SFO°C PLANiT

Solutions for Our Climate

°Report

제주 출력제어 사례로 본 최소발전용량 하향 조정의 편익

제주 출력제어 사례로 본
최소발전용량 하향 조정의 편익

목차

요약 3

서론 4

연구배경 4

연구목적 5

출력제어 발생 원인과 최소발전용량의 영향 6

출력제어 발생 원인 6

필수운전의 최소발전용량이 미치는 영향 6

최소발전용량 하향 조정 7

분석 방법론 8

데이터 수집 8

시나리오 분석 8

배출량 및 연료비용 9

분석 결과 10

재생에너지 추가 발전량 10

배출량 감축기회 11

연료비용 및 정산비용 11

재생에너지 입찰제도 도입 이후 12

결론 13

요약

본 연구는 제주도의 출력제어 사례를 바탕으로, 필수운전 발전기의 최소발전용량 하향 조정이 재생에너지 수용성, 온실가스 감축, 연료비 절감에 미치는 정량적 효과를 분석하였다. 최근 재생에너지 보급이 확대되면서 제주와 육지 모두에서 출력제어 문제가 심화되고 있으며, 이는 화력발전기의 과도한 보장이 주요 원인으로 지목되고 있다.

2024 년 4 월 제주 지역 필수운전 발전기에 '최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치'가 도입되면서 하향 조정이 이루어졌으나, 그 수준은 여전히 해외 권고 수준(20~40%)에 비해 높고, 육지 계통에서는 논의가 본격화되지 못한 실정이다. 본 연구는 2022 년 9 월부터 2024 년 3 월까지 제주도의 실제 출력제어 시점을 대상으로, 2024 년 4 월 하향된 출력하한치가 조기에 적용되었을 경우의 효과를 분석하였다.

분석 결과, 2024 년 4 월 개정된 하향 수준만 적용해도 누적 출력제어의 약 17%(5,800 MWh)를 회피할 수 있었으며, 발전기 단위 용량 대비 출력하한치를 25%까지 낮출 경우 약 48%(16,334 MWh), 20%까지 낮출 경우 약 70%(24,032 MWh)의 출력제어를 줄일 수 있었다. 이에 따라 이산화탄소 배출은 최소 3,044 톤에서 최대 11,740 톤, 연료비용은 최대 45 억 원까지 절감되는 것으로 나타났다.

이러한 결과는 최소발전용량 하향 조정이 온실가스 감축과 비용 절감을 동시에 달성할 수 있는 핵심적 정책수단임을 시사한다. 반면, 2024 년 6 월 도입된 제주 재생에너지 입찰시장은 강제적 출력제어가 시장 기반의 선택적 출력 배제로 전환된 것에 불과해, 실질적인 재생에너지 수용성 제고로 보기 어렵다.

따라서, 본 연구는 다음과 같은 정책적 개선이 필요함을 제안한다. 우선, 최소발전용량을 국제 권고 수준인 20~40%에 부합하도록 단계적으로 인하하는 로드맵을 수립해야 한다. 또한, 발전기별 최소발전용량 산정 근거와 필수운전 지정 사유를 투명하게 공개하고, 이를 객관적으로 검증할 수 있는 체계를 마련할 필요가 있다. 더불어, 제주에서 시행된 출력하한치 하향 조치가 육지 계통에도 동일하게 적용되고, 제주 역시 최소발전용량을 추가로 낮추기 위한 노력을 지속해야 한다.

결론적으로, 출력제어 문제를 근본적으로 해결하기 위해서는 시장제도 개편만으로는 충분하지 않으며, 필수운전 발전기 지정 및 최소발전용량 최소화가 가장 직접적이자 비용 효율적인 방안임을 본 연구는 확인하였다. 이는 제주뿐 아니라 향후 육지 계통에서도 재생에너지 확대와 전력계통 유연성 강화를 위한 핵심 전략이다.

1. 서론

연구 배경: 출력제어 증가와 대응책의 한계

재생에너지 보급 확대와 함께 출력제어 문제는 우리나라 전력계통의 핵심 과제로 부상하고 있다. 특히 제주도의 출력제어 건수와 규모가 매년 증가해 왔으며 [표 1], 2035 년까지 탄소중립 달성을 선포한 제주도에게 더욱 시급한 과제로 자리잡았다. 이에 대응하고자, 전력당국은 2024 년 4 월에 제주 중앙급전발전기들의 최소발전용량을 하향 조정하고, 같은 해 6 월에는 재생에너지 입찰시장 도입을 포함한 제주 시범사업을 도입하였다. 과거에는 시장에 참여하지 않고 급전되었던 재생에너지가 시장입찰을 통해 발전 여부가 정해지는 제도로 바뀐 것이다. 이러한 현상은 제주도에만 국한되지 않는다. 최근 육지에서도 재생에너지 설비가 확대되면서 출력제어 발생 빈도가 높아지고 있다.

[표 1] 제주·육지 재생에너지 출력제어 횟수와 제어량 ('20~'24 년)[1]

연도	제주도		육지	
	태양광 제어 횟수/량(MWh)	풍력 제어 횟수/량(MWh)	태양광 제어 횟수/량(MWh)	풍력 제어 횟수/량(MWh)
'20	1 / 29	77 / 19,449	-	-
'21	28 / 3,219	64 / 12,016	3 / 35	-
'22	64 / 9,357	104 / 25,634	-	-
'23	64 / 9,357	117 / 26,201	2 / 286	-
'24*	32 / 2,570	51 / 9,370	26 / 7,899	16 / 157
'25 上*	-	-	44 / 64,057	37 / 8,249

* '24 년 6 월부터 제주도 시범사업을 운영하여, 재생에너지 입찰시장 도입을 통해 강제 출력제어를 (시장기반) 경제적 출력제어로 전환.

2024 년 제주도의 재생에너지 출력제어량은 과거 대비 크게 감소한 것으로 나타났다. 이에 따라 출력제어량이 증가하는 육지에도 재생에너지 입찰시장을 도입하려는 움직임이 나타나고 있다. 그러나, 제주 출력제어 문제가 해소되었다고 결론을 내리기 앞서, 두 가지 쟁점을 짚고 넘어갈 필요가 있다. 첫째, 제주에서 입찰시장이 도입된 이후에는 시장 기반 출력제어가 더 이상 '출력제어'로 집계되지 않는다. 즉, 단순히 출력제어 통계만으로 재생에너지 수용성을 평가하기 어려워졌음을 의미한다. 둘째, 만약 출력제어량이 실제로 줄어든 것이라면, 어떤 조치를 통해 얼마만큼의 효과가 있었는지를 면밀히 확인할 필요가 있다. 효과적인 조치가 우선적으로 시행되어야만 에너지 전환을 보다 효율적으로 추진할 수 있기 때문이다.

[1] 의원실 자료요청

연구 목적: 최소발전용량 하향 조정

앞서 언급했듯이, 제주 시범사업 도입 전에 일부 중앙급전발전기의 최소발전용량을 하향 조정하였다 [표 2]. 그러나 육지 계통에서는 최소발전용량 하향 조정에 대한 본격적인 논의가 여전히 이루어지지 않고 있다. 본 연구는 이러한 상황을 고려하여, 최소발전용량 하향 조정이 미치는 효과를 정량적으로 분석하는 것을 목적으로 한다.

[표 2] 제주 발전기의 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치 ('24.4.1 부)[2]

구분	최대발전용량(MW)	최소발전용량(MW)	최소발전용량 이하 운전 하한치(MW)
남제주#1,2	94	60	**39**
제주기력#2,3	73	42	**28**
제주내연#1,2	39	26	**24**
제주복합#1,2	123	78	**58**

본 연구는 (1) 제주도의 실제 최소발전용량 하향 조정 사례와 (2) 해외 권장 수준을 반영한 시나리오를 대상으로 분석을 수행한다. 주요 검토 항목은 재생에너지 추가 발전량(출력제어 완화), 탄소 배출량, 연료비용 변화이다. 이를 통해 재생에너지 입찰시장의 도입 여부와 관계없이 육지 및 제주에서 최소발전용량을 낮추기 위한 노력을 지속해야 함을 제시하고자 한다.

궁극적으로 본 연구는 최소발전용량을 최대한 낮추는 방향의 대응이 재생에너지 수용성 확대, 전력계통 유연성 강화, 그리고 전력시장 제도의 실효성 제고에 핵심적인 수단이 될 수 있음을 보여준다. 이를 통해 향후 제주와 육지 모두에서 계통 운영 및 정책 개선에 중요한 시사점을 제공하고자 한다.

[2] 전력거래소 전력시장운영규칙 개정 내용, 제 24-긴급 3 차 (24.7.15).

2. 출력제어 발생 원인과 최소발전용량의 영향

출력제어의 발생 원인

출력제어(Curtailment)는 계통 운영자가 수급 및 계통 제약 등의 이유로 발전기의 출력을 강제로 제한하는 조치를 의미한다. 대표적으로 계통제약 및 수급제약 사유로 실시된다. **계통제약**은 계통 설비의 한계로 인해 지역 단의 계통 불안정성 우려가 존재하는 상황을 말한다. 반면, **수급제약**은 전력 수요·공급 예측 오차에서 비롯된 수급 불일치 현상이며, 지속될 경우 시스템 차원의 계통 불안정성이 발생할 수 있다. 후자에 해당하는 과잉공급 발생 시, 해소 조치로 전력 공급을 강제로 줄이거나 수요를 증가시킬 수 있다. 국내 출력제어의 대부분은 수요가 공급보다 낮은 경부하 시기에 발생하는 수급제약이 주요 원인이다.

수급 균형을 유지하고 계통 안정성을 확보하기 위해 전력 공급을 조절하는 것은 불가피한 조치이다. 수요를 완벽하게 예측하기 어려운 만큼, 일정 수준의 조정은 당연하다. 그러나 국가 온실가스 감축 목표 달성의 핵심 과제인 에너지 전환을 효율적으로 추진하기 위해서는 재생에너지 출력제어를 최소화할 수 있는 방안을 지속적으로 모색해야 한다.

필수운전의 최소발전용량이 미치는 영향

최소발전용량(Minimum Generation Level) 은 '환경규제를 준수하면서 안정적인 운전을 유지하기 위해 개별 발전기가 유지해야 하는 최소 출력 수준'이다 (전력시장운영규칙 제 1.1.2 조). 석탄, 가스, 원자력 등 **중앙급전발전기**[3]에 적용되며, 발전기가 운전할 경우 보장받는 최소 출력 값이다.

중앙급전발전기라고 해서 모든 발전기가 최소발전까지 보장받는 것은 아니다. 특정 시간에 전력 공급을 줄여야 할 경우, 전력거래소가 특정 발전기를 대상으로 셧다운(Shutdown) 지시를 내려 가동을 멈출 수도 있다. 하지만 **필수운전 발전기**(Must-run)는 '계통제약 및 하한제약 입찰 등 발전기 자기 사유로 인하여 특정 거래시간에 반드시 운전해야 하는 발전기'이므로(동 규칙 별표 9, 5.12), 셧다운 지시 대상에 해당되지 않는다. 필수운전 발전기로 지정된 시간동안 반드시 운전하여 최소발전용량까지 보장받는다.

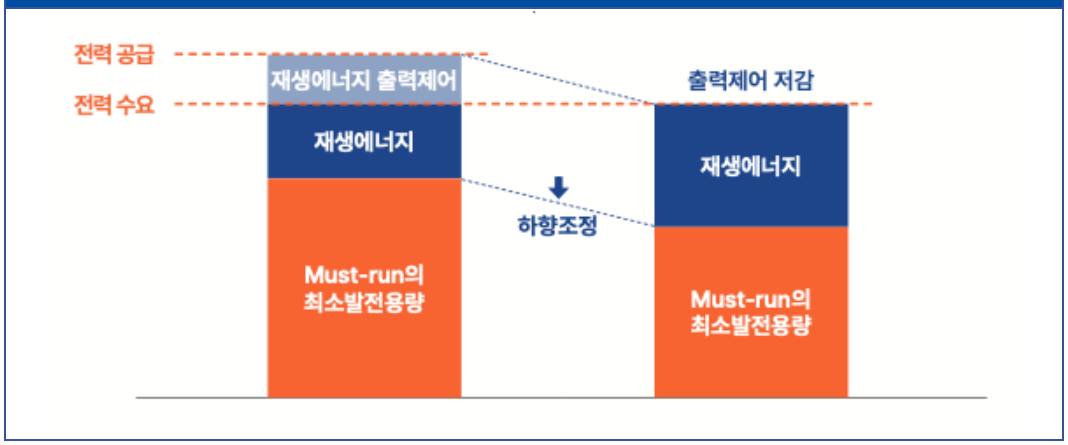
아래 공식과 같이 필수운전 발전기들의 합산된 최소발전용량 (이하 '**중앙급전자원 최소출력**')($P^{min}_{Must\ Run}$)을 보장한 뒤,[4] 남은 전력 수요량 내에서 재생에너지 발전을 허용한다. 재생에너지의 예상 발전량($P_{RE\,전망}$)이 재생에너지 수용한계량을 초과하는 시점부터는 출력제어가 시행된다 (계통평가세부운영규정 제 8.3.1 조).

$$\text{출력제어요구량} = P_{RE\,전망} - \overbrace{(P_{수요예측} - P^{min}_{Must\ Run} - P^{min}_{연계선})}^{\text{재생에너지 수용한계량}}$$

[3] 계통 운영자(한국전력거래소)가 중앙에서 출력을 통제·조정할 수 있는 발전기를 말한다.
[4] 제주의 경우, 연계선(고전압직류송전)의 최소출력도 포함된다.

따라서, 각 필수운전 발전기의 최소발전용량이 과도하면 재생에너지 발전이 제한될 수 있으며, 하향 조정할 경우 출력제어량을 줄이는 효과로 이어진다 [그림 1].

[그림 1] 최소발전용량 하향 조정에 따른 출력제어 저감 효과



문제는 국내 최소발전용량 수준(평균 50~60%)[5]이 국제 권고 수준(20~40%)[6]보다 현저히 높다는 점이다. 전력당국은 최소발전용량이 발전기의 기술적 특성을 기반으로 설정된 값이기에 하향 조정이 어렵다고 주장하는 동시에, 최소발전용량의 적정성을 평가하는 기준이나 공식은 존재하지 않는다고 인정했다. 또한, 영업비밀을 이유로 시간별 필수운전 발전기 지정 목록·사유 및 발전기별 최소발전용량 수준을 공개하지 않는다. 즉, 재생에너지 출력제어가 발생시 운전 중인 중앙급전발전기는 어떤 사유로 얼마만큼 운전이 보장됐는지 검토할 방법이 부재하다.

최소발전용량 하향 조정

출력제어를 최소화하기 위해 주요국들은 제도 개선에 나서고 있으며,[7] 국내에서도 일부 진전이 있었다. 2024 년 4 월, 제주 필수운전 발전기에 '**최소발전용량 이하 운전시 출력하한치**'(이하 '**출력하한치**')가 적용되면서, 필요시 최소발전용량 이하로 운전할 수 있게 되었다. 그러나 출력하한치는 제주도에 위치한 일부 발전기에 한정하여 적용되었으며,[8] 하향 조정 이후에도 평균 최소발전용량 비중은 여전히 해외 권고 수준을 상회하는 47%에 달한다. 출력하한치 설정을 위한 자료 역시 제주도에 한해서만 필수 제출 자료로 변경되었으며, 육지에서는 여전히 선택 사항으로 남아 있다 (동 규칙 [별표 34] 제 7.4.3 조 제 3 항).

[5] 의원실 자료요청
[6] Agora Energiewende (2017). "Flexibility in thermal power plants - With a focus on existing coal-fired power plants".
[7] 일본: 2024 년 화력발전소의 최소발전용량을 기존 50%에서 30%로 하향 조정, 인도: 2023 년 기존 70%에서 55%로 조정한 데 이어 40% 달성을 위한 로드맵을 수립, 중국: 2019 년 설비 개조와 보상 체계 도입을 통해 기존 60~70%였던 하한치를 30~40%로 낮춤.
[8] 해당 발전기(전력시장운영규칙 개정 내용, 제 24-긴급 3 차): 남제주#1,2(최소발전용량 60→39), 제주기력#2,3(42→28), 제주내연#1,2(26→24), 제주복합#1,2(78→58)

3. 분석 방법론

본 연구는 2022 년 9 월부터 2024 년 3 월까지[9] 제주도에서 발생한 풍력 및 태양광 출력제어 시점을 대상으로, 2024 년 4 월부터 적용된 출력하한치가 사전에 도입되었을 경우 재생에너지원이 추가적으로 공급할 수 있었던 전력량을 분석하였다. 연구의 기본 가정은 다음과 같다. 2024 년 4 월 이후 적용된 출력하한치가 동일한 발전기에 대해서는 과거에도 적용될 수 있었을 것이며, 따라서 적용 이전 높은 최소발전용량으로 인해 재생에너지의 불필요한 출력제어가 발생했을 가능성이 존재한다.

데이터 수집

제주도 내 개별 발전기의 세부 발전량 정보가 제공되지 않아, 본 연구는 다음의 자료를 활용하여 개별 발전기의 발전량을 추정하여 분석을 수행하였다.

1. 2022 년 9 월부터 2024 년 3 월까지의 태양광 및 풍력 발전 출력제어 기록
2. 출력제어 발생 시점의 중앙급전자원 최소출력 (필수운전 발전기 최소발전용량 총합)
3. 출력제어 발생 시점의 연료원별 시간대별 발전량
4. 출력제어 발생 시점의 발전기별 출력하한치
5. 2022 년부터 2024 년까지의 발전기별 예방정비 계획

시나리오 분석

본 연구는 2022 년 9 월부터 2024 년 3 월까지의 기간 동안, 풍력과 태양광 발전이 전력망 한계나 운영 제약으로 인해 감축된 시점을 분석 대상으로 삼았다. 1) 먼저 각 시점마다 가스, 바이오, 석유 발전기의 최소출력을 조합하여 가능한 모든 경우의 수를 만들어 총 4,096 개의 조합이 도출되었다. 2) 이 중에서 해당 시점의 중앙급전자원 최소출력과 일치하는 조합만을 선택하였다. 재생에너지 출력제어가 발생한 상황에서는, 필수운전 발전기 외의 다른 발전기는 실제로 투입되지 않았을 것으로 가정하였고, 이를 통해 감축이 발생한 시점에서의 발전기 운영 조건을 추정하였다.

추정된 발전기 조합의 수를 줄이기 위해 세 가지 주요 필터를 적용하였다. 1) 예방정비 계획 검증: 해당 시점에 정지 상태였던 발전소가 포함된 조합은 제외하였다. 2) 연료 사용 검증: 연료별 발전량 데이터에 따라 실제 발전량이 0 이었던 연료를 포함하는 조합은 제외하였다. 3) 중복 조합 제거: 동일한 발전소가 동일한 용량으로 반복되는 경우, 하나만 남기고 나머지는 제외하는 과정을 통해 최종적으로 현실성 있는 조합만 남겼다.

위의 과정을 통해 해당 시점에 필요한 발전기 조합을 도출하였으며, 그 결과를 바탕으로 연료별 발전량을 발전기 용량과 운전 상태를 기준으로 추정하였다. 이후 각 조합에 대해, 발전기별 출력하한치와 실제 발전량 중 더 낮은 값을 기준으로 2024 년 4 월부터 실시된 출력하한치를 적용하여 추가적으로 감축이 가능했던 발전량을

[9] 제주도에 출력제어가 발생하기 시작한 시점부터 ('24 년 4 월) 출력하한치가 적용되기 직전

산정하였다. 이 값과 해당 시점의 재생에너지 출력제어량을 비교하여 두 값 중 더 작은 값을 선택함으로써, 출력하한치 적용 시 추가로 수용이 가능했을 재생에너지 발전량을 추정하였다. 마지막으로, 태양광과 풍력의 출력제어 비중을 반영하여 전체 출력제어량을 분배하고, 이를 토대로 태양광과 풍력 각각에 대해 추가로 도입이 가능했을 재생에너지 발전량을 산정하였다.

주어진 데이터를 보수적으로 분석하기 위해서, 분석 시점마다 출력하한치와 실제 발전량 중 더 작은 값을 기준으로 하였으며, 실제 발전량이 출력하한치보다 큰 경우 그 차이는 전력망 안정성이나 기타 기술적 요인 때문에 필요한 용량으로 간주하였다. 예를 들어, 해당 시점의 출력하한치가 30 MW 이고 실제 발전량이 35 MW 인 경우, 차이인 5 MW 는 하향된 출력하한치가 적용되더라도 줄일 수 없는 값으로 보았다. 따라서 최종 발전량은 하향된 출력하한치(예 20 MW) + 불가피한 추가 용량(5 MW) = 25 MW 로 산정하였다.

배출량 및 연료비용

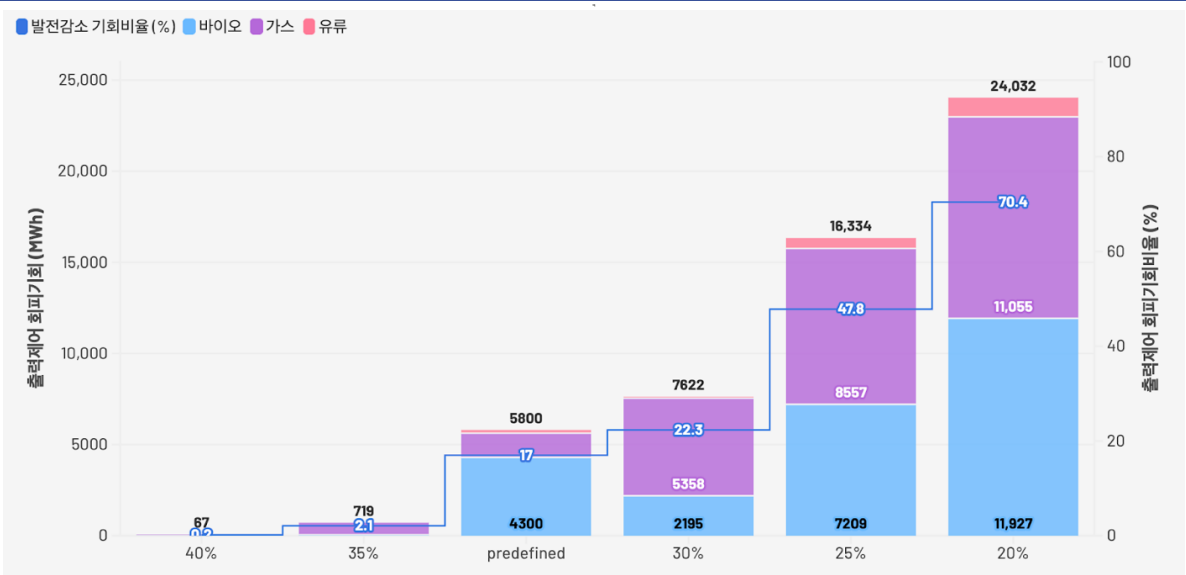
2024 년 4 월 출력하한치 적용을 가정 시 화석연료 사용 감축으로 회피가 가능했을 이산화탄소 (CO_2) 배출량 및 연료비용을 계산하였다. 화석연료의 배출계수는 온실가스 인벤토리 가이드라인의 배출계수 (중유: 21.25, 천연가스 LNG: 15.28)를 따랐으며, 바이오중유의 경우 중유와 배출계수가 동일하다고 가정하였다. 연료비용은 전력거래소의 정보통계정보시스템에 공개된 연료원별 연료비단가를 사용하였다.

4. 분석 결과

재생에너지 추가 발전량

2024 년 4 월부터 적용된 최소발전용량 이하 출력하한치의 효과와, 발전기 단위 용량 대비 출력하한치를 단계적으로 완화했을 때의 재생에너지 출력제어 감소 가능성을 정량적으로 분석하였다. 분석기간 동안 누적 출력제어량 중 분석에 포함된 출력제어량(34150 MWh)[10]을 기준으로, 각 시나리오별 회피 가능 수준을 산출하였다. 2024 년 4 월에 하향된 최소발전용량('Predefined')을 적용 시, 누적 출력제어 대비 약 17%(5,800 MWh)의 재생에너지 출력제어를 회피할 수 있는 것으로 나타났다. 발전기 단위 용량 대비 출력하한치를 기존보다 낮출수록 재생에너지 출력제어 회피 효과는 더욱 커졌다. 구체적으로, 출력하한치 30% 시나리오에서 출력제어 회피 효과는 약 22%(7,623 MWh), 25% 시나리오에서 약 48%(16,334 MWh), 20% 시나리오에서 약 70%(24,032 MWh)로 나타났다 [그림 2]. 특히 출력하한치 25% 이하 구간에서는 출력제어 회피 효과가 크게 증가하여, 출력제어 완화 정책의 실질적 효과성이 두드러지게 확인되었다.

[그림 2] 분석기간 동안 출력하한치 감소를 통한 출력제어 회피 효과 (좌, MWh) 및 분석에 포함된 누적 출력제어 대비 발전량 회피기회 (우, %)

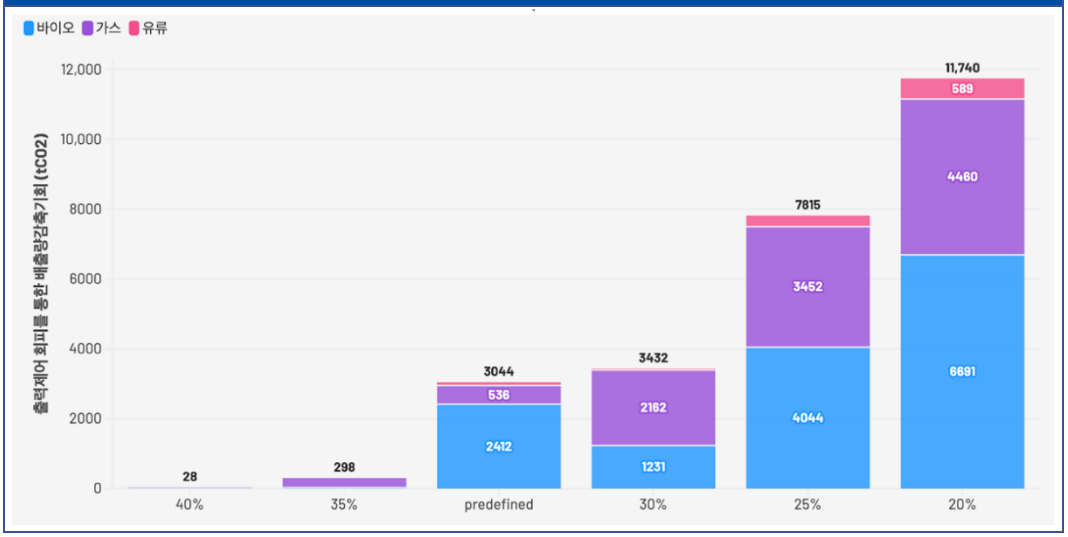


[10] 2022 년 9 월부터 2024 년 3 월까지 실제 누적 출력제어량(62,621 MWh)의 절반 가량

배출량 감축기회

출력제어가 회피되었을 경우에 최소 28t(40% 시나리오)에서 최대 11,740t(20% 시나리오)의 이산화탄소 배출이 감축될 수 있었으며, 2024 년 4 월에 하향된 최소발전용량('Predefined')을 적용 시, 3,044t 의 이산화탄소 배출이 감축될 수 있었음이 확인되었다 [그림 3].

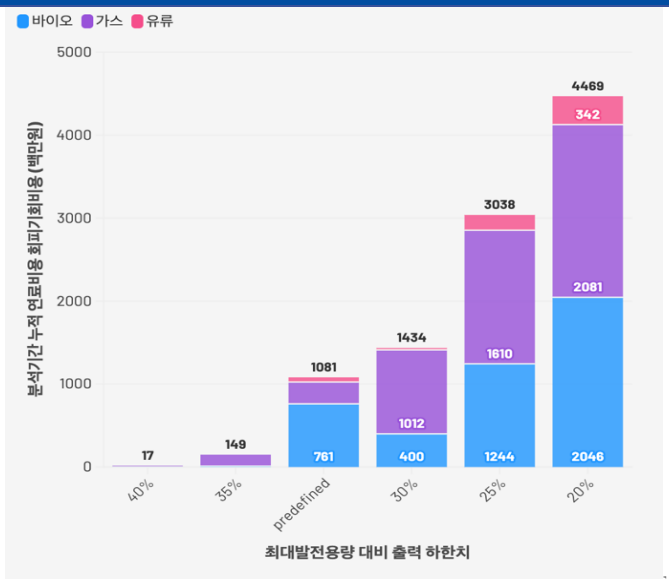
[그림 3] 분석기간 누적 출력제어 회피를 통한 배출량 감축기회 (tCO_2)



연료비용

동일 기간 동안 시나리오별로 출력제어 감소에 따른 연료비용 및 정산비용 절감 효과, 즉 회피기회비용을 추정하였다. 2024 년 4 월 개정된 출력하한치를 적용할 경우, 약 10 억원의 연료비용이 절감될 수 있었으며, 시나리오에 따라 최대 45 억원까지 절감이 가능했을 것으로 추정되었다 [그림 4].

[그림 4] 분석기간 누적 연료비용 회피기회비용 (백만원)

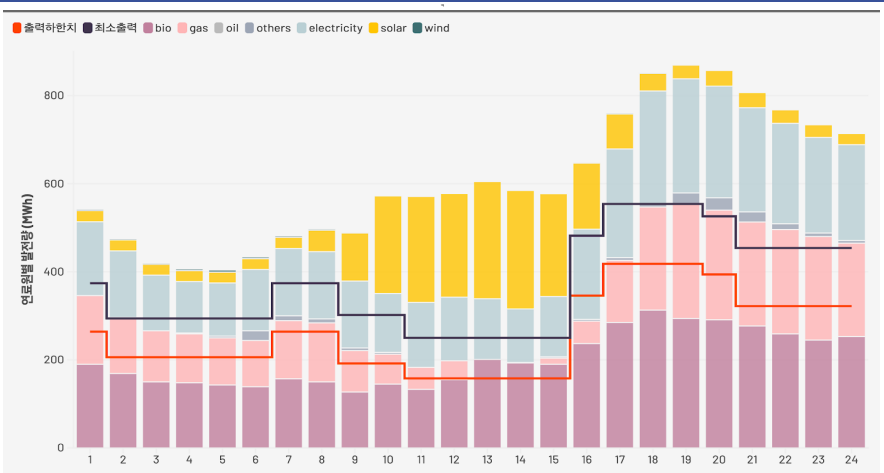


재생에너지 입찰제도 도입 이후

2024 년 6 월, 재생에너지 입찰제도 도입 이후, 표면적으로는 출력제어 문제가 해결된 것으로 보인다. 그러나 이는 실제로 출력제어가 사라진 것이 아니라, 시장 메커니즘 속에서 재생에너지 역시 입찰 경쟁에 참여하게 되었고, 낙찰되지 못한 재생에너지원이 발전 기회를 잃음으로써 전력 공급에서 제외된 결과로 보는 것이 타당하다. 다시 말해, 출력제어의 형태가 강제적 제어에서 시장 기반의 선택 배제로 전환된 것에 불과하다. 재생에너지가 0 원/kWh 이하로만 입찰을 할 수 있다는 점을 고려한다면, SMP 가 0 원/kWh 이하인 시점에 대해서는 일부 재생에너지가 낙찰되지 못했을 가능성이 높음을 시사한다.

따라서 이 시점에 대해서, 추가적인 재생에너지 발전량이 충분히 있었음을 가정하여 분석한 결과, 다음의 결과를 얻을 수 있다. 최소발전량용량 이하 출력하한치를 필수운전 발전기의 출력하한치로 적용하였을 경우, 분석 시점에 따라서 최대 195 MWh(중위값 67 MWh, 표준편차 49 MWh)의 재생에너지가 추가 발전될 수 있다. 혹은 필수운전 발전기를 최소발전용량까지만 가동할 경우, 최대 99 MWh (중위값 2 MWh, 표준편차 19 MWh)의 재생에너지가 추가 발전될 수 있는 것으로 분석되었다 [그림 5].

[그림 5] 재생에너지 입찰제도 도입 이후 특정 시점 연료원별 발전량과 최소출력 및 출력하한치 비교



5. 결론

본 연구는 제주와 육지에서 증가하는 재생에너지 출력제어 문제를 완화하기 위해, 최소발전용량 하향 조정의 효과를 정량적으로 검토하였다. 분석 결과, 2024 년 4 월 출력하한치만 적용하더라도 누적 출력제어의 약 17%가 회피 가능하며, 최소발전용량을 더 낮출 경우 효과는 비선형적으로 확대되어 25% 시나리오에서는 약 48%, 20% 시나리오에서는 약 70%의 출력제어 회피 효과가 확인되었다. 이와 함께 CO_2 배출은 최소 3,000 톤에서 최대 11,700 톤까지 줄일 수 있었으며, 연료비용 역시 최대 45 억 원가량 절감될 수 있는 것으로 나타났다 [표 3]. 이는 최소발전용량 하향 조정이 단순한 기술적 조치에 그치지 않고, 온실가스 감축과 비용 절감 측면에서도 매우 효과적인 수단임을 보여준다.

[표 3] 최소발전용량 시나리오 별 재생에너지 발전량(출력제어 완화), 탄소 배출량, 연료비용

시나리오	재생에너지 추가 발전(%)	탄소배출 감축기회(tCO_2)	연료비용 회피 (백만원)
24.4. 수준	17	3,044	1,081
30%	22	3,432	1,434
25%	48	7,815	3,038
20%	70	11,740	4,469

한편, 2024 년 6 월 제주에 도입된 재생에너지 입찰시장은 강제적 출력제어가 시장 기반의 선택적 출력 배제로 전환된 것에 불과하다. 따라서 단순히 출력제어 통계만으로 재생에너지 수용성을 평가하기는 어렵다. 공급할 수 있었으나 낙찰되지 못한 재생에너지의 규모까지 고려해야 하며, 최소발전용량 인하와 같은 구조적 대책을 통해 재생에너지 수용성을 실질적으로 제고해야 한다.

이에 따라 정책적으로는 다음과 같은 개선이 필요하다:

첫째, 최소발전용량을 단계적으로 국제 권고 수준(20~40%)까지 인하하는 로드맵을 수립해야 한다.
둘째, 발전기별 최소발전용량 산정 근거와 필수운전 발전기 지정 사유를 공개하여 투명성을 높이고, 이를 기반으로 합리적 검증 체계를 마련해야 한다.
셋째, 제주에서 시행된 출력하한치 하향 조치가 육지 계통에도 동일하게 적용되고, 제주 역시 최소발전용량을 추가로 낮추기 위한 노력을 지속해야 한다.

결론적으로, 시장 제도 개선만으로는 출력제어 문제를 근본적으로 해결하기 어렵다. 필수운전과 최소발전용량 수준을 구조적으로 낮추는 것이야말로 재생에너지 수용성을 확대하고, 전력계통 유연성을 강화하며, 에너지 전환을 효율적으로 달성하는 가장 직접적이고 비용 효율적인 방안임을 본 연구는 확인하였다. 따라서 향후 제주와 육지 모두에서 최소발전용량 인하를 중심으로 한 정책적 전환이 시급히 이루어져야 할 것이다.

SFO°C

제주 출력제어 사례로 본 최소발전용량 하향 조정의 편익

발간월	2025 년 10 월
저자	주다윤 기후솔루션 전력시장계통팀 연구원 홍상현 플랜잇 수석연구원
도움주신 분	한가희 기후솔루션 전력시장계통 팀장 김건영 기후솔루션 전력시장계통팀 변호사
모델링 자문	플랜잇
표지 디자인	Nature Rhythm
문의	주다윤 | dayoon.joo@forourclimate.org

기후솔루션(Solutions for Our Climate)은 전 세계 온실가스 감축 및 올바른 에너지 전환을 위해 활동하는 비영리법인입니다. 리서치, 법률, 대외 협력, 커뮤니케이션 등의 폭넓은 방법으로 기후위기를 해결할 실질적 솔루션을 발굴하고, 근본적인 변화를 위한 움직임을 만들어 나갑니다.

플랜잇(PLANiT)은 에너지 전환 시대의 복잡한 정책과 투자 환경 속에서 정부와 산업이 데이터 기반의 합리적 의사결정을 내릴 수 있도록 지원하는 모델 기반 분석 연구기관입니다. 우리는 투명한 데이터, 오픈소스 모델, 그리고 지속적인 협력 네트워크를 통해, 파트너들이 추구하는 비전과 미션의 실현을 돕고 있습니다.