

ISSUE BRIEF

청정수소 혼소라는 불확실한 약속

신규 LNG 발전사업의
수소 혼소 계획 전수 분석

2026. 08.

청정수소 혼소라는 불확실한 약속

신규 LNG 발전사업의 수소 혼소 계획 전수 분석

이지언 기후넥서스 선임연구원

배슬기 환경운동연합 정책변화팀 활동가

1. 화석연료에서 화석연료로: 석탄발전의 LNG발전 대체 정책	03
2. 수소 혼소 - LNG발전의 유력한 감축 방안인가, 불확실한 약속인가	05
3. 신규 LNG발전사업의 수소 활용 계획 전수 분석	10
4. 시사점 및 정책 제언	19

1. 화석연료에서 화석연료로: 석탄발전의 LNG발전 대체 정책

기후에너지환경부 자료에 따르면, 2026년 6월 현재 건설 또는 계획 중인 LNG 복합발전과 열병합발전 설비용량은 총 22.1GW에 달한다. 이 중 62%에 해당하는 13.6GW는 석탄발전을 대체하는 가스 설비가 차지한다. 2025년 확정된 11차 전력수급기본계획에서는 정부는 추가적인 석탄의 LNG 대체 중단을 표방했지만, 최근 데이터센터와 반도체 등 전력 다소비 설비의 추가 계획이 발표되면서 신규 LNG발전 확대 여부는 도마에 오르게 됐다.

정부의 탈석탄 정책은 미세먼지(PM2.5) 국가 환경기준이 신설되고 기후변화 파리협정이 체결된 2015년 이후 본격화했다. 재생에너지 중심의 에너지 전환 정책 기조가 표방됐지만, 실질적으로 석탄을 또 다른 화석연료인 LNG발전으로 대체하는 정책이 10년 가량 이어지게 됐다.

석탄발전의 LNG발전 대체는 2017년 12월 확정된 8차 전력수급기본계획에서 최초로 등장했다. 앞서 폐지가 결정된 노후 석탄발전 7기는 그대로 폐지하되, 건설 추진 중이던 당진에코파워 1·2호기를 음성복합과 울산 GPS복합으로 전환하는 한편 30년 수명이 도래하는 태안 1·2호기와 삼천포3·4호기 등 2.1GW를 LNG로 대체하는 계획을 반영했다. 충북 음성에 건설된 음성복합 1호기는 2026년 7월 준공식을 통해 ‘국내에서 노후 석탄화력발전소를 천연가스 발전으로 전환한 첫 사례’라고 홍보됐다.

2020년 12월 수립된 9차 전력수급기본계획에서 석탄발전의 LNG발전 대체는 전면화됐다. 2024년부터 2034년까지 폐지되는 24기 석탄발전을 LNG발전(12.7GW)으로 대체하겠다고 했다. 각 석탄발전의 폐지 시기에 맞춰 동일 용량의 LNG발전을 대체 건설하는 ‘동일용량 동시대체’ 기조가 그대로 반영됐다.

2023년 초 확정된 10차 전력수급기본계획에서도 기존의 정책 방향이 유지됐다. 계획기간 동안 28기의 노후 석탄발전을 LNG로 전환하게 되면서 대체 설비용량은 14.1GW로 확대됐다. 다만, 10차 전기본부터는 LNG발전에 대한 정책 기조의 변화도 나타났다. 특히, 수소와 암모니아를 활용한 온실가스 감축을 유도하겠다는 방향이 새롭게 추가했다. 이는 정부의 탄소중립 정책이 구체화되면서 LNG발전의 탈탄소 대책 마련이 강조됐기 때문이다.

이는 10차 전기본이 수립되기 전인 2021년 발표된 ‘2050 탄소중립 시나리오’에서 확인할 수 있다. 이 시나리오에서 2050년 기준 전환 부문의 온실가스 배출량을 0 (100% 감축안) 또는 20.7백만톤 (92.3% 감축안)으로 분류했다. 어느 안이든, 전력계통의 유연성을 위해 잔존하는 LNG발전을 무탄소 수소 기반으로 전환하는 방향이 강조됐다. 다만 수소터빈이 상용화되지 않은 만큼 향후 기술 개발의 과제를 단서로 제시했다.

2050년까지 달성해야 하는 탄소중립 목표와 발전소의 통상 가동 기간인 30년을 고려하면, 온실가스를 다량

청정수소 혼소라는 불확실한 약속

신규 LNG 발전사업의 수소 혼소 계획 전수 분석 이슈브리프

배출하는 LNG발전소에 대한 탈탄소 방안은 핵심 과제가 될 수밖에 없다. 10차 전기본에서 LNG복합 발전기에 수소 50% 혼소 발전을 반영하고 점차 확대하겠다고 밝혔다. 이에 따라 수소 암모니아의 발전량 전망이 별도 항목으로 추산됐다. 아울러, LNG 발전의 적정 설비규모의 수준을 검토하고, 과도한 LNG 발전용량 확대를 지양하기 위한 대책 필요성이 제시됐다. 10차 전기본이 확정된 후 2024년 5월에는 세계 최초로 청정수소발전 입찰시장이 개설됐다.

2025년 1월에 확정된 11차 전력수급기본계획에서는 추가적인 석탄의 LNG 대체 중단을 표방했다. 다만, 10차 전기본까지 적용된 노후 석탄화력의 LNG 대체는 정책 신뢰성을 고려해 유지하기로 했고, 현재 정부의 '2040년 탈석탄' 기조에서도 이는 그대로 이어지고 있다. 이에 따라 2036년까지 석탄의 LNG 대체(14.1GW)는 지속되는 한편, 2037~2038년 폐지 예정인 12기 석탄발전(6.8GW)은 양수발전, 수소 전소와 암모니아 혼소를 비롯한 '무탄소' 위주로 전환하겠다고 제시됐다.

석탄의 LNG 대체 중단 표방에도, 11차 전기본에서는 여전히 노후 석탄발전의 일부를 LNG열병합발전으로 전환하는 방안은 허용하도록 했다. 2037~2038년에 수명연한 도래하는 노후석탄 12기 중 6기는 사업자 의향에 따라 '수소전소 또는 열병합'으로 대체 가능하도록 하면서, LNG 열병합발전 사업으로의 우회할 수 있는 방안을 열어두었다. 아울러, 신규 LNG발전 진입 자체를 제한하는 정책 방향이 명시적으로 제시되지도 않았다. 11차 전기본에서는 제주복합 3호기 등 사업자 선정을 반영하기도 했다.

석탄발전을 대체하는 정책 외에도, 정부는 데이터센터와 반도체를 비롯한 추가 전력 수요에 대응하기 위해 신규 LNG발전 추진의 가능성을 시사했다. 정부가 최근 '3대 메가프로젝트'를 발표해 2030년까지 AI 데이터센터와 반도체 신규 설비에 총 24.7GW 전력 설비가 추가로 필요할 것으로 전망했다. 이는 현재 국가 전력수요의 25%에 해당하는 막대한 규모로, 정부는 추가 수요에 대응하기 위한 전력 공급 방안으로 LNG발전 신설을 포함해 검토하는 것으로 알려졌다.

표1 건설 또는 계획 중인 LNG 복합발전 및 열병합발전 설비 (총 22.1GW)

석탄발전 대체 설비 13.6GW		일반 설비 8.4GW	
건설 중* 5.7GW		계획 중 16.4GW	

* 공사계획인가 후 착공된 설비

자료: 기후에너지환경부, 전력거래소, 김정호 의원실. 2026년 7월 기준

표2 확정 전력수급기본계획에 따른 건설 또는 계획 LNG 발전사업 현황

확정 전력수급기본계획	발전소(기수)	설비용량(MW)	비고
9차	8	5,167.0	석탄 대체 8기 해당
10차	13	6,328.5	석탄 대체 4기 포함
11차	12	5,414.7	석탄 대체 7기 포함

자료: 기후에너지환경부

2. 수소 혼소 - LNG발전의 유력한 감축 방안인가, 불확실한 약속인가

청정수소의 활용 - LNG발전 수소 혼소는 우선 과제인가

글로벌 주요 시나리오에서 그린수소는 탄소중립 목표 달성에 주요한 역할을 담당할 것으로 전망된다. 국제재생에너지기구(IRENA)에 따르면, 수소는 지구온난화 방지 1.5°C 달성 시나리오에서 감축량의 10%, 최종에너지의 12%를 차지할 것으로 나타났다.¹ 이는 전기화의 감축 잠재량보다는 낮은 것으로, 직접적으로 전기화가 가능한 부문은 전기화를 우선하고, 전기화하기 어려운 부문의 경우 수소를 활용하는 방향이 효과적이다. 기후 싱크탱크 아고라 인더스트리에 따르면, 재생에너지 기반 전기화가 수소 기반 수단에 비해 온실가스 감축 잠재량이 높은 것으로 평가됐다. 아울러, 전기분해 방식의 수소 생산 방식은 에너지 손실이 20~30% 가량 발생한다.²

향후 수소 수요가 증가하면서 공급 부족이 나타날 것으로 전망되면서, 어느 부문에 수소 활용을 우선할지는 주요한 정책 과제다. 국제에너지기구(IEA)에 따르면 2025년 세계 수소 수요는 사상 처음으로 1억톤을 돌파했다.³ 현재 수소 수요의 대부분은 화학, 철강, 정유와 같은 산업 부문이 차지한다. 이런 경향은 장기적으로 이어져, 복수의 시

1 IRENA(2022), World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway, <https://www.irena.org/Publications/2022/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2022>

2 Agora Industry(2025), Prioritising hydrogen for the most effective uses, https://www.agora-industry.org/fileadmin/Projekte/2025/2025-04_INT_No-regret-H2/A_IND_Prioritising_hydrogen_WEB.pdf

3 IEA (2026), Global Hydrogen Review 2026, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2026>

나리오에서 2050년 글로벌 수소 수요 중 산업 부문이 가장 큰 비중을 차지하고 수송 부문이 두 번째로 높은 비중을 나타낼 것으로 전망된다. 발전 부문의 경우, 재생에너지 잉여 전력이 풍부한 지역에서 수소로 전환해 전력 계통의 유연성을 보완하거나 장기 에너지저장의 수단으로서 역할이 주요할 것으로 보인다. 반면, 발전량 기여도 자체는 높지 않을 것으로 전망되며, 복수의 시나리오에서 수소발전의 발전량 비중은 2040년 0~3%, 2050년 0~6% 수준으로 전망된다.⁴

국제에너지기구에 따르면, 청정수소 발전에 대한 정책 지원을 우선하는 국가는 일본과 한국이 가장 두드러진다. 일본은 청정수소 연료 공급에 대해 15년간 차액결제계약(Contract for Difference, CfD) 방식의 지원과 발전설비에 대해 20년간 초기 투자비 회수를 보전하게 하는 장기탈탄소전원입찰제도를 운영하고 있다. 이런 제도를 통해 지원되는 프로젝트는 대부분 석탄발전의 암모니아 혼소에 해당한다. 미국 천연가스 생산 설비에서 수입한 암모니아를 JERA가 운영하는 1,000MW의 헤키난 석탄발전과 홋카이도전력이 운영하는 700MW의 토마토-아츠마 석탄발전소에서 혼소하는 프로젝트가 대표적이다.⁵ 세계적으로 가스발전에 청정수소를 혼소·전소하는 프로젝트는 아직 소형 터빈에 한해 도입됐고 대형 터빈의 경우 실증 단계에 머물러 있다.

난감축 산업에서의 수소 사용이 두드러지는 글로벌 추세와 달리, 한국은 발전 부문 중심의 수소 정책을 추진해 왔다. 2021년 1차 수소경제 이행 기본계획에서 2030년 수소 수요량을 3.9백만톤으로 설정했는데, 발전 부문이 3.5백만톤으로 90%를 차지했다. 2050년 수소 수요량은 27.9백만톤으로 증가하는데, 발전 부문이 13.5백만톤으로 최대 비중을 유지하고 산업 부문은 10.6백만톤으로 전망했다. 2030년까지 석탄발전기에 20%의 암모니아를 혼소하고, 2030년 이후 LNG 터빈에 수소를 50% 혼소하겠다는 방향을 설정했다. 대형 수소전소 터빈 상용화가 요구되는 수소 전소 발전은 중장기 과제로 설정된 가운데, 정부는 과도기적 방안으로 LNG-수소 혼소 도입 방안을 추진 중이다.

정부는 2022년 청정수소 생태계 조성방안을 발표해 제1차 수소경제 이행 기본계획에서 제시된 청정수소 공급망 구축 관련 내용을 구체화했다. 재생에너지와 연계한 수전해 실증을 통해 대규모 그린수소 생산기반을 구축해 2030년 25만 톤(3,500원/kg)에서 2050년 300만 톤(2,500원/kg)으로 그린수소 생산을 확대하는 목표를 설정했다.

2023년 수립된 10차 전력수급기본계획에서는 수소, 암모니아 발전량이 최초로 설정됐다. 2030년 기준 수소와 암모니아 발전량은 13TWh로 전체의 2.1% 비중을 차지하는 것으로 제시됐다. 2030년 LNG-수소 혼소와 석탄-암모니아 혼소 발전량은 각각 6.1TWh, 6.9TWh로 전망됐다. 11차 전력수급기본계획에서는 2030년 발전량과 발전 비중이 15.5TWh, 2.4%로 각각 상향 조정됐다.

2026년 4월 공개된 12차 전력수급기본계획의 전력수요 전망 초안에 따르면, 11차 계획에 비해 전기화 추가수

4 Agora Industry(2025), Prioritising hydrogen for the most effective uses, https://www.agora-industry.org/fileadmin/Projekte/2025/2025-04_INT_No-regret-H2/A_IND_Prioritising_hydrogen_WEB.pdf

5 IEA (2026), Global Hydrogen Review 2026, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2026>

요가 대폭 증가했다. 2040년 기준 총 112.6~119.4TWh 수준의 전기화 추가수요가 발생하는데, 이 중에서 수소는 33.2TWh로 최대 비중을 나타냈고 산업 부문은 31.5TWh로 나타났다. 수소 관련 높은 추가수요의 요인으로는 발전 부문에서 청정수소 발전을 선제 반영했다고 제시됐다. 8월 기후부는 '3대 메가프로젝트'를 반영해 수요를 당초 전망보다 26.8GW 급증한 165GW 수준으로 재산정했다. 기준안 수요에 따르면, 2040년 전력수요는 반도체 산업에서 당초보다 20.6GW 늘어난 24.6GW, 데이터센터는 당초보다 7.9GW 높은 11.9GW로 산정됐다.

국제에너지기구는 2025년 11월 발간한 **한국 2025 에너지 정책 검토(Korea 2025 Energy Policy Review)** 보고서에서 정부의 수소 인센티브 정책이 발전과 같은 부문에 집중돼 있는데, 이는 초기 청정수요의 수요 창출을 위해 유효할 수 있지만, 비용효과성에 초점을 두고 산업, 중장비 수송과 같은 감축 잠재량이 높은 난감축 부문에 대한 수소 활용을 우선할 것을 권고했다.⁶

청정수소 발전 입찰시장 현황 - 물량 축소, 환경성 강화 등 정책 불확실성 증가

정부는 '수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률(수소법)'에 근거해 2023년 수소 또는 수소화합물(암모니아)를 연료로 전기를 생산하는 발전원을 지원하기 위한 수소발전 입찰시장을 도입했다. 수소발전을 신재생에너지 공급의무화 제도(RPS)에서 분리해 다양한 수소 기술의 보급을 촉진하겠다는 취지였다. 입찰시장을 구분해 연료전지 기반의 일반수소 발전 입찰시장과 청정수소를 사용한 발전기만 진입이 가능한 청정수소 발전 입찰시장을 2023년과 2024년 각각 개설했다. 아울러, 2024년 수소 생산과 수입 과정에서 온실가스 배출량이 적은 수소를 청정수소(수소 1kg 생산 시 온실가스 배출량이 4kgCO₂e)로 인증하고 인센티브를 제공하기 위한 청정수소 인증 기준이 도입됐다.

수소발전 입찰시장이 개설되고 3년이 지났지만, 저조한 낙찰률과 입찰물량의 축소를 나타내며 시장이 위축된 상황이다. 일반수소 시장은 2023년 도입 이후 매년 입찰물량이 1,300GWh 규모로 유지됐지만 2026년 기후부는 930GWh로 줄어든 물량을 행정예고했다. 이후 입찰물량도 축소될 것으로 전망된다. LNG 기반의 그레이수소(부생수소)를 사용하는 연료전지 보급에 따른 온실가스 감축 효과가 제한적이라는 평가를 반영한 것으로 보인다.

청정수소 발전 입찰시장(Clean Hydrogen Portfolio Standard, CHPS)도 개설 2년 동안 표류를 거듭했다. 2024년 당시 6,500GWh를 입찰물량으로 개설했지만, 11% 수준인 750GWh만 낙찰됐다. 6개 발전소(5개 회사)가 6,172GWh 규모로 입찰에 참여했지만, 남부발전이 운영하는 삼척그린파워의 석탄발전 암모니아 혼소 사업 1건만 낙찰됐다. 높은 수소 가격과 생산 인프라 부족이 주요 한계점으로 평가된다. 청정수소 발전량에 대해 전기요금으로 지원하는 만큼 경제성은 시장 설계의 주요 기준이다. 당시 입찰에 참여한 청정수소 발전단가

6 IEA (2025), Korea 2025 Energy Policy Review, <https://www.iea.org/reports/korea-2025>

가 해상풍력 단가에 비해 20% 수준 높아 평가대상에 제외된 것으로 알려졌다.

2025년 청정수소 발전시장 입찰물량이 연간 3,000GWh로 공고됐다가 이후 취소되면서 당해 입찰시장은 개설되지 못했다. 석탄-암모니아 혼소발전이 실효성이 낮다는 평가와 '2040년 탈석탄'이란 새로운 정부 기조에 맞춰 석탄-암모니아 혼소발전을 청정수소발전 입찰시장 지원 대상에서 제외하겠다는 방향이다.

2026년 기후부는 청정수소 발전시장을 입찰물량을 연간 500GWh로 행정예고했다. 현행 고시에서 제시된 연간 청정수소 발전시장 물량인 3,000GWh보다 1% 낮아진 규모다. 이는 중형급(150MW) LNG발전소의 수소 혼소량에 불과한 수준이다. 제주도에 추진 중인 50MW 규모의 수전해 기반 그린수소 생산 계획과 연동될 것으로 보인다.

물량 축소뿐 아니라 정부는 국내산 청정수소 중심으로 입찰시장 평가체계를 개편하겠다고 밝혔다. '수전해 등 국내 청정수소 생산 생태계 조성'을 견인하기 위한 취지다. 다만, 국내 청정수소 생산 단가가 수입 청정수소에 비해 높아 발전단가와 전기요금 상승 부담으로 작용하고, 대규모 국내 청정수소 생산 인프라가 충분하지 않다는 점이 제약 요인으로 보인다.

현행 청정수소발전에서 발전사는 판매하고자 하는 연간 수소발전 전력량을 입찰하며, 총 균등화발전원가인 LCOE(고정비+운영비+연료비) 기반 입찰가격을 제출한다. 비공개인 총 LCOE 및 연료비 상한가격을 초과한 사업은 평가에서 제외된다. 낙찰된 사업은 준비기간 3년 후 상업운전을 개시해 15년을 거래기간으로 계약하게 된다. 총 입찰가격과 전력시장 정산단가 간의 차이를 정산하는 차액계약 방식을 따른다.

입찰에 참여하기 위해서 발전사는 청정수소 인증서를 취득한 연료를 사용해야 하며, 기준 혼소율을 열량 기준 20% 이상 충족해야 한다. LNG-수소 혼소발전의 경우, 열량 기준 혼소율은 온실가스 감축율과 동일하다. 예를 들어, LNG발전에 열량 기준 20% 수소를 혼소하면, 이론적으로 온실가스를 20% 감축 가능하다. 다만, 발전 업계는 열량기준 대신 부피 기준 혼소율을 통용하고 있다는 점에 유의할 필요가 있다.

열량 기준과 달리, 부피 기준 수소 혼소율은 온실가스 감축율과 비례하지 않는다. 이는 수소가 천연가스보다 단위 부피당 발열량이 낮기 때문이다. 부피 기준 30% 수소 혼소에서 온실가스 감축률은 11%에 해당하며, 50% 혼소에서 약 22~24% 감축, 80% 혼에서도 50% 감축에 그친다. 실제 터빈 효율과 운전 조건까지 겹치면 온실가스 감축률은 이론보다 더 작게 나타난다. 따라서 부피 기준 수소 혼소율을 높여도 실제 온실가스 감축 효과는 제한적이며, 유의미한 수준의 감축을 유도하기 위해서는 전소에 가까운 구간으로 활용해야 한다. 청정수소 발전시장의 최저 혼소율 요건인 열량 기준 20%를 부피 기준으로 환산하면 약 45% 혼소율에 해당한다.

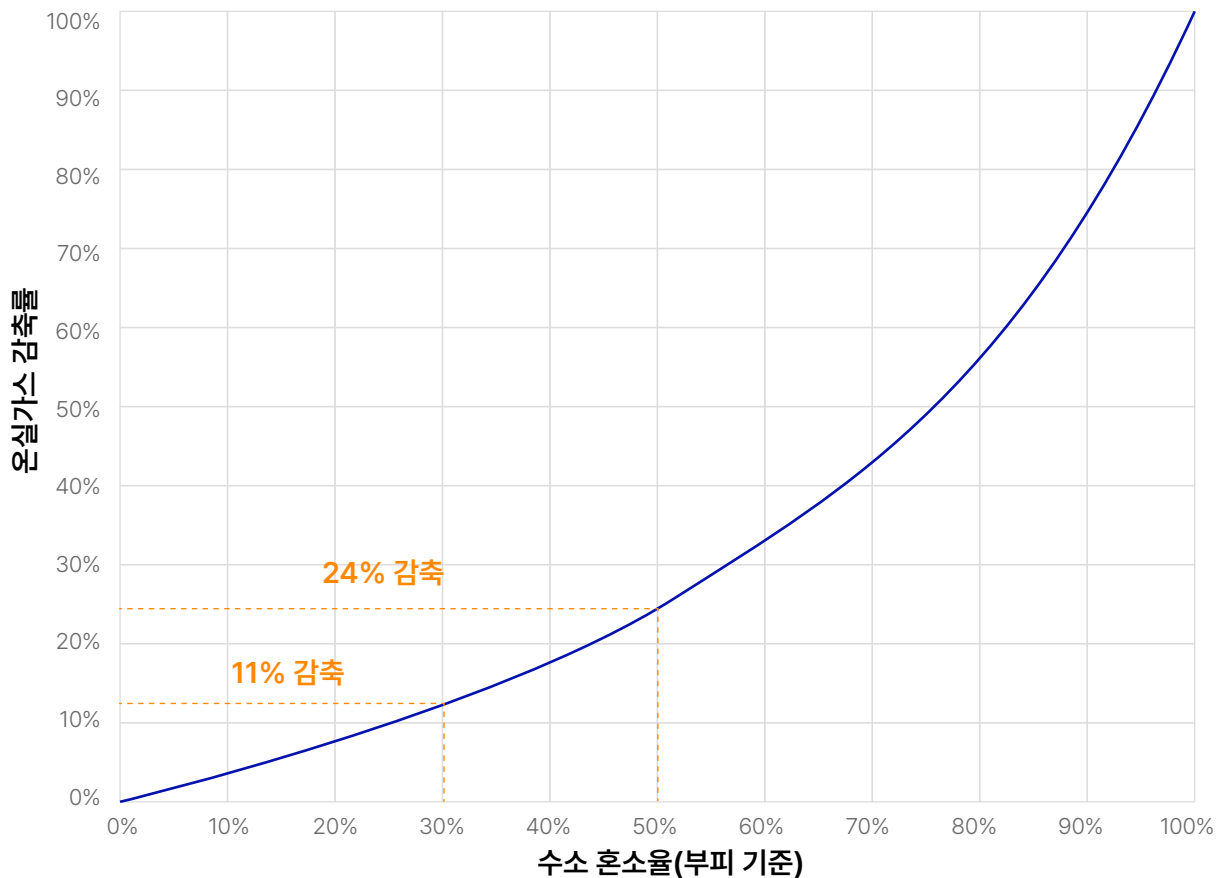
LNG-수소 혼소의 제한적인 온실가스 감축 효과를 고려했을 때, 수소 혼소 기반의 청정수소 발전 입찰시장의 도입 취지 자체가 대형 신규 LNG발전소 확대보다는 기존 발전소 배출량의 일부 감축과 좌초 자산화 완충에 해당했다는 평가가 제기된다. 수소 혼소가 기존 LNG발전의 전환이 아니라 신규 LNG발전 확대와 연계되면서 이를 정당화하며 실질적으로는 온실가스 배출의 고착(lock-in)으로 이어질 것이란 우려다.⁷

7 에너지경제연구원, 기후위기 시대, 대규모 LNG 신규 건설 이대로 괜찮나 토론회, 2026년 3월 6일

표3 청정수소 발전시장 추진 현황

시기	공고 물량	입찰 결과	주요 내용
2024	6,500GWh	750GWh 낙찰	계획물량의 약 11%만 낙찰. 6개 발전소가 참여했으나 1개 사업만 선정
2025	3,000GWh	공고 취소	석탄-암모니아 혼소 지원 제외 방침으로 인한 공고 취소
2026	500GWh	행정예고, 하반기 입찰 예정	현재 고시 물량 대비 1/6 수준으로 축소

그림1 가스터빈의 수소 혼소율에 따른 온실가스 감축률



자료: 미국 환경보호청⁸

8 U.S. Environmental Protection Agency(2023), Hydrogen in Combustion Turbine Electric Generating Units Technical Support Document, <https://www.regulations.gov/document/EPA-HQ-OAR-2023-0072-0059>

3. 신규 LNG발전사업의 수소 활용 계획 전수 분석

신규 LNG발전의 온실가스 예상 배출량

2026년 7월 현재, 국내에서 건설 또는 계획 중인 신규 LNG 발전사업은 총 34개로, 9개 사업이 건설 중이며, 25개 사업은 계획 중이다. 계획 중인 25개 신규 LNG 발전사업 중 대부분인 24개가 2035년까지 준공될 계획이다(당진화력 5·6호기는 2036년 수명 만료 예정이, 대체 사업은 미정). 계획 중인 사업에서 복합화력은 14개, 열병합발전은 11개로 나타났다.

LNG발전은 석탄발전에 비해 연료 연소에 따른 온실가스 배출량이 상대적으로 낮지만, 다량의 온실가스를 배출하는 화석연료 발전 특성은 동일하다. 발전소의 통상 가동기간 30년간 누적 배출량이 발생하며, 현재 온실가스를 획기적으로 감축할 수 있는 상용화된 기술 방안은 마련되지 않았다는 점에서 석탄발전을 LNG발전으로 대체하는 방향은 전력 부문의 탈탄소에 심각한 제약으로 작용할 수 있다. 이에 따라 2035년 국가 온실가스 감축 목표를 달성하는 데 있어 신규 LNG발전의 확대는 중요한 변수가 될 것으로 보인다. 2035년 국가 감축 목표에서 전력 부문의 감축률은 2018년 대비 68.8~75.3%로, 산업(24.3~31%)을 비롯한 다른 부문에 비해 가장 높은 수준으로 설정됐다. 이는 탄소중립 전환에서 전기화가 확대되는 동시에 전력 부문에서 상대적으로 가장 비용효과적인 탈탄소 전환이 용이하기 때문이다.

34개 신규 LNG 발전사업 중 환경영향평가와 기후변화영향평가가 완료됐거나 진행 중인 사업은 25개에 해당한다. LNG발전 신설로 인한 온실가스 배출 증가 영향은 사업자가 제출한 기후변화영향평가서를 통해서 직접적으로 확인할 수 있다. 기후에너지환경부가 운영하는 환경영향평가 정보지원시스템(EIASS)에 공개된 평가서 원본이나 지자체 웹사이트를 통해 공개된 평가서 요약본을 통해 25개 사업의 온실가스 배출량을 조사했다. 발전소 운영에 따른 온실가스 배출량 중 연료 사용의 배출량을 기준으로 분석했는데, LNG 연소에 의한 배출량이 발전소 운영에 따른 총 배출량의 99% 수준으로 사실상 대부분을 차지한다. 평가서가 아직 작성되지 않은 사업의 배출량은 정부가 제시한 LNG발전의 온실가스 집약도(배출계수)와 보수적인 가동률을 적용해 추정했다.

2026년 7월 기준, 계획 중인 25개 미착공 LNG 발전사업에서 8개 사업은 환경영향평가를 완료했고, 나머지 17개 사업은 환경영향평가를 진행 또는 준비 단계에 있다.

표4 계획 중인 신규 LNG 발전 사업 인허가 현황 (프로젝트 기준)

	환경영향평가 완료	환경영향평가 진행	사업허가 완료	사업허가 전	계
복합화력	0	6	6	2	14
열병합발전	8	1	2	0	11
합계	8	7	8	2	25

2026년 7월 현재 기준.

자료: 기후에너지환경부, 전력거래소

온실가스 감축 방안을 적용하지 않을 경우, 현재 건설 또는 계획 중인 신규 LNG 발전사업 34개 사업의 연료 연소로 인한 연간 온실가스 배출량은 72.8백만tCO₂로 추산된다. 계획 중인 신규 LNG 발전사업의 배출량은 55.0백만tCO₂으로, 추산된 총 배출량의 76%에 해당한다. 2035년까지 준공 예정인 LNG 발전사업의 배출량은 69.8백만tCO₂으로 나타났다.

사업자가 기후변화영향평가서에 제시한 온실가스 배출량은 발전소의 가동률을 통상 91~100% 수준으로 산정했다. 현재 복합화력의 평균 가동률이 이보다 두 배 낮은 수준이고, 발전소 가동률이 향후 시장과 정책 변화에 따라 변수가 큰 만큼, 실질적 배출량은 LNG 복합발전과 열병합발전의 가동률의 현실성에 따라 차이를 나타낼 수 있다.

기후변화영향평가서에서 확인된 23개 LNG발전 사업의 평균 온실가스 배출 집약도는 0.408tCO₂/MWh으로, 11차 전력수급기본계획에서 제시된 LNG발전기의 온실가스 배출 집약도인 0.380tCO₂/MWh와 유사한 값을 나타냈다. 기후변화영향평가서가 작성되지 않은 사업에 대해서는 정부의 공식 배출 집약도와 가동률 90%를 기준으로 온실가스 배출량을 추정했다.

표5 건설 또는 계획인 LNG발전 사업의 연료연소 온실가스 배출량 (감축 방안 미적용)

건설 17.9 MtCO ₂	계획(복합화력) 33.9MtCO ₂	계획(열병합) 21.1MtCO ₂
건설 17.9 MtCO ₂	계획(기후변화영향평가서) 38.5MtCO ₂	계획(추산) 16.5MtCO ₂

수소 혼소 계획 및 온실가스 감축량

정부 정책에 맞춰 LNG 발전사업자가 각 사업의 기후변화영향평가에서 수소 활용을 충실히 반영해 실질적인 온실가스 감축 대책을 수립하고 있는지 여부는 정책 이행의 예측성과 현실성을 평가할 수 있는 중요한 근거다. LNG발전에 대한 수소 전환의 정책 방향은 10차 전력수급기본계획에서부터 본격화됐다. 정부는 수소·암모니아를 비롯한 신규 무탄소 전원 활용 방침에 따라 LNG복합 발전기에 수소 50% 혼소를 도입하고 점차 확대하겠다고 밝혔다. 10차 전력수급기본계획 확정 이후, 2024년 청정수소발전 입찰시장 개설이 되면서 제도 방안도 마련됐다. 따라서 10차 전력수급기본계획과 이후 계획에 따라 반영된 LNG 발전사업의 기후변화영향평가서에 수소 활용 계획이 실질적으로 수립됐는지 살펴볼 필요가 있다.

우선, 현재 건설 중인 9개 사업의 경우 완료된 환경영향평가와 기후변화영향평가에서 수소 활용 계획이 포함된 사업은 전무했다. 이는 건설 중인 사업 대부분이 과거 전력수급기본계획에 따라 추진되었기 때문에 수소 전환이라는 정책 변화를 반영하지 못 했다고 이해할 수 있다. 다만 9개 중 씨지앤대산 천연가스 복합화력(512MW), 분당복합화력 현대화 사업(1,000MW)은 10차 전력수급기본계획 확정 사업에 해당한다.

계획 중인 LNG 발전사업 중 복합화력과 열병합발전으로 구분해 수소 활용 관련 세부 계획을 분석했다. 우선, 신규 **복합화력** 사업 중 6개 사업이 기후변화영향평가를 완료했거나 진행 중이다. 아울러, **용인 반도체클러스터 복합화력(1~6호기) 3개 사업**은 한국동서발전(1,000MW), 한국남부발전(1,000MW), 한국서부발전(1,000MW)을 비롯한 발전사의 환경영향평가가 협의 전이지만, 한국토지주택공사가 이미 시행한 '용인 첨단시스템반도체 클러스터 국가산업단지 개발사업' 기후변화영향평가에서 포함된 LNG-수소 혼소 계획을 참고해 포함했다.

계획 중인 LNG 복합화력 사업은 대체로 수소 혼소 목표가 미흡하거나 상당한 불확실성을 포함한 것으로 나타났다. 10차 전력수급기본계획 이후 확정 설비도 수소 혼소 계획이 누락됐거나 2050년까지 수소 혼소율을 30% 수준으로 설정했고, 그나마 향후 여건에 따라 목표와 계획이 변동될 수 있다고 제시했다. 수소 전소 목표를 설정한 사업은 2개에 불과했다. 일부 사업자는 수소 혼소에 따른 온실가스 감축 효과가 제한적이어서 정부 정책 목표에 부합하지 않는다는 자체 평가도 기후변화영향평가서에 포함했다.

- **하동복합화력(1,000MW) 사업**의 경우, 사업자인 한국남부발전은 기후변화영향평가서 초안에 온실가스 감축 전략으로 수소연료 혼소를 포함했다고 밝혔다. 다만 '수소사용을 통한 온실가스 저감을 검토할 계획'이며 '현재 유사사업 사례에서 수소 혼소 관련 선례가 없으므로 향후 기후에너지환경부 및 한국에너지공단 등 유관기관과 협의하여 최종 적용 여부를 결정'하겠다는 단서를 제시했고, '향후 기술개발 및 인프라 확충을 전제로 수소 혼소 30%를 검토할 계획'이라고 서술했다. 이 사업은 부피 기준 30% 수소 혼소를 적용해 온실가스 11% 감축을 달성하는 시기를 2050년으로 설정했다. 국가 2050년 탄소중립 목표에 미달하는 목표 설정이지만, 기후변화영향평가서에서는 해당 사업이 정부 정책에 '부합'한다고 제시했다.

- **신호남 복합화력(500MW) 사업**은 9차 전력수급기본계획 확정 설비이지만, 다른 사업 대비 가장 최근 환경영향평가 절차가 진행 중으로, 2026년 7월 초안이 공람에 들어갔다. 사업자인 한국동서발전은 '2050년까지 수소 혼소율 30% 적용을 목표로 수소에너지 전환을 단계적으로 추진할 계획'이라고 밝히고 있다. 30% 수소 혼소를 통해 2050년까지 온실가스를 11% 감축하겠다는 목표다.
- 10차 전력수급기본계획 확정 설비인 **제주청정에너지복합화력(150MW)**의 기후변화영향평가서 초안(요약서)에서는 '전력수급기본계획에 따라 향후 수소 혼소가 가능'하다고 포함했지만, 구체적인 목표와 계획을 명시하지 않았다. 다만, 온실가스 감축 목표가 2030년 11%, 2040년 23%, 2050년 100%로 제시돼, 수소 혼소를 반영한 것으로 보인다. 사후환경영향조사 계획으로 수소연료 혼소계획 확인 여부를 연 1회 실시하겠다는 내용이 반영됐다.
- 노후 석탄발전인 동해화력 1·2호기를 대체하는 **동해 청정에너지복합 사업(400MW)**의 기후변화영향평가서 초안(요약서)에서는 구체적인 수소 혼소 계획을 확인할 수 없다. 2040년까지 온실가스 감축량은 매우 미미한 수준으로 수소 혼소를 반영하지 않은 것으로 분석된다. 2050년 감축 목표는 30% 설정했는데, 이는 30%의 수소 혼소(부피 기준)를 반영한 것으로 추정된다.
- 노후 열병합발전소를 신규 복합화력 설비로 교체하는 **일산 현대화(900MW) 사업**의 기후변화영향평가서 초안(요약서)에서 온실가스 감축 방안으로 수소 혼소를 명시하고 있지 않다. 다만, 2040년과 2050년 온실가스 11% 감축 목표를 설정하고 있는데, 이는 30% 수소 혼소 (부피 기준) 적용을 근거로 한 것으로 보인다. 사업자인 한국동서발전은 온실가스 감축 목표가 저조한 수준으로 설정돼 정부 정책에 '미달성'하다고 평가하고 있으며 '감축 기술개발 및 인프라 지원이 제한적'이라는 것을 사유로 제시했다.
- 11차 전력수급기본계획 확정 설비인 **제주복합 3호기 사업(150MW)**의 기후변화영향평가서 초안에서는 수소 혼소 계획을 확인할 수 없다. 사업자인 한국중부발전은 중장기 온실가스 감축 목표를 설정했지만, 이는 정부의 중장기 감축 목표를 그대로 적용했을 뿐이고, 세부 감축 방안이 제시되지 않아 실효성이 낮아 보인다.
- **용인 반도체클러스터 복합화력 사업(3,000MW)** 사업은 용인 첨단시스템 반도체 클러스터 국가산업단지 개발의 일환으로 500MW 규모의 LNG복합화력 6기를 건설하는 계획이다. 한국동서발전, 한국남부발전, 한국서부발전이 석탄발전을 대체하기 위해 2030~2032년까지 LNG복합화력을 건설할 예정으로, 해당 사업의 기후변화영향평가는 협의되기 전이다. 다만 한국토지주택공사가 주관하는 '용인 첨단시스템반도체 클러스터 국가산업단지 개발사업'에 대한 기후변화영향평가가 이미 진행됐으며, 해당 평가서에 LNG복합화력 계획이 포함돼 있다. 2032년 수소 혼소 50%를 적용해 연료 연소에 의한 온실가스를 21.4% 저감하겠다고 서술해 상대적으로 가장 높은 목표를 설정했다. 다만 '향후 수소터빈 상용화, 수소 공급여건 및 배관망 인프라 구축, 청정수소발전 의무화 제도(CHPS) 등 대내외적 여건에 따라 혼소율 및 감축량은 변동될 수 있음'이라고 제시하고 있다.

표6 계획 중인 LNG복합발전 사업의 수소 혼소 계획

사업명	기후변화 영향평가	용량 (MW)	확정 전기본	준공예정	수소 혼소 계획 요약
하동복합	본안 협의	1,000	9차	2029	정부 정책 및 기술개발에 따라 수소 혼소는 추후 검토할 계획. 2050년 수소 혼소 30%를 통한 온실가스 배출량 11% 저감 목표 설정.
신호남복합	초안 진행	500	9차	2030	2035년, 2040년, 2050년 수소 혼소 30% (부피 기준) 목표를 통한 온실가스 11% 감축
제주청정에너지 복합	본안 협의	150	10차	2029	전력수급기본계획에 따라 향후 수소 혼소 가능. 온실가스 감축 목표 2030년 11%, 2040년 23%, 2050년 100%로 설정. 사후환경영향조사 계획에 수소연료 혼소계획 확인 여부(연1회) 반영
동해 청정에너지 복합	초안 완료	400	10차	2029	2040년까지 수소 혼소 목표 부존재. 2050년 수소 혼소 30% (부피 기준) 통한 온실가스 11% 저감 목표 설정
일산현대화사업 (12호기)	초안 완료	900	10차	2030(#1), 2034(#2)	초안(요약서)에 수소 혼소에 대한 명시적 언급은 없지만 2040년 및 2050년 온실가스 11% 감축 목표 설정은 수소 혼소 30% 적용을 근거로 한 것으로 추정
제주복합#3	초안 완료	150	11차	2030	수소 혼소 계획 부존재. 정부의 중장기 온실가스 감축 목표를 준용해 감축 목표 설정
용인반도체클러 스터복합화력 (3개 사업 종합)	본안 완료 (국가산단)*	3,000	11차	2030- 2032	2032년 수소 혼소 50% 적용에 따라 온실가스 21.4%, 2050년 수소 전소로 100% 감축. 다만 '향후 수소터빈 상용화, 수소 공급여건 및 배관망 인프라 구축, CHPS 등 대내외적 여건에 따라 혼소율 및 감축량은 변동될 수 있음'이라고 제시

자료: 기후에너지환경부 환경영향평가 정보지원시스템

* 한국토지주택공사가 시행하는 '용인 첨단시스템반도체 클러스터 국가산업단지 개발사업' 환경영향평가는 2024년 본안 협의를 완료했으며(2026년 7월 현재 재협의 진행 중), 여기에 포함되어 있는 LNG 복합화력(3,000MW)의 온실가스 배출량과 감축 방안을 참고함. 다만, LNG 발전소의 경우 별도 기후변화영향평가가 대상으로, 추후 발전사업자가 별도로 기후변화영향평가 협의를 추진할 계획.

현재 계획 중인 11개 LNG 열병합발전 사업 중 9개 사업이 환경영향평가를 완료(8개)했거나 진행 중(1개)으로, 복합발전 사업에 비해 인허가 절차가 전반적으로 앞선 것으로 나타났다. 10차 전력수급기본계획 이후 확정 설비인 3개 사업은 환경영향평가를 완료했지만, 수소 활용 계획을 포함하지 않았다. 나머지 6개 사업은 전반적으로 단계적 수소 혼소 확대 목표를 포함했다. 다만, 기술 상용화나 경제성 확보를 비롯한 여건이 확보되지 않을 경우 혼소 계획이 조정될 가능성을 공통적으로 제시했다.

- **남양주열병합(492.6MW), 마곡열병합(285MW), 여수그린집단에너지(495MW)** 사업은 10차·11차 전력수급기본계획 확정 설비이지만, 기후변화영향평가서에서 수소 혼소 계획을 반영하지 않았다.
- 2025년 환경영향평가 협의를 완료한 **용인 반도체클러스터 집단에너지사업(1,050MW)**은 용인 반도체 일반 산업단지에 열과 에너지를 공급하기 위한 사업으로 2029년 준공 예정이며, 2032년 수소 혼소율을 50%로 설정해 다른 사업 대비 가장 높은 목표를 나타냈다. 이후 수소 혼소율을 2040년 60%, 2050년 100%(전소)로 설정했다. 이에 따라 연료연소 온실가스 배출량은 2030년 21.3%, 2040년 28.9%, 2050년 100% 감축될 것으로 예상된다. 다만 **‘현재 초대형 가스터빈의 수소 혼소율은 약 30% 기술력을 확보한 상태로, 실증 실험 등 일정을 고려할 때 2032년 수소 혼소 50% 계획은 다소 지연될 수 있을 것으로 예상’**된다고 기술하고 있다. 이 사업은 당초 본안에서 2030년 수소 혼소율 20%, 2040년 50%로 수립했지만, 목표 상향에 대한 협의 의견을 반영했다.
- **송산빛그린(480.9MW)과 고양창릉 열병합발전(498.6MW) 사업**은 기후변화영향평가서에서 수소 혼소율의 단계적 확대 목표를 동일하게 설정했다. 수소 혼소율(부피 기준)을 2030년 30%, 2040년 70%, 2050년 100%로 적용해, 이에 따라 온실가스를 2030년 11%, 2040년 36~41%, 2050년 100% 감축하는 것으로 설정했다. 다만, 사업자는 기술, 인프라, 연료 경제성을 비롯한 조건이 확보되는 것을 전제로 하며, 여건에 따라 시기가 조정될 가능성을 시사했다. 고양창릉열병합 사업자인 한국남부발전은 ‘국가적 수소 공급망 인프라 조성, 수소 혼소 가스터빈 상용화 기술 확보, 경제성 확보 가능한 수준의 수소 단가가 형성될 경우 수소혼소 발전이 가능’하다고 제시했다. 아울러 ‘국내 청정수소 생산 기반이 매우 부족한 상황’을 비롯해 현시점에서 수소 혼소 발전을 본격적으로 추진하기에는 여러 구조적 한계가 존재한다고 서술했다.
- **아산열병합발전 사업(499.4MW)**의 기후변화영향평가서 초안에 따르면 ‘향후 수소 혼소가 가능한 설비를 구성’하겠다고 제시하면서 온실가스 감축 목표를 2030년 30%, 2040년 40%, 2050년 50%로 각각 설정했다.
- 11차 전력수급기본 확정 설비인 **여수에코에너지 집단에너지(489.9MW) 사업**의 수소 혼소 계획은 불확실성과 정책과의 간극을 나타낸다. 사업자는 2029년 준공 예정인 해당 사업에 대해 ‘2030년 단기간 내에 수소 혼소를 위한 인프라 구축이 현실적으로 어려운 실정’이라며 2030년대까지의 수소 혼소 목표를 수립하지 않았다. 대신, 수소 혼소율을 2040년 30%, 2050년 100%로 설정했다. 그조차 ‘현재 유사사업 사례에서 수소 혼소 관련 선례가 없으므로 향후 산업통상부 및 한국에너지공단 등 유관기관과 협의하여 최종 적용 여부를 결정하는 것으로 계획’한다고 조건부로 서술하고 있다.
- **대전열병합 현대화(494.39MW) 사업**은 수소 혼소율(부피 기준)을 2035년 30%, 2040년 50%, 2050년 전소(100%)로 설정하고 있다. 이에 따라 온실가스 배출량은 2035년 11%, 2040년 23%, 2050년 100% 감축하는 것으로 예측됐다. 이 사업은 청정수소 조달 방안에 대한 세부 정보를 포함하고 있는데, 그린수소가 아닌 LNG 개질 블루수소 중심의 조달과 보령블루수소 생산 계획과 같은 불확실성 프로젝트 방안을 포함하고 있다.

청정수소 혼소라는 불확실한 약속
신규 LNG 발전사업의 수소 혼소 계획 전수 분석 이슈브리프

표7 계획 중인 LNG열병합발전 사업의 수소 혼소 계획

사업명	기후변화 영향평가	용량 (MW)	확정 전기본	준공예정	수소 혼소 계획 요약
용인 반도체 클러스터 집단에너지사업	본협의 완료	1,050	-	2029	2032년 수소 혼소율(부피 기준) 50%를 시작으로, 2040년 60%, 2050년 100%(전소)로 목표 설정. 이에 따라 온실가스 배출량은 각각 21.3%, 28.9%, 100% 감축될 것으로 예상. 다만 '현재 초대형 가스터빈 의 수소 혼소율은 약 30% 기술력을 확보한 상태로 실증 실험 등 일정을 고려할 때 2032년 수소 혼소 50% 계획 은 다소 지연될 수 있을 것으로 예상'한다고 제시. 이 사업은 기후변화영향평가 본안에서 2030년 수소 혼소율 20%, 2040년 50%로 수립했지만, 목표 상향에 대한 협의 의견을 최종 반영함
송산빛그린	본협의 완료	480.9	10차	2029	수소연소 가능 터빈 도입 계획. 2030년 30% 수소 혼소로 11%, 2040년 70% 혼소로 41% 감축, 2050년 100% 감축 목표 설정
고양창릉열병합	본협의 완료	498.6	10차	2029	수소 혼소 2030년 30%, 2040 70%, 2050년 100% 를 통해 온실가스 2030년 11%, 2040년 36%, 2050년 100% 감축 목표 설정 (기술, 인프라, 연료 경제성 확보 조건)
남양주열병합	본협의 완료	492.6	10차	2028	부존재
아산열병합발전	초안 (완료)	499.4	10차	2029	향후 수소 혼소가 가능한 설비를 구성; 온실가스 2030년 30%, 2040년 40%, 2050년 50% 감축
여수그린 집단에너지	본협의 완료	495	10차	2027	부존재
마곡열병합	본협의 완료	285	11차	2026	부존재
여수에코에너지 집단에너지	본협의 완료	489.9	11차	2029	2040년 수소 혼소 30%, 2050년 100% 계획 (기술 개발과 인프라 구축 전제). 유관 기관과 협의 후 최종 결정
대전열병합 발전소	본협의 (완료)	494.39	11차	2031	수소 혼소율(부피 기준)을 2035년 30%, 2040년 50%, 2050년 전소(100%)로 설정

자료: 기후에너지환경부 환경영향평가 정보지원시스템

수소 혼소를 반영한 신규 LNG 발전사업 예상 배출량

현재 건설 또는 계획 중인 34개 신규 LNG 발전사업에서 2036년 준공 예정인 1개 사업을 제외하면 모두 2035년 이전에 준공 예정이며, 대부분 2030년을 전후해 준공될 계획이다. 22.1GW 규모의 신규 LNG발전 설비가 건설 및 계획 중인 가운데 2035년 국가 온실가스 감축 목표 달성을 위해서는 정부가 추진하는 수소발전 확대의 이행 현황에 대한 면밀한 점검이 요구된다. 정부가 추진하는 수소 혼소 계획이 효과적으로 이행되지 않을 경우 국가 온실가스 감축 목표 달성에 부정적 영향을 미칠 수 있다.

현재 건설 중인 9개 사업은 수소 활용 계획을 포함하고 있지 않다. 25개 미착공 사업 중 기후변화영향평가에 기반해 18개 사업의 수소 혼소 계획을 앞서 분석했다. 기후변화영향평가나 전기사업허가 절차 이전 단계에 있는 나머지 7개 미착공 사업은 2035년까지 30% 수소 혼소를 적용한다고 보수적으로 가정해서 감축량을 산정했다.

2035년까지 준공 예정인 33개 LNG발전사업의 온실가스 배출량은 감축 방안을 적용하지 않을 경우 69.8백만tCO₂로 예상된다. 사업자가 수립한 수소 혼소 목표를 달성한다고 가정한다면, 온실가스 배출량은 64.3백만tCO₂로 저감될 것으로 분석됐다. 이는 감축 방안을 적용하기 전에 비해 7.9%를 감축하는 것에 그치는 수준이다. 2024년 전력 부문의 온실가스 잠정 배출량은 218.3백만tCO₂⁹, 신규 LNG발전 확대에 의해 현재 전력 부문 온실가스 배출량의 29.5% 수준을 증가시킬 수 있다.

대규모 신규 LNG발전이 확대되면서 수소 혼소를 통한 감축량은 미흡할 것으로 전망되면서, 국가 감축 목표 달성에 부담으로 작용할 것으로 보인다. 분석 결과, **신규 LNG발전 사업으로 인한 온실가스 배출량은 2035년 전력 부문 목표 배출량에 상응하는 수준으로, 정책 목표 달성에 부정적 영향을 끼칠 것으로 보인다.**

2025년 11월 정부가确定的한 2035년 국가 감축목표(NDC)에서 전력 부문의 목표 배출량은 70.0~88.3백만 tCO₂이다. **하한 목표(88.3백만tCO₂)를 기준으로 할 때, 2035년 33개 신규 LNG 발전사업 가동에 따른 온실가스 배출량은 전력 부문의 목표 배출량의 72.8%에 해당하는 규모다.**

발전사업자가 자체적으로 수립한 2035년까지 수소 혼소 목표는 상당한 불확실성을 포함한 잠재적 목표이며, 청정수소 발전시장이나 기술 상용화를 비롯한 불확실성을 감안하면 신규 LNG발전의 온실가스 배출 감축량은 예상보다 더 제한적일 수 있다. 수소 혼소 방안의 실효성이 낮은 상황에서 12차 전력수급기본계획에서 추가적인 LNG발전 설비 진입을 허용할 경우 온실가스 배출량은 더욱 증가할 것으로 보인다.

9 온실가스종합정보센터(2025), 2024년도 국가 온실가스 잠정배출량, <https://www.gir.go.kr/home/board/read.do?pagerOffset=0&maxPageItems=10&maxIndexPages=10&searchKey=&searchValue=&menuId=11&boardId=2029&boardMasterId=4&boardCategoryId=&pagerOffset=>

그림 2 신규 LNG발전 온실가스 배출량 및 2035년 정책 목표

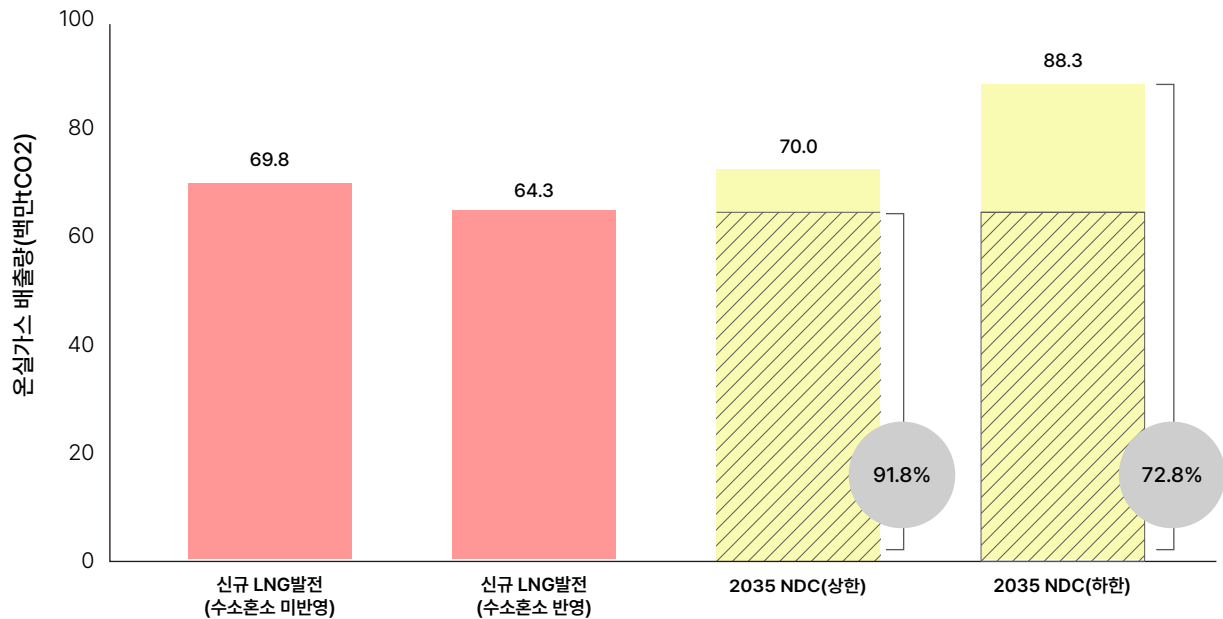
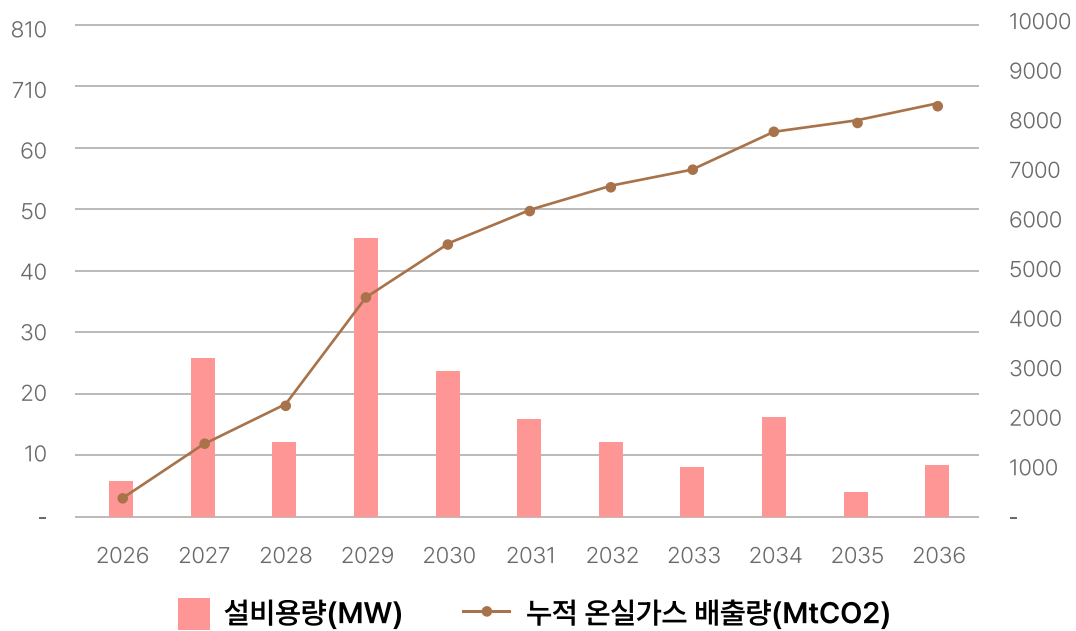


그림 3 신규 LNG발전에 따른 온실가스 배출량 추이



4. 시사점 및 정책 제언

기후변화영향평가 분석 결과, 계획 중인 LNG발전사업의 수소혼소 목표 미흡해 2035년 국가 감축목표 기여 효과 미미

현재 건설 중인 9개 LNG 발전사업 중 수소혼소 계획을 기후변화영향평가에 반영한 사업은 없는 것으로 나타났다. 계획 중인 25개 LNG 발전사업 중 기후변화영향평가를 완료했거나 진행 중인 18개 사업을 분석한 결과, 4개 사업은 수소혼소 계획을 포함하고 있지 않았다.

단기 수소혼소 목표: 2035년까지의 단기 수소 혼소 목표를 설정한 사업은 10개 사업으로 나타났다. 그 중 6개 사업은 2030년 또는 2035년까지 부피 기준으로 30% 수소 혼소 계획을 설정했다. 이는 정부가 운영하는 청정수소 발전시장의 최저 혼소율 요건(열량 기준 20%)에 미달하는 한편, 이에 따른 온실가스 감축량은 11%로 수준으로 제한적이다.

용인 반도체클러스터에 추진되는 4개 사업(복합화력 3개, 열병합발전 1개)은 2032년 수소 50% 혼소라는 상대적으로 가장 높은 목표를 수립했다. 다만 50% 수소 혼소의 실제 도입 시기는 '다소 지연'될 수 있다며 불확실성을 나타냈고, 3개의 복합화력 사업은 별도의 기후변화영향평가 협의 전으로 현재 계획의 구체성은 낮다.

대부분의 신규 LNG 발전사업이 2030년을 전후로 준공될 예정인 가운데 가동 초기에 수소혼소를 통한 온실가스 감축 효과는 미흡할 것으로 보인다. 2035년까지 준공 예정인 33개 LNG 발전 사업이 수소 혼소 목표를 달성한다고 가정해도 초기 배출량의 7.9% 감축에 그칠 것으로 추산된다. 신규 LNG 발전사업으로 인한 온실가스 배출량은 64.3백만tCO₂으로, 2035년 전력 부문의 국가 목표배출량의 72.8%에 해당하는 규모다.

수소 전소 목표: 계획 중인 18개 사업 중 수소 전소 목표를 설정한 사업은 10개에 불과하다. 수소 전소 목표 시기는 2050년으로 동일하게 설정했다. 나머지 10개 사업은 수소 전소 목표를 수립하지 않았는데, 하동복합, 동해청정에너지복합, 신호남복합, 일산현대화 4개 사업은 기후변화영향평가 초안에서 2050년까지 수소 혼소 30% 목표를 설정해 개선이 요구된다. 이는 그만큼 수소 저혼소 범위를 넘어 고효율과 전소로 전환하는 방안이 현재로서는 불확실하다는 것을 시사한다.

일부 사업은 기후변화영향평가 협의를 진행 중이며 본안 최종 협의에 따라 수소 활용 계획이 강화될 여지는 있다. 다만, 기후변화영향평가 협의를 완료한 다른 LNG발전사업의 선례를 고려하면, 그 수준은 제한적일 것으로 보인다.

사업자의 수소 혼소 계획의 불확실성 높아 탄소 고착 방지 개선 대책 필요

최근 정부가 '3대 메가프로젝트'로 인해 대폭 증가될 전력수요에 대해 무탄소 전원믹스로 공급하는 방향을 제시하며, LNG발전을 대안 중 하나로 제시하는 동시에, LNG발전의 무탄소 전환 경로 명시를 전제로 해야 한다는 것을 강조하고 있다.

9차 전력수급기본계획 확정 설비부터 수소 혼소 계획이 반영되기 시작했지만, 구체적인 수소 혼소 계획은 사업자와 프로젝트마다 큰 편차를 나타냈다. 아울러, 수소 혼소 정책을 명시적으로 표방한 10차 및 11차 전력수급기본계획에 따라 확정된 사업에서도 수소 혼소 계획이 반영되지 않은 사업도 상당히 나타났다.

이는 LNG 발전사업의 수소 전환을 의무적으로 규제할 정책이 마련되지 않은 가운데 사업자의 자율에 맡겨져 있기 때문으로 보인다. 정부가 청정수소 발전시장 제도를 2024년부터 운영하고 있지만, 일부 사업에 한정된 협의 기준으로 활용되면서 현재 규모가 미미한 수준이다.

현재 계획 중인 LNG 발전 사업의 일부가 수소 혼소 계획을 반영했지만, 사업자 대부분은 기술개발, 인프라 구축, 경제성 확보를 조건으로 수소 혼소 계획의 이행 여부를 제시했다. 아울러, 일부 사업은 수소 혼소를 여건에 따라 추후 검토하고 유관기관과 협의하겠다고 제시했다. 계획 중인 25개 사업 중 11개 사업이 수소 혼소 관련 정량적 목표를 제시했지만, 특히 신규 복합화력 사업의 경우 수소 활용 계획이 매우 불투명하며, 따라서 이는 확고한 목표라고 보는 데 한계가 있으며 정책과 시장 여건에 따라 상당히 변경될 수 있는 잠재적 전망으로 해석된다.

수소 혼소 계획의 불확실성이 높은 요인에 대해 사업자들은 다음과 같은 사항을 공통적으로 제기한다. 첫째, 청정수소 공급망 조성이다. 연도별 청정수소 혼소 물량에 필요한 충분한 청정수소 공급 가능한지는 불투명하다. '제1차 수소경제 이행 기본계획'에서 대규모 그린수소 생산기반을 구축해 2030년 25만 톤을 생산하겠다는 목표를 수립했지만, 현재 국내 그린수소 생산 프로젝트는 추진이 지연되거나 소규모 계획에 머물러 있다. 일부 사업이 청정수소 조달 계획을 반영하고 있지만, 보령블루수소 생산 프로젝트와 같은 불확실 계획을 포함하고 있다.

둘째, 수소 혼소와 전소 가스터빈의 상용화다. 현재 소형 및 중형급 가스터빈에 60% 이상의 수소 혼소 발전의 실증과 상업운전 사례가 있지만, 대형급 가스터빈에 대한 30% 이상의 고회전 발전은 기술개발 또는 실증 수준에 있다. 반면, 현재 국내 건설 또는 계획 중인 LNG 가스터빈 설비는 대부분 330MW 이상의 대형 터빈(H-클래스)에 해당한다. 정부는 150MW (F-클래스) 규모의 가스터빈에 50% 이상 수소 혼소 기술개발을 우선 추진하고, 대형급 가스터빈의 기술개발의 경우 민간 주도로 추진되고 있다.

셋째, 경제성 확보가 가능한 수준의 청정수소 단가 형성이다. 수소 가격은 LNG 가격에 비해 2~5배 높은 수준이다. 따라서 LNG-수소 혼소는 장기고정계약에 기반한 정책 지원을 제공하는 청정수소 발전시장(CHPS)에 따라 의존할 수밖에 없을 것으로 보인다.

LNG발전 사업자의 수소 혼소 계획과 마찬가지로 정부의 정책에서도 불확실성이 상승했다. 정부는 11차 전력수급기본계획에서 청정수소 발전 비중을 2030년 2.4%(15.5TWh)까지 확대하기로 했다. 그러나 기후부는

2025년 석탄-암모니아 혼소 제외를 선언하면서 청정수소 발전시장 공고를 취소하면서 입찰 물량이 개설되지 않았고, 2026년 입찰물량을 연간 500GWh로 공고해 기존에 비해 크게 축소했다. 현행 고시에서 제시된 연간 청정수소 발전시장 물량인 3000GWh보다 1% 낮아진 수준이다. 이는 중형급(150MW) LNG발전소의 수소 혼소량에 불과할 것으로 보인다.

미착공 설비 높은 비중 차지. 청정수소발전 재평가와 미착공 LNG발전 물량의 조정 필요

정부는 신규 LNG발전을 확대하면서 수소 혼소를 통해 온실가스 감축을 유도하겠다고 했지만, 현재 계획 중인 LNG 발전 사업은 낮은 수소 혼소율 기준 적용, 장기적 수소전소 목표 부재를 비롯해 정부 정책에 부합하지 않은 채 추진되는 것으로 나타났다. 이는 청정수소 혼소가 청정수소 발전시장 제도를 통해 유도되지만, 경제성 확보 제약에 따라 진입 장벽이 높은데다 인허가 절차상 의무 사항이 아니기 때문에 사업자 자율에 맡겨져 있기 때문이다.

아울러, 국내 그린수소 생산 가능 물량, 청정수소 활용이 우선 요구되는 난감축 산업 부문의 수요를 재평가하고, 발전 부문의 청정수소 수요를 합리적으로 재산정할 필요가 있다. 신규 LNG발전 설비 22.1GW 중 16.4GW가 미착공 설비로, 현재 인허가 협의 단계에 있는 만큼 온실가스 배출 고착과 좌초자산화 방지를 위해서 정부가 인허가 협의를 통해 재생에너지와 에너지저장 기술로 전환하도록 유도할 필요가 있다.

정부가 11차 전력수급기본계획에서 추가적인 석탄의 LNG 대체 중단을 표방한 것은 긍정적이다. 그럼에도, 신규 LNG 복합화력과 열병합전의 추가 진입은 계속되고 있다. LNG-수소혼소 및 수소전소 도입이 의무화되지 않은 채 추가 LNG 발전의 진입이 지속된다면 온실가스 배출 고착으로 이어질 것으로 우려된다. 최근 3대 메가프로젝트 일환으로 정부가 추가 LNG발전소 건설을 시사한 가운데 이런 우려는 가중될 수밖에 없다. 기후부는 추가 LNG발전을 추진하되 이를 수소 혼소와 전소로 전환하겠다는 방향이지만, 대규모 전력수요를 감당할 대형 가스터빈의 수소 혼소와 전소 방안은 매우 미흡하다.

표8 계획 중인 18개 LNG발전 사업의 수소 혼소 전소 계획 종합

사업명	용량 (MW)	확정 전기본	준공예정	단기(2035년) 수소 혼소 목표*	수소전소 목표
하동복합	1,000	9차	2029	없음 (2050년 30% 수소혼소)	없음
신호남복합	500	9차	2030	2035년, 2050년 30%	없음
제주청정에너지복합	150	10차	2029	2030년 30%	2050년
동해 청정에너지복합	400	10차	2029	없음 (2050년 30% 수소혼소)	없음
일산현대화사업 (1·2호기)	900	10차	2030, 2034	없음 (2040년, 2050년 30% 수소혼소)	없음
송산빛그린	480.9	10차	2029	2030년 30%	2050년
고양창릉열병합	498.6	10차	2029	2030년 30%	2050년
남양주열병합	492.6	10차	2028	없음	없음
아산열병합발전	499.4	10차	2029	2030년 30%	2050년
여수그린 집단에너지	495	10차	2027	없음	없음
제주복합#3	150	11차	2030	없음	없음
마곡열병합	285	11차	2026	없음	없음
여수에코에너지 집단에너지	489.9	11차	2029	없음 (2040년 30% 수소혼소)	2050년
대전열병합발전소	494.39	11차	2031	2035년 30%	2050년
용인반도체클러스터 복합화력 (3개 사업 종합)	3,000	11차	2030- 2032	2032년 50%	2050년
용인반도체클러스터 집단에너지사업	1,050		2029	2032년 50%	2050년

*혼소율 산정 기준은 부피기준

자료: 기후에너지환경부 환경영향평가 정보지원시스템

색상은 사업자가 제시한 수소혼소·전소 목표의 구체성과 목표 수준을 기준으로 구분함.

매우 미흡: 정량적 단기 혼소 목표 또는 수소전소 목표 없음

미흡: 2035년까지 수소 30% 혼소 목표 제시

양호: 2035년까지 수소 50% 혼소 또는 2050년 수소전소 목표 제시

정책 제언

1) 추가 LNG발전의 진입 제한

- 대규모로 증가되는 대형 LNG발전기에 대해 단기적인 대책으로 LNG-수소 혼소는 물론 장기적으로도 수소 전소 발전기로 전환시킬 수 있는 방안은 매우 불확실하다. LNG발전의 전력계통 안정성 기여와 상대적으로 짧은 리드타임을 비롯한 장점이 주로 부각되는 반면 수소 혼소 및 전소를 통한 탈탄소 전환 방안은 여러 불확실성과 한계에도 낙관적으로 인식되고 있다.
- 일부 신규 LNG 발전 사업에서 2035년까지 수소 혼소를 통한 온실가스 감축 목표를 설정했지만, 사업자의 계획은 매우 큰 편차를 나타내고 있으며, 유의미한 온실가스 감축 효과는 매우 미흡한 것으로 나타났다. LNG-수소 혼소의 경제성을 보전하기 위해 필수적인 청정수소 발전시장이 운영되고 있지만, 이는 신규 LNG발전 사업 인허가 절차에서 의무사항이 아니며, 기후변화영향평가 과정에서 기후에너지환경부가 이에 대한 명확한 기준으로 협의하고 있지 않다.
- 따라서 추가적으로 LNG발전의 진입을 계속 허용한다면, 이는 온실가스 배출량 증가로 고스란히 이어지고 국가 온실가스 감축 목표 달성을 더욱 어렵게 만들 것이다. 따라서 정부는 12차 전력수급기본계획에서 추가적인 LNG발전의 진입을 제한하는 정책 원칙을 표방할 필요가 있다.

2) 미착공 신규 가스발전 계획 재검토 및 최소화, 재생에너지와 에너지저장장치 전환 유도

- 신규 LNG발전 설비의 대부분은 착공하지 않은 계획 단계에 해당한다. 현재 계획 중인 16.4GW LNG 발전 사업의 수소 혼소 계획이 미흡한 가운데 계획대로 가동될 경우 온실가스 배출 고착과 좌초자산화 리스크는 크게 증가될 것으로 우려된다.
- 전력 계통에 관성을 제공하고 유연성을 확보하기 위해 단기적으로 불가피한 규모의 LNG발전 설비 규모를 평가해 투명하게 공개하고, 미착공 설비 중 인허가 단계가 낮은 사업에 대해서는 재검토를 통해 전환을 유도해야 한다.
- 현재 신규 LNG 발전 사업의 대다수가 발전 공기업에 해당하는 만큼, 기후부가 추진 중인 통합 발전공기업이 미착공 LNG 발전 사업을 재검토하고 재생에너지와 에너지 저장장치로 전환하고 투자를 확대하는 사업을 최우선해야 한다. 기후부는 재생에너지 주력화 정책 기조에 맞춰 발전공기업을 비롯한 발전사에 LNG발전 사업을 재생에너지 사업으로 전환하도록 적극적인 협의와 지원 대책을 강구해야 한다.

3) 12차 전력수급기본계획과 국가감축목표(NDC) 정합성 강화

- 대규모 LNG발전 확대가 고스란히 온실가스 배출량 증가로 이어져 2035년 국가 감축목표 달성을 위협할 것으로 우려된다. 33개 신규 LNG 발전사업 가동에 따른 온실가스 배출량은 2035년 전력 부문

의 목표 배출량의 72.8%에 달하는 것으로 분석됐다. 석탄발전 폐지에 따른 상쇄량을 감안해도 상당한 규모다. 12차 전력수급기본계획에서 탈석탄과 LNG발전 확대 계획을 반영한 온실가스 영향을 전략환경영향평가 과정에서 면밀히 평가해야 한다.

- 과거 산업통상자원부가 전력수급기본계획을 수립하고, 환경부가 전략환경영향평가를 실시했지만, 2025년 정부 조직 개편에 따라 기후에너지환경부가 12차 전력수급기본계획과 전략환경영향평가를 모두 주관한다. 12차 전력수급기본계획의 온실가스 배출 영향에 대한 투명하고 공개적인 평가가 더욱 강조될 수밖에 없다.
- 따라서 기후부는 12차 전력수급기본계획 수립 과정에서 데이터를 투명하게 공개하고, 온실가스 배출 영향과 국가 감축 목표와의 정합성에 대해 객관적으로 검증하도록 보장하고 사회적 의견수렴 절차를 강화해야 한다.