

총 설

에너지 부문의 탄소중립 달성을 위한 국내외 시나리오 분석 및 기술, 정책현황 고찰

박한샘*[‡] · 안재원**[‡] · 이히은* · 박현준* · 오승석* · Jester Lih Jie Ling** · 이시훈**[†]

*전북대학교 환경에너지융합학과
54896 전라북도 전주시 덕진구 백제대로 567
**전북대학교 에너지자원개발연구소
54896 전라북도 전주시 덕진구 백제대로 567

(2023년 8월 10일 접수, 2023년 9월 9일 수정본 접수, 2023년 9월 9일 채택)

Scenario Analysis, Technology Assessment, and Policy Review for Achieving Carbon Neutrality in the Energy Sector

Han Saem Park**[‡], Jae Won An**[‡], Ha Eun Lee*, Hyun Jun Park*, Seung Seok Oh*, Jester Lih Jie Ling** and See Hoon Lee**[†]

*Department of Environment and Energy, Jeonbuk National University, 567, Baekje-daero, Deokjin-gu, Jeonju-si, Jeollabuk-do, 54896, Korea

**Research Institute for Energy and Mineral Resources Development, Jeonbuk National University, 567, Baekje-daero, Deokjin-gu, Jeonju-si, Jeollabuk-do, 54896, Korea

(Received 10 August 2023; Received in revised form 9 September 2023; Accepted 9 September 2023)

요 약

세계 각국은 지구온난화로 인한 피해가 증가함에 따라 화석연료를 대신해 탄소배출 없이 지속 가능하게 이용할 수 있는 새로운 에너지 자원들을 찾기 위하여 노력하고 있다. 전세계적으로 4차 산업이 고도화되며 전력수요가 급증했고, 상승하는 수요를 충족함과 동시에 온실가스 배출을 줄이기 위해 탄소비중이 적거나 없는 에너지를 이용해 안정적인 전력수급체통을 확보하려는 움직임이 커지고 있다. 본 총설에서는 해외 탄소중립 시나리오와 화력발전 잔존여부에 따라 2가지 시나리오인 혁신, 안전으로 분류하여 정부의 탄소저감 목표를 비교 및 분석하였다. 또한, 국내 시나리오의 경우 10차 전력수급기본계획의 전력수요 전망 및 온실가스 배출 현황을 연계하여 이를 토대로 탄소저감의 주축이 되는 에너지 분야인 전환, 수소, 수송, 탄소포집 및 활용 부문에서의 핵심 기술 동향 및 정부 주도의 정책흐름을 정리하여 탄소중립기술의 현황을 기술했다. 또한, 해외 시나리오 분석에서 시사되었던 에너지 분야의 주요 변화를 반영하여 국내 탄소저감 전략의 방향을 제시하였다.

Abstract – Countries worldwide are striving to find new sources of sustainable energy without carbon emission due to the increasing impact of global warming. With the advancement of the fourth industrial revolution on a global scale, there has been a substantial rise in energy demand. Simultaneously, there is a growing emphasis on utilizing energy sources with minimal or zero carbon content to ensure a stable power supply while reducing greenhouse gas emissions. In this comprehensive overview, a comparative analysis of carbon reduction policies of government was conducted. Based on international carbon neutrality scenarios and the presence of remaining thermal power generation, it can be categorized into two types: "Rapid" and "Safety". For the domestic scenario, the projected power demand and current greenhouse gas emissions in alignment with "The 10th Basic Plan for Electricity Supply and Demand" was examined. Considering all these factors, an overview of the current status of carbon neutrality technologies by focusing on the energy sector, encompassing transitions, hydrogen, transportation and carbon capture, utilization, and storage (CCUS) was offered followed by summarization of key technological trends and government-driven policies. Furthermore, the central aspects of the domestic carbon reduction strategy were proposed by taking account of current mega trends in the energy sector which are highlighted in international scenario analyses.

Key words: Carbon neutrality, Carbon reduction, Net zero, Energy policy

1. 서 론

국제에너지기구(International Energy Agency, IEA)에서 발표한 에너지 시나리오(Stated Policies Scenario, STEPS)에 따르면, 2030년, 2050년의 전세계 전력수요는 2021년 전력수요(24,700TWh)와

[†]To whom correspondence should be addressed.

E-mail: donald@jbnu.ac.kr

[‡]Co-first author

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

비교하여 각각 24%와 77% 증가한 30,621TWh와 43,672TWh를 기록할 것으로 전망되며[1], 2018년 570.6TWh의 전력을 생산한 대한민국도 2050년에는 1200TWh의 전력을 생산할 것으로 예측되고 있다[2]. 현재 가장 많은 전력을 생산하는 주 에너지원은 화력발전이며, 전력생산 방법에 큰 변화가 생기지 않는 한, 상승하는 전력 수요량을 충족시키기 위해 모든 국가에서 화석연료 사용은 증가할 것이다. 따라서 전력생산 분야의 CO₂ 저감에 대한 요구도 증가할 것이다[3]. 전세계 에너지 소비량의 80%를 차지하는 화석연료는 전력 생산 분야에서도 50% 이상을 차지하고 있으며[4,5], 한국도 이와 비슷하게 전체 발전량의 63%가 석탄과 천연가스가 차지하고 있다[6]. 지속적인 화석연료 사용은 대기 중 온실가스 농도를 증가시켜 지구평균온도의 상승과 이로 인한 이상기후의 심화와 생태계의 지속가능성을 약화시키고 있다. 지속가능한 지구를 위하여 지구평균 온도 상승을 1.5 °C 이내로 제한하기 위하여 세계 각국은 2015년에 파리기후변화협정을 발표하였다[7]. 전세계는 온실가스로 인한 기후변화의 심각성을 인지해 탄소저감 목표를 발표하고 이의 달성을 위한 세부적인 정책을 발표하고 시행하고 있다. 예를 들러, 한국은 파리기후변화협정의 이행을 위하여 2023년 제1차 국가 탄소중립·녹색성장 기본계획을 포함하여 다양한 탄소중립 정책들을 발표하고 시행하고 있다[8]. Jang 등 [9]은 대한민국 정부의 2050 탄소저감 시나리오를 토대로 2022년 발표된 원전확대 정책을 반영한 새로운 시나리오를 제시하였다. 본 논문에서는 원자력 발전을 활용하여 에너지 믹스를 구축한 새로운 시나리오는 2050년 원전과 재생에너지의 비중은 각각 12.7%, 55.8%가 되며 기존의 시나리오 B와 비교했을 때 원자력의 비중이 5.5%p 상승하고, 재생에너지의 비중이 5.1%p 감소함을 전망했고, 설비용량 증대는 재생에너지 비중에 비례하지는 않지만 연관성이 높다는 것을 밝혔으며, 2050년까지 탄소중립 목표에 대한 중간 경로의 배출량을 산정하였다.

Cheon[10]의 연구에서는 각국의 탄소가격제도 도입 및 재생에너지의 발전단가 하락을 고려하더라도 화석연료의 즉각적인 사용중단은 어려울 것이며, 상당기간동안 에너지의 대부분을 화석에너지가 담당할 것으로 전망하였다. 탄소중립을 위해서는 화석에너지 기반의 탄소 에너지를 이용한 발전시스템 및 설비에 CCS를 적용한 저탄소 에너지로의 이동이 요구되며 재생에너지의 변동성에 따른 잉여전력 저장 수단 및 비전기에너지 수요부분을 담당할 수소의 중요성을 말함과 동시에 2050 탄소중립 시나리오의 CCUS를 통한 이산화탄소 감축량을 연간 5,510만톤에서 8,460만톤으로 설정된 만큼 CCS 기술 로드맵의 빠른 수립의 필요성을 강조하였다.

Kong[11]의 연구에서는 탄소중립을 실현하기 위해서는 경제, 산업, 사회전반에 걸친 전환이 요구되고 그중 핵심은 에너지 시스템의 전환이라고 밝혔다. 또한 탄소중립 실현을 위한 에너지시스템 전환은 탈탄소화, 전기화, 그리고 수소화로 정의하였으며, 이러한 에너지시스템의 전환을 효율적으로 구현하기 위해서는 에너지시스템의 통합이 필수적임을 강조하였다. 이어 탄소중립 시대에 통합된 에너지 시스템 하에서 주력 에너지원으로서 신재생에너지가 효율적으로 활용되기 위해서는 신재생에너지의 잠재량 확충, 가격하락과 에너지변환 기술의 확보, 신재생에너지에 대한 에너지시스템의 수용성을 확보하기 위한 전력계통의 대전환 및 그린수소의 확보가 필요하다고 언급하였다.

위와 같이 국내에서 선행된 연구들은 보다 정확한 탄소저감 시나리오를 설정하거나 특정분야의 기술을 소개하는 연구가 대부분이며,

정부의 탄소중립 시나리오에서는 탄소저감 목표량, 국내 온실가스 배출 현황 및 개략적인 정책방향만 제시했을 뿐, 각 부문별 유망 기술이나 정책 현황은 포함되지 않았다. 따라서 본 연구에서는 세계의 주요 기관들에서 발표된 탄소저감 시나리오들의 분석을 통해 미래의 에너지 동향을 검토하였다. 또한 이를 토대로 탄소중립 실현의 중점사항들을 에너지 산업 분야인 발전, 수소, 수송, CCUS 등의 세부 분야에 적용하여 화석연료 발전을 억제함과 동시에 전력수급의 안정성을 높일 수 있는 에너지 수급 기술 및 정책을 제시하였다.

2. 해외 탄소 저감 시나리오

전세계 에너지 믹스의 변화를 분석하기 위하여 전세계 주요 기관들이 발표한 에너지 생산 예측값들을 취합하여 Table 1에 정리하였다. 분석에 사용한 주요 기관들은 국제에너지기구(International Energy Agency, IEA), 미국 에너지 관리청(Energy Information Administration, EIA), 일본 에너지 경제 연구소(The Institute of Energy Economics, Japan, IEEJ), 석유 수출국 기구(Organization of the Petroleum Exporting Countries, OPEC)와 주요 에너지 회사들(British Petroleum, Shell, Equinor, ExxonMobil)이다. 특히 각 기관들이 발표한 에너지 예측을 점진적인 변화(BAU), 혁신(Evolving), 급격한 혁신(Ambitious Climate)로 나누어 정리하였다. 점진적인 변화는 현재 시행되고 있는 주요 정책들로 인한 변화이며 혁신은 온도 상승량을 2 °C 이내로 저감하기 위한 변화이다. 지구의 평균 온도 상승을 1.5 °C 이내로

Table 1. Scenarios by policy intensity

| BAU (Business as usual) | Evolving | Ambitious climate |
|-------------------------|-----------------|-------------------|
| EIA reference [12] | BP evolving[17] | IEA SDS |
| Equinor rivalry [13] | | Shell Sky |
| IEA CPS [14] | Equinor reform | Equinor Renewal |
| IEEJ reference [15] | IEA NPS | |
| OPEC reference [16] | ExxonMobil | |

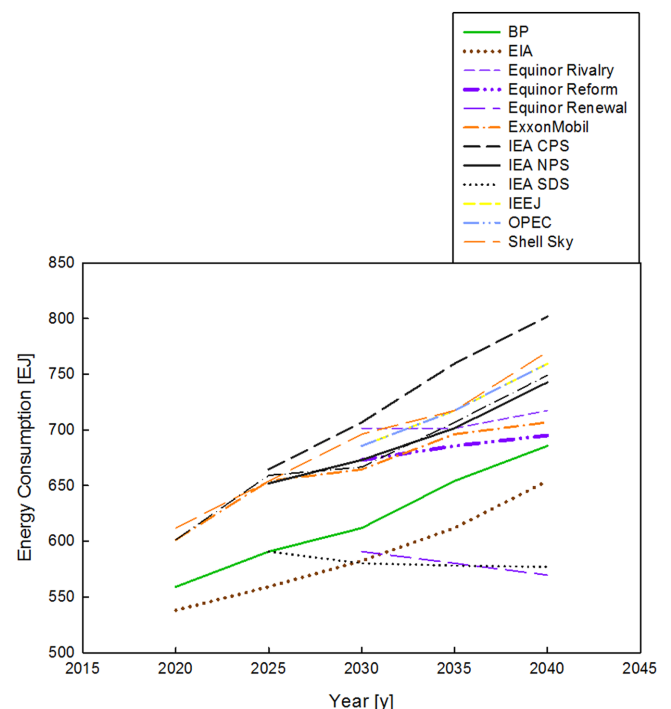


Fig. 1. Main energy consumption of each scenario.

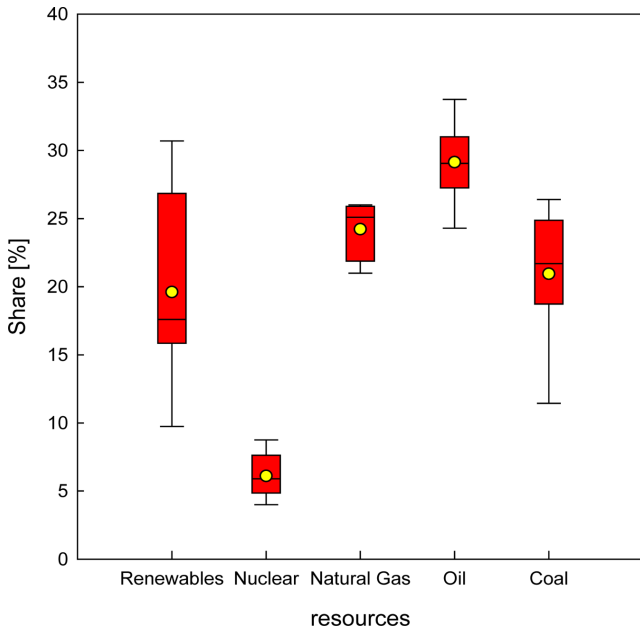


Fig. 2. Energy consumption by resource in 2040.

막기위한 2050 탄소 중립 정책은 급격한 혁신으로 분류하였다. 각각의 시나리오에 따른 에너지 소비량의 변화를 Fig. 1에 나타내었다. 또한 주요 에너지원들의 점유율을 분석한 결과를 Fig. 2에 나타내었다.

Fig. 1을 보면 각 시나리오별 예상 에너지 소비량은 최저 550EJ에서 최대 800EJ까지 넓은 범위로 나타났으며 온실가스 감축 정책들의 실행 여부에 따라서 에너지 소비가 20~30% 감소될 것이라고 분석했다. 또한 각 시나리오에 따라 에너지 소비량을 다르게 예측했지만, 공통적으로 매년 1.0% 정도의 증가추세를 예상했다. 다음으로 각 시나리오의 예측 에너지원별 점유율을 나타낸 Fig. 2를 보면 평균적으로 재생에너지가 20%, 원자력이 7%, 천연가스가 24%, 석유가 27%, 석탄이 20%의 비율을 차지하며 이를 평균 에너지 소비량으로 환산했을 때, 재생에너지가 약 120EJ, 석유가 200EJ, 천연가스가 160EJ, 석탄이 140EJ일 것으로 나타났다. 여기서 주목할 점은 원자력, 천연가스, 석유에 비해 신재생에너지 이용률과 석탄 이용률의 변동폭이 각각 10%~30%와 12%~27%로 상당히 크다는 것인데, 이는 세계 각국의 정책 및 기술이 신재생에너지를 적극적으로 도입함과 동시에 석탄 이용을 축소하는 것에 초점이 맞춰져 있음을 의미하며, 앞으로의 정책 및 기술 실현에 따라 변동될 것임을 보여준다. 대표적으로 BP사의 시나리오를 보면, 발전분야의 석탄 이용이 빠르게 감소하며 특히 OECD 국가들을 중심으로 재생에너지 사용비율이 50%를 넘어가는 2040년이 되면 석탄의 이용률은 10% 이하로까지 떨어질 것으로 예측했다[17].

시나리오별 에너지믹스를 종합한 Fig. 3를 보면, 앞서 말한 내용과 동일하게 각 시나리오들을 비교했을 때, 재생에너지와 석탄 비중의 변동이 가장 크다는 것을 확인할 수 있으며, 총 전력 생산량은 35,000TWh~ 50,000TWh로 시나리오마다 차이를 보인다. 이중 재생에너지의 최대 사용비율을 보이는 시나리오는 Ambitious Climate인 영국 Shell사의 Sky Scenario로, 재생에너지의 비중이 전체의 50% 이상인 25,000TWh로 나타나고 있는 반면, BAU 시나리오들(IEEJ, IEA CPS, Equinor Rivalry)은 공통적으로 2040년이 되

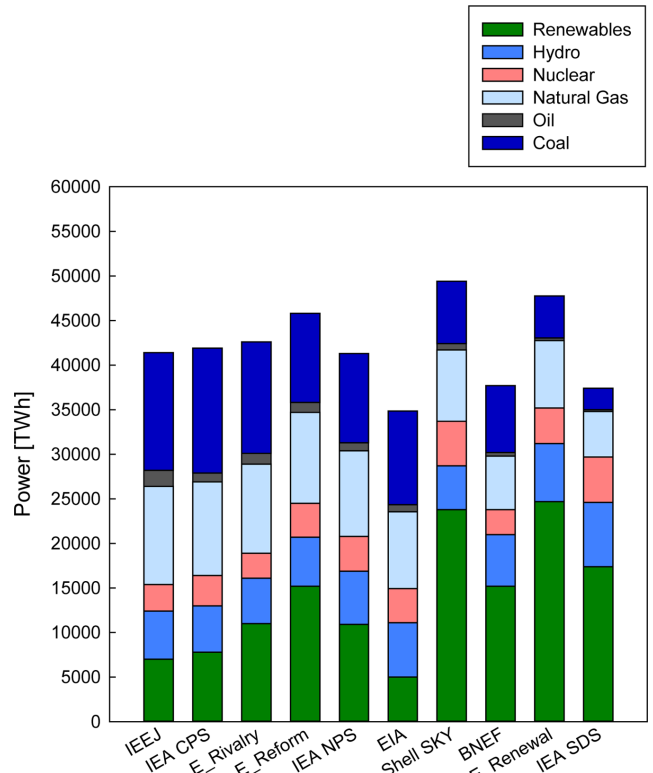


Fig. 3. Share of power generation by resource.

어도 석탄의 비중은 현재와 비슷한 수준일 것이며, 재생에너지의 비중 또한 10~20% 만을 차지할 것으로 예측하고 있다. 이처럼 다른 카테고리의 시나리오 비교를 통해 석탄은 재생에너지와 상호보완 관계에 있는 것이 아닌 재생에너지로 대체되어야 하는 에너지원임을 확인할 수 있지만, 전체 시나리오의 에너지 믹스의 평균치를 종합했을 때, 재생에너지와 석탄의 평균값은 각각 약 14,000TWh, 10,000TWh 수준을 차지할 것으로 예측되었다. 이는 앞으로도 안정적인 전력 공급을 위해서는 석탄이 발전 분야에서 중요하게 이용될 것이며, 발전 분야의 온실가스 저감은 기존 화석연료에서 재생에너지로의 신속한 체제전환과 동시에 탄소 포집 및 저장 기술(CCUS) 도입이 불가피 하다는 것을 의미한다.

3. 한국 탄소저감 시나리오

글로벌 탄소중립 시대에 동참하여 대한민국 정부 또한 지난 2021년에 탄소중립 시나리오를 발표했다. 본 시나리오에서는 이산화탄소 배출구분을 전환, 산업, 건물, 수송, 농축수산, 폐기물, 수소, 탈루 8가지 부문으로 구분하였고, 흡수 및 제거구분을 흡수원, 이산화탄소 포집 및 활용 및 저장(CCUS), 직접 공기 포집(DAC) 3가지 부문으로 구분하였으며, A, B로 설정된 총 2개의 시나리오를 제시하였다. 에너지 분야의 기술 및 정책방향을 살펴보면, 1) 전환부문에서 화력발전 대폭 축소 및 재생 에너지, 수소기반 발전 상용화를 추구하며, 배출권 거래제, 재생 에너지 중심 전력공급체계 확대, 화석연료발전의 계획적 전환방안 마련, 연구 및 개발 확대를 통한 탄소중립 비용 감축 및 미래기술 상용화 등과 관련한 정책을 계획 중이며, 2) 수송부문에서는 수요관리의 일환으로 대중교통 및 개인

모빌리티 이용을 확대하고 화물운송수단의 무탄소 동력으로 전환한다는 계획을 발표함과 동시에 친환경 수송수단 운용에 필요한 인프라 확대 및 온실가스 배출에 대한 규제 및 인센티브를 마련할 계획에 있다. 그리고 전환부문과 유사하게 무공해 차량 개발산업에 대한 지원내용도 포함되었다. 3) 수소부문에서는 미성숙 분야이지만 활발히 연구되고 있는 산업임을 인지하고, 연구 및 개발 지원에 대한 정책 제언이 주를 이루고 있으며 수전해 수소 공급기반과 인프라를 육성하려는 계획을 가지고 있다. 4) CCUS (이산화탄소 포집 및 활용·저장)는 탄소 고배출시설에 직접적으로 적용하여 이산화탄소를 포집하고, 이를 대기로부터 격리시키는 일련의 탄소저감 기술로서[18], 다른 부문들과 다르게 원천적인 탄소배출을 저감하려는 것이 아닌 배출되는 이산화탄소를 포집하는 방법이다. 본 시나리오에서는 CCUS 기술의 상용화를 위한 대대적 투자 및 기술개발추진과, 사업추진 시 수용성 제고 및 민관의 협력을 강화한다는 계획을 가지고 있다.

본 논문에서는 시나리오 A를 전환부문에서 화력발전의 완전한 퇴출, 수송부문의 전면 전기·수소화 계획 등의 다소 급진적인 계획을 가진 혁신으로 구분했으며, 시나리오 B는 전환부문과 수송부문 모두에서 화석연료 사용을 일부 잔존하여 에너지 안보를 추구한 안정적인 계획을 가진 안전으로 구분했으며, 각 시나리오의 에너지원별 예상 이산화탄소 배출량을 Fig. 4에 나타내었다.

혁신 시나리오는 온실가스 총 배출량을 최소화하는 방안으로 2050년까지 화석연료발전을 전면 중단하여 전환 부문의 온실가스 배출량이 영(0)이 되었다. 수송부문에서는 도로부문의 전면 전기·수소화를 추진하여 온실가스 배출량은 2018년 기준 98.1MtCO_{2eq}의 97.1%를 저감한 2.8MtCO_{2eq}을 목표로 설정했고, 수소 부문에서도 국내에서 생산되는 수소를 100% 수전해 수소로 공급함으로써 온실가스 배출이 0이 됨을 가정하였다. 2050년에도 여러 부문에서 일부 남아있는 배출량에 대해서는 숲 가꾸기, 산림순환경영강화, 생태복원과 같은 흡수원과 국내외 해양 지층 등에 온실가스를 격리시키는 CCUS등의 제거기술을 통해 각각 온실가스를 흡수 및 제거하여 최종 순배출량은 영(0)이 되는 것으로 가정하였다.

한편 안전 시나리오는 혁신 시나리오와 마찬가지로 석탄발전은 중단되었으나 유연성 전원용도로 LNG 발전은 일부 유지되는 것을 가정했고 이에 따른 온실가스 배출량은 20.7MtCO_{2eq} 수준으로 설정되었다. 수송 부문에서도 잔존하는 내연기관차들은 대체연료(e-fuel 등)를 활용한다는 계획으로 혁신 시나리오의 도로부문 전면 전기·수소화와 대조적으로 안정적인 체제변환이 계획됐다. 온실가스의 흡수·제거는 안전 시나리오도 마찬가지로 산림조성을 통한 흡수원을 이용하거나 CCUS 기술의 적극 활용이 계획되었는데, 혁신 시나리오와 다른 점은 CCUS의 활용량을 최대로 계획하여 최종 순배출량은 혁신 시나리오와 마찬가지로 영(0)이 될 것으로 가정하였다[2].

4. 탄소저감 목표달성을 위한 핵심 기술 현황

미래의 에너지에 대한 대부분의 시나리오들이 분야별 목표값과 달성 방법은 다르지만, 화석연료의 사용을 대폭 줄이고 재생에너지와 같은 무탄소 에너지를 이용해 배출원에서의 온실가스 저감함과 동시에 산림조성 및 CCUS기술과 같은 흡수원 활용을 통해 이산화탄소 저감목표를 달성하려 한다. 10~20%의 비중을 가지고 있는 해외 시나리오와 비교하면 한국의 2050년 재생에너지 발전의 목표비중은 혁신 시나리오에서 70.8%, 안전 시나리오에서 60.9%로 설정되었으며, 이는 해외 시나리오의 예측치의 6~7배가 되는 비중이며 2021년 국내 재생에너지 발전비중인 7%와 비교했을 때 약 9~10배의 목표치를 가지고 있다[6]. 이와 같이 한국은 2050년까지 극적인 온실가스 감축을 약속한만큼, 화석연료에서 신재생에너지로의 안전한 체제변환과 기술개발을 통한 신재생에너지 발전효율의 향상이 시나리오의 주안점이 될 것이다. 한국은 2023년 현재까지 발전, 산업, 수송 등의 다양한 부문에서 탄소중립 목표달성을 위한 기술개발이 활발히 진행되고 있다. 이에 본 절에서는 탄소중립 시나리오에 포함된 여러가지 분야 중 에너지와 연관된 발전, 수소, 수송부문의 기술개발 현황 및 정책을 고찰하고, 해외 시나리오 분석 결과 우려되었던 화석연료 사용지속 따른 다량의 온실가스 배출에 대비하기 위한 CCUS 부문 또한 기술 및 정책 현황을 종합했다.

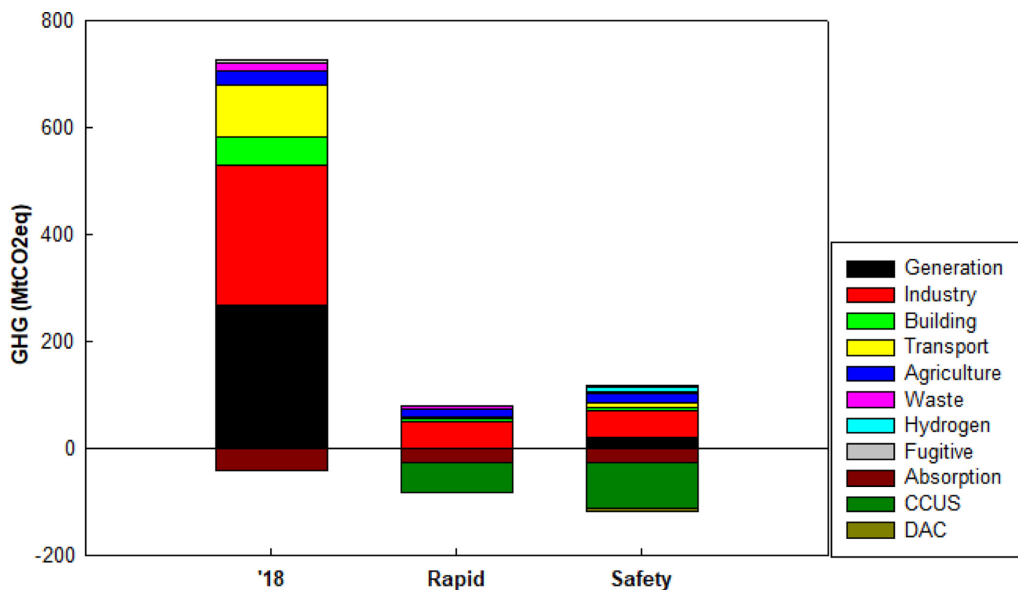


Fig. 4. GHG emission by scenarios.

4.1. 발전

전환부문은 매년 가장 많은 온실가스를 배출하고 있는 분야이다. 이산화탄소가 지구온난화를 야기한다는 것이 밝혀진 이래로, 화석 연료 사용을 지양하고 재생에너지를 사용해야 한다는 것은 분명해졌다. 하지만 일반적으로 태양광, 풍력, 수력 등의 재생에너지 발전은 수요처의 위치보다 자연적 입지조건에 의해 생산시설의 위치가 결정되어 적재적소에 전력을 공급하기 어렵다는 특징이 있는 반면 [10], 저장이 쉽지 않은 전기에너지는 특성상 공급과 수요를 실시간으로 일치시켜야 한다는 요구사항을 지니고 있다[19]. 때문에 이 두 가지 시스템을 결합했을 때 발생하는 가장 큰 약점인 공급의 간헐성과 공급망 취약 등의 문제를 해결하기 위해 ESS (Energy Storage System)을 도입하여 해결하려는 움직임을 보이고 있다.

에너지 저장 시스템(ESS)은 Fig. 5에서 볼 수 있듯 주로 사용되는 에너지의 형태에 따라 기계, 전기화학, 화학, 전기, 열 에너지 저장 시스템으로 분류된다[20]. 이중 전기화학 시스템의 경우, 배터리와 같은 저장장치와 전력을 상용의 전압, 주파수로 변환해주는 변환장치, 저장장치 내에서 에너지 소비를 감시하고 규제하여 전력을 관리하는 제어장치로 구성되며[21], 풍력 발전에 리튬이온 전지-ESS를 적용했을 때의 충·방전 그래프인 Fig. 6에서 볼 수 있듯, ESS는 발전소에서 생산된 전력을 저장하였다가 전력이 필요한 시기에 공급

하는 시스템이다[22]. 이를 신재생에너지 시스템에 적용하여 상대적으로 전력수요가 적은 시간대에 전력을 저장해 두었다가 전력 수요가 몰리는 시간대에 전력을 공급하여 효율적인 에너지 운용을 하고자 하는 것이 ESS의 핵심이다. 진행된 연구로는 Kim[23]의 갈라파고스 섬에 에너지저장장치를 도입한 시뮬레이션 기반 전력계통 안정화에 대한 연구와, Jeon[24]의 제주전력시스템을 대상으로 전력시스템 최적화모형을 이용해 출력제한을 추정하고 ESS를 활용할 경우 경제적인 대안이 될 수 있는지 분석하였다. 이와 같이 탄소중립 목표를 달성하기 위해 신재생에너지 발전의 비율은 점점 높아지고 있으며, 이와 연계하여 ESS 기술은 재생에너지 발전연계를 중심으로 활발한 연구가 진행되고 있다.

적재적소에 맞게 공급하는지에 관한 척도는 에너지원별 전력공급 피크기여도로 확인할 수 있는데, 2021년 기준 한국의 신재생에너지 발전 피크기여도 비중은 4.2%이며 동해 석탄, LNG의 피크기여도 비중인 32.5%, 36.6%와 비교하여 약 8~9배 정도의 차이를 보인다. 이와 관련해 정부는 제10차 전력수급계획에서 탄소중립 계획의 중간경로인 2036년까지 신재생에너지 발전의 피크기여도 비중을 약 두배인 10%까지 늘리는 것을 계획했으며[6], 개인 및 기업에게 신재생에너지 설비의 설치비용을 지원하는 등의 정책을 세우는 등 신재생 에너지를 보급하려는 활발한 움직임을 보이고 있다.

4.2. 수소

수소에너지는 태양광, 풍력과 같은 재생에너지원과 더불어 활발하게 연구되고 있는 신에너지원이다. 수소는 구성이 매우 간단한 원소이고, 에너지를 얻는 과정에선 오직 산소만 요구하며, 부산물로는 오직 물만 발생하여 탄소를 포함한 유해물질을 배출하지 않는 특성이 있다[27]. 하지만 자연에 독립적으로 존재하지 않고, 다른 원소와 화합물 형태로만 존재하고 있기 때문에[28], 수소를 에너지원으로 활용하기 위해서는 일련의 생산과정을 필수로 거쳐야 한다. 하지만 현재까지 상용화된 대표적인 수소생산방식은 모두 화석연료가 원료이기 때문에 생산과정에서의 온실가스를 감축하는 것이 수소에너지 활용의 핵심이 된다.

수소생산은 생산원료 및 방식, 온실가스 배출 여부에 따라 대표적으로 그레이, 블루, 청록, 그린수소로 구분된다[29]. 그레이 수소는 전통적인 기술인 화석연료를 사용하여 생산과정에서 이산화탄소가 발생하는 수소이며, 블루수소는 그레이 수소와 같은 방식을 이용하여 수소를 생산하지만, 공정 중 이산화탄소를 대기 중으로 배출하지 않는 수소이다. 동일하게 메탄을 원료로 사용하지만 메탄 열분해를 통해 이산화탄소 배출없이 생산된 수소는 청록수소, 물을 전기 분해하여 수소를 생산하는 그린수소로 정의된다[30]. 그레이 수소는 천연가스의 주성분인 메탄을 물과 반응시키는 과정인 증기 개질 반응(Steam methane reforming, SMR)을 통해서 메탄을 생산하며, 이 과정에서 이산화탄소가 발생된다. 이를 대기 중으로 방출하지 않게 포집 설비를 갖춘 블루수소도 등장했지만, 추가설비에 따른 생산단가 상승 등의 경제적인 문제를 가지고 있기 때문에, 탄소중립을 달성하기 위해 궁극적으로 지향해야 할 수소는 청록수소와 그린수소임은 분명한 사실이다. 청록수소는 증기 개질 반응과 비교하여 더 적은 양의 수소를 생산 하지만, 간단한 반응을 가지고 있어 증기 개질 공정에 비교하여 절반정도의 에너지를 사용하며, 기체상의 이산화탄소가 생성되는 대신 고체상의 순수한 탄소를 생성하여 다른 제품의 원료로 사용할 수 있다는 강점을 가지고 있다[31]. 또한 이 열

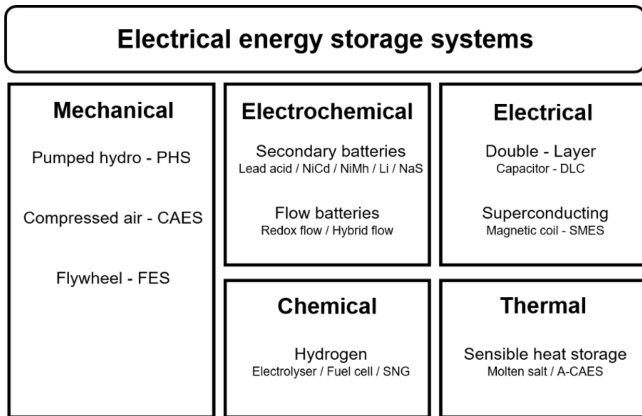


Fig. 5. Classification of energy storage system [25].

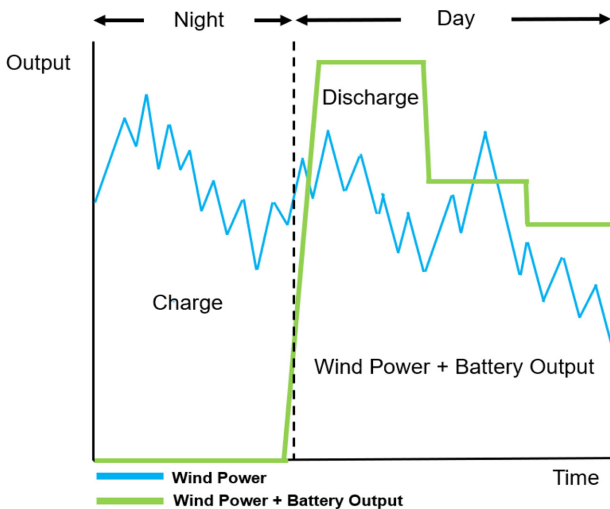


Fig. 6. EES Scheme with Wind power generation system [26].

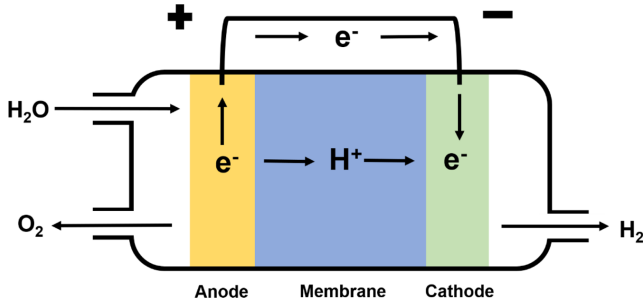


Fig. 7. Water electrolysis unit scheme (PEM) [35].

분해 공정에 재생에너지로부터 얻은 전기를 이용할 수 있다면, 이 산화탄소 배출량을 제로(0)까지 낮출 수 있는 잠재력이 있다[30]. 앞서 말한 3가지의 수소와 다르게 그린수소는 생산과정 전체에서 온실가스가 발생하지 않는 무탄소 수소이다. 현재 산업전반에서 주로 이용되는 생산 기술은 수전해 방법이며, Fig. 7에 공정 개략도를 나타내었다. 전극의 음극에서 발생하는 산소발생반응(Oxygen Evolution Reaction: OER)과 양극에서 발생하는 수소발생반응(Hydrogen Evolution Reaction: HER)으로 이루어진 산화환원반응을 이용하는 원리이다 [32,33]. 원료로 물을 사용하기 때문에 자원적인 한계는 없지만, 그린수소가 궁극적인 청정에너지로 인정받기 위해서는 태양광, 풍력 등의 재생에너지를 통해 생산되어야 한다는 과제가 남아있다[34].

대한민국 정부 또한 수소 에너지 활용을 위해 2019년 “수소경제 활성화 로드맵”을 발표했으며, 본 안에서는 2018년 기준 450만원/kW, 250원/kWh이었던 발전용 수소 연료전지의 설치비와 발전단가를 2040년까지 각각 157만원/kW, 131원/kWh 수준까지 단가 절감을 계획했으며[36], 2022년 제5차 수소경제위원회를 개최하여 본 회의에서 청정수소 생태계 조성, 세계 1등 수소산업 육성, 수소기술 미래전략 수립의 3가지 항목의 주제에서 수소의 생산과 공급의 인프라와 제도적 기반 구축 규제 개선을 통한 민간투자 유도를 계획하였다[37].

4.3. 수송

수송부문 탄소중립의 핵심 키워드는 무공해 자동차(Zero Emission Vehicle, ZEV)이다. 전기자동차는 기존의 내연기관으로 인한 환경오염과 에너지 위기를 극복하고 배기가스 규제강화에 대응할 수 있는 친환경 수송수단으로 각광받고 있으며[38], 신에너지를 직접 사용하는 연료전지자동차 또한 관심을 받고 있다. 전기자동차는 기존의 연료를 연소하는 내연기관과 달리, 배터리를 내장하여 충전된 전력을 통해 모터를 구동하기 때문에 화석연료를 사용하지 않는다. 연료전지 자동차 또한 대기오염 물질을 배출하지 않고 조용하며 연료효율이 좋고 배터리 수명에 따른 기능저하 문제가 없다는 장점을 가지고 있으며[39,40], 수소와 산소의 전기화학적 작용으로 전기를 생산할 수 있는 연료전지를 직접 차량에 탑재하여 모터를 구동한다는 점에서 일반 전기자동차와는 차이가 있다[41,42]. 이러한 장점에도 불구하고 2010년~2021년 누적 보급량이 487,671대인 전기자동차에 비해 같은 기간 연료전지 자동차는 31,700대를 기록하였다[43]. 전기를 충전해서 사용하는 일반적인 전기자동차에 비해 설비 무게 증가로 인한 연비하락의 문제, 연료전지의 기술 불안정성 등의 이유로 활발하게 보급되지 못하는 실정이지만, 현대의 NEXO, 도요타의

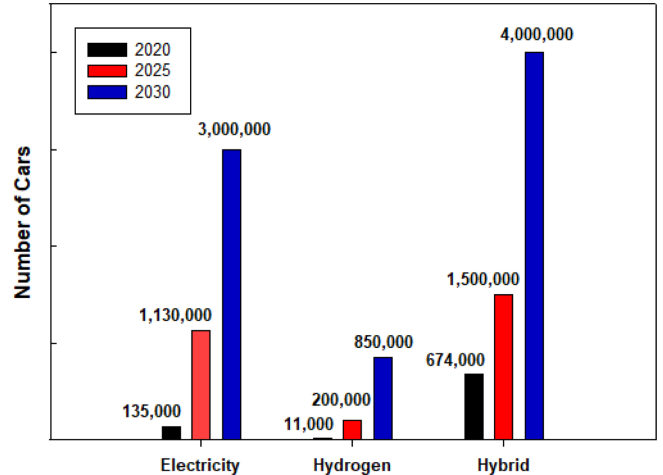


Fig. 8. Goals to supply eco-friendly cars [46].

Mirai, 혼다의 Clarity 등의 여러 기업의 모델들이 연료전지 자동차의 설비 경량화 성공했으며[44], 주식회사 하이넷에서는 수소연료전지 자동차 보급확대를 위한 인프라 구축의 일환으로 수소충전소 운영비 지원 및 지자체 보조금 매칭 등을 계획하고있다[45].

다음으로 정책추세를 살펴보면 네덜란드와 노르웨이는 2025년부터, 영국과 프랑스에서는 2040년부터 내연기관 자동차의 판매를 금지하는 정책을 발표하였으며, 인도의 경우에는 2030년부터 전기자동차만 판매하는 정책을 추진하고 있다. 중국 또한 전기자동차에 대한 활발한 연구와 더불어 내연기관 자동차의 판매를 금지시키는 정책을 고려하고 있다[38]. 이에 발맞춰 대한민국 정부 또한 탄소중립을 위해 친환경 차량(전기, 수소) 보급의 적극적인 지원을 약속하면서 수송분야의 탄소저감 목표를 계획하였다. 2021년 정부에서 발표한 ‘제4차 친환경자동차 기본계획’에 따르면 2023년에 들어서 국가, 지자체, 공공기관 등 공공부문의 전기 및 수소 자동차 의무구매 비율을 100%로 상향하고, 버스, 트럭, 택시 등 사업용 차량들을 대상으로 구매, 연료 보조금 정책을 마련하고 인센티브를 지급하는 등 국가차원의 지원을 추진하였다. Fig. 8에서 볼 수 있듯, 정부는 2030년까지 전기, 수소, 하이브리드 자동차의 보급대수를 각각 3백만, 85만, 4백만으로 설정하였으며, 고질적으로 지적되어왔던 충전 인프라 부족 문제 또한 2025년까지 의무설치비율 확대를 통해 거주지, 직장 중심으로 50만기 이상의 전기차 충전기와 전국 주요도시, 고속도로에 2040년까지 1,200기의 수소충전소 구축을 계획하였다[46,47].

4.4. 탄소 포집, 저장, 활용(CCUS)

CCUS 기술은 이산화탄소의 발생을 원천차단 하는 것이 아닌 배출된 이산화탄소를 포집하여 대기와 격리하는 사후처리 개념을 가진 기술이다. 신재생에너지의 획기적 보급 및 확대가 어려운 상황에서 무리한 발전체제변환을 강행한다면, 오히려 발전 원가 및 전기요금 인상을 초래하여 산업 활동을 위축시킬 수 있기 때문에[48], 연속적이고 안정적인 에너지 공급을 위해서는 화석연료 기반의 전통적인 에너지 전환 공정들이 여전히 필요하다[49,50]. 이 같은 현재 상황에서는 적극적인 CCUS 활용으로 선제적 이산화탄소 저감 대책을 세우는 것이 중요하다. CCUS는 포집 및 저장(CCS: Carbon

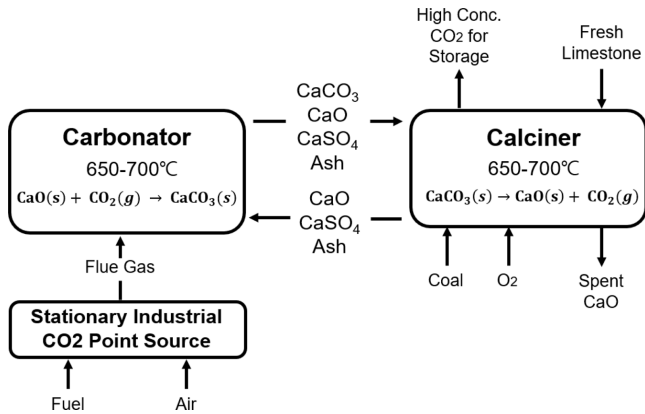


Fig. 9. Calcium looping process scheme [62].

Capture Storage)에 활용(Utilization)의 개념이 합쳐진 용어이다. 대표적인 포집 기술에는 흡착, 흡수, 막분리법 등이 있으며, 포집 시점에 따라 연소 전, 연소 후, 순산소 연소로 구별된다[48]. 발전소, 산업용 공정, 천연가스 유정 등의 대규모 에너지 단지로부터 발생하는 온실가스 중에서 이산화탄소만을 걸러내어 압축하는 것이 포집기술의 대표적인 예시이며[51], 포집된 이산화탄소를 유가스전에 주입하여 석유 및 천연가스 생산량을 증진시키는 EOR(Enhanced Oil Recovery) 기술이나 메탄, 메탄올, Syngas 등으로 전환하는 이산화탄소 개질 기술 등이 활용(Utilization)에 해당한다.

전술하였듯, 여전히 화석연료를 이용한 전력수급이 주요 에너지 원으로 자리잡고 있기 때문에, CCUS 기술의 적용은 현시점의 저탄소 전력생산을 위해서는 꼭 필요한 기술이다. 화력발전플랜트에 적용할 수 있는 탄소포집 기술로 Calcium Looping 기술을 예로 들 수 있다. 이 기술은 일반적으로 이산화탄소가 발생하는 플랜트 말단에 부착되는 연소 후 포집 기술이며, 탄산칼슘(CaCO_3)를 매개체로 사용하여 이산화탄소를 포집한다[52]. Fig. 9에서 볼 수 있듯이 Calcium Looping Process는 이산화탄소와 CaO(생석회)가 반응하여 CaCO_3 를 생성하는 Carbonator와 생성된 CaCO_3 에서 다시 이산화탄소를 떼어내고 CaO(생석회)를 생성하는 Calciner로 이루어져 있으며[53], 각 반응기의 주반응은 서로 역반응 관계에 있다. 화학반응을 발전 플랜트에서 Calcium Looping 공정은 높은 온도(Carbonator: 약 650 °C, Calciner: 약 900 °C)에서 운전되기 때문에 공정운영에 투입된 에너지가 전력 생산에 활용될 수 있으며[54,52], 다른 포집 공정과 비교했을 때 포집제의 가격이 저렴하고, 시멘트 등의 칼슘 기반 재료로 재활용이 용이하다는 장점이 있다[55-57]. 또한 이 공정 포집제인 CaCO_3 의 고질적인 문제였던 내구성이 포집제의 재활용 기술 및 Ca기반의 합성 포집제 등에 대한 연구가 꾸준히 진행되면서 화석연료 사용에 따른 온실가스 배출저감에 큰 기여를 할 수 있을 것으로 예상된다[58]. 하지만, 화력발전 플랜트에 이산화탄소 포집 공정을 설치했을 때 약 10%의 에너지 효율 저하 및 2배 이상의 전력생산단가 상승을 야기시킨다 [59-61], 따라서, 칼슘 루핑 공정의 상용화를 위해서는 지속적인 기술 개발을 통한 공정 경제성 및 효율의 향상이 필요하다.

대한민국은 CCUS 기술의 안정적인 정착을 위해서 이산화탄소 저장부지의 탐사연구를 수행하고 관련 정책과 법규를 제정하고 있다. 탐사 연구의 결과로 동해 서남부 대륙붕에서 10개 이상의 유망

구조가 확인되었으며, 그 중 동해 가스전 2개 구조는 가장 확실한 대규모 이산화탄소 저장소로서 중간규모의 대규모 CCS 통합 실증 추진에 충분한 저장 용량을 가지고 있음을 확인하였다[63]. 이와 관련한 법규로는 [해양폐기물관리법]이 제정되었으며, 이 법안에서는 이산화탄소 저장부지 선정조건을 법제화하였다. 또한 온실가스 포집, 저장, 활용 등의 온실가스 감축에 관련한[기후변화대응 기술개발 촉진법] 또한 제정되면서 CCUS를 이산화탄소 저감 핵심 기술로 자리매김하기 위한 움직임이 활발해지고 있다[64].

5. 결 론

본 논문에서는 국내의 탄소저감 시나리오 및 그와 관련된 연구분석을 통해 글로벌 탄소중립계획을 고찰하였으며, 대한민국 정부에서 발표된 탄소중립시나리오와 제10차 전력수급기본계획을 연계하여 전력수급 상승추세에 따른 온실가스 배출 추이의 연관성을 살펴보고 있다. 또한 시나리오에서 제시된 전환, 수소, 수송, CCUS 부문과 같은 에너지 핵심부문의 기술개발 및 정책동향을 고찰하였다. 기발표된 전세계의 에너지 시나리오들에서 재생에너지가 차지하는 평균 비율은 30%이다. 그러나, 탄소중립 목표 달성을 위해 한국에 요구되는 재생에너지 비율은 혁신, 안전 시나리오별로 각각 70.8%, 60.9%로 설정되어야 한다. 그러나 단순히 재생에너지 발전의 증가를 넘어 신재생에너지 범용화 정책 및 ESS 기술 등을 통한 효율성 증대, 그린수소의 생산성 향상, 전기·수소 자동차의 적극적인 보급, CCUS기술의 성숙화 등과 같이 첨단기술의 도입을 통한 발전 효율 및 사용 효율 향상 등과 같은 다양한 기술 개발 및 정책들의 수립 및 이행이 한국의 탄소중립 달성을 가능하게 할 것이다.

References

1. "World energy outlook 2022," IEA(2022).
2. "2050 carbon neutral scenario," The government of Republic of Korea(2021).
3. Jang, N., Cho, I., Jeon, H. and Koo, J., "Optimization of the Wood Pellet Supply During the Continued Increase of the Renewable Energy's Proportion in the Energy Portfolio," *Korean Journal of Chemical Engineering*, **39**(8), 2028(2022).
4. <https://yearbook.enerdata.co.kr>.
5. Ling, J. L. J., Oh, S. S., Park, H. J. and Lee, S. H., "Process Simulation and Economic Evaluation of a Biomass Oxygen Fuel Circulating Fluidized Bed Combustor with an Indirect Supercritical Carbon Dioxide Cycle," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **182**, 113380 (2023).
6. "The 10th basic plan for electricity supply and demand," Korea Ministry of Trade, Industry and Energy(2023).
7. Go, E. S., Kim, B.-S., Ling, J. L. J., Oh, S. S., Park, H. J. and Lee, S. H., "In-situ Desulfurization Using Porous Ca-based Materials for the Oxy-cfb Process: A Computational Study," *Environ. Res.*, **225**, 115582(2023).
8. <https://www.mofa.go.kr>.
9. Jang, M. J., Lee, J. Y., Lee, H. J. and Ahn, Y. H., "A Study on Ghg Emission and Emission Intensity Pathways in the Power Sector of Korea by the 2050 Carbon Neutrality Scenarios," *Journal of Climate Change Reserch*, **13**(6), 843(2022).
10. Cheon, Y., "Review of Global Carbon Neutral Strategies and

- Technologies;" *J. Korean Soc. Min. Energy Res. Eng.*, **59**(1), 99 (2022).
11. Kong, J. and Cho, S., "Towards Net-zero Emissions: Energy System Integration and Policy Direction for New and Renewable Energy;" *J. Korean Soc. Min. Energy Res. Eng.*, **58**(3), 258(2021).
 12. "International energy outlook 2017;" EIA(2017).
 13. "Energy perspectives;" Equinor(2018).
 14. "World energy outlook 2018;" IEA(2018).
 15. "IEEJ outlook 2019;" IEEJ(2019).
 16. "2018 opec world oil outlook;" OPEC(2017).
 17. "Energy outlook 2022;" British Petroleum(2022).
 18. Liu, H., Were, P., Li, Q., Gou, Y. and Hou, Z., "Worldwide Status of Ccus Technologies and Their Development and Challenges in China;" *Geofluids*, 2017(2017).
 19. Lee, Y. H. and Sung, T. H., "Economy Analysis and Optimized Capacity Evaluation of Photovoltaic Related Energy Storage System;" *J. Korean Soc. Ind. Conver.*, **25**(2), 209(2022).
 20. Donghyeok Son, Lim, W.-G. and Lee, J., "A Short Review of the Recent Developments in Functional Separators for Lithium-sulfur Batteries;" *Korean J. Chem. Eng.*, **40**(3), 473-487(2022).
 21. Jester Lih Jie Ling, Won Yang, Han Saem Park, Ha Eun Lee and Lee, S. H., "A Comparative Review on Advanced Biomass Oxygen Fuel Combustion Technologies for Carbon Capture and Storage;" *Energy* **284**, 128566(2023).
 22. Mitali, J., Dhinakaran, S. and Mohamad, A. A., "Energy Storage Systems: A Review;" *Energy Storage Saving*, **1**(3), 166-216(2022).
 23. Yu Tack, K., Jung, S., Cha, D. and YooEo, H., "Grid Stabilization and Optimization System Design and Economic Analysis of Galapagos Island, Ecuador Using Energy Storage System (ess);" *J. Energy Eng.*, **31**(2), 29(2022).
 24. Jeon, W., Kim, J.-Y. and Lee, S., "Establishing an Efficient Low-carbon Power System by Reducing Curtailment of Renewable Energy Using Ess- the Case of Jeju Island in 2025;" *Journal of Climate Change Reserch*, **13**(1), 1(2022).
 25. Ko, Y.-S., "A Study on the Application Cases Analysis of Ess (energy storage system) to Electric Power System;" *Journal of the Korea Institute of Electronic Communication Sciences*, **11**(1), 53-58(2016).
 26. Ali, D. M. M., "Hydrogen Energy Storage;" *Energy Storage Devices*, InTechOpen(2019).
 27. Park, E. S., Jung, Y. B. and Oh, S. W., "Carbon Neutrality and Underground Hydrogen Storage;" *J. Korean Soc. Min. Energy Res. Eng.*, **59**(5), 462(2022).
 28. Park, S., Lee, D. W., Choi, B. B. and Yoo, S. J., "Current Progress of Electrocatalysts for Anion Exchange Membrane Fuel Cells;" *Korean Journal of Chemical Engineering*, **40**, 1549(2023).
 29. Hermesmann, M. and Müller, T., "Green, Turquoise, Blue, or Grey? Environmentally Friendly Hydrogen Production in Transforming Energy Systems;" *Prog. Energy Comb. Sci.*, **90**, 100996 (2022).
 30. Kim, J. H., Park, D. K., Kim, J. H., Kim, H. J., Kim, H. S., Kang, S. H. and Ryu, J. H., "Trend of CO₂ Free H₂ Production Technology for Carbon Neutrality;" *J. Energy Climate Change*, **16**(2), 103(2021).
 31. Korányi, T. I., Németh, M., Beck, A. and Horváth, A., "Recent Advances in Methane Pyrolysis: Turquoise Hydrogen with Solid Carbon Production;" *Energies*, **15**(17), 6342(2022).
 32. Schalenbach, M., Zeradjanin, A. R., Kasian, O., Cherevko, S. and Mayrhofer, K. J., "A Perspective on Low-temperature Water Electrolysis—challenges in Alkaline and Acidic Technology;" *Inter. J. Elec. Soc.*, **13**(2), 1173(2018).
 33. Xu, Y. and Zhang, B., "Recent Advances in Electrochemical Hydrogen Production from Water Assisted by Alternative Oxidation Reactions;" *ChemElectroChem*, **6**(13), 3214(2019).
 34. Ryi, S. K., Han, J. Y., Kim, C. H., Lim, H. K. and Jung, H. Y., "Technical Trends of Hydrogen Production;" *Clean Technol.*, **23**(2), 121(2017).
 35. Shih, A. J., Monteiro, M. C., Dattila, F., Pavesi, D., Philips, M., da Silva, A. H., Vos, R. E., Ojha, K., Park, S. and van der Heijden, O., "Water Electrolysis;" *Nat. Rev. Methods Primers*, **2**(1), 84(2022).
 36. "Hydrogen economy roadmap of korea;" The government of Republic of Korea(2019).
 37. <http://www.motie.go.kr>.
 38. Choi, J. H. and Choi, J. Y., "Research Status of Hydrogen Fuel Cell System Based on Hydrogen Electric Vehicle;" *Journal of Energy Engineering*, **29**(4), 26(2020).
 39. Galanido, R. J., Sebastian, L. J., Asante, D. O., Kim, D. S., Chun, N.-J. and Cho, J., "Fuel Filling Time Estimation for Hydrogen-powered Fuel Cell Electric Vehicle at Different Initial Conditions Using Dynamic Simulation;" *Korean J. Chem. Eng.*, **39**(4), 853 (2022).
 40. Tanç, B., Arat, H. T., Baltacıoğlu, E. and Aydın, K., "Overview of the Next Quarter Century Vision of Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicles;" *Inter. J. Hydrog. Energy*, **44**(20), 10120(2019).
 41. Cho, M. and Koo, Y. D., "Advanced Technologies for the Commercialization of Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicle;" *Journal of Energy Engineering*, **23**(3), 132(2014).
 42. Ryu, H. Y., Kim, B. I., Song, M. S., Kim, H. J., Lee, D. S., Lee, S. Y., Shin, J. M., Yoo, Y., Kim, S. H. and Lee, H. J., "Optimization of Hydrogen Refueling Stations Deployment and Supply Chain Networks: Current Status and Research Suggestions;" *J. Korean Ins. Ind. Eng.*, **48**(2), 211(2022).
 43. Park, C., Lim, S., Shin, J. and Lee, C.-Y., "How Much Hydrogen Should be Supplied in the Transportation Market? Focusing on Hydrogen Fuel Cell Vehicle Demand in South Korea: Hydrogen Demand and Fuel Cell Vehicles in South Korea;" *Technol. Forecasting Social Change*, **181**, 121750(2022).
 44. https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review20/h2000_pivovar_2020_p.pdf.
 45. Lee, D. S., Park, J. S. and Sim, Y. S., "A Study on the Construction of Fuel Cell Electric Vehicle and Hydrogen Charging Station Supply Activation (mainly in gyeongsangbuk-do);" *J. Korean Soc. Environ. Eng.*, **44**(12), 560(2022).
 46. <http://www.motie.go.kr>.
 47. <http://www.molit.go.kr>.
 48. Kim, H. M. and Nah, I. W., "Brief Review on Carbon Dioxide Capture and Utilization Technology;" *Korean J. Chem. Eng.*, **57**(5), 589(2019).
 49. Park, H. J., Oh, S. S., Olanrewaju, O. N., Ling, J. L. J., Jeong, C. S., Park, H. S. and Lee, S. H., "Recent Development of Thermochemical Conversion Processes with Fluidized Bed Technologies;" *Korean J. Chem. Eng.*, **61**(1), 8(2023).
 50. Seo, S. B., Ahn, H., Go, E. S., Ling, L. J. J., Siambun, N. J.,

- Park, Y.-K. and Lee, S. H., "Evaluation of the Solar Thermal Storage of Fluidized Bed Materials for Hybrid Solar Thermochemical Processes," *Biomass Convers. Biorefin.*, 1(2022).
51. Koh, M. H., "CO₂ Capture, Utilization, and Storage (ccus) Policy Trends in the European Union (eu) and Major European Countries," *Pub. Land Law Rev.*, 463(2022).
 52. Hawthorne, C., Trossmann, M., Cifre, P. G., Schuster, A. and Scheffknecht, G., "Simulation of the Carbonate Looping Power Cycle," *Energy Procedia*, 1(1), 1387(2009).
 53. Anthony, E., "Ca Looping Technology: Current Status, Developments and Future Directions," *Greenhouse Gases* 1(1), 36(2011).
 54. Dieter, H., Bidwe, A. R., Varela-Duelli, G., Charitos, A., Hawthorne, C. and Scheffknecht, G., "Development of the Calcium Looping CO₂ Capture Technology from Lab to Pilot Scale at Ifk, University of Stuttgart," *FUEL*, 127, 23(2014).
 55. Abanades, J. C., Grasa, G., Alonso, M., Rodriguez, N., Anthony, E. J. and Romeo, L. M., "Cost Structure of a Postcombustion CO₂ Capture System Using Cao," *Environ Sci Technol*, 41(15), 5523 (2007).
 56. Poboss, N., Schuster, A. and Scheffknecht, G., Machbarkeitsstudie für das carbonate-looping-verfahren zur CO₂-abscheidung aus kraftwerksabgasen, Univ., Inst. f. Verfahrenstechnik u. Dampfkesselwesen (IVD) (2008).
 57. Romeo, L. M., Lara, Y., Lisbona, P. and Martínez, A., "Economical Assessment of Competitive Enhanced Limestones for CO₂ Capture Cycles in Power Plants," *Fuel Proc. Technol.*, 90(6), 803(2009).
 58. Han, R., Wang, Y., Xing, S., Pang, C., Hao, Y., Song, C. and Liu, Q., "Progress in Reducing Calcination Reaction Temperature of Calcium-looping CO₂ Capture Technology: A Critical Review," *Chem. Eng. J.*, 450, 137952(2022).
 59. Dave, N., Do, T., Palfreyman, D., Feron, P., Xu, S., Gao, S. and Liu, L., "Post-combustion Capture of CO₂ from Coal-fired Power Plants in China and Australia: An Experience Based Cost Comparison," *Energy Procedia*, 4, 1869(2011).
 60. Wang, W. J., Scudiero, L. and Ha, S., "Recent Progress in Electrochemical Reduction of CO₂ Into Formate and C₂ Compounds," *Korean J. Chem. Eng.*, 39(3), 461(2022).
 61. Ystad, P. M., Bolland, O. and Hillestad, M., "Nggc and Hard-coal Power Plant with CO₂ Capture Based on Absorption," *Energy Procedia*, 23, 33-44(2012).
 62. Dean, C. C., Blamey, J., Florin, N. H., Al-Jeboori, M. J. and Fennell, P. S., "The Calcium Looping Cycle for CO₂ Capture from Power Generation, Cement Manufacture and Hydrogen Production," *Chem. Eng. Res. Des.*, 89(6), 836(2011).
 63. Kwon, Y. K., "Current Status of Site Screening and Selection for Large-scale CO₂ Storage Formations and Future Plan for the Large-scale Ccs Projeet in Korea," JECC(2019).
 64. Kim, D. R., "A Study on the Current Status of Ccus-related Legislation and Improvement Plan in Korea," *Law Review*, 22(4), 43(2022).

Authors

Han Saem Park: Master's course, Department of Environment and Energy, Jeonbuk National University, Jeonju 54896, Korea; pbs7816@jbnu.ac.kr

Jaе Won An: Barchelor's course, Research Institute for Energy and Mineral Resources Development, Jeonbuk University, Jeonju 54896, Korea; ajw1007@jbnu.ac.kr

Ha Eun Lee: Master's course, Department of Environment and Energy, Jeonbuk National University, Jeonju 54896, Korea; gkdms9095@naver.com

Hyun Jun Park: Master's course, Department of Environment and Energy, Jeonbuk National University, Jeonju 54896, Korea; dhnt5018@naver.com

Seung Seok Oh: Master's course, Department of Environment and Energy, Jeonbuk National University, Jeonju 54896, Korea; oss0116@naver.com

Jester Lih Jie Ling: Post-doc, Department of Environment and Energy, Jeonbuk National University, Jeonju 54896, Korea; jesterlj@jbnu.ac.kr

See Hoon Lee: Professor, Research Institute for Energy and Mineral Resources Development, Jeonbuk National University, Jeonju 54896, Korea; donald@jbnu.ac.kr