

# 제주도 300MW 가스발전소 신설 계획의 경제적 타당성 진단



# 목차

1. 요약	3
2. 분석 배경	4
3. 제주도 전력수요 및 발전 현황	
1) 제주도 전력수요 변화(2021~2025)	5
2) 제주도 발전설비 및 발전원별 발전실적 추이(2021~2025)	7
4. 기존 운영 중인 제주 지역 가스발전소의 경제성 진단	
1) 가스발전소별 연간발전량과 이용률 추이(2021~2025)	8
2) 발전용 가스요금 추이 및 가스발전기별 재무현황(2021~2025)	10
3) 제주지역 가스발전소 경제성 분석	12
5. 300MW 가스발전소의 그린 수소 전소 전환 경제성 분석	
1) 가스발전소 그린 수소 혼 · 전소 계획 현황	13
2) 그린 수소 전소 계획에 대한 경제성 분석	14
6. 정책 제언	16
참고문헌	17

# 1. 요약

본 정책브리핑은 『제10차 전력수급기본계획』에 따라 추진 중인 제주지역 300MW 가스발전소 신설 계획(한국중부발전 삼양동 부지·한국동서발전 동북리 부지, 각 150MW)의 경제성을 종합 진단한 결과, 해당 사업이 경제적 타당성이 없고 좌초자산화 위험이 매우 크다는 결론에 도달하였다. 본 분석은 ①제주 지역 전력수요 및 발전 현황, ②기존 운영 중인 가스발전소의 재무 실적, ③ 그린 수소 전소 전환 계획의 경제성 평가를 통해 사업 재검토의 필요성을 객관적으로 입증했다.

핵심 분석 결과는 다음과 같다.

**첫째** 제주 전력계통은 가스발전을 추가로 수용할 여력이 없다. 제주-내륙 HVDC 제3연계선 가동(공급능력 360MW→600MW 확대)으로 2025년 여름철 예비율은 43.3%, 겨울철 예비율은 81.1%에 달한다. 동시에 재생에너지 설비용량은 2022년에 화석연료를 처음으로 추월하였고, 발전량 또한 견고한 성장세를 유지하는 반면 가스발전 발전량은 2024년을 정점으로 가파른 내림세로 전환되었다.

**둘째** 기존 제주 지역 가스발전소는 이미 적자 구조에 진입하였다. 전력시장 운영규칙 개정(2024년 8월, 필수 운전 최소발전용량 하향 조정)의 영향으로 가스발전소 이용률이 급락하였다. 제주복합 이용률은 2023년 60.6%에서 2025년 39.9%로, 한림복합은 2021년 50%에서 2025년 6.3%로 추락하였다. 그 결과 제주복합은 2023년부터 영업 적자로 전환되어 2025년 △294억 원, 남제주복합은 LNG 전환 첫해인 2024년부터 △280억 원, 2025년 △264억 원의 적자를 기록하고 있다. 두 발전소 모두 매출원가가 매출액을 웃도는 '역마진' 구조가 고착되었다.

**셋째** 신규 가스발전소는 동일한 적자 구조를 답습할 수밖에 없다. 복합사이클(CCGT) 균등화발전원가(LCOE)는 이용률 85% 기준으로 산정되는데, 현재 제주 가스발전소들의 저조한 이용률은 고정비 회수가 불가능한 구조적 한계를 드러낸다. 2035년 제주 탄소중립-RE100 달성을 위해 재생에너지 2.5GW와 에너지저장장치(ESS) 1GW 이상이 추가 보급될 예정이므로, 신규 가스발전소의 이용률 반등은 사실상 불가능하다.

**넷째** '그린 수소 전소' 명분은 경제적·기술적으로 성립하지 않는다. ▲해상풍력 2.7GW(약 16조 4,700억 원) 및 수전해시설 800MW(약 4조 1,300억 원) 이상의 인프라 구축 필요 ▲제주 그린 수소 생산 단가는 kWh 기준 594~1,200원으로 재생에너지 대비 4~10배 수준으로 경제성 결여 ▲50% 혼소 시 CO<sub>2</sub> 감축률은 24%에 불과, CO<sub>2</sub> 절반 감축을 위해서는 부피 기준 77% 혼소 필요 ▲2030년 그린 수소 공급예정량 4,242톤은 50MW 가스터빈 4기의 50% 혼소 필요량(약 14,000톤)에 크게 미달 ▲50% 혼소 터빈을 먼저 설치한 후 100% 전소 터빈으로 교체하는 방식으로 터빈 비용 이중 지출 등의 문제가 확인되었다.

**다섯째** 복합사이클 구성 자체가 재생에너지 백업 기능에 부적합하다. 증기터빈의 열역력·열적 관성으로 인해 잦은 정지가 어려워 필수운전(Must-run)이 강제되며, 이는 그린 수소 수요를 불필요하게 증대시키고 질소산화물(NOx) 배출 급증을 초래한다. 재생에너지 백업이 목적이라면 증기터빈 없는 단순사이클로 설계되었어야 한다.

결론적으로,

현행 300MW 가스발전소 신설 계획은 재무적 손실을 넘어 좌초자산화로 이어질 가능성이 높으며, 정부의 재생에너지·ESS 보급계획과 충돌하여 에너지 전환의 걸림돌이 될 것이다. 따라서 사업의 재검토가 시급히 요구된다.

## 2. 분석 배경

제주지역 300MW 가스발전소 신설 계획은 2023년 1월 공고된 『제10차 전력수급기본계획』에 제주권 신규 가스발전 설비 600MW 도입이 반영되고, 그중 300MW에 대한 우선 시행이 결정되면서 본격화되었다.

이에 제주특별자치도는 즉각 「청정 에너지 대전환 로드맵」을 발표하며, 수소 혼·전소가 가능한 300MW 규모의 가스발전소 건설 및 운영 계획을 공식화하였다. 당시 오영훈 도지사는 수소 경제로의 전환을 역설하며, 발전 부문을 포함한 에너지 전반에 걸친 수소 활용의 당위성을 강조한 바 있다.

지자체의 강력한 추진 의지 속에 사업은 가시화되었다. 산업통상자원부의 「제주지역 150MW급 신규 LNG복합 발전사업 건설의향조사」를 거쳐, 2023년 9월 한국중부발전(삼양동 부지)과 한국동서발전(동복리 부지)이 최종 사업자로 선정되었다. 이후 2024년부터 환경영향평가 절차에 돌입하여, 한국동서발전은 2026년 2월 평가를 통과하였으며 한국중부발전은 현재 본안 협의 절차를 진행 중이다.<sup>1</sup>

그러나 발전소 도입 결정 직후부터 환경단체를 중심으로 비판 여론이 지속적으로 제기되어 왔다. 막대한 온실가스 배출 및 지역 대기오염 유발이라는 환경적 우려부터, 그린수소 혼·전소 기술의 불완전성과 미미한 탄소 저감 효과 등이 핵심 쟁점으로 떠올랐다. 특히 최근에는 가스발전의 구조적 경직성으로 인한 재생에너지 보급 저해는 물론, 기존 가스발전소들의 이용률 급감에 따른 재무 구조 악화 등 실질적인 경제성 결여 문제가 수면 위로 부상하고 있다.<sup>2</sup>

그간 환경영향과 계통 안정성에 대한 논의는 일부 진전되었으나, 신규 가스발전소 건설과 그린 수소 발전 계획이 과연 공적 자금과 전기요금을 투입할 만한 경제적 선택지인지에 대해서는 엄밀한 검증이 부족한 실정이다.

이에 본 브리프는 현재 가동 중인 제주지역 가스발전소의 재무 현황과 이용률 데이터를 분석하여 신규 설비 도입의 타당성을 객관적으로 검토하고자 한다. 또한, 천문학적 비용이 예상되는 그린 수소 발전 계획의 경제적 실체를 규명함으로써 사업의 실효성을 진단하고, 제주 환경에 부합하는 대안적 에너지 전환 방향을 제시하고자 한다.

1. 제주특별자치도, 도의회 환경영향평가 동의안 보류에 따른 신규 LNG 복합발전 건설 필요성 설명자료, 2026.

2. KBS뉴스, [이슈톡] 동복리 LNG 발전소 신설...찬반 쟁점은?, 2월 10일, 2026.

### 3. 제주도 전력수요 및 발전 현황

#### 1) 제주도 전력수요 변화(2021~2025)

전력거래소의 「2025년 연간 제주지역 전력계통 운영실적」을 보면 제주도 전력수요의 변화는 봄철 기본 부하<sup>3</sup>와 여름철 최대전력<sup>4</sup>에서 변화를 보인다. 반면 가을철 기본 부하와 겨울철 최대전력은 변화폭이 크지 않다. 봄철 기본 부하는 5년 평균 721.5MW, 가을철 기본 부하는 5년 평균 735.8MW로 제주도의 봄과 가을철 기본 부하는 730MW 내외에 머물러 있다.

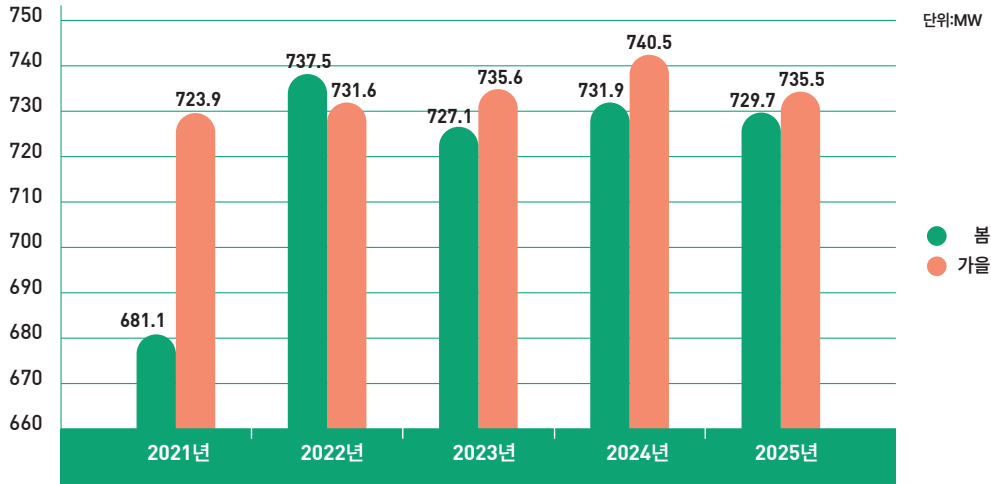


그림1. 제주도 봄철, 가을철 기본 부하(2021~2025), 출처 : 전력거래소, 2025년 연간 제주지역 전력계통 운영실적, 2026

전력수급 상황은 여름철의 변화가 눈에 띄는데 2022년과 2024년 큰 폭의 증가세를 기록했으나, 2025년에는 감소세로 돌아섰다. 최근 5년간 여름철 최대전력이 가장 높았던 시기는 2024년 1,179MW이고 가장 낮은 시기는 코로나19에 영향을 크게 받았던 2021년 1,012MW다.

구분	2021년 (8월 6일 19시)	2022년 (8월 11일 20시)	2023년 (9월 3일 19시)	2024년 (8월 5일 14시)	2025년 (8월 26일 18시)
공급능력(MW)	1,297	1,271	1,344	1,441	1,637
최대전력(MW)	1,012	1,104	1,096	1,179	1,141
예비력(MW) (예비율 %)	285 (28.2%)	167 (15.1%)	248 (22.6%)	262 (22.2%)	495.7 (43.3%)

표1. 제주도 여름철 전력수급 실적(2021~2025), 출처 : 전력거래소, 2025년 연간 제주지역 전력계통 운영실적, 2026

3\_ 전력수요 중 냉·난방 부하를 제외한 수요(봄 4~5월, 가을 9~10월 평일 기준 수요)

4\_ 여름과 겨울 전력수요가 가장 높았던 시점의 전력.

겨울철 수요는 5년간 큰 변동이 없이 안정적인 흐름을 보였으며, 도리어 2025년이 가장 낮은 수치를 기록했다. 통상 겨울철은 난방부하가 최대전력을 결정하는데, 기후변화로 겨울철 기온이 상승하면서 전력수요가 정체 또는 감소하는 것으로 풀이된다.

구분	2021년 (1월 13일 19시)	2022년 (1월 27일 18시)	2023년 (1월 22일 19시)	2024년 (2월 7일 19시)	2025년 (1월 22일 11시)
공급능력(MW)	1,474	1,548	1,577	1,562	1,874
최대전력(MW)	1,074	1,076	1,058	1,073	1,035
예비력(MW) (예비율 %)	400 (37.2%)	472 (43.9%)	519 (49.1%)	489 (45.6%)	839.3 (81.1%)

표2. 제주도 겨울철 전력수급 실적(2021~2025), 출처 : 전력거래소, 2025년 연간 제주지역 전력계통 운영실적, 2026

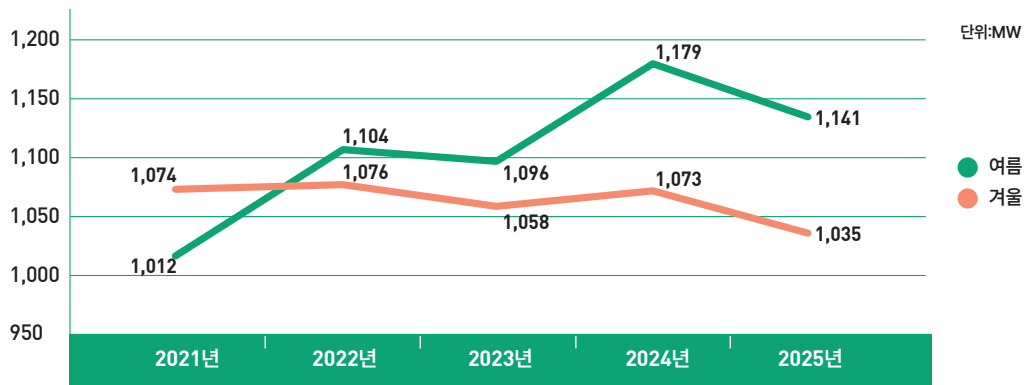


그림2. 제주도 여름철, 겨울철 최대전력(2021~2025), 출처 : 전력거래소, 2025년 연간 제주지역 전력계통 운영실적, 2026

이러한 수요 정체 상황 속에서 예비력과 예비율은 2025년 기점으로 크게 상승했다. 이는 '제주-내륙(완도) 초고압 직류 송전선로(High Voltage Direct Current, HVDC) 제3연계선'이 2025년부터 본격 가동을 시작한 영향으로 풀이된다. 실제 제주-내륙간 HVDC의 전력공급 능력은 기존 360MW에서 600MW로 확대되어 계통의 공급 여력이 과거보다 훨씬 풍부해진 상태다.

## 2) 제주도 발전설비 및 발전원별 발전실적 추이(2021~2025)

제주도의 발전설비 용량은 꾸준한 증가세를 보이고 있으며, 이러한 성장을 견인하는 주역은 풍력과 태양광을 필두로 한 재생에너지다. 2021년부터 5년간 화력발전 설비가 13MW가 증가한 반면, 태양광발전은 192MW, 풍력발전은 127MW가 확충되었다. 특히 2022년 재생에너지 발전설비 용량이 화석연료를 처음으로 추월하였고, 2023년 재생에너지 설비용량이 1,051MW를 기록하며 본격적인 재생에너지 1GW 시대에 진입했다.

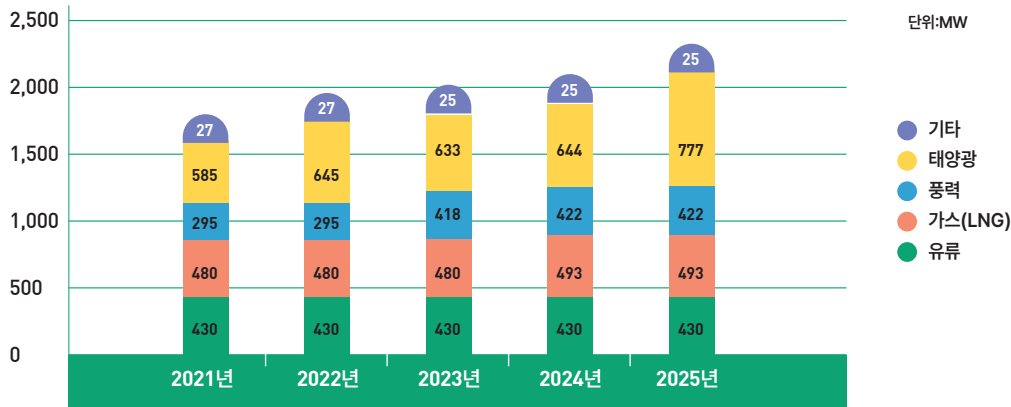


그림3. 제주도 발전설비 용량 변화(2021~2025), 출처 : 전력거래소, 2025년 연간 제주지역 전력계통 운영실적, 2026

제주도의 발전원별 발전 실적 변화 또한 뚜렷한 특징을 보인다. 육지부에 들어오는 전기(HVDC)와 태양광발전과 풍력발전의 발전량은 증가 추세를 유지하고 있다. 특히 제3연계선 가동 등의 영향으로, 육지로부터 들어오는 전력량은 2021년 대비 큰 폭으로 확대되었다. 반면 바이오중유와 석유계 중유 등 유류를 연료로 하는 발전소는 2022년 일시적으로 증가한 이후 급격한 감소세를 기록 중이며, 가스발전(LNG) 역시 2024년까지 증가하다가 2025년을 기점으로 가파른 내림세로 돌아섰다.

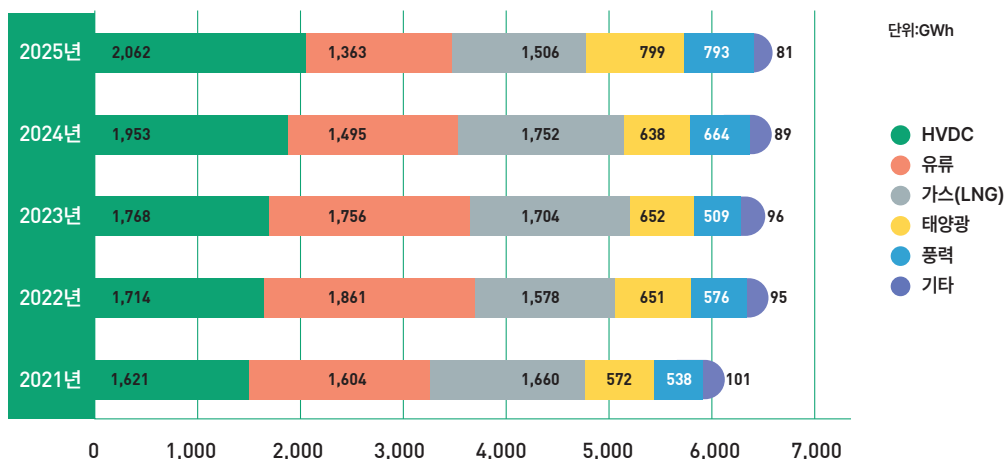


그림4. 제주도 발전원별 발전실적(2021~2025), 출처 : 전력거래소, 2025년 연간 제주지역 전력계통 운영실적, 2026

종합하면, 제주지역 재생에너지는 설비용량과 발전량 모두 견고한 성장세를 이어가고 있는 반면, 화력발전은 설비 증설이 미미할 뿐만 아니라 실제 발전량 또한 지속적으로 감소하고 있다. 이는 제주 전력 계통 내에서 화석연료 발전의 역할이 급격히 축소되고 있음을 시사한다.

## 4. 기존 운영 중인 제주 지역 가스발전소의 경제성 진단

제주 지역에서 운영 중인 가스발전소의 경제성을 객관적으로 평가하기 위해서는 연간발전량과 이용률에 대한 정량적 분석이 선행되어야 한다. 또한, 매출원가와 매출액에 영향을 미치는 한국가스공사의 발전용 가스요금 추이를 종합적으로 검토해야 한다. 이러한 지표들을 바탕으로 발전소별 손익계산서를 분석하면 해당 발전시설의 재무적 지속 가능성과 경제성 타당성을 규명할 수 있다.

### 1) 가스발전소별 연간발전량과 이용률 추이(2021~2025)<sup>5</sup>

앞서 살펴본 일반 현황에서 드러나듯, 제주 지역에서 운영 중인 가스발전소의 전체 발전량은 2021년부터 2024년까지 완만히 증가하다가 2025년을 기점으로 급격한 내림세로 전환했다. 이러한 현상은 제주 지역에서 운영되는 개별 가스발전소에서도 확인된다.<sup>6</sup>

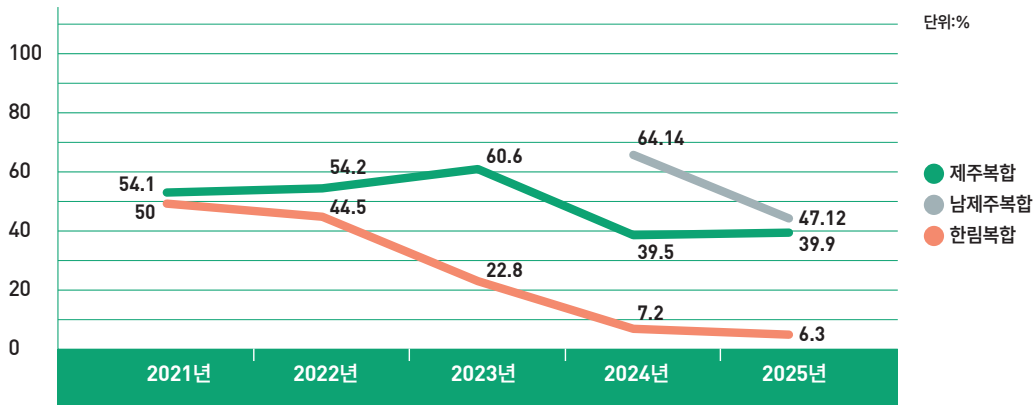


그림5. 제주지역 가스발전소 이용률 변화(2021~2025), 출처 : 더불어민주당 김한규 국회의원실 제공자료, 2026

5. 더불어민주당 김한규 국회의원실 제공자료, 2026.

6. 남제주복합은 2024년 1월 경유에서 LNG로 연료전환

제주 지역 가스발전의 중추적 역할을 담당해 온 제주복합을 기준으로 보면 2023년에 정점을 찍은 이용률이 2024년부터 감소하기 시작하여 2025년에도 회복하지 못하고 있다. 이는 제주 지역 가스발전소 이용률 저하가 이미 2024년부터 가시화되었음을 시사한다. 2024년부터 연료를 LNG로 전환한 '남제주복합'의 실적 보전 효과가 없었다면 실제 이용률 감소폭은 훨씬 더 심했을 것으로 분석된다. 이런 현상은 전력 수요가 집중되는 8월의 이용률 데이터를 보면 더욱 분명하게 나타난다.

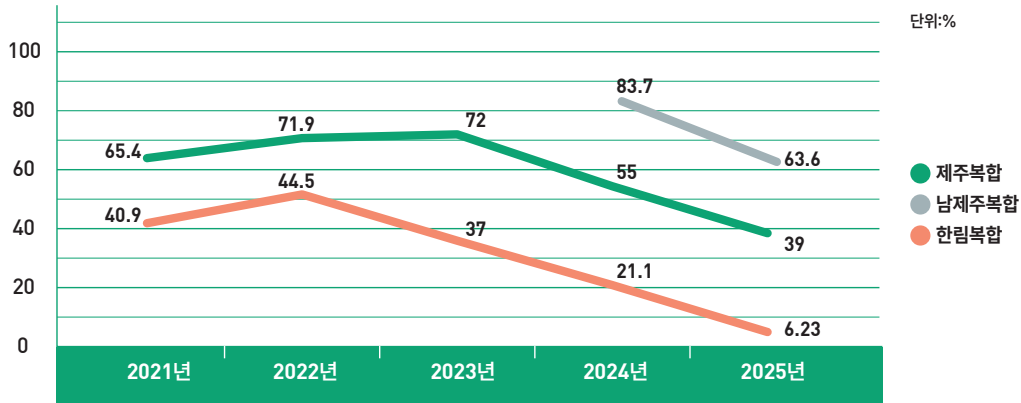


그림6. 제주지역 가스발전소 8월 이용률 변화(2021~2025), 출처 : 더불어민주당 김한규 국회의원실 제공자료, 2026

발전량의 변화 역시 이용률과 동일한 하향 곡선을 그리고 있다. 이처럼 2024년 이후로 발전량과 이용률 전반이 침체 국면에 진입한 결정적 원인은 재생에너지 공급 과잉 시 필수운전 발전기(Must-Run)의 최소 발전 용량을 하향 조정하도록 전력시장 운영규칙이 2024년 8월 개정되었기 때문으로 풀이된다. 이 규칙 개정으로 발전량과 이용률이 감소함에 따라 매출 하락으로 직결되어 운영 중인 가스발전소 경제성의 토대를 위협하는 핵심 요인이 되었다.

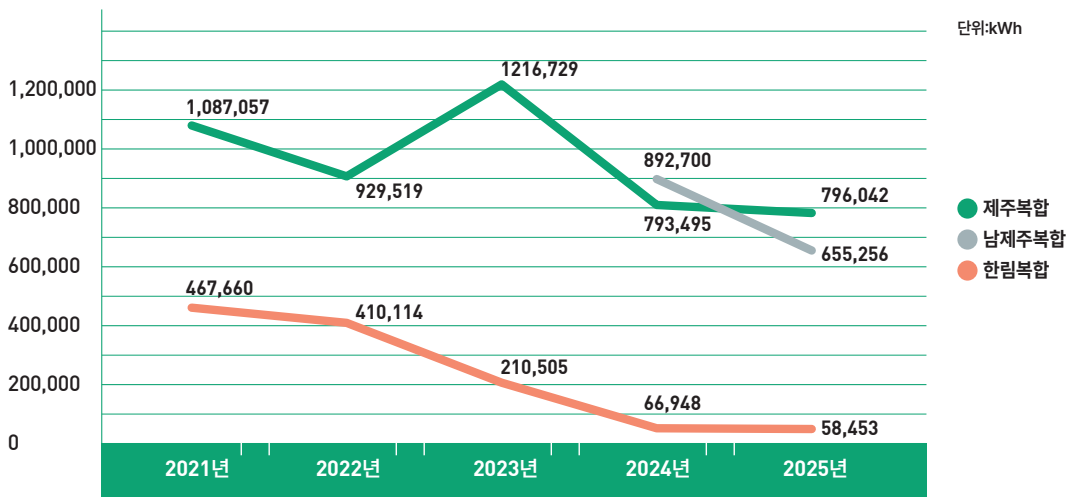


그림7. 제주지역 가스발전소 발전량 변화(2021~2025), 출처 : 더불어민주당 김한규 국회의원실 제공자료, 2026

## 2) 발전용 가스요금 추이 및 가스발전소 재무현황 (2021~2025)<sup>7</sup>

발전용 가스요금은 한국가스공사가 공개하는 연도별 「발전용 천연가스 요금 단가」 자료를 통해 확인할 수 있다. 해당 지표에 따르면, 2022년과 2023년에 걸쳐 가스(LNG) 가격이 급등한 것을 확인할 수 있다. 이러한 가스 가격 상승에 따른 부담은 제주지역 가스발전소의 손익계산서에서 확인할 수 있다.

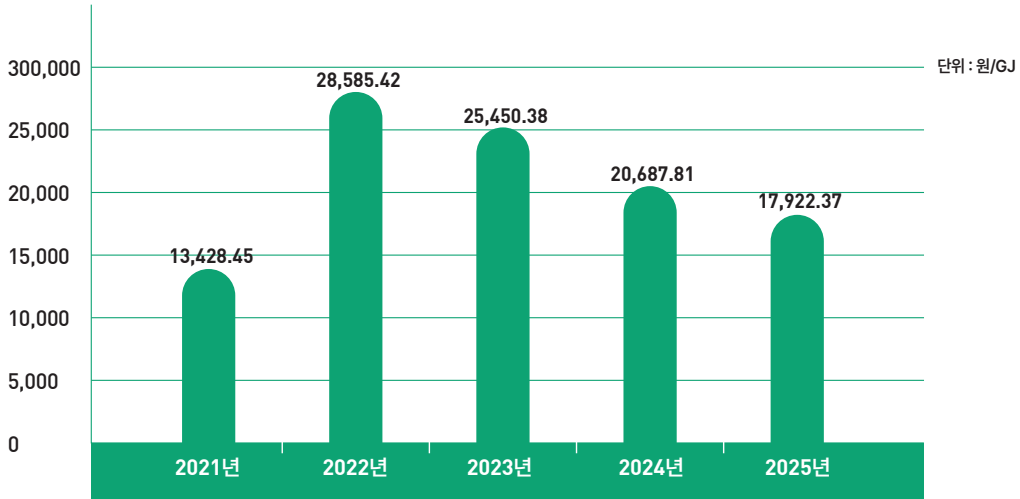


그림8. 발전용 천연가스 요금 단가, 출처 : 한국가스공사, 발전용 천연가스 요금 단가, 2021-2025

이용률이 크게 저조한 한림복합을 제외하더라도, 제주복합과 남제주복합의 손익계산서를 보면 재무상태가 매우 좋지 않다. 두 발전소 모두 매출원가가 매출액을 상회하는 ‘역마진’ 구조가 확인된다. 특히 제주 복합의 판매비와 관리비 등 기업 유지에 필수적인 고정비를 포함한 영업이익은 이미 2023년부터 적자로 돌아섰다. 더욱 우려스러운 점은 손실 규모가 매년 확대되고 있다는 점이다.

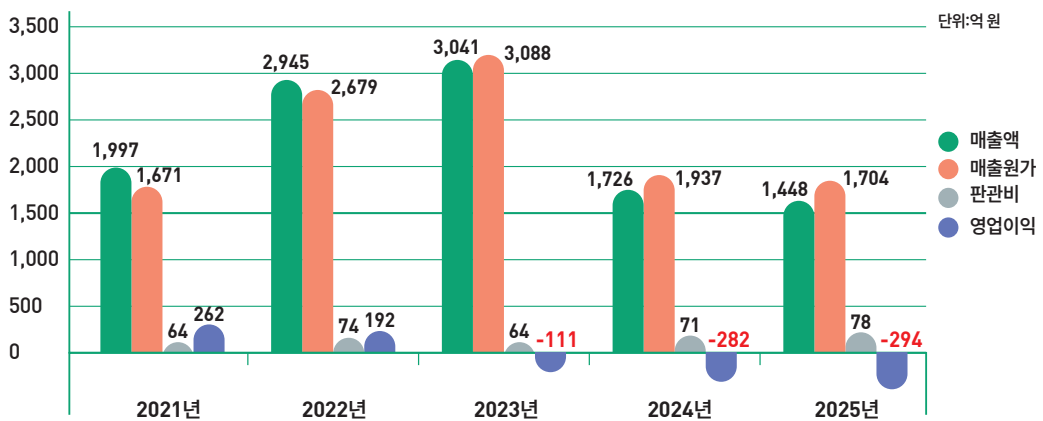


그림 9. 제주복합 영업이익 현황(2021~2025), 출처 : 더불어민주당 김한규 국회의원실 제공자료, 2026.

7. 더불어민주당 김한규 국회의원실 제공자료, 2026.

남제주복합 사정 또한 좋지 않다. 가스(LNG)로 연료를 전환한 첫해인 2024년부터 곧바로 적자의 늪에 빠져 있으며, 2025년 현재까지도 적자상태를 벗어나지 못하고 있다. 지난해 가스(LNG) 가격이 안정되는 추세를 보이고 있으나, 여전히 2021년 대비 높은 수준을 유지하고 있다. 여기에 발전소 이용률이 급감하면서 재무 건정성을 회복하지 못하는 악순환이 지속되고 있는 것으로 분석된다.

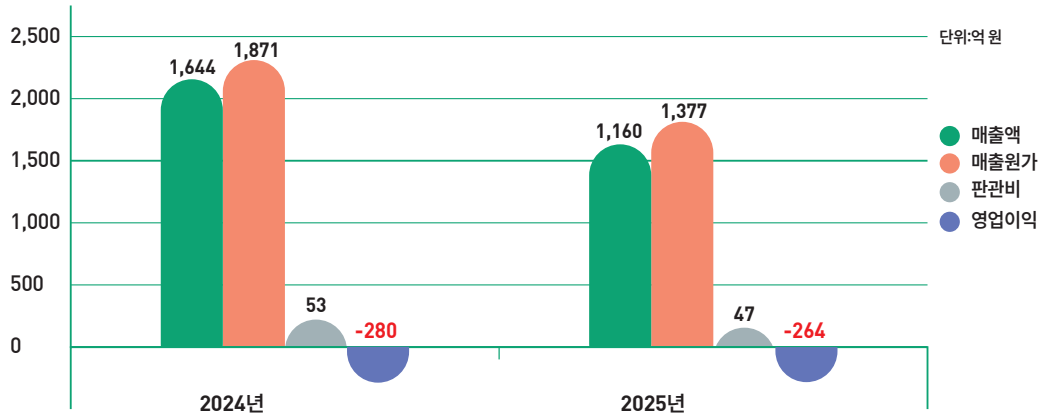


그림10. 남제주복합 영업이익의 현황(2024~2025), 출처 : 더불어민주당 김한규 국회의원실 제공자료, 2026.

### 3) 제주지역 가스발전소 경제성 분석

위의 데이터 분석에서 확인되듯, 제주 지역에서 운영 중인 가스발전소들은 이미 적자 구조로 굳어지며 경제성을 상실했다. 연료 가격의 불안정성과 이용률 하락 추세를 고려할 때, 향후 흑자로 전환될 가능성은 매우 희박하다. 더욱이 강화되는 온실가스 규제로 인해 가스발전의 가동률을 인위적으로 높이는 것조차 불가능한 상황이라는 점에서, 가스발전 자산의 경제적 가치는 지속적으로 후퇴할 것으로 예측된다.

실제로 저렴한 가스 가격에 기대어 확보했던 과거의 경제성은 2022년 러시아-우크라이나 전쟁에 이어 2026년 미국-이란 전쟁의 여파로 완전히 상실되었다. 지정학적 불확실성과 국제 에너지 시장의 변동성은 상시적 변수가 되었으며, 이러한 대외 여건은 가스 가격 하락을 통한 경영 정상화가 불가능에 가깝다는 사실을 뒷받침한다.

기술적 구조 역시 경제성 확보의 걸림돌이다. 제주의 가스발전소는 가스터빈과 증기터빈이 결합된 복합사이클(CCGT) 형태다.<sup>8</sup> 이러한 설비는 고정비 비중이 매우 높아 재무적 안정을 위해서는 반드시 일정 수준 이상의 이용률을 유지해야 한다. 통상 복합사이클의 균등화발전원가(LCOE)는 이용률 85%를 기준으로 산정되는데, 이를 밑돌 경우 고정비 회수가 어려워지는 구조다.<sup>9</sup> 즉, 현재 제주 지역 가스발전소들의 저조한 이용률은 재무적으로 손실이 발생할 수밖에 없는 구조적 한계를 드러내고 있다.

그렇다면 향후 이용률 반등을 기대할 수 있는가? 현실은 그 반대다. 현 정부는 2035년을 기점으로 제주도의 탄소중립 및 RE100 달성을 목표로 하고 있다. 지난 3월 30일 개최된 '제주 탄소중립 미팅'에서 기후에너지환경부 김성한 장관이 밝힌 바와 같이, 2030년까지 재생에너지 2.5GW와 에너지저장장치(ESS) 1GW 이상이 보급될 예정이다.<sup>10</sup> 이러한 재생에너지 위주의 급격한 설비 확충 계획을 고려할 때, 가스발전소의 설 자리는 더욱 좁아질 수밖에 없으며 이용률 증대는 사실상 불가능하다.

이러한 상황에서 300MW급 신규 복합화력 발전소(150MW 2기)를 추가로 건설하는 것은 경제성 악화의 고리를 더욱 심화시키는 결과를 초래한다. 신규 발전소는 앞서 지적된 수익성 저해 요인을 그대로 답습할 뿐만 아니라, 기존 설비와의 가동률 경쟁을 통해 계통 전체의 재무 부실을 가속할 것이다. 결국, 신규 설비 도입은 발전사와 계통 운영 주체 모두에게 막대한 경영 부담을 안기는 '좌초 자산화'의 길로 들어서는 것과 다름없다.

8. 전기신문, '남제주복합' 준공...제주도 전력수급-전력계통 안정 기여, 11월 30일, 2020.

9. International Energy Agency(IEA)/Nuclear Energy Agency(NEA), Projected Costs of Generating Electricity 2020, 2020.

10. 제주소리, 2030년부터 제주도 신차 절반은 전기차, 35년에 100%, 3월 30일, 2026.

## 5. 300MW 가스발전소의 그린 수소 전소 전환 경제성 분석

신규 가스발전소 신설 계획은 다량의 온실가스 배출과 재생에너지 확대 저해라는 구조적 결함으로 인해 거센 비판에 직면해 있다. 특히 2035년 탄소중립과 RE100 달성을 목표로 하는 제주 지역에서는 이러한 논란이 더욱 치열하다. 실제『제10차 전력수급기본계획』이 발표된 이후 환경단체를 중심으로 한 반대 여론은 현재까지도 지속되고 있다.

이에 정부는 비판 여론을 잠재우기 위한 대안으로 ‘그린 수소 전소 발전’ 카드를 제시하였다. 제주도 역시 이에 호응하여 수소 발전을 통해 재생에너지의 간헐성을 보완하고 계통 유연성을 확보하겠다는 계획을 추진 중이다. 그러나 이 계획은 인프라 구축의 외형만 거론되었을 뿐, 실질적인 경제성 검토는 전혀 없는 실정이다. 이에 본 브리프는 기존에 발표된 자료를 바탕으로 그린 수소 전소 계획의 재무적 타당성을 엄밀히 평가하고자 한다.

### 1) 가스발전소 그린 수소 혼·전소 계획 현황

제주도는 「제주도 수소경제 육성 기본계획 2025」를 통해 300MW 신규 가스발전소에 그린 수소를 혼·전소 한다는 로드맵을 확정했다. 계획에 따르면 300MW 가스발전소 준공 직후 바로 그린 수소를 가스(LNG)와 섞어 쓰는 혼소를 개시하고 2035년에는 그린 수소만을 연료로 하는 100% 전소를 달성한다는 방침이다.

이에 따라 제주도는 수소발전용 그린 수소 연간 생산 목표량을 2030년 기준 4,242톤, 2035년 기준 71,056톤으로 설정했다. 2030년 기준 수소 생산량에 따른 혼소율은 20%가 안되는 수준이지만, 불과 5년 후 100% 전소를 달성한다는 것이다. 단 5년 사이에 천문학적인 인프라를 구축해야 하는데, 이에 따라 제주도가 제시하는 필요 인프라 요건은 해상풍력 발전 2.7GW, 수전해시설 800MW 등이다.

구분	2030년(중기)	2035년(장기)
수소 생산	7,299톤/년	91,110톤/년
수소 수요	6,083톤/년	75,925톤/년
수소 발전용	4,242톤/년	71,056톤/년

표3. 제주도 연도별 수소 생산계획, 출처: 제주특별자치도, 제주도 수소경제 육성 기본계획 2025, 2025.

실제로 2026년 하반기 착공을 준비중인 한국동서발전은(제주시 구좌읍 동북리 부지) 기자재 입찰 조건으로 가스터빈 수소 혼·전소를 명시했다. 우선 50% 수소 혼소가 가능한 터빈을 도입하고, 2030년 이후 수소 전소 기술이 상용화되는 시점에 맞춰 연소기 등 핵심부품을 교체한다는 전략이다.

한국동서발전의 150MW 가스발전소 신설 계획을 보면 가스터빈 50MW 2기와 증기터빈 50MW 1기로 구성된 복합사이클 발전소를 추진하고 있다. 증기터빈은 가스터빈에서 발생한 폐열을 활용하여 터빈을 돌리는 방식이기 때문에 50MW 가스터빈 2기가 수소 혼·전소를 위해 투입되어야 한다. 한국중부발전도 가스터빈 50MW 2기, 증기터빈 50MW 1기로 구성된 복합사이클 발전소를 추진하고 있기 때문에 상황은 한국동서발전과 같다.<sup>11</sup>

11. 제주특별자치도, 도의회 환경영향평가 동의안 보류에 따른 신규 LNG 복합발전 건설 필요성 설명자료, 2026.

## 2) 그린 수소 전소 계획에 대한 경제성 분석

위의 상황을 고려할 때 그린 수소 전소 계획의 필요 인프라, 그린 수소 생산 단가, 가스터빈 전소 기술 현황은 경제성을 평가하는 핵심 요소다. 먼저 그린 수소 전소 계획에 필요한 인프라에 투입될 사업비 규모는 해상풍력 2.7GW 개발에 따른 사업비, 800MW 수전해시설 및 운영 인프라 등의 투입되는 사업비를 통해 확인하였다.

그린 수소를 생산하기 위해 가장 중요한 인프라는 해상풍력발전기를 건설하는 것이다. 기존에 제주에서 운영 중인 해상풍력발전 사업의 사업비를 근거로 2.7GW의 해상풍력발전 사업을 위해 필요한 최소 사업비를 예측해 보면 약 16조 4,700억 원에 이른다.<sup>12</sup> 또한 800MW 규모의 수전해 시설을 운영하기 위해 필요한 비용은 약 4조 1,300억 원에 달한다.<sup>13</sup> 인프라에 투입되는 비용만 20조 원을 넘어서는 막대한 예산이 소요된다.

그렇다면 이렇게 막대한 인프라를 건설해 운영할 경우 수소 판매단가는 현실성이 있는 수준일까? IEA는 그린 수소 생산 단가를 USD 3.5~12+/kg H<sub>2</sub>으로 산정하고 있다.<sup>14</sup> 한화로 환산할 경우 5,148원에서 17,649원 이상이다.<sup>15</sup> IEA는 2030년에야 USD 2~4/kg H<sub>2</sub>을 달성할 수 있을 것으로 보고 있으나, 이마저도 경제성을 담보할 수 있는 수준이 아니라는 평가가 지배적이다.

현재 제주도에서 생산되는 그린 수소 생산 단가는 19,800원으로, IEA가 제시한 금액을 훨씬 상회한다. 게다가 이 가격보다 더 높은 단가가 형성될 것이라 문제제기도 있다. KBS가 제주에너지공사 등 11개 기관이 재생에너지 연계 그린 수소 실증사업 결과를 분석한 결과, 그린 수소 생산 단가는 하루 소비량을 200kg으로 가정했을 때 1kg당 4만 원 정도까지 상승하는 것으로 확인됐다.<sup>16</sup> IEA 기준에 따르면 경제성이 전혀 없는 수준이다.

19,800원을 기준으로 1kWh당 수소 단가는 약 594원, 4만 원일 때는 1,200원에 달한다.<sup>17</sup> 2023년 기준 태양광 균등화발전원가(LCOE)는 123~144원/kWh, 육상풍력 166~168원/kWh, 해상풍력 271~300원/kWh 수준이다.<sup>18</sup> 결국 재생에너지를 그대로 활용하는 것이 가장 경제적인 방법임을 여실히 보여준다.

발전원	그린 수소(제주)	태양광	육상풍력	해상풍력
발전원가(kWh)	594~1,200원	123~144원	166~168원	271~300원

표 4. 발전원별 발전원가

발전소 터빈 계획도 경제적으로 무모하다. 현재 그린 수소 최종 전소를 목표로 발전소를 추진하고 있으나, 실제 도입될 가스터빈은 수소 50% 혼소 설비다. 수소 50%를 가스에 혼합하여 연소하면 실제 이산화탄소 감축률은 24%에 불과하다는 것은 널리 알려진 사실이다. 막대한 비용을 치르면서도 온실가스를 줄이는 효과는 매우 제한적이다.<sup>19</sup>

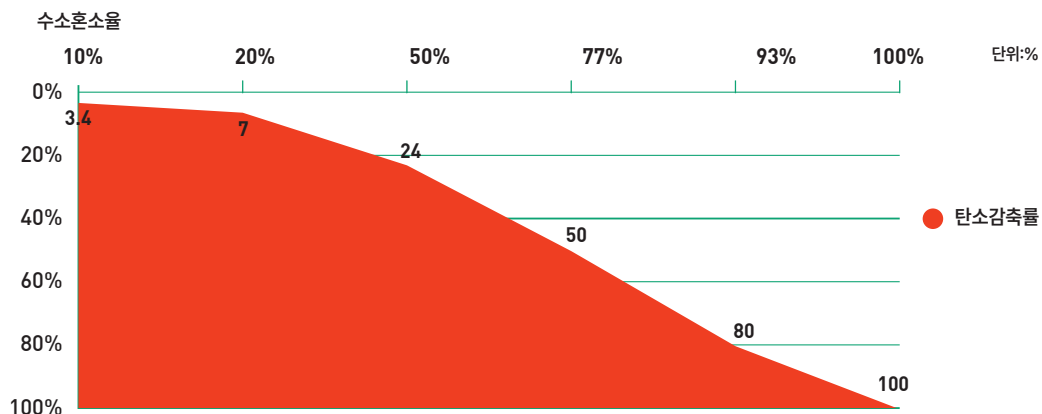


그림11. 수소 혼소율에 따른 CO2 감축률, 출처: Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), Hydrogen: Not a Solution for Gas-Fired Turbines, 2024.

게다가 현재 계획은 50% 수소 혼소 터빈을 먼저 설치한 이후 100% 수소 전소 터빈으로 교체하는 방식이다. 이는 앞으로 막대한 비용을 들여 터빈 자체를 교체해야 함을 의미한다. 가스발전소 건설에 있어 중요 설비인 터빈 가격이 전체 사업비에 차지하는 비중은 매우 크다. 최근 가스터빈 가격이 급등하고 있어 2030년 가동 예정인 신규 고효율 가스터빈의 건설비는 기존 대비 2배 증가할 것으로 나타났다.<sup>20</sup>

또한 막대한 양의 그린 수소를 충당해야 함에도 구체적인 수급 계획은 부재하다. 2035년 전소 목표량과 투입량만 수치로 존재할 뿐이다. 계획대로라면 신규 가스발전소는 2029년 또는 2030년부터 상업 운전에 들어가게 되는데, 2030년에 발전소에 공급될 그린 수소 예정량은 연간 4,242톤에 불과하다. 50MW 가스터빈 4기(동서발전·중부발전 합계)에 수소 50%를 혼소하기 위해 필요한 양은 약 14,000톤 가량이다. 2030년에 예정된 공급량으로는 수소 혼소 20%도 달성하기 어렵다.<sup>21</sup>

부족한 그린 수소는 결국 다른 방식으로 추출한 수소로 충당해야 할 텐데, 메탄을 개질해 수소를 추출하는 방식인 그레이 수소를 활용할 가능성이 가장 크다. 수소 혼소 기술 개발에 앞서있는 미국의 경우 향후 2050년까지 미국에서 생산되는 수소는 거의 전량 천연가스로부터 생산될 것으로 예측한다. 이는 수소 혼소 기술이 재생에너지의 백업자원이 아니라 사실상 화석연료 발전의 수명을 연장하는 수단임을 보여준다.<sup>22</sup>

또한 현재 계획된 가스터빈과 증기터빈의 복합사이클 자체도 재생에너지 백업자원의 기능을 저해한다. 증기터빈은 열응력과 열적 관성 등으로 가동에 상당한 시간이 소요되므로, 잦은 정지가 어려워 일정 수준의 출력을 유지하는 필수 운전(Must-run)이 강제된다. 이 경우 가스터빈을 돌리지 않아도 되는 상황에도 전원이 유지되어 그린 수소 수요가 불필요하게 많아지고 경제성은 더욱 악화한다.

또한 전원을 끄기 어려워 저출력 운전을 반복하게 되면 발전 효율 저하는 물론 질소산화물(NOx) 배출이 급증하여 추가적인 환경·경제적 손실이 발생한다. 진정으로 재생에너지 백업 역할을 수행하려면 증기터빈 없이 가스터빈만을 이용한 단순사이클 발전소로 설계하여 즉각적인 가동과 중단이 가능해야 한다. 그래야 사업비와 필요한 수소량도 획기적으로 줄일 수 있다.

결과적으로 발전소 터빈 구성만 보더라도 경제성을 담보할 수 없는 시설이며, 막대한 적자를 예고하고 있다. 이는 단순히 발전소의 경영 문제를 넘어 전기요금 인상이나 국가 재정 지출의 형태로 국민 전체의 부담이 될 것이다. 좌초자산으로 전락하면 그 피해는 고스란히 국민의 몫이다. 따라서 수소 혼·전소를 명분으로 가스발전소를 신설하는 현재의 계획은 경제적 타당성이 없다.

12\_ 총 사업비는 100.08MW 규모로 상업발전을 하고 있는 한림해상풍력발전의 사업비 약 6,300억 원과 105MW 규모로 추진중인 한동·평대 해상풍력발전사업 총사업이 약 5,900억 원을 기준으로 두 사업의 평균값을 활용함  
13\_ 수전해 시설에 대한 총 사업비는 「10.9MW 재생에너지 연계 대규모 그린수소 개발」 사업비 570억 원을 바탕으로 산정하였음  
14\_ International Energy Agency(IEA), Global Hydrogen Review 2025, 2025.  
15\_ USD 1 = 1470.72원, 기준일 2026년 4월 21일.  
16\_ KBS뉴스, 그린수소 생산 단가 '4만 원'.. 적자 어쩌나, 2월 18일, 2026.  
17\_ 수소1kg = 약 33.3kwh(저위발열량 기준)  
18\_ 에너지경제연구원, 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(4/5), 2023.  
19\_ Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), Hydrogen: Not a Solution for Gas-Fired Turbines, 2024.  
20\_ U.S. Energy Information Administration(EIA), Annual Energy Outlook 2025, 2025.  
21\_ 수소 혼소 50%가 가능한 50MW급 발전기 중 복합발전 솔루션을 제공하는 지멘스 에너지(Siemens Energy)의 SCC-800 패키지의 스펙과 2025년 제주지역 가스발전소 평균 이용률 43.5%(이용률이 매우 낮은 한림복합 제외) 준용하여 필요한 수소량을 산정하였음(메탄 저위발열량 약 36MJ/m<sup>3</sup>, 수소 저위발열량 약 10.8MJ/m<sup>3</sup> 기준)  
22\_ U.S. Energy Information Administration(EIA), Annual Energy Outlook 2026, 2026.

## 6. 정책제언

앞선 경제성 분석 결과는 신규 가스발전소 신설이 경제적 타당성을 담보하지 않으며, 도리어 기존 가스발전소의 경영난을 가중할 우려가 있음을 증명하고 있다. 이미 운영 중인 가스발전소의 이용률과 발전량 감소세가 뚜렷해진 데다 가스 가격 또한 불안정한 상황이며, 이에 따라 영업이익은 이미 적자로 전환되었기 때문이다. 기존 설비와 운영 방식이 동일한 가스발전소를 300MW나 추가 운영하는 것은 경제성을 고려하지 않은 계획이다.

특히 그린 수소를 혼·전소하게 될 경우 경제성이 한층 악화한다는 사실이 명백히 확인되었다. 그린 수소 단가는 태양광 및 육·해상 풍력발전 균등화발전원가(LCOE) 대비 현격히 높기 때문이다. 또한 그린 수소 대량 생산을 위해 필요한 인프라 규모와 이에 따른 재정 투입을 고려한다면, 그린 수소 혼·전소가 신규 가스발전소 신설의 명분이 되긴 어렵다.

결국 경제적 타당성과 그린 수소 전환의 실효성이 부족한 현행 300MW 가스발전소 신설 계획을 계속 추진하게 된다면, 재무적 손실을 넘어 설비의 좌초자산화는 물론 정부의 재생에너지 및 에너지저장장치(ESS) 보급계획과의 충돌로 이어져 재생에너지 전환에 걸림돌이 될 수 있다.

따라서 제주도 300MW 가스발전소 신설 계획은 추진을 중단하고 경제성을 포함하여 사업 계획을 재검토하여야 한다. 특히 2035년까지 제주도 탄소중립과 RE100을 달성하겠다고 정부와 제주도가 약속한 만큼, 해당 목표 달성에 신설 계획이 미치는 부정적 영향을 자세히 검토하여야 한다. 충분히 검토 결과를 바탕으로 사업 계획의 존치 여부를 최종적으로 결정하고, 그 결과를 제12차 전력수급기본계획에 반영하여야 한다.

아울러 2026년 6월 지방선거를 통해 출범하는 민선 9기 차기 도정은 가스발전소 신설 계획이 지역 경제와 에너지 전환에 미치는 파급효과를 고려하여 정부에 사업 중단 및 재검토를 공식 요청해야 한다. 또한 이러한 재검토 결과가 제12차 전력수급기본계획에 반드시 반영될 수 있도록 정부를 적극적으로 설득해야 할 것이다.

## 국내문헌

- 산업통상자원부, 제10차 전력수급기본계획, 2023.
- 제주특별자치도, 청정 에너지 대전환 로드맵, 2023.
- 제주특별자치도, 도의회 환경영향평가 동의안 보류에 따른 신규 LNG 복합발전 건설 필요성 설명자료, 2026.
- KBS뉴스, [이슈톡] 동북리 LNG 발전소 신설...찬반 쟁점은?, 2월 10일, 2026.
- 전력거래소, 2025년 연간 제주지역 전력계통 운영실적, 2026.
- 더불어민주당 김한규 국회의원실 제공자료, 2026.
- 전기신문, '남제주복합' 준공...제주도 전력수급·전력계통 안정 기여, 11월 30일, 2020.
- 한국가스공사, 발전용 천연가스 요금 단가, 2021-2025.
- 제주소리, 2030년부터 제주도 신차 절반은 전기차, 35년에 100%, 3월 30일, 2026.
- 에너지경제연구원, 재생에너지 공급확대를 위한 중장기 발전단가(LCOE) 전망 시스템 구축 및 운영(4/5), 2023.
- KBS뉴스, 그린수소 생산 단가 '4만 원'...적자 어찌나, 2월 18일, 2026.

## 해외문헌

- International Energy Agency(IEA)/Nuclear Energy Agency(NEA), Projected Costs of Generating Electricity 2020, 2020.
- International Energy Agency(IEA), Global Hydrogen Review 2025, 2025.
- Institute for Energy Economics and Financial Analysis(IEEFA), Hydrogen: Not a Solution for Gas-Fired Turbines, 2024.
- U.S. Energy Information Administration(EIA), Annual Energy Outlook 2025, 2025.
- U.S. Energy Information Administration(EIA), Annual Energy Outlook 2026, 2026.

# 제주도 300MW 가스발전소 신설 계획의 경제적 타당성 진단

발행 기관 : 사단법인 기후자원정의센터 아크

발행 일 : 2026년 5월

저자 : 김정도 기후자원정의센터 아크 사무국장

자문 : 권승문 박사(에너지기후정책연구소 연구기획위원)

디자인 : 리블랭크

문의 : [info@arccenter.or.kr](mailto:info@arccenter.or.kr)

기후자원정의센터 아크는 기후위기와 자원 개발이 교차하는 영역에서 발생하는 인권·환경 문제를 연구하고, 현장의 목소리와 국제적 논의를 바탕으로 정책적 대안을 제시하는 비영리 사단법인입니다. 국내외 자원 개발 공급망과 에너지 전환 과정에서 발생하는 인권·환경 영향을 조사·분석하며, 시민사회 연대와 정책 연구를 통해 책임 있는 전환 방안을 모색합니다.