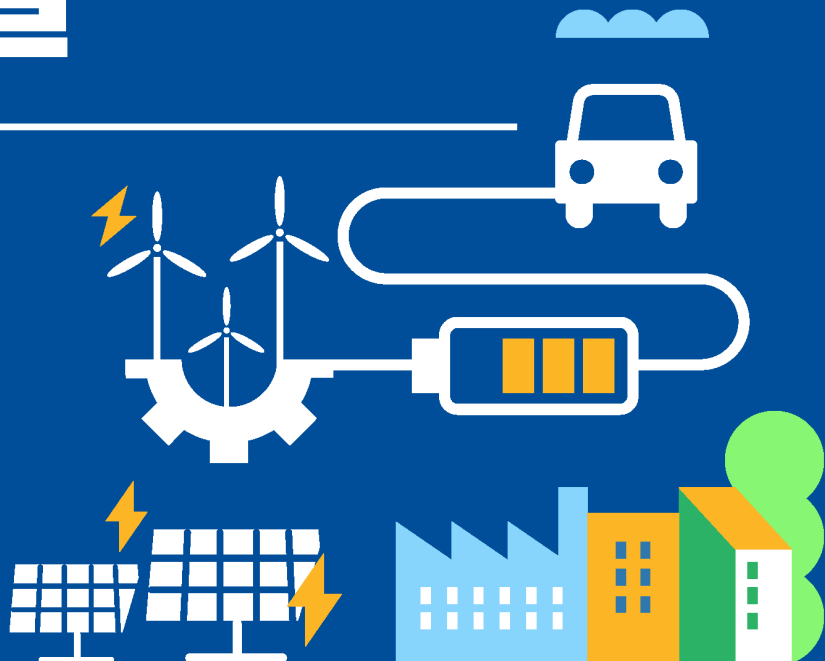


탄소중립 시대, 제주 가스발전이 나아갈 길

2023. 4. 11(화)

16:00~18:00

zoom 생중계



Zoom Live

발제

한국 발전부문에서의 가스발전 퇴출 경로

라라 웰더 클라이밋 애널리틱스 에너지 모델링 팀장

국내 가스발전 현황과 문제점

조규리 기후솔루션 연구원

지정토론

좌장 **안재홍** 제주애월교육협동조합 이사장

조성빈 제주 전력거래소 실장

이성규 한국전력공사 계통계획처 실장

강지성 한국그리드포밍 대표

이상복 이투뉴스 부국장

김정도 제주환경운동연합 국장

김자현 기후솔루션 연구원

* 토론자는 일부 추가 또는 변동될 수 있습니다.

자유토론

질의응답 및 마무리

참가신청

발제 1

Lara Welder
Energy Modeler at Climate Analytics



1

Introduction



- New analysis conducted by Climate Analytics
 - Assessing **when** South Korea needs **to phase out fossil gas** from the power sector to align with 1.5°C, using the latest evidence from the IPCC
 - Conducting a detailed assessment of **how to achieve this phaseout** at a unit-by-unit level
 - Calculating the **potential for renewables** to replace fossil fuels
- Published in March 2023 and accessible online under:
<https://climateanalytics.org/> → Publications → Clean power in South Korea



2

2



Policy Context

3

3

National climate targets

- South Korea committed to reach **carbon neutrality by 2050**
- It updated its **Nationally Determined Contribution (NDC)** in 2021 to cut greenhouse gas emissions to **40% below 2018 levels by 2030**
- NDC remains inconsistent with the Paris Agreement's 1.5°C temperature limit → **needs to cut emissions by 62% from 2018-2030** (Climate Action Tracker, 2022)

→ More ambitious policies and action urgently needed

Climate Action Tracker, 2022: <https://climateactiontracker.org/> → Countries → South Korea



4

4

Current policies

Basic direction of electricity supply and demand published in the 10th Basic Plan for Electricity Supply and Demand (Ministry of Trade, Industry and Energy, 2023):

- Slow and insufficient fossil phaseout
 - **Targeted fossil share** on total electricity generation: 2021: 60% | 2030: 43% | **2036: 24%**
 - **Paris Agreement consistent pathways: coal phase out by 2030** (Climate Analytics, 2019), and **gas phase out by 2035 in OECD countries** (Climate Analytics, 2022)
- Large-scale reliance on nuclear generation and a reduced role for renewables
 - 2030: BPESD increased the nuclear share from 24% in the NDC plan to 32%
 - 2030 target for renewables was downgraded from 30% in the NDC plan to 22%

Ministry of Trade, Industry and Energy, 2023. *10th Basic Plan for Electricity Supply and Demand*.

Climate Analytics, 2019. Yanguas Parra et al. - *Global and regional coal phase-out requirement of the Paris Agreement: Insights from the IPCC Special Report on 1.5°C*

Climate Analytics, 2022. Fyson et al. 2022 - *Fossil gas: a bridge to nowhere*

5

5



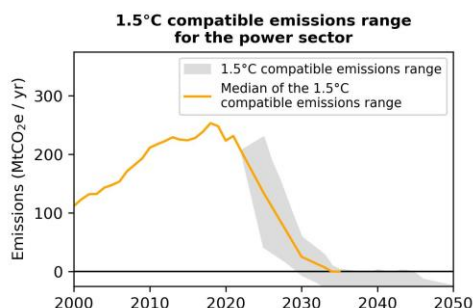
Developing a 1.5°C compatible pathway for fossil gas

6

6

1.5°C compatible power sector emissions for South Korea

- Pathways are **selected based on compatibility with the Paris Agreement**, sustainability criterion and data availability
- Pathways are downscaled from the regional level to the national level using an emissions intensity convergence method
- Power sector emissions need to **fall rapidly this decade** and should **reach zero between 2030 and 2035**
- In the central pathway, emissions fall 90% by 2030 and reach zero in 2034



7

7

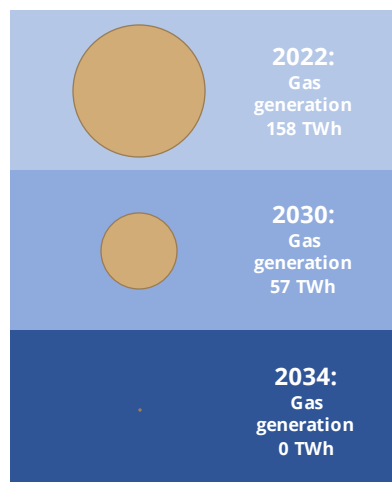
Remaining gas emissions space

Central 1.5°C compatible pathway:

- Fossil gas generation **declines immediately and falls 60% over the decade**
- Fossil gas is **phased out by 2034**

Higher percentiles increase the near-term scope for fossil gas generation, however:

1. The long-term future of fossil gas remains unchanged
2. If coal phaseout is delayed → near-term headroom for gas generation is substantially curtailed
3. Expanding near-term gas generation then rapidly retiring gas is a recipe for large-scale stranded assets



8

8



1.5°C compatible unit level phaseout schedule

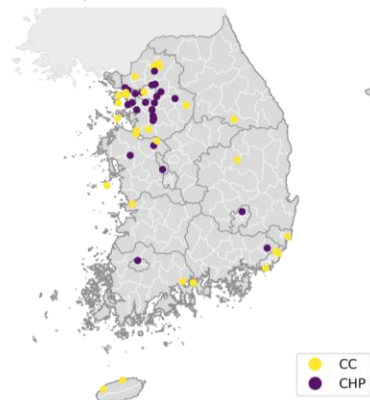
9

9

Development of a unit level phase-out schedule

- **Multi-criteria decision analysis for the fossil gas power fleet at the end of 2023:** 101 individual units distributed across 61 sites
- The phase-out schedule based on 1.5°C compatibility implies that **further gas units** which are **under consideration** for development by the government **will not come into operation:**
 - No new gas plants
 - No coal-to-gas conversions

Sites and technology type of the fossil gas power fleet at the end of 2023



The power plant data used in this report was provided by SFOC, which obtained it from the National Assembly. Data on health risks are taken from the report "Bridge to Death: Air Quality And Health Impacts of Fossil Gas Power" by Shearer, C. et al. from 2020.

10

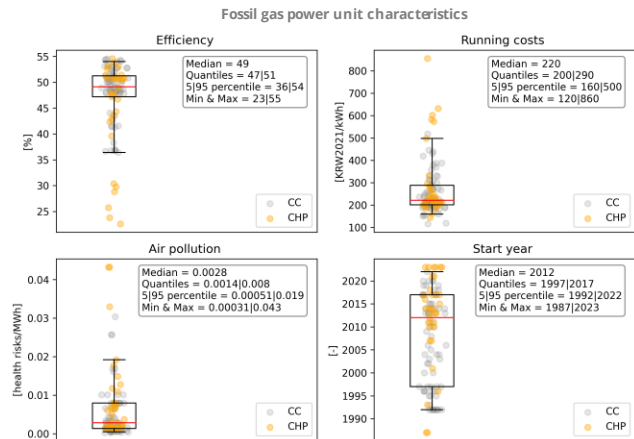
Phaseout schedule design

• **5 criteria** are considered in the multi-criteria decision analysis:

- Efficiency
- Running costs
- Start year
- Health risks
- Technology type (with or without heat supply)

• **Two distinct phaseout schedules** are investigated:

1. **Cost focus**
2. **Health focus**

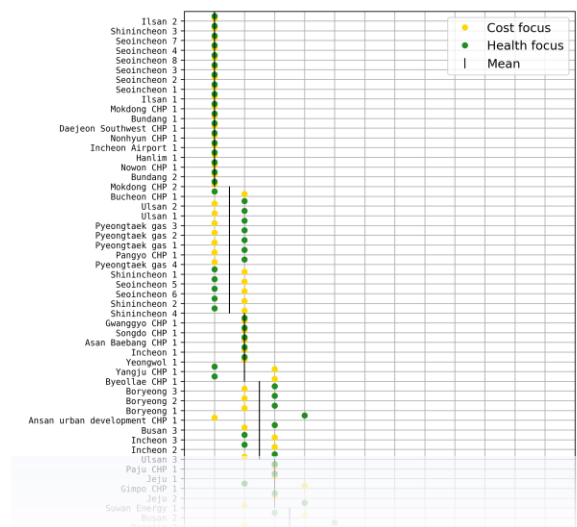


The power plant data used in this report was provided by SFOC, which obtained it from the National Assembly. Data on health risks are taken from the report "Bridge to Death: Air Quality And Health Impacts of Fossil Gas Power" by Shearer, C. et al. from 2020.

Resulting phase-out schedules

Comparison of the two phase-out schedules:

- There is a set of **"no-regrets" power units**
 - priority for immediate phaseout in both phase-out schedules
 - clear priorities for phaseout in the coming months
- There are only **nine units** where the two case studies suggest **phaseout years that differ by more than four years** → careful consideration of preferences is needed to determine the phaseout dates



Units to prioritise for a phase-out

A zoom into the units which should be prioritised for a phase-out in the coming months:

- under the worst 20% of units in terms of air pollution
- under the worst 40% of units in terms of running costs
- on average 28 years old

Their **immediate phaseout** and replacement with renewable generation **will bring clear benefits** in terms of:

- **CO₂ emissions**
- **running costs**
- **air pollution levels in the affected neighbour hoods**

Plant name	Unit	Efficiency	Running costs	Air pollution	Start year	
Nowon CHP	1	Worst 20% of units	Worst 20% of units	Worst 20% of units	1996	
	1				1987	
Mokdong CHP	2				1987	
	1				2011	
Daejeon Southwest CHP	1				2007	
Nonhyun CHP	1				2000	
Incheon Airport	1				1997	
Hanlim	1				1992	
Bundang	1				1993	
	1				1995	
Ilsan	2	Worst 20-40% of units	1995			
Bundang	2	Worst 20-40% of units	1995			
	8	Worst 20-40% of units	Worst 20% of units	1992		
2	1992					
Seoincheon	3			1992		
	1			1992		
	4			1992		
Shincheon	7			Worst 40-60% of units	Worst 20-40% of units	1992
	3					1996

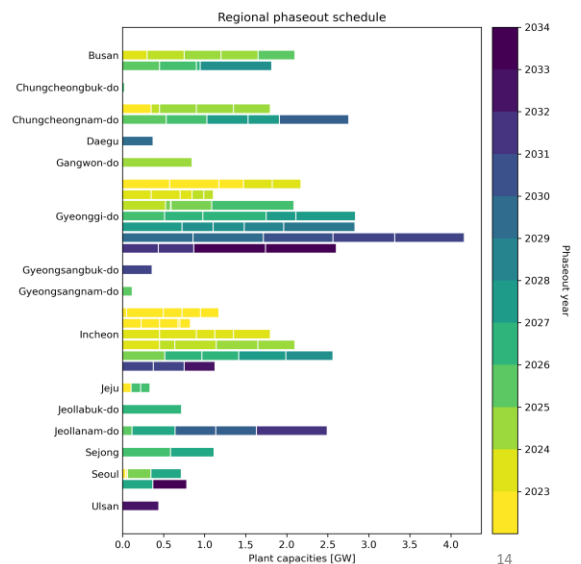
13

13

Regional breakdown

Regional breakdown of the unit-level phaseout schedule:

- The majority of the units phased out in the first years are located in densely populated regions, specifically in the Seoul area (Gyeonggi-do and Incheon)
- On the island of Jeju:
 - The Hanlim power plant is scheduled to be phased out in 2023
 - By 2026, the island is scheduled to have phased out all of its gas power plant units



14

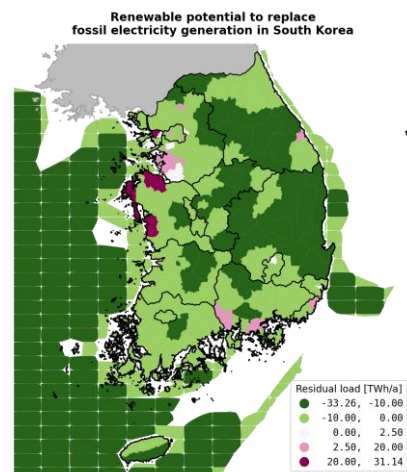
Feasibility of the renewable energy transition

15

15

Abundant domestic renewable potential

- **Sufficient potential to replace all current coal- and gas-fired capacity and generation, now and in the future** (increasing electricity demands coming from sector coupling)
- The island of Jeju: ample cost-effective potential (photovoltaics + nearby offshore wind turbines)
- Measures to ensure renewable electricity supply in the populated coastal regions:
 - Offshore wind installations
 - Extension of the power transmission grid
 - Green hydrogen



16

16

100% renewable electricity supply

- **Feasibility of 100% renewable power systems is demonstrated** (Brown et al., 2018): multiple power systems are already at (or close to) 100% renewables, even purely solar / wind / battery systems
- **Multiple solutions exist to balance wind / solar output:** Energy storage | Demand-side response | Grid reinforcement
- Example: Bornholm Island, Denmark
 - Isolated system (connected only via HVDC cables)
 - Regular operation: all electricity production and district heating are 100% based on renewable energy (wind, solar, biogas, wood chips, wheat straw)
 - Back-up: submarine cable from the mainland
 - Target: by 2025, all consumption must be covered by renewable energy sources produced on Bornholm

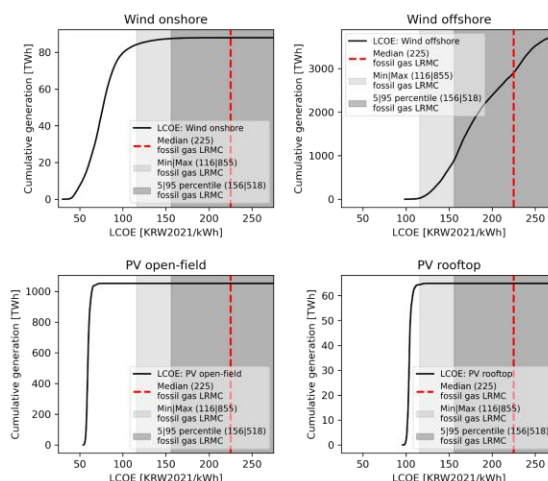
Brown et al., 2018: Brown, Tom W., et al. "Response to 'Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems'." Renewable and sustainable energy reviews 92 (2018): 834-847.

Bornholm Island: <https://bornholm.info/en/bornholm-is-a-green-energy-island/>

Cost-efficient renewable electricity

Comparison of levelised cost of electricity (LCOE) to running costs range of electricity generation from fossil gas:

- **Fossil gas fleet is more expensive to run than renewable alternatives**
- Switching to renewables would bring both **economic and health benefits** as well as **emissions savings**





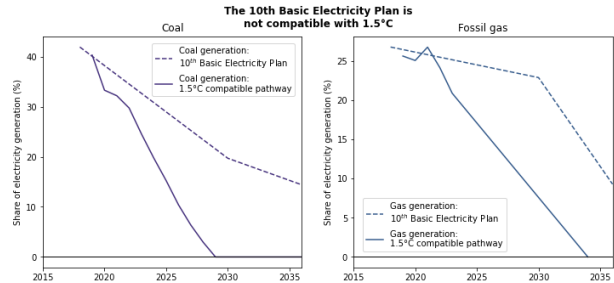
Conclusions

An actionable roadmap for a decarbonised energy system

- To align with the 1.5°C limit:
 - **Reduce power sector emissions to 90% below 2022 levels by 2030** and reach **zero emissions by 2034**
 - **No scope for building new gas-fired units or coal-to-gas conversions**
- Two phaseout schedules for fossil gas units based on a range of indicators
 - **Front loaded phaseout schedule:** 43-48 units are retired in the next two years
 - **Least-regrets options:** 18 units are prioritised for immediate phase out under both case studies
- Renewables are ready to replace fossil fuels:
 - **Ample, cost-effective renewable potential** to replace fossil fuels and meet future electricity demand

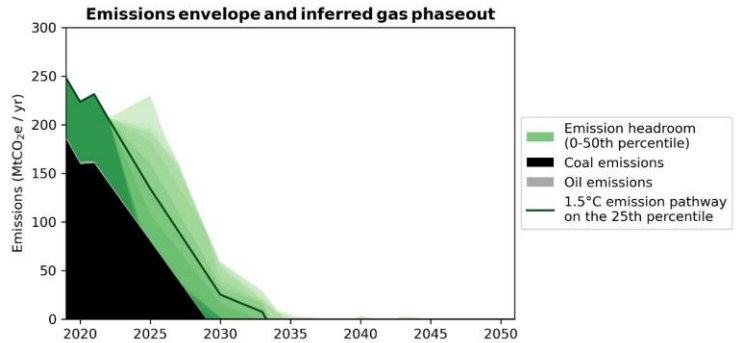
What does this mean for policymakers in South Korea?

- The **10th Basic Electricity Plan** is **not compatible** with South Korea's commitments under the **Paris Agreement**
- Crucial **opportunity to amend the Plan**, accelerate the fossil phaseout, and reap the multiple benefits:
 - Replacing dependency on expensive imported LNG with less costly domestic renewables
 - Reducing health risks from air pollution
 - Providing jobs in the industries of the future
 - Helping deliver on South Korea's commitments under the Paris Agreement



Coal eating up the emissions budget

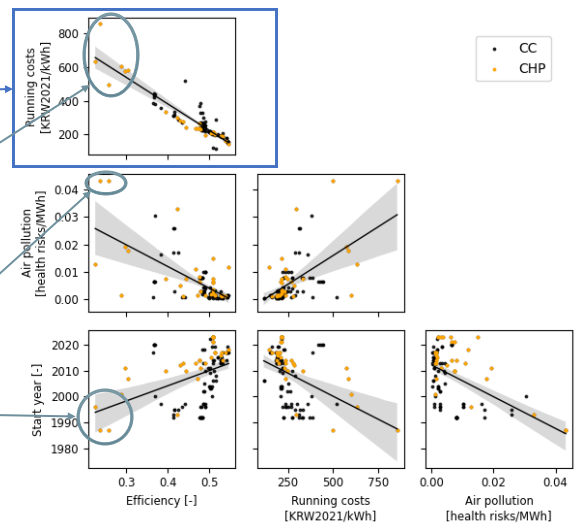
- Coal-fired power generation in South Korea is phased out by 2029, in line with previous research
- The majority of the 1.5°C compatible emissions budget in the power sector is consumed by coal-fired power
- There is therefore very limited room for continued fossil gas generation



23

Correlation between indicators

- A strong correlation between efficiency and running costs can be observed
 - Correlations between other indicators are not as prominent but still existing
- Inefficient units are also the ones with:
- the highest running costs
 - the greatest health risks from air pollution
 - are generally older



24

Case studies

- Different phaseout schedules: represent the different potential perspectives of national and regional policymakers on how to prioritise gas units
- Two phaseout schedules:
 - focus on maximising the economic benefits
 - focus on maximising the health benefits
- The units are ordered based on the highest priority indicator, any tie-breaks are then settled by the second indicator, with remaining tie-breaks settled by the third, fourth and fifth indicator in turn

Order of preference	Cost focus	Health focus
1	Running cost	Air pollution
2	Start year	Efficiency
3	Technology	Running cost
4	Air pollution	Start year
5	Efficiency	Technology

25

More than enough renewable electricity generation potential

- Assessment of the technical potential of variable renewable energy sources (temporally and spatially-resolved simulation models):
 - onshore wind
 - offshore wind
 - open-field PV
 - rooftop PV
- Sufficient potential to replace all current coal- and gas-fired capacity and generation in South Korea in 2020 and also serve increasing electricity demands coming from sector coupling

Technology	Capacity potential	Generation potential
Onshore wind	42 GW _{el}	121 TWh _{el}
Offshore wind	870 GW _{el}	3710 TWh _{el}
PV open-field	584 GW _{el}	1050 TWh _{el}
PV rooftop	57 GW _{el}	65 TWh _{el}
Total	1553 GW_{el}	4946 TWh_{el}

Fuel	Capacity	Generation
Coal	35 GW _{el}	246 TWh _{el}
Gas	45 GW _{el}	146 TWh _{el}

26

Heat from CHPs can also be replaced

- Unit-level phase out analysis: prioritise CC units for phaseout before the CHP units → longer time window to replace the heat supply from fossil-based CHP units with zero-carbon alternatives
- **Alternative 1: convert CHPs to run on hydrogen:**
 - already commercially available in several countries
 - would allow continued utilisation of district heat networks
 - channel regional, cost lucrative renewable electricity potentials to regions with deficits
- **Alternative 2: use electric heat pumps:**
 - if renewable electricity is concurrently available at a location, heat pumps are more efficient
 - deployment of heat pumps is accelerating globally as a cornerstone of heat decarbonisation
 - can provide the low-temperature heat required for some areas of industrial electrification

27

Technical feasibility of highly renewable power systems

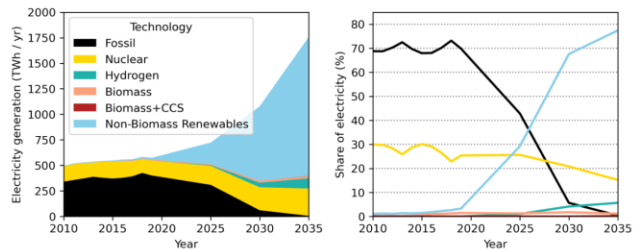
- Numerous studies have explored the techno-economic feasibility of 100% renewable energy systems at global and regional levels
- Strategies to help integrate VRES include grid interconnection to smooth out variation in wind and solar generation across a broader area, demand-side flexibility, and energy storage

28

Renewable potential can also meet upcoming future demands

- Increasing electricity demand:
 - Replacement of fossil electricity generation
 - Sector coupling
- Investigate an illustrative pathway:
 - 2030: 1000 TWhel/yr,
 - 2035: 1750 TWhel/yr
- South Korea's renewable potentials are considerably greater than this future projected electricity demand

1.5°C compatible power sector transition in South Korea
Illustrative pathway

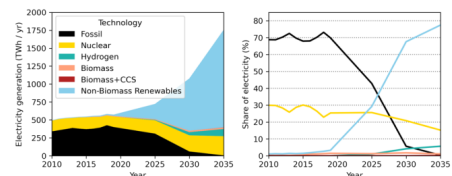


29

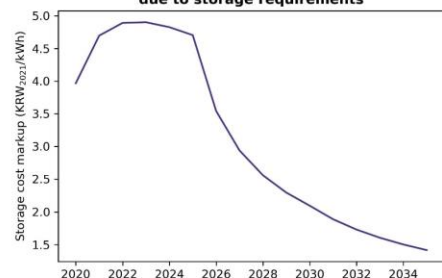
Storage cost is negligible

- Illustrative pathway:
 - electricity demand grows threefold from 2019 to 2035
 - share of renewables reaches around 80% by 2035
 - Peak demand 90 GW (2019) → assumption 270 GW (2035)
 - Taking data from a review of high-resolution electricity system modelling → 100 GW of storage capacity by 2035
 - Li-ion batteries with a storage duration of 3hr
- Quick reminder: cost of PV open-field and wind onshore around 50-60 KRW → The required storage facilities would only contribute in a minor fashion to the electricity costs

1.5°C compatible power sector transition in South Korea
Illustrative pathway



Cost markup for VRE technologies
due to storage requirements



30

발제 2

조규리, 기후솔루션 연구원

국내 가스발전소 현황 및 문제점

Trends and issues in gas power plants in South Korea

SFO°C
Solutions for Our Climate

일시 2023.04.11 (화) 16:00
발표 (사)기후솔루션 조규리

Copyright © 2022 SFOC Inc - All rights reserved.

1

CONTENTS

- | | | | |
|---|--|---|--|
| 1 | 국내 가스발전소 동향
Trends of gas power plants in South Korea | 2 | 제주 가스발전소 동향
Trends of gas power plants in Jeju region |
| 3 | 가스발전의 문제점
Problems of gas power | 4 | 결론
Key takeaways |

2

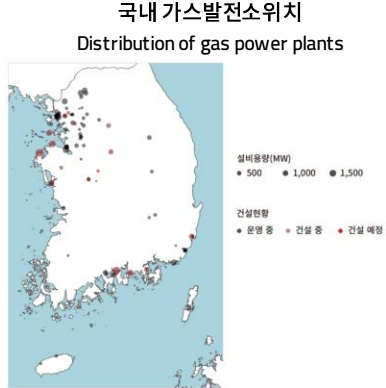
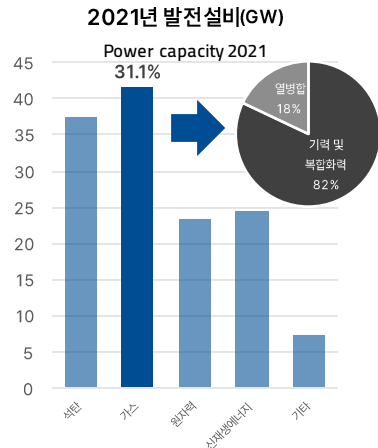
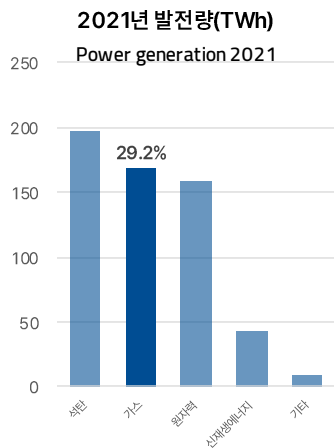
1. 국내 가스발전소 동향 Gas Power in South Korea



3

국내 가스발전 현황 Gas Power in South Korea

1-1

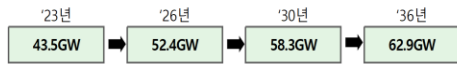


4

국내 가스발전 전망

Gas Power Outlook

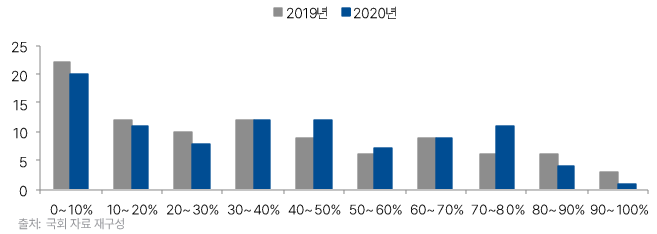
○ (LNG) 노후 석탄 28기 LNG 전환(14.1GW) 등 반영



- '23 ~ '26년 : 여주복합, 통영천연가스, 울산GPS 등 준공(4.3GW)

- '25 ~ '36년 : 노후 석탄 28기 폐지 후 LNG 전환(14.1GW)

출처: 제10차 전력수급기본계획



출처: 국회 자료 재구성

가스발전 Gas Power	2021년	2030년	2036년	비교 (2021 vs 2036)
발전량 power generation (TWh)	168.4	142.4	62.3	▽ 63%
설비용량 power capacity (GW)	41.2	58.6	64.6	△ 57%
이용률 Capacity Rate (%)	44.9	29.4 *	15.8 *	▽ 65%

출처: 제10차 전력수급기본계획, 전력환경영향평가 보완서 재구성



5

2. 제주 가스발전소 동향

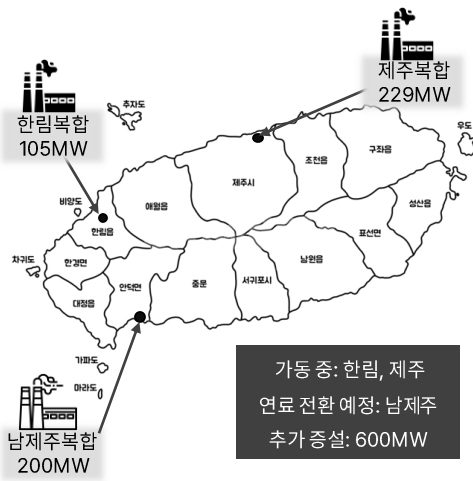
Gas Power in Jeju region



6

제주의 가스발전 현황

Gas power generation in Jeju region



< '36년 확정 설비용량(단위: MW) >

구분	LNG	유류	신재생	기타	연계선	계
실효용량	480	47	470	12	600	1,609
정격용량	480	47	4,445	49	600	5,621

* 비중양급전 발전기에 대해 피크기여도를 적용, 기타는 폐기물

④ 신규 설비 발전원 구성 및 사업자 선정 방안('36년 760MW)

○ 신규 설비 및 전원구성 기준

- 중장기 전력수급 안정, 경제성, 전력계통 변화(재생e 증가)에 따른 계통 안정성 기여 요소, 건설 기간 및 제주도청 의견 등 고려

⇒ LNG* 600MW('27~'28년 300MW, '31년 150MW, '33년 150MW)
기타 저장장치 160MW('24년 65MW, '25년 45MW, '26년 50MW)

* 정부와 제주 지역 계획을 고려하여 장기적으로 수소 혼·전소용으로 활용 검토

○ 신규 사업자 선정

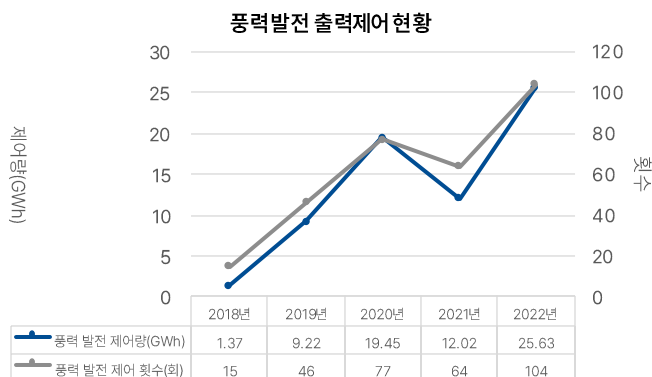
- 10차 전기본 이후 선정(MW) : LNG 300('27~'28년), 기타 저장장치 110('24~'25년)

출처: 제10차 전력수급기본계획

제주의 재생에너지 출력제어

Renewable Curtailments in Jeju region

- 제주도는 재생에너지 발전 비중은 18.2%로 전국지방자치단체 중 1위이지만, 재생에너지 출력제어 횟수도 상당한 상황
- 재생에너지 출력제어가 빈번한 와중, 대규모 가스발전 증설의 타당성 여부



출처: 한국전력거래소, 월별 시간별 제주 태양광 풍력 제어량 및 제어 횟수

제주 신재생에너지 출력제한 300건 육박... '풍력 과잉' 이어 '태양광 과잉' 급증

* 박성우 기자 | © 승인 2022.10.16 14:37

최근 6년간 출력제어 조치 299건 집계...정일영 의원 "도 무분별한 인허가 때문"

제주지역 신재생에너지 전력 과잉 공급으로 인해 이른바 '셧다운(Shut down)'으로 불리는 출력제어 조치가 6년 사이에 299일에 이른 것으로 나타났다.

16일 국회 산업통상자원중소벤처기업위원회 정일영 의원(더불어민주당, 인천 연수출)이 한 국전력거래소로부터 제출받은 '제주지역 출력제어 현황'에 따르면 2017년부터 2022년 상반기까지 신재생에너지 과잉 생산으로 인한 출력제어 일수는 299일로 집계됐다.

에너지별로는 풍력에너지가 가장 많은 276일의 출력제어 조치를 받았고, 태양광이 23일로 뒤를 이었다.



출처: 제주의 소리

가스발전소 증설과 재생에너지 출력제어

New gas power plants and renewables curtailment



$$[\text{전체 전력수요}] - [\text{필수운전(화력)발전기 용량}] - [\text{연계선 용량}] = [\text{재생에너지 수용량}]$$

- 화력발전기와연계선 용량부터 고려하는 경직된 방식의 전력계통 운영
- 가스발전을 포함한 화력발전기 vs 재생에너지 발전기

현재 전력계통은 신규 가스발전소가 건설될수록 재생에너지 출력제어가 심해질 수 밖에 없는 상황



출처: 에너지경제연구원, 제주도의 재생에너지 확대와 전력계통의 안정적 운영 방향 (제인앙)

3. 국내 가스발전소 문제점

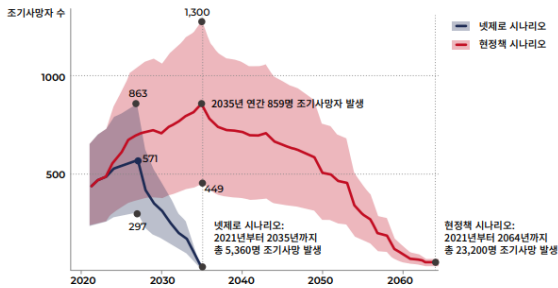
Problems of Gas Power in South Korea



1) 대기오염물질 배출

1) Air pollution

- 가스발전은 질소산화물, 초미세먼지를 내뿜는 대기오염 배출원으로 고농도로 장기간 노출시 건강피해를 일으킬 수 있음
- 특히, 가동 초기와 가동중단 직후에는 정상 가동 시 보다 다량의 대기오염물질배출



조기 사망자수	중간	최소	최대
환경책 시나리오	23,200	12,100	35,000
넷제로 시나리오	5,360	2,800	8,070

그림 1. 시나리오별 가스발전으로 인한 조기사망 피해

출처: 기후솔루션, 가스발전의 실제: 가스발전의 대기오염 영향 및 건강피해 (2021. 11)

[도표 6] 서울 LNG발전소의 대기오염물질 배출농도 변화(2020. 1. 30.)



자료: 국립환경과학원 제출자료 재구성

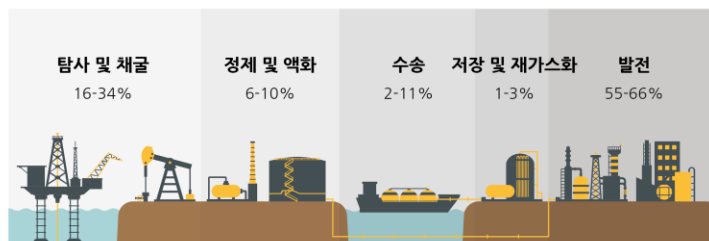
그 결과 앞으로도 수도권 지역의 노후 LNG발전소에서 가동 초기에 계속해서 NOx, THC, CO 등의 대기오염물질이 다량으로 배출될 가능성이 있으며, LNG 발전소 인근 지역의 PM_{2.5} 농도에 부정적 영향을 미칠 수 있다.

출처: 감사보고서 - 미세먼지 관리대책 추진실태 (2020.09)

2) 온실가스 배출

2) GHG emission

가스(LNG) 생산주기 온실가스 배출 비중



- 액체 상태의 가스가 생산지에서 소비지로 이동하면서 메탄 누출 등으로 인해 발전 단계 이외에서도 온실가스를 배출하고 있음
- 미국에서 생산된 가스가 아시아로 운반되어 전력을 생산할 경우 단위 발전량당 온실가스배출량은 688gCO₂e/kWh

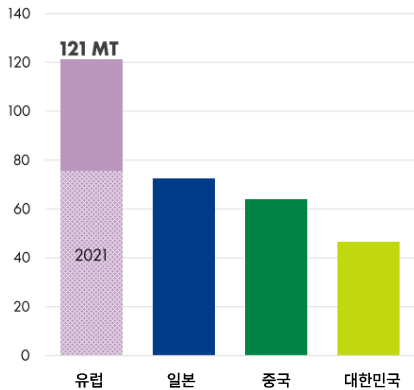


출처: 기후솔루션(2021.08), 국내 공적 금융기관의 해외 화석연료 투자 현황과 문제점

3) 비싼 가격, 공급망 위기

3) High price & Supply chain risks

2022 세계 LNG 최대 수입국(백만톤)



출처: Shell, LNG Outlook 2023

Bloomberg

Global LNG outlook overview: Tight supply expected until 2026

- 한국, 가스 세계 3위 도입국

단일국가로는 일본, 중국에 이어 세계에서 3번째로 가스를 많이 수입하는 국가 매년 4천만 톤 중반대를 수입하며 카타르, 호주, 미국, 오만 등에서 수입

- 유럽과 아시아의 현물 LNG 도입 경쟁

러시아 가스 수입을 줄이고자 하는 유럽은 아시아와 LNG 도입 경쟁 시작 유럽의 장기계약물량은 최소 2026년부터 시작, 그 전까지 아시아와의 현물 LNG 도입 경쟁 지속

4) 수소혼소의 실효성

4) Efficacy of hydrogen co-firing

국내 발전부문 수소혼소 정책 동향

- 『수소·암모니아발전 실증추진단』 계획

연도	2028년	2035년	2040년
목표	150MW급 50% 혼소 실증 완료	30% 이상 혼소 상용화	30~100% 혼소

- 2030년 수소 발전량 전망

구분	연료량	발전량	혼소대상
수소	30만톤	6.1TWh	LNG

- 2050년 수소 부문 수요량전망

- 수소기반 발전의 대폭증가를 고려한 1,350~1,420 만톤

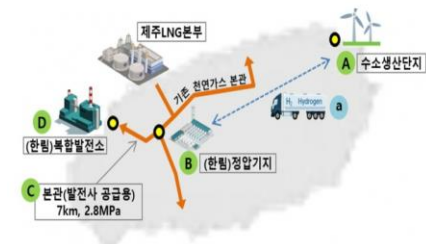
출처: 산업부 보도자료 수소 암모니아 발전 본격 추진, 제10차 전력수급기본계획 2050 탄소중립 시나리오

HOME > 지역 > 제주도

한림LNG발전소 배관에 그린수소 혼입 실증 사업 추진

최 좌동일 기자 | © 승인 2023.02.02

수소 10% 혼입하면 연간 129만톤의 천연가스 사용 줄고 탄소 배출 감축
신입부, 2일 청정수소 생태계 조성 방안 실현 위한 수소경제협의회 개최



제주시 한림LNG발전소 가스관급 배관에 그린수소를 혼입하는 모형도.



출처: 제주일보

4) 수소혼소의 실효성

1-1

4) Efficacy of hydrogen co-firing

• 국내 그린수소 조달계획의 불명확성

제1차 수소경제 이행 기본계획		2030년	2050년
국내생산		194	500
화석연료	그레이 수소	94	
	블루 수소	75	200
재생에너지	그린 수소	25	300
해외수입		196	2,290
화석연료	그레이 수소	-	-
	블루 수소	-	-
재생에너지	그린 수소	-	-

- 수소 도입 취지를 고려하자면, 화석연료기반의 블루/그레이 수소가 아닌 그린수소를 이용하여야함
- 현재 전망으로는 수소수요를 감당할수 있는 재생에너지 국내 여건이 충분하지않아 해외수입 비중이 큼

< 해외 청정수소 개발 개념도('H2 STAR 프로젝트') >



*H2 Supply - Transportation - Application - Relationship (수소유통활용 전주기 구축 프로젝트)

출처: 산업부 보도자료, 수소경제 성과 및 수소선도국가 비전 보고 (2021. 11)

출처: 제1차 수소경제 이행 기본계획 (2021.11)

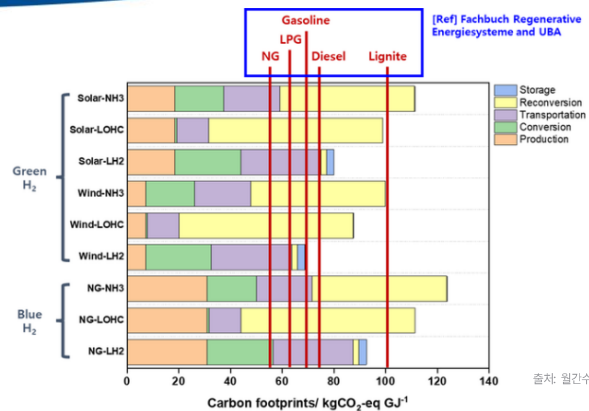
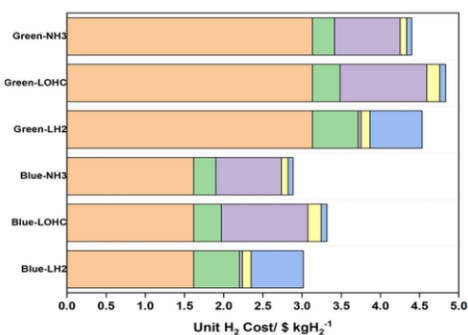
15

4) 수소혼소의 실효성

1-1

4) Efficacy of hydrogen co-firing

• 해외 그린수소 조달계획의 불명확성



출처: 일간수소경제, 해외 청정수소 도입, 최적 공급량안? (2022.01)

해외 수소 도입 경제성 및 환경성 평가에 의하면, 그린수소는 아직 생산 단가가 비싸 뿐더러, 운송 및 수소순환체분해 과정에서의 탈탄소화가 이루어지지 않는다면 온실가스 감축효과가 미비할 수 있음. 공급망 확보의 불안정성도 고려해야 함.

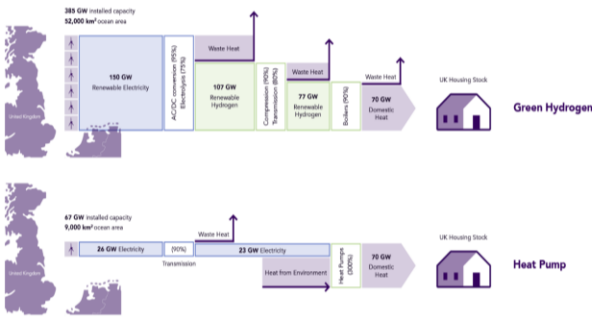
SFO°C
Solutions for Our Climate

16

4) 수소혼소의 실효성

4) Efficacy of hydrogen co-firing

• 낮은 에너지 효율성



재생에너지로 그린수소를 추출하는 과정에서만 30~35%의 에너지 효율이 감소하므로 재생에너지로 직접 전기를 생산하는 것이 더 효율적

출처: Hydrogen Science Coalition, Hydrogen for heating? (2022.04)

• 온실가스 감축효과 미비

수소혼소율	15%	30%	50%	75%	100%
CO2 저감률	5%	11%	23%	48%	100%

출처: 에너지경제연구원, 무탄소 신전원 해외사례 및 정책방향 연구 (2021.11)

수소 혼소율이 낮을 때 온실가스저감률은 미미하며, 수소 혼소율에 따라 온실가스저감률이 선형적으로 증가하지 않음

- 대부분의 신규 가스발전소는 수소 혼소/전소를 고려하고 있지만 이는 기술 및 경제적 불확실성이 높은 수단임
- 수소 혼소가 가스발전의 수명연장에 그칠 수 있음



4. 결론

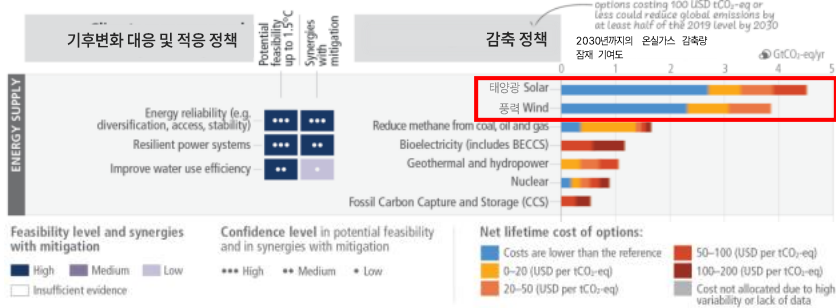
Key takeaways



국내 발전부문의 미래 Future of South Korea's power sector

There are multiple opportunities for scaling up climate action

a) Feasibility of climate responses and adaptation, and potential of mitigation options in the near-term

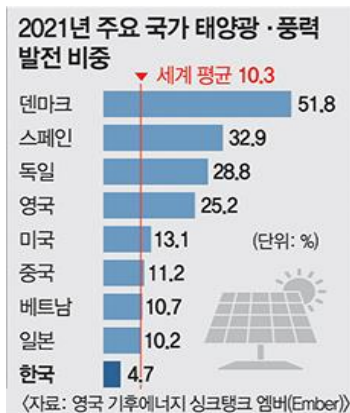


- 기후변화 대응을 위해서는 발전 부문의 탈탄소화가 먼저 선행되어야 함
- IPCC 6차 보고서에 따르면, 발전 부문에서 2030년까지 온실가스 배출량을 감축할 수 있는 비용 효과적인 방법은 태양광과 풍력



출처: IPCC AR6 Summary for Policymakers (2023)

국내 발전부문의 미래 Future of South Korea's power sector



에너지경제

재생에너지 '강제 가동중단' 조치, 올 봄 제주 넘어 육지서도 본격 실시 예고

28일 전남 광주시 재생에너지 사업자 대상으로 '봄철 전력수급 운영방안 설명회' 개최 예정
"재생에너지 출력제어 안내 주 내용"

이원희 wsrnee54@hitec.com

HOME > 태양광 신재생에너지

RE100 주관 '클라이밍그룹', "한국 재생에너지 확대 하지 않으면 글로벌 경쟁력 뒤쳐진다"

△ 공선희 기자 | © 송민 2022.11.02 16:20

「탄소중립 미래를 위한 RE100 국제 컨퍼런스」에서 정부 재생에너지 확대 환경 조성 요청

출처: 인더스트리뉴스

- 국내 재생에너지 발전 비중은 OECD 국가 중 최하위이며, 저조한 재생에너지 발전은 향후 산업 경쟁력 리스크로 이어질 수 있음
- 재생에너지 출력제어 문제는 제주에서 육지로 확대되고 있음

재생에너지 보급률이 높은 제주에서 **가스발전 증설과 재생에너지 출력제어 문제** 지속 시 탄소중립 달성 어려울 것



감사합니다
Thank you

SFO°C
Solutions for Our Climate

Copyright © 2022 SFOC Inc - All rights reserved.

21

탄소중립 시대, 제주 가스발전이 나아갈 길

2023. 4. 11(화) 16:00~18:00

zoom 생중계



22

토론

- 1 조성빈 제주 전력거래소 실장
- 2 이성규 한국전력공사 계통계획처 실장
- 3 강지성 한국그리드포밍 대표
- 4 이상복 이투뉴스 부국장
- 5 김정도 제주환경운동연합 국장
- 6 김자현 기후솔루션 연구원

20세기 이후 인류는 지구의 자정능력을 넘어선 이산화탄소를 배출하는 석탄, 석유, LNG 등을 주 에너지원으로 사용하여 왔습니다. 이후 21세기는 지구온난화의 악영향을 고스란히 돌려 받고 있는 상황입니다.

그 대안으로 자연력을 활용한 재생에너지를 이용하는 것은 당연한 대안이라고 볼 수 있습니다. 다만 자연력에 의존하는 에너지는 우리가 원하는 시간에 원하는 양을 제공하기가 힘들 수밖에 없습니다. 다시 말하면 재생에너지를 1년 내내 정전 없이 쓸 수 없다는 큰 제약이 될 수밖에 없다는 점입니다. 일반적으로 잘 사는 국가일수록 전기를 사용하지 못할 경우에 손실이 클 수밖에 없습니다. 즉, 정전을 원치 않는다는 점이지요.

그렇다면 제주 지역에 국한하여 살펴보기로 하겠습니다. 2030년까지 친환경 에너지를 제주도 전력을 공급하겠다는 것이 목표인 거죠. 그렇다면 앞에서 말씀드린 재생에너지가 역할을 못하는 바람이 없거나, 일사량이 없는 밤 등 이런 상황에 어떠한 대안이 있을까요?

석탄은 제주지역에 설치할 수 없습니다. 원전도 마찬가지로요. 소규모 원전이라고 하더라도 제주도라는 작은 섬에서 핵연료를 활용하는 것을 찬성할 분은 많지 않을 거라 생각합니다. 그렇다면 현재의 기술로 재생에너지가 공급을 제대로 못하는 시간에 일정 부분은 ESS를 활용한다고 하더라도 자연력이 부족한 시간에는 충전을 할 수 없어 공급 부족으로 인한 정전사고가 발생할 위험이 매우 클 수밖에 없습니다.

이러한 고민을 10차 전력수급기본계획에서 했다고 볼 수 있습니다. 제주 지역은 관광산업, 전기차 보급 등으로 전력수요가 지속적으로 증가할 것으로 전망하고 있습니다. 특히 여름철 오후 1시부터 9시까지 전력수요피크가 지속되는 제주지역에서 태양광이 기여가 거의 없는 저녁시간에 전력을 공급해 줄 안전장치가 필요한 것입니다. 어쩔 수 없이 현재의 상황에서는 LNG 설비를 고려할 수밖에 없던 것입니다.

더불어 LNG는 가스를 쓰는 구조라 향후 친환경 연료인 수소에너지가 발전설비 연료원으로 활용되기 시작하면 수소발전소, 재생에너지 발전소, ESS 등을 믹스한 형태로 제주도의 탄소 없는 섬이라는 목표를 지향해 나가야 할 것이라고 생각합니다.

이상입니다.

토론문, 이성규 한국전력공사 계통계획처 실장

탄소중립시대, 제주 가스발전이 나아갈 길

too much of a good thing is still a good thing

한국그리드포밍 강지성

○ 가스발전의 역할

야간이나 기상악화, 전력망의 복합적인 고장상황을 대비할 때 피크수요 기여도를 반영한 설비 준비 필수, 제주지역 가스발전은 안정적인 전력공급의 취지에서 공감

○ 출력제어 문제는 제주 문제를 관통하는 커다란 이슈

가스발전소 건설 그 자체가 문제라기 보다는, 재생에너지 출력제어가 만연해져 (1) 투자 수익성 악화로 추가 투자 유인이 사라지고 (2) 가스를 포함한 전통발전기 must run 지속 운전으로 탄소 감축에 기여할 수 없다는 것이 문제

○ 가스발전을 건설하지 않으면 출력제어를 완화할 수 있는가, 가스발전소를 건설하면 출력제어가 심해지는가를 평가해야 함

가스발전 건설과 출력제어를 직접적인 인과관계로 규정하는 것은 위험할 수 있음. 즉 가스발전이 Stand-By 라고 해서 언제나 재생에너지보다 우선하여 발전할 수 있는 것은 아니고, 재생에너지 발전을 추가로 하지 못하는 특수한 여건일 때 가스발전소가 우선 기동할 것으로 추측함

○ 출력제어 원인별 대응 방향

- 출력제어는 수급불안정 예방의 측면과 고장량에 따른 주파수 불안정 예방 두 가지가 존재, 제주도는 이 두 요인이 복합적으로 나타남
- 고장량에 따른 출력제어를 하는 경우, 재생에너지가 더 발전될 수 있는 안정적인 수급 상황임에도 불구하고 안정성의 문제로 출력제어를 시행한다는 의미임. 이 문제를 먼저 급하게 해결해야 함
- 수급 여건에 따른 출력제어를 하는 경우, 예컨대 전통 발전원 정지시, 한 번 정지시 몇 시간 동안 재기동을 하지 못하는 시간 제약이 있으므로, 몇 시간 뒤 수요 상승에 따른 에너지 공급에 대응하지 못하는 경우 재생에너지가 먼저 제한될 수 있음, 이런 경우는 사유에 따라 저장장치 추가 설치 등으로 수용율을 높여야 함.
- 신규 가스발전의 경우 빠른 기동시간 낮은 최소출력 빠른 ramp-rate, 짧은 최소정지시간 등 유연한 자원으로 건설한다면, 오히려 재생에너지 수용율 향상에 도움을 줄 수 있음

○ 출력제어를 완화할 전력계통 적용 기술

- 관성: 안정성을 유지할 계통의 최소 관성이 부족한 경우 동기조상기를 설치하여 관성 보완 가능, 전압과 주파수 안정성이 향상되어 고장량에 따른 출력제어 경감에 기여
- 빠른주파수제어(Fast Frequency Response): 재생에너지 인버터, ESS 등에 적용하여 계통지원 기능을 수행할 수 있음, 계통 관성 필요량을 경감시켜 줄 수 있음, HVDC, STATCOM과 같은 FACTS 설비도 계통의 필요관성 경감에 도움음 줌. 필요관성이 줄어든다는 것은, 전

통 화석연료 발전기의 소요량이 줄어든다는 의미임.

- 그리드포밍은 관성, 빠른주파수제어 둘 다 공급 가능, 현재 제주 5개 발전소 부지에 실증 준비 중

○ 출력제어를 바라보는 올바른 방향

- 고장량에 따른 출력제어가 사라지고, 즉 안정성 문제로 시행하는 출력제어 문제를 힘을 합쳐 걷어내고, 공급과잉에 따른 출력제어를 합리적으로 인정하고 대처해 간다면 모두가 행복한 제주 재생에너지 정책이 될 것입니다.

- 제주 가스 발전소는 재생에너지 수용율 향상에 도움을 줄 수 있는 유연한 자원으로 건설되었으면 좋겠습니다.

- 태생적으로 간헐적이고 변동적인 재생에너지는, 출력제어와 함께 성장해 가야 합니다. 출력제어 없는 재생에너지 성장은 불가능.

- "The grid is designed to have more generation capacity than is used most days of the year. This helps to ensure that the lights stay on even when demand is higher than predicted, or for unplanned outages," So, the bottom line: when it comes to wind and solar generation, too much of a good thing is still a good thing. -NREL-

<탄소중립 시대, 제주 가스발전이 나아갈 길>

- 토론문_ E2NEWS 이상복 기자

□ 제주는 韓 에너지전환 시험 무대, RE20%에서 달여가는 성장판

CFI2030(2030년 Carbon Free Island) 선언 후 10년이 지났고, 이제 10년이 채 남지 않았다. 제주 스스로 자문자답할 때가 됐다. 진정 CFI 실현 의지가 있는가, 아니면 CFI란 브랜드가 필요한 것인가. 전자라면 재생에너지(RE) 20%대에서 성장판이 달여가든 현 상황을 심각하게 인식해야 한다. CFI 달성이 요원하다는 뜻이어서다. 제주에서 CFI 못하면, 육상도 못한다. HVDC를 텃줄처럼 활용할 수 있고, 전기차가 4만여대나 달리는 곳이 제주다. 산업구조나 수요패턴이 육상과 많이 다르긴 하지만, 모험적이고 도전적인 시장제도나 가격정책을 적용해 보기에 매우 좋은 환경이다. 전 정부는 이곳을 분산에너지 특구로 지정해 전력 생산자와 소비자 간 직거래와 자유로운 요금설계를 허용하고, 경부하 시간대 재생에너지 잉여전력을 열이나 수소 등으로 전환하는 섹터커플링을 본격 추진하겠다고 했었다.(2021년 3월) 정권이 바뀌었다지만, 정부까지 달라졌는지 그런 정책이 종적을 감췄다. 당시 제주연구원장은 탄중위원장이 됐고, 도지사는 국토부장관이 되었다.

□ 새 가스발전소가 기존 새 발전소와 재생에너지를 구축(驅逐)

제주에는 이미 한림, 제주, 남제주복합 등 적잖은 가스발전소가 있다. 정부 계획대로 2036년까지 900MW를 증설한다고 치자. 예상되는 결과는 새 발전소가 준공된 지 현재 기준으로 2년된 남제주와 4년된 제주복합을 밀어내고 소위 기저부하 역할을 하면서 기존 발전기들을 보조서비스(Ancillary Service) 전락시키는 상황이다. 새 발전소 예타가 통과되려면, 이용률을 높여야 하고 그러면 기존 자사 발전기가 돌지 못하는 상황이 된다. 애초 AS용으로 지은 발전기들이 아니어서 제 역할을 할 수 있을지도 의문. 기존 설비 조기 좌초자산화만 초래할 가능성이 높다. CFI를 꿈꾸는 제주에서 탄소배출량이 되레 늘어나는 건 덤이다. 제주 가스발전소 신설 목적이 AS라면, 스팀터빈을 제외하고 소형 가스터빈이나 가스엔진만 놓는 방법도 있다. 그런 방식으로 가스발전소 이용률을 최소화해야 탄소발생량을 최소화 할 수 있다. 물론 AS 보상에 대한 시장 재설계가 필요한 부분이다. 지금 제주가 RE20 상황에서 움짱달짝 못하는 원인 중 하나가 인수기지 건설 타당성 확보를 위해 전력망 규모 대비 너무 큰 가스발전기를 건설했기 때문이란 걸 상기해야 한다. 어떤 분은 출력제한이 늘어나는 가운데 계속 대규모 발전 사업허가만 나오는 제주상황을 수습하지 못한 교통사고 현장으로 대형 트럭을 과속으로 계속 내보내는 상황으로 비유하더라. 기존 가스발전소를 새 가스발전소가 구축하고, 기존 재생에너지를 새 재생에너지가 밀어내는 현 상황을 되풀이하면서 RE비중만 높이는 건 의미가 없다.

□ 전력시스템의 필수조건 변화 ; 가격→환경→유연성

과거 전력시스템은 당장 발전단가만 저렴하고 양적으로 충분하면 됐다. 그래서 석탄발전소와 원전을 대규모로 확충했다. 그러다가 미세먼지, 온실가스 등 환경문제에 봉착해 상대적으로 부하가 적은 가스발전소로 기존 석탄을 대체하고 있다. 앞으로 전력산업이 요구하는 발전기들의 필수요건은 유연성과 이종(異種) 에너지와의 융·복합 능력이다. 이미 육상에서도 원전이 송전제약이나 단위용량 과대문제로 감발운전을 하고 있다. 제주도내 가스발전기들도 최소출력 이하로 운전하고 있다. 이제 발전기들은 더 작아지고, 더 빨라져야 한다. 이렇게 뺏뺏한 계통, 몸을 요가수준으로 바꾸는 유연성 확보가 필요하다. 수단은 ESS, 양수, 동기조상기, 그리드포밍, P2G, V2G, VPP, P2H 등 다양하다. 요즘 해외에서 잘나간다는 히트펌프도 있다. 하던 대로 하고, 가던 길로 다시 가선 다른 목적지에 도달할 수 없다. 편하고 쉬운 에너지전환, 탄소중립은 없다. 제3연계선 추가활용이 아니라 1,2 연계선도 끊고 진정한 CFI를 만들겠다는 파부 침주, 배수진의 자세가 필요하다.

정부가 10차 전력수급기본계획을 고시한 가운데 제주도에 600메가와트 규모의 신규 가스발전소 4기를 2033년까지 건설하겠다는 계획을 담았다. 이에 제주도는 항의를 하기는 커녕 300메가와트는 제주도가 직접 운영하겠다는 내용의 '청정 에너지 대전환 로드맵'까지 발표했다. 정부와 제주도의 계획대로라면 탄소배출 증가와 재생에너지 보급어려움(출력제한)은 더욱 커질 것으로 보인다.

문제는 이러한 가스발전의 공급에 친환경이라는 단어가 붙어 남발된다는 점이다. 가스발전은 명확히 오염물질과 온실가스를 배출하는 시설이다. 친환경과 거리가 먼데 그러함에도 이렇게 친환경, 청정이라는 단어를 붙이는 이유는 수소 혼소의 가능성 때문이다.

문제는 수소 혼소가 과연 정부나 제주도가 원하는대로 될 것인가 하는 것이다. 먼저 현재의 그린수소 생산 계획과 속도로는 100% 수소 혼소는 불가능하다. 상용화된 100% 수소 혼소 기술이 2040년 전후로 나올 것이라는 예측이 있으나 이는 순전히 기술적인 내용일 뿐 현실을 전혀 반영하고 있지 않다. 게다가 현재 기술로는 수소를 최대 30% 혼소하는 것이 전부인데다 50%를 반영하는 시기도 2030년 이후로 보고 있다. 2024년 목표로 국내 최대 규모로 세종시에 지어지고 있는 630MW 수소 혼소 LNG복합화력발전소도 2028년에 수소 혼소 5% 달성, 2040년 30% 달성, 2044년 50% 달성을 목표로 하고 있다.

게다가 수소 혼소가 탄소배출 감축에 효과가 미비하다는 연구 결과도 있다. 에너지경제연구원에 따르면 수소 50% 혼소시 탄소 저감률은 고작 23%에 불과하다. 수소혼소가 획기적인 대기오염 감소, 온실가스 감소로 이어질 수 있는지는 여전히 불확실성이 매우 크다.

결국 수소 혼소는 사실상 화석연료를 적어도 2040년 이후까지 사용하겠다는 발상인 것이다. 더욱이 그린수소 공급망에 대한 명확한 계획도 없는 상황에서 수소혼소를 부르짖는 것은 말그대로 신기루에 기대는 위험한 발상일 수밖에 없다.

지금 당장 제주도에 필요한 시설은 낮 시간대 남는 전기를 저장해 밤 시간에 공급하는 전기저장장치(ESS)를 크게 확대 보급하는 것이고, 유연성 자원에 투자하는 것이다. 그리고 더 중요한 것은 기존의 화력발전을 줄이기 위해 전기를 더욱 효율적으로 사용하고 사용량을 줄여나갈 수 있도록 정책을 강화하는 것이다. 그래야 기존의 화력발전소를 끄고 재생에너지를 더욱 확대할 가능성을 키워나갈 수 있기 때문이다. 그런데 지금의 정책은 더 많은 전기를 생산해 더 많은 전기를 소비하게 만드는 전세계적으로도 유례를 찾기 어려운 해괴한 형태를 에너지 전환을 모색하고 있다.

1970년대 2차세계 대전의 오일쇼크에서 발생한 에너지 위기에 당시 산업계와 과학계는 빠른 시간 안에 놀라운 에너지 기술이 등장해 이 모든 위기를 잠재울 것이라 공언했다. 1990년대 기후위기에 대해 국제사회가 논의를 시작할 때 석유와 자동차 업계를 중심으로 놀라운 탄소포집기술이 발명되어 기후위기를 잠재울 것이라 공언했다. 에너지 위기로부터 50년, 기후위기에 국제사회가 대응한지 30년이 훌쩍 넘었다. 과연 지금 그런 공언들이 지켜졌는가? 태생적으로 불확실성이란 한계를 가진 기술만능주의가 지금의 기후위기를 에너지 위기를 만들었다는 사실을 우리는 잊어서는 안 된다.

1. 제주 재생에너지 출력제한 문제 근원

제대로 된 처방은 정확한 진단에서부터: 화력발전 중심 전력계통 운영방식 및 전력시장 제도

- 제주 재생에너지 출력제어 문제의 1차원적 원인은 수요 대비 공급 전력이 많아 발생하는 수급 불균형. 그러나 진정한 “탄소 없는 섬”으로 나아가기 위해서는 왜 이러한 초과 발전, 수급불균형 문제를 재생에너지 출력제어로만 해소하려고만 하는지 근본적 고민해야 할 시점.
- 이미 재생에너지는 주력 전원화 되어가는데 전력시장과 계통운영 방식은 여전히 경직된 화력발전 중심.

2021년 기준 도내 신재생에너지 발전량 비중, 전년도(19%) 대비 1.5배가량 증가한 39% 기록¹. 또한 최근 제주도와 전력거래소에 따르면 이미 도내 재생에너지 발전설비 규모(874MW, 상업용)가 중앙급전 화력설비 규모(910MW) 따라잡고 있어². 이처럼 재생에너지 주력전원화가 빠르게 진행됨에 따라 출력제어 문제도 심화되고 있지만 전력시장과 전력계통은 여전히 화력발전 중심의 경직된 방식.

제주 계통이 수용 가능한 변동성재생에너지(VRE) 수준 결정 시, 전체 전력수요에서 필수 운전발전기(‘머스트런’)와 HVDC 설비용량 우선 고려 후, 남은 용량만 고려. 유연한 계통 운영 방안을 강구하는 대신 머스트런 발전기와 HVDC의 출력용량을 상수화하여 전력계통 운영함에 따라 재생에너지의 변동성을 수용할 수 없는 경직된 전력계통 운영방식을 고수하고 있는 것.

결국 계통 운영에 있어 한전 발전 자회사가 주로 소유하고 있는 기존 전력공급설비(LNG 복합발전, 중유발전소, HVDC)와 대부분 민간이 소유하고 있는 재생에너지 발전기가 충돌할 수밖에 없는 현 상황. 이러한 구도에서 이들 간의 공정한 경쟁이 보장되어 있고, 그 공정한 경쟁 통해 기존 전력공급설비가 우선 고려되고 있다고 보기 어려워.

2. 제주 재생에너지 출력제어 최소화, 과연 기술적으로 어렵고, 비쌀까?

- 출처 - 2030 탄소 없는 섬 제주도, 출력제한 없는 섬에서부터: 재생에너지 출력제한 문제 해결방안의 비용 분석 (기후솔루션, 넥스트 그룹, 2022)

¹ 제10차 전력수급기본계획, 산업통상자원부

² <http://www.jejunews.com/news/articleView.html?idxno=2201572>

● **주요 결론:**

1. 제주도 재생에너지 출력제한을 3%로 유지하며 CFI 2030 목표 및 제9차 전력수급 기본계획에 따른 재생에너지 확대 목표 달성 가능한 **기술적 시나리오 존재 확인**
도내 화석연료 기반 필수운전발전기 3대, 동기조상기로 대체 및 2034년까지 1,151MW 수준 저장장치(ESS, 수소저장장치)를 포함한 유연성 자원 도입 필요
2. 해당 시나리오 상 추가 저장장치 설치비용 등으로 발생하는 비용 증가분은 **연료비와 탄소비용을 절감함으로써 상쇄 가능**. 현행과 같이 재생에너지 출력제한만을 통해 전력공급과잉 문제를 해결하는 현상 유지 시나리오 대비 2034년까지 (현상유지 시나리오 시스템 비용의) 최대 5.7% 비용만 투자하면 구현 가능.
3. 해당 시나리오 상 유연성 자원 도입 시, **재생에너지 이용률 ↑ 화력발전기 이용률 ↓**
CFI 2030 시나리오에 따라 저장장치 및 동기조상기와 같은 유연성 자원을 확대 도입 시, 한전 발전자회사가 소유한 화력발전설비(중유 및 LNG)를 포함한 기존 공급 설비의 2034년 이용률은 2022년 대비 최대 19%p까지 감소.
(현행 '22 39% -> CFI '34 20%까지)

3. 제 10 차 전력수급기본계획에 따른 제주 신규 가스발전소 건설, “탄소 없는 섬” 포기 선언

늘어나는 전력수요 대응 위해 화력발전 확대하겠다는 “탄소 없는 섬”

- **10차 전기본의 제주 신규 가스 발전소 건설 계획, 과거의 화력발전 중심 체계에서 재생에너지 친화적인 패러다임으로의 전환 시기 놓친 전력당국과 산업부의 판단 오류**

이미 전력수요 대비 기저발전기 용량 과도한 현 계통에 추가로 LNG 발전소 건설한 다는 것은 재생에너지 출력제어 문제 해결과 “탄소 없는 섬” 포기하겠다는 것.

앞선 기후솔루션.넥스트 그룹 연구에 따르면 CFI 2030 달성을 위해 출력제한 최소화하며 유연성 자원 확대하면 가스발전소 포함 기존 화력발전설비 이용률 최대 19%p까지 줄어듦. 와중에 600MW 규모의 대형 가스발전소 신규 건설되면 기존 화력발전설비 이용률은 더 감소할 것이고, 신규 가스발전소 또한 초기에 목표한 이용률 달성하지 못해 더 빠르게 좌초자산화 될 것.

1.5도 시나리오에 따라 2035년까지 가스 발전이 퇴출되어야 하는 이 시점에 온실가스 배출 및 대기오염물질 배출로 인해 제주 지역사회가 치러야 할 사회적 시스템 비용까지 고려하면 더욱 비합리적인 계획.

더불어 10차 전기본에 따르면 재생에너지 변동성 대응 위해 신규로 건설될 가스발전소 용량(600MW)만큼 2029년까지 장주기 ESS 도입 필요. 만약 신규 가스발전소를 건설하는 목적이 늘어나는 제주 전력 피크수요를 감당하기 위함이라면 이미 있는 재생에너지를 더 효율적으로 활용할 수 있는 ESS와 같은 유연성 자원에 투자하는 것이 합리적인 선택

이 아닌지. 또 전기본 상 유연성 자원 도입 목표에는 모두 DR이나 섹터커플링 미고려. 더 다양한 유연성 자원 고려된다면 추가 가스발전소 건설이 아닌 재생에너지 활용해서도 피크 부하 대응력 강화할 수 있어.

4. 재생에너지와 유연성 자원에 공정한 전력시장 제도 & 투명하고 독립적인 전력산업 거버넌스

- 제주 재생에너지 출력제어 문제는 결국 화력발전 중심의 전력시장 제도와 거버넌스라는 만성질환으로 인해 비롯된 합병증. 재생에너지의 간헐성이라는 특성을 보완해줄 수 있는 유연성자원과 이들을 뒷받침할 제대로 된 시장제도 및 거버넌스 부재했기 때문. 이를 개선하기 위해서는 현재와 같은 화력발전 중심 구조 속에서의 단발성 땀질 처방이 아닌 근본적 체질 개선 필요.

- **재생에너지와 유연성 자원에 공정한 전력시장 제도 마련**

: 재생에너지와 각종 유연성 자원이 계통에 기여하는 정도를 공정하게 인정받고, 그에 따른 적절한 보상을 시장 내에서 받을 수 있도록 제도 개선해야. 기울어진 운동장에서 거슬러 올라오지 못한다는 이유로 그 역할을 제대로 인정받지 못하고 있는 셈.

: 현 전력시장의 보상제도와 계통 운영방식은 오히려 화력발전을 우대하는 격으로 재생에너지와 유연성 자원의 시장 참여는 제한되는 중. ESS, DR, 섹터커플링, VPP, 그리드포밍과 같이 유연성 자원의 수익성, 경제성 보장되지 않기 때문에 시장에 투입될 수 있는 양이 제한적일 수밖에 없고, 때문에 재생에너지 출력제어 문제 해결에 유의미한 역할 할 수 있을 만큼 규모를 갖추지 못한 상황.

: 결국 현재와 같이 기울어진 운동장을 바로잡아 재생에너지와 유연성 자원이 기존 발전설비들과 공정하게 경쟁하고, 공정하게 보상받아 수익성, 경제성 보장되어야 제주 재생에너지 출력제어 문제를 해결함과 동시에 "탄소 없는 섬" 으로의 전환 가속화에 기여할 수 있을 것.

- **독립적이고 투명한 전력산업 거버넌스 확립**

: 현재와 같은 산업부, 한국전력, 전력거래소 중심의 중앙집중형 거버넌스로는 현재의 문제 풀어낼 수 없어. 또한 발전 부문과 계통 부문이 재무적으로 연결되어 있는 현 구조에서 독립적인 의사결정에 따라 기존 화력발전원들과 재생에너지가 공정한 망접속 등 보장받고 있다고 보기 어려워. 재생에너지 주력전원화 시대에 걸맞은 의사결정과 빠른 에너지 전환에 대한 인센티브 부여할 수 있는 투명하고 독립적인 전력산업 거버넌스 필요.

: 국제에너지기구(IEA)에서는 유연한 전력계통 등 재생에너지 친화적인 전력시장으로의 전환에 대한 대표적 전략으로 정책 결정 주체 (산업부, 전력거래소, 한전)의 역할을 강조한 바 있음. 결국 물리적인 계통 유연성 확대뿐 아니라 거버넌스를 포함한 전력산업 전반의 유연성 높이는 것이 미래 전력시스템을 위해 유연성을 높이는 가장 효과적인 전략.

탄소중립 시대, 제주 가스발전이 나아갈 길

