

2050 탄소중립 시나리오에 따른 전환부문의 온실가스 배출량 및 배출원단위 경로 연구

장명진* · 이지윤** · 이현진* · 안영환***†

*숙명여자대학교 기후환경에너지학과 박사과정, **숙명여자대학교 기후환경에너지학과 초빙교수,

***숙명여자대학교 기후환경에너지학과 부교수

A Study on GHG Emission and Emission Intensity Pathways in the Power Sector of Korea by the 2050 Carbon Neutrality Scenarios

Jang, Myeong Jin* · Lee, Ji Yun** · Lee, Hyeon Jin* and Ahn, Young-Hwan***†

*Ph.D Students, Department of Climate, Environment and Energy Studies, Sookmyung Women's University, Seoul, Korea

**Visiting Professor, Department of Climate, Environment and Energy Studies, Sookmyung Women's University, Seoul, Korea

***Associate Professor, Department of Climate, Environment and Energy Studies, Sookmyung Women's University, Seoul, Korea

ABSTRACT

In this study, we define three 2050 carbon-neutral scenarios and analyze their generation mixes, greenhouse gas emissions, and emission intensity pathways. Scenarios A and B represent the 2050 carbon-neutral scenarios and the updated 2030 NDC announced in 2021. Scenario C reflects the current nuclear power plant expansion policy. Scenarios announced by the government only contain snapshots of 2050 and 2030; in this study, we derive yearly pathways. As a result, the proportions of nuclear power and renewable energy in 2050 in scenario C, to which the expansion of nuclear power is applied, are expected to be 12.7% and 55.8%, respectively. In addition, in terms of cumulative emissions, scenario A, which excludes CCS, had the highest emissions. If the storage space and economic feasibility of CCS can be secured, CCS could play a role in carbon neutrality. Greenhouse gas emission intensities decrease almost linearly until they near zero by 2050, although there are slight differences among scenarios. Safe electrification of the final energy demand sector could be achieved in 2032, when the emission intensity per electricity consumption is predicted to be 0.2 tCO₂eq/MWh.

Key words: 2050 Carbon Neutrality, 2030 NDC, Carbon Neutral Pathways, Transformation Sector, Emission Intensity

1. 서론

우리나라는 2020년 10월 대통령의 국회 시정연설을 통해 2050 탄소중립 목표를 발표하고, 부처 간 작업 및 대국민 의견수렴 과정을 거쳐 2021년 11월에 '2050 탄소중립 시나리오'를 확정하였다. 2050 탄소중립 시나리오는 A안과 B안 두 가지가 발표되었는데, B안이 A안에 비해 화석연료 활용의 가능성을 조금 유보해 두었지만, 근본적으로 두 시나리오가 크게 다르지는 않다. 전환부문과 수송부문을 제외하고 다른 부문은 A안과 B안의 목표 및 내용이 동일하다. 전환

부문의 경우 A안에서는 2050년까지 석탄 및 LNG 발전이 중단된다. B안에서는 LNG 발전이 일부 유지되지만, 탄소포집 및 활용, 저장(Carbon Capture, Utilization and Storage: CCUS)을 전제로 한 운영이 일부 반영되어 있다. 석탄발전 에 대해서는 A안과 B안 모두 2050년까지 퇴출을 명확히 밝히고 있다. CCUS에 한계가 있다는 점을 고려하면 2050년 탄소중립을 달성하기 위해 필요한 사항이라고 할 수 있다.

2050 탄소중립 시나리오는 2050년의 부문별 감축목표와 달성을 위한 주요 수단 등에 대한 개략적 내용을 공개하였다. 2050년의 국가 전체 목표와 부문별 목표에 대한

†Corresponding author : yh.ahn@sookmyung.ac.kr (100, Cheongpa-ro 47-gil, Yongsan-gu, Seoul, 04310, Korea. Tel. +82-2-710-9207)

ORCID 장명진 0000-0001-8187-150X
이지윤 0000-0002-4903-7782

이현진 0000-0001-7487-7567
안영환 0000-0002-4437-2610

횡단면적 모습은 그랬지만, 시간의 흐름에 따른 경로는 제시하지 않았다. 중간 연도로는 2030년 NDC (Nationally Determined Contribution) 목표 및 주요 내용이 ‘2030 국가온실가스 감축목표(NDC) 상향안’(이하 “2030 NDC 상향안”)에 제시되어 있을 뿐이다. 현재부터 2050년 탄소중립 목표까지를 연결하는 전환 경로(transition pathways)를 제시하지 않으면 2050 탄소중립 시나리오에 대한 이해가 제한적일 수밖에 없다. 글로벌 탄소중립 시나리오를 분석한 IPCC (2022)나 IEA (2021)의 경우에도 온실가스 배출량 경로 및 주요 연도별 지표들을 제시하고 있다. Park (2022)이 비교·검토한 국내의 2050 탄소중립 시나리오에 대한 기존 연구들은 경로를 일부 제시하였다. 하지만 이들 연구는 모두 정부의 2050 탄소중립 시나리오가 발표되기 전에 수행된 연구이므로 정부의 2050 탄소중립 시나리오 관련 내용이 담겨 있지 않다.

전환부문의 경우 발전설비 구성과 발전량 믹스, 배출량 등에 대한 경로 분석도 필요하지만, 전력 소비량당 배출원단위 정보도 산정이 요구된다. 전환부문의 배출량은 산업, 건물, 수송 등과 같은 최종에너지 소비 부문의 간접배출량이다. 최종에너지 소비부문에 직접배출량 뿐만 아니라 간접배출량도 함께 산정하고자 한다면 전력의 배출원단위 정보가 필요하다. 예를 들면, 건물부문의 배출량을 산정 및 전망한 Jeong and Kim (2019), Ji et al.(2020)에서는 전력의 미래 배출원단위 정보가 없어서 고정된 배출원단위 계수를 사용하였다. 하지만 2030 NDC 상향안이나 2050 탄소중립으로 전환하는 경로에서는 전력의 배출원단위가 빠르게 감소하므로 최종에너지 부문의 간접배출량 및 감축잠재량을 정확히 산정하기 위해서는 전력의 배출원단위 정보가 필요하다. 고정된 과거 배출량을 기준으로 간접배출량이나 감축잠재량을 산정하면 과대 산정의 오류가 발생한다.

본 연구의 목적은 우리나라 2050 탄소중립 시나리오에 따른 전환부문의 온실가스 배출량 및 배출원단위 경로를 도출하는 것이다. 본 연구가 산출하는 배출량 및 배출원단위 경로는 2030년에는 2030 NDC 상향안의 배출량 목표를 통과하고 2050년에는 정부가 발표한 2050 탄소중립 시나리오의 배출량 목표를 통과한다. 이번 정부에서는 작년에 발표된 2030 NDC 상향안에 비해 원자력 발전의 비중을 높이고 재생에너지 발전 비중을 낮추는 ‘제10차 전력수급기본계획(안)’(이하 “10차 전기본 초안”) 사전공개본을 2022년 11월말 공청회를 통해 발표하였다. 본 연구에서는 이러한 정책 방향을 반영한 추가적인 시나리오도

분석한다. 대외적으로 출판된 국내 연구들 중에서는 관련 내용을 찾아보기 어렵다.

본 논문은 다음과 같이 구성된다. 제2장에서는 2050 탄소중립 시나리오 및 경로에 대해 국제적 연구와 지역 및 국가 단위의 연구를 검토한다. 제3장에서는 본 연구에서 사용하는 전환부문 모형의 구조 및 주요 전제, 전환부문의 2050 탄소중립 시나리오 정의 및 분석 전제 등에 대해 설명한다. 제4장에서는 2050 탄소중립 시나리오별 온실가스 배출량 경로와 배출원단위 경로를 도출한다. 마지막으로 제5장에서는 결론을 제시한다.

2. 선행연구 고찰

2050년 탄소중립 경로를 모색하기 위한 다양한 온실가스 감축 시나리오가 개발되고 있다. 본 논문에서는 글로벌 시나리오와 지역 및 국가 수준 시나리오로 구분하여 전환부문 발전량 믹스와 발전설비 구성에 따른 배출량 전망 결과를 중심으로 선행연구를 검토하였다.

2.1. 글로벌 시나리오 선행연구

IPCC (2022)는 제3작업반(Working Group 3)의 제6차 평가보고서(Assessment Report 6: AR6)에서 1,600개 이상의 온실가스 배출량 경로 시나리오를 온도 목표에 따라서 8개의 그룹으로 분류하고 2050년까지 10년 단위의 온실가스 배출량 경로를 제시하였다. 이러한 시나리오 작업을 통해 2030년 NDC 목표의 합과 2°C 및 1.5°C 시나리오와의 배출량 격차(emission gap)를 분석하였다. 분석 결과에 따르면, 선진국의 지원이 없을 경우 NDC의 합은 2°C 시나리오의 배출량 경로와 2030년에 10 ~ 16 GtCO₂eq., 1.5°C 시나리오와는 19 ~ 26 GtCO₂eq.의 차이가 있는 것으로 나타났다. 선진국의 지원으로 감축을 강화하는 조건부 NDC는 2°C 시나리오와 2030년에 6 ~ 13 GtCO₂eq., 1.5°C 시나리오와는 16 ~ 23 GtCO₂eq.의 격차가 있는 것으로 확인되었다.

IEA (2021)는 전 세계 2050 탄소중립 경로를 제시하기 위한 목적으로 NZE (Net Zero Emissions by 2050) 시나리오를 개발하였다. 2050년까지의 10년 단위 이산화탄소 배출량 경로(p.100, Figure 3.1)를 보면 2020년대보다 2030년대에 더 빠른 감축 경향을 보이고, 2040년경에 탄소중립에 도달한다. NZE에서는 2050 탄소중립을 위해서는 2030년대 선진국, 2040년 신흥경제국·개도국에서 전환

부문 탄소중립 달성이 필요하다고 제시하고 있다. 2050년까지의 10년 단위 발전량 믹스 경로(p.115, Figure 3.10)에서는 풍력 및 태양광의 빠른 증가와 2040년 석탄발전의 퇴출이 두드러진다.

한편, IEA (2022)는 코로나19 팬데믹, 글로벌 에너지 위기 등을 반영하여 IEA (2021)의 NZE 시나리오를 최신화한 결과를 제시하였다. 2050년까지의 10년 단위 이산화탄소 배출량 경로(p.126, Figure 3.1)를 보면 2030~2040년 전환부문 CO₂ 배출량이 빠르게 감소되어 2040년 0에 도달하며, 2040년부터 마이너스 배출로 전환되는 것으로 나타났다. 선진국에서 2035년, 개발도상국에서 2040년 순배출량이 0으로 감축될 것으로 전망하였다. 2050년까지의 10년 단위 발전량 믹스 경로(p.138, Figure 3.10)에서 2030년 석탄발전의 비중은 12%로 감소하며, 2040년에는 모든 석탄발전이 퇴출되는 것으로 나타났고 천연가스 발전은 2035년부터 총발전량 중 5% 미만의 비중을 차지할 것으로 예상된다. 재생에너지 발전량 비중은 2020년대 초중반부터 빠르게 증가하여 2030년 60%, 특히 태양광 및 풍력 발전량 비중은 2030년 40%를 초과할 것으로 전망된다.

IRENA (2022)는 파리협정에 따른 1.5°C 목표를 달성하기 위해 전 세계 에너지 부문(연료 연소 및 산업 공정)에서 배출되는 CO₂의 순 배출량을 2050년까지 0으로 감축하는 1.5°C 시나리오를 발표하였다. IRENA (2022)는 1.5°C 목표 달성을 위해 전환부문에서 2050년까지 탈탄소화 되어야 한다고 제시한다. 2050년 전 세계 최종에너지 소비량 중 전기의 비중은 50%에 달할 것으로 전망하며, 총발전량은 78,698 TWh로 이 중 90%를 재생가능 전력(풍력, 태양광, 바이오에너지, 수력, 지역 등)으로 제공하리라 예측한다. IRENA (2022)는 2050년까지 전환부문 탈탄소화를 위한 배출량 경로를 제시하고 있지는 않지만, 2050년 목표를 달성하기 위한 이정표로 2030년 발전량 믹스를 제시하고 있다. 2030년 재생에너지 발전량 비중은 65%에 달할 것으로 예상하며 화석에너지 발전과 원자력은 35%의 비중을 차지할 것으로 전망한다.

BP (2022)는 IPCC의 2.0°C 경로에 부합하는 가속(Accelerated) 시나리오와 1.5°C 경로에 부합하는 순배출량 0(Net Zero) 시나리오를 발표하였다. 가속 시나리오에서는 에너지 부문에서 2050년 약 10 GtCO₂eq., 순배출량 0 시나리오는 약 2.5 GtCO₂eq.의 배출량이 발생할 것이라 전망하였으며, 2050년 전환부문 배출량은 가속 시나리오에서 0에 가까워지며, 순배출량 0 시나리오에서 마이너스 배출로 전환될 것으로 예상하였다. 가속 시나리오, 순배출량 0 시

나리오에서 총발전량 중 비화석에너지가 차지하는 비중은 2050년 95%에 달할 것으로 보이며, 비화석에너지 중 원자력은 약 10%, 풍력 40%, 태양광 30%, 기타 재생에너지(수력, 지열 등) 약 15%의 비중을 차지할 것으로 전망된다. 특히 풍력 및 태양광 발전량과 총발전량에서의 비중은 두 시나리오에서 지속하여 증가할 것으로 예상된다.

2.2. 지역 및 국가 수준 시나리오 선행연구

Tsiropoulos et al.(2020)은 2017~2019년 중반까지 유럽 에너지시스템 관련 정부 및 민간부문에서 제시한 시나리오 중 1990년 대비 2030년 중기 감축목표를 50~56% 또는 2050년 장기 감축목표를 90% 이상으로 설정한 19개의 시나리오를 검토하였다. 시나리오 검토 결과 전환부문 배출량은 2050년 0.35 GtCO₂ 수준으로 감축되는 것으로 나타났다. 2050년 발전량은 2017년 대비 20~95% 증가한 3,850~6,450 TWh로 시나리오별 화석연료 비중은 0~18%, 원자력 0~25%, 재생에너지 75~100%를 차지할 것으로 전망하였다. 공통으로 2050년 석탄과 석유발전은 중단될 것으로 예상하며, 천연가스, 원자력 발전의 활용 여부와 발전량은 시나리오별로 상이하다. 대부분의 시나리오에서 풍력과 태양광 발전량 비중(44~85%)이 크게 나타나는 특징을 보였다.

Mckinsey & Company (2020)는 2050년 EU의 넷제로 시나리오를 개발하여 2050년까지의 배출 경로(p.54)를 제시하였으며, 특히 전환부문에서 순배출량 0에 가장 빠르게 도달할 것(1990년 대비 2030년 60% 이상, 2045년경 100% 감축)으로 전망하였다. 또한 Mckinsey & Company (2020)는 2050년과 중간 이정표로 2030년의 총발전량과 발전량 믹스(p.85)를 제시하고 있다. 2030년 EU의 총발전량은 3,385 TWh로 재생에너지 발전량은 62%에 달할 것으로 보이며 2050년 총발전량은 6,785 TWh로 재생에너지 발전량이 91%에 달할 것으로 전망한다. 특히 2050년 총발전량 중 태양광 32%, 육상풍력 32%, 해상풍력 21%, 수소 5%, 원자력발전 및 CCS (Carbon Capture and Storage) 시설이 설치된 가스 발전이 9%의 비중을 차지할 것으로 예상된다.

United States Department of States (2021)는 2050년 미국의 순배출량 0을 목표로 하는 12개의 시나리오를 제시하였다. 기준시나리오는 Balanced Advanced로 토지 활용, LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry), CDR (Carbon Dioxide Removal) 기술 등을 활용한 중간 수준의 탄소 제거와 수송·산업부문 등에서의 기술 진보를

가정하였다. 그 외 시나리오는 기준시나리오를 기반으로 각 부문의 기술 발전, 탄소 제거, 석유·가스 가격 민감도 수준과 인구·GDP 성장 정도에 대한 다른 전제를 설정하여 개발되었다. 미국의 2035년 100% 무탄소 전기 공급 목표에 따라 전환부문 배출량은 모든 시나리오에서 2035년까지 0으로 감소하도록 설정하였으며, 10년 단위로 목표 달성을 위한 2050년까지의 발전량 믹스 경로(p.26, Figure 5)를 제시하였다. 2050년까지 총발전량은 증가세를 보이며, 시나리오별 시기와 발전량은 다르지만, 화석연료 발전량은 2040~2050년 0으로 감소, CCS 기술이 적용된 화석연료 발전량은 2020년부터 점차 증가하여 2050년 약 1~2조 kWh로 증가하는 것으로 나타났다. 원자력 발전량은 2030~2040년부터 증가하여 2050년 약 0.8조~1.5조 kWh 수준일 것으로 예상되며, 재생에너지 발전량은 태양광과 풍력발전을 중심으로 지속하여 가파르게 증가하여 2050년 약 4.1~7.3조 kWh까지 증가할 것으로 전망한다.

Larson et al.(2021)은 2050년 미국의 넷제로 배출 목표를 달성하는 비용최적화된 5개의 시나리오(E+, E-, E-B+, E+RE-, E+RE+)를 발표하였다. Larson et al.(2021)은 전환부문의 배출량 경로는 제시하지 않고 있으나, 2050년까지 5년 단위로 총발전량과 발전량 믹스를 제시하고 있다. 모든 시나리오에서 석탄발전은 2030년 0에 가깝게 발전 비중이 감소하는 특징을 보이며 대부분 시나리오에서 2050년까지 가스발전과 원자력 발전은 점차 비중이 감소하는 것으로 나타났다. 2050년 총발전량은 시나리오별 8,502~15,950 TWh로 상이하며, 총발전량 중 석탄발전은 0%, 천연가스 발전은 0.3~2.1%, CCUS 기술이 적용된 천연가스 발전은 0~16.6%의 비중을 차지할 것으로 전망된다. 2050년 총발전량 중 원자력의 비중은 0~30.3%이며, 재생에너지는 51.7%~99.7%에 달한다. 특히 풍력과 태양광 발전의 비중은 43.8~97.7%로 재생에너지 발전량 증가에 주요한 역할을 할 것으로 예상된다.

Park (2022)은 한국 정부의 2050 탄소중립 시나리오, 한국에서 수행된 7편의 탄소중립 시나리오 연구에서 제시한 탄소중립 배출량 경로와 탄소중립 달성을 위한 최종에너지 소비 전망, 발전량 믹스 전망 등을 종합적으로 비교·분석하였다. 분석 결과 각 시나리오는 2050년 전기·열 생산 부문에서의 배출량을 0으로 감축하거나, 전기·열 생산 부문에서의 배출량은 잔존하고 순배출량을 0으로 감축하기 위해 CCUS, DAC (Direct Air Capture) 등의 수단을 적용하고 있는 것으로 나타났다. 특히 2050년까지 에너지 부문에서의 배출량 경로(p.693, Figure 1)는 2030년부터

빠르게 감소하거나 2040년을 기점으로 감축률을 상향하는 등 시나리오별로 상이하게 제시되었다. 2050년 최종에너지 소비량 중 전기가 차지하는 비중은 평균 49%(최소 35%, 최대 76%)이며, 2030년 발전량은 612~802 TWh, 2050년 발전량은 935~1,339 TWh까지 증가하는 것으로 분석되었다. 2050년 총발전량 중 화석연료를 이용한 발전량의 비중은 평균 7%(최소 0%, 최대 16%), 원자력 평균 7%(최소 4%, 최대 9%), 재생에너지·기타 평균 89%(최소 77%, 최대 94%)로 제시한다.

선행연구 검토 결과 에너지효율이 개선됨에도 수송, 건물 등 부문에서의 직접 전기 사용량 증가와 수소 전환, CCUS 등의 기술 활용을 위한 간접 전기 사용량 증가로 2050년까지 총발전량은 지속하여 증가할 것으로 예상된다. 2050년까지 화석연료 발전의 비중은 급격히 감소하며, 석탄발전은 2050년 이전에 활용되지 않으리라 전망한다. 천연가스 발전과 CCUS 장치를 부착한 화석연료 발전(석탄, 가스)은 전력 시스템의 유연성을 확보하기 위해 일부 지속하여 활용될 것으로 보인다. 원자력 발전을 활용하지 않거나 적극적으로 활용(발전량 중 30% 내외)하는 일부 시나리오를 제외하고 대부분 시나리오에서 원자력 발전량은 평균적으로 10% 내외의 비중을 차지하고 있는 것으로 나타났다. 시나리오에 따라 정도의 차이는 있으나 발전량의 큰 비중을 재생에너지가 차지하고 있으며, 그중에서도 태양광 발전과 풍력의 비중이 상당히 클 것으로 전망된다.

한편, 대부분의 선행연구에서 2050년의 모습만 제시한 것이 아니라 2050년까지의 감축 경로와 감축목표 달성을 위한 5년, 10년 단위 발전량 믹스 또는 2030년과 2050년의 발전량 믹스를 전망하고 있다는 특징을 확인할 수 있었다. 반면, 전환부문 온실가스 배출원별 배출량을 제시한 연구는 찾아보기 어려웠는데, 그 이유는 대부분의 선행연구는 모든 부문이 포함된 통합모형을 사용하고 있어 별도로 밝힐 필요가 없었기 때문으로 보인다. 이에 본 연구는 우리나라 전환부문의 2050년 탄소중립을 달성하기 위한 연도별 배출량과 원단위 경로를 도출하고자 한다.

3. 연구방법 및 시나리오

3.1. 연구 방법¹⁾

본 연구에서 사용한 분석방법은 METER (Model for Energy Transition and Emission Reduction)라는 에너지시

시스템모형의 전환부문 모형이다. METER 모형은 에너지의 공급 및 소비 부문을 모사한 상향식 부분균형(partial equilibrium) 모형으로, 선형계획법에 기반하여 총 시스템 비용(total system cost)을 최소화하는 선형최적화모형이다. METER 모형은 GAMS (General Algebraic Modeling System) 언어를 활용하여 연구팀이 자체적으로 개발한 모형으로써, 전력소비 부문(산업, 수송, 상업, 가정)의 수요와 이에 따른 전환부문의 전력 생산 가격 간의 피드백을 통해 전력공급과 수요 간 최적 균형점을 찾아가는 에너지 시스템모형이다(Ahn, 2017). METER의 전환부문 모형은 전력수요를 외생적으로 설정하면 타 부문과 독립적으로 운용될 수 있으며, 본 연구에서는 전환부문 모형만을 이용하여 분석하였다. 전환부문의 온실가스 감축시나리오 분석, 신규 투자 및 발전량 전망, 발전비용 산정, 한계감축 비용 도출 등 전환부문의 온실가스 감축 및 에너지전환을 위한 다양한 분석에 활용될 수 있다.

METER 전환부문의 모형의 두 가지 핵심 의사결정변수는 연도별 발전설비에 대한 투자량과 일종의 활동도(activity)인 발전량이다. Fig. 1에서 볼 수 있는 것처럼 주요 투입자료는 전력수요 총량 및 시간대별 수요 패턴, 투자비, 운영유지비, 연료가격, 발전기별 효율, 설비 보수 계획, 온실가스 배출계수 등이다²⁾. 수요를 충족하며 총 시스템비용을 최소화하는 각

원별 발전량이 연도별로 도출되기 때문에 연도별 발전량 믹스와 에너지소비량을 도출할 수 있다. 에너지소비량에 연도별 배출계수를 적용하여 연도별 온실가스 배출량을 산정한다. 온실가스 배출량은 시나리오에 따라 제약조건으로 활용되기도 한다. 또한 METER의 전환부문 모형은 전력 설비에 대한 투자비, 운영비, 연료비, 탄소비용 등을 최소화하기 때문에 이러한 비용 항목에 대해서도 연도별 산정이 가능하다.³⁾ 본 연구에서는 METER의 전환부문 모형을 활용하여 시나리오별로 연도별 발전설비 구성, 발전량 믹스 경로, 온실가스 배출량 경로, 배출원단위 경로 등의 결과를 도출할 예정이다.

METER 전환부문 모형의 현재 버전은 발전 연료 총 13개 연료, 기술은 총 263개 기술이 반영되어 있다. 세부적으로는 ESS와 수전해 기술, 수소가스터빈 등을 포함한 신재생에너지 관련 기술 15가지, 석탄발전 50기, 원자력 발전 30기, LNG발전 56기, 유류 10기, 열병합발전 5가지, CCS 4가지, retrofit 발전소 93기로 총 263개 기술이다. 석탄화력, 원자력, 가스복합과 같은 전통에너지원의 경우 발전기 단위의 열효율, 준공연도, 수명, 투자비 등의 정보를 반영하고 있다. 신재생에너지원과 열병합발전 기술, 기타 기술의 경우 기술 종류별 특성 데이터를 반영하여 모형화되어 있다(Jeong et al., 2022).

2050년 탄소중립 시나리오 경로를 분석하기 위해서는

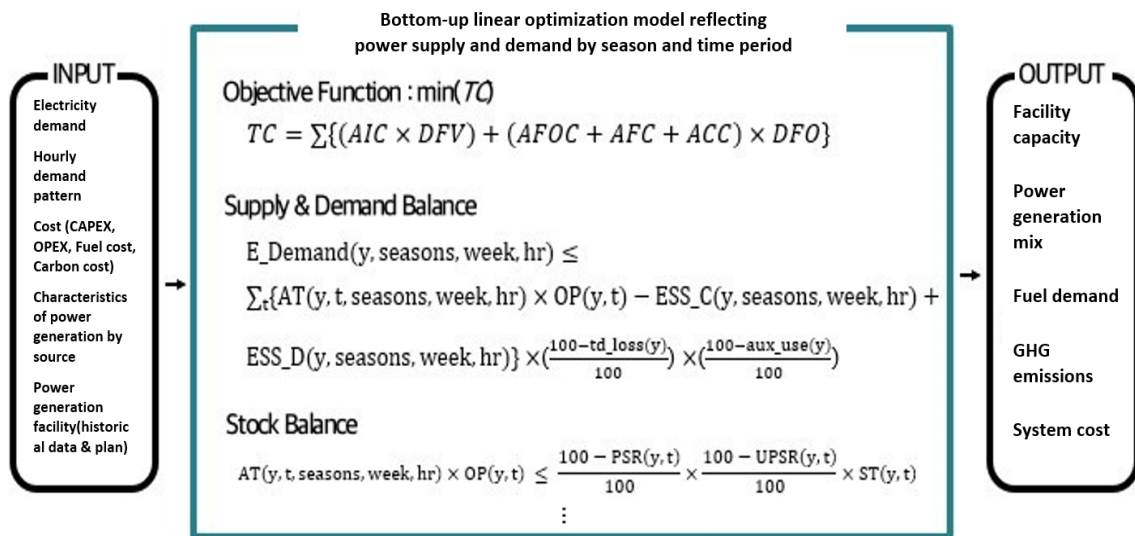


Fig. 1. Structure of the METER21-Power

Source: Jeong et al.(2022)

- 1) METER 모형 설명은 Jeong et al.(2022)을 기반으로 작성하였다.
- 2) Fig. 1의 약어에 대한 설명은 부록의 Appendix 1을 참조하라.
- 3) 모형의 기본적인 수식에 대한 설명은 Ahn and Jeon (2019)을 참조하라.

재생에너지의 간헐성을 반영하는 모형화가 필수적이다. 탄소중립으로 진행되는 과정에서 재생에너지가 점차 중심적인 전원이 될 것이고, 재생에너지의 간헐성 문제는 더 부각될 것이기 때문이다. METER의 전환부문 모형은 연도별로 시간 단위⁴⁾ 전력수급을 모형화한다. 시간 단위 모형화를 통해 재생에너지의 시간별 간헐성을 발전에 반영할 수 있고, 이에 대처할 수 있는 수단으로 양수발전과 ESS와 같은 에너지저장장치도 모형에 포함되어 있다. 또한 2030 NDC 상향안과 2050 탄소중립 시나리오에서 포함하고 있는 수소 전소가스터빈 기술, LNG/수소 혼소, 석탄/암모니아 혼소 등의 기술도 포함하고 있다.⁵⁾

3.2. 시나리오 정의

본 연구에서 분석하는 시나리오는 세 가지이다. 첫 번째와 두 번째 시나리오는 2050 탄소중립 시나리오의 A안과 B안이다. 세 번째 시나리오는 현 정부의 원전 확대 정책을 반영하는 시나리오다. 편의상 각각의 시나리오를 A, B, C 시나리오로 명명한다. A 시나리오와 B 시나리오의 2050년 월별 발전량은 2050 탄소중립 시나리오에서 제시

한 대로 Table 1의 A안과 B안의 구성을 각각 재현한다. C 시나리오의 2050년 믹스는 사전적으로 정하지 않고 B 시나리오의 2050년 믹스에 현 정부의 원자력 확대 정책을 반영하고 나머지 전원의 믹스는 2050년 탄소중립의 제약 하에 모형의 최적화 과정을 거쳐서 도출되도록 하였다.

2030년의 시나리오 A와 B의 발전량 믹스는 2030년 NDC 상향안의 믹스를 재현하도록 하였고, C 시나리오에는 2022년 11월에 발표된 10차 전기본 초안의 내용을 반영하였다. Table 2는 A, B 시나리오와 C 시나리오의 2030년 발전량 믹스를 보여 주고 있다. C 시나리오는 A, B 시나리오에 비해 원자력 발전의 비중이 2030년에 8.5%p 높고 재생에너지의 비중이 8.6%p 낮다. C 시나리오는 고리 2~4호기, 월성 2~4호기, 한빛 1~6호기, 한울 1~6호기의 수명을 40년에서 60년으로 연장하는 정책을 포함하고 있고, 고리 2~4호기, 월성 2호기, 한빛 1~2호기에 대해서는 수명 연장을 위한 가동 중지 기간 1~4년을 반영하고 있다. 전문가 자문에 따라 수명 연장을 위한 원전 계속운전 투자비는 경수로 기준 신규 건설비의 25%를 반영하였다. 신한울 3, 4호기는 10차 전기본 실무안(22.08)에 따라 각각 2032,

Table 1. Power generation mixes of A and B scenarios in 2050

(Unit: TWh)

Scenario	Nuclear	Coal	LNG	Renewable	Fuel Cell	NEA Supergrid	Carbon free gas turbine	By-product gas	Total	Emissions (MtCO ₂ eq.)
A	76.9	0	0	889.8	17.1	0	270	3.9	1257.7	0
	6.1%	0%	0%	70.8%	1.4%	0%	21.5%	0.3%	100%	
B	86.9	0	61	736	121.4	33.1	166.5	3.9	1,208.8	20.7
	7.2%	0%	5.0%	60.9%	10.1%	2.7%	13.8%	0.3%	100%	

Source: Korean government (2021a)

Table 2. Power generation mixes of A, B and C scenarios in 2030

(Unit: TWh)

Scenario	Nuclear	Coal	LNG	Renewable	Ammonia	Pumping · Others	Total	Emissions (MtCO ₂ eq.)
A, B	146.4	133.2	119.5	185.2	22.1	6	612.4	149.9
	23.9%	21.8%	19.5%	30.2%	3.6%	1.0%	100%	
C	32.4%	19.7%	22.9%	21.6%	2.1%	1.3%	100%	149.9

Source: Korean government (2021b)

4) 8,760시간(1년)을 모두 다 모형화하면 필요 계산량이 너무 많아지므로 특성이 유사한 시간대별로 유형화하여 모형에 반영하였다. METER의 현재 버전에서는 8,760시간을 봄, 여름, 가을, 겨울의 4계절(4), 주중, 주말(2), 하루 24시간(24)에 따라 나눈 총 192개 타임슬라이스 단위에 대해 최적화를 구현한다(Jeong et al., 2022).

5) METER 모형의 특징에 대해서는 Ahn and Jeon (2019)의 p.204-205를 참조하라. 단, Ahn and Jeon (2019)에서 다루는 모형 버전은 2019년 버전임을 유의해야 한다.

2033년에 전력 체계에 들어오는 것으로 가정하였으며, 건설비의 실질 가격은 신고리 3, 4호기와 같다고 전제하였다.

3.3. 기타 주요 전제

유연탄, LNG 등의 화석연료 가격은 전통에너지원의 변동비를 좌우하는 주요한 요인이다. 과거 연료 가격은 전력거래소 전력통계정보시스템(EPSSIS)의 연료별 열량단가로 반영하고, 2022년 하반기부터 2024년까지 연료 가격에는 미국 에너지관리청(U.S. Energy Information Administration: EIA)의 단기에너지전망 추이를 적용하였다(EIA, 2021). 이후에는 2022년 상반기 고유가 상황을 반영하여 2017년 하반기부터 2022년 상반기까지 최근 5년간의 연료별 연평균 가격이 2050년까지 유지되는 것으로 가정하였다(Jeong et al., 2022). 2030 상향 NDC 목표 및 2050 탄소중립 목표달성에 주요한 역할을 하는 신 연료인 수소와 암모니아는 정부 목표 및 국제 연구기관의 전망치를 근거로 반영하였다. 일본 정부는 암모니아-석탄 혼소 목표에 따라 발전용 암모니아의 공급 비용을 2030년에 입방미터당 20엔대 수준에서 10엔대 후반 수준으로 낮출 예정이다(일본 암모니아 연료 도입 민관협의회, 2021). 본 연구에서는 일본 정부의 목표를 참고하되 더 적극적인 정책이 적용될 것을 전제하여 현재 수준에서 1/2까지 하락하는 것으로 가정하였다. 그린수소 가격은 IEA (2019), IEA (2020), ICCT (2020), Bloomberg NEF (2020) 등 국외 연구기관의 전망치를 참고하되 수소경제 활성화 로드맵과 KEEI and MOTIE (2020)의 그린수소 공급 목표가격을 선형 및 로그선형 보간법으로 전망하여 반영하였다(Jeong et al., 2022). Fig. 3은 2050년까지의 수소와 암모니아 가격 전제를 보여 준다. 2017~2021년 기간의 수소 가격은 암모니아 가격보다 평균 1.5배 높게 나타났고, 2022년 이후에도 수소 가격이 더 높은 것으로 전망되었다.

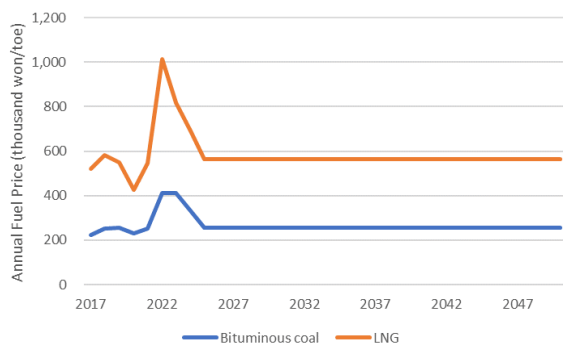


Fig. 2. Coal and LNG price assumptions

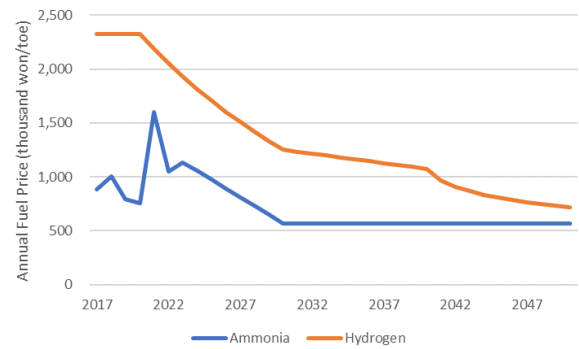


Fig. 3. Hydrogen and ammonia price assumptions

A와 B 시나리오의 전력수요는 제9차 전력수급기본계획에 수록된 목표수요 전망을 2025년까지 활용하고 이후 2030년 NDC 상향안의 2030년 전력수요 567 TWh에 맞추어 선형적인 증가를 가정하였다. 2034년까지는 2026년부터의 거의 선형적인 증가 추세가 유지되는 것으로 가정하고, 이후에는 2050 탄소중립 시나리오에 따라 A와 B 시나리오의 필요 발전량이 1,257.7 TWh와 1,208.8 TWh가 되도록 송배전 손실율을 고려하여 2050년의 수요량을 설정하고, 이 수요량까지 연평균 증가율이 같도록 전력수요 경로를 설정하였다(Jeong et al., 2022). C 시나리오는 10차 전기본 초안의 2030~2036년 목표수요 기준 전력소비량을 반영하고 그 이후는 탄소중립 B안의 2050년 전력수요까지 증가하는 것으로 가정하였다. Fig. 4는 세 가지 시나리오의 전력수요 전제를 보여 주고 있다.

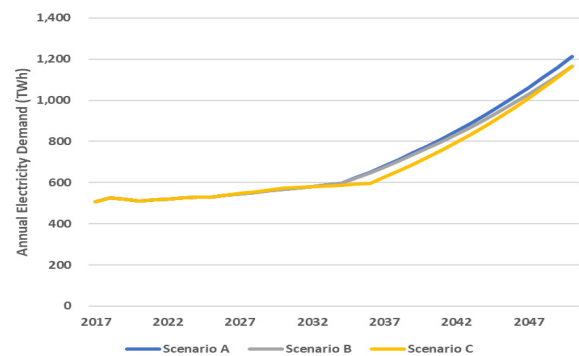


Fig. 4. Electricity demands until 2050 by scenario

본 분석에서 탄소비용은 외생변수로서 입력되며 유상할 당 비율을 반영하여 급진순위에 반영되는 실질 탄소비용을 의미한다. 탄소중립 시나리오의 탄소비용은 IEA (2021) SD 시나리오와 NetZero 시나리오의 탄소가격 전망을 바탕으로

하되 국내 배출권거래제 제1차~3차 계획기간의 전환부문 유상할당 비중을 고려하였다(Jeong et al., 2022). 이후 탄소 중립 시나리오별 전제(목표년도 배출량, 발전량 믹스)에 따라 적절한 탄소비용 경로를 찾는 방식으로 Fig. 5처럼 반영하였다.

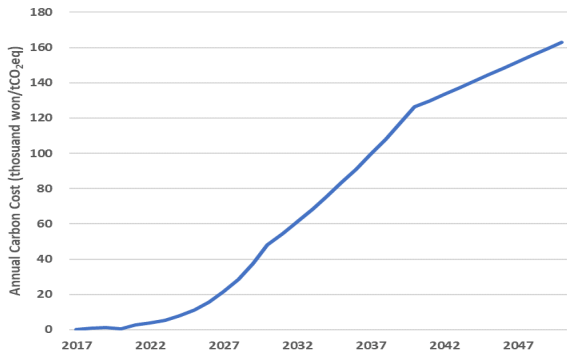


Fig. 5. Carbon price assumption

4. 분석 결과

4.1. 시나리오별 발전량 믹스 경로

Fig. 6, Fig. 7, Fig. 8은 A, B, C 시나리오별 2050년까지의 발전량 믹스 경로를 보여 주고 있다. 각 그림에서 맨 밑에서부터 원자력, 석탄, 암모니아 혼소, 석유, LNG, LNG CCS (B, C 시나리오의 경우), 수소 혼소, 수소가스터빈, 태양광, 육상풍력, 해상풍력, 연료전지, 기타 등의 순서이다. B 시나리오에서는 LNG CCS가 도입됨에 따라 A 시나리오에 비해 LNG 연료의 사용이 더 오래 유지되는 경향을 보인다. 이러한 경향은 수소전소터빈의 도입 및 발전량 증가가 늦어지는 데 영향을 끼치고 있다. 모든 시나리오에서 태양광 발전이 2030년 대비 2050년에 발전량 기준으로 약 5배 증가하며, 수소전소터빈은 수소 가격이 약 2,600원/kg 이하로 전망되는 2040년대 초반부터 도입되는 것으로 나타난다.

석탄발전의 비중은 A, B 시나리오에서는 꾸준히 감소하고, C 시나리오에서는 A, B 시나리오에 비해 더 빨리 석탄 발전량이 줄어드는 경향을 보인다. C 시나리오에서 2034년 이후 전력 수요가 빠르게 증가할 때 일시적으로 석탄발전량이 증가하기는 하지만, 전체적으로 석탄발전량의 비율이 A, B 시나리오에 비해 미약하다. C 시나리오에서는 다른 시나리오에 비해 원전이 확대되는데, 기저 전

원 역할을 하는 석탄발전이 다른 전원에 비해 상대적으로 원전 확대의 영향을 크게 받는 것으로 해석할 수 있다.

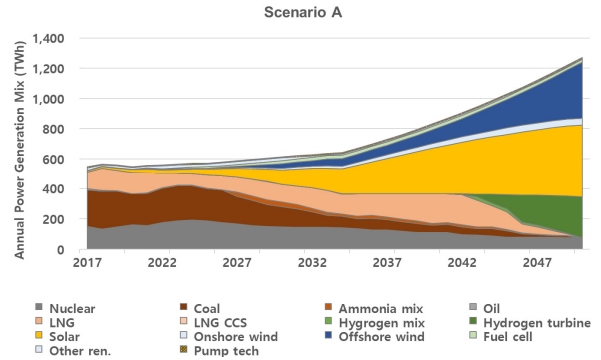


Fig. 6. Power generation mix of scenario A

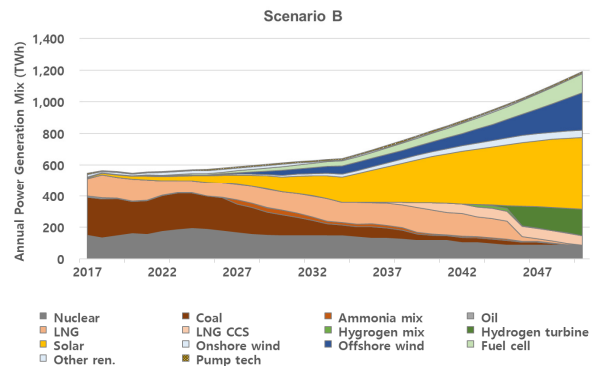


Fig. 7. Power generation mix of scenario B

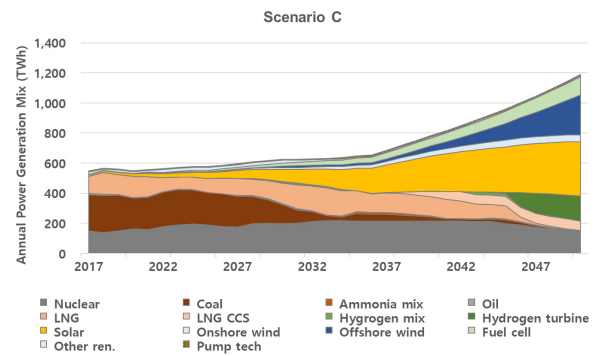


Fig. 8. Power generation mix of scenario C

모든 시나리오에 석탄 암모니아 혼소가 포함되어 있는데, 이는 정부 정책을 반영하기 위해 암모니아의 가격을 시장가격보다 낮게 설정한 결과이다. Fig. 2의 가격을 모형에 반영하면 석탄 암모니아 혼소는 경제성이 높지 않아 모형 내에서 채택되지 않는다. 하지만 현재 정부의 계획

Table 3. Power generation mix of scenario C in 2050

Scenario	Nuclear	Coal	LNG	Renewable	Fuel Cell	NEA Supergrid	Carbon free gas turbine	By-product gas	Total	Emissions (MtCO ₂ eq.)
	C	153.5	0.0	61.0	674.4	120.6	33.1	166.4	3.9	
	12.7%	0.0%	5.0%	55.6%	9.9%	2.7%	13.7%	0.3%	100.0%	

(Unit: TWh)

Source: authors' calculation

에서는 석탄 암모니아 혼소가 포함되어 있기 때문에 시장 가격보다 낮은 가격을 반영하고 그 차액은 정부가 지원하는 것으로 가정하였다. 암모니아에 대한 가격 지원이 없고 그에 따라 석탄 암모니아 혼소가 진행되지 않으면 세 가지 시나리오 모두에서 석탄 발전은 2040년을 전후로 발전을 멈추게 된다.

C 시나리오는 A, B 시나리오에 비해 2050년에도 원자력의 비중이 높은 것을 Fig. 8을 통해 확인할 수 있다. 기존 원자력 발전소의 수명 연장과 신한울 3호기, 4호기 건설 재개의 영향이 반영된 결과이다. 현재의 원전 확대가 반영되면 2050년 원자력의 비중은 C 시나리오에서 12.7%이다. C 시나리오의 2050년 재생에너지 비중은 55.8% 정도로 도출되었다. B 시나리오에 비해 원자력의 비중이 5.5%p 상승하고, 재생에너지의 비중이 5.1%p 감소하였다. 장기적으로 원자력의 비중이 늘어난 만큼 재생에너지의 비중이 감소하였다고 볼 수 있다. Table 3은 C 시나리오의 2050년 발전량 믹스를 보여 주고 있다.

4.2. 시나리오별 발전원별 설비용량

Fig. 9, Fig. 10, Fig. 11은 2050년까지의 시나리오별 발전설비 구성을 10년 단위로 보여 주고 있다. 설비용량은 전력수요가 증가하고 재생에너지 발전량이 증가함에 따라 모든 시나리오에서 큰 폭으로 증가한다. A 시나리오에서는 2020년 설비용량 대비 2050년에 4.64배가 증가하며, B 시나리오에서는 4.05배가 증가한다. C 시나리오에서는 원전이 상대적으로 확대되기 때문에 재생에너지와 ESS에 대한 신규 설비 투자가 상대적으로 덜 이뤄져 2050년 설비용량이 2020년 설비용량 대비 3.6배 증가한다. ESS 설비 요구도는 재생에너지 발전 비중 순서에 따라 A 시나리오, B 시나리오, C 시나리오 순으로 높다. 특히 C 시나리오에서는 재생에너지 발전 비중이 감소한 2030년부터 ESS 설비 요구도가 A 시나리오와 B 대비 현저히 낮은 것으로 나타난다.

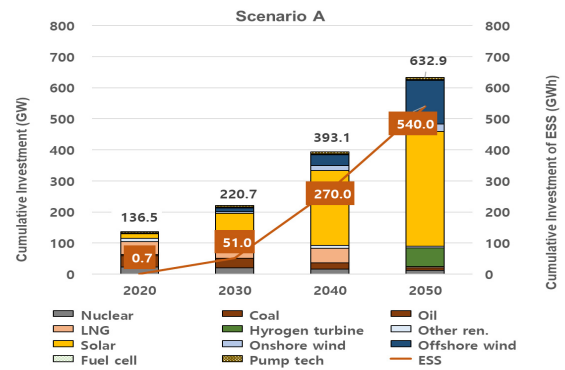


Fig. 9. Cumulative investment of scenario A

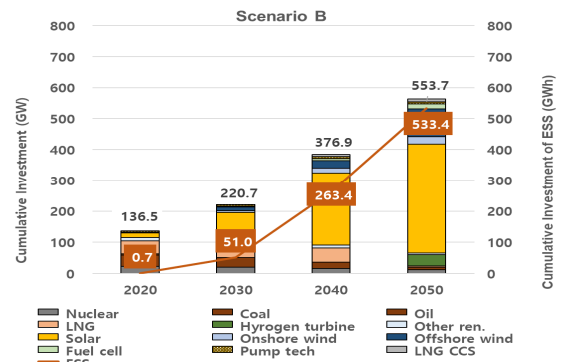


Fig. 10. Cumulative investment of scenario B

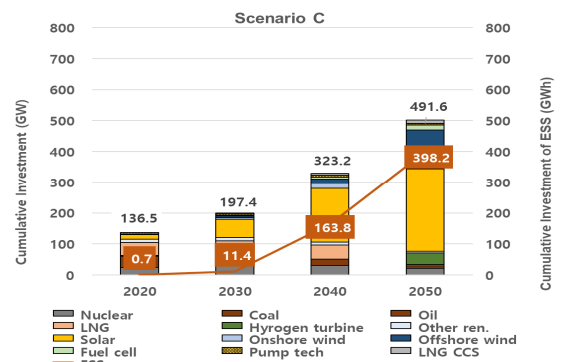


Fig. 11. Cumulative investment of scenario C

4.3. 시나리오별 화석에너지 및 신에너지 소비량

화석에너지와 신에너지 소비량 합계는 모든 시나리오에서 2040년경까지 감소하는 경향을 보인다. A, B 시나리오에서는 2030년에 유연탄과 LNG에 이어 암모니아 소비량이 큰 것으로 나타난다. C 시나리오에서는 A 시나리오와 B 시나리오의 2030년 암모니아 발전 비중 대비 무탄소 발전 비중이 감소함에 따라 암모니아 소비량 또한 감소하는 것으로 나타난다. 2040년에는 원자력 발전 비중이 가장 큰 C 시나리오에서 유연탄과 LNG 소비량이 감소하여 화석에너지와 신에너지 소비량이 가장 적게 나타난다. A 시나리오의 재생에너지 발전 비중이 높음에도 불구하고 LNG CCS가 도입되지 않아 2030년대 후반부터 B 시나리오와 C 시나리오 대비 유연탄 소비량이 늘어나는 경향을 보인다.

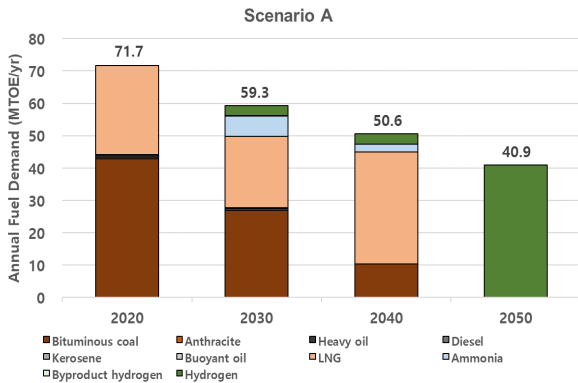


Fig. 12. Demand for fossil fuel and new energy of scenario A

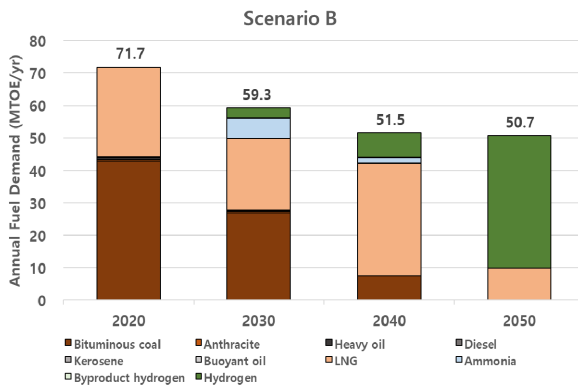


Fig. 13. Demand for fossil fuel and new energy of scenario B

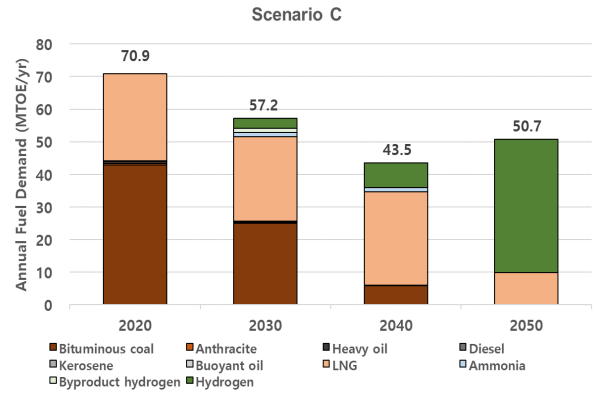


Fig. 14. Demand for fossil fuel and new energy of scenario C

2050년에는 모든 시나리오에서 그린 수소가 전환부문 에너지소비량의 주를 이룬다. 수소 소비량은 모든 시나리오에서 2050년에 2030년 대비 13배가량 증가하여 40.9 MTOE가 요구될 것으로 전망된다. B 시나리오와 C에서는 LNG CCS가 도입됨에 따라 LNG 소비가 지속되어 2050년에는 약 9.8 MTOE가 소비되는 것으로 나타난다.

4.4. 시나리오별 온실가스 배출량 및 배출원단위 경로

Fig. 15는 시나리오별 온실가스 배출량 경로를 보여주고 있다. 전체적으로 A 시나리오의 배출량이 높고, B 시나리오, C 시나리오 순이다. B 시나리오에서는 LNG CCS가 도입되어 2030년대부터 CCS를 통해 배출량 감축이 가능하기 때문이다. Fig. 15에서 점선은 CCS가 포집하는 이산화탄소의 양까지 포함한 온실가스 배출량 경로를 나타낸다. A 시나리오에서는 2034년 이후 전력 수요 증가를 충족하되 배출량을 감축하기 위한 수단으로 재생에너지 설비의 확충만이 전력공급 대안으로 제공되기 때문에, 배출량 0을 달성해야 하는 2050년에 이르기 전까지는 화력발전 운전 에 따른 배출량이 타 시나리오 대비 많은 것으로 나타난다. C 시나리오의 경우 2030년 이전에 일시적으로 타 시나리오 대비 온실가스 배출량이 높게 나타나는데, 이는 해당 기간에 재생에너지 발전 비중과 무탄소 발전 비중이 타 시나리오 대비 낮아 화력발전을 더 많이 활용하는 데 기인하는 온실가스 배출량이 원자력 발전 비중 확대에 의한 배출량 감소분보다 더 많기 때문이다. 이 외의 기간에는 대체로 C 시나리오의 온

6) 배출량 및 배출원단위 경로의 구체적인 수치는 부록에 표로 제시되어 있다.

실가스 배출량이 타 시나리오 대비 가장 낮게 나타난다. 모든 시나리오가 2030년대 중반까지와 2040년대 중반 이후 빠른 배출량 감소가 나타나고 2030년대 중반부터 2040년대 중반까지는 상대적으로 낮은 배출량 감소의 경향을 보이고 있다.

온실가스 배출량을 발전량으로 나눈 온실가스 배출원단위와 전력 소비량으로 나눈 온실가스 배출원단위 모두 온실가스 배출량 경로와 마찬가지로 2031년 이후 C 시나리오에서 대체로 가장 낮게 나타난다. A 시나리오의 경우 전반적으로 재생에너지 발전 비중이 높음에도 불구하고 전력수요가 급증하는 2034년 이후 구간에서 재생에너지 설비 외에는 온실가스 배출량을 감축할 대안이 제공되지 않아 화력발전으로 인한 배출량이 늘어나 배출원단위가 타 시나리오 대비 높게 나타난다. 그럼에도 경로 전반에 걸쳐 배출원단위는 지속적으로 개선된다. C 시나리오는 재생에너지 발전 비중이 시나리오 중 가장 낮으나 B 시나리오에서처럼 LNG CCS가 도입되는 동시에 원자력 발전 비중의 증가로 인하여 전력수요가 증가하는 구간에서도 가장 낮은 배출원단위를 나타낸다.

본 분석에서 2022년 기준 국가 배출원단위는 발전단 기준과 사용단 기준으로 각각 0.39 tCO₂eq./MWh, 0.42 tCO₂eq./MWh로 나타났다. 이러한 국가 배출원단위 하에서 연소시설에서 소비하는 화석연료를 전력으로 전환하는 것은 배출량을 증가시킨다. 예를 들어 효율이 90%인 LNG 보일러로 0.9 TJ의 열을 생산하는 데 LNG가 1.0 TJ 필요하며 이는 56.1 tCO₂eq.의 온실가스를 배출한다. 이를 동일 효율의 전기보일러로 대체할 경우 동일한 양의 열을 생산하는 데 전력이 278 MWh 요구되며, 여기에 현행 사용단 기준 배출계수인 0.42 tCO₂eq./MWh를 적용하면 온실가스는 116.8 tCO₂eq. 배출된다. 따라서 현행 배출계수 수준에서는 연소시설의 전력화에 따른 감축 효과를 기대할 수 없다. 본 분석에서는 발전단 기준의 온실가스 배출원단위가 2032년경에 이르면 시나리오 B와 시나리오 C에서 0.2 tCO₂eq./MWh 이하로 낮아지고, 사용단 기준으로는 2032년에 시나리오 C의 온실가스 배출원단위가 0.2 tCO₂eq./MWh 수준으로 낮아지는 것으로 나타난다. 만약 이를 앞의 예시에 적용할 경우 열 생산으로 인한 배출량은 55.6 tCO₂eq.로 감소하여 연료 전환에 따른 감축 효과를 얻을 수 있다. 수송부문의 경우 기존 휘발유차나 경유차는 내연엔진에서 상당한 에너지 손실이 발생하여 효율이 낮지만 전기차는 상대적으로 손실이 덜

발생하고 효율이 높아 현행 배출계수 수준에서도 전력화를 하는 것이 온실가스 감축에 기여할 수 있다. 그러나 열 생산 부문에서 전력화가 온실가스 감축 효과를 얻을 수 있는 시점은 본 분석에 따르면 2032년 이후일 것으로 판단된다.

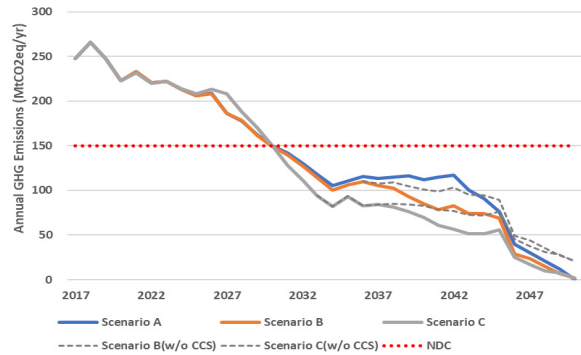


Fig. 15. GHG emissions by scenario

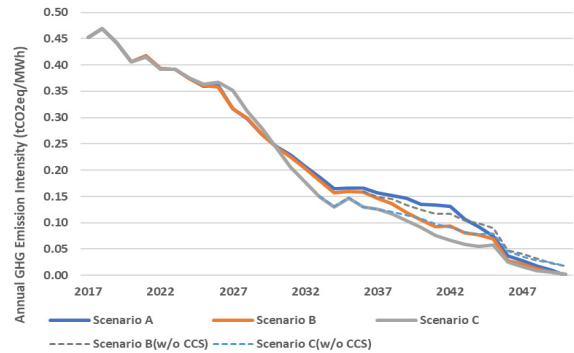


Fig. 16. GHG emission intensity per electricity generation by scenario

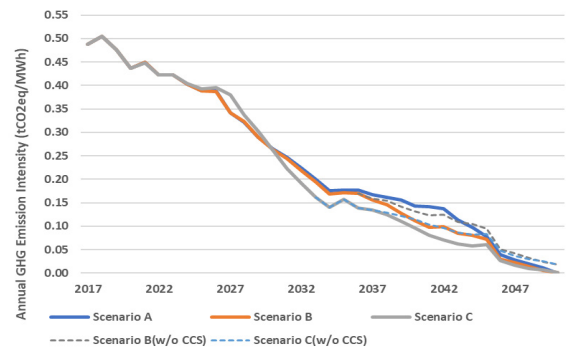


Fig. 17. GHG emission intensity per electricity consumption by scenario

5. 결론

본 논문에서는 세 가지 2050 탄소중립 시나리오를 정의하고, 시나리오별 발전량 믹스, 발전설비 구성, 연료사용량, 온실가스 배출량 및 배출원단위 경로 등에 대해 분석하였다. A와 B 시나리오는 지난 정부에서 발표된 2050 탄소중립 시나리오와 2030 NDC 상향안을 재현한 시나리오이고 C 시나리오는 현 정부의 원전확대 정책을 반영한 시나리오이다. 기존에 정부에서 발표한 시나리오는 2050년과 2030년 모습만 담고 있는데, 본 연구에서는 연도별 경로를 도출하였다는 것이 큰 의의라고 할 수 있다. 여러 가지 지표에 대한 경로를 도출한 결과 여러 가지 의미 있는 결과를 도출하였다.

첫째, 원전 확대가 적용된 C 시나리오의 2050년 원전과 재생에너지의 비중은 각각 12.7%, 55.8%가 될 것으로 전망된다. 기존의 B 시나리오에 비해 원자력의 비중이 5.5%p 상승하고, 재생에너지의 비중이 5.1%p 감소하는 것이다. 둘째, 설비용량 증대는 재생에너지 비중에 비례하지는 않지만 연관성이 높은 것으로 나타났다. 2020년 설비용량 대비 A, B, C 시나리오는 2050년에 각각 4.64배, 4.05배, 3.6배 증가하는 것으로 나타났다. 셋째, 누적배출량 측면에서는 CCS가 배제된 A 시나리오의 배출량이 가장 높았다. A 시나리오는 2050년 재생에너지의 비중은 가장 높음에도 불구하고 중간 경로에서 CCS를 사용하지 못함으로써 중간 경로의 배출량이 다른 시나리오보다 높았다. CCS의 저장공간과 경제성을 확보할 수 있다면, 탄소중립을 위해서는 일정 정도 역할이 필요함을 알 수 있다. 넷째, 온실가스 배출원단위는 2050년에 0에 이를 때까지 시나리오별로 약간의 차이는 있지만, 거의 선형에 가깝게 감소한다. 이때 최종에너지수요 부문의 전력화를 안심하고 할 수 있는 시기는 사용단 기준 배출원단위가 0.2 tCO₂eq./MWh 이하가 되는 2032년 이후부터라고 할 수 있다.

본 연구는 최근 정부의 정책을 반영한 시나리오를 설정하고 전환부문의 여러 가지 지표의 연도별 경로를 도출하였다는 데 의의가 있지만, 몇 가지 한계점도 존재한다. 첫째, 전환부문만의 모형만을 가지고 분석하였기 때문에 다른 최종에너지 소비 부문과의 통합적인 분석이 이루어지지 않은 것이 한계점이라고 할 수 있다. 둘째, 시간대별 전력수요의 패턴을 2017년 실적을 사용하였고 그 패턴이 미래에도 유지된다고 가정하였는데, DR (Demand Response)이나 부문연결(sector coupling)을 통해 전력부하 패턴이 바뀔 가능성이 있다. 이러한 부분에 대해서는 본 연구에서 반영

하지 못하였다. 셋째, 본 연구에서 연료가격과 재생에너지 투자비 하락, 공급설비의 확률적 제약 상황 등 여러 가지 불확실성이 있는데, 그러한 불확실성을 충분히 고려하지는 못하였다. 넷째, 전환부문에서 아직 상용화 단계에 있지 않은 신에너지원의 가격 현황과 전망에 대한 데이터가 부족한 실정이므로 더욱 면밀한 검토가 필요하다. 향후 연구는 이러한 한계점을 보완하는 방향으로 진행됨이 바람직한 것으로 보인다.

사사

본 성과는 환경부의 재원을 지원받아 한국환경산업기술원 "신기후체제 대응 환경기술개발사업"의 연구개발을 통해 창출되었습니다(2022003560011).

References

- Ahn YH. 2017. 2050 Low Carbon Economy Vision (in Korean with English abstract). National Research Council for Economics. Sejong, Korea: Humanities and Social Sciences. Policy Report 17-13-01.
- Ahn YH, Jeon W. 2019. Power sector reform and CO₂ abatement costs in Korea. *Energy Policy*. 131(May):202-214. doi:10.1016/j.enpol.2019.04.042.
- Jeong H, Ahn YH, Yeo Y. 2022. A Study on Carbon Neutral Implementation Paths and Social Costs and Benefits in the Power Sector. Seoul, Korea: National Assembly Futures Institute. Policy Report.
- Bloomberg NEF. 2020. Hydrogen Economy Outlook. <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>.
- BP. 2022. BP Energy Outlook 2022 edition. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2022.pdf>
- EIA. 2021. Short-Term Energy Outlook.
- ICCT. 2020. Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe. https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/06/final_icct2020_assessment_of_hydrogen_production_costs-v2.pdf.
- IEA. 2019. The Future of Hydrogen. <https://iea.blob>

- core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf.
- IEA. 2020. G20 Hydrogen report: Assumptions. https://iea.blob.core.windows.net/assets/29b027e5-fefc-47df-aed0-456b1bb38844/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex_CORR.pdf.
- IEA. 2021. Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.
- IEA. 2022. World Energy Outlook 2022. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>.
- IPCC. 2022. Climate Change 2022 - Mitigation of Climate Change - Working Group III. https://report.ipcc.ch/ar6/wg3/IPCC_AR6_WGIII_Full_Report.pdf.
- IRENA. 2022. World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathways. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Mar/IRENA_World_Energy_Transitions_Outlook_2022.pdf?rev=353818def8b34effa24658f475799464.
- Jeong YS, Kim TH. 2019. Estimation and feature of greenhouse gas emission in building sector by national energy statistic (in Korean with English abstract). *J Archit Inst Korea Struct Constr.* 35(7):187-195.
- Ji CY, Choi MS, Gwon OI, Jung HR, Shin SE. 2020. Greenhouse gas emission from building sector based on national building energy database (in Korean with English abstract). *J Archit Inst KOREA Struct Constr.* 36(4):143-152.
- KEEI, MOTIE. 2020. Research on establishing a roadmap for revitalizing the hydrogen economy. Seoul: Jinhan M&B.
- Korean government. 2021a. 2050 Carbon Neutrality Scenario.
- Korean government. 2021b. Enhanced Update of 2030 Nationally Determined Contribution (NDC).
- Larson E, Greig C, Jenkins J, Mayfield E, Pascale A, Zhang C, Drossman J, Williams R, Pacala S, Socolow R, Baik E, Birdsey R, Duke R, Jones R, Haley B, Leslie E, Paustian K, Swan A. 2020. Net-Zero America: Potential Pathways, Infrastructure, and Impacts Report. https://netzeroamerica.princeton.edu/img/Princeton_NZA_Interim_Report_15_Dec_2020_FINAL.pdf.
- McKinsey & Company. 2020. Net-Zero Europe.
- Park NB. 2022. Comparative Analysis and Implications of Studies on Korea's 2050 Carbon-Neutral Scenario (in Korean with English abstract). *J Clim Chang Res.* 13(5):689-704. doi:10.15531/kscer.2022.13.5.689.
- Tsiropoulos I, Nijs W, Tarvydas D, Ruiz Castello P. 2020. Towards net-zero emissions in the EU energy system by 2050. https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC118592/towards_net-zero_emissions_in_the_eu_energy_system_-_insights_from_scenarios_in_line_with_2030_and_2050_ambitions_of_the_european_green_deal_on.pdf.
- United States Department of State. 2021. The Long Term Strategy of the United States: Pathways of Net-Zero Greenhouse Gas Emissions by 2050. <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2021/10/US-Long-Term-Strategy.pdf>.
- 燃料アンモニア導入官民協議会. 2021. 燃料アンモニア導入官民協議会 中間取りまとめ. https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/nenryo_anmonia/pdf/2020208_1.pdf.

부록

Appendix 1. Definition of variables

Variable	Description
TC	Total cost
AIC	Annualized investment cost of generation technology t
AFOC	Annual fixed operation cost of generation technology t
AFC	Annual fuel cost of generation technology t
ACC	Annual carbon cost of generation technology t due to CO ₂ emission p
DFV	Discount factor for investment cost in the year y
DFO	Discount factor for operation cost in the year y
AT	Activity rate of generation technology t in year y
OP	Output per unit activity of generation technology y in year y
ST	Generation Capacity of generation technology t in year y
E_Demand	Electricity demand
ESS_C	Charge amount of ESS
ESS_D	Discharge amount of ESS
td_loss	Transmission and distribution loss factor
aux_use	Auxiliary use ratio
PSR	Planned stopped rate
UPSR	Unplanned stopped rate

Source: Ahn and Jeon (2019)

Appendix 2. GHG emissions by scenario

(Unit: MtCO₂eq.)

Year	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario B (w/o CCS)	Scenario C (w/o CCS)
2017	247.6	247.6	247.5	247.6	247.5
2018	265.8	265.8	263.7	265.8	263.7
2019	247.9	247.9	245.9	247.9	245.9
2020	222.6	222.6	220.9	222.6	220.9
2021	232.6	232.6	231.8	232.6	231.8
2022	220.2	220.2	219.9	220.2	219.9
2023	221.7	221.7	222.0	221.7	222.0
2024	213.0	213.0	213.8	213.0	213.8
2025	206.1	206.2	208.2	206.2	208.2
2026	209.2	208.1	213.5	208.6	214.0
2027	186.5	186.2	208.1	186.7	208.6
2028	177.6	178.5	187.5	179.0	188.0
2029	162.1	161.7	170.2	162.2	170.7
2030	150.0	149.4	150.1	149.9	150.6
2031	141.7	139.9	128.0	140.4	128.5
2032	129.9	127.1	111.0	127.6	111.5
2033	117.9	114.0	93.8	114.5	94.3
2034	105.1	100.1	81.9	100.6	82.4
2035	110.6	106.2	92.9	106.7	93.4
2036	115.2	109.7	82.6	110.2	83.1
2037	113.4	105.7	84.0	107.4	84.5
2038	114.5	102.4	81.4	108.6	84.6
2039	116.1	93.2	76.0	104.3	83.9
2040	111.7	85.2	70.0	101.2	82.7
2041	114.7	78.0	60.6	98.7	78.1
2042	117.3	82.6	56.2	103.3	76.9
2043	100.2	74.3	51.7	95.0	72.4
2044	90.7	73.6	51.0	94.3	71.6
2045	76.0	68.7	55.6	89.4	76.1
2046	39.4	28.7	25.1	49.4	45.8
2047	30.5	23.3	16.9	44.0	37.6
2048	21.1	14.7	9.9	35.4	30.6
2049	12.2	6.6	7.7	27.3	28.4
2050	0.0	2.1	2.1	20.7	20.7

Source: authors' calculation

Appendix 3. GHG emission intensity by scenario

(Unit: tCO₂eq./MWh)

Year	Scenario A (electricity generation-based)	Scenario A (electricity consumption-based)	Scenario B (electricity generation-based)	Scenario B (electricity consumption-based)	Scenario C (electricity generation-based)	Scenario C (electricity consumption-based)
2017	0.45	0.49	0.45	0.49	0.45	0.49
2018	0.47	0.51	0.47	0.51	0.47	0.51
2019	0.44	0.48	0.44	0.48	0.44	0.48
2020	0.41	0.44	0.41	0.44	0.41	0.44
2021	0.42	0.45	0.42	0.45	0.42	0.45
2022	0.39	0.42	0.39	0.42	0.39	0.42
2023	0.39	0.42	0.39	0.42	0.39	0.42
2024	0.37	0.40	0.37	0.40	0.37	0.40
2025	0.36	0.39	0.36	0.39	0.36	0.39
2026	0.36	0.39	0.36	0.39	0.37	0.40
2027	0.32	0.34	0.32	0.34	0.35	0.38
2028	0.30	0.32	0.30	0.32	0.31	0.34
2029	0.27	0.29	0.27	0.29	0.28	0.30
2030	0.24	0.26	0.24	0.26	0.24	0.26
2031	0.23	0.25	0.23	0.24	0.21	0.22
2032	0.21	0.22	0.20	0.22	0.18	0.19
2033	0.19	0.20	0.18	0.19	0.15	0.16
2034	0.16	0.18	0.16	0.17	0.13	0.14
2035	0.17	0.18	0.16	0.17	0.15	0.16
2036	0.17	0.18	0.16	0.17	0.13	0.14
2037	0.16	0.17	0.15	0.16	0.13	0.13
2038	0.15	0.16	0.14	0.15	0.12	0.12
2039	0.15	0.16	0.12	0.13	0.10	0.11
2040	0.14	0.14	0.11	0.11	0.09	0.10
2041	0.13	0.14	0.09	0.10	0.08	0.08
2042	0.13	0.14	0.09	0.10	0.07	0.07
2043	0.11	0.11	0.08	0.09	0.06	0.06
2044	0.09	0.10	0.08	0.08	0.06	0.06
2045	0.07	0.08	0.07	0.07	0.06	0.06
2046	0.04	0.04	0.03	0.03	0.02	0.03
2047	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02
2048	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01
2049	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
2050	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Source: authors' calculation