

## 한국의 에너지정책과 과제

김수이\*

투고일자: 2026.08.07. 수정일자: 2026.08.20. 게재확정일자: 2026.08.21.

**초록** 한국의 에너지 정책은 급변하는 글로벌 지정학적 정세와 대내외 경제 환경 속에서 중대한 기로에 서 있다. 기후변화 대응을 위한 국제사회의 온실가스 감축 요구가 거세지는 가운데, 중동 지역의 갈등으로 촉발된 에너지 공급망의 심각한 교란은 국가 에너지 정책을 깊은 위기 속으로 몰아넣고 있다. 이에 본 연구는 국내 에너지 정책의 최상위 목표인 국가 온실가스 감축 목표를 먼저 검토하고, 이를 달성하기 위한 에너지 전환 전략을 탐색한다. 구체적으로는 전력수급기본계획을 중심으로 전력 부문의 전환 정책을 분석한다. 이어 석유 및 천연가스 등 화석연료와 관련된 주요 쟁점을 다루며, 최근 전쟁으로 말미암은 에너지 공급망 취약성에 대응하여 전략적인 에너지 안보 강화 방안을 모색한다. 최종적으로 검증 가능한 주요 에너지 이슈들을 규명하고, 향후 지향해야 할 정책적 과제를 제시하고자 한다.

**주제어:** 온실가스 감축, 에너지 전환, 에너지 안보, 전력수급기본계획

---

\* 주저자, 홍익대학교 상경학부 교수(suyikim@hongik.ac.kr)

## I. 서론

최근 한국의 에너지를 둘러싼 국내외 환경은 공급과 수요 측면에서 급격한 변동을 겪고 있다. 공급측면에서는 기후변화 대응 온실가스 감축정책으로 에너지의 저탄소화가 급격히 요구되고 있다. 이에 태양광 풍력 등 친환경 저탄소 에너지로의 전환은 반드시 이루어야 하는 국가의 당면 과제가 되었다. 그리고 우크라이나 및 중동지역에서의 전쟁 등으로 말미암은 호르무즈 해협 봉쇄 등으로 전세계 에너지공급망이 타격 받고 있다. 수요측면에서는 전세계적인 AI혁명으로 인해 관련 데이터센터의 폭발적인 증가 및 반도체 생산 증가로 인한 전력수요가 급증하고 있다. 에너지수요 행태도 과거 화석연료 직접 수요에서 전기수요로 전환되는 에너지의 전기화가 급격히 일어나고 있다. 한국의 에너지정책도 이러한 변화하는 환경에 적응하여 변화하여 나갈 필요성이 증대하고 있다.

최근 국내 에너지정책에 대한 심도 있는 고찰은 진상현(2021), 온기운(2022), 한기주·전의찬·류혜진(2023), 김서용 외 14인 (2023) 등에서 이루어졌다. 진상현(2021)과 온기운(2022)의 두 연구는 문재인 정부의 에너지정책에 대한 평가와 진단에 대한 것이다. 한기주·전의찬·류혜진(2023)은 세계 및 주요국의 에너지수급구조에 대해 심도있는 분석을 하였다. 김서용 외 14인 (2023)은 사회학적인 관점에서 에너지전환 거버넌스, 이행전략 등을 제시하였다. 그 외 최근 에너지정책 전반에 대한 방향을 제시한 전문칼럼은 양의석(2023), 박주현(2022), 윤지원(2025), 김희집, 김수이, 박민혁, Falk Boemeke, 김지연. (2023), 윤성원, 김승수, 이명호, 이동훈. (2023) 등이 있다. 에너지정책 전반이 아니라 신재생에너지, 열에너지 등 특정 에너지정책에 대한 학술논문은 이정은, 조용성(2015), 박상철(2016), 길준규(2024) 등이 있다. 에너지정책과 밀접한 연관관계에 있는 기후변화 정책과 관련된 학술연구로는 이기한(2021), 김재훈, 이응균(2026) 등이 있다. 그 외에도 송지연(2026)은 최근 일본의 에너지정책에 대하여 심도있는 고찰을 하였다. 하지만 우리나라의 에너지정책 전반에 대한 변화를 심도 있게 기술한 최근의 학술 연구는 찾기 힘들다. 따라서 본 연구에서는 최근 진행된 정부의 각종 에너지 관련 기본계획을 중심으로 변화하고 있는 국내 에너지정책을 다각도로 분석해 보고자 한다.

2025년 기준 국가에너지수급통계(간이 에너지밸런스, 1000TOE)에 의하면 최종에너지소비에서 전기가 차지하는 비중은 17.3%, 석유제품이 차지하는 비중은 46.4%, 석탄이 차지하는 비중은 13.8%, 도시가스가 차지하는 비중은 10.5%를 차지하였다. 석탄은 발전연료나 철강산업의 원료로 사용된다. 수입되는 석탄의 57.8%는 전환공정(전기나 열을 생산하는 공정)에 투입되며, 31.8%는 철강산업에 투입되었다. 수입된 원유는 석유제품으로 가공되며, 가공 생산된 석유제품의 43.2%는 해외로 수출되며, 나머지는 국내에서 소비되었다. 국내에서 소비된 석유제품의 50.8%는 석유

화학산업의 원료로 투입되었으며, 32.6%는 수송용 연료로 사용되었다. 수입된 천연가스(LNG)의 46.5%는 전기나 열을 생산하는데 투입되었으며, 40.8%는 도시가스를 제조하는데 투입되었다. 전기는 석탄과 LNG이외에도 원자력과 신재생에너지에 의해서도 생산된다. 따라서 본고의 국내 에너지정책은 전기, 석유, 천연가스 정책위주로 논한다.

2022년 ‘저탄소 녹색성장 기본법’이 폐지되고, ‘기후위기 대응을 위한 탄소중립·녹색성장 기본법’(21년 9월 제정)이 시행되면서 에너지기본계획(2008년 제1차 에너지기본계획이 수립된 이후 5년마다 갱신)은 근거법이 없어 기능을 상실했다. 따라서 현재 에너지 관련 정책의 최상위 계획은 ‘제1차 국가 탄소중립 녹색성장 기본계획(2023.04 제정)’이다. 2030년 온실가스 배출량을 2018년 대비 40% 감축(NDC 목표)가 수립되었으며 부문별 감축목표도 수정 수립되었다.

이 계획에 따라서 하위 법정 계획인 전력수급기본계획, 재생에너지기본계획 등이 수립된다. 그 중에서도 핵심으로 꼽히는 것이 ‘전력수급기본계획’이다. 에너지믹스, 즉 국가 전력 수요를 충족하기 위한 각종 에너지원의 비중이 전력수급기본계획을 통해 결정되기 때문이다. 전력수급 기본계획은 2002년을 시작으로 11차례 수립되었다. 수립시점 이후 15년간의 전력수급의 기본방향과 장기 전망 등 전력정책의 기본적인 방향과 내용을 담은 계획으로, 전력수급의 안정을 위해 전력수요를 예측하고 이에 따른 전력설비와 전원 구성을 설계하기 위해 수립·시행되고 있다.

따라서 2장에서는 국내 에너지 정책의 최상위 목표인 온실가스 감축 목표에 대해서 우선 논하고, 전력수급기본계획을 중심으로 전력정책의 변화에 대해서 논한다. 이어서 석유(석유비축계획 포함), 천연가스(천연가스장기수급계획 포함) 등 화석에너지 관련정책 및 이슈에 대해 논한다. 최근 중동전쟁으로 인한 에너지공급망 교란과 관련해 에너지안보에 대해서도 언급한다. 마지막으로 3장에서는 주요 에너지 이슈를 짚어보고 향후과제를 제시한다.

## II. 한국의 에너지정책

### 1. 온실가스 감축 목표

현재 한국 에너지 정책의 최상위 목표는 국가 온실가스 감축 목표이다. 국가 온실가스 감축목표는 2030 NDC(Nationally Determined Contribution), 2035년NDC, 그리고 2050 탄소중립이다. <표 1>에서 보는 바와 같이 2030 NDC에 의하면, 2018년 총배출량 727.6백만 톤을 2030년 436.6백만 톤으로 줄이는 것이 국가 목표이며, 전환부문은 2018년 269.6백만 톤에서 2030년 145.9백만 톤, 산업은 260.5백만 톤에서 230.7백만 톤으로 줄일 계획이다. 2030 NDC는 2021년 10월에 최초

〈표 1〉 2030 국가 온실가스 감축 목표

단위: 백만톤CO<sub>2</sub>eq

| 구분      | 부문       | 기준연도  | 기존NDC('21.10) | 수정NDC('23.3)  |
|---------|----------|-------|---------------|---------------|
|         |          | ('18) | ('18년 대비 감축률) | ('18년 대비 감축률) |
| 배출량*    |          | 727.6 | 436.6(△40.0%) | 436.6(△40.0%) |
| 배출      | 전환       | 269.6 | 149.9(△44.4%) | 145.9(△45.9%) |
|         | 산업       | 260.5 | 222.6(△14.5%) | 230.7(△11.4%) |
|         | 건물       | 52.1  | 35(△32.8%)    | 35(△32.8%)    |
|         | 수송       | 98.1  | 61(△37.8%)    | 61(△37.8%)    |
|         | 농축수산     | 24.7  | 18(△27.1%)    | 18(△27.1%)    |
|         | 폐기물      | 17.1  | 9.1(△46.8%)   | 9.1(△46.8%)   |
|         | 수소       | -     | 7.6           | 8.4           |
|         | 기타(탈루 등) | 5.6   | 3.9           | 3.9           |
| 흡수 및 제거 | 흡수원      | -41.3 | -26.7         | -26.7         |
|         | CCUS     | -     | -10.3         | -11.2         |
|         | 국제감축**   | -     | -33.5         | -37.5         |

\* 자료 : 국가기후위기대응위원회 홈페이지

주: \* 기준연도('18) 배출량은 총배출량, '30년 배출량은 순배출량(총배출량-흡수·제거량)

\*\* 국내 추가감축 수단을 발굴하기 위해 최대한 노력하되, 목표 달성을 위해 보충적인 수단으로 국외 감축 활용

수립되었으며 2023년 3월에 다시 수정되었는데 수정된 NDC는 전체 감축목표는 기존NDC 수준을 유지하면서 전환부문 감축목표를 상향하고 산업부문의 감축목표를 완화한 점이 특징이다. 2030년까지 각 연도별 온실가스 감축목표는 <표 2>에 제시된 바와 같다.

2035 NDC는 2030 NDC의 목표가 단일 목표인데 반해 구간 목표를 제시하였다. 이는 온실가스 감축목표 달성이 불확실함에 따라서 구간을 목표로 제시함으로써 목표달성에 대한 국제사회

〈표 2〉 2030 연도별 부문별 국가 온실가스 감축 목표

단위: 백만톤CO<sub>2</sub>eq

| 부문   | 2018  | 2023  | 2024  | 2025  | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 전환   | 269.6 | 223.2 | 218.4 | 215.8 | 211.8 | 203.6 | 189.9 | 173.7 | 145.9 |
| 산업   | 260.5 | 256.4 | 256.1 | 254.8 | 252.9 | 250   | 247.3 | 242.1 | 230.7 |
| 건물   | 52.1  | 47.6  | 47    | 46    | 44.5  | 42.5  | 40.2  | 37.5  | 35    |
| 수송   | 98.1  | 93.7  | 88.7  | 84.1  | 79.6  | 74.8  | 70.3  | 66.1  | 61    |
| 농축수산 | 24.7  | 22.9  | 22.4  | 21.9  | 21.2  | 20.4  | 19.7  | 18.8  | 18    |
| 폐기물  | 17.1  | 15.1  | 14.7  | 14.1  | 13.3  | 12.5  | 11.4  | 10.3  | 9.1   |
| 수소   | (-)   | 3.4   | 4.1   | 4.8   | 5.5   | 6.2   | 6.9   | 7.6   | 8.4   |
| 탈루 등 | 5.6   | 5.1   | 5     | 5     | 4.9   | 4.8   | 4.5   | 4.2   | 3.9   |
| 흡수원  | -41.3 | -33.5 | -31.3 | -28.9 | -30.4 | -29.1 | -28.3 | -27.6 | -26.7 |
| CCUS | (-)   | -     | -     | -     | -0.4  | -0.7  | -1.3  | -3.2  | -11.2 |
| 합계   | 686.3 | 633.9 | 625.1 | 617.6 | 602.9 | 585   | 560.6 | 529.5 | 436.6 |

\* 자료 : 국가기후위기대응위원회 홈페이지

의 시선을 의식한 것이다. <표 3>에서 보는 바와 같이, 2018년 순배출량 대비 53%~61%를 감축하는 것이다. 따라서 2035년 순배출량 목표는 348.9~289.5백만톤에 달한다. 부문별로는 전력이 기준연도 대비 68.8%~70.0%로 가장 높은 감축률이다. 그 다음으로 수송부문 60.2%~62.8%, 건물부문 53.6%~56.2%, 폐기물 부문 52.6%~53.6%로 그 뒤를 잇고 있다. 2018년 전력부문 다음으로 배출량이 가장 높은 산업부문은 2035년에 기준연도 대비 24.3%~31.0% 감축할 계획이다. 특이한 사항은 2018년에는 수소가 감축수단으로 활용되지 않았지만 2030년에 이어 2035년에도 온실가스 감축 수단으로 계속 활용될 계획이다.

<표 3> 2035 국가 온실가스 감축 목표

단위: 백만톤CO<sub>2</sub>eq

| 구분      | 부문   | '18년  | '24년  | 2035 NDC   |        |            |        |
|---------|------|-------|-------|------------|--------|------------|--------|
|         |      |       |       | △53%       |        | △61%       |        |
|         |      |       |       | 배출량        | 감축량    | 배출량        | 감축량    |
|         |      |       |       | (‘18比 감축률) | (‘24比) | (‘18比 감축률) | (‘24比) |
| 순배출량    |      | 742.3 | 651.4 | 348.9      | △302.5 | 289.5      | △361.9 |
| 배출      | 전력   | 283.0 | 218.3 | 88.3       | △130.0 | 70.0       | △148.3 |
|         |      |       |       | (△68.8%)   |        | (△75.3%)   |        |
|         | 산업   | 276.3 | 250.9 | 209.1      | △41.8  | 190.6      | △60.3  |
|         |      |       |       | (△24.3%)   |        | (△31.0%)   |        |
|         | 건물   | 52.1  | 43.6  | 24.2       | △19.4  | 22.8       | △20.8  |
|         |      |       |       | (△53.6%)   |        | (△56.2%)   |        |
|         | 수송   | 98.8  | 97.5  | 39.3       | △58.2  | 36.8       | △60.7  |
|         |      |       |       | (△60.2%)   |        | (△62.8%)   |        |
|         | 냉매   | 23.1  | 35.0  | 27.4       | △7.6   | 25.5       | △9.5   |
|         |      |       |       | (+18.6%)   |        | (+10.4%)   |        |
|         | 농축   | 27.6  | 25.6  | 20         | △5.6   | 19.5       | △6.1   |
|         |      |       |       | 수산         |        | (△27.5%)   |        |
|         | 폐기물  | 19.4  | 17.5  | 9.2        | △8.3   | 9          | △8.5   |
|         |      |       |       | (△52.6%)   |        | (△53.6%)   |        |
|         | 탈루   | 3.7   | 3.2   | 2.6        | △0.6   | 2.4        | △0.8   |
|         |      |       |       | (△29.7%)   |        | (△35.1%)   |        |
| 수소      | 0    | 0     | 8.1   | +8.1       | 6.5    | +6.5       |        |
|         |      |       | 흡수원   |            | -41.6  |            |        |
| 흡수 및 제거 | 흡수원  | -41.6 | -40.2 | -38.3      | +1.9   | -39.3      | +0.9   |
|         | CCUS | 0     | 0     | -11.2      | △11.2  | -20.3      | △20.3  |
|         | 국제감축 | 0     | 0     | -29.8      | △29.8  | -34        | △34.0  |

\* 자료 : 국가기후위기대응위원회 홈페이지

주: '18년 순배출량 대비 △53~61%.

이러한 온실가스 목표를 달성하기 위해서는 계획 대비 목표 달성 속도가 제대로 이루어지지 못하고 있다. 2023년 온실가스 순배출량은 667.8백만톤으로서 <표 2>에 제시된 2023년 배출량 목표를 상회하고 있다. 2024년 잠정 총배출량은 2006 IPCC 지침 기준 6억9,158만 톤으로 전년 잠정치 대비 2% 감소에 그쳤고, 2030 목표 달성을 위해 앞으로 약 2억200만 톤을 더 줄여야 한다고 정부가 평가했다. 특히 전환부문은 2024년 2억1,834만 톤으로 5.4% 줄었지만, 산업부문은 2억 8,590만 톤으로 0.5% 늘었다. 즉, 발전부문의 개선이 산업부문 정체를 상쇄하지 못하고 있다.

## 2. 최근 에너지정책 이행과정

### 1) 전력

온실가스 감축목표를 이행하는 과정에서 나타나는 중요한 현상중의 하나는 에너지의 전기화이다. 즉 에너지의 전기화와 더불어 전기생산을 무탄소해 나가는 것이다. 국제에너지기구(IEA)는 2050년까지 온실가스 감축 목표를 달성하기 위해서는 전기화가 전체 온실가스(GHG) 감축의 최대 60%를 차지해야 한다고 강조하고 있다. 따라서 전기를 무탄소해 나가는 과정이 온실가스 감축의 핵심이 되는 것이다. 우리나라의 경우 최종에너지 소비량 중 전력소비량 비중은 2021년(20.7%), 2022년(21.6%), 2023년(22.1%)로 점점 증가하고 있다. 2025년말 에너지경제연구원의 발표자료 ‘시나리오 기반 장기에너지 수요전망’에 의하면, 전기수요는 저감 시나리오에서 2023년 548.9TWh에서 2050년 897.8~1,085.8 TWh로 증가할 것으로 예상하였다. 시나리오별 차이가 있기는 하지만 전기 수요가 2023년에서 2050년까지 거의 두배로 증가할 것으로 전망되었다. 따라서 늘어나는 전기수요에 대응하고 이러한 전기수요를 무탄소화나가는 것이 국가의 장기전략 목표인 것이다.

이러한 전기의 저탄소화를 이행하기 위해서 전력수급기본계획, 신재생에너지기본계획이 수립되고 있다. 전력수급기본계획과 신재생에너지기본계획은 전기의 무탄소를 직접적으로 가져올 수 있는 국가 계획이며, 에너지이용합리화기본계획은 생산된 에너지를 효율적으로 절감할 수 있는 국가계획이다. 그 중에서도 핵심이 ‘전력수급기본계획’이다. 신재생, 원자력 등 에너지믹스가 전력수급기본계획을 통해 거의 결정되기 때문이다. 전력수급기본계획은 2002년을 시작으로 11차례 수립되었다. 기준연도 이후 15년간의 전력수급의 기본방향과 장기 전망 등 전력정책의 기본적인 방향과 내용을 담은 계획으로, 전력수급의 안정을 위해 전력수요를 예측하고 이에 따른 전력설비와 전원 구성을 설계하기 위해 수립·시행되고 있다. 여기에서는 최근 제9~11차까지의 전력수급기본계획의 내용을 중심으로 전력정책의 변화를 살펴본다.

제9~11차 전력수급기본계획상의 주요 내용을 비교해 보면 <표 4>와 같다. 전력수급기본계획

은 2년마다 수립되는데 제9차는 2020년부터 2034년까지, 제10차는 2022년부터 2026년까지, 제11차는 2024년부터 2038년까지 수립되었다. 제9~11차를 거치면서 전환부문의 2030 온실가스 배출목표는 점점 강화되고 있다. 이는 전환부문의 국가 온실가스 감축목표가 계속 바뀌면서 강화되었기 때문이다. 한편 에너지의 전기화와 첨단산업의 육성, 그리고 데이터센터의 확장으로 인하여 전기의 목표수요는 계속 증가하였다. 2030년 기준으로 전력수급기본계획상 목표수요는 제9차에서는 542.3TWh, 제10차에서는 572.8TWh, 590.1TWh로 증가하였다. 그리고 하계 및 동계 최대전력도 계속 증가하고 있다.

전력수급기본계획에서 가장 큰 변화를 보여주는 것은 역시 발전믹스이다. 원자력의 비중이 가장 드라마틱하게 변하였다. 제9차에서는 탈원전으로 인해 2030년에 원자력의 발전비중이 25.0%로 축소되었지만 제10차, 제11차에서는 탈원전이 폐지되면서 원자력 비중이 다시 증가하였다. 제10차에서는 원자력의 비중이 32.4%로 증가하였으며, 그 기조는 제11차에서도 31.8%를 유지하고 있다. 석탄발전의 경우에는 지속적으로 설계수명에 맞추어서 감축하고 있다. 제9차에서는 2030년까지 설계수명 도래 석탄발전 설비를 24기폐지하기로 하였으며, 제10차에서는 추가로 2030년까지 4기 더 추가 폐지하기로 하였다. 그리고 그런 기조는 제11차에서도 이어지고 있다. 다만, 안정적인 전력수급을 위해 폐지되는 석탄발전에 대해서는 동일용량, 동시대체 원칙하에 LNG로 대체되고 있다. 다만, 제10차부터는 LNG발전에 수소혼소발전을 도입하기로 하였다. 그리고 수소혼소발전은 온실가스 감축 정책의 일환으로 제11차에서 더 확대되었다. 그리고 수소혼소발전을 계량화하여 온실가스 감축에 기여하는 바를 산정하였다. 제11차에서는 그동안 전기본에서는 다루지 않던 집단에너지도 전력수급기본계획의 전력수급관리체계에 편입하였다. 집단에너지는 주로 LNG를 이용하여 열과 전기를 동시에 생산하지만 주로 열정책에서 다루어져 왔다.

신재생에너지는 2030년 기준으로 발전량의 약 20%를 담당하도록 계획되었다. 늘어나는 전력수요에 부합하여 발전량의 20%를 담당하도록 계획되었지만 설비용량은 더욱 증가하는 방향이다. 제9차에서는 2030년 누적 60GW를 계획하였지만 제10차에서는 2030년 누적 72.7GW로 증량하였다. 제11차에서는 재생에너지 78.0GW, 신에너지 2.9GW로 합계 80.9GW로 증가하였다. 신재생에너지 확대를 위한 정책수단은 계속 고도화되었다. 우선 제9차에서는 RPS비율이 상향되었으며, REC경쟁입찰이 확대되었으며, RE100지원제도가 수립되었다. 제10차에서는 제9차보다 RPS비율을 더 늘리고, RE100이행수단도 녹색프리미엄, 제3자 PPA등으로 다양화하였다. 또한 풍력과 태양광도 시장원리에 입각하여 경쟁입찰제도를 확대하고 제11차에서는 PPA활성화와 더불어 PPA중개시장 개설하기로 하였다. 또한 재생에너지의 변동성 확대에 대비하여 양수발전과 BESS 사업자를 추가적으로 선정하였다.

발전부문에서 온실가스 감축원으로 청정수소와 암모니아도 그 중요성이 증가하고 있다. 제10

차 전력수급기본계획에서는 수소와 암모니아의 발전량을 구체적으로 산정하여 목표치를 제시하였으며 제11차에서는 제10차보다 목표치를 더욱 상향하였다. 그리고 제11차에서는 청정수소와 암모니아의 생산기반 구축과 인프라 조성, 그리고 생태계 조성 방향도 제시하였다.

신재생에너지 확대, 석탄발전의 축소, 원자력에너지의 지속적인 활용, 가스발전의 확대 등 발전믹스의 변동으로 인해 기존의 전력계통으로는 이러한 변화에 대응하기 힘들다. 특히 새로운 송전망의 건설, 배전망의 개편 등은 막대한 재원이 소요되는 사업들이다. 제9차에서는 재생에너지 확대에 대비하여 선제적인 계통보강 및 확대를 추진하였다. 제10차에서는 신규원전건설 및 계속운전 및 재생에너지 확대에 대비하여 전력망을 확충하는 계획이 보강되었으며, 추가적으로 ESS의 구체적인 필요성이 강화되었다. 그리고 재생에너지 실시간 관측·예측·평가·제어가 가능하도록 디지털운영시스템을 구축하기로 하였다. 제11차에서는 전력계통의 확충 및 선진화에 대하여 더욱 구체적인 안이 제시되었다. 재생에너지 변동성에 대비하여 백업설비 필요물량을 구체적으로 산출하였으며, BESS 등 기타저장장치는 중앙계약시장을 통해 사업자를 선정하기로 하였다.

전력수요관리도 제9차부터 11차까지 더욱 구체화되었다. 제9차에서는 효율관리제도 개선, 고효율기기확대, 에너지관리시스템의 도입 및 확대 등의 정책이 제안되었으며, V2G, 스마트조명, 수요관리형 요금제 등 혁신기술 기반 신규수단이 제시되었다. 제10차에서는 이러한 정책 외에도 에너지 캐시백, 교육 및 홍보등을 통해 구체적으로 국민행동을 유도하는 정책이 강조되었다. 하지만 이러한 수요관리 정책들은 그 효과를 점검하기 힘든 측면이 있었다. 이에 따라 제11차에서는 수행기관별(한전, 에너지공단, 전력거래소 등)로 구체적인 목표를 제시하고 달성하도록 하는 수요관리 이행력이 강화되었으며, 에너지공급자효율향상지원사업(EERS)을 법제화하기로 하였다. 그외에도 에너지효율혁신파트너십(KEEP30), 수요자원거래시장의 의무감축 DR 확대 등이 제시되었다.

전력시장은 크게 도매시장과 소매시장으로 구분된다. 전력도매시장은 상대적으로 많은 변화가 이루어졌다. 제9차에서는 친환경·재생에너지 확대를 고려한 도매 전력시장에 대한 제도개선이 이루어졌다. 유연성 자원에 대한 보상 확대, 신재생에너지 입찰제도도입, 소규모전력중개시장 개설 등이 포함되었다. 또한 신재생에너지의 간헐성에 대응하기 위해 일정규모 이상 신재생에너지 발전기에 대한 출력제어를 의무화하고 인센티브를 제공하기로 하였다. 제10차에서는 선도계약시장, 실시간 보조서비스 시장 도입 등 시장을 다원화하기로 하였다. 또한 분산에너지를 모아 전력시장에 입찰·참여하는 통합발전소(VPP) 및 배전망을 스마트하게 관리·제어하는 배전망운용자(DSO)도입이 결정되었다. 또한 도매시장에 하루전시장과 더불어 실시간 시장도 추가 도입되었다. 제11차에서는 집입(계약·용량시장)부터 급전(실시간시장)까지 시장경쟁을 적용하고 무탄소 전원을 대상으로 한 계약시장 활성화, ESS 중앙계약시장, LNG용량시장 등이 본격

&lt;표 4&gt; 최근 전력수급기본계획 주요 정책 비교

| 수립시기                 | 제9차(2020-2034)                                                                                           | 제10차 (2022-2036)                                                                                                                              | 제11차 (2024-2038)                                                                                                                                             |
|----------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                      | 2020. 12. 28                                                                                             | 2023.1.13                                                                                                                                     | 2025.3.13                                                                                                                                                    |
| 2030<br>온실가스<br>배출목표 | 192.7백만톤                                                                                                 | 149.9백만톤(9차 대비 -42.8백만톤)<br>- 차 대비 원전·신재생 확대, 수소·암모니아 혼소발전 도입, 석탄발전 축소                                                                        | 145.9백만톤(10차 대비-4백만톤)<br>- 2035 NDC에 부합하도록 조정<br>- OP28 당사국은2030년까지 전세계 재생에너지3배확대 및 에너지효율2배 개선 비저감 석탄 감축, 무탄소 저탄소 기술 촉진 등 포함                                 |
| 2030년<br>목표수요        | 542.3TWh<br>(최대전력: 하계99.0GW, 동계100.4GW)                                                                  | - 전기화와 데이터센터 영향을 수요전망에 추가 반영<br>- 572.8TWh<br>(최대전력: 하계109.3GW, 동계103.3GW)                                                                    | - 빈도제, 이차전지 등 첨단산업과 데이터센터를 수요전망에 반영<br>- 590.1TWh<br>(최대전력: 하계111.4GW, 동계105.1GW)<br>- 전력시장 수요<br>(최대전력: 하계105.2GW, 동계100.3GW)                               |
| 2030<br>발전믹스         | <b>목표시나리오</b> 기준으로<br>원자력25.0%<br>석탄29.9%<br>LNG 23.3%<br>신재생20.8%<br>양수0.7%<br>기타0.3%                   | <b>목표시나리오</b> 기준으로<br>원자력32.4%<br>석탄19.7%<br>LNG 22.9%<br>신재생21.6%<br>수소·암모니아2.1%<br>기타1.3%                                                   | <b>목표시나리오</b> 기준으로<br>원자력31.8%<br>석탄17.2%<br>LNG 25.1%<br>재생에너지18.8%<br>신에너지2.9<br>청정수소·암모니아2.4%<br>기타1.8%                                                   |
| 원자력<br>발전            | - 원전은 단계적으로 설계수명에 맞추어서 감축<br>- 2020년에서2034년 기간동안 원자력발전소11기 폐지(고리3기, 월성3기, 한빛3기, 한빛2기, 한울2기, 종9.450MW 감축) | - 단계적 감축에서 추가 건설로 정책방향 전환<br>- '22~'25년: 신한울1·2, 신고리5·6 증공(5.6GW)<br>- '32~'33년 신한울#3,4건설(2.8GW)<br>- 단계적으로 폐지에정하던 원자력발전소 안정성 확보를 전제로 계속운전 추진 | - 무탄소 전원으로서 원전 지속 활용<br>- 새울3·4, 신한울3·4 적기 준공<br>- 가동원전 계속운전 및 탄력운전('30년대 중반 대형원전 탄력운전 상용화)<br>- MR개발 및 관련사업화('35년까지 국내상용화 추진)<br>- 고준위방폐장 등 방사성폐기물 처분시설 구체화 |
| 석탄발전                 | - 석탄발전은 과감하게 감축<br>- '30년까지 '30년 기준 가동 후30년 도래 석탄발전 설비24기 폐지<br>- '00년 이후34년까지6기 추가 폐지                   | - 석탄발전은 합리적 감축을 유도<br>- 차 대비 동해1·2, 당진5·6 노후4기 추가 폐지(1.4GW)                                                                                   | - 노후 석탄발전의 무탄소 전환 등 추진<br>- 0차 전기분까지 적용된 노후 석탄화력의LNG대체는 정책신뢰성을 고려하여 지속 추진, 동일용량·동시대체 추진                                                                      |

|          | 제9차(2020-2034)                                                                                                                                                                                                      | 제10차 (2022-2036)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 제11차 (2024-2038)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
|----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 신재생 발전   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 재생에너지 발전 확대 가속화</li> <li>- 재생에너지설비 '30년 누적60GW (배기물 제외)</li> <li>- PS비율 상향, REC 경쟁입찰 확대, RE100지원제도 도입</li> <li>- 세계 최고효율 태양전지('30년35%)개발, 대용량부유식 해상풍력 기술개발 및 실증</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 실현가능성, 주민수용성 등을 감안하여 합리적 수준 보급</li> <li>- 재생에너지설비 정격용량기준으로 '30년 누적72.7GW</li> <li>- 신재생에너지RPS비율 상향 확대(10→25%)</li> <li>- 녹색프리미엄 등RE100 이행수단 마련</li> <li>- 제3자PPA 등 재생에너지 전력 구매제도 다양화</li> <li>- 풍력 고정가격 경쟁입찰시장 도입, 태양광 경쟁입찰 확대</li> <li>- 탭덱셀 등 차세대 기술 조기 상용화, BIPV보급기반 확충</li> <li>- 풍력터빈 대형화 및 국산부품 국산화, 배후항만 적기조성</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- DC달성이 가능하면서도 체계적인 재생에너지 확대</li> <li>- 정부주도의 계획적인 해상풍력 보급추진, 해상풍력 생태계 전반을 아우르는 공급망 경쟁력 강화</li> <li>- 태양광은 제로 및 주민 수용성을 고려하여 우수입지 발굴, 이격거리 규제완화, 제로여유지역으로 태양광 설비 진입유도하여 제로부담 원화</li> <li>- 정부입찰 중심으로RPS제도 개편</li> <li>- PPA활성화, PPA증개시장 개설</li> <li>- 재생에너지 변동성 확대에 대비하여9차 전기본 이후 양수5.7GW 및BESS 68MW 발전사업자 선정 완료</li> <li>- 노후 석탄의 무탄소 대체 수단으로 양수 반영</li> </ul> |
| LNG발전    | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 석탄발전 감축분 '동일용량, 동시대체의 원칙'하에 LNG발전으로 대체</li> </ul>                                                                                                                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>- NG 수소혼소발전 도입</li> <li>- NG발전의 적정 설비규모 확보</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                             | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 집단에너지(대부분LNG발전)도 전기본의 전력수급관리체계에 편입</li> <li>- 노후 석탄발전의LNG추가전환 중단</li> <li>- 노후LNG는 집단에너지 전환, 수소혼소 등의 경우 제한적으로 허용</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                   |
| 무탄소 전원 등 | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 연료전지, IGCC는 '30년 신재생에너지발전량 중14.6% 차지</li> </ul>                                                                                                                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 글로벌 수소경제 주도, 에너지 공급 안정화 수단으로 수소산업 육성추진</li> <li>- 수소, 암모니아 등 무탄소 신전원을 활용하여 온실가스 감축에 기여</li> <li>- 30년 수소 암모니아 발전량 각각6.1TWh, 6.9TWh</li> </ul>                                                                                                                                                                                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 청정수소 암모니아 발전 확대</li> <li>- '0년15.5TWh</li> <li>- '8년43.9TWh</li> <li>- 청정수소 생태계 조성</li> <li>- 국내의 청정수소 생산기반 확충 및 발전용 인프라 구축</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                        |
| 전력 수요관리  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 효율관리 제도 개선 고효율기기 확대, 에너지관리시스템(EMS) 연계, 자가태양광 등 기존 수요관리 수단의 이행력 강화</li> <li>- V2G(Vehicle to Grid), 스마트조명, 수요관리형 요금제 등 혁신기술 기반 신규수단 도입</li> </ul>                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 기존의 고효율기기, 효율관리, 스마트에너지관리(AMI, 스마트홈, EMS) 외에도 에너지캐시백, 교육·홍보 등을 통해 국민행동 변화 유도</li> <li>- 에너지절감 제도 및 프로그램 발굴 확산</li> <li>- ESS, DR, 부하기기 활용확대 등을 통해 부하관리로 전력수요 효율화</li> </ul>                                                                                                                                                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 수행기관별(한전, 에너지공단, 거래소 등) 목표량 산정으로 수요관리 이행력 강화, 에너지공급지표융합상지원사업(EERS) 법제화 추진</li> <li>- 신규 고효율기기 보급지원 사업</li> <li>- 제주시의 주택용 요금에 한정된 계시별요금제 점진적 확대추진</li> <li>- MI 기반 디지털 수요관리 등 스마트기술 활용</li> <li>- 에너지효율혁신파트너십(KEEP30)</li> <li>- 수요자원거래시장의 의무감축DR</li> <li>- 전기차 보급확대에따른V2G기술활용</li> </ul>                                                                    |
| 전력계통     | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 재생에너지 확대에 대비한 신제적 계통보강 및 확대 추진</li> </ul>                                                                                                                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 신규원전건설 및 계속운전 및 재생에너지 보급 확대 등에 대비한 전력망 확충 및 ESS 등 저장장치 확대방안 구체화</li> <li>- 신재생에너지 발전사업 허가시 계통상황에 대한 심사요건 강화</li> <li>- 재생에너지 실시간 관측·예측·평가·제어가 가능한 디지털 운영시스템구축</li> </ul>                                                                                                                                                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 신규설비 및 재생에너지 확대를 고려한 전력망 확충</li> <li>- 국가간 전력망 확충 특별법 제정</li> <li>- 신재생에너지 변동성에 대비하여 백업설비 필요물량 구체적으로 산출, 2030년 기준으로 초단주기15GW, 단장주기4.2GW필요,</li> <li>- ESS 등 기타저장장치는 중앙계약시장을 통해 사업자 선정</li> <li>- 양수는 우선순위심사 또는 중앙계약시장을 통해 사업자 선정</li> </ul>                                                                                                                   |

|                   | 제9차(2020-2034)                                                                                                                                                                                                                                                        | 제10차 (2022-2036)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 제11차 (2024-2038)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|-------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 전력시장<br>및<br>전기요금 | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 친환경·재생에너지 확대를 고려한 도매 전력시장 제도 개선(유연성 자원 보상 확대, 신재생 입찰제도 도입, 소규모 전력중개시장 개설 등)</li> <li>- 일정규모 이상 신재생에너지 발전기에 대한 출력제어 의무화 및 인센티브 제공</li> <li>- 자발적인DR프로그램 참여 활성화</li> <li>- RE100 이행 지원방안(녹색 프리미엄제, REC구매, 제3자PPA 등)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 국민부담을 최소화하는 경쟁적이고 다양한 시장 구축</li> <li>- 단계적 가격입찰 전환 및 수요측도 입찰하는 양방향 입찰제 도입</li> <li>- 선도계약시장, 실시간 보조서비스 시장 도입 등 시장 다원화</li> <li>- 전력시장, 요금 및 규제 거버넌스의 독립성 전문성을 강화</li> <li>- 분산에너지를 모아 전력시장에 입찰·참여하는 통합발전소(VPP) 및 배전망을 스마트하게 관리·제어하는 배전망운영자(DSO) 도입</li> <li>- 수소·ESS 등 경매를 통하여 가격과 물량을 결정</li> <li>- 도매시장에 하루전시장에서 실시간시장 추가 도입</li> <li>- 제3자/직접PPA시장 활성화</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>- 진입(계약·용량시장)부터 급전(실시간시장)까지 시장경쟁 적용, 재생E·청정수소 등 무탄소전원 대상 계약시장* 활성화, ESS 중앙계약시장(23년) 및LNG용량시장*(24년 시범개설) 본격 확대</li> <li>- 지역·입지 상호 강화를 통해 분산에너지 활성화 촉진, 지역별 가격 및 분산에너지 활성화, 지역별 도매가격(SMP)을 도입하여 발전소의 효율적 입지 유도, 지역별 송전·판매 원가에 근거하여 소매요금까지 확대,분산에너지별 사행을 계기로 지역 단위의 전력 수급균형 강화</li> <li>- 제주 시범사업 평가 후 실시간·에버리스트장* 전국 확대 추진, 모든 발전원 대상으로 가격 입찰제(PBP)로 단계적 전환 추진</li> </ul> |

\* 자료 : 제9-11차 전력수급기본계획

도입되었다. 또한 지역별 도매가격(SMP)을 도입하여 발전소의 효율적입지를 유도하기로 하였다. 소매시장에서는 큰 변화는 일어나지 않았다. 제9차에서는 피크수요때 자발적인 DR프로그램을 활성화하고, RE100 이행을 지원하기 위해 녹색프리미엄 제도, REC구매, 제3자 PPA등이 확대하였다. 제3자 PPA는 제10차에서도 RE100대응으로 더욱 활성화되도록 제도를 정비하였다. 소매시장의 가장 큰 변화는 제11차에서 마련되었다. 지역별 송전·판매 원가에 근거한 소매요금을 도입하기로 하였다.

## 2) 석유

석유가 국내 1차에너지에서 차지하는 비중은 점차 감소하고 있다. 그리고 석유의 상당부분은 산업용 원료 및 수송용 연료로서 사용되고 있다. 수송수단의 전기화 및 수소화는 계속 진화하고 있지만 현재, 석유는 석유화학산업과 수송부문에서 필수불가결한 에너지원이다. 석유와 관련된 정책은 크게 세가지 관점에서 이루어지고 있다. 첫째, 에너지 안보 및 석유비축, 둘째, 석유 수입선 다변화 정책, 셋째, 국내시장 자유화 및 가격안정화 정책이다.

첫째, 우리나라는 세계적인 석유 수급 위기에 선제적으로 대응하기 위해 국가 비축유 확보와 설비 고도화에 힘쓰고 있다. 정부는 1980년부터 추진해 온 석유비축계획을 통해 1억 배럴 이상 정부비축유를 확보하였다. 2026년 4월 기준 국제에너지기구(IEA) 기준 208일 사용할 수 있는 물량을 보유하여 견고한 에너지 안전망을 갖추고 있다. 현재 정부는 ‘제5차 석유비축계획(2026년~2030년)’을 이행 중이다. 제5차에서는 단순히 비축유의 양을 늘리는 것(2030년 목표: 1억 260만 배럴)을 넘어, 국내 수요에 적합한 선호 유종 중심의 질적 고도화를 추구한다. 또한 노후화된 비축시설을 교체하고 안전관리를 강화하는 재난 대응 시스템 고도화도 포함되어 있다.

둘째, 지정학적 리스크(중동 사태 등)로 인한 일시적인 원유 도입 차질에 대응하기 위해 정부는 유연하고 신속한 공급망 관리 정책을 펼치고 있다. 대표적으로 중동 정세의 변화 및 호르무즈 해협 통항 상황 등에 따라 자원안보 위기경보(‘관심-주의-경계-심각’ 4단계)를 신속하게 발령·조정하며 선제적으로 대응하고 있다. 중동 의존도를 낮추기 위해 아랍에미리트(UAE) 등 주요 산유국과의 원유 공급망 협력 MOU나 국제공동비축 우선구매권을 활용해 대체 물량을 긴급 도입하는 정책을 펴고 있다. 특히 현재 호르무즈 해협이 사실상 봉쇄됨에 따라서 미국, 호주, 아시아, 아프리카 등으로 수입선을 다변화하고 있다. 비상시 수요 관리정책을 살펴보면 공급 위기가 심화될 경우 공공분야 차량 5부제 의무화, 에너지 절약 캠페인, 비축유 방출 및 스와프(SWAP) 제도 가동 등 다각적인 공급 및 수요 관리정책을 실행 중이다.

셋째, 국내 석유산업은 경쟁력을 높이고 민생부담을 줄이기 위한 정책을 실시하고 있다. 1997

년 가격, 신규 진입, 수출입 등의 규제를 완화한 이후, 민생물가 안정 차원에서 국제유가 상승기에 국내 유가가 과도하게 가파르게 오르는 것을 방지하기 위해, 정부는 정유업체와 긴급 점검회의를 개최하고 투명하고 공정한 가격 책정을 유도하고 있다. 최근 중동전쟁으로 인해 원유가격이 급등에 대응하여 석유제품 최고가격제 등 엄격한 시장 관리 감독 정책을 시행하고 있다.

### 3) 천연가스

한국의 LNG 정책은 최근 중동 지정학적 위기 고조, AI 데이터센터 급증에 따른 전력수요 변화, 그리고 탄소중립 달성을 위한 저탄소 전원 믹스 이행 과정에서 매우 역동적인 변화와 조정을 겪고 있다. 천연가스는 무엇보다 안정적인 수급관리가 가장 중요하다. 이에 정부에서는 주기적으로 천연가스 수급계획을 수립하고 있다. 2026년 7월 제16차 장기 천연가스 수급계획이 수립 공고되었다. 천연가스 수요(기준수요)는 '26년 4,591만 톤에서 '38년 4,100만 톤으로 연평균 0.94% 하락할 것으로 전망된다. 하지만 향후 10년간 중요한 에너지원으로서의 역할은 지속될 것이다. 현재 한국 LNG 정책의 주요 쟁점을 살펴보면 다음과 같다.

첫째, LNG는 에너지 안보 측면에서 '전략 자산화'로 패러다임이 전환되고 있다. 최근 이란-이스라엘 갈등 등 중동 리스크가 심화되면서 한국 천연가스 수입의 25~30%를 차지하는 카타르산 LNG 공급에 장기 불가항력(Force Majeure) 우려가 발생하는 등 공급망 불안이 현실화되었다. 이에 따라 정부와 업체는 정책 패러다임을 단순한 '연료 구매'에서 '국가 전략 자산 확보'로 전환하고 있다. 한국가스공사(KOGAS)의 공공 비축·수급 관리 역량에 민간 직수입사들이 보유한 저장시설 및 해외 조달 네트워크를 결합하여 국가적인 위기 대응 회복력(Resilience)을 극대화하는 방안이 적극 추진되고 있다. 미국산 등 유연한 LNG 계약 물량을 확대하고, 일본(JERA 등)과의 한·일 LNG 수급 협력을 공고히 하여 유사시 물량 스왑(Swap) 등 공동 대응 체계를 강화하고 있다. 또한 현행 공공 중심의 비축체계에 자가소비용 직수입자 등 민간의 참여를 확대하는 방안을 추진하고, 신규 건설 부담을 최소화하기 위해 기존 공공 인프라를 적극 활용할 계획이다.

둘째, 전력수급기본계획 내 LNG의 역할이 재정의되고 있다. 정부가 수립 중인 제12차 전력수급기본계획(2026~2040)과 앞서 확정된 제11차 전력수급기본계획(2024~2038)에서 LNG는 탈탄소 이행을 위한 '가교 에너지(Bridge Fuel)'이자 계통 안정화를 위한 핵심 전원으로 다루어지고 있다. 노후 석탄화력발전소를 LNG 발전으로 대체하는 흐름은 이어지되, 장기적으로 온실가스 배출을 줄이기 위해 기존 LNG 발전에 수소를 섞어 태우는 수소 혼소 발전 기술 도입이 가속화되고 있다.

셋째, 민간 기업이 자가소비용으로 LNG를 직접 수입하는 '자가소비용 직수입 제도'는 국내

LNG 도입량의 20~26% 수준까지 급성장했다. 그러나 이는 가스 시장 구조의 오랜 논쟁거리 중 하나다. 민간기업에서는 이러한 직수입이 가스공사의 독점 구조 완화하고, 도입 단가 인하 경쟁을 유도하였으며, 발전 비용 절감을 통하여 산업 경쟁력을 제고하였다고 평가하고 있다. 하지만 반대측에서는 국제 LNG 가격이 폭등할 때 민간 직수입사들이 도입 물량을 줄이고 가스공사는 수급안정성을 위해 비싸더라도 수입할 수 없다고 주장합니다. 즉 민간기업의 ‘체리피킹(선택적 체리 따기)’ 문제가 지적된다. 이로 인해 가스공사에 수급 최종 책임이 과도하게 쏠리고 국민 가스 요금 인상 압박으로 이어진다는 수급 비대칭성 문제가 지속적으로 제기되고 있다.

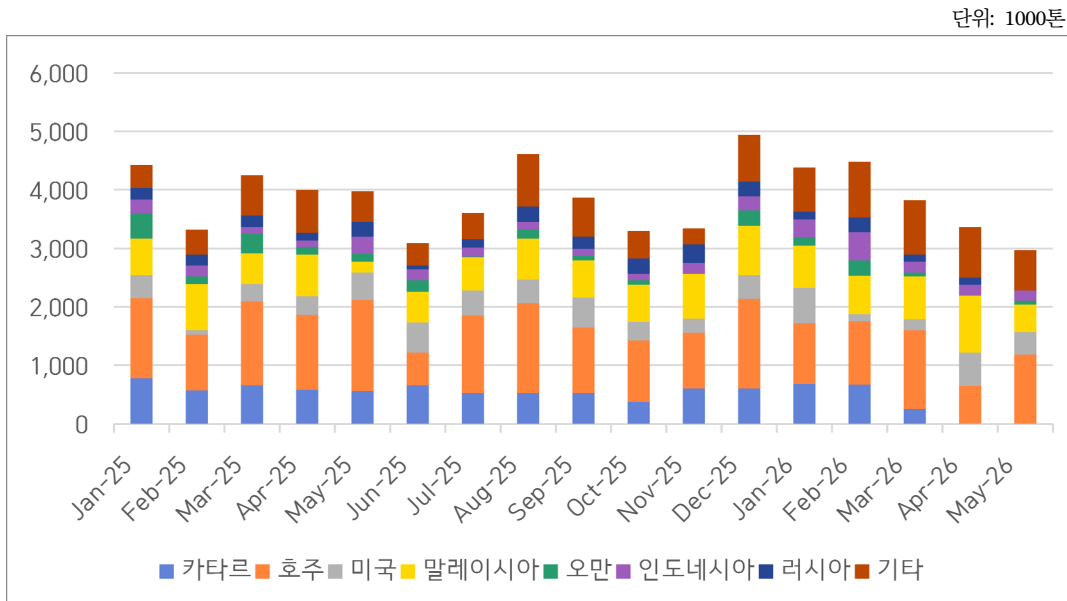
넷째, 인공지능(AI) 열풍으로 인해 24시간 중단 없이 대규모 전력을 소모하는 AI 데이터센터가 급증하면서 새로운 정책 수요가 나타나고 있다. 태양광·풍력 등 재생에너지는 날씨에 따른 출력 변동성이 커서 안정적인 전력 공급이 필수적인 데이터센터에 한계가 있다. 이에 따라 출력 조절이 용이하고 신속한 가동이 가능한 LNG 발전이 대안으로 부각되고 있다. 데이터센터 사업자가 한국전력을 거치지 않고 LNG 발전사로부터 직접 전력을 구매할 수 있는 ‘직접 PPA(전력구매계약)’ 허용 요구가 지자체와 산업계를 중심으로 커지고 있다.

#### 4) 에너지안보

한국의 에너지안보와 관련된 대내외적 위험요인 및 구조적 변화는 최근 ‘전통 연료 수급 위기’와 ‘전력 공급망위기(전력안보)’라는 두가지 신호로 가시화되고 있다. 세계에너지총회(WEC)의 ‘에너지 트릴레마 지수(Energy Trilemma Index)’에서 2023년 기준으로 한국은 OECD 38개국 중 31위(126개국 중 34위)로 OECD국가 중에서는 최하위권에 머무는 등 구조적 취약성을 나타내고 있다.

한국은 부존자원이 빈약해 1차 에너지 수입의존도가 94%에 달하는 전형적인 에너지지 안보 취약국이다. 석유와 천연가스는 100% 해외수입에 의존하고 있다. 최근 중동지역의 지정학적 갈등은 한국의 에너지공급망에 심각한 타격을 주고 있다.

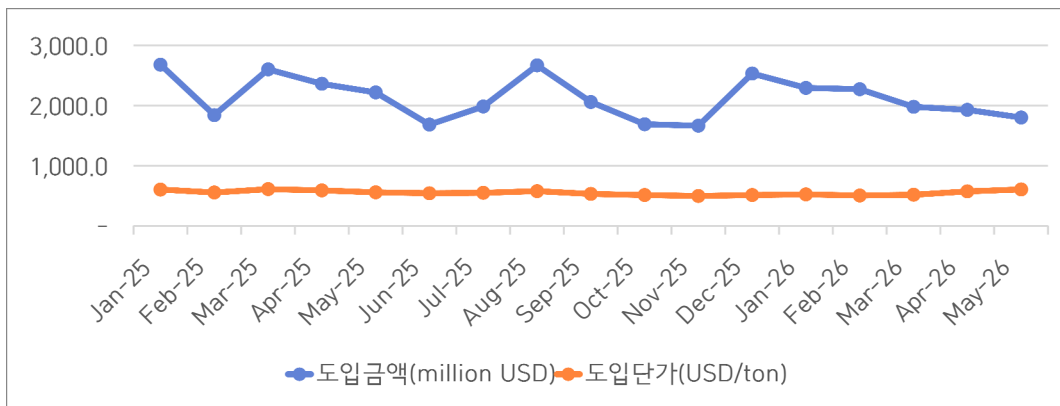
<그림 1>에서 보는 바와 같이 중동전쟁으로 인하여 2026년 2월부터 천연가스의 수입 절대량 자체가 감소하고 있으며, 호르무즈 해협의 봉쇄로 인하여 중동에서 수입하는 천연가스는 급격히 감소하였다. 특히 카타르로부터의 천연가스 수입은 올해 3월부터는 중단되었다. 하지만 이러한 부족분은 미국과 호주 그리고 다양한 국가들로부터의 수입으로 대체되고 있다. <그림 2>에서 보는 바와 같이 도입단가는 지난 1년 5개월동안 톤당 500달러대에서 600달러 초반을 기록하고 있다. 하지만 지난 2월 중동전쟁이 본격화되면서 지속적으로 상승하여 톤당 608달러를 기록하고 있다.



자료 : 에너지경제연구원, 에너지통계월보, 각호

주: 기타는 브루나이, 나이지리아, 페루, 파푸아 뉴기니, 트리니다드 토바고, 적도 기니, 아랍에미리트 등임.

〈그림 1〉 최근 천연가스의 수입동향

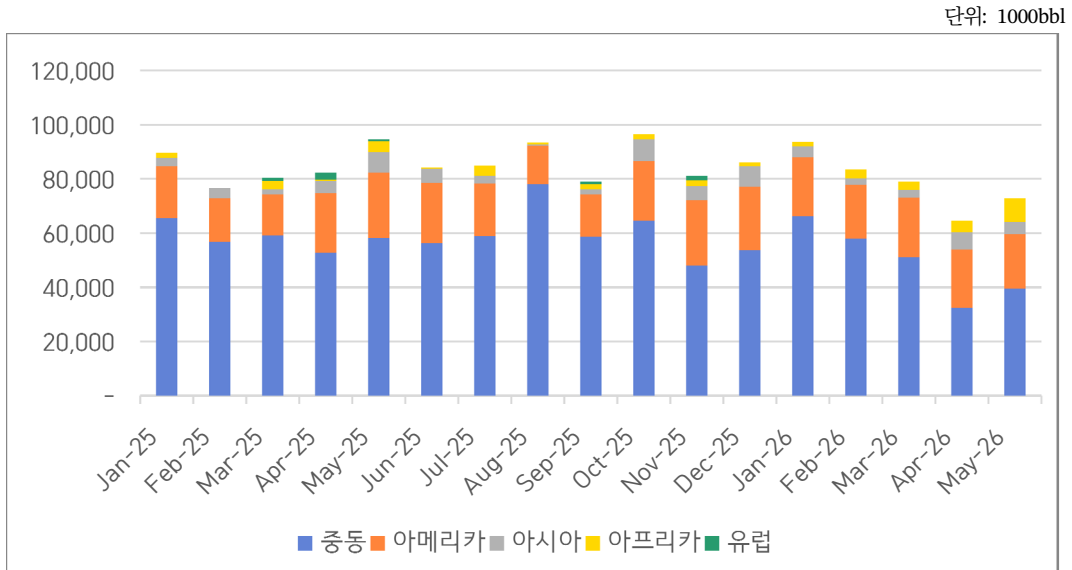


\* 자료 : 에너지경제연구원, 에너지통계월보, 각호

〈그림 2〉 천연가스 수입가격

원유의 경우에도 중동전쟁으로 인해 가격 급등과 공급망 교란으로 최악의 상황을 맞이하였다. <그림 3>에서 보는 바와 같이 중동으로부터의 원유수입량은 급감하고 있으며, 미국 등 아메리카와 아프리카 등으로부터의 수입이 증가하는 등 수입선이 전환되고 있다. <그림 4>에서 보는 바와 같이 국제원유가격은 올해 2월부터 호르무즈 해협봉쇄로 급등하고 있다. 2026년 5월 기준

으로 배럴당 평균 114.7달러를 기록하였으며, 중동으로부터의 수입가격은 배럴당 110.2달러, 아메리카(미국, 멕시코)로부터의 수입가격은 116.8달러를 기록하였다.

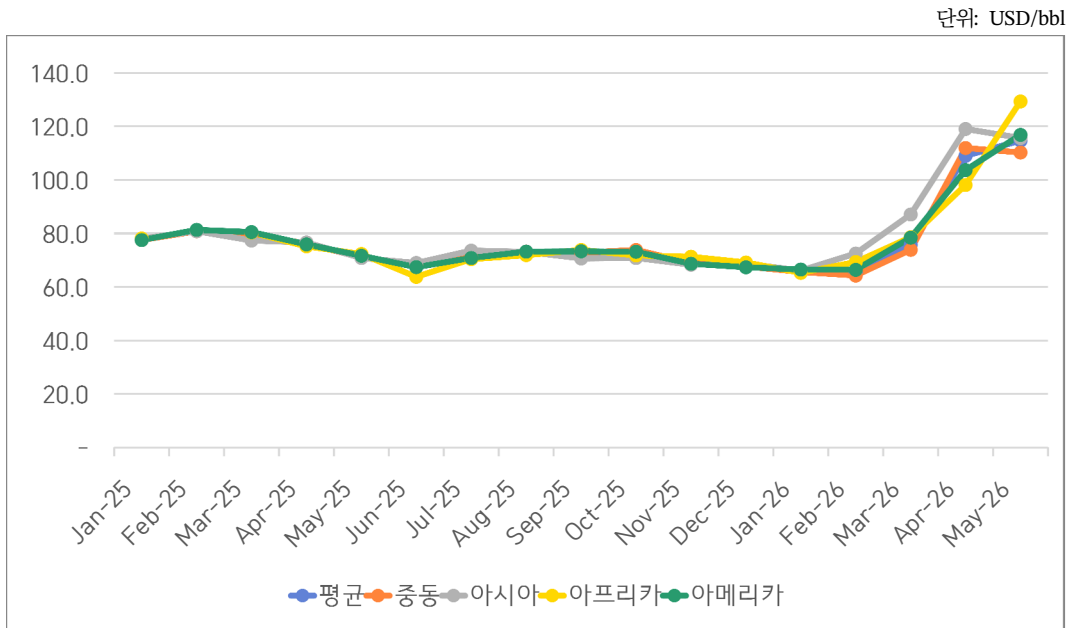


자료: 에너지경제연구원, 에너지통계월보, 각호

주: 중동에서는 사우디아라비아, 아랍에미레이트, 이라크, 쿠웨이트, 카타르 등으로부터 주로 수입하며, 아메리카에서는 미국과 멕시코에서 주로 수입함. 아시아에서는 주로 호주와 카자흐스탄에서 수입함.

〈그림 3〉 최근 원유의 수입 동향

이에 정부에서는 신재생에너지 등 비화석에너지로의 전환, 석유와 천연가스 비축확대, 에너지 수입선 다변화, 석유제품 최고가격제, 새로운 수입 항로 개척 등의 방법으로 에너지안보 위기상황에 대처하고 있다. 에너지를 단순히 구매하는 것을 넘어 에너지 공급망 위기 시 어느 경로(대체항로 및 북극항로 등)로 안전하게 들여올 수 있는지에 대한 물류 운송 안정성 확보가 새로운 과제로 부상하고 있다.



\* 자료 : 에너지경제연구원, 에너지통계월보, 각호

〈그림 4〉 최근 원유의 수입가격 동향

### III. 평가 및 향후과제

현재 에너지 정책과 관련된 이슈를 점검하고 평가해 보면 <표 5>와 같다. 총 온실가스 배출량의 2030년 목표는 436.6MtCO<sub>2</sub>eq이지만 2024년 잠정 온실가스 배출량은 691.6 MtCO<sub>2</sub>eq로 전년 대비 2%에 그쳤고 2030년 목표를 이루려면 2024년 대비 37% 감축해야 한다. 특히 전환부문은 2024년 218.3MtCO<sub>2</sub>eq로 전년대비 5.4% 줄었지만, 2030년 NDC목표를 달성하기 위해서는 2024년 대비 33%의 온실가스 감축이 필요하다. 즉 최근 감소속도는 의미가 있지만 2030년까지는 감축속도를 더욱 가속화해야 한다. 한편 2024년 산업부문의 온실가스 배출량은 오히려 2억 8,590만톤으로 전년대비 0.5% 증가하였다. 따라서 2030년 온실가스 감축 목표는 온실가스 배출량 감축 속도를 감안해 볼 때 여전히 도전적인 과제이다. 산업부문의 온실가스 감축에서 병목현상 해결이 도전적인 과제이다.

〈표 5〉 주요 에너지 이슈 평가

단위: %

| 항목         | 정책 목표                                                                                 | 최근 현황                                                                  | 평가                                                                                |
|------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| 총 온실가스 배출량 | 2030년 436.6MtCO <sub>2</sub> eq                                                       | 2024년 잠정 691.6MtCO <sub>2</sub> e <sup>1)</sup>                        | 총 온실가스 배출량은 감소 중이지만 아직 감축 목표와 큰 격차 존재, 특히 산업부문의 감축에 한계가 있음. 산업구조조정과 감축 기술개발이 필요함. |
| 전환부문 배출량   | 2030년 145.9MtCO <sub>2</sub> eq                                                       | 2024년 218.3MtCO <sub>2</sub> e <sup>1)</sup>                           | 최근 전환부문의 온실가스 감축속도는 의미 있지만 목표달성을 위해서는 감축속도를 가속화할 필요성 있음.                          |
| 재생에너지 발전비중 | 2030년 100GW <sup>2)</sup> , 2038년 재생에너지 121.9GW <sup>2)</sup>                         | 2024년 실적 9.1%, 설비 39.6GW <sup>2)</sup> (자가포함)                          | 재생에너지 보급 확대는 지속되고 있지만 전력망과 입지 제약, 그리고 경제성이 한계점으로 작용함.                             |
| 원자력 발전비중   | 2030년 30% 이상, 신규 대형원전 2기+SMR 1기 <sup>3)</sup>                                         | 2024년 발전비중 31.7%, 발전량 188.9TWh                                         | 장기적으로 온실가스 감축 기여는 분명하지만 방사성 폐기물 처리·장기간의 건설기간, 사회적 합의 등 이슈는 여전히 존재함.               |
| 수소         | 청정수소 인증제·입찰시장 시행, 장기적으로 수소차·충전소 확충                                                    | 2026년 7월 기준 수소 생산 268만톤, 상업용 충전소 455기, 수소차 46,834대                     | 여러가지 제도는 앞서 나가고 있지만 수요와 비용경쟁력은 아직 초기 단계에 머물러 있음.                                  |
| 에너지효율      | 제11차 전력수급기본계획상 전력수요 절감 목표량<br>2030년 6.7GW <sup>3)</sup><br>2038년 16.3GW <sup>3)</sup> | 2024년 일차 에너지소비 전년대비 +1.7% <sup>4)</sup> , 에너지원단위 전년대비 0% <sup>4)</sup> | 에너지효율 개선 중이지만, 최근 AI 및 반도체 산업수요 증가로 전력 수요증가가 두드러짐.                                |
| 에너지안보      | 에너지 수입의존도 완화와 무탄소전원 확대                                                                | 2024년 에너지 수입의존도: 93.4%(원자력 포함, 80.2%(원자력 제외) <sup>4)</sup>             | 화석연료의 구조적 수입의존은 여전히 높으며, 화석연료 의존도를 줄이고 화석연료의 수입선 다변화 필요함.                         |

\* 자료 : 1) 국가기후위기대응위원회 홈페이지, 2) 제1차 재생에너지기본계획(2026.5), 3) 제11차 전력수급기본계획, 4) 에너지 주요표 연도별, KESIS, 에너지경제연구원.

2030년 재생에너지 발전설비 100GW 달성을 위해서는 2024년 실적 대비 60.4GW의 설비가 더 필요하다. 정부의 제1차 재생에너지 기본계획에 의하면 태양광 발전과 더불어 본격적인 풍력발전의 보급이 동반된다. 하지만 현재 기준으로 풍력발전의 발전단가는 다른 재생에너지에 비해 상당히 높은 수준이며, 현재의 풍력발전을 가로 막는 요인으로 작용하고 있다. 이 계획에 의하면, 2026년 기준으로 태양광의 계약단가는 150원/kwh, 육상풍력은 180원/kwh, 해상풍력은 330원/kwh이다. 향후 관건은 해상풍력의 계약단가를 산업용 전기요금 이하로 해야 보급에 탄력이 붙을 것이다. 경제성이 뒷받침되지 않으면 신재생에너지 보급에 한계가 있다. 재생에너지보급의 또다른 장애요인은 재생에너지 설비에 따라가지 못하는 전력계통이다. 재생에너지 지역간 불균형 및 간헐성을 보완할 수 있는 송전 및 배전망에 대한 계통보강이 이루어져야 한다. 이에 정부에서는 제1차 재생에너지 기본계획(2026. 5)을 통하여 구체적인 재생에너지 목표달성과 수반하는 문제점에 대한 대응책을 마련하였다.

원자력발전은 제11차 전력수급기본계획상 2030년에도 발전량의 30% 이상 담당할 예정이며, 신규 대형원전 2기와 SMR1기를 추가로 건설할 예정이다. 원자력은 건설기간이 길고 한번 건설

되면 40년 이상 가동해야 하므로 경직적인 발전원이다. 한국에서는 경제성을 확보하고 있는 발전원인 만큼 현재 전기요금 안정화에도 기여하고 있다. 하지만 설계수명 만료 이후 계속 운전 추진 여부, 원자력 발전소의 안전한 운영, 원자력폐기물의 안전한 처리, 사용 후 핵연료 저장시설 등 해결해야 할 문제는 여전히 남아 있다.

최근 수소연료전지 발전, 수소 혼소 발전, 수소자동차 보급확대 등으로 수소는 친환경에너지로 급부상하고 있다. 하지만 그린 수소 생산 및 경제성 확보 등은 아직 과제로 남아 있으며, 아직 다른 에너지원에 비해 수소의 수요 및 공급 체계는 초기단계이다.

에너지원단위(일차에너지공급(TOE)/GDP(백만원))는 2010년 0.061, 2020년 0.139, 2024년 0.133으로 지속적으로 감소하고 있지만, 2024년 1차 에너지 소비는 전년대비 1.7% 증가하였으며, 에너지원단위는 전년(2023년)대비 변화가 없었다. 이에 제11차 전력수급기본계획에서는 한국전력, 에너지공단, 전력거래소 등에 구체적으로 에너지 절감목표를 제시하고 2038년까지 해마다 에너지절감 목표량을 부여하였다. 에너지효율향상 방안도 고효율기기보급, 수요관리형 요금제, 스마트 기술활용 등 구체적으로 제시하고 있다. 그럼에도 불구하고 작년부터 전세계적인 AI붐으로 인하여 데이터센터와 반도체 공장 전력수요 증가로 인하여 에너지수요 자체는 증가할 것으로 예상된다. 따라서 이러한 산업부문에 대한 전력수요 절감 정책과 기술개발이 과제로 남아있다. 최근에는 용인반도체단지에 대한 전력공급 방안 자체가 새로운 이슈로 등장하고 있다.

한국의 에너지수입의존도(수입/일차에너지공급)는 2024년에도 여전히 93.4%(원자력포함), 80.2%(원자력 제외)를 나타내고 있다. 따라서 우크라이나 전쟁, 중동전쟁 등 불가항력적인 공급망 교란이 발생할 경우 국민경제 전체가 타격을 받을 수밖에 없는 구조를 가지고 있다. 이와 같은 전시 상황에서 에너지안보는 중대한 화두로 등장하고 있다. 따라서 이러한 위기 상황이 도달하였을 때 원유 및 천연가스 비축, 수입선 다변화, 대체항로 개척, 최고가격제, 차량 2부제, 5부제, 10부제 등 에너지절감 방안 등이 최근 주요한 과제가 되었다.

그 외에도 당면한 반도체 등 첨단산업의 신규투자 및 AI 데이터센터 설립과 관련한 전력수요 및 대응 공급 방안 등의 과제는 시급하게 풀어야 할 과제로 남아 있다.

## 참고문헌

관계부처합동 (2025). 제7차 에너지이용 합리화 기본계획(2025~2029).

관계부처합동 (2023). 탄소중립 녹색성장 국가전략 및 제1차 국가기본계획.

기후에너지환경부 (2026). 제1차 재생에너지기본계획.

- 길준규 (2024). 우리나라 재생에너지 법정정책에 대한 비판적 고찰 - 독일의 재생에너지 전략과 비교하여 -. 법과 정책연구, 24(3), 23-56.
- 김서용, 권향원, 김경환, 김공록, 김미리, 김민정, 김소희, 김진선, 박천희, 서인석, 우청원, 윤창근, 이유현, 전세혁, 황주성 (2023). 에너지전환정책의 이론과 현실. 서울: 박영사.
- 김인성 (2026). 열에너지 탈탄소화 에너지정책 축, 전력에서 ‘열’로 확대. 월간환경, 2026년 3월호, 87-89.
- 김재훈, 이응균 (2026). 탄소중립 정책에 대한 사회적 담론 변화 분석. 한국정책학회보, 35(1), 605-634. <https://doi.org/10.33900/KAPS.2026.35.1.19>
- 김태현, 최진주, 한진협 (2024). 사용후 배터리 재활용 국내·외 시장동향 및 에너지정책 분석. 에너지 기후변화학회지, 19(1), 244-267.
- 김희집, 김수이, 박민혁, 폴크 뵈메케, 김지언 (2023). 세션 I 다양한 위기상황에서의 에너지정책. 에너지 포커스, 20(2), 8-11.
- 박상철 (2016). 재생에너지정책과 지속가능발전전략에 관한 연구: 독일모델과 시사점. 자원환경경제연구, 25(1), 61-87.
- 박주현 (2022). 신정부 에너지정책 방향에 대하여. 에너지 포커스, 19(2), 6-13.
- 산업통상자원부 (2020). 제9차 전력수급기본계획 (2020-2034).
- 산업통상자원부 (2023). 제10차 전력수급기본계획 (2022-2036).
- 산업통상자원부 (2025). 제11차 전력수급기본계획 (2024-2038).
- 송지연 (2026). 기후위기 시대 일본의 에너지 정책: 탄소중립과 지속가능한 성장을 위한 산업정책 관점에서. 국제지역연구, 35(1), 137-165.
- 양의석 (2023). 글로벌 경제환경 변화요인 대응을 위한 에너지정책 방향. 에너지 포커스, 20(1), 4-5.
- 에너지경제연구원 (2024). WEC의2024년 트릴레마 지수 분석’, 세계에너지시장 인사이트 제24-7호.
- 에너지경제연구원 (2025-2026). 에너지통계월보, 2025년 1월-2026년 5월, 각호.
- 온기운 (2022). 문재인정부의 에너지정책 평가와 바람직한 정책방향. 한선 프리미엄 리포트, 한반도선진화재단, 1-5.
- 온실가스종합정보센터 (2026). 2025 국가 온실가스 인벤토리 보고서.
- 이기한 (2021). 기후변화에 대비한 중국의 탄소배출가스 저감을 위한 에너지 정책연구. 과학기술법연구, 27(1), 45-84.
- 이정은, 조용성 (2015). 산유국의 재생에너지정책 결정요인 분석. 에너지경제연구, 14(2), 99-126.
- 윤성원, 김승수, 이명호, 이동훈 (2023). 최근 국제에너지 환경하에서 국내 에너지정책 방향. 한국에너지학회 학술발표회, 제주.
- 윤지원 (2025). 신간 트럼프2.0과 에너지대 전환 : 뒤흔들린 에너지정책...한국 살길은 외. 주간경향, 제1631호, 42-42.
- 진상현 (2021). 문재인 정부 에너지 전환 정책의 경로 고찰: 탈원전.탈석탄 공약을 중심으로. 한국정책

과학학회보, 25(3), 1-34.

한기주, 전의찬, 류혜진 (2023). 탄소중립과 에너지 경제이론 및 정책. 서울: (사)한국기후환경원.

## Korea's Energy Policy and Its Challenges

Kim, Suyi\*

**Abstract** In light of the rapidly changing international landscape and domestic conditions surrounding energy, South Korea's energy policy is at a critical juncture. The nation's policy framework faces a significant crisis, driven by intensifying global demands for greenhouse gas reduction to combat climate change and severe disruptions to the energy supply chain stemming from conflicts in the Middle East. Accordingly, this study first examines the national greenhouse gas reduction target—the primary goal of domestic energy policy—and explores the transition strategies designed to achieve it. The analysis begins with the electricity sector's transition policies, focusing on the Basic Plan for Electricity Supply and Demand. It then addresses policies related to fossil fuels, such as oil and natural gas, and explores strategic responses to enhance energy security amid recent supply chain vulnerabilities. Finally, the study identifies key, verifiable energy issues and proposes future policy recommendations.

**Keywords:** Basic Plan for Electricity Supply and Demand, Energy Policy of South Korea, Energy Security, Energy Transition, Greenhouse Gas (GHG) Reduction

---

\* Professor, College of Business Management, Hongik University.