-2-2 | 11차 전력수급기본계획의 목표수요 전망

연도	전력소비량(TWh)	최대전력(GW)	
		하계	동계
2023(실적)	546.0	98.3	94.0
2024	552.3	101.0	96.1
2025	559.2	102.5	97.5
2026	565.4	104.2	98.9
2027	573.0	106.2	100.6
2028	578.5	107.8	101.9
2029	582.4	109.3	103.2
2030	590.1	111.4	105.1
2031	596.3	113.4	107.1
2032	604.8	115.7	108.9
2033	608.0	118.0	110.2
2034	611.0	120.3	112.1
2035	619.0	123.1	114.1
2036	619.0	125.0	115.5
2037	621.8	127.1	116.9
2038	624.5	129.3	118.8
연평균 증가율	0.9%	1.8%	1.5%

출처: 산업통상자원부(2025)

전력공급 전망(2038년 기준)

- 신규 필요설비 = 목표설비 - 확정설비
- 목표설비 = 목표수요 × (1 + 예비율)
- 확정설비 = 전통전원(기계획) + 신재생(보급전망)

- 목표설비: 목표수요에 예비율 22%를 감안한 157.8GW
- 확정설비: 기존 발전소 건설·폐지 계획 및 재생에너지 보급전망을 모두 반영한 147.5GW로, 목표설비보다 10.3GW 부족

온실가스 감축목표

- 10차 전력수급기본계획 대비 원전 및 재생에너지 발전량 확대로 2030년 무탄소비중 53%로 전환부문 온실가스 감축목표 달성 가능
- 2038년 무탄소비중 70%로 10차 전력수급기본계획 감축경로 유지 가능

에너지믹스 전망

- 에너지원별 설비용량 및 발전량은 <표 4-2-4> 및 <표 4-2-5>와 같으며, 이를 <그림 4-2-1> 및 <그림 4-2-2>와 같이 도식화

「11차 전력수급기본계획」에서 제시하는 에너지믹스 전망의 의미는 다음과 같다. 설비용량 측면에서는 <그림 4-2-1>에서 볼 수 있듯이, 신재생에너지가 크게 확대되는 반면, 석탄화력의 설비용량이 크게 축소됨을 알 수 있다. 한편 발전량 측면에서는 석탄과 액화천연가스(LNG)와 같은 화석에너지의 발전량이 크게 감축되고 이를 신재생에너지 발전량 증가로 대체함을 알 수 있다. 정산단가 기준 원자력과 석탄의 발전원가는 <표 4-2-3>에서 볼 수 있듯이, 신재생에너지보다 낮은¹⁶⁾ 상태에서, 이와 같은 에너지믹스는 전력공급 비용의 인상요인으로 작용할 수 있다. 재생에너지가 전력계통에 미치는 계통 보강, 백업 및 저장 등의 외부적 비용을 감안할 때, 「11차 전력수급기본계획」에서 제시하는 에너지믹스는 전기요금 상승의 원인으로 작용할 것으로 예상된다.

16) 일반적으로 석탄발전기에는 한전 발전자회사에 적용되는 정산조정이 적용되어 SMP 정산만 고려되는 신재생 정산단가보다 낮다. 그러나 2024년은 액화천연가스(LNG) 가격의 하락폭이 커서 SMP 대비 석탄가격에 따른 마진이 크지 않아 정산금 차감 없이 SMP 정산금과 CP 정산금(설비용량에 따라 지급하는 금액)이 지급된 결과 신재생 정산단가를 상회하였다.

표 4-2-3 | 주요 에너지원의 정산단가

(단위: 원/kWh)

연료원	2022	2023	2024
평균	153.13	137.07	128.09
원자력	52.48	54.98	66.27
석탄	157.01	139.91	143.56
LNG	239.30	214.21	175.47
유류	310.11	356.68	443.28
양수	277.58	240.84	208.98
신재생	205.76	171.42	138.77
기타	196.29	160.04	131.45

출처: KPX EPSIS

표 4-2-4 | 11차 전력수급기본계획의 에너지믹스 전망: 설비용량

(단위: GW, %, 정격용량 기준)

연도	구분	원자력	석탄	LNG	재생e	신e	양수	기타	무탄소시장 /유보	계
2023 (실적)	용량	24.7	39.2	43.2	30.0	1.4	4.7	1.3	-	144.4
	비중	17.1	27.1	29.9	20.8	1.0	3.3	0.9	-	100.0
2024	용량	26.1	40.2	46.4	34.5	1.5	4.7	1.1	-	154.4
	비중	16.9	26.0	30.1	22.3	1.0	3.0	0.7	-	100.0
2025	용량	26.1	40.8	47.3	39.0	1.8	4.7	1.2	-	160.8
	비중	16.2	25.4	29.4	24.3	1.1	2.9	0.7	-	100.0
2026	용량	28.9	39.3	50.3	44.1	2.1	4.7	0.7	-	169.9
	비중	17.0	23.1	29.6	25.9	1.2	2.8	0.4	-	100.0
2027	용량	28.9	36.6	53.1	50.4	2.3	4.7	0.7	-	176.7
	비중	16.3	20.7	30.1	28.5	1.3	2.7	0.4	-	100.0
2028	용량	28.9	35.1	55.4	57.6	2.5	4.7	0.6	-	184.8
	비중	15.6	19.0	30.0	31.2	1.3	2.5	0.4	-	100.0
2029	용량	28.9	32.7	57.8	67.9	2.7	4.7	0.7	-	195.4
	비중	14.8	16.8	29.6	34.8	1.4	2.4	0.3	-	100.0
2030	용량	28.9	31.7	58.8	78.0	2.9	5.2	0.7	-	206.1
	비중	14.0	15.4	28.5	37.8	1.4	2.5	0.3	-	100.0

연도	구분	원자력	석탄	LNG	재생e	신e	양수	기타	무탄소시장 /유보	계
2031	용량	28.9	30.7	60.0	85.0	3.0	5.2	0.7	-	213.5
	비중	13.5	14.4	28.1	39.8	1.4	2.4	0.3	-	100.0
2032	용량	30.3	29.7	63.1	90.6	3.2	5.8	0.7	-	223.4
	비중	13.5	13.3	28.3	40.6	1.4	2.6	0.3	-	100.0
2033	용량	31.7	29.7	63.1	96.2	3.3	6.5	0.7	1.4	232.6
	비중	13.6	12.8	27.1	41.4	1.4	2.8	0.3	0.6	100.0
2034	용량	32.0	28.1	64.7	101.8	3.5	7.9	0.7	1.5	240.2
	비중	13.3	11.7	27.0	42.4	1.4	3.3	0.3	0.6	100.0
2035	용량	32.4	28.1	64.7	107.8	3.6	7.9	0.7	2.2	247.4
	비중	13.1	11.4	26.2	43.6	1.5	3.2	0.3	0.9	100.0
2036	용량	32.4	27.1	65.7	112.5	3.8	9.4	0.7	3.0	254.6
	비중	12.7	10.7	25.8	44.2	1.5	3.7	0.3	1.2	100.0
2037	용량	33.8	25.1	67.6	117.2	3.9	10.4	0.7	3.2	261.8
	비중	12.9	9.6	25.8	44.8	1.5	4.0	0.3	1.2	100.0
2038	용량	35.2	22.2	69.2	121.9	4.0	10.4	0.7	4.6	268.1
	비중	13.1	8.3	25.8	45.5	1.5	3.9	0.2	1.7	100.0

출처: 산업통상자원부(2025)

표 4-2-5 | 11차 전력수급기본계획의 에너지믹스 전망: 발전량

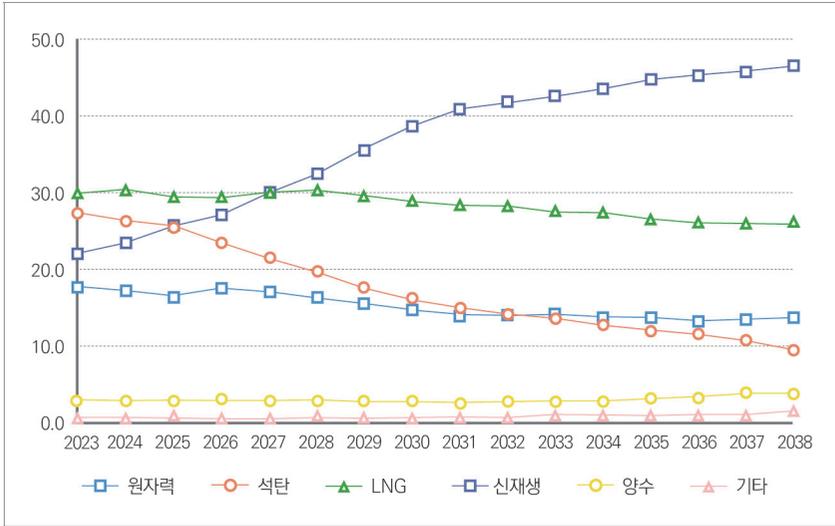
(단위: TWh, %)

연도	구분	원전	석탄	LNG	재생e	신e	청정수소 암모니아	기타	합계	탄소	무탄소
'23년 (실적)	발전량	180.5	184.9	157.7	49.4	7.2	-	8.3	588.0	358.2	229.9
	비중	30.7	31.4	26.8	8.4	1.2	-	1.4	100.0	60.9	39.1
'30년	발전량	204.2	110.5	161.0	120.9	18.7	15.5	11.8	642.6	302.0	340.6
	비중	31.8	17.2	25.1	18.8	2.9	2.4	1.8	100.0	47.0	53.0
'35년	발전량	236.0	88.9	101.1	179.9	24.3	32.8	28.5	691.5	242.8	448.7
	비중	34.1	12.9	14.6	26.0	3.5	4.7	4.1	100.0	35.1	64.9
'38년	발전량	248.3	70.9	74.3	205.7	26.4	43.9	34.9	704.5	206.7	497.8
	비중	35.2	10.1	10.6	29.2	3.8	6.2	5.0	100.0	29.3	70.7

출처: 산업통상자원부(2025)

| 그림 4-2-1 | 11차 전력수급기본계획의 에너지믹스 전망: 설비용량

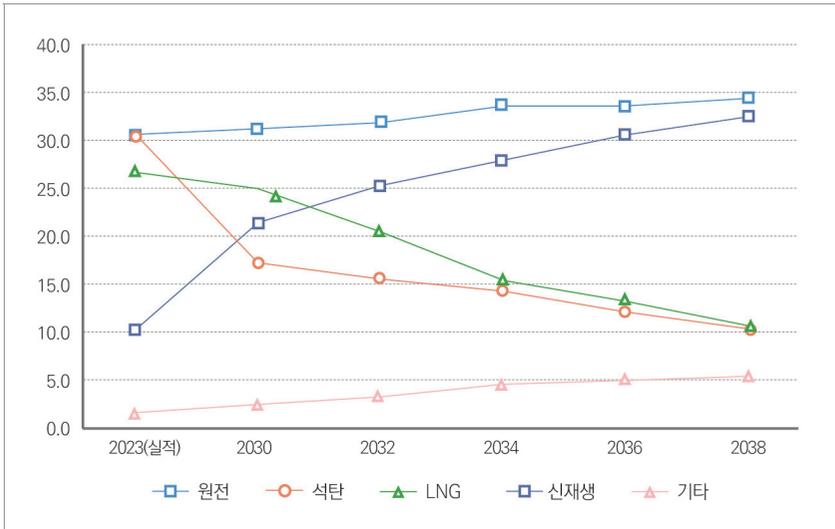
(단위: GW, %, 정격용량 기준)



출처: 산업통상자원부(2025)

| 그림 4-2-2 | 11차 전력수급기본계획의 에너지믹스 전망: 발전량

(단위: %)



출처: 산업통상자원부(2025)

제3절

전기요금과 산업 경쟁력

3.1 ▶ 전기요금 결정 방식

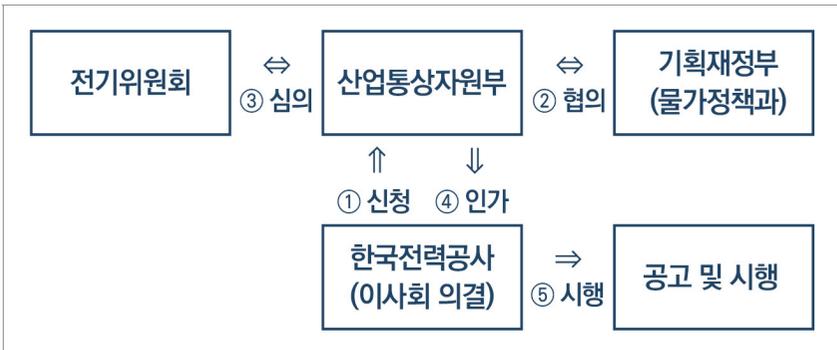
전기요금 결정의 일반적인 원칙은 적정 원가에 적정 이윤을 더한 것으로 한다. 「전기사업법」 제16조(전기의 공급약관) 제1항에서는 전기판매사업자는 대통령령으로 정하는 바에 따라 전기요금과 그 밖의 공급조건에 관한 약관을 작성하여 산업통상자원부 장관의 인가를 받아야 한다고 규정하고 있다. 동법 시행령 제7조(기본공급약관에 대한 인가기준) 제1항 제1호는 전기요금과 그 밖의 공급조건에 관한 약관에 대한 인가 또는 변경인가 기준의 첫 번째를 ‘전기요금이 적정 원가에 적정 이윤을 더한 것일 것’이라고 규정하고 있다.

아울러 「물가안정에 관한 법률」 제4조(공공요금 및 수수료의 결정) 제5항은 ‘공공요금의 산정 원칙, 산정 기간 및 산정 방법 등에 대하여는 대통령령으로 정한다’고 하였다. 동법 시행령 제6조(공공요금의 산정원칙 등) 제1항에서는 ‘공공요금은 해당 사업이나 물품의 제공에 드는 총괄원가를 보상하는 수준에서 결정하여야 한다’고 규정하고, 제3항에서는 ‘공공요금을 산정하는 대상기간은 1회계연도로 하되, 주무부 장관이 공공요금의 안정성, 물가변동, 그 밖에 경제상황의 변화 등을 고려하여 신축적으로 조정할 수 있다’고

규정한다.

이처럼 「전기사업법」과 「물가안정에 관한 법률」에서 전기요금과 공공 요금의 결정원칙을 총괄원가 보상으로 정하고 있으며, 전기요금의 인가절차는 <그림 4-3-1>과 같다. 먼저 ① 한전이 이사회의 의결을 거쳐 산업통상자원부 장관에서 전기요금 변경을 신청하면, ② 산업통상자원부는 물가안정에 관한 법률에 의하여 기획재정부와 협의를 거치고 ③ 전기위원회의 심의를 거쳐 ④ 한전에 인가를 하게 되면 이를 ⑤ 한전이 공고하고 시행한다.

| 그림 4-3-1 | 전기요금의 인가절차



그러나 이는 형식적인 절차이고 사실상 한전은 비공식적으로 산업통상 자원부에 요금 변경을 신청하고 기획재정부는 이를 산업통상자원부와 협의 하나. 이를 위해 대통령실 등 주요 부서의 확인을 거쳐 산업통상자원부에 통보 하고 이를 다시 한전에 알리면 한전은 이사회를 열어 의결하고 형식적으로 전기위원회의 심의를 통해 요금 변경을 인가한다. 이와 같은 전기요금의 인가 절차는 전기요금이 총괄원가 준수라는 원칙보다 정치적 의사결정에 의해 결정되고 있음을 시사한다.

3.2 ▶ 전기요금 구조

전기요금은 기본요금, 전력량요금, 기후환경요금, 연료비조정요금으로 구성된다. 이 중 기본요금과 전력량요금은 소비자 유형별로 다르게 부과하는 종별 요금이다. 기후환경요금은 신재생에너지 공급 의무화 제도(RPS, Renewable Portfolio Standard), 온실가스 배출권 거래비용(ETS, Emission Trading System), 석탄발전 감축에 소요되는 비용으로, 기후환경요금단가와 사용전력량을 곱하는 방식으로 부과된다. 2025년 1분기 기준 기후환경요금단가는 킬로와트시(kWh)당 9원이다.

연료비조정요금은 석탄, 천연가스, 유류 등 연료비 변동분을 반영하는 요금으로, 연료비조정단가와 사용전력량을 곱하는 방식으로 부과된다. 연료비조정단가의 상하한은 킬로와트시(kWh)당 ± 5 원으로 설정되어 있다. 실제 소비자에게 청구되는 전기요금은 ‘전기요금+부가가치세+전력산업기반기금’으로 구성되며, 부가가치세는 전기요금의 10%, 전력산업기반기금은 전기요금의 2.7%를 부과한다.

기본요금과 전력량요금은 종별(소비자별) 전기요금으로 소비자간 교차보조를 전제로 설계되었으며, 종별 내에서 전압별, 계시별 등으로 구분되어 있다. 전기요금은 동일 종별 및 유형일 경우 전국 동일요금이 책정된다. 대부분의 국가가 소비자 유형과는 무관하게 전압별 요금제를 채택하는 반면, 한국은 본질적으로 소비자 유형에 따라 다르게 요금을 부과하는 종별 요금제이며 동일 종별 안에서 전압별로 차등을 두고 있다. 소비자간 교차보조를 전제로 하는 종별 요금제는 정부 정책 및 정치적 수단으로 활용될 여지가 있다.

〈표 4-3-1〉에 따르면, 2024년의 주택용(157원), 교육용(143원), 농사용(82원), 가로등(159원) 및 심야(108원) 전기요금은 전체 전기요금 판매단가

(163원, 합계)보다 낮은 것으로 나타난다. 특히 농사용은 전체 전기요금 판매 단가의 50% 수준으로 확인된다.

표 4-3-1 | 용도별 판매단가로 본 전기요금 추이

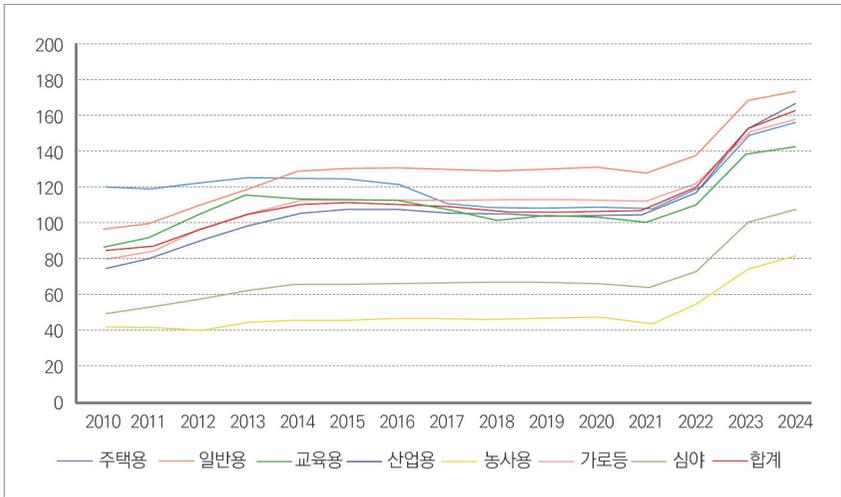
(단위: 원/kWh)

연도	주택용	일반용	교육용	산업용	농사용	가로등	심야	합계
2010	120	99	87	77	43	81	50	86
2011	120	102	94	81	43	87	54	89
2012	124	112	109	93	43	99	59	99
2013	127	122	116	101	46	107	64	106
2014	125	130	114	107	47	113	67	111
2015	124	130	113	107	47	113	67	112
2016	122	130	112	107	47	113	68	111
2017	109	130	103	107	48	113	67	110
2018	107	130	104	106	47	114	68	109
2019	105	130	104	107	48	114	67	109
2020	108	132	104	107	48	114	67	110
2021	109	128	102	105	46	113	66	108
2022	121	139	112	119	57	125	74	121
2023	150	169	139	154	75	153	102	153
2024	157	173	143	168	82	159	108	163

출처: 한국전력통계 각년도.

| 그림 4-3-2 | 용도별 판매단가로 본 전기요금 추이

(단위: 원/kWh)



출처: 한국전력통계 각년도.

과거 우리나라는 산업 및 수출경쟁력 제고를 위해 산업용 전기요금을 낮추고 주택용 및 일반용 전기요금을 높이는 경우¹⁷⁾가 많았다. <그림 4-3-2>에 따르면, 종별 판매단가는 일반용 > 가로등 > 주택용 > 산업용의 순으로 2022년까지는 주택용, 일반용 및 가로등보다 산업용 판매단가가 낮았다. 그러나 산업용 판매단가는 2023년과 2024년에 급격히 그 수준이 증가하여 일반용 > 산업용 > 가로등 > 주택용 등과 같이 그 순위가 바뀌었다.

2024년 10월 정부는 산업용 전기요금을 평균 9.7% 인상하였는데, 대기업이 주로 사용하는 산업용(을)은 10.2%, 중소기업이 주로 사용하는 산업용(갑)은 5.2%를 인상하였다. 이는 2022년 이후 국제유가 등 연료비 급등으로 한전의 누적적자가 43조원, 부채가 202조 9천억원으로 급증하여

17) 산업용 전기요금이 주택용보다 낮아 개편이 필요하다는 지적은 오랫동안 제기되어 왔다. 일례로 한전은 2015년 2월 보도자료를 통해 2008년 이후 연료비, 환율 등 원가 급등으로 전기요금 원가회수율은 모든 종별에 걸쳐 100%를 하회, 한전의 적자로 보전해왔으며 최근 종별 간 교차보조 현상 해소를 위해 노력하고 있다고 강조한 바 있다.

전기요금의 인상이 불가피하였기 때문으로 해석된다. 다만, 주택용 고객은 2천 7백만이 넘지만 산업용 고객은 전체 고객의 1.7% 수준이므로 정부는 정치적으로 부담이 적은 산업용(을)을 10.2%로 대폭 인상한 것으로 해석된다.

3.3 ▶ 산업용 전기요금과 산업 경쟁력

과거 한국의 산업용 전기요금은 낮은 편이었지만, 현재는 비교적 높은 수준으로 분류된다. 더불어 위에서도 살펴보았듯이 산업용 전기요금의 급등은 불과 3년 사이에 진행되어, 국내 제조업은 선제적인 준비가 불가능했다.

일례로 2024년 10월의 산업용(을) 전기요금 급등으로 삼성전자는 연간 3천억원의 추가비용이 발생하였으며, SK하이닉스도 1천억원 수준의 추가비용이 발생한 것으로 알려진다. 20대 대기업은 총 1조 2천7백억원의 추가비용을 2025년에 부담해야 하고 평균적으로 연간 1억1천만원의 추가비용을 부담해야 한다.¹⁸⁾

전기요금의 산업 경쟁력에 대한 영향은 업종별 전력소비의 비율에 의존한다. 국내 수출산업의 주종을 이루는 반도체, 철강, 석유화학, 정유 업종은 많은 전력을 소비하는 산업으로 전기요금 인상에 따른 높은 비용 부담에 직면하고 있다. 특히, 전기요금 수준이 낮은 국가와 경쟁하는 수출품의 경우 이같은 효과가 두드러지는 상황이다.

18) 조선비즈 2024. 10. 23.

제4절

에너지믹스 관련 정부 계획의 개선 과제

에너지믹스 관련 정부 계획은 「국가 탄소중립·녹색성장 기본계획」, 「전력수급기본계획」, 「장기천연가스수급계획」 등 3가지 계획으로 분류할 수 있다. 정부 계획은 단순한 전망이나 로드맵을 넘어 구체적인 인허가, 투자 및 개발을 수반하는 실질적인 행정 및 경제효과를 지닌다. 정부 계획은 에너지믹스를 결정하고, 이에 따라 발전설비의 허가 및 착공을 진행하며 천연가스의 장기 도입계약을 맺게 되는 근거로서의 역할을 수행한다.

에너지믹스 관련 정부 계획의 구조적인 문제는 다음과 같다. 「국가 탄소중립·녹색성장 기본계획」은 20년을 계획기간으로 5년마다 수립되며, 「전력수급 기본계획」과 「장기천연가스수급계획」은 15년을 계획기간으로 2년마다 수립된다. 전 세계 에너지 시장 동향, 기술 발전 및 기후변화와 관련된 내용은 시시각각 변화하며, 예전보다 큰 변동성을 보이고 있다. 이러한 상황에서 15~20년이란 장기간을 대상으로 수요를 예측하고 계획을 수립하는 것은 본질적으로 계획의 정밀성과 안정성 측면에서 오차와 판단 오류를 수반할 수밖에 없다. 더불어 정부 계획의 수립을 담당하는 실무자는 순환보직으로 인해 계획의 일관성과 정확성을 위해 노력할 유인이 감소한다. 따라서 2년

또는 5년 주기로 수립되는 에너지부문의 주요 계획의 목적과 관심사는 계획의 장기적인 일관성이나 정확성보다는 다음 계획 이전의 2년 및 5년 사이에 실행되어야 하는 정책적 조치에 집중된다.

각론으로 들어가서, 「11차 전력수급기본계획」에 따르면 2036년까지 석탄발전 28기를 폐지하고 이를 액화천연가스(LNG) 발전으로 전환하는 것을 목표로 삼고 있다. 2036년까지 폐지되는 석탄발전기 28기는 <표 4-4-1>과 같다. 이는 2036년까지 태안 #1~6, 하동 #1~6, 보령 #5,6, 삼천포 #3~6, 당진 #1~6, 영흥 #1,2, 동해 #1,2로서 총 15,120MW 규모에 달한다. 석탄 화력은 2025년의 40.8GW에서 2036년에는 25.68GW만 남게 된다.

표 4-4-1 | 11차 전력수급기본계획 상의 공급물량 제외설비 현황

(단위: MW)

구분	유연탄	LNG	유류	계
2024			대구열병합 (44) *LNG 전환 제주내연#2 (40) *바이오중유 전환	84 (2기)
2025	태안#1 (500) *LNG 전환	평택#1~4 (1,400)		1,900 (5기)
2026	태안#2, 하동#1, 보령#5 (1,500) *LNG 전환		대산복합 (466) *LNG 전환	1,966 (4기)
2027	삼천포#3·4, 보령#6, 하동#2·3 (2,620) *LNG 전환			2,620 (5기)
2028	삼천포#5, 태안#3, 하동#4 (1,500) *LNG 전환		수원열병합 (39) *LNG 전환	1,539 (4기)
2029	동해#1·2, 삼천포#6, 태안#4, 당진#1·2 (2,400) *LNG 전환			2,400 (6기)

구분	유연탄	LNG	유류	계
2030	당진#3·4 (1,000) *LNG 전환			1,000 (2기)
2031	하동#5·6 (1,000) *LNG 전환			1,000 (2기)
2032	태안#5·6 (1,000) *LNG 전환			1,000 (2기)
2034	영흥#1·2 (1,600) *LNG 전환			1,600 (2기)
2036	당진#5·6 (1,000) *LNG 전환			1,000 (2기)
2037	당진#7·8, 태안#7·8 (2,000) *양수·무탄소 전환			2,000 (4기)
2038	영흥#3, 보령#3·4·7·8 (2,920) *양수·무탄소 전환			2,920 (5기)
합계 (‘24~’38)	19,040 (37기)	1,400 (4기)	588 (4기)	21,029 (45기)

출처: 산업통상자원부(2025)

※ 주: 석탄 → 암모니아혼소 설비 개조 3기 1,870MW(공급물량 제외 미반영)

이에 더하여 「11차 전력수급기본계획」은 2038년까지는 추가로 당진 #7,8, 태안 #7,8, 영흥 #3, 보령 #3,4,7,8 등이 추가로 폐지되어 4.92GW가 사라지게 된다. 즉, 2038년까지 총 30.61GW의 석탄발전이 폐지된다. 이는 원전 30기에 해당하는 발전설비로서 현재 발전설비 용량의 4분의 1 상당의 규모이다. 그러나 아직 2028년에 준공되어야 할 삼천포 #5 및 하동 #4의 대체 발전소 입지도 확정되지 않았으며, 계속해서 2029년의 동해 #1,2, 삼천포 #6, 태안 #4 등의 대체 발전소 입지도 확정되지 않은 상태이다. 불과 3~4년 후에 준공되어야 할 설비도 준비되지 않은 상태라는 점을 고려할 때, 계획상의 석탄화력의 폐지 일정을 달성하기 어려울 것으로 예상된다. 또한 현재

폐지되는 석탄발전기의 대체 발전기로 논의되는 음성 천연가스 #1은 발전기가 운송 도중 사고를 입어 준공 시점이 연기되었다. 이처럼 석탄발전기의 폐지는 대체 발전기의 준공 시점을 확인한 후 진행되어야 한다.

석탄발전기 폐지 일정의 비현실성과 함께, 석탄발전기의 폐지는 재생에너지 인버터의 회전 관성(inertia)¹⁹⁾ 부족을 보완하였던 강력한 동기발전기²⁰⁾로서의 석탄발전의 감소를 의미한다. 따라서 동기조상기²¹⁾ 및 그리드포밍 인버터²²⁾를 계통안정화용 백업설비로 확충하여야 할 필요성이 증가한다.²³⁾

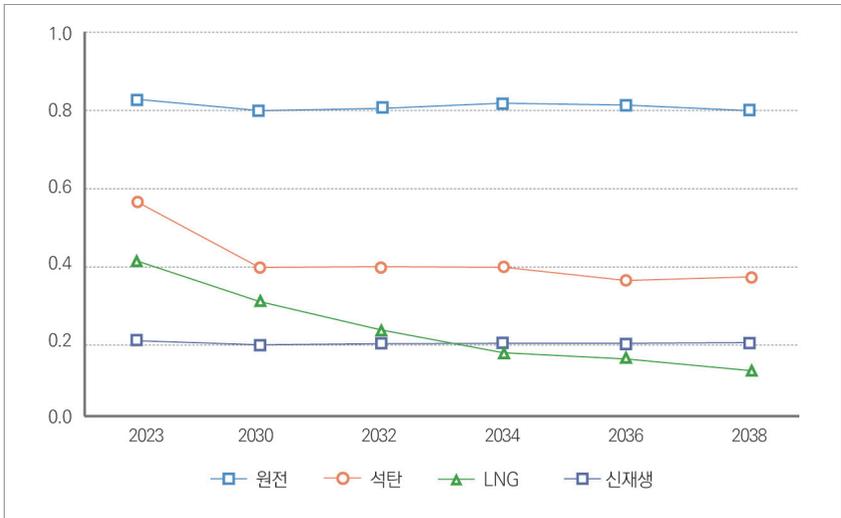
「전력수급기본계획」의 가장 근본적인 문제는 설비건설에 집중하여 발전량보다 용량 중심으로 계획을 구성한다는 데 있다.²⁴⁾ 그 결과 설비용량 비중을 중심으로 에너지믹스가 발표 및 논의되고 있다. 예를 들어, 「전력수급기본계획」은 액화천연가스(LNG) 발전용량에만 집중하여 액화천연가스(LNG) 발

- 19) 회전 관성은 물체의 회전 운동에 대한 관성의 크기를 나타내는 양으로서 회전운동을 하는 발전기에서 나타난다. 회전 관성은 부하 변화나 발전기의 탈락 등의 상황에서 발생하는 계통 주파수의 변화를 완화하게 된다.
- 20) 동기발전기는 자석이 붙어있는 회전하는 부분인 회전자와 코일이 감겨있는 고정된 부분인 고정자가 상호작용하면서 전기가 만들어지는 원리로 작동하는 발전기로서 석탄발전의 감소는 동기발전기의 감소와 회전 관성의 전체적인 부족을 의미한다.
- 21) 동기조상기(Synchronous Condenser)는 기계적 출력 없이 전기적으로만 운전되는 기계로서 모터처럼 구동시켜 일정한 속도로 회전시킴으로써 무효전력을 조절하고 회전체의 관성을 만들어서 계통의 주파수 변동에 대응할 수 있도록 한다.
- 22) 그리드포밍 인버터 기술은 스스로 전력 주파수와 전압을 생성해 전력망을 운영할 수 있는 기술로서 재생에너지 확대에 따른 송전계통 포화과 주파수 불안정 현상을 완화시킬 수 있는 기술이다.
- 23) 동기발전기의 회전 관성 및 계통안정성 백업자원에 대한 논의는 옥기열(2024) 참조
- 24) 전력수급기본계획의 기간은 15년이지만 2년 후에는 계획을 다시 만든다. 따라서 이를 담당하는 공무원의 입장에서는 다음 계획 이전의 2년 내에 착공할 발전설비 허가에 집중하게 마련이다. 설비 허가는 무엇보다도 설비의 건설이 중요하므로 용량 중심으로 고려할 수밖에 없다. 이에 따라 현재는 발전용량 중심으로 계획을 짜고 있다. 이러한 전력수급기본계획의 구조적인 문제는 향후 15년의 장기적인 에너지 믹스를 구성하는 데 많은 한계를 보이고 있다. 과거에는 매년 예상 발전량도 계획하여 발표하였는데 5차 전력수급기본계획 이후로는 발전량에 대한 세부 자료는 공개하지 않고 있다. 용량 중심으로 계획을 구성하다 보니 발전량이 제대로 맞추어지지 않기 때문이다. 이러한 문제 때문에 전력수급기본계획은 발전량 중심으로 개편해야 한다. 즉, 발전량의 안정적인 구성을 먼저 설계한 후 여기에 맞춰 발전용량을 역으로 맞추는 방식을 검토할 필요가 있다.

전설비의 발전량을 크게 낮추었고, 그 결과 액화천연가스(LNG) 발전설비의 이용률과 수익성이 크게 감소할 것으로 전망된다. <그림 4-4-1>은 11차 전력수급기본계획에 따른 원전, 석탄발전기, 액화천연가스(LNG) 발전기 및 신재생의 이용률 추이를 나타내고 있다. 원전과 신재생은 안정적인 이용률을 보이고 있으나 석탄과 액화천연가스(LNG)의 이용률은 급격히 하락하고 있다.

▶ **그림 4-4-1** | 11차 전력수급기본계획의 주요 발전기 이용률 추이

(단위: %)



출처: 산업통상자원부(2025)

액화천연가스(LNG) 발전기 이용률 저감은 심각한 문제점을 내포한다. 액화천연가스(LNG) 발전기 이용률이 2033년 전후로 20% 이하로 떨어지고, 2038년에는 12%대로 하락할 것으로 전망된다. 이 중 상당수는 석탄발전기를 대체하여 신규 건설되는 민간 발전설비라는 점을 고려할 때, 낮은 이용률하에서는 액화천연가스(LNG) 발전기의 정상적인 운용이 어렵게 된다. 최근 타결된 한미 관세협상에서도 한국이 미국으로부터 1천억 달러에 상당하는 액화천연가스(LNG) 등 에너지를 수입하기로 한 것은 이를 연료로 사용하는 액화천연

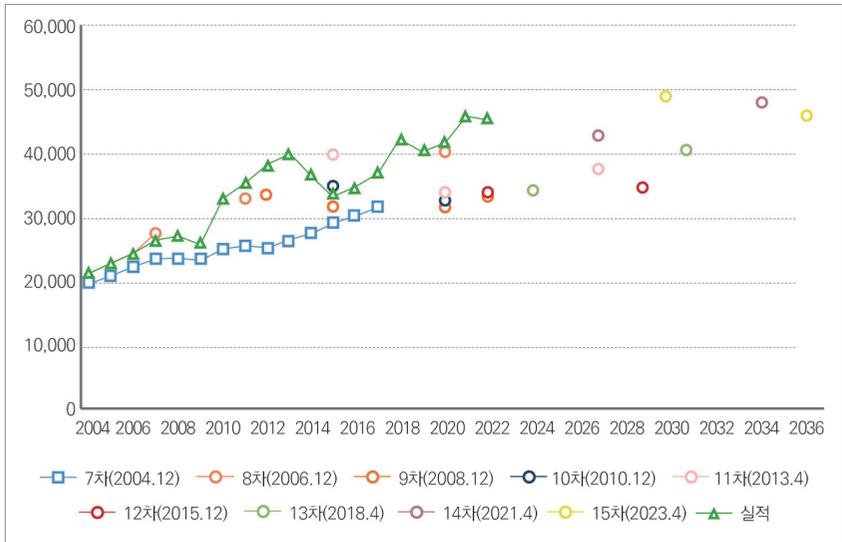
가스(LNG) 발전기의 적정 이용률과 수익성이 전제되어야 가능하다.

「장기천연가스수급계획」은 산업용과 가정용을 포함한 장기적인 도시 가스 수요전망과 발전용 천연가스 수요전망을 합하여 장기적인 천연가스 수요전망을 제시한다. 발전용 천연가스 수요전망은 「전력수급기본계획」에서 정해지는 액화천연가스(LNG) 발전량에 따라 산출된다. 다만, 일반적으로 건설기간이 긴 원전과 석탄발전소의 건설이 먼저 확정되고, 액화천연가스(LNG) 발전소는 원전 및 석탄발전소의 건설 추이를 보고 추진된다. 원전과 석탄발전소의 건설 지연이 일반적이라는 점을 고려할 때, 액화천연가스(LNG) 발전의 추가 가동과 급한 건설로 이어진다.

실제로 발전용 천연가스에 대한 수요는 「전력수급기본계획」에 따라 전망된 발전용 천연가스 수요를 초과하는 경우가 빈번하며, 액화천연가스(LNG) 수요의 실적치는 전망치를 크게 초과한다. <그림 4-4-2>는 「장기천연가스수급계획」의 천연가스 수요전망치와 실적치를 비교한 것인데, 대부분 전망치가 실적치에 비해 현저하게 적으며 그 격차도 커지고 있는 것을 확인할 수 있다.

| 그림 4-4-2 | 장기천연가스수급계획의 수요전망치와 실적의 비교

(단위: 천톤)



출처: 전력산업연구회(2025)

「장기천연가스수급계획」의 과소 수요예측의 문제점은 장기 계약물량의 부족에 따른 현물시장에서의 구입으로 이어져 액화천연가스(LNG) 도입비용을 상승시키게 되는 문제점을 유발한다. 이러한 문제점을 극복하기 위해서 「장기천연가스수급계획」을 수립할 때 「전력수급기본계획」에서 전망한 액화천연가스(LNG) 발전량에 제한받지 말고 별도로 액화천연가스(LNG) 수요를 예측할 수 있도록 자율성을 부여해야 한다. 이를 토대로 정부는 액화천연가스(LNG) 도입을 검토하되, 가스공사와 액화천연가스(LNG) 직도입사의 자율에 맡기는 것이 바람직하다.

제5절

종합 및 정책적 시사점

「제1차 국가 탄소중립·녹색성장 기본계획」과 「11차 전력수급기본계획」에서 나타난 에너지믹스에 따르면 신재생에너지가 크게 확대되는 반면, 석탄화력의 설비용량이 크게 축소된다. 재생에너지의 비용과 전력계통에 미치는 계통 보강, 백업 및 저장 등의 외부적 비용 등을 감안할 때, 이러한 에너지믹스는 전기요금 상승의 원인으로 작용할 수 있다.

한국의 전기요금 인가절차는 법률에서는 총괄원가 보상을 원칙으로 정하고 있으나 사실상 정치적 의사결정에 의해 결정되고 있다. 한편, 대부분의 국가가 소비자 유형과는 무관하게 전압별 요금제를 채택하는 반면, 한국은 소비자 유형에 따라 다르게 요금을 부과하는 종별 요금제를 채택하고 있으며 종별 안에서 전압별로 차등을 두고 있다. 본질적으로 소비자간 교차보조를 전제로 하는 종별 요금제는 정부 정책 및 정치적 수단으로 활용될 여지가 크다.

과거 한국은 산업 및 수출경쟁력 제고를 위해 산업용 전기요금을 낮추고 주택용 및 일반용 전기요금을 높이는 경우가 많았으나 2023년과 2024년에

산업용 판매단가가 급증하여 일반용 > 산업용 > 가로등 > 주택용 등으로 그 순위가 바뀌었다. 특히 2024년 10월 정부는 산업용 전기요금을 평균 9.7%로 대폭 인상하였는데 이 중 대기업이 주로 사용하는 산업용(을)은 10.2%, 중소기업이 주로 사용하는 산업용(갑)은 5.2%가 인상되었다. 이는 주택용 고객이 2천 7백만이 넘지만 산업용 고객은 전체 고객의 1.7% 수준이어서 정부가 정치적으로 부담이 적은 산업용(을)을 대폭 인상하였기 때문이다. 산업용 전기요금의 급등이 불과 3년 사이에 진행되어, 국내 제조업은 선제적으로 이에 대비할 시간이 거의 없었다. 그 결과 수출산업의 주종을 이루는 반도체, 철강, 석유화학, 정유 업종 등은 전기요금 인상에 따른 비용 부담에 직면하여 수출경쟁력이 저하되고 있다.

에너지믹스 관련 정부 계획에서 가장 중요한 위치를 차지하는 「전력수급 기본계획」은 설비 건설에 집중하여 발전량보다 용량 중심으로 계획을 구성하는 문제점을 보인다. 그 예로 액화천연가스(LNG) 발전용량은 높게 잡았으나 액화천연가스(LNG) 발전량은 크게 낮추어 액화천연가스(LNG) 발전설비의 이용률과 수익성이 낮아져 전력시장에서의 존립 자체가 어려울 것으로 판단된다. 또한 석탄발전기 폐지 일정이 비현실적으로 급속하게 제시되어 있다. 석탄발전소를 대체할 발전원에 대한 구체적인 대안도 불분명하며 대체 발전소의 입지도 확정되지 않은 상태에서 석탄발전기 폐지는 일정대로 진행되지 않을 가능성이 높다고 판단된다.

한편, 「전력수급기본계획」을 토대로 입안되는 「장기천연가스수급계획」은 액화천연가스(LNG) 발전량에 따라 발전용 액화천연가스(LNG)의 수요전망이 나타나는데 액화천연가스(LNG) 발전량에 대한 과소예측이 발전용 액화천연가스(LNG)의 과소예측을 유발하여 액화천연가스(LNG) 도입비용을 상승

시키는 문제점을 보이고 있다.

에너지믹스 관련 정부 계획은 지나친 신재생에너지 물량의 책정과 이에 따른 석탄발전의 급격한 퇴장 그리고 액화천연가스(LNG) 발전량의 감축이라는 문제점으로 이어진다. 결국 이러한 신재생에너지 물량 확대는 전력계통 보강과 계통의 외부비용을 증가시켜 전력공급 비용의 급등과 이에 따른 전기요금의 상승으로 이어질 수밖에 없어 한국의 산업 경쟁력을 떨어뜨리는 요인으로 작용하게 된다. 에너지믹스 정부 계획은 이런 점에서 재생에너지 비중을 현실적으로 설정해야 할 것으로 보인다.

다음으로 정부 계획이 향후 2년 안에 건설될 발전설비의 허가에 집중한 나머지 계획기간 동안의 장기적인 에너지믹스를 균형있게 검토하지 못하고 있는 점을 고려하여 발전량 중심으로 검토하며 계획을 설비 허가의 행정근거로 삼는 경직적 관점보다는 에너지 수요전망을 위한 아웃룩(Outlook)을 제시한다는 유연한 태도를 보여야 할 것이다.

한편, 한국의 산업 경쟁력을 악화시키고 있는 높은 산업용 전기요금의 부담을 완화하기 위해서는 종별 전기요금을 전압별 전기요금으로 개편하는 방법을 고려해야 한다. 그리고 현재 전기의 판매를 독점하고 있는 한전 외에 산업체 소비자 등 대형 소비자들이 전력거래소부터 직접 전력을 구입하거나 다른 발전사업자와 전력구입계약(PPA)을 맺는 등 판매부문에 경쟁을 도입할 수 있도록 허용하여야 할 것이다.

제6절

참고문헌

- 관계부처 합동 (2023), 『탄소중립·녹색성장 국가전략 및 제1차 국가 기본계획
(중장기 온실가스 감축목표 포함)』
- 산업통상자원부 (2024), 『11차 전력수급기본계획』
- 옥기열 (2024), 한국 전력시장의 주요 과제와 전망, 전력거래소
- 전력산업연구회 (2025), 『LNG 직수입과 한국 에너지 시장의 발전』
- 전력통계정보시스템(EPSIS)
- 한국전력통계 각년도
- 한국무역협회 (2024a), 우리나라 서비스산업 수출동향 및 국제경쟁력 진단
- 한국무역협회 (2024b), 수출의 국민경제 기여효과 분석

5 장

국가온실가스감축목표 이행의 경제적 파급효과

임재규
송실대학교 교수

제1절

들어가며

기후변화협약(UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change) 사무국은 당사국들의 결정에 의해 195개 파리협정 당사국을 대표하는 최신 국가온실가스감축목표(NDC, Nationally Determined Contribution) 168개의 정보를 종합한 보고서²⁵⁾를 2024년 10월에 발표했다. 해당 보고서는 2024년 9월 9일 기준 국가온실가스감축목표(NDC) 등록부에 기록된 195개 파리협정 당사국이 제출한 168개의 신규 또는 업데이트된 국가 온실가스감축목표(NDC)를 대상으로 작성하였다. 분석의 대상에 포함되는 국가들은 2019년 세계 전체 온실가스 배출량의 94.9%(52.5GtCO_{2eq})²⁶⁾를 차지한다.

국가온실가스감축목표(NDC)를 제출한 당사국들은 기후변화 적응 조치와 온실가스 감축목표에 대한 정보를 전체 또는 부분적으로 제시하였다. 온실가스 감축목표는 정량적 감축목표와 함께 온실가스 감축을 위한 전략, 정책, 계획 및 행동에 이르기까지 다양하게 제시된다. 94%의 당사국들은 정량적 감축목표를 제시했고, 6%는 전략, 정책, 계획 및 행동 등 정성적 목표를 제시한 것으로 확인된다.

25) UNFCCC(2024)

26) 토지이용, 토조이용 변화 및 임업(LULUCF) 제외

당사국들이 제시한 국가온실가스감축목표(NDC)를 종합해 보면, 전 세계 온실가스 배출량이 2030년 이전에 정점에 도달할 가능성이 높을 것으로 보인다. 2030년 배출량 수준(49.8GtCO_{2eq})은 2019년 배출량 수준(52.5GtCO_{2eq})보다 2.6% 낮으며, 2025년 배출량 추정치보다 2.8% 낮을 것으로 추정된다.²⁷⁾ 그러나 2030년 이전에 정점에 도달하려면 국가온실가스감축목표(NDC)에서 제시한 조건부 요소들이 이행되어야 하는데, 이러한 요소들은 재정지원 확대, 기술이전 및 기술협력, 역량강화 지원, 시장기반 메커니즘 등을 포함하고 있다.

기후변화에 관한 정부간 협의체(IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change)는 제6차 평가보고서(이하 'AR6')를 통해 지구온난화 1.5℃ 목표(2100년까지 50% 이상의 가능성)를 달성하기 위해서는 2030년 온실가스 배출량을 2019년 대비 약 43%(34~60%) 감축해야 하며, 2℃ 목표 달성을 위해서는 27%(13~45%) 감축해야 한다고 주장한 바 있다. 따라서 AR6에서는 2030년까지의 배출량 감축추세를 더욱 강화시켜 2035년까지 온실가스 배출량을 2019년 대비 60%(49~77%) 감축해야 1.5℃ 목표를 달성할 수 있으며, 2℃ 목표를 달성하기 위해서는 37%(21~59%)의 감축이 필요하다고 주장했다.

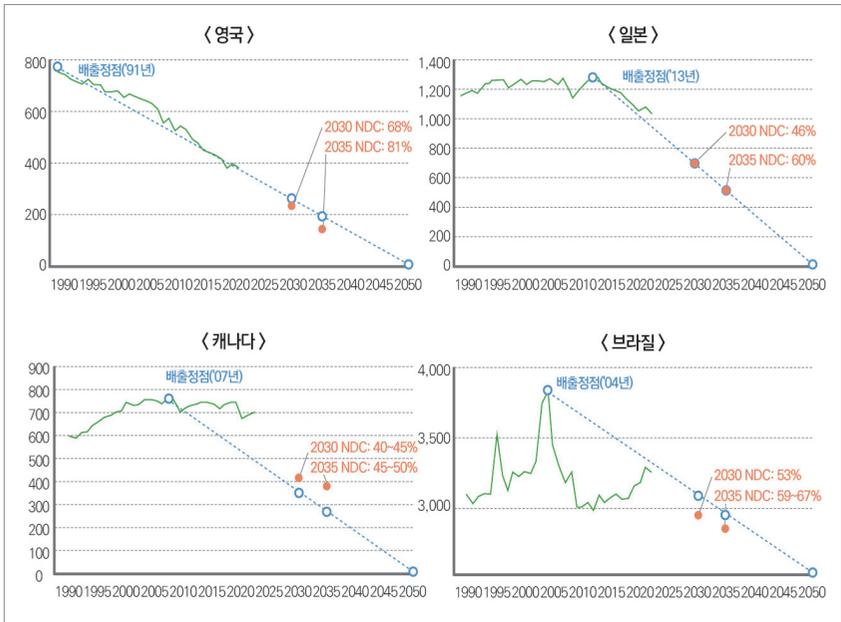
2025년 2월 기준으로 영국, 일본 등 총 15개국들이 2035 국가온실가스 감축목표(NDC)를 제출한 상황이며, 상당수 국가들이 2035 국가온실가스 감축목표(NDC) 제출 권고기한(2025년 2월)을 넘긴 상황에서 기후변화협약(UNFCCC)는 2035 국가온실가스감축목표(NDC)의 이행가능성 제고를 조건으로 제출기한을 2025년 9월로 연장한 상황이다. 미국의 파리협정 탈퇴

27) UNFCCC(2024)

결정(2025년 1월)에도 불구하고 영국, 일본, EU 등 주요 선진국들은 기후위기 대응을 위한 파리협정 이행과 전 지구적 협력 지속 및 강화의 필요성을 표명한 것으로 해석된다.

2035 국가온실가스감축목표(NDC)를 제출한 국가들의 2035년 온실가스 감축목표는 전반적으로 2050년 탄소중립을 달성하기 위한 경로 부근에 그 수준을 설정함으로써, 2050년 탄소중립을 위한 의지를 표명한 것으로 평가되고 있다. 영국은 1990년 대비 81% 감축을 목표로 설정하여 1.5℃ 목표에 부합하는 것으로 평가되고 있으며, 일본은 2013년 대비 60% 감축으로 배출 정점(2013년)에서 2050년 탄소중립으로의 선형경로 상에 2035년 목표를 설정했다(그림 5-1-1, 표 5-1-1).

▶ **그림 5-1-1** | 주요국들의 2035년 온실가스 감축목표 검토



출처: 환경부(2025)

표 5-1-1 | 주요국들의 2035년 온실가스 감축목표 수준

국가	목표
영국	1990년 수준 대비 81% 감축
스위스	1990년 수준 대비 65% 감축
일본	2013년 수준 대비 60% 감축(초안)
캐나다	2005년 수준 대비 45~50% 감축
브라질	2005년 수준 대비 59~67% 감축
미국	2005년 수준 대비 61~66% 감축

출처: 주요국들의 2035 국가온실가스감축목표(NDC) 기초로 정리

우리나라는 환경부 및 관계부처, 국책연구기관 및 탄소중립녹색성장위원회 등의 유기적 협력체계를 갖추어 2035 국가온실가스감축목표(NDC) 수립을 추진하였다. 하지만 당초계획(2024년 12월 발표, 2025년 2월 UN 제출) 대비 지연(2025년 하반기)되고 있으며, 부문별 감축목표 및 경로 수립이 쉽지 않은 것으로 추정된다. 2035 국가온실가스감축목표(NDC)는 진전의 원칙에 따라 기존 2030 국가온실가스감축목표(NDC) 보다 목표 수준을 강화해야 하지만, 우리나라는 2030 국가온실가스감축목표(NDC)의 달성 전망도 불투명한 실정이다. 2030 국가온실가스감축목표(NDC)에 따르면, 2018~2030년 동안 연평균 약 4.17%의 온실가스 감축이 이행되어야 하지만, 2018~2022년까지 연평균 약 1.97%의 감축만 이루어지고 있는 실정이다.²⁸⁾

우리나라는 최근까지 환경부 온실가스종합정보센터 주관하에 공동 기술작업반을 구성하여 분과별 온실가스 감축목표 설정 작업을 진행한 바 있다. 기술작업반은 총괄, 전환, 산업, 수송, 건물, 농축수산, 폐기물, 흡수원 등 총 8개 분야별 분과와 CCUS, 수소, 냉매·ODS 등 3개의 교차분야 분과 등 총 11개의 분과에서 각 분야별 2035년 온실가스 감축목표에 대한 기술적

28) 2024년 국가 온실가스 인벤토리(온실가스종합정보센터) 및 2030 NDC 등을 참조하여 계산한 결과

검토를 진행하였다. 관련 전제조건 등에 대한 분석을 통해 부문·연도별 배출 전망 및 복수의 감축경로 초안 마련, 대내외 의견수렴 시 기술적 검토 등을 수행하였다. 감축 시나리오별 기회 및 제약요인(기술개발, 정책·제도, 지원 등)에 대한 검토도 수행하였다.

부문간 일관된 시나리오를 작성하기 위하여 분과별로 제시한 감축수단을 STEEP 체계로 분류하고, 복수의 시나리오를 제시하였다. 여기서 STEEP이란 배출량 변화에 영향을 주는 5가지 요인으로 사회(S), 기술(T), 경제(E), 환경·에너지(E), 제도·법(P)을 의미한다. 사회(S), 기술(T) 부문에서 탄소제거, 환경·에너지(E), 제도·법(P) 부문에서의 배출 최소화를 고려하여 감축수단별 감축 강도를 구분하되, 시나리오의 종합은 분과별로 자율적으로 논의하여 구성하였다(표 5-1-2). 부문별 기존 및 신규 감축수단을 검토하고, 감축수단들의 시나리오 구성 등 감축잠재량 분석 작업을 진행하였다. 기존 및 신규 감축수단 확정, 감축수단별 주요 가정 및 전제사항, 감축 원리, 시기별 적용수준, 도입 규모, 관련 연구개발(R&D) 및 투자여부 등을 검토하였다.

표 5-1-2 | 2035 NDC 시나리오(안)

2035 NDC 시나리오(안)		사회(S) / 기술(T) 신기술 도입 및 행태 개선	환경·에너지(E) / 제도·법(P) 에너지전환 및 제도개선
시나리오1 (에너지전환)	에너지전환 및 제도개선을 통해 온실가스 배출 최소화	적정	적극
시나리오2 (적극 감축)	시나리오1과 3을 병행하여 적극적으로 감축	적극	적극
시나리오3 (기술혁신)	신기술 도입 및 행태개선 강화를 통해 온실가스 배출 최소화	적극	적정
시나리오4 (현 사회구조 고려)	시나리오 1과 3을 병행하되, 현 사회 및 산업구조 고려	적정	적정

우리나라는 에너지 수입 의존도²⁹⁾가 약 94% 수준(2023년)으로 높으며³⁰⁾ 온실가스 다배출산업의 비중은 8.4%로서, OECD 국가 중 가장 높은 수준이다. 이에 따라 2030 국가온실가스감축목표(NDC)와 2050 탄소중립에 따른 온실가스 감축 이행이 경제에 상당한 파급효과를 야기할 것으로 예상된다. 우리나라가 화석연료 중심의 중앙집중형 에너지공급 구조와 에너지다소비 업종 중심의 산업구조라는 구조적 취약성을 극복하고, 온실가스 배출량을 실질적인 감소세로 전환함으로써 탄소중립으로 가는 제대로된 경로를 구축하기 위해서는 많은 장애요인과 비용을 극복해야 한다.

이와 같은 대내외 여건하에 우리나라가 2030 국가온실가스감축목표(NDC)를 통해 제시한 2030년 온실가스 감축목표를 이행하고, 현재 작업 중인 2035년 온실가스 감축목표를 이행할 경우에 예상되는 경제적·환경적 파급효과에 대한 분석이 필요한 상황이다. 본 장에서는 연산일반균형(CGE, Computable General Equilibrium) 모형과 최신 데이터베이스를 활용하여 우리나라가 2030 국가온실가스감축목표(NDC)와 2035 국가온실가스감축목표(NDC)를 통해 설정한 온실가스 감축목표를 이행할 경우에 발생하는 경제적·환경적 파급효과를 분석한다. 본 장을 작성하는 시점에 2035 국가온실가스감축목표(NDC)가 발표하기 전이라는 점을 고려해 2035년 온실가스 감축목표 시나리오를 설정하고, 각 시나리오별 파급효과를 분석했다.

29) 일차에너지공급량(TPES) 중 수입에너지(원자력 포함)가 차지하는 비중

30) 에너지경제연구원(2024)

제2절

분석모형: 일국(一國) CGE 모형

본 장에서는 우리나라의 2030 국가온실가스감축목표(NDC) 및 예상되는 2035 국가온실가스감축목표(NDC)에 의한 온실가스 감축 이행의 경제적 파급효과 분석을 위해 일국 연산일반균형(CGЕ) 모형(이하 '본 모형')을 활용했다. 본 모형은 에너지 부문을 중심으로 한 다부문(multi-sector) 동태적(dynamic) 일국(one country) 모형으로, 에너지·환경 관련 정책 이외에도 무역 및 투자 자유화 등의 대외 경제정책과 일반 경제정책 등에 대한 분석에 활용된다.

2.1 ▶ 분석모형의 특징

본 장에서는 연구의 목적 및 분석의 정확성을 고려하여 우리나라의 2020년 산업연관표를 활용하였다. 2020년 산업연관표는 산업을 전체 57개 산업 및 제품으로 분류하고, 이중 19개의 에너지 업종 및 제품이 포함된다<표 5-2-1>.

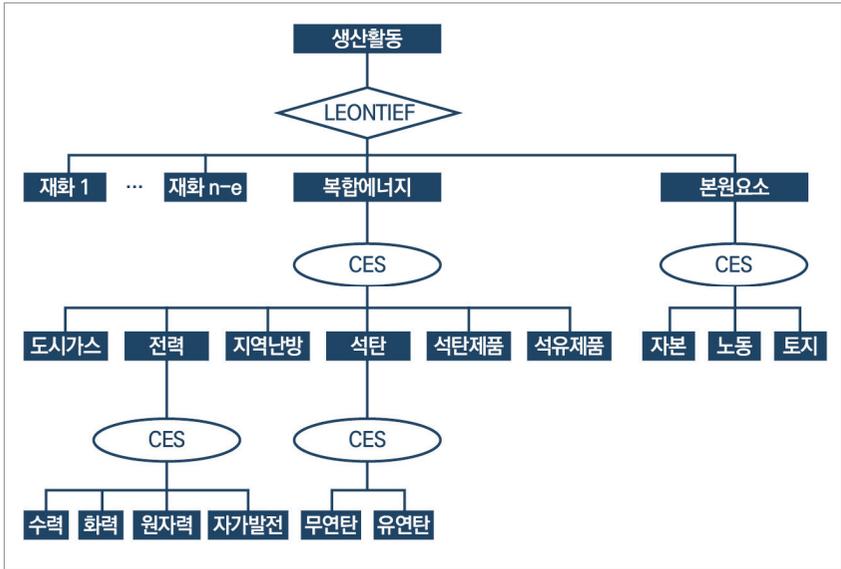
| 표 5-2-1 | 산업 및 제품 분류

연번	산업 및 제품	연번	산업 및 제품	연번	산업 및 제품
1	농축수산업	20	석유화학	39	자기발전
2	무연탄	21	유리	40	재생에너지
3	유연탄	22	요업	41	가스공급업
4	원유	23	시멘트	42	열공급업
5	천연가스(LNG)	24	철강	43	수도
6	기타광물	25	비철금속	44	폐기물
7	음식료품	26	금속제품	45	건설
8	섬유 및 가죽	27	기계	46	도소매
9	목재 및 펄프	28	반도체	47	철도수송
10	종이 및 인쇄	29	디스플레이	48	도로수송
11	석탄제품	30	전기전자	49	택배
12	납사	31	정밀기기	50	해상수송
13	휘발유	32	자동차	51	항공수송
14	항공유	33	조선	52	수송서비스
15	등유	34	기타수송장비	53	음식 및 숙박
16	경유	35	기타제조업	54	통신 및 방송
17	중유	36	수력	55	금융 및 보험
18	액화석유가스	37	화력	56	공공서비스
19	기타석유제품	38	원자력	57	기타서비스

본 모형은 온실가스 감축을 위해 도입할 수 있는 국내 정책수단으로 탄소세와 배출권거래제 등의 효과를 분석할 수 있는 기능을 가지고 있으며, 고정자본의 축적, 인구변화, 외채의 증감 등을 모형화하여 동태적 분석을 실시할 수 있다. 모형은 전체적으로 중간투입재와 본원적 생산요소에 대한 생산자 수요, 생산자들의 상품공급, 고정자본형성 수요, 가계수요, 수출수요, 정부수요, 생산비 및 구매자 가격과 기본가격의 관계, 상품과 본원적 요소의

시장균형 조건, 그리고 거시경제 변수들과 가격지수들을 설명하는 방정식들로 구성되어 있다.

| 그림 5-2-1 | 본 모형의 업종별 다중적 투입구조



생산자는 에너지를 포함한 각종 중간투입재와 본원적 생산요소를 사용하여 재화를 생산하며, 생산과정에는 일련의 분리가능성에 관한 가정하에 다중적 구조(nested structure)가 존재한다. 또한 온실가스 배출과 관련된 정책(예: 탄소세, 배출권거래제), 온실가스 배출량, 에너지 소비 등을 내생적으로 변화시키는 방정식들을 포함하고 있다. 이와 같은 정태적 요소들과 더불어 자본재, 순 대외부채, 그리고 인구변화에 의한 노동공급의 변화 등과 같은 스톡변수들의 값들이 시간이 경과하면서 투자, 감가상각 그리고 해외차입 등의 플로우와 연결되는 축적(accumulation) 관계를 설명하는 방정식들을 포함하고 있다. 또한 생산자, 가계, 정부, 수출 그리고 수입부문 각각에 대한 재화 및 서비스 가격의 구매가격, 기본가격, 본선인도조건(FOB, Free On Board) 수출가격

및 운임보험료 포함 인도(CIF, Cost, Insurance, and Freight) 수입가격 등을 구분하여 분석할 수 있는 방정식을 포함한다.

2.2 ▶ 데이터베이스 및 모형의 해법

모형의 기초 데이터베이스는 한국은행에서 발행한 2020년 산업연관표에 기초하여, 투입산출표, 마진표와 고정자본형성표를 근거로 구축되었으며, 간접세 등의 기타 필요한 자료들은 각종 연구자료 및 국내 연구기관들의 내부 자료들을 활용했다. 우리나라의 에너지수급에 대한 자료는 기초 데이터베이스의 기준년도에 맞추어 같은 연도의 온실가스 배출량과 에너지밸런스를 활용하여 데이터베이스를 구축했다. 온실가스 배출량은 연료연소에 의한 온실가스 배출량을 종합적으로 반영하여 통합 데이터베이스를 구축했다.

| 표 5-2-2 | 투입산출 데이터베이스 구조

		생산자	투자자	가계	수출	공공부문
	크기	1	1	1	1	1
기본가액	C×S	V1BAS	V2BAS	V3BAS	V4BAS	V5BAS
조세	C×S	V1TAX	V2TAX	V3TAX	V4TAX	V5TAX
노동	O	V1LAB				
자본	1	V1CAP	생산행렬		수입관세	
			C	MAKE	C	V0TAR
토지	1	V1LND				

※ 주: C = 상품의 종류, I = 산업의 종류, S = 국내재와 수입재, O = 직업의 종류, M = 마진상품의 종류

분석모형에서는 모형의 구조상 여러 가지 종류의 모수(parameter)를 사용하는데, 이들 모수의 값은 국내 관련 계량분석 연구결과들과 연산일반균형(CGE) 모형을 이용하여 우리나라의 경제를 대상으로 한 연구에서 사용된 데이터 그리고 글로벌 연산일반균형(CGE) 모형인 GTAP에서 사용하는 자료들을 종합하여 적절한 데이터를 활용하였다.

분석모형의 풀이를 위해 GEMPACK(General Equilibrium Modeling PACKage) 소프트웨어를 활용했다.³¹⁾ GEMPACK은 경제의 기본구조를 수식으로 기술한 모형의 해를 구하는 프로그램으로 변형시키는 과정을 자동적으로 수행한다. GEMPACK은 경제모형을 구성하는 연구에 일반적으로 이용할 수 있는 여러 가지 소프트웨어들로 구성되어 있다.

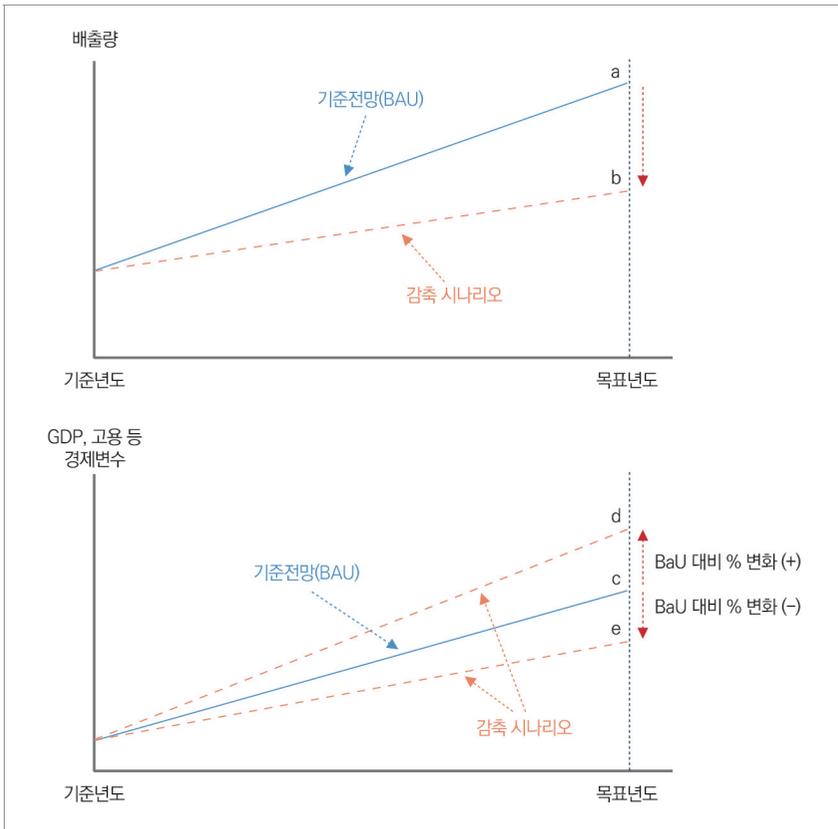
2.3 ▶ CGE 모형을 활용한 분석 방법론

연산일반균형(CGE) 모형을 활용하여 국가 온실가스 감축 로드맵에 의한 온실가스 감축이 이루어질 경우 거시경제, 고용 등 국가경제에 미치는 파급효과를 분석하기 위해 사전단계로서 먼저 기준시나리오(BAU, Business-as-Usual)의 설정이 필요하다. 기준시나리오 전망은 연산일반균형(CGE) 모형을 이용하여 국가온실가스감축목표 이행의 파급효과와 비용을 분석하는 데 기준으로 활용된다. 이처럼 기준시나리오 전망은 감축목표 이행의 결과와 비교하기 위한 기준으로서 역할을 하는데, 온실가스 감축목표 이행이 전혀 고려되지 않은 상황을 설명한다. 온실가스 감축목표 이행의 파급효과 분석은 일반적으로 단일 또는 복수의 베이스라인을 필요로 하며, 목표 이행의 결과는 기준시나리오 전망과의 차이로서 설명한다.

31) GEMPACK은 세계은행을 비롯한 여러 세계적인 연구기관과 대학에서 사용하고 있으며, 동태분석이 가능하고 대규모 모형도 손쉽게 다룰 수 있을 뿐 아니라, 여러 가지 변수들을 동시적으로 변화를 가하는 시뮬레이션을 손쉽게 다룰 수 있다는 점에서 GAMS보다 강력한 소프트웨어로 평가

예를 들어 <그림 5-2-2>에서와 같이 온실가스 감축정책의 효과는 다른 경제적 추이로부터 독립적으로 감축시나리오와 기준시나리오 전망 간의 온실가스 배출량 차이를 비교함으로써 설명된다. 즉, 감축목표 이행에 의해 국내 총생산(GDP), 고용 등 경제변수에 미치는 파급효과는 온실가스 배출량을 감축함으로써(<그림 5-2-2>의 ab간 거리) 발생하는 기준시나리오 전망 상의 경제변수 수준과 감축목표 이행에 의한 감축시나리오 상의 경제변수 수준과의 차이(<그림 5-2-2>의 cd 또는 ce간 거리)를 기준시나리오 전망 대비 % 변화로 설명한다.

| 그림 5-2-2 | 온실가스 감축효과 분석방법



따라서 연산일반균형(CGE) 모형을 이용한 온실가스 감축목표 이행의 파급효과 분석은 설정된 기준시나리오 전망과 비교하여 이루어지기 때문에, 적절한 기준전망의 설정이 중요하다. 기준시나리오 전망은 현재의 상황을 단순히 연장하는 형태가 아니고, 향후 거시경제 및 인구 추세, 경제구조 변화, 주요 온실가스 배출원에 대한 전망, 기술 및 정책 등의 변화 추세를 반영한다.

제3절

온실가스 감축의 경제적 파급효과 분석

본 절에서는 연산일반균형(CGE) 모형을 활용하여 우리나라가 국제사회에 공표한 2030 국가온실가스감축목표(NDC)에 근거한 온실가스 감축목표를 이행할 경우에 발생하는 경제적 파급효과를 분석한다. 또한 2030 국가온실가스감축목표(NDC)에 의한 온실가스 감축추세가 2035년까지 계속 유지될 경우에 발생할 것으로 예상되는 경제적·환경적 파급효과도 분석한다.

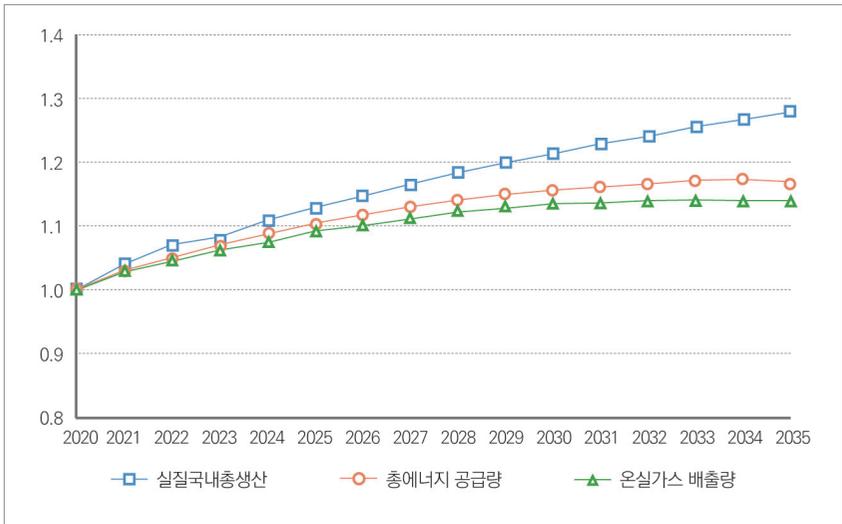
3.1 ▶ 기준시나리오(BAU, Business-as-Usual) 전망

2020~2035년 동안 우리나라의 실질 국내총생산은 연평균 1.6% 증가하며, 인구는 같은 기간에 연평균 0.1% 감소할 것으로 전망된다. 우리나라 경제는 2020~2030년 동안 연평균 1.9% 성장하지만, 2030~2035년 동안에는 연평균 1.0% 성장하는 데 그칠 것으로 예측된다. 민간소비와 정부지출은 2020~2035년 동안 연평균 2.8% 증가하지만, 투자는 같은 기간에 연평균 3.6% 감소할 것으로 예측됨에 따라, 민간소비와 정부지출이 경제성장을 견인할 것으로 전망된다. 수출과 수입은 같은 기간에 각각 2.2%와 1.0% 증가할 것으로 예측됨에 따라, 무역수지는 개선되는 추세를 보일 것으로 전망된다.

표 5-3-1 | 경제, 에너지 및 온실가스 관련 주요지표 변화: BAU 전망

구분	연평균 증가율(%)		
	2020~2030	2030~2035	2020~2035
실질 국내총생산	1.9	1.0	1.6
민간소비 및 정부지출	3.0	2.3	2.8
투자	-3.8	-3.4	-3.6
수출	3.3	0.0	2.2
수입	1.3	0.5	1.0
인구	-0.1	-0.2	-0.1
총에너지 소비량	1.6	0.3	1.2
온실가스 배출량	1.3	0.1	0.9
총에너지원단위(TOE/백만원)	-0.3	-0.7	-0.5
온실가스배출원단위(TCO ₂ /백만원)	-0.7	-0.9	-0.8

그림 5-3-1 | 실질 국내총생산, 총에너지 공급량 및 온실가스 배출량 변화: BAU 전망



※ 주: 기준시나리오(BAU) 기준, 2020년 = 1.0

생산, 소비 등 경제활동에 필요한 총에너지의 소비는 2020~2035년 동안 연평균 1.2% 증가하며, 같은 기간의 온실가스 배출량은 연평균 0.9% 증가할 것으로 전망된다. 경제성장 속도보다 에너지 소비 및 온실가스 배출량의 증가 속도가 낮을 것으로 예상됨에 따라, 에너지원단위(TOE/백만원)와 온실가스 배출원단위(TCO₂/백만원)는 개선될 것으로 전망된다. 에너지원단위와 배출원단위는 2020~2035년 동안 연평균 각각 0.5%와 0.8%씩 개선될 것으로 예측된다. 이와 같은 기준전망 결과는 경제성장과 에너지 소비 및 온실가스 배출 간의 탈동조화 현상이 지속될 것임을 의미한다.

위와 같은 우리나라의 거시경제, 에너지 소비 그리고 온실가스 배출량에 대한 기준시나리오 전망 결과에 의하면, 2030년 이후 2035년까지 우리나라의 경제는 연평균 약 1.0% 수준에서 성장함에 따라 에너지 소비와 온실가스 배출량은 그보다 낮은 증가세가 예측된다. 특히, 우리나라 온실가스 배출량의 경우에는 기준시나리오 하에 2035년을 전후로 정점에 이를 것으로 예측된다.

기준시나리오 전망 결과, 농축수산업, 광업, 제조업, 건설업 등을 포함한 우리나라 전체 산업부문의 생산활동은 2020~2035년 동안 연평균 1.2% 확대될 것으로 예측된다. 산업부문 생산규모의 확대는 가장 큰 비중을 차지하는 제조업이 같은 기간에 1.7% 성장함으로써 견인될 것으로 전망된다. 농축수산업의 생산활동도 연평균 1.6% 증가하지만, 광업의 경우 같은 기간에 연평균 0.7%로 축소될 것으로 전망된다.

| 표 5-3-2 | 부문별 생산량, 에너지 소비 및 온실가스 배출량 변화

구분	2020~2035년 연평균 증가율(%)		
	생산량	에너지 소비량	온실가스 배출량
산업부문	1.2	1.2	0.7
농축수산업	1.6	1.3	0.6
광업	-0.7	-0.7	-1.1
제조업	1.7	1.3	0.8
전환부문	1.8	1.5	1.2
수송부문	1.6	-0.3	-0.3
상업(서비스)부문	1.3	-0.1	-0.2
공공부문	2.7	1.2	1.4
가정부문	2.7 ^{주2)}	2.9	2.7

※ 주1: 기준시나리오(BAU) 기준

※ 주2: 가정부문의 가처분소득 연평균 증가율(%)

산업부문 전체의 에너지 소비와 온실가스 배출량은 같은 기간에 각각 연평균 1.2%와 0.7% 증가할 것으로 예측된다. 이와 같은 결과는 산업부문 생산활동 과정에서 에너지 소비의 효율성이 제고되는 의미있는 변화는 발생하지 않는다는 것을 보여주지만, 소비하는 에너지의 구성에서 저탄소 에너지원으로의 전환이 일부 진행된다는 것을 의미한다.

발전부문을 비롯하여 도시가스 생산, 열 생산 등이 포함된 전환부문의 경우, 생산규모는 연평균 1.8%의 높은 증가세를 기록하며, 에너지 소비와 온실가스 배출량도 각각 연평균 1.5%와 1.2%씩 증가할 것으로 전망된다. 전환부문의 에너지 소비와 온실가스 배출량이 생산량의 증가세 보다 낮은 것은 총에너지가 최종에너지로 전환되는 과정에서의 에너지 효율이 향상되고, 한편으로는 저탄소 발전연료 등의 역할이 커지는 것을 의미한다.

수송부문과 상업(서비스)부문의 경우, 생산활동은 각각 연평균 1.6%와 1.3% 증가하지만, 에너지 소비와 온실가스 배출량은 감소할 것으로 전망된다. 수송부문의 경우 경유, 휘발유 등을 주로 소비하는 도로부문과 해운부문의 에너지 소비와 온실가스 배출량 감소가 전체 수송부문의 에너지 소비와 온실가스 배출량 감소를 견인할 것으로 예측된다.

가정부문은 가계소득의 증가에 따라 에너지 소비와 온실가스 배출량 또한 상대적으로 높은 증가세를 기록할 것으로 예측된다.

기준시나리오 전망 결과, 제조업 중에서 석유화학, 철강, 시멘트 등 에너지 다소비업종의 생산활동이 전체 제조업 평균보다 낮은 수준의 생산활동 증가세가 예측된 반면, 반도체, 디스플레이, 정유 등 업종의 생산활동은 상대적으로 크게 확대될 것으로 예측된다. 나무 및 목재, 요업, 기계 등 일부 제조업종의 경우에는 전망기간 동안 생산활동이 축소될 것으로 전망된다.

표 5-3-3 | 제조업종별 생산량, 에너지 소비 및 온실가스 배출량 변화

구분	2020~2035년 연평균 증가율(%)		
	생산량	에너지 소비량	온실가스 배출량
제조업 전체	1.7	1.2	0.7
음식료품	2.0	2.5	2.4
섬유 및 가죽	1.0	1.7	1.7
나무 및 목재	-0.9	0.4	0.7
펄프 및 인쇄	0.6	1.8	2.1
정유	3.0	2.4	2.4
석유화학	1.4	1.7	1.8
유리	2.7	0.6	0.7

구분	2020~2035년 연평균 증가율(%)		
	생산량	에너지 소비량	온실가스 배출량
요업	-1.5	-2.6	-2.4
시멘트	-1.1	-1.3	-1.3
철강	0.4	0.0	-0.0
비철금속	1.2	0.6	0.5
금속제품	-0.4	0.0	0.0
기계	-1.1	-0.5	-0.9
반도체	6.3	5.0	4.5
디스플레이	4.2	3.2	2.6
전기 및 전자	1.4	1.6	1.2
자동차	1.4	1.3	1.0
조선	1.2	0.6	0.2

※ 주: 기준시나리오(BAU) 기준

3.2 ▶ 분석 시나리오 설정(시나리오1, 2)

본 절은 산업공정, 국제감축 등을 통한 온실가스 감축을 제외하고 국내에서 에너지를 연료와 원료로 사용하는 경우를 대상으로 온실가스 감축 시나리오를 설정했다. 2030 국가온실가스감축목표(NDC)의 경우 2030년까지 온실가스 배출량을 2018년 대비 40% 감축하는 목표를 설정하였는데, 국제감축에 반영된 37.5백만 톤을 제외하고 에너지의 연소와 활용을 통해 배출되는 온실가스를 대상으로 2030년까지 감축해야 할 감축률은 2018년 대비 약 30.5% 수준이다. 국내에서 이와 같은 목표를 달성하기 위해 온실가스 배출량을 2018~2030년 동안 연평균 약 3.0% 감축해야 한다.³²⁾

국내 온실가스 배출량을 2018~2030년 동안 감축하는 추세(연평균 약 3.0%

32) 에너지 연소를 통한 온실가스 배출량은 2018~2022년 동안 연평균 2.1% 감소

감축)를 2035년까지 계속 유지하는 경우, 2035년의 온실가스 배출량은 2018년 대비 약 40.7% 감축하는 결과를 도출할 것으로 전망된다. 이와 같은 2035년 감축목표는 2030 국가온실가스감축목표(NDC) 상의 국내 온실가스 감축목표를 차질 없이 달성한다는 전제하에, 2030년까지의 감축추세를 2035년까지 계속 유지할 수 있다는 것을 가정한다.

본 절은 위와 같은 검토를 기초로 2035년까지 온실가스 배출량을 2018년 대비 40.7% 감축하는 시나리오를 일차적으로 설정하며, 이를 기초로 두 가지의 온실가스 감축 시나리오를 설정했다. 첫 번째 시나리오(시나리오 1: 개별 감축)는 정부가 2030 국가온실가스감축목표(NDC)를 기초로 수립한 이행 로드맵을 통해 국내 각 부문별로 할당한 감축목표를 기준으로 2030년까지 주어진 감축목표를 달성하며, 2035년까지의 국내 감축목표(40.7% 감축)를 이행함에 있어 부문별 감축량도 같은 비중으로 감축량을 개별적으로 달성하는 시나리오를 의미한다. 2030 국가온실가스감축목표(NDC)에서 제시된 산업(11.4%), 전환(45.7%), 수송(37.8%), 건물(32.8%), 농축수산업(27.1%) 등 각 부문에 할당한 2018년 배출량 대비 감축률을 반영하고, 이러한 부문별 감축 추세가 2035년까지 지속된다고 가정한다. 최종적으로 2035년에 우리나라의 에너지부문 국내 온실가스 배출량은 2018년 배출량 대비 약 40.7%를 감축하게 된다.

두 번째 시나리오(시나리오 2: 배출권거래제)는 시나리오 1에서 설정된 각 부문과 업종의 감축목표를 2035년까지 달성함에 있어서 현재 시행 중인 온실가스 배출권거래제를 제조업과 전환부문을 중심으로 2035년까지 시행하는 시나리오를 의미한다. 배출권거래제는 제조업과 전환부문을 중심으로 배출권을 시행하며, 수송, 상업, 가정부문 등은 자체적으로 온실가스 감축 목표를 이행한다. 배출권거래제는 2030년 이후에도 2030년과 같은 참여

범위에서 2035년까지 계속 시행된다고 가정했다.

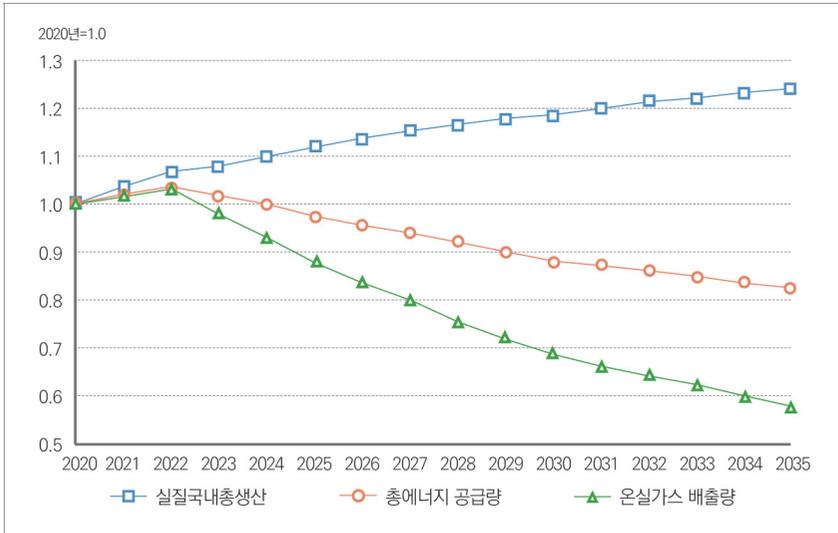
종합하면 시나리오 1과 시나리오 2는 우리나라의 2030 국가온실가스 감축목표(NDC)와 이에 기반한 온실가스 감축 로드맵을 반영하여 온실가스 감축이 이루어지고, 이와 같은 감축추세가 2035년까지 계속 진행된다고 가정한다. 시나리오 1과 시나리오 2간에는 주어진 온실가스 감축목표를 이행함에 있어서, 현재 우리나라에서 시행 중인 기존의 배출권거래제를 2035년까지 시행하는가에 대한 차이가 존재한다.

3.3 ▶ 시나리오별 온실가스 감축목표 이행의 파급효과

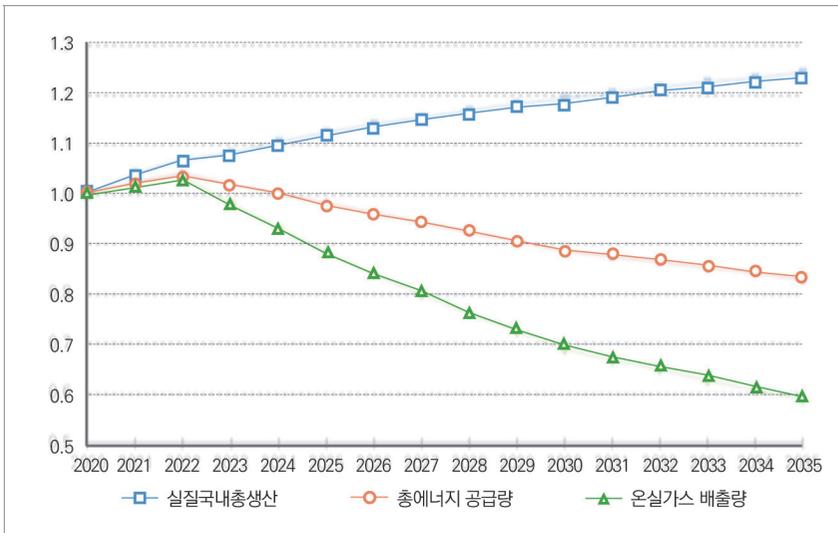
3.3.1. 거시경제에 미치는 파급효과

먼저 우리나라가 2030 국가온실가스감축목표(NDC)에 의한 국내 배출량을 차질 없이 이행할 경우, 국내 온실가스 배출량은 2030년에 기준시나리오(BAU) 대비 37.4% 감축될 것으로 분석된다. 2030년까지의 감축추세가 2035년까지 계속 이어질 경우에는, 2035년의 국내 배출량은 기준시나리오(BAU) 대비 약 47.0% 감축될 것으로 예상된다. 이와 같은 분석결과는 에너지(화석연료) 연소 및 활용에 의한 국내 배출량이 2030년과 2035년에 2018년 대비 각각 30.5%와 40.7% 감축된다는 것을 의미한다.

| 그림 5-3-2 | 실질 국내총생산, 총에너지 공급량 및 온실가스 배출량 변화: 시나리오 1

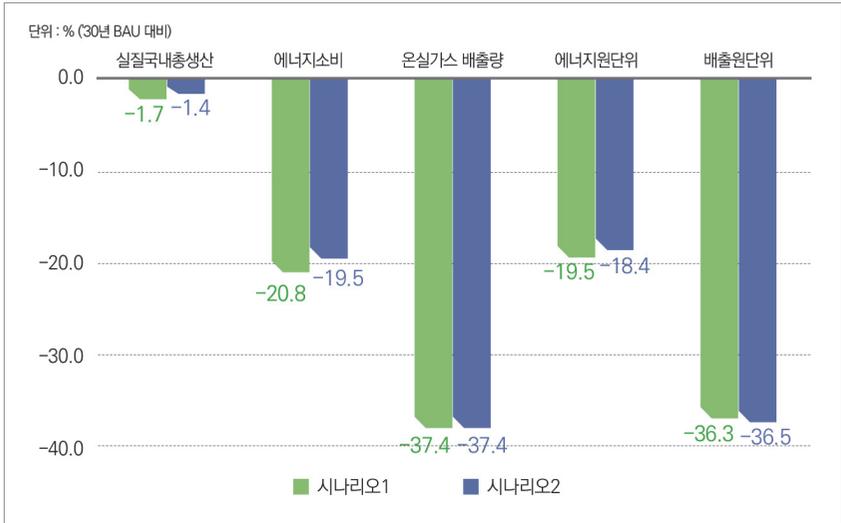


| 그림 5-3-3 | 실질 국내총생산, 총에너지 공급량 및 온실가스 배출량 변화: 시나리오 2



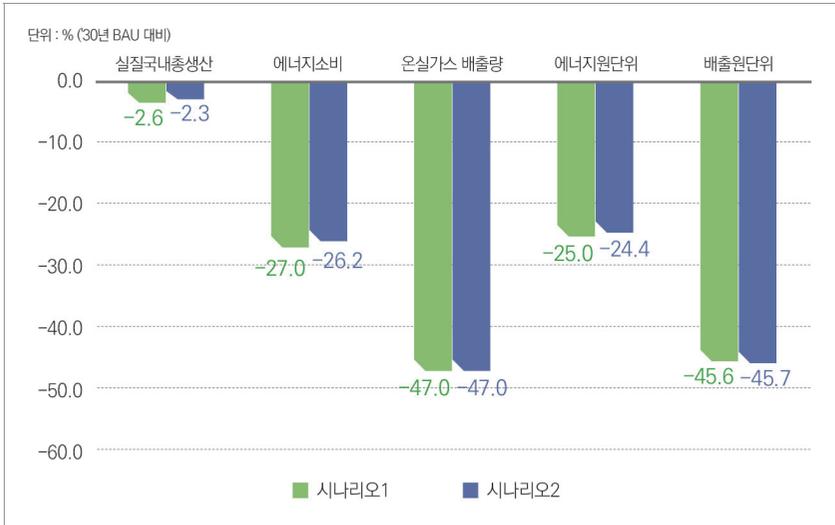
국가 온실가스 감축 과정에서 우리나라의 에너지 소비는 2030년에 기준 시나리오(BAU) 대비 약 19.5~20.8% 절감되며, 2035년에는 약 26.2~27.0% 절감할 수 있을 것으로 분석된다. 에너지 소비와 온실가스 배출량 절감에 의해 에너지원단위(에너지 소비/실질 국내총생산)와 배출원단위(온실가스 배출량/실질 국내총생산)도 개선될 것으로 예측된다. 국가온실가스감축목표 이행으로 인해 우리나라의 실질 국내총생산은 2030년에 기준시나리오(BAU) 대비 1.4~1.7% 감소할 것으로 전망된다.³³⁾

그림 5-3-4 | 온실가스 감축 시나리오별 주요지표 변화 : 2030년 기준



33) 본 장에서 도출한 경제적 파급효과의 크기는 불확실성이 존재하는 온실가스 감축 기술혁신, 배출권 거래제를 통한 세수의 활용 등을 미반영했으며, 이를 반영할 경우 파급효과의 크기는 증감 가능하다.

| 그림 5-3-5 | 온실가스 감축 시나리오별 주요지표 변화 : 2035년 기준



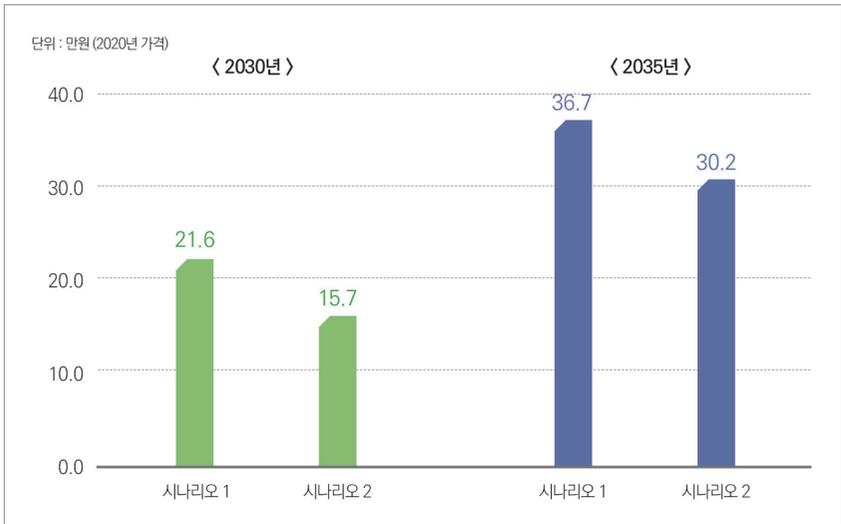
각 부문별로 주어진 감축목표를 개별적으로 감축할 경우(시나리오 1), 실질 국내총생산이 2030년에 기준시나리오(BAU) 대비 1.7%까지 감소하는 경제적 비용이 발생할 것으로 분석된다. 제조업과 전환부문을 대상으로 배출권거래제를 도입하여 온실가스를 감축할 경우(시나리오 2), 우리나라의 실질 국내총생산은 2030년에 기준시나리오(BAU) 대비 1.4% 감소하며, 시나리오 1과 비교하여 온실가스 감축에 따른 경제적 비용을 상대적으로 절감할 것으로 분석된다.

2030 국가온실가스감축목표(NDC)에 의한 국가 온실가스 감축이 차질 없이 이행되고 이러한 감축추세가 2035년까지 이어질 경우에, 온실가스 감축에 의한 경제적 비용이 상대적으로 크게 발생하며 실질 국내총생산이 2035년에 기준시나리오(BAU) 대비 2.6%까지 감소할 것으로 예측된다. 배출권거래제가 시행되는 시나리오 2의 경우에는 실질 국내총생산의 기준

시나리오(BAU) 대비 2.3% 감소하며, 시나리오 1과 비교하여 온실가스 감축에 따른 경제적 비용을 상대적으로 절감할 것으로 분석된다.

2030 국가온실가스감축목표(NDC)에 의해 온실가스 감축이 이루어질 경우, 한계저감비용(MAC, Marginal Abatement Cost)은 2030년에 이산화탄소(CO₂) 톤당 약 15.7~21.6만원에 이를 것으로 분석된다. 개별적 감축이 이루어지는 시나리오 1보다는 배출권거래제가 시행되는 시나리오 2의 한계저감비용(MAC)이 6만원 낮은 수준에서 형성될 것으로 예측된다. 2035년까지 온실가스 감축이 비슷한 추세로 이루어지면, 2035년 한계저감비용(MAC)은 이산화탄소(CO₂) 톤당 약 30.2~36.7만원 수준에 이를 것으로 예상되며, 배출권거래제가 시행되는 시나리오 2의 경우에 2035년의 한계저감비용(MAC)은 약 6.5만원 낮은 수준에서 발생할 것으로 분석된다.

| 그림 5-3-6 | 시나리오별 국가 온실가스 한계저감비용(MAC)



3.3.2. 부문 및 업종에 미치는 파급효과

2030 국가온실가스감축목표(NDC)에 기초하여 국내 감축이 이루어질 경우, 산업부문의 에너지 연소 및 활용에 의한 배출량은 2030년에 기준 시나리오(BAU) 대비 약 13.7~17.7% 감축될 것으로 예측된다. 시나리오 1의 경우보다 시나리오 2의 경우에 감축률이 낮은 것은 시나리오 2에 의한 배출권거래제에서 산업부문 전체적으로 배출권을 순(純)매입함을 의미한다. 한편, 전환부문의 경우에는 배출량이 2030년에 기준시나리오(BAU) 대비 50.7~54.6% 감축되며, 시나리오 2 상에서 전환부문이 배출권을 순(純)매도할 것으로 예측된다.

표 5-3-4 | 온실가스 감축 시나리오별/부문별 온실가스 배출량 변화

(단위: %, BAU 대비)

구분	2030년		2035년	
	시나리오 1	시나리오 2	시나리오 1	시나리오 2
산업부문	-17.7	-13.7	-20.7	-18.6
전환부문	-50.7	-54.6	-62.2	-64.2
수송부문	-44.2	-44.2	-55.9	-55.9
상업부문	-42.7	-42.7	-56.3	-56.3
가정부문	-52.8	-52.8	-66.8	-66.8

2035년까지 온실가스 감축추세가 이어질 경우, 산업부문의 배출량은 18.6~20.7%까지 감축되며, 전환부문의 경우에는 62.2~64.2% 감축될 것으로 전망된다. 배출권거래제하에서 산업부문 전체와 전환부문의 배출권 매도 또는 매입 포지션은 계속 이어질 것으로 예상되지만, 거래의 폭은 줄어들 것으로 전망된다.

한편, 배출권거래제에 참여하지 않는 수송부문, 상업부문 그리고 가정

부문의 경우에는 시나리오 1과 시나리오 2에서의 배출량 변화가 같으며, 2030년에는 기준시나리오(BAU) 대비 각각 44.2%, 42.7%, 그리고 52.8% 감축될 것으로 전망된다. 2035년에는 기준시나리오(BAU) 대비 감축률이 더욱 확대되어, 각각 55.9%, 56.3% 그리고 66.8%까지 감축될 것으로 예상된다.

2030 국가온실가스감축목표(NDC)와 온실가스 감축 로드맵에 의해 국가 온실가스감축목표를 이행하고, 이러한 온실가스 감축추세를 2035년까지 유지하는 과정에서, 각 부문별 온실가스 배출량뿐만 아니라 산업부문을 구성하는 각 제조업종과 건설업의 배출량은 서로 상이하게 변화할 것으로 예측된다. 2030 국가온실가스감축목표(NDC)에 기초한 온실가스 감축 로드맵에 의해 온실가스 배출량을 개별적으로 감축하는 시나리오 1의 산업부문 업종별 온실가스 배출량 감축률은 각 업종의 감축여건 등을 반영하여 사전적으로 설정되었다. 따라서 업종별 2030년 기준시나리오(BAU) 대비 온실가스 감축률은 2.8~36.8%까지 다양하게 사전적으로 설정되며, 2035년의 감축률도 같은 방법으로 설정된다.

표 5-3-5 | 산업부문 업종별 온실가스 배출량 변화

(단위: %, BAU 대비)

구분	2030년		2035년	
	시나리오 1	시나리오 2	시나리오 1	시나리오 2
음식료품	-36.8	-29.1	-48.5	-46.8
섬유 및 가죽	-23.6	-18.8	-28.6	-28.1
나무 및 목재	-17.5	-83.4	-18.4	-90.0
펄프 및 인쇄	-22.7	-85.8	-24.8	-91.6
정유	-34.5	-24.5	-45.6	-41.2
석유화학	-21.2	-14.3	-24.6	-22.7

구분	2030년		2035년	
	시나리오 1	시나리오 2	시나리오 1	시나리오 2
유리	-12.8	-39.0	-17.2	-41.7
시멘트	-2.8	-42.4	-2.8	-49.2
철강	-15.5	-0.6	-16.2	-1.3
비철금속	-21.5	-21.2	-25.6	-26.3
금속제품	-17.7	2.3	-20.2	3.3
기계	-16.2	-1.3	-16.9	-5.2
반도체	-34.2	-3.6	-40.7	-7.0
디스플레이	-30.6	0.8	-39.0	1.2
전기 및 전자	-33.4	0.6	-41.4	0.7
자동차	-24.0	-11.7	-30.2	-24.2
조선	-19.8	-2.8	-21.9	-7.7

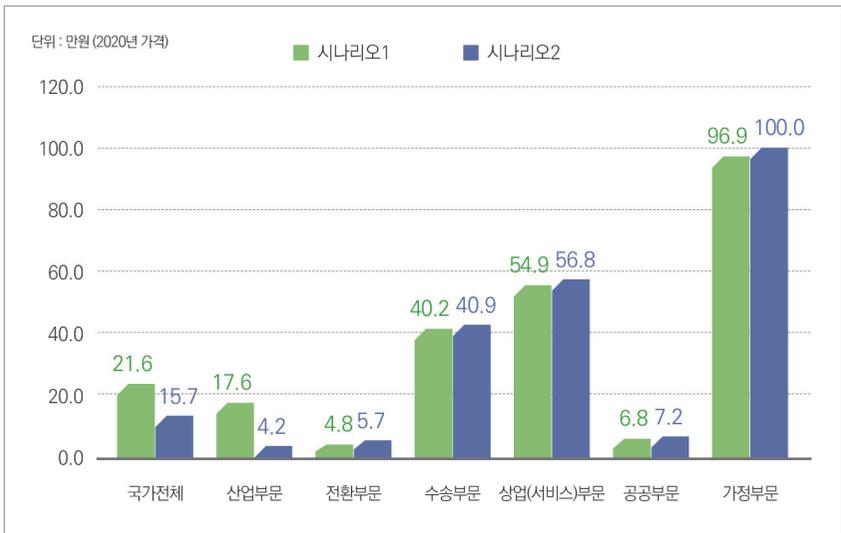
배출권거래제가 시행되는 시나리오 2의 경우에는 업종별 배출권거래제 참여 여부와 한계저감비용의 차이에 의해 실제 온실가스 배출량이 결정된다. 시나리오 2의 업종별 감축률이 시나리오 1의 경우보다 높은 경우에는, 해당 업종의 한계저감비용이 다른 업종보다 낮아서 배출권을 순매도하는 대신 온실가스 배출량을 시나리오 1의 경우보다 상대적으로 더 많이 감축하게 된다. 따라서 본 분석에서는 나무 및 목재, 펄프 및 인쇄, 유리, 시멘트 등의 업종들이 다른 업종들에 비해 한계저감비용이 상대적으로 낮은 것으로 분석되었고, 이들 업종들은 시나리오 2하에서 배출권의 순매도 업종이 될 것으로 분석되었다. 반면 정유, 석유화학, 철강, 기계, 반도체, 디스플레이, 자동차, 조선 등의 업종들은 배출권 순매입 업종으로서 주어진 감축목표보다는 실제 배출량 감축률이 낮게 나타날 것으로 분석되었다.

온실가스 감축으로 인해 국가 차원의 경제적 비용이 발생하며, 이러한

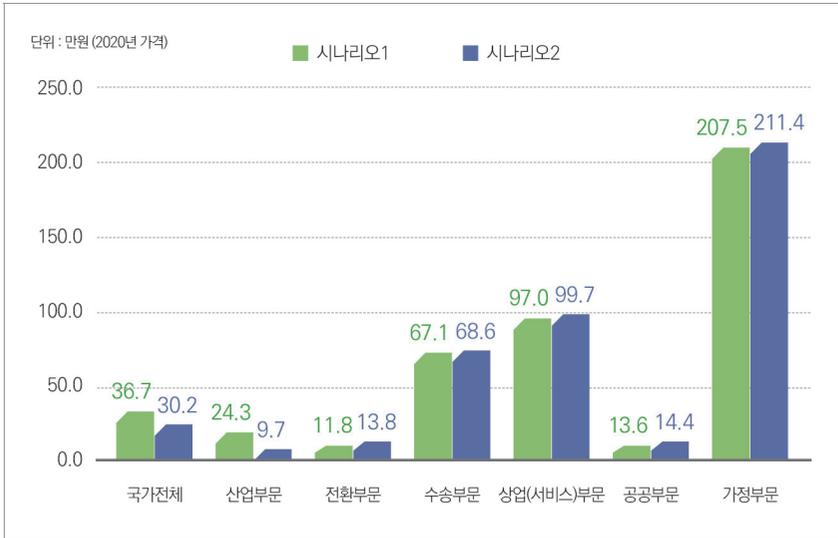
비용은 전환부문, 수송부문 그리고 상업(서비스)부문의 생산량 감소를 통해 발생할 것으로 예상된다. 산업부문의 경우에는 업종 간의 생산량 변화가 서로 상이할 것으로 분석된다.

우리나라의 2030 국가온실가스감축목표(NDC)에 의해 온실가스 감축 목표치를 이행할 경우, 2030년과 2035년에 국가 차원에서 발생하는 한계저감 비용(MAC)이 이산화탄소(CO₂) 톤당 각각 15.7~21.6만원과 30.2~36.7만원 수준에 발생하나, 부문별 한계저감비용(MAC)의 경우에는 서로 많은 차이가 발생할 것으로 분석된다. 시나리오 2에서 배출권거래제에 참여하는 산업부문과 전환부문의 경우, 2030년에는 약 4만~6만원대 그리고 2035년에는 9만~13만원대의 한계저감비용(MAC)이 발생하며, 배출권의 가격(2020년 가격)은 2030년에 약 4.6만원 그리고 2035년에는 약 10.8만원 수준에서 형성될 것으로 분석된다.

| 그림 5-3-7 | 온실가스 감축 시나리오별/부문별 한계저감비용: 2030년 기준



| 그림 5-3-8 | 온실가스 감축 시나리오별/부문별 한계저감비용: 2035년 기준



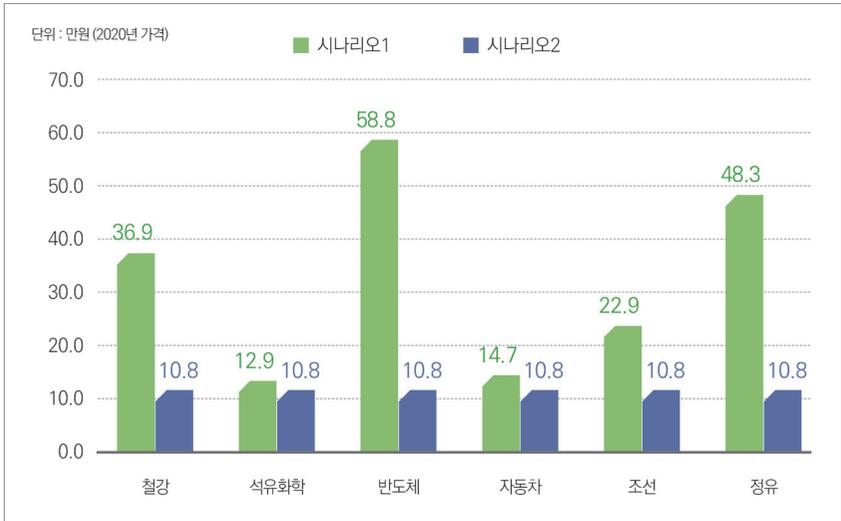
반면, 수송, 상업 및 가정부문의 경우에는 높은 감축률 목표와 배출권거래제 미참여로 인해 한계저감비용(MAC)이 실제 감당이 불가능한 수준에서 발생할 가능성이 높을 것으로 분석되었다. 따라서 우리나라의 비용 효과적인 온실가스 감축을 위해서는 수송, 상업 및 가정부문의 비용 효과적인 온실가스 감축을 지원할 수 있는 정책 및 제도의 개발과 추진이 필요하다.

산업부문의 경우 업종별 온실가스 감축 여건 및 강도에 따라 감당해야 할 비용이 달라지는데, 2030 국가온실가스감축목표(NDC)에 의한 업종별 감축이 개별적으로 이행될 경우 상당한 수준의 한계저감비용(MAC)이 발생할 것으로 예측된다. 본 절에서 설정한 2035년 온실가스 감축추세가 현실화될 경우, 각 업종별 한계저감비용(MAC)은 2035년에 더욱 높아질 것으로 분석된다.

그림 5-3-9 | 온실가스 감축 시나리오별/업종별 한계저감비용: 2030년 기준



그림 5-3-10 | 온실가스 감축 시나리오별/업종별 한계저감비용: 2035년 기준



주요 에너지다소비 업종인 철강, 석유화학, 정유업종의 2030년 한계저감 비용(MAC)은 각 업종의 온실가스 감축이 개별적으로 이행될 경우(시나리오 1),

이산화탄소(CO₂) 톤당 각각 약 27.9만원, 8.9만원, 31.3만원 수준에서 형성될 것으로 예상된다. 이들 업종이 참여하고 있는 배출권거래제가 제대로 시장 기능에 의해 작동된다면³⁴⁾, 2030년의 한계저감비용(MAC)은 이산화탄소(CO₂) 톤당 약 4.6만원 수준으로 낮아질 것으로 평가된다. 2030년까지의 온실가스 감축추세를 2035년까지 지속할 경우, 이들 업종의 한계저감비용(MAC)은 36.9만원, 12.9만원, 48.3만원까지 상승할 것으로 전망되며, 배출권거래제가 제대로 운영될 경우에는 한계저감비용(MAC)을 2035년에 이산화탄소(CO₂) 톤당 약 10.8만원 수준으로 낮출 수 있을 것으로 예측된다.

우리나라의 산업부문 부가가치에서 핵심적인 역할을 하는 반도체, 자동차, 조선업종의 경우에도 개별적 감축이 이루어지면 2030년에 이산화탄소(CO₂) 톤당 약 10만~40만원, 2035년에 약 15만~60만원대의 높은 한계저감비용(MAC)이 발생할 것으로 예측된다. 이들 업종도 배출권거래제가 제대로 작동할 경우, 한계저감비용(MAC)을 상당 수준 절감할 수 있을 것으로 예측된다.

34) 배출권거래제가 제대로 작동한다는 것은 목표로 하는 온실가스 배출량을 달성하기 위해 배출권의 할당이 제대로 이루어지고, 배출권시장에서의 활발한 거래를 통해 배출권 가격이 시장기능에 의해 결정됨을 기본적으로 의미

제4절

종합 및 정책적 시사점

우리나라 정부는 2030 국가온실가스감축목표(NDC)를 통해 2030년 온실가스 배출량을 2018년 배출량 대비 40% 감축하는 목표를 국내외에 공표하였으며, 이를 이행함에 있어서 부문별로 감축해야 할 의무를 로드맵을 통해 할당한 바 있다. 그러나 국가 감축목표뿐만 아니라 부문 간 감축의무 할당에 대한 세부적인 근거와 부문별 감축방안을 제대로 제시하지 못하고 있는 실정이다. 따라서 국가 감축목표뿐만 아니라 부문 간 할당의 적정성에 대해 많은 우려가 제기되고 있는 상황이며, 실제 2030년까지 목표 달성 가능성이 극히 낮은 것도 사실이다. 온실가스 감축목표 설정 시 비용효과성과 공평성, 배출원의 저감능력과 여건 등 다양한 요소들을 체계적으로 반영하지 못할 경우에는 국가 전체적으로 경제적 비용만 확대하고 온실가스 감축효과는 미미한 심각한 부작용을 초래할 수 있다.

이와 같은 상황에서 우리나라 정부는 2035년까지의 온실가스 감축목표 설정을 위한 작업을 진행 중이다. 최근까지의 작업 경과에 대한 비공식적 정보에 의하면 2030년까지의 온실가스 감축추세를 2035년까지 계속 유지하는 수준 부근에서 2035년 국가온실가스감축목표 수준이 결정될 가능성이 클

것으로 판단된다. 2030년까지의 감축속도보다 감속된 수준에서 목표가 설정될 경우 온실가스 감축에 대한 의지가 약하다는 대내외 비판에 직면할 가능성이 크며, 반대로 가속된 수준에서 목표가 설정될 경우에는 희박한 실현 가능성, 높은 경제적 비용 등의 이유로 산업계 등 감축 당사자들의 거센 저항에 직면할 가능성이 크다. 따라서 현실적으로 2030년까지의 온실가스 감축추세를 2035년까지 계속 유지할 수 있는 수준 부근에서 온실가스 감축목표가 설정될 가능성이 크다.

이에 본 장에서는 연산일반균형(CGE) 모형을 활용하여 우리나라가 2030년 온실가스 감축목표를 이행함에 있어 발생할 수 있는 경제적 파급효과를 분석하고, 이와 같은 분석을 기초로 2035년까지 온실가스 감축추세가 유지될 경우 2035년에 우리나라가 직면할 경제적·환경적 파급효과를 분석했다.

분석모형을 활용한 분석결과, 2030 국가온실가스감축목표(NDC)에 의한 온실가스 감축 이행 시 우리나라의 실질 국내총생산은 2030년에 기준 시나리오(BAU) 대비 1.4~1.7% 감소하며, 2030년까지의 감축추세가 지속될 경우에 2035년에는 실질 국내총생산이 기준시나리오(BAU) 대비 2.3~2.6% 감소하는 경제적 비용이 발생할 것으로 예측되었다. 온실가스 감축에 의해 발생하는 국가 전체의 한계저감비용(MAC)은 2030년에 2020년 가격으로 이산화탄소(CO₂) 톤당 약 15.7만~21.6만원, 2035년에는 약 30.2만~36.7만원 수준에 발생할 것으로 분석된다. 부문별 온실가스 감축에 의한 한계저감 비용(MAC)은 서로 상이하게 발생할 것으로 예상되며, 배출권거래제의 시행은 온실가스 감축에 의한 한계저감비용(MAC)을 절감하는데 일부분 역할을 할 수 있을 것으로 평가된다.

본 장에서 연산일반균형(CGE) 모형을 활용해 정량적 분석을 수행한 결과는 현실적으로 예상되는 2035년까지의 온실가스 감축 경로에 대한 시나리오 설정을 기초로 도출된 결과이다. 향후 우리나라의 2035년 온실가스 감축목표에 대한 실체가 공개될 경우에 이와 같은 분석을 추가적으로 수행하여 보다 체계적인 경제적·환경적 파급효과 결과를 도출할 필요가 있다.

또한 본 장에서 도출한 경제적 파급효과와 온실가스 감축으로 인해 발생하는 한계저감비용(MAC)에 대한 분석결과는 우리나라의 각 부문별 투입산출구조 등 다양한 기초 데이터베이스와 경제학적 이론체계를 반영하여 도출되었다. 따라서 본 장의 결과는 온실가스 감축을 위한 기술적 옵션 등을 반영하여 분석하는 기술적 한계저감비용 등에 대한 연구 결과들과 차이가 존재할 수 있는데, 이는 기본적인 분석 접근방법의 차이에서 나타나는 결과이다. 따라서 한 국가의 온실가스 감축에 의한 파급효과에 대한 보다 객관적인 평가와 관련 대응 정책의 추진을 위해서는 다양한 접근방법을 활용한 분석결과들을 종합적으로 분석하고 평가할 수 있는 체계의 구축이 필요하다.

제5절

참고문헌

[국문]

- 관계부처 합동 (2023), 『국가 탄소중립·녹색성장 기본계획(안)』
- 김규현 외 (2022), 『에너지부문의 파리협정 격년투명성보고서(BTR) 작성 기반 구축 연구 (2/3)』, 에너지경제연구원.
- 김수이, 조경엽 (2010), “온실가스 감축정책과 세원 환원방법에 따른 경제적 영향 비교 연구”, 『경제연구』, 제28권, 제2호, pp. 57-83.
- 에너지경제연구 (2024), 『에너지통계연보』
- 임종수, 김용건 (2010), “우리나라의 조세중립적 탄소세 도입의 이중배당 효과”, 『자원·환경경제연구』, 제19권, 제1호, pp. 45-80.
- 조하현, 남영진 (2022), “탄소세가 GDP, 에너지사용량, 탄소배출량, 고용에 미치는 영향 분석: 이중배당가설을 중심으로”. 『경제연구』, 제40권, 제4호, pp. 121-155.
- 한국에너지공단 (2023), 『2023년도 KEA 에너지 편람』
- 한국은행 (2023), 『2020년 산업연관표』
- 환경부 온실가스종합정보센터 (2022). 『유엔기후변화협약(UNFCCC)에 따른 제4차 대한민국 격년갱신보고서』(BUR4)

환경부 온실가스종합정보센터 (2024), 『국가온실가스인벤토리』
 환경부 (2024), 『2030 NDC 수립을 위한 기술작업반 관련 내부자료』
 환경부 (2025), 『2035 국가 온실가스 감축목표 수립추진상황 및 계획』, 탄소
 중립녹색성장위원회 보고자료

[영문]

- He, P., Zou, X., Qiao, Y., Chen, L., Wang, X., Luo, X., & Ning, J. (2019). Does the Double Dividend of Environmental Tax Really Play a Role in OECD Countries? A Study Based on the Panel ARDL Model. *Ekoloji Dergisi*, (107).
- Horowitz, J. K., Cronin, J. A., Hawkins, H., Konda, L., & Yuskavage, A. (2017). Methodology for analyzing a carbon tax. Department of the Treasury.
- IPCC (2023), Climate Change 2023, AR6 Synthesis Report.
- Lin, B., & Li, X. (2011). The effect of carbon tax on per capita CO₂ emissions. *Energy policy*, 39(9), 5137-5146.
- Metcalf, G. E. (2021). Carbon taxes in theory and practice. *Annual Review of Resource Economics*, 13, 245-265.
- Metcalf, G. E., & Stock, J. H. (2023). The macroeconomic impact of Europe's carbon taxes. *American Economic Journal: Macroeconomics*, 15(3), 265-286.
- Timilsina, G. R., Pang, J., & Chang, Y. (2022). Economic Impacts of Meeting China's NDC through Carbon Taxes with Alternative Schemes for Recycling Tax Revenues. *World Bank Policy Research Working Paper*, 10087.

UNFCCC (2024), Nationally determined contribution under the Paris Agreement, Synthesis Report.

Xu, H., Pan, X., Li, J., Feng, S., & Guo, S. (2023). Comparing the impacts of carbon tax and carbon emission trading, which regulation is more effective?. *Journal of Environmental Management*, 330, 117156.

Yamazaki, A. (2017). Jobs and climate policy: Evidence from British Columbia's revenue-neutral carbon tax. *Journal of Environmental Economics and Management*, 83, 197-216.

6장

결론

김희집
서울대학교 초빙교수

대한민국 경제는, 그리고 경제를 이끄는 대한민국 기업은 사면초가(四面楚歌)에 가까운 어려운 현실에 빠져 있다. 국가 경제성장률은 20년간 내리막으로 줄어들다가 최근에는 거의 성장이 없는 정체 상태를 보이고 있다. 대외적으로는 주요 시장이던 중국이 수요는 없어지고 오히려 매우 강력한 경쟁자로 우리나라 제조업을 위협하고 있고, 코로나 팬데믹과 계속되는 여러 나라에서의 전쟁은 절대 수요를 줄였으며, 가장 중요한 미국 시장은 과거에는 자유무역협정(FTA)으로 관세가 없었는데 이제는 높은 관세를 부과받고 있다. 대내적으로도 전체적인 인구는 줄고 고령화가 급격하게 진행되면서 일할 수 있는 인력은 부족하고, 기업에 대한 각종 노동 및 환경 규제는 강화되고 있고, 세금은 완화가 아니라 오히려 늘어나고 있는 역행적 추세 상황이다.

하지만, 대한민국 기업은 어려운 경제를 회복시키겠다는 새로운 정부의 강한 의지 속에서, 그리고 실용을 중시하겠다는 메시지에서도 희망을 보고 있다. 에너지전환이라는 세계적인 대세에 발맞추어 많은 준비와 시설 투자를 하여야 하는 기업이 국제 경쟁에 뒤지지 않기 위해서는 경제를 희생시키고자 하는 실용주의 입장에서 정부의 전폭적인 지원이 절실하다.

본 보고서에서는 일본과 미국에서 정부가 에너지전환을 어떻게 구체적으로 제도적, 경제적으로 지원하는지를 연구하였고, 에너지전환을 실행하는 측면에서 대한민국의 다양한 에너지믹스 계획을 살펴보고, 기업의 온실가스 감축목표 이행의 경제적 파급효과를 분석하여 왜 정부의 지원이 필요한지를 상세히 살펴보았다. 이러한 상세한 연구의 바탕 위에서, 결론에서는 대한민국 기업에게 필요한 지원책을 구체적으로 제시하고자 한다.

1. 기업에 대한 에너지전환 지원체계 강화

대한민국 기업이 최근의 어려운 경제 상황 속에서 에너지전환을 성공적으로 이루기 위해서는 우리의 핵심 경쟁 국가이자 협력 국가인 일본 GX의 사례처럼, 세제 혜택, 채권기반 자금, 공공투자 네트워크 결합 혜택과 같은 체계적인 지원책이 절실히 필요하다.

일본은 2022년 GX 기본방침을 수립하고, 2023년부터 GX 추진기구를 신설하여 민관 합동 대규모 전환투자를 체계적으로 추진하고 있다. 일본 정부는 향후 10년간 정부가 20조 엔(약 190조 원) 규모의 GX 전환채권을 발행해 민간투자를 견인하는 구조를 도입하였다. 이러한 일본식 GX 정책은 단순 보조금 방식을 벗어나 국가 차원에서 체계적인 시스템을 구축했다는 점에서 의미가 크다. 대한민국도 산업통상자원부가 산업 그린전환(GX)을 위한 용자지원사업을 운영(산업부, 2025)하고 있으나, 일본처럼 국가 차원의 중장기 로드맵과 금융정책을 연계한 체계적 시스템을 도입하여, 민간투자를 대규모로 견인하고 산업 전반의 구조 전환을 촉진할 필요가 있다.

첫째, 정부는 에너지 전환채권 발행과 민간투자 보증, 용자 지원을 수행해야 한다. 일본이 GX 전환채권을 통해 장기적, 예측 가능한 자금조달 기반을 마련했듯이, 대한민국도 단기 보조금 중심 구조를 넘어 GX 펀드와 같은 장기적이고 안정적 재원을 구축할 필요가 있다. 이를 위해 배출권 경매수익을 GX 펀드를 배정하고, 세제 혜택, 신용보증, 정책금융을 결합한 통합적 투자 구조를 마련해야 한다. 특히 국민연금과 같은 대형 연기금이 초기 투자자로 참여하여 신뢰성과 안정성을 확보함으로써 민간 및 해외 투자자들의 연쇄 참여를 촉진하여야 한다.

둘째, 세계 인센티브는 단기적, 개별적 공제 수준을 넘어 GX 정책과 연계된 장기적인 혜택 중심으로 로드맵을 정비할 필요가 있다. 현재 대한민국은 전기차, 지속가능항공유(SAF), 수소환원제철 등 일부 분야에서 조세특례제한법에 근거하여 세제 지원을 하고 있으나, 대부분이 한시적 연장이나 제한적 공제에 머물러 기업들의 장기 투자 계획을 뒷받침하기에는 부족하다. 이에 따라 △10년 이상 지속가능한 탄소중립 투자특별세제, △녹색금융과 결합된 민간 투자 유도 체계가 검토 및 도입되어야 한다. 10년 이상 지속가능한 탄소중립 투자특별세제는 현재 조세특례제한법의 단기 연장 구조의 한계를 극복하고, 기업이 안정적으로 설비투자, 연구개발(R&D)을 병행할 수 있도록 장기적 기반을 제공할 것이다.

녹색금융과 결합된 민간투자 유도 체계는 세계 혜택을 금융상품과 연결하여 기업의 자본 조달 비용을 줄이고, 녹색채권, 펀드 등 시장 기반 투자를 활성화 하는 방안이다. 이러한 구조적 전환을 통해 대한민국의 세계 인센티브는 단순 비용 보전이 아니라 예측 가능성과 투자 유인을 동시에 제공하는 전략적 수단으로 자리 잡을 수 있다. 이러한 접근은 EU의 사례와 맥락을 같이 한다. EU는 배출권거래제 경매수익을 혁신펀드(Innovation Fund)로 환류하여 2020~2030년간 총 400억 유로³⁵⁾를 에너지전환에 투입하고 있으며, 단일 프로젝트에도 최대 10억 유로³⁶⁾를 지원해 수소환원제철, 이산화탄소 포집·이용·저장(CCUS), 지속가능항공유(SAF) 등 초기 리스크가 큰 기술 실증을 뒷받침하고 있다.

35) 유럽연합(European Commission), "What is the Innovation Fund?" EU Climate Action, https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/what-innovation-fund_en

36) ETXtra, "Module - Use of the EU ETS revenues," August 2022, https://etxtra.org/wp-content/uploads/2022/08/Module_-Use-of-the-EUETS-revenues-.pdf

셋째, 국내 산업부문에서 시설 전환을 위한 지원책 또는 인센티브는 다양한 부처와 기관을 통해 제공되고 있는데 통합적으로 단순화하고 강화하여야 한다.

【 표 6-1-1 】 기관별 시설 전환 지원책 또는 인센티브 제도 현황

지원책 또는 인센티브	담당기관	내용
미래환경산업 육성용자	환경부 /한국환경산업 기술원	<ul style="list-style-type: none"> • 2025년 연간 기준 녹색전환 용자: 오염방지 시설자금 1,400억원, 온실가스배출저감 설비자금 1,200억원 • 담보대출 방식
배출권거래제 참여기업 국고보조금 지원사업	환경부 /한국환경공단	<ul style="list-style-type: none"> • 보조금 지원범위: 설비 투자비의 30~70% 이내 지원(중소기업 70%, 중견기업 50%, 대기업 30%) • 해당 설비 구입비(부대설비, 계측설비 포함), 설치 공사비, 감리비, 시운전비, 컨설팅비 지원 • 보조금 지원 대상 설비: 탄소무배출설비(태양광 등), 폐열회수·이용설비, 고효율설비 등 온실가스 감축설비
G-ABS (녹색자산 유동화증권)	환경부 /한국환경산업 기술원 /신용보증기금	<ul style="list-style-type: none"> • 신용보증기금에서 중소·중견 녹색기업의 회사채를 기초자산으로 유동화 증권 발행 (2024년 2,566억원 발행) • 이차보전 지원사업 1차년 중소기업: 자산(회사채) 발행액의 연율 3%p 이내 1차년 중견기업: 자산(회사채) 발행액의 연율 2%p 이내 (2·3차년은 1차년도 지원액의 50% 내외)
에너지이용합리화 자금 지원사업 ³⁷⁾	산업부 /한국에너지 공단	<ul style="list-style-type: none"> • 에너지이용합리화와 온실가스 감축을 위한 에너지 절약형 시설 투자 시 투자비의 일부를 장기 저리로 지원하는 용자사업 • ESCO투자사업: 300억원 이내. 3년거치 7년분할 상환(단열 개, 보수사업은 5년거치 10년 분할상환) • 절약시설설치사업: 50~300억원 이내. 3년거치 5년 분할상환

37) 산업통상자원부 공고 제2025-72호 『에너지이용합리화사업을 위한 자금지원 지침』

지원책 또는 인센티브	담당기관	내용
중소·중견 에너지 효율혁신 선도프로젝트 (KEEP+)	산업부 /한국에너지공단	<ul style="list-style-type: none"> 에너지효율혁신 잠재량이 높은 중소·중견기업 1000개사를 5년간 발굴('23~'27년)하여 진단-투자-관리의 전과정을 패키지 지원 무상 에너지 진단 서비스(최대 1천만원 한도) 및 에너지 관리 시스템 구축, 투자 및 용자지원, 성과 검증, 인센티브(보조사업 가점, 용자지원 등) 제공 추진³⁸⁾
CBAM 대응 인프라구축 사업	중소벤처기업부 /중소벤처기업진흥공단	<ul style="list-style-type: none"> 중소기업의 EU 탄소국경조정제도(CBAM) 대응을 위한 제품별 탄소배출량 산정, 감축 컨설팅 및 탄소배출량 검증용 패키지 지원 컨설팅 및 검증 비용에서 부가세를 제외한 금액의 90%, 기업당 최대 2,000만원 한도 지원(탄소배출량 컨설팅 1,200만원, 탄소배출량 검증 800만원 한도 지원)³⁹⁾
저탄소 산업환경 조성 사업	산업부 /한국산업단지공단	<ul style="list-style-type: none"> 친환경 설비 인프라 지원 사업: 산업단지 내 기업 간 공동 활용을 위한 저탄소, 고효율 설비를 도입하는 중소·중견기업에게 총 28억원을 지원. 사업별 국비 기준 최대 4억원(국비 보조율 60% 이하)⁴⁰⁾ 탄소중립 용자지원(1,000억원): 시설자금 및 R&D 자금, 용자 또는 이차보전. 지원한도 시설 자금 500억원, 연구개발 자금 100억원 이내. 용자 비율 총 투자금액 대비 중소기업 100%, 중견기업 90%, 대기업 50%. 최대 10년(3년 거치 7년 원금균등분할상환). '공공자금관리기금 용자계정 대출금리'에서 중소, 중견기업은 2%p, 대기업은 1.5%p 차감 적용⁴¹⁾

38) <https://www.energy.or.kr/front/conts/105002001012000.do>

39) <https://www.mss.go.kr/site/smba/ex/bbs/View.do?cbldx=310&bcldx=1058589&parentSeq=1058589>

40) https://netzeroexpo.or.kr/Contents.asp?LoadPage=NoticeView&board_idx=493&board_id=sosic

41) https://www.kicox.or.kr/netzerofin/pbanc/pbancView.do?seq=PB_00000000000000078#

지원책 또는 인센티브	담당기관	내용
스마트그린산단 촉진사업	산업부 /한국산업단지 공단	<ul style="list-style-type: none"> • 스마트그린산단 대상 5개 사업에 740억원 지원 • 스마트물류플랫폼 구축, 운영사업(150억원): 물류 플랫폼 구축 및 운영, 물류센터 첨단화 또는 공동 활용 물류환경 구축 • 스마트제조 고급인력 양성사업(180억원): 교육기반 구축, 교육과정 설계, 교육과정 운영 • 스마트에너지플랫폼 FEMS 구축사업(60억원): 공장 에너지관리시스템(FEMS) 구축, 에너지효율화 제어 시스템 구축, 스마트에너지클러스터(SEC) 구성, 네트워크 보안 및 관리 시스템 구축 • 스마트에너지플랫폼 TOC+ 구축사업(150억원): 탄소 규제 대응 실증사업장(FEMS+) 구축, 통합운영센터 (TOC+) 플랫폼 구축 • 에너지 자급자족 인프라구축 및 운영사업(산업단지 분산에너지 촉진사업, 200억원): 분산에너지 인프라 조성, 통합 에너지관리시스템 구축, 산업단지 입주 기업 지원⁴²⁾

지나치게 많은 종류의 지원책과 인센티브는 기업의 에너지전환에 도움이 되지 않으며 많은 시간과 노력을 낭비하게 한다. 기존의 많은 지원책과 인센티브를 효과적인 내용을 중심으로 통합하여야 한다. 에너지이용합리화자금은 한국 에너지공단이 추천하더라도 금융기관 대출 시 담보 요구가 여전히 큰 걸림돌로 작용하고 있다. 기술보증기금은 녹색기업을 대상으로 보증 확대 및 보증료 감면을 시행하고 있으나, 지역별 신용보증재단과 연계한 현장 밀착형 보증 프로그램은 아직 체계적으로 구축되지 않았다. 또한 업계에서 꾸준히 요구해 온 민간투자 손실 보전 장치도 도입되지 않은 상태다.

42) <https://www.korea.kr/docViewer/skin/doc.html?fn=ecd874260df0a71278d56bd158b55f27&rs=/docViewer/result/2025.02/04/ecd874260df0a71278d56bd158b55f27>

이러한 조치들이 실행된다면, 기업들은 예측 가능한 정책 환경 속에서 보다 적극적으로 에너지전환 투자를 추진할 수 있을 것이며, 기업의 참여 확대와 비용 절감 효과도 동시에 달성할 수 있다. 나아가 인센티브 체계가 단기적 보조금이 아닌 장기적 투자 기반으로 자리 잡음으로써 산업의 에너지전환이 가속화될 수 있을 것이다.

2. 산업용 전기요금 정상화

산업용 전기요금이 주택용 대비 지나치게 높은 비정상적인 상황을 신속히 바로잡아야 한다. 자구책으로 많은 기업이 리스크와 불편이 따름에도 불구하고 생존을 위하여 전력 직구매를 신청하고 있다. 산업용 전기는 대규모로 쓰는 전기로 주택용, 농사용, 교육용보다 비싸야 할 이유가 없다. 농업이 중요하여 지원을 받는 것처럼, 해외 수출을 통해 국가경제에 기여하고 있는 기업은 전기 요금에서 지원과 혜택을 받아야 한다.

현실적인 대안으로, 선진국에서의 정책처럼 전기요금 체제를 전압의 규모에 따라 경제적, 효율적으로 책정하여야 한다. 에너지전환의 모범이 되고 있는 유럽의 사례를 보면, 대부분의 국가에서 산업용 전기요금은 주택용 전기요금의 40~60%에 불과하다. 유럽의 사례를 적극 벤치마킹하여 용도별 전기 요금제도를 개편하여야 한다.

| 표 6-1-2 | 주요 국가별 주택용 vs. 산업용 전기요금 비교(USD/kWh)

국가	주택용	산업용	요금 차이(주택용/산업용)
스웨덴	0.230	0.094	2.45배
스페인	0.243	0.138	1.76배
덴마크	0.355	0.230	1.54배
프랑스	0.278	0.188	1.48배
노르웨이	0.152	0.103	1.48배
핀란드	0.187	0.127	1.47배
독일	0.402	0.286	1.41배
미국	0.181	0.148	1.22배
일본	0.229	0.207	1.11배
이탈리아	0.422	0.442	0.95배
한국	0.114	0.122	0.93배
영국	0.397	0.445	0.89배
중국	0.076	0.094	0.81배

출처: Eurostat, IEA Statistics, GlobalPetrolPrices.com, TradingEconomics.com 등 국가별 전력통계 및 언론보도 자료를 종합해 재구성

첫째, 산업용 전기요금은 글로벌 교역 경쟁에서 기업 경쟁력을 좌우하는 핵심 비용 항목인 만큼, 국제 평균 대비 과도하게 높지 않도록 균형 있게 책정해야 한다. 실제로 2024년 기준 대한민국의 산업용 요금은 약 0.122 달러/kWh로, 중국(0.094 달러/kWh)보다 약 29.8% 높은 수준이다. 이러한 격차는 반도체, 데이터센터, 인공지능(AI) 인프라 등 전력 집약적 신산업의 투자 결정에 직접적인 영향을 미친다. 특히 데이터센터나 첨단 반도체 공장은 수백 메가와트 단위의 전력을 상시 소모하는데, 킬로와트시(kWh)당 수 센트 차이만으로도 연간 수천만 달러의 비용 격차가 발생한다. 중국이 저렴하고 안정적인 전력요금을 무기로 신산업 투자를 유치하는 반면, 대한민국은 높은 전력단가로 인해 오히려 기업들의 해외 이전 유인이 커지는 상황이다.

둘째, 요금체계는 가격을 낮추는 데 그칠 것이 아니라, 전력 다소비 전략산업에는 글로벌 경쟁력을 가진 인센티브형 요금제 또는 지원제도를 설계하는 방식이 필요하다. 구체적으로 반도체, 데이터센터, 이차전지 등 전략산업에 대해서는 일정 사용량까지 국제 경쟁국 평균 수준(예: 중국, 미국 수준)의 저가 고정요금을 보장하고, 초과분은 일반요금을 적용하는 전략산업용 특별요금제를 설계할 수 있다.

아울러 대규모 전력소비 기업에 대해서는 대량구매 할인 요금제를 마련하거나, 발전사업자와 직접 장기계약(PPA)을 체결할 수 있도록 제도를 활성화할 필요가 있다. 또한 전기요금에 부과되는 각종 정책비용, 부담금에 대해서는 국제사례를 참고하여 인센티브를 제공해야 한다. 예컨대 영국은 에너지집약산업(EII, Energy Intensive Industries) 지원 제도를 통해 전기요금에 부과되는 각종 정책 비용을 차등 면제(영국 산업통상자원부, 2025)하고 있으며, 독일은 에너지집약적 산업 대상 전기세를 EU 최저 허용치인 0.05 ct/kWh로 낮추고 기존의 전기요금 상한제법을 5년 연장할 계획(독일 연방경제에너지부, 2024)이다. 한국도 전략산업 경쟁력 강화를 위해 이 두 국가를 참고해 산업용 특별요금제 도입을 검토해야 한다.

셋째, 전압, 규모 기반 요금체계의 전면 도입 로드맵 마련이 필요하다. 이를 통해 기업은 실제 전력공급 조건을 반영한 비용을 부담하게 되고, 그 과정에서 생산 공정을 최적화하거나 효율 설비에 투자하며 경제성과 지속가능성을 확보할 수 있다. 로드맵은 단기적으로 기존 체계와 병행 운영하며 산업계의 적응 기간을 보장하고, 중기적으로는 해외 주요국처럼 고, 중, 저압 전압 구간별 차등 요금제를 정착시켜 효율적 설비 도입을 촉진해야 한다. 장기적으로는 실시간 수요, 공급 상황과 연동되는 탄력적 요금체계로 발전시켜 기업들이 전력 사용을 전략적으로 관리할 수 있도록 하는 방향이 바람직하다.

넷째, 정부가 2025년 도매요금, 2026년 소매요금에서 시행하기로 한 지역별 전기요금 차등제는 에너지전환을 가속화하기 위한 조치로 평가되지만, 기업 경쟁력 측면에서 우려가 적지 않다. 수도권 제조업체들의 전력비 부담이 대폭 증가할 수 있고, 행정구역 중심의 권역 구분은 실제 계통 비용을 반영하지 못해 산업입지에 불균형을 초래할 가능성이 있다. 이를 극복하기 위해서는 지역별 전력자급률, 송전거리·손실률, 발전원별 단가와 안정성 등을 고려해야 한다. 지역별 전력요금 차등제는 현재 수도권, 비수도권, 제주 구분을 중심으로 도매(2025년), 소매(2026년 이후) 단계 도입이 예정되어 있으나, 도움이 절실한 기업이 있는 지역에 전기요금 인하 혜택이 있도록 정책을 준비할 필요가 있다. 또한, 분산에너지 특화지역, RE100 산단, 신재생 할인제도 등 도입되고 있는 새로운 제도에서 기업의 경쟁력이 훼손되지 않도록 세심한 정책적 배려가 필요하다.

이와 같은 산업용 전력요금 체계 개편은 요금 형평성 차원을 넘어, 산업 경쟁력, 에너지 안보, 에너지전환을 동시에 달성하기 위한 전략적 조치이다.

3. 에너지전환 기업 지원 전담조직 신설

대한민국 기업이 에너지전환을 효과적이고 효율적으로 수행하기 위해 국가 전체적으로 체계적인 조직 구조가 필요하다.

첫째, 기업의 에너지전환을 집중적으로 지원할 전담조직을 국무총리실 또는 기재부, 산업통상자원부에 신설할 필요가 있다. 현재 대한민국의 에너지전환 지원체계는 탄소중립녹색성장위원회, 환경부 및 한국환경공단, 한국환경산업기술원, 산업통상자원부 및 한국에너지공단, 한국산업기술진흥원, 에너지기술연구원, 에너지기술평가원, 에너지경제연구원 등으로

다원화되어 있다. 각 기관은 개별적으로 정책을 추진하고 있으나, 역할의 중첩과 개별적 운영으로 인해 기업 입장에서는 지원 창구가 불명확하고, 정부 정책 역시 분산되어 효과성이 떨어진다는 지적이 꾸준히 제기되어 왔다.

해외 주요국은 이미 전담조직을 통해 에너지전환을 체계적으로 지원하고 있다. 일본은 GX 추진기구를 통해 전환채권 발행과 세제 혜택을 단일 체계로 집행하고 있으며, EU는 집행위 산하 혁신펀드(Innovation Fund)로 회원국 프로젝트를 지원한다. 미국은 에너지부(DOE) 산하 ARPA-E(Advanced Research Projects Agency-Energy)와 용자프로그램국(LPO)을 통해 기술개발, 상용화, 정책금융을 연계한다. 공통적으로 단일 창구와 정책-금융-기술의 패키지 지원이 특징이다.

대한민국도 국무총리실 또는 기재부, 산업통상자원부 산하에 에너지전환 기업 지원실(가칭)과 같은 전담조직을 설치해, 전 부처에 걸쳐 있는 정책, 재정 기능을 총괄 조정하는 것이 필요하다. 이 조직은 단순한 보조금 배분 기관이 아니라, 에너지전환 전략의 설계자이자 집행자로서 역할을 수행해야 한다. 즉, 규제 완화, 세제 혜택, 금융지원, 연구개발(R&D) 연계, 글로벌 표준 대응까지 하나의 로드맵으로 통합 설계해야 한다. 이 조직이 윈스톱 서비스 창구로서 기능한다면, 기업들은 여러 기관들을 일일이 찾아다니지 않고도 통합된 지원을 받을 수 있고, 정부 역시 중복된 재정 지출을 줄이며 정책 효과를 극대화할 수 있다.

예를 들어, 이미 도입된 에코스퀘어(한국환경산업기술원)와 탄소중립 플랫폼(기술보증기금)과 같은 윈스톱 지원체계를 전 부처 통합 플랫폼으로 확장, 고도화해야 한다. 나아가 전담조직은 기업, 정부, 연구기관이 함께

참여하는 에너지전환 협의체의 형태로 운영될 필요가 있다. 일본의 GX 추진협의회처럼, 정책 설계와 집행 과정에서부터 기업의 수요와 애로사항이 직접 반영될 수 있는 구조가 마련되어야 한다. 이를 통해 정부는 일방적 지원자에서 벗어나, 민간과 공동의 전략을 수립하는 파트너로 자리매김할 수 있다.

둘째, 정부의 기업 에너지전환 전담조직에 추가하여, 공공부문에서도 기업의 에너지전환을 효과적으로 실행하기 위하여 공공투자 네트워크를 구축해야 한다. 특히 에너지 공기업이 많은 대한민국 에너지 산업의 특성상 공공투자 네트워크는 공기업과 민간기업의 협업을 위하여 필요하다. 공공 금융기관의 참여 역시 필요하다. 일본의 산업혁신기구(INCJ, Innovation Network Corporation of Japan)처럼 스타트업부터 대기업까지 아우르는 투자 구조를 통해, 신기술 개발 - 실증 - 상용화 - 글로벌 확산으로 이어지는 연속 투자 체계를 마련해야 한다. 현재 대한민국에도 산업은행의 녹색채권, 한국성장금융의 성장지원펀드, 환경부의 미래환경산업 투자펀드, 민간 녹색채권 발행 등의 프로그램이 존재하나, 개별적 운영에 그치고 있다. 이를 통합하여 공공이 초기 위험을 분담하고 민간이 안정적 수익을 확보하는 체계적이고 조직적인 구조를 설계해야 한다.

셋째, 기업의 에너지전환을 효과적으로 수행하기 위하여, 정부와 기업의 협력체계를 강화하기 위한 민관 협동 추진위원회를 설치해야 한다. 일본의 GX 추진협의회처럼 정부, 산업계, 학계가 함께 참여하는 거버넌스를 통해, 정책 설계 과정에서부터 기업 수요와 현장 애로사항이 직접 반영될 수 있도록 해야 한다. 규제 개혁 및 연구개발(R&D) 측면에서도 민관 합동으로 에너지전환에 대한 장애물을 함께 인식하고 해결책을 수립하고 실행하여야 한다.

4. 기업의 에너지전환 지원예산 추가 확보

에너지전환을 위한 종합적인 지원책을 제공하기 위해서는 추가적인 예산 확보가 필요하다.

첫째, 전기요금에 부과하던 에너지전환 부담을 정부 예산으로 직접 지원하는 방안이 검토될 수 있다. 실제로 독일은 2022년 7월부터 전기요금에 부과하던 EEG(재생에너지법, Erneuerbare-Energien-Gesetz) 부담금을 폐지(독일 연방경제에너지부)하고, 탄소가격제 수입과 연방정부 예산을 활용해 기후변환기금(KTF, Klima- und Transformationsfonds)에서 직접 지원하는 체계로 전환하였다(독일 연방정부, 2023). 이로써 에너지전환 비용이 개별 전력소비자가 아닌 납세자 전체가 분담하는 구조로 바뀌었으며, 가계와 기업의 전기요금 부담을 완화하는 효과를 거두고 있다.

현재 대한민국 기업들은 전력산업기반기금, 기후환경요금, 신재생에너지 공급 의무화 제도(RPS, Renewable Portfolio Standard) 의무이행비용 등을 통해 상당한 비용을 지불하고 있다. 이를 정부 직접 지원 방식으로 전환하기 위해서는 기존 에너지 관련 보조금 구조를 조정하거나, 기후대응 전용 예산 항목을 신설하는 방식이 가능하다. 정부의 재정 수요가 최근 상당히 높아져서 부담이 되는 것을 감안하여도, 기업이 경쟁력을 확보하여야 경제가 회생된다는 점을 고려하여 기업의 에너지전환을 위한 정부 예산의 많은 배려가 필요하다.

둘째, 에너지 세금 체계에서 기업의 에너지전환을 위한 특별 예산을 확보하여야 한다. 일례로, 휘발유, 경유에서 징수하는 교통·에너지·환경세의 경우 2024년 기준 약 11조 4,000억 원이 걷혔는데, 현재 기후대응기금에 배분되는 비중(현재 약 7%, 8,000억 원)을 30% 이상으로 확대하여 매년 3조

5,000억 원 이상의 재원을 마련하여야 한다. 현재 교통·에너지·환경세에서 91%가 교통시설특별회계(68%)와 환경개선특별회계(23%)로 사용(교통시설 특별회계법 제8조, 환경정책기본법 부칙 법률 제18469호)되고 있어 에너지 분야 배분액이 지나치게 적은 상황인데, 에너지 분야 배분액을 30% 이상으로 늘려 에너지전환 지원 특별회계를 신설함으로써 에너지 다소비 업종의 설비 전환 지원, 연료 절감형 생산 공정 구축 등에 활용하여야 한다.

셋째, 기업의 에너지전환에 대한 지원에서 전력산업기반기금을 활용하여야 한다. 전력산업기반기금은 본래 전력 인프라 확충과 전력산업의 안정적 운영을 지원하기 위해 조성된 재원으로, 매년 약 3조원 규모가 마련되고 있다. 그러나 실제로는 전기차 보조금, 폐광 대책, 액화천연가스(LPG) 전환 지원 등과 같은 전력산업과 직접적 관련성이 낮은 단기적·정책적 성격의 보조 사업에 상당 부분이 전출되어 사용되고 있다. 이러한 구조는 기금의 목적과 정합성이 떨어질 뿐만 아니라, 산업계가 직면한 전기요금 부담 완화라는 시급한 과제를 뒷받침하지 못한다. 따라서 기금 운용을 조정해 본래 취지에 맞게 재생에너지 발전, 고효율 설비 투자 보조, RE100 전환 지원, 효율적인 에너지관리시스템 보급 확대 등 산업 경쟁력 유지와 에너지전환을 동시에 달성할 수 있는 핵심 분야에 예산을 강화하여야 한다.

국가의 가장 큰 버팀목 역할을 수행하고 있는 대한민국 기업은 에너지전환이라는 시대적 소명을 완수하여야 한다. 하지만, 대한민국 기업은 현재 매우 어려운 상황 속에 처해 있다. 다른 나라의 경우처럼, 대한민국 기업도 에너지전환을 성공적으로 이루기 위하여서는 정부의 많은 지원과 협조가 절실하다. 아무쪼록 실질적이고 효과적인 정부의 지원이 이루어져서 대한민국 기업이 성공적으로 에너지전환을 이루고, 경쟁력을 강화하고, 대한민국의 경제가 회생되기를 간절히 소망한다.

제6장

참고문헌

- 산업통상자원부 (2025) 『기업의 탄소감축 투자에 1,000억 원 규모 신규 용자지원, 탄소중립녹색성장위원회. <https://www.2050cnc.go.kr/base/board/read?boardManagementNo=43&boardNo=5049&menuLevel=2&menuNo=92>
- 유럽연합(European Commission), “What is the Innovation Fund?” EU Climate Action, https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/what-innovation-fund_en
- ETXtra, “Module - Use of the EU ETS revenues,” August 2022, https://etxtra.org/wp-content/uploads/2022/08/Module_-Use-of-the-EUETS-revenues-.pdf
- Department for Business & Trade (2025) 『Energy intensive industries (EIIs): consultation on the proposed uplift to the Network Charging Compensation Scheme for energy incentive industries』, GOV UK. <https://www.gov.uk/government/consultations/network-charging-compensation-scheme-uplift-for-energy-intensive->

industries/energy-intensive-industries-eiis-consultation-on-the-proposed-uplift-to-the-network-charging-compensation-scheme-for-energy-intensive-industries

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2024) 『Electricity Price Package, Energiewende direct』. <https://energiewende.bundeswirtschaftsministerium.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2024/01/Meldung/news5.html>

European Commission 『What is the Innovation Fund?』, European Commission, https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/what-innovation-fund_en

ARPA-E 『ARPA-E at a Glance』, ARPA-E. <https://arpa-e.energy.gov/about/arpa-e-at-a-glance>

Loan Programs Office 『Loan Programs Office』, U.S. Department of Energy. <https://www.energy.gov/lpo/loan-programs-office>

INCJ 『About INCJ』, INCJ. <https://www.incj.co.jp/english/about/>

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2022) 『Bundestag decides to abolish the EEG surcharge as of 1 July 2022』, Press Release. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/04/20220428-bundestag-beschliesst-abschaffung-der-eeg-umlage.html>

Die Bundesregierung (2023) 『Billions invested in energy transition, climate protection and transformation』, Die Bundesregierung. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/ktf-sondervermoegen-2207614>

『교통시설특별회계법』, 법률 제21038호. 국가법령정보센터. <https://www.law.go.kr/LSW/lInfoP.do?lsId=000105&ancYnChk=0#0000>

『환경정책기본법』, 법률 제20626호. 국가법령정보센터. <https://www.law.go.kr/LSW/lInfoP.do?lsId=000173&ancYnChk=0#J45:0>

Executive Summary



The key policy task of industrial energy transition has direct consequences for national competitiveness. Manufacturing has driven Korea's economic growth and to this day, key industries such as semiconductors, steel, and petrochemicals remain key pillars of national competitiveness. However, new variables present significant challenges: namely, the urgent demands of responding to the climate crisis and achieving carbon neutrality as well as the surge in electricity demand driven by broader adoption of artificial intelligence (AI) and data centers. In this context, industrial energy transition has become integral to national competitiveness.

The report examines key tasks in achieving the national goals of sustainable economic growth and energy transition. First, the report presents an analysis of the industrial energy transition policies of Japan and the United States. The report then reviews Korea's energy mix and the electricity pricing system as well as the economic ripple effects of implementing the Nationally Determined Contributions (NDCs). Finally, the report presents policy implications for Korea.

The Japanese industrial energy transition policy direction is centered around **GX (Green Transformation)**. GX represents a national effort, shifting the existing socio-economic system—which has long depended on fossil fuels—toward a sustainable society centered on renewable energy, marking a major transformation in Japan’s postwar industrial and energy policy. The objectives of GX can be summarized in three points:

- **Achieving Decarbonization:** Fulfilling the international commitment to reach carbon neutrality by 2050 and reducing emissions by 46% from 2013 levels by 2030.
- **Ensuring a Stable Energy Supply:** Securing energy security while maximizing the introduction of distributed renewable energy.
- **Promoting Economic Growth and Industrial Competitiveness:** Turning decarbonization into a growth opportunity by creating new markets and fostering technological innovation.

Executive Summary



Japan has adopted the 「GX2040 Vision」 to simultaneously realize **1) A stable supply of energy, 2) Economic growth, and 3) Decarbonization**. The Japanese government enhances predictability by sharing mid- to long-term policy directions with the private sector; provides industrial location strategies based on renewables and carbon-free energy sources and a long-term direction for GX industrial structure; and aims to foster GX markets in parallel with regional revitalization.

With the GX strategy as the central pillar, Japan provides broad-based support for industrial greenhouse gas reduction and decarbonization management utilizing various policy tools, including the GI Fund, tax incentives, and the emissions trading scheme. These efforts are aimed at promoting facility and energy transitions in high-emission industries such as steel, chemicals, cement, and paper. Japan also provides policy support that facilitate private-sector transitions, including through voluntary reduction frameworks and the systematic management of their implementation.

The policy implications for Korea, based on the analysis of Japan's industrial energy transition policies, are as follows:

Realizing carbon reduction in industry requires a comprehensive framework, including consistent policies, incentives for technological innovation, energy transition roadmaps, and demand-promotion systems.

- » Strategically enhance policy consistency and predictability to realize industry-led carbon reduction.
- » Drive forward industrial innovation by leveraging carbon pricing. This calls for establishing industrial reinvestment systems and incentive designs.
- » Create systematic linkages from R&D to facility investment and demand stimulation by providing transition roadmaps specific to industrial technology types and processes.
- » Strengthen support systems for small and medium-sized enterprises (SMEs) and mid-sized enterprises that draw on local government and industrial complexes and provide focused support for energy-intensive industries.
- » Advance institutional frameworks, which promote green consumption and stimulate demand for carbon-free products, to foster competitive markets for carbon-free products.

Executive Summary



The United States promotes a private sector-led energy transition by mobilizing a wide range of tools, including tax incentives, subsidies, and regulatory easing. The U.S. government focuses on maximizing private sector capacity through market-based mechanisms, rather than directly engaging in production and investment. Notably, provisions under the 「Inflation Reduction Act (IRA)」, including the Investment Tax Credit (ITC), the Production Tax Credit (PTC), and the newly added Sections 45Y and 48E, adopt technology-neutral structures. This allows extending support not only to solar and wind power but also small modular reactors (SMRs), clean hydrogen, and carbon capture, utilization, and storage (CCUS).

Comprehensive business-led power generation plans are being prepared in the United States to address the growing electricity demand from artificial intelligence (AI) and data centers. For decades, the U.S. transmission and distribution grid were managed primarily by public or quasi-public utilities. However, recent industrial shifts—such as the surge in demand from data centers, electric vehicles, reshored manufacturing facilities, and renewable energy—have exposed severe bottlenecks in the existing grid infrastructure. In response, a new paradigm is emerging, centered on private-sector-led expansion and modernization of long-distance high-voltage transmission networks.

It is necessary to move toward a business and local community-led energy transition paradigm.

- » Diversify energy supply methods based on thorough analyses of **regional industrial characteristics and energy demand**.
- » Bolster government support toward institutions, including **technology-neutral and performance-based tax incentive models** to create favorable investment conditions.
- » **Promote and establish benefit-sharing mechanisms for local communities** to enhance the social acceptance and long-term sustainability of private-led projects.
- » Reinforce government-led R&D programs and **establish certification and standardization systems** to facilitate corporate market entry based on technological advancement.
- » Provide clear regulations and ease market entry barriers to energize the energy trading market and **expand the number of market participants**.
- » **Establish a flexible and innovative private-led energy policy framework**, enabling private companies to participate in transmission line planning and investment.

Building on the analyses of Japanese and American cases, the implications for Korea's energy mix plan are as follows. The overall direction should be to ensure consistent emphasis on expanding renewable energy and nuclear power. Yet, inconsistencies across plans

Executive Summary



and uncertainties in execution have been identified. Well-planned and thorough efforts to maintain coherence across the various Korean energy mix plans are necessary. Particularly, Korea's industrial electricity tariffs are excessively high compared to other countries, which calls for a new round of reviews on cross-subsidization among consumer groups. Furthermore, it is necessary to undertake efforts to regain international competitiveness across numerous struggling businesses and industries to ultimately restore the national economy.

Considerations must be given toward industrial competitiveness when establishing a Korean energy mix plan framework.

- » Review a potential shift toward a **voltage-based electricity tariff system**, moving away from the current system that is based on consumer type.
- » Transition toward a **generation-oriented approach** for energy mix planning, rather than one that is capacity-oriented.
- » Prepare **specific alternative power sources to replace coal-fired power plants** when establishing a phase-out schedule for coal-fired generators.
- » **Utilize energy mix plans as a flexible outlook** for forecasting energy demand, rather than employing it rigidly as administrative grounds for facility permits.

Implementation of the 2030 and 2050 reduction targets involve high marginal abatement costs and implementation gaps between sectors. This necessitates establishing a new allocation principle that enhances cost efficiency and fairness while also providing concentrated support for industrial and energy sectors. The report's single-country CGE model analysis projects that the marginal abatement costs (MAC) in 2030 and 2035 will be approximately KRW 157,000-216,000 and KRW 302,000-367,000 per ton of CO₂. The industrial and energy sectors have a relatively high feasibility for meeting reduction targets through the emissions trading scheme, but the transport, commercial, and household sectors face greater difficulty in implementation due to their non-participation in the ETS. This suggests that the current allocation framework for reduction targets fails to reflect cost efficiency and fairness concurrently. From a policy effectiveness perspective, the results also signal the need for additional policy and economic policy support toward industrial and energy sectors, where feasibility and performance expectations are high.

Executive Summary



The report emphasizes that Korea's industrial energy transition policies have far-reaching implications that extend beyond environmental regulations—they represent a strategic task that is tied directly to **securing the nation's future competitiveness**. Some of the most crucial efforts in pursuing a sustainable growth path includes establishing a new energy transition paradigm—that involves the joint participation of government, businesses, and local communities—and directing urgent efforts toward building a reduction framework that is cost-efficient across borders and is equitable. In this context, the report can serve as an important foundational resource for diagnosing Korea's structural challenges and presenting policy alternatives.

지속가능한 경제성장과 에너지전환 산업 에너지전환 정책의 방향

초판인쇄 - 2025년 10월 22일

초판발행 - 2025년 10월 22일

발행인 - 류진

편집인 - 김창범

발행처 - 한국경제인협회

기획담당 - 한국경제인협회 경제산업본부 산업혁신팀

〈비매품〉

FKI 한국경제인협회

서울시 영등포구 여의대로 24 FKI타워
www.fki.or.kr



지속가능한 경제성장과 에너지전환

산업 에너지전환 정책의 방향